

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
ДИНАМИКА И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	4
ГАЗПРОМ В МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭКОНОМИКЕ РОССИИ	5
МИССИЯ И СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ ОАО «ГАЗПРОМ»	6
ГАЗПРОМ В РАЗВИТИИ, 2003–2007 гг.	10
Сырьевая база	10
Добыча углеводородов	32
Транспортировка и подземное хранение	36
Энергообеспечение технологических объектов ЕСГ	44
Технологическая связь и автоматизация управления технологическими процессами	45
Переработка углеводородов и производство продукции	46
Маркетинг	52
Основные зарубежные общества с участием Группы Газпром	57
Акционерный капитал, дивиденды, рыночные индикаторы	61
Корпоративная недвижимость	64
Инновационная деятельность	65
Энергосбережение	66
Персонал	67

ПРЕДИСЛОВИЕ

Справочник «Газпром в цифрах 2003–2007 гг.» является информационно-статистическим изданием, подготовленным к годовому Общему собранию акционеров ОАО «Газпром» в 2008 г. Его целью является представление акционерам и инвесторам информации о месте и роли *Газпрома* в мировом и российском топливно-энергетическом комплексе, а также сведений о деятельности *Группы* в 2003–2007 гг. Представленный материал дополняет и расширяет производственно-экономические показатели *Газпрома*, приведенные в Годовом отчете ОАО «Газпром» за 2007 г.

Справочник подготовлен на основе данных корпоративной отчетности ОАО «Газпром» (в том числе опубликованных в годовых отчетах, ежеквартальных отчетах эмитента, проспектах эмиссии облигаций), а также с использованием материалов, содержащихся в общепризнанных деловыми кругами российских и зарубежных информационных изданиях.

В настоящем справочнике используются термины, допущения и ограничения, примененные в Годовом отчете ОАО «Газпром» за 2007 г. В частности, наименование ОАО «Газпром» относится к головной компании *Группы* – Открытому акционерному обществу «Газпром». Под *Группой Газпром*, *Группой* или *Газпромом* следует понимать совокупность компаний, состоящую из ОАО «Газпром» и его дочерних обществ. Аналогичным образом под терминами *Группа Газпром нефть* и *Газпром нефть* подразумевается ОАО «Газпром нефть» и его дочерние общества, под термином *Сибур Холдинг* – ОАО «Сибур Холдинг» и его дочерние общества.

Приведенные в справочнике показатели деятельности *Газпрома* сформированы на основании принципов составления сводной бухгалтерской отчетности *Группы Газпром*, подготовленной в соответствии с российским законодательством. При этом ряд показателей деятельности ОАО «Газпром», его дочерних обществ приводятся в соответствии с принципами, используемыми при подготовке управленческой отчетности. В связи с различиями в методологии подготовки сводной и управленческой отчетности показатели, рассчитанные по данным методикам, могут быть несопоставимы.

ДИНАМИКА И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Анализ основных показателей развития мировой газовой промышленности в 2007 г. выявил ускорение роста мирового потребления газа с 1 % в 2006 г. до 2,5 % в 2007 г. (с 3 080 млрд м³ в 2006 г. до 3 157,9 млрд м³ в 2007 г. в пересчете на российские стандартные условия*).

В странах СНГ наблюдается тенденция стабилизации спроса на природный газ, что обусловлено переходом на коммерческие условия поставок российского газа в страны этого региона. Добыча газа в СНГ в 2007 г. возросла на 1,3 %, достигнув 850 млрд м³, что составляет 27 % от мировой добычи газа. При этом добыча газа в Азербайджане выросла на 47,1 %, в Казахстане – на 8,8 %, в Туркменистане – на 9 %. Добыча природного газа в Российской Федерации в 2007 г. составила 654 млрд м³, что на 2,2 млрд м³ меньше, чем в 2006 г. Незначительное снижение объема российской добычи (на 0,5 %) было обусловлено замедлением темпа роста потребления газа на внутреннем рынке (1,1 % в 2007 г. по сравнению с 3,2 % в 2006 г.) и снижением объема экспорта российского газа в европейские страны из-за аномально теплой зимы 2006/2007 гг. Однако на долю России пришлось около 77 % всего добываемого в СНГ газа, более 25 % всего мирового экспорта природного газа**.

В 2007 г. были полностью восстановлены добычные мощности Северо-Американского континента, сильно пострадавшие от урагана 2005 г. Общий объем добычи газа достиг 833,6 млрд м³, что позволило на 97 % покрыть потребности североамериканского рынка. Увеличились продажи газа промышленным потребителям. Самый высокий темп роста спроса на газ (более 6 %) на североамериканском рынке отмечен в электроэнергетике и жилищно-коммунальном секторе.

Единственным регионом мира, где не выявлена тенденция роста спроса на газ, является Европа. Из-за теплых зим на европейском рынке второй год подряд наблюдалось снижение объемов продаж природного газа в коммунально-бытовом секторе. По сравнению с предыдущим годом незначительно уменьшился спрос на газ промышленных потребителей, что было вызвано высоким уровнем цен на газ, сложившимся в 2007 г. в результате роста цен на нефть. Однако рост цен на газ не помешал росту его продаж в электроэнергетическом секторе, поскольку рост цен на уголь оказался еще более значительным.

Добыча газа в Европе продолжает падать (на 3,8 %) и снизилась в 2007 г. до 314 млрд м³. При этом 80 % газа, добываемого в Европе, приходится на трех крупнейших производителей – Норвегию, Великобританию и Нидерланды. Во всех добывающих странах региона, за исключением Норвегии, в 2007 г. было зафиксировано снижение объемов производства газа. Самое значительное абсолютное падение газодобычи (до 77 млрд м³) отмечено в Великобритании. Значительное снижение производства газа зафиксировано также в Италии (на 10,4%), Дании (на 11,9 %), Германии (на 8,5 %), Венгрии (на 13,3 %) и Румынии (на 4 %). В Нидерландах наблюдалось незначительное сокращение объемов газодобычи (на 1,2 %). Рост добычи газа в Норвегии (на 2,3 %) только частично компенсировал падение добычи газа в странах этого региона.

В Латинской Америке добыча природного газа выросла на 3,1 % и достигла 157 млрд м³, несмотря на снижение объемов производства в Аргентине, которое было компенсировано ростом добычи газа в Боливии (на 12,7 %), Колумбии (на 5,8 %), Тринидаде и Тобаго (на 7,1 %) и Перу (на 37,6 %).

В Юго-Восточной Азии, Океании и Австралии в 2007 г. наблюдался значительный темп прироста добычи газа (на 4,7 %). Добыча газа в регионе достигла уровня 412 млрд м³. Наиболее динамично развивалась газовая отрасль Китая, где в 2007 г. было добыто около 72 млрд м³, что на 16 % больше, чем в 2006 г. Другие страны, такие, как Австралия, Таиланд, Малайзия и Мьянма, также нарастили свою газодобычу. Падение производства в этом регионе было зафиксировано только в Индонезии. Значительный рост потребления газа в 2007 г. в регионе наблюдался в Китае (на 20,5 %) и Японии (на 8,5 %).

Неизменными темпами растет добыча газа в Африке (на 5,4 %), достигнув в 2007 г. уровня 210 млрд м³. Основной вклад в увеличение производства газа в этом регионе внесли Египет (рост на 5,1 %) и Нигерия (рост на 19,6 %).

На Ближнем Востоке добыча природного газа в 2007 г. выросла на 5 % и составила 380 млрд м³. Более половины прироста газодобычи пришлось на Катар (17,9 %).

Международная торговля природным газом возросла в 2007 г. до 968 млрд м³ (на 2 %), что составляет 30,7 % всего добываемого в мире газа. Почти половина импортируемого газа пришлось на Европу, 18 % – на Азию и 17 % – на Северную Америку. Доля сжиженного природного газа (СПГ) в глобальных газовых поставках увеличилась с 23,7 % до 25 %.

В целом в 2007 г. объемы международной торговли природным газом, поставляемым по трубопроводам, выросли незначительно (на 0,4 %), достигнув 726 млрд м³. В то же время объемы мировой торговли СПГ значительно увеличились (на 7,7 %) и составили 242 млрд м³. Основной прирост поставок СПГ пришелся на рынки Японии и США (на 7,5 и на 5,6 млрд м³ соответственно). Появилось два новых экспортёра СПГ – Экваториальная Гвинея и Норвегия.

* 2007 Natural Gas Year in Review. CEDIGAZ' First Estimates. Здесь и далее объемные показатели приведены к российским стандартным условиям.

** Рассчитано на основе данных Международного центра по природному газу «CEDIGAZ» и ОАО «Газпром».

ГАЗПРОМ В МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭКОНОМИКЕ РОССИИ

	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.
Доля в мировых запасах (на начало года), %*	15,93	15,77	16,10	16,02	16,30
Доля в мировой добыче газа, %*	19,02	18,59	18,52	18,05	17,37
Доля в мировом экспорте газа, %*	23,01	25,33	25,68	27,60	27,82
Вклад в формирование ВВП России, %	8,33	7,57	8,47	10,60	9,55
Доля контролируемых российских запасов газа, %	58,3	60,5	61,0	62,4	62,3
Доля в добыче газа в России, %**	88,29	87,33	86,61	84,72	84,27
Доля в добыче нефти и газового конденсата в России, %**	2,61	2,61	4,47	9,45	9,23
Протяженность распределительных газопроводов, обслуживаемых дочерними и зависимыми ГРО Газпрома, тыс. км	428	463	485	514	545
Количество квартир и домовладений, газоснабжение которых обеспечивает Газпром (природный и сжиженный газ), млн ед.	22,8	25,1	25,6	26,1	25,9
Количество коммунально-бытовых предприятий, газоснабжение которых обеспечивает Газпром (природный и сжиженный газ), тыс. ед.	132,8	149,2	159,8	173,4	181,8
Количество промышленных предприятий, газоснабжение которых обеспечивает Газпром (природный газ), тыс. ед.	12,2	13,7	14,6	15,9	16,2

* Рассчитано на основе данных Международного центра по природному газу «CEDIGAZ» и ОАО «Газпром». В расчетах добычи и экспорта использованы объемные показатели, приведенные к российским стандартным условиям.

** Рассчитано на основе данных Росстата и ОАО «Газпром».

МИССИЯ И СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ ОАО «ГАЗПРОМ»

ОАО «Газпром» видит свою миссию в максимально эффективном и сбалансированном газоснабжении потребителей Российской Федерации, выполнении с высокой степенью надежности долгосрочных контрактов по экспорту газа.

Стратегической целью является становление ОАО «Газпром» как лидера среди глобальных энергетических компаний посредством освоения новых рынков, диверсификации видов деятельности, обеспечения надежности поставок.

Стратегические целевые показатели ОАО «Газпром» на десятилетний период (утверждены Советом директоров ОАО «Газпром» в 2006 г.):

- положительный рост экономической прибыли;
- рентабельность используемого капитала – не менее 6 %;
- отношение заемного капитала к собственному – не более 40 %;
- объем валовой добычи природного газа – не менее 550 млрд м³ в год;
- объем продажи природного газа – не менее 490 млрд м³ в год;
- величина общих запасов – не менее 29 трлн м³ природного газа;
- коэффициент восполнения запасов – не менее 100 %.

Геолого-разведочные работы и добыча

Для удовлетворения потребностей внутреннего рынка, выполнения контрактных обязательств и международных соглашений по экспортным поставкам природного газа в соответствии с действующей Энергетической стратегией России на *Газпром* возложена задача обеспечить добычу газа в объеме не менее

- 580–590 млрд м³ к 2020 г.:
 - до 2010 г. – за счет ввода дополнительных мощностей на действующих месторождениях и ввода в эксплуатацию новых месторождений Надым-Пур-Тазовского региона, расположенных вблизи действующих объектов инфраструктуры, что предопределяет экономическую эффективность их разработки;
 - после 2010 г. – за счет освоения новых стратегических районов газодобычи на полуострове Ямал, шельфе арктических морей, включая акватории Обской и Тазовской губ., на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири.

Изучается новое перспективное направление по извлечению метана из угольных пластов. По предварительным оценкам, прогнозные годовые объемы добычи Кузбасского бассейна – крупнейшего метаноугольного бассейна мира – могут составить до 20 млрд м³ после 2020 г.

Стратегия развития нефтяного бизнеса *Группы Газпром* предусматривает рост годовой добычи нефти до

- 90–100 млн т к 2020 г.
 - за счет поэтапного вовлечения в эксплуатацию всех разведанных месторождений *Газпром нефти* (с учетом принадлежащих ОАО «Газпром нефть» 50 % акций ОАО «НГК «Славнефть» и ОАО «Томскнефть»), расширения ресурсной базы в результате ввода в эксплуатацию нефтяных месторождений, находящихся на балансе других компаний *Группы Газпром*, а также приобретения новых лицензий.

Газпром нацелен на построение цепочки от добычи до сбыта углеводородов на новых рынках за пределами России. В рамках данной стратегии *Группа* ведет геолого-разведочные работы (ГРП) на шельфах Венесуэлы, Вьетнама, Индии, Каспийского моря, а также в странах Центральной Азии и в Ливии; изучает возможность участия в нефтегазовых проектах в Алжире, Боливии, Египте, Пакистане.

Транспортировка газа

Для обеспечения надежности поставок на внутренний рынок растущих объемов добываемого *Группой* газа и для выполнения контрактных экспортных обязательств *Газпром* реализует проекты по строительству новых транспортных мощностей. Одним из важных факторов, влияющих на приоритетность выбора осваиваемых месторождений, является эффективность поставок газа, определяемая в основном объемом затрат на развитие газотранспортной системы (ГТС), обладающей значительной капиталоемкостью. Порядок ввода новых мощностей в транспорте газа на долгосрочную перспективу определяется с учетом ожидаемых сроков их эффективной загрузки и обеспечения оптимальной производительности действующей ГТС.

Приоритетными в настоящее время являются такие газотранспортные проекты, как:

- СРТО – Торжок,
- Грязовец – Выборг,
- «Северный поток»,
- расширение Уренгойского газотранспортного узла.

Следующими крупными проектами, планируемыми к вводу в эксплуатацию после 2010 г., станут:

- система магистральных газопроводов Бованенково – Ухта и Ухта – Торжок;
- газопровод Мурманск – Волхов;
- газопровод «Южный поток».

Также *Газпром* продолжит участвовать в развитии ГТС в Центральной Азии.

Среди долгосрочных задач – развитие Единой системы газоснабжения (ЕСГ) на Востоке России. В настоящее время создается ГТС Сахалин – Хабаровск – Владивосток, развиваются газотранспортные проекты в Иркутской области и Камчатском крае.

Переработка

Газпром намерен наращивать производство продукции переработки углеводородов, увеличивать глубину переработки углеводородного сырья с максимальным извлечением ценных компонентов, повышать экономическую эффективность и экологическую безопасность перерабатывающих предприятий. Для решения данной задачи намечено проведение технического перевооружения и реконструкция действующих перерабатывающих заводов.

В начале 2008 г. Совет директоров ОАО «Газпром» одобрил стратегию развития газохимического и газоперерабатывающего комплексов. Планируется реализация новых газоперерабатывающих и газохимических проектов на базе месторождений в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке.

Перерабатывающие мощности *Газпром нефти* значительно усилили нефтеперерабатывающий сегмент *Группы*. Объем переработки нефти планируется увеличить к 2020 г. до уровня 70-80 млн т.

На основании государственной стратегии по увеличению доли перерабатывающих отраслей и снижению воздействия промышленных предприятий на окружающую среду в *Газпроме* разработана программа мероприятий по повышению эффективности использования попутного нефтяного газа (ПНГ). К 2011 г. планируется довести степень утилизации ПНГ в *Группе* до 95 % против 50 % в 2007 г.

Газпромом рассматривается возможность производства синтетических жидких топлив (СЖТ) с использованием технологии «газ-в-жидкость». Создание индустрии СЖТ позволит диверсифицировать деятельность *Группы* за счет производства экспортно-ориентированных высококачественных моторных топлив и нефтехимического сырья, снизить затраты на транспорт энергоносителей с отдаленных труднодоступных месторождений, а также использовать в переработке ресурсы низконапорного газа.

Маркетинг и сбыт

Маркетинг газа, поставляемого по газопроводам

На внутреннем рынке стратегия *Газпрома* заключается в обеспечении бесперебойного газоснабжения страны при увеличении рентабельности продаж.

Из всех видов топливных ресурсов государство на внутреннем рынке регулирует цены только на природный газ, добытый *Группой*. Позиция *Газпрома* во взаимодействии с государственными органами в области выработки стратегии развития российского газового рынка заключается в сокращении регулируемого и соответствующем расширении нерегулируемого секторов с формированием трехсекторной структуры оптового рынка.

Приоритетами стратегии развития внутреннего рынка газа являются:

- переход от регулирования оптовых цен на газ к регулированию тарифов на услуги по его транспортировке по магистральным трубопроводам для всех поставщиков (отнесены к сфере деятельности субъектов естественных монополий) при сохранении государственного регулирования цен в секторе поставок газа населению; сохранение государственного регулирования тарифов на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям;
- формирование сектора торговли газом по договорным ценам, определяемым с использованием формулы цены, в том числе в долгосрочных договорах. Данный сектор с 2011 г. должен стать основным по объемам реализации газа. В соответствии с решением Правительства Российской Федерации планируется поэтапно довести внутренние цены на газ до уровня, обеспечивающего равную доходность от поставок газа на внешний и внутренний рынки (с учетом стоимости транспортировки и таможенных пошлин);
- расширение электронной и организация биржевой торговли газом.

Такая модель российского рынка газа позволит осуществлять надежное газоснабжение различных категорий потребителей по диверсифицированным ценам, будет способствовать формированию оптимальных ценовых пропорций стоимости газа и альтернативных видов топлива, повысит эффективность использования газа за счет энергосбережения.

Задачами *Газпрома* на европейском рынке являются:

- сохранение лидирующих позиций и обеспечение надежного газоснабжения;
- повышение эффективности реализации природного газа за счет участия в сегментах распределения газа, производства электроэнергии и выхода на конечного потребителя.

Достичь эти цели планируется посредством развития отношений с традиционными покупателями на основе долгосрочных контрактов, использования новых форм торговли на основе краткосрочных и среднесрочных продаж, а также разменных операций и разовых сделок. С целью укрепления позиций на европейском рынке природного газа, повышения надежности и гибкости поставок *Газпром* намерен во всё большей степени использовать мощности подземного хранения газа в Европе и расширять участие в акционерном капитале компаний, специализирующихся на продажах газа, а также электроэнергии конечным потребителям.

В странах СНГ и Балтии важными элементами стратегии являются:

- сохранение доминирующей позиции российского газа в энергетике стран СНГ и Балтии;
- корректировка действующих соглашений с целью перехода на контрактные условия и ценовые механизмы, аналогичные действующим в европейских странах.

Газпром стремится к осуществлению постепенного перехода на экономически обоснованные ценовые уровни со странами региона и увеличению доступа к конечным потребителям путем участия в приватизации энергетических объектов. Как ожидается, это позволит минимизировать транзитные риски *Группы*.

С целью обеспечения возможности маневра при определении этапов освоения месторождений в новых газодобывающих регионах на территории России *Газпром* стремится развивать сотрудничество в сфере освоения запасов газа, модернизации и развития ГТС в центральноазиатских странах. Газовые ресурсы Центральной Азии дают возможность выхода на новые рынки сбыта при сохранении надежности поставок традиционным потребителям.

Маркетинг СПГ

Одним из приоритетных направлений развития продаж на зарубежных рынках является постепенное развитие производства и морской транспортировки СПГ. С 2005 г. *Газпромом* осуществляются разовые сделки с СПГ с использованием разменных операций «СПГ – газ, поставляемый по трубопроводам». В дальнейшем планируется наращивать объемы краткосрочной торговли и развивать среднесрочные операции по размену газа, поставляемого по трубопроводам, на СПГ в Европе.

Для опережающего выхода на рынок СПГ используются возможности вхождения в уже действующие СПГ-проекты. В 2007 г. *Газпром* вошел в проект «Сахалин-2». На следующем этапе реализации стратегии планируется организовать самостоятельное производство СПГ в России и других странах, обеспечив при этом самостоятельный маркетинг этого продукта. Предусматривается, что Штокмановское месторождение наряду с поставкой газа в газопровод «Северный поток» будет обеспечивать газом производство СПГ. Основными рынками продаж СПГ будут страны Азиатско-Тихоокеанского региона, США, страны Европы.

Маркетинг нефти и нефтепродуктов

В данной области *Группа* реализует стратегию, которая позволит сбалансированно использовать свои нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие мощности и мощности по экспорту для реализации нефти и нефтепродуктов. Реализация продуктов нефтепереработки осуществляется в том числе через развитую сеть автозаправочных станций (АЗС), как на территории России, так и за рубежом. Объем продаж нефтепродуктов через собственную розничную сеть планируется довести к 2020 г. до 12 млн т в год. Расширение розничной сети запланировано до уровня 5,0-5,5 тыс. АЗС.

Электроэнергетика

Усиление присутствия в электроэнергетическом секторе увеличит в долгосрочной перспективе устойчивость бизнеса и принесет *Группе* дополнительные доходы.

Стратегическими целями в электроэнергетике являются:

- диверсификация рисков тарифного регулирования;
- оптимизация топливного баланса России;
- достижение синергетического эффекта от совмещения газового и электроэнергетического видов бизнеса.

Реформа электроэнергетики России предоставила возможность приобретения электрогенерирующих мощностей ОАО РАО «ЕЭС России», которые выделяются в территориальные генерирующие компании (ТГК) и оптовые генерирующие компании (ОГК). *Группа Газпром* уже консолидировала контрольный пакет акций ОАО «Мосэнерго» и планирует получить контроль над ОАО «ТГК-1», ОАО «ОГК-2» и ОАО «ОГК-6», а также меньшие доли участия в капитале ряда других генерирующих компаний, образованных в ходе реформирования электроэнергетики в России.

Газпромом изучаются возможности инвестирования в европейские электроэнергетические активы с целью повышения эффективности деятельности *Группы* и укрепления позиций на энергетических рынках стран Европы. Будет продолжено сотрудничество с энергоснабжающими компаниями, обладающими клиентской базой и комплексом технологий, которые помогут увеличить присутствие *Группы* на международном рынке электроэнергии.

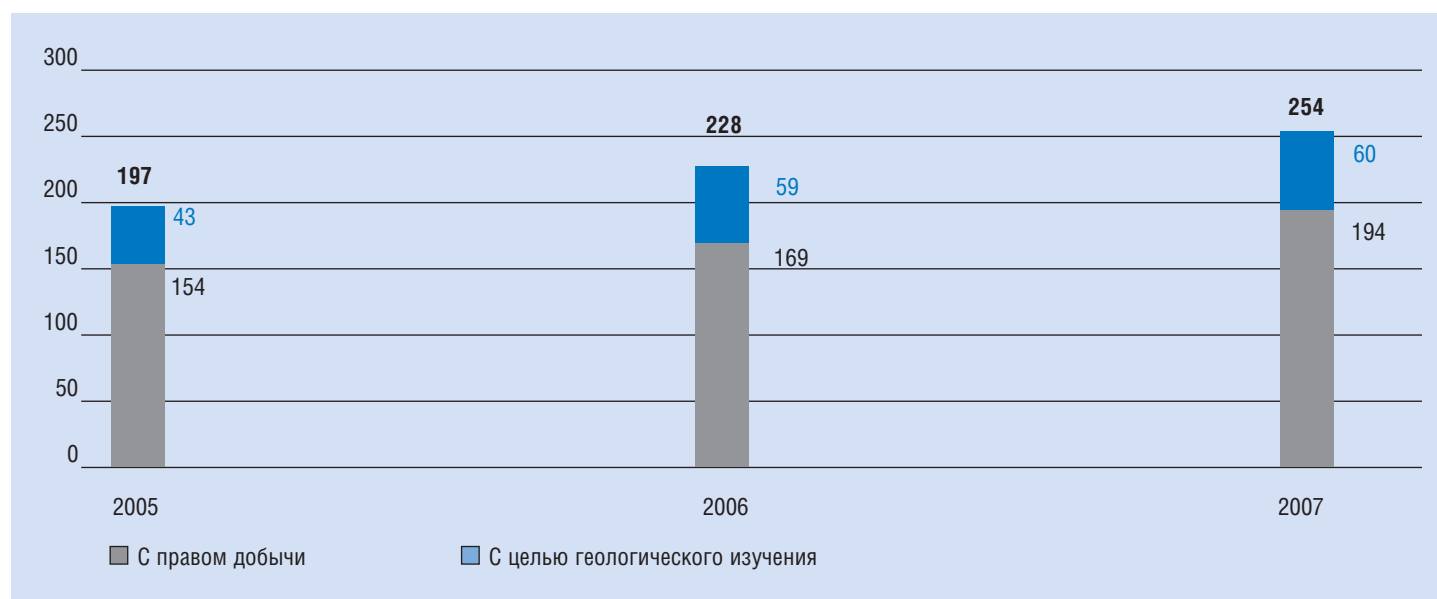
ГАЗПРОМ В РАЗВИТИИ, 2003–2007 гг.

СЫРЬЕВАЯ БАЗА

Лицензии

Разведка и добыча сырьевых ресурсов в Российской Федерации подлежит государственному лицензированию. Основная часть лицензий на поиск, разведку и добычу углеводородов *Группы Газпром* была получена в 1993–1996 гг. в соответствии с Федеральным законом «О недрах». Срок действия большей части лицензий истекает после 2012 г. Поскольку держатели лицензий *Группы Газпром* выполняют основные условия лицензионных соглашений, они имеют право на продление действующих лицензий для завершения поиска или разработки месторождений. *Газпром* планирует продлевать свои лицензии на период до завершения рентабельной разработки месторождений.

**Количество лицензий Группы Газпром
на поиск, разведку и добычу углеводородного сырья по типам, ед.**



Лицензии Группы Газпром на поиск, разведку и добычу углеводородного сырья по состоянию на 31.12.2007 г.

Общество – держатель лицензии	Лицензии, ед.			Всего
	С целью поиска, разведки и добычи углеводородов	С целью разведки и добычи углеводородов	С целью геологического изучения	
ОАО «Газпром»	13 (1)	4	17 (10)	34 (11)
ООО «Газпром добыча Астрахань» (ранее – ООО «Астраханьгазпром»)	1	1	–	2
ООО «Газпром трансгаз Махачкала» (ранее – ООО «Каспийгазпром»)	3	–	3	6
ООО «Кавказтрансгаз»	–	13	3	16
ООО «Кубаньгазпром»	3	35	1	39
ООО «Газпром добыча Надым» (ранее – ООО «Надымгазпром»)	2	7	5	14
ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (ранее – ООО «Ноябрьскгаздобыча»)	2	5	1	8
ООО «Пургаздобыча»	1	–	–	1
ООО «Газпром добыча Оренбург» (ранее – ООО «Оренбурггазпром»)	1	2	10	13
ООО «Газпром переработка»	–	5	5	10
ООО «Газпром трансгаз Сургут» (ранее – ООО «Сургутгазпром»)	1	1	–	2
ООО «Газпром трансгаз Югорск» (ранее – ООО «Тюментрасгаз»)	–	3	–	3
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» (ранее – ООО «Уралтрансгаз»)	–	–	1	1
ООО «Газпром добыча Уренгой» (ранее – ООО «Уренгойгазпром»)	–	4	–	4
ООО «Газпром добыча Ямбург» (ранее – ООО «Ямбурггаздобыча»)	1	4	–	5
ОАО «Севернефтегазпром»	–	1	–	1
ОАО «Востокгазпром»	3	–	–	3
ООО «Севморнефтегаз»	–	2	–	2
ЗАО «Стимул»	–	1	–	1
ОАО «Томскгазпром»	–	5	–	5
ОАО «Сервиснефтегаз»	1	1	–	2
ОАО «Уралнефть»	2	–	–	2
ОАО «Красноярскгазпром»	–	–	1	1
ООО «Красноярскгаздобыча»	2	1	1	4
ЗАО «Пургаз»	–	1	–	1
Группа Газпром (Ю.К.) Лимитед	2 (2)	–	–	2(2)
ОАО «Калмгаз»	–	3	–	3
ООО «Геологопромысловая Компания Кузнецк»	1	–	–	1
<i>Группа Газпром нефть</i>	15	41	12	68
Итого	54	140	60	254

Примечание: В скобках указаны лицензии на право пользования участками недр за пределами Российской Федерации.

Лицензии зависимых обществ на поиск, разведку и добычу углеводородного сырья по состоянию на 31.12.2007 г.

Общество – держатель лицензии	Лицензии, ед.			Всего
	С целью поиска, разведки и добычи углеводородов	С целью разведки и добычи углеводородов	С целью геологического изучения	
ЗАО «Печорнефтегазпром»	–	4	–	4
ООО «Центркаспнефтегаз»	–	–	1	1
ОАО «Уралнефтегазпром»	–	6	–	6
ЗАО «Нортгаз»	–	1	–	1
ООО «Каспийская НК»	–	–	1	1
ОАО «Южная нефтяная компания»	2	–	–	2
ОАО «НГК Славнефть»	11	27	1	39
ОАО «Томскнефть» ВНК	1	32	–	33
ОАО «Сибнефтегаз»	1	3	–	4
«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»	2	–	–	2
Итого	17	73	3	93

Лицензии Группы Газпром на основные месторождения углеводородов и год окончания их действия

Общество – держатель лицензии	Наименование месторождения	Тип месторождения	Год окончания действия лицензии
ОАО «Газпром»	Северо-Пуровское	газоконденсатное	2026
	Западно-Астраханское	газоконденсатное	2024
	Долгинское	нефтяное	2025
	Северо-Каменномысское	газовое	2026
	Каменномысское-море	газовое	2026
	Обское	газовое	2026
	Чиканское	газоконденсатное	2028
ООО «Газпром добыча Астрахань»	Астраханское	газоконденсатное	2019
ООО «Газпром добыча Надым»	Медвежье	нефтегазоконденсатное	2018
	Юбилейное	нефтегазоконденсатное	2018
	Ямсовейское	газоконденсатное	2018
	Харасавэйское	газоконденсатное	2019
	Бованенковское	нефтегазоконденсатное	2018
	Новопортовское	нефтегазоконденсатное	2019
	Новопортовское	нефтегазоконденсатное	2019
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	Вынгапуровское (сеноман)	газовое	2012
	Комсомольское (сеноман)	газовое	2012
	Еты-Пуровское (сеноман)	газовое	2014
	Вынгайхинское (сеноман)	газовое	2019
ООО «Газпром добыча Оренбург»	Оренбургское	нефтегазоконденсатное	2018
ООО «Пургаздобыча»	Западно-Таркосалинское	нефтегазоконденсатное	2018
ООО «Газпром переработка»	Вуктыльское	нефтегазоконденсатное	2016
ОАО «Севернефтегазпром»	Южно-Русское	нефтегазоконденсатное	2018
ЗАО «Стимул»	Оренбургское (восточная часть)	нефтегазоконденсатное	2018
ООО «Газпром добыча Уренгой»	Уренгойское	нефтегазоконденсатное	2013
	Ен-Яхинское	нефтегазоконденсатное	2013
	Северо-Уренгойское (сеноман)	газовое	2013
	Песцовое	нефтегазоконденсатное	2019
	Северо-Самбургское	нефтяное	2027

ООО «Газпром добыча Ямбург»	Ямбургское	нефтегазоконденсатное	2018
	Заполярье	нефтегазоконденсатное	2018
	Тазовское	нефтегазоконденсатное	2025
ОАО «Томскгазпром»	Мыльджинское	газоконденсатное	2019
ООО «Красноярскгаздобыча»	Собинское	нефтегазоконденсатное	2028
ООО «Севморнефтегаз»	Штокмановское	газоконденсатное	2043
	Приразломное	нефтяное	2043
ЗАО «Пургаз»	Губкинское (сеноман)	газовое	2014
Группа Газпром нефть	Муравленковское	газонефтяное	2013
	Новогоднее	газонефтяное	2013
	Приобское (южная часть)	нефтяное	2013
	Спорышевское	нефтяное	2047
	Сугмутское	нефтяное	2050
	Суторминское	нефтегазоконденсатное	2013
	Вынгапуровское (Ямало-Ненецкий АО)	нефтегазоконденсатное	2013
	Вынгапуровское (Ханты-Мансийский АО)		2014
	Вынгаяхинское	газонефтяное	2013

Геологоразведка

Группа Газпром реализует проекты по разведке углеводородов в России и за рубежом. Основная деятельность осуществляется на территории шести федеральных округов Российской Федерации: Уральского (Ямало-Ненецкий, Ханты-Мансийский автономные округа, Свердловская область), Северо-Западного (Ненецкий автономный округ, Республика Коми), Южного (Астраханская область, Краснодарский и Ставропольский края), Приволжского (Оренбургская область), Сибирского (Томская область, Красноярский край, Иркутская область), Дальневосточного (Чукотка, Таймыр). За рубежом Газпром участвует в проектах в странах Центральной Азии, Индии, Вьетнаме, Венесуэле, Ливии.

Для восполнения запасов углеводородов Газпром продолжает реализацию Программы развития минерально-сырьевой базы до 2030 г., в которой определены основные направления ГРП и лицензионной политики Группы (без учета Газпром нефти) в России.

Программой предусмотрено:

- сохранение паритета между приростом запасов и добычей углеводородного сырья в период до 2010 г. и обеспечение расширенного воспроизводства запасов в дальнейшей перспективе;
- проведение работ по геологическому изучению недр в районах с развитой газодобычей (Надым-Пур-Тазовский регион, Прикаспийская нефтегазоносная провинция) и освоение новых газоносных районов (полуостров Ямал, шельф арктических морей, Восточная Сибирь и Дальний Восток);
- прирост запасов в период 2002–2030 гг. в объеме 23,5 трлн м³ газа, 3,4 млрд т конденсата и нефти.

В ходе реализации Программы в 2002–2007 гг. прирост запасов углеводородов по результатам проведения ГРП составил 3,2 млрд т у. т.

Основные показатели ГРП на территории России

	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.
Разведочное бурение, тыс. м	79,5	130,6	149,4	182,2	212,4
Сейсморазведка 2 D, тыс. пог. км	10,0	8,3	10,4	9,6	6,5
Сейсморазведка 3 D, тыс. км ²	2,3	2,3	3,2	7,9	5,8
Прирост запасов газа за счет ГРП, млрд м ³	426,8	378,1	583,4	590,9	592,1
Прирост запасов нефти и конденсата за счет ГРП, млн т	9,6	17,2	33,0	58,8	29,6
Эффективность бурения, т у. т. / м	5 865,6	3 157,3	4 522,4	3 656,2	2 995,2

Месторождения, открытые Группой Газпром на территории России в 2003–2007 гг.

Наименование месторождения	Местоположение	Тип месторождения	Год постановки на баланс
Обское	Карское море	газовое	2003
Каменномысское-море	Карское море	газовое	2003
Черноерковское	Краснодарский край	нефтегазоконденсатное	2003
Восточно-Прибрежное	Краснодарский край	нефтегазоконденсатное	2003
Средне-Прибрежное	Краснодарский край	нефтегазоконденсатное	2003
Южно-Гриневское	Краснодарский край	газовое	2003
Свободненское	Краснодарский край	газовое	2003
Ленское	Ямало-Ненецкий АО	нефтяное	2003
Средне-Надымское	Ямало-Ненецкий АО	нефтяное	2003
Южно-Песцовое	Ямало-Ненецкий АО	газоконденсатное	2003
Гречаное	Краснодарский край	газовое	2004
Южно-Черноерковское	Краснодарский край	нефтяное	2004
Песчаное	Краснодарский край	нефтегазоконденсатное	2004
Западно-Казачье	Краснодарский край	газовое	2004
Беряμβинское	Красноярский край	газоконденсатное	2004
Нинельское	Ямало-Ненецкий АО	нефтяное	2005
Чугорьяхинское	Карское море	газоконденсатное	2005
Восточно-Песчаное	Оренбургская область	нефтяное	2005
Северо-Югидское	Республика Коми	нефтегазоконденсатное	2005
Западно-Астраханское	Астраханская область	газоконденсатное	2005
Чиканское	Иркутская область	газоконденсатное	2006
Акобинское	Оренбургская область	газоконденсатное	2006
Кармалиновское	Ставропольский край	газоконденсатное	2006
Южно-Ноябрьское	Ямало-Ненецкий АО	нефтяное	2006
Кутымское	Ямало-Ненецкий АО	нефтегазоконденсатное	2007
Западно-Песцовое	Ямало-Ненецкий АО	нефтегазоконденсатное	2007
Воргенское	Ямало-Ненецкий АО	нефтяное	2007
Южно-Карасевское	Ямало-Ненецкий АО	газоконденсатное	2007

Запасы

Основные различия в оценке запасов по международным и российским стандартам

Оценка запасов углеводородов *Газпрома* осуществляется как в соответствии с российской системой классификации запасов, так и в соответствии с международными методиками, разработанными в рамках «Системы управления углеводородными ресурсами» (Petroleum Resources Management System) – стандарты PRMS и Комиссии США по ценным бумагам и биржам (Securities and Exchange Commission) – стандарты SEC. Система PRMS была утверждена в марте 2007 г. Обществом инженеров-нефтяников (SPE), Всемирным нефтяным советом, Американской ассоциацией геологов-нефтяников и Обществом инженеров по оценке нефти и газа. Система PRMS, являющаяся новым международным стандартом оценки запасов, заменила определения SPE, вышедшие в 1997 г.

С 1997 г. международный аудит запасов *Газпрома* проводят независимые инжиниринговые компании.

Российская система классификации запасов существенно отличается от международных стандартов, в первую очередь, в отношении учета экономико-коммерческих факторов при подсчете запасов.

Российская классификация запасов

Российская классификация запасов базируется исключительно на анализе геологических показателей и учитывает фактическое наличие углеводородов в геологических формациях или вероятность такого фактического наличия. Разведанные запасы представлены категориями «А», «В» и «С1», предварительно оцененные запасы – категорией «С2», перспективные ресурсы – категорией «С3» и прогнозные ресурсы – категориями «D1» и «D2».

Согласно российской классификации разведанные запасы газа категорий «А», «В» и «С1» считаются полностью извлекаемыми. Для запасов нефти и газового конденсата предусмотрен коэффициент извлечения, рассчитанный на основе геолого-технологических факторов.

Запасы категории «А» рассчитываются для части разбуренной залежи в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождения нефти или газа. Они представляют собой запасы, проанализированные в существенных деталях.

Запасы категории «В» представляют запасы части залежи, содержание нефти или газа в которой было определено на основании полученных промышленных притоков в скважинах на различных гипсометрических отметках. Основные характеристики и особенности залежи, определяющие условия ее разработки, изучены в степени, достаточной для составления проекта разработки.

Запасы категории «С1» представляют запасы залежи, для которой было определено содержание нефти или газа на основе промышленных притоков нефти или газа в скважинах и положительных результатов ГПП на неопробованных скважинах. Запасы категории «С1» рассчитываются на основе результатов бурения и геофизических исследований скважин, которые должны быть изучены в деталях для подготовки проекта по опытно-промышленной эксплуатации газовых месторождений или технологической схемы разработки нефтяных месторождений.

Запасы *Газпрома* категории «доказанные» (proved) подсчитываются в соответствии с международными стандартами SEC, а запасы категорий «вероятные» (probable) и «возможные» (possible) – в соответствии с международными стандартами PRMS.

Международные стандарты PRMS

Международные стандарты PRMS при оценке извлекаемых запасов учитывают не только наличие углеводородов в данной геологической формации, но и промышленную целесообразность извлечения запасов. Во внимание принимаются такие факторы, как затраты на разведку и бурение, добычу, транспортировку, налоги, текущие цены на углеводороды и прочие факторы, которые влияют на экономическую жизнеспособность данного месторождения.

В соответствии с международными стандартами PRMS запасы классифицируются как «доказанные», «вероятные» и «возможные».

Доказанные запасы представляют собой запасы, о наличии которых получено подтверждение с высокой степенью уверенности посредством анализа истории разработки и/или анализа объемного метода на основе геологических и инженерных данных. Доказанные запасы имеют более чем 90%-ную вероятность добычи, основаны на доступных свидетельствах и учитывают технические и экономические факторы.

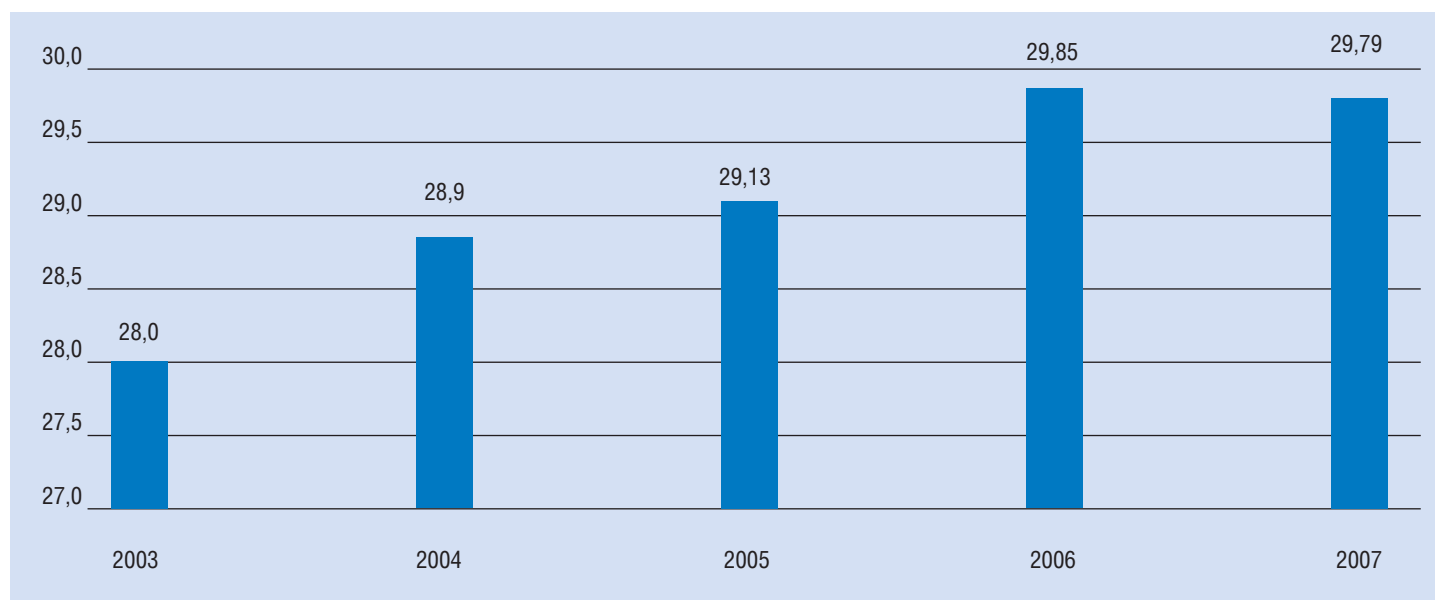
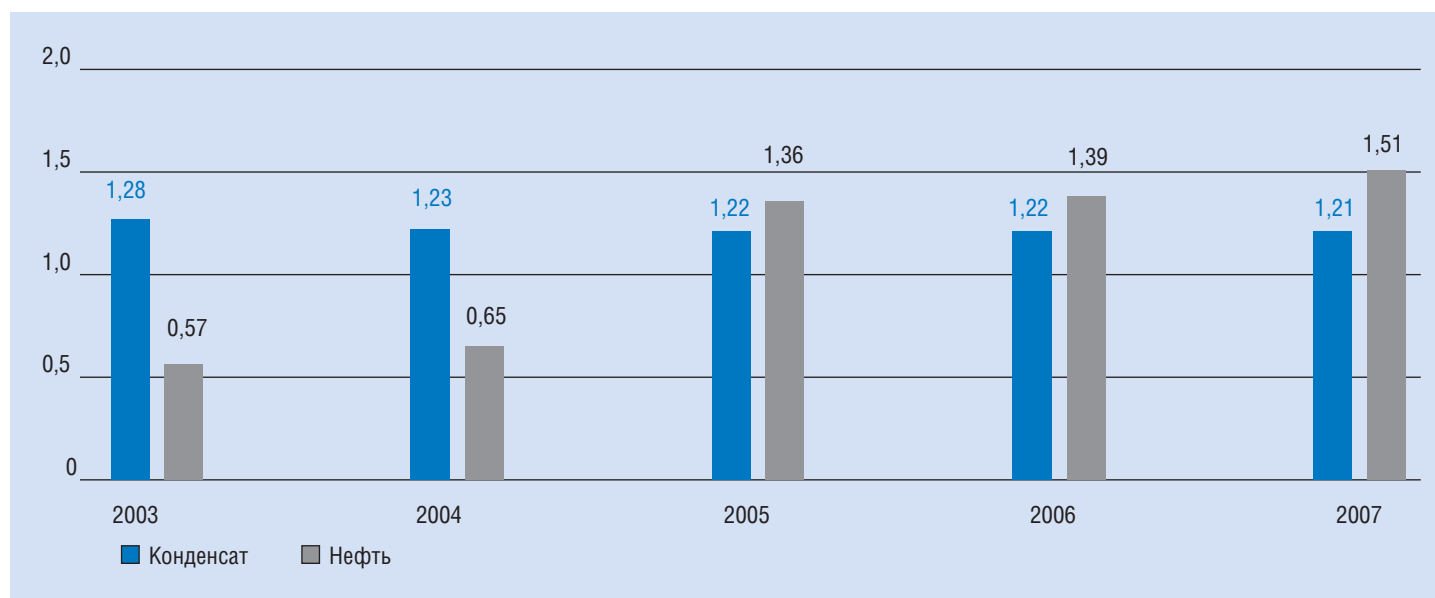
Вероятные запасы представляют собой запасы, наличие в которых углеводородов в геологической структуре определяется с меньшей степенью определенности, поскольку меньшее количество скважин было пробурено и/или некоторые эксплуатационные тесты не были проведены. Вероятные запасы имеют более чем 50%-ную вероятность добычи, основаны на доступных свидетельствах и учитывают технические и экономические факторы.

Оценка доказанных и вероятных запасов природного газа безусловно сопряжена с наличием многочисленных неопределенностей. Точность какой-либо оценки запасов зависит от качества доступной информации, а также инженерных и геологических трактовок. С учетом результатов бурения, тестирования и добычи после даты проведения аудита запасы могут быть в значительной степени пересчитаны в меньшую или большую стороны. Изменения цен на природный газ, газовый конденсат и нефть могут также воздействовать на оценку доказанных и вероятных запасов, а также на будущую чистую выручку и настоящую чистую стоимость, поскольку запасы оцениваются на основе цен и издержек на дату проведения аудита.

Различия между стандартами PRMS и SEC

- Достоверность наличия. Согласно стандартам PRMS неразбатываемые запасы, находящиеся на расстоянии более одного стандартно определенного расстояния между скважинами от действующей промышленно добывающей скважины, могут быть классифицированы как доказанные, если есть «целесообразная уверенность» в том, что они существуют. Согласно положениям SEC должно быть «продемонстрировано с уверенностью», что запасы есть, прежде чем они могут попасть в категорию доказанных.
- Срок действия лицензии. Согласно стандартам PRMS доказанные запасы прогнозируются на срок рентабельной разработки месторождения. Согласно стандартам SEC запасы нефти и газа не могут быть классифицированы как доказанные, если они будут извлечены после окончания срока действия лицензии, за исключением случаев, когда владелец лицензии имеет право возобновить ее действие, подтверждаемое показательными историческими фактами такого возобновления лицензий. Федеральным законом «О недрах» предусмотрено, что владелец лицензии может подать запрос на продление существующей лицензии, если после окончания первоначального срока ее действия сохраняются извлекаемые запасы, при условии, что владелец лицензии выполняет основные условия лицензионного соглашения.

Газпром готовит и предоставляет на утверждение государственным органам проекты разработки месторождений на основании срока рентабельной разработки месторождения даже в тех случаях, когда срок рентабельной разработки превышает первоначальный срок действия лицензии. *Газпром* соблюдает все основные условия лицензионного соглашения и имеет право продлить сроки существующих лицензий на полный срок рентабельной разработки месторождений после окончания первоначального срока действия этих лицензий. Тем не менее отсутствие безусловного юридического права на возобновление лицензий и существенного числа показательных исторических подтверждений таких возобновлений не позволяет с должной уверенностью заключить, что извлекаемые запасы, которые *Газпром* планирует разбатывать после истечения текущего срока лицензии, могут быть отнесены к категории «доказанные» запасы по стандартам SEC. Эксперты SEC не предоставили четких указаний по поводу того, могут ли в данных обстоятельствах эти извлекаемые запасы рассматриваться как «доказанные» в соответствии со стандартами SEC.

Динамика запасов природного газа категорий А+В+С₁ Группы Газпром, трлн м³Динамика запасов жидких углеводородов категорий А+В+С₁ Группы Газпром, млрд т

Запасы углеводородного сырья Группы Газпром, прошедшие международный аудит

31.12.2003 г.			31.12.2004 г.		31.12.2005 г.		31.12.2006 г.		31.12.2007 г.	
Запасы, прошедшие оценку по международным стандартам	Запасы категорий А+В+С ₁ , включенные в аудит	Оценка по международным стандартам*	Запасы категорий А+В+С ₁ , включенные в аудит	Оценка по международным стандартам*	Запасы категорий А+В+С ₁ , включенные в аудит	Оценка по международным стандартам*	Запасы категорий А+В+С ₁ , включенные в аудит	Оценка по международным стандартам*	Запасы категорий А+В+С ₁ , включенные в аудит	Оценка по международным стандартам*
<i>Запасы Группы Газпром без учета Газпром нефти</i>										
Природный газ, трлн м ³	25,3	18,5	27,7	20,9	27,6	20,66	27,8	20,73	28,3	20,82
Газовый конденсат, млн т	1 142,7	588,2	1 095,2	654,84	1 094,3	692,6	1 096,3	658,99	1 092	686,1
Нефть, млн т	383,9	132,5	496,2	235,96	565,2	299,5	585,4	290,88	591,81	286,9
<i>Запасы Газпром нефти</i>										
Нефть, млн т	–	–	–	–	699,96	932,2	723,1	775,6	818,9	845,6
Природный газ, трлн м ³	–	–	–	–	–	0,15	–	0,03	–	0,022

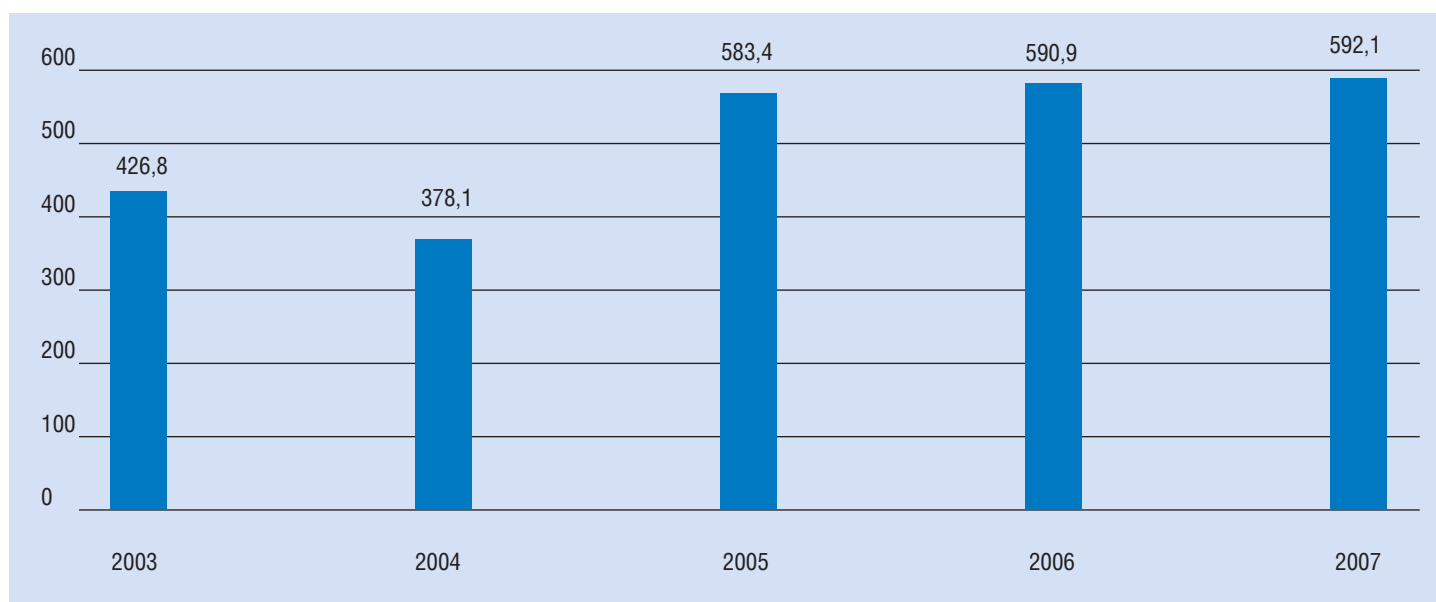
* Доказанные и вероятные запасы.

Запасы природного газа категорий А+В+С₁ основных месторождений Газпрома по состоянию на 31.12.2007 г.

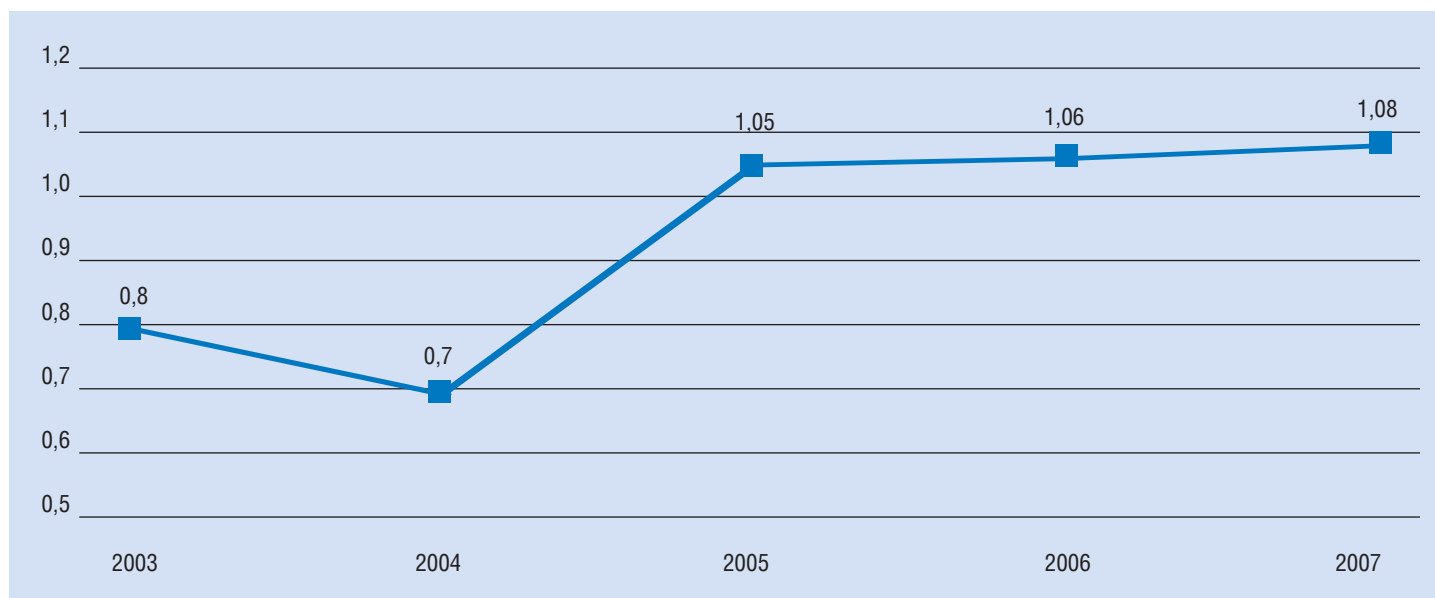
Распределение запасов природного газа Группы Газпром в России по состоянию на 31.12.2007 г., %



Прирост запасов природного газа по результатам ГРП, млрд м³



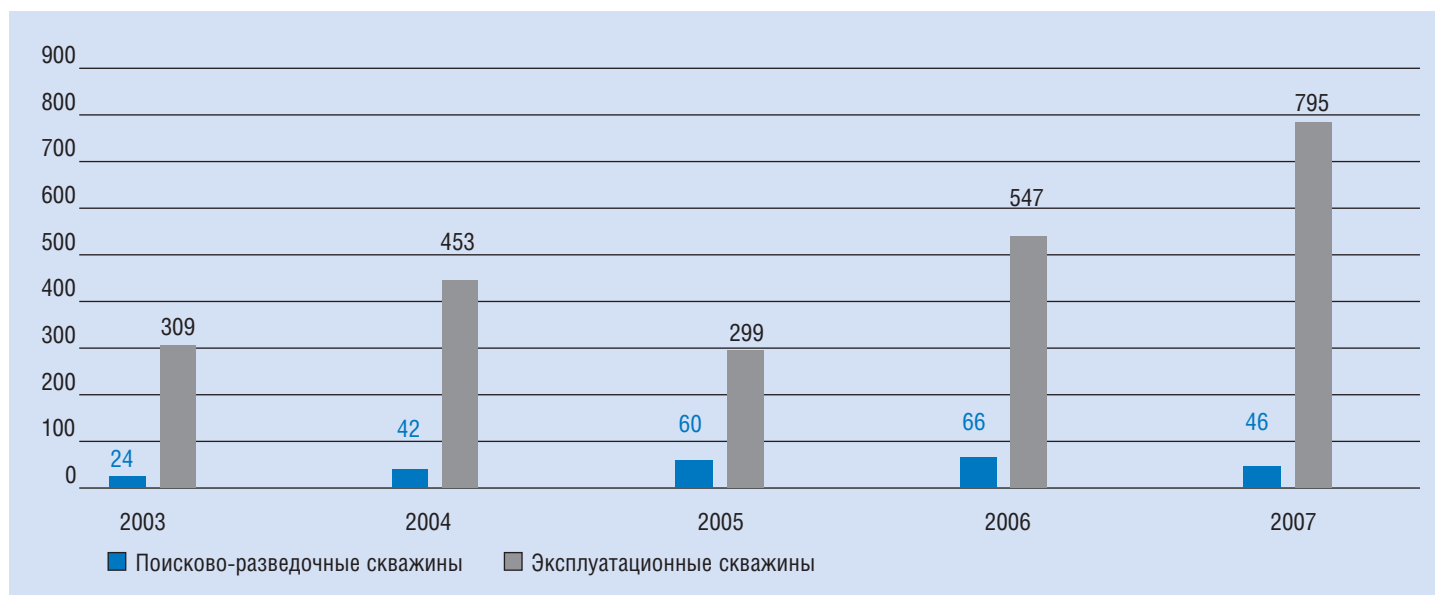
Динамика коэффициента восполнения запасов природного газа



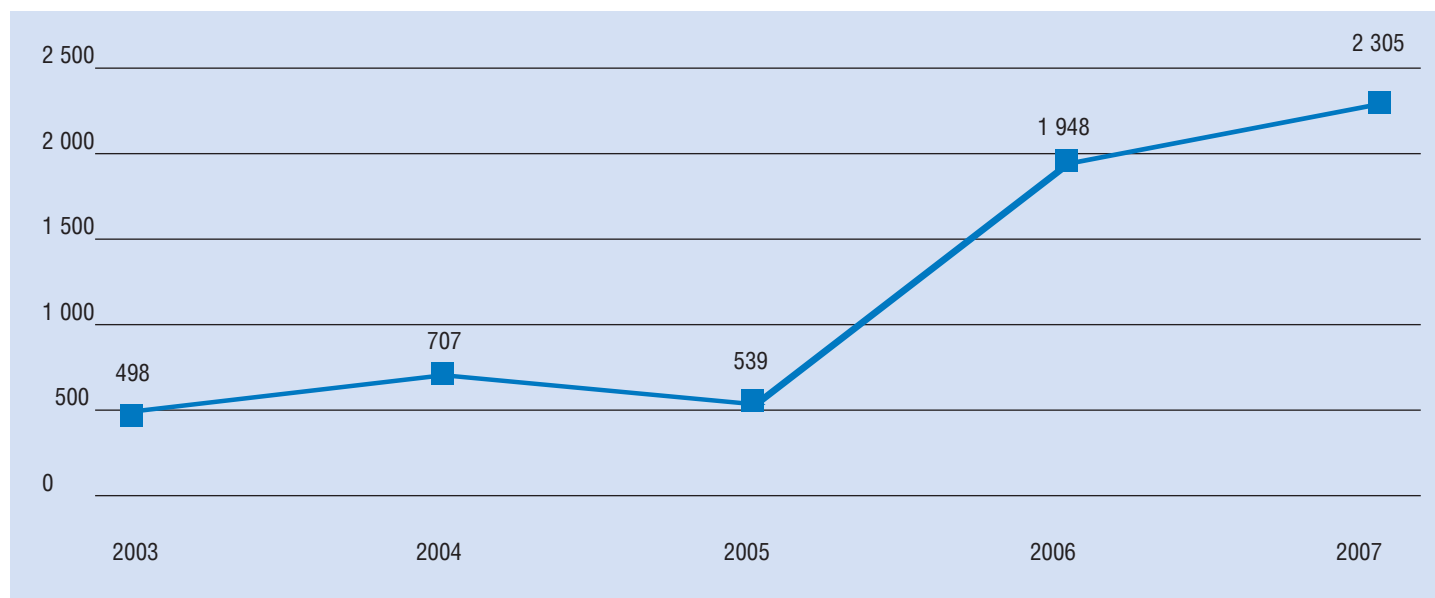
Бурение скважин

Строительство поисково-разведочных и эксплуатационных скважин по заказу Группы Газпром на месторождениях и подземных хранилищах осуществляют: генеральный подрядчик ООО «Бургаз», ОАО «Подзембургаз», ООО «Газфлот», ООО «Сервисная буровая компания», ОАО «Обънефтегазгеология», буровые подразделения в составе ООО «Кавказтрансгаз», ООО «Газпром трансгаз Махачкала», ОАО «Газпром трансгаз Екатеринбург», сторонние буровые подрядчики.

Скважины, законченные строительством на территории России, ед.



Объем проходки на территории России, тыс. м



Основные сделки Группы Газпром в области разведки и добычи углеводородов в 2003–2007 гг.

Компании, запасы и добыча которых учтены в составе показателей Группы Газпром

ОАО «Газпром нефть»

Одна из крупнейших российских вертикально интегрированных нефтяных компаний, которая работает в сфере разведки, добычи, переработки и реализации нефти и газа.

В 2005 г. *Группой Газпром* приобретены 75,68 % акций ОАО «Сибнефть» (в 2006 г. переименовано в ОАО «Газпром нефть»). В апреле 2007 г. ООО «Энинефтегаз», принадлежащее итальянским компаниям «ЭНИ» и «Энел», стало победителем аукциона по продаже 20 % акций ОАО «Газпром нефть». *Газпром* заключил два договора об опционе «колл» сроком на два года с «ЭНИ» и «Энел», дающие право выкупа как 20%-ного пакета акций ОАО «Газпром нефть», так и 51%-ной доли в ООО «Энинефтегаз».

ООО «Севморнефтегаз»

Является владельцем лицензий на разработку Штокмановского и Приразломного месторождений.

По состоянию на 31 декабря 2004 г. *Газпром* владел 58 % акций ЗАО «Севморнефтегаз» (в 2007 г. преобразовано в ООО «Севморнефтегаз»). В марте 2005 г. *Группа* приобрела дополнительный 42%-ный пакет акций компании у ОАО «НК «Роснефть-Пурнефтегаз», увеличив свою долю в уставном капитале ЗАО «Севморнефтегаз» до 100 %.

ОАО «Востокгазпром»

ОАО «Востокгазпром» и его дочерние общества добывают углеводородное сырье в Томской области, осуществляют деятельность по переработке и сбыту углеводородов.

В апреле 2004 г. *Газпром* приобрел дополнительную эмиссию обыкновенных акций ОАО «Востокгазпром», увеличив свою долю в уставном капитале компании до 99,9 %.

ОАО «Севернефтегазпром»

Добывающая компания, владеющая лицензией на разработку Южно-Русского месторождения.

В 2003 г. *Газпром* приобрел 51 % акций ОАО «Севернефтегазпром», увеличив долю в уставном капитале компании до 100 %.

Газпром и БАСФ осуществили в 2007 г. сделку по обмену активами: БАСФ получил в уставном капитале ОАО «Севернефтегазпром» 25 % минус одну обыкновенную акцию и одну привилегированную акцию без права голоса, которые совместно представляют долю участия, равную 35 % в экономических расходах, рисках и выгодах, относящихся к деятельности ОАО «Севернефтегазпром». *Газпром* увеличил свою долю в «Вингаз ГмбХ» с 35 % до 50 % минус одна акция и получил 49%-ную долю в компании «Винтерсхалл АГ», владеющей лицензиями на разработку двух ливийских нефтяных концессий – С96 и С97.

ЗАО «Стимул»

Добывающая компания, владеющая лицензией на разработку Восточной части Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

В декабре 2004 г. *Группа* приобрела 49 % уставного капитала ЗАО «Стимул», увеличив свою долю в капитале компании до 100 %.

ООО «Пургаздобыча»

Компания является владельцем лицензии на добычу на Западно-Таркосалинском месторождении.

В соответствии с соглашением между *Газпромом* и ОАО «Новатэк», заключенным в ноябре 2004 г., *Группа* приобрела 100 % в уставном капитале ООО «Пургаздобыча».

ОАО «Равнинное»

ОАО «Равнинное» владеет лицензией на освоение Равнинного нефтяного месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ), запасы нефти которого по категориям С1+С2 оцениваются в 7,2 млн т.

В декабре 2007 г. ОАО «Газпром нефть» приобрело ОАО «Равнинное» у «ТНК-БиПи».

ООО «Печора Нефтегаз»

В ноябре 2007 г. ОАО «Газпром нефть» установило контроль над ООО «Печора Нефтегаз», владеющим лицензией на Северо-Романовский лицензионный участок недр с извлекаемыми запасами категорий С1+С2 6,0 млн т нефти.

ООО «НГП Ортьягунское»

Ортьягунский перспективный участок граничит со Спорышевским и Средне-Итурским месторождениями *Газпром нефти*. Ресурсы участка категории С3 оцениваются в 19,7 млн т нефти.

Контрольная доля в уставном капитале ООО «НГП Ортьягунское» получена ОАО «Газпром нефть» в ноябре 2007 г.

Компании, запасы и добыча которых учтены в составе показателей зависимых обществ

ЗАО «Нортгаз»

Компания осуществляет свою деятельность с 1993 г., владеет лицензиями на разработку неоконченных залежей Северо-Уренгойского месторождения.

Право собственности на 51 % обыкновенных акций ЗАО «Нортгаз» перешло к *Группе* в сентябре 2005 г. Вместе с тем, в соответствии с действующими учредительными документами компании, указанный пакет акций не обеспечивает *Группе Газпром* контроль над ЗАО «Нортгаз».

ОАО «Сибнефтегаз»

Компании принадлежат лицензии на право разведки и добычи углеводородов на четырех лицензионных участках в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО): Береговом, Пырейном, Западно-Заполярном и Хадыряхинском. По данным участкам совокупные запасы газа категорий С1+С2 оцениваются на 31 декабря 2007 г. в 407 млрд м³, суммарный потенциал по добыче газа составляет около 12 млрд м³ в год. В апреле 2007 г. Береговое месторождение было введено в промышленную эксплуатацию, в настоящее время добыча газа на месторождении составляет около 20 млн м³ в сутки.

В декабре 2006 г. дочерняя компания АБ «Газпромбанк» (ЗАО) (в настоящее время – «Газпромбанк» (Открытое акционерное общество)) приобрела 51 % акций ОАО «Сибнефтегаз». В соответствии с действующими учредительными документами компании такой пакет акций не обеспечивает *Группе Газпром* контроль над ОАО «Сибнефтегаз».

Проект «Сахалин-2»

Один из крупнейших в мире комплексных нефтегазовых проектов, в рамках которого разрабатываются нефтяное Пильтун-Астохское и газовое Лунское месторождения, запасы углеводородов которых категорий С1+С2 составляют 173,4 млн т нефти и газового конденсата и около 634 млрд м³ газа. Проект «Сахалин-2» регулируется Соглашением о разделе продукции.

В апреле 2007 г. *Газпром* завершил сделку по приобретению пакета 50 % плюс одна акция «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» – оператора проекта «Сахалин-2».

ОАО «Томскнефть» ВНК

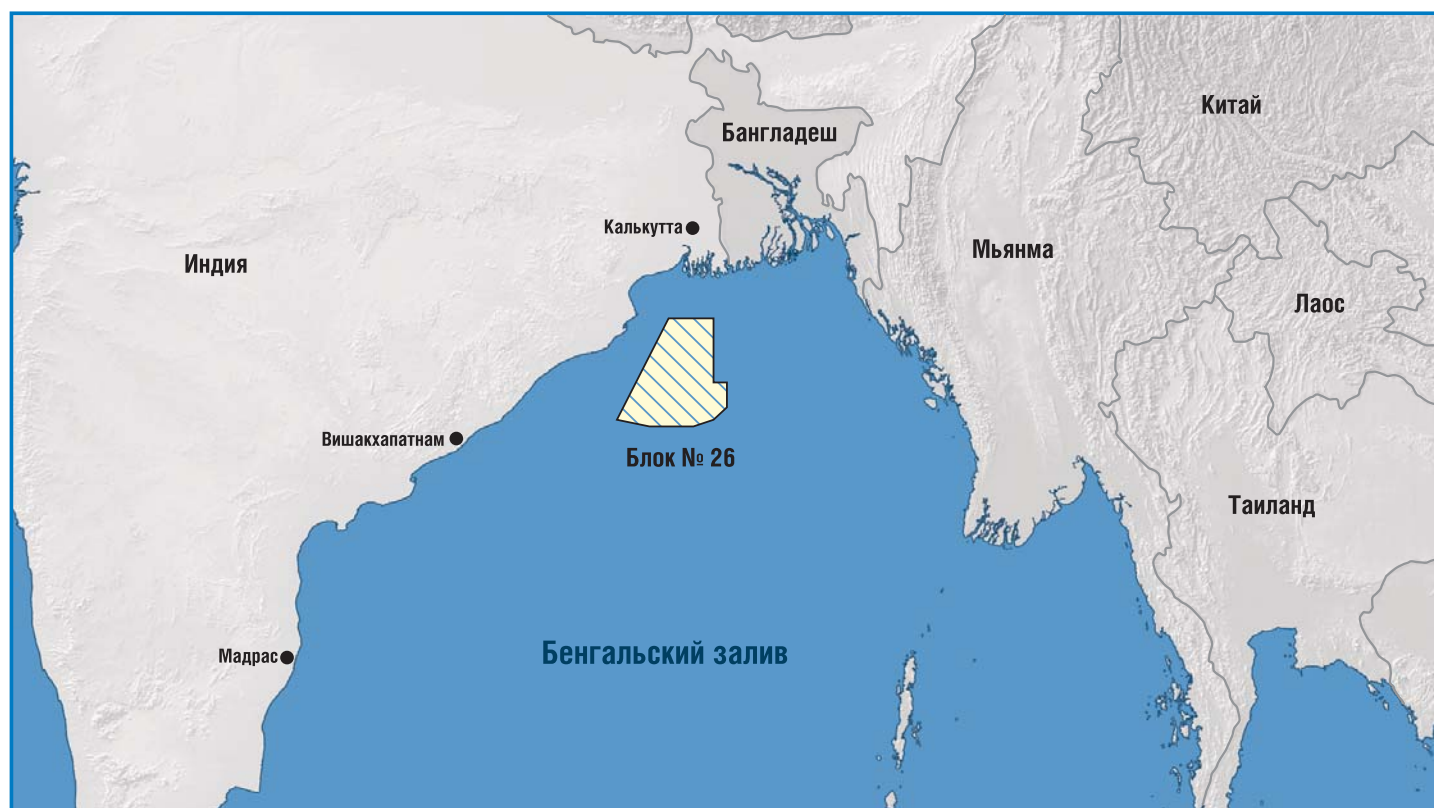
ОАО «Томскнефть» ВНК владеет лицензиями на разработку месторождений в Томской области и Ханты-Мансийском автономном округе. Запасы компании категорий А+В+С1 по российской классификации на 31 декабря 2007 г. составили 70,7 млрд м³ газа, 8,1 млн т конденсата и 298,2 млн т нефти. В 2007 г. ОАО «Томскнефть» добыто 11,3 млн т нефти.

В декабре 2007 г. *Газпром нефть* приобрела у аффилированной с ОАО «Роснефть» организации (ООО «Нефть Актив») 50 % акций нефтяной компании ОАО «Томскнефть» ВНК. По условиям сделки владельцы компании совместно согласовывают решения по основным вопросам ее деятельности.

Основные проекты Группы Газпром в области поиска, разведки и добычи углеводородов в зарубежных странах

Индия

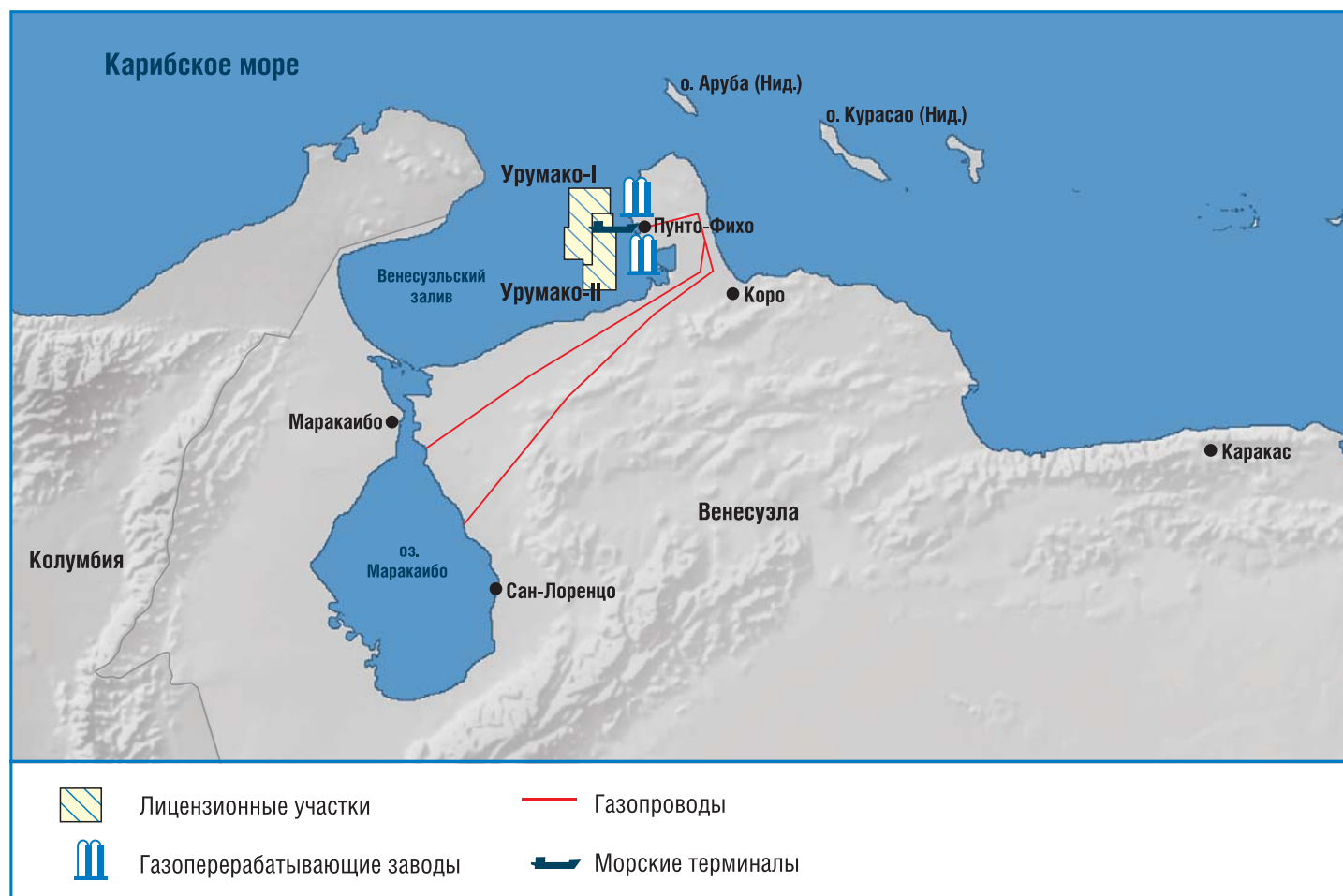
Область разведочного бурения и сейсморазведочных работ Газпрома в Индии (блок № 26)



- Цель и описание проекта: Поиск, разведка и добыча углеводородов на блоке NEC-OSN-97/1 (№ 26) континентального шельфа Индии в Бенгальском заливе.
- Год начала проекта: 2000 г. Лицензия на поиск и разведку углеводородов предоставлена на 2000–2007 гг. с последующей разработкой и освоением открытых месторождений в течение 20 лет.
- Правовая основа и участники проекта: Соглашение о разделе продукции от 3 октября 2000 г. между Правительством Индии, ОАО «Газпром» и Газовым управлением Индии Лтд. (ГАИЛ), а также рабочее Соглашение, заключенное 7 июня 2001 г. ОАО «Газпром» и ГАИЛ.
- Доля Группы Газпром: 50 %.
- Оценка суммарных ресурсов: 375 млн т у. т.
- Основные события 2007 г.: Закончено строительство скважины NEC-FA-5 глубиной 4 338 м с использованием буровой установки «Гэлэкси Дриллер». В пределах перспективной площади FA-5 выявлены комбинированные литолого-стратиграфические ловушки. Принято решение о переходе к III фазе Программы поисково-разведочных работ (сейсморазведочные работы 2 D в пределах западной части блока; бурение одной поисково-оценочной скважины NEC-W-1).

Венесуэла

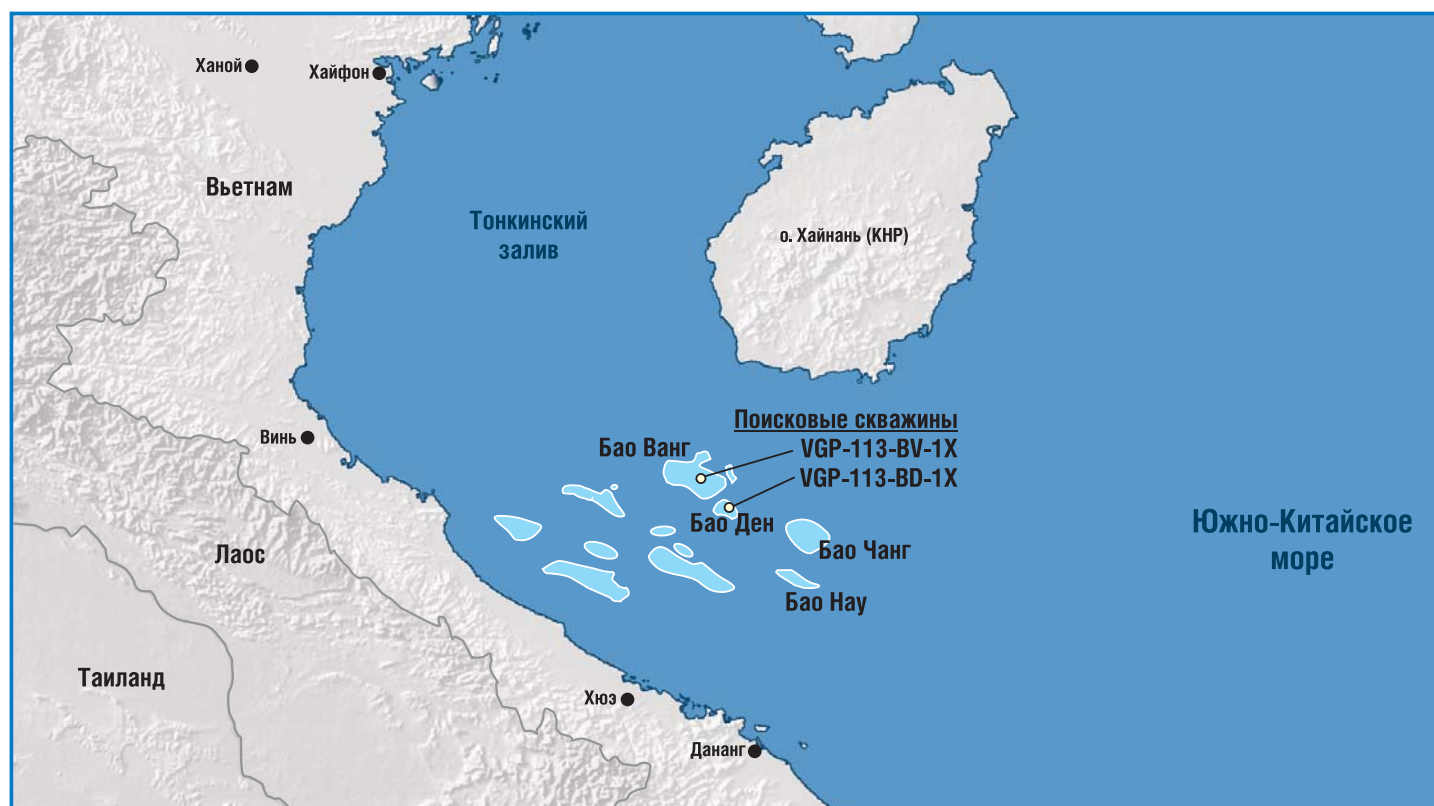
Инвестиционные блоки Урумако-I и Урумако-II на шельфе Венесуэлы



- Цель и описание проекта: Проект «Рафаэль – Урданета, Фаза А»; разведка и разработка месторождений природного газа на лицензионных участках блоков Урумако-I, Урумако-II в восточной части Венесуэльского залива.
- Год начала проекта: 2005 г.
- Правовая основа и участники проекта: Лицензия № 334 от 4 октября 2005 г. (блок Урумако-I), лицензия № 336 от 4 октября 2005 г. (блок Урумако-II). Лицензии на разведку и разработку месторождений природного газа по блокам предоставлены на 30 лет. Для реализации проекта учреждены компании «Урданетагазпром-1, С.А.» и «Урданетагазпром-2, С.А.».
- Оценка суммарных ресурсов:
блок Урумако-I: от 2,2 до 36,5 млрд м³ природного газа;
блок Урумако-II: от 5,3 до 136,7 млрд м³ природного газа.
- Основные события 2007 г.: В мае 2007 г. на блоках Урумако-I и Урумако-II завершён первый этап ГРП (проведены трехмерные сейсмические исследования, выполнена интерпретация данных, определены точки заложения поисковых скважин). Проведенная интерпретация сейсмических данных показала сложную геологическую структуру и большую глубину залегания продуктивных горизонтов, что ведет к значительному увеличению затрат по проекту. С августа 2007 г. Газпромом реализуется второй этап ГРП, в ходе которого предстоит пробурить две поисковые скважины. Начало буровых работ намечено на III квартал 2008 г.

Вьетнам

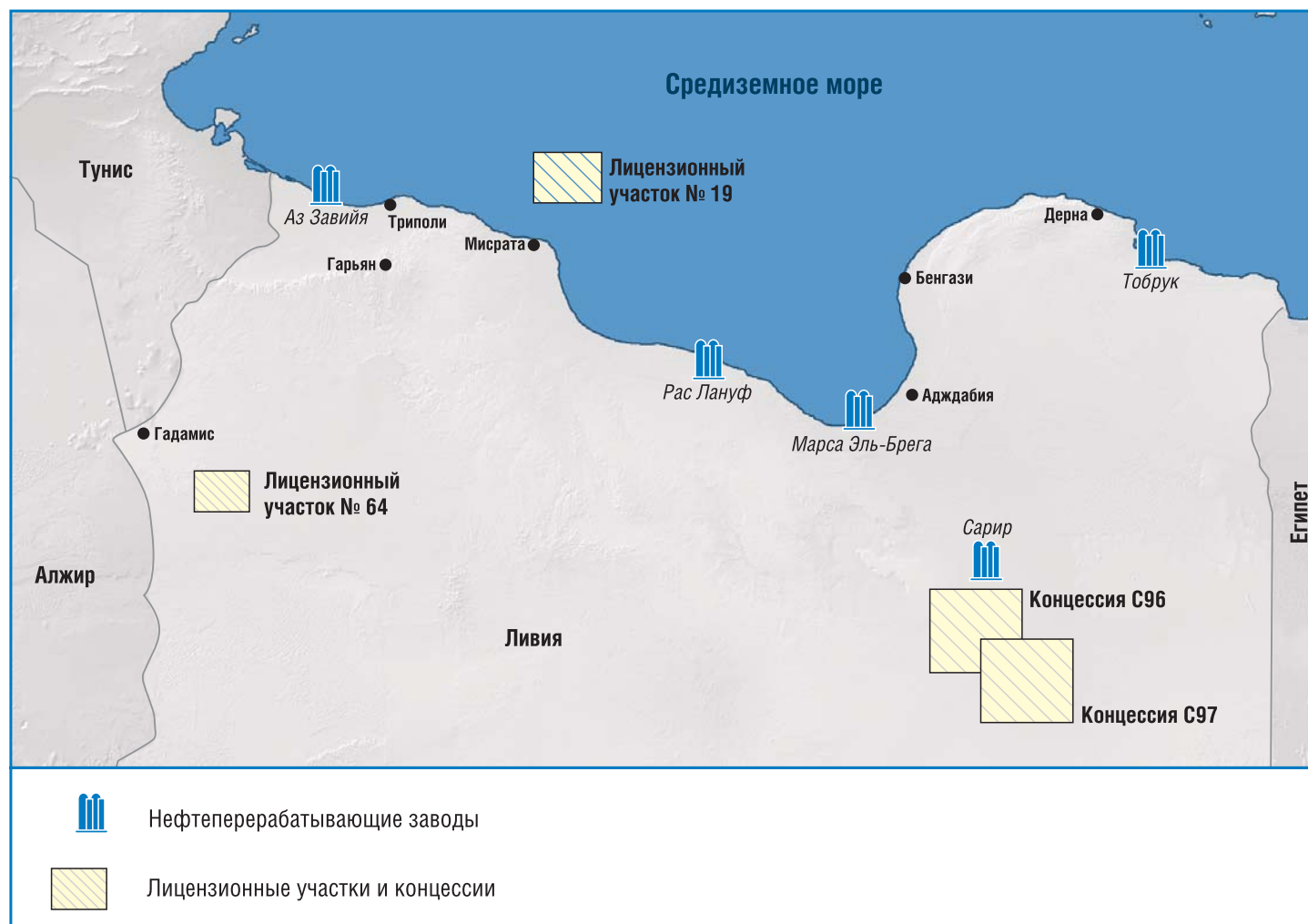
Область поисково-разведочного бурения и сейсморазведочных работ Газпрома во Вьетнаме (блок № 112 с учетом расширения)



- Цель и описание проекта: Поиск, разведка, добыча и реализация углеводородов на блоке № 112 шельфа Вьетнама на условиях Соглашения о разделе продукции.
- Год начала проекта: 2000 г.
- Правовая основа и участники проекта: Нефтегазовый контракт по блоку № 112 континентального шельфа Социалистической Республики Вьетнам от 11 сентября 2000 г. между ВНК «Петровьетнам», ОАО «Газпром», НК «Петровьетнам» и ЗАО «Зарубежнефтегаз». Оператор проекта – Совместная операционная компания «Вьетгазпром».
- Доля Группы Газпром: 50 %.
- Оценка суммарных запасов: более 300 млрд м³ газа и более 600 тыс. т конденсата.
- Основные события 2007 г.: СОК «Вьетгазпром» пробурила две поисковые скважины: VGP-113-BD-1X глубиной 1 854 м на структуре Бао Ден и VGP-113-BV-1X глубиной 2 515 м на структуре Бао Ванг. При испытании скважины VGP-113-BV-1X получены промышленные притоки углеводородного газа. В результате проведенных работ открыто новое газоконденсатное месторождение Бао Ванг. Работы будут продолжены по двум направлениям: разведка открытого месторождения Бао Ванг, а также поисковые работы на контрактной площади – структуры Бао Ден, Бао Чанг и Прибрежная зона – в рамках II фазы (бурение двух разведочных скважин) и III фазы (бурение одной разведочной скважины).

Ливия

Области поисково-разведочных работ Газпрома, концессии с долевым участием Группы в Ливии
(лицензионные участки № 19 и № 64, концессии С96 и С97)



- Цель и описание проектов: Поиск, разведка, добыча и реализация углеводородов на лицензионных участках № 19 и № 64, а также в рамках концессий С96 и С97 в Ливии.
- Год начала проектов: 2007 г.
- Правовая основа и участники проектов:
Лицензионные участки № 19 и № 64 – Соглашение о разделе продукции с ливийской Национальной нефтяной корпорацией («Нэшнл Ойл Компани»).
- Концессии С96 и С97 – доленое участие в концессиях, принадлежащих «Винтерсхалл АГ», полученное в результате реализации соглашения об обмене активами с БАСФ.
- Доля Группы Газпром:
Лицензионный участок № 19 – 10 %;
лицензионный участок № 64 – 9,8 %;
концессии С96 и С97 – 49 %.

- Оценка суммарных ресурсов:

Лицензионный участок № 19 – 300 млрд м³ газа;

лицензионный участок № 64 – 20 млн т;

концессии С96 и С97 – 90 млн т нефти.

- Основные события 2007 г.:

Дочерняя компания «Газпром Ливия Б.В.», представляющая интересы *Группы* в Ливии, признана победителем третьего открытого газового тендера на право разведки и разработки углеводородов на лицензионном участке № 19 (блоки 1, 2, 3 и 4). По результатам тендера подписано Соглашение о разделе продукции с ливийской «Нэшнл Ойл Компани», в соответствии с которым «Газпром Ливия Б.В.» должна выполнить следующий минимальный объем ГРП на период ориентировочно в пять лет – провести сейсморазведку 3 D в объеме 5 000 км² и бурение шести поисковых скважин.

Кроме того, «Газпром Ливия Б.В.» признана победителем четвертого открытого газового тендера на право разведки и разработки углеводородов на лицензионном участке № 64 (блоки 1, 2 и 3), бассейн Гадамес, расположенном в 300 км к югу от г. Триполи. Подписанное Соглашение о разделе продукции предусматривает следующий минимальный объем ГРП на период ориентировочно в пять лет – сейсморазведка 2 D в объеме 1 500 пог. км и 3 D в объеме 1 750 км², а также бурение шести разведочных скважин.

Осуществлена сделка по обмену активами между ОАО «Газпром» и компанией «БАСФ», одним из итогов которой стало получение ОАО «Газпром» 49 % доли в компании «Винтерсхалл АГ», управляющей разработкой ливийских концессий С96 и С97 с текущим уровнем добычи более 6 млн т нефти в год.

Казахстан

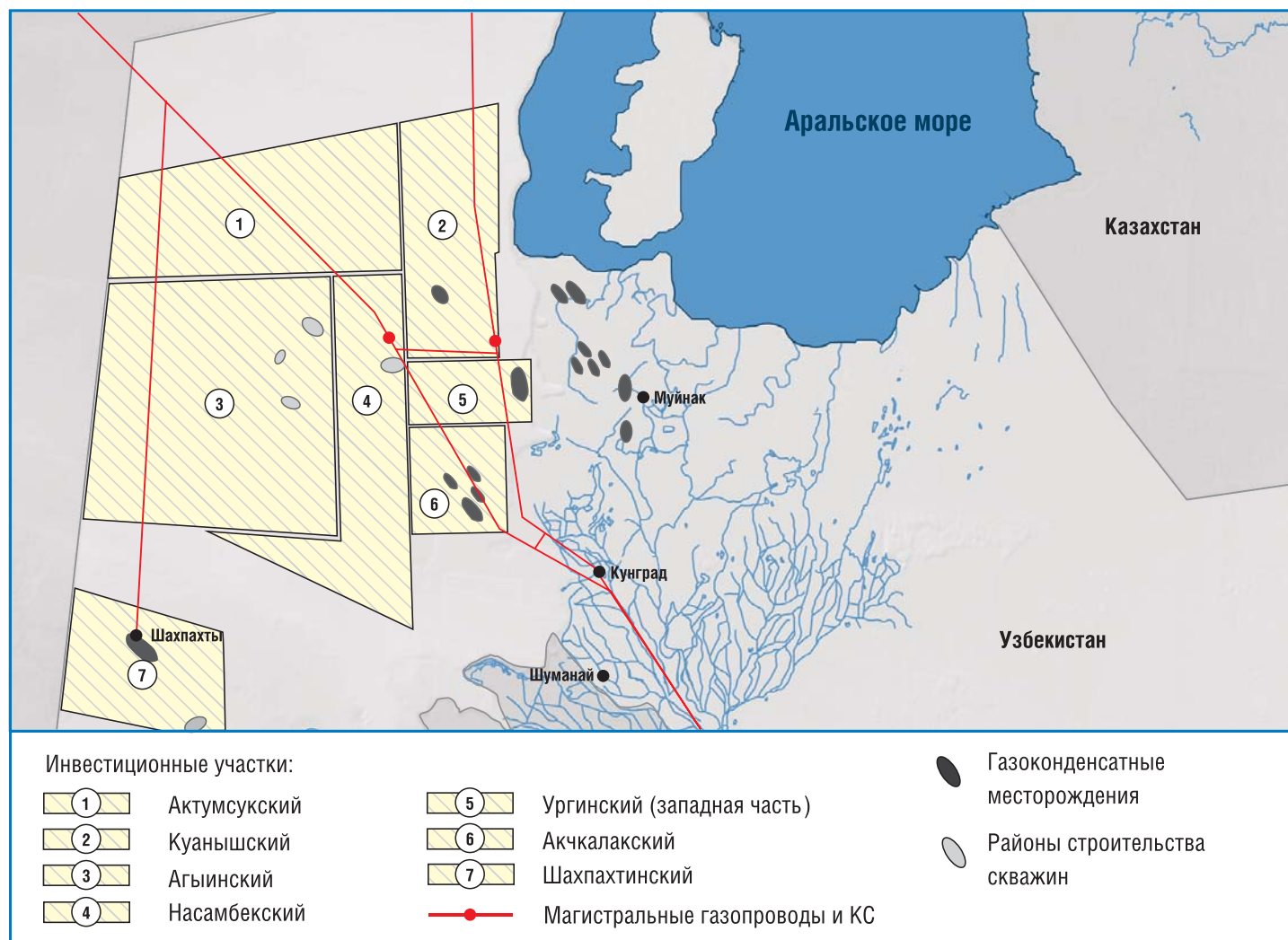
Области поиска и разведки углеводородов Газпрома в Каспийском море (геологическая структура «Центральная»)



- Цель и описание проекта: Поиск и разведка углеводородных ресурсов геологической структуры «Центральная» в Каспийском море.
 - Год начала проекта: 2003 г.
 - Правовая основа и участники проекта: Соглашение между Российской Федерацией и Республикой Казахстан о разграничении дна северной части Каспийского моря в целях осуществления суверенных прав на недропользование от 6 июля 1998 г. (Соглашение) и Протокол к Соглашению от 13 мая 2002 г., которыми определены общие принципы разграничения дна Каспийского моря и разработки прилегающих морских месторождений и геологических структур, включая геологическую структуру «Центральная».
- Для реализации проекта с российской стороны была назначена уполномоченная организация ООО «ЦентрКаспнефтегаз» (создана на паритетных условиях ОАО «НК «Лукойл» и ОАО «Газпром»), с казахстанской стороны – АО «Национальная компания «КазМунайГаз».
- Доля Группы Газпром: 50 %.
 - Оценка суммарных ресурсов: 276,6 млн т нефти.
 - Основные события 2007 г.: Начато строительство первой поисково-оценочной скважины проектной глубиной 4 200 м с использованием плавучей буровой установки «Маэрс Эксплорер».

Узбекистан

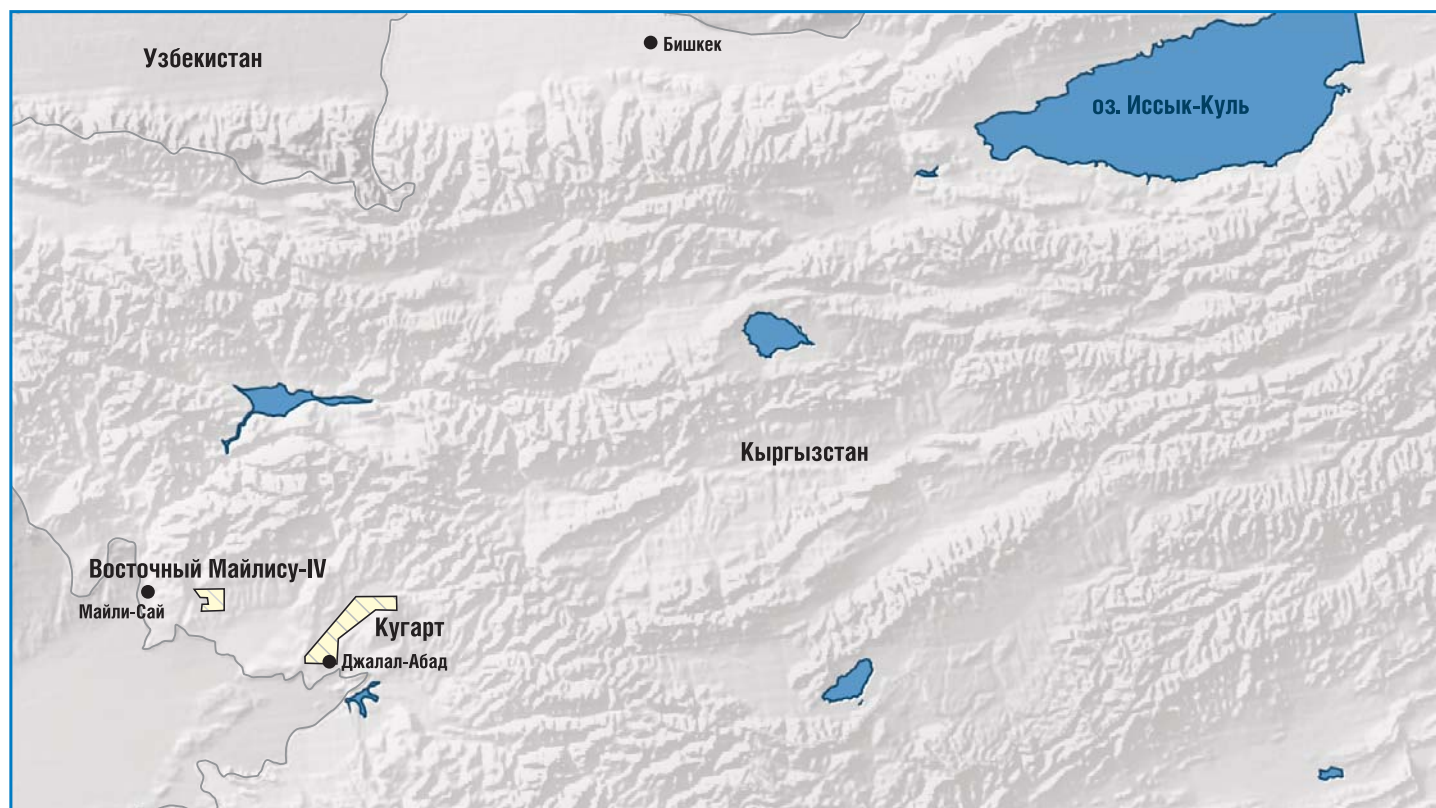
Области поиска, разведки и добычи углеводородов Газпрома в Узбекистане (Устюртский регион)



- Цель и описание проекта: Поиск, разведка и добыча углеводородов в Устюртском регионе Республики Узбекистан. Газпром после завершения ГРП (лицензии на право пользования участками недр предоставлены на пять лет) имеет исключительное право на участие в переговорах с Республикой Узбекистан по освоению выявленных месторождений на условиях Соглашения о разделе продукции.
- Год начала проекта: 2006 г.
- Правовая основа и участники проекта: Соглашение об основных принципах проведения геологического изучения недр инвестиционных блоков Устюртского региона Республики Узбекистан между НК «Узбекнефтегаз» и ОАО «Газпром» от 25 января 2006 г.
- Оценка суммарных запасов: Запасы категорий C1+C2 около 120 млрд м³ газа и около 7 млн т конденсата.
- Основные события 2007 г.: Проводилось бурение пяти поисковых скважин на площадях Тлеукудук, Кубла Ассакеаудан, Восточный Айтуз, Жиес, Картпай (проходка – 5 792 м); аэрогравимагниторазведочные работы на площади 3 000 км²; сейсморазведка 2 D – на 2 361,5 пог. км и 3 D – на 400 км².

Кыргызстан

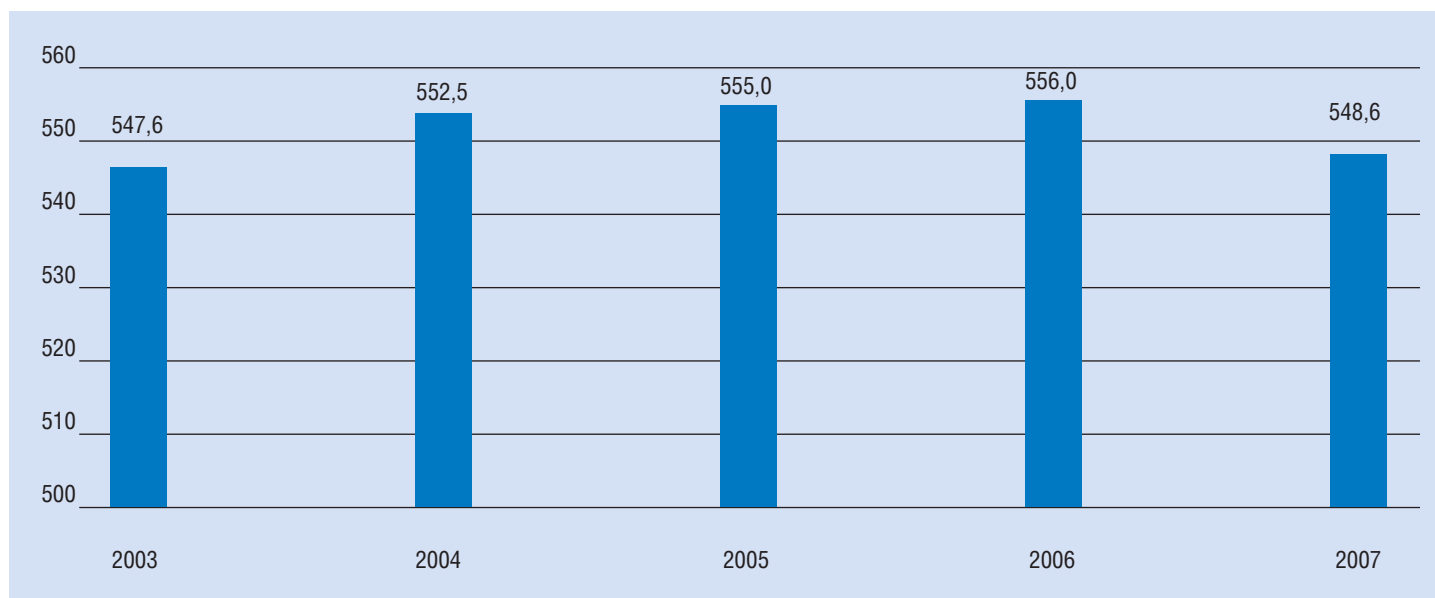
Области ГРП Газпрома в Кыргызстане



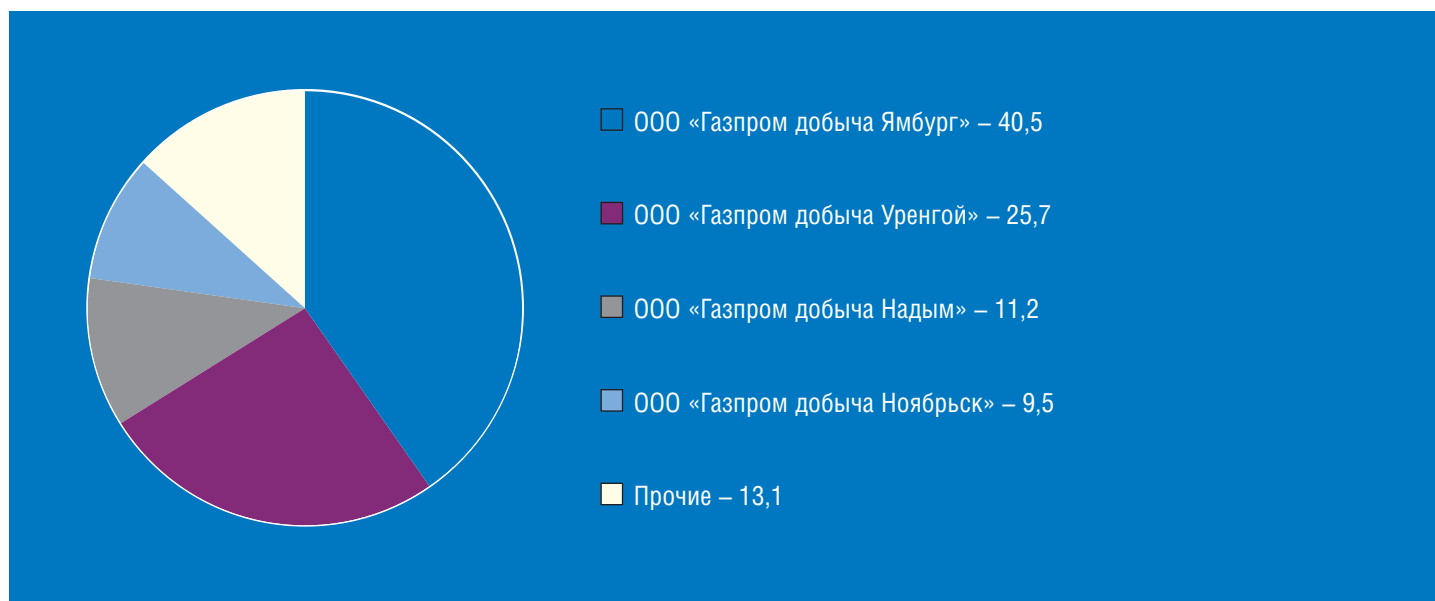
- Цель и описание проекта: Создание основы (ресурсной базы) для деятельности создаваемого совместного российско-кыргызского предприятия. Проведение ГРП на нефтегазоперспективных площадях Восточный Майлису-IV и Кугарт Кыргызской Республики.
- Год начала проекта: 2006 г.
- Правовая основа и участники проекта: Соглашение о сотрудничестве в газовой отрасли между ОАО «Газпром» и Правительством Кыргызской Республики от 16 мая 2003 г., Меморандум о намерениях по созданию совместного российско-кыргызского предприятия в нефтегазовой отрасли от 27 января 2006 г.; Соглашение об общих принципах проведения геологического изучения недр на нефтегазоперспективных площадях Кыргызской Республики от 14 мая 2007 г. между Правительством Кыргызской Республики и ОАО «Газпром».
- Оценка суммарных ресурсов: 2,1 млрд м³ газа и 500 тыс. т нефти.
- Основные события 2007 г.: Дочерним обществом ООО «ВНИИГАЗ» выполнена технико-экономическая оценка геологического изучения недр на площадях Кугарт (Джалал-Абад) и Восточный Майлису-IV (Шаркаратма) Кыргызской Республики и поэтапная Программа геолого-разведочных работ. В начале 2008 г. получены лицензии № 1636-НП на площадь Кугарт и № 1638-НП на участок Восточный Майлису-IV на право пользования недрами с целью геологического изучения.

ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ

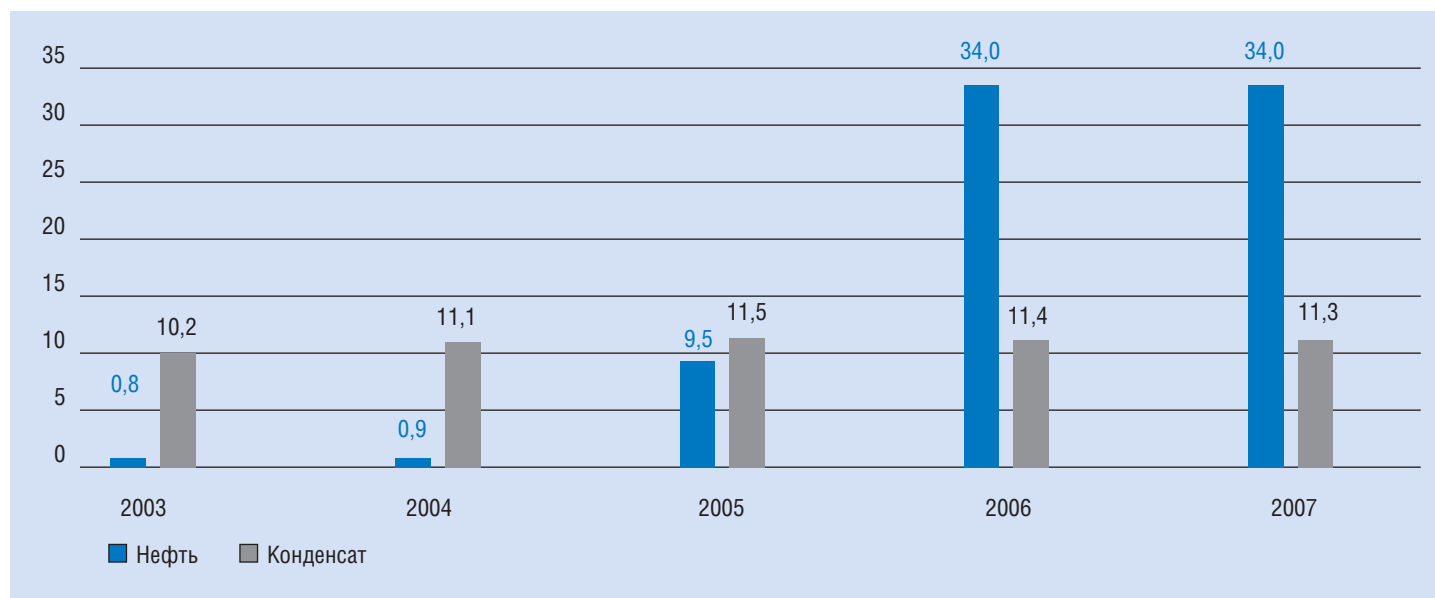
Объем добычи природного газа Группой Газпром, млрд м³



Структура добычи газа в 2007 г. по основным газодобывающим обществам Группы Газпром, %



Объем добычи жидких углеводородов Группой Газпром, млн т



Производственные мощности Группы Газпром

	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.
Разрабатываемые месторождения, ед.	75	78	114	119	121
Газовые эксплуатационные скважины, ед., в т. ч. действующие, ед.	6 190 5 736	6 652 6 094	6 941 6 401	7 010 6 513	7 154 6 640
Нефтяные эксплуатационные скважины, ед., в т. ч. действующие, ед.	257 211	375 202	5 018 4 372	5 486 4 948	5 881 5 342
Установки комплексной и предварительной подготовки газа (УКПГ), ед.	158	161	169	170	172
Проектная суммарная производительность УКПГ, млрд м³ в год	840,3	909,0	939,6	957,8	976,0
Дожимные компрессорные станции (ДКС), ед.	40	41	44	44	45
Установленная мощность ДКС, МВт	3 704,1	3 956,1	4 176,1	4 176,1	4 300,1

Основные перспективные месторождения Газпрома

Надым-Пур-Тазовский регион (Западная Сибирь)

Заполярье месторождение. Располагается вблизи основных разрабатываемых месторождений *Газпрома*. В 2004 г. выведены на проектную производительность (100 млрд м³ в год) сеноманские залежи Заполярного месторождения, которые характеризуются малой глубиной залегания и высокой продуктивностью газовых скважин. Проектный годовой объем добычи по данным залежам уточнен в 2007 г. и составил 115 млрд м³. Выход на указанный уровень добычи газа ожидается в 2011 г. Разработка Заполярного месторождения позволила существенно компенсировать падающую добычу на давно разрабатываемых месторождениях *Газпрома* в Западной Сибири. Ввод в эксплуатацию валанжинских залежей месторождения планируется в 2009 г. с выходом на проектную производительность 15,0 млрд м³ в год в 2011 г.

Харвутинская площадь Ямбургского месторождения. Расположена в южной части Ямбургского месторождения. Введена в эксплуатацию в 1996 г. В 2007 г. введена в строй установка предварительной подготовки природного газа ежегодной производительностью 8,2 млрд м³. Проектной производительности по данной площади в 30 млрд м³ газа в год планируется достичь в 2010 г.

Песцовая площадь Уренгойского месторождения. Расположена в западной части Уренгойского месторождения. Ввод нижнемеловых отложений Песцового нефтегазоконденсатного месторождения в стадию пилотной разработки планируется в 2011 г. Максимальная годовая производительность нижнемеловых залежей прогнозируется на уровне 1,6 млн т газового конденсата и нефти в год.

Ачимовские залежи Уренгойского месторождения. Для поэтапного освоения залежи разделены на несколько участков. Ввод в разработку первого участка ожидается в 2008 г. Освоение участка будет проводиться ЗАО «Ачимгаз» – совместным предприятием с компанией «Винтерсхалл Холдинг АГ». Ожидается, что в период опытно-промышленной эксплуатации этот участок будет обеспечивать добычу около 0,7 млрд м³ природного газа и 400 тыс. т газового конденсата в год. Если фаза будет успешной, то начнется промышленное освоение месторождения с уровнем добычи около 7,4 млрд м³ природного газа и 2,4 млн т газового конденсата в год. На 2008 г. предусмотрен ввод второго участка ачимовских залежей Уренгойского месторождения производительностью 3,5 млрд м³ природного газа в год.

Ен-Яхинское месторождение. Введено в эксплуатацию в 2003 г. Проектные уровни ежегодной добычи в 1,8 млн т газового конденсата и 5 млрд м³ природного газа достигнуты в 2007 г. Начиная с 2010 г. разработку месторождения планируется осуществлять с применением технологии обратной закачки газа (сайклинг), обеспечивающей максимальный отбор газового конденсата.

Южно-Русское месторождение. В 2007 г. на месторождении введен в эксплуатацию первый пусковой комплекс проектной мощностью 10 млрд м³ газа в год. Ожидается, что месторождение будет выведено на проектную производительность в 25,0 млрд м³ в 2009 г.

Полуостров Ямал

Разведанные запасы месторождений полуострова Ямал составляют свыше 10 трлн м³ природного газа и более 500 млн т нефти и газового конденсата. Из них 58 % природного газа и свыше 60 % нефти и газового конденсата сосредоточены на крупнейших месторождениях региона – Бованенковском, Харасавэйском и Новопортовском, лицензии на разработку которых принадлежат *Группе Газпром*. Газпром совместно с администрацией ЯНАО разработали Программу комплексного промышленного освоения месторождений углеводородов полуострова Ямал и прилегающих акваторий. Цель Программы – выработать государственную политику в области инвестиций и капитального строительства, налогообложения и нормативно-правового обеспечения для создания всех необходимых условий для освоения Ямала.

Проектный объем добычи газа на Бованенковском месторождении определен на уровне 115 млрд м³ в год. В долгосрочной перспективе проектный объем добычи газа должен увеличиться до 140 млрд м³ в год. В 2011 г. планируется обеспечить ввод первых пусковых комплексов по обустройству сеноман-аптских залежей (производительность не менее 15 млрд м³ газа в год) и добыть 7,9 млрд м³ газа.

Арктический шельф

Штокмановское газоконденсатное месторождение. Расположено в центральной части Баренцева моря к северо-западу от полуострова Ямал и в 650 км к северо-востоку от г. Мурманск. Проект разработки месторождения предусматривает уровень добычи на месторождении в 71 млрд м³ в год. Потенциально он может быть увеличен до 95 млрд м³ в год. Предполагается, что после завершения первого этапа разработки проектная производительность составит 23,7 млрд м³ газа в год с началом поставок газа по трубопроводам в 2013 г. и СПГ в объеме до 7,5 млн т в год – в 2014 г. Поставки газа планируются как по ЕСГ, так и в виде СПГ на удаленные рынки. В 2007 г. Газпром подписал рамочные соглашения с компаниями «Тоталь» и «СтатойлГидро» об основных принципах сотрудничества при разработке первой фазы Штокмановского газоконденсатного месторождения.

Приразломное нефтяное месторождение. Расположено на шельфе Печорского моря. Планируется осуществить установку морской ледостойкой платформы и начать добычу на месторождении в 2010 г. с выходом на проектную производительность в 6,6 млн т в год с 2012 г.

Обская и Тазовская губы

В акватории Обской и Тазовской губ в ЯНАО Тюменской области расположен ряд месторождений углеводородов. В соответствии с Программой работ по освоению ресурсов углеводородов на шельфе Российской Федерации до 2030 г., одобренной в 2005 г., годовая добыча газа на шельфе Обской и Тазовской губ и сопредельной суше может быть доведена до 82 млрд м³. Суммарные шельфовые запасы категорий С1+С2 в регионе составляют 1,3 трлн м³ газа и 12,6 млн т жидких углеводородов. Газпром владеет лицензиями на добычу углеводородного сырья на Северо-Каменномысском, Каменномысском-море, Обском месторождениях, а также лицензией на геологическое изучение недр на Чугорьяхинском участке. Освоение региона планируется начать вводом в разработку в 2015 г. Северо-Каменномысского месторождения с проектным уровнем добычи газа 15,3 млрд м³ в год.

Поволжье

Астраханское месторождение. Расположено в дельте реки Волга. Исходя из величины суммарных запасов категорий С1+С2 – 3,4 трлн м³ способно обеспечить годовой уровень добычи пластового газа на уровне 50–60 млрд м³. В настоящее время добыча сдерживается на уровне 12 млрд м³ в год в основном экологическими ограничениями, а также необходимостью использования дорогостоящих технологий. С целью увеличения объемов добычи рассматривается возможность разработки Астраханского месторождения с использованием технологии закачки кислых газов в пласт, которая позволит существенно уменьшить количество вредных выбросов и исключить проблемы, связанные с хранением и реализацией попутной серы.

Восточная Сибирь и Дальний Восток

На территории Восточной Сибири и Дальнего Востока, включая прибрежный шельф, сосредоточены значительные запасы природного газа – около 10 трлн м³.

В 2003 г. принято решение считать первоочередной задачей ОАО «Газпром» на Востоке России организацию работ по участию в конкурсах и аукционах на право пользования недрами, проведение геологоразведки и освоение месторождений углеводородов в Красноярском крае, Иркутской, Сахалинской областях, Республике Саха (Якутия) и Хабаровском крае, а также организацию взаимодействия с действующими субъектами газового рынка в регионе; проработку и реализацию эффективных проектов газоснабжения конечных потребителей.

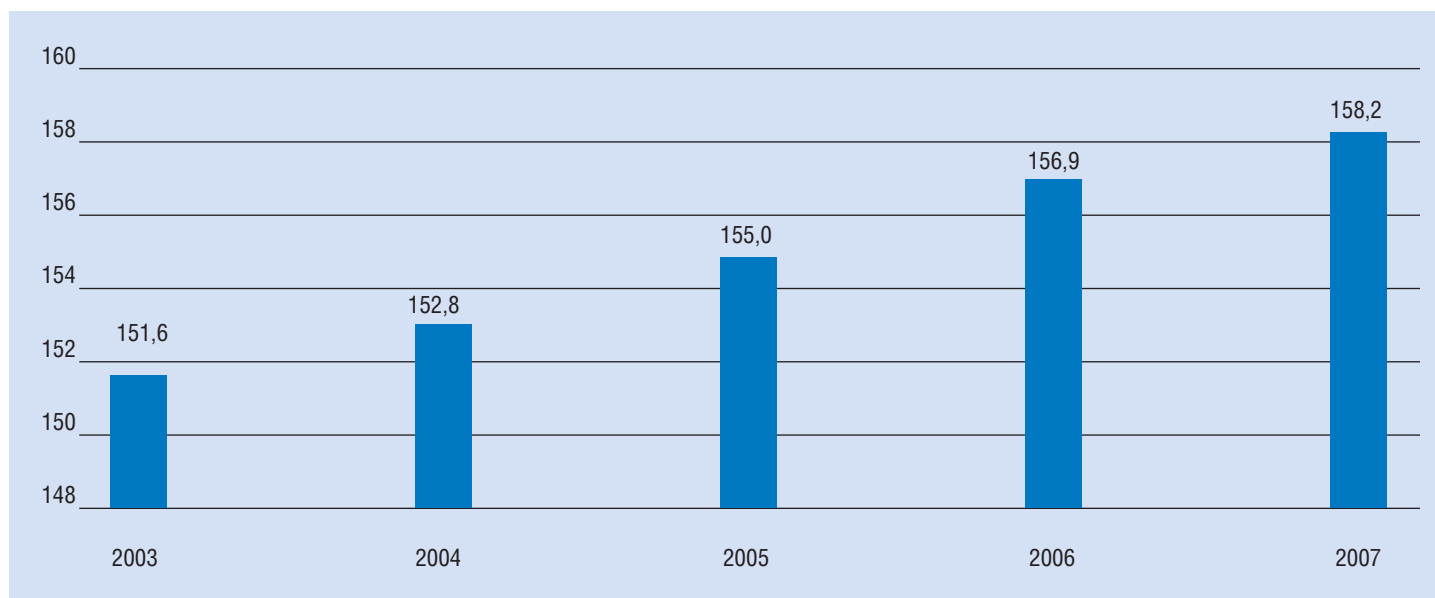
Согласно утвержденной в 2007 г. Правительством Российской Федерации Восточной программе о. Сахалин является одним из приоритетных регионов для полномасштабного коммерческого освоения на Дальнем Востоке.

Первоочередными задачами Газпрома по развитию деятельности на Сахалине являются создание собственной ресурсной базы, а также формирование и развитие ГТС Сахалин – Хабаровск – Владивосток. Ведутся ГРП в Красноярском крае и в Иркутской области. В 2008 г. Правительством Российской Федерации принято решение о передаче ОАО «Газпром» Чаяндынского нефтегазоконденсатного месторождения в Республике Саха (Якутия) с запасами газа категорий С1+С2 1,24 трлн м³, а также Киринского газоконденсатного месторождения на шельфе о. Сахалин с запасами газа категорий С1+С2 75,4 млрд м³. Газпром ведет переговоры с компаниями «БиПи» и «ТНК-БиПи» в отношении завершения сделки по приобретению 62,8 % акций «РУСИА Петролеум» – оператора Ковыктинского месторождения (Иркутская область), запасы газа которого по категориям С1+С2 составляют около 2 трлн м³.

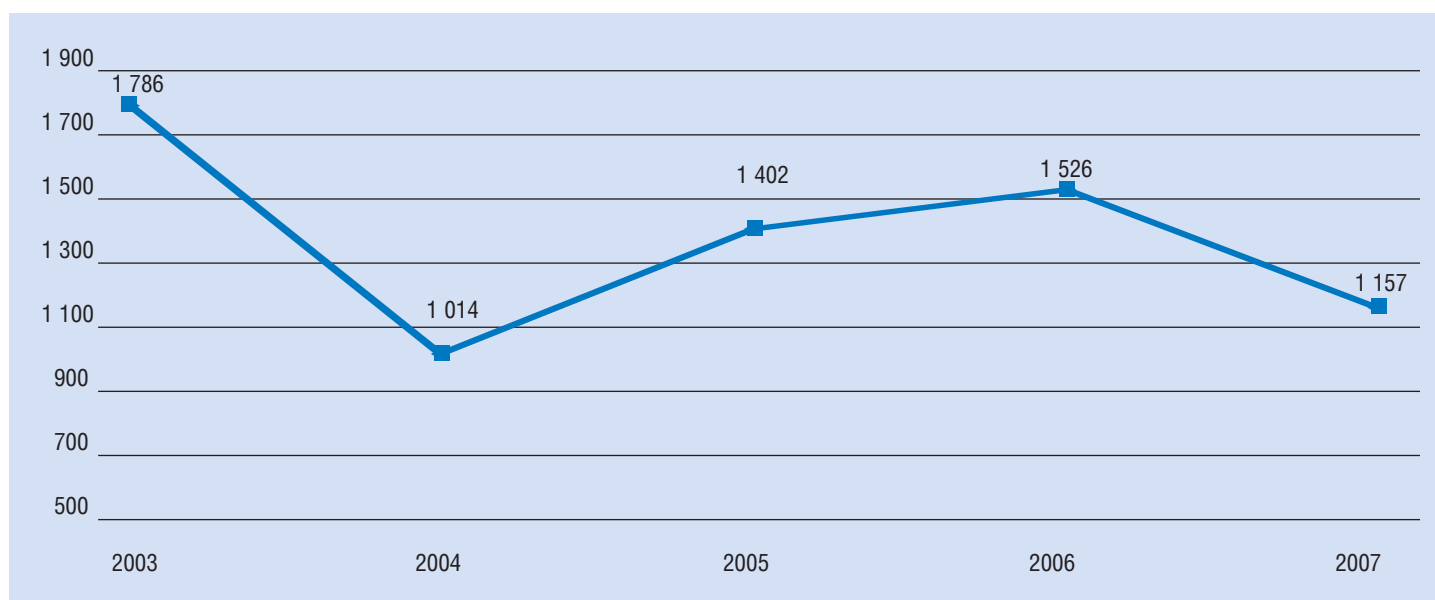
ТРАНСПОРТИРОВКА И ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ

Строительство системы газопроводов *Газпрома* началось свыше 60 лет назад с первого газопровода Саратов – Москва. Основная часть ГТС была построена в 1970–1990 гг. В настоящее время *Газпром* является собственником и оператором ЕСГ, которая обеспечивает сбор, транспортировку, хранение и доставку практически всего природного газа в регионы Российской Федерации, в страны дальнего и ближнего зарубежья.

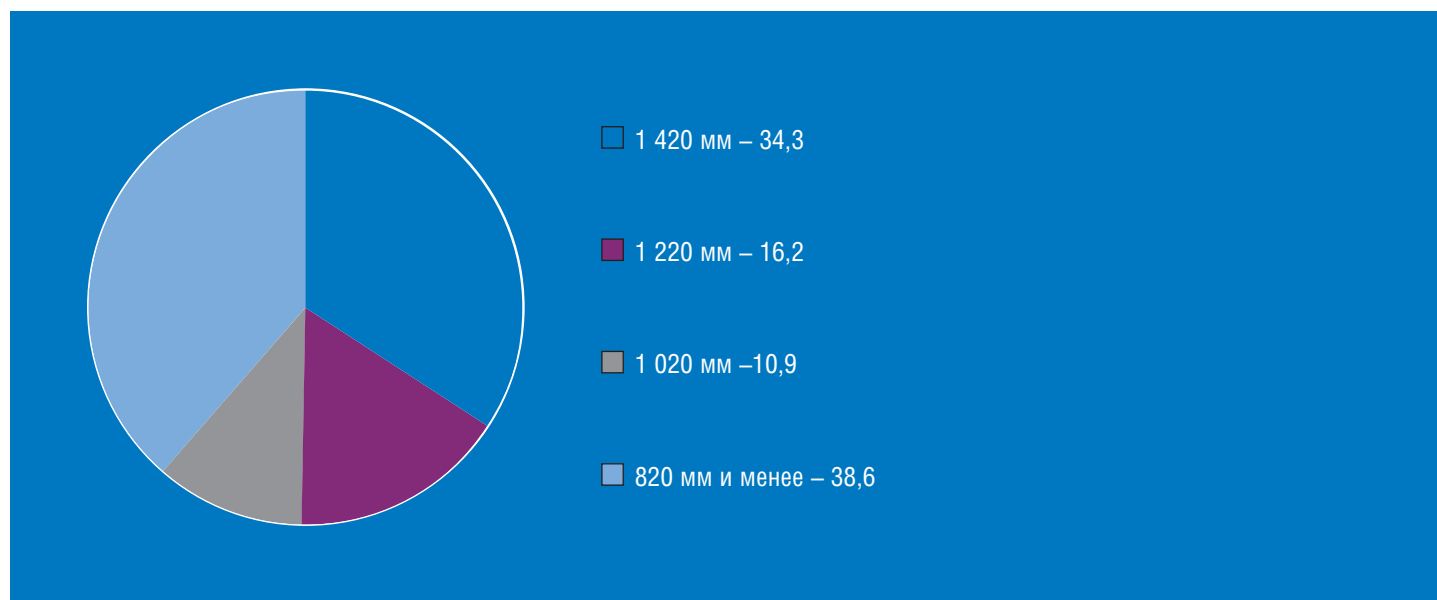
Протяженность магистральных газопроводов и отводов в одноконтинентном исчислении, тыс. км



Ввод в эксплуатацию магистральных газопроводов и отводов, км



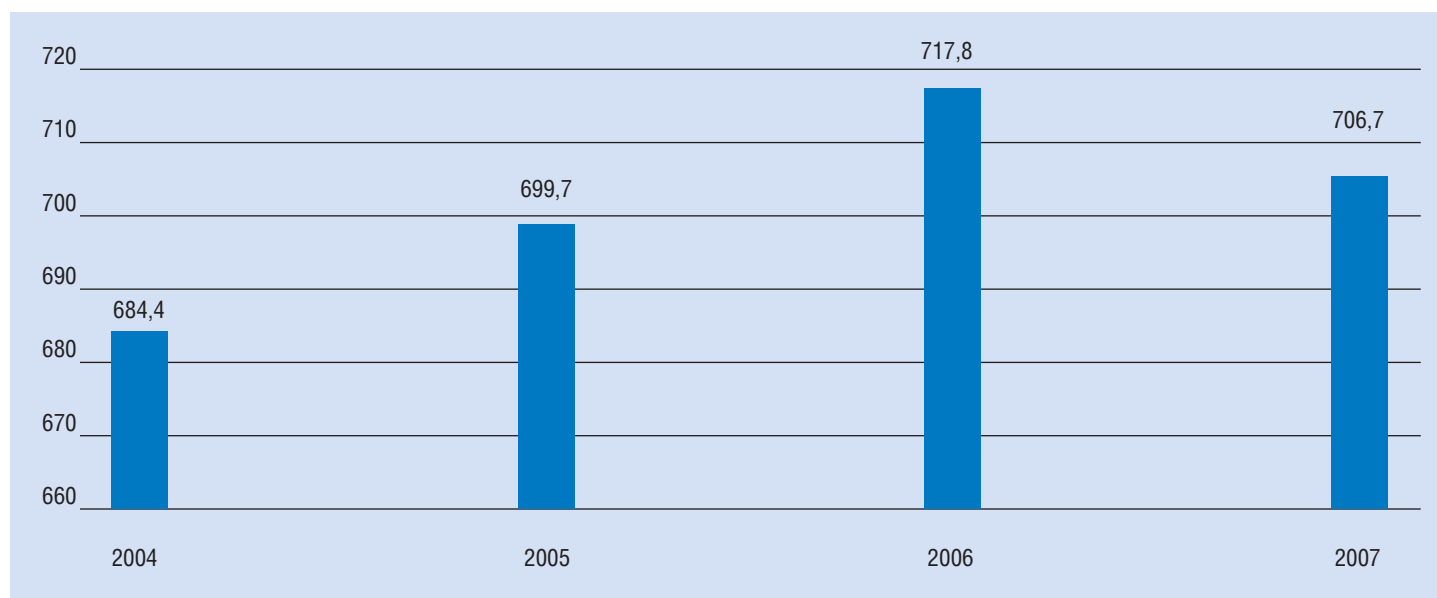
Структура магистральных газопроводов по диаметрам труб в 2007 г., %



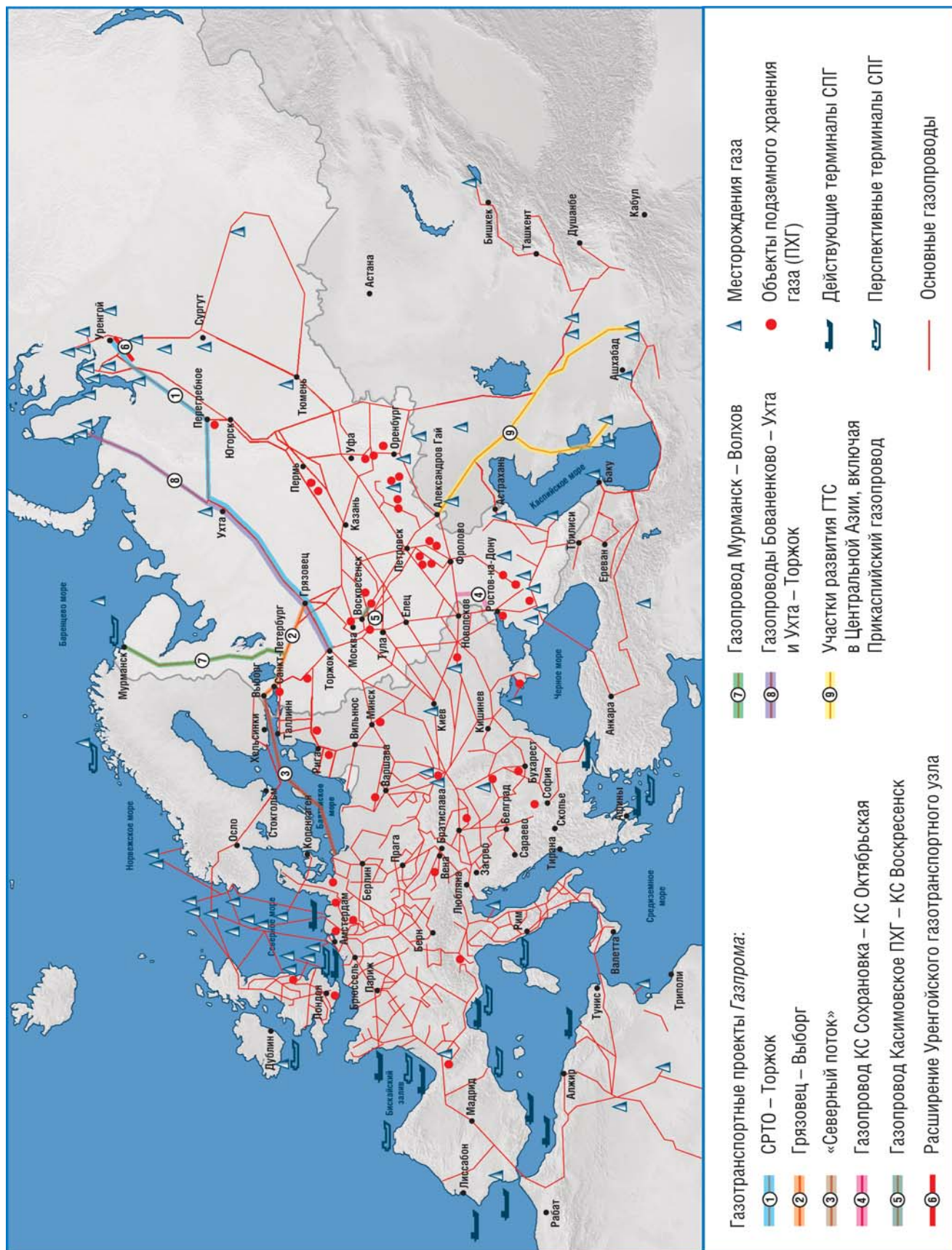
Установленное оборудование на ГТС Газпрома

	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.
Линейные КС, ед.	207	207	210	217	218
Газоперекачивающие агрегаты (ГПА), ед., из них:	3 581	3 537	3 587	3 629	3 641
газотурбинные и газомотокомпрессоры	2 873	2 853	2 903	2 947	2 962
электроприводные	708	684	684	682	679
Установленная мощность ГПА, тыс. МВт	39,4	39,4	40,2	41,0	41,4

Поступление газа в ГТС Газпрома, млрд м³



Евразийская газотранспортная система



Газотранспортные проекты Газпрома

СРТО – Торжок

- Назначение: Транспортировка газа месторождений северных районов Тюменской области в район г. Торжок; увеличение объема поставки газа потребителям Северо-Западного региона России, а также на экспорт по газопроводу Ямал – Европа.
- Проектные характеристики: Протяженность – 2 200 км, производительность – 20,5–28,5 млрд м³ в год на различных участках.
- Ход реализации проекта: Ввод в эксплуатацию линейной части газопровода на всей протяженности завершен в 2006 г. В 2007 г. введены в эксплуатацию три компрессорные станции (КС): Приполярная, Перегребненская и Новуюбилейная – общей мощностью 203 МВт. Строительство планируется завершить в 2011 г.

Грязовец – Выборг

- Назначение: Обеспечение поставок газа на Северо-Запад России и в газопровод «Северный поток».
- Проектные характеристики: Протяженность – 917 км.
- Ход реализации проекта: В 2007 г. введены 162,5 км линейной части газопровода.

«Северный поток»

- Назначение: Транспортировка российского природного газа в страны Западной Европы.
- Проектные характеристики: Протяженность – 1 200 км, диаметр труб – 1 220 мм, рабочее давление – до 220 бар, производительность – 55 млрд м³ газа в год.
- Ход реализации проекта: В 2007 г. одобрено Окончательное соглашение акционеров «Норд Стрим АГ» и подписано Комплексное соглашение, регулирующее вопрос участия компании «Газюни» в реализации проекта. Проведены тендеры на поставку труб большого диаметра для первой нитки газопровода, изготовление бетонных кожухов и оказание услуг по укладке газопровода. Строительство первой нитки пропускной способностью 27,5 млрд м³ в год намечено завершить в 2010 г.

Газопровод КС Сохрановка – КС Октябрьская

- Назначение: Обеспечение потребности в газе потребителей Ростовской области, Краснодарского и Ставропольского краев России без транзита газа по территории Украины.
- Проектные характеристики: Протяженность – 310 км, производительность – 28 млрд м³ газа в год, КС Каменск-Шахтинская (80 МВт).
- Ход реализации проекта: Строительство завершено в 2007 г.

Газопровод Касимовское ПХГ – КС Воскресенск

- Назначение: Транспортировка газа из Касимовского ПХГ в Кольцевой газопровод Московской области в целях увеличения объемов поставки газа в г. Москву и Московскую область, обеспечения надежности поставок в период пикового потребления.
- Проектные характеристики: Протяженность – 204 км, производительность – 4,8 млрд м³ газа в год.
- Ход реализации проекта: В 2007 г. введена в эксплуатацию линейная часть газопровода протяженностью 126,7 км и КС Тума мощностью 24 МВт.

Уренгойский газотранспортный узел

- Назначение: Обеспечение транспортировки увеличивающихся объемов добычи газа *Газпрома* и независимых производителей на разрабатываемых месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона.
- Проектные характеристики: Протяженность – около 400 км, три КС суммарной мощностью 272 МВт.
- Ход реализации проекта: В 2007 г. введено 188,2 км линейной части газопроводов.

Прикаспийский газопровод

- Назначение: Транспортировка туркменистанского и казахстанского природного газа по территориям Туркменистана, Казахстана и России.
- Проектные характеристики: Производительность – 20 млрд м³ газа в год.
- Ход реализации проекта: 20 декабря 2007 г. подписано Соглашение между Правительством Российской Федерации, Правительством Республики Казахстан, Правительством Туркменистана о сотрудничестве в строительстве Прикаспийского газопровода. Планируется создание газотранспортных мощностей от КС Белек (Туркменистан) до газоизмерительной станции Александров Гай (Россия) с учетом реконструкции существующего газопровода Окарем – Бейнеу («Средняя Азия – Центр III»).

Газопровод Мурманск – Волхов

- Назначение: Обеспечение поставок газа со Штокмановского месторождения для потребителей Северо-Западного региона России и экспортных поставок по проекту «Северный поток».
- Проектные характеристики: Протяженность – 1 365 км, производительность – 28–50 млрд м³ (в зависимости от объемов добычи на Штокмановском месторождении). Срок ввода в эксплуатацию – 2013 г.

Газопроводы Бованенково – Ухта и Ухта – Торжок

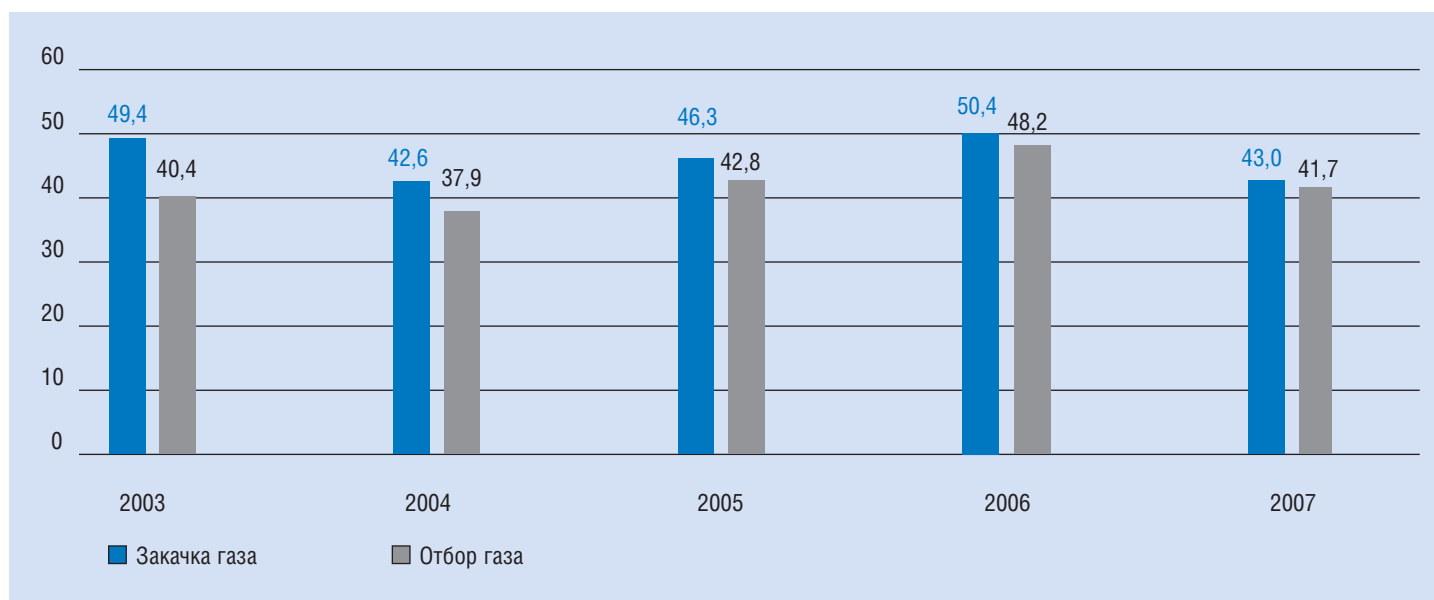
- Назначение: Транспортировка газа с месторождений полуострова Ямал в центральные районы России.
- Проектные характеристики:
Бованенково – Ухта: протяженность – 1 100 км, проектная производительность – 140 млрд м³ газа в год;
Ухта – Торжок: протяженность – 1 300 км, проектная производительность – 81,5 млрд м³ газа в год.

Подземное хранение газа

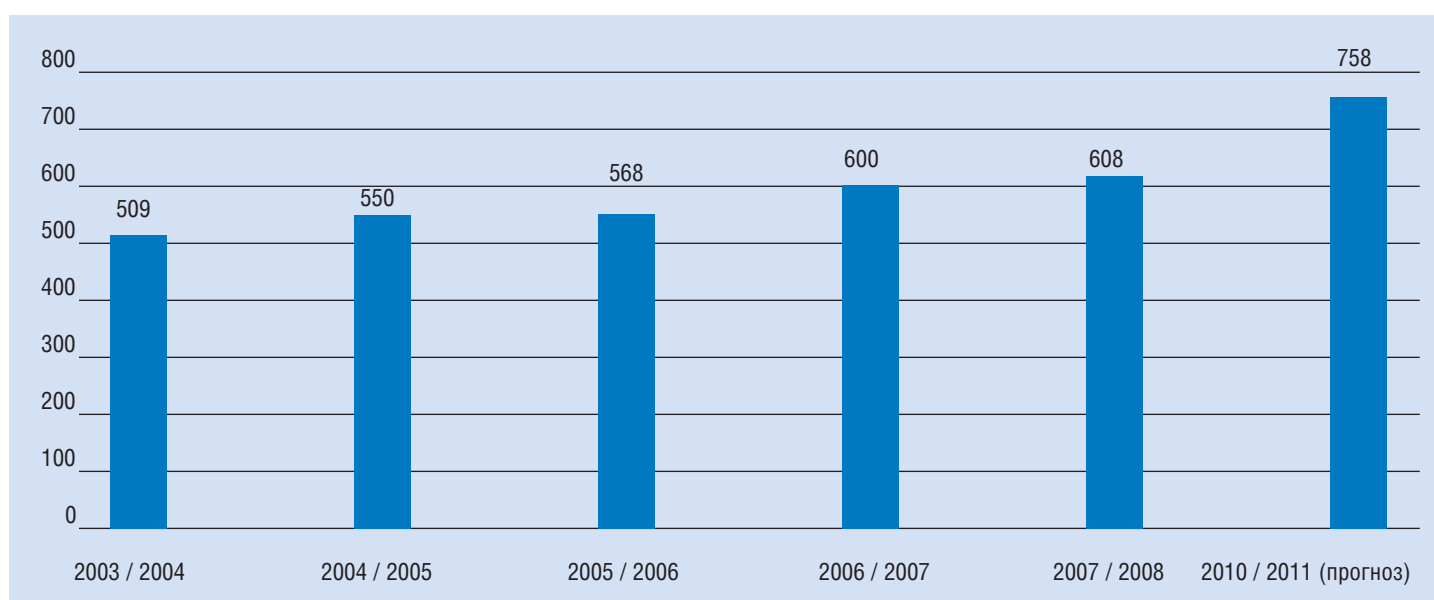
Система подземных хранилищ газа (ПХГ) обеспечивает регулирование сезонной неравномерности газопотребления, поставки дополнительных объемов газа в случае резких похолоданий, технических отказов в ЕСГ и других экстремальных ситуаций, надежность экспортных поставок, долгосрочное резервирование газа.

Характеристика российских ПХГ Газпрома

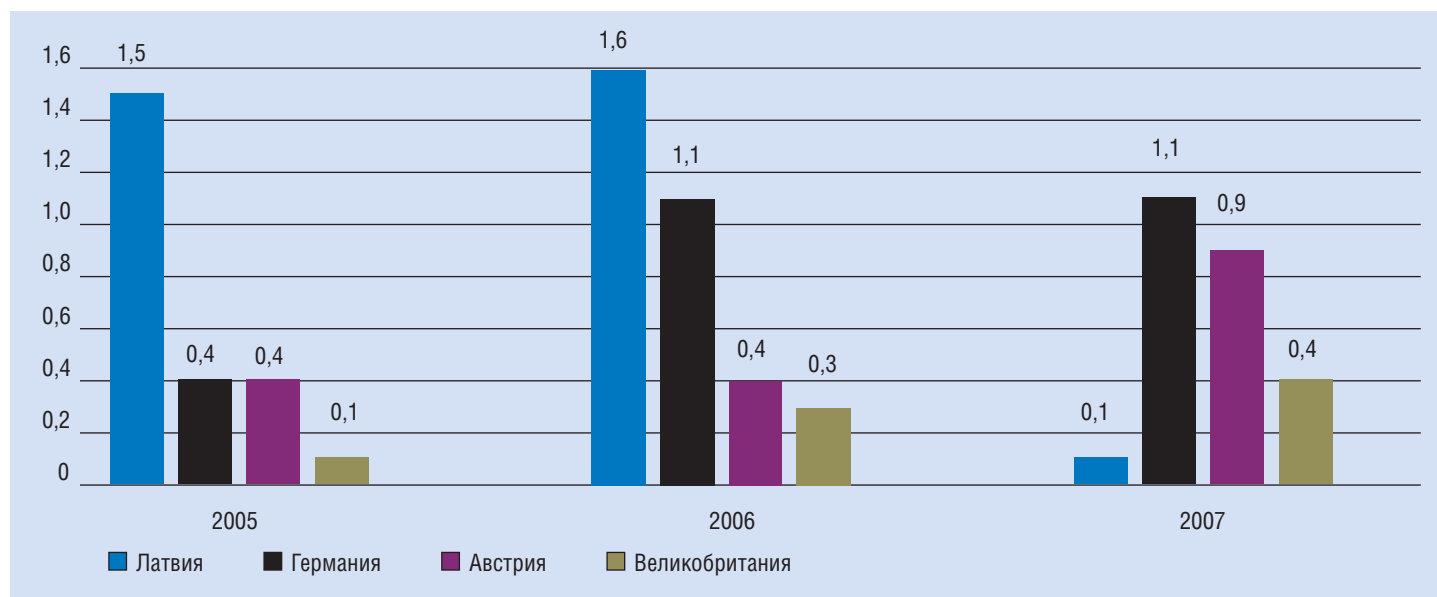
	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.
Количество объектов подземного хранения газа в России, ед.	24	24	24	25	25
Объем активной емкости по обустройству, млрд м ³	61,44	62,38	64,25	64,65	64,94
КС, ед.	17	17	17	17	18
ГПА, ед.	239	235	239	218	230
Установленная мощность ГПА, МВт	971,5	1 002,9	1 021,5	694	758,6

Закачка и отбор газа из ПХГ России, млрд м³

Газпромом реализуется Программа работ на 2005–2010 гг. по подземному хранению газа в Российской Федерации, которая нацелена на достижение суточной производительности ПХГ до 758 млн м³ к сезону отбора 2010/2011 гг.

Максимально возможная суточная производительность ПХГ на территории России на начало сезона отбора, млн м³



Закачка газа Газпрома в ПХГ зарубежных стран, млрд м³

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ЕСГ

ОАО «Газпром» владеет рядом энергетических активов для обеспечения надежного и бесперебойного энергоснабжения технологических объектов ЕСГ. По состоянию на 31 декабря 2007 г. в эксплуатации находились:

- 100,8 тыс. км воздушных и кабельных линий электропередачи;
- 13,7 тыс. электроподстанций напряжением 6-10, 35 и 110 кВ;
- 1 830 электростанций, единичной мощностью 500 кВт и более;
- 233,1 тыс. электродвигателей суммарной мощностью более 10,2 млн МВт;
- 5 710 промышленных котлов, в том числе 2 489 котлов-утилизаторов;

Потребление электроэнергии в 2007 г. составило 17,9 млрд кВт•ч, выработка электроэнергии на собственных электростанциях достигла 1,47 млрд кВт•ч. Потребление тепловой энергии в 2007 г. составило 25,3 млн Гкал.

На объектах добычи, транспортировки, подземного хранения и переработки газа в 2007 г. введены в действие следующие основные объекты энергообеспечения:

- пять электростанций собственных нужд суммарной мощностью 30 МВт (на КС Приполярная, Пангодинская, Слонимская, Кожурлинская, Явасская);
- две подстанции напряжением 110/10 кВ (на КС Жирновская, Волоколамская);
- 10 закрытых распределительных устройств напряжением 10 кВ (на Харвутинской площади Ямбургского месторождения и Южно-Русском месторождении, КС Новопетровская, Каменск-Шахтинская, Микуньская, Приводинская, Ординская, Агрызская, Торжок Бис, Арская);
- шесть централизованных котельных суммарной мощностью 70 МВт (на Харвутинской площади Ямбургского месторождения и Южно-Русском месторождении, КС Каменск-Шахтинская, Казымская, Пангодинская);
- очистные сооружения на Харвутинской площади Ямбургского месторождения и Южно-Русском месторождении, КС Каменск-Шахтинская, Приполярная.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СВЯЗЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

Единая сеть технологической связи – неотъемлемая составная часть многоуровневой системы управления ОАО «Газпром». Она обеспечивает надежную и качественную передачу всех видов информации в интересах деятельности компании.

В 2007 г. реконструировано и построено 1 727 км цифровых радиорелейных линий связи, 150 км волоконно-оптических линий связи, 980 км радиокабельных линий связи, введены в эксплуатацию опорно-транзитная АТС в центральном офисе ОАО «Газпром» и 22 АТС – в дочерних обществах.

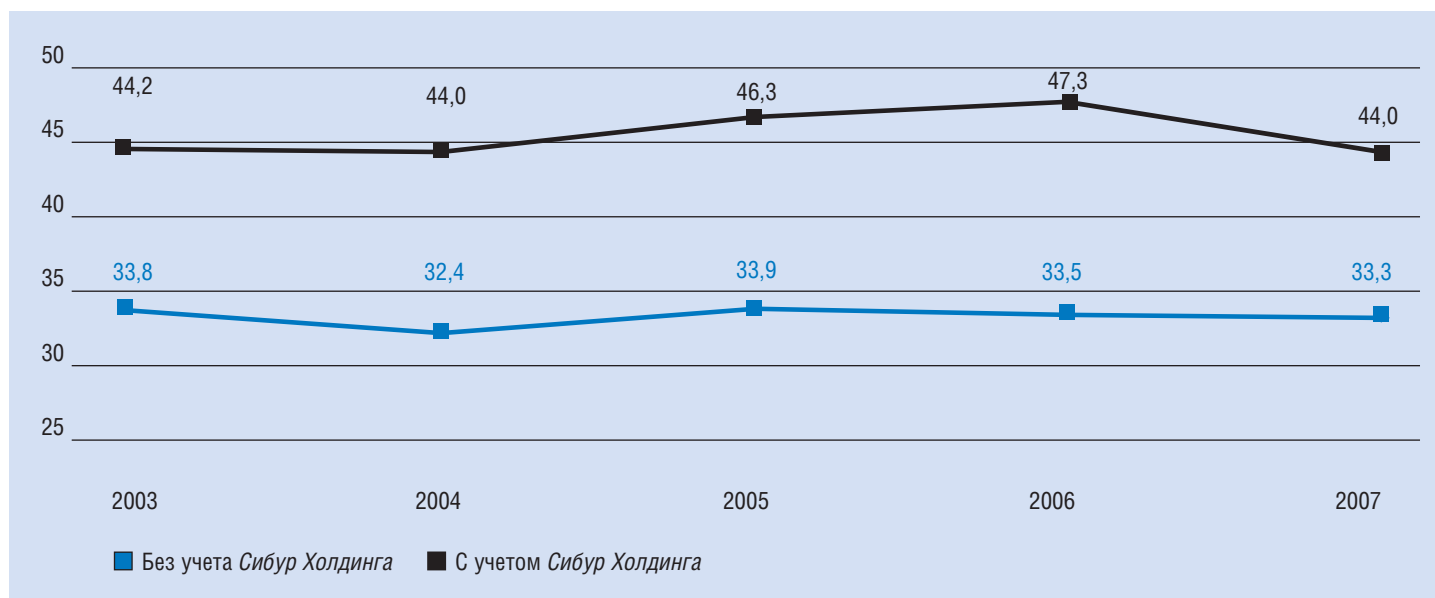
Единая сеть технологической связи ОАО «Газпром» в настоящее время включает в себя:

- 83,7 тыс. км магистральных кабельных линий;
- 27,4 тыс. км многоканальных радиорелейных линий;
- 839 узлов связи;
- 439 базовых и 25,9 тыс. абонентских транкинговых радиостанций;
- сеть спутниковой связи в составе ретрансляторов «Ямал-100» и «Ямал-200» и 190 наземных станций;
- 867 автоматических телефонных станций общей номерной емкостью 345,3 тыс. номеров;
- единую ведомственную сеть передачи данных;
- интернет-центр.

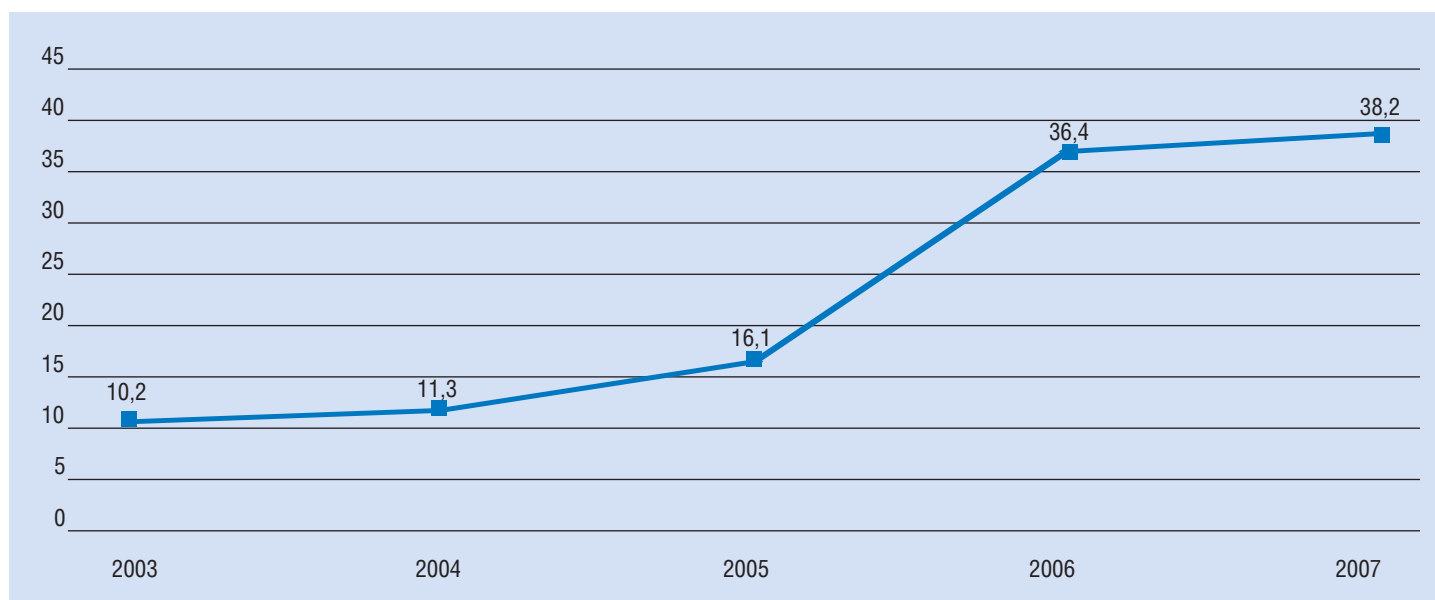
На объектах добычи и транспортировки газа в 2007 г.:

- введены в действие системы автоматизации и автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) на УППГ-10 Харвутинской площади Ямбургского месторождения, пусковом комплексе Южно-Русского месторождения, ДКС (вторая очередь) Юбилейного месторождения;
- выполнена телемеханизация 40 кустов газовых скважин на Харвутинской площади Ямбургского месторождения, Южно-Русском, Комсомольском и Вынгапуровском месторождениях;
- осуществлена реконструкция и модернизация четырех систем цеховой автоматики на ДКС Ямбургского и Уренгойского месторождений.
- введены в действие 21 агрегатная и шесть цеховых систем автоматики на вновь построенных линейных КС Приполярная, Каменск-Шахтинская, Ново-Юбилейная, Ржевская. Проведены комплексные приемочные испытания АСУ ТП компрессорных станций Холм-Жирковская, Ржевская;
- телемеханизировано 1 984 км магистральных газопроводов, введены в эксплуатацию три пункта управления, 102 линейных контролируемых пункта (КП) на газопроводах и 33 КП телемеханики на газораспределительных станциях.

ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДОВ И ПРОИЗВОДСТВО ПРОДУКЦИИ

Объемы переработки природного и попутного газа Группой Газпром, млрд м³

Объемы переработки нефти и нестабильного конденсата Группой Газпром, млн т



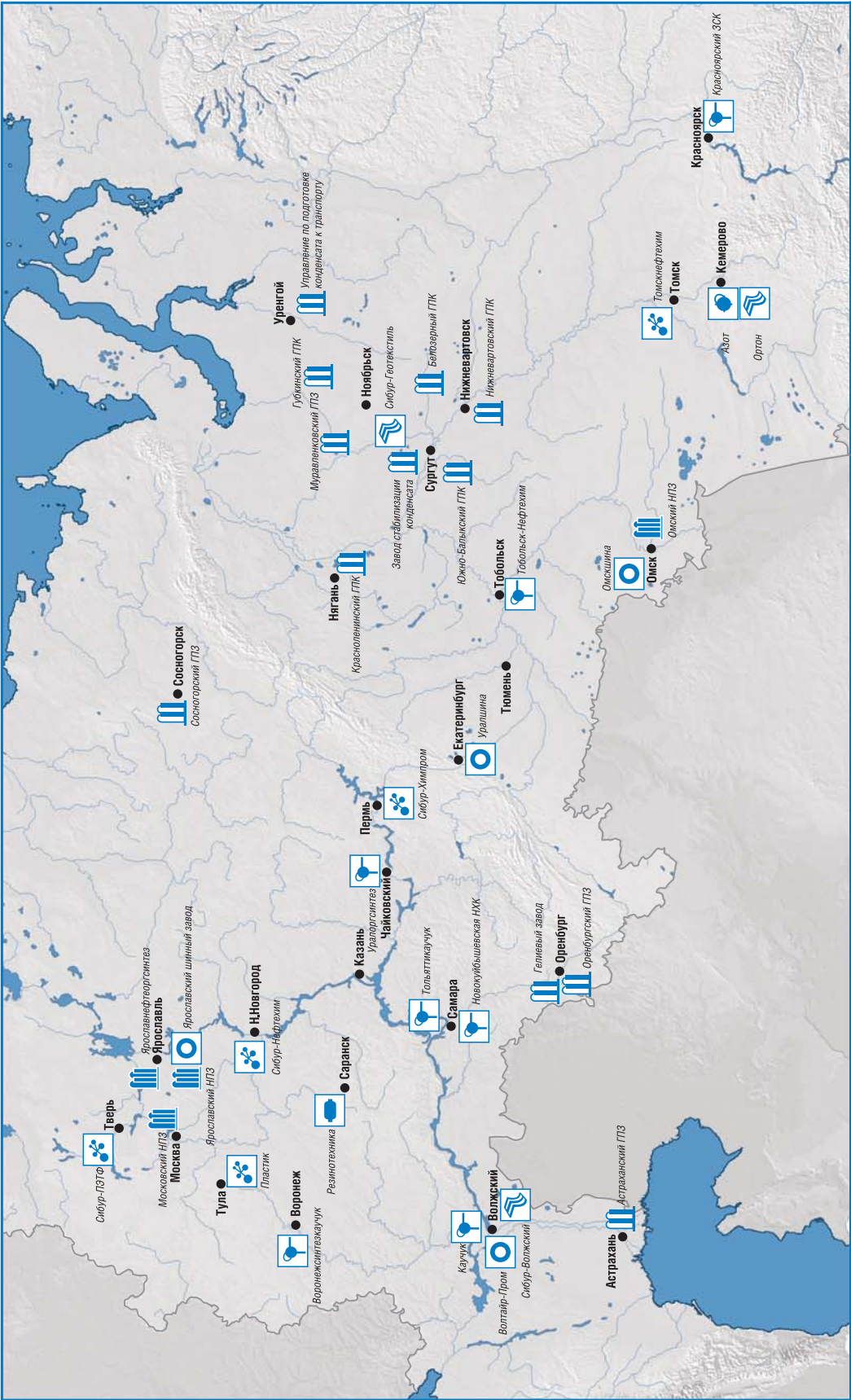
Производство продукции переработки, нефте- и газохимии Группой Газпром*

	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.
Газоперерабатывающие и газодобывающие дочерние общества ОАО «Газпром»					
Стабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т	2 928,4	3 256,2	3 728,7	3 792,8	3 653,0
Сухой газ, млрд м ³	26,0	25,0	26,5	26,0	26,5
Сжиженные углеводородные газы, тыс. т	2 081,6	1 854,0	1 881,9	1 837,7	2 109,8
Автомобильный бензин, тыс. т	1 842,0	2 005,1	2 242,7	2 158,8	2 141,8
Дизельное топливо, тыс. т	1 542,7	1 732,1	1 640,8	1 442,9	1 429,3
Мазут топочный, тыс. т	390,6	392,8	380,8	380,5	394,2
Авиационное топливо, тыс. т	–	15,0	50,9	150,2	133,9
Гелий, тыс. м ³	6 473,7	3 452,3	1 636,4	3 838,1	4 874,0
Одорант, т	3 010,0	2 661,0	3 109,0	2 952,0	2 843
ШФЛУ, ФУМ, тыс. т	232,1	398,4	541,6	881,4	587,5
Этан, тыс. т	283,6	202,6	108,1	223,2	238,4
Техуглерод, тыс. т	32,1	35,1	33,6	34,5	35,4
Пентан-гексановая фракция (ПГФ), тыс. т	110,0	99,7	75,1	92,6	102,6
Сера, тыс. т	5 112,3	5 184,0	5 361,8	5 296,3	5 370,1
Группа Газпром нефть**					
Автомобильный бензин, тыс. т	–	–	883	5 060	5 377
Технологический бензин, тыс. т	–	–	236	1 755	1 737
Дизельное топливо, тыс. т	–	–	1 314	7 614	8 081
Авиационное топливо, тыс. т	–	–	277	1 640	1 810
Мазут топочный, тыс. т	–	–	697	4 506	5 260
Масла, тыс. т	–	–	53	327	346
Сжиженные углеводородные газы, тыс. т	–	–	98	508	526
Сибур Холдинг					
Сухой газ, млн м ³	9 348	10 261	10 951	12 076	9 290
ШФЛУ, тыс. т	1 674	2 019	2 465	3 015	2 061
Бензин газовый стабильный, тыс. т	423	491	562	613	677
Сжиженные углеводородные газы, тыс. т	1 933	2 813	2 891	2 943	2 862
Мономеры, жидкие и мономерсодержащие углеводородные фракции, тыс. т	1 172	1 697	1 848	2 123	1 998
Полимеры и изделия, тыс. т	351	431	469	490	506
Синтетические каучуки, тыс. т	519	573	584	624	553
Продукция органического синтеза, тыс. т	642	904	990	1 109	1 135
Метил-трет-бутиловый эфир (МТБЭ), тыс. т	296	349	379	371	458
Минеральные удобрения и сырье для них, тыс. т	1 328	1 267	1 482	1 360	1 598
Шины, млн шт.	17,6	15,2	13,4	12,8	13,6

* Без учета давальческого сырья.

** Показатели Газпром нефти приведены с IV квартала 2005 г.

Размещение предприятий по переработке углеводородного сырья и производству нефте- и газохимической продукции



Переработка:

Газоперерабатывающие заводы/комплексы

Нефтеперерабатывающие заводы

Производство:

Синтетический каучук и мономеры

Пластики и продукция органического синтеза

Технические ткани и волокна

Минеральные удобрения

Резинотехнические изделия

Шины

Предприятия по переработке углеводородного сырья и производству нефте- и газохимической продукции

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию/год основания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции на 31.12.2007 г.	Продукция
<u>Газоперерабатывающие и газодобывающие дочерние общества ОАО «Газпром»</u>					
Астраханский ГПЗ	ООО «Газпром добыча Астрахань»	Астрахань	1986 г.	12,0 млрд м³ газа 7,3 млн т конденсата и нефти	Сухой товарный газ, стабильный газовый конденсат, сжиженный газ, широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), бензин, дизельное топливо, мазут, сера
Оренбургский ГПЗ	ООО «Газпром добыча Оренбург»	Оренбург	1974 г.	37,5 млрд м³ газа 6,2 млн т конденсата и нефти	Сухой товарный газ, стабильный газовый конденсат, сжиженный газ, ШФЛУ, сера газовая, одорант
Гелиевый завод	ООО «Газпром добыча Оренбург»	Оренбург	1978 г.	15,0 млрд м³ газа	Гелий газообразный и сжиженный, сухой товарный газ, этан, сжиженный газ, ШФЛУ, ПГФ
Сосногорский ГПЗ	ООО «Газпром переработка»	Сосногорск, республика Коми	1946 г.		Сухой товарный газ, сжиженный газ, стабильный газовый конденсат, автомобильный бензин, техуглерод
Уренгойское управление по подготовке конденсата к транспорту	ООО «Газпром переработка»	Уренгой	1985 г.	3,0 млрд м³ газа 12,3 млн т нестабильного конденсата 10,9 млн т стабильного конденсата	Дезгидратированный газовый конденсат, стабильный газовый конденсат, сжиженный газ, автомобильный бензин, дизельное топливо, дистиллят газового конденсата
Завод по стабилизации конденсата	ООО «Газпром переработка»	Сургут	1985 г.		Стабильный газовый конденсат (нефть), автомобильный бензин, дизельное топливо, топливо для реактивных двигателей ТС-1, сжиженный газ, ШФЛУ, ПГФ, дистиллят газового конденсата легкий (ДКГЛ)
<u>Газпром нефть</u>					
Омский НПЗ	ОАО «Газпром нефть»	Омск	1955 г.	19,5 млн т нефти	Бензин автомобильный и технологический, дизтопливо, авиакеросин, мазут, масла, ароматические углеводороды, газы углеводородные сжиженные, нефтяные битумы, сера
<u>Сибур Холдинг</u>					
Нижевартовский ГПК	ООО «Нижевартовский ГПК»	Нижевартовск	1975–1978 гг.	3,21 млрд м³ газа	Переработка ПНГ, сухой отбензиненный газ, ШФЛУ, стабильный газовый бензин, пропан
Белозерный ГПК	ООО «Белозерный ГПК»	Нижевартовск	1980 г.	4,28 млрд м³ газа	- «-
Совместное предприятие ОАО «Сибур Холдинг» и «ТНК-Бипи»	ООО «Юграгаз-переработка»	Нижевартовск	2006 г.	Используются мощности Нижевартовского и Белозерного ГПК	- «-

Губкинский ГПК	ОАО «Губкинский ГПК»	Губкинский	1988 г.	2,14 млрд м³ газа	- «-
Красноленинский ГПК	ООО «Нягань-газпереработка»	Нягань	1987 г.	2,14 млрд м³ газа	- «-
Южно-Балыкский ГПК	ООО «Южно-Балыкский ГПК»	Пыть-Ях	1978 г.	1,07 млрд м³ газа	- «-
Муравленковский ГПЗ	«Ноябрьскгазпереработка» (филиал) ОАО «СибурТюменьГаз»	Ноябрьск	1987 г.	1,07 млрд м³ газа	- «-
Завод по производству синтетического каучука, мономерной продукции и горюче-смазочных материалов (ГСМ)	ООО «Тольяттикаучук»	Самара	1961 г.	280 тыс. т каучуков 75 тыс. т МТБЭ 90 тыс. т изопрена	Синтетические каучуки, МТБЭ, изопрен, фракция бутан-бутиленовая, фракция изопентан-изоамиленовая, латекс
Завод по производству синтетического каучука	ОАО «Воронеж-синтезкаучук»	Воронеж	1932 г.	345 тыс. т каучуков и латексов	Синтетические каучуки, латексы (около 20 % российского рынка каучуков, более 40 видов продукции)
Завод по производству синтетического каучука	ОАО «Красноярский завод синтетического каучука»	Красноярск	1952 г.	34,4 тыс. т	Синтетические каучуки
Завод по производству синтетического каучука, полиолефинов и ГСМ	ОАО «Уралоргсинтез»	Чайковский	1964 г.	0,8 млн т ШФЛУ 110 тыс. т МТБЭ	Сжиженные газы, ШФЛУ, МТБЭ, бензол, изобутилен, метанол, полибутеновые масла
Завод по производству полиолефинов, мономеров и ароматических углеводородов, ГСМ	ООО «Тобольск-Нефтехим»	Тобольск	1985 г.	2,5 млн т ШФЛУ 180 тыс. т бутадиена 100 тыс. т МТБЭ	Сжиженные газы, мономеров для синтетических каучуков, МТБЭ
Завод по производству мономеров и ароматических углеводородов, катализаторов	ЗАО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания»	Новокуйбышевск, Самарская обл.	1964 г.	0,735 млн т ШФЛУ	Пропан, изобутан, нормальный бутан, изопентан, гексановая фракция. Крупнейший в Европе производитель мономеров для синтетического каучука
Завод по производству синтетического каучука	ОАО «Каучук»	Волжский, Волгоградская обл.	1958 г.	140 тыс. т МТБЭ	МТБЭ, фракция ароматических углеводородов, изобутилен, полимерная продукция
Завод минеральных удобрений	ОАО «Азот»	Кемерово	1956 г.	1,35 млн т минеральных удобрений 115 тыс. т капролактама	Более 40 наименований продукции, в том числе капролактама, минеральные удобрения, серная и азотная кислота, ионнообменные смолы
Шинный завод	ОАО «Ярославский шинный завод»	Ярославль	1932 г.	5 265 тыс. шт.	Грузовые, грузовые ЦМК, сельскохозяйственные, легковые, легкогрузовые и авиацины
Шинный завод	ОАО «Омскшина»	Омск	1942 г.	2 907 тыс. шт.	Грузовые, сельскохозяйственные, легковые шины
Шинный завод	ОАО «Волтайр-Пром»	Волжский, Волгоградская обл.	1964 г.	2 117 тыс. шт.	Грузовые, сельскохозяйственные, легковые и легкогрузовые шины

Шинный завод	ООО «Уральский шинный завод»	Екатеринбург	1943 г.	2 802 тыс. шт.	Легковые, легкогрузовые, сельскохозяйственные, мотоциклетные и промышленные шины
Комплекс заводов по производству пластмасс и продукции органического синтеза	ОАО «Сибур-Нефтехим»	Нижний Новгород	1939 г., 1970-е гг.	242 тыс. т этилена 222 тыс. т гликолей	Этилен, пропилен, бензол, окись этилена, этиленгликоли, азот газообразный, кислород, полиэтиленгликоли, каустик, гипохлорит натрия, хлор, кислота соляная, хлористый этил, коагулянты, поливинилхлорид, линолеум, технические жидкости, пластикаты, пленки ПВХ
Завод по производству полимерной продукции	ОАО «Сибур-ПЭТФ»	Тверь	2003 г.	59 тыс. т	Бутылочный гранулят ПЭТФ
Завод пластмасс и продукции органического синтеза	ЗАО «Сибур-Химпром»	Пермь	1973 г.	0,55 млн т ШФЛУ 34 тыс. т этилена 131 тыс. т бутиловых спиртов	ШФЛУ, бензол, пропилен, метанол, изобутан, бутан нормальный, бутан технический, МТБЭ, этилбензол, бутиловые спирты, стабильный бензин
Завод пластмасс и продукции органического синтеза	ООО «Томскнефтехим»	Томск	1974 г.	232 тыс. т этилена 220 тыс. т ПВД 115 тыс. т полипропилена	Полипропилен, полиэтилен высокого давления (ПВД), формалин и карбамидоформальдегидные смолы, этилен, пропилен, товары народного потребления
Завод пластмасс и продукции органического синтеза	ОАО «Пластик»	Узловая, Тульская обл.	1959 г.	40 тыс. т стирола 23 тыс. т АБС-пластиков	АБС-пластик, стирола, полистиролы, фенопласт, полиэтиленовая пленка, изделия из пластмасс
Химический завод	ООО «Сибур-Геотекстиль»	Сургут	2000 г.	2,8 тыс. т нетканого полотна	Нетканые материалы: широкий ассортимент иглопробивных и термоскрепленных материалов «Агротекс», «Геотекс», «Пароизол»
Химический завод	ОАО «Сибур-Волжский»	Волжский, Волгоградская обл.	1958 г.	17,661 тыс. т продукции	Кордная ткань, нити полиамидные текстильные, нити полиамидные для технических изделий, волокно полиамидное и полиамид
Химический завод	ОАО «Ортон»	Кемерово	1971 г.	12,4 тыс. пог. м тканей	Технические ткани
Химический завод	ОАО «Саранский завод «Резинотехника»	Саранск	1965 г.		Рукава, ленты, формовые резинотехнические изделия, клиновые ремни, технические пластины, нефромовые РТИ, индивидуальные средства защиты

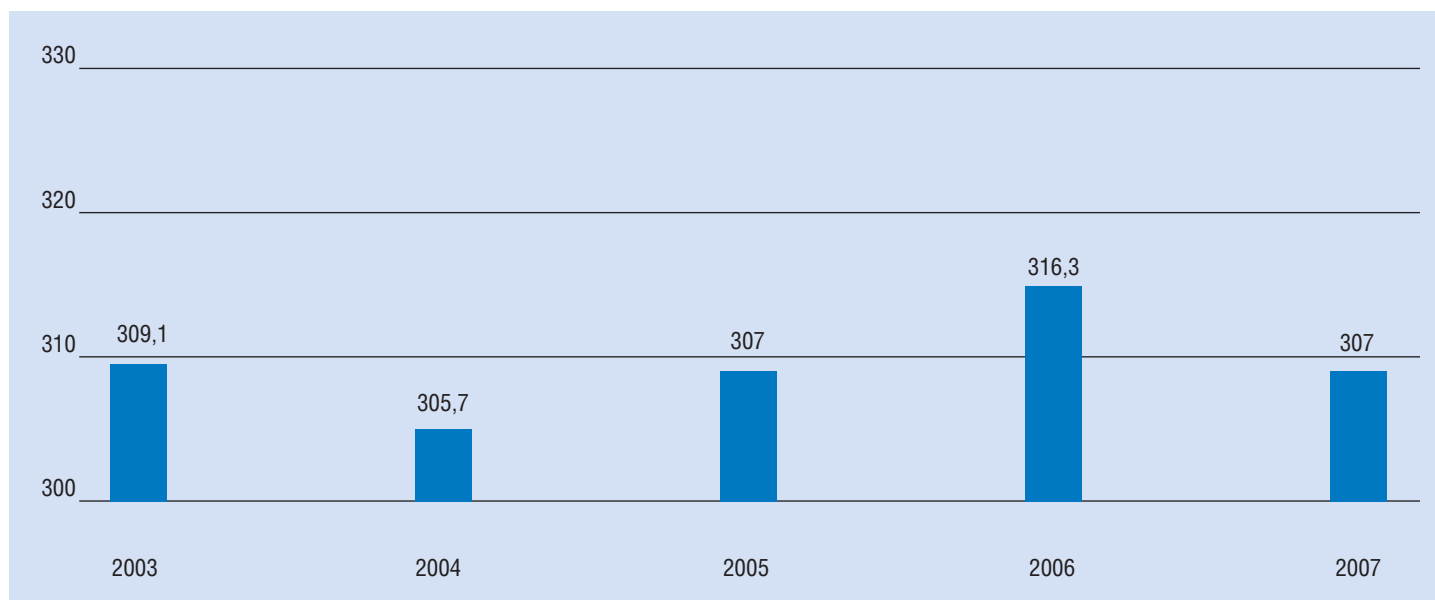
Кроме того *Группа Газпром* имеет доступ к мощностям следующих перерабатывающих предприятий (в соответствии с долями участия в капитале ОАО «НГК «Славнефть» и ОАО «Московский НПЗ»):

Наименование	Компания	Место-положение	Год ввода в эксплуатацию/год основания	Годовая мощность по переработке сырья / производству продукции на 31.12.2007 г.	Продукция
Московский НПЗ	ОАО «Московский НПЗ»	Москва	1938 г.	12,15 млн т нефти	Бензин автомобильный и технологический, дизтопливо, авиакеросин, мазут, нефтяные битумы, газы углеводородные сжиженные, сера
Ярославнефтеоргсинтез	ОАО «НГК «Славнефть»	Ярославль	1958–1961 гг.	15,2 млн т нефти	Бензин автомобильный и технологический, дизтопливо, авиакеросин, мазут, масла, ароматический углеводород, сера, серная кислота, парафино-восковая продукция
Ярославский НПЗ им. Д.И. Менделеева	ОАО «НГК «Славнефть»	Ярославская область	1879 г.	0,3 млн т нефти	Бензин технологический, дизтопливо, мазут, масла

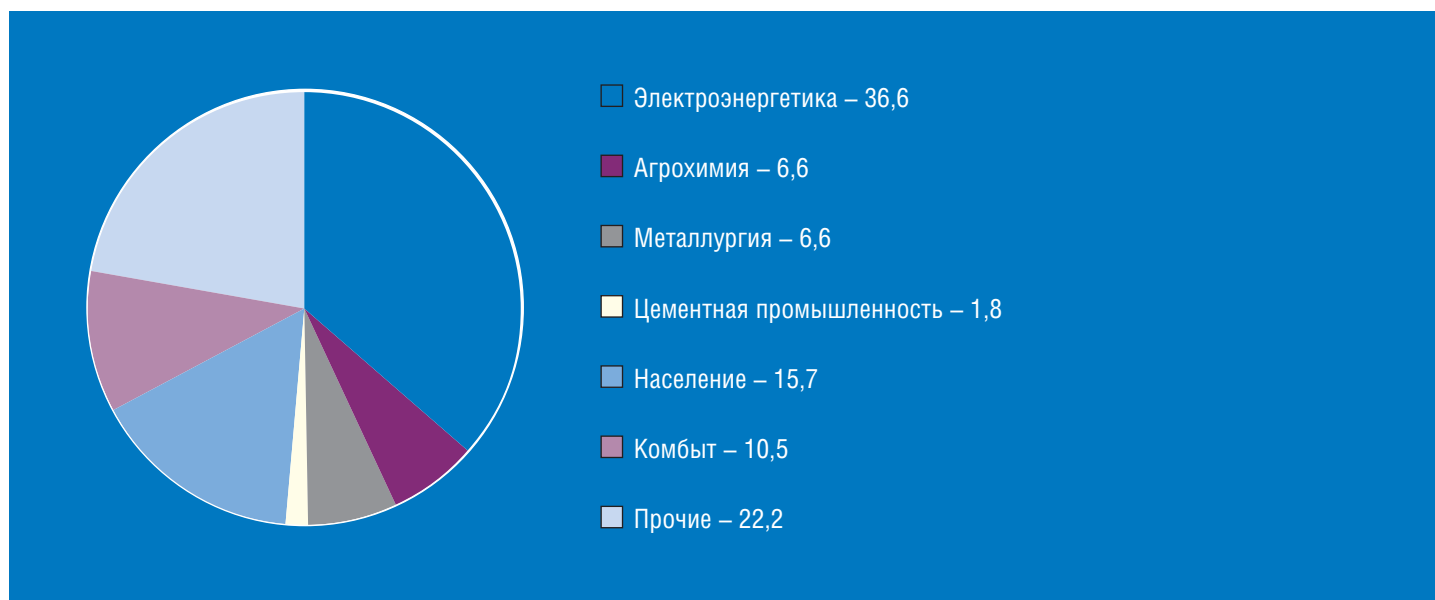
МАРКЕТИНГ

Внутренний рынок

Продажа газа Группы Газпром потребителям России, млрд м³



Структура продаж газа Газпрома в России по группам потребителей в 2007 г., %



Газ, добываемый организациями Группы Газпром, реализуется российским потребителям главным образом по регулируемым государством ценам. Только в сентябре 2006 г. Правительство Российской Федерации разрешило Газпрому продажу ограниченного объема по ценам, формируемым с применением рыночных технологий.

Параметры изменения регулируемых оптовых цен на газ определяются Правительством Российской Федерации. Конкретные регулируемые оптовые цены на газ, дифференцированные по ценовым поясам, учитывающим удаленность потребителей от регионов добычи газа, и по категориям потребителей, утверждаются Федеральной службой по тарифам (ФСТ России). Розничные цены на газ для населения устанавливаются администрациями субъектов Российской Федерации.

До 1 января 2005 г. оптовые цены на газ дифференцировались по семи поясам. В результате совершенствования территориальной дифференциации регулируемых цен, проводимой в целях их приближения к затратам на добычу и транспортировку газа до конечного потребителя, поясное деление было расширено. На 2007 г. ФСТ России устанавливала оптовые цены на газ исходя из указанных

параметров по 13 ценовым поясам с дифференциацией по категориям потребителей. С 2008 г. введена новая дифференциация оптовых цен на газ по 67 ценовым поясам.

Средние оптовые цены на газ, реализуемый потребителям Российской Федерации (кроме газа, реализуемого населению), руб./тыс. м³ (без НДС)

Ценовой пояс	с 01.01.2003 г.	с 01.01.2004 г.	с 01.01.2005 г.	с 01.01.2006 г.	с 01.01.2007 г.
0	438	526			
I	528	634	619	677	779
II	616	739	745	815	937
III	690	828	879	960	1 104
IV	726	871	985	1 080	1 242
IVa			923	1 041	1 198
V	760	912	1 005	1 104	1 270
VI	781	937	1 033	1 136	1 306
VII			1 040	1 148	1 320
VIII			1 088	1 202	1 382
IX			1 119	1 241	1 427
X			1 154	1 284	1 477
Xa				1 304*	1 673
XI			1 160	1 295	1 489
Газ, поступающий по газопроводу Барнаул – Бийск – Горно-Алтайск (уч. 87 км – Горно-Алтайск)					
					1 673
Газ, поступающий по газопроводу Ньюсеница – Архангельск (уч. 147 км – Мирный)					
					2 360

* С 1 августа 2006 г. действовала цена 1 455 руб./тыс. м³.

Средние оптовые цены на газ, предназначенный для последующей реализации населению Российской Федерации, руб./тыс. м³ (без НДС)

Ценовой пояс	с 01.02.2003 г.	с 01.01.2004 г.	с 01.01.2005 г.	с 01.04.2005 г.	с 01.01.2006 г.	с 01.01.2007 г.
0	387	464				
I	410	492	579	619	677	779
II	447	536	616	660	726	835
III	480	576	671	720	794	913
IV	490	588	720	773	857	986
IVa			678	730	833	958
V	500	600	725	778	863	992
VI	508	610	730	783	870	1 001
VII			736	792	883	1 015
VIII			744	802	896	1 030
IX			752	810	907	1 043
X			764	822	920	1 058
Xa					920**	1 196
XI			728,5*	789,1*	920	1 058
Газ, поступающий по газопроводу						
Барнаул – Бийск – Горно-Алтайск						
(уч. 87 км – Горно-Алтайск)						
						1 427
Газ, поступающий по газопроводу						
Нюксеница – Архангельск (уч. 147 км – Мирный)						
						1 836

* С учетом цен для населенных пунктов, пострадавших от наводнения 2002 г.

** С 1 августа 2006 г. действовала цена 1 040 руб./тыс. м³.

Конечная регулируемая оптовая цена на газ включает регулируемые составляющие: оптовую цену на газ, тариф на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям и плату за снабженческо-сбытовые услуги. *Газпром* получает выручку от продажи газа по регулируемой оптовой цене. Выручка газораспределительных организаций, которые обеспечивают транспортировку газа по распределительным сетям до потребителей, формируется за счет регулируемых транспортных тарифов. Региональные компании по реализации газа получают плату за оказываемые ими снабженческо-сбытовые услуги. При этом оптовые цены на газ для нужд населения на 24 % ниже уровня оптовых цен на газ для других категорий потребителей.

В отдельных случаях розничные цены на газ для населения могут включать надбавку коммунально-бытовых или муниципальных организаций на содержание и ремонт газовых сетей. Ценообразование для населения имеет особенности – в частности, наличие льготных категорий потребителей; при отсутствии приборов учета газа в квартирах исчисление платежей осуществляется исходя из установленных норм.

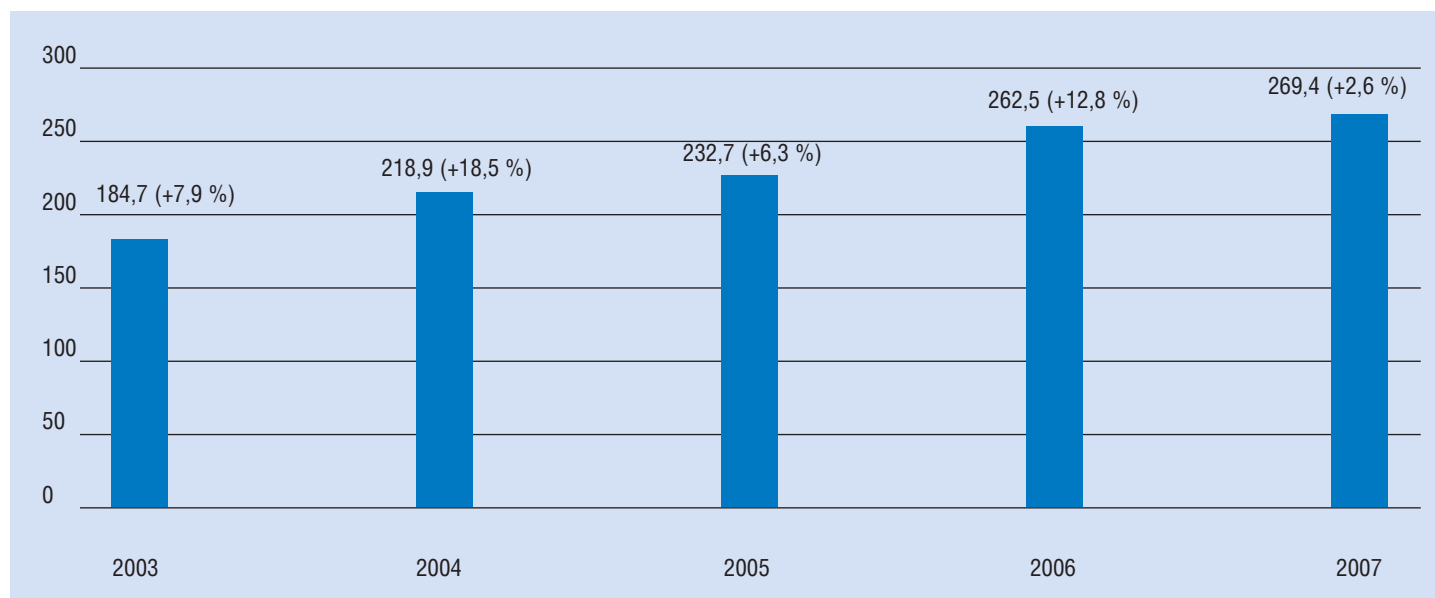
С 2007 г. ФСТ России в целях информирования участников рынка газа о принципах формирования оптовых цен на газ, которые должны применяться начиная с 2011 г., рассчитывает индикативные цены на газ по установленной формуле, которая должна обеспечить соблюдение принципа равной доходности реализации газа на внешних и внутренних рынках. Индикативные цены, рассчитанные для III и IV кварталов 2007 г., почти в три раза превышали регулируемые цены для каждого из ценовых поясов.

Соотношение регулируемых и индикативных оптовых цен на газ

Ценовой пояс	Регулируемые оптовые цены на газ для российских потребителей (кроме газа, реализуемого населению с 01.01.2007 г.), руб./тыс. м ³	Опубликованные в 2007 г. ФСТ России индикативные оптовые цены на газ, определенные исходя из условий равнодоходности реализации газа, руб./тыс. м ³		Превышение индикативных цен над регулируемыми оптовыми ценами, раз	
		III кв.	IV кв.	III кв.	IV кв.
I	779	2 295	2 235	2,95	2,87
II	937	2 762	2 690	2,95	2,87
III	1 104	3 254	3 169	2,95	2,87
IV	1 242	3 661	3 566	2,95	2,87
IVa	1 198	3 530	3 438	2,95	2,87
V	1 270	3 742	3 645	2,95	2,87
VI	1 306	3 850	3 750	2,95	2,87
VII	1 320	3 889	3 788	2,95	2,87
VIII	1 382	4 072	3 967	2,95	2,87
IX	1 427	4 206	4 097	2,95	2,87
X	1 477	4 353	4 240	2,95	2,87
Xa	1 673	4 931	4 803	2,95	2,87
XI	1 489	4 390	4 275	2,95	2,87

Внешний рынок

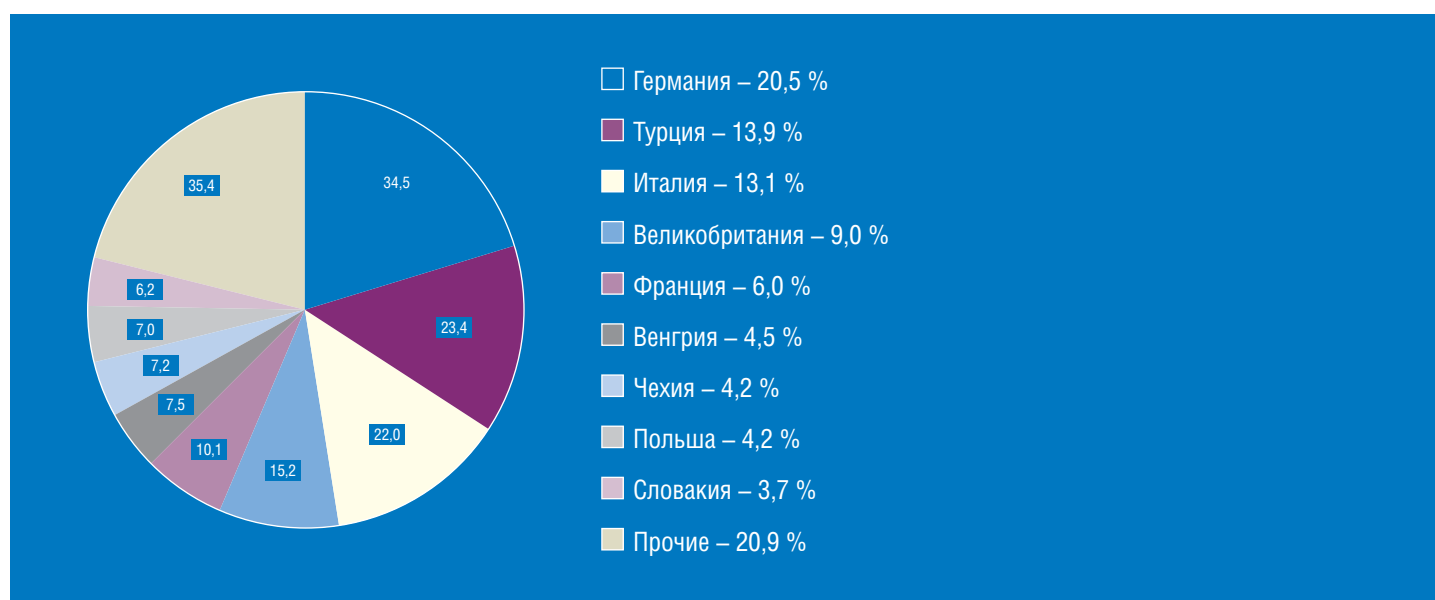
Динамика продаж газа Газпрома за рубеж, млрд м³



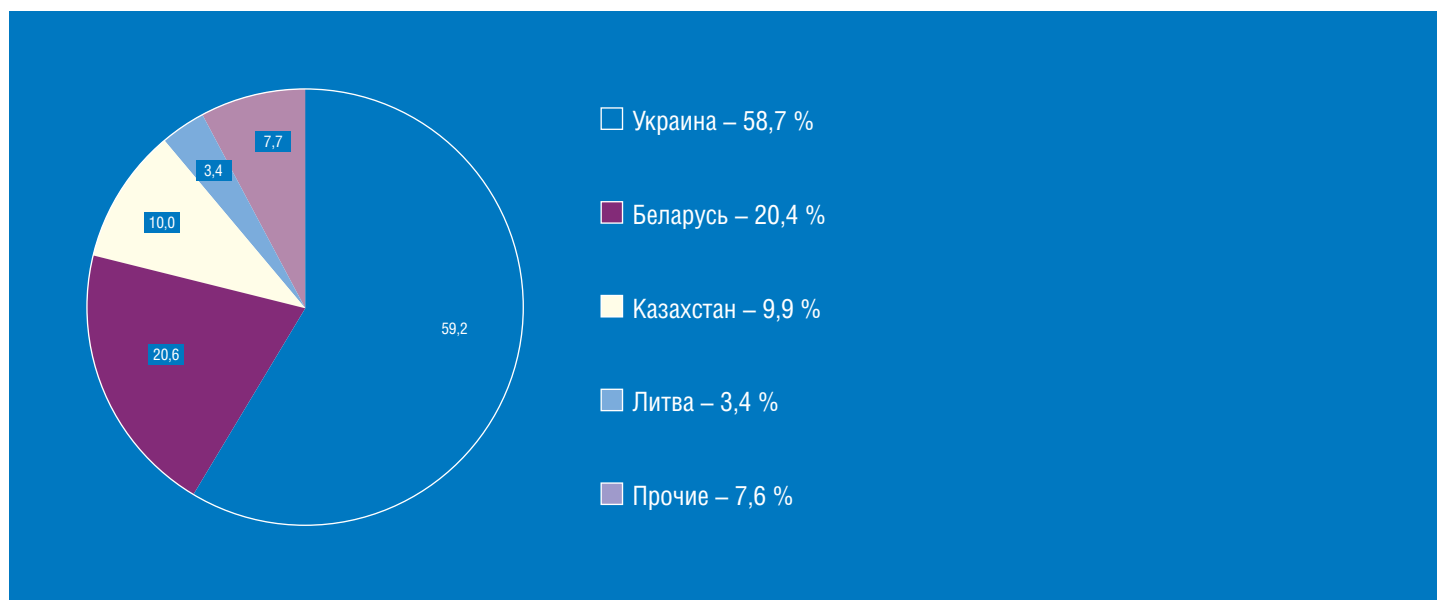
Реализация газа Группы Газпром на зарубежных рынках

	2003 г.		2004 г.		2005 г.		2006 г.		2007 г.	
	Объем, млрд м³	Доля от общего объема, %	Объем, млрд м³	Доля от общего объема, %	Объем, млрд м³	Доля от общего объема, %	Объем, млрд м³	Доля от общего объема, %	Объем, млрд м³	Доля от общего объема, %
СНГ и Балтия	44,1	23,9	65,7	30,0	76,6	32,9	101,0	38,5	100,9	37,5
Дальнее зарубежье	140,6	76,1	153,2	70,0	156,1	67,1	161,5	61,5	168,5	62,5

Объемы и структура продаж природного газа Группы Газпром в страны дальнего зарубежья в 2007 г., млрд м³



Объемы и структура продаж природного газа Группы Газпром в страны СНГ и Балтии в 2007 г., млрд м³



ОСНОВНЫЕ ЗАРУБЕЖНЫЕ ОБЩЕСТВА С УЧАСТИЕМ ГРУППЫ ГАЗПРОМ*

Место регистрации	Наименование	Доля участия**	Другие акционеры / учредители	Краткое описание деятельности
Страны Европы				
Австрия				
	Газпром нефть Трејдинг ГмбХ	100 %	–	Продажа нефти и нефтепродуктов
	ЗГГ-Зарубежгазнефтехим Трејдинг ГмбХ	100 %	–	Торговля углеводородам
	ЗМБ Газшпайхер Холдинг ГмбХ	67,67 %	Центрекс	Строительство и эксплуатация ПХГ
	Газ унд Варен Хандельсгезельшафт м.б.Х. (ГВХ мбХ)	50 %	Центрекс Газ энд Энерджи Юроп АГ	Продажа газа
	Центрекс Бетайлигунгс ГмбХ	38 %	Центрекс Газ энд Энерджи Юроп АГ	Торговля газом
Великобритания				
	Газпром Маркетинг энд Трејдинг Лтд.	100 %	–	Торговля газом, электроэнергией, эмиссионными сертификатами
	Газпром Маркетинг энд Трејдинг Ритэйл Лтд.	100 %	–	Розничная продажа газа
	Вингаз Сторидж ЮК Лтд.	33,33 %	Вингаз ГмбХ, Центрекс	Строительство ПХГ, ГРП и добыча газа в британском секторе Северного моря
	Интерконнектор (ЮК) Лтд.	10 %	КонокоФиллипс, Дистригаз, ЭНИ, Э.ОН Рургаз	Поставки и продажа газа
Германия				
	Газпром Германия ГмбХ	100 %	–	Управление холдингом и координация работы на европейском рынке, участие через Вингаз ГмбХ в строительстве газопроводной системы Германии
	ЗМБ ГмбХ	100 %	–	Продажа газа, строительство ПХГ
	ЗМБ мобил ГмбХ	100 %	–	Лизинг и ремонт автотехники, развитие АЗС
	Винтерсхалл Эрдгаз Хандельсхаус ГмбХ и Ко. КГ (ВИЕХ)	50 %	Винтерсхалл Холдинг АГ	Продажа газа
	Винтерсхалл Газ ГмбХ (Вингаз ГмбХ)	49,98 %	Винтерсхалл Холдинг АГ	Транспортировка и продажа газа, строительство газопроводов
	Винтерсхалл АГ	49 %	Винтерсхалл Холдинг АГ	Добыча углеводородов в Ливии
	Этцел Каверненбетрибс- Вервалтунгс ГмбХ	33 %	БиПи, ДОНГ	Строительство газохранилища «Этцель» и соединительного газопровода

* Данные приведены по состоянию на 31.12.2007 г.

** Под долей участия понимается суммарная доля обществ Группы Газпром в уставном капитале объектов вложений.

	Этцел Каверненбетрибс-гезельшафт мбХ & Ко.КГ	33 %	БиПи, ДОНГ	Эксплуатация газохранилища «Этцель»
	Фербунднетцгаз АГ	5,26 %	ЭВЭ АГ, Винтерсхалл Холдинг АГ	Транспортировка, хранение и торговля газом
Греция	Прометеус Газ С.А.	50 %	Копелузос Броз. Корп.	Строительство электростанций в Греции
Италия	Газпром Маркетинг энд Трейдинг Италия, С.р.л.	100 %	–	Продажа газа, торговля энергоресурсами на итальянском рынке
	Промгаз СпА	50 %	ЭНИ	Продажа газа
Нидерланды	Газпром Нидерланды Б.В.	100 %	–	Управление зарубежными активами в сфере геологоразведки и добычи углеводородного сырья
	Газпром Ливия Б.В.	100 %	–	Геологическая разведка углеводородного сырья
	Трубопроводная компания «Голубой поток» Б.В.	50 %	ЭНИ	Транспортировка газа
Финляндия	Газум Ой	25 %	Фортум Корпорэйшн, Э.ОН Рургаз, Финляндская Республика	Продажа газа
Франция	Газпром Маркетинг энд Трейдинг Франс САС	100 %	–	Продажа газа, торговля энергоресурсами во Франции
Швейцария	ЗМБ (Швайц) АГ	100 %	–	Продажа газа
	Балтик ЛНГ АГ	80 %	ОАО «Совкомфлот»	Производство и продажа СПГ
	Норд Стрим АГ	51 %	Э.ОН Рургаз, Винтерсхалл Холдинг АГ	Реализация проекта «Северный поток», транспортировка газа
	Газ Проджект Девелопмент Централ Эйша АГ	50 %	Центрекс Газ энд Энерджи Юроп АГ	Управляющая компания по участию в проектах разработки нефтегазовых месторождений в Центральной Азии
	Винтерсхалл Эрдгаз Хандельсхаус Цуг АГ (ВИЕЕ)	50 %	Винтерсхалл Холдинг АГ	Продажа газа
	РосУкрЭнерго АГ	50 %	Центргаз Холдинг АГ	Продажа газа
Болгария	Топэнерджи	100 %	–	Поставка и продажа газа, транзит газа, проектирование газопроводов
	Овергаз Инк АД	50 %	Овергаз Холдинг АД	Продажа газа, развитие местных газовых сетей, поставка и продажа газа конечным потребителям
	Дексия Болгария ООД	26 %	ВИЕЕ АГ	Закупка и поставка газа для реализации в Болгарии
Венгрия	Панрусгаз Зрт.	40 %	Э.ОН Фельдгаз Трейдинг Рт.	Продажа газа

Польша				
	СТГ ЕвРоПол ГАЗ С.А.	48 %	ПиДжиЭнАйДжи С.А., Газ Трейдинг С.А.	Транспортировка и продажа газа
	Газ Трейдинг С.А.	16 %	ПиДжиЭнАйДжи, Бартимпэкс С.А., ВИЕХ, Венглокок	Торговля сжиженным газом
Румыния				
	ВИЕЕ Румыния СРЛ	50 %	ВИЕЕ АГ	Закупка и поставка газа для реализации в Румынии
	Виром Газ С.А.	26 %	ВИЕЕ АГ, Дистригаз Сюд С.А.	Продажа газа
Сербия				
	Югоросгаз	50 %	ГП «Србиягас», Централ МЕ Энерджи энд Газ	Продажа, транспортировка и распределение газа
Турция				
	Турусгаз	45 %	Боташ Интернэшнл Лтд., Гама Индастриал Плэнтс Мануфэкчуринг энд Эрэкшн Корп.	Продажа газа
	Босфорус Газ Корпорэйшн АС	40 %	Тур Энержи	Продажа газа
Чехия				
	Вемекс с.р.о.	33 %	Центрекс Газ энд Энерджи Юроп АГ	Продажа газа конечным потребителям
Страны СНГ и Балтии				
Армения				
	ЗАО «Армросгазпром»	53,4 %	Министерство энергетики Республики Армения, Итера	Транспортировка и продажа газа
Беларусь				
	ОАО «Белтрансгаз»	12,5 %	Государственный комитет по имуществу Республики Беларусь	Транспортировка газа
Казахстан				
	ТОО «КазРосГаз»	50 %	НК «КазМунайГаз»	Транспортировка и продажа газа
Молдова				
	АО Молдовагаз	50 %	Республика Молдова, Приднестровье	Транспортировка и продажа газа
Узбекистан				
	ООО «Устюрт-Зарубежнефтегаз»	100 %	–	ГРР в Устюртском регионе
	ОК «Зарубежнефтегаз- ГПД Центральная Азия»	50 %	Газ Проджект Девелопмент Централ Эйша АГ	Разработка месторождения Шахпахты и добыча углеводородов
Украина				
	Газтранзит	37 %	НАК «Нафтогаз Украины», АО «Турусгаз»	Транспортировка газа
Латвия				
	Латвияс Газе АС	34 %	Итера-Латвия, Э.ОН Рургаз АГ	Транспортировка и продажа газа
Литва				
	ЗАО «Каунасская термофикационная электростанция»	99 %		Производство и распределение электрической и тепловой энергии
	Лиетувос Дуйос АБ	37 %	Э.ОН Рургаз АГ, Литовская Республика	Транспортировка и продажа газа
	Стелла Витае	30 %	Физические лица	Транспортировка и продажа газа

Эстония

АО Ээсти Гааз	37 %	Э.ОН Рургаз АГ, Фортум Корпорэйшн, Итера-Латвия	Продажа газа
---------------	------	---	--------------

Другие страны / места регистрации

Бермуды

Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.	50 % + 1 акция	Шелл Сахалин Холдингз Б.В. (Шелл), Мицуи Сахалин Холдингз Б.В. (Мицуи) и Даймонд Газ Сахалин (Мицубиси)	Добыча нефти и газа, продажа нефти и газа, транспортировка и продажа СПГ
--	----------------	--	---

Венесуэла

Урданетагазпром-1, С.А.	99 %		Разведка и разработка месторождений природного газа в районе блока Урумако-I
Урданетагазпром-2, С.А.	99 %		Разведка и разработка месторождений природного газа в районе блока Урумако-II

Вьетнам

СОК «Вьетгазпром»	50 %	НК Петровьетнам	Добыча углеводородов на блоке № 112 на шельфе Вьетнама
-------------------	------	-----------------	--

США

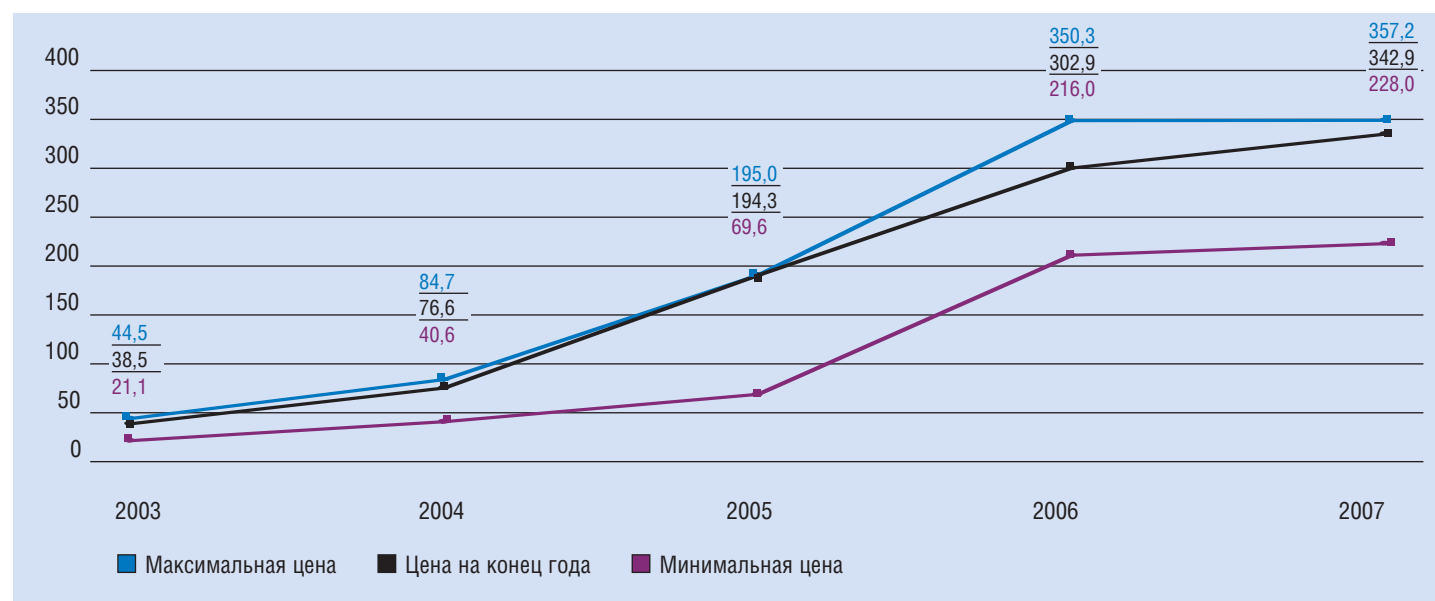
Газпром Маркетинг энд Трейдинг ЮЭс, Инк.	100 %	—	Продажа газа, торговля энергоресурсами на рынке США
---	-------	---	---

АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ, ДИВИДЕНДЫ, РЫНОЧНЫЕ ИНДИКАТОРЫ

Структура акционерного капитала ОАО «Газпром» на конец года, %

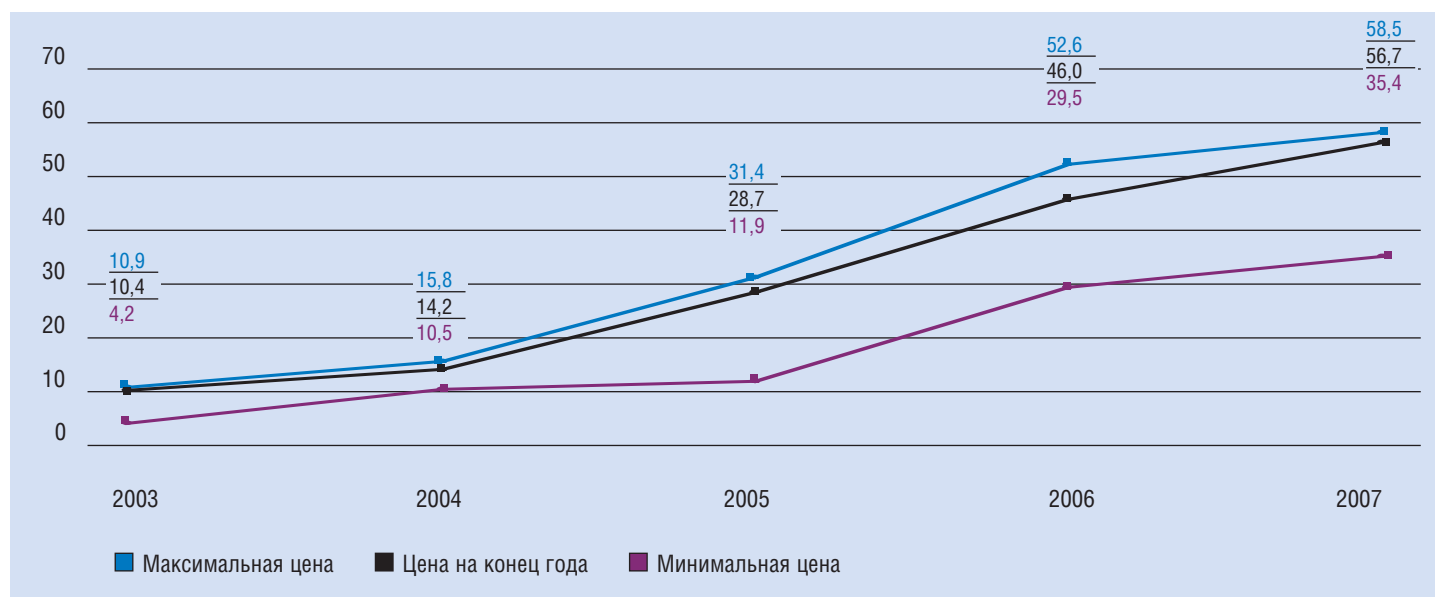
	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.
Доля, контролируемая Российской Федерацией	39,262	39,262	50,002	50,002	50,002
Федеральное агентство по управлению федеральным имуществом	38,373	38,373	38,373	38,373	38,373
ОАО «Росгазификация»	0,889	0,889	0,889	0,889	0,889
ОАО «Роснефтегаз»	—	—	10,740	10,740	10,740
Владельцы АДР	4,422	4,422	4,422	13,200	21,020
Прочие зарегистрированные лица	56,316	56,316	45,576	36,798	28,978

Цена акций ОАО «Газпром» на закрытие торгов на российских фондовых биржах*, руб.

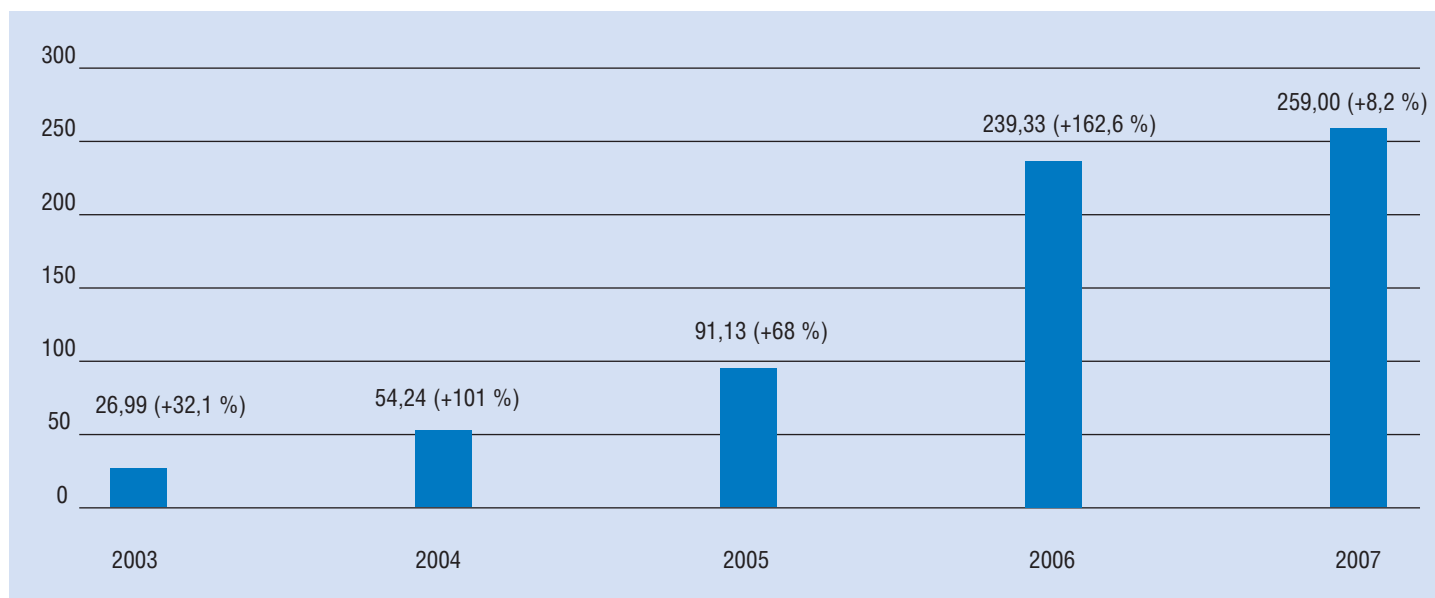


* Данные за 2003–2005 гг. относятся к Фондовой бирже «Санкт-Петербург», за 2006–2007 гг. — к Московской межбанковской валютной бирже.

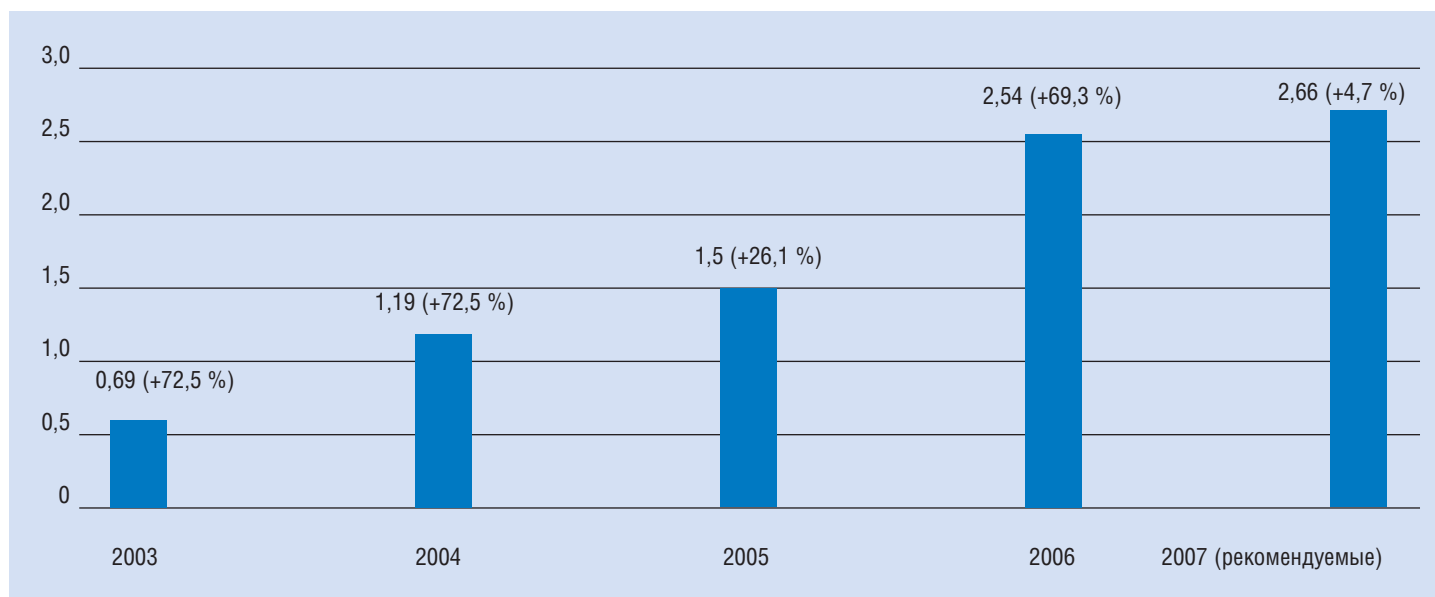
Цена АДР на акции ОАО «Газпром» на закрытие торгов на Лондонской фондовой бирже*, долл.



* Стоимость АДР на акции ОАО «Газпром» приведена в соответствии с условиями Программы АДР 2006 г. (1 АДР равна 4 акциям).

Динамика рыночной капитализации ОАО «Газпром»*, млрд долл.

* Средняя рыночная капитализация ОАО «Газпром» за 2006 г. и предшествующие годы рассчитана в соответствии с Дивидендной политикой ОАО «Газпром» как сумма среднего арифметического ежедневной рыночной капитализации внутреннего рынка и среднего арифметического ежедневной рыночной капитализации внешнего рынка. В связи с либерализацией рынка акций ОАО «Газпром» и выравниванием цен на акции и АДР на акции ОАО «Газпром» показатель за 2007 г. определен как произведение среднегодовой цены акций на закрытие торгов на ММВБ по среднегодовому курсу Центрального банка России на общее количество выпущенных акций ОАО «Газпром».

Динамика дивидендов, руб. на одну акцию

Финансовые и рыночные коэффициенты ОАО «Газпром»

	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.
Рентабельность собственного капитала, % *	7,60	8,70	6,08	9,40	9,11
Рентабельность активов, % *	5,65	6,41	4,79	7,55	6,90
Рентабельность продаж, % *	26,59	23,85	29,09	30,87	27,41
Коэффициент текущей ликвидности *	1,84	3,04	3,35	2,95	2,80
Коэффициент быстрой ликвидности *	1,54	2,52	2,67	2,35	2,34
Коэффициент автономии собственных средств *	0,74	0,74	0,79	0,80	0,76
Соотношение собственного и заемного капитала, %	22,4	23,7	20,23	16,90	23,39
Коэффициент цена / прибыль на акцию P/E (внутренний рынок акций ОАО «Газпром»)	6,30	11,29	22,65	20,83	23,61
Коэффициент цена / прибыль на акцию P/E (внешний рынок акций ОАО «Газпром»)	12,67	14,49	24,06		
Рыночная капитализация, млрд долл.	26,99	54,24	91,13	239,33	259,00
Рыночная капитализация / чистые активы	0,48	0,84	0,87	1,78	1,67

* Рассчитано по методике, рекомендованной Положением о раскрытии информации эмитентами эмиссионных ценных бумаг, утвержденным приказом ФСФР России от 10 октября 2006 г. № 06-117/пз-н.

КОРПОРАТИВНАЯ НЕДВИЖИМОСТЬ

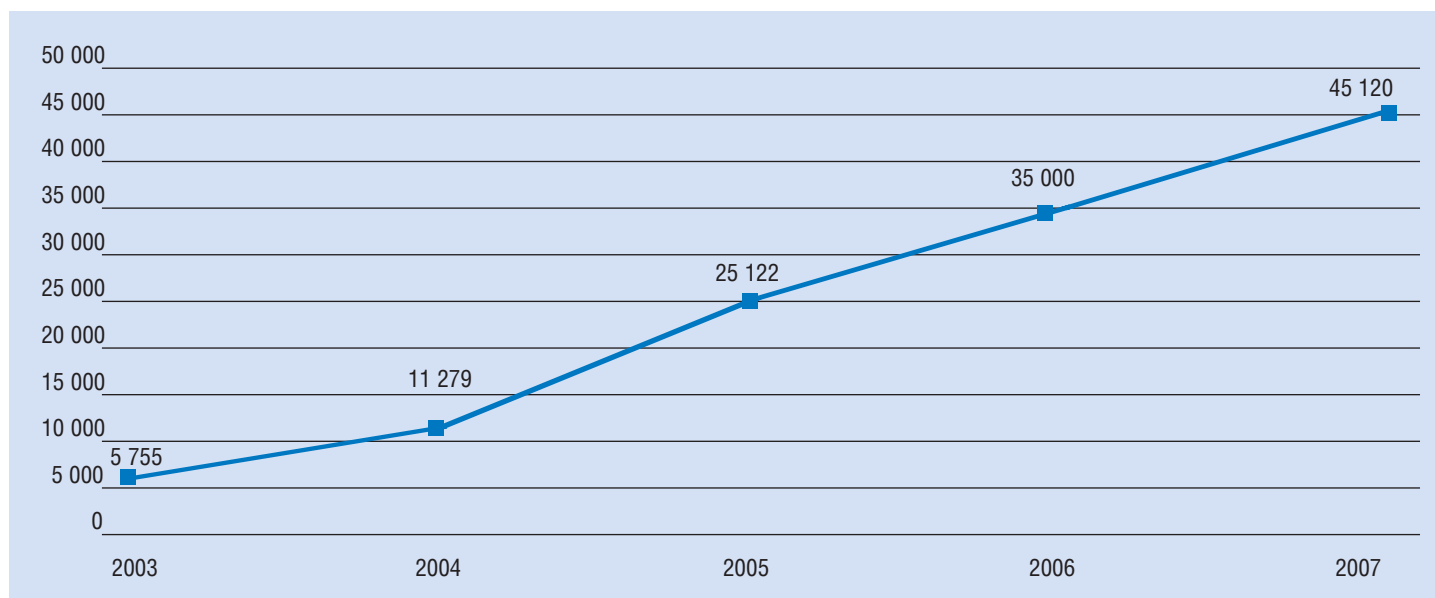
Корпоративная недвижимость *Группы Газпром* превышает 80 тыс. объектов, из них 60 тыс. принадлежит головной компании – ОАО «Газпром». Объекты корпоративной недвижимости занимают свыше 700 тыс. земельных участков.

В течение 2007 г. зарегистрировано более 10 % объектов и в целом обеспечено проведение государственной регистрации прав собственности ОАО «Газпром» на более чем 75 % объектов недвижимости (45,12 тыс. объектов). Это свидетельствует о завершении работ по государственной регистрации в отношении объектов, по которым имеются правоустанавливающие документы. Основным направлением дальнейшей работы является подготовка правоустанавливающих документов (в том числе в судебном порядке) по оставшимся объектам и проведение государственной регистрации прав на них.

Во исполнение требований Федерального закона «О введении в действие Земельного кодекса» ОАО «Газпром» и его дочерние общества осуществляют широкомасштабные работы по переоформлению прав на земельные участки на территории 66 субъектов Российской Федерации.

В 2007 г. практически завершены работы по постановке земельных участков на государственный кадастровый учет, заключено около 2 000 договоров аренды земельных участков, занимаемых объектами *Газпрома*.

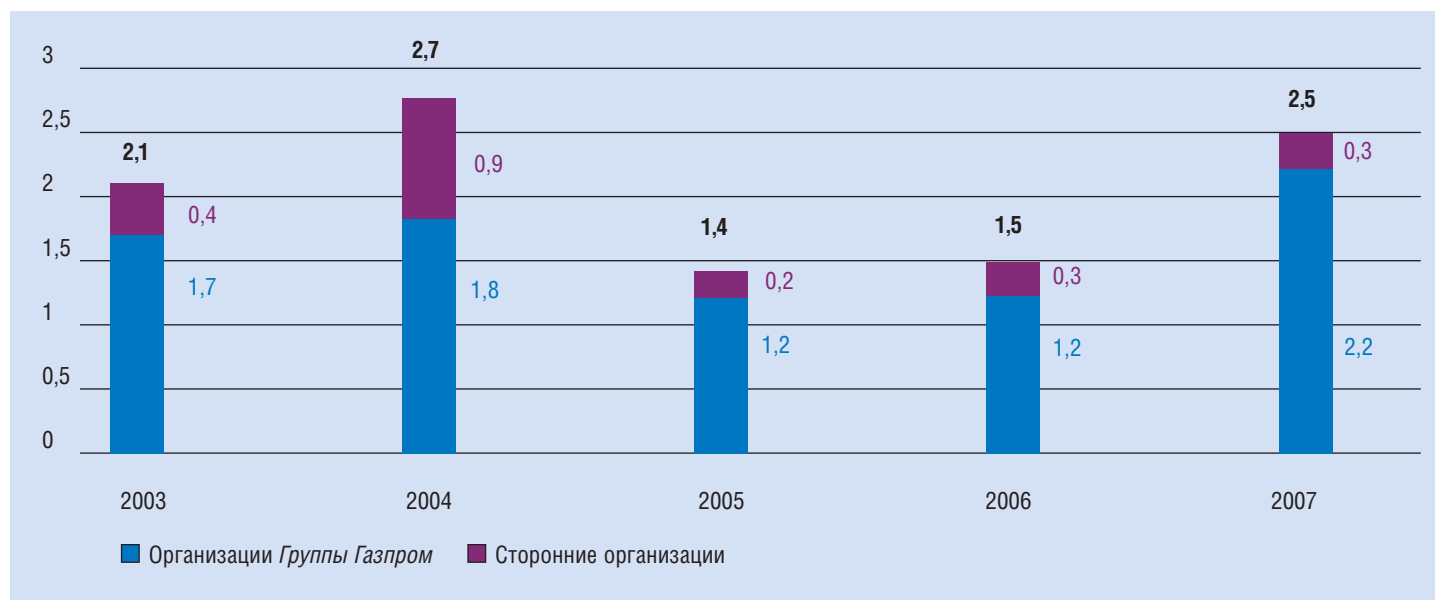
Государственная регистрация прав собственности ОАО «Газпром» на объекты недвижимого имущества, шт.



ИННОВАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР) в газовой сфере по заказу ОАО «Газпром» проводят как научно-исследовательские организации *Группы*, так и сторонние организации.

Объем НИОКР, выполненных по заказу ОАО «Газпром», млрд руб.



Общее количество принадлежащих *Газпрому* патентов составляет 1 497, экономический эффект от их использования составил в 2007 г. более 2 млрд руб.

В соответствии с Федеральным законом «О техническом регулировании» в *Газпроме* развиваются корпоративные системы стандартизации и сертификации. В 2007 г. разработаны и утверждены 98 стандартов и рекомендаций ОАО «Газпром».

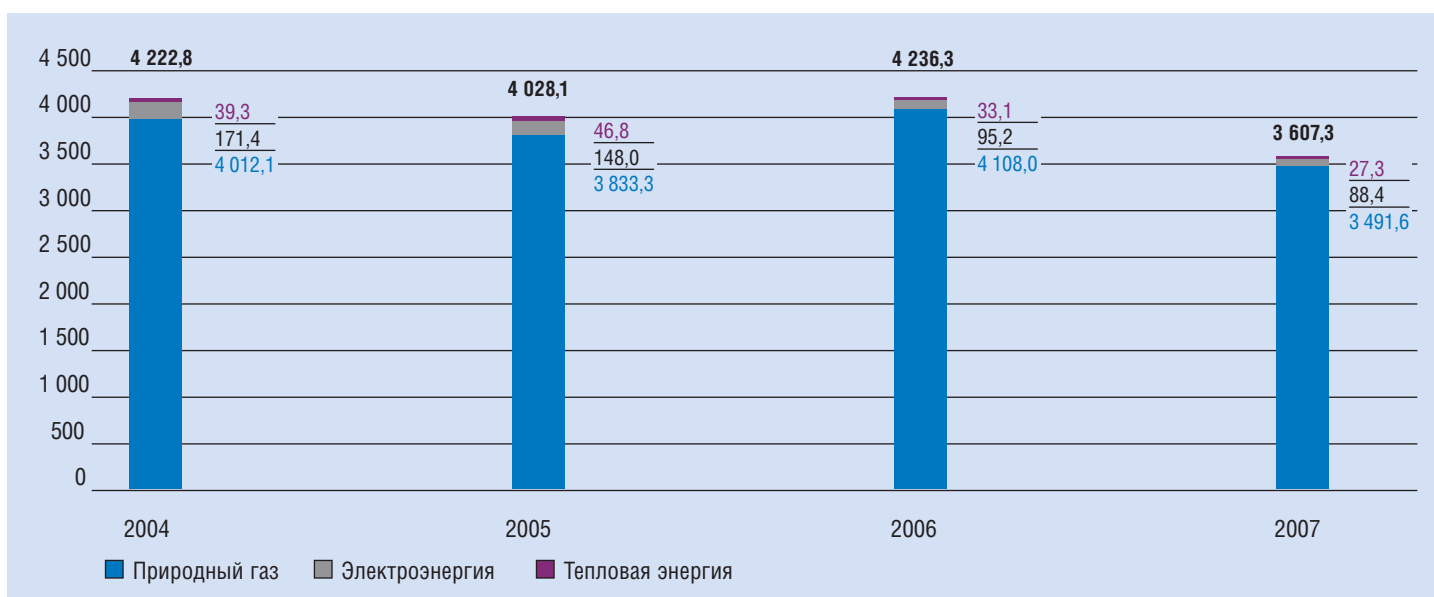
В целях совершенствования инновационной деятельности ОАО «Газпром» совместно с «Газпромбанк» (Открытое акционерное общество) прорабатывается создание эффективной управленческой и финансовой модели, которая позволит организовать финансирование и контроль полного инновационного цикла разработки, внедрения и серийного производства новой техники через венчурный фонд инновационных технологий. Реализация такого подхода даст возможность согласовать интересы участников инновационного процесса, устранить разрывы в инновационном цикле и обеспечить практическое применение передовых технологий.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

В 2006 г. завершена реализация Программы энергосбережения в ОАО «Газпром» на период 2004–2006 гг. Суммарная экономия топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) за указанный период в *Газпроме* составила 12,5 млн т у. т.

В 2007 г. утверждена новая Программа энергосбережения в ОАО «Газпром» на период 2007–2010 гг. В отчетном году экономия ТЭР дочерними обществами ОАО «Газпром», включенными в Программу, составила 3,6 млн т у. т. (при плане 2,4 млн т у. т.).

Экономия ТЭР в Газпроме в 2004–2007 гг., тыс. т у. т.



ПЕРСОНАЛ

Структура персонала основных обществ Группы Газпром по добыче, транспортировке, подземному хранению и переработке газа в 2003–2007 гг.

Категория работников	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.
Работников на конец года, тыс. человек,	251,9	251,8	247,1	232,2	222,0
в т. ч., %:					
руководители	9,0	9,1	9,1	9,1	9,3
специалисты	19,0	19,5	20,1	21,2	22,2
рабочие	67,6	66,9	66,3	65,0	63,1
другие служащие	4,4	4,5	4,5	4,7	5,4

Образовательный уровень персонала основных обществ Группы Газпром по добыче, транспортировке, подземному хранению и переработке газа в 2003–2007 гг., % от численности работников

Категория работников	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.
Руководители:					
высшее и послевузовское	67,7	69,8	72,7	75,5	77,3
среднее специальное	28,1	26,3	24,0	21,7	19,7
Специалисты:					
высшее и послевузовское	60,6	64,4	67,7	70,4	73,3
среднее специальное	33,8	30,9	28,1	25,7	23,0
Рабочие:					
высшее и послевузовское	7,9	8,6	9,7	10,8	12,1
среднее специальное	23,1	23,6	24,5	24,9	26,0

Возрастная структура персонала основных обществ Группы Газпром по добыче, транспортировке, подземному хранению и переработке газа в 2003–2007 гг., % от численности работников

Возрастная категория	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.
до 30 лет	17,8	17,7	17,1	16,9	16,8
от 30 до 40 лет	26,5	26,7	26,5	26,8	27,0
от 40 до 50 лет	36,5	36,4	36,1	35,7	34,0
50 лет и старше	19,2	19,2	20,3	20,6	22,2

