

Г.Д. Русецкая

**ПРОБЛЕМЫ МИРОВОГО РЫНКА НЕФТИ, ГАЗА
И НЕФТЕПРОДУКТОВ**

Учебное пособие

Министерство образования и науки Российской Федерации
Байкальский государственный университет экономики и права

Г.Д. Русецкая

**ПРОБЛЕМЫ МИРОВОГО РЫНКА НЕФТИ, ГАЗА
И НЕФТЕПРОДУКТОВ**

Учебное пособие

Иркутск
Издательство БГУЭП
2015

УДК 33845:622(075.8)

ББК 65.305.143.2я7

P88

Печатается по решению редакционно-издательского совета
Байкальского государственного университета экономики и права

Рецензенты д-р экон. наук, проф. И.С. Кородюк
д-р экон. наук, проф. Г.В. Давыдова

Русецкая Г.Д.

P88 Проблемы мирового рынка нефти, газа и нефтепродуктов : учеб.
пособие / Г.Д. Русецкая. — Иркутск : Изд-во БГУЭП, 2015. — 67 с.

Рассматривается современное состояние мирового рынка нефти, газа, нефтепродуктов, развитие производства и потребления, экспорта-импорта в начале XXI в. на мировом уровне и на базовых региональных рынках. Анализируются основные проблемы нефтегазового сектора России, состояние и перспективы развития нефтегазохимической промышленности страны.

Для магистрантов направления подготовки 38.04.01 Экономика нефтегазового комплекса.

УДК 33845:622(075.8)

ББК 65.305.143.2я7

© Русецкая Г.Д., 2015

© Издательство БГУЭП, 2015

Оглавление

Предисловие.....	4
1. Мировой энергетический рынок.....	5
1.1. Основные проблемы мирового рынка энергетических ресурсов	5
1.2. Инфраструктура мирового энергетического рынка	8
1.2.1. Субъекты нефтегазового рынка.....	8
1.2.2. Виды контрактов и торговые площадки на нефтегазовом рынке....	10
1.3. Методы исследования мирового энергетического рынка.....	15
2. Базовые региональные энергетические рынки, их состояние, перспективы производства и потребления углеводородов и влияние на формирование мирового рынка	17
2.1. Развитие производства и потребления энергии в странах мира в начале XXI в.	17
2.2. Базовые региональные энергетические рынки	28
2.2.1. Рынок углеводородных ресурсов США.....	28
2.2.2. Рынок углеводородных ресурсов Европы.....	32
2.2.3. Рынок углеводородного сырья азиатских стран.....	36
3. Энергетический рынок России, его роль и положение на мировом рынке	45
3.1. Основные проблемы нефтегазового сектора России	50
3.2. Проблемы и перспективы развития нефтегазохимической промышленности России.....	57
Список рекомендуемой литературы.....	64
Приложение	66

Предисловие

Для разработки и реализации стратегии долгосрочного развития российского нефтегазового сектора важно учитывать взаимодействие с внешней средой (имеется в виду не только окружающая природная среда, но и экономика страны, мира, мировые рынки нефти, газа и нефтепродуктов).

В настоящее время мировой энергетической рынок в соответствии с неустойчивым развитием мировой экономики находится в состоянии неопределенности и высокой конкуренции. Геополитическая ситуация в мире совместно с изменениями в международном производстве и мировой инфраструктуре играет всего большую роль в процессе развития мирового топливно-энергетического комплекса. Проблемы мировой энергетики: энергозависимость, энергобезопасность и энергоэффективность каждой страны мира — связаны с проблемами запасов и производства углеводородного сырья, с современными технологическими разработками и усилиями компаний нефтегазовой отрасли.

В настоящее время продолжают усиливаться определяющие ход развития мировой энергетики процессы падения производства и недостаток энергетических ресурсов в отдельных регионах мира, истощение традиционных легкодоступных месторождений углеводородов, усиление внимания к экологическому фактору, перестройка структур производства энергетических товаров, корректировка маршрутов торговли энергоносителями, усиление роли новаций во всех секторах отрасли и экономики в целом (прогресс в энергосбережении и энергоэффективности, а также расширение производства энергии на базе труднодоступных углеводородных и возобновляемых источников энергии и т. д.)

Важнейшее значение в решении этих проблем отводится, так называемым, базовым региональным энергетическим рынкам, их состоянию перспективам производства и потребления.

1. Мировой энергетический рынок

1.1. Основные проблемы мирового рынка энергетических ресурсов

Особенности развития мирового хозяйства предопределяются глобальной экономикой, международным производством, мировой инфраструктурой.

Для характеристики развития мирового энергетического рынка необходим макроподход, предполагающий исследования на уровне крупных регионов мира, формирующихся в настоящее время и охватывающих страны отдельных частей света, целых континентов: Северная Америка (США, Канада, Мексика); Западная Европа, Азиатско-Тихоокеанский регион; Средний и Ближний Восток, Восточная Европа и страны СНГ и др.

Мировая экономика в настоящее время находится на траектории неустойчивого развития. Общая конкуренция на энергетических рынках будет обостряться.

В процессе развития ТЭК в мире геополитическая ситуация оказывается практически одним из основных факторов, определяющих формирование и развитие мирового энергетического рынка.

На состоявшемся в июне 2014 г. в Москве 21-м Мировом нефтяном конгрессе в широком контексте рассматривались три проблемы мировой энергетики: энергонезависимость, энергобезопасность и энергоэффективность. Именно на их решение нацелены современные технологические разработки и усилия компаний отрасли (добыча сланцевых нефти и газа, трудноизвлекаемых запасов, разработка шельфа и арктических зон, развитие возобновляемых источников энергии). Цель — повышение энергетической устойчивости. Сложное многообразие рынка 2013–2014 гг. — падение производства и «вспышки» нехватки энергетических ресурсов в отдельных регионах мира, истощение традиционных легкодоступных месторождений углеводородов, усиление экологического фактора. Продолжили усиливаться такие определяющие ход развития мировой энергетики тенденции как:

- перестройка структур производства энергетических товаров в условиях ужесточения экологических норм;
- корректировка параметров мировой торговли энергоносителями (маршрутов, а также структуры и объемов поставки) в связи с перераспределением энергоресурсов;
- ускорение научно-технического прогресса и усиление роли новаций во всех секторах отрасли и экономики в целом (прогресс в энергосбережении и энергоэффективности, а также расширение производства энергии на базе труднодоступных углеводородных и возобновляемых источников энергии и т. д.).

Одной из сложных проблем мирового рынка являются цены на основные энергоносители.

Цены на нефть

Динамика цен на нефть подвержена целому ряду факторов, среди которых, прежде всего, следует выделить ситуацию на финансовых рынках, баланс спроса и предложения, макроэкономическое и геополитическое положение, курс доллара.

С развитием технологий становится возможным вовлечение в производство все большего количества ресурсов, лучшим примером тому является резкий рост добычи нетрадиционных ресурсов в США. На фоне этой тенденции ряд аналитиков прогнозирует в среднесрочной перспективе снижение уровня цен на нефть.

При всех структурных смещениях товаропотоков энергоносителей и политической напряженности в ряде добывающих регионов, в течение последних четырех лет до середины 2014 г. цены на нефть и газ не подвергались серьезным колебаниям, к тому же разрыв между ценой нефти Brent и западнотехасской WTI сократился до 7 дол./барр. (в 2012 г. — 18 дол./барр.). Однако во втором полугодии 2014 г. мировые цены на нефть начали последовательно снижаться. Состоявшаяся в конце ноября 2014 г. конференция ОПЕК не стала сдерживать их падение путем сокращения квот добычи (принятых еще в 2011 г. в объеме 30 млн барр./сут.). В итоге уже к середине декабря 2014 г. котировки нефти Brent опустились к уровню 60 дол./барр. В целом снижение годовой цены Brent за 2014 г. (против 2013 г.) можно оценить около 9 %. Как отмечало агентство Рейтер, ближневосточные монархии (Саудовская Аравия, Бахрейн, ОАЭ, Кувейт) с низкими издержками добычи и мощными финансовыми ресурсами (по оценке — 2,5 трлн дол.) действовали в ущерб экспортерам с более затратным производством (Россия, Венесуэла, Нигерия).

Цена на уголь с 2011 г. последовательно снижалась (в целом примерно на 40 %), как и на урановый концентрат (почти в два раза вследствие сокращения числа эксплуатируемых атомных реакторов).

Сопоставление удельной стоимости энергии, заключенной в жидком и газообразном топливе, показывает, что в среднесрочной ретроспективе нефть последовательно дорожала, превосходя аналогичные показатели для газа, которые, в свою очередь, дифференцировались (сжиженный — дороже трубопроводного, а трубопроводный, в свою очередь, дороже газа на внутреннем рынке США). Значительный разброс ценовых показателей газа обусловлен также стоимостью перевозки и затратами на сжижение, при этом транспортная компонента в цене данного энергоносителя обычно составляла около 2/3 (для нефти — примерно 1/3). Сравнительная стоимость базовых углеводородных энергоносителей приведена в табл. 1.

Цены на основные виды топлива в 2008 г. — первых трех кварталах 2014 г.

Наименование показателя	2008 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.				
					I кв.	II кв.	III кв.	Окт.	Нояб.
Нефть средне-взвешенная APSP, дол./барр.	97,0	104,0	105,0	104,1	103,7	106,3	100,4	86,1	77,0
Нефть марки Brent, дол./барр.	97,3	111,0	112,0	108,8	107,9	109,8	102,1	87,3	78,4
Нефть марки WTI, дол./барр.	100,1	95,0	94,1	97,9	98,8	103,1	97,6	84,4	75,7
Природный газ, поставки из России в ФРГ, дол./млн БТЕ	13,4	10,6	12,0	11,2	10,8	10,7	10,1	10,4	10,2
Газ на внутреннем рынке США, дол./млн БТЕ	8,9	4,0	2,8	3,7	5,2	4,6	3,9	3,7	4,1
СПГ индонезийский в Японии, дол./млн БТЕ	12,6	15,6	18,1	17,3	17,8	17,6	16,5	16,0	16,0
Уголь австралийский, фоб Ньюкасл, дол./т	127,1	130,1	103,2	90,6	82,6	77,9	72,7	68,3	67,0
Урановый концентрат U3, дол./фунт	64,2	56,2	48,9	38,5	35,2	30,0	31,1	35,6	40,5

К числу основных факторов, инициирующих столь резкие изменения, можно отнести давление на рынок нарастающей сланцевой добычи в США, замедление спроса в развитых странах, а также — в Китае, отказ ОПЕК от сокращения квот добычи изменения — возможное снятие санкций против Ирана, что может увеличить поставку нефти на мировой рынок и беспрецедентно масштабные блокирующие акции ряда западных стран в отношении России. США, вовлекая в деструктивные «санкции» своих западных союзников, развязали антироссийскую кампанию по дезинформации. Как следствие некоторые международные проекты по сотрудничеству в сфере энергетики, включавшие в том числе развитие инфраструктуры (например, строительство газопровода «Юж-

ный поток»), были свернуты. В целом деструктивная ожесточенность США в отношении России оказала понижающее воздействие как на экономику непосредственно США, так и других государств, занявших антироссийскую позицию (например, темпы прироста ВВП стран ЕС в III квартале 2014 г. снизились до 0,2 %, в Японии — сократились на 1,6 %).

1.2. Инфраструктура мирового энергетического рынка

Энергетический рынок сегодня, прежде всего, это — нефтяной рынок ввиду его особой важности для мировой экономики и ориентира для остальных сегментов энергетического рынка. В настоящее время любой сегмент энергетического рынка имеет две составляющие: физическую и финансовую. Физическая составляющая — это структура запасов, ее изменение, темпы их прироста и потребления, прогноз развития мировой экономики и ее природно-ресурсной обеспеченности, основные потоки поставок. Финансовая составляющая — это механизмы осуществления сделок и снижения рисков. Именно вторая составляющая получила значительное развитие за последние годы. Она во многом определяет развитие рынка.

1.2.1. Субъекты нефтегазового рынка

Как и на традиционных рынках, первыми на энергетический рынок сразу после либерализации доступа и возникновения свободного ценообразования вышли основные участники: потребители и производители.

Потребители и производители. Потребители и производители энергоносителей, в первую очередь, заинтересованы в покупке энергии оговоренного качества для своих нужд на определенный период времени и в получении объективной ценовой информации для принятия деловых решений. Колебания цен на свободном рынке, гораздо более существенные, чем те, к которым привыкли производители и потребители в период государственного регулирования, способствовали формированию спроса на хеджирование рисков. При наличии ликвидного рынка энерготоваров, потребители и производители получают возможность на определенные периоды времени застраховаться от колебаний цен не через заключение долгосрочных прямых контрактов, а через торгуемые на организованных рынках производные инструменты.

Хеджеры. К этой группе участников рынка относятся те же производители и потребители, выходящие на рынок не с целью продажи или приобретения товара, а с целью страхования своего бизнеса на случай развития событий по тому сценарию, который считается ими неблагоприятным. Практически повсеместно дерегулирование энергетического рынка проводится поэтапно. Сначала

доступ к свободным ценам и новым типам контрактов получают только крупные потребители, способные обеспечить максимальный уровень закупок. Тем не менее, большие массы мелких потребителей, вплоть до домашних хозяйств, представляют не меньший интерес для рынка и в совокупности образуют существенный сектор спроса. Асимметрия информации между продавцами и покупателями энергии, невозможность для непрофессионала собрать и проанализировать весь объем информации о рынках в масштабах региона, ограничения на доступ к инфраструктуре торговли — все это привело к появлению классического типа посредника — энергетических брокеров.

Брокеры. Брокерами являются профессиональные посредники, представляющие на нынешнем этапе развития рынка специфические интересы производителей или покупателей энергии при доступе к торговым системам, или в переговорах с новым типом участников энергетического рынка — энергетическими дилерами, либо маркетерами (power marketers). Брокеры дают клиенту весь объем информации о доступных, товарах, ценах, типах контрактов, а также аналитические исследования и обзоры рынка. Однако брокеры не участвуют в сделках своим капиталом и не перераспределяют риски между участниками рынка, наибольшее внимание клиентов и регулирующих органов сегодня вызывают энергетические дилеры. Компаний, готовые вкладывать свои деньги в формирование портфелей энергопродуктов для перепродажи, приобретают все больший вес на рынке. Как правило, они не ограничивают свой бизнес той или иной географией и развивают операции на глобальной основе, то есть всюду, где степень либерализации рынков достигла необходимого уровня.

Энергетические дилеры (маркетеры). К этим участникам рынка относятся компании, заключающие за свой счет сделки с энергетическими товарами на организованных или внебиржевых рынках, а также предоставляющие услуги по управлению позициями и рисками для производителей и потребителей энергии. Дилеры либо принимают на себя рыночные риски, либо перепродают их клиентам или контрагентам. Первоначально покупка энергетических товаров для дальнейшей перепродажи использовалась крупными производителями и дистрибьюторами как возможность компенсировать колебания в ценах и объемах предложения и спроса. Многие крупнейшие энергетические дилеры сегодняшнего дня построили трейдинговый бизнес на основе владения собственными энергетическими активами, и до сих пор лидеры рынка владеют значительными мощностями, даже увеличивают их, сопровождая выход на новые рынки приобретением местных компаний.

Обслуживание клиента начинается со всесторонней оценки его потребностей в отношении объемов, надежности и качества поставок. Особенности контрактов часто определяются существующей инфраструктурой и влиянием государства на те или иные рынки. Для клиентов важно добиться оптимальной

структуры энергетического портфеля, состоящего из различных продуктов. Цели клиента могут заключаться как в фиксировании затрат на энергию на некий период времени, так и во взятии на себя рисков и связанных с рисками возможностей заработать. Предложение энергодилера может включать оптимальную структуру контрактов, лучших поставщиков, необходимые инвестиции в технологии, особенно в энергосбережение, мониторинг систем теплоснабжения, освещения, кондиционирования.

Отдельную группу образуют *энергетические услуги*, не включаемые напрямую в портфель энергетических активов. Потребитель, не будучи профессионалом в области энергетики, всегда будет нуждаться в услугах консультантов по оптимизации технологий, энергосбережению и т. д.

Существенной компонентой является содействие в заключении контрактов на обслуживание и ремонт, а также стратегия выделения резервных мощностей и их использования в случаях аварий, или для продажи на рынке. Одной из интересных бизнес-моделей энергоконсультантов является участие энергокомпании в экономии клиента. Получая долю в будущем сокращении расходов, энергокомпания консультирует клиента и может даже профинансировать установку измерительного оборудования или внедрение энергосберегающих технологий.

1.2.2. Виды контрактов и торговые площадки на нефтегазовом рынке

При анализе структуры глобального нефтяного рынка, как правило, оперируют стандартными параметрами реальных товарных потоков: изменениями в спросе, динамикой добычи нефти основными странами-производителями, объемами стратегических и коммерческих запасов в странах-импортерах. Однако уже давно цены на нефть не определяются так же, как на классическом товарном рынке — соотношением реального спроса и предложения. Ценообразование осуществляется не на рынке физического товара, а на биржах.

Биржа — юридическое лицо, обеспечивающее регулярное функционирование организованного рынка товаров. Роль биржи — организация контроля и регулирования рынка. Биржевые и внебиржевые контракты на энергетические товары различаются в зависимости от потребностей участников сделок. Однако все они складываются из основных типов контрактов, хорошо известных на товарных и финансовых рынках и позволяющих построить сложные стратегии, страхующие комплексные риски производителей и потребителей.

Базовым типом контрактов являются *спотовые сделки*, предусматривающие поставку товара и оплату немедленно. Как правило (в течение двух дней) спотовые сделки не позволяют отказаться от поставки или заменить ее денежными расчетами между покупателем и продавцом. Спотовый рынок может быть бо-

лее динамичен, чем рынки производных инструментов, но его объемы могут быть значительно меньше объемов форвардных и фьючерсных рынков.

Форвардный рынок предусматривает обязательство купить или продать товар в будущем по оговоренной цене. Форвардные контракты различаются временем исполнения, стандартными условиями поставки, а также особенностями расчетов. Форвардные контракты, как правило, заключаются непосредственно между сторонами на внебиржевом рынке, в отличие от фьючерсных контрактов.

Фьючерсы являются стандартными контрактами, условия которых идентичны форвардным. Однако фьючерсные контракты отличаются максимально возможной стандартизацией условий и торгуются на биржах, где клиринговые расчеты выступают единой стороной сделки для всех участников. Как правило, фьючерсные контракты требуют не полной оплаты стоимости контракта в момент заключения, а только оплаты фиксированной части, так называемой, маржи. При движении рынка выигрыш или проигрыш сторон фьючерсного контракта зачисляется на их счета в клиринговой палате, и, заключение сделки противоположной направленности позволяет реализовать прибыль или убыток и выйти из сделки. Если позиция по фьючерсному контракту не закрыта до его окончания, расчетные фьючерсы могут быть закрыты, исходя из цен спотового рынка, а поставочные фьючерсы позволяют получить реальный товар в оговоренных пунктах поставки. Наличие спотового, фьючерсного и форвардного рынков позволяет строить стратегии хеджирования сделок.

Формирование по сути единого информационного пространства мировой нефтяной отрасли позволяет увеличивать временные горизонты фьючерсных торгов. Если на начальных этапах биржевой торговли фьючерсные котировки выставлялись на период от трех до шести месяцев, то сегодня горизонты фьючерсной торговли на рынке жидкого топлива расширились по отдельным товарным позициям до шести лет. Далеко не каждая фирма, которая покупает и продает нефть на мировых биржах, сама заинтересована в обладании этим продуктом. Рядом с коммерсантами, действительно приобретающими нефть для себя или выступающими в роли посредников, на биржах оперируют так называемые некоммерческие торговцы. Они фактически покупают и продают «бумажные баррели», играя на повышении или понижении цен. Нынешний объем операций с «бумажной» нефтью в стоимостном выражении в сотни раз превышает не только уровни ее физического обращения в сфере торговли, но и уровни ее фактической добычи. Громадный, постоянно растущий объем «бумажной нефти» сам по себе разогревает рынок.

Свопы предполагают обмен потоками платежей или иными выгодами от двух портфелей, активов. На энергетических рынках свопы часто обозначают просто долгосрочные серии форвардных или фьючерсных контрактов. Например, стороны обмениваются платежами, равными разнице цен спотового рынка газа

этого месяца и фиксированной (или индексированной) цены. Такая сделка позволяет зафиксировать цену (или привязать ее к индексу) на оговоренный период, для которого не существует в точности соответствующих стандартных контрактов.

Популярными комбинированными стратегиями на рынках производных энергоготоваров являются *спрэды*. Спрэд предполагает фиксацию цены на покупку одного товара и продажу другого, т. е. комбинацию двух фьючерсов. Важными видами спрэдов являются *искровой спрэд*, отражающий разницу цен на электричество и топливо, используемое для его производства, и *перегонный спрэд*, отражающий разницу цен сырой нефти и получаемых из нее нефтепродуктов.

Дерегулирование и развитие ликвидных рынков привели к формированию спроса на более гибкие инструменты, позволяющие не просто фиксировать условия деятельности на будущее, но и получать прибыль при движении цен в благоприятную сторону. Для использования таких возможностей на финансовом рынке используются опционы.

Опционный контракт дает право вступить в сделку на оговоренных условиях. Предметом сделки, лежащей в основе опциона, может быть товар, фьючерсный контракт, или портфель контрактов, такой, как своп.

Если в опционном контракте на покупку (*опционе колл*) цена товара будет выше оговоренной цены исполнения опциона, опцион выгодно исполнить, и его владелец получит прибыль. При падении цены ниже спотовой опцион истечет неисполненным. Аналогично при цене исполнения опциона на продажу (*опциона пут*) большей, чем цена товара спот, продажа по нему принесет владельцу прибыль, а при меньшей — владелец откажется его исполнять. За право выбора или отказа покупатель опциона платит при заключении опционного контракта премию продавцу опциона. Использование опционов позволяет зафиксировать нижнюю или верхнюю границу будущей сделки (стратегия «пол или потолок») и получать весь объем прибыли в случае движения цен в другую сторону. Комбинация покупки разнонаправленных опционов (пола и потолка) позволяет построить коридор, в котором покупатель будет покупать (или продавец продавать) товар по рыночной цене. Однако если цена выйдет за пределы коридора, владелец опционов будет иметь гарантированную цену.

Торговля успешно развивается как на старых товарных биржах, получивших согласие властей на расширение круга предлагаемых продуктов, так и на новых площадках, пользующихся возможностями современных информационных технологий, позволяющих организовать торговлю в Интернете «под ключ» за считанные дни.

The International Petroleum Exchange, IPE.

Расположенная в Лондоне биржа основана в 1980 г. IPE торгует широким спектром энергетических продуктов. Энергетические продукты биржи включают:

– *фьючерсы на сырую нефть Brent*. Контракт позволяет требовать как физической поставки, так и финансового расчета на основе публикуемой цены спотового рынка. По взаимному соглашению фьючерсы одновременно торгуются на IPE и на Singapore International Monetary Exchange (SIMEX);

– *опционы на сырую нефть сорта Brent*. Торгуются опционы на соответствующие фьючерсные контракты IPE. Сорт Brent классифицируется как легкая малосернистая нефть и фактически является смесью нефтей, добываемых на шельфовых месторождениях Brent, Oseberg и Forties между побережьями Норвегии и Шотландии. Компоненты Oseberg и Forties были добавлены в данную смесь только в 2002 г. и с тех пор этот сорт нефти также называют BFO;

– *фьючерсы на мазут*. Фьючерсные контракты позволяют получать реальный товар в Амстердаме, Роттердаме, Антверпене и в ряде других портов региона;

– *опционы на мазут*. Торгуются опционы на соответствующие фьючерсные контракты IPE;

– *фьючерсы на природный газ*. Поставка реального товара по контракту осуществляется в газовой сети Великобритании. Торгуются контракты с периодом поставки шесть месяцев (зима-лето), квартал, месяц, остаток текущего месяца и в любой день из ближайших семи дней;

– *контракт на электроэнергию* (запущен в марте 2001 г.). Контракт сделан близким к фьючерсу на природный газ для облегчения арбитража и хеджирования позиций. Поставка осуществляется в энергетической сети Великобритании. Торгуются контракты с периодом поставки шесть месяцев (зима-лето), квартал, месяц, остаток текущего месяца и в любой день от двух до семи дней вперед.

The New York Mercantile Exchange, NYMEX.

Товарная биржа основана в Нью-Йорке более 130 лет назад. В настоящее время торгуется широкий спектр энергетических товаров, обслуживающих рынков США. Помимо фьючерсов и опционов на электроэнергию, торгуются фьючерсы и опционы на нефть, газ и уголь. Традиционные инструменты фьючерсной торговли, контракты на нефть, нефтепродукты и иные энергоносители торгуются на стандартных для фьючерсных бирж условиях.

Торгуются:

– *сырая нефть Light Sweet Crude Oil*, характеризуется содержанием серы меньше 0,5 %, основными производителями являются: США (сорт нефти Louisiana Sweet), США (сорт нефти West Texas Intermediate), Канада, Дания, Индонезия, Ливия, Малайзия, Нигерия, Норвегия, Судан, Великобритания;

– *сырая нефть Brent*. Контракт был запущен в надежде отобрать часть рынка у IPE;

- *мазут* (используется для хеджирования цен на дизельное и авиационное топливо);
- *пропан*. Природный газ (с поставкой в Henry Hub в Луизиане, или по соглашению сторон);
- *уголь* из Аппалачских гор (с поставкой на пристани реки Огайо или Big Sandy River).

Nord Pool, The Nordic Power Exchange — основанная в 1993 г. биржа охватывает торговлю электроэнергией в странах Скандинавии.

Amsterdam Power Exchange, APX. Биржа организует только спотовый рынок электроэнергии. APX совместно с Nord Pool учредила фьючерсную биржу European Electricity Futures Exchange для торговли деривативами, основанными на ценах APX.

Внебиржевые рынки. Феноменом последних лет на рынках ценных бумаг стал расцвет «электронных коммуникационных сетей» (ECN), создаваемых брокерами для исполнения заявок клиентов. Мини-биржи, работающие внутри корпоративных фронт-офисных систем, сводят клиентов брокера друг с другом и выносят на фондовые биржи вовне только неудовлетворенные в системе спрос и предложение. В США, несмотря на жесткие требования к функционированию таких сетей (раскрытие заявок и цен заключаемых сделок через биржевые системы), ведущие ECN, такие, как Instinet и Archipelago, получили 30...40 % в обороте биржевого рынка.

Те же процессы можно наблюдать и на рынках энергетических. Крупнейшие дилеры превращают свои торговые залы в центры похожих коммуникационных сетей, где клиенты могут в онлайн получить котировку и заключить сделку не только по всему спектру финансовых инструментов, обращающихся на биржевых площадках, но и по более экзотическим продуктам, продаваемым и покупаемым самим дилером. Как правило, сложные свопы или производные инструменты торгуются крупными дилерами вне бирж. Фрагментация энергетических рынков разных стран между различными биржами делает привлекательной концепцию энергетического супермаркета, а приток клиентских заказов позволяет энергетическим дилерам исполнять заказы по ценам лучше биржевых. Создатели энергетических коммуникационных сетей используют Интернет как дешевую инфраструктуру, связывающую их с клиентами, с биржами и друг с другом.

Существование трех основных географических центров биржевой торговли, наряду с мощным развитием компьютеризации, телекоммуникации и информационных технологий, обеспечили истинную глобализацию мирового рынка нефти, его функционирование в режиме реального времени, взаимозависимость и соподчиненность цен на нефть в разных районах Земного шара. Учитывая масштаб операций на фьючерсном рынке, то, какое количество нефтяных

контрактов и с какой интенсивностью обращается на этом рынке, можно утверждать, что сегодня фьючерсный рынок способен реагировать на малейшие колебания конъюнктуры, причем, не только нефтяной, но и макроэкономической, в любой точке Земного шара.

Поскольку три основные биржи, которые действуют сегодня в мировой торговле, позволяют совершать операции в круглосуточном режиме, то на практике получается, что нет такого значимого изменения в мировой политике или в мировой экономике, которое не отразилось бы на поведении рынка.

Мировой энергетический рынок превращается в единый всемирный экономический организм, связанный производственно-сбытовыми структурами, глобальной финансовой и информационной сетью.

1.3. Методы исследования мирового энергетического рынка

В процессе анализа мирового энергетического рынка его состояние необходимо рассматривать как определенный этап развития. Так, в последние годы мировой рынок нефти испытал серьезную трансформацию, обеспечившую значительное повышение его диверсифицированности и увеличение многообразия негибкости его механизмов функционирования.

Исследование пространственной структуры энергетического рынка мира — это исследование пространственных отношений как межгосударственных, так и транснациональных компаний в их взаимодействии в исследовании экономических связей между производителями и потребителями сырья и продукции.

Одновременно с анализом факторов, определяющих возможность производства и использования первичных источников энергии, оценочных запасов, стоимости и необходимо выявлять потенциально опасные воздействия на окружающую среду, а также социальные последствия и влияние на безопасность государства.

При сотрудничестве с международными нефтегазовыми компаниями (МНК) национальные нефтяные компании (ННК) и страны, где ведется нефте- и газодобыча, расширяют список приоритетов: кроме технологий и инвестиций, значимую роль все больше приобретают управление рисками и повышение операционной эффективности. Это связано с новой практикой в отношении социальной, финансовой и экологической составляющих цены риска. МНК становятся все более разборчивыми при выборе национально-нефтяных компаний (ННК), с которыми они работают, так как приходит осознание того, что развитие только лишь передовых технологий недостаточно, важны также принципы, разделяемые партнерами, позволяющие более успешно внедрять новые технологии и снижать риски.

Нефтегазовые компании во всем мире в настоящее время, пересматривают свою политику безопасности, включая определение и количественную оценку рисков в области охраны труда, техники безопасности и защиты окружающей среды в соответствии с новым представлением о стоимости рынка, эффективным управлением и контролем таких рисков. Страховые компании также вынуждены переоценивать риски и пессимистические сценарии.

Необходимо учитывать в анализе рынка важнейшую составляющую — инструмент контроля интеллектуальной собственности — слияние и поглощение компаний и государств в энергетической отрасли, с целью получения передовых технологий и доступа к источникам сырья. Особенно это характерно для развивающихся рынков (например, Китай в Африке, Азии; затем — в Южной Америке), в разных странах и регионах мира.

Методологические подходы и методика исследования мирового энергетического рынка отличаются рядом особенностей, состоящих в познании технико-экономического, научно-технического, природно-климатического, экономико-статистического, политико-экономического, экологического и других подходов, объединяемых в целостную методологию.

Структурный подход в анализе мирового энергетического рынка должен сочетаться с методом системного анализа, что позволит исследовать целостность рыночной системы, ее внешние и внутренние связи, увязывать территориальные и отраслевые проблемы. Исследование конъюнктуры мировых товарных рынков включает также всесторонний анализ различных факторов таких как вариативность, цикличность, динамичность и др.

Для прогнозирования рынка наиболее часто используют методы: экстраполяции, экспертных оценок, графического анализа, математического моделирования. При экстраполяции осуществляют перенос явлений, имевшихся на рынке в прошлом, на прогнозируемый период. Для экспертных оценок перспективы развития мирового рынка привлекают группу наиболее квалифицированных специалистов. При краткосрочном прогнозировании существует возможность оценки с помощью графического анализа динамики отдельных экономических показателей. Изучение графиков биржевых цен может обеспечить достаточно достоверный прогноз. Математическое моделирование позволяет выявить функциональные зависимости между отдельными показателями и выразить их в виде системы уравнений. Для наиболее достоверного прогноза рынка необходимо использовать эти методы в комплексе.

2. Базовые региональные энергетические рынки, их состояние, перспективы производства и потребления углеводородов и влияние на формирование мирового рынка

2.1. Развитие производства и потребления энергии в странах мира в начале XXI в.

По данным Мирового энергетического агентства (МЭА), в 2014 г. доля нефти в мировом энергобалансе составила 32 %, газа — 22 %. Атомная энергия в мировом масштабе — 5,6 %, гидростанции — 2,3 %, ВИЭ — 0,7 %. По прогнозу на 2040 г. на первое место выйдет газ — 27 %, нефть — 24 %, доля угля — 27 %. Тем не менее так называемые страны финансируют развитие альтернативных источников энергии (в 2014 г. — 25 млрд дол.). Пока быстрые темпы развития альтернативных источников сдерживаются высокой стоимостью этой энергии. Необходимо отметить, что в данном случае не учтена экологическая составляющая, особенно зависимость здоровья людей от качества окружающей среды.

В прогнозе МЭА наблюдается в масштабах планеты крен в сторону угля, тогда как по приблизительным оценкам вред от угольной энергетики в 4,5 раза выше, чем от нефтяной, в 40 раз больше газовой.

Одним из основных индикаторов состояния экономики стран мира являются показатели, характеризующие структуру запасов углеводородов, объемы добычи и внутреннего потребления, структуру экспорта–импорта их. Структура и динамика мирового потребления первичной энергии по видам энергоресурсов в 2003–2013 гг. приведена в табл. 2.

Таблица 2

Структура и динамика мирового потребления первичной энергии по видам энергоресурсов в 2003–2013 гг.

Показатель	2003 г.	2008 г.	2012 г.	2013 г.	Среднегодовые темпы прироста		
					2003–2008 гг.	2008–2013 гг.	2012–2013 гг.
Глобальное энергопотребление, млн т н.э.	9944	11466	12483	12730	3,1	2,2	2,0
Нефть, млн т н.э./ Доля в суммарном потреблении, %	3725/37,5	4000/34,9	4139/33,2	4185/32,9	1,5	0,9	1,1
Газ, млн т н.э./ %	2345/23,6	2733/23,8	2986/23,9	3020/23,7	3,3	2,1	1,1
Уголь, млн т н.э./ %	2612/26,3	3262/28,4	3724/29,8	3827/30,1	5,0	3,5	2,8
Атомная электроэнергия, млн т н.э./ %	598/6,0	619/5,4	560/4,5	563/4,4	0,7	–1,8	0,5

Показатель	2003 г.	2008 г.	2012 г.	2013 г.	Среднегодовые темпы прироста		
					2003–2008 гг.	2008–2013 гг.	2012–2013 гг.
Гидроэлектроэнергия (ГЭС мощностью более 25 МВт), млн т н.э./ %	597/6,0	729/6,4	834/6,7	856/6,7	4,4	3,5	2,6
ВИЭ, млн т н.э./ %	67/0,6	124/1,1	241/1,9	279/2,2	17,0	25,0	15,8
Потребление в странах ОЭСР, млн т н.э./ %	5521/55,6	5672/49,8	5484/43,9	5533/43,5	0,5	-0,5	0,9
Потребление в странах, не входящих в ОЭСР, млн т н.э./ %	4423/44,4	5795/50,5	6999/56,1	7197/56,5	6,2	4,8	2,8

Источник: рассчитано Матвеевым И.Е., Ивановым А.С. по «BP Statistical Review of World Energy, June 2014».

Эти показатели входят в число макроэкономических, на основании которых оцениваются тенденции и перспективы роста экономики, инвестиционная привлекательность, риски и возможности развития бизнеса.

В соответствии с прогнозом спроса на нефть и газ в мире спрос на нефть составит 110 млн барр. в сутки к 2035 г. (87 млн барр. в сутки в 2011 г.); мировое потребление газа в 2020 г. составит 3,9 трлн м³ (3,3 трлн м³ в 2010 г.). Потребление в мире сжиженного природного газа в 2010 г. — 239 млрд м³, к 2020 г. — 440 млрд м³, к 2030 г. — 635 млрд м³.

Основной вклад в мировой объем добычи нефти в 2014 г. обеспечили Саудовская Аравия, добыча 542 млн т — 1-е место, Россия — 531 млн т — 2-е место и США — 446 млн т — 3-е место.

В мире в последние годы наблюдается беспрецедентный рост затрат на разведку и добычу углеводородов (по оценкам компании «ЛУКОЙЛ» с начала 2000-х годов затраты компаний на геологоразведку, разработку и добычу увеличились более чем в три раза). Это во многом обусловлено истощением традиционных запасов и значительным ростом в структуре мировой добычи проектов глубоководного шельфа и месторождений нетрадиционных ресурсов, которые, включая перспективный арктический шельф, являют собой очень капиталоемкие проекты.

Совокупные капитальные затраты на разведку и добычу, по данным IHS Energy, вырастут с 700 млрд дол. в 2013 г. до 860 млрд дол. и 972 млрд дол. в 2018 г. Капитальные затраты на разведку и добычу на суше вырастут с 500 млрд дол. США в 2013 г. до 600 млрд дол. США в 2018 г., причем треть затрат придется на месторождения нетрадиционных ресурсов.

Капитальные затраты на разведку и добычу на шельфе вырастут с 200 млрд дол. США в 2013 г. до 260 млрд дол. США в 2018 г., причем 55 % от общего объема затрат придется на глубоководные месторождения. Операционные затраты вырастут с 519 млрд дол. США в 2013 г. до 680 млрд дол. США к 2018 г.

Что касается вопроса исчерпаемости минерального топлива, то в обозримом будущем дефицит нефти, газа и угля человечеству не грозит. Данные геологоразведки показывают, что по состоянию на начало 2014 г. объем мировых доказанных запасов нефти позволит вести ее добычу (при современном уровне потребления и с использованием имеющихся технологий) в течение 53 лет, газа — 55 лет, угля — 113 лет. Данные, характеризующие структуру и динамику мирового энергопотребления по видам энергоресурсов, указаны в табл. 2.

Для каждой страны мира структура национального энергобаланса определяется наличием (отсутствием) собственных источников топливно-энергетических ресурсов, географической близостью к нетто-импортерам углеводородов, уровнем развития промышленности, транспорта, спецификой потребления углеводородного сырья и другими факторами. В нынешних условиях доминирующим энергоносителем остается нефть (в транспортных топливных функциях ее сложно заменить другими видами энергетических ресурсов). Поэтому в мировой экономике особое положение занимают страны ОПЕК, на долю которых приходится около 42 % мировой добычи жидких углеводородов (табл. 3).

За период с 2003 г. по 2013 г. доля добываемого жидкого топлива, поставляемая на внешние рынки, выросла — с 60,5 до 67,1 %, при этом сегмент нефтепродуктов расширился в полтора раза — с 21,7 до 32 % поставок. В указанных экономиках примерно половина внутренних потребностей в энергии обеспечивается за счет нефти, чего не могут позволить себе государства, импортирующие ТЭРЛ (табл. 4).

Таким образом, государства нетто-импортеры ТЭР вынуждены обеспечивать соответствующий внутренний рынок за счет ввоза нефти и ее переработки внутри страны. Суммарная мощность нефтеперерабатывающего оборудования примерно на 12 % превышает объем фактической переработки нефти. При этом в мире наблюдается тенденция укрупнения нефтеперерабатывающих предприятий: так, в 2000–2010 гг. соответствующие мощности расширились на 9 %, однако число заводов сократилось на 16 % — с 753 до 633 предприятий.

Расчеты энергобалансов стран мира, сделанные авторами на основе ежегодных статистических данных «British Petroleum» (табл. 5) свидетельствуют, что в 2013 г. в 12 добывающих государствах объемы внутреннего производства топливно-энергетических ресурсов превысили их потребление на 2,5 млрд т н.э. В этой группе стран первое место со значительным отрывом занимает Россия,

обладающая избытком энергоресурсов (добыча минус потребление) свыше 620 млн т н.э.

В России на долю нефтегазового сектора приходится около трети отечественного валового внутреннего продукта и двух третей экспорта. В стране организационно нефть добывается, в основном, десятью ВИНК, три из которых в 2013 г. обеспечили две трети производства (млн т): «Роснефть» — 192,6 (36,8 % внутренней и 4,7 % мировой добычи), ЛУКОЙЛ — 86,7 и «Сургутнефтегаз» — 61,4.

Второе место по показателю избытка производства над потребителем принадлежит крупнейшему мировому нефтепроизводителю — Саудовской Аравии (более 400 млн т н.э.). За ней следуют Австралия, Индонезия и Катар (около 200 млн т н.э. каждая), неуклонно модернизирующие свои добывающие мощности. В первую десятку ведущих нетто-экспортеров энергоресурсов вошел Казахстан, а ряд традиционных поставщиков, таких как Норвегия, Венесуэла и Алжир, снизили экспортные показатели в абсолютном и относительном выражении.

В отдельных странах мира имеется неиспользуемый экспортный потенциал. К их числу относится Ирак, на территории которого развернулись военные действия. На Африканском континенте выделяется Нигерия (добыча нефти — 144 млн т н.э.), по которой «British Petroleum» не публикует топливный баланс ввиду масштабных потерь и воровства нефти из трубопроводов (около 6 млн т в год). Поэтому для защиты от несанкционированного отбора сырья с 2012 г. отдельные отрезки магистральных нефтепроводов в стране приходилось прокладывать на глубине до 60 м с использованием технологий горизонтального бурения.

На рынке газа отмечались аналогичные количественные и качественные процессы: в 2013 г. в каналы международной торговли поступило 33,9 % добытого газа (в 2003 г. — 26,3 %), а на долю сжиженного природного газа (СПГ) приходилось 31,4 % поставок (в 2003 г. — 27,1 %).

Страны, добывающие газ, стремятся использовать это экологически более чистое топливо по сравнению с нефтью и углем. В 2013 г. в структуре национального энергобаланса на долю газообразного топлива приходилось (%): в Узбекистане — 85, Туркмении — 76, Алжире — 62, Азербайджане — 61, России — 53, Аргентине — 51. Для Ирана и Катара, разрабатывающих одно из крупных в мире газовых месторождений «Южный Парс», аналогичный показатель составил 60 и 73 % соответственно.

Таблица 3

Структура энергетических балансов (в том числе по видам топлива) мира
и ведущих стран нетто-экспортеров энергоресурсов (млн т н.э.)

Энергоноситель		Год													
		2003							2013						
		Нефть	Газ	Уголь	АЭС	ГЭС	ВИЭ	Всего	Нефть	Газ	Уголь	АЭС	ГЭС	ВИЭ	Всего
Мировое производство энергии		3738	2372	2572	598	597	67	9944	4133	3060	3881	563	856	279	12772
Мировое потребление энергии		3725	2345	2612	598	597	67	9944	4185	3020	3827	563	856	279	12730
Россия	Производство	246	505	127	34	36	0,1	1128	531	544	165	39	41	0,1	1321
	Потребление	127	342	104	34	36	0,1	642	153	372	94	39	41	0,1	699
	<i>Баланс</i>	<i>299</i>	<i>163</i>	<i>23</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>486</i>	<i>378</i>	<i>172</i>	<i>71</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>622</i>
Саудовская Аравия	Производство	486	54	0	0	0	0	540	542	93	0	0	0	0	635
	Потребление	82	54	0	0	0	0	134	135	90	0	0	0	0	228
	<i>Баланс</i>	<i>404</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>404</i>	<i>407</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>407</i>
Австралия	Производство	30	30	189	0	4	1	254	18	39	269	0	5	3	334
	Потребление	39	20	49	0	4	1	113	47	16	45	0	5	3	116
	<i>Баланс</i>	<i>-9</i>	<i>10</i>	<i>140</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>141</i>	<i>-29</i>	<i>23</i>	<i>224</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>218</i>
Индонезия	Производство	58	66	70	0	2	1	197	43	63	259	0	4	2	371
	Потребление	58	32	24	0	2	1	117	74	35	54	0	4	2	169
	<i>Баланс</i>	<i>0</i>	<i>34</i>	<i>46</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>80</i>	<i>-31</i>	<i>28</i>	<i>205</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>202</i>
Катар	Производство	44	28	0	0	0	0	72	84	143	0	0	0	0	227
	Потребление	3	11	0	0	0	0	14							
	<i>Баланс</i>	<i>41</i>	<i>17</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>58</i>	<i>75</i>	<i>120</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>195</i>
Норвегия	Производство	154	66	0	0	24	0,2	244	83	98	0	23	29	0,5	211
	Потребление	10	4	1	0	24	0,2	39	11	4	1	23	29	0,5	45
	<i>Баланс</i>	<i>144</i>	<i>62</i>	<i>-1</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>205</i>	<i>72</i>	<i>94</i>	<i>-1</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>166</i>
Канада	Производство	140	166	32	17	76	2	433	193	139	37	0	89	4	485
	Потребление	97	88	32	17	76	2	312	104	93	20	0	89	4	333
	<i>Баланс</i>	<i>43</i>	<i>78</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>121</i>	<i>89</i>	<i>46</i>	<i>17</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>152</i>
Кувейт	Производство	116	10	0	0	0	0	126	151	14	0	0	0	165	

Энергоноситель		Год													
		2003							2013						
		Нефть	Газ	Уголь	АЭС	ГЭС	ВИЭ	Всего	Нефть	Газ	Уголь	АЭС	ГЭС	ВИЭ	Всего
	Потребление	16	10	0	0	0	0	26	22	16	0	0	0	0	38
	<i>Баланс</i>	<i>100</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>100</i>	<i>129</i>	<i>-2</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>127</i>
ОАЭ	Производство	126	40	0	0	0	0	166	166	50	0	0	0	0	216
	Потребление	22	34	0	0	0	0	56	36	61	0	0	0	0	97
	<i>Баланс</i>	<i>104</i>	<i>6</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>110</i>	<i>130</i>	<i>-11</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>119</i>
Казахстан	Производство	52	10	43	0	2	0	107	84	17	58	0	2	0	161
	Потребление	9	8	25	0	2	0	44	14	10	36	0	2	0	62
	<i>Баланс</i>	<i>43</i>	<i>2</i>	<i>18</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>63</i>	<i>70</i>	<i>7</i>	<i>22</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>99</i>
Венесуэла	Производство	148	23	5	0	14	0	190	135	26	2	0	19	0	182
	Потребление	24	23	0	0	14	0	61	36	28	0	0	19	0	83
	<i>Баланс</i>	<i>124</i>	<i>0</i>	<i>5</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>129</i>	<i>99</i>	<i>-2</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>99</i>
Алжир	Производство	79	75	0	0	0	0	154	69	71	0	0	0	0,1	140
	Потребление	10	19	1	0	0	0	30	18	29	0	0	0	0,1	47
	<i>Баланс</i>	<i>69</i>	<i>56</i>	<i>-1</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>124</i>	<i>51</i>	<i>42</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>93</i>

Источник: рассчитано Матвеевым И.Е., Ивановым А.С. по «BP Statistical Review of World Energy, June 2014».

Таблица 4

Структура энергетических балансов (в том числе по видам топлива) ведущих стран
нетто-импортеров энергоресурсов (млн т н.э.)

Энергоноситель		Год													
		2003							2013						
		Нефть	Газ	Уголь	АЭС	ГЭС	ВИЭ	Всего	Нефть	Газ	Уголь	АЭС	ГЭС	ВИЭ	Всего
Япония	Производство	0	0	1	52	21	5	79	0	0	1	3	19	9	32
	Потребление	252	72	112	52	21	5	514	209	105	129	3	19	9	474
	<i>Баланс</i>	-252	-72	-111	0	0	0	-435	-209	-105	-128	0	0	0	-442
Китай	Производство	170	32	917	10	64	1	1194	208	105	1840	25	206	43	2427
	Потребление	272	31	868	10	64	1	1246	507	146	1925	25	206	43	2852
	<i>Баланс</i>	-102	1	49	0	0	0	-52	-299	-41	-85	0	0	0	-425
США	Производство	332	495	554	182	63	19	1645	446	627	501	188	61	59	1882
	Потребление	901	575	563	182	63	19	2303	831	671	456	188	61	59	2266
	<i>Баланс</i>	-569	-80	-9	0	0	0	-658	-385	-44	45	0	0	0	-384
Индия	Производство	37	27	144	4	16	1	229	42	30	229	7	30	12	350
	Потребление	117	27	157	4	16	1	322	175	46	324	7	30	12	594
	<i>Баланс</i>	-80	0	-13	0	0	0	-93	-133	-16	-95	0	0	0	-244
Республика Корея	Производство	0	0	2	29	1	0,1	32,1	0	0	1	31	1	1	34
	Потребление	106	22	51	29	1	0,1	209,1	108	47	82	31	1	1	270
	<i>Баланс</i>	-106	-22	-49	0	0	0	-177	-108	-47	-81	0	0	0	-236
ФРГ	Производство	0	16	54	37	4	6	117	0	7	43	22	5	30	107
	Потребление	125	77	87	37	4	6	336	108	47	82	-	5	30	272
	<i>Баланс</i>	-125	-61	-33	0	0	0	-219	-108	-40	-39	22	0	0	-165
Франция	Производство	0	0	1	100	14	1	116	0	0	0	96	15	6	117
	Потребление	93	39	14	100	14	1	261	80	39	12	96	15	6	248
	<i>Баланс</i>	-93	-39	-13	0	0	0	-145	-80	-39	-12	0	0	0	-131
Италия	Производство	6	12	0	0	8	3	29	6	6	0	0	12	13	37
	Потребление	-	92	64	15	8	3	182	62	58	15	0	12	13	160

Энергоноситель		Год													
		2003							2013						
		Нефть	Газ	Уголь	АЭС	ГЭС	ВИЭ	Всего	Нефть	Газ	Уголь	АЭС	ГЭС	ВИЭ	Всего
	<i>Баланс</i>	6	-80	-64	-15	0	0	-153	-56	-52	-15	0	0	0	-123
Тайвань	Производство	0	0	0	9	1	1	11	0	0	0	9	1	1	11
	Потребление	48	7	35	9	1	1	101	43	15	41	9	1	1	110
	<i>Баланс</i>	-48	-7	-35	0	0	0	-9*0	-43	-15	-41	0	0	0	-99
Испания	Производство	0	0	7	14	9	4	34	0	0	2	13	8	17	40
	Потребление	76	21	20	14	9	4	144	59	26	10	13	8	17	133
	<i>Баланс</i>	-76	-21	-13	0	0	0	-110	-59	-26	-8	0	0	0	-93
Турция	Производство	-	0	0	10	0	8	18	0	0	13	0	13	2	28
	Потребление	-	31	19	21	0	8	79	33	41	33	0	13	2	122
	<i>Баланс</i>	0	-31	-19	-11	0	0	-61			-33	-41	0	0	-94
Великобритания	Производство	106	96	17	20	1	2	244	41	51	8	16	1	11	128
	Потребление	79	86	38	20	1	2	226	70	66	36	16	1	11	200
	<i>Баланс</i>	27	12	-21	0	0	0	18	-29	-15	-28	0	0	0	-72

Источник: рассчитано Матвеевым И.Е., Ивановым А.С. (Всероссийский научно-исследовательский конъюнктурный институт — VNJKY) по «BP Statistical Review of World Energy, June 2014».

Динамика объемов избытка топливно-энергетических ресурсов
в основных нетто-экспортирующих странах в 2003–2013 гг.

Страна	Избыток производства над потреблением, млн т н.э.				Доля ресурсов, предлагаемых на внешние рынки, %			
	2003 г.	2008 г.	2012 г.	2013 г.	2003 г.	2008 г.	2012 г.	2013 г.
Россия	486	580	606	622	43	46	46	47
Саудовская Аравия	404	403	419	407	75	69	66	64
Австралия	141	162	201	218	56	56	63	65
Индонезия	80	140	190	202	41	53	54	54
Катар	58	111	190	195	81	83	87	86
Норвегия	205	190	175	166	84	80	78	79
Канада	121	131	144	152	28	29	31	31
Кувейт	100	117	130	127	79	79	81	77
ОАЭ	110	103	111	119	66	55	54	55
Казахстан	63	92	97	99	59	63	61	61
Венесуэла	129	135	105	99	68	61	57	54
Алжир	124	125	95	93	81	77	68	66

В России производство газа осуществляют Газпром (в 2013 г. — 476,2 млрд м³, что составило 78 % отечественного производства и 14 % мировой добычи, нефтяные корпорации (суммарно — 76,2 млрд м³) и компания «НОВАТЭК» (53,0 млрд м³).

Весной 2014 г. в связи с обострением политической ситуации в Украине усилились риски транзита российского газа в страны ЕС, являющиеся его основным потребителем с точки зрения структуры отечественного экспорта.

Страны ЕС стремятся сдерживать внутреннее энергопотребление, при этом подавляющее большинство добывающих мощностей стран объединенной Европы уже несколько лет находится в фазе «падающего» производства.

В условиях активизации усилий западных стран по переделу сфер влияния на региональных рынках энергоносителей Россия предприняла шаги по диверсификации каналов вывоза углеводородного сырья. Так, в июне 2014 г. был заключен контракт на строительство трубопровода и ежегодную поставку в Китай 38 млрд м³ газа в течение 30 лет, при этом отечественный газ может обеспечить до 60 % соответствующего внутреннего спроса КНР.

Действия Украины негативно отразились на Россию как надежном поставщике газа в Европу, имеющем более чем сорокалетнюю безупречную репутацию по соблюдению своих обязательств. С целью снижения рисков транзита газа в западном направлении уже в 90-е годы Россия начала предпринимать усилия по диверсификации соответствующих транспортных коридоров. После подписания межправительственных соглашений к середине 2000-х годов были введены в эксплуатацию газопроводы «Ямал-Европа» (через Белоруссию и Польшу в ФРГ) и «Голубой поток» (из России в Турцию по дну Черного моря), а с 2011 г. начал функционировать «Северный поток» (по дну Балтийского моря в ФРГ).

В результате к 2013 г. через территорию Украины транспортировалась почти вдвое меньшая доля — около 51 % российского экспорта газа, при этом возросла роль Белоруссии (23 % отечественного вывоза).

Страны, производящие уголь, активно используют его для своих энергетических нужд. Так, в расходной части энергобаланса Китая на долю данного энергоносителя приходится около 67 %, в ЮАР этот показатель составляет 72 %, Казахстане — 58 %, Колумбии — 56 %, Индии — 55 %, Австралии — 39 %, Индонезии — 32 %.

Государства, активно использующие энергию воды, обеспечивают часть своих потребностей гидроэлектроэнергией. В 2013 г. на долю ГЭС приходилось (% суммарного энергопотребления): в Норвегии — 65, Бразилии — 31, Канаде и Швеции — по 27, Колумбии — 26 (в России — около 6).

В 2011 г. число действующих атомных реакторов в мире сократилось до 433 (в 2006 г. — 450). По состоянию на начало 2014 г. лидирующие позиции в

производстве занимали такие страны (число действующих реакторов, ед.), как: США — 104, Франция — 50 и Россия — 33. Атомная электроэнергия продолжала оставаться основой энергетического комплекса Франции, обеспечивая 39 % внутренних потребностей в энергии. В 2013 г. данный вид энергии значительный вклад вносил в энергообеспечение Швеции (30 %), Финляндии (21 %), Швейцарии (20 %), Болгарии (19 %), а также Бельгии, Чехии и Украины — по 16 %, при этом Запорожская АЭС по величине установленной мощности являлась второй в мире. В настоящее время в 15 государствах ведется проектирование и строительство 70 атомных энергоблоков. В целом в 2013 г. в атомной отрасли наметился перелом тенденции с понижения выработки электроэнергии на ее расширение (на 1 % по сравнению с аналогичным показателем 2012 г.).

В отдельных странах, в первую очередь в США, ЕС (в частности, в ФРГ, Испании, Италии и Великобритании) и Китае, при активной государственной поддержке развивается сектор ВИЭ. В мировом производстве энергии на базе ВИЭ ведущая роль принадлежит США (около 21 % суммарной выработки), а также Китаю (15,4 %) и ФРГ (10,6 %). Все же для указанных экономик значение возобновляемой энергетики пока оставалось небольшим. Так, в 2013 г. в структуре расходной части национального энергобаланса доля ВИЭ составила (%) в ФРГ — 9 %, США — 2,6 %, Китае — 1,5 %. В ЕС действует «Программа 20:20:20», предусматривающая увеличение до 20 % доли ВИЭ в суммарном потреблении энергии.

В последние несколько лет на фоне незначительного экономического роста развитых государств, часть из которых уже подошла к верхнему рубежу внутреннего энергопотребления (например, Япония, Республика Корея, ФРГ, Великобритания, Франция, Италия, Испания), расширился спрос на углеводородное топливо в крупных развивающихся странах (Китае, Индии).

Традиционный лидер мирового потребления энергии США (уступившие с 2010 г. первенство Китаю, но сохранившие к 2013 г. долю в 17,8 % глобального потребления первичной энергии), форсируя добычу собственных сланцевых залежей углеводородов, взяли курс на энергетическую самообеспеченность и развитие экспортного потенциала. Иными словами, страна включилась в борьбу за зарубежные рынки сбыта, перестраивая международную торговлю энергоресурсами. Так, обострение социальных и военных конфликтов в Сирии и Ираке, напряженности в Египте дополнились в начале 2014 г. началом гражданского противостояния Киева с востоком страны поддержанного США и Евросоюзом. Под давлением США в антироссийскую кампанию стали втягиваться различные государства, и в первую очередь страны Европейского союза. В итоге возросли риски обеспечения бесперебойных поставок отечественных энергоресурсов на рынок Европы.

2.2. Базовые региональные энергетические рынки

В мире по масштабам производства и потребления первичных энергетических ресурсов имеются три крупнейшие энергетические державы: США, Россия и Китай, суммарная доля которых в 2013 г. в производстве составила примерно 44 %, потреблении — почти 46 %. С точки зрения спроса на глобальном энергетическом ландшафте выделялись также страны Евросоюза (13,2 % мирового потреблении), реализующие согласованную энергетическую и торговую политику.

Структуры национальных энергетических балансов указанных участников глобального энергетического рынка имеют существенные различия в зависимости от параметров внутреннего производства и потребления первичной энергии, векторов и темпов социально-экономического развития.

2.2.1. Рынок углеводородных ресурсов США

Анализ рынка нефти и нефтепродуктов США

Добыча нефти в США в 2014 г. составила 446 т (3-е место в мире), потребность — 836 млн т.

США являются крупнейшим в мире рынком нефти с долей потребления более 20 % общемировой. На рис. 1 показана динамика добычи и потребления нефти в США и доля собственной добычи в 2005–2013 гг.

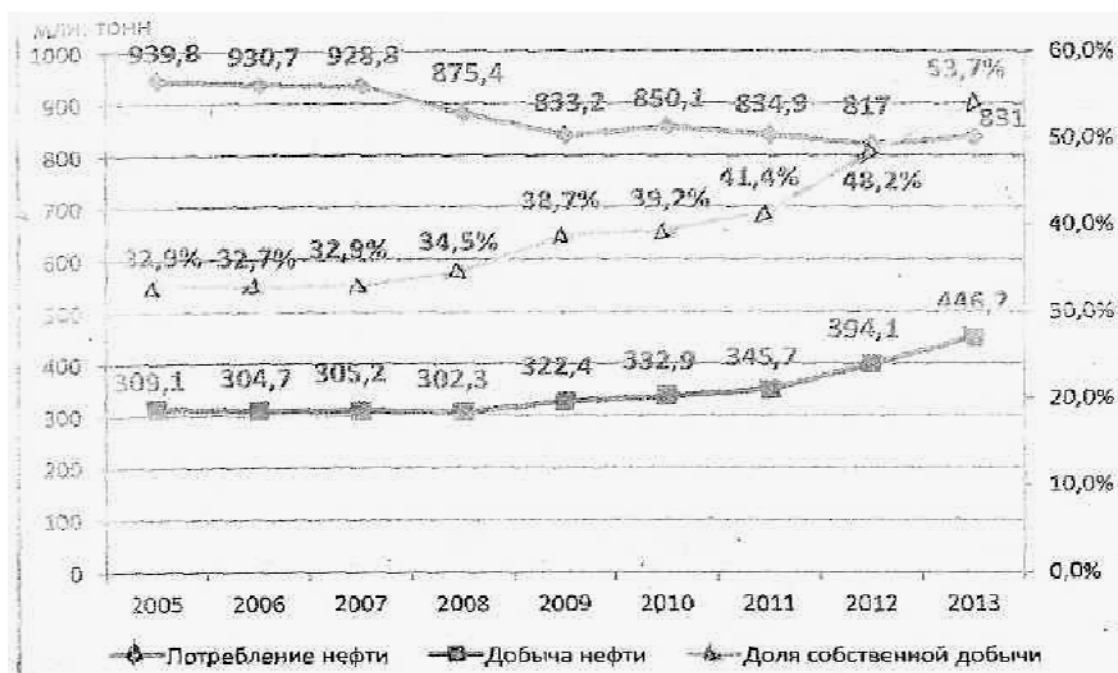


Рис. 1. Динамика добычи и потребления нефти в США и доля собственной добычи, %

Объемы потребления нефти в США устойчиво падают — за 9 лет снижение потребления составило более 100 млн т. Это связано, прежде всего, с началом промышленной разработки и потребления сланцевого газа для нужд централизованного энерго- и теплоснабжения на ТЭЦ, а также с повсеместным внедрением в США энергосберегающих технологий. Рост добычи нефти составил 137 млн т за счет вовлечения в разработку сланцевой нефти. Если в 2005 г. доля собственной добычи нефти составляла только 32,9 % от потребления, то уже в 2013 г. эта доля достигла почти 54 %.

Несмотря на то, что зависимость от импорта нефти в США уверенно снижается, они до сих пор являются страной, экономика которой в существенной степени зависит от импорта нефти. Однако, если приведенные выше тенденции (увеличение добычи нефти и снижение потребления нефти и нефтепродуктов) сохранятся, то можно предположить, что к концу следующего десятилетия США смогут полностью обеспечить потребности в нефти за счет собственных ресурсов. Данные по импорту-экспорту нефти и нефтепродуктов в США приведены в табл. 6.

Таблица 6

Экспортно-импортные потоки нефти и нефтепродуктов в США, млн т

Наименование	Год								
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Импорт нефти и нефтепродуктов в США, в том числе:	666,7	671,0	671,9	636,6	564,9	577,1	559,8	524,5	483,5
Страны СНГ	23,0	17,9	22,6	23,8	28,7	36,9	35,5	26,4	25,0
Канада	107,1	113,6	119,7	121,7	121,7	125,0	133,8	146,5	154,5
Страны MENA	143,2	149,5	149,5	152,3	115,1	114,9	113,9	124,8	100,1
Европа	53,3	54,0	50,0	43,4	36,2	33,9	29,5	26,7	23,8
Западная Африка	96,5	95,2	96,1	90,9	79,2	83,8	68,3	42,9	31,5
Страны Центральной и Южной Америки	222,7	217,9	203,5	184,1	176,9	172,8	171,0	149,7	129,4
Экспорт нефти и нефтепродуктов из США	54,1	63,1	69,1	94,6	91,7	103,1	123,1	128,6	156,7
Чистый импорт нефти и нефтепродуктов в США	612,6	607,9	602,8	542,0	473,2	474,0	436,7	395,9	326,8

За период 2005–2013 гг. импорт нефти и нефтепродуктов в США снизился на 294,8 млн т и составил в 2013 г. только 53,3 % от уровня рынка 2005 г.

При анализе данных (табл. 6) виден устойчивый рост импорта нефти и нефтепродуктов только из Канады и практически стабильный уровень поставок из стран СНГ. Поставки нефти и нефтепродуктов из всех других регионов сни-

жаются. Доля импорта нефти из России и стран СНГ в чистом импорте нефти в США выросла с уровня 3,7 % в 2005 г. до 7,6 % в 2013 г., но рост этот искусственный — причины его в падении уровня чистого импорта в 2 раза.

Анализ рынка природного газа США

Добыча газа в США в 2014 г. составила 678 млрд м³ (1-е место в мире), потребность — 737 млрд м³.

Как известно, США являются лидером и по потреблению природного газа. Динамика потребления газа, собственной добычи газа и доли собственной добычи приведена на рис. 2.

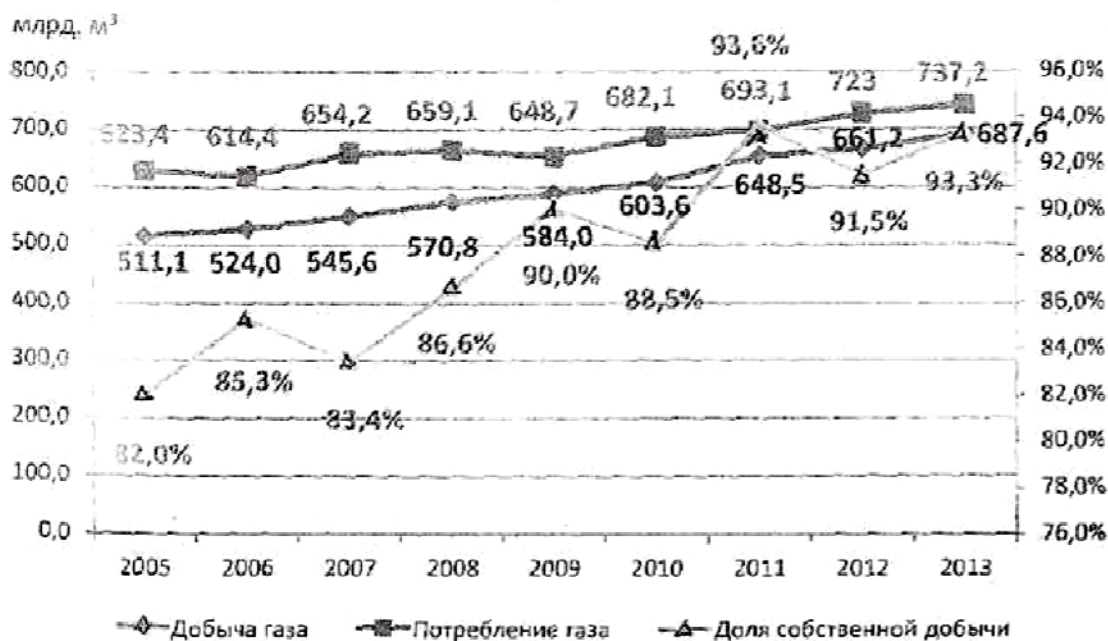


Рис. 2. Динамика добычи и потребления газа в США и доля собственной добычи, %

В то время как за последние девять лет потребление газа в США выросло на 114 млрд м³, собственная добыча за тот же период выросла на 176,5 млрд м³ — за счет этого с 82 до 93,3 % выросла доля собственной добычи в потреблении газа. Это явилось результатом начала промышленной добычи сланцевого газа. Тем не менее, США пока вынуждены импортировать газ из других регионов мира. В табл. 7 показана динамика основных экспортно-импортных потоков природного газа как сжиженного, так и трубопроводного в США за 2005–2013 гг.

Таблица 7

Экспортно-импортные потоки природного газа в США, млрд м³

Наименование	2005 г.	2007 г.	2009 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Импорт магистрального газа в США	104,2	108,9	93,0	88,1	83,8	78,9
Импорт сжиженного газа в США	17,9	21,8	12,8	10,0	4,9	2,7
Всего импорт газа в США	122,1	130,7	105,8	98,1	88,7	81,6
Экспорт магистрального газа из США	20,3	22,0	29,5	40,7	45,1	44,4
Экспорт сжиженного газа из США	1,8	1,2	0,9	2,0	0,8	0,1
Всего экспорт газа из США	22,1	23,2	30,4	42,7	45,9	44,5
Чистый импорт газа из США	100,0	107,5	75,4	55,4	42,8	37,1

Динамика чистого импорта природного газа в США представлена на рис. 3.

Чистый импорт природного газа за девять лет сократился на 62,9 млрд м³, уровень импорта газа в 2013 г. составил только 37 % от уровня 2005 г. При этом, импорт магистрального газа из Канады снизился только на 24,2 %, а импорт сжиженного природного газа снизился в 6,6 раза и упал до минимального уровня — чуть более 2,5 млрд м³. Если в США добыча и потребление газа будут соответствовать тенденциям последних девяти лет, как показано на рис. 2, то через 3–5 лет они из страны-импортера превратятся в страну-экспортера газа. Уже сейчас, по данным открытых источников, в США полным ходом идет реконструкция терминалов по регазификации сжиженного природного газа в терминалы по сжижению газа. США серьезно готовятся к экспорту сжиженного газа на мировые рынки.

Соединенные Штаты Америки в своей энергетической политике (перехода от нетто-импорта энергоресурсов к их агрессивному экспорту) опираются на форсированное расширение добычи сланцевых нефти и газа.

Широко и активно используя энергетические инновации (горизонтальное бурение, многоступенчатый гидроразрыв пласта, трехмерное моделирование и др.), а также в силу иных факторов (разработка и внедрение указанных технологий приходились на период высоких цен на газ, более низкой стоимости геологоразведки сланцевых залежей и владения земельными участками; наличие развитой транспортной и перерабатывающей инфраструктуры, свободных добывающих мощностей, значительных объемов финансовых ресурсов и др.) вышли на стадию активного роста внутреннего производства углеводородов. В период с 2008 по 2013 г. объем добычи углеводородов из сланцевых пород увеличился более чем в 4 раза, а их доля в национальном производстве расширилась с 1/10 до 1/3 (табл. 8). В итоге в структуре потребления нефти в США доля импорта сократилась с 56 до 47 %, а газа — с 13 до 6 %. Основные показатели, характеризующие производство углеводородов из сланцевых пород в США в период с 2008 г. по 2013 г.

Изменения в энергетическом комплексе страны привели к корректировке как локальных моделей спроса и предложения, так и межрегиональных цен, что оказало влияние на глобальный процесс переориентации товарных потоков углеводородного сырья (в первую очередь — угля и СПГ) и планы реализации ряда инвестиционных проектов (связанных, например, с атомной, угольной энергетикой, разработкой нефтегазовых месторождений в Арктике).

Таблица 8

Производство газообразных и жидких углеводородов из сланцевых пород, а также доля импорта в структуре потребления нефти и газа в США в период с 2008 по 2013 г.

Параметр	Год				
	2008	2010	2011	2012	2013
Сланцевый газ, млрд м ³	67	143	220	228	248
Доля сланцевого газа в суммарном производстве газа, %	12	24	34	34	36
Доля импортных поставок газа в суммарном потреблении, %	13	11	8	7	6
Сланцевая нефть, млн т	27	41	61	99	142
Доля сланцевой нефти в национальной добыче, %	9	12	18	25	32
Доля импортной нефти в суммарном потреблении, %	56	54	53	52	47

Сегодня Конгресс США рассматривает возможность отмены сорокалетнего запрета на экспорт нефти, что свидетельствует о курсе на передел мирового рынка нефти и локальных рынков газа, вытеснение ряда крупнейших участников этих рынков, включая Россию и Саудовскую Аравию. В связи с событиями в Украине Соединенные Штаты развернули наступательные действия на мировом энергетическом поле. Принятием серии деструктивных торгово-политических «секторальных» санкций фактически объявили нашей стране технологический и финансовый бойкот, сопроводив это массированной анти-российской дезинформационной кампанией.

С учетом роста собственной добычи рассматривать рынок США для России как перспективный рынок нефти, нефтепродуктов, газа не имеет никакого смысла.

2.2.2. Рынок углеводородных ресурсов Европы

Анализ рынка нефти Европы

В европейский рынок углеводородов была включена Турция, исключены экспортно-импортные потоки между европейскими странами и экспорт из России в страны СНГ, так как поставки туда осуществляется по специальным программам.

Рынок нефти и нефтепродуктов Европы сложнее, чем рынок США, так как формируется из рынков всех стран, составляющих Европу. Обобщенные данные по экспортно-импортным потокам нефти и нефтепродуктов приведены в табл. 9.

Таблица 9

Экспортно-импортные потоки нефти и нефтепродуктов Европы

Наименование	2005 г.	2007 г.	2009 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Импорт нефти и нефтепродуктов в Европу, в том числе:	655,0	688,8	665,3	596,4	617,7	622,8
Страны MENA	253,1	241,8	186,9	175,5	190,5	176,7
Страны СНГ	287,0	332,1	347,8	298,2	286,5	295,0
Западная Африка	34,6	38,8	48,3	57,6	65,5	72,9
Экспорт нефти и нефтепродуктов из Европы	104,3	109,9	96,0	99,3	105,0	115,6
Чистый импорт нефти и нефтепродуктов	550,7	578,9	569,3	497,1	512,7	507,2

Динамика чистого импорта нефти и нефтепродуктов в Европу и импорта из регионов приведена на рис. 3.

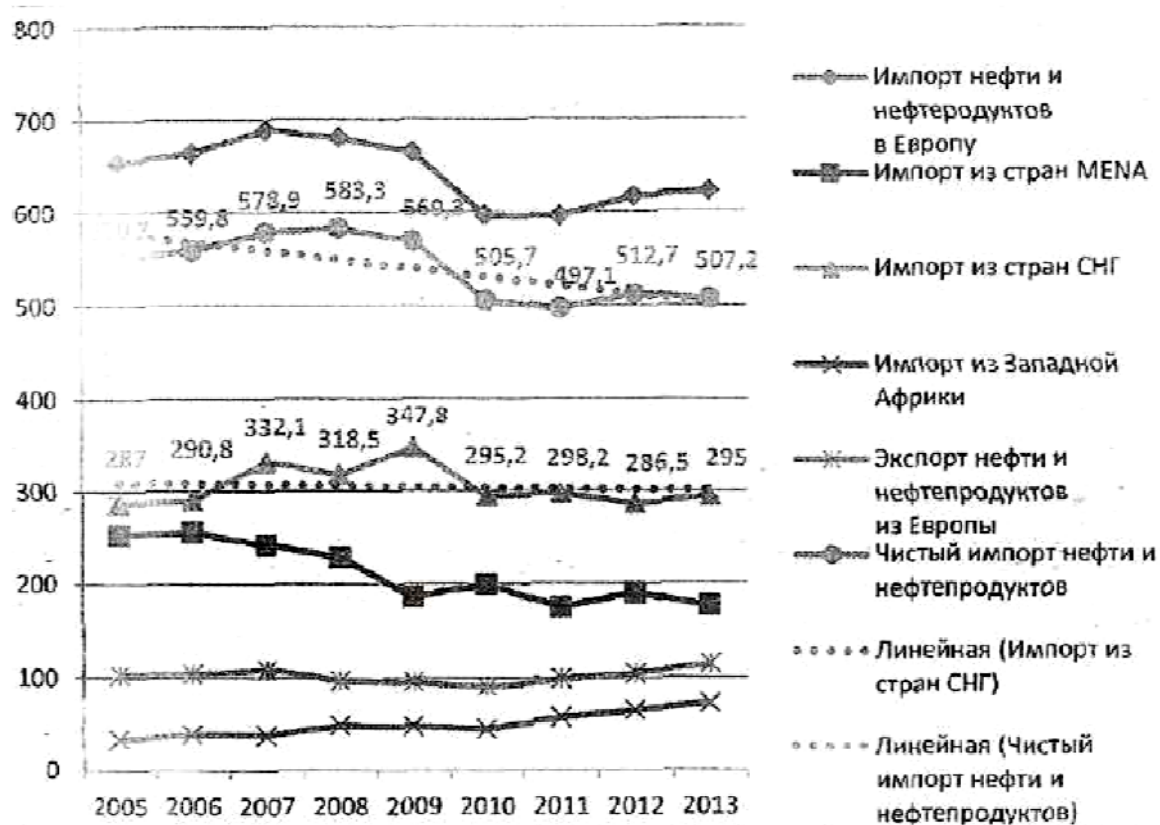


Рис. 3. Динамика импорта нефти и нефтепродуктов в Европу из различных регионов мира и чистый импорт нефти и нефтепродуктов в Европу, млн т

Европейский рынок нефти и нефтепродуктов устойчиво снижается. За последние 9 лет снижение составило 43,5 млн т. При этом доля поставок нефти и нефтепродуктов из России и стран СНГ стабильна и составляет почти 50 % потребности европейских стран. Это доказывает надежность России, как энергетического партнера европейских стран, но в силу складывающегося тренда снижения импортных поставок нефти и нефтепродуктов из России и стран СНГ, рассчитывать на увеличении поставок российской нефти и нефтепродуктов на рынки европейских стран не приходится, по крайней мере, в ближайшей и среднесрочной перспективе. На сегодняшний момент и в среднесрочной перспективе главной задачей является сохранение уровня российского нефтяного присутствия на этих рынках.

Анализ рынка природного газа Европы

В Европе природный газ имеет особое значение и в силу своей экологичности рассматривается как топливо будущего, которое будет играть все большую роль в энергобалансе региона на фоне уменьшения доли угля и атомной энергетики. Совокупная доля потребления газа в двадцати семи странах Европейского союза составляет более 20 %, и этот показатель ежегодно увеличивается (против сокращения доли нефти). Рынок природного газа Европы сложнее, чем рынок США, так как значительно больше стран экспортируют газ в Европу как по системам магистральных трубопроводов (из России и стран СНГ, а также Северной Африки), так и в сжиженном состоянии.

Трубопроводный газ поставляется в основном из Норвегии, при этом единственным возможным альтернативным источником удовлетворения потребности в газе являются поставки СПГ. Норвежский трубопроводный газ обеспечивает пятую часть совокупного потребления газа в Европе, что делает Норвегию вторым главным поставщиком газа в этом регионе после России).

Стремление европейских государств снизить зависимость от одного поставщика является сильнейшим стимулом увеличения в качестве альтернативы импорта СПГ.

Сегодня на европейском газовом рынке наблюдаются тенденции, которые сложно было спрогнозировать еще пять лет назад. С одной стороны, мировой финансовый кризис в целом привел к снижению спроса на газ со стороны европейских государств. Тем не менее импорт СПГ продолжал расти на протяжении 2008–2011 гг., в период, когда экономическая активность начала сокращаться.

Импорт газа из России за этот период был достаточно стабилен, подвергался сезонным колебаниям и находился в пределах 130–160 млрд м³, что составляло 46–64 % от общего объема импорта газа европейскими странами. Но анализ линейного тренда российского экспорта газа за 2005–2013 гг. (рис. 4) показывает тенденцию к снижению уровня поставок из России в Европу.

Осуществляются также поставки газа из одной страны в другую, но за периметр Европы газ не экспортируется. Обобщенные данные по импортным поставкам газа приведены в табл. 10 на рис. 4.

Таблица 10

Импортные потоки природного газа в Европу, млрд м³

Наименование	2005 г.	2007 г.	2009 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Импорт магистрального газа, в т. ч.	205,2	208,5	184,3	187,8	179,7	204,5
Россия	151,3	147,5	132,9	140,6	130,0	162,4
Страны СНГ	7,3	12,8	7,0	3,8	2,9	3,3
Импорт сжиженного газа	47,6	53,2	66,7	87,6	65,1	48,2
Всего импорт газа	252,8	261,7	250,9	275,4	244,8	252,7

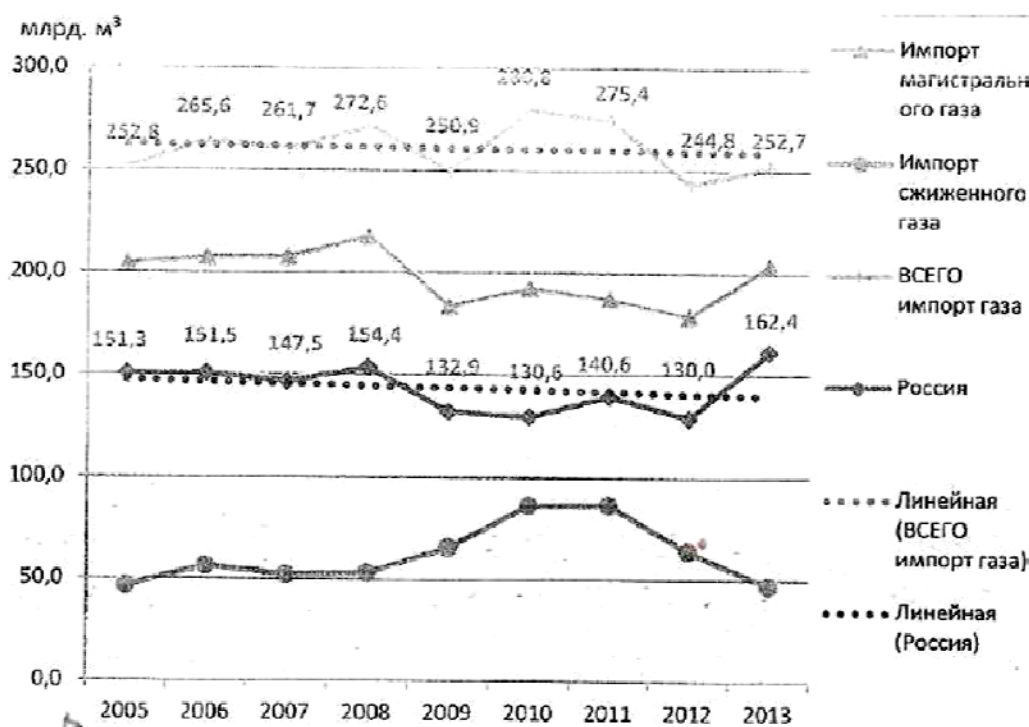


Рис. 4. Динамика импорта газа в страны Европы

Роста импорта газа в абсолютных величинах в 2013 г. по отношению к 2005 г. не было вообще. Если же анализировать тренд — то очевидна тенденция на снижение импорта газа европейскими странами.

Доля России в поставках природного газа по системе магистральных газопроводов в Европу составляет до 70 % от общего объема поставок газа по газопроводам. Анализ линейного тренда импортного газа в Европу за последние 9 лет показывает тенденцию устойчивого снижения поставок на 6–7 %.

Продажи газа в Европу уже упали на 10 %, в странах ближнего зарубежья — на 21 %. Инвестиции в добычу стали самыми низкими за последние 7 лет.

Основными импортерами являются Испания, Великобритания и Франция.

В последнее время нетрадиционная добыча природного газа в США (сланцевый газ) ужесточила конкуренцию и привела к небольшому снижению цен на газовом рынке американского региона. Поэтому европейские государства имеют возможность приобретать СПГ, например, из Тринидад и Тобаго на сравнительно выгодных условиях, несмотря на дальность расстояний. Но крупнейшими поставщиками сжиженного газа в Европу остаются Катар, Алжир и Нигерия, на которые приходится более 80 % поставок.

Великобритания является одним из ключевых рынков сбыта сжиженного газа Катара.

Сжиженный газ приобретается по долгосрочным контрактам, причем, как правило, импортные контракты на поставку СПГ в Великобританию являются более продолжительными, нежели на поставку трубопроводного газа.

Испания является крупнейшим европейским импортером СПГ и занимает третье место по импорту сжиженного газа в мире (21,4 млрд м³, или 7 % по итогам 2012 г.). Зависимость Испании от импортных поставок очень высокая, однако, в отличие от двух основных мировых импортеров, Японии и Южной Кореи, Испания не полностью полагается на СПГ. Для удовлетворения внутренних потребностей также импортируется трубопроводный природный газ преимущественно из Алжира и Норвегии (13,3 млрд м³ 2012 г.).

С учетом того, что Европа предпринимает огромные и успешные усилия по диверсификации поставок газа на свои рынки, рассчитывать на устойчивый рост экспортных поставок газа из России было бы неправильно. Главной задачей на сегодняшний момент для России является диверсификация экспортных маршрутов магистрального газа в Европу, в т. ч. и с использованием потенциала сжиженного газа проекта «Ямал-СПГ» для снижения существующих транзитных рисков и повышении привлекательности российского газа для европейских покупателей. Однако прогнозировать такие же выгодные для продавца условия поставок, как были ранее в контрактах, подписываемых по принципу — «бери или плати» не реально из-за ухудшения конъюнктуры рынка магистрального газа.

2.2.3. Рынок углеводородного сырья азиатских стран

Для определения потенциала рынка углеводородного сырья азиатских стран наибольший интерес представляют страны, потребляющие наибольшее количество энергии — Китай, Индия, Япония и Южная Корея. Согласно данным компании ВР, в 2013 г. Китай оставался традиционным лидером в мире по уровню энергопотребления — 2 млрд 852 млн т нефтяного эквивалента, Индия занимала 4-е место в мире — 594,8 млн т нефтяного эквивалента. Структура

энергопотребления за 2013 г. по видам потребляемой энергии азиатских стран-лидеров по энергопотреблению, представлена в табл. 11.

Таблица 11

Структура энергопотребления по видам потребляемой энергии крупнейших азиатских энергопотребителей за 2013 г., млн т н.э.

Страна	Нефть	Уголь	Газ	Атом	Гидро	ВИЭ	Итого
Корея	108,4	81,9	47,3	31,4	1,3	1,0	271,3
Япония	208,9	128,6	105,2	3,3	18,6	9,4	474,0
Индия	175,2	324,3	46,3	7,5	29,8	11,7	594,8
Китай	507,4	1 925,3	145,5	25,0	206,3	42,9	2 852,4
Итого	999,9	2 460,1	344,3	67,2	256,0	65,0	4 192,5

Из данных, приведенных в табл. 11 основной энергопотребления 4 крупнейших азиатских стран, является уголь. Эти страны в 2013 г. потребили более 64,2 % общемирового потребления угля, из них 50,3 % мирового потребления угля приходится на Китай.

Доля потребления угля в энергобалансе Китая составляет 67 %, в энергобалансе Индии — 55 %, энергобалансе Японии — 27 % и энергобалансе Южной Кореи — 30 %. Безусловно, в интересах этих стран было бы уменьшить долю угля в балансе энергопотребления, так как, во-первых, уголь не самое энергетически эффективное топливо, а во-вторых, сжигание угля приводит к наибольшим выбросам и загрязнениям окружающей среды. Но перестройка энергетической инфраструктуры с использования угля на использование любого другого органического топлива (нефть, нефтепродукты или природный газ) требует огромных материальных, финансовых и временных затрат. Перспективным топливом из органических топлив мог бы быть природный газ. Во-первых, природный газ является одним из самых энергетически эффективных видов органического топлива, во-вторых, природный газ — это самый экологически чистый вид органического топлива. Если принять все эти доводы во внимание, и предположить, что в идеале, все потребление угля заменит природный газ, то на сегодняшний момент потенциал рынка газа в 4 азиатских странах, таких как: Китай, Индия, Япония и Южная Корея можно оценить почти в 3 трлн м³. И этот рынок постоянно растет.

Располагаясь в непосредственной близости к быстроразвивающимся странам АТР, особенно к Северо-Восточной Азии, Россия может использовать географическую близость рынков этого региона с учетом их логической доступности.

По данным Росстата, в 2015 г. «Газпром» поставит на рынок на 30 % газа меньше, чем планировалось.

Российские ресурсы природного газа, огромные по объему, в то же время являются одними из наиболее дорогих и труднодоступных. Себестоимость добычи российского газа в 2 раза выше, чем среднемировая. Огромные затраты на транспортировку, быстрый рост спотового рынка СПГ и перспективы разработки нетрадиционных ресурсов в ряде стран мира (США, Китай и др.) создают проблемы для расширения экспорта российского газа. Что касается проектов экспорта газа в Китай и некоторые страны тихоокеанского региона, здесь имеется реальная альтернатива российскому газу в виде сжиженного азиатского, ближневосточного и австралийского газа.

Австралийская нефтегазовая компания Woodside Petroleum заключила в конце февраля 2014 г. соглашение с Korea Gas Corporation (KOGAS) о поставках сжиженного природного газа (СПГ). По условиям подписанного соглашения корейская компания получит до 2,2 млн т СПГ в течение трех лет начиная с апреля 2014 г. Предназначенный для KOGAS газ будет поступать из незаконтрактованных объемов топлива, производимого на заводе СПГ Pluto (оператор Woodside), расположенном в штате Западная Австралия.

В рамках уже существующих соглашений на поставки продукции с проекта СПГ Pluto предполагается отгрузка 3,25 млн т сжиженного газа в год, из которых 1,75 млн т предназначены для японской Kansai Electric и 1,5 млн т — компании Tokyo Gas.

Глава Woodside Питер Колеман (Peter Coleman), комментируя соглашение с KOGAS, подчеркнул его важность с точки зрения применения со стороны австралийской компании гибкого подхода в вопросах распределения производимого СПГ.

Проект Pluto включает производство сжиженного газа с двух шельфовых месторождений Pluto и Xena в Западной Австралии. Запасы месторождения Pluto, открытого в 2005 г., составляют около 125 млрд м³ газа. Woodside контролирует 90 % проекта Pluto. Kansai Electric и Tokyo Gas выступают в качестве партнеров, владея долей 5 % каждая.

Большое влияние на все проекты и структуру поставок газа оказывают развитие и рост объемов производства природного газа из нетрадиционных источников. В 2015–2016 гг. стартуют три СПГ–проекта на тихоокеанском побережье Австралии, где в качестве сырьевой базы выступает угольный метан. Общая производительность трех линий составит около 30 млн т, что по масштабу сопоставимо с российскими восточными проектами.

По оценкам китайских экспертов, собственных запасов нефти Китаю хватит на 40 лет, природного газа — на 65 лет, а каменного угля — на 250–300 лет. Уголь составляет 68,7 % энергопотребления страны. По 10-му пятилетнему плану (2001–2005 гг.), удовлетворение 70 % потребности в первичных энерго-

ресурсах происходило за счет угля. В 2009 г. КНР лидировала по его добыче до 45,6 % от мировой (табл. 12).

Таблица 12

Соотношение добычи и потребления нефти в КНР с 1998 по 2015 г.

Год	Потребление нефти, млн барр./сут	Добыча нефти, млн барр./сут
1998	4,000	3,193
1999	4,289	3,186
2000	4,553	3,229
2001	4,674	3,297
2002	5,023	3,390
2003	5,548	3,410
2004	6,425	3,385
2005	6,693	3,617
2006	7,156	3,674
2007	7,386	3,729
2008	7,520	3,760
2009	7,764	3,790
2010	8,572	4,060
2011	9,758	4,020
2012	10,367	4,155
2013	10,756	4,180
2015 прогноз	11,000	4,300

Несмотря на то, что каменный уголь занимает ведущее положение в китайской энергетике, потребление нефти и газа в Китае продолжает расти. В 2009 г. в структуре энергопотребления КНР нефть и природный газ составляли 21,4 %. Прогнозируется, что доля угля в ближайшие 10 лет снизится на 9 %, а доля нефти и природного газа увеличится на 7 %. В этой связи китайские специалисты считают, что одним из способов решения проблемы дефицита нефти является стратегия, направленная на нефтесамещение, ориентация на рациональное освоение и использование высококачественного отечественного угля, природного газа, атомной энергии и гидроресурсов (табл. 13). Серьезное внимание уделяется также освоению возобновляемых источников энергии: ветра, моря и солнца. Кроме того, по предварительным оценкам, объем залежей сланцевого газа в Китае составляет около 30–100 трлн м³.

Китай, занимающий второе место в мире по потреблению нефти (в 2014 г. — 507 млн т, собственная добыча — 208 млн т) из года в год увеличивает объемы ее переработки.

В первой половине 2011 г. степень зависимости Китая от импорта нефти составила уже 55,3 %. Как полагают ученые в 2020 г. Этот показатель достигнет 65 % в 2030 г. он может приблизиться к 75 %. То есть обеспеченность энергоресурсами становится не только основополагающим фактором ускоренного развития экономики КНР, но и предметом обеспечения национальной безопасности.

Структура потребления первичных энергоресурсов КНР, %

Год	Уголь	Нефть	Природный газ	Гидроэнергетика	Ядерная энергетика	ВИЭ
1980	72,2	20,7	3,1		4,0	
1990	76,2	16,6	2,1		5,1	
2000	67,9	23,2	2,4		6,7	
2005	69,1	21,0	2,9		4,0	
2008	70,2	18,8	3,6	7,1		
2010	70,5	17,6	4,0	6,6	0,8	
2011	70,4	17,7	4,5	6,7	0,7	0,5
2012	68,5	17,7	4,7	6,0	0,7	0,7
2013	65,7	18,9	5,6	7,1	0,8	1,2
2014 прогноз	65,0	19,0	6,1	7,1	0,8	1,9

В настоящее время у Китая заключены договоры о поставках нефти и газа с рядом стран Африки, а также Ираком, Коста-Рикой и Австралией. Багдад намерен поставлять для Пекина до 5,7 млн т нефти в год в течение 23 лет и более. Канберра — до 2 млн т СПГ в год в течение 20 лет. По итогам 2012 г. Австралия оказалась на втором месте после Катара по объему поставок сжиженного газа в Китай.

Значительные усилия китайского руководства направлены на развитие топливно-энергетического сотрудничества с Катаром в области поставок газа (у Катара 1-е место по поставкам СПГ в КНР), а с Венесуэлой, Бразилией и Казахстаном — нефти. В конце 2012 г. CNOOC купила канадскую Nexen. Это была первая крупная покупка западной компании, которую удалось осуществить Китаю; кроме того, активы Nexen находятся не только в Канаде, но и за ее пределами: в Северном море, Мексиканском заливе и других регионах.

Саудовская Аравия по-прежнему остается крупнейшим торговым партнером КНР. Однако Китай активно занимается диверсификацией поставок нефти, чтобы обеспечить свою энергетическую безопасность. В 2009 г. Китай подписал с 43 странами и регионами мира более 130 соглашений о сотрудничестве в энергетической области и предоставлении соответствующих услуг на общую сумму инвестиций свыше 60 млрд дол. В 2010 г. успешно прошел запуск китайско-российского нефтепровода на северо-востоке (ветка на Дацин), китайско-казахстанского газопровода и газопровода Китай — Центральная Азия (ТУКК) на северо-западе, а также китайско-мьянмского нефтегазового трубопровода на юге-западе КНР. Зависимость от нефтяного импорта (свыше 50 % потребности в нефти) ослабляет энергетическую безопасность Китайской Народной Республики.

Китайские бизнесмены и правительство весьма заинтересованы в получении энергоресурсов с территории России, так как за счет собственных ресурсов Китай в состоянии покрыть лишь треть потребностей.

Как отмечали эксперты, высокие темпы экономического развития, углубление процессов индустриализации и урбанизации, увеличение объемов промышленного и бытового использования электричества, рост количества автомобилей, расширение спроса на нефть и газ определили не только емкость китайского рынка энергопотребления, но и обострили проблемы, связанные с обеспечением Китайской Народной Республики энергоресурсами, актуализировали вопрос обеспечения потребностей населения страны и его экономики энергоресурсами в настоящее время и в ближайшем будущем. Жестко встал вопрос об энергосбережении.

И эта задача в КНР успешно решается. Экономический рост страны наполовину обеспечивается именно энергосбережением. Так, учетверив за 20 лет свой ВВП, Китай увеличил потребление энергии лишь вдвое. Наряду с Индией и ЮАР Китай является страной, в топливно-энергетическом балансе которой уголь является доминирующим. Согласно программе Госсовета КНР, к 2020 г. доля полезного ископаемого топлива в структуре потребления первичных топливно-энергоресурсов должна составить 15 %, доля угля снизится до 55 %, нефть составит 23 %, а газ — 10 %. Одна из главных проблем, связанных с использованием угля в качестве топлива, состоит в огромном ущербе, наносимом окружающей среде и здоровью населения. Продукты, образующиеся при сгорании угля, — главный источник загрязнения атмосферы в Китае двуокисью серы, что служит причиной кислотных дождей, а поступление в атмосферу углекислого газа ведет к возникновению парникового эффекта. Именно эти обстоятельства побуждают разработчиков энергетической стратегии Китая добиваться снижения доли угля в топливно-энергетическом балансе страны.

Газовая промышленность Китая пока находится на начальном этапе своего развития. По производству газа Китай занимает 22-е место в мире.

Добыча природного газа в КНР в последние 10 лет растет с темпом в 15 %, т. е. более динамично, чем добыча нефти (прирост на 2 %). По прогнозам, объем производства природного газа в КНР составит к 2030 г. 300 млрд м³, а объем его импорта — 400–500 млрд м³ к 2030 г.

Развивается рынок СПГ. В 2011 г. его импорт в Китай составил 12,2 млн т (16,86 млрд м³). В целом к настоящему времени китайские компании заключили 12 долгосрочных и среднесрочных контрактов на поставку СПГ, объем импорта по которым составляет 28,5 млн т (около 40 млрд м³) в год, а также ряд долгосрочных контрактов на поставку трубопроводного газа (ТПГ) в объеме 44 млрд м³ в год и рамочные соглашения, обеспечивающие поставку 83–88 млрд м³ ТПГ в год.

На конец 2011 г. совокупная годовая мощность китайских терминалов по приему и регазификации СПГ достигла 18 млн т, хотя в 2012 г. Китай импорти-

ровал только 15 млн т, но в ближайшие годы эта цифра, по расчетам экспертов, удвоится и даже утроится, а в конце пятилетки достигнет 30 млн т, что покроет все потребности страны в СПГ до 2020 г. КНР планирует увеличить мощности по регазификации СПГ за ближайшие 20 лет в 70 раз — с 1 млрд м³ в 2008 г. до 70 млрд м³ к 2030 г.

Относительно сланцевого газа и перспектив его разработки CNPC оценивает китайские ресурсы сланцевых газов в 36,81 трлн м³ (ниже 2000 м, извлекаемые ресурсы в 10,87 трлн м³, доказанные запасы в 102,308 млрд м³) и планирует в 2015 г. наладить их добычу в объеме 500 млн м³, а к 2020 г. — 15–30 млрд м³, отмечая, что к 2030 г. сланцевые газы составят 25 % от газодобычи Китая. Согласно заявлениям Китайского национального энергетического агентства, к 2015 г. в Китае будет добываться 6,5 млрд м³ сланцевого газа, а в 2020 г. — 60–100 млрд м³.

В марте 2012 г. подписан СРП с «Шелл» по совместной разработке месторождения Fushun-Yong-chuan в провинции Сычуань на юго-западе страны. Ранее иностранные компании могли принимать участие только в разведке и экспериментальном бурении скважин. Помимо «Шелл» поисками сланцевого газа в КНР занимаются ВР «Шеврон» и «Тоталь».

В КНР обеспокоены проблемой энергетической безопасности, потому что она влияет не только на экономику, но и на политические, военные и дипломатические отношения.

Так как 75 % импорта нефти поступает в Китай из беспокойного Ближнего Востока и Африки и перевозится по маршруту Ормузский пролив — Индийский океан — Маллакский пролив, который проходит по линии военных конфликтов, CNPC с целью повышения уровня безопасности поставок и сокращения транспортного плеча на 1200 км осуществил строительство целого ряда мощностей для приема и прокачки импортируемой нефти по территории соседней Мьянмы до границы с Китаем.

Активно идет переговорный процесс по поставкам российских нефти и газа. В июне 2013 г. «Роснефть» и Китайская национальная нефтегазовая корпорация (CNPC) в ходе работы Петербургского экономического форума подписали долгосрочный контракт на поставку российской нефти объемом 365 млн т в течение 25 лет. Оценочный объем сделки составил 270 млрд дол. Контрактом была предусмотрена поставка 325 млн т нефти по ответвлению нефтепровода «Восточная Сибирь — Тихий океан» (ВСТО) Сковородино — Мохе. Кроме того, таким же маршрутом будет поставляться 35 млн т нефти на Тяньдзинский НПЗ.

«Газпром» (А.Б. Миллер) и президент Китайской национальной нефтегазовой корпорации (Чжоу Цзипин) в присутствии Президента России В.В. Путина и Председателя КНР Си Цзиньпина заключили контракт на поставку российского трубопроводного газа в Китай по «восточному» маршруту.

Контракт сроком на 30 лет предусматривает экспорт в Китай 38 млрд м³ российского газа в год на взаимовыгодных условиях с привязкой к нефтяной корзине и условием «бери или плати». Это самый крупный контракт на поставку газа за всю историю Газпрома, по которому будет отгружено более 1 трлн м³ за время действия соглашения. Специально под этот проект сооружается магистральный газопровод «Сила Сибири», который начали строить в сентябре 2014 г., а запуск планируется в 2018–2020 гг. с закачкой газа Чаянды и Ковыкты. На Востоке России будет создана масштабная газовая инфраструктура, что станет локомотивом развития экономики региона. Мощный стимул к развитию получают целые отрасли российской экономики: металлургия, трубная промышленность, машиностроение. Для российской газовой отрасли данный договор с Китаем не просто открывает новое перспективное направление поставок, но и диверсифицирует традиционные маршруты поставок с целью хеджирования рисков и повышения стабильности мирового игрока газового рынка.

В начале октября 2014 г. обсуждался вопрос о поставках газа в КНР, и было подписано новое соглашение.

9 ноября 2014 г. в Пекине российской и китайской сторонами заключен ряд соглашений в сфере ТЭК, в том числе меморандум между Газпромом и CNPC о поставках 30 млрд м³ газа по западному маршруту «Алтай» в течение 30 лет. В документе отражены сроки и объем транспортировки топлива, точка его передачи на границе и условие «бери или плати». Документ определяет условия транспортировки топлива с месторождений Западной Сибири. Договор может быть подписан в ближайшее время, а экспорт газа в КНР, не исключено, превысит объем его продаж в Европу. Поставки по газопроводу «Алтай» будут осуществляться с тех же месторождений, ресурсы которых используют для продаж сырья в европейские страны и, возможно, в дальнейшем превысят текущий экспорт в Европу.

Как отмечают аналитики «Сбербанк СІВ», приоритетное значение для Пекина имеет восточный маршрут, особенно важный для северо-восточных регионов с плохой экологией из-за использования угля. Однако на западной китайской границе российский газ ждет большая конкуренция, так как уже осуществляются поставки по казахстано-туркмено-узбекскому газопроводу ТУКК, но, как подчеркивают аналитики, Китай делает ставку на диверсификацию.

Среди прочих документов 9 ноября 2014 г. в Пекине были подписаны меморандум о взаимопонимании между Газпромом и CNOOC (носит конфиденциальный характер), а также рамочные соглашения между «Роснефтью» и CNOOC о покупке китайцами более 10 % в «Ванкорнефти». Кроме того, 10 но-

ября 2014 г. Россия и КНР согласовали дополнительную поставку нефти в объеме 5 млн т в год.

В 2015 г. замедлился тем экономического роста Китая, что наряду с рядом других факторов, по мнению экспертов, отразилось на объемах потребления углеводородного сырья на мировом рынке и его цене. В действительности же Китай воспользовался низкими мировыми ценами на нефть для ускорения пополнения стратегического резерва страны, обеспечения национальной энергетической безопасности и поддержания темпов экономического развития. Так в июле 2015 г. импорт сырой нефти достиг 30 млн 70 тыс. т. Это на 29 % больше, чем за аналогичный период предыдущего года.

3. Энергетический рынок России, его роль и положение на мировом рынке

Сырьевую базу нефтегазового комплекса России на современном этапе геологического изучения и промышленного освоения составляют 2 734 нефтяных, нефтегазовых, газовых и газоконденсатных месторождений.

По данным МПР запасы нефти России по состоянию на январь 2013 г. составляют 17,8 млрд т.

Месторождения нефти расположены в 40 субъектах Российской Федерации и на континентальном шельфе. В Западной Сибири сосредоточено 69 % месторождений, в Урало-Поволжье — 17 %, на Европейском Севере — 7,8 % и в Восточной Сибири — 3,6 %. Основные разведанные запасы нефти расположены в Уральском Федеральном округе (66,7 %), где доминирующее положение занимает Ханты-Мансийский автономный округ, в недрах которого сконцентрировано более 50 % российских запасов нефти. Из 89 регионов (без Крыма) 33 региона — нефтедобывающие.

Организационные особенности. В настоящее время добычу нефти в России осуществляют около 320 организаций, в том числе около 140 компаний, входящих в структуру вертикально-интегрированных нефтегазовых компаний (ВИНК): 180 организаций относятся к числу независимых добывающих компаний, 3 компании работают на условиях соглашений о разделе продукции (СРП).

Около 90 % всей добычи нефти и конденсата в России приходится на ВИНКи: ОАО «НК «Роснефть», ОАО «НК «ЛУКОЙЛ», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Сургутнефтегаз», «Группа Газпром» (включая ОАО «Газпром нефть»), ОАО «Татнефть», ОАО «Башнефть», ОАО «РуссНефть». Компания ОАО «Славнефть» контролируется ОАО «Газпром нефть» и ОАО «ТНК-ВР».

В 2012 г. большинство ВИНКов нарастили добычу жидких УВ: «Роснефть» (на 2,9 %), «Башнефть» (на 2,2 %), «Группа Газпром» (на 2,6 %), «ТНК-ВР» (на 1 %), «Сургутнефтегаз» (на 1 %), «РуссНефть» (на 1,7 %). Сократили добычу по отрасли «ЛУКОЙЛ» — на 700 тыс. т, что объясняется ошибкой при оценке запасов Южно-Хыльчуйского месторождения, а также «Славнефть», где снижение добычи на старых месторождениях продолжается на протяжении последних 7 лет.

В 2012 г. «Роснефть» пятый год подряд подтвердила статус лидера по добыче нефти в России (2013 г. приблизительно 190 млн т нефти). Увеличение добычи происходило за счет разработки восточно-сибирских месторождений: «Ванкорнефть» в Красноярском крае увеличила общую добычу в 2012 г. до 18,3 млн т (на 3,3 млн т), «Верхнечонскнефтегаз» в Иркутской области.

В марте 2013 г. «Роснефть» закрыла сделку по приобретению «ТНК-ВР», в результате чего компания стала крупнейшим мировым производителем неф-

ти, которая контролирует около 37 % добычи нефти в России, а ежегодное извлечение из недр жидких УВ составляет около 195 млн т.

«ЛУКОЙЛ» — вторая по объемам добычи нефти ВИНК. По итогам 2012 г. добыча жидких УВ компанией на территории России продолжила сокращаться и составила 84,6 млн т (около 16,3 % общероссийской добычи).

Добыча нефти

В региональном плане добыча нефти в России сосредоточена в основном в Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинциях (НГП). Ведется также добыча в Тимано-Печорской и Северо-Кавказской НГП. Начато широкомасштабное освоение ресурсов и запасов Охотоморской и Лено-Тунгусской провинций.

Главный центр российской нефтяной промышленности — Западная Сибирь, где в 2012 г. впервые за последние 5 лет объем нефти вырос, что является прежде всего следствием внедрения новых технологий и оборудования, повышающих коэффициент извлечения нефти. Вместе с тем доля Западной Сибири в добыче нефти в России продолжает сокращаться. Так, если в 2004 г. на долю региона приходилось 71 % всей добываемой в России нефти, то в 2012 г. доля Западной Сибири в добыче составила только 61,2 %.

Около трети всей нефти (151,6 млн т) в России добывается в европейской части России, где крупнейшими регионами нефтедобычи являются Урал и Поволжье, входящие в Волго-Уральскую НГП — одну из наиболее зрелых провинций в России; Северный Кавказ, с которого началось освоение нефтегазового потенциала России, Тимано-Печерская НГП. В 2012 г. добыча нефти в европейской части России несколько сократилась. Также сохранилась тенденция к сокращению добычи на Северном Кавказе: с 10,7 млн т в 2008 г. до 6,7 млн т в 2012 г. Падение добычи в Тимано-Печорской НГП и на Северном Кавказе удалось несколько компенсировать ростом извлечения жидких УВ в Урало-Поволжье, прежде всего в Самарской, Астраханской областях, а также Республике Башкортостан.

На протяжении последних 5 лет Восточная Сибирь, а также Республика Саха (Якутия) являются основными регионами, за счет которых Россия продолжает наращивать объемы добычи жидких УВ. В период 2009–2012 гг. средний темп прироста в этих регионах составил 88 %, а добыча выросла с 22,8 до 49,3 млн т. Крупномасштабное наращивание объема добычи нефти происходит за счет постепенно вывода на проектную мощность Ванкорского (Красноярский край), Верхнечонского (Иркутская область) и Талаканского (Республика Саха (Якутия)) месторождений.

На Дальнем Востоке нефтедобывающие предприятия Сахалинской области в 2012 г. добыли около 14,2 млн т нефти и конденсата, что на 6,6 % меньше

показателя предыдущего года. На шельфе о-ва Сахалин добычу нефти и газа осуществляют операторы проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» — компании Exxon Neftegas Limited и Sakhalin Energy, на суше — ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз», ОАО «Петросах» и ОГУП «Сахалинская нефтяная компания». В 2012 г. по проекту «Сахалин-2» произошло падение роста добычи жидких УВ на 5 % (до 5,5 млн т). В рамках проекта «Сахалин-1» добыча сократилась на 9 % (до 7,1 млн т).

Экспорт нефти и нефтепродуктов

По данным Росстата экспорт сырой нефти из России в 2012 г. составил около 240 млн т, сократившись относительно уровня 2011 г. на 2,9 млн т, в 2014 г. — 280 млн т. На страны дальнего зарубежья приходится около 88 % экспортных поставок, на страны ближнего зарубежья (с учетом экспорта в государства — члены Таможенного союза) приходится порядка 12 % экспорта российской сырой нефти. С учетом транзитной нефти по данным ЦДУ ТЭК общие поставки за рубеж составили 262,5 млн т нефти. При этом за последний год реэкспорт нефти из Казахстана, Азербайджана и Белоруссии вырос с 22,6 млн т в 2011. До 22,8 млн т в 2012 г.

Долгосрочные тенденции

За последние 10 лет одной из основных особенностей экспортной политики России в области поставок нефти и нефтепродуктов стало сокращение транзита через сопредельные государства. Значительно снизились поставки через морские терминалы стран Балтии и СНГ, а также по трубопроводу «Дружба». Были полностью прекращены поставки жидких УВ за рубеж через порты Вентспилс (Латвия), Бутинге Литва), Одесса (Украина), а также на Мажейкяйский НПЗ (Литва). С 2011 г. полностью прекратилась перевалка нефти через порт Южный (Украина). В 2011 г. в 2 раза снизился, а в начале 2012 г. прекратился реэкспорт жидких УВ через порт Гданьск, что связано с расширением российских экспортных мощностей.

За последнее десятилетие нарастить экспорт нефти в Европу, минуя транзитные страны, позволил ввод в эксплуатацию первой очереди Балтийской трубопроводной системы (БТС-1), включающей нефтепровод «Ярославль-Приморск» и перевалочный комплекс в морском порту Приморска. Поставки нефти были начаты в 2001 г., а в 2007 г. система вышла на проектную годовую мощность в 70 млн т. В 2011 г. были закончены работы по строительству второй очереди БТС (БТС-2) — нефтепровода «Унеча — Усть-Луга». В 2012 г. введен в промышленную эксплуатацию терминал перевалки нефти в порту Усть-Луга, являющемся конечной точкой трубопровода БТС-2, что позволило дополнительно нарастить российские экспортные мощности на 30 млн т.

Структура поставок нефти

В 2012 г. произошли, значимые изменения в структуре поставок нефти в страны дальнего зарубежья. Так, если до 2011 г. происходило снижение поставок нефти за рубеж морским транспортом за счет отказа от использования иностранных экспортных морских терминалов, то в 2012 г. благодаря запуску БТС-2 и началу эксплуатации терминала перевалки нефти в Усть-Луге на атлантическом направлении появился значительный профицит мощностей по экспорту нефти, что позволило компаниям выбирать наиболее выгодные маршруты экспорта. В результате произошел значительный рост объемов экспорта морским транспортом: несмотря на общее снижение экспорта сырой нефти, морские экспортные поставки выросли на 5,7 % (с 154,9 млн т в 2011 г. до 163,2 млн т в 2012 г.). В то же время объем поставок по нефтепроводу «Дружба» снизился за год почти на 12 % — до 55 млн т за счет снижения или отказа от экспорта по данному маршруту ряда компаний («ЛУКОЙЛ», «Роснефть»). Наиболее существенное сокращение поставок по нефтепроводу «Дружба» произошло в отношении Чехии: в 2012 г. экспорт сократился на 22 % (с 3,9 до 3,0 млн т).

Особенность долгосрочного процесса в направлении диверсификации экспорта энергоносителей из России — значительное увеличение поставок на рынки стран АТР, прежде всего в КНР. В начале 2000-х гг. происходило наращивание поставок нефти в КНР по железной дороге. С января 2011 г. начаты коммерческие трубопроводные поставки нефти в КНР по маршруту «Сковородино — Дацин». В 2011 г. вышел на проектируемую мощность трубопровод ВСТО-1 («Тайшет — Сковородино»), в конце 2012 г. введена в эксплуатацию трубопроводная система ВСТО-2 («Сковородино — Козьмино»).

Около 90 % российской нефти, поставляемой как для переработки внутри страны, так и на экспорт, транспортируется по системе магистральных нефтепроводов «Транснефти». Остальная часть прокачивается в рамках отдельных проектов по альтернативным системам магистральных нефтепроводов (нефтепровод «Северный Сахалин — Де-Кастри» в проекте «Сахалин-1», нефтепровод «Северный Сахалин — Южный Сахалин» консорциума Sakhalin Energy, нефтепровод КТК, порты Варандей и Витино).

Поставки нефти по системе «Транснефти». «Транснефть» — естественная монополия в области транспортировки нефти по трубопроводам в России. В настоящее время «Транснефть» эксплуатирует около 53,4 тыс. км магистральных нефтепроводов и 19,2 тыс. км нефтепродуктопроводов. Общая прокачка нефти по системе «Транснефти» в 2012 г. составило около 480 млн т нефтепродуктов — 30 млн т.

Если ранее поставки нефти потребителям на Дальний Восток, а также в дальневосточные морские порты осуществлялись преимущественно посредством железной дороги, то завершение строительства ВСТО-2 позволило нала-

дить прямые трубопроводные поставки нефти из нефтедобывающих районов Западной и Восточной Сибири, что снизит зависимость от железнодорожного транспорта и позволит нарастить объем поставок нефти на рынок АТР, а также на российские НПЗ.

В 2012 г. началась эксплуатация нефтепровода БТО мощностью 30 млн т нефти в год.

В организационной структуре экспорта нефти по нефтепроводам доминируют компании: «Роснефть», доля которой в суммарном объеме экспорта нефти составила в 2012 г. 34,2 % (60,9 млн т), «ТНК-ВР» — 16,9 % (30,1 млн т), «Сургутнефтегаз» — 15 % (26,7 млн т), «ЛУКОЙЛ» — 13,8 % (24,6 млн т). Эти четыре компании обеспечивают 80 % суммарного экспорта сырой нефти из России.

Морские поставки. Традиционно в структуре экспорта нефти из России в дальнее зарубежье доминируют морские поставки: в 2012 г. — 163,8 млн т (62,4 %). Основная часть морских терминалов подключена к системе «Транснефти» (в 2012 г. поставлено 142 млн т). В 2012 г. в структуре поставок нефти в дальнее зарубежье объем экспорта через морские терминалы значительно вырос (на 5,7 %) относительно 2011 г. благодаря вводу новых экспортных мощностей (БТС-2).

Более 42 % всех морских поставок нефти из России осуществляется через порт Приморск на Балтийском море. В 2012 г. через терминал было экспортировано около 68,2 млн т российской нефти.

Новороссийский морской торговый порт — крупнейший российский порт в Черноморском бассейне. Объем перевалки российской нефти в 2012 г. составил 42,5 млн т, включая транзит. Нефть и нефтепродукты экспортируются на рынок Южной Европы, прежде всего в Италию (порты Генуя, Трир) и Францию (порт Марсель). Кроме Новороссийского торгового порта, из бассейна Черного моря российская нефть экспортируется через терминал в Туапсе, объем перевалки через который составляет около 0,7 млн т в год.

В конце 2009 г. введен в эксплуатацию крупнейший российский нефтеэкспортный терминал на востоке России — спецморнефтепорт (СМНП) Козьмино в Приморском крае. Вплоть до конца 2012 г. нефть, транспортируемая по ВСТО до Сковородинмо, поставлялась к терминалу Козьмино железнодорожным транспортом. В декабре 2012 г. введена в эксплуатацию нефтепроводная система ВСТО-2, что позволило начать трубопроводные поставки нефти с месторождений Западной и Восточной Сибири на дальневосточный экспортный терминал с выходом на рынок стран АТР. Строительство второй очереди ВСТО в 2012 г. позволило увеличить экспорт нефти из терминала в Козьмино на 7,2 % (до 16,3 млн т). Основными направлениями поставок нефти в 2012 г. стали Япония (30 %), КНР (25 %), США (16 %). В настоящее время мощность терминала составляет 30 млн т нефти в год.

Экспорт нефтепродуктов. В соответствии с данными Росстата и ФТС экспорт нефтепродуктов в 2012 г. составил около 138 млн т (табл. 14). В структуре экспорта нефтепродуктов по-прежнему наибольший вес составляют поставки мазута. Несмотря на общее сокращение экспорта нефти, в 2012 г. экспорт мазута возрос на 1,7 % — до 58 млн т. Это может свидетельствовать о том, что экспорт мазута для его дальнейшей переработки за рубежом остается более выгодным, даже несмотря на увеличение пошлины на темные нефтепродукты до 66 %. Экспорт дизельного топлива остался практически на уровне прошлого года и составил 36,1 млн т. Вследствие введенных «заградительных» экспортных пошлин на бензин и нефть (были введены после топливного кризиса 2011 г.) экспорт бензина сократился на 12,3 % (до 3,6 млн т).

Таблица 14

Структура экспорта нефтепродуктов из России в 2010–2012 гг.

Нефтепродукт	Объем экспорта по годам					
	2010		2011		2012	
	млн т	%	млн т	%	млн т	%
Бензин	3,3	2,5	4,1	3,1	3,6	2,6
Дизельное топливо	38,1	29,0	36,4	27,5	36,1	26,2
Мазут	53,2	40,5	57,1	43,2	58,0	42,1
Прочие	36,7	27,9	34,6	26,2	40,3	29,2
Всего	131,3	100,0	132,1	100,0	138,0	100,0

Источники: Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК России // ТЭК России. — 2000–2013. — № 1; Сводные показатели производства энергоресурсов в Российской Федерации // Инфо ТЭК. — 2000–2013. — № 1.

3.1. Основные проблемы нефтегазового сектора России

В условиях изменившейся для России в худшую сторону мировой конъюнктуры невозможно противопоставить рост добычи нефти и повышение ее эффективности. Положение в нефтегазовом комплексе следует оценивать как кризисное по следующим причинам:

– сокращение объема геологоразведочных работ в три раза за последние 15–20 лет по причине разрушения системы государственного управления геологической службой страны; неудовлетворительное воспроизводство запасов. При этом свыше 30 % извлекаемых запасов нефтяных компаний находятся за гранью рентабельности;

– систематическое отставание фактической годовой добычи нефти от проектных показателей: в 2012 г. по технологическим схемам разработки месторождений добыча нефти должна была составить 570 млн т, однако фактическая добыча без учета газового конденсата составила менее 500 млн т;

– резкое снижение профессионального уровня планирования, прогнозирования, управления и контроля за процессами геологоразведки, оценки воспроизводства запасов, рациональной и рачительной разработки месторождений со стороны федеральных органов управления.

Опыт Республики Татарстан (РТ) показывает, что в благоприятные годы нужно наращивать резервы нефтедобычи. Так, за четверть века до рыночных реформ нефтяники накапливали резервы — большой объем разведочного и эксплуатационного бурения, наращивание различными путями запасов, развитие науки, применение новых технологий налогового стимулирования. Это позволило объединению «Татнефть» сравнительно спокойно пережить трудности перехода на рыночную экономику, кризисы 1998-го и 2008 гг. Наверное, этот опыт надо использовать и в масштабах Российской Федерации.

Нефтяники Татарстана имеют огромный опыт ускоренного развития нефтяной отрасли с выходом на небывало высокий 100-миллионный уровень добычи нефти на небольшой территории (в 32 раза меньшей, чем в Западной Сибири) с последующим успешным преодолением негативных последствий кризисов. ОАО «Татнефть» в период рыночных отношений, в невероятно трудных горно-геологических и экономических условиях, сумело не только удержать, но и нарастить (более чем на 2 млн т в год) добычу нефти. Это было осуществлено за счет умелого, высокопрофессионального использования созданного в советский период потенциала (огромные мощности по добыче нефти — скважины, нефтяные промыслы, технологии, кадры) и получения в рыночных условиях доступа к зарубежной технике. Техника и технология нефтедобычи в ОАО «Татнефть» вышли, по существу, на мировой уровень.

Для эффективного освоения огромных объемов бурения (около 2 млн м в год) были созданы и внедрены новые, более эффективные методы поисков, разведки и доразведки нефтяных месторождений, разработки залежей и повышения нефтеотдачи пластов в различных геологических условиях.

Все это позволило создать мощнейший потенциал нефтедобычи.

В условиях экономических санкций, наложенных на Россию странами Запада и США, могут дополнительно возникнуть, возможно, временные трудности. Так ЕС ввел запрет на предоставление России новых технологий и продажу высокотехнологичного оборудования для нефтегазодобывающего сектора, при этом из-под санкций выведены газовые проекты. В список технологий нефтегазовой отрасли, экспорт которых был ограничен санкциями ЕС, входит оборудование для шельфовых проектов, сланцевых нефтяных проектов в России, а именно 30 видов продукции для нефтяной промышленности. Также ЕС запретил организацию долгового финансирования для «Роснефти», «Газпром нефти» и «Транснефти», а также ввел ограничения на торги их облигациями,

имеющими срок обращения свыше 30 дней, и на участие в выпуске таких ценных бумаг.

А США запретили поставку в Россию оборудования для глубоководной добычи (свыше 152 м), разработки арктического шельфа и сланцевых запасов нефти и газа. В список такого оборудования входят буровые платформы, детали для горизонтального бурения, подводное оборудование, морское оборудование для работы в условиях Арктики, программное обеспечение для гидравлического разрыва пласта, дистанционно управляемые подводные аппараты, насосы высокого давления. По мнению рейтингового агентства Standard&Poor's, американские санкции не затронут большинство действующих проектов на шельфе, но могут затронуть шельфовые проекты на ранних стадиях развития. Тем не менее, они могут быть заморожены на время санкций.

По данным Минэнерго и Минпромторга. 25 % оборудования, используемого в нефтегазовой отрасли, приобретается российскими компаниями за рубежом. Сложная ситуация может возникнуть с сейсморазведкой, трудноизвлекаемыми запасами, высокотехнологичными скважинами (горизонтальное бурение), запасами сланцевой нефти, так как в этих сегментах аналогов импортным технологиям у России нет. А для того, чтобы самим начать производить такого рода оборудование и технологии необходимо в лучшем случае минимум пять лет.

Технологиями горизонтального бурения и гидроразрыва лучше всех владеют две широко известные в узких кругах западные нефтесервисные компании, Шлюмберже и Халли-Бёртон. Крупнейшие российские сырьевики арендовали их услуги, иностранцы завозили собственное оборудование и делали все сами. При этом стоимость работ доходила до миллиардов рублей на каждую скважину. В целом Россия с прошлогодней добычей в 525 млн т нефти и 640 млрд куб. добычи газа занимает пятую часть мирового нефтесервисного рынка и тратит на эти услуги ошеломляющую сумму 1,4 трлн р. в год.

К тому же расходы будут расти, поскольку месторождения стареют. Принята масштабная отраслевая программа импортозамещения. По ней в ближайшие пять лет РФ построит 15 установок (флотов) гидроразрыва пласта, 90 систем наклонного бурения и 30 буровых платформ для работы на шельфе. Также промышленность освоит выпуск катализаторов и насосов высокого давления для нефтехимии, их понадобится более 26 тыс. в год.

В процессах буровых работ, в России в основном используется китайская, иногда американская и французская техника; 20–30 % составляет импортная техника. Среди новой техники российской менее 20 %. Остальная российская техника старая, иногда изношена на 70 %. Бурение уходит на большую глубину, при этом температура повышается до 150–250°C, нужны силовые установки, множество сверхмощных насосов, охлаждение.

Из 2 тысяч буровых в рабочем состоянии 1,5 тысячи буровых установок. Чтобы предотвратить спад добычи надо усилить разведку, потребуется не менее тысячи новых установок. Уралмаш выпускает 25–30 буровых установок, Волгоградский завод — 12–15 штук в год, 70 % бурового импорта поставляют 4 компании из Китая (копии западной техники). Разведку и бурение часто переключают на западных подрядчиков. Главные клиенты (сервисные компании) — «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ» и «Роснефть». За бурение каждой скважины западные подрядчики получают от 100 до 500 млн руб. В 2013 г. в России пробурено 6,5 тыс. новых нефтяных скважин, но территория России недостаточно исследована геологоразведочными работами.

Каждое месторождение по геолого-физической характеристике индивидуально. Поэтому любое приобретенное оборудование, технику и технологии необходимо адаптировать к конкретным геологическим условиям каждого месторождения. Это основная и громадная работа. Очевидно, в этом заключается низкая эффективность предлагаемых различными сервисными компаниями Методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Ведь они создавались и опробовались для других условий.

К основным причинам сложного положения в нефтегазовом комплексе относится еще целый ряд таких как:

- ожидаемый коэффициент извлечения нефти (КИН) по месторождениям, вступившим в поздние стадии разработки, на уровне 0,3, в то время как в мире он превышает 0,4;
- запасы нефти высокопродуктивных месторождений, дающих более 60 % добычи, выработаны более чем на 50 %;
- более 60 % в балансе запасов составляет доля трудноизвлекаемых запасов нефти (ТЗН), требующих сложных и затратных технологий;
- отсутствие единой достоверной информационной базы для систематического анализа ситуации, составления сводных региональных и федерального производства и потребления ТЭР;
- отсутствие благоприятной экономической среды для развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК), отсутствие механизмов стимулирования инвестиционной и инновационной деятельности и, как следствие, недостаточные объемы финансирования в развитие ТЭК;
- отсутствие должной активности и органов управления регионального уровня от в вопросах согласования с федеральным центром стратегий, организации системы справедливого распределения доходов от добычи и производству топливно-энергетических ресурсов;
- в современных и прогнозируемых на перспективу негативных условиях развития России необходимо оптимизировать добычу нефти с учетом будущей конъюнктуры мирового рынка. В США добывают немногим более одной тонны

нефти на человека в год, потребляя около трех тонн. В РФ же пропорция прямо противоположная. Западная Европа добывает около 1 т/чел. Потребляет 2,3 т/чел. в год. Таким образом, для высокоразвитой экономики характерно потребление нефти около 2 т/чел. в год, что обеспечивает высокий уровень жизни населения. В современных условиях необходимо основное внимание уделить не абсолютному росту добычи, а экономике добычи нефти и ее использования, а также конкурентоспособности российских углеводородов, так как в настоящее время для российской нефти характерна низкая конкурентоспособность из-за высоких и все возрастающих издержек производства. Себестоимость российской нефти выше, чем в странах, не входящих в ОПЕК, и, чем в странах — членах нефтяного картеля.

При этом попытаться удержать 500-миллионный уровень нефтедобычи до 2020 г., а затем, к 2030 г., не дать ей упасть ниже 400–450 млн т в год. Это неимоверно трудная задача. Для ее решения нужно использовать конкурентные преимущества РФ. Прежде всего, огромный потенциал недр. Большие резервы имеются в старых районах нефтедобычи, какими являются Татарстан, Башкортостан, Западная Сибирь и др., потенциал которых пока полностью не оценен.

Эти резервы могут быть получены в виде реального увеличения запасов за счет применения новых методов геологических исследований, изменения подходов к составлению геолого-гидродинамических моделей, а также в сравнительно низких проектных КИН по причине применения в основном только методов заводнения. Можно применить более мощные системы разработки с тепловым, газовым или комплексным воздействием. Это в РФ практически еще не применялось. А на Западе уже применяется широко.

Чтобы в РФ появилась заинтересованность в существенном увеличении извлекаемых запасов на старых высокопродуктивных месторождениях за счет роста КИН с 0,4–0,5 до 0,6–0,7 и выше, государству на этот период разработки месторождений надо создать соответствующие условия, а именно: обнулить все налоги и платежи до выхода на окупаемость проектов разработки, а затем оставить один налог — на прибыль. Этого будет достаточно, чтобы истощенные месторождения обрели вторую и третью жизнь. Таким образом, существенное отставание России во внедрении более мощных и дорогих МУН в перспективе можно из недостатка превратить в большое преимущество. Но первое слово здесь за государством, а нефтяным компаниям (НК) необходимо привести к управлению разработкой нефтяных месторождений новых творчески мыслящих геологов и инженеров.

Значительным резервом нефтеотдачи в РФ являются остаточные запасы нефти (ОЗН) промытых в процессе эксплуатации пластов и участков. В РФ это запасы выработанных участков, которые согласно проектам разработки должны оставаться в недрах после окончания эксплуатации. В Татарстане извлекали

3,1 млрд т запасов, а на этих участках осталось запасов даже больше этой величины. Это запасы в более благоприятных условиях — в основном маловязкие нефти в высокопроницаемых породах. Это огромный резерв нефтедобычи.

Основным стержнем повышения эффективности разработки нефтяных месторождений является повышение коэффициента извлечения нефти, который в РФ имеет тенденцию к снижению. Причин этому много. В настоящее время проектирование разработки ведется по регламентам, утвержденным в 70-х годах. Однако понятия и принципы рациональной разработки нефтяных месторождений, сформированные в советское время для командно-административных отношений, в новых условиях оказались неработающими. Сегодня также не действуют «Правила разработки нефтяных месторождений» советского периода. Таким образом, отрасль оказалась без фундаментальной основы проектирования рациональной разработки нефтяных месторождений.

Складывается парадоксальная ситуация: техника и технология нефтедобычи неуклонно развиваются, а нефтеотдача снижается.

Большим резервом увеличения добычи в РФ могут стать тяжелые нефти и природные битумы. Это уже доказано 40-летним опытом РТ.

Татарстан с такой развитой нефтедобывающей отраслью сегодня не может остаться в стороне от сланцевой проблемы. Для оценки перспектив нефтегазоносности мощных сланцевых и им подобных отложений под эгидой АН РТ составлена программа, выполнение которой не только подтвердит перспективы мендым-доманиковых толщ, но и даст возможность оценить их ресурсы и экономику добычи УВ.

Огромны перспективы в освоении углеводородов из баженовских отложений Западной Сибири, залегающих на огромной площади — около 2,3 млн км³.

Для выполнения вышеизложенных мер по оптимизации добычи нефти и повышению КИН нашему государству нужно в корне пересмотреть законодательство о недрах в части его либерализации и провести полномасштабную налоговую реформу для стимуляции добычи нефти из залежей с трудноизвлекаемыми, остаточными запасами, внедрения МУН и продления работы малодебитных, высокообводненных скважин. В РФ следует поднять роль государства в добыче нефти и газа, повысив управляемость НГС, а также необходимо усилить роль науки.

Газовая промышленность России является крупнейшим элементом российской экономики и мировой системы энергообеспечения, обеспечивая почти пятую часть добычи газа в мире. При этом ресурсный потенциал газовой промышленности страны позволяет существенно нарастить добычу газа до уровня 900–1000 млрд м³. Однако в настоящее время основным сдерживающим фактором является ужесточение межтопливной и международной конкуренции на основных мировых рынках газа, прежде всего европейского.

В настоящее время и в ближайшие десятилетия главным центром российской газовой промышленности будет оставаться Западная Сибирь, ЯНАО — крупнейший в мире центр добычи природного газа. Однако развиваться и далее по модели, сложившейся в 1970–1980 гг. прошлого века газовая промышленность Западной Сибири и газовая промышленность России в целом не может. Наступает принципиально новый этап в развитии газовой промышленности России.

Необходимость перехода на новую модель развития газовой отрасли диктует принципиальное изменение сырьевой базы. С момента пуска в эксплуатацию месторождения Медвежье на севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции основным геологическим объектом добычи газа в регионе были уникальные залежи сеноманского газа. Основными объектами их разработки были и остаются Медвежье, Уренгойское, Заполярное, Ямбургское и другие гигантские месторождения. Эти залежи газа содержат сухой метановый газ. Добытый из этих залежей газ требует только подготовки к транспорту и широко используется в России и странах Европы, в которые он экспортируется главным образом как энергетическое сырье. Однако газ может быть также использован как сырье для газохимии.

В настоящее время добыча сеноманского газа в связи с существенным истощением запасов падает, и в добычу все больше вовлекаются нижнемеловые залежи жирного конденсатного газа. Этот газ содержит в высоких концентрациях конденсат, а в составе газа помимо метана — этан, пропан и бутан. Такой газ требует переработки с выделением конденсата, этана, пропана и бутана.

Уже 10 % добываемого газа в ЯНАО — жирный, конденсатный. А к 2020 г. доля жирного газа в общем объеме извлекаемого из недр газа достигнет 21 %, в 2030 г. — почти 30 %. Это, в свою очередь, потребует создания значительных мощностей по переработке добытого газа, продуктопроводов для транспорта этана, пропана, бутана. Потребность создания газоперерабатывающих мощностей определяет инновационное направление развития газовой промышленности ЯНАО — необходимость создания в короткие сроки огромных мощностей для переработки жирного конденсатного газа, что потребует крупных инвестиций.

Этан, пропан и бутан; выделяемые при переработке жирного газа, — уникальное сырье для нефтехимии, которое крайне мало и неэффективно используется в российской химической промышленности. Отсюда вытекает вторая проблема и одновременно уникальная возможность инновационного развития газовой промышленности России и Западной Сибири — необходимость создания крупнейшего в мире нефтехимического кластера, именно по этому пути активно идут страны ближнего Востока (Катар, Саудовская Аравия, Иран) и Северной Америки (Канада, США). Западная Сибирь может и должна стать в ближайшие годы не только крупнейшим в мире производителем сырья для нефтехимии, но и крупнейшим в

мире производителем нефтехимической продукции. Это может стать реальным и быстро реализуемым вкладом в перевод экономики России с сырьевого на инновационный путь развития и создает возможность сформировать крупные кластеры со значительной перерабатывающей составляющей (табл. 15).

Таблица 15

Сравнение газоперерабатывающей промышленности России и США

Газоемкость экономики, млрд м ³ на 100 млн дол. ВВП	58	331
Извлечение ценных компонентов из газового сырья		
Этан, млн т	9,2	0,4
Пропан, млн т	7,2	0,6
Бутаны, млн т	4,4	0,5
Легкие углеводороды, % от добычи	5,0	0,3
Проблемы основных видов химической продукции на душу населения, кг		
Пластмассы и синтетические смолы	148,4	10,6
Химические волокна и нити	17,7	0,9
Лакокрасочные материалы	19,2	3,2
Синтетические моющие средства	13,2	2,3

Из данных таблицы следует, что в России есть необходимость роста газоперерабатывающей промышленности.

3.2. Проблемы и перспективы развития нефтегазохимической промышленности России

В период с 1991–1998 гг. химическая и нефтехимическая промышленности претерпевали снижение роста и стагнацию в своем развитии. Объемы производства большинства видов продукции в этот период снизились не менее чем в 2 раза; некоторые подотрасли нефтехимической промышленности по сути дела были разрушены; многие предприятия оказались убыточными; с трудом выживали только те предприятия, которые могли отправлять сбоя продукцию на экспорт.

Начиная с 1998 г. нефте- и газохимическое производство начинает расти. Согласно данным Федеральной Службы Государственной Статистики в 1999 и 2000 гг. темпы роста рассматриваемой отрасли и составили соответственно 21,7 и 14,3 %. Как отмечают эксперты, с 1998 г. начался импортозамещающий период развития отрасли за счет девальвации рубля. В этот период начинают развиваться предприятия потребительского сектора нефтехимической промышленности.

В связи с тем, что в конце 2008 г. спрос на нефтехимическую продукцию упал, рост отрасли в целом начинает падать. В период кризиса среди обрабатывающих отраслей промышленности химический комплекс оказался в наиболее сложном положении. От перепадов мировой конъюнктуры сильно пострадали экспортные отрасли: производство метанола, калийных удобрений, каучуков и

технического углерода. В более благоприятной ситуации оказались сегменты по производству продуктов менее чувствительных к изменению спроса и падению доходов населения. Они остались на том же уровне или даже увеличили выпуск (выпуск пищевой упаковки и моющих средств).

В целом, можно констатировать, что основными проявлениями кризиса в отрасли явились спад производства продукции в среднем в 2–3 раза и даже остановка ряда производств (производство полиакрилонитрильного волокна), наметившаяся тенденция к снижению рентабельности переработки, сужение емкости внутреннего и внешнего рынков, снижение инновационно-инвестиционной активности в 1,5 раза, падение цен в 2,5 раза и уменьшении прибыли в среднем на 40 %. За время кризиса очень многие нефтехимические предприятия закрылись, не адаптировавшись к меняющимся условиям и нагрянувшего кризиса, не произведя в свое время необходимой модернизации.

Согласно данным Федеральной Службы Государственной Статистики восстановление в промышленности началось примерно в конце первого квартала 2009 г. Но с 2010 г. картина опять меняется в противоположную сторону.

В 2011 г. химическая отрасль характеризовалась положительной динамикой производства, но темп роста замедлился втрое. Если в 2010 г. он составлял почти 15 %, то в 2011 г. — немногим более 5 %.

В 2012–2013 гг. было введено большое количество новых производственных мощностей:

- «Сибур-Химпром» в Перми — производство вспенивающегося полистирола мощностью 50 тыс. т в год;
- «Нижекамскнефтехим» — производство АБС-пластиков мощностью 60 тыс. т в год;
- «Полиом» в Омске — производство полипропилена мощностью 180 тыс. т в год;
- «Тобольск-Полимер» — производство полипропилена мощностью 500 тыс. т в год.

В результате производство полимеров стирола увеличилось в 2013 г. более чем на 20 %, а полипропилена — на 37 %. Таким образом, можно сказать, что химическое производство в 2013 г. не только выросло, но и ускорило свой рост. Рост химического производства в 2013 г. составил 4,9 %.

Но, несмотря на такие хорошие результаты, пока Россия отстает от многих стран мира.

В настоящее время по мощностям и объему переработки нефти Россия занимает третье место в мире. Глубина переработки нефти снизилась с 70,8 % в 2011 г. до 70,5 % в 2012 г., что существенно ниже, уровня многих развитых и развивающихся стран (85–90 %), в США — 93 %.

В структуре выпуска нефтепродуктов в России продолжает доминировать производство тяжелых и средних фракций, прежде всего мазута и дизельного топлива. В 2012 г. доля дизельного топлива в структуре производства нефтяных топлив и масел составила около 35,2 %, мазута топочного — 37,6 %, бензина автомобильного — 19,3 %, прочих нефтепродуктов (авиационного бензина, авиакеросина, масел и др.) — 7,9 %. При этом доля высокооктанового бензина (92 и 95) в общем объеме производства автомобильного бензина выросла с 89,5 % в 2011 г. до 92,6 % в 2012 г.

В 2000-е гг. значительная часть дизельного топлива и мазута стала поступать на экспорт по ценам ниже цен сырой нефти, что привело к повышенному спросу на них на международных рынках, возобновился быстрый рост производства средних и тяжелых дистиллятов. Соотношения экспортных пошлин на нефть, темные и светлые нефтепродукты не стимулируют изменение структуры выпуска продуктов российских НПЗ. В 2012 г. и до настоящего времени по-прежнему было более выгодно экспортировать мазут и дизельное топливо (как полупродукты) для переработки в странах-реципиентах, чем наращивать объемы глубокой переработки нефти внутри страны, при этом цена и качество российского бензина не выдерживают конкуренции с европейскими производителями. Основная часть производимого в России автомобильного бензина поставляется на внутренний рынок, в то время как более половины дизельного топлива и около 70 % мазута экспортируются.

В России функционирует 32 крупных НПЗ и более 200 малых НПЗ (МНПЗ). Кроме того, ряд газоперерабатывающих заводов также занимаются переработкой жидких фракций. По заявлению главы Минэнерго А. Новака строить новые НПЗ в России нет необходимости — уже модернизированные обеспечат страну топливом. А продавать его за рубеж РФ не собирается, так как экспортировать нефть выгоднее. В отрасли имеет место высокая концентрация производства — в 2011 г. 88,8 % всей переработки жидких УВ (236,1 млн т) осуществлялось на НПЗ, входящих в состав ВИНКов. Около 8,8 % (23,3 млн т) перерабатывалось крупными НПЗ, не входящими в структуру ВИНКов, на долю МНПЗ пришлось порядка 2,4 % (6,4 млн т).

Если в России выделяется только этан при переработке газа, то это 10–18 дол. за тонну. Этилен дает 600–700 дол. за тонну, производство изделий из полиэтилена поднимает цену до 3 тыс. дол.

При практически одинаковой добыче газа в России и США степень переработки в РФ и США отличается на порядки. В РФ выделяют различных продуктов из газа лишь на 6 %, тогда как в США — 77 %. Анализ мирового рынка показывает, что везде происходит рост потребления полиэтилена, пропилена, ПВХ и других продуктов газопереработки.

По объему производства этилена Россия в 2013 г. занимала 15-е место в мире (впереди находятся США, Евросоюз, Таиланд, Тайвань, Бразилия, Иран, Китай и т. д.). Доля нефтехимии в ВВП России составляет всего 1,7 %, в то время как в Индии — 12 %; в США — 25 %; в Китае — 30 %.

Спрос на нефтегазохимическую продукцию неуклонно растет на мировом и внутреннем рынках. При этом российская нефтегазохимия сильно отстает в своем развитии от мирового уровня. Она не обеспечивает даже внутренние потребности страны. Спрос на товары нефтегазохимии во многом удовлетворяется за счет импорта.

Большая часть работающих в России нефтегазохимических предприятий используют физически и морально устаревшее оборудование. Его работоспособность поддерживается путем постоянных ремонтов и модернизаций. Степень износа основных производственных фондов к 2011 г. по химическому комплексу превысила 44 %. По отдельным видам оборудования она достигла 80–100 %. Сроки эксплуатации значительной его части составляют 20 и более лет. Используемые технологии отличаются высокой ресурсоемкостью: например, в России в среднем на одну тонну аммиака расходуется 1300 м³ природного газа, а в зарубежных странах — 800 м³.

Невысокая производительность и устаревшие технологии российских нефтехимических производств обуславливают более высокую себестоимость производства продукции в сравнении с большинством действующих и строящихся во всем мире современных высокотехнологичных комплексов, объясняется отсталостью в финансировании НИОКР и использовании современных технологий.

Поэтому в России на каждого работающего в нефтегазохимии приходится от 30 тыс. до 40 тыс. дол. выручки предприятия, а у мировых лидеров отрасли этот показатель в десять раз больше. Он составляет 300–500 тыс. дол.

Россия упорно продолжает следовать по пути сырьевой экономики, о чем свидетельствуют все крупнейшие инвестиционные проекты последних лет. Десятки миллиардов долларов упорно вкладываются в поддержание транспортной инфраструктуры по экспорту все более труднодоступных отечественных ресурсов вместо развития собственной переработки газа, как это делают практически все остальные крупные добывающие страны, включая США и Ближний Восток. Например, на Ближнем Востоке за последние 20 лет за счет разумного вложения прибыли от добычи нефти и газа был создан крупнейший мировой газохимический узел, уже превзошедший по своему промышленному потенциалу Западную Европу.

Для России с ее дорогостоящими и удаленными от мировых рынков природными ресурсами наиболее перспективный путь их освоения — переработка в продукты с более высокой добавленной стоимостью.

В последнее время пришло наконец понимание важности развития нефтегазохимической промышленности как одного из реальных направлений структурной перестройки российской экономики. Минэнерго РФ в 2010 г. разработало План развития нефтехимии (включая газохимию) на период до 2030 г. и в 2013 г. Минпромторг РФ начал разработку Стратегии развития химической промышленности на период до 2030 г.

Эти документы, безусловно, имеют большое значение.

Угрозы, которые ожидают российскую нефтегазохимию в ближайшем будущем. Среди них — сохранение дисбаланса сырьевой составляющей отрасли с производством базовых полупродуктов, полимеров и изделий из них и потеря конкурентоспособности отечественной нефтегазохимической продукции. Причин тому несколько: удорожание всех внутренних факторов производства (сырья, материалов, энергоресурсов, стоимости рабочей силы, транспортных тарифов); создание крупных производств в странах с большими ресурсами относительно дешевого сырья (Саудовская Аравия, Иран и др.) и относительно дешевой рабочей силой (Китай и др.); поставки на российский рынок нефтегазохимической импортной продукции высоких переделов.

Таким образом, российская нефтегазохимия играет достаточно скромную роль на мировом рынке. Экспорт российских полимеров сегодня составляет менее 1 % мирового экспорта, в то время как объем экспорта сырой нефти — 10 %. Доля России по выпуску этилена составляет 2,6 %, а по производству пластиков — 1,8 %. По общему объему выпуска химической и нефтегазохимической продукции Россия занимает 19 место.

В 2014 г. суммарная выручка от продажи нефтегазохимической продукции в мире составляет почти 5 трлн дол., что сопоставимо с показателями мирового нефтяного рынка. По денежному обороту мировая торговля полимерами сопоставима с объемами торговли продукции черной металлургии. Рыночная стоимость отдельных малотоннажных продуктов подчас превосходит цену на золото и драгоценные камни. После четырех-пяти стадий переработки углеводородного сырья стоимость конечной продукции возрастает в 8–10 раз. Такова, к примеру, цепочка: природный газ — этан — этилен — полиэтилен изделия из полиэтилена. Некоторые же продукты на 7–8 стадии переработки нефти и попутных нефтяных газов (ПНГ) превосходят стоимость аналогичного объема сырья в 100 и более раз. В России многие из известных в мировой практике высших переделов не представлены вовсе.

Помимо существенных «запасов» «неразработанной» добавленной стоимости стратегическая приоритетность, развития нефтегазохимии обусловлена также и тем, что она (по мере модернизации) может стать своего рода «плацдармом» для российского участия в уже разворачивающейся глобальной «гонке новых материалов». Революция материалов — важнейшая составляющая пере-

хода к новому технологическому укладу в 2015–2017 гг. На рынке появятся нефтегазохимические продукты с принципиально новыми возможностями применения. Это будет связано с термопластиковыми композитными материалами на основе полимеров; пластиками с долгим циклом жизни, арктическими видами топлива; материалами, способными к самодиагностике и самоадаптации; высокотехнологичными волокнами нового поколения; самовосстанавливающейся экорезиной; «умными» наноматериалами, изменяющими форму по желанию пользователя; полимерами с функцией активных мембран, способными сортировать молекулы; аморфными полимерами, восстанавливающими поврежденные покрытия; биосовместимыми и биоразлагаемыми материалами и т. п. Многие международные эксперты связывают переход к новому технологическому укладу с формированием глобального рынка газа как базового сырья «новой волны».

Новые посткризисные реальности глобальной экономики предъявляют своего рода императив нефте- и газодобывающим странам: чтобы сохранить конкурентоспособность необходимо наращивать выпуск конечной продукции. Все более жестко действует закономерность, когда компетенции по финальным продуктам определяют требования к качеству выпуска на переделах, а цены и колебания конечного спроса формируют ценовые коридоры на сырье, полуфабрикаты и прочее. При этом без четкой ориентации на конечный спрос может случиться, что продажа полуфабрикатов немногим лучше экспорта нефти и трубного газа. Стоимость разрыва с конечными продуктами, произведенными на базе нефтегазового сырья, будет только нарастать.

Поэтому структурный маневр в сторону «экономики предложения» в российском нефтегазовом секторе, по сути, безальтернативен. Его успех напрямую будет зависеть от скоординированности и сопряженности действий по всей цепи: добыча, нефте- и газопереработка (включая утилизацию ПНГ), производство удобрений нефтегазохимия (которую сейчас следует рассматривать как единую отрасль) — конечная продукция химического комплекса.

К ключевым стратегическим направлениям развития российского ТЭК относится создание нефтегазовой бизнес-среды, участники которой — различные по размерам и специализации нефтегазовой компании. В мире действуют десятки тысяч зарубежных газовых и нефтяных компаний: по разработке и добыче, бурению, нефтепереработке, сервису, транспортировке, экологии, контролю за коррозией, информации и программному обеспечению, поставщики оборудования и реагентов, оказывающие консалтинговые услуги и др. Эти компании образуют нефтегазовую бизнес-среду.

Все компании бизнес-среды решают собственные задачи, которые отличаются как по масштабу, так и по окончательным результатам, но их объединяет одно: они действуют в жесткой конкурентной среде, соперничают друг с

другом, реализуя собственные стратегии (каждый на своем уровне). Сегодня ведущие компании проводят глобальную политику: продажи по всему миру; покупка материалов и сырья по всему миру; размещение производства в различных странах; конкуренция через иностранные инвестиции; размещение R&D (НИОКР) в различных странах.

Пути совершенствования российских энергетических компаний тесно связаны с необходимостью смены парадигмы конкуренции и конкурентоспособности — от сравнительных преимуществ (обусловлены факторами, находящимися в изобилии — сырьевые ресурсы, рабочая сила, инфраструктура, капитал и т. д.) к конкурентным (создание условий постоянного обновления, применение новых методов управления, инновации, информационные технологии и т. д.).

Современные условия хозяйствования, нарастание конкуренции среди производителей заставляют компанию пересмотреть традиционные пути и методы достижения основной цели производства — прибыли. Стремясь усилить экономическую мощь и одновременно снизить предпринимательский риск, компании осуществляют диверсификацию своей деятельности.

Список рекомендуемой литературы

1. РБК daily [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.rbcdaily.ru/tek/562949987866554>.
2. Statistical Review of World Energy June 2013 [Электронный ресурс]. — <http://www.imf.org/external/np/res/commod/pdf/ppt/BR0613.pdf>.
3. Биржевая торговля нефтью и нефтепродуктами // Нефть, газ и фондовый рынок : информ. портал. — 2009.
4. Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира / О.Б. Брагинский. — М. : Нефть и газ, 2006. — 256 с.
5. Варламов А.И. Перспективы наращивания минерально-сырьевой базы традиционных и трудноизвлекаемых углеводородов в России / А.И. Варламов // Бурение и нефть. — 2014. — № 1. — С. 18–24.
6. Галаджий И. Топливо для Поднебесной / И. Галаджий // Нефть России. — 2010. — № 5. — С. 104–106.
7. Жувакин Д.Ю. Европейский рынок сжиженного природного газа / Д.Ю. Жувакин // Нефть, газ и бизнес. — 2014. — № 4. — С. 44–48.
8. Иванов А.С. Многокрасочный ландшафт мировой энергетики: контрасты становятся резче / А.С. Иванов, И.Е. Матвеев // Бурение и нефть. — 2014. — № 14. — С. 3–12.
9. Консалтинговая группа «Резалт», маркетинговые исследования, 2007–2013. Современное состояние нефтяной промышленности России [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://marketing.r-cons.ru/news/5734>.
10. Коржубаева А.Г. Концепция развития газовой промышленности России в XXI веке А.Г. Коржубаев, И.В. Филимонова, Л.В. Эдер. — Новосибирск : Изд-во ИЭОППСОРАН, 2009. — 84 с.
11. Лефлер У.Л. Переработка нефти : учеб. пособие : пер. с англ. / У.Л. Лефлер. — 2-е изд. — М. : ЗАО Олимп-Бизнес, 2004. — 220 с.
12. Мировая экономика и международные экономические отношения : учеб. пособие / кол. авт. ; под ред. Л.С. Шаховской. — М. : Кнорус, 2013. — 256 с.
13. Мировой нефтегазовый рынок: инновационные тенденции / под ред. д.т.н. В.В. Бушуева, д.э.н. Е.А. Телегиной, д.ю.н. Ю.К. Шафраника. — М. : ИД «Энергия», 2008. — 358 с.
14. Муслимов Р.Х. пути повышения эффективности использования углеводородного потенциала России в условиях прогнозируемого ухудшения конъюнктуры мирового рынка / Р.Х. Муслимов // Бурение и нефть. — 2014. — № 1. — С. 12–17.

15. Нефтегазовый форум [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.oilforum.ru/topic/2714-skolko-v-rossii-neftjanih-i-skolko-gazovih-skv>.
16. Пан Чанвэй. Структура потребления первичных топливно-энергоресурсов в Китае и перспектива сотрудничества России и Китая в газовой отрасли / Пан Чанвэй / Энергетическая кооперация в Азии: что после кризиса?: материалы Междунар. конф. АЕС-2010. — Иркутск, 2010. — С. 5.
17. Пляскина Н.И. Ресурсный мегапроект Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса. Оценка реализуемости государственного плана развития газонефтехимии в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) Ч. 1 / Н.И. Пляскина, В.Н. Харитонова, И.А. Вижина // Бурение и нефть. — 2014. — № 2. — С. 14–20.
18. Симонова И.Ф. Экономические аспекты развития отечественного нефтегазового сектора экономики / И.Ф. Симонова, И.Ю. Еремина, Л.М. Идигова, М.С.-М. Хубаева // Нефть, газ и бизнес. — 2014. — № 1. — С. 32–36.
19. Собко А. Энергетические войны. Ч. 2. Китай, Австралия и российский интерес. — 2013. — 17 июня.
20. Телегина Е.А. Биржевая торговля нефтью и нефтепродуктами в России: состояние и перспективы / Е.А. Телегина, Д.Ф. Файзуллина // Нефть, газ и бизнес. — 2014. — № 4. — С. 3–9.
21. Телегина Е.А. Энергетические рынки: неопределенность будущего мировой энергетики / Е.А. Телегина // Нефть, газ и бизнес. — 2014. — № 1. — С. 3–6.
22. Фан Тинтин. Энергетическое сотрудничество между Китаем и странами Персидского залива / Фан Тинтин // Проблемы Дальнего Востока. — 2012. — № 1. — С. 82.
23. Федеральное агентство по недропользованию [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.rosnedra.com/article/631/11>.
24. Энергетика XXI века: условия развития, технологии, прогнозы / Л.С. Беляев, А.В. Лагереv, В.В. Посекалин и др. — Новосибирск : Наука, 2004. — 386 с.
25. Юй Сяо. Освоение ресурсов природного газа в США и контрмеры Китая / Юй Сяо // Дунбэйя луньтань. — Чанчунь, 2002. — С. 58.

Приложение

Доля запасов производства газа в наиболее обеспеченных по газу странах мира от мировых показателей*

Страна	Запасы газа, %	Добыча газа, %
Иран	18,2	4,8
Россия	16,8	17,9
Катар	13,3	4,7
Туркменистан	9,4	–
США	5,0	20,6
Саудовская Аравия	4,4	–
ОАЭ	3,3	–
Канада	–	4,6
Норвегия	–	3,2

* «–» доля страны в мировых запасах и мировом производстве газа незначительна.

Учебное издание

Русецкая Генриетта Денисовна

**ПРОБЛЕМЫ МИРОВОГО РЫНКА НЕФТИ, ГАЗА
И НЕФТЕПРОДУКТОВ**

Учебное пособие

Издается в авторской редакции

Технический редактор
А.С. Ларионова

ИД № 06318 от 26.11.01.

Подписано в печать 30.09.15. Формат 60x90 1/16. Бумага офсетная. Печать трафаретная. Усл. печ. л. 4,2. Тираж 500 экз.

Издательство Байкальского государственного университета
экономики и права.

664003, г. Иркутск, ул. Ленина, 11.