

ГАЗПРОМ В ЦИФРАХ
2004–2008 ГГ.
СПРАВОЧНИК



ЭНЕРГИЯ ПРИРОДЫ



ОАО «ГАЗПРОМ»
ГАЗПРОМ В ЦИФРАХ 2004–2008

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	3
Развитие мировой газовой промышленности в 2008 г.	4
Газпром в мировой газовой промышленности и экономике России	5
Миссия и стратегия развития ОАО «Газпром»	7
Газпром в развитии, 2004–2008 гг.	10
Сырьевая база.....	10
Добыча углеводородов	30
Транспортировка и подземное хранение	34
Энергообеспечение технологических объектов ЕСГ	41
Технологическая связь и автоматизация управления технологическими процессами.....	41
Переработка углеводородов и производство продукции	42
Маркетинг.....	47
Акционерный капитал, дивиденды, рыночные индикаторы	51
Корпоративная недвижимость.....	53
Энергосбережение	54
Персонал	55

ПРЕДИСЛОВИЕ

Справочник «Газпром в цифрах 2004–2008 гг.» является информационно-статистическим изданием, подготовленным к годовому Общему собранию акционеров ОАО «Газпром» в 2009 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 2004–2008 гг. Представленный материал дополняет и расширяет производственно-экономические показатели *Газпрома*, приведенные в Годовом отчете ОАО «Газпром» за 2008 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 2008 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.

РАЗВИТИЕ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В 2008 Г.*

Благоприятная ценовая конъюнктура на нефтегазовом рынке (среднегодовая цена на нефть марки BRENT на 34 % превысила уровень 2007 г.) во многом определила рекордные показатели мировой газовой промышленности в 2008 г. Объемы мировой добычи газа достигли уровня 3 055,2 млрд м³, увеличившись на 4,0 % по сравнению с объемами предыдущего года. При этом положительная динамика объемов добычи была отмечена во всех географических сегментах.

Вместе с тем развитие мировой добычи газа в отчетном году сдерживалось рядом факторов, среди которых необходимо выделить следующие:

- резкое замедление мировой экономики во второй половине 2008 г., оказавшее значительное влияние на газовую отрасль прежде всего в IV квартале;
- естественное падение добычи на давно разрабатываемых месторождениях Канады, британского сектора Северного моря, Мексиканского залива и Аргентины;
- серия ураганов в Мексиканском заливе, обусловивших сокращение добычи в регионе на 16 %.

Изменение показателей добычи газа в странах СНГ – крупнейшем регионе газодобычи – соответствовало общемировой тенденции (рост на 2,4 %). При этом 76 % добытых объемов региона обеспечила Россия. Объемы добычи газа в стране, несмотря на высокие темпы роста I–II кварталов 2008 г., по итогам года увеличились незначительно (на 1,6 %, или 10 млрд м³). Отмеченная динамика связана с сокращением спроса на природный газ на внутреннем (прежде всего со стороны потребителей, представляющих металлургическую и цементную промышленность) и внешних рынках. Высокие темпы роста продемонстрировали Азербайджан (15,7 %), наращивающий объемы добычи на месторождении Шах-Дениз, Туркменистан (2,3 %) и Казахстан (12,9 %).

Основной вклад в увеличение объемов добычи в Северной Америке внесли США, где объемы, увеличившись на 7,8 %, достигли уровня 582,2 млрд м³. Эти изменения являются следствием развития добычи газа на суше из нетрадиционных источников (сланцевый газ, метан угольных пластов, газ в плотных породах), на которые по итогам 2008 г. пришелся 51 % общей добычи газа в США (в 2007 г. – 47 %).

На африканском континенте в 2008 г. было добыто 201,5 млрд м³ газа. Практически все страны региона продемонстрировали увеличение объемов добычи. Исключением явилась Нигерия, в которой падение объемов валовой добычи было компенсировано повышением уровня утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ), в результате чего объемы добычи в стране остались на уровне прошлого года. Наибольший прирост добычи в абсолютном и относительном выражении продемонстрировала Экваториальная Гвинея (126 %, или 3,7 млрд м³), где дополнительные объемы газа обеспечили загрузку введенного в эксплуатацию в 2007 г. ориентированного на экспорт завода по производству сжиженного природного газа (СПГ).

Высокие темпы роста продемонстрировала газодобыча в европейских странах. Добыча газа в регионе, увеличившись в 2008 г. на 4,2 % (по сравнению с падением на 3,8 % годом ранее), составила 300,9 млрд м³. Совокупные объемы добычи крупнейших производителей – Норвегии и Нидерландов, обеспечивающих 58 % консолидированной добычи региона, по итогам года достигли 175 млрд м³, увеличившись на 11 % по сравнению с 2007 г. Также прирост добычи отмечен в Дании (на 9,7 %). При этом продолжилось снижение добычи в Великобритании (на 3,3 %) и Румынии (7,8 %). Структурными проблемами отрасли обусловлен спад добычи в Германии, Италии и Франции.

Добыча газа в Латинской Америке увеличилась на 2,7 %, составив 150,9 млрд м³. При этом страны региона показали по итогам года неоднородную динамику. Рекордные темпы роста достигнуты в Бразилии (28,4 %), что связано с началом добычи в рамках двух шельфовых проектов в бассейнах Эспирито-Санто и Кампус. В Аргентине и Венесуэле, напротив, зафиксирована отрицательная динамика показателя (сокращение на 1,7 % и 1,9 % соответственно).

На Ближнем Востоке отмечен рост добычи на 6 %, что главным образом связано с увеличением объемов добычи газа в Катаре (на 21 %), на который пришлось 60 % прироста добычи в регионе.

В Юго-Восточной Азии, Океании и Австралии добыча газа также увеличивалась быстрыми темпами (на 5,3 %). Более 60 % объемов добычи региона обеспечили Китай, Индонезия, Малайзия и Австралия. Международная торговля природным газом возросла в 2008 г. до 936,2 млрд м³ (на 3 %). Почти половина импортируемого газа пришлось на Европу, 18 % – на Азию и 16 % – на Северную Америку.

Объемы мировой торговли газом, поставляемым по трубопроводам, возросли на 4,2 %, в то время как объемы мировой торговли СПГ снизились по сравнению с предыдущим годом на 0,5 % в основном вследствие резкого сокращения спроса на рынке США. Таким образом, был нарушен повышательный тренд в торговле СПГ, наблюдавшийся с 1981 г. В результате доля СПГ в глобальных газовых поставках незначительно сократилась – с 25 % до 24 %.

* Раздел подготовлен на основании информационного материала «2008 Natural Gas Year in Review CEDIGAZ' First Estimates» Международного центра по природному газу «CEDIGAZ».

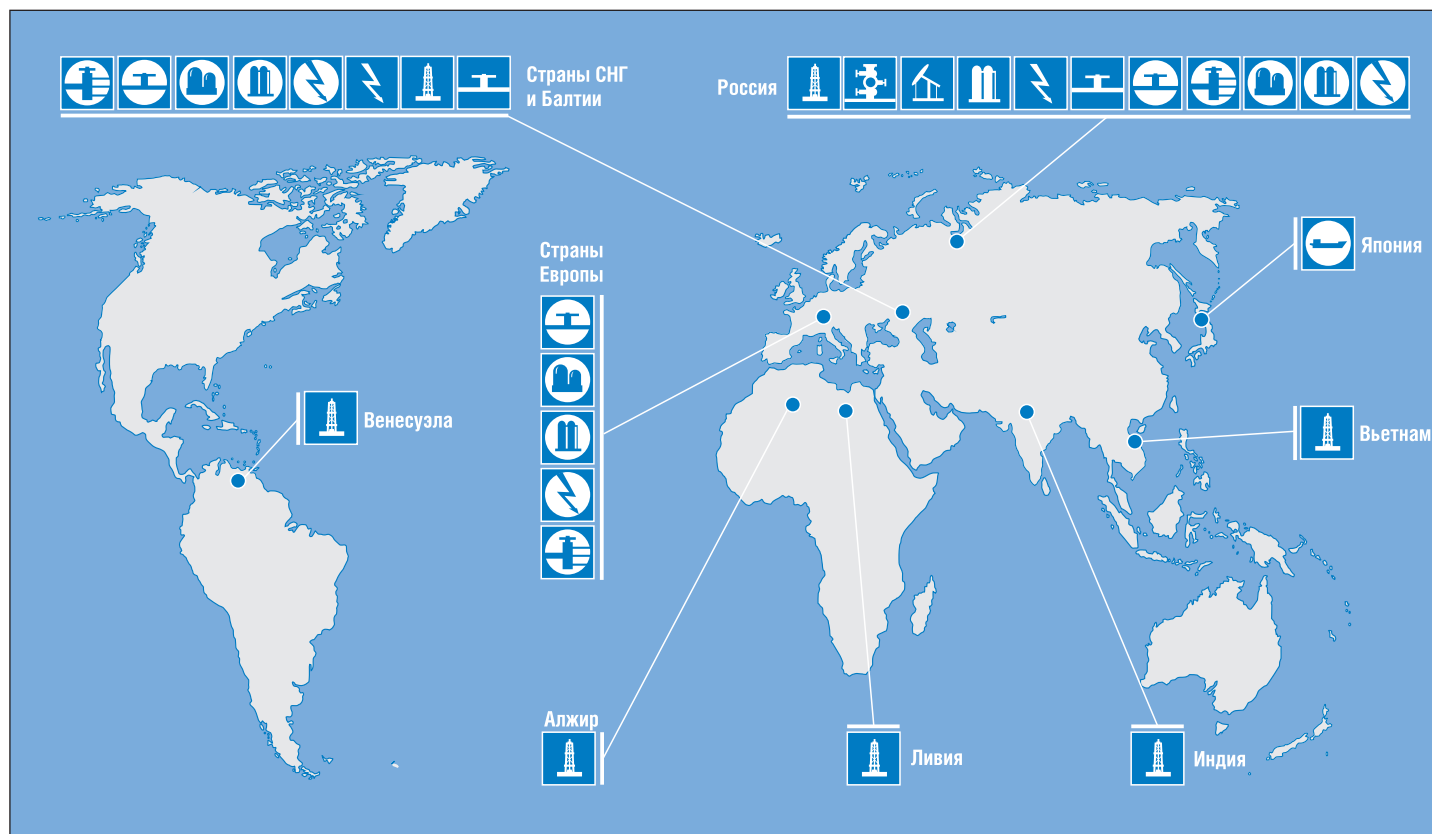
ГАЗПРОМ В МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭКОНОМИКЕ РОССИИ

	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Доля в мировых запасах газа (на начало года), %*	16	16	16	16	17
Доля в мировой добыче газа, %*	19	19	18	17	17
Доля в мировой торговле газом, %*	25	26	28	28	28
Вклад в формирование ВВП России, %	8	8	11	10	10
Доля контролируемых российских запасов газа, %	61	61	62	62	69
Доля в добыче газа в России, %**	87	87	85	84	83
Доля в добыче нефти и газового конденсата в России, %**	3	4	9	9	9
Протяженность распределительных газопроводов, обслуживаемых дочерними и зависимыми ГРО Газпрома, тыс. км	463	485	514	545	575
Количество квартир и домовладений, газоснабжение которых обеспечивает Газпром (природный и сжиженный газ), млн ед.	25,1	25,6	26,1	25,9	26,1
Количество коммунально-бытовых предприятий, газоснабжение которых обеспечивает Газпром (природный и сжиженный газ), тыс. ед.	149,2	159,8	173,4	181,8	191,8
Количество промышленных предприятий, газоснабжение которых обеспечивает Газпром (природный газ), тыс. ед.	13,7	14,6	15,9	16,2	17,1

* Рассчитано на основе данных Международного центра по природному газу «CEDIGAZ» и ОАО «Газпром». Данные международной статистики по добыче и мировой торговле приведены к российским стандартным условиям с применением коэффициента 1,07.

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

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ГРУППЫ ГАЗПРОМ В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ В 2008 Г.



- | | | |
|---|---|---|
| Добыча газа и газового конденсата | Транспортировка и подземное хранение газа | Продажи нефти и газового конденсата |
| Добыча нефти | Спотовые продажи СПГ | Продажи продуктов переработки углеводородного сырья |
| Переработка углеводородного сырья | Продажи газа, поставляемого по магистральным газопроводам | Продажи электроэнергии |
| Производство электрической и тепловой энергии | Продажи газа конечным потребителям | Поиск и разведка углеводородов |

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.

ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ И ДОБЫЧА

Сокращение спроса на газ на внутреннем и зарубежных рынках, вызванное кризисными явлениями в мировой экономике, в среднесрочном периоде приводит к необходимости ограничивать объемы добычи газа на действующих мощностях. Вместе с тем, учитывая, что долгосрочные прогнозы в отношении спроса на газ на основных рынках готовились *Группой* исходя из консервативных оценок, стратегические цели и проекты *Группы* устойчивы к краткосрочным и среднесрочным изменениям экономической конъюнктуры. К 2020 г. *Группа* намерена обеспечить добычу природного газа в объеме до 650-670 млрд м³. Для достижения планируемых уровней добычи предполагается освоение новых стратегических районов газодобычи на полуострове Ямал в Западной Сибири, континентальном шельфе арктических морей, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

Группа намерена увеличить объемы добычи нефти до 90-100 млн т в год к 2020 г. Достижение этих показателей будет обеспечиваться в основном посредством поэтапного ввода в разработку разведанных нефтяных месторождений *Группы Газпром нефть* (с учетом месторождений ОАО «НГК «Славнефть» и ОАО «Томскнефть» ВНК, в которых *Группа* контролирует 50 % акционерного капитала), а также запасов жидких углеводородов газодобывающих компаний *Группы*.

Планируется развивать деятельность *Группы Газпром* в области освоения ресурсов углеводородного сырья за рубежом.

ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА

В целях обеспечения надежности поставок газа на внутренний рынок и для выполнения контрактных экспортных обязательств *Группа* осуществляет реализацию проектов по строительству новых газотранспортных мощностей. Приоритетными в условиях нарастания кризисных явлений в мировой экономике определены проекты строительства газопроводов Починки – Грязовец, Грязовец – Выборг, «Северный поток» и расширение Уренгойского газотранспортного узла.

Следующими крупными проектами, которые планируется вводить в эксплуатацию, являются система магистральных газопроводов Бованенково – Ухта и Ухта – Торжок для транспортировки газа с месторождений полуострова Ямал, газопровод Мурманск – Волхов для транспортировки газа Штокмановского месторождения в Северо-Западный регион России и газопровод «Южный поток».

ПЕРЕРАБОТКА

Основной целью развития *Группы* в области газопереработки и газохимии является увеличение степени извлечения ценных компонентов природного газа, а также ПНГ и их эффективное использование для дальнейшей переработки в высоколиквидную продукцию с высокой добавленной стоимостью.

Стратегия предполагает минимизацию себестоимости продукции, в том числе за счет оптимизации логистических затрат и использования новейших технологий. Также одним из инструментов выведения газохимического бизнеса на новый уровень эффективности станет дальнейшее совершенствование системы финансового и управленческого контроля при реализации инвестпроектов.

Развитие газопереработки и газохимии может быть обеспечено наличием в настоящее время и увеличением в перспективе добычи природного газа с высоким содержанием этана, пропана и бутана. В частности, в соответствии с разрабатываемой Генеральной схемой развития газовой отрасли на период до 2030 г. *Группа* прогнозирует прирост добычи природного газа с высоким содержанием этих компонентов с 90 до 160 млрд м³ к 2020 г. В рамках стратегии развития газоперерабатывающих и газохимических комплексов ОАО «Газпром» рассматривается также вопрос создания газоперерабатывающих и газохимических производств при освоении ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

В соответствии со стратегией развития нефтяного бизнеса до 2020 г. предполагается увеличить объем переработки нефти до 70-80 млн т в год; объем продаж нефтепродуктов через собственную роз-

ническую сеть – до 12 млн т в год. Расширение розничной сети запланировано до уровня 5,0–5,5 тыс. АЗС. Также предусмотрено выделение в самостоятельный бизнес таких продуктовых направлений, как битум и нефтехимия, керосин, бункеровка, смазочные материалы, масла и нефтехимия.

МАРКЕТИНГ И СБЫТ

На рынке России стратегия *Группы* заключается в обеспечении бесперебойного газоснабжения страны при достижении необходимого уровня рентабельности продаж. Начиная с 2006 г. Правительством Российской Федерации предпринимаются меры по доведению оптовых цен на газ до экономически обоснованного уровня. В частности, определена динамика изменения регулируемых оптовых цен на газ и предусмотрено выведение их на уровень, обеспечивающий равную доходность поставок газа на экспорт и внутренний рынок с применением рыночной формулы цены.

В сентябре 2006 г. Правительство Российской Федерации разрешило ОАО «Газпром» продажу ограниченного объема газа по рыночным ценам, формируемым с применением биржевых технологий в рамках проводимого эксперимента по торгам на электронной торговой площадке ООО «Межрегионгаз» (ЭТП). С ноября 2006 г. по декабрь 2008 г. включительно на ЭТП было реализовано около 7,5 млрд м³ газа *Газпрома*.

Осуществляемая в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2007 г. № 333 «О совершенствовании государственного регулирования цен на газ» реализация газа по договорным ценам, устанавливаемым на приростные объемы газа в регулируемом диапазоне, должна позволить покупателям постепенно адаптироваться к новым условиям ценообразования. За период с III квартала 2007 г. по IV квартал 2008 г. в соответствии с указанным Постановлением было реализовано 22,2 млрд м³ газа.

Нестабильность на мировых финансовых и энергетических рынках, кризисные явления в экономике страны оказывают негативное, сдерживающее влияние на процесс подготовки к переходу на рыночные принципы ценообразования на газ, поставляемый на внутренний рынок.

ОАО «Газпром» предпринимает все возможные шаги для того, чтобы не были заблокированы намеченные меры по совершенствованию системы ценообразования, созданию условий для плавного, без резких колебаний цен перехода к рыночным принципам ценообразования на газ.

Одним из целевых ориентиров развития внутреннего газового рынка является переход от государственного регулирования оптовых цен на газ к государственному регулированию тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным трубопроводам.

Дальнейшая работа *Группы* по газификации российских регионов будет направлена на достижение максимального экономически оправданного уровня газификации России.

Основной задачей *Группы* на европейском рынке является сохранение лидирующих позиций, обеспечение надежного газоснабжения, а также повышение эффективности сбытовой деятельности. Достичь этих целей 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 *Группа* намерена развивать систему подземного хранения газа на территории европейских стран, расширять участие в акционерном капитале компаний, специализирующихся на продажах газа и электроэнергии конечным потребителям. На рынках стран СНГ и Балтии основными элементами стратегии являются сохранение доминирующей позиции российского газа в энергетике региона, корректировка действующих соглашений со странами СНГ с целью перехода на контрактные условия и ценовые механизмы, аналогичные применяемым в европейских странах, а также расширение доступа к конечным потребителям.

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

В целях диверсификации географии поставок *Группа* рассматривает в качестве новых ключевых рынков страны Азиатско-Тихоокеанского региона, а также Северной Америки, выход на которые предполагается осуществлять, в том числе, посредством поэтапного развития производства, морской транспортировки и торговли СПГ.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Группа рассматривает электроэнергетику как новую стратегически важную область деятельности и полагает, что расширение присутствия в электроэнергетическом секторе увеличит в долгосрочной перспективе устойчивость бизнеса и принесет дополнительные доходы.

В 2007–2008 гг. в ходе реформирования российской электроэнергетики *Группа* приобрела активы в электрогенерации и планирует участвовать в инвестиционных проектах по строительству электростанций в Российской Федерации. Суммарный планируемый ввод мощности в соответствии с общей инвестиционной программой входящих в *Группу* российских генерирующих компаний оценивается в объеме 7 ГВт на период до 2015 г. Кроме того, инвестиционная программа ОАО «ТГК-1», над которой *Группа* планирует установить контроль, предполагает ввод мощности, превышающей 2 ГВт.

Группа также рассматривает возможности инвестирования в строительство и приобретение европейских электроэнергетических активов с целью повышения эффективности и укрепления своих позиций на энергетических рынках стран Европы, а также расширяет сотрудничество с энергоснабжающими компаниями, обладающими клиентской базой и комплексом технологий, которые помогут расширить присутствие *Группы* на международном рынке электроэнергии.

ГАЗПРОМ В РАЗВИТИИ, 2004–2008 ГГ.

СЫРЬЕВАЯ БАЗА

ЛИЦЕНЗИИ

Разведка и добыча сырьевых ресурсов в Российской Федерации подлежат 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 31.12.2008 Г.

Общество – держатель лицензии	Лицензии			Всего
	С целью поиска, разведки и добычи углеводородов	С целью разведки и добычи углеводородов	С целью геологического изучения	
ОАО «Газпром»	22 (1)	15	20 (14)	57 (15)
ООО «Газпром добыча Астрахань»	1	1	-	2
ООО «Газпром трансгаз Махачкала»	3	-	1	4
ООО «Кубаньгазпром»	3	48	4	55
ООО «Газпром добыча Надым»	2	7	5	14
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	5	5	2	12
ООО «Газпром добыча Оренбург»	1	2	5	8
ООО «Газпром переработка»	-	5	5	10
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	1	1	-	2
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	-	3	-	3
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	1	-	-	1
ООО «Газпром добыча Уренгой»	1	5	-	6
ООО «Газпром добыча Ямбург»	1	4	-	5
ОАО «Севернефтегазпром»	-	1	-	1
ОАО «Востокгазпром»	4	-	-	4
ООО «Севморнефтегаз»	-	2	-	2
ЗАО «Газпром нефть Оренбург» (ранее – ЗАО «Стимул»)	-	1	-	1

Общество – держатель лицензии	Лицензии			Всего
	С целью поиска, разведки и добычи углеводородов	С целью разведки и добычи углеводородов	С целью геологического изучения	
ОАО «Томскгазпром»	-	5	-	5
ООО «Сервиснефтегаз»	1	1	-	2
ОАО «Красноярскгазпром»	-	-	1	1
ООО «Красноярскгаздобыча»	2	1	1	4
ЗАО «Пургаз»	-	1	-	1
ОАО «Калмгаз»	-	2	-	2
ООО «ГПК Кузнецк»	1	-	-	1
Группа Газпром нефть	16	41	15	72
ОАО «Южная нефтяная компания»	2	-	-	2
Группа Газпром (Ю.К.) Лимитед	2 (2)	-	-	2 (2)
Газпром Ливия	2 (2)	-	-	2 (2)
Всего	71 (5)	151	59 (14)	281 (19)

Примечание. В скобках указано количество лицензий на право пользования участками недр за пределами Российской Федерации.

**ЛИЦЕНЗИИ ЗАВИСИМЫХ ОБЩЕСТВ НА ПОИСК, РАЗВЕДКУ И ДОБЫЧУ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ
ПО СОСТОЯНИЮ НА 31.12.2008 Г.**

Общество – держатель лицензии	Лицензии			Всего
	С целью поиска, разведки и добычи углеводородов	С целью разведки и добычи углеводородов	С целью геологического изучения	
ЗАО «Нортгаз»	-	1	-	1
ОАО «НГК Славнефть»	11	27	1	39
ОАО «Томскнефть» ВНК	1	30	-	31
«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»	2	-	-	2
ООО «Каспийская НК»	-	-	1	1
ЗАО «Печорнефтегазпром»	-	1	-	1
ООО «Центрнефтегаз»	-	-	1	1
ОАО «Уралнефтегазпром»	-	6	-	6
Всего	14	65	3	82

**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»	Западно-Тамбейское	нефтегазоконденсатное	2028
	Крузенштернское	газоконденсатное	2028
	Южно-Крузенштернское	газовое	2028
	Малыгинское	газоконденсатное	2028
	Северо-Тамбейское	газоконденсатное	2028
	Тасийское	газоконденсатное	2028
	Антипаютинское	газовое	2028
	Западно-Астраханское	газоконденсатное	2024
	Долгинское	нефтяное	2025
	Северо-Каменномыское	газоконденсатное	2026
	Каменномыское-море	газовое	2026
	Чиканское	газоконденсатное	2028
	Чаядинское	нефтегазоконденсатное	2028
	Семаковское	газовое	2028
	Кириновское	газоконденсатное	2028
	Тота-Яхинское	газовое	2028
	Бао-Ванг (блок № 112 континентального шельфа Вьетнама)	газоконденсатное	2025
ООО «Газпром добыча Астрахань»	Астраханское	газоконденсатное	2019
ООО «Газпром добыча Надым»	Медвежье	нефтегазоконденсатное	2018
	Юбилейное	нефтегазоконденсатное	2018

Общество – держатель лицензии	Наименование месторождения	Тип месторождения	Год окончания действия лицензии
	Ямсовейское	газоконденсатное	2018
	Харасавэйское	газоконденсатное	2019
	Бованенковское	нефтегазоконденсатное	2018
	Новопортовское	нефтегазоконденсатное	2019
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	Вынгапуровское (сеноман)	газовое	2012
	Комсомольское (сеноман)	газовое	2012
	Еты-Пуровское (сеноман)	газовое	2014
	Западно-Таркосалинское	нефтегазоконденсатное	2018
	Вынгайхинское (сеноман)	газовое	2019
ЗАО «Пургаз»	Губкинское (сеноман)	газовое	2014
ООО «Газпром добыча Оренбург»	Оренбургское	нефтегазоконденсатное	2018
ООО «Газпром переработка»	Вуктыльское	нефтегазоконденсатное	2016
ОАО «Севернефтегазпром»	Южно-Русское	нефтегазоконденсатное	2018
ЗАО «Газпром нефть Оренбург» (ранее – 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
	Южно-Песцовое	газоконденсатное	2027
	Северо-Самбургское	нефтяное	2027
ООО «Газпром добыча Ямбург»	Ямбургское	нефтегазоконденсатное	2018
	Заполярье	нефтегазоконденсатное	2018
	Тазовское	нефтегазоконденсатное	2025
	Северо-Парусовое	газовое	2027
ОАО «Томскгазпром»	Мыльджинское	газоконденсатное	2019
ООО «Красноярскгаздобыча»	Собинское	нефтегазоконденсатное	2028
ООО «Севморнефтегаз»	Штокмановское	газоконденсатное	2043
	Приразломное	нефтяное	2043
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)	нефтегазоконденсатное	2014
	Вынгайхинское	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 и Краснодарский край), Приволжского (Оренбургская область), Сибирского (Томская область, Красноярский край, Иркутская область), Дальневосточного (Камчатка, Чукотка, Таймыр).

За рубежом Газпром участвует в геолого-разведочных проектах в странах Центральной Азии, Индии, Вьетнаме, Венесуэле, Ливии, Алжире; прорабатывает вопросы вхождения в нефтегазовые проекты в Боливии (блоки Сунчал, Асеро, Ипати и Акио), Сирии, Иране, Индонезии, Ираке.

Для восполнения запасов углеводородов Газпром продолжает реализацию Программы развития минерально-сырьевой базы до 2030 г., в которой определены основные направления геолого-разведочных работ (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 2002–2008 гг. прирост запасов углеводородов категорий А+В+С₁ по результатам проведения ГРП составил 3,6 трлн м³ газа и 132,7 млн т конденсата и нефти.

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГРП ГРУППЫ ГАЗПРОМ НА УГЛЕВОДОРОДЫ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ

	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Разведочное бурение, тыс. м	125,2	136,3	177,7	207,6	284,9
Сейсморазведка 2 D, тыс. пог. км	8,3	9,8	9,2	6,4	12,4
Сейсморазведка 3 D, тыс. км ²	2,3	3,2	7,9	5,7	6,6
Прирост запасов газа за счет ГРП, млрд м ³	378,1	583,4	590,9	592,1	583,4
Прирост запасов нефти и конденсата за счет ГРП, млн т	17,2	33,0	58,8	29,6	61,0
Эффективность бурения, т у. т. / м *	3 681,5	5 285,6	4 310,5	3 495,2	2 669,3

* Для перевода 1 000 м³ природного газа и 1 т нефти и газового конденсата в 1 т у. т. (угольный эквивалент) использованы коэффициенты пересчета 1,154 и 1,43 соответственно.

Примечание. Данные по Группе Газпром нефть учтены начиная с 2006 г.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ОТКРЫТЫЕ ГРУППОЙ ГАЗПРОМ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ В 2004–2008 ГГ.

Наименование месторождения	Местоположение	Тип месторождения	Год постановки на баланс
Гречаное	Краснодарский край	газовое	2004
Южно-Черноерковское	Краснодарский край	нефтяное	2004
Песчаное	Краснодарский край	нефтегазоконденсатное	2004
Западно-Казачье	Краснодарский край	газовое	2004
Берямбинское	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
Камовское	Красноярский край	нефтяное	2008
Западно-Рождественское	Оренбургская область	нефтяное	2008
Валынтайское	Ямало-Ненецкий АО	нефтяное	2008

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) – стандартами PRMS. Система PRMS была утверждена в марте 2007 г. Обществом инженеров-нефтяников (Society of Petroleum Engineers, 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 ГРП 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), «вероятные» (probable) и «возможные» (possible) определяются 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%-ю 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%-ю вероятность добычи, основаны на доступных свидетельствах и учитывают технические и экономические факторы.

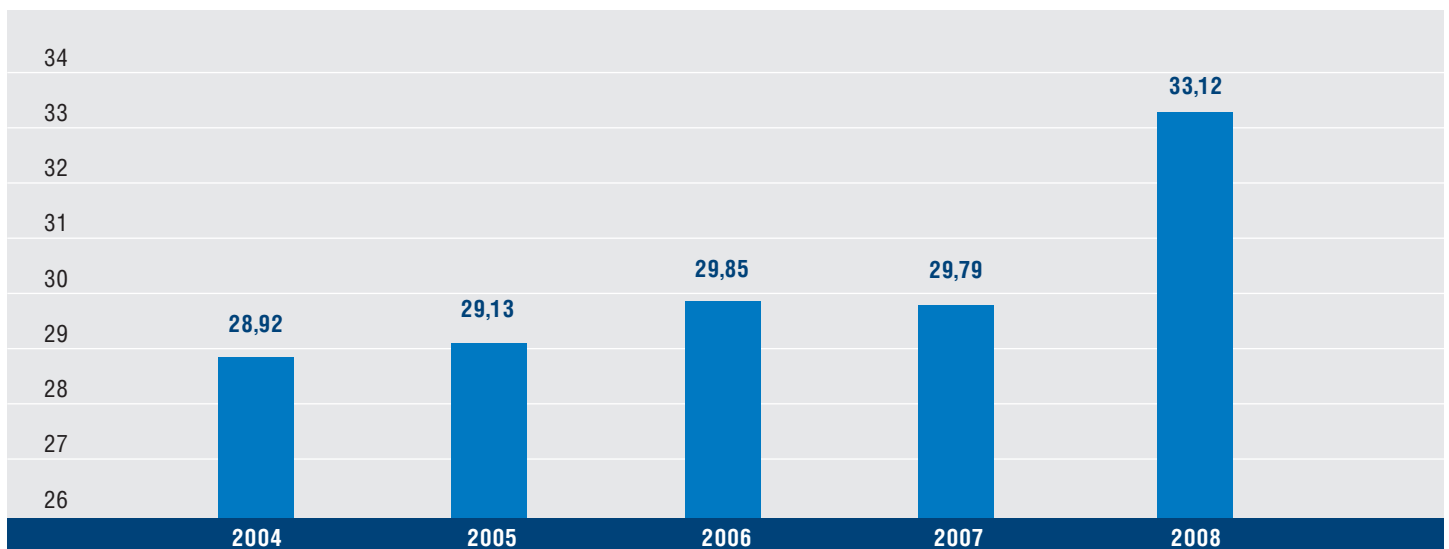
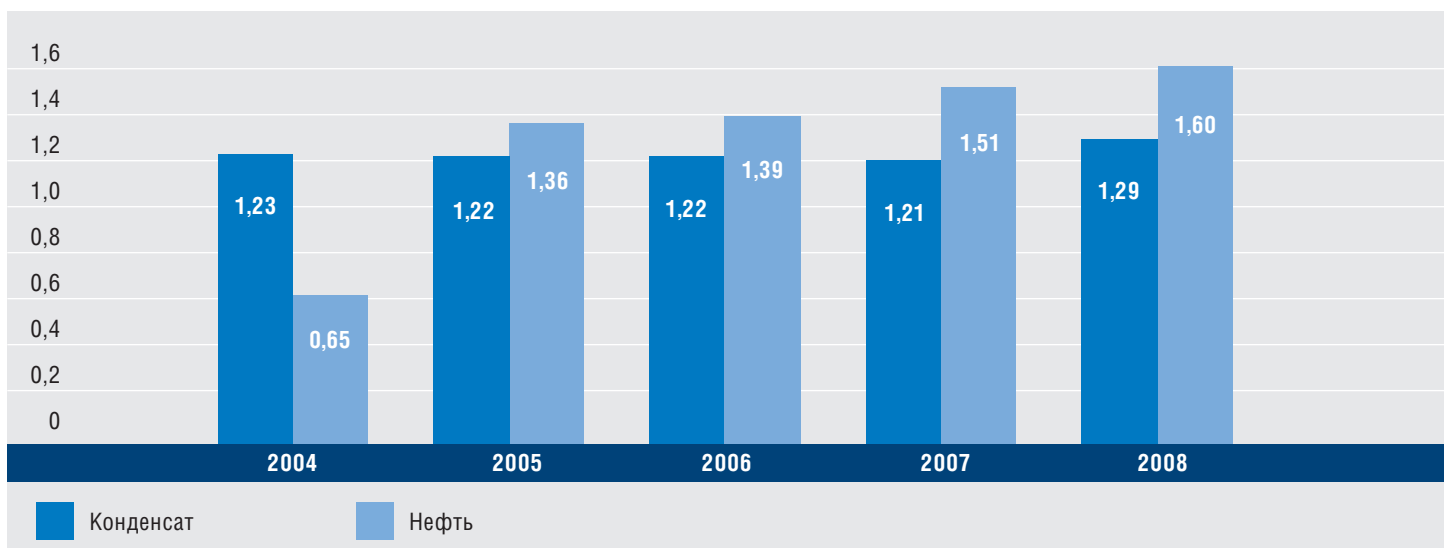
Оценка доказанных и вероятных запасов природного газа, безусловно, сопряжена с наличием многочисленных неопределенностей. Точность какой-либо оценки запасов зависит от качества доступной информации и инженерных и геологических трактовок. С учетом результатов бурения, тестирования и добычи после даты 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 стандартами Комиссии США по ценным бумагам и биржам (стандарты SEC)

- Достоверность наличия. Согласно стандартам PRMS неразрабатываемые 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, в том случае, если владелец лицензии выполняет основные условия лицензионного соглашения.

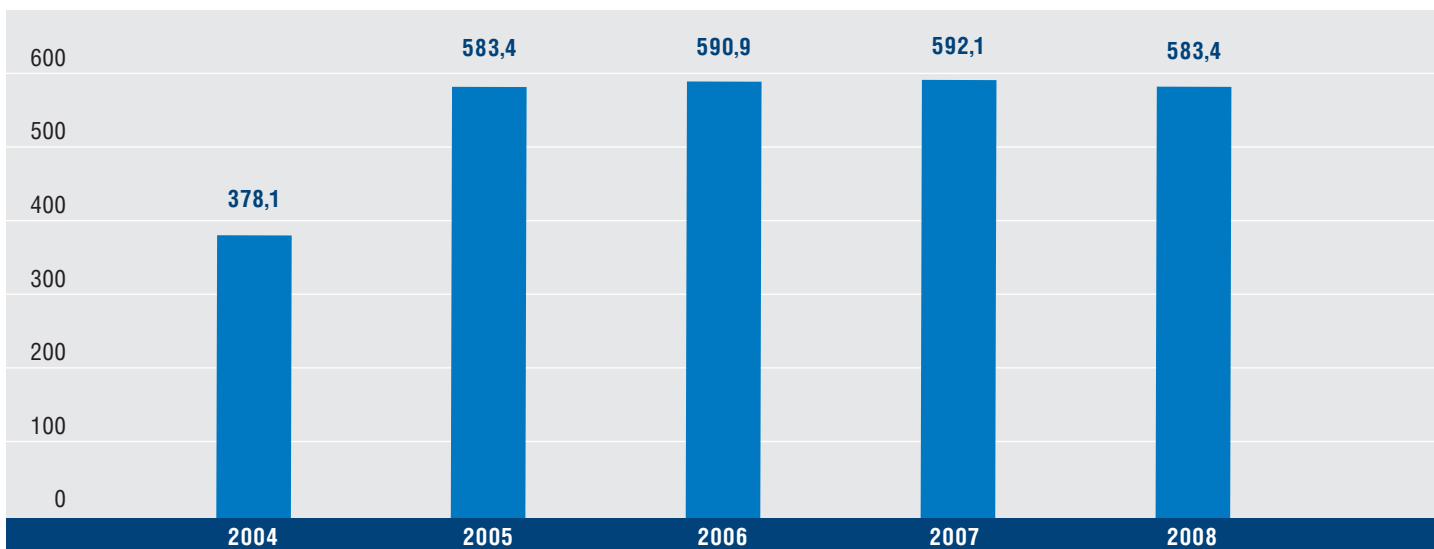
Газпром готовит и предоставляет на утверждение государственным органам проекты разработки месторождений на основании срока рентабельной разработки месторождения даже в тех случаях, когда срок рентабельной разработки превышает первоначальный срок действия лицензии. *Газпром* соблюдает все основные условия 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 разрабатывать 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 A+B+C₁ ГРУППЫ ГАЗПРОМ, ТРЛН М³ДИНАМИКА ЗАПАСОВ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ КАТЕГОРИЙ A+B+C₁ ГРУППЫ ГАЗПРОМ, МЛРД Т

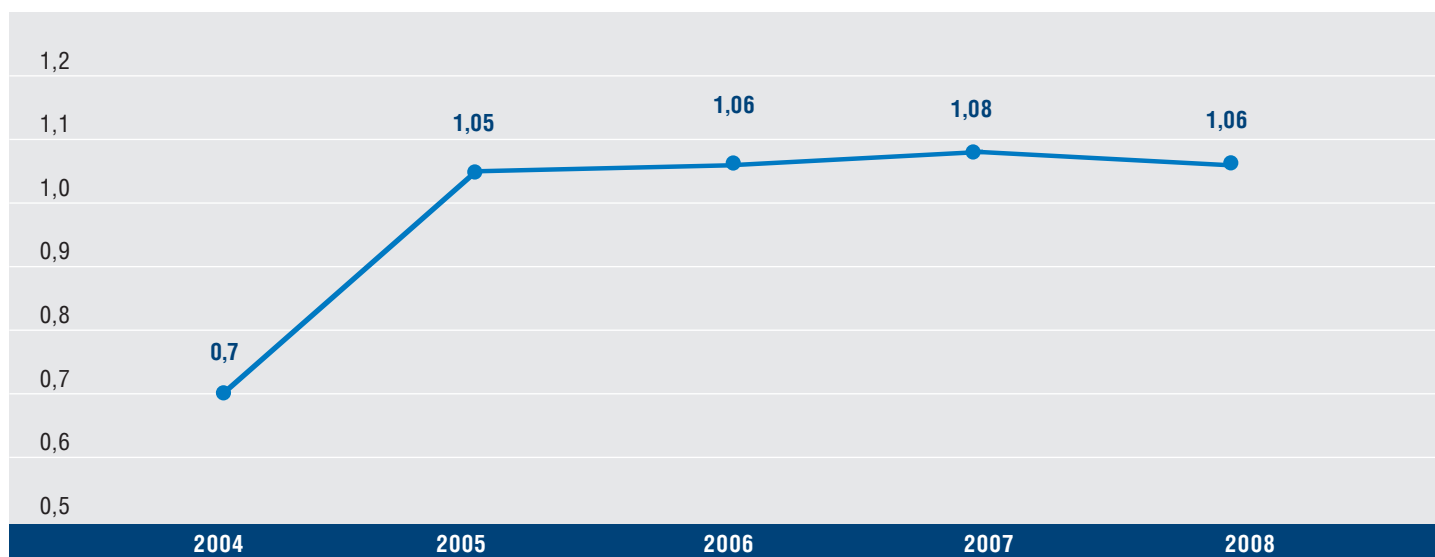
ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ГРУППЫ ГАЗПРОМ, ПРОШЕДШИЕ МЕЖДУНАРОДНЫЙ АУДИТ

Запасы, прошедшие оценку по международным стандартам	31.12.2004 г.		31.12.2005 г.		31.12.2006 г.		31.12.2007 г.		31.12.2008 г.	
	Запасы	Оценка	Запасы	Оценка	Запасы	Оценка	Запасы	Оценка	Запасы	Оценка
	категорий	по	категорий	по	категорий	по	категорий	по	категорий	по
	А+В+С ₁ , включенные в аудит	международным стандартам *	А+В+С ₁ , включенные в аудит	международным стандартам *	А+В+С ₁ , включенные в аудит	международным стандартам *	А+В+С ₁ , включенные в аудит	международным стандартам *	А+В+С ₁ , включенные в аудит	международным стандартам *
Запасы Группы Газпром без учета Газпром нефти										
Природный газ, трлн м ³	27,7	20,9	27,6	20,66	27,8	20,73	28,3	20,82	29,00	21,03
Газовый конденсат, млн т	1 095,2	654,84	1 094,3	692,6	1 096,3	658,99	1 092	686,1	1 095,0	729,8
Нефть, млн т	496,2	235,96	565,2	299,5	585,4	290,88	591,81	286,9	639,6	283,27
Запасы Газпром нефти										
Нефть, млн т	-	-	699,96	932,2	723,1	775,6	818,9	845,6	832,0	994,9
Природный газ, трлн м ³	-	-	-	0,15	-	0,03	-	0,022	0,18	0,21

* Доказанные и вероятные запасы.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА КАТЕГОРИЙ А+В+С₁ ГРУППЫ ГАЗПРОМ В РОССИИ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31.12.2008 Г., %ПРИРОСТ ЗАПАСОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГРП, МЛРД М³

ДИНАМИКА КОЭФФИЦИЕНТА ВОСПОЛНЕНИЯ ЗАПАСОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА



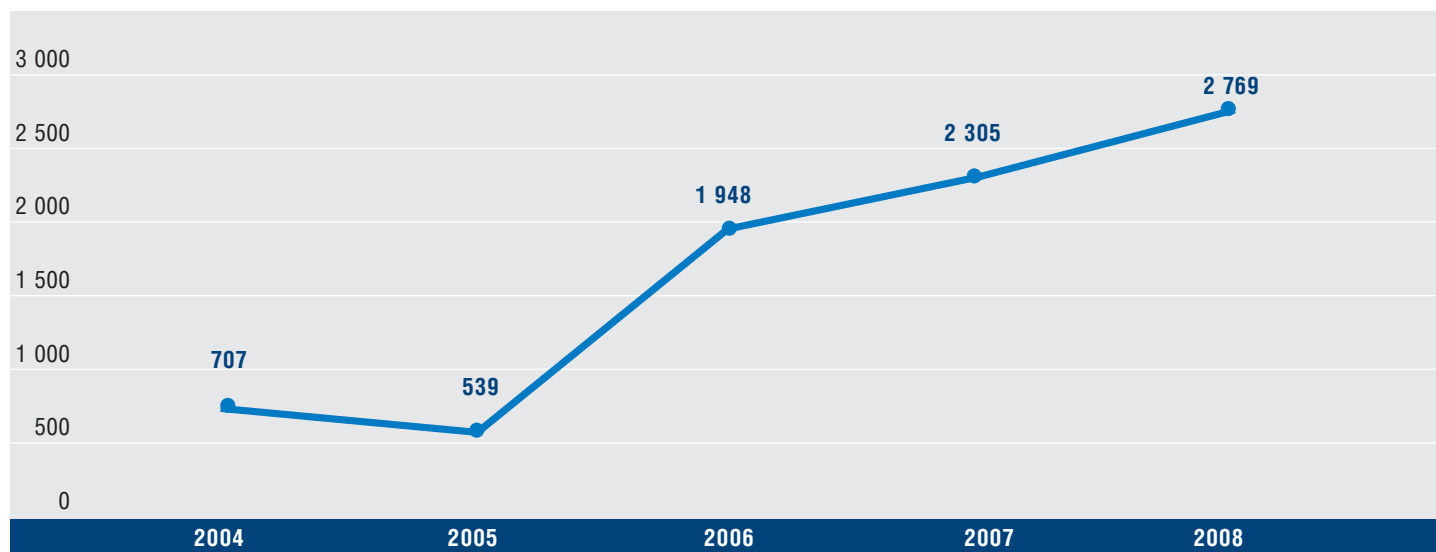
БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Строительство поисково-разведочных и эксплуатационных скважин по заказу основных обществ *Группы Газпром* по добыче, транспортировке и подземному хранению газа на месторождениях и подземных хранилищах осуществляют: генеральный подрядчик ООО «Газпром бурение» (ранее – ООО «Бургаз»), ОАО «Подзембургаз», ООО «Газфлот», буровые подразделения в составе ООО «Газпром ПХГ», ООО «Газпром трансгаз Махачкала», ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», сторонние буровые подрядчики. В сентябре 2007 г. *Газпром нефть* для управления своими нефтесервисными активами создано ООО «Газпромнефть-Нефтесервис». В настоящее время общество управляет десятью сервисными компаниями, которые предоставляют широкий набор услуг, таких как разработка месторождений и инженерные изыскания, бурение, капитальный ремонт скважин, геофизические услуги, строительство буровых установок, транспортировка и прочие. Кроме того, *Газпром нефть* привлекает сторонние нефтесервисные международные и российские компании, такие как Schlumberger, Baker Hughes и Halliburton. Среди российских нефтесервисных компаний, партнеров *Газпром нефти*, – «Нефтегаз Евразия», «Интегра» и другие.

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 2004–2008 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. итальянская компания «ЭНИ» (ЭНИ) приобрела в результате аукциона 20,0002 % акций ОАО «Газпром нефть». *Газпром* заключил договор об опционе «колл» сроком на два года с ЭНИ, дающий право выкупа 20,0002%-го пакета акций ОАО «Газпром нефть». В рамках реализации договора об опционе в апреле 2009 г. ОАО «Газпром» приобрело у компании ЭНИ 20,0002 % акций ОАО «Газпром нефть» за сумму около 4,1 млрд долл. В результате доля *Группы* в акционерном капитале ОАО «Газпром нефть» выросла до 95,68 %.

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%-й 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» (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 «Вингас ГмбХ» с 35 % до 50 % минус одна акция и получил 49%-ю долю в компании «Винтерсхалл АГ», владеющей лицензиями на разработку двух ливийских нефтяных концессий – С96 и С97.

ЗАО «Газпром нефть Оренбург»

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

В декабре 2004 г. *Группа* приобрела 49 % уставного капитала ЗАО «Стимул» (в 2008 г. переименовано в ЗАО «Газпром нефть Оренбург»), 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». В декабре 2008 г. проведена реорганизация общества путем присоединения к ООО «Газпром добыча Ноябрьск».

ОАО «Равнинное»

В декабре 2007 г. ОАО «Газпром нефть» приобрело у «ТНК-ВР» ОАО «Равнинное», владевшее лицензией на освоение Равнинного нефтяного месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ), запасы нефти которого по категориям C_1+C_2 оцениваются в 7,2 млн т. В 2008 г. общество присоединено к входящему в *Группу Газпром нефть* ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», на которое была переоформлена лицензия на освоение Равнинного месторождения.

ЗАО «Печора Нефтегаз»

В ноябре 2007 г. *Газпром нефть* установила контроль над ООО «Печора Нефтегаз» (в 2008 г. преобразовано в ЗАО «Печора Нефтегаз»), владеющим лицензией на Северо-Романовский лицензионный участок недр с извлекаемыми запасами категорий C_1+C_2 6,0 млн т нефти.

ЗАО «Нефтегазовое предприятие «Ортыгунское»

Ортыгунский перспективный участок граничит со Спорышевским и Средне-Итурским месторождениями *Газпром нефти*. Ресурсы участка категории C_3 оцениваются в 19,7 млн т нефти.

Контрольная доля в уставном капитале ООО «НГП Ортыгунское» (в 2008 г. преобразовано в ЗАО «Нефтегазовое предприятие «Ортыгунское») получена *Газпром нефтью* 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 неокомских 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 Хадырьяхинском. По данным участков совокупные запасы газа категорий C_1+C_2 оценивались на 31 декабря 2007 г. в 407 млрд m^3 , суммарный потенциал по добыче газа составляет около 12 млрд m^3 в год. В апреле 2007 г. Береговое месторождение было введено в промышленную эксплуатацию, в настоящее время добыча газа на месторождении составляет около 20 млн m^3 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 учредительными документами компании такой пакет акций не обеспечивал *Группе Газпром* контроль над ОАО «Сибнефтегаз». В связи с деконсолидацией Группы Газпромбанк добыча компании начиная со II полугодия 2008 г. не учитывается в составе показателей зависимых обществ *Группы Газпром*.

Проект «Сахалин-2»

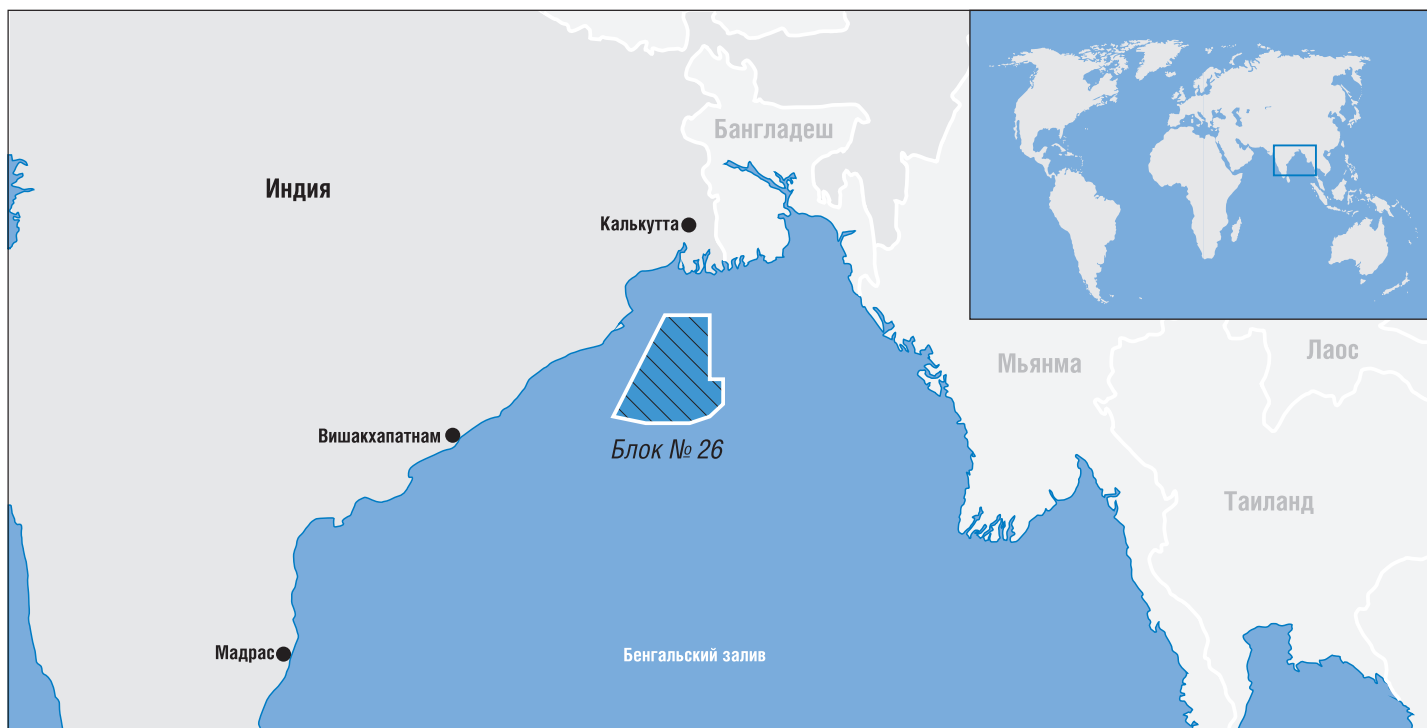
Один из крупнейших в мире комплексных нефтегазовых проектов, в рамках которого разрабатываются нефтяное Пильтун-Астохское и газовое Лунское месторождения, запасы углеводородов которых категорий C_1+C_2 составляют 173,4 млн т нефти и газового конденсата, а также около 634 млрд m^3 газа. Проект «Сахалин-2» регулируется Соглашением о разделе продукции.

В апреле 2007 г. *Газпром* завершил сделку по приобретению пакета 50 % плюс одна акция «Сахалин Энерджи Инвестмент Компании Лтд.» – оператора проекта «Сахалин-2». В рамках проекта «Сахалин-2» в декабре 2008 г. начал осуществляться круглогодичный экспорт сырой нефти, а 18 февраля 2009 г. состоялся запуск в эксплуатацию первого в России завода СПГ.

ОАО «Томскнефть» ВНК

ОАО «Томскнефть» ВНК владеет лицензиями на разработку месторождений в Томской области и Ханты-Мансийском автономном округе.

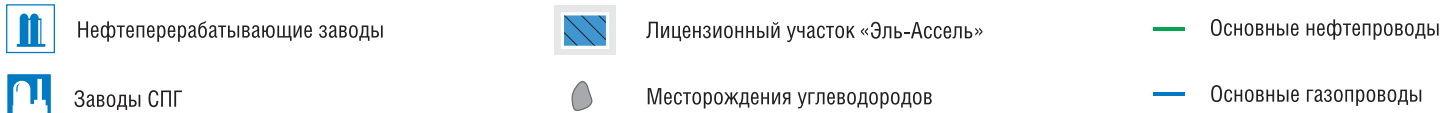
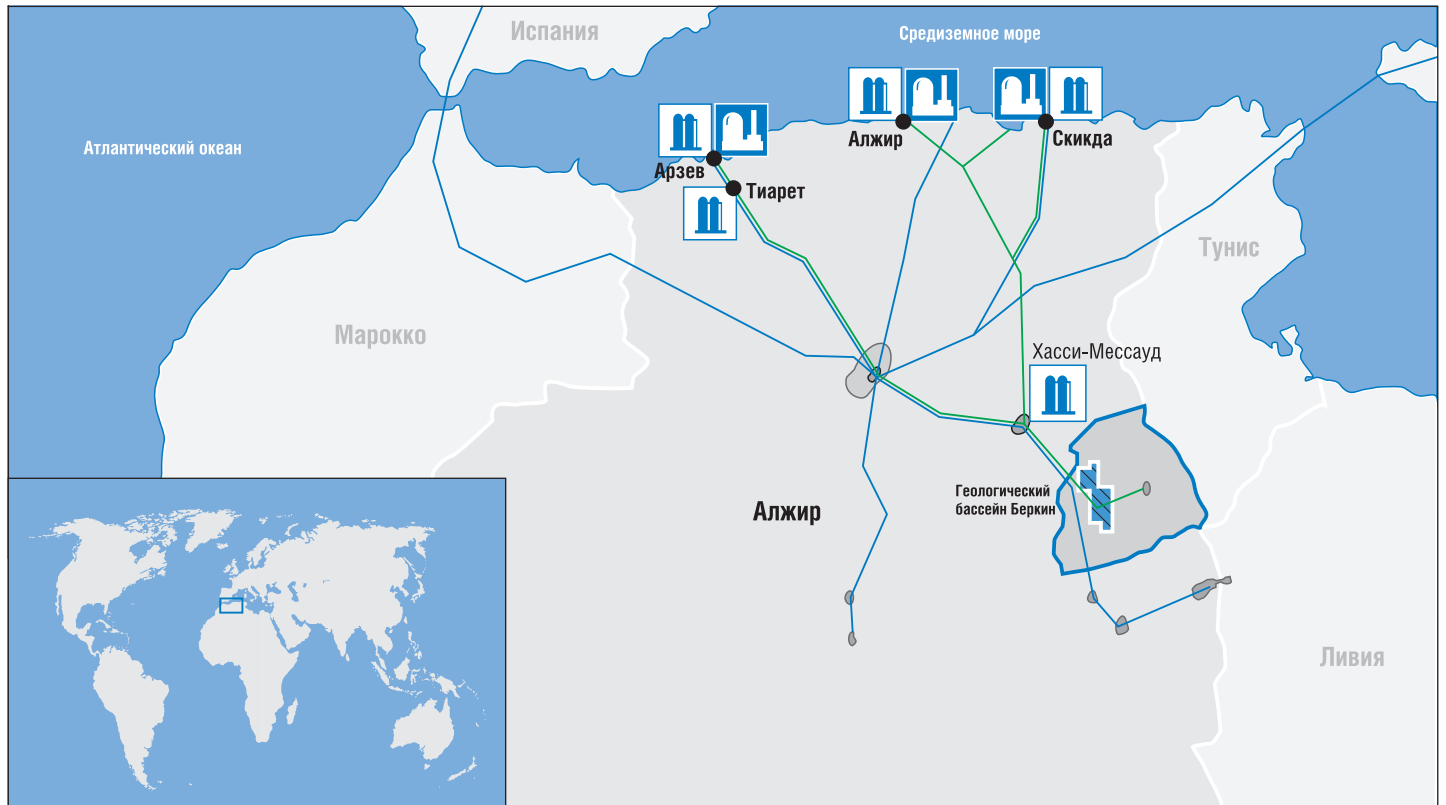
В декабре 2007 г. *Газпром нефть* приобрела у аффилированной с ОАО «Роснефть» организации (ООО «Нефть Актив») 50 % акций нефтяной компании ОАО «Томскнефть» ВНК. По условиям сделки владельцы компании совместно согласовывают решения по основным вопросам ее деятельности.

**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 2000–2010 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. 11 сентября 2007 г. компания ГАИЛ – индийский партнер ОАО «Газпром» по Соглашению о разделе продукции по проекту освоения блока № 26 на шельфе Индии в Бенгальском заливе – в своем обращении в ОАО «Газпром» констатировала, что минимальные обязательства по второй поисково-разведочной фазе консорциумом Газпром-ГАИЛ полностью выполнены, а также проинформировала о своем решении не проводить дальнейших поисково-разведочных работ в рамках третьей поисково-разведочной фазы.
- Доля Группы Газпром: 100 %.
- Оценка суммарных ресурсов: 375 млн т у. т.
- Ход реализации проекта:
В рамках III фазы Программы поисково-разведочных работ проведены сейсморазведочные работы 2 D в пределах западной части блока в объеме 2 824 пог. км, ведется подготовка к строительству третьей поисково-разведочной скважины NEC-W-1. Ожидаемый прирост запасов газа блока составляет около 70,7 млрд м³. Завершить разведку блока и провести подсчет запасов планируется в 2012 г.

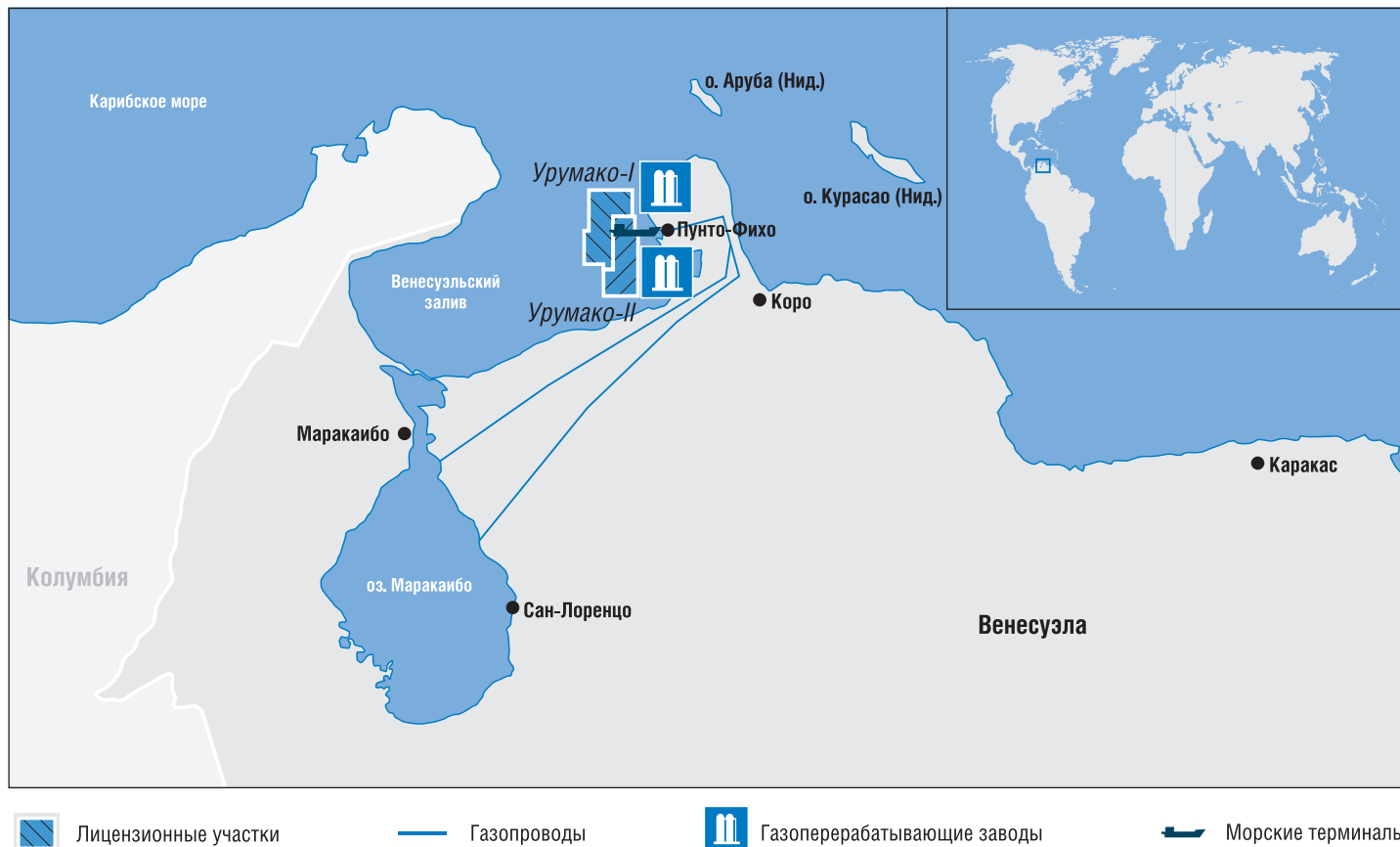
Алжир

ЛИЦЕНЗИОННЫЙ УЧАСТОК «ЭЛЬ-АССЕЛЬ» В АЛЖИРЕ



- **Цель и описание проекта:**
Разведка и разработка углеводородов сухопутного участка «Эль-Ассель», расположенного в геологическом бассейне Беркин в Алжире.
- **Год начала проекта:** 2009 г.
- **Правовая основа и участники проекта:**
В декабре 2008 г. ОАО «Газпром» было объявлено победителем тендера на разведку и разработку углеводородов сухопутного участка «Эль-Ассель». Участок включает лицензионные блоки 236b, 404a1 и 405b1. Подписание контрактных документов состоялось 17 января 2009 г. Контрактные документы вступили в законную силу 3 мая 2009 г. Партнер ОАО «Газпром» – алжирская государственная нефтегазовая компания «Сонатрак». Заказчик работ – Алжирское государственное агентство по использованию углеводородных ресурсов «АЛНАФТ».
- **Доля Группы Газпром:** 49 %.
- **Оценка ресурсов:** около 30 млн т нефти.
- **Ход реализации проекта:**
В 2008 г. осуществлялась разработка программы ГРП. Газпром планирует инвестировать около 120 млн долл. в проведение ГРП по проекту (2 700 км² сейсморазведки 3 D и бурение четырех поисковых скважин). Сформированы органы управления проектом, технические группы. Проводятся организационные мероприятия по выбору подрядчика на конкурсной основе для проведения сейсморазведочных работ. Начало сейсморазведочных работ запланировано на IV квартал 2009 г., начало бурения поисковых скважин – на I квартал 2010 г.

Венесуэла

ИНВЕСТИЦИОННЫЕ БЛОКИ УРУМАКО-I И УРУМАКО-II
НА ШЕЛЬФЕ ВЕНЕСУЭЛЫ

- Цель и описание проекта:

Проект «Рафазль – 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.

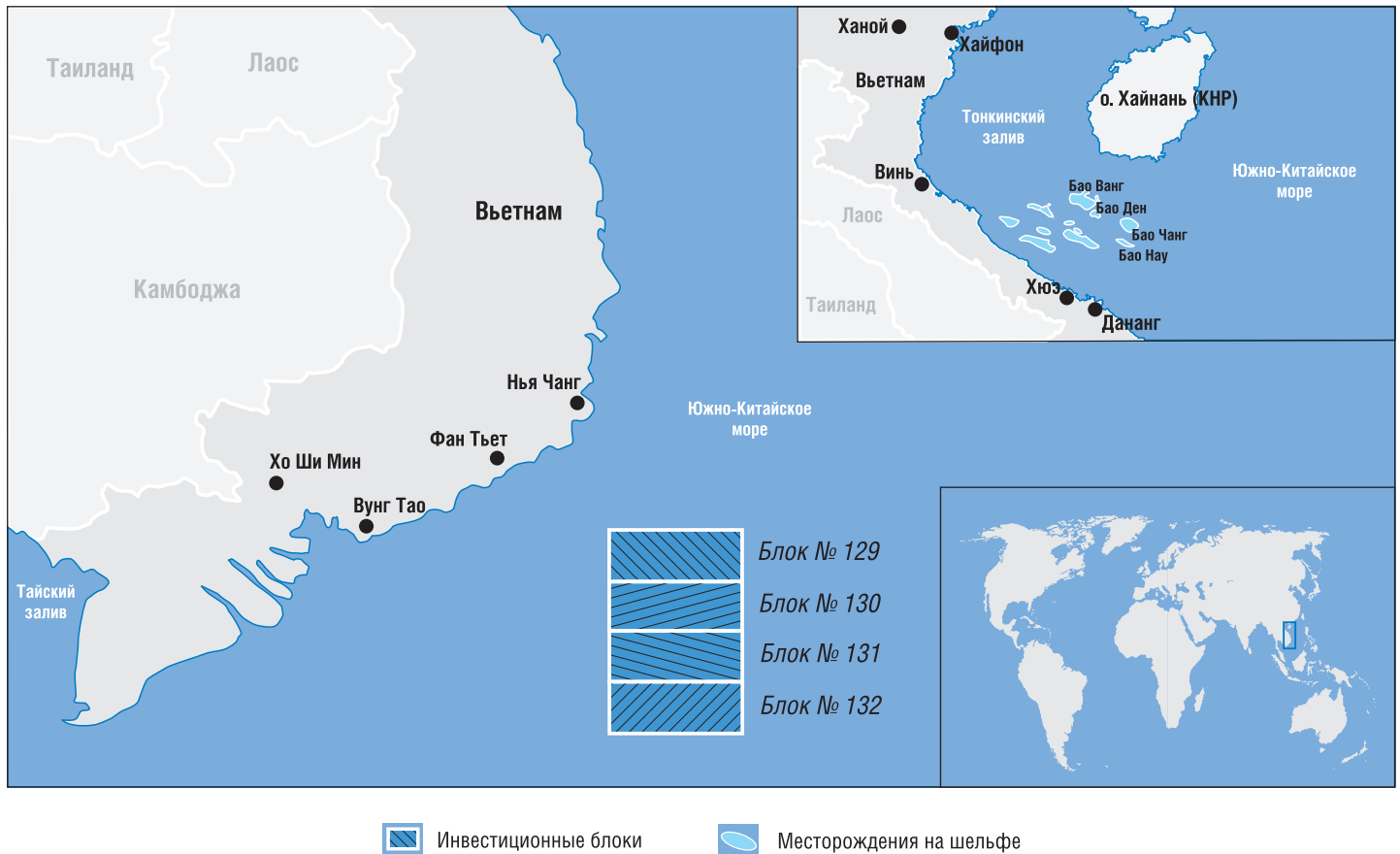
- Ход реализации проекта:

В мае 2007 г. на блоках Урумако-I и Урумако-II завершен 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. В ноябре 2008 г. начато бурение скважины COR-AX на блоке Урумако-I.

В соответствии с утвержденным Министерством энергетики и нефти Венесуэлы графиком выполнения Минимальной программы геолого-разведочных работ, завершение бурения поисково-разведочной скважины на блоке Урумако-I запланировано на август 2009 г., после чего, в случае положительных результатов бурения, Газпром приступит к бурению первой поисковой скважины на блоке Урумако-II проектной глубиной 6 100 м.

Вьетнам

ОБЛАСТЬ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ И СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ГАЗПРОМА
ВО ВЬЕТНАМЕ (БЛОК № 112 С УЧЕТОМ РАСШИРЕНИЯ) И РАСПОЛОЖЕНИЕ БЛОКОВ № 129–132

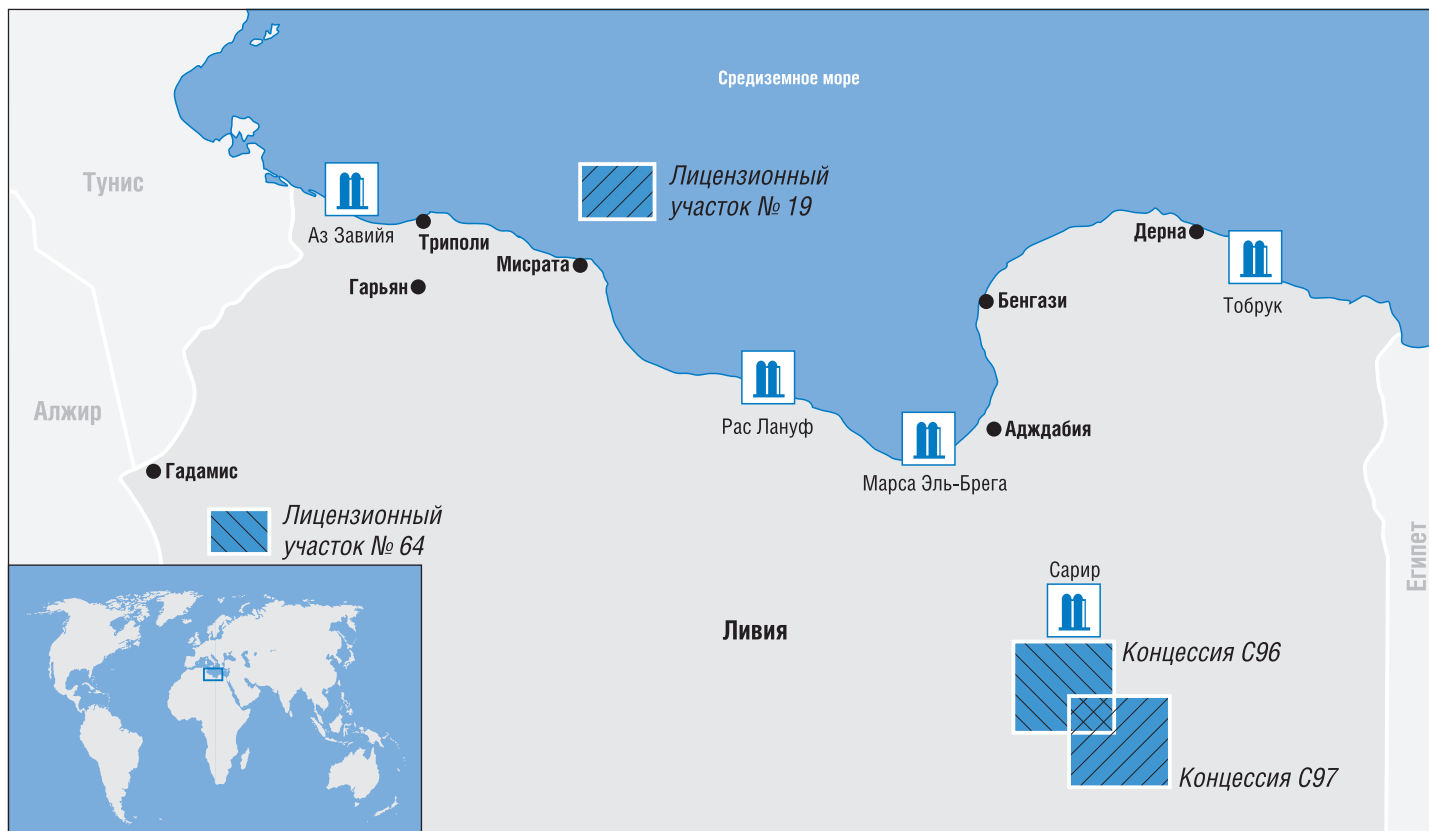


- Цель и описание проекта:
Поиск, разведка, добыча и реализация углеводородов на шельфе Вьетнама на условиях Соглашения о разделе продукции.
- Год начала проекта:
Блок № 112 – 2000 г.
Блоки № 129–132 – 2008 г.
- Правовая основа и участники проекта:
Блок № 112. Нефтегазовый контракт по блоку № 112 континентального шельфа Социалистической Республики Вьетнам (СРВ) от 11 сентября 2000 г. между ВНК «Петровьетнам», ОАО «Газпром», НК «Петровьетнам» и ЗАО «Зарубежнефтегаз». Оператор проекта – совместная операционная компания «Вьетгазпром».
Блоки № 129–132. Нефтегазовый контракт по блокам № 129, 130, 131, 132 между ОАО «Газпром» и ВНК «Петровьетнам», ГКНГ «PVEP» и ЗАО «Зарубежнефтегаз». Оператор проекта – совместная операционная компания «Вьетгазпром». Нефтегазовым контрактом предусмотрено, что поиск, разведка, добыча и реализация углеводородов будет осуществляться на условиях Соглашения о разделе продукции. Срок действия контракта – 30 лет. На 2009 г. запланировано проведение морских сейсморазведочных работ.
- Доля Группы Газпром: 50 %.
- Оценка суммарных запасов и ресурсов:
Запасы блока № 112 (с учетом расширения) – более 300 млрд м³ газа и более 600 тыс. т конденсата. Запасы категории C₁+C₂ открытого в рамках блока в 2007 г. месторождения Бао Ванг составляют 18,6 млрд м³ углеводородного газа и 0,5 млн т конденсата.
Ресурсы блоков № 129–132 – 700 млн т у. т.
- Ход реализации проекта:
13 февраля 2008 г. получено разрешение Правительства СРВ о расширении площади применения Нефтегазового контракта на блок № 111/04, в пределах которого находится большая часть открытого в 2007 г. месторождения Бао Ванг. Выполнены в полном объеме (2 000 пог. км) морские сейсмо-

разведочные работы 2 D в прибрежной части блоков № 111/04 и № 112; проведены морские сейсмо-разведочные работы 3 D на месторождениях Бао Ванг и на структуре Бао Чанг в объеме 311,4 км². Определено проектное местоположение скважины VGP-113-BD-2X.

Ливия

ОБЛАСТИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ГАЗПРОМА, КОНЦЕССИИ С ДОЛЕВЫМ УЧАСТИЕМ ГРУППЫ В ЛИВИИ (ЛИЦЕНЗИОННЫЕ УЧАСТКИ № 19 И 64, КОНЦЕССИИ С96 И С97)



Нефтеперерабатывающие заводы



Лицензионные участки и концессии

- 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 – долевое участие в концессиях, принадлежащих «Винтерсхалл АГ» (оператор проекта), полученное в результате реализации соглашения об обмене активами с компанией 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.

- Ход реализации проекта:

- Лицензионный участок № 19

- Завершена программа сейсмических 3 D исследований, проводится обработка полученных данных, а также переобработка результатов ранее осуществленных 2 D сейсмических исследований.

- Проводится комплексная интерпретация полученной сейсмической информации с целью интерактивного анализа «куба 3 D» и подготовки итогового отчета об исследованиях. Выполняется региональное обобщение по геологической и тектонической моделям восточной части Пелагийского бассейна, характеру и особенностям нефтяной системы.

- Ведется работа по подготовке к бурению поисковой скважины. Приобретаются трубы, другие строительные и расходные материалы. Начало бурения запланировано на 2010 г.

- Лицензионный участок № 64

- Производились полевые работы по выполнению сейсмических исследований в соответствии с рабочей программой ГРП, завершение работ ожидается в июне 2009 г. Осуществлялись обработка получаемых сейсмических данных VIVID 3 D, а также комплексная интерпретация данных сейсморазведки 2 D/3 D и ГИС (около 24 тыс. пог. км и данные по более чем 100 скважинам). Основная цель работ – построение региональной геологической и структурно-тектонической модели территории в бассейне Гадамес.

- Согласно обязательствам, геолого-разведочный цикл на участке включает бурение шести разведочных скважин. Оцениваемая глубина бурения скважин – 3 500-3 900 м. Ожидаемое начало бурения – конец августа – начало сентября 2010 г.

- Концессии С96 и С97

- Текущая добыча нефти составляет около 2,7-2,8 млн баррелей нефти в месяц. Ведутся работы по повышению нефтеотдачи действующих месторождений, в рамках концессий С96 и С97 выполняется геологоразведка для поиска и введения в эксплуатацию новых месторождений нефти.

Казахстан

ОБЛАСТИ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДОВ ГАЗПРОМА В КАСПИЙСКОМ МОРЕ
(МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЦЕНТРАЛЬНОЕ)

- 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: 25 %.

- Оценка запасов:

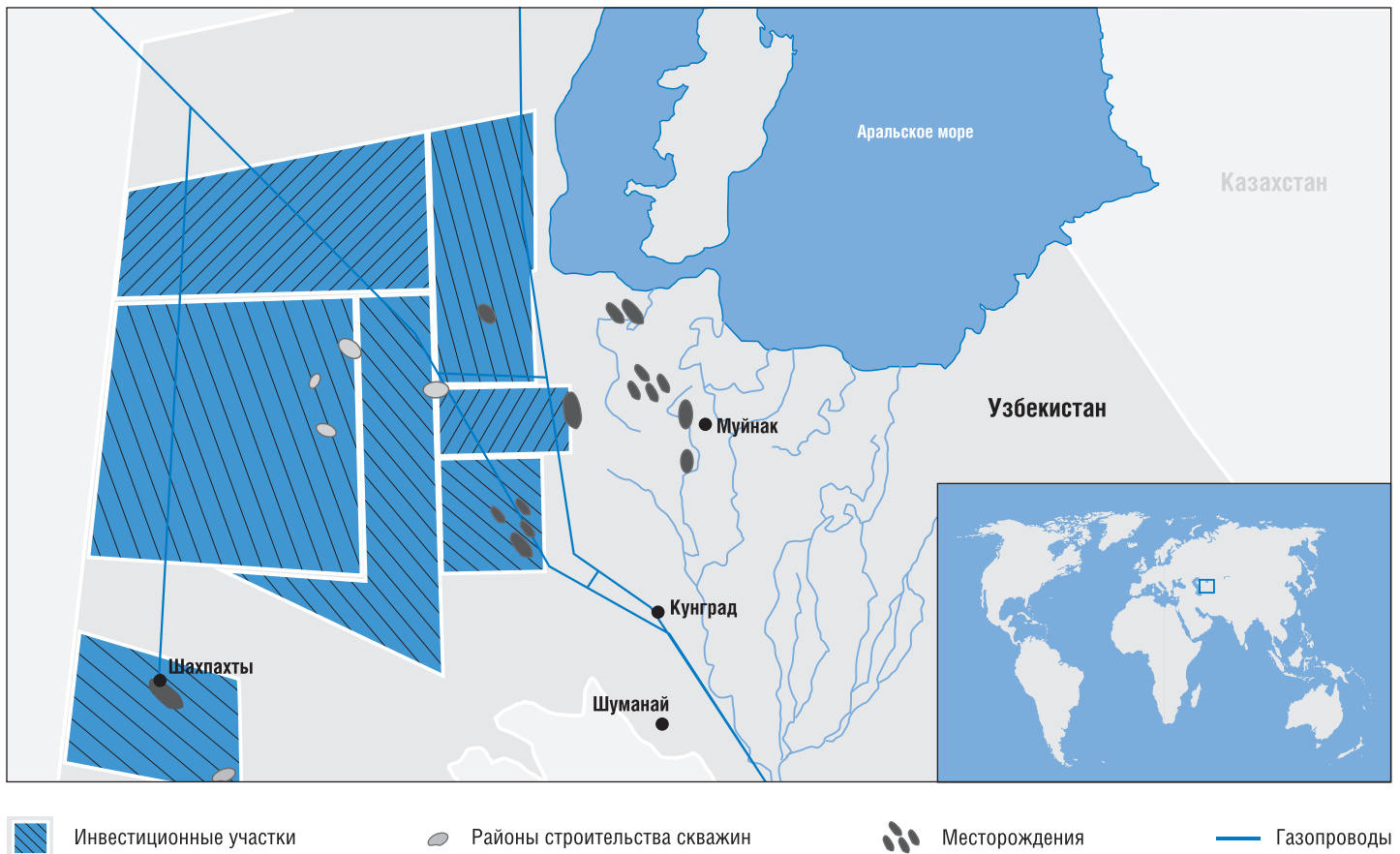
По категории C_1 – 20,2 млн т у. т., по категории C_2 – 149 млн т у. т. углеводородного сырья.

- Ход реализации проекта:

Завершено строительство первой поисково-оценочной скважины глубиной 4 227 м. Открыто новое месторождение Центральное (свидетельство об установлении факта открытия месторождения выдано Федеральным агентством по недропользованию в ноябре 2008 г.).

В конце 2008 г. ООО «ЦентрКаспнефтегаз» проведены сейсморазведочные работы 3 D, запланировано начало строительства скважины «Центральная № 2» на IV квартал 2010 г. ОАО «Газпром» совместно с ОАО «НК «Лукойл» прорабатывает вопрос создания совместного предприятия между ООО «Центр Каспнефтегаз» и АО «НК «КазМунайГаз» в форме общества с ограниченной ответственностью с целью дальнейшего получения прав недропользования на условиях Соглашения о разделе продукции по месторождению Центральное.

Узбекистан

ОБЛАСТИ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ГАЗПРОМА В УЗБЕКИСТАНЕ
(УСТЬЮРТСКИЙ РЕГИОН)

- Цель и описание проекта:

Поиск, разведка и добыча углеводородов в Устьюртском 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 Устьюртского региона Республики Узбекистан между НК «Узбекнефтегаз» и ОАО «Газпром» от 25 января 2006 г. Оператор проекта – ЗАО «Зарубежнефтегаз».

- Оценка суммарных запасов:

Запасы категорий C_1+C_2 около 120 млрд m^3 газа и около 7 млн т конденсата.

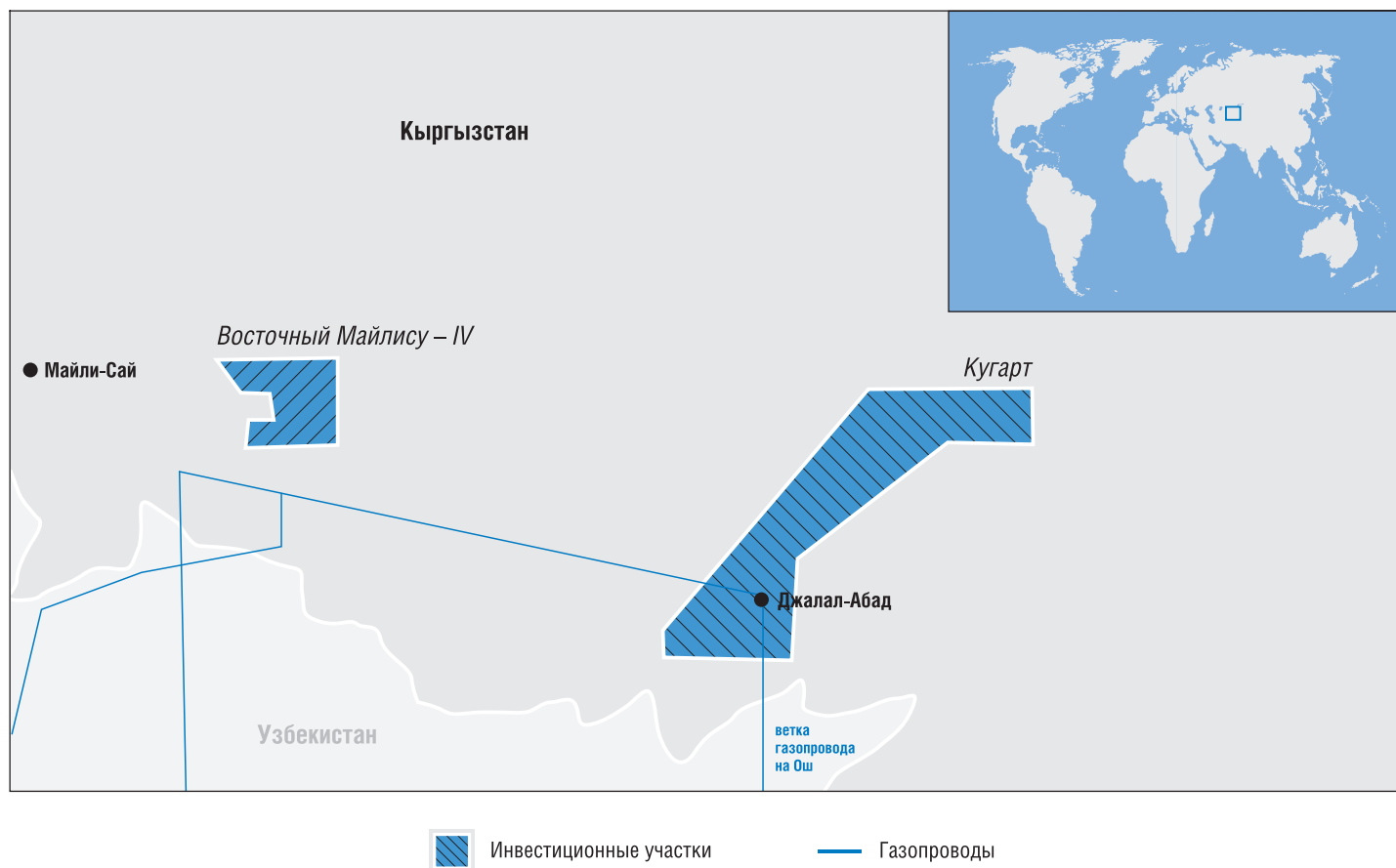
- Ход реализации проекта:

В 2006 г. Правлением ОАО «Газпром» и Кабинетом министров Республики Узбекистан одобрена поэтапная Программа геолого-разведочных работ на 2006–2011 гг. в Устьюртском регионе Республики Узбекистан (Программа ГРП). Оператором проекта на выделенных семи инвестиционных блоках (Шахпахтинском, Агйинском, Акчалакском, Ургинском (западная часть), Куанышском, Актумсукском и Насамбекском) проведена в полном объеме аэрогравимагниторазведка, переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных данных 2 D, сейсморазведка 2 D и 3 D.

По результатам сейсморазведочных работ, выполненных в рамках первого этапа Программы ГРП, на заложенной на Шахпахтинском инвестиционном блоке поисковой скважине № 1 при испытании 12 мая 2009 г. получен промышленный приток углеводородного газа дебитом около 480 тыс. m^3 в сутки, что подтверждает возможность открытия нового месторождения на территории Республики Узбекистан.

Кыргызстан

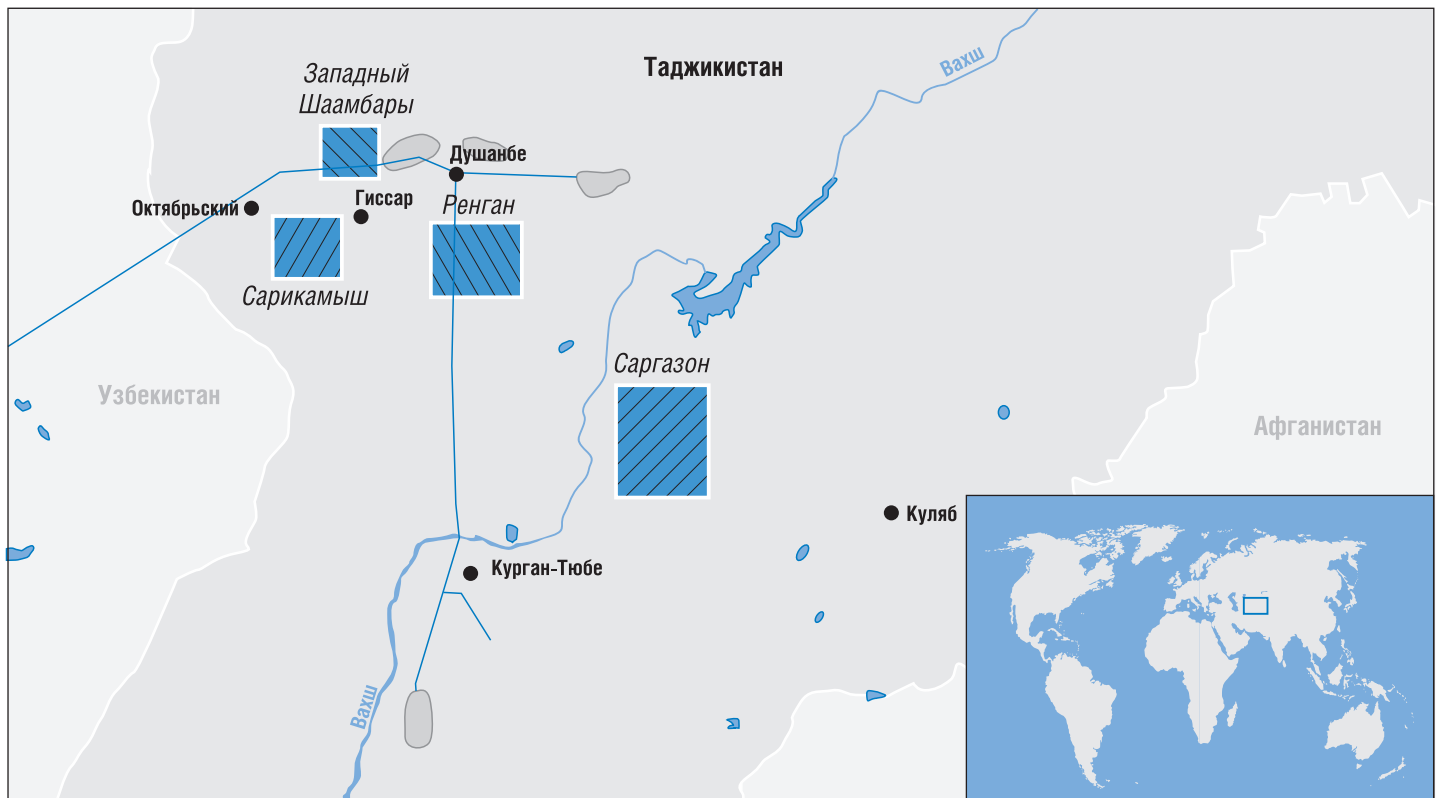
ОБЛАСТИ ГРП ГАЗПРОМА В КЫРГЫЗСТАНЕ



- 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.
- Ход реализации проекта:
В январе 2008 г. ОАО «Газпром» завершена разработка технико-экономической оценки и поэтапной программы геологического изучения недр на согласованных нефтегазоперспективных площадях; сформирован российско-кыргызский управляющий комитет по надзору за исполнением положений Соглашения от 14 мая 2007 г.
В феврале 2008 г. ОАО «Газпром» получены лицензии на право пользования участками недр Восточный Майлису – IV и Кугарт. В июле 2008 г. утверждена Поэтапная программа геологического изучения недр на площадях Кугарт и Восточный Майлису – IV на 2008–2011 гг., в которой согласованы первоочередные участки, объемы и этапы проведения геологического изучения недр на указанных участках, а также обоснованные объемы затрат на их проведение, в декабре 2008 г. завершена разработка проектов ГРП на данных площадях.

Таджикистан

ОБЛАСТИ ГРП ГАЗПРОМА В ТАДЖИКИСТАНЕ

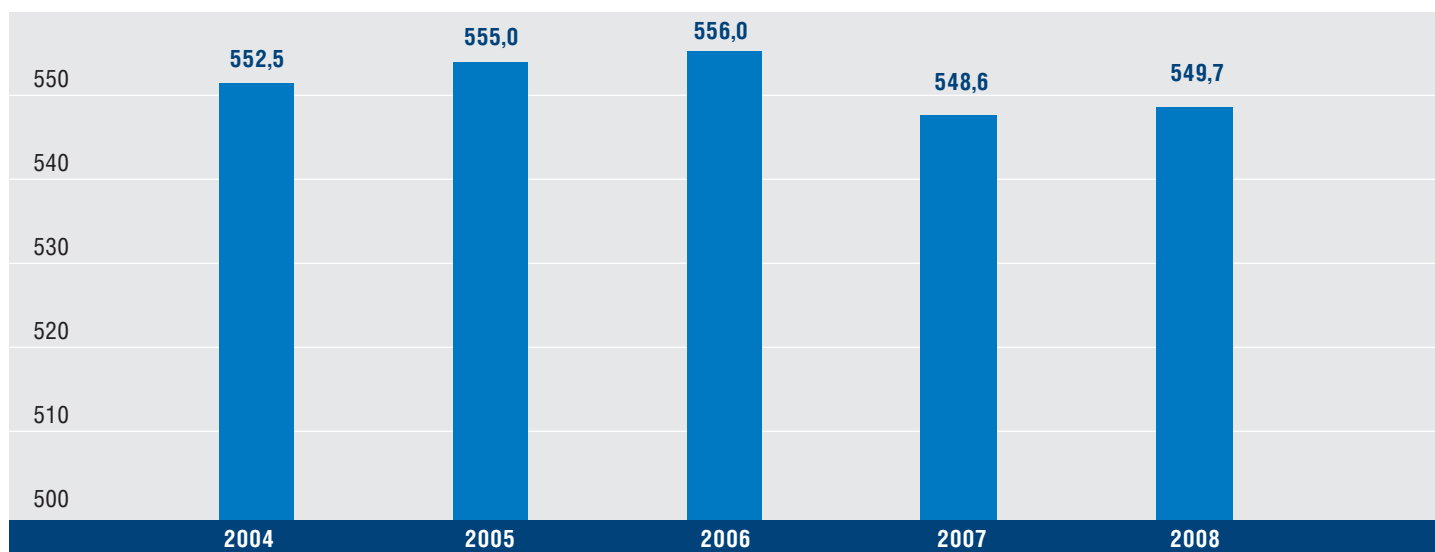
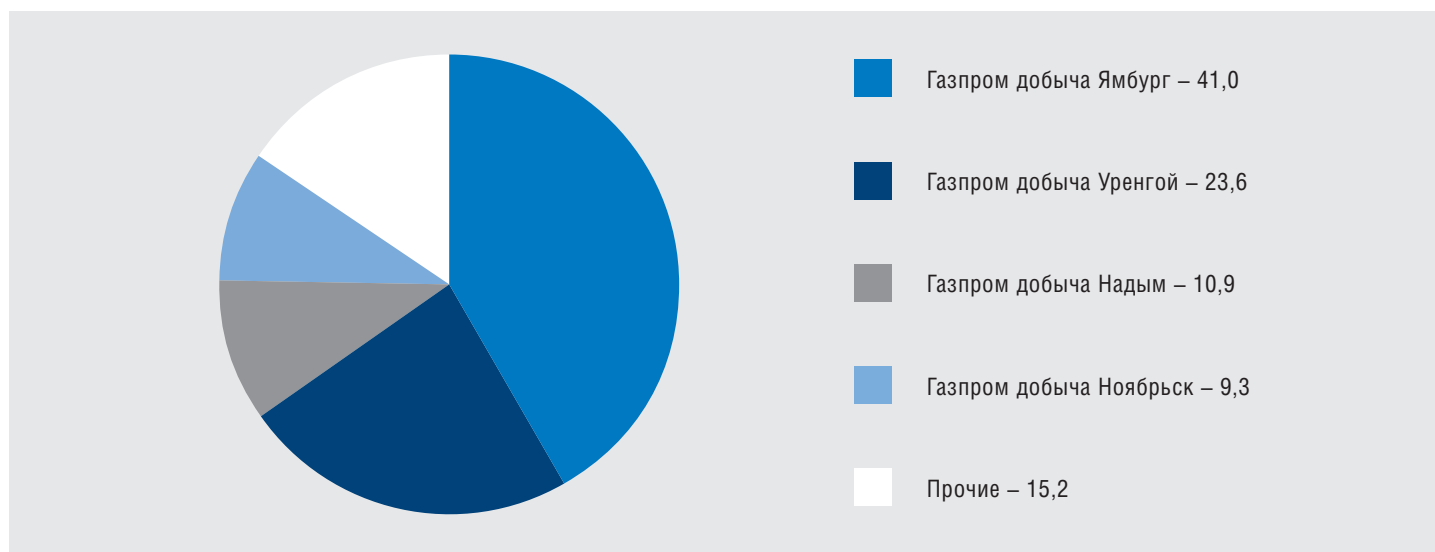


 Лицензионные участки
  Месторождения
  Газопроводы

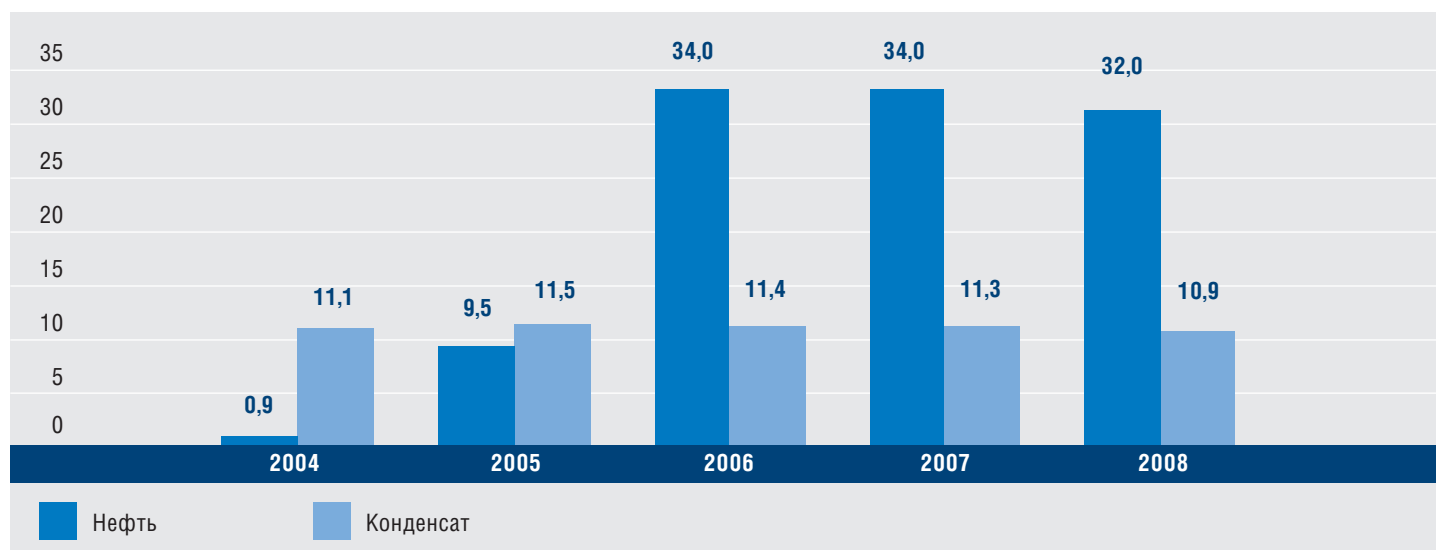
- Цель и описание проекта:
Создание основы (ресурсной базы) для деятельности создаваемого совместного российско-таджикского предприятия. Проведение ГРП на нефтегазоперспективных площадях Сарикамыш, Саргазон, Ренган и Западный Шаамбары Республики Таджикистан.
- Год начала проекта: 2006 г.
- Правовая основа и участники проекта:
Соглашение о стратегическом сотрудничестве в газовой отрасли между ОАО «Газпром» и Правительством Республики Таджикистан от 15 мая 2003 г.; Меморандум о намерениях по созданию совместного российско-таджикского предприятия от 28 марта 2006 г.; Соглашение об общих принципах проведения геологического изучения недр на нефтегазоперспективных площадях Республики Таджикистан от 10 июня 2008 г. между Правительством Республики Таджикистан и ОАО «Газпром».
- Оценка суммарных ресурсов: до 50 млрд м³ газа.
- Ход реализации проекта:
В августе 2008 г. ОАО «Газпром» завершена разработка технико-экономической оценки и поэтапной программы геологического изучения недр на согласованных нефтегазоперспективных площадях. В сентябре 2008 г. сформирован российско-таджикский управляющий комитет по надзору за исполнением положений Соглашения от 10 июня 2008 г.; ОАО «Газпром» получены лицензии на право пользования участками недр Сарикамыш и Западный Шаамбары.

ДОБЫЧА УГЛЕВОДОДОВ

ОБЪЕМ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ГРУППОЙ ГАЗПРОМ, МЛРД М³

СТРУКТУРА ДОБЫЧИ ГАЗА ПО ОСНОВНЫМ ГАЗОДОБЫВАЮЩИМ ОБЩЕСТВАМ
ГРУППЫ ГАЗПРОМ В 2008 Г., %

ОБЪЕМ ДОБЫЧИ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ГРУППОЙ ГАЗПРОМ, МЛН Т



ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ МОЩНОСТИ ГРУППЫ ГАЗПРОМ

	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Разрабатываемые месторождения, ед.	78	114	119	122	122
Газовые эксплуатационные скважины, ед.	6 652	6 941	7 010	7 154	7 214
в т. ч. действующие	6 094	6 401	6 513	6 640	6 723
Нефтяные эксплуатационные скважины, ед.	375	5 018	5 486	5 881	5 932
в т. ч. действующие	202	4 372	4 948	5 342	5 444
Установки комплексной и предварительной подготовки газа, ед.	161	169	170	172	173
Проектная суммарная производительность УКПГ, млрд м³ в год	909,0	939,6	957,8	976,0	991,0
Дожимные компрессорные станции (ДКС), ед.	41	44	44	45	45
Установленная мощность ДКС, МВт	3 956,1	4 176,1	4 176,1	4 300,1	4 460,1

ОСНОВНЫЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГАЗПРОМА

Надым-Пур-Тазовский регион (Западная Сибирь)

Заполярное 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 в 30 млрд м³ газа в год планируется достичь в 2010 г.

РАЗМЕЩЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗПРОМА



Ачимовские залежи Уренгойского месторождения. Для поэтапного освоения залежи разделены на несколько участков. Участок 1А ачимовских залежей Уренгойского месторождения был введен в опытно-промышленную эксплуатацию в июле 2008 г. Освоение участка проводится 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.

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. Расположено в Красноселькупском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, лицензией на его разработку владеет ОАО «Севернефтегазпром». Введено в эксплуатацию в 2007 г., а в 2009 г. выведено на проектный уровень добычи в 25,0 млрд м³.

Приобское месторождение. Крупнейшим месторождением, находящимся в разработке Газпром нефти, является Южная часть Приобского месторождения (Ханты-Мансийский автономный округ). Его активная разработка началась в 2004 г., уже в 2008 г. на месторождении добывалось более 23 % общего объема добычи Газпром нефти, а к 2010 г., как ожидается, этот показатель достигнет 30,4 %.

Полуостров Ямал и прилегающие акватории

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.

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. В 2008 г. для проектирования, разработки, строительства, финансирования и эксплуатации объектов первой фазы освоения Штокмановского месторождения создана компания специального назначения «Штокман Девелопмент АГ», основными акционерами которой являются ОАО «Газпром» (51 %), французская компания «Тоталь» (25 %) и норвежская компания «СтатойлГидро» (24 %).

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 Ямало-Ненецком автономном округе Тюменской области расположен ряд месторождений углеводородов. В соответствии с Программой работ по освоению ресурсов углеводородов на шельфе Российской Федерации до 2030 года, 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, лицензией на геологическое изучение недр на Чугорьяхинском участке, а также полученными в 2008 г. лицензиями с правом разведки и добычи на Семаковское, Антипаютинское и Тота-Яхинское месторождения, частично расположенные в акватории Тазовской губы. 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 геолого-разведки 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.

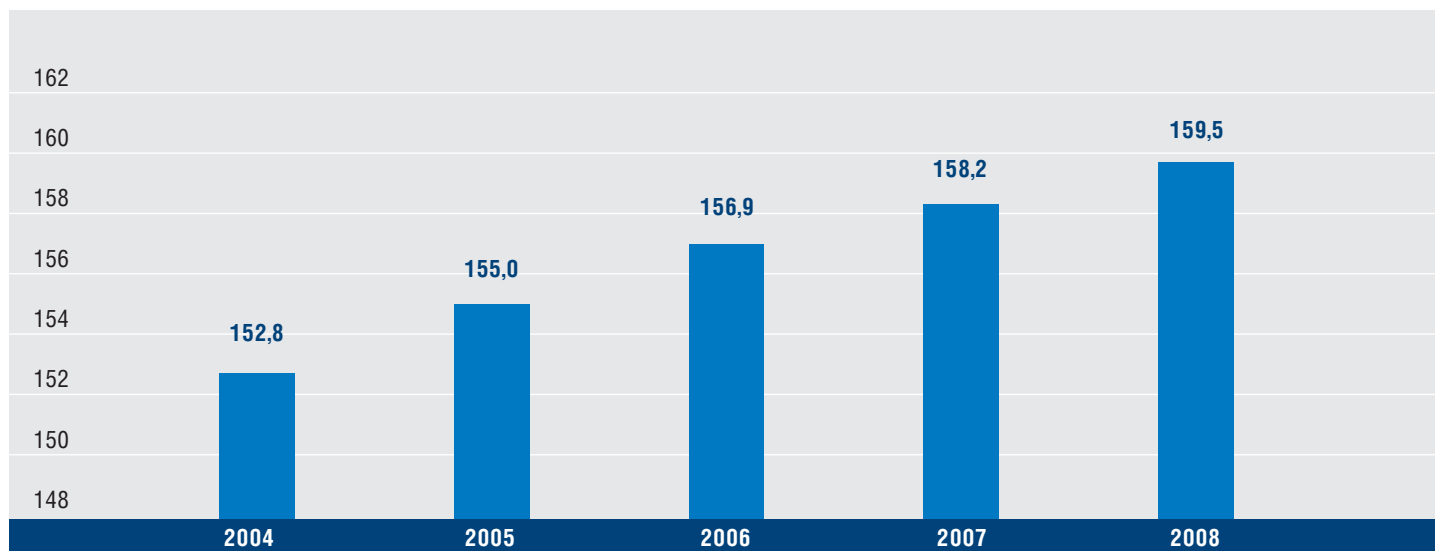
Согласно утвержденной в 2007 г. Правительством Российской Федерации Восточной программе о. Сахалин является одним из приоритетных регионов для полномасштабного коммерческого освоения на Дальнем Востоке.

Первоочередными задачами *Газпрома* по развитию деятельности на Сахалине являются создание собственной ресурсной базы, а также формирование и развитие газотранспортной системы Сахалин – Хабаровск – Владивосток. Ведутся ГРП в Красноярском крае и в Иркутской области. В 2008 г. ОАО «Газпром» в соответствии с решениями Правительства Российской Федерации получены лицензии с правом разведки и добычи на Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение в Республике Саха (Якутия) с запасами газа категорий C₁+C₂ 1,24 трлн м³, а также Киринское газоконденсатное месторождение на шельфе о. Сахалин с запасами газа категорий C₁+C₂ 75,4 млрд м³.

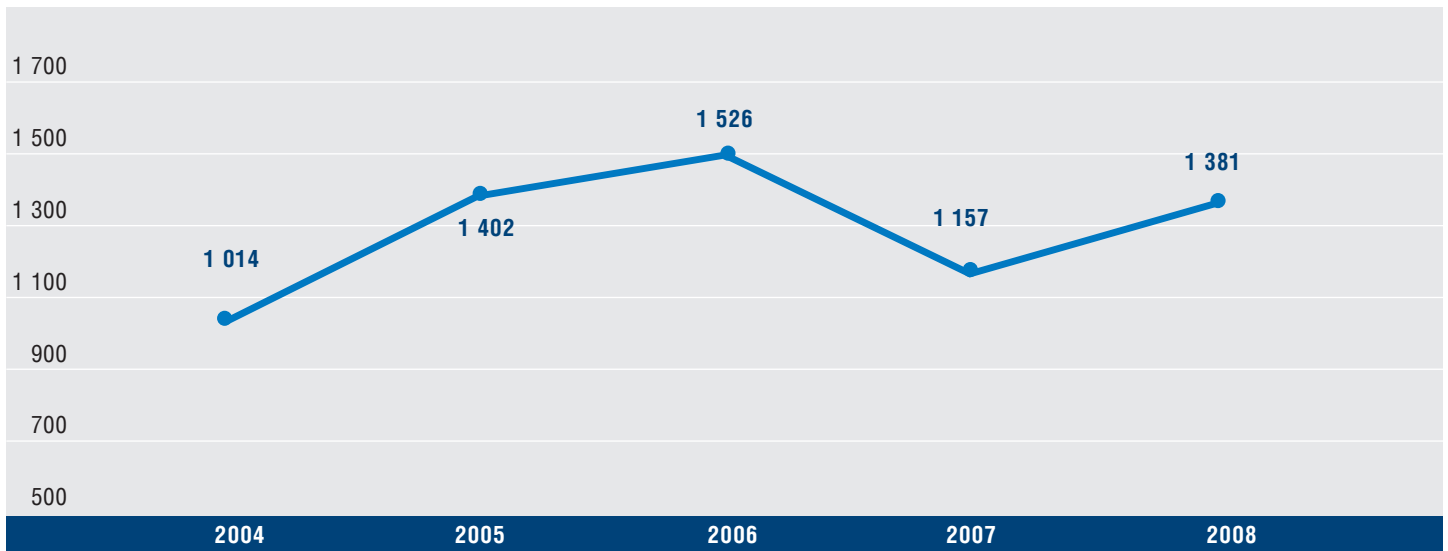
ТРАНСПОРТИРОВКА И ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ

Строительство системы газопроводов *Газпрома* началось более 60 лет назад с первого газопровода Саратов – Москва. Основная часть ГТС была построена в 1970–90-е 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.

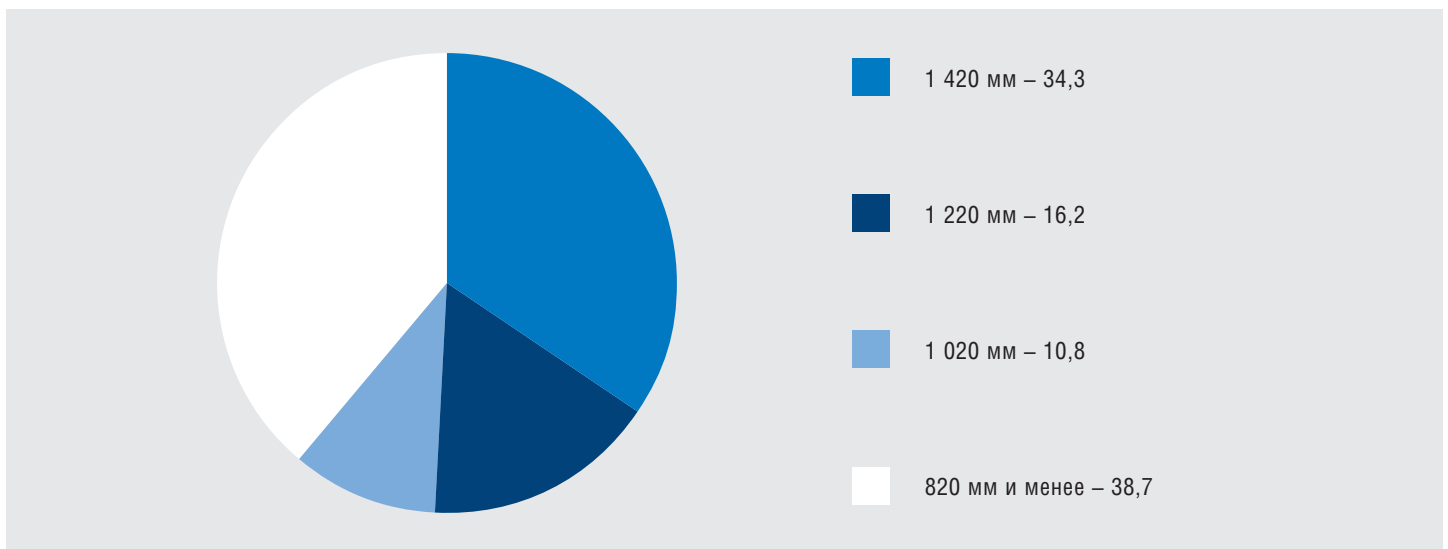
ПРОТЯЖЕННОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ И ОТВОДОВ
В ОДНОНИТОЧНОМ ИСЧИСЛЕНИИ, ТЫС. КМ



ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ И ОТВОДОВ, КМ

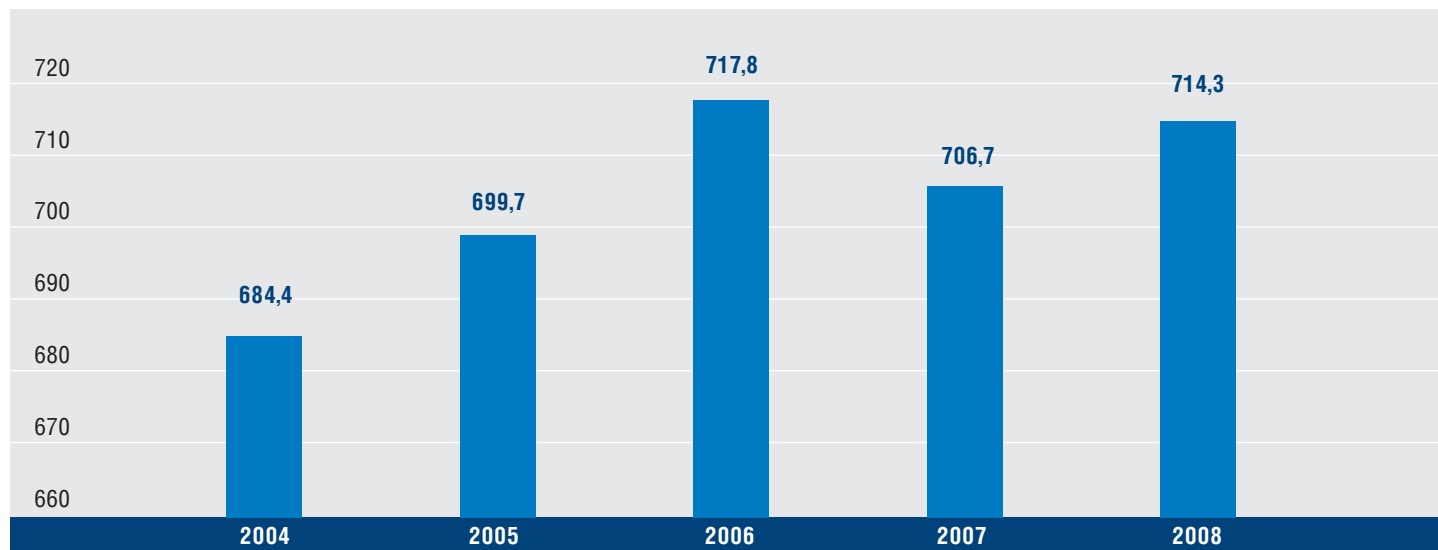


СТРУКТУРА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПО ДИАМЕТРАМ ТРУБ, %

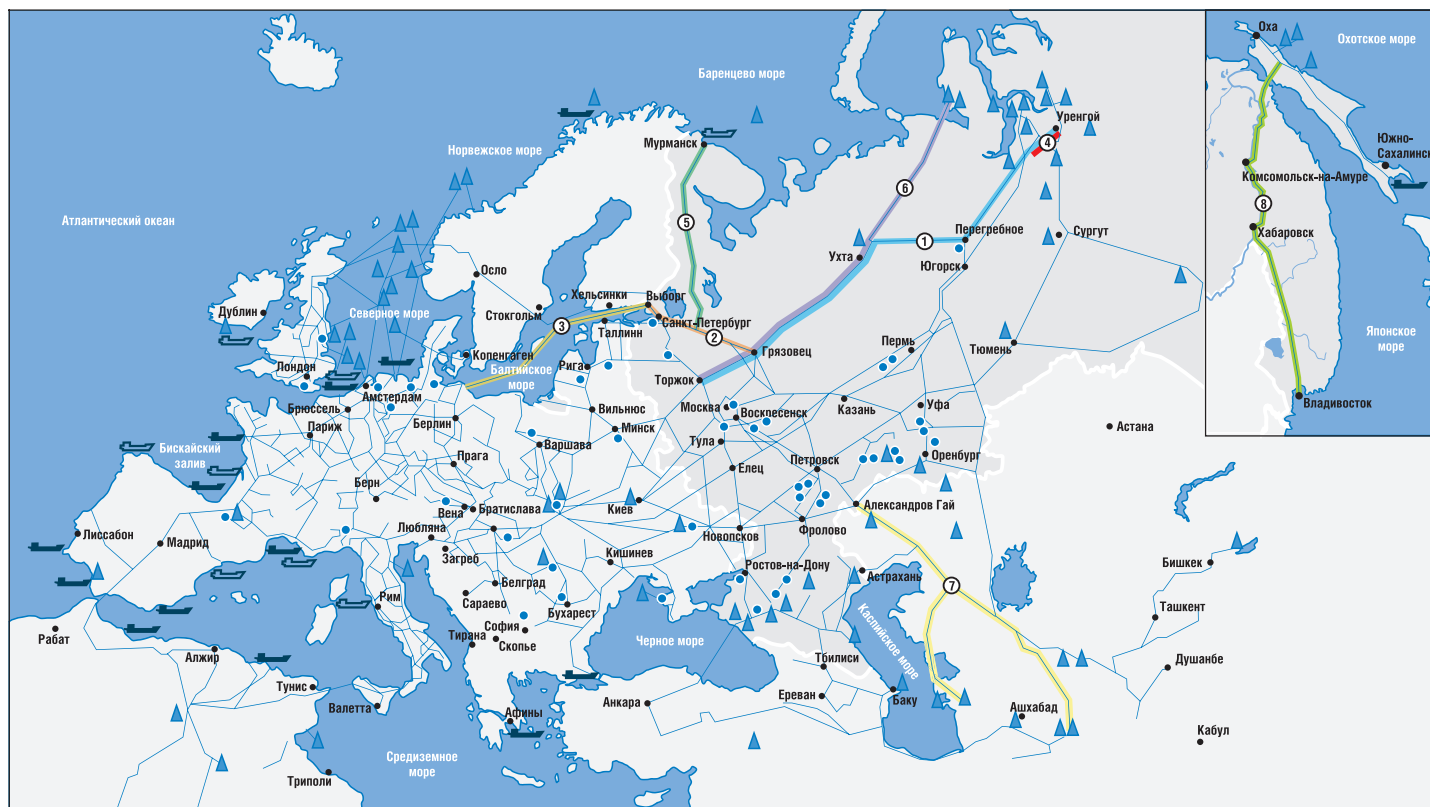


УСТАНОВЛЕННОЕ НА ГТС ГАЗПРОМА ОБОРУДОВАНИЕ

	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Линейные компрессорные станции, ед.	207	210	217	218	219
Газоперекачивающие агрегаты (ГПА), ед.,	3 537	3 587	3 629	3 641	3 695
в т. ч.:					
газотурбинные и газомотокомпрессоры	2 853	2 903	2 947	2 962	3 017
электроприводные	684	684	682	679	678
Установленная мощность ГПА, тыс. МВт	39,4	40,2	41,0	41,4	42,0

ПОСТУПЛЕНИЕ ГАЗА В ГТС ГАЗПРОМА, МЛРД М³

ЕВРОАЗИАТСКАЯ ГАЗОТРАНСПОРТНАЯ СИСТЕМА



Газотранспортные проекты Газпрома:

1 СРТО – Торжок

2 Грязовец – Выборг

3 «Северный поток»

4 Расширение Уренгойского газотранспортного узла

5 Газопровод Мурманск – Волхов

6 Газопроводы Бованенково – Ухта и Ухта – Торжок

7 Участки развития ГТС в Центральной Азии, включая Прикаспийский газопровод

8 ГТС Сахалин – Хабаровск – Владивосток

▲ Месторождения газа

● Объекты подземного хранения газа (ПХГ)

— Действующие терминалы СПГ

— Перспективные терминалы СПГ

— Основные газопроводы

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 завершён в 2006 г. В 2008 г. введены две компрессорные станции (КС) суммарной мощностью 155 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, семь КС суммарной мощностью 1 180 МВт.
- Ход реализации проекта: По состоянию на 31 декабря 2008 г. введено 473,7 км линейной части газопровода, в том числе в 2008 г. – 165,3 км. Подписан контракт с компанией «Ролс-Ройс», признанной победителем конкурса на поставку в течение 2010 г. шести ГПА мощностью 52 МВт и двух ГПА мощностью 27 МВт на КС Портовая магистрального газопровода.

«Северный поток»

- Назначение: Транспортировка российского природного газа в страны Западной Европы.
- Проектные характеристики: Протяженность – 1 223 км, диаметр труб – 1 220 мм, рабочее давление до 220 бар, производительность – до 55 млрд м³ газа в год.
- Ход реализации проекта: После получения необходимых одобрений со стороны органов управления ОАО «Газпром» и немецких партнеров в июне 2008 г. оформлена сделка по вхождению компании «Газюни» (Нидерланды) в состав акционеров компании «Норд Стрим АГ» (Норд Стрим АГ), созданной в 2005 г. для проектирования, строительства, эксплуатации и управления газопроводом «Северный поток». В результате сделки доли в Норд Стрим АГ распределились следующим образом: ОАО «Газпром» – 51 %, Винтерсхалл Холдинг и Э.ОН Рургаз – по 20 %, Газюни – 9 %. Компанией Норд Стрим АГ подготовлен и разослан в заинтересованные ведомства отчет по оценке воздействия проекта на окружающую среду (ОВОС).
Заключены контракты на поставку труб большого диаметра для первой нитки газопровода, трубоукладочные работы, изготовление бетонных кожухов и проведение логистики.

Расширение Уренгойского газотранспортного узла

- 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: Введено в эксплуатацию 378,1 км линейной части и три КС мощностью 224 МВт, в том числе в 2008 г. – 76,4 км линейной части газопровода, а также четыре агрегата общей мощностью 64 МВт на КС Пуртазовская.

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: В сентябре 2008 г. ОАО «Газпром», АО НК «КазМунайГаз» и ГК «Туркменгаз» подписали Соглашение об основных принципах сотрудничества в строительстве Прикаспийского газопровода, Положение о Координационном комитете и Положение о группе управления проектом. Утверждено Базовое задание на ТЭО строительства Прикаспийского газопровода и основные исходные данные по проекту.

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.
- Ход реализации проекта: ОАО «Гипроспецгаз» осуществляется разработка проектной документации, выполнен сбор исходных данных и их согласование. Ведутся инженерные изыскания.

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.
- Ход реализации проекта: В августе 2008 г. начато строительство наиболее сложного участка системы магистральных газопроводов Бованенково – Ухта – подводного перехода через Байдацкую губу.

Газотранспортная система Сахалин – Хабаровск – Владивосток

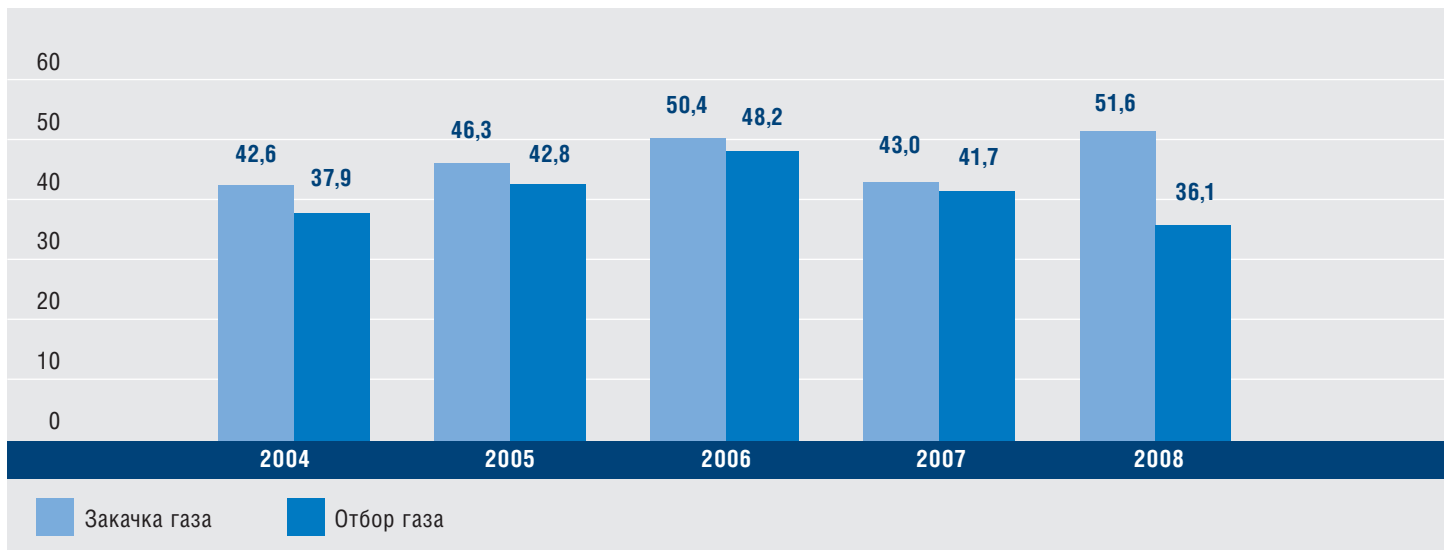
- Назначение: Обеспечение потребности в газе потребителей Хабаровского и Приморского краев и Сахалинской области.
- Проектные характеристики: Основные технические решения ГТС предполагают укладку 1 586 км газопровода диаметром 1 220 мм на всем протяжении трассы. При выходе на проектную мощность объем транспортировки газа – 30 млрд м³.
- Ход реализации проекта: В 2008 г. выполнялись проектные работы.

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

	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Количество объектов подземного хранения газа в России, ед.	24	24	25	25	25
Объем активной емкости по обустройству, млрд м ³	62,38	64,25	64,65	64,94	65,2
КС, ед.	19	19	17	17	17
ГПА, ед.	243	247	220	230	232
Установленная мощность ГПА, МВт	991,4	1 009,8	694,3	758,6	778,6
Количество эксплуатационных скважин, ед.	2 473	2 509	2 588	2 618	2 615

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 увеличение суточной производительности ПХГ до уровня около 700 млн м³.

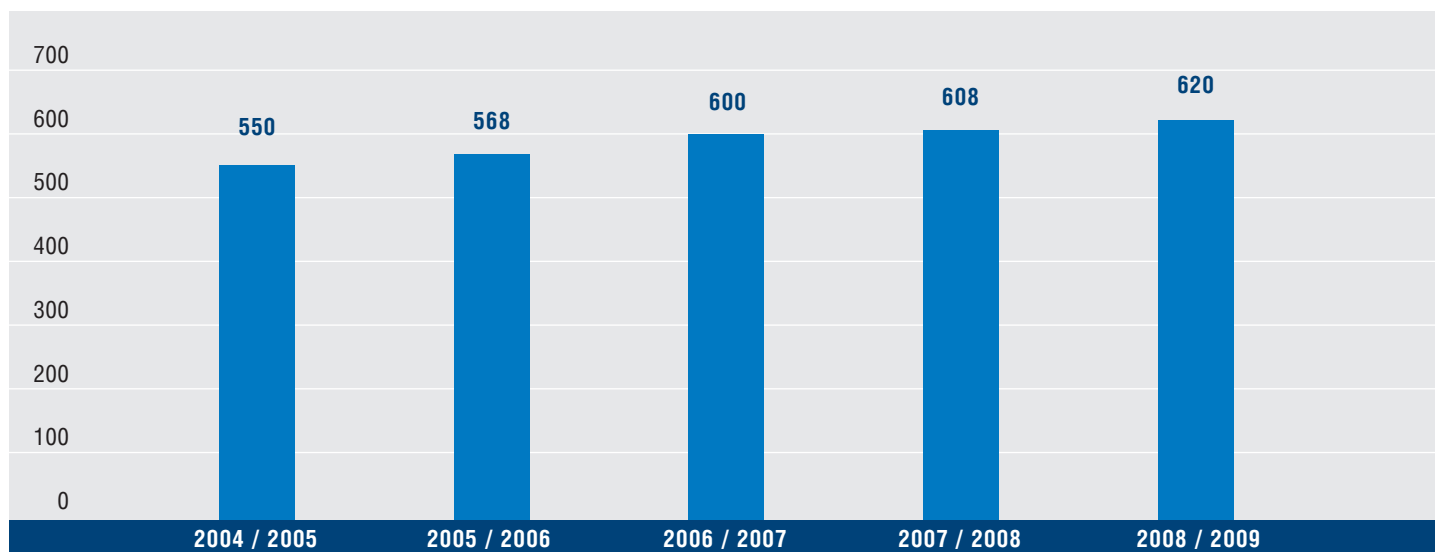
ДЕЙСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ОБЪЕКТЫ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА ГАЗПРОМА НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ



- Действующие объекты ПХГ с активной емкостью менее 5 млрд м³
- Действующие объекты ПХГ с активной емкостью более 5 млрд м³
- Основные газопроводы

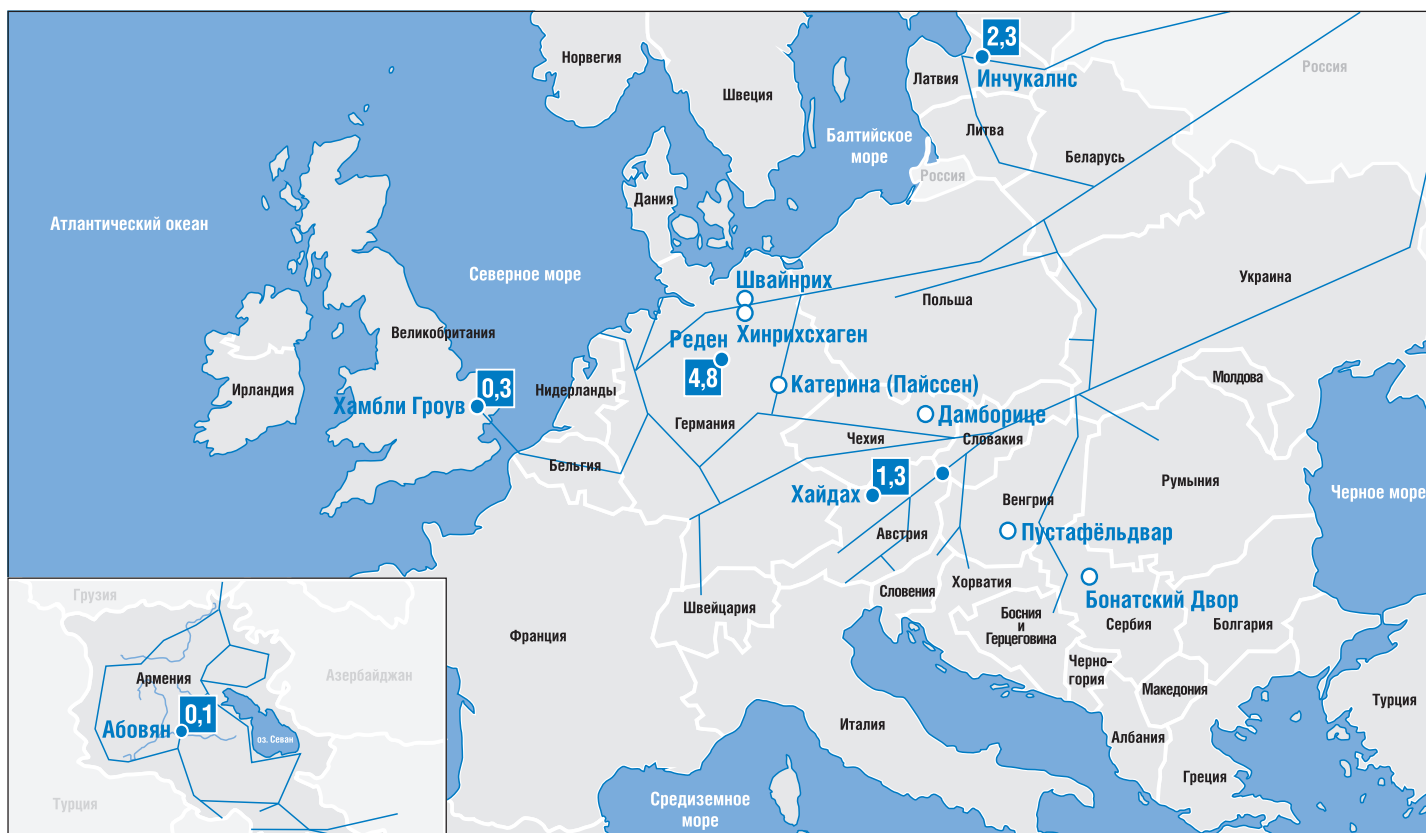
- Строящиеся и проектируемые объекты ПХГ
- Разведываемые площади под объекты ПХГ

МАКСИМАЛЬНО ВОЗМОЖНАЯ СУТОЧНАЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ПХГ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ
НА НАЧАЛО СЕЗОНА ОТБОРА, МЛН М³



Группа в целях повышения надежности экспортных поставок использует объекты подземного хранения газа за рубежом, а также участвует в строительстве новых объектов ПХГ на территории зарубежных стран.

ДЕЙСТВУЮЩИЕ ОБЪЕКТЫ ПХГ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ГАЗПРОМОМ ЗА РУБЕЖОМ, И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПРОЕКТЫ С УЧАСТИЕМ ГРУППЫ
В ОБЛАСТИ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА НА ТЕРРИТОРИИ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН

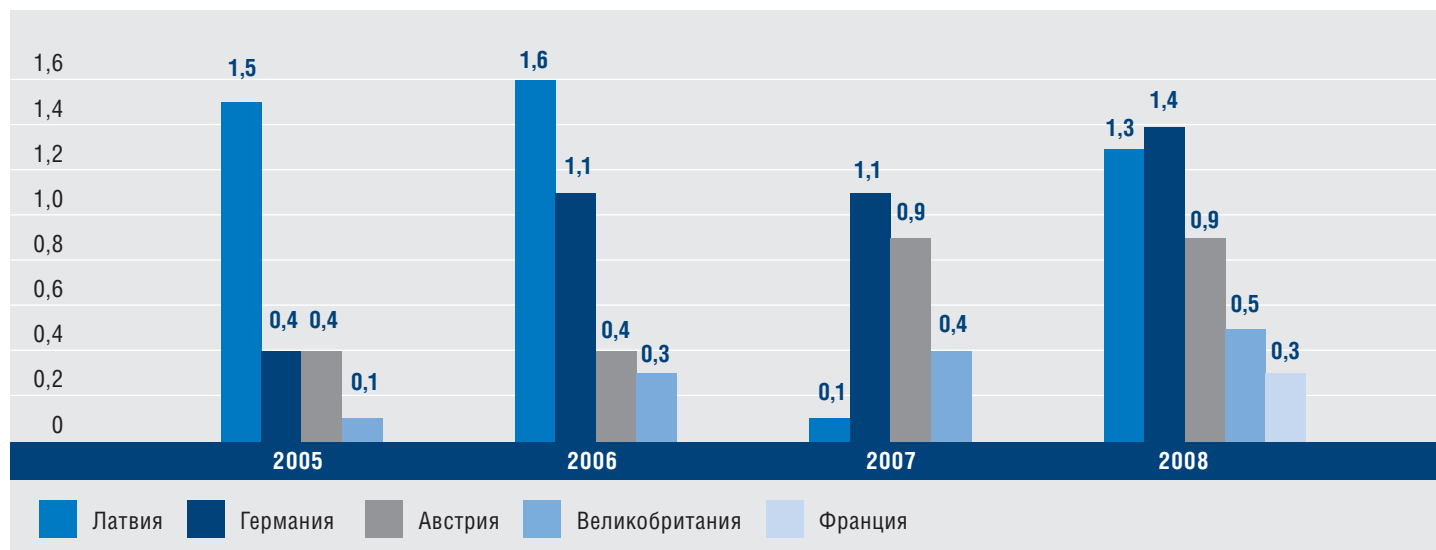


4,8

Действующие ПХГ, используемые Газпромом
с активной емкостью, млрд м³

— Основные газопроводы

○ Перспективные ПХГ с участием Газпрома

ЗАКАЧКА ГАЗА ГАЗПРОМА В ПХГ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН, МЛРД М³

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ЕСГ

ОАО «Газпром» владеет энергетическими активами для обеспечения надежного и бесперебойного энергоснабжения технологических объектов ЕСГ. Надежное энергоснабжение объектов добычи, транспорта и переработки газа является одним из основных условий, обеспечивающих стабильную работу газотранспортной системы ОАО «Газпром».

По состоянию на 31 декабря 2008 г. в эксплуатации находились:

- более 108 тыс. км линий электропередач;
- более 20 тыс. силовых трансформаторов напряжением 6–220 кВ;
- 1 858 электростанций, единичной мощностью 500 кВт и более;
- 6,7 тыс. котлов и теплоутилизаторов.

В 2008 г. общее потребление электроэнергии на объектах ОАО «Газпром» составило 18,9 млрд кВт·ч., выработка на собственных мощностях – 1,35 млрд кВт·ч. Потребление теплоэнергии на технические нужды в 2008 г. составило 24,7 млн Гкал.

В 2008 г. в рамках нового строительства и реконструкции введены следующие основные объекты энергетики:

- шесть электростанций для собственных нужд общей мощностью 59,8 МВт;
- две электрические подстанции 110/10 кВ;
- пять закрытых распределительных устройств напряжением 10 кВ (на КС Пуртазовская, Александров Гай, Микуньская, Омская, Новоюбилейная);
- 11 централизованных котельных установленной мощностью 64 МВт (на базе заказчика Харасавэйского ГКМ; на КС Новоюбилейная, Новогрязовецкая, Александров Гай, Омская);
- 29 индивидуальных котельных установленной мощностью 13,5 МВт (на КС Микуньская, Приводнинская, Приполярная, Перегребненская).

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 2008 г. реконструировано и построено 3 247 км цифровых радиорелейных линий связи, 686 км кабельных линий связи, 664 км радиокабельных линий связи, 1 536 км волоконно-оптических линий связи. Введена система передачи SpectralWave 40/80 протяженностью 711 км вдоль газопровода «Ямал – Европа». Введены в эксплуатацию 17 АТС.

Единая сеть технологической связи ОАО «Газпром» по состоянию на 31 декабря 2008 г. включала:

- 82,7 тыс. км кабельных линий связи;

- 28,6 тыс. км многоканальных радиорелейных линий связи;
- 912 узлов связи;
- 492 базовых и 28,1 тыс. абонентских транкинговых радиостанций;
- сеть спутниковой связи в составе ретрансляторов Ямал-100/Ямал-200 и 271 наземной станции;
- 872 АТС общей номерной емкостью 344 394 номеров;
- единую ведомственную сеть передачи данных.

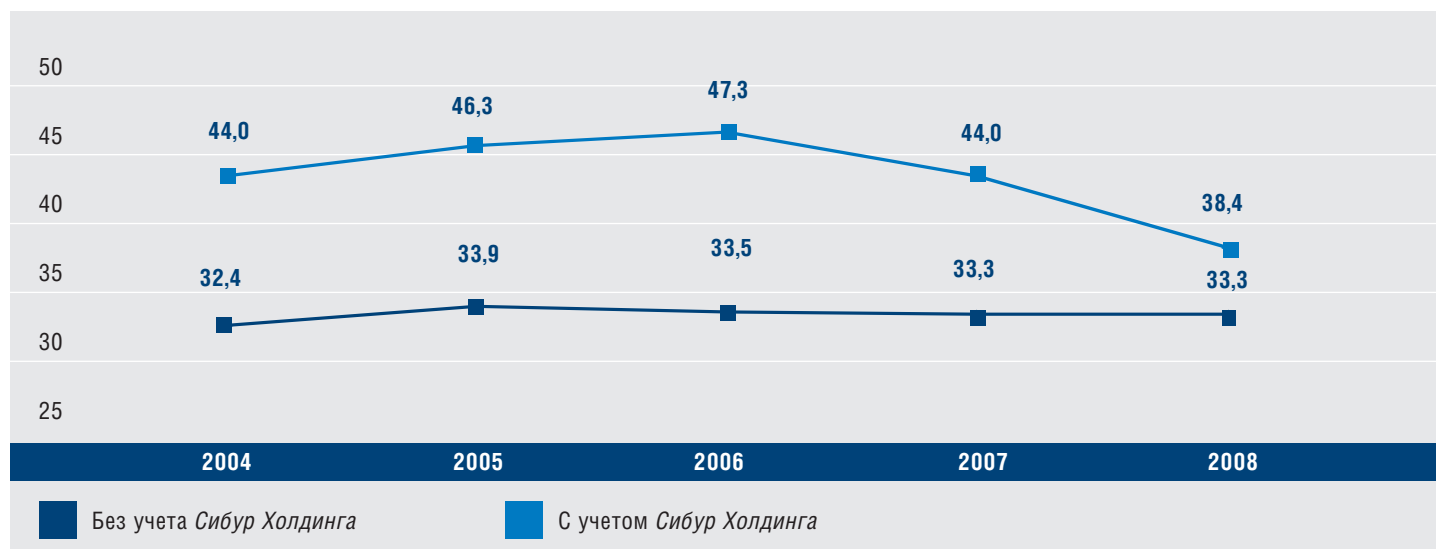
На объектах добычи газа в 2008 г.:

- введены в действие системы автоматизации СОГ на УКПГ-16 Песцовой площади Уренгойского НГКМ, ДКС (2 очередь) Западно-Таркосалинского НГКМ, ДКС (2 очередь) Ямсовейского НГКМ, КС на ЦПС-1, 2 Уренгойского НГКМ, второго опытного участка УКПГ-22 ачимовских отложений Уренгойского НГКМ, УКПГ на КС Александров Гай;
- выполнена телемеханизация 38 скважин Харвутинской площади Ямбургского месторождения, 15 дополнительных скважин Ямбургского месторождения, 3 скважин второго опытного участка УКПГ-22 ачимовских отложений Уренгойского НГКМ и 9 скважин Астраханского ГКМ.

В транспорте газа в 2008 г. введены в действие 33 агрегатных и 10 цеховых систем автоматики на вновь построенных цехах линейных КС Микуньская, Приводинская, Новогрязовецкая, Воскресенская, Таежная, Приозерная, Октябрьская. Проведены комплексные приемочные испытания автоматизированной системы управления технологическими процессами КС Холм-Жирковская. Телемеханизировано 5 501 км магистральных газопроводов, введены в эксплуатацию 11 пунктов управления, 123 линейных контролируемых пункта (КП) на газопроводах и 47 КП телемеханики на газораспределительных станциях. Осуществлена реконструкция 55 систем агрегатной и 26 систем цеховой автоматики, 62 систем пожаробнаружения и контроля загазованности на линейных КС.

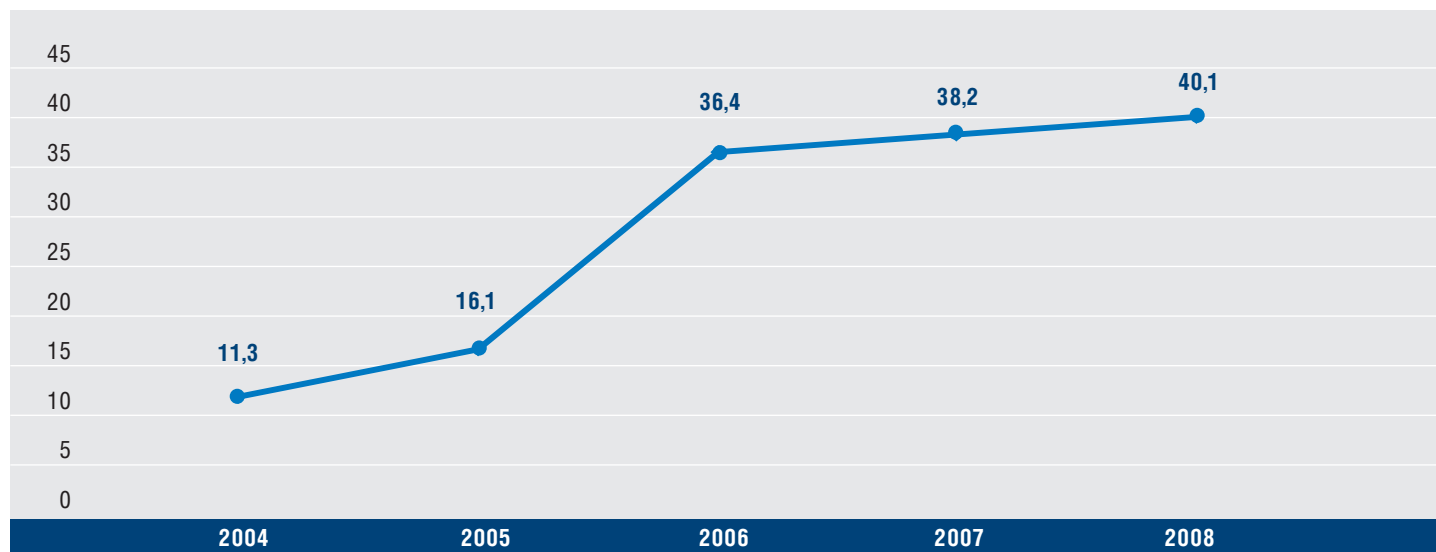
ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДОВ И ПРОИЗВОДСТВО ПРОДУКЦИИ

ОБЪЕМЫ ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНОГО И ПОПУТНОГО ГАЗА ГРУППОЙ ГАЗПРОМ, МЛРД М³



Примечание. В связи с деконсолидацией начиная со II полугодия 2008 г. показатели деятельности Группы Сибур Холдинг не учитываются в составе показателей Группы Газпром.

ОБЪЕМЫ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И НЕСТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА ГРУППОЙ ГАЗПРОМ, МЛН Т



ПРОИЗВОДСТВО ПРОДУКЦИИ ПЕРЕРАБОТКИ, НЕФТЕ- И ГАЗОХИМИИ ГРУППОЙ ГАЗПРОМ*

	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Газоперерабатывающие и газодобывающие дочерние общества ОАО «Газпром»					
Стабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т	3 256,2	3 728,7	3 792,8	3 653,0	3 413,8
Сухой газ, млрд м³	25,0	26,5	26,0	26,5	26,5
Сжиженные углеводородные газы, тыс. т	1 854,0	1 881,9	1 837,7	2 109,8	2 037,2
Автомобильный бензин, тыс. т	2 005,1	2 242,7	2 158,8	2 141,8	2 132,3
Дизельное топливо, тыс. т	1 732,1	1 640,8	1 442,9	1 429,3	1 394,1
Мазут топочный, тыс. т	392,8	380,8	380,5	394,2	389,7
Авиационное топливо, тыс. т	15,0	50,9	150,2	133,9	161,4
Гелий, тыс. м³	3 452,3	1 636,4	3 838,1	4 874,0	5 037,9
Одорант, тыс. т	2,7	3,1	3,0	2,8	3,0
ШФЛУ, ФУМ, тыс. т	398,4	541,6	881,4	587,5	554,6
Этан, тыс. т	202,6	108,1	223,2	238,4	327,2
Техуглерод, тыс. т	35,1	33,6	34,5	35,4	30,4
Пентан-гексановая фракция (ПГФ), тыс. т	99,7	75,1	92,6	102,6	111,0
Сера, тыс. т	5 184,0	5 361,8	5 296,3	5 370,1	5 319,8
Группа Газпром нефть**					
Автомобильный бензин, тыс. т	-	883	5 060	5 376,9	5 473,9
Технологический бензин, тыс. т	-	236	1 755	1 735	1 914
Дизельное топливо, тыс. т	-	1 314	7 614	8 081,4	9 012,5
Авиационное топливо, тыс. т	-	277	1 640	1 810,3	1 805,9
Мазут топочный, тыс. т	-	697	4 506	5 259,7	5 748,8
Масла, тыс. т	-	53	327	346,4	328,3
Сжиженные углеводородные газы, тыс. т***	-	107,8	544,6	566,1	563,8

* Без учета давальческого сырья.

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

*** С учетом пропан-пропиленовой фракции ОАО «Московский НПЗ».

РАЗМЕЩЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПРОИЗВОДСТВУ
НЕФТЕ- И ГАЗОХИМИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ



ПРЕДПРИЯТИЯ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПРОИЗВОДСТВУ НЕФТЕ- И ГАЗОХИМИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ

Наименование	Компания	Местоположение	Год ввода в эксплуатацию/год создания	Годовая мощность по переработке сырья/производству продукции на 31.12.2008	Основная продукция
Газоперерабатывающие и газодобыывающие дочерние общества ОАО «Газпром»					
Астраханский ГПЗ	ООО «Газпром добыча Астрахань»	Астрахань	1986 г.	12,0 млрд м³ природного 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 природного газа 6,2 млн т конденсата и нефти	сухой товарный газ, стабильный газовый конденсат, сжиженный газ, ШФЛУ, сера газовая, одорант
Оренбургский гелиевый завод	ООО «Газпром добыча Оренбург»	Оренбург	1978 г.	15,0 млрд м³ природного газа	гелий газообразный и сжиженный, сухой товарный газ, этан, сжиженный газ, ШФЛУ, ПГФ
Сосногорский ГПЗ	ООО «Газпром переработка»	Сосногорск, Республика Коми	1946 г.	3,0 млрд м³ природного газа	сухой товарный газ, сжиженный газ, стабильный газовый конденсат, автомобильный бензин, техуглерод
Уренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту	ООО «Газпром переработка»	Уренгой	1985 г.	12,3 млн т нестабильного конденсата (деганизация)	деганизированный газовый конденсат, стабильный газовый конденсат, сжиженный газ, автомобильный бензин, дизельное топливо, дистиллят газового конденсата
Завод по стабилизации конденсата	ООО «Газпром переработка»	Сургут	1985 г.	10,9 млн т нестабильного, в т. ч. деганизированного, конденсата (стабилизация)	стабильный газовый конденсат (нефть), автомобильный бензин, дизельное топливо, топливо для реактивных двигателей ТС-1, сжиженный газ, ШФЛУ, ПГФ, дистиллят газового конденсата легких (ДКГЛ)
ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»					
Нефтеперерабатывающий завод	ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»	Салават	1953 г.	11,7 млн т нефти и конденсата	неэтилированные бензины (Нормаль-80, Регуляр-92, Премиум-95); бензины, соответствующие европейским стандартам (Регуляр Евро 92/4, Премиум Евро 95/4); дистиллят газового конденсата, толуол нефтяной, мазут, фракция пентан-изопентановая, бензол нефтяной, сольвент нефтяной, керосин-абсорбент, дизельное топливо, сырье для производства вязких нефтяных дорожных битумов, сера техническая, нефтяные битумы, ШФЛУ, демеркаптанализированный стабильный газовый конденсат, катализаторы
Завод «Мономер»	ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»	Салават	создан в 1991 г. на базе мощностей, введенных в 1960–80-е гг.	300 тыс. т этилена 144 тыс. т пропилена 45,7 тыс. т полиэтилена	бензол нефтяной, пропилен, этилен, стирол, смола пиролизная тяжелая, пентан-изопентениклопентадиеновая и бутилен-бутадиеновая фракции, полистирол, полиэтилен базовых марок

Газохимический завод	ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»	Салават	создан в 2007 г. на базе мощностей, введенных в основном в 1950–80-е гг.	38,4 тыс. т пластификаторов 173 тыс. т бутановых спиртов 539,9 тыс. т аммиака 630 тыс. т карбамида	более 20 наименований продукции, в том числе: карбамид, аммиак жидкий, аммиак водный, кислород технический, двуокись углерода, азот технический, бутановый и изобутановый спирты, пластификаторы, фталевый ангидрид
Химический завод	ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»	Салават	1965 г.	31,2 тыс. т нитрита натрия 17,0 тыс. т диметилamina	натрий азотистокислый (нитрит натрия) в растворе, натрий сернокислый технический, диметилamin
Газпром нефть					
Омский НПЗ	ОАО «Газпром нефть»	Омск	1955 г.	19,5 млн т нефти	бензин автомобильный и технологический, дизельное топливо, авиакеросин, мазут, масла, ароматические углеводороды, газы углеводородные сжиженные, нефтяные битумы, сера
НПЗ в г. Панчево	Нафтна Индустрия Србие *	Панчево (Србия)	1968 г.		бензин автомобильный и технологический, дизельное топливо, авиакеросин, мазут, ароматические углеводороды, газы углеводородные сжиженные, битумы, сера и пропилен
НПЗ в г. Нови-Сад	Нафтна Индустрия Србие *	Нови-Сад (Србия)	1968 г.	7,3 млн т нефти	бензин автомобильный, дизельное топливо, мазут, масла и битумы

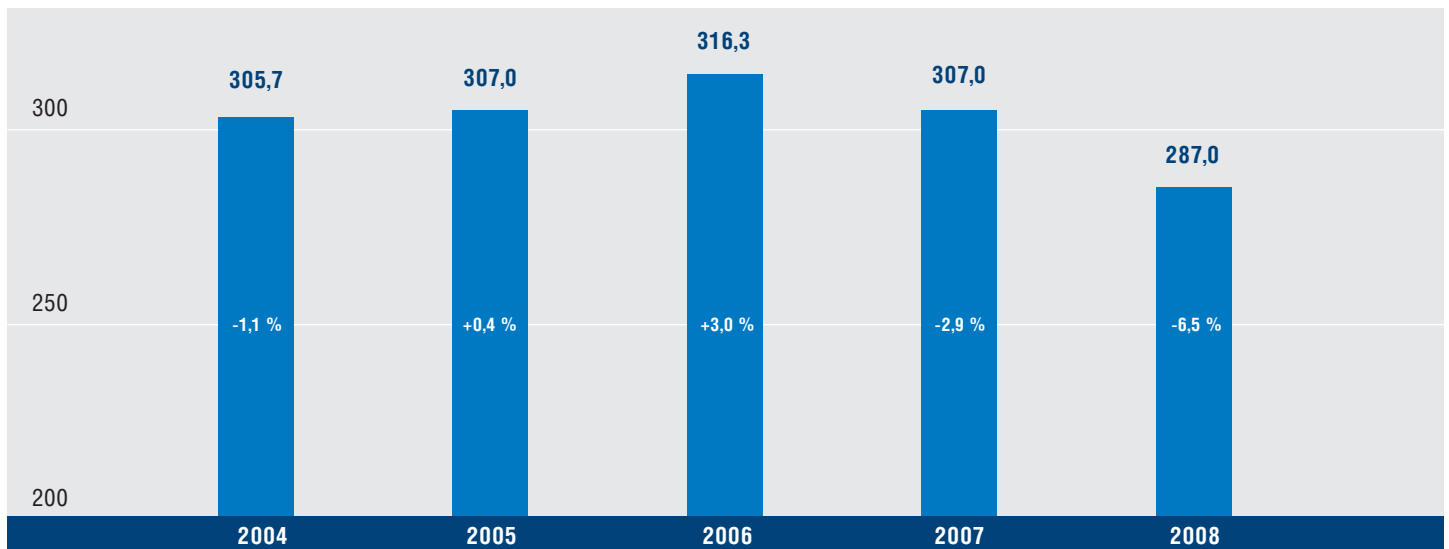
* Сделка по приобретению контрольного пакета акций компании завершена Газпром нефтью в феврале 2009 г.

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»):

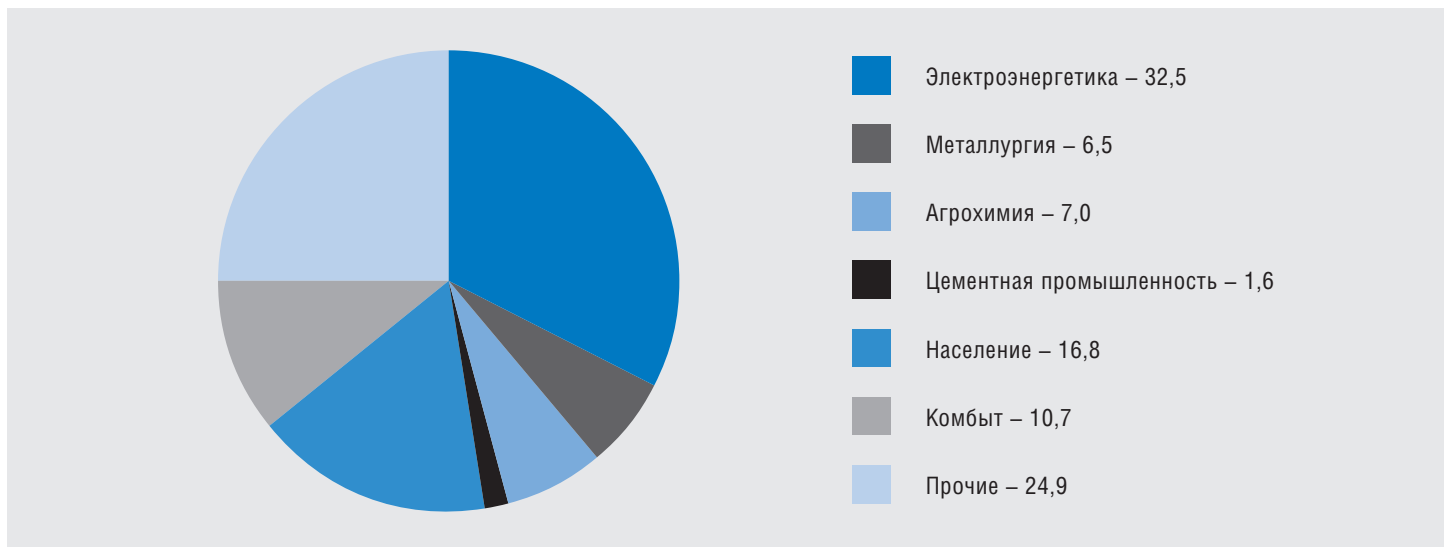
Наименование	Компания	Местоположение	Год ввода в эксплуатацию/год создания	Годовая мощность по переработке сырья/производству продукции на 31.12.2008	Основная продукция
Московский НПЗ	ОАО «Московский НПЗ»	Москва	1938 г.	12,15 млн т нефти	бензин автомобильный и технологический, дизельное топливо, авиакеросин, мазут, нефтяные битумы, газы углеводородные сжиженные, сера
Ярославнефтеоргсинтез	ОАО «НГК «Славнефть»	Ярославль	1958–1961 гг.	15,2 млн т нефти	бензин автомобильный и технологический, дизельное топливо, авиакеросин, мазут, масла, ароматические углеводороды, сера, серная кислота, парафино-восковая продукция
Ярославский НПЗ им. Д.И. Менделеева	ОАО «НГК «Славнефть»	Ярославская обл.	1879 г.	0,3 млн т нефти	бензин технологический, дизельное топливо, мазут, масла

МАРКЕТИНГ

Внутренний рынок

ПРОДАЖА ГАЗА ГРУППЫ ГАЗПРОМ ПОТРЕБИТЕЛЯМ РОССИИ, МЛРД М³

СТРУКТУРА ПРОДАЖ ГАЗА ГАЗПРОМА В РОССИИ ПО ГРУППАМ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В 2008 Г., %



Газ, добываемый организациями Группы Газпром, реализуется российским потребителям главным образом по регулируемым государством ценам.

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.

СРЕДНИЕ ОПТОВЫЕ ЦЕНЫ НА ГАЗ, РЕАЛИЗУЕМЫЙ ПОТРЕБИТЕЛЯМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(КРОМЕ ГАЗА, РЕАЛИЗУЕМОГО НАСЕЛЕНИЮ), РУБ./1 000 М³ (БЕЗ НДС)

Ценовой пояс	с 01.01.2004 г.	с 01.01.2005 г.	с 01.01.2006 г.	с 01.01.2007 г.
0	526			
I	634	619	677	779
II	739	745	815	937
III	828	879	960	1 104
IV	871	985	1 080	1 242
IVa		923	1 041	1 198
V	912	1 005	1 104	1 270
VI	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
Ха			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 Нюксеница – Архангельск (уч. 147 км – Мирный)				2 360

* С 1 августа 2006 г. действовала цена в размере 1 455 руб./1 000 м³.СРЕДНИЕ ОПТОВЫЕ ЦЕНЫ НА ГАЗ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЙ ДЛЯ ПОСЛЕДУЮЩЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ
НАСЕЛЕНИЮ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, РУБ./1 000 М³ (БЕЗ НДС)

Ценовой пояс	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	464				
I	492	579	619	677	779
II	536	616	660	726	835
III	576	671	720	794	913
IV	588	720	773	857	986
IVa		678	730	833	958
V	600	725	778	863	992
VI	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
Ха				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 в размере 1 040 руб./1 000 м³.

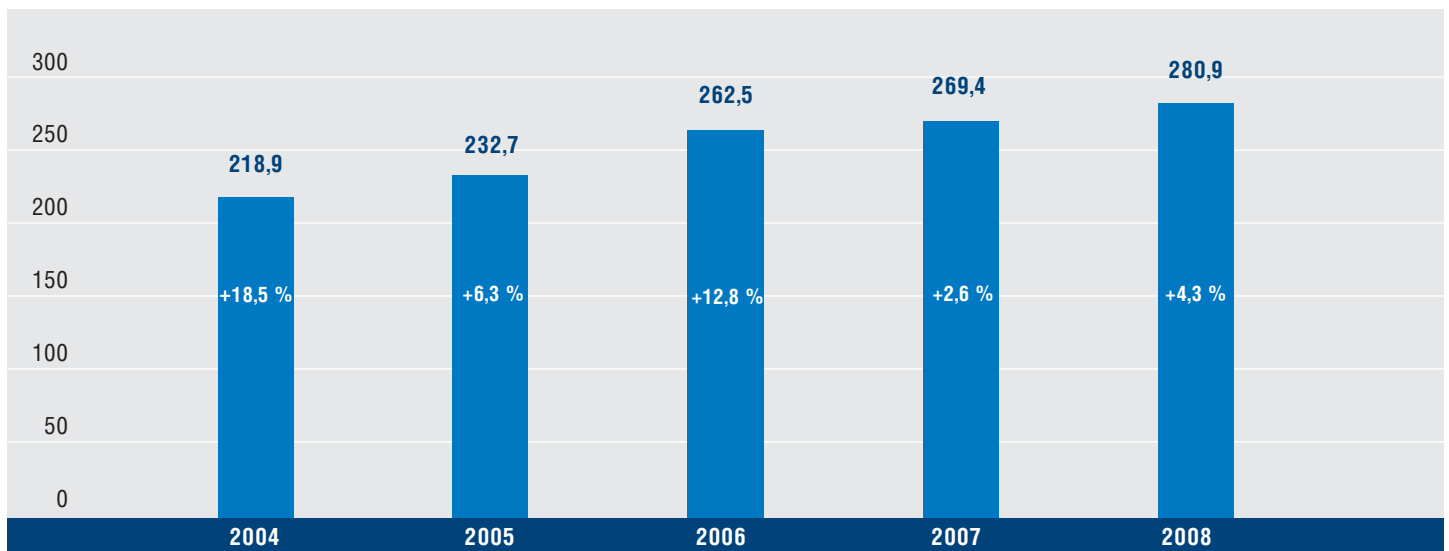
Конечная регулируемая оптовая цена на газ включает регулируемые составляющие: оптовую цену на газ, тариф на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям и плату за снабженческо-сбытовые услуги. Газпром получает выручку от продажи газа по регулируемой оптовой цене. Выручка газораспределительных 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. В 2008 г. введена новая дифференциация оптовых цен на газ по 67 ценовым поясам. Средняя оптовая цена на газ, реализуемый промышленным потребителям в 2008 г., составила 1 699,2 руб./1 000 м³ (без НДС), а на газ, предназначенный для последующей реализации населению, – 1 288,8 руб./1 000 м³. 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 2007–2008 гг., превышали средние регулируемые цены в среднем в 2,2–2,9 раз.

СООТНОШЕНИЕ РЕГУЛИРУЕМЫХ И ИНДИКАТИВНЫХ ОПТОВЫХ ЦЕН НА ГАЗ

Показатель	2007 г.		2008 г.			
	III кв.	IV кв.	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.
Средняя оптовая цена на газ, рассчитанная по формуле равнодоходности, руб./1 000 м ³	3 982	3 878	3 758	3 837	4 281	4 844
Средняя регулируемая оптовая цена, руб./1 000 м ³	1 355	1 357	1 699	1 695	1 697	1 697
Превышение равнодоходной цены над регулируемой, раз	2,94	2,86	2,21	2,26	2,52	2,85

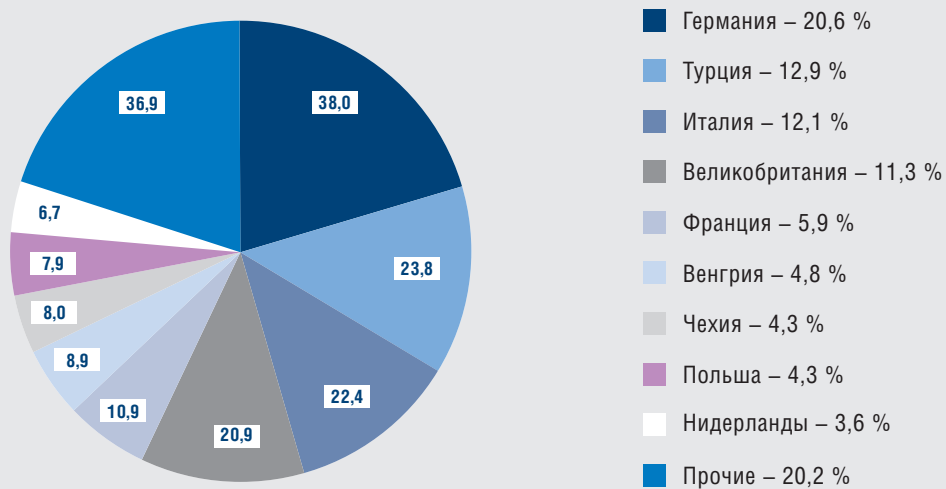
Внешний рынок

ДИНАМИКА ПРОДАЖ ГАЗА ГАЗПРОМА ЗА РУБЕЖ, МЛРД М³

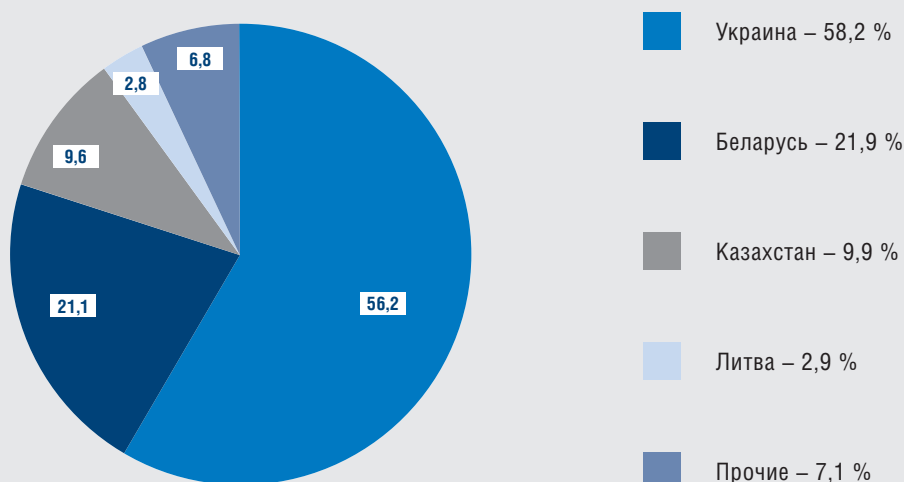
РЕАЛИЗАЦИЯ ГАЗА ГРУППЫ ГАЗПРОМ НА ЗАРУБЕЖНЫХ РЫНКАХ

	2004 г.		2005 г.		2006 г.		2007 г.		2008 г.	
	Объем, млрд м ³	Доля от общего объема, %	Объем, млрд м ³	Доля от общего объема, %	Объем, млрд м ³	Доля от общего объема, %	Объем, млрд м ³	Доля от общего объема, %	Объем, млрд м ³	Доля от общего объема, %
СНГ и Балтия	65,7	30,0	76,6	32,9	101,0	38,5	100,9	37,5	96,5	34,4
Дальнее зарубежье	153,2	70,0	156,1	67,1	161,5	61,5	168,5	62,5	184,4	65,6

ОБЪЕМЫ И СТРУКТУРА ПРОДАЖ ГАЗА ГРУППЫ ГАЗПРОМ
В СТРАНЫ ДАЛЬНЕГО ЗАРУБЕЖЬЯ В 2008 Г., МЛРД М³



ОБЪЕМЫ И СТРУКТУРА ПРОДАЖ ГАЗА ГРУППЫ ГАЗПРОМ
В СТРАНЫ СНГ И БАЛТИИ В 2008 Г., МЛРД М³

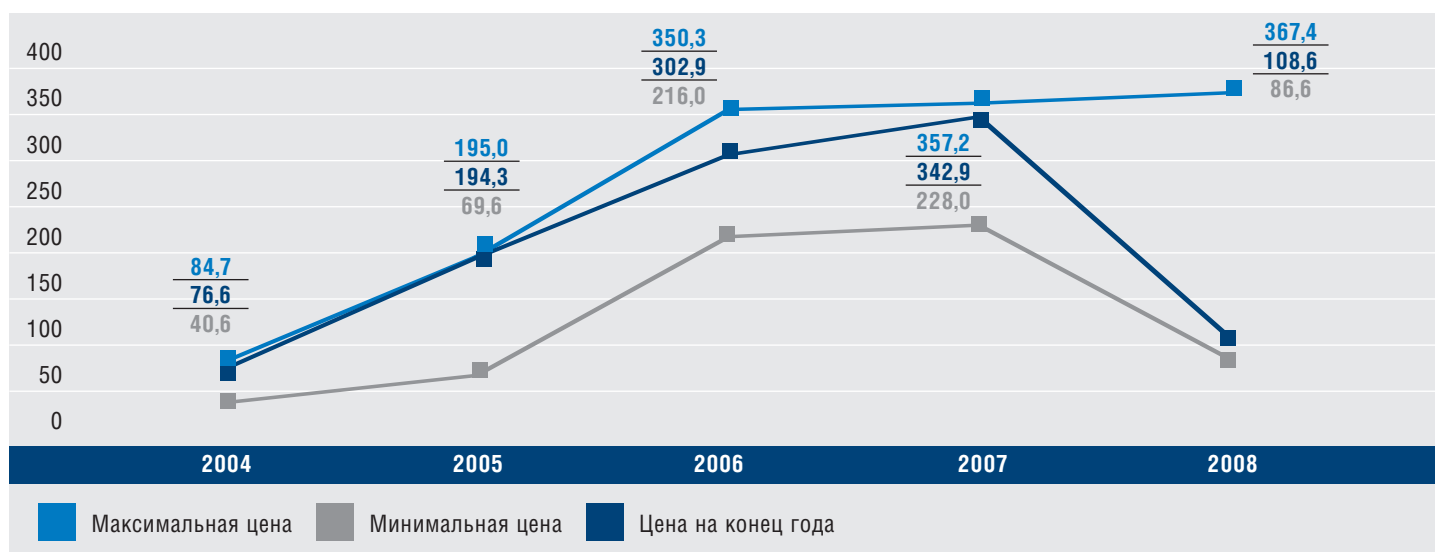


АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ, ДИВИДЕНДЫ, РЫНОЧНЫЕ ИНДИКАТОРЫ

СТРУКТУРА АКЦИОНЕРНОГО КАПИТАЛА ОАО «ГАЗПРОМ» НА КОНЕЦ ГОДА, %

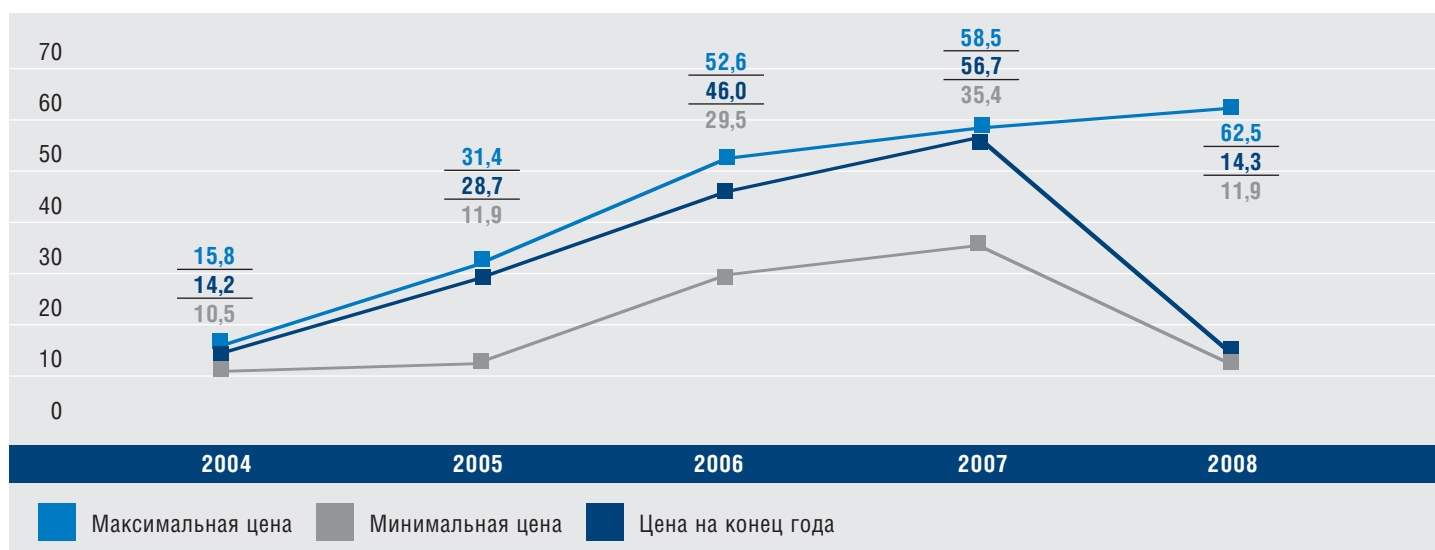
	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Доля, контролируемая Российской Федерацией	39,262	50,002	50,002	50,002	50,002
в т. ч.:					
Федеральное агентство по управлению федеральным имуществом	38,373	38,373	38,373	38,373	38,373
ОАО «Росгазификация»	0,889	0,889	0,889	0,889	0,889
ОАО «Роснефтегаз»	-	10,740	10,740	10,740	10,740
Владельцы АДР	4,422	4,422	13,200	21,020	22,150
Прочие зарегистрированные лица	56,316	45,576	36,798	28,978	27,848

ЦЕНА АКЦИЙ ОАО «ГАЗПРОМ» НА ЗАКРЫТИЕ ТОРГОВ НА РОССИЙСКИХ ФОНДОВЫХ БИРЖАХ*, РУБ.



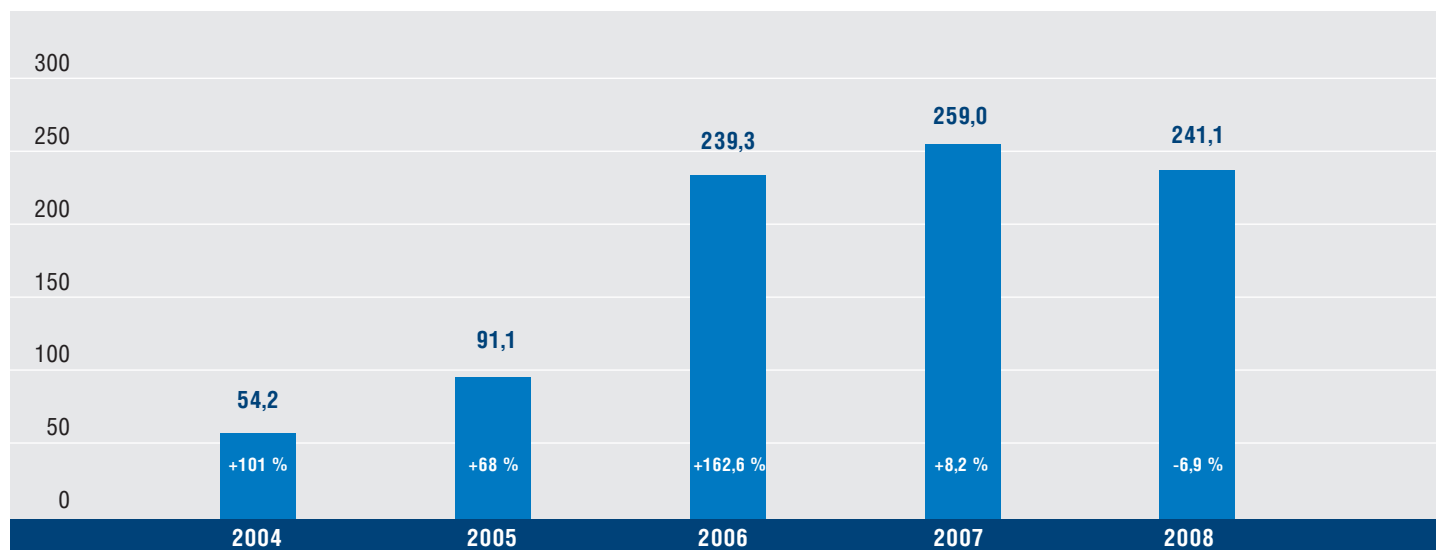
* Данные за 2004–2005 гг. относятся к Фондовой бирже «Санкт-Петербург», за 2006–2008 гг. – к Московской межбанковской валютной бирже (ММВБ).

ЦЕНА АДР НА АКЦИИ ОАО «ГАЗПРОМ» НА ЗАКРЫТИЕ ТОРГОВ НА ЛОНДОНСКОЙ ФОНДОВОЙ БИРЖЕ*, ДОЛЛ.



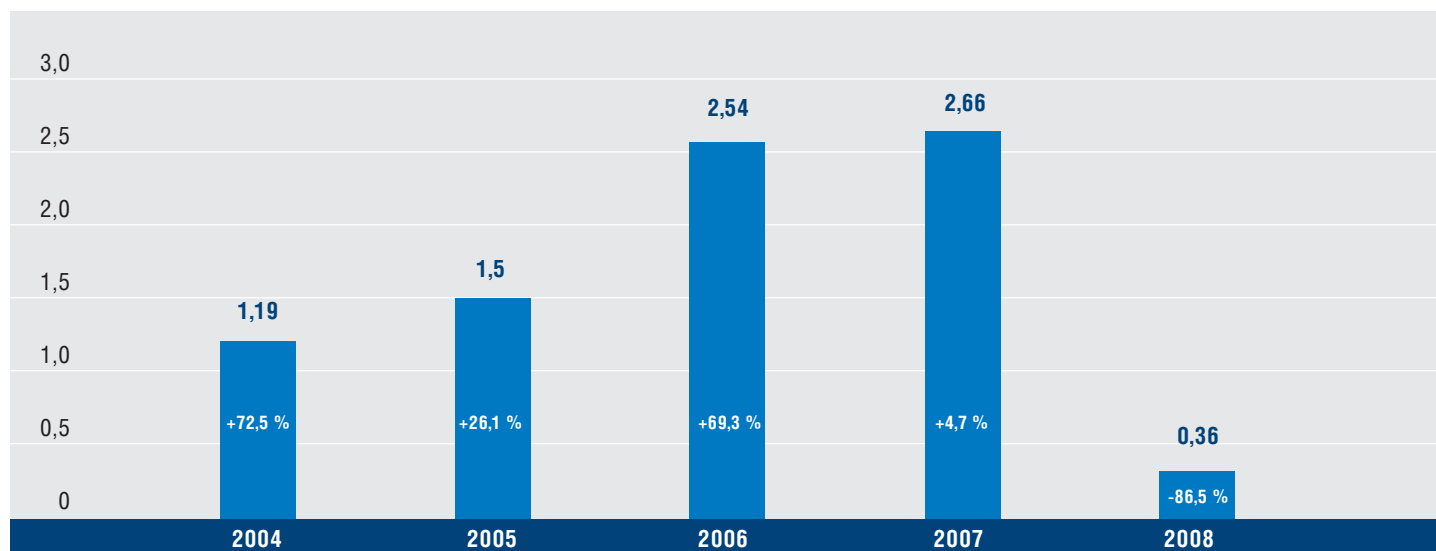
* Стоимость АDR приведена в соответствии с условиями Программы АDR 2006 г. (1 АDR равна 4 акциям).

ДИНАМИКА СРЕДНЕЙ РЫНОЧНОЙ КАПИТАЛИЗАЦИИ ОАО «ГАЗПРОМ», МЛРД ДОЛЛ.



Примечание. 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 начиная с 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»

	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Рентабельность собственного капитала, %*	8,70	6,08	9,40	7,73	3,62
Рентабельность активов, %*	6,41	4,79	7,55	6,08	2,80
Рентабельность продаж, %*	23,85	29,09	30,87	27,41	35,72
Коэффициент текущей ликвидности*	3,04	3,35	2,95	2,80	2,72
Коэффициент быстрой ликвидности*	2,52	2,67	2,35	2,34	2,26
Коэффициент автономии собственных средств*	0,74	0,79	0,80	0,79	0,77
Соотношение заемного и собственного капитала, %	23,70	20,23	16,90	19,84	21,54
Коэффициент цена/прибыль на акцию Р/Е (внутренний рынок акций ОАО «Газпром»)	11,29	22,65	20,83	22,51	14,86
Коэффициент цена/прибыль на акцию Р/Е (внешний рынок акций ОАО «Газпром»)	14,49	24,06	20,83	22,51	14,86
Рыночная капитализация, млрд долл.	54,24	91,13	239,33	259,0	241,1

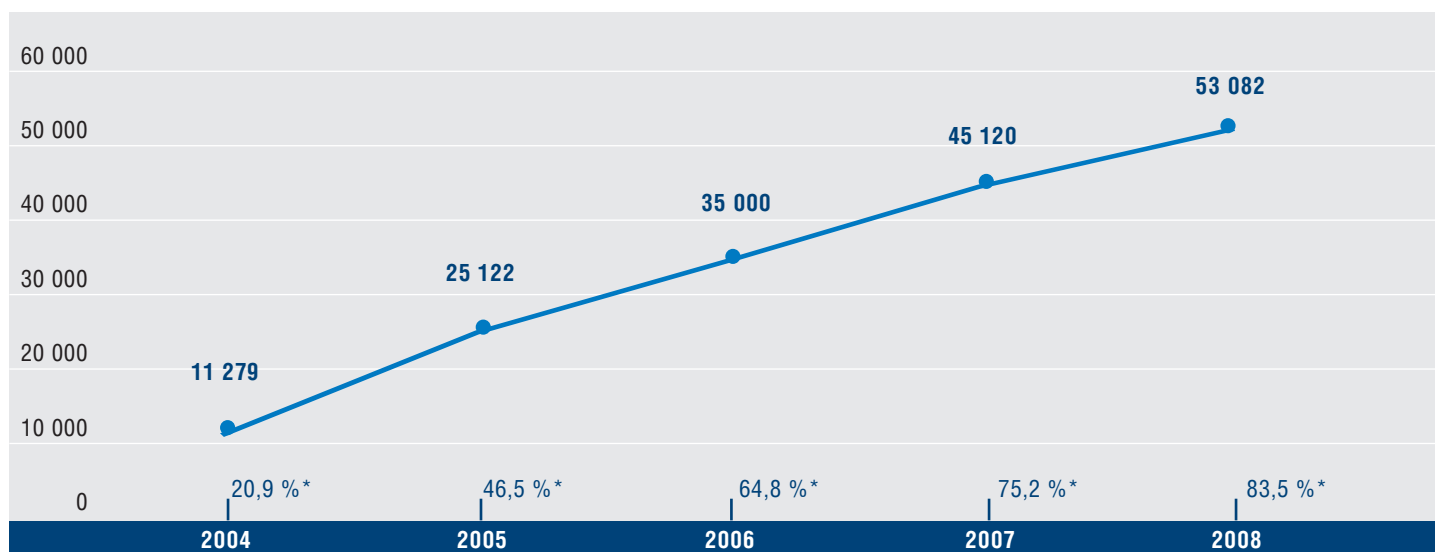
* Рассчитано по методике, рекомендованной Положением о раскрытии информации эмитентами эмиссионных ценных бумаг, утвержденным приказом ФСФР России от 10 октября 2006 г. № 06-117/пз-н.

КОРПОРАТИВНАЯ НЕДВИЖИМОСТЬ

Корпоративная недвижимость Группы Газпром превышает 80 тыс. объектов, из них 63,5 тыс. принадлежит головной компании – ОАО «Газпром». Объекты корпоративной недвижимости занимают свыше 700 тыс. земельных участков.

Таким образом, с момента начала масштабных работ по государственной регистрации прав собственности ОАО «Газпром» число объектов недвижимости возросло на 25 %. Однако работы по государственной регистрации прав в 2008 г. продолжались опережающими темпами, и в настоящее время права ОАО «Газпром» зарегистрированы на 83,5 % объектов.

Оставшиеся в основном представляют собой вновь вводимые в эксплуатацию объекты, государственная регистрация прав на которые осуществляется поступательно по мере подготовки необходимой документации, а также объекты недвижимого имущества, введенные в эксплуатацию до вступления в силу Федерального закона «О государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним», правоустанавливающие документы на которые требуют доработки в соответствии с действующим законодательством (в том числе подтверждения прав в судебном порядке).

ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРАВ СОБСТВЕННОСТИ ОАО «ГАЗПРОМ»
НА ОБЪЕКТЫ НЕДВИЖИМОГО ИМУЩЕСТВА

* Доля зарегистрированных объектов.

В 2008 г. продолжались работы по переоформлению прав ОАО «Газпром» на земельные участки в соответствии с требованиями Федерального закона «О введении в действие Земельного кодекса». По итогам

года количество объектов, права на земельные участки под которыми оформлены в соответствии с требованиями действующего законодательства, превысило 20 %.

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 2,8 млн т у. т. (при плане 2,4 млн т у. т.).

ЭКОНОМИЯ ТЭР В ГАЗПРОМЕ В 2004–2008 ГГ., ТЫС. Т У. Т.



ПЕРСОНАЛ

СТРУКТУРА ПЕРСОНАЛА ОСНОВНЫХ ОБЩЕСТВ ГРУППЫ ГАЗПРОМ ПО ДОБЫЧЕ, ТРАНСПОРТИРОВКЕ, ПОДЗЕМНОМУ ХРАНЕНИЮ И ПЕРЕРАБОТКЕ ГАЗА В 2004–2008 ГГ.

Категория работников	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Работников на конец года, тыс. человек	251,8	247,1	232,2	222,0	221,3
в т. ч., %:					
руководители	9,1	9,1	9,1	9,3	9,5
специалисты	19,5	20,1	21,2	22,2	22,9
рабочие	66,9	66,3	65,0	63,1	63,4
другие служащие	4,5	4,5	4,7	5,4	4,2

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ УРОВЕНЬ ПЕРСОНАЛА ОСНОВНЫХ ОБЩЕСТВ ГРУППЫ ГАЗПРОМ ПО ДОБЫЧЕ, ТРАНСПОРТИРОВКЕ, ПОДЗЕМНОМУ ХРАНЕНИЮ И ПЕРЕРАБОТКЕ ГАЗА В 2004–2008 ГГ., %

Категория работников	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Руководители:					
- высшее и послевузовское	69,8	72,7	75,5	77,3	79,3
- среднее специальное	26,3	24,0	21,7	19,7	18,3
Специалисты:					
- высшее и послевузовское	64,4	67,7	70,4	73,3	75,8
- среднее специальное	30,9	28,1	25,7	23,0	20,7
Рабочие:					
- высшее и послевузовское	8,6	9,7	10,8	12,1	12,7
- среднее специальное	23,6	24,5	24,9	26,0	25,9

ВОЗРАСТНАЯ СТРУКТУРА ПЕРСОНАЛА ОСНОВНЫХ ОБЩЕСТВ ГРУППЫ ГАЗПРОМ ПО ДОБЫЧЕ, ТРАНСПОРТИРОВКЕ, ПОДЗЕМНОМУ ХРАНЕНИЮ И ПЕРЕРАБОТКЕ ГАЗА В 2004–2008 ГГ., %

Возрастная категория	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
До 30 лет	17,7	17,1	16,9	16,8	16,7
От 30 до 40 лет	26,7	26,5	26,8	27,0	27,1
От 40 до 50 лет	36,4	36,1	35,7	34,0	32,8
50 лет и старше	19,2	20,3	20,6	22,2	23,4