

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

16 июня 2008 года

ВЕДУЩИЙ: Добрый день, коллеги! Итак, закончился еще один отчетный год для «Газпрома». Мы традиционно приглашаем вас перед собранием акционеров ознакомиться с основными итогами работы «Газпрома». Мы для вас запланировали, как и в прошлом году, пять пресс-конференций, сегодня – первая. Ее тема для вас тоже не новая – «Развитие минерально-сырьевой базы, добыча, развитие газотранспортной системы».

Я вам представлю участников пресс-конференции.

- Член Правления, начальник Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти ОАО «Газпром» **Василий Григорьевич Подюк**,
- заместитель начальника Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти ОАО «Газпром» **Александр Вячеславович Калинин**,
- заместитель начальника Департамента стратегического развития – начальник Управления перспективного развития ОАО «Газпром» **Сергей Николаевич Панкратов**,
- заместитель начальника Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» **Александр Зайнетдинович Шайхутдинов**.

Слово Василию Григорьевичу. Он расскажет о минерально-сырьевой базе, о добыче. Потом о развитии газотранспортной системы вам расскажут еще также Сергей Николаевич Панкратов и Александр Зайнетдинович Шайхутдинов. Пожалуйста.

В.Г. ПОДЮК: В целях формирования развития оптимальной минерально-сырьевой базы, совершенствования структуры и величины запасов углеводородного сырья «Газпромом» разработана и с 2003 года реализуется Программа развития минерально-сырьевой базы на период до 2030 года. Программа предусматривает решение следующих задач. Первое, это обеспечение Общества разведанными запасами, гарантирующими поддержание добычи в ареале действия Единой системы газоснабжения к 2030 году и создание заделов для продолжения газодобычи за пределами 2030 года; подготовка запасов газа в восточных районах Российской Федерации для снабжения восточно-сибирских и дальневосточных районов страны и организации «восточного потока» газа на экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона; подготовка запасов жидких углеводородов. Остальные этапы Программы предусматривают: в 2002-2005 гг. – наращивание объемов ГРП (геологоразведочных работ) и достижение паритета между объемами отбора углеводородов и их приростом; в 2006-2010 гг. – стабилизацию объемов ГРП и создание базы для перехода к расширенному воспроизводству; в 2011-2030 гг. – расширенное воспроизводство минерально-сырьевой базы.

В целях реализации Программы геологоразведочные работы проводились в регионах с развитой инфраструктурой с целью поддержания уровня добычи в действующих газодобывающих районах. Это на севере Тазовского полуострова, в акваториях Обской и Тазовской губ, в ачимовских и юрских отложениях Надым-Пур-Тазовского региона, на обрамлении Астраханского свода и Прикаспийской впадине, на территории Печеро-Кожвинского мегавала и Касью-Роговской впадины Республики Коми.

Работы также проводились в новых районах с целью создания новых центров газодобычи: на полуострове Ямал с прилегающими акваториями, шельфах Карского, Печорского и Баренцева морей, в Красноярском крае, в Эвенкийском автономном округе, в Иркутской области. Выполнение Программы осуществлялось в рамках инвестиционных программ и планов социально-экономического развития «Газпрома» и его дочерних обществ.

Большое внимание уделяется работам на континентальном шельфе России. В соответствии с Программой развития минерально-сырьевой базы на период до 2030 года и Программой освоения ресурсов углеводородов на шельфе Российской Федерации до 2030 года в период

2007-2010 гг. планируется прирастить на шельфе более 2,2 трлн. куб. м газа и 90 млн. тонн нефти. «Газпром» диверсифицирует направление геологоразведочных работ за рубежом. Работы ведутся в Узбекистане, Венесуэле, Вьетнаме, Индии.

В результате организации Программы геологоразведочных работ за период 2002-2007 гг. запасы увеличились с 26 трлн. куб. м до 29,8 трлн. куб. м. Прирост запасов газа за счет ГРП составил 3,1 трлн. куб. м при добыче – 3,31. А коэффициент восполнения за это время составил 93%. Открыто 20 новых месторождений и 43 новых залежей нефти и газа, в том числе, уникальное Каменномысское-море с запасами сеноманского газа – 534,7 млрд. куб. м и крупное Северо-Каменномысское – 403 млрд. куб. м, открыты новые залежи на структуре Бао Ванг на шельфе Вьетнама и структуре Центральная Каспийского моря. Последние три года величины прироста превысили объемы годовой добычи. Практически в три раза увеличен объем поисково-разведочного бурения на нефть и газ в России с 51,3 тыс. пог. м до 148,6 тыс. пог. м, и, соответственно, финансирование – с 6,5 млрд. руб. до 24,6 млрд. руб.

Структуры мировых запасов газа оцениваются на текущий момент в 171 трлн. куб. м. Доля запасов Группы «Газпром» составляет 17%. Из 47,8 трлн. куб. м общероссийских запасов газа «Газпром» контролирует 29,8 трлн. куб. м, что составляет 62%. Доля независимых производителей газа составляет 21%.

Запасы «Газпрома» подтверждены результатами международного аудита. Независимая компания «ДеГольер энд МакНотон» осуществляла работы по аудиту запасов углеводородов на месторождениях «Газпрома» в соответствии с международными стандартами. По состоянию на 31.12.2007 г. оценку запасов прошли 28 месторождений, что составляет 94% запасов газа и 90% запасов жидких углеводородов. Текущая стоимость запасов составляет 185 млрд. долл.

«Газпром» – крупнейшая в мире компания по добыче природного газа. В течение последних семи лет, начиная с 2001 года, «Газпром» стабильно наращивает уровни годовой добычи газа. В первую очередь, это стало возможным за счет освоения новых месторождений и дообустройства действующих. За период 2001-2007 гг. введены в разработку Заполярное, Песцовое, Еты-Пуровское, Вынгайхинское, Ен-Яхинское месторождения, Таб-Яхинская площадь Уренгойского месторождения, Анерьяхинская и Харвутинская площади Ямбургского месторождения. Построены и введены в эксплуатацию 12 установок подготовки газа с суммарной проектной производительностью 195,7 млрд. куб. м в год, 16 дожимных компрессных станций, пробурено и подключено более 1500 эксплуатационных скважин.

По итогам 2007 года добыча газа по ОАО «Газпром» составила 548,6 млрд. куб. м. Сокращение объемов добычи в 2007 году вызвано аномально теплой зимой на территории Российской Федерации и в европейских странах, и, как следствие, весьма существенным снижением спроса на российский природный газ. Основные объемы добычи были обеспечены газодобывающими предприятиями, разрабатывающими месторождения Западной Сибири.

Задачей Общества на ближайшую перспективу является наращивание добычи газа в зоне Единой системы газоснабжения с выходом к 2010 году на уровень 565 млрд. куб. м. Объем добычи газового конденсата в 2007 году составил более 11 млн. тонн, объем добычи нефти составил 33,8 млн. тонн, в том числе, 32,7 млн. тонн на месторождениях «Газпром нефти». В период до 2011 года планируется уровень добычи по «Газпрому» обеспечивать за счет вводимых в разработку месторождений Надым-Пур-Тазовского региона, расположенных вблизи действующей инфраструктуры, что предопределяет экономическую эффективность их первоочередной эксплуатации. В Надым-Пур-Тазовском регионе в этот период необходимо вывести на проектную производительность Харвутинскую площадь Ямбургского месторождения и сеноманскую залежь Заполярного месторождения, ввести в разработку валанжинскую залежь Заполярного месторождения, ачимовские отложения Уренгойское месторождение, Западно-Песцовую площадь и ряд других площадей. В период после 2010 года необходимые объемы добычи газа по «Газпрому» планируется обеспечить как за счет продолжения развития добычи в Надым-Пур-Тазовском регионе, так и за счет освоения новых стратегических районов газодобычи на полуострове Ямал, шельфе арктических морей, акваториях Обской и Тазовской губ. Спасибо. Дальше отвечу на вопросы.

С.Н. ПАНКРАТОВ: Если позволите, я хотел бы более подробно остановиться на стратегических аспектах развития добычи и транспорта нашей компании. Хотел бы отметить, что стратегия освоения перспективных месторождений заключается в осуществлении инвестиций в объекты добычи газа в соответствии с очередностью, которая определяется с учетом их экономической эффективности и комплексного синхронного развития объектов как добычи, так и транспортировки, переработки и хранения газа.

В 2002 году Правлением компании была поставлена стратегическая задача увеличения объемов добычи газа. И прогнозы развития внутреннего и внешнего рынков газа позволяют планировать добычу Группой «Газпром» к 2015 году в объеме 610-615 млрд. куб.м. газа и к 2020 году с учетом добычи на Востоке добыча может достичь 650-670 млрд. куб. м, а при определенных условиях может быть и выше - 670 -680 млрд. куб. м. И очевидно, что имеющаяся у Общества сырьевая база позволяет обеспечивать такие объемы добычи. Напомню, что суммарные запасы – 29,8 трлн. куб. м газа.

Как уже говорил Василий Григорьевич, добыча на действующих месторождениях осуществляется в соответствии с утвержденными проектами разработки и характеризуется снижением по объективным причинам, связанным с падением пластовых давлений на основных месторождениях и высоким уровнем их выработки. Но с целью поддержания добычи газа на действующих месторождениях систематически проводится мониторинг показателей, выполняется корректировка соответствующих проектных документов, разработана и реализуется Комплексная программа реконструкции и технического перевооружения.

И, как уже упоминал Василий Григорьевич, до 2010 года мы планируем обеспечить уровни добычи за счет действующих месторождений. Василий Григорьевич их перечислил – это месторождения Надым-Пур-Тазовского региона. Ввод этих объектов позволит не только компенсировать снижение добычи на базовых месторождениях, но и обеспечить прирост необходимых объемов добычи. Освоение перспективных месторождений планируется с учетом синхронного развития добычи, транспортировки, переработки и хранения газа. И до 2010 года у нас ввод новых производственных мощностей осуществляется в соответствии с утвержденной Программой синхронизации, а после 2010 года – тоже Василий Григорьевич говорил – мы переходим в новые регионы и начинаем осваивать месторождения Ямала, Обской и Тазовской губ, Восточной Сибири и Дальнего Востока, и, безусловно, Штокмановское месторождение. Но основное развитие газодобычи будет сконцентрировано на полуострове Ямал, поэтому хотелось бы немного более подробно рассказать о перспективах этого проекта.

Освоение месторождений полуострова Ямал требует обеспечения сохранения традиционного, исторически сложившегося уклада жизни местного населения, а также минимизацию техногенного воздействия, потому что экологическая система полуострова достаточно хрупка и слабоустойчива. С целью минимизации экологических и социальных последствий осуществляется целый ряд мероприятий. В частности, это применение специальных инженерных решений, направленных на минимизацию негативных экологических последствий развития газовой промышленности на Ямале, соблюдение режимов освоения территорий, требующих сезонной регламентации при промышленном использовании и, безусловно, охрана наиболее ценных мест традиционного пребывания коренного населения. Хочу подчеркнуть, что освоение месторождений на полуострове Ямал ведется в тесном контакте с федеральными и местными органами власти.

Безусловно, перечисленные задачи, с которыми мы столкнемся при освоении месторождений полуострова Ямал, требуют значительных инвестиций и существенным образом сказываются на экономических показателях проекта. В этой связи проведена оптимизация технологических решений в добыче и транспорте газа. В частности, при проектировании газотранспортной системы с Ямала используется технологическая схема на основе применения новейших технических решений с целью экономии капиталовложений и эксплуатационных затрат, применяются безлюдные, энергосберегающие, экологически чистые технологии, вахтовый метод обслуживания и т.д. В настоящее время на Ямале уже развернуты работы по созданию инфраструктуры, необходимой для строительства основных объектов добычи и транспорта газа. В 2008 году и в последующие годы будут продолжены работы по объектам

первоочередного строительства Бованенковского месторождения, системы магистральных газопроводов «Бованенково–Ухта».

Программа работ «Газпрома» на шельфе Российской Федерации до 2030 года в части развития газовой добычи предусматривает освоение, в первую очередь, Штокмановского месторождения, а также месторождений Обской и Тазовской губ. Основные газоносные регионы шельфа отличаются крайне сложными природно-климатическими и инженерно-геологическими условиями. Это, в первую очередь, дрейфующие льды с достаточно переменчивыми показателями, возможность появления тяжелых льдов из более северных регионов, и также возможность повреждения дна ледовыми образованиями и т.д., то есть целый ряд комплексных специализированных инженерных мероприятий нами будет выполнен при освоении месторождений шельфа.

Работа проводится системно, по утвержденным планам, предусматривающим получение необходимых лицензий на право геологического изучения и пользования недрами, проведение геологоразведочных работ, создание специализированных технических средств и специализированных баз. В настоящее время Правлением Общества приняты результаты Обоснований инвестиций в комплексное освоение Штокмановского месторождения, и сейчас ведется рабочее проектирование. Хотелось бы отметить, что суммарные мощности тех перспективных объектов, которые были перечислены, позволят добывать порядка 300 млрд. куб. м в год. Это позволит обеспечить Обществу к 2020 году прирост порядка 100 млрд. куб. м по сравнению с достигнутыми уровнями.

Безусловно, одним из важнейших факторов, влияющих на приоритетность выбора месторождений для первоочередного освоения является также эффективность поставок газа, определяемая, главным образом, затратами в формировании газотранспортной инфраструктуры, поскольку она обладает значительной капиталоемкостью. Потребность в новых мощностях в транспорте газа на долгосрочную перспективу определяется, в первую очередь, продолжительностью периода их эффективной загрузки, необходимостью поддержания оптимальной производительности действующей газотранспортной системы. Таким образом, при данном подходе мы можем избежать создания избыточных мощностей, которые могли бы быть не загруженными, и рационально использовать инвестиционные ресурсы, оптимизировать затраты в транспорт газа.

Из таких важных проектов в развитии газотранспортной системы я хотел бы отметить расширение Уренгойского газотранспортного узла, которое у нас по планам должно завершиться до 2010 года, ввод компрессорных станций на газопроводе «Северные районы Тюменской области – Урал». Также в этот период продолжается у нас строительство газопроводов «СРТО–Торжок», «Починки–Грязовец», и, безусловно, газопровода «Грязовец–Выборг». После 2010 года ввод мощностей в транспорте газа определяется развитием газовой добычи в новых регионах, новых направлений экспортных поставок газа. В частности, для вывода газа из новых газодобывающих регионов планируется развитие, в первую очередь, системы магистральных газопроводов «Бованенково–Ухта–Торжок», строительство газопровода «Мурманск–Волхов», газопроводов–подключений месторождений Обской и Тазовской губ.

И в ряду экспортных проектов хотелось бы отметить газопровод «Северный поток». И также мы сейчас прорабатываем варианты строительства газопровода «Южный поток». Хочу сказать, что особенность этих двух проектов заключается в том, что они позволяют напрямую связать Единую систему газоснабжения России с европейской газотранспортной системой и, тем самым, избежать транзитных рисков при организации экспортных поставок российского природного газа на европейский рынок. Важным фактором обеспечения производительности действующей газотранспортной системы является выполнение мероприятий по реконструкции объектов транспорта газа. Об этом подробно вам расскажет Александр Зайнетдинович.

Хотелось бы еще сказать немного об инвестиционных потребностях компании для осуществления всех этих перспективных планов. Вы видите, что объемы ввода мощностей в добыче и в транспорте газа значительные. По нашим прогнозам до 2020 года мы должны будем на реализацию этих планов затратить от 8 до 10 трлн. руб. В среднем, порядка 700 млрд. руб. в

год мы оцениваем нашу инвестиционную программу. Основная нагрузка ляжет на нас в период до 2013 года, как вы понимаете, в связи с необходимостью развития проектов Ямала, шельфа и восточных проектов. Еще хочу подчеркнуть, что наибольшую долю у нас будут занимать инвестиции в развитие газотранспортной системы – это порядка половины инвестиционной программы, а инвестиции в добычу составят до 30%.

Два слова о Востоке. Восточному направлению деятельности «Газпрома» будет посвящен отдельный брифинг, поэтому я подробно сейчас не буду на этом останавливаться. Вкратце скажу, что мы базируем свою деятельность на основных положениях Восточной газовой программы, утвержденной Министерством промышленности и энергетики в сентябре 2007 года. В настоящее время мы осуществляем, в основном, подготовительные и разведочные работы. В связи с этим достаточно точно и достоверно прогнозировать показатели добычи Общества на Востоке страны сейчас достаточно нелегко. После завершения оценочных работ и уточнения рыночных критериев мы эту работу выполним и, безусловно, результаты этой работы обнаружим.

Пока я могу сказать, что мы сейчас ведем геологоразведочные работы на Берябинской площади и Оморинском участке в Красноярском крае, доразведку ведем также Собинского нефтегазоконденсатного месторождения, в Иркутской области также на Южно-Ковыктинской площади ведем работы. И свою работу по расширению ресурсной базы мы продолжаем. Прогнозировать сейчас можно на основе той исходной информации, которую мы имеем. Уровни добычи компании к 2020 году на Дальнем Востоке – около, приблизительно, 30 млрд. куб. м в год. Спасибо.

А.З. ШАЙХУТДИНОВ: В продолжение того, что было сказано Сергеем Николаевичем, я бы хотел очень коротко остановиться на новых газопроводах только с точки зрения технических параметров. Одна из особенностей новых газопроводов – это то, что мы постепенно переходим на новые технические параметры транспортировки газа. Газопровод «Грязовец-Выборг» на сегодняшний день запроектирован на 100 кг давления – это 9,8 МПа, «Северный поток» – на 22 МПа. Это на сегодняшний день первые газопроводы с такими параметрами.

При строительстве газопровода «Северный поток» будут использоваться трубы большого диаметра с достаточно высокими характеристиками для того, чтобы обеспечить технико-экономические параметры.

Газопровод «Бованенково–Ухта» с полуострова Ямал. Он определен как стратегический на ближайшую перспективу для ОАО «Газпром». И параметры здесь еще более высокие: линейная часть рассчитана на давление 12 МПа, использованы трубы, как в предыдущем проекте, уже с гладкостным покрытием, что дает достаточно большой эффект при расходовании топливного газа. Общее снижение тарифа ожидается в пределах 10-15%. Длина газопровода достаточно большая, на нем предусматривается использование агрегатов большой мощности – 25 МВт и 32 МВт. Это в части технических параметров, которые нас ожидают в ближайшее время.

И непосредственно о том, как развивается действующая газотранспортная система. В первых словах хотелось бы отметить реконструкцию. В 2007 году реконструкция объектов транспорта и подземного хранения газа проводилась в соответствии с утвержденной Программой, которая была озвучена ранее, и в соответствии с утвержденным лимитом капитальных вложений. Это порядка 34 млрд. руб. И в 2007 году мы выполнили план на 106,5%.

В чем заключаются основные направления реконструкции. Это направление – компрессорные станции. Туда вошли, в основном, объемы по замене и модернизации газоперекачивающих агрегатов с целью повышения КПД и повышения надежности. Линейная часть – это реконструкция непосредственно магистральных газопроводов, газораспределительных станций и отводов, переходов через автомобильные, железнодорожные и водные преграды, узлов замера, камер приема и запуска поршней.

Следующий подраздел – это система АСУ, телемеханики, технологическая связь, энергоснабжение, система электрохимзащиты. В показателях по компрессорным станциям в 2007 году – это около 392 МВт мощностей, в линейной части – это реконструкция 185 км, 14 переходов, 21 камеры приема и 21 камеры запуска, очистных сооружений. По другим

разделам Программы я бы просто хотел назвать несколько цифр: в системе АСУ и телемеханики – это около 70 различных систем агрегатной автоматики и систем цехового уровня, около 2 тыс. км магистральных газопроводов телемеханизировано, порядка 1145 км электрохимзащиты. Общие результаты по 2007 году: производственная мощность газотранспортной системы возросла на 1,24 млрд. куб. м в год, экономия топливного газа составила 207,6 млн. куб. м.

Следующее направление – это подземное хранение газа. В целях повышения гибкости и устойчивости работы газотранспортной системы... Последние годы достаточно показательны. Позапрошлый год достаточно суров был, две последние зимы – одна теплая, другая среднестатистическая – показали, насколько влиятельна доля ПХГ для того, чтобы подтвердить устойчивость газоснабжения.

По этому разделу задача поставлена к сезону 2010-2011 гг. достичь суточной производительности 758 млн. куб. м. В 2007 году был обеспечен прирост суммарной активной емкости ПХГ до 64,9 млрд. куб. м, товарный газ – 64 млрд. куб. м. Максимальная суточная производительность возросла на 8 млн. куб. м и достигла 608 млн. куб. м. Отбор за прошлый сезон (не текущий 2007 год, а переходящий 2006-2007 гг. – IV квартал 2006 года и I квартал 2007 года) составил 50,1 млрд. куб. м. В настоящее время действующая программа выполняется. И мы надеемся, что эти темпы, которые достигнуты, будут сохранены.

По капитальному ремонту и поддержанию действующей системы. Ежегодно составляются и выполняются планы капитального ремонта и планы профилактических работ. В 2007 году по результатам регулярных обследований (проведено обследование внутритрубными дефектоскопами 17,2 тыс. км и электрометрические измерения – 25 тыс. км газопроводов) отремонтировано более 2,5 тыс. км газопроводов, 165 подводных переходов. И в соответствии с проведенными обследованиями разработана Программа по ремонту изолирующего покрытия магистральных газопроводов, которая работает до 2010 года. За 2004-2007 гг. отремонтировано 6,5 тыс. км, в 2007 году, в том числе, – 2181 км.

Результаты себя не заставили долго ждать – достаточно устойчивая тенденция к снижению аварийности. Если мы имели в 1985 году – он как отправной идет – 0,58 случая на тысячу км, то в 2007 году – 0,1. Я думаю, цифры сами не очень говорят за себя, но динамика достаточно стабильная и показательная. Это говорит о том, что те приоритеты, которые нами выбраны, они оправдали себя и дают достаточно хорошие результаты.

Наработка ГПА в 2007 году возросла на 18,7% и составила 7024 часа. Дополнительно к этому ведется работа по снижению протяженности газопроводов, работающих на пониженных давлениях. И за 2007 год эта протяженность снизилась на 23,5%.

Я думаю, абсолютно правильно затронуть вопрос по газификации регионов России, и отметить несколько базовых цифр, которые достигнуты. В 2007 году охвачены газификацией 58 субъектов Российской Федерации с объемом финансирования 20,2 млрд. руб. При этом построен 421 межпоселковый газопровод общей протяженностью 7100 км, что позволило газифицировать около 550 населенных пунктов, порядка 1,9 млн. квартир и домовладений, 600 тысяч из которых находятся в сельской местности. Не буду перечислять, сколько газифицировано отдельных объектов, здесь достаточно хорошие показатели. Кроме расширения сетей низкого давления, 1,5 млрд. руб. направлено на реконструкцию и поддержание в надлежащем состоянии того, что было построено ранее.

По применению природного газа как моторного топлива. В 2007 году реализация компримированного газа продолжает расти. На сегодняшний день годовая реализация составила 295,6 млн. куб. м, что порядка на 10,5% больше, чем в 2006 году. В дочерних обществах завершается работа по созданию филиалов «Автогаза», разработан и проходит согласование проект технико-экономического обоснования создания специализированного дочернего общества «Газпром Автогаз». Приказом от 2007 года №71 утверждена Целевая комплексная программа развития газозаправочной сети и парка техники, работающей на природном газе на 2007-2015 гг. Продолжает развиваться использование сжиженного природного газа, так называемого малотоннажного сжиженного природного газа. И в этом году удалось прирастить его до уровня 5666 тонн. Вот, наверное, основные цифры, которые

показывают динамику поддержания газотранспортной сети, развитие газотранспортной системы и газификации. Спасибо.

ВОПРОС: Анастасия Горева, «Аргус Медиа». У меня вопрос к Сергею Николаевичу или Василию Григорьевичу по поводу развития полуострова Ямал. Могли бы Вы рассказать подробнее о перспективах добычи на Бованенковском месторождениях, именно развития добычи.

И второе, как будут развиваться другие месторождения? Когда планируется начало добычи на других месторождениях Ямала, недавно вы получили 7 лицензий? И куда пойдет газ? «Бованенково–Ухта»? И есть ли у вас план по развитию Чайнинского месторождения? Будут ли нефтяная и газовая оторочки вместе разрабатываться, или же сначала нефтяная? Спасибо.

В.Г. ПОДЮК: Первый газ с Бованенково мы должны получить в 2011 году. И через три года должны выйти на проектный уровень – на 115 млрд. куб. м в год. Схема подачи газа – «Бованенково–Ухта» и дальше в сторону Торжка. Следующее месторождение, которое мы будем вводить, будет Харасавэйское месторождение. И дальше пойдут нижние горизонты Бованенковского месторождения и Харасавэйского месторождения.

Что касается тех месторождений, о которых Вы говорите, которые введены в федеральный резерв, – сегодня мы работаем над получением лицензий. И эти месторождения будут введены после 2020 года. Что касается Чайнинского месторождения, то сегодня как раз разрабатывается проект по этому месторождению, первоначально мы будем разрабатывать нефтяные оторочки.

ВОПРОС: Юрий Антонов, «Волгоградская правда». Такой вопрос Александру Шайхутдинову. В связи с разработкой проекта «Южный поток» планируется ли в ближайшем будущем развитие газотранспортной системы на территории Волгоградской области: строительство новых магистральных газопроводов, других объектов?

А.З. ШАЙХУТДИНОВ: В принципе, развитие газотранспортной системы планируется. Все зависит от того, в какие сроки и как будет определен «Южный поток». И уже вторым этапом будет определяться, по какому пути и как пойдет газ. С большой вероятностью будет построен второй газопровод в действующем коридоре. Но на сегодняшний день такого окончательного решения нет. Я думаю, будет уже на стадии проработки рассматриваться и этот, в том числе, вариант.

ВОПРОС: Алексей Гривач, «Время новостей». У меня тоже вопрос про Бованенково. Я не знаю, кто смог бы ответить. Скажите, пожалуйста, сколько будет стоить введение в строй Бованенковского месторождения до 2011 года, сколько вы должны вложить в создание инфраструктуры и, в частности, газопровода «Бованенково–Ухта»?

С.Н. ПАНКРАТОВ: По Бованенково суммарная потребность в капитальных вложениях составляет порядка 300 млрд. руб. А по поводу газотранспортной системы я сейчас должен посмотреть цифры – у меня их под рукой нет. Если я их найду, отвечу.

ВОПРОС: Евгения Соколова, РИА «Новости». Можно к Бованенково еще раз вернуться? Говорилось о том, что рассматривается возможность ускорения сроков ввода месторождения. Действительно ли это так, и насколько может быть ускорен процесс? Спасибо.

В.Г. ПОДЮК: О таких планах по ускорению ввода Бованенковского месторождения в разработку не знаю. Первоначально мы поставили срок – 2011 год. И в 2011 году мы получим отсюда газ. В дальнейшем перспективы развития всего полуострова Ямал – 250-300 млрд. годовой добычи с этого региона. Это уже будет после 2020 года. Сегодня 2008 год и надо очень

хорошо работать для того, чтобы в 2011 году мы имели туда и железную дорогу, и могли нормально добывать там газ.

ВОПРОС: Елена Мазнева, «Ведомости». Если можно, четыре коротеньких вопроса. Первый вопрос к Сергею Николаевичу. Просто хотели бы уточнить по поводу той цифры инвестиций 8-10 трлн. руб. – это с учетом 2008 года или без?

С.Н. ПАНКРАТОВ: В период с 2009 года.

ВОПРОС: То есть, с 2009 по 2020 год включительно?

С.Н. ПАНКРАТОВ: Да.

ВОПРОС: И короткий вопрос к Василию Григорьевичу по поводу, как раз, Чайнды и восьми участков на Ямале и на Сахалине, тех, которые сейчас находятся в нераспределенном фонде, но которые по поручению премьера должны к вам перейти. Когда может «Газпром» получить там лицензию? Понятны ли сроки, и на каких, примерно хотя бы, условиях? То есть уже более-менее согласованы ли лицензионные платежи, тот самый так называемый стартовый платеж, который вы заплатили на аукционе? И сроки лицензии?

В.Г. ПОДЮК: На текущий момент такие условия еще не согласованы, ведется их разработка в Министерстве природных ресурсов. Поэтому мы ждем, что в ближайшее время такие условия будут разработаны и, в том числе, сумма платежей, которые необходимо оплатить за те или другие месторождения. В наших планах ввод Чайнды ожидается в 2016 году.

ВОПРОС: И последний вопрос – по поводу «Дальтрансгаза». Можно ли уточнить, каковы планы «Газпрома» по поводу «Дальтрансгаза» с учетом того, что в прошлом году около 40% акций этой компании были куплены структурами «Газфонда». И предполагалось, что этот пакет перейдет к «Газпрому». Но в итоге мы видим, что «Дальтрансгаз» одобрил сделку по продаже самой трубы «Газпрому». Что вообще «Газпром» сейчас собирается делать с «Дальтрансгазом» с учетом того, государству около 20% перейдет?

В.Г. ПОДЮК: Я могу сказать, что те люди, которые присутствуют здесь на пресс-конференции, вопросом «Дальтрансгаза» не занимаются. Поэтому я думаю, что Вы будете иметь возможность задать вопрос на следующих пресс-конференциях.

ВОПРОС: Олег Нехай, радиоккомпания «Голос России». Чуть-чуть подробнее могли бы сказать о поисково-разведочных работах на шельфах Вьетнама и Индии. Это первый вопрос. Второй: рассматриваются ли месторождения Астраханской области как ресурсная база для «Южного потока»?

В.Г. ПОДЮК: На сегодня мы имеем на Астраханском месторождении запасы по газу 2,5 трлн. куб. м, а добываем там – 12 млрд. в год. То есть мы ограничены по Астраханскому месторождению экологически. Сегодня нашим головным институтом – ВНИИГАЗом – ведутся работы по поиску технических решений о том, каким образом можно было бы расширить добычу. На данный момент мы не можем сказать, что у нас есть такие технические решения, что мы готовы увеличить добычу в этом регионе – по экологическим ограничениям. Что касается работы во Вьетнаме, то мы там работаем на 112-м блоке и в 2007 году открыли месторождение. Запасы этого месторождения пока уточняются. В дальнейшем мы намерены продолжить там разведку с тем, чтобы в дальнейшем наладить добычу. В Индии – то же самое, пока открытие не получили. Продолжаем работать, и в этом году там заложена скважина, которая должна быть пройдена в этом году.

ВОПРОС: Наталья Носова, «Сибирский газовик», город Сургут. У меня вопрос к Александру Зайнетдиновичу. Нас интересует проект «Алтай». Что-то можно конкретизировать по этому проекту?

А.З. ШАЙХУТДИНОВ: Я не совсем понял, что конкретно Вас интересует?

ВОПРОС: Сроки строительства.

А.З. ШАЙХУТДИНОВ: Я здесь затрудняюсь ответить по срокам. Проект выполнен, расчеты подготовлены, далее это уже выходит за пределы нашего Департамента.

В.Г. ПОДЮК: Я по Вьетнаму добавлю. Пробурена в 2007 году и испытана поисковая скважина. Она открыла газоконденсатное месторождение, которое называется Бао Ванг. Первая скважина дала дебит примерно 388 тыс. куб. м в сутки.

ВОПРОС: Анна Ширяевская, Platts. Уточняющий вопрос для Сергея Николаевича. Вы называли, что суммарные мощности позволят добывать около 300 млрд. куб. м газа в год, и приносить около 100 млрд. куб. м газа в год к 2020 году. Это имеются в виду все новые проекты, которые будете реализовать после 2010 года – Ямал, шельф, Восточная Сибирь, или это какие-то другие проекты? Спасибо.

С.Н. ПАНКРАТОВ: По поводу прироста. Да, 300 млрд. куб. м газа в год – это оценки по всем перспективным проектам, о которых сегодня говорилось, все они были перечислены, и 100 млрд. куб. м – это, безусловно, прирост общей добычи в связи с необходимостью покрытия газом новых месторождений того падения базовых действующих месторождений, которое ожидается в Надым-Пур-Тазовском регионе. И вот я еще хотел бы добавить, пользуясь случаем, ответить на вопрос по поводу инвестиций в развитие газотранспортной системы полуострова Ямал. Суммарно инвестиции в газотранспортную систему при полном ее развитии к 2020 году оцениваются в диапазоне от 80 до 90 млрд. долл.

ВОПРОС: Надежда Баранова, «Вести». У меня вопрос, наверное, к Сергею Николаевичу, по поводу инвестиционной программы на 2008 год. Можно вас попросить дать подробный анализ программы? В какие проекты будут вложены наибольшие инвестиции, по каким направлениям они будут, ну и цифры, если возможно. И уже есть ли какие-то изменения в стратегическом планировании, связанные с изменениями в налогообложении, которые недавно произошли?

С.Н. ПАНКРАТОВ: 2008 год – это текущее планирование и текущая деятельность. Поэтому я думаю, что на других пресс-конференциях, которые состоятся, на этот вопрос получите подробный ответ от представителей соответствующих департаментов, которые ответственны за реализацию инвестиционной программы.

Я бы хотел по поводу налоговых перспектив два слова сказать. Я думаю, что этот ответ будет не только на ваш вопрос, но также предварять некоторые возможные вопросы ваших коллег. Я хотел бы сказать, что мы при стратегическом планировании в наших оценках используем сценарий развития нефтяных цен. При наших расчетах финансовых показателей на перспективу. Так вот, базовый сценарий, от которого мы начинаем наши оценки, – это 35 долл. Даже при данном сценарии наши экономические показатели на период до 2020 года весьма устойчивы. То есть у нас есть определенная гибкость, запас на случай возможных рисков, связанных с изменениями как в налоговом законодательстве, так и с рисками, связанными с влиянием ценовых факторов и тому подобное. Поэтому мы, безусловно, определенные сценарии изменения налоговой нагрузки закладываем, все риски нами учитываются, и, соответственно, какие-то положительные аспекты, те, которые сейчас существуют, они тоже принимаются во внимание.

ВОПРОС: Зина Казаковцева, «Интерфакс». Неоднократно откладывался ввод газопровода «СРТО–Торжок», в чем причина? Спасибо.

А.З. ШАЙХУТДИНОВ: Тут, наверно, не совсем правильно – что значит «задерживается ввод газопровода «СРТО–Торжок»? Он вводится в соответствии с инвестиционными планами, которые ежегодно утверждаются, и с планом синхронизации. Линейная часть введена в полном составе, компрессорные станции вводятся в соответствии с планом, который я назвал выше – с планом синхронизации, и к 2010 году практически полностью все мощности этого газопровода будут введены. То есть он работает в соответствии с тем графиком, который был составлен и запланирован ранее.

ВОПРОС: Андрей Коновалов, «Бургаз». Вопрос к Александру Зайнетдиновичу: можете конкретизировать, какие именно объекты подземного хранения будут расширяться в ближайшей перспективе, и будут ли строиться новые ПХГ? Спасибо.

А.З. ШАЙХУТДИНОВ: Я думаю, сейчас нет смысла здесь называть конкретные объекты, которые будут планироваться, потому что это достаточно большой объем. Существует несколько направлений: это, во-первых, реконструкция и поддержание тех мощностей, которые есть, второе – расширение и модернизация существующих мощностей, которые дают прирост как активного объема, так и суточной производительности. Программа до 2010-2011 гг., которую я назвал, в ней все прописано. Это несколько страниц убористого почерка только на перечисление от скважин до отдельных объектов. А новые планируются, они в план инвестиций включены. Смотря, как считать «новые» – это расширение действующих, которые дают увеличение объемов, и абсолютно новые площадки – там порядка 5-6 объектов.

ВОПРОС: Какие наиболее крупные расширения ожидаются? Например, Удмуртский резервирующий комплекс планируется расширить?

А.З. ШАЙХУТДИНОВ: Планируется.

ВОПРОС: В этом году?

А.З. ШАЙХУТДИНОВ: Нет. Есть план – Программа до 2011 года. Я просто сейчас не хотел бы перечислять эти объекты – во-первых, я могу ошибиться, и, во-вторых, это уже достаточно плотный такой документ.

ВОПРОС: Александра Сосина, информационное агентство «Рускомпресс». А существуют ли сегодня какие-либо трудности, связанные с освоением Бованенковского месторождения на Ямале, или подготовительные работы идут по плану, и разработка месторождения начнется в запланированные сроки? И как вы оцениваете ход строительства железнодорожной ветки Обская–Бованенково – основной транспортной магистрали к Бованенковскому месторождению? Если не ошибаюсь, железную дорогу прокалывать в условиях вечной мерзлоты достаточно проблематично. Не повлияет ли эта стройка на освоение Бованенковского месторождения? Спасибо.

В.Г. ПОДЮК: Трудности у нас с освоением Бованенковского месторождения, конечно, есть. В первую очередь, это транспортная схема. Мы идем с опережающим строительством железной дороги, чтобы уже в 2010 году эта дорога могла функционировать в полном объеме. Что касается технологических трудностей – мы прошли через Ямбург, есть проверенные технические решения. Поэтому мы применяем их, а также новые технические решения. Самая главная проблема – это транспортная проблема.

ВОПРОС: Алексей Гривач, «Время новостей». Скажите, пожалуйста, когда планируется ввод Харасавэйского месторождения? Соответственно, сколько в 2020 году газа с Ямала планируется транспортировать? И вообще, сколько планируется веток газотранспортной системы «Бованенково–Ухта»?

В.Г. ПОДЮК: Бованенковское месторождение должно давать 115 млрд. куб. м в год с сеноманской залежи и 25 млрд. куб. м с валанжинской залежи. Харасавэйское месторождение планируется ввести в 2014 году.

А.З. ШАЙХУТДИНОВ: На сегодняшний день проект закончен, идет рабочее проектирование. Два газопровода на те параметры, которые я называл ранее, – это на давление 12 МПа, диаметр труб 1400 мм. В дальнейшем уже на второй стадии – это освоение Харасавэйского месторождения, будет выполнена вторая часть проекта, где будет определено количество ниток, кроме этих двух. То есть на сегодняшний день, я думаю, будет предусмотрено еще дополнительно две нитки, в зависимости от темпов развития и освоения.

ВОПРОС: Сколько газа на Ямале будет добываться в 2020 году?

В.Г. ПОДЮК: По балансу сейчас не могу точно сказать, сколько будет к 2020 году, но на полном развитии Ямал будет давать 250 млрд. куб. м в год.

ВЕДУЩИЙ: Большое спасибо, пресс-конференция закончена.