

ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ОАО «ГАЗПРОМ» В XXI ВЕКЕ: НЕКОТОРЫЕ ИТОГИ И ПЕРСПЕКТИВЫ

ЧЛЕН СОВЕТА
ДИРЕКТОРОВ,
ЗАМЕСТИТЕЛЬ
ПРЕДСЕДАТЕЛЯ
ПРАВЛЕНИЯ
ОАО «ГАЗПРОМ»

Александр Георгиевич
Ананенков



Газовая промышленность России, ядром которой является ОАО «Газпром», представляет собой совокупность предприятий, осуществляющих геолого-разведочные работы на суше и шельфе, бурение разведочных и эксплуатационных скважин, добычу и переработку природного газа, газового конденсата и нефти, транспорт и распределение газа и газового конденсата, подземное хранение газа, использование газа в качестве моторного топлива, производство бытовой и промышленной газовой аппаратуры, ремонт и восстановление газопроводов и оборудования, научно-исследовательские и проектные разработки, машиностроение и строительно-монтажные работы.

По состоянию на 2008 год Группа «Газпром» обеспечивала порядка 83% всей добычи газа в России, магистральный транспорт газа в границах Единой системы газоснабжения (ЕСГ), реализацию газа на внешних рынках и 85% реализации трубопроводного газа на оптовом рынке России.

ОАО «Газпром» является динамично развивающейся компанией и играет важнейшую роль в экономике государства. Оно занимает лидирующее место в мире по добыче и транспорту природного газа, протяженности трасс газопроводов и ряду других показателей, является собственником крупнейших объектов по добыче, транспорту и переработке газа, газового конденсата и нефти.

Структура активов, комплексность организации бизнеса, состав акционеров позволяют Газпрому соче-

тать преимущества транснациональных энергетических гигантов с выгодными чертами национальных государственных компаний.

Газпром сегодня находится на подъеме и динамично развивается как глобальная энергетическая компания. Газпром не скрывает: его цель — лидерство на мировом нефтегазовом рынке. В русле решения этой задачи в Газпроме происходят значительные структурные изменения с выделением в рамках вертикально интегрированной компании четырех основных бизнес-сегментов: газовый бизнес, нефтяной бизнес, глубокая переработка углеводородов, электроэнергетика.

Одновременно принимаются меры по дальнейшей диверсификации бизнеса по номенклатуре продукции, маршрутам и способам транспортировки газа, регионом деятельности и рынкам сбыта.

Естественно, что развитие такой гигантской компании требует соответствующего научного обеспечения и системного программно-целевого планирования и прогнозирования. Эти функции выполняются в основном научно-исследовательскими институтами Газпрома.

РЕСУРСНАЯ БАЗА – ОСНОВА РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

В основе успешного развития газовой отрасли России лежат два главных фактора. Во-первых, это огромный ресурсный потенциал, являющийся бесценным национальным достоянием. Во-вторых, созданный трудом нескольких поколений уникальный производственный, научно-технический и кадровый потенциал газовой отрасли, которая стала важнейшей составной частью национальной экономики страны и основой ее энергетической безопасности.

При разумном освоении ресурсного потенциала Россия может не только полностью обеспечить свои потребности в газе на многие и многие десятилетия, но и выступать гарантом энергетической безопасности

Таблица 1

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАЧАЛЬНЫХ СУММАРНЫХ РЕСУРСОВ ГАЗА РОССИИ
ПО ФЕДЕРАЛЬНЫМ ОКРУГАМ И ШЕЛЬФАМ (ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2008), ТРЛН. КУБ. М

Регион	НСР	Накоп- ленная добыча	Балансовые запасы		Ресурсы		Степень освоения, %	
			ABC ₁	C ₂	C ₃	D ₁ +D ₂	Разведан- ность НСР	Выработан- ность запасов
Россия	248,62	15,37	47,83	20,95	28,87	135,60	25,4	24,3
разрабатывается			23,86	4,26				
подготовлено			15,39	5,36				
в разведке			8,14	11,01				
в консервации			0,43	0,32				
Суша	174,79	15,35	41,94	16,73	20,87	79,90	32,7	26,8
Северо-Западный ФО	2,70	0,42	0,64	0,08	0,07	1,49	39,3	39,6
Южный ФО	11,61	0,92	2,94	2,55	1,31	3,89	33,2	23,8
Приволжский ФО	5,08	1,29	1,04	0,13	0,71	1,91	45,9	55,4
Уральский ФО	102,96	12,60	33,37	9,18	14,84	32,97	44,6	27,4
Сибирский ФО	37,88	0,03	2,60	3,56	3,73	27,96	6,9	1,1
Дальневосточный ФО	14,56	0,09	1,35	1,23	0,21	11,68	9,8	6,3
Шельф	73,83	0,02	5,89	4,22	8,00	55,70	13,7	0,2
<i>в том числе моря</i>								
Баренцево	23,47	–	2,77	1,20	1,07	18,43	11,8	–
Карское	30,86	0,01	1,40	2,26	6,35	26,11	4,6	0,7
Охотское	6,22	0,01	0,87	0,32	0,10	4,93	14,1	–
Печорское	2,31	–	0,02	0,06	–	2,23	0,9	–
Каспийское	1,91	–	0,29	0,40	0,18	1,04	14,7	–
Прочие	9,06	–	0,54	0,02	0,30	2,96	6,0	–

Источник: ГУ ИЭС по данным Минприроды России

тех стран, которые сотрудничают с нами в этой области – заключили соответствующие межправительственные соглашения и долгосрочные контракты на поставку российского газа (табл. 1).

По разведанным запасам газа Россия занимает первое место в мире. По состоянию на 01.01.2009 запасы свободного газа категорий А+В+С₁ в стране достигли 47,8 трлн. куб. м (здесь и далее под свободным газом подразумевается газ свободный и газ газовых шапок), из которых порядка 95% относятся к категории С₁. Более двух третей разведанных запасов сво-

бодного газа России сосредоточено на территории Ямало-Ненецкого АО.

Запасы категории С₂ достигают 19,7 трлн. куб. м. Таким образом, балансовые запасы природного газа России насчитывают 67,5 трлн. куб. м.

Около 62% балансовых запасов приходится на Западно-Сибирскую НГП, причем 60% балансовых запасов страны сосредоточено на территории Ямало-Ненецкого АО. В Восточно-Сибирской НГП расположено 12%, на шельфе арктических и дальневосточных морей – 14%, Каспийского моря – 1%. На долю европейской час-



ти России приходится 11% балансовых запасов природного газа страны.

Перспективные ресурсы газа категории C_3 достигают 29,8 трлн. куб. м, из которых 73% приходится на Западно-Сибирскую НПП. Около 15% перспективных ресурсов сосредоточены в Восточной Сибири, 4% приходится на шельф Баренцева моря, 2% – Каспийского моря и 1% – Охотского моря. В европейской части России, в пределах Волго-Уральской, Тимано-Печерской и Северо-Кавказской НПП, расположено до 5% перспективных ресурсов природного газа России. Доля распределенного фонда в перспективных ресурсах природного газа страны составляет 65%.

Прогнозные ресурсы природного газа категорий $D_1 + D_2$ составляют 121,5 трлн. куб. м. Из них 42% сосредоточено в Западно-Сибирской и 24% – в Восточно-Сибирской НПП. Еще около 25% приходится на шельф арктических и дальневосточных морей (причем 15% составляют прогнозные ресурсы только Баренцева и Карского морей). В европейской части России расположено около 7% прогнозных ресурсов природного газа страны. Все прогнозные ресурсы природного газа относятся к нераспределенному фонду недр. Структура начальных суммарных ресурсов газа (НСР) России показана на рисунке 1.

Возможность прироста запасов свободного газа в России достаточно велика, поскольку разведано лишь около 27% НСР. Основные недостатки имеющихся ресурсов газа (как и нефти) – территориальная удаленность от потребителей, размещение в сложных для освоения регионах, низкая степень геологической изученности. Однако, в отличие от нефти, высока вероятность открытия крупных месторождений.

Сырьевая база газовой промышленности характеризуется исключительно высокой концентрацией запасов в отдельных месторождениях. Всего Государственным балансом России учтено 867 месторождений, из которых 28 уникальных (содержат 72%, или 34,4 трлн. куб. м, разведанных и 68%, или 13,9 трлн. куб. м, предварительно оцененных запасов страны) (табл. 2). В 86 крупных (с запасами от 75 до 500 млрд. куб. м) месторождениях содержится 22% разведанных запасов газа страны. На долю 753 мелких и средних месторождений приходится лишь 6% разведанных запасов.

В распределенном фонде недр находится 43,2 трлн. куб. м разведанных запасов свободного газа (90,4% запасов страны), из них 33,1 трлн. куб. м (69,2% российских запасов) контролируют компании Группы «Газпром». В частности, в сентябре 2008 года в соответствии с решениями Правительства России ОАО «Газпром» получило 10 лицензий с правом разведки и добычи на участках недр (месторождениях) федерального значения на полуострове Ямал, шельфе Охотского моря, полуострове Гыдан и в Республике Саха (Якутия). Их общие запасы категорий $A+B+C_1$ оцениваются в 3,3 трлн. куб. м газа и 143 млн. тонн жидких углеводородов. Среди них – 4 уникальных (Крузенштернское, Северо-Тамбейское, Малыгинское и Чайядинское).

В настоящее время в разработку вовлечено свыше 46% разведанных запасов газа. Основную часть добычи (98%) обеспечивают крупнейшие и крупные мес-

торожения в Ямало-Ненецком автономном округе, Оренбургской и Астраханской областях и в Республике Коми. Однако базовые месторождения Западной Сибири, обеспечивающие основную часть текущей добычи, в значительной мере уже выработаны: Медвежье – на 80,4%, Уренгойское (сеноман) – на 66,9%, Ямбургское (сеноман) – на 48,2%.

Основной резервный фонд разведанных месторождений размещен в Западной Сибири. Это уникальные по запасам месторождения полуострова Ямал, менее крупные и конденсатосодержащие залежи глубокого залегания в Надым-Пур-Тазовском районе. К резервному фонду можно отнести и открытые крупнейшие месторождения на шельфах Баренцева, Охотского и Карского морей, а также свыше 4,8 трлн. куб. м запасов газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

Из общей величины разведанных запасов свободного газа на долю чисто энергетического («сухого») газа приходится примерно 42%. Из них более 75% сосредоточено в Ямало-Ненецком АО, тогда как в европейской части страны расположено немногим более 2%.

Остальные разведанные запасы свободного газа (48%) представляет так называемый «жирный газ», который нужно рассматривать как технологическое сырье, поскольку в его составе содержатся тяжелые гомологи метана, что требует специальных технологий разработки и переработки. Из них около 60% приходится на Ямало-Ненецкий АО. Доля европейской части России достигает около 15% разведанных запасов «жирного газа» страны, основные его объемы приходятся на уникальные Оренбургское и Астраханское месторождения.

Более половины (около 55%) разведанных запасов свободного газа России представлено конденсатосодержащим газом. Традиционно применяемый в России при разработке газовых и газоконденсатных месторождений режим истощения (использование естественной энергии продуктивного пласта) позволяет извлекать 40–60% содержащихся в газе тяжелых углеводородов. Добыча такого газа требует принятия мер по повышению конденсатоотдачи, а также созданию условий для его транспортировки и переработки.

Около 9% разведанных запасов газа России приходится на залежи сероводородсодержащего газа, темпы разработки которого лимитируются экологическим фактором, рынком серы, а также дефицитом мощностей газоперерабатывающих комплексов (ГПК): Астраханского (12 млрд. куб. м в год) и Оренбургского (45 млрд. куб. м в год).

Около 30% разведанных запасов свободного газа приходится на этансодержащие газы с концентрацией этана более 3%. Этансодержащие газы, кроме метана и этана, содержат пропан, бутаны, следы углеводородов состава C_5-C_8 и являются ценнейшим сырьем для химического производства. В настоящее время степень извлечения этих компонентов из добываемого газа находится на низком уровне, а по мере нарастания масштабов разработки этансодержащих газов проблема еще более обострится.

Из 19,7 трлн. куб. м запасов этансодержащих (среднее содержание этана, пропана, бутана достигает



Таблица 2

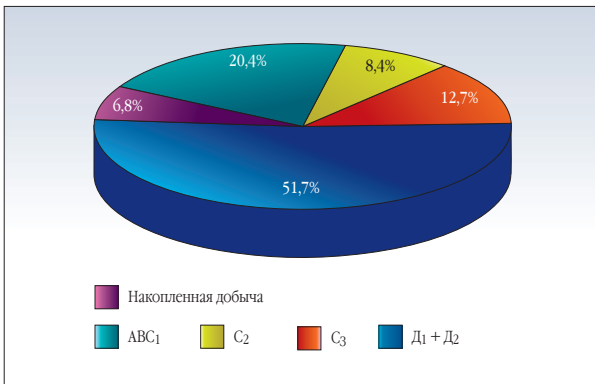
**УНИКАЛЬНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА
ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2008**

Месторождение	Тип месторождения	Запасы, млрд. куб. м	
		A+B+C ₁	C ₂
Уренгойское	Нефтегазоконденсатное	5490,1	1456,6
Бованенковское	Нефтегазоконденсатное	4374,8	548,9
Ямбургское	Нефтегазоконденсатное	3678,4	592,3
Штокмановское (Баренцево море)	Газоконденсатное	3748,7	71,2
Астраханское	Газоконденсатное	2556,3	1062,4
Заполярное	Нефтегазоконденсатное	3112,4	109,7
Ковыктинское	Газоконденсатное	1406,5	572,0
Крузенштернское	Газоконденсатное	964,7	710,0
Харасавэйское	Газоконденсатное	1258,9	364,6
Южно-Тамбейское	Газоконденсатное	1003,9	252,2
Центрально-Астраханское	Газоконденсатное	17,6	1237,6
Чаяндинское	Нефтегазоконденсатное	379,7	861,2
Ангаро-Ленское	Газоконденсатное	1,5	1220,1
Ленинградское (Карское море)	Газоконденсатное	71,0	980,6
Южно-Русское	Нефтегазоконденсатное	823,8	210,6
Харампурское	Нефтегазоконденсатное	774,1	164,6
Северо-Тамбейское	Газоконденсатное	724,1	205,0
Оренбургское	Нефтегазоконденсатное	784,2	61,9
Русановское (Карское море)	Газоконденсатное	240,4	538,6
Утреннее	Нефтегазоконденсатное	482,8	284,3
Малыгинское	Газоконденсатное	439,5	305,6
Юрхаровское	Нефтегазоконденсатное	438,4	219,9
Песцовое	Нефтегазоконденсатное	95,7	541,8
Северо-Уренгойское	Нефтегазоконденсатное	511,1	106,6
Юрубчено-Тохомское	Нефтегазоконденсатное	136,6	427,0
Каменномысское-море (Обская губа)	Газовое	534,7	0,0
Медвежье	Нефтегазоконденсатное	495,1	36,6
Лунское (Охотское море)	Нефтегазоконденсатное	452,3	78,5

Источник: Минприроды России, ИАЦ «Минерал»

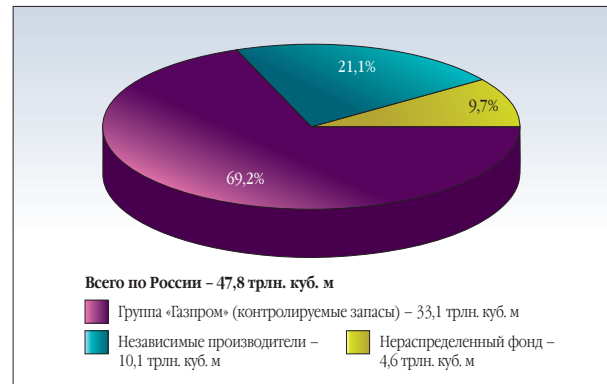


1



СТРУКТУРА НАЧАЛЬНЫХ СУММАРНЫХ РЕСУРСОВ ГАЗА РОССИИ.
Источник: Минприроды России

2



СТРУКТУРА РАЗВЕДАННЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА (КАТЕГОРИЙ А+В+С₁)
ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯМ (ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2009 –
ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ)

5,2%) газов более 10,5 трлн. куб. м сосредоточено в Западной Сибири (в том числе на Уренгойском, Ямбургском, Бованенковском и других месторождениях), свыше 2,6 трлн. куб. м – в Астраханской области, порядка 1,6 трлн. куб. м – в Иркутской области, свыше 0,8 трлн. куб. м – в Оренбургской области, более 1,2 трлн. куб. м – в Республике Саха (Якутия).

Около 13% запасов природного газа, преимущественно в Восточной Сибири, содержат гелий. По запасам гелия Россия находится на втором месте в мире после США. Запасы гелийсодержащего газа составляют 6,2 трлн. куб. м в 102 месторождениях.

В общем объеме разведанных запасов свободного газа примерно 10% составляет газ газовых шапок, образующий скопления над нефтяными залежами.

Хотя в России при утверждении запасов коэффициент извлечения газа принимается равным единице, во многих случаях степень газоотдачи пластов оказывается существенно более низкой. Особенно характерно это для месторождений, разрабатываемых в режиме истощения пластовой энергии. К концу эксплуатации наиболее легко отрабатываемых газовых залежей в сеноманских отложениях Медвежьего, Уренгойского и Ямбургского месторождений в недрах останется 1,5 трлн. куб. м неизвлекаемого современными технологиями низконапорного газа. Остаточные запасы низконапорного газа полутора десятков основных газоконденсатных месторождений России оцениваются в 3 трлн. куб. м. Еще более низок коэффициент извлечения свободного газа при плохих коллекторских свойствах вмещающих пород, при обводненности продуктивного горизонта и т.д.

Таким образом, всего на долю высокоэффективных запасов свободного газа, для освоения которых существует развитая инфраструктура и апробированные технологии добычи, приходится примерно 25% разведанных запасов газа России, большая часть которых сосредоточена на территории Надым-Пур-Тазовского района Ямало-Ненецкого АО. Для вовлечения в разработку остальной части запасов требуется внедрение

иных, более сложных технологий добычи и транспортировки и/или строительство новых транспортных и перерабатывающих мощностей.

В целом начальные суммарные ресурсы газа в России разведаны всего на 26,4%, причем наблюдается высокая дифференциация этого показателя по регионам и субъектам Российской Федерации. При этом природный газ большинства новых месторождений отличается сложным, комплексным составом с высоким содержанием этана, пропана, бутанов и других углеводородов (Западная и Восточная Сибирь), серы (Прикаспий) и гелия (Восточная Сибирь, Дальний Восток), что требует принципиально иных, чем на действующих месторождениях Надым-Пур-Тазовского района, технологий.

Значительные прогнозные ресурсы углеводородов сосредоточены на шельфе страны. В этой связи необходимо подчеркнуть, что углеводородный потенциал шельфовой зоны страны является предметом стратегических интересов России. Именно с ним многие специалисты и политики связывают возможность и в будущем обеспечивать энергетическую независимость и безопасность нашего государства. Общая площадь шельфовой зоны России достигает 6,2 млн. кв. км, что составляет около 1/4 общей площади всего шельфа Мирового океана. Примерно 4,2 млн. кв. км российского шельфа относится к шельфу с глубинами моря до 200–300 м. На таком шельфе России около 3,9 млн. кв. км перспективны на нефть и газ, из них 2 млн. кв. км относятся к Западной Арктике (Баренцево и Карское моря), 1 млн. кв. км – к Восточной Арктике (моря Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское), 0,8 млн. кв. км – к дальневосточным морям (Берингово, Охотское, Японское) и лишь 0,1 млн. кв. км – к южным морям (Каспийское, Черное, Азовское). Более глубоководные участки шельфовой зоны России (склоны и подножия) в общем также оцениваются как благоприятные в нефтегазоносном отношении.

По имеющимся официальным оценкам, которые многие специалисты считают заниженными, общий потенциал геологических ресурсов углеводородов шель-



3



0,4 Разведываемые месторождения с объемом запасов, трлн. куб. м 2,5 Подготовленные к освоению / разведываемые месторождения с объемом запасов, трлн. куб. м

РАСПОЛОЖЕНИЕ И ОБЪЕМЫ ЗАПАСОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА КАТЕГОРИЙ А+В+С₁ ОСНОВНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГРУППЫ «ГАЗПРОМ» ПО СОСТОЯНИЮ НА 31.12.2008. Источник: ОАО «Газпром»

фовой зоны России превышает 133 млрд. т н. э., в том числе извлекаемые ресурсы – около 70 млрд. тонн, из которых 15,6 млрд. тонн нефти и конденсата, 83,4 трлн. куб. м газа. Неразведанные извлекаемые ресурсы нефти на море составляют, по оценке, 20% от общероссийских, а природного газа 42,4%.

Более 85% общих ресурсов нефти и газа приходится на арктические моря, около 12% – на дальневосточные и менее 3% – на другие, в основном на Каспийское море. Более 60% ресурсов находится на глубинах моря менее 100 м, что весьма важно, имея в виду техническую доступность и реальность их освоения.

Надежность прогнозируемых геологических запасов подтверждена не только систематически проводимыми поисково-исследовательскими работами, а также тем, что в пределах многих районов шельфа прослеживаются продолжения нефтегазоносных провинций, областей и комплексов прибрежной суши. Мировой опыт свидетельствует, что в таких случаях нефтегазоносность шельфа оказывается, как правило, значительно выше, чем на суше. Одним из наиболее ярких примеров является прослеживание юрских отложений западно-сибирского типа на акваториях Баренцева и Карского (южной части) морей, что практически на 100% гарантирует успех в изучении их нефтегазовых ресурсов.

Общая геолого-геофизическая изученность шельфа является весьма низкой. Во многих морях (Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское, Берингово)

еще не завершена региональная стадия геофизических работ, а бурение проведено только на Баренцевом и Охотском (в основном около о. Сахалин) морях, и лишь единичные скважины пробурены в Карском, Каспийском и Азовском бассейнах.

Новые данные и дополнительная переинтерпретация имеющихся материалов свидетельствуют, что оценка ресурсов углеводородов на 01.01.1993 (последняя официальная оценка) является по большинству участков шельфа заниженной, и при новой оценке потенциал углеводородов на шельфе может увеличиться в 1,2–1,5 раза и более.

Кроме шельфа, многие более глубоководные участки морской периферии России, относящиеся к склонам и морским впадинам, также перспективны в нефтегазовом отношении. Все это создает общую стратегическую перспективу восполнения добытых на суше объемов углеводородов за счет возможностей морской периферии.

Современная структура разведанных запасов газа по недропользователям показана на рисунке 2. Предприятия Группы «Газпром» контролируют 33,1 трлн. куб. м газа, что составляет 69,2% всех разведанных запасов газа России.

10,1 трлн. куб. м принадлежит независимым недропользователям, 4,6 – находятся в нераспределенном фонде.

Кроме того, общество владеет 1,3 млрд. тонн извлекаемых запасов конденсата и 1,6 млрд. тонн нефти.



Таблица 3

**ДИНАМИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
ЭКОНОМИКИ И ТЭК РОССИИ, В % К 1990 ГОДУ**

	1990	1993	1995	1998	2000
Производство ВВП	100	74	62	58	65
Производство промышленной продукции	100	65	50	46	57
Инвестиции в основной капитал: всего	100	45	30	22	27
<i>в том числе</i> – в промышленное производство	100	44	32	20	31
Добыча нефти	100	69	59	59	63
Добыча угля	100	77	66	59	65
Производство электроэнергии	100	88	80	76	81
Добыча газа	100	97	93	92	91
<i>в том числе</i> – ОАО «Газпром»	100	97	94	93	88

Источник: Росстат и ОАО «Газпром»

Разведанные запасы газа ОАО «Газпром» отличаются высокой степенью концентрации:

- более 85% из них сосредоточено в Западной Сибири;
- 50% залегают в сеноманских залежах, отличающихся небольшой глубиной залегания, высоким дебитом скважин и «сухим» газом;
- около 80% разведанных запасов газа заключено в 7 уникальных по запасам месторождениях: Уренгойском, Ямбургском, Заполярном, Харасавэйском, Бованенковском, Астраханском и Штокмановском.

В разработку вовлечено около 70% разведанных запасов, контролируемых Газпромом (рис. 3).

**ГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ
В ПЕРЕХОДНОМ ПЕРИОДЕ**

В переходный период и газовая отрасль в целом, и ОАО «Газпром» в частности проявили себя как наиболее устойчивые и эффективные сегменты топливно-энергетического комплекса страны, обеспечивающие около 50% внутреннего энергопотребления, более 20% валютной выручки, около 25% налоговых поступлений в федеральный бюджет.

Сохранение целостности Единой системы газоснабжения (ЕСГ) в составе ОАО «Газпром» и поэтапная реструктуризация отрасли (выделение непрофильных производственных структур) позволили обеспечить ее устойчивое функционирование в ходе экономических реформ.

Добыча газа за 1990–2000 годы снизилась всего на 9%, в том числе по ОАО «Газпром» – на 12,2%. Чтобы лучше понять значение этих цифр, обратимся к таблице 3.

В первые годы этого периода снижение добычи было вызвано в основном сокращением платежеспособного спроса на газ в России и в странах СНГ, а в последующие годы – отставанием ввода в действие мощностей из-за недостаточности инвестиционных ресурсов.

Устойчивая и эффективная работа отрасли была обусловлена эксплуатацией уникальных по мощности и эффективности месторождений и газотранспортных систем, сооруженных в 70–80-е годы XX века. Динамика добычи газа в 1990–2000 годах показана в таблице 4.

**ПРОБЛЕМЫ ОТРАСЛИ –
ПРОБЛЕМЫ ЭКОНОМИКИ**

Основные проблемы, с которыми столкнулась газовая отрасль в 1990-е годы, связаны с теми преобразованиями в жизни нашего государства, которые происходили в это время. В частности, на рубеж тысячелетий Россия вышла с ослабленной государственной властью, разбалансированной высокочрезмерной и технологически устаревшей экономикой, неблагоприятным деловым и инвестиционным климатом, целым комплексом трудноразрешимых проблем социального характера, с огромной дифференциацией населения, при которой основная его часть располагала крайне низкими реальными доходами, а около 30% находилось за чертой бедности. Таковой оказалась плата за годы реформ, годы становления нового Российского государства и коренного реформирования его экономики.

В 1990-е годы коренным образом изменилась сама экономическая система страны. В результате разгосударствления и приватизации средств производства стало активно развиваться предпринимательство, в том числе малое, экономика страны стала многоукладной.



Таблица 4

**ДИНАМИКА ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО И НЕФТЯНОГО (ПОПУТНОГО) ГАЗА
ОАО «ГАЗПРОМ» И ЕГО ОСНОВНЫМИ ДОЧЕРНИМИ КОМПАНИЯМИ, СУММАРНО ПО РОССИИ,
1990–2000 ГОДЫ, МЛРД. КУБ. М**

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
ВСЕГО	640,6	643,1	640,5	617,6	606,8	695,7	601,5	571,1	591,1	591,6	583,9
ОАО «Газпром»	596,0	601,8	602,8	577,7	570,7	559,5	564,7	533,8	553,7	545,6	523,2
<i>в том числе</i>											
Уренгойгазпром	288,1	290,9	287,6	262,8	249,4	242,9	242,2	227,2	223,8	209,1	193,3
Ямбурггаздобыча	158,8	166,8	178,2	174,0	179,3	177,8	176,5	169,3	179,6	175,9	168,0
Надымгазпром	72,1	70,8	69,1	68,0	64,3	64,4	65,3	54,0	65,1	72,4	73,6
Сургутгазпром	17,6	16,3	14,8	28,9	36,1	34,1	40,3	45,8	46,7	49,7	49,0
Оренбурггазпром	40,7	39,5	36,7	34,6	32,6	30,8	28,7	27,0	25,5	24,8	24,1
Астраханьгазпром	2,1	3,0	2,6	3,0	3,3	4,1	3,7	5,0	7,6	8,7	9,8

Источник: Росстат и ОАО «Газпром»

Сформировались рынок сбыта производимой продукции, фондовый рынок, другие рыночные институты. В определенной мере оптимизировалась структура ВВП за счет увеличения в ней доли сектора услуг.

Однако эти позитивные изменения проходили на фоне глубокого системного кризиса, охватившего не только экономику, но и все российское общество.

С распадом экономики Советского Союза, функционировавшей как единый хозяйственный механизм, на отдельные составляющие во всех новых суверенных государствах, в том числе и в России, оказались нарушенными сложившиеся хозяйственные связи и важнейшие пропорции между основными секторами экономики. Естественно, что этот дисбаланс самым губительным образом сказался на всех воспроизводственных процессах.

Как было показано в таблице 3, уже по итогам 1993 года объем производства ВВП в стране по сравнению с 1990 годом сократился более чем на 26%. В 1994 году он упал еще на 12,7%, а в 1996 году объем производства ВВП в стране составлял всего 60% от уровня 1990 года.

Производство промышленной продукции составило в 1993 году всего 65% от уровня 1990 года. В 1994 году ее производство сократилось еще на 20,9%, а в 1996 году составило всего 47% от объема 1990 года. Число убыточных предприятий, в целом по экономике страны составлявшее еще в 1992 году всего 1,5% от их общей численности, достигло 14% в 1993-м и 50,6% в 1996 году (в промышленности соответственно 7,2, 7,8 и 43,5%).

В начале 1990-х годов, в связи с распадом СССР и общеэкономическим кризисом в России, негативные трансформации произошли и в отраслях ТЭК. Уже в 1993 году по сравнению с достигнутыми максимальными уровнями добыча нефти составила 61%, угля – 72%, газа – 96%,

производство электроэнергии – 88%. В целом производство первичных энергоресурсов составило в 1993 году 82% уровня 1990 года, а их внутрироссийское потребление – 89% при уменьшении ВВП страны до 74%.

В условиях развала финансовой системы и потери контроля со стороны государства за денежным обращением, инфляции, спровоцированной либерализацией цен и ставшей доминирующим фактором как экономических процессов, так и повседневной жизни населения страны, произошла глубокая трансформация производственной структуры российской экономики: переориентация на преимущественное развитие сырьевых отраслей в целях экспорта их продукции и вытеснение с внутреннего рынка отечественных продуктов питания, товаров повседневного спроса и предметов первой необходимости с их замещением импортом, что крайне негативно сказалось на положении сельского хозяйства и легкой промышленности.

В результате в 1996 году объем производства продукции последней составил лишь 13,4% от уровня 1990 года, тогда как производства продукции отраслей ТЭК – 66,1%.

Вызванный непродуманными действиями платежный кризис и неспособность государства обеспечить нормальное поступление налогов подорвали доходную базу бюджета, на долгие годы обусловили его дефицит.

Курс на демонетизацию экономики, ее долларизацию, а также бегство капитала из России породили неплатежи, денежные суррогаты и бартер, которые стали основой во многом криминальной экономики натурального обмена и доминантой всей экономической жизни страны. Достаточно сказать, что на конец 1996 года денежная масса М2 (по методологии расчета, принятой Банком России



в 1996 году) составила всего 13,8% от объема ВВП, тогда как, например, в Японии этот показатель в тот период составлял свыше 80%, а в США – около 110%.

Резко снизился уровень жизни населения (за 1990–1996 годы – более чем в три раза), стремительно нарастало расслоение общества на бедных и богатых. Возникли серьезные нарушения в глубинных мотивационных механизмах производительной деятельности, разорвалась связь между добросовестным трудом, его квалификацией и общественной значимостью, с одной стороны, и величиной зарплаты, уровнем благосостояния и общественным статусом – с другой.

К началу 1997 года массовые неплатежи достигли, по экспертным оценкам, 170% годового ВВП страны. Неплатежи фактически стали реальным финансовым инструментом деятельности большинства предприятий. Опережающий рост стоимости услуг естественных монополистов (к которым относятся электроэнергетика и газовая отрасль) определил и выбор: одним из финансовых источников для потребителей стало бесплатное пользование энергоресурсами. Так, по данным Минтопэнерго России, дебиторская задолженность топливно-энергетическому комплексу только за 1996 год выросла в два раза, а за 1997 год – еще на 27%. В целом на середину 1997 года на предприятия РАО «ЕЭС России» и «Газпром» приходилось 78% всей суммы дебиторской задолженности отраслей ТЭК.

В 1997 году в динамике ВВП произошел перелом – замедление спада сменилось стабилизацией, а затем и началом роста. В итоге ВВП в 1997 году по сравнению с 1996 годом увеличился на 0,9% (в 1996 году уменьшился на 3,5%) и составил 59,7% от ВВП 1990 года (в сопоставимых ценах). Производство промышленной продукции выросло в 1997 году на 1,9% (в 1996 году – спад на 4% по сравнению с предыдущим годом) и составило 48% от уровня 1990 года.

Тенденция роста ВВП и промышленного производства сохранялась и в первые месяцы 1998 года, затухая к середине года. Но уже в августе 1998 года разразился острейший кризис. Накопленная масса нерешенных проблем и отложенных действий достигла такой величины, что без существенной корректировки всего экономического курса вероятность нового периода резкого обвала неизмеримо возросла. Требовались незамедлительные меры по изменению существующих хозяйственных механизмов, действующих налоговых, ценовых и других макроэкономических институциональных условий функционирования национального хозяйства России. Но они не были приняты. Слабость власти, которая сплошь и рядом ограничивалась запоздалыми полумерами, и ошибочное увлечение монетаристскими методами сделали свое дело.

После августа 1998 года экономическое и социальное положение в стране стало гораздо хуже. Резко снизился уровень жизни населения и сократился платежеспособный спрос, страна фактически лишилась финансово-кредитной и платежно-расчетной системы. В результате дефолта Россия потеряла доверие к себе со стороны международных финансовых организаций и многих зарубежных партнеров, а в самой стране утра-

тилось последнее доверие к государству со стороны населения. Такой оказалась плата за вытеснение государства из сферы экономики, за его уход на своеобразные «каникулы», о чем предупреждали многие экономисты более чем за год до этих событий.

Отсутствие четко выраженной стратегической линии, размытость целей и приоритетов внутренней и внешней политики нанесли серьезный ущерб экономической и энергетической безопасности страны, но не остановили социально-экономического развития.

Попытки правительства страны решить наиболее острые и неотложные проблемы в 1999 году увенчались успехом. Уже в первом полугодии появились объективные признаки того, что наиболее острая фаза системного кризиса, обусловленная событиями августа 1998-го, пройдена и в экономике страны созданы предпосылки для оживления реального сектора и его главного звена – промышленности, для позитивных перемен на потребительском рынке и нормализации положения в финансово-бюджетной сфере. В целом за год производство ВВП в России выросло на 3,2% к уровню 1998 года, производство промышленной продукции увеличилось на 11%, инвестиции в основной капитал – на 5,3%. Таким образом, 1999 год стал переломным в новейшей экономической истории государства. Следующий, 2000, год останется в памяти первым годом внушительного экономического роста: ВВП возрос на 10,0%, промышленное производство увеличилось на 11,9%, сельскохозяйственное – на 5%. Реальные доходы населения выросли на 9,2%, прирост инвестиций в основной капитал достиг 17,4%. Экономический рост продолжился и в последующие годы.

Происходил существенный рост поступлений доходов в бюджет, причем впервые с начала реформ был достигнут профицит федерального бюджета. Нарастала динамика реальных доходов и потребления населением товаров и услуг, увеличились сбережения населения. В условиях общего экономического оживления сократился уровень безработицы.

Экономическая политика, проводимая Правительством Российской Федерации, позволила обеспечить сокращение задолженности бюджета перед бюджетополучателями, достаточный рост денежной массы и в целом ослабление «денежного голода» в экономике и прирост оборотных активов предприятий.

Высокие темпы роста российской экономики в последующий период, вплоть до августа 2008 года, были обусловлены прежде всего благоприятной конъюнктурой мировых цен на нефть и региональных цен на природный газ. Под их воздействием стране удалось решить большинство самых тяжелых проблем.

ТЭК И СТРУКТУРА ТЭБ В ПЕРИОД КРИЗИСА 1990-Х ГОДОВ

Естественно, что все рассмотренные выше процессы, проистекавшие в экономике России, нашли свое отражение и в развитии топливно-энергетического комплек-



са, в частности – и газовой отрасли. ТЭК обеспечивает жизнедеятельность всех отраслей национального хозяйства, консолидацию субъектов Российской Федерации, вносит решающий вклад в формирование основных финансово-экономических показателей страны. За годы реформ его роль в обеспечении жизнедеятельности общества еще более возросла. Результаты деятельности ТЭК крайне важны для формирования платежного баланса, поддержания курса рубля, организации международного экономического сотрудничества.

В условиях экономического кризиса ТЭК, особенно его газовая отрасль, стал одним из наиболее стабильных секторов экономики страны. Более того, в годы реформ ТЭК стал своеобразным донором, обеспечивающим, по большому счету, ценой собственного обескровливания переход России к формированию рыночных отношений: через массовые неплатежи за отгруженную продукцию его акционерные общества и компании длительное время фактически дотировали другие сферы экономики на сотни и сотни миллионов долларов ежегодно.

Анализ экономического состояния ТЭК свидетельствует, что за годы реформ резко, более чем в 3,5 раза, снизились инвестиции в комплекс, нарушился естественный ход воспроизводства минерально-сырьевой базы. Вследствие нарушения воспроизводственных процессов в отраслях ТЭК допущено крупное отставание в развитии их производственного потенциала на всех стадиях инвестиционного процесса от подготовки сырьевой базы и строительства новых производственных мощностей до ремонта и реконструкции действующих объектов.

Несмотря на уникальную обеспеченность страны природными топливно-энергетическими ресурсами, огромный потенциал ТЭК и начавшийся рост добычи нефти и угля, на протяжении многих лет в экономике страны проявлялись негативные явления, такие как веерные отключения электроэнергии, перебои с топливом и теплообеспечением, спонтанный рост цен на нефтепродукты. Некоторые из них полностью не преодолены и до сих пор.

Основная причина этого – разбалансированность потребностей экономики в топливно-энергетических ресурсах с возможностями их оплаты на федеральном и региональном уровнях, приводящая к дефициту топлива и энергии у потребителей.

За годы реформ существенно изменилась структура топливно-энергетического баланса страны. В частности, доля природного газа в потреблении первичных энергоресурсов возросла к 2000 году до 49% (против 41–42% в начале 1990-х годов) при сокращении его добычи за 90-е годы с 640 до 584 млрд. куб. м и росте экспорта со 180 до 193 млрд. куб. м. К 2005 году доля природного газа в потреблении первичных энергоресурсов возросла до 52,7%, его добыча выросла до 641, а экспорт – до 207,3 млрд. куб. м. В 2008 году эти показатели составляли соответственно 53,8%, 663,5 и 224,7 млрд. куб. м.

Структурному изменению значительно способствовала проводимая политика ценообразования.

До начала проведения экономической реформы цены на топливно-энергетические взаимозаменяемые ресурсы устанавливались централизованно

с учетом их качества и эффективности использования. К моменту либерализации, то есть к 1992 году, соотношение цен на уголь, газ и мазут составляло соответственно 1 : 1,3 : 1,7.

В октябре 1992 года цены на нефть и нефтепродукты стали формироваться относительно свободно, а затем были освобождены цены на уголь. Их рост до уровня мировых не произошел благодаря низкому платежеспособному спросу и наличию балансовых заданий по поставкам на внутренний рынок.

Цены же на газ, регулируемые государством, подвергались и подвергаются искусственному сдерживанию в надежде на то, что «газовая пауза» будет способствовать развитию других отраслей экономики.

В результате этого газ обесценился и к 2000 году стоил (в пересчете на условное топливо) в 2 раза дешевле угля и в 4–5 раз дешевле мазута. К 2006 году в результате ежегодного индексирования цен на газ регулирующими органами эти пропорции несколько изменились: цены на газ и уголь практически сравнялись (в 2006 году газ стоил всего на 1% дешевле угля), но газ оставался в 3,4 раза дешевле мазута. Реальный рост цен на газ начался только в последние годы.

При этом за период «замораживания» цен на газ ожидаемого экономического подъема страны так и не произошло. Наоборот, число убыточных предприятий в целом по России возросло с 42% в начале 1990-х годов до 48,3% к 2000 году.

Более того, иллюзия неограниченности и дешевизны энергоресурсов консервирует техническую отсталость предприятий, субсидирует зачастую непроизводительные собственные расходы, а также стимулирует расточительное потребление энергоресурсов и сбыт продукции экспортно ориентированных производств по демпинговым ценам.

Заниженные цены на природный газ неизбежно привели к повышенному спросу на него и сформировали в стране нерациональную структуру топливно-энергетического баланса.

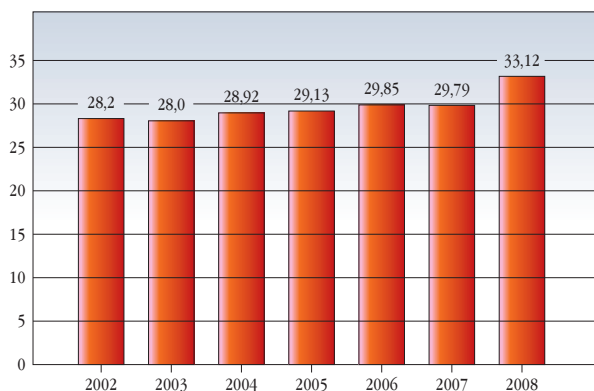
ВОСПРОИЗВОДСТВО СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Отмеченные выше нарушения воспроизводственных процессов в отраслях ТЭК привели, в частности, к систематическому недофинансированию геолого-разведочных работ, которое наблюдалось все 1990-е и первые 2000-е годы. В результате, обладая крупнейшей в мире геологической ресурсной базой, Россия приращивала разведанные запасы углеводородов медленнее, чем другие страны. Следствием стало значительное снижение удельного веса России в мировых разведанных запасах газа: в 1992 году он составлял 34%, а уже в 2000 году опустился до 28%.

Чтобы обеспечить расширенное воспроизводство сырьевой базы отрасли, необходимо развивать опережающими темпами поисковые работы в перспективных нефтегазоносных районах с высокой результативностью



4



ДИНАМИКА РАЗВЕДАННЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА ГРУППЫ «ГАЗПРОМ» В 2002–2008 ГОДАХ, ТРЛН. КУБ. М

работ с целью подготовки фонда структур для глубокого разведочного бурения.

За 1995–2006 годы совокупный прирост запасов в отрасли не восполнял их погашения при добыче. За этот период было приращено около 6,2 трлн. куб. м запасов газа, а добыто и списано 7,3 трлн. куб. м, что привело к уменьшению разведанных запасов на 1,1 трлн. куб. м.

С целью восполнения и наращивания минерально-сырьевой базы и повышения ее качества в ОАО «Газпром» разработана и с 2002 года реализуется Программа развития минерально-сырьевой базы на период до 2030 года.

Программа предусматривает решение следующих задач:

- обеспечение общества разведанными запасами газа, гарантирующими поддержание годового уровня добычи в объеме 630 млрд. куб. м в ареале действия ЕСГ к 2030 году и создающими задел для продолжения газодобычи за пределами 2030 года;
- подготовка запасов газа в восточных районах Российской Федерации для газоснабжения восточносибирских и днєвосточных районов страны и организации «восточного потока» газа на экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона;
- подготовка запасов жидких углеводородов в Тимано-Печорской нефтегазовой провинции, Западной Сибири, Прикаспии, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

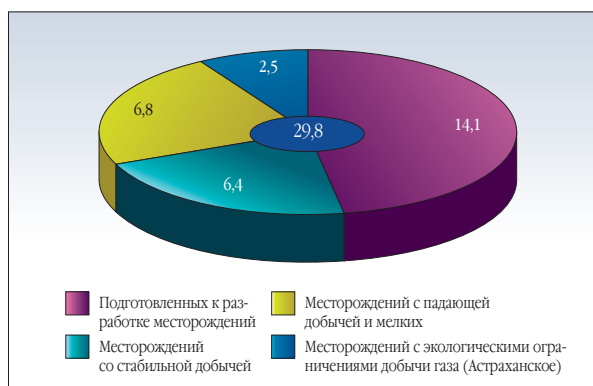
Анализ выполнения программы за истекший период подтвердил правильность выбранных направлений геолого-разведочных работ (ГРР).

В рамках программы Газпром проводит геолого-разведочные работы как в регионах с развитой инфраструктурой, с целью поддержания уровней добычи в уже действующих газодобывающих районах, так и в новых районах для создания новых центров газодобычи (рис. 6).

К первой группе районов относятся:

- север Тазовского полуострова, Обская и Тазовская губы;

5



СТРУКТУРА РАЗВЕДАННЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА ГРУППЫ «ГАЗПРОМ» ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2007, ТРЛН. КУБ. М

– ачимовские и юрские отложения Надым-Пур-Тазовского региона;

– Астраханский свод и Прикаспийская впадина;

– Печоро-Кожвинский мегавал и Косью-Роговская впадина в Республике Коми.

Среди новых районов в первую очередь следует отметить:

- полуостров Ямал с прилегающими акваториями;
- шельф Карского, Печорского и Баренцева морей;
- Красноярский край, Эвенкийский автономный округ, Иркутскую область, шельф Сахалина, Республику Саха (Якутия).

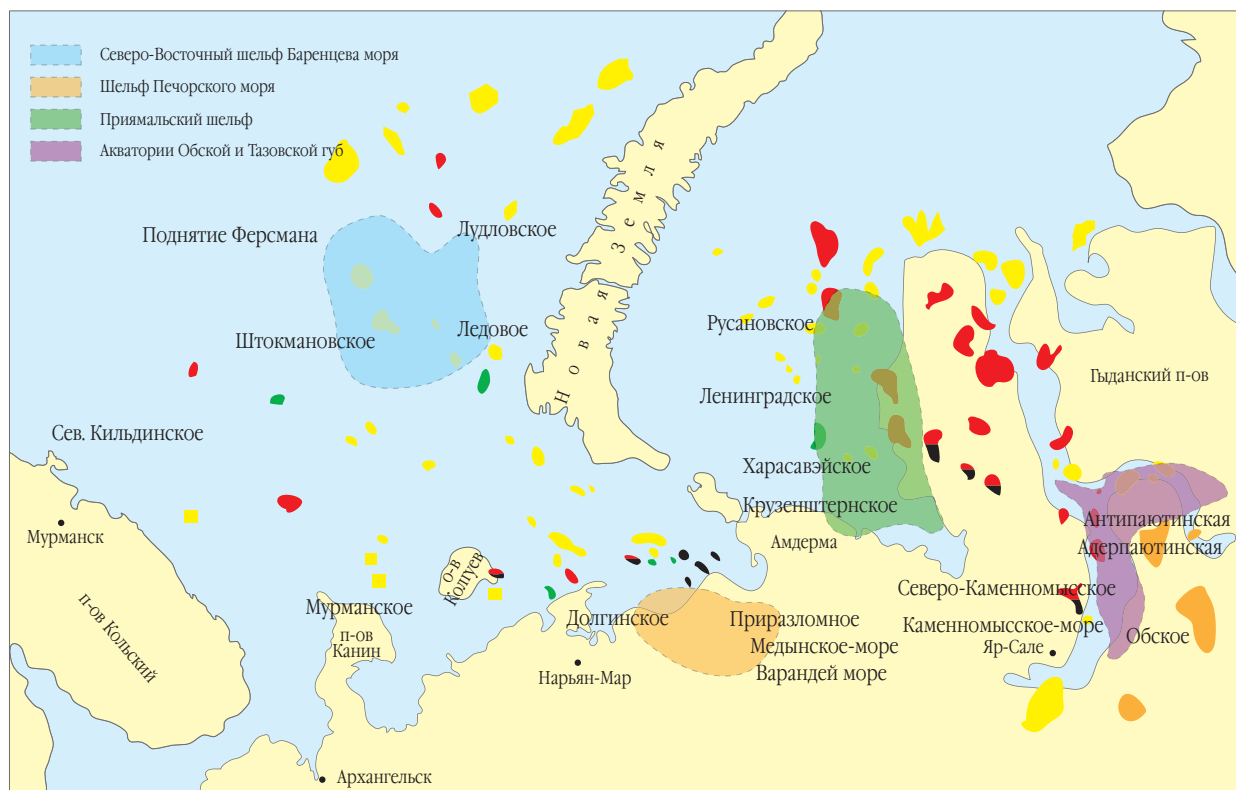
Программа развития минерально-сырьевой базы выполняется в рамках инвестиционных программ и планов социально-экономического развития Газпрома и его дочерних обществ.

Всего в ходе выполнения программы за 2002–2005 годы открыто 17 месторождений и 24 залежи нефти и газа. Прирост запасов углеводородов по результатам проведения ГРР в этот период составил свыше 1,8 трлн. куб. м газа. За 2006–2008 годы открыто еще 11 месторождений и свыше 70 залежей нефти и газа, а прирост запасов углеводородов составил 1,77 трлн. куб. м природного газа и 149,4 млн. тонн нефти и конденсата.

Основные показатели геолого-разведочных работ Группы «Газпром» на углеводороды в 2002–2008 годах показаны в таблице 5, а динамика разведанных запасов газа и их структура – на рисунках 4 и 5.

В целом по России по итогам 2005 года прирост запасов природного газа превысил объем добычи на 20 млрд. куб. м, а в 2006 году был достигнут паритет между годовым приростом запасов и добычей природного газа. Основной объем прироста запасов в 2006 году обеспечила Группа «Газпром» – 575 млрд. куб. м (в том числе Штокмановское месторождение – 320 млрд. куб. м). В 2007 году суммарный прирост разведанных запасов свободного газа в результате ГРР составил 611,7 млрд. куб. м, а в 2008 году – по предварительным данным Минприроды России, 650 млрд. куб. м. Из них Группа «Газпром» прирастила соответственно 592,1 и 583,4 млрд. куб. м.





РАЙОНЫ РАБОТ ОАО «ГАЗПРОМ» НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ РОССИИ

Большое внимание Газпром уделяет разведке и освоению ресурсов шельфа. В сентябре 2005 года постановлением правительства одобрены Основные положения «Программы освоения ресурсов углеводородов на шельфе Российской Федерации до 2030 года». Основными районами работ общества на континентальном шельфе являются акватории арктического шельфа. Это прежде всего:

- северо-восточный шельф Баренцева моря (Штокмановское, Лудловское, Ледовое газоконденсатные месторождения и крупные перспективные структуры);
- юго-восточный шельф Печорского моря (Приразломное и Долгинское нефтяные месторождения с прилегающими структурами);
- акватории Обской и Тазовской губ (Северо-Камennomorskое, Камennomorskое-море и другие месторождения этого района);
- приамальский шельф Карского моря (Ленинградское, Рusanовское газоконденсатные месторождения и акваториальные продолжения месторождений полуострова Ямал).

Реализация указанной программы обеспечит прирост запасов газа к 2030 году в объеме 14,1 трлн. куб. м, в том числе на шельфе Карского моря – 10,1 трлн. куб. м и Баренцева моря – 2,9 трлн. куб. м. Основная доля прироста запасов газа приходится на период 2011–2020 годов.

Кроме того, на шельфах России планируется подготовить к 2030 году 541 млн. тонн запасов нефти.

Первоочередным объектом обустройства в Баренцевом море является Штокмановское газоконденсатное

месторождение. Другие объекты (Ледовое, Лудловское, Ферсмановское, Демидовское), расположенные на расстояниях до 250 км от Штокмановского месторождения, могут осваиваться как спутники этого месторождения.

В целом реализация программы освоения ресурсов углеводородов на шельфе обеспечит к 2030 году годовую добычу газа более 180 млрд. куб. м.

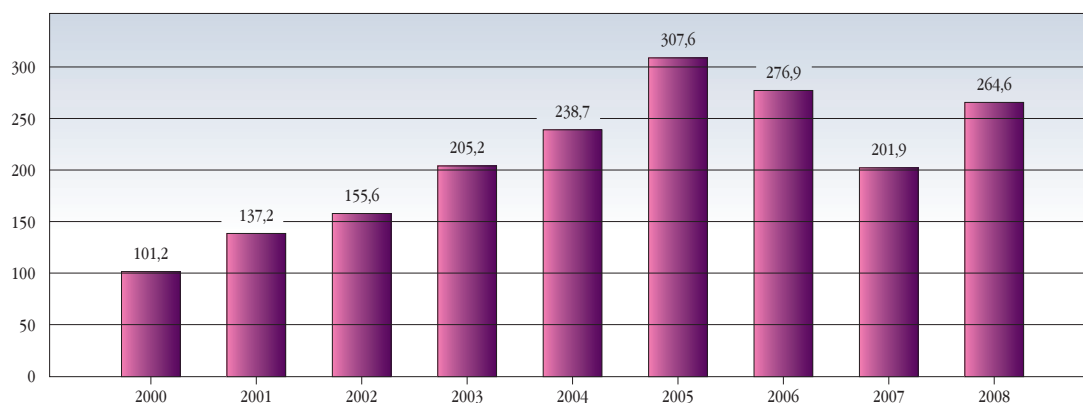
В целях совершенствования доступа к объектам недропользования на континентальном шельфе России 18 июля 2008 года был принят Федеральный закон Российской Федерации №120-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О континентальном шельфе Российской Федерации» и отдельные законодательные акты Российской Федерации». Этим законом установлен порядок предоставления в пользование без проведения конкурсов и аукционов участков континентального шельфа, если они включены правительством России в соответствующие перечни месторождений нефти и других полезных ископаемых. Характеризуя этот закон, Президент Российской Федерации Д.А. Медведев подчеркнул, что при освоении континентального шельфа не будет конкурсов, аукционов, а будет адресное решение правительства. «И сделано это сознательно, именно для того, чтобы рациональным образом использовать эти национальные богатства», – пояснил он [1].

ИНВЕСТИЦИИ В ГАЗОВУЮ ОТРАСЛЬ

Высокая инерционность производственных процессов в газовой отрасли требует опережения инвестиро-



7



ДИНАМИКА КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ ГРУППЫ «ГАЗПРОМ», 2000–2008 ГОДЫ, МЛРД. РУБЛЕЙ.
Источник: ОАО «Газпром»

Таблица 5

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ГРУППЫ «ГАЗПРОМ» НА УГЛЕВОДОРОДЫ В 2002–2008 ГОДАХ

Показатели	2002*	2003*	2004	2005	2006	2007	2008
Разведочное бурение, тыс. м	60,4	79,5	125,2	136,3	177,7	207,6	284,9
Сейсморазведка 2D, тыс. пог. км	10,5	10,0	8,3	9,8	9,2	6,4	12,4
Сейсморазведка 3D, тыс. кв. км	0,7	2,3	2,3	3,2	7,9	5,7	6,6
Прирост запасов газа за счет ГРП, млрд. куб. м	499,2	426,8	378,1	583,4	590,9	592,1	583,4
Прирост запасов нефти и конденсата за счет ГРП, млн. тонн	21,5	9,6	17,2	33,0	58,8	29,6	61,0
Эффективность бурения, т ут./м	10131	5866	3682	5286	4310	3495	2669

* Только ОАО «Газпром» (включая ГРП на ПХГ).
Данные по Группе «Газпром нефть» учтены начиная с 2006 года.

Источник: ОАО «Газпром»

ванием как минимум на 5–7 лет сроков ввода мощностей в добыче и транспортировке газа. Однако политика сдерживания внутренних цен на газ в сочетании с высокой налоговой нагрузкой на отрасль в середине 1990-х годов лишили газовую промышленность необходимых инвестиционных ресурсов, что привело к необходимости привлекать большие объемы кредитов. И только в 2004–2008 годах ситуация начала меняться к лучшему благодаря высоким мировым ценам на нефть, определяющим цены на газ в рамках долгосрочных экспортных контрактов Газпрома.

Однако уже в конце 2008 года под влиянием мирового экономического кризиса, снижения внешнего и внутреннего спроса, падения цен, ужесточения условий кредитования и отсутствия гарантии востребованности природного газа ОАО «Газпром» было вынуждено пересмотреть инвестиционную программу на 2009 год в сторону ее снижения.

В 2001–2008 годах инвестиции (капитальные вложения) в газовую отрасль постоянно росли и увеличи-

лись за рассматриваемый период в 4,3 раза (в текущих ценах). Существенные изменения произошли и в их структуре. Так, если в 2000 году 75% всех инвестиций направлялось в развитие добычи газа, то в 2005 году 73% от общего объема инвестиций приходилось на развитие трубопроводного транспорта. В 2008 году доля инвестиций в добычу газа увеличилась до 46,6% от общего объема капиталовложений.

Основная часть инвестиций в газовой промышленности приходится на Группу «Газпром». Их динамика за 2000–2008 годы показана на рисунке 7.

Основными инвестиционными приоритетами развития газовой промышленности для ОАО «Газпром» в 2006–2008 годах были:

- обустройство Бованенковского, Харасавэйского, Еты-Пуровского, Вынгайхинского, Ен-Яхинского, Уренгойского, Заполярного, Ямбургского и других месторождений;
- строительство и реконструкция газотранспортных мощностей (Северо-Европейский газопро-



Таблица 6

**ДИНАМИКА ДОБЫЧИ ГАЗА ПО ГРУППАМ КОМПАНИЙ,
2000–2008 ГОДЫ, МЛРД. КУБ. М**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Россия, всего	583,9	581,0	594,9	620,2	635,5	641,0	656,3	654,1	664,9
ОАО «Газпром»	523,2	512,0	521,9	540,2	542,8	550,2	550,3	550,1	550,9
Независимые производители газа	24,4	31,5	33,1	36,3	44,3	37,0	42,2	33,9	43,6
Нефтяные компании	31,0	32,2	34,8	38,9	43,7	49,0	58,5	58,7	57,0
Региональные компании газовой отрасли*	5,3	5,3	5,1	4,8	4,7	4,3	4,3	4,7	4,9
Операторы СРП (Тоталь РРР, «Са- халин-1» и «Сахалин-2»)	–	–	–	–	–	0,5	1,0	6,7	8,5
Всего по России (Росстат)	583,9	581,2	594,9	620,2	632,6	640,9	656,3	654,1	663,5

* Без ООО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз»,
данные по которому учитываются в составе ОАО «НК «Роснефть».
Источник: ГП «ЦДУ ТЭК» и Росстат

8



ДИНАМИКА ДОБЫЧИ ГАЗА ГРУППОЙ «ГАЗПРОМ», 2000–2008 ГОДЫ, МЛРД. КУБ. М.
Источник: ОАО «Газпром»

вод (Северный поток), СРТО – Торжок, Ямал – Европа, расширение Уренгойского газотранспортного узла и другие проекты);
– создание мощностей подземного хранения газа;
– создание мощностей по переработке газа.

ДОБЫЧА ГАЗА В 2000–2008 ГОДАХ

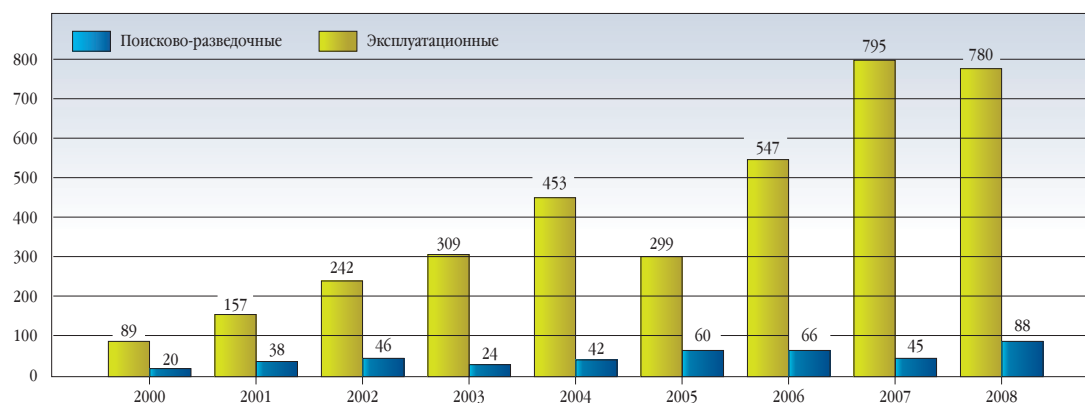
С 2001 по 2006 год в России наблюдался устойчивый рост добычи природного газа (табл. 6). За этот период она выросла на 12%.

Однако из-за сложившихся в зимний период 2006–2007 годов аномально теплых погодных условий добыча газа в 2007 году составила только 99,2% от уровня 2006 года. В 2008 году, по данным Росстата, в России было добыто 663,6 млрд. куб. м газа, что на 11,1 млрд. куб. м больше показателей 2007 года¹. При этом за 10 месяцев прирост достиг 19,2 млрд. куб. м. Затем в ноябре – декабре 2008 года из-за негативного сочетания двух факторов – кризисных явлений в российской и мировой экономике и теплых погодных условий в зоне поставки газа из ЕСГ – произошло снижение добычи на 8,5 млрд. куб. м.

¹ По данным ГП «ЦДУ ТЭК», добыча газа в России в 2008 году составила 664,9 млрд. куб. м.



9



ДИНАМИКА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В ОАО «ГАЗПРОМ», 2000–2008 ГОДЫ, ЕДИНИЦ.
Источник: ОАО «Газпром»

Таблица 7

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ МОЩНОСТИ ГРУППЫ «ГАЗПРОМ»

Показатели	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Разрабатываемые месторождения, ед.	72	72	73	75	78	114	119	122	122
Газовые эксплуатационные скважины, ед.	–	–	5854	6190	6652	6941	7010	7154	7214
<i>в том числе</i> действующие	5015	5247	5402	5742	6094	6401	6513	6640	6723
Нефтяные эксплуатационные скважины, ед.	–	–	242	257	375	5018	5486	5881	5932
<i>в том числе</i> действующие	–	–	201	211	202	4372	4948	5342	5444
Установки комплексной и предварительной подготовки газа (УКПГ и УППГ), ед.	152	154	155	158	161	169	170	172	173
Проектная суммарная производительность УКПГ, млрд. куб. м в год	724,5	724,5	766,5	840,3	909,0	939,6	957,8	976,0	991,0
Дожимные компрессорные станции (ДКС), ед.	36	36	37	40	41	44	44	45	45
Установленная мощность ДКС, МВт	–	–	3209	3704	3956	4176	4176	4300	4460

Источник: ОАО «Газпром»

При этом доля ОАО «Газпром» в структуре добычи природного газа постепенно сокращается: за 2000–2008 годы она снизилась на 6,7 процентных пункта (с 89,6% в 2000-м до 82,9% в 2008 году). Подобная динамика обусловлена двумя группами причин.

Первая группа – динамика спроса на газ на внутреннем и внешнем рынках. Основные из них – температурные колебания в регионах – потребителях газа, конфликты в газовой сфере с Украиной и Белоруссией и мировой экономический кризис, начавшийся в 2008 году.

Вторая группа причин – собственно производственные причины, основной из которых является вступление крупнейших месторождений компании в падающую стадию добычи (сокращение добычи на уровне 20–25 млрд. куб. м газа в год). Вследствие этого все приросты добычи на других месторождениях компании обеспечивают

лишь компенсацию падения добычи на крупнейших месторождениях и не позволяют обеспечить существенный прирост общего объема добычи.

Общая динамика добычи газа Группой «Газпром» показана на рисунке 8.

В 2008 году ОАО «Газпром» добыло 550,9 млрд. куб. м газа, что на 0,77 млрд. куб. м больше, чем в предыдущем году. Рост добычи по отношению к 2007 году наблюдался в первом полугодии, но в июле – октябре динамика была нулевой, а в ноябре – декабре, по сравнению с аналогичным периодом прошлого года, произошло значительное (на 8,2%) падение добычи.

Поскольку, как было отмечено выше, выработанность основных эксплуатируемых месторождений весьма значительна, а базовые месторождения ОАО «Газпром» (Уренгойское, Ямбургское и Медвежье), обеспечиваю-



**ДОБЫЧА ГАЗА ПРЕДПРИЯТИЯМИ ОАО «ГАЗПРОМ»,
2005–2008 ГОДЫ, МЛРД. КУБ. М**

Предприятия	2005	2006	2007	2008
ООО «Газпром добыча Ямбург»	238,4	230,6	222,3	225,7
ООО «Газпром добыча Уренгой»	139,5	138,9	140,8	129,8
ООО «Газпром добыча Надым»	63,4	62,8	61,6	60,1
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	43,5	52,8	52,3	51,0
ООО «Газпром добыча Оренбург»	18,3	18,1	18,1	18,1
ООО «Пургаздобыча»	15,9	15,6	15,5	13,6
ЗАО «Пургаз»	7,7	7,7	15,0	14,9
ООО «Газпром добыча Астрахань»	11,9	11,9	12,0	11,9
ООО «Нортгаз»	0,0	3,8	3,4	3,3
ОАО «Томскгазпром» (Востокгазпром)	3,5	3,3	3,1	2,9
ООО «Севергазпром»	2,8	2,7	2,0	–
ООО «Севернефтегазпром»	–	–	1,3	15,1
ООО «Газпром трансгаз Кубань»	1,3	1,1	1,0	1,2
ООО «Газпром переработка»	0,0	0,0	0,7	2,6
ЗАО «Стимул»	0,4	0,5	0,6	0,6
Другие дочерние структуры	1,3	0,5	0,4	0,1
ОАО «Газпром», всего	547,9	550,3	550,1	550,9

Источник: ОАО «Газпром» и ГП «ЦДУ ТЭК»

щие почти 65% добычи газа в стране, вступили в падающую стадию добычи (ежегодные темпы падения добычи на них – 14–15% в год), ОАО «Газпром» вынуждено вводить в эксплуатацию новые месторождения и новые площади уже разрабатываемых месторождений только для восполнения падения добычи. Так, в 2001–2008 годах для компенсации падения добычи на основных месторождениях ЯНАО Газпром ввел в освоение месторождения Заполярное (проектная мощность 100 млрд. куб. м), Песцовое (27,5 млрд. куб. м), Еты-Пуровское (15 млрд. куб. м), Южно-Русское (проектная мощность 25 млрд. куб. м) и др.

Необходимая для обеспечения добычи динамика строительства скважин в ОАО «Газпром» в 2000–2008 годах показана на рисунке 9, а общие производственные мощности Группы «Газпром» – в таблице 7.

Лидером среди добывающих предприятий ОАО «Газпром» является ООО «Газпром добыча Ямбург». На долю этой газодобывающей организации приходится 41,0% природного газа, добываемого ОАО «Газпром» (табл. 8). ООО «Газпром добыча Ямбург» владеет лицензиями на

разработку двух крупнейших месторождений ОАО «Газпром» – Ямбургского и Заполярного. Готовятся к разработке еще три месторождения – Тазовское, Южно-Парусовое и Северо-Парусовое.

В 2008 году удалось переломить существовавшую в 2005–2007 годах тенденцию к снижению объема добычи ООО «Газпром добыча Ямбург» и увеличить добычу на 3,4 млрд. куб. м благодаря введению в эксплуатацию в 2008 году новых площадей Ямбургского и дальнейшей разработке Заполярного месторождений. Для поддержания уровня добычи предполагается уплотнить сетку скважин, что даст прирост 15 млрд. куб. м в год. Следующим шагом в наращивании добычи будет освоение глубоко залегающих неокомских пластов Заполярного и ачимовских залежей Ямбургского месторождений. В 2009 году планируется получить первый газ с неокомских залежей Заполярного месторождения.

Несмотря на разразившийся мировой финансово-экономический кризис, приоритетным проектом для «Газпрома» остается освоение Бованенковского месторож-



10



СХЕМА ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ.
Источник: ОАО «Газпром»

Современное состояние (2008 год):
– ГТС – 159,5 тыс. км,
– КС – 281.

Месторождения:
– ОАО «Газпром» – 78;
– других недропользователей – 7;
– ПХГ – 25;
– газораспределительные общества – 201;
– распределительные сети – 684,5 тыс. км.

Развитие ГТС:
– около 28 тыс. км новых магистральных газопроводов;
– КС суммарной мощностью более 10 млн. кВт;
– 7 новых ПХГ.

дения, работы на котором ведет ООО «Газпром добыча Надым». В 2006 году правление ОАО «Газпром» приняло решение приступить к инвестиционной стадии его освоения и строительства соответствующей системы магистрального транспорта газа. В декабре 2008 года начато бурение первой эксплуатационной газовой скважины на Бованенковском месторождении. Ввод первых пусковых комплексов производительностью не менее 15 млрд. куб. м газа в год и магистрального газопровода Бованенково – Ухта, в соответствии с инвестпрограммой ОАО «Газпром» на 2009 год в новой редакции, принятой советом директоров 30 сентября 2009 года, намечен на III квартал 2012 года.

В долгосрочной перспективе объем добычи газа должен увеличиться до 140 млрд. куб. м в год.

Растет добыча и у ООО «Севернефтегазпром» за счет ввода в эксплуатацию Южно-Русского нефтегазового месторождения во второй половине 2007 года. В освоении этого месторождения Газпром сотрудничает с германскими компаниями BASF и E.ON Ruhrgas, которые также являются акционерами ОАО «Севернефтегазпром». Южно-Русское месторождение расположено в Красноселькупском районе Ямало-Ненецкого АО. В 2007 году на месторождении было добыто 1,3 млрд. куб. м газа, в 2008 году – 15,1 млрд. куб. м. На проектную мощность (25 млрд. куб. м) месторождение должно было выйти в 2009 году.

Из числа месторождений Обской и Тазовской губ первым в разработку намечается ввести Северо-Каменномыское (открыто в 2000 году). В качестве

базовых месторождений по организации морской газодобычи в Обской губе можно рассматривать Каменномыское-море (открыто в 2000 году) и Обское (открыто в 2003 году).

ОАО «Газпром» также ведется активная работа по подготовке к эксплуатации уникального Штокмановского газоконденсатного месторождения. Месторождение станет ресурсной базой для поставок российского трубопроводного газа по ЕСГ и в сжиженном виде на рынки стран Атлантического бассейна.

ООО «Севморнефтегаз» (100%-ное дочернее общество ОАО «Газпром») владеет лицензией на поиск, геологическое изучение и добычу газа и газового конденсата на Штокмановском месторождении, а также является единым заказчиком по проектированию и строительству объектов освоения месторождения: добычного комплекса, системы трубопроводов и комплекса по производству СПГ.

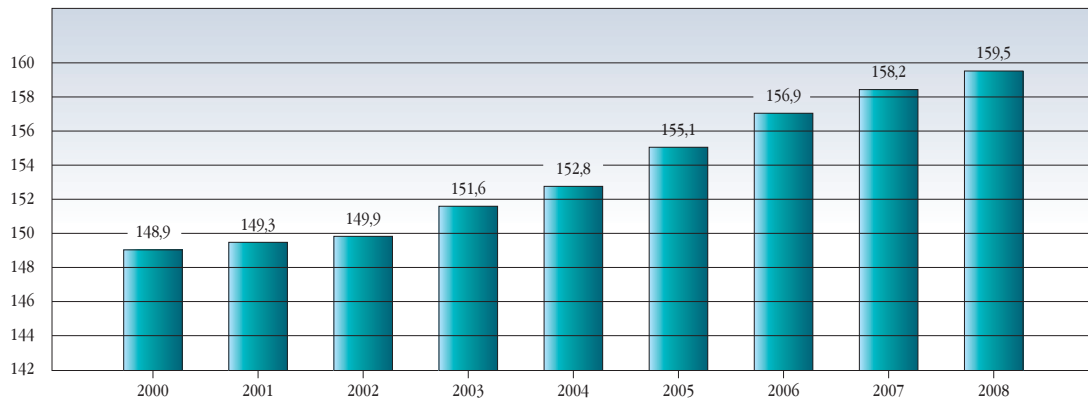
В целом, для удержания достигнутого в последние годы уровня добычи газа, ОАО «Газпром» предстоит в ближайшие годы проделать гигантскую работу по освоению новых газовых месторождений.

ТРАНСПОРТ ГАЗА

Объекты добычи, переработки, транспортировки, хранения и распределения газа на большей части



11



ДИНАМИКА ПРОТЯЖЕННОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ И ОТВОДОВ ЕСГ
В ОДНОИТОЧНОМ ИСЧИСЛЕНИИ, 2000–2008 ГОДЫ, ТЫС. КМ.
Источник: ОАО «Газпром» и ПП «ЦДУ ТЭК»

России объединены в Единую систему газоснабжения (ЕСГ), собственником и оператором которой является ОАО «Газпром». ЕСГ обеспечивает транспортировку практически всего газа, транспортируемого по территории страны, включая транзит. Наличие ЕСГ – одна из главных отличительных черт российской газовой промышленности. Подобная специфика обусловлена тем, что гигантские сырьевые ресурсы удалены от мест конечного потребления на тысячи километров. ЕСГ на протяжении последних 40 лет целенаправленно формировалась как единый технологический комплекс, включающий все этапы доведения газа от пласта до конечного потребителя – добычу, транспорт, переработку и распределение с централизованным и одновременно многоуровневым управлением и обеспечивающий непрерывный цикл подачи голубого топлива от газовой скважины до конечного потребителя.

ЕСГ обеспечивает системную надежность газоснабжения, маневренные перетоки газа и позволяет осуществлять долгосрочное планирование очередности и сроков разработки месторождений и лицензионной деятельности. Кроме того, ЕСГ выполняет функции резервирования других топливно-энергетических систем страны. Оперативный режим изменения потоков газа позволяет увеличить его подачу тем потребителям, где происходит сбой с завозом угля и мазута, покрывать дефицит топлива в коммунально-бытовом секторе и для отопления в период резких похолоданий, когда расход увеличивается на 35–40 млн. куб. м газа на каждый градус снижения температуры наружного воздуха.

Немаловажно также, что создание ЕСГ позволило осуществлять поставки на экспорт «российского природного газа», а не газа отдельно взятых месторождений, что обеспечило максимально эффективные условия для продажи газа России, а для зарубежных потребителей – дополнительную надежность поставок.

Формирование ЕСГ велось поэтапно, в соответствии с разведкой и освоением новых газовых ресурсов. Современное состояние ЕСГ показано на рисунке 10. Основные показатели работы ЕСГ представлены в таблице 9 и на рисунке 11.

Независимые производители оформляют право доступа к газотранспортной системе ОАО «Газпром» с 1998 года. За период 2000–2008 годов загрузка ЕСГ значительно возросла (на 12,8%) за счет увеличения поставок газа Газпромом и транспортировки газа независимых производителей и ВИНК.

Созданные к настоящему времени объекты газотранспортной системы ЕСГ работают в целом стабильно. Однако в газотранспортной отрасли накопилось немало проблем, связанных с моральным и физическим старением газопроводов и необходимостью обеспечения стабильных поставок газа российским и зарубежным потребителям.

К настоящему времени в ЕСГ сложилось непростое положение, вызванное необходимостью выполнения значительных объемов работ по реконструкции и капитальному ремонту, как накопившихся в предшествующие периоды, так и связанных с естественным старением мощностей. Износ основных фондов по состоянию на 2007 год составил 56%, в том числе магистральных газопроводов – 59%, компрессоров – 91%, машин и оборудования – 62%. Средний срок эксплуатации магистральных газопроводов достиг 22 лет. При этом 24,3% газопроводов превысили проектный срок эксплуатации (33 года), менее чем 10-летний срок эксплуатации имеют только 10,8% газопроводов. Большой срок эксплуатации большинства газопроводов ЕСГ привел к тому, что на 01.01.2008 технически возможная производительность ЕСГ снизилась на 10,7% и сейчас оценивается на уровне 556–560 млрд. куб. м в направлении выхода газа из Надым-Пур-Тазовского района Тюменской области.

Работы по реконструкции объектов транспорта газа ОАО «Газпром» проводятся в рамках комплексных программ реконструкции. В настоящее время разработана и действует «Комплексная программа на период 2007–2010 года», которая охватывает все технологические комплексы газотранспортной системы (ГТС): линейную часть, компрессорные станции, системы энергоснабжения, электрохимической защиты газопроводов, автоматические системы управления и телемеханики, технологической связи.



Таблица 9

**ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ
РАБОТЫ ЕСГ, 2000–2008 ГОДЫ**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Протяженность магистральных газопроводов и отводов в одностороннем исчислении, тыс. км	148,9	149,3	149,9	151,6	152,8	155,1	156,9	158,2	159,5
Количество компрессорных станций, ед.	253	253	256	263	263	268	270	278	280
<i>в том числе</i>									
линейные компрессорные станции, ед.	198	199	203	207	207	210	217	218	219
Газоперекачивающие агрегаты (ГПА), ед.	3497	3484	3560	3559	3543	3549	3629	3641	3695
<i>в том числе</i>									
газотурбинные	2738	2725	2784	2787	2816	2822	2952	2964	2976
электроприводные	709	709	708	704	680	682	677	679	678
Установленная мощность ГПА, тыс. МВт	38,2	38,2	39,0	39,1	39,4	42,8	41,0	41,4	42,0
Общий объем газа, поступившего в газопроводы ЕСГ, млрд. куб. м	633,5	630,6	637,1	674,1	684,4	699,7	717,8	706,7	714,3

Источник: ОАО «Газпром»

Согласно программе в 2007–2010 годах предполагается реконструировать 5 тыс. км газопроводов, заменить или модернизировать более 500 газоперекачивающих агрегатов, реконструировать 300 газораспределительных станций.

Технологический эффект от реконструкции и технического перевооружения объектов ГТС в период 2007–2010 годов ожидается через повышение производительности ГТС на 32 млрд. куб. м в год и экономию энергозатрат на транспорт газа в объеме 3,5 млрд. куб. м в год. Другой результат реализации программы – повышение надежности, снижение аварийности и технических отказов в работе ГТС. В 2008 году ОАО «Газпром» завершило строительство 153 газопроводов различного диаметра общей протяженностью 2,7 тыс. км в 47 субъектах РФ. Объемы инвестиций ОАО «Газпром» в реконструкцию и техническое перевооружение ГТС за год составили около 35,8 млрд. рублей.

На территории России с 1995 года ОАО «Газпром» ведет строительство газопровода из северных районов Тюменской области (от Уренгойского месторождения) до г. Торжка (СРТО – Торжок), где находится одна из узловых точек ЕСГ России. По состоянию на конец 2008 года полностью введена в эксплуатацию линейная часть газопровода общей протяженностью 2737 км и 9 компрессорных станций (КС) из 13 запланированных. Завершение работ планируется в первой половине 2011 года.

Продолжается строительство магистрального газопровода Грязовец – Выборг для обеспечения поставок газа на северо-запад России и в газопровод «Северный поток». Протяженность газопровода – 917 км, диаметр – 1400 мм, давление – 9,8 МПа. В 2008 году введено в эксплуатацию 165 км линейной части газопровода, при этом общая протяженность введенной в эксплуатацию линейной части составила 475 км.

Для вывода дополнительных объемов газа, добываемого независимыми поставщиками, из Надым-Пур-Тазовского региона в настоящее время ведется расширение Уренгойского газотранспортного узла. В 2008 году было введено 74,6 км линейной части и 32 МВт компрессорных мощностей, работы близки к завершению.

В 2008 году было завершено строительство линейной части газопровода Нюксеница – Архангельск общей протяженностью 643 км и производительностью 2,5 млрд. куб. м в год и одной из трех компрессорных станций.

Неотъемлемой частью ЕСГ являются также подземные хранилища газа (ПХГ) (табл. 10). Сеть ПХГ, расположенных в основных районах потребления газа, обеспечивает в отопительный период до 20% поставок газа российским потребителям, а в дни резких похолоданий эта величина достигает 30%. Для сглаживания пиков сезонной неравномерности потребления газа в отрасли



Таблица 10

ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ГАЗА РОССИИ И ИХ ХАРАКТЕРИСТИКА, 2000–2008 ГОДЫ

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Количество объектов подземного хранения газа в России, ед.	22	22	23	24	24	24	25	25	25
Объем активной емкости по обустройству, млрд. куб. м	58,70	59,88	59,88	61,44	62,38	64,25	64,65	64,94	65,19
Максимально возможная суточная производительность ПХГ на территории России на начало сезона отбора, млн. куб. м	490	500	504	509	550	568	600	608	620
Среднесуточная производительность по отбору газа на конец года, млн. куб. м	400,5	420,9	437,2	454,4	470,5	477,0	488,0	492,4	500,0
Закачка газа в ПХГ России с учетом газа независимых производителей, млрд. куб. м	45,6	44,9	42,2	49,4	42,6	46,3	50,4	43,0	51,6
Отбор газа из ПХГ России, млрд. куб. м	39,1	38,9	38,4	40,4	37,9	42,8	48,2	41,7	36,1
Количество КС, ед.	–	15	16	17	17	17	17	18	17
Количество ГПА, ед.	–	–	237	239	235	239	218	230	242
Установленная мощность ГПА, МВт	–	–	942,1	971,5	1002,9	1021,5	694,3	758,6	778,6
Количество эксплуатационных скважин, ед.	–	–	–	–	2473	2509	2588	2618	2615

Источник: ОАО «Газпром» и ИП «ЦДУ ТЭК»

реализуется Программа работ на 2005–2010 годы по подземному хранению газа в Российской Федерации («Программа-700»). Программа нацелена на достижение суточной производительности ПХГ до 700 млн. куб. м к сезону отбора 2010–2011 годов (в 2005 году суточная производительность ПХГ составила 477 млн. куб. м).

В мае 2007 года после завершения реконструкции введена в эксплуатацию первая очередь Канчуринско-Мусинского комплекса ПХГ в Республике Башкортостан.

В рамках программы развития системы ПХГ продолжается строительство трех объектов подземного хранения: в водоносной структуре Удмуртского резервирующего комплекса, в каменной соли в Калининградской и Волгоградской областях. Предполагается, что Волгоградское ПХГ станет крупнейшим в Европе и первым в России ПХГ в солях с объемом активного газа 800 млн. куб. м и суточной производительностью 70 млн. куб. м.

В 2008 году обеспечен прирост емкости всех ПХГ по товарному газу – на 230 млн. куб. м, по максимальной суточной производительности ПХГ – на 12 млн. куб. м.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ И ОАО «ГАЗПРОМ»

Для синхронизации развития ресурсной базы, добывающих мощностей и ЕСГ с учетом формирования и развития внутреннего и внешних рынков газа Газпром разработал и в 2008 году представил в Минэнерго России проект Генеральной схемы развития газовой промышленности на период до 2030 года². Эта Генеральная схема даст возможность оптимизировать развитие не только самой газовой отрасли, но и всего топливно-энергетического комплекса страны, станет эффективным инструментом реализации Энергетической стратегии России.

В соответствии с развитием и размещением ресурсной базы перспективы развития российской газовой отрасли в первой половине XXI века будут связаны с формированием трех новых газодобывающих регионов – на полуострове Ямал с прилегающими акваториями, на шельфе Баренцева, Карского и Печорского морей и на востоке России. Этапность развития газовой отрасли на перспективу до 2030 года показана на рисунке 12.

² 26 марта 2009 года пресс-служба Минэнерго России сообщила, что проект Генеральной схемы раз-

вития газовой отрасли до 2030 года внесен Министерством для рассмотрения в Правительство РФ.



12



ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА В РОССИИ (ОДИН ИЗ ВАРИАНТОВ, РАЗРАБОТАННЫХ ВО ВНИИГАЗЕ В РАМКАХ РАБОТ НАД ГЕНЕРАЛЬНОЙ СХЕМОЙ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА)

Именно эти новые газодобывающие регионы будут определять дальнейшее энергетическое могущество нашей страны. С этими регионами связаны крупнейшие стратегические проекты Газпрома как в области добычи природного газа, так и в области его транспортировки на основные внутренние и зарубежные рынки.

Главной ресурсной базой страны и ОАО «Газпром» и основным центром добычи газа на обозримую перспективу остается Западная Сибирь, а именно – Надым-Пур-Тазовский район, а в перспективе – полуостров Ямал. Месторождения Ямала являются стратегической сырьевой базой для обеспечения перспективных потребностей страны в газе. Без их освоения за пределами 2010 года перспектив увеличения добычи газа в России нет. Разведанные запасы газа здесь – около 11 трлн. куб. м, возможный годовой объем добычи – 250 млрд. куб. м (только суша).

Первоочередным объектом освоения на Ямале является Бованенковское месторождение. Проектный объем добычи газа определен в 115 млрд. куб. м в год. В долгосрочной перспективе проектный объем добычи газа должен увеличиться до 140 млрд. куб. м в год.

В 2007 году начаты работы по строительству объектов системы магистральных газопроводов Бованенково – Ухта. В августе 2008 года начато строительство подводного перехода через Байдарацкую губу, 3 декабря – сварка первого стыка газопроводов системы. Протяженность коридора Бованенково – Ухта составляет около 1100 км, перехода через Байдарацкую губу – 72 км (уже уложено 37,7 км). Согласно планам, ввод в эксплуатацию газопровода ожидается в III квартале 2011 года.

Освоение ямальских ресурсов газа потребует сооружения к 2030 году мощной газотранспортной системы с полуострова производительностью более 300 млрд. куб. м в год. Новая система газопроводов, при строительстве которой будут применяться передовые технические и технологические решения, должна стать ключевым звеном Единой системы газоснабжения России.

Принципиальная схема сооружаемой ГТС на полное развитие добычи в объеме 250 млрд. куб. м в год

представлена на рисунке 13. Протяженность участка Бованенково – Ухта составляет 1024 км, участка Ухта – Грязовец – 960 км. Согласно проектно-технологическому решению, рабочее давление на первом участке запланировано на отметке 11,8 МПа, на втором – 9,8 МПа. Производительность участков должна составить 115 млрд. и 107 млрд. куб. м в год соответственно.

Крупнейшим объектом обустройства в Баренцевом море является Штокмановское газоконденсатное месторождение. Проектный уровень добычи здесь составляет от 70 до 100 млрд. куб. м газа в год. Штокмановское месторождение определено ресурсной базой для экспорта российского газа в Европу через строящийся газопровод Nord Stream. На начальном этапе разработки основными объектами обустройства Штокмановского ГКМ будут подводные добычные комплексы, а на последующих этапах дополнительно предусматривается применение глубоководных платформ типа TLP или технологических судов.

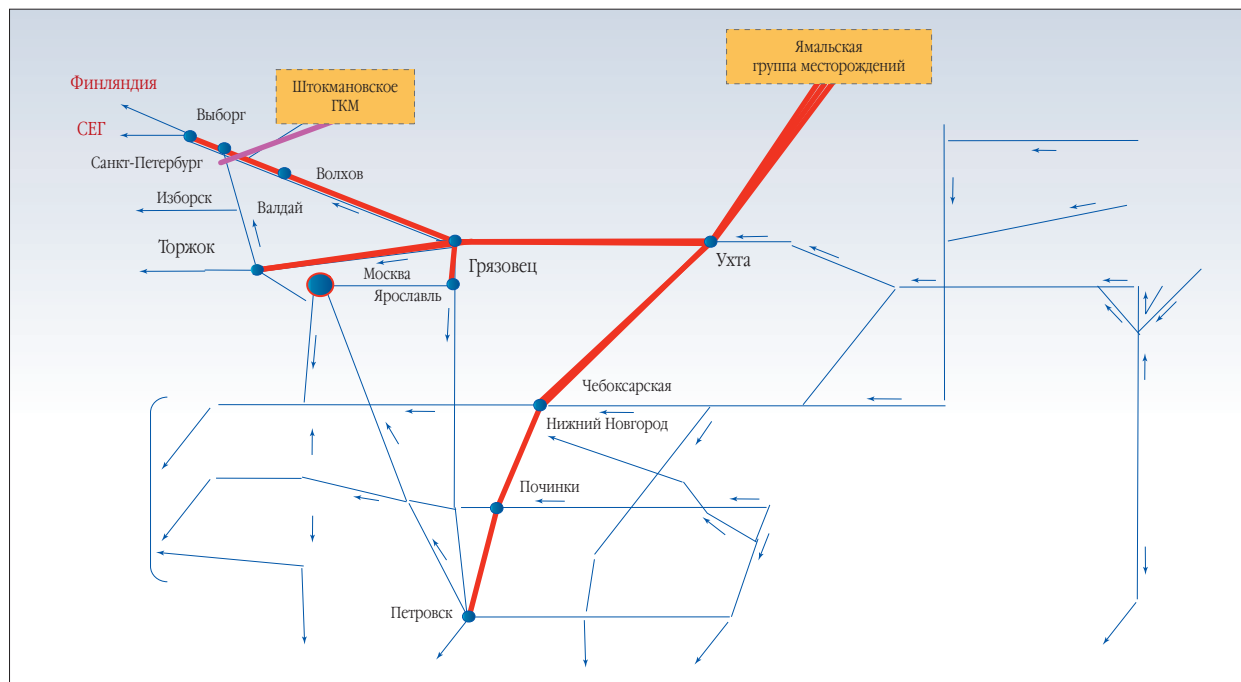
Соглашение между ОАО «Газпром», французской компанией Total и норвежской StatoilHydro о создании компании Shtokman Development AG было заключено 21 февраля 2008 года. В уставном капитале Shtokman Development AG 51% акций принадлежит ОАО «Газпром», 25% – Total, 24% – StatoilHydro. Она будет осуществлять проектирование, разработку, строительство, финансирование и эксплуатацию объектов первой фазы освоения Штокмановского месторождения и будет являться собственником инфраструктуры первой фазы на протяжении 25 лет с момента ввода месторождения в эксплуатацию.

Первая фаза освоения Штокмановского месторождения предусматривает добычу и поставку на экспорт 23,7 млрд. куб. м природного газа в год, начало поставок по газопроводу намечено на 2013 год, а сжиженного природного газа – на 2014 год.

Газопровод Мурманск – Волхов, протяженностью 1365 км, позволит обеспечить поставки газа со Штокмановского месторождения потребителям Северо-Западного региона России, а также обеспечит экспортные



13



ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ВЫВОДА ГАЗА С ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ И ШТОКМАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

14



ГАЗОПРОВОД МУРМАНСК – ВОЛХОВ

15



ВЫВОД ГАЗА С ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ

поставки по проекту «Северный поток» (планируемая производительность – 28,5 млрд. куб. м; ввод в эксплуатацию – 2013 год).

Другие объекты (Ледовое, Лудловское, Ферсмановское, Демидовское), расположенные на расстояниях до 250 км от Штокмановского месторождения, будут осваиваться как спутники этого месторождения.

Вслед за Штокмановским начнется освоение и других крупнейших месторождений Арктики, в том числе расположенных на приямальском шельфе. Это обеспечит надежную базу для масштабных поставок

сжиженного природного газа на рынки Америки и Европы. Нарботанные в этом регионе технологии в дальнейшем будут применяться и на других объектах арктического шельфа, в частности – для обустройства гигантских подводно-подледных месторождений Карского моря.

Перспективное развитие добычи газа, формирование новых рынков и газодобывающих регионов потребуют соответствующего развития газотранспортных мощностей и ЕСГ России, строительства новых экспортных коридоров.



В частности, развитие газотранспортной системы России потребует уже в период до 2020 года строительства около 28 тыс. км новых магистральных газопроводов, включая подводные газопроводы и межсистемные переемы газовых и газоконденсатных месторождений, и 144 компрессорных станций суммарной мощностью более 10 млн. кВт. Суммарный объем инвестиций в развитие газотранспортной системы в период до 2020 года составит порядка 2 трлн. рублей.

Одновременно будет продолжена реализация программ реконструкции действующих объектов транспорта газа.

Крупнейшим газотранспортным проектом ближайших лет является проект Nord Stream – строительство уникального трансбалтийского газопровода. Этот проект позволяет решить сразу три главные задачи:

- выход на новые рынки сбыта (Великобритания, Швеция);
- вывод газа на рынок из шельфовой зоны Северо-Запада России;
- диверсификацию газотранспортных маршрутов.

Необходимость последнего, как показали события недавних зим, вообще трудно переоценить.

Первую нитку газопровода пропускной способностью 27,5 млрд. куб. м в год намечено ввести в строй в 2011 году. Мощность газопровода «Северный поток» в двухниточном исполнении позволит поставлять 55 млрд. куб. м газа в год.

С целью подготовки технико-экономического обоснования и строительства в 2005 году было создано совместное предприятие Nord Stream AG. В настоящее время ОАО «Газпром» владеет 51% Nord Stream AG, компании Wintershall Holding AG и E.ON Ruhrgas AG – по 20%, N.V. Nederlandse Gasunie – 9% (присоединился к проекту в июне 2008 года). Общий бюджет проекта определен в 2008 году в 7,4 млрд. евро.

Газопровод должен будет пройти по территориальным водам и исключительным экономическим зонам пяти стран. В 2008 году были завершены исследования по оценке воздействия проекта на окружающую среду. Для минимизации экологического риска в 2008 году был разработан оптимизированный S-маршрут газопровода к югу от датского острова Борнхольм.

В 2008 году подписаны контракты на укладку газопровода с итальянской компанией Saipem, а также на предоставление услуг по обетонированию и логистике с французской EUPES. Строительство планируется начать в 2010 году.

В 2008 году были подписаны соглашения между правительствами России, Болгарии, Сербии и Венгрии о сотрудничестве при создании газопровода «Южный поток». Ранее, в 2007 году, ОАО «Газпром» подписало с итальянской корпорацией ENI меморандум о взаимопонимании по проекту «Южный поток». По дну Черного моря будет проведен газопровод мощностью до 30 млрд. куб. м газа в год. Начальная точка газопровода совпадает с «Голубым потоком»: это будет линейная компрессорная станция «Береговая» вблизи пос. Архипово-Осиповка Геленджикского района Краснодарского края. От «Береговой» газо-

провод протянется до Болгарии по северной части Черного моря на расстояние примерно 900 км с глубинами до 2 тыс. м. Отсюда газопровод будет проложен в другие страны Южной Европы. Стоимость газопровода будет сравнительно высокой и только для подводного участка составит 4–5 млрд. долларов. В целях реализации проекта 18 января 2008 года в Швейцарии была зарегистрирована компания South Stream AG. Ее учредителями на паритетной основе выступили ОАО «Газпром» и итальянская компания ENI.

Большие перспективы развития газовой отрасли связаны с Востоком России, о чем мы уже писали в 9-м выпуске «Федерального справочника». Чтобы не повторяться, скажем только, что на востоке России, исходя из существующей ресурсной базы и благоприятных геологических предпосылок открытия новых крупных залежей, можно говорить о хороших перспективах развития газодобычи. При соответствующих экономических условиях в долгосрочной перспективе здесь возможно и целесообразно формирование четырех основных газодобывающих центров – Иркутского, Красноярского, Сахалинского и Якутского. Все эти центры добычи газа в перспективе могут быть связаны единой газотранспортной системой, которая, в свою очередь, станет составной частью Единой системы газоснабжения России.

Однако газовые ресурсы Востока России имеют сложный компонентный состав, высокое содержание гелия, нефтяные оторочки и большой конденсатный фактор. Естественно, что Российское государство, как собственник недр, заинтересовано в полном извлечении всех этих ценных компонентов, в их переработке в продукцию с высокой добавленной стоимостью.

Эта особенность восточных месторождений, которая объективно сдерживает начало крупномасштабной добычи природного газа Иркутского, Красноярского и Якутского центров, потребовала разработки специальной государственной «Программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки стран АТР» (так называемой Восточной газовой программы).

ОАО «Газпром» активно реализует Восточную газовую программу и, несмотря на кризисные явления в мировой экономике, продолжает в полной мере финансировать восточные проекты. Будет это делать и впредь.

Более того, несмотря на уменьшение общей инвестиционной программы общества на 2009 год с 960 до 761,5 млрд. рублей, объем инвестирования восточных проектов Газпрома, включая ГРП, был увеличен почти вдвое – до 67 млрд. рублей.

В июле 2009 года Газпром приступил к строительству магистрального газопровода Сахалин – Хабаровск – Владивосток. Завершение строительства его первой очереди – первого пускового комплекса – III квартал 2011 года.

Проект «Магистральный газопровод Сахалин – Хабаровск – Владивосток» является базовым для развития Дальнего Востока Российской Федерации. Его реализация позволит уверенно развивать газоснабжение Хабаровского края и повысить его надежность, организовать газоснабжение Приморского края и Еврейской



АО. В более отдаленной перспективе, после развития ресурсной базы на шельфе Сахалина и ввода в разработку месторождений Якутии, он позволит организовать подачу газа на экспорт.

Строительство и эксплуатация газопровода дадут мощный импульс развитию промышленности и энергетики региона, газификации населенных пунктов по трассе газопровода, созданию дополнительных рабочих мест. Именно так поставил задачу Председатель Правительства Российской Федерации В.В. Путин на совещании в г. Хабаровске 31 июля 2009 года. И эта задача, безусловно, будет выполнена.

Газопровод создаст условия для реализации новых инвестиционных проектов в регионе. При его строительстве активно используются возможности местных строительных организаций и промышленных предприятий.

В соответствии с поручением Президента Российской Федерации Газпром активно продолжает реализацию проекта газоснабжения Камчатки. На Нижне-Квакчикском ГКМ 1 июля 2009 года начато бурение первой эксплуатационной скважины. В соответствии с графиком идет строительство газопровода Соболево – Петропавловск-Камчатский.

Большое положительное значение имело принятие Правительством Российской Федерации решения об укреплении ресурсной базы проекта, что создало предпосылки не только для стабильного и долгосрочного газоснабжения Камчатки, но и соседних регионов ДФО.

В 2009 году завершена вторая фаза проекта «Сахалин-2», в котором Газпром участвует в качестве ведущего акционера. В феврале введены в эксплуатацию магистральные нефте- и газопроводы общей протяженностью около 1600 км, начал работу первый в России завод по производству СПГ, в составе которого действуют две очереди по 4,8 млн. тонн сжиженного газа каждая. Первые партии СПГ отгружены потребителям стран АТР.

Данный проект явился пилотным для Газпрома на Сахалине. В настоящее время мы приступили к работам на новых объектах – ведем поисково-разведочное бурение на Киринском месторождении, выходим на Киринский, Восточно-Одоптинский и Аяшский блоки на шельфе Сахалина, лицензии на освоение которых мы получили в 2009 году.

Говоря о перспективах развития Сахалинского центра газодобычи, хотел бы подчеркнуть, что перспективы строительства 3-й очереди завода СПГ в Пригородном мы связываем с наращиванием ресурсной базы проекта «Сахалин-2». Будут активные ГРП, будет увеличение запасов газа на структурах, входящих в проект «Сахалин-2», будет и 3-я очередь завода по производству СПГ.

Что же касается газа по проекту «Сахалин-3», на структурах которого Газпром приступил в июле 2009 года к геолого-разведочным и поисковым работам, то газ этого проекта будет направлен потребителям Дальнего Востока России с 2014 года.

Формирование Якутского центра газодобычи – еще один важный элемент Восточной газовой програм-

мы. Его развитие будет осуществляться на базе Чаяндинского НГКМ, лицензию на разработку которого общество получило в сентябре 2008 года.

Получение первой нефти на этом месторождении планируется в 2014 году, ввод в разработку газовой залежи – в 2016 году.

Газпром уже приступил к разведочному бурению на месторождении с использованием местных геолого-разведочных и буровых организаций, выполняет проектные работы.

Дальнейшее развитие Якутского центра газодобычи связывается с освоением месторождений федерального значения – Среднеботуобинского, Тас-Юряхского, Верхневилочанского и др.

Якутский проект является комплексным – наряду с разведкой и обустройством месторождений нам предстоит строительство магистрального газопровода Якутия – Хабаровск – Владивосток, который на значительном протяжении пройдет в едином коридоре с нефтепроводом Восточная Сибирь – Тихий океан и в будущем будет объединен с ГТС Сахалин – Хабаровск – Владивосток. Тем самым якутский газ получит выход не только в южные районы Дальневосточного федерального округа, но и на экспорт.

К строительству этого газопровода мы приступим после завершения работ на первой очереди газопровода Сахалин – Хабаровск – Владивосток, при этом также будем продолжать использовать возможности местных подрядных организаций, предприятий машиностроения и строительных материалов.

Сложнокомпонентный состав газа якутских месторождений потребует создания газоперерабатывающих и газохимических производств. Особенно остро стоит вопрос извлечения, хранения, транспортировки и маркетинга гелия.

В настоящее время ОАО «Газпром» уже проводит соответствующие исследования, в том числе в партнерстве с зарубежными компаниями.

Формируемая Газпромом на востоке России газотранспортная система позволит вывести континентальный газ на побережье Тихого океана. Это создаст благоприятные условия для организации будущих поставок газа на экспорт из района Владивостока как в виде уже традиционного СПГ, так и в виде сжатого газа, который может быть более эффективен и конкурентоспособен на определенных направлениях и расстояниях. Тем самым в регионе сформируется еще один крупный газоэкспортный узел.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Д.А. Медведев. Начало рабочей встречи с заместителем Председателя Правительства РФ Игорем Сечиным. 18.07.2008, Московская область, Горки (http://kremlin.ru/appears/2008/07/18/1546_type63378_204284.shtml).
2. Материалы ОАО «Газпром». Официальный сайт ОАО «Газпром» – <http://www.gazprom.ru>.



3. Топливо-энергетический комплекс России: 2000–2007 годы (справочно-аналитический обзор) / под общ. ред. проф., д.т.н. В.В. Бушуева, д.э.н. А.М. Мастепанова, к.г.н. А.И. Громова. – М.: ИАЦ «Энергия», 2008.
4. Топливо-энергетический комплекс России: 2000–2008 годы (справочно-аналитический обзор) / под общ. ред. проф., д.т.н. В.В. Бушуева, д.э.н. А.М. Мастепанова, к.г.н. А.И. Громова. Институт энергетической стратегии (ГУ ИЭС). – М.: ИАЦ «Энергия», 2009. – 316 с.
5. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность (Нефтяной комплекс России). – М.: МГФ «Знание», 2000.
6. Никитин Б.А., Мерзоев Д.А. Освоение российского шельфа нефтегазовых месторождений // Нефть, газ и бизнес. 2000. №2.
7. Единая система газоснабжения. Проблемы перехода к рынку / под ред. Ю.И. Боксермана и В.А. Смирнова. – М., 1993.
8. Мастепанов А.М. Топливо-энергетический комплекс России на рубеже веков – состояние, проблемы и перспективы развития (справочно-аналитический сборник). – 2-е изд. – М.: Изд-во ИАЦ «Энергия», 2008. – 1028 с.