

Ю.В. Синяк, А.А. Бесчинский



ВОЗМОЖНАЯ РОЛЬ РОССИЙСКОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОМ РАЗВИТИИ ЕВРАЗИЙСКОГО ПРОСТРАНСТВА В XXI в.¹

В статье рассмотрена ситуация с обеспеченностью ресурсами природного газа, сделана попытка оценить объемы мировой торговли газом с выделением места и роли стран СНГ; использованы два подхода к извлекаемым ресурсам газа – полным на основе медианы запасов в неоткрытых месторождениях и усеченным, для которых принята различная вероятность актуализации располагаемых оценок по отдельным категориям запасов.

Мировые запасы невозобновляемых энергоресурсов. В настоящее время энергетика мира базируется преимущественно на невозобновляемых ресурсах энергии² в основном нефти, природном газе и угле. Результаты исследований перспектив развития мировой энергетики показывают, что органические топлива сохраняют лидирующее положение в энергетическом балансе мира практически на протяжении XXI в. Это объясняется, прежде всего, двумя факторами: запасами невозобновляемых энергоресурсов и их стоимостью.

Примерные величины извлекаемых запасов невозобновляемых энергоресурсов показаны в табл. 1 [1]. Следует обратить внимание на классификацию, примененную авторами к оценке ресурсов нефти и газа, поскольку от принятой их дифференциации зависят экономические оценки располагаемых ресурсов. В углеводородных топливах выделены 2 типа ресурсов: *традиционные* и *нетрадиционные*.

К традиционным ресурсам нефти относится сырая нефть, а газа – природные газы. Ресурсная база традиционной сырой нефти оценивается сегодня в 295 млрд. т (разведанные запасы + прогнозные запасы (средняя оценка) в неоткрытых месторождениях). Обеспеченность в среднем этими запасами мировой экономики возможна в течение 90 лет и более. Для природного газа величина традиционных запасов даже несколько выше – 420 млрд. т н.э.(срок обеспеченности ими почти 250 лет).

В большую группу нетрадиционных запасов углеводородов, по крайней мере, сопоставимых с запасами традиционного типа, включены: для жидких углеводородов – битуминозные сланцы и пески, вязкая нефть, для газообразных – шахтный метан, газ в водоносных слоях и твердых породах, на больших глубинах и т. п. Кроме того, существуют свидетельства наличия запасов углеводородов, для извлечения которых пока нет технических решений (например, газовые гидраты, запасы которых многократно превышают известную ресурсную базу всех углеводородов).

Для сравнения в табл. 1 [1] приведены оценки запасов угля и урана (в эквиваленте органического топлива и при его использовании в реакторах на быстрых нейтронах). Оценки убедительно показывают, что в текущем столетии можно не опасаться исчерпания органических топлив. Правда, это справедливо относительно мира в

¹ Начало см. в № 5, 2003 г.

² Как известно, энергетические ресурсы подразделяются на 2 принципиально различные категории – **невозобновляемые** и **возобновляемые**. К первой относятся все ресурсы, природные запасы которых не восполняются в текущей геологической эпохе, прежде всего, все виды органического топлива и ураносодержащие руды. Во вторую входят ресурсы, которые постоянно возобновляются под воздействием природных процессов (гидравлическая энергия водотоков, геотермальное тепло, солнечное излучение, энергия ветра, морских приливов, морских волн, отчасти биомасса и др.).

целом: в силу неравномерности распределения этих ресурсов по отдельным регионам возможен дефицит энергоснабжения, который достаточно просто и эффективно разрешается путем мировой торговли.

Таблица 1

Оценка мировых запасов невозобновляемых энергетических ресурсов, млрд. т н.э.

Энергоресурс	Потребление		Разведанные ресурсы (Reserves)	Прогнозные ресурсы (Resources)	Ресурсная база	Дополнительные возможности
	1850-1990 гг.	1990 г.				
Нефть	90	3,2	150	145	295	
традиционная	-	-	193	332	525	1900
нетрадиционная						
Природный газ	41	1,7	141	279	420	
традиционный	-	-	192	258	450	400
нетрадиционный	-	-	-	-	-	18700
газовые гидраты	125	2,2	606	2794	3400	3000
Уголь	256	7,0	1282	3808	5090	24000
Всего						
Уран	17	0,5	57	203	260	150
при переработке в реакторах на быстрых нейтронах	-	-	3390	12150	15540	8900

Значительно более серьезны ограничения экологического характера. Сегодня – это, прежде всего, возможные изменения климата планеты в результате парникового эффекта, возникающего по мере накопления в атмосфере диоксида углерода, метана и других газов. Поскольку сжигание органических топлив связано с выделением CO_2 , то ограничения на его выбросы могут существенно сократить области эффективного использования невозобновляемых энергоресурсов. Но и в этом случае природный газ имеет неоспоримые преимущества по сравнению с углем и нефтью, так как при его сжигании выделяется значительно меньше углекислого газа. Это позволяет рассматривать природный газ как наиболее целесообразный энергоноситель для XXI в.

Ресурсы природного газа. Оценки извлекаемых ресурсов. Наиболее полные и обстоятельные оценки ресурсов природного газа приведены в работе [2]³, где они сгруппированы по 8-ми категориям, включающим традиционные и нетрадиционные ресурсы с учетом стоимости их извлечения⁴.

Традиционные ресурсы объединены в 3 категории. Категория I соответствует общепринятым разведанным запасам. Категория II включает неоткрытые запасы с некоторой (разумной) вероятностью их подтверждения. По мере истощения ресурсов категории I в хозяйственный оборот будут вовлекаться запасы категории II. Эта категория примерно соответствует понятию ожидаемых дополнительных резервов (estimated additional reserves [3]) или моде, равной 50-процентной вероятности подтверждения запасов (mode or 50% probability of discovery [4]). К категории III отнесены еще менее достоверные и более трудноизвлекаемые прогнозные запасы. Они равны разности между значениями ресурсов при 5 и 50-процентной вероятности подтверждения запасов. Предполагается, что категории традиционных ресурсов газа могут вовлекаться в оборот при существующем уровне развития техники и технологии добычи газа.

Для последующих – категорий IV-VIII – характерны увеличение технологических трудностей и неопределенность оценок. В категорию IV включена потенциальная возможность дополнительной добычи газа за счет третичных методов (enhanced recovery). В настоящее время коэффициент извлечения газа в среднем в мире составляет около 70%. Применение новых прогрессивных технологий позволяет увеличить коэффициент извлечения, согласно настоящим оценкам, до 80% остаточных к текущему моменту запасов.

Категории V-VIII – ресурсы нетрадиционного газа, объединяют разновидности природного газа, который нельзя добыть с использованием существующих технологий или добыча которого нерентабельна при существующих ценах на газ. Однако в перспективе ситуация может измениться, и нетрадиционный газ окажется востребованным. Для этого необходима, прежде всего, разработка новых методов бурения скважин, стимулирования пласта, сепарации газо-жидкостных и газо-газовых смесей. По аналогии с традиционным газом, категории V, VI и VII относятся соответственно к нетрадиционным разведанным запасам и ресурсам (при 50- и примерно 25-процентной вероятности подтверждения). В последнюю, VIII категорию включены

³ Этот материал мало известен российскому читателю, поэтому остановимся на результатах опубликованного исследования более подробно.

⁴ Авторы придерживаются здесь распространенной точки зрения на происхождение углеводородных топлив. Существует теория абиогенного происхождения метана, в соответствии с которой запасы метана в земной коре могут многократно превышать традиционные оценки.

Роль российского природного газа в развитии Евразийского пространства в XXI в.

все остальные ресурсы природного газа (включая остаточные в недрах после завершения разработок традиционного и нетрадиционного газа). Считается, что последняя категория в течение XXI в. не будет востребована.

Известные оценки мировых ресурсов природного газа приведены в табл. 2. Извлекаемые ресурсы *традиционного природного газа* достигают 370-395 млрд. т н.э. (460-490 трлн. куб. м), а с учетом конденсата – 396-421 млрд. т н.э. Отметим, что они несколько превышают ресурсы традиционной нефти, которые равны 295 млрд. т н.э. [2].

Таблица 2

Оценки ресурсов традиционного природного газа и газового конденсата по различным публикациям, млрд. т н.э.

Регион	Природный газ						Газовый конденсат	
	Категория I			Категория II		Категория III	Категория I	Категория II
	разведанные, извлекаемые [3]	разведанные [5]	разведанные [4]	неоткрытые, мода [4]	дополнительные резервы [3]	неоткрытые, с 5% вероятности [4]	резервы [4]	неоткрытые, мода [4]
Северная Америка	7,0	6,1	11,8	14,3	12,4	29,9	2,2	2,9
Южная Америка	6,2	5,8	7,6	8,0	10,1	21,8	1,1	1,6
Западная Европа	4,1	3,9	7,3	4,9	3,3	12,1	0,6	0,5
Восточная Европа	0,5	0,1	0,7	0,7	0,9	1,9	0,1	0,1
СНГ	48,5	45,6	39,1	45,0	30,9	109,9	3,2	4,8
Ближний Восток + Северная Африка	38,0	51,0	48,2	23,0	33,0	49,9	3,9	2,3
Остальная Африка	2,8	3,5	3,9	5,3	3,9	13,8	0,3	0,6
Китай + Тихоокеанский регион ОЭСР	1,0	1,3	1,1	4,6	2,0	11,6	0,1	0,5
Прочие страны Тихоокеанского региона	0,6	2,1	2,1	0,5	0,9	1,3	0,2	0,1
Индия +	4,3	5,5	5,4	3,8	4,1	8,8	0,5	0,4
<i>Всего (округленно)</i>	115	126	129	112	104	265	12	14

Россия располагает крупнейшими запасами природного газа (табл. 3) [6]. Две трети этих ресурсов расположены на суше, из них почти 60% приходится на Западную Сибирь, около 30% на Восточную Сибирь и на Дальний Восток и только около 10% на европейскую часть страны.

Таблица 3

Оценка ресурсов традиционного природного газа в России, млрд. т н.э.

Регион	Начальные потенциальные ресурсы	Накопленная добыча	Разведанные ресурсы на 1 янв. 1999 г. (A+B+C1+C2)	Неоткрытые месторождения	Соотношение разведанных и располагаемых ресурсов, %
Всего	191	9	51	135	27,4
на суше	130	9	45	76	37,4
на море	61	0	6	59	9,4
Суша:					
Европейская часть	15	2	6	8	42,9
Западная Сибирь	80	7	37	35	51,4
Восточная Сибирь и Дальний Восток	35	~0	2	33	5,7

Полагая, что вероятность подтверждения запасов неоткрытых месторождений составляет 50% и коэффициент извлечения запасов равен 80-85%, можно принять, что извлекаемые запасы традиционного газа в России достигают 120-125 трлн. куб. м. Такой объем запасов газа гарантирует возможность устойчивого снабжения

собственных потребителей в течение XXI в., а размещение запасов по территории России не только делает целесообразным выход на мировые рынки в западном направлении, но и открывает большие перспективы развития долговременных связей по поставкам газа в восточном направлении, прежде всего, в Китай, Корею и Японию.

Основополагающий вклад в формирование концепции развития *нетрадиционных ресурсов газа*, их залегания и структуры внесли российские ученые А.А. Трофимук, Н.В. Черский, Ю.П. Коротаев и др. По их оценкам, технически извлекаемые нетрадиционные ресурсы газа достигают 8-23 трлн. куб. м, а геологические их запасы могут превышать 1000 трлн. куб. м.

Ориентировочные оценки запасов нетрадиционного газа с разбивкой по видам ресурсов приведены в табл. 4 (рассчитано по [2]).

Таблица 4

Оценки ресурсов нетрадиционного природного газа, млрд. т н.э.

Регион	Шахтный метан [7-9]	Газ в девонских сланцах [10, 11]	Газ в плотных породах [8, 9, 12]	Газовые гидраты [13-15]	Остаточный газ в недрах после завершения коммерческих разработок	Нетрадиционный газ, всего
Северная Америка	77	98	35	6089	20	6319
Южная Америка	1	54	33	4567	8	4662
Западная Европа	4	13	9	761	7	794
Восточная Европа	3	1	2	0	1	7
СНГ	101	16	23	4186	42	4367
Ближний Восток + Северная Африка	0	65	21	190	25	302
Остальная Африка	1	7	20	381	4	413
Китай + Тихоокеанский регион	31	90	9	381	3	514
ОЭСР	12	59	18	1522	1	1612
Прочие страны Тихоокеанского региона	0	8	14	190	4	217
Индия +	1	0	5	381	2	389
<i>Всего (округленно)</i>	230	410	190	18650	115	19600

Шахтный метан представляет собой газовую смесь, содержащую преимущественно в каменных углях и антрацитах. Основной его компонент – метан с примесью более тяжелых углеводородов и двуокиси углерода.

Потенциальные объемы шахтного метана в мире оцениваются от 85 до 367 трлн. куб. м [7, 8]. Широкий диапазон оценок шахтного метана указывает на то, что определение его ресурсов находится в начальной стадии. Между тем располагаемые технологии добычи шахтного метана уже сейчас позволяют организовать его производство с приемлемыми экономическими показателями. Однако за исключением США шахтный метан пока нигде не используется. В США шахтный метан считается вполне коммерческим ресурсом, а его доля во внутреннем потреблении природного газа, составляющая около 4%, продолжает расти.

Газ в плотных породах. Добыча такого газа в отличие от традиционного природного обычно требует искусственной стимуляции пород путем гидравлической фракционализации, что обходится недешево. Поэтому в настоящее время газ плотных формаций может оказаться востребованным только на рынках дорогого газа. Текущая годовая добыча газа плотных формаций составляет около 0,04 млрд. т н.э. [8]. Ожидается, что технический прогресс и методы горизонтального бурения могут значительно упростить экономику процесса и открыть доступ к этому ресурсу уже в обозримом будущем.

Достоверные оценки ресурсов газа в плотных породах пока отсутствуют. До настоящего времени большинство оценок выполнено для США и в меньшей мере для Европы и Китая. Оценки этого газа в США имеют широкий диапазон – от 8 до 138 млрд. т н.э., из которых от 5 до 14 млрд. т н.э. признаны извлекаемыми [12]. Глобальные оценки газа в недрах оказываются более узкими: от 75 до почти 190 млрд. т н.э. [9]. Одна из последних оценок мировых извлекаемых запасов газа этой категории – 150 млрд. т н.э. [16]. Поскольку отсутствуют достоверные данные о региональном распределении ресурсов газа в плотных формациях, в табл. 4 распределение глобальных ресурсов дано пропорционально ресурсам традиционного газа.

Газ в водоносных пластах. Большинство резервуаров, содержащих углеводороды, находится в контакте с водой (см. [15]), поэтому правомерно считать, что эта разновидность метана может встречаться почти во всех осадочных бассейнах. По аналогии с другими нетрадиционными категориями газ в водоносных пластах еще не имеет детальных оценок, но, по-видимому, величина этого ресурса может достигать 8,9 трлн. т н.э. [8]. Незначительная часть этого газа уже добывается из неглубоких резервуаров, но пока невозможна оценка извлекаемой части этого ресурса. В настоящее время добыча этого ресурса организована на единственном месторождении, где основным продуктом добычи является йод. Региональные оценки газа этой категории в табл. 4 получены путем распределения глобальной оценки – 8,9 трлн. т н.э. – пропорционально площади осадочных пород.

Газовые гидраты. Это – кристаллические образования из смеси природного газа, преимущественно метана, и воды. Извлечение газовых гидратов требует теплового воздействия, декомпрессии или инъекции ингибиторов. Соответствующие технологии для добычи этого газа пока не созданы. Предстоит разработать технологии добычи газа из газовых гидратов, при которых затраты энергии, по крайней мере, не превышали бы

Роль российского природного газа в развитии Евразийского пространства в XXI в. энергосодержания добываемого газа. Считается, что в обозримой перспективе не возникнет необходимость в добыче этого ресурса. Однако важно подчеркнуть астрономические размеры этого ресурса, которые превышают 19 трлн. т н.э. [14]. Эти оценки пока не подтверждены буровыми испытаниями, но даже если 1% этой величины газовых гидратов станет доступным для извлечения, то он значительно превысит оценки всех остальных ресурсов природного газа.

Географическое распределение ресурсов газовых гидратов сугубо приблизительно, оно выполнено на основе использования данных о морских отложениях на наружном континентальном шельфе и площадях вечной мерзлоты [15].

Природный газ в девонских сланцах. Девонские сланцы, содержащие от 5 до 65% органической массы, являются источником природного газа в течение последних 100 лет [10]. Ресурсы девонских сланцев подсчитаны достаточно детально только для США. Согласно этим оценкам, содержание газа составляет 17,7 трлн. куб. фт./млрд. т сланца в недрах. Эта же величина использована для определения ресурсов газа в девонских сланцах по другим регионам.

Сверхглубокий газ. Запасы газа на глубинах от 4600 до 7600 м составляют около 25% всех неоткрытых газовых ресурсов в США [17]. Эти оценки дают основание предполагать, что запасы газа на больших глубинах (ниже 7600 м) весьма распространены в мире. До настоящего времени не предпринималось попыток оценить ресурсы сверхглубинного газа. Поэтому оценки этого ресурса выполнены весьма ориентировочно.

По оценкам [6], большие запасы нетрадиционного газа находятся в недрах России:

	Трлн. куб. м
Газогидраты	от 100 до 1000
Газонасыщенные подземные воды	-" 50 -" 200
Шахтный метан	-" 20 -" 50
Скопления газов в мерзлых скальных породах	-" 10 -" 40
Газы в плотных породах	-" 50 -" 70
Глубинный газ	-" 50 -" 200

В итоге извлекаемые ресурсы традиционного и нетрадиционного природного газа объединены в табл. 5 (рассчитано по [2]) по степени достоверности и стоимости извлечения.

Таблица 5

Стоимостные оценки извлекаемых ресурсов природного газа по категориям I-VIII, млрд. т н.э.

Регион	Традиционные ресурсы			Нетрадиционные ресурсы*					Всего
	разведанные	дополнительные	дополнительно возможные	за счет использования третичных методов	извлекаемые резервы	ресурсы	ресурсы	дополнительно возможные	
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	
Затраты по добыче, долл./барр.	<10	10-16	16-25	25-29	29-34	34-42	42-50	50-145	—
Северная Америка	11,8	14,3	15,6	8,4	35	70	105	6100	6391
Южная Америка	7,6	8,0	13,8	3,9	13	30	44	4571	4691
Западная Европа	7,3	4,9	7,2	3,0	4	9	13	765	813
Восточная Европа	0,7	0,7	1,2	0,5	1	2	3	1	10
СНГ	39,1	45,0	65,0	20,2	26	45	68	4208	4517
Ближний Восток + Северная Африка	48,2	23,0	26,9	12,5	13	29	44	203	400
Остальная Африка	3,9	5,3	8,4	2,2	4	9	14	383	431
Китай + Тихоокеанский регион	1,1	4,6	7,1	1,6	21	24	36	432	527
ОЭСР	2,1	0,5	0,8	0,5	14	30	45	1523	1616
Прочие страны Тихоокеанского региона	5,4	3,8	5,0	1,9	3	8	11	192	231
Индия +	1,6	1,8	2,6	0,8	1	2	3	381	395
Всего (округленно)	130	110	155	55	140	260	385	18760	19990

* Шахтный метан, газ в плотных породах, газ в водяных пластах, газогидраты и газ, оставшийся в недрах после завершения коммерческой разработки.

Региональное размещение ресурсов природного газа отличается большой неравномерностью. Прежде всего, основная масса традиционного газа, который составит основу развития газовой промышленности в XXI в., находится в восточном полушарии (82%). На Евразийском пространстве сосредоточены почти половина мировых ресурсов традиционного газа и около трети всех мировых запасов. Но и внутри этого региона распределение отличается крайней неравномерностью: около 80% ресурсов традиционного газа находится на

территории бывшего СССР, остальные 20% распределены практически поровну между Западом региона (Западная и Восточная Европа) и Югом и Востоком (Китай, Индия и сопредельные страны). Такое распределение в значительной мере предопределяет перспективы и концентрацию добычи газа в XXI в.

Экономически целесообразные ресурсы газа в XXI в. Существует экономически целесообразная граница вовлечения ресурсов органических топлив в хозяйственное использование. XXI век является переходным от энергетики, основанной на органических видах топлива, к энергетике на базе нетопливных (практически неограниченных) ресурсов – ядерной и термоядерной энергии, возобновляемых источников энергии, энергии из космоса и т. п. По мере исчерпания дешевых топливных ресурсов неизбежен переход к разработке месторождений и использованию категорий ресурсов с более сложными условиями добычи, расположенных в удаленных районах, пониженного качества, что неминуемо приведет к росту затрат на их добычу и транспортировку. Вместе с тем технологии производства энергии на основе нетопливных ресурсов, которые в настоящее время находятся на ранней стадии освоения, будут совершенствоваться и дешеветь. В результате в будущем, возможно, топливные ресурсы по экономическим показателям добычи будут уступать нетопливным. Теоретически это означает, что с определенного момента топливные ресурсы перестанут быть востребованными в массовом масштабе для производства энергии (но могут сохранять свою значимость в течение продолжительного времени как источник сырья для производства химических продуктов). Уже сегодня многие нетопливные технологии оказываются вполне рентабельными в специфических условиях отдельных регионов. Безусловно, в текущем веке этот процесс ускорится. Если предположить, что период создания нетопливных технологий займет весь век (это, скорее, консервативное представление), то следует четко понимать, о каких ресурсах для энергетических нужд может идти речь при оценке перспектив развития энергетики в XXI в.

Для приближенной оценки воспользуемся некоторыми расчетами, приведенными в работе [18].

В большинстве стационарных энергетических процессов конкурирующим с природным газом энергоносителем выступит электроэнергия, производимая с использованием нетопливных технологий. Уже сегодня стоимость такой электроэнергии на месте генерирования во многих случаях составляет менее 10 ц/кВтч. Положим, что к концу века затраты на производство электроэнергии по новым нетопливным технологиям сократятся вдвое⁵ и составят 5 ц/кВтч. В качестве базовой технологии для производства электроэнергии с использованием природного газа примем парогазовую электростанцию, работающую в промежуточной части графика нагрузки, с КПД 60%, удельными капиталовложениями 650 долл./кВт. При этих условиях предельная стоимость газа для выработки электроэнергии составит около 37 долл./барр.

В высокотемпературных процессах природный газ, используемый в промышленных печах с КПД 45% по сравнению с электропечами с КПД 90%, сохраняет свою конкурентоспособность до величины стоимости 40 долл./барр. В низкотемпературных процессах при сопоставлении котельных на природном газе с тепловым насосом, работающим с коэффициентом преобразования равным 3,5, природный газ оказывается более предпочтительным при затратах менее 30-40 долл./барр.

Жидкое топливо останется значимым источником энергии в мобильных процессах. Как показали наши расчеты и оценки ряда зарубежных работ, в течение

⁵ Реальность этого предположения подтверждается ожидаемыми оценками стоимости электроэнергии от различных источников, согласно которым уже в первой четверти века можно ожидать, что электроэнергия от возобновляемых источников будет вполне рентабельной на рынке [19].

XXI в. кумулятивная потребность в нефти мировой экономики составит примерно 400-

450 млрд. т, что не превышает величины извлекаемых запасов нефти с затратами до 35 долл./барр. Известны технологии получения моторных топлив из природного газа через метанол [19] или путем прямой переработки с затратами 10-25 долл./барр. (без стоимости сырья) и КПД 55-65% [20]. В этом случае стоимость газа не должна быть выше 25 долл./барр.

В качестве сырья для производства многих топливных и химических продуктов может применяться уголь, потребление которого к концу XXI в. будет обеспечиваться за счет его категории, соответствующей затратам на добычу ~ 45-50 долл./т н.э. Это означает, что стоимость природного газа для выпуска массовых химических продуктов не должна к концу века выйти за пределы 25-50 долл./барр.

С использованием этих предпосылок получены ориентировочные значения *предельных оценок стоимости природного газа* для некоторых сфер его потребления, ниже которых в XXI в. он сохраняет конкурентоспособность и является более предпочтительным по сравнению с конкурирующими технологиями:

	долл./барр.
Генерирование электроэнергии	35-40
Высокотемпературное тепло (электронагрев)	40-45
Низкотемпературное тепло (тепловой насос)	40-45
Моторное топливо	25-30
Метанол	50-55
Аммиак	25-30

Таким образом, допустимая граница стоимости природного газа, при которой сохраняется его эффективность в течение века, лежит в пределах 25-55 долл./барр. В последующих расчетах принято значение 35 долл./барр. в качестве стоимостной оценки верхней границы востребованности природного газа⁶. Все ресурсы газа с затратами, превышающими эту оценку, вряд ли будут использованы в XXI в., по крайней мере, для энергетических нужд.

Вопросы об объемах располагаемых природных ресурсов и предельно допустимых ценах на их производство с учетом возможностей конкурирующих категорий и технологий имеют самое непосредственное отношение к определению перспектив производств этих ресурсов. Без этого невозможно объективно оценить целесообразность разработки определенных ресурсов или их консервацию для будущих поколений. В настоящей статье эта проблема только обозначена; она требует серьезного исследования и обоснования при разработке стратегических долгосрочных направлений развития материального производства.

В дальнейших расчетах за основу был принят умеренный сценарий развития мировой энергетики⁷. Были рассмотрены 2 его варианта, различающиеся величиной располагаемых запасов природного газа при стоимости извлечения менее

35 долл./барр. Условно они обозначены как вариант с *полными (оптимистическими) оценками природного газа*, соответствующими запасам категорий I-V (табл. 4) при стоимости добычи менее 35 долл./барр., и вариант с *усеченными (пессимистическими) оценками*, учитывающими, что оправдываемость неразведанных запасов, как правило, бывает ниже 1,0⁸. Экспертно были приняты следующие значения коэффициентов, отражающих, строго говоря, вероятность

⁶ Для стран СНГ предельная граница рентабельности газа была понижена до 30 долл./барр., учитывая удаленность ресурсных баз этого региона от основных центров потребления как внутри региона, так и за его пределами.

⁷ См. ч. I в № 5, 2003 г.

⁸ От величины этих коэффициентов, носящих экспертный характер, во многом зависят уровни добычи газа в долгосрочной перспективе.

перевода соответствующей категории в категорию разведанных запасов. Так, для разведанных резервов газа и третичных методов (категории I и IV) принят коэффициент 1,0; дополнительных резервов (категория II) – 0,5; дополнительных ресурсов (категория III) – 0,25, и для разведанных резервов (категория V) – 0,75. В табл. 6 приведены количественные оценки полных и усеченных ресурсов газа на территории Евразийского пространства.

Таблица 6

Оценка ресурсов природного газа на Евразийском пространстве
при стоимости ниже 35 долл./барр., млрд. т н.э.

Ресурсы, регион	Категория ресурсов					Ресурсы, всего
	I	II	III	IV	V	
Затраты						
долл./барр.	<10	10-16	16-25	25-29	29-34	–
долл./1000 куб. м	<60	60-95	95-145	145-170	170-200	–
Полные						
Евразия	49,8	57	83,1	26,1	53(27)	269(243)
Европа	8	5,6	8,4	3,5	5	30,5
СНГ	39,1	45	65	20,2	26(0)	195,3(169,3)
Китай+	1,1	4,6	7,1	1,6	21	35,4
Индия+	1,6	1,8	2,6	0,8	1	7,8
Остальной мир	79	54,9	70,5	29,4	82	315,8
Всего по категории	128,8	111,9	153,6	55,5	135(109)	584,8(558,9)
Ресурсы, млн. т н.э. (округленно)	130	240	395	450	585(559)	
Усеченные						
Евразия	49,8	28,5	20,8	26,1	39,7(20,2)	164,9(145,4)
Европа	8	2,8	2,1	3,5	3,7	20,1
СНГ	39,1	22,5	16,2	20,2	19,5(0)	117,5(98,0)
Китай+	1,1	2,3	1,8	1,6	15,7	22,5
Индия+	1,6	0,9	0,6	0,8	0,7	4,7
Остальной мир	79	27,4	17,6	29,4	61,5	215,0
Всего по категории	128,8	55,9	38,4	55,5	101,2(81,7)	379,9(360,4)
Ресурсы, млн. т н.э. (округленно)	128,8	185	225	280	380(360)	

Примечание: в скобках приведены значения, которые учитывались в расчетах (без дорогой категории запасов в СНГ).

Новые направления и технологии использования газа в XXI в. Большие запасы энергетических ресурсов ни в коей мере не означают допустимость неэкономного их использования. Это в полной мере относится к природному газу. Технологии повышения эффективности использования газа часто более дешевы, чем его добыча и транспорт на большие расстояния, поэтому наряду с освоением ресурсов газа необходима активная политика энергосбережения. К наиболее революционным технологиям, способным в значительной мере повлиять на технологическую структуру энергетических систем мира, следует отнести: парогазовые установки и газотурбинные ТЭЦ, применение природного газа на транспорте, производство жидкого топлива из природного газа и топливные элементы, работающие (прямо или косвенно) на природном газе.

Малые и средние газотурбинные ТЭЦ (ГТУ – ТЭЦ). Быстрый рост цен на энергоносители – один из решающих факторов, стимулирующих внедрение энергосберегающих технологий и принятие эффективных решений при производстве электроэнергии и тепла. Это предполагает использование всего потенциала энергоносителя, т. е. как собственно энергетической ценности топлива, так и его работоспособности. В современных технологиях такое использование обеспечивается при комбинированной выработке электроэнергии и теплоты газотурбинной установкой и котлом-утилизатором. При этом если пар, вырабатываемый котлом-утилизатором, необходим для дополнительной выработки электроэнергии, то такая комбинация называется парогазовой установкой, а если тепло отпускается потребителю – ГТУ – ТЭЦ. Такие установки представляют несомненный интерес для городского хозяйства и промышленных предприятий, так

Роль российского природного газа в развитии Евразийского пространства в XXI в.

как позволяют сократить покупку электроэнергии из энергосистемы и полностью обеспечить собственные потребности в тепле.

Переход к газотурбинным установкам дает возможность:

- снизить затраты на топливо и энергию у потребителя;
- уменьшить вредные выбросы в окружающую среду;
- повысить эффективность использования топлива;
- сэкономить капиталовложения.

Высокий КПД этих установок (до 80%) позволяет их использовать в базе графика нагрузок. Установленная мощность ГТУ-ТЭЦ изменяется от менее одного до нескольких десятков мегаватт, а парогазовых установок – до сотни и более мегаватт. Эффективность установок зависит от конкретных технических и экономических параметров и режимов потребления электроэнергии и тепла, но в большинстве случаев она очень высока, а сроки возврата капитала в российских условиях колеблются от 1-го до 5-ти лет при работе установок в течение 5000 час. и более в год.

Топливные элементы относятся к категории электрохимических систем, непосредственно преобразующих химическую энергию топлива в электрическую без его сжигания. Окисление топлива происходит на электроде, что обеспечивает разность потенциалов. КПД такого процесса составляет 40-70%. Наибольшая результативность топливных элементов достигнута пока только при окислении водорода. Поэтому в существующих установках предусматривается стадия получения водорода (например, путем реформинга природного газа). Ведутся работы по использованию непосредственно метана в процессе прямого преобразования. Сопутствующее этому процессу выделение тепла, которое в некоторых типах топливных элементов может происходить при сотнях и даже тысячах градусов, позволяет довести общий КПД процесса комбинированной выработки электроэнергии и тепла до 85-90%. В перспективе большие возможности связаны с применением топливных элементов на транспорте. К числу основных преимуществ топливных элементов можно отнести:

- меньшее загрязнение окружающей среды;
- высокий КПД преобразования;
- независимость КПД от единичной мощности установки, что позволяет максимально приблизить источники тепла и электроэнергии к конечному потребителю и сократить затраты на транспорт и распределение;
- возможность использования практически всех органических топлив (непосредственно или через процесс газификации);
- незначительное число движущихся частей установки, что значительно упрощает и удешевляет ее обслуживание;
- малое время запуска и условия работы в широком диапазоне нагрузок без заметного снижения эффективности;
- относительно невысокие капитальные затраты.

Природный газ на транспорте. Впервые на территории СССР природный газ в качестве моторного топлива был использован во второй половине 30-х годов. Более широкое его применение началось в начале 50-х годов. С учетом накопленного опыта была создана сеть заправочных станций, охватившая Центр России, Поволжье, а также юго-запад Украины. Число автомобилей, работающих на природном газе, достигло в этот период 25 тыс. ед. Однако с открытием и вводом в эксплуатацию в 60-е годы нефтяных месторождений Западной Сибири и увеличением производства дешевых нефтепродуктов резко сократился парк автомобилей, использующих природный газ. Очередной подъем применения газомоторного топлива приходился на начало 80-х годов после принятия ряда правительственных программ, предусматривавших более широкое использование сжато и сжиженного метана на автомобильном, железнодорожном, водном и воздушном транспорте.

Сегодня имеются все предпосылки, прежде всего, для широкого использования компримированного природного газа на автомобильном транспорте. Созданы первичная сеть газозаправочных станций, сеть для переоборудования автомобилей в газобаллонные. Признано целесообразным переводить на первом этапе на газ общественный транспорт, в первую очередь автобусы особо большого класса. При этом необходимо осуществить переход к двухтопливным системам, способным работать как в газодизельном, так и в штатном дизельном режиме. Система должна легко монтироваться на двигатель автобуса (автомобиля) не только в заводских условиях, но и в условиях автобусного парка.

Использование природного газа для транспортных средств обеспечивает решение серьезнейших современных проблем: проведение энергосберегающей политики и уменьшение ущерба окружающей среде. Так, в Москве более 90% всех загрязнений воздуха приходится на транспорт (по сравнению с 45-65% в крупных городах в развитых странах). Поэтому перевод транспорта на экологически чистые виды топлива является первоочередной социально-экономической задачей городских властей. Вместе с тем до сих пор отсутствует четкая государственная политика, направленная на расширение использования газового топлива, содержащая систему экономического стимулирования, льготного кредитования и налогообложения, которые имеются во многих развитых странах, реально заинтересованных в решении экологических проблем.

Природный газ как сырье для производства жидкого топлива. Природный газ, обладая многими преимуществами, вместе с тем имеет большой недостаток: его транспортировка на большие расстояния связана с большими затратами, неэкономична и неудобна по сравнению с жидким топливом и электроэнергией. Кроме того, проблема топливоснабжения мобильных систем принадлежит к наиболее сложнорешаемой, так как все заменители нефти являются более дорогими энергоносителями, чем природная нефть. Но природная нефть будет неизбежно (и уже в скором времени) дорожать с истощением запасов ее дешевых видов. Для преодоления этих недостатков в последние годы ведутся большие работы по использованию природного газа в качестве сырья для получения жидких топлив. Разработан ряд технологий, позволяющих обеспечить синтез синтетического жидкого топлива из продуктов первичной переработки природного газа. Экономические оценки этих технологий (см. [19-20]) показывают, что уже сегодня природный газ на местах добычи можно переработать в жидкое топливо (аналог дизельного топлива), при этом затраты составят около 10-15 долл./барр., что вполне сопоставимо с природной нефтью даже при ее низких ценах на мировых рынках.

Новые технологии значительно расширяют области эффективного использования природного газа в XXI в.

Природный газ в энергетическом балансе Евразийского пространства.

Оценки извлекаемых запасов природного газа позволили составить прогнозы его

потребления в совокупности с другими первичными энергоресурсами в регионах Евразийского пространства в результате моделирования динамики экономического развития и общего энергопотребления в регионах. При этом учитывались возможные перетоки газа между регионами (газопроводы или морские перевозки сжиженного природного газа). В качестве условия допустимого развития добычи газа принята величина обеспеченности его запасами на начало XXII в. на период 25-30 лет. Лишь для двух регионов – СНГ и Ближний Восток с Северной Африкой – сделано допущение, что остаточные ресурсы могут превышать заданные величины обеспеченности. Такое допущение предполагает практическое исчерпание экономически целесообразных ресурсов природного газа во всех регионах мира в течение предстоящего столетия, за исключением двух основных поставщиков газа на мировой рынок.

Потребление природного газа. Рассмотрим прогнозы по основным регионам Евразийского пространства⁹.

Е в р о п а . Ожидается, что суммарное потребление энергии возрастет в первой половине XXI в. с 1865 млн. т н.э. до 2600 млн. т н.э., а затем начнет медленно уменьшаться в связи со снижением темпов экономического развития и усиления мер по энергосбережению.

Доля природного газа в энергетическом балансе Европы составляет сегодня 22,2% (около 400 млн. т н.э.). Дальнейшие перспективы развития этого региона во многом будут зависеть от ресурсной базы природного газа. Если исходить из полной оценки ресурсов, то доля газа может возрасти к 2025-2030 гг. до 25%, оставаясь затем стабильной до конца века. В этом случае потребность Европы в газе к 2050-2060 гг. увеличится до 600-620 млн. т н.э., а к концу века снизится до 520-530 млн. т н.э. Однако если реальная ресурсная база окажется меньшей (вариант усеченных ресурсов газа), то доля газа несколько возрастет к 2020 г. (до 24%), а затем будет неуклонно снижаться до 7% к 2100 г. (190-200 млн. т н.э.).

Кумулятивное потребление газа в регионе за XXI в. составит 40-55 млрд. т н.э. (меньшее значение относится к варианту усеченных ресурсов газа, а большее соответственно полных).

Сокращение спроса на природный газ в случае меньшей ресурсной базы будет в значительной мере компенсироваться ростом потребления жидкого топлива. В текущем энергетическом балансе Европы нефть занимает ведущее положение (41,9%, или 754,5 млн. т н.э.). Доля нефти в течение всего века будет неуклонно сокращаться, составив 11%, или 230 млн. т н.э., в случае, если спрос на газ будет обеспечиваться в соответствии с полными ресурсами газа. При усеченных ресурсах доля нефти к 2100 г. снизится всего до 20%, или до 420 млн. т н.э.

Потребление угля также будет постоянно сокращаться – с 19,3% (348 млн. т н.э.) до 10-11% (220-230 млн. т н.э.) к концу века. Ожидается значительный рост потребления нетопливных ресурсов: с 16,6% в 2000 г. до 53-62% в 2100 г., при этом их доля будет также зависеть от возможностей обеспечения природным газом. Нижнее значение соответствует максимальным возможностям газоснабжения региона, а верхнее – усеченным ресурсам газа.

С Н Г . Прогнозы энергопотребления в странах СНГ показаны на рис. 1. Ожидается, что суммарное энергопотребление в этом регионе возрастет в течение всего столетия в 2,7 раза (с 922 млн. т н.э. в начале века до более 2500 млн. т н.э. в его конце).

Характерной особенностью энергетического баланса региона явится сокращение доли природного газа с 53%, до 15-30% к 2100 г. (увеличение сокращения возможно в случае пониженных ресурсов газа). При этом несмотря на уменьшение доли, объемы

⁹ В целом для Евразии прогнозы объемов и структуры потребления энергоресурсов приведены в Части I. Напомним, что авторами выбран вариант умеренного прогноза развития мировой энергетики с практической стабилизацией выбросов углерода в атмосферу после 2050 г.

потребления газа будут нарастать с 488,7 млн. т н.э. в 2000 г. до 740 млн. т н.э. в середине века и 760 млн. т н.э. в конце (при полных ресурсах) и соответственно 645 млн. т н.э. и 380 млн. т н.э. (при усеченных ресурсах).

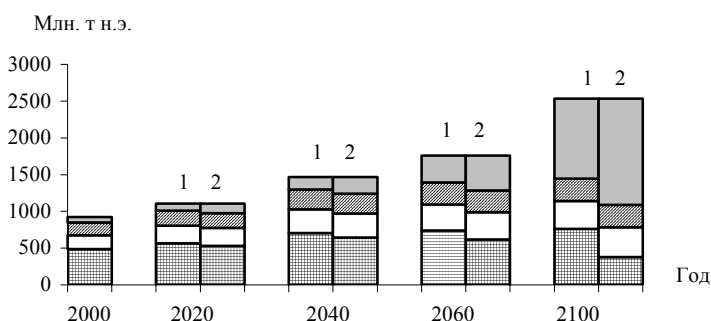


Рис. 1. Прогноз структуры энергопотребления в странах СНГ по вариантам полных ресурсов газа (1) и усеченных (2):
 ■ нетопливные ЭР; ■ уголь; □ нефть; ▨ газ

Как видно, оценка запасов газа имеет огромное значение для долгосрочных перспектив развития отрасли.

Обеспеченность ресурсами газа в течение XXI в. не только сильно скажется на внутреннем спросе, но в значительной мере повлияет на развитие внешней торговли и как следствие на уровень добычи газа. Для удовлетворения суммарного внутреннего спроса в странах СНГ и внешней торговли в течение века потребуются извлечь из недр 80-105 млрд. т н.э. ресурсов газа.

Доли нефти и угля будут также сокращаться. Вклад нефти в энергоснабжение региона сохранится практически на неизменном уровне (20%) до середины века, но объемы возрастут с 182 млн. т н.э. до 350 млн. т н.э. К концу века доля нефти сократится до 15-16%, что соответствует 380-410 млн. т н.э. Что касается угля, то его доля снизится с 19% (171 млн. т н.э.) до 12% (300-310 млн. т н.э.) к 2100 г.

Ожидается, что доля нетопливных ресурсов с 8% возрастет до 42-45% к концу века.

К и т а й + . Темпы роста энергопотребления в этом регионе за столетие должны возрасти в 7 раз (7500 млн. т н.э. к 2100 г. по сравнению с 1060 млн. т н.э. в 2000 г.). Слабая обеспеченность региона собственными ресурсами газа не позволяет рассчитывать на существенный вклад этого ресурса в энергетику региона. Сегодня доля природного газа в энергетическом балансе Китая составляет всего 2,6% (потребление около 26 млн. т н.э.). Ожидается, что она может возрасти к середине века до 15-17% (550-650 млн. т н.э.) за счет увеличения собственной добычи и импорта газа, главным образом, из стран СНГ. Перспективы газоснабжения Китая во второй половине века будут определяться сложившейся к этому времени его ресурсной базой. В условиях достаточной ресурсной обеспеченности (соответствуют полным ресурсам) достигнутый к середине века уровень потребления практически сохранится во второй половине века, хотя доля газа при этом уменьшится до 9-10%. При ресурсах газа, близких к усеченным оценкам, его доля к 2100 г. сократится до 4-5% (265 млн. т н.э.). В целом для обеспечения потребностей данного региона природным газом в течение века необходимо от 35 до 50 млрд. т н.э.

Потребление нефти будет постоянно нарастать: с 273 млн. т н.э. в 2000 г. до 1050-1280 млн. т н.э. в 2100 г. Однако доля нефти в энергетическом балансе региона увеличится только в течение первых двух-трех десятилетий века: с 26,6 до

28% в 2020-2030 гг., а затем начнет медленно снижаться и в 2100 г. будет равна 14-17%.

Уголь составляет основу текущего энергетического баланса региона – его доля – 67,9% (695 млн. т н.э.). За столетие потребление угля возрастет почти в 3 раза, достигнув к 2100 г. 1800-1900 млн. т н.э. (при сокращении доли угля до 25%)¹⁰. Вклад нетопливных ресурсов будет расти с 2,9% в начале века до 52-55% к его концу.

И н д и я +. Регион представляет собой неоднородный конгломерат: в него входят как очень бедные страны (Пакистан, Афганистан, Бангладеш, Лаос и др.), так и достаточно благополучные страны Юго-Восточной Азии. Между тем в связи с преобладанием доли Индии в населении региона, он останется в течение века одним из самых отсталых в экономическом отношении регионов мира. Ожидается, что потребление энергии в регионе возрастет с 392 млн. т н.э. до 2000-2100 млн. т н.э. к 2100 г. (более чем в 5 раз).

В регионе нет крупных месторождений природного газа, значительная его часть поступает по импорту. Эта ситуация сохранится в XXI в. Доля газа в обеспечении энергией региона, составляющая в настоящее время 7,7% (30 млн. т н.э.) к середине века практически удвоится, а затем начнет медленно сокращаться и либо достигнет 6-9% (при усеченных ресурсах газа) либо сохранится на уровне 13-15%. К концу века потребление газа в регионе прогнозируется на уровне 165-315 млн. т н.э. Суммарное потребление газа в регионе за 100 лет составит 13-16 млрд. т н.э.

Доля нефти сохранится практически на современном уровне – 34-35% до 2030-2040 гг., затем начнет снижаться и составит 20-28% к концу столетия (415-585 млн. т н.э.).

Уголь, как и в Китае, является основой энергетического баланса региона (54,3%). Его потребление будет медленно нарастать и к концу века может составить 300-315 млн. т н.э., но его доля в энергоснабжении сократится до 15%.

Доля нетопливных энергоресурсов возрастет с 3,7 до 41-56% к 2100 г. (большая величина соответствует усеченным ресурсам природного газа в мире).

Ожидаемая добыча природного газа на Евразийском пространстве. Прогнозы добычи газа в регионах Евразии выполнены для 2-х вариантов обеспеченности ресурсами газа: *при полных ресурсах* (1), и *при усеченных ресурсах* (2) (табл. 7). Кроме того, приведенные в табл. 7 расчетные оценки извлечения газа из недр в течение столетия сопоставлены с величинами располагаемых ресурсов газа по рассматриваемым регионам. В последней графе даны приближенные значения периода обеспеченности ресурсами газа, которые переходят на следующее столетие.

До середины века добыча газа на Евразийском пространстве возрастет с 940 млн. т н.э. до 1500-1900 млн. т н.э. к 2050 г. Добыча газа в Европе достигнет своего максимума – 290-355 млн. т н.э. – в 2020-2050 гг. и начнет сокращаться. В странах СНГ ресурсов достаточно (даже по оценкам варианта (2)) для обеспечения в течение этого периода роста добычи до 950-1065 млн. т н.э. к 2050 г. (по сравнению с 592 млн. т н.э. в начале века). Высокие темпы роста добычи газа ожидаются в Китае, что позволит увеличить ее объем в этом регионе с 24 млн. т н.э. до 355-420 млн. т н.э. В Индии следует ожидать практической стабилизации добычи газа на современном уровне при пессимистических оценках запасов или их практического удвоения.

¹⁰ Если условие стабилизации выбросов CO₂ к середине текущего столетия будет отменено, то размеры внутреннего потребления угля могут существенно возрасти, что означает значительный рост выбросов углерода в атмосферу в этом регионе.

Прогнозы добычи природного газа на Евразийском пространстве по вариантам оценок при полных и усеченных ресурсах газа

Регион	2000 г.	2020 г.	2050 г.	2100 г.	Всего	Располагаемые ресурсы	Обеспеченность переходящими остатками ресурсов, лет
<i>Полные ресурсы, млн. т н.э.</i>							
Европа	278	310	330	115	27000	30500	34
СНГ	592	785	1065	1490	105000	169000	43
Китай+	24	130	420	355	29000	30000	18
Индия+	47	35	75	65	6000	7800	30
Всего в Евразии	940	1260	1890	2025	167000	237300	
Доля в мировой экономике, %	45,6	43,5	45,2	41,7	43,7	46,0	
<i>Усеченные ресурсы, млн. т н.э.</i>							
Европа	278	290	180	75	19000	20000	14
СНГ	592	750	950	620	78000	98000	32
Китай+	24	130	355	125	21000	23000	13
Индия+	47	35	45	30	4000	5000	25
Всего в Евразии	940	1205	1530	850	122000	146000	
Доля в мировой экономике, %	45,6	42,4	43,7	31,1	43,0	40,7	

Во второй половине XXI в. ситуация окажется сильно зависимой от величины прогнозных ресурсов газа. По оценкам варианта (1), его добыча на Евразийском пространстве увеличится до 2100 млн. т н.э. и более, главным образом, за счет добычи в странах СНГ, которая возрастет до 1490 млн. т н.э. В Европе продолжится сокращение добычи газа: ее объем к 2100 г. составит 115 млн. т н.э. Примечательно, что и в Китае, по оценкам варианта (1), из-за недостаточности ресурсов газа его добыча сократится к концу века до 355 млн. т н.э. Если же справедливы оценки варианта (2), то вторая половина века будет характеризоваться значительным спадом добычи газа (более чем на 40% по сравнению с серединой века). Падение добычи к 2100 г. будет наблюдаться во всех регионах Евразийского пространства: в Европе до 75 млн. т н.э., в странах СНГ – 620 млн. т н.э., в Китае до 125 млн. т н.э.

По варианту (1) из недр в регионе будет извлечено около 170 млрд. т н.э. газа, при этом располагаемые экономически целесообразные ресурсы (до 35 долл./барр.) составят 237 млрд. т н.э. – почти три четверти. Это соотношение в варианте (2) составит соответственно 122 и 146 млрд. т н.э., т.е. к концу века ресурсы традиционного газа в регионе будут исчерпаны на 85%.

Согласно прогнозу добычи газа в странах СНГ с разбивкой по категориям ресурсов (рис. 2), до середины XXI в. будут использоваться ресурсы преимущественно категории разведанных на начало века. К 2050 г. лишь 10-25% газа будет добываться из прогнозной части традиционных ресурсов (категория II). К концу века доля категории I сократится до 5-10%. Основная масса газа (около 50%) будет добываться из ресурсов категорий II (50%) и III (20-40%). Можно ожидать, что ресурсы категории IV в течение текущего столетия не будут востребованы.

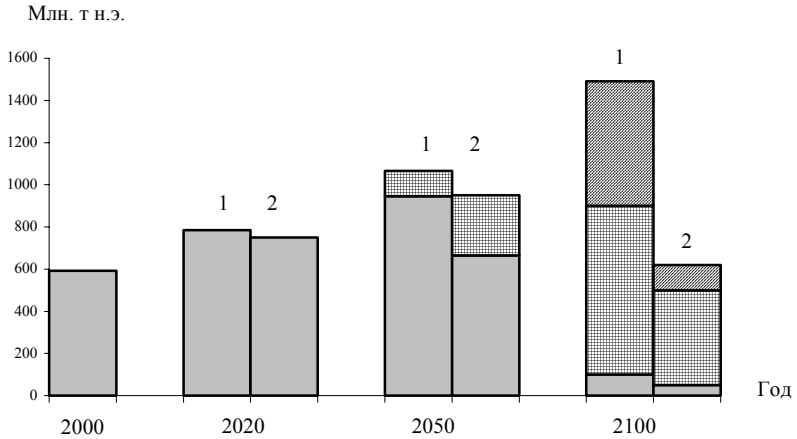


Рис. 2. Варианты оценок перспектив добычи природного газа по категориям ресурсов в странах СНГ в XXI в. :

■ категория I; ▨ категория II; ▩ категория III

Учитывая, что доля России в ресурсах региона составляет примерно 90%, можно с достаточной долей вероятности считать, что в прогнозных оценках добычи газа в странах СНГ на долю российского газа приходится та же величина. Между тем в работе [21] приводятся оценки добычи газа в России в XXI в., которые существенно отличаются от приведенных расчетных оценок (табл. 8). Эти различия нельзя объяснить только отнесением оценок к конкретным территориальным объединениям. Основная причина, по-видимому, состоит в завышении доли остаточных к концу XXI в. ресурсов газа.

Авторы работы [21] исходят из величины только традиционных начальных суммарных ресурсов газа в России в размере 235 трлн. куб. м. Накопленная добыча сегодня оценивается в 12,4 трлн. куб. м, следовательно, остаточные ресурсы на начало века равны 222,6 трлн. куб. м (180 млн. т н.э.). Приняв коэффициент извлечения, равный 0,85, получим оценку прогнозных извлекаемых ресурсов – примерно 190 трлн. куб. м (или 150 млрд. т н.э.). Используемая нами величина экономически целесообразных ресурсов для XXI в. в зависимости от вариантов колеблется от 100 до 169 млрд. т н.э., т. е. оценка в работе [21] попадает в этот интервал. Если принять во внимание величину располагаемых ресурсов, то различия не должны быть такими значительными. Причина различий в прогнозах становится понятной, если учесть величину остаточных к концу века ресурсов. В течение XXI в. будут освоены нетопливные технологии, которые к концу века обеспечат потребителей энергии при затратах, меньших чем располагаемые к тому времени источники природного газа. Как показано выше, предельная оценка таких затрат находится на уровне 35 долл./барр. Оставшиеся ресурсы газа, переходящие в XXII в., будут использоваться только в тех процессах, где максимальная цена газа окажется выше этой предельной. Но не следует забывать, что при очень высоких ценах технологии на базе угля становятся вполне рентабельными и могут сильно ограничивать потребление газа за пределами XXI в.

С учетом этого обстоятельства, в нашем исследовании величины остаточных извлекаемых ресурсов газа в СНГ достаточны для обеспечения потребностей от 30 (вариант (2)) до 45 лет (вариант (1)). Анализ результатов, приведенных в [21], показывает, что авторы принимают остаточную величину ресурсов в 2100 г. в размере 64 лет при ресурсной обеспеченности на начало века. Учитывая наши рассуждения о предельных относительных ценах на природный газ в конце XXI века, такая осторожность вряд ли оправдана. Вполне возможно сократить эту величину примерно вдвое и получить оценки, сопоставимые с нашими.

Таблица 8

Прогнозы добычи природного газа в России и СНГ в течение XXI в., млн. т н.э.

Источник оценок	2000 г.	2020 г.	2050 г.	2100 г.
Авторская СНГ				
вариант (1)	592	785	1065	1490
вариант (2)	592	750	950	620
[21]				
Россия	463	625	645	290
[22]				
Россия	–	555-595	–	–

Еще более низкие уровни добычи газа приводятся в Энергетической стратегии России до 2020 г. (правда, только для первой четверти XXI в.). Трудно дать разумное объяснение таким цифрам. Не исключено, что в расчетах принимались во внимание только разведанные запасы газа, что совершенно неверно, если говорить о такой длительной перспективе, как 100 лет.

Перспективы мировой торговли природным газом. Около 20% добываемого в мире природного газа сегодня поступает на мировой рынок. Это, конечно, меньше, чем продажа нефти (57%), но как показывают прогнозы, доля внешней торговли газом может нарастать. Большая часть этого газа транспортируется по системе газопроводов (75%), оставшаяся – в сжиженном виде перевозится морским путем в криогенных танкерах. В табл. 9 [5] показаны обобщенные межрегиональные потоки природного газа в конце XX столетия.

В настоящее время основными экспортерами природного газа являются страны СНГ (Россия), страны Северной Африки и Ближнего Востока и страны Юго-Восточной Азии, а крупнейшими импортерами – Европа, страны Тихоокеанского региона.

Таблица 9

Мировая торговля природным газом в 1999 г., млн. т н.э.

Регион	Северная Америка	Южная Америка	Европа	Северная Африка + Ближний Восток	Остальная Африка	СНГ	Китай+	Индия+	ТОР	Всего добыча
Северная Америка	659									659
Южная Америка		86								86
Европа			278							278
Северная Африка + Ближний Восток	2,7		38,9	259					9,9	259
Остальная Африка					25					25
СНГ			102,9			592				592
Китай+							24			24
Индия+							3,5	47	13	47
ТОР									92	92
Всего спрос	662	86	420	207	25	489	27	30	115	2060

Перспективы развития мировой торговли газом в XXI в. зависят от оценок располагаемых ресурсов газа в мире. В табл. 10 показаны ожидаемые потоки газа в 2020, 2050 и 2100 гг. при полной оценке мировых ресурсов; в табл. 11 – результаты моделирования мирового рынка при усеченных ресурсах.

**Прогнозы мировой торговли природным газом
при полных ресурсах природного газа, млн. т н.э.**

Регион	Северная Америка	Южная Америка	Европа	Северная Африка + Ближний Восток	Остальная Африка	СНГ	Китай+	Индия +	ТОР	Всего добыча
2020 г.										
Северная Америка	805									805
Южная Америка	25	150								150
Европа			310							310
Северная Африка + Ближний Восток	15		55	460	5			35	25	460
Остальная Африка	5				35					35
СНГ			150			785	50		20	785
Китай+							130			130
Индия+								35		35
ТОР							20		185	185
Всего спрос	850	125	515	325	35	565	200	70	210	2895
2050 г.										
Северная Америка	835									835
Южная Америка	50	275								275
Европа			305							305
Северная Африка + Ближний Восток	25		65	750	10			75	50	750
Остальная Африка	15				80					80
СНГ	15		250			1065	150		25	1065
Китай+							405			405
Индия+								75		75
ТОР							75	25	400	400
Всего спрос	940	225	620	525	75	725	630	175	375	4290
2100 г.										
Северная Америка	585									585
Южная Америка	50	415								415
Европа			180							180
Северная Африка + Ближний Восток	50		0	1330	25			150	50	1330
Остальная Африка	0				250					250
СНГ	30		350			1490	250	50	50	1490
Китай+							355			355
Индия+								85		85
ТОР							75	50	405	405
Всего спрос	715	365	530	1055	275	760	680	335	380	5095

Если динамика мировых ресурсов природного газа будет соответствовать оценке полных ресурсов, то объем мировой торговли газом возрастет до 15% мировой добычи (440 млн. т н.э.) в 2020 г., 19% в 2050 г. (830 млн. т н.э.) и достигнет 23% к 2100 г. (1180 млн. т н.э.). Страны СНГ, Северной Африки и Ближнего Востока не только сохраняют свое лидирующее положение на рынках газа, но будут иметь возможности значительно расширить экспорт газа.

**Прогнозы мировой торговли природным газом
при усеченных ресурсах природного газа, млн. т н.э.**

Регион	Северная Америка	Южная Америка	Европа	Северная Африка + Ближний Восток	Остальная Африка	СНГ	Китай+	Индия +	ТОР	Всего добыча
2020 г.										
Северная Америка	770									770
Южная Америка	25	155								150
Европа			290							310
Северная Африка + Ближний Восток	15		55	460	5			35	25	460
Остальная Африка	5				35					35
СНГ			150			750	50		20	750
Китай+							130			130
Индия+								35		35
ТОР							20		185	185
Всего спрос	815	125	495	325	35	530	200	70	210	2825
2050 г.										
Северная Америка	630									630
Южная Америка	50	275								275
Европа			180							180
Северная Африка + Ближний Восток	25		65	730	10			80	50	730
Остальная Африка	15				80					80
СНГ	5		175			950	100		25	950
Китай+							355			355
Индия+								45		45
ТОР							25	20	255	255
Всего спрос	725	225	420	500	75	645	480	145	285	3500
2100 г.										
Северная Америка	130									130
Южная Америка	50	295								295
Европа			75							75
Северная Африка + Ближний Восток	50			1000	25			100	50	1000
Остальная Африка					180					180
СНГ			115			620	100		25	620
Китай+							125			125
Индия+								30		30
ТОР							75	35	270	270
Всего спрос	230	245	190	775	205	380	300	165	235	2725

Ожидается, что экспорт из стран СНГ увеличится к 2020 г. до 220 млн. т н.э., затем к середине века удвоится – 440 млн. т н.э., а к концу века этот регион будет поставлять на мировые рынки до 730 млн. т н.э., т.е. практически половину своей добычи газа. Наряду с Европой – традиционным импортером газа из стран СНГ – появятся новые маршруты поставок газа – в регионы Китая, Индии, Тихоокеанской зоны и даже Северной Америки. Экспорт газа из СНГ в Европу увеличится с 150 млн. т н.э. к 2020 г. до 250 млн. т н.э. к 2050 г. и 350 млн. т н.э. к концу века. Заметным потребителем газа из стран СНГ станет Китай. Можно ожидать, что к 2020 г. поставки в этот регион составят 50 млн. т н.э. и далее к концу века – до 250 млн. т н.э. На Европу и Китай будет приходиться более 80% экспорта газа из СНГ.

Возрастет экспортный потенциал основного конкурента стран СНГ – региона Северной Африки и Ближнего Востока. В рассматриваемой перспективе прогнозируется, что экспорт из этого региона возрастет до 135 млн. т н.э. в 2020 г., 225 млн. т н.э. в 2050 г. и 275 млн. т н.э. в 2100 г.

Если ресурсы природного газа соответствуют усеченным оценкам, то перспективы мировой торговли будут иными. Предполагается, что мировая торговля газом в

течение первых десятилетий XXI в. будет развиваться теми же темпами, что и при полных ресурсах, т.е. до 440 млн. т н.э. Но уже к середине века темпы развития начнут снижаться и к 2050 г. объем торговли газом ожидается на уровне 645 млн. т н.э., а к концу века начнет сокращаться и достигнет 625 млн. т н.э. в 2100 г.

Ожидается, что в этом варианте до 2020 г. оценки ресурсной базы еще не будут оказывать сильного влияния на объем мировой торговли газом. Экспортный потенциал стран СНГ увеличится к 2020 г. до 220 млн. т н.э. (основные импортеры газа – Европа (150 млн. т н.э.) и Китай (50 млн. т н.э.). К середине века он составит 305 млн. т н.э.: 175 млн. т н.э. в Европу, 100 млн. т н.э. в Китай, 25 млн. т н.э. в Японию и 5 млн. т н.э. в США. Но к концу века он сократится практически до уровня 2020 г. (240 млн. т н.э. – Европа; 115 млн. т н.э. – Китай; 100 млн. т н.э. – Япония; 25 млн. т н.э. – США). Основная причина сокращения экспорта в XXI в. – недостаток экономически целесообразных ресурсов газа.

В меньшей степени ожидается сокращение потенциала в странах Северной Африки и Ближнего Востока, географическое положение которых более выгодно применительно к основным рынкам сбыта газа (США и Европа).

Как видно из расчетов, в целом за XXI в. мировая торговля природным газом возрастет с 170 млн. т н.э. в его начале до 730-830 млн. т н.э. к его середине и достигнет 560-1180 млн. т н.э. к 2100 г. Из этих объемов поставки в виде сжиженного газа к концу века могут составить не менее 180-200 млн. т н.э.

Заключение. Долгосрочные прогнозы развития ситуации на Евразийском энергетическом пространстве свидетельствуют о нарастании в первой половине XXI в. абсолютных объемов и доли природного газа в энергетическом балансе региона. Особенно возрастет роль природного газа в новых развивающихся экономиках, прежде всего Китая и Индии, хотя его доля в суммарном энергопотреблении в этих странах в течение столетия сохранится на более скромном уровне по сравнению с Европой и, тем более, СНГ.

Объемы газопотребления во второй половине века возрастут, если ориентироваться на полные прогнозные ресурсы природного газа стоимостью добычи до 35 долл./барр., рассчитанные при вероятности перевода прогнозных ресурсов в разведанные запасы, равной 0,5. Если же стоимость освоения нетрадиционных ресурсов газа окажется более 35 долл./барр., или значения подтверждаемости их разведкой составят 0,25-0,30 (так называемые усеченные ресурсы газа), то потребление газа во всех субрегионах Евразийского пространства начнет снижаться уже с 2060 г. И в том, и в другом случае доля газа во второй половине XXI в. будет систематически сокращаться за счет повышения роли нетопливных энергетических ресурсов.

Россия является несомненным лидером по традиционным и нетрадиционным ресурсам газа в мире и тем более на Евроазиатском континенте. Однако размещение основной части запасов в Заполярье и на шельфах арктических морей, на больших расстояниях от районов с высокой плотностью энергопотребления снижает конкурентоспособность российского газа по сравнению с ресурсами газа Ближнего Востока, Средней Азии и Прикаспия, а также с запасами газа в Китае и Индии.

Эти объективные экономические факторы сформируют под воздействием рыночных сил и при осознанной политике государств региона совершенно особую стратегию использования ресурсов российского газа. Суть ее определяется следующим образом: традиционные и особенно нетрадиционные ресурсы газа России могут стать *стратегическим резервом газоснабжения Евразийского энергетического пространства*. Иными словами, российский газ будет замыкать экономически оправданное потребление газа на Евразийском пространстве, обеспечивая потребителей экологически чистым и относительно дешевым энергоресурсом. При такой стратегии использования российских ресурсов основными источниками удовлетворения растущего спроса на газ в этом регионе в первой половине XXI в. должна стать добыча газа на Ближнем Востоке, в

Прикаспии и Средней Азии. Часть этих ресурсов поступит на европейский рынок газа, но главным направлением должны стать Южная и Юго-Восточная Азия и Китай. Сюда газ будет доставляться с Ближнего Востока и Ирана преимущественно морским транспортом, а из Средней Азии – по новым газопроводным системам.

Созданная в СССР и развиваемая по мере надобности Единая система газоснабжения сможет участвовать в обеспечении основных потоков газа с Ближнего Востока и Средней Азии в Европу. Ее естественным дополнением станут новые газотранспортные системы из Ирана и с Аравийского полуострова на Кавказ и в Турцию, а также из Средней Азии в Пакистан и Индию. Получат значительное развитие газотранспортная инфраструктура Прикаспийского региона, существующие газопроводы в Западной Сибири, будут созданы новые газотранспортные системы в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке России с выходом на Китай, в Корею и, возможно, Японию.

К середине века эти системы сольются с региональными системами газоснабжения Китая, образовав тихоокеанское газотранспортное кольцо от Австралии до Сахалина или до Аляски (по западному периметру Тихого океана). Российский газ будет постоянно подпитывать эту трансконтинентальную систему газоснабжения, обеспечивая в основном (но не обязательно полностью) внутренние нужды страны, стабильные потоки газа в Европу и нарастающие его поставки в Азиатско-Тихоокеанский субрегион.

Во второй половине столетия объемы добычи российского газа будут определяться не столько ресурсной базой, сколько научно-техническим прогрессом его транспортировки и использования. Решающую роль в увеличении использования российского газа может сыграть массовое применение метановых топливных элементов на транспорте и в производстве электроэнергии, освоение трубопроводного транспорта и прямого использования у потребителей сжиженного метана, создание сверхпроводящих линий электропередачи, позволяющих эффективно транспортировать на сверхдальние расстояния электроэнергию, производимую непосредственно на месте добычи газа, высокоэффективные методы получения на месторождениях газа моторных топлив и т. д. Успешная реализация названных и возможных других направлений научно-технического прогресса позволит восстановить во второй половине XXI в. доминирующую роль российского газа в качестве поставщика на Евроазиатском континенте, которую он играл в последней трети XX в.

Литература

1. WEC-IIASA, 1998. *Global Energy Perspectives. International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) and World Energy Council (WEC), Cambridge University Press, 1998.*
2. Rogner H.-H. *An Assessment of World Hydrocarbon Resources, Institute for Integrated Energy Systems (Canada) and IIASA (Austria). 1998.*
3. WEC. *Survey of Energy Resources. London, UK: World Energy Council, 16th Edition. 1992.*
4. Masters C.D., Attanasi E.D., Root D.H. *World Petroleum Assessment and Analysis. In: World Petroleum Congress, 1994, John Wiley and Sons Ltd., Chichester, UK. Stavanger, Norway.*
5. BP Statistical Review of World Energy. *Technical Report. British Petroleum Company PLC. London, UK. 2001.*
6. Skorobogatov V.A., Istomin V.A., Yakushev V.S. *Conventional and Unconventional Natural Gas Resources in Russia and the Strategy of Their Development in the First Half of the 21st Century", 21st World Gas Conference, 2000.*
7. Rice D.D., Law B.E., Clayton J.L. *Coal-bed Gas – An Undeveloped Resource. In: US Geological Survey, Professional Paper 1570, Washington, DC. 1993.*
8. Eickhof G., Rempel H. *Weltreserven und –ressourcen beim Energierohstoff Erdgas, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 45(11). 1995.*
9. Kuuskraa V.A., Meyers R.F. *Review of World Resources of Unconventional Gas. In: Conventional and Unconventional Natural Gas Resources, eds. C. Delahaye and M. Grenon, IIASA Collaborative Proceedings Series, CP-83-S4, Laxenburg, Austria. IIASA. 1983.*
10. Milici R.C. *Autogenic Gas (Self Sourced) from Shales – An Example from the Appalachian Basin. In: US Geological Survey, Professional Paper 1570, Washington, DC. 1993.*

11. Ray E.O. *Devonian Shale Production – Eastern Kentucky Field*. In: *The Future Supply of Nature-Made Petroleum & Gas, 1st UNITAR Conference on Energy and the Future, July 5-16, 1976, Laxenburg, Austria*. 1977.
12. Law B.E., Spencer C.W. *Tight Gas Reservoirs – An Emerging Major Source of Energy*. In: *US Geological Survey, Professional Paper 1570, Washington, DC*. 1993.
13. Kvenvolden K.A. *A Primer on Gas Hydrates*. In: *US Geological Survey, Professional Paper 1570, Washington, DC*. 1993.
14. MacDonald G.T. *The Future of Methane as an Energy Resource*. *Annual Review of Energy*, vol. 15. 1990.
15. Marsden S. *A Survey of Natural Gas Dissolved in Brine*. In: *US Geological Survey, Professional Paper 1570, Washington, DC*. 1993.
16. BGR, 1995/ *Reserven, Ressourcen und Verfuerbarkeit von Energierohstoffen*. Bundesanstalt fuer Geowissenschaften und Rohstoffen, Hannover, Germany.
17. Dyman W.P., Rice D.D., Schmokler J.W., Wandrey C.J., Burrus R.C. *Geologic Studies on Deep Natural Gas Resources in the United States*. In: *US Geological Survey, Professional Paper 1570, Washington, DC*. 1993.
18. *International Natural Gas Market, WP-87-102, IIASA, Laxenburg, Austria*. 1987.
19. *Gas to Liquids: A Paradigm Shift for the Oil Industry*. *O&G*, Dec. 31, 1999.
20. *North Slope Alaska GTL Options Analyzed*. *O&G (Oil & Gas Journal)*, Jan. 31, 2000.
21. Газпром-ВНИИГАЗ. *Сырьевая база и добыча газа в России в XXI веке*. М.: Недра, 2000.
22. *Энергетическая стратегия России на период до 2020 года (одобрена на заседании Правительства РФ 22 мая 2003 г.)*.