



ВЫСШАЯ ШКОЛА ЭКОНОМИКИ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ



АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ ИНСТИТУТА ЭНЕРГЕТИКИ

**КАК РЕФОРМА ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ
НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ ПОВЛИЯЕТ НА
ГАЗОВЫЙ СЕКТОР КИТАЯ?**

Выпускаются для информирования органов власти и бизнеса о последних тенденциях в мировой и российской энергетике, о развитии прорывных технологий, определяющих новый технологический уклад в энергетике.

КАК РЕФОРМА ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ ПОВЛИЯЕТ НА ГАЗОВЫЙ СЕКТОР КИТАЯ?

Автор: ведущий эксперт Центра анализа энергетической политики Института энергетике НИУ ВШЭ

ПЕТЕЛИН Е.Н.

**АНАЛИТИЧЕСКИЕ
ОБЗОРЫ ИНСТИТУТА
ЭНЕРГЕТИКИ
НИУ ВШЭ**

СЕНТЯБРЬ 2016

© Институт энергетике НИУ ВШЭ 2016
Москва, ул. Мясницкая, д.20
Тел. +7(985)177-53-35
<https://energy.hse.ru/>



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

КАКОВА «НОВАЯ НОРМА» ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ В КИТАЕ?

Снижение темпов экономического роста КНР отрицательно сказывается на энергопотреблении страны в целом. В 2015 г. Государственное статистическое управление КНР обозначило ситуацию замедления темпов роста термином «new normal», подчеркивая, что данная тенденция носит долгосрочный характер. В 2014 г. был зафиксирован самый низкий рост потребления первичной энергии (ППЭ) за последние 10 лет – 2,3%, а в 2015 г. он упал еще ниже и составил всего 1,5%. Спрос на уголь снизился впервые с 2000 г., его доля в общем объеме ППЭ продолжает сокращаться. Нефть демонстрирует самый низкий рост спроса с конца 1990х гг. Тем не менее, природный газ продолжает увеличивать свою долю в структуре энергопотребления Китая, постепенно вытесняя уголь.

Цель руководства КНР состоит в том, чтобы к 2020 г. повысить долю природного газа в структуре энергопотребления до 10%, что довольно амбициозно, поскольку сегодня она едва превышает 6%. Даже если сохранится низкий темп роста энергопотребления, для достижения подобной цели Китаю необходимо наращивать потребление природного газа со средним темпом в 12-13% (см. рисунок 1).

Ключевым фактором развития потребления природного газа в Китае является его стоимость. Поэтому для поддержания высоких темпов роста газопотребления первостепенной задачей руководства КНР является максимальное приближение внутренних цен на природный газ к рыночным.



Рис. 1. Темпы роста газопотребления в Китае в 2010-2015 гг. и прогноз до 2020 г.

Источник: Государственное бюро статистики КНР; BP Statistical Review of World Energy; Центр изучения энергетической политики Института энергетики ВШЭ.

К 2017 г. руководство КНР планирует установить механизм ценообразования на природный газ, регулируемый рынком.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ
ОБЗОРЫ ИНСТИТУТА
ЭНЕРГЕТИКИ
НИУ ВШЭ

СЕНТЯБРЬ 2016

РЕФОРМА ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ: СНИЖЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНОЙ СТОИМОСТИ

Реформа ценообразования на природный газ в Китае началась в июле 2013 г. и затронула весь трубопроводный газ из традиционных источников для использования вне жилищного сектора (то есть для потребления в промышленности, на транспорте и в электроэнергетике).

До реформы цена природного газа на входе в городскую распределительную сеть (city-gate price) для каждого сектора в каждом регионе Китая формировалась как стоимость на выходе с месторождения плюс тариф на транспортировку (принцип «издержки плюс»). В декабре 2011 г. Государственный комитет по развитию и реформе КНР (ГКРР) начал пилотную программу по ценообразованию на природный газ в провинциях Гуандун и Гуанси (см. рисунок 2).

Программа предполагала установление максимальной стоимости природного газа на входе в городскую распределительную сеть на уровне 90% от средневзвешенной цены на мазут и сжиженный нефтяной газ, импортированные в Шанхай, в соотношении 60/40 и скорректированной с учетом издержек транспортировки до провинции и покупательной способности местного населения (механизм «нэтбэк»)¹.

В июле 2013 г. ГКРР запустил трехступенчатую реформу ценообразования на природный газ по всей стране: реформирование затронуло 29 провинций и городов центрального подчинения из 33. Реформа касалась всего природного газа с континентальных традиционных месторождений Китая, а также газа, импортируемого по трубопроводам для использования вне жилищного сектора.



Рис. 2. Этапы реформы в 2011-2015 гг.

Источник: Государственный комитет по развитию и реформе КНР, <http://www.sdpc.gov.cn/>

На I ступени реформы общее потребление природного газа в Китае было разделено на 2 части: «базовый спрос» и «добавленный спрос». К каждой части был применен отдельный механизм. Базовый спрос (1й класс) равен объему природного газа, потребленному в 2012 г. – 112 млн. м³; добавленный спрос (2й класс) определен как объем природного газа, потребляемый сверх базового спроса.² Предельная максимальная цена для природного газа 1го класса была установлена ГКРР отдельно для каждой провинции, средний показатель по стране составил \$8,9/млн. ВТУ.

Максимальная стоимость для природного газа 2го класса (для добавленного спроса) была определена значительно выше – на уровне 85% от стоимости импорта мазута и сжиженного нефтяного газа в г. Шанхай в соотношении 60/40 (согласно отчету Таможенной администрации КНР за 2012 г.). Приведенная формула (см. рисунок 3) показывает расчет максимальной стоимости природного газа 2го класса на рынке г. Шанхай.

По аналогии с пилотной программой в Гуандуне и Гуанси максимальная цена газа 2го класса для каждой провинции основывалась на цене газа на рынке г. Шанхай и корректировалась с учетом транспортировки и покупательской способности местного населения («нэтбэк»).

Средняя максимальная стоимость газа 2го класса по стране составила \$12,6/млн. ВТУ. Такая ситуация должна была сохраняться до второй ступени реформы.

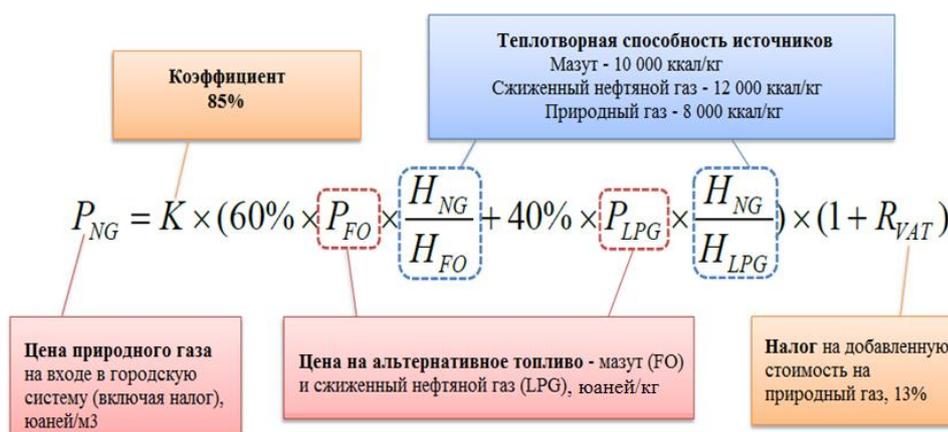


Рис. 3. Формула расчета максимальной цены природного газа 2го класса на входе в распределительную систему г. Шанхай

Источник: Государственный комитет по развитию и реформе КНР, <http://www.sdpc.gov.cn/>

Во второй половине 2014 г. международные цены на нефть начали резко снижаться, что создало проблемы для развития потребления природного газа, прежде всего, в транспортном секторе, где компримированный природный газ (КПГ) напрямую конкурирует с бензином.

**АНАЛИТИЧЕСКИЕ
ОБЗОРЫ ИНСТИТУТА
ЭНЕРГЕТИКИ
НИУ ВШЭ**

СЕНТЯБРЬ 2016

На **II ступени** реформы в сентябре 2014 г. предельная максимальная цена для 1го класса поднялась на \$1,73/млн. BTU параллельно во всех провинциях, средний уровень достиг \$10,5/млн. BTU. Предельные цены 2го класса остались на прежнем уровне. В постановлении было указано, что если импортный СПГ (после регазификации), сланцевый газ, метан угольных пластов или синтетический газ на основе угля будут транспортироваться по трубопроводам одновременно с традиционным природным газом, то продавец и покупатель могут подписать независимые контракты, отдельно по купле-продаже, отдельно на транспортировку, с ценами без учета установленной максимальной цены. Предприятия (кроме производителей удобрений)³, которые закупают природный газ напрямую у производителей для собственного использования (не для перепродажи), могут также согласовывать стоимость природного газа вне зависимости от установленной максимальной цены на входе в городскую систему.

На **III ступени** реформы в апреле 2015 г. ГКРР объединил два класса цен на природный газ в единый класс с общей максимальной стоимостью газа (см. рисунок 2), взяв за основу механизм определения стоимости для 2го класса. Система двух классов цен на природный газ в Китае перестала действовать. Более того, ввиду снижения цен на нефть ГКРР впервые понизил максимальную стоимость газа на 4%, средний показатель между всеми провинциями составил \$10,7/млн. BTU⁴. На этом трехступенчатая реформа ценообразования завершилась. Тем не менее, в изначальную формулу расчета была заложена зависимость от стоимости альтернативных источников (мазута и сжиженного нефтяного газа). Это означает, что максимальная стоимость природного газа в Китае будет пересматриваться в зависимости от колебания стоимости нефти.

Так, с апреля по ноябрь 2015 г. мировые цены на нефть снизились до средней отметки \$54/баррель, что повлекло значительное снижение стоимости импорта мазута и сжиженного нефтяного газа. В ноябре 2015 г. установленные максимальные цены по всем провинциям были снижены на \$3/млн. BTU, в среднем по стране снижение составило 28% (с \$10,7/млн. BTU до \$7,7/млн. BTU). Кроме того, согласно директиве ГКРР, с 20 ноября 2016 г. будет допустимо т.н. верхнее колебание стоимости (т.е. превышение установленной для провинции максимальной стоимости) на 20%⁵.

В результате преобразований установленный максимум стоимости природного газа на входе в городскую распределительную сеть в разных провинциях различен: от \$4,9/млн. BTU в СУАР до \$9,3/млн. BTU в Шанхае и провинции Гуандун (см. рисунок 4).

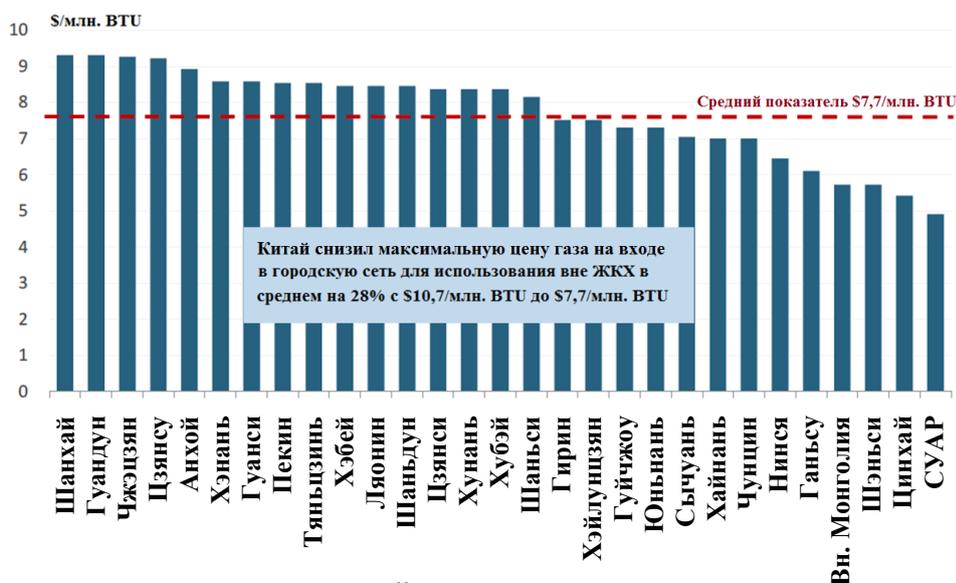


Рис. 4. Установленный максимум стоимости природного газа в регионах Китая

Источник: Государственный комитет по развитию и реформе КНР, <http://www.sdpc.gov.cn/>

Низкий уровень цены в СУАР объясняется тем, что это газоносная провинция, которая является началом газопровода «Запад-Восток», а также пунктом приема природного газа из Центральной Азии. Самые высокие цены на природный газ – в Шанхае и Гуандуне, поскольку оба региона наиболее удалены как от районов внутренней добычи, так и от пунктов приема импортного трубопроводного газа (см. рисунок 5)⁶.

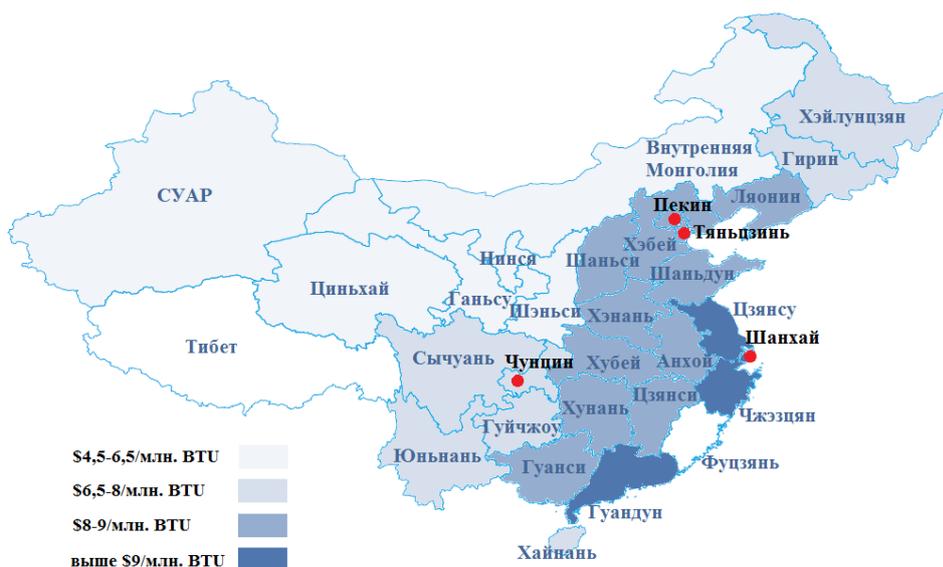


Рис. 5. Максимальная стоимость природного газа в провинциях КНР

Источник: Государственный комитет по развитию и реформе КНР, <http://www.sdpc.gov.cn/>

Реформа ценообразования на природный газ в Китае заменила механизм «издержки плюс» на систему «нэтбэк» и привела к снижению стоимости трубопроводного природного газа на входе в городскую систему, предназначенного для использования в электроэнергетике, промышленности и на транспорте. В среднем по стране стоимость газа на входе в городскую сеть за три последних года снизилась с \$12/млн. BTU до \$8/млн. BTU.

**АНАЛИТИЧЕСКИЕ
ОБОЗРЫ ИНСТИТУТА
ЭНЕРГЕТИКИ
НИУ ВШЭ**

СЕНТЯБРЬ 2016

СТАНОВЛЕНИЕ БИРЖЕВЫХ МЕХАНИЗМОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ

В постановлении 2015 г. ГКРР также призвал активизировать торговлю природным газом на Шанхайской нефтегазовой бирже (Shanghai Petroleum and Gas Exchange, SHPGX), чтобы за 2-3 года обеспечить переход к свободной и прозрачной торговле природным газом⁷.

Уже в конце 2014 г. правительство Шанхая утвердило создание центра по торговле нефтью и природным газом. Центр был основан в марте 2015 г. в Шанхайской пилотной зоне свободной торговли с установленным капиталом в 1 млрд. юаней (\$159,7 млн.). Шанхайская нефтегазовая биржа включает 10 акционеров: информационное агентство «Xinhua» (основной акционер, 30%), PetroChina, Sinopec Corp., CNOOC, Shenergy Group, Beijing Gas Group, ENN Group, Hong Kong and China Gas Co., Ltd. (Towngas), China Gas Holdings Limited и China Huaneng Group. Биржа является платформой для спотовой торговли природным газом (трубопроводным и СПГ), всеми видами нетрадиционного газа (в том числе сланцевым газом), сжиженным нефтяным газом, нефтью и т.д.⁸

В первый день работы SHPGX 5 компаний (только акционеры) разместили трубопроводный газ и СПГ на продажу – PetroChina, Sinopec Corp., CNOOC, Beijing Gas Group и China Gas Holdings Limited. Но только Sinopec Corp. и CNOOC сохранили активность, продолжив и далее использовать платформу для своих сделок.

За год работы SHPGX количество сделок по трубопроводному газу и СПГ примерно равны: 1612 и 1649 соответственно. Но объемы продаж трубопроводного газа в 10 раз превышают объемы продаж СПГ – 10 млрд. м³ и 1 млрд. м³ (см. рисунок 6).

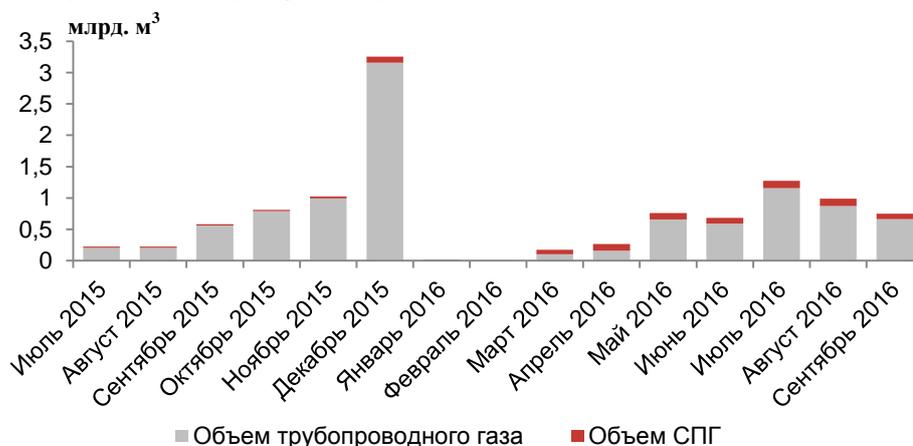


Рис. 6. Объемы сделок по природному газу на Шанхайской нефтегазовой бирже

Источник: Шанхайская нефтегазовая биржа, <http://www.shpgx.com>

В будущем SHPGX планирует стать азиатским аналогом Henry Hub и NBP. ГКРР надеется возложить вопрос ценообразования на природный газ полностью на SHPGX. Тем не менее, на сегодняшний день SHPGX используется только ее акционерами и регулирует продажу лишь 5,5% потребляемого в Китае природного газа. Такая ситуация сохранится до 2020 г.

**АНАЛИТИЧЕСКИЕ
ОБЗОРЫ ИНСТИТУТА
ЭНЕРГЕТИКИ
НИУ ВШЭ**

СЕНТЯБРЬ 2016

Использование биржевой информации позволяет увидеть влияние текущей реформы ценообразования на спотовые цены на природный газ в обоих сегментах (см. рисунок 7):

- До октября 2015 г. средние цены на трубопроводный газ держались выше \$10/млн. ВТУ. Поскольку реформа напрямую касалась трубопроводного газа, то после понижения максимальной стоимости на входе в городскую распределительную сеть в ноябре 2015 г. средние цены на трубопроводный газ на бирже начали резкое снижение и уже в декабре составили \$8,5/млн. ВТУ. Сегодня средняя цена на трубопроводный газ на SHPGX – \$8,08/млн. ВТУ, что примерно равно среднему показателю максимальной стоимости трубопроводного газа на входе в городскую сеть (см. рисунок 4).
- Цены на СПГ держались на уровне \$11-12/млн. ВТУ до февраля 2016 г., но постепенно низкая стоимость трубопроводного газа сказалась на спотовых ценах на СПГ, и с марта началось их постепенное снижение до \$9,5/млн. ВТУ в июле.

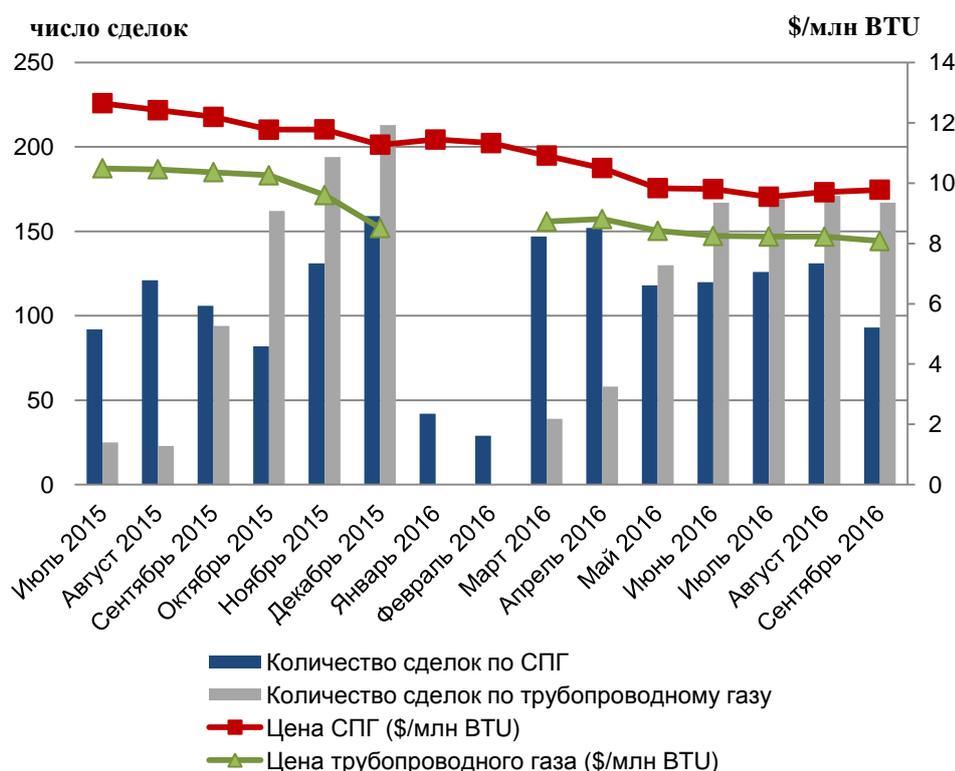


Рис. 6. Динамика и стоимость сделок по природному газу на Шанхайской нефтегазовой бирже

Источник: Шанхайская нефтегазовая биржа, <http://www.shpgx.com>

В 2014-2015 гг. в Китае положено начало становлению биржевых механизмов регулирования цен на природный газ. Шанхайская нефтегазовая биржа – государственная платформа по торговле нефтью и газом, обладающая сложной процедурой вступления, но предоставляющая возможность прямого взаимодействия с наиболее крупными игроками газового рынка КНР.

**АНАЛИТИЧЕСКИЕ
ОБЗОРЫ ИНСТИТУТА
ЭНЕРГЕТИКИ
НИУ ВШЭ**

СЕНТЯБРЬ 2016

Небольшие частные онлайн платформы по торговле СПГ способствуют в Китае расширению рынка и доводят продукт до конечного потребителя.

В КНР появляется все больше новых возможностей для онлайн торговли СПГ. Список альтернативных платформ включает биржу по СПГ myLNG, платформу по торговле и логистике СПГ компании ENN Energy Holdings, а также Shanghai International Energy Exchange (INE), которая планирует запустить центр по торговле фьючерсами СПГ.

Наибольшей активностью обладает частная платформа myLNG, которая была запущена в августе 2015 г. Платформа позволяет своим клиентам осуществлять все торговые операции в режиме онлайн – от выставления стоимости, процедуры заказа и подтверждения до выбора способа доставки и осуществления оплаты. После регистрации можно сразу приступить к торговым операциям. Все процессы транслируются онлайн. Платформу используют более 50 компаний, в основном это малотоннажные производители СПГ и компании по сбыту.

ПОСЛЕДСТВИЯ РЕФОРМЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ

Чтобы к 2020 г. повысить долю природного газа в структуре энергопотребления до 10%, при текущих темпах роста энергопотребления Китаю необходимо наращивать потребление природного газа со средним темпом не менее 12% (см. рисунок 1). На данном этапе реформу можно считать эффективной, если за прошедший период появилась четкая тенденция долгосрочного роста потребления природного газа в стране.

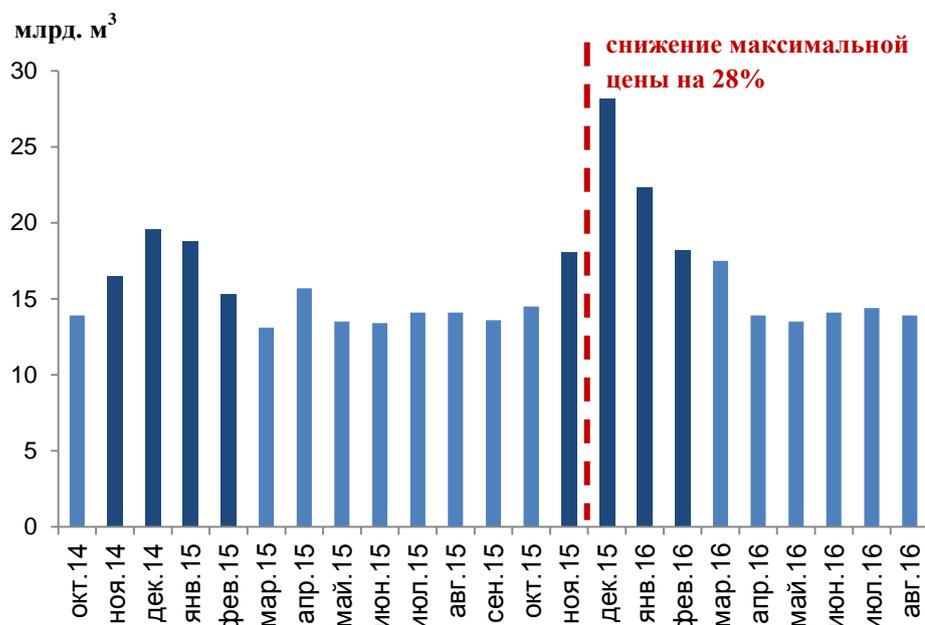


Рис. 8. Динамика потребления природного газа в КНР по месяцам в 2014-2016 гг.

Источник: ГКРР, 2016, <http://www.sdpc.gov.cn/>

После снижения максимальной стоимости природного газа на 28% (ноябрь 2015 г.) за 8 месяцев 2016 г. потребление выросло на 8% по сравнению с аналогичным периодом 2015 г. При этом важно разделять периоды высокого потребления («пиковый сезон» – с ноября по февраль) и периоды низкого потребления (см. рисунок 8):

- Дополнительное потребление природного газа в «пиковый сезон» обусловлено низкой температурой воздуха и направлено на отопление и генерацию электроэнергии. Рост потребления в «пиковый сезон» 2015-2016 гг. по сравнению с предыдущим аналогичным периодом составил 24%.
- Период низкого потребления более полно отражает тенденцию развития потребления природного газа на транспорте и в промышленности. Сравнение промежутков март-август 2015 г. и март-август 2016 г. показывает рост потребления на 4%.

Реформа ценообразования на природный газ имела положительное влияние на рост его потребления. Но текущие темпы роста не позволяют говорить о ее эффективности для достижения целевого показателя 2020 г. Более глубоко последствия реформы ценообразования можно проследить по отдельным категориям: конечные потребители со стороны электроэнергетики, транспорта и промышленности, а также внутренние производители и компании-импортеры.

В **электроэнергетике** главный конкурент природного газа – уголь. Снижение цен на природный газ не изменит преимущества угля как дешевого источника энергии. Более того, производители электроэнергии отмечают завышенные транспортные тарифы уже внутри городской распределительной системы, которые устанавливают газораспределительные компании (реформа затронула лишь стоимость газа на входе в городскую сеть). После снижения стоимости лишь некоторые проекты газовых электростанций, прежде всего, в Пекине, Шанхае, Ухани и Наньнине стали рентабельными.

В остальных регионах проекты продолжают функционировать лишь благодаря субсидиям местных правительств, направленным на снижение парниковых выбросов (а значит – развитие газовой электрогенерации). Есть также вероятность, что местные правительства прибрежных районов введут налог на использование угля на электростанциях.

1 л бензина может быть заменен на 1,03 м3 КПГ. Стоимость конвертации легкового автомобиля на бензине не превышает 10 000 юаней (\$1 538). Существует ценовой коэффициент КПГ (в юанях за м3) и бензина (в юанях за литр), на основании которого можно сделать вывод о привлекательности КПГ в качестве моторного топлива или наоборот. Так, если ценовой коэффициент выше 75%, то автомобили на КПГ считаются непривлекательными и сектор развиваться не будет. Если коэффициент менее 65%, сектор КПГ будет испытывать стабильный и быстрый рост.

В **транспортном секторе** природный газ конкурирует с бензином и дизельным топливом. В 2015 г. из-за высоких цен на природный газ и сильного сокращения цен на бензин и дизельное топливо рынок автомобилей на КПГ/СПГ-двигателях начал сокращаться. Реформа помогла сектору автомобилей на КПГ/СПГ вернуть себе экономическое преимущество. К примеру, в провинции Шэньси, где максимальная стоимость природного газа на входе в городскую сеть составила \$5,7/млн. ВТУ (см. рисунок 4), максимальная цена на КПГ/СПГ в провинции сократилась до \$15,5/млн. ВТУ. В итоге ценовой коэффициент КПГ к бензину составил 67%, а ценовой коэффициент СПГ к дизельному топливу – 71%, что сделало переход на автомобили на КПГ/СПГ выгодным для владельцев. Одновременно высокая разница между стоимостью природного газа на входе в городскую сеть и ценой КПГ (до \$10/млн. ВТУ) делает продажу КПГ/СПГ выгодной для газораспределительных компаний.

Более того, в январе 2016 г. ГКРР установил нижний порог стоимости для бензина и дизельного топлива на уровне \$40/баррель. В итоге, внутренняя цена на бензин и дизельное топливо колеблется в пределах 4,9-7,1 юаней/л, в то время как стоимость природного газа для транспорта - 2,4-4,5 юаней/м³ в большинстве городов. Цены на газ сохраняют конкурентоспособность в транспортном секторе, что однозначно скажется на росте потребления природного газа в «низкие сезоны» после 2017 г.

Аналогичная ситуация с использованием природного газа в **промышленности**. В 2015 г. в промышленном и коммерческом секторах выросло использование сжиженного нефтяного газа (СНГ). После снижения цен на природный газ спрос на СНГ начал стремительно сокращаться.

Негативными являются последствия реформы для **производителей природного газа** в Китае, поскольку стоимость природного газа на выходе с месторождения сокращается пропорционально снижению стоимости на входе в городскую сеть. В перспективе наибольшие потери от снижения цен понесет CNPC/PetroChina, в меньшей степени – Sinopet и CNOOC (в общей сложности потери составят более \$1 млрд. ежегодно).

На грани рентабельности оказались многие высокобюджетные проекты, а также большинство малых месторождений. Инвестиции в основной капитал в целом по нефтегазовому сектору в первой половине 2016 г. составили \$14,3 млрд., что на 18% меньше по сравнению с 2015 г. Ситуацию может исправить доступ негосударственных игроков в сектор добычи.

Развитие сланцевого газа и синтетического газа на основе угля также продолжит испытывать трудности (например, из проекта по разработке сланцевого газа в Китае уже вышла компания Shell), хотя цены на них

согласуются между производителями и покупателями напрямую, все зависимости от цены газа на входе в городскую систему.

Потенциальные потери испытают также и **компания-импортеры СПГ**. Стоимость текущих поставок СПГ уже согласована напрямую между продавцами и покупателями. Тем не менее, снижение стоимости трубопроводного газа на входе в городскую сеть повлечет за собой и снижение стоимости СПГ, что уже произошло со спотовыми ценами на СПГ (см. рисунок 6).

Тем не менее, компания-импортеры СПГ смогут увеличивать прибыль за счет роста объемов импорта. В условиях слабого роста внутреннего производства и значительного роста потребления объемы импорта будут расти более высокими темпами, чем прогнозировалось до реформы. Уже за первую половину 2016 г. рост импорта СПГ в Китай составил 21% по сравнению с первой половиной 2015 г.

¹ Постановление ГКРР о применении цен на природный газ в провинциях Гуандун и Гуанси (кит.), 2011, http://www.sdpc.gov.cn/zfwz/zfdj/jggg/tyq/201112/t20111227_452950.html

² Постановление ГКРР о применении цен на природный газ (кит.), 2013, http://www.gov.cn/gzdt/2013-06/28/content_2436328.htm

³ Ввиду слабости рынка производства с/х удобрений реформа ценообразования на газ для таких предприятий последует позже.

⁴ Постановление ГКРР о применении цен на природный газ от 26.02.2015 (кит.), 2015, http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201502/t20150228_665694.html

⁵ О снижении стоимости природного газа вне жилищного сектора (кит.), ГКРР, 18.11.2015 2015, http://www.ndrc.gov.cn/gzdt/201511/t20151118_758962.html

⁶ China's Latest Move to Lower Official Gas Prices and Implications for the Oil and LNG Business: The Curtains Are Lifted, Now What? Issue #94, 2015.

⁷ О снижении стоимости природного газа вне жилищного сектора (кит.), ГКРР, 18.11.2015 2015, http://www.ndrc.gov.cn/gzdt/201511/t20151118_758962.html

⁸ Shanghai Oil & Gas Exchange starts operations, China Daily, 2015-07-03, http://www.chinadaily.com.cn/m/shanghai/lujiazui/2015-07/03/content_21170225.htm

Снижение стоимости трубопроводного природного газа на входе в городскую сеть в Китае стимулировало рост внутреннего потребления, хотя текущие темпы роста не позволяют говорить о ее эффективности для достижения целевого показателя 2020 г. Реформа негативно отразилась на внутреннем производстве природного газа, тем самым увеличив объемы импорта. Для развития собственного производства руководству КНР придется углублять реформирование сектора, обеспечивая доступ негосударственных игроков.

**АНАЛИТИЧЕСКИЕ
ОБЗОРЫ ИНСТИТУТА
ЭНЕРГЕТИКИ
НИУ ВШЭ**

СЕНТЯБРЬ 2016



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

© Институт энергетики НИУ ВШЭ 2016
Москва, ул. Мясницкая, д.20
Тел. +7(985)177-53-35
<https://energy.hse.ru/>

