

УЧРЕЖДЕНИЕ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК
ИНСТИТУТ МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ И МЕЖДУНАРОДНЫХ ОТНОШЕНИЙ РАН

Мировой рынок природного газа: новейшие тенденции

Москва
ИМЭМО РАН
2009

УДК 339.13
339.5
ББК 65.5
Мир 63

Серия «Библиотека Института мировой экономики
и международных отношений» основана в 2009 году

Исследование выполнено при финансовой поддержке РГНФ в рамках научно-исследовательского проекта «Глобализация рынка природного газа: вызовы и возможности для России», проект № 09-02-00046a/P

Авторский коллектив:

С.В. Жуков (руководитель), Н.А. Симония, В.Г. Варнавский,
И.А. Копытин, А.О. Масленников, Н.Н. Пусенкова, И.Р. Томберг,
Р.И. Томберг

Мир 63

Мировой рынок природного газа: новейшие тенденции / Рук. авт.
кол-ва – С.В. Жуков. М., ИМЭМО РАН, 2009, 107 с.

ISBN 978-5-9535-0210-8

В сборнике рассматриваются важнейшие тенденции развития мирового рынка природного газа. Анализ сфокусирован на следующих проблемах: перспективы глобализации рынка природного газа под влиянием «революции СПГ»; конвергенция цен и механизмов ценообразования на рынках газа Европы, Северной Америки и Азиатско–Тихоокеанского региона; положение на инвестиционном рынке инфраструктурных проектов стран Евросоюза в условиях продолжающегося экономического кризиса; место природного газа в стратегии международных нефтяных мейджеров и национальных нефтяных компаний развивающихся стран; диверсификация поставок газа в Европу; становление газовых рынков в африканских странах.

International Market of Natural Gas: Recent Developments

The collection of articles deals with the pivotal developments at world natural gas market. Analysis concentrates on the following issues: perspectives of globalization of natural gas market due to “LNG revolution” convergence of prices and price mechanisms on European, North American and Asia-Pacific gas markets; situation with infrastructure investment in European Union amidst the current economic crisis; place of gas in strategy of international oil majors and national oil companies of developing countries; diversification of gas supplies to Europe; emergence of gas markets in African countries.

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

ISBN 978-5-9535-0210-8

© ИМЭМО РАН, 2009

СОДЕРЖАНИЕ

Н.А. Симония СТАЛ ЛИ СПГ ГЛОБАЛЬНЫМ ТОВАРОМ?.....	4
С.В. Жуков ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ ЕВРОПЕЙСКОГО РЫНКА ПРИРОДНОГО ГАЗА: ВОЛАТИЛЬНОСТЬ И КОНВЕРГЕНЦИЯ ЦЕН НА «ГАЗОВЫХ ХАБАХ»	20
И.А. Копытин КОНВЕРГЕНЦИЯ МЕХАНИЗМОВ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА РЕГИОНАЛЬНЫХ РЫНКАХ ПРИРОДНОГО ГАЗА.....	28
А.О. Масленников ИСТОЧНИКИ ВОЛАТИЛЬНОСТИ ЦЕН НА ЕВРОПЕЙСКИХ И АМЕРИКАНСКОМ «ГАЗОВЫХ ХАБАХ»	36
В.Г. Варнавский ИНВЕСТИЦИОННЫЙ РЫНОК ИНФРАСТРУКТУРНЫХ ПРОЕКТОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ ЕС В УСЛОВИЯХ КРИЗИСА	45
Н.Н. Пусенкова ГАЗОВЫЙ БИЗНЕС В СТРАТЕГИИ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ	55
И.Р. Томберг ДИВЕРСИФИКАЦИЯ ПОСТАВОК ГАЗА НА ЕВРОПЕЙСКИЙ РЫНОК: КАСПИЙСКО- ЧЕРНОМОРСКИЙ УЗЕЛ И ПОЗИЦИЯ РОССИИ.....	75
Р.И. Томберг ГАЗОВЫЙ РЫНОК АФРИКАНСКИХ СТРАН И ПЕРСПЕКТИВЫ «ГАЗПРОМА» В АФРИКЕ.....	99

Стал ли СПГ* глобальным товаром?

Осенью 2003 г. Даниэл Ергин – председатель Кембриджской ассоциации энергетических исследований (CERA) и его коллега Майкл Стоппард – директор департамента СПГ в CERA опубликовали в журнале *Foreign Affairs* статью «Следующая цель – мировой рынок газа»¹, в которой оптимистически утверждалось следующее: «Сегодня зарождается новый глобальный энергетический бизнес, и связан он с природным газом. Этот бизнес несет новые возможности и риски, создает новые взаимозависимости и геополитические группировки и окажет далеко идущее воздействие на мировую энергетику».² Авторы увязывают это свое утверждение с тем фактом, что наряду с продолжающимся строительством магистральных газопроводов – фактором, определяющим региональный характер природного газа, теперь появилась технологическая возможность доставлять природный газ в сжиженном виде в любую точку земного шара.

Думается, что появление статьи именно в 2003 г. не случайно. К этому времени масштабы производства СПГ в мире достигли в 2002 г. уже солидных размеров – около 150 млрд.куб.м., т.е. чуть больше трети того объема природного газа, который транспортировался в том году по трубе.³ Разумеется, это было значительное достижение, хотя и путь к нему был довольно долгим и не очень-то легким. Ведь с 1964 г., когда первая мизерная по объему партия СПГ из Алжира (0,08 млн.т за год) была доставлена к берегам Великобритании, дела поначалу шли черепашьями темпами. В 1969 г. начались столь же мизерные поставки из Аляски в Японию (0,05 млн. т/г), в следующем году из Ливии (0,04) и в 1972 г. из Брунея (0,04). Труба в 60-х – 70-х гг. была все же намного дешевле, а бизнес СПГ во всех трех своих звеньях (предприятия по сжижению – транспортировка специально оборудованными танкерами – терминалы по регазификации) требовал крупных капитальных инвестиций, не считая того, что месторождения еще надо было разведать и освоить, а газ потом доставить к линии по сжижению. К тому же в течение 70-х годов в Северном море были обнаружены месторождения нефти и газа, так что терминал в Великобритании оказался просто заброшенным за ненадобностью.

Производство СПГ конечно же продолжалось. В 1983 г. оно достигло более 30,3 млн. т/г. Это было обусловлено ростом спроса в странах Северо-Восточной Азии (Япония, Южная Корея, Тайвань), которые вследствие своего островного положения (Южная Корея до сих пор отрезана от материка враждебной Северной) вынуждены были довольствоваться дорогим СПГ («азиатская премия»). К тому же круг экспортеров СПГ существенно расширился, особенно за счет Индонезии и Малайзии, а также Абу Даби (ОАЭ). В 1989 г. к этой группе присоединилась перспективная Австралия. К тому времени производство более чем удвоилось. Еще большее значение (на перспективу) имело присоединение к экспортерам в 1997 г. Катара, обладающего третьими по величине резервами природного газа (после России и Ирана). Включение Катара фактически дало старт новой волне: в 1999 г. началось производство СПГ в Тринидад и Табаго, в 2000 г. – в Нигерии и Омане, с

* Сжиженный природный газ (LNG)

¹ Русской перевод статьи появился вскоре же в жур. «Россия в глобальной политике» т. 1 № 4, 2003.

Д.Ерин и М.Стоппард являются соавторами книги «Новая волна: глобальный СПГ – бизнес XXI века».

² *Op.cit.*, p. 146.

³ BP Statistical Review of World Energy, June 2003.

2005 г. – в Египте. В целом 12 перечисленных выше стран произвели в 2006 г. более 154 млн. т/г.⁴ Долгое время лидером оставался Алжир (1964-1975 + в 1979 и 1983 гг.). На короткое время вперед вырвался Бруней (1976-1978 гг.), затем на долгое время лидерство оставалось за Индонезией (1980-1982 и 1984-2005 гг.). Малайзия вышла на второе место с 2004 г., оттеснив с него Алжир. Но в новом тысячелетии ситуация стремительно стала меняться в пользу Катара – за 5 лет он перешел с четвертого места на первое, которое прочно удерживает до сего времени. За последующие три года группа пополнилась еще тремя странами-экспортерами – в 2007 г. – Экваториальная Гвинея и Норвегия, а в феврале 2009 г. – Российская Федерация.

Что касается импортеров СПГ, то после неудачного эксперимента Великобритании, первая проявила инициативу Испания, которая и географически (Пиренеи, Кантабрийские, Иберийские и Каталонские горы) и политически (до второй половины 70-х) была по существу изолирована – в том числе и в энергетическом плане – от остальной Европы. Неудивительно поэтому, что после первого терминала (1968 г.) последовали еще пять и шестой должен войти в строй в 2009 г. По масштабам импорта СПГ Испания стоит на 3-ем месте в мире (после Японии и Южной Кореи). Годом позже Испании построила первый регазификационный терминал Япония, но с тех пор она преуспела в строительстве еще 15 терминалов. Италия пока ограничилась одним терминалом, построенным в 1971 г. В том же году построили свой первый терминал и США. Затем в 1978 г. выстроили еще два, но вследствие перенасыщения рынка природного газа оба были заморожены и по два раза реактивизированы (в 2002 и 2006; в 2003 и 2004 годах). Подобная же судьба постигла и построенный в 1982 г. четвертый терминал. Его закрывали и реактивизировали аж три раза – в 1989, 2005 и 2006 гг. Четыре последующих терминала, построенных в 2005, 2007, 2008 и 2009 годах, пока вроде бы обошлись без больших проблем. Возможно потому, что два из них были построены на шельфе. Думается, однако, что главная причина столь затяжного и трудного развития бизнеса СПГ в США заключалась в специфически-эклетической модели этого энергетического рынка, представлявшего собой некий синтез официально прокламируемого либерализма, мощного государственно-административного бюрократизма (особенно на уровне штатов) и электорального демократизма американского общества (синдром NIMBY- Not in my backyard – только не в моем заднем дворе).*

Примеру Италии через год последовала и Франция, построившая свой первый терминал в 1972 г. (второй вошел в строй лишь через 8 лет). Затем в процессе расширения круга стран-импортеров СПГ наступил существенный перерыв (целых 14 лет). Лишь в 1986 г. Южная Корея построила свой первый терминал, за которым последовали еще три (в 1996, 2002, 2005 гг.), а в 1987 г. – единственный терминал вошел в строй в Бельгии. Единственными странами, присоединившимися к клубу импортеров СПГ в 90-х годах оказались Тайвань (1990 г.) и Турция (1994 г., второй построен, но заморожен в 2003 г.). Зато, начиная с 2000-го и до конца 2008 года список пополнили сразу восемь новичков: Греция и Пуэрто-Рико (по одному терминалу), в 2003 г. – Португалия и Доминиканская Республика (по одному терминалу), в 2004 г. – Индия (+ еще один в 2005 г.), в 2005 г. – ставшая нетто-импортером Великобритания (+ еще два терминала в 2007 и 2008 гг.), в 2006 г. –

⁴ www.ingpedia.com/Ing-Statistics. LNG Production by Country 1964-2006.

* Характерно, что даже такие интеллектуалы, как цитировавшиеся выше Д. Ергин и М. Стоппард, в качестве решения проблемы экологического синдрома NIMBY рекомендуют строить регазификационные терминалы в соседних странах: в Мексике – для снабжения Калифорнии, на Багамах – чтобы обеспечить Флориду, в Канаде – для нужд Новой Англии (Op. cit., p. 156).

Китай (второй - в 2008 г.) и Мексика (второй - в 2008 г.) и в 2008 г. Аргентина и Бразилия (оба на шельфе).

Естественно, что с первой транспортировки СПГ из Алжира 45 лет тому назад и в течение всех последующих 60-х годов рост производства был мизерным, и к началу 70-х не превышал и 2-х млн. т/г. К концу 70-х – началу 80-х он колебался уже в рамках 23-24 млн. т/г, а в 1990 г. – практически удвоился (48 млн. т/г), и снова удвоился еще через 10 лет (около 100 млн. т в 2000 г.). В 2006 г. производство составляло более 154 млн. т/г.⁵ Но, несмотря на довольно значительный рост производства СПГ (с середины 60-х годов до начала нового столетия коммерческий экспорт СПГ рос в среднем на 6%. Если вести отчет с середины 90-х, то средний рост составлял 7%. В первой половине нынешнего десятилетия он уже достиг 8%), предполагаемый спрос на этот товар существенно опережал предложение, о чем свидетельствуют следующие данные: на февраль 2009 г. в 16 странах, экспортирующих СПГ, было построено 37 линий по сжижению природного газа общей мощностью около 217 млн. т/г, а в 19 странах, импортирующих СПГ, было сооружено 65 регазификационных терминалов, общей мощностью почти в 400 млн. т/г.⁶

Факторы роста производства и спроса СПГ

Что же способствовало столь значительному росту спроса и производства СПГ в первой половине текущего десятилетия? Ведь в первые три десятилетия многими экспертами и учеными считалось, что производство СПГ чрезмерно капиталоемко и технологически проблемно, а потому не конкурентоспособно. Стоимость такого товара чувствительно превышает расходы на природный газ, транспортировавшийся по трубе. Круг потребителей СПГ был сравнительно узок и в основном ограничивался странами, в которых по тем или иным причинам (как объективным – географическая удаленность или «отрезанность» от поставщиков морями и океанами, так и субъективным – геополитика и геоэкономика) **была невозможна доставка природного газа по трубопроводу.**

Дело в том, что в период с конца 1990-х – начала 2000-х годов вследствие технологических инноваций произошло значительно удешевление производственных издержек во всех трех звеньях бизнес-цепочки СПГ – в процессах сжижения, транспортировки и регазификации, что естественно привело к сближению показателей окупаемости и прибыльности (а стало быть, и конкурентоспособности) проектов СПГ и традиционных трубопроводных систем доставки природного газа. Причем все это происходило на фоне медленного, но неуклонного роста нефтяных (и, естественно, газовых) цен на мировых рынках. Наряду с технологическими факторами (особенно «economics of scale» - расширения объемов производства на единичной производственной линии или увеличения тоннажа, вместимости газозовов). Не стоит недооценивать также и психологических факторов. Так вопреки довольно широко распространенному в то время мнению среди экспертов и ученых будто бурный рост СПГ приведет к быстрому распространению спотового рынка по мнению самого бизнеса (людей, профессионально занятых в газовом бизнесе, а не представителей спекулятивного капитала) дело обстояло именно наоборот. Вот примечательное высказывание одного из руководителей международной корпорации Bergesen dy ASA, объясняющее почему эта корпорация в 1999-2000 гг. решила вступить в сектор СПГ газового бизнеса: «Рынок СПГ рассматривался как

⁵ LNG Production by Country 1964-2006. www.lngpedia.com/lng-Statistics.

⁶ Petroleum Economist LNG Data Center, 2009.

привлекательный не только благодаря предполагаемому его росту, но также и вследствие существования в нем системы долгосрочных контрактов и тесных взаимодействий с потребителем».⁷

Удешевление производства сжиженного газа. Одним из главных факторов удешевления производства СПГ было увеличение масштабов самого производства. К началу 80-х мощность самого крупного предприятия составляла примерно 1,5 млн.т в год. В начале века (2001-2002 гг.) считалось достижением строительство нескольких новых линий СПГ мощностью по 3-4 млн.т в год каждая. Когда весной 2003 г. British Gas (BG) начало строительство предприятия СПГ в Idku (Египет) мощностью в 3,6 млн.т/г. то оно считалось самым крупным в мире. Но теперь уже настала эра быстро сменяющихся рекордов, и некогда «крупный» трехмиллионник стал привычным размером. В течение 2003 г. Atlantic LNG в Тринидад и Тобаго, продолжая строить 3-ю линию мощностью в 3,4 млн.т/г начало одновременно проектно-изыскательские работы по сооружению 4-й линии мощностью 5,2 млн.т/г, а в Австралии North West Shelf Venture решила добавить 4-ю линию в 4,2 млн.т/г. Рекорд Сахалина-2 – 9,6 млн.т/г (две линии) продержался всего 1 месяц, а затем Qatargas объявил о строительстве 2-х линий по 7,8 млн.т/г каждая. Существуют подсчеты, согласно которым капитальные расходы на единицу дополнительной мощности снижаются на 35% от стоимости предыдущей линии. Некоторые эксперты полагают, однако, что этот фактор экономии имеет своим потолком мощность в 5 млн.т/г, но это требует дополнительных расчетов и подтверждений. Так или иначе, но за 1983 - 2003 гг. стоимость сооружения предприятий СПГ сократилась на 40%.

Таблица 1.

Средняя стоимость производства 1 т СПГ в год

1965 - 1970 гг.	более 550 долл. США
1970 - 1975 гг.	менее 400 долл. США
1980 - 1985 гг.	360 - 365 долл. США
1985 - 1990 гг.	примерно 580 долл. США
1990 - 1995 гг.	около 450 долл. США
1995 - 1999 гг.	290 - 300 долл. США
2000 г.	220 - 225 долл. США

Правда, увеличение мощности единичной линии создало проблему подбора для нее группы покупателей и заключения множества контрактов, но на самом деле, учитывая постоянный рост спроса на СПГ, многие компании стали приступать к реализации нового проекта даже не имея на руках полного комплекта таких контрактов.

Разумеется, снижение капитальных затрат на предприятия СПГ происходило не столько за счет простого увеличения его размеров. Значителен был вклад в это снижение расходов и технологических усовершенствований (новые конструкции компрессоров, турбин и т.п.). Так, в 1983 г. новый завод в Малайзии производил тонну СПГ в год за \$ 433, а в 1996 г. предприятию Qatargas эта тонна обходилась уже в \$ 396, в 2000 г. Oman LNG - \$ 273. Но рекорд побили BP и BG в рамках проекта Atlantic LNG Тринидад и Тобаго. Применив новую технологию сжижения газа и грамотно организовав конкуренцию при объявлении тендера на выполнение контрактных работ в ходе строительства они добились снижения стоимости тонны СПГ на первой линии до \$ 230, а на второй и третьей линии до \$ 160. Это

⁷ «Fundamentals of Gas Shipping, 2004». Приложение к *Petroleum Economist*, October, 2004, p.21.

исторический минимум, достигнутый в 2003 г., который они повторили позднее на своих предприятиях в Египте. В последнем случае СПГ из Египта уже может конкурировать с обычным природным газом, транспортируемым в США по трубе, несмотря на огромные транспортные издержки, составлявшие до 50% стоимости импортируемого в эту страну СПГ. Компании Shell и Exxon пошли по пути увеличения мощности оборудования. Например, Exxon впервые использовали в Катаре 9 турбин по 100 мегаватт каждая. При этом, конечно, существовала опасность того, что в случае непредвиденной остановки работы предприятия мощностью в 10 млн. т/г на один день оператор мог понести миллиардные убытки. То, что это вполне может случиться говорят примеры катастроф на менее масштабных предприятиях – в Малайзии во время пожара на предприятии LNG-Tiga в августе 2003 г. и в Алжире на предприятиях в Skikda, когда в результате взрыва погибло 27 человек, 74 было ранено и 3 линии из 6 оказались разрушены. Позднее было решено вместо трех разрушенных построить одну линию мощностью в 4,5 млн. т/г., которую планируется завершить в лучшем случае в 2011 г. Есть лимиты и на использование более крупных роторов в технологии компрессоров.

Стоит упомянуть и некоторые другие дополнительные факторы, способствующие общему удешевлению СПГ. Среди них – применение новых технологий в самой добыче газа, а также такое технологическое новшество, как FLNG – плавающий завод СПГ, которое сделало рентабельным эксплуатацию удаленных и малых месторождений природного газа. По исчерпанию месторождения судно - предприятие можно будет перемещать в другое место. Хотя здесь есть осложняющий момент. Неодинаковые морские условия в разных регионах мира не позволяют порой использовать FLNG одного и того же типа. Приходится рассчитывать на наличие 3-х - 4-х типов FLNG.*

Транспортировка СПГ. Значительно способствовали повышению конкурентоспособности СПГ и серьезные изменения в условиях его транспортировки. До начала 80-х газозовы строились в США, Франции, Швеции. По сравнению с нынешними судами были они малотоннажными и, транспортировка СПГ обходилась дорого, особенно на большие расстояния. Транспортные расходы обычно составляли до 40% всех расходов до пункта регазификации (в США доставка СПГ с Ближнего Востока составляла до 50% цены, и это было главным препятствием для конкурентоспособности сжиженного импортного газа в этой стране). Поэтому важнейшим фактором удешевления этого звена в бизнесе СПГ стало наращивание тоннажа газозовов в соответствии с укрупнением масштабов производства СПГ. В 1969 г. значительным достижением стало приобретение BG двух газозовов вместимостью по 71500 куб.м для транспортировки СПГ из Алжира в Испанию. Но в дальнейшем ситуация начала меняться в пользу еще более крупнотоннажных газозовов, и в 2003 г. из 75 новых судов, введенных в строй за этот период, вместимость лишь 25 судов колебалась в рамках 29400 - 88000 куб.м, а еще 50 была в рамках от 125000 до 138200 куб.м.

В целом в течение 80-х, 90-х и первых лет нового века стандартным является газозов вместимостью в 138000 куб.м. В 2006 г. был преодолен рубеж в 150000 куб.м. и вслед за тем наступил настоящий прорыв в этом звене бизнеса СПГ. Как уже отмечалось на первое место в этом году по производству и экспорту СПГ вышел Катар. Эта страна и работающие там supermajors (особенно Exxon, Total, Conoco-

* Чтобы не повторяться, отметим лишь, что аналогичные процессы удешевления происходили и в отношении предприятий по регазификации в импортных терминалах. Укажем здесь только, что в 2003 г. стоимость одной установки мощностью в 1 млрд.куб.футов в день (7,5 млн.т в год) составляла от 250 до 500 млн.долл. в зависимости от числа газгольдерных хранилищ, потребности в портовых волнорезах и т.д. и т.п.

Phillips и Shell) сразу взяли ориентацию на мегамасштабные газовозы типа Q-Flex и Q-Max вместимостью сначала 216-217 тыс. куб.м., а вскоре и 267000 куб.м., с двигателями, работающими на двух видах топлива (дизельно-электрические). Более того, именно с этого времени для катарских поставок СПГ стали строить плавающие регазификационные суда (в течение 2008 и 2009 гг. построено и строятся южнокорейскими судостроительными корпорациями Daewoo и Samsung 11 плавучих регазификационных судов). Помимо соображений экологического плана появление плавучих регазификационных судов решало и другую важную проблему: ведь не везде терминалы в странах-потребителях могли пока принимать такие мегагазовозы.⁸

Современный контингент покупателей средств транспортировки СПГ представлен довольно широким и разнообразным спектром: здесь и крупные трейдерско-посреднические компании, и традиционные majors – крупные нефтегазовые корпорации, и государственные и частные энергетические компании крупных потребителей природного газа (японские, корейские, французские и др.), и национальные компании самих стран - производителей СПГ (Нигерии, Алжира, Малайзии, Катара, Омана), и, наконец, «новички» - компании крупных развивающихся стран (Индия, Китай). Однако этот ажиотаж не привел, как это можно было бы предположить, к росту цен на транспортные средства. Возможный рост цен эффективно гасился появлением новых судостроителей и резко возросшей конкуренцией между ними за покупателей. Эта конкуренция практически отсутствовала и, во всяком случае, почти не ощущалась в те давние времена, когда в начале 1960-х гг. на верфях Иокогамы (Япония) стали строиться суда нового типа. Правда, после того, как в 1981 г. Япония построила первый газовоз вместимостью в 125000 куб.м, на судостроительном рынке произошло падение цен на газовозные танкеры, но это было отнюдь не результатом возросшей конкуренции, а относительного спада и стагнации в 80-х годах в бизнесе СПГ. Лишь с конца 90-х и особенно с начала нового века в мире начался драматический рост интереса к СПГ и, соответственно, к газовым транспортным средствам. Но это совпало с появлением нового агрессивного конкурента в судостроительном бизнесе – Южной Кореи. В итоге в этом сегменте судостроения произошла смена лидера. Из общего числа построенных в 2007-2009 гг. и строящихся в 2009, но намеченных к завершению в 2010 г. газовозов на южнокорейские корпорации Daewoo, Hyundai и Samsung приходится 98 судов (в том числе и все наиболее крупнотоннажные). Что характерно, так это то обстоятельство, что 40 танкеров-газовозов предназначено именно для перевозки катарского СПГ. При этом 32 из них уже работает или будут в ближайший год работать на двух направлениях – американском и английском (9 – только в Великобританию, 11 – только в США и еще 12 будут обслуживать оба маршрута). Таким образом, намечается довольно радикальное изменение в движении СПГ на международных рынках.

Что касается Японии, то ее вклад в перевозки СПГ в течение указанного выше периода стал значительно уступать южнокорейскому и составил всего 26 танкеров – газовозов, построенных в сумме всеми четыремя корпорациями: Kawasaki – 10, Mitsubishi – 11, Koyo - 4 и Mitsui – 1. Все танкеры вместимостью от 145000 до 154200 куб.м, и почти все оснащены паровыми турбинами. Несколько из этих судов были предназначены для внутренних перевозок в самой Японии.

Наконец, последними подключились к транспортному звену СПГ китайцы. Поначалу китайские компании, естественно, не имели необходимого опыта в

⁸ Petroleum Economist. E.A. Gibson Shipbrokers Ltd., 2009; Oil and Gas Journal's LNG Observer, October-December 2007, pp. 29-32; BP Statistical Review of World Energy, June 2007, 2008 and 2009, p. 30.

подобном судостроении, и покупатели ставили условием сделки кооперацию китайцев с более опытными судостроителями. Так шанхайская Hudong Shipyards заключила соглашение с французской the Chantiers de l'Atlantique о сотрудничестве.

В дальнейшем, однако, новый конкурент стал набирать силу, и в течение 2007-2009 гг. 2 китайские компании Hanjin Hi и Hudong Zhonghua построили 9 газозовов, вместимостью от 145000 до 155000 куб.м, причем 5 из них были предназначены для доставки СПГ из Австралии в Китай. (Все суда на паротурбинных двигателях). Китайская компания Taizhou Zhongyuan построила в 2007-2008 гг. три танкера малой вместимости (по 9500 куб.м) для торговли на внутреннем рынке СПГ.⁹

Подобная острая конкуренция способствовала значительному удешевлению в транспортном звене бизнеса СПГ. Расходы на транспортировку СПГ в 2003 г. были на 40-50% ниже, чем в 1990 - 1991 годах, а стоимость стандартного газозова (138000 куб.м), составлявшая в пиковый 1991 год \$ 275 млн. упала к 2003 г. примерно до 150 млн.долл. Так, корпорация Самсунг осуществляла в 2004 г. строительство трех новых газозовов, способных развивать скорость до 20 узлов (в результате применения паровых турбин), общей стоимостью в \$ 460 млн. Это был заказ BG, заключившей с США долгосрочный контракт на поставку СПГ. В этой обстановке, учитывая то обстоятельство, что стоимость краткосрочного чартера газозова составляла порядка \$ 150000 в день, некоторые крупные энергетические корпорации - потребители газа (Tokyo Electric Power, Tokyo Gas или Osaka Gas) стали обзаводиться собственными газозовами. К тому же это позволило им дополнительно экономить на back-haul («обратном рейсе»). Например: газозов японской энергетической корпорации загружался СПГ в Катаре и разгружался в Японии, но на обратном пути в Катар он загружался в Малайзии и разгружался в Индии. Обычно на такой операции экономилось около полумиллиона долларов за рейс.

Удешевление стоимости газозовов побудило некоторые трейдинговые компании заказывать танкеры не только под конкретные проекты СПГ, реализуемые в рамках долгосрочных контрактов, но и для краткосрочных сделок и реализации СПГ на спотовом рынке. К такой практике стали прибегать и некоторые нефтегазовые majors (например, BP или Shell), особенно если удавалось заключить контракт на условиях f.o.b. Последнее обстоятельство позволяло гибко реагировать на конъюнктуру, изменять маршруты и снимать арбитражные сливки, играя на разнице цен в различных регионах и странах. (Впрочем, сразу же оговоримся, что подобные маневры не безграничны. Во-первых, если новый маршрут будет слишком длинным, то могут значительно повыситься издержки, связанные с технологически неизбежным испарением части СПГ. Во-вторых, может возникнуть ситуация, когда цены на СПГ окажутся выше там, где не будет возможности принять газозов крупного тоннажа, и, в-третьих, газораспределительные системы разных регионов и стран отличаются по стандартам потребляемого газа (например, различия между США, Великобританией, Бельгией и частью северной Франции, где используется более легкий газ, с одной стороны, и остальной континентальной Европой, с другой, и могут потребоваться дополнительные расходы по переработке и приведению данной партии СПГ до соответствующей кондиции).

И все же, преимущество импорта природного газа по трубе перед СПГ заключается не только в том, что пока еще он в принципе дешевле, но и в том, что само финансирование здесь может осуществляться поэтапно, по мере развертывания инфраструктуры, в то время как производство и доставка СПГ потребителю требует подхода «все или ничего», то есть более или менее

⁹ Ibid.

одновременного инвестирования во все три звена цепочки бизнеса СПГ. Такое «одномоментное» финансирование возможно только при наличии серьезных гарантий. Не случайно, что в бизнесе СПГ все еще значительную роль играют крупнейшие вертикально-интегрированные корпорации мира (такие, как Shell, ExxonMobil, BP, BG или Total), имеющие довольно прочные позиции в производстве стран-экспортеров и в импортных терминалах и распределении газа в странах - покупателях.

СПГ – 2008: достигнутый уровень глобализации

Казалось бы, описанные выше успехи в сфере производства и транспортировки СПГ действительно подтверждают тезис о наступлении эры глобализации газового рынка. Думается, однако, что одного лишь абстрактного показателя количественного роста объемов СПГ еще недостаточно для такого вывода. Необходимо еще посмотреть на характер и степень изменения географических торговых маршрутов СПГ, и тогда, возможно, взгляды о снижении (не говоря уже об исчезновении) феномена регионализма, присущему природному газу как мировому товару, покажутся слишком преувеличенными. Чтобы убедиться в этом, сравним данные по торговым потокам СПГ за годы наибольшего развития этого бизнеса, которые приводятся в двух нижеследующих таблицах за 2002 и 2008 гг.¹⁰

Внимательное сопоставление данных в этих двух таблицах позволяет сделать следующие важные выводы:

Во-первых, в количественном отношении доля СПГ в общемировых поставках природного газа с 2002 г. увеличилась за 6 лет всего на 2% до 27,8%, а по трубе транспортировалось более 72%. И несмотря на упомянутые высокие темпы роста СПГ, физические объемы их прироста за это время достигли в 2008 г. всего 76,52 млрд. кубометров, в то время как соответствующий показатель по трубе достиг почти 156 млрд. кубометров, т.е. вдвое больше;

¹⁰ Таблицы составлены компанией Cedigaz, приводятся в *BP Statistical Review of World Energy*, June 2003, p. 28 and June 2009, p. 30.

Коммерческие потоки СПГ – 2002

Natural Gas: Trade movements 2002 - LNG *

Billion cubic metres	From														Total imports
	USA	Trinidad & Tobago	Oman	Qatar	UAE	Algeria	Libya	Nigeria	Australia	Brunei	Indonesia	Japan	Malaysia	South Korea	
To															
North America															
USA	-	4,28	0,09	0,99	-	0,75	-	0,23	-	0,07	-	-	0,07	-	6,48
S. & Cent. America															
Puerto Rico	-	0,58	-	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,63
Europe															
Belgium	-	-	-	-	0,10	3,20	-	-	-	-	-	-	-	-	3,30
France	-	-	0,54	-	-	10,20	-	0,80	-	-	-	-	-	-	11,54
Greece	-	-	-	-	-	0,50	-	-	-	-	-	-	-	-	0,50
Italy	-	-	-	-	-	2,20	-	3,50	-	-	-	-	-	-	5,70
Portugal	-	-	-	-	-	-	-	0,43	-	-	-	-	-	-	0,43
Spain	-	0,46	0,76	2,20	0,50	5,95	0,63	1,61	0,07	0,08	-	-	-	-	12,26
Turkey	-	-	-	-	-	4,08	-	1,27	-	-	-	-	-	-	5,35
Asia Pacific															
Japan	1,70	-	1,09	8,40	5,93	-	-	-	9,72	7,95	23,40	-	14,50	0,05	72,74
South Korea	-	-	5,48	6,95	0,32	-	-	-	0,24	1,04	6,78	0,15	3,10	-	24,06
Taiwan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,15	-	2,85	-	7,00
TOTAL EXPORTS	1,70	5,32	7,96	18,59	6,85	26,88	0,63	7,84	10,03	9,14	34,33	0,15	20,52	0,05	149,99

* LIIG (Liquefied Natural Gas)

Source: Cedigaz (provisional)

Таблица № 3

Коммерческие потоки – 2008

Trade movements 2008 – liquefied natural gas

Billion cubic metres	From														Total imports		
	US	Trinidad & Tobago	Belgium	Norway	Oman	Qatar	UAE	Algeria	Egypt	Equatorial Guinea	Libya	Nigeria	Australia	Brunei		Indonesia	Malaysia
To																	
North America																	
US	-	7,47	-	0,48	-	0,09	-	-	1,56	-	-	0,34	-	-	-	-	9,94
Mexico	-	1,28	-	0,08	-	0,09	-	-	1,12	-	-	1,04	-	-	-	-	3,61
S. & Cent. America																	
Argentina	-	0,33	-	-	-	-	-	-	0,08	-	-	-	-	-	-	-	0,41
Dominican Republic	-	0,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,47
Puerto Rico	-	0,81	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,81
Europe																	
Belgium	-	0,08	-0,40	0,08	-	2,65	-	-	0,08	-	-	-	-	-	-	-	2,49
France	-	0,08	-	0,25	-	-	-	7,60	1,06	-	-	3,60	-	-	-	-	12,59
Greece	-	0,08	-	-	-	-	-	0,70	0,16	-	-	-	-	-	-	-	0,94
Italy	-	-	-	-	-	-	-	1,56	-	-	-	-	-	-	-	-	1,56
Portugal	-	-	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	2,58	-	-	-	-	2,63
Spain	-	4,32	0,18	1,05	0,17	5,12	-	4,90	4,91	0,08	0,53	7,47	-	-	-	-	28,73
Turkey	-	-	-	-	-	-	-	4,25	0,08	-	-	0,98	-	-	-	-	5,31
United Kingdom	-	0,47	-	-	-	0,12	-	0,37	0,08	-	-	-	-	-	-	-	1,04
Asia Pacific																	
China	-	-	-	-	-	-	-	0,17	0,25	0,16	-	0,24	3,61	-	-	0,01	4,44
India	-	0,24	0,09	0,08	0,35	7,98	0,13	0,65	0,26	0,44	-	0,41	0,16	-	-	-	10,79
Japan	0,97	0,67	-	0,17	4,25	10,91	7,41	1,12	2,21	1,64	-	2,36	15,94	8,22	18,79	17,47	92,13
South Korea	-	0,84	0,08	-	6,04	11,62	-	0,47	2,13	1,33	-	0,16	0,53	0,98	4,06	8,31	36,55
Taiwan	-	0,22	-	-	0,09	1,10	-	0,08	0,08	1,53	-	1,36	-	-	4,00	3,61	12,07
Total exports	0,97	17,36	0,00	2,19	10,90	39,68	7,54	21,87	14,06	5,18	0,53	20,54	20,24	9,20	26,85	29,40	226,51

Note: The negative entry for 'from Belgium to Belgium' represents the re-export of LNG which was delivered to Zeebrugge terminal and then reloaded and shipped to other destinations.

Source: Cedigaz (provisional).

Во-вторых, за эти 6 лет в развитии торговых маршрутов не произошло каких-либо драматических изменений, влияющих на их в целом региональную ориентацию. Действительно, главным потребителем СПГ в мире по-прежнему считается Северо-Восточная Азия (Япония, Южная Корея и Тайвань), на которую приходится 141,38 млрд. кубометров СПГ в 2008 г. или более 62,4% от общемировой торговли (в 2002 г. – более 2/3). Причем азиатское направление торговли несколько усилилось за счет Индии и Китая и достигло 156,6 млрд. кубометров или 69,3%. Данные по Европе поражают тем, что после многолетнего славословия в адрес СПГ по поводу спасительной роли от доминирования традиционных поставщиков природного газа по трубе (прежде всего России), успехи переключения импорта с трубы на СПГ оказались более чем скромными. Общий объем поставок СПГ в Европу вырос за 6 лет всего на 16,57 млрд. кубометров. Причем доля европейского импорта СПГ в общемировом объеме за это время даже снизилась с 26% до 24,6%. В основном это произошло из-за падения импорта в Италии (с 5,7 до 1,56 млрд. кубометров) и Бельгии (с 3,3 до 2,49 млрд. кубометров). Не помогло и появление в 2005 г. новичка – Великобритании. Подскочив в 2006 г. с предыдущих 0,52 млрд. кубометров до 3,56 млрд. в 2006 г., объемы импорта затем неуклонно стали снижаться до 1,46 млрд. в 2007 г. и 1,04 млрд. – в 2008 г. Вопреки многочисленным оптимистическим прогнозам не было и сильного рывка в импорте СПГ в США: он увеличился с 6,48 млрд. до чуть менее 10 млрд. кубометров, в основном за счет поставок из «соседнего» Тринидада и Тобаго. Так что предсказание Д. Ергина и М. Стоппарда в цитированной статье 2003 г. о том, что «за последние два года США продемонстрировали, что являются одним из ключевых, а в действительности ведущим рынком СПГ с высоким потенциалом развития», пока что не сбылось. Скорее всего, такая же судьба постигнет и их прогноз о том, что доля СПГ в общем объеме поставок на рынках США, которая составляла в 2002 г. лишь 1%, к 2020 г. сможет превысить 20%.¹¹

Действительно новый момент, но опять же регионального характера, заключался в появлении в рассматриваемый период поставок СПГ в рамках ареала латиноамериканских стран, в основном основанных на быстром увеличении добычи природного газа в маленькой стране Тринидад и Тобаго с населением около 1,26 млн. человек. Иностранные корпорации быстро нарастили добычу природного газа с 6,2 млрд. кубометров в 1994 г. до 39 млрд. в 2007 и 2008 гг., больше 44% которого теперь сжижается и экспортируется в 14 стран мира (в 2008 г. – 17,36 млрд. кубометров). Правда, региональные поставки пока скромные – 4,2 млрд. кубометров, которые поступили в 2008 г. в Доминиканскую республику (0,47 млрд.), Пуэрто-Рико (0,81), Аргентину (0,33) и Мексику (1,8 млрд.). Самым крупным потребителем СПГ из Тринидада и Тобаго в прошлом году были США (7,47 млрд. кубометров). Необходимо, однако, учесть то обстоятельство, что правительство этой страны начало уже серьезно задумываться о целесообразности строительства новых линий по сжижению газа, так как доказанные резервы природного газа невелики и быстро истощаются (0,48 трлн. кубометров в 2008 г. против 0,74 – в 2003 г.). Неудивительно поэтому, что показатель соотношения резервов и добычи за указанное пятилетие сократился много более чем вдвое (примерно с 30 до 12 лет).¹²

Анализ текущего состояния бизнеса СПГ был бы не полным без упоминания того «зигзага», который произошел с ним в 2008-2009 гг. и который наглядно демонстрирует нам, казалось бы, и так хорошо известный факт, а именно: бизнес

¹¹ *Op. cit.*, pp. 153, 155.

¹² *BP Statistical Review*. June 2004, p. 20, June 2009, p. 22.

СПГ не может развиваться и преуспевать вне контекста и влияния на него общемировой финансово-экономической ситуации. Пока в мире преобладала общая повышательная тенденция экономического роста, наличествовал и неуклонный (в среднем 8-процентный) рост производства СПГ. Но когда на мировых рынках начала нарастать (особенно с 2005 г.) повышательная ценовая тенденция на материалы, все усложняющееся энергетическое оборудование, когда обострился спрос на высококвалифицированных работников и менеджеров, то вся «экономия», достигнутая в предшествующие годы благодаря технологическим инновациям во всех трех звеньях бизнеса СПГ стала подвергаться эрозии и практически сошла на нет. Например, цена на сталь стала драматически расти еще с 2003 г., что повлекло за собой рост стоимости строительных работ. Быстрое расширение самого производства СПГ имело своим следствием удорожание сервисных услуг. Так, в Катаре с 2003 по 2007 год стоимость инжиниринговых работ росла в среднем на 8% в год, стоимость закупок материалов и оборудования – на 24%, расходы на строительные работы – на 12%. И все это продолжало расти после 2007 г. В итоге стоимость проектов за 2005-2007 гг. фактически удвоилась. Если, как упоминалось выше, стоимость производства 1 т СПГ в год в 2000 г. опустилась до \$ 200, а в отдельных случаях и ниже, то в 2007-2009 гг. она колебалась уже в диапазоне \$ 600-1400.¹³ Так, например, согласно алжирскому проекту в Скикде по замене разрушенных катастрофой трех линий одной новой, стоимость 1 т СПГ уже в 2007 г. оценивалась в \$ 650.¹⁴ Очевидно, что к моменту ввода в строй этой линии в 2012 г. стоимость эта будет значительно выше. То есть все вернулось на круги своя.

Рост стоимости инжиниринговых, закупочных и строительных контрактов в 2005 г. имел своим результатом замедление принятия ОРИ – окончательного решения по инвестированию (FID – final investment decisions). С начала 2006 г. состоялось только 5 ОРИ (вместо ожидаемых 14 проектов в семи странах). А ведь после ОРИ до ввода в строй линии по сжижению требуется еще в среднем 4 года. Поэтому многие эксперты предсказывают к 2015 году существенный дефицит СПГ.¹⁵ Этот пессимизм подкрепляется еще одним фактором, который некоторые эксперты называют почему-то «энергетическим национализмом». Дело в том, что правительства ряда стран, производящих СПГ решили приберечь свои газовые резервы для будущих поколений, либо больше использовать их для внутреннего потребления. Ранее упоминался уже Тринидад и Тобаго, но к тому же выводу пришло и руководство Катара, обладающего резервами, по крайней мере, на 100 лет. Поэтому оно объявило в 2005 г. мораторий на дальнейшее использование резервов газового месторождения North Field, которое не будет пересматриваться до 2012 г. В свою очередь Алжир заявил о том, что вместо дальнейшего форсирования производства и экспорта СПГ он сконцентрируется на возобновляемом источнике солнечной энергии и экспорте электричества в Европу. Индонезия – все еще важный экспортер СПГ – начала проектировать 2 регазификационных терминала (на западе и на востоке своего самого населенного о-ва Ява), на которые СПГ будет поступать с Восточного Калимантана через 2 и 3 года соответственно. А пока производство СПГ в 2009 г. в этой стране снизилось на

¹³ *Petroleum Economist*, May 2008, p. 9. Японский эксперт Т. Morikawa приводит в своей статье прогноз, согласно которому стоимость 1 т СПГ в проектах, намеченных к завершению в 2012 г. составит \$ 700-900 (*IEEJ Energy Journal*, vol. 3, № 3, 2008, pp. 78-79).

¹⁴ *Petroleum Economist*, November 2008, p. 16.

¹⁵ *Petroleum Economist*, May 2008, p. 8; November 2008, p. 16.

2% и Индонезия вынуждена была прикупить его на спотовых рынках для выполнения своих экспортных обязательств перед Японией и Южной Кореей.¹⁶

Подорожала и транспортная составляющая. Газовозы, которые стоили в 2002 г. \$ 162 млн., в 2007 г. строились за более чем \$ 200 млн. Но главное изменение заключалось в динамике заказов и строительстве судов. С 2005 г., когда со стапелей сошло 20 судов, дело шло по нарастающей: в 2006 г. – 26, в 2007 г. – 33 и в 2008 г. – скачок – 61 газовоз. Но ударил кризис, и в 2009 г. будет построено 43 и на 2010 год законтрактовано всего 11 газовозов.¹⁷

В свете всего вышесказанного нет ничего удивительного в том, что в 2008 г. впервые за два последних десятилетия общемировая торговля СПГ практически не выросла по сравнению с предыдущим годом – 226,51 млрд. кубометров в 2008 г. против 226,41 млрд. кубометров в 2007 г.

Краткосрочные и среднесрочные перспективы СПГ

Какова же перспектива - ближняя и средняя – развития СПГ? Заглядывать на долгую перспективу в условиях стремительно меняющейся (причем в ту и другую сторону) ситуации на динамично развивающихся мировых энергетических рынках, в условиях появляющихся на них все новых и новых игроков – производителей и потребителей, а также и новых источников энергии – нетрадиционных углеводородов и альтернативных возобновляемых видов энергии, занятие пустое. Можно лишь с малой долей вероятности обозначить самые общие тенденции. Здесь же к факторам, определяющим краткосрочный характер прогноза, относятся две категории проектов СПГ – это строящиеся и «планируемые или предлагаемые» ПиП. Ко второй категории причисляют следующие экспортные проекты: те, которые получили все необходимые одобрения, но не приступили еще к строительству; те проекты, которые получили одобрение либо местных, либо общегосударственных инстанций; предприятия, которые получили надежную финансовую поддержку или же обладают Соглашением об основных условиях (НОА – Heads of Agreement), либо Письмом о намерениях (LOI – Letter of Intent) по поставкам СПГ третьей стране. В отношении импортных регазификационных терминалов в категорию ПиП причисляют терминалы, которые отвечают всем вышеперечисленным критериям, но в добавление к этому еще (специально для США) получили одобрение Федеральной энергетической регулирующей комиссии (FERC – Federal Energy Regulatory Commission) или – в случае оффшорного терминала – одобрение Береговой охраны США (US Coast Guard) и Морской администрации (MAPAD – Maritime Administration). Рассмотрим теперь как обстоит дело с ближней перспективой производства и торговли СПГ по регионам и странам.¹⁸

Ближний Восток. Самой перспективной в экспортном плане не только на Ближнем Востоке, но и в мировых масштабах страной в ближней перспективе будет, несомненно, *Катар*, несмотря на наложенный упоминавшийся уже мораторий на дальнейшую разработку месторождения North Field. По состоянию на февраль 2009 г. в этой стране уже было 6 строящихся линий мощностью по 7,8 млн. т/г каждая: в течение 2009 г. (после февраля) в рамках проекта Qatargas-2 должны были войти в

¹⁶ *Oil and Gas Journal*, January 12, 2009, pp. 28-29.

¹⁷ *PE. EA. Gibson Shipbrokers Ltd.*, 2009; *LNG Observer*, Oct. Dec. 2007, p. 6.

¹⁸ Источником всех данных в этом разделе (если не будет оговорено иное) является: *Petroleum Economist* (LNG Data Centre 2009), L., February 2009.

строй 2 линии. Оператором в обоих случаях была корпорация Qatar Petrol - QP (70%) и ExxonMobil (30%), во втором – опять же QP (65%), ExxonMobil (18,3%) и Total (16,7%). В 2010 г. и возможно позднее по проектам Qatargas-3 и 4 планируется ввод в строй еще двух линий с тем же оператором, но другими составами консорциумов. В первом – QP (68,5%), Conoco/Phillips (30%) и Mitsui (1,5%), во втором QP (70%) и Shell (30%). Еще две линии завершаются в 2009 г. и после в рамках проекта RasGas-3 (R.Laffan). Оператор – RasGas (Ras Laffan), члены консорциума в обоих случаях – QP (70%), ExxonMobil (30%).

На Ближнем Востоке еще только одна страна пока попадает в рассматриваемую категорию – *Йемен*. Там в 2009 г. завершилось строительство двух линий по сжижению природного газа общей мощностью 6,7 млн.т/г. Оператор Yemen LNG, члены консорциума – Total (39,62%), YGC (16,73%), Hunt Oil (17,22%), Hyundai (5,68%), SK Corp. (9,55%), Kogas (6%), Yemen GASSUP (5%).

Африка. В северной Африке в 2010 году или позже планируется ввести в *Египте* две линии. Одна мощностью 3,6 млн. т/г в рамках проекта ELNG-3 будет строиться оператором Egypt LNG, остальные участники ещё не окончательно определены, другая - проект Damietta LNG (SEGAS), мощностью 5 млн. т/г также имеет пока только оператора (SEGAS). Однако в связи с истощением старых месторождений Египет больше не планирует нового строительства до тех пор пока ему не удастся пополнить свои доказанные резервы природного газа. Другая страна этого субрегиона – Алжир, где помимо восстанавливаемой линии в Скиде, в 2012 г. собирается ввести в строй проект Gassi Touil LNG (Arzew), мощностью 4 млн. т/г. Строиться будет, как и все действующие другие проекты, государственной компанией Sonatrach. На западном побережье Африки в газовые лидеры континента выдвигается *Нигерия* (некоторые эксперты отмечают, что до недавнего времени Нигерия была более известна в качестве крупного производителя и экспортера нефти, на самом деле ее газовые резервы более значительны). В этой стране 3 проекта категории ПиП. Два проекта планируются к завершению в 2011г. или несколько позже. Первый из них – OK LNG предусматривает сооружение 4-х линий общей мощностью 22 млн. т/г. Оператор – OK LNG OPCR. Участники консорциума государственная нефтяная компания NNPC (49,5%), BG (13,5%), Chevron (18,5%), Shell (18,5%). Второй проект – Progress LNG – предполагается соорудить на шельфе (floating LNG). Это будет одна линия мощностью 1,5 млн. т/г. Оператор – Peak Petroleum, участники консорциума – Flex LNG и Mitsubishi. В 2012 г. планируется завершить проект NLNG Sevenplus. Одна линия мощностью 5,4 млн. т/г. Как и в действующих в Нигерии на сегодня четырех проектах этой же группы, оператором является государственная компания Nigeria LNG, а участниками международного консорциума NNPC (49%), Shell (25,6%), Total (15%), Agip (10,4%). Наконец, в 2013 г. предполагается завершить проект Brass LNG (он же оператор). Участники консорциума – NNPC (49%), ConocoPhillips (17%), Agip (17%), Total (17%). Предусматривается две линии общей мощностью 10 млн. т/г. Проблема Нигерии в регулярном возникновении форс-мажорных обстоятельств на месторождениях дельты Нигера из-за частых вооруженных нападений местных племен, требующих «компенсации» за использование принадлежащих им территорий.

В 2012 г. должна вступить в строй в *Экваториальной Гвинее* вторая линия проекта Equatorial Guinea LNG, мощностью 4,4 млн. т/г, с тем же оператором – EG LNG и участниками консорциума – Marathon (60%), Sonagas [GE Petrol] (25%), Mitsui (8,5%) и Marubeni (6,5%). В том же году или с некоторым запозданием планируется запустить и первенец СПГ в *Анголе*. Одну линию в 5 млн. т/г. Оператор – Chevron,

участники консорциума - государственная Sonangol (22,8%), Eni (13,6%), Chevron (36,4%), BP (13,6), Total (13,6).

Юго-Восточная Азия и Австралия. В 2009 г. завершается строительство двух линий совокупной мощностью 7,6 млн. т/г. в *Индонезии*. Это проект Tangguh на Ириан Джая (западная часть острова Новая Гвинея). Оператор – государственная корпорация «Пертамина» и BP. Поставками газа будет заниматься консорциум в составе: CNOOC (13,9%), BP (37,16%), Nippon (12,23%), MI Berau BV (16,3%), KG (10%), LNG Japan Corp. [Sumitomo Corp. – 50%, Sojitz Corp. – 50%] (17,35), Talisman (3,06%) В 2010 г. Бруней планирует построить линию в 4 млн. т/г. Проект BLNG (Lumut II). Оператор – Brunei LNG. Акционеры – Правительство Брунея (50%), Shell (25%), Mitsubishi (25%).

Значительные перспективы по расширению производства СПГ намечаются в *Австралии*. Здесь один строящийся и 4 проекта категории ПиП. Строящийся проект Pluto LNG намечен к пуску в 2010 или немного позже (ОРИ было принято только в конце 2008г.). Общая мощность двух 2-х линий – 4,8 млн. т/г. Оператор – компания Woodside, которой принадлежит 90% акций. По 5% приходится на Tokyo Gas и Kansai Electric. Из планируемых проектов на 2010 г. или позднее – два. Первый из них – Darwin LNG T2, предусматривает строительство ещё одной линии мощностью 5 млн. т/г оператором ConocoPhillips (56,72%) при участии Santos (10,64%), Inpex (10,52%), Eni-Australian (12,04), Tokyo Timor Sea Resources [Tokyo Electric Power, Tokyo Gas] (10,08%). Второй проект – Gorgon Australian LNG более крупный и предусматривает строительство 3 линий общей мощностью 15 млн. т/г. Оператором по проекту выступает Chevron (50%), остальные участники – Shell Development (Australian) Pty.(25%) и ExxonMobil Australian (25%). На 2011 г. или позднее планируется проект Pilbare LNG. Одна линия 6 млн. т/г. Оператор – BHP участием ExxonMobil. И, наконец, на 2013/2015 гг. по проекту Browse намечено сооружение 2-4 линий общей мощностью 15 млн. т/г. ОРИ должно быть принято в 2010 г., но окончательное решение по технологии сжижения газа еще не принято (рассматриваются три варианта). Оператор Woodside, при участии BP, Shell, Chevron и BHP.

Австралия пока является единственной страной, которая планирует в ближней перспективе наладить масштабное производство СПГ на основе газа угольных пластов (Coal Seam Gas – CSG) в штате Квинсленд. В 2011 г. планируется завершение двух проектов по две линии в каждом, мощностью 1 и 2,6 млн. т/г., соответственно. Первый из них – Sun LNG – будет осуществлен Sunshine Gas в партнерстве с Sojits, второй – Fisherman's Landing – компаниями LNG Ltd. и Arrow Energy. В 2013 г. проектом Q'nsland Curtis LNG предусматривается строительство одной линии, но уже мощностью от 3-х до 4-х млн. т/г. Партнеры по этому проекту – OGC/BG Group. В 2014 г. тоже одну линию с той же мощностью 7 млн. т/г. будет завершать партнерство Santos/Petronas в рамках проекта Gladstone LNG. В том же году по проекту TBC намечено построить 2 линии мощностью 7 млн. т/г. Если все эти проекты реализуются, то мощности СПГ в Австралии увеличатся примерно на 16,8 – 18,8 млн. т/г.

Ещё одна страна Австралии – *Папуа – Новая Гвинея* планирует построить свою первую линию мощностью 6,3 млн. т/г. в 2013 г. Оператор – PNG LNG (Esso Highlands Ltd.), участники – ExxonMobil (41,5%), Oil Search (34%), Santos (17,7%), Nippon Oil (5,4), Mineral Resource Dev. Co. (1,2), Eda Oil (0,2) + государство Папуа – Нов. Гвинея.

Латинская Америка. В этом регионе одна строящаяся линия в *Перу*. Проект Peru LNG (Pampa Mechorita) должен завершиться в 2010 г. Мощность 4,45 млн. т/г.

Оператор – Hunt Oil (50%), SK Corp, (20%), Repsol YPE (20%), Marubeni (10%). *Тринидад и Тобаго* в 2011 или позже хочет добавить к своим действующим четырем проектам Atlantic LNG еще 5-ую линию, мощностью 5,2 млн. т/г. Оператор – Atlantic LNG. Акционеры – BP, BG, Repsol, Suez, National Gas Company (у всех есть право на опцион). К числу экспортеров СПГ в 2014 г. решила присоединиться и *Венесуэла*. Она планирует к этому времени завершить два проекта – каждый по одной линии и по 4,7 млн. т/г. Первый – Cigma LNG (Т 1), оператор – Cigma LNG, акционеры – Petroleos de Venezuela S.A. (60%), Galp Energia (15%), Chevron (10%), Qatar Petroleum (10%), Mitsubishi и Mitsui (5%). Второй проект – Mariscal Sucre LNG (Т 2). Оператор – Project Venezuela LNG S.A. (60%). Другие акционеры: Galp Energia (15%), Itochu (10%), Enarsa (10%), Mitsubishi и Mitsui – 5%.

В **Северной Америке** только *Канада* планирует реализовать в 2013 г. проект Kitimat LNG Terminal, мощностью 3 млн. т/г. Оператор – Kitimat LNG Inc.

В **Европе** только *Российская Федерация* планирует в 2013/2014 гг. реализовать проект Shtokmanovskoe LNG мощностью 12 млн. т/г. (ОПИ будет принято в конце 2009 – начале 2010 гг.). Участники – «Газпром» (оператор), иностранные акционеры – Total, StatoilHydro.

Итак, по состоянию на февраль 2009 г. в мире строилось 9 линий общей мощностью 70.35 млн. т/г., и еще 20 линий планировалось или предлагалось суммарной мощностью 144,8 млн. т/г. Многие эксперты опасаются, что к 2015 г. сложится напряженная ситуация, так как, с одной стороны, под влиянием глобального кризиса, связанного с ним снижения спроса на природный газ, а также роста «энергетического национализма» в ряде стран, происходит затягивание принятия окончательного решения по инвестированию. Кроме того, не в последнюю очередь из-за дестабилизации внутренней ситуации уже происходит отставание от намеченного ранее графика строительства новых линий (Нигерия).¹⁹ С другой стороны, кризис не вечен, и представители крупных нефтегазовых корпораций справедливо прогнозируют рост в не столь отдалённом будущем спроса на природный газ, в том числе на СПГ. В результате на какое-то время возникает дефицит предложения. Это предположение будет выглядеть тем более убедительно, если сопоставить приведенные выше данные по экспортным предприятиям СПГ со следующими данными по строительству импортных терминалов на тот же февраль 2009 г.: в мире сооружалось 29 таких терминалов, общая мощность которых равнялась 153,2 млн. т/г (превышение существенно больше, чем в 2 раза). Что касается терминалов категории ПиП, то здесь перевес только по числу предприятий – 48 терминалов, однако по сумме мощностей минимальное преимущество здесь за «строящимися».

Что касается среднесрочной перспективы, то здесь существует определенный потенциал новых поставок СПГ в виде так называемых «спекулятивных» проектов. Эти термином обозначают проекты, которые прошли уже стадию исследования на предмет осуществимости их реализации, но которые после их выдвижения либо не получили одобрения местной или центральной власти, либо не смогли обеспечить себе твердую финансовую поддержку, либо не располагают Соглашением об основных условиях или Письмом о намерениях. В случае с США – не имеют разрешения комиссии FERC или одобрения USCC и MARAD. Таких проектов насчитывается по всему миру 12. На сегодня, конечно, нельзя точно сказать, сколько таких проектов реализуется в среднесрочной перспективе и, главное, в какие сроки

¹⁹ См. например: *Oil and Gas Journal*, January 12, 2009, p. 32; *Petroleum Economist*, November 2008, p. 16 и др.

это произойдет. Во всяком случае, шаги, предпринятые Российским правительством в течение 2009 г., направленные на освоение новых проектов в Восточной Сибири и Дальнего Востока, его усилия по привлечению целого ряда крупнейших западных, а также японских и корейских корпораций, в том числе и к масштабной разработке богатейших газовых резервов полуострова Ямал, нельзя не признать своевременными. Тем более, что в обоих случаях предусматривается строительство крупных предприятий по сжижению газа (в том числе попутного). При успешной реализации всех этих проектов Россия внесет достойный вклад в решение проблемы мирового дефицита в среднесрочной перспективе.

Либерализация европейского рынка природного газа: волатильность и конвергенция цен на «газовых хабах»

Настоящая статья преследует две цели. Во-первых, определить основные характеристики цен на природный газ, складывающихся на главных европейских газовых хабах. Во-вторых, установить насколько тесно цены на европейских биржевых газовых площадках коррелируют между собой. Дополнительно рассматривается вопрос о конвергенции цен на европейских и американской газовых биржах.

Для анализа используется унифицированная база данных – ежедневные котировки цен фьючерсных контрактов на поставки газа на месяц вперед – по четырем площадкам торговли газом.²⁰

Формирование гибридного рынка европейского газа

На протяжении десятилетий европейский рынок природного газа имел достаточно простую структуру. В его основе лежали долгосрочные контракты на импорт газа. В контрактах содержалась специальная формула, привязывающая цену газа к цене нефти и нефтепродуктов. В ходе начавшейся в середине 1990-х годов и еще не завершенной либерализации европейского газового рынка его структура заметно усложнилась.

Одним из следствий либерализации стало формирование так называемых «газовых хабов» или своеобразных бирж по свободной торговле газом (см. таблицу 1).

Таблица 1.

Европейские газовые хабы и центры торговли газом

	Страна	Контракты	Ликвидность
National Balancing Point (NBP)	Великобритания	развитая система контрактов	очень высокая
Title Transfer Facility (TTF)	Нидерланды	развитая система контрактов	высокая
Zeebrugge	Бельгия	развитая система контрактов	низкая с тенденцией к росту
BEB	Германия		низкая с тенденцией к росту
E.on – Ruhrgaz Vertueller Punkt (EVT), Baumgarten	Германия		низкая с тенденцией к

²⁰ Автор приносит благодарность ООО «Газпром экспорт» и лично С.Л.Комлеву за помощь в получении временных рядов котировок цен на газ по европейским хабам.

			росту
Baumgartner	Австрия		низкая
PEG	Франция		низкая
Bunde/Oude	граница Германии и Дании		низкая
PSV	Италия		низкая
Wallbach	Швейцария		низкая

На настоящий момент наибольшее развитие среди европейских газовых хабов получил National Balancing Point в Великобритании, что обусловлено двумя взаимосвязанными факторами. Во-первых, Великобритания приступила к либерализации газового сектора ранее других стран Европы. Во-вторых, параллельно снижению собственной добычи на британском рынке быстро росла доля импортного газа, что дополнительно подталкивало ускоренную либерализацию энергетического сектора. В 2005–2007 гг. объем торговли газом на NBP вырос более чем на 80% и достиг к концу обозначенного периода 903 млрд.куб.м. Объем торговли физическим газом за тот же период увеличился почти на 25% до 67 млрд.куб.м.²¹ Быстро растет ликвидность и континентальных европейских газовых хабов. По объему торговли «бумажным газом» новые хабы, особенно в Нидерландах и Германии, быстро подтягиваются к NBP. Подтягивается и торговля физическим газом. В 2008 г. доля хаба TTF в общем объеме торговли газом в Нидерландах составила 20-25%.²²

Направление дальнейшей эволюции европейского газового рынка достаточно жестко задано. Долгосрочные контракты торговли природным газом рассматриваются как препятствие на пути рыночной конкуренции. В духе либеральной идеологии утверждается, что отказ от долгосрочных поставок повысит роль рыночных факторов в процессе ценообразования, что обернется более эффективной аллокацией ресурсов и инвестиций. Под нажимом Еврокомиссии страны реорганизуют структуру энергетического сектора. На смену традиционным вертикально интегрированным естественным монополиям приходит конкурентная организация рынка, при которой импорт, дистрибуция, транспортировка и продажа газа потребителям жестко разделены между собой и на каждой из этих стадий действует большое число рыночных агентов.

Огромное влияние на эволюцию рынка оказывает «революция СПГ», то есть бурное развитие торговли сжиженным природным газом. Важно, что при этом цена СПГ также постепенно отвязывается от цены трубопроводного газа, а значит и цены нефти.

В результате либерализации и на фоне увеличения поставок СПГ рынок газа в Европе все больше приобретает гибридную структуру. С изрядной долей упрощения можно выделить три основных элемента формирующейся структуры:

- поставки трубопроводного газа в рамках долговременных контрактов. Исключая Великобританию и Испанию, это по-прежнему самый крупный сегмент рынка;

²¹ Natural Gas Market Review 2008. International Energy Agency, OECD, Paris, 2008, PP.30,32.

²² Van Eijkel R., Luis Moraga-Gonzalez J. Spot Market: Blind Spots and Developments. Economic Implications of Forward Contracting – Centralized marketplaces vs. bilateral negotiations. University of Groningen, Energy Delta Convention, November 18, 2008.

- поставки сжиженного природного газа в рамках долгосрочных контрактов (или даже в привязке к ценам долгосрочных контрактов трубопроводного газа);
- свободная торговля газом, точнее стандартизированными контрактами на поставку газа, на биржевых и квазибиржевых площадках.

В реальной действительности три этих элемента образуют пересекающиеся множества. Газ, как трубопроводный, так и СПГ, поставляемый в рамках долгосрочных контрактов может попадать и попадает на биржи. Помимо того существует рынок внебиржевого спотового газа, причем и спотовый газ также может, в конечном счете, пройти через биржу.

В настоящей работе, абстрагируясь от этих важных деталей, нам важно оценить механизм ценообразования на газовых хабах.

Характеристика базы данных

Для анализа используются ежедневные котировки цен фьючерсных контрактов на поставки газа на месяц вперед по четырем площадкам торговли газом:

- NBP (National Balancing Point) – Великобритания;
- TTF – Нидерланды;
- Zeebrugge – Бельгия;
- NYMEX (New York Mercantile Exchange) – США.

Исходные данные, выраженные в разных ценовых и физических единицах, были приведены к единому унифицированному виду – долларов за миллион британских тепловых единиц. База была очищена от пропусков и механически восстановленных показателей.

Для сравнения используются ежедневные котировки цен нефти WTI и Brent, фондового индекса S&P500, обменного курса доллар/евро (DolEu) и цен золота (Gold). При этом цены нефти также пересчитаны в доллары за миллион британских тепловых единиц.

В нашем распоряжении имеются данные за период 10 сентября 2007 г. – 30 июня 2009 г. После очистки базы во временном ряде осталось 448 значений.

Волатильность цен на газовых хабах

Обобщенные статистические характеристики анализируемых временных рядов представлены в таблице 2. Параметрический расширенный тест Дики–Фуллера на наличие единичных корней показывает, что абсолютные значения всех без исключения показателей являются нестационарными (таблица 3), поэтому дальнейший анализ проводится только для (лог) разностей.²³

Если рассматривать весь период в целом, то оказывается, что цены газа в европейских хабах отличаются повышенной волатильностью не только в сравнении с ценами нефти, но и ценами золота, и обменного курса доллар/евро. При этом ряд исследований показывает, что повышенная волатильность на свободном рынке газа не исчезает по мере роста ликвидности этого рынка.²⁴

²³ Показатель рассчитывается по стандартной формуле $r = \ln\left(\frac{y_t}{y_{t-1}}\right)$.

²⁴ Pricing Natural Gas. The Outlook for the European Market. Clingendael Energy Paper, January 2008; Gas Prices in the UK. Ilex Energy Consulting, October 2004.

Таблица 2.

Обобщенные характеристики временных рядов, 10 сентября 2007 – 30 июня 2009

	NYMEX	TTF	NBP	Zeebrugge	DolEu	S&P500	Brent	WTI	Gold
	абсолютные значения								
Среднее	7.3212	9.4070	9.5184	9.5662	1.4280	1168.43	14.3145	14.6859	866.5587
Стандартное отклонение	2.6196	2.9219	3.0894	3.0947	0.1009	262.972	5.0811	5.1281	73.0244
Экссесс	2.4505	2.1592	2.1400	2.1123	1.8748	1.4788	1.9080	1.9116	2.2151
Асимметрия	0.4061	-0.5456	-0.4884	-0.4880	-0.6024	-0.2152	0.1090	0.0710	-0.4406
	(лог) разности								
Среднее	-0.0010	-0.0010	-0.0009	-0.0010	0.0001	-0.0010	-0.0002	-0.0002	0.0006
Стандартное отклонение	0.0328	0.0350	0.0424	0.0456	0.0089	0.0233	0.0326	0.0338	0.0178
Экссесс	4.0850	9.1643	16.023	7.7169	6.4269	6.7138	7.4979	4.7058	4.9378
Асимметрия	0.1952	0.6151	1.6079	0.5746	-0.1510	-0.0918	0.1247	-0.0937	-0.1154

Таблица 3.

Тесты на стационарность временных рядов, 10 сентября 2007 – 30 июня 2009

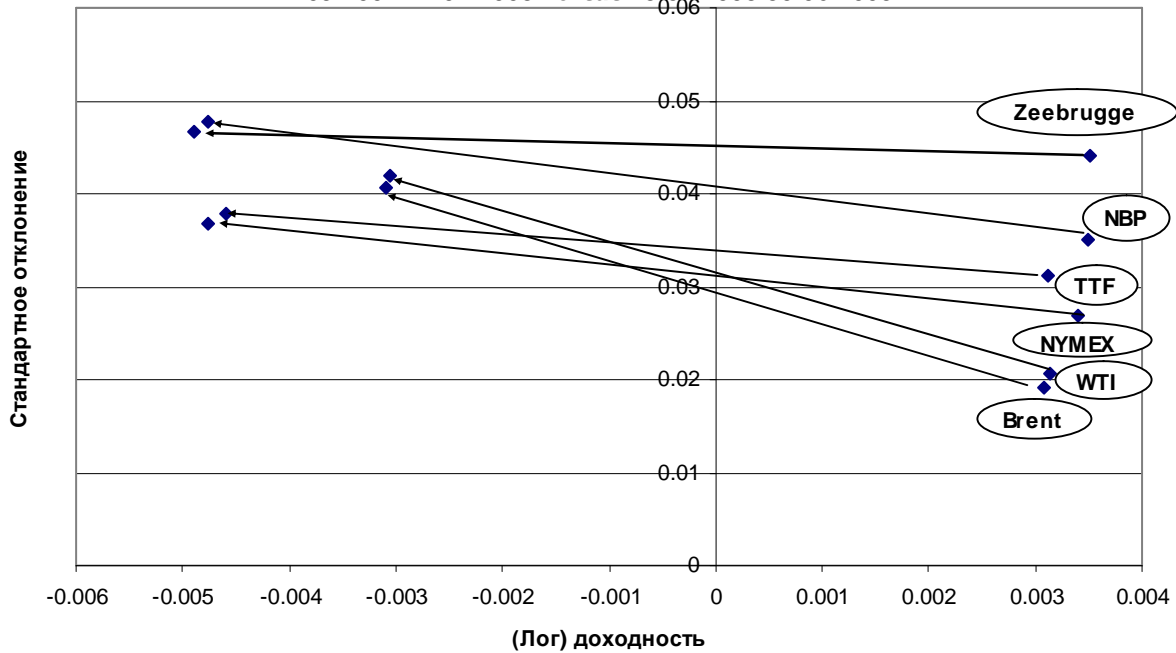
	NYMEX	TTF	NBP	Zeebrugge	DolEu	S&P500	Brent	WTI	Gold
	абсолютные значения								
Расширенный тест Дики-Фуллера	-0.504	-0.702	-1.072	-1.133	-1.337	-1.014	-0.757	-0.831	-2.689
	(лог) разности								
Расширенный тест Дики-Фуллера	-22.014	-18.810	-20.820	-24.077	-20.904	-24.577	-20.990	-22.926	-20.911
Критические значения теста: 10% значимости - -2.570; 5% значимости - -2.872; 1% значимости - -3.444.									

Анализируемый временной период целесообразно разбить на два примерно равных подпериода: 10 июля 2007 г. – 14 июля 2008 г. и 15 июля 2008 г. – 30 июня 2009 г. Ретроспективно известно, что первый подпериод – это завершающая стадия «раздувания ценового пузыря» на рынке нефти. Напомним, что именно 14 июля 2008 г. номинальная цена нефти достигла своего исторического максимума. Второй подпериод – стадия «сдувания ценового пузыря» и обвального падения цен на энергоресурсы, особенно природный газ.

Материалы диаграммы 1 показывают, что доходность котировок газовых фьючерсов на стадии «раздувания пузыря» провалилась заметно глубже в сравнении с доходностью цены нефти. Волатильность доходности газовых контрактов также возросла, хотя по этому показателю WTI и Brent вплотную подошли и даже обошли некоторые газовые фьючерсы.

Повышенная ценовая волатильность на европейских площадках торговли газом – тревожный сигнал, особенно для конечных потребителей газа. Для страхования повышенного риска ценовых колебаний продавцы автоматически стремятся повысить цену товара.

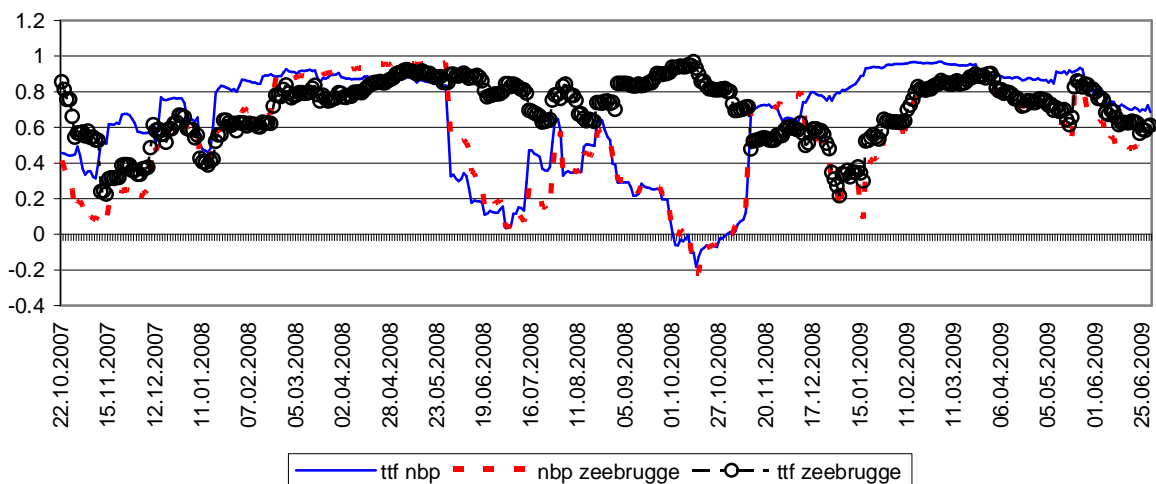
Диаграмма 1
Доходности и стандартные отклонения цен на газ и нефть,
11.09.2007-14.07.2008 versus 15.07.2008-30.06.2009



Ценовая конвергенция европейского и трансконтинентального рынков?

Важнейший вопрос – насколько тесно конвергированы между собой европейские газовые хабы? На диаграмме 2 представлены скользящие коэффициенты корреляции (лог) доходностей трех европейских фьючерсных контрактов на газ. Материалы диаграммы отчетливо показывают, что между тремя биржевыми площадками существует прямая и тесная связь.

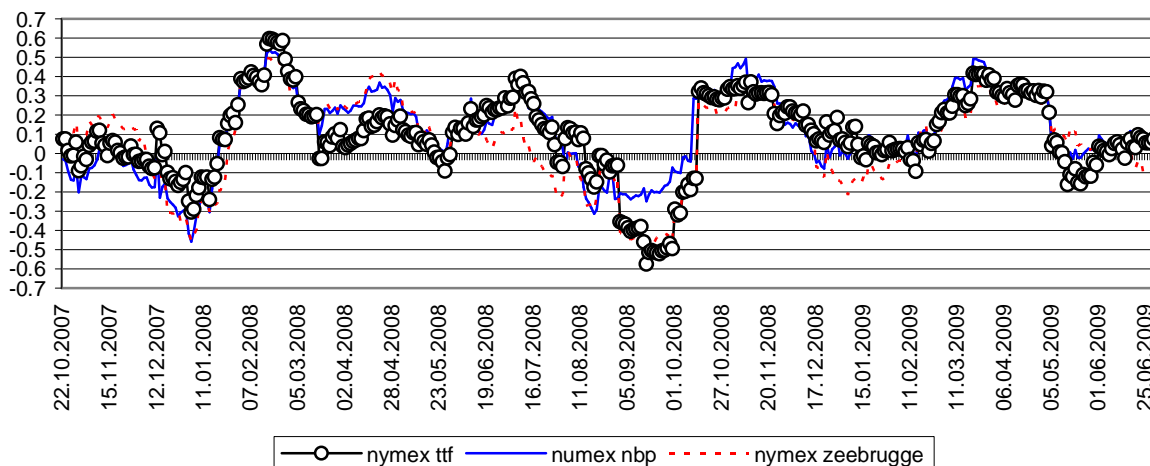
Диаграмма 2
Коэффициент скользящей корреляции между
европейскими фьючерсами на газ (окно 30 дней)



Как правило, коэффициент корреляции находится выше 0,6, а на протяжении достаточно длительных периодов его значение превышает 0,7 и даже 0,8.

Столь тесной корреляции между европейскими и американским газовыми биржами не наблюдается (диаграмма 3). Скользящий коэффициент корреляции в этом случае редко выходит за границы 0,4 (по модулю).

Диаграмма 3
Коэффициент скользящей корреляции между фьючерсами на газ NYMEX и европейскими фьючерсами на газ (окно 30 дней)



Об этом же свидетельствуют и коррелограммы парных кросс-корреляций между доходностями газовых фьючерсов на двух континентах (таблица 4). Цены на хабах Великобритании, Бельгии и Нидерландов мгновенно (без лагов) и ощутимо реагируют на изменения друг друга. Динамика газовых фьючерсов на NYMEX оторвана от динамики европейских фьючерсных контрактов.

Таблица 4.
Коррелограммы парных кросс-корреляций между (лог) доходностями газовых фьючерсов

Лаги	nymex nbp	nymex ttf	nymex zeebrugge	nbp ttf	nbp zeebrugge	ttf zeebrugge
-2	0.0052	0.0028	0.0134	-0.1051	0.0048	-0.03
-1	0.0076	-0.0221	0.0177	0.0825	-0.0018	0.1591
0	0.0837	0.0885	0.065	0.6189	0.4724	0.6946
1	0.1645	0.1356	0.0924	0.3238	0.2611	0.0479
2	0.115	0.1748	0.1393	0.0615	0.1477	-0.0207

Таким образом, цены на американском и европейском биржевых газовых рынках не обнаруживают тенденции к конвергенции. Причем в период сдувания «ценового пузыря» теснота связи между рынками двух континентов ослабла (диаграмма 3).

Диаграмма 4 и таблица 5 отражают тесноту связи между динамикой доходности газовых фьючерсов и цены нефти. Выясняется, что котировки газовых контрактов на NYMEX сильнее коррелируют с ценой нефти, чем цены европейских контрактов. Это справедливо для всего периода наблюдений, исключая отрезок февраля–мая 2009 г., когда доходность цены Brent и газовых контрактов на европейских площадках достаточно тесно коррелировала друг с другом.

Диаграмма 4
Коэффициент скользящей корреляции между американскими и европейскими фьючерсами на газ и ценой нефти (окно 30 дней)

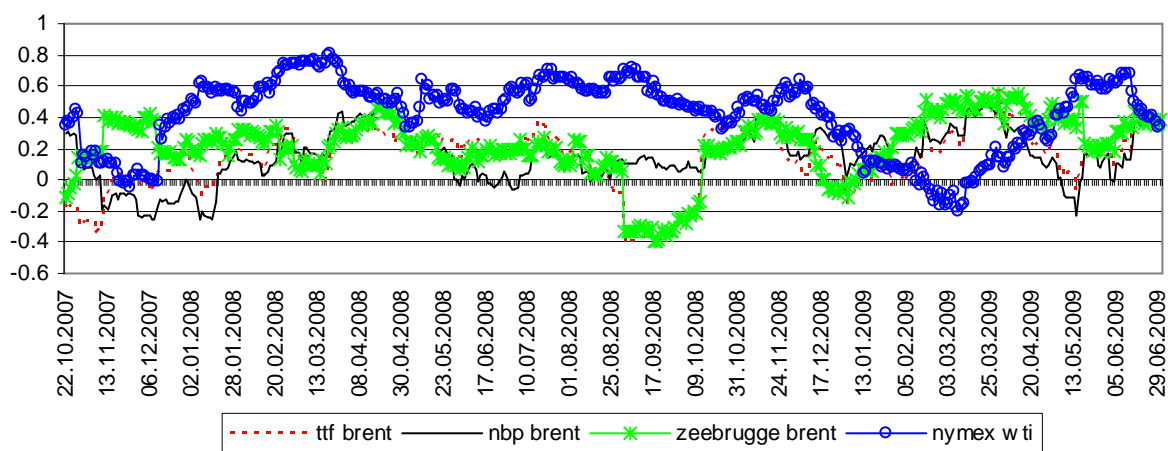


Таблица 5.

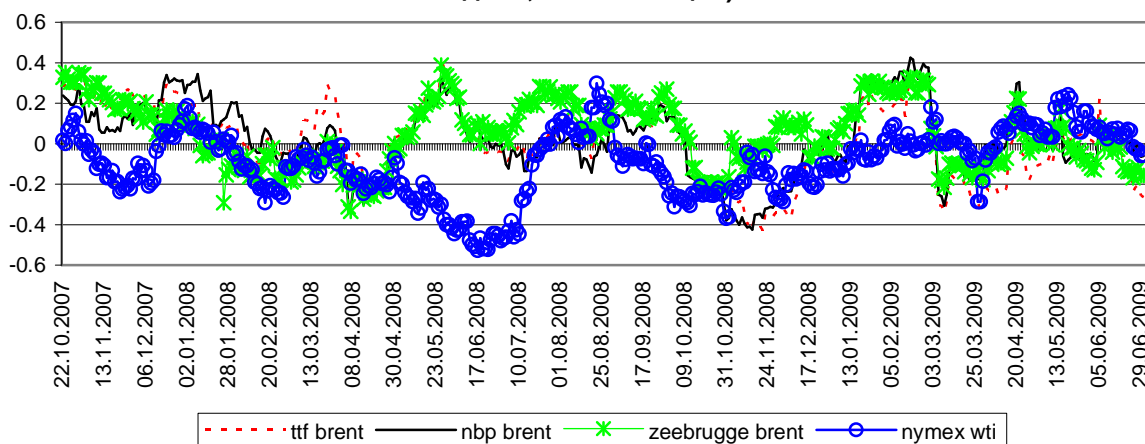
Коррелограммы кросс-корреляций между (лог) доходностями газовых фьючерсов и цен на нефть

Лаги	nymex wti	nymex brent	nbp brent	ttf brent	zeebrugge brent
-2	0.0415	0.0625	0.0311	-0.0042	-0.0343
-1	-0.0545	-0.0264	0.0178	0.0361	0.0457
0	0.3361	0.263	0.1702	0.1197	0.2019
1	-0.0141	0.1036	0.0745	0.0649	0.0007
2	0.0601	0.017	-0.0539	-0.0139	-0.0218

Известно, что цена на газ в долгосрочных европейских контрактах привязана к цене на нефть и нефтепродукты с лагом в 6 или 9 месяцев. В принципе, возможно, что и котировки европейских газовых фьючерсов связаны не с текущими, а лагированными ценами на нефть. Для проверки этой гипотезы были рассчитаны коэффициенты скользящей корреляции между доходностью текущих цен газовых контрактов и ценой нефти, взятой с лагом в 180 дней (диаграмма 5). Теснота связи цен газа и нефти в этом случае оказывается значительно ниже, чем при использовании параллельных текущих показателей (диаграмма 4). Это справедливо как для европейского, так и американского рынков.

Если свободный рынок газа в Европе «отвязан» от цен на нефть, возникает вопрос – какие же факторы определяют цену природного газа? Руководствуясь постулатами неоклассического мейнстрима адепты либерализации полагают, что цену на европейских биржевых площадках диктуют фундаментальные факторы – спрос и предложение. Мы, однако, не стали бы торопиться с такими утверждениями. Не исключено, что европейский биржевой рынок газа, оторвавшись от нефти, ориентируется на некий другой ценовой ориентир. Данный вопрос требует специального углубленного изучения.

Диаграмма 5
Коэффициент скользящей корреляции между американскими и европейскими фьючерсами на газ и лагированной ценой нефти (окно 30 дней, лаг 6 месяцев)



Проведенный анализ позволяет сделать следующие основные выводы:

- во-первых, рынки газовых фьючерсов в Европе и США остаются дезинтегрированными. Доходность фьючерсов на природный газ на Нью-Йоркской товарной бирже слабо коррелирует с динамикой доходности европейских газовых фьючерсов. Проведенный анализ не дает оснований для вывода о становлении глобального рынка природного газа;
- во-вторых, исключая вторую половину 2008 г. – январь/февраль 2009 г., корреляция доходности европейских газовых фьючерсов находится на очень высоком уровне. В целом, можно утверждать, что европейские биржевые площадки по торговле газом в очень большой степени интегрированы между собой. Это означает, что в среднесрочной перспективе можно ожидать появления того, что условно можно назвать «европейской ценой газа»;
- в третьих, волатильность цен на газ на европейских газовых хабах сравнительно высока. Причем волатильность остается высокой и после «сдувания ценового пузыря» на рынке энергоносителей;
- в-четвертых, самый парадоксальный вывод заключается в том, что доходность американских газовых фьючерсов намного теснее связана с динамикой текущей цены нефти, чем доходность аналогичных европейских фьючерсов. На наш взгляд, это означает, что биржевой рынок газа в Европе, во всяком случае, в таких хабах как National Balancing Point, TTF и Zeebrugge оторвавшись от нефти, ориентируется на какой-то иной ценовой якорь.

Конвергенция механизмов ценообразования на региональных рынках природного газа

Известно, что на европейском рынке, несмотря на глубокую его реструктуризацию в последние годы, цены на газ остаются во многом привязаны к долгосрочным импортно-экспортным контрактам с поставщиками, а через эти контракты к ценам на нефть.²⁵ Торговля газом на североамериканском рынке осуществляется по конкурентным ценам, устанавливаемым исходя из баланса спроса и предложения самого газа безотносительно к цене нефти. Особый случай представляет собой рынок Азиатско-Тихоокеанского региона, главным образом Японии и Республики Корея. В отличие от Европы, где в импорте доминирует трубопроводный газ (ТП), азиатские страны импортируют практически исключительно сжиженный природный газ (СПГ). Однако по сложной формуле, несколько отличающейся от формулы в европейских долгосрочных газовых контрактах, цены азиатского газа также привязаны к ценам на нефть.²⁶

Это позволяет говорить о регионализации мирового газового рынка, причем не в географическом, а в сущностном экономическом смысле. На европейском, азиатском и североамериканском газовых рынках действуют принципиально разные механизмы ценообразования на газ. Учитывая то обстоятельство, что в последние годы усилилась тенденция к глобализации рынка природного газа, на наш взгляд, интересно, опираясь на формализованный экономический анализ, проследить действительно ли процессы ценообразования на крупных региональных рынках газа сближаются между собой или региональные рынки остаются обособленными.

База данных

Анализ проводился по месячным данным за период с января 2000 г. по декабрь 2008 г. включительно.

Использовались следующие временные ряды по ценам на газ:

Европа: цены импортного трубопроводного газа для Германии (PIPEger/ТП Германии), Испании (PIPEsp/ТП Испании) сжиженного природного газа для Испании (LNGsp/СПГ Испании) и Евросоюза в целом (LNGeu/СПГ ЕС), а также российского газа на границе с Германией (RNGG/российский газ);

США: цены импортного трубопроводного (PIPEus/ТП США) и сжиженного природного газа (LNGus/СПГ США);

Азия: цены импортного СПГ для Японии (LNGjp/СПГ Японии) и Республики Корея (LNGsk/СПГ Ю.Кореи)

Для сравнения использовались ряды цен на нефть марок Brent (Brent) и WTI (WTI).

Все цены газа и нефти были приведены к стандартной единице измерения – долларов США за миллион британских тепловых единиц (mbtu).

Рассматриваемый временной ряд целесообразно разбить на два подпериода: 2000–2004 гг. и 2005–2008 гг. Как показывают описательная статистика (таблица 1) и

²⁵ Stern J. Is There A Rationale for the Continuing Link to Oil Products Prices in Continental European Long-Term Gas Contracts? Oxford Institute for Energy Studies, April 2007.

²⁶ См.: Flower A. LNG Pricing in Asia – Japan Crude Cocktail (JCC) and “S”-Curves/ Natural Gas in Asia. The Challenges of Growth in China, India, Japan, and Korea. Oxford University Press, 2008, PP.405-409.

материалы диаграмм 1 и 2, поведение цен в эти подпериоды заметно отличалось. В 2000–2004 гг. цены вели себя относительно спокойно. В 2005–2008 гг. волатильность цен, как нефти, так и газа, резко возросла. К тому же заметно увеличились спрэды между отдельными ценами газа.

Таблица 1.

Описательная статистика по временным рядам цен на газ и нефть

	LNGjp	LNGsk	LNGsp	LNGeu	LNGus	PIPEus	PIPEger	PIPEsp	WTI	Brent	RNGG
2000 – 2008											
Среднее	6,31	7,28	4,95	4,95	5,87	5,74	5,61	5,45	8,62	8,33	7,40
Стандартное отклонение	2,51	3,33	2,00	1,95	2,39	2,25	2,67	2,15	4,60	4,60	4,13
Дисперсия	6,28	11,11	3,99	3,80	5,72	5,06	7,11	4,63	21,12	21,18	17,04
Эксцесс	3,53	2,22	0,06	-0,08	0,36	0,29	-0,11	-0,37	1,18	1,07	1,36
Асимметричность	1,93	1,60	1,04	0,98	0,83	0,61	0,93	0,84	1,25	1,23	1,32
Минимум	4,04	3,67	2,49	2,53	2,19	2,10	2,31	2,26	3,34	3,23	3,24
Максимум	15,25	19,23	10,46	10,11	12,75	12,02	12,36	10,88	23,08	22,88	20,59
2000 – 2004											
Среднее	4,74	5,06	3,48	3,51	4,24	4,39	3,64	3,85	5,34	5,00	4,43
Стандартное отклонение	0,38	0,57	0,39	0,40	1,14	1,54	0,62	0,57	1,16	1,05	0,68
Дисперсия	0,15	0,33	0,15	0,16	1,30	2,38	0,39	0,32	1,35	1,11	0,46
Эксцесс	0,73	1,17	0,13	0,07	-0,60	0,63	0,11	0,12	1,84	1,96	-0,76
Асимметричность	0,39	0,61	-0,08	-0,09	0,42	0,70	-0,02	-0,21	1,11	1,15	-0,08
Минимум	4,04	3,67	2,49	2,53	2,19	2,10	2,31	2,26	3,34	3,23	3,24
Максимум	5,75	6,64	4,45	4,52	7,04	9,45	5,36	5,23	9,19	8,58	5,58
2005 – 2008											
Среднее	8,30	10,10	6,82	6,80	7,95	7,47	8,24	7,49	12,81	12,57	11,18
Стандартное отклонение	2,65	3,26	1,62	1,53	1,91	1,78	1,98	1,63	3,87	3,82	3,55
Дисперсия	7,03	10,62	2,61	2,35	3,63	3,18	3,91	2,67	15,00	14,58	12,57
Эксцесс	0,93	0,66	-0,50	-0,57	0,25	0,54	-0,35	-0,66	0,87	0,97	1,14
Асимметричность	1,36	1,14	0,56	0,54	1,03	1,16	0,69	0,32	1,29	1,26	1,21
Минимум	5,51	5,39	4,46	4,51	5,29	4,72	5,45	4,97	8,08	7,67	6,50
Максимум	15,25	19,23	10,46	10,11	12,75	12,02	12,36	10,88	23,08	22,88	20,59

Источник: Energy Prices and Taxes, OECD (за разные годы), расчеты автора.

Методика анализа

Целью проводимого исследования является проверка гипотезы – **происходит ли конвергенция цен на природный газ на отдельных региональных рынках и формируется ли единая «глобальная» цена на газ.** Для ответа на эти вопросы используются метод главных компонент (МГК) и кластерный анализ (КА).²⁷

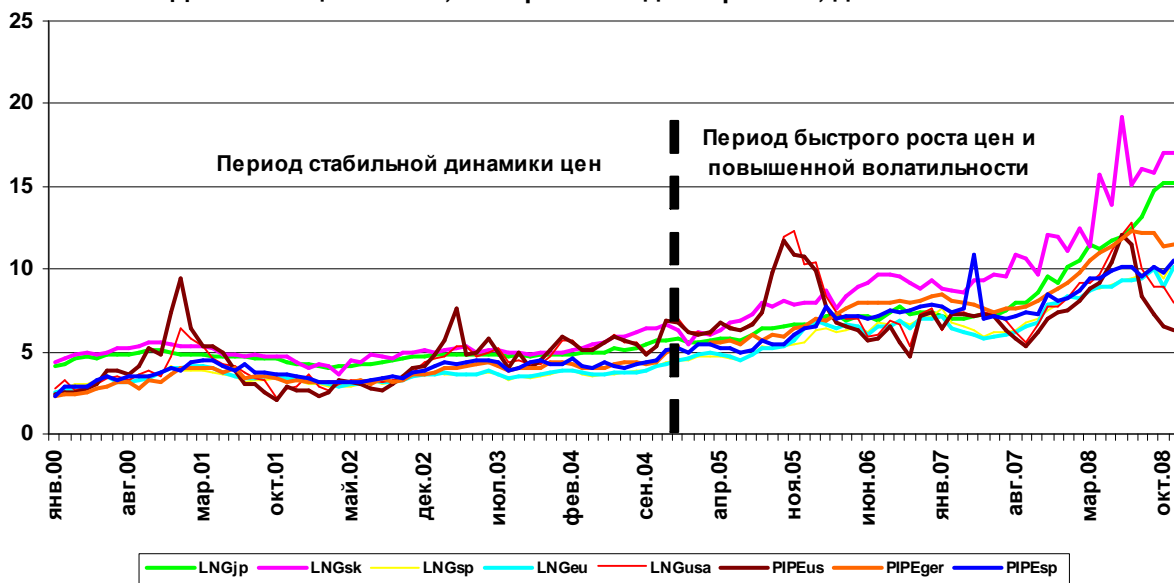
Метод главных компонент – статистическая процедура, позволяющая уменьшить размерность исходных данных при минимальной потере исходной информации. Вычисление главных компонент сводится к вычислению собственных векторов (eigenvectors) и собственных значений (eigenvalues) корреляционной или

²⁷ При анализе газовых цен методом МГК мы в значительной степени опираемся на работу Siliverstovs B., Neumann A., L'Hégaret G., von Hirshhausen C. International Market Integration for Natural Gas? A Cointegration Analysis of Gas Prices in Europe, North America and Japan. MIT CEERP Discussion Paper 04-2002.

ковариационной матрицы исходных данных. Преобразование начальных векторов цен на нефть и газ в главные компоненты происходит по следующему алгоритму. Пусть имеется матрица переменных X размерностью $(m \times n)$, где m - число строк, а n - число столбцов (независимых переменных), причем $n \gg 1$). В методе главных компонент используются новые переменные t_a ($a=1, \dots, A$), являющиеся линейной комбинацией исходных переменных x_j ($j=1, \dots, N$), таким образом что:

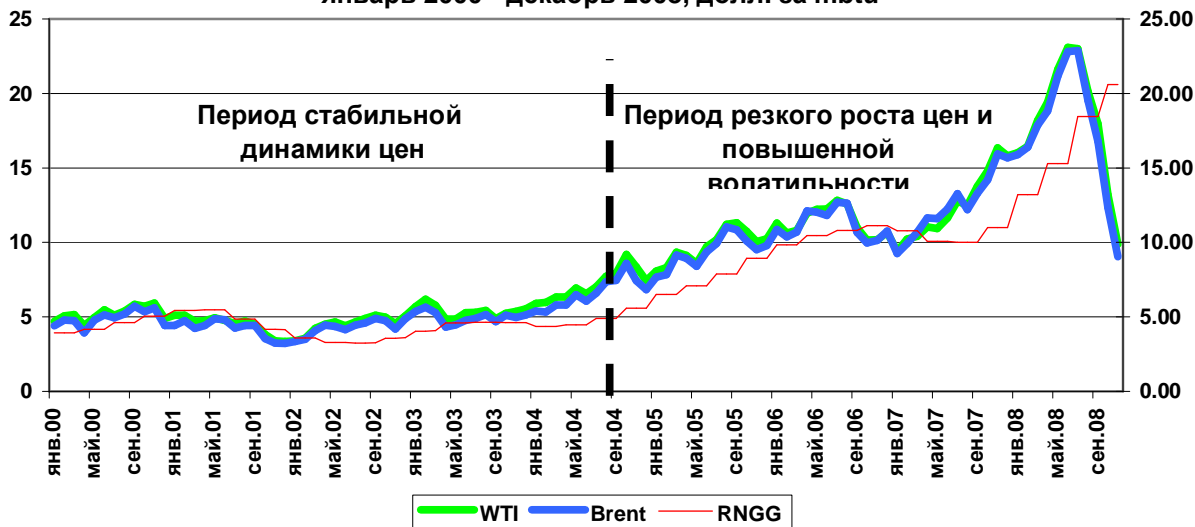
$$t_a = p_{a1}x_1 + \dots + p_{aJ}x_J$$

Диаграмма 1
Динамика цен на газ, январь 2000 - декабрь 2008, долл. за mbtu



Источник: Energy Prices and Taxes, OECD (за разные годы).

Диаграмма 2
Динамика цен на нефть и российский экспортный газ, январь 2000 - декабрь 2008, долл. за mbtu



Источник: Energy Prices and Taxes, OECD (за разные годы).

С помощью новых переменных матрицу X можно представить как произведение двух матриц T и P :

$$X = TP^t + E = \sum_{\alpha=1}^A t_{\alpha} p_{\alpha}^t + E$$

Матрица T называется матрицей счетов, ее размерность $(m \times A)$. Матрица P называется матрицей нагрузок, ее размерность $(A \times n)$. E - матрица остатков размерностью $(m \times n)$. При этом нагрузки выбираются так, чтобы вклад каждой главной компоненты в совместной дисперсии исходных данных был максимальным. Вначале определяется первая главная компонента. Затем из оставшихся данных выделяется вторая и т.д.

При этом в настоящей работе нам неважно, какие именно реальные индикаторы стоят за выделенными латентными факторами. Выделив две первые главные компоненты (два главных латентных фактора), мы можем в двухмерном пространстве построить график нагрузок векторов цен газа и нефти на эти компоненты. График дает наглядную картину того, насколько тесно различные цены на газ коррелируют с главными компонентами. Чем ближе друг к другу располагаются на графике нагрузки цен на главные компоненты, тем больше оснований говорить, что эти цены зависят от одних и тех же факторов. Если же нагрузки цен на графике разбросаны, то это свидетельствует о том, что механизмы ценообразования определяются разными факторами.

С помощью кластерного анализа нагрузки главных компонент разбиваются на определенное число кластеров k , то есть однородную группу показателей в математическом смысле расположенных наиболее близко друг к другу. В данной статье кластерный анализ проводится методом k -средних, при котором средние значений в кластере должны быть наиболее удалены друг от друга. Первоначально задается предполагаемое число кластеров, затем вычисляются их центры, которыми будут являться координатные средние кластеров. На следующем этапе происходит перераспределение объектов. Этот итерационный процесс продолжается до тех пор, пока центры кластеров не стабилизируются или число итераций не достигнет максимума.²⁸

Процедуру МГК и КА мы проводим как для всего указанного периода наблюдений, так и отдельно для двух выделенных подпериодов. Это дает возможность проследить динамику процесса во времени и выявить новейшие тенденции в изменении механизмов ценообразования на региональных рынках газа.

Результаты анализа

Начнем с рассмотрения всего временного периода в целом. МГК по исходной базе данных, включающей девять временных рядов цен на импортный газ и двух марок нефти, дает следующие результаты. Первые две компоненты вместе объясняют почти 96% общей дисперсии газовых и нефтяных цен (таблица 2). Из этого можно заключить, что для целей настоящей работы достаточно ограничиться рассмотрением этих двух компонент.²⁹

²⁸ См.: Kaufman L., Rousseeuw P.J. Finding Groups in Data: An Introduction to Cluster Analysis. John Wiley & Sons, Inc. 2005.

²⁹ При этом вопрос о влиянии на цены остальных главных компонент требует специального изучения.

Таблица 2.

Eigenvalues и вклад главных компонент в общую дисперсию

Компоненты	Eigenvalue	Накопленная доля в общей дисперсии
1	9.8232	0.893
2	0.719305	0.9584
3	0.225595	0.9789
4	0.111696	0.9891
5	0.037402	0.9925
6	0.031659	0.9954
7	0.020931	0.9973
8	0.016639	0.9988
9	0.010166	0.9997
10	0.002486	0.9999
11	0.000925	1

Источник: расчеты автора.

Первая главная компонента представляет собой некий латентный фактор, который связан со всеми ценами на газ и нефть, причем примерно в равной степени (таблица 3). Хотя этот вопрос выходит за пределы настоящей работы, нам представляется, что за первым латентным фактором стоит спрос на газ или общеэкономическая ситуация в странах–импортерах газа.

Таблица 3.

Нагрузки главных компонент за период с 2000–2008 гг.

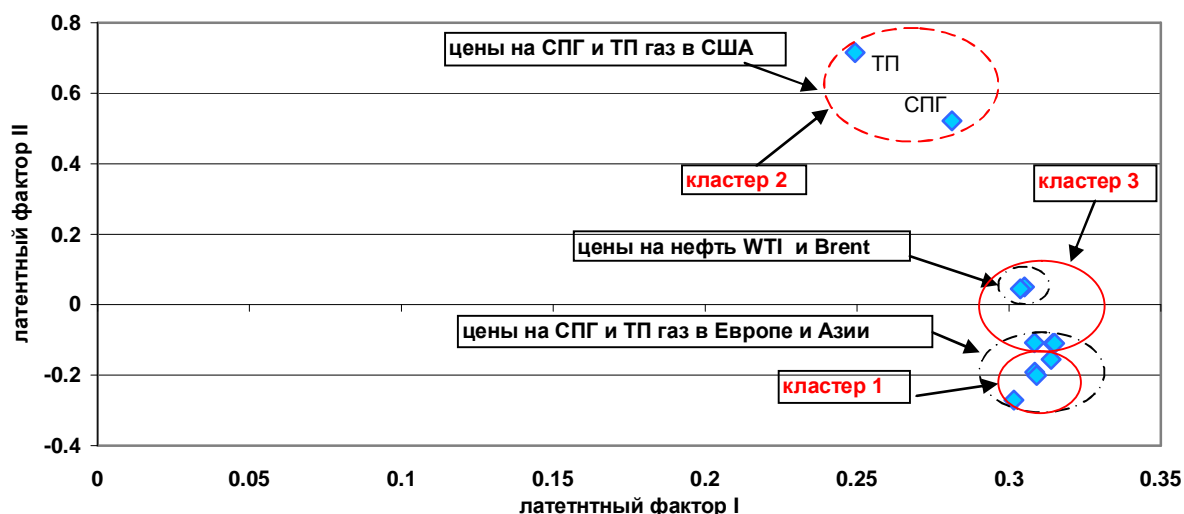
	pca1	pca2	pca3	pca4	pca5	pca6	pca7	pca8	pca9	pca10	pca11
lngjp	0.302	-0.271	0.219	0.543	-0.008	0.050	0.637	0.251	-0.114	0.014	0.091
lngsk	0.309	-0.192	0.018	0.418	0.493	-0.344	-0.392	-0.421	0.004	0.027	0.006
lngsp	0.314	-0.155	0.127	-0.187	0.011	0.391	0.006	-0.241	0.115	-0.776	-0.017
lngeu	0.315	-0.110	0.126	-0.211	-0.104	0.432	0.101	-0.450	0.216	0.608	0.048
lngus	0.281	0.522	0.168	0.130	-0.566	-0.413	0.077	-0.300	0.074	-0.106	0.010
pipeus	0.249	0.716	0.193	0.038	0.472	0.305	-0.044	0.250	-0.065	0.052	0.014
pipeger	0.315	-0.110	0.038	-0.249	-0.148	-0.012	-0.172	0.030	-0.876	0.066	0.030
pipesp	0.308	-0.108	0.116	-0.597	0.294	-0.519	0.295	0.184	0.205	0.028	-0.060
wti	0.305	0.050	-0.602	0.089	-0.049	0.070	0.084	0.062	0.023	0.029	-0.718
brent	0.304	0.045	-0.637	-0.008	-0.049	0.009	-0.029	0.137	0.119	-0.024	0.681
rngg	0.309	-0.201	0.268	0.078	-0.301	0.040	-0.546	0.539	0.305	0.082	-0.077

Источник: расчеты автора.

Разброс нагрузок/корреляций второй главной компоненты более существенен. Второй латентный фактор можно условно классифицировать как «американский», так как цены импортного газа в США очень тесно – коэффициент корреляции для СПГ достигает 0,52, а для ТП – 0,72, – зависят от этого фактора. По-видимому, он аппроксимирует соотношение спроса и предложения природного газа на американском рынке. Корреляции европейских цен газа со второй главной компонентой несущественны.

Проведем кластерный анализ нагрузок двух первых главных компонент, исходя из начальной предпосылки, что существует три региональных рынка газа со своими собственными механизмами ценообразования. Результаты кластерного анализа обобщены на диаграмме 3.

Диаграмма 3
Значения нагрузок первого и второго латентного факторов



Источник: расчеты автора.

Он подтверждает, что рассматриваемые одиннадцать рядов цен подразделяются на три однородные группы. Первый кластер включает в себя цены СПГ Японии, Южной Кореи и Испании, а также российского газа на границе с Германией. Второй кластер образуют цены сжиженного и трубопроводного газа в США. К третьему кластеру относятся цены сжиженного природного газа для ЕС в целом, трубопроводного газа Германии и Испании, а также цены на нефть.

Выделившиеся в отдельный кластер цены импортного газа США заметно дальше отстоят от цен нефти, чем цены европейского импортного газа. Это означает, что механизмы ценообразования на рынках импортного природного газа на европейском континентальном и американском газовом рынке принципиально различны.

Насколько стабильны корреляции цен с латентными факторами во времени? Для ответа на этот вопрос проведем МГК и кластерный анализ отдельно для двух выделенных подпериодов. Материалы таблицы 4 и диаграммы 4 показывают, что периоды 2000–2004 и 2005–2008 годов заметно различаются между собой.

Таблица 4.

Матрицы нагрузок за периоды 2000-04 гг. и 2005-08 гг.

	рса1	рса2	рса3	рса4	рса5	рса6	рса7	рса8	рса9	рса10	рса11
2000-2004											
Ingjp	0.324	0.21	0.218	-0.08	-0.21	-0.27	-0.49	0.271	-0.48	-0.37	0.082
Ingsk	0.31	0.297	0.205	0.047	-0.29	-0.6	0.21	-0.13	0.485	0.168	0.043
Ingsp	0.326	-0.17	0.09	0.022	-0.52	0.267	0.158	-0.05	-0.39	0.571	-0.11
Ingeu	0.319	-0.29	0.042	-0.12	-0.28	0.275	0.431	-0	0.168	-0.65	0.076
Ingusa	0.318	-0.13	-0.3	0.292	0.34	-0.32	0.205	-0.51	-0.41	-0.1	0.078
pipeus	0.293	-0.2	-0.11	0.757	0.015	0.154	-0.31	0.273	0.303	0.022	0.034
pipeger	0.303	-0.24	-0.36	-0.34	0.277	-0.25	0.191	0.623	0.016	0.19	-0.05
pipesp	0.307	-0.28	-0.16	-0.44	0.013	0.087	-0.57	-0.42	0.305	0.086	0.013
wti	0.281	0.5	-0.18	-0.01	0.121	0.241	0.025	-0.04	0.044	-0.11	-0.74
brent	0.267	0.539	-0.16	-0.08	0.158	0.387	0.079	0.023	0.022	0.12	0.64
rngg	0.261	-0.12	0.767	-0.04	0.541	0.127	0.067	-0	0.012	0.1	-0.06
2005-2008											
Ingjp	0.329	-0.14	0.204	-0.39	0.075	0.13	0.688	0.404	-0.11	-0.04	0.081
Ingsk	0.333	-0.08	0.045	-0.32	0.629	-0.53	-0.26	-0.16	-0.07	-0.01	0.013
Ingsp	0.336	-0.16	0.102	0.091	-0.37	-0.25	-0.08	0.091	0.043	0.789	-0.04
Ingeu	0.337	-0.1	0.108	0.102	-0.53	-0.43	0.116	-0.27	0.092	-0.53	0.088

Ingusa	0.197	0.589	0.315	-0.05	-0.03	0.21	0.116	-0.52	-0.39	0.15	0.031
pipeus	0.135	0.679	0.2	0.158	0.04	-0.2	-0.13	0.53	0.33	-0.1	-0.02
pipeger	0.341	-0.12	-0.01	0.066	-0.13	0.256	-0.5	0.364	-0.59	-0.22	1E-04
pipesp	0.312	-0.17	0.055	0.795	0.396	0.119	0.239	-0.07	0.029	-0.01	-0.06
wti	0.301	0.172	-0.57	-0.12	-0.05	0.063	0.111	-0.06	0.051	-0.03	-0.72
brent	0.294	0.173	-0.62	-0.02	0.007	0.127	0.014	-0.04	0.125	0.073	0.68
rngg	0.326	-0.16	0.294	-0.22	0.015	0.518	-0.3	-0.18	0.58	-0.06	-0.04

Источник: расчеты автора.

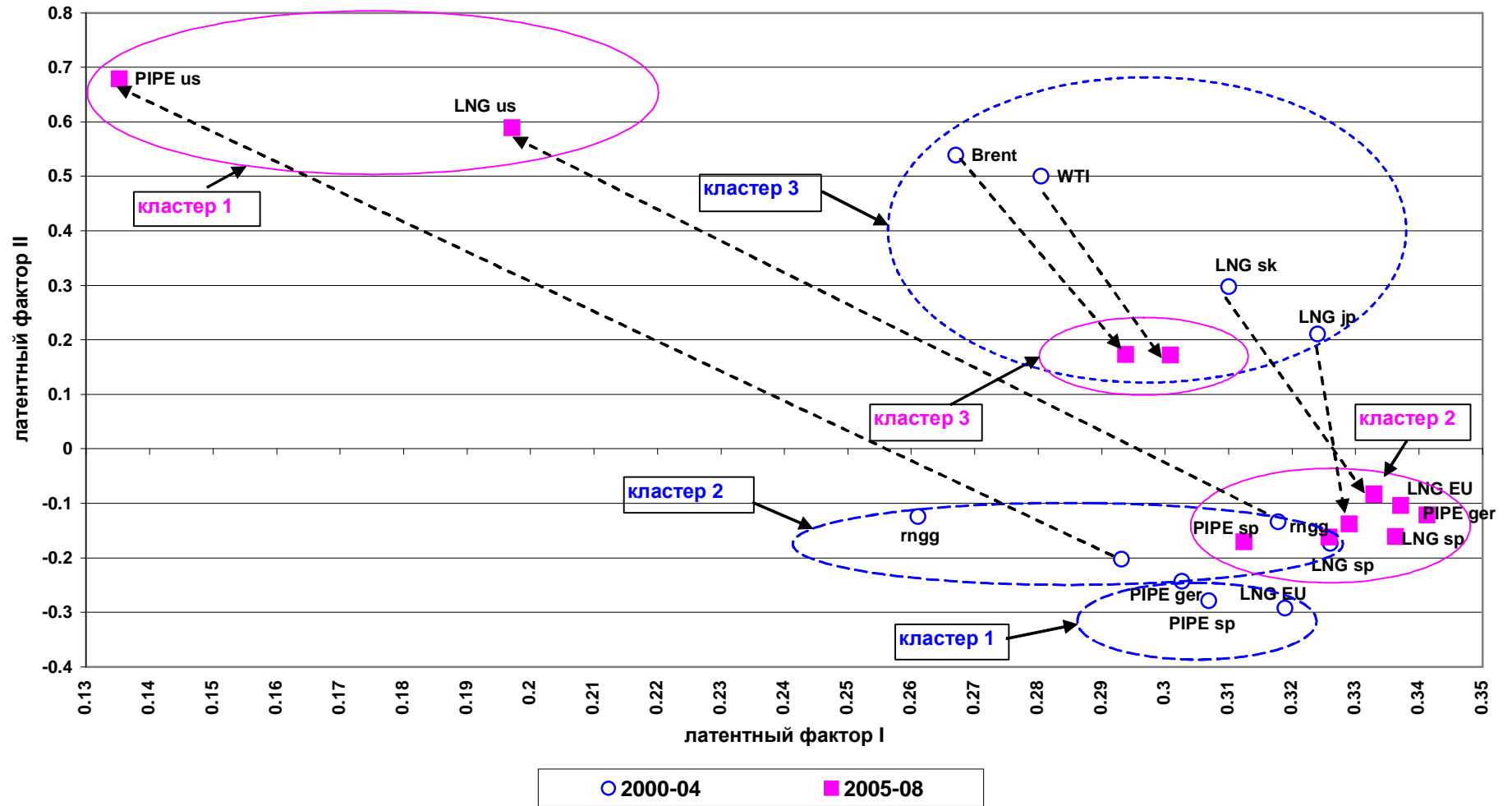
Во-первых, механизмы ценообразования на импортный газ на американском и европейском континентальном рынках в последние годы не конвергировали, а значительно разошлись между собой. Во-вторых, цены импортного газа на американском рынке в 2005–2008 гг. оказались заметно менее тесно связанными с ценой нефти, чем в первом подпериоде. На континентальном европейском рынке цены импортного газа и нефти, напротив, сблизилась. В-третьих, в 2005–2008 гг. наблюдалось сближение цен на импортный газ между рынками отдельных европейских стран. В-четвертых, имеются определенные основания полагать, что цены сжиженного природного газа на рынках Азии несколько оторвались от цены нефти. Это связано, по-видимому, с тем, что из-за обрушения спроса на газ в Европе, часть СПГ вынуждена переориентироваться на рынки стран Азии. При этом поставщикам сжиженного природного газа приходится предоставлять фактически спотовым азиатским покупателям определенные ценовые скидки. Не удивительно, что цены на азиатском рынке газа заметно сблизилась с ценами на континентальных европейских рынках.

Выводы и итоги

Статистический анализ не нашел подтверждений тому, что различия в механизмах ценообразования на природный газ на американском и континентальном европейском рынках стираются. Скорее наоборот, газ остается региональным товаром.

Этот вывод следует сопроводить двумя принципиальными оговорками. Во-первых, нельзя исключить того, что данный вывод обусловлен спецификой анализируемого временного периода. Следует учитывать, что на отрезке 2004–2008 гг. происходило сначала надувание, а затем сдувание ценового пузыря на рынках углеводородов. Во-вторых, в ближайшие несколько лет в мировом обороте появятся большие объемы свободного, то есть не связанного долгосрочными контрактами сжиженного природного газа. В свою очередь это может резко ускорить глобализацию газового рынка.

Диаграмма 4
 Нагрузки двух первых латентных факторов: сравнение подпериодов 2000-04 и 2005-08 годов



Источники волатильности цен на европейских и американском «газовых хабах»

Одной из существенных характеристик биржевого рынка газа является сравнительно высокая волатильность цен. В самом общем плане под волатильностью цен понимается размах их колебаний. Чем чаще и сильнее цены изменяются с течением времени, тем более они волатильны. Известно, что повышенная волатильность негативно влияет на участников рынка. Для потребителей газа ценовые колебания означают неопределенность относительно будущих расходов. Производители и поставщики не способны точно оценить отдачу от инвестиционных проектов по добыче и транспортировке газа.

Следовательно, волатильность предполагает повышенный уровень риска. Причем для адекватной оценки риска недостаточно информации только о текущем уровне волатильности. Волатильность имеет свойство изменяться с течением времени, поэтому участники рынка заинтересованы в понимании динамики волатильности на перспективу. Например, в случае ожидания роста волатильности для потребителей может быть целесообразным заменить оборудование, работающее исключительно на газе, на более универсальное. Производителям газа может быть выгодно отложить принятие решений об инвестициях до прояснения рыночной ситуации.

Для построения адекватного прогноза, прежде всего, необходимо понимание процесса формирования волатильности на рынке газа. Определяется ли она исключительно факторами самого газового рынка или реагирует на шоки волатильности других рынков? Иными словами, имеет ли место трансмиссия, перетекание волатильности с других рынков, например, с рынка нефти или фондового рынка на рынок газа и какова интенсивность этого процесса?

Настоящее исследование преследует две основные цели. Во-первых, определить, какие факторы определяют волатильность цен на газ на европейском и более либерализованном американском рынках. Во-вторых, оценить взаимосвязь европейских «газовых хабов» с точки зрения волатильности цен.

Изначально мы выдвигаем три исследовательские гипотезы:

- исторически цены на газ в Европе устанавливались в долгосрочных контрактах и, в конечном итоге, по специальным формулам были привязаны к цене нефти. В настоящее время европейский рынок природного газа до некоторой степени либерализован. Хотя основные объемы газа все еще поставляются на основе долгосрочных контрактов, конечные потребители имеют возможность приобретать газ на биржах, где цены складываются на основе баланса спроса и предложения. Либерализация ведет к ослаблению зависимости европейского газового рынка от рынка нефти. Поэтому можно полагать, что волатильность цен на европейских биржах должна существенным образом определяться шоками со стороны общеэкономических факторов, не связанных с нефтью. Тем не менее, учитывая незавершенность процесса либерализации, влияние шоков со стороны нефти также должно оставаться значительным. Это наша первая гипотеза.

- в США рынок газа был либерализован в 1980-е годы. Фактически, он напрямую не связан с рынком нефти. Конечно, цены нефти и газа могут двигаться синхронно, что на практике происходит достаточно часто. Волатильность цен нефти

и газа также может изменяться сонаправленно. Это может происходить хотя бы потому, что общеэкономические шоки часто оказывают сходное влияние на оба рынка сырьевых товаров. Однако чистые шоки волатильности на рынке нефти не должны оказывать значительного влияния на волатильность американского рынка газа. Это наша вторая гипотеза.

- в Европе функционирует несколько газовых хабов. Представляется интересным, каким образом связана динамика волатильности цен на этих биржах. Наша третья гипотеза предполагает существование значительной доли общих факторов, определяющих динамику волатильности европейских биржевых газовых цен.

Обзор используемой базы данных

Для проведения исследования были использованы следующие временные ряды ежедневных данных:

1) котировки цен на газ на месяц вперед на трех крупнейших европейских хабах (NBP – Великобритания, TTF – Нидерланды, Zeebrugge – Бельгия) и на бирже NYMEX в Нью-Йорке;

2) цены на нефть марок WTI и Brent;

3) значения фондовых индексов SP500 и FTSE Eurotop 100.

Ряды представлены дневными значениями показателей за период с 10 сентября 2007 г. по 30 июня 2009 г.

В целях сопоставимости все цены газа и нефти были приведены к стандартной единице измерения – долларам США за миллион британских тепловых единиц. Значения индекса FTSE Eurotop 100, отражающего стоимость ста крупнейших компаний Европы, также выражены в долларах США.

Методика исследования

Прежде всего, рассчитаем значения волатильности исследуемых показателей – газовых цен, цен на нефть и фондовых индексов. Единого и универсального индикатора волатильности не существует. Все известные методы определения этого показателя, так или иначе, балансируют между двумя крайностями – получением наиболее точных оценок, когда используется большое число точек наблюдений и независимых оценок, когда используется небольшое число предыдущих наблюдений. Исходя из объема и частоты имеющихся в нашем распоряжении данных, оптимально, на наш взгляд, использовать недельные значения волатильности, рассчитанные на основе дневных лог-доходностей ряда за рассматриваемую неделю и пять предыдущих недель (30 рабочих дней)³⁰. Расчет проводился по следующим формулам:

Для каждого торгового дня определялась лог-доходность ряда (цены газа, цены нефти, значения индекса):

$$\delta_t = \ln\left(\frac{P_t}{P_{t-1}}\right) = \ln(P_t) - \ln(P_{t-1})$$

где P_t - значение цены или индекса в день t .

Далее, для каждой недели вычислялась волатильность

³⁰ Такая методика расчета волатильности используется, например, в: Pindyck R.S. Volatility in Natural Gas and Oil Markets. The Journal of Energy and Development. Vol. 30. No. 1. 2004.

$$\sigma_t = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{\tau=1}^N (\delta_{t\tau} - \bar{\delta}_t)^2}$$

где σ_t - значение волатильности цены или индекса в неделю t ,

N – число рабочих дней за неделю t и 5 предыдущих недель

$\delta_{t\tau}$ - лог-доходность цены или индекса за τ -ый день периода из недели t и 5 предыдущих недель.

Таким образом, мы получили ряды недельных значений волатильности газовых цен, цен на нефть и значений фондовых индексов. Каждый ряд содержит 90 наблюдений. Обобщенные характеристики данных рядов представлены в таблице 1.

Таблица 1.

Обобщенные характеристики временных рядов

	NYMEX	NBP	TTF	ZBRG	WTI	BRENT	SP500	FTSE
Среднее	0.0699	0.0866	0.0722	0.0943	0.0702	0.0670	0.0469	0.0481
Стандартное отклонение	0.0192	0.0358	0.0251	0.0385	0.0317	0.0316	0.0254	0.0249
Экссесс	-0.4783	-0.5756	-1.0443	0.4804	-0.4886	-0.1893	0.4463	-0.0152
Коэффициент асимметрии	0.4479	0.6069	0.2974	0.5558	0.8964	1.0033	1.2480	0.9530

Первая цель настоящего исследования – определить, откуда приходит волатильность на рынок газа. Для ответа на этот вопрос мы строим модель структурной векторной авторегрессии (SVAR), отражающую совместную динамику волатильности газовых и нефтяных цен и фондового индекса. Последний рассчитывается на каждый день и служит хорошим прокси общего состояния экономики.

Остановимся коротко на особенностях метода SVAR.³¹ От обычной векторной авторегрессии его отличают две главные особенности. Во-первых, он позволяет учитывать влияние текущих шоков одной переменной на другие в пределах одного периода. Иными словами, значение каждой переменной в период t может зависеть от значений других переменных периода t . Уравнение SVAR в векторной форме для случая, когда включен только один лаг переменных, можно записать таким образом:

$$S * Y_t = C + B_1 * Y_{t-1} + \xi_t$$

где Y_t - вектор эндогенных переменных модели (волатильность фондового индекса, цен на газ и цен на нефть);

S – матрица текущих коэффициентов, отражающая влияние переменных модели друг на друга в пределах одного периода.

Во-вторых, SVAR позволяет выделить из остатков модели некоррелированные шоки переменных, так называемые «чистые» шоки, которые отражают непредвиденные изменения волатильности на каждом рынке. Более того, модель

³¹ Подробнее см.: Gottschalk J. An Introduction into the SVAR Methodology: Identification, Interpretation and Limitations of SVAR Models. Kiel Working Paper. August 2001.

позволяет определить влияние каждого из шоков на динамику остальных переменных.

Для оценивания модели SVAR требуется наложить три ограничения на матрицу текущих коэффициентов S . В противном случае параметры модели окажутся неопределенными. Экономическая природа рассматриваемой модели легко позволяет ввести следующие логичные ограничения:

- волатильность фондового индекса в текущем периоде не зависит от чистых шоков волатильности нефти;
- волатильность фондового индекса в текущем периоде не зависит от чистых шоков волатильности газа;
- волатильность нефти в текущем периоде не зависит от чистых шоков волатильности газа.

Еще раз подчеркнем, что данные ограничения касаются только взаимодействия между рынками в текущем периоде. Реакция волатильности фондового рынка, скажем, на шок волатильности нефти прошлой недели априорно не ограничивается.

Основные результаты исследования

Были построены две SVAR модели, описывающие динамику волатильности американского и европейского рынков соответственно. Обе модели включают один лаг эндогенных переменных (выбор числа лагов осуществлен на основании информационного критерия Шварца).

Рассмотрим вначале модель для рынка газа США. В нее помимо волатильности газовых цен на NYMEX включены волатильность цен на нефть марки WTI, а также волатильность индекса S&P500. Коэффициенты «газового» уравнения представлены в таблице 2.

Таблица 2.

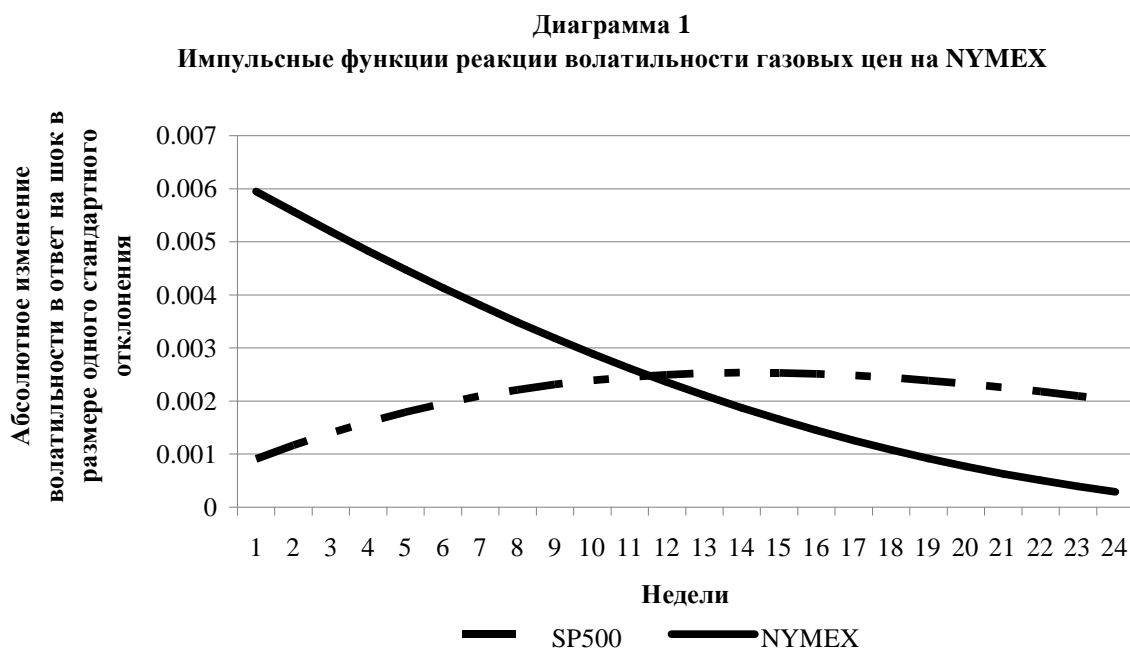
Коэффициенты уравнения волатильности газовых цен в модели SVAR для американского рынка и их значимость

Зависимая переменная - NYMEX				
Переменная	Коэффициент	Стандартная ошибка	t-статистика	Уровень значимости
SP500{t-1}	0.0719	0.0424	1.6931	0.0941
WTI{t-1}	-0.0252	0.0338	-0.7466	0.4574
NYMEX{t-1}	0.9357	0.0402	23.2883	0.0000
Константа	0.0031	0.0026	1.1984	0.2341

Среди лагированных переменных значимыми оказались волатильность самих газовых цен прошлого периода, а также волатильность фондового индекса периода $t-1$ (при 10% уровне значимости). Коэффициент при лагированной волатильности цены на нефть оказался незначим. Тем не менее, мы не можем исключить ряд волатильности цены на нефть, не нарушая логику модели, так как этот фактор оказался значимым в уравнении для волатильности фондового индекса.

Далее, в соответствии с методикой SVAR, на модель были наложены приведенные выше ограничения, что позволило выделить влияние «чистых» шоков

и построить импульсные функции реакции волатильности газовых цен на «чистые» шоки значимых факторов (диаграмма 1).



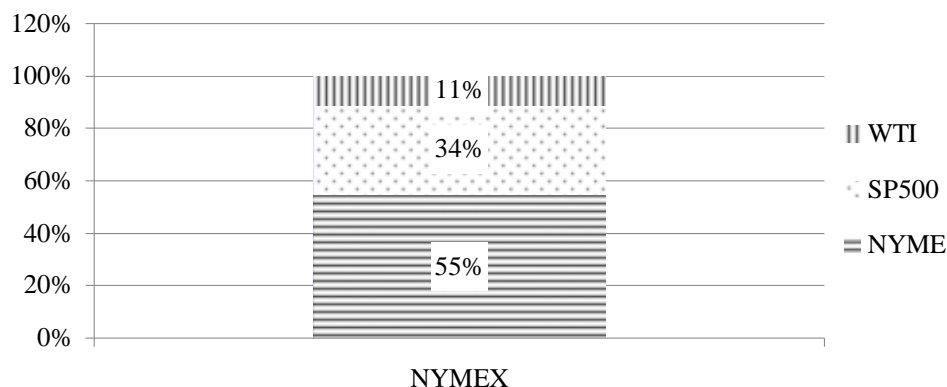
Источник: расчеты автора

Полученные функции реакции говорят о том, что волатильность газовых цен на американском рынке сильнее реагирует на собственные шоки, чем на шоки со стороны фондового индекса, но со временем эта автореакция затухает. Неожиданные изменения волатильности фондового индекса, напротив, оказывает на волатильность газовых цен устойчивое влияние, которое сохраняется на протяжении многих недель.

Помимо функций реакции, метод SVAR позволяет определить долю каждого чистого шока в дисперсии ошибки предсказания газовой волатильности. В частности, если брать предсказание на длительный период, то получившееся разложение будет показывать долгосрочное влияние шоков.

Результаты разложения дисперсии в модели для американского рынка представлены на диаграмме 2.

Диаграмма 2
Вклад факторов в волатильность газовых цен на
американском рынке



Источник: расчеты автора

Примерно 55% изменчивости показателя волатильности газовых цен определяется за счет собственных шоков. 34% и 11% приходится на информацию со стороны фондового и нефтяного рынков соответственно.³²

Рассмотрим теперь модель SVAR для европейского рынка. Она описывает динамику пяти эндогенных переменных – волатильности газовых цен на трех крупнейших европейских биржах (NBP, TTF и Zeebrugge), волатильность нефти марки BRENT и волатильность фондового индекса FTSE Eurotop 100. Коэффициенты уравнения для NBP приведены в таблице 3, импульсные функции реакции на шоки значимых факторов – на диаграмме 3.

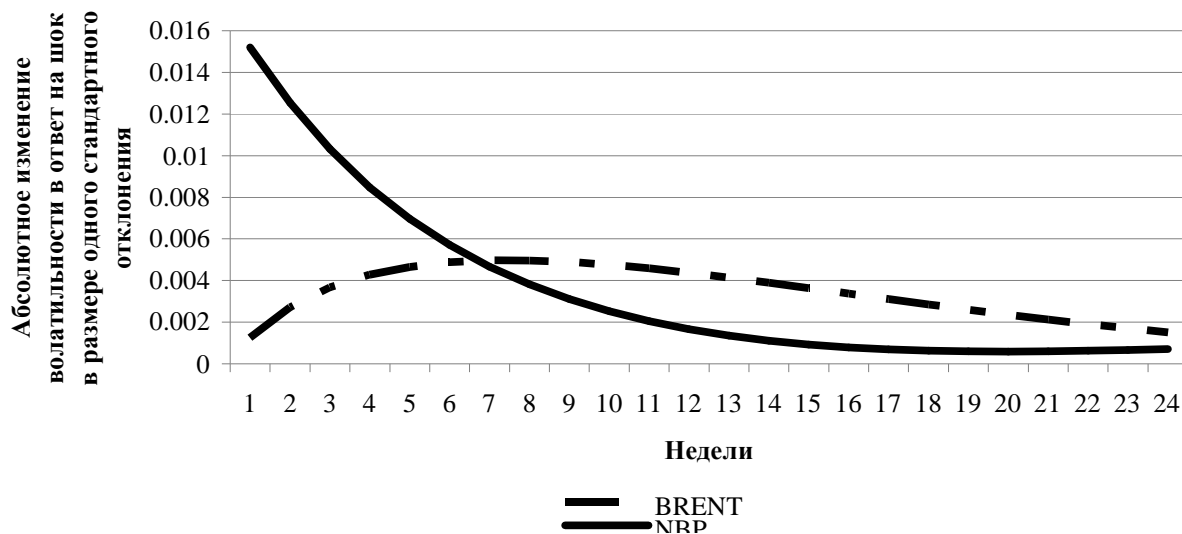
Таблица 3

Коэффициенты уравнения волатильности газовых цен на NBP в модели SVAR
для европейского рынка и их значимость

Зависимая переменная - NBP				
Переменная	Коэффициент	Стандартная ошибка	t-статистика	Уровень значимости
FTSE{t-1}	-0.1944	0.1040	-1.8702	0.0650
BRENT{t-1}	0.2611	0.1065	2.4504	0.0164
NBP{t-1}	0.8497	0.0971	8.7494	0.0000
TTF{t-1}	-0.1893	0.2338	-0.8098	0.4204
ZBRG{t-1}	0.1011	0.1169	0.8648	0.3896
Константа	0.0083	0.0054	1.5232	0.1315

³² Не смотря на то, что коэффициент при лагированной волатильности нефти незначим (таблица 2), шоки нефтяного рынка могут оказывать влияние на рынок газа опосредованного через волатильность фондового индекса.

Диаграмма 3
Импульсные функции реакции волатильности газовых цен на NBP

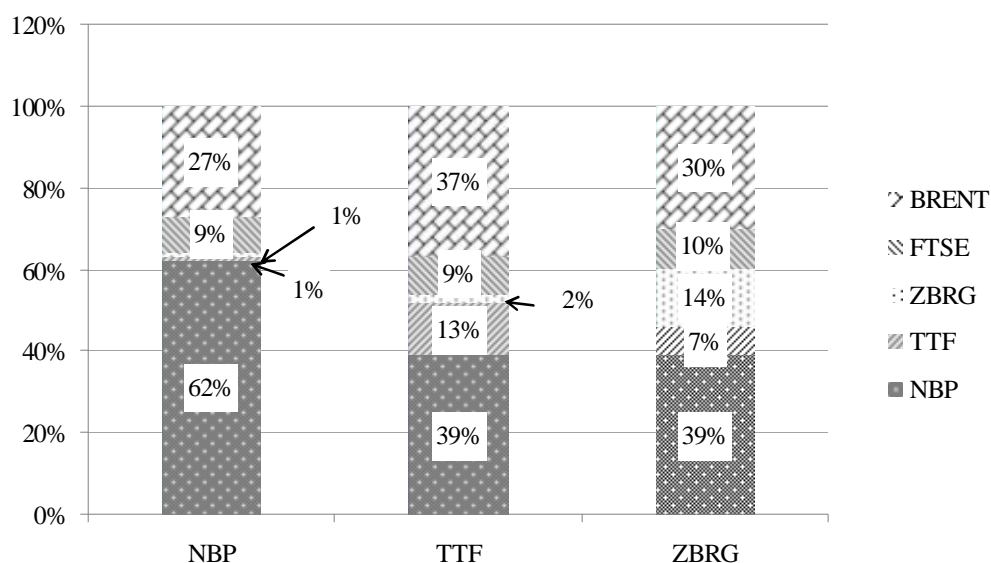


Источник: расчеты автора

Динамика импульсных функций реакции волатильности газовых цен на бирже NBP схожа с динамикой цен на бирже NYMEX (диаграмма 1), только вместо шоков фондового индекса фигурируют шоки цен на нефть. Если говорить о долгосрочной динамике, то изменчивость волатильности газовых цен на 62% определяется собственными шоками, 27% приходится на шоки волатильности нефтяных цен и только 9% можно отнести на счет фондового индекса (диаграмма 4).³³

³³ Уравнения SVAR и импульсные функции реакции для двух других европейских бирж для экономики места не приводятся (доступны по запросу).

Диаграмма 4
Вклад факторов в волатильность газовых цен на европейском рынке



Источник: расчеты автора

Долгосрочная динамика волатильности на газовых хабах в Нидерландах и Бельгии примерно на 30–40% определяется шоками волатильности нефтяных цен (диаграмма 4). Интересно, что еще около 40% волатильности на двух этих хабах приходится на шоки газовых цен, приходящие с биржи в Великобритании. В то же время волатильность цен на самой NBP практически не зависит от шоков со стороны бельгийского и нидерландского хабов. Это свидетельствует о тесной и асимметричной зависимости. Учитывая, что с 1996 г. рынки газа Великобритании и Бельгии соединены газопроводом Interconnector³⁴, наличие этой зависимости вполне естественно. Парадоксальной представляется именно ярко выраженная асимметричность. Принимая во внимание высокую ликвидность торговли газом на бирже в Великобритании³⁵ и сравнительную развитость финансового сектора в этой стране, логично предположить, что за волатильностью NBP в данном случае стоят некие латентные экономические и финансовые факторы, которые вначале отражаются в волатильности цен на британском хабе, а затем перетекают и на другие европейские биржи. Для определения этих факторов требуется бóльшая дезагрегация модели SVAR.

Основные выводы

Проведенный анализ позволяет сделать следующие выводы:

- во-первых, волатильность цен природного газа на европейских хабах все еще в значительной степени определяется шоками со стороны рынка нефти. Вместе с тем трансмиссия ценовой волатильности с фондового рынка на европейские

³⁴ Wright P. Gas Prices in the UK. Markets and Insecurity of Supply. Oxford Institute of Energy Studies, Oxford University Press, 2006, P.65.

³⁵ Natural Gas Market Review 2008. International Energy Agency, OECD, Paris, 2008.

газовые хабы остается слабой. Таким образом, наша первая исследовательская гипотеза подтвердилась лишь частично;

- во-вторых, на американском рынке газа волатильность нефтяных цен объясняет лишь незначительную долю динамики волатильности, причем это влияние проявляется опосредованно через волатильность фондовых индексов. Это полностью подтверждает нашу вторую гипотезу;

- в-третьих, полученные результаты говорят в пользу нашей третьей гипотезы о наличии тесной связи волатильности на европейских газовых хабах.

Инвестиционный рынок инфраструктурных проектов в энергетике ЕС в условиях кризиса

Мировой финансовый и экономический кризис 2008-2009 гг. поразил все отрасли и сферы мировой экономики, оказал серьезное негативное воздействие на международные финансы и фондовые рынки, промышленное производство и мировую торговлю, сферу услуг и виртуальную экономику. Он повлиял на мировую энергетику, ее отдельные инфраструктурные отрасли и инвестиционные процессы в них. Но воздействие это не было таким однозначным и однонаправленным, как в других отраслях мирового хозяйства. Энергетика в ее инфраструктурных сегментах оказалась более устойчивой к кризису, чем производственная инфраструктура других отраслей.

Инвестиционный процесс в энергетической инфраструктуре в 2008 - 2009 гг.

Инвестиции в мировую энергетику и ее инфраструктурную составляющую начали снижаться во второй половине 2008 г., когда экономический и финансовый кризис набрал скорость и захватил практически все развитые и развивающиеся страны. В условиях кризиса можно выделить три основных фактора, оказывающих негативное воздействие на инвестиционные процессы в отрасли: снижение спроса на энергетические ресурсы, сокращение потоков наличности и ухудшение условий кредитования и финансирования. Так, Международный валютный фонд (МВФ) в качестве главных называет два направления негативного влияния финансового кризиса на инфраструктурные программы: стоимость заимствования и доступность финансов³⁶.

Кроме того, специалистами приводятся и другие причины ухудшения положения на инвестиционном рынке инфраструктурных проектов. Некоторые эксперты отмечают скачки курсов валют, пересмотр условий контрактов и ошибки при составлении контрактов.

По мнению канадских специалистов из государственной компании «PPP Canada» главные проблемы сейчас для крупных проектов, реализуемых в стране, включая энергетические – это доступ к финансированию и повышение расходов при работе с международными финансовыми институтами, особенно европейскими банками из-за укрепления курса канадского доллара³⁷. Долгосрочные ссуды для проектов стало обеспечивать сложнее, так как многие иностранные банки, прежде активно работавшие на канадском рынке, ушли из страны. Особое беспокойство компании вызывает судьба крупных проектов с объемом инвестиций более 500 млн. долл.

При всем многообразии можно выделить по одному главному фактору в разных энергетических отраслях. В нефтяной и газовой промышленности доминирующей причиной трудностей стало сокращение потока поступления

³⁶ Burger P., Tyson J., Karpowicz I., Coelho M.D. The Effects of the Financial Crisis on Public-Private Partnerships. IMF Working Paper. WP/09/144. July 2009. P. 14-15.

³⁷ Ibid., p. 16.

наличных средств на счета энергетических компаний из-за падавшей во второй половине 2008-начале 2009 г. цены на нефть. В электроэнергетике - уменьшение спроса вследствие экономического спада. А в угольной промышленности – перепроизводство угля. Дело в том, что в течение последних лет складывались исключительно выгодные условия для развития угольной отрасли: объемы добычи угля увеличивались высокими темпами и достигли почти 7000 млн. т. в год. Поэтому сокращение производства угля будет, по-видимому, восстановлением равновесия между спросом и предложением, особенно в условиях, когда многие страны в период кризиса принимают специальные решения по ограничению выбросов в атмосферу углекислого газа. По оценке МЭА инвестиции в угольной промышленности могут снизиться в 2009 г. на 40% по сравнению с 2008 г.

Воздействие кризиса по секторам энергетики имеет свои особенности. В нефтяной и газовой отраслях наблюдается сокращение инвестиций, задержка в темпах осуществления и отмена проектов. По оценке Международного энергетического агентства (МЭА) инвестиционные бюджеты нефтегазовых компаний к маю 2009 г. были сокращены приблизительно на 21% по сравнению с соответствующим периодом 2008 г.³⁸ В абсолютных цифрах это составляет почти 100 млрд. долл.

По данным МЭА в мире за период с октября 2008 г. по май 2009 г. более чем 20 запланированных ранее крупномасштабных нефтегазовых проекта по разведке и добыче стоимостью более 170 млрд. долл. и объемом добычи приблизительно 2 млн. баррелей нефти и 1 млрд. м³ газа в день были отложены на неопределенный срок³⁹. Еще 35 проектов с объемами производства 4,2 млн. баррелей нефти и 2,3 млрд. м³ газа в день были отложены на срок до 18 месяцев.

Особые трудности будут, по-видимому, испытывать компании на месторождениях с относительно высокой себестоимостью извлечения нефти и газа, а также мелкие и средние предприятия отрасли.

Инвестиции в электроэнергетику, как ожидают эксперты МЭА, также сократятся из-за финансового и экономического кризиса. Впервые со времени окончания Второй Мировой войны в 2009 г. может произойти абсолютное снижение потребления электроэнергии в мировой экономике в годовом исчислении на 3,5%. В странах ОЭСР в первом квартале 2009 г. потребление электроэнергии уже сократилось на 4,9%. В Китае в четвертом квартале 2008 г. снижение этого показателя составило 7,1% и в первом квартале 2009 г. - еще 4%. Слабый рост потребления электроэнергии и даже его снижение уменьшает потребность в вводе новых мощностей. Одновременно заимствование электроэнергетических компаний на рынках капитала стало более проблематичным, стоимость заемного капитала повысилась, а фондовые рынки и капитализация компаний резко упали.

Перспектива для роста инвестиций в проекты возобновляемой энергетики существует и, возможно, будет укрепляться в долгосрочной перспективе. Но, во-первых, объемы таких инвестиций несопоставимы с размерами капитальных вложений в традиционные источники энергии. А во-вторых, предварительные данные для первого квартала 2009 г. свидетельствуют о сокращении инвестиций в проекты возобновляемой энергетики на 42% в сравнении с четвертым кварталом 2008 г. В большинстве стран и регионов инвестиции в предприятия по производству биотоплива упали до нуля из-за финансовых трудностей и понижения цен на этанол.

³⁸ The Impact of the Financial and Economic Crisis on Global Energy Investment. IEA. 2009, p. 3.

³⁹ Ibidem.

Энергетическая инфраструктура ЕС до и в период кризиса

Развитие энергетической инфраструктуры ЕС осуществляется в основном в соответствии с долгосрочной Европейской программой создания транс-европейских сетей транспорта, телекоммуникаций и энергетических инфраструктур (Trans-European networks of transport, telecommunications and energy infrastructures - TENs)⁴⁰. Этой программе придается особое значение в объединенной Европе, так как она рассматривается руководством ЕС в качестве важного инструмента стратегического развития, укрепления европейской безопасности и интеграции регионов Союза в единое экономическое и политическое пространство.

Идея сетей была выдвинута в начале 1990-х в документах ЕС. Маастрихтский договор 1993 г. сформулировал цель и задачи создания и развития TENs. В 1996 г. Совет и Европейский Парламент одобрили руководящие принципы TENs. Окончательно Транс-европейские сети были институированы как одно из направлений (программ) Европейского союза в контексте политики «Европейской перспективы пространственного развития» (European Spatial Development Perspective), окончательный вариант которой принят членами ЕС в Потсдаме 10-11 мая 1999 года. Общая потребность в инвестициях для реализации TENs оценивалась вначале в 400 млрд. евро⁴¹. Сейчас оценки требуемого объема инвестиций возросли до 900 млрд. евро⁴².

Концепция формирования единого энергетического пространства

В последние годы Европейский союз (ЕС) приступил к активному формированию единого инфраструктурного пространства в энергетической сфере. Речь идет о создании связанных сетей электроснабжения (пока региональных, а в последующем, возможно, и в рамках всего Союза), систем газопроводов и развития инфраструктуры СПГ. В этой связи Европейская комиссия, Европейский совет приняли ряд мер, направленных на достижение этой цели.

Во-первых, были разработаны Руководящие принципы для Транс-европейских энергетических сетей (Guidelines for trans-European energy networks)⁴³. В них Европейская комиссия выделила 314 проектов инфраструктуры ("проекты общего европейского интереса"), реализация которых признается первостепенной задачей Союза и должна быть ускорена. В их составе обозначены 42 первоочередных проекта, которые являются международными или могут иметь существенное воздействие на межгосударственные отношения ввиду того, что их завершение приводит к вводу мощностей по передаче электроэнергии или энергетических ресурсов (газа) другим странам.

Во-вторых, ЕС ввел правила гарантирования подключения к электрическим сетям и поставок газа между государствами – членами Союза, обеспечивая, тем самым, более устойчивый инвестиционный климат (Директивы по безопасности поставок электроэнергии и инвестиций в инфраструктуру⁴⁴ и поставок газа⁴⁵).

⁴⁰ Trans-European Transport Network. 1998 Report on the Implementation of the Guidelines and Priorities for the Future // Brussels: European Commission, 1998.

⁴¹ Roll M., Verbeke A. Financing of the trans-European high-speed rail networks: new forms of public-private partnerships // Europ. management journal, 1998 . - Vol. 16, N 6. - P. 706-713.

⁴² EIB financing of the Trans-European Networks. EIB. 10.03.2009. P. 8.

⁴³ Decision No 1364/2006/EC (OJ L 262, 22.9.2006, p. 1).

⁴⁴ Directive 2005/89/EC (OJ L 33, 4.2.2006, p. 22).

⁴⁵ Council Directive 2004/67/EC (OJ L 127, 29.4.2004, p. 92).

В-третьих, в июне 2006 г. Европейский Совет призвал оказывать активную поддержку проектам инфраструктуры, прошедшим экологическую экспертизу, которые нацелены на открытие новых маршрутов поставки энергетических ресурсов. На своем заседании 14-15 декабря 2006 г. Европейский Совет выдвинул на первый план важность создания интегрированного, прозрачного и справедливого внутреннего энергетического рынка с согласованными правилами.

Для реализации этих мер был разработан соответствующий план. Основные инфраструктурные проекты ЕС в энергетике по этому плану представлены в табл. 1.

Таблица 1.

Основные инфраструктурные проекты в энергетике ЕС

Электроэнергетика	Природный газ	СПГ
<p>Связь линий электропередач:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Германии, Польши и Литвы; – Франции и Испании; – Австрии с сопредельными странами; – Италии и Словении; – Великобритании и континентальной Европы; – Франции и Бельгии. <p>Связь ветровых электростанций в Северной Европе (Дания, Германия и Польша).</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Газопровод NABUCCO – Газопровод GALSI, связывающий Алжир и Италию через Сардинию и Toscani, с ответвлением к Франции через Корсику – Газопровод Швеция-Дания-Германия – Распределительные сети между Германией, Нидерландами, Бельгией и Великобританией 	<p>Завершение строительства терминалов для перевозки СПГ, сталкивающихся с существенными задержками</p>

Источник: Priority Interconnection Plan. Brussels, 23.2.2007. COM(2006) 846 final/2. P. 10,11.

Руководство ЕС идет по пути планомерного создания единых систем в электроэнергетике и газоснабжении Союза. По существу, оно строит аналог того, что было сделано и успешно функционировало в СССР, но только для специфических условий рыночной экономики, когда конкуренция допускается в ранее монопольные отрасли. На этом сложном пути наблюдаются как успехи, так и неудачи, что связано не только и не столько с кризисами, сколько с другими, институционального характера обстоятельствами.

Примером успешного и быстро реализованного проекта в последние годы может служить прокладка между Норвегией и Нидерландами самого протяженного в мире подводного кабеля длиной 580 км для передачи электроэнергии мощностью 700 МВт (проект NorNed). Это один из самых инновационных европейских проектов в электроэнергетике. Он вносит значительный вклад в развитие отрасли. Кабель связал голландские и скандинавские энергосистемы, которые до этого были автономны, и позволил осуществлять перетоки электроэнергии в часы пиковых нагрузок, чтобы способствовать более эффективному использованию мощностей в обеих странах. Участники электроэнергетического рынка не только в Норвегии и Нидерландах, но и в других сопредельных странах ЕС могут импортировать и экспортировать электричество путём прямых аукционных торгов.

Реализация проекта NorNed была осуществлена в 2006-2007 гг. Для Нидерландов NorNed - это шестая международная линия: уже имеются два кабеля,

соединяющие эту страну с Бельгией, и три - с Германией. Стоимость проекта составила 600 млн. евро, из которых 280 млн. финансировалось Европейским инвестиционным банком (ЕИБ).

В то же время, согласно докладу Европейской комиссии на начало 2007 г., т.е. еще до кризиса, 20 из 32 строящихся транс-европейских электрических сетей выбились из графика⁴⁶. 12 из них имели задержку сроков до двух лет, 8 – 2 года и более.

Большая часть из 10 газопроводов ЕС, сооружавшихся в то время, выполнялась в рамках графика. По крайней мере, семь из 10 проектов, входящих в перечень Транс-европейских сетей, должны начать работать в 2010-2013 г. Но серьезные препятствия возникли при выполнении строительных работ на терминалах и хранилищах сжиженного природного газа. По состоянию на начало 2007 г. из 29 таких проектов 9 были остановлены. Еще пять проектов - заморожены. Главными причинами трудностей с выполнением проектов СПГ, являлись экологические проблемы, оппозиция населения, рост затрат на сырье и нехватка квалифицированной рабочей силы.

Высокий процент пересмотренных контрактов, задержки со сроками, ошибки с оценками требуемого для выполнения проектов объемов инвестиций объясняются не кризисом, которого в 2007 г. еще не было, и не злым умыслом чиновников или предпринимателей, а сложностью природы гражданско-правовых отношений на объектах энергетической инфраструктуры, когда собственником выступает один субъект экономических отношений - государство, а инвестором другой – частный сектор. Громоздкость проектов государственно-частного партнерства (ГЧП) в таких случаях, большие инвестиционные затраты, высокие сроки окупаемости вложенных средств, сложные схемы мобилизации финансовых ресурсов с подключением различных институциональных инвесторов, другие объективные факторы предопределяют тот факт, что доля пересматриваемых контрактов и трудности с их выполнением будут значительными и далее.

В то же время крупные, дорогостоящие энергетические проекты трудно не только запустить, но и остановить. До принятия решения об их начале проводятся разнообразные дорогостоящие исследования. Техничко-экономические обоснования и проектно-сметная документация также стоят больших денег. Много времени, сил и средств занимает разработка бизнес-моделей и финансовых схем, учреждение специальной компании проектного финансирования, привлечение инвесторов. Строительство длится годы, а возврат инвестиций – десятилетия. Но если принято решение о начале проекта, в него вложены деньги, он имеет важное экономическое, политическое, стратегическое значение, а именно такими являются проекты энергетической инфраструктуры, то и остановить его также трудно без существенных экономических, финансовых, социально-политических и иных последствий для государства, бизнеса и общества.

Основные инвесторы

На инфраструктурном рынке ЕС наиболее крупными инвесторами выступают Европейский инвестиционный банк и Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР).

ЕИБ играет ключевую роль в финансировании программы транс-европейских сетей, как структура ЕС и основное интегрирующее звено TENs. Вклад ЕИБ в

⁴⁶ Priority Interconnection Plan. Brussels, 23.2.2007. COM(2006) 846 final/2. P.7.

финансирование TENs оценивается примерно в 23% от общего объема инвестиционных средств, направленных на развитие сетей за истекшее десятилетие выполнения программы. Всего в рамках TENs с участием банка в 1995-2005 гг. было подписано 390 соглашений о новых энергетических и транспортных проектах. Из них 94% проектов, реализуемых в странах ЕС и 6% - в соседних странах⁴⁷. За период с 1993 г. по декабрь 2008 г. ЕИБ вложил в развитие энергетических проектов TENs 12,4 млрд. евро⁴⁸.

В электроэнергетике главное направление деятельности ЕИБ – кредитование межгосударственных проектов, направленных не только на увеличение мощностей, но главное - на объединение энергосистем стран Союза (табл. 2).

Таблица 2.

Основные проекты в электроэнергетике ЕС, финансируемые ЕИБ

Страны, участвующие в проектах	Цель проектов
Франция-Бельгия-Нидерланды-Германия	Модернизация сетевого хозяйства в целях решения проблемы перегрузки сетей в странах Бенилюкса
Граница Италии с Францией, Австрией, Словенией и Швейцарией	Увеличение мощностей объединенной энергосистемы
Франция-Испания-Португалия	Увеличение мощностей объединенной энергосистемы и Пиринейского полуострова
Греция-Балканские страны	развитие инфраструктуры электроэнергетики с целью присоединения Греции к Системному оператору европейской сети по передаче электроэнергии (European Network of Transmission System Operators for Electricity) и формирование рынка электроэнергии на юго-востоке Европы
Великобритания-континентальная и Северная Европа	Создание объединенной энергосистемы и возможная интеграция с энергетическими мощностями ветровых электростанций
Ирландия-Великобритания	Увеличение мощности объединенной энергосистемы и возможная интеграция с энергетическими мощностями ветровых электростанций
Дания-Германия-«Балтийское Кольцо» (Норвегия, Швеция, Финляндия, Дания, Германия, Польша, Латвия, Литва, Эстония, Россия)	Увеличение мощности объединенной энергосистемы и возможная интеграция с энергетическими мощностями ветровых электростанций
Германия-Польша-Чехия-Словакия-Австрия-Венгрия-Словения	Увеличение мощности объединенной энергосистемы
Средиземноморские страны («Средиземноморское Кольцо»)	Увеличение мощности объединенной энергосистемы

Источник: EIB financing of the Trans-European Networks. EIB. 10.03.2009. P. 9.

⁴⁷ Evaluation of Cross-border TEN Projects. EIB. 2006. P. 8.

⁴⁸ EIB financing of the Trans-European Networks. EIB. 10.03.2009. P. 4.

Другим инвестиционным и инновационным направлением деятельности, которая активно финансируется ЕИБ, является поиск возможностей включения в традиционные электроэнергетические сети ветровых электростанций. Вообще в ЕС разработка проектов в сфере возобновляемых источников энергии пользуются серьезной государственной поддержкой. Их финансовая жизнеспособность практически полностью определяется мерами и стимулами правительств.

Значительную роль ЕИБ играет в финансировании проектов в газовой отрасли (табл. 3).

Таблица 3.

Основные проекты в газовой отрасли ЕС, финансируемые ЕИБ

Великобритания-континентальная и Северная Европа, включая Нидерланды, Бельгию, Данию, Швецию, Германию, Польшу, Литву, Латвию, Эстонию, Финляндию и Россию	Система газопроводов по соединению главных источников поставки газа и потребителей, включая трубопроводы по транспортировке природного газа по маршруту Россия-ЕС через Польшу и Германию, строительство новых трубопроводов и увеличение пропускной способности европейской сети
Алжир-Испания-Италия-Франция-северные страны континентальной Европы	Строительство новых газопроводов
Страны Каспийского региона – Ближний Восток - ЕС	Новая сеть газопроводов в ЕС, включая трубопроводы природного газа: Турция-Греция, Греция-Италия, Турция-Австрия и Греция-Австрия (через западные Балканы)
Терминалы СПГ в Бельгии, Франции, Испании, Португалии, Италии, Греции, Кипре и Польше	диверсификация источников поставки и пунктов приема СПГ, включая соединение терминалов с сетевым газом
Подземные хранилища природного газа в Испании, Португалии, Франции, Италии, Греции и Балтийских странах	Увеличение мощности в одних странах и строительство первых хранилищ в других государствах (Португалия, Греция, Литва)
Средиземноморские страны ЕС – Ливия, Египет, Иордания, Сирия, Турция	Строительство новых и модернизация существующих газопроводов

Источник: EIB financing of the Trans-European Networks. EIB. 10.03.2009. P. 9.

В отличие от электроэнергетики, в которой страны ЕС в основном замкнуты на своих партнеров по Союзу, проекты в газовой отрасли ориентированы на страны дальнего зарубежья. Можно выделить три основных направления – каспийский и средиземноморский регионы и Россия.

ЕИБ в 2008 г. подписал 75 контрактов на финансирование энергетических проектов на сумму 9204 млн. евро. За январь-август 2009 г. им было подписано 38 контрактов на сумму 5186 млн. евро⁴⁹. Снижение по объему инвестиций (в пересчете на год) составляет 18%.

Финансовым институтом, активно работающим на рынке энергетических инфраструктурных проектов ЕС является также Европейский банк реконструкции и

⁴⁹ <http://www.eib.org/projects/loans/sectors/energy.htm?start=2009&end=2009®ion=&country=>

развития. В структуре его инвестиций энергетические и инфраструктурные проекты составляют 35%. В портфеле ЕБРР 46 энергетических проекта объемом инвестиций примерно 4,7 млрд. евро. В 2008 г. он участвовал в 302 новых проектах с суммой ассигнований 5,1 млрд. евро. В то время как в 2007 году эти показатели составили 353 проекта и 5583 млн. евро⁵⁰. Снижение по числу проектов – 14%, а по объему средств – 8%.

Роль государства

Роль государства в преодолении кризиса в отраслях энергетической инфраструктуры является ключевой. Даже в условиях экономического спада государства развитых стран многое делают для стабилизации ситуации в инфраструктурном комплексе, снижения рисков и дальнейшего развития проектов. Конкретные действия правительств включают широкий спектр мер от изменения уже подписанных контрактов в сторону повышения гарантий бизнесу до принятия специальных решений, стимулирующих новые проекты. Можно выделить два направления деятельности государства по активизации инвестиционной деятельности в энергетической инфраструктуре - меры бюджетно-кредитной политики и формирование новых институтов по финансированию инфраструктуры. Вот некоторые примеры.

Казначейство Великобритании, обеспокоенное состоянием производственной и социальной инфраструктуры в стране, в марте 2009 г. учредило особый фонд (Treasury Infrastructure Finance Unit) по кредитованию проектов государственно-частного партнерства, в том числе, и в энергетической инфраструктуре, которые испытывают сложности в привлечении частных средств⁵¹.

Во Франции на период кризиса введены специальные меры для стимулирования инвестиционных проектов, включенных в экономический план правительства (так называемый, «plan de relance»). Меры эти, в частности, предусматривают:

- дополнительные налоговые льготы;
- государственные кредиты банкам в целях последующего кредитования ими из этих средств частных компаний, занятых в инфраструктурных проектах, по более низким в сравнении с рыночными процентным ставкам;
- правительственные ссуды частным партнерам на реализацию стратегически важных проектов до открытия банками кредитных линий.

На эти цели правительство выделяет 10,5 млрд. евро⁵².

26 ноября 2008 г. Европейская комиссия приняла План по восстановлению экономики ЕС (European Economic Recovery Plan), в котором специальный раздел посвящен инфраструктуре и энергетике⁵³. В нем, в частности, Комиссия предлагает выделить в 2009-2010 гг. 5 млрд. евро на осуществление инфраструктурных проектов в энергетике, выполняемых в рамках Транс-европейских сетей.

Кроме того, в соответствии с этим планом, ЕИБ должен существенно повысить свою активность в финансировании проектов в сфере изменения климата, энергетической безопасности и инфраструктуры, увеличив объем выделяемых на эти цели средств до 6 млрд. евро ежегодно⁵⁴.

⁵⁰ Европейский банк реконструкции и развития. Годовой отчет 2008, с. 6.

⁵¹ См.: http://www.hm-treasury.gov.uk/ppp_tifu_index.htm

⁵² Hall D. A crisis for public-private partnerships (PPPs)? L. January 2009. P. 4.

⁵³ A European Economic Recovery Plan. Brussels, 26.11.2008. COM(2008) 800 final.

⁵⁴ Ibid., p. 14.

Другому финансовому институту – ЕБРР – предписано увеличить более чем вдвое выделение средств по следующим направлениям: энергетическая эффективность, смягчение последствий изменения климата, финансирование муниципалитетов и другие инфраструктурные услуги. Общее финансирование по этим направлениям с учетом привлечения средств частного сектора должно быть в объеме 5 млрд. евро в год.

По оценкам Европейской комиссии потребности ЕС в инвестициях в инфраструктурные сегменты энергетики на период до 2013 г. составляют 30 млрд. евро в год, в том числе: в сетевые сегменты электроэнергетики 6 млрд. евро, в строительство газопроводов - 19 млрд. евро и в сооружение терминалов для сжижения природного газа - 5 млрд. евро⁵⁵.

Таким образом, пока сложно сказать однозначно, насколько негативно кризис отражается на выполнении проектов в сфере энергетической инфраструктуры ЕС. С одной стороны, существенно ухудшилась общая макроэкономическая среда выполнения таких проектов, некоторые проекты, которые изучались на стадии предпроектного финансирования или разработки технико-экономического обоснования заморожены. А с другой стороны, и правительства, и руководство ЕС, и основные финансовые институты по инвестированию энергетической инфраструктуры предпринимают меры по выполнению взятых ранее обязательств и разворачивают новые проекты.

Так, например, активность ЕБРР на энергетическом рынке в 2009 г. возросла по сравнению с 2008 г. Если за весь 2008 г. банк начал 13 новых проектов в энергетике (из них два – в России), то за первую половину 2009 г. – 16 проектов, в том числе 2 проекта по кредитованию в России электростанций.

Первый из них - финансирование мощностей ТГК-13, которая является региональной генерирующей компанией, обслуживающей Красноярскую область и Республику Хакасия. Компания была создана в рамках выполнения общеотраслевого плана реорганизации и приватизации электроэнергетики. После расформирования РАО ЕЭС в 2008 г. компания перешла в частную собственность, и в настоящее время ее мажоритарным акционером является ведущая в России угольная компания СУЭК. 16 июня 2009 года состоялось рассмотрение проекта Советом директоров ЕБРР и было принято решение о предоставлении кредита на сумму 75 млн. долл. США. Общая стоимость проекта 8,2 млрд. рублей.

Второй проект - выделение финансовых средств ОАО «ЛУКОЙЛ» на цели инвестирования его дочерней компанией ТГК-8 в строительство высокоэффективной современной парогазовой установки мощностью 410 МВт на территории Краснодарской ТЭЦ на юге России. «ЛУКОЙЛ» является мажоритарным акционером ТГК-8 («Южная генерирующая компания») — одной из 14 территориальных генерирующих компаний в России, образованных в процессе разукрупнения РАО «ЕЭС». Общая стоимость проекта 15 млрд. руб. (330 млн. евро). Размер кредита ЕБРР 240 млн. евро.

Таким образом, кризис серьезно затронул энергетику и со стороны спроса, и стороны предложения. Энергетические компании стали меньше бурить нефтяных и газовых скважин, сокращать расходы на нефтеперерабатывающие заводы, природоохранные мероприятия, инфраструктуру. Существенная часть ранее начатых проектов замедляется, ряд запланированных проектов был отложен из-за отсутствия финансовых средств, снижения уровней ожидаемой доходности и сокращения спроса.

⁵⁵ Priority Interconnection Plan. Brussels, 23.2.2007. COM(2006) 846 final/2. P.5.

Разрабатываемые, осуществляемые, планируемые проекты и программы развития энергетической инфраструктуры подвергаются испытаниям по различным направлениям. Все основные показатели инвестиционного процесса в энергетике будут иметь понижительную тенденцию в 2009 году, усугубляя негативные явления в инвестиционной сфере от недавнего резкого падения мировых цен на нефть, природный газ и уголь. Особенно серьезные уровни спада будут характерны для стран ОЭСР.

Газовый бизнес в стратегии нефтяных компаний

В России возникшая в ходе приватизации специфическая структура нефтегазовой отрасли, в которой нефтяной и газовый сегменты существует отдельно, порождает ряд острых проблем. Типичным их примером являются сложности с использованием нефтяного попутного газа, во многом вызванные глубинными противоречиями между доминирующими игроками – «Газпромом» и вертикально-интегрированными нефтяными компаниями. В других нефтегазодобывающих странах такое искусственное разделение между жидкими и газообразными углеводородами отсутствует, а глобальные мейджоры и национальные нефтяные компании органично включают в свою организационную структуру и нефтяной, и газовый сегмент.

Для нефтяных компаний газовый бизнес как одно из ключевых направлений деятельности возник сравнительно недавно. Примерно до второй половины 20 века они воспринимали природный газ как побочный продукт добычи сырой нефти. В последние годы ситуация радикально изменилась: газ обеспечивает порядка 23% всего мирового энергопотребления, и спрос на него растет как на экономичный, экологичный и эффективный источник энергии. Он приобрел особую важность и из-за обостряющейся проблемы изменения климата. Соответственно, повышается и его значимость в стратегии нефтяных компаний.

В этой связи Patrick Pouyanné, старший вице-президент Total E&P сказал в интервью, данном в 2008 году: «Газ имеет потенциал, гораздо больший, чем нефть, потому что в прошлом мы обычно отдавали предпочтение нефти по сравнению с газом. Действительно, еще пару десятков лет назад инженеры говорили: «Осторожно, здесь может быть газ», и мы там не бурили, потому что не знали, как сбывать этот газ. Появление СПГ все изменило»⁵⁶.

Международные компании

Глобальные мейджоры (см. таблицу 1) в ходе многолетней эволюции превратились в полностью вертикально-интегрированные компании, деятельность которых охватывает всю цепочку стоимости, в том числе и в газовом бизнесе - разведку, добычу, переработку, транспортировку по газопроводам, распределение, сжижение и регазификацию, перевозки СПГ танкерами, выработку электроэнергии, технологии GTL и пр.

Типичной для мейджоров до недавнего времени являлась организационная структура **Total**, более 60 лет занимающейся природным газом, на который приходится 46% общих углеводородных запасов группы⁵⁷.

Total ведет глобальную деятельность по трем сегментам бизнеса:

- **Upstream**, который включает:

- **Exploration and production** – разведку и добычу нефти и газа, уголь, электроэнергию и другие источники энергии;

⁵⁶ http://www.total.com/en/press/energy-dossiers/tomorrow-oil/interview-patrick-pouyanne_17227.htm

⁵⁷ http://www.total.com/en/group/activities/upstream/gas_power

- **Gas & Power** - маркетинг, торговлю, транспортировку природного газа и СПГ, регазификацию СПГ и хранение природного газа.

- **Downstream**, который включает торговлю и морские перевозки, переработку и маркетинг;

- **Chemicals**.

Схожа и структура **ConocoPhillips**, которая ведет деятельность по 5 направлениям:

- **Exploration and Production** - разведка и добыча нефти и природного газа по всему миру;

- **Refining, Marketing and Transportation**;

- **Chemicals**;

- **Emerging business**;

- **Midstream** - сбор и переработка природного газа и фракционирование и сбыт газоконденсата (natural gas liquids, NGL), которые осуществляются в Северной Америке через 50% долю участия компании в DCP Midstream LLC. По состоянию на декабрь 2008 года, у ConocoPhillips было 63 завода по переработке природного газа и примерно 60 тыс. миль газопроводов⁵⁸.

Показательно, что ConocoPhillips является одним из основных игроков в сфере газодобычи в США наряду с независимыми компаниями (такими как Chesapeake, Devon и EnCana). Conoco Phillips увеличила вдвое свою добычу в стране до 3.5 млрд.куб.футов в день после поглощения в 2005 году независимой компании Burlington Resources.

Однако в последние годы ряд мейджоров провел реструктуризацию, в результате которой газовый бизнес стал еще больше интегрирован в общую деятельность компании и перестал существовать как отдельное подразделение.

Таблица 1.

Запасы и добыча природного газа мейджорами

Компания	Доказанные запасы газа по состоянию на 2008 г.	Добыча природного газа в 2008 г.
ExxonMobil*	65.8 трлн.куб.футов	9.1 млрд.куб.футов/д
Shell**	43.3 трлн.куб.футов	8.5 млрд.куб.футов/д
BP (группа)	40.0 трлн.куб.футов	7.3 млрд.куб.футов/д
Total	25.73 трлн.куб.футов	4.8 млрд.куб.футов/д
ConocoPhillips	24.9 трлн.куб.футов	4.8 млрд.куб.футов/д
Chevron	19.0 трлн.куб.футов	5.1 млрд.куб.футов/д

* - разрабатываемые и неразрабатываемые запасы

** - дочерние компании и инвестиции, учитываемые по долевному принципу.

Источник: сайты компаний

Так, в конце 2007 года **BP** начала корпоративную реорганизацию, направленную на упрощение структуры, повышение эффективности деятельности, уменьшение бюрократии и снижение издержек. После реорганизации компания стала состоять из двух сегментов: **Exploration and Production** и **Refining and Marketing**. Первый сегмент включает разведку и добычу нефти и природного газа (upstream), трубопроводную и прочую транспортировку и подготовку углеводородов (midstream), а также торговлю природным газом, включая СПГ, электроэнергией и NGL. Третий сегмент, который существовал до реорганизации, **Gas, Power and Renewables**, был инкорпорирован в первые два сегмента. Отдельное

⁵⁸ http://www.conocophillips.com/EN/about/worldwide_ops/major_businesses/midstream/Pages/index.aspx

подразделение, *Alternative Energy*, теперь занимается низкоуглеродным бизнесом BP⁵⁹.

По ее стопам пошла и **Royal Dutch/Shell**, объявившая о реструктуризации летом 2009 года – возможно, именно мировой кризис подтолкнул ее к более решительному внедрению перемен. До реструктуризации деятельность компании в сфере upstream была сосредоточена в трех подразделениях: **Exploration and Production, Gas and Power** и **Oil Sands**. После реорганизации upstream будет состоять из двух подразделений: **Upstream Americas** и **Upstream International**. Третье подразделение, **Projects and Technologies**, будет заниматься реализацией проектов и разработкой технологии как в секторе upstream, так и downstream. **Downstream** тоже будет реорганизован. Помимо переработки, сбыта и нефтехимии он будет включать торговые операции и альтернативные источники энергии.

В целом международные компании развивают свой газовый бизнес по широкому спектру направлений, и в их стратегии наблюдается определенное сходство. Они стремятся вести геологоразведку и добычу в новых регионах, максимизировать потенциал газовых ресурсов в «зрелых» газовых провинциях, развивать бизнес СПГ и осваивать нетрадиционные ресурсы газа, в том числе в США (см. раздел по сланцевому газу США).

Показателен подход **Chevron** к своему быстро растущему сегменту газового бизнеса. Интересно отметить, что в Chevron существуют две специальные должности: Корпоративный вице-президент и президент Chevron Global Gas, и Исполнительный вице-президент, Global Upstream and Gas.

Портфель новых газовых проектов Chevron сильно диверсифицирован. Проекты Chevron по разведке и добыче газа в нефтегазодобывающих странах тесно связаны с бизнесом СПГ. Компания как осваивает принципиально новые регионы, где газовая промышленность только создается, так и присутствует в странах, где отрасль уже существует достаточно давно. Примером первого региона является Венесуэла, где Chevron работает на шельфовом проекте Rafael Urdaneta и начала вести программу ГРП в северо-восточной части морской Plataforma Deltana: значительные объемы природного газа были открыты в Delta Caribe на блоках 2 и 3 - там Chevron имеет долю в 60% и 100%, соответственно. На основе этих ресурсов будет оцениваться целесообразность строительства первого венесуэльского завода СПГ, откуда газ пойдет в США.

Кроме того, компания осуществляет два крупных проекта СПГ в Африке. Первый - это проект Angola LNG, где Chevron имеет 36.4% долю участия. Строительство завода мощностью в 5.2 млн.т/год началось в 2008 году, и СПГ откуда будет поставляться на рынки США. Второй - проект Olokola LNG в Нигерии, где компания имеет 19.5%. Там идут технические и коммерческие работы, и СПГ будет направлен в страны Атлантического бассейна.

Относительно зрелой газовой провинцией в портфеле проектов Chevron является Австралия. Там компания является лидером в освоение крупных газовых морских месторождений в Greater Gorgon Area на западе Австралии. В его рамках будет строиться завод СПГ и газоперерабатывающий комплекс на острове Barrow, который будет состоять из трех линий мощностью по 5 млн.тон/год СПГ и отгрузочных установок. Кроме того, Chevron владеет 16.7% долей North West Shelf Venture, которая поставляет СПГ в Японию, Южную Корею и Китай, а также природный газ на внутренний рынок западной Австралии. Компания завершила

⁵⁹ <http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=2012968&contentId=7037438>

пятую линию СПГ в августе 2008 года, что увеличило годовые мощности более чем на 4.2 млн.тонн, до 16 млн.т. Chevron также планирует осуществлять проект СПГ на северо-западном побережье Австралии, сжижая газ открытого ею месторождения Wheatstone.

К тому же Chevron укрепляет свои позиции в сфере приемки и регазификации СПГ. Она зарезервировала мощности в 1 млрд.куб.футов в день в терминале СПГ Sabine Pass в штате Луизиана, который был пущен в эксплуатацию во втором квартале 2008 года.

Chevron также развивает бизнес gas-to-liquids (GTL): например, сотрудничает с Nigerian National Petroleum Corporation в строительстве завода GTL в Нигерии. Новое предприятие, которое разместится по соседству с газоперерабатывающим заводом Escravos американской компании, будет превращать 320 млн.куб.футов в день природного газа в 34,000 бар./день дизельного топлива, нефту и сжиженный нефтяной газ.

Кроме того, Chevron осуществляет целый ряд трубопроводных проектов, позволяющих доставлять природный газ на быстро растущие рынки. Например, West African Gas Pipeline будет перекачивать природный газ Нигерии потребителям в Гане, Бенине и Того. Chevron владеет 36.7% долей в проекте, по которому первый газ был поставлен в декабре 2008 года.⁶⁰

Помимо работы в развивающихся нефтегазодобывающих странах мейджоры в последнее время стали делать все более сильный акцент на освоении газовых ресурсов Североамериканского континента, особенно США, где доказанные запасы газа постепенно возрастают – с 168.1 трлн.куб.футов в 1988 году до 237.7 трлн.куб.футов в 2008 году, составляя 3.6% мировых доказанных запасов (что примерно равно доле ОАЭ), а обеспеченность страны запасами равняется 11.6 лет⁶¹. Во многом их решение активизировать деятельность в США вызвано тем, что в условиях усиливающегося «ресурсного национализма», который обостряется при растущих ценах на нефть, правительства нефтегазодобывающих государств и национальные нефтяные компании ограничивают доступ мейджоров к своим углеводородным богатствам. Неоспоримое конкурентное преимущество «игры на своем поле» - политическая стабильность, соблюдение контрактных условий, прозрачность деятельности. Очевидно, угроза создания «газового ОПЕК» также подтолкнула мейджоров к проведению политики опоры на собственные силы. В ряде случаев решающую роль играют и экономические соображения – близость североамериканских газовых месторождений к конечным высокоплатежеспособным потребителям может компенсировать более высокую себестоимость добычи и строгость экологического регулирования.

Так, **BP**, безусловно, старается расширить свое присутствие в развивающихся нефтегазодобывающих странах, работая на все более трудноизвлекаемых запасах. Например, зимой 2008 года компания сделала уже третье крупное открытие глубоководного газа в дельте реки Нил в Египте (где она работает более 40 лет) в рамках концессии, сторонами которой являются BP - оператор с 50% и IEOS, филиал ENI в Египте, также с 50%.⁶²

При этом компания стремится максимально использовать потенциал старых месторождений в традиционных регионах ее деятельности. Так, летом 2007 года BP инвестировала 250 млн.долл. в новые мощности по сжатию газа на терминале, оператором которого она является, и на который «голубое топливо» поступает с

⁶⁰ <http://www.chevron.com/deliveringenergy/naturalgas/>

⁶¹ BP Statistical Review of World Energy, June 2009, p. 22.

⁶² <http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=2012968&contentId=7040650>

месторождений в южной части Северного моря. BP ожидает, что благодаря этому остаточные извлекаемые запасы месторождений West Sole и Amethyst увеличатся на 30%⁶³.

Кроме того, BP в 2008 году сделала крупные инвестиции с целью дальнейшего развития своего североамериканского газового бизнеса. Так, из общих капитальных затрат, включая поглощения, в размере 22.2 млрд.долл., она потратила 3.7 млрд.долл. на приобретение у Chesapeake Energy всей ее доли в Woodford Shale, а также 25% ее доли в Fayetteville Shale⁶⁴.

Одновременно она старается более активно осваивать и нетрадиционные источники газа. Зимой 2007 года BP объявила о своих планах инвестировать порядка 2.4 млрд.долл. в течение следующих 13 лет в повышение добычи метана, извлекаемого из угольных шахт в бассейне San Juan в юго-западном Колорадо. Компания планирует реализовать программу, которая позволит увеличить ее добычу, составляющую в настоящее время 425 млн.куб.футов в день, более чем на 20%. Как сказал Tony Hayward, бывший тогда руководителем BP Exploration and Production, «Эта инвестиция позволит нам продолжить экологически ответственное освоение одного из крупнейших газовых месторождений в США, при этом расширяя наши возможности поставлять экологически чистый природный газ на внутренний рынок»⁶⁵. В настоящий момент на долю метана из угольных шахт приходится примерно 10% внутренней добычи газа США. BP начала работать в этом направлении в 1976 году, опробовав новаторские методы добычи в бассейне San Juan. С тех пор компания удерживала лидерство по технологии извлечения метана из угольных шахт, расширяя использование наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Кроме того, весной 2008 года BP и ConocoPhillips объединились для реализации проекта аляскинского газопровода мощностью порядка 4 млрд.куб. футов газа в день. По оценкам BP, этот трубопровод позволит поддерживать добычу на месторождениях аляскинского North Slope в течение 50 лет⁶⁶. Проект включает строительство заводов по подготовке газа на Аляске и газопровода протяженностью более 700 миль, идущего через Аляску в Канаду до Альберты с возможным продлением его до США.

Однако у этого проекта имеется конкурент в лице ExxonMobil, который стремится восстановить свое положение ведущего газового игрока на Североамериканском континенте, используя для этого аляскинский газ, сланцевый gas в Канаде и США (см. ниже), и экспорт СПГ. ExxonMobil владеет 12-15 трлн.куб.футов запасов аляскинского North Slope, в целом имеющего порядка 35 трлн.куб.футов доказанных запасов. Аляска может внести основной вклад в добычу компании в Северной Америке, причем успех этого начинания во многом будет зависеть от прогресса, который мейджор достигнет в СП с TransCanada Pipelines⁶⁷. Две компании собрались построить трубопровод мощностью 4.5 млрд.куб.футов в день и стоимостью в 26 млрд.долл. по перекачке аляскинского газа в Канаду и США. Правда, в целом не совсем понятно, какое место аляскинский газ займет на североамериканском рынке, где предложение пока превышает спрос, и, к тому же, растет конкуренция со стороны сланцевого газа и СПГ⁶⁸.

⁶³ <http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=2012968&contentId=7034366>

⁶⁴ BP 2008 Annual Report, p. 17.

⁶⁵ <http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=2012968&contentId=7028129>

⁶⁶ <http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=2012968&contentId=7043306>

⁶⁷ Petroleum Intelligence Weekly, July 13, 2009.

⁶⁸ Petroleum Intelligence Weekly, June 22, 2009.

Сланцевый газ США

В последнее время США стремятся укрепить свою энергетическую безопасность, уменьшая зависимость от импорта газа. Один из путей достижения цели - использование ресурсов сланцевого газа североамериканского континента, которые только в США составляют порядка 250-750 трлн.куб.футов. По оценкам US Natural Gas Supply Association, добыча сланцевого газа может удвоиться в течение 10 лет и обеспечивать 25% спроса США. В 2008 году добыча составляла примерно 6-8 млрд.куб.футов/день, т.е. 10-12% потребления США, а через 10 лет может достигнуть 15-20 млрд.куб.футов⁶⁹. Крупные месторождения – Barnett Shale в Техасе, которое содержит около 30 трлн.куб.футов газа на глубине до 8 тыс.футов, а также Marcellus Shale, которое залегает на глубине 6 тыс.футов и проходит по территории штатов Западной Виргинии, Пенсильвании и Нью-Йорка: по оценкам его извлекаемые запасы составляют 50 трлн.куб.футов⁷⁰.

Один из крупнейших проектов добычи сланцевого газа стал осуществлять **ExxonMobil** в бассейне Piceance⁷¹. ExxonMobil работал в бассейне с 1950-х годов, добывая в небольшом объеме газ, который относительно легко поддавался извлечению. Он арендует порядка 300 тыс.акров в бассейне, который в целом содержит до 100 трлн.куб.футов газа, залегающих на глубине порядка 16 тыс. футов. Арендные территории ExxonMobil имеют потенциальные извлекаемые ресурсы в 45 трлн.куб.футов газа. ExxonMobil рассчитывает увеличить добычу с 200 млн.куб.футов в день в настоящее время до 1 млрд.куб.футов в следующем десятилетии.

Большая часть газа залегает в песчаниках с низкой проницаемостью коллекторов, в изолированных «карманах», отделенных друг от друга тонкими слоями сланца. Добыча его дорога и сложна, поскольку требует активного применения разрывов, и при использовании традиционных технологий бурения она оказывалась экономически невыгодной. Однако в конце 1990-х годов отделы НИОКР ExxonMobil занялись разработкой новых технологий, обеспечивающих более эффективное освоение нетрадиционных запасов газа. Они создали процесс Fast Drill, Multi-Zone Stimulation Technology (MZST) и систему Just-in-Time Perforating (JITP)⁷², которая улучшает экономические показатели добычи. Если при использовании традиционных методов для проведения нескольких качественных разрывов в скважине требуется 2-3 недели, новая технология позволяет вскрыть десятки зон всего за несколько дней⁷³. С одной площадки бурится до 9-10 скважин, и уменьшается повреждение земной поверхности.

Кроме того, летом 2009 года ExxonMobil ввел в эксплуатацию новые установки по переработке газа мощностью до 200 млн.куб.футов в день⁷⁴.

Компания рассматривает бассейн Piceance и как центр прибыли, и как лабораторию, в которой она отработывает технологии бурения и заканчивания скважин в условиях жесткого экологического регулирования, которую потом она

⁶⁹ Petroleum Economist, April 2009, p. 14.

⁷⁰ Petroleum Economist, May 2008, p. 12.

⁷¹ Компания также имеет доли в сланцевом бассейне Horn River Basin в Британской Колумбии и в Marcellus Shale в США.

⁷² http://www.exxonmobil.com/Corporate/energy_project_piceance.aspx

⁷³ Petroleum Economist, May 2008, p. 12.

⁷⁴

сможет применить в других странах, например в Центральной и Восточной Европе, где супермейджор изучает нетрадиционные запасы газа в Венгрии и Германии.

Shell активно участвует в разработке еще одного крупного месторождения сланцевого газа в США - Pinedale Anticline в Вайоминге, которое содержит до 25 трлн.куб.футов извлекаемых запасов, расположенных на глубине 7-14 тыс.футов. Первая газовая скважина была пробурена там в 1930-х годах, но тогда нефтяные компании не проявили к месторождению интерес из-за низких дебитов. В настоящий момент практически вся территория поделена между Shell E&P, Ultra Resources и Questar Market Resources. Shell арендует примерно 20 тыс. акров и владеет долями еще в 20 тыс.акров, арендуемых другими компаниями. Она инвестировала более 1.5 млрд.долл. после 2001 года, когда приобрела активы в Pinedale Anticline у McMurry Oil. Shell добывает порядка 350 тыс.куб.футов в день, обеспечивая 1/3 добычи на месторождении. Компания накопила значительный опыт по освоению запасов сланцевого газа, работая в Южном Техасе. Shell применяет технологию multi-staged fracturing и smart-field technology, которая позволяет оптимизировать работу скважины за счет анализа данных, поступающих с датчиков, которые ведут постоянный мониторинг давления, температуры и прочих параметров. Как говорит один из менеджеров Shell, «раньше на бурение и заканчивание скважины уходило порядка 60 дней. Теперь на это нужно двадцать дней с небольшим», а рекорд составлял 18 дней⁷⁵. Для уменьшения экологического воздействия газодобычи, Shell использует наклонно-направленное бурение, что позволяет бурить 20 и более скважин с одной «супер-площадки».

Показательно, что в период высоких цен на нефть такие супермейджоры, как ExxonMobil, предусмотрительно делали крупные инвестиции в НИОКР, стремясь найти способы эффективной по издержкам добычи трудноизвлекаемого газа, полностью отдавая себе отчет в том, что эпоха легкого и дешевого газа закончилась. И хотя сейчас, в условиях относительно более низких цен на нефть и снижения спроса на газ такие проекты могут казаться не приоритетными, супермейджоры проводят дальновидную политику, готовясь к неизбежному в будущем росту спроса на энергию. Они смогут его отчасти удовлетворять, используя собственные нетрадиционные ресурсы газа, и уменьшая свою зависимость от непредсказуемых действий развивающихся нефтегазодобывающих государств.

Национальные нефтяные компании

Для национальных нефтяных компаний из нефтегазодобывающих государств, которые чаще всего являются монополистами в отечественной нефтяной промышленности, и служат основным инструментом обеспечения энергетической безопасности страны базирования, газовый бизнес также обычно оказывается вторичным относительно нефтяного. В большинстве случаев стимулом к его развитию становится либо снижение добычи нефти, либо стремление удовлетворять за счет газа внутренний спрос на энергию, высвобождая благодаря этому большие объемы нефти для экспорта, а также желание посредством газификации обеспечить индустриализацию национальной экономики и повысить уровень жизни населения. Нефтедобывающие страны, кроме того, вынуждены активно развивать бизнес СПГ, поскольку их запасы газа географически находятся на большом удалении от основных рынков потребления, и в результате они превращаются в ведущих экспортеров сжиженного природного газа. С этой целью им приходится допускать в

⁷⁵ Petroleum Economist, August 2008, p. 11.

газовую промышленность иностранные компании, поскольку сами они чаще всего не обладают технологией сжижения газа. А международные мейджоры входят в не всегда привлекательные газовые проекты, надеясь таким способом закрепиться в данной нефтегазодобывающей стране, и в конечном итоге получить доступ к более выгодным нефтяным активам.

Так, Индонезия стала создавать газовую промышленность в 1971 г., когда было открыто газовое месторождение Arun. Оно расположено далеко от рынков сбыта, и поскольку в стране не было местной газовой инфраструктуры, национальная индонезийская компания **Pertamina** решила экспортировать СПГ. В 1977 г. был построен первый индонезийский завод СПГ, и начались поставки сжиженного газа в Японию, которые позволили компенсировать падение нефтедобычи.

Аналогичным образом в 2008 году в Кувейте началась добыча собственно природного газа (до этого добывался попутный газ). Kuwait Oil Corporation (КОС), «дочка» **Kuwait Petroleum Corporation** (КРС), рассчитывает, что добыча, составляющая в настоящий момент 175 млн.куб.футов газа в день достигнет 0.6 млрд.куб.футов/д. к 2011 году и 1 млрд.куб.футов к 2016. Доказанные запасы природного газа страны равнялись 1.78 трлн.куб.м в 2008 году, а обеспеченность запасами газа – более 100 лет⁷⁶. Начало добычи газа – хорошие новости для Кувейта, поскольку это позволит высвободить больше нефти для экспорта, заменяя нефть «голубым топливом» для генерирования энергии. Также благодаря собственной добыче газа КРС сможет сократить импорт СПГ в летние месяцы, когда спрос достигает пика⁷⁷.

Показательно, что те нефтедобывающие страны, которые не уделяли должного внимания развитию газового бизнеса, оказываются в достаточно тяжелом положении. Так, в последние 25 лет мексиканская **Pemex** направляла свои основные инвестиции в добычу нефти, игнорируя природный газ. В результате его доказанные запасы снижаются: с 73.4 трлн.куб.футов в 1988 году до 30.0 трлн.куб.футов в 1998 году и 17.6 трлн.куб.футов в 2008 году, а обеспеченность страны газом составляет 9.1 лет⁷⁸. Мексика старается увеличить использование газа для генерирования электроэнергии, чтобы высвободить больше нефти для экспорта. Но Мексика является чистым импортером газа (см. табл. 2), хотя его добыча постепенно растет (в отличие от добычи нефти, которая в последние годы неуклонно падает), и повышение его потребления означает увеличение импорта либо по газопроводам из США, либо в форме СПГ.

Таблица 2.

Динамика добычи нефти и газа, чистого импорта газа и внутреннего потребления газа в Мексике, 2004-2008 гг.

	2004	2005	2006	2007	2008
Добыча нефти, млн.бар./д	3.38	3.33	3.26	3.08	2.79
Добыча газа, млрд.куб.футов/д	4.57	4.82	5.36	6.06	6.95
Внутренние продажи природного газа, млрд.куб.футов/д	2.7	2.6	2.9	3.0	3.0
Экспорт природного газа, млн.куб.футов/д	0.0	23.9	32.7	138.7	107.4
Импорт природного газа, млн.куб.футов/д	765.6	480.4	450.9	385.6	450.0

Источник: www.ri.pemex.com/files/content/PEMEX_Fact_Sheet_i_2009.xls

⁷⁶ BP Statistical Review of World Energy, June 2009, p.22.

⁷⁷ Petroleum Economist, May 2008, p. 26.

⁷⁸ BP Statistical Review of World Energy, June 2009, p.22.

Государственная компания Pemex, образованная в 1938 году после национализации мексиканской нефтяной промышленности, обладает полной монополией на разведку и добычу не только нефти, но и газа в стране, хотя 78% ее добычи приходится на долю жидких углеводородов. Показательно, что вопрос о допуске иностранных или частных компаний в нефтяной сектор является для Мексики политическим табу. Причем, по мнению экспертов, острейшие проблемы мексиканской нефтянки во многом вызваны именно отсутствием конкуренции в отрасли и запретом на доступ международного капитала. При этом в 1995 г. Национальный конгресс Мексики внес в законодательство поправку, разрешающую частным предприятиям и компаниям общественного сектора (в том числе организациям и отраслям, контролируемым профсоюзами) участвовать — с разрешения правительства — в хранении, распределении и транспортировке природного газа⁷⁹.

Прежний президент Мексики Vicente Fox в 2005 году предлагал частично приоткрыть для частных инвестиций сферу разведки и добычи природного газа, но оппозиционные партии категорически отвергли эту идею⁸⁰, как угрозу суверенитету Мексики, поскольку считали, что следующим шагом в таком случае может стать приватизация самой Pemex.

В Венесуэле газовая отрасль также является вторичной относительно нефтяной, и запасы углеводородов ее национальной компании **PDVSA** на 75% представлены нефтью, и на 25% - газом, причем на 90% это попутный газ. Колоссальные ресурсы газа, по объему которых Венесуэла входит в десятку мировых лидеров, в стране практически не задействованы. Доказанные запасы газа Венесуэлы постепенно растут – с 100.9 трлн.куб.футов в 1988 году до 146.5 трлн.куб.футов в 1998 году и 170.8 трлн.куб.футов в 2008 году, а обеспеченность запасами составляет более 100 лет⁸¹. В Венесуэле основные газоносные районы - Norte de Paria (месторождения к северо-западу от соседнего с ней Тринидада) и Plataforma Deltana (к юго-востоку от Тринидада).

Стратегическая программа Венесуэлы (Oil Sowing Plan) на 2005-2012 годы включает в качестве одного из шести глобальных направлений деятельности т.н. Delta-Caribbean Project, в рамках которого газ планируется интегрировать в систему энергоснабжения страны. По проекту сначала будут разрабатываться морские газовые месторождений в Plataforma Deltana, а затем ресурсы Paraguaná Peninsula⁸².

До недавнего времени в стране добывался только попутный газ, и 70% его использовалось непосредственно для нужд нефтяных промыслов. Самостоятельная газовая промышленность в Венесуэле появилась в сентябре 1999 года, когда был принят закон «О газообразных углеводородах». Он, в частности, разрешал создание стопроцентных частных компаний в сфере разведки, добычи и переработки газа, взимание роялти в размере 20% и налога на прибыль в 24%. Для сравнения, на тот момент в нефтяной отрасли максимальная доля участия частного капитала в проектах upstream была ограничена 49%, роялти составляла 30%, налог на прибыль — 50%⁸³.

⁷⁹ Standard & Poor's, «Газпром и Pemex — два энергетических гиганта, но различия между ними значительны», 06.09.2006.

⁸⁰ . http://www.nytimes.com/2005/09/20/business/worldbusiness/20iht-pemex.html?_r=1

⁸¹ BP Statistical Review of World Energy, June 2009, p.22.

⁸² www.pdvsa.com.

⁸³ David Mares, Nelson Altamirano, Venezuela's PDVSA and World Energy Markets, in: The Evolving Role of the National Oil Companies in International Energy Markets, J.Baker Institute for Public Policy publications, Houston, 2007, p. 32.

Соответственно, Каракас сначала пытался создать более благоприятные условия для иностранных инвесторов в газовой сфере – ведь Венесуэла, чьи основные нефтяные месторождения стареют, весьма заинтересована в развитии газовых проектов, за счет которых (и сверхтяжелой нефти бассейна реки Ориноко) страна может сохранить в будущем свою роль на мировом рынке углеводородного сырья. А PDVSA, созданная в 1975 году, когда Венесуэла национализировала свою нефтяную промышленность, не имеет ни денег, ни технологий и опыта, чтобы самостоятельно создавать газовую промышленность и осваивать газовые месторождения, особенно морские. То есть бремя формирования новой отрасли поначалу возлагалось на иностранные компании. Так, газоносный район Plataforma Deltana был разделен на пять блоков; два из них передали в разведку Chevron, один — Statoil, два остаются в нераспределенном фонде. Пока иностранные компании работают здесь без венесуэльского участия — PDVSA войдет в проекты, когда будет подтверждена их коммерческая эффективность.

А в начале сентября 2005 года правительство Венесуэлы объявило результаты первого тендера по перспективным на природный газ блокам шельфового проекта Rafael Urdaneta. Из шести блоков, предложенных иностранным инвесторам, были распределены три: два блока (Urumaco I и Urumaco II) достались Газпрому, один блок (Cardon III) — Chevron. Газпром и Chevron будут вести разведку на своих блоках самостоятельно, и в случае обнаружения коммерческих запасов, для их разработки будут созданы совместные предприятия с PDVSA⁸⁴.

Но стремление Венесуэлы установить полный контроль над углеводородными запасами страны проявляется и в отношении газовой отрасли, особенно в период растущих цен на нефть. Месторождения Norte de Paria определены правительством Венесуэлы и PDVSA сырьевой базой для проекта Mariscal Sucre, предполагающего строительство завода СПГ на полуострове Paria, ориентированного на поставки сжиженного газа в США. PDVSA имеет в проекте 60%, 2% распределены между частными венесуэльскими инвесторами. Иностранные инвесторы в Mariscal Sucre до недавнего времени были представлены Shell (30%) и Mitsubishi (8%). Однако в августе 2005 года Каракас объявил, что Shell в данном проекте участвовать не будет, и что освоение двух первых месторождений Norte de Paria PDVSA будет вести самостоятельно.

По сравнению с этими двумя компаниями из западного полушария норвежская **StatoilHydro** олицетворяет эффективное управление нефтегазовыми запасами и продуманную эволюцию корпорации по мере старения углеводородной базы страны. Успехи в развитии газовой промышленности Норвегии во многом объясняются тем, что государство с самого начала поддерживало конкуренцию в отрасли, допускало международные компании к участию в важнейших проектах, неизменно создавая комфортные условия для их деятельности, и всячески стимулировало НИОКР. Показательно, что одной из стратегических целей Норвегии и ее национальной нефтяной компании является переход к экспорту самой передовой технологии нефтегазодобычи по мере истощения углеводородной базы страны.

Добыча газа в Норвегии началась в 1977 году и составила 0.3 млрд.куб.футов/д, и после этого неуклонно росла до 2.7 млрд.куб.футов/д в 1987, 4.4 млрд.куб.футов/д в 1997, 8.7 млрд.куб.футов/д в 2007 и 9.6 млрд.куб.футов/д в 2008 году⁸⁵. В настоящий момент StatoilHydro обеспечивает примерно 14% европейского

⁸⁴ Подробно см. Нефть и капитал, № 10, 2005 г.

⁸⁵ BP Statistical Review of World Energy, June 2009, p.24.

спроса на газ, являясь вторым крупнейшим поставщиком «голубого топлива» в Европу и шестым экспортером в мире⁸⁶.

Компания в качестве реакции на сокращение норвежской ресурсной базы (доказанных запасов нефти там осталось на 8 лет), стала работать над повышением извлечения нефти, осваивать арктический шельф и постепенно переносить акцент с добычи нефти в Норвегии на добычу газа (его хватит на 29 лет). К тому же она активизировала интернационализацию деятельности, в том числе стремясь увеличить свой портфель зарубежных газовых активов⁸⁷.

Кроме того, одним из стратегических ответов Норвегии на старение ресурсной базы страны и обострение международной конкуренции за нефтегазовые ресурсы стало слияние Statoil и Hydro, объявленное в декабре 2006 года. До этого на долю Statoil приходилось примерно 22% нефтегазодобычи в Норвегии, Norsk Hydro – 11%. По мнению аналитиков, Statoil и Hydro объединились, прежде всего, для того, чтобы упрочить нефтегазовые позиции Норвегии на международной арене.

Вместе Statoil и Hydro становятся более конкурентоспособными по отношению к мировым мейджорам. Кроме того, Statoil и Hydro перестают конкурировать друг с другом, чем также в итоге повысит шансы Норвегии получить контроль над запасами углеводородов в других странах. Слияние обеспечивает синергетический эффект и в том плане, что StatoilHydro усиливает свой научно-технический потенциал в освоении морских месторождений⁸⁸. Во многом благодаря своим научно-техническим достижениям в подводной добыче она стала участницей проекта по освоению Штокмановского месторождения.

Закрепляя свои позиции на газовом рынке, StatoilHydro, во-первых, старается оптимизировать использование имеющихся активов в традиционных регионах деятельности. Она планирует вложить 2 млрд.долл. в поддержание добычи нефти и газа на гигантском месторождении Troll, содержащем 60% запасов газа континентального шельфа Норвегии. Компания надеется, что месторождение будет давать газ до 2060 года. На нем будет построена установка по закачке газа на платформе В, 35-дюймовый газопровод с платформы А до ГПЗ Kollsnes, и будут поставлены трубы большего диаметра в газовых скважинах, что позволит уменьшить падение давления и повысить добычу⁸⁹. Партнерами по освоению Troll являются Petoro с 56.00%, StatoilHydro - 30.58%, Norske Shell - 8.10%, Total Norge - 3.69% и Norske ConocoPhillips - 1.62%⁹⁰.

Во-вторых, истощение месторождений Северного моря побудило обе компании (сначала поодиночке) начать поиск нефти и газа в Баренцевом и Норвежском морях.

Освоение месторождения Ormen Lange с извлекаемыми запасами в 14 трлн.куб.футов в Норвежском море позволит обеспечивать 20% спроса Великобритании на газ в течение 40 лет. Norsk Hydro была оператором проекта на стадии разработки; Norske Shell взяла на себя функции оператора месторождения 1 декабря 2007 года. Добыча на Ormen Lange началась в сентябре 2007 года. Пройдя переработку на установке в Aukra, газ будет экспортироваться по самому длинному в мире подводному газопроводу Langeled протяженностью в 1200 км в Easington

⁸⁶ <http://www.statoilhydro.com/en/OurOperations/Gas/Pages/default.aspx>

⁸⁷ Подробно см. Richard Gordon, Thomas Stenvoll, Statoil: A Study of Policial Entrepreneurship, in: The Evolving Role of the National Oil Companies in International Energy Markets, J.Baker Institute for Public Policy Publications, Houston, 2007.

⁸⁸ Подробно см. Нефть и капитал, № 6, 2007 г.

⁸⁹ Petroleum Economist, August 2008, p. 17.

⁹⁰ <http://www.statoilhydro.com/en/OurOperations/ExplorationProd/ncs/troll/Pages/TrollGas.aspx>

(Великобритания), а также через платформу в районе месторождения Sleipner в Северном море в континентальную Европу. Партнерами по проекту являются StatoilHydro - 28,9%; Shell - 17,0%, Petoro - 36,4%; Dong - 10,3%; ExxonMobil - 7,2%⁹¹.

Snøhvit – первое месторождение в Баренцевом море, введенное Statoil в эксплуатацию в 2007 году. Его извлекаемые запасы оцениваются в 6 трлн.куб.футов, а вместе с соседними месторождениями Askeladd и Albatross — в 12 трлн.куб.футов газа. Газ доставляется на сушу по газопроводу длиной в 143 км. Торжеством норвежской инженерной мысли является система добычи газа на месторождении, где отсутствуют надводные платформы – все установки размещаются на морском дне на глубине 250-345 м. Газ Snøhvit будет сжижаться и поставляться в США на регазификационный терминал Cove Point, оператором которого выступает StatoilHydro. Партнерами по проекту являются: StatoilHydro - 33.53%, Petoro - 30.00%, Total E&P Norge - 18.40%, GDF Suez E&P - 12.00%, Hess - 3.26%, RWE Dea Norge - 2.81%⁹².

Помимо расширения географии своей деятельности собственно в Норвегии, норвежская компания идет в развивающиеся нефтегазодобывающие страны для наращивания своей ресурсной базы. Так, у StatoilHydro имеется доля в 25.5% в газовом месторождении Shah Deniz в Азербайджане.

Но при этом она закрепляется и в газовом секторе развитых стран, таких как США. StatoilHydro инвестировала в Marcellus Shale в ноябре 2008 года, приобретя 32.5% территории, арендуемой Chesapeake - одним из крупнейших операторов Marcellus. Эта покупка дает норвежской компании доступ к извлекаемым ресурсам в 2.5-3.0 млрд.б.н.э. Компания ожидает, что ее добыча на Marcellus достигнет примерно 50,000 бар.н.э./д к 2012 году и 200,000 бар.н.э/д после 2020⁹³. Показательно, что StatoilHydro считает Америку самой многообещающей территорией деятельности за пределами Норвегии⁹⁴.

Ниже приводятся два case study газового бизнеса национальных нефтяных компаний Малайзии, страны, в которой углеводородные запасы постепенно истощаются, и Саудовской Аравии, обладательницы колоссальных и пока малоосвоенных ресурсов газа.

Petronas

Типичным вариантом развития газовой промышленности для компенсации падающей добычи нефти является малайзийская государственная компания Petronas, основанная в 1974 году. Доказанные запасы газа в стране в 2008 году составляли 84.3 трлн.куб.футов, а обеспеченность запасами – 38.2 года (нефти – 5.5 млрд.бар., обеспеченность – 19.8 лет). Первый газ был добыт в 1984 году в объеме 0.7 млрд.куб.ф/д; в 1994 году добыча составила 2.5 млрд.куб.ф, в 2004 – 5.2, и в 2008 году – 6.0 млрд.куб.ф/д⁹⁵. В Малайзии имеется 104 месторождения, в том числе 66 нефтяных и 38 газовых. На долю Petronas приходится более 50% внутренней добычи газа.

Petronas состоит из 5 бизнес-подразделений, возглавляемых вице-президентами: **Upstream; Oil Business; Gas Business; Petrochemical; Logistics and Maritime**. Компания работает по всей цепочке стоимости газового бизнеса как в Малайзии, так и за рубежом, и активно сотрудничает с международными

⁹¹ <http://www.statoilhydro.com/en/NewsAndMedia/FeatureStories/OrmenLange/Pages/default.aspx>

⁹² <http://www.statoilhydro.com/en/OurOperations/ExplorationProd/ncs/snoehvit/Pages/default.aspx>

⁹³ Petroleum Economist, April 2009, p. 17.

⁹⁴ Bloomberg, 17.07.09.

⁹⁵ BP Statistical Review of World Energy, June 2009, p. 6, 22.

компаниями, которые присутствуют и в upstream, и в downstream. Petronas строит с ними отношения на основе контрактов о разделе продукции (PSC). В трубопроводной транспортировке газа внутри страны участвуют (помимо Petronas) ExxonMobil и Talisman, в производстве СПГ - Shell, Nippon Oil и Mitsubishi⁹⁶.

Освоение Малайзией своих газовых ресурсов способствовало расширению ее сотрудничества с соседними странами: Petronas поставляет газ в Сингапур, ведет совместные газовые проекты с Таиландом⁹⁷, импортирует «голубое топливо» из Индонезии...

В соответствии с государственной стратегией по диверсификации экономики и индустриализации Малайзии, Petronas через свою дочернюю компанию Petronas Gas Bhd активно развивает использование природного газа в стране. С этой целью в 1984 году был запущен инфраструктурный проект Peninsular Gas Utilization (PGU), направленный на переработку и транспортировку природного газа с морских месторождений до конечных потребителей в промышленности, электроэнергетике и бытовом секторе. Система PGU состоит более чем из 1,700 км трубопроводов.

Первая стадия проекта была завершена в 1984 году и включает газоперерабатывающий завод мощностью в 250 млн.куб.футов в день в Kertih, экспортный терминал и 32-км магистральный трубопровод от завода до экспортного терминала и рынков сбыта на восточном побережье Малайзии.

Вторая стадия была завершена в 1992 году и охватывает еще 3 ГПЗ мощностью по 250 млн.куб.футов в день каждый, магистральный газопровод протяженностью 714 км, соединяющий западную и южную части полуострова и Сингапур, и вспомогательные мощности.

Третья стадия, завершенная в 1998 году, включает магистральный газопровод протяженностью 450 км, два новых ГПЗ мощностью по 500 млн.куб.футов в день и вспомогательные установки.

Система PGU была дополнена проектами PGU Loop 1 и PGU Loop 2, которые обеспечивают надежность поставок газа в долину Кланг за счет наращивания мощности транспортировки. Эти газопроводы, проложенные параллельно трубопроводам PGU, были завершены в 1999 и 2001 годах, соответственно. Также разрабатываются планы соединить трубопроводы PGU с газопроводной системой Таиланд-Малайзия.

Petronas активно развивает внутренний рынок газа в стране, тем самым создавая себе надежную и стабильную клиентскую базу. Так, чтобы стимулировать использование газа в транспортном секторе, Petronas стала осуществлять программу Natural Gas for Vehicles (NGV). В ее рамках мощности по заправке NGV устанавливаются на отдельных АЗС Petronas, расположенных в районах с высокой интенсивностью транспортных потоков.

Petronas также ввела систему gas district cooling (GDC), в которой природный газ применяется для охлаждения воды, используемой в кондиционерах. Система GDC установлена в городском центре Куала-Лумпур, международном аэропорту и комплексе государственных учреждений.

Кроме того, Petronas через свою аффилированную компанию Malaysia LNG Sdn. Bhd. производит СПГ для экспорта. Малайзия в 2008 году была на втором

⁹⁶ Fred R. von der Mehden, Al Troner, Petronas: A National Oil Company with an International Vision, in: The Evolving Role of National Oil Companies in International Energy Markets, J.Baker Institute for Public Policy Publications, Houston, 2007, pp. 18-19.

⁹⁷ Petronas реализует малайско-тайский совместный проект по экспорту газа, который включает освоение газовых ресурсов, транспортировку добытого газа в Таиланд для переработки, и поставку переработанного газа в Малайзию и Таиланд.

месте в мире по экспорту СПГ после Катара⁹⁸. Три интегрированные завода Petronas (Malaysia LNG Sdn Bhd (MLNG 1)⁹⁹, Malaysia LNG Dua Sdn Bhd (MLNG 2)¹⁰⁰ и Malaysia LNG Tiga Sdn Bhd (MLNG 3)¹⁰¹) в рамках комплекса СПГ в Bintulu, штат Sarawak, имеют совокупную мощность в 23 млн.т/год, т.е. являются крупнейшим в мире комплексом по сжижению газа¹⁰². Природный газ на них поступает с морских месторождений штата Sarawak. СПГ идет в Японию (60%), Тайвань и Южную Корею. В ближайшем будущем Petronas рассчитывает начать экспорт СПГ в Китай – она уже подписала соглашение с China National Offshore Oil Corp. (CNOOC) о поставках 3.2 млн.т/год в Шанхай начиная с 2010 года¹⁰³.

Кроме того, укреплению позиций Petronas в международном газовом бизнесе способствовала ее экспансия в сферу морских перевозок, которую она начала после того, как у нее стали возникать проблемы со стоимостью фрахта для транспортировки ее СПГ. В 1991 году она разместила заказ во Франции на строительство пяти танкеров для перевозки СПГ. Затем Petronas стала приобретать доли в других транспортных предприятиях, и в итоге ее дочерняя компания Malaysia International Shipping Corporation (MISC) взяла под контроль весь малайский бизнес по перевозке СПГ, и к 2009 году владела уже 119 судами различного класса. В результате MISC стала крупнейшим в мире оператором судов по перевозке СПГ – в 2009 году она закупила еще 3 новых танкера, и их общее число возросло до 29¹⁰⁴. К тому же Petronas недавно приобрела свои первые установки Floating Production Storage and Offloading (FPSO) и подписала крупный контракт по перевозке СПГ для третьих сторон¹⁰⁵.

Правда положение Малайзии как второго в мире экспортера СПГ может пошатнуться после того, как Petronas в 2009 году решила импортировать 2 млн.т/год СПГ из Австралии к 2014 году, которые должны удовлетворять примерно 10% будущего внутреннего спроса Малайзии. С одной стороны, сделка с Австралией может рассматриваться как логичный шаг по расширению глобальной сети СПГ Petronas. Аналитики, однако, полагают, что решение об импорте СПГ вызвано не только тем, что внутренний спрос на газ растет, а и тем, что добыча газа внутри страны может упасть, и, соответственно, компании будет трудно поддерживать прежний уровень производства СПГ на комплексе Bintulu в долгосрочном плане. Есть и политический аспект решения об импорте СПГ – Petronas таким способом может пытаться убедить правительство повысить внутренние цены на газ, что не только улучшит финансовые показатели компании, но и позволит более активно развивать сферу разведки и добычи газа¹⁰⁶.

С целью расширения своей ресурсной базы, в том числе газовой, Petronas через дочернюю компанию Petronas Carigali активно выходит за рубеж. Показательно, что ее геологоразведочные работы за пределами страны оказываются гораздо более эффективны, чем в Малайзии, территория которой уже хорошо разведана, и где трудно сделать крупные открытия. Так, в 2008 году ее

⁹⁸ BP Statistical Review of World Energy, June 2009, p.30.

⁹⁹ Запущен в 1983 году, мощность - 8.1 млн.т/год.

¹⁰⁰ Запущен в 1996 году, мощность - 7.8 млн.т/год.

¹⁰¹ Запущен в 2003 году, мощность – две линии по 3.4 млн.т/год.

¹⁰² http://www.petronas.com/internet/corp/centralrep2.nsf/frameset_corp?OpenFrameset

¹⁰³ Petroleum Intelligence Weekly, July 6, 2009.

¹⁰⁴ Petronas Annual Report 2009, p. 47.

¹⁰⁵ Подробно см. Fred R. von der Mehden, Al Troner, Petronas: A National Oil Company with an International Vision, in: The Evolving Role of National Oil Companies in International Energy Markets, J.Baker Institute for Public Policy Publications, Houston, 2007, pp. 13-14.

¹⁰⁶ Petroleum Intelligence Weekly, July 6, 2009, p. 4

коэффициент замещения запасов в Малайзии составил 1.1, а за границей – 4.1¹⁰⁷ Petronas осуществляет проекты по разведке и добыче, в том числе в сфере газа, в 22 странах, например, с 1997 году имеет 30% в проекте по освоению иранского месторождения South Pars (2 и 3 стадии) вместе с Total (40%) и Газпромом (30%)¹⁰⁸. Кроме того, она участвовала с 10%-долей вместе с Total (40%) и NIOC (50%) в проекте Pars LNG, но после того, как французский мейджор «заморозил» свое участие в проекте, не ясно, как пойдет строительство завода¹⁰⁹.

В Мьянмаре малазийская компания участвует в газовом проекте Yetagun, оператором которого она является вместе с Taninthayi Pipeline Co LLC; в Пакистане имеет долю в газовом проекте Rehmat и строительстве ГПЗ Rehmat в партнерстве с Eni и Government Holdings Private Limited (GHPL). Летом 2008 года Petronas сделала крупное открытие газа в юго-восточном Пакистане в партнерстве с Eni¹¹⁰.

В июле 1996 года Petronas Carigali и правительство Туркменистана подписали соглашение о разделе продукции. Оператору была выдана лицензия на разведку и добычу углеводородов сроком на 28 лет с разведочным периодом 6 лет. Первоначальная оценка ресурсов блока составляла 350 млн.т.н.э. Среди зарубежных операторов добычных проектов в Туркменистане малазийская компания стала первой, кому Ашхабад открыл экспортный «коридор» для реализации природного газа, добываемого в рамках СРП¹¹¹.

Показательно, что Petronas начинает проникать и в сферу освоения нетрадиционных источников газа: так, она приобрела 40% долю в проекте по сжижению газа из угольных шахт, осуществляемом в Gladstone, Австралия.

Помимо добычных проектов, она участвует в строительстве газопроводов и бизнесе СПГ за рубежом. В Австралии Petronas вместе с Australian Gas Light Company, прокладывает австралийскую часть газопровода Папуа Новая Гвинея – Квинслэнд. Кроме того, она входит в Australian Pipeline Trust (APT), который владеет более 7 тыс. км газопроводов и контролирует 25% рынка природного газа Австралии. К тому же Petronas – акционер Gasnet, газотранспортной компании в провинции Виктория.

В Аргентине у Petronas имеется доля в трубопроводе Transportadora de Gas Del Norte S A. и Transportadora de Gas del Mercosur.

В Индонезии Petronas является акционером P.T. Transportasi Gas Indonesia, собственника и оператора двух газотранспортных сетей на Суматре.

В Великобритании она владеет долей в регазификационном терминале Dragon в партнерстве с BG Group и Petroplus.

Богатые запасы газа Малайзии и создание системы PGU дали возможности Petronas заняться крупномасштабными газохимическими проектами вместе с иностранными партнерами. Эти проекты не только увеличивают ценность малайских природных ресурсов, но и позволяют компании воплотить в жизнь свои планы по превращению страны в региональный центр нефтехимии. Petronas активно развивает интегрированные нефтехимические комплексы, расположенные в Kertih, штат Terengganu и Gebeng, штат Pahang, с иностранными партнерами, такими как Idemitsu Petrochemicals Co Ltd, BP Chemicals и BASF AG. Кроме того, Petronas осуществляет нефтехимические проекты в Индонезии и Вьетнаме.

¹⁰⁷ Petronas Annual Report 2009, p. 15.

¹⁰⁸ <http://www.gazprom.ru/press/news/2008/february/article56463/>

¹⁰⁹ Petroleum Economist, August 2008, p. 10.

¹¹⁰ Petroleum Economist, August 2008, p. 23.

¹¹¹ Подробно см. Нефть и капитал, № 7, 2006 г.

Saudi Aramco

Саудовская Аравия находится на 4 месте в мире по доказанным запасам природного газа после России, Ирана и Катара, причем в последние годы они постоянно увеличивались – с 177.2 трлн.куб.футов в 1988 году до 214.2 в 1998 и 267.2 трлн.куб.футов в 2008, а обеспеченность страны запасами составляет 96 лет. Но по добыче газа страна занимает всего 10 место в мире. Правда, ее объемы постоянно растут: с 0.5 млрд.куб.футов/д в 1978 году до 2.8 млрд.куб.футов в 1988 году, 4.5 млрд.куб.футов в 1998 и 7.5 млрд.куб.футов/д в 2008 году¹¹². При этом Саудовская Аравия является крупнейшим в мире производителем и экспортером газоконденсата и NGL. Примерно 57% доказанных запасов газа страны представлены попутным газом гигантского месторождения Ghawar и морских месторождений Safaniya и Zuluf. На долю Ghawar приходится почти 1/3 доказанных запасов газа страны. По словам представителей Saudi Aramco, только 15% территории страны были «должным образом разведаны на газ».

По среднечеловеческому потреблению газа Саудовская Аравия находится на втором месте в мире после США. Ожидается, что спрос на газ будет в ближайшем будущем увеличиваться на 5% в год по мере роста населения и развития промышленности страны - до 14.5 млрд.куб.футов в день к 2030 году. На сферу электроэнергетики приходится примерно 39% общего объема потребления, газохимическую отрасль — 22%, опреснение воды — 16%, промышленное производство — 10%. Оставшиеся 13% «голубого топлива» используются Saudi Aramco для собственных нужд.

При этом субсидируемые цены на газ и быстро растущие издержки добычи, переработки и распределения газа ограничивали его предложение. Правительство страны за счет доходов от продажи нефти поддерживает цены на газ на самом низком в странах Персидского залива уровне, тем самым, стимулируя развитие не нефтяных секторов экономики и обеспечивая высокий уровень жизни населения. Дотируемые газовой отрасли «съедает» значительную часть бюджета государственной компании Saudi Aramco, ответственной за реализацию как нефтяных, так и газовых проектов.

Saudi Aramco, созданная в 1988 году, структурно подразделяется на шесть направлений бизнеса, подотчетных президенту компании: Exploration & Producing; Refining, Marketing & International; Engineering & Project Management; Operations Services; Finance; и Industrial Relations. Exploration & Producing включает Gas Operations¹¹³.

Разведка и добыча. За последнее десятилетие Saudi Aramco активно вела геологоразведочные работы и прирастила примерно 72 трлн.куб.футов запасов природного газа, открыв такие месторождения, как Mazalij, Manjura, Shaden, Niban, Tinat, Al-Waar, Fazran, Unaizah и Jauf.

В апреле 2006 года было открыто крупное газовое месторождение Karan - первое морское месторождение природного (не попутного) газа, которое Saudi Aramco осваивает в королевстве, и которое должно внести важный вклад в решение проблемы дефицита «голубого топлива» в стране. Добыча на нем составит 1.8 млрд.куб.футов в день, и будет построен 110-км подводный газопровод для

¹¹² BP Statistical Review of World Energy, June 2009, p.22.

¹¹³

<http://www.saudiaramco.com/irj/portal/anonymous?favInk=%2FSaudiAramcoPublic%2Fdocs%2FAt+A+Glan ce%2FOrganization+Chart&ln=en>

транспортировки газа на ГПЗ Khursaniya¹¹⁴. Благодаря глобальному кризису Saudi Aramco смогла сэкономить на проекте, стоимость которого, первоначально оцениваемая в 5 млрд.долл., снизилась на 1 млрд.долл., хотя при этом начало добычи на месторождении может быть перенесено с 2011 года на 2012¹¹⁵.

В ноябре 2006 года министерство нефтяной промышленности Саудовской Аравии обнародовали долгосрочную стратегию стоимостью в 9 млрд.долл., задача которой - увеличить запасы газа на 50 трлн.куб.футов к 2016 году. Чтобы высвободить нефть для экспорта, все текущие и будущие поставки газа будут использоваться для внутреннего промышленного потребления и на установках опреснения воды. Предусматривается резкое наращивание ГРП и бурение 307 новых эксплуатационных скважин, в том числе 67 разведочных скважин (для сравнения, в 1996-2004 гг. было пробурено всего 52 скважины с коэффициентом успеха в 44%). Поскольку большая часть природного газа в стране является попутным, планы по повышению его добычи связаны с планами по увеличению добычи нефти. Так, Saudi Aramco ожидает, что примерно 120 млн.куб.футов газа будет добываться на месторождении Manifa, когда оно будет введено в действие в 2011 году¹¹⁶.

Стратегическая газовая инициатива была запущена в 1998 году, когда начались первые переговоры с американскими нефтяными компаниями. Инициатива была одним из элементов намечаемых реформ в стране, направленных на укрепление частного сектора Саудовской Аравии и создание новых рабочих мест. Задача состояла в том, чтобы, осваивая запасы природного газа с помощью иностранных компаний, сформировать предприятия в сфере переработки и сбыта, обеспечить стабильные поставки электроэнергии и высвободить большие объемы нефти для экспорта. Очевидно, газовая инициатива страны, направленная на развитие экономики, в том числе не нефтяных секторов, являлась своеобразной страховкой на случай неспособности королевства в будущем обеспечить свое экономическое благополучие за счет нефти.

Международные нефтяные компании горячо приветствовали Стратегическую газовую инициативу, открывающую дорогу первым иностранным инвестициям в upstream Саудовской Аравии за несколько десятилетий. Местные сторонники инициативы полагали, что для национальной нефтяной компании может оказаться полезна конкуренция в секторе, и что имеет экономический смысл возложить на иностранных инвесторов бремя создания газового бизнеса, высвобождая средства Saudi Aramco для инвестиций в более прибыльный нефтяной бизнес. Но инициатива во многом шла в разрез с интересами Saudi Aramco, которая полагала, что может развивать газовый сектор не хуже международных компаний, и желала сохранить монополию на газовую отрасль.

В результате переговоры с иностранными компаниями сильно затянулись, и вокруг инициатива стали вестись политические игры. В 2000 году Саудовская Аравия пригласила иностранные компании для формирования консорциумов и выдвижения предложений по инвестициям в будущие газовые проекты. Но и после этого Saudi Aramco всячески тормозила процесс переговоров, отстаивая свои интересы¹¹⁷.

¹¹⁴ <http://www.zawya.com/story.cfm/sidZAWYA20090319035505>

¹¹⁵ <http://www.reuters.com/article/rbssEnergyNews/idUSL360942820090203>

¹¹⁶ www.oilandgasdirectory.com/ogd2008/pages/research.../saudi.pdf -

¹¹⁷ Подробно см. Amy Jaffe, Jareer Ellas, Saudi Aramco: National Flagship with Global Responsibilities, in: The Evolving Role of National Oil Companies in International Energy Markets, J.Baker Institute for Public Policy publications, Houston, 2007.

Весной 2001 года было объявлено о формировании трех групп иностранных инвесторов, которые будут реализовывать три «ключевых газовых проекта». Компании-участники должны были не только обеспечить добычу газа и создать газотранспортную инфраструктуру, но также построить несколько ГПЗ, газовые электростанции, нефтехимические предприятия, заводы по опреснению воды и прочие объекты.

В первом проекте под названием South Ghawar должны были принять участие ExxonMobil (35%), Shell и BP (по 25%), а также Phillips Petroleum (15%). Стоимость проекта оценивалась в 15 млрд.долл., и он должен был перерасти в крупнейшее в мире интегрированное газовое предприятие. Вторым проектом был ориентирован на разработку трех морских месторождений в Красном море и одного — на его побережье. В этом проекте стоимостью 5 млрд.долл. должны были участвовать ExxonMobil (60%), Occidental и Marathon (по 20%). Третий проект стоимостью 5 млрд.долл. предполагал разработку газовых месторождений юго-восточной пустынной части страны, называемой «Пустой местностью». В эту группу вошли Shell (40%), Conoco и TotalFinaElf (по 30%).

По оценкам аналитиков, в случае успеха этих проектов Саудовская Аравия обеспечила бы себя газом на 30-40 лет. Вместе с тем его достижение во многом зависело бы от решения вопроса цены на газ.

После подписания в июне 2001 года предварительных соглашений между саудовским правительством и нефтяными компаниями началось обсуждение конкретных деталей их реализации. Переговоры затянулись еще на два года. 15 июня 2003 года Саудовская Аравия отказалась от сотрудничества с ExxonMobil, которая возглавляла группу компаний по разработке первого «ключевого проекта». Судьба двух других проектов тоже оказалась под вопросом.

С начала переговоров с мейджорами в саудовском руководстве шли споры о параметрах и целесообразности такого сотрудничества в принципе. Нерешенными оставались вопросы о том, как далеко будет позволено зайти инвесторам и какова «справедливая» прибыльность инвестиций в переработку. Разногласия возникли и в вопросе цены на электричество и воду, которые будут получены с использованием газа и инфраструктуры проектов¹¹⁸. Теперь необходимым условием становилось участие Saudi Aramco во всех проектах, которые были раздроблены на более мелкие, и участвовать в тендерах были приглашены дополнительные компании.

Большинство прежних потенциальных инвесторов согласилось с новыми требованиями. 16 июля 2003 года были возобновлены переговоры о разведке и добыче газа на большей части площади, предназначавшейся ранее для третьего «ключевого проекта». Теперь среди его участников наряду с Shell и Total значилась Saudi Aramco. Спустя 4 месяца контракт сроком на 15 лет стоимостью 2 млрд.долл. был подписан. Компания South Rub al-Khali - консорциум Saudi Aramco (30%), Royal Dutch/Shell (40%) и Total (30%) - инвестирует примерно 2 млрд.долл. в разведку более 210 тыс.кв.км в двух блоках. Первая разведочная скважина была пробурена в 2006 году, но и она, и последующие две не привели к открытиям¹¹⁹. Начальный геологоразведочный период закончится летом 2010 году, и в зависимости от его результата СП запустит следующую программу ГПП. Total вышла из СП в 2008 году, передав свою долю Shell, после того, как оно не обнаружило запасов газа¹²⁰.

Одновременно с возобновлением переговоров с Shell Саудовская Аравия заявила о намерении заключить контракты на разведку территории площадью 150

¹¹⁸ Подробно см. Нефть и капитал, № 4, 2004.

¹¹⁹ Bloomberg, July 7, 2009.

¹²⁰ <http://www.zawya.com/printstory.cfm?storyid=EIU20081101211355421&l=000000080829>

тыс. км², расположенной в границах первого проекта — South Ghawar на севере пустыни Руб-эль-Хали с общими предполагаемыми запасами 1-1,3 трлн. м³ газа. Его территория была разделена на три блока — А, В и С. Желание участвовать в аукционах на эти блоки изъявили 50 компаний.

В итоге в мае 2004 года ЛУКОЙЛ получил 80% в блоке А, китайская Sinopet — 80% в блоке В, а консорциум итальянской ENI и испанской Repsol-YPF — 80% в блоке С, причем Saudi Aramco стала партнером во всех трех блоках с 20%.

Переработка и сбыт. Вплоть до середины 70-х годов огромные объемы попутного нефтяного газа сжигались или закачивались обратно в пласты. Ситуация кардинально изменилась со строительством Master Gas System, которое было начато в 1975 году и завершено к 1982 году. Master Gas System, ставшая одной из крупнейших интегрированных газовых систем в мире, включает ГПЗ и газопроводы, которые поставляют очищенный газ коммунально-бытовым предприятиям и нефтехимическим заводам. Сегодня они главным образом ориентированы на переработку попутного нефтяного газа, производство сжиженных пропан-бутановых смесей и транспортировку сухого отбензиненного газа, в основном внутренним потребителям.

В настоящий момент мощность MGS составляет около 9 млрд.куб.футов газа, 700 тыс.бар. NGL и 650 млн.куб.футов этана в день. Крупный трубопроводный проект был завершен в 2000 году: он продлил MGS от Восточной провинции, где расположены крупные потенциальные запасы газа и конденсата, до столицы, находящейся в Центральной провинции. Этот проект — один из элементов более широкой схемы развития газотранспортной системы (Gas Expansion Program) в Саудовской Аравии, направленной на строительство примерно 1,200 миль газопроводов¹²¹.

Сейчас в Саудовской Аравии имеется 7 ГПЗ с общей производственной мощностью в 8 млрд.куб.футов в день, 1.1 млн.бар./день NGL и примерно 2,700 тон серы:

- Haradh (1.5 млрд.куб.футов)
- Hawiyah (1.4 млрд.куб.футов)
- Uthmaniyah (2.5 млрд.куб.футов)
- Shedgun (2.4 млрд.куб.футов)
- Berri, Juaymah и Yanbu (перерабатывающие конденсат и NGL).

Сеть ГПЗ постоянно расширялась: в декабре 2001 года был запущен завод Hawiyah стоимостью в 4 млрд.долл., перерабатывающий газ месторождения Ghawar; в 2004 году был закончен ГПЗ Haradh стоимостью в 2 млрд.долл., получающий газ из района South Ghawar. Самое крупное на настоящий момент предприятие — ГПЗ Uthmaniyah.¹²²

Saudi Aramco в настоящий момент осуществляет ряд проектов по наращиванию газоперерабатывающих мощностей в королевстве до 12.5 млрд.куб.футов в день. Так, строится газоперерабатывающий завод Khursaniyah, который должен перерабатывать 1.5 млрд.куб. футов газа и 70 тыс.бар. конденсата в день с месторождений Abu Ali, Safaniya, Marjan, Abu-Hadriya, Fadhili и Khursaniyah. Подрядчиками по проекту выступает СП Bechtel и Technip Saudi Arabia. Стоимость проекта составляет порядка 3.6 млрд.долл. Ожидается, что после нескольких задержек он будет запущен в эксплуатацию в 4 квартале 2009 года¹²³. Природный газ, который будет добываться на морском месторождении Karan, будет

¹²¹ http://www.eoearth.org/article/Energy_profile_of_Saudi_Arabia

¹²² APS Review Gas Market Trends, Oct 1, 2007.

¹²³ <http://www.zawya.com/projects/project.cfm/pid200305032350?cc>

перерабатываться на новых мощностях, установленных на ГПЗ Khursaniyah и обеспечит дополнительно 790 млн.куб.футов газа для поставки в MGS¹²⁴.

В сентябре 2006 года СП между Foster Wheeler Energy Ltd. и Hyundai Engineering and Construction получило контракт стоимостью в 780 млн.долл. от Saudi Aramco на строительство ГПЗ на нефтяном месторождении Khurais.

В Hawiya строится новый завод по переработке NGL, и одновременно планируется расширение мощностей ГПЗ Hawiyah на 50%. В апреле 2006 года была введена третья очередь на заводе Haradh. Новые производственные мощности устанавливаются на ГПЗ Yanbu.

Соответственно, стратегии рассмотренных национальных нефтяных компаний в области газовой промышленности, опыт которых представляет особый интерес для России, четко показывают, что наибольшего успеха в максимизации ценности газовых ресурсов добились те из них, которые функционировали в условиях конкуренции со стороны частных и иностранных игроков. Такие корпорации (и страны их базирования) привлекали в отрасль мейджоров, чтобы активно использовать их технологии и ноу-хау, создавая при этом благоприятный инвестиционный климат в секторе, развивали НИОКР, уделяли должное внимание сфере переработки газа и газохимии. Кроме того, по мере старения углеводородной базы отрасли они гибко меняли свою политику, стараясь наиболее полно использовать потенциал имеющихся в стране газовых запасов и выходя за рубеж для расширения своей углеводородной базы.

124

<http://www.saudiaramco.com/irj/portal/anonymous?favInk=%2FSaudiAramcoPublic%2Fdocs%2FOur+Business%2FGas+Operations%2FLatest+Developments&In=en>

Диверсификация поставок газа на европейский рынок: каспийско-черноморский узел и позиция России

Глобальный кризис выступил катализатором кардинальных изменений на мировом энергетическом рынке. Спрос на основных газовых рынках сокращается или стагнирует. В этих условиях обостряется конкуренция между странами-производителями за рынки сбыта, которая, в свою очередь, усиливается в связи с линией ЕС на максимальную диверсификацию источников поставок топлива. Особенно напряженная политико-ресурсная ситуация складывается в последнее время в каспийско-черноморском регионе, ставшем ареной настоящей борьбы за передел евразийского газового рынка. За активизацией иранской и турецкой дипломатии кроются изменения в расстановке сил и интересов на важнейшем для ЕС направлении транзита газа с пока плохо просчитанными последствиями как для российских интересов в энергетической сфере, так и с точки зрения сохранения сложившейся конфигурации газового рынка Евразии. Кроме того, как-то выпадает из экспертного осмысления нарастающие конкурентные перспективы конкуренции со стороны развивающих собственную газовую промышленность государств Ближнего Востока и Северной Африки.

Новый энергетический порядок

До настоящего момента стратегия производителей топлива была основана на идее постоянного роста потребления. Однако нынешний кризис продемонстрировал обратную тенденцию для большинства рынков, причем не только на ближайшие годы, но и на среднесрочную перспективу. Производители столкнулись с масштабным сокращением спроса на топливо и энергию, вызванным не только падением производства, снижением покупательной способности потребителей и прочими «кризисными» факторами, но и ставшими результатом прежней рыночной парадигмы, сводившейся к наращиванию добычи и поставок со стороны производителей и попыткам противостоять усилению энергетической зависимости – со стороны потребителей.

Кризис в какой-то степени оказался на руку последним, обеспечив условия для формирования «рынка покупателя» в глобальном масштабе. Кризис продемонстрировал, что глобальный спрос на энергоносители может не только расти. В результате образовался избыток мощностей в нефтяной отрасли и в производстве СПГ.

Падение спроса в сочетании с масштабным вводом новых нефтедобывающих мощностей в 2009-м (отражающим инвестиционные решения, которые были приняты в предыдущие годы высоких цен на нефть) привело к росту свободных добычных мощностей в мире с 2,4 млн. баррелей в день в 2008 году до 6,4 млн. баррелей в день в текущем. Это – максимальный уровень с 1988-го. Свободные мощности

составляют уже 8 % всего спроса на нефть. Аналогичный переизбыток наблюдается и в нефтепереработке.¹²⁵

Еще более драматичная картина преобладания производственных мощностей над спросом демонстрирует рынок СПГ, который все последние годы показывал самые высокие темпы роста. По свидетельству главы Газпрома А. Миллера, с начала 2000 годов рынок вырос на 70%, и, по прогнозам компании, к 2020 году вырастет еще в два раза.¹²⁶ В 2009 г. должны вступить в строй мощности по сжижению 60 млрд. куб. м – инвестиционные решения по этим проектам были приняты несколько лет назад на волне дефицита СПГ.¹²⁷ В 2010 году ожидается рост мощностей еще на 31 млн. т (т. е. на 16 % по отношению к 2009-му), вследствие чего уже в будущем году объем мощностей по сжижению должен увеличиться на 30 % по сравнению с 2008 годом – это был бы самый значительный прирост за всю историю рынка СПГ.¹²⁸ Всего же в период 2009-2013 гг. предстоит беспрецедентный 50-процентный рост газификационных мощностей.¹²⁹ Избыточные мощности по регазификации почти в два раза превышают объемы мощностей по сжижению.

В результате, на настоящий момент IHS Global Insight оценивает объемы свободного СПГ на уровне 66 млрд. куб. м из общего объема поставок в 308 млрд. куб. м.¹³⁰

Несмотря на неудачную конъюнктуру, избыточные мощности запускаются на рынок. При этом значительная часть новых объемов СПГ (более 50 %) еще не законтрактована и, идет на спотовые рынки, наиболее чувствительные к снижению спроса. Появление избыточного предложения на рынке с падающим спросом неизбежно привело к серьезному снижению цен. В августе 2009 г. была зафиксирована минимальная за 7 лет цена фьючерсов на природный газ, которая опустилась ниже отметки \$3 за миллион британских тепловых единиц (Btu). Перенасыщение американского рынка привело к тому, что продавцы начали переориентироваться на рынок Европы, быстро создав аналогичную ситуацию перенасыщения и падение спотовых цен и здесь.

Кризис, таким образом, подтвердил достаточно зрелую стадию формирования единого газового рынка, в основе которого лежит глобальное расширение торговли сжиженным газом. Становится все очевиднее, что рынок СПГ превращается в самостоятельный глобальный рынок, динамика цен на котором может существенно отрываться от динамики цен на нефть. Пока влияние этого изменения на газовые цены в большей степени заметно в США, но уже сегодня оно начинает активно влиять на цены в Европе, что может привести к структурным изменениям и на европейском газовом рынке.

К таким структурным изменениям можно отнести и характерные для «рынка продавца» изменения условий поставки. Избыток дешевого газа на спотовом рынке приводит к тому, что потребители начинают настаивать на пересмотре формулы цены и условий «бери или плати» в долгосрочных контрактах в сторону понижения обязательного минимального уровня оплаты.

¹²⁵ Т.А. Митрова, Энергорынки в зоне турбулентности, "Россия в глобальной политике". № 3, Май - Июнь 2009

¹²⁶ Нефть и капитал, 24.09.09

¹²⁷ http://www.iea.org/Textbase/press/pressdetail.asp?PRESS_REL_ID=285

¹²⁸ D. Wood. Uncertain supply and demand outlook for LNG. World Oil Magazine. Vol. 230 No. 2. February, 2009

¹²⁹ <http://www.commodities-now.com/reports/power-and-energy/204-iea-oil-and-natural-gas-outlook-very-uncertain.html>

¹³⁰ BFM.RU, 05.04.09

Стоит признать, что стремление развитых стран противостоять усилению энергетической зависимости, выразившееся в максимальном стимулировании энергосбережения и развития альтернативных источников энергии постепенно начинает давать плоды. Сокращение доли энергоемких производств в структуре экономики, неуклонное повышение стандартов энергоэффективности оказывает влияние на объем спроса. Важно, что в странах Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) новые стандарты энергоэффективности вводятся на уровне нормативов. А нормативы продолжают действовать даже при самых низких ценах на энергоресурсы, когда о конкурентоспособности альтернативных источников энергии и говорить не приходится.

Если добавить преобладающую в развитых странах концепцию безопасности поставок и стремление к диверсификации источников импорта, а также содействие росту собственной добычи, то практически неизбежно объемы импорта нефти и газа развитыми странами после кризиса окажутся заметно ниже, чем прогнозировалось в последние годы.

Неизбежным результатом этих процессов становится нарастание конкуренции за рынки сбыта между поставщиками топлива, ухудшение условий поставки, недоучет интересов, в том числе финансовых, поставщиков и производителей, что негативно сказывается на инвестиционной картине глобального ТЭКа. Безусловно, вызванные кризисом перемены пока не критичны: как только экономический спад сменится подъемом, спрос на нефть и газ возрастет, причем главным образом в развивающихся странах в первую очередь азиатских, и в меньшей степени в зоне ОЭСР (по изложенным выше причинам). Кризисный же провал в инвестиционной активности неизбежно приведет к очередному дефициту и росту цен на углеводороды. На смену «рынку потребителя» вновь придет «рынок поставщика».

Газпром и кризис

В начале этого года снижение спроса на основных рынках в полной мере ощутил российский газовый монополист Газпром. Показатели компании - минус 20,8% в добыче за четыре месяца и двукратное падение экспорта. Основная причина провала – сокращение спроса как внутри страны (на 3,7% в феврале), так и значительно более серьезного – в дальнем зарубежье (табл. 1).

Табл. 1

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Первое полугодие 2009 года в % к первому полугодю 2008 года
Добыча газа — всего (млрд. куб.м)	55,2	49,8	48,8	43,8	40	36,4	79,2
В том числе							
Группа "Газпром"	44,9	39,5	38,7	34,4	30,6	27,8	74,6
Остальные производители	10,3	10,3	10,1	9,4	9,4	8,6	103
Доля группы "Газпром" в общем объеме добычи (%)	81,3	79,3	79,3	78,5	76,5	76,4	
Доля остальных производителей в общем объеме добычи (%)	18,7	20,7	20,7	21,5	23,5	23,6	
Экспорт газа (млрд.	8,8	8,4	7,8	10,4	13,7	14,1	57,8

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Первое полугодие 2009 года в % к первому полугодю 2008 года
куб. м)							
Доля экспорта в общем объеме добычи (%)	15,9	16,9	16	23,7	34,2	38,7	

Источник: Минэкономразвития России

Во втором полугодии Газпром рассчитывает экспортировать почти на 40% больше газа, чем в первом. Всего за год в дальнейшем зарубежье планируется поставить 142,1 млрд. куб. м голубого топлива, то есть всего на 11% меньше, чем в рекордном 2008 г. Об этом сообщил в конце июня зампред правления российской монополии Александр Медведев. Экспортная выручка при этом должна снизиться на 38% и составить 40 млрд. долл. По мнению экспертов, экспорт газа Газпромом в Европу по итогам года вряд ли превысит 130 млрд. куб. м.

Если к тому же учесть прогнозируемое падение цен на газ со среднего уровня около \$400 за тысячу кубометров в прошлом году до \$210-230 к середине нынешнего года, то финансовые перспективы российской газовой монополии не безоблачны (рис. 1). Пока официально планируемый объем сокращения европейской выручки Газпрома составляет около \$29 млрд.

Рис. 1



При этом, однако, происходит парадоксальное в условиях падающего спроса усиление взаимозависимости Европы и России в газовых поставках. В середине августа с.г. Международное энергетическое агентство (МЭА) опубликовало свежие данные о потреблении газа в ЕС - за май. Спрос на топливо снижается, констатирует МЭА: если в I квартале было 5%-ное падение к уровню 2008 г., то по итогам января - мая - уже минус 8,5% (только в мае спрос снизился на 14% до 31,3 млрд. куб. м). В то же время, падение потребления помогло Газпрому восстановить долю на европейском рынке: в I квартале она составляла всего 16% (против 23% годом ранее), а в мае уже 32%, следует из данных МЭА.

В Газпроме уверены, что ничего особо драматического не происходит - компания увеличит экспорт во втором полугодии: европейцы будут восполнять запасы газа в хранилищах, и вспомнят о главном принципе в их контрактах с Газпромом - «бери или плати». И все же по итогам года экспорт сократится по

сравнению с 2008 г. - на 10,5% до 142,3 млрд. куб. м для Европы и Турции, гласит официальный прогноз Газпрома.¹³¹

Однако ценовая ситуация на рынках может серьезно отразиться на результатах монополии. Цены Газпрома в долгосрочных контрактах в конце лета оказались вдвое выше биржевых котировок в Евросоюзе. В первом полугодии 2009 г. это привело к падению экспорта Газпрома на 36-50%. Как сообщил специализированный еженедельник European Gas Markets, 24 августа цены на газ на торговой площадке Zeebrugge (Бельгия) при реализации газа 25 августа составили \$123 за тысячу куб. м, а при поставках через месяц, то есть 25 сентября - \$134. В то же время, по данным издания, "Газпром экспорт" в тот же период продавал газ на газоизмерительной станции Waidhaus (граница Германии и Польши) вдвое дороже - за \$264.¹³²

Во втором полугодии, по мнению экспертов, это помешает концерну вывести объем продаж на плановый уровень в 90% от показателя 2008 года.

В последнее время происходят и неблагоприятные для российских газовиков изменения в географической структуре европейского газового импорта. В январе недопоставки российского топлива компенсировались увеличением прокачки из Норвегии, Алжира и Ливии.

Пока что речь не идет о тотальной замене Газпрома другими поставщиками. Однако признаки тенденции все-таки есть. Потребление газа в Европе увеличивается там, где доля Газпрома в поставках незначительна, а в зоне преимущественно получающей российское топливо оно, наоборот, сокращается. Так, в Великобритании, где поставки из России не превышают 2% импорта, в прошлом году спрос вырос на 4,3%, а в Германии - упал на 1%.

В 2008 г. Россия покрывала 23% европейского спроса (и процент этот стабильно сокращается год за годом), норвежские поставщики обеспечивают около 18%, а Алжир - еще 10-12%.¹³³

Министр энергетики Шакиб Хелиль еще в 2007 г. заявлял, что Алжир в состоянии увеличить свои поставки к 2010 году с нынешних 55 млрд. куб. м до 78,5 млрд. куб. м. Газ из Алжира должен пойти по двум новым газопроводам в Альмерию (Испания) и Кальяри на Сицилии. Кроме того, будет модернизирован уже существующий газопровод через Тунис в Италию.¹³⁴

Планы Норвегии по наращиванию поставок в Европу в условиях сокращения спроса на газ вполне могут оказаться альтернативой газпромовским поставкам. В 2007 году Норвегия добыла 89,7 млрд. кубометров газа, а в 2012-2014 гг. планирует довести объем добычи до пика в 120 млрд., из которых на экспорт пойдет 115,1 млрд. куб. м.

Не исключено, что в 2015 году Норвегия с Россией поменяются местами в рейтинге поставщиков газа в Европе. Правда слишком уж драматизировать ситуацию не стоит. Уже к 2018 году на норвежских месторождениях прогнозируется спад, и если удастся к тому времени наладить добычу на Ямале, ситуация вернется к сегодняшней.

Объемы дополнительных поставок конкурентов были не слишком велики: прекращение украинского транзита европейские импортеры встретили с заполненными «до краев» ПХГ. Однако сам факт был принят в Брюсселе с

¹³¹ ПРАЙМ-ТАСС, 14.08.09

¹³² Коммерсантъ № 156 (4211) от 26.08.2009

¹³³ РИА Новости, справочная информация

¹³⁴ РБК daily, 28.06.07

восторгом, как результат политики диверсификации. Да и для Газпрома даже временное падение доли рынка вряд ли желательно в нынешних условиях.

Политизированные газопроводные проекты на юге Европы

Нарастают противоречия между Россией и странами-потребителями ее топлива, что заметно не только в сфере политической или правовой «надстройки», но и в продвижении ряда проектов газоснабжения.

Проект газопровода Nabucco обычно преподносится как серьезная угроза российскому экспорту газа. Предполагается, что по нему в Европу через Малую Азию пойдет азербайджанский, туркменский, иракский и даже иранский газ. Таким образом, Евросоюз намерен снизить энергетическую зависимость от России. По мнению независимых экспертов, «Южный поток» и Nabucco не просто конкурируют, а взаимоисключают друг друга, поскольку потребности в газе у стран ЕС в перспективе, как отмечалось выше, будут значительно ниже предлагаемых объемов поставок (рис. 2).

Официальная точка зрения российских властей – два трубопроводных проекта на юге Европы не являются конкурентами. «Чем больше возможностей для поставки газа потребителям будет, тем лучше», – заявил в начале июля с.г. курирующий ТЭК вице-премьер Игорь Сечин.¹³⁵ Это мнение совпадает с позицией европейских стран, готовых поддержать оба проекта. В то же время обострившаяся в последнее время гонка – какой из проектов будет запущен скорее – не только не соответствует такой сдержанной позиции, но и вредит нормальному процессу подготовки точных экономических расчетов эффективности и конкурентоспособности.

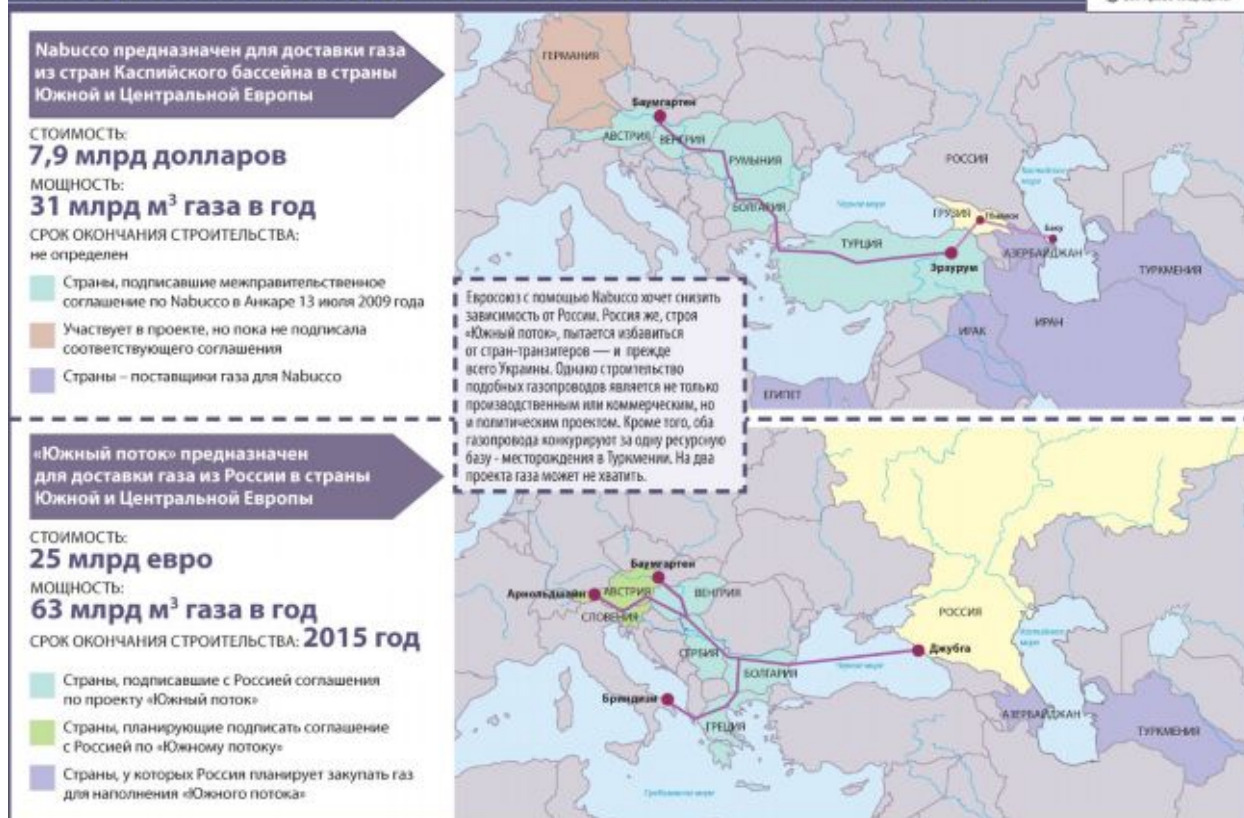
Разговоры о том, что эти проекты являются конкурентами, а потому необходимо во что бы то ни стало гнать «Южный поток» с опережением, абсолютно неуместны, поскольку ничего страшного для Газпрома в связи с активизацией Nabucco не происходит. Другое дело, что тактически Газпрому важно продолжать давление на ключевые страны в деле реализации «Южного потока». В этом случае он может получить сразу несколько преимуществ – с одной стороны, ускорить само строительство, а с другой, как это ни парадоксально, – добиться включения на выгодных для себя условиях в проект Nabucco. Получив доступ к Nabucco, Газпром только укрепит свое присутствие в том же каспийско-центральноазиатском регионе и на европейском рынке (о чем ниже).

Рис. 2

¹³⁵ ПРАЙМ-ТАСС, 02.07.09

КОНКУРЕНЦИЯ NABUSSO И «ЮЖНОГО ПОТОКА»

ВЗГЛЯД
ВСЕ ПРАВА ЗАЩИЩЕНЫ



Источник: VZ.RU

Предполагается, что газопровод «Южный поток» пройдет по дну Черного моря из Новороссийска в болгарский порт Варну. Далее его две ветви пройдут через Балканский полуостров в Италию и Австрию, хотя их точные маршруты пока не утверждены. Согласно планам, проект должен вступить в строй к 2013 году. Пропускная способность газопровода должна составить 63 миллиарда кубометров газа в год. Общий объем инвестиций в проект оценивается в 25 миллиардов евро.

Меморандум о взаимопонимании по реализации проекта между итальянской компанией ENI и Газпромом подписан 23 июня 2007 года в Риме. Затем 8 января 2008 года к проекту «Южный поток» присоединилась Болгария, 21 января правительство Сербии и Газпром заключили пакет соглашений, в состав которого входит участие Сербии в проекте. 28 февраля Россия и Венгрия подписали соглашение о сотрудничестве при реализации проекта. Наконец, 29 апреля к проекту присоединилась Греция. Сейчас на стадии согласования находится проект соответствующего соглашения со Словенией, планируется подписание межправительственного соглашения с Австрией.

К проекту могут присоединиться другие страны, но их участие будет касаться лишь наземной сети газопроводов. Та же часть, которая пройдет по дну Черного моря, будет принадлежать Газпрому и итальянской ENI в равных долях – 50% на 50%.

Проект Nabucco предполагает транспортировку природного газа в европейские страны в обход России - через Азербайджан, Грузию, Турцию, Болгарию, Венгрию, Румынию и Австрию. При этом он должен стать продолжением уже существующего газопровода Баку – Тбилиси - Эрзурум. Планируется начать строительство нового газопровода в 2010 году, а осуществлять поставки газа по

нему с 2014 года. Мощность – 31 млрд. куб. м. Стоимость строительства – 8 млрд. евро. До сих пор у инициаторов проекта нет ни одного соглашения с потенциальными поставщиками газа

Сложный политический контекст развития каспийско-черноморского газового узла

Кажущаяся несколько чрезмерной в условиях сокращающегося газопотребления нацеленность ЕС на диверсификацию источников поставок топлива вызвала заметную активизацию усилий ряда государств, ранее не являвшихся самостоятельными участниками газового рынка, по развитию собственной газодобычи и присоединению к проектам доставки газа на европейский рынок. Сюда относятся страны Северной Африки и Ближнего Востока, только в самое последнее время начавшие уделять повышенное внимание собственному газовому сектору (Ливия, Египет, Ирак, Сирия). В исследуемом регионе выделяются Иран, Азербайджан и Туркмения, прежде всего, как наиболее вероятные ресурсные базы заполнения газопровода Nabucco. Особую нишу занимает Турция, без которой, несмотря на полное, фактически, отсутствие собственной добычи, невозможен ни один из планируемых крупных газопроводных проектов.

Говорить об *Иране* как о потенциально значимом участнике евразийского газового рынка можно, только сделав важное допущение: военное развитие противостояния с мировым сообществом по проблеме обогащения урана невозможно. Такое допущение представляется вполне оправданным, поскольку появляется все больше признаков того, что конфронтация США и Запада с Ираном по ядерной проблематике снижает накал. Наверное. Именно так стоит расценивать миролюбивые сентенции нынешнего президента США Б. Обамы. Хотя, как он подчеркнул в ходе итоговой пресс-конференции на саммите G20 в Питтсбурге (26 сентября 2009 г.), Белый дом не исключает военного пути против ядерного Ирана, но более предпочтителен – дипломатический.¹³⁶

В свою очередь, Тегеран, чувствуя ослабление угрозы военного противостояния с Америкой, начинает усиливать собственное позиционирование как доминирующей региональной державы. Так, 24 марта 2008 г. Иран заявил о подаче официальной заявки на вступление в Шанхайскую организацию сотрудничества (ШОС).¹³⁷ Иран уже не первый год стремится в ШОС, где он наряду с Индией, Монголией и Пакистаном пока представлен в качестве наблюдателя. В то же время, на сегодняшний день Иран выступает одним из ключевых экономических игроков именно в зоне естественных интересов ШОС – в регионе так называемой Большой Центральной Азии, и, если исходить из экономической активности и целесообразности, у Ирана есть все основания быть полноправным членом этой организации. Немедленному вступлению Ирана в ШОС препятствуют формально – процедурные вопросы, а на практике – ядерное досье.

Конфликт России с Грузией, а затем газовый кризис января 2009 г. усилил внимание к политической и энергетической роли *Турции*. После войны в Южной Осетии отношения России и Турции заметно потеплели. Анкара в лице главы правительства страны Реджепа Эрдогана во время военных действий в Южной Осетии выразила поддержку России и заявила, что готова оказать всю необходимую помощь в урегулировании конфликта в регионе. Турция предложила также создать

¹³⁶ Rosbalt, 26.09.09

¹³⁷ Коммерсантъ № 48 (3865) от 25.03.2008

Союз сотрудничества и безопасности на Кавказе, целью которого должно стать обеспечение мира и безопасности усилиями всех заинтересованных стран региона – Турции, России, Грузии, Армении и Азербайджана. Анкара ведет активную работу по подключению к союзу Еревана и Баку.

По мнению экспертов, сближение Анкары с Москвой после военной агрессии Грузии в Южной Осетии не случайно и стало возможным благодаря событиям, которые произошли в турецкой области Эрзинджан накануне южноосетинского конфликта, когда был взорван турецкий отрезок трубопровода Баку – Тбилиси – Джейхан. Ответственность за инцидент взяла на себя запрещенная в Турции Курдская рабочая партия. Связка курдского вопроса в Турции с российско-грузинским противостоянием на Кавказе многократно увеличивает риски, связанные с транзитом углеводородов и наносит огромный ущерб позиции Турции как важнейшей транзитной страны в регионе.

Стабильность на Кавказе, ставшая основой турецко-российского сближения, нужна Турции не только по экономическим соображениям. Турция готовится к серьезному обострению на границе с Ираком после того, как из страны будут выведены американские войска. Курдистан, который неизбежно отделится от Ирака, столь же неизбежно предъявит права на турецкие территории, населенные курдами. Возникновение на северных границах Турции еще одного очага напряженности стало бы для страны губительным, заставив ее вести войну на два фронта.

Январский (2009 г.) газовый конфликт между Москвой и Киевом оказался весьма на руку Анкаре, которая не замедлила активизировать собственное позиционирование как важнейшей транзитной альтернативы России в газоснабжении Европы.

Таким образом, и Анкара, и Тегеран заметно активизировали политический натиск не только на восточном, но и на западном, европейском направлении, активно применяя энергетические козыри в качестве приманки, в первую очередь, для чрезмерно озабоченных собственной энергобезопасностью европейцев. Правда, роль двух стран в энергоснабжении Европы различна, поскольку Иран является в перспективе мощным источником газа, а Турция как нетто-импортер топлива способна быть только транзитером. Именно поэтому ситуация с Ираном вызывает пристальное внимание в столицах европейских государств. Кроме того, политическая поддержка Тегерана может стать для Анкары оправданием стремления покупать газ на своей границе и экспортировать его далее как свой собственный, не пуская иранцев в транзитные и маркетинговые схемы.

Энергетические возможности Ирана

Анализируя политический контекст ситуации вокруг Ирана, крайне важно учитывать то обстоятельство, что у Тегерана, помимо политического и военного, имеется и другой важнейший ресурс международного позиционирования: энергетический.

По величине нефтяных запасов Иран занимает четвертое место в мире после Саудовской Аравии, Ирака и Кувейта. В списке крупнейших мировых производителей «черного золота» Исламская Республика также находится на четвертой строчке, уступая все той же Саудовской Аравии, а также США и России. Большая часть производимой Ираном нефти поставляется на экспорт. В феврале 2008 г. добыча нефти в стране достигла рекордного уровня за 30 лет – 4, 184 млн. барр. в сутки¹³⁸.

¹³⁸ BP Statistical Review of World Energy 2008. June.

По запасам природного газа Иран занимает второе место в мире после России и может поставлять это сырье на мировой рынок. Добыча газа в стране ежегодно растет на 10% и в 2007 г. достигла 112 млрд. куб. м (рис. 3).¹³⁹

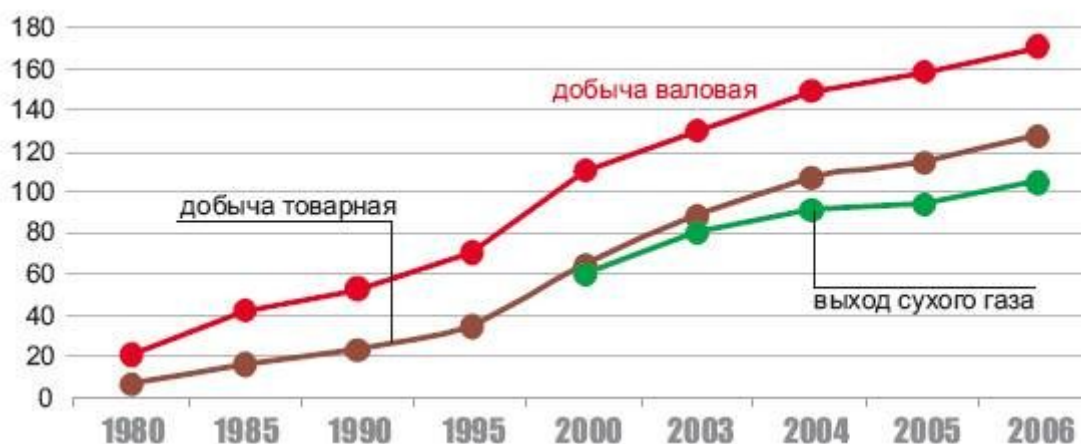
Иран располагает крупными газовыми месторождениями, среди которых выделяется «Южный Парс» – крупнейшее месторождение в мире с запасами 14 трлн. куб. м газа и 18 млн. барр. Конденсата, что составляет примерно 8% от общих мировых запасов газа и около половины газовых запасов Ирана.¹⁴⁰ Сейчас введены в эксплуатацию восемь очередей месторождения, каждая из которых производит 25 млн. куб. м газа в день.

Месторождения природного газа расположены в основном в нескольких километрах от морской береговой линии, в частности, от береговой линии мелководного Персидского залива. Их несложно разрабатывать при относительно низких затратах.

Значительная часть газа, извлекаемого из недр (валовая добыча), закачивается в нефтяные месторождения для повышения производительности скважин. Велики потери, связанные со сжиганием в факелах попутного газа. В настоящее время в Иране повторно закачивается в пласт около 30 млрд. куб. м добываемого газа (свободного и попутного), сжигается в факелах или выпускается в атмосферу около 12,6 млрд. куб. м газа в год.

При переработке добываемого газа происходит очистка его от сопутствующих компонентов (например, серы) и извлечение полезных углеводородных компонентов (сжиженные углеводородные газы – СУГ); сухой газ, получаемый в результате и используемый в энергетических целях, довольно существенно отличается по объему от товарного. В процессе переработки ежегодно теряется около 22 млрд. куб. м природного газа.

Рис. 3. Добыча газа в Иране



Источник: mineral.ru

Принимая во внимание ресурсный потенциал и возможности для реализации крупных проектов по освоению месторождений газа и привлечению средств иностранных инвесторов, высшие власти страны решили быстрыми темпами развивать газовую отрасль с тем, чтобы стать ведущим экспортером природного газа и важным поставщиком энергоносителей в мире в течение предстоящих

¹³⁹ Там же.

¹⁴⁰ Информационный портал Каспий Ньюс, 29.05.2009

десятилетий. В перспективной 20-летней программе социально-экономического развития Ирана руководство страны поставило задачу увеличения доли Ирана на мировом газовом рынке до 10%. Составной частью комплексного плана является создание благоприятных внутренних условий для увеличения объемов экспорта иранского природного газа. Исключительно высокие темпы роста внутреннего потребления природного газа в Иране свидетельствуют о том, что действующие низкие газовые тарифы стимулируют нерациональное потребление газа населением, развитие энергоёмкого производства и строительство энергоёмких газотурбинных тепловых электростанций. В этих условиях газодобывающая промышленность страны работает только в интересах внутренних потребителей, и ни о каком экспорте газа не может быть и речи.

По заявлениям тегеранских чиновников, в 2015 г. Иран сможет экспортировать примерно 60 млрд. куб. м газа по трубопроводам, однако распределение этого количества пока вызывает сомнения.¹⁴¹ График разработки газовых залежей в Иране не вполне соблюдается. Рассчитывать, что в 2015 г. появится свободный объем экспортного газа до 60 млрд. куб. м в год было бы преждевременно.

Европа расширяет контакты с Ираном

В то же время по мере роста цен на энергоносители растет интерес иностранных компаний к газовым запасам Ирана. Под угрозой ужесточения международных санкций, которые наверняка станут заменой военного решения иранской проблемы, Тегеран активизирует энергетическую дипломатию в странах ЕС. Со своей стороны, европейцы, обуреваемые жадной диверсификации источников газовых поставок, пытаются отделить политику от энергетики и завязывают контакты с Тегераном.

Энергетический диалог с Тегераном давно ведут португальцы. Закрытые переговоры между Национальной иранской нефтяной компанией и португальской государственной компанией Galp продолжаются с 2006 г. Если они завершатся успехом, Тегеран станет одним из поставщиков сжиженного газа в Португалию, а Galp получит право на долевое участие в добыче природного газа в Иране.

Сообщалось также, что Иран ведет переговоры с итальянской компанией Edison о поставках природного газа в Италию. Как сообщил в декабре 2008 г. министр нефтедобывающей промышленности Ирана Голамхосейн Нозари, на конец 2008 г. поставки должны были составить 42,5 с последующим увеличением до 127,4 млн. куб. м.¹⁴²

В середине марта контракт на поставку газа из Ирана заключила швейцарская государственная Elektrizitaets-Gesellschaft Laufenburg Group (EGL), владеющая активами в разных странах Европы и торгующая там электроэнергией. С 2009 г. Швейцария будет покупать до 5,5 млрд. куб. м газа ежегодно. Потребности Швейцарии ограничены 3 млрд. куб. м газа, так что 2,5 млрд. трейдер планирует продавать в Италии.¹⁴³ Ожидается, что после 2012 г., когда будет введен в эксплуатацию Трансадриатический газопровод, объемы экспорта возрастут.

Вслед за Швейцарией договор на поставку иранского газа заключила Австрия. Австрийская EconGas GmbH намерена с 2013 г. начать закупки природного газа в

¹⁴¹ Иран и перспективы экспорта газа из Прикаспийского региона, Central Asia in Transition N61

¹⁴² Reuters, 24.12.2007

¹⁴³ Коммерсантъ № 48 (3865) от 25.03.2008

Иране. Об этом сообщил журналистам глава компании Михаэль Пайссер¹⁴⁴. Судя по всему, заявление М. Пайссера – итог достигнутых еще в 2004 г. договоренностей между EconGas, OMV (владеет 50% EconGas) и NIGEC. Тогда компании подписали меморандум о взаимопонимании, в котором декларировалось намерение сторон развивать долгосрочное сотрудничество в области геологоразведки, поставок природного газа и участия иранской компании в проекте газопровода Nabucco.¹⁴⁵

Точку зрения сторонников газовых контактов с Ираном озвучил бывший исполнительный директор Международного энергетического агентства (МЭА) Клод Мандиль, заявивший в интервью российскому агентству Интерфакс, что реализация Nabucco возможна только с участием Газпрома. Это хоть и не избавит Европу от зависимости от России, но в перспективе подготовит появление в этой трубе иранского газа. «Мы предлагаем, чтобы Франция постаралась склонить своих партнеров по Евросоюзу продвигаться именно в этом направлении», – надеется К. Мандиль, на правах независимого эксперта консультирующий французское правительство¹⁴⁶.

В октябре 2008 г. было объявлено, что Турция намерена заключить соглашение об импорте газа из Ирана. По утверждению министра энергетики Турции Хильми Гюлера, окончательный текст договора согласован, и нет препятствий для его подписания. По условиям соглашения, турецкая государственная нефтегазовая компания «ТРАО» будет вести собственные разработки на иранском месторождении «Южный Парс», а добытый газ направлять по трубопроводу в Турцию. Здесь он будет использоваться как для внутренних нужд, так и для реэкспорта в Европу.¹⁴⁷

В августе 2008 г. во время визита в Турцию иранского президента Ахмадинежада уже была предпринята попытка подписания такого соглашения, однако она не удалась из-за противодействия США, стремящихся к экономической изоляции Ирана. Теперь, когда отношения Турции и США обострились из-за проблемы Северного Курдистана, а также наметившегося сближения Анкары и Москвы, Турция готова к газовому сотрудничеству с Тегераном.

Иран в Nabucco: политические игры на энергетическом поле

Иранские официальные лица уже не раз предлагали свою страну в качестве основы ресурсного обеспечения этого газопровода, который в Европе и США рассматривают как основной маршрут диверсификации газовых поставок в ЕС. Для Ирана в этой ситуации, по меткому определению индийского аналитика К.М. Бадракумара¹⁴⁸, Nabucco становится пропуском к интеграции с ЕС.

Напомним, что проект Nabucco разрабатывался изначально именно под иранский газ. Австрийский энергетический концерн OMV, как сказано выше, для наполнения трубопровода готовился разрабатывать иранское месторождение «Южный Парс». Затем, в связи с обострением отношений между Тегераном с США, газопровод переориентировали на азербайджанский газ.¹⁴⁹ Однако этой сырьевой базы явно не хватит, ведь минимально рентабельная мощность Nabucco должна составлять не менее 30 млрд. куб. м в год.

¹⁴⁴ Газета, 24.03.2008

¹⁴⁵ [Нефть России](#), 25.03.08

¹⁴⁶ Интерфакс. 21.09.08

¹⁴⁷ [RusEnergy](#), 09.10.08

¹⁴⁸ Bhadrakumar M K. US moves towards engaging Iran // Asiatimes. 2008. 27 March.

¹⁴⁹ Utro ru., 01.02.08

Побывавший в начале сентября 2008 г. в Вене на конференции ОПЕК министр нефти Ирана Голямхосейн Нозари воспользовался случаем, чтобы продвинуть газовый бизнес своей страны. В интервью газете Wiener Zeitung он призвал крупнейшую нефтегазовую компанию Австрии OMV «как можно быстрее включить Иран в проект газопровода Nabucco». Австрийцы, по его словам, должны поспешить с заключением конкретных контрактов на закупку: «Мы не хотим ждать OMV вечно. В этом году мы заключили массу контрактов на поставку газа, больше, чем когда бы то ни было. Европе нужен Иран, и Австрия, у которой с нами отличные отношения, должна показать пример европейцам».¹⁵⁰

Заявление прозвучало на фоне очередного витка политических усилий по продвижению проекта, главная проблема которого – отсутствие достаточных гарантий поставок газа. 13 июля 2009г. в Анкаре Турция, Австрия, Болгария, Румыния и Венгрия подписали межправительственное соглашение по строительству газопровода Nabucco.

Не получая внятных откликов со стороны европейцев по поводу своего участия в Nabucco, Тегеран, похоже, решил слегка поугубить Брюссель собственными планами альтернативных маршрутов доставки. В конце сентября 2008 г. было объявлено, что Иран намерен построить собственный газопровод для транспортировки природного газа в Европу, причем оператором газопровода с рабочим названием Pars должна стать известная европейская компания. Как заявил заместитель министра нефти Ирана Акбар Торкан, Pars будет ответом Тегерана на поддерживаемый Евросоюзом трубопровод Nabucco и «Южный поток» «Газпрома». Торкан уверен, что ограничения, наложенные США на иностранные инвестиции в Иране, не отпугнут европейских партнеров от проекта, так как никто не запрещал им вкладывать средства вне Ирана. «Мы построим трубопровод до границы, а они будут строить дальше», — сказал чиновник. Из Ирана трубопровод Pars пойдет в Турцию, в Грецию, Италию, далее в Швейцарию, Австрию и Германию. Тегеран планирует поставлять через него 37 млрд. куб. м газа ежегодно. Стоимость только иранского участка газопровода до границы с Турцией - 4 млрд. долл. Однако, когда Pars будет построен, не озвучивается¹⁵¹.

Правда, несмотря на свои заявления о готовности ресурсно поддержать проект Nabucco, Иран в последнее время несколько поменял концепцию вывода своего газа на европейский рынок. Сейчас речь идет о маршруте газопровода через Ирак и Сирию. Не исключено, что это делается для давления на Турцию с тем, чтобы заставить ее пойти на подписание транзитного договора и отказаться от политики перепродажи иранского газа. Хотя, вероятнее, подключение Ирака к газоснабжению Европы имеет целью более плотную привязку Ирака и является инструментом расширения иранского влияния в этой стране. Проект не лишен перспективы. Во всяком случае, Европа смотрит на богатый углеводородами Ирак с интересом: по словам вице-премьера председательствующей сейчас в ЕС Чехии Александра Вондры, в ближайшее время будет заключен меморандум о взаимопонимании в энергосфере между ЕС и Ираком. Заодно европейцы получат возможность получить газ из Ирана и Ирака без участия Турции, стремящийся поменять свой транзит на вступление в ЕС.

Стоит отметить, что свои политические декларации Иран сопровождает реальными делами. Сюда, безусловно, можно отнести и расширение импорта газа из Туркменистана. После предстоящего в декабре пуска газопровода

¹⁵⁰ Время новостей, 15.09.2008

¹⁵¹ Bloomberg, 25 .09.08

Партнер или конкурент?

После подписания соглашений о сооружении газопровода «Южный поток» в начале 2008 г. возникло ощущение, что геополитический проект Nabucco окончательно похоронен. Помимо отсутствия ресурсной базы, на европейском конце трубы может возникнуть проблема сбыта. Однако упорство инициаторов проекта показывает, что поиск источников поставок газа еще не закончен, и одним из его направлений является Иран.

Тегеран прекрасно осознает собственную значимость в проекте Nabucco и активизирует свое позиционирование в качестве альтернативы России в газовых потоках с южного направления. В интервью Голямхосейн Нозари сказал: «Все признают, что осуществление проекта без участия иранской стороны невозможно. Нельзя игнорировать страну, которая располагает 16% всех мировых запасов природного газа».¹⁵²

Правда, иранские официальные лица крайне озабочены реакцией Газпрома. Глава иранского МИД Манучехр Моттаки в ходе визита в Болгарию весной 2008 г. назвал Nabucco одним из возможных направлений сотрудничества между Ираном и ЕС. Это было сказано в Софии, где накануне был подписан российско-болгарский договор о строительстве газопровода «Южный поток», поэтому заявление министра может быть расценено как вызов российской энергетической стратегии. Сам Моттаки поспешил заверить, что не собирался сталкивать российские и иранские интересы в газовой сфере.¹⁵³

Однако так ли это на самом деле?

Приход на европейский газовый рынок Ирана с перспективой освоения его газовых запасов может серьезно нарушить сложившийся баланс интересов, и без того постоянно подвергающийся сомнению со стороны европейских потребителей. Можно выделить три группы угроз газовым интересам России.

Инфраструктурные. Иранский газ вкупе с иракским (в случае реализации активно продвигаемых американцами проектов освоения газовых месторождений Ирака) станет ресурсным фундаментом, который позволит начать практическое осуществление Nabucco. Сегодня эта возможность может представляться гипотетической, однако факт наличия потенциальных резервов свободного газа для этого трубопровода означает необходимость активизации и ускорения проекта «Южный поток».

Как отмечалось выше, контракт на поставку иранского газа в Швейцарию базируется на скором запуске Трансадриатического газопровода. Это совместный проект EGL и норвежской StatoilHydro. Запланированная мощность первой нитки газопровода, строительство которой должно начаться в 2010 г., составляет 10 млрд. м³ в год. Стоимость трубы от греческого города Салоники до итальянского порта Бриндизи (186 км по греческой территории, 201 км по албанским горам и 115 км по дну Адриатики) – 1,5 млрд. евро.¹⁵⁴

Впрочем, окончательного технико-экономического обоснования проекта пока нет. Ожидается, что в дальнейшем этот газопровод может быть подключен к действующему газопроводу из Ирана в Турцию. Тегеран и Анкара уже договорились об увеличении экспорта иранского газа в Европу через территорию Турции. Помимо расширения действующей магистрали, стороны планируют строительство второго

¹⁵² Время новостей. 15.09.08

¹⁵³ См., например, Oilru.com, 28.01.08

¹⁵⁴ Прайм-ТАСС, 09.04.08

газопровода. Таким образом иранский газ будет поступать сразу в две экспортные артерии, ведущие в Европу.

А это означает борьбу за рынки сбыта. Доминировавшее ранее мнение о необъятности европейских газовых appetites разбито реалиями кризиса. Рынок сужается, игроков, желающих приобщиться к высоким европейским ценам со своим газом, становится все больше. В этих условиях игнорировать или недооценивать газовый потенциал Ирана и было бы неразумно. Существует еще один сценарий, значительно более выигрышный для Газпрома: переориентация газовых богатств Ирана на Восток, в сторону Китая, Пакистана и Индии. Есть ли смысл Ирану ждать изменения позиции США, когда имеются потребители на Востоке, готовые обеспечить колоссальный спрос на энергоносители, и менее, чем Европа, настроенные оглядываться на Вашингтон?

В любом случае европейское направление пока в иранских планах не доминирует. 20 млрд. куб. м Иран планирует поставлять в Индию, 7 млрд. – в Пакистан, 2,3 млрд. – в Армению. Даже с рядом арабских соседей Тегеран заключил контракты на поставки газа: с ОАЭ на экспорт 14 млн. куб. м в сутки, с Кувейтом – на 8 млн. куб. м в сутки.¹⁵⁵

Конкуренция за рынки сбыта неизбежно перейдет в плоскость *ценовой конкуренции*. Эта третья группа рисков уже начала проявлять себя после солидарного заявления газовиков Туркмении, Казахстана и Узбекистана о переходе на европейские цены в контрактах с Газпромом. Концерн согласился со своими среднеазиатскими поставщиками, хотя для него эта ситуация ведет к сокращению возможностей маневра в случае ценовой конкуренции за рынки сбыта. В то же время, предложение А. Миллера президенту Азербайджана закупать весь азербайджанский экспортный газ еще больше обозначило новую ценовую стратегию Газпрома: российский концерн меняет прибыль от перепродажи газа на европейском рынке на сохранение собственного влияния на всем евразийском газовом пространстве, то есть меняет прибыль на контроль. Кризис продемонстрировал уязвимость этой стратегии: сокращение спроса на Украине и в Европе плюс падение цен на газ привели к остановке в начале 2009 г. газовых поставок из Туркмении Газпрому. Однако уже в сентябре Москва пришла к мнению о необходимости восстановления торговли в сокращенных объемах. При этом добиться снижения цен от Ашхабада не удастся. Возможно, даже в сложной обстановке кризиса стремление Газпрома купить себе монопольное положение на европейском рынке сохраняется.

Иран активно играет не только на стремлении ЕС снизить энергетическую зависимость от России, но и существенно сэкономить. Например, цена 25-летнего контракта NIGEC с швейцарской EGL оценивается в диапазоне 10–22 млрд. евро, то есть цена 1 тыс. м³ составит от 90 до 200 евро.¹⁵⁶ Это ниже, чем «кризисная» среднеевропейская цена «Газпрома», хотя крайне низкий спрос на газ в Европе оказывает более серьезное понижающее влияние на цены топлива, чем все дорогостоящие попытки диверсификации источников поставок.

Поскольку западные компании были вынуждены заморозить сотрудничество с Ираном в связи с режимом санкций, Тегеран начал переговоры с компаниями Индии, Турции и России. Из них пока только одна участвует в освоении Южного Парса – российский «Газпром», который в начале века вместе с Total вводил в эксплуатацию фазы 2 и 3. «Газпром» пытался войти в проект освоения фаз 4–5 и 15–16, однако оба раза на тендерах выбор был сделан не в его пользу.

¹⁵⁵ www.fsk.ru, 27.01.09

¹⁵⁶ Газета, 25.03.08

В 2008 г. российско-иранские переговоры активизировались: разным составом стороны встречались и весной, и летом. В конце апреля Газпром и Иранская национальная нефтяная компания (NIOC) подписали меморандум о взаимопонимании и сотрудничестве в нефтегазовом секторе. После отказа Total от инвестиций в 11-ю фазу, Газпром и NIOC подписали меморандум, где «Южный Парс» и «Северный Азадеган» упомянуты как проекты для совместной разработки, к ним добавлены своповые операции с газом и взаимодействие в строительстве нефте- и газотранспортной инфраструктуры.¹⁵⁷

Не исключено, что активизация Газпрома на иранском направлении в 2008 г. была связана с попыткой Москвы создать управляемую организацию экспортеров газа по типу ОПЕК. Однако крайне ограниченный успех этой затеи и последовавший глобальный кризис серьезно девальвировали кооперационные настроения Газпрома. О чем свидетельствуют исключительно символические объемы инвестиций, предусмотренных в 2009 г. для освоения иранского месторождения «Южный Парс» - 7,4 млн. руб. и лишь в рамках сервисного контракта, заключенного еще в конце 1997 года. Пока, видимо, российский холдинг не договорился об участии в разработке проекта, но даже небольшие вложения в рамках сервисного контракта увеличивают его шансы на допуск к месторождению.¹⁵⁸

Справедливости ради стоит отметить, что существуют и объективные коммерческие причины для сдержанности международных инвесторов (не только Газпрома). Единственная разрешенная форма иностранных инвестиций в иранскую нефтегазовую промышленность – это сделки типа buyback, хотя и такие контракты всякий раз сталкиваются с бурной критикой со стороны местных патриотов, которые уверены, что иностранцы опять получают больше, чем им причитается. При использовании buyback инвестиции, по сути, трансформируются в суверенный долг иранского государства перед инвестором по ставке 15-17% годовых. А расплачиваться иранцы зачастую предпочитают нефтью или газом, которые помогла добыть иностранная компания, продавая ей это сырье по льготной цене.

При таком способе возмещения затрат платежи могут тянуться годами. С такой проблемой столкнулись, например, Газпром и его партнеры: французская Total и малазийская Petronas, которые в 2003 году сдали в эксплуатацию фазы II и III иранского проекта «Южный Парс». Вложенные в проект деньги давно числятся в отчетах российской компании как «долгосрочные финансовые вложения», и при нынешней скорости поступления средств будут полностью погашены не ранее 2010-2011 годов.¹⁵⁹ Не случайно, вероятно, переговоры иранцев с Газпромом об участии в дальнейшем освоении Южного Парса ограничиваются ничего не значащими заверениями российских менеджеров в заинтересованности. По сведениям из источников в компании, этот проект больше не рассматривается в качестве перспективных.

Существует и альтернативная газовая стратегия Тегерана. Как вариант выхода на рынки рассматривается развитие производства сжиженного природного газа (СПГ). Переговоры об этом ведутся с целым рядом ведущих компаний, в т.ч. British Gas, NIOC, Royal Dutch/Shell, Total. планы построить четыре завода по сжижению газа на побережье Персидского залива в портах Томбак, Ассалих и Канган вблизи гигантского газоконденсатного месторождения Южный Парс.

Каждый из проектов предусматривает производство СПГ в объеме 9.6 млн. т в год. Сырьем послужит газ, добытый на 11-14-й фазах освоения Южного Парса.

¹⁵⁷ Iran News, 14.07.08

¹⁵⁸ РБК daily, 16.09.09

¹⁵⁹ RusEnergy, 11.07.2007

Экспорт начнется в следующем десятилетии, и будет направлен на рынки Европы, Южной и Восточной Азии.¹⁶⁰

Тегеран также планирует экспортировать СПГ на условиях замещения. Потребность в газе северных провинций страны иранская сторона готова обеспечивать за счет поставок из соседних стран, в первую очередь из Туркменистана. Взамен получаемого газа Иран будет передавать эквивалентный объем СПГ для продажи в странах Азиатско-Тихоокеанского региона.

Пока Иран не принял окончательного решения. Однако с точки зрения позиций на европейском рынке вариант иранского СПГ для Газпрома предпочтительнее, поскольку поле для конкуренции здесь значительно уже.

Турция становится важным игроком европейского газового рынка

В последнее время амбиции Ирана по присоединению к Nabucco активно поддерживает Турция. Премьер-министр Турции Реджеп Тайип Эрдоган публично подчеркивает, что без Ирана достаточного количества газа для Nabucco не будет. Турки объективно заинтересованы в запуске газопровода через свою территорию, а Иран представляется оптимальным источником его заполнения. Иран - ближайший сосед. Здесь работают свыше 5 тысяч турецких фирм с суммарным капиталом более 20 млрд. долл. Объем взаимной торговли двух стран составляет 7 млрд. долл., а к 2010 году планируется его рост до 10 млрд. Иранский газ уже давно приобретает Турцией (свыше 10 миллионов кубометров в сутки). Две страны подписали рамочное соглашение о транзите иранского газа в Европу еще в июле 2007 года в обмен на участие турецкой компании ТРАО в разработке месторождения Южный Парс в Персидском заливе. Анкаре поддержка иранского участия в Nabucco сулит и политические, и экономические выгоды. Первые состоят в том, что Турция в случае успеха этого проекта существенно повысит свой геополитический вес в глазах европейцев, а это может помочь осуществлению давней турецкой мечты – вступлению в ЕС. Экономические же выгоды заключаются в том, что поступления от транзита иранского газа в турецкую казну помогут выровнять дисбаланс в турецко-иранской торговле и уменьшить имеющийся дефицит. Турки еще в июле 2007 года согласились инвестировать 3,5 млрд. долл. в расширение и модернизацию газовых мощностей Ирана, и при этом запланировано строительство газопровода длиной 2 тысячи километров. **Фактически речь идёт о создании нового турецко-иранского газового альянса**, считает эксперт Института стратегических исследований Аджар Куртов.¹⁶¹

Благодаря своему уникальному географическому положению, быстро развивающейся экономике, росту политического веса Турция стремительно становится не только региональной «сверхдержавой», но и важнейшим игроком в энергетической сфере Евразии. Газовый проект Nabucco в этом контексте еще более усилит позиции Анкары в регионе.

Растет значение турецкого газового рынка и для российского экспорта. По итогам 2008 года доля российского газа на турецком рынке превысила 65%. Россия поставляет в Турцию в 4 раза больше газа, чем ее ближайший конкурент Иран и в 5,5 раза больше, чем Алжир. В абсолютных значениях экспорт превышает 23,8 млрд. куб. м в год.¹⁶² Основная часть российского газа идет в Турцию по так называемому Балканскому транзитному коридору через Румынию и Болгарию, куда

¹⁶⁰ RusEnergy, 24.08.09

¹⁶¹ www.fsk.ru, 27.01.09

¹⁶² Bloomberg, 24.09.09

в свою очередь доставляется по территории Украины и Молдавии. На безтранзитный «Голубой поток» приходится пока лишь около 10 млрд. куб. м в год.

Визит В. Путина в Анкару в августе 2009 г. продемонстрировал появление определенной гибкости в политике Москвы. В качестве дополнительного бонуса за разрешение на строительство «Южного потока» Турция получила от России принципиальное согласие рассмотреть возможность участия в реализации проекта нефтепровода Самсун-Джейхан. Турция уже не раз приглашала Россию к участию в этом проекте, который должен соединить черноморский порт Самсун и средиземноморский Джейхан и позволит транспортировать нефть в обход проливов Босфор и Дарданеллы на Черном море. Операторами проекта являются турецкий холдинг Calik Energy и итальянская Eni. При этом решение России о возможном участии в данном проекте ничуть не снизит заинтересованность российских компаний в реализации проекта «Бургас-Александрополис» по поставкам российской нефти в Европу. Таким образом, Россия, также как и Турция, может оказаться участником двух фактически конкурентных проектов - возможная выгода победила политические предпочтения.

Примечательно, что на турецком направлении Газпром столкнулся с новой реальностью газового рынка. Турция планирует перевести переговоры с Россией о смягчении условий поставки газа. Как передало 25 сентября 2009 г. агентство Bloomberg со ссылкой на министра энергетики страны Танера Йылдыза, в частности Турция хочет добиться двухлетней приостановки действия принципа "бери или плати" (take or pay), в соответствии с которым турецкая сторона должна платить за законтракованный, но невыбранный газ. Желание смягчить условия контракта руководство страны объясняет тем, что мировой финансовый кризис вызвал снижение потребления газа. Так, в 2009 году, по оценкам министра, энергопотребление в стране снизится на 5,4%.¹⁶³

События июля-августа 2009 г. еще больше обострили политическую борьбу вокруг конкурентных проектов газоснабжения юга Европы: европейского Nabucco и российско-итальянского «Южного потока».

13 июля в Анкаре было подписано межправительственное соглашение по проекту Nabucco. Подписи под документом поставили главы правительств Турции, Австрии, Венгрии и министры энергетики Болгарии и Румынии.

Азербайджан – единственный поставщик Nabucco

Примечательно, что участие в церемонии подписания соглашения приняли лишь потенциальные транзитёры, но не поставщики. Узбекистан, Казахстан, Туркмения и, тем более, Иран, никаких формальных обязательств по наполнению Nabucco не приняли. Кроме того, в конце июня Газпром подписал с Государственной нефтяной компанией Азербайджана соглашение о перспективных закупках азербайджанского газа, после чего Баку объективно не может рассматриваться в качестве серьёзного участника проекта. Именно газ азербайджанского месторождения Шах-Дениз должен был стать источником заполнения первой стадии Nabucco (10 млрд. куб. м).

На сегодня единственным более или менее реальным поставщиком газа для Nabucco является Азербайджан. Правда, в одиночку он не сможет обеспечить загрузку газопровода. Разведанные извлекаемые запасы природного газа в Азербайджане относительно невелики и оцениваются в 1,5 трлн. м³. При этом

¹⁶³ Нефть и капитал, 25.09.09

оптимальный уровень внутреннего потребления газа в самой республике составляет 12–14 млрд. м³ в год. По расчетам НГ Энергии, к моменту сдачи Nabucco в эксплуатацию (2013 г.), в Азербайджане прогнозируется добыча 18–19 млрд. куб. м газа. Из них 8 млрд. планирует добыть государственная корпорация «ГНКАР», еще 8,6 млрд. куб. м должно быть добыто в рамках Стадии-1 проекта «Шах-Дениз», и 1,4–2,4 млрд. куб. м попутного газа может дать нефтяной проект Азери–Чираг–Гюнешли. Из 8,6 млрд. куб. м газа Шах-Дениза 6,6 млрд. должна получить Турция и 0,3–0,8 млрд. – Грузия. Таким образом, в самом Азербайджане может остаться, в лучшем случае, около 12 млрд. куб. м., то есть тот минимум, который необходим самой республике.¹⁶⁴ Поэтому Nabucco может, конечно, получить в 2013 г. газ из Азербайджана, но это будет газ, уже проданный Турции и реэкспортированный в ЕС Анкарой. По мнению некоторых экспертов, Азербайджан, даже с учетом выхода на полную мощность месторождения «Шах-Дениз», сможет закачивать в новую трубу не более 4 млрд. куб. м.

Помимо того, у Баку есть привлекательная альтернатива: поставки газа по существующему уже коридору в Грецию и запланированному на 2010 г. новому газопроводу на юг Италии. Пропускная способность этого маршрута (8–10 млрд. куб. м) больше соответствует возможностям Азербайджана, у которого уже есть обязательства по поставкам газа в Турцию в размере 6,6 млрд. куб. м в год. Кроме того, в июне 2008 г. Газпром сделал предложение о закупках всего азербайджанского газа по европейским ценам (минус цена транзита и маржа российского концерна). В марте 2009 г. Газпром и SOCAR подписали меморандум о взаимопонимании по купле-продаже азербайджанского газа с поставками в 2010 г., в рамках которого приступили к переговорам по согласованию условий купли-продажи сырья. В июне 2009 г. в ходе рабочего визита президента РФ Дмитрия Медведева в Баку стороны согласились о закупке азербайджанского газа с января 2010 г. в объеме 500 млн. куб. м. В дальнейшем предусматривается увеличение объема.¹⁶⁵ Речь идет о приобретении газа в небольших объемах с первой фазы месторождения Шах-Дениз. В перспективе может обсуждаться использование газа со второй фазы месторождения.

Центральная Азия имеет политические дивиденды

Ситуация вокруг Nabucco вполне устраивает центральноазиатскую «газовую тройку» – Туркменистан, Казахстан, Узбекистан, которая продолжает крепить ресурсно-газопроводное единство с Россией, при этом добиваясь для себя лучших условий в торге с «Газпромом» за счет спекуляции на внимании со стороны европейцев.

Туркмения, которую упорно обхаживают европейцы и американцы, кроме общих слов, никаких гарантий давать пока не собирается. Меморандум о готовности Ашхабада продавать в Европу до 10 млрд. куб. м, подписанный весной 2009 г. с комиссарами ЕС по энергетике Андрисом Пиебалгсом и по международным делам Бенитой Ферерро-Вальднер, не может быть реализован, поскольку у Туркмении нет возможности доставить свой газ напрямую, минуя российские газопроводы.

Помимо того, между РФ и Туркменией, транзитным Казахстаном и Узбекистаном существуют договоренности о дополнительных поставках газа в Россию, для чего будет построен новый Прикаспийский газопровод с запада

¹⁶⁴ НГ Энергия, 11.03.08

¹⁶⁵ Neftegaz.RU, 30.06.09

Средней Азии и реконструирован (расширены существующие магистрали с юга региона) САЦ. Однако кризис и последовавшее резкое падение спроса, в результате которого доля российской монополии на рынках Европы в первом полугодии 2009 г. сократилась с 25% до 18%, вызвали серьезные сомнения в необходимости наращивания закупок среднеазиатского топлива.

В 2009 г. Газпром должен был закупить 50 млрд. куб. м туркменского газа. По контракту объем может быть снижен на 20%. В апреле цены по долгосрочным контрактам российского концерна в Европе стали снижаться, но Ашхабад, как выяснилось позднее, отказался корректировать объем и цену топлива для Газпрома. Поставки прекратились из-за взрыва 9 апреля на газопроводе САЦ-4. В июне российская монополия предложила Туркмении снизить объемы поставок или снизить стоимость. Кроме того, стороны не пришли к согласию относительно развития сотрудничества, гарантиям поставок газа для нового Прикаспийского газопровода проектной мощностью на туркменской территории до 30 млрд. куб. м.

На осуществление проектов на территории Туркмении в проекте инвестпрограммы Газпрома заложена скромная сумма - 500 млн. руб. Причем такая же сумма одобрялась в декабре прошлого года. Она предусмотрена в рамках договора Газпрома и «Туркменгаза», заключенного в июле прошлого года. В соответствии с ним, монополия берет на себя расходы по строительству туркменского участка Прикаспийского газопровода мощностью до 30 млрд. куб. м. Если вкладывать в проект ежегодно по 500 млн. руб., то туркменский участок трубы придется строить много лет, так как его стоимость составляет порядка 1 млрд. долл.¹⁶⁶

Остановка экспорта в Россию заставила Ашхабад активизировать многовекторную энергетическую политику, а точнее, демонстрацию своей способности найти покупателей на свой газ без России. Готовятся к пуску два трубопровода. Туркмения—Узбекистан—Казахстан—Китай проектной мощностью 40 млрд. куб. м, а в промежутке между 20 и 30 декабря состоится также торжественное открытие второго газопровода в Иран мощностью 12,5 млрд. куб. м в дополнение к уже действующему мощностью в 8 млрд. куб. м. Таким образом, Туркменистан получит потенциальный рынок для своего газа объемом до 60 млрд. куб. м в год.

Активизировались консультации по строительству трубы Туркмения—Афганистан—Пакистан—Индия. Летом 2009 г. Туркмения подписала с Пакистаном протокол об ускорении реализации проекта трансафганского газопровода, а в сентябре президент Бердымухамедов обсуждал этот проект с главой МИД Индии Соманахалли Малайей Кришной. Кроме того, в течение всего 2009 г. туркменские официальные лица обещали с 2014 г. дать поставлять топливо для будущей трубы в ЕС — Nabucco.

Последние два направления лоббируют США. Однако сохраняется вопрос с наличием у Туркменистана ресурсов для обеспечения своей многовекторной политики, а также значительное количество нерешенных политических проблем как в отношениях с соседями (спорные углеводородные участки или проблема раздела Каспия), так и нестабильность на маршрутах газопроводов, например, в Афганистане или Пакистане. В 2008 году добыча газа в Туркмении составила всего 66 млрд. куб. м при внутреннем потреблении в 19 млрд. куб. м.¹⁶⁷ В результате повышенной внешнеторговой активности Ашхабада, страна за последние годы заключила договоры на экспорт 154- 164 млрд. кубометров газа ежегодно (начиная с

¹⁶⁶ РБК daily, 16.09.09

¹⁶⁷ BP Statistical Review of World Energy, June 2009

2009 года). По подсчетам Российской академии наук, к 2010 году Туркмения сможет добывать не более 105 млрд. кубометров газа, но лишь при условии расширения фронта геологоразведочных работ и привлечения значительного объема иностранных инвестиций.¹⁶⁸

Активные движения Туркменистана и попытки диверсифицировать маршруты экспорта газа, в том числе в европейском направлении, не остались незамеченными. Визит российского президента Дмитрия Медведева в Туркмению в середине сентября 2009 г. был призван положить конец затянувшемуся противостоянию в газовой сфере между двумя странами. По результатам встречи президент Медведев сообщил, что Москва намерена возобновить закупки газа. Детали компромиссного соглашения на данный момент не ясны, предполагается, однако, что будут возобновлены российские закупки туркменского топлива при снижении их объемов в 1,5–2 раза и сохранении прежней цены.

В то же время Иран, а в последнее время и Турция, занимают места в рядах претендентов на туркменский газ, который хочет покупать Россия. В начале октября 2008 г. в Ашхабаде премьер-министр Турции Р. Эрдоган сообщил президенту Туркмении Гурбангулы Бердымухаммедову об исключительной заинтересованности в поставках здешнего природного газа. Речь идет о вовлечении туркменского сырья в проект Nabucco.

Одновременно Иран заявил о желании приобретать газ туркменского месторождения Довлетабад-Денмез, который сейчас импортирует Газпром. Тегеран намерен обсудить с Ашхабадом строительство газопровода Саракс–Джаск пропускной способностью 18 млрд. куб. м в год.¹⁶⁹ Он должен обеспечить доставку газа из Южного Туркменистана на берег Персидского залива в районе порта Бушер.

Идея выглядит фантастичной, ведь в этой части Ирана залегают огромные запасы газа, полноценный сбыт которого Тегеран пока не может обеспечить. Так что туркменский газ там ни к чему, если только его поток на самом деле не будет повернут в сторону Nabucco по направлению Мешхед–Нека–Рашид–Тебриз.

Итог окологазовой активности в регионе – возобновление закупок газа Газпромом. Судя по всему, Москва и дальше готова нести финансовые нагрузки для недопущения подключения Туркменистана к Nabucco в качестве ресурсной базы. Появление в этой связи экспортных направлений на Китай или Пакистан/Индию только на руку Газпрому, поскольку у Ашхабада явно не хватит газа на всех, и европейское направление будет и дальше оставаться политически декларативным.

Соответствовать новым реалиям

Как отмечалось выше, при любом сокращении странами ЕС закупок импортного газа в первую очередь страдает российская монополия. В этом свете Nabucco по всем показателям может рассчитывать на замещение части газа, который Евросоюз получает сейчас из России. И замещение это может оказаться весьма весомым, если с течением времени поставки через расширенный коридор Nabucco будут включать по 30 млрд. куб. м газа в год из Ирана и Туркмении, газ Казахстана, северного Ирака, а в перспективе – второй очереди азербайджанского Шах-Дениза и даже Египта.

¹⁶⁸ GZT.ru, 31.07.09

¹⁶⁹ RusEnergy, 04.10.08

В то же время, и судьба проекта «Южный поток», свою приверженность которому российские представители подчеркивают везде, где только можно пока не столь очевидна.

По предварительным подсчетам, стоимость строительства Nabucco составит €8 млрд., а «Южного потока» в варианте мощности 63 млрд. куб. м - €25 млрд. К тому же, после визита В. Путина в Анкару Турция начала выторговывать себе целый ряд уступок, которые, в случае их принятия Россией, косвенно приведут к удорожанию и «Южного потока». Перспективы сбыта дополнительных поставок углеводорода по «Южному потоку» пока основываются на общих прогнозах роста спроса на природный газ в Европе. Все они обещают резкий рост его импорта в страны Евросоюза, что опровергается итогами кризиса.

В условиях, когда падают и цены, и спрос, выручка компании от продаж на экспорт в 2009 году, по прогнозам Минфина, МЭРТ и самого Газпрома, может рухнуть по сравнению с 2008 годом не менее, чем на \$29 млрд. При этом чистый долг концерна, по оценкам, превышает сейчас \$47 млрд. Кроме того, газопроводная программа концерна не соответствует падающему спросу на газ и также сокращающейся его добыче в России. В 2008 году общий объем экспорта российского газа в страны дальнего зарубежья, составил 158,4 млрд. куб. м, при этом незадействованные мощности в трубах превысили 37 млрд. куб. м, или 19% от номинальной пропускной способности. По сообщению Госкомстата Украины, объем прокачки российского газа через украинскую территорию в Европу сократился за первые 7 месяцев 2009 г. на 37,1%. Даже по оптимистичным прогнозам Газпрома, объем экспорта в страны ЕС и Турцию в нынешнем году не превысят 142,3 млрд. куб. м. И, если исходить из номинальной суммарной мощности российских газопроводов в 196 млрд. куб. м, то получается, что в этом году экспортные газопроводы будут загружены максимум на 73%.¹⁷⁰

Напомним, что в первом квартале 2009 года поставки в Европу упали на 50%, а официально планируемый объем сокращения европейской выручки Газпрома составляет около \$29 млрд. Ближайшие перспективы инфраструктурных амбиций монополии, таким образом, не блестящие.

Ослабление политической поддержки «Южного потока» в ЕС вкупе с финансовыми трудностями Газпрома может серьезно затормозить реализацию этого проекта. Не случайно, поэтому, в выступлении на газовом саммите в Софии министр энергетики РФ С. Шматко отодвинул дату запуска проекта на 2015 год.

Тем временем Газпром реанимировал обсуждение проекта «Голубой поток-2» - расширение мощности имеющихся труб с прицелом на рынки Израиля, Ливана и всего этого региона.

На фоне ухудшающейся рыночной конъюнктуры, сокращения спроса и не блестящих финансовых показателей Газпрома, серьезной недозагрузки имеющихся экспортных трубопроводов, по меньшей мере, странной представляется решимость Кремля строить «Северный» и «Южный» потоки и удваивать мощности полупустого «Голубого потока». Возможно, более целесообразно было бы все-таки рассмотреть иные, менее затратные и более адекватные создавшейся конъюнктуре варианты газоснабжения Южной Европы? Ведь реальность мирового экономического кризиса может внести коррективы в самые, казалось бы, жесткие и продуманные политические построения.

Не исключение – и идея подключения РФ к тому же Nabucco. Тем более что приглашения Газпрому принять участие в этом проекте в качестве поставщика

¹⁷⁰ RusEnergy, 24.08.09

звучали не раз. Премьер-министр Турции Реджеп Тайип Эрдоган, выступая на церемонии подписания соглашения в Анкаре, выразил надежду на участие России, а также Ирана, в реализации Nabucco: «Мы выступаем за присоединение к проекту Ирана, когда это позволят условия, а также надеемся на участие в нем России». Даже спецпредставитель президента США по энергетике Ричард Морнингстар сделал красноречивое признание: «Мы хотим, чтобы Россия участвовала в проекте как партнёр, и можем передать ей предложение о поставках газа в рамках Nabucco».¹⁷¹

Один из возможных сценариев развития событий – объединение всех гипотетических южных трубопроводов в единый проект под условным названием «Южный коридор». И хотя сейчас все стороны явно настроены на защиту собственных предложений, полностью исключать такой вариант тоже не стоит.

Теоретическая перспектива наполнения Nabucco российским газом всегда содержала возможности тонкой политической игры, интересных ходов и разменов, и, возможно, коммерческих выгод. Анализируя перспективы расширения газопровода «Голубой поток», невольно обращаешь внимание на его пересечение с трассой Nabucco в районе Анкары. Возможность манёвра объёмами увеличивается и за счёт продолжения «Голубого потока» на юг, в сторону Сирии и Израиля, например. Пересечения с европейским газопроводом могло бы оказаться весомым аргументом в конкуренции Газпрома за экспортные объёмы азербайджанского газа. Можно было бы рассчитывать на поддержку европейцев и в непростых переговорах с Турцией по условиям транзита (а не перепродажи) российского газа.

В этом варианте есть и потенциал «отсечения» Ирана от европейского рынка за счет замены иранского газа российским (или среднеазиатским). Направить топливо потенциального конкурента на Восток всегда являлось важной геополитической задачей Газпрома. Не случайно Москва всегда оказывала поддержку не только проекту «Мир» - газопроводу Иран-Пакистан-Индия, но готова даже поучаствовать в столь экзотическом начинании как газопровод Туркмения — Афганистан — Пакистан — Индия (ТАПИ), который в перспективе уведет и туркменский газ в восточном направлении.

В конце июля 2009 г. в ходе встречи в Душанбе лидеры России, Таджикистана, Афганистана и Пакистана обсуждали темы безопасности и энергетического транзита из Центральной Азии в страны Южной Азии. В Душанбе Москва вновь продемонстрировала свое стремление поучаствовать в проекте Трансафганского газопровода.

И здесь налицо осознание перспектив развития евроазиатского газового рынка. Реализация проектов «Мир» и ТАПИ превратит Прикаспийский регион в мощный энергетический хаб, перераспределяющий поставки энергоносителей на Восток. Создаваемая в регионе система газопроводов будет замкнута и абсолютно автономна. Газпром может присоединиться к двум проектам не только в качестве соинвестора или генподрядчика, хотя строительство таких мощных инфраструктурных объектов по российским техническим правилам и условиям будет означать долговременную их привязку к экономике страны. Существует возможность транспортировать в Индию собственный газ, полученный от участия в проектах по добыче на территории Туркмении.

В любом случае, участие в этих проектах имеет для России стратегическое значение: если Москва не сможет примкнуть к новой системе сегодня, завтра

¹⁷¹ Point.ru, 13.07.2009

поставки российского газа на емкий азиатский рынок будут ограничиваться малыми партиями СПГ с Сахалина.

Сегодня, в связи с кризисным падением производства, мы имеем «рынок продавца», что обуславливает попытки давления на Россию - продавца углеводородов. Но эта ситуация сиюминутна: неизбежный выход из кризиса и неизбежный затем рост спроса и цен изменят ситуацию на противоположную. Европа – не единственный рынок, и кризис, вполне возможно, дает возможность и даже диктует необходимость переломить монополию в нефтегазовом экспорте как за счет освоения новых рынков, так и путем развития сектора СПГ. В целом ряде случаев за широкообещающими заявлениями перспективных поставщиков – Туркменистан, Иран, Азербайджан и пр., а также их апологетов из лагеря европейских потребителей, не стоят ни реальные запасы, ни даже близкие по времени возможности их освоения и транспортировки.

В то же время, ситуация и не столь благостна, что можно просто ждать изменения конъюнктуры. Активная позиция российского руководства свидетельствует о приверженности защите позиций и экономических интересов страны в энергетической сфере. Перемены в сфере регулирования энергетических рынков назрели, и пускать процесс выработки новых правил на самотек было бы неразумно. С другой стороны, не только правила, но и участники рынка должны соответствовать усложнившимся его реалиям. Слишком много в последнее время примеров, когда Газпром и его правительственные кураторы опаздывали с принятием превентивных мер в тех случаях, когда можно было заранее предполагать негативный эффект и хотя бы его самортизировать – как это получилось с брюссельским меморандумом по украинской ГТС или взрывом на туркменском участке САЦ. Во многих вопросах российская сторона оказалась в обороне, значит противопоставлять придется не только жесткость в отстаивании интересов и проектов, но и гибкость в поиске вариантов консенсуса.

Газовый рынок африканских стран и перспективы «Газпрома» в Африке

Газовые ресурсы африканского континента значительны. Они насчитывают 14,65 трлн. м3 (1), что составляет 7,9% запасов мировых запасов. По доказанным запасам природного газа Нигерия и Алжир (5,22 и 4,5 трлн. м3 соответственно) во всем мире уступают лишь России (43,30 трлн. м3), Ирану (29,61 трлн. м3), Катару (25,46 трлн. м3), Туркмении (7,94 трлн. м3), Саудовской Аравии (7,57 трлн. м3), О.А.Э. (6,43 трлн. м3), но значительно опережают такого ведущего экспортера газа как Норвегию (2,91 трлн. м3).

Тем не менее, темпы добычи газа и его потребление в регионе весьма скромные. В 2008 году было добыто 214,8 млрд. м3, то есть 7% мировой добычи (рост – 4,8% по сравнению с 2007 г.). Меньше было добыто только в Южной Америке. В 2008 году потребление газа африканскими странами составило 94,9 млрд. м3 (рост – 6,1% по сравнению с 2007 г.). То есть 3,1% от общемирового уровня - из всех регионов мира это самый низкий показатель.

Более половины добытого на африканском континенте газа уходит на экспорт: 115,6 млрд. м3. Причем большая часть (62,18 млрд. м3) экспортируется в виде СПГ. Доля африканских стран (Алжира, Нигерии, Египта, Ливии, Экваториальной Гвинеи и Мозамбика) в мировом предложении газа составляет 14,2%. В отношении СПГ данный показатель значительно выше – 27,5%.

На сегодняшний день более 90% добычи природного газа в Африке приходится на долю четырёх стран: Алжира, Египта, Ливии и Нигерии (см. табл. 1). Кроме «большой четверки» газ добывают также Экваториальная Гвинея и Мозамбик, однако, на данный момент в несколько более скромных масштабах.

Таблица 1.

Доказанные запасы, добыча, потребление природного газа африканскими странами в 2008 г.

Страны	Доказанные запасы природного газа (трлн. м3)	Доля от мировых запасов природного газа (%)	Добыча природного газа (млрд. м3)	Прирост добычи природного газа по сравнению с 2007 г. (%)	Потребление природного газа (млрд. м3)	Прирост потребления природного газа по сравнению с 2007 г. (%)
Нигерия	5,22	2,8	35	-0,2	-	-
Алжир	4,50	2,4	86,5	1,7	25,4	4,1
Египет	2,17	1,2	58,9	5,4	40,9	6,3
Ливия	1,54	0,8	15,9	3,6	-	-
Другие страны Африки	1,23	0,7	18,5	35,7	28,6	7,6

По данным BP Statistical Review of World Energy 2009.

Алжир обладает одним из крупнейших газовых месторождений в мире - Hassi R'Mel с запасами свыше 2,4 трлн. м3. Экспорт газа является важнейшим источником доходов для этой страны. Алжир связан с Европой двумя газопроводами: Transmed и Maghreb. Пропускная способность трубопровода Transmed из Hassi R'Mel в итальянскую Сицилию (через Тунис) составляет 27 млрд. м3 в год (в ближайших планах увеличить её ещё на 7 млрд. м3). Линия Transmed действует с 1983 года, снабжая газом Тунис, Италию и Словению.

Второй важнейший трубопровод, направленный в Европу - Maghreb, идущий от месторождения Hassi R'Mel до Севильи в Испании (через Марокко). Его строительство было завершено в октябре 1996 года, а в феврале 1997 года был построен дополнительный отрезок из Испании в Португалию.

Кроме того, в 2007 году Алжир и Италия договорились о строительстве газопровода Galsi, протяженностью 840 км и пропускной способностью 8 млрд. м3 в год. Реализация проекта, который соединит Алжир с итальянской Сардинией, намечена на 2010-2013 гг.

Алжир - африканский лидер по производству СПГ (21,87 млрд. м3). Основные рынки экспорта – это страны Евросоюза, а также Восточной Азии. Страна располагает тремя заводами СПГ в провинциях Оран, Арзев и Скикда, общей производительностью около 1.094 миллиарда кубических футов в год, которые были построены в начале 70-х годов и реконструированы в 2000-х гг.

Нигерийские запасы газа – самые значительные на континенте. Однако в стране остро стоит проблема «газовых факелов». В Нигерии предпринимаются серьёзные усилия для прекращения сжигания излишков газа на газовых месторождениях. Компания Shell Petroleum Development Corporation of Nigeria (SPDC) находится в состоянии реализации четырех проектов сбора газа для сети газопроводов Escravos-Lagos в Нигерии и использования газа на различных заводах и промышленных предприятиях в районах Оидиди, Южный Форкадос, Эскравос, Большой Угелли. В свою очередь, компании Chevron и Nigerian National Petroleum Corporation ведут работу над проектом Escravos Gas Project, чтобы снизить потери газа и добывать газ и конденсат с газовых месторождений прибрежного шельфа, принадлежащих компании Chevron.

Нигерия планирует создать газовую сеть для внутреннего потребления, используя для этого финансирование в размере 500 миллионов долларов от Всемирного банка. Кроме того, несколько экспортных проектов находятся в стадии рассмотрения. Например, планы по созданию 681-километрового Западноафриканского газопровода стоимостью 700 миллионов долларов США, чтобы предоставить нигерийский газ для производства электроэнергии и для промышленных потребителей в Гане, Бенине и Того. Ожидается, что Гана станет основным потребителем (75% поставляемого газа).

Нигерия занимает второе место в Африке по производству СПГ (20,54 млрд. м3). География экспорта широка – Евросоюз, США, Канада, Япония, Южная Корея, Тайвань.

На сегодняшний день доказанные запасы газа **Египта** составляют 2,17 трлн. кубометров. Протяженность газопроводов страны - 4,7 тыс. км. В настоящее время экспорт египетского газа осуществляется как в виде трубопроводного газа, так и в виде СПГ. Благодаря введенному в эксплуатацию в 2003 году Арабскому газопроводу египетский газ (в суммарном объеме 2,86 млрд. м3) поставляется в Иорданию и с 2005 года — в Израиль.

По производству СНГ Египет занимает восьмое место в мире (14,06 млрд. м3) и третье в Африке после Алжира и Нигерии. Страна осуществляет поставки в Евросоюз, США, Мексику, Японию, Южную Корею, Индию и КНР. В 2004 году в городе Дамьетт был введен в строй завод с крупнейшим в мире производством СПГ в рамках одного технологического цикла. Годовая мощность предприятия, введенного в строй в 2004 году, составляет 5 млн. т СПГ в год. Итальянская Eni владеет 50% акций завода, оставшиеся 50% принадлежат испанской компании SEGAS.

Из российских компаний наибольшую активность в газовой сфере Египте проявляет НОВАТЭК, второй по объемам добычи производитель природного газа в России. В сентябре 2007 г. компания объявила о приобретении у египетской компании Tharwa Petroleum S.A.E. 50% в месторождении Эль-Ариш на шельфе Средиземного моря. Инвестиции НОВАТЭКа в проект запланированы в объеме 40 млн. долларов на четыре года. Выход НОВАТЭКа на египетский рынок - это пилотный проект для обеих сторон, по которому будет оцениваться эффективность подобного сотрудничества.

Доказанные запасы природного газа **Ливии** составляют около 1,54 трлн. м3 (четвёртое место в Африке после Алжира, Нигерии и Египта). Ежегодный уровень добычи газа в Ливии - 15,9 млрд. м3. 83% добываемого газа потребляется внутри страны, а оставшиеся 17% экспортируются.

Африканский газ в Европе

Основной рынок сбыта африканского газа – страны Европейского союза. Но необходимо отметить, что менее существенные по объемам поставки СПГ также ведутся Алжиром, Нигерией, Египтом в азиатские страны, главным образом, Японию и Южную Корею, и в меньшей степени в Индию и Китай. Поставки на газовые рынки Северной Америки (в США и Мексику) осуществляет Египет.

Европейский союз – крупнейший в мире потребитель газа. В 2008 году страны ЕС потребили 490,1 млрд. м3 природного газа (16,2% мирового потребления), при этом добыли всего 190,3 млрд. м3 (6,2% мировой добычи). Основную часть газа в Евросоюз обеспечивает импорт (почти 300 млрд. м3).

Крупнейшими поставщиками газа в Евросоюз являются Россия, Норвегия и Алжир (см. табл. 2).

Таблица 2.

Крупнейшие поставки газа в страны Евросоюза в 2008 г.

Страны	Добыча газа (млрд. м3)	Потребление газа (млрд. м3)	Общий экспорт (млрд. м3)	Экспорт в Евросоюз (всего) (млрд. м3)	Экспорт в Евросоюз (трубопровод) (млрд. м3)	Экспорт в Евросоюз (СПГ) (млрд. м3)
Россия	601,7	420,2	154,41	127,3	127,3	-
Норвегия	99,2	4,4	94,97	94,07	92,69	1,38
Алжир	86,5	25,4	59,37	50,47	35,34	15,13

По данным BP Statistical Review of World Energy Full Report 2009.

Крупнейшими потребителями газа в Евросоюзе являются: Великобритания (93,9 млрд. м3), Германия (82 млрд. м3), Италия (77,7 млрд. м3), Франция (44,2

млрд. м3), Испания (39 млрд. м3). Важно отметить, что три страны из пятерки лидеров в значительной мере потребляют африканский газ.

Лидеры по потреблению африканского газа в Европе являются Италия, Франция, Испания, а также Португалия и Греция (см. табл. 3).

Таблица 3.

Импорт африканского газа европейскими странами в 2008 г.

Страны	Потребление газа (млрд. м3)	Импорт африканского газа (млрд. м3)	Доля африканского газа в потреблении (%)
Италия	77,7	35,87	46,2
Франция	44,2	12,26	27,7
Испания	39	26,78	68,7
Португалия	4,6	4,51	98
Греция	4,2	0,86	20,5

По данным BP Statistical Review of World Energy Full Report 2009.

В общую очередь, наиболее значительными поставщиками африканского газа в Европу являются три представителя Северной Африки – Алжир, Египет и Ливия, а также Нигерия (см. табл. 4).

Таблица 4.

Экспорт африканского газа в Европу в 2008 г.

Страны	Трубопроводный экспорт (млрд. м3)	Экспорт СПГ (млрд. м3)	Общий экспорт (млрд. м3)
Алжир	35,34	15,13	50,47
Нигерия	-	13,65	13,65
Египет	-	6,29	6,29
Ливия	9,87	0,53	10,4

По данным BP Statistical Review of World Energy Full Report 2009.

На сегодняшний день африканский газ составляет значительную долю газового рынка Евросоюза, особенно стран северного Средиземноморья. Учитывая такие факторы как географическую близость, значительные доказанные запасы, а также постоянно растущую потребность ведущих государств Европейского Союза, можно говорить о том, что экспорт природного газа из Африки в Европу со временем будет только увеличиваться. В этом заинтересованы сами африканские страны, которые разрабатывают ряд крупных проектов по разработке и транспортировке газа. Российская компания «Газпром» подтвердила свой интерес к непосредственному участию в целом ряде из них.

Перспективы рынка СПГ

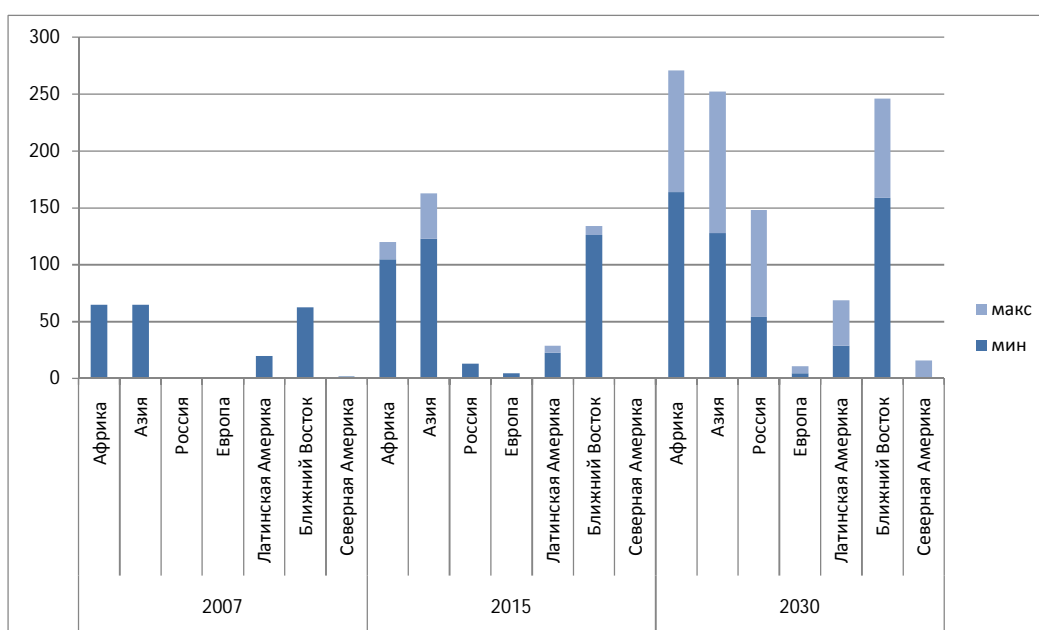
В последние несколько лет мировой рынок СПГ развивался быстрыми темпами. В 2007 году производство сжиженного природного газа увеличилось на целых 9%. По данным British Petroleum, в том же году доля СПГ в международной торговле природным газом составляет 29%, или 8% от общей добычи газа. В межрегиональной торговле доля СПГ превысила 50%.

Однако в 2008 году рост замедлился (около + 2%). Среди основных причин называют как финансово-конъюнктурные - спад ведущих мировых экономик привел к

падению спроса и переизбытку предложения на рынках, так и сугубо технологические: производственные проблемы в Алжире и Норвегии, ограниченные возможности поставок сырья на заводы по производству СПГ в Нигерии и Египте, а также задержка с вводом новых мощностей в Йемене и Катаре.

Тем не менее, есть основания полагать, что африканские страны, которые прочно интегрированы в международный рынок СПГ, могут в короткие сроки вернуть утраченную динамику роста. Основные европейские потребители не планируют сокращать импорт газа, а азиатские самыми быстрыми темпами восстанавливаются от мировой экономической рецессии, обеспечивая, таким образом, стабильный спрос на «голубое топливо». В долгосрочной же перспективе, по мнению аналитиков ИНЭИ РАН, у Африки есть серьезные перспективы стать наряду с Ближним Востоком крупнейшим глобальным поставщиком СПГ (см. Рис. 1).

Рис. 1. Прогноз предложения СПГ на мировом рынке, млрд. м3



По данным ИНЭИ РАН.

На сегодня 38% мировых поставок СПГ обеспечивают страны АТР (Индонезия, Малайзия, Австралия, Бруней), 27% - страны Африки (Алжир, Египет, Экваториальная Гвинея, Ливия, Нигерия), 26% - регион Ближнего Востока (Катар, ОАЭ, Оман), и 8% - Латинская Америка (Тринидад и Тобаго). Основными импортёрами СПГ являются страны Азии (Япония, Южная Корея, Тайвань), Европы (Испания, Франция и др.) и Северной Америки (США, Мексика). В текущем году открылись регазификационные терминалы в Доминиканской Республике, Китае и Индии. Идет сооружение новых терминалов во Франции, Великобритании, Италии, Испании.

«Газпром» на газовом рынке Африки

Несмотря на общие интересы, два крупнейших поставщика газа в Европу - российский «Газпром» и алжирская нефтегазовая компания Sonatrach пока не смогли договориться о совместных крупных проектах в газовой сфере. Срок

действия меморандума о взаимопонимании, который был заключен летом 2006 года, истек, и продлевать его стороны не стали. Объемы поставок Газпрома и Sonatrach в Евросоюз в пределах 155 млрд. и 60 млрд. м³ газа в год соответственно. Газпром в основном работает в Восточной, Центральной и Западной Европе, а Sonatrach — в Южной и Юго-Западной.

Став стратегическими партнерами, Газпром и Sonatrach могли существенно усилить свои позиции в Европе. Благодаря сотрудничеству с алжирскими коллегами «Газпром» рассчитывал получить доступ на рынки Южной Европы (Испания, Португалия, юг Италии), а компании Sonatrach взамен могла бы быть предложена помощь в выходе на рынки Северной Европы.

«Газпром» предлагал Sonatrach участвовать в строительстве Балтийского завода по производству сжиженного природного газа (СПГ) и сотрудничеству на рынках третьих стран в рамках газовой ОПЕК. Однако основной смысл соглашения заключался в попытке координации поставок газа на рынок Евросоюза, который является основным, как для России, так и для Алжира. Сотрудничество с Sonatrach в сегменте СПГ позволило бы Газпрому не только расширить географию поставок, но и сделать их более мобильными за счет развития технологий СПГ. Сделка могла привести к росту цен на газ в Европе, однако, вместо этого Евросоюз добился диверсификации поставок «голубого топлива».

В отличие от Алжира, российско-нигерийское энергетическое сотрудничество развивается довольно успешно. Одним из главных событий визита Дмитрия Медведева в Нигерию в июне 2009 г. стало подписание соглашения между «Газпромом» и Нигерийской национальной нефтяной корпорацией (NNPC) о создании совместного предприятия. Первым проектом этого СП станет участие в строительстве отрезка трубопровода с южных районов дельты Нигера до северных районов Нигерии. Отрезок трубопровода составит примерно 360 км, инвестиции СП в этот проект, по предварительным подсчетам, не превысят 400 млн. долларов.

Кроме того, «Газпром» совместно с NNPC намерен принять участие в тендере на освоение двух из трех крупнейших газовых кластеров Нигерии. Ресурсная база двух этих блоков — более 2,3 трлн. м³ газа (практически это половина Штокмана) (2).

Несмотря на свойственные Нигерии политические и экономические риски, страна является одним из самых перспективных направлений внешней деятельности «Газпрома» в Африке.

В области газовой отрасли сотрудничество России с Египтом в последние годы заметно активизировалось. В марте 2005 года между ОАО «Газпром» и египетской EGAS был подписан Меморандум о взаимопонимании, который предусматривает сотрудничество в области экспортных поставок газа, производства нефтяного и газового оборудования, а также буровых установок и сопутствующих услуг. Стороны договорились о создании рабочих групп по разведке и добыче нефти и газа, а также по транспортировке и сбыту, включая СПГ.

В рамках договора о сотрудничестве с Eni, заключенном в ноябре 2006 года, российский газовый гигант высказал интерес к египетским активам итальянской компанией, в том числе заводу по производству СПГ в Дамьетте. Египет также представляет интерес для российских компаний и как площадка для развития поставок в страны Ближнего Востока не богатые своим природным газом, в частности, в Израиль и Сирию.

В ходе визита в Ливию заместителя председателя правления российского концерна Александра Медведева в марте 2007 года было подписано соглашение о разделе продукции между «Газпромом» и National Oil Corporation (NOC), ливийской

государственной нефтегазовой компанией, на право разведки и разработки углеводородов на ливийском участке шельфа Средиземного моря.

В декабре 2007 года «Газпром» выиграл тендер, выдержав конкуренцию с Gaz de France, японская Inpex, британская BG, PGNIG и российский «ЛУКОЙЛ» и получил право на разведку и добычу газа на трех блоках в Ливии общей площадью 3,936 тыс. кв. км в районе Гадамеса.

В результате участия в третьем раунде открытого тендера на получение прав на разведку и разработку углеводородов на условиях СРП в рамках лицензионных блоков в Ливии, состоявшемся 20 декабря 2006 года, «Газпром» был признан победителем тендера по блоку №19, расположенному на шельфе Средиземного моря. Площадь блока №19 составляет 10,288 км, а запасы газа соизмеримы с Южно-Русским месторождением (3). Планируемый объем инвестиций на период проведения геологоразведочных работ составит порядка 200 млн. долл. США.

Разработка блока №19 на шельфе Средиземного моря стала вторым крупным проектом «Газпрома» в Ливии. Первый проект будет осуществляться в рамках подписанного между ОАО «Газпром» и немецкой компанией BASF рамочного соглашения по обмену активами, согласно которому российская сторона получит 49% в Wintershall AG (дочке BASF, владелице прав на разработку и добычу углеводородов в рамках концессионных соглашений в Ливии).

Как в случае с Египтом, Ливия может быть интересной «Газпрому» через призму сотрудничества с Eni. В Ливии итальянская компания располагает 50% долей газопровода Green Stream мощностью 8 млрд. м³ в год. Труба соединяет два месторождения на шельфе Средиземного моря и сицилийское побережье Италии. Кроме того, Eni владеет долей в заводе по сжижению газа мощностью 3,2 млн. т в год. Итальянской компании также принадлежит 33,3% акций в нефтяном месторождении Elephant, запасы которого оцениваются в 68 млн. т. При этом Eni владеет четырьмя лицензиями на разведку и добычу в центральной части государства.

Для «Газпрома» ключевым рынком является европейский, поэтому укрепление позиции концерна в Африке имеет для него очень важное значение, поскольку поможет диверсифицировать экспорт газа в Европу, осуществляя поставки как с африканского, так и российского направлений.

Конкурентов у российского концерна в Африке много, и в первую очередь это европейские компании. К примеру, позиции итальянской Eni на африканском рынке сильнее, чем у «Газпрома». Однако поскольку две компании будут сотрудничать в регионе, совместно реализуя проекты «Южный поток» и, возможно, «Голубой поток-2», с Eni российский концерн может договориться и о других проектах. Ведущая нефтегазовая группа Италии Eni заинтересована в создании трубопровода, который бы транспортировал газ из каспийского региона в Пакистан и Индию, а в перспективе и в Китай, заявил в конце сентября с.г. глава Eni Паоло Скарони (Paolo Scaroni) после встречи в Риме с президентом Пакистана Асифом Али Зардари (4).

Интерес итальянского концерна полностью совпадает с заинтересованностью «Газпрома» не допустить конкуренции на европейском рынке путем «увода» экспортных объемов иранского, туркменского и т.п. газа в восточном направлении. Тем более, что строящие «Южный поток» Eni и «Газпром» также стремятся лишиться конкурирующий проект Nabucco источников наполнения.

Фактор Евросоюза

На сегодняшний день Россия и Северная Африка, наряду с Норвегией, являются крупнейшими экспортерами «голубого топлива» в европейские страны. В Евросоюзе широко распространено мнение, согласно которому, зависимость от поставок российского газа является одним из факторов риска для энергетической безопасности Единой Европы. Европейские власти с опасением смотрят на африканскую экспансию «Газпрома», считая, что укрепление российского концерна на южном экспортном направлении, позволит ему взять Европу в кольцо. Таким образом, «Газпром» займет более выгодное положение в переговорах об условиях продажи газа, прежде всего, ценообразовании. Развитие подобного сценария европейские чиновники всеми силами пытаются предотвратить.

Впрочем, в вопросах импорта газа из России, как и во многих других, абсолютного единства стран Евросоюза не наблюдается. Общеввропейский страх перед увеличивающейся зависимостью от российского сырья отнюдь не мешает немецким компаниям BASF AG и E.ON AG участвовать в проекте «Северный поток», а итальянской Eni – в «Южном потоке».

Полностью в русле собственной политики диверсификации источников снабжения Европы топливом, Брюссель активно взялся за африканское направление поставок. Летом 2007 года ЕС подписал принципиально новое соглашение о поставках природного газа с алжирской государственной компанией Sonatrach, которая в то же время объявила о непродлении меморандума о сотрудничестве с «Газпромом». Суть его новизны состоит в том, что алжирский газ отныне сможет получать любая страна Евросоюза, а не только, ближайшие к источнику газа государства - Испания или Франция. Из текста соглашения между Евросоюзом и алжирской компанией были исключены статьи о "месте назначения" газовых поставок. Прежние положения, запрещавшие реэкспорт газа, были признаны противоречащими правилам конкуренции и удалены из всех двусторонних договоров между странами ЕС и Алжиром.

Помимо всего прочего, компания Sonatrach получила право на участие в прибылях европейских компаний от продаж алжирского газа, а также право реализации сжиженного газа, который будет доставляться танкерами в Европу. Вышеперечисленные меры послужили толчком для создания единого европейского газового рынка, а также значительно снизило зависимость Европы от поставок топлива из России.

Транссахарский газопровод

Вскоре после объявления о подписании контракта с Sonatrach Брюссель объявил о новом решении по африканскому газовому направлению, а именно - о реализации проекта Транссахарского газопровода (см. Рис. 2). Газопровод с пропускной способностью 30 млрд. м³ в год соединит месторождения Нигерии через пустыню Сахару с Нигером и Алжиром. Длина его составит 4128 км. Стоимость проекта оценивается примерно в 13 млрд. долларов: 10 млрд. – на прокладку газопровода и 3 млрд. – на сооружение газохранилищ (5). Уже в Алжире он должен влиться в североафриканскую сеть, по которой газ в конечном итоге по дну Средиземного моря через Испанию и итальянскую Сицилию (а в скором будущем и Сардинию) попадет в Европу. Нигерийские запасы "голубого топлива" оцениваются в 5,22 триллионов кубометров. Этих объемов Евросоюзу хватит как минимум на 10 лет (6). Начать работу по строительству трубы планируется в течение двух лет (с 2011), а завершить – к 2015 году. (7).

Рис. 2.

Схема планируемого транссахарского газопровода Нигерия - Европа



Источник: Российская газета Федеральный выпуск №4414 от 14 июля 2007 г.

Притом, что проект довольно сложный, учитывая гористую местность Нигерии и Нигера, и непростые климатические условия пустыни Сахара, а также постоянную политическую нестабильность в регионе, удельная себестоимость газопровода из Нигерии в Алжир достаточно низкая, 13 млрд. долл., довольно низкая. Это почти втрое дешевле «Южного потока», оцененного в 25 млрд. евро (8).

Однако стоит отметить, что инициатор Транссахарского газопровода – Евросоюз, и в первую очередь на его деньги он будет построен. Поэтому едва ли Европа допустит, чтобы «Газпром» стал мажоритарием в этом проекте. Тем не менее, российская компания проявляет интерес к участию. Это было подтверждено в ходе визита президента РФ Дмитрия Медведева в Нигерию в июне 2009 года и ранее в сентябре 2008 года, во время переговоров главы «Газпрома» Алексея Миллера и управляющего директора Nigerian National Petroleum Corporation Абубакара Ярадуа. Тогда стороны договорились о создании СП для сооружения участка трубопровода в Нигерии длиной 360 км.

Несмотря на очевидные риски, как экономические, так и политические, дивиденды России от проекта могут быть очень существенными. Другое дело, что в настоящее время российский газовый концерн задействован в целом ряде дорогостоящих проектов. Нельзя исключать, что для активного участия в строительстве Транссахарского газопровода ресурсов у «Газпрома» может быть не достаточно.

Примечания:

- 1) Здесь и далее ссылка на BP Statistical Review of World Energy Full Report 2009.
- 2) Эксперт, 25.06.2009
- 3) Известия, 01.11.2008
- 4) РИА «Новости», 30.09.2009
- 5) РБК, 18.09.2008
- 6) Российская газета. 14.07.2007
- 7) Эксперт, 06.07.2009
- 8) РБК, 06.02.2009