

УДК: [622.691.4+31.13+339.137.22] (510)

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КИТАЯ: НОВЫЙ РЕСУРС РАЗВИТИЯ

С.П. Попов

Попов Сергей Петрович — кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник. Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, ул. Лермонтова, 130, г. Иркутск, Россия, 664033. E-mail: popovsp@isem.sei.irk.ru.

Развитие газовой промышленности Китая рассматривается в региональном разрезе, начиная с 1986 г., описываются изменение потребления газообразного топлива различными группами потребителей, развитие магистральных и распределительных систем транспортировки газа. Кратко характеризуются современные объемы производства газообразного топлива, его импорта и уровни цен на природный газ в Китае. Делается вывод о точках роста потребления газа как по категориям потребителей, так и по их географической принадлежности. Приводятся оценки конкурентных цен российского природного газа на рынке Китая и других крупных импортеров газа Восточной Азии. Делается вывод о монополии Китая на трубопроводный газ из Сибири. Предлагаются мероприятия для ликвидации или снижения значимости фактора указанной монополии для экспорта российского газа на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона.

Регионы Китая, природный газ, газоснабжающая система, конкурентоспособность, экспорт российского газа.

ВВЕДЕНИЕ

В предстоящие десятилетия Китай станет наиболее крупной экономикой мира, для обеспечения функционирования которой потребуются импортировать большие объемы энергоресурсов. Одно из важных мест в обеспечении потребностей энергоснабжения Китая будет занимать природный газ, почти треть потребления которого в 2012 г. была обеспечена посредством импорта [16]. В связи с этим рынок природного газа в Китае для российского экспорта представляет стратегический интерес. Для заблаговременной оценки масштабов, направлений и технологий экспорта российского газа на китайский рынок необходимо иметь обоснованное представление о географии роста потребности в импортном газе и конкурентоспособности различных экспортеров в привязке к макрорегионам и провинциям Китая.

В данной работе использован исторический подход к анализу формирования газоснабжающей системы страны с учетом ее географических особенностей¹.

Производственная инфраструктура транспортировки импортируемого газа включает как магистральные трубопроводы, так и систему регазификационных терминалов в прибрежных провинциях. Такая инфраструктура характеризуется крупными капиталовложениями, которые должны окупаться в течение десятилетий. В условиях фактической монополии Китая на трубопроводный газ из Сибири особое значение приобретают выполненные оценки наиболее конкурентоспособных маршрутов экспорта российского газа на рынки стран Восточной Азии.

В период 1986–2010 гг. в Китае произошел заметный рост потребления энергоресурсов на душу населения, после 2000 г. наивысшие темпы роста демонстрируют электроэнергия и природный газ (рис. 1).

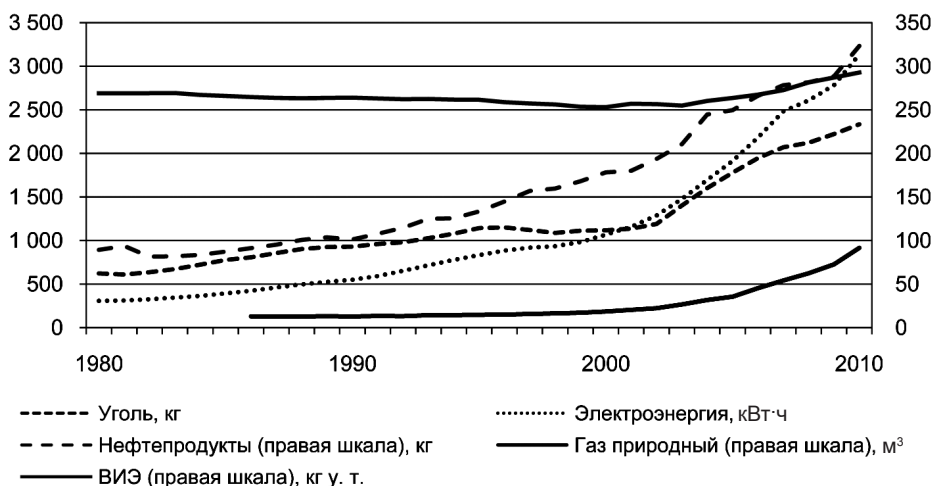


Рис. 1. Удельное потребление первичных энергоресурсов в Китае на душу населения за период 1980–2010 гг.

Источник: составлено по: [13; 14].

Несмотря на увеличение роли газа в потреблении первичных энергетических ресурсов в экономически развитых регионах, уголь продолжает доминировать. Доля угля в наиболее экономически развитом Восточном (Прибрежном) регионе в 2010 г. составила чуть менее 70%, а природного газа – 8% (рис. 2). Две из трех провинций Китая с максимальной долей газа в потре-

¹ Качественный обзор современного состояния газовой промышленности Китая и прогнозов ее развития до 2030 г. приведен в работе [2].

блении энергоресурсов относятся к Восточному региону – остров Хайнань (25%) и Пекин (19%), на третьем месте находится западная провинция Сычуань (14%), обеспечивающая 20% добычи газа в Китае.

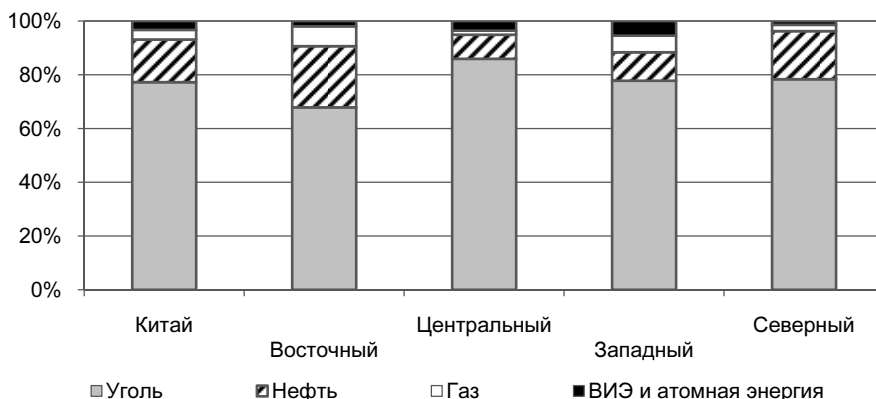


Рис. 2. Структура потребления первичных энергоресурсов в Китае и его регионах в 2010 г.

Источник: составлено по: [13].

Потребление природного газа в Китае за период 1986–2010 гг. увеличилось в 10,5 раза – с 14 до 147 млрд м³.

Наибольшими темпами прироста потребления природного газа характеризовались Восточный и Центральный регионы, где в 2005–2010 гг. среднегодовые темпы прироста потребления составили около 30%. Наибольшего значения в этот период они достигли в провинциях Восточного региона – Фуцзянь – 125%, Гуандун – 107%, Чжэцзян – 71%. При этом среднегодовые темпы прироста потребления природного газа в Западном регионе составили 13%, в Северном – 10%.

РОЛЬ ГАЗА В РЕГИОНАЛЬНОМ ПОТРЕБЛЕНИИ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Добыча и производство газообразного топлива

Природный газ. Объем добычи природного газа в 2012 г., по официальным данным, составил 107,7 млрд м³ [4]. Заметный рост производства и потребления природного газа в Китае начался в конце прошлого века. Добыча природного газа в Западном регионе традиционно велась в провинции Сычуань, которая до 1997 г. наряду с Синцзян-Уйгурским автономным районом (СУАР) обеспечивала более 90% добычи в Западном регионе и 44% от общей добычи газа в Китае. В 1997 г. произошло увеличение добычи в выделившемся из провинции Сычуань муниципалитете Чунцин. Начав добычу газа в середине 1990-х гг., в 2010 г. в Шэньси и Автономный район Внутренняя Монголия

(АРМВ) добыли соответственно 22 и 20 млрд м³. В тибетской провинции Цинхай добыча газа в период 1990–1997 гг. велась в незначительных объемах (менее 200 млн м³), но к 2010 г. достигла 5,6 млрд м³. К 2010 г. добыча газа в СУАР увеличилась почти в 5 раз по сравнению с 2005 г. — до 25 млрд м³. Основная часть добываемого здесь газа отправляется по магистральным трубопроводам в Восточный и Центральный регионы. Первый магистральный газовый трубопровод Запад — Восток был построен из излучины р. Хуанхэ — Ордос — Пекин в конце 90-х гг. прошлого века, а костяк национальной газовой инфраструктуры — газопровод Запад — Восток — начал работать в конце 2004 г.

Для Прибрежного региона основным источником собственной добычи газа являются морские месторождения в Южно-Китайском и Желтом морях, в Бохайском заливе. Освоение этих месторождений в промышленных масштабах осуществляется специализированной государственной компанией СНООС с 1996 г.

Угольный метан и синтетический газ из угля. По различным источникам, добыча угольного метана в Китае в 2010 г. варьируется в очень широком диапазоне: от 1,5 до 9 млрд м³ [1; 2; 3], что иллюстрирует как качество китайской статистики, так и зачастую неправильное понимание китайскими авторами технологических процессов добычи и производства газообразного топлива. Объем добычи угольного метана в 2011 г. составил 11,5 млрд м³ [5]. Основной объем добычи угольного метана приходится на крупную угледобывающую провинцию Шаньси в Центральном регионе. Метан из угольных пластов добывается также в западных провинциях Шэньси, Сычуань и АРВМ. В 2012 г. в СУАР запущен в опытно-производственную эксплуатацию первый завод по производству синтетического газа из углей месторождения бассейна р. Или, предназначенный для наполнения трубопровода Запад — Восток. В сентябре 2012 г. было завершено строительство соответствующей инфраструктуры — 64 км ветки Инин — Хоргос диаметром 1220 мм, и в 2013 г. ожидается производство 1,9 млрд м³ синтетического газа [6; 11].

Сланцевый газ. По различным оценкам, Китай имеет крупные, если не крупнейшие в мире, ресурсы сланцевого газа. Эти ресурсы представляют так называемый нетрадиционный газ, и власти Китая возлагают на него большие надежды, принимая во внимание быстрый рост добычи сланцевого газа в США с 2007 г.

Основные ресурсы сланцевого газа в Китае сосредоточены в Западном регионе — в провинции Сычуань, в бассейне Ордос, в СУАР. Имеются значительные ресурсы сланцевого газа в Центральном и Прибрежном регионах. На государственном уровне принята крупная программа по разведке и освоению сланцевого газа — нового вида энергоресурсов по китайской классификации, начиная с 2012 г. . В октябре 2012 г. был проведен второй

тендер по распределению лицензий на проведение разведочных работ. В отличие от первого, лицензии не достались так называемой большой тройке игроков – государственным нефтяным компаниям, а были распределены между многочисленными частными и рядом государственных компаний, в том числе угольных. По планам освоения сланцевого газа его добыча будет осуществляться с максимальным привлечением частного капитала в провинциях Сычуань, Чунцин, Гуйчжоу, Хунань, Хубэй, Юньнань, Цзянси, Аньхой, Цзянсу, Шаньси, Хэнань, Ляонин, СУАР, т. е. преимущественно в Центральном и Западном регионах.

Импорт

Импорт природного газа в Китай осуществляется как морскими (сжиженный природный газ – СПГ), так и сухопутным (трубопроводный газ) маршрутами. Специализированные танкеры осуществляют доставку СПГ в прибрежные провинции с мая 2006 г. (терминал Дапенг в провинции Гуандун). В конце 2009 г. Китай начал импорт трубопроводного среднеазиатского газа, который наряду с собственным газом поступает в трубопроводную систему Запад – Восток. В 2012 г. импорт природного газа составил 42,3 млрд м³, из них 20,1 млрд м³ в виде СПГ, из 12 стран на шесть регазификационных терминалов в провинциях Гуандун, Фуцзянь, Чжэцзян, Цзянсу, Шанхай и Ляонин и 22,2 млрд м³ туркменского и узбекского газа – по трубопроводам из Средней Азии. Общая зависимость страны от импортного газа достигла 29% [16].

ПОТРЕБЛЕНИЕ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

За период 1986–2000 гг. средний ежегодный прирост потребления газа в Китае (точнее – газообразного топлива, поскольку имеется диверсифицированный ряд источников его добычи и производства) составлял 3,5%, в том числе по регионам: Западный – 5%, Восточный и Центральный – 3%, Северный – 0,8%. За первое десятилетие текущего века (2000–2010 гг.) среднегодовые темпы роста потребления природного газа в целом по Китаю достигли 17%. В провинциях Прибрежного региона – Цзянсу, Чжэцзян и Фуцзянь – потребление газа в 2010 г. составило не менее 17 млрд м³ в каждой, хотя в 2000 г. оно едва достигало 100 млн м³.

В шести провинциях Центрального региона Китая за этот же период средний ежегодный рост потребления газа составил 27%. Несмотря на то, что численность населения этого региона превышает 360 млн человек, в 2010 г. здесь было потреблено лишь 15 млрд м³ газообразного топлива, что составляет лишь половину потребления Московского мегаполиса. Всего в Ки-

тае потребление газообразного топлива выросло с 16 млн т у. т. в 1986 г. до 27 млн т у. т. в 2000 г. и превысило 176 млн т у. т. в 2012 г. (131 м³/чел. в год). Для сравнения: в России удельное потребление газа составляет примерно 3200 м³/чел. в год, в США – 2250 м³/чел. в год, что превышает китайский уровень соответственно в 24 и 17 раз.

По результатам анализа энергетических балансов на провинциальном уровне выделены два основных фактора, характеризующих потребление природного газа в Китае:

- 1) прямая зависимость удельного потребления природного газа от удельного ВРП для «газодефицитных» провинций (рис. 3);
- 2) прямая зависимость удельного потребления природного газа от удельной добычи природного газа для «газоизбыточных» провинций (рис. 4).

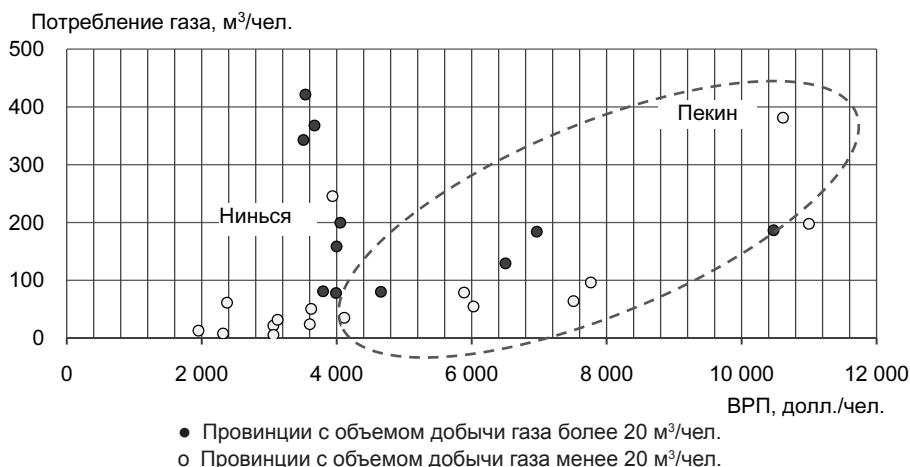


Рис. 3. Зависимость потребления природного газа по провинциям Китая от величины валового регионального продукта в 2010 г.

Источники: составлено по: [13; 14].

Наряду с высокими темпами роста потребления газа в Китае в 2000–2010 гг. существенно изменилась его региональная и отраслевая структура (табл. 1). Выросла доля Восточного и Центрального регионов, в то время как доля Северного и Западного упала с 79% в 2000 г. до 47% в 2010 г. В этот же период роль промышленности как основного потребителя газа снизилась с 73 до 55%. Важным фактором является рост потребления газа на транспорте (собственные нужды трубопроводов в данном случае не учитываются), что вызвано переводом автомобильного транспорта на более экологичный и экономичный вид моторного топлива. Так, в 2010 г. в удаленных от основных нефтеперерабатывающих заводов и обеспечивающих транзит газа провинциях Центрального

региона 8% газа использовалось на нужды транспорта в качестве моторного топлива. В провинциях Шаньси и Хубэй этого региона доля транспорта в потреблении газа достигла 18 и 16% соответственно.

Потребление газа, м³/чел.

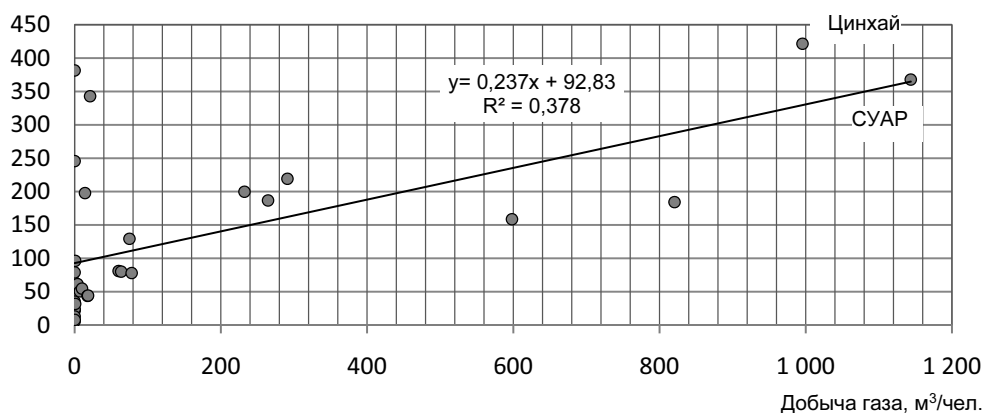


Рис. 4. Зависимость потребления природного газа по провинциям Китая от его добычи, 2010 г.

Источники: составлено по: [13; 14].

Промышленность. Использование значительных объемов газа в качестве сырья является важнейшим фактором ценообразования в Китае, поскольку напрямую затрагивает такие важнейшие проблемы страны, как продовольственная и энергетическая безопасность. Непосредственное потребление природного газа в промышленности, и в первую очередь на неэнергетические нужды — как сырья для производства удобрений и химического производства (газохимии), в 2010 г. превышало 55% от суммарного потребления газа в Китае (см. табл. 1). В Северном и Западном регионах эта величина была максимальной — соответственно 64 и 66%, а для Центрального и Восточного регионов, которые являются основными сельскохозяйственными и промышленными производителями, составила 53 и 44%. Увеличение предложения газа — посредством импорта и увеличения добычи на шельфе — на примере экономически наиболее развитого Восточного региона позволяет использовать его для вытеснения угля, применяемого в качестве котельно-печного топлива в коммунально-бытовом секторе и при производстве электроэнергии.

Теплоэнергетика. Фактическое начало использования природного газа в качестве котельно-печного топлива на тепловых электростанциях (ТЭС) и котельных в Китае приходится на период после 2005 г., когда была создана основа современной инфраструктуры — газопровод Запад — Восток, начата

добыча газа на шельфе Желтого моря, и вступил в эксплуатацию первый китайский терминал по приему и регазификации СПГ в провинции Гуандун. Практически весь прирост потребления газа на ТЭС до настоящего времени приходится на Восточный регион, в котором, в свою очередь, высокими темпами роста выделяются провинции Гуандун, Цзянсу, Пекин, Фуцзянь и Чжэцзян.

Таблица 1

Структура потребления газа в секторах экономики по регионам Китая, %

Территория	2000		2010	
Суммарное потребление				
Китай	100		100	
Восточный	15		42	
Центральный	6		11	
Западный	59		41	
Северный	20		6	
Промышленность				
Китай	73	100	55	100
Восточный	50	10	44	33
Центральный	76	6	53	10
Западный	73	59	66	49
Северный	91	24	64	7
Теплоэнергетика				
Китай	10	100	20	100
Восточный	17	18	36	73
Центральный	нет	(*)	16	9
Западный	10	64	6	13
Северный	8	18	15	4
Коммунально-бытовой сектор				
Китай	16	100	20	100
Восточный	32	23	17	36
Центральный	24	9	23	12
Западный	17	69	23	47
Северный	1	(*)	17	5
Транспорт				
Китай	(*)	100	4	100
Восточный	1	32	3	27
Центральный	(*)	(*)	8	21
Западный	(*)	68	5	46
Северный	нет	нет	4	6

Примечания: (*) – менее 1%.

Источник: составлено по: [13].

Интерпретация региональных диспропорций доли природного газа в качестве котельно-печного топлива для теплоэнергетики – ТЭС и котельных – позволяют объяснить экономические источники роста потребления газа (табл. 2). Северный регион является так называемым ржавым поясом – базой тяжелой промышленности, созданной в 1950-е гг. с помощью Советского Союза, характеризуется суровыми (по китайским понятиям) климатическими условиями. Здесь широко распространены схемы отопления с использованием ТЭЦ на угле. Только лишь в провинции Дзилинь 15% газообразного топлива (которое, в свою очередь, составляет 1,7% от всего котельно-печного топлива теплоэнергетики провинции) используется для нужд теплоэнергетики, что обусловлено крупными экологическими проблемами в сочетании с высокими темпами экономического роста.

Таблица 2

Доля природного газа в потреблении котельно-печного топлива на ТЭС и котельных по провинциям и регионам Китая в 2010 г., %

Регион/ провинция	Доля газа	Регион/ провинция	Доля газа
Восточный регион	3,1	Западный регион	1,1
Пекин	25,0	АРВМ	...
Тяньцзинь	0,4	Гуанси	...
Хэбэй	0,1	Чунцин	0,2
Шанхай	3,9	Сычуань	7,2
Цзянсу	3,0	Гуйчжоу	...
Чжэцзян	2,8	Юньнань	...
Фуцзянь	8,2	Шэньси	0,5
Шаньдун	0,1	Ганьсу	0,2
Гуандун	5,2	Цинхай	11,6
Хайнань	21,6	Нинься	0,3
Центральный регион	0,9	СУАР	4,9
Шаньси	1,1	Северный регион	0,9
Аньхой	...	Ляонин	...
Цзянси	...	Цзилинь	1,7
Хэнань	2,1	Хэйлунцзян	1,6
Хубэй	0,1		
Хунань	...	Китай в среднем	1,9

Примечание: ... – менее 0,1% либо отсутствует.
Источник: составлено по: [13].

В Западном регионе высокий уровень доли газа в теплоэнергетике приходится на три провинции, являющиеся крупными производителями природного газа – Цинхай (12%), Сычуань (7%) и СУАР (5%). Большая доля газа в провинции Хайнань Восточного региона также объясняется наличием собственной добычи (на месторождениях компании СНООС в Южно-Китайском море), а рекордная доля Пекина в 25% – обладанием столичного статуса и наследием Олимпиады-2008. Большая доля газа, используемого для производства электрической и тепловой энергии в Восточном регионе, объясняется более высоким уровнем подушевого ВРП и высоким уровнем электропотребления.

Городские газораспределительные системы и коммунально-бытовой сектор.

К настоящему времени в Китае исторически сложились три типа трубопроводных городских газораспределительных систем (ГРС) для обеспечения потребителей газообразным топливом, отличающихся видом используемого энергоресурса:

- 1) природный газ – в 439 городах;
- 2) сжиженный углеводородный газ (СУГ) – в 117 городах;
- 3) так называемый газ из угля (в основном это продукты коксования угля, очень редко – угольный метан) – в 100 городах.

Основные характеристики ГРС представлены в таблицах 3–4 и на рисунках 5–6. Крупные потребители, которые либо сами являются производителями газообразного топлива, либо покупают его напрямую на уровне ГРС, не учитываются в публикуемой Министерством жилищного строительства Китая статистике.

Основными потребителями газа из угля являются провинция Цзянсу и муниципалитет Шанхай Восточного региона, а также провинция Сычуань, относящаяся к Западному региону, – они обеспечивали в 2010 г. соответственно 69%, 5 и 6% от суммарного потребления этого вида энергоресурса в стране.

Таблица 3

Основные показатели городских газораспределительных систем в Китае в 2010 г.

Показатель	Единица измерения	Газ из угля	Природный газ	СУГ ¹
Всего потребление	млрд м ³	28	48,8	46,6
коммунально-бытовой сектор	млрд м ³	0,03	11,7	23,4
Протяженность распределительных сетей	тыс. км	38,9	256,4	13,4
Численность обслуживаемого населения	млн чел.	28	170	165

Примечание: ¹ – перевод в объемные показатели при равном энергетическом эффекте с природным газом.

Источник: составлено по: [9].

Таблица 4

Основные показатели городских газораспределительных систем по регионам Китая в 2010 г.

Показатель	Китай	Регионы			
		Восточный	Центральный	Западный	Северный
Потребление газа, млрд м ³	114,8	74,6	15,0	18,2	5,1
газ из угля	28,0	22,1	2,7	2,4	0,8
СУГ	46,6	32,7	6,6	4,2	3,1
природный	48,8	26,0	6,9	14,1	1,8
Доля населения, потребляющего сетевой газ, %	27,1	36,6	19,8	19,6	37,1
газ из угля	2,1	1,6	1,8	1,6	7,1
СУГ	12	18	9	7	15
природный	13	17	9	11	15
Доля населения в потреблении газа, %					
газ из угля	10	5	24	21	65
СУГ	50	46	56	70	55
природный	24	18	25	32	44
Удельное потребление газа в коммунально-бытовом секторе, м ³ / домохозяйство в год					
газ из угля	308	374	362	286	212
СУГ	469	498	412	511	343
природный	206	170	183	317	143
Средняя длина газопроводов, м/ домохозяйство					
газ из угля	4,5	5,2	5,4	4,1	3,2
СУГ	0,3	0,3	0,2	0,1	0,2
природный	4,5	4,8	5,0	4,1	3,1

Источник: составлено по: [9].

Удельное потребление газа в коммунально-бытовом секторе составляет 66–124 м³ для газа из угля, 103–159 м³ для СУГ, и 48–116 м³ для природного газа. Средняя длина газопроводов, приходящихся на каждое домохозяйство в Китае, для газораспределительных систем газа из угля и природного газа в 2010 г. составила 4,5 м, а для СУГ – 0,3 м. Существенно меньшее значение этого показателя для СУГ объясняется отсутствием единой городской сети газоснабжения, наличием лишь внутриквартальных газораспределительных сетей и использованием мелкой тары для доставки конечным потребителям.

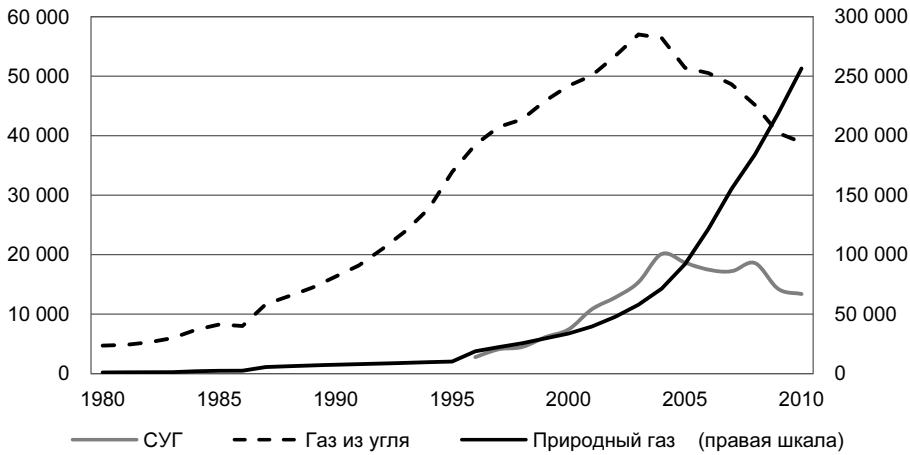


Рис. 5. Длина распределительных сетей для различных видов систем газоснабжения в Китае в 1980–2010 гг., км

Источник: составлено по: [9].

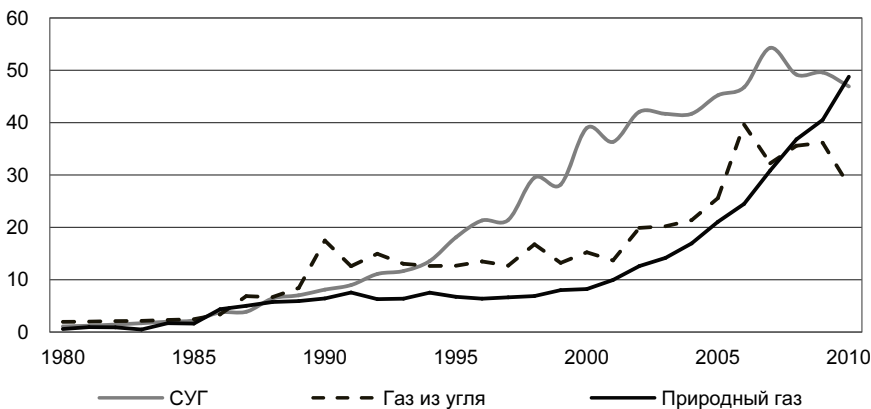


Рис. 6. Объемы газоснабжения различными видами ГРС в Китае в 1980–2010 гг., млрд м³

Источник: составлено по: [9].

Относительно низкое удельное потребление газообразного топлива в Северном регионе можно объяснить наличием систем централизованного теплоснабжения в жилом секторе (как ранее указывалось, основным топливом в теплоэнергетике региона является уголь), что ограничивает область использования газообразного топлива преимущественно процессами пищевого приготовления. Вместе с тем в провинциях южнее р. Янцзы до недавнего времени было законодательно запрещено устанавливать в жилых и общественных зданиях отопительные системы. Такой запрет в социалистической

экономике обосновывался низкой эффективностью систем централизованного теплоснабжения для большинства провинций Восточного, Центрального и Западного регионов в условиях продолжительности низких температур всего 1–2 месяца в году. Вместе с тем, по факту данное ограничение в индивидуально-массовом порядке приводит к увеличению потребления газа в коммунально-бытовом секторе на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения в зимний период.

Техническое состояние существующих городских газораспределительных систем при переходе к масштабной газификации коммунально-бытового сектора требует крупных инвестиций.

Все перечисленные газораспределительные системы могут сосуществовать в одном населенном пункте, что обеспечивает благоприятные предпосылки для быстрого расширения розничного рынка природного газа на первых этапах за счет конверсии потребителей других видов газообразного топлива в коммунально-бытовом секторе.

Транспорт. В 2000 г. в Китае насчитывалось 10 тыс. автотранспортных средств, использующих сжатый и сжиженный природный газ в качестве моторного топлива, в 2011 г. их количество превысило один миллион, или 1,0% от суммарного количества зарегистрированных автотранспортных средств. На конец 2010 г. в 88 городах имелась 391 газозаправочная станция СУГ, в 267 городах – 1239 автомобильных газонаполнительных компрессорных станций. В мае 2012 г. более чем в 100 городах имелось около трехсот станций по заправке автотранспорта СПГ, из которых 232 принадлежали компании CNPC (в Пекине, городах Северного и Западного регионов страны), более 70 – компании SINOOC (в районе дельты р. Янцзы). Последняя в «большой тройке» нефтегазовых компаний Китая компания Sinopec владеет несколькими автозаправочными станциями СПГ в провинции Гуандун. В СУАР крупный местный оператор Guanghui оперирует 80 заправочными станциями СПГ. Для успешного формирования быстроразвивающегося национального рынка по использованию природного газа на транспорте в ноябре 2011 г. Национальный совет по энергетике Китая утвердил технические условия для заправочных станций СПГ.

Быстрый рост применения природного газа в качестве моторного топлива начался с 2003 г., когда во всем Китае на эти цели было использовано менее 100 млн м³. Уже в 2010 г. транспортом было потреблено более 5 млрд м³ природного газа, в том числе 70 млн м³ в сжиженном виде (более 50 тыс. т СПГ). Наиболее крупные потребители газомоторного топлива: провинции Западного региона – Сычуань, Шаньси, АРВМ, СУАР; Центрального региона – Шаньси и Хубэй; Приморского региона – Шаньдун, Пекин и Гуандун; Северного региона – провинция Цзилинь. Таким образом, основными по-

требителями газомоторного топлива являются крупные городские промышленные агломерации, находящиеся невдалеке от центров газодобычи и газоснабжающей инфраструктуры.

Мини-заводы СПГ. В связи с ростом потребности в качественных видах топлива и недостаточным развитием трубопроводной сети в Китае стремительно развивается газотранспортная инфраструктура на основе небольших заводов по производству СПГ. В 2010 г. для производства 0,5 млн т СПГ было потреблено 800 млн м³ природного газа и угольного метана. Произведенный СПГ посредством автомобильного транспорта доставляется мелким потребителям, а также используется в качестве газомоторного топлива для магистральных тягачей. Общая установленная мощность таких заводов по состоянию на июнь 2012 г. приближается к 8 млрд м³ (при этом средний коэффициент использования мощностей составляет 60–70%) [10]. В Западном регионе располагается 69% мощностей мини-заводов СПГ, в Прибрежном – 21%, в Центральном – 10%. В Прибрежном регионе доставка мелких партий СПГ осуществляется автотранспортом также напрямую с терминалов по приему СПГ от морских танкеров.

Выбор данного метода распределения относительно мелких партий природного газа (доставка СПГ автотранспортом) вызван отсутствием развитых газораспределительных сетей в районах интенсивного промышленного развития и жилищного строительства и невозможностью смешения СПГ с городским газом как по техническим, так и по коммерческим причинам. Интересно, что в ценовой информации по отпускным ценам на СПГ указываются тарифы на автомобильный транспорт до потребителей с градациями 1, 2 и 3 тыс. км. Такие дистанции соответствуют маршрутам транспортировки СПГ из Синцзяна в Центральный и даже Прибрежный регионы страны. По мере развития национальной газотранспортной сети роль транспортировки газа посредством СПГ на розничных рынках будет определяться ростом потребления газообразного топлива в небольших населенных пунктах, находящихся на удалении 50–300 км от магистральных газопроводов.

ЦЕНЫ

В настоящее время для потребителей газообразного топлива в Китае централизованно устанавливаются три вида тарифов: тарифы для трех категорий потребителей; тарифы на прокачку газа для каждой категории потребителей по каждому трубопроводу; тарифы на газ, отпускаемый от месторождений, также с разбивкой по всем категориям потребителей. Такая схема директивного ценообразования приводит к потере прибыли и прямым убыткам газоснабжающих компаний. Так, компания CNPC в 2011 г. объявила об убытках в

размере более чем 100 долл./1000 м³, понесенных при импорте туркменского газа и его последующей продаже потребителям в Центральном и Восточном регионах [9]. Для стимулирования производителей угольного метана в 2009 г. были установлены субсидии на уровне 32 долл./1000 м³. Для производителей сланцевого газа с 2013 г. действуют субсидии в размере 64 долл./1000 м³.

В таблице 5 указаны отпускные цены на основных месторождениях в Китае для различных категорий потребителей, цены для покупателей в крупных городах-потребителях природного газа, а также цены импортируемого природного газа. Обращают на себя внимание низкие цены, установленные производителям, на сырье для промышленности минеральных удобрений и для коммунально-бытовых потребителей. Цены на импортируемый газ указаны для крупных таможенных партий.

Таблица 5
Цены на газообразное топливо в Китае на сентябрь 2012 г., долл./1000 м³

Цена у потребителя						
Регион	Город	Транспорт	Промышленность	Коммунально-бытовой сектор		
Западный	Урумчи	648	336	218		
	Хух-Хото	56	318	289		
	Чунцин	732	357	274		
Центральный	Ухань	715	477	403		
Восточный	Пекин	753	452	326		
	Шанхай	748	510	398		
	Шэньчжэнь	—	763	556		
Северный	Харбин	652	604	445		
	Шеньян	747	620	525		
Цена у производителя						
Регион	Провинция	Производство удобрений	Промышленность (контракты)	Промышленность (через ГРС)	Коммунально-бытовой сектор	
Западный	СУАР	125	193	189	125	
Западный	Цинхай	141	205	205	141	
Западный	Сычуань	146	238	246	182	
Центральный	Шэньси	149	215	222	159	
Северный	Ляонин	146	249	249	186	
Цена импортного газа на таможах						
Регион	Таможня		Цена			
Западный	Урумчи		341–383			
	Шанхай		340			
Восточный	Наньжин		656			
	Дапэнг		272			
Северный	Дальний		685			

Источник: составлено по: [10].

Реформирование ценообразования на газ в Китае направлено на уход от директивных цен, основанных на расчетах государственных планирующих органов, к ценам на замещаемые энергоресурсы, которые определяются на товарных биржах. В провинциях Восточного региона Гуандун и Гуанси (с 2013 г. к ним присоединится провинция Чжэцзян) используется экспериментальная система ценообразования на газ. Вместо сложной системы цен у производителей, транспортных тарифов установлена формула цены на газ у потребителей, в которую входят цены нефтепродуктов на Шанхайской товарной бирже.

ОЦЕНКА КОНКУРЕНТНЫХ ЦЕН НА РОССИЙСКИЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ В ВОСТОЧНОЙ АЗИИ

Вследствие малой доли природного газа в энергетическом балансе страны в настоящее время и усиления влияния экологического фактора в Китае на период 20–40 лет ожидается существенное увеличение потребности этой страны в природном газе. Для устранения несоответствия между размещением ресурсов природного газа и центров его потребления, наличием собственных ресурсов и растущей потребностью в них в Китае создается крупная национальная газотранспортная система, в которой важное место занимает сектор импорта трубопроводного и сжиженного газа. Преимущество Китая заключается в масштабах его экономики, наличии собственной значительной ресурсной базы, географическом и геополитическом положении на евразийском континенте. Последнее позволяет ему импортировать газ по трубопроводам, в дополнение к его импорту в виде СПГ.

Развитие технологий, рост потребности в газе и общее повышение цен на энергоносители, по мнению большинства прогнозистов, неизбежно приведут к созданию мирового рынка газа. Основным инфраструктурным звеном такого рынка будет морская транспортировка СПГ. Здесь необходимо отметить, что источником природного газа могут быть как традиционные ресурсы сухопутных и морских месторождений, так и нетрадиционные ресурсы, такие как глубоководные месторождения, мелкие месторождения под дном Мирового океана, метангидраты, сланцевый газ, угольный метан и т. п. После отделения этана и других высших фракций углеводородов от метана он будет транспортироваться либо в виде СПГ танкерами-метановозами, либо по магистральным трубопроводам. Регион Восточной Азии останется одним из крупнейших потребительских сегментов мирового рынка газа, и следует рассчитывать на важную индикативную роль цен СПГ на приемных терминалах региона для такого рынка.

Наличие крупных ресурсов газа в восточных регионах России и потенциально высокой потребности в газе на рынках стран Восточной Азии ставит

вопрос об оценке конкурентоспособности российского газа на этих рынках, независимо от конкретной реализации будущих механизмов ценообразования на газовом рынке.

Рассматривается избыточная схема транспортных цепочек, обеспечивающих доставку газа от перспективных мировых центров экспорта газа к центрам потребления Восточной Азии. Каждый элемент этих транспортных цепочек характеризуется ценой и объемами потребления газа на собственные нужды. Для предварительных оценок конкурентных цен достаточно проведения расчетов только по критерию максимума отпускной цены при заданных уровнях цен в основных узлах газотранспортной системы, например в крупных портах, через которые осуществляется импорт СПГ в Восточную Азию¹.

На рисунке 7 приведена центральная часть избыточной схемы создания инфраструктуры транспортировки газа для обеспечения потребности в газе для шести условных центров газопотребления в Восточной Азии. Четыре из этих шести центров находятся в Китае, что отражает масштабы перспективного рынка и географических характеристик этой страны по сравнению с Японией, Республикой Корея и Тайванем. Центры потребления связываются с возможными центрами экспорта газа всеми возможными маршрутами транспортировки газа, которые могут сочетать трубопроводный и морской транспорт. Для каждого центра потребления определен близлежащий регазификационный терминал СПГ, значение которого состоит в том, что по аналогии с существующими сейчас маркерными ценами на нефть на этих терминалах возможно появление «маркерных цен на газ» в рамках создающегося мирового рынка газа.

На рисунке 8 приведена схема, поясняющая методику определения конкурентных цен для экспортеров газа на примере центра потребления Сеул, регазификационного терминала Инчхон, для которого приняты «маркерные» цены мирового рынка на импортируемый в регион Восточной Азии СПГ, и двух маршрутов транспортировки газа из России (Ковыктинское месторождение) и Канады (завод СПГ Китимат). Цена для потребителей (в данном случае для потребителей в Сеуле) определяется исходя из заданной цены импортируемого СПГ на ближайшем регазификационном терминале (Инчхон). Затем для всех маршрутов транспортировки газа методом нетбэк рассчитываются цены на газ — отпускные для месторождений России и Средней Азии, и цены на входе заводов по производству СПГ для всех остальных экспортеров. При этом для трубопроводных маршрутов учитывается покупательский бонус (премия) в 10% от цены СПГ (цены мирового рынка газа). Данная пре-

¹ В полной постановке оптимизационной задачи (в данной работе не рассматривается) учитываются перспективная потребность в газе в узлах-потребителях (обеспечиваемая импортом), ограничения на максимальный экспорт в узлах-поставщиках, ограничения на пропускную способность отдельных транспортных звеньев.

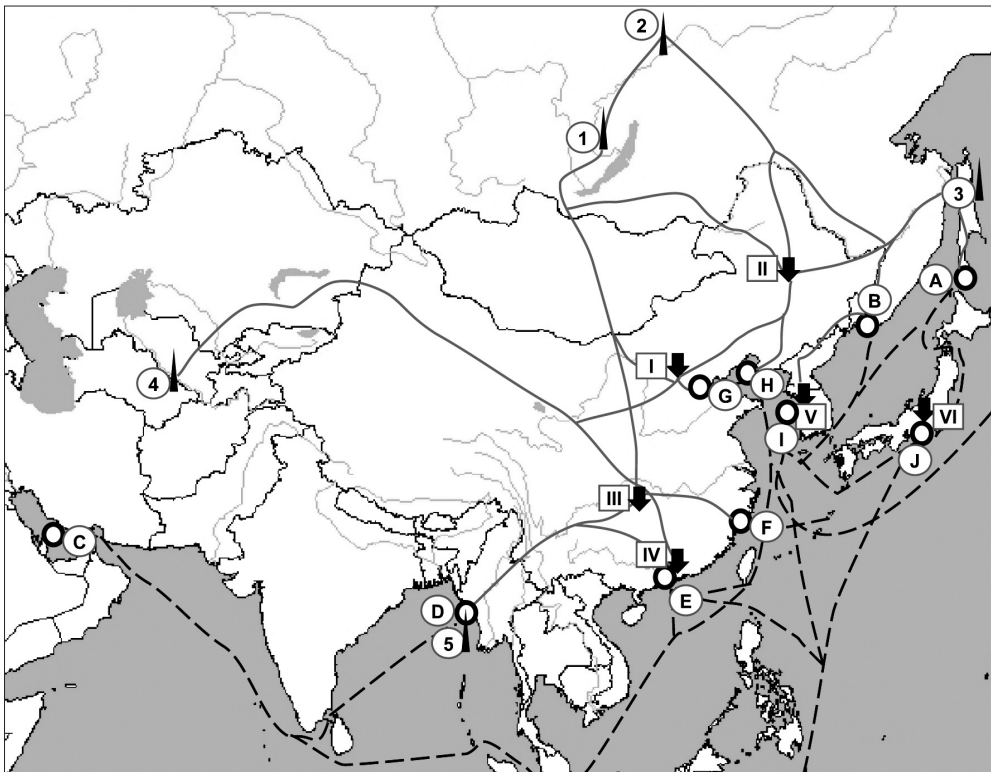


Рис. 7. Центральная часть избыточной схемы инфраструктуры транспортировки газа для условных центров газопотребления в Восточной Азии

Перечень узлов избыточной газотранспортной инфраструктуры Восточной Азии

① – Экспортные газовые месторождения:

- 1 – Ковыктинское
- 2 – Чаяндинское
- 3 – шельф острова Сахалин
- 4 – восточнотуркменские и среднеазиатские
- 5 – бирманские

Ⓜ – Заводы по производству СПГ и регазификационные терминалы:

- A – юг Сахалина
- B – Владивосток
- C – Катар/Иран
- D – Бирма
- E – Дапенг
- F – Путянь
- G – Тяньцзинь
- H – Далянь
- I – Инчон
- J – Kawasaki
- K – Китимат (Канада)
- L – Порт-Артур (Техас)
- M – Папуа – Новая Гвинея
- N – восточное побережье Австралии (Гладстон)
- O – западное побережье Австралии (северо-западный шельф)
- P – Восточная Африка (шельф Мозамбика)
- Q – Западная Африка (Нигерия)

Ⓜ – Условные центры потребления газа Восточной Азии:

- I – Пекин
- II – Харбин
- III – Ухань
- IV – Гонконг
- V – Сеул
- VI – Токио

Примеры описания маршрутов транспортировки:

- 1-III – Ковыктинское – Ухань
- 1-G-J-IV – Ковыктинское – Тяньцзинь – Kawasaki – Токио
- 2-II – Чаяндинское – Харбин
- 1-2-II – Ковыктинское – Чаяндинское – Харбин
- 4-III – восточнотуркменские и среднеазиатские – Ухань
- 1-2-B-E-III – Ковыктинское – Чаяндинское – Владивосток – Дапенг – Ухань
- Q-D-IV – Западная Африка – Бирма – Гонконг
- 3-A-J-IV – шельф Сахалина – юг Сахалина – Kawasaki – Токио
- A-J-IV – юг Сахалина – Kawasaki – Токио

мания предназначена для стимуляции потребителей к заключению длительных контрактов с целью компенсации фактора иммобильности трубопроводной инфраструктуры по сравнению с морским транспортом газа. Полученные значения конкурентных цен ранжируются по уменьшению, и результаты представляются в виде таблицы или графика, на которых для каждого пункта потребления импортируемого газа в порядке снижения конкурентных цен показаны источники газа и маршруты его транспортировки.

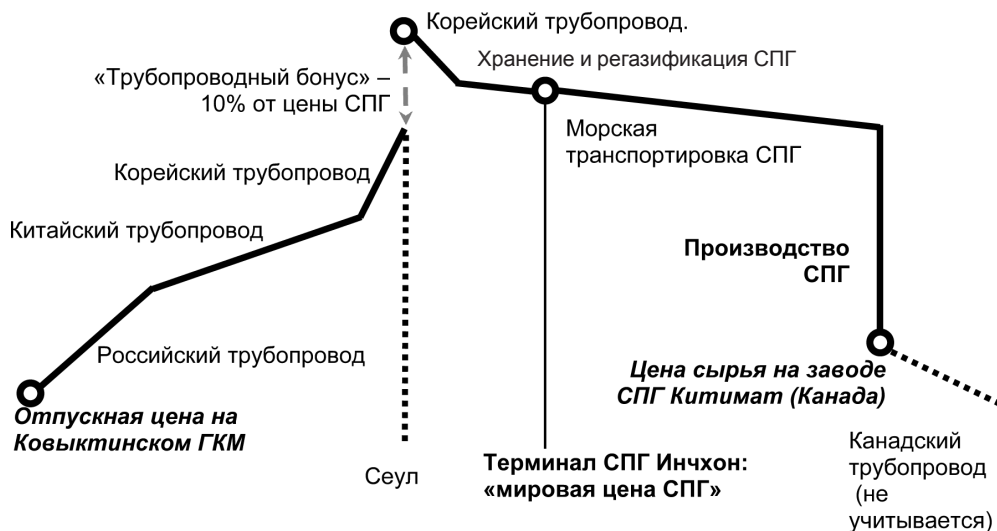


Рис. 8. Схема определения конкурентных цен экспортеров газа на примере центра потребления Сеул, регазификационного терминала Инчхон, маршрутов транспортировки газа из России и Канады

Для оценки конкурентных цен импортируемого в регион Восточной Азии газа были приняты следующие условия:

- центрами газопотребления являются Гонконг, Ухань, Пекин и Харбин в Китае, Сеул в Республике Корея и Токио в Японии; близлежащими приемными терминалами СПГ вблизи центров потребления являются соответственно Дапенг, Путянь, Тяньцзинь, Далянь, Инчхон и Кавасаки;
- в указанных центрах потребления имеются большие потребности в газе, которые не могут быть обеспечены добычей из собственных ресурсов или импортом по действующим долгосрочным контрактам;
- принята «маркерная цена газа» для восточноазиатского сегмента будущего мирового газового рынка; в отличие от маркерных сортов нефти на существующем рынке нефти, «маркерная цена газа» (цена DESинкотерм) соответствует расчетным значениям для потребителей и принята на уровне 350–360 долл./1000 м³;

- центрами экспорта газа являются Ковыктинское и Чаяндинское месторождения Сибирской платформы, северный шельф о. Сахалин, тихоокеанское побережье Канады, побережье Мексиканского залива (США), побережья Западной (Нигерия) и Восточной (Мозамбик) Африки, регион Персидского залива (Катар и/или Иран) и три перспективных региона Океании – северо-западный шельф и побережье штата Квинсленд в Австралии, залив Морсби (Папуа – Новая Гвинея);

- определены расстояния транспортировки газа от центров экспорта газа до приемных терминалов вблизи центров потребления, а также расстояния вдоль существующих и возможных маршрутов газопроводов по территориям России, Китая, Республики Корея, Японии и стран Средней Азии;

- сделан расчет цены для каждого наземного и/или морского звена газотранспортной цепи (трубопроводов, танкеров СПГ, регазификационных терминалов). Все таможенные платежи обнулены, для экспорта СПГ из Мексиканского залива учитывается оплата прохода Панамского канала.

На рисунке 9 приведены расчетные зависимости цены транспортировки газа от дальности при использовании различных элементов газотранспортной инфраструктуры – морского транспорта СПГ; китайских, российских, корейских и японских трубопроводов. Стоимость строительства одного километра трубопроводов на российской территории значительно выше, чем в Китае, что существенно снижает конкурентоспособность российского трубопроводного газа в приморских провинциях Китая.

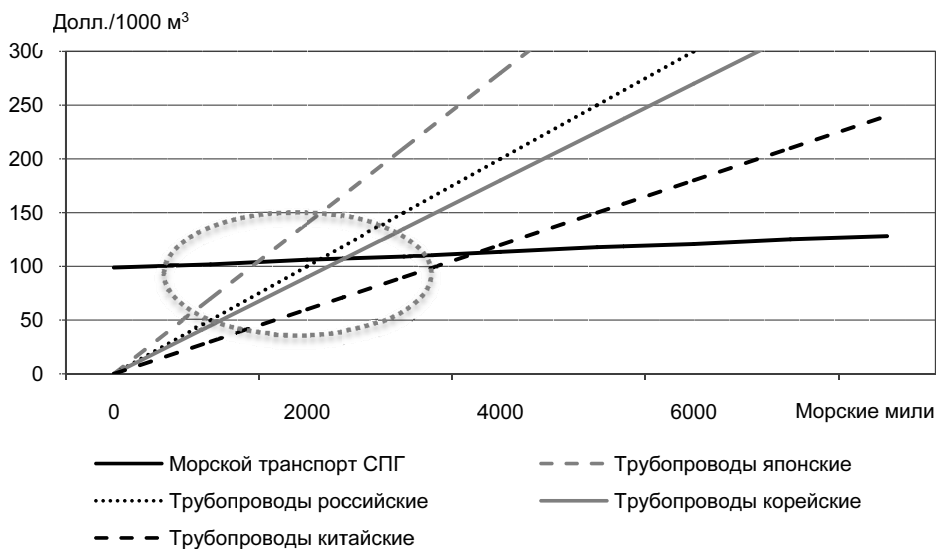


Рис. 9. Зависимость цены транспортировки газа от дальности при использовании различных элементов газотранспортной инфраструктуры

Источник: расчеты автора.

Для всех технически реализуемых вариантов создания транспортных цепочек от вышеперечисленных центров экспорта к центрам импорта газа получены оценки конкурентоспособности на основе расчетов при исходных предпосылках, соответствующих реальным технико-экономическим и ценовым условиям лета 2012 г. Наибольшее разнообразие вариантов предусматривалось для доставки российского газа. Так, для сахалинского газа рассматривались маршруты по трубопроводам до южносахалинского и владивостокского заводов по производству СПГ, далее морем до всех регазификационных терминалов СПГ Восточной Азии и снова по трубопроводам до центров потребления. Кроме того, для сахалинского газа рассматривались также и варианты прямых экспортных поставок по трубопроводам в Токио и Харбин.

Аналогичные комбинации экспортных маршрутов рассматривались для Ковыктинского и Чаяндинского центров экспорта газа – соединение их между собой, транспорт от Чаяндинского центра вдоль нефтетранспортной системы ВСТО в Харбин (далее в Сеул), вдоль Транссибирской ж. д. от Сковородино до завода СПГ в Приморье, далее морем до всех регазификационных терминалов СПГ Восточной Азии и снова по трубопроводам до центров потребления. Варианты экспорта газа Сибирской платформы предусматривали альтернативные трубопроводные маршруты от объединенных Ковыктинского и Чаяндинского центров к Харбину, Пекину и Уханю через территорию Байкальского региона¹, что позволяет обеспечить газификацию трех крупных субъектов РФ с общей численностью населения более 4,5 млн человек.

Наряду с морской поставкой СПГ из Персидского залива до регазификационных терминалов в Китае был рассмотрен вариант транспортировки СПГ до побережья Бирмы, его регазификации и дальнейшей транспортировки по трубопроводу Бирма – Китай до центра потребления Центрального региона Китая г. Ухань. Необходимо отметить, что конкурентоспособность ряда зарубежных проектов представляется несколько завышенной, поскольку конкурентная цена рассчитывается только на поставляемое сырье в пункте производства СПГ и не учитывает затрат на транспортировку от места добычи и подготовки экспортного газа. Этот фактор может иметь существенное значение для Папуа – Новой Гвинеи, Австралии, Канады и США.

Результаты расчетов конкурентных цен экспортеров для всех шести условных центров потребления газа Восточной Азии приведены на рисунках 10 (а–е). Например, для г. Ухань, центра провинции Хэнань Центрального региона Китая (рис. 10а), наиболее конкурентоспособным вариантом яв-

¹ Байкальский регион включает в себя Иркутскую область, Республику Бурятия и Забайкальский край.

ляются прямые трубопроводные поставки от шельфовых месторождений Бирмы. Цена на маркерном приемном терминале СПГ Путянь принята 353 долл./1000 м³. В этом случае отпускная цена экспортного газа по этому маршруту и для этого потребителя может достигать 282 долл./1000 м³. Для конкуренции бирманскому газу в г. Ухань по трубопроводам, проходящим по югу Байкальского региона и территориям России, Монголии и Китая, отпускные цены на Ковыктинском месторождении не должны превышать 263 долл./1000 м³. *Конкурентная цена напрямую поступающего по трубопроводам в центр Китая ковыктинского газа уступает только импорту бирманского газа и существенно выше всех транспортных цепочек с использованием СПГ (рис. 10а).*

Интересно, что *трубопроводный газ Ковыктинского центра даже в южных прибрежных провинциях Китая – в Гонконге – при реализации прямого маршрута через Монголию (1-III) обладает более конкурентной ценой, чем поставки из Западной Африки (Q-E-IV), Мексиканского залива (L-E-IV) и любых российских центров экспорта СПГ (рис. 10б).* Ковыктинский газ уступает бирманскому в центре Китая – г. Ухань (1-III и D-III) и чаяндинскому на северо-западе Китая – в г. Харбине (1-II и 2-II). В г. Пекине конкурентная цена ковыктинского трубопроводного газа, поставляемого по маршруту Иркутск – Улан-Батор – Пекин (1-I), на 14 долл./1000 м³ выше, чем у СПГ из Папуа – Новой Гвинеи (M-G-I). В Пекине чаяндинский газ, поставляемый по трубопроводу через Ковыктинское месторождение, Иркутск и Улан-Батор (2-1-I), практически равноэкономичен с СПГ, произведенным в США на побережье Мексиканского залива (L-G-I). *Конкурентная цена трубопроводного ковыктинского газа в г. Сеул (1-II-V, что соответствует технико-экономическому обоснованию «РУСИА Петролеум» 2003 г.) на 4 долл./1000 м³ выше, чем цена поставки сахалинского газа через завод СПГ во Владивостоке (3-B-I-V).*

Сахалинский газ при его экспорте через терминал СПГ на юге о. Сахалин (3-A-...) на рынках Восточной Азии характеризуется более низкими, но вполне конкурентными ценами с СПГ из Африки и Северной Америки, но уступает СПГ из Океании, с Ближнего Востока и из Африки. Сахалинский трубопроводный газ (3-II), наряду с прямыми поставками ковыктинского (1-II) и чаяндинского газа (2-II), обладает наиболее высокой конкурентной ценой по сравнению во всеми прочими способами импорта газа в г. Харбин. При транспортировке сахалинского газа по трубопроводам на терминал по производству СПГ во Владивостоке он значительно теряет в конкурентоспособности. *В Китае российский газ, поставляемый в виде СПГ, неконкурентоспособен с российским же трубопроводным газом Ковыктинского и Чаяндинского месторождений (кроме чаяндинского газа в Гонконге (2-1-IV) и Пекине через Харбин (2-11-I).*

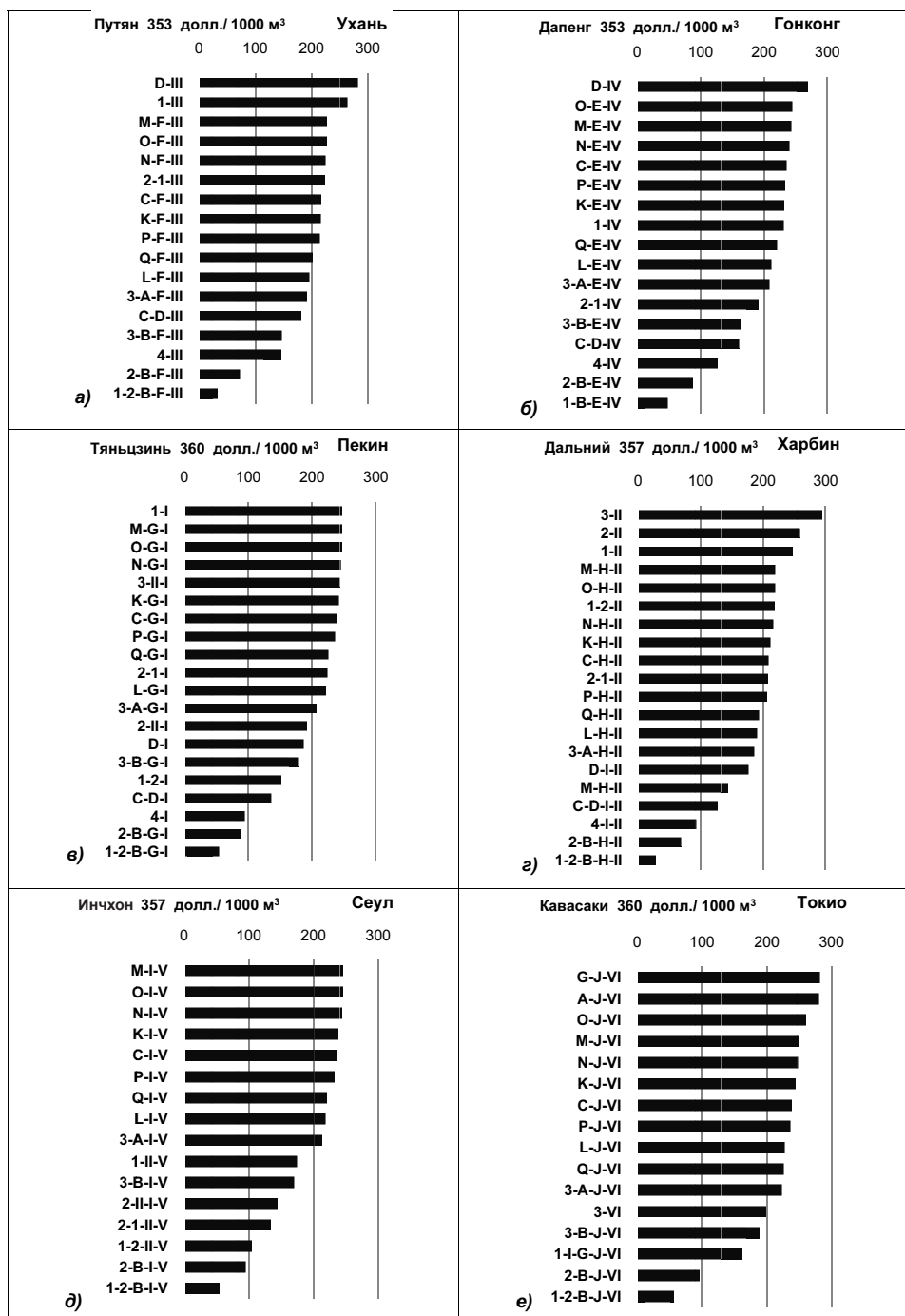


Рис. 10. Конкурентные цены по различным транспортным маршрутам в крупных центрах потребления Китая и Восточной Азии, 2012 г., долл./1000 м³
Источник: расчеты автора.

Наиболее конкурентоспособный российский СПГ – произведенный из сахалинского газа на заводе СПГ, расположенном на юге о. Сахалин, может конкурировать (из нероссийских источников экспортного газа) лишь с катарским газом в центральном Китае, трубопроводным бирманским газом в городах Пекин, Харбин и СПГ из Папуа – Новой Гвинеи в г. Харбине, СПГ из Персидского залива и трубопроводным среднеазиатским газом в г. Гонконге. В Японии сахалинский газ обладает практически равной конкурентной ценой, независимо от технологии транспортировки, – 223 долл./1000 м³ через южносахалинский центр СПГ (3-А-Ј-IV), и 199 долл./1000 м³ по прямому трубопроводу до г. Токио (3-IV).

ВЫВОДЫ

Создание газовой промышленности Китая по существу началось в 1997 г. с освоения шельфовых месторождений в Южно-Китайском и Желтом морях, бассейна Ордос и строительства магистральной системы Запад – Восток. Наибольшим потенциалом роста потребления обладают провинции Восточного и Центрального регионов Китая. Наиболее крупными потребителями газа в перспективе станут объекты теплоэнергетики Восточного, Центрального и Северного регионов.

Газовая промышленность Китая не сможет удовлетворить быстро растущую потребность в газе добычей из собственных ресурсов. При этом наибольшая неопределенность создается оценкой темпов освоения нетрадиционных ресурсов – угольного метана, сланцевого газа, синтетического газа из угля, гидратов метана. Такая неопределенность существенно сказывается на оценке объемов импорта газа в долгосрочной перспективе.

Российский трубопроводный газ имеет высокую конкурентную цену в северных, центральных и частично восточных провинциях Китая (условные центры потребления Харбин, Ухань и Пекин). Транспортировка сахалинского газа в виде СПГ выгодна для рынков Японии и Республики Корея и обладает небольшим преимуществом в Центральном регионе Китая перед ближневосточным газом из Катара и/или Ирана в случае его регазификации в Бирме и дальнейшего транспортирования по трубопроводу в центральные и прибрежные провинции Китая.

В случае строительства трубопроводной системы, соединяющей Ковыктинский и Чаяндинский экспортные центры с заводом СПГ в районе г. Владивостока (проект ОАО «Газпром» «Сила Сибири»), конкурентная цена российского газа уступает даже среднеазиатскому газу в любой точке Китая и существенно ниже всех остальных конкурентов на рынках Восточной Азии. Строительство такого завода необходимо только для возможности альтерна-

тивного выхода газа Сибирской платформы на рынки АТР помимо Китая и для обеспечения переговорных позиций по ценам в условиях фактической монополии Китая. При этом представляется, что решение проблемы региональной монополии Китая на сибирский трубопроводный газ может определяться различными комбинациями трех основных подходов:

1. Создание региональной организации энергетической безопасности в Восточной Азии с обязательствами и гарантиями участников по обеспечению транзита и взаимного доступа на рынки.

2. Развитие региональных механизмов торговли газом, включающих свои поставки для потребителей Восточной и Южной Азии.

3. Создание международного газотранспортного консорциума, гарантирующего доставку газа Сибирской платформы по магистральным трубопроводам на побережье Желтого моря в районе Тяньцзиня и его экспорт в виде СПГ на рынки АТР.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. В 2015 году в Китае намечено увеличить добычу рудничного газа до 30 млрд м³. URL: http://russian.news.cn/economic/2012-01/04/c_131341990_2.htm (дата обращения: 12.10.2012).

2. *Мастепанов А., Ковтун В.* Китай формирует газовую промышленность XXI века // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. № 6. С. 42–56. URL: <http://www.ngv.ru/upload/iblock/b9b/b9b1234c602b3f978e2975b8c9490e66.pdf> (дата обращения: 17.09.2012).

3. China forecasts CBM output to rise tenfold by 2030. September 17, 2012 INTERFAX-CHINA. URL: <http://www.interfax.cn/news/20920> (дата обращения: 11.10.2012).

4. China gas consumption outstrips production in 2012 Beijing. January 29. INTERFAX-CHINA. URL: <http://www.interfax.cn/news/21423> (дата обращения: 10.02.2012).

5. China to increase coal-bed methane output. 17 января 2012 г., Chinadaily URL: http://www.chinadaily.com.cn/business/2012-01/17/content_14459876.htm (дата обращения: 10.02.2012).

6. CNPC completes SNG pipeline in Xinjiang. URL: <http://www.ogj.com/articles/2012/09/cnpc-completes-syngas-pipeline-in-xinjiang.html> (дата обращения: 10.10.2012).

7. INSIGHT-China's coalbeds spur unconventional gas supply boom. URL: <http://in.reuters.com/article/2012/04/11/china-gas-cbm-idINL3E8EJ6CY20120411> (дата обращения: 10.10.2012).

8. *Konoplyanik A.A.* Following the markets: Emergence and evolution of binding international energy regime – and the role of the Energy Charter Treaty, Presentation at the APERC Annual Conference, Session 3: Understanding International Energy Initiatives in the APEC Region (Phase II), 20-22 February 2008, Keio Plaza Hotel, Tokyo, Japan.

9. LPG, Natural Gas, and Coal Gas Utilization Statistics for the Cities in China, China Ministry of House and Urban and Rural Construction. 2011. URL: <http://anser.bc.ca/Satistics/StatisticsNaturalGas&CoalGas.htm> (дата обращения: 10.02.2012).

10. Sublime China Information Co. Energy: Natural gas. URL: <http://intl.sci99.com/> (дата обращения: 12.10.2012).

11. Test Year for Chinese Coal-Based SNG. URL: <http://www.platts.com/IM.Platts.Content/aboutplatts/mediacenter/pdf/insight-nov12-sng.pdf> (дата обращения: 08.02.2012).
12. 2011 CNPC Annual Report. URL: http://www.cnpc.com.cn/News/zzxw/xwzx/gg/201203/20120329_C603630.shtml?COLLCC=1107733021& (дата обращения: 09.10.2012). (На кит. яз.).
13. China Energy Statistical Yearbook, 1987–2011. (На кит. яз.).
14. China Statistical Yearbook, 1987–2011. (На кит. яз.).
15. Natural gas development in the 12-year plan // China stock news. 2012. 13 September. URL: http://www.ce.cn/cysc/ny/trq/201209/13/t20120913_21249827.shtml (дата обращения: 12.10.2012). (На кит. яз.).
16. Natural gas in 2013. China Securities Journal. URL: http://www.ce.cn/cysc/ny/trq/201301/31/t20130131_21330317.shtml (дата обращения: 01.02.2013). (На кит. яз.).

GEOGRAPHY OF THE GAS INDUSTRY IN CHINA: BASE FOR GROWTH

S.P. Popov

Popov Sergey Petrovich – Ph. D. (engineer), Leading Researcher. Energy Systems Institute n.a. L.A. Melentyev, SB RAS, ул. Лермонтова, 130, Irkutsk, Russia, 664033. E-mail: popovsp@isem.sei.irk.ru.

Development of the gas industry in China since 1986 is considered by regions, by various consumer groups, gaseous fuels consumption pattern change with the development of gas transportation transmission and distribution systems. Current production of gaseous fuels, import infrastructure and natural gas prices in China are summarized. Implications on gas consumption growth in terms of customers and their geographical origin are provided. Competitive price stimulations of the Russian natural gas for Chinese and other major gas importers in Eastern Asia are presented. Conclusion is made about Chinese monopsony on export gas pipelines from Siberia. The measures for elimination and/or reduction of such monopsony at the Asia-Pacific regional markets are offered.

Keywords: China's region, natural gas, gas supply chain, competitiveness, Russian gas export.

REFERENCES

1. *In 2015 China Plans to Increase the Extraction of Methane up to 30 billion cubic Meters.* Available at: http://russian.news.cn/economic/2012-01/04/c_131341990_2.htm (accessed 12 October 2012). (In Russian).
2. Mastepanov A., Kovtun V. China Forms the Gas Industry of the XXI Century. *Neftegazovaya Vertikal* [Oil & Gas Vertical], 2012, no. 6, pp. 42–56. Available at: <http://www.ngv.ru/upload/iblock/b9b/b9b1234c602b3f978e2975b8c9490e66.pdf> (accessed 17 September 2012). (In Russian).
3. *China Forecasts CBM Output to Rise Tenfold by 2030.* September 17, 2012. INTERFAX-CHINA. Available at: <http://www.interfax.cn/news/20920> (accessed 11 October 2012).
4. *China Gas Consumption Outstrips Production in 2012.* Beijing. January 29. INTERFAX-CHINA. Available at: <http://www.interfax.cn/news/21423> (accessed 10 February 2012).
5. China to Increase Coal-bed Methane Output. *Chinadaily*, 17 January 2012. Available at: http://www.chinadaily.com.cn/business/2012-01/17/content_14459876.htm (accessed 10 February 2012).

6. *CNPC Completes SNG Pipeline in Xinjiang*. Available at: <http://www.ogj.com/articles/2012/09/cnpc-completes-syngas-pipeline-in-xinjiang.html> (accessed 10 October 2012).
7. *INSIGHT-China's Coalbeds Spur Unconventional Gas Supply Boom*. Available at: <http://in.reuters.com/article/2012/04/11/china-gas-cbm-idINL3E8EJ6CY20120411> (accessed 10 October 2012).
8. Konoplyanik A.A. Following the Markets: Emergence and Evolution of Binding International Energy Regime – and the Role of the Energy Charter Treaty. *Presentation at the APERC Annual Conference, Session 3: Understanding International Energy Initiatives in the APEC Region (Phase II)*, 20–22 February 2008, Keio Plaza Hotel, Tokyo, Japan.
9. *LPG, Natural Gas, and Coal Gas Utilization Statistics for the Cities in China*. China Ministry of House and Urban and Rural Construction, 2011. Available at: <http://anser.bc.ca/Satistics/StatisticsNaturalGas&CoalGas.htm> (accessed 10 February 2012).
10. *Sublime China Information Co, Energy: Natural gas*. Available at: <http://intl.sci99.com/> (accessed 12 October 2012).
11. *Test Year for Chinese Coal-Based SNG*. Available at: <http://www.platts.com/IM.Platts.Content/aboutplatts/mediacenter/pdf/insight-nov12-sng.pdf> (accessed 08 February 2012).
12. *2011 CNPC Annual Report*. Available at: http://www.cnpc.com.cn/News/zxxw/xwzx/gg/201203/20120329_C603630.shtml?COLLCC=1107733021& (accessed 9 October 2012). (In Chinese).
13. *China Energy Statistical Yearbook, 1987–2011*. (In Chinese).
14. *China Statistical Yearbook, 1987–2011*. (In Chinese).
15. Natural gas development in the 12-year plan. *China stock news*, 2012, 13 September. Available at: http://www.ce.cn/cysec/ny/trq/201209/13/t20120913_21249827.shtml (accessed 12 October 2012). (In Chinese).
16. Natural gas in 2013. *China Securities Journal*. Available at: http://www.ce.cn/cysec/ny/trq/201301/31/t20130131_21330317.shtml (accessed 01 February 2013). (In Chinese).