

ИНСТИТУТ МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ И МЕЖДУНАРОДНЫХ ОТНОШЕНИЙ
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

**Национальные энергетические стратегии
в условиях глобализации.
Энергетика как платформа инновационного
развития**

Москва
ИМЭМО РАН
2014

УДК 338.2

ББК 65.5

Нацио 353

Серия “Библиотека Института мировой экономики международных отношений”
основана в 2009 году

Рецензенты: д.э.н. В.Г. Варнавский, к.э.н. О.С. Анашкин

Нацио 353

Национальные энергетические стратегии в условиях глобализации. Энергетика как платформа инновационного развития / Под ред. С.В. Жукова. – М.: ИМЭМО РАН, 2014. – 100 с.

ISBN 978-5-9535-0401-0

В сборник включены расширенные варианты докладов на конференции молодых ученых, организованной Центром энергетических исследований ИМЭМО РАН и Факультетом международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. В фокусе анализа находятся национальные стратегии в секторе нефти и газа и инновационная роль энергетики, в том числе: проблемы модельного прогнозирования добычи трудно извлекаемой нефти в США; сочетание госрегулирования и рыночных начал в энергосистеме США, моделирование энергоемкости электроэнергетики России; корпоративный и региональный аспекты инновационного развития компаний в нефтегазовом секторе.

National energy strategies under globalization. Energy as a platform for innovation

National energy strategies in the context of globalization. Energy as a platform for innovative development / Ed. S.V. Zukov. – Moscow, IMEMO RAN, 2014. – 100 p.

The collection of articles combines the extended versions of reports presented at the conference of young researches, organized by Center of Energy Studies, IMEMO RAN and Faculty of International Energy Business, Gubkin Russian State University of Oil and Gas. The analysis focuses on national oil and gas strategies and innovative role of energy sector, including: problems of scenario modelling of tight oil production in the USA; combination of state regulation and market principles in American energy system; modeling of intensity of energy consumption in Russia; corporate and regional aspects of innovative development of oil and gas companies.

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

ISBN 978-5-9535-0401-0

© ИМЭМО РАН, 2014

ОГЛАВЛЕНИЕ

Косырева Н.С. Место инноваций в системе стратегических приоритетов нефтегазовых компаний.....	4
Тыртышова Д.О. Экспорт российских инвестиций в энергетический сектор как один из факторов инновационного развития российской экономики	15
Смирнова В.А., Сычева А.М. Дальний Восток – один из инновационных центров развития России.....	30
Шабарова А.К. Интеграция как стимул инновационного развития стран ЕврАзЭС.....	38
Соколова А.В. Привлечение иностранных инвестиций в энергетику как одно из направлений ускоренного инновационного развития отрасли (на примере «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»)	47
Золина С.А. Моделирование добычи трудноизвлекаемой нефти в США.....	57
Дворкин В.В. Декомпозиция энергоемкости электрогенерирующего комплекса российской экономики	73
Синицын М.В. Регулирование рынка электроэнергии в США	90
Об авторах.....	99

Место инноваций в системе стратегических приоритетов нефтегазовых компаний

В литературе по стратегическому управлению до сих пор не сложилось единого определения понятия стратегических приоритетов компании. Однако существующие подходы можно свести к трем следующим формулировкам:

- 1) высший ранг стратегических целей, наименьшим образом подверженный воздействию колебаний внешней среды и выполняющий роль связующего звена между миссией и целями компании;
- 2) критически важные для развития бизнеса направления деятельности компании, в соответствии с которыми формируются принципы распределения ресурсов;
- 3) специфическая форма реакции внутренней среды компании на изменения внешней бизнес-среды.

При этом, независимо от использования того или иного определения, система стратегических приоритетов представляет собой совокупность взаимосвязанных целевых установок и стратегических решений по наиболее важным для развития бизнеса направлениям деятельности компании при условии их постоянного обновления в зависимости от изменений, происходящих во внешней и внутренней среде компании.

Для нефтегазовых компаний система стратегических приоритетов включает следующие группы:

- 1) непрерывное повышение эффективности по всем направлениям деятельности (в т.ч. увеличение акционерной стоимости и капитализации; совершенствование бизнес-модели, корпоративной структуры и системы корпоративного управления; повышение финансовой устойчивости и экономической стабильности; оптимизация и диверсификация портфеля активов; оптимизация логистики (снижение транспортных затрат); контроль над расходами и оптимизация затрат; оптимизация структуры капитала; управление инвестициями и выстраивание инвестиционного контроля);
- 2) устойчивый рост бизнеса (эффективное наращивание объемов добычи, в т.ч. эффективное извлечение запасов, обеспечение максимального коэффициента извлечения нефти на разрабатываемых месторождениях, оптимизация систем разработки месторождений, расширенное воспроизводство и улучшение качества ресурсной базы за счет перевода ресурсов в доказанные запасы, приобретения новых перспективных участков, проведения оптимального объема геологоразведочных работ и повышения их эффективности; развитие сектора переработки и сбыта, в т.ч. развитие перерабатывающих

мощностей в соответствии с требованиями рынка, максимально эффективное использование сырья, обеспечение устойчивого роста количественных и качественных характеристик продукции, соответствие российским и мировым стандартам качества, оперативное управление товарными потоками и увеличение эффективности торговых операций, диверсификация поставок продукции за счет выхода на новые рынки и развития транспортной инфраструктуры, увеличение объемов розничной реализации нефтепродуктов и сопутствующих товаров и услуг, непрерывное развитие, оптимизация и модернизация сети АЗС, развитие новых видов бизнеса – бункеровки и авиазаправочного бизнеса; расширение международной географии присутствия; развитие сектора электроэнергетики, в т.ч. увеличение собственных генерирующих мощностей, позволяющих обеспечивать надежное энергоснабжение производственных объектов, эффективную утилизацию попутного нефтяного газа и создающих дополнительные технико-экономические преимущества, внедрение энергосберегающих и энергоэффективных решений и технологий; развитие системы управления рисками; максимизация эффекта вертикальной интеграции; монетизация запасов газа, в т.ч. увеличение доли от продаж газа в общей выручке, обеспечение высокого уровня утилизации и максимально эффективное использование попутного нефтяного газа, разработка нетрадиционных источников газа;

3) повышение информационной прозрачности и открытости (соблюдение современных российских и международных требований и стандартов; доступность информации для всех заинтересованных сторон; регулярное обновление информации; ежеквартальная отчетность по международным стандартам; открытый диалог с миноритарными акционерами и инвесторами);

4) высокая социальная ответственность (уменьшение негативного воздействия производства на окружающую среду и рациональное использование природных ресурсов; обеспечение высоких стандартов промышленной безопасности; обеспечение безопасных условий труда; охрана здоровья; улучшение качества жизни, обеспечение дополнительных социальных льгот и гарантий сотрудникам и членам их семей; поддержка образования; вклад в социально-экономическое развитие регионов);

5) развитие и использование новых технологий (постоянное совершенствование корпоративной системы инновационного развития; непрерывная разработка и внедрение новых технологий; мониторинг и адаптация передового мирового опыта; технологическое обучение специалистов).

Современное стратегическое видение большинства компаний базируется на формировании и продвижении производственно-ориентированных стратегий, однако на

современном этапе развития эффективное функционирование невозможно без дополнения производственной стратегии различными техническими и технологическими прогнозами, способными во многом изменить мнение топ-менеджмента относительно положения компании в будущем. С этой точки зрения активно развивается процесс интеграции и корреляции производственной, технической и инновационной стратегии.

Таким образом, инновационная деятельность тесно взаимосвязана с другими видами деятельности нефтегазовых компаний и в системе стратегических приоритетов занимает равное положение по отношению к ним. Инновационное и технологическое развитие должно соответствовать общим стратегическим целям компании, поэтому разработка и реализация инновационной стратегии зависит от ключевых факторов и требований к бизнесу со стороны руководства, а также от изменения факторов внешней и внутренней среды¹. При этом следует отметить, что инновации – это один из источников конкурентных преимуществ компании и основной механизм ее развития. Так, на протяжении многих лет способность использовать инновации служит одним из главных двигателей прибыльности компаний сектора разведки и добычи. Повышение возможности нефтеотдачи пласта на 15-20% позволяеткратно увеличить объем добычи. При условии сохранения темпов роста спроса на нефть на мировом рынке на уровне 1,5-2% в год повышение нефтеотдачи всего лишь на 1% дает возможность поставить на рынок дополнительные объемы сырой нефти, равные её годовой добыче в настоящий момент.

В условиях постоянно ухудшающейся минерально-сырьевой базы предприятия данного сектора просто вынуждены искать принципиально новые технологии, которые дали бы им возможность извлекать из недр запасы тяжёлых и высоковязких нефтей или сланцевого газа, осваивать месторождения с плохими горно-геологическими условиями или расположенные на арктическом шельфе. Недаром и международные нефтегазовые корпорации, и российские ВИНК уже не первый год заявляют о своём стремлении стать передовыми инновационными компаниями.

С начала 2000-х годов масштаб НИОКР, проводимых в топливно-энергетическом комплексе, значительно увеличился. В настоящее время развитые страны ежегодно тратят на научные исследования в энергетической сфере около 20 млрд. долларов. Объём инвестиций в топливно-энергетическом комплексе России в ближайшие 10 лет оценивается в 30 трлн. рублей. Многие развивающиеся страны, такие как Китай, Индия, Бразилия также пытаются получить доступ к новым технологиям в сфере энергетики, а также развивают собственные.

¹ Ковалева А. Инновационные стратегии в нефтяных компаниях // Нефть России. – №8, 1999.

Рассматривая инновационную деятельность в нефтегазовой отрасли, следует отметить, что в основном ее развитие происходит за счет трех групп компаний, постоянно взаимодействующих между собой:

- международные нефтегазовые компании (МНК), владеющие опытом реализации крупномасштабных проектов;
- национальные нефтегазовые компании (ННК), обладающие обширной ресурсной базой;
- сервисно-технологические компании, являющиеся в настоящее время основными разработчиками прорывных технологий.

Совместные проекты МНК и ННК позволяют компаниям разделить риски за счет использования совместных финансовых и инфраструктурных ресурсов. Кроме того, МНК помогают ННК охватить все стадии проекта.

Сотрудничество ННК с сервисными компаниями дает возможность первым самостоятельно управлять собственными проектами и получить доступ к наиболее передовым технологиям.

Сотрудничество МНК и сервисных компаний приводит к разработке новых прорывных технологий, особенно необходимых при разработке труднодоступных месторождений.

Общие вложения МНК в разработку новых технологий за 2011 год составили около 5 млрд. долларов. Абсолютными лидерами в отрасли по объему вложений в инновации являются ExxonMobil и Total, ежегодно инвестирующие в НИОКР 700-800 млн. долларов.

Доля ННК в суммарных расходах на НИОКР выросла с 32% до 40%. Доля сервисно-технологических компаний в суммарных расходах на НИОКР сохраняется на уровне 15% (рисунок 1).

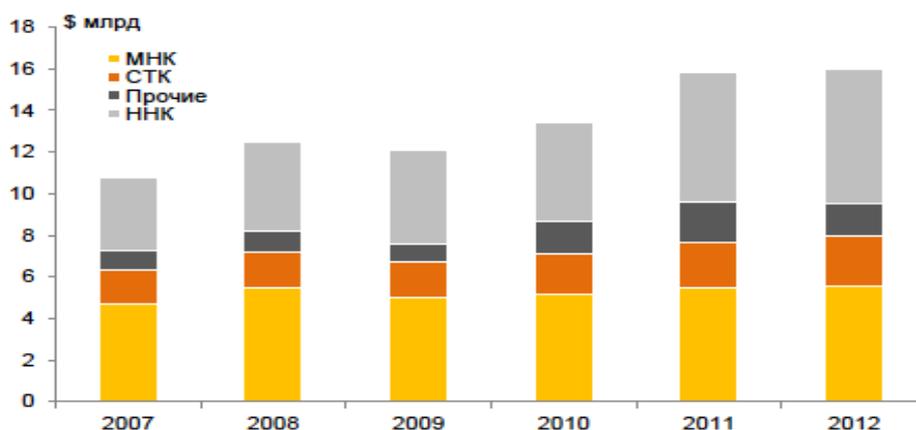


Рисунок 1. Расходы на НИОКР крупнейших компаний нефтегазового сектора
Источник: Bloomberg, расчеты ИЭФ

В условиях роста эффективности НИОКР, проводимых специализированными компаниями, в том числе сервисными, одним из факторов определения инновационной стратегии компаний является вопрос о распределении затрат между собственными, внутренними НИОКР и внешними подрядчиками – университетами, мелкими и сервисными компаниями, государственными исследовательскими центрами. Все чаще возникает дилемма – вкладывать в собственные НИОКР или приобрести акции мелкой наукоемкой компании в данной области. Мировая практика показывает, что современные базовые компетенции нефтяников, как минимум, включают в себя анализ и интерпретацию геологоразведочной информации, моделирование структур, подсчет и геолого-экономическую оценку запасов. В неосновной бизнес все чаще выделяются технологии добычи, общее проектирование месторождений, бурение, обустройство и обслуживание скважин, инжиниринг. Подрядчикам отдаются логистика, функции планирования и управления конкретными проектами.

При оценке развития инновационной деятельности нефтегазовых компаний используются различные показатели. Стоит отметить, что сравнение физического объема инвестиций в сферу НИОКР не является корректным, так как масштабы и результаты деятельности компаний могут сильно различаться. Международные нефтегазовые компании, обладая значительными ресурсами, в состоянии тратить больше средств на развитие и использование новых технологий. Показатель отношения расходов на НИОКР к выручке также не является достаточным для определения и сравнения инновационного потенциала нефтегазовых компаний, так как не учитывает объемы добычи и производства, не отображает реальные инвестиции, не учитывает разницы между улучшением технологий и разработкой прорывных, не учитывает разницы между применяемыми технологиями на различных месторождениях, в то время как условия добычи разнятся от месторождения к месторождению, и кроме того, не дает оценки технологической независимости нефтегазовых компаний.

Поэтому для комплексной оценки масштабов инновационной деятельности нефтегазовых компаний лучше использовать несколько показателей, включая показатели соотношения затрат на НИОКР и стоимостных показателей, соотношения затрат на НИОКР и годовой добычи, количество и структуру патентов, зарегистрированных компаниями и др.

Расчет коэффициента «Затраты на НИОКР/годовая добыча» (рисунок 2) свидетельствует о том, что российские нефтегазовые компании существенно отстают от зарубежных. Китайские компании, наоборот, опережают своих конкурентов. По данному

показателю лидером является китайская Sinopec, второе место делят между собой компании PetroChina и Petrobras.

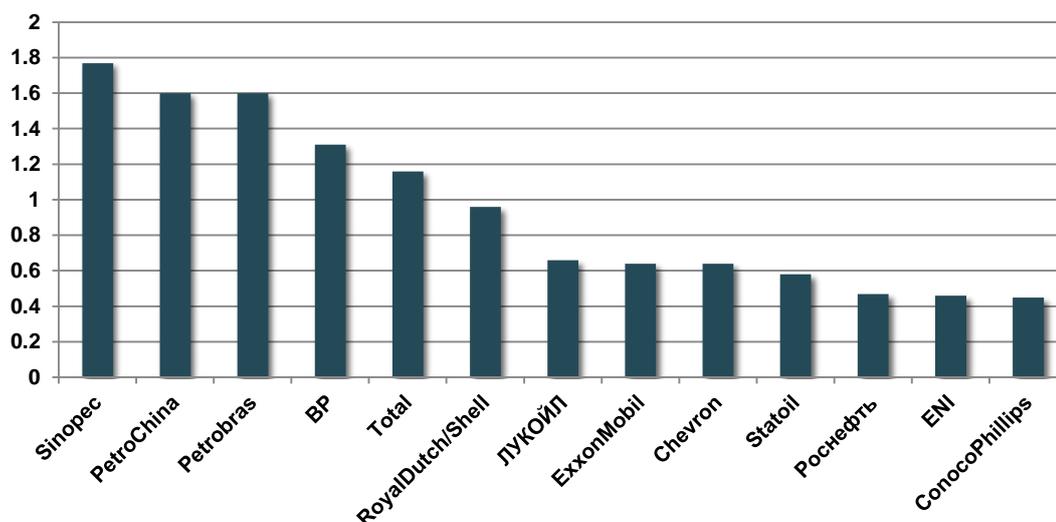


Рисунок 2. Соотношение затрат на НИОКР и годовой добычи в 2011 г., %

Источник: рассчитано на основе данных компаний.

Отечественные компании практически на порядок уступают зарубежным и в количестве зарегистрированных патентов. Например, компания ExxonMobil при показателе соотношения затрат на НИОКР к выручке меньше, чем у российских компаний, за год регистрирует в сотни раз больше инновационных международных патентов на новые технологии в области геологоразведки, добычи и переработки нефти.

Патентный портфель норвежской компании Statoil включает примерно 800 изобретений и 3,5 тыс. патентов и патентных заявок. Ежегодно компания подает 50-100 патентных заявок. В структуре затрат на НИОКР более трети расходов компании приходится на новые решения в сфере разработки месторождений, включая методы повышения нефтеотдачи, еще треть – на решения, применяемые в производственно-сбытовой цепочке, по 10% затрат относятся к сектору геологоразведки и разработки в области альтернативной энергетики².

Французскому концерну Total принадлежит более 14 тыс. патентов, британской нефтегазовой компании BP – более 6 тыс. патентов, компаниям группы Eni – почти 2 тыс. патентов. Американская компания Chevron, один из мировых лидеров по части инноваций, располагает более 37 тыс. патентами. Большое число разработок Chevron связано с

² Арзуманов И. Креативный нефтекласс // Коммерсант Business Guide, тематическое приложение к газете «Коммерсант» № 2, 11 февраля 2013.

информационными технологиями и нацелено на оптимизацию бизнес-процессов структур, входящих в состав компании³.

Еще одному лидеру в отношении инноваций, нидерландско-британской Shell, принадлежит более 14 тыс. патентов. В 2011 году Shell потратила на НИОКР 1,1 млрд. долларов. По словам представителей Shell, это больше, чем затраты на новые разработки и внедрение технологий любой другой международной нефтяной компании⁴.

При этом догоняющего развития у отечественных ВИНК в ближайшие годы не ожидается. Например, согласно Программе инновационного развития ОАО «Газпром» до 2020 года, компания планирует получать порядка 170 патентов в год в России и достичь уровня двух-пяти международных заявок в год, подаваемых в патентные ведомства ЕС, США и Канады. ОАО «ЛУКОЙЛ» с 1996 по 2011 год зарегистрировало 170 патентов на собственные разработки. В 2012 году наблюдался прирост разработок, благодаря которому у компании насчитывается более 200 патентов.

Кроме того, в отличие от зарубежных компаний структура патентов российских ВИНК в сегменте нефтедобычи ограничена базовыми работами. Технологий сжижения, автоматизации и обработки информации уделяется мало внимания (рисунок 3)⁵. Между тем к для достижения лидерства в секторе разведки и добычи необходимо развивать современные технологии построения сейсмических изображений, разрабатывать новые технологии извлечения тяжелой нефти и газа из нетрадиционных пород, а также технологии добычи на глубоководных месторождениях, повышать коэффициент отдачи для максимального извлечения углеводородных ресурсов из существующих месторождений, создавать возможности по обработке данных в реальном времени для обеспечения безопасной и эффективной эксплуатации скважин.

³ Арзуманов И. Креативный нефтеккласс // Коммерсант Business Guide, тематическое приложение к газете «Коммерсант» № 2, 11 февраля 2013.

⁴ Арзуманов И. Креативный нефтеккласс // Коммерсант Business Guide, тематическое приложение к газете «Коммерсант» № 2, 11 февраля 2013.

⁵ Виньков А., Рубанов И., Сиваков Д. Заметить корову в коровнике // Эксперт. – № 12 (746), 2011.



Рисунок 3. Структура патентов нефтегазовых компаний в сегменте нефтедобычи
 Источник: Espacenet, «Эксперт», данные компаний

Однако после критики, прозвучавшей в январе 2011 года на заседании президентской комиссии по технологическому развитию и модернизации, крупнейшие российские компании нефтегазовой отрасли пересмотрели свои корпоративные программы инновационного развития. Удельные расходы на инновационную деятельность были повышены до уровня ведущих зарубежных корпораций (таблица 1). Согласно корпоративным стратегиям на пятилетний период, объем финансирования инновационных программ ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром» составит более, чем по 50 млрд. рублей⁶.

Таблица 1.

Отношение расходов на НИОКР к выручке, %

Компания	2012			2011		
	Расходы на НИОКР, млн. долл.	Выручка, млн. долл.	Отношение расходов на НИОКР к выручке, %	Расходы на НИОКР, млн. долл.	Выручка, млн. долл.	Отношение расходов на НИОКР к выручке, %
Газпром	248	153 246	0,16	254	149 151	0,17
Роснефть	295	99 003	0,3	275	87 424	0,31
ExxonMobil	1 042	453 123	0,23	1 044	467 029	0,22
Shell	1 314	467 153	0,28	1 125	470 171	0,24
BP	674	375 580	0,18	363	375 517	0,1
PetroChina	2 300	349 291	0,66	2 099	318 025	0,66

Источник: составлено по данным компаний

⁶ Силкин В., Токарев А., Шмат В. Сорванный стоп-кран // Эксперт Сибирь. – № 23 (378), 2013.

Характерной особенностью организации НИОКР в крупных зарубежных компаниях является преимущественное использование собственного научно-технологического потенциала. Такая модель сформировалась в условиях жесткой конкуренции за доступ к новым технологиям и связана с необходимостью защиты собственных разработок для обеспечения технологической и экономической безопасности компаний. Каждая крупная компания должна либо быть, либо стремиться быть первой или второй в какой-либо технологической области. Для решения этой задачи все крупные компании располагают внутренними исследовательскими подразделениями, обеспечивающими функциональные подразделения в рамках производственной специализации и с учетом географического размещения. Во многих компаниях существует центральный исследовательский центр, обеспечивающий разработку и экспертизу стратегически важных долгосрочных направлений.

В настоящее время немногие российские нефтяные компании обладают достаточным научно-техническим потенциалом для проведения собственных исследований и разработок, позволяющих усилить конкурентные позиции за счет инновационного фактора. Однако они осуществляют целенаправленную деятельность по его наращиванию. Например, научно-технический комплекс ОАО «ЛУКОЙЛ» включает научно-инженерный центр, четыре региональных института и ряд научно-производственных подразделений в дочерних обществах. В корпоративный научно-исследовательский и проектный комплекс ОАО «Сургутнефтегаз» входят два крупнейших института: Сургутский научно-исследовательский и проектный институт «СургутНИПИнефть» с отделением в городе Тюмени и институт по проектированию предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности «Ленгипронефтехим» (Санкт-Петербург).

Появление инновационных стратегий и развитие научно-технологического потенциала у российских нефтяных компаний – подтверждение того, что восстановление технологической конкурентоспособности становится одним из приоритетов бизнеса. Если эта направленность будет поддержана на государственном уровне, выиграет не только ТЭК⁷. Рост объемов добычи нефти за счет снижения удельной налоговой нагрузки, вовлечения в разработку новых запасов обеспечит увеличение и суммарных объемов налоговых поступлений и развитие других отраслей экономики.

⁷ Свириц И. Выбор маршрута // Сибирская нефть. – № 101, 2013.

Несмотря на понимание необходимости инновационного развития, четкой системы управления инновационным процессом в российских компаниях нет. А формулирование инновационных стратегий компании требует огромных усилий и соответствующего менеджмента для проведения прогнозно-аналитических исследований технико-технологического уровня во всех собственных производственных звеньях, конкурирующих фирмах, компаниях смежных отраслей, а также мировых тенденций развития фундаментальных и поисковых исследований, исследований отраслевого научно-технического комплекса, мирового рынка научно-технической продукции и т.д.⁸

По данным исследования консалтинговой компании PriceWaterhouseCoopers, для достижения лидерства в отрасли компании должны осуществлять целенаправленную инновационную деятельность, иметь четкую стратегию инновационного развития, рассматривать управление инновациями как важную функцию бизнеса и иметь четко структурированный инновационный процесс, применять широкий диапазон операционных моделей инновационного развития, направлять усилия на увеличение доли прорывных и революционных инноваций, а также активнее сотрудничать с другими участниками рынка.

Однако непрерывное развитие компании многогранно и не ограничено лишь технологическими улучшениями. Движущей силой инновационного развития является высококвалифицированный персонал, взаимодействие сотрудников по обмену опытом и управление знаниями. Применение новых технологий невозможно без изменения привычного образа мышления и налаженных коммуникаций между сотрудниками. Благоприятная культура компании позволит быстро отслеживать происходящие изменения на рынке, внедрять инновации в производство и разрабатывать собственные прорывные технологии.

⁸ Ковалева А. Инновационные стратегии в нефтяных компаниях // Нефть России. – №8, 1999.

Список использованной литературы

- Арзуманов И. Креативный нефтекласс // Коммерсант Business Guide, тематическое приложение к газете «Коммерсант» № 2, 11 февраля 2013
- Виньков А., Рубанов И., Сиваков Д. Заметить корову в коровнике // Эксперт. – № 12 (746), 2011
- Ковалева А. Инновационные стратегии в нефтяных компаниях // Нефть России. – №8, 1999
- Свириц И. Выбор маршрута // Сибирская нефть. – № 101, 2013
- Силкин В., Токарев А., Шмат В. Сорванный стоп-кран // Эксперт Сибирь. – № 23 (378), 2013

Экспорт российских инвестиций в энергетический сектор как один из факторов инновационного развития российской экономики

1.1. Инвестиции российских компаний за рубежом

Иностранные инвестиции российских нефтегазовых компаний за рубежом необходимый фактор экономического развития нашей страны. Особое значение для России в последние годы, приобретает не столько денежный компонент таких инвестиций, сколько связанный с ними трансферт техники, технологий, ноу-хау, присущий в наибольшей степени прямым иностранным инвестициям. По оценкам экспертов, подобный характер инвестиций позволит повысить инновационную активность российских компаний следующим образом⁹:

во-первых, ориентация российских компаний на международные рынки обостряет для них конкуренцию и вынуждает активнее модернизировать производство.

во-вторых, наряду с традиционным импортом более современного оборудования, а также значительно менее распространенным приобретением лицензий перед российскими ТНК благодаря зарубежной инвестиционной экспансии открываются дополнительные возможности модернизации отечественной экономики, связанные с интернационализацией национальной инновационной системы.

в-третьих, в частности, возможно развитие принципиально новых производств путем сочетания отечественных и зарубежных мощностей по проведению современных НИОКР.

в-четвертых, происходит ускоренная модернизация существующих производств с целью облегчения доступа к передовым зарубежным технологиям и опыту управления через установление контроля над обладающими ими фирмами либо перенос в Россию новых для страны производств, уже развитых в ведущих странах в результате трансформации глобальных производственно-сбытовых цепочек¹⁰.

Динамика инвестиций из России, накопленных за рубежом, представлена в таблице 1. По приведенным данным видно, что на фоне роста оттока капиталов из страны заметно улучшалось качество их функциональной структуры: удельный вес прямых инвестиций в общем вывозе капиталов за рубеж в 2013 году составил 38% по сравнению с 2% в 2005.

⁹ Войтоловский Ф.Г., Кузнецов А.В. Кризисные явления в мировой экономике и политике.

¹⁰ Там же.

Таблица 1.

Объем инвестиций из России, накопленных за рубежом, по состоянию на конец 2013 года, млн. долларов

	2000		2005		2010		2011		2012		2013	
	Млн. долл. США	В %										
		к итогу										
Иностранные инвестиции (всего):	15 154	100	31 128	100	96 222	100	151 673	100	149 908	100	201 640	100
прямые инвестиции (из них):	382	3	58	2	10 271	11	19 040	13	17 426	12	76 265	38
взносы в капитал	301	2	371	1	3 005	3	7 730	5	8 128	5	65 344	32
кредиты, полученные от зарубежных совладельцев организаций	-	-	107	0	6 964	7	11 248	7	9 292	6	10 876	5
прочие прямые инвестиции	81	1	80	0	302	0	62	0	6	0	45	0
портфельные инвестиции (из них):	31	0	406	1	795	1	11 113	7	6 967	5	4 266	2
акции и паи	0	0	291	1	474	1	1 446	1	2 945	2	2 462	1
долговые ценные бумаги	31	0	115	0	321	0	9 639	6	4 022	3	1 804	1
прочие инвестиции (из них):	14 741	97	30 164	97	85 156	89	121 520	80	125 515	84	121 109	60
торговые кредиты	2 165	14	12 246	39	75 076	78	101 160	67	104 228	70	96 680	48
прочие кредиты	11	0	1 407	5	9 217	10	19 139	13	20 038	13	23 814	12
банковские вклады	12 558	83	16 206	52	766	1	1 148	1	1 035	1	440	0
прочее	7	0	305	1	97	0	73	0	214	0	0,2	0

Источники: рассчитано и составлено по данным сайта Росстата <http://www.gks.ru>, 2013г.

С 2010 года в структуре зарубежных инвестиций наибольшая доля приходится на торговые кредиты. Это можно объяснить тем, что, компании преимущественно с отечественными активами, но зарегистрированные за рубежом, являются нерезидентами. Любая инвестиция или кредит в пользу такой структуры от российского резидента однозначно будет трактоваться статистикой как вывоз капитала¹¹.

Большая часть таких инвестиций представляет собой спекулятивные операции, но необходимо отметить, что российские капиталы все-таки возвращаются в страну, и существенная часть этих средств инвестируется в реальный сектор экономики. Причем этот предпринимательский капитал уже приобретает другое качество за счет абсорбции в процессе кругооборота за рубежом технологий, опыта управления и высококвалифицированных кадров.

Например, около 70% всех накопленных в период 2009–2011 гг. иностранных инвестиций в российский акционерный капитал пришли из трех источников – из Кипра, с Британских Виргинских островов и из Нидерландов, причем эти потоки имеют достаточно выраженную отраслевую направленность. Так, согласно данным Росстата, накопленный капитал из Кипра сосредоточен в российской экономике главным образом в обрабатывающих производствах (в 2011 г. из этой страны поступило более 20% всех прямых иностранных инвестиций в эту отрасль), а также (в порядке убывания) добыче полезных ископаемых, торговле, прочих сферах услуг, финансовой деятельности, а также в строительстве, транспорте и связи. Позиции капиталов из Нидерландов наиболее сильны в добыче полезных ископаемых (примерно 40% всех прямых иностранных инвестиций в эту отрасль в 2011 г.)¹².

Также необходимо учитывать, что при сохранении оффшорной специфики внешней экономики, как подчеркивает Б.А. Хейфец, расширяется ее сегмент, занимающийся осуществлением реальной хозяйственной деятельности. Одновременно меняются структура и функции этого сегмента, который все больше специализируется не на прямом укрытии нелегально вывезенных капиталов, а на легальной минимизации налогообложения и эффективном управлении проектами российских ТНК¹³.

¹¹ Журнал «Эксперт», №41, С.Журавлев, «От себя не убежишь».

¹² Пухов С. Прямые инвестиции: количество не всегда переходит в качество // Комментарии о государстве и бизнесе (КГБ). № 7. Октябрь 2011 г. М.: Центр развития НИУ ВШЭ. С. 11.

¹³ Хейфец Б.А. Зарубежная экспансия бизнеса и национальные интересы России.

1.2. Нефтегазовый сектор как платформа для развития других отраслей российской экономики

В силу преобладания в нашей экономике топливно-сырьевого комплекса структура зарубежной экспансии российского капитала также носит в целом сырьевой характер (рисунок 1). Главный фактор, способствующий лидирующей роли этих отраслей в международной экспансии, – использование ими природного конкурентного преимущества (запасов полезных ископаемых). Это в высшей степени капиталоемкие отрасли.

Нефтегазовый сектор является основой экономики России. На его долю приходится 40% доходов федерального бюджета и 70% доходов от экспорта. Это можно использовать как в качестве основы экономики, так и в качестве дополнения к другим секторам.

С учетом этих факторов, необходимо поставить задачу, заключающуюся в разработке нефтяной и газовой промышленности таким образом, чтобы она явилась платформой для модернизации всей экономики.

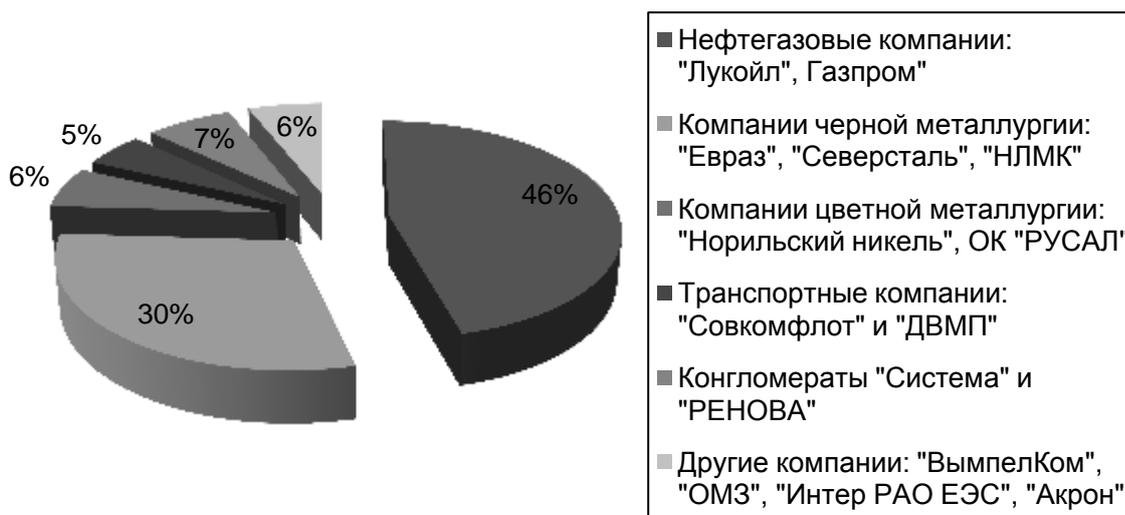


Рисунок 1. Отраслевое распределение зарубежных активов российских ТНК.

Источники: Oil and Gas Journal, 2012 год

Энергетика является сектором высоких информационных технологий. Новые технологии широкого спектра (вычисления, обработка изображений, коммуникации, материаловедение и нанотехнологии) применяются для улучшения доступа и эффективности разведки и добычи в нефтегазовом секторе. Эти технологии также могут применяться в других областях. Это также верно для человеческого капитала. Современная энергетика, включающая в себя большие и малые компании, поставщиков оборудования, сервисные

компания и научные центры, является рынком высококвалифицированной рабочей силы с широким спектром специальностей. Она обеспечивает прочную основу для разработки технических, деловых и экспертных знаний по управлению проектами, которые впоследствии могут быть использованы в других отраслях.

Наконец, нефтегазодобывающая промышленность также способствует интеграции с мировыми рынками товаров, капитала и технологий с помощью международных совместных предприятий, приобретения активов и торговых потоков. Такая интеграция ускоряет передачу технологии, подтверждает принцип взаимной выгоды и повышает авторитет России.

Таким образом, Россия может использовать свои сильные стороны, одновременно создавая преимущества для остальных секторов экономики.

1.3. Анализ инновационной активности компаний в России и за рубежом

Эксперты выделяют следующие направления инновационной деятельности в нефтегазовой отрасли в России и за рубежом¹⁴:

В краткосрочной перспективе: повышение операционной эффективности производства.

-Добыча: оптимизация затрат на добычу и повышение КИН на эксплуатируемых объектах.

-Переработка: обеспечение энергоэффективности, сокращение потерь, повышение эксплуатационной готовности производства.

В среднесрочной перспективе:

-Добыча: основные проблемы, связанные с высокой выработанностью запасов, сложными коллекторами, высоким газовым фактором, выходом на шельф и другими факторами.

-Переработка: увеличение глубины переработки, обеспечение производства качества топлив в соответствии с техническим регламентом, выпуск новых видов продукции, развитие нефтехимии.

В долгосрочной перспективе:

-Разведка, добыча и переработка нетрадиционных УВ (тяжелая нефть, битумы, газовые гидраты и др.)

-Производство жидких топлив из газового и твердого сырья

¹⁴ Спасенных М.Ю. Организация инновационной деятельности в российских и зарубежных нефтегазовых компаниях.

-Технологии для водородной энергетики и др.

Эти цели характерны как для российской, так и для зарубежной нефтегазовой отрасли. Но в зарубежных компаниях –R&D направлены на решение среднесрочных и долгосрочных проблем. В российских компаниях – фокус на решение краткосрочных и среднесрочных задач. Таким образом, подавляющее большинство технологических проблем, с которыми сталкиваются российские компании, могут быть решены с использованием существующих зарубежных технологий. Сравнение программ инновационного развития различных компаний выявляет дублирование проектов, выполняемых одними и теми же внешними исполнителями¹⁵.

После критики, прозвучавшей в январе 2011 года на заседании президентской комиссии по технологическому развитию и модернизации, внимание к НИОКР внутри самого нефтегазового сектора усилилось — крупнейшие госкомпании пересмотрели свои корпоративные программы инновационного развития. И удельные расходы на инновационную деятельность были оперативно повышены до уровня ведущих зарубежных корпораций (табл. 2).

Таблица 2.

Инновационная активность нефтегазовых компаний

Компания	2012			2011		
	Расходы на НИОКР, млн. долл.	Выручка, млн. долл.	Отношение расходов на НИОКР к выручке, %	Расходы на НИОКР, млн. долл.	Выручка, млн. долл.	Отношение расходов на НИОКР к выручке, %
«Газпром»	248	153 246	0,16	254	149 151	0,17
«Роснефть»	295	99 003	0,3	275	87 424	0,31
ExxonMobil	1 042	453 123	0,23	1 044	467 029	0,22
Shell	1 314	467 153	0,28	1 125	470 171	0,24
BP	674	375 580	0,18	363	375 517	0,1
PetroChina	2 300	349 291	0,66	2 099	318 025	0,66

Источники: журнал «Эксперт», №35, 2012 год

¹⁵ Спасенных М.Ю. Организация инновационной деятельности в российских и зарубежных нефтегазовых компаниях.

Сравнявшись с зарубежными компаниями по доле затрат на НИОКР в выручке и даже опережая некоторые из них по этому показателю, отечественные компании практически на порядок уступают им в количестве зарегистрированных патентов (граф.2). Согласно программе инновационного развития ОАО «Газпром» до 2020 года, компания планирует получать порядка 170 патентов в год в России и «достичь» уровня двух–пяти международных заявок в год, подаваемых в патентные ведомства ЕС, США и Канады¹⁶.



Рисунок 2. Общее число патентов у ведущих нефтегазовых компаний по состоянию на начало 2012 года.

Источники: журнал «Эксперт», №35, 2012

Согласно результатам исследования Россия обладает значительным человеческим потенциалом для инноваций (рисунок 3). РФ является лидером среди стран по количеству университетских степеней в области естественных наук и инженерии, 4,1 на 1000 человек. Количество сотрудников НИОКР составляет 3,305 на миллион человек. В связи с этим можно отметить, что в России в настоящий момент достаточно велико число исследователей по сравнению с развитыми странами при низкой результативности их труда.

При дальнейшем изучении инновационной активности по странам следует рассмотреть показатель удельного веса затрат на НИОКР в валовом региональном продукте, который является классическим с точки зрения международного опыта. Данный показатель характеризует решимость общества реинвестировать полученную в течение года совокупную добавленную стоимость (прибыль) в создание нового знания (как в фундаментальной, так и в прикладной области).

¹⁶ Журнал «Эксперт Урал» №35, В. Силкин, «Сорванный стоп-кран».

Количество университетских степеней в области естественных наук и инженерии на 1000 человек

Сотрудников НИОКР на миллион человек

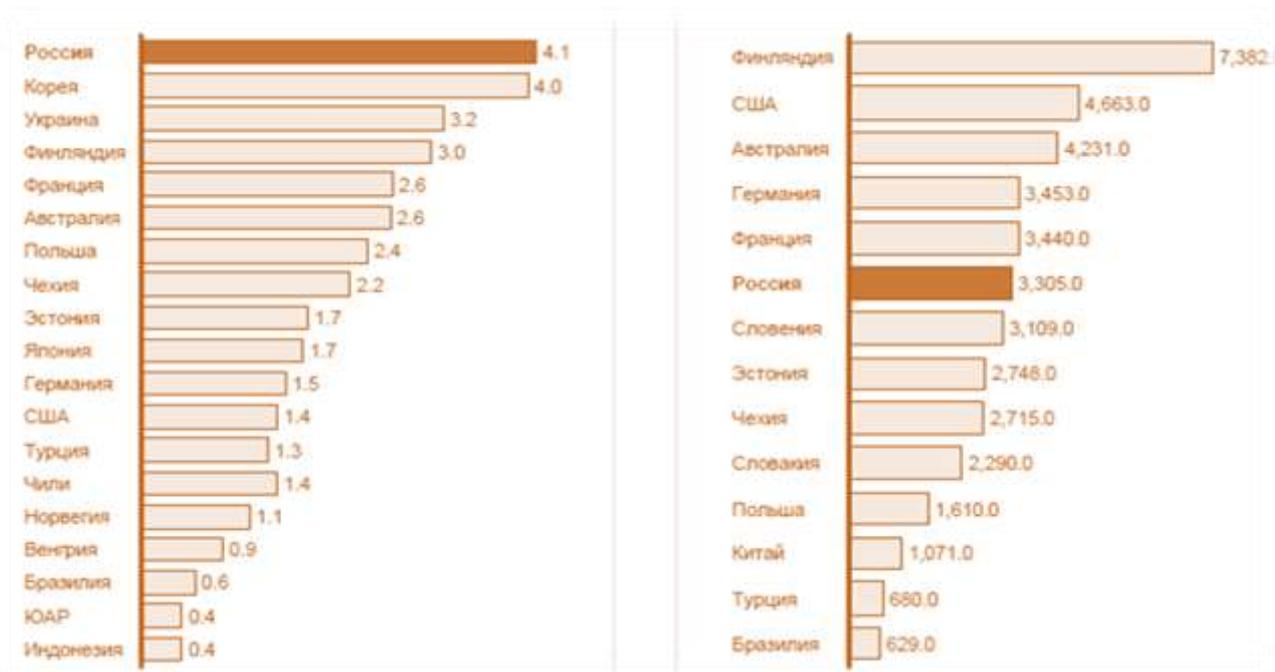


Рисунок 3. Человеческий потенциал для инноваций в РФ.

Источники: исследования UNESCO Institute of Statistics, 2011 год

Современные исследования показывают, что уровень благосостояния страны тесно связан со способностью фирм к инновациям (инновационным потенциалом), которая определяется через уровень внедрения результатов собственных НИОКР в производственные процессы частным бизнесом (рисунок 4). Инновационный потенциал фирмы определяется с помощью опроса руководителей при составлении Индекса глобальной конкурентоспособности Всемирного экономического форума. Представителям частного бизнеса задается следующий вопрос: «Каким образом компании в вашей стране получают технологии?». Из ответов на него формируется показатель «инновационный потенциал»¹⁷.

¹⁷ Сорокина А.В., построение индекса инновационного развития регионов России, Институт экономической политики им. Е.Т Гайдара. С.129.

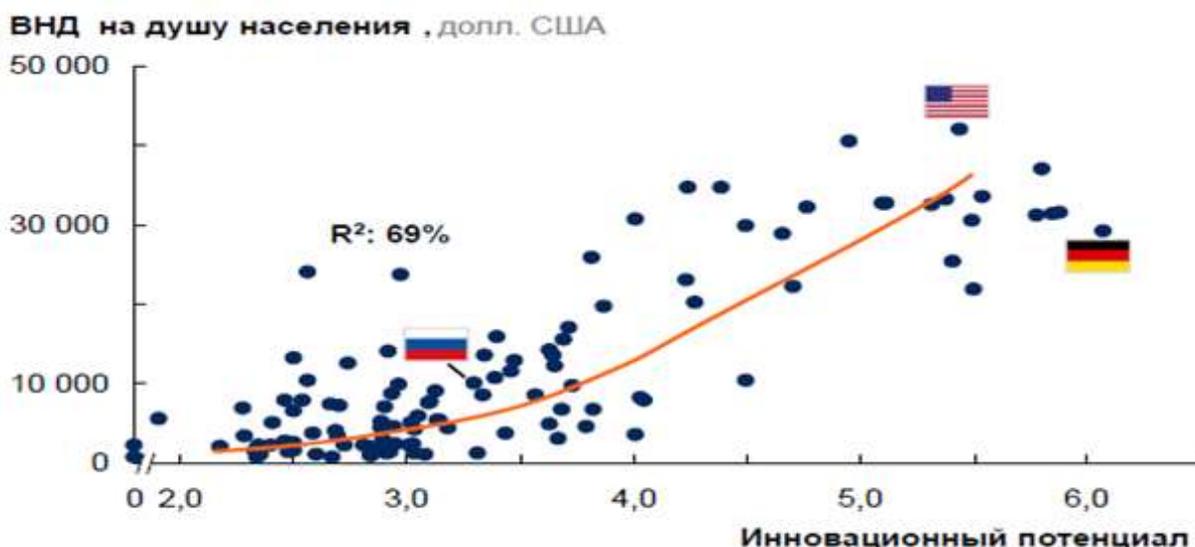


Рисунок 4. Зависимость между инновационным потенциалом и благосостоянием страны.

Источник: исследования компании McKinsey & Company, 2011 год

Анализ, проведенный консалтинговой компанией McKinsey & Company, свидетельствует о том, что тенденции развития стран мира в среднем таковы, что между расходами на НИОКР и уровнем жизни в стране существует положительная зависимость. Также была выявлена закономерность, что страны с большим уровнем ВВП на душу населения тратят большую долю ВВП на НИОКР (рисунок 5). Однако о причинно-следственной связи сказать что-либо сложно. С одной стороны, можно утверждать, что с ростом уровня жизни общество начинает расходовать больше на проведение НИОКР. С другой стороны, для того, чтобы стимулировать рост уровня жизни населения обществ увеличивает расходы на НИОКР. На рисунке 5 точка, которая характеризует экономику России находится ниже линии тренда. Это означает, что при существующем уровне жизни в стране расходы на НИОКР должны составлять около 1,7% ВВП, что отвечало бы среднемировым тенденциям гармоничного развития науки и экономики в обществе. Расходы на НИОКР на уровне 1% ВВП свидетельствуют о недофинансировании сектора научных исследований и разработок в стране, что может негативно сказаться на долгосрочных темпах роста экономики и уровня жизни населения¹⁸.

¹⁸ Сорокина А.В., построение индекса инновационного развития регионов России, Институт экономической политики им. Е.Т.Гайдара. С.129.

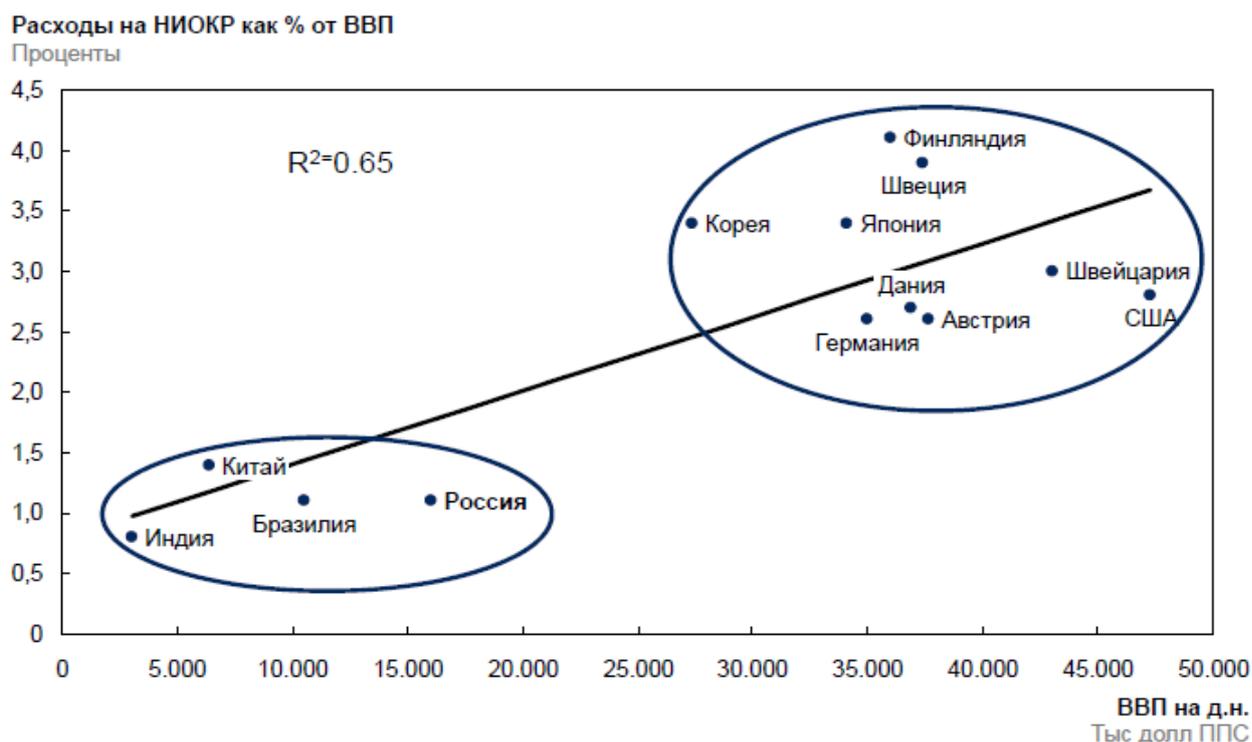


Рисунок 5. Уровень затрат на НИОКР в % от ВВП на душу населения в сравнении по странам.

Источник: McKinsey & Company, 2011 год.

1.4. Аспекты эффективного трансфера технологий

Вышеприведенные данные подтверждают что, несмотря на высокий потенциал российской экономики в области НИОКР, результаты инновационной деятельности не соответствуют ожидаемому уровню. Дело в том, что Модель «закрытых инноваций», используемая в России, прекрасно работала на протяжении долгого времени. Крупные компании собирали с рынка лучшие научно-технические кадры и запускали у себя полный R&D-цикл (от фундаментальных исследований до прикладных разработок). В рамках закрытой модели компании «интенсивных НИОКР» зарабатывали достаточно денег, чтобы оправдывать свои бюджеты на науку и долгосрочные исследовательские проекты. Но крупные компании подчас не способны правильно распорядиться результатами собственных же разработок. Иногда, чтобы коммерческий потенциал разработки раскрылся, требуется комбинировать ее с технологиями, имеющимися у компаний из других секторов.

Модель открытых инноваций в рамках крупной компании предполагает, с одной стороны, приобретение перспективных технологий внешних разработчиков, а с другой стороны, реализацию результатов корпоративных НИОКР, которые по той или иной причине не востребованы самой корпорацией. Ведь основные достижения в науке и технике совершаются за счет пересечения технологий. Ценность модели открытых инноваций в том,

что она позволяет синхронизировать усилия по внутренним и внешним НИОКР и усилить эффект от расходов на R&D. По оценкам экспертов, для крупного российского бизнеса необходимо использование корпоративных венчурных фондов, инвестирующих в перспективные зарубежные стартапы. Это позволит привлечь уже имеющийся опыт и избежать многих ошибок, а также откроет множество новых возможностей. В этом случае догонять, будет удобно потому, что можно «срезать углы»¹⁹.

В рамках данной модели при экспорте инвестиций, направленном на трансфер технологий, должны учитываться три важных аспекта:

1. По-настоящему продуктивный трансфер технологий невозможен без базы, которую могут составить только наработки и опыт собственной научно-инженерной школы. Именно она адаптирует чужие технологические достижения и развивает их в соответствии с целями бизнеса. Это позволяет компании избежать участи «вечно догоняющей» и реализовывать самостоятельную стратегию.

2. В сотрудничестве с глобальным игроком можно с успехом создавать продукты для локального рынка. А вот создавать продукты, конкурентоспособные за пределами локального рынка, крупная компания не позволит.

3. Современные, по-настоящему значимые технологии высокого уровня есть не только у крупных корпораций. Технологическими лидерами в узких областях чаще всего являются фирмы среднего бизнеса. На Западе есть даже специальный термин для компаний этой категории — «средние чемпионы». А у крупных корпораций прорывные технологии нередко появляются как результат поглощения подобных компаний или, реже, совсем маленьких инновационных стартапов. Ничто не мешает российским компаниям перехватывать необходимые им технологии раньше, чем до них доберутся крупные корпорации. Создавать принципиально новые продукты и осваивать с ними новые рынки быстрее и проще в союзе с зарубежной компанией среднего бизнеса²⁰.

Исследование глобального института McKinsey, проведенное в 2011 году, демонстрирует на примере США, что перенимание чужого опыта в инновациях оказывает достаточное влияние на потенциальный рост ВВП (граф. 6).

Особая необходимость в трансфере технологий через экспорт инвестиций за рубеж возникает при разработке Арктического шельфа. Арктика представляет собой идеальный регион в плане международного сотрудничества и возможностей для взаимодополняющих

¹⁹ Chesbrough H. W. Open Innovation: The New Imperative for Creating and Profiting from Technology.

²⁰ Журнал «Эксперт» №37, О.Рубан, «Возьми сколько сможешь».

инвестиций. Такой вывод был сделан участниками конференции «Арктика: регион развития и сотрудничества», прошедшей в Москве в декабре 2013 года.

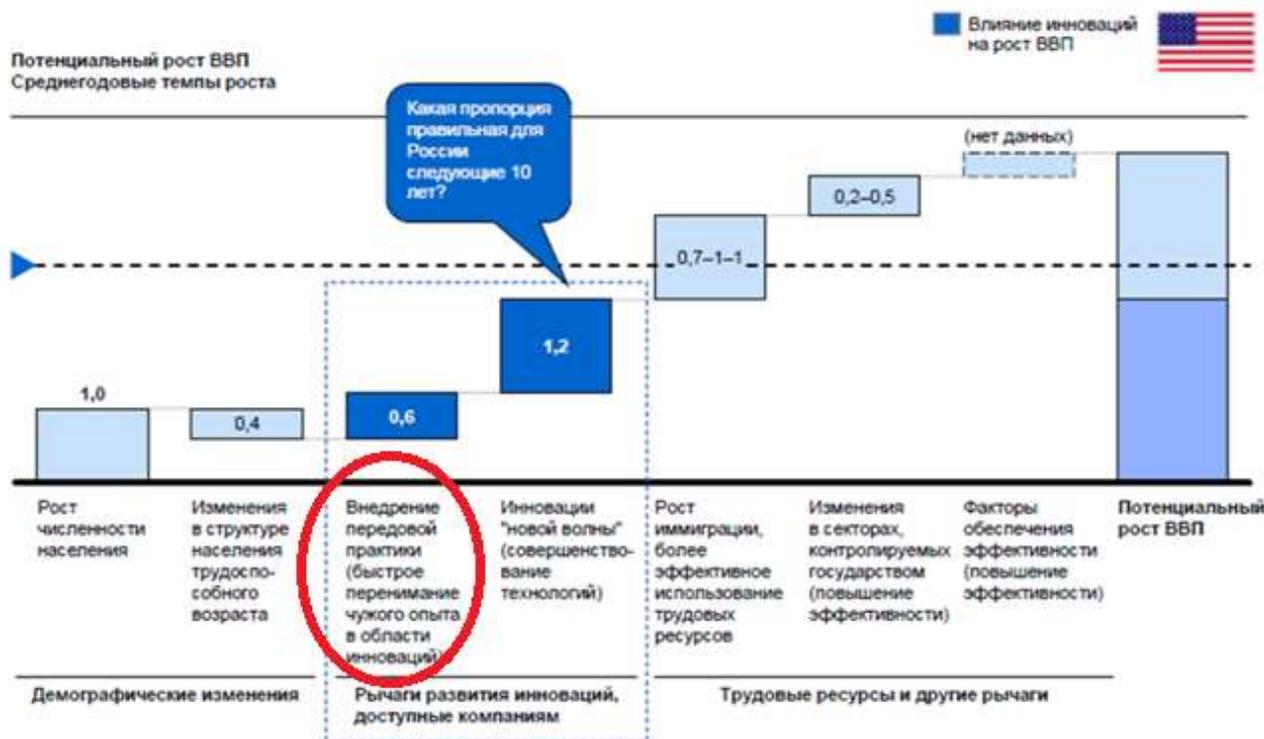


Рисунок 6. Влияние уровня развития инноваций на потенциальный рост ВВП США до 2020г., в процентах.

Источник: Исследования глобального института McKinsey, 2011 год.

Несмотря на возможное перенесение спроса на арктические углеводороды на конец 2020-х — 2030-е годы, всем приарктическим державам, и России в первую очередь, необходимо заблаговременно позаботиться о надежном обеспечении своего присутствия, то есть упорно разведывать арктические ресурсы, осваивать новые технологии и готовить специалистов-профессионалов, чтобы, когда в этих колоссальных резервах возникнет острая потребность, мы были готовы. Учитывая, что ресурсы нефти, газа и конденсата арктического континентального шельфа оцениваются в 83 млрд. тонн условного топлива, и Россия обладает среди приарктических держав наибольшей долей потенциальных запасов (рисунок 7), данный регион должен находиться под пристальным вниманием с нашей стороны²¹.

Если в рамках проекта мы хотим заполучить себе лучшие зарубежные технологии, нам необходимо научиться задавать их носителям свои правила игры. Установить, в частности, четкие сроки, начиная с которых данный тип оборудования или материалов должен производиться в России. В обратном случае, мы с гарантией получим повтор

²¹ Журнал «Эксперт» №24, В. Сараев «Большой Арктический пасьянс».

проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2». Разница между «тогда» и «сейчас» в том, что на этот раз наша национальная высокотехнологичная индустрия потеряет несравнимо больше шансов для развития. До сих пор мы не ставили зарубежным носителям технологий никаких условий, пускали их на свой рынок просто так. Многие этим воспользовались.

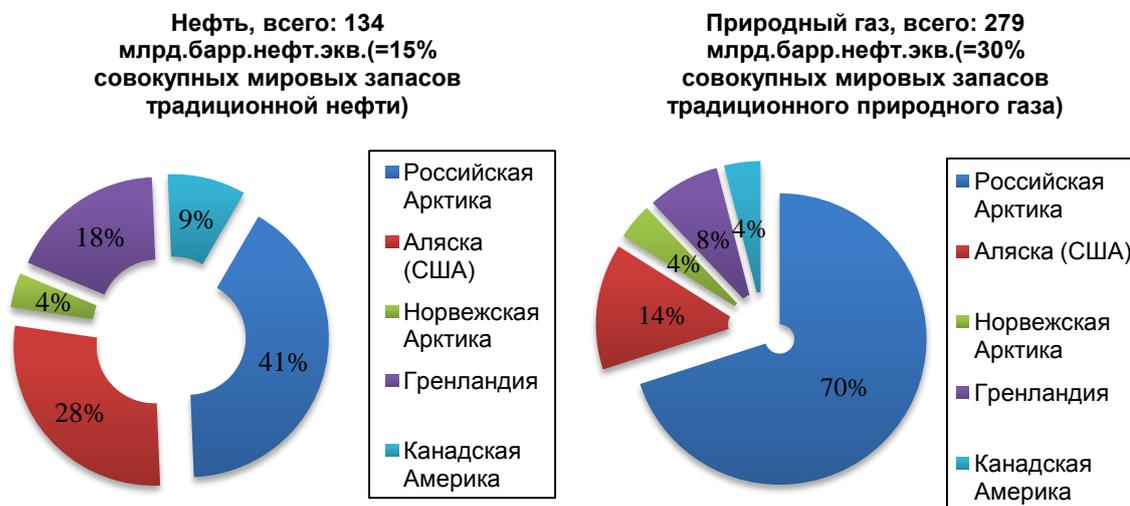


Рисунок 7. Региональное распределение потенциальных запасов нефти и газа в Арктике.

Источники: Журнал «Эксперт», №24, 2013 год.

Рассмотрим силовой верхний привод — один из основных элементов морской буровой установки, вращающий бурильную колонну. Этот агрегат, вес которого может достигать до 16 тонн, — хайэнд индустрии силовых приводов. Он должен быть очень мощным и очень надежным. В России его не умеет делать никто. А в мире соответствующими технологиями обладают ведущие корпорации — канадская Tesco, американская Canrig и американский производитель бурового оборудования National Oilwell Varco. С ними нужно договориться. В данной ситуации у нас нет возможности разрабатывать все с самого начала самим, а таких примеров много²².

Для преодоления препятствий следует обеспечить взаимосвязанность промышленной политики на национальном и международном уровнях. Задача заключается в таком управлении этой взаимосвязью, которая поставит эти два направления политики на службу процессу развития²³.

²² Журнал «Эксперт» №24, В. Сараев, «Позовите интегратора».

²³ Конференция организации объединенных наций по торговле и развитию, Доклад о мировых инвестициях, 2011 год, ЮНКТАД.

Управление качеством инвестиций, направляемых за рубеж, возможно только при наличии целевой государственной программы, которой бы следовали наши компании. В данном случае был бы полезен опыт Китая и Японии.

Делая выбор между экспортом капиталов и экспортом инвестиций в высокотехнологичные проекты, мы можем заключить, что первый путь не может привести нас к конструктивным изменениям к лучшему нашей экономики, он тянет нас к «проеданию» нефтяных ресурсов и односторонней технологической зависимости.

Динамичный и инновационный энергетический сектор может стать основой для более широкой модернизации экономики. В данном случае речь идет не об энергии *или* высоких технологиях. Правильнее будет говорить об энергии *и* высоких технологиях, в особенности потому, что в основе следующего этап развития российской нефтегазодобывающей промышленности должны лежать высокие технологии. Поэтому для России необходимо занять максимально значительное место в международном разделении труда не только как поставщик сырья и энергоносителей, но и как владелица постоянно обновляющихся передовых технологий, что позволит нам построить экономику, работающую на современной технологической базе.

Список использованной литературы

1. Войтоловский Ф.Г., Кузнецов А.В. Кризисные явления в мировой экономике и политике, М.: ИМЭМО РАН, 2010 – 268 с.
2. Журнал «Эксперт», №41, С.Журавлев, «От себя не убежишь»,
3. Пухов С. Прямые инвестиции: количество не всегда переходит в качество // Комментарии о государстве и бизнесе (КГБ). № 7. Октябрь 2011 г. М.: Центр развития НИУ ВШЭ. С. 11.
4. Хейфец Б.А. Зарубежная экспансия бизнеса и национальные интересы России (научный доклад). М.: ИЭ РАН, 2007. С. 17.
5. Спасенных М.Ю. Организация инновационной деятельности в российских и зарубежных нефтегазовых компаниях, Московский научно-исследовательский центр Шлюмберже
6. Журнал «Эксперт Урал» №35, В. Силкин, «Сорванный стоп-кран»
7. Сорокина А.В. Построение индекса инновационного развития регионов России, Институт экономической политики им. Е.Т Гайдара. С.126

8. Сорокина А.В. Построение индекса инновационного развития регионов России, Институт экономической политики им. Е.Т Гайдара. С.129
9. Chesbrough H. W. Open Innovation: The New Imperative for Creating and Profiting from Technology. — Cambridge, MA: Harvard Business School Publishing, 2003
10. Журнал «Эксперт» №37, О.Рубан, «Возьми сколько сможешь»
11. Журнал «Эксперт» №24, В. Сараев, «Большой Арктический пасьянс»
12. Журнал «Эксперт» №24, В. Сараев, «Позовите интегратора»
13. Конференция организации объединенных наций по торговле и развитию. Доклад о мировых инвестициях, 2011 год, ЮНКТАД

Смирнова В.А., Сычева А.М.

Дальний Восток – один из инновационных центров развития России

Сегодня Правительством РФ поставлена задача ускорить рост экономики Дальневосточного Федерального Округа, в целях чего предприняты следующие меры:

— Создано министерство Российской Федерации по развитию Дальнего Востока. Некоторое время было не столь эффективно, но в последнее время ситуация изменилась (31.08.2013 Трутнев Ю.П. был назначен полномочным представителем Президента РФ в ДВФО)

— 20.03.2014 было принято решение о переводе офисов 7 крупнейших компаний на Дальний Восток. *«Речь идет о переносе головных офисов, переезде рабочего персонала, а в случае госкомпаний о переносе налогооблагаемой базы на Дальний Восток»*, - пояснил Трутнев.

— Принято решение о создании на острове Русский территории опережающего развития.

Экономике Дальневосточного Федерального Округа (ДВФО), в отличие от других федеральных округов, труднее адаптироваться и устоять в рыночных условиях в силу объективных причин. Это и изолированный характер экономики, и высокая стоимость транспортных и энергетических тарифов, и отсутствие налоговых и таможенных преференций. За 1991-2012 годы демографические потери таких регионов Дальнего Востока, как Якутия, Приморский, Хабаровский и Камчатский Края, Амурская, Магаданская и Сахалинская области, Еврейская автономная область и Чукотка составили 22% населения (1,8 млн. человек). Сейчас на этих 36% территории России проживает всего 5% населения нашей страны (6,3 млн. человек).

Анализ структуры экспорта и импорта Дальнего Востока говорит о том, что постепенно роль основного торгового партнера в этом регионе занимает Китай. Если вывоз российского сырья в КНР в 1990 году с территории ДВ составлял 1%, то сейчас сырье составляет 65% от экспорта. Ситуация с импортом – зеркально противоположная, в 1990 году доля технологическая продукция, ввезенная в России из Китая, составляла 11% импорта, сейчас эта цифра приближается к 41%.

Товарооборот ДВФО и структура экспорта и импорта показывает, что Дальний Восток превращает в сырьевой придаток Китая (таблица 1).

Таблица 1.

Внешнеэкономические отношения субъектов ДВФО, 2011-2012 годы

Субъекты ДВФО	Доля торговли с Китаем в общем торговом обороте субъекта, % за 2012 год	Доля торгового партнера, % за 2012 год	Доля торговли с Китаем в ВРП субъекта, % за 2011 год
Амурская область	90	Китай (90)	8,5
Еврейская автономная область	99	Китай (99)	5,0
Камчатский край	33	Южная Корея (42)	6,8
Магаданская область	9	Великобритания (24)	1,5
Приморский край	50	Китай (50)	23,0
Республика Саха (Якутия)	13	Бельгия (46)	2,7
Сахалинская область	13	Южная Корея (41)	9,4
Хабаровский край	43	Китай (43)	4,9
Чукотский автономный округ	20	США (33)	1,7

Источник: составлено по данным Росстата: Регионы России. Основные характеристики субъектов РФ.

Электронный источник:

http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/publications/catalog/doc_1138625359016

Для Чукотки, Магадана и Саха (Якутии) доля Китая в торговом балансе не так высока. Для Амурской, Еврейской Автономной областей это жизненно важные отношения. Для приграничных с Китаем регионов (Еврейская Автономная и Амурская областей) важнейшим фактором до сих пор является челночная торговля. Вместе с тем, по нашему мнению, есть немало товаров, которые могли бы стать предметом нашего экспорта в Китай. К ним относятся, например, продовольственные товары, продукция химической промышленности, которые либо вообще не представлены в Китае, либо представлены очень слабо.

Согласно рисунку 1 топливно-энергетический комплекс ДВФО является очень привлекательным для иностранного капитала (97% всех инвестиционных поступлений приходится на добычу сырой нефти и природного газа, а также на предоставление услуг в этих областях).

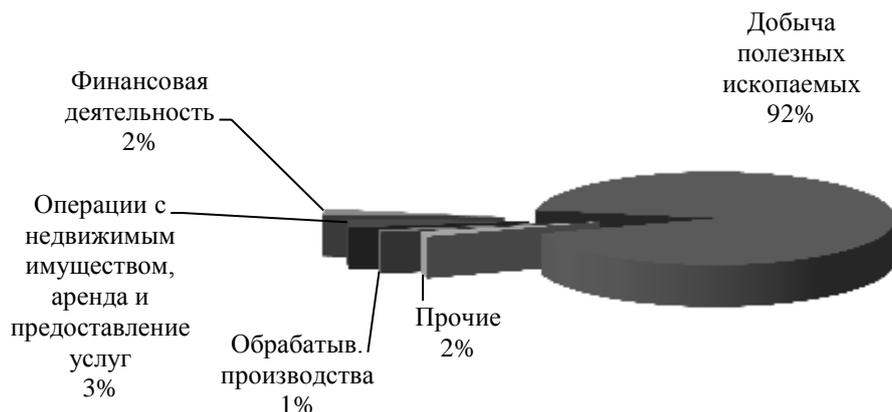


Рисунок 1. Поступление иностранных инвестиций в экономику Дальнего Востока в 2012 году в разрезе отраслей.

Источник: составлено по данным Межрегиональной Ассоциации экономического взаимодействия субъектов РФ «Дальний восток и Забайкалье».

Лидером по объему инвестиций в экономику ДФО уже несколько лет являются Нидерланды. В 2012 году общий объем иностранных инвестиций этой страны составлял 8,4 млрд. дол. США или 61% от всех иностранных инвестиций в экономику ДФО. Это было почти в 2 раза больше, чем в предыдущем 2011 году. Причем львиная доля этих вложений была направлена в добычу углеводородного сырья на шельфе о. Сахалин (рисунок 2).

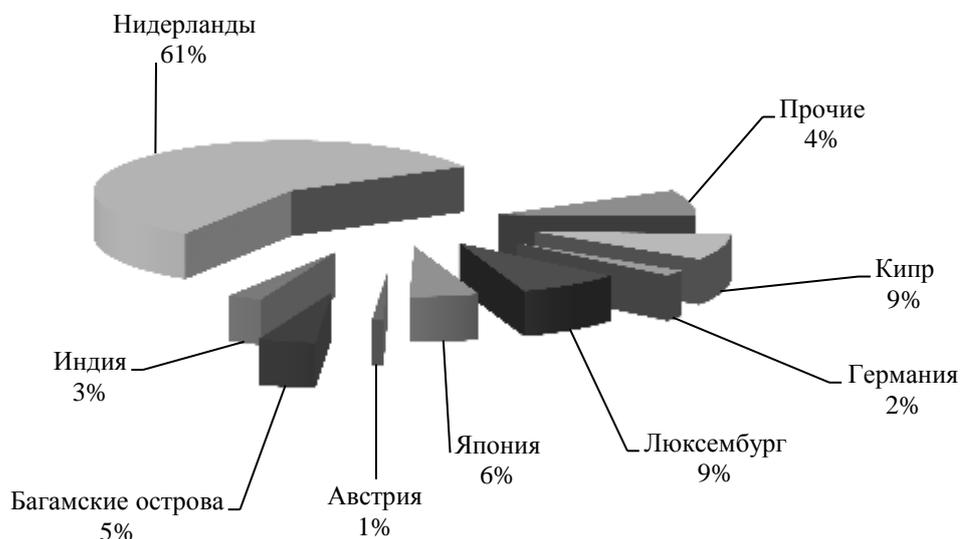


Рисунок 2. Географическая структура иностранных инвестиций Дальнего Востока в 2012 году.

Источник: составлено по данным Межрегиональной Ассоциации экономического взаимодействия субъектов РФ «Дальний восток и Забайкалье».

До 9% (1302 и 1255 млн. долл. США соответственно) от средств, вложенных в экономику ДВФО, пришлось на Кипр и Люксембург. Наиболее привлекательной сферой экономической деятельности этих стран в дальневосточных территориях была добыча полезных ископаемых: Кипр – в Амурской и Сахалинской областях, Люксембург – Республике Саха (Якутия).

Япония инвестировала 769 млн. дол. США в нефтегазовые проекты Сахалинской области, что составляет 98% от общего объема (788 млн. долл. США) вложений данной страны в территории Дальнего Востока и Забайкалья. Доля Японии составила 6% от общего объема иностранных инвестиций. По сравнению с уровнем 2011 года, поступления сократились на 13,5%

Таким образом, можно сделать вывод, что в структуре поступлений иностранных инвестиций на обрабатывающие производства приходится менее 1%, в то время как 92% капитала направляется в добычу полезных ископаемых. А лидером среди субъектов ДВФО по объему привлеченных иностранных инвестиций остается Сахалинская область, второе место занимает Республика Саха (Якутия), замыкает тройку лидеров Амурская область (рисунок 3).

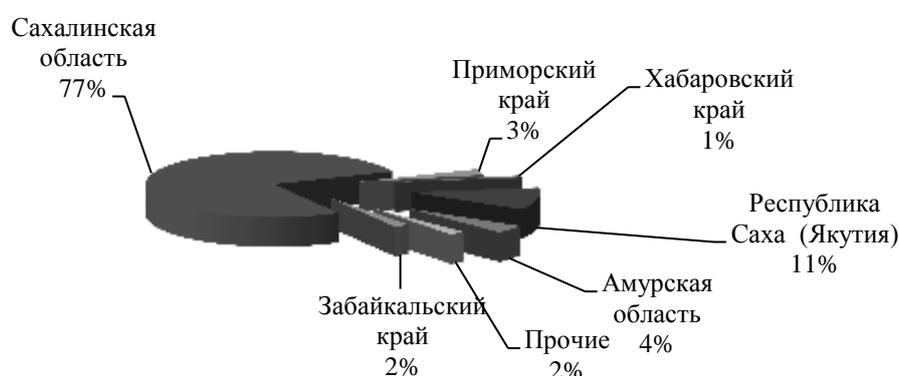


Рисунок 3. Распределение иностранных инвестиций между субъектами ДВФО в 2012 году.

Источник: составлено по данным Межрегиональной Ассоциации экономического взаимодействия субъектов РФ «Дальний восток и Забайкалье».

В целом, несмотря на ряд наметившихся положительных тенденций в инновационной деятельности Дальнего Востока²⁴, которые должны последовать после ряда решений

²⁴ Например, Фонд «Сколково» и Дальневосточный федеральный университет (ДВФУ) подписали соглашение о сотрудничестве, в рамках которого стороны займутся отработкой механизмов реализации инновационных проектов и формированием пула технологических стартапов. Стороны будут совместно развивать научно-

принятых Советом Федераций и Минвостокразвития²⁵, препятствиями развития его инновационного потенциала являются:

- разобщенность производственной и научной сфер, снижается востребованность разработок ученых на предприятиях;
- основным заказчиком всех инновационных проектов на Дальнем Востоке выступают органы власти, а не бизнес;
- отсутствие на большинстве промышленных предприятий системной работы по непрерывному освоению новых, современных образцов продукции и технологий;
- дефицит производственной базы для создания опытных образцов продукции, недостаток площадей, на которых предприятия могли бы продемонстрировать свои изобретения потенциальным покупателям;
- низкий уровень поддержки инновационно-активных малых предприятий;
- отсутствие высококвалифицированных менеджеров, способных работать в сфере инноваций. Нехватка высококвалифицированного персонала, способного освоить и продуктивно работать на современном оборудовании;
- недостаток финансирования инновационной деятельности, средств на развитие научно-инновационной деятельности, обновление ее материально-технической базы;
- слабая информационная поддержка инновационной деятельности;
- отсутствие комплекса инновационной инфраструктуры, элементы которой находятся только на этапе становления.

Трансграничная интеграция – это официальная политика России и Китая. Общая политика партнеров была закреплена в Программе сотрудничества между регионами Дальнего Востока и Восточной Сибири Российской Федерации и Северо-Востока на 2009-2018 гг., подписанной в 2009 году, Согласно Программе российские месторождения Дальнего Востока и Восточной Сибири будут разрабатываться совместно, тогда как перерабатывающие предприятия будут строиться на китайской территории. Так, китайская сторона будет создавать на своем северо-востоке сбалансированный и диверсифицированный производственный комплекс, направленный на создание широкого спектра готовой продукции для конечных потребителей, например, таких как производство

исследовательскую и инновационную инфраструктуру, необходимую для создания пилотной площадки для высокотехнологичных проектов.

²⁵ В силу ряда предпринятых Советом Федераций мер и Минвостокразвития. Положительные тенденции в инновационной деятельности Дальнего Востока представлены в: Программы по развитию Дальнего Востока скорректируют с учетом поручений президента России.

Электронный источник: <http://www.dvnovosti.ru/khab/2014/01/22/15838/#ixzz2veqwz7oO>

олова, свинца, мебели, огнезащитных дверей, продукции химической отрасли, различной техники, медных листов и кирпича. Реализация вышеназванной программы идет медленно. Так, ни один из 94 проектов, упомянутых к созданию на российской стороне, не был завершен на сегодняшний день, хотя некоторые были утверждены еще в 2010 году.

Таким образом, российско-китайское сотрудничество в ближайшие годы будет выглядеть так: «наше сырье — ваши технологии». Вместе с тем, как показывают результаты деятельности инновационного центра «Сколково», это не означает, что Россия не может создавать технологии или что их у нее нет. Просто для бизнеса внедрить технологии в Китае дешевле и легче, чем на малоосвоенной и малопривлекательной для организации высокотехнологичных производств территории Дальнего Востока. То есть будущее Дальнего Востока экономически будет зависеть от Китая, как от крупного промышленного комплекса, перерабатывающего российское сырье.

Хотя Китай добился высоких темпов экономического роста за последние несколько лет, он по-прежнему является производственно-ориентированной страной, а не инновационно-ориентированной. В связи с острой задачей ускоренного развития Дальнего Востока Россия нашла нового партнера по высокотехнологическому сотрудничеству в лице Южной Кореи. Предполагаются сотрудничества в области биоэнергетики, машиностроения, космоса, транспортного машиностроения, транспортной инфраструктуры, науки, образования, здравоохранения.

Стимулирование инновационного развития Дальнего Востока является реальным инструментом ускорения инновационного развития всей экономики РФ. И здесь мы считаем, что именно китайский опыт по внедрению передовых технологий в создание высокоэффективных производств и технологических парков будет особенно полезен для России. Тем более, что в последнее время китайская сторона проявляет большой интерес к участию в создаваемых в России технопарках, включая проект «Сколково». Российской стороной, в свою очередь, приветствуются китайские инвестиции в промышленные парки высоких технологий и особые экономические зоны технико-внедренческого типа, которые сконцентрированы, к сожалению, только на европейской части России.

Важнейшим условием углубления сотрудничества является переход от обмена опытом и готовыми проектами к совместным разработкам в области организационных структур на Дальнем Востоке. Так, в стадии реализации находятся более 70 совместных проектов фундаментальных и прикладных исследований²⁶. Среди них геологоразведочные

²⁶ Карлинская Е.В. Опыт инновационного развития нового Китая. Электронный ресурс: http://www.rpm-consult.ru/pdf/Innovation_Development__experience_New_China_.pdf

работы на территории России и Китая, исследования в области оптики, металлообработки, гидравлики, аэродинамики, твердых топливных элементов и др. Приоритетными в области научно-производственного сотрудничества также являются медицинское оборудование, компьютерные технологии, энергетика (в том числе атомная, а также ветровая, солнечная и др.), экология, химия (геохимия, каталитические процессы, новые материалы, включая полимеры, пигменты и др.)²⁷

Выводы

1. Дальний восток сейчас – это изолированный характер экономики, высокая стоимость транспортных и энерготарифов, отсутствие налоговых и таможенных преференций. Структура экспорта и импорта показывает, что Дальний Восток превращается в сырьевой придаток Китая и ряда других европейских стран. В инновационную деятельность ДВФО иностранные инвестиции практически не поступают: на обрабатывающие производства приходится менее 1% иностранных инвестиций, в то время как 92% капитала направляется в добычу полезных ископаемых. Качественные изменения в экономическом развитии ДВФО следует ожидать только, если любые стимулирующие развитие инновационного бизнеса льготы будут подкреплены модернизацией транспортной инфраструктуры и минимизацией административных барьеров;

2. Основные перспективные сферы сотрудничества России и Китая могут лежать в следующих сферах: энергосбережение, энергоэффективность, энергетика (в том числе атомная, а также ветровая, солнечная и др.), экология, химия, производство медицинского оборудования, компьютерные технологии. Необходимо сбалансированное сотрудничество России с Китаем, Южной Кореей и Японией по развитию Дальнего Востока в силу политических разногласий и получения Россией преимуществ от этих разногласий. Программы соглашений должны быть не только четко написаны, но и четко реализованы в срок, особенно российской стороной;

3. Модели развития индустриальных и инновационных кластеров в России и Китае схожи и относятся к азиатской модели. Российский и китайский подходы к инновационному развитию дают творческую гармонию за счет того, что российский подход характеризуется системным мышлением и изобретательностью, а китайский –

²⁷ Согласно документу «Решение об ускорении развития новых стратегических отраслей» (документ ГС КНР 1й 32 от 10.10.2010 г.), в XII пятилетке Китай намерен сделать упор на развитии многих из перечисленных отраслей национальной экономики.

производительностью и балансом. Именно к такой творческой гармонии и нужно стремиться при создании инновационных парков на Дальнем Востоке;

4. Необходимы совместные с Китаем разработки в области организационных структур на Дальнем Востоке. Несмотря на то, что Китай находится в переходной стадии создания инновационных кластерных сообществ, России следует обратить внимание на его опыт инновационного развития в методологическом отношении. Министр по развитию Дальнего Востока Александр Галушка считает, что ДВФО ориентирован на глобальную инвестиционную конкурентоспособность.

Список использованной литературы:

1. Данные Межрегиональной Ассоциации экономического взаимодействия субъектов РФ «Дальний восток и Забайкалье».
2. Карлинская Е.В. Опыт инновационного развития нового Китая. Электронный ресурс: http://www.rpm-consult.ru/pdf/Innovation_Development__experience_New_China_.pdf
3. Министерство Российской Федерации по развитию Дальнего Востока «Соглашение Минвостокразвития с Государственным банком развития Китая (ГБРК)». Хабаровск, 16 августа, 2013. Интернет-ресурс: <http://minvostokrazvitia.ru/upload/iblock/7e2/20130816soglasheniegbrk.pdf>
4. Программы по развитию Дальнего Востока скорректируют с учетом поручений президента России. Электронный источник: <http://www.dvnovosti.ru/khab/2014/01/22/15838/#ixzz2veqwz7oO>
5. Развитие Дальнего Востока невозможно без поддержки науки. Электронный источник: <http://ria.ru/science/20130129/920202557.html>
6. Регионы России. Основные характеристики субъектов РФ. Электронный источник: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/publications/catalog/doc_1138625359016
7. *China Daily*, «China Luring ‘Sea Turtles Home.’» December 18, 2008.
8. Phillip H. Phan of Rensselaer Polytechnic Institute in Understanding Research, Science and Technology Parks.
9. Zhongguancun Going Ahead. Электронный источник: www.sing.com.cn
10. Zhou Furong and Zhang Zhao, «Suzhou Industrial Park Faces Challenges on Path to Change» *China Daily*, March 16, 2010.

Интеграция как стимул инновационного развития стран ЕврАзЭС

В настоящее время достижения науки и технологий определяют динамику экономического роста и конкурентоспособность стран, уровень их национальной безопасности и положение в мировой экономике. Развитые страны уже перешли к совершенно новой стадии социально-экономического развития, основой которой является создание экономики, базирующейся на новых знаниях и высокоэффективных национальных инновационных системах. За последние годы большая часть прироста ВВП в этих государствах обеспечена за счет новых знаний, использованных в технологиях и оборудовании, организации производства, системах, услугах, кадрах.

Мировой опыт демонстрирует, что современное развитие всех наукоемких и технически сложных отраслей характеризуется высоким уровнем глобализации, интеграции и быстрым распространением технологических новинок по каналам мировой торговли.

Очевидно, что реализация межгосударственной инновационной политики в ЕврАзЭС должна основываться на создании такой системы, которая позволит в кратчайшие сроки и с высокой эффективностью использовать в производстве интеллектуальный, технологический и производственный потенциал государств-членов ЕврАзЭС.

Экономическая наука выделяет два связанных между собой канала формирования интеграции. Особое внимание научной среды привлекает создание интеграционного пространства в результате региональной кооперации, или взаимодействие государственных органов в регионе, целью которого является устранение барьеров на пути движения товаров, услуг, капитала и рабочей силы (институциональная интеграция). Однако не менее важным каналом является взаимодействие на микроуровне («неформальная», «корпоративная» интеграция или «консолидация» экономического пространства) – например, формирование транснациональными корпорациями производственных систем, охватывающих несколько стран региона, или рост взаимной торговли. Взаимодействие региональной кооперации и интеграции на микроуровне не является однозначным. В некоторых регионах мира высокий уровень неформальной интеграции сосуществует с незначительным взаимодействием на уровне государств (Юго-Восточная Азия); в других институциональная интеграция заметно опережает неформальную (Латинская Америка); а в третьих (как правило, наиболее успешных) эти два аспекта межгосударственного взаимодействия неразрывно связаны между собой, взаимно усиливая друг друга (ЕС).

Опыт развития международных интеграционных объединений доказывает, что наиболее конкурентоспособными являются те из них, в которых в наибольшей степени развиты именно отраслевые и межотраслевые связи. Речь идет о промышленно-инновационной интеграции. На передний план выходит региональный уровень экономических взаимодействий, который часто бывает упущен не только в процессе планирования международной интеграции, но и в национальных экономических политиках.

Интеграция создает условия для развития конкуренции, которая, в свою очередь, стимулирует компании бороться за потребителя и искать новые прорывные технологии. Это крайне актуально, к примеру, для электроэнергетики, где сегодня существует дефицит прорывных разработок в области передачи электроэнергии, направленных на снижение потерь.

1. Создание нефтегазовых кластеров – основа инновационного развития НГК.

В рамках нефтегазового комплекса стран-участниц ЕврАзЭС приоритетным направлением развития инновационной активности, по нашему мнению, является создание кластеров.

Согласно классическому определению М. Портера, кластер – это группа географически соседствующих взаимосвязанных компаний (поставщики, производители и др.) и связанных с ними организаций (образовательные заведения, органы государственного управления, инфраструктурные компании), действующих в определенной сфере и взаимодополняющих друг друга²⁸.

В целом различают три определения кластеров:

- регионально ограниченные формы экономической активности внутри родственных секторов, обычно привязанные к тем или иным научным учреждениям;
- вертикальные производственные цепочки, узко определенные секторы, в которых смежные этапы производственного процесса образуют ядро кластера;
- отрасли промышленности на высоком уровне агрегации или совокупности секторов.

Кластер - это совокупность субъектов хозяйственной деятельности взаимосвязанных различных отраслей, объединенных в единую организационную структуру, элементы которой находятся во взаимосвязи, совместно функционируют с определенной целью.

²⁸ Портер М. Международная конкуренция. – М: Международные отношения, 1993.

Благодаря созданию и функционированию нефтегазовых кластеров станет возможным кооперация компаний-участников для достижения целей по преодолению инновационного отставания. В процессе совместной работы действительно становится реальным выявление «пробелов» развития, постановка объединяющих целей (заметьте, не всегда общих целей!) и построение поэтапной программы по их реализации.

Один из ярких примеров создания кластеров и сотрудничество компаний нефтегазового комплекса на территории СНГ является создание Оренбургского газохимического кластера.

Как предполагается, работа кластера будет основана на компенсации объемов производства запасами Карачаганакского газоконденсатного месторождения незаполненных мощностей Оренбургского газоперерабатывающего завода (рисунок 1).



Рисунок.1. Схема расположения ОГПЗ и КГКМ на границе Казахстана и России.

Источник: Список дочерних компаний: ООО «Газпром добыча Оренбург»

Формирование подобного кластера позволит не только стимулировать активность компаний в инновационном развитии, но и способствовать корпоративной интеграции этих компаний.

Как результат организация кластерных форм осуществления бизнес-процессов в рамках газохимического кластера Оренбургской области будет способствовать, во-первых, формированию эффективного экономического сотрудничества России с Казахстаном, а также с другими государствами ЦАР, что в свою очередь будет укреплять единое

экономическое пространство. Во-вторых, организация газохимического кластера позволит повысить долю производства конечной продукции в экономике области, создаст более привлекательные условия для жизни и ведения бизнеса, что будет благоприятствовать решению социальных и иных проблем. Такого рода проекты будут способствовать развитию приграничного сотрудничества этих стран в области высокотехнологичной и инновационной продукции, а опыт реализации такого рода масштабных проектов будет иметь важное значение для дальнейшей корпоративной интеграции России со странами ЦАР. Инфраструктурные проекты по связыванию мощностей химической и нефтегазохимической промышленности в единый кластер помогут создать конкурентные преимущества российского производства, повышая неценовую конкурентоспособность производимой продукции, инновационность отраслей экономики, и решат многие накопившиеся проблемы в отрасли, регионе, в России в целом и в странах ЦАР.

Но так как в настоящее время подавляющую инновационную основу функционирования нефтегазовой отрасли активно пополняют достижения западных компаний (BP, Exxon Mobil, Schlumberger), то особое внимание в рамках развития энергетики на постсоветском пространстве стоит уделить развитию других подотраслей. Это электроэнергетика, гидро- и теплоэлектростанции, альтернативные источники энергии (ветровая и солнечная энергия).

Благодаря интеграции стран, каждая из которых обладает потенциалом развития какого-либо источника энергии, станет возможным раскрытие этого потенциала. Национальные инновационные системы смогут играть активную роль в генерации, распространении и использовании знаний, а не только платить соответствующую (технологическую) ренту другим странам.

Так, в энергобалансе Кыргызстана и Таджикистана доминирующее положение занимает гидроэнергетика; целый ряд стран (Туркменистан, Кыргызстан, Таджикистан) характеризуются 250 и более солнечных дней в году для развития солнечной энергии; в Узбекистане, Казахстане и Туркменистане есть большие возможности для развития ветровой энергии.

Какие положительные аспекты может иметь интеграция, рассмотрим на примере электроэнергетики.

2. Инновационная составляющая в электроэнергетике.

Затрагивая сферу электроэнергетики, важно отметить, что страны, обладающие подобными ресурсами, не в состоянии самостоятельно реализовать данные проекты по причине нехватки либо финансовых средств, либо проблема заключается в рынке сбыта. Ведь основная масса потребителей энергии (любого вида) располагается в городах более «благоприятных» климатических зон, охватывающих в большей мере территорию Казахстана и России (крупные города), в меньшей мере Узбекистана (столица) и Кыргызстана (столица) (рисунок 2).



Рисунок 2. Карта плотности населения и численности городов Средней Азии

Источник: Центральная Азия 2014 (<http://voprosik.net/centralnaya-aziya-2014/>)

Так, страны – участницы интеграционных проектов в области электроэнергетики получают целый ряд преимуществ, связанных, в частности, с повышением надежности энергосистем в аварийных ситуациях за счет получения доступа к мощностям государственных партнеров. При этом, говоря об интеграции в электроэнергетике, следует подчеркнуть, что соответствующие проекты — это далеко не только аварийный резерв, но, прежде всего,

инструмент повышения энергоэффективности, а, как следствие, — фактор экологической безопасности.

С точки зрения максимально устойчивого и надежного энергоснабжения интеграционные процессы на сегодняшний день представляют актуальность в масштабах континента. В этом отношении больше всего готов к реализации соответствующих проектов Евроазиатский континент, где уже успешно действует целый ряд региональных объединений, и главным образом, Таможенный Союз и ЕврАзЭС с последующим созданием Евразийской инновационной системы.

Ориентируясь в будущем на интеграцию с рамках континента, важно отметить также и тот факт, что развитие smartgrid («умные сети») являются технологией, которую нецелесообразно внедрять ни на отдельном классе напряжения, ни в отдельном регионе. Полноценный эффект от реализации проекта можно получить именно при реализации его в масштабах континента.

Не менее перспективны проекты, направленные на оптимизацию использования генерирующих мощностей и первичных энергоресурсов за счет сокращения резервов мощности. Кроме того, серьезным преимуществом интеграции является возможность реализации совместных инновационных разработок.

Отметим, что энергетическая интеграция дает больше возможностей, как производителям энергии, так и потребителям, способствуя устойчивости, с одной стороны, с другой – способствуя большей гибкости.

3. Риски интеграции для энергетики стран-участниц.

Помимо плюсов в любом вопросе существуют и свои минусы. Вопрос интеграции с целью создания стимулов для развития инновационной составляющей энергетики не стал исключением.

Так, на наш взгляд, отрицательным моментом который серьезно влияет на надежность проектов является непредсказуемость погодных условий.

Ещё один отрицательный фактор, это сложность учета интересов всех сторон, а также риск появления большого временного лага между созданием проекта и его запуском с последующим удлинением периода окупаемости проекта.

Преодолев все проблемы, страны смогут получить то, что глобальная интеграция электросетевого комплекса будет способствовать оптимизации финансовых и временных затрат на реализацию проектов, созданию интеллектуальной системы электроэнергетики

высокого качества, с умной генерацией и архитектурой сети, с учетом технических наработок энергосистем каждой из стран, тем самым повышая экологическую безопасность, надежность, эффективность, доступность сетей.

4. Финансовая поддержка инновационного развития интегрируемых стран.

Помимо явных плюсов реализации интеграции с целью раскрытия инновационного потенциала стран-участников существует также и финансовый аспект решения вопроса.

Финансирование разработки и реализации Межгосударственной целевой программы "Евразийская инновационная система"²⁹ будет осуществляться за счет средств бюджетного финансирования государств-членов ЕврАзЭС, участвующих в ее разработке и реализации, а также с привлечением средств интеграционных фондов ЕврАзЭС, частных компаний, венчурных фондов и заинтересованных организаций.

Мы полагаем, что немаловажными плодами сотрудничества государств в целях создания благоприятных условий взаимного финансирования в ближайшие годы могут стать обеспечение ускоренной модернизации их национальных финансовых и валютных систем путем реализации согласованных подходов и мер, а также сглаживание наиболее значимых качественных различий между странами в уровне развития их кредитных и валютно-финансовых рынков. В этой связи при определении основных направлений и шагов по подготовке финансовой «почвы» безусловный приоритет целесообразно отдавать тем мерам, которые в наибольшей степени содействуют решению задач развития не только инновационного сектора как целевого, но и финансового сектора стран – членов ЕврАзЭС.

По нашему мнению, к числу направлений, способствующих росту емкости финансовых рынков, можно отнести следующие:

1. Постепенное устранение действующих ограничений на трансграничное движение капитала и допуск нерезидентов на внутренние рынки финансовых услуг в отношении инвесторов из других государств региона;

2. Принятие общих стандартов регулирования отдельных ключевых аспектов финансовой деятельности и переход в дальнейшем к гармонизации валютного законодательства;

²⁹ Решение №475 Межгосударственного Совета Евразийского экономического сообщества «О Концепции создания Евразийской инновационной системы» (Принято в г. Санкт-Петербург 11.12.2009 г.).

3. Формирование региональных международных финансовых центров, которые выполняли бы роль центральных фондовых площадок для размещения акций и долговых ценных бумаг эмитентами.

Успешная реализация указанных мер обеспечила бы прочную основу для единого рынка финансовых и банковских услуг стран ЕврАзЭС.

У интеграции есть две дополнительные выгоды для стран: с одной стороны, распределение и диверсификация рисков, с другой — потенциал для ускоренного экономического роста.

При отсутствии общих стратегий развития, создаваемый в рамках ЕврАзЭС общий рынок может стать лишь пространством для освоения транснациональных корпораций, как это уже произошло с национальными рынками товаров конечного спроса. Для того чтобы общий рынок стал питательной средой для инновационного развития государств-членов интеграционного объединения, нужно выделить в них наиболее удачные механизмы развития и дополнить их с учетом мирового опыта успешного развития. При этом интеграция не должна привести к разрушению сложившихся в национальных экономиках механизмов поддержания экономического роста.

Список использованной литературы

1. Глазьев С.Ю. Инновационная интеграция – основа экономической политики ЕврАзЭС. Информационно-аналитический журнал "Novus Trend". Саратов, 2010
2. Бударин О. Дорожные карты" интеграции глобальных энергосистем. Журнал "Металлоснабжение и сбыт" <http://www.metainfo.ru/ru/news/68831>
3. Шабарова А.К. Глобализация как основа интеграции Казахстана и России. Информационно-аналитический журнал "Нефть, газ и бизнес", №1, 2013.
4. Белова Г.И. Финансовая интеграция как основной стимул инновационного развития в рамках ЕЭС. <http://www.gosbook.ru/system/files/documents/2013/08/26/belova.doc>
5. Халова Г.О., Смирнова В.А. Формирование Оренбургского газохимического кластера как один из факторов укрепления энергетического сотрудничества России и государств Центральной Азии. Гуманитарный вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана, №8 (10), 2013.

- 6.** Решение N 475 Межгосударственного Совета Евразийского экономического сообщества "О Концепции создания Евразийской инновационной системы" (Принято в г. Санкт-Петербурге 11.12.2009)
<http://zaki.ru/pagesnew.php?id=58973&page=7>

Привлечение иностранных инвестиций в энергетику как одно из направлений ускоренного инновационного развития отрасли (на примере «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»)

Отношение российского государства к иностранным компаниям за последние 20 лет претерпело серьезные изменения. Режим раздела продукции, расширивший, да и в принципе открывший путь иностранным компаниям к нашим месторождениям, наглядно показывает уступчивость и взаимосвязанность интересов государства и компаний. На начальном этапе в конце 1990 года возникают так называемые совместные предприятия (СП), которым государство все же предоставляло существенные льготы, прежде всего право на 100% экспорт. В 90-х годах правительство было озабочено изъятием сверхприбылей нефтяными «олигархами», вследствие чего перспектива долгосрочных иностранных инвестиций была перекрыта жестким налоговым режимом. Но к концу 2000 года государство вновь ощутило нехватку средств для освоения собственных запасов, в частности арктического шельфа. Стало понятно, что действующий налоговый режим совершенно не подходит для масштабных проектов. Тема иностранного капитала в нефтяном секторе очень актуальна сейчас, ведь за 20 лет иностранные компании испытали на себе и государственную любовь, и государственный гнев. И несмотря на это, вливание этого капитала до сих пор продолжается, и с немалой скоростью.

Сейчас особо актуален вопрос создания и развития инновационной экономики, переход от сырьевой направленности к научно-технической. Учитывая огромные территории России и технологические аспекты добычи сырья, можно сказать, что инновационная направленность развития энергетики сейчас особо важна. Особенно потому, что это является новым вектором развития не только экономики, но и науки. Инновации сами по себе являются мощнейшим фактором, который двигает прогресс на предприятиях энергетического сектора, создавая тем самым платформу для внедрения научных разработок, использования новых технологий, новых видов техники и оборудования, новых методов организации управления, позволяя увеличить объемы добываемого сырья, эффективность разработки, добычи, переработки и транспортировки углеводородов, возможность выходить на новые рынки сбыта, существенно снижать издержки и увеличивать прибыль.

Привлечение иностранных инвестиций в реализацию высокотехнологичных инвестиционных проектов является одним из эффективнейших способов инновационного развития, как энергетики, так и экономики страны в целом.

Таблица 1.

Инвестиции в основной капитал организаций с участием иностранного капитала (в фактически действовавших ценах)

	2000	2005	2010	2011	2012
Инвестиции в основной капитал	132,1	667,3	1159,3	1602,2	1675,1
всего, млрд. руб.					
из них за счет инвестиций из-за рубежа	51,1	133,4	218,4	194,7	154,9
в процентах от общего итога	38,7	20,0	18,8	12,2	9,2

Источник: Росстат.

Как видно из таблицы 1, иностранные инвестиции в основной капитал России начиная с 2000 года постоянно росли. Основной объем – около 70% – иностранных инвестиций поступает из Люксембурга, Нидерландов, Кипра, Великобритании, Германии, Китая. Российские компании при взаимодействии с иностранными партнерами заинтересованы в привлечении инвестиций и технологий, возможности выхода на зарубежные рынки. Интересы иностранных инвесторов при участии в российских нефтегазовых проектах – получение доступа к ресурсной базе и организация экспортных поставок. В ряде случаев происходит обмен нефтегазовыми активами, как правило, upstream в России обменивается на downstream в странах реципиентах энергоносителей, что позволяет оптимизировать структуру размещения производительных сил по добыче, транспортировке и переработке нефти, нефтепродуктов и газа.³⁰

Российское правительство стремится обеспечить национальную безопасность страны через контроль над стратегическими месторождениями и транспортной инфраструктурой, социально-экономическое развитие ресурсных и транзитных территорий, высокие налоговые и таможенные поступления в бюджет. Трансформация российского законодательства в направлении ужесточения государственного контроля над деятельностью иностранного бизнеса в нефтегазовом комплексе, введение ряда дополнительных ограничений по работе иностранцев на шельфе и освоению крупных месторождений привела к ухудшению инвестиционного климата в отрасли и оттоку капитала.³¹

В 2013 г. по географической структуре поступления иностранных инвестиций в российскую экономику, в том числе в добычу нефти и газа, сохранили свои позиции в

³⁰ Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Нефтегазовый комплекс России.

³¹ Коржубаев А.Г., Миловидов К.Н., Эдер Л.В. Нефтегазовый комплекс России.

качестве крупных экспортеров капитала Люксембург, Нидерланды, Кипр, Великобритания и Китай (таблица 2). Вложения из Кипра и Люксембурга осуществляются по большей части структурами российского бизнеса, за счет ранее выведенных из России финансовых ресурсов. От 30 до 40% иностранных инвесторов представляют собой аффилированные компании российских предпринимателей.³²

Таблица 2.

Объем накопленных иностранных инвестиций в экономике России по основным странам-инвесторам, млн. долларов США

	Накоплено на конец декабря 2013г.		В том числе			Справочно поступило в 2013г.
	всего	в % к итогу	прямые	порт- фельные	прочие	
Всего инвестиций¹⁾	384117	100	126051	5691	252375	170180
из них по основным странам-инвесторам	321456	83,7	94163	3870	223423	115850
в том числе:						
Кипр	69075	18,0	44781	1565	22729	22683
Нидерланды	68176	17,8	23723	153	44300	14779
Люксембург	49192	12,8	1195	213	47784	16996
Китай	32130	8,4	1679	15	30436	5027
Соединенное Королевство (Великобритания)	27977	7,3	2726	928	24323	18862
Германия	21309	5,5	12704	16	8589	9157
Ирландия	20087	5,2	482	2	19603	6757
Франция	13227	3,4	2746	34	10447	10309
США	10305	2,7	2831	938	6536	8656
Япония	9978	2,6	1296	6	8676	2624

Источник: Росстат.

В современных условиях можно выделить следующие наиболее распространенные схемы вхождения иностранного капитала в нефтегазовый бизнес России³³:

- Покупка пакета акций крупной российской вертикально-интегрированной нефтяной компании либо совместное финансирование деятельности (участие в капитале и управлении) одного из дочерних подразделений ВИНК;
- Создание СП и консорциумов с российскими предприятиями;
- Вхождение в нефтегазовые проекты на условиях СПП;
- Покупка либо регистрация на территории РФ небольших нефтяных компаний, финансирование их деятельности;
- Участие в подрядных работах и заключение сервисных контрактов;

³² Статистический ежегодник

³³ Нефтегазовый комплекс России. Коржубаев А.Г., Эдер Л.В.

- Квазииностранные инвестиции: регистрация российскими предпринимателями компаний за рубежом, прежде всего в оффшорных зонах или в странах с либеральным налоговым режимом.

Покупка пакета акций российских ВИНК

Как правило, такие сделки затрагивают стратегические экономические и политические интересы страны, поэтому переговоры ведутся на уровне правительств. Наличие политической поддержки руководством стран компаний-партнеров является существенным фактором безопасности бизнеса. В этом случае, еще до начала корпоративных переговоров заключаются межправительственные соглашения о сотрудничестве в нефтегазовой сфере.

Основные реализованные сделки вхождения иностранных компаний в НГК России через покупку пакетов акций ВИНК:

- British Petroleum в ТНК-ВР – 50% (соответственно в «Славнефти», на половину контролируемой ТНК-ВР, – 25%);
- ConocoPhillips в ЛУКОЙЛ – 20,6%;
- E.ON Ruhrgas GPD GmbH в Газпроме – 2,5% (соответственно в «Газпром нефти», «Славнефти»).

Создание совместных предприятий с российскими вертикально-интегрированными компаниями

По схеме вхождения в НГК через создание СП с российскими ВИНК действовали три иностранные компании:

- ConocoPhillips в «Нарьянмарнефтегазе» (ЛУКОЙЛ);
- ConocoPhillips в «Полярном сиянии» (российский партнер – «Роснефть»);
- Sinopac в «Удмуртнефти» («Роснефть»);
- Sinopac в «Вениннефть» («Роснефть»);
- CNPC в «Восток-Энерджи» («Роснефть»)

Участие в проектах на условиях соглашения о разделе продукции

В настоящее время в РФ реализуется 3 проекта с участием иностранного капитала на условиях СРП:

1. Сахалин-1. Оператор – «Exxon Neftegaz Limited»;

2. Сахалин-2. Оператор – «Sakhalin Energy Investment Company Ltd»;
3. Харьягинский проект. Оператор – «Тоталь Разработка Разведка Россия».

Участие в покупке и финансировании деятельности небольших нефтегазовых компаний. Квазииностранные инвестиции³⁴

Иностранные инвесторы активно приобретают небольшие российские компании, не консолидированные в состав крупных ВИНК, а также регистрируют в России юридические лица для участия в проектах освоения небольших нефтегазовых месторождений. Часть этих инвестиций фактически являются квазииностранными, осуществляемыми за счет финансовых ресурсов, ранее выведенных из России. Российские нефтегазовые компании регистрировали управляющую компанию в оффшорной зоне с целью минимизации налогообложения, в результате выведенные из-за рубежа финансовые средства впоследствии возвращались в форме иностранных инвестиций. В последние годы в связи с ужесточением финансовой дисциплины в стране формированием новой организационной структуры нефтегазовой отрасли, изменением структуры собственности, усилением государственных компаний («Роснефть», Газпром) практически все управляющие и производственные структуры российских ВИНК перешли под юрисдикцию РФ. В то же время остается достаточно большое количество мелких компаний, которые контролируются российским бизнесом, но формально зарегистрированы на территории других стран (Sibir Energy, «Енисейнефтегаз» и др.). Крупнейший проект, реализуемый иностранными инвесторами путем создания независимой нефтяной компании на территории России – освоение Салымской группы месторождений в Ханты-Мансийском автономном округе. Оператор проекта – «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.». Акционеры «Салым Петролеум Девелопмент»: «Шелл Салым Девелопмент – 50%»; ОАО НК «Эвихон» (контролируется Sibir Energy) – 50%. Акционеры Sibir Energy: «Газпром нефть» – 74,43%; правительство Москвы 18,03% и финансовые институты – 7,54%.

Участие в подрядных работах и заключение сервисных контрактов

Иностранные и мультинациональные сервисные, строительные и нефтегазовые компании участвуют в реализации проектов в НГК России через участие в подрядных работах и оказание сервисных услуг. Иностранный капитал стоит за большинством действующих в России сервисных компаний – Евразийской буровой компанией, группой

³⁴ Коржубаев А.Г, Миловидов К.Н., Эдер Л.В. Нефтегазовый комплекс России

«Интегра» и российскими подразделениями мировых сервисных компаний Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes и др.³⁵

Деятельность иностранных компаний в качестве подрядчиков в основном сосредоточена в секторах, где российские технологии уступают уровню западных:

- скважинные услуги по интенсификации добычи (включая ГРП, кислотную обработку и др.)
- разведка и добыча углеводородов на шельфе
- проектирование строительства скважин
- телеметрия во время бурения
- оценка пласта для оптимизации эффективности бурения и позиционирования наклонно-направленных скважин
- оценка коллекторов
- испытание скважин, отбор проб на поверхности и из призабойной зоны
- применение замерных приборов и насосов MultiPhase
- скважинный мониторинг
- замеры температуры и давлений с помощью оптико-волоконных методов
- стандартные и «интеллектуальные» методики заканчивания скважин и др.

Одним из показательных примеров эффективного внедрения иностранного капитала в освоении инновационных технологий является компания «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.». Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (СПД) — совместное предприятие, созданное в 1996 году для освоения Салымской группы нефтяных месторождений в Западной Сибири. Акционерами СПД являются на паритетных началах «Шелл Салым Девелопмент Б.В.» и ОАО «Газпром нефть». СПД пришла в регион, который уже много лет является центром нефтедобывающей отрасли России. Здесь работают крупнейшие российские нефтедобывающие компании, у которых высококвалифицированные кадры специалистов-нефтяников и богатый опыт работы в сложных климатических условиях Сибири. Как совместное предприятие, СПД старается взять на вооружение все самое ценное и передовое из российского опыта нефтедобычи и соединить это с лучшими достижениями из практики наших акционеров и других ведущих нефтяных компаний. Такой сплав разных производственных культур обеспечит достижение результатов, которые позволят СПД стать одной из лучших нефтедобывающих компаний России. Именно такую «планку» ставит перед собой СПД при реализации Салымского проекта. При этом компания стремится стать такой,

³⁵ Коржубаев А.Г., Миловидов К.Н., Эдер Л.В. Нефтегазовый комплекс России

которую отличают не только высокие показатели экономической эффективности, но и высокие стандарты в области охраны здоровья, труда и окружающей среды, а также социальная ответственность.³⁶

Отличительная черта компании состоит в том, что они используют технологии и инновации на всей линейке работы:

- строительство скважин
- исследования скважин
- добыча и транспортировка нефти
- утилизация попутного газа
- поиск новых возможностей нефтедобычи
- современная система телекоммуникаций
- интегрированная система управления бизнесом

УМНЫЕ СКВАЖИНЫ

«Умные скважины» – одна из инновационных технологий, применяемых на Салымском нефтепромысле для эффективной нефтедобычи. Она позволяет вести одновременно-раздельную эксплуатацию двух объектов разработки. При использовании этой технологии применяется автоматизированное внутрискважинное оборудование, обеспечивающее непрерывный сбор и передачу на поверхность данных о параметрах добычи или закачки жидкости в пласт в реальном времени. Технология «умных скважин» позволяет в режиме реального времени вести раздельный учет добычи по отдельным пластам — объектам разработки, а также регулировать закачку воды по пластам в нагнетательных скважинах.³⁷

УМНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Данная технология — часть масштабного проекта СПД по управлению скважинами и коллекторами, направленного на разработку системных подходов и обеспечение устойчивого характера разработки месторождений на лицензионных участках компании. Технология «умных месторождений» обеспечивает передачу информации с кустовой площадки на пункт управления в реальном времени. В результате значительно сокращается количество поездок на кустовые площадки операторов, что позволяет им быстрее реагировать на поведение скважинного оборудования. Благодаря данной технологии СПД может более продуктивно

³⁶ <http://www.salympetroleum.ru/>

³⁷ Научно-технический журнал «Нефть.Газ.Новации»

использовать растущий фонд скважин, ограничивать эксплуатационные расходы, оптимизировать закачку воды в пласт, ускорять добычу и увеличивать ее объем. Таким образом, в рамках всего нефтепромысла происходит постоянное улучшение планирования и осуществляется более эффективная нефтедобыча.³⁸

БУРЕНИЕ

Бурение на Салымских месторождениях в основном ведется с помощью буровых долот компании «Буринтех». Впервые эта продукция была опробована в июне 2005 г., и результат оказался поразительным: средняя скорость проходки с использованием долот российского производителя в 2 раза превысила показатели импортного инструмента. Однако инженеры компаний СПД и «Буринтех» посчитали, что полученные результаты далеки от оптимальных, и продолжили работу по дальнейшему усовершенствованию этой продукции. Специалисты НПП «Буринтех» постоянно находились на буровых, что позволило эффективно и оперативно решать все вопросы, быстро опробовать нововведения — и в конечном счете способствовало увеличению скорости проходки еще на 20%.

Следуя своей стратегии строительства скважин, СПД использует не только передовые российские, но и лучшие зарубежные разработки: центрифуги, вибросита, специальные растворы и химреагенты для повышения эффективности и экологичности буровых работ. Компания применяет буровые растворы BOREMAX, разработанные одним из подрядчиков СПД — компанией «Халлибертон». Их использование предотвращает разбухание глинистых частиц, что препятствует загрязнению призабойной зоны продуктивного пласта, и исключает размывы породы, т. е. снижает риск возникновения проблем, связанных со стабильностью ствола скважины. Кроме того, сокращаются объемы разбавления растворов и, как следствие, уменьшается количество раствора и шлама, сбрасываемых в амбар.

Наряду с техническими усовершенствованиями СПД внедрила новые организационные и управленческие подходы. Речь идет о концепции оптимизации буровых работ *Drilling the Limit*, которая разработана и широко применяется в буровых подразделениях концерна «Шелл».

УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ НА ОСНОВЕ АСП

Около 60-70% нефти не добываются обычными технологиями (например, заводнением) и остается в недрах. Технология химического заводнения на основе закачки в пласт анионного поверхностно-активного вещества (ПАВ), соды и полимера (АСП) – одна из

³⁸ <http://www.salypetroleum.ru/>

технологий, позволяющих извлечь остающуюся в недрах нефть. Данная технология позволяет добыть дополнительно до 30% нефти, оставшейся в пласте. Компания СПД реализует пилотный проект по закачке в пласт АСП на Салымской группе месторождений.

СОВРЕМЕННАЯ СИСТЕМА ТЕЛЕКОММУНИКАЦИЙ

В ходе освоения Салымской группы нефтяных месторождений компанией СПД спроектирована и развёрнута одна из самых передовых телекоммуникационных систем в Западной Сибири. Компания стремилась использовать самое современное оборудование связи и наиболее совершенные технологии, существующие на рынке телекоммуникаций.

Таким образом, мы видим четкую инновационную и научно-техническую направленность действий в долгосрочном развитии этой компании. Этот опыт должен послужить ориентиром в выстраивании четкой политики российских энергетических компаний.

Проведенный анализ показывает, что иностранные инвестиции в инновационную сферу энергетики могут быть очень эффективны и принесут российской экономике большой синергетический эффект. Вместе с тем, целесообразно совершенствовать законодательную базу – создать преференции для иностранных инвесторов, которые будут вкладываться не только в добычу, а будут привлекать высокие технологии, создавать и развивать местную инфраструктуру, создавать новые рабочие места, центры обучения и сертификации персонала. Этого можно добиться путем создания кластеров или технопарков.

Переход к инновационному пути развития - это хорошая возможность выхода на мировые энергетические рынки и укрепления конкурентных позиций. Переход к инновационному развитию страны определен как основная цель государственной политики в области развития науки и технологий. И как одно из важнейших направлений государственной политики в области развития науки и технологий - формирование развития национальной инновационной системы³⁹.

Список использованной литературы

1. Коржубаев А.Г, Миловидов К.Н., Эдер Л.В. Нефтегазовый комплекс России
2. Телегина Е.А. Углеводородная экономика. Том 1
3. Коржубаев А.Г, Эдер Л.В. Нефтегазовый комплекс России
4. Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации»

³⁹ Энергетическая стратегия России в период до 2030 года

5. Журнал «Нефть, газ и бизнес»
6. Статистический ежегодник Росстата
7. Сайт компании «Салым Петролеум Девелопмен» <http://www.salypetroleum.ru>
8. Сайт о Международном валютном фонде <http://www.mineconom.ru>
9. Сайт Министерства энергетики России <http://minenergo.gov.ru>

Золина С.А.

Моделирование добычи трудноизвлекаемой нефти в США

Перспективы неконвенциональных углеводородов, в частности нефти, являются важнейшим вопросом развития не только нефтяной отрасли, но и мировой энергетики в целом. По оценкам Международного Энергетического Агентства на конец 2012 г. мировые остаточные извлекаемые запасы и ресурсы сверхтяжелой нефти, нефти из битуминозных песчаников и легкой трудноизвлекаемой нефти были в 1,24 раза больше остаточных извлекаемых запасов и ресурсов конвенциональной нефти⁴⁰.

Локомотивом добычи трудноизвлекаемой нефти в мире являются США. Высокие цены на нефть в начале XXI века сделали рентабельным массовое применение технологий горизонтального бурения и многостадийного гидроразрыва пласта, что наряду с такими факторами, как дешевизна кредита и высочайший уровень конкуренции привело к активному наращиванию производства с 2008 г.⁴¹ Увеличение собственной добычи привело к снижению зависимости США от импорта нефти (рисунок 1).

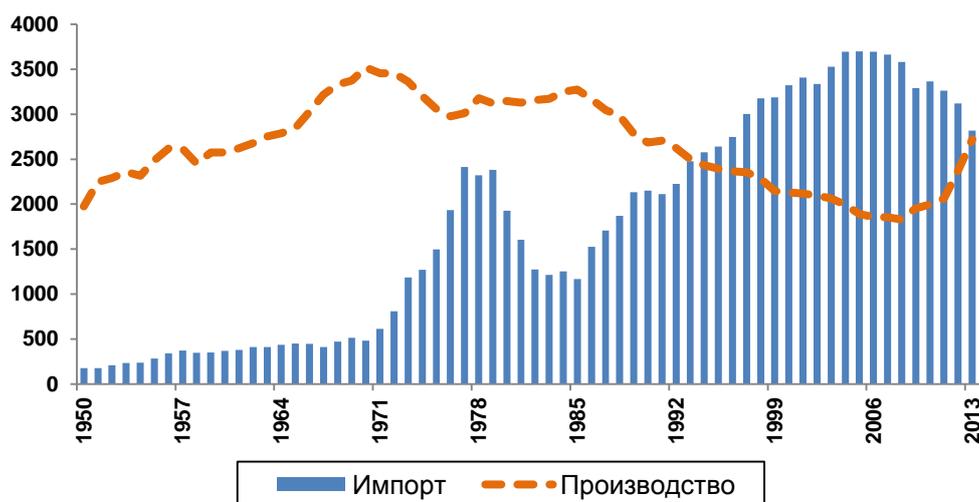


Рисунок 1. Производство и импорт сырой нефти в США в 1950 – 2013 гг., млн. барр.

Источник: Администрация энергетической информации США.

Американская «сланцевая революция» ведет к перестройке мирового рынка нефти: в случае активного наращивания добычи трудноизвлекаемой нефти американский импорт будет падать, что приведет к повышению конкуренции между странами–экспортерами на

⁴⁰ International Energy Agency. World Energy Outlook 2013. P. 423

⁴¹ Подробнее см.: И.А. Сейфулмулюков. «Сланцевая революция» в США и перестройка мирового рынка нефти

европейском и азиатско-тихоокеанском рынках⁴². Однако стоит отметить, что по прогнозам ведущих международных энергетических организаций спрос на европейском рынке нефти в перспективе до 2035 г. будет сокращаться, а быстро растущий Китай будет стремиться сократить импорт путем инвестирования в добычу нефти в развивающихся странах, например, странах Африки.

Вторым последствием американской «сланцевой революции» для мирового рынка нефти стал спред между ценами эталонных сортов нефти WTI и Brent, который ранее был незначительным. В результате возникли заговаривание американского рынка физической нефти и недостаточная развитость инфраструктуры по транспортировке нефти.

По прогнозам ведущих международных энергетических организаций в перспективе ближайших двух десятилетий произойдет глобализация «американской сланцевой революции». Мировое производство неконвенциональной нефти к 2035 г. вырастет в 3,4 раза по сравнению с 2012 г. и составит 6,2 млрд. баррелей⁴³, при этом основной вклад в прирост производства внесут США (рисунок 2).

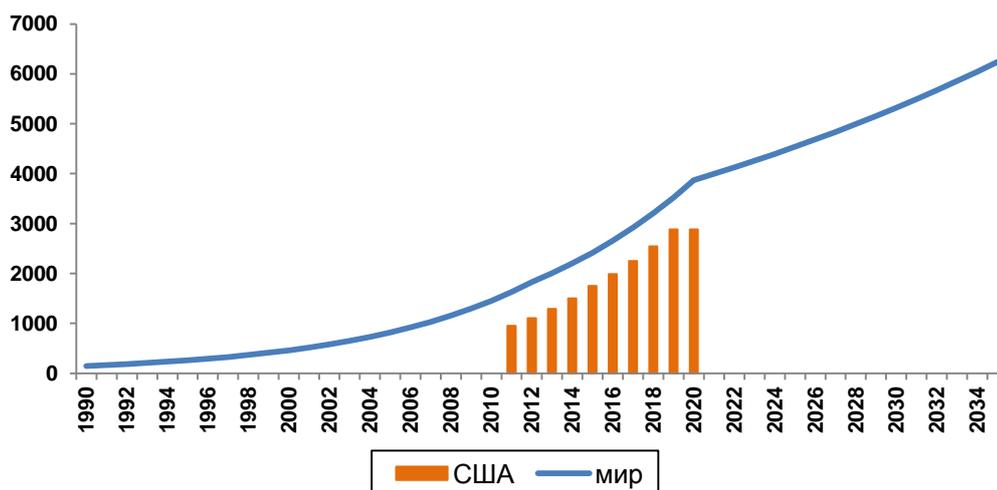


Рисунок 2. Производство неконвенциональной нефти в мире и США, млн. барр.

Источник: International Energy Agency. World Energy Outlook 2013. P. 458; Citi GPS. Energy 2020. North America, the New Middle East? 20 March 2012. P. 14

Однако, учитывая тот факт, что трудноизвлекаемая нефть с точки зрения геологии и экономики является сравнительно молодым ресурсом, и методы прогнозирования ее добычи пока не отработаны и носят приблизительный характер, возникает вопрос об обоснованности данных прогнозов. В настоящей работе проанализированы и протестированы на надежность

⁴² О влиянии «сланцевой революции» на перестройку мирового рынка нефти см.: С.В. Жуков, О. Б. Резникова, И.А. Сейфульмулюков. Трудноизвлекаемая нефть США: катализатор перемен на мировом нефтяном рынке

⁴³ World Energy Outlook 2013 / International Energy Agency. P. 458

несколько подходов к моделированию и прогнозированию добычи трудноизвлекаемой нефти на примере американских сланцевых формаций.

Для начала стоит разобраться с неопределенностью относительно терминологии и определить, что подразумевается под трудноизвлекаемой нефтью в настоящей работе. Термином «сланцевая нефть» часто объединяют разные виды ресурсов – сланцевую нефть и синтетическое топливо, получаемое путем нагревания нефтеносного сланца. По определению Департамента энергетики США нефтеносным сланцем (oil shale) называется карбонатная порода, насыщенная органическим веществом – керогеном. Из-за некоторых геологических и физических свойств, например, недостаточной температуры, из керогена не образуются углеводороды. При этом возможно получить синтетическое жидкое топливо путем термического воздействия на нефтяной сланец. Однако производство так называемой керогеновой нефти является высокзатратным, технически сложным, вредным для окружающей среды, что делает его нерентабельным даже при существующих высоких ценах на нефть⁴⁴. Международное энергетическое агентство относит керогеновую нефть к неконвенциональной нефти.

Во избежание путаницы, «а также из-за того, что так называемая сланцевая нефть содержится не только в сланцах, но и в других породах с низкой проницаемостью, в англоязычной литературе ее сейчас чаще называют tight oil или light tight oil, что можно перевести как легкая нефть из низкопроницаемых пластов»⁴⁵. В настоящей работе под термином трудноизвлекаемая нефть понимается легкая нефть из низкопроницаемых пластов. Ведущие международные энергетические организации относят трудноизвлекаемую нефть к конвенциональной нефти.

С 2010 г. около 90% роста производства нефти в США обеспечивают семь основных сланцевых формаций⁴⁶ (рисунок 3). При этом для каждой сланцевой формации большая часть производства сконцентрирована в нескольких округах⁴⁷.

⁴⁴ И.А. Сейфульмулюков. Указ. Соч. С. 9.

⁴⁵ Там же. С. 10.

⁴⁶ Adam Sieminski. Outlook for U.S. shale oil and gas. Argus Americas Crude Summit, January 22, 2014. P. 3

⁴⁷ Округ (county) – административно-территориальная единица США, которая меньше, чем штат, но больше чем город.

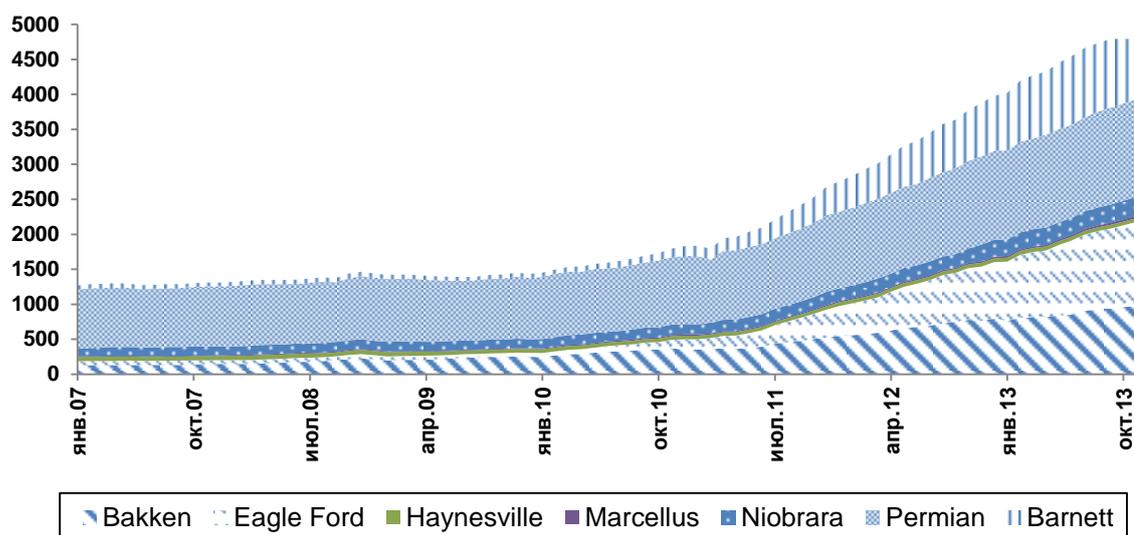


Рисунок 3. Месячная добыча трудноизвлекаемой нефти в США в разрезе основных формаций в январе 2007 – ноябре 2013 гг., тыс. барр. в день

Источник: Администрация энергетической информации США и Техасская железнодорожная комиссия.

В настоящей статье рассматриваются различные методики прогнозирования нефтедобычи, которые протестированы для двух формаций – Barnett и Eagle Ford. Данные плеи выбраны не случайно. Barnett является одной из первых формаций, на которой началась добыча трудноизвлекаемой нефти, Eagle Ford же является плеем с наиболее быстро растущей добычей и к тому же обладает вторыми по величине запасами нефти после Bakken (таблица 1).

Таблица 1.

Оценки остаточных запасов и ресурсов трудноизвлекаемой нефти в разрезе сланцевых формаций на июнь 2013 г., млрд. барр.

Формация	Остаточные запасы и ресурсы
Bakken	14,7
Eagle Ford	13,6
Permian	9,7
Niobrara	4,1
Utica	2,5
Woodford	1,9
Marcellus	0,8
Barnett	0,4
Всего	47,7

Источник: Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States / EIA, June 2013. P.4

Можно выделить несколько подходов к моделированию и прогнозированию добычи нефти:

- анализ дебитов, темпов падения добычи на уровне скважин (bottom-up подход);

- фиксирование добычи на последнем историческом уровне;
- базовый подход с использованием кривой Хубберта⁴⁸;
- сравнительный подход;
- интегрированный подход.

Подробнее рассмотрим каждый из подходов и результаты моделирования для формаций Barnett и Eagle Ford. Однако стоит отметить, что применение микро подхода, основанного на анализе дебитов на уровне скважин, ограничено. Дело в том, что в открытом доступе настолько подробные базы данных отсутствуют, поэтому использование bottom-up подхода в настоящей работе не представляется возможным, хотя и могло бы дать релевантный результат. Также не тестируется наиболее примитивный подход, когда добыча фиксируется на последнем историческом уровне и не меняется в прогнозном периоде.

Для моделирования был использован ряд исторических данных по месячной добыче с января 2000 г. по ноябрь 2013 г. Поскольку и Barnett, и Eagle Ford находятся в Техасе, расчеты проводились по данным Техасской железнодорожной комиссии. При этом стоит отметить, что в Production Data Query System⁴⁹ (General Production Query) информация представлена в разрезе округов (таблица 2). Для получения ряда месячных данных по формации в целом данные по округам суммировались. Для прогноза в рамках интегрированного подхода использовался прогноз для цены нефти в постоянных ценах 2005 г., выполненный ЦЭИ ИМЭМО РАН.

Таблица 2.

Список округов, относящихся к формациям Barnett и Eagle Ford

Barnett		Eagle Ford	
• Denton	• Erath	• Atascosa	• Lavaca
• Johnson	• Hamilton	• Bastrop	• Lee
• Tarrant	• Hill	• Bee	• Leon
• Wise	• Hood	• Brazos	• Live Oak
• Archer	• Jack	• Burleson	• Madison
• Bosque	• Montague	• De Witt	• Maverick
• Clay	• Palo Pinto	• Dimmitt	• McMullen
• Comanche	• Parker	• Fayette	• Milam
• Cooke	• Shackleford	• Frio	• Robertson
• Coryell	• Somervell	• Gonzales	• Walker
• Dallas	• Stephens	• Grimes	• Webb
• Eastland	• Young	• Karnes	• Wilson

⁴⁸ В настоящей статье под базовым подходом понимается модель на дискретных значениях, также известная как «линеаризация» кривой Хубберта (Kenneth S. Deffeyes. Beyond Oil : The View from Hubbert's Peak. 2005).

⁴⁹ Texas Railroad Commission. General Production Query.

<http://webapps2.rrc.state.tx.us/EWA/productionQueryAction.do>

Источник: Техасская железнодорожная комиссия.

Базовый подход с использованием кривой Хубберта

Базовый подход с использованием кривой Хубберта моделируется следующим регрессионным уравнением:

$$\frac{q_t}{Q_t} = a + b_1 \cdot Q_t + \varepsilon, \quad (1)$$

где q_t – добыча в период t ; Q_t – накопленная добыча в период t ; ε – ошибка.

В прогнозный период годовая добыча находится по формуле:

$$q_{t+1} = \frac{-(\alpha + 2\beta_1 Q_t - 1) - \sqrt{(\alpha + 2\beta_1 Q_t - 1)^2 - 4\beta_1 \cdot (\beta_1 Q_t^2 + \alpha Q_t)}}{2\beta_1} \quad (2)$$

Как можно увидеть из уравнения (1), особенностью базового подхода является использование только геологической информации, при этом пик добычи происходит при истощении половины запасов месторождения. Однако нет оснований утверждать, что пик добычи нефти на Barnett и Eagle Ford уже пройден, поэтому модель чувствительна к величине запасов. Базовому подходу присущ ряд других ограничений, например, не учитываются инфраструктурные ограничения, но ключевым из них является то, что подход не учитывает реальные рыночные факторы, непосредственно влияющие на добычу трудноизвлекаемой нефти, например, цену нефти⁵⁰.

Применив базовый подход с использованием кривой Хубберта на фактических данных для моделирования нефтедобычи на Barnett и Eagle Ford, мы получили следующие результаты.

С помощью кривой Хубберта для Barnett были оценены по историческим данным с мая 2011 г. коэффициенты регрессии (рисунок 4). Коэффициент при накопленной добыче имеет ожидаемый с точки зрения экономического смысла знак, все коэффициенты и регрессия в целом статистически значимы на уровне значимости 5%.

⁵⁰ Подробнее см. Золина С.А., Сеницын М.В. Прогноз нефтедобычи в Казахстане с помощью кривой Хубберта: возможности и ограничения методологии

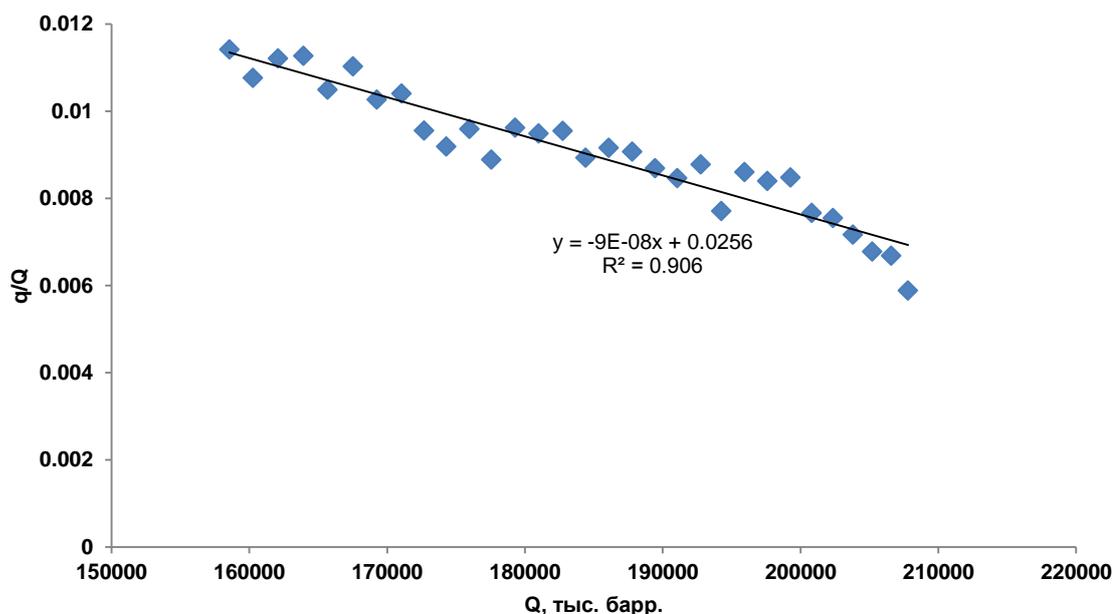


Рисунок 4. Кривая Хубберта для Barnett в мае 2011 – ноябре 2013 гг., тыс. барр.

Источник: данные Техасской железнодорожной комиссии и расчеты автора.

Использование базового подхода для Barnett дает следующие результаты. На исторических данных модель показывает, что пик добычи уже пройден в июне 2010 г., хотя на самом деле максимальная месячная добыча на Barnett была достигнута в октябре 2011 г. (рисунок 5).

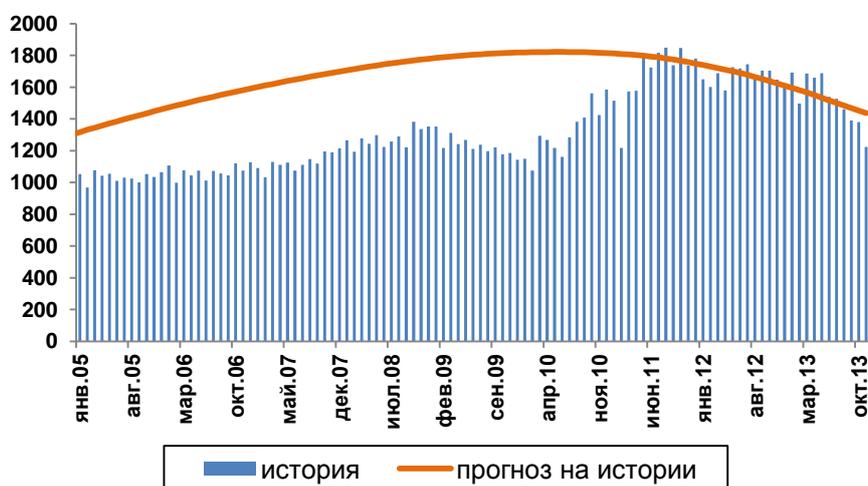


Рисунок 5. Месячная добыча на Barnett в январе 2005 – ноябре 2013 гг.: исторические данные и моделирование по базовой модели с кривой Хубберта, тыс. барр.

Источник: данные Техасской железнодорожной комиссии и расчеты автора.

По прогнозу добычи трудноизвлекаемой нефти на Barnett к декабрю 2018 г. нефтедобыча снизится на 28% по сравнению с ноябрем 2013 г. (рисунок 6).

Таким образом, полученная регрессия хорошо описывает исторические данные (высокий R^2), и полученные оценки для Barnett являются достаточно эффективными.

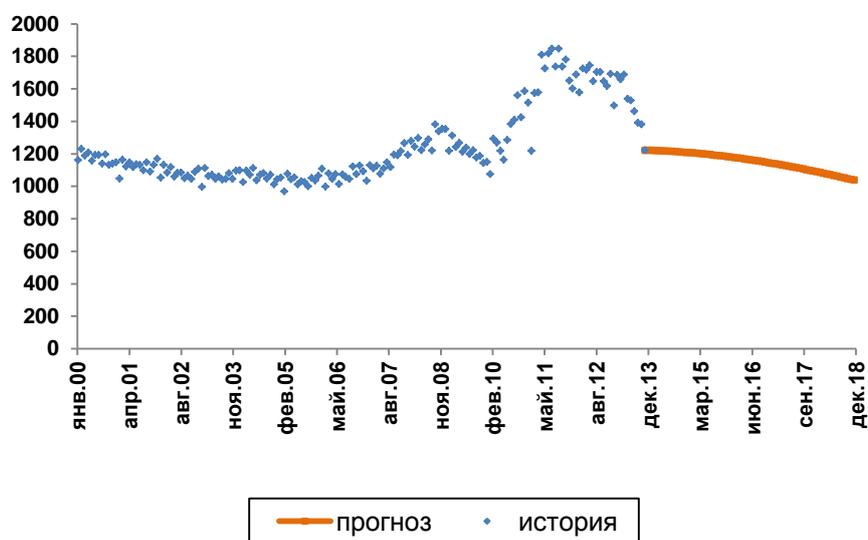


Рисунок 6. Прогноз месячной добычи на Barnett по базовой модели с кривой Хубберта до декабря 2018 г., тыс. барр.

Источник: данные Техасской железнодорожной комиссии и расчеты автора.

Для Eagle Ford же оказалось достаточно сложно оценить коэффициенты линейной регрессии, описывающей следующую кривую Хубберта (рисунок 7). По графику можно заметить, что в отличие от Barnett, для Eagle Ford еще не установилась тенденция роста или падения доли месячной добычи в накопленной в зависимости от накопленной добычи трудноизвлекаемой нефти. Это связано с тем, что Eagle Ford находится только в начале эксплуатации.

На кривой Хубберта для сланцевых формаций США можно выделить три участка: 2000 – 2003 гг. – первый этап добычи трудноизвлекаемой нефти, в 2004 – 2010 гг. стали рентабельными и широко применяемыми технологии многостадийного гидроразрыва пласта и горизонтального бурения, с 2011 г. – современный этап развития⁵¹. Для построения регрессий использовались данные по добыче на современном этапе, то есть с 2011 г.

⁵¹ Aaron James Clark, B.S. Decline Curve Analysis in Unconventional Resource Plays Using Logistic Growth Models / The University of Texas in Austin, August 2011. P. 57

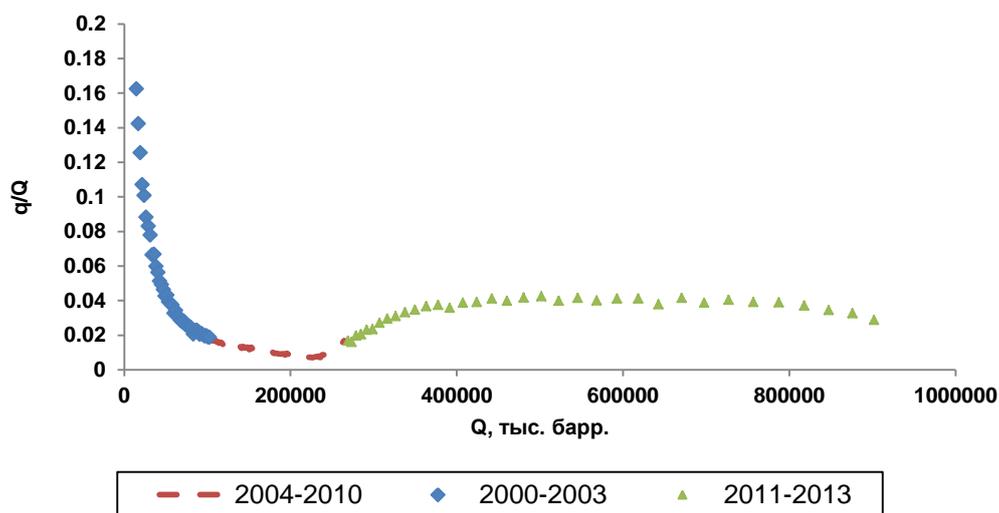


Рисунок 7. Кривая Хубберта для Eagle Ford с мая 2000 г. по ноябрь 2013 г.

Источник: данные Техасской железнодорожной комиссии и расчеты автора.

Тем не менее, базовый подход с использованием кривой Хубберта технически применен и для формации Eagle Ford, коэффициенты регрессии оценены с декабря 2011 г. Все коэффициенты имеют ожидаемый знак с точки зрения экономического смысла знак, а также значимы на уровне значимости 5%.

Пик добычи на Eagle Ford по базовой модели с кривой Хубберта прогнозируется в сентябре 2016 г., когда месячная добыча трудноизвлекаемой нефти достигнет 55 млн. барр. (рисунок 8).

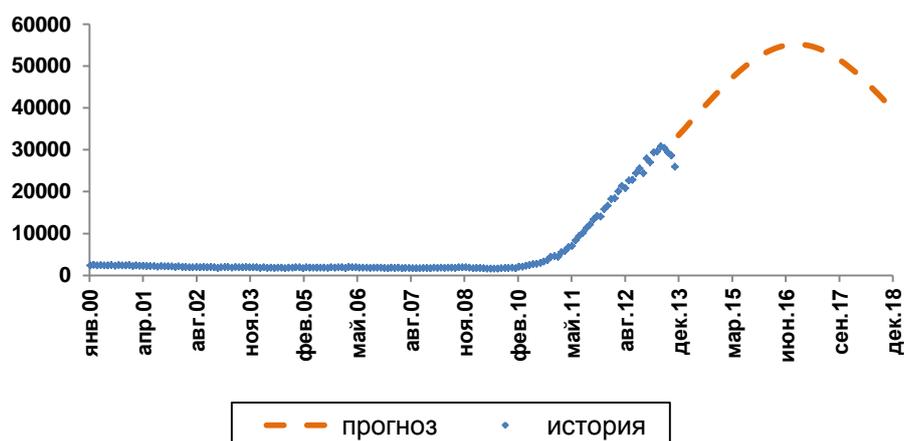


Рисунок 8. Прогноз месячной добычи на Eagle Ford до декабря 2018 г., тыс. барр.

Источник: данные Техасской железнодорожной комиссии и расчеты автора.

Довольно низкий R^2 говорит о том, что регрессия недостаточно хорошо описывает исторические данные добычи трудноизвлекаемой нефти на Eagle Ford, возможно,

спецификация модели неправильна или в регрессию не включены значимые переменные, в результате возникает вопрос о релевантности полученных оценок.

Сравнительный подход

Суть сравнительного подхода заключается в том, что темпы роста на более старом месторождении принимаются в качестве базового индикатора для месторождений, вводимых в эксплуатацию позже. Применение данного подхода целесообразно при наличии корреляции между темпами роста добычи на базовом месторождении и сравнительно более молодых месторождениях.

Важным ограничением использования сравнительного подхода является то, что для базового месторождения необходимо спрогнозировать добычу альтернативным методом, например, с помощью базового подхода с кривой Хубберта.

В нашем случае базовой формацией является Barnett, темпы роста ее добычи с января 2000 г. по декабрь 2018 г. по сравнению с ноябрем 2013 г. распространяются на Eagle Ford. Коэффициент корреляции между темпами роста добычи на Barnett и Eagle Ford с лагом три года составляет 0,43. Если проанализировать результаты применения сравнительного и базового подходов для Eagle Ford, то видно, что с учетом запасов формации первый дает нерелевантно низкие оценки (рисунок 9).

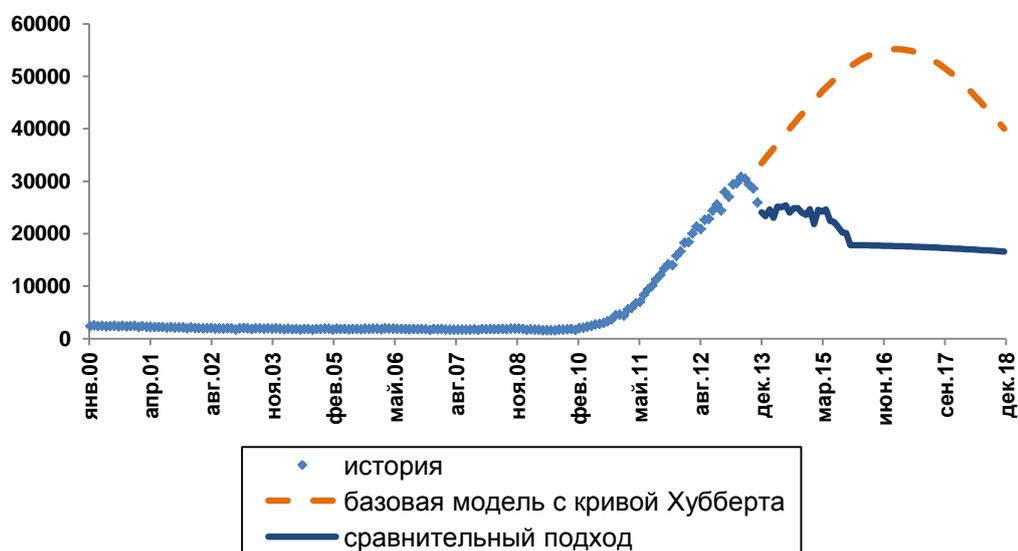


Рисунок 9. Сравнение прогнозов месячной добычи на Eagle Ford (Barnett – индикатор) в январе 2000 – декабре 2018 гг., тыс. барр.

Источник: данные Техасской железнодорожной комиссии и расчеты автора.

Интегрированный подход

Интегрированный подход моделируется следующим регрессионным уравнением:

$$\frac{q_t}{Q_t} = a + b_1 \cdot Q_t + b_2 \cdot P_t + \varepsilon, \quad (3)$$

где P_t – цена нефти в момент времени t .

В отличие от рассмотренных ранее подходов интегрированный подход объединяет не только геологическую, но и экономическую информацию. В линейную регрессию добавляется такая переменная, как цена нефти.

Отдельно стоит подчеркнуть, что цена отражает не только рыночную, но и технологическую информацию. Так, при высоких ценах на нефть становится возможным научно-технический прогресс и использование новых технологий. Ключевая для добычи трудноизвлекаемой нефти современная технология гидроразрыва пласта, применяемая с начала 1990-х гг., стала рентабельной благодаря высоким ценам на нефть в начале XXI века. Для построения модели использовалась усредненная за 5 предыдущих месяцев цена нефти.

С помощью интегрированного подхода для Barnett коэффициенты регрессии были оценены по историческим данным с февраля 2011 г. Коэффициенты при накопленной добыче и цене имеют ожидаемые с точки зрения экономического смысла знаки, все коэффициенты и регрессия в целом статистически значимы на уровне значимости 5%. Мы получили следующую зависимость:

$$\frac{q_t}{Q_t} = 0,02 - 10^{-7} \cdot Q_t + 0,0001 \cdot P_{mean} \quad (4)$$

Увеличение усредненной за пять предыдущих месяцев цены нефти на 1 доллар за баррель увеличивает долю месячной добычи в накопленной в среднем на 0,0001. Коэффициент при цене по модулю значительно превышает коэффициент при накопленной добыче, цена становится важнейшим фактором модели.

В результате прогнозные темпы падения добычи для Barnett, полученные с помощью интегрированного подхода, значительно выше по сравнению с базовым подходом (рисунок 10). Прогнозная добыча сокращается уже не на 28%, а на 62% к декабрю 2018 г. по сравнению с ноябрем 2013 г.

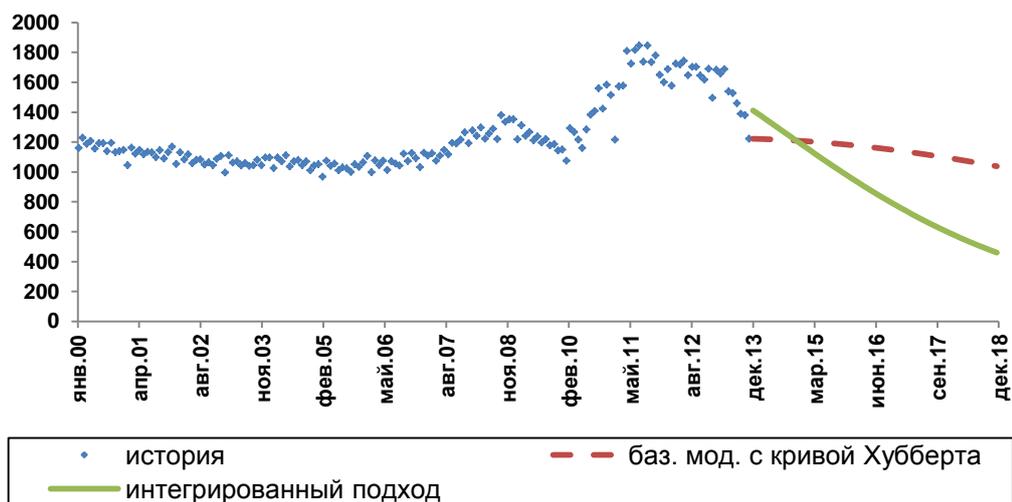


Рисунок 10. Прогнозы месячной добычи на Barnett до декабря 2018 г., тыс. барр.
 Источник: данные Техасской железнодорожной комиссии и расчеты автора.

Для Eagle Ford регрессия построена по историческим данным с октября 2011 г. Все коэффициенты имеют ожидаемые с точки зрения экономического смысла знаки, а также значимы на уровне значимости 5%. Получена следующая зависимость:

$$\frac{q_t}{Q_t} = -0,069 - 10^{-8} \cdot Q_t + 0,001 \cdot P_{mean} \quad (5)$$

Таким образом, на добычу трудноизвлекаемой нефти на Eagle Ford цена оказывает более сильное влияние, чем на Barnett. При увеличении цены на 1 доллар за баррель доля месячной добычи в накопленной увеличивается в среднем на 0,001. Пик добычи прогнозируется в июне 2017 г., когда месячная добыча составит 52 млн. баррелей (рисунок 11).

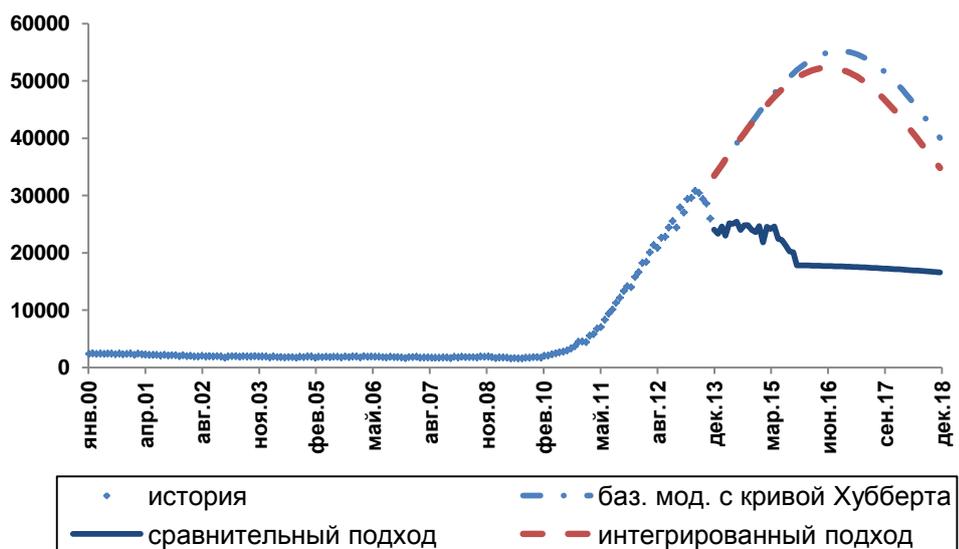


Рисунок 11. Прогнозы месячной добычи на Eagle Ford до декабря 2018 г., тыс. барр.
 Источник: данные Техасской железнодорожной комиссии и расчеты автора.

Перейдем к сравнению основных результатов трех моделей. Подходы сравниваются по средней абсолютной ошибке в процентах (MAPE), скорректированному R^2 , так как используется разное число регрессоров, а также значимости коэффициентов (таблица 3). Стоит отметить, что на уровне значимости 5% все коэффициенты построенных регрессий и регрессии в целом значимы.

Средняя абсолютная ошибка в процентах используется для измерения точности использованного подхода по моделированию и прогнозированию временных рядов, оценивает отклонение прогнозных значений от фактических и показывает точность прогноза. MAPE вычисляется по формуле (6).

$$MAPE = \frac{1}{n} \cdot \sum_{t=1}^n \left| \frac{y_t - \hat{y}_t}{y_t} \right| \cdot 100\%, \quad (6)$$

где y_t – фактические значения, \hat{y}_t – прогнозные значения, n – число наблюдений.

Можно заметить, что и для Barnett, и для Eagle Ford интегрированный подход лучше описывает исторические данные: у него меньше средняя абсолютная ошибка в процентах, а также выше скорректированный R^2 .

Таблица 3.

Основные показатели моделирования нефтедобычи для Barnett и Eagle Ford

	Подход	MAPE, %	$R^2_{adj.}$, %	p.v. (const), %	p.v. (Qt), %	p.v. (Pmean), %
Barnett	Базовая модель с кривой Хубберта	28	72	0	0	-
	Интегрированный подход	23	74	0	0	1
Eagle Ford	Базовая модель с кривой Хубберта	205	18	0	2	-
	Сравнительный подход	586	-	-	-	-
	Интегрированный подход	124	32	4	1	0

Источник: данные Техасской железнодорожной комиссии и расчеты автора.

Еще одним способом тестирования подходов к моделированию добычи трудноизвлекаемой нефти является сравнение прогнозных значений с реальными историческими данными. Дело в том, что во время проведения расчетов был доступен ряд данных по месячной добыче до ноября 2013 г. включительно, а в настоящее время уже появились данные за декабрь 2013 г. и январь 2014 г. Для формации Barnett прогноз добычи трудноизвлекаемой нефти повторяет тенденцию реальных данных: рост добычи в декабре 2013 г. и последующее снижение в январе 2014 г., но переоценивает прогнозную добычу.

Средняя абсолютная ошибка, рассчитанная за этот период, для Barnett составляет 1,9%, для Eagle Ford – 3,2% (Таблица 4).

Таблица 4.

Сравнение прогноза добычи трудноизвлекаемой нефти с использованием интегрированного подхода с историческими данными за декабрь 2013 – январь 2014 гг., тыс. баррелей

	Barnett		Eagle Ford	
	история	прогноз	история	прогноз
декабрь 2013	1300	1411	31786	33475
январь 2014	1241	1393	30812	34434

Источник: данные Техасской железнодорожной комиссии и расчеты автора.

В заключение хочется добавить, что для формации Barnett, где согласно расчетным моделям пик добычи трудноизвлекаемой нефти уже прошел, интегрированный подход хорошо описывает исторические данные. А для плеча Eagle Ford, который находится только в начале наращивания добычи, неопределенность относительно прогнозов нефтедобычи остается высокой. Причиной неопределенности является сравнительная молодость таких ресурсов, как трудноизвлекаемая нефть и соответственно короткий ряд статистических данных.

Также стоит отметить, что значительную неопределенность в моделирование добычи трудноизвлекаемой нефти вносят изменения оценок остаточных запасов. По оценкам ведущих международных энергетических организаций, на начало 2009 г. остаточные извлекаемые запасы и ресурсы американской трудноизвлекаемой нефти составляли 24 млрд. баррелей⁵², на начало 2010 г. – 35 млрд. баррелей⁵³, а на июнь 2013 г. – 48 млрд. баррелей⁵⁴.

Кроме того, по мнению некоторых экспертов, эти оценки могут быть завышены. Дело в том, что широко используемая в США формула оценки запасов, разработанная в 1945 г. и основанная на оценке дебитов и темпов падения добычи по отдельным скважинам, хорошо работает для месторождений конвенциональной нефти, но может оказаться нерелевантной для сланцевых формаций. Эффективность формулы зависит от корректности используемых данных. Короткий ряд данных по дебитам скважин, неоднородность дебитов как между формациями, так и внутри одного плеча, неопределенность относительно темпов падения добычи трудноизвлекаемой нефти могут привести к смещению оценок запасов вверх. В качестве примера можно привести компанию SandRidge Energy, которая постепенно сократила оценки запасов трудноизвлекаемой нефти с 456000 баррелей в среднем на

⁵² Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays / EIA, July 2011. P. 5

⁵³ World Energy Outlook 2012 / International Energy Agency. P. 108

⁵⁴ Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States / EIA, June 2013. P.4

скважину в 2012 г. до 380000 баррелей на скважину в 2014 г. Первоначальные оценки были сделаны на основании данных по дебитам высокоэффективных скважин. То же самое произошло и с SM Energy, разрабатывающей формацию Eagle Ford. В феврале 2014 г. были сокращены оценки запасов трудноизвлекаемой нефти с 602000 баррелей в среднем на скважину до 475000 баррелей на скважину⁵⁵.

Список используемой литературы

1. Adam Sieminski. Outlook for U.S. shale oil and gas. Argus Americas Crude Summit, January 22, 2014
2. Aaron James Clark, B.S. Decline Curve Analysis in Unconventional Resource Plays Using Logistic Growth Models / The University of Texas in Austin, August 2011
3. Asjlyln Loder. An Old Formula May Overstate U.S. Oil Supplies / Bloomberg Businessweek. April, 03, 2014
4. Citi GPS. Energy 2020. North America, the New Middle East? 20 March 2012 Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays / EIA, July 2011
5. Kenneth S. Deffeyes. Beyond Oil : The View from Hubbert's Peak. 2005
6. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays / EIA, July 2011
7. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States / EIA, June 2013
8. Texas Railroad Commission. Production Data Query System. General Production Query. <http://webapps2.rrc.state.tx.us/EWA/productionQueryAction.do>
9. U.S. Department of Energy. Annual Report to Congress on Strategic Unconventional Fuels Activities and Accomplishments, November 2008
10. U.S. Energy Information Administration. Petroleum and other liquids. <http://www.eia.gov/petroleum/>
11. International Energy Agency. World Energy Outlook 2012
12. International Energy Agency. World Energy Outlook 2013
13. Д. Грушевенко, Е. Грушевенко. Нефть сланцевых плеев – новый вызов энергетическому рынку? М.: ИНЭИ РАН 2012

⁵⁵ Asjlyln Loder. An Old Formula May Overstate U.S. Oil Supplies / Bloomberg Businessweek. April, 03, 2014

14. Золина С.А., Сеницын М.В. Прогноз нефтедобычи в Казахстане с помощью кривой Хубберта: возможности и ограничения методологии / «Центральная Азия: роль в перестройке мировых рынков нефти и природного газа. М.: ИМЭМО РАН 2014
15. О влиянии «сланцевой революции» на перестройку мирового рынка нефти см.: С.В. Жуков, О. Б. Резникова, И.А. Сейфульмулюков. Трудноизвлекаемая нефть США: катализатор перемен на мировом нефтяном рынке / «Год планеты 2013». М.: ИМЭМО РАН 2013
16. И.А. Сейфульмулюков. «Сланцевая революция» в США и перестройка мирового рынка нефти. М.: ИМЭМО РАН 2014

Дворкин В.В.

**Декомпозиция энергоемкости электрогенерирующего комплекса
российской экономики**

1. Актуальность проблемы энергоемкости в электрогенерирующем комплексе России

Российская Единая энергетическая система является одной из самых масштабных энергетических систем в мире. По состоянию на 2012 г., Россия занимала третье по объему генерации электроэнергии в мире (после США и Китая). В настоящий момент, в ЕЭС России работает семь объединенных энергосистем: ОЭС Центра, Урала, Сибири, Средней Волги, Северо-Запада, Юга и Востока (выставлены в порядке убывания установленной мощности). На конец 2012 г., общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила чуть более 223 ГВт.

Электроэнергетический комплекс является неотъемлемой частью российской экономики. ЕЭС России представляет собой широкую площадку для функционирования различных видов экономической деятельности, связанных с производством, передачей, распределением и сбытом как электроэнергии, так и теплоэнергии. По состоянию на 2011 г. в отрасли было задействовано более 22 тысяч предприятий и организаций⁵⁶, а экономическая и географическая распространенность отрасли обеспечило занятость почти 1,3 миллиона человек, что составляет почти 2% от занятого в экономике населения. По данным Федеральной службы государственной статистики, ВДС производства и распределения электроэнергии и теплоэнергии составила 4184 млрд. руб. в 2012 г., что составило 3,9% ВДС всей экономики страны. При этом, примерно 40% ВДС комплекса приходится на производство электроэнергии и теплоэнергии.

При этом, энергоемкость производства электроэнергии и теплоэнергии с 2007 г. относительно 2000 г. только растет. Более того, относительно 2000 г. энергоемкость комплекса выросла почти на 4 %. Энергоемкость электрогенерирующего комплекса менялась как за счет изменения потребления ТЭР, так и за счет изменения выпуска отрасли. Выпуск электрогенерирующего комплекса вырос на 8% (в основном, за счет роста производства электроэнергии), а потребление ТЭР комплексом выросло на 11%.

Объем генерации электроэнергии претерпел значительные структурные изменения относительно 2000 г. Динамика структуры полезного отпуска с 2000 по 2012 гг. изображена на рисунке 1. Доля производства электроэнергии от общего производства как на ТЭС, так и

⁵⁶ Федеральная служба государственной статистики.

на АЭС, увеличилась на 2% (с 64% до 66% для ТЭС, с 15% до 17% на АЭС), а доля производства на ГЭС снизилась на 4% (с 21% до 17%). При этом, доля электроэнергии, произведенной на газовых станциях, от общего производства электроэнергии на ТЭС возросла на 7% (с 64% до 71%), на мазутных снизилась на 2% (с 6% до 4%), а на угольных снизилась на 6% (с 31% до 25%).

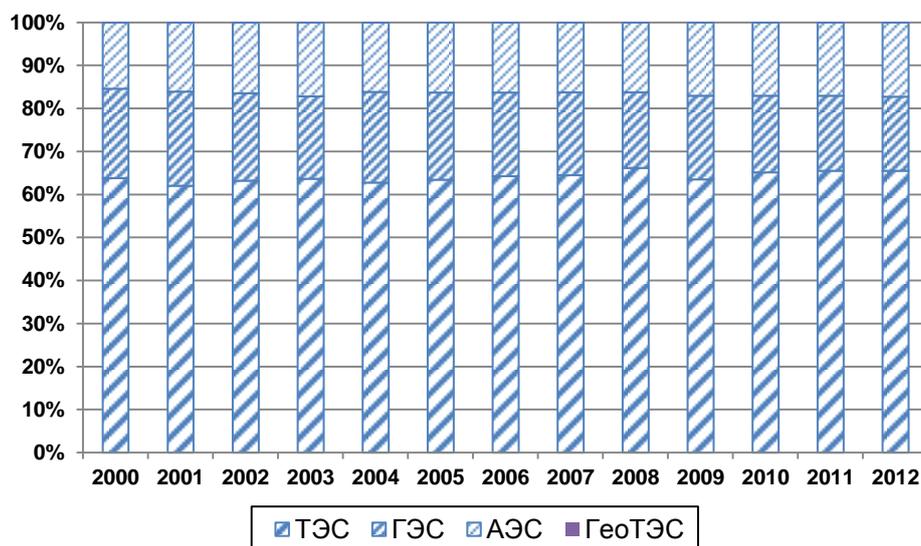


Рисунок 1. Структура полезного отпуска по типу станций ЕЭС России с 2000 по 2012 гг.,%

Источник: расчеты автора по данным Росстата.

Потребление ТЭР также претерпело структурные изменения. Динамика структуры потребления ТЭР на производство электроэнергии и теплоэнергии представлены на рисунках 2 и 3 соответственно. Потребление газа на производство электроэнергии от общего потребления ТЭР комплексом возросло на 6% (с 50% до 56%), мазута снизилось на 3,4% (с 3,8% до 0,4%), угля – на 1% (с 26% до 25%), электроэнергии на собственные нужды станций – на 1% (с 20% до 19%). В производстве теплоэнергии наблюдаются следующие тенденции в структуре потребления ТЭР: увеличение доли потребления газа от общего потребления ТЭР на 7% (с 52% до 59%), снижения доли мазута на 4% (с 5% до 1%), угля на 1% (с 26% до 25%), доля потребления электроэнергии на собственные нужды практически не изменилась за анализируемый период.

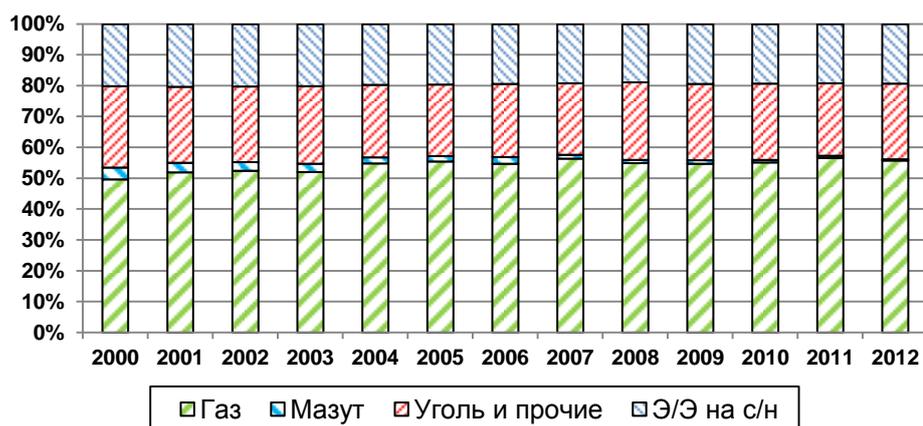


Рисунок 2. Структура потребления ТЭР на производство электроэнергии ЕЭС России в период с 2000 по 2012 гг., %

Источник: расчеты автора по данным Росстата.

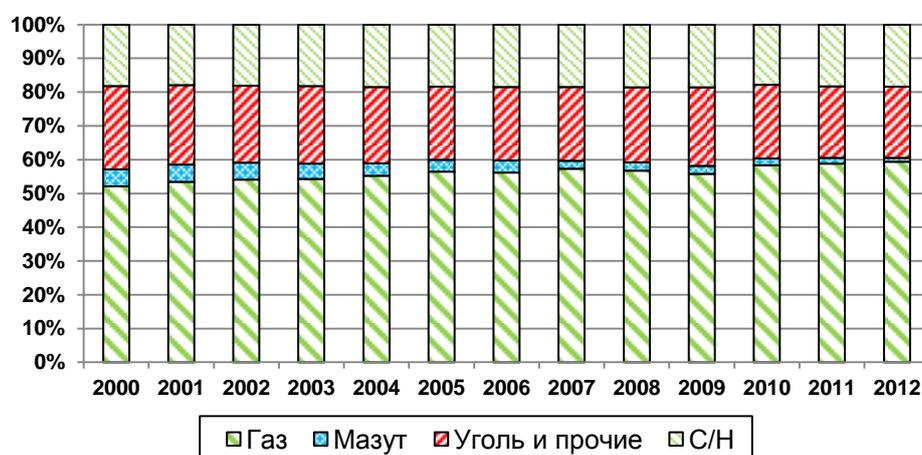


Рисунок 3. Структура потребления ТЭР на производство теплоты на ТЭС в период с 2000 по 2012 гг., %

Источник: расчеты автора по данным Росстата.

При формировании стратегии по снижению энергоёмкости комплекса, необходимо понимать, как эти тенденции сказались на энергоёмкости. Цель данной работы – количественно определить вклад этих тенденций в изменение энергоёмкости комплекса. В качестве инструмента для проведения факторного анализа применяется методика индексной декомпозиции.

2. Методология факторного анализа

2.1. Обзор методов индексной декомпозиции

Анализ на основе индексной декомпозиции (Index Decomposition Analysis, IDA) с конца 70-х годов получил широкое распространение при проведении факторного анализа

того или иного агрегированного показателя. Например, IDA широко используется при анализе изменения потребления энергоресурсов, энергоемкости, а также выбросов углеводородных газов в экономике энергетики и окружающей среды. За все время использования индексного подхода, было разработано множество методов индексной декомпозиции⁵⁷. Все они могут быть отнесены к трем основным категориям, представленным на рисунке 4.

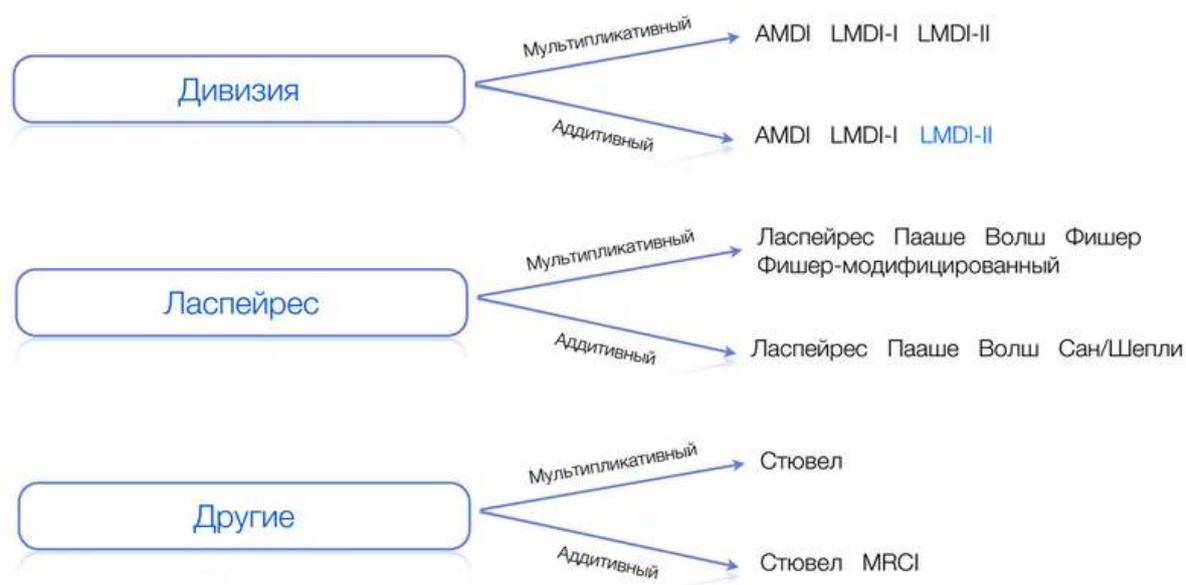


Рисунок 4. Индексные методы декомпозиции.

Первые методы были основаны на индексе Лайспейреса и были ключевыми элементами анализа изменения различных индикаторов в конце 70-х и в начале 80-х годов. Например, в работе Jenne и Cattell (1983) был проведен факторный анализ изменения энергоемкости промышленного сектора Великобритании методом на основе индекса Ласпейреса⁵⁸. Однако методы, относящиеся к этой группе, имеют ряд недостатков. Так, они не обладают свойством «совершенства», т.е. их результаты характеризуются необъясненным остатком (погрешностью). Другими словами, отвечая на один и тот же вопрос, можно получить несколько различных ответов. В качестве альтернативы, к концу 80-х годов были разработаны методы, основанные на индексе Дивизии. Методы впервые стали использовать оператор логарифма, в качестве меры изменения фактора. Методы, относящиеся к этой

⁵⁷ Frederic Granel, 2003. A comparative analysis of index decomposition methods. A thesis submitted for the degree of master of engineering. Department industrial and system engineering/National university of Singapore.

⁵⁸ Jenne, J., Cattell R., 1983. Structural change and energy efficiency in industry. Energy Economics 5(2).

группе, характеризуются совершенством результата, т.е. не имеют погрешность при вычислении. Например, в работе Yongxiu He, Weijun Tao, Songlei Zhang and Weihong Yang (2009) был проведен факторный анализ электроемкости китайской экономики методом LMDI-II⁵⁹. Так же стоит отметить, что метод LMDI-II широко рекомендуется Международным энергетическим агентством, как простой в реализации и легкий в интерпретации. Еще позже, к началу 2000-х годов, были разработаны методы, относящиеся к группе «Другие», которые основываются ни на индексе Ласпейреса, ни на индексе Дивизии. Этим методы характеризуются более сложной математической основой и, в силу этого, широко не применяются.

Анализ изменения индикатора, основанный на том или ином индексе, может проходить с использованием как аддитивного, так и мультипликативного подхода. В первом случае, результат будет характеризовать абсолютное изменение индикатора, во втором – относительное⁶⁰.

Также, анализ может нести как «цепной», так и «не-цепной» характер. В первом случае, изменение энергоемкости будет считаться относительно предыдущего года, а во втором – базисного года⁶¹.

В данной работе анализ изменения энергоемкости проходит методом LMDI-II, с использованием аддитивного подхода. Изменение энергоемкости мериться относительно 2000 г. В качестве меры изменения того или иного фактора, будет считаться среднее логарифмическое значение между его значением в году t относительно базисного года.

2.2. Методология проведения факторного анализа изменения энергоемкости электрогенерирующего комплекса.

Первоначально необходимо провести декомпозицию функции спроса на топливно-энергетические ресурсы (ТЭР). Декомпозиция спроса на ТЭР выглядит следующим образом:

$$E = \sum_j \sum_i \sum_k Q \cdot \frac{Q_j}{Q} \cdot \frac{Q_{ji}}{Q_j} \cdot \frac{E_{ji}}{Q_{ji}} \cdot \frac{E_{jik}}{E_{ji}}$$

где:

⁵⁹ Yongxiu He, Weijun Tao, Songlei Zhang and Weihong Yang, 2009. Decomposition analysis of China's electricity intensity with LMDI method. Int. J. Global Energy Issues, Vol. 32, Nos. 1/2.

⁶⁰ W. Ang, 2012. A simple guide to LMDI decomposition analysis [Электронный ресурс] - Department of Industrial and Systems Engineering/National University of Singapore.

⁶¹ Там же.

E – Полное потребление ТЭР электрогенерирующим комплексом, млн. т. у. т. ;

Q – общий выпуск электрогенерирующего комплекса, млн. т. у. т. ;

Q_j – выпуск электроэнергии или теплоэнергии (индекс j), млн. т. у. т. ;

Q_{ji} – выпуск электроэнергии или теплоэнергии (индекс j) на ТЭС, АЭС, ГЭС или ГеоТЭС (индекс i), млн. т. у. т. ;

E_{ji} – потребление ТЭР на производство электроэнергии или теплоэнергии (индекс j) на ТЭС, АЭС, ГЭС или ГеоТЭС (индекс i), млн. т. у. т. ;

E_{jik} – потребление газа, мазута, угля и электроэнергии на собственные нужды (индекс k) на производство электроэнергии или теплоэнергии (индекс j) на ТЭС, АЭС, ГЭС или ГеоТЭС (индекс j), млн. т. у. т.

Энергоемкость определяется как отношение объема потребленных ТЭР к выпуску. Тогда, агрегированная энергоемкость электроэнергетического комплекса может быть представлена с двух точек зрения: как соотношение ТЭР и выпуска, так и произведение факторов, влияющих на ее изменение. Таким образом:

$$I = \frac{E}{Q} = \sum_j \sum_i \sum_k \frac{Q_j}{Q} \cdot \frac{Q_{ji}}{Q_j} \cdot \frac{E_{ji}}{Q_{ji}} \cdot \frac{E_{jik}}{E_{ji}}$$

или

$$I = \frac{E}{Q} = \sum_j \sum_i \sum_k Str_j \cdot Str_{ji} \cdot Tec_{ji} \cdot Fm_{jik} ,$$

где:

I – агрегированная энергоемкость электрогенерирующего комплекса, т. у. т./т. у. т. ;

Str_j – фактор структуры производства (доля производства электроэнергии или теплоэнергии), %;

Str_{ji} – фактор структуры производства по типу станций (доля производства электроэнергии или теплоэнергии на ТЭС, АЭС, ГЭС или ГеоТЭС), %;

Tec_{ji} – фактор технического прогресса (удельный расход ТЭР на производство электроэнергии или теплоэнергии на ТЭС, АЭС, ГЭС или ГеоТЭС), т. у. т./т. у. т. ;

Fm_{jik} – фактор структуры топливного баланса (доля потребления газа, мазута, угля,

электроэнергии на собственные нужды), %;

Для анализа изменение энергоемкости во времени, необходимо продифференцировать выражение для энергоемкости по времени t . Поскольку изменение каждый из факторов является функцией от времени, то, интегрируя уравнение, получается сумма производных по каждому из факторов:

$$\begin{aligned} \dot{i} = & \sum_j \sum_i \sum_k \dot{Str}_j \cdot Str_{ji} \cdot Tec_{ji} \cdot Fm_{jik} + \sum_j \sum_i \sum_k Str_j \cdot \dot{Str}_{ji} \cdot Tec_{ji} \cdot Fm_{jik} \\ & + \sum_j \sum_i \sum_k Str_j \cdot Str_{ji} \cdot \dot{Tec}_{ji} \cdot Fm_{jik} + \sum_j \sum_i \sum_k Str_j \cdot Str_{ji} \cdot Tec_{ji} \cdot \dot{Fm}_{jik} \end{aligned}$$

Уравнение может быть переписано в терминах прироста:

$$\begin{aligned} \dot{i} = & \sum_j \sum_i \sum_k g_{Str_j} \cdot w_{jik} + \sum_j \sum_i \sum_k g_{Str_{ji}} \cdot w_{jik} + \sum_j \sum_i \sum_k g_{Tec_{ji}} \cdot w_{jik} \\ & + \sum_j \sum_i \sum_k g_{Fm_{jik}} \cdot w_{jik} , \end{aligned}$$

где:

$g_{Str_j}, g_{Str_{ji}}, g_{Tec_{ji}}, g_{Fm_{jik}}$ – множители, качественно характеризующие степень

изменения того или иного фактора во времени;

w_{jik} – изменение доли энергоемкости отдельного процесса от агрегированной энергоемкости комплекса во времени.

Интегрирование последнего выражения по времени позволит получить численное значение изменения энергоемкости комплекса:

$$\begin{aligned} \Delta I = & \int_0^t \sum_j \sum_i \sum_k g_{Str_j} \cdot w_{jik} \cdot dt + \int_0^t \sum_j \sum_i \sum_k g_{Str_{ji}} \cdot w_{jik} \cdot dt \\ & + \int_0^t \sum_j \sum_i \sum_k g_{Tec_{ji}} \cdot w_{jik} \cdot dt + \int_0^t \sum_j \sum_i \sum_k g_{Fm_{jik}} \cdot w_{jik} \cdot dt \end{aligned}$$

Используя различные методы индексной декомпозиции, функции g и w могут быть определены по-разному. В случае метода LMDI-II⁶², функция g определяется как логарифм отношения значения фактора в год t к значению фактора в базисный год 0 . А функция w определяется как среднее логарифмическое значения доли энергоёмкости отдельного процесса от агрегированной энергоёмкости в год t и в базисный год 0 . Таким образом,

$$g = \ln\left(\frac{\varphi_t}{\varphi_0}\right), \quad w = \frac{w_{jik_t} - w_{jik_0}}{\ln(w_{jik_t}) - \ln(w_{jik_0})},$$

где φ_t и φ_0 – значение фактора в год t и в базисный год 0 .

Таким образом, изменение энергоёмкости электрогенерирующего комплекса может быть представлено с точки зрения вклада каждого из факторов в следующем виде:

$$\begin{aligned} \Delta I = & \frac{w_{jik_t} - w_{jik_0}}{\ln(w_{jik_t}) - \ln(w_{jik_0})} \cdot \ln\left(\frac{Str_{j_t}}{Str_{j_0}}\right) + \frac{w_{jik_t} - w_{jik_0}}{\ln(w_{jik_t}) - \ln(w_{jik_0})} \cdot \ln\left(\frac{Str_{ji_t}}{Str_{ji_0}}\right) \\ & + \frac{w_{jik_t} - w_{jik_0}}{\ln(w_{jik_t}) - \ln(w_{jik_0})} \cdot \ln\left(\frac{Tec_{ji_t}}{Tec_{ji_0}}\right) + \frac{w_{jik_t} - w_{jik_0}}{\ln(w_{jik_t}) - \ln(w_{jik_0})} \cdot \ln\left(\frac{Fm_{jik_t}}{Fm_{jik_0}}\right) \end{aligned}$$

или в более наглядной форме

$$\Delta I = \Delta I_{Str_j} + \Delta I_{Str_{ji}} + \Delta I_{Tec_{ji}} + \Delta I_{Fm_{jik}},$$

где:

ΔI – изменение энергоёмкости

ΔI_{Str_j} – вклад фактора структуры производства, характеризующий изменение энергоёмкости комплекса за счет изменения долей производства электроэнергии и теплоэнергии.

$\Delta I_{Str_{ji}}$ – вклад фактора структуры производства по типу станции, характеризующий изменение энергоёмкости комплекса за счет изменения доли производства электроэнергии и теплоэнергии на ТЭС, АЭС, ГЭС и ГеоТЭС.

⁶² Tekla S.S., 2013. Eight Methods for Decomposing the Aggregate Energy Intensity of the Economic Structure. Club of Economics in Miskolc TMP, Vol. 9., Nr. 1.

ΔI_{Tecji} – вклад фактора технического прогресса, характеризующий изменение энергоемкости комплекса за счет изменения удельного расхода ТЭР на производство электроэнергии и теплоэнергии на ТЭС, АЭС, ГЭС и ГеоТЭС.

ΔI_{Fmjik} – вклад фактора баланса ТЭР, характеризующий изменение энергоемкости за счет изменения доли потребления газа, мазута, угля и электроэнергии на собственные нужды в балансе ТЭР станций.

3. Результаты факторного анализа изменения энергоемкости электрогенерирующего комплекса

Динамика энергоемкости электрогенерирующего комплекса России за период 2000-2012 гг. представлена на рисунке 5.

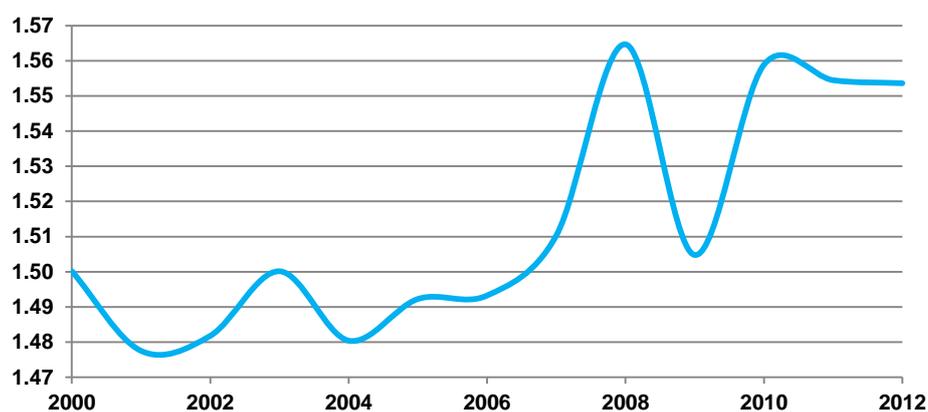


Рисунок 5. Динамика энергоемкости электрогенерирующего комплекса, т.у.т./т.у.т
Источник: расчеты автора по данным Росстата.

За 12 лет энергоемкость комплекса относительно 2000 г. выросла на 3,6 %. Изменение энергоемкости относительно 2000 г. может быть объяснено 4 основными факторами – структурными факторами по виду производства, типу станций и баланса ТЭР, а также фактором технического прогресса. Динамика изменения энергоемкости и влияющих на ее изменение факторов производства электроэнергии и теплоэнергии за период 2000-2012 гг. относительно 2000 г. представлена на рисунке 6.

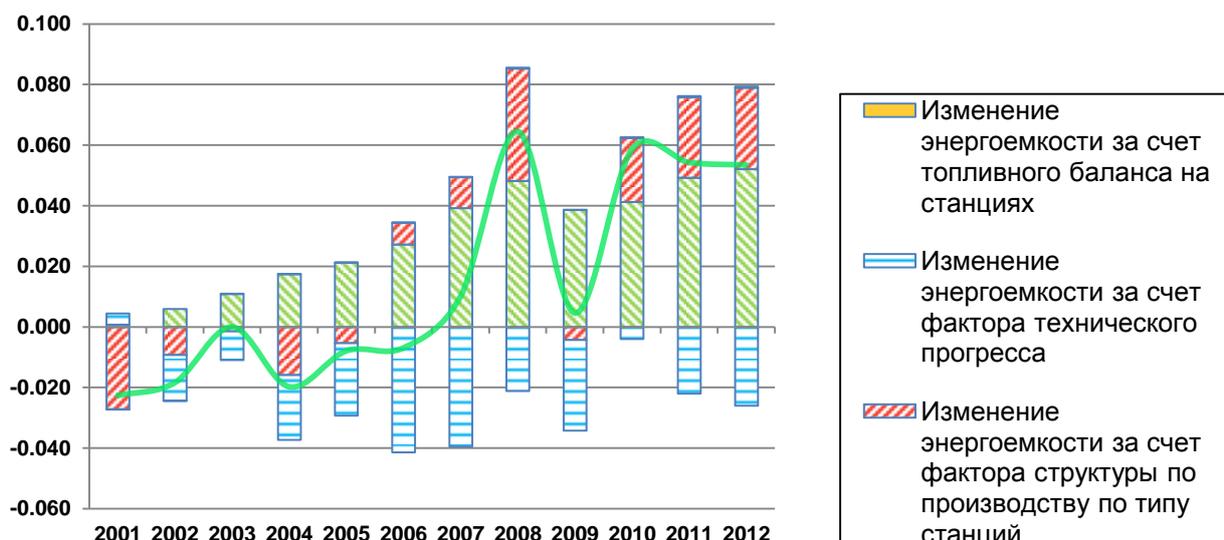


Рисунок 6. Изменение энергоёмкости и влияющих факторов, %.

Источник: расчеты автора.

Наибольшую роль в изменении энергоёмкости сыграли факторы структуры по производству и типу станций, а также фактор технического прогресса. Фактор изменения структуры топливного баланса на станции сыграл не значительную роль. При этом, только фактор технического прогресса снижал энергоёмкость в 2012 г. Вклад факторов в изменение энергоёмкости в 2012 г. относительно 2000 г. в процентном выражении представлен в таблице 1.

Таблица 1.

Вклад факторов в изменение энергоёмкости в 2012 г. относительно 2000 г. в процентном выражении

Фактор структуры по производству	+65,6%
Фактор структуры по производству по типу станций	+33,8%
Фактор топливного баланса на станциях	+0,9%
Фактор технического прогресса	-100%

Для более детального анализа изменения энергоёмкости, влияние каждого из факторов может быть разбито на несколько факторов.

Влияние структуры производства раскладывается на два фактора: доли производство электроэнергии и теплоэнергии. Разложение фактора изображено на рисунке 7.

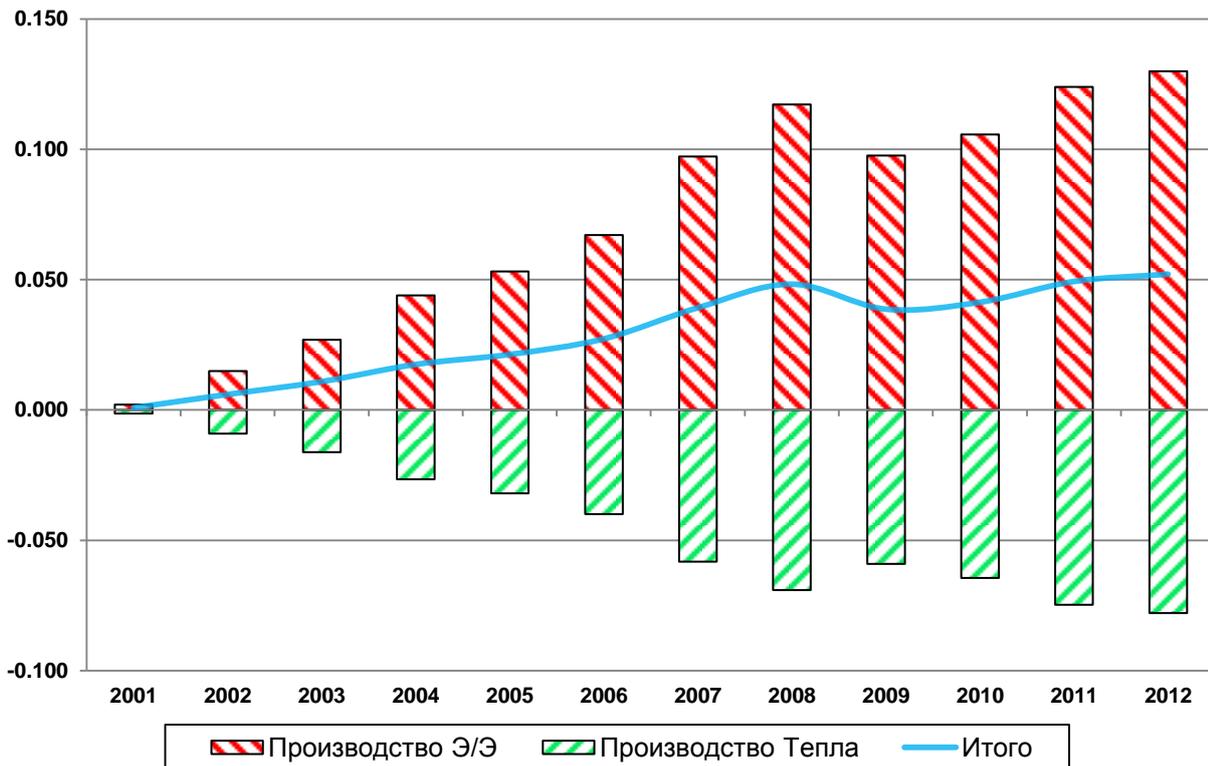


Рисунок 7. Разложение фактора структуры по производству, %
 Источник: расчеты автора.

Увеличение доли выработки электроэнергии от общего производства комплекса повышает общую энергоёмкость, в то время как снижение доли производства теплоэнергии снижает энергоёмкость на всем отрезке времени. При этом, фактор доли производства теплоэнергии вносит меньший вклад в изменение энергоёмкости. В результате, изменение фактора структуры производства вносит негативный вклад в изменение энергоёмкости комплекса.

Влияние структуры производства по типам станций может быть разложено на 4 фактора: это доли производства электроэнергии на ТЭС, ГЭС, АЭС и ГеоТЭС. Разложение фактора представлено на рисунке 8.

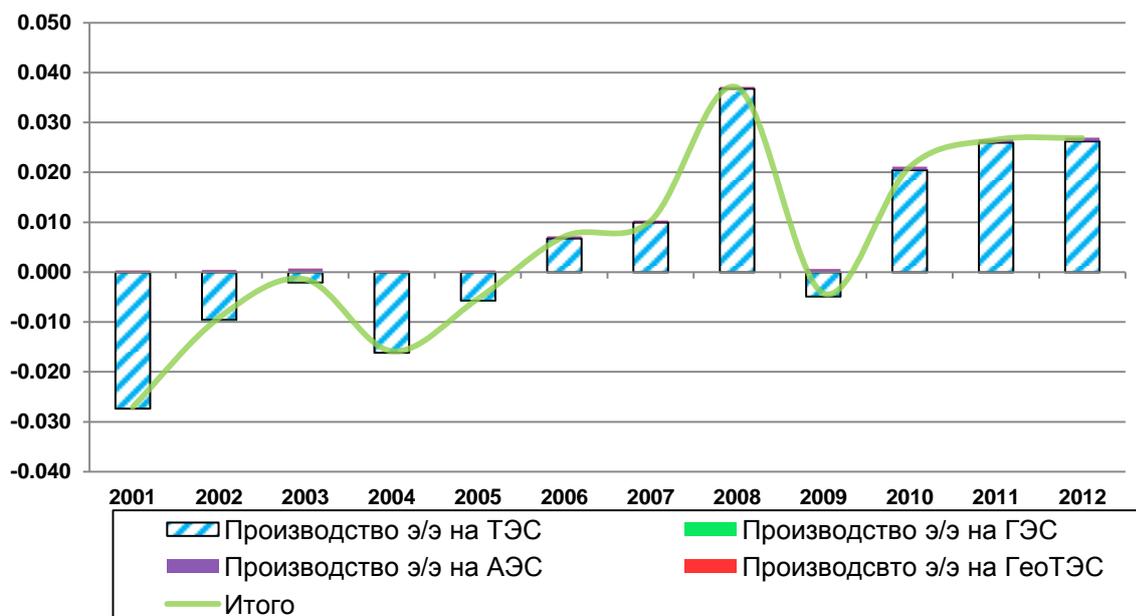


Рисунок 8. Разложение фактора структуры производства по типу станций, %

Источник: расчеты автора.

Наибольшее влияние на энергоемкость с точки зрения фактора структуры по типу станций оказывает изменение доли производства электроэнергии на ТЭС. Действительно, снижение доли выработки на ТЭС в период с 2000 по 2005 гг. и в 2009 г. приводило к снижению общей энергоемкости. В остальное время, увеличение доли производства на ТЭС вело к обратному эффекту. Вторым по значимости фактором является изменение доли выработки на АЭС. За весь период доля производства электроэнергии на АЭС росла, хотя и не значительно. В результате, за счет этого фактора энергоемкость комплекса росла на протяжении всего периода. Доли производства электроэнергии на ГЭС и ГеоТЭС практически не менялись на всем протяжении времени, поэтому эти факторы не оказали значительного влияния на энергоемкость комплекса. В итоге, изменение энергоемкости за счет фактора структуры производства по типу станции менялась практически в соответствии с вкладом доли выработки электроэнергии на ТЭС.

Вклад технического прогресса в изменение энергоемкости раскладывается на 5 факторов: изменение удельного расхода ТЭР на производство электроэнергии на ТЭС, ГЭС, АЭС, ГеоТЭС, а также на производство теплоэнергии на ТЭС. Разложение фактора представлено на рисунке 9.

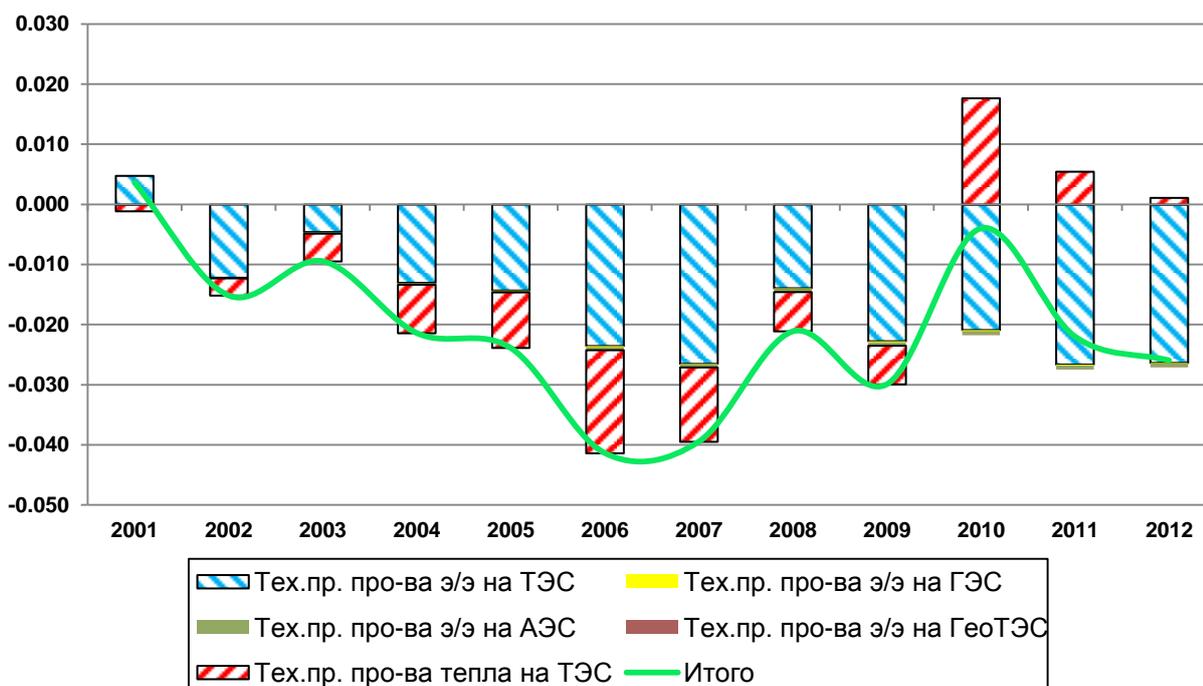


Рисунок 9. Разложение фактора технического прогресса, %.

Источник: расчеты автора.

Наибольшее влияние на энергоёмкость с точки зрения технического прогресса оказывают факторы расхода ТЭР на производство электроэнергии и теплоэнергии на ТЭС. За весь период, исключая 2001 г., удельный расход ТЭР на производство электроэнергии на ТЭС снижался, что значительно понижало энергоёмкость комплекса. В свою очередь, расход на производство теплоэнергии на ТЭС также снижался в период с 2000 по 2009 гг., что приводило к снижению общей энергоёмкости. Однако с 2010 по 2012 гг. расход ТЭР на ТЭС увеличивался, что отразилось на увеличении энергоёмкости комплекса. Расход ТЭР на ГЭС, ТЭС и ГеоТЭС за весь период снижался, что приводило к общему снижению энергоёмкости. В целом, энергоёмкость за счет фактора технического прогресса снижалась практически за весь период анализа.

Влияние структуры топливного баланса на станции также может быть представлено 11 факторами: это изменение долей потребления газа, мазута, угля и электроэнергии на собственные нужды в процессе производства электроэнергии и теплоэнергии. Разложение представлено на рисунке 10.

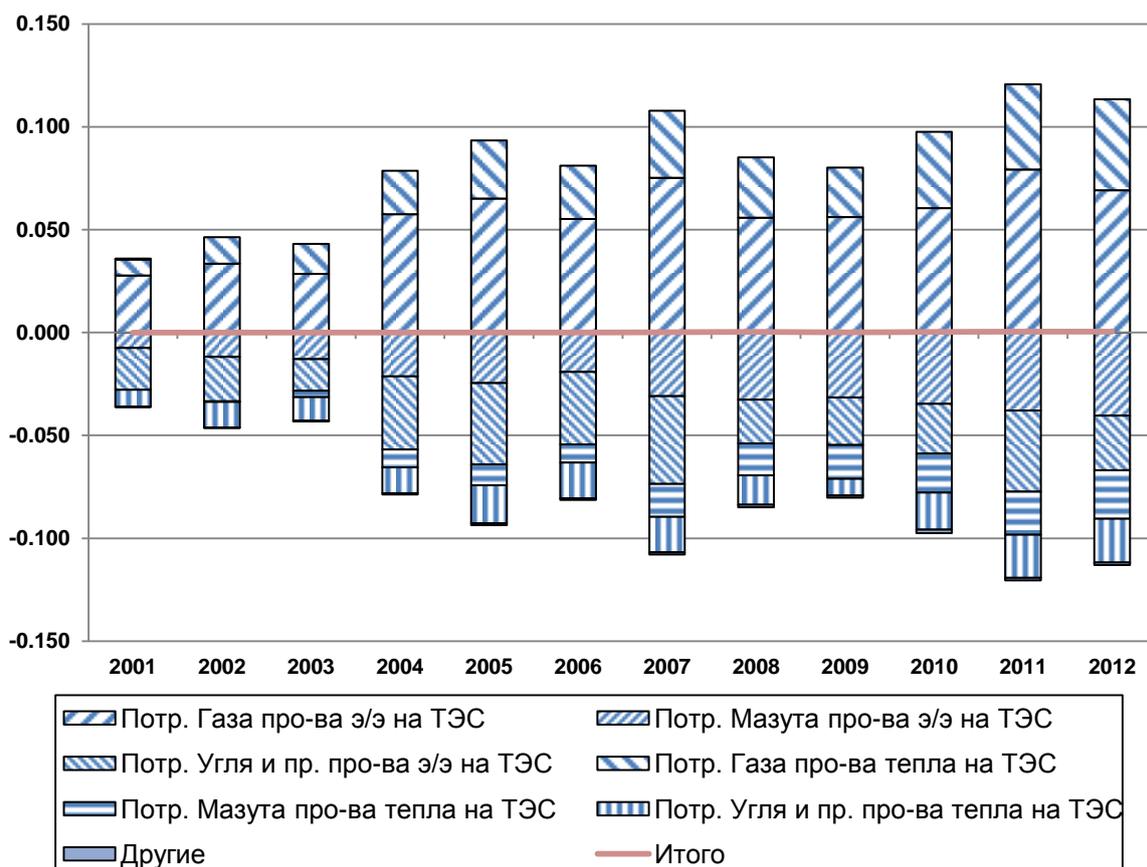


Рисунок 10. Разложение фактора баланса ТЭР на станции, %.

Источник: расчеты автора.

Наиболее значимым фактором на протяжении всего периода анализа является увеличение потребления газа на производство электроэнергии от общего потребления ТЭР на ТЭС, за счет чего энергоемкость комплекса росла на всем отрезке времени. Вторым по значимости является фактор увеличения доли газа от общего потребления ТЭР на производство теплоэнергии, что также приводило к увеличению энергоемкости. Увеличение доли потребления электроэнергии на собственные нужды на производство теплоэнергии также негативно сказывалось на изменении энергоемкости, хотя и в наименьшей степени. Снижение потребления угля, мазута, электроэнергии на собственные нужды для производства электроэнергии на ТЭС сказалось на снижении энергоемкости комплекса в целом. Остальные факторы не оказали заметного влияния на изменения энергоемкости. В целом, энергоемкость за счет фактора изменения топливного баланса практически не оказывает влияние на изменение общей энергоемкости производства электроэнергии и теплоэнергии.

Таким образом, факторный анализ электрогенерирующего комплекса России сводится к определению четырех основных факторов, которые, в свою очередь,

раскладываются на 23 фактора. Значение вклада факторов в изменение энергоемкости в процентном выражении в 2012 г. относительно 2000 г. представлено в таблице 2.

Таблица 2.

Вклад факторов в изменение энергоемкости комплекса в 2012 г. относительно 2000 г. в процентном выражении.

Изменение энергоемкости за счет фактора структуры по производству	
Доля пр-ва Э/Э	+47,85%
Доля пр-ва Тепла	-35,70%
Изменение энергоемкости за счет фактора структуры по производству по типу станций	
Доля пр-ва э/э на ТЭС	+9,66%
Доля пр-ва э/э на ГЭС	-0,05%
Доля пр-ва э/э на АЭС	+0,26%
Доля пр-ва э/э на ГеоТЭС	+0,01%
Доля пр-ва тепла на ТЭС	+0,00%
Изменение энергоемкости за счет фактора технического прогресса	
Тех.пр. пр-ва э/э на ТЭС	-12,07%
Тех.пр. пр-ва э/э на ГЭС	-0,08%
Тех.пр. пр-ва э/э на АЭС	-0,25%
Тех.пр. пр-ва э/э на ГеоТЭС	+0,00%
Тех.пр. пр-ва тепла на ТЭС	+0,40%
Изменение энергоемкости за счет топливного баланса на станциях	
Доля потребления Газа пр-ва э/э на ТЭС	+25,48%
Доля потребления Мазута пр-ва э/э на ТЭС	-18,45%
Доля потребления Угля и пр. пр-ва э/э на ТЭС	-12,17%
Доля потребления Э/Э на с/н пр-ва э/э на ТЭС	-0,64%
Доля потребления Э/Э на с/н пр-ва э/э на ГЭС	+0,00%
Доля потребления Э/Э на с/н пр-ва э/э на АЭС	+0,00%
Доля потребления Э/Э на с/н пр-ва э/э на ГеоТЭС	+0,00%
Доля потребления Газа пр-ва тепла на ТЭС	+16,29%

Доля потребления Мазута пр-ва тепла на ТЭС	-10,82%
Доля потребления Угля и пр. пр-ва тепла на ТЭС	-9,77%
Доля потребления Э/Э на с/н пр-ва тепла на ТЭС	+0,06%

4. Заключение

Электрогенерирующий комплекс является важной составляющей российской экономики. Однако энергоёмкость комплекса с 2007 г. непрерывно растёт относительно 2000 г. – базисного года. При разработке программ по энергоэффективности, необходимо понимать за счёт каких факторов изменялась энергоёмкость.

В работе выделено 4 основных фактора: структура производства, структура производства по типу станций, технический прогресс и баланс топливно-энергетических ресурсов на станциях. Наиболее значимые факторы, повышающие энергоёмкость комплекса в 2012 г. относительно базисного – структурные факторы по производству и типу станций. Единственный фактор, снижающий энергоёмкость в 2012 г. относительно базисного – фактор технического прогресса. Фактор баланса ТЭР практически не оказал влияние на изменение энергоёмкости на всем протяжении анализируемого периода.

Также, важно понимать на какие факторы можно влиять с целью снижения энергоёмкости комплекса, а на какие нет. Не смотря на то, что структурные факторы имеет наибольшее влияние, снижать энергоёмкость за счёт изменения баланса производства электроэнергии и теплоэнергии, или за счёт изменения загрузки различных типов станций в краткосрочном периоде не предоставляется возможным. Первое связано со спросом, на который чрезвычайно сложно воздействовать в краткосрочной перспективе. Второе связано с тем, что загрузка станций определяется исключительно из соображений поддержания устойчивого режима работы энергосистемы, а также внешними факторами, такими как климатические условия. Однако в долгосрочной перспективе, вполне возможно воздействовать на структурные факторы при разработке программ внедрения энергоэффективных технологий во все сектора экономики (снижая спрос), а также при разработке планов ввода новых мощностей: отказываться, по возможности, от энергоёмких производства (ТЭС) в пользу менее энергоёмких (ГЭС, АЭС, ГеоТЭС, ВЭС).

Фактор технического прогресса – единственный фактор, на который можно воздействовать как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе. Стимулируя производителей внедрять наилучшие доступные технологии в производственный процесс, можно добиться такого снижения удельного расхода ТЭР, при котором структурные факторы уйдут на второй план. В настоящий момент, наиболее перспективным шагом в этой

области – это переход от производства на паросиловых установках к производству на парогазовых установках на ТЭС.

Список использованной литературы

«Промышленность России» [Электронный ресурс]: Федеральная служба государственной статистики – Режим доступа: http://www.gks.ru/bgd/regl/b12_48/Main.htm

Frederic Granel, 2003. A comparative analysis of index decomposition methods. A thesis submitted for the degree of master of engineering. Department industrial and system engineering/National university of Singapore.

Jenne, J., Cattell R., 1983. Structural change and energy efficiency in industry. *Energy Economics* 5(2),114–123

Yongxiu He, Weijun Tao, Songlei Zhang and Weihong Yang, 2009. Decomposition analysis of China's electricity intensity with LMDI method. *Int. J. Global Energy Issues*, Vol. 32, Nos. 1/2

B.W. Ang, 2012. A simple guide to LMDI decomposition analysis [Электронный ресурс] - Department of Industrial and Systems Engineering/National University of Singapore – Режим доступа: http://www.ise.nus.edu.sg/staff/angbw/pdf/A_Simple_Guide_to_LMDI.pdf

Tekla S.S., 2013. Eight Methods for Decomposing the Aggregate Energy Intensity of the Economic Structure. *Club of Economics in Miskolc TMP*, Vol. 9., Nr. 1.

Синицын М.В.
Регулирование рынка электроэнергии в США

1. В ходе эволюции системы регулирования рынков в электроэнергетике фокус государственных усилий с регулирования тарифов для потребителей и нормы доходности для вертикально-интегрированных частных компаний сместился на стимулирование конкуренции посредством либерализации цен на оптовом рынке и обеспечения недискриминационного доступа к передающим мощностям.

2. Общенационального рынка электроэнергии в США не существует. Рынки электроэнергии функционируют на уровне тех штатов, которые провели сравнительно глубокую либерализацию сектора электроэнергетики, а также на уровне ряда сформировавшихся за последние пятнадцать лет региональных (межштатовских) электроэнергетических пулов. Тем не менее, даже в штатах и региональных пулах с относительно либерализованной электроэнергетикой государство продолжает регулировать все её сегменты. При этом сегмент транспортировки электроэнергии по соображениям надёжности и безопасности регулируется особенно жестко.

Регулирование электроэнергетики. За последние десятилетия в электроэнергетике была проведена либерализация, сформировались спотовый рынок, независимые компании были допущены к производству и сбыту электроэнергии.

Но несколько кардинальных различий в регулировании в сравнении с другими рынками сохранились. Во-первых, единой американской энергосистемы в электроэнергетике не существует, поэтому дерегулирование было проведено на уровне отдельных штатов, и на 2013 г. 28 штатов еще не начали производить его⁶³ (рисунок 1).

Во-вторых, из-за технологической сложности диспетчирование электроэнергии происходит централизованно в рамках сетевых организаций, которые иногда и управляют сетевыми мощностями. Более того, если новые линии электропередач не включены в план развития сети, то компании не могут получать тарифы на передачу, регулируемые государством.

⁶³ По данным АЭИ – Администрации энергетической информации министерства энергетики США.

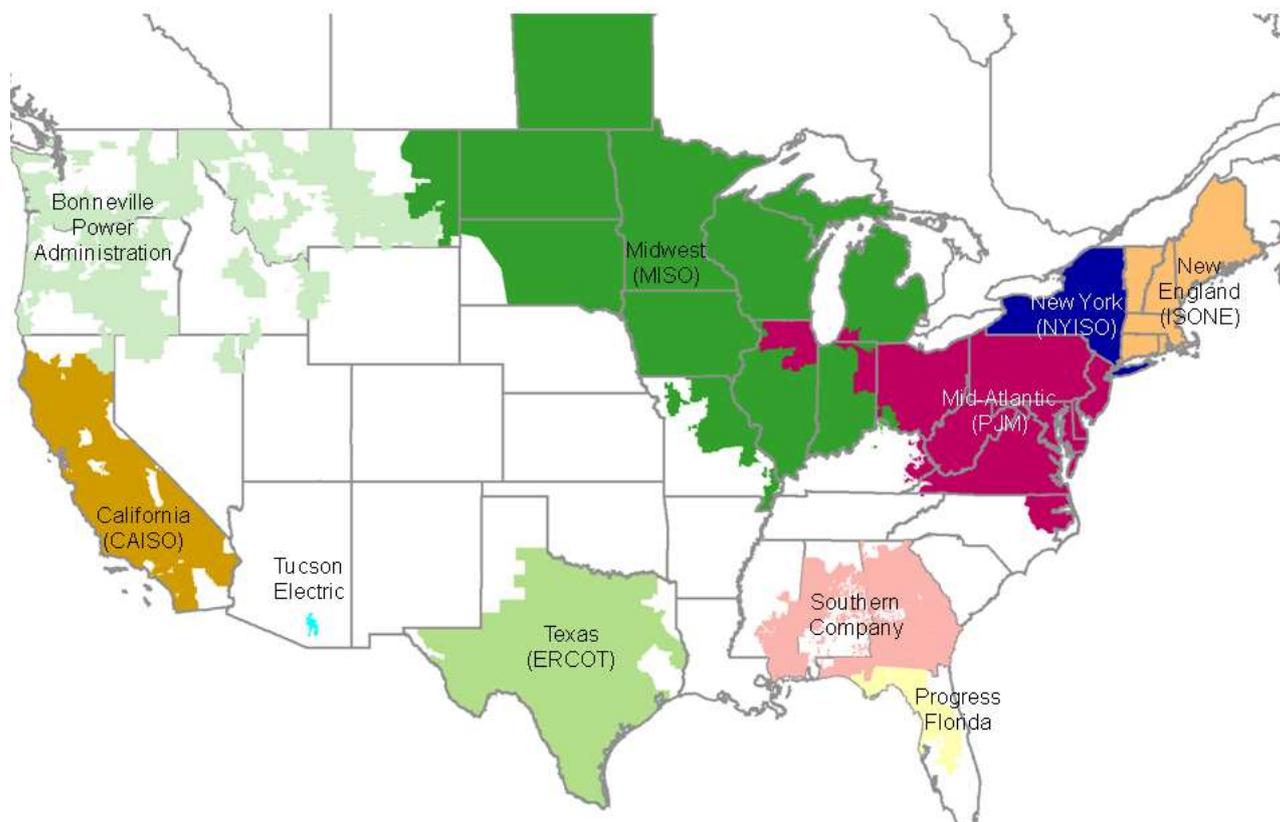


Рисунок 1. Региональные сетевые организации в США.

Источник: АЭИ.

В-третьих, в электроэнергетике государство регулирует все стадии: генерацию, передачу и розничные сети. Федеральные органы управления или органы самоуправления штата также определяют тарифы на передачу электроэнергии, потолок цен на оптовом рынке в периоды пиковой нагрузки, стоимость права передачи электроэнергии из энергоизбыточного региона, модели ценообразования на рынках электроэнергии, мощности и вспомогательных рынках.

В-четвёртых, рынок электроэнергии больше подвержен политическому и экологическому вмешательству: помимо описанного выше регулирования действуют экологические требования на выбросы газов и стандарты «renewable portfolio». Последние приняты (наряду с провозглашёнными целями штатов по достижению определённой доли генерации из возобновляемых источников энергии) в 37 штатах (рисунок 2). Стандарты предполагают наложение на коммунальные компании обязательств по покупке определённого количества сертификатов пропорционально приобретённой электроэнергии. Генерирующие компании могут продавать сертификаты, полученные при генерации электроэнергии из возобновляемых источников энергии как вместе с электроэнергией, так и

отдельно – на аукционах. При этом разные виды генерации могут давать различное количество сертификатов на единицу произведённой электроэнергии.

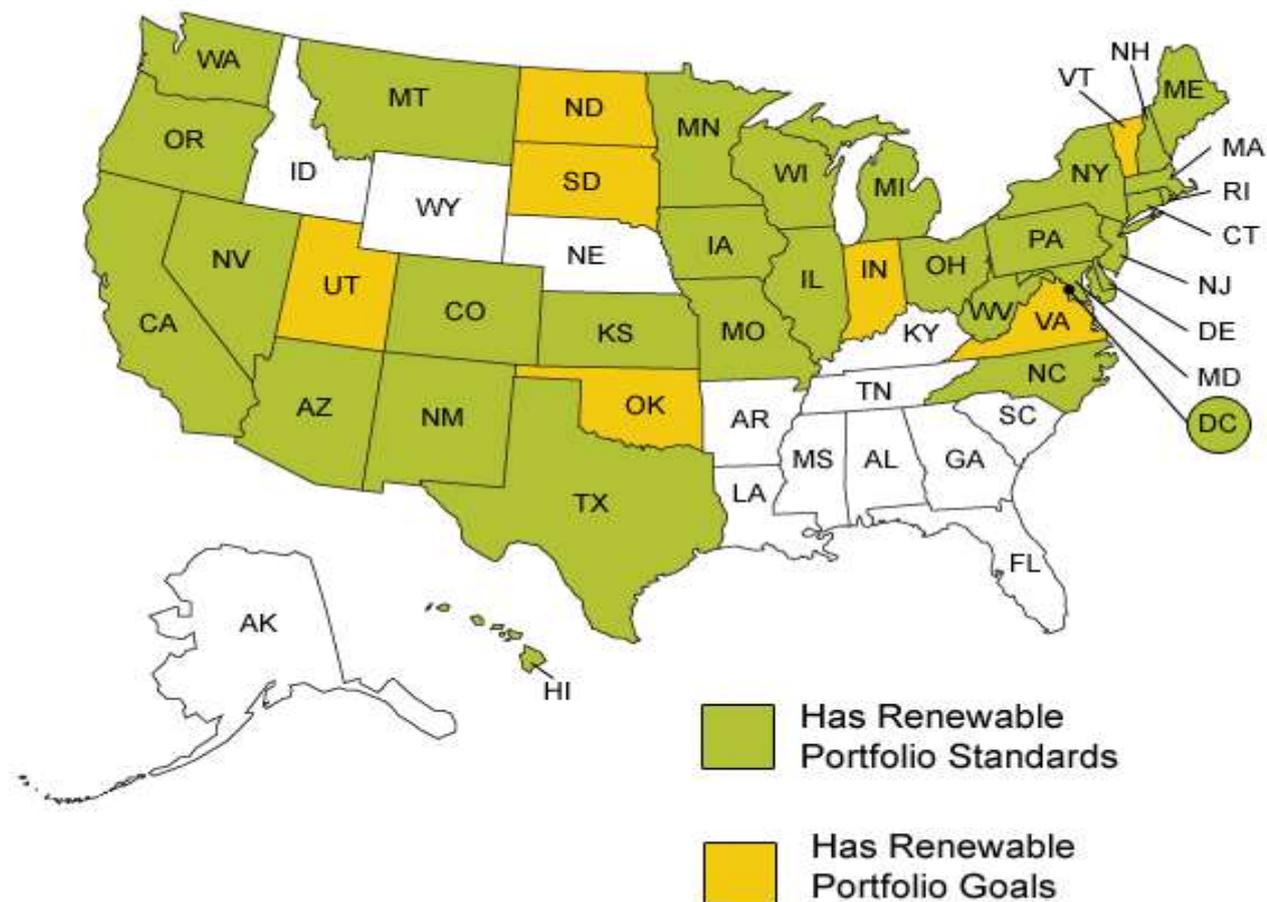


Рисунок 2. Стандарты «renewable portfolio» в США.

Источник: АЭИ.

Значимую роль играет Министерство энергетики⁶⁴. На нелиберализованном и либерализованном рынках Министерство утверждает стандарты надёжности, осуществляет лицензирование и проверку АЭС (рисунок 3). Значительное внимание уделяется анализу планов развития сети ЛЭП для обеспечения надёжности функционирования системы. Министерство регулирует межстрановые тарифы на передачу электроэнергии и выдаёт разрешения на осуществление экспорта/импорта электроэнергии (рисунок 4). С помощью министерства независимые производители электроэнергии могут получить налоговые льготы, гарантии по кредитам, выпустить облигации, доход по которым освобождён от выплаты налогов. FERC⁶⁵ определяет тарифы на межштатовскую передачу электроэнергии и потолок цен на оптовом рынке.

⁶⁴ Department of energy.

⁶⁵ Федеральная комиссия по регулированию энергетики.



Рисунок 3. Регулирование генерирующих мощностей.

Источник: автор по данным Министерства энергетики, FERC, NERC, коммунальных комиссий штатов.

Основная регулирующая роль на нелиберализованных рынках принадлежит коммунальным комиссиям штатов, которые утверждают планы развития сети, выдают Сертификаты общественной полезности и необходимости – разрешения на строительство генерирующих и передающих мощностей. Комиссии определяют тарифы для потребителей коммунальных компаний – вертикально интегрированных производителей и продавцов электроэнергии.

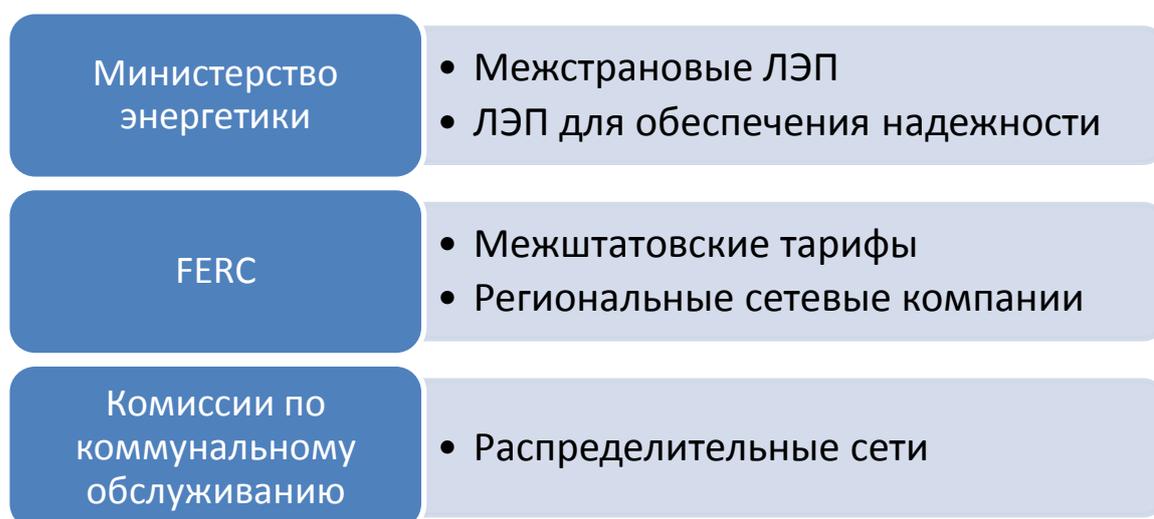


Рисунок 4. Регулирование передающих мощностей.

Источник: автор по данным Министерства энергетики, FERC, NERC, коммунальных комиссий штатов.

Особую роль играет North American Electric Reliability Corporation (NERC), ассоциация производителей и сбытовых компаний, разрабатывающая рекомендуемые планы развития сетей ЛЭП в масштабах страны (рисунок 5). Участники Советов по надежности NERC управляют передающими мощностями на территории Канады, США и северо-западной части Мексики. Корпорация разработала стандарты надежности, утвержденные Министерством энергетики.

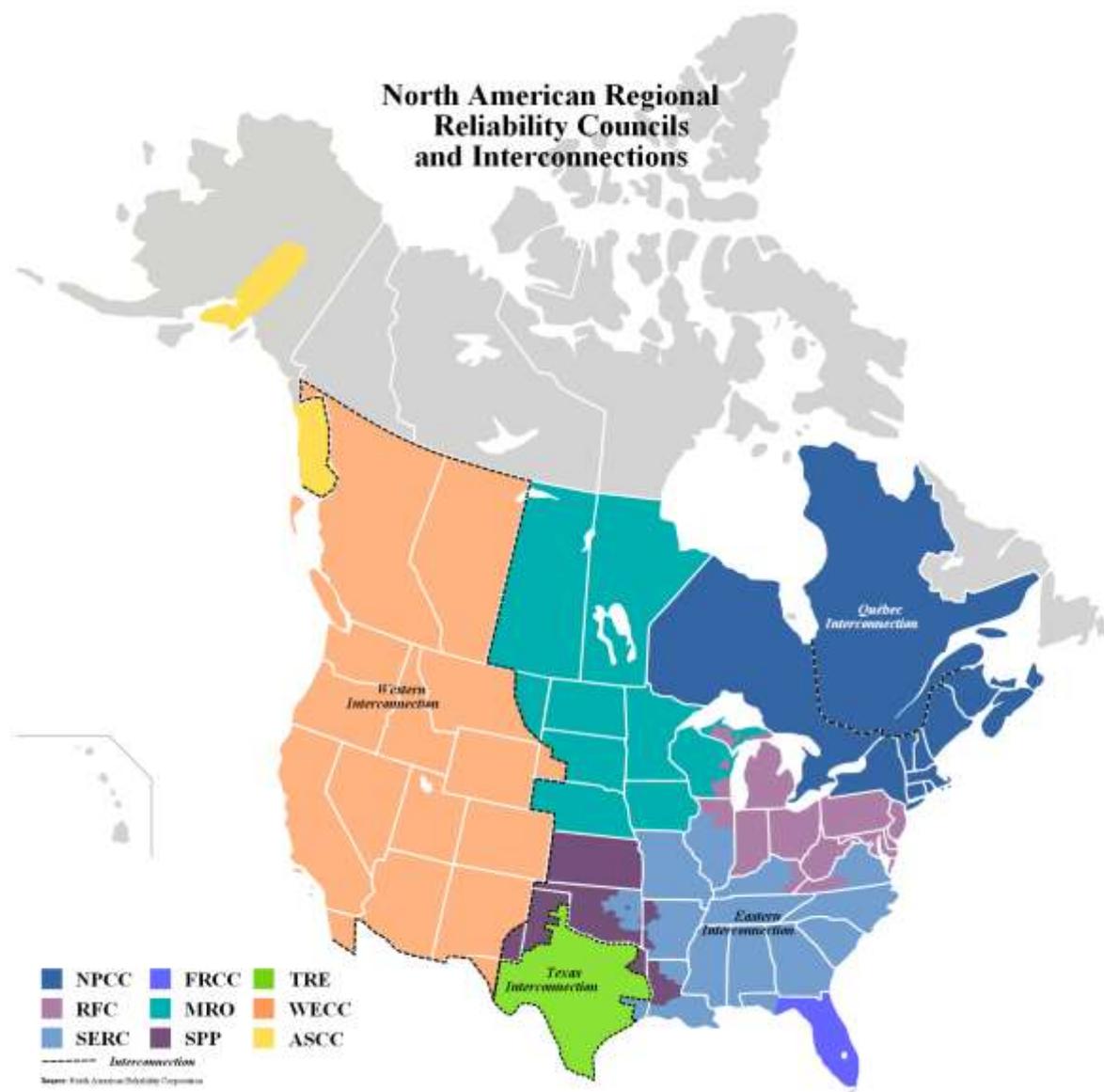


Рисунок 5. Североамериканские Советы по надежности (подразделения NERC).

Источник: NERC.

На либерализованном рынке роль штатов уменьшается, а возрастает – FERC (рисунок 6). В сфере генерации она определяет тарифы на возмещение связанных затрат, сделанных в условиях регулируемого рынка. Комиссия обеспечивает недискриминационный доступ для

независимых производителей и сбытовых компаний к сети с помощью электронной системы OASIS (в реальном времени отображающей справочную стоимость передачи электроэнергии). FERC выдаёт разрешения на создание региональных сетевых организаций.

Региональные сетевые организации могут быть трёх типов: модель ISO (модель независимого системного оператора – НСО), модель Gridco (полное разделение, НСО+РПО – региональная передающая организация), модель Transco (полное разделение, НСО-РПО). НСО осуществляют диспетчирование сети, а сами сети остаются в собственности и под управлением компаний-владельцев. РПО является некоммерческой организацией, членами которой являются все пользователи сети, ей дано право управлять сетями, находящимися в собственности коммунальных компаний. РПО координируют планирование развития передающих сетей, причем предписания РПО в отношении инвестиций носят обязательный характер для собственников инфраструктуры. Среди основных функций РПО: установление тарифов на передачу электроэнергии на основе коэффициентов чувствительности, предоставляемых FERC, управление нагрузкой сетей, предоставление системных услуг, обеспечение функционирования системы OASIS, мониторинг рынка электроэнергии, координация потоков электроэнергии между регионами.

Сетевые организации выбирают модель ценообразования на рынках электроэнергии и мощности, осуществляют функционирование спотового рынка, аукционов на вспомогательные услуги.

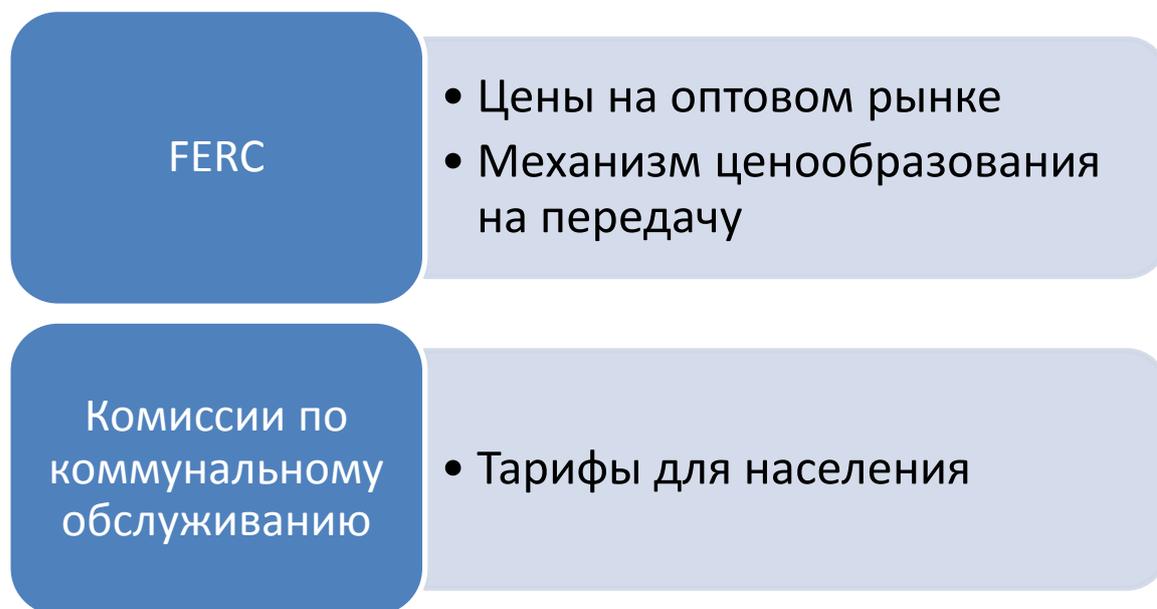


Рисунок 6. Регулирование цен на электроэнергию, тарифов на передачу.

Источник: автор по данным Министерства энергетики, FERC, NERC, коммунальных комиссий штатов.

Необходимо отметить, что кооперативы, производящие электроэнергию для своих членов, не регулируются FERC и коммунальными комиссиями.

Рассмотрим подробнее функции, структуру и полномочия ведущего регулятора энергетических рынков в США – Федеральной комиссии по регулированию энергетики. В ходе реформирования рынков электроэнергии и газа роль комиссии существенно возросла.

Федеральная комиссия по регулированию энергетики (FERC)

Комиссия состоит из пяти членов, назначаемых президентом США с согласия Сената из числа беспартийных специалистов. В подчинении у них находятся 11 управлений, среди которых важнейшие – Департамент надёжности электроэнергии, Департамент регулирования энергетического рынка и Департамент энергетической политики и инноваций (рисунок 7). Департамент надёжности электроэнергии осуществляет контроль над разработкой и анализом обязательных стандартов надёжности и безопасности, обеспечивает соблюдение утвержденных обязательных стандартов пользователями, владельцами и операторами энергосистемы. Департамент регулирования энергетического рынка анализирует заявки, поданные коммунальными компаниями, владельцами газо- и нефтепроводов, чтобы гарантировать, что ставки, сроки и условия предоставления услуг не являются ни дискриминационными, ни льготными. Департамент энергетической политики и инноваций разрабатывает законодательные нормы для решения проблем, связанных с оптовым и межштатовским рынками, создаёт методики тарифов для передающих мощностей и хранилищ. Также Департамент осуществляет мониторинг подключения к сети генерирующих мощностей на основе возобновляемых источников энергии, принимает стандарты Smart Grid-технологий и инспектирует выбросы газов.

FERC регулирует оптовый рынок электроэнергии (определяет потолок цен в период пиковой загрузки) и тарифы на передачу электроэнергии между штатами. Комиссия выдаёт разрешения на эмиссию акций и облигаций, выкуп облигаций, слияния и поглощения коммунальных компаний. В последнем случае FERC поддерживает уровень конкуренции на рынке и может разрешить слияние при обязательной продаже части генерирующих мощностей.



Рисунок 7. Организационная структура FERC.

Источник: автор по данным FERC.

Для расчёта тарифов на передачу электроэнергии комиссия публикует коэффициенты чувствительности и назначает плату за доступ к оптовому рынку. Для стимулирования инвестиций в сетевую инфраструктуру между штатами FERC устанавливает тарифы для покрытия всех обоснованных понесённых издержек на строительство, в том числе ведущееся и прекращённое, и обеспечения нормы прибыли на инвестированные средства. Компаниям также разрешается проведение ускоренной амортизации.

Также комиссия осуществляет лицензирование и проверки гидроэлектростанций мощностью более 5 МВт и подготавливает экологические заключения о проектах ГЭС.

В секторе природного газа комиссия регулирует постройку и вывод из эксплуатации газопроводов и хранилищ, транспортировку газа между штатами (устанавливает тарифы), выдаёт разрешения на строительство экспортно-импортных терминалов природного газа. Хранение газа может осуществляться в специальных резервуарах на нефтегазовых месторождениях, в водоносных пластах, соляных куполах, природный газ можно «парковать» в газопроводах – FERC назначает тарифы и обязывает владельцев хранилищ проводить аукционы по предоставлению мощностей по хранению.

FERC может выдавать газотранспортным компаниям общие (генеральные) сертификаты на осуществление ряда работ по строительству, подключению, управлению и выводу из эксплуатации газовых мощностей вместо предоставления отдельных сертификатов по каждому проекту.

Комиссия осуществляет надзор над качеством природного газа, поступающего в трубопроводную систему – импортируемого газа, наличия углеводородных жидкостей, назначает специальные тарифы для газопроводов, по которым осуществляется транспортировка газа, отличающегося по качеству от стандартного.

В сегменте сжиженного природного газа FERC выдаёт разрешения на строительство и перепрофилирование LNG-терминалов, осуществляет надзор над соблюдением экологических требований.

Список использованной литературы

Администрация энергетической информации министерства энергетики США – <http://www.eia.doe.gov>

Западный координационный совет по электроэнергии – <http://www.wecc.biz>

Коммунальная комиссия штата Мэриленд – <http://www.psc.state.md.us>

Коммунальная комиссия штата Техас – <http://www.puc.state.tx.us>

Международное энергетическое агентство – <http://www.iea.org>

Министерство энергетики США – <http://www.doe.gov>

Североамериканская корпорация по надежности – <http://www.nerc.com>

Федеральная комиссия по регулированию энергетических рынков США – <http://www.ferc.gov>

Энергетический пул «Пенсильвания-Нью-Джерси-Мэриленд» – <http://www.pjm.com>

State of the Market Report for PJM. PJM, 2012

The Electric Industry at a Glance. The National Regulatory Research Institute, 2011

Уроки, извлечённые из либерализации рынков электроэнергии. EIA, 2005 – http://www.iea.org/russian/pdf/ElectricityMarket_Russian.pdf

Шульга И., Ньюшлосс Д. Преобразования в электроэнергетике США // Энергорынок №8, 2005

Об авторах

Дворкин Владимир Валентинович – магистр НИУ Высшая школа экономики, e-mail: wdvorkin@hse.ru

Золина Светлана Александровна – магистр НИУ Высшая школа экономики, младший научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН, e-mail: zolina@imemo.ru

Косырева Надежда Сергеевна – к.э.н., преподаватель РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, e-mail: n.kosyreva@yandex.ru

Синицын Михаил Владимирович – научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН, e-mail: sinitsyn@imemo.ru

Смирнова Вера Алексеевна – к.э.н., Школа экономики и менеджмента Тонгзи Университета, Шанхай, Китай

Соколова Анастасия Валерьевна – магистр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, e-mail: asokolova.cv@gmail.com

Сычева Анастасия Михайловна – аспирант кафедры стратегического управления топливно-энергетическим комплексом, Факультет международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, e-mail: sty6a@rambler.ru

Тыргышова (Стехова) Диана Олеговна – ведущий экономист ДОО «Электрогаз» ОАО «Газпром», магистр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, e-mail: Diana.m.d@yandex.ru

Шабарова Алия Каирбековна – магистр кафедры мировой экономики и энергетической политики, Факультет международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина e-mail: aliusha17@mail.ru