

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ И МЕЖДУНАРОДНЫХ ОТНОШЕНИЙ
имени Е.М. Примакова
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

Мировой рынок нефти в процессе перемен

Под редакцией
д.э.н. С.В. Жукова

Москва
ИМЭМО РАН
2017

УДК 339.166.2

ББК 65.422.5

Миро 64

Серия «Библиотека Национального исследовательского института
мировой экономики и международных отношений имени Е.М. Примакова»

Рецензенты:

член-корреспондент РАН, доктор экономических наук, профессор И.С. Королев,
кандидат географических наук А.И. Громов

Авторский коллектив:

С.В. Жуков, С.А. Золина, И.А. Копытин, М.В. Крамской, А.С. Рева, М.В. Сеницын

Миро 64

Мировой рынок нефти в процессе перемен / Под ред. С.В. Жукова. – М.: ИМЭМО
РАН, 2017. – 118 с.

ISBN 978-5-9535-0514-7

DOI:10.20542/978-5-9535-0514-7

В монографии проанализирована трансформация мирового рынка нефти по всей цепочке создания добавленной стоимости. В фокусе исследования: роль финансового рынка в развитии сектора трудноизвлекаемой нефти в США в различных фазах ценовой конъюнктуры; адаптация бизнес-моделей крупнейших мировых частных вертикально-интегрированных нефтяных компаний к новым условиям развития; функциональная роль глобальных нефтетрейдеров на мировом рынке нефти; трансформация мировой нефтепереработки под влиянием «сланцевой революции» и сдвига спроса на нефть в страны АТР; перестройка глобальных торговых потоков сырой нефти и нефтепродуктов под новую конфигурацию спроса и предложения; корректировка стратегии бразильской национальной государственной нефтяной компании Petrobras по трансформации в глобальную энергетическую компанию под влиянием снижения цены нефти и риска глобального пика спроса на нефть; перспективы электрификации легкового автотранспорта в Индии.

World Oil Market in the Process of Change/ Zhukov S.V., ed. – Moscow, IMEMO, 2017. – 118 p.

ISBN 978-5-9535-0514-7

DOI:10.20542/978-5-9535-0514-7

The monograph analyses the world oil market transformation across the entire value-added chain. The study focuses on the following issues: the role of financial market in the US tight oil sector development under different oil price environment; adjusting corporate strategies of the world largest private vertically integrated oil companies to new market demands; functional role of global oil traders at the world oil market; world refining transformation under the influence of «shale revolution» and oil demand shift towards Asia Pacific region; restructuring of global flows of crude oil and petroleum products in accordance with the new demand-supply configuration; correction in the globalization strategy of the national state company Petrobras (Brazil); perspectives of passenger car transport electrification in India.

Публикации ИМЭМО РАН размещаются на сайте <http://www.imemo.ru>

ISBN 978-5-9535-0514-7

© ИМЭМО РАН, 2017

© Коллектив авторов, 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	5
Глава 1. Финансовые рынки как фактор развития сектора неконвенциональной нефти в США	8
Глава 2. Супермейджеры и национальные государственные нефтяные госкомпании в новой структуре мирового рынка нефти: тест на состоятельность бизнес-моделей	19
Глава 3. Стратегия Petrobras по трансформации в глобальную нефтегазовую компанию: адаптация к новым реалиям мирового рынка нефти	38
Глава 4. Функциональная роль глобальных нефтетрейдеров на мировом рынке нефти	52
Глава 5. Тенденции развития мировой нефтепереработки	60
Глава 6. Сдвиги в мировой торговле сырой нефтью и нефтепродуктами	80
Глава 7. Перспективы электроавтомобилизации Индии	100
Литература и источники	112

Введение

Предлагаемая вниманию читателя монография является продолжением исследования «Трансформация мирового рынка нефти», опубликованного Центром энергетических исследований ИМЭМО РАН в 2016 г. Под влиянием ускоряющихся экономических, технологических и политических факторов мировой рынок нефти быстро меняется, что требует анализа и осмысления новых и намечающихся тенденций его развития. В настоящей работе рассмотрены все фазы цепочки создания добавленной стоимости в нефтяном комплексе – от добычи до реализации сырой нефти и нефтепродуктов, а также риски со стороны спроса на нефть.

В главе «Финансовые рынки как фактор развития сектора неконвенциональной нефти в США» (С.А. Золина) проведен анализ чувствительности сектора неконвенциональной нефти в США к динамике нефтяных цен и механизмов адаптации сектора к колебаниям цены нефти, включая повышение эффективности и сокращение издержек разработки низкопроницаемых пластов. Сектор американской трудноизвлекаемой нефти уже протестирован в условиях трех циклов ценовой конъюнктуры – роста нефтяных котировок, их резкого падения и постепенного восстановления после достижения соглашения странами ОПЕК и не-ОПЕК об ограничении нефтедобычи. Анализ показал, что благодаря в том числе поддержке со стороны финансовых рынков сектор продемонстрировал высокую устойчивость к снижению нефтяных котировок во второй половине 2014 г. и их стабилизации на пониженном уровне. Снижение добычи нефти на американских сланцевых формациях в годовом выражении произошло лишь в 2016 г., с начала 2017 г. добыча вновь вышла на траекторию поступательного роста.

Затянувшийся период пониженной относительно ее прежних значений цены нефти, и новые риски мирового рынка нефти усилили внимание к проблеме адекватности сложившихся бизнес-моделей крупных нефтяных компаний к изменившимся условиям развития. Ряд исследователей высказали гипотезу, что проверку на состоятельность проходит традиционная бизнес модель крупных вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК). В главе «Супермейджеры и национальные государственные нефтяные госкомпании в новой структуре мирового рынка нефти: тест на состоятельность бизнес моделей» (И.А. Копытин) обосновано, что говорить об исчерпанности традиционной модели нефтяных супермейджеров преждевременно. Установлено также, что самыми сильными конкурентными позициями в предстоящие десятилетия будут отличаться национальные государственные нефтяные компаний стран–нефтеимпортеров, особенно Китая и до некоторой степени Индии.

В главе «Стратегия Petrobras по трансформации в глобальную нефтегазовую компанию: адаптация к новым реалиям мирового рынка нефти» (М.В. Крамской) рассмотрена адаптация стратегии национальной нефтяной компании Бразилии Petrobras по трансформации в глобальную нефтегазовую компанию. Адаптация идет через приватизацию непрофильных активов и сокращение инвестиционной активности. Параллельно правительство Бразилии либерализовало режим привлечения иностранных инвестиций в сектор нефтедобычи и тем самым существенно облегчило для Petrobras возможности для формирования стратегических альянсов с крупнейшими мировыми нефтяными компаниями, заинтересованными в освоении глубоководных месторождений подсолевого горизонта в бразильской офшорной зоне.

Впервые в отечественной литературе в главе «Функциональная роль глобальных нефтетрейдеров на мировом рынке нефти» (И.А. Копытин) проанализирована роль, которую на мировом рынке нефти играют независимые трейдинговые компании, специализирующиеся на торговле сырьем, включая нефть и нефтепродукты (Vitol, Trafigura, Mercuria, Glencore и др.). Постоянные локальные дисбалансы между спросом и

предложением сырой нефти и нефтепродуктов создают объективную потребность в рыночных игроках, способных устранить эти дисбалансы. Функциональная роль нефтетрейдеров на мировом рынке нефти – обеспечение локальной (в данной географической точке) сбалансированности спроса и предложения посредством проведения арбитражных операций с физической нефтью и нефтепродуктами, опираясь на транспортно-логистические цепочки, мощности по хранению и переработке нефти. Установлено, что глобальные нефтетрейдеры – это холдинговые структуры, объединяющие под крышей материнской компании разветвленную сеть дочерних предприятий, широко диверсифицированных по географическому признаку. Такая корпоративная структура позволяет гибко подстраивать бизнес-операции, во-первых, под разнородные активы, во-вторых, под различные географические регионы и субрегионы и страны. Принципиальное значение имеют также возможности, открываемые холдингом для риск-менеджмента – при возникновении проблем различного рода «дочку» легко сбросить без ущерба для центра холдинга.

В главе «Тенденции развития мировой нефтепереработки» (С.В. Жуков, М.В. Сеницын) представлены тенденции перестройки мирового нефтеперерабатывающего комплекса, включая глобализацию сектора нефтепереработки в США; модернизацию нефтепереработки в странах Персидского Залива; опережающее развитие нефтеперерабатывающих мощностей в Китае; дуальную структуру сектора нефтепереработки в Индии. Рассмотрены проблемы развития мировой нефтепереработки, связанные с утяжелением конвенциональной нефти и «революцией трудноизвлекаемой нефти» в США. Особое внимание уделено конкуренции с субститутами нефтепродуктов, которая усиливается во многом под влиянием ужесточения национального и международного законодательства по выбросам вредных веществ в атмосферу.

Решающее влияние на динамику и структуру экспортно-импортных потоков сырой нефти в последние десять-пятнадцать лет оказали четыре фактора: во-первых, опережающий экономический рост в странах АТР; во-вторых, «революция неконвенциональных углеводородов» в Северной Америке; в-третьих, политика ведущих стран ОПЕК по сохранению ниш на рынке нефти; в-четвертых, постепенное исчерпание запасов нефти в бассейне Северного моря. Также на глобальные потоки сырой нефти оказали и продолжают оказывать влияние такие факторы как введение и снятие эмбарго в отношении импорта иранской нефти соответственно в середине 2012 г. и январе 2016 г. и уход с рынка с последующим постепенным возвращением значительных объемов ливийской нефти после крушения режима Каддафи. Эти и связанные факторы проанализированы в главе «Сдвиги в мировой торговле сырой нефтью и нефтепродуктами» (М.В. Сеницын).

Индия занимает пятое место по объемам продаж легковых автомобилей. Согласно объявленной позиции правительства, Индия к 2030 г. может полностью отказаться от использования автомобилей с двигателем внутреннего сгорания и перейти на электромобили. Идеология ускоренной электрификации является частью общего процесса трансформации индийского топливно-энергетического баланса в пользу новых возобновляемых источников энергии. Электрификация транспорта может помочь развитию новых источников энергии, а также параллельно снизить нагрузку на платежный баланс страны. По зависимости от импорта нефти Индия обходит даже Китай. Проведенный в главе «Перспективы электроавтомобилизации Индии» (А.Р. Рева) анализ индийского автомобилестроения и экономических факторов показал слабую вероятность реализации заявленных планов в указанные сроки.

Авторский коллектив монографии:

- Введение – д.э.н. С.В. Жуков;
- Глава 1 – С.А. Золина;

- Глава 2 – к.э.н. И.А. Копытин;
- Глава 3 – М. В. Крамской;
- Глава 4 – к.э.н. И.А. Копытин;
- Глава 5 – д.э.н. С.В. Жуков, М. В. Сеницын;
- Глава 6 – М. В. Сеницын;
- Глава 7 – А. Р. Рева.

Финансовые рынки как фактор развития сектора неконвенциональной нефти в США

Несмотря на молодость, сектор неконвенциональных углеводородов в США уже протестирован в условиях трех циклов ценовой конъюнктуры – роста нефтяных котировок, их резкого падения и постепенного восстановления после достижения соглашения странами ОПЕК и не-ОПЕК об ограничении нефтедобычи. Сектор продемонстрировал высокую устойчивость к снижению нефтяных котировок во второй половине 2014 г. и их стабилизации на пониженном уровне. Снижение добычи нефти на американских сланцевых формациях в годовом выражении произошло лишь в 2016 г., с начала 2017 г. добыча вновь вышла на траекторию поступательного роста. Глава посвящена анализу чувствительности сектора неконвенциональной нефти в США к динамике нефтяных цен и механизмов адаптации сектора к колебаниям цены нефти, включая повышение эффективности и сокращение издержек разработки низкопроницаемых пластов, а также, главным образом, поддержку добывающих компаний со стороны финансового сектора.

1. Адаптация сектора неконвенциональной нефти к снижению нефтяных котировок

Несмотря на то, что цена WTI снизилась к февралю 2016 г. по сравнению с июнем 2014 г. более чем на 70%, сектор неконвенциональных углеводородов продемонстрировал высокую устойчивость к снижению нефтяных котировок, существенно бóльшую, чем это предполагалось ранее. Так, добыча нефти на американских низкопроницаемых формациях начала снижаться со значительным временным лагом по сравнению с резким снижением нефтяных котировок (рисунок 1). По оценкам Администрации энергетической информации, добыча трудноизвлекаемой нефти в США не сокращалась вплоть до начала 2015 г., а в сентябре 2016 г. снизилась до минимального уровня после начала понижательного ценового цикла – 4,11 млн. баррелей в день, что на 12% ниже пикового уровня марта 2015 г. С начала 2017 г. добыча трудноизвлекаемой нефти в США вновь вышла на траекторию устойчивого роста, достигнув в августе нового исторического максимума в 4,75 млн. баррелей в день.

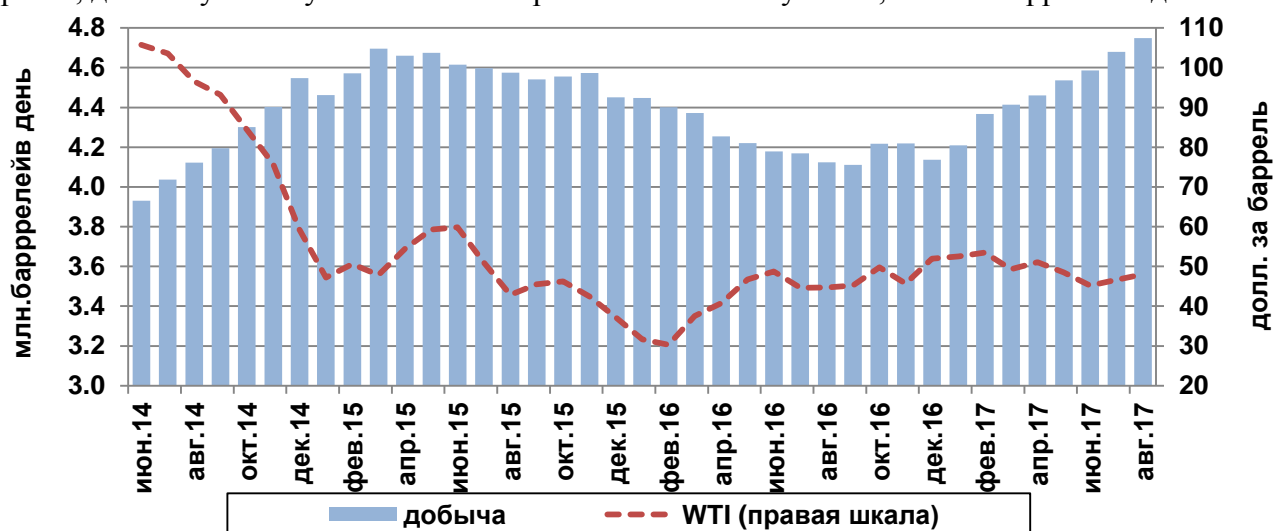


Рисунок 1. Динамика добычи трудноизвлекаемой нефти в США и цены WTI в июне 2014 - августе 2017 гг.

Источник: Администрация энергетической информации министерства энергетики США.

Более чувствительной к ценовой конъюнктуре оказалась динамика числа активных буровых установок в США: в среднем, число активных буровых установок в США реагирует на изменение цены WTI с лагом в четыре месяца. В то же время колебания буровой активности транслируются в изменения объемов добычи с лагом примерно два месяца¹.

О высокой устойчивости сектора неконвенциональных углеводородов в США к снижению нефтяных цен свидетельствует также тот факт, что в отрасли не наблюдалось массовых банкротств. По оценкам юридической компании Haynes and Boone, в 2015–2016 гг. в США в секторе геологоразведки и добычи обанкротилось 96 компаний. В первом полугодии 2017 г. о банкротстве объявили еще 14 компаний (рисунок 2). При этом в мае и июле 2017 г. банкротств в американском секторе геологоразведки и добычи зафиксировано не было. Пик банкротств пришелся на апрель–май 2016 г., что, скорее всего, связано со значительным ухудшением корпоративных финансовых показателей и ужесточением условий кредитования американских нефтегазовых компаний в ходе пересмотра лимитов по кредитным линиям весной 2016 г.

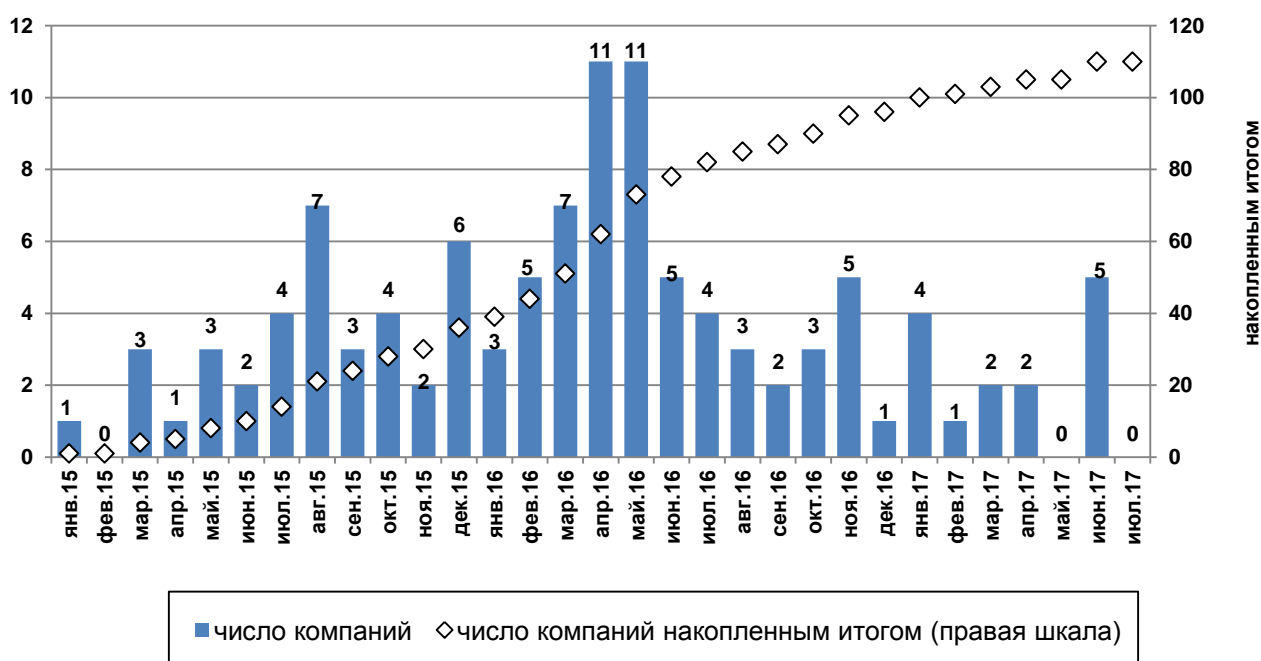


Рисунок 2. Динамика числа объявивших о банкротстве американских нефтегазовых компаний в январе 2015–июле 2017 гг.

Источник: Haynes and Boone, LLP. Op. Cit.

Объем накопленной задолженности объявивших дефолт в 2015–2017 гг. американских компаний в секторе геологоразведки и добычи составил 78 млрд. долларов². Учитывая высокую степень неоднородности компаний в секторе трудноизвлекаемой нефти в США, можно предположить, что банкротства затронули в первую очередь невысокоэффективные компании, нацеленные на постоянное сокращение производственных издержек и использующие стратегию хеджирования от ценового риска, а скорее маленькие компании, ориентированные исключительно на получение денежного потока, достаточного для обеспечения их текущей операционной деятельности.

¹ EIA. U.S. crude oil production expected to increase through end of 2017, setting up record 2018. October 16, 2017. Available at: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=33332&src=email> (accessed 18.10.2017).

² Haynes and Boone, LLP. Oil Patch Bankruptcy Monitor. July 31, 2017.

2. Поддержка со стороны финансовых рынков

Учитывая тот факт, что, по данным Wood Mackenzie, сектор неконвенциональных углеводородов в США на протяжении 28 из 29 кварталов с 2010 г. не генерировал положительный свободный денежный поток³, одним из важнейших механизмов поддержания устойчивости независимых сланцевых производителей стала мощная поддержка со стороны финансовых рынков, в том числе рынка деривативов.

В период высоких цен на нефть финансовые рынки выступили в роли «финансового рычага» сланцевой революции, позволяя нефтегазовым компаниям привлекать значительные объемы заемного финансирования и наращивать инвестиции в добычу. Этому способствовали дешевизна кредита в условиях проводимой ФРС политики поддержания низкой базовой процентной ставки, а также привлекательность операций по кредитованию нефтегазового бизнеса в период высоких цен на нефть. В 2014 г. капитальные вложения в сектор неконвенциональной нефти в США выросли в 6,4 раза по сравнению с 2010 г. и составили 66,5 млрд. долларов⁴.

В период низкой ценовой конъюнктуры тесное взаимодействие между банками и нефтегазовыми компаниями позволило эффективным сланцевым производителям захеджировать от ценового риска значительную часть нефтедобычи и продавать добытую нефть по цене значительно выше текущих котировок, постоянно сокращая при этом производственные издержки. В конце 2016–начале 2017 г., по данным Wood Mackenzie, сланцевые производители нарастили объемы хеджирования. В четвертом квартале 2016 г. контрольная группа нефтегазовых производителей, большую часть которой представляют компании, вовлеченные в американский сектор трудноизвлекаемой нефти, нарастила объем хеджирования до максимального по сравнению с четырьмя предыдущими кварталами уровня. Так, в октябре–декабре 2016 г. 33 компании в секторе геологоразведки и добычи увеличили объем захеджированной добычи на 648 тыс. баррелей в день, что на треть превышает аналогичный показатель за третий квартал года (рисунок 3). В целом на конец марта 2017 г. контрольная группа захеджировала 26% ожидаемой в 2017 г. нефтедобычи, для сравнения за аналогичный период 2016 г. – 24%, 2015 г. – 23%⁵.

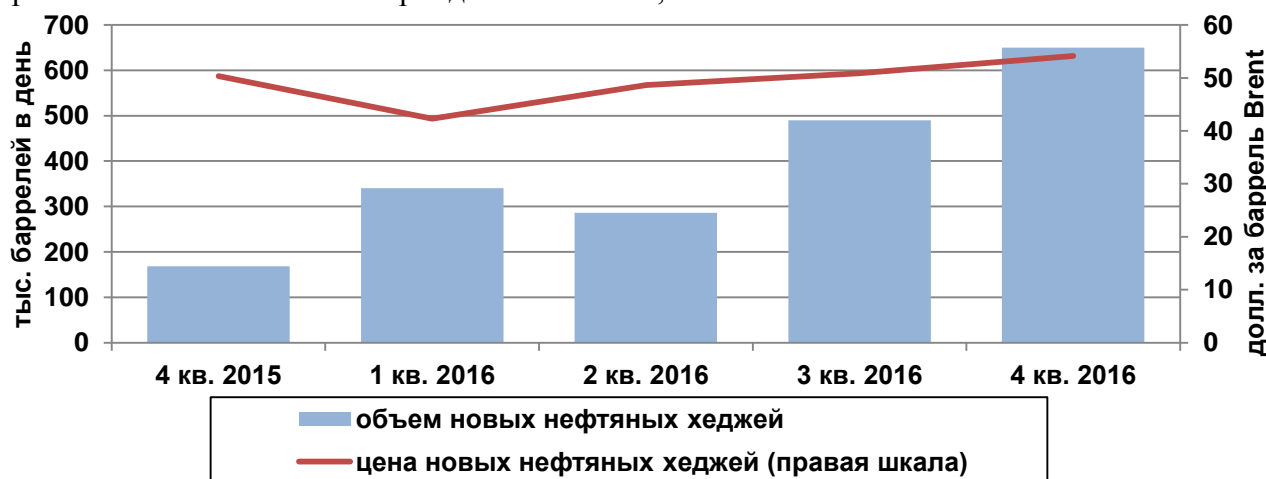


Рисунок 3. Объем и средняя цена новых хеджей на добычу нефти в четвертом квартале 2015–четвертом квартале 2016 гг. по 33 компаниям в секторе upstream

Источник: Surge in oil hedging could worsen US supply glut. Op. Cit.

³ Wood Mackenzie. When will tight oil make money? August 17, 2017. Available at: <https://www.woodmac.com/our-expertise/focus/upstream/when-will-tight-oil-make-money/> (accessed 18.10.2017).

⁴ Carbon Tracker. From Capex Growth to Capital Discipline? - Cost, Risk, and Return Trends in the Upstream Oil Industry. May 8, 2014.

⁵ Surge in oil hedging could worsen US supply glut. Available at: <https://www.woodmac.com/media-centre/12534627> (accessed 18.10.2017).

Однако стоит отметить, что сужающийся спред между ценой хеджирования и рыночной ценой приводит к значительному сокращению финансового результата от хеджирования ценового риска: по предварительным оценкам IHS Markit, выручка от хеджирования по контрольной группе компаний составила в 2016 г. 8 млрд. долларов, что наполовину меньше аналогичного показателя за 2015 г., а в 2017 г. этот показатель может снизиться еще на 94% до всего 500 млн. долларов⁶.

Несмотря на более низкий абсолютный уровень цены нефти, в период восстановления нефтяных котировок после обвала гибкий сектор неконвенциональных углеводородов упрочил свою привлекательность для инвесторов, и финансовый рынок с новой силой включил имеющиеся в его распоряжении рычаги для поддержания нефтедобычи. В первом квартале 2017 г. на рекордные исторические уровни вышли прямые инвестиции в энергетический сектор США – нефтегазовые производители смогли привлечь 19,8 млрд. долларов прямых инвестиций, что почти в три раза превышает аналогичный показатель за первый квартал 2016 г.⁷ Также высококредитованные американские энергетические компании смогли привлечь 26,8 млрд. долларов кредитов, что на 86% превышает объем аналогичных кредитов, полученных в первом квартале прошлого года⁸.

Наиболее актуальный опрос в преддверии осенней переоценки кредитных линий показывает, что подавляющее большинство опрошенных компаний-заемщиков и кредиторов не ожидают существенных изменений базы кредитования (в пределах +/- 10%). При этом значительно меньшая доля респондентов (5%) по сравнению с прошлогодним опросом (13%) ожидают, что компании, столкнувшиеся с недостатком финансовых ресурсов, пойдут на объявление банкротства⁹.

О росте интереса инвесторов к американскому сектору неконвенциональных углеводородов свидетельствует тот факт, что на максимальных исторических уровнях по итогам первого квартала 2017 г. находилась активность нефтегазовых компаний в США по слияниям и поглощениям – в секторе неконвенциональных углеводородов в первом квартале 2017 г. объявлены 28 сделок общим объемом 24,62 млрд. долларов. Абсолютным лидером среди сланцевых формаций по объему таких сделок в первом квартале стал плей Permian – 20 сделок совокупной стоимостью 21,36 млрд. долларов¹⁰.

3. Повышение эффективности и снижение издержек добычи

Одним из важнейших следствий массового притока в сектор финансовых ресурсов стал существенный рост эффективности разработки низкопроницаемых пластов и снижение производственных издержек. Начальный дебит скважины – ключевой показатель для добычи трудноизвлекаемой нефти в связи с резким падением добычи уже в первый год разработки – вырос в 2017 г. в среднем по всем американским сланцевым формациям на треть по сравнению с 2014 г. (рисунок 4). Наибольший прирост начального дебита скважины

⁶ North American E&P companies wager big, hedging 24% of 2017 production. Available at: <http://www.worldoil.com/news/2017/1/10/north-american-ep-companies-wager-big-hedging-24-of-2017-production> (accessed 18.10.2017).

⁷ Reuters Graphics. Private equity investment in U.S. energy. Available at: <http://fingfx.thomsonreuters.com/gfx/rngs/USA-SHALE-FUNDING/010040ML1DV/index.html> (accessed 18.10.2017).

⁸ Sarah Ponczek. Bankers' fading Fear of Oil Lending is Latest Boon for Shale. Available at: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-04-13/bankers-fading-fear-of-oil-lending-is-latest-boon-for-shale> (accessed 31.05.2017).

⁹ Haynes and Boone, LLP. Borrowing Base Redeterminations Survey: Fall 2017. October 4, 2017.

¹⁰ PwC reports record-high US oil, gas M&A deal value for first quarter. Available at: <http://www.ogj.com/articles/2017/04/pwc-reports-record-high-us-oil-gas-m-a-deal-value-for-first-quarter.html> (accessed 18.10.2017).

произошел на формации Permian Delaware, которая до настоящего времени находилась в значительной мере в режиме тестовой разработки и обладает значительным потенциалом наращивания добычи.

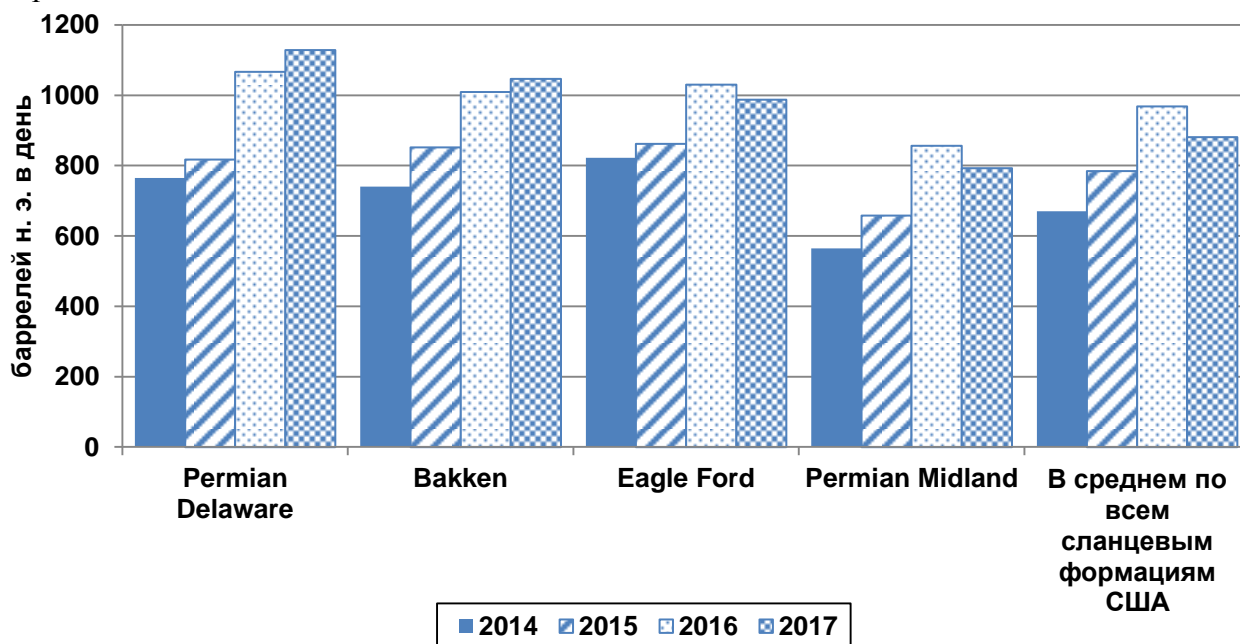


Рисунок 4. Средний начальный дебит (за первые 30 дней) скважины на основных сланцевых формациях США.

Источник: Rystad Energy. US Shale - recovery amid low oil prices. August 2017. Available at: <https://www.rystadenergy.com/NewsEvents/Newsletters/EandP/eandp-newsletter-august-2017> (accessed 18.10.2017).

Рост среднего начального дебита скважины на сланцевых формациях был обеспечен главным образом за счет перехода в наиболее продуктивные участки пласта с более низкой ценой отсечения, совершенствования процесса гидроразрыва пласта (ГРП) и наращивания длины горизонтальных участков скважин. Низкие цены на нефтесервисные услуги и компоненты для ГРП в период пониженной ценовой конъюнктуры позволили сланцевым производителям тестировать растворы для ГРП с большим содержанием проппанта и жидкости. Об этом свидетельствуют данные Rystad Energy – на сланцевой формации Permian Delaware во втором квартале 2017 г. загрузка проппанта в скважину выросла на 57% по сравнению с четвертым кварталом 2014 г., а использование жидкости – на 60%, средняя длина горизонтальных участков скважин за тот же период выросла на треть¹¹.

Повышение технологической эффективности разработки низкопроницаемых пластов, снижение издержек на нефтесервисные услуги и поддержка со стороны финансовых рынков привели к значительному сокращению издержек добычи трудноизвлекаемой нефти (рисунок 5). По данным консалтинговой компании Rystad Energy, «цена безубыточности» добычи трудноизвлекаемой нефти в среднем по США в 2016 г. снизилась на 46% по сравнению с 2014 г.

¹¹ Rystad Energy. Behind the scenes of Permian Delaware success. September 2017. Available at: <https://www.rystadenergy.com/NewsEvents/Newsletters/UsArchive/shale-newsletter-september-2017> (accessed 18.10.2017).

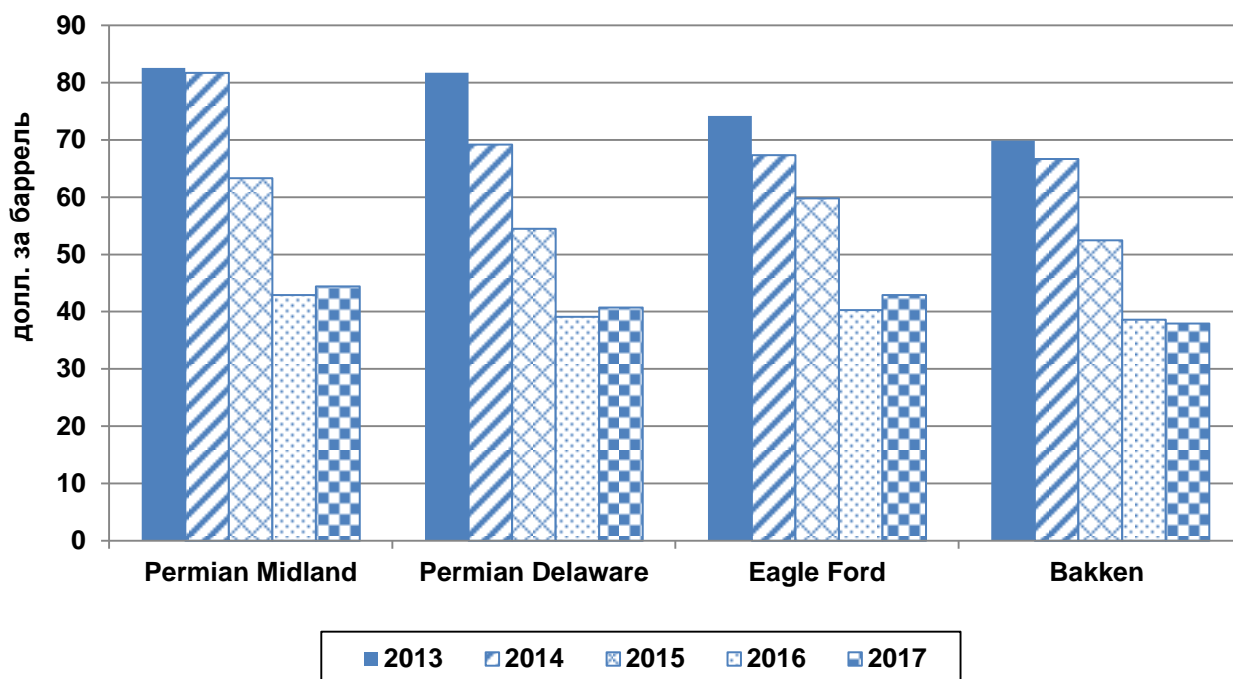


Рисунок 5. Rystad Energy: оценки «цены безубыточности» добычи нефти на американских сланцевых формациях в 2013 -2017 гг.

Источник: Rystad Energy. Behind the scenes of Permian Delaware success. Op. Cit.

Средняя цена отсечения для крупнейших сланцевых формаций составит в 2017 г. 38–44 долл. за баррель, при этом стоит отметить, что данный показатель крайне неоднороден среди участников рынка. Так, оценки средней «цены безубыточности» для формации Permian Delaware в 2017 г. составляют 41 долл. за баррель, в то время как ряд высокоэффективных сланцевых производителей имеют издержки ниже 30 долл. на баррель, наиболее низкая цена отсечения у Cimarex Energy (17 долл. на баррель) и EOG Resources (26 долл. за баррель)¹².

4. Факторы риска для добычи нефти на сланцевых формациях

Разброс прогнозов динамики нефтедобычи в США на 2018 г. достаточно широк (рисунок 6). По оценкам Gunvor Group, в 2018 г. добыча нефти и газоконденсатов в США может увеличиться на 800–900 тыс. баррелей в день по сравнению с 600 тыс. баррелей в день в 2017 г.¹³ Однако 2018 г. может оказаться последним годом, когда будет зафиксирован значительный рост нефтедобычи в США. Глобальный нефтетрейдер Vitol ожидает, что прирост добычи нефти в США в 2018 г. составит 500–600 тыс. баррелей в день, однако экономика проектов на сланцевой формации Permian ухудшится из-за повышения производственных издержек и роста цен на продукцию сервисных компаний¹⁴.

¹² Rystad Energy. Behind the scenes of Permian Delaware success. Op. Cit.

¹³ Sell C. OPEC's 'Heavy Lifting' Is Not Done, Says Gunvor's Fyfe. October 12, 2017. Available at: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-10-12/opec-s-heavy-lifting-is-not-done-says-gunvor-s-fyfe-q-a> (accessed 18.10.2017).

¹⁴ Cooper A., Ghaddar A., Zhdannikov D. U.S. oil output may be set for last spike in 2018: Vitol. October 10, 2017. Available at: <https://www.reuters.com/article/us-commodities-summit-vitol/u-s-oil-output-may-be-set-for-last-spike-in-2018-vitol-idUSKBN1CF1MZ> (accessed 18.10.2017).

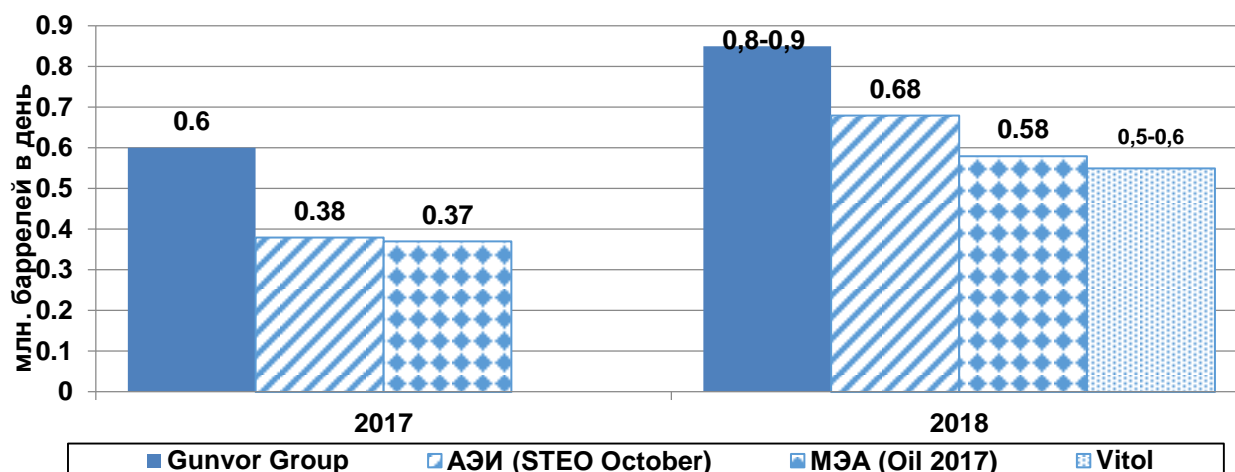


Рисунок 6. Прогнозы прироста добычи нефти в США в 2017 – 2018 гг.

Источники: Sell C. Op. Cit.; Cooper A., Ghaddar A., Zhdannikov D. Op. Cit.; IEA. Oil 2017. Analysis and Forecasts to 2022; EIA. Short-Term Energy Outlook. October 11, 2017.

Появляется, порой неожиданно, все больше свидетельств нарастания проблем у ведущих производителей неконвенциональных углеводородов. Так, один из лидеров «сланцевой революции» Pioneer Natural Resources понизила целевые установки по добыче, указав на необходимость увеличения по сравнению с первоначальными оценками инвестиций в расчете на одну скважину, удлинения срока бурения скважины на пять суток и снижение числа пробуриваемых скважин одной буровой установкой¹⁵. QEP Resources объявила о проблемах с добычей на формации Three Forks в бассейне Williston и на формации Permian, для решения которых пришлось пойти на увеличение издержек.¹⁶

Эти и другие факты говорят о том, что компаниям все труднее быстро наращивать добычу за счет технологических инноваций. В обобщенном виде эта тенденция нашла отражение в снижении добычи нефти из новых скважин в расчете на одну буровую установку (рисунок 7).

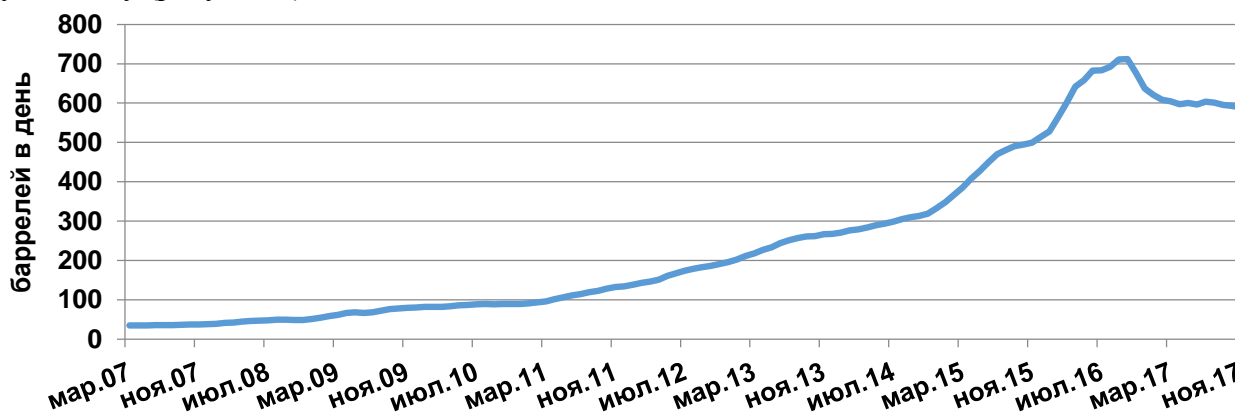


Рисунок 7. Добыча нефти из новых скважин в семи основных регионах по добыче трудноизвлекаемых углеводородов в США в расчете на одну буровую установку в марте 2007–ноябре 2017 гг. (оценка за октябрь и ноябрь 2017 г.)

Источник: EIA. Drilling Productivity Report. October 16, 2017.

¹⁵ Rivas T. Oil And Gas E&P Earnings: GOR'ed. While the focus was on Permian Basin oil and gas ratios, a switch in drill strings may be more significant. August 15, 2017. Available at: <http://www.barrons.com/articles/oil-and-gas-e-p-earnings-gored-1502826252> (accessed 18.10.2017).

¹⁶ DiLallo M. Are Shale Drillers Starting to Scrape the Bottom of the Barrel? October 8, 2017. Available at: <https://www.fool.com/investing/2017/10/08/are-shale-drillers-starting-to-scrape-the-bottom-o.aspx> (accessed 18.10.2017).

Пока неясно, является ли рост издержек временным или постоянным фактором. Также неясно, что лежит в основе повышения цен на сервисные услуги – усиление позиций сервисных компаний или повышенный спрос со стороны добывающих компаний. По мнению одной из крупнейших нефтесервисных компаний мира Halliburton, текущая нехватка оборудования для завершения работы на скважине вызвана опережающим ростом спроса. Причем ближе к концу года следует ожидать повышения использования этого оборудования¹⁷, что может дать толчок нефтедобыче. Не исключено также, что, как это наблюдалось и ранее, сервисеры, реагируя на ухудшение положения добывающих компаний, вновь снизят цены на свою продукцию и услуги с тем, чтобы поддержать спрос и остаться на плаву.

Помимо роста издержек другим даже более важным фактором, способным притормозить сектор неконвенциональной нефти, может стать переход Федеральной резервной системы к политике систематического повышения ставки процента. Зависимость между динамикой краткосрочной процентной ставки (на три месяца вперед) и добычи нефти и конденсатов на американских сланцевых формациях Barnett, Eagle Ford, Bakken и Permian показал проведенный ранее эконометрический регрессионный анализ¹⁸.

На протяжении почти десяти лет инвесторы, используя различные инструменты и возможности финансовых рынков, направляли ресурсы в добычу неконвенциональных нефти и газа, мало обращая внимания на финансово-экономические показатели компаний. Аналитики Morgan Stanley считают, что «инвесторы более не поощряют наращивание добычи любой ценой»¹⁹. Аналитики Sanford C Bernstein & Co. еще более категоричны: «рынки капитала уже четко определились, что хотят (от добывающих компаний). Сокращения расходов, более высокой отдачи и увеличения доходов акционеров»²⁰.

Опираясь на классификацию компаний, оперирующих в американском нефтегазовом секторе, предложенную Ernst & Young²¹, и наличие длинного исторического ряда квартальных статистических данных в базе данных Bloomberg, для трех групп – интегрированные компании (BP, Chevron, ExxonMobil, Royal Dutch Shell), крупные независимые компании и независимые компании (табл. 1) – проведен анализ свободного денежного потока.

Таблица 1.

Фокус-группы независимых компаний в американском нефтегазовом секторе

Крупные независимые компании	Независимые компании
Anadarko Petroleum Corporation	Breitburn Energy Partners LP
Apache Corporation	Carrizo Oil & Gas, Inc.
Cabot Oil & Gas Corporation	Cimarex Energy Co.
Chesapeake Energy Corporation	Concho Resources Inc.
ConocoPhillips	Denbury Resources Inc.
CONSOL Energy Inc.	Encana Corporation
Continental Resources, Inc.	Energen Corporation
Devon Energy Corporation	Gulfport Energy Corporation

¹⁷ HALLIBURTON: Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations (form 10-Q). July 28, 2017. Available at: <http://www.4-traders.com/HALLIBURTON-COMPANY-12871/news/HALLIBURTON-Management-s-Discussion-and-Analysis-of-Financial-Condition-and-Results-of-Operations-24843354/> (accessed 18.10.2017).

¹⁸ Золина, С.А. Прогнозирование добычи трудноизвлекаемой нефти в США [Текст] / С.А. Золина; под ред. С.В. Жукова. – М.: ИМЭМО РАН, 2014. – 130 с.

¹⁹ Alloway T. No More Free Lunch Is the Big Change Under Way in the Oil Market. October 9, 2017. Available at: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-10-09/no-more-free-lunch-is-the-big-change-underway-in-the-oil-market> (accessed 18.10.2017).

²⁰ Ibid.

²¹ EY. US Oil and Gas Reserves Study. 2017. P. 26.

Крупные независимые компании	Независимые компании
EOG Resources, Inc.	Murphy Oil Corporation
EQT Corporation	National Fuel Gas Company
Hess Corporation	Newfield Exploration Company
Marathon Oil Corporation	PDC Energy, Inc.
Noble Energy, Inc.	Pioneer Natural Resources Company
Occidental Petroleum Corporation	QEP Resources, Inc.
Range Resources Corporation	SM Energy Company
Southwestern Energy Company	Ultra Petroleum Corp.
	Whiting Petroleum Corporation

Источник: EY. Op. Cit.

Интегрированные компании (BP, Chevron, ExxonMobil, Royal Dutch Shell) с 2008 г. накапливали положительный свободный денежный поток (рисунок 8). Даже в период резкого падения нефтяных котировок перераспределение рисков между добывающими и перерабатывающими подразделениями позволило поддержать свободный денежный поток в годовом выражении на положительных уровнях. В годовом выражении (4-квартальное скользящее среднее) свободный денежный поток интегрированных компаний перешел в зону отрицательных значений лишь в период 4 кв. 2015–4 кв. 2016 гг., что может быть связано со снижением цен на нефтепродукты вслед за падением нефтяных котировок.

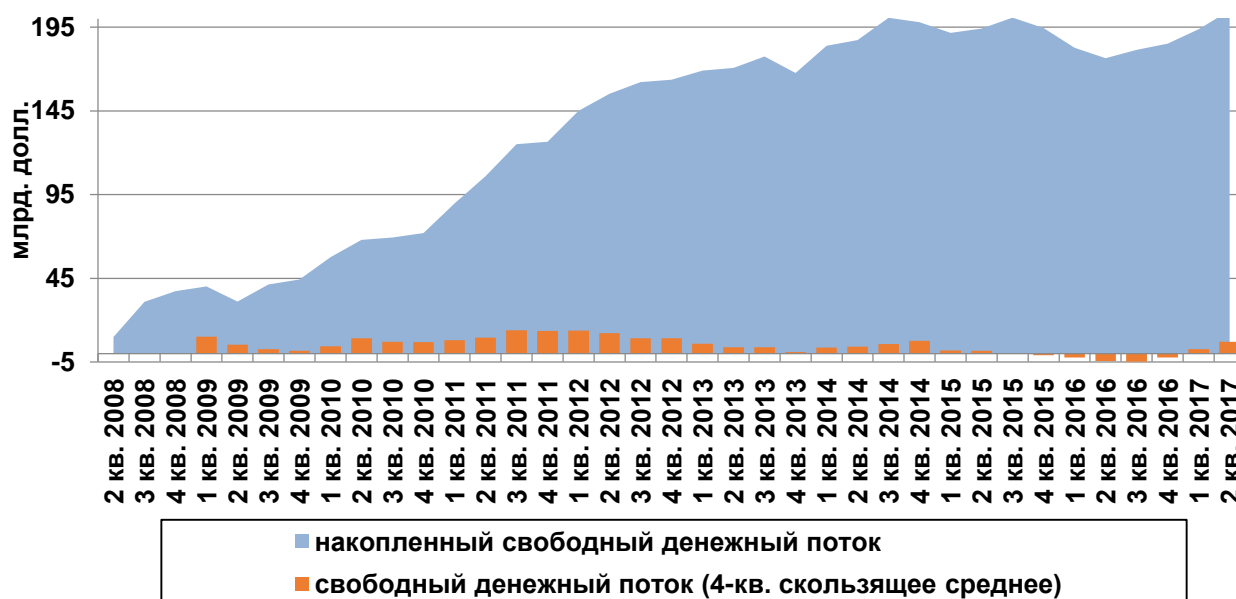


Рисунок 8. Оценка свободного денежного потока интегрированными компаниями во 2 кв. 2008–2 кв. 2017 гг.

Источник: база данных Bloomberg.

Независимые компании в американском нефтегазовом секторе, как крупные, так мелкие и средние, накопили значительный отрицательный свободный денежный поток (рисунки 9 и 10). При этом крупные независимые производители шесть из последних тридцати кварталов с 2010 г. генерировали положительный свободный денежный поток, а со 2 кв. 2016 г. смогли выйти на приемлемые показатели свободного денежного потока, показав положительный результат в 3 кв. 2016 г. и 1 кв. 2017 г. после серьезного падения свободного денежного потока вследствие снижения нефтяных котировок (рисунок 9).

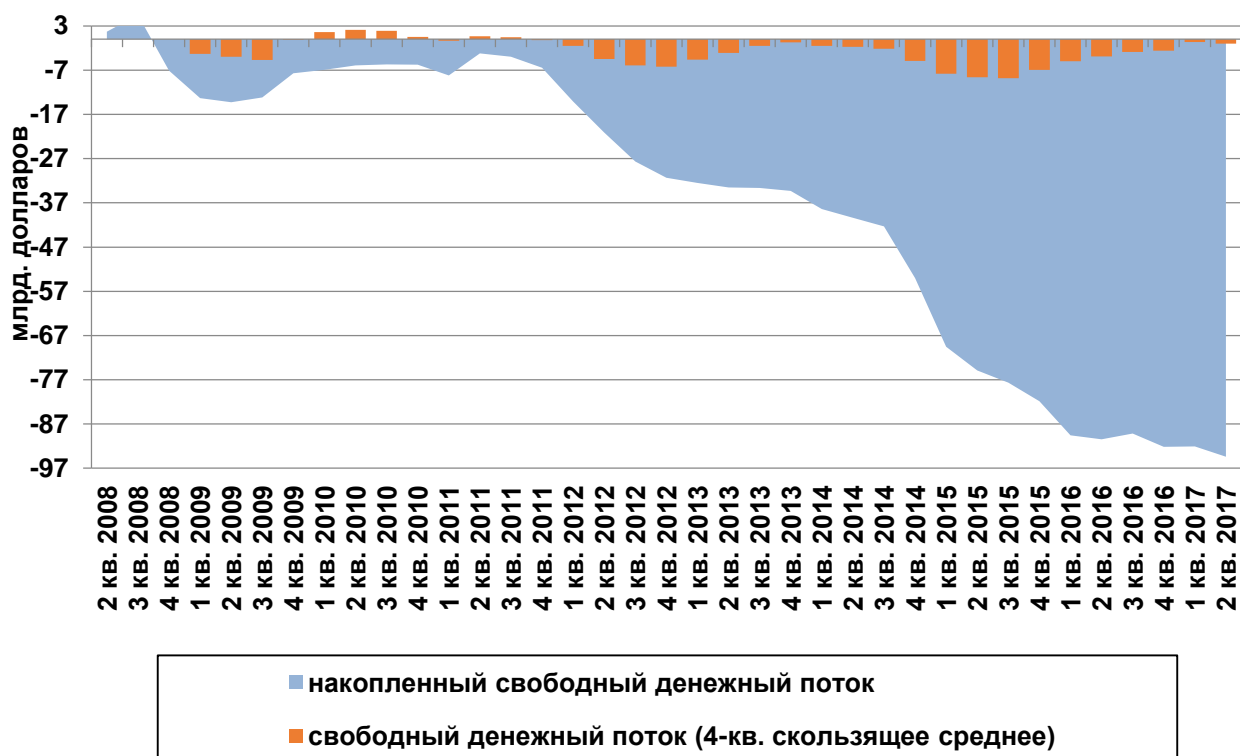


Рисунок 9. Оценка свободного денежного потока крупными независимыми компаниями во 2 кв. 2008–2 кв. 2017 гг.

Источник: база данных Bloomberg.

Мелкие и средние независимые производители с точки зрения финансовых показателей находятся в наиболее уязвимом положении – с 2010 г. они смогли сгенерировать положительный свободный денежный поток только в одном квартале из последних тридцати (рисунок 10).

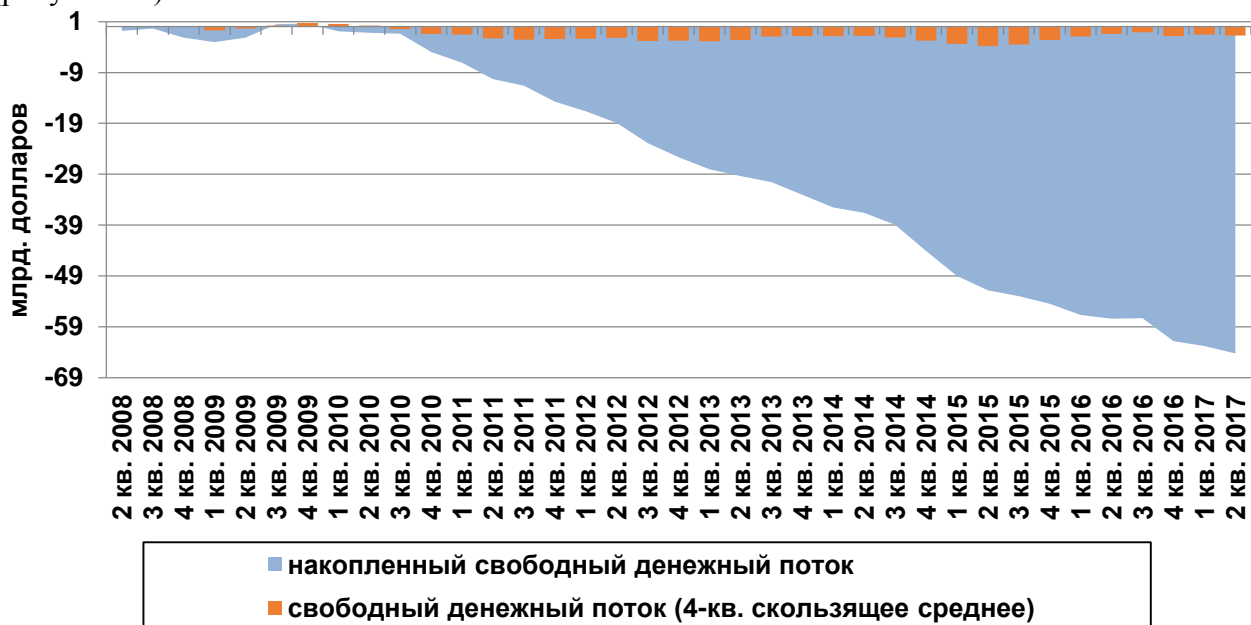


Рисунок 10. Оценка свободного денежного потока независимыми компаниями во 2 кв. 2008–2 кв. 2017 гг.

Источник: база данных Bloomberg.

Тем не менее, данные Wood Mackenzie показывают, что сектор неконвенциональных углеводородов уже накопил некоторый запас прочности – даже при росте издержек на 30% разработка крупнейшей сланцевой формации Permian останется прибыльной²², а цена на нефть в 50–55 долл. за баррель WTI является достаточной для поддержания траектории устойчивого роста добычи нефти на американских сланцевых формациях. Об этом свидетельствует и исследование рейтингового агентства Moody's по данным 37 производящих сланцевую нефть американских нефтедобывающих компаний, которое показало, что для получения существенной отдачи на инвестированный капитал им необходима цена WTI на уровне не менее 45–50 долл. за баррель и цена природного газа в хабе Генри на уровне 107 долл. за 1 тыс. куб. м (3 долл. за 1 млн. бте)²³. Только такой уровень цен позволяет производителям отбивать производственные издержки, получать значимую отдачу на инвестированный капитал, реинвестировать в новое производство, расплачиваться по долгам и обеспечивать выплаты дивидендов инвесторам.

По оценкам, в перспективе до 2020 г. добыча трудноизвлекаемой нефти в США будет расти, в 2017 г. прирост добычи составит 0,3–0,5 млн. баррелей в день (рисунок 11).

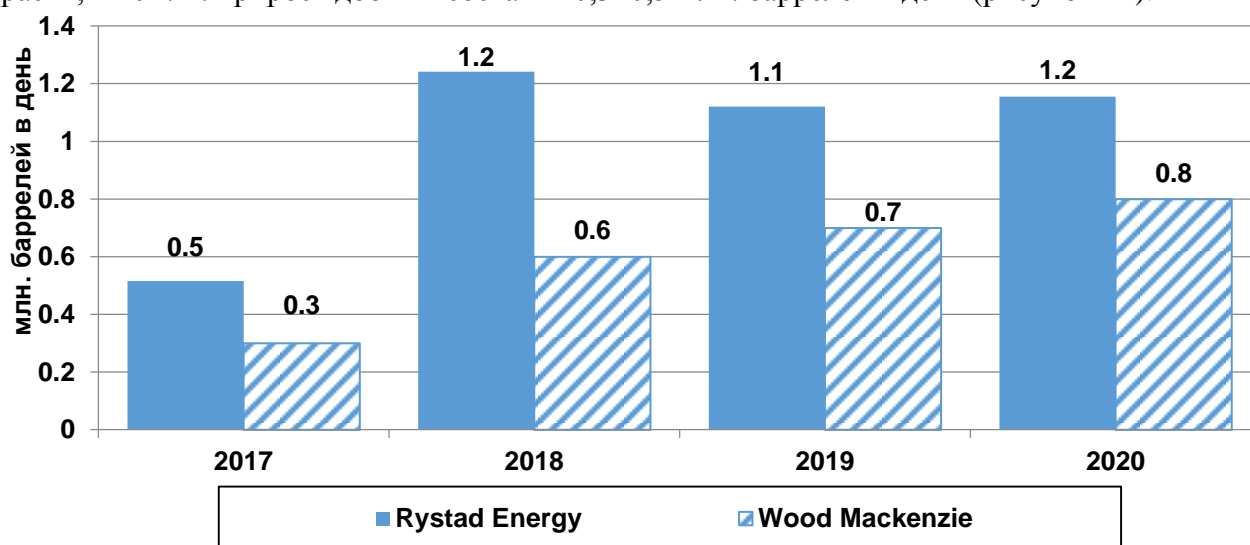


Рисунок 11. Прогнозы прироста добычи трудноизвлекаемой нефти в США в 2017 – 2020 гг.

Источники: McKinsey Energy Insights. Op. Cit.; Rystad Energy. US Shale – recovery amid low oil prices. Op. Cit.

²² McKinsey Energy Insights. North American shale oil perspective.

²³ Caminada C. It'll Take Oil Above \$50 for Shale Boom, Oil Sands to Pay Off. September 28, 2017. Available at: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-09-28/it-ll-take-oil-above-50-for-shale-boom-oil-sands-to-pay-off> (accessed 18.10.2017).

Супермейджеры и национальные государственные нефтяные госкомпании в новой структуре мирового рынка нефти: тест на состоятельность бизнес-моделей

Затянувшийся с середины 2014 г. период пониженной, относительно ее прежних значений цены нефти, и новые риски мирового рынка нефти усилили внимание к проблеме адекватности сложившихся бизнес-моделей крупных нефтяных компаний к новым условиям развития. Ряд исследователей полагает, что в ходе разворачивающейся кардинальной структурной перестройки мирового рынка нефти проверку на состоятельность проходит традиционная бизнес-модель в крупных вертикально интегрированных нефтяных компаниях (ВИНК). Наряду с глобальными частными нефтяными компаниями важными активными игроками мирового рынка нефти являются национальные государственные нефтяные компании (ННК), преимущественно из развивающихся стран. Цель настоящей главы – проанализировать, каким образом экономические, технологические, институциональные и политические факторы определяют направление эволюции бизнес-стратегий ведущих мировых нефтяных компаний в зависимости от их типа. Главное внимание уделено крупнейшим ВИНК, имеющим давнюю историю – так называемым супермейджерам, а также ведущим ННК развивающегося мира.

1. Сдвиги в корпоративной структуре мирового рынка нефти и новая парадигма рисков

За последние полтора века корпоративная структура мирового рынка нефти неоднократно менялась. До начала 1970-х на рынке господствовали «семь сестер»²⁴. Фактически современный мировой рынок нефти, в том виде в котором он функционирует, является результатом действий этой небольшой группы компаний. Экспроприация и национализация нефтяного сектора странами ОПЕК и резкое усиление позиций картеля усложнили корпоративную структуру рынка. Движение в сторону перераспределения всех этапов цепочек создания добавленной стоимости, особо значимую роль в которой сыграл переход контроля над запасами углеводородов в руки национальных государств и представляющих их компаний, способствовал формированию «многополюсного» нефтяного рынка. Постоянно адаптирующиеся «семь сестер» и ОПЕК доминируют в зоне развитых и развивающихся стран. До начала 1990-х годов наращивающий добычу экс-СССР и некоторые страны Восточной Европы составляли обособленную часть мировой экономики и мирового рынка нефти.

На всех этапах эволюции мирового рынка нефти супермейджеры по возможности пытаются сохранить прежние бизнес-стратегии, но при этом развивают, нередко вынужденно, ради получения доступа к привлекательным запасам углеводородов, различные формы партнерства – участие в концессиях и соглашениях о разделе продукции.

Несколько более медленно чем в добыче идет перераспределение активов в нефтепереработке. В Японии и Западной Европе появляются заводы, неконтролируемые супермейджерами. Потребности экономического роста и сдвиги в структуре личного потребления и производства способствовали созданию национальной нефтепереработки в зоне развивающегося мира (Южная Корея, Индия, Китай и др.).

²⁴ Так называли семь крупнейших нефтяных компаний западных стран в 1940–1970-е: British Petroleum, Exxon, Gulf Oil, Mobil, Royal Dutch Shell, Chevron и Texaco. Впервые термин был введен Энрико Маттеи главой нефтяной компании Eni.

Дольше всего самые сильные позиции супермейджеры сохраняют в торговле нефтепродуктами. Однако экономическое возвышение стран Азиатско-Тихоокеанского Региона (АТР), а также волна модернизации нефтепереработки в нефтеэкспортерах Персидского Залива и России начинают подтачивать и эти ранее незыблемые позиции.

В настоящее время главными тенденциями перестройки институциональной структуры мирового рынка нефти являются: во-первых, возрастание числа и усиление разнообразия его участников; во-вторых, формирование гибких партнёрств между различными типами игроков.

Все игроки мирового рынка нефти вынуждены приспосабливаться к новой парадигме рисков, важнейшими среди которых являются:

- замедление, стагнация, а то и устойчивое снижение спроса на нефть в развитых странах и сдвиг прироста спроса в АТР;

- стабилизация цены нефти на уровне 45–55 долл. за баррель и, возможно, ее стабилизация ниже 80 долл. за баррель вплоть до 2025 г.;

- продвижение мировым сообществом, включая крупнейших мировых потребителей нефти, низкоуглеродной парадигмы развития и, как следствие, высокий риск глобального пика спроса на нефть в 2030–2035 гг., а возможно и раньше;

- существенное обострение глобальной конкуренции между держателями крупных запасов нефти за их монетизацию, наряду с нарастанием конкуренции компаний за рынки сбыта.

Все эти и другие связанные факторы предъявляют новые требования к стратегиям и бизнес-моделям ведущих игроков мирового рынка нефти.

Мы выделяем следующие группы компаний в зависимости от выбранных стратегий адаптации к новым условиям развития и рискам мирового рынка нефти: американские частные ВИНК; европейские частные ВИНК; национальные государственные нефтяные компании стран-нефтеэкспортеров; национальные государственные нефтяные компании стран-нефтеимпортеров. Во всех случаях речь идет о крупных компаниях. Учитывая портфельный подход к управлению активами и стратегию владельцев крупных пакетов акций по диверсификации рисков на американском фондовом рынке, бессмысленно сравнивать бизнес-модели крупных, мелких и средних независимых добывающих компаний. Это слишком разнородные объекты. Тем не менее, в целях сопоставления используется статистическая и фактологическая информация и по этим игрокам мирового рынка.

В основу разделения компаний на группы заложены различия в максимизируемых функциях полезности. Частные ВИНК – как американские, так и европейские – максимизируют прибыль на инвестированный капитал для своих акционеров. Определенное различие между американскими и европейскими супермейджерами заключается на настоящий момент в степени диверсифицированности углеводородного бизнеса. Крупнейшие европейские ВИНК помимо нефтяного бизнеса активно развивают газовое, а в последнее время и электроэнергетическое направление, что же касается американских ВИНК, они более консервативны и делают ставку на нефтегазовое направление. Национальные государственные нефтяные компании в странах-нефтеэкспортерах максимизируют не только и во многих случаях и не столько прибыль в долгосрочном периоде, сколько подчинены реализации общей государственной политики. Для национальных государственных нефтяных компаний стран-нефтеимпортеров ключевой задачей является снабжение растущих национальных экономик сырьем.

2. Кризис бизнес-модели супермейджеров?

В экспертном сообществе последние несколько лет активно обсуждается тезис о серьезных проблемах в сложившейся бизнес модели крупнейших мировых частных ВИНК.²⁵ Эти проблемы стали результатом повышательного ценового тренда на мировом рынке нефти в 2003–2013 гг., что создало иллюзию бесконечного повышения глобального спроса на нефть. Одновременно родилась и была растиражирована мифологема «пика добычи нефти». К тому же волна так называемого ресурсного национализма, отражавшая стремление стран – держателей крупных запасов нефти зарезервировать их добычу для национальных компаний, привела к тому, что, опираясь на свой технологический потенциал, супермейджеры начали все больше сдвигаться в освоение неконвенциональной нефти: канадские битуминозные песчаники, тяжелая нефть Венесуэлы, глубоководный морской шельф.

Важное значение имеет и неожиданно усиливающаяся конкуренция в нефтедобыче на американском рынке со стороны сланцевых производителей, которые используют иной в сравнении с крупными нефтяными компаниями инвестиционный цикл (подробнее см. **Главу 1. Финансовые рынки как фактор развития сектора неконвенциональной нефти в США**).

На наш взгляд, тезис о снижении эффективности, тем более крахе, сложившейся бизнес-модели крупнейших мировых частных ВИНК является преувеличением. Супермейджеры должны оцениваться в системе двух координат, каждая из которых предполагает свои требования и ограничения: во-первых, насколько эффективно они распоряжаются деньгами своих акционеров; во-вторых, насколько эффективно они при этом функционируют в качестве вертикально интегрированной компании.

Параметром, по которому обычно делается вывод о снижении эффективности бизнес-модели крупнейших мировых ВИНК, является прибыльность компании для инвесторов. Действительно, если сравнить динамику за два пятилетних временных отрезка 2003–2007 гг. и 2011–2015 гг. ключевых финансово-экономических показателей, у супермейджеров просматриваются определенные проблемы. Однако поверхностный анализ корпоративных показателей не всегда позволяет сделать релевантные выводы. Вопрос нуждается в углубленном изучении. Для более подробного анализа мы используем выборку из тридцати одной публичной нефтяной компании разных типов.

Капитализация компании

Необходимо отметить, что после кризиса 2008–2009 гг. практически у всех публичных нефтегазовых компаний, независимо от формы собственности и масштаба деятельности, капитализация снизилась и пока не восстановилась до исторических максимумов (табл. 2). Новой модели корпоративного развития нащупать пока не удалось, при этом спрос на нефть и нефтепродукты в развитых странах либо уже уперся в потолок, либо увеличивается незначительными темпами.

²⁵ Анализу сдвигов в корпоративной структуре мирового рынка нефти посвящена большая литература. Особо выделить работы: Березной А.В. Глобальные супермейджеры: закат или модернизация бизнес-модели// Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2014. № 8; Березной А.В. Глобальные нефтегазовые корпорации в меняющемся мире// Мировая экономика и международные отношения. 2014. № 5; Challenging the Integrated Oil and Gas Model. A.T. Kearney, 2011; Major Oils: A broken business model? A short lesson from the E&Ps. Bank of America Merrill Lynch September 19th 2013; Big Oil. Toughen it Out, or Business Model Reboot. Morgan Stanley & Boston Consulting Group, 29 June 2015; Stevens P. International Oil Companies. The Death of the Old Business Model. The Royal Institute for International Affairs, Chatham House. Energy, Environment and Resources, Research Paper, May 2016.

Таблица 2.

Динамика капитализации публичных нефтяных компаний различного типа, млрд. долл.²⁶

	2000	2007	2014	2015
Крупнейшие частные ВИНК (супермейджеры)				
ExxonMobil	301	504	388	324
Chevron	90	195	211	169
RDS	—	262	216	144
BP	182	231	117	96
Total	105	199	123	109
Крупные частные ВИНК (мейджеры)				
ConocoPhillips	15	139	85	58
Eni	51	134	63	54
Lukoil	7	69	29	23
Национальные государственные компании стран-нефтеэкспортеров				
Statoil	15 (2001)	99	56	45
Petrobras	26	241	49	22
Rosneft	—	90	36	37
Крупнейшие мировые нефтесервисные компании				
Schlumberger	46	118	109	88
Halliburton	15	33	33	29
Baker Hughes	14	26	24	20
Крупнейшие национальные государственные компании стран-нефтеимпортеров				
Sinopet	13	131	118	88
Petrochina	29	725	305	222
Независимые нефтедобывающие компании				
Marathon Oil	9	43	19	9
Apache	9	36	24	17
Chesapeake Energy	2	20	13	3
Occidental Petroleum	9	64	62	52
Murphy Oil	3	16	9	4
Hess Corporation	6	32	21	14
Devon Energy	8	39	25	13
Anadarko Petroleum	18	31	42	25
Suncor Energy	6	50	46	37
Imperial Oil	10	50	37	28
Husky Energy	4	38	23	10

Источник: база данных Bloomberg.

После глобального кризиса инвесторы не просто переоценили риски нефтяной отрасли, но сделали ставку на новые технологии, что дополнительно увеличивает риски нефти и природного газа. Лучшей иллюстрацией этому служит перераспределение весов в американском фондовом индексе S&P500 (табл. 3).

²⁶ Округление до целых.

Таблица 3.

Структура фондового индекса S&P500, %

Сектор	Вес сектора		
	31 декабря 1990	29 декабря 2000	31 декабря 2015
S&P 500 CONS DISCRET IDX	13,00	10,28	12,89
S&P 500 CONS STAPLES IDX	13,86	8,10	10,06
S&P 500 ENERGY INDEX	13,32	6,57	6,50
S&P 500 FINANCIALS INDEX	7,39	17,34	16,47
S&P 500 HEALTH CARE IDX	10,28	14,36	15,16
S&P 500 INDUSTRIALS IDX	13,70	10,57	10,05
S&P 500 INFO TECH INDEX	6,34	21,23	20,69
S&P 500 MATERIALS INDEX	7,20	2,30	2,76
S&P 500 TELECOM SERV IDX	8,72	5,46	2,43
S&P 500 UTILITIES INDEX	6,19	3,79	2,99

Источник: Standard&Poof's.

Также следует иметь в виду, что на рынке действуют инвесторы различного типа. Одни инвестируют в долговую под более низкий процент с минимальным риском. Их главная цель – запарковать огромный объем ликвидности в акции максимально надежных компаний. Другие, ориентированные на акции растущих компаний, которые дают более высокую норму прибыли, но и отличаются повышенным риском, придерживаются спекулятивных стратегий. Крупнейшие частые публичные ВИНК неизменно подчеркивают в ежегодных обращениях к акционерам свою нацеленность на долгосрочное стабильное развитие при низких рисках, то есть они сфокусированы на долгосрочных инвесторах с низким аппетитом к риску.

Необходимо учитывать, что ВИНК (как и любая крупная компания реального сектора в отрасли с повышенной капиталоемкостью) не может трансформироваться в иную производственную структуру. Трансформация нефтяной компании в электрогенерирующую, либо высокотехнологическую невозможна. Огромные масштабы основного капитала или производственных фондов делают ее иммобильной. К тому же в других отраслях требуются иной менеджмент и технологии. В развитой рыночной системе компании организованы как акционерные общества. Практически все крупнейшие мировые компании, особенно в американской юрисдикции, находятся в перекрестной собственности у гигантских по масштабам управляемого портфеля инвестиционных и пенсионных фондов. Естественно, что фонды оптимизируют доходность всего инвестиционного портфеля, а не ценных бумаг отдельной компании. Проще говоря, у портфельных инвесторов нет необходимости подталкивать экспансию, скажем, Exxon Mobil в сектор новых возобновляемых источников энергии. Более оптимально для них расширить портфель за счет включения в него акций, например, крупного производителя ветряков или солнечных батарей.

Если исходить из того, что крупнейшие ВИНК функционируют в своей отраслевой нише, а их функция полезности – парковать значительные ресурсы средств инвесторов в проекты под приемлемый процент с минимальным риском, то говорить о кризисе бизнес-модели супермейджеров пока преждевременно.

Свободный денежный поток

В последние годы свободный денежный поток у супермейджеров значительно снизился и перешел в зону около нулевых либо отрицательных значений (табл. 4). Уже несколько лет они тратят больше, чем зарабатывают. Однако это относится не только к крупнейшим мировым ВИНК. За редкими исключениями общая для нефтяных компаний причина такого положения вещей кроется в том, что в период быстрого роста нефтяных цен в 2000-е годы компании повсеместно чрезмерно раздули производственные издержки.

Именно в это десятилетие большинство крупных компаний начали добычу так называемой 50-долларовой нефти (то есть нефти, для производства барреля которой требуется цена не ниже 50 долл.). Как правило, это глубоководные проекты и проекты разработки битуминозных песчаников в Канаде. В новых ценовых условиях значительная часть таких проектов стала нерентабельной.

Таблица 4.

Динамика свободного денежного потока публичных нефтяных компаний различного типа, млрд. долл.

	2000	2007	2015
<i>Крупнейшие частные ВИНК (супермейджеры)</i>			
ExxonMobil	14,5	36,6	3,8
Chevron	5,8	8,3	-10,0
RDS	8,1	9,9	2,2
BP	5,6	6,9	0,5
Total	6,3	-5,4	-5,2
<i>Крупные частные ВИНК (мейджеры)</i>			
ConocoPhillips	2,0	12,8	-2,5
Eni	5,8	9,6	0,5
Lukoil	1,0	1,8	3,4
<i>Национальные государственные компании стран-нефтеэкспортеров</i>			
Statoil	4,3	5,2	-1,9
Petrobras	6,5	1,9	4,9
Rosneft	-29 (2003)	10,9	24,1
<i>Крупнейшие мировые нефтесервисные компании</i>			
Schlumberger	0,4	3	6
Halliburton	0,2	1	0,7
Baker Hughes	-0,04	0,3	0,8
<i>Крупнейшие национальные государственные компании стран-нефтеимпортеров</i>			
Petrochina	5,8	4,4	5,4
Sinopec	-2,0	0,3	9,6
<i>Независимые нефтедобывающие компании</i>			
Marathon Oil	1,1	2,1	-1,9
Apache	-0,7	-0,1	-2,2
Chesapeake Energy	0,0	-4,8	-2,5
Occidental Petroleum	1,4	3,3	-2,0
Murphy Oil	0,2	-0,2	-1,4
Hess Corporation	0,9	-0,1	-2,3
Devon Energy	0,3	0,5	0,1
Anadarko Petroleum	-0,2	-1,3	-7,9
Suncor Energy	-0,7	-1,4	0,2
Imperial Oil	1,0	2,6	-0,6
Husky Energy	0,3	1,6	0,3

Источник: база данных Bloomberg и официальные отчеты компаний.

Выплаты дивидендов акционерам

Дивидендные выплаты в абсолютном выражении увеличивает большинство нефтегазовых компаний, независимо от типа (табл. 5). Причем эти выплаты увеличиваются, несмотря на неблагоприятную хозяйственную конъюнктуру и снижение выручки у отдельных компаний (табл. 6).

Таблица 5.

Дивидендные выплаты публичных нефтяных компаний различного типа, млрд. долл. (средние данные за период)

	2003–2007	2011–2015
<i>Крупнейшие частные ВИНК (супермейджеры)</i>		
ExxonMobil	7,2	10,7
Chevron	3,8	7,3
RDS	8,8	8,1
BP	7,0	5,5
Total	4,8	6,2
<i>Крупные частные ВИНК (мейджеры)</i>		
ConocoPhillips	1,8	3,5
Eni	5,5	4,9
Lukoil	0,8	2,0
<i>Национальные государственные компании стран-нефтеэкспортеров</i>		
Statoil	2,2	3,8
Petrobras	3,1	3,2
Rosneft	0,2	2,2
<i>Крупнейшие мировые нефтесервисные компании</i>		
Schlumberger	0,5	1,7
Halliburton	0,3	0,5
Baker Hughes	0,2	0,3
<i>Крупнейшие национальные государственные компании стран-нефтеимпортеров</i>		
Petrochina	6,3	8,4
Sinopec	1,2	4,0
<i>Независимые нефтедобывающие компании</i>		
Marathon Oil	0,5	0,5
Apache	0,1	0,3
Chesapeake Energy	0,1	0,4
Occidental Petroleum	0,5	1,9
Murphy Oil	0,1	0,3
Hess Corporation	0,1	0,2
Devon Energy	0,2	0,3
Anadarko Petroleum	0,2	0,3
Suncor Energy	0,1	1,0
Imperial Oil	0,3	0,4
Husky Energy	0,6	0,8

Источник: рассчитано по базе данных Bloomberg и официальным отчетам компаний.

Таблица 6.

Динамика выручки публичных нефтяных компаний различного типа, млрд. долл.

	2000	2007	2014	2015
<i>Крупнейшие частные ВИНК (супермейджеры)</i>				
ExxonMobil	206	359	365	237
Chevron	118	204	192	122
RDS	98	356	421	265
BP	148	284	354	223
Total	106	188	212	143

	2000	2007	2014	2015
<i>Крупные частные ВИНК (мейджеры)</i>				
ConocoPhillips	23	172	52	29
Eni	44	120	124	75
Lukoil	20	67	124	85
<i>Национальные государственные компании стран-нефтеэкспортеров</i>				
Statoil	26	89	97	58
Petrobras	27	88	144	98
Rosneft	4 (2003)	49	142	85
<i>Крупнейшие мировые нефтесервисные компании</i>				
Schlumberger	10	23	49	35
Halliburton	12	15	33	24
Baker Hughes	5	10	25	16
<i>Крупнейшие национальные государственные компании стран-нефтеимпортеров</i>				
Petrochina	29	110	371	275
Sinopec				
<i>Независимые нефтедобывающие компании</i>				
Marathon Oil	30	60	11	6
Apache	2	10	13	6
Chesapeake Energy	1	8	22	13
Occidental Petroleum	14	19	19	12
Murphy Oil	5	18	5	3
Hess Corporation	12	32	11	7
Devon Energy	3	11	18	15
Anadarko Petroleum	6	11	17	10
Suncor Energy	2	17	36	23
Imperial Oil	11	22	31	20
Husky Energy	3	15	22	13

Источник: база данных Bloomberg и официальные отчеты компаний.

Цена привлечения капитала

По цене привлечения ресурсов для развития с рынка супермейджеры ничем не выделяются среди публичных нефтяных компаний разного типа (табл. 7). В целом инвесторы сохраняют уверенность в крупнейших частных мировых ВИНК. Интересно, что при этом для европейских супермейджеров цена привлечения капитала в 2015 г. оказалась заметно ниже (за исключением BP, которая остается в непростом финансовом положении после аварии на скважине Макондо), чем у американских. В первую очередь это объясняется значительной долей дешевого кредитного финансирования в портфелях европейских компаний, составляющей по данным на 2015 г. от 30 до 35%, а также более дешевым долевым финансированием в посткризисный период.

Самая низкая цена привлечения капитала оказалась у китайской Sinopec. Для российских Лукойл и Роснефти, как для бразильской Petrobras ставки заметно выше. В случае с российскими компаниями это следствие американских санкций, бразильская компания не справилась с управлением огромными инвестиционными потоками и недостаточно полно учла риски снижения нефтяных цен.

Таблица 7.

Цена привлечения капитала у публичных нефтяных компаний различного типа (WACC – Weighted Average Cost of Capital), %

	2000	2007	2015
<i>Крупнейшие частные ВИНК (супермейджеры)</i>			
ExxonMobil	6,4	10,5	9,2
Chevron	5,8	10,6	9,6
RDS	7,5	8,8	8,6
BP	6	9	9,1
Total	6,3	9,9	6,9
<i>Крупные частные ВИНК (мейджеры)</i>			
ConocoPhillips	5,2	9,7	8,8
Eni	5,8	8,6	8,9
Lukoil	7,8	10,4	19,2
<i>Национальные государственные компании стран-нефтеэкспортеров</i>			
Statoil	6,1	9,1	8,8
Petrobras	6,4	11	24,3
Rosneft	-	8,4	16
<i>Крупнейшие мировые нефтесервисные компании</i>			
Schlumberger	7,1	10,8	8,3
Halliburton	6,9	9,6	8,7
Baker Hughes	6,3	10,3	10,1
<i>Крупнейшие национальные государственные компании стран-нефтеимпортеров</i>			
Petrochina	6,1	10,1	6,4
Sinopec	6,5	10,8	6,2
<i>Независимые нефтедобывающие компании</i>			
Marathon Oil	5,9	11,1	8,1
Apache	5,9	9,4	8,2
Chesapeake Energy		10,4	10,2
Occidental Petroleum	5,4	11,1	8,5
Murphy Oil	5,9	9	8,4
Hess Corporation	5,9	10,3	9
Devon Energy	5,9	9,7	8
Anadarko Petroleum	6,1	8,3	8,8
Suncor Energy	5,5	13	13,1
Imperial Oil	6,4	13,8	12,5
Husky Energy	5,9	11,9	13,1

Источник: оценки Bloomberg.

Показатели рентабельности капитала, активов и продаж

Показатели рентабельности – самый наглядный индикатор эффективности работы корпоративного менеджмента. Чем они выше, тем лучше функционирует компания. На эти показатели во многом ориентируются долгосрочные инвесторы.

Из материалов, представленных в таблицах 8–10, следует, что после глобального финансово-экономического кризиса 2008/2010 г. показатели рентабельности снизились у публичных нефтяных компаний всех типов. После же глубокого снижения мировой цены нефти летом 2014 г. показатели рентабельности у большинства независимых производителей и ряда ННК ушли в зону отрицательных значений. Супермейджеры на общем фоне смотрятся совсем неплохо, что дополнительно обесмысливает саму постановку вопроса об

исчерпанности их бизнес-модели. Примечательно, что самые лучшие результаты по всем трем показателям рентабельности демонстрируют российские Роснефть, Лукойл и Газпромнефть, что особенно важно с учетом того санкционного давления, которое они испытывают.

Таблица 8.
Рентабельность собственного капитала (ROE – Return on Common Equity) публичных нефтяных компаний различного типа, %

	2000	2007	2014	2015
<i>Крупнейшие частные ВИНК (супермейджеры)</i>				
ExxonMobil	26,4	34,5	18,7	9,4
Chevron	30,4	25,6	12,7	3,0
RDS	23,0	27,3	8,5	1,2
BP	20,3	23,4	3,1	-6,2
Total	23,0	30,9	4,5	5,6
<i>Крупные частные ВИНК (мейджеры)</i>				
ConocoPhillips	35,0	13,9	13,2	-9,7
Eni	28,3	25,2	2,2	-15,8
Lukoil	34,8	25,7	14,1	9,3
<i>Национальные государственные компании стран-нефтеэкспортеров</i>				
Statoil	29,1	25,6	5,9	-10,2
Petrobras	46,8	23,5	-6,6	-12,4
Rosneft	—	51,1	11,6	12,3
Gazpromneft	20,0	40,7	12,1	9,9
Pemex	-11,4	-27,3	—	—
PDVSA	20,4	10,2	11,4	9,5
<i>Крупнейшие мировые нефтесервисные компании</i>				
Schlumberger	9,2	40,9	14,1	5,6
Halliburton	12,2	49,1	23,5	-4,2
Baker Hughes	3,3	26,2	9,5	-11,3
<i>Крупнейшие национальные государственные компании стран-нефтеимпортеров</i>				
Petrochina	22,9	22,2	9,3	3,0
Sinopec	17,8	19,8	8,0	5,12
<i>Независимые нефтедобывающие компании</i>				
Marathon Oil	7,0	23,4	15,1	-11,1
Apache	23,9	19,8	-18,2	-162,2
Chesapeake Energy	—	12,0	9,5	—
Occidental Petroleum	37,8	25,7	1,6	-26,4
Murphy Oil	25,6	16,7	10,5	-32,7
Hess Corporation	29,6	20,4	9,9	-14,7
Devon Energy	24,9	18,2	7,6	-101,2
Anadarko Petroleum	20,1	26,3	-8,4	-41,1
Suncor Energy	19,6	28,6	6,5	-4,9

Источник: база данных Bloomberg и официальные отчеты компаний.

Таблица 9.

Рентабельность активов (ROA – Return on Assets) публичных нефтяных компаний различного типа, %

	2000	2007	2014	2015
<i>Крупнейшие частные ВИНК (супермейджеры)</i>				
ExxonMobil	12,1	17,6	9,3	4,7
Chevron	13,1	13,3	7,4	1,7
RDS	11,0	12,4	4,2	0,6
BP	10,2	9,2	1,3	-2,4
Total	8,2	12,1	1,8	2,2
<i>Крупные частные ВИНК (мейджеры)</i>				
ConocoPhillips	10,4	6,9	5,9	-4,1
Eni	11,2	10,5	0,9	-6,3
Lukoil	20,6	17,6	9,5	6,0
<i>Национальные государственные компании стран-нефтеэкспортеров</i>				
Statoil	8,3	9,4	2,3	-3,8
Petrobras	16,1	11,5	-2,8	-4,1
Lukoil	20,6	17,6	9,5	6,0
Rosneft	—	21,2	4,3	3,9
Gazpromneft	14,0	27,0	6,7	4,8
Pemex	-3,6	-1,0	-12,7	-36,5
PDVSA	13,5	5,8	3,2	3,0
<i>Крупнейшие мировые нефтесервисные компании</i>				
Schlumberger	4,6	20,4	8,1	3,1
Halliburton	5,1	23,3	11,4	-1,9
Baker Hughes	1,5	16,3	6,1	-7,4
<i>Крупнейшие национальные государственные компании стран-нефтеимпортеров</i>				
Petrochina	13,2	15,1	4,5	1,5
Sinorec	6,2	8,4	3,3	2,2
<i>Независимые нефтедобывающие компании</i>				
Marathon Oil	2,5	10,8	8,5	-6,5
Apache	11,0	10,6	-9,2	-61,8
Chesapeake Energy	39,8	5,3	4,6	-50,5
Occidental Petroleum	9,4	15,7	1,0	-15,7
Murphy Oil	10,6	8,5	5,3	-16,1
Hess Corporation	11,4	7,5	5,7	-8,4
Devon Energy	11,3	9,4	3,4	-36,1
Anadarko Petroleum	7,8	7,3	-3,0	-12,5
Suncor Energy	6,3	14,0	3,4	-2,5

Источник: база данных Bloomberg и официальные отчеты компаний.

Таблица 10.

Рентабельность продаж (ROS – операционная маржа) публичных нефтяных компаний различного типа, %

	2000	2007	2014	2015
<i>Крупнейшие частные ВИНК (супермейджеры)</i>				
ExxonMobil	12,2	16,1	9,3	5,4
Chevron	12,0	12,6	10,3	-3,0
RDS	13,8	11,5	4,7	-1,2

	2000	2007	2014	2015
BP	10,4	9,5	0,6	-4,6
Total	12,1	18,8	4,9	2,8
<i>Крупные частные ВИНК (мейджеры)</i>				
ConocoPhillips	18,4	13,1	13,5	-24,3
Eni	22,6	21,6	8,1	-4,1
Lukoil	30,9	19,7	8,8	9,0
<i>Национальные государственные компании стран-нефтеэкспортеров</i>				
Statoil	25,9	26,2	18,1	3,3
Petrobras	26,5	24,4	-6,6	-3,9
Lukoil	30,9	19,7	8,8	9,0
Rosneft	—	21,8	11,3	13,8
Gazpromneft	31,0	23,2	15,8	15,7
Pemex	59,7	52,0	40,2	27,7
PDVSA	27,0	25,2	15,1	0,6
<i>Крупнейшие мировые нефтесервисные компании</i>				
Schlumberger	8,5	27,8	15,9	8,4
Halliburton	2,4	22,6	15,5	-0,7
Baker Hughes	8,9	21,8	11,6	-15,2
<i>Крупнейшие национальные государственные компании стран-нефтеимпортеров</i>				
Petrochina	38,3	24,0	7,6	4,8
Sinopec	11,0	7,2	2,6	2,9
<i>Независимые нефтедобывающие компании</i>				
Marathon Oil	7,5	10,4	10,8	-50,7
Apache	57,4	49,9	-20,3	-438,7
Chesapeake Energy	44,4	37,0	9,6	-135,4
Occidental Petroleum	20,2	41,8	6,1	-77,4
Murphy Oil	10,5	7,1	25,4	-114,0
Hess Corporation	12,9	11,6	26,8	-57,1
Devon Energy	48,8	39,8	15,7	-124,9
Anadarko Petroleum	26,7	24,4	29,3	-93,8
Suncor Energy	19,7	18,3	13,5	0,2

Источник: база данных Bloomberg и официальные отчеты компаний.

Основные производственные показатели: добыча, запасы, коэффициент замещения

Наряду с финансовыми индикаторами, важнейшим показателем для оценки эффективности и устойчивости деятельности любой нефтегазовой компании является динамика добычи и запасов. Как следует из материалов, обобщенных в таблице 11, объем добычи нефти и углеводородов супермейджерами в 2015 г. относительно предкризисного уровня 2007 г. заметно упал. На этом фоне практически все ННК, за исключением РЕМЕХ, продолжали наращивать добычу углеводородов. Неудивительно, что совокупная доля супермейджеров в мировой нефтедобыче продолжает снижаться, причем в последние годы темпы этого снижения ускорились. Для сравнения доля стран членов ОПЕК все последние пятнадцать лет оставалась примерно на одном уровне.

Таблица 11.

Добыча углеводородов публичными нефтегазовыми компаниями различного типа, тыс. баррелей в день

	Добыча нефти			Доля в мировой нефтедобыче, %			Совокупная добыча углеводородов		
	2000	2007	2015	2000	2007	2015	2000	2007	2015
ExxonMobil	2553	2616	2088	3,3	3,1	2,2	4277	4180	4098
Chevron	1997	1783	1744	2,6	2,1	1,8	2741	2619	2622
RDS	2262	1899	1509	2,9	2,2	1,6	3611	3315	2954
BP	1928	2414	1945	2,5	2,8	2,0	3196	3818	3136
Total	1433	1509	1237	1,9	1,8	1,3	2059	2391	2347
Супермейджеры	10173	10221	8523	13,2	12,0	8,9	14523	15812	14399
<i>ОПЕК (справочно)</i>	<i>30769</i>	<i>36214</i>	<i>38952</i>	<i>39,8</i>	<i>42,3</i>	<i>40,4</i>			
ConocoPhillips	437	877	756	0,6	1,0	0,8	698	1880	1589
Eni	748	1020	908	1,0	1,2	0,9	1187	1736	1760
Statoil	—	1070	1165	—	1,2	1,2	1005	1724	1971
Petrobras	1324	1918	2197	1,7	2,2	2,3	1566	2301	2787
Lukoil	1554	1953	2052	2,0	2,3	2,1	1635	2227	2379
Rosneft	—	2027	4116	—	2,4	4,3	—	2281	5159
Gazpromneft	—	663	1140	—	0,8	1,2	—	663	1622
Pemex	3012	3082	—	3,9	3,6	—	3736	4496	—
PDVSA	3085	—	—	4,0	—	—	3915	—	—
Schlumberger	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Halliburton	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Baker Hughes	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Petrochina	2096	2298	2663	2,7	2,7	2,8	2327	3041	4093
Sinopec	676	813 (2008)	958	0,9	1,0	1,0	713	947 (2008)	1293
Marathon Oil	207	197	249	0,3	0,2	0,3	414	351	429
Apache	115	249	284	0,1	0,3	0,3	260	561	535
Chesapeake Energy	8	27	115	0,0	0,0	0,1	56	326	679
Occidental Petroleum	343	453	416	0,4	0,5	0,4	461	570	668
Murphy Oil	64	92	126	0,1	0,1	0,1	103	102	208
Hess Corporation	240	260	238	0,3	0,3	0,2	174	377	375
Devon Energy	117	151	275	0,2	0,2	0,3	331	616	680
Anadarko Petroleum	98	216	317	0,1	0,3	0,3	306	579	836
Suncor Energy	118	236	575	0,2	0,3	0,6	154	271	578

Источник: база данных Bloomberg, официальные отчеты компаний и расчеты автора.

Определенные проблемы супермейджеры испытывают с обеспечением стабильности запасов нефти на балансах компании (табл. 12). Если говорить о совокупных запасах углеводородов, то среди крупнейших частных ВИНК ExxonMobil стала единственной компанией, которая смогла существенно нарастить запасы за последние пятнадцать лет. Причем в текущем десятилетии она значительно нарастила запасы неконвенциональных углеводородов. BP, несмотря на распродажу части активов после аварии на Макондо, смогли сохранить запасы нефти и газа вблизи уровня 2007 г. Другие супермейджеры и мейджеры не сумели обеспечить рост запасов, по отношению к уровню 2000 г. они снизились.

Таблица 12.

Запасы на балансах публичных нефтегазовых компаний различного типа, млн. баррелей н.э.

	Запасы нефти			Коэффициент замещения запасов			Совокупные запасы нефти и природного газа		
	2000	2007	2015	2000	2014	2015	2000	2007	2015
Exxon Mobil	11561	10380	14724	109	104	67	20872	21757	24759
Chevron	8519	7087	6262	137	89	107	11493	10777	11168
RSD	7507	3776	5303	49	48	-5	14955	10592	11700
BP	7643	10073	9559	226	60	72	14963	17556	17180
Total	6960	5778	4495	140	100	107	10762	10449	11580
Супермейджеры	42190	37094	40343				73045	71131	76387
ConocoPhillips	3597	6320	5314	1127	97	-19	5019	10560	8180
Eni	3422	3269	3559	212	162	193	5884	6531	6890
Statoil	1994	2389	2455	96	62	55	2983	6010	5060
Petrobras	8356	9613	8774	144	101	-182	9763	11704	10516
Lukoil	12895	15715	12585	110	121	-15	13499	20369	16558
Rosneft	—	—	488	—	176	85	—	13538	40359
Gazprom neft	—	4143	6256	—	257	159	—	4348	9505
Pemex	20186	12187	—	-5	18	—	23080	14381	—
PDVSA	77685	—	—	311	—	—	102283	—	—
Petrochina	11032	11706	8521	255	2257	1938	16454	21224	21442
Sinopec	3168	2841 (2008)	1957	226	77	-54	3725	4001 (2008)	3216
Marathon Oil	717	650	1753	-83	116	78	1233	1225	2163
Apache	522	1134	992	393	-5	-308	1086	2446	1564
Chesapeake Energy	24	124	497	194	19	-289	250	1813	1504
Occidental Petroleum	1803	2229	1639	587	137	-152	2171	2870	2200
Murphy Oil	201	178	493	206	183	123	317	277	774
Hess Corporation	755	885	827	130	95	-148	1056	1330	1086
Devon Energy	521	998	1212	134	15	-131	1097	2497	2182
Anadarko Petroleum	1046	1014	1053	1063	121	-162	2062	2431	2057
Suncor Energy	422	2607	4642	-69	37	85	555	2678	4648

Источник: база данных Bloomberg, официальные отчеты компаний и расчеты автора.

На этом фоне у ННК, особенно у Роснефти, наблюдается существенный рост запасов. Такая тенденция является логическим следствием стремления стран-нефтеэкспортеров зарезервировать сектор добычи углеводородов для своих национальных государственных компаний. При этом прямое сравнение запасов углеводородов крупнейших частных публичных нефтяных компаний с запасами ННК лишено большого смысла, поскольку первые предоставляют статистику по запасам в соответствии с требованиями Федеральной комиссии США по ценным бумагам и биржам (SEC), в которой учитываются только коммерческие извлекаемые при данном уровне цен запасы. Запасы ННК нередко отражают потенциально извлекаемые запасы.

Проведенный анализ установил достаточно скромный вклад супермейджеров в мировую добычу нефти. Однако этот факт не свидетельствует об имманентной слабости

компаний данной группы. Крупнейшие частные ВИНК давно сделали ставку на сектора с большой добавленной стоимостью: нефтепереработку и нефтегазохимию. Именно от них они получают основную прибыль. А в условиях неблагоприятной ценовой конъюнктуры и обострения борьбы за рынки сбыта мейджеры обладают важнейшим конкурентным преимуществом – они имеют доступ к конечному потребителю на крупных рынках развитых стран. Таким же преимуществом обладают еще только китайские и индийские ННК, которые сохраняют почти монопольный контроль над своими крупными и растущими внутренними рынками.

Лучшим доказательством устойчивости, а значит и эффективности бизнес-моделей супермейджеров является статистика чистой прибыли компаний нефтегазового сектора (табл. 13). Все компании этой группы принесли своим акционерам чистую прибыль в 2015 г., причем в беспорных лидерах оказалась ExxonMobil. Национальные государственные компании стран-нефтеэкспортеров, исключая Petrobras и PEMEX, также зафиксировали положительную прибыль. Зато почти все независимые производители показали по итогам года убытки.

Таблица 13.

Чистая прибыль публичных нефтегазовых компаний различного типа, млрд. долл.

	2000	2007	2014	2015
<i>Крупнейшие частные ВИНК (супермейджеры)</i>				
Exxon Mobil	17,7	40,6	32,3	16,6
Chevron	7,7	18,7	19,3	6,2
RDS	8,4	31,3	18,4	8,8
BP	11,9	20,8	10,9	5,9
Total	6,4	18,1	9,1	9,3
Всего	52,1	129,5	89,9	46,7
<i>Крупные частные ВИНК (мейджеры)</i>				
ConocoPhillips	1,9	11,9	6,6	-1,5
Eni	5,3	13,7	2,0	-1,0
Lukoil	5,1	9,5	10,5	4,8
Всего	12,3	35,1	19,1	2,3
<i>Национальные государственные компании стран-нефтеэкспортеров</i>				
Statoil	1,8	7,5	6,0	0,1
Petrobras	5,4	13,2	-9,2	-10,6
Rosneft	–	12,9	9,2	5,9
Gazprom neft	1,0	4,1	3,2	1,8
Pemex	-2,1	-1,1	-19,9	-45,0
PDVSA	7,2	5,4	7,4	6,5
Всего	13,4	42,0	-3,3	-41,3
<i>Крупнейшие мировые нефтесервисные компании</i>				
Schlumberger	0,7	5,2	7,3	4,1
Halliburton	0,5	3,5	3,4	1,3
Baker Hughes	0,1	1,5	1,8	-0,6
Всего	1,3	10,2	12,6	4,9
<i>Крупнейшие национальные государственные компании стран-нефтеимпортеров</i>				
Petrochina	6,7	19,3	17,4	5,7
Sinopec	2,4	7,4	7,5	5,2
Всего	6759	19550	18121	5863
<i>Независимые нефтедобывающие компании</i>				
Marathon Oil	0,4	4,0	-0,3	-0,9

	2000	2007	2014	2015
Apache	0,7	2,8	2,0	-0,1
Chesapeake Energy	0,4	1,2	0,5	-0,3
Occidental Petroleum	1,6	5,4	3,0	0,1
Murphy Oil	0,3	0,8	0,7	-0,4
Hess Corporation	1,0	1,8	1,2	-1,1
Devon Energy	0,7	3,6	2,0	1,0
Anadarko Petroleum	0,8	3,8	1,9	-1,0
Suncor Energy	0,2	2,8	3,5	-0,4
Всего	6,2	26,2	14,4	-3,2

Источник: база данных Bloomberg.

Таким образом, в новых условиях бизнес-модель мейджеров, позволяющая получать дополнительные выгоды от вертикальной интеграции и глобального масштаба деятельности, продолжает демонстрировать преимущества в сравнении с моделями независимых производителей, а также национальных государственных компаний стран-нефтеэкспортеров, не имеющих выхода на конечный спрос.

3. Национальные государственные нефтяные компании

Особый интерес представляют стратегии адаптации к новой динамике и структуре мирового рынка нефти национальных государственных нефтяных компаний (ННК). Семейство ННК неоднородно. В соответствии с целями анализа в нем можно выделить две основные группы компаний: ННК стран-нефтеэкспортеров и ННК стран-нефтеимпортеров.

ННК стран-нефтеэкспортеров

За прошедшие более полувека с момента утраты «семью сестрами» активов в странах-членах ОПЕК и начала разработки большого количества месторождений независимыми производителями (в том числе в Норвегии на шельфе Северного моря), национальные нефтяные компании стран-нефтеэкспортеров продемонстрировали как успехи, так и провалы.

Statoil

Самым ярким примером успешной стратегии развития среди ННК стран-нефтеэкспортеров является норвежская Statoil.²⁷ Норвегия обязана появлением сектора нефтедобычи ценовым шокам 1970-х. Если бы страны-члены ОПЕК не подняли цены, вряд ли бы на норвежском (как и британском) шельфе развернулся бы столь значительный сектор нефтедобычи. При этом Норвегия и Statoil в существенной мере обязаны своими нефтяными успехами трансферу технологий, который осуществила ConocoPhillips, выбранная норвежцами в качестве стратегического партнера при развитии нефтяной промышленности. Важнейшую роль, конечно, сыграла способность Statoil абсорбировать и творчески развить чужой опыт. Стратегические союзы с мейджорами заключали многие национальные компании, но войти в высшую лигу по уровню технологий и управленческой эффективности не смогла пока ни одна национальная нефтяная компания из стран-нефтеэкспортеров.

Данный пример подчеркивает, что без мощной системы подготовки кадров, сильной инженерной и научной школ, невозможно превратиться в глобальную конкурентоспособную нефтегазовую компанию. Другие ННК из стран-нефтеэкспортеров, даже добывая намного

²⁷ См., например, Жуков С.В., Келимбетов К.Н. КАЗАХСТАН. Нефть – новые возможности для развития. Москва, ИМЭМО РАН. 2014.

больше нефти чем Statoil, остаются по сути пассивными игроками рынка нефти. Огромную роль в успехе норвежской компании играет высокое качество институтов и проводимой властями экономической политики.

Saudi Aramco

Ключевую роль в успехе саудовской Арамко играли и продолжают играть гигантские извлекаемые запасы высококачественной нефти, которыми располагает Саудовская Аравия. Запасы стали основным драйвером развития для компании. По масштабам нефтедобычи и экспорта нефти Арамко заметно опережает другие ННК стран-нефтеэкспортеров с низкими издержками добычи (таблица 10 выше).

При этом успех Арамко базируется не только на огромных запасах углеводородов (таблица 11 выше). Компания также выстроила эффективное партнерство с крупнейшими мировыми нефтесервисерами, что позволяет внедрять самые передовые методы добычи нефти, и инвестировала значительные средства в создание собственной инженерной школы, подготовку и привлечение научных кадров, а также создание и развитие собственных технологий.

В настоящее время саудовская компания развивает сеть партнерских отношений с крупнейшими нефтяными компаниями, как частными, так и государственными, пытаясь получить доступ на рынки нефтепереработки и нефтегазохимии в развитых и развивающихся странах.

При этом Арамко продолжает использовать свое положение мирового лидера нефтедобычи и держателя крупнейших запасов нефти для активной игры на мировом рынке нефти с целью влияния на цену барреля. Причем в последние годы для этого используется не только картель ОПЕК, но и привлекаются союзники из числа других крупных нефтеэкспортеров, включая Россию.²⁸

Лучшей оценкой для этой ННК является вероятное значение ее капитализации в случае выхода на IPO – 1–2 трлн. долл.²⁹

Латиноамериканская тройка: PEMEX, PDVSA, Petrobras

Однако, далеко не все ННК столь же успешны. Анализ основных производственных показателей доказывает, что стратегии развития латиноамериканских компании: PEMEX, PDVSA, Petrobras, – потерпели крах, или, по крайней мере, столкнулись с серьезными проблемами. Трудно выделить главную причину их провала. Скорее нужно говорить о комплексе факторов, включая: коррупцию, технологическую отсталость, проблемы с финансированием, разрыв нормальных отношений с крупнейшими американскими частными нефтяными компаниями, неспособность найти новых технологических доноров, неверная оценка рисков и преимуществ работы с китайскими нефтяными компаниями.

В наиболее тяжелой ситуации оказалась венесуэльская компания PDVSA, которая так и не смогла оправиться от шока национализации нефтегазового сектора и выдавливания из страны многих западных компаний. Ставка Венесуэлы на китайские инвестиции, сделанная после 2003 г. не сработала, поскольку китайские нефтяники не располагают необходимым технологиями для разработки тяжелой нефти. К тому же снижение цены нефти до 45–55 долл. за баррель делает добычу тяжелой нефти в бассейне Ориноко нерентабельной. Нефтедобыча в Венесуэле упала уже вдвое от максимальных уровней и с высокой вероятностью будет снижаться и дальше.

²⁸ Жуков С., Резникова О. ОПЕК в новой конфигурации мировой нефтедобычи // Год планеты: ежегодник. Вып. 2016 г.: экономика, политика, безопасность/ Под ред. В.Г. Барановского, Э.Г. Соловьева. М.: Идея-Пресс, 2016. 336 с. ISBN 978-5-903927-29-6(в пер.).

²⁹ Saudi tax cuts adds USD 1 trillion to corporate valuation of Saudi Aramco www.rystadenergy.com/NewsEvents/PressReleases/saudi-aramco-valuation (March 28, 2017).

PEMEX также сталкивается со стагнирующей добычей. Во многом причина здесь в неэффективном управлении и коррупции, которая разъедает компанию изнутри. Ситуация усугубляется крайне высокой социальной нагрузкой, возложенной на компанию правительством Мексики. Оно с одной стороны требует любыми способами наполнять бюджет, с другой стороны готово закрыть глаза на коррупционную составляющую. Многолетнее пребывание компании в рамках этого порочного круга практически не оставляет ей шанса самой выстроить эффективную стратегию по выходу из сложившегося кризиса без принудительной смены целевой функции максимизации полезности сверху.

Особняком стоит бразильская компания Petrobras, которая изначально сделала ставку на разработку и внедрение собственных технологий глубоководного бурения для освоения подсолевого горизонта с высококачественной нефтью. И хотя на середине реализации ее амбициозной стратегии резко и негативно изменилась ценовая конъюнктура, и компания, возможно, будет на долгие годы отброшена назад из-за накопленных финансовых проблем, пример Petrobras важен как иллюстрация способности ННК из развивающихся стран самостоятельно разрабатывать и развивать высокие технологии.

ННК стран-нефтеимпортеров

Принципиально новый класс игроков мирового рынка нефти – государственные нефтяные компании стран – импортеров нефти. Первопроходцами здесь выступали итальянская ENI, японские и корейские компании. Качественно ситуацию изменил Китай. Китайский опыт в последние несколько лет пытается воспроизвести Индия.

Несмотря на все многообразие и различия ННК стран-экспортеров, их объединяет отсутствие большого растущего внутреннего рынка нефти и газа. Для них основа экономики – это экспортный спрос на углеводородное сырье. В этом их главная слабость. Они крайне уязвимы, поскольку не имеют доступа к конечному потребителю в отличие от западных ВИНК, которые максимально приближены к спросу. Большинство ННК вынуждены продавать нефть нефтеперерабатывающим заводам, отдавая тем самым наиболее прибыльную часть в цепочке создания добавленной стоимости другим. Наиболее выгодное положение на мировом рынке нефти занимают в настоящее время ННК из стран-импортеров – китайские и индийские компании. Они имеют эксклюзивный доступ к самым крупным и быстрорастущим рынкам.

Китайские компании не довольствуются ролью переработчика импортного сырья, они активно скупают по всему миру так называемую долевую нефть (equity oil). С середины 1990-х годов они активно инвестируют в добычные проекты в Африке, Центральной Азии и Латинской Америке, в первую очередь в Венесуэле.³⁰ Можно с уверенностью констатировать, что китайским нефтяным компаниям удалось реализовать успешные стратегии по глобализации своей деятельности. Они смогли выработать наиболее оптимальную стратегию ведения бизнеса, учитывая успешный опыт западных ВИНК, и не повторить при этом ошибки многих ННК.

Самым слабым местом китайских ННК остается значительное технологическое отставание от ведущих частных ВИНК. Данное отставание особенно остро проявляется в латиноамериканских странах. Провал добычи в таких странах как Венесуэла, Эквадор, которые попытались переключиться с американских технологий на китайские, свидетельствует в том числе и о неспособности китайских компаний предложить коммерчески окупаемые технологии добычи, особенно в условиях негативной внешней конъюнктуры.

В долгосрочном периоде китайские нефтяные компании являются той силой, которая способна изменить сложившуюся структуру мирового рынка нефти. Не исключено, что на

³⁰ См., например, Жуков С.В., Резникова О.Б. Центральная Азия и Китай: экономическое взаимодействие в условиях глобализации. М., ИМЭМО РАН, 2009, 180 с.

фоне стагнации спроса на нефть в ключевых странах потребителях нефти, Китай, опираясь на свой растущий внутренний рынок, начнет навязывать собственные правила игры. Это создаст предпосылки для фундаментальной перестройки всей системы торговли нефтью, а также механизма ценообразования на сырую нефть. Через пятнадцать–двадцать лет и даже ранее может возродиться институт долгосрочных контрактных цен на нефть, причем уровень цены нефти окажется достаточно низким. Такая перестройка полностью отвечала бы и интересам Индии и других крупнейших импортеров нефти из числа развивающихся стран.

xxxxx

Притом, что ситуация отличается высочайшей степенью неопределенности, говорить об исчерпанности традиционной модели супермейджеров, на наш взгляд, пока преждевременно.

Самыми сильными конкурентными позициями в предстоящие десятилетия будут отличаться национальных государственных нефтяных компаний стран нефтеимпортеров, особенно Китая и до некоторой степени Индии.

Провал государственных нефтяных компаний в Латинской Америке (Бразилия, Венесуэла и Мексика) и Африке (Ангола и Нигерия) не является свидетельством имманентной неэффективности госкомпаний. Об этом эксплицитно свидетельствует пример норвежской Statoil. Справедливости ради следует отметить, что норвежский пример является единственным.

Стратегия Petrobras по трансформации в глобальную нефтегазовую компанию: адаптация к новым реалиям мирового рынка нефти

Глубокое снижение мировой цены нефти летом 2014 г. вкуче с кризисом в экономике Бразилии вскрыли давно назревавшую кризисную ситуацию в национальной нефтяной компании Petrobras. Petrobras быстро отреагировала на вызовы и начала болезненную корректировку своей стратегии по трансформации в глобальную нефтегазовую компанию путем приватизации непрофильных активов и сокращения инвестиционной активности. Параллельно правительство Бразилии через изменения в законодательстве либерализовало режим привлечения иностранных инвестиций в сектор нефтедобычи и тем самым существенно облегчило для Petrobras возможности для формирования стратегических альянсов кардинально с крупнейшими мировыми нефтяными компаниями, заинтересованными в участии освоения глубоководных месторождений подсолевого горизонта в бразильской офшорной зоне.

1. Международные проекты Petrobras

До середины текущего десятилетия Petrobras начала реализацию широкой линейки проектов в различных регионах мира.

Латинская Америка

Деятельность Petrobras в Латинской Америке касается всех сегментов нефтегазовой промышленности от разведки углеводородов до сбыта продуктов нефтепереработки. Разведка и добыча проводится на условиях концессии в Аргентине и Колумбии и в качестве оператора в Боливии.

Аргентина

Petrobras осуществляет свою операционную деятельность в Аргентине через участие в проекте Active Río Neuquén, где компания продолжает разведку и разработку углеводородов в бассейне Neuquina.

Венесуэла

Petrobras начала деятельность по разведке и добыче углеводородов в Венесуэле с 2003 года. В Венесуэле компания владеет пакетами акций в четырех совместных предприятиях с Petroleos de Venezuela S.A. (PDVSA) и другими компаниями, которые осуществляют свою деятельность в стране.

Колумбия.

Колумбия была первой страной, в которой Petrobras начала свою деятельность за пределами Бразилии еще в 1972 году. В Колумбии компания ведет свою деятельность в сегментах разведки, маркетинга и сбыта конечному потребителю.

В 2000 г. Petrobras сделала одно из крупнейших открытий углеводородов в Колумбии – месторождение Campo Guando, расположенное в 110 км к юго-западу от столицы Богота. В 2010 г. были открыты углеводороды в блоках Balay и Triple (суша). С началом XXI века Компания стала переносить свое внимание на шельф Колумбии, где она могла воспользоваться своей экспертизой в глубоководной добыче на шельфе. В 2004 г. National Hydrocarbons Agency подписало с Petrobras и её партнерами Ecopetrol, Repsol и Statoil, первый контракт на разведку и разработку углеводородов в колумбийских водах карибского бассейна – блок Tauroна, где в декабре 2014 г., в скважине Orca-1, было сделано первое открытие углеводородов на глубоководном шельфе Колумбии. Кроме того, компания обладает долями в блоке в регионе Tolima, который обладает потенциалом в отношении добычи, как традиционных, так и нетрадиционных углеводородов.

Свою деятельность в сфере маркетинга и сбыта конечному потребителю в Колумбии PetroBras начала в 2005 г. с приобретения предприятий Shell, которые включали 39 АЗС в Боготе, завод смазочных материалов в Puerte Aranda и терминал в Santa Marta. На сегодняшний день нефтепродукты компании, в числе которых PetroBras Lubricantes – линия промышленных и автомобильных смазочных материалов, производимых PetroBras в Колумбии, реализуются напрямую оптовым покупателям и через сеть из 115 АЗС на территории страны.

В сентябре 2013 г., согласно плану стратегического развития PetroBras, была одобрена продажа части активов PetroBras Colombia. Активы, которые были частью сделки, включали доли в 11 разведочных блоках на суше, а также доли в трубопроводах Columbia и Alto Magdalena.

Боливия

PetroBras работает в Боливии с 1996 г. Компания пришла в страну после того, как между правительствами Бразилии и Боливии было заключено соглашение целью которого является обеспечение энергетической интеграции между странами. НКК работает в Боливии в двух направлениях: разведка и разработка, а также транспортировка.

Проекты PetroBras по разведке углеводородов расположены в районах Telmo, Sunchal, and Astillero административного округа Tajira и районе Cedro административного округа Santa Cruz. Добыча углеводородов компанией осуществляется на месторождениях Campos de San Alberto, Itaú и Sábalo административного округа Tajira, где добывают, в первую очередь, природный газ, и месторождении Monteagudo административного округа Chuquisaca.

PetroBras обладает долей в 21% в КС Rio Grande, которая является отправной точкой газопровода Боливия-Бразилия (GASBOL). Кроме того, компания подписала договор на поставку природного газа из Боливии в Бразилию с Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) до 2019 г. Это соглашение включало в себя пункты о разведке и добыче углеводородов в Боливии компанией PetroBras в партнерстве с YPFB.

Парагвай

PetroBras начала работать в Парагвае в 2006 г. Компания занимается сбытом нефтепродуктов и участвует в транспортировке углеводородов.

Розничная сеть PetroBras на сегодняшний день состоит из 180 АЗС. Компания PetroBras Paraguay Operaciones y Logística осуществляет прямые поставки таким оптовым потребителям и имеет терминал в Villa Elisa. НКК реализует нефтепродукты для авиации в аэропортах городов Асунсьон и Ciudad del Este и занимается реализацией ПНГ в баллонах. Реализация осуществляется через 18 АЗС Autogas, 20 оптовых дистрибьюторов и более 300 малых и средних компаний в различных секторах экономики. Кроме того, осуществляются оптовые продажи, которые охватывают, в целом, более 20 отраслей. 10 июля 2017 г. Компания объявила о возможности продажи своих активов в Парагвае.

Географическое положение Парагвая является стратегическим в силу его близости к Бразилии, Аргентине и Боливии. PetroBras, которая участвует в реализации интеграционного объединения Southern Cone, проводит значительные улучшения в логистической инфраструктуре страны.

Уругвай

PetroBras присутствует в Уругвае с 1996 г. Компания занимается реализацией нефтепродуктов и природного газа конечному потребителю.

На сегодняшний день через PetroBras Uruguay Distribución, приобретенную в 2006 г., PetroBras владеет 89 АЗС, сетью дистрибьюторов смазочных материалов и удобрений, а также реализует авиационное топливо в международном аэропорту Carrasco и горюче-смазочные материалы в порту Montevideo.

С 2004 г. PetroBras сотрудничает с National Administration of Fuels, Alcohol, and Portland (Ancap) и занимается сбытом природного газа в Уругвае. Через долю в 55% в

дистрибьюторе природного газа Uruguayan Conecta компания обладает эксклюзивными правами на поставки природного газа на территории страны вне Монтевидео, а приобретение доли в 66% в Gaseba Uruguay S.A., в настоящее время Montevideo Gas, позволило НКК реализовывать свой природный газ на территории Монтевидео. 31 марта 2011 г. PetroBras Uruguay приобрела оставшиеся 34% в Distribuidora de Gas S.A. Montevideo (Montevideo Gas) у Pan American Energy Iberica S.L.

Северная Америка

В Северной Америке PetroBras занимается разведкой, добычей, переработкой и маркетингом углеводородов, а также предоставляет услуги по логистике.

США

В США PetroBras присутствует в разведке и добыче, логистике, переработке и маркетинге нефти и нефтепродуктов. Компания начала свою деятельность в стране в 1987 г. с приобретения восьми блоков на американском шельфе Мексиканского залива. В последние годы НКК, работая на шельфе Мексиканского залива, установила партнерские отношения с несколькими крупнейшими нефтегазовыми компаниями мира.

PetroBras America Trading Group занимается поставкой и маркетингом нефти и нефтепродуктов из США и Бразилии. В качестве торговой группы компания работает на рынках бензина, этанола и мазута на западном побережье, побережье Мексиканского залива и восточном побережье в районе Нью-Йорка. Также компания предоставляет услуги по хранению нефти и нефтепродуктов в Карибском регионе. За исключением Pasadena Refining, компания поставляет более 550 тыс. баррелей нефти в день торговым компаниям и заводам по переработке.

В 2008 г. PetroBras вошла в сегмент переработки на территории США, купив Pasadena Refining System, Inc. (PRSI) – нефтеперерабатывающий завод мощностью 100 тыс. барр./сутки, находящийся в Техасе. Завод обслуживается почти тремя сотнями сотрудников и двумя сотнями постоянных подрядчиков.

PetroBras America Inc. (PAI) ведет добычу на глубоководном шельфе Мексиканского залива на месторождениях Cottonwood (с 2007 г.) и Cascade и Chinook (с 2012 г.). Также в составе совместных предприятий Компания ведет добычу на месторождении St. Malo с 2014 г. и месторождениях Hadrian South Lucius с 2015 г. Cascade — первое месторождение компании на сверхглубоком шельфе Мексиканского залива на глубине около 2,5 км. Добыча производится с помощью FPSO BW Pioneer, который способен принимать до 80 тыс. барр. нефти и 500 тыс. м³ природного газа в день, а также хранить до 500 тыс. барр. Нефть с FPSO доставляется на берег с помощью челночных танкеров, а природный газ — по трубопроводу. Chinook также обслуживается с помощью FPSO. Cottonwood – первое глубоководное месторождение Компании в Мексиканском заливе расположено на глубине более 650 м, основную часть добычи составляет нефть. Кроме того, компания на 31.12.2016 имела доли в 52 нефтегазовых блоках на шельфе Мексиканского залива.

Мексика

PetroBras начала свою деятельность в Мексике в 2003 г. в качестве оператора сервисных контрактов без риска через совместное предприятие PTD Servicios Múltiples SRL. Компания занимается разведкой и добычей природного газа на месторождениях Cuervito и Fronterizo (суша), расположенных в нефтеносном бассейне Burgos на севере Мексики. Контракты на разведку и разработку данных месторождений также включают в себя проекты, связанные со строительством и техническим обслуживанием инфраструктуры.

Кроме того, между PetroBras и Pemex было заключено соглашение о научно-техническом сотрудничестве, которое действовало до 2014 г. В настоящее время проводятся переговоры о его возобновлении.

Африка

Деятельность PetroBras в Африке осуществляется посредством совместного предприятия с BTG Pactual – финансовой компанией из Бразилии, созданной в июне 2013 г. Совместное предприятие PetroBras Oil & Gas B.V., в котором каждый из участников владеет половиной, управляет разведкой и добычей нефти и газа на континенте. Основная часть деятельности Компании сосредоточена в Нигерии на месторождениях Agbami и Акро, также она реализует проект по развитию добычи на месторождении Egina и ведет разведку на месторождениях Egina South и Preowei. Все контракты осуществляются на условиях раздела продукции. Кроме того, Компания работает в Анголе, Габоне и Танзании.

Азиатско-Тихоокеанский Регион

В Азиатско-Тихоокеанском Регионе PetroBras занимается финансовой деятельностью, логистикой, маркетингом и сбытом нефти и нефтепродуктов.

Китай

В Китае PetroBras присутствует с 2004 г., когда было подписано соглашение о сотрудничестве и открыт офис. В 2005 г. Компанией был подписан меморандум о взаимопонимании с китайской CNPC, направленный на развитие совместных бизнес-проектов, включая переработку, разведку и добычу углеводородов в Бразилии, Китае и третьих странах. Основная деятельность офиса Компании в Китае сосредоточена на реализации нефти, в особенности тяжелой нефти из нефтеносного бассейна Campos и практическое осуществление соглашений с китайскими ННК, в особенности в отношении АТР.

Япония

PetroBras начала свою деятельность в Японии с открытия представительства в 2000 г. Оно занимается привлечением инвестиционного капитала из Японии, благодаря которому компании удается обеспечить часть финансирования своих проектов в Бразилии.

Сингапур

Офис PetroBras в Сингапуре отвечает за проведение коммерческой деятельности в отношении нефти и нефтепродуктов по всей Азии, за исключением Китая. В основном, деятельность офиса заключается в экспорте нефти и мазута, а также в импорте дизельного топлива в регионе. Кроме этого, Компания осуществляет поставку мазута на суда в Сингапуре и является крупнейшим поставщиком с низким содержанием серы на этом рынке.

Европа

В Европе PetroBras занимается, главным образом, финансовой деятельностью и исследованиями.

Нидерланды

Штаб-квартира PetroBras в Нидерландах занимается разнообразными видами деятельности пределами Бразилии. Она расположена в Роттердаме, одном из крупнейших финансовых центров мира, который обладает давними традициями инвестиций в нефтегазовую отрасль.

Великобритания

Офис PetroBras в Великобритании осуществляет коммерческие операции. 26 марта 2010 г. компания открыла офис по разведке и разработке в Европе. Его цель состоит в том, чтобы помогать внедрять лучшие мировые технологии и сохранять технологическое лидерство.

Несмотря на довольно обширное присутствие PetroBras за рубежом, рассмотренное выше, операционная деятельность компании вне границ Республики Бразилия в 2010-х существенно сократилась. Так, доказанные запасы нефти Компании с 2012 по 2016 гг. упали более чем на 60%, а природного газа – более чем на 80%. Самым пострадавшим регионом

зарубежной деятельности Petrobras оказалась Латинская Америка, где объемы доказанных запасов нефти были почти что исчерпаны – падение составило 99,6%, запасы природного газа сократились на 90,04%. Вслед за падением доказанных запасов снизилась и добыча углеводородов ННК вне территории Бразилии: добыча нефти сократилась немногим более чем на 45%, а природного газа почти на 17%. После продажи двух из трех нефтеперерабатывающих заводов за рубежом, мощности Petrobras в этом направлении также существенно снизились.

Отдельно стоит отметить, что международная операционная деятельность Petrobras, приносившая прибыль до 2014 г., начиная с 2015 г. стала приносить чистый убыток.

2. Долговая нагрузка компании

Сокращение международной деятельности Petrobras связано с тяжелой ситуацией, в которой оказалась Компания. Среди причин критического положения Petrobras можно назвать: проблемы экономики Бразилии; давление некоммерческих функций ННК; глубокое снижение цены нефти летом 2014 г.

Однако основной причиной является крайне высокий уровень корпоративного долга, который компания имела еще до наступления кризиса. Корпоративный долг Petrobras показывал быстрый рост, начиная с середины 2000-х гг., следуя за ростом цены на нефть. За 2010–2014 гг. долгосрочный долг увеличился вдвое – с 61 до 121 млрд. долл., а чистый долг, за тот же период, вырос втрое – с 33 до 106 млрд. долл. Отношение чистой задолженности к EBITDA в 2014 г. достигло 35 раз, в 2015 г. оно опустилось до 15 раз, в 2016 – первом квартале 2017 гг. – до, примерно, 5 раз (рисунок 12).

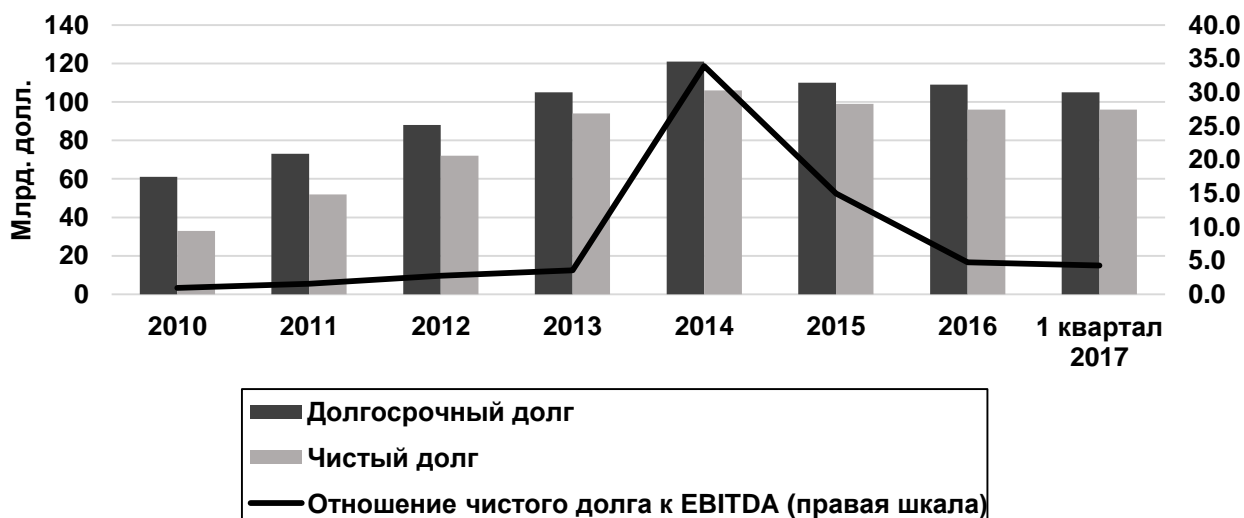


Рисунок 12. Динамика долга Petrobras, 2010 – 1 квартал 2017 гг.

Источники: база данных Bloomberg.

Основной причиной быстрого роста долговой нагрузки Petrobras можно назвать расширение инвестиционной программы компании, в первую очередь связанной с инвестициями в разработки технологий и добычу с подсолевого слоя. Инвестиции ННК стали расти в середине 2000-х гг. и с 2010 по 2014 гг. находились на уровне около 45 млрд. долл. в год (рисунок 13).

Таким образом, очевидно, что события 2014 г. только обострили уже нарастающую проблему, с решением которой Petrobras пришлось бы столкнуться в любом случае.

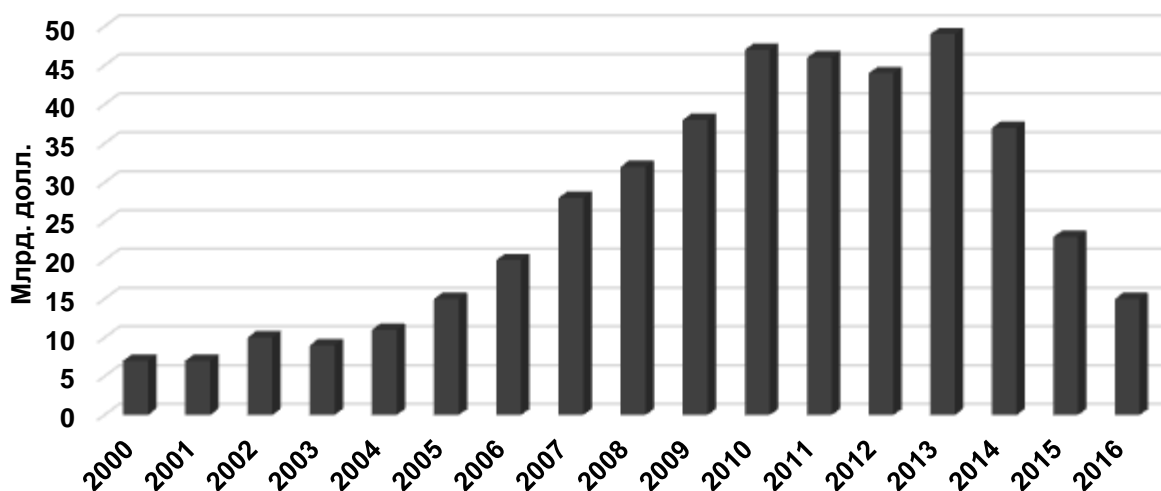


Рисунок 13. Инвестиции PetroBras, 2000-2016 гг.

Источник: статистические данные PetroBras.

3. Сокращение инвестиций

Оказавшись в тяжелом положении, которое стало особенно заметно в 2014 г., PetroBras стал предпринимать активные усилия в направлении улучшения своего финансового положения. Стратегический план компании, среди прочего, включает в себя:

- новую более конкурентную систему установления цен на бензин и дизельное топливо на заводах НКК по нефтепереработке;
- программу сокращения ОПЕХ через оптимизацию управляемых операционных затрат;
- расширение политики борьбы с коррупцией, которая, в том числе, включает в себя деятельность, направленную на возврат потерянных средств;

Одним из основных направлений деятельности PetroBras по увеличению эффективности бизнеса является последовательная политика по оптимизации инвестиционных программ компании. С 2013 по 2016 гг. капиталовложения компании резко сократились по всем направлениям деятельности.

Так, падение инвестиций PetroBras в разведку и разработку с 2014 по 2016 гг. составило 51% (-14,06 млрд. долл.). В 2016 г. в сектора разведки и бурения компанией было вложено 13,51 млрд. долл.

Инвестиции в переработку, транспортировку и маркетинг углеводородов за этот же период упали на 92% (-13,58 млрд. долл.). В 2016 г. в развитие переработки, транспортировки и маркетинга Компанией было вложено всего 1,17 млрд. долл.

Аналогичная ситуация наблюдалась и по другим направлениям инвестиционной деятельности компании (рисунок 14).

Отметим при этом, что в структуре инвестиций компании, несмотря на их общее падение, растет доля инвестиций в разведку и добычу нефти, что свидетельствует о том, что даже в текущих неблагоприятных внешнеэкономических и макроэкономических условиях компания PetroBras делает ставку на развитие собственной добычи нефти, в первую очередь из подсольевых месторождений Компании.

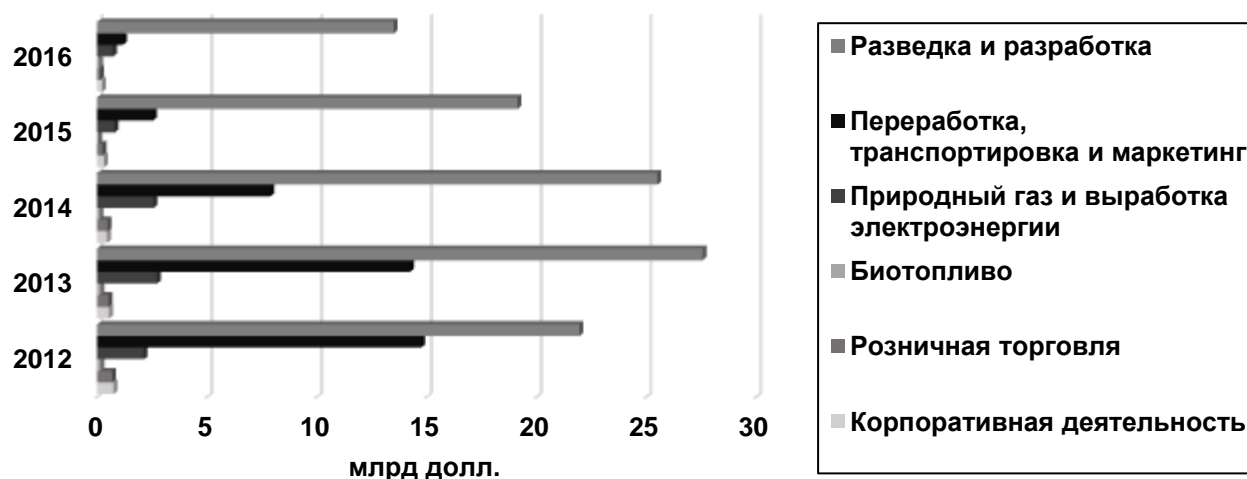


Рисунок 14. Инвестиции PetroBras по направлениям деятельности, 2012-2016 гг.

Источник: финансовые отчеты PetroBras 2011-2015 гг.

4. Программа де-инвестирования и партнерства

Другой важной частью деятельности PetroBras по увеличению эффективности бизнеса и снижению долговой нагрузки является программа по де-инвестированию и партнерства. Начатая в 2015 г. данная программа заключается в продаже активов, которые являются неэффективными или не относятся к основному виду деятельности компании – добыче и переработке углеводородов, в основном нефти. В определенных случаях продается только часть принадлежащей компании доли.

По программе де-инвестирования и партнерства в 2015-2016 гг. PetroBras получила 13,6 млрд. долл., а в 2017-2018 гг. от продолжения данной программы компания рассчитывает выручить 21 млрд. долл.

Сделки, в которых участвуют в данной программе, можно разделить на три группы, в зависимости от того, на какой стадии реализации они находятся:

- завершенные сделки;
- сделки с подписанным контрактом;
- и возможные сделки, как уже официально объявленные PetroBras, так и нет;

Основная часть завершенных сделок по программе де-инвестирования и партнерства PetroBras приходится на 2015-2016 гг., но некоторые из них относятся к 2017 г. (табл. 14).

31 марта 2015 г. PetroBras Argentina (PESA) была завершена сделка по продаже 100% активов, расположенных в бассейне Austral провинции Santa Cruz. Активы включали в себя 26 концессий на добычу на суше со средним объемом производства, на момент продажи 15 тыс. баррелей нефтяного эквивалента в день, а также инфраструктуру, необходимую для распределения, обработки и хранения добываемых углеводородов. Покупатель: компания Compañia General de Combustibles (CGC). Сумма сделки составила 101 млн. долл.

В декабре 2015 г. PetroBras завершила сделку по продаже доли в 49% в PetroBras Gas S.A. (Gaspetro). Gaspetro – дочернее предприятие PetroBras, занимающееся импортом, экспортом, хранением и розничной продажей природного газа. Покупатель: японская компания Mitsui Gas e Energia do Brasil Ltda. Сумма сделки составила около 500 млн. долл.

27 июля 2016 г. PetroBras Participaciones S.L. (PPSL) была завершена сделка по продаже 67,19% доли в PetroBras Argentina (PESA). Покупатель: Pampa Energia – аргентинская публичная интегрированная энергетическая компания, осуществляющая свою деятельность по таким направлениям как нефть и природный газ, а также генерация, передача и розничная продажа электроэнергии. Сумма сделки составила 897 млн. долл.

22 ноября 2016 г. PetroBras завершила сделку по продаже всей своей доли, равной 66%, в разведочном блоке VM-S-8 в области Caracara бассейна Santos. Покупатель: норвежская национальная нефтяная компания Statoil, которая с момента завершения сделки стала оператором проекта. Сумма сделки составит 2,5 млрд. долл., половина из которых была получена PetroBras в момент завершения сделки, в то время как другая половина будет переведена посредством платежей, связанных с соответствующими событиями, такими как, например, подписание соглашения об индивидуализации производства (унификации).

28 декабря 2016 г. PetroBras International Braspetro (PIB PV) была завершена сделка по продаже 100% доли в компании Nansei Sekiyu (NNS), полностью принадлежавшей PetroBras. Компания NNS включает в себя завод по нефтепереработке мощностью 100 тыс. баррелей в день, 36 хранилищ, общим объемом 9,5 млн. барр. нефти и нефтепродуктов, 3 пирса для загрузки и разгрузки танкеров. Все активы NNS находятся на острове Окинава, Япония. На момент продажи завод по нефтепереработке был в состоянии заморозки, и в качестве транспортного терминала обеспечивал половину рынка Окинавы. Покупатель: Taiyo Oil Company – частная японская компания, с центральным офисом в Токио, которая занимается импортом, экспортом, переработкой и торговлей нефтепродуктами. Сумма сделки составила 165 млн. долл.

3 января 2017 г. была завершена сделка по продаже 45,97% доли PetroBras Biocombustivel (PBIO) в Guarani. Guarani – одна из ведущих компаний по производству сахара и этанола в Бразилии, на момент завершения сделки, имела в своем составе 8 производственных единиц, 7 на территории страны, в штате Sao Paulo, и одну в Африке, в Мозамбике. Покупатель: компания Tereos Participations, принадлежащая французской группе Tereos, являлась партнером PBIO в Guarani с долей 54,03% в капитале до завершения момента сделки. Группа Tereos специализируется на производстве сахара, являясь третья по величине в мире, этанола и алкоголя и обладает 42 заводами в Европе, Южной Америке, Африке, Индийском Океане и Азии. Сумма сделки составила 202 млн. долл.

3 января 2017 г. была завершена сделка по продаже 100% доли PetroBras в Companhia Petroquimica de Pernambuco (PetroquimicaSuape) и Companhia Integratea Textil de Pernambuco (Citepe). Petroquimicasuape и Citepe, полностью принадлежавшие PetroBras дочерние компании, являются частью текстильного и химического комплекса в Ipojuca, штат Pernambuco. Вместе компании обладают тремя интегрированными заводами: один из которых производит очищенную терефталевую кислоту (PTA), другой – волокна полиэстера и последний – полиэтилентерефталат (PET). Покупатель: два дочерних предприятия мексиканской компании Alpek, принадлежащей Alfa S.A.B. de C.V. (Alfa) – публичной компании, работающей в нефтехимической промышленности и занимающей первое место в мире по производству полиэстера (PTA, PET и волокон). Сумма сделки составила 385 млн. долл.

11 января 2017 г. была завершена сделка по продаже 100% доли PetroBras Caribe Ltd. в полностью принадлежащей ей PetroBras Chile Distribucion (PCD). На момент продажи PCD владела 279 автозаправочными станциями и 8 топливными терминалами, работала в 11 аэропортах Чили, а также имела доли в двух компаниях по логистике и заводе смазочных материалов. Кроме производственных активов покупатель приобрел бренды PetroBras и Lubrax на восьмилетний срок с возможностью обновления. Покупатель: Southern Cross Group – фонд прямых инвестиций, под управлением которого находятся финансовые средства объемом в 2,9 млрд. долл., деятельность которого сосредоточена на инвестициях в производственные компании, компании по обслуживанию и логистике, а также в компании по реализации потребительских товаров в Латинской Америке. Сумма сделки составила 470 млн. долл., 90 млн. долл. из которых были направлены на выплату дивидендов и налогов.

23 февраля 2017 г. PetroBras Biocombustiveis была завершена сделка по продаже своей доли, равной 49%, в Nova Fronteira Biocombustiveis S.A. Покупатель: компания Sao Martinho

S.A. Сумма сделки составила 133 млн. долл., которые были выплачены в виде обычных акций Sao Martinho S.A.

4 апреля 2017 г. была завершена сделка по продаже 90% доли PetroBras в Nova Transportadora de Sudeste (NTS). NTS – компания занимающаяся строительством и эксплуатацией газопроводов, в основном в отношении юго-восточной части Республики Бразилия. Покупатель – Nova Infraestrutura Fundo de Investimentos em Participacoes, управляемый Brookfield Brasil Asset Management Investimentos Ltda, которая полностью аффилирована с канадской Brookfield Asset Management. Общая сумма сделки составит 5,08 млрд. долл., среди которых 2,59 млрд. получено от продажи акций, 1,64 млрд. получено от продажи облигаций, конвертируемых в акции, выпускаемые NTS, со сроком погашения 10 лет, в качестве покрытия долга PetroBras Global Trading B.V. (PGT), полностью принадлежащей PetroBras дочерней компании. Остаток в 0,85 млрд. долл. будет выплачен через 5 лет.

Таблица 14.

Завершенные сделки по продаже активов, 2015 – начало 2017 гг.

Актив	Покупатель	Дата завершения сделки	Сумма, млрд. долл.
26 концессий на добычу на суше в бассейне Austral, провинции Santa Cruz, Аргентина	Compania General de Combustibles	31 марта 2015	0,101
49% доля в PetroBras Gas S.A. (Gaspetro)	Mitsui Gas e Energia do Brasil Ltda	28 декабря 2015	0,5
67,19% доля в PetroBras Argentina (PESA)	Pampa Energia	27 июля 2016	0,897
66% доля в разведочном блоке VM-S-8 в области Caracara бассейна Santos	Statoil Brazil Oil and Gas LTDA	22 ноября 2016	2,5
100% доля в компании Nansei Sekiyu (NNS).	Taiyo Oil Company	28 декабря 2016	0,165
45,97% доля в PetroBras Biocombustivel (PBIO) в Guarani	Tereos Participations	3 января 2016	0,202
100% доли в Companhia Petroquimica de Pernambuco (PetroquimicaSuape) и Companhia Integratea Textil de Pernambuco (Citepe).	Два дочерних предприятия мексиканской компании Alpek	3 января 2016	0,385
100% доля в PetroBras Chile Distribucion (PCD).	Southern Cross Group	11 января 2017	0,47

Актив	Покупатель	Дата завершения сделки	Сумма, млрд. долл.
49% доля PetroBras Biocombustiveis в Nova Fronteira Biocombustiveis S.A.	Sao Martinho S.A.	23 февраля 2017	0,133
90% доли PetroBras в Nova Transportadora de Sudeste (NTS).	Nova Infraestrutura Fundo de Investimentos em Participacoes (FIP)	4 апреля 2017	5,08

Источник: данные компании PetroBras

Следующая группа сделок – сделки с подписанным контрактом (табл. 15).

17 ноября 2016 г. между PetroBras и Companhia Ultragas S.A. был подписан контракт в отношении продажи 100% доли PetroBras в PetroBras Liquigas Distribuidora S.A., полностью принадлежащей PetroBras дочерней компании. Companhia Ultragas S.A. является дочерним предприятием Ultragar Participacoes S.A. Сумма сделки составит 800 млн. долл.

28 февраля 2017 г. PetroBras подписала несколько контрактов с Total., среди которых:

- продажа 22,5% доли в концессии на область Iara в блоке VM-S-11. После завершения сделки доли партнеров составят PetroBras – 42,5%, BG E&P Brazil, дочерняя компания Royal Dutch Shell Plc. – 25%, Total – 22,5% и Petrogal Brazil – 10%;

- продажа 35% доли в концессии на область Lara в блоке VM-S-9. После завершения сделки доли Total составит 35%, и компания станет оператором, доля BG E&P Brazil – 30%, доля PetroBras – 10% и доля Petrogal Brazil – 10%;

- продажа 50% доли PetroBras в Termobahia. Termobahia – дочерняя компания, полностью принадлежащая PetroBras и занимающаяся производством электроэнергии. Компания владеет тепловыми электростанциями Romulo de Almeida и Celso Furtado в Bahia, общей мощностью 332 МВт. Кроме того, Total получила право на доступ к терминалу регазификации в Sao Francisco de Conde, Bahia, транспортная мощность которого составляет 14 млн. м³ в день.

Общая сумма сделки составит 2,25 млрд. долл., из которых 1,675 млрд. долл. PetroBras получит сразу по завершению сделки, 400 млн. будут предоставлены в качестве кредита, который будет можно использовать для инвестиций в месторождения в области Iara и оставшиеся 150 млн. долл. будут предоставлены условными платежами.

Таблица 15.

Сделки с подписанными контрактами, 2016/2017 гг.

Актив	Покупатель	Дата завершения сделки	Сумма, млрд. долл.
100% доля PetroBras в Liquigas Distribuidora S.A.	Companhi Ultragas S.A.	17 ноября 2016	0,8
22,5% доля в концессии на область Iara в блоке VM-S-11	Total	28 февраля 2017	Общая сумма за все сделки 2,25
35% доля в концессии на область Lara в блоке VM-S-9	Total	28 февраля 2017	
50% доля в	Total	28 февраля 2017	

Termobahia и доступ к терминалу по регазификации в Sao Francisco de Conde			
---	--	--	--

Источник: данные компании PetroBras.

Третья группа представлена возможными сделками, намерение о совершении которых PetroBras выразила в официальной форме в 2017 г. (в отношении одной сделки в 2016 г.) или сделками, рассматриваемыми компанией (табл. 16).

10 октября 2016 г. PetroBras начала переговоры с Karoon Gas Australia Ltd. в отношении продажи доли в месторождениях Bauna и Tartaruga Verde. Соглашение касается полной продажи долей PetroBras, при этом компания останется оператором. На месторождении Bauna, которое находится на мелководном шельфе, добыча идет с февраля 2013 г., и, на конец 2016 г., её объем составлял 45 тыс. баррелей в день. Месторождение Tartaruga Verde, которое находится на глубоководном шельфе, находится на стадии начальной разработки и требует серьезных инвестиций. Оба месторождения post salt. Возможный покупатель: Karoon Gas Australia Ltd. – австралийская энергетическая компания осуществляющая деятельность в отношении нефти и природного газа в нескольких странах мира. Основные активы Karoon расположены в Австралии, Бразилии и Перу. На 2016 г. компания имела пять концессий на разведку, разработку и добычу в Бразилии.

10 июля 2017 г. PetroBras заявила о намерении реализовать свои активы в Парагвае. В активы, рассматриваемые для реализации, входят PetroBras Paraguay Distribucion Limited (PPDL UK), PetroBras Paraguay Operaciones y Logistica SRL (PPOL) и PetroBras Paraguay Gas SRL (PPG). Данные компании включают в себя 197 автозаправочных станций, 113 сопутствующих магазинов, работают в сегменте авиации в трех аэропортах и в сегменте крупных потребителей, а также имеет торговый терминал в городе Villa Elisa. Посредством данных компаний PetroBras является крупнейшим поставщиком топлива в Парагвае.

27 сентября 2017 г. PetroBras объявила о намерении реализовать права на разведку, разработку и добычу в 19 концессиях на суше Бразилии, собранных в 5 групп, в штатах Ceara, Rio Grande do Norte и Segripe. В 2016 г. средняя доля добычи нефти и газа в данных активах составила 17,4 тыс. барр. нефтяного эквивалента в день. Доля PetroBras во всех указанных активах составляет 100%, кроме месторождения Sanhacu, в котором компания обладает 50%, другая половина принадлежит Petrogal.

Кроме указанных выше намерений, о которых было объявлено официально, PetroBras рассматривает возможности реализации:

- 47% доли в Braskem S.A., которая является крупнейшей нефтехимической компанией в Латинской Америке и занимает 8 место в мире по производству резин;
- активы проекта UFN- III Três Lagoas, завершено на 80% проекта по производству минеральных удобрений, в котором заинтересована китайская НК Sinopet;
- доля PetroBras в месторождении Saint Malo в американской части Мексиканского залива;

Таблица 16.

Возможные сделки, 2016 – 2017 гг.

Актив	Покупатель	Дата объявления о намерении
Доля PetroBras в месторождениях Bauna и Tartaruga Verde	Karoon Gas Australia Ltd	10 октября 2016
Компаний PetroBras Paraguay Distribucion Limited	Не определен	10 июля 2017

Актив	Покупатель	Дата объявления о намерении
(PPDL UK), PetroBras Paraguay Operaciones y Logistica SRL (PPOL) и PetroBras Paraguay Gas SRL (PPG).		
Доля PetroBras в 19 концессиях на суше Бразилии	Не определен	27 сентября 2017
47% доля в Braskem S.A.,	Не определен	Рассматривается
Проект UNF – III, Tres Lagoas	Sinopec (Китай)	Рассматривается
Доля PetroBras в Saint Malo	Не определен	Рассматривается

Источник: данные компании PetroBras.

Как можно видеть программа де-инвестиций и партнерства охватывает довольно обширный круг активов PetroBras, как находящихся за рубежом, так и на территории страны, а сама компания, на текущий момент, все больше теряет свою возможность стать международной и сосредотачивается на деятельности по добыче углеводородов на территории Бразилии. Параллельно с осуществлением PetroBras программы де-инвестирования и партнерства, правительство Республики Бразилия предпринимает усилия по улучшению инвестиционного климата в углеводородной отрасли страны.

5. Политика по улучшению инвестиционной привлекательности углеводородной отрасли

Учитывая кризис PetroBras и понимая отсутствие у национальной нефтяной компании возможности продолжать развитие углеводородной промышленности в необходимом объеме, правительство Республики Бразилия предприняло серьезные усилия в отношении привлечения инвестиций по этому направлению.

Одним из направлений, по которому правительство Республики Бразилия улучшает инвестиционный климат в углеводородной отрасли страны, является смягчение политики локализации, требования по которой в стране довольно велики. Всего с 1999 г. в Республике Бразилия было проведено 14 раундов торгов на концессии, последний 27 сентября 2017 г. Следуя за ростом цены на баррель нефти и заинтересованностью крупных международных компаний в разработке углеводородов на территории Республики Бразилия, минимальные требования к компаниям-участницам торгов в отношении локализации показывали положительную динамику с 1 по 13 раунд. Но после 2014 г. и ухудшения ситуации всех нефтегазовых компаний мира, что особенно сильно сказалось и на PetroBras, учитывая, что компания имела проблемы и до этого, правительство Бразилии снизило требования в отношении local content для 14 раунда торгов практически вдвое (табл. 17).

Таблица 17.

Минимальная доля локализации оборудования в раундах торгов на нефтегазовые блоки с 1 по 14, %

Раунды торгов	С 1 по 4	С 5 по 6	С 7 по 13	С 14
Годы	1999-2002	2003-2004	2005-2016	2017
Стадия разведки	Не применялось	Тип А – 30% Тип В – 50% Тип С – 70%	Глубоководный шельф – 37% Шельф – 51%	Глубоководный шельф – 18% Шельф – 18%

			Суша – 70%	Суша - 50%
Стадия разработки	Не применялось	Тип А – 30% Тип В – 60% Тип С – 70%	Глубоководный шельф – 55% Шельф – 63% Суша – 77%	Глубоководный шельф – 30 ³¹ % Шельф – 30% Суша - 50%

Источник: данные ANP и CNPE.

Вес локализации в оценке предложения на блок также менялся: в течение первых четырех раундов он составлял 15% (3% на стадии разведки и 12% на стадии разработки и добычи), в течение пятого и шестого раундов он составлял 40% (15% на стадии разведки и 25% на стадии разработки и добычи), а седьмого по тринадцатый раунд – 20% (5% на стадии разведки и 20% на стадии разработки и добычи).

Кроме того, стоит отметить, что при проведении первых 13 раундов торгов в отношении концессий фактический средний уровень локализации в заключенных договорах обычно превышал установленный минимум (рисунок 15).

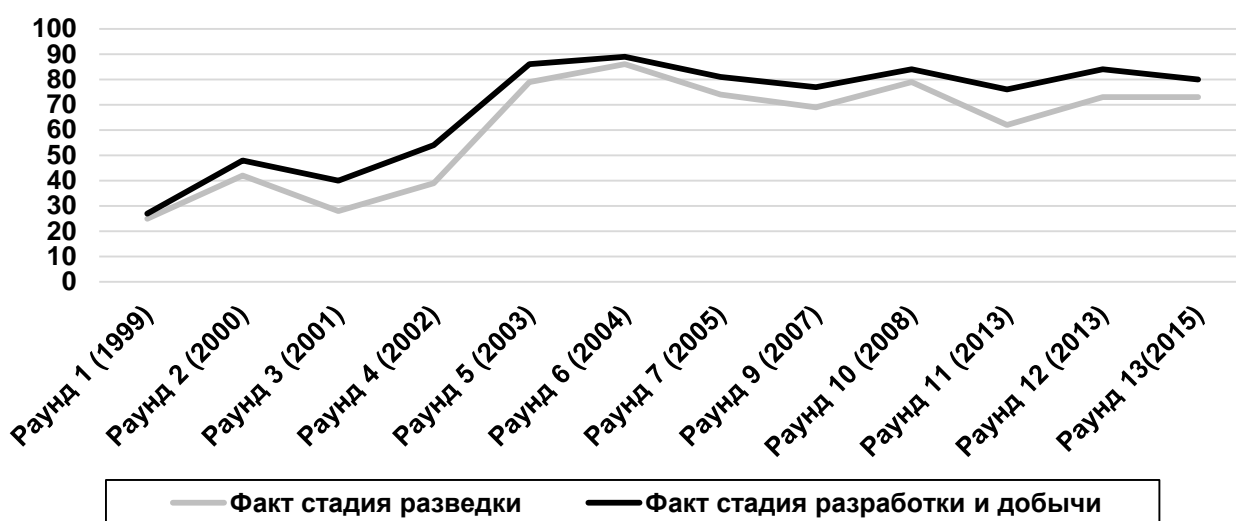


Рисунок 15. Фактический средний уровень локализации в раундах торгов на нефтегазовые блоки с 1 по 13, %.

Источник: статистические данные ANP.

Другое направление, по которому правительство Бразилии ослабляет регулирование и делает инвестиции более привлекательными – разведка, разработка и добыча на подсолевом слое. Обнаруженные в 2007 г. запасы углеводородов на подсолевом слое являются самыми желанными активами для нефтегазовых компаний, работающих в Бразилии, а по некоторым источникам и самыми привлекательными в мире. Понимая важность данных запасов для страны и готовность международных компаний к серьезным уступкам для получения доступа к их разработке, в 2010 г., в соответствии с законом 12.351, были установлены серьезные ограничения в отношении разработки подсолевого слоя, среди которых главными были обязательное участие Petrobras в качестве оператора и с долей не менее 30% в каждом проекте.

2014 г. показал несостоятельность данной политики: падение цены на нефть сделало добычу с подсолевого слоя менее привлекательной, а Petrobras находясь под тяжелым бременем долгов, очевидно, не мог разрабатывать все месторождения самостоятельно. И в

³¹ приведена средняя цифра, которая состоит из трех групп работ: строительство скважин – 25%, систем сбора и дренажа – 40% и стационарных производственных единиц – 25%. Это верно и в отношении раздела шельф.

конце 2016 г. парламент Республики Бразилия одобрил новый закон, который отменял требование по участию Petrobras качестве оператора и требование 30% долю компании в каждом проекте.

Проведенные в 2017 году второй и третий раунд торгов нефтегазовых блоков подсолевого слоя, которые разрабатываются на условиях раздела продукции, стали результатом отмены ограничений и показали, что подсолевой слой является крайне привлекательным активом для нефтегазовых компаний мира. Во втором раунде, который прошел 11 октября 2017 г., наряду с бразильскими Petrobras и Petrogal, участвовали такие компании как ExxonMobil, Total, Shell, Statoil, Sinopec, Repsol. Shell Brasil и Statoil Brasil O&G стали операторами в двух из трех распределенных подсолевых блоках. В третьем раунде, от 27 октября 2017 г., наряду с Petrobras участие BP, Shell, CNOOC, Qatar Petroleum International. Shell Brasil стала оператором в одном из трех распределенных подсолевых блоков.

Проанализировав приведенную выше информацию, можно сформулировать несколько основных выводов.

Petrobras в сложившейся ситуации, вынуждена сокращать свое присутствие на международном уровне, в первую очередь это касается активов по нефтепереработке и сбыте. В краткосрочной перспективе компания продолжит избавляться от международных активов, а вернуться к расширению международной деятельности вряд ли сможет и в среднесрочной перспективе. Но стоит учесть, что международная деятельность никогда не была для компании приоритетной, а после 2014 г. международное направление операционной деятельности стало приносить компании чистый убыток, поэтому избавление от зарубежных активов вполне укладывается в рыночную модель поведения.

Кризис, в котором оказалась Petrobras, заставляет её не избавляться не только от международных активов, но и от активов на территории Республики Бразилия, которые не относятся к приоритетным видам деятельности Компании. Среди приоритетных направлений деятельности Petrobras можно назвать разведку, разработку, добычу нефти и нефтепереработку. Очевидно, что бразильская НКК старается сосредоточить средства на данных направлениях. Учитывая, что цены на продукцию нефтепереработки Petrobras достаточно жестко регулируются, компания все больше внимания уделяет именно разработке и добыче, где она может реализовать свои технологические конкурентные преимущества, и таким образом превращается в преимущественно добычную компанию.

Внутренний рынок Республики Бразилия находится в состоянии стагнации

Одновременно с продолжающейся борьбой Petrobras за выход из кризиса, происходит изменение государственной политики Республики Бразилия в отношении углеводородной отрасли в сторону более либеральной, что создает благоприятный инвестиционный климат для входа зарубежных компаний на внутренний рынок страны. А для Petrobras дает возможности расширить свои партнерские отношения с крупными мировыми нефтегазовыми компаниями, как МНК, так и НКК, и мотивацию увеличивать свою конкурентоспособность в условиях более свободной конкуренции на внутреннем рынке.

Функциональная роль глобальных нефтетрейдеров на мировом рынке нефти

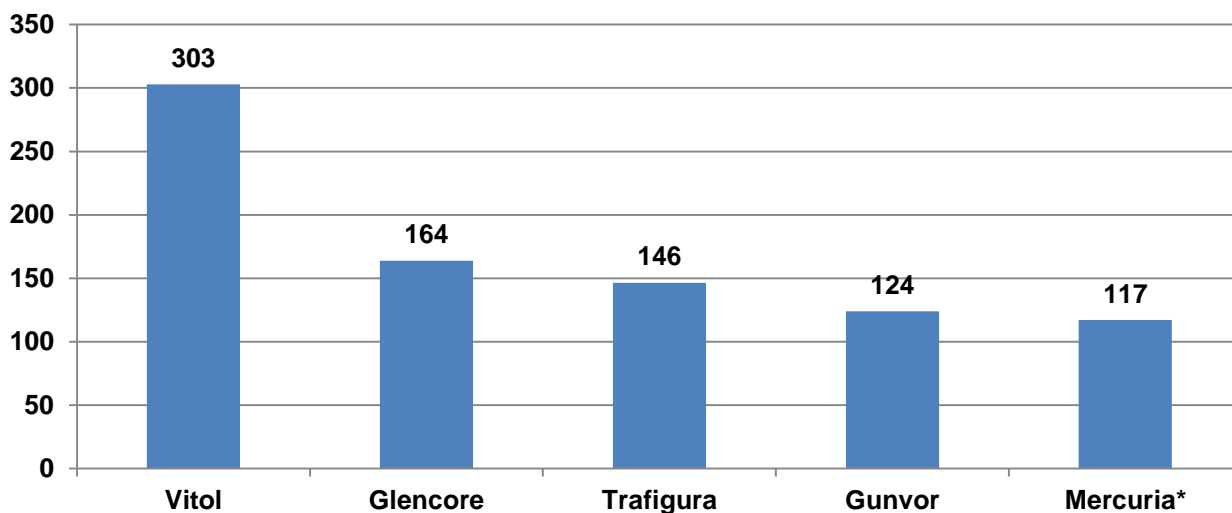
Важной частью цепочки создания добавленной стоимости в нефтяной промышленности является трейдинг. На мировом нефтяном рынке действуют глобальные трейдинговые компании разных типов, которые условно можно классифицировать в следующие группы: во-первых, трейдинговые подразделения вертикально-интегрированных нефтяных компаний (особенно развиты у компаний Royal Dutch Shell, BP, Total); во-вторых, трейдинговые подразделения ведущих инвестиционных банков (Goldman Sachs, Citigroup, Morgan Stanley, J.P. Morgan Chase, Barclays и др.); в-третьих, независимые трейдинговые компании, специализирующиеся на торговле сырьем, включая нефть и нефтепродукты (Vitol, Trafigura, Mercuria, Glencore (до 2008 г.) и другие).

В настоящей главе рассмотрена деятельность именно независимых глобальных трейдинговых компаний, выполняющих важные функции на мировом рынке нефти. Отдельно рассмотрена тенденция опережающего развития нефтетрейдинговых компаний Китая.

1. Особенности бизнеса глобальных нефтетрейдеров

Бизнес глобальных трейдеров не ограничивается нефтью и нефтепродуктами, но включает также природный газ, электроэнергию, уголь, металлы и руды, продовольствие и сельскохозяйственное сырье. Исторически трейдеры выросли именно из торговли сельскохозяйственным сырьем.

Тройку глобальных нефтетрейдеров, присутствующих на рынке уже несколько десятков лет, образуют Vitol, Glencore, Trafigura (рисунок 16). Крупнейшим мировым нефтетрейдером в 2015 г с объемом валовых продаж нефти и нефтепродуктов (включая их перепродажу) 303 млн. тонн был Vitol. Glencore и Trafigura значительно уступали лидеру по объему продаж. За тройкой лидеров следовали Gunvor и Mercuria.



* - данные за 2010 г.

Рисунок 16. Глобальные нефтетрейдеры: объем продаж нефти и нефтепродуктов в 2015 г., млн. тонн (валовые продажи, включая перепродажу).

Источники: отчеты компаний и отраслевая периодика.

Доступная информация не позволяет ни выделить из совокупного оборота чистые продажи (продажи за вычетом покупок), ни разделить торговый оборот на сырую нефть и нефтепродукты. Последнее возможно только в отношении Glencore, который еще в ходе трансформации в публичную компанию вынужден был начать открывать значительный объем информации о своем бизнесе. В 2010–2015 гг. доля нефтепродуктов в валовых продажах нефти и нефтепродуктов Glencore колебалась в пределах 53–68%, нефти – 32–47% (рисунок 17). Хотя у других глобальных нефтетрейдеров эти пропорции могут отличаться, представляется, что у Vitol и Trafigura в торговом обороте также преобладают нефтепродукты.

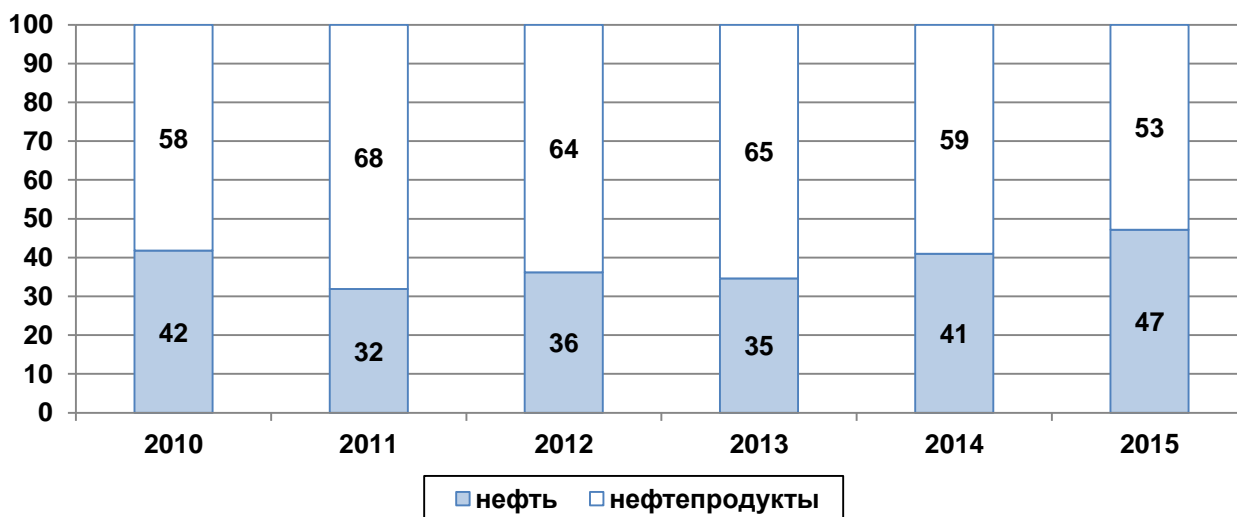


Рисунок 17. Glencore: удельный вес нефти и нефтепродуктов в структуре совокупных продаж.

Источники: рассчитано по отчетам Glencore.

Помимо торговых операций нефтетрейдеры, как правило, владеют и производственными активами: нефтеперерабатывающими заводами (табл. 18), мощностями по перевалке и хранению нефти, нефтяными причалами, нефтетанкерами. Пусть даже небольшие по объему операций мощности в сегменте физической нефти необходимы нефтетрейдерам для получения объективной первичной информации о состоянии предложения нефти и спроса на нее в режиме реального времени в различных точках мирового рынка нефти.

Таблица 18.

Нефтеперерабатывающие мощности некоторых глобальных нефтетрейдеров

Нефтетрейдер	Мощности, тыс. баррелей в день	Страна
Gunvor Petroleum Rotterdam	88	Нидерланды
Gunvor Petroleum Antwerp	107,5	Бельгия
Gunvor Refining Ingolstadt	110	Германия
Gunvor	306	
Fujaira refinery	80	ОАЭ
Geelong refinery	120	Австралия
Cressier refinery	23	Швейцария
Bayernoil refinery	10,3 млн. тонн	Германия
Vitol	390	

Источники: <http://www.vitol.com>; <http://gunvorgroup.com> и отраслевая периодика.

Важнейшей особенностью бизнеса нефтетрейдеров является низкий уровень маржи. При очень крупной выручке чистая годовая прибыль глобальных нефтетрейдеров составляет не более нескольких сотен миллионов – миллиарда долларов (рисунок 18).

Глобальные нефтетрейдеры – это холдинговые структуры, объединяющие под крышей материнской компании разветвленную сеть дочерних предприятий, широко диверсифицированных по географическому признаку. Такая корпоративная структура позволяет гибко подстраивать бизнес операции, во-первых, под разнородные активы, во-вторых, под различные географические регионы и субрегионы и страны. Принципиальное значение имеет также возможности, открываемые холдингом для риск-менеджмента – при возникновении проблем различного рода «дочку» легко сбросить без ущерба для центра.

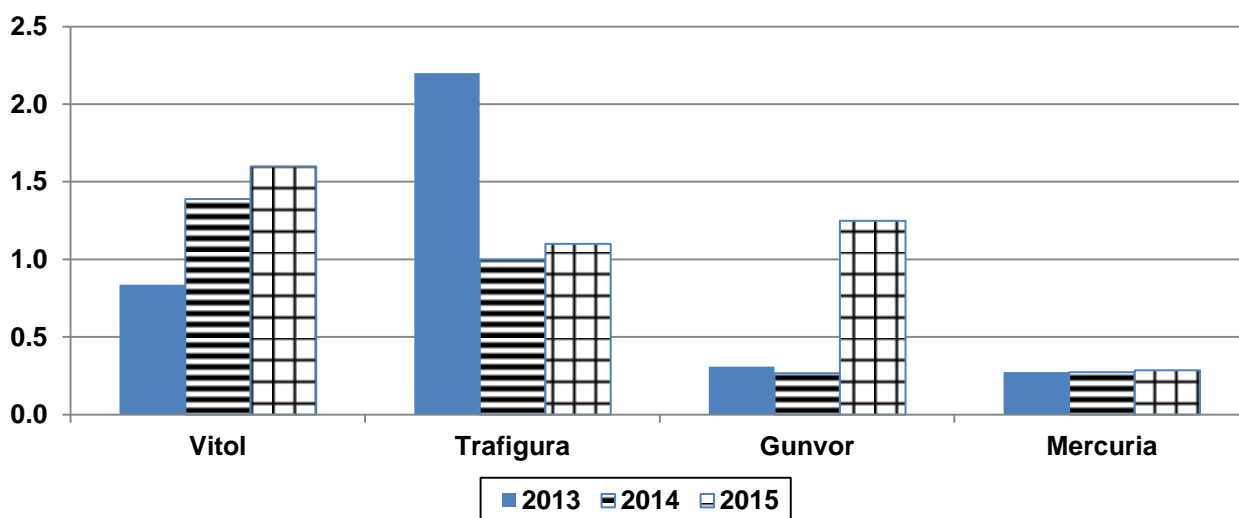


Рисунок 18. Чистая прибыль некоторых глобальных нефтетрейдеров в 2013 – 2015 гг., млрд. долл.

Источники: отчеты компаний и отраслевая периодика.

Бизнес всех нефтетрейдеров процикличен, так как в конечном счете основные их финансово-экономические показатели критически зависят от динамики цены нефти, для которой характерны циклы «бум – спад».

Даже в отношении вертикально-интегрированных нефтяных компаний трудно говорить об универсальной бизнес-модели, каждая компания отличается уникальными, не поддающимися систематизации особенностями. В еще большей мере это справедливо в отношении глобальных нефтяных трейдеров. Здесь даже трудно говорить о существовании единой бизнес-модели.

2. Бокс Vitol: специфика бизнеса глобального нефтетрейдера

Vitol – частная компания, владельцами которой являются ее сотрудники, в первую очередь руководство компании. Нефтетрейдер имеет офисы в сорока странах мира, при этом основные бизнес операции проходят через Женеву, Лондон, Хьюстон и Сингапур.

Vitol контролирует ряд активов в нефтедобыче, нефтепереработке, хранении и транспортировке нефти:

- *добыча углеводородов*: добывает 10 тыс. баррелей в день в Западной Африке, Центральной Европе, Центральной Азии, на Ближнем Востоке и в США;
- четыре нефтеперерабатывающих завода совокупной мощностью 390 тыс. баррелей в день;
- *танкерный флот*: около 200 нефтяных танкеров и судов другого типа;
- хранилища нефти и нефтепродуктов: 18 млн. куб. м.

Традиционно в качестве ядра глобального трейдера выступает частная компания, в которой сотрудники являются совладельцами, причем подавляющая часть компания контролируется ее собственниками. В 2011 г. легендарный глобальный трейдер Glencore, разместив акции на London Stock Exchange, трансформировался в публичную компанию. В 2013 г. Glencore провел слияние с горнодобывающей компанией Xstrata, являющейся одним из крупнейших мировых производителей угля и меди. Таким образом глобальный трейдер впервые принял на себя обязательства по публичному раскрытию информации о своем бизнесе, а также установил контроль над масштабными материальными активами в добыче угля и металлов. Глубокое падение цен на нефть и практически все сырьевые товары вкупе со снижением спроса на металлы и уголь, крайне негативно сказалось на компании, объединившей в своем бизнесе разнородные проциклические товары. С существенными финансово-экономическими трудностями столкнулись все глобальные нефтетрейдеры, но только у Glencore чистая прибыль перешла в область отрицательных значений.

Вопрос об оптимальной корпоративной структуре для глобального трейдера остается открытым, но, очевидно, что опыт Glencore как минимум затормозит попытки изменения традиционной «семейной» модели организации бизнеса.

3. Теоретические представления о глобальных трейдинговых компаниях и практика

Значительный вклад в разработку теоретических представлений о экономической природе и экономической роли трейдинговых компаний внес К. Пирронг.³²

Постоянные локальные дисбалансы между спросом и предложением физических нефти и нефтепродуктов создают объективную потребность в рыночных игроках, способных устранить эти дисбалансы. Функциональная роль нефтетрейдеров на мировом рынке нефти – обеспечение локальной (в данной географической точке) сбалансированности спроса и предложения посредством проведения арбитражных операций с физической нефтью и нефтепродуктами, опираясь на транспортно-логистические цепочки, мощности по хранению и переработке нефти. При этом сеть используемых при арбитраже транспортных, логистических и перерабатывающих мощностей и складов по хранению может принадлежать самым разным игрокам нефтяного рынка, включая самих нефтетрейдеров.

В отличие от арбитражных операций на финансовом рынке в трейдинге невозможны унификация и масштабирование арбитражных операций и сделок, так как каждая сделка опирается на уникальные физические и нематериальные (информационные и административные) активы.

На нефтяном (и любом сырьевом) рынке могут возникать такие нестандартные комбинации рисков разного типа, которые не могут быть полностью захеджированы доступными инструментами риск-менеджмента. Нехеджируемую часть риска берут на себя собственники компаний трейдеров.

Почему глобальные сырьевые трейдеры получают сравнительно низкую прибыль? Их возможности максимизировать прибыль объективно ограничены с двух сторон. С одной стороны, самим характером сделки, которая очень часто носит уникальный характер, с другой стороны, самим набором активов, которыми трейдер располагает или может взять в лизинг для реализации сделки. Это тем более справедливо, что сделка не планируется заранее и должна быть осуществлена в сжатые временные сроки.

Возникает закономерный вопрос – как объяснить, что на рынке десятилетиями действуют компании с низкой нормой прибыли? Ответ, на наш взгляд, заключается в том, что существенно более слабая иерархичность корпоративной структуры сырьевого трейдера

³²Craig Pirrong. Trafigura: The Economics Of Commodity Trading Firms. March 2014. – <https://www.trafigura.com/media/1364/economics-commodity-trading-firms.pdf>

в сравнении с обычной компанией привлекает в трейдинг бизнесменов с ярко выраженной индивидуальностью и высоким аппетитом к риску, нередко лиц авантюрного склада. Далеко не всегда операции трейдеров реализуются в рамках формальных контрактов, а исполняются на основе личных устных договоренностей, что предполагает нестандартный риск-менеджмент.

Легендарный Марк Рич, обвиненный в США в 1983 г. в нарушении американского законодательства при сделках с иранской нефтью, последующие семнадцать лет скрывался от Федерального бюро расследований и судебных приставов и был прощен только в конце 2001 г. завершающим свой президентский срок Клинтон. Как отметили аналитики Bloomberg, бизнес методы этого «скользкого гения» «...включали подкуп, закулисные сделки и нарушения закона...».³³ Компания Марка Рича торговала нефтью с режимами шаха и Хомейни в Иране, Кастро на Кубе, Каддафи в Ливии, Чаушеску в Румынии, Пиночета в Чили, режимом апартеида в ЮАР. Биограф Рича утверждает, что тот платил взятки в Нигерии и помогал израильскому Моссаду.³⁴

Некоторые трейдеры в середине 2000-х годов были оштрафованы за нарушения при реализации программы ООН «Нефть в обмен на продовольствие» в Ираке.³⁵

Нередко глобальные нефтетрейдеры формируют или принимают активное участие в формировании тенденций, существенно перестраивающих мировой рынок нефти. К этому их помимо субъективных факторов, объективно подталкивает сама структура, контролируемых ими активов – транспортно-логистические мощности, нефтехранилища, информационные потоки и сети персональных коммуникаций с ключевыми игроками рынка со стороны как спроса, так и предложения.

Компания Марка Рича сыграла важнейшую роль в становлении спотового рынка нефти в Европе, предложив нефтедобывающим странам продавать нефть в обход «семи сестер» по контрактам немедленного исполнения по текущим ценам.³⁶

С начала 2016 г. Trafigura, наряду с BP, усиленно развивает экспорт нефти из США, опираясь на свои нефтехранилища в Великобритании. Трейдер пытается наладить поставки нефти на нефтеперерабатывающие заводы в северо-западной Европе, включая торговый хаб Роттердама. Помимо Trafigura экспорт сырой нефти из США в Европу и другие регионы мира пытаются наладить Vitol и Gunvor.³⁷

4. Взаимодействие нефтетрейдеров с другими игроками мирового рынка нефти

Уже в силу специфики бизнеса глобальные нефтетрейдеры нацелены на самое тесное сотрудничество со всеми участниками мирового рынка нефти. Основными их партнерами являются крупные международные банки, государственные национальные нефтяные компании развивающихся стран–нефтеэкспортеров и в меньшей степени ведущие частные вертикально-интегрированные нефтяные компании.

³³ Dwyer P. Marc Rich's Sleazy Genius// <https://www.bloomberg.com/view/articles/2013-06-26/marc-rich-s-sleazy-genius> (June 27, 2013).

³⁴ Ammann D. The King of Oil: The secret Life of Marc Rich. United States: First St. Martin's Griffin Edition, November 2010.

³⁵ Top ten global oil and commodities traders// <http://www.telegraph.co.uk/finance/commodities/8451455/Top-ten-global-oil-and-commodities-traders.html> (15 April 2011).

³⁶ Dwyer P. Marc Rich's Sleazy Genius// <https://www.bloomberg.com/view/articles/2013-06-26/marc-rich-s-sleazy-genius> (June 27, 2013).

³⁷ Blas J. Oil Trader Trafigura Profits From Growing U.S. Crude Exports// <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-07-10/oil-trader-trafigura-builds-thriving-u-s-crude-export-business> (July 16 2016).

С международными банками

Необходимость поддержания тесных партнерских отношений с банками предопределена для нефтетрейдеров низкой доходностью бизнеса. Достаточно информативно о прочности связей глобальных трейдеров с банковским сообществом свидетельствуют параметры револьверной кредитной линии, которую находящийся в непростой ситуации Glencore оказался способен организовать в мае 2015 г. В кредитной линии, объемом 12,5 млрд. долл., приняли участие 60 международных банков. При этом процентная ставка по кредиту всего на 40 базисных пунктов превысила ставку LIBOR.³⁸ Такие условия говорят о том, что прибыль банков по этому займу будет минимальной, а банковское сообщество уверено в устойчивости Glencore.

С национальными нефтяными компаниями

Мощным стимулом для подъема глобальных нефтетрейдеров стало усиление позиций национальных государственных нефтяных компаний в развивающихся странах. Последние, как правило, не обладают необходимыми компетенциями и клиентской сетью для реализации нефти и нефтепродуктов на мировом рынке.

Сильные позиции в Нигерии у Vitol. Национальная нефтяная компания Нигерии создала совместное предприятие Hyson с трейдером Vitol для глобальной торговли нефтью и нефтепродуктами, в первую очередь в Камеруне, БСК, Гане и Сенегале. Торговые операции проводятся в партнерстве с Calson Bermuda Ltd.³⁹ В партнёрстве с Helios Investment Partners Vitol торгует и распределяет нефтепродукты под брендом Royal Dutch Shell в шестнадцати странах Африки. Летом 2016 г. Vitol в партнерстве с Helios Investment Partners приобрели 60% в нигерийской компании OVH Energy, занимающейся оптовой торговлей нефтепродуктами (около 400 бензозаправочных станций и 12% внутреннего рынка) и бизнесом по управлению нефтехранилищами (более 600 тыс. баррелей).⁴⁰

Глобальные нефтетрейдеры активны и в России, и на всем бывшем постсоветском пространстве, причем здесь преобладают долгосрочные сделки китайского типа – «кредиты в обмен на нефть и нефтепродукты». В рамках пятилетних и более долгосрочных соглашений Vitol, Trafigura и Glencore предоставили значительные кредиты Роснефти и Башнефти в обмен на поставки сырья.⁴¹

С частными глобальными ВИНКами

В определенных случаях глобальные нефтетрейдеры выполняют полезные задачи для крупнейших частных вертикально-интегрированных нефтяных компаний.

Так, в Гане Vitol является партнером ENI и правительства этой страны по развитию проекта поставок природного газа для электростанций. Учитывая двадцатипятилетний опыт работы нефтетрейдера в странах Африки, итальянская компания воспользовалась его помощью.⁴²

В 2010 г. оказавшаяся после аварии на глубоководной скважине в Мексиканском заливе в тяжелом финансовом состоянии BP была вынуждена продать значительные активы.

³⁸ Gordon O. Glencore: An existential crisis// <http://www.txfnews.com/News/Article/5385/Glencore-An-existential-crisis> (17 December 2015).

³⁹ <http://www.nnpcgroup.com/nnpcbusiness/subsidiaries/hyson.aspx>.

⁴⁰ Fick M., Sheppard D. Oando sells majority stake in downstream business to Vitol// <http://www.ft.com/cms/s/0/07ba4bd8-41e6-11e6-b22f-79eb4891c97d.html> (July 4, 2016).

⁴¹ См., например: «Башнефть» раскрыла подробности контракта с Vitol// <https://www.vedomosti.ru/business/news/2016/03/14/633485-bashneft-podrobnosti-kontrakta> (14 марта 2016);

Дзядко Т. «Башнефть» выбрала Vitol// https://www.vedomosti.ru/newspaper/articles/2013/02/28/bashneft_vybrala_vitol (28 февраля 2013).

⁴² Ghana, Vitol and ENI announce transformational gas project for Ghana// <http://www.vitol.com/ghana-vitol-and-eni-announce-transformational-gas-project-for-ghana/> (27 January 2015).

В частности Trafigura купила у супермейджера бизнес по маркетингу топлива и нефтепродуктов в Ботсване, Малави, Намибии, Танзании и Замбии.⁴³

5. Подъем китайских нефтетрейдеров

В первой половине 1990-х годов, когда Китай из чистого экспортера нефти и нефтепродуктов начал стремительно трансформироваться в крупного их импортера, в структуре ведущих китайских нефтяных компаний были выделены специализированные трейдинговые подразделения. В 1993 г. China National Petroleum Company и Sinochem Corporation на паритетных началах создали China National United Oil Corporation (Chinaoil)⁴⁴, China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec) – China International United Petroleum & Chemicals Co., Ltd. (UNIPEC).⁴⁵

За прошедшие четверть века оба специализированных китайских нефтетрейдера существенно развили масштабы бизнеса. Валовые продажи нефти и нефтепродуктов Chinaoil в 2015 г. достигли 151 млн. тонн (рисунок 19). В 2012–2014 гг. ежегодный оборот компании составлял около 100 млрд. Масштабы бизнеса UNIPEC еще больше. В 2014 г. валовые продажи нефти и нефтепродуктов трейдером составили 300 млн. тонн, а оборот компании в отдельные годы достигал 170 млрд. долл.⁴⁶ По объему торгового оборота нефтью и нефтепродуктами Chinaoil вышла на уровень Trafigura и Glencore, а UNIPEC – Vitol.

При этом существенным отличием китайских нефтетрейдеров от глобальных является концентрация на торговле сырой нефтью. У UNIPEC в 2014 г. из 300 млн. тонн валовых продаж на нефтепродукты приходилось только 20%, в 2006 г. соответствующие показатели составляли 120 млн. тонн и 12%. Очевидно, что по мере строительства в Китае новых нефтеперерабатывающих мощностей доля нефтепродуктов в торговом обороте нефтетрейдеров будет возрастать. В настоящее время они пока не способны составить конкуренцию глобальным нефтетрейдерам на рынках нефтепродуктов.



Рисунок 19. Chinaoil: динамика валовых продаж нефти и нефтепродуктов (млн. тонн) и оборота (млрд. долл.).

Источники: http://chinaoil.cnpc.com.cn/chinaoil/en/gsgk/gsgk_index.shtml.

⁴³ Trafigura buys BP assets in southern Africa: report// <http://www.reuters.com/article/us-bp-africa-idUSTRE6A439220101105> (November 5, 2010).

⁴⁴ http://chinaoil.cnpc.com.cn/chinaoil/en/gsgk/gsgk_index.shtml.

⁴⁵ http://english.sinopec.com/about_sinopec/subsidiaries/subsidiaries_joint_ventures/20080326/3083.shtml

⁴⁶ ФАКТБОХ – China’s top ten oil traders// <http://uk.reuters.com/article/china-oil-traders-idUKL3N10P1XM20150820> (August 20, 2015).

Иное положение на рынке сырой нефти – все чаще UNIPES и Chinaoil, получающие мощную поддержку от материнских компаний и располагающих практически неограниченными финансовыми ресурсами китайских банков, оказывают решающее влияние на динамику спотового рынка нефти.⁴⁷

К тому же за последние два десятилетия Китай и китайские нефтяные компании фактически установили экономический контроль над сравнительно крупными нефтеэкспортерами – Венесуэла и Эквадор – и в значительной мере определяют их экспортную политику. Значительную часть венесуэльской и эквадорской нефти продают и перепродают именно китайские нефтяные трейдеры.

Учитывая, что Китай обошел США и стал мировым лидером по импорту нефти, позиции китайских нефтетрейдинговых компаний на мировом рынке нефти будут усиливаться, чему в немалой степени способствует и то, что за ними стоит совокупная экономическая и финансовая мощь государства.

⁴⁷ Raval A., Sheppard D. China oil traders become stronger force// <http://www.ft.com/cms/s/0/87581934-edc2-11e4-90d2-00144feab7de.html> (April 28, 2015); Chen Aizhu C., Tan F. Chinese trading rivalry ruffles Asian oil markets// <http://www.reuters.com/article/china-oil-traders-idUSL3N10N3SX20150820> (August 20, 2015).

Тенденции развития мировой нефтепереработки

Важнейшую и недооцененную роль в мировой нефтяной промышленности и на мировом рынке нефти играет сектор нефтепереработки. Именно нефтепереработка потребляет львиную долю добываемой нефти. Главными факторами развития этого сектора являются масштабы и структура спроса на нефтепродукты, наличие собственного сырья и государственная политика. Абстрагируясь от важных частных особенностей, условно можно выделить три основные модели нефтепереработки:

- во-первых, нефтепереработка, обслуживающая масштабный и диверсифицированный внутренний спрос и работающая преимущественно на собственном сырье (США, арабские страны Ближнего Востока, Россия);

- во-вторых, нефтепереработка, обслуживающая масштабный и диверсифицированный внутренний спрос и работающая преимущественно на импортном сырье (Европа, Япония, Китай, Индия);

- в-третьих, экспортоориентированная нефтепереработка (Южная Корея).

Такое деление, безусловно, схематично. Также следует учитывать, что страны в зависимости от меняющихся условия развития модель нефтеперерабатывающих комплексов отдельных стран может трансформироваться. Так, до «сланцевой революции» нефтепереработка в США в значительной степени опиралась на импортное сырье. Европейская нефтепереработка после глобального финансово-экономического кризиса 2008/2009 г., реагируя на спад и/или стагнацию потребления нефтепродуктов, заметно переориентировалась на экспортные рынки.

В тоже время кризис, а также сдвиги в добыче нефти и спросе на нее обеспечили некоторым странам возможности для быстрого наращивания и модернизации производственных мощностей, что в свою очередь меняет расстановку сил между конкурирующими глобальными нефтеперерабатывающими центрами (табл. 19).

Таблица 19.

Факторы глобальной конкурентоспособности мировых нефтеперерабатывающих центров*

Страна	Наличие собственного сырья	Внутренний спрос	Государственная политика стимулирования экспорта
США	+++	+	
Саудовская Аравия, Кувейт, ОАЭ, Оман	+++	+	+
Иран	+	+	+
Россия	+		+
Китай	-	+++	
Индия	-	+++	++
Южная Корея		-	++
Европа	-	+	
Япония		--	

*– «+»: усиление вклада в обеспечение глобальной конкурентоспособности; «-»: усиление вклада в подрыв глобальной конкурентоспособности.

Источники: авторы.

Следует учитывать, что в силу разных экономических и политических причин, включая соображения национальной безопасности, в мире в целом наблюдается избыток нефтеперерабатывающих мощностей. Значительный рост спроса на нефтепродукты активизировал международную торговлю нефтепродуктами и усилил конкуренцию за рынки сбыта. Нефтеперерабатывающие мощности в мире за 2000–2015 гг. увеличились на 14%. Но конкуренция привела созданию значительного объема избыточных нефтеперерабатывающих мощностей.

Имеющиеся мощности (при гипотезе, что норма производственной загрузки в секторе составляет 85%), в 2015 г. на 5 млн. баррелей в день превышали спрос на нефтепродукты, что на 35% больше аналогичного показателя за 2000–2010 гг. Учитывая объявленные планы по строительству новых заводов к 2020 г. избыточные глобальные нефтеперерабатывающие мощности могут достигнуть уровня в 6,3 млн. баррелей в день (рисунок 20). Для балансировки рынка, по прогнозу ОПЕК, необходимо к 2020 г. закрыть мощности не менее 3,8 млн. баррелей в день.



* – 2000–2015 гг. факт, 2016–2020 гг. прогноз спроса Medium-Term Oil Reports 2015, прогноз мощностей – World Oil Outlook 2015.

Рисунок 20. Избыточные нефтеперерабатывающие мощности (при гипотезе, что 85% загрузка мощностей является нормой).

Источник: рассчитано по данным ОПЕК Medium-Term Oil Reports 2015, IEA World Oil Outlook 2015.

Все это говорит о том, что в перспективе, как минимум, до 2020 г. конкурентная борьба за рынки сбыта нефтепродуктов. между основными мировыми центрами нефтепереработки серьезно обострится.

1. Глобализация сектора нефтепереработки в США

«Сланцевая революция» вкупе с увеличением производства нефти из битуминозных песчаников в Канаде ускорили перестройку американской нефтепереработки. Сравнительно дешевая трудноизвлекаемая и тяжелая канадская нефть, а также газоконденсаты позволили высокотехнологичным нефтеперерабатывающим заводам (НПЗ) в США значительно увеличить объемы выпуска нефтепродуктов и нефтегазохимической продукции, что создало объективные предпосылки для глобализации американской нефтепереработки.

Динамика нефтеперерабатывающих мощностей и структуры выпуска

Американские НПЗ отличает значительная глубина переработки сырья, повышенная доля вторичных процессов и высокое качество выпускаемых нефтепродуктов. По мощностям нефтепереработки США занимают первое место в мире (19% от совокупных мировых мощностей). Объем мощностей возрастал до 2011 г., при этом параллельно возрастала и доля простаивающих мощностей (рисунок 21). Рост цен на нефть, стабилизация внутреннего спроса на нефтепродукты и вывод устаревшего оборудования из эксплуатации привели в 2011 г. к снижению перерабатывающих мощностей. «Сланцевая революция» развернула процесс сокращения мощностей вспять: к 2015 г. они возросли на 0,5 млн. баррелей нефти в день или 3,1%, что является рекордно высоким показателем за последние 30 лет.

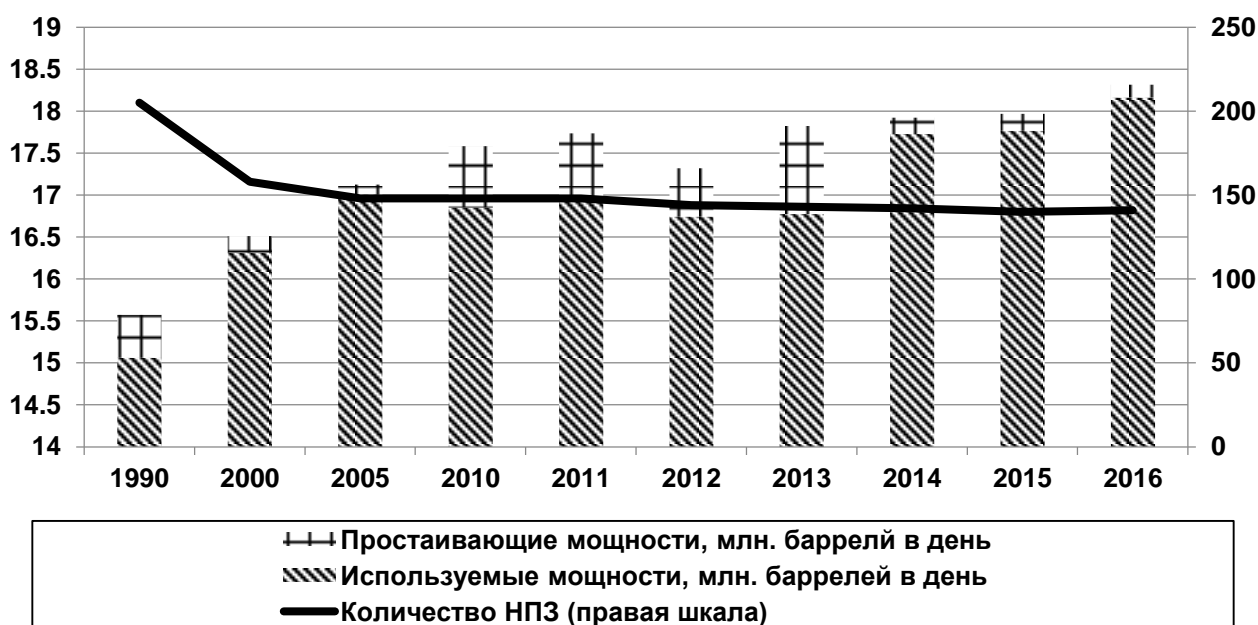


Рисунок 21. Динамика мощностей американских НПЗ на 1 января соответствующего года.

Источник: АЭИ. https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pnp_unc_dcu_nus_m.htm. (accessed 10.10.2016)

До 2020 г. в США запланирован ввод в эксплуатацию еще 163 тыс. баррелей в день нефтеперерабатывающих мощностей (табл. 20).

Таблица 20.

Ввод новых нефтеперерабатывающих мощностей в США в 2016-2019 гг.

Компания	Год	Объем мощностей, тыс. баррелей в день
Marathon	2016	30

Компания	Год	Объем мощностей, тыс. баррелей в день
Husky	2017	40
HollyFrontier	2017	15
Chevron	2017	20
NCRA	2018	30
AIDEA	2018	3
CHS	2019	25
Всего		163

Источник: Агентство энергетической информации.

Выпуск нефтепродуктов в США увеличился за последние десять лет на 2,1 млн. баррелей в день или 12% (табл. 21). Практически весь прирост выпуска пришелся на автомобильный бензин (рост производства на 18%), дизельное топливо (26%). Производство мазута сократилось на 33%, остальных нефтетоплив – на 1–7%. Снижение выпуска сниженных углеводородных газов (СУГ) в нефтепереработке объясняется тем, что значительные объемы углеводородных газов получают на газоперерабатывающих заводах, использующих особенно дешевое сырье – «мокрый» сланцевый газ, богатый пропанами и бутанами.

Таблица 21.

США: динамика выпуска нефтепродуктов, млн. баррелей в день

	2000	2005	2010	2015
Бензин	8,0	8,3	9,1	9,8
Авиатоплива/керосин	1,7	1,6	1,5	1,6
Дизель	3,6	4,0	4,2	5,0
Мазут	0,7	0,6	0,6	0,4
СУГ	0,7	0,6	0,7	0,6
Прочие нефтепродукты	2,6	2,7	2,5	2,5
Всего	17,2	17,8	18,5	19,9

Источник: АЭИ. https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pnp_refp_dc_nus_mbb1_a.htm.

В географической структуре размещения американской нефтепереработки произошли существенные изменения – увеличилась концентрация НПЗ, значительная часть продукции которых направляется на экспорт, на побережье Мексиканского залива. С 2000 г. на восточном побережье мощности НПЗ сократились более чем на 28%, на западном побережье – на 7%. В то же время нефтеперерабатывающие мощности региона Мексиканского залива, в котором сосредоточены основные нефтеперерабатывающие заводы страны, выросли на 21%, региона Скалистых гор, куда поступает сырье из Канады – на 17% (рисунок 22).

Побережье Мексиканского залива становится и основным экспортным регионом, направляющим нефтепродукты в Европу через Атлантику и в страны Азии через расширенный и модернизированный Панамский канал.

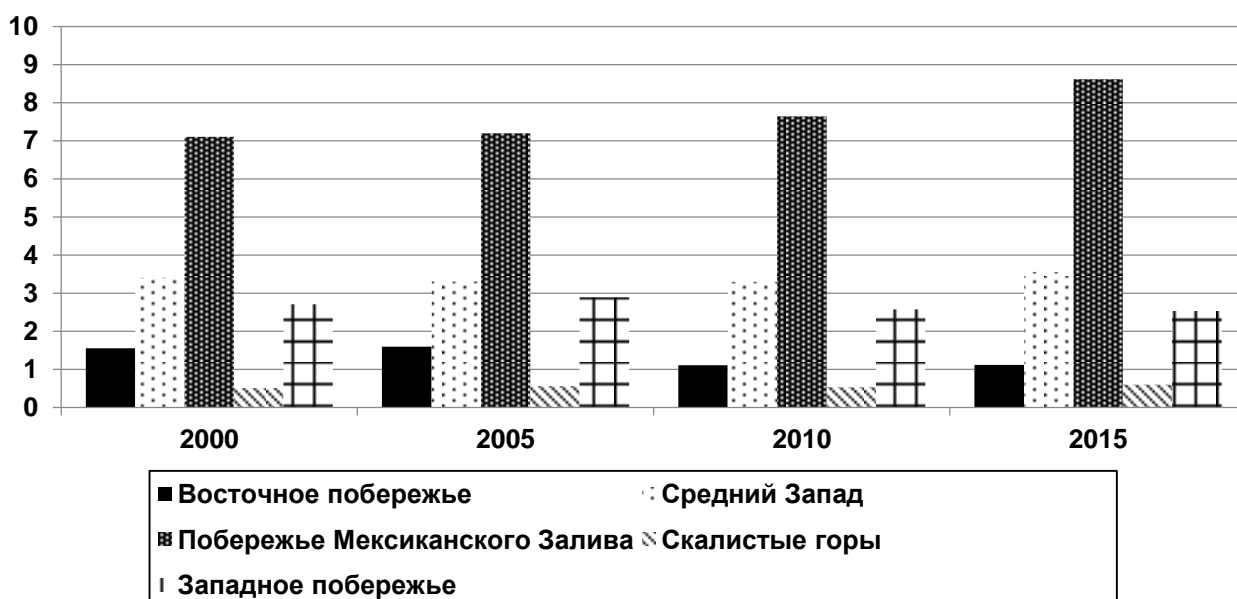


Рисунок 22. США: географическая структура размещения нефтеперерабатывающих мощностей.

Источник: АЭИ. www.eia.gov/dnav/pet/pet_pnp_unc_a_EPXXX2_YIY_mbbldpd_a.htm. (accessed 10.10.2016)

Влияние «сланцевой революции» на нефтегазохимию

В результате «сланцевой революции» в США выросла добыча не только нефти и природного газа, но и газоконденсатов. Производство последнего в 2000–2015 гг. возросло более чем в 2 раза (табл. 22).

Таблица 22.

США: динамика добычи газоконденсатов и производство СУГ, млн. баррелей в день

	2000	2005	2010	2015
Добыча газоконденсата	1,9	1,7	2,1	3,3
Производство СУГ на газоперерабатывающих заводах	1,6	1,5	1,8	2,8
Производство СУГ на НПЗ	0,7	0,6	0,7	0,6
Экспорт СУГ	0,1	0,1	0,1	0,8

Источник: АЭИ: www.eia.gov/dnav/pet/pet_pnp_gp_dc_nus_mbbldpd_a.htm, www.eia.gov/dnav/pet/pet_pnp_refp_dc_nus_mbbldpd_a.htm, www.eia.gov/dnav/pet/pet_move_exp_dc_NUS-Z00_mbbldpd_a.htm. (accessed 10.10.2016)

Нефтегазохимия США пока не справляется с быстро растущим объемом «мокрого» сланцевого газа, поэтому значительная его часть идет на производство СУГ, конкурирующего с нефтепродуктами, получаемыми на НПЗ. Если производство СУГ на НПЗ за последние полтора десятилетия практически не изменилось, то производство сжиженных углеводородных газов на газоперерабатывающих заводах почти удвоилось с 1,6 до 2,8 млн. баррелей в день. Большая часть прироста производства СУГ направляется в настоящее время на экспорт в страны Латинской Америки, а также в АТР. Однако такая ситуация будет сохраняться недолго.

В 2015–2018 гг. в дополнение к имеющимся мощностям в нефтегазохимии в 1100 тыс. баррелей в день в США планируется ввести новые мощности на 600 тыс. баррелей в день, использующих в качестве сырья этан, и на 200 тыс. баррелей в день, использующих в

качестве сырья пропан. Прогнозируется, что к 2020 г. выпуск этилена в США вырастет на 24 млн. т.⁴⁸

В гонку строительства нефтегазохимических мощностей в США включаются компании Южной Кореи, Японии, стран Ближнего Востока, а в самое последнее время и Китая. Эти компании намерены производить продукцию нефтегазохимии из дешевого американского сырья и экспортировать ее на рынки своих стран.

В то же время американские компании активно продвигают экспортные проекты, опирающиеся на дешевый сланцевый газ. Осенью 2015 г. ExxonMobil и Royal Dutch Shell заключили с британской компанией Ineos контракт на поставку этана с 2017 г. в Шотландию на завод по производству этилена.⁴⁹

2. Модернизация нефтепереработки в странах Персидского Залива

Будучи крупнейшим мировым центром добычи и экспорта нефти, по объему действующих нефтеперерабатывающих мощностей страны Персидского залива пока заметно уступают другим центрам нефтепереработки глобального значения. В 2015 г. на восемь стран Залива – Бахрейн, Ирак, Иран, Катар, Кувейт, ОАЭ, Оман и Саудовскую Аравию – приходилось только 9% всех мировых мощностей (табл. 23). При этом индекс Нельсона показывает, что по сложности конфигурации НПЗ нефтепереработка стран региона уступает среднемировому значению (6,6), а в некоторых из них сопоставима или даже ниже усредненного российского уровня. Конкурентоспособность нефтепереработки стран Залива обеспечивается низкой стоимостью добычи и высоким качеством добываемой нефти, что позволяет получать большую долю легких нефтепродуктов без использования мощностей по вторичной переработке.

Таблица 23.

Характеристики нефтеперерабатывающие мощностей в странах Персидского Залива, 2015 г.

НПЗ	Нефтеперерабатывающие мощности, тыс. баррелей в день	Индекс Нельсона*
Бахрейн	260	7,29
Bahrain	260	7,29
Иран	1449	7,88
Abadan	380	7,14
Bandar Abbas	320	3,78
Imam Khomeini Shazand	255	8,15
Isfahan	375	5,12
Kermanshah	30	1,99
Lavan	40	2,96
Shahid Tondgoyan	250	10,27
Shiraz	64	3,83
Tabriz	115	4,44
Кувейт	940	6,16
Mina Abdulla	270	7,27

⁴⁸ Hydrocarbon gas liquids: Developments in Petrochemicals. Srassem

⁴⁹ INEOS signs agreement with ExxonMobil Chemical Limited and Shell Chemicals Europe BV to supply ethane from US shale gas from Grangemouth to the Fife Ethylene Plant in Scotland// <https://www.ineos.com/news/ineos-group/ineos-signs-agreement-with-exxonmobil-chemical-limited-and-shell-chemicals-europe-bv/> (загружено 11 октября 2017).

НПЗ	Нефтеперерабатывающие мощности, тыс. баррелей в день	Индекс Нельсона*
Mina Al-Ahmadi	470	5,05
Shuaiba	200	7,28
Оман	222	5,43
Mina Al Fahal	106	4,14
Sohar	116	6,61
Катар	293	3,69
Laffan	146	3,17
Mesaieed	147	4,21
Саудовская Аравия	2900	5,53
Jeddah	100	3,19
Jubail (SASREF)	305	6,28
Rabigh	400	5,52
Ras Tanura	550	4,34
Riyadh	120	6,93
Yanbu (SAMREF)	400	7,46
Yanbu (Saudi Aramco)	225	4,33
Yanbu (YASREF)	400	нет данных
Jubail (SATORP)	400	нет данных
ОАЭ	1122	3,63
Abu Dhabi	85	3,15
Fujairah	80	1,43
Jebel Ali	140	3,96
Ruwais	817	3,84
Ирак**	1042	3,36
Всего 8 стран	8228	5,5

* – показатель, учитывающий объем и структуру мощностей по вторичной переработке. Изменяется в пределах от 1 (нет мощностей по вторичной переработке) до 31 (повышается вместе с появлением новых технологий нефтепереработки). Самые передовые нефтеперерабатывающие заводы имеют индекс Нельсона около 16, например, Tuscaloosa в США.

** – учитывая высокую неопределенность перспектив нефтепереработки Ирака, при анализе использованы только совокупные национальные показатели без детализации по нефтеперерабатывающим заводам.

Источник: данные компаний; национальная статистика; расчеты авторов.

В целом за период 2016–2018 гг. восемь стран Залива наметили увеличить мощности по нефтепереработке на 37% до 11,2 млн. баррелей в день. Особенно значительно увеличить нефтеперерабатывающие мощности планируют Саудовская Аравия, Кувейт и Иран (табл. 24).

Таблица 24.

Страны Персидского Залива: планы по вводу новых нефтеперерабатывающих мощностей до 2018 г.

Проект	Мощности, тыс. баррелей в день	Год ввода в эксплуатацию
Саудовская Аравия	400	
Jizan	400	4 кв. 2016

Проект	Мощности, тыс. баррелей в день	Год ввода в эксплуатацию
Катар	146	
Laffan LR2 (расширение)	146	2016
Кувейт	721	
Al-Zour	615	2 кв. 2018
Mina Al-Ahmadi (расширение)	120	2 кв. 2018
Mina Abdullah (расширение)	186	2 кв. 2018
Shuaiba (закрытие)	-200	конец 2018
ОАЭ	275	
Fujairah	200	2017
Jebel Ali (расширение)	75	2020
Оман	311	
Sohar (расширение)	81	2 кв. 2016
Duqm	230	2017
Бахрейн	93	
Sitra (расширение)	93	2018
Ирак*	440	
Иран*	621	
Всего	3007	

* – совокупные национальные данные без детализации по нефтеперерабатывающим заводам.
Источник: данные компаний и международная статистика.

Создание нефтеперерабатывающих мощностей преследует две цели: во-первых, обеспечение растущего внутреннего спроса на нефтепродукты; во-вторых, наращивание экспорта нефтепродуктов на европейские и азиатские рынки.

3. Китай: стратегическая нацеленность на само-обеспечение

Нефтепереработка КНР динамично перестраивается под влиянием таких мощных факторов как: сдвиги в масштабах и структуре спроса на нефтепродукты; ускоренный переход на более высокие стандарты качества нефтепродуктов; изменения в корпоративных стратегиях ведущих игроков внутреннего рынка нефтепродуктов; ускоряющаяся глобализация деятельности китайских нефтяных компаний.

Динамика развития нефтепереработки

Объем нефтеперерабатывающих мощностей в Китае быстро увеличивается вслед за ростом спроса на нефтепродукты. За последние десять лет совокупные мощности НПЗ увеличились на 74% до 12,4 млн. баррелей в день (619 млн. т – рисунок 23). В ближайшие годы их рост продолжится, хотя и несколько более медленными темпами. Согласно прогнозу CNPC, совокупные мощности нефтеперерабатывающих заводов в КНР к 2020 г. достигнут 14,8 млн. баррелей в день (740 млн. т), к 2030 г. – 18 млн. баррелей в день 900 млн. т. Согласно представляющемуся более реалистичным прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА), к 2020 г. совокупные нефтеперерабатывающие мощности в Китае вырастут до примерно 14 млн. баррелей в день (700 млн. т в год).



Рисунок 23. Динамика нефтеперерабатывающих мощностей в Китае, млн. т.
 Источники: OPEC Medium-Term Oil Reports 2015, IEA World Oil Outlook 2015.

Быстрое развитие нефтеперерабатывающих мощностей обгоняет рост внутреннего спроса на нефтепродукты. Новые запланированные к вводу мощности еще больше усилят избыток предложения, что, в свою очередь, обострит конкуренцию на рынке нефтепродуктов. Поэтому высоко вероятно, что Китай продолжит тормозить строительство совместных с зарубежными компаниями нефтеперерабатывающих заводов, резервируя свой внутренний рынок нефтепродуктов для отечественных компаний

Конкуренция между крупными компаниями и «чайниками»

В нефтеперерабатывающем секторе Китая действуют как крупные государственные вертикально интегрированные компании, так и несопоставимо более мелкие независимые производители, как правило, регионального и/или местного значения. Крупные национальные компании развивают нефтеперерабатывающие мощности согласно утвержденному государством плану, иногда с привлечением обладающих современными технологиями зарубежных партнеров. Мелкие независимые компании, которых называют «чайниками», ориентируются на рыночный спрос и получение прибыли.

Рост нефтеперерабатывающих мощностей в последние годы в значительной мере происходил в основном за счет мини-НПЗ с годовыми мощностями до 100 тыс. баррелей в день. Всего за 2010–2014 гг. было введено около 110 млн. т мощностей, из которых независимые НПЗ обеспечили 85%. По данным компании JYD Commodities Hub, последние увеличили мощности в провинции Шаньдун, где сосредоточено до 80% всех мини-НПЗ, с 61,4 млн. т в 2010 г. до 152 млн. т в 2014 г. В результате, по оценкам, доля «чайников» в совокупных нефтеперерабатывающих мощностях Китая возросла до 20–25% по сравнению с 9–10% в 2008 г.

В 2014 г. правительство КНР запустило процесс консолидации в нефтепереработке. НПЗ с мощностями ниже установленного порога предписано закрываться либо консолидироваться. Часть мини-НПЗ была приобретена государственными нефтяными компаниями – так, половину нефтепереработки CNOOC обеспечивают приобретенные ею в провинции Шаньдун и соседней провинции Цзянсу «чайники».

Низкая загруженность китайских нефтеперерабатывающих заводов в условиях запретов на экспорт нефтепродуктов и растущая конкуренция вынуждает китайских нефтепереработчиков, в первую очередь государственные компании, расширять использование толлинговых операций. В 2013 г. Китай по толлинговым соглашениям переработал нефти почти на 45% больше, чем в 2012 г. (рисунок 24). В 2013–2014 гг.

лицензий на проведение толлинговых операции добились крупные нефтеперерабатывающие предприятия CNOOC и Sinochem. Переработка по толлингу дает освобождение от налогов на импорт сырой нефти и экспорт нефтепродуктов, а также освобождение от пошлин в отношении машин, оборудования, импортированных предприятием в зону экспортной переработки; машин и оборудования, импортированных для использования в инфраструктуре проектов; материалов для строительства заводов и складских помещений в зоне экспортной переработки и налога в отношении транспортных средств и предметов ежедневного потребления, импортированных в целях использования предприятиями и административными органами.

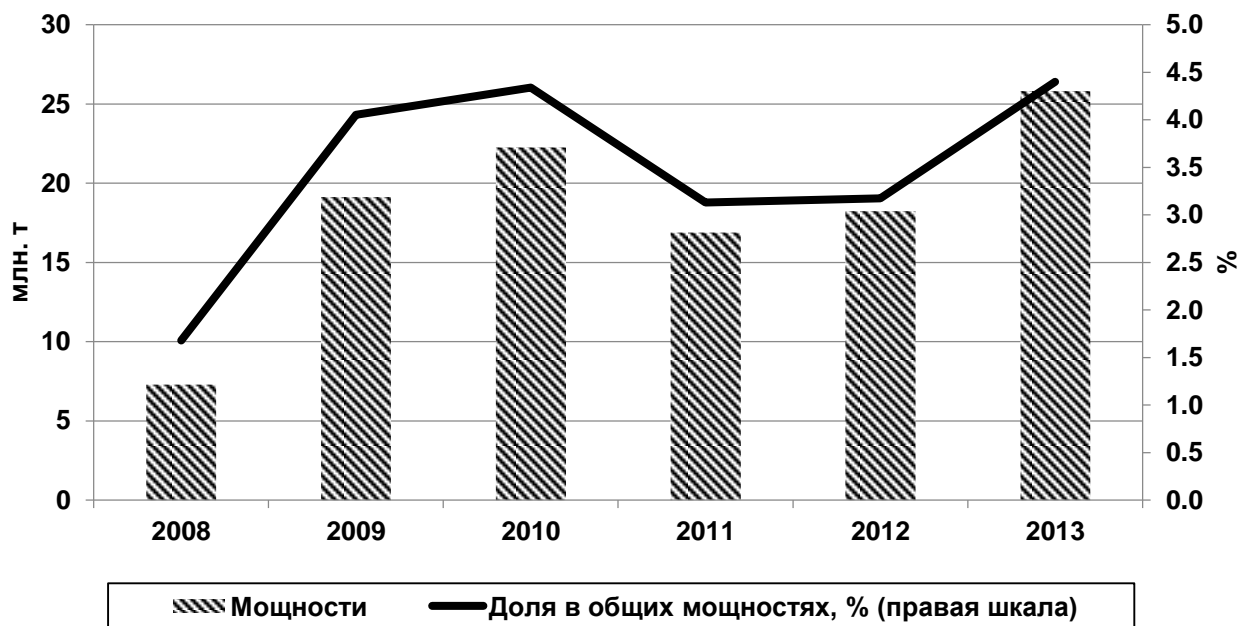


Рисунок 24. Динамика мощностей, задействованных в толлинговых сделках.

Источник: таможенная статистика КНР.

В 2015 г. Китай разрешил независимым нефтеперерабатывающим компаниям подавать заявки на импорт нефти и установил для них импортную квоту в 38 млн. т топлива. До этого времени эксклюзивным правом на импорт сырой нефти обладали только национальные государственные компании. Импорт нефти независимыми НПЗ позволит им повысить загрузку производственных мощностей. С 2016 г. независимым НПЗ разрешен экспорт нефтепродуктов.

Растущая конкуренция на фоне избыточных относительно имеющегося спроса мощностей должна привести к закрытию устаревших производств и быстрой перестройке сектора. Преимущества получают более современные и технологически передовые НПЗ.

4. Индия: двухсекторная модель нефтепереработки

По объему мощностей нефтепереработки Индия занимает пятое место в мире (5% от совокупных мировых мощностей) после США (19%), Китая (13%), России (6%) и Японии (4%). Спецификой Индии является параллельное развитие двух секторов в нефтепереработке: первый сектор работает на внутренний рынок и представлен в основном государственными компаниями. Этот сектор административно регулируется; второй сектор нацелен на экспорт и представлен частными.

Основные характеристики индийской нефтепереработки

В Индии функционирует более двух десятков НПЗ совокупной мощностью 4,3 млн. баррелей в день (215 млн. тонн в год) (табл. 25). Семнадцать заводов входят в состав государственных компаний, три принадлежат частному капиталу и еще два являются совместными предприятиями госкомпаний с иностранным капиталом.

Таблица 25.

Индия: характеристики нефтеперерабатывающих заводов*

Компания владелец и географическое расположение завода	Индекс Нельсона**	Установленные мощности по переработке на 1 апреля 2015 г., млн. тонн	Форма собственности
IOС, Digboi	-	0,07	госкомпания
IOС, Guwahati	-	1,0	госкомпания
IOС, Barauni	6,6	6,0	госкомпания
IOС, Koyali	7	13,7	госкомпания
IOС, Haldia	8,7	7,5	госкомпания
IOС, Mathura	6,7	8,0	госкомпания
IOС, Panipat	7,1	15,0	госкомпания
IOС, Bongaigaon	6,7	2,35	госкомпания
BPCL, Mumbai	5,7	12,0	госкомпания
BPCL, Kochi	5,8	9,5	госкомпания
HPCL, Mumbai	11,6	6,5	госкомпания
HPCL, Visakhapatnam	6,2	8,3	госкомпания
CPCL, Manali	6,1	10,5	госкомпания
CPCL, Cauvering Basin	-	1,0	госкомпания
NRL, Numaligarh	6,6	3,0	госкомпания
ONGC, Tatipaka	-	0,1	госкомпания
MRPL, Mangalore	8,8	15,0	госкомпания
Госсектор всего		119,5	
RIL, Jamnagar	14,9	33,0	частная компания
RIL(SEZ), Jamnagar	8,7	27,0	частная компания
Essar Oil Ltd., Vadinar	8,3	20,0	частная компания
Частный сектор всего		80,0	
BPCL, BORL-Bina	6,6	6,0	СП
HPCL, Bathinda	7,8	9,0	СП
Совместные предприятия		15,0	
Всего		214,5	

* – IOС – Indian Oil Company;

BPCL – Bharat Petroleum Corporation Ltd.;

CPCL – Chennai Petroleum Corporation Ltd.;

NRL – Numaligarh Refinery Ltd.;

ONGC – Oil and Natural Gas Corporation;

HPCL – Hindustan Petroleum Corporation Limited;

MRPL – Mangalore refinery and Petrochemical Ltd.

* – показатель, учитывающий объем и структуру мощностей по вторичной переработке. Изменяется в пределах от 1 (нет мощностей по вторичной переработке) до 31 (повышается вместе с появлением новых технологий нефтепереработки). Самые передовые

нефтеперерабатывающие заводы имеют индекс Нельсона около 16, например, Tuscaloosa в США.

Источники: Petroleum Planning and Analysis Cell. <http://ppac.org.in>.

Согласно пятилетним планам развития к 2016–2017 г. совокупные мощности по нефтепереработке в стране должны быть увеличены до 311 млн. тонн, к 2021–2022 – 366 млн. тонн (рисунок 25). Особенно быстрый ввод мощностей запланирован на ближайшие пять лет.

При этом доля государственного сектора (включая совместные предприятия) в структуре совокупных мощностей по переработке нефти возрастет – до 64% в 2016–2017 г. и 69% в 2021 – 2022 г. (рисунок 26).

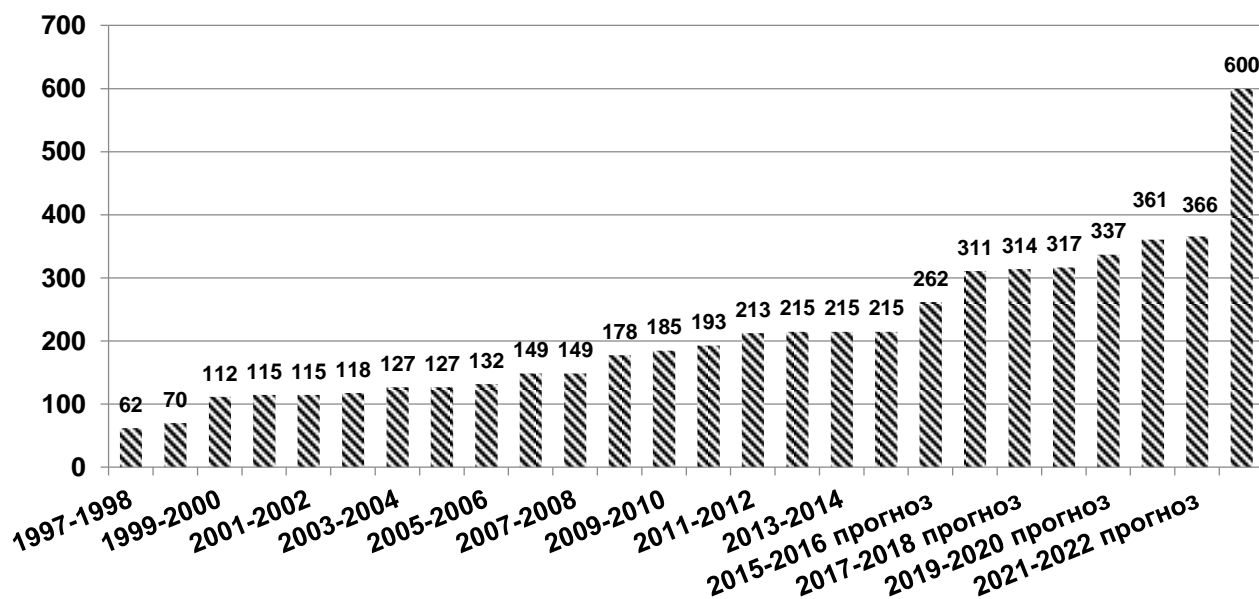


Рисунок 25. Индия: динамика мощностей по переработке нефти, млн. т.

Источники: правительство Индии.



Рисунок 26. Индия: структура нефтеперерабатывающих мощностей по институциональным секторам, %.

Источники: правительство Индии.

Частный сектор не планирует реализацию каких-либо крупных нефтеперерабатывающих проектов в среднесрочной перспективе. Следует при этом учитывать, что частные нефтеперерабатывающие предприятия нацелены практически исключительно на экспортные рынки и лишь ограниченно участвуют в удовлетворении внутреннего потребления. Два из трех частных нефтеперерабатывающих предприятия Индии входят в шестерку крупнейших нефтеперерабатывающих заводов мира. Фактически правительство разрешило их строительство именно с целью генерации валютной выручки.

5. Новые вызовы для сектора нефтепереработки

Развитие нефтепереработки критически зависит от ряда внешних по отношению к отрасли факторов, важнейшими из которых являются качество сырья, динамика спроса на различные виды нефтепродуктов, а также регулятивные изменения в требованиях к производственному процессу и выпускаемой продукции. Иначе говоря, алгоритм развития нефтепереработки задается извне, причем как «на входе» в отрасль, так и «на выходе» из нее. НПЗ вынуждены перестраивать технологии и производственный процесс под эти императивы.

Сдвиги «на входе» в нефтепереработку: утяжеление конвенциональной нефти versus легкая сланцевая нефть

В 1990 – 2008 гг. в мире наблюдалось «утяжеление» добываемой нефти. В США плотность перерабатываемой нефти по шкале Американского института нефти (American Petroleum Institute – API) снизилась с 32 градусов в 1990 г. до 30 градусов в 2008 г. (рисунок 27). Это стало возможным благодаря тому, что нефтепереработка США и новые мощности в развивающихся странах перестраивались и модернизировались под использование более тяжелой нефти за счет введения установок по вторичной переработке.

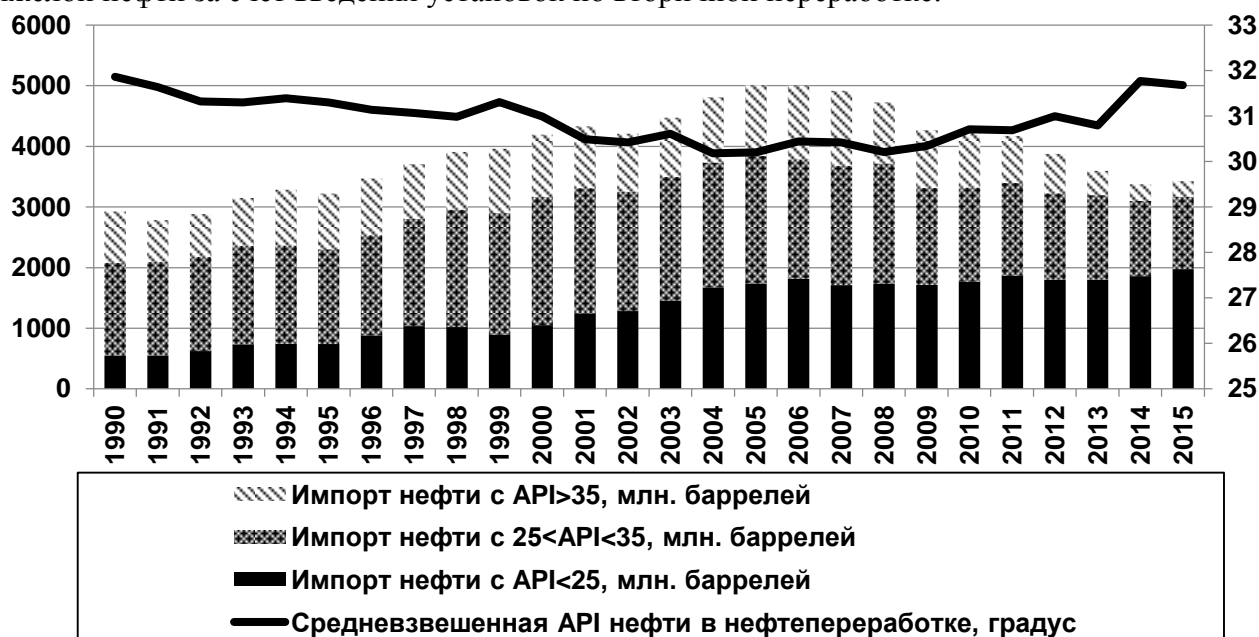


Рисунок 27. Характеристики нефти, используемой в нефтепереработке США.

Источник: Администрация энергетической информации. www.eia.gov/dnav/pet/pet_pnp_crq_dc_u_nus_a.htm. (accessed 10.10.2016)

Однако в результате «сланцевой революции» тенденция к утяжелению мировой нефтедобычи была прервана. В оборот оказались включены значительные объемы легкой нефти высокого качества. С одной стороны, это позволило США существенно снизить импорт легкой африканской и латиноамериканской нефти, что в свою очередь заставило

нефтепроизводителей Африки и Латинской Америки переориентироваться на рынки Европы и АТР. В конечном счете плотность используемой НПЗ нефти снизилась во всех глобальных центрах нефтепереработки.

Наряду с этим «сланцевая революция» дала американской нефтепереработке конкурентные преимущества перед мировой нефтепереработкой. Проведенная модернизация заводов под переработку тяжелой нефти позволяет теперь смешивать сравнительно дешевую трудноизвлекаемую легкую высококачественную нефть и сверхдешевую тяжелую нефть, импортируемую из Канады. Маржа американской нефтепереработки оказывается выше в сравнении с нормой прибыли европейской нефтепереработки даже после снижения цен на нефть в середине 2014 г. (рисунок 28).

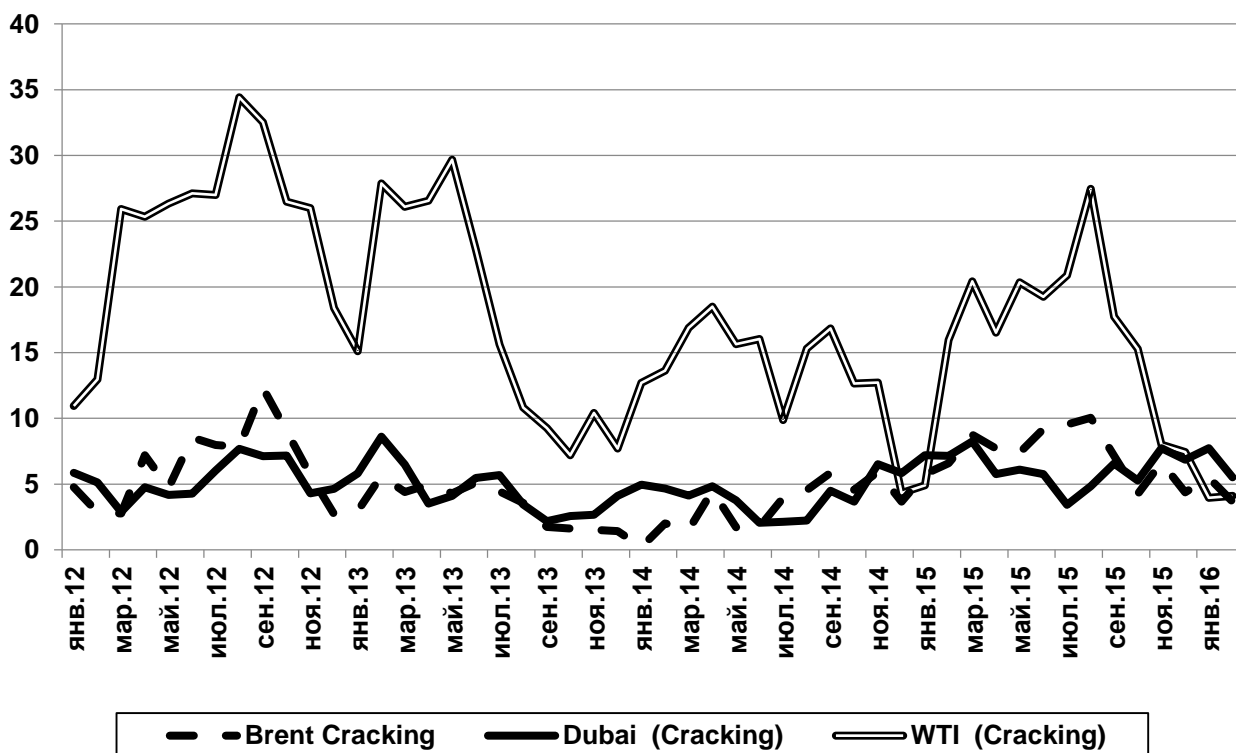


Рисунок 28. Динамика маржи переработки сортов нефти WTI, Brent и Dubai, долл. за баррель.

Источник: МЭА. <https://www.iea.org/media/omrreports/MHM.xls>. (accessed 10.10.2016)

Параллельно наращиванию добычи трудноизвлекаемой нефти США заметно увеличили импорт тяжелой нефти, в первую очередь, дешевой канадской. Драйвером этого процесса является более высокая маржа, получаемая при переработке смеси канадской и сланцевой нефти в сравнении с переработкой только легкой нефти (рисунок 29). В первом случае относительный выход легких и средних фракций меньше, однако абсолютный объем выпуска больше, чем во втором.

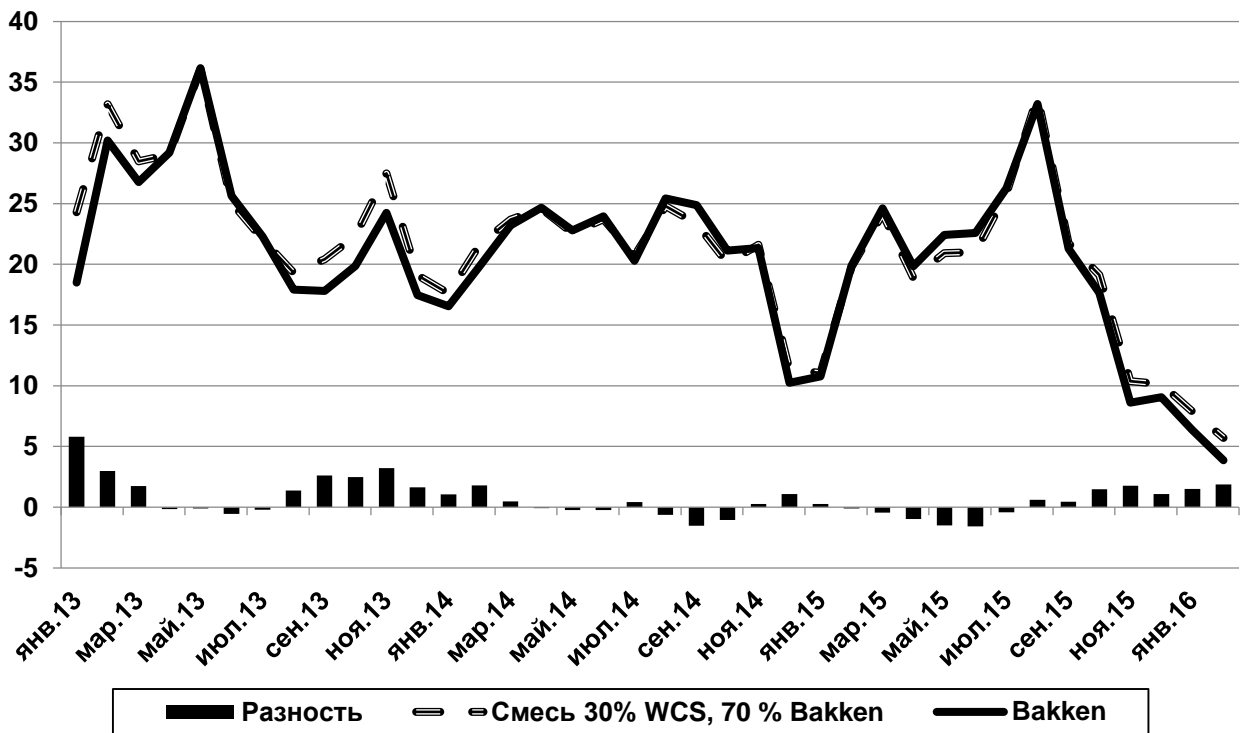


Рисунок 29. Динамика маржи переработки сортов нефти Bakken и WCS, долл. за баррель.

Источник: МЭА. <https://www.iea.org/media/omrreports/MHM.xls>.

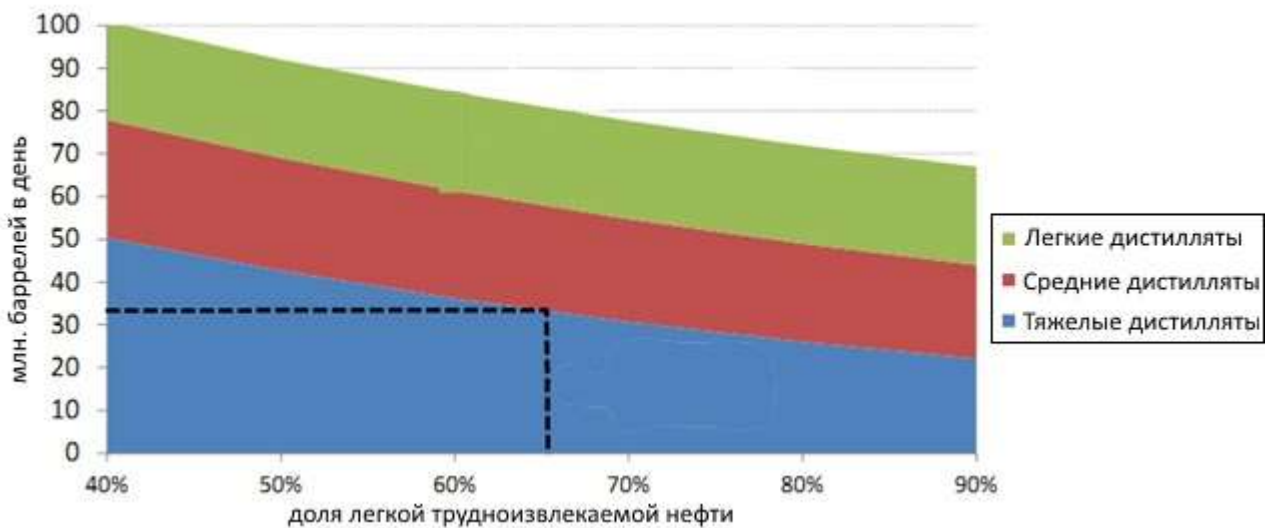


Рисунок 30. Оптимальная пропорция смешивания легкой нефти и нефти средней плотности в нефтепереработке США.

Источник: Refining America's New Light Tight Oil (LTO) Production, OPIS 16th Annual National Supply Summit, 2014.

Специальное исследование Baker & O'Brien, Inc. показало, что с точки зрения максимизации маржи оптимальная пропорция смешивания для легкой нефти с нефтью средней плотности составляет 65%:35% (рисунок 30), с тяжелой нефтью – 70%:30% (рисунок 31).

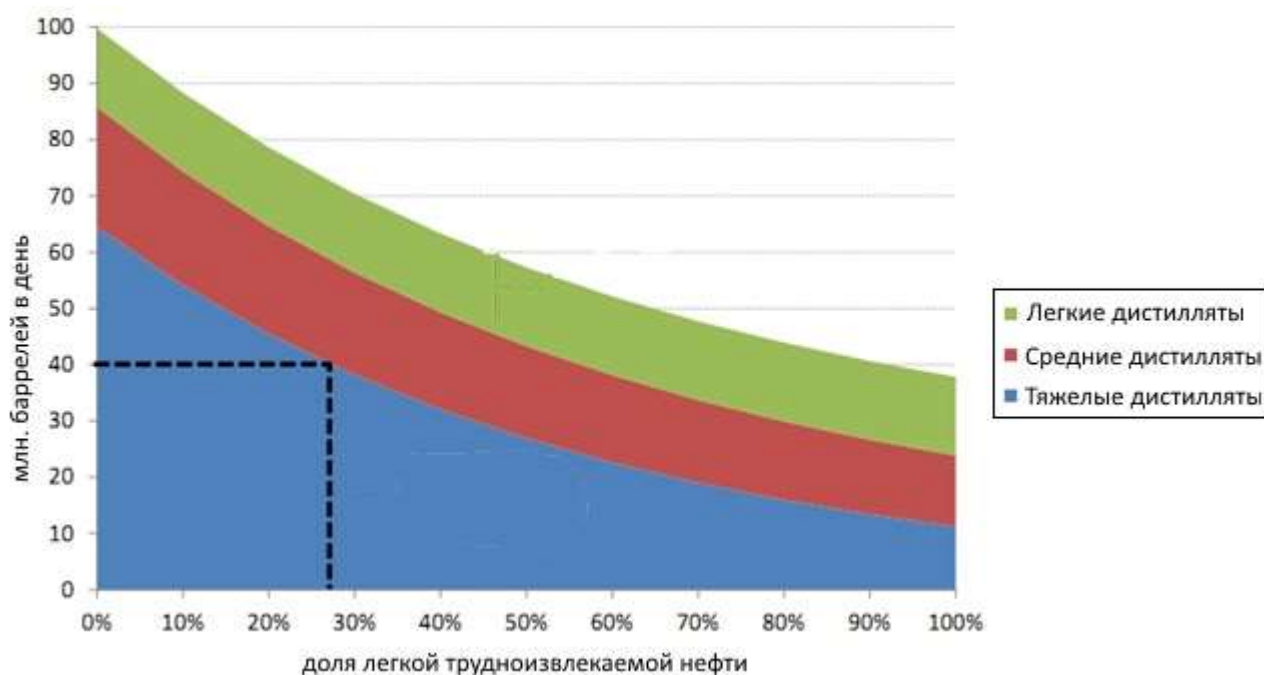


Рисунок 31. Оптимальная пропорция смешивания легкой и тяжелой нефти для нефтепереработки США.

Источник: Refining America's New Light Tight Oil (LTO) Production, OPIS 16th Annual National Supply Summit, 2014.

Следовательно, продолжение наращивания добычи легкой нефти выгодно американским компаниям при соблюдении двух условий: во-первых, при нахождении дополнительных объемов дешевой тяжелой нефти для производства нефтепродуктов на экспорт; во-вторых, при увеличении экспорта трудноизвлекаемой нефти. В 2016–2017 гг. компании действуют по обоим направлениям. Причем для наращивания экспорта сырой нефти США пошли на снятие запрета на экспорт сырой нефти из страны.

Сдвиги «на выходе» из нефтепереработки

«На выходе» развитие нефтепереработки все более зависит от общеэкономических и факторов, и изменений в политике регуляторов, включая: императивные требования низкоуглеродной парадигмы, нарастающая конкуренция нефтепродуктов о стороны субститутов, внедрения новых экологических норм.

Требования низкоуглеродной парадигмы

Важным риск-фактором для нефтепереработки является ужесточение стандартов по выбросам парниковых газов для автомобильного транспорта, которое, с одной стороны приведет к снижению потребления моторного топлива, а с другой – изменит структуру спроса (в первую очередь, пропорцию между дизелем и бензином) и требования к качеству продукции. Основные усилия в рамках долгосрочной экологической политики развитые и в возрастающей степени развивающиеся страны, особенно Китай, концентрируют на регулировании снижения выбросов в атмосферу парниковых газов, в первую очередь CO₂.

На транспорт приходится почти две трети всего конечного потребления нефти, из которых практически половина обеспечивается легковыми автомобилями. Глобальные выбросы CO₂ транспортными средствами в 1990-2014 гг. возросли на 65%, а вклад транспорта в совокупные выбросы увеличился с 22% в начале указанного периода до 23% в

его конце.⁵⁰ На легковые автомобили и вэны приходится около 15% всех выбросов CO₂ в странах Евросоюза.⁵¹

С 2015 г. все новые продаваемые легковые автомобили в Евросоюзе соответствуют стандарту 130 грамм выбросов углекислого газа на один километр пробега (табл. 26). С 2020 г. стандарт по выбросам ужесточится до 95 грамм CO₂ на один километр пробега. С 2017 г. стандарт в 175 г выбросов CO₂ на км пробега начнет действовать в отношении микроавтобусов. С 2020 г. этот стандарт будет ужесточен до 147 граммов на один километр пробега. Стандарты выбросов углекислого газа для автобусов и грузовиков находятся в порядке обсуждения и с высокой вероятностью будут введены ближе к 2020 г.

Таблица 26.

Евросоюз: фактическая ситуация и требования ЕС по выбросам CO₂ транспортными средствами, грамм на километр пробега

	2007 факт	2010 факт	2011 факт	2015 стандарт	2020 стандарт
Легковые автомобили					
грамм на 1 км пробега	160	140	135,7	130	95
эквивалент в литрах топлива на 100 км пробега					
- бензин				5,6	4,1
- дизельное топливо				4,9	3,6
Микроавтобусы (vans)					
грамм на км пробега				175 (с 2017 г.)	147
эквивалент в литрах топлива на 100 км пробега					
- бензин				7,5	6,3
- дизельное топливо				6,6	5,5

Источники: International Council on Clean Transportation. «EU CO₂ standards for passenger cars and light-commercial vehicles», 2014.

Следует при этом учитывать, что фактическая ситуация с выбросами (и расходом топлива) на дороге отличается от нормативной. Обследования в Германии показали, что в реальном мире скорость приближения к установленным стандартам выбросов примерно вполтину меньше, чем это показывают стендовые испытания автомобилей.⁵²

В США требования по выбросам парниковых газов к транспортным средствам мягче, чем в Евросоюзе, поэтому автопроизводители успешно выполняют их. При этом американские автоконцерны продолжают уступать европейским, корейским и японским по расходу топлива (табл. 27). К 2025 г. новые продаваемые легковые автомобили в США должны иметь расход топлива на 50% меньше, грузовые – 25–50%.

Таблица 27.

США: требования по расходу топлива и фактическая ситуация, миль на галлон

	1980	1990	2000	2010	2014	2020	2025
Легковые автомобили, <i>факт</i>	24,3	28,0	28,5	33,9	36,4		
Легковые автомобили, <i>стандарт</i>	20,0	27,5	27,5	27,5	34,2		

⁵⁰ IEA CO₂ Emissions from Fuel Combustion Statistics 2016

⁵¹ Road transport: Reducing CO₂ emissions from vehicles// https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles_en (загружено 11 октября 2017).

⁵² Tietge U., Díaz S., Mock P., German J., Bandivadekar A., Ligterink N. FROM LABORATORY TO ROAD. A 2016 UPDATE OF OFFICIAL AND 'REAL-WORLD' FUEL CONSUMPTION AND CO₂ VALUES FOR PASSENGER CARS IN EUROPE. International Council on Clean Transportation, Working Paper, November 2016.

	1980	1990	2000	2010	2014	2020	2025
Легковые автомобили, «footprint»* меньше 3,8 м ² , <i>стандарт</i>						36,5	45,6
Легковые автомобили, «footprint»* больше 5,1 м ² , <i>стандарт</i>						48,7	61,1
Легкие грузовики, <i>факт</i>	18,5	20,8	21,3	25,2	26,3		
Легкие грузовики, <i>стандарт</i>	-	20,0	20,7	23,4	26,2		
Легкие грузовики, «footprint»* меньше 3,8 м ² , <i>стандарт</i>						25,3	30,2
Легкие грузовики, «footprint»* больше 7 м ² , <i>стандарт</i>						39,1	50,4

* – мера размера автомобиля= произведение колесной базы на среднюю ширину колеи.

Источники: Bureau of Transportation Statistics U.S. Department of Transportation www.rita.dot.gov/bts/sites/rita.dot.gov/bts/files/publications/national_transportation_statistics/html/table_04_23.html; National Highway Traffic Safety Administration. 2017-2025 Model Year Light-Duty Vehicle GHG Emissions and CAFE Standards: Supplemental. www.nhtsa.gov/sites/nhtsa.dot.gov/files/2017-2025_cafe-ghg_supplemental_noi07292011.pdf.

Различные требования к типам автомобилей приводят к изменению структуры спроса по видам нефтепродуктов. Также на эту структуру влияют общеэкономические и политические факторы, связанные с налогами и судебными разбирательствами, в которые вовлечены производители автомобилей. На протяжении последних десятилетий налоги на автомобильный бензин в странах Евросоюза были выше, чем на дизельное топливо (с учетом различной энергетической ценности топлив), что стимулировало потребителей покупать автомобили с дизельным двигателем. В настоящее время европейские страны пересматривают налоговую политику в сторону опережающего роста акцизов на дизель.

Значительное влияние на поведение покупателей оказывают и скандалы, связанные с производством автомобилей с дизельным двигателем. В 2015 г. концерн Volkswagen был вынужден заявить об отзыве одиннадцати миллионов автомобилей, оснащенных фальсифицированным программным обеспечением, которое во время проведения тестов в десятки раз занижало количество вредных газов, в частности, оксидов азота, выбрасываемых в воздух. Компания признала факт занижения уровня выбросов при продажах автомобилей в США и Европе.⁵³ В мае 2016 г. министерство окружающей среды Южной Кореи обвинило Nissan Motor в манипулировании результатами тестов на выбросы вредных веществ в машинах с дизельным двигателем.⁵⁴ Евросоюз предъявил обвинения в адрес шести производителям грузовых автомобилей: DAF, Daimler, Iveco, MAN, Scania и Volvo/Renault в ценовом сговоре и сговоре с целью задержки введения новых, более экологичных технологий в 1997–2011 гг.⁵⁵

Результатом этих скандалов и судебных разбирательств и сдвигов в налоговой политике стало то, что в ЕС с 2015 г. наблюдается снижение продаж автомобилей с дизельным двигателем (рисунок 32). В свою очередь это повышает спрос на автобензин и снижает его на дизельное топливо, к чему вынуждена приспособливаться нефтепереработка.

⁵³ Cremer A. Volkswagen says 11 million cars hit by scandal, probes multiply// <http://www.reuters.com/article/us-usa-volkswagen/volkswagen-says-11-million-cars-hit-by-scandal-probes-multiply-idUSKCN0RL0II20150922> (September 22, 2015).

⁵⁴ Jin H. South Korean court rules against Nissan in emissions case// <http://www.reuters.com/article/us-nissan-southkorea/south-korean-court-rules-against-nissan-in-emissions-case-idUSKBN15O0EW> (February 9, 2017)

⁵⁵ Oliver C., Campbell P. EU set to impose record cartel fine on truckmakers// <https://www.ft.com/content/e8a2818c-23f8-11e6-9d4d-c11776a5124d> (May 29, 2016)



Рисунок 32. Динамика продаж легковых автомобилей в Европейском союзе*.

* 2001–2013: ЕС–27; 2014–2015: ЕС–28.

Источник: European Vehicle Market Statistics 2015/16. International Council on Clean Transportation Europe. <http://www.theicct.org/publications/european-vehicle-market-statistics-20152016>.

Конкуренция с субститутами нефтепродуктов

Анализ прогнозов в потреблении нефтепродуктов в транспортном секторе в крупнейшем потребителе мира – США показывает несколько иную, чем в странах Евросоюза, картину. В американской экономике в секторе легковых автомобилей наблюдается как рост спроса на субституты моторных нефтяных топлив (газ, биотоплива, электроэнергия, водород), так и замещение бензина СУГ и дизельным топливом (рисунок 33).

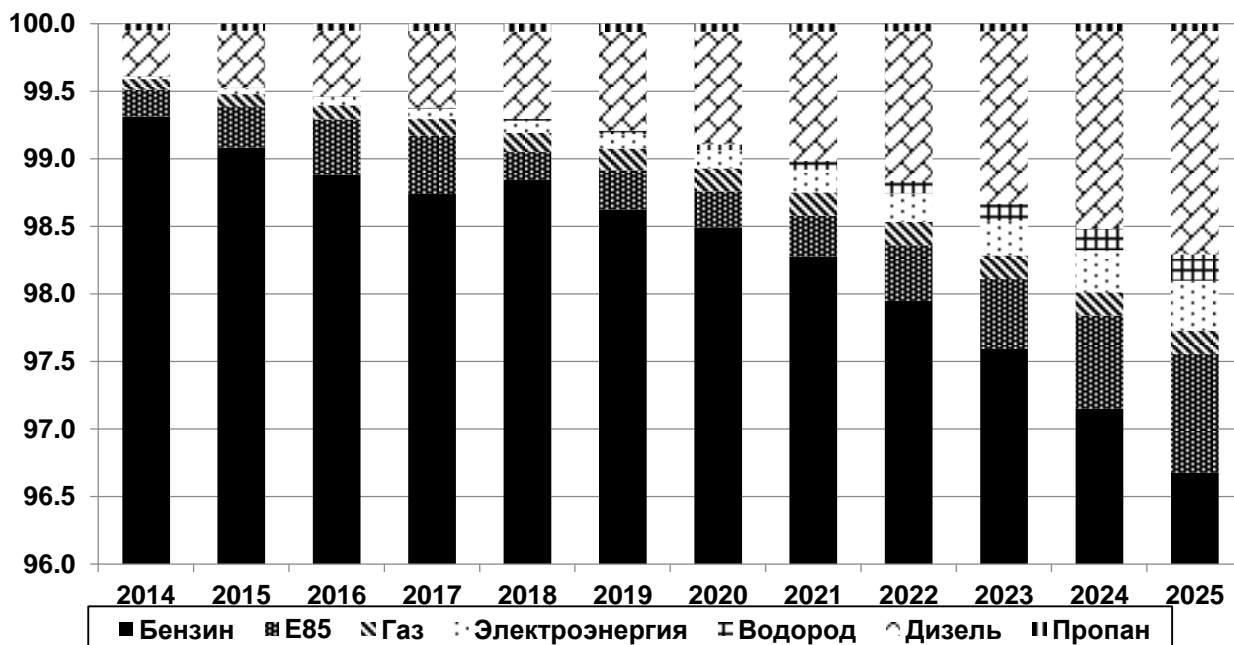


Рисунок 33. США: прогноз структуры потребления топлив (энергии) в секторе легковых автомобилей, % от совокупного потребления*.

* - в энергетическом эквиваленте.

Источник: рассчитано по данным EIA Annual Energy Outlook 2015.

Новые требования по выбросам серы для морского и речного транспорта

Меньшие с точки зрения масштабов рынка, но не менее серьезные вызовы для нефтеперерабатывающей промышленности связаны с ужесточением требований к топливу для морского и речного транспорта по содержанию серы. Главными рисками здесь являются, во-первых, потеря рынка из-за неадекватных физических параметров нефти (изначально повышенное содержание серы в каком-либо сорте нефти делает переработку этого неконкурентоспособной); во-вторых, необходимость осуществления инвестиций в модернизацию нефтеперерабатывающих заводов.

Согласно решениям Международной организации морского транспорта (International Maritime Organization – ИМО) проводится ужесточение требований к содержанию серы в корабельном топливе. С 1 января 2012 г. глобально потолок содержания серы установлен на уровне 3,5% (ранее – 4,5%). Затем в зависимости от результатов специального исследования, которое будет проведено не позднее 2018 г., потолок будет последовательно снижен до 0,5% с 1 января 2020 г. (в более мягком варианте – с 1 января 2025 г.).

В зонах судоходства со специальным контролем за выбросами серы (Sulphur Emission Control Area – SECA) предусмотрены еще более жесткие стандарты. С 1 июля 2010 г. – потолок установлен на уровне 1% (ранее 1,5%), а с 1 января 2015 г. он снижен до 0,1%. В настоящее время в мире действуют две зоны SECA: две в Европе, включая Балтийское море (с 2006 г.) и Северное море, включая Английский канал (с 2007 г.); часть прибрежных вод США и Канады: Атлантический океан, Мексиканский залив и Тихоокеанское побережье (с 1 августа 2011 г.). Евросоюз рассматривает возможность распространения режима SECA на Средиземноморье.

Сдвиги в мировой торговле сырой нефтью и нефтепродуктами

В последнее десятилетие на рынках сырой нефти и нефтепродуктов произошли фундаментальные изменения, отражающие сдвиги в географической структуре мирового экономического роста, в том числе сдвиге роста в АТР, обострение конкуренции за рынки сбыта на базе повышения гибкости производства и улучшения качества выпускаемой продукции.

Объемы международной торговли сырой нефтью после глобального финансово-экономического кризиса 2008/2009 г. снизились, во многом из-за наращивания производства трудноизвлекаемой нефти в США, а экспорт нефтепродуктов продолжает увеличиваться. В том числе потому, что сохранившие высокую экономическую динамику страны АТР, Китай и Индия, не успевают строить собственные нефтеперерабатывающие заводы для удовлетворения растущего спроса на нефтепродукты и потому наращивают импорт. Вероятно, в среднесрочной и особенно долговременной перспективе после ввода крупных нефтеперерабатывающих мощностей в АТР мировая торговля сырой нефтью вновь обгонит торговлю нефтепродуктами.

Конкуренция между странами–нефтеэкспортерами за рыночные ниши усиливается, о чем свидетельствуют значительные изменения в географии экспорта: саудовская нефть возвращается на рынки стран Западной Европы и пытается пробиться в Восточную Европу; из-за снижения в результате «сланцевой революции» импорта сырой нефти США африканские страны-нефтеэкспортеры были вынуждены перенаправить экспортные потоки на рынки Европы и стран АТР. Иран после снятия европейского эмбарго возобновил экспорт нефти поставки в страны Евросоюза. Россия превратилась в одного из крупнейших нефтеэкспортеров в АТР, прежде всего Китай.

В мире сформировались центры нефтепереработки, нацеленные на экспорт: США, Индия, Южная Корея, страны Персидского залива, Россия и, потенциально, Китай. США, оставаясь импортером нефтепродуктов, благодаря дешевому сырью значительно нарастили их экспорт в Канаду и страны Латинской Америки, вытеснив европейские нефтепродукты, и увеличивают экспорт дизеля в страны Европы и азиатские страны АТР. Южная Корея и Индия всемерно поддерживают продвижение нефтепродуктов на экспорт. Арабские страны Персидского Залива ввели в строй значительные нефтеперерабатывающие мощности для удовлетворения внутреннего спроса и экспорта в Европу и АТР. Европейская и японская нефтепереработка из-за посткризисного снижения спроса и роста конкуренции на мировых рынках уступают свои позиции и закрывают НПЗ.

1. Международная торговля нефтепродуктами пока растет быстрее торговли сырой нефтью

В середине 2000-х годов произошел сдвиг в мировой торговле нефтью и нефтепродуктами: глобальный экспорт сырой нефти и газоконденсата достиг локального пика в 45,3 млн. баррелей в день в 2006 г., следующий локальный максимум 2012 г. был ниже – 44 млн. баррелей в день (рисунок 34). Мировая торговля нефтепродуктами, уступая сырой нефти по объему, непрерывно увеличивается с 1998 г. и достигла уже 63% от объема экспорта сырой нефти.

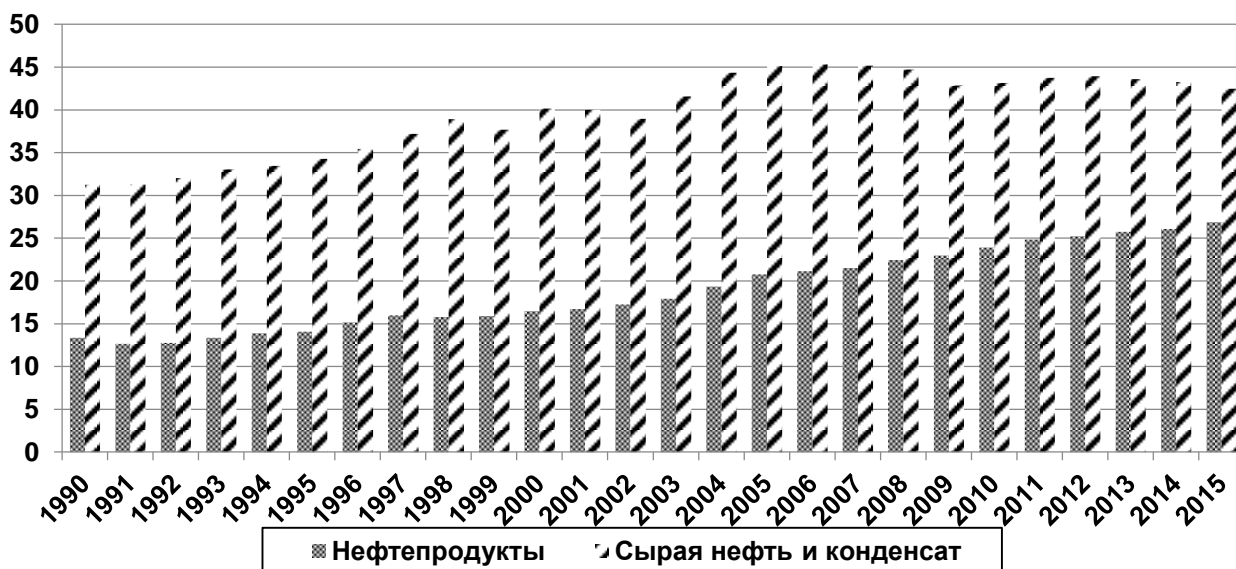


Рисунок 34. Мир: динамика экспорта сырой нефти и нефтепродуктов, млн. баррелей в день.

Источник: рассчитано по данным IEA World Energy Balances 2016 и JODI.

Этот сдвиг связан с фундаментальными изменениями на основных рынках нефти и нефтепродуктов – североамериканском, европейском и азиатских. В целом, развитые страны, хотя и по разным причинам, снижают импорт сырой нефти, который достиг максимума перед кризисом 2008/2009 гг. В то же время развивающиеся страны, в первую очередь, Китай и Индия, наращивают импорт как для обеспечения внутреннего спроса, так и для производства нефтепродуктов на экспорт (рисунок 35). Конкуренция между странами–нефтеэкспортерами усиливается как на рынке сырой нефти, так и на перспективном рынке нефтепродуктов.



Рисунок 35. Структура мирового импорта нефти, млн. баррелей в день.

Источник: расчеты автора по данным IEA World Energy Balances 2016 и JODI.

Мы считаем, что в среднесрочной и особенно долговременной перспективе по мере строительства собственных нефтеперерабатывающих мощностей странами в АТР мировая торговля сырой нефтью вновь обгонит торговлю нефтепродуктами.

2. Сдвиги в географии экспорта и импорта сырой нефти

Решающее влияние на динамику и структуру экспортно-импортных потоков сырой нефтью в последние десять-пятнадцать лет оказали четыре фактора: во-первых, опережающий рост в странах АТР; во-вторых, так называемая «революция неконвенциональных углеводородов» в Северной Америке; в-третьих, политика ведущих нефтепроизводителей ОПЕК по сохранению ниши на рынке нефти; в-четвертых, постепенное исчерпание запасов нефти в бассейне Северного моря. Также на глобальные потоки сырой нефти оказали и продолжают оказывать такие факторы как: введение и снятие эмбарго в отношении импорта иранской нефти соответственно в середине 2012 г. и январе 2016 г. и уход с рынка с последующим постепенным возвращением значительных объемов ливийской нефти после крушения режима Каддафи.

Если говорить о мировой торговле сырой нефтью со стороны источников ее экспорта, то наиболее заметными тенденциями периода 1980–2016 гг. стали появление среди крупнейших экспортеров нефти Канады и Бразилии и ослабление позиций Норвегии и Великобритании. Совокупная доля картеля ОПЕК в мировом нефтяном экспорте снизилась в указанный период с 68% до 57% (табл. 28).

Таблица 28.

Доли стран в мировом экспорте нефти, %

	1980		2000		2016
Сауд. Аравия	28	Сауд. Аравия	16	Сауд. Аравия	17
Россия	14	Россия	8	Россия	12
Ирак	8	Норвегия	7	Ирак	9
Нигерия	6	Иран	6	Канада	6
ОАЭ	5	Ирак	5	ОАЭ	5
Ливия	5	Венесуэла	5	Кувейт	5
Кувейт	4	Нигерия	5	Иран	4
Венесуэла	4	Мексика	5	Венесуэла	4
Индонезия	4	ОАЭ	5	Нигерия	4
Мексика	3	Великобритания	4	Ангола	4
Иран	2	Кувейт	3	Казахстан	3
Великобритания	2	Канада	3	Норвегия	3
Алжир	2	Ливия	3	Мексика	3
Катар	1	Оман	2	Бразилия	2
Норвегия	1	Ангола	2	Оман	2
15 стран	90	15 стран	81	15 стран	83
ОПЕК	68	ОПЕК	55	ОПЕК	57

Источники: рассчитано по ОПЕК Annual Statistical Bulletin 2017.

Со стороны импорта нефти наблюдается продолжающееся смещение спроса в АТР, в первую очередь Китай и Индию. Другие регионы мира, особенно Европа и в меньшей степени Латинская Америка, ослабили свои позиции в мировом нефтеимпорте (табл. 29).

Таблица 29.

Доли стран и регионов в мировом импорте нефти, %

	1990	2000	2015	2016
АТР	24	33	48	49
Китай	0	3	16	17
Индия	1	4	9	10

	1990	2000	2015	2016
Япония	13	11	8	7
Южная Корея	3	6	6	7
Таиланд	1	2	2	2
Для сравнения				
США	20	24	17	18
Европа	32	29	24	23
Латинская Америка	5	4	2	2
Африка	2	2	2	1

Источники: рассчитано по ОПЕК Annual Statistical Bulletin 2017.

«Революция сланцевой нефти» в США: триггер перестройки мировых нефтепотоков

Рост нефтедобычи в США за счет увеличения производства трудноизвлекаемой нефти стал мощным триггером перестройки мировой торговли сырой нефти. Рост собственной добычи привел к заметному снижению импорта нефти (рисунок 36). Если в 2005 г. США импортировали 10,9 млн. баррелей нефти в день, то в 2016 г. ее импорт снизился до 7,9 млн. баррелей в день. При этом импорт нефти снизился главным образом за счет сокращения потоков из стран ОПЕК.

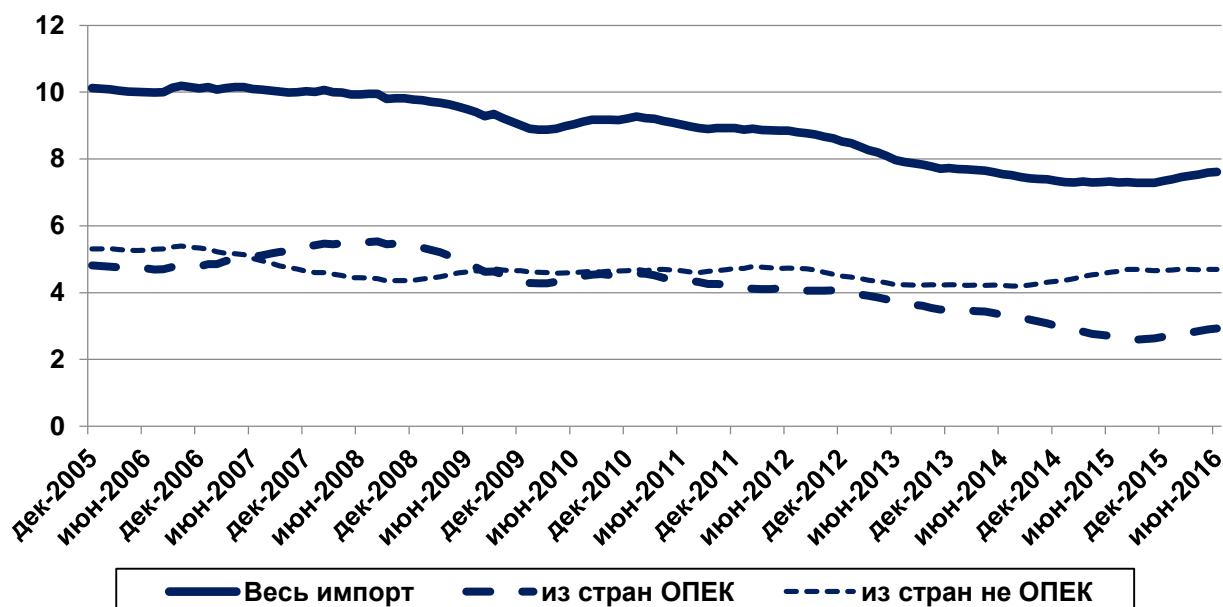


Рисунок 36. США: динамика импорта сырой нефти в декабре 2005 г. – июне 2016 г. (12-месячное скользящее среднее), млн. баррелей в день.

Источники: рассчитано по базе данных Energy Information Administration.

В наибольшей степени от снижения спроса на импорт нефти со стороны США пострадали Алжир, Нигерия и Ангола, поставки нефти из которых на американский рынок заметно снизились с конца 2010 г. (рисунок 37). В 2015 г. экспорт алжирской нефти в США по сравнению с 2005 г. сократился на 99%, нигерийской – 95%, ангольской нефти – на 73%. (рисунок 38).

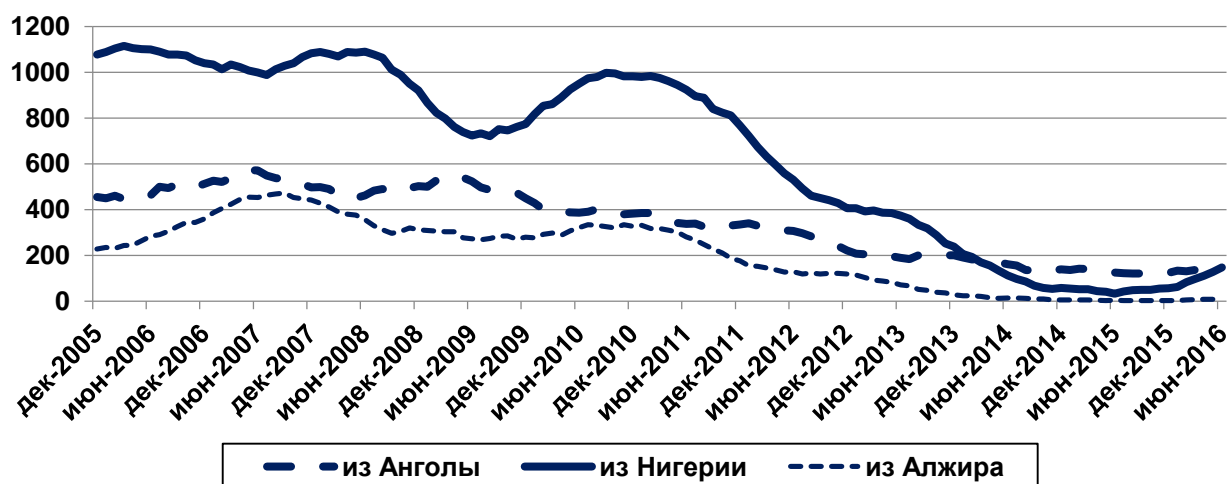


Рисунок 37. США: динамика импорта сырой нефти из Анголы и Нигерии в декабре 2005 г. – июне 2016 г. (12-месячное скользящее среднее), тыс. баррелей в день.

Источники: рассчитано по базе данных Energy Information Administration.

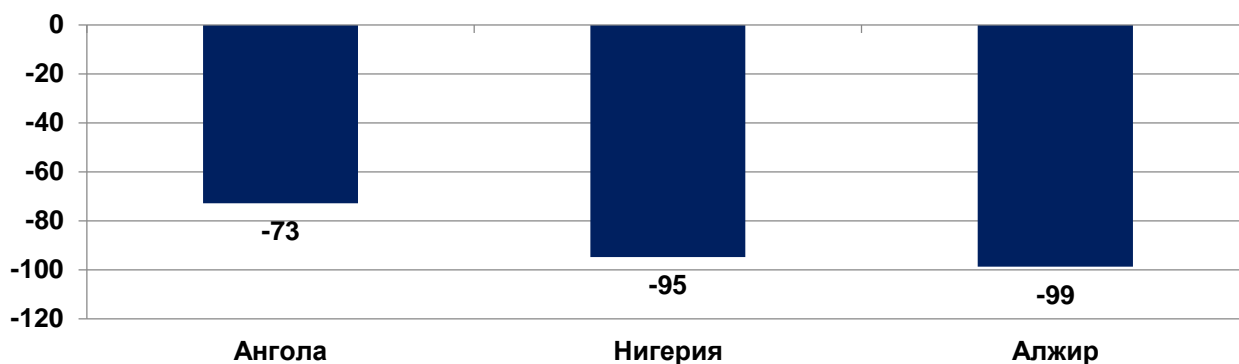


Рисунок 38. Снижение экспорта нефти в США в 2005–2015 гг., %

Источники: рассчитано по базе данных Energy Information Administration.

Также США снизили импорт нефти из Венесуэлы и Саудовской Аравии (рисунки 39 и 40).

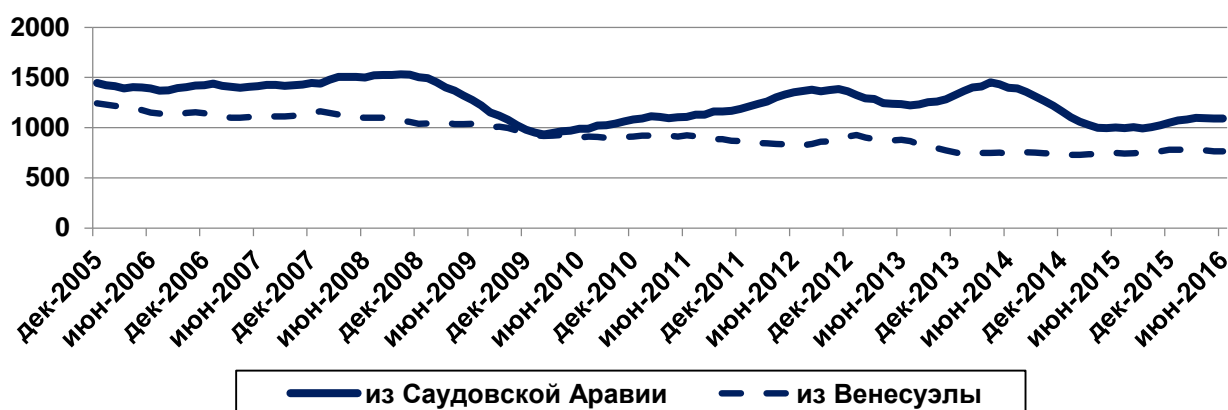


Рисунок 39. США: динамика импорта сырой нефти из Саудовской Аравии и Венесуэлы в декабре 2005 г. – июне 2016 г. (12-месячное скользящее среднее), тыс. баррелей в день.

Источники: рассчитано по базе данных Energy Information Administration.

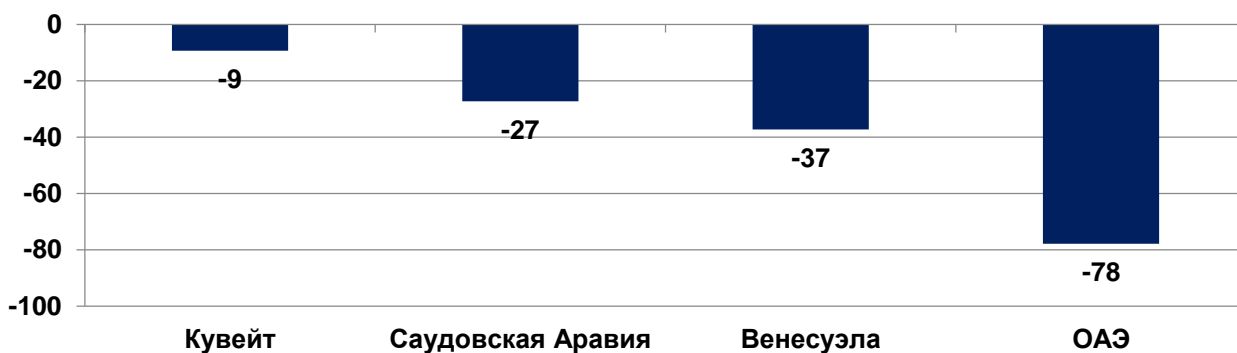


Рисунок 40. Снижение экспорта нефти в США в 2005–2015 гг., %

Источники: рассчитано по базе данных Energy Information Administration.

В декабре 2015 г. США отменили запрет на экспорт сырой нефти, действовавший более сорока лет. Исключения ранее действовали только для Канады и Мексики. В 2014 г. было разрешено экспортировать сверхлегкую нефть, так как после небольшой обработки она получила классификацию нефтепродукта. Судя по результатам 2016 г. и особенно первой половины 2017 г. растущий нефтяной экспорт из США окажет значительное влияние на конкуренцию между странами–нефтеэкспортерами.

Европа – растущие потоки африканской и российской нефти

При сжатии ниш на американском рынке для экспортеров нефти последние быстро перенаправили нефть на рынки Европы и азиатских стран. В первую очередь это касается добывающих легкие сорта нефти африканских стран. Нигерия, Алжир и Ангола существенно нарастили ее экспорт на европейские рынки (рисунок 41). Нарастили экспорт нефти в Европу и производители тяжелой нефти – Венесуэла и в меньшей степени Эквадор и Колумбия. Экспорт этих стран на европейские рынки возростал, несмотря на то, что общий европейский импорт сырой нефти до 2014 г. снижался.

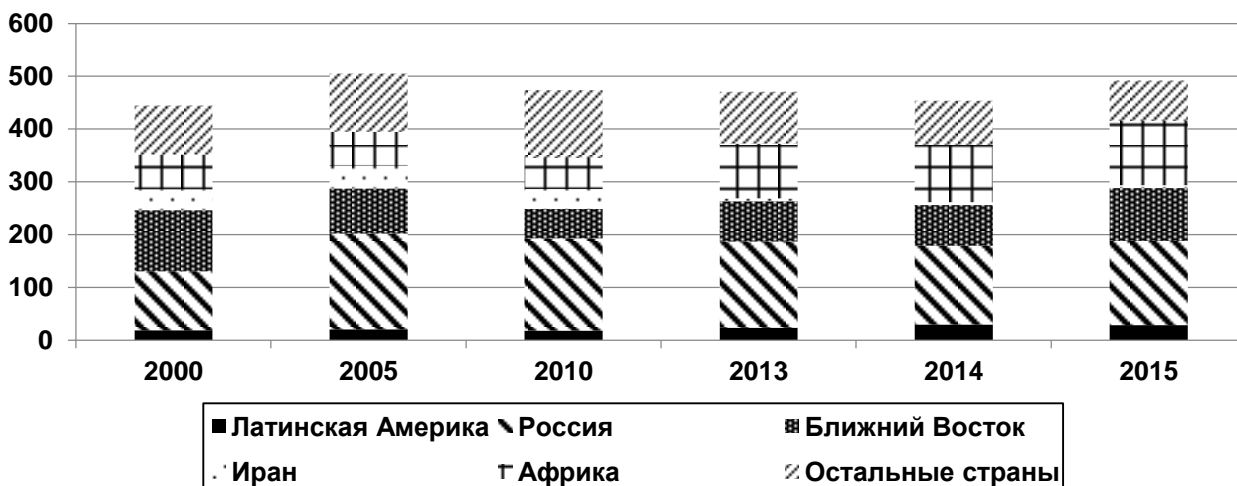


Рисунок 41. ОЭСР Европа: географическая структура импорта нефти, млн. т.

Источник: International Energy Agency.

Российский нефтяной экспорт в Европу достиг пика в 175 млн. тонн в 2010 г., а последующие годы постепенно снижался из-за общего сокращения спроса в европейской экономике, а также переориентации российской нефти на азиатские рынки, в первую очередь, Китай.

Из-за санкций доля Ирана в европейском нефтеимпорте снизилась почти до нуля, но после достижения известного компромисса по иранской ядерной программе к 2020 г. страна может восстановить свои позиции на европейском рынке и выйти на уровень экспорта в 30-40 млн. т. в год.

Арабские члены ОПЕК в 2000-е годы уступили часть своей европейской ниши российским компаниям, переориентировавшись на американский и азиатский рынки. В условиях замедления роста спроса на нефть в Китае и вытеснения с стран Залива, исключая Ирак, с американского рынка арабские нефтеэкспортеры, в первую очередь, Саудовская Аравия поставили себе целью возвращение ниши в Европе: в 2015 г. они на 30% нарастили экспорт в страны Европы (ОЭСР Европу). В ноябре 2015 г. первая партия саудовской нефти прибыла в порты Польши. В конкуренцию за польский рынок включился и Иран.

В 2015 г. из-за благоприятной ценовой конъюнктуры европейская нефтепереработка увеличила загрузку, что позволило всем основным игрокам на рынке нефти увеличить экспорт. В последующие годы в случае повышения цен на нефть конкуренция России и стран ОПЕК за европейские нефтяные ниши заметно обострится.

Страны АТР – растущий запрос на импорт сырой нефти

В 2012–2015 гг. быстро растущие экономики АТР, особенно Китай, заметно увеличили спрос на нефть. На фоне стагнирующей или падающей собственной нефтедобычи их зависимость от импорта нефти существенно усилилась. Российские нефтяные компании заметно увеличили экспорт нефти в КНР, опередив конкурентов (табл. 30). Со второй половины 2015 г. конкуренция нефтеэкспортеров на рынках стран АТР заметно обострилась, но российский нефтяной экспорт в основные страны региона продолжает увеличиваться.

Таблица 30.

Динамика экспорта нефти в КНР, Японию и Южную Корею, тыс. баррелей в день*

	Китай		Япония		Южная Корея	
	2010	2015	2010	2015	2010	2015
Саудовская Аравия	896	1015	1067	1130	758	845
Россия	306	852	264	287	137	140
Иран	428	535	355	170	199	117
Ирак	226	645	120	80	164	346
Кувейт	197	290	265	250	282	389
Оман	319	644	0	0	0	0
Ангола	791	777	0	0	0	0
Всего	4806	6737	3711	3376	2390	2816

* – по данным официальной статистики стран-импортеров, которая может существенно расходиться со статистикой стран – нефтеэкспортеров.

Источники: внешнеторговая и таможенная статистика КНР, Японии и Южной Кореи.

Экспортная российская нефть поступает преимущественно на рынки трех стран региона – Китая, Японии и Южной Кореи (табл. 31). За период 2010–2015 гг. импорт Китаем сырой нефти из России вырос в 2,8 раза до 862 тыс. баррелей в день, Японией – соответственно на 9% до 287 тыс. баррелей в день. Экспорт российской нефти в Южную Корею имеет волатильную динамику, рекордные объемы нефтеэкспорта были зафиксированы в 2015 г.

Таблица 31.

Динамика экспорта российской нефти в КНР, Японию и Южную Корею в 2009 – 2015 гг., тыс. баррелей в день*

	Китай	Япония	Южная Корея	Всего
2009	307	162	77	546

	Китай	Япония	Южная Корея	Всего
2010	306	264	137	707
2011	396	147	90	633
2012	487	168	84	739
2013	491	252	108	851
2014	665	282	94	1041
2015	852	287	141	1280

* – по данным официальной статистики стран–импортеров, которая может существенно расходиться со статистикой стран – нефтеэкспортеров.

Источники: внешнеторговая и таможенная статистика КНР, Японии и Южной Кореи.

Следует иметь в виду, что в последние годы между крупнейшими производителями и экспортерами нефти наблюдается обострение глобальной конкуренции, что в полной мере затрагивает и рынки стран АТР. В обозримой перспективе решающее значение будет иметь усиливающаяся экспортная экспансия в регион нефти из Ирака и Ирана.

Даже в условиях американских и европейских санкций физические объемы поставок иранской нефти в Индию и Китай остались на прежнем уровне. Снятие санкций США и Европы в отношении иранского нефтегазового сектора в рамках уже упоминавшегося компромисса по иранской ядерной программе приведет к усилению стратегического партнерства КНР и Ирана, при этом последний готовится существенно увеличить нефтяной экспорт в Китай. Иранская нефть также начнет восстанавливать позиции, утраченные на рынках Японии и Южной Кореи.

Экспорт нефти из Ирака в страны АТР, особенно в Китай, в последние годы увеличивался ускоренными темпами (таблица 30). В условиях медленного роста спроса на других региональных рынках Ирак и далее будет стремиться получить большую долю нефтяного рынка в КНР и Южной Кореи.

Зависимость Индии от импорта нефти с Ближнего Востока продолжает возрастать: В первом квартале 2016/2017 финансового года (начинается в апреле) доля ближневосточных стран ОПЕК в совокупном импорте сырой нефти Индии достигла 65% по сравнению с 60% в 2013/2014 г. (рисунок 42). В последние два–три года резко увеличили свои доли на индийском рынке Ирак и Иран.

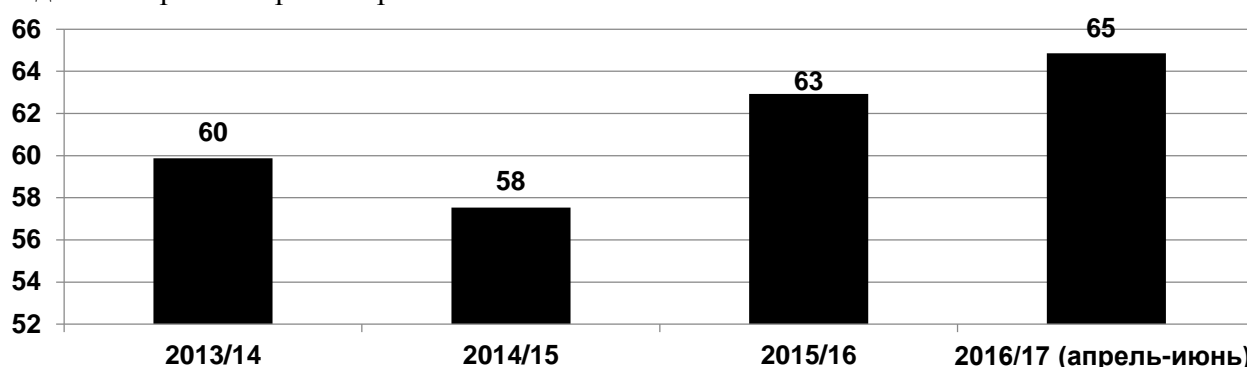


Рисунок 42. Динамика доли ближневосточных стран ОПЕК в совокупном нефтяном импорте Индии, %.

Источники: расчеты авторов по данным индийской статистики.

3. Региональная структура мирового экспорта нефтепродуктов

Мировая торговля нефтепродуктами в рассматриваемый период росла быстрее спроса на нефтепродукты. К традиционным их экспортерам – европейским и ближневосточным

странам – добавились новые быстро растущие центры. США и Россия опираются на нефтепереработку на основе собственного сырья, Южная Корея, Индия и Сингапур, наладили переработку импортируемой нефти. Особенно быстро растет экспорт нефтепродуктов из США (табл. 32).

Таблица 32.

Экспорт нефтепродуктов, млн. баррелей в день*

	2000	2005	2010	2015	Рост за 2005 – 2015 гг.
ОЭСР Европа	4,6	5,9	6,2	7,3	1,4
Ближний Восток	3,0	3,2	3,3	3,8	0,6
США	0,9	1,1	2,1	2,9	1,8
Россия	1,1	1,6	2,2	2,4	0,8
Южная Корея	0,8	0,7	0,9	1,3	0,5
Индия	0,2	0,5	1,3	1,2	0,7
Сингапур	0,8	1,3	1,8	1,8	0,5
Остальные страны	9,4	12,0	12,0	13,1	1,1
Мир	16,5	20,8	23,9	27,0	6,2

Источник: рассчитано по данным IEA World Energy Balances 2016 и JODI.

США как новый экспортный центр нефтепереработки

«Сланцевая революция» обеспечила американской нефтепереработке два важнейших глобальных конкурентных преимущества: высокое качество сырья и сравнительную его дешевизну. Опираясь на эти преимущества, США сократили импорт сырой нефти и нефтепродуктов, что особенно болезненно сказалось на европейской нефтепереработке, которая утратила ниши на американском рынке, а также увеличили экспорт нефтепродуктов. В результате «сланцевой революции» США превратились из чистого импортера нефтепродуктов в чистого экспортера (рисунок 43). При этом импорт нефти снизился в 2005-2015 гг. на 4,2 млн. баррелей в день, нефтепродуктов – на 1,5 млн. баррелей в день, а экспорт нефтепродуктов увеличился на 1,8 млн. баррелей в день.

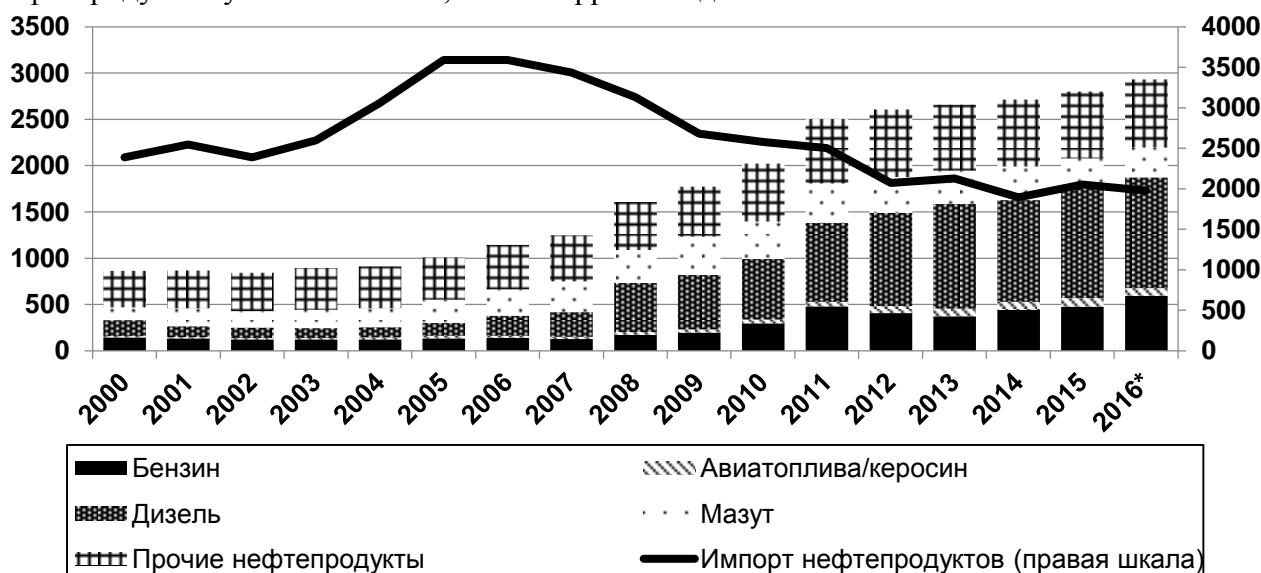


Рисунок 43. США: экспорт и импорт нефтепродуктов, тыс. баррелей в день.

* – оценка.

Источник: Energy Information Administration.

В 2010–2015 гг. экспорт нефтепродуктов из США вырос почти на 40%. Рост экспортоориентированной нефтепереработки позволил американским производителям вытеснить конкурентов (в первую очередь, европейских) с внутреннего рынка и выйти на рынки Латинской Америки, Европы и Канады (табл. 33).

Таблица 33.

США: экспорт нефтепродуктов, тыс. баррелей в день

Регион	2005	2010	2012	2015	2016*
Латинская Америка	429	870	1460	1836	2076
Европа	203	464	603	643	748
Канада	133	179	305	478	527
Азиатские страны АТР	95	223	253	303	423
Африка	15	74	87	210	167
Индия	11	30	17	70	79
Остальные страны	150	212	298	490	440
Всего	1021	1978	2937	3820	4293

* – оценка.

Источник: Energy Information Administration.

В Латинской Америке американские нефтепродукты заняли сильные позиции, что объясняется слабым развитием и низкой конкурентоспособностью местных нефтеперерабатывающих заводов. На азиатских рынках американский экспорт сталкивается с конкуренцией как со стороны южнокорейских, индийских и ближневосточных южнокорейских, индийских и ближневосточных НПЗ, так и со стороны поддерживаемых национальными правительствами местных производителей⁵⁶.

Дизельное топливо по физическому объему – основной экспортный нефтепродукт в США. За 2005–2015 гг. экспорт дизельного топлива вырос в 8,6 раз до 433 млн. баррелей (табл. 34). США стали крупным чистым экспортером этого нефтепродукта и продолжают быстро наращивать его чистый экспорт. Импорт дизеля за тот же период заметно сократился, на настоящий момент 74% импорта приходится на Канаду. Экспорт дизельного топлива из США идет главным образом на географически близкие рынки стран Латинской Америки, а также в Европу, где конкурирует с российским топливом. При этом почти половина американского экспорта на европейские рынки поступает в Нидерланды, откуда он перераспределяется по конечным потребителям, а также в определенных количествах может перепродаваться для поставок в АТР.

Таблица 34.

США: экспорт, импорт и чистый экспорт дизеля, млн. баррелей

Регионы/страны	Экспорт			Импорт			Чистый экспорт		
	2005	2010	2015	2005	2010	2015	2005	2010	2015
Латинская Америка	34	140	246	54	23	1	-20	118	245
Аргентина	1	5	20	1	0	0	0	5	20
Мексика	9	34	52	9	0	0	0	34	52
Панама	2	14	19	2	0	0	0	14	19
Перу	3	8	20	0	0	0	3	8	20
Чили	6	14	37	0	0	0	6	14	37
Европа	6	72	129	14	9	13	-8	64	116
Франция	1	6	31	0	0	0	1	6	31

⁵⁶ Синицын М.В. Влияние «сланцевой революции» в США на американскую и мировую нефтепереработку. В сб.: Перестройка мировых энергетических рынков: возможности и вызовы для России. – М.: ИМЭМО РАН, 2015

Нидерланды	2	42	42	4	1	1	-2	41	41
Великобритания	0	2	20	0	0	0	0	1	20
Азиатские страны АТР	2	7	11	5	3	2	-3	4	9
Африка	0	3	6	7	1	0	-7	2	6
Прочие страны	9	17	42	41	49	57	-32	-32	-16
Канада	6	5	11	39	48	54	-33	-43	-43
Мир	51	239	433	120	83	73	-69	156	360

Источник: рассчитано по данным Energy Information Administration.

В странах-соседях влияние американской нефтепереработки особенно заметно: в Канаде она вытеснила венесуэльский экспорт и в значительной степени европейский (рисунок 44). В Мексике на США приходится 89% всего импорта нефтепродуктов (рисунок 45).

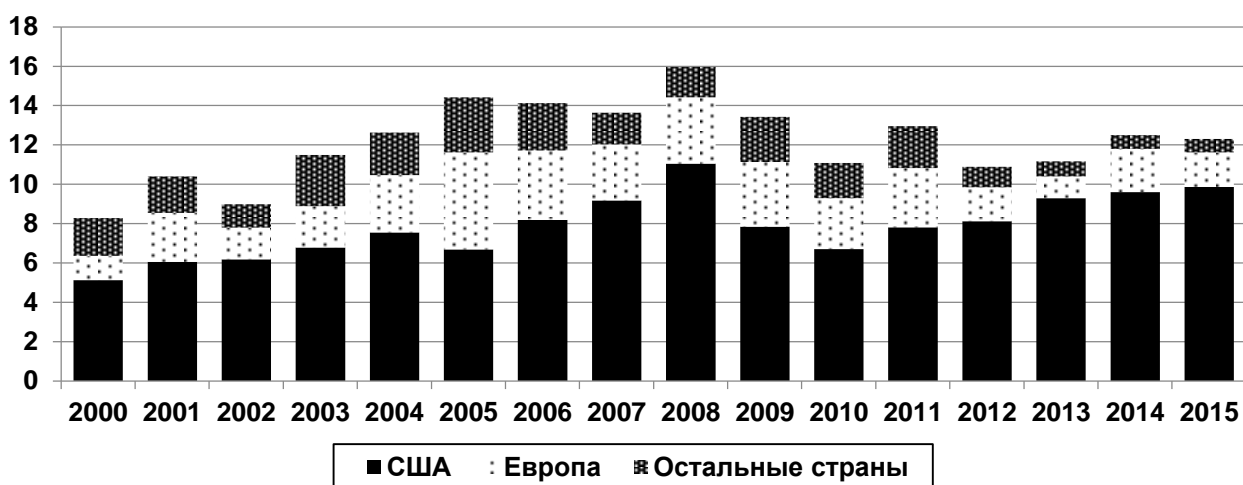


Рисунок 44. Канада: импорт нефтепродуктов, млн. т.

Источник: International Energy Agency.

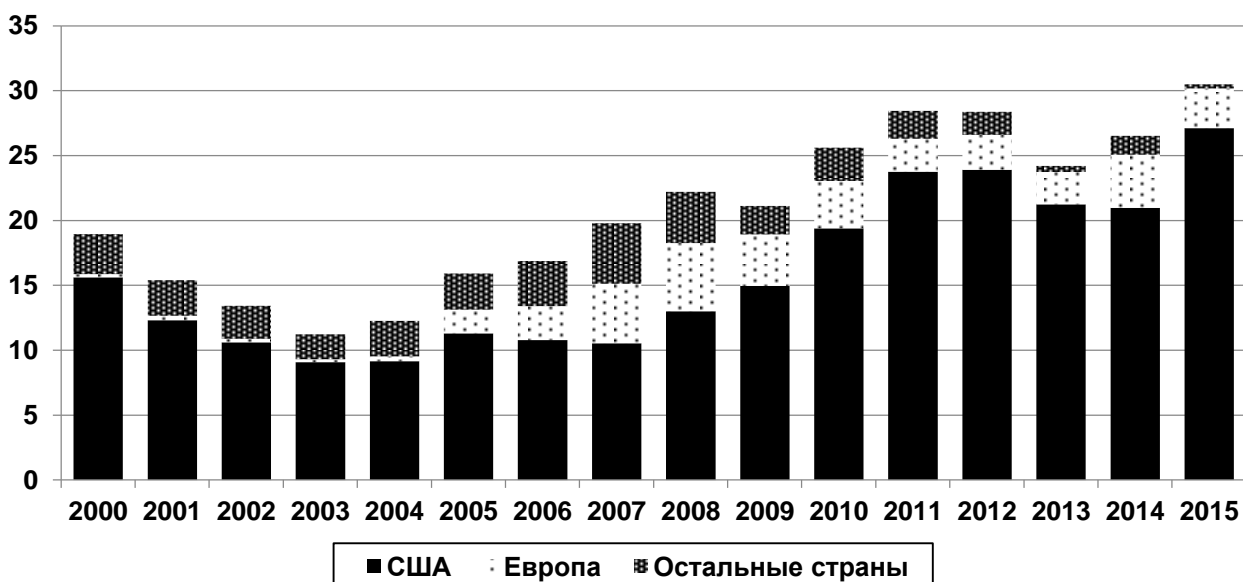


Рисунок 45. Мексика: импорт нефтепродуктов, млн. т.

Источник: International Energy Agency.

Европа: медленная перестройка

Европейские страны традиционно являются крупным игроком на мировом рынке нефтепродуктов, выступая в роли как их импортеров, так и экспортеров. Из-за снижающегося после глобального финансово-экономического кризиса 2008-2009 гг. спроса на внутреннем рынке нефтепереработка европейских стран активно вышла на внешние рынки: в 2010–2015 гг. европейский экспорт нефтепродуктов возрос на 13% (рисунок 46).

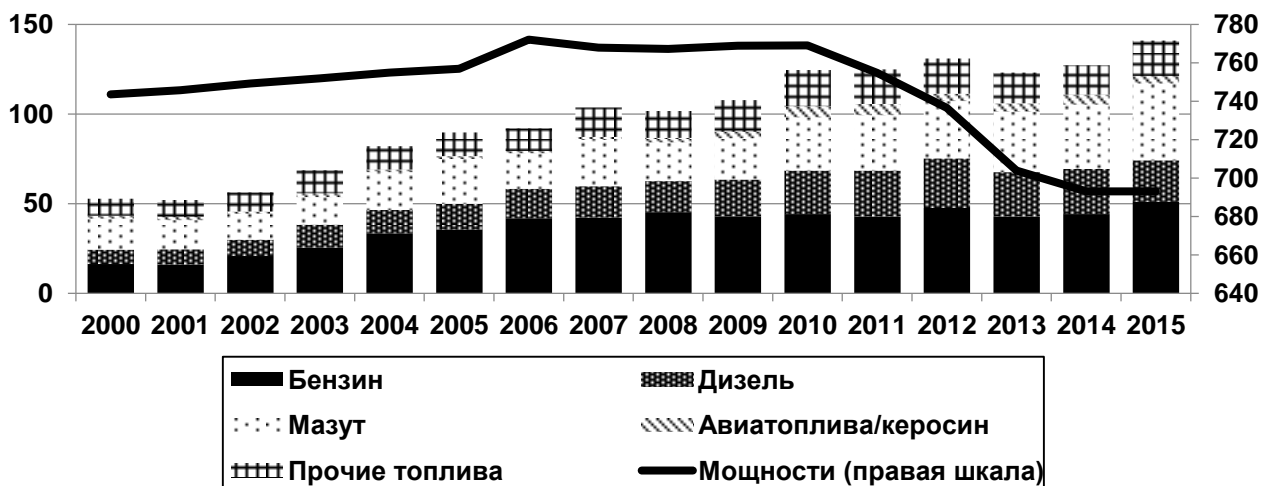


Рисунок 46. Европа ОЭСР*: мощности нефтепереработки и экспорт нефтепродуктов, млн. т.

* – без Латвии, Литвы и Эстонии.

Источник: International Energy Agency.

При этом конкуренция на мировых рынках обострилась из-за роста экспорта нефтепродуктов США, причем для европейской нефтепереработки особое значение имеет выход на рынки американского бензина. США продолжают наращивать экспорт бензина практически по всем направлениям, что не позволит европейским компаниям увеличивать объемы экспорта собственного бензина. Не исключено даже вытеснение европейского бензина с рынков стран Африки и Латинской Америки. После 2016 г. конкуренция на рынке бензина еще более обострится из-за ввода новых нефтеперерабатывающих мощностей в странах Ближнего Востока. В результате конкуренции с нефтепереработкой США, европейский бензин уже в значительной мере вытеснен с рынков стран Северной и Южной Америки (рисунок 47).

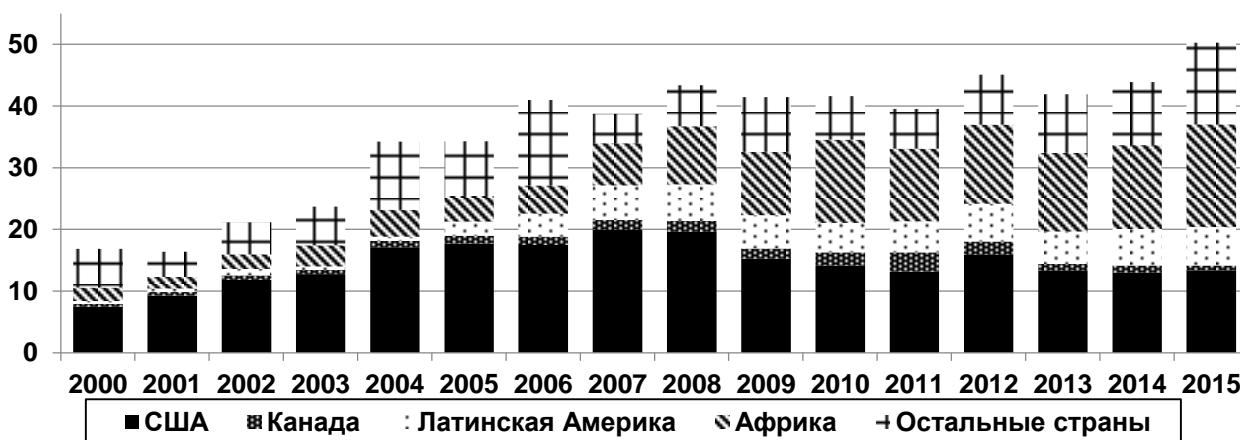


Рисунок 47. Европа ОЭСР*: экспорт бензина, млн. т.

* – без Латвии, Литвы и Эстонии.

Источник: International Energy Agency.

В то же время на рынке самой Европы с европейскими нефтепереработчиками успешно конкурируют российские, американские и ближневосточные экспортеры (табл. 35). За последнее десятилетие совокупный импорт нефтепродуктов Европой ОЭСР, исключая три балтийские республики, увеличился на 29%, причем основной вклад в этот рост обеспечили российские автобензин и дизельное топливо. Но если российские экспортные возможности почти достигли предела из-за высокой загрузки мощностей, то арабские страны Персидского залива в среднесрочной перспективе увеличат переработку и экспорт обоих этих нефтепродуктов.

Таблица 35.

Европа ОЭСР*: географическая структура импорта нефтепродуктов, млн. т.

	2000	2005	2010	2015
Россия	21	35	49	66
США	12	12	16	28
Ближний Восток	5	7	8	18
Индия	0	2	8	7
Алжир	11	6	8	7
Латинская Америка	6	6	5	3
СНГ без России	2	8	4	3
Остальные страны	34	46	49	24
Всего	90	123	147	157

* – без Латвии, Литвы и Эстонии.

Источник: International Energy Agency.

В ситуации сжимающегося внутреннего и высоко конкурентного внешнего спроса европейская нефтепереработка нуждается в значительных инвестициях в модернизацию, так как без подтягивания технологического уровня и повышения технологической гибкости заводов подстроить структуру выпуска под постоянно меняющуюся структуру спроса невозможно. Однако в ситуации вялого общеэкономического роста и соответственно вялого спроса на нефтепродукты и растущей глобальной конкуренции осуществить этот инвестиционный маневр будет крайне проблематично. Только снижение цен на нефть и последовавший за этим некоторый отскок спроса вверх позволили европейской нефтепереработке стабилизировать производственные показатели.

Япония: закрытие нефтеперерабатывающих мощностей

Траектория трансформации японской нефтепереработки по большому счету схожа с европейской. В ситуации стагнирующего внутреннего спроса японские нефтеперерабатывающие заводы переориентировались на экспорт, в первую очередь на Китай, но из-за высокой конкуренции, в том числе с южнокорейскими нефтепродуктами, ее позиции остаются слабыми (рисунок 48). В 2010–2016 гг. мощности японской нефтепереработки снизились на 36 млн. т до уровня 195 млн. т.

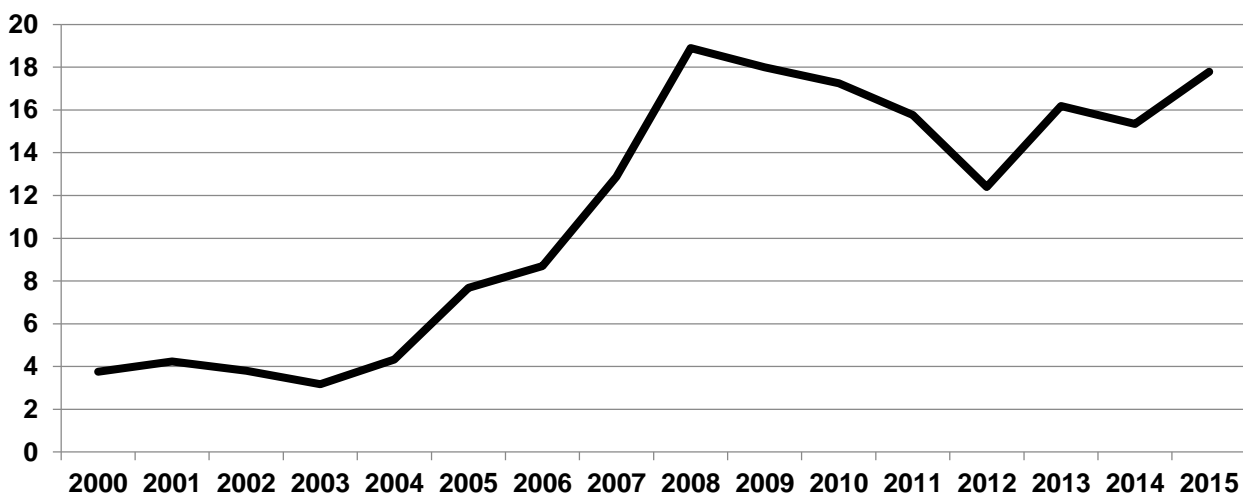


Рисунок 48. Япония: экспорт нефтепродуктов, млн. тонн.

Источник: UN Comtrade.

Экспортная модель Южной Кореи – ставка на гибкость и высокие технологии

Южная Корея в последнее десятилетие сделала ставку на развитие нефтепереработки и нефтехимии на импортном сырье. Корейские НПЗ высокотехнологичны и отличаются крупными размерами – второе и третье место в мире по объему мощностей (рисунок 49).

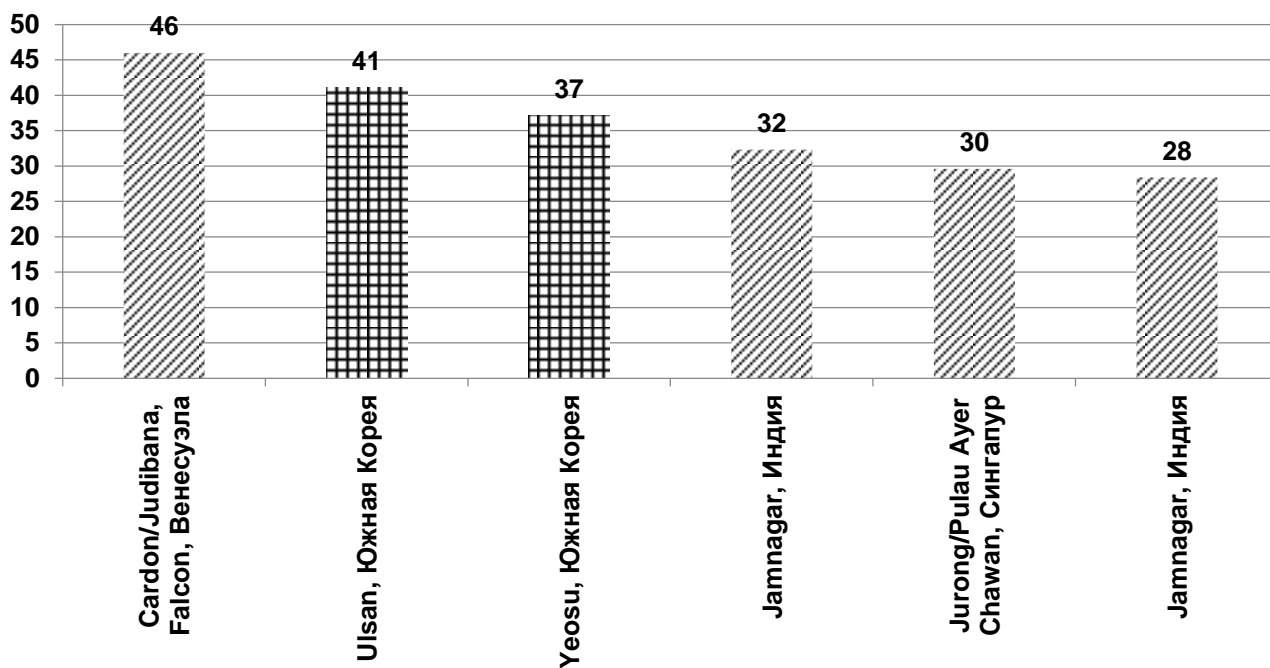


Рисунок 49. Крупнейшие мировые нефтеперерабатывающие заводы, мощность млн. т.

Источники: рассчитано по данным Oil and Gas Journal.

Корейские НПЗ загружены почти на полную мощность, и примерно 44% импортируемой нефти реэкспортируется в виде нефтепродуктов (рисунок 50).

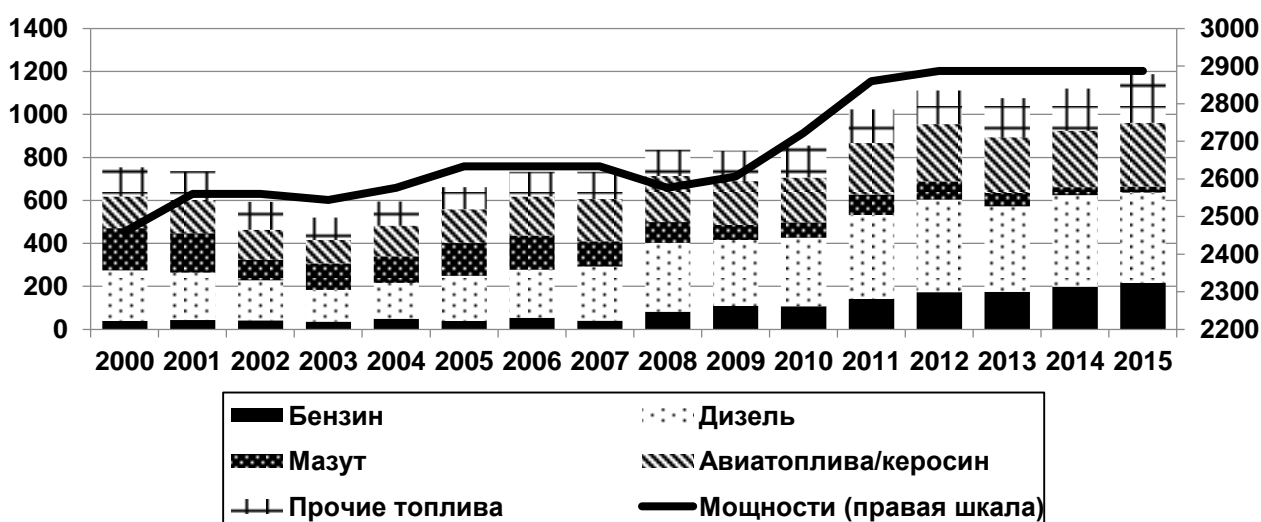


Рисунок 50. Южная Корея: экспорт нефтепродуктов, тыс. баррелей в день.

Источник: International Energy Agency.

Отличительной особенностью корейского экспорта является высокая диверсификация поставок нефтепродуктов (табл. 36), что позволяет нефтепереработке страны гибко подстраиваться под изменения как в географической, так и продуктовой структуре мирового спроса. В последние годы возрастает доля поставок на спотовый рынок в Сингапуре.

Таблица 36.

Южная Корея: географическая структура экспорта нефтепродуктов, млн. т.

Страны/регионы	2000	2005	2010	2013	2014	2015
Латинская Америка	0	1	2	1	0	1
Ближний Восток	0	0	0	0	0	1
Африка	0	0	1	1	1	0
Европа	1	1	3	3	3	3
США	3	4	5	4	3	5
Япония	14	8	5	8	7	7
Китай	10	10	10	10	9	9
Сингапур	1	2	5	10	13	10
Австралия	8	5	9	10	11	12
Тайвань	0	1	1	4	5	7
Остальные страны	8	5	9	10	11	12
Всего	40	35	44	55	57	60

Источник: International Energy Agency.

Опережающее развитие нефтепереработки в Индии

Стратегической целью государства и индийских нефтеперерабатывающих компаний в последние годы является максимальное продвижение нефтепродуктов на экспорт. Причем в борьбе за внешние рынки индийские компании, поддерживаемые государством, используют не только рыночные (ценовые) и логистические преимущества, но также и нерыночный арсенал, включая разветвленные политические связи и бизнес-схемы.

В середине 1990-х Индия приняла решение о строительстве очень крупных и современных нефтеперерабатывающих заводов. Коэффициент Нельсона у этих заводов один из самых высоких в мире, что позволяет быстро перенастраивать структуру выпуска нефтепродуктов под меняющуюся конъюнктуру спроса на любых рынках.

С августа 2009 г. Индия стала крупнейшим экспортером нефтепродуктов среди стран АТР. При этом географическая структура экспорта индийских нефтепродуктов достаточно диверсифицирована. Реализация заявленных планов по наращиванию нефтеперерабатывающих мощностей с учетом роста потребления нефтепродуктов в самой Индии может привести к существенному избытку нефтеперерабатывающих мощностей. По оценкам, опирающимся на официальные планы развития, Индия к 2020–2021 г. сможет поставлять на экспорт 3,5 млн. баррелей в день нефтепродуктов по сравнению с 1,5 млн. баррелей в день в 2013–2014 гг. (рисунок 51).

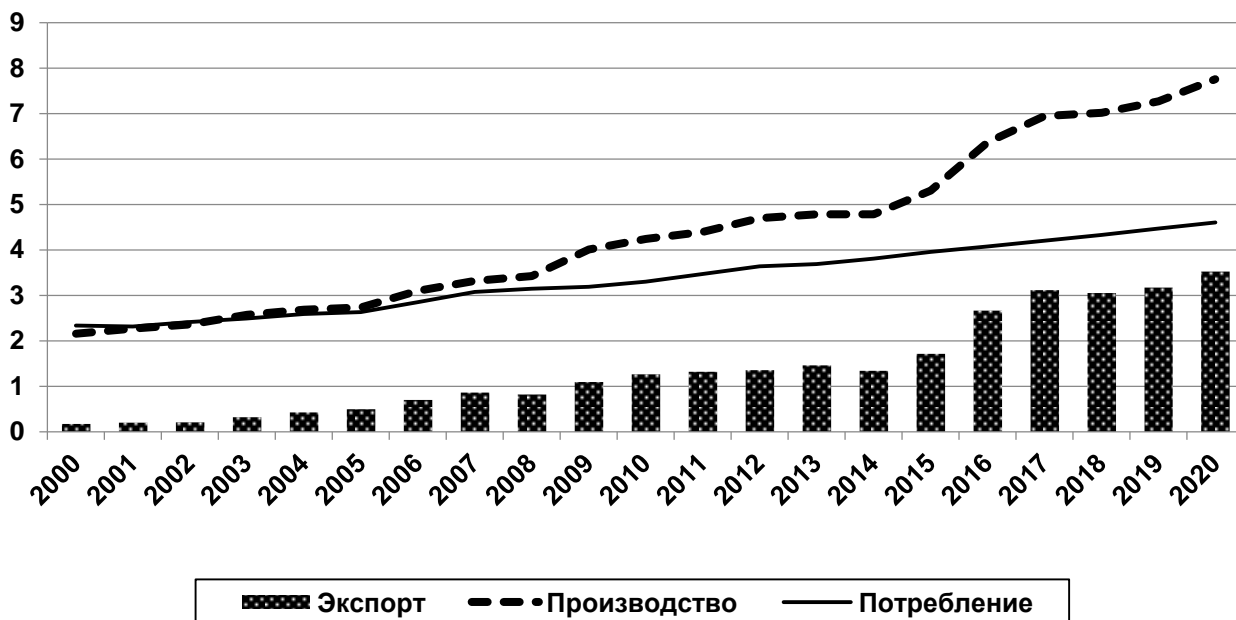


Рисунок 51. Индия: потребление, производство и экспорт нефтепродуктов, млн. баррелей в день*.

* –2015-2020 прогноз.

Источники: International Energy Agency и расчеты автора.

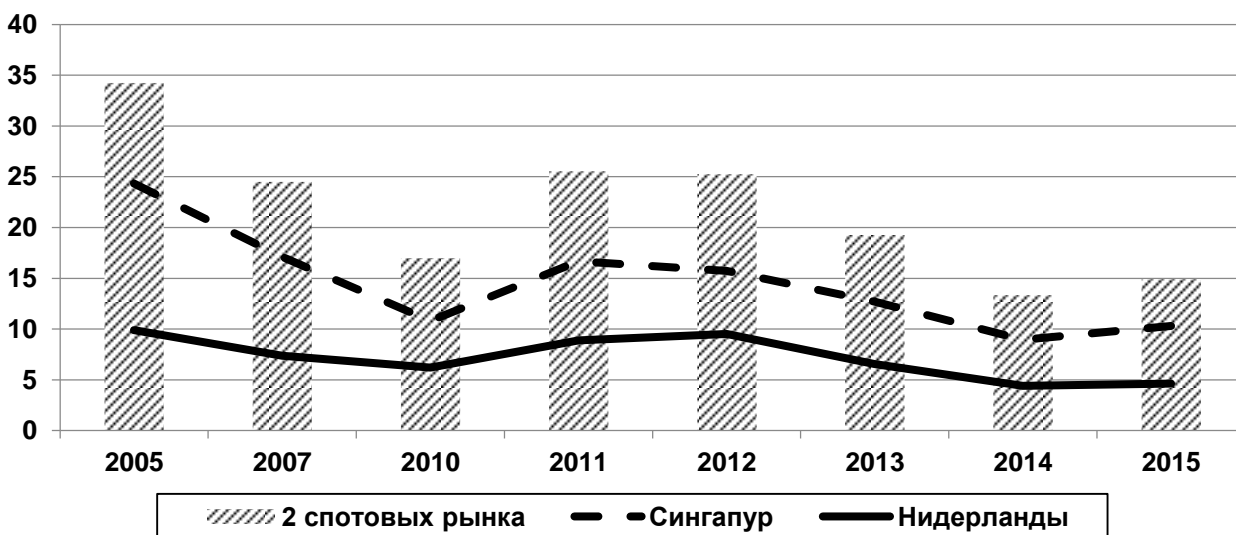


Рисунок 52. Доля Сингапура и Нидерландов в структуре совокупного экспорта нефтепродуктов из Индии, %.

Источник: индийская национальная статистика.

Главными экспортными рынками для индийских нефтепродуктов являются мировые спотовые рынки – Сингапур и Нидерланды (рисунок 52). В последние три года доля Индии на двух этих спотовых рынках начала снижаться из-за массового выхода на европейский и АТРовский спотовые рынки нефтепродуктов из нефтедобывающих стран Ближнего Востока, России и США.

Интересной особенностью индийской нефтепереработки является высокая доля в экспорте нефтепродуктов ближневосточных нефтеэкспортеров – преимущественно Объединенных Арабских Эмиратов, Саудовской Аравии и Омана. До ужесточения эмбарго в начале текущего десятилетия в этой группе был и Иран.

Влияние нефтеэкспортеров Персидского залива на конкуренцию на европейском рынке

Низкие издержки добычи нефти в странах Персидского залива, географическая близость к европейскому рынку, а также возможности межрыночного арбитража (то есть возможность в силу географического положения направлять танкеры на региональные рынки с повышенным уровнем цен) позволяют им претендовать на глобальную роль не только на рынке сырой нефти, но и на рынках нефтепродуктов. В последние годы нефтеэкспортеры Залива решили воспользоваться своими преимуществами и усилить свое присутствие на мировом рынке нефти и нефтепродуктов, направив существенные инвестиции в развитие нефтепереработки и транспортировки нефтепродуктов.

В секторе транспортировки наибольшие амбиции у Саудовская Аравия, увеличивающей флот нефтяных танкеров. Национальная судоходная компания Саудовской Аравии The National Shipping Company of Saudi Arabia в партнерстве с Арабской корпорацией нефтяных инвестиций The Arab Petroleum Investments Corporation – Apicorp объявили в августе 2016 г. о создании фонда в 1,5 млрд. долл. для закупки до 15 сверхкрупных нефтяных танкеров. Использование сверхкрупных танкеров позволит королевству проводить гибкую ценовую политику при торговле нефтью и нефтепродуктами, что обострит ценовую конкуренцию между странами–нефтеэкспортерами.

Из крупнейших нефтеэкспортеров Залива наращивает экспорт основных нефтепродуктов только Саудовская Аравия (табл. 37). Остальные страны, несмотря на значительное увеличение нефтеперерабатывающих мощностей, уменьшают экспорт автомобильного бензина и дизельного топлива.

Таблица 37.

Страны Персидского залива: экспорт, импорт и чистый экспорт основных нефтепродуктов*, млн. баррелей

	Экспорт			Импорт			Чистый экспорт		
	2005	2010	2015	2005	2010	2015	2005	2010	2015
Бахрейн									
Бензин	3	2	0	0	0	0	3	2	0
Дизель	33	29	27	1	1	0	32	28	27
Авиа/керосин	19	24	25	0	0	0	19	24	25
Иран									
Бензин	0	0	0	55	33	12	-55	-33	-12
Дизель	4	0	0	0	6	0	4	-6	0
Авиа/керосин	1	0	0	0	0	0	1	0	0
Кувейт									
Бензин	8	0	4	0	0	0	8	0	4
Дизель	78	73	60	0	0	0	78	73	60
Авиа/керосин	50	60	52	0	0	0	50	60	52

	Экспорт			Импорт			Чистый экспорт		
	2005	2010	2015	2005	2010	2015	2005	2010	2015
Оман									
Бензин	0	5	1	2	3	0	-2	1	1
Дизель	0	1	3	0	1	0	0	0	3
Авиа/керосин	0	2	1	0	0	0	0	2	1
Катар									
Бензин	9	6	1	0	0	1	9	6	1
Дизель	1	9	0	0	4	4	1	5	-4
Авиа/керосин	4	17	0	0	0	8	4	17	-8
Саудовская Аравия									
Бензин	2	2	61	15	31	80	-13	-30	-20
Дизель	38	6	146	0	30	91	38	-25	55
Авиа/керосин	34	16	46	0	0	2	34	16	44
ОАЭ									
Бензин	0	0	0	0	0	7	0	0	-7
Дизель	13	5	9	0	0	0	13	5	9
Авиа/керосин	31	26	16	0	0	0	31	26	16
Всего									
Бензин	22	15	67	72	67	100	-50	-54	-33
Дизель	167	123	245	1	42	96	166	80	149
Авиа/керосин	139	145	140	0	0	10	139	145	131

* - включая внутрирегиональную торговлю.

Источник: рассчитано по данным JODI.

Если же говорить о Персидском Заливе в целом (исключая Ирак, по которому отсутствуют необходимые данные), то в разрезе основных видов нефтепродуктов ситуация в период 2010 – 2015 гг. развивалась следующим образом: во-первых, чистый импорт автомобильного бензина несколько уменьшился. При том, что потребление бензина за рассматриваемый период существенно выросло из-за быстро прогрессирующей автомобилизации, подпитываемой притоком нефтедолларов, зависимость стран Залива от этого вида топлива заметно снизилась; во-вторых, чистый экспорт дизельного топлива вырос.

В среднесрочной перспективе в странах Персидского залива продолжают развиваться те же тенденции: растущее внутреннее производство бензина и дизельного топлива будет направляться на внутреннее потребление, вместе с тем регион увеличит экспорт нефтепродуктов, особенно на географически близкий европейский рынок.

В европейском нефтепродуктовом импорте страны Залива представлены в секторах дизельного топлива (в основном Саудовская Аравия) и авиатоплива/керосина. В 2015 г. Саудовская Аравия смогла существенно в 6 раз нарастить экспорт дизельного топлива до 5 млн. т и почти догнать Индию (рисунок 53).

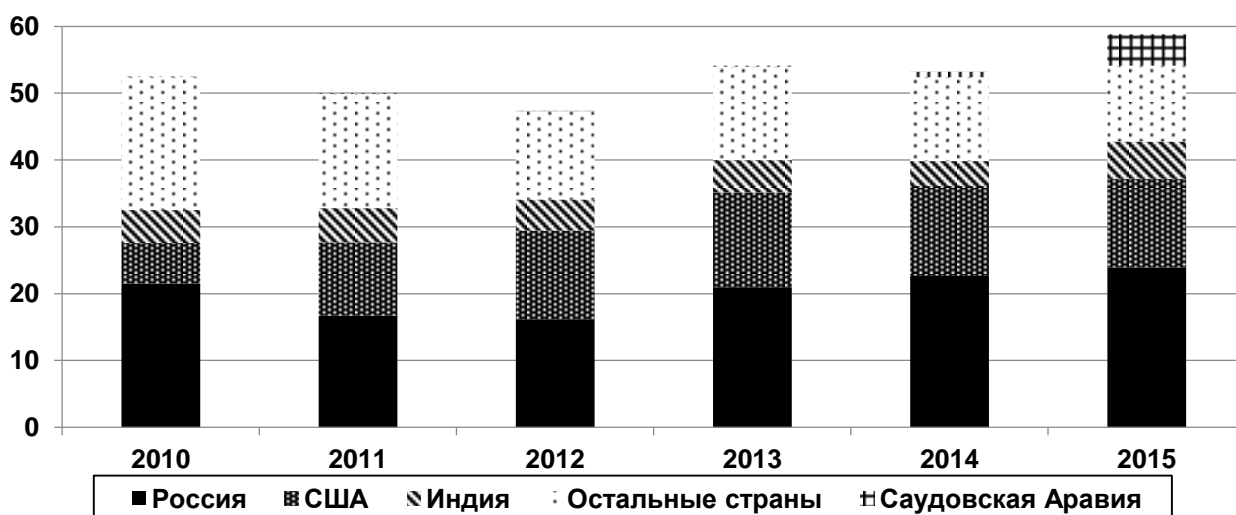


Рисунок 53. Европа ОЭСР*: географическая структура импорта дизеля, млн. т.

* – без Латвии, Литвы и Эстонии.

Источник: International Energy Agency.

На рынке европейского авиатоплив/керосина страны Залива увеличили экспорт на 23% в 2010–2015 гг. (рисунок 54). Помимо Саудовской Аравии важными экспортерами являются Кувейт, Катар и Объединенные Арабские Эмираты.

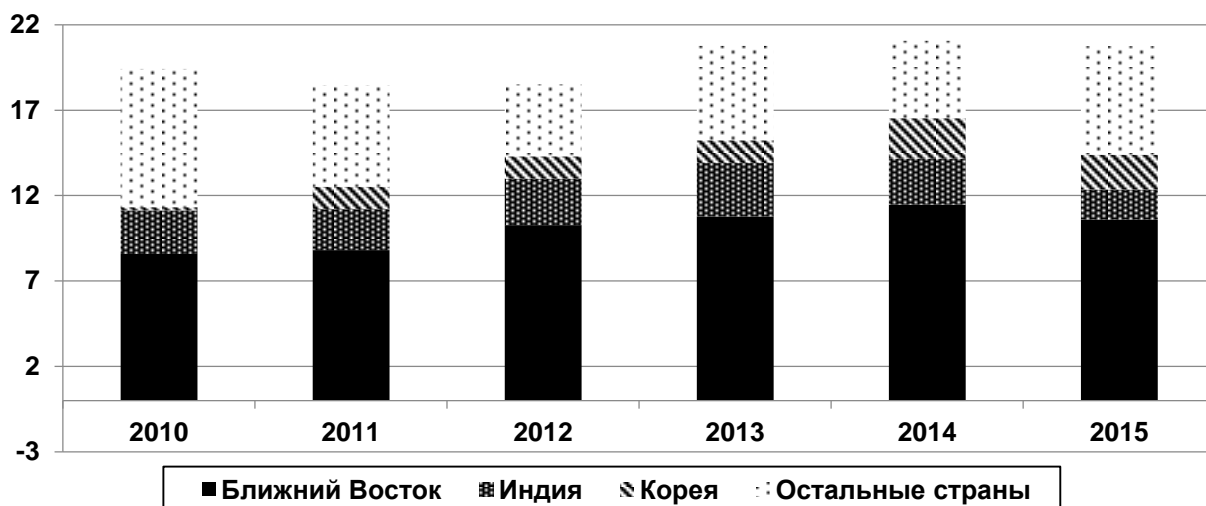


Рисунок 54. Европа ОЭСР*: географическая структура импорта авиатоплив/керосина, млн. т.

* – без Латвии, Литвы и Эстонии.

Источник: International Energy Agency.

В перспективе 5–6 лет совокупное влияние растущего сектора нефтепереработки стран Персидского залива на рынки нефтепродуктов Европы и АТР будет сравнительно скромным из-за растущего внутреннего спроса. Но в отдельных сегментах (в первую очередь, на рынке авиатоплив/керосина) активными игроками на европейском рынке нефтепродуктов будут Кувейт, Катар и Объединенные Арабские Эмираты, нефтеперерабатывающие мощности которых заметно превзойдут потребности местных рынков в нефтепродуктах. Дополнительный толчок экспорту ближневосточных

нефтепродуктов в Европу может дать рост импорта арабскими странами сравнительно дешевых нефтепродуктов из Индии.

Выход на глобальный рынок нефтепродуктов Китая

Китай традиционно является импортером нефтепродуктов: в первую очередь мазута, который перерабатывался в легкие и средние дистилляты. В последние годы КНР также наращивает импорт СУГ, которые используются в качестве сырья в нефтегазохимии, наряду с нефтью. Нацеленность страны на само обеспечение бензином и дизелем при значительных свободных нефтеперерабатывающих мощностях позволяют удерживать импорт автомобильного бензина и дизельного топлива на сравнительно низких уровнях.

До 2010 г. экспорт нефтепродуктов из Китая был незначительным. Небольшие объемы нефтепродуктов экспортировались через Гонконг, основной экспорт шел в рамках толлинговых сделок (подробнее см. главу Тенденции развития мировой нефтепереработки) из-за запрета на прямой экспорт бензина и дизельного топлива. После снятия запрета для независимых компаний экспорт нефтепродуктов увеличился на 42% в 2015-2016 гг. (табл. 38).

Таблица 38.

Китай: импорт и экспорт основных нефтепродуктов, тыс. баррелей

	Экспорт				Импорт			
	2005	2010	2015	2016	2005	2010	2015	2016
СУГ	0	29	44	44	53	102	390	618
Бензин	131	120	137	240	0	31	4	5
Дизель/газойль	56	129	263	272	67	104	74	69
Авиатоплива/керосин	29	92	141	469	11	35	8	13
Мазут	44	187	199	197	494	436	295	209
Прочие топлива	0	24	5	3	0	127	223	323
Всего	259	583	789	1122	624	835	993	1185

* – оценка.

Источник: Jodi.

Как и США Китай становится крупным импортером и одновременно экспортером нефтепродуктов. Если политика либерализации внешней торговли продолжится, КНР превратится в крупного чистого экспортера нефтепродуктов, особенно бензина, дизеля и авиатоплив. Импорт СУГ и битумов будет увеличиваться из-за автомобилизации (в том числе использования дешевого транспорта, использующего СУГ), опережающего развития нефтехимии и активного дорожного строительства (крупнейшего потребителя битумов).

Перспективы электроавтомобилизации Индии

Индия является пятым по объему продаж рынком легковых автомобилей. Согласно объявленной позиции правительства Н. Моды, Индия к 2030 г. может полностью отказаться от использования автомобилей с двигателем внутреннего сгорания и перейти на электромобили. Идеология ускоренной электроавтомобилизации является частью общего процесса трансформации индийского топливно-энергетического баланса в пользу новых возобновляемых источников энергии. Электроавтомобилизация транспорта может помочь развитию новых источников энергии, а также параллельно снизить нагрузку на платежный баланс страны. По зависимости от импорта нефти Индия обходит даже Китай. Главная цель настоящей главы – оценить реалистичность официальных планов по ускоренному продвижению легковых автомобилей, принимая во внимание как специфику индийского автомобилестроения, так и экономические ограничения и возможности.

Переход страны к электромобилям кажется необходимым, если не неизбежным, по нескольким причинам. Во-первых, автомобильный транспорт является основным нефтепотребителем. С 2010 года Индия становится одним из ключевых нетто-импортеров топлива в АТР, обогнав по этому показателю Японию и догоняя Китай. По данным министерства нефти Индии, в 2018 финансовом году на импорт нефти, большая часть которой потребляется в транспортном секторе, будет израсходовано до 85 миллиардов долларов. По прогнозам, в следующие два десятилетия темп потребления нефти будет на уровне 4% ежегодно.

Во-вторых, подписав Парижское климатическое соглашение, Индия обязалась усилить политику по ограничению выбросов парниковых газов. Решение проблем, связанных с глобальным потеплением, требует перехода на транспорт с низкими выбросами парниковых газов. Многие индийские города являются одними из самых загрязненных в мире на протяжении многих лет, и главным источником загрязнения выступает транспорт. Индексы качества воздуха показывают, что воздух во многих городах Индии является опасным для здоровья. Одной из причин этого стало загрязнение, связанное с ростом числа автомобилей на дорогах Индии.

Рост общего количества транспортных средств на дороге и, как следствие, общее загрязнение и общее потребление энергии устранили все выгоды, связанные с повышением эффективности использования энергии и сокращением выбросов от автомобилей. Меры по повышению энергоэффективности и меры по борьбе с загрязнением не соответствовали росту продаж транспортных средств.

Рассмотрим вначале, что представляет собой автомобильная промышленность Индии, и что в индийских условиях можно было бы считать успехом электроавтомобилизации транспорта:

- ✓ Индия занимает второе место в мире по объему производства 2-х колесных, 3-х колесных транспортных средств;
- ✓ Индия занимает четвертое место в мире по объему производства коммерческих автомобилей;
- ✓ Одиннадцатое место по производству крупногабаритных автомобилей;
- ✓ Автомобильная отрасль составляет 4% ВВП страны и создает 4,5 миллиона рабочих мест;
- ✓ Среднегодовое производство составляет 23 миллиона единиц, но только около 15% из них представлены легковыми четырехколесными автомобилями;

- ✓ Общее количество транспортных средств, зарегистрированных в Индии, составило 5,4 млн., 11 млн., 33 млн., 40 млн. 210 млн.⁵⁷ в 1981, 1986, 1996, 2000 и 2015 гг. соответственно. Это говорит о 36-кратном росте общего количества транспортных средств в период между 1981 и 2015 гг.⁵⁸

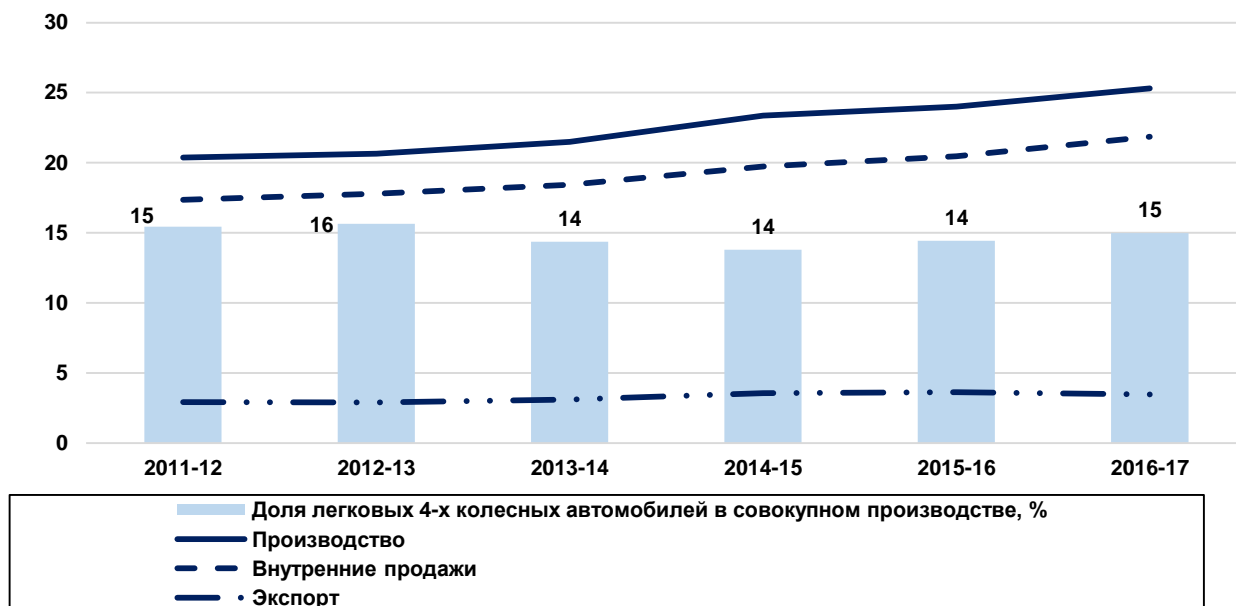


Рисунок 55. Динамика производства, продаж и экспорта автомобилей всех типов в Индии в период 2011-2017 гг.

Источник: <http://www.siamindia.com/statistics.aspx?mpgid=8&pgidtrail=14>

Всего Индия намеревается достигнуть отметки в 6–7 миллионов электромобилей к 2020 г., ускоряя процесс расширения производственных мощностей в соответствии с планом правительства Индии «Fame». В 2015 г. правительство Индии запустило схему, более быстрой адаптации и производства гибридных и электрических транспортных средств (FAME), для продвижения автомобилей с экологически чистым топливом. Эта схема является одной из ключевых зеленых инициатив правительства.⁵⁹

До 2020 г. планируется получить следующие выгоды:

- Общий объем инвестиций в размере 4–4,5 млрд. долларов, включая инвестиции в НИОКР и электромобили и инфраструктуру частного сектора. Правительственные инвестиции составляют 2,7–3 миллиарда долларов;
- Кумулятивная экономия топлива объемом около 9,5 миллиарда литров;
- Стоимость сэкономленного топлива около 9,6 миллиардов долларов;
- Снижение выбросов CO₂ на 2 миллиона тонн за весь период реализации программы;

Эта схема в свою очередь входит в более глобальный план «Национальная автомобильная миссия 2020», подготовленный и выпущенный Министерством тяжелой промышленности и правительством Индии в целях повышения национальной энергетической безопасности, смягчения неблагоприятного воздействия на окружающую среду (включая CO₂, выделяемого автотранспортом) и стимулированию возможностей для развития внутреннего производства электромобилей.

⁵⁷ <http://www.siamindia.com/statistics.aspx?mpgid=8&pgidtrail=14>

⁵⁸ <https://www.statista.com/statistics/664729/total-number-of-vehicles-india>

⁵⁹ GoI [Government of India]. (2012). National Electric Mobility Mission Plan 2020. Department of Heavy Industries, Ministry of Heavy Industry and Public Enterprises, Government of India, New Delhi

Электромобили в Индии до настоящего времени на задних ролях. Тем не менее, прогресс в развитии технологий и как следствие удешевление ключевого элемента – литиевых батарей делают электрокары более привлекательными для потребителя из-за возрастающего удобства и потребительской доступности.

В данный момент правительство Моди намерено детализировать и расширить положения национальной политики до декабря 2017г. Они установят стандарты и спецификацию для транспортных средств и предоставит рекомендации по стимулированию их использования. Ожидается также, что будет обеспечена ясность в отношении правил, касающихся производства батарей и льгот, связанных с ним.

В качестве ключевого игрока было назначено министерство возобновляемой энергетики Индии, которое в 2017 г. смогло закупить около 10 000 электромобилей для замены существующих государственных транспортных средств. В этом отношении различные правительства штатов разрабатывают свои собственные планы.

Недавно штат Карнатака, находящийся на юге Индии, одобрил политику продвижения исследований и разработок в области электромобилей. Теперь штат обязан реализовать зарядные пункты возле крупных офисных центров. Махараштра отказался от различных налогов на электротранспорт, став первым штатом Индии, имеющим систему продвижения электромобилей. В мае 2017 г. индийский оператор такси Ola начал работу с 200 электромобилями, включая такси, автобусы и электрорикши, в штате Нагпур.

Также Индия соотносит свою возможность с реальными трендами, представленными ниже:

- ♦ Рост продаж электрокаров в глобальном масштабе, вызывает многочисленные нововведения в сопутствующих технологиях. Например, ожидается, что технологии аккумуляторов испытают существенный сдвиг, который приведет к снижению затрат. Это в свою очередь делает менее критическим тот факт, что Индия не располагает существенными запасами лития на своей территории;
- ♦ Электрические двух- и четырехколесные транспортные средства с ограниченной дистанцией хода и другими характеристиками, сопоставимыми с обычными транспортными средствами, доступны уже сегодня, однако стоимость и время зарядки делают их не столь непривлекательными;
- ♦ Ожидается, что в будущем спрос на транспорт значительно возрастет. Двухколесные автомобили продолжают оставаться основным видом и в 2035 г. Доля четырехколесных транспортных средств значительно возрастет;
- ♦ Крупномасштабное распространение электрокаров требует стимулов со стороны спроса, например, налоговых стимулов и улучшения текущей инфраструктуры – это положение полностью коррелирует с текущим подходом правительства Индии;⁶⁰
- ♦ Рост распространения электромобилей приводит к увеличению спроса на электроэнергию, однако прирост потребления не столь существенен и не требует значительного увеличения мощности в секторе электроэнергетики, хотя потребуются значительная перепланировка электроснабжения;
- ♦ Помимо всего вышперечисленного развитие электрокаров могло бы помочь в ускорении интеграции возобновляемых источников энергии, таких как ветер и солнечная энергия. По оценкам, электромобили увеличат потребление электроэнергии домашними хозяйствами почти на 50%. На момент 2020-х годов придется пик трансформации электрогенерации Индии и как следствие существенный сдвиг в сторону ВИЭ источников. За последние семь лет стоимость

⁶⁰CRS (2013) Battery Manufacturing for Hybrid and Electric Vehicles: Policy Issues <http://fas.org/sgp/crs/misc/R41709.pdf>. Accessed July 15, 2014

солнечной энергии снизилась на 85%. В 2016 году ветер и солнечная энергия были по той же цене или дешевле, чем ископаемое топливо во многих странах;

В соответствии с планом правительства в итоге на дорогах должны появиться: 2-х колесные транспортные средства – 5 миллионов, 3-х колесные транспортные средств – 30 тысяч, 4-х колесные– 1 миллион, легковые автомобили порядка – 50 тысяч, автобусы — 30 тысяч.

Эта схема направлена на поощрение прогрессивного развития надежных, доступных и эффективных электрических и гибридных транспортных средств.

- Полный спектр технологий электромобилей: (HEV), (PHEV) и (BEV)⁶¹;
- Все типы транспортных средств: 2-х колесных транспортных средств, 3-х колесных транспортных средств, 4-х колесных транспортных средств;

Новые цели правительства Индии инспирировали толчок по развитию поддержки и субсидирования местных компаний, стимулируя развитие современных технологий. Но наиболее выдающаяся часть плана «Fame» заключается в том, что она придаст больше веса потребительским инициативам нежели развитию R&D сектора, что имеет смысл в стране, которая собирается импортировать большинство уже созданных технологий (табл. 39).

Таблица 39.

Выплаты по схеме Fame

Основные элементы плана Fame	2015-2016 млн. долл.	2016-2017 млн. долл.
Технологические платформы	10,5	18
Инициативы увеличения спроса	23,25	51
Зарядная инфраструктура	1,5	3
Пилотные проекты	3	7,5
Международные связи	0,75	0,75
Всего	39	80,25

Источник: Hybrid and Electric Vehicles in India Current Scenario and Market Incentives . Shikha Rokadiya, Anup Bandivadekar//December 2016 [Электронный ресурс]. – URL:http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/India-hybrid-and-EV-incentives_working-paper_ICCT_27122016.pdf

Также необходимо заметить, что субсидии покупателям останутся замороженными на уровне от 27 до 435 долл. для двухколесных в зависимости от силовой установки, покупателям трехколесных – от 49 до 915 долл. рупий покупателем четырех колесного автомобиля предлагается в среднем от 165 до 2070 долл. (табл. 40).

Помимо этого, Индия могла бы сэкономить 64% от потребляемой энергии к 2030 г., перейдя на электромобили, снизив потребление углеводородного топлива на 156 млн. тонн н.э. или 1,8 тераватт-час энергии – что достаточно для питания 1,8млн.домов.

Хотя индийский рынок только зарождается, но помощь, оказываемая правительством, достаточна для существенного рывка вперед. В целом индийский рынок можно обозначить в качестве рынка с ожидаемым низким темпом роста, где прозрачная система взимания сборов недоступна, а низкие цены на топливо делают электрокары экономически непривлекательными.

⁶¹ HEV (hybrid electric vehicle) – помимо двигателя внутреннего сгорания (ДВС) устанавливается дополнительный электромотор, который заряжается при движении автомобиля;
PHEV (plug-in hybrid electric vehicles) – помимо двигателя внутреннего сгорания (ДВС) устанавливается дополнительный электромотор, который может подзаряжаться от сети;
BEV (battery electric vehicles) – автомобиль с электродвигателем, заряжается от сети.

Таблица 40.

Субсидии покупателям, долл.

Автомобильный сегмент	Mild Hybrid ⁶²	Strong Hybrid ⁶³	PHEV	BEV
Двухколесные	27-93	-	195-270	112,5-435
Трехколесные	49,5-117	-	375-690	165-915
Пассажирские автомобили	165-365	885-1065	1470-1770	1140-2070
Легкие коммерческие автомобили	255-345	780-930	1095-1875	1530-2805
Автобусы	45000-61500	76500-99000	-	-

Источник: Hybrid and Electric Vehicles in India Current Scenario and Market Incentives . Shikha Rokadiya, Anup Bandivadekar//December 2016 [Электронный ресурс]. – URL: http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/India-hybrid-and-EV-incentives_working-paper_ICCT_27122016.pdf

Также отсутствие зарядной инфраструктуры, высокая первоначальная стоимость и недостаточная информированность потребителей являются ключевыми вызовами, которые препятствуют росту электрокаров в Индии. Но позитивным сигналом для отрасли является то, что правительство приступило к решению всех этих проблем, и прилагает все усилия для преодоления разрыва.

Ключевые вопросы, которые должны быть рассмотрены – это оценка возможностей для производителей аккумуляторов, оценка размера рынка для гибридных PHEV, HEV и BEV, определение барьеров роста, внутренний производственный потенциал электромобилей Индии и многие другие.

Индустрия электромобилей в Индии находится на стадии становления. По состоянию на март 2017 г. в стране было продано 500-600 тысяч электрокаров, что составляет около 0,1% от объема мирового рынка. Безусловно, неплохо для страны, которая еще не так давно считалась отсталой, но незначительно по сравнению с ростом конвенциональных автомобилей в Индии, которые увеличилась на 20,5 млн. за один лишь 2016 г.⁶⁴

Электромобили пока не являются мейнстримом в Индии, но с ростом данного сегмента он все больше привлекает внимание как отечественных, так и иностранных инвесторов.

Постепенно индустрия набирает обороты в направлении целевого показателя, установленного в Плане национальной мобильности 2020, в размере 6-7 миллионов к 2020 году. Правительство Индии указало на то, что к 2030 году все новые транспортные средства должны быть электрокарами.

⁶²«Средние гибриды» оборудованы относительно небольшим электрическим двигателем мощностью до 25 кВт, который обеспечивает дополнительное ускорение при обгоне (так называемый Boost-эффект) и в сочетании с двигателем внутреннего сгорания и системой рекуперации электроэнергии позволяет экономить до 15% топлива.

⁶³«Мощные гибриды» располагают такими же возможностями, однако оснащены более мощными двигателями — до 75 кВт, а в некоторых случаях и выше. Благодаря этому повышается крутящий момент — до 400 Н·м с места, и экономится больше горючего — в среднем более 20%. Кроме того, система позволяет совершать поездки на короткие расстояния полностью на электрической тяге и, соответственно, обходиться на этих участках пути вообще без выбросов выхлопных газов.

⁶⁴ IESA Knowledge Paper On «Energy Storage for Electric Vehicles in India» New Delhi May 2017 [Электронный ресурс]. – URL: http://indiaesa.info/images/pdf/IESA_EV-Knowledge-Paper_1.pdf

Таблица 41.

Количество гибридных и электрических транспортных средств, проданных по схеме стимулирования спроса в течение 2015 и 2016 года

Автомобиль	Тип	Общее число автомобилей			Общая стоимость инициатив млн. долл.
		2015-16	2016-17	Всего	
Mahindra REVA Electric Vehicles Pvt Ltd	4W electric	753	76	829	1,5
Electrotherm (Indian) Ltd	2W	2411	499	2910	0,32
Maruti Suzuki India Ltd	4W mild hybrid	30157	8610	38767	7,2
Hero Electric Vehicles Pvt Ltd	2W	12039	1718	13757	1,5
Toyota Kirloskar Motor Pvt Ltd	4W strong hybrid	1023	148	1171	1,2
Lohia Auto Industries	2W	99	24	123	0,013
Ampere Vehicles Ampere Vehicles Pvt Ltd	2W	234	60	294	0,03
Avon Cycles Ltd	2W	628	48	676	0,07
Chris Motors	2W	96	54	150	0,016
Ajanta Manufacturing Ltd	2W	2034	0	2034	0,21
Всего		49474	11237	60711	13,1

Источник: government of india ministry of heavy industries and public enterprises department of heavy industry Lok Sabha starred question no.133 to be answered on 26.07.2016

Запущена схема для ускоренного принятия и производства электрических и гибридных автомобилей в Индии с утвержденными расходами 127 млн. долл. для первой фазы, сроком 2 года. По состоянию на декабрь 2016 г. разнообразные стимулы были доступны для 33-х моделей двухколесных транспортных средств, 12 моделей пассажирских автомобилей и одной трехколесной модели (табл. 41).⁶⁵

Фактическое распределение фонда было намного меньше, чем планируемое распределение, и схема оставалась безуспешной в создании рынка в более широких масштабах.

На первом этапе количество транспортных средств, составляло 11 987 единиц. И если рассматривать субсидии, предоставленные по схеме FAME, почти 63% субсидий было предоставлено только для mild-hybrid (рисунок 56). Из общего количества 4-х колесных транспортных средств, проданных в рамках Fame, более 95% были только mild-hybrid, тогда как strong-hybrids и аккумуляторные батареи составляли всего 2,5% и 1,6%.

⁶⁵ Government of India ministry of heavy industries and public enterprises department of heavy industry lok sabha starred question no.133 to be answered on 26.07.2016 [Электронный ресурс]. – URL: <http://dhi.nic.in/writereaddata/UploadFile/Lok%20Sabha%20starred%20Q%20No%20133.pdf>



Рисунок 56. Общая сумма выплат по схеме FAME за 2015 г., млн. долл.

Источник: «Total Incentive Amount Utilized Under FAME-India» National Automotive Board, Government of India, accessed August 17, 2016, <http://fame-india.gov.in/>

Рассмотрим рост числа электромобилей за последние несколько лет. Количество электрокаров, работающих на батареях, увеличилось с 723 до 5519 в течение последних 2-х лет, но при учете среднегодового темпа роста можно говорить о довольно внушительном приросте до отметки 8500. Но в тоже время ситуация с гибридными автомобилями всех типов выглядит более благоприятной и как ожидается со среднегодовым темпом роста в 38,2% достигнет 42482 единиц (рисунок 57).

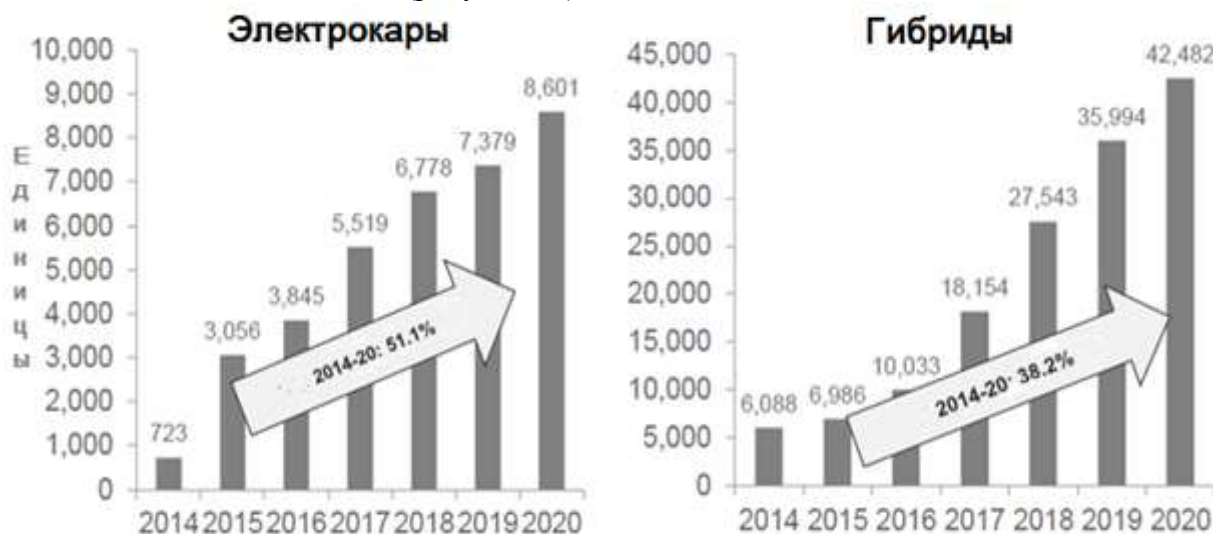


Рисунок 57. Тенденции и перспективы развития 4-х колесных электромобилей с гибридным и батарейным питанием.

Источник: As per The Department of Heavy Industries, Government of India, data shared via pressconference (2016).

Объем субсидирования на 2015-16 г. был распределен следующим образом: пассажирские автомобили составляли 81,3%, 18,7% – 2-х колесные скутеры. В свою же очередь средства, выделенные на легковые автомобили, распределились следующим образом: 73% средств потрачены на mild-hybrid автомобили, 11% – strong-hybrid автомобили и 16% электромобили с батарейным питанием. В том числе можно отметить, что все

двухколесные транспортные средства, зарегистрированные по данной схеме - электрические модели с батарейным питанием.

Анализ, сделанный IESA, выявил⁶⁶ преувеличение возможности продвижения электромобилей, поскольку максимальные преимущества схемы адаптированы в основном гибридным сегментом. Но правительство стремится исключить mild-hybrids из схемы субсидирования.

В течение 2015 г. на инициативы было потрачено 1,2 миллиона долларов США из них 60% ушло на mild-hybrids, но не коснулось 3-х колесных автомобилей и городского транспорта. В прогнозе до 2020 г. также учитывается больший уклон в сторону гибридов(табл. 42).

Таблица 42.

Доля электротранспорта в общей доле к 2020 году

Тип транспортного средства	Пассажирские	2-х колесные	3-х колесные	Коммерческие	Автобусы
Hybrids	10-12%	1-2%	1-2%	4-5%	3-5%
BEV	1-2%	9-11%	3-4%	0-1%	1-2%

Источник: Cost-Effective Green Mobility A Joint СП – А.Т. Kearney Report⁶⁷

Такой перекоп связан с одной из самых больших проблем для электромобилей – ценой. Стоимость покупки любого BEV должна быть сопоставимой или немногим выше гибридного автомобиля.

Хотя, как ожидают специалисты и инженеры, в среднесрочной перспективе стоимость батареи должна значительно снизиться при локализации производства в Индии. В этой связи важную роль может сыграть недавнее совместное предприятие Suzuki Motor Corp, Toshiba Corporation и Denso Corporation по производству литий-ионных аккумуляторов в Индии.

Кроме того, это все должно быть увязано с развитием зарядной инфраструктуры по всей страны.

Стоит отметить, что в сравнение с успехами таких игроков как Китай и ЕС, индийские достижения кажутся не столь внушительными(табл. 43).

Таблица 43.

Доступные модели в рамках сегментов и общее количество проданных автомобилей в каждом сегменте на 2016 г.

Автомобильный сегмент и продажи	Mild Hybrid	Strong Hybrid	PHEV	BEV
2-х колесные	-	-	-	24 / (17836)
3-х колесные	-	-	-	-
Пассажирские автомобили	2 / (33394)	1 / (911)	-	2 / (790)
Легкие коммерческие автомобили	-	-	-	-
Автобусы	-	-	-	-
Комплекты для переоборудования	-	-	-	-

Источник: «Models Available Under the FAME Scheme» National Automotive Board, Government of India, accessed August 17, 2016, <http://fameindia.gov.in/ModelUnderFame.aspx>

⁶⁶Knowledge Paper On «ENERGY STORAGE FOR ELECTRIC VEHICLES IN INDIA» 19 may 2017 New Delhi - электронный источник URL : http://indiaesa.info/images/pdf/IESA_EV-Knowledge-Paper_1.pdf

⁶⁷https://www.atkearney.at/documents/10192/1011378/CostEffective+Green+Mobility_FINAL.pdf/e452618b-2a19-4463-a196-8c4c4fe8ae24

В сегменте легковых автомобилей доступны две гибридные модели от Maruti Suzuki, совместного подразделения Suzuki и Maruti, strong-hybrid на основе бензинового топлива от Toyota, и два электрокара от Mahindra, которые в настоящее время имеют право на получение субсидий по схеме FAME (табл. 44). Есть несколько импортных автомобилей, таких как Toyota Prius и BMW i8, также доступный на индийском рынке, однако стимулы по схеме FAME доступны только для автомобилей, изготовленных в Индии. Maruti Ciaz SHVS и Ertiga SHVS базируются на свинцово-кислотных батареях, а Toyota Camry Hybrid, Mahindra e2o и Mahindra eVerito – на основе технологий ионно-литиевых батарей⁶⁸.

Mahindra Reva, единственная национальная компания, которая в настоящее время предлагает электромобили (модель e2o), использует литий-ионные батареи. Спрос на Reva в Индии незначителен при ежегодных продажах около 500 автомобилей. Спрос на гибриды также невысоки, в основном из-за отсутствия доступных моделей (в настоящее время только Toyota продает гибридные модели Prius и Camry).

Таблица 44.

Пассажирские автомобили, которые в настоящее время имеют право на льготные стимулы по схеме FAME и их характеристики

Автомобиль	Тип	Объем двигателя	Цена тыс. долл. USD	Эквивалент нефтяного топлива л/100 км	Жизненный цикл CO ₂ тонн/ 5 лет
Maruti Ciaz SHVS	Mild hybrid	1,248	12-15,750	3,98	6,73
Maruti Ertiga SHVS	Mild hybrid	1,248	11,250-14,250	4,55	7,71
Toyota Camry Hybrid	Strong Hybrid	2,494	42-48	5,22	8,12
Mahindra e2o	BEV	-	6,750-11,250	0,86	5,06
Mahindra eVerito	BEV	-	14,250-15	1,47	9,94

Источник: «Models Available Under the FAME Scheme» National Automotive Board, Government of India, accessed August 17, 2016, <http://fameindia.gov.in/ModelUnderFame.aspx>

В 2015 г. правительство Индии объявило о стандартах потребления топлива на основе среднего веса для легковых автомобилей на период 2017-23 гг. Расход топлива для моделей, доступных по схеме FAME, соответствует стандарту 2017 г., равному примерно 5,5 литров на 100 км или 130 г на км эквивалента выбросов CO₂. Продажи гибридных и электрических легковых автомобилей в Индии в период 2015-2016 гг. привела к сокращению потребления топлива примерно на 2,97 млн. литров.⁶⁹

Продажи электрических пассажирских автомобилей в Индии очень низкие. Этот сегмент постоянно отстает в темпах роста продаж из-за нескольких барьеров, связанных с высокой начальной стоимостью, отсутствием инфраструктуры, такой как станции зарядки, высокой стоимостью замены батареи и ограниченным радиусом действия.

Другая по значимости проблема в этом сегменте – отсутствие конкуренции на рынке. Помимо Mahindra Electric, на рынке нет крупных игроков.

Согласно данным компания продала от 1000 до 1200 единиц e2o. С выходом на рынок новых e2o plus и e-verito, компания ожидает дальнейшего роста продаж автомобилей.

⁶⁸ Hybrid and Electric Vehicles in India Current Scenario and Market Incentives Authors: Shikha Rokadiya, Anup Bandivadekar Date: December 2016

⁶⁹ «Models Available Under the FAME Scheme» National Automotive Board, Government of India, accessed August 17, 2016, [Электронный ресурс]. – URL: <http://fameindia.gov.in/ModelUnderFame.aspx>

Согласно анализу, выполненному IESA, от 30 000 до 40 000 автомобилей будут проданы до 2022 г.

В продажах электромобилей в настоящее время доминируют электрические двухколесные транспортные средства. Продажи 2-х и 3-х колесные транспортные средства составляют 80% внутренних продаж автомобилей в Индии. Более 95% электромобилей являются низкоскоростными электрическими скутерами, которые не требуют страхования, лицензии или дорожного налога.

Если говорить о тенденциях продаж электрических двухколесных транспортных средств в Индии, то можно заметить, что объемы наибольших продаж были достигнуты в 2011-2012 финансовом году. После этого происходило непрерывное падение продаж двухколесных транспортных средств из-за снятия схемы AFSTP с помощью MNRE. Продажи электрических 2-х колесных транспортных средств снова начали увеличиваться с введением FAME в 2015 году. Электрические двухколесные транспортные средства доминируют в национальных продажах, продажи электрических автомобилей возросли втрое и достигли 23 000 единиц с начала 2014 года, из которых 21 000 составили 2-х колесные. Из 24 двухколесных моделей – 19 скутеры с мощностью энергоустановки меньше 250 Вт и скоростью 25 километров в час.

Также индийские модели тяжелее китайских и в основном оборудованы свинцово-кислотными батареями. Китайские правила, в отличие от индийских, требуют снижению веса (табл. 45).

Таблица 45.

Сравнение характеристик 2-х колесных транспортных средств в Китае и Индии

Параметр	Индия	Китай
Средней вес, кг	85	60
Скорость	25-55	40
Мощность	250-1000	500
Тип батареи	Свинцово-кислотные	Свинцово-кислотные
Ежегодные продажи	17000	35000000

Источник: Ajinkya Paralinkar, «Pricing of Hero Optima DX in Various States» *DriveSpark*, July 9, 2016, [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.drivespark.com/twowheelers/2016/hero-optima-dxlithium-ion-ebike-price-015672.html>

Все модели, представленные на индийском рынке, кроме HeroOptimaDxLi, базируются на свинцово-кислотных аккумуляторах, но эта модель в свою очередь имеет продвинутую литий-ионной батарею, которая только готовится к запуску на рынке. Всего же индийское правительство ожидает, что к 2022 г. будет продано около 500 тысяч электроскутеров.

На рынке электрических трехколесных транспортных средств в основном доминируют электрорикши. В настоящее время на индийских дорогах их работает около 450 тысяч. Правительство находится в процессе регулирования электррикш, что стимулирует многие компании производить трехколесные транспортные средства.

Но стоимость ионно-литиевой батареи, которая более чем в 2 раза превышает стоимость свинцово-кислотной батареи, используемой в этих электронных рикшах, остается главной проблемой. Но эта ситуация, как ожидается, быстро изменится с глобальным увеличением мощности литий-ионного производства и созданием сборочного оборудования

для производства аккумуляторных батарей в Индии в 2017 г. Согласно оценке IESA, этот сегмент будет быстро расти со среднегодовым ростом 40–45% в ближайшие годы.⁷⁰

Электрификация может снизить выбросы выхлопных газов от 2-х и 3-х колесных транспортных средств, обеспечивая при этом более высокий уровень обслуживания; однако высокая стоимость владения, обусловленная ежегодными заменами батарей.

Литиевые батареи имеют более высокую энергоемкость, чем свинцово-кислотные батареи и имеют более длительный жизненный цикл: более 2000 зарядов, а свинцово-кислотные батареи от 300 до 400 зарядов и способны к быстрой зарядке до 80% за 30 минут в сравнении со свинцово-кислотными батареями 7-8 часов. Кроме того, свинцово-кислотные батареи связаны с более высокими экологическими рисками за счет потенциальных утечек свинца, в процессе утилизации.

В этом году планируется запустить рикши на основе литиево-ионных батарей, чтобы сократить частоту замены батарей и увеличить время работы с 8 до 10 часов. Но стоимость ионно-литиевой батареи более чем в 2 раза превышает стоимость свинцово-кислотной батареи.

Такие компании, как KPIIT, BYD, AshokLeyland, TataMotors и JBM Auto совместно с Solaris, уже запустили свои электроавтобусы на рынке. С увеличением количества игроков и ростом конкуренции ожидается, что первоначальная стоимость этих автобусов снизится. Согласно заявлениям министерства транспорта электроавтобусы будут доступны по цене 135 тысяч долларов к 2018 г.

Правительство в настоящее время разрабатывает политику по переводу государственных автотранспортных предприятий в электромобили, что открывает возможность кооперации для частных компаний.

Правительство должно субсидировать импорт аккумуляторов и лития и стимулировать компании к созданию этого бизнеса в Индии. За последние несколько лет цены снизились с 600 долларов за батарею в 2012 году до 250 долларов США в 2017 г.⁷¹ Ожидается, что к 2024 г. цены упадут до 100 долларов США. Несколько прогнозов предсказывают, что цена на единицу электромобиля будет эквивалентна цене на бензиновый автомобиль к 2025 г.

В целом для Индии необходимо добиться конвергенции государственной политики, снижения издержек, модернизации местной инфраструктуры и инфраструктуры взимания сборов, чтобы добиться успеха в деле развития электротранспорта.

Двухколесные транспортные средства являются и останутся основным видом транспорта в городах. Моторизованные 2-х колесные транспортные средства в основном используют бензин в качестве топлива с 2-тактными или 4-тактными двигателями внутреннего сгорания. На электрических аналогах технология станет жизнеспособной и более конкурентоспособной не ранее 2020 г.

Четырехколесные транспортные средства станут основным видом транспорта, в том числе в городах. 4-х колесные автомобили в настоящее время занимают незначительную долю рынка. По оценкам индийского правительства автомобили с ценой выше 15 000 долларов станут жизнеспособными не ранее 2030 г.; однако, поскольку они имеют ограниченный диапазон движения и грузоподъемность, эти модели ограничены спросом в городских условиях. Но из-за стимулов более дешевые электромобили станут жизнеспособными, начиная с 2020 г. (рисунок 58).

⁷⁰ Knowledge Paper On «ENERGY STORAGE FOR ELECTRIC VEHICLES IN INDIA» 19 may 2017 New Delhi [Электронный ресурс]. – URL: http://indiaesa.info/images/pdf/IESA_EV-Knowledge-Paper_1.pdf

⁷¹ A.T. Kearney analysis https://www.atkearney.at/documents/10192/1011378/Cost-Effective+Green+Mobility_FINAL.pdf/e452618b-2a19-4463-a196-8c4c4fe8ae24

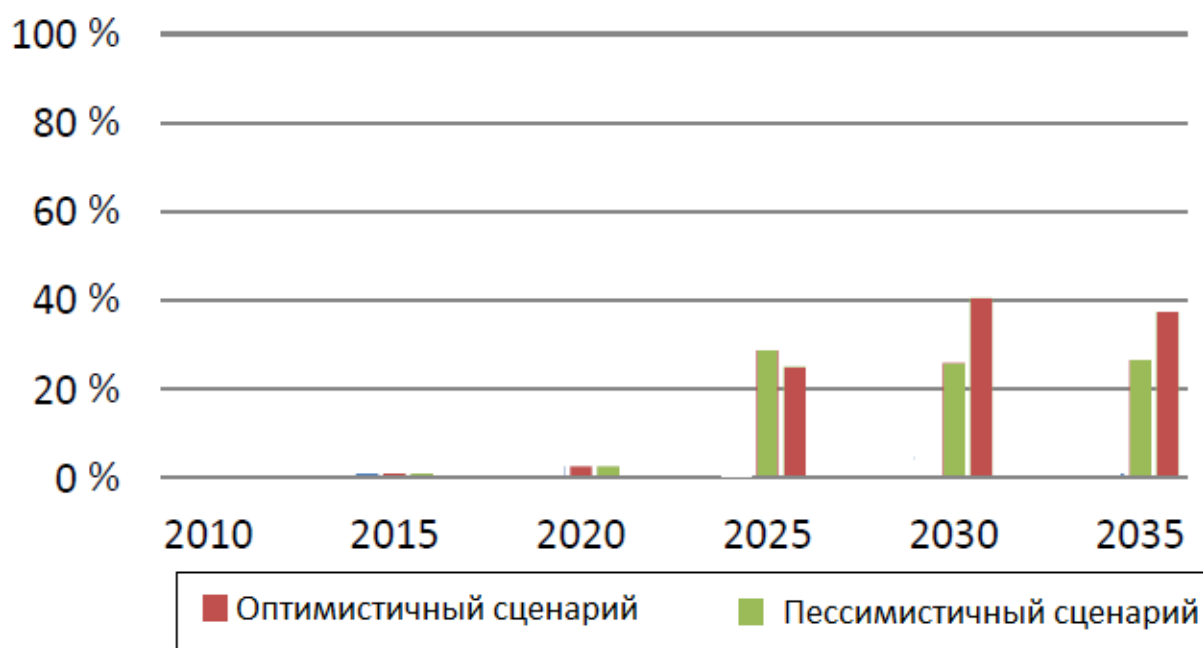


Рисунок 58. Доля 4-х колесных электрокаров в общей доле пассажирских автомобилей.
 Источник: PROMOTING LOW CARBON TRANSPORT IN INDIA Electric Vehicle Scenarios and a Roadmap for India Authors P. R. Shukla Indian Institute of Management, Ahmedabad Subash Dhar UNEP DTU Partnership, Copenhagen Minal Pathak CEPT University, Ahmedabad Kalyan Bhaskar Indian Institute of Management, Ahmedabad November 2014

Таким образом, анализ реальных возможностей индийского автомобилестроения и экономических ограничений, в первую очередь уровня жизни и доходов подавляющей массы населения, позволяет утверждать, что вероятность отказа Индии от легковых автомобилей с двигателем внутреннего сгорания и полный переход на электромобили в районе 2030 г. крайне мала.

Литература и источники

Ajinkya Paralinkar, «Pricing of Hero Optima DX in Various States», DriveSpark, July 9, 2016. Available at: www.drivespark.com/twowheelers/2016/hero-optima-dx-lithium-ion-ebike-price-015672.html.

Alloway T., «No More Free Lunch Is The Big Change Under Way In The Oil Market», October 9, 2017. Available at: www.bloomberg.com/news/articles/2017-10-09/no-more-free-lunch-is-the-big-change-underway-in-the-oil-market (accessed 18.10.2017).

Ammann D., «The King of Oil: The secret Life of Marc Rich». United States: First St. Martin's Griffin Edition, November 2010.

Applied Energy, Saxena, S., Gopal, A., and Phadke, A., «Electrical consumption of two-, three- and four-wheel light-duty electric vehicles in India», 2014.

Bank of America, Merrill Lynch, «Major Oils: A broken business model? A short lesson from the E&Ps», September 19, 2013.

Blas J., «Oil Trader Trafigura Profits From Growing U.S. Crude Exports», July 16, 2016. Available at: www.bloomberg.com/news/articles/2016-07-10/oil-trader-trafigura-builds-thriving-u-s-crude-export-business.

Carbon Tracker, «From Capex Growth to Capital Discipline? - Cost, Risk, and Return Trends in the Upstream Oil Industry», May 8, 2014.

Chen Aizhu C., Tan F. «Chinese trading rivalry ruffles Asian oil markets». Available at: www.reuters.com/article/china-oil-traders-idUSL3N10N3SX20150820.

CIA: The world fact book. Available at: www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/br.html.

Cooper A., Ghaddar A., Zhdannikov D. «U.S. oil output may be set for last spike in 2018: Vitol», October 10, 2017. Available at: www.reuters.com/article/us-commodities-summit-vitol/u-s-oil-output-may-be-set-for-last-spike-in-2018-vitol-idUSKBN1CF1MZ.

Craig Pirrong. «Trafigura: The Economics of Commodity Trading Firms», March 2014. Available at: www.trafigura.com/media/1364/economics-commodity-trading-firms.pdf.

CRS «Battery Manufacturing for Hybrid and Electric Vehicles: Policy Issues», 2013 Available at: fas.org/sgp/crs/misc/R41709.pdf.

DiLallo M., «Are Shale Drillers Starting to Scrape the Bottom of the Barrel?», October 8, 2017. Available at: www.fool.com/investing/2017/10/08/are-shale-drillers-starting-to-scrape-the-bottom-o.aspx.

Dwyer P. Marc, «Rich's Sleazy Genius», June 27, 2013. Available at: www.bloomberg.com/view/articles/2013-06-26/marc-rich-s-sleazy-genius.

EIA, «U.S. crude oil production expected to increase through end of 2017, setting up record 2018», October 16, 2017. Available at: www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=33332&src=email.

EIA, Drilling Productivity Report, October 16, 2017.

EIA, Short-Term Energy Outlook, October 11, 2017.

Electric Vehicles adoption: potential impact in India a Power and Utilities perspective. June 2016. Available at: [www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-ev-adoption-potential-impact-in-India-july-2016/\\$FILE/EY-ev-adoption-potential-impact-in-India-july-2016.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-ev-adoption-potential-impact-in-India-july-2016/$FILE/EY-ev-adoption-potential-impact-in-India-july-2016.pdf).

EY, US Oil and Gas Reserves Study, 2017.

Fact box – China's top ten oil traders. August 20, 2015. Available at: uk.reuters.com/article/china-oil-traders-idUKL3N10P1XM20150820.

Fick M., Sheppard D., «Oando sells majority stake in downstream business to Vitol», July 4, 2016. Available at: www.ft.com/cms/s/0/07ba4bd8-41e6-11e6-b22f-79eb4891c97d.html.

Gordon O.G. «Glencore: An existential crisis», 17 December 2015. Available at: www.txfnews.com/News/Article/5385/Glencore-An-existential-crisis.

Government of India ministry of heavy industries and public enterprises department of heavy industry Lok Sabha starred question no.133 to be answered on 26.07.2016. Available at: dhi.nic.in/writereaddata/UploadFile/Lok%20Sabha%20starred%20Q%20No%20133.pdf.

Government of India, August 17, 2016. Available at: fame-india.gov.in.

Halliburton: Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations (form 10-Q). July 28, 2017. Available at: www.4-traders.com/HALLIBURTON-COMPANY-12871/news/HALLIBURTON-Management-s-Discussion-and-Analysis-of-Financial-Condition-and-Results-of-Operations-24843354/.

Haynes and Boone, LLP, «Borrowing Base Redeterminations Survey: Fall 2017», October 4, 2017.

Haynes and Boone, LLP, «Oil Patch Bankruptcy Monitor», July 31, 2017.

IEA World Energy Balances 2016

IEA, Analysis and Forecasts to 2022, Oil 2017.

Kearney A.T. Report, «Cost-Effective Green Mobility a Joint CII». Available at: www.atkearney.at/documents/10192/1011378/Cost-Effective+Green+Mobility_FINAL.pdf/e452618b-2a19-4463-a196-8c4c4fe8ae24.

Kearney A.T., «Challenging the Integrated Oil and Gas Model». 2011.

Knowledge Paper On Energy storage for electric vehicles in India. New Delhi 19 may, 2017. Available at: indiaesa.info/images/pdf/IESA_EV-Knowledge-Paper_1.pdf.

McKinsey, «Energy Insights. North American shale oil perspective».

Morgan Stanley & Boston Consulting Group, «Big Oil. Toughen it Out, or Business Model Reboot», June 29, 2015.

National Automotive Board, «Total Incentive Amount Utilized Under FAME-India». Available at: fameindia.gov.in/ModelUnderFame.aspx.

National Automotive Board, Government of India, «Models Available Under the FAME Scheme», August 17, 2016.

North American E&P companies wager big, hedging 24% of 2017 production. Available at: www.worldoil.com/news/2017/1/10/north-american-ep-companies-wager-big-hedging-24-of-2017-production.

Plug-in-India. Available at: www.pluginindia.com/charging.html.

Raval A., Sheppard D., «China oil traders become stronger force», April 28, 2015. Available at: www.ft.com/cms/s/0/87581934-edc2-11e4-90d2-00144feab7de.html.

Record-high US oil, gas M&A deal value for first quarter. PwC reports. 2017. Available at: www.ogj.com/articles/2017/04/pwc-reports-record-high-us-oil-gas-m-a-deal-value-for-first-quarter.html.

Reuters Graphics, «Private equity investment in U.S. energy», 2017. Available at: fingfx.thomsonreuters.com/gfx/rngs/USA-SHALE-FUNDING/010040ML1DV/index.html.

Reuters, «Trafigura buys BP assets in southern Africa», November 2010. Available at: www.reuters.com/article/us-bp-africa-idUSTRE6A439220101105.

Rivas T., «Oil and Gas E&P Earnings: GOR'ed. While the focus was on Permian Basin oil and gas ratios, a switch in drill strings may be more significant». August 15, 2017. Available at: www.barrons.com/articles/oil-and-gas-e-p-earnings-gored-1502826252.

Rystad Energy, «Behind the scenes of Permian Delaware success». September 2017. Available at: www.rystadenergy.com/NewsEvents/Newsletters/UsArchive/shale-newsletter-september-2017.

Rystad Energy, «Saudi tax cuts adds USD 1 trillion to corporate valuation of Saudi Aramco». March 28, 2017. Available at: www.rystadenergy.com/NewsEvents/PressReleases/saudi-aramco-valuation.

Rystad Energy, «US Shale – recovery amid low oil prices». August 2017. Available at: www.rystadenergy.com/NewsEvents/Newsletters/EandP/eandp-newsletter-august-2017.

Sarah Ponczek, «Bankers' fading Fear of Oil Lending is Latest Boon for Shale», 2017. Available at: www.bloomberg.com/news/articles/2017-04-13/bankers-fading-fear-of-oil-lending-is-latest-boon-for-shale.

Sell C., «OPEC's Heavy Lifting Is Not Done, Says Gunvor's Fyfe». October 12, 2017. Available at: www.bloomberg.com/news/articles/2017-10-12/opec-s-heavy-lifting-is-not-done-says-gunvor-s-fyfe-q-a.

Shikha Rokadiya and Anup Bandivadekar, «Current Scenario and Market Incentives». December 2016. Available at: www.theicct.org/sites/default/files/publications/India-hybrid-and-EV-incentives_working-paper_ICCT_27122016.pdf.

Shikha Rokadiya and Anup Bandivadekar, «Hybrid and Electric Vehicles in India Current Scenario and Market Incentives». December 2016. Available at: www.theicct.org/sites/default/files/publications/India-hybrid-and-EV-incentives_working-paper_ICCT_27122016.pdf.

Shukla P. R., Ahmedabad Subash Dhar, Copenhagen Minal Pathak and Ahmedabad Kalyan Bhaskar, «Promoting low carbon transport in India Electric Vehicle Scenarios and a Roadmap for

India». Ahmedabad, November 2014. Available at: staging.unep.org/transport/lowcarbon/PDFs/ElectricVehicleScenarios.pdf.

Society of Indian Automobile Manufactures. Available at: www.siamindia.com/statistics.aspx?mpgid=8&pgidtrail=14.

Surge in oil hedging could worsen US supply glut. 2017. Available at: www.woodmac.com/media-centre/12534627.

The Royal Institute for International Affairs, Chatham House. Energy, Stevens P., «International Oil Companies. The Death of the Old Business Model», Environment and Resources, Research Paper, May 2016.

Top ten global oil and commodities traders. 2017. Available at: <http://www.telegraph.co.uk/finance/commodities/8451455/Top-ten-global-oil-and-commodities-traders.html>

United States Department of Energy, «Plug in Hybrid Electric Vehicles», 2014. Available at: www.afdc.energy.gov/vehicles/electric_basics_phev.html.

Vitol and ENI announce transformational gas project for Ghana. Available at: www.vitol.com/ghana-vitol-and-eni-announce-transformational-gas-project-for-ghana/, 2015.

Wood Mackenzie, «When will tight oil make money?», August 17, 2017. Available at: www.woodmac.com/our-expertise/focus/upstream/when-will-tight-oil-make-money.

Башнефть раскрыла подробности контракта с Vitol. Ведомости, 14 марта 2016. Доступно на: www.vedomosti.ru/business/news/2016/03/14/633485-bashneft-podrobnosti-kontrakta.

Березной А.В. Глобальные нефтегазовые корпорации в меняющемся мире. Мировая экономика и международные отношения, № 5 за 2014.

Березной А.В. Глобальные супермейджоры: закат или модернизация бизнес-модели. Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом, № 8 за 2014.

Дзядко Т. Башнефть выбрала Vitol. Ведомости, 28 февраля 2013. Доступно на: [www.vedomosti.ru/newspaper/articles/2013/02/28/bashneft_vybrala_vitol_\(28_февраля_2013\)](http://www.vedomosti.ru/newspaper/articles/2013/02/28/bashneft_vybrala_vitol_(28_февраля_2013)).

Жуков С.В. и Резникова О.Б. ОПЕК в новой конфигурации мировой нефтедобычи. Год планеты: экономика, политика, безопасность – ежегодник под редакцией В.Г. Барановского и Э.Г. Соловьева, 2016.

Жуков С.В., Келимбетов К.Н. Казахстан. Нефть – новые возможности для развития. М.: ИМЭМО РАН, 2014.

Жуков С.В., Резникова О.Б. Центральная Азия и Китай: экономическое взаимодействие в условиях глобализации. М.: ИМЭМО РАН, 2009.

Золина, С.А. Прогнозирование добычи трудноизвлекаемой нефти в США. Под ред. С.В. Жукова. М.: ИМЭМО РАН, 2014.

Синицын М.В. Влияние «сланцевой революции» в США на американскую и мировую нефтепереработку. В сб.: Перестройка мировых энергетических рынков: возможности и вызовы для России. – М.: ИМЭМО РАН, 2015

База данных JODI – <https://www.jodidata.org>

Администрация энергетической информации министерства энергетики США - www.eia.gov.

Информационное агентство Bloomberg – www.bloomberg.com.

Информационное агентство Reuters – www.reuters.com.

Информационный сайт торгов в отношении нефтегазовых блоков в Бразилии - www.brasil-rounds.gov.br/.

Международное энергетическое агентство - www.iea.org/statistics.

Международный валютный фонд - www.imf.org/en/.

Национальное агентство нефти, природного газа и биотоплива Бразилии - www.anp.gov.br/wwwanp/.

Национальное агентство нефти, природного газа и биотоплива Бразилии - www.anp.gov.br/wwwanp/.

Отчет правления Petrobras за 2012-2016 гг. - www.investidorpetrobras.com.br/en/annual-reports/report-administration.

Отчет правления Petrobras за 2012-2016 гг. - www.investidorpetrobras.com.br/en/annual-reports/report-administration.

Официальный сайт компании British Petroleum - www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-charting-tool.html.

Официальный сайт компании British Petroleum - www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-charting-tool.html.

Официальный сайт компании Glencore. – www.glencore.com.

Официальный сайт компании Glencore. – www.glencore.com.

Официальный сайт компании Gunvor. – gunvorgroup.com.

Официальный сайт компании Gunvor. – gunvorgroup.com.

Официальный сайт компании Vitol. – www.vitol.com.

Официальный сайт компании Vitol. – www.vitol.com.

Финансовые отчеты НК Petrobras за 2012-2016 гг. – www.investidorpetrobras.com.br/en/financial-results/holding.

Официальный сайт компании CNPC – http://chinaoil.cnpc.com.cn/chinaoilen/gsgk/gsgk_index.shtml.

Официальный сайт компании Sinopec –

http://english.sinopec.com/about_sinopec/subsidiaries/subsidiaries_joint_ventures/20080326/3083.shtml.

Научное издание

Мировой рынок нефти в процессе перемен

Под редакцией

Жукова Станислава Вячеславовича

Коллективная монография

ISBN 978-5-9535-0514-7



9 785953 505147

Подписано в печать 07.12.2017.
Формат 60×84/8. Печать офсетная.
Объем 14,75 п.л., 6,2 а.л. Тираж 200 экз. Заказ № 30/2017

Издательство ИМЭМО РАН
Адрес: 117997, Москва, Профсоюзная ул., 23