

**Пресс-конференция на тему  
«Развитие минерально-сырьевой базы. Добыча газа. Развитие ГТС»**

**1 июня 2011 года**

**ВЕДУЩИЙ:** Добрый день, коллеги. Мы подсчитали, в какой раз в рамках подготовки к собраниям акционеров «Газпрома» проводим наши серийные пресс-конференции. Получилось, что у нас юбилейный, десятый год, и в одиннадцатый раз мы собираемся с вами. По традиции, мы начинаем с производственного блока. Речь пойдет о добыче, газотранспортной системе, о развитии минерально-сырьевой базы.

В пресс-конференции участвуют:

- заместитель Председателя Правления **Александр Георгиевич Ананенков**;
- первый заместитель начальника Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа **Сергей Викторович Алимов**;
- первый заместитель начальника Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти **Николай Иванович Кабанов**;
- первый заместитель начальника Департамента инвестиций и строительства **Вячеслав Исаакович Соркин**;
- начальник Управления прогноза комплексного развития мощностей Департамента стратегического развития **Зеновий Павлович Луцик**.

Я передаю слово Александру Георгиевичу для сообщения, и потом — ваши вопросы.

**А.Г. АНАНЕНКОВ:** Итак, уважаемые дамы и господа, добрый день. Сегодня поговорим о результатах работы в производственном секторе «Газпрома», может быть чуть-чуть и по российской газовой промышленности цифры назовем, в целом по России чтобы было. Это геологоразведка, добыча, газотранспортная система, подземное хранение газа и, конечно, то, как мы видим развитие этих проектов, некоторые прогнозы по производственным показателям на ближайшие годы.

«Газпром» является крупнейшей мировой компанией с самыми богатыми в мире запасами природного газа. Доля «Газпрома» в мировых запасах газа оценивается в 18%, в российских — 70%. На 1 января 2011 года запасы Группы «Газпром», включая «Газпром нефть», по категориям А+В+С1 составляют 33,1 трлн куб. м газа, по категории С2 — 8 трлн куб. м газа.

Ежегодно «Газпром» проводит независимую оценку, аудит. В 2010 году компанией, отобранной на конкурсной основе, был проведен аудит 93% запасов газа, 88% запасов жидких углеводородов категорий А+В+С1. По сравнению с прошлым годом запасы газа увеличились на 607 млрд куб. м, жидких углеводородов — на 20 млн т. Текущая стоимость этих запасов составляет 269,6 млрд долл., что на 28,2 млрд долл. больше, чем в прошлом году.

Несмотря на значительную суммарную величину сырьевой базы, запасы, составляющие ее, неравнозначны и отличны по глубине залегания, удалению от районов с развитой инфраструктурой, по степени сложности промышленного освоения и экологическим ограничениям:

- 5,9 трлн куб. м запасов обеспечивают стабильную добычу в ареале действующей Единой системы газоснабжения — это, в основном, Надым–Пур–Тазовский район;

— 6,5 трлн куб. м запасов сосредоточены в месторождениях с падающими объемами добычи газа — это сеноманские залежи Уренгойского, Медвежьего месторождений и центральной части Ямбургского месторождения. Это тот дешевый газ, о котором была речь. Начало его добычи приходится на середину 1970-х годов, 1980-е годы, и до сих пор мы его в Надым–Пур–Тазе добываем;

— 4,4 трлн куб. м запасов расположены в глубокозалегающих, сложных по геологическому строению отложениях — это ачимовские залежи Уренгойского, неокомские (валанжинские) залежи Заполярного, Песцового месторождений, Восточная Сибирь и другие;

— 13,9 трлн куб. м запасов сосредоточены в месторождениях, удаленных от зон с развитой инфраструктурой, и шельфовых месторождениях — это Ямал, Штокмановское, Северо-Каменномысское, Каменномысское-море, Киринское и Южно-Киринское месторождения;

— 2,4 трлн куб. м запасов — в Астраханском месторождении, где существуют экологические ограничения по уровню добычи. Понятно, что большое содержание сероводорода в Астраханском месторождении не позволяет отбирать те объемы газа, которые мы традиционно могли бы отбирать из месторождений, не содержащих сероводород.

Группе «Газпром» принадлежит право пользования недрами в целях геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья на 407 лицензионных участках в пределах Российской Федерации и за рубежом.

В 2010 году предприятиями Группы «Газпром» получено 10 лицензий, из них:

— одна лицензия на право пользования месторождением федерального значения — Харасавэй-море на шельфе Карского моря;

— одна лицензия — по факту открытия Чугорьяхинского месторождения на шельфе Тазовской губы Карского моря;

— семь лицензий — по факту открытия месторождений в Западной Сибири, в Республике Коми, Ставропольском крае и Оренбургской области;

— одна лицензия — по результатам участия в аукционе на Северо-Романовский участок, недропользователь «Газпромнефть–Ноябрьскнефтегаз».

Общество непрерывно занимается развитием сырьевой базы. С 2002 года «Газпром» реализует «Программу развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период до 2030 года». Ежегодно проводится корректировка показателей Программы, результаты выполнения докладываются Правлению, Совету директоров ОАО «Газпром». В настоящее время разрабатывается откорректированная Программа на период до 2035 года.

В соответствии с Программой геологоразведочные работы ведутся Обществом в регионах с развитой инфраструктурой — с целью поддержания уровня добычи в действующих газодобывающих районах: на севере Тазовского полуострова, на шельфе Обской и Тазовской губ, в Надым–Пур–Тазовского регионе, на Северном Кавказе и в Республике Коми; и в новых районах — с целью создания новых центров газодобычи: на полуострове Ямал, в Красноярском крае, Иркутской области, Республике Саха (Якутия).

Большое внимание уделяется разведке континентального шельфа Карского, Печорского, Баренцева, Охотского морей. В период с 2002 по 2010 годы прирост запасов на шельфовых месторождениях составил 2,9 млрд т у. т. В частности, в Охотском море первоочередными объектами для проведения геологоразведочных работ являются выявленные и прогнозируемые месторождения лицензионных участков проекта «Сахалин-3» — это, в первую очередь, Киринское и Южно-Киринское месторождения,

а также Мынгинская перспективная структура. Дальнейшее проведение работ связано с Аяшским и Восточно-Адоптинским блоками. На шельфе Западной Камчатки предусматривается проведение поисковых работ на Первоочередной, Крутогоровской и Калаваямской структурах.

В 2010 году на территории Российской Федерации Группой «Газпром» проведен большой объем геологоразведочных работ. Результаты показаны на слайде (*слайд №8*). В частности, открыто три новых месторождения, в том числе крупное Южно-Кириновское газоконденсатное месторождение на шельфе Охотского моря.

Прирост запасов группы «Газпром» по категориям А+В+С1 составил [*в 2010 году*] 547,7 млрд куб. м газа и 115,5 млн т жидких углеводородов. Восполняемость запасов газа в 2010 году составила 108%, жидких углеводородов — 288%, то есть почти в три раза больше прирастили, чем добыли.

При этом надо сказать, что геологоразведку на шельфе, особенно на «Сахалине-3», проводили крайне ускоренными методами и получили достаточно хорошие запасы, которые были разведаны буквально за два года. В середине 2009 года получили лицензию [*на Кириновский участок*], а уже в конце 2010 года были приращены запасы. И сегодня запасы газа по Кириновскому и Южно-Кириновскому месторождениям составляют около 400 млрд куб. м.

«Газпром» осуществляет реализацию геологоразведочных проектов за пределами Российской Федерации на территории Республик Узбекистан, Киргизия, Таджикистан, на шельфе Вьетнама, Индии, Венесуэлы и в Алжире. Кроме того, проводятся работы по геолого-экономической оценке перспективных территорий в Туркмении, Малайзии, Египте, Боливии, Анголе, Аргентине, Иране, Нигерии, Бразилии и ряде других стран.

В 2010 году добыча газа по «Газпрому» составила 508,6 млрд куб. м, что на 10% или на 47,1 млрд куб. м больше, по сравнению с 2009 годом. Газодобывающие общества обеспечили надежное, устойчивое газоснабжение потребителей России и поставки газа на экспорт в необходимых объемах. С декабря, в период резкого похолодания как на территории России, так и в странах Европы, добыча газа обеспечивалась на форсированных режимах работы месторождений и достигала величины более 1614 млн куб. м в сутки.

Объемы добычи газа дочерними обществами в 2010 году показаны на слайде (*слайд №10*). Добыча газового конденсата и нефти в 2010 году составила соответственно 11,3 и 32 млн т, в том числе 30,2 млн т нефти — это «Газпром нефть».

В 2010 году введены УКПГ-2В [*установка комплексной подготовки газа*] Заполярного месторождения, УКПГ Кшукского газоконденсатного месторождения и 128 эксплуатационных скважин.

На 2011 год запланирована добыча газа в объеме 505,6 млрд куб. м. Но надо сказать, что за первые пять месяцев, учитывая высокий спрос на газ, плановое задание выполнено более чем на 9,1 млрд куб. м — это превышение тех параметров, которые мы планировали в конце 2010 года. «Газпром» планирует наращивать объемы добычи газа, которые достигнут следующих параметров: в 2011 году мы прогнозируем, что уровень добычи будет 519 млрд куб. м, в 2012 году — 521 млрд куб. м, в 2013 году — 549,2 млрд куб. м, в 2014 году — будет значительный рост и мы можем достигнуть 570 млрд куб. м газа.

При этом надо сказать, что где-то в 2013 году мы планируем достигнуть того уровня, который был в докризисный период. Вы знаете, что в 2006 году «Газпром» добыл 556 млрд куб. м газа и за последние десять лет это была самая пиковая величина. В 2007 году по потребностям рынка объем добычи был 548,6 млрд куб. м, в 2008 году он был 549,7 млрд куб. м. В 2009 году кризис привел к уровню добычи в 461,5 млрд куб. м газа. И в 2010 году мы видим, что опять нарастили объем добычи, естественно, для того, чтобы

обеспечить потребителя, потому что работали от рынка, а не от мощностей добычи газа. В 2010 году было добыто 508,6 млрд куб. м.

Для достижения целей по приросту объемов добычи и обеспечению потребителей на посткризисный период планируется вывод на проектную производительность сеноманской залежи Заполярного месторождения, ввод в разработку валанжинских залежей Заполярного месторождения, Ныдинской площади Медвежьего месторождения, а также Бованенковского месторождения с 2012 года.

Первоочередными объектами освоения на континентальном шельфе Российской Федерации являются Приразломное нефтяное месторождение с максимальным уровнем годовой добычи нефти 6,5 млн т, Киринское газоконденсатное месторождение с уровнем добычи примерно 4,2 млрд куб. м в год. Сейчас мы делаем поверочные расчеты, которые может быть приведут к несколько большей величине, может быть до 5 млрд куб. м можно будет добывать на Киринском месторождении. Тем более, на Дальнем Востоке необходимо иметь как можно большую ресурсную базу для возможного производства этого продукта, прежде всего, для российских потребителей, и далее, конечно, будет возрастать потребность в странах Азиатско-Тихоокеанского региона. Наверное, не секрет, что, скорее всего, потребители Японии будут больше потреблять, чем прогнозировалось ранее.

В настоящее время завершается строительство морской ледостойкой платформы для Приразломного месторождения. В третьем квартале 2011 года планируется ее установка на месторождении, сейчас она находится в Мурманске на бетонировании, и мы готовимся к ее перемещению и установке на проектную точку на шельфе.

В области развития газотранспортной системы «Газпром» реализует целый ряд крупных проектов, которые перечислены на слайде (*слайд №15*).

«Северный поток». Реализация этого проекта направлена на создание нового маршрута экспорта газа в Европу по акватории Балтийского моря. Проект включает в себя морской газопровод от Выборга до города Грайфсвальда на территории Германии. Протяженность составляет 1200 км, но мы об этом уже много говорили, поэтому цифра не новая, не растет, не уменьшается, а вот 1200 км как было, так и есть. Тем более, уже построили. Рабочее давление 22 МПа. Строительство первой нитки пропускной способностью 27,5 млрд куб. м газа в год в комплексе будет завершаться в третьем квартале 2011 года. Второй комплекс — в 2012 году. После ввода в эксплуатацию второй нитки морского газопровода его производительность составит 55 млрд куб. м газа в год.

Конечно, для шельфовых месторождений, особенно для Штокмановского месторождения и других (а там не только одно Штокмановское месторождение расположено на шельфе Баренцева моря), этот газопровод создает очень благоприятные условия. Во всяком случае, это самый короткий маршрут в Европу для транспортировки газа арктических морей.

Протяженность газопровода «Грязовец — Выборг» составляет 898,8 км, диаметр 1420 мм, рабочее давление 9,8 МПа, что равно 100 атм. Проектом предусматривается строительство семи компрессорных станций, включая уникальную компрессорную станцию «Портовая» на берегу Финского залива в районе Выборга.

Я должен сказать, что там не просто компрессорная станция строится, там создается целый комплекс, причем создается самая мощная в мире система по осушке газа. Установка по осушке газа будет в год сушить 55 млрд куб. м. А на месторождении у нас самая мощная установка после реконструкции — это 1С на Заполярном — 42 млрд куб. м газа. То есть установка на компрессорной станции «Портовая» по своим параметрам

является самой крупной и уникальной по технологии, потому что здесь осушка будет проходить твердым осушителем (силикагелем) и до очень большой глубины осушки. Компрессорная станция «Портовая» обеспечит транспортировку газа по «Северному потоку» без промежуточных компрессорных станций. Сейчас на площадке строительства компрессорной станции практически смонтированы газоперекачивающие агрегаты, трубопроводы, проведены испытания первой установки, которая будет подавать газ в морской газопровод. Эта установка через несколько дней будет полностью готова для того, чтобы начинать заполнение морского газопровода.

Многониточная газотранспортная система с полуострова Ямал позволит обеспечить транспортировку газа из нового газодобывающего региона в Единую систему газоснабжения России в район компрессорной станции «Ухтинская», и далее по направлению Ухта — Грязовец — Торжок. Протяженность трассы новой газотранспортной системы составит свыше 2400 км. В перспективе, к 2030 году, объем транспортировки газа с полуострова Ямал может достичь 280–315 млрд куб. м газа в год. При этом система решает и другую очень важную задачу — она создает благоприятные условия для повышения надежности всей газотранспортной системы Российской Федерации. Потому что средний возраст газотранспортной системы России составляет примерно 30 лет. Естественно, эта система требует больших объемов реконструкции и капитального ремонта, чем мы и занимаемся. И на самом деле, создавая новую современную газотранспортную систему — Северный коридор — мы обеспечиваем повышение надежности подачи газа потребителям, как в Российской Федерации, так и потребителям, которые покупают наш продукт за рубежом.

Ввод первых пусковых комплексов по обустройству Бованенковского месторождения производительностью 7,9 млрд куб. м в год и системы магистральных газопроводов «Бованенково — Ухта» планируется осуществить в 2012 году. Производительность первой очереди, состоящей из двух газопроводных ниток, составит 115 млрд куб. м в год с дальнейшим увеличением до 140 млрд куб. м газа. Это мощность в соответствии с проектом разработки самого Бованенковского месторождения. Но там есть еще Харасавэйское месторождение, там есть Крузенштернское месторождение, есть Тамбейская группа месторождений и так далее, есть шельфовые месторождения акватории полуострова Ямал. Поэтому мы говорим, что 280–315 млрд куб. м — возможность производства газа Ямала, но эта величина может быть и несколько больше.

Строительство газопроводов–подключений с месторождений Обской и Тазовской губ позволит обеспечить поставки газа с указанных месторождений в объеме до 75 млрд куб. м в год в Единую систему газоснабжения в районе компрессорной станции «Ямбургская». Суммарная протяженность газопроводов–подключений диаметром до 1000 мм составит более 500 км. Поставка газа с месторождений Обской и Тазовской губ позволит дозагрузить высвобождающиеся мощности газотранспортной системы, обеспечивающие транспортировку газа Надым–Пур–Тазовского региона.

Проект «Южный поток» обеспечит поставки российского природного газа в страны Южной Европы через Черное море с учетом использования лучших технических решений и технологий по системе газопроводов. Проектная мощность — 63 млрд куб. м в год на полное развитие.

Новые газопроводы позволят не только диверсифицировать маршруты экспорта российского газа, снизить транзитные риски, но и создадут дополнительные возможности для увеличения поставок газа. В настоящее время ведутся проектные работы, которые выполняются в соответствии с утвержденным графиком.

Для реализации поставок газа из Западной Сибири в Китай предусматривается создание новой трубопроводной транспортной системы «Алтай» в существующем транспортном коридоре с последующим продолжением через горы до западного участка российско-китайской границы. При строительстве газопровода предполагается использовать трубу диаметром 1420 мм, протяженность магистрали составит 2600 км, рабочее давление как 75 атм. — на начальном участке, так и 100 атм. — на участках, прилегающих к системе газопроводов, которая будет прокладываться по территории Алтая. Подача газа возможна в конце 2015 года. Вы сами понимаете, что начало строительства связано с подписанием контракта о купле-продаже газа. Пока контракт не будет подписан, конечно, мы не можем начинать строительство. Объем поставок газа на полное развитие — 30 млрд куб. м в год.

Газопровод «Мурманск — Волхов» позволит обеспечить поставки газа со Штокмановского месторождения для потребителей Северо-Западного региона России и экспортных поставок по газопроводу «Северный поток». Протяженность газопровода «Мурманск — Волхов» составит 1365 км, диаметр 1420 мм, рабочее давление 9,8 МПа, с десятью компрессорными станциями. Производительность газопровода, с учетом поставок газа потребителям Мурманской области, Республики Карелия, составит до 50 млрд куб. м газа в год в зависимости от объемов добычи и производства сжиженного природного газа. В 2016 году планируется ввести Штокмановское месторождение в промышленную разработку и начать поставки трубного газа.

Как вы знаете, Россия располагает богатейшими ресурсами углеводородов на Востоке. Формированию газовой отрасли в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке Правительство Российской Федерации уделяет особое внимание. В связи с этим была разработана и утверждена Восточная газовая программа. Ее стратегической задачей является организация нескольких новых газодобывающих центров, которые будут объединены системой магистральных газопроводов. Это такие центры как Сахалин, Иркутская область, Красноярский край, Якутия и Камчатский центр — он появляется уже как пятый регион, который позволит добывать порядка 20 млрд куб. м газа. Планируется, что в этих регионах уже к 2020 году будет добываться суммарно порядка 110 млрд куб. м газа, и к концу периода Программы — это 2030 год — где-то порядка 200 млрд куб. м газа по максимальному варианту.

Важнейшим проектом в рамках Восточной газовой программы, которую сейчас реализует «Газпром», является газопровод «Сахалин — Хабаровск — Владивосток», строительство первого пускового комплекса которого будет завершено в третьем квартале 2011 года. Следующим важным шагом станет создание газотранспортной системы «Якутия — Хабаровск — Владивосток». Благодаря реализации названных проектов, природный газ в необходимых объемах получат российские регионы на Дальнем Востоке, а также будут созданы необходимые предпосылки для организации и расширения поставок природного газа из России в Китай и другие страны Азиатско-Тихоокеанского региона, в том числе и с побережья Приморского края в виде сжиженного природного газа и сжатого природного газа.

«Газпром» ведет обустройство Кшукского и Нижне-Квакчикского месторождений на западном побережье Камчатского полуострова. В 2010 году было завершено строительство магистрального газопровода «Соболево — Петропавловск-Камчатский», протяженностью 392 км, диаметром 530 мм, производительностью 755 млн куб. м в год — это как раз та прогнозная потребность всей Камчатки, которая была рассчитана и заявлена «Газпрому». Проект предусматривает строительство распределительных сетей в городе

Петропавловске–Камчатском и газоснабжение и газификацию других объектов на Камчатке.

По состоянию на 1 января 2011 года на территории России эксплуатируется 25 объектов подземного хранения газа. Из них 8 сооружены в водоносных структурах, 17 — в истощенных месторождениях, ведутся работы по строительству двух подземных хранилищ газа в отложениях каменной соли — это Волгоградское и Калининградское. Достигнутые за прошедший год эксплуатационные показатели — суточная производительность 620 млн куб. м. Мы разработали дополнительные мероприятия, дополнительную программу, и цель этих мероприятий и программы — выйти на производительность по подземным хранилищам газа в Российской Федерации в 1 млрд куб. м в сутки в период сезона отбора.

В заключение, несколько слов об итогах реализации инвестиционной программы и плана капитального строительства «Газпрома» на 2010 год. Инвестиционная программа 2010 года была утверждена решением Совета директоров «Газпрома», предусматривала освоение инвестиций в размере 905,2 млрд руб., план капитального строительства составлял 740,5 млрд руб. Реализация этой инвестиционной программы в 2010 году составила в среднем практически 99%, из них капитальное строительство — 99,5% освоения средств, которые были выделены на капитальные вложения.

Следует сказать, какие величины были выделены у нас по структуре — добыча, транспортировка, переработка. Я назову такие показатели: освоено в ходе реализации проектов добычи в 2010 году 206,2 млрд руб., в транспортировке газа и подземном хранении в сумме было освоено 476,1 млрд руб. Видите, какая пропорция. Конечно, газотранспортная система по основным фондам сегодня стоит намного больше, чем, так сказать, все остальное в «Газпроме», потому что газотранспортная система составляет 80% от стоимости основных производственных фондов.

В целом реализация инвестиционной программы «Газпрома» в 2010 году обеспечила достижение объемных показателей по восполнению запасов, наличию и поддержанию производственных мощностей в добыче, транспортировке, подземном хранении газа, выполнение всех основных проектов в форме долгосрочных финансовых вложений в пределах установленного объема инвестиционных ресурсов. Надо понимать, что самая большая, львиная доля долгосрочных финансовых вложений идет на реализацию таких проектов, как Штокмановский — он осуществляется именно из этого источника, и другие, которые у нас реализуются совместно, такие как «Северный поток» — он идет именно из этого элемента нашей инвестиционной программы.

**ВЕДУЩИЙ:** Спасибо, Александр Георгиевич. Перейдем к вопросам.

**ВОПРОС:** Анастасия Горева, агентство Petroleum Argus. Александр Георгиевич, у меня несколько уточняющих вопросов. Правильно ли я поняла, что план добычи на этот год 519 млрд куб. м? И что собираются ввести сеноман Заполярного месторождения на производственную мощность, то есть достигнуть 115 млрд куб. м в год в этом году?

**А.Г. АНАНЕНКОВ:** План добычи на 2011 год составляет 505,6 млрд куб. м. Фактически, с учетом тех темпов, которые мы набрали за первые пять месяцев — я уже сказал, что мы идем с превышением плана на 9,1 млрд куб. м, то есть на конец мая мы сверх плана добыли уже эту величину — по итогам года мы прогнозируем, что добыча Группы «Газпром» в 2011 году достигнет 519 млрд куб. м газа. При плане, как я сказал, 505,6 млрд куб. м.

**А. ГОРЕВА:** По поводу Заполярного месторождения я правильно поняла, что сеноман вы в этом году собираетесь доводить до производственной мощности?

**А.Г. АНАНЕНКОВ:** Это связано с дополнительными объектами, которые мы будем вводить — это несколько скважин, это уже компрессорная станция, которая должна быть введена в целом по месторождению, и дальше уже это неоком. Но сумма в любом случае по Заполярному месторождению — Вы правильно ее называете — будет 114,5 млрд куб. м в соответствии с проектом разработки. Это и сеноман, и неоком.

**А. ГОРЕВА:** Вы сказали, что запасы 5,9 трлн — это для поддержания основной добычи «Газпрома». Скажите, пожалуйста, в соответствии с планами «Газпрома» по увеличению добычи — если вы считаете, что к 2013 году вы выйдете на докризисный уровень, — какая величина должна быть вот этой постоянной добычи, какие инвестиции ежегодно нужно по вашим планам вкладывать в добычу, чтобы достигнуть этих результатов? Спасибо.

**А.Г. АНАНЕНКОВ:** Вообще, самое хорошее дело — это прогнозировать перспективу. Это, понятно, не снайперский выстрел — целишься куда-то, например, на число «12», а попадаешь, скажем так, на число «6», в зависимости от того, какой запас берешь. Но, на самом деле, ориентир — 2013 год. «Газпром» должен выйти на те параметры, которые были до кризиса. А до кризиса был параметр, мы считаем, 550 млрд куб. м. В 2013 году примерно этот уровень будет.

Что нужно сделать? Нужно ввести месторождения Ямала. Это прежде всего. Потому что месторождения традиционной добычи, на которых мы добывали еще в конце прошлого века (это Надым–Пур–Тазовский район, и я вам назвал основные, базовые месторождения Надым–Пур–Тазовского района — сеноманская залежь Медвежьего, сеноманская залежь Уренгойского и сеноманская залежь Ямбургского), вступили в стадию падающей добычи. Пока активно работает и еще достаточно нестарое Заполярное месторождение, которое мы запустили в работу 30 сентября 2001 года, и еще семь месторождений, которые мы запустили к 2007 году в том же Надым–Пур–Тазовском районе. Это восемь объектов, которые были пущены за короткое время — в течение 5–6 лет, суммарной производительностью 200 млрд куб. м газа в год. Вот эти запасы сейчас вовлечены в разработку, они создают стабильную ситуацию по уровню добычи.

Но в 2012 году необходимо вводить Ямал. И если мы хотим прирастить немаленький объем в 2014 году — я вам назвал уже величину, она достаточно большая — 570 млрд куб. м — то, конечно, без Ямала это не обойдется. Потому что динамика падения, компенсация падающей добычи газа плюс то, что мы должны сделать прирост, говорят о том, что мы должны вводить более крупные объекты, такие как Бованенковское, прежде всего. А потом следом пойдет Харасавэйское с его возможностями. Это все будет выводиться по уникальной системе северного газопровода «Бованенково — Ухта». При этом мы не создаем тупиковую ситуацию — пробку — для вывода газа из Надым–Пур–Тазовского района, в том числе для независимых производителей. Мы этот газ тоже забираем.

И если говорить о производстве газа независимыми производителями, вы видите, что идет хорошая динамика, независимые производители добавляют темп. И нас радует, что независимое производство газа в России тоже растет. Суммарно мы по максимальному варианту возможной добычи в Российской Федерации к 2030 году ожидаем, что будет добываться — и «Газпромом», и независимыми производителями — примерно 1 трлн куб. м газа. Есть даже более точная цифра — 1017,9 млрд куб. м. Но это такой точный расчет, я



17 млн поэтому вам не называю, а говорю, что уровень в 1 трлн куб. м в России может быть достигнут при наличии тех запасов, при наличии тех мощностей, которые к этому периоду могут быть развиты.

**ВОПРОС:** Анна Ширяевская, агентство Bloomberg. Два вопроса, Александр Георгиевич. Первый: вы сейчас находитесь в процессе переоформления лицензии на Ковыктинское месторождение, есть ли у вас уже какие-то ориентиры — план добычи, подтверждение начала освоения месторождения? Будете ли вы привлекать китайских партнеров в этот проект? Не пересматривается ли, в связи с ковыктинским планом, план освоения Чаяндинского месторождения? И второй вопрос — по вашим новым месторождениям на шельфе Сахалина: какие из этих месторождений, новых лицензий вы готовы предложить иностранным инвесторам, например Shell, для совместного освоения? Спасибо.

**А.Г. АНАНЕНКОВ:** Вы знаете, что судьба Ковыктинского месторождения благополучно разрешилась. Мы ожидаем получения лицензии, потому что в соответствии с законом Российской Федерации тот, кто приобрел имущественный комплекс на тех условиях, которые были при проведении аукциона, получает лицензию на Ковыктинское месторождение.

Теперь отвечаю на ваш вопрос. В Восточной газовой программе срок ввода Ковыктинского месторождения обозначен — 2017 год и после. То есть после 2017 года. Сегодня никто ни в нашей стране, ни за рубежом не в состоянии раньше этого срока, даже если сегодня будет принято инвестиционное решение, реализовать этот проект. По одной простой причине: потому что Ковыктинское месторождение, так же как и Чаяндинское месторождение, содержит достаточно большое количество ценных компонентов, прежде всего гелий, этан, пропан, требующих газохимию. Разработка этих месторождений — и Чаяндинского, и Ковыктинского — связана с необходимостью создания газохимических производств. Все остальное будет просто абсолютно неграмотным способом разработки и эксплуатации этих месторождений и эксплуатации наших национальных богатств. Поэтому независимо от того, что «Газпром» получил лицензию на Ковыктинский проект, или этот проект был на реализации у «РУСИА Петролеум» — они должны были сделать то же самое, то есть они должны были в технико-экономическое обоснование заложить создание газохимического комплекса, извлечение гелия.

Гелий сразу не выходит на рынок в таком объеме, потому что Чаяндинское месторождение суммарно с Ковыктинским — это 80% всего российского запаса гелия. А российские запасы гелия составляют примерно третью часть его мировых запасов. И, конечно, по-разному можно распорядиться этими богатствами, да? Но гелий — это такое сырье, которое применяется в высоких технологиях: это термоядерные процессы, это высокоскоростные процессы, это электроника, это лазерные технологии и так далее, то есть это как энергетика, так и другие высокие технологии. Поэтому, безусловно, придется решать вопрос по извлечению гелия, на первом этапе — по хранению гелия. Это реально сделать, технически это возможно сделать. Но сегодня пока нет окончательных разработанных проектов: как это будет происходить, где будет храниться гелий, каким способом он будет извлекаться, как это будет сочетаться с объектами газохимии. И эти вопросы сейчас комплексно решаются институтами «Газпрома». Они и раньше решались независимо от того, была у нас лицензия на Ковытку или нет, потому что «Газпром» по поручению Правительства является координатором реализации Восточной газовой программы. Мы обязаны были вести такие проработки независимо от принадлежности какого-либо объекта недропользования. Я думаю, что могут быть разные варианты, эта система многовариантная.

И, на самом деле, то, что у «Газпрома» сегодня появились дополнительные ресурсы... Кстати, не такие большие ресурсы — Ковыктинское месторождение с возможностью добывать всего 40 млрд куб. м газа [в год]. Вот мы ввели Песцовое месторождение — это почти 30 млрд куб. м газа — никто сильно не радовался и в ладоши не хлопал. А по Ковыктинскому месторождению десять лет во всех средствах массовой информации писали, что это такое гигантское месторождение, что просто надо срочно запускать в работу. Ну нет, не такое уж оно большое и не такое уж оно сильно важное. Чайндинское месторождение — это 25 млрд куб. м добычи, а Ковыктинское месторождение — это 40 млрд куб. м. Два этих сложных месторождения в сумме дают меньше, чем давало Медвежье месторождение. Одно Медвежье давало 72 млрд куб. м газа в год. Уж не говоря об Уренгойском месторождении, которое на 300 млрд куб. м выходило, или Ямбургском месторождении, которое выходило на 180 млрд куб. м, или Заполярном месторождении, которое 115 млрд куб. м дает. Нужно просто внимательно смотреть, какими размерностями мы оперируем в этом случае.

Будем ли привлекать кого-то на разработку Ковыктинского месторождения? Вы вот спрашиваете, а мы еще лицензию не получили. Тем более, называют одних, других, давайте этих пригласим, давайте тех пригласим. Но наше мнение — пока в этом необходимости никакой нет. Вот когда будет необходимость, тогда мы будем кого-то привлекать.

У нас есть необходимость привлечь иностранные инвестиции в газохимию. В газохимию нужно привлекать. Ускоренное создание этих объектов позволит ускоренно ввести в разработку эти два месторождения, потому что без газохимии грамотно разрабатывать месторождения нельзя. Сюда мы хотели бы привлечь иностранные инвестиции, и мы ведем с иностранными компаниями переговоры о возможности их участия, но в проектах газохимии. И параллельно мы говорим о том, можно ли им участвовать инвестициями в созданиях объектов по производству продукции газохимии и по маркетингу этой продукции, в том числе на рынках стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Мы ведем об этом речь и с нашими японскими партнерами, и с нашими китайскими партнерами, и с корейскими партнерами. То есть мы говорим о том, что, пожалуйста, давайте мы будем прорабатывать и готовы с вами создавать совместные производства в этом направлении. А для того, чтобы быть покупателями просто газа, как топлива или как товара, продукта, необязательно входить в проекты добычи. Заключим контракт, продадим этот газ и все. Но если реально нам хотят помочь, то, пожалуйста, мы готовы совместно соинвестировать в объекты газохимии. И вот здесь нужно как раз применять совместные инвестиции, в том числе для того, чтобы открыть рынок для этой продукции.

Теперь то, что касается «Сахалина-3». По «Сахалину-3» «Газпром» работает на Киринском месторождении. На месторождении были запасы 75 млрд куб. м газа по категориям C1+C2. Сейчас там 137 млрд куб. м. Мы прирастили эти запасы буквально за короткое время — получили лицензию в 2008 году, провели геологоразведочные работы, в 2010 году уже прирастили эти запасы. А по Южно-Киринскому — мы просто открыли месторождение. Там не было месторождения, там просто был участок недропользования. В 2009 году мы получили лицензию [на Киринский участок] и приступили к геологоразведке, открыли месторождение, сейчас там утверждены запасы 260 млрд куб. м газа.

Мы продолжаем там геологоразведочные работы, к Сахалину подошла уже вторая полупогруженная платформа, которую изготовил Выборгский судостроительный завод, мы наращиваем там мощности и бурения, и геологоразведки. На Киринском участке мы ожидаем значительный прирост запасов, он может достигнуть величины 700–800 млрд куб. м газа. Но это геология, прогноз может быть таким, что этой цифрой я в «десятку» не

попаду, но, во всяком случае, мы понимаем, что это самые эффективные ресурсы, которые могут быть использованы для поставок газа российским потребителям на Дальнем Востоке.

У нас сегодня в портфеле заявок по дальневосточному региону не покрытые ресурсами и возможностями поставки 12 млрд куб. м газа. Это те заявки, которые относятся к высшей степени готовности заключения контрактов, то есть покупатели готовы подписать контракты хоть сегодня. Но дальнейший прогноз суммарно по заявкам — он бывает разный — по нашим оценкам к 2020 году потребность российского Дальнего Востока в зоне газопровода «Сахалин — Хабаровск — Владивосток» может быть порядка 20 млрд куб. м.

Ресурсов на сегодняшний день на Сахалине под такую большую поставку нет. «Сахалин-2» законтрактован, еще раз могу повторить. Там, единственно, доля Российской Федерации — «роялти», которая оценивается сегодня примерно в 1,6 млрд куб. м в год. Российская Федерация не определилась, как будет продавать эту долю, потому что те решения, которые были приняты Министерством финансов, не соответствуют соглашению о разделе продукции [СПП], подписанному Правительством Российской Федерации. По той формуле, которую предлагал Минфин, реализовать «роялти» нельзя, тем более «Газпром» не является уполномоченной организацией и никакого отношения вообще к реализации этих «роялти» не имеет. Это один вопрос. Поэтому это такая величина, которую можно получить, а можно не получить — при соблюдении СПП можно получить, а при несоблюдении можно не получить.

Проект «Сахалин-1», который только по второй фазе может подать 8 млрд куб. м газа, а реализация второй фазы «Сахалина-1» реальна во времени только к концу 2016 — началу 2017 года, начало получения этого газа. Потому что там еще ничего не сделано, там даже не принято инвестиционное решение по освоению второй фазы «Сахалина-1». Поэтому реально — это конец 2016 – конец 2017 года, потому что ни проекта, ничего нет.

Единственный газ, который будет получен там [на Сахалине] — это газ «Газпрома». На Киринском месторождении мы начнем добывать в следующем году. Мы ставим такую задачу, чтобы максимально приблизить эту добычу в 2012 году, чтобы вывести на проектную мощность Киринское месторождение где-то в 2014–2015 годах — это месторождение должно заработать на величину добычи где-то 4,5 млрд куб. м газа. Дальше мы вынуждены идти на ускоренный ввод в разработку Южно-Киринского месторождения. Мы сейчас прорабатываем вопрос о том, чтобы ввести этот объект в рамках опытно-промышленной эксплуатации с теми запасами, которые мы уже сегодня имеем, то есть 260 млрд куб. м газа мы будем вводить ускоренно, потому что российскому Дальнему Востоку не хватает газа.

А вы сами представляете, что нужно подавать газ и на те ТЭЦ, которые чадят в городах. Во Владивостоке — вы же сами показывали эти все материалы по телевидению — там же идет копать на Владивосток, там дышать нечем, потому что там работает угольная электрогенерация. Я вам могу назвать параметры сжигания газа и угля, а на Дальнем Востоке в основном бурый уголь применяется. Так вот, по сравнению со сжиганием газа, сжигание угля дает выбросы твердых частиц в 30 000 раз больше, то есть экологическая нагрузка от угля в 30 000 раз превосходит газ. Конечно, в мегаполисах и городах нужно применять газ. Там, где это можно, где это не отражается на здоровье людей, можно, наверное, и уголь применять. Причем технологию сжигания угля нужно совершенствовать. Не таким безобразным методом, что вся зола летит на города и люди этим дышат. Поэтому эту потребность, прежде всего, нужно покрыть, чтобы обеспечить хотя бы минимально экологическое состояние этих городов на Дальнем Востоке, а также другие проекты, которые там рассматриваются. Не успели построить завод по выпуску автомобилей, только мы сказали о том, что будем строить газопровод «Сахалин —

Хабаровск — Владивосток», они уже пришли с заявкой. Они говорят: дайте газ. Ни много ни мало — 50 млн куб. м газа завод просит. Я уж о саммите АТЭС не говорю, все энергетические объекты которого будут работать на газе, потому что, конечно, угольная генерация — это не тот вопрос.

Теперь о том, будем ли мы привлекать в «Сахалин-3» иностранные компании. Пока нет необходимости. И, на самом деле, даже если бы мы имели такую необходимость, то, безусловно, в 2012 году мы бы никогда с иностранными компаниями так ускоренно, быстро не ввели бы это месторождение. Мы бы переговоры вели два года, мы бы договаривались об условиях бизнес-модели только два года, вели бы с ними все эти рассуждения. Это нужно вести по сложным проектам — там, где нам нужна какая-то технологическая помощь, если не помощь, то, может быть, участие иностранного партнера, а, может быть, вхождение в рынок с продукцией газохимии. Вот здесь инвестиции, конечно, были бы нужны. Но идти туда и, по сути говоря, замедлять работу там, где нужно работать быстро — это было бы неправильно.

Я просто выразил мое мнение. Может быть, у кого-то оно другое, кто-то любит иностранные компании, любит с ними работать, вести переговоры, но, на самом деле, сейчас, особенно по сахалинским проектам, мы время потеряли. Мы все потеряли время, потому что в 2006 году, вы знаете, я попросил Правительство Российской Федерации передать лицензии по «Сахалину-3» «Газпрому», чтобы мы вышли туда с геологоразведкой. Если бы в 2006 году Правительство (тогда Михаил Ефимович Фрадков был Председателем Правительства РФ) на комиссии по ТЭК приняло это решение, Кириновское месторождение уже бы работало. Мы бы его в 2009 году уже запустили в работу, и уже бы был собственный газ у «Газпрома», и мы бы ни о каком «роялти» не говорили ни с кем.

Вы согласны со мной? Мне интересно все-таки: вот то, что я Вам ответил — Вы со мной согласны?

**А. ШИРЯЕВСКАЯ:** Не совсем. Я не буду вдаваться в дискуссию, потому что другие коллеги хотят вопросы задать.

**ВОПРОС:** Светлана Саватеева, агентство «Интерфакс». Александр Георгиевич, у меня тоже несколько вопросов. Первый вопрос касается сахалинского участка «Сахалин-6»: интересен ли вам этот участок? И еще что касается инвестиционной программы: насколько известно, сейчас обсуждается возможность увеличения инвестпрограммы на 2011 год — Вы не могли бы сказать, за счет какого сектора? Это добыча или переработка, и, соответственно, на какую сумму? И в целом, доволен ли «Газпром» качеством строительных услуг сейчас для газовой отрасли? Не считаете ли вы, что попали в какую-то монопольную зависимость от них? Спасибо.

**А.Г. АНАНЕНКОВ:** Что касается увеличения инвестиционной программы 2011 года. Самые инвестиционно нагруженные периоды — это 2011, 2012, 2013 годы и, возможно, частично 2014 год. Почему? Потому что газовая промышленность Российской Федерации, не только «Газпром», переходит на новую ресурсную базу, на новую стратегическую площадку. Переходит из Надым–Пур–Газовского района на Ямал, в регион более удаленный от Единой системы газоснабжения, более сложный в природно-климатическом плане, с более сложной геокриологией, требующей, естественно, больших, в том числе, и капитальных затрат при реализации проекта.

Мы широкомасштабно пошли на Восток. И, конечно, реализация Восточной газовой программы с ее первоначальной стоимостью более 100 млрд долл. США, а до 2030 года

стоимость Восточной газовой программы оценивалась примерно в такую величину — в старых деньгах это было примерно 2,5 трлн руб. Но сейчас, конечно, там параметры стали другие.

А почему стали другие параметры? В 2003 году средняя стоимость трубной продукции была примерно 33 тыс. руб. за тонну. В 2008 году та же тонна стоила уже 98 тыс. руб. — это средняя стоимость с учетом НДС, с учетом средневзвешенного транспортного тарифа и так далее, то есть все затраты на эту тонну трубы. С 2003 по 2008 год — за пять лет — почти в три раза выросла стоимость только трубной продукции. А стоимость металла эквивалентна росту этой стоимости. Весь нефтегазовый сектор — и нефтяники, и газовики — получил рост стоимости инвестиционных проектов. Но при этом мы должны обеспечить объемные показатели, то есть добыть определенное количество газа. И мы говорим: в 2030 году эта величина будет 1 трлн куб. м, в том числе по Генеральной схеме развития газовой промышленности. Это все вместе — и «Газпром», и независимые, то есть вся газовая промышленность страны.

Так вот, инвестиционная программа 2011 года. Расчетная величина должна была составить примерно 1400 млрд руб. В этом году она составит примерно 1180 млрд руб., то есть действительно необходимо увеличение капитальных вложений. Но это не значит, что мы, когда принимали инвестиционную программу, ошибались — мы не видели тогда ту динамику по росту потребления газа. Не было этой необходимости.

А значительный рост потребления на рынке в Европе произошел фактически... Я могу параметры назвать. Мы сегодня в сутки добываем и поставляем только в страны дальнего зарубежья, по сравнению с прошлым годом, плюсом 120–140 млн куб. м. В сутки! А вы в годовом измерении умножьте хотя бы на триста дней — какая мощность дополнительно задействована для того, чтобы обеспечить эту дополнительную потребность Европы. Российская Федерация сегодня потребляет больше, чем в прошлом году, на 70–90 млн куб. м в сутки. Буквально две недели назад было превышение 100 млн куб. м в сутки по отношению к прошлому году. Эта мощность эквивалентна где-то 30 млрд куб. м газа в год только для России. И для Европы примерно 35–37 млрд куб. м в год — дополнительная мощность, которая была задействована для того, чтобы обеспечить эту дополнительную потребность.

Конечно, эта резкая динамика, произошедшая на рынке, потребовала и кардинального пересмотра подхода к формированию инвестиционной программы. Поэтому оперативно были приняты соответствующие решения, и мы будем выходить на Совет директоров «Газпрома», который утверждает инвестиционную программу по итогам первого полугодия, примерно с этими предложениями, потому что мы обязаны обеспечить растущую динамику на рынке потребления. В 2012–2013 годах объемы инвестиционной программы могут быть на уровне 2011 года — это примерно 1200–1300 млрд руб. для того, чтобы обеспечить реализацию тех проектов, о которых я вам рассказывал, и еще плюс другие проекты, которые в моем сообщении не были озвучены.

Качество строительных в стране услуг устойчиво среднее и связано со многими факторами. Это и недостаточно развитая система профтехобразования, это недостаточная подготовка квалифицированной рабочей силы у строительного подрядчика, недостаточное количество квалифицированных сварщиков. Эта проблема пока до конца не решена. Хотя те усилия, которые делает «Газпром» — это технический надзор, это практически тотальная ежедневная и ежесменная проверка выполненных работ, это методы технического контроля, в том числе внутритрубная дефектоскопия, и меры неразрушающего контроля, которые мы принимаем — они обеспечивают в итоге надежность работ. Но если подрядчики выполнили работу с нарушением норм «Газпрома», которые соответствуют утвержденному стандарту, то они просто эту работу

переделывают — это называется брак в работе, и они его исправляют. И, конечно, «Газпром» никогда не принимает работу с низким качеством или какую-то бракованную работу, это недопустимо.

**ВОПРОС:** Майкл Кравченко, телеканал Russia Today. По поводу инвестиционной программы: Вы говорили про ближайшие три года, но ничего не сказали по поводу государственного желаяния — скорее всего они будут делать это в ближайшее время — повысить налог на добычу, в том числе. Как будет отражаться изменение в данном направлении налогов на вашей инвестиционной программе в ближайшем будущем, насколько вы учитывали какой-либо рост налогов в вашей инвестиционной программе?

**А.Г. АНАНЕНКОВ:** Этот вопрос лучше адресовать государству: будет оно повышать налоги или не будет. Да, оно хочет, Минфин хочет поднять ставку НДС. Мое мнение по этому поводу: подъем ставки НДС, прежде всего, вообще в нефтегазовом секторе, у любого производителя нефти или газа приводит к снижению коэффициента нефте- или газоотдачи. Это однозначно. Больше нефти останется в пласте, больше газа останется отнесенным к низконапорному газу, и тот, кто добывает, будет ожидать более комфортных условий для добычи на этом низконапорном месторождении. Вот, например, Медвежье месторождение работает очень давно, коэффициент извлечения там достиг уже более 70%, это низконапорный газ. Подняли НДС — соответственно, нерентабельная добыча. Зачем добывать? Но мы же в рынке, мы уже отошли от той системы, когда решение приняли — и надо его выполнять. Сейчас надо считать, эффективное решение или нет.

«Газпром» предлагал дифференцированный подход к НДС. То есть определять — если это трудноизвлекаемые запасы, например, это газ из угольных пластов — какой там может быть НДС, когда там огромные затраты? И мы работаем там, обеспечивая безопасность труда шахтера, делая дегазацию угольных пластов для того, чтобы шахтеры потом не погибали в этих угольных пластах. Сколько уже людей погибло при тех трагедиях?

Низконапорный газ. Надым–Пур–Тазовский район — огромные, гигантские месторождения. Сумма этих остаточных низконапорных объемов газа будет несколько триллионов кубических метров. Поднимется НДС — пока будут некомфортные условия по налогам, этот газ не выйдет на рынок, это нереально просто делать.

Поэтому мы говорим — надо дифференцированно подходить. Месторождение новое, близко к Единой системе газоснабжения, экономика позволяет по нему поднять НДС, так давайте, мы согласны. Другое месторождение, которое, наоборот, работает в убыток — если изменить в худшую сторону фискальную систему по нему, то это просто нельзя делать. Нужно наоборот делать так, чтобы из недр извлечь больше углеводородов, потому что эта зона уже обустроена, уже построены дороги, уже построена инфраструктура. Зачем тратиться, выходить на какой-то новый объект и строить дороги, строить электростанцию, всю инженерию строить, чтобы извлечь то же самое, что ты можешь извлечь из того района, где уже все обустроено? Экономика должна быть впереди, расчет должен быть определенный.

Поэтому я считаю, что самым разумным было предложение дифференцированно определять НДС по каждому объекту недропользования. Для этого методология должна быть просто-напросто, нужно разработать внятную, понятную методологию. «Газпром» отработывал такой подход, у нас есть предложения по этому поводу.

Теперь второе: будет или не будет? Трудно сказать, величина, о которой там идет речь, может быть обеспечена за счет дополнительных денежных средств, которые идут от дополнительных продаж газа. Это просто не панацея — увеличить НДС и все. Мы же

видим, какая динамика на рынке происходит, объем продаж больше, в том числе и поставки на экспорт больше, поэтому эта сумма может получиться не только за счет поднятия НДС.

**ВЕДУЩИЙ:** Спасибо большое! На этом пресс-конференция окончена.