

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

Е.В.Моргунов, к.э.н., Д.Г. Николаишвили

В сб. «Проблемы развития рыночной экономики»

/Под ред. чл.-корр. РАН Перламутрова В.Л. - М.: ИПР РАН, 2004. - С.23-36.

Система газоснабжения России - основополагающий элемент национальной экономики, от надежного и эффективного функционирования которого непосредственно зависит ее нормальная работа и жизнеобеспечение всех граждан России. Газовая отрасль занимает 8% в структуре ВВП, обеспечивает значительную часть доходов бюджета, а также более 18% поступлений валютной выручки государства за счет экспортных поставок газа (45% в структуре экспорта топлива). В России ежегодно потребляется (с учетом расхода газа на технологические нужды системы газоснабжения) 410 млрд. куб. м газа, или более 70% от всего объема газа, добываемого в стране. Масштабы внутреннего рынка, начиная с 1998 года стабильны, и имеют тенденцию к росту (3,5% в год). Газ составляет 50% в структуре баланса первичных энергоносителей в стране, и будет оставаться основным топливным ресурсом [4].

Динамичное развитие газового сектора способно обеспечить поступательное движение и другим отраслям экономики. В условиях наметившегося экономического подъема обеспечение газом платежеспособных российских потребителей представляется одной из основных задач по модернизации экономики и обеспечению ее поступательного развития. Одной из основных задач, поставленных в данной работе, на основе анализа современного состояния газовой отрасли, оценки ее потенциала, выявления основных проблем и диспропорций, сформулировать основные принципы и приоритетные направления развития полноценного рынка газа, условия и этапы его формирования.

Современное состояние сырьевой базы газовой отрасли

Таблица 1

Суммарные ресурсы газа России (трлн. м³)

Регионы	Суммарные ресурсы (СР)	Накопленная добыча	Запасы (1.01.2001 г.)		Ресурсы перспективные (С ₃) и прогнозные (Д)	Разведанность СР %	Выработанность запасов, %
			Разведанные А+В+С ₁	Предварительно оцененные С ₂			
Россия, в т.ч.:	236,1	12,3	46,9	17,0	159,9	25,1	20,8
Европейские районы	18,3	2,4	4,8	1,4	9,7	39,3	33,3
Западно-Сибирский	97,8	9,8	35,5	8,8	43,7	46,3	21,6
Восточно-Сибирский	32,3	-	1,5	1,8	29,0	4,6	-
Дальневосточный	11,9	0,1	1,3	1,1	9,4	11,8	7,1
Шельф	75,8	-	3,8	3,9	68,1	5,0	-
% по России	100,0	5,2	19,9	7,2	67,7	-	-

Источник: В.Н.Баранов. Частный газовый бизнес в России: настоящее и будущее в условиях реформ. - М.: «Нефть и газ», 2003

Начальные суммарные ресурсы газа России составляют 236,1 трлн. м³, в том числе 160,3 трлн. м³ на суше и 75,8 трлн. м³ на шельфе. Из общего объема суммарных ресурсов на 1.01.2001 г. накопленная добыча составила 12,3 трлн. м³ или 5,2 %, разведанные запасы категорий А+В+С₁ (по предварительным данным) 46,9 трлн. м³ (19,9 %), категории С₂ - 17,0 трлн. м³ (7,2%), перспективные и прогнозные ресурсы категорий С₃+Д₁+Д₂ - 159,9 трлн. м³ (67,7%), из которых к категории малоизученных (Д₂) относится 77,2 трлн. м³ или 32,7%. Ресурсы газа, которые наиболее перспективны для освоения, оцениваются в 100 трлн. м³, в том числе по Западной Сибири - около 51 трлн. м³ (Северные районы) [2].

Сырьевая база природного газа в России, как ее разведанная, так и прогнозная часть, вполне достаточна и надежна для обеспечения значительных объемов добычи газа. Этих запасов и ресурсов достаточно, по крайней мере, на 80-100 лет для обеспечения постоянной добычи газа в размере 700 млрд. м³ в год [1].

В настоящее время в России выявлено 786 месторождений (запасы 46,9 трлн. м³), в т.ч. находятся в разработке: 351 (44,7%) с запасами 21 трлн. м³ (44,8%); подготовлено к разработке 66 (8,4%) с запасами 17,8 трлн. м³ (38%); находятся в разведке 200 (25,4%) с запасами 7,9 трлн. м³ (16,8%), законсервировано 169 (21,5%) с запасами 0,19 трлн. м³ (0,4%). Однако по структуре и качеству месторождения неоднородны. Качество ресурсов (запасов) природного газа определяется удельными затратами на их разведку, освоение и добычу. Удельные капвложения и себестоимость добычи – «цена газа на устье скважины» зависят от геологической структуры объектов, глубины их залегания, добычных возможностей скважин и объектов, а также инженерно-геологических условий и территориального размещения месторождений.

Из разведанных запасов около 34 трлн. м³ (72%) относятся к категориям средне- и малоэффективных, включая: глубокозалегающие (более 3 км) залежи - 6,7 трлн. м³; удаленные от магистральных газопроводов (более 500 км) - 17 трлн. м³; содержащие сероводород - 4,1 трлн. м³; низконапорный газ - 6,1 трлн. м³. Очевидно, что себестоимость добычи газа новых месторождений будет намного больше, чем «старого» газа.

Сырьевая база природного газа в России имеет благоприятные перспективы для увеличения разведанных запасов газа при проведении соответствующих объемов поисковых геологоразведочных работ. Прирост запасов природного газа в России до 1990 года значительно опережал его добычу [17].

Доля запасов газа ОАО «Газпром» в запасах составляет 63,9%. Из общего объема разведанных запасов газа категорий А+В+С₁ на районы европейской части приходится 4,8 трлн. м³ или 10,2%, Западной Сибири 35,5 трлн. м³ (75,7%), Восточной Сибири и Дальнего Востока - 2,8 трлн. м³ (6,0%), шельфа - 3,8 трлн. м³ или 8,1%. Из общего объема разведанных запасов газа России в распределенном фонде находится 38,7 трлн. м³ или 82,7%, в нераспределенном фонде – 8,1 трлн. м³ или 17,3%. Добыча природного и попутного газа в целом по России составила в 2002 г. 596,7 млрд. м³, в том числе по ОАО «Газпром» 521,9 млрд. м³.

Прирост запасов газа по России в 2000 г. составил (с учетом разведки и переоценки) по предварительным данным 793,1 млрд. м³. Шесть месторождений (Уренгойское. Медвежье. Комсомольское, Оренбургское, Астраханское, Ямбургское) обеспечивают 76,7% российской добычи газа, в том числе около 57,4% производится на 2-х месторождениях ЯНАО, которые находятся в состоянии естественного падения добычи по причине выработанности запасов. Прогнозируемое снижение добычи газа на 3 основных месторождениях (Ямбург. Уренгой. Медвежье) составит (начиная с 2001) года 50 млрд. куб. м в год. Компенсировать падение добычи может освоение месторождения «Заполярье». Добыча газа на этом месторождении согласно планам Газпрома составит 100 млрд. куб. м и позволит компании выйти на общий объем добычи в 530 млрд. куб.

м. Возможный объем добычи газа на месторождениях полуострова Ямал оцениваются в 130 млрд. куб. м в год.

Прогнозируемые объемы добычи газа в стране будут существенно различаться в зависимости от варианта социально-экономического развития России. При сочетании благоприятных внутренних условий и факторов (оптимистический и благоприятный вариант развития) добыча газа может составить порядка 645-665 млрд. м³ в год в 2010 году и возрасти до 710-730 млрд. м³ в год в 2020 году. При развитии по критическому варианту добыча начнет сокращаться уже в ближайшее время и стабилизируется к 2010 году на уровне 550-560 млрд. м³ в год и лишь во втором десятилетии начнется ее рост с достижением к 2020 году уровня первой половины 90-х годов XX века (610 млрд. м³ в год).

Необходимо отметить, что в рассматриваемой перспективе ожидается существенный рост объемов добычи газа независимыми производителями: с 71,5 млрд. м³ (12%) в настоящее время (2002 г.) до 115-120 млрд. м³ (18%) в 2010 г. и 170-180 млрд. м³ (25%) в 2020 г. Таким образом, прирост добычи газа обеспечат независимые производители, а добыча по ОАО «Газпром» будет оставаться стабильной на протяжении всего рассматриваемого периода [17].

Прогноз развития сырьевой базы газовой промышленности базируется на высокой количественной оценке нефтегазоносности недр России в таких регионах, как Западная Сибирь, Восточная Сибирь и Дальний Восток, Прикаспий, шельф. Из общего объема неоткрытых ресурсов на регионы Западной Сибири приходится 27,3%, Восточной Сибири и Дальнего Востока - 24%, европейских районов - 6,1%, шельфа - 42,6%.

Основная часть наиболее достоверных прогнозируемых ресурсов углеводородов (категорий С₃ и Д₁) сосредоточена на шельфе с глубиной дна моря до 50 м и в разновозрастных осадочных отложениях, залегающих на глубинах до 4-5 км, т.е. технически доступна для бурения. НСР свободного газа шельфа составляют 32% от общероссийских НСР, неразведанные ресурсы - 42%. Степень разведанности НСР газа всех шельфов России составляет 5%.

В XXI веке еще более обострится проблема обеспечения газом европейской части России. Потребности европейской части России, а также экспорт на запад, будут обеспечиваться запасами месторождений Западной Сибири, акваторий Баренцева и Карского морей и собственными ресурсами [5].

По нашему мнению, ресурсы Восточной Сибири, где имеются благоприятные перспективы для создания новой крупной сырьевой базы добывающей промышленности, из-за удаленности не будут оказывать непосредственного влияния на газобеспечение промышленных центров. На востоке формируется автономная сырьевая база для покрытия сравнительно невысоких внутренних потребностей региона и экспорта газа в сопредельные государства. Развитие газодобывающей отрасли в восточных районах будет из-за отсутствия крупных отечественных потребителей ориентировано на экспорт, главным образом, в страны Азиатско-Тихоокеанского региона с фокусом на Северо-Восточную Азию.

Северные районы. Суммарные начальные ресурсы газа в северных районах европейской части России оценены в объеме 2,4 трлн. м³. Разведанность ресурсов к 2001 году составляет 56%. Такая степень разведанности свидетельствует о том, что регион уже прошел этап крупных открытий, характеризующейся высокой эффективностью поисково-разведочных работ, и в дальнейшем подготовка запасов будет связана с большими затратами бурения, поскольку глубоким бурением регион изучен неравномерно.

Северо-Кавказский район. Начальные суммарные ресурсы газа Северного Кавказа оценены в 2,02 трлн. м³. Регион является наиболее изученным в России. Накопленная добыча в нем (675 млрд. м³) вдвое превышает разведанные запасы (320 млрд.

м³). Разведанность ресурсов составляет 59%. Перспективы открытия небольших по запасам месторождений имеются в Краснодарском, Ставропольском краях, в Дагестане.

Программой «Газпрома» на Северном Кавказе добыча газа за 2010 годом не прогнозируется. Тем не менее, перспективы открытия мелких месторождений сохраняются. В регионе за 2001-2100 годы можно открыть не менее 400 месторождений с общими запасами порядка 360 млрд.м³ [1].

Уральский район. Уральский район объединяет Предуралье и российскую северо-восточную часть Прикаспийской впадины с обрамлением. Оренбургское газоконденсатное месторождение, открытое в 1966 году, выработано на 52%. На его базе создан и действует газо-химический комплекс производительностью 45 млрд. м³. В настоящее время комплекс загружен на 50%, перерабатывает около 20 млрд. м³ газа в год. Месторождение и весь регион находятся в режиме падающей добычи. Основная часть скважин пробурена в нефтеносных районах. Потенциальные ресурсы газа Уральского региона оценены в 3655 млрд. м³ и разведаны на 60%. Практически все ресурсы представлены сероводородсодержащим газом. Это обстоятельство осложняет технологию его добычи и транспортировки. В регионе возможен лишь небольшой прирост запасов, причем все вновь открываемые месторождения будут мелкими. Тем не менее, развитая инфраструктура и близость добычи к потребителям позволит Волго-Уральской провинции в течение ближайших 20 лет оставаться второй по значению сырьевой базой российской нефтегазовой промышленности.

Главным районом для расширения сырьевой базы будет **Прикаспийская впадина** с обрамлением, включая Соль-Илецкий свод. Все перспективы связаны с глубокозалегающим нефтегазоносным комплексом в подсолевых (докунгурских) отложениях. Открытие в 1979 г. крупнейшего Карачаганакского газоконденсатного месторождения в прилегающем районе Казахстана указывает на большие возможности этой части Прикаспийской впадины. Однако выполненный с тех пор большой объем поисково-разведочных работ существенных результатов не дал. В регионе в течение длительного времени не восполняются запасы, вследствие чего неизбежно дальнейшее падение добычи.

По прогнозам, к 2030 году годовая добыча упадет до 6 млрд. м³, а к 2060 г. до 3 млрд.м³. До конца столетия она может сохраниться на уровне 2-3 млрд. м³. При этом будут вовлекаться в освоение ресурсы Башкортостана и Пермской области. В этих регионах уже подготовлено около 100 млрд. м³ сероводородсодержащего газа.

По мнению ряда российских экспертов, таких как Дмитриевский А.Н., Крюков В.А. и других, прирост запасов газа за все столетие может составить 500 млрд. м³. Однако прирост в таких объемах слабо обеспечен прогнозными ресурсами. Степень разведанности НСР при этих показателях достигнет 74%. Намеченный прирост запасов газа можно получить в результате бурения 1250 скважин средней глубиной 4000-4500 м. Общий объем бурения оценивается в 5200 тыс. м.

Поволжский район. Начальные суммарные ресурсы газа Поволжского района оценены в 10224 млрд.м³. Район расположен в пределах Прикаспийской впадины и ее обрамления. Практически все ресурсы представлены высоко сернистым газом, залегающим на больших глубинах. В южной части района в 1968 году открыто крупнейшее в Европе газоконденсатное месторождение, запасы которого достаточны для добычи более 100 млрд. м³ газа в год. Однако особый состав газа (до 25% H₂S и 20% CO₂), требующий его глубокой переработки, а также отсутствие технических решений для дальнего транспорта высокосернистого газа на незагруженные перерабатывающие предприятия ограничивают возможности добычи в адекватных запасам объемах. Кроме того, высокосернистый газ является сырьем для химического производства. Оптимальный уровень добычи газа в течение всего XXI века прогнозируется в 20 млрд. м³. Для

восполнения запасов газа целесообразно прирастить 2,9 трлн. м³. Значительная часть этого объема будет подготовлена в ходе доразведки Астраханского месторождения, а также попутно с поисками бессернистого газа и нефтяных залежей в глубоких горизонтах впадины [1].

Западная Сибирь. Западная Сибирь - основной газодобывающий центр России. На нее приходится 92% общероссийской добычи газа. Основным газодобывающим районом страны на рассматриваемую перспективу остается Ямальско-Ненецкий Автономный Округ, где сосредоточено 72% всех запасов России. Падение добычи в регионе прогнозируется только за 2030 годом.

Надым-Пуртазовский район. НСР оценены в 64,2 трлн.м³. К настоящему времени 48% их уже разведаны. Наиболее доступные для добычи ресурсы региона (сеноманский комплекс) разведаны на 61%, а запасы его выработаны на 36%. После открытий главных месторождений в 1966-1970 гг., когда за короткий срок были выявлены почти все месторождения-гиганты района, последовали открытия менее крупных месторождений. Средние запасы постепенно снизились к 1986-1990 гг. до 25 млрд. м³, а к 2000 г. до 8-9 млрд. м³. В дальнейшем до 2030 г. средние запасы месторождений прогнозируются на уровне 8 млрд. м³, в период 2030 -2060 гг. - 4 млрд. м³, а за 2060 г. - 2 млрд. м³. Прирост запасов может составить в XXI веке 9,0 трлн. м³, в т.ч. до 2030 г. - 6 трлн. м³. Годовая добыча в районе упадет с 530 млрд. м³ в 2000 году, до 310 млрд. м³ в 2030 году. Падение добычи газа ожидается уже с 2006 года.

Ямальский район. Суммарные начальные ресурсы газа на полуострове оценены в 20,7 трлн.м³. Разведанные запасы составляют 10,4 трлн.м³ и пока не разрабатываются. Это ближайший резерв газовой промышленности, который уже в конце первого десятилетия намечено использовать для компенсации падения добычи в Надым-Пуртазовском районе. Разведанность ресурсов региона - 50%, а основного, неокомского, комплекса - 66%. Структура неразведанной части позволяет с большой степенью надежности прогнозировать прирост запасов газа до 2100 года в объеме около 4,5 трлн. м³, в том числе, 2,5 трлн. м³ в первое тридцатилетие. Разведанность НСР достигнет 72%, а выработанность запасов 60%. Неизвлекаемая часть запасов газа в месторождениях полуострова Ямал в 2001 г. оценивалась в 1,5 трлн. м³, а к 2100 году она вырастет до 2,2 млрд. м³. Запасы низконапорного газа к этому сроку составят около 3 трлн.м³. К 2100 году годовая добыча полуострова Ямал может составить 30 млрд. м³

Гыданский район. Начальные суммарные ресурсы полуострова оценены в 9,7 трлн. м³. Это наименее изученный район севера Западной Сибири. Ресурсы его разведаны только на 10%. Начало разработки месторождений намечено на 2025 год. Добыча газа через пять лет, т.е. к 2030 г., должна достигнуть 30 млрд. м³, а к 2040 г. максимума - 50 млрд. м³. Период постоянной добычи продолжится 30 лет. За период 2025-2100 гг. прогнозируется всего добыть 3,7 трлн. м³. Для обеспечения таких уровней добычи необходимо прирастить 3,9 трлн. м³ запасов. Разведанность ресурсов достигнет 52% [1].

Восточная Сибирь и Дальний Восток. Восточно-Сибирская платформа - обширная, перспективная на нефть и газ область, относится к наименее изученным территориям России. Начальные суммарные ресурсы газа территории оценены в 42,5 трлн. м³. (В этих ресурсах 25,1 трлн. м³ или 63,5% всей неразведанной части отнесены к малодостовой категории D₂). Ресурсы Восточной Сибири сопоставимы с ресурсами Надым-Пур-Тазовского района Западной Сибири - основного центра добычи газа России. Разведанные запасы газа Восточно-Сибирской платформы составляют свыше 2 трлн.м³.

Трудности с созданием крупного центра газодобычи связаны, главным образом, с отсутствием базовых месторождений или зон высокой концентрации запасов, кото-

рые в состоянии поддерживать в течение длительного срока годовую добычу газа на уровне 30 и более млрд. м³.

На базе освоения *Ковыктинского* газоконденсатного месторождения в Иркутской области, а также Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в республике Саха появились перспективы существенно увеличить разведанные запасы и к 2030 г. прирастить около 6 трлн. м³ газа. На базе этих запасов годовая добыча газа может достигнуть 60 млрд. м³. Основная часть добычи, из-за ограниченности внутреннего потребления, может экспортироваться. При благоприятных условиях ежегодная добыча газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке может увеличиться до 50 млрд. м³. в год к 2010 году и до 110 млрд. м³. в год к 2020 году, в условиях умеренного и критического вариантов – 25-30 млрд. м³ в 2010 и 55-95 млрд. м³ в год - в 2020 г.

В остальных районах Дальнего Востока могут быть подготовлены запасы, достаточные для удовлетворения местных потребностей.

Большинство российских ученых, таких как А.Н.Дмитриевский, А.М.Мастепанов, А.А.Арбатов и другие российские специалисты, сходятся во мнении, что Россия обладает необходимыми запасами для наращивания и стабилизации добычи газа на уровне, сопоставимом с доперестроечным периодом конца 80-х годов XX века, при условии положительной мировой экономической конъюнктуры и развитии внутреннего рынка газопотребления [12].

Таблица 2

Прогноз экспорта российского газа на 2000-2020гг., млрд. м³

	2000 факт	2005 план	2010 план	2015 план	2020 План
Экспорт за пределы стран СНГ и Балтии:					
- ОАО «Газпром»**	130	180	190	195	200
-Энергетическая Стратегия*	137	175-190	195-205	200-210	200-210
Экспорт в страны СНГ*	71	65-75	63-82	59-82	55-82
Общий экспорт*	208	240-265	258-308	259-292	255-292
Общий экспорт***	205	245-260	245-275	260-280	270-275

* Основные положения Энергетической стратегии России (март 2000 г.)

** ОАО «Газпром»

*** Основные положения Энергетической стратегии России (ноябрь 2000 г.)

Таблица 2 показывает, что прогноз ОАО «Газпром» относительно экспорта газа сопоставим с прогнозом Энергетической стратегии России на 2000-2020 гг. Экспорт в страны СНГ и Балтии будет относительно постоянным. Экспорт в Европу за период с 2000 по 2005 г.г. значительно возрастет, а в последующие 15 лет будет увеличиваться медленными темпами. В период после 2005 г. ОАО «Газпром» планирует увеличение экспорта лишь на 20 млрд. м³, что меньше мощности одного трубопровода большого диаметра. В Энергетической стратегии предусматривается несколько больший рост. Возможно, что прогноз, связанный с незначительным ростом поставок газа на европейский рынок после 2005 г., является следствием некоторого пессимизма относительно привлечения инвестиций, но очевидно, что к 2005 г. поставленная задача завоевать определенную долю на европейском рынке должна быть практически завершена. Дальнейшее увеличение экспорта будет зависеть от развития спроса на газ и ценообразования в Европе в условиях либерализации энергетических рынков. Возможна и такая ситуация, при которой другие экспортеры российского газа в Европу вырвутся вперед [13].

Вторым по значению рынком для России является рынок стран СНГ, на который поступает около 12% производимого в России газа. Этот рынок в настоящее время менее привлекателен для российских компаний, чем рынок Центральной и Западной Ев-

ропы, но он должен остаться полностью под контролем российских компаний. С нарастанием экономического роста в странах СНГ и возможностью полной оплаты газа по ценам, близким к ценам на западноевропейском рынке, борьба за рынок СНГ возрастет. Задачи России – сохранить здесь свое монопольное положение (включая рынки Армении и Грузии).

После распада СССР объемы экспорта в страны СНГ и Балтии упали с более чем 100 млрд. м³ в 1992 г. до почти 70 млрд. м³ в середине 1990-х. Причина снижения поставок связана с серьезным экономическим спадом в России в этот период. В странах СНГ газовые компании оказались не в состоянии осуществлять оплату «Газпрому» за поставляемый им газ в денежной или других, приемлемых для «Газпрома» формах. В странах СНГ, особенно на Украине, в Беларуси и Молдове, проблемы неплатежей стали вызывать периодические сокращения поставок, при определенных условиях приводящие к полному их прекращению на определенные периоды времени [3].

Для торговли газом между странами СНГ и его транспортировки через территории Узбекистана, Казахстана и России, а особенно Украины, должны быть сформированы такие условия транзита газа и такие тарифы, при которых туркменский газ мог бы оставаться коммерчески привлекательным. Восстановление поставок туркменского газа, а также его поставки из Узбекистана и Казахстана предполагают, что страны Центральной Азии (а также, возможно, и Азербайджан) продолжают продавать значительные объемы своего газа России. Вероятно, некоторая часть этого газа будет поставляться через Россию в страны СНГ и даже в Европу. Следует подчеркнуть, что возобновление экспорта в страны СНГ, начиная с 1999 г., во многом приняло форму реэкспорта газа из Центральной Азии, в первую очередь, из Туркменистана. Основной потребительский рынок газа ОАО «Газпром» остается на Украине, которая платит за импорт предоставлением своей территории для транзита газа в страны Европы.

В апреле 2003 года было подписано долгосрочное Соглашение между Россией и Туркменистаном о сотрудничестве в газовой отрасли на 25 лет. В соответствии с Соглашением, туркменская сторона гарантирует поставку природного газа на границе Туркменистана. В свою очередь, российская сторона гарантирует закупку, транспортировку и оплату туркменского газа. Согласно контракту, в 2004 году «Газэкспорт» закупит у «Туркменнефтегаза» 5-6 млрд. м³ газа. В 2005 году объем увеличится до 6-7 млрд. м³, в 2006 г. – до 10 млрд. м³, в 2007 г. – до 60-70 млрд. м³, в 2008 г. – до 63-73 млрд. м³ газа. Начиная с 2009 года, ежегодный объем поставок туркменского газа в Россию составит 70-80 млрд. м³. С 01.01.2004 г. цена закупки составит 44 долл. США за 1 тыс. м³ газа. Оплата поставок туркменского газа в 2004-2006 годах будет производиться из расчета 50% денежными средствами и 50% поставками оборудования для развития газовой промышленности Туркменистана [3].

Таким образом, можно сделать вывод, что европейский рынок остается и сохранится в будущем как приоритетный для ОАО «Газпром», хотя и требует более взвешенного подхода и изменений принципов работы на нем в условиях либерализации энергетических рынков стран Европейского Союза.

Рынок стран СНГ будет представлять определенный интерес как в части транзита, так и реэкспорта в Европу, при этом для России важно сохранять на нем монопольное положение. Следует также отметить, что в XXI веке особое значение для России приобретет рынок стран АТР, выход на который и закрепление своего положения на котором становится в ряд наиболее серьезных приоритетов России с точки зрения обеспечения международной энергетической безопасности в Евразии.

Структура Единой газовой системы

Газовая отрасль России характеризуется не только наличием у производителей значительных ресурсов газа, но и высокой концентрацией его добычи, магистральных

транспортных сетей и централизацией управления в рамках одной компании – ОАО «Газпром». Эти особенности обусловлены тем, что отрасль планировалась, создавалась и функционирует как централизованно управляемая система газоснабжения, охватывающая все звенья технологической цепочки от разведки и добычи газа до его поставки в газораспределительные сети. Такая структура Единой системы газоснабжения, в основном, сохранилась в процессе трансформации отрасли при переходе от централизованного планирования и управления к новым хозяйственным отношениям и доказала за прошедшие 10 лет свою эффективность [4].

Для обеспечения поставок газа с действующих месторождений, большинство которых расположено в отдаленных районах, создана и эксплуатируется уникальная газотранспортная система. Протяженность магистральных газопроводов и отводов, входящих в газотранспортную систему, составляет 154,8 тыс. км (газопроводы диаметром 1020, 1220 и 1420 мм составляют более 62%). В систему входят газоперекачивающие агрегаты установленной мощностью около 42,6 млн. кВт и 3645 газораспределительных станций (ГРС), обеспечивающих выдачу газа в газораспределительные системы (системы газопроводов низкого и среднего давления, обеспечивающие доставку газа розничным потребителям). До 1992 года газотранспортная система не имела избытков мощности, однако, падение платежеспособного спроса и производства газа привели к образованию некоторого резерва мощности на отдельных ее участках.

Техническое состояние газотранспортной системы требует ее существенной модернизации: износ основных производственных фондов здесь составляет 56%, в том числе оборудования компрессорных станций - более 89%. Технически возможная производительность газотранспортной системы составляет 518,1 млрд. куб. м в год, что ниже ее проектной производительности (577,8 млрд. куб. м в год) на 59,7 млрд. куб. м. [4].

Состав участников сложившегося рынка газа включает производителей газа, газосбытовые компании, газораспределительные организации, операторов инфраструктуры (газотранспортные организации) и потребителей газа. Рынок газа в определенной степени сегментирован, что обусловлено естественной территориальной изоляцией от Единой системы газоснабжения ряда регионов добычи газа (месторождения Республики Саха-Якутия, Таймырского автономного округа, Камчатки и Сахалина).

Собственником Единой системы газоснабжения является ОАО «Газпром», осуществляющее до 90% всей добычи газа в России, его транспортировку по магистральным газопроводам и реализацию на внутреннем и внешних рынках. На Рисунке 6 представлена схема структуры газовой промышленности России и основные участники газового рынка. Области, контролируемые «Газпромом» и его официально аффилированными структурами, заштрихованы. Ресурсная база ОАО «Газпрома» составляет 65% всех запасов газа в России, включая большинство месторождений, разрабатываемых в настоящее время. ОАО «Газпром» полностью контролирует межрегиональную сеть газопроводов высокого давления, а также многие региональные распределительные сети низкого давления. Транспортировка газа осуществляется по магистральным газопроводам, принадлежащим ОАО «Газпром», и газораспределительным сетям, находящимся в собственности самостоятельных юридических лиц.

Деятельность по транспортировке газа по трубопроводам относится к сфере естественной монополии и подлежит государственному регулированию в соответствии с действующим законодательством. Для осуществления транспортировки газа по магистральным газопроводам ЕСГ в ОАО «Газпром» в настоящее время функционирует 17 газотранспортных организаций в организационно-правовой форме обществ с ограниченной ответственностью со 100% долей ОАО «Газпром» в их уставных капиталах. Все имущество, связанное с эксплуатацией газотранспортной инфраструктуры (магист-

ральные газопроводы, компрессорные станции и иные объекты), передано газотранспортным компаниям в аренду. Эти компании осуществляют свою деятельность по договорам с ОАО «Газпром». Наряду с транспортировкой газа газотранспортные организации осуществляют его хранение в подземных хранилищах.

Эксплуатацию распределительных газопроводов осуществляют самостоятельные юридические лица - газораспределительные организации (ГРО), оказывающие на обслуживаемой ими территории услуги по транспортировке газа, а также поставку газа конечным потребителям наряду с другими газосбытовыми организациями. Газораспределительный сектор включает в себя более 300 предприятий, из которых подавляющее большинство являются акционерными обществами, а остальные организации имеют статус государственных унитарных предприятий [16].

В результате преобразования предприятий по газификации и эксплуатации газового хозяйства в акционерные общества многие из них оказались разобщенными и не в состоянии эффективно работать в сложившихся новых экономических и организационных условиях. ОАО «Газпром», видя угрозу развала региональных рынков поставок газа из-за отсутствия финансирования на реконструкцию и строительство газораспределительных систем, летом 1998 года приняло решение о необходимости радикального изменения взаимоотношений с системой газораспределительных организаций, приобрело контрольные пакеты акций региональных ГРО. Управление последними было поручено специально созданной в апреле 2000 года Управляющей компании – ОАО «Регионгазхолдинг». Она стала связующим звеном между структурами Газпрома и ГРО и осуществляет свою деятельность совместно с руководством ООО «Межрегионгаз» и «Газпрома». Усиление концентрации контроля над ГРО способствовало стабилизации финансового состояния последних, развитию газификации регионов. В настоящее время более 60% существующих ГРО подконтрольны ОАО «Газпром».

Высокая степень концентрации добычи газа у ОАО «Газпром» и заниженная регулируемая цена газа обуславливают доминирующую роль в поставках газа на российский рынок регионгазов - дочерних компаний ООО «Межрегионгаз», являющихся организаторами договорных отношений. Указанное общество было создано в 1997 г., в период массовых неплатежей и преобладания разного рода бартерных расчетов на внутреннем рынке газа. ООО «Межрегионгаз» в течение 1997-2001 гг. нормализовал систему расчетов российских потребителей за газ посредством жесткой централизации сбытовой политики. В течение 2000-2001 гг. создано 58 региональных компаний, которые осуществляют непосредственную работу с потребителями газа [11].

Основными потребителями природного газа в России являются электроэнергетика, химическая и металлургическая промышленность, агропромышленный комплекс, производство строительных материалов, жилищно-коммунальное хозяйство, население.

Система газоснабжения потребителей России сжиженными углеводородными газами (СУГ) представляет собой технологический комплекс, в эксплуатации которого находится: более 7,2 тысяч стальных газопроводов, 179 газонаполнительных станций (ГНС) с резервуарным парком хранения СУГ 61420 т. и годовой производительностью 1,8 млн. т; 226 газонаполнительных пунктов (ГНП) с объемом базы хранения 6380 т. годовой производительностью 480 тыс. т; более 17,5 млн. газовых баллонов (емкостью 27,5 и 50 л); 68 тысяч дворовых емкостей и около 7 тыс. единиц специальной автомобильной техники для перевозки СУГ. В Единой системе газоснабжения сохраняется система диспетчерского управления (ЦПДУ).

ЦПДУ является сложным техническим и организационно-правовым звеном управления системой газоснабжения, оно осуществляет все оперативно-технические, плановые, учетные, представительские и другие функции через производственно-

диспетчерские службы, входящие в общества по добыче газа, его транспортировке и подземному хранению, и диспетчерские центры в Тюмени, Софии, Берлине. Эти диспетчерские подразделения (ОДУ) на местах обеспечивают ЦПДУ информацией, осуществляют обратную связь при выполнении команд ЦПДУ, при этом они юридически и административно подчиняются руководству газодобывающих и газотранспортных обществ, представительству ОАО «Газпром» в г.Тюмени, ООО «Газэкспорт». Более 90% всей диспетчерской информации (в обоих направлениях) передается и принимается по системам коммуникаций, принадлежащим ОАО «Газпром» и неразрывно связанным с Единой ведомственной системой передачи данных, системами телемеханики, автоматики линейной части, компрессорных станций, станций подземного хранения газа, газоперерабатывающих комплексов и т.д. [8].

В период начальной реорганизации газовой отрасли в начале 1990-х годов большая часть региональных газопроводов низкого давления не входила в состав «Газпрома» и обычно контролировалась региональными (субъектами Федерации) или местными органами власти. Однако позднее «Газпром» сумел распространить свое влияние на многие газопроводы низкого давления, особенно на уровне субъектов Федерации. В то же время большинство мелких газораспределительных городских и районных сетей (Горгаз, Райгаз, Межрайгаз) остается под контролем местных органов власти, администраций регионов или других организаций. «Газпрому» также удалось распространить свое влияние на растущее число таких небольших сетей или явно - приобретая их через посредство своей холдинговой компании «Регионгазхолдинг», или неявно - устанавливая двухсторонние отношения с местными и региональными органами власти. К середине 2000 г. под контролем «Газпрома» находились 52 из 200 существующих крупных локальных газораспределительных сетей [16].

У «Газпрома» имеются значительные интересы в группе компаний «СИБУР», занятых переработкой газа, что с учетом его собственных аффилированных структур обеспечивает ему практически полную монополию в данной сфере. Другая зависимая компания «Газпрома» - «Газэкспорт» - обладает монопольными правами на экспорт газа в страны Европы (за исключением стран-членов СНГ).

Компания «Итера», зарегистрированная в США, в последние годы превратилась в крупного игрока на российском газовом рынке. Она появилась на нем в 1994 г., проводя ценные бартерные сделки по обмену российского газа на импортные товары из стран – членов СНГ. В 1998 году она приступила к самостоятельной добыче газа: объем ее добычи в 1998 г. составил 2 млрд. куб. м., в 2000 г. – 20 млрд. куб. м., к 2005 г. она планирует в 2 раза превысить этот объем. Кроме того, добычу газа на территории Российской Федерации осуществляют: независимые от ОАО «Газпром» производители газа - газодобывающие компании, а также нефтяные компании; региональные газовые компании (АО «Норильскгазпром», АО «Камчатгазпром», АО «Якутскгазпром», АО «Сахалинморнефтегаз»), обеспечивающие газоснабжение территорий, не связанных с ЕСГ. Реализуемые в настоящее время инвестиционные проекты по добыче нефти и газа на прибрежном шельфе Сахалина также осуществляются без участия ОАО «Газпром» [16].

В настоящее время в нормативно-правовом смысле в России устоялся термин «независимые» организации, что подразумевает «организации, не входящие в ОАО «Газпром». К ним относятся мелкие и средние газодобывающие и газоперерабатывающие компании, вертикально интегрированные нефтяные компании, газотрейдерские организации. Они могут заниматься бизнесом по всему газовому циклу или по отдельным его направлениям, но с юридической, организационной или управленческой точки зрения не входят в систему «Газпрома». Они вместе с ОАО

«Газпром» являются игроками на российском газовом рынке, однако довольно часто меняют свой хозяйственный статус и коммерческие союзы в зависимости от политики «Газпрома» и государства. Среди них особое место занимают вертикально-интегрированные нефтяные компании (ВИНК). Для них добыча природного газа пока не является основным видом деятельности, но потенциал их огромен, так как суммарные запасы природного сопутствующего газа российских ВИНК составляет около 7 трлн. куб. м. [2]

Правительство РФ остается крупнейшим акционером ОАО «Газпром», однако оно не располагает контрольным пакетом акций компании (38,4%). До недавнего времени государство играло довольно пассивную роль в управлении компанией, передав ее руководству свой пакет акций в доверительное управление. В мае 2001 года Правительство РФ отказалось продлить контракт с высшим руководством компании, что свидетельствует о его намерении активизировать свою роль в управлении «Газпромом». В последние годы среди миноритарных акционеров появилось значительное число иностранных инвесторов.

Согласно российскому законодательству, они могут владеть акциями ОАО «Газпром» только в форме АДР и их суммарный пакет не должен превышать 20% акционерного капитала «Газпрома». Официально иностранцам принадлежит чуть более 10% его акций, из них половина приходится на немецкий газовый концерн «Рургаз». В действительности некоторые иностранные акционеры сумели «обойти» ограничения, связанные с АДР, действуя через российские аффилированные структуры. По оценкам экспертов, фактическая доля иностранных акционеров в капитале «Газпрома» с учетом «серых» схем владения акциями составляет 15-25%. «Газпром» и Правительство РФ рассматривают предложения о снятии так называемой «круговой изгороди» и разрешении непосредственного владения иностранцами обычными (голосующими) акциями компании с тем, чтобы повысить их стоимость и привлечь дополнительные внешние финансовые ресурсы [16].

Вопросы организации хозяйственных отношений на рынке газа между поставщиками и покупателями газа, а также организациями, оказывающими им соответствующие услуги, в том числе газотранспортными организациями, регламентируются Правилами поставки газа в Российской Федерации, утвержденными Правительством Российской Федерации, в соответствии с которыми покупателем или поставщиком газа может быть любое юридическое лицо. Доступ поставщиков газа к магистральным трубопроводам единой системы газоснабжения и газораспределительным сетям регулируется соответствующими положениями, также утвержденными Правительством РФ.

Однако из-за монопольного контроля ОАО «Газпром» и крупными перерабатывающими предприятиями над сетью газопроводов независимая добыча газа в иных, помимо местного потребления, целях практически невозможна без заключения с ним соответствующих соглашений. Теоретически компании, не аффилированные с «Газпромом», могут получить доступ к трубе по тарифам, устанавливаемым Федеральной энергетической комиссией (ФЭК). Однако в действительности «Газпром» способен в большой степени контролировать условия, при которых фирмы получают доступ к трубе. Хотя ряд крупных нефтедобывающих компаний являются естественными потенциальными конкурентами «Газпрома» в добыче газа, активность их на газовом рынке низкая. Основной причиной своей низкой активности в данной сфере они связывают со сложностями, возникающими в ходе переговоров о заключении выгодных соглашений о доступе к газопроводам и перерабатывающим предприятиям. Следовательно, такие компании, как правило, добывают газ только для местного потребления.

На протяжении большей части 1990-х годов ОАО «Газпром», стремился максимизировать свой контроль над газовой промышленностью, фирмами, ее обслуживающими, и информационными потоками. Опубликованные финансовые отчеты компании содержали мало информации о реальном положении дел в различных деятельности Компании. В последние годы проводить подобную стратегию оказалось сложнее и «Газпром» был вынужден сместить ее акценты, так как, во-первых, Правительство усиливает давление с целью повышения прозрачности финансовой отчетности компании и уменьшения «закрытости» деятельности «Газпрома» в целом. Во-вторых, в настоящее время он заинтересован в привлечении внешнего финансирования, в том числе из-за границы, для модернизации действующих и освоения новых газовых месторождений. Хотя трансфертное ценообразование и многие другие внутренние приемы работы «Газпрома» нельзя считать прозрачными, тем не менее, начиная с 1997 г. в системе его открытости наметился заметный прогресс. В соответствии с требованием Правительства с 1999 г. «Газпром» публикует полугодовую консолидированную финансовую отчетность, а с 2000 г. финансовые отчеты публикуются раз в квартал, причем отдельно по добыче, переработке, транспортировке и распределению газа [16].

В связи с активно обсуждаемыми проблемами реформирования газовой отрасли ОАО «Газпром» намечает в период до 2007 года выполнить внутренние преобразования в сферах добычи и транспортировки газа. Для этого ОАО «Газпром» в дочерних обществах, совмещающих добычу и переработку газа с его транспортировкой по магистральным и распределительным сетям, а так же подземное хранение газа, рассматривает возможность выделения подразделений по видам деятельности, не оказывающим влияние на технологический цикл. В частности, планируется выделить из состава ООО «Севергазпром» деятельность по транспортировке газа, а из ООО «Сургутгазпром» - производственные мощности по переработке газа.

Для концентрации деятельности по подземному хранению газа в составе ОАО «Газпром» имеется в виду образовать ООО «Подземгаз». Предполагается, что этому обществу будет передано в аренду все имущество, связанное с осуществлением хранения газа. Находящиеся в системе ОАО «Газпром» распределительные сети из всех газотранспортных организаций планируется сосредоточить в ОАО «Регионгазхолдинг», что, по мнению «Газпрома», позволит обеспечить надежность системы реализации газа, как части системы газоснабжения потребителей газа.

Планируется вывести из добывающих и транспортных организаций подразделения по сервисному обслуживанию основного производства. На базе указанных подразделений возможно создание самостоятельных юридических лиц, которые будут участвовать в конкурсах на оказание соответствующих услуг добывающим и транспортным организациям ОАО «Газпром». Кроме того, планируется провести обособление от основных производств объектов социальной инфраструктуры, путем создания дочерними обществами ОАО «Газпром» специализированных организаций. В этих организациях будет сосредоточена деятельность по обслуживанию объектов социальной инфраструктуры, обособленная от основного производства [4].

Предполагается проведение реструктуризации бизнеса ОАО «Газпром» в сфере автомобильных газозаправочных станций с выделением из структуры активов дочерних организаций ОАО «Газпром» этого направления бизнеса в отдельное юридическое лицо. В сфере телекоммуникаций ОАО «Газпром» прорабатывает возможность разделения профильных и непрофильных операций с целью выделить операции и активы, не связанные с обслуживанием ЕСГ, в отдельное направление.

Литература

1. А.И.Гриценко, Н.А.Крылов, В.В.Аленин, В.П.Ступаков Нефть и газ России в XXI в.: прогноз добычи и развития сырьевой базы. МРР №3, 2001. С.10-19
2. В.Н.Баранов. Частный газовый бизнес в России: настоящее и будущее в условиях реформ. - М.: «Нефть и газ», 2003.
3. Виноградова О. Туркменский тюльпан: поставки газа в Россию и Украину //Нефтегазовая вертикаль, 2001, №12.
4. Газпром: Проект концепции развития рынка газа в РФ. ОАО «Газпром», 2003.
5. Глаголев А.И., Демин С.С., Орлов Ю.Н. Долгосрочное прогнозирование газового рынка: опыт сценарного программирования. - М.: Институт энергодиалога «Восток-Запад», 2003. С. 128.
6. Государственный доклад "О состоянии минерально-сырьевой базы Российской Федерации" МПР РФ, 2001. Источник: <http://www.mineral.ru>.
7. Государственный доклад "О состоянии минерально-сырьевой базы Российской Федерации" МПР РФ, 2002. Источник: <http://www.priroda.ru>.
8. И.К.Хузмиев Основы регулирования естественных монополий в сфере энергетики и энергоменеджмент. - М., 2000.
9. Ильинский А.Л. Экономическая оценка ресурсов нефти и газа. - СПб., 1992.
10. Информационный бюллетень №1 ОАО «Регионгазхолдинг». МО. Пос. Газопровод 2001.
11. Консолидированная отчетность ОАО «Газпром» за 2001 год.
12. Мастепанов А.М. Топливо-энергетический комплекс России на рубеже веков - состояние, проблемы и перспективы развития. - М.: Современные тетради, 2001.
13. Рогинский С. Спрос и предложение газа в Европе: 2005 и 2010 //Нефтегазовая вертикаль, 2002, №18.
14. Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности //В сб. под ред. Дмитриевского А.Н., М., Наука, 2000.
15. Хеберлин А. Цены на газ в условиях конкуренции //Газовая промышленность №1/2, 1996.
16. Экономические обзоры ОЭСР 2001–2002. Российская Федерация /Пер. с англ. - М: Издательство «Весь Мир», 2002. С. 208.
17. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. М., 2003.