

ФЕДЕРАЛЬНАЯ

# ИНФРАСТРУКТУРА И ЭКОНОМИКА

[www.kmln.ru](http://www.kmln.ru)

№ 26 июль 2011

строительство • транспорт • энергетика • промышленность • связь

Специальный выпуск  
„Газпром. Итоги и перспективы”



# СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВИКТОР ЗУБКОВ: ЭТО ТРИЛЛИОННАЯ КОМПАНИЯ</b>	<b>3</b>
<b>ГАЗПРОМ: ИТОГИ И ПЕРСПЕКТИВЫ АЛЕКСЕЙ МИЛЛЕР О РАЗВИТИИ КРУПНЕЙШЕЙ КОМПАНИИ РОССИИ</b>	<b>4</b>
<b>РАЗВИТИЕ ГТС, МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ, ДОБЫЧА ГАЗА АЛЕКСАНДР АНАНЕНКОВ</b>	<b>12</b>
<b>ПРЕДСТОЯЩИЕ УСПЕХИ НА ВОСТОЧНОМ ФРОНТЕ ГАЗПРОМ НА ВОСТОКЕ: ВЫХОД НА РЫНКИ АЗИИ АЛЕКСАНДР АНАНЕНКОВ 20</b>	
<b>ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПОСТАВОК ГАЗА В ЕВРОПУ АЛЕКСАНДР МЕДВЕДЕВ</b>	<b>28</b>
<b>СТРАТЕГИЯ ГАЗПРОМА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ ДЕНИС ФЕДОРОВ</b>	<b>34</b>
<b>ПОСТАВКИ ГАЗА НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОГРАММЫ ГАЗИФИКАЦИИ РЕГИОНОВ КИРИЛЛ СЕЛЕЗНЕВ</b>	<b>40</b>
<b>ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА АНДРЕЙ КРУГЛОВ</b>	<b>46</b>

**Учредитель:** ООО «Комолион»

**Адрес редакции:** 190020 Санкт-Петербург,  
ул. Розенштейна, д. 21, оф. 610.

**Тел./факс (812) 495-9060, 333-1876**

Свидетельство о регистрации СМИ от 24.10.2006 г. ПИ  
№ ФС77-25896, выдано Федеральной службой по над-  
зору за соблюдением законодательства в сфере мас-  
совых коммуникаций и охране культурного наследия

**Издатель, главный редактор: предприниматель  
Алексей КОМОЛЬЦЕВ (812) 910-6978, (495) 776-8190  
komolcev\_av@rambler.ru**

**Бухгалтер:** Олег НОГА

**Корреспонденты:** Ольга ЛОСКУТОВА, Сергей ВАСИЛЬЕВ

**Дизайн:** Лариса МИТРОФАНОВА

**Расшифровка:** Алина НЕИЗВЕСТНАЯ,  
Александра ХОМУТКОВА

**Редактор по рекламе:** Ольга ФЕДОРОВА

komolion@rambler.ru

**Корректор:** Мария ДОБРОВА

<http://www.kmln.ru>

**Подписано в печать 26 июня 2011 г.  
При подготовке номера использованы мульти-  
медийные, текстовые и фотоматериалы ОАО  
«Газпром».**

**Отпечатано в типографии  
ООО «Цветпринт», г. Санкт-Петербург  
Роменская ул., д. 10к  
Тираж 3000 экз.**

## Виктор Зубков: это триллионная компания

Результатом первого заседания Совета директоров в обновленном составе стало избрание Председателем Совета директоров Виктора Алексеевича Зубкова. В ходе итоговой пресс-конференции он ответил на вопросы журналистов.



— Как соотносится ваше сегодняшнее назначение с поручением Президента о выводе чиновников из состава советов директоров государственных компаний; означает ли это, что нам следует ждать еще одного внеочередного собрания акционеров «Газпрома», или в отношении вас государством, может быть, принято некое особое решение?

— Да, действительно есть решение Президента о том, чтобы министры, вице-премьеры, первые вице-премьеры покинули посты руководителей госкомпаний. Определены сроки, когда это должно быть сделано. Кстати, сегодня, 30 июня, я покинул посты Председателя наблюдательного совета «Россельхозбанка», Председателя совета директоров «Росагролизинга» и Председателя совета директоров «Росспиртпрома». И думаю, что те люди, которых я лично подбирал на эти должности, будут действовать

эффективно, и компании будут и дальше продолжать работать. Но я как курирующий вице-премьер, буду помогать этим компаниям и держать в поле зрения работу, и вновь избранным Председателям советов директоров хотел бы пожелать успеха. Что касается «Газпрома», это крупнейшая компания, триллионная (за прошлый год 3 трлн 600 млрд рублей оборот компании, это 120 млрд долларов), — и решение должно быть окончательно принято до 1 октября. Еще есть время: июль, август, сентябрь; думаю, к 1 октября решение по этому вопросу будет оформлено. Какое — обязательно вас проинформируем.

— Как будет в дальнейшем реализовываться программа газификации России и ее регионов? Появятся ли в ней новые субъекты; что будет с планами газификации, будут ли они наращиваться в дальнейшем или сохраняться на каком-

то уровне? Будет ли изменен формат сотрудничества с областными администрациями?

— Газификация регионов России наше приоритетное направление, и последние 5 лет «Газпром» ежегодно вкладывает в эту программу газификации по 20 млрд. руб. В 2011 году — 25 млрд рублей, это большие деньги.

Можно было бы, наверное, больше вкладывать и более эффективно проводить эту работу, но многое зависит от того, как финансируют эту программу регионы. Потому что мы подводим к населенному пункту, далее все внутри — площадочные сети, разводки — делают региональные власти. Посмотрим еще — но с 2012 года будем это направление усиливать. Я думаю, что это очень важно; хотя более 61% территорий сегодня газифицировано, даже 63% — но надо стремиться к тому, чтобы этот уровень увеличивался.

— Вы как сопредседатель российско-венгерской и российско-голландской комиссий как оцениваете сотрудничество «Газпрома» с этими странами?

— Что касается сотрудничества с Венгрией, я действительно уже четвертый год являюсь сопредседателем межправкомиссии с Венгрией, мы активно работаем с этой страной, и важно, чтобы Венгрия поддержала нас в нашем крупнейшем проекте «Южный поток». Сейчас мы активно работаем, чтобы этот проект реализовывался. Надо сказать, что выгода обоюдная, для России это дополнительный источник поставок энергоресурсов в Европу, для Венгрии — дополнительные рабочие места, соответствующая инфраструктура. Эта работа будет активно продолжаться.

— Решение Президента убрать министров из советов директоров — что-нибудь изменит в корпоративном управлении «Газпрома»?

— Дело пока новое, до этого в компаниях обязательно присутствовали министры, вице-премьеры, первые вице-премьеры. Сейчас у нашей компании в акционерном обществе «Газпром» министры заменены на профессиональных директоров, у нас есть ученый, есть банкир, есть представитель Казахстана,. Думаю, что это не ослабление позиций Совета директоров — наверное, сейчас на этом этапе очень важно, чтобы в Совете директоров были и такие люди. Время покажет, но думаю, что решение Президента правильное, и вместе с моим заместителем (Алексеем Миллером, который тоже был избран) — надо в новом составе эффективно организовать работу Совета директоров. Никакого ослабления не будет, наоборот — это может положительно повлиять на развитие нашей крупнейшей компании.



# Газпром: итоги и перспективы

## Алексей Миллер о развитии крупнейшей компании России

В итоговой пресс-конференции Алексей Миллер, глава ОАО «Газпром», рассказал журналистам о сегодняшнем состоянии, развитии ключевых проектов газовой монополии, раскрыл аспекты взаимодействия с партнерами из ближнего и дальнего зарубежья, прокомментировал перспективы завтрашних сделок не только общероссийского, но и международного значения



— Алексей Борисович, одна из самых острых проблем сейчас — отношения с Белоруссией. Вы говорили в отчетном докладе, что переговорщики «Газпрома» проявляют твердость в переговорах с западными партнерами, но будут строиться отношения в ближайшем будущем с нашими ближайшими соседями — Белоруссией, Украиной? Белоруссия переживает трудное положение, но по слухам белорусы были готовы продать «Белтрансгаз» только при условии перехода на внутрироссийские цены? Так ли это и насколько далеко будет заходить твердость «Газпрома»?

— Мы с нашими белорусскими коллегами ведем переговоры по покупке вторых 50% «Белтрансгаза». Условия те же, что и при покупке первой половины: мы согласны заплатить 2,5 млрд долларов. Контракт на корпоративном уровне имеет высокую степень готовности — 98%. Но наши белорусские друзья, к сожалению, пытаются увязывать подписание контракта на продажу «Белтрансгаза» с контрактом на поставку газа в Белоруссию с 1 января 2012 года. Действительно, эта дата уже приближается, и в 3–4 квартале мы с нашими белорусскими коллегами будем вести предметные переговоры по новому контракту. Но покупка «Белтрансгаза» и условия поставок газа — разные вопро-

сы, и предметом нашего соглашения может быть только один, это наша принципиальная позиция. К сожалению, до сегодняшнего дня наши белорусские друзья продолжают увязывать две темы, но в этих увязываниях можно и увязнуть. Если белорусская сторона примет решение, что безо всяких дополнительных условий они готовы продать нам 50% «Белтрансгаза», то контракт может быть подписан буквально завтра. Но речь при этом не идет об условиях поставки российского газа в Белоруссию по внутрироссийским ценам — а о принципе равнодоходности, о котором мы говорили и в докладе, и в ходе заседания собрания акционеров. Это принцип работы «Газпрома», мы по этому принципу работаем с нашими соседями и ближайшими, и из дальнего зарубежья. По этому принципу мы начинаем работать и в России. Буквально сегодня в СМИ увидел сообщение из Белоруссии, что белорусская сторона ставит вопрос о пересмотре цен на российский газ до конца 2011 года по действующему контракту. Хочу в этой связи сказать, что есть действующий контракт до конца 2011 года, ценовые условия в нем определены и будут действовать до 31 декабря. Также прозвучало сообщение, что якобы достигнута договоренность с «Газпромом» о формуле цены, по которой будет продаваться газ в Белоруссию. Это не так: никаких договоренностей на сегодняшний день у нас с нашими белорусскими коллегами нет. Эта работа еще предстоит в ближайшие месяцы. «Белтрансгаз» можем купить завтра, степень готовности контракта чрезвычайно высокая, но белорусской стороне не надо увязывать неувязываемые вещи.

— У меня к вам несколько вопросов, связанных с организацией поставок газа в Китай. Могли бы Вы уточнить, когда состоится очередной раунд переговоров с вашими китайскими партнерами? Каково расхождение в цене между Россией и китайскими партнерами? Другой вопрос касается строительства газопровода «Алтай»: есть ли понимание, сколько составят инвестиции в строительство, и идет ли речь о том, что «Газпром» будет самостоятельно строить этот газопровод? Рассматривается ли возможность привлечения китайского финансирования?

— Действительно, тема долгосрочного контракта на поставку российского газа в Китай актуальна, предметом текущих переговоров с Китаем является тридцатилетний контракт на 30 млрд куб. м в год. Договоренности, которые достигнуты с китайской стороной, предусматривают поставку 30 млрд кубов газа по западному маршруту — газопроводу «Алтай», и 38 млрд м куб. газа — по восточному маршруту. Приоритетом является западный маршрут, мы ведем переговоры исключительно по поставкам газа через «Алтай», а переговоров по восточному маршруту не ведем. В настоящее время мы проводим технико-экономические исследования о строительстве дополнительных мощностей по сжижению природного газа в районе Владивостока и в районе Сахалина для поставки на мировой рынок. Очередной раунд переговоров с нашими китайскими коллегами пройдет в июле, и надо отметить, что действительно пройден очень большой переговорный путь с нашими китайскими друзьями. Степень готовности

контракта к подписанию тоже очень высокая — если бы не отдельные пункты, контракт мог быть подписан недавно в рамках визита на высшем уровне. Но вещи, которые на сегодняшний день еще недогодослованы, действительно носят принципиальный характер. Вы задали вопрос о расхождении в цене: уместно говорить не о расхождении в абсолютных ценах, для нас это не принципиально. Но для нас принципиально важен подход, который гласит: обеспечить равнодоходность с европейским рынком! Ведь речь идет не об условиях абсолютных цен поставки на такой-то квартал 2016 года, а — о поставках на тридцатилетний период, начиная с 2015 года. Вопрос не в абсолютных ценах, а в фундаментальных принципах ценообразования. Еще раз подчеркну: это принцип равнодоходности, по которому мы начали работать и в отношении российского рынка для промышленности. Не хотел бы давать оценку, когда контракт может быть подписан: когда переговорщики ставят перед собой цель подписать контракт к конкретной дате, иногда это может играть медвежью услугу — стороны считают, что обязательно должны достигнуть договоренности к этой дате. Но принцип нашей работы — это взаимовыгодный подход; соглашения и контракты, которые мы подписываем, должны быть взаимовыгодны. Если эти принципы не соблюдаются, то независимо от даты подписания документов, на которую ориентируются стороны, принципами мы поступиться не можем. Конечно, любая дорожная карта является хорошим подспорьем в переговорах, она дисциплинирует, и структурирует порядок рассмотрения вопросов, является хорошим инструментом ведения переговоров. Можно вспомнить китайскую мудрость «в пути не считай расстояния». Или, если говорить в целом о процессе переговоров и конечном результате, можно вспомнить хорошую русскую мудрость — «дорогу осилит идущий».

Теперь что касается газопровода «Алтай» и сколько он стоит. Начнем с того, что сегодня «Газпром» полностью готов начать строительство этого газопровода. Если бы контракт был подписан, скажем, 2 недели тому назад, то неделю назад в «Газпроме» были бы подписаны документы по организации работ на строительстве данного газопровода. Буквально несколько недель назад на Алтае мы провели совещание по проекту. Степень готовности к началу строительства абсолютная, мы готовы строить. Что касается объемов капитальных вложений, думаю, такого рода цифры лучше озвучивать, когда проект становится реальностью и стройка начинается. Принцип простой: газ сначала надо продать. Поэтому давайте мы сначала продадим газ, а потом озвучим циф-

ры, сколько стоит создание соответствующих газотранспортных мощностей. Надо сначала продать, потом добыть, потом транспортировать.

— *В следующий вторник в Москве пройдет очередное заседание российско-украинской комиссии по экономическому сотрудничеству. Украина в преддверии этих событий говорит, чего хочет от переговоров. Можно ли узнать: на этой неделе были переговоры с Юрием Бойко в Москве; что компании подготовили к очередному заседанию, и какие вопросы по газу будут обсуждаться на комиссии?*

— Что касается Украины, не могу комментировать повестку межправительственной комиссии. Что касается переговоров на корпоративном уровне, на уровне профильного министерства Украины, то готов проинформировать: со стороны Украины речь идет о понижении цены поставки газа в текущий период времени. Сейчас цена на газ для Украины на 100 долларов ниже, чем рыночная — такое решение было принято в рамках Харьковских договоренностей, поэтому во II квартале Украина, например, получает газ по 297 долларов за 1000 куб. м. Наши белорусские друзья (Белоруссия — член таможенного союза) — государство, где у нас 50% в «Белтрансгазе» — уже в настоящее время покупают по 244 доллара. Разница несущественная, но если говорить об Украине, то наше видение следующее: по-видимому, НАК «Нафтогаз Украины» и не только, но и в целом Украина могли бы решить многие вопросы, приняв наше предложение по слиянию «Газпрома» и «Нафтогаза Украины» и созданию единой компании. В этом случае будет единая ценовая политика компании по отношению к потребителям на Украине, это касается и населения, и промышленности. В отношении перехода на внутрироссийские цены — это, как вы понимаете, значительно ниже, чем даже белорусская цена.

Без сомнения, у НАК «Нафтогаз Украины» появляется возможность финансировать реконструкцию и модернизацию газотранспортной системы Украины, а этот вопрос является более чем актуальным — он начинает беспокоить и конечных покупателей, и поставщиков газа. Надо понимать, финансирование реконструкции и модернизации — это не одновременное решение: в Европе взять несколько миллиардов евро можно, потратить их, что-то подлатать, но что дальше? Предложения, которые сделаны со стороны «Газпрома», дадут финансовый ресурс, который позволит газотранспортной системе Украины соответствовать всем необходимым требованиям, которые существуют сегодня на рынке. Поэтому наше видение таково: мы можем пой-

**Для нас принципиально важен подход, который гласит: обеспечить равнодоходность с европейским рынком! Ведь речь идет не об условиях абсолютных цен поставки на такой-то квартал 2016 года, а — о поставках на тридцатилетний период, начиная с 2015 года. Вопрос не в абсолютных ценах, а в фундаментальных принципах ценообразования. Еще раз подчеркну: это принцип равнодоходности, по которому мы начали работать и в отношении российского рынка для промышленности.**

ти навстречу нашим украинским друзьям, но с пониманием, что это будет одна компания, у которой общие цели, общая стратегия развития. Все встречи и переговоры, которые велись и будут вестись по украинской тематике, на самом деле в первооснове исходят именно из понимания создания общей компании для создания единого экономического пространства. Но это не вопрос «Газпрома», мы такие переговоры не ведем.

— *В Киеве проходит суд на Тимошенко по поводу контрактов, которые вы подписывали с господином Дубиной. Если одну сторону судят, то можно ли считать, что для второй это очень успешное соглашение — возможно, вас и Владимира Владимировича наградили за подписание этого контракта?*

— Последнее — это что ли вопрос, наградили или нет? Сами-то как думаете? На самом деле, самый сложный вопрос на сегодняшней конференции — дать оценку украинскому суду. Не буду сильно оригинален, вспомню классические советские фильмы и отвечу, что по-видимому «украинский суд — самый справедливый суд в мире».

— *Вы сказали, что переговоры с Украиной идут в понимании о создании единой компании. Означает ли это, что украинская сторона согласна на создание единого предприятия; на каких условиях? Возможно ли изменение формулы цены без создания СП?*

— Что касается снижения цен без создания СП: если уж мы стали вспоминать классические советские фильмы и литературу — тоже не

буду оригинален и скажу, что утром деньги – вечером стулья, вечером деньги – утром стулья. Поэтому без создания, без того-сего – невозможно. Хочу обратить внимание, что в переговорах с нашими украинскими коллегами речь идет о создании совместного предприятия, но только как об этапе, первом шаге к слиянию двух компаний. И что касается совместного предприятия и ценовых условий, то это уже другая история, не та, о которой сегодня говорилось в отношении единой компании. Украина хочет дешевый газ. Думаю, что вы следите за ходом переговоров: мы регулярно встречаемся с нашими коллегами, и буквально завтра, здесь в Москве на Наметкина будут продолжены переговоры с нашими украинскими коллегами, в частности, с Юрием Бойко.

— **Каковы планы и намерения «Газпрома» относительно немецкой энергетики? Можно ли объединить воедино желание «Газпрома» участвовать в марже электроэнергетики? Каковы перспективы покупки «Газпром» акций немецких публичных энергетических компаний, таких как E.On, RWE и других, которые работают в Германии?**

— Если говорить о планах и намерениях «Газпрома» в отношении электроэнергетики Германии, то они являются очень серьезными. Мы с нашими немецкими партнерами могли бы выстроить качественно новую систему взаимоотношений в электроэнергетике, с пониманием того, что все события, что произошли на мировом и европейском энергетическом рынке, — это события, которые ведут к тому, что газ в самое ближайшее время может изменить правила игры на электроэнергетическом европейском рынке. У нас есть такое видение, и мы готовы инвестировать в новые мощности в газогенерации в Европе, покупать доли в существующих станциях, рассматривать возможность заключения прямых контрактов поставки газа «Газпрома» для этих потребителей. Соответственно, мы готовы говорить о том, что и тарифная политика по газу в этом случае может быть скорректирована, но центр прибыли тогда смещается из газового сектора в сектор электроэнергетики. В этой связи, конечно же, вторая часть вашего вопроса — в отношении возможности покупки. Никаких конкретных предложений на сегодняшний день у «Газпрома» нет ни от одного энергетического немецкого концерна — ни от E.On, ни от RWE, ни от других. Если такие предложения поступят, то это будет очень серьезный вопрос, и он должен быть внимательно проанализирован, рассмотрен и взвешен. То есть семь раз отмерь — один раз отрежь.

— **Алексей Борисович, в своем отчете перед акционерами вы упомянули два крупнейших панъевропейских мегапроекта: это «Северный поток» и «Южный поток». Есть еще один — «Набукко»; в этом хитросплетении газовых направлений хотелось бы узнать вашу точку зрения: некоторые западные аналитики и эксперты говорят, что ведя эти два проекта, Россия как бы пытается взять в газовые клещи Европу. Образ неплохой, но насколько он соответствует действительности, и не отсюда ли, из этого образа, некоторое сопротивление, которое испытывал в свое время «Северный поток» — в период переговоров и начальной стадии реализации, и, очевидно, испытывает «Южный поток»?**

— Вы знаете, действительно, «Северный поток» испытывал некоторое сопротивление. Но мы сейчас уже построили морскую трубу, проводим испытания, заполняем трубу газом, и в конце октября — ноябре начнутся первые коммерческие поставки газа по первой нитке «Северного потока» в Германию. Наши европейские коллеги говорят: до какой степени своевременен «Северный поток»? Думаю, что сегодня стратегическое видение стран Европейского союза, стран — крупнейших потребителей российского газа в Европе, России и «Газпрома» одинаковое. Такое, что необходимо диверсифицировать



транспортные маршруты и создавать дополнительные газотранспортные мощности. Поэтому и по «Северному потоку» речь идет не только о первой, но и о второй нитке, которая будет введена в строй осенью будущего года, а мы выйдем на проектную мощность в 55 млрд куб.м газа в год. И, конечно же, речь идет о «Южном потоке» проектной мощностью 63 млрд куб. м. Наше текущее видение ситуации на газовом рынке таково: по-видимому, для поставки российского газа в среднесрочной перспективе потребуются дополнительные газотранспортные мощности. А если говорить об этих клише и клещах для Европы, то, вы знаете, на самом деле цель, которую мы преследуем, реализуя эти проекты, — благородная: исключить транзитные риски для российского газа в Европу. И здесь я хочу подчеркнуть слово «полностью». По «Южному потоку» у нас в ближайшее время, думаю, будут хорошие новости. Достигнут существенный прогресс по соглашению акционеров, которое, я думаю, в ближайшей перспективе будет подписано.

— **Почему вы назвали третий энергетический пакет морально устаревшим? Как на сегодняшний день вы оцениваете европейский рынок газа и роль на нем спотовой составляющей, как он поменялся после ситуации в Ливии и в африканском регионе? Что может поменяться в структурной экспортной политике «Газпрома», могут ли переместиться центры прибыли компании — я имею в виду «Газпром экспорт» — за пределы РФ?**

— Вы задали несколько вопросов, по объему такие, что можно сделать еще один доклад — коротенько, минут на 40. Но действительно вопросы интересные, и готов высказать свою точку зрения. Действительно, в своем докладе я назвал третий энергетический пакет морально устаревшим. Его идеология составлялась и принималась до мирового финансового кризиса, и до событий, что произошли в этом году на севере Африки, на Ближнем Востоке, и в Японии. Система координат очень быстро поменялась, и в ней «Третий энергетический пакет» морально устарел. Те цели и задачи, которые необходимо решать и потребителям в Европе, и поставщикам, звучат на сегодняшний день несколько по-другому, как они были сформулированы в третьем энергетическом пакете. Есть пути, чтобы обойти проблемы, которые «Третий энергетический пакет» создает в отношении создания новых газотранспортных мощностей для экспорта российского газа и работы на рынке. Мы считаем, что эти вопросы могли бы быть урегулированы в рамках соглашений между Россией и Европейским союзом по статусу экспортных магистральных газопроводов из России в Европу. Тем



более все знают о том, что норвежские газопроводы в рамках «Третьего энергетического пакета» имеют некий эксклюзивный характер, и действие «Третьего энергетического пакета» на них не распространяется. Норвежские газопроводы отнесены к так называемым технологическим газопроводам. Мы говорим: давайте устраним дискриминацию газотранспортных проектов, которые реализует Россия и «Газпром». Сегодня можно четко сказать, что «Третий энергетический пакет» будет сковывать инвестиции в газотранспортные мощности в Европу. Это и так-то не высокорентабельный бизнес; кто же будет туда инвестировать на условиях, которые заложены в «Третьем энергетическом пакете»? Ответа наши европейские коллеги не дают. Но, вы знаете, любопытно, что некоторые эксперты вообще говорят, что принцип «Третьего энергетического пакета» по доступу третьих сторон к магистралям и газопроводам, против которого мы вообще возражаем (потому что непонятно, откуда там вообще могут появиться третьи стороны, поскольку это 100% наш газ) — так вот, некоторые эксперты высказывают любопытные суждения, что вообще принцип доступа третьих сторон может быть зеркально применен к товарно-материальным потокам из Европейского союза в страны-импортеры. Интересное суждение! Но в целом у нас есть хороший диалог с Европейской комиссией, мы в постоянном контакте, открыто высказываем свою точку зрения, видим, что в текущий период времени характер нашего диалога изменился, что звучат реалистические ноты, и думаю, что стороны найдут взаимоприемлемое решение.

Что касается европейского рынка, постараюсь в ответе на ваш вопрос быть предельно лаконичным. 85–90% — это долгосрочные контракты на перспективу, и 10–15% — это спотовый рынок. Долгосрочные контракты строятся на базе принципа «бери или плати» и на основе привязки к нефтяной корзине. Сейчас много со стороны потребителей в нынешних условиях приходится слышать суждений по поводу привязки к нефтяной корзине. Хочу сказать, что глубокое заблуждение — будто поставки газа по долгосрочным контрактам будут осуществляться в привязке к индексам газа на спотовом рынке, на виртуальных площадках в Европе. Эти виртуальные площадки никакой рыночной стоимости газа не отражают, и привязки к их индексам не будет. С точки зрения более-менее рыночной оценки газа — это нефтяная корзина через цену нефти и нефтепродуктов. Вы знаете, что мы работаем через стоимость нефти Brent. Почему «более-менее» рыночная? Потому что если пересчитать на теплотворную способность,

то нефть дороже газа. Это значит, что газ недооценен — но при этом соотношение таково, что цена газа составляет 70% от цены нефти. Некоторые страны-производители в рамках форума стран — экспортеров газа говорят о том, что страны — участники форума должны консолидировано действовать в повышении цена газа до справедливой и сопоставимой с нефтью. Что касается европейского рынка: думаю, что в нынешних условиях будет все больше и больше происходить синергия газового рынка и рынка электроэнергии. «Газпром» располагает соответствующим опытом и инвестициями, финансовыми возможностями для участия в этих процессах, и готов входить в новые для себя сектора бизнеса в Европе. Что касается спотовых продаж: сейчас этот рынок в Европе стал очень-очень тонким, если так можно выразиться: это связано с тем, что на мировом рынке спрос на сжиженный природный газ в этом году существенно пошел вверх. Будущее спотового рынка не изменится, он в Европе будет занимать те 10–15%, что и в настоящее время. А центра прибыли за рубежом не будет, центр прибыли находится в России и называется ОАО «Газпром».

— *В настоящее время объем финансовых операций на рынке нефти уже достиг докризисного уровня; могли бы вы оценить влияние этого фактора на газовый рынок?*

— Финансовые операции на рынке нефти: по нашим оценкам, если говорить не только о нефти, а вообще в целом о сырьевых товарах, то финансовые вложения в сырьевые товары на сегодняшний день превысили докризисный уровень 2008 года уже на 25%, и тенденция повышательная. Как влияет это на газовый рынок? В комплексе и с учетом ситуации, о которой мы говорим на мировом энергетическом рынке, с учетом событий на севере Африки, в Японии, в Германии (решения по выводу атомных электростанций), — всё ведет к тому, что финансовые вложения в газ как элемент хеджирования рисков будут возрастать. По аналогии с тем, что происходит с нефтью и другими сырьевыми товарами. Ситуация на мировом энергетическом рынке толкает инвесторов к тому, что их приоритеты все больше и больше будут склоняться в сторону компаний, которая занимается газовым бизнесом. Поэтому ситуация в сторону газа будет меняться и на фондовом рынке.

— *В этом году регулярно появляется информация, в том числе и от чиновников профильных ведомств, что «Штокман» может быть отложен еще на год, и даже на 2017–2018 годы. Есть ли для этого предпосылки?*

**«Третий энергетический пакет» будет сковывать инвестиции в газотранспортные мощности в Европу. Это и так-то не высокорентабельный бизнес; кто же будет туда инвестировать на условиях, которые заложены в «Третьем энергетическом пакете»? Ответа наши европейские коллеги не дают.**

— Что касается Штокмана: окончательное инвестиционное решение совета директоров Штокмана, в который входят представители «Газпрома» и, как вы знаете, Total и Statoil, будет принято в декабре этого года. Решение интегрированное — одновременно по трубопроводному и по сжиженному природному газу, сроки остаются прежними: конец 2016 года — поставка со Штокмановского проекта первого трубопроводного газа, 2017 год — поставка первой партии сжиженного природного газа.

— *Вы упомянули форум стран — экспортеров газа. Могли бы Вы оценить работу этой организации сейчас, и какие ее перспективы вы видите?*

— Легче всего говорить о перспективах, поскольку и потребители, и производители согласились, что наступил золотой век газа: поэтому международная газовая организация конечно же имеет золотые перспективы, и ничего другого добавить нельзя. Как я оцениваю работу: без сомнения, форум стран — экспортеров газа находится в стадии становления, и в ближайшее время ряд целей и задач, которые форум поставил перед собой, в большой степени актуализируется. В частности, речь пойдет о мировом газовом балансе с учетом растущего спроса на газ. Уверен, что многосторонний диалог стран-участников, конечно же, пойдет и в отношении ценовой конъюнктуры на газ. Некоторое члены считают, что газ на сегодняшний день недооценен. Если говорить о том, как форум стран — экспортеров газа может в дальнейшем влиять на рынок, то понятно, что форум — это не ОПЕК, механизмы которого связаны с квотированием поставок странами-участниками, потому что газ не является классическим биржевым товаром, а нефть является. Но думаю, что мы должны внимательнее посмотреть на ОПЕК, — оказывается, что большее влияние на ситуацию на рынке оказало не консолидированное

мнение стран-участников ОПЕК, а как раз то, что не достигнутое единогласие участников. Вот такой вот феномен. Если раньше влияние ОПЕК на рынок было сугубо через принятие общих решений по квотированию, и влияло на ценовую конъюнктуру, то сейчас ситуация на энергетическом рынке иная — отсутствие единогласия в стане ОПЕК оказывает очень влияние на цены. Это я к тому, что в целом международные организации могут оказывать влияние на рынок и косвенными методами. Планируется в ближайшее время проведение саммита стран форума, и думаю, что в течение ближайшего года форум стран — экспортеров газа приобретет качественно новую динамику.

— *Если мы правильно поняли сегодняшнее заявление Владимира Семашко, с 2012 года в новом контракте обсуждается принцип равнодоходности цен для Белоруссии с Россией, примерно 120-125 долларов — и общий принцип ценообразования они хотят как в России, например в Смоленске — то есть речь пойдет о фиксации цены на целый год плюс индексация в 2013-2014 годах в соответствии с решениями ФСТ. Он сказал, что ждет звонка, согласен ли «Газпром» на такие принципы?*

— Что касается Белоруссии, то если вы считаете равнодоходность, никаких 120 долларов вы там не увидите. Поскольку вы знаете, как обращаться с калькулятором, рекомендую произвести точные расчеты и увидеть, что цифра другая. Никто не говорит о равнодоходности по отношению к Смоленску, таких разговоров не было и нет. Еще раз хочу повторить, мы ни о какой формуле с нашими белорусскими коллегами переговоры не ведем, не ввели, и будем вести лишь при подготовке нового контракта с 1 января 2012 года. Что касается принципа равнодоходности, он работает и по отношению к европейскому рынку, и к российскому, и к азиатско-тихоокеанскому. Ничего такого оригинального нет — и 120 долларов тоже нет и в помине.

— *В «Газпроме» несколько лет назад была принята концепция демополизации строительной отрасли, и в ее рамках проданы пять строительных дочек «Газпрома», но в итоге они были приобретены одной группой «Стройгазмонтаж». И сейчас ситуация такова, что на самых крупных проектах «Газпрома» в основном работают два подрядных холдинга — «Стройгазмонтаж» и «Стройгазконсалтинг». Устраивает ли такая ситуация Газпром, почему так сложилось и планируете ли вы менять ситуацию?*

— Что касается поставщиков и подрядчиков — «Стройгазмонтаж», «Стройгазконсал-

тинг» и вообще... знаете, я вас очень люблю и уважаю, но прежде чем начать отвечать на ваш вопрос, должен заметить, что сказанное вами является идеологически мотивированным предположением. Что касается работы по оптимизации затрат, в том числе и по строительному комплексу: сегодня об этом шла речь на собрании; могу сказать, что в современных условиях мы будем работать самым жестким образом в части оптимизации затрат с нашими поставщиками и подрядчиками, независимо от того, сколько их на рынке: один, два, пять и так далее. Это не имеет значения. Надо понимать, что ситуация в общем и целом такая, что мы в течение ближайших лет — в этой аудитории все знают — должны существенно увеличить инвестиции и реализовать крупномасштабные инвестиционные проекты. С другой стороны, налоговая нагрузка на компанию увеличивается. Кстати, когда с профильными министерствами мы на эту тему разговаривали и это обсуждали, то приводили аргументы — и могу сказать, что никакой корректировки по целям и задачам «Газпром» делать не будет. Это значит — отвечаю на ваш вопрос — что фактически на тот объем налоговых льгот мы будем вести жесткие переговоры абсолютно со всеми — подчеркиваю — по оптимизации наших расходов. На «Стройгазмонтаж», на поставку оборудования, и так далее, и тому подобное. Не буду перечислять все цепочки, которые вообще есть — это и трубки, и металлурги, и далее по списку. Но не может быть ситуации, что у них внутренняя норма рентабельности как поставщиков «Газпрома» выше, чем у самого «Газпрома»! Мы уже несколько совещаний по этому поводу с ними проводили — я встречался, собирал руководителей и акционеров компаний, и говорил: уважаемые коллеги, подход вот такой. Объяснение тому,

что происходит с поставками и «Строймонтажом» — достаточно простое. Когда вы стали говорить, не мало ли компаний, что за компании, и так далее — я сразу сказал, это идеологически мотивированное предположение. Но что происходит, если посмотреть не идеологически мотивированно, а правде в глаза? Правда следующая: все поставщики «Газпрома» — оборудования, услуг, строительного-монтажных работ — гораздо оперативнее на сегодняшний день ориентируются в ценах на нефть. Они так же внимательно смотрят котировки цены нефти Brent, уже знают, что «Газпром» получит такую-то выручку, в таком-то квартале, в III квартале вот столько, в IV квартале вот столько. Я не буду вам приводить примеры в отношении того, как по определенным значимым для «Газпрома» позициям происходит удорожание сейчас по ценам 2012 года — этого не может быть. Поэтому работать мы будем жестко, принципы наши будут универсальны по отношению ко всем.

— *Сегодня Парламент Литвы окончательно принял Закон о газе; после подписания президентом «Газпром» и Рургаз, точнее, «Лиеувос Дуйос» — должны будут избавиться от газотранспортной системы Литвы. Что вы будете делать, будете ли судиться, будете ли продавать и за сколько?*

— В отношении «Лиеувос дуйос» и в отношении Литвы какие наши действия, да? Я правильно понял? Коллеги, начну, наверное, может быть с Литвы. Как раз сегодня появилось сообщение о том, что парламент Литвы проголосовал за то, что решение по так называемому анбандлингу — самому жесткому варианту в рамках «Третьего энергетического пакета» — переносится на 2013 год, ну и собственно говоря, это значит, что в течение





еще определенного времени ничего не будет происходить, и я думаю, что мы будем вести диалог с Европейской комиссией по «Третьему энергетическому пакету», мы будем вести диалог с нашими литовскими коллегами, но на самом деле уже были даны жесткие оценки тому варианту, который предлагался, я здесь не буду их повторять, но могу сказать, что если бы это решение было реализовано, без сомнения оно не осталось бы незамеченным.

— *Кто предложил кандидатуру Кулибаева в Совет директоров «Газпрома», с какой целью, как вы вообще оцениваете это решение, не будет ли конфликта интересов?*

— Что касается Тимура Кулибаева, и кто его предложил. Сегодня, когда мы проводили заседание нового состава Совета директоров, то вспомнили вместе, с чего начинали, что было 10 лет тому назад – когда были подписаны соответствующие российско-казахстанские соглашения. Они были подписаны в 2003 году, но работа началась буквально в 2001 году, когда новый менеджмент пришел тогда в «Газпром». Те соглашения с Казахстаном до сих пор составляют базу и основу нашего сотрудничества в газовой, в нефтяной отрасли, и мне приятно, что тогда к разработке, к инициации этих документов приложил руку и ваш покорный слуга, и Тимур Аскарлович Кулибаев. Что касается избрания Кулибаева, он был выдвинут не по государственному пакету, а занял место независимого директора, каким у нас был в последнее время был Буркхард Бергманн. Сегодня господин Бергманн назначен советником Председателя Правления «Газпрома» по международным делам. Возвращаясь к новому составу Совета директоров, и в частности, к Тимуру Кулибаеву: без сомнения, у России и у Казахстана общие интересы в газе – мы страны-производители. Вообще нет ни одной сферы по газовой тематике, в которой мы бы не работали и не сотрудничали с Казахстаном: Казахстан продает газ нам, мы продаем газ, поскольку есть такие области, как например Кустанайская. Казахстан транзитирует через территорию России газ из Казахстана в Казахстан, Россия транзитирует через территорию Казахстана газ из России в Россию, мы транзитируем газ через территорию Казахстана, который мы покупаем в Средней Азии, и так далее, и так далее. Могу сказать, что такого спектра взаимоотношений у нас вообще нет ни с одной страной. Плюс понимание того, что мы планируем реализовать с нашими казахскими коллегами крупные проекты: это Имашевское месторождение; речь идет об Оренбурге, о Карачаганакском месторождении. Без сомнения, для Совета директоров «Газпрома» избрание Кулибаева придаст новую

динамику развития нашего газового сотрудничества уже на пространстве таможенного союза. Думаю, вы понимаете, что определенную роль в избрании нового члена состава Совета директоров сыграл Председатель Правления «Газпрома». Еще раз повторю, что самые добрые слова могу сказать о Тимуре Аскарловиче по опыту текущей и прошлой работы. Именно вместе с ним были положены существующие базовые принципы соглашений по сотрудничеству между Россией и Казахстаном в газовой области.

— *Осенью 2007 года, когда Виктор Зубков возглавлял Правительство Российской Федерации, был сформирован список месторождений федерального значения из примерно 30 позиций, и буквально несколько дней назад в Роснедрах прошел конкурс на два из них; конкурс не состоялся, но было принято решение передать эти лицензии «Новатэку». Почему «Газпром» не участвовал в конкурсе, хотя месторождения предназначались изначально собственнику «Газпрому»?*

— На самом деле «Газпром» участвует не во всех конкурсах, о чем вы прекрасно знаете, и не вижу здесь никакой проблемы. Если вы обратили внимание, то сегодня по итогам 2010 года у нас прирост запасов — 108%. 547 млрд кубов прирост запасов в 2010 году при объеме добычи 508 млрд кубов. «Газпром» не ставит перед собой задачи – я это подчеркиваю – быть монополистом на газовом рынке России. На сегодняшний день доля составляет 70%, поэтому мы перед собой не ставим задачу скупить все месторождения, это не входит в наши планы. Наш план — в полном объеме удовлетворять потребности российских и иностранных потребителей, и наша ресурсная база является самой крупной в мире; сегодня были озвучены запасы в докладе – 33,1 трлн куб м. Еще раз подчеркну, политика, которую проводит «Газпром» – очень простая. Прирост запасов ежегодно должен быть больше, чем объем добычи. Будем испытывать сложности с приростом запасов – значит, будем активно приобретать месторождения на конкурсах.

— *Вы говорите, что на 2016 год назначена дата начала поставок со Штокмановского месторождения, но господин Ледовских из Роснедр на питерском форуме официально говорил, что «Газпром» просит перенести эти сроки на 2018 год...*

Если у вас есть вопросы к господину Ледовских, лучше их задавать ему напрямую. Если есть вопросы к «Газпрому», то мы позицию не меняли: трубный газ – 2016, сжиженный природный газ – 2017.

— *Можете ли назвать предварительную оценку инвестиций в первую фазу Штокмана? Понятно, что финальной цифры пока нет, но каковы хотя бы предварительные данные на сегодняшний момент? Насколько вы считаете проект экономически привлекательным по сравнению с проектом Ямал-СПГ Новатэка, про который мы сейчас слышим много позитивных новостей: и налоговые льготы, и сроки быстрее чем у Штокмана... на питерском форуме вы как-то «ушли от ответа».*

— На Петербургском форуме ушел от ответа об оценке инвестиций в Штокман? На форуме ушел, и сегодня уйду. Что касается сроков — не помню точно, чтобы Ямал-СПГ планировалось запустить раньше Штокмана. У них, кажется, 2016-й год — и Штокман тоже. Хотел бы обратить внимание, что иногда начинаются сравнения разных по сути проектов. Иногда приходится слышать: почему у нефтяников труба стоит столько, а у газовиков столько. Ответ – разные трубы. В отношении Ямал-СПГ и Штокмана могу сказать то же — это разные проекты. Что касается Штокмана – напомним: месторождение находится на расстоянии 560 км от берега в Баренцевом море, опыта реализации таких проектов нет. Ямал-СПГ – полуостров Ямал, завод тут же, на суше, рядом с месторождением. Если коротко ответить на вопрос по срокам – не вижу, что быстрее. Давайтеждеждем окончательного инвестиционного решения, тогда на эту тему и поговорим. Не думаю, что мы с вами, давая оценку Штокмановским потенциальным инвестициям, даже приблизительно что-нибудь угадаем. Работа проводится серьезная, в том числе, кстати, и вот по вопросу оптимизации капитальных затрат этого проекта до принятия окончательного инвестиционного решения.

— *Есть ли у «Газпрома» план по освоению Ковыктинского и Чаяндинского месторождений: куда пойдет газ; каковы перспективы СПГ-завода во Владивостоке, трубы в Китай? Кто будет разрабатывать месторождения? Игорь Сечин сказал, что приглашаются японские компании, но затем «Газпром» говорил, что будет разрабатывать эти месторождения сам.*

— Речь о том, что японские компании могут принимать участие в реализации проекта, но я не слышал на сегодняшний день ни от кого, и тем более в «Газпроме», что японские компании становятся недропользователями. Работает простой принцип: мы готовы рассматривать участие в недропользовании в том числе японских компаний, на принципе размена активов. До японских компаний эта позиция доведена. Если со стороны японских коллег будут предложены интересные экви-

валентные активы, и будет проявлен интерес войти в недропользование, то готовы такой вариант рассмотреть. Предложений на сегодняшний день нет, но принцип озвучен — то есть японские компании могут участвовать в реализации и Ковыктинского, и Чаяндинского месторождений. Тем более, вы знаете, у «Газпрома» есть опыт закупки японского оборудования, японской трубы, привлечения японского финансирования. Что касается Ковыкты и Чаянды — со стороны «Газпрома» никогда каких-то противоречивых суждений по этому поводу не звучало, и повторяю, что мы уже говорили раньше: ввод Ковыкты в эксплуатацию не может быть осуществлен раньше 2017 года. Могу сказать, что ни одна компания в мире — никто, даже если бы кто-то захотел дать газ с Ковыкты раньше — не сможет этого сделать по объективным технологическим причинам. По Ковыкте буквально пару дней тому назад в «Газпроме» состоялось большое совещание по газоснабжению и газификации Иркутской области, было решено провести корректировку генеральной схемы этого проекта, и решение о разработке обоснования инвестиций по газификации Иркутской области с пониманием, что в рамках этого документа появятся приоритетные инвестиционные проекты «Газпрома» и потребителей газа, которые будут в среднесрочной перспективе реализованы в Иркутской области. В частности, речь идет о ГПЗ в городе Саянске, о газохимии. Должна сложиться некоторая этапность — понимание того, что мы можем рассматривать — сначала региональный проект газоснабжения и газификации Иркутской области, а потом уже можно говорить, что Иркутская область станет серьезным субъектом РФ с точки зрения поставок газа в другие регионы страны. Эти документы будут разработаны в ближайшее время. Что касается Чаянды, то хочу повторить, что в 2012 году мы начнем строительство магистрального газопровода Чаянда — Хабаровск — Владивосток, и без сомнения газ Чаянды в первую очередь придет на российский Дальний Восток. Поэтому на сегодняшний день никакой здесь альтернативы в отношении того, Ковыкта это или Чаянда — в принципе нет.

**— Могли бы вы уточнить информацию об объеме инвестиций в СПГ-завод во Владивостоке?**

— На этот вопрос мы сможем ответить к концу года. Техно-экономическое исследование, которое, хочу обратить ваше внимание, разрабатывается с участием японских партнеров — это совместная работа. Думаю, что в конце года какие-то первые цифры мы могли бы назвать. Но в любом случае, уже мы рассмотрели проектную мощность этого завода в

сторону увеличения, в настоящее время речь идет о 10 млн тонн сжиженного природного газа в год.

**— Вы сказали, что возможно участие японских компаний в недропользовании при условии обмена активами. Можно ли понимать, что в данном случае имеется в виду участие по модели Штокмана, то есть доли в управляющей, операционной компании. Если так далеко сотрудничество не зайдет, то в каких формах в принципе это возможно? Это чистый субдряд или какие-то другие форматы?**

— Как раз в модели Штокмана недропользователя вообще нет, кроме 100% Газпрома, поэтому когда вы говорите об участии в операционной компании — это гораздо проще с точки зрения поиска взаимовыгодных решений. Я уж не говорю о других поставках — обслуживания и так далее.

**— В Правительстве сейчас активно обсуждается дополнительная налоговая нагрузка на «Газпром», в том числе значительные повышения НДС. Как это может влиять на доходность, на добычу, на инвестпрограмму «Газпрома», и вообще считаете ли вы справедливым, что «Газпром» должен вкладывать дополнительные суммы в Федеральный бюджет?**

— Что касается решений Правительства, то мы исполняем их все — это правильно, так должно быть и так будет. Если Правительство принимает решение об увеличении налоговой нагрузки — значит так надо. Что касается инвестиционной программы — это никак не скажется это на наших целях и задачах с точки зрения титульного списка строек; все проекты в области добычи, транспорта, хранения газа будут реализовываться в те же сроки, что были намечены на краткосрочный и среднесрочный период. Что касается влияния — мы будем оптимизировать наши затраты и проводить более жесткую политику в отношении поставщиков. Подчеркиваю, что цены их продукции не могут расти быстрее, чем цены на нефть. Да и вообще в первую очередь именно российское государство должно получать природную ренту с газа, а не какие-то частные компании, независимо от того, где они — в третьем или пятом колене — стоят для поставок газа «Газпрому».

**— Минэнерго по просьбе Правительства внесло поправки в проект Постановления о биржевых торгах газа, чтобы исключить в цепочке торгов роль ЭТП (электронной торговой площадки) Межрегионгаза и перевести все на товарные биржи. Но решение не принято, потому что «Газпром» выступил против и привел аргументы, чтобы восстановить торги на ЭТП. Будет**

**ли сохранена роль ЭТП «Межрегионгаза», и когда по вашему мнению будут возобновлены торги?**

— Торги будут возобновлены, когда будет принято решение. Что касается правительственных решений, то принятые мы, безусловно, в полном объеме будем исполнять. Пока не принято — исполнять нечего. Что касается электронной торговой площадки и биржи, это разные товары — просто надо понимать и учитывать роль, которую играет ЭТП «Межрегионгаза». Мы находимся в конструктивном диалоге с профильными министерствами и ведомствами, наши аргументы представлены и я, честно сказать, не представляю на сегодняшний день механизма без ЭТП.

**— Вы отметили, что спрос на газ в Европе и России увеличился раньше, чем ожидалось. Собирается ли «Газпром» увеличить инвестиции в добычу и ускорить развитие Бованенковского месторождения; может быть, какие-либо другие месторождения будут вводиться быстрее? Собирается ли «Газпром» увеличить закупки среднеазиатского газа, в частности, из Туркмении? Если состоится сделка с Белтрансгазом, не думает ли «Газпром» увеличить мощности маршрута Ямал — Европа, ведь это самый короткий путь в Европу с Ямала?**

— Если говорить о добыче, то динамика спроса на европейском рынке, конечно же, самым непосредственным образом находит отражение в планах по добыче и в принятии решения по текущим режимам добычи. Мы за 2010 год отыграли чуть больше половины падения, которое произошло во время кризиса. Напомню, что в 2008 году мы вышли на уровень добычи 550 млрд кубов, а в следующем году после кризиса упали примерно до 461 млрд. То есть больше 90 млрд куб м — падение в течение года. Но за один год удалось отыграть половину падения рынка, и объем добычи составил 508,6 млрд куб м в 2010 году. Что мы видим сегодня: прирост объемов добычи июня 2011 года к июню 2010 года — плюс 16%. И если раньше мы говорили, что выйдем на докризисный уровень добычи в 2013 году, то сегодня та динамика, которая складывается по спросу и находит отражение в объемах добычи, такова, что мы можем выйти на докризисный объем добычи уже в 2012 году. Подчеркиваю, все-таки это докризисный объем добычи, и «Газпром» имеет объем добычных мощностей чуть больше, чем даже наши целевые объемы поставок газа на рынок. Поэтому говорить о том, что сегодня для «Газпрома» наступил какой-то период, при котором надо в срочном порядке принимать решения о дополнительных инвестициях в добычу, или об ускорении выхода на

планку добычи крупных месторождений – в частности, в Бованенковском на 115 млрд куб м газа – пока такой ситуации нет. Основа нашей работы – это балансовый метод: баланс годовой, баланс трехлетний, баланс на 20 лет – хороший инструментарий. Мы понимаем, какие объемы должны поставить на рынок в том или ином году, и движемся к тому, чтобы по российскому рынку была такая же ясная и четкая картина. В отношении месторождений, которые находятся у нас на балансе и по которым уже есть проекты их разработки – мы видим, как объем добычи на тех или иных месторождениях суммарно соответствует спросу внутри страны, в республиках бывшего СССР и Европе. При этом у нас, конечно же, рассматриваются разные сценарии – как всегда оптимистический, умеренный и пессимистический. Соответственно, готовится план действий и мероприятий в случае, если реализуется тот или иной сценарий. Говорить о том, что нам надо в срочном порядке увеличивать инвестиции в добычу и выводить в ускоренном режиме на планку те или иные месторождения – такой ситуации нет. Но подчеркиваю, если динамика спроса и добычи продолжится в том же ключе как сейчас, то уже к 2012 году мы выйдем на докризисный уровень – и, изучая рынок, будем принимать оперативные решения. Хочу заверить, что в полном объеме всегда в срок нашим потребителям мы газ поставим. Динамика по внутреннему рынку тоже очень хорошая: более 8 млрд куб м газа прироста по полугодиям, 2011 к 2010. То есть динамика внутреннего спроса тоже хорошая, поэтому еще раз подчеркну, что в 2012 году мы можем выйти на докризисный уровень.

Среднеазиатский газ: с учетом вышесказанного, на сегодняшний день мы не видим необходимости увеличивать объемы добычи среднеазиатского газа. Все-таки конъюнктура рынка на сегодняшний день складывается так, что докризисный уровень не достигнут. Напомню, что в докризисный период мы закупали среднеазиатского газа больше, чем в текущий период времени. И поэтому этот вопрос тоже не стоит в сегодняшней повестке дня. Докризисный уровень еще не достигнут. Что касается «Белтрансгаза», в случае, если мы купим 100% «Белтрансгаза», будем ли мы думать о создании новых мощностей и в частности газопровода «Ямал – Европа»? Однозначно не будем.

— *Вы упомянули, что в среднесрочной перспективе для покрытия растущего спроса Европы возможно понадобятся, кроме Северного и Южного потоков, дополнительные мощности, но «Ямал –*

*Европа-2» – не вариант. Как могут пройти новые маршруты?*

— В отношении дополнительных мощностей, которые должны появиться в Европе: хотя мы много говорили о европейском рынке, но можно продолжить. Я отметил, что спотовый рынок СПГ стал «тонким» — надо понимать, что произошло: дополнительные объемы сжиженного природного газа со спотового рынка Европы ушли в Японию. По нашей оценке, объем, который уйдет в Японию до конца 2011 года с Европейского рынка – около 12 млрд кубов. То, что касается ситуации с Ливией: поставки по газопроводу Гринстрим из Ливии в Италию вообще не осуществляются, а это 11 млрд кубов. И когда они начнут поставки опять – ситуация непонятна. Решение по закрытию атомных электростанций Германии и Швейцарии: опять же понятно, что потребуются дополнительные объемы газа, чтобы поставлять его на вновь вводимые мощности в области газоэнергетики. Плюс темпы роста, которые объективно закладывались в отношении традиционных потребителей, без катаклизмов и потрясений. Поэтому мы видим, что газотранспортные мощности нужны, понимаем, что ситуация на рынке СПГ несет определенные риски для европейского рынка. Кстати, ситуация 2011 года, по перенаправлению сжиженного природного газа с европейского рынка на японский более драматична для британского рынка. Поэтому то, что касается трубного газа, абсолютно понятно: дополнительные мощности по трубному газу должны быть созданы, но не думаю, что надо говорить о конкретной цифре. Понятно, что они появятся, и также думаю, что рано говорить о том или ином маршруте. Но повторю принцип, по которому мы работаем, реализуя Северный и Южный поток: мы хотим

полностью исключить транзитные риски для российского газа при поставках его в Европу. Поэтому давайте будем смотреть, но в любом случае, газ надо сначала продать, потом добыть и протранспортировать до конечного потребителя.

— *Алексей Борисович, в свете радужных показателей по добыче и спросу, не могли бы озвучить свой прогноз по финансовым показателям «Газпрома» на 2011 год?*

— Вы сказали «радужные показатели»; наверное, такое определение использовать можно, но мне кажется, что мы могли бы эпитеты приберечь. Думаю, что в ближайшее время нас ждут новые рекорды и по добыче, и по росту спроса. Что касается финансовых показателей, абсолютно точно это будет рекорд «Газпрома» по выручке — благодаря объемам поставок и конъюнктуре цен. Мы говорили, что цена на газ растет, но действительно цены на газ выросли, и значительно, в самый последний период. Сейчас, подготавливая решение по корректировке бюджета и инвестиционной программы «Газпрома» на второе полугодие этого года, мы пересмотрели среднюю цену на газ – подчеркиваю, среднюю цену на газ – на 80 долларов выше за тысячу кубов. Это дает нам весомые основания говорить о том, что и финансовые показатели «Газпрома» будут рекордными. Думаю, что назову один показатель, который будет хорошо иллюстрировать нашу деятельность по итогам года – это EBITDA. По нашей оценке EBITDA 2011 года будет около 60 млрд долл. Соответственно, если говорить о коэффициенте «долг EBITDA», который является очень важным для инвестиционного рейтинга компании, у нас здесь будет очень хорошая «понижительная» динамика, потому что чем этот коэффициент ниже, тем лучше. Но 60 млрд EBITDы к концу года – это абсолютно реалистичная цифра. ●





# Развитие минерально-сырьевой базы, добыча газа, развитие ГТС

Заместитель Председателя Правления Александр Георгиевич Ананенков рассказал журналистам о развитии производственных активов компании «Газпром».



— Сегодня расскажу 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 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 слож-

ности 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 глубоководных, сложных по геологическому строению отложениях — это ачимовские залежи Уренгойского, неокимские (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, Кириновское и Южно-Кириновское 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 мог-

ли 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 — по факту открытия Чугорьяхинского месторождения на шельфе Тазовской губы Карского моря; семь — по факту открытия месторождений в Западной Сибири, в Республике Коми, Ставропольском крае и Оренбургской области; одна — 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, Кириновское и Южно-Кириновское 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 Калава-ямской структурах. В 2010 году на территории Российской Федерации Группой «Газпром» проведен большой объем геологоразведочных работ. 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. 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 ска-

зать, 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, Кириновское 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 Кириновском 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.

«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. 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 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. 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.

Многочисленная 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 России, так и 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 даль-

нейшим увеличением до 140 млрд куб. м газа. Это мощность в соответствии с проектом разработки самого Бованенковского месторождения. Но там есть еще Харасавэйское месторождение, Крузенштернское месторождение, 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 догрузить 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 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 трубоного газа.

Как вы знаете, Россия располагает богатыми 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 получают 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 прогнозируемая 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 со-

ставила 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.

**— Александр Георгиевич, план добычи на этот год 519 млрд куб. м? И планируется вывести сеноман Заполярного месторождения на производственную мощность, то есть достигнуть 115 млрд куб. м в год в этом году?**

— План добычи на 2011 год составляет 505,6 млрд куб. м. Фактически, с учетом 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. Что касается Заполярного, это связано с дополнительными объектами, которые мы будем вводить — несколько скважин, компрессорная станция, которая должна быть введена в целом по месторождению, и дальше уже — это неокончено. 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 неокончено.



— Вы сказали, что запасы 5,9 трлн — это для поддержания основной добычи «Газпрома». Скажите, 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?

— 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 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 называл 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 еще достаточно нестарое Заполярное месторождение, которое мы запустили в работу 30 сентября 2001 года, и еще семь, 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, что мы должны вводить более крупные объекты, прежде всего такие как Бованенковское. 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.

— Вы сейчас находитесь в процессе реформирования лицензии на Ковыктинское месторождение, есть ли у вас уже какие-то ориентиры — план добычи, подтверж-

дение начала освоения месторождения? Будете ли вы привлекать китайских партнеров в этот проект? Не пересматривается ли, в связи с ковыктинским планом, план освоения Чаяндинского месторождения?

— 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 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 как 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 создания газохимии. 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 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 его хранению. Это реально сделать, технически возможно. Но сегодня пока нет окончательных разработанных проектов: как это будет происходить, где будет храниться гелий, каким способом он будет из-



влекаться, 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 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 — 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. Чаюндинское 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 одно Медвежье 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, китайскими, 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.

**— Какие из месторождений, новых лицензий на шельфе Сахалина вы готовы предложить иностранным инвесторам, например Shell, для совместного освоения?**

— По «Сахалину-3» «Газпром» работает на Кирином 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-Кириному — мы просто открыли месторождение. Там не было месторождения, там просто был участок недропользования. В 2009 году мы получили лицензию на Кириносский 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 полупогружная платформа, которую изготовил Выборгский судостроительный завод, мы наращиваем там мощности бурения и геологоразведки. На Кирином 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 отдавать эту долю, потому что решения, которые были приняты Министерством финансов, не соответствуют соглашению о разделе про-





дукции СРП, подписанному Правительством РФ. По 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 при соблюдении СРП 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, 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 Кириновском месторождении мы начнем добывать в следующем году. Мы ставим задачу максимально приблизить эту добычу в 2012 году, чтобы вывести на проектную мощность Кириновское 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-Кириновского 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 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.

**— Насколько известно, 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?**

— 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–Тазовского 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 ширококомасштабно 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, плюс 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.

— **Доволен ли «Газпром» качеством строительных услуг сейчас для газовой отрасли? Не считаете ли вы, что попали в какую-то монопольную зависимость от них? Спасибо.**

— 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 вы-

полненных 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.

— **По поводу инвестиционной программы: Вы говорили про ближайшие три года, но ничего не сказали по поводу государственного желания — 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?**

— Этот вопрос лучше адресовать государству: будет оно повышать налоги или нет. Да, 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, чтобы шахтеры потом не погибли 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 поднимать 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 тратить, 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.

## Предстоящие успехи на восточном фронте «Газпром» на Востоке: выход на рынки Азии

На второй пресс-конференции Заместитель Председателя Правления ОАО «Газпром» Александр Ананенков газового конденсата и нефти рассказал журналистам о реализации комплекса работ на одном из ключевых направлений развития ОАО «Газпром» – восточном.



— Мы встречаемся с вами второй раз в течение двадцати дней, но за это время «Газпром» сверх плана уже добыл примерно 11,5 млрд куб. м газа. Уровень добычи ежесуточно идет с превышением более 100 млн куб. м — по отношению к балансу газа и программе, которую мы планировали на 2011 год. Это связано с более высоким потреблением газа как за рубежом, так и внутри страны. Сегодня наша тема — реализация Восточной газовой программы, или «Программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения, с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР» — это ее полное название. Этот документ был утвержден приказом Министерства энергетики России 3 сентября 2007 года. В течение неполных четырех лет «Газпром» реализует ее. В соответствии с документом, на Востоке России должны быть созданы новые центры газодобычи — Красноярский, Иркутский, Якутский, Камчатский, Сахалинский. Изначально в программе прописаны четыре центра, но затем появился и пятый блок — Камчатский центр газодобычи. В настоящее время проекты создания данных центров находятся на разной стадии реализации, и я расскажу в ходе нашей встречи о каждом.

Ресурсная база Восточной Сибири и Даль-

него Востока. Могу назвать суммарные ресурсы газа — это 52,4 трлн куб. м на суше, на шельфе — 14,9 трлн куб. м, но это не запасы, а ресурсы. Из ресурсов надо за счет проведения большого объема работ по геологоразведке, этот большой объем газа, который пока остается на низком уровне изученности, перевести в запасы категорий А, В, С1, С2. Потом из С2 надо перевести в С1 — и тогда можно говорить об объеме промышленных, извлекаемых запасов. Максимальная часть запасов газа категории С1 на сегодняшний день приходится на территорию Иркутской области — это 1,6 трлн куб. м, в Республике Саха (Якутия) — 1,3 трлн куб. м, в Красноярском крае — 0,8 трлн куб. м.

О Красноярском крае можно сказать, что его ресурсы составляют 50% всей ресурсной базы суши Востока Российской Федерации, то есть Красноярский край потенциально обладает наибольшими ресурсами газа. Поэтому, конечно, там также требуются большие объемы геологоразведочных работ. С учетом того, что месторождения и объекты недропользования Красноярского края расположены близко к Единой системе газоснабжения, они вызывают особый интерес и требуют интенсивной геологоразведочной работы.

Запасы газа Сахалинской области (на шельфе Охотского и Японского морей) — 1

трлн куб. м. Запасы Камчатского края составляют 16 млрд куб. м газа по категории С1. Мы уже говорили, что это только суша Камчатки. Этих запасов для газоснабжения и газификации Камчатки хватает на 10–12 лет, а дальше надо запускать ресурсы, которые находятся на Западно-Камчатском лицензионном участке, лицензия на который находится у «Газпрома» с июля 2009 года. Но там нет запасов, там есть ресурсы.

Запасы газа на лицензионных участках группы «Газпром» на Востоке по категориям А+В+С1 составляют 820,8 млрд куб. м, по категории С2 — 1473,8 млрд куб. м. Степень разведанности газового потенциала Восточной Сибири и Дальнего Востока низкая — 7,3% на суше и 6% на шельфе. Для сравнения, например, в Западной Сибири изучено более 90%. А восточная часть имеет низкий процент геологической изученности. Это говорит о том, что, конечно, за счет проведения геологоразведочных работ можно открыть крупные, уникальные по запасам месторождения углеводородов.

С 2002 года «Газпром» реализует «Программу развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период до 2030 года», стратегической задачей которой является подготовка запасов газа на Востоке России для газоснабжения восточносибирских и дальневосточных регионов страны и для организации восточного потока газа на экспорт в страны АТР. В этой Программе (я повторюсь, но следует сказать) к 2020 году мы намереемся прирастить по Востоку запасы газа примерно на 3,7–4 трлн куб. м, а к 2030 году — прирастить 5 трлн куб. м газа.

В соответствии с поручением Президента РФ, в 2010 году «Газпром» завершил строительство магистрального газопровода «Соболево — Петропавловск-Камчатский» протяженностью 392 км, диаметр газопровода 530 мм, производительность — 750 млн куб. м газа в год. Объект вроде бы небольшой, но, на самом деле, он имеет очень важное стратегическое значение, чтобы мы смогли обеспечить Камчатский край дешевым энергоисточником. Я назову цифры по состоянию на начало 2010 года: тариф на электрическую энергию по Камчатке был примерно в 20 раз



выше, а по теплоэнергии — на одну гигакалорию примерно в 5,5 раз выше, чем в Иркутской области. По другим регионам Востока можно привести такие же данные — это говорит о том, что есть очень большая неравномерность по стоимости энергоресурсов. И для нормального развития промышленности — это машиностроение, перерабатывающая и другие отрасли промышленности, в том числе сельское хозяйство, — конечно, невозможно создать конкурентные условия для развития этих отраслей при такой большой разнице в ценах.

Обустроены первичные промысловые объекты на Кшукском месторождении. 29 сентября 2010 года в присутствии Президента России состоялась церемония подачи первого газа на ТЭЦ-2 Петропавловска-Камчатского. Ввод в промышленную эксплуатацию первой очереди Нижне-Квакчикского газоконденсатного месторождения запланирован на III квартал 2011 года. Естественно, мы уже с III квартала 2011 года увеличим объем добычи и объем поставки газа на объекты Петропавловска-Камчатского, будет подан газ не только на ТЭЦ-2, но и на ТЭЦ-1, и появляется возможность подачи газа другим потребителям Камчатского края.

Перспектива добычи газа на Камчатке в основном связана с освоением шельфа. «Газпром» ведет геологоразведочные работы на Западно-Камчатском лицензионном участке (лицензия была получена в июле 2009 года), ресурсы по этому объекту недропользования составляют 1,6 трлн куб. м газа и 520 млн т нефти. Но это, опять же, ресурсы. Мы провели сейсморазведочные работы в 2010 году; в этом году и в следующем — то есть в 2011 и в 2012 годах — мы приступаем уже к разведочному бурению. Намереваемся на Западной Камчатке открыть месторождения с хорошими запасами, которые будут основой для развития газовой промышленности и нового центра газодобычи на Камчатке.

Важнейшим проектом, реализуемым в настоящее время в рамках Восточной газовой программы, и, по сути говоря, первым стратегическим проектом является газотранспортная система (ГТС) «Сахалин — Хабаровск — Владивосток». Строительство первого пускового комплекса будет завершено в сентябре 2011 года. На 17 июня 2011 года в нитку было сварено 1322 км. Общая протяженность составляет 1350 км. Как понимаете, осталось порядка 30 км сварить в нитку, чтобы завершить сварочно-монтажные работы по этому газопроводу.

Ведется строительство головной компрессорной станции на Сахалине, идет подготовка к гидроиспытанию. Это гидроиспытание будет

проведено в июле, далее станция будет готовиться к приему газа и запуску под нагрузкой газоперекачивающих агрегатов — два по 16 МВт, которые были поставлены российскими пермскими производителями.

На строительстве объектов ГТС «Сахалин — Хабаровск — Владивосток» на сегодняшний день задействовано примерно 4000 строителей, из них 1200 человек — это жители Дальневосточного федерального округа. Остальные — это те строительные силы, которые были переброшены из Западной Сибири и выполняли с самого начала работу по строительству этой системы. Работает более 1300 единиц тяжелой строительной техники. Мы намереваемся, как я уже сказал, в сентябре начинать подачу газа на объекты Владивостока.

Одновременно со строительством магистрального газопровода, строится газопровод среднего давления. Это интересный объект от АГРС (автоматическая газораспределительная станция) города Владивостока до острова Русский. Интересен он тем, что трехкилометровый участок под проливом Босфор-Восточный мы проходим с помощью наклонно-направленного бурения. С таким диаметром и на такое расстояние подобная работа делается впервые. В июле заканчиваем работу по первой нитке, вторая нитка — резервная — будет завершена, полагаем, в октябре-ноябре 2011 года. Переход ГТС «Сахалин — Хабаровск — Владивосток» через пролив Невельского завершен, мы эти работы закончили, и в настоящее время линейная часть ГТС — «высокая сторона» — проходит испытание на прочность отдельных участков.

Какова ресурсная база у ГТС «Сахалин — Хабаровск — Владивосток»? Частично ее составляет проект «Сахалин-2» — это та доля,

которая принадлежит Российской Федерации — «роялти». Мы рассчитываем, что эта расчетная величина — она рассчитывается в соответствии с СРП (соглашение о разделе продукции) — может составить 1,6 млрд куб. м газа. Мы сейчас имеем заявку для подачи газа на Владивосток, и тот объем, который мы реализуем, приведем во Владивосток и на остров Русский, в годовом измерении будет 1,2 млрд куб. м газа. Начало поставки газа будет в 2011 году. Полагаем, что мы в ближайшее время получим распоряжение Правительства по назначению «Газпрома» уполномоченной организацией для того, чтобы получить газ из проекта «Сахалин-2», который принадлежит РФ. Наша страна получает свою часть в первую очередь газом в натурально-вещественной форме. Если не хватает газа, то добавляется нефть. Если не хватает и этого ресурса, то тогда могут быть выплаты в денежной форме. Поэтому сейчас идет работа, направленная на то, чтобы весь объем газа, принадлежащий РФ, мог быть эффективно подан российским потребителям. Эта задача впервые решается в стране: никогда еще мы из доли, которая принадлежит РФ, этот объем не забирали. Но, конечно, это связано с тем, что сегодня мы не имеем собственного газа «Газпрома» на Сахалине, и поэтому дальневосточные регионы будут получать газ, принадлежащий РФ в рамках СРП проекта «Сахалин-2».

Мы недавно, в марте этого года, подали газ на ТЭЦ-1 города Южно-Сахалинска. Этот газ — первый, который пришел российским потребителям, как принадлежащий РФ в рамках доли в СРП. Этот газ сегодня поступает на ТЭЦ-1, и уже реально вырабатывается электрическая энергия, тепло в Южно-Сахалинске. Для обеспечения дальнейшей загрузки первого пускового комплекса ма-



гистрального газопровода «Сахалин — Хабаровск — Владивосток» ускорены работы по вводу Киринского месторождения. В Восточной газовой программе определен срок ввода этого месторождения — 2014 год, но было принято решение о приближении сроков ввода — там недостаточная ресурсная база, не хватает газа для потребителей в дальневосточных регионах. Поэтому «Газпрому» была поставлена задача — на два года приблизить срок ввода Киринского месторождения. В 2012 году это месторождение будет вводиться в эксплуатацию.

За время с момента получения лицензии — в сентябре 2008 года мы получили лицензию на Киринское месторождение, тогда запасы газа по этому месторождению были 75 млрд куб. м по категориям С1+С2 — за счет проведенных нами в 2009–2010 годах геологоразведочных работ запасы стали больше, и на сегодняшний день эта величина достигает 137 млрд куб. м газа. Естественно, возможности добычи газа в больших объемах по этому месторождению сейчас более очевидны, чем были до проведения геологоразведочных работ.

Другой ресурсной базой, которая будет использована для загрузки газопровода «Сахалин — Хабаровск — Владивосток», является вторая фаза проекта «Сахалин-1» — примерно 8 млрд куб. м газа. Этот газ «Газпром» намеревается приобрести в собственный портфель для подачи российским потребителям в дальневосточных регионах — это Сахалинская область, Хабаровский край, Приморский край и Еврейская автономная область.

На сегодняшний день «Газпром межрегионгаз» имеет портфель заказов по этим четырем субъектам РФ на 12 млрд куб. м газа в год, и покупатели готовы заключить контракты. Поэтому нам необходимо активно и быстро работать по проекту «Сахалин-3», вводить Киринское месторождение, ускорять работы в том числе и по второй фазе проекта «Сахалин-1», потому что она готова к разработке. Но реально вторая фаза «Сахалин-1» — это первое полугодие 2017 года. Раньше этот газ просто физически не может добываться: нужно понимать инвестиционное решение, проводить тендеры, конкурсы, определять исполнителей работ, поставщиков, выполнить обустройство, построить газотранспортные системы. Поэтому по расчету это первое полугодие 2017 года. А Киринское месторождение проекта «Сахалин-3» — II квартал 2012 года.

Поэтому «Газпром» будет поставлять дальневосточникам собственный газ уже начиная с 2012 года. Примерно 500 млн куб. м газа мы намереваемся уже в 2012 году поставить рос-



сийскому Дальнему Востоку из Киринского месторождения. В июле 2009 года «Газпром» получил лицензию на Западную Камчатку. Мы получили лицензию на Киринский участок (не надо путать с Киринским месторождением — это отдельный объект недропользования. На Киринском участке нет запасов, там есть только ресурсы — они составляют примерно 960 млрд куб. м газа). Далее, мы получили лицензии на Аяшский участок и Восточно-Одоптинский участок — это все в рамках проекта «Сахалин-3».

С июля 2009 года мы проводили геологоразведочные работы, прежде всего, на Киринском участке, и в результате геологоразведки было открыто Южно-Киринское месторождение, где мы получили запасы по категориям С1+С2 в объеме примерно 260 млрд куб. м газа. 15 марта 2011 года Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых этот объем был утвержден и принят на государственный баланс. Таким образом, 137 млрд куб. м газа (запасы Киринского месторождения) плюс 260 млрд куб. м газа — вот та величина, которой «Газпром» сегодня обладает в рамках проекта «Сахалин-3».

Мы продолжаем ведение геологоразведочных работ. В 2011 году собираемся пробурить две скважины с целью разведки и поиска на объектах «Сахалин-3», и, естественно, ожидаем дополнительный прирост запасов газа. «Сахалин-3», по нашим расчетам, может дать примерно 20 млрд куб. м годовой добычи после проведения всех геологоразведочных работ и подготовки месторождений к вводу в эксплуатацию. Для обеспечения ввода в работу Киринского месторождения ведутся интенсивные работы, которые касаются создания подводного добычного комплекса. Уже закуплено оборудование, ведется подготовка

персонала. Впервые в России будет применяться метод и технология добычи на шельфе с помощью подводных добычных комплексов — не платформ, а именно подводных добычных комплексов. Это впервые произойдет на Киринском месторождении.

Ведется подготовка к строительству газопровода от объектов береговых сооружений Киринского месторождения. Производительность газопровода до 20 млрд куб. м газа в год, протяженность 139 км, диаметр 1020 мм, давление 100 атм. Этот газопровод будет построен и подключен к головной компрессорной станции «Сахалин», и газ, который будет добываться на «Сахалин-3», будет транспортироваться по системе «Сахалин — Хабаровск — Владивосток».

Мощность ГТС «Сахалин — Хабаровск — Владивосток» без той части газопровода, которая будет транспортировать газ Якутии, составляет 27,5 млрд куб. м газа в год. Как вы знаете, в рамках инвестиционного проекта «Сахалин — Хабаровск — Владивосток» существуют объекты, которые будут транспортировать газ Якутии. Суммарная мощность этого газопровода превышает 27,5 млрд куб. м газа в год на 18 млрд куб. м газа, который будет дополнительно транспортироваться по этой системе из Якутии. Создание якутского центра газодобычи «Газпромом» начато, и после получения лицензии на Чаюндинское месторождение, эти работы ведутся интенсивно. Мы начали с того, что приступили к геологоразведочным работам, провели до-разведку месторождения. Это нужно было сделать перед тем, как подготовить проект разработки, технологическую схему разработки этого месторождения. Первое, что мы сделали, — уточнили геологические параметры по данному месторождению.



В сентябре 2010 года федеральные органы утвердили технологическую схему, то есть проект разработки Чаяндинского месторождения. Мы намереваемся по Чаяндинскому месторождению, как намечалось и было записано в Восточной газовой программе, начинать работу и ввести в разработку нефтяную оторочку в 2014 году, а в 2016 начать добывать газ уже из газовой части. Не буду называть, сколько мы погонных метров пробурили, потому что эта информация довольно тяжелая, рутинная, и не вызывает особого интереса. Но работа по геологоразведке привела к тому, что по Чаяндинскому месторождению мы перевели запасы из низкой категории С2 (вероятностные, предварительно оцененные запасы) в категорию С1 (запасы, которые относятся к извлекаемым, доказанным, разведанным) в настоящее время уже более 100 млрд куб. м газа. Работа продолжается, поэтому из категории С2 будет увеличиваться объем перехода в категорию С1. Потому что Чаяндинское месторождение, вы знаете, имело 368 млрд куб. м газа по С1, остальная часть была в С2. Сейчас задача геологоразведки — перевести эти запасы в более высокую категорию для того, чтобы мы могли повысить качественное представление по геологии и, естественно, вести более высокую добычу газа.

Магистральный газопровод «Якутия — Хабаровск — Владивосток» разрабатывается параллельно с объектами обустройства Чаяндинского месторождения, ведется проработка этого проекта, многовариантная схема трассы этого газопровода. Причем мы должны при решении этой задачи обязательно учесть наличие ВСТО (нефтепровод «Восточная Сибирь — Тихий океан»), тех инфраструктурных объектов, которые уже построены в рамках этого проекта, что позволит несколько удешевить реализацию проекта «Якутия — Хабаровск — Владивосток»: использовать базы, энергетические объекты, инфраструктуру, которая была построена «Транснефтью». Другая задача, которую мы должны будем решить — это собрать нефтяной попутный газ с нефтяных месторождений. Поэтому трасса должна проходить оптимально и достаточно комфортно, чтобы нефтяники могли подавать свой нефтяной попутный газ, который будет добываться на Востоке страны. И третья задача — это оптимизировать затраты по реализации инвестиционного проекта. Газопровод проходит в зоне с повышенной сейсмичностью, в горных районах, и, естественно, это приводит к удорожанию стоимости: принципы проектирования и строительства более сложные, если повышена сейсмичность — и материалоемкость, и трудозатраты намного больше.

Это мы видим и по Камчатке, по газопроводу «Сахалин — Хабаровск — Владивосток» — он тоже проходит в зоне повышенной сейсмичности, в зоне тектонических разломов. Там, конечно, приходится применять дорогостоящие технические решения и средства. Все это приводит к удорожанию удельных капитальных затрат. Магистральный газопровод «Якутия — Хабаровск — Владивосток» будет вводиться вместе с вводом Чаяндинского месторождения. Мы планируем, что окончание строительства этой системы — 2016 год, и в IV квартале, скорее всего, будет начало подачи газа. А коммерческая подача может начаться с I квартала 2017 года.

Иркутский центр газодобычи. Объект интересный, запасы самые большие на сегодняшний день. Но хочу сразу сказать, что Иркутский центр газодобычи также находится достаточно близко к Единой системе газоснабжения, поэтому в какую сторону пойдет газ из Иркутского центра газодобычи и с Ковыктинского месторождения — будет зависеть от конъюнктуры рынка. Кто будет лучше платить, тот и получит этот газ. Этот газ — и Красноярского края, и Иркутской области — находится примерно в центре будущей создаваемой евроазиатской Единой системы газоснабжения РФ. И как от западных, так и от восточных потребителей эти ресурсы и запа-



сы находятся как раз в центре этой системы. Придерживаясь принципа равнодоходности, мы будем ориентироваться на конъюнктуру рынка, и направление потоков будет зависеть от того, какой рынок будет более комфортным для «Газпрома». В Иркутской области сегодня «Газпром» имеет запасы примерно 100 млрд куб. м газа по Чиканскому месторождению (Южно-Ковыктинский участок). Месторождение открыто «Газпромом», построены объекты добычи в рамках опытно-промышленной эксплуатации, и на сегодняшний день месторождение полностью готово, чтобы подать газ потребителям Иркутской области. Имея возможность получить лицензию на Ковыктинское месторождение, — большой объект — естественно, мы прорабатываем вопрос о комплексной разработке группы месторождений, которая включает в себя как Ковыктинское месторождение с запасами примерно 1,6 трлн куб. м газа, так и Хандинский участок с примерными запасами более 400 млрд куб. м газа и Чиканское месторождение с запасами 100 млрд куб. м газа. Это ресурсная база, которая могла бы быть использована. Но, конечно, прежде всего, с учетом геохимии, с учетом того, что мы, скорее всего, в районе Саянска реализуем первый проект для производства геохимической продукции — подачи газа в этом направлении, строительства комплекса и расширения мощностей, которые уже сегодня существуют. Мы подписали протокол о намерениях — это «СИБУР», «Газпром переработка» и «Саянскхимпласт» — о возможности переработки газа этой группы месторождений на новой площадке, где, возможно, будет строиться новый комплекс, чтобы перерабатывать газ Чиканского, Ковыктинского месторождений и, в будущем, Хандинского участка.

Газоснабжение Республики Бурятия и Забайкальского края. Во время посещения Бурятии Председателем Правления ОАО «Газпром» были подписаны документы по газификации республики Бурятия и Забайкальского края. Существует утвержденная программа, она включает в себя на первом этапе — возможность подачи сжиженного углеводородного газа, на втором этапе — возможность подачи сжиженного природного газа (СПГ), на третьем этапе — возможность подачи сетевого (то есть трубопроводного) газа, и альтернативный вариант — доставка в Бурятию газового конденсата и строительство там конденсатоперерабатывающего завода или установки, которая будет производить моторное топливо и сжиженный углеводородный газ. Итак, всего четыре варианта, но первый — это, конечно, сжиженный углеводородный газ, СПГ, кото-



**В Красноярском крае в 2010 году мы открыли Абаканское месторождение с небольшими запасами — примерно 32 млрд куб. м газа. По многим объектам недропользования (их примерно восемь) мы продолжаем ведение геологоразведочных работ. Я говорил, почему по Красноярскому краю мы проявляем очень большое внимание и выделяем большие средства на то, чтобы проводить там геологоразведочные работы — самая большая ресурсная база в восточных регионах, 50% ресурсов газа суши Востока.**

рый будет поставляться из месторождений Иркутской области.

Геологоразведочные работы в Красноярском крае. В Красноярском крае в 2010 году мы открыли Абаканское месторождение с небольшими запасами — примерно 32 млрд куб. м газа. По многим объектам недропользования (их примерно восемь) мы продолжаем ведение геологоразведочных работ. Я говорил, почему по Красноярскому краю мы проявляем очень большое внимание и выделяем большие средства на то, чтобы проводить там геологоразведочные работы — самая большая ресурсная база в восточных регионах, 50% ресурсов газа суши Востока.

Меры государственной поддержки проектов Восточной газовой программы. Вы знаете, что в рамках Восточной газовой программы были утверждены мероприятия по снижению рисков ее реализации. В этих мероприятиях были предусмотрены меры государственной поддержки, такие как снижение или нулевая ставка НДС по месторождениям Востока и шельфа, меры, которые должны были применяться для создания более комфортных условий по таможенным пошлинам для оборудования, которое не производится в Российской Федерации. Это газохимические производства, оборудование для специальных работ на шельфе, буровое оборудование. Это оборудование, которое связано с добычей — например, подводные добычные комплексы — они в РФ пока еще не производятся. Однако мы ведем работу с лучшими конструкторскими бюро страны — так, провели несколько совещаний в Петербурге, приглашали лучших

конструкторов, в том числе оборонного комплекса, которые сейчас работают над этими вещами, чтобы Россия начинала производство высокотехнологичного оборудования для освоения шельфа. Какое-то время будем закупать оборудование за рубежом, чтобы эффективно работать на шельфе. Поэтому здесь необходимы определенные меры государственной поддержки.

Необходимы меры государственной поддержки и для того, чтобы помочь регионам развивать газотранспортную сетевую систему, то есть создавать внутриселские, внутригородские системы газопроводов, помочь бюджетам регионов, где идет широкомасштабная работа по газификации. Не все регионы сегодня способны финансировать эти программы, и, безусловно, такая работа должна проводиться. Другие меры государственной поддержки также общеизвестны, не буду на них детально останавливаться.

Выход на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона — эта тема, может быть, не только производственного блока, не тех, кто создает мощности для обеспечения этого выхода. Но тем не менее хочу сказать, что мы работаем в рамках координационных комитетов с Китайской национальной нефтяной компанией (КННК), мы работаем с Агентством природных ресурсов Министерства экономики и промышленности Японии. Естественно, через Агентство мы взаимодействуем со многими компаниями Японии в части разработки технико-экономических обоснований особенно по нашим восточным месторождениям, в том числе по Красноярскому краю. Работаем, тоже в рамках координационного комитета, с Kogas — это компания, которая работает на газовом рынке Кореи. Хочу подчеркнуть, что с Республикой Корея российское правительство имеет межправительственное соглашение о сотрудничестве в газовой сфере. Это единственное государство из стран АТР, с которым заключено подобное соглашение — и хотя это не говорит о том, что Республика Корея получит первый газ из России — это будет зависеть от коммерческих переговоров и условий, которые будут включаться в договор на поставку газа, но, тем не менее, с Республикой Корея такое соглашение уже заключено.

Про магистральный газопровод «Алтай» хочу сказать отдельно, хотя в Восточную газовую программу ресурсная база «Алтая» не входит. Ресурсная база «Алтая» относится уже действующей к Единой системе газоснабжения — это месторождения Западной Сибири, в том числе Ямальская группа месторождений — огромная ресурсная база, которой обладает Российская Федерация. Поэтому «Алтай»

— достаточно перспективное направление, приоритетный, первый возможный проект поставки газа в Китай. Почему именно он является первым проектом? Он реализуется быстрее, потому что нам не нужно строить газохимических комплексов — дорогостоящих, требующих большой материалоемкости, трудозатрат и времени на их создание. В составе газа Западной Сибири нет гелия, поэтому нет проблемы вывода этого газа на рынок. Если говорить о Ковыктинском и Чаяндинском месторождениях, мы не можем подавать из этих месторождений метан, хотя его запасы велики, не извлекая и не храня гелий. Лучше бы его было вывести на рынок — но рынок к этому времени не потребит весь гелий, который будет добываться на Чаянде и Ковыкте: есть расчеты, когда и какие объемы гелия могут продаваться. Поэтому гелий придется хранить. Но проект «Алтай» имеет технологическую и техническую «зеленую улицу» для подачи газа в Китай. Единственное, нужно договориться по коммерческим условиям поставки газа — это цена и другие условия, которые касаются коммерческой стороны вопроса; переговоры идут, и думаем, в 2011 году наверняка будет достигнут успех, а мы приступим к созданию новой трубопроводной системы. Как только контракт купли-продажи будет подписан Китайской народной республикой — «Газпром» приступит к строительству системы «Алтай».

— Александр Георгиевич, могли бы Вы рассказать подробнее о проекте СПГ во Владивостоке? Когда будет готово обоснование инвестиций, в какую сумму оценивается этот проект?

— Мы лишь недавно подписали с консорциумом японских компаний соглашение о разработке технико-экономического обоснования (ТЭО), а вы уже задаете вопрос о стоимости. Что мы хотим получить от этого проекта, и каковы партнеры и покупатели в странах Азиатско-Тихоокеанского региона? Во-первых, мы рассматриваем данный проект в рамках стратегии «Газпрома» по развитию и расширению производства и поставок СПГ на рынок. Во-вторых, газ Якутии — это большой газ, там не только Чаяндинское месторождение 1,3 трлн куб. м, но и другие объекты федерального значения — четыре, во всяком случае, которые входят в число месторождений федерального значения, и лицензии на которые могут быть переданы владельцу Единой системы газоснабжения по решению Правительства РФ на бесконкурсной основе. Естественно, мы платим за получение этих лицензий по методике, которую разрабатывает Правительство РФ — это не бесплатное получение. Но, тем не менее, мы эти лицен-



зии на четыре объекта недропользования можем получить, и еще в 2008 году подали заявки. Это примерно еще 500 млрд м куб. газа к 1,3 трлн куб. м, которые есть на Чаюнде. Вся эта ресурсная база, которая уже сегодня очевидна, завтра будет расти: там есть и другие объекты недропользования, где нужно заниматься геологоразведкой. Я вам называл объем геологической изученности — это примерно 7–8%. Плотность ресурсов достаточно высока — это говорит о том, что мы можем получить реальные запасы по категориям C1+C2, проводя широкомасштабные геологоразведочные работы. Этот газ, естественно, будет выходить в сторону Приморского края в район Владивостока. И, естественно, необходимо решать вопрос о морской транспортировке этого газа. А она возможна в виде СПГ, если потребитель находится далеко, и в виде сжатого газа — что более выгодно экономически. Сейчас эту технологию нужно разрабатывать — мы договорились об этом с нашими японскими и корейскими партнерами. Техно-экономические расчеты показывают — на расстояния до 2,5 тыс. миль более эффективно перевозить морским транспортом газ в сжатом виде, а не в виде СПГ. Естественно, это более дешевая технология: компримирование (сжатие), транспортировка газа под высоким давлением, без поддержания температуры –164°C. То есть это другие материалы, другая стоимость капитальных затрат, другая стоимость эксплуатационных затрат. Поэтому мы договорились, данные технологии будем разрабатывать. В рамках проработки ТЭО с японским Агентством природных ресурсов мы говорим о том, что мы должны изучить вопрос производства примерно 1,5 млрд куб. м газа в сжатом виде, для перевозки морским

транспортом. Это будет впервые в мире применено в промышленном масштабе, но это перспективно особенно для стран АТР.

— *Если вы готовы начать строить «Алтай» после достижения коммерческих договоренностей с Китаем, тогда у вас, наверное, есть представление, сколько стоит транспортировка тысячи кубометров от месторождений в Западной Сибири до границы с Китаем по этому направлению?*

— Первый вопрос: будет проект — и будет цена. Будет заключен контракт — вы всё узнаете. Пока идут переговоры — никакой информации, сколько и что будет стоить, мы давать не можем.

— *Могли бы Вы разъяснить схему поставок газа с Сахалина потребителям во Владивостоке и в Сахалинскую область? Там много запутанных решений Правительства было: то вы получаете газ в виде «роялти», то Минфин хотел получать это деньгами? Какие решения приняты в итоге: какая схема, сколько стоит газ, кто его закупает, кто получает?*

— Действительно, все уже запутались в ситуации по «роялти», но, на самом деле, в СРП все прописано. Все действия будут идти в соответствии с СРП. Что касается «роялти» — прописано в пункте 1.4 СРП. Там предполагается, что Российская Федерация получает принадлежащую ей долю в натуральной вещественной форме. Цена определена протокольным решением, которое было принято Первым заместителем Председателя Правительства Игорем Шуваловым. И цена, по которой газ должен продаваться — отпускаться на Сахалине на входе в газотранспортную систему — должна составлять примерно 50

долл. за тыс. куб. м. Цена во Владивостоке будет составлять примерно 150–155 долл. за тыс. куб. м. При этих условиях потребители Дальнего Востока, потребители о. Русского могут получать газ именно по этой цене. Потому что есть еще транспортные издержки, есть издержки газораспределительных организаций — и в данном случае структура ценовых параметров будет такой. При этом никто не получает никаких дотаций, они не нужны: какой смысл дотировать потребителя, то есть энергетиков Дальнего Востока, подняв на Сахалине стоимость продаж газа из проекта «Сахалин-2»? Никакого смысла нет по простой причине — потому что газ принадлежит Российской Федерации, и будет стоить во Владивостоке 150–155 долл. Эти решения деле существуют и должны быть реализованы в ближайшее время. Это позволит обеспечить комфортные условия для потребителей Дальнего Востока в получении первого газа. Но с началом добычи на Кириновском месторождении «Газпромом» собственного газа необходимость в получении этого объема «роялти» для поставки газа российским потребителям может и отпасть, это может произойти где-то через 4–5 лет. Для газа с Кириновского месторождения дотация при такой ценовой политике не понадобится.

— *«Газпром» планировал построить в районе действия системы «Сахалин — Хабаровск — Владивосток» завод по производству метанола и минеральных удобрений. В каком состоянии сейчас находится проект, будет ли он реализовываться, сохранились ли эти планы?*

— Мы этих планов не оставляем — создание газохимических предприятий в Приморском крае улучшает экономику проекта.



Идут расчеты, и пока трудно сказать, какие будут объемы, какие объемы пойдут на СПГ, какие на метанол, какие на возможное производство минеральных удобрений. Сейчас идут расчеты, чтобы технико-экономические величины были оптимизированы.

— *Вы сказали, что мощность газопровода «Сахалин — Хабаровск — Владивосток» в части поставок газа из Якутии составит 18 млрд куб. м в год. Насколько мы все знаем, производство газа на Чаяндинском месторождении планируется в объеме 25 млрд куб. м в год. Вы не могли бы разъяснить, как этот объем будет распределяться?*

— Распределяться будет в соответствии с заключенными контрактами. На самом деле газопровод «Якутия — Хабаровск — Владивосток» будет иметь мощность 30 млрд куб. м в год. Мы это предполагаем, потому что ТЭО сегодня еще не закончено, но думаем, что это будет 30 млрд куб. м, а, может быть, и больше. Система газопроводов «Якутия — Хабаровск — Владивосток» может иметь большую мощность.

— *Вы сказали, что подали заявку на получение четырех лицензий в Якутии еще в 2008-м. Почему этот вопрос так затягивается? И когда «Газпрому» уже будет передан «Камчатгазпром»?*

— Вы же знаете, что сейчас в рыночных условиях ничего бесплатно не передается. «Камчатгазпром» по нашей оценке стоит несколько меньше той величины, по которой нам его хотят продать. Есть решение Совета директоров «Газпрома» о величине и стоимости «Камчатгазпрома», то есть Совет директоров утвердил Правлению ту величину, по которой мы можем покупать. Это величина несколько ниже той, по которой нам хотят продать этот актив.

— *В продолжение вопроса по новому заводу СПГ на Дальнем Востоке. Все-таки какое у Вас видение графика подготовки? Вы сказали, что договорились о проведении ТЭО. Но есть ли у Вас видение, в какие сроки эта работа может быть закончена и когда можно ожидать выхода на договоренности с японскими партнерами, которыми делается ТЭО?*

— Вы хотите телегу поставить впереди лошади. На самом деле у нас еще на начальной стадии ТЭО по заводу СПГ, а все параметры, о которых вы спрашиваете, назвать сложно. Мы с партнерами ожидаем возможности создания мощностей по заводу СПГ и сжатому газу в районе Владивостока к началу промышленной подачи газа из месторождений Якутии, то есть это примерно 2017 год. Это ориентир, контрольная дата, на которую мы будем

ориентироваться, имея в виду, что начало работы газовой части Чаяндинского месторождения будет с конца 2016 — начала 2017 года. Но, естественно, мы будем должны провести работу по рыночной составляющей, то есть сначала нужно провести определенные переговоры и подготовить контракты купли-продажи газа. Вы же знаете принцип: сначала газ нужно продать, а потом уже добывать. Эта работа будет проводиться параллельно, она и сейчас ведется с нашими потенциальными покупателями. Но мы считаем, что физически возможно создать мощности в 2017 году.

— *В каком состоянии работа по изучению необходимости создания газохимических производств в Красноярском и Иркутском центрах газодобычи? Какие-то промежуточные результаты Вы могли бы обнародовать: возможные площадки, объемы инвестиций, необходимость или отсутствие таковой в привлечении иностранных партнеров, инвесторов и так далее?*

— На этот вопрос ответ тоже пока отсутствует, потому что сейчас назвать точные параметры, где и на каких площадках будет развернуто производство, невозможно... Я вот, например, назвал Саянск — это начальный возможный этап создания объектов газохимии, под иркутскую группу месторождений. По блоку якутских месторождений — еще не завершено технико-экономическое обоснование по обустройству, транспортировке газа и газохимии. Когда эти работы будут завершены, будет проведена оптимизация, и тогда мы точно можем определить, где будут располагаться объекты газохимии для якутской группы месторождений. Это связано с непростым вопросом — с выделением гелия и его хранением. Мы уже с вами говорили, что целесообразно выделить гелий, например, в Якутии и хранить там в малых месторождениях в виде гелиевого концентрата. Естественно, тогда гелий мы не тратим, не расходуем при транспортировке по газопроводу. Если создавать мощности по производству гелия, например, в Приморском крае, тогда гелий как часть топливного газа, которая пойдет на работу компрессорных станций, будет просто уничтожен. А это ценное сырье для высокотехнологичных отраслей промышленности, и не только РФ. Мы уже говорили о том, что это термоядерные процессы, это электроника и так далее. Мы собираемся развивать страну по высокотехнологичному, инновационному пути. Гелий будет нужен — вот с этим, в основном, и связано желание его сохранить, даже не с пропан-бутаном. Что касается партнеров, по газохимии мы будем работать с иностранными

компаниями; желательнее, чтобы инвестиции от них были направлены в создание вместе с нами (а может быть, и отдельно) объектов газохимии на той ресурсной базе, которая существует на Востоке страны. Она богатая, и позволит организовать хороший выгодный бизнес. Поэтому мы с вниманием будем относиться к инвесторам, которые будут вкладывать деньги в газохимические предприятия.

— *Каких-то конкретных партнеров уже рассматриваете?*

— Да, эта широкомасштабная работа ведется с разными компаниями, с разными странами. Мы взаимодействуем с группой японских компаний — они активно работают, в том числе по Красноярскому краю. Например, по Собинскому месторождению мы разработали ТЭО и близко подошли к тому, чтобы принимать решение на его основе. Это небольшой пионерный проект. Возможность участия компаний существует и по Чаяндинскому, и по Ковыктинскому месторождениям — при их освоении и создании мощностей по газохимии. Участие иностранных инвесторов в газохимическом производстве позволит ускорить ввод этих месторождений в работу. Работаем с корейскими компаниями, с китайской КННК. Проведены предынвестиционные исследования возможности участия китайской стороны в газохимических производствах на Востоке.

— *Вы могли бы уточнить график строительства двух разных газопроводов, которые будут транспортировать газ до Китая: собираетесь ли вы строить одновременно и Алтайский (западный), и восточный коридор до Китая?*

— Мы еще по одному не договорились до конца, а вы нам уже говорите «по второму одновременно». Дело в том, что суммарно заявленная потребность Китая составляет 68 млрд куб. м газа. Западные ворота — это проект «Алтай» — 30 млрд куб. м газа, восточные — это 38 млрд куб. м газа. Восточный вектор поставки газа в Китай требует дополнительного времени на создание газохимических производств. Поэтому одновременно практически это сделать технически возможно, но «по жизни» так не получится. Если у Китая есть сегодня потребность в газе, и они хотят хорошую цену назвать за покупаемый газ... А она должна быть равнодоходной с нашими поставками на Запад: мы не можем одним продавать дешевле, другим дороже. Есть определенные рыночные механизмы, которые определяют уровень цен, и мы исходим из своих интересов — куда «Газпрому» выгоднее продавать. Поэтому мы и говорим, что принцип равно-





доходности лежит в основе определения цены. Кроме того, не надо забывать, что этот же принцип равнодоходности будет применяться и для российских потребителей. Ведь российский рынок тоже постепенно идет к тому, чтобы цена на газ была для производителей, для поставщика равнодоходной со всеми рынками, не было убытка. И если проанализировать все эти факторы, то получается, что проект «Алтай» идет впереди, потому что он сегодня технически, технологически более реализуем. Как только мы договариваемся по цене — мы начинаем строить.

Если говорить о восточном векторе, то необходимо провести более тщательную работу по его оптимизации: где газохимические предприятия будут располагаться, где мы будем выделять гелий, где его хранить, в каких объемах гелий пойдет на рынок. Я не говорю уже о газохимической продукции, о пропан-бутане и других составляющих, которые пойдут на газохимию, и тоже будут выходить на рынок, и должны выходить на рынок. И мы должны создать такую систему, при которой эти ценные компоненты, эта продукция газохимии — она же не будет лежать на складе — должна идти на рынок. Те страны и компании, которые будут покупать метан в качестве энергоресурса для электроэнергетики, для какой-то собственной переработки, для производства минеральных удобрений на территории каких-то стран, должны учитывать, что мы этан, пропан, бутан и гелий должны потреблять пропорционально. Иначе метана будет меньше, потому что нет такого склада, где его хранить. Эта задача сложнее, поэтому мы и говорим, что первый этап — это, конечно, проект «Алтай». По нему сегодня открыта «зеленая улица». Восточный вектор

нужно проработать детально и, конечно, в том числе с участием иностранных инвесторов, решать вопрос газохимии, в том числе и рынка.

— Скажите, сколько СПГ было поставлено, планируется поставить в Японию в этом году? Если произошел рост по сравнению с прошлым годом, то на сколько процентов? Есть ли препятствия для расширения экспорта: возможности заводов, или транспортная инфраструктура, политическое решение со стороны японского Правительства?

— Могу сказать, что сразу было поставлено дополнительно несколько танкеров из проекта «Сахалин-2» — дополнительно к тем объемам, которые мы планировали вообще поставить в Японию. Эта помощь была оказана по совершенно понятным причинам и соображениям. Председатель Правительства РФ в Южно-Сахалинске сделал хорошее предложение, по сути говоря решающее всю проблему поставок СПГ в Японию, — что мы увеличиваем поставки газа по трубопроводам в Европу, а Европа снижает нагрузку на рынок СПГ, и СПГ может пойти в Японию. В тот период мы могли дополнительно поставлять в Европу по трубопроводам 60 млн куб. м газа в сутки. За сто дней мы смогли поставить в Японию таким образом — через разменные операции со странами Европы, включая Евро-союз, — примерно 4 млн т СПГ. За триста дней — примерно, расчетный период, цикл — это 12 млн. т СПГ. Этот объем полностью мог решить проблему японского потребителя, по нашим расчетам. В будущем, наверное, это будет зависеть от принятия решений японской стороной: как будет с атомной энергетикой, будет ли она вообще там работать или сохранилась частично, на какие виды источников

Япония перейдет: может быть, на возобновляемые... Когда решение будет окончательно принято японскими энергетиками, тогда мы будем знать точные параметры, сколько дополнительно газа необходимо поставлять на японский рынок.

— Сейчас «Газпром» не ведет переговоры с ExxonMobil по покупке газа с «Сахалина-1»?

— ExxonMobil хочет продать нам газ, но пока не готов, с ними ведутся переговоры. Думаю, что сейчас нужно ускоренно вводить вторую фазу «Сахалина-1». Есть определенные моменты, прописанные в лицензионном соглашении, и конечно этот проект должен развиваться. Но «Газпром» намеревается купить весь объем этого газа в свой портфель, чтобы поставить его российским потребителям. Думаю, в 2011 году нам удастся договориться с Exxon по приобретению этого объема газа заранее, то есть еще до начала их работы по реализации второй фазы этого проекта.

— Вы урегулировали вопрос с корейцами по Западной Камчатке (они раньше участвовали в проекте)? Они отказались от своего желания участвовать в разработке месторождения?

— По Западной Камчатке «Газпром» приступил к геологоразведочным работам. Мы выполнили геофизические работы в 2010 году, на 2011 год запланировано разведочное поисковое бурение. Компании, которые участвовали в этом проекте, к сожалению, не выполнили объемы работ, которые собирались, и, поскольку срок лицензии на проведение геологоразведочных работ истек, потеряли эту лицензию. Будут ли они привлекаться для работ по Западной Камчатке? Сейчас я не могу сказать, что это непременно будет так. Мы работаем с корейской группой компаний KNOC и дали им предложения по возможности участия в реализации проектов Восточной газовой программы. Это не обязательно Западная Камчатка — могут быть и другие объекты в области нефтяного бизнеса, чем, собственно говоря, KNOC и занимался. Такая работа ведется с этой группой компаний по линии «Газпром нефти». И я думаю, что мы найдем взаимовыгодное, приемлемое решение для участия этой компании в реализации Восточной газовой программы, но необязательно, что это будет Западная Камчатка. Нам надо провести геологоразведочные работы и посмотреть, что там есть. Мы должны посмотреть объемы, перспективу создания газовой промышленности в этом третьем по величине и пятом по счету блоке ресурсной базы Востока. Эту работу мы пока ведем никого не привлекая. ●

## Повышение надежности поставок газа в Европу

Александр Медведев рассказал журналистам о ключевом направлении деятельности «Газпрома» — поставках газа в Европу, и проблемах, которые испытывает российский газовый монополист в этой деятельности.



— Что касается экспорта и в Европу и в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, мы имеем сегодня возможность обсудить эти две темы одновременно. Это не случайно: такое совпадение отражает глобализацию рынка и влияние событий, которые происходят в Европе на то, что происходит в Азии, и наоборот. Прошедший год был достаточно непростым. Последствия еще не до конца преодоленного глобального экономического кризиса так или иначе ощущались на нашей деятельности и мы не могли не учитывать это в нашей работе. Положительным фактором стал рост спроса на европейском рынке — главным для Группы «Газпром». Что касается отрицательных факторов — это сохранение на протяжении большей части года неблагоприятной ценовой конъюнктуры, при которой спотовые цены оставались ниже цен по нашим долгосрочным контрактам. Однако в последнем квартале 2010 года, а затем и в начале 2011 года в этой сфере намечались серьезные изменения, если не сказать перелом: соотношение двух ценовых показателей стало постепенно возвращаться к нормальному, докризисному положению. В отдельные периоды за прошедшие месяцы спотовые цены были а даже значительно выше, достигая 400 долл. США за тысячу кубометров. Если мы посмотрим прогнозные форвардные цены на зиму 2011, 2012, 2013 годов, то увидим, что цены также превышают 400 долл. США за тысячу кубометров. Но, даже в целом в не

совсем благоприятных для нашей компании условиях, результаты 2010 года можно считать положительными. Абсолютные объемы нашего экспорта хотя и сократились, чуть снизилась и доля российского газа на европейском рынке. Если мы говорим об объемах, то поставки уменьшились со 140,6 млрд куб. м газа в 2009 году до 138,6 млрд куб. м. Однако выручка увеличилась с 42,5 млрд до 43,9 млрд долл. США. Еще раз хочу обратить ваше внимание, как работали условия take-or-pay, поскольку это дает более полную картину. В 2010 году были произведены авансовые платежи в рамках условий take-or-pay за неотобранные объемы газа в 2009 году в сумме 1,1 млрд долл. США. Кроме того, мы еще ожидаем дополнительный платеж 100 млн долл. по условиям take-or-pay за поставку газа в Чехию. Таким образом, общая сумма авансов составит 1,2 млрд долл., что при средневзвешенной соответственной экспортной цене эквивалентно виртуальному экспорту в объеме 4,1 млрд куб. м газа. С декабря 2010 года по май 2011 года были произведены авансовые платежи за условия take-or-pay за неотобранные объемы газа в 2010 году на сумму 1,2 млрд долл. США, и мы ожидаем миллиардный платеж по этим условиям со стороны Турции, что приведет к сумме авансов 2,2 млрд долл. США, что при применении средневзвешенной экспортной цены за соответствующий период эквивалентно поставке 7,2 млрд куб. м газа. То есть виртуальный экспорт за этот

период составил дополнительно 7,2 млрд куб. м газа. Это нельзя не учитывать, оценивая ситуацию с нашими экспортными объемами и валютной выручкой.

Таким образом, перед нами стоял выбор, что ставить во главу угла: объемы и долю на рынке, или все-таки экспортную выручку? Как коммерчески ориентированная компания, акции которой котируются на бирже, Группа «Газпром» в первую очередь заинтересована в увеличении прибыли, поэтому выбор был сделан нами в пользу выручки. Думаю, что это был правильный выбор, и итоги года подтвердили это. Кроме того, нам удалось сохранить всю систему долгосрочных контрактов с условием «бери-или-плати» и систему ценообразования, привязанную к нефтепродуктовой корзине. Это важно не только в краткосрочном плане, но и на длительную перспективу. Правильность нашего выбора была подтверждена и американской консалтинговой компанией PFC Energy, которая в своем исследовании, основанном на разработанной ей методике, проанализировала экспортную сбытовую стратегию Группы «Газпром». По расчетам PFC Energy, совокупная скидка в цене, предоставленная «Газпромом», составила всего 3% за счет включения в систему ценообразования спотовой составляющей. Если бы спотовая привязка была распространена на 30% контрактных объемов, как это сделали ближайшие наши конкуренты — норвежцы, то для получения аналогичной выручки «Газпром экспорту» пришлось бы реализовать 160 млрд куб. м газа по цене 266 долл. США. Как установили исследователи, выполнение подобных сценариев одновременно по объему и по цене в условиях 2010 года было нереально, что подтвердило эффективность нашей экспортной политики.

Экспортная политика Группы «Газпром» обеспечивает стабильность, устойчивый рост, предсказуемость и высокую прибыльность. В составленном в апреле журналом Forbes списке двух тысяч крупнейших компаний мира «Газпром» занял 15-е место, причем по размеру прибыли нас обошли всего 2 компании: Nestle и ExxonMobile. Это можно считать отличным результатом, достигнутым в условиях крайне неблагоприятной конъюнктуры для нашего бизнеса.

В целом отдельные рынки демонстрируют устойчивые тенденции по восстановлению и

по итогам прошлого года тройка наших крупнейших импортеров осталась неизменной: это Германия с объемом импорта в 34 млрд куб м, Турция в объеме 18 млрд куб м и Италия в объеме 13 млрд куб м. Страны Центральной Европы показали ощутимый рост отборов. Чехия увеличила импорт на треть, Сербия почти на 20% и Румыния на 14%. Мы надеемся, что такая тенденция сохранится: исходим из того, что и в текущем году в Европе продолжится восстановление газового рынка, хотя полностью все показатели к норме не вернуться. В первом квартале текущего года мы наблюдали интересную тенденцию, когда, несмотря на общее сокращение объемов отборов в Европе в силу природного фактора, объемы отбора «Газпром экспорт» существенно увеличились.

При этом мы рассчитываем поставить нашим зарубежным потребителям не менее 155 млрд куб. м природного газа, и результаты первых месяцев 2011 года делают такие задачи, поставленные нами, абсолютно выполнимыми и реалистичными. В первом квартале с.г. европейские потребители увеличили отбор природного газа на 12% по сравнению с аналогичным периодом 2010 года. Поставки в апреле 2011 года превысили уровень прошлого года на 20%, а в мае даже на 30%. По предварительным итогам, за первые 5 месяцев 2011 года нами поставлено на экспорт в дальнее зарубежье на 17% больше газа, чем за первые 5 месяцев 2010 года.

Остановлюсь на теме, широко обсуждаемой в СМИ. В 2009 и 2010 годах в Европе появилась иллюзия, что газ можно покупать дешево на спотовом рынке. Но в конце минувшего года эта иллюзия начала потихоньку развеиваться. Есть необходимость пояснить причины аномальной дешевизны спотовых цен и возвращение к докризисной норме, несмотря на появление на рынке дополнительных объемов СПГ из Катар. Я хочу обратить внимание, что объем импорта СПГ в текущем году превышает объемы импорта прошлого года. Давление на цены спотового рынка в сторону их понижения оказывали контракты, которые заключали крупные национальные оптовые компании с более мелкими оптовиками и конечными потребителями. Эти контракты по новым правилам Евросоюза заключаются на год-два, и большинство из них начали действовать 1 октября 2008 года. То есть они заключались еще до начала кризиса (по 1 октября 2010 года). Тогда конечные потребители (компании) заказали слишком много газа, не зная о приближении кризиса, причем на условиях обязательства «бери-или-плати». Когда разразился кризис и спрос упал, у них появились излишки газа. Ихто и пришлось продавать на спотовом рынке, что оказало большое давление на спотовую

цену. Так называемая «безудержная продажа», или «бездонная продажа» — *desperate selling* — широко используемый термин, как стремление выручить хоть что-то за свой товар. Эти объемы и стали главной причиной большого расхождения между ценами спота и долгосрочных контрактов. Но с 1 октября 2010 года, когда вступили в силу новые контракты, они отражали изменившуюся модель поведения конечных потребителей. Они недозаконтраговали газ, ожидая, что дополнительный газ можно будет, как и раньше, легко и недорого докупить на спотовом рынке. Но исчезновение *desperate selling* обернулось исчезновением тех объемов, которые обеспечивали низкие цены на спотовом рынке. Соответственно, цены пошли вверх. Поэтому, по меньшей мере, на следующие два года мы можем ожидать, что цены на споте будут существенно выше. Я уже приводил вам форвардные цены на зиму 2011, 2012 и 2013 годов — они составят если не более, то близко к 400 долл. США. Таким образом, они становятся абсолютно сравнимы с ценами по нашим долгосрочным контрактам, привязанным к нефтепродуктовой корзине.

Как вы знаете, Евросоюз выдвинул амбициозные задачи по резкому сокращению выбросов CO<sub>2</sub> — на 20% к 2020 году и на 80% к 2050 году. Технически достижение последней цели возможно за счет перехода на возобновляемые источники энергии. Это подтвердило исследование консалтинговой компании McKinsey. Но ключевое здесь слово — «технически». Экономике этого перехода никто не оценил. Группа крупных компаний, работающих в газовой отрасли, включая «Газпром экспорт», попросили ту же McKinsey исследовать с финансово-экономической точки зрения сценарий сокращения выбросов на 80% к 2050 году с целью найти оптимальный путь. Им оказался так называемый «оптимизированный газовый сценарий», который предполагает сочетание газа и возобновляемых источников энергии в разумной пропорции. По сути, газ должен заменить уголь. В случае использования для сокращения выбросов только возобновляемых источников энергии, в ближайшие 20 лет Евросоюзу потребуется найти инвестиции в размере 1,5 трлн евро, а субсидии — без них возобновляемые источники неконкурентоспособны — должны достичь около 820 млрд евро. По имеющимся оценкам, это может обойтись дополнительно каждому гражданину стран Европейского Союза почти в 200 евро в год. Кстати, проведенный недавно в Германии опрос показал, что только 9% немцев готовы платить дополнительно больше 100 евро в год за использование электроэнергии, полученной с помощью возобновляемых источников энергии. Но в случае широкого привлечения

природного газа для обеспечения спроса на электроэнергию, понадобятся инвестиции на сумму 500 млрд евро к 2030 году и 850 млрд евро к 2050 году. Даже с учетом более высоких операционных расходов газовых электростанций по сравнению с возобновляемыми источниками энергии, экономия составит не менее 500 млрд евро к 2050 году.

В минувшем году в мире много говорили и о сланцевом газе, некоторые даже полагали, что он может произвести революцию в отрасли, и не только в США. Мы объективно считаем сланцевый газ важным и положительным фактором для развития газовой отрасли. Однако вряд ли он способен обеспечить революционные изменения. Главная причина нашей оценки — себестоимость его добычи. Мы длительное время уже изучаем потенциал сланцевого газа, и пришли к выводу, что нам, обладающим большими запасами традиционного газа, нет необходимости разрабатывать месторождения нетрадиционного сланцевого газа. Причин много, в том числе и финансовая. Пока опыт разработки таких нетрадиционных месторождений есть только в США. С 2005 года цена на скважине в среднем составляет около 6 долл. США за млн британских термальных единиц (мбте), то есть в пересчете, 200 долл. США за 1000 куб. м. А цена на Хенри Хабе, главной газовой торговой площадке США сейчас около 4 долл. США за мбте, то есть, около 160 долл. США за тыс куб.м. Одна буровая установка для традиционного газа обходится нам в миллион долларов, а для сланцевого газа — в 3-4 раза больше. Причем бурить они должны постоянно (поскольку скважина истощается примерно за 2 года), не только вертикально, но и горизонтально. Потом туда надо закачивать химикаты и воду, а затем ее надо откачивать и очищать. Себестоимость производства весьма и весьма высока. До сих пор компании, добывающие сланцевый газ, выходили из положения с помощью широкого использования финансовых инструментов. Они подстраховывались, продавая свой газ на форвардном рынке за год-два до начала добычи. Форвардная кривая позволяла им продавать газ по ценам 6-7 долл. США за мбте. Но с середины прошлого года форвардная кривая стала практически плоской, то есть за счет такого хеджирования более невозможно покрывать реальную себестоимость производства. Это неизбежно обернется восстановлением нормальных ценовых параметров на американском рынке, который снова станет привлекательным для поставок, в том числе и сжиженного природного газа. Мы считаем, что как дополнение к традиционному «голубому топливу» сланцевый газ будет развиваться, а добыча его расти. Но мы не видим в нем се-



резного конкурента для себя: он останется газом для местного потребления, хотя сейчас сланцевый газ косвенно влияет и на нас, поскольку часть объемов СПГ, предназначенного для Северной Америки, попадает на рынок европейских стран. Но как мы считаем — это фактор временный, который исчезнет с неизбежной нормализацией ценовых параметров в США. Возникает вопрос, а зачем крупные компании проявляют интерес к сланцевому газу, покупают за многие миллиарды долларов фирмы, работающие в этой отрасли? Просто трудно найти хорошие месторождения традиционного газа, которые можно было бы записать на свой баланс: капитализация зависит не только от показателей производства, но и от наличия запасов на балансах, от их пропорций по отношению к объемам продаж. Все эти компании готовы платить большие деньги, чтобы включить любые запасы в свой баланс. Покупка сланцевых компаний позволяет это сделать. Таково главное объяснение политики крупнейших нефтегазовых компаний в этой области.

Теперь перейдем к юридическим аспектам. «Газпром», как вы знаете, участвует в диалоге с Европейским союзом в применении положений «Третьего энергопакета», который ведется на межправительственном уровне. Наш бизнес, кстати, всегда соответствует правилам, которые установлены на рынках, где мы работаем. В качестве крупного оптового поставщика мы объясняем свою позицию, призванную обеспечить наибольшую эффективность этого рынка. Сейчас мы предложили Европейскому Союзу придать особый статус трансграничным газопроводам, по которым газ поступает в Европу и которые проходят через территорию Европейского Союза. Вся идеология развития конкуренции на газовом рынке в Евросоюзе заключается в том, чтобы создавать все больше свободных объемов в газопроводах, чтобы конкуренты, третьи стороны, могли участвовать в транспортировке газа. В этом есть смысл для магистральных газопроводов внутри ЕС. Там много поставщиков, много компаний, которые хотели бы участвовать в использовании транзитных мощностей. Но почему это должно применяться к газопроводам, где нет никаких других поставок, кроме экспорта, например из России? Этот газ движется с Востока на Запад и там объективно не может возникнуть другой поставщик.

В этой связи возникает серьезная проблема — инвестирование в газовую инфраструктуру. Если поставщики, включая «Газпром», будут отстранены от нее в рамках «Третьего энергопакета», то кто сможет осуществлять такие инвестиции? Эти инвестиции не относятся к числу высококоррелябельных. Более

того, Евросоюз пытается регулировать доходность инвестиций в газовую инфраструктуру, ограничивая ее весьма существенно. Ранее в них были заинтересованы преимущественно отраслевые компании, которым надо было доставлять газ потребителям. Пока из всех желающих стать владельцем газотранспортной системы по новой системе в той или иной стране не видно ни одного кандидата, который хоть что-нибудь когда-либо построил. Еще один вопрос — безопасность: газопроводная система в Европе фрагментирована. Мы с владельцами газотранспортных систем общаемся в повседневном режиме и в состоянии координировать те или иные возникающие ситуации в увязке с добычей, транспортировкой и сбытом. Давайте представим, что на их месте появится дюжина-другая владельцев различных фрагментов газотранспортной системы? Кто будет нести ответственность за ту или иную ситуацию? Кто будет отвечать за решение операционных задач в отрыве от производителя, которого хотят исключить из этой системы? Стоит подумать о том, чтобы применять «Третий энергопакет» на этапе, когда газ уже прибыл на территорию Европейского Союза к пунктам сдачи по долгосрочным контрактам, где создается тот самый виртуальный газовый рынок. Внутри этого рынка доступ третьих лиц как раз и может быть обеспечен.

Теперь о новых проектах: «Северный поток». Работы по прокладке трубопровода общей протяженностью 1220 км, соединяющего российский Выборг и германский Грайфсвальд, завершаются. Газопровод будет состоять из двух ниток, каждая рассчитана на 27,5 млрд куб. м газа в год, и практически весь объем, который будет поставлен по газопроводу, уже законтрактан. В 2011 году по этому трансбалтийскому газопроводу поступит первый газ. Наполнение системы газом уже начнется в самое ближайшее время.

«Южный поток». Этот панъевропейский проект становится все более интернациональным. Первоначально строительство морского участка, протяженностью около 900 км, планировалось силами «Газпрома» и итальянской ENI. В марте 2011 года к проекту стала подключаться германская компания Wintershall, как еще раньше французская EDF. Работы по реализации масштабного проекта мощностью до 63 млрд куб. м в год идут по графику. Сводное ТЭО проекта будет представлено в третьем квартале этого года и ввод в эксплуатацию намечен на 2015 год.

Теперь о подземном хранении. Важным способом диверсификации газовых поставок, обеспечения их стабильности и гибкости является система подземного хранения. В конце января руководство Группы «Газпром» при-

няло решение «О наращивании мощностей ПХГ Общества в зарубежных странах». Мы уже широко используем этот ресурс. Например: «Газпром экспорт» совместно с WINGAS эксплуатирует в Германии крупнейшее в Европе газохранилище — «Реден», с объемом активного газа свыше 4 млрд куб. м. WINGAS и компания RAG эксплуатируют ПХГ «Хайдах» в Австрии общим объемом активного газа 2,8 млрд куб. м. Совсем недавно отмечался ввод в действие второй очереди этого подземного хранилища. С 2005 года, в соответствии с лизинговым соглашением, подписанным с компанией Vitol «Газпром» на 5 лет получил доступ к 50% мощностей ПХГ «Хамбли Гроув» в Великобритании. Кроме того, совместно с европейскими партнерами, изучаются возможности и реализуются новые проекты по подземному хранению газа: с компанией VNG ведется работа по строительству близ г. Бернбурга (Германия) ПХГ «Катарина» с активным объемом до 600 млн куб. м. С компанией TAQA достигнуто соглашение о ПХГ «Бергермеер» (Нидерланды), с компанией «Сербиягаз» достигнута договоренность о совместной реализации проекта ПХГ «Банатский Двор» (Сербия) с активным объемом до 0,5 млрд куб. м газа.

Мы также проводим техническую и экономическую оценку возможности участия в проектах в сфере ПХГ на территории Австрии, Великобритании, Италии, Румынии, Словакии, Турции, Чехии и ряда стран. Перспективы — самые благоприятные. С 2006 по 2010 года наши мощности по хранению газа в Европе увеличились с 1,4 млрд до 2,5 млрд куб. м., а суточная производительность с 18,2 млн до 30 млн куб. м. После реализации упомянутых проектов, наши мощности по хранению газа в Европе к 2015 году возрастут почти до 5 млрд куб. м активного газа, а суточная производительность — до 65,7 млн куб. м. Логика нашей долгосрочной стратегии такова: реализация самостоятельных инвестиционных проектов в области ПХГ позволяет снизить тариф на хранение (использование мощностей осуществляется на основании инвестиционного, а не коммерческого тарифа), получить полную гибкость по использованию активного объема ПХГ и минимизировать риск по неполучению мощностей хранения в период пикового спроса на газ.

Еще одно перспективное направление — это использование газа в качестве газомоторного топлива. Мы уже открыли свои заправки через дочерние и внучатые компании — «Газпром Германия» и чешская Vetex. Однако, хотя сжатый, или компримированный природный газ (КПГ) является самым простым решением, мы не ограничиваемся развитием только этого вида топлива. На фоне роста цен на бензин

и дизельное топливо, и одновременно ужесточение европейских экологических норм применительно к автотранспорту, природный газ в качестве моторного топлива будет востребован во всех его проявлениях. Весьма перспективно использование СПГ в качестве моторного топлива для крупнотоннажных грузовиков. Технология gas-to-liquids максимально приближает газ по своим свойствам к традиционным жидким топливам, и повышает его конкурентоспособность.

Преимущества газа как моторного топлива не подлежат сомнению, и его использование обеспечивает существенно меньшие затраты, минимальный уровень выбросов, а также, что важно для городского транспорта, более низкий уровень шума. Мы уверены, что этот рынок будет расти, и стремимся максимально использовать его в развитии: у нас есть газ, есть ноу-хау, есть технологии, и есть партнеры, которые уже проявили свою заинтересованность как на политическом, так и на корпоративном уровне.

Тем самым европейская часть презентации заканчивается, и я хочу очень коротко в преддверии вопросов рассказать об Азиатско-Тихоокеанском регионе. Вас, конечно, беспокоит, как идут переговоры с китайской стороной: хочу развеять сомнения и объяснить, что происходит. Ясно, что ценовой вопрос при заключении долгосрочных контрактов является ключевым, особенно, когда речь идет о поставке газа на новый для нас рынок. Но если мы проанализируем потребности китайской стороны, то очевидно, что альтернативы поиска решений нет. Ключевым компонентом нашей долгосрочной стратегии является диверсификация географии деятельности, в том числе выход на страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Этот регион для нас приоритетный, значение восточного вектора в нашей стратегии возрастает. К примеру, если сейчас Китай зависит от импорта источников энергии на 50%, то к 2020 году, по прогнозам Пекина, зависимость увеличится до 60%. Если в 2006 году Индия и Китай совокупно потребляли около 20% всей энергии, производимой в мире, то к 2030 году этот показатель вырастет до 28%. В целом, только в Восточной Азии в течение ближайших 20 лет дефицит энергии может превысить дефицит в Европе и Америке более чем в семь раз. Прогнозы указывают, что этот регион будет обеспечивать 75% растущего мирового спроса на энергоносители до 2030 года. И у нас есть все возможности, чтобы быть одним из основных поставщиков в этот регион.

Давайте посмотрим на Китай. Китайская экономика, вторая по объему ВВП в мире, остается очень энергоемкой, и хотя природный газ занимает пока крайне незначительное место в



энергетическом балансе, его роль будет расти. По прогнозам самих китайских коллег, к 2020 году потребление газа в Китае вырастет до 350-400 млрд куб. м по сравнению с текущими 87 млрд куб. м в 2009 году и 107 млрд куб. м в 2010 году. Даже если китайские коллеги после необходимых исследований сочтут экономически и геологически оправданной добычу у себя сланцевого газа, на рынке остается место и для «голубого топлива» из России. Рынок природного газа Китая развивается сейчас стабильно и приобретает качественные характеристики современного рынка ликвидного товара. Я бы мог долго рассказывать про перспективы китайского рынка, особенно в связи с пессимистическими публикациями в некоторых наших газетах, но факты говорят за себя: поставки природного газа в Китай по двум коридорам ориентированы на различные рынки потребления и являются взаимодополняющими. Мы, безусловно, найдем решение с китайскими коллегами, которые учтут все факторы и растущего китайского рынка, и то, что рынок стал глобальным.

Теперь о «Сахалине-2»: этот проект — наш флагман в регионе. Как вы помните, 18 февраля 2009 года производство СПГ в рамках проекта «Сахалин-2» началось. За это время мы вышли на проектную мощность в 9,6 млн тонн СПГ в год. Япония является основным потребителем сахалинского СПГ — около 65% продукции по проекту законтрактовано четырьмя крупнейшими электрогенерирующими и пятью газовыми компаниями этой страны по долгосрочным контрактам в течение 25 лет. Доля сахалинского газа в объеме потребления СПГ в Японии составляет уже около 8%. После трагических событий на Фукусиме и «Сахалинская Энергия», и «Газпром» сделали все возможное, чтобы удовлетворять дефицит

энергопоставок в Японию. Нами поставлено уже три сверхплановых танкера в Японию, мы ожидаем описания реальных потребностей японской стороны для удовлетворения их как в краткосрочном, так и в среднесрочном, и в долгосрочном плане. У нас для этого все есть: ресурсы Восточной Сибири и Дальнего Востока, проекты, возможность расширения проекта «Сахалин-2» и строительства нового завода СПГ в районе Владивостока.

Мы диверсифицируем свою деятельность в Северной Африке, у нас есть интерес и к израильским месторождениям, а также ряд проектов в соответствии со стратегией вхождения «Газпрома» в нефтегазовый рынок Латинской Америки. Я бы мог долго рассказывать о японском рынке, о работе на рынке США, где наша компания уже входит в число 20 крупнейших операторов рынка через нашу компанию Gazprom Marketing & Trading USA. В ноябре 2009 года в Сингапуре зарегистрирована компания Gazprom Marketing & Trading Singapore, созданная для расширения присутствия «Газпрома» в Азиатско-Тихоокеанском регионе. И с 2010 года эта компания приступила к маркетинговым и трейдинговым операциям. В Сингапуре также создается специальное подразделение Gazprom Marketing & Trading по морским перевозкам. Компанией было зафрахтовано пять танкеров СПГ.

Электроэнергетика является отдельным направлением нашей деятельности за рубежом, совместно с «Газпром энергохолдинг» мы планируем до конца 2011 года определить список приоритетных проектов с учетом закрытия атомной энергетики в Германии и уже объявленного такого же действия в Швейцарии. Перспектива электрогенерации на газе большая, и в этой связи мы ведем переговоры с рядом крупных наших партнеров о расширении этой



деятельности, где «Газпром» будет играть роль не только в качестве поставщика природного газа, но и оператора в области электричества. Не надо забывать и о торговле квотами на выброс CO<sub>2</sub>. Группа «Газпром» активно работает не только в зарубежных странах, но и в России уже запущена пара проектов. Ясно, что судьба Киотского протокола всех волнует, мы оснащены и технологиями и методологиями, генерируем сертификаты на выброс CO<sub>2</sub>, поэтому будем ждать, чем закончится киотская судьба, и будем готовы работать в зависимости от результатов.

— **Европейские клиенты вышли на так называемый второй раунд переговоров с «Газпромом» по пересмотру контрактов. Вы говорили, что с некоторыми есть какие-то договоренности. Насколько мы понимаем, европейцам сейчас уже не надо увеличивать долю спота. То есть о чем вы сейчас разговариваете, хотят ли они снижения базовой цены, и с кем уже есть договоренности?**

— Еще раз хочу подчеркнуть, что право на пересмотр цен есть как у продавца, так и у покупателя, но оно не безусловное, оно должно быть оправдано изменениями в рыночных условиях. Поэтому это не просто желание купить дешевле и продать дороже, что является естественным, это должно быть подкреплено анализом. Как я уже сказал, многие иллюзии, касающиеся спотового рынка, если уже не исчезли, то исчезают. Хотя разрыв между спотовой индексацией и нефтепродуктовой индексацией в целом, если проанализировать за период 2010-2011 год, сохранился, и есть риск увеличения этого разрыва в силу роста цен на нефть и нефтепродукты, но тем не менее разрыв существенно сократился в силу инфраструктурных ограничений. Форвардные цены на газ на основных ликвидных торговых площадках (а по-настоящему ликвидной является только одна площадка в Европе — это NBP) превышают 400 долл. США. Вот еще неделю назад цена на зиму была 420 долл. США. Поэтому надо учитывать, каким иллюзиям оказались подвержены клиенты и как эти иллюзии теперь потихоньку растворяются. Поэтому мы ожидаем от партнеров взвешенного профессионального подхода. К тому же мы не являемся для рынка внешней стороной: мы сами являемся одним из опытных, профессиональных и искушенных участников этого рынка. Наша компания Gazprom Marketing & Trading работает и в Великобритании, и во Франции. Мы сами работаем и в Германии, и в Италии, поэтому знаем, «с чем едят» рынок, в том числе и спотовый. Недавно мы договорились с рядом наших партнеров на сбалансированные условия, которые отражают новые тенденции на



рынке, но даже в страшном сне мы не собираемся делать что-либо приводящее к разрушению традиционной системы ценообразования. И не потому, что мы консервативны, а потому что заботимся о клиентах — чтобы они имели гарантированные долгосрочные возможности покупки газа.

— **За последние два месяца об очередных переговорах с вами объявили итальянская ENI, германский E.ON и французская GDF. О чем эти переговоры? Договорились ли вы с кем-то из них сейчас?**

— Мы достигли договоренности с компанией GasTerra, с компанией Edison. Договорились с ними в прошлом году: они воспользовались правом внеочередного пересмотра цен, в рамках этого права мы с ними ведем переговоры и сейчас. Отводится определенное время, оно еще не вышло. Я не могу вам раскрывать особенности наших коммерческих договоренностей. Но еще раз повторю, что иллюзии, связанные со спотовым ценообразованием, исчезают. Для этого есть два фактора: ликвидность и уровень цены. Одно дело, когда цены на базе спотовой индексации были низкие или падающие, и разрыв был очень большой, а сейчас разрыв очень маленький. Я могу вам сказать, что прогноз среднегодовой цены по 2011 году около 400 долл. США, а цена прогнозная на следующую зиму, она выше 400 долл. США.

— **Каков прогноз экспортной выручки в этом году в связи с предполагаемым ростом объемов?**

— У нас есть прогноз, что мы получим от экспорта в дальнейшем зарубежье более 60 млрд долл. США выручки, что будет приближаться к рекордной выручке, которую мы получили в 2008 году.

— **Недавно Белоруссия заявила, что полностью готова продать «Белтрансгаз» вам; до конца года они хотят это сделать. Насколько это реально?**

— Да, переговоры ведутся. Алексей Мил-

лер встречался с вице-премьером Семашко, и эти переговоры будут продолжены. Но речь идет не только о том, сколько будет стоить оставшиеся 50%, но и какие будут условия для работы предприятия, которое будет 100% принадлежать «Газпрому». Условия должны быть закреплены для обеспечения эффективной работы этого предприятия. С нашей стороны у нас нет сомнений, что мы это предприятие сможем загрузить работой, но помимо нашей возможности и желания есть внешние факторы. Мы не хотим ни в коем случае оказаться в ситуации, когда мы рассчитываем на одни условия работы, а они вдруг окажутся другими. И поэтому, помимо условий купли-продажи, есть условия, которые должны быть закреплены межправительственным соглашением между Россией и Белоруссией.

— **По поводу цен, вы пока не договорились с китайцами, которые сказали, что не будут платить на уровне европейских цен. Какую вы скидку дадите, как это будет влиять на переговоры по пересмотру цен в Европе?**

— Как и при заключении контракта в Китайскую Народную Республику, и помимо корпоративного соглашения по условиям на строительство газопровода при переходе границы Россия — Китай, предполагается заключить межправительственное соглашение Россия — Китай, которое определит условия работы хозяйствующих субъектов на долгий период. Речь не идет о том, что цены должны быть одинаковые для Китая и для Европы. Речь идет о другом — о принципе равнодоходности при поставках в Европу и в Китай. Здесь очень простая логика, и ей трудно возражать: мы собираемся по западному коридору поставлять газ на базе наших месторождений, таких же, из которых мы поставляем газ в Европу. Разные транспортные расстояния учитываются при тех предложениях, которые мы делали нашим китайским коллегам. Но мы думаем не только о своей доходности, но и о балансе газа

в Европе и в Азии, поэтому переговоры идут непросто. Но понимание между нами есть, и я думаю, что мы найдем решение с учетом того, что газ Китаю нужен. Надеюсь и уверен, что решение будет найдено. Сколько времени оно займет — думаю, до конца года есть хорошие шансы договориться. Мне кажется, что шансы очень хорошие: у нас есть газ, есть возможность в 2015 году начать его поставлять, и мы каких-то особых требований не выдвигаем. Принцип равнодоходности при поставках газа в Европу и в Китай очень логичный и к тому же позволит не допускать разбалансировки рынка Азиатско-Тихоокеанского региона. И то, что какой-то другой поставщик предлагает более низкую цену, нам, честно говоря, безразлично. Более того, это позволяет китайской стороне составлять хороший коктейль из собственного газа, газа по другому контракту, и нашего. И Игорь Сечин об этом сказал, и Алексей Миллер, и главное, я не вижу основания, почему наш газ должен продаваться по другой цене? Думаю, что после собрания акционеров мы с легким сердцем приступим к продолжению переговоров.

— **Есть ли у вас какое-то понимание по совершенствованию структуры экспортного блока?**

— Вышел приказ о том, что внешний блок будет отвечать за экспорт не только в дальнее, но и в ближнее зарубежье. Поэтому сейчас уже готовятся соответствующие организационные мероприятия, которые приведут к тому, что Департамент внешнеэкономической деятельности совместно с «Газпром экспорт» будет полностью отвечать за экспорт, и в ближнее, и в дальнее зарубежье. При этом «Газпром экспорт» в тех случаях, когда это не входит в конфликт с межправительственными соглашениями, будет контрактодержателем при поставках газа, а в тех случаях, когда есть какие-то ограничения в связи с наличием там межправительственных договоренностей, то контрактодержателем будет «Газпром». Департамент будет организатором, а «Газпром экспорт» будет участвовать в этой работе в силу наличия своих профессиональных кадров. Поэтому я не вижу здесь никаких проблем. Наоборот, я думаю, что с учетом того, что у нас экспорт в ближнее зарубежье переведен на те же принципы, что и экспорт в дальнее зарубежье, то очень логичный шаг.

Я специально подготовил для коллег данные по экспорту всего и выручки. 2005 год — экспорт всего давал выручку в 34,4 млрд. долл. США. 2006 год — 49,2 млрд долл. США, 2007 год — 52,9 млрд долл. США, 2008 год — рекордный год — 81,6 млрд долл. США. Потом было падение, но опять же, до уровня только предшествующего года. 2009 год — 52,9 млрд

долл. США. Но уже прошлый, 2010 год, опять у нас высокий показатель — 59,5 млрд долл. США. За 5 месяцев этого года у нас выручка от экспорта составила 36,3 млрд долл. США, это означает, что в этом году у нас будет рекордный год, о чем вы скоро еще все узнаете. Это отражение того, что проводить разницу между экспортом в ближнее и дальнее зарубежье уже нет никакого смысла. И более того, у нас нет никаких третьих поставщиков, нет ни посредников, никакого «РосУкрЭнерго» не участвует в организации поставок газа в Украину, поэтому это дает возможность «Газпрому» получать полную выручку от экспорта и в дальнейшем, и в ближнее зарубежье в тех объемах, в которых я вам сказал. Поэтому цифры у нас очень хорошие и скоро мы откроем новые рынки.

— **По поводу Центрального Европейского Газового Хаба: несколько лет назад была информация, что «Газпром» хочет войти туда в рамках СП; сохраняется ли этот проект?**

— По Хабу: мы не скрывали свое желание войти в этот проект. Но Еврокомиссия, несмотря на желание наших партнеров, понимание, что ликвидность Хаба во многом зависит от нас, стала искать в этом какую-то подоплеку: не хотим ли мы контролировать потоки газа в Европе. Если Еврокомиссия не хочет давать нам презумпцию, пускай сами тогда создают этому Хабу ликвидность. Я разочарован таким подходом: мы должны не просто китайскую стену возводить, а вообще отдать голову, ноги и все другие части тела, чтобы войти в этот Хаб. Мы к этому не готовы. Считаю, что бизнес-модель очень логична, а неодобрение Еврокомиссией вхождения «Газпрома» или «Газпром экспорта» близоруко и еще раз показывает, что речь идет не об обеспечении новых механизмов или инструментов, в которых мы готовы участвовать, а в попытках придать нам намерения, которых у нас нет. Я думаю, что все равно рано или поздно деловая логика возьмет верх, но жалко, что время уходит. С января по май мы уже поставили более 7 млрд куб. м сверх намеченных планов. Июньские отборы, как обычно, чуть меньше, поскольку уже и отпуска начинаются, но с другой стороны, период закачки идет. Поэтому мы в консервативном прогнозе, как я уже сказал, считаем, что экспорт в дальнее зарубежье составит порядка 155 млрд куб. м, а если будет даже более удачный вариант, оптимистический, то мы можем экспортировать около 158 млрд куб. м.

— **Насколько увеличится объем экспорта в связи с отказом от атомной энергетики в Германии? Отреагировал ли уже E.ON на предложение «Газпрома» вместе строить новые газовые электростанции?**

— Немедленного эффекта трудно ожидать,

ведь вывод атомных электростанций займет время, сроки определены, но чтобы замещать атомную генерацию газовой, нужно начать инвестировать сейчас. Поэтому мы ведем переговоры не только с E.ON, но и с нашими традиционными партнерами, с компанией Wintershall. В ближайшее время запланирована встреча Председателя Правления Алексея Миллера с господином Гроссманом, руководителем компании RWE, у которых тоже в портфеле есть и атомная генерация, и электрогенерация. Независимые производители электроэнергии к нам активно выходят с предложениями развивать электрогенерацию и в Германии, и в других странах, где есть дефицит электроэнергии. Это, прежде всего, относится к странам Восточной Европы. В Турции перспективы электрогенерации очень хорошие. Но мы не собираемся быть просто поставщиком газа или участвовать просто в толлинговых схемах, которые возможны по переработке газа в электроэнергию. У нас накоплен опыт по работе с газом, и электроэнергией для наших клиентов, так называемые green solutions, компания Gazprom Marketing & Trading давно уже поставляет пакетные решения своим клиентам. Поэтому мы хотим быть и инвесторами в электроэнергетику. У нас есть возможности для этого, и, как я сказал, с «Газпром энергохолдингом» мы заканчиваем исследование наиболее перспективных рынков.

— **Вы сказали, что ожидаете аванса от Турции в размере 1 млрд долл. США. Вопрос, когда ожидаете, и если в этом году, то какой квартал?**

— Условие «бери или плати» — что называется железобетонное в наших контрактах, и мы с турецкими коллегами работаем в четком соответствии. Сейчас делается окончательная выверка и мы ожидаем, что эти деньги будут получены не позднее третьего квартала в соответствии с контрактом. Ну и потом, опять же, в этом нет ничего страшного для наших покупателей. Более того, с учетом прогнозного более высокого уровня цен, оплатив аванс по более низкой цене, это позволит в будущем получить газ по цене ниже, чем та, что будет преобладающей ценой для последующего периода. Потому что отбор газа осуществляется не в течение одного года, а в течение трех-пяти лет. Трагедии никто не делает, что нужно заплатить take-or-pay: заплатил — получил газ потом.

— **Какова судьба проекта газопровода Иран — Пакистан — Индия и возможность участия «Газпрома» в этом проекте?**

— Мы предложили нашим коллегам свою экспертизу. Насколько знаем, там очень тяжелые ценовые переговоры, плюс всех волнуют вопросы региональной безопасности, но мы готовы. Такого опыта, как у нас, по строительству газопроводов нет ни у кого.



## Стратегия «Газпрома» в электроэнергетике

Начальник Управления развития электроэнергетического сектора и маркетинга в электроэнергетике Департамента маркетинга, переработки газа и жидких углеводородов ОАО «Газпром», генеральный директор ООО «Газпром энергохолдинг» Денис Владимирович Федоров рассказал журналистам о стратегии «Газпрома» в электроэнергетике, и ответил на вопросы.



— Остановлюсь на самых важных моментах и аспектах нашей деятельности. У нас в структуре собственности ничего не изменилось: так и остались четыре генерирующие компании, и миноритарные пакеты электроэнергетических компаний России. Мы их понемногу продаем, но это пока не принципиальные объемы продаж. У нас осталась Каунасская ТЭЦ — мы ожидаем в ближайшие недели разрешения Совета директоров «Газпрома» по ее продаже, выполнена уже ее оценка и материалы находятся у членов Совета директоров «Газпрома». Функционируют ООО «Газпром энерго» — электросетевая компания «Газпрома», и ОАО «Межрегионэнергосбыт» — корпоративная энергосбытовая компания. По установленной мощности генерирующих активов мы сохранили в России лидерство внутри страны, у нас 37 ГВт, соответственно, «РусГидро», «Росатом», «Интер РАО ЕЭС», «Базовый элемент» и КЭС-Холдинг идут следом. Мы продолжаем выполнять инвестиционную программу, объемы финансирования, объемы строительства. Также подробно останавливаться не буду — эти цифры мы достаточно регулярно показываем. О конкретном энергетическом объекте хочу сказать, что программа у нас движется, достаточно активно мы все выполняем, были у нас, вы знаете, небольшие проблемы по ТЭЦ-26, где у нас достаточно серьезные проблемы возникли с подрядчиком, но на сегодняшний день блок к работе готов. Производственные

результаты — тоже мы их неоднократно уже показывали, тоже останавливаться не буду, все материалы вам будут предоставлены, оставим больше времени на вопросы.

По финансовым результатам тоже у нас все положительно и позитивно. Мы по всем компаниям показали уверенный рост финансовых показателей: и выручки, и EBITDA, и чистой прибыли. Целевое положение — куда мы стремимся. Вчера был сделан первый шаг на этом пути: мы провели собрания акционеров ОГК-2, ОГК-6, и я сейчас могу огласить результаты голосования. Акционеры проголосовали за объединение компаний, и таким образом мы продолжаем процесс объединения наших электроэнергетических активов. Сейчас будем активно работать с Федеральной антимонопольной службой, потому что фактически все преграды устранены, акционеры в подавляющем большинстве проголосовали за реорганизацию компаний. Соответственно, Советы директоров также у нас существенно не менялись, в ОГК-2 вообще ничего не изменилось, только «Интер РАО ЕЭС» не прошло в Совет директоров ОГК-2. В ОГК-6 у нас прошло два представителя «Интер РАО ЕЭС». О преимуществах объединения ОГК-2 и ОГК-6 мы также неоднократно рассказывали, поэтому останавливаться на двух следующих слайдах не буду. Что касается завершения объединения, как мы говорили, мы идем в четком графике, это скорее всего четвертый квартал 2011 года.

— Озвучьте, пожалуйста, ваш прогноз финансовых показателей по МСФО на текущий год по всем четырем дочкам, и на следующий год, если можно, по объединенной компании ОГК-2 и ОГК-6.

— Не хочу озвучивать цифры до утверждения их цифр на советах директоров, потому что мы еще не утвердили корректировку бизнес-плана. Вы знаете, что во втором квартале 2011 года были приняты новые условия функционирования рынка — новые тарифные решения. Мы на сегодняшний день ведем активную работу с генерирующими компаниями по поводу корректировки бизнес-планов, поэтому сейчас называть цифры, что были утверждены в конце прошлого года, некорректно. Цифры будут иметь, естественно, тенденцию к снижению, потому что тарифы для нас в 2011 году были снижены задним числом.

— Вы не могли бы уточнить, сколько акционеров в ОГК-2 и ОГК-6 против слияния, сколько вы потратите денег на это, и когда вы собираетесь подать ходатайство в антимонопольную службу об объединении «двойки» и «шестерки»?

— По согласным и несогласным, по цифрам, которые у меня есть. ОГК-2: «за» — 87,5%, «против» — 10,81%. По ОГК-6: «за» — 79,64%, «против» — 19,5%. По явке на собраниях акционеров ОГК-2 и ОГК-6: (участники собрания, которые представляли интересы владельцев акций) ОГК-2 — 61% акций, ОГК-6 — 69%. По поводу денег: предельная сумма на сегодняшний день понятна, она составляет 10% от стоимости чистых активов по каждой из компаний. Таким образом, у нас сумма чистых активов на последний период составляла 40 млрд руб., соответственно, по каждой из компаний — это порядка 4 млрд руб., суммарно 8 млрд руб. Это максимальная сумма, которую мы потратим на выкуп акций у несогласных акционеров или тех, кто просто захочет предъявить нам акции к выкупу. Что касается подачи заявки в ФАС, мы сейчас работаем с этой службой и комплектуем документы. У антимонопольной службы имеются вопросы, прежде всего они касаются раскрытия полного списка лиц «Газпрома» — стандартная процедура, сейчас мы ведем работу. Думаю, что в течение двух недель мы соберем весь необходимый пакет документов и представим его в антимонопольную службу.

— В связи с предстоящим слиянием ОГК-2 и ОГК-6 планируется ли изменение кадровой политики, как это может отразиться на людях, с Вашей точки зрения, и, в частности, планируется ли высвобождение работников на Киришской ГРЭС?

— Генеральным директором объединенной компании будет являться Алексей Митюшов, который на протяжении трех последних лет возглавлял ОГК-6, а Киришская станция входит в ее состав, поэтому думаю, что ожидать каких-то революционных изменений на Киришской станции не стоит. Что касается работников, находящихся на станции, — никаких планов по их увольнению, сокращению в каких-то серьезных и значительных масштабах у нас, конечно, нет. Основные сокращения коснутся исполнительного аппарата, сидящего в Москве, потому что содержать два исполнительных аппарата на одну компанию бессмысленно. У нас есть график сокращения численности персонала, мы будем его придерживаться. С точки зрения людей на станциях, они только выиграют, потому что единая мотивационная программа улучшит положение работников наших генерирующих компаний.

— Возможно ли включение «Мосэнерго» и ТГК-1 в процесс объединения, наподобие того, как это было проведено с ОГК-2 и ОГК-6. Если да, то как это будет происходить?

— В «Мосэнерго» и ТГК-1 есть большие миноритарные акционеры в лице Правительства Москвы и компании Fortum. Мы переговоров по выкупу у них пакетов акций не вели. Не думаю, что они будут в восторге, если мы им предложим обменять акции этих компаний. Мы хотим посмотреть на результаты объединения ОГК-2 и ОГК-6. На сегодняшний день «Мосэнерго» и ТГК-1 — это «голубые фишки» на бирже, они имеют свою историю, стоимость, и нам крайне важно, чтобы эти компании, и «Газпром энергохолдинг», и «Газпром» в целом выигрывали от наших действий, направленных на объединение и поглощение. Поэтому мы будем внимательно анализировать этот процесс. Мы его не исключаем, но на сегодняшний день вопрос этот в повестке дня у нас не значится.

— Насколько отличаются управленческие структуры ОГК-2 и ОГК-6, то есть, сколько времени понадобится, чтобы нам опять выйти на единую систему работы с управляющей компанией?

— Проект по объединению ОГК-2 и ОГК-6 стартовал давно, полтора года назад, и мы приводим все наши компании к единым управленческим стандартам. Поэтому большой объем работы уже был сделан. Я говорил, что запущена единая по всем компаниям мотивационная программа для сотрудников электро-

станций; ОГК-2 и ОГК-6 очень близки по структуре управления. Есть небольшая разница в организации энергосбытовой деятельности, но мы тоже, думаю, в ближайшее время этот вопрос закроем.

— Недавно структурами «Газпрома» планировалось строительство крупного офисного комплекса в Петербурге, и намечалось в районе Охты построить крупные объекты, которые должны были обеспечивать не только этот комплекс, но и в целом развивать инфраструктуру района. Сейчас планы изменились, изменилась география девелоперских планов «Газпрома», изменится ли география генерирующих объектов, которые вы планируете в Петербурге?

— У нас эта станция планировалась к строительству в рамках ДПМ [договоров предоставления мощности], поэтому там изменять площадку мы не можем, потому что она вошла в решение Правительства РФ [Распоряжение 1334-р от 10.08.2010 года] и процесс изменения достаточно сложный и трудоемкий. Но, понимая те проблемы, которые возникали на стадии проектирования «Охта центра», мы заложили для себя некий люфт: у нас была площадка определена в радиусе шести километров от действующей станции. Таким образом, на сегодняшний день мы планируем вернуться на площадку ЭС-1 [Центральной ТЭЦ] — это действующая мощность в шести км от Охта центра, сейчас мы планируем там построить в рамках исполнения своих обязательств порядка 100 МВт. В ближайшее время начнем проектирование электростанции и, по результатам проектирования, ее строительство. Поэтому в этом районе мы построим электростанцию. Тип электростанции, единичную мощность блоков пока не скажу — идет работа. Пока «Газпром нефть» к нам не обращалась по поводу новой площадки, я полагаю, там идут предварительные работы. Если обратятся — мы рассмотрим возможность, необходимость строительства. Мне, честно говоря, сложно сказать, есть ли у нас там рядом электростанция. Если есть, то лучше мы запитаем проект от существующих источников.

— Как обстоят дела с Калининградской ТЭЦ-2?

— По Калининградской ТЭЦ-2: буквально недавно, на днях, мы подписали документы — блок №2 мы продали «Интер РАО ЕЭС». На сегодняшний день мы фактически вышли из собственности второго энергоблока Калининградской ТЭЦ-2. Все документы подписаны, я думаю, что «Интер РАО ЕЭС» на своем собрании акционеров в торжественной обстановке об этом объявит. Само строительство энергоблока составляло примерно 17 млрд руб. Линии

— порядка 1,2-1,5 млрд руб. Плюс мы были вынуждены заплатить часть денег за техприсоединение: это реконструкция подстанций, которую осуществляло «Янтарьэнерго». Также порядка 500-600 млн руб. Ну и газопровод-отвод, который остается в нашей собственности на сегодняшний день, мы ведем переговоры о его передаче большому «Газпрому».

— Ведете ли с КЭС-Холдингом переговоры по приобретению у него активов?

— Что касается переговоров с КЭС-Холдингом — без комментариев, мы переговоры ведем со всеми игроками по большому и широкому перечню активов. На сегодняшний день компаний, желающих обменяться активами или продать часть активов, достаточно много, поэтому переговоры мы ведем со всеми. Тем более, я хочу подчеркнуть, буквально недавно мы с коллегами из «СИБУРа» и «Газпром нефти» сделали большой вояж по нашим крупным потребителям. Нужно не забывать о том, что мы не только крупная генерирующая компания — «Газпром» является крупным потребителем электроэнергии и мощности. Кроме того, «Межрегионэнергосбыт» поставляет энергию не только на объекты «Газпрома», но также на объекты «Газпром нефти» и «СИБУР холдинга». И на сегодняшний день, конечно, тот рост тарифов, который произошел в регионах, не остался незамеченным и для «Газпрома», и для «СИБУРа», и для «Газпром нефти». Мы ведем сейчас достаточно большую работу по оптимизации, в первую очередь, тарифных решений. В первую очередь, конечно, это касается снижения стоимости сетевых организаций. Поэтому мы побывали на ряде предприятий «СИБУРа» и «Газпрома», там предприятия находятся в зоне работы в том числе КЭС Холдинга, и часть активов могла бы быть интересна или «СИБУРу», или «Межрегионэнергосбыту», или нам. Подробности, условия сделки понятны: сколько мы денег вложили — столько мы денег и вернем. Для нас этот проект не являлся и не является профильным, он не входил никогда в периметр и не укладывался в нашу стратегию, это было поручение Правительства РФ: построить энергоблок в сжатые сроки. Мы поручение выполнили, и считаем, что на одной площадке не должно быть двух хозяев. Поэтому мы рассматривали вопрос передачи нам первого энергоблока, о чем Правительство и говорило изначально. Но по каким-то причинам протокол, подписанный Председателем Правительства, так и не заработал. Поэтому мы предпочли выйти из этого проекта, так как считаем, что должен быть один собственник. Мы, конечно, с удовлетворением воспринимаем то, что Правительство доверяет нам строительство таких сложных объектов в кратчайшие сроки. Мы задачу выполнили,



из актива вышли без потерь для «Газпрома», и считаем это правильным решением. Кроме того, хочу еще раз подчеркнуть, что всю сетевую инфраструктуру также строили мы, потому что электросетевые компании с этой работой просто не справились. В течение года мы построили огромное количество электрических сетей, договорились с огромным количеством собственников, и сейчас договариваемся с «ФСК ЕЭС» по поводу продажи этой сетевой инфраструктуры «ФСК ЕЭС». Вообще моя личная позиция заключается в том, что мы столько в Калининградской области наработались, что там все-таки должен быть один собственник и электросетевой инфраструктуры, и энергосбытовой компании, и всех генерирующих активов. Только в этом случае там будет понятная история развития энергетики, и понятные, прогнозируемые тарифы. Потому что это неценная зона, там все очень сложно.

— *Каковы планы «Газпрома» по инвестициям в зарубежные генерирующие компании, является ли целью «Газпрома» владение активами, или просто поставки газа?*

— В конце прошлого года мы докладывали Совету директоров «Газпрома» стратегию вхождения в электроэнергетику стран Западной Европы. «Газпром» согласился с нашими предложениями о рассмотрении возможности участия в ряде энергетических проектов. На сегодняшний день мы ведем работу с инвестбанками по поводу обоснования вложения инвестиций в западные электростанции. Такая работа ведется, отчитаться перед Советом директоров «Газпрома» по конкретным проектам мы должны в конце года. Это уже стоит в плане Совета директоров «Газпрома», поэтому думаю, что в декабре мы на Совет директоров «Газпрома» вынесем конкретные проекты, по которым, с нашей точки зрения, «Газпром» мог бы поучаствовать в электроэнергетике стран Западной Европы.

— *Министерством энергетики подготовлен проект закона о развитии энергомашиностроения, где путем разных мер, включая импортные пошлины, планируется довести долю наших предприятий энергомашиностроения в энергетике до 80%. Каково Ваше отношение к проекту: какие будете вносить корректировки, пока это возможно на стадии проекта? Будете ли корректировать свои инвестпланы с учетом этого постановления, которое наверняка будет принято? Какова сейчас доля отечественных энергомашиностроительных предприятий в общем объеме вашей инвестпрограммы?*

— Вы задали очень хороший, правильный вопрос. Но он не имеет однозначного

решения. Я считаю, что введение экспортных пошлин на продукцию западных компаний — вещь весьма неоднозначная, поскольку, например, современных газовых турбин в России мощностью более 150 МВт не производится и в ближайшее время не будет. У нас нет технологий, мы отстали на десятилетия. При этом перед нами Правительством в лице Минэнерго ставятся задачи по строительству современных электростанций, не хуже западных. Мы можем опираться только на оборудование компаний Siemens, Alstom, GE. Есть «Силовые машины», несомненно, оборудование которых мы активно используем, которые у нас занимают более 60% среди всех поставок газовых и паровых турбин. Почему такая относительно небольшая доля — потому что в период реформы РАО «ЕЭС России», когда проходила основная контракция оборудования, они просто не справлялись с объемами заказов, и мы были вынуждены достаточно большой заказ — четыре блока — заказать у Siemens. Поэтому доля «Силовых машин» снизилась, но реально она на сегодняшний день составляет 60-70%. Поэтому я не совсем понимаю, как по газовым турбинам, например, можно вводить пошлины, это просто приведет к увеличению стоимости строительства энергоблоков и к переносу этой нагрузки на потребителя. Других вариантов в принципе нет, потому что придется корректировать эталонный капекс. Что касается электротехнического оборудования — тоже могу с уверенностью сказать, что ни КРУ, ни ОРУ (виды распределительных устройств) современных ячеек, в России практически не делается. Есть Alstom, Siemens, ABB, Hyundai — неплохое оборудование. Мы сделали первую закупку китайского оборудования, уже привезли ее в Москву, сейчас будем

монтировать и смотреть, как оно работает. Но в России пока с этой точки зрения ничего не делается. По трансформаторам, у нас есть современный хороший «Электрозавод». Но при выходе на конкурс он всегда дает очень высокие цены. По качеству те же запорожские трансформаторы ничем не уступают «Электрозаводу», и дешевле. У наших специалистов большой опыт эксплуатации их продукции. Поэтому выбирать более дорогое оборудование для нас сложно. Хотя мы покупаем трансформаторы у «Электрозавода», и в целом они зарекомендовали себя положительно, но есть определенные проблемы. Поэтому я считаю, что довести долю отечественных производителей до 80% нереально. Все котельное оборудование, например, у нас — российское. По котлам-локализаторам, у нас есть только один импортный котел на ТЭЦ-26, все остальное котельное оборудование российского производства. Довести до 80%, с моей точки зрения, в текущей ситуации — нереально, потому что самой дорогой частью любой электростанции является силовой остров, газовая и паровая турбины. Они поставляются только из-за рубежа. Да, «Силовые машины» поставляют сегодня газотурбинное оборудование, но, их мощности не безграничны, и они не делают турбин большой мощности, их линейка останавливается на 150 МВт. Хотя опять же, новую 60 МВт турбину, которую они делают, мы ставим на ТЭЦ-9 в «Мосэнерго». Поэтому мы берем их головные образцы. Но, например, в той же ОГК-6 на Рязанской ГРЭС мы поставили установку 110 МВт НПО «Сатурн», завод «Рыбинские моторы». Ничего хорошего, мягко говоря, мы не получили. Мы вложили в этот объект много денег. На сегодняшний день, в отличие от других объектов, построенных в рамках ДПМ, он нам



положительного финансового потока не приносит: постоянно ломается, останавливается, мы не можем выйти на требуемые параметры. И мало того, коллеги с «Сатурна» не очень хорошо о нас отзываются в кулуарах. И это не только наша проблема; возьмите Ивановские парогазовые установки, которые принадлежат «Интер РАО ЕЭС»: там такие же проблемы. У них две или три турбины уже разрушились из четырех стоящих. Поэтому я считаю, что задача правильная и нужная, и когда мы встречаемся и с Siemens, и с Alstom, когда они спрашивают, какие могут быть конкурентные преимущества в России, чтобы мы продолжали в долгосрочном плане сотрудничать, мы всегда говорим — это локализация производства на территории России. Если здесь будет локализовано производство кем-то из этих крупных компаний, мы готовы заключать соглашения о приобретении у них оборудования на длительный промежуток времени.

— **Планирует ли «Газпром энергохолдинг» продать долю в «РАО ЕЭС Востока»?**

— «РАО ЕЭС Востока» отнесено к непрофильным активам. Если будут желающие купить эту долю по цене, которую мы считаем справедливой, мы ее продадим. Но для этого нам, несомненно, нужно еще решение Совета директоров «Газпрома». Тем не менее, на сегодняшний день этот актив относится к нашим непрофильным активам, мы готовы к его продаже.

— **По поводу непрофильных активов: Вы называли оценку примерно 1,8 млрд долл. по всем; можете ли назвать актуальную на текущий момент оценку этих активов? Как планируете их продавать? Например, в части «РАО ЕЭС Востока», — можете ли вы внести акции «РАО ЕЭС Востока», например, в допэмиссию «РусГидро», которую она сейчас проводит и принимает акции в оплату собственных акций, будете ли вы проводить такую конвертацию? И что вы планируете делать с другими пакетами, например, Холдинга МРСК и так далее?**

— По актуальной оценке — это вопрос творческий. Каждый день рынок у нас сильно меняется, поэтому постоянно проводить мониторинг стоимости наших непрофильных активов — это бессмысленное занятие. Вы называете цифру в 1,8 млрд долл., но до кризиса, например, ключевые ведущие мировые банки оценивали их в 5 млрд долл., поэтому мы ждем. Мы провели работу совместно с «Газпромбанком», который оценил все наши непрофильные активы, каждый пакет, каждую компанию, которой мы владеем, выставил некие ценовые ориентиры, с которыми мы согласились. Как только цена доходит до этих ценовых ориентиров, мы эти компании продаем. Мы прода-

ли большой пакет акций ОГК-5, порядка 5%. Готовы к переговорам по другим активам, мы готовы их продавать.

— **Вы уже сказали о проблемах с поставкой оборудования, а как эксперт Вы могли бы оценить в целом проблемы, которые испытывает рынок электроэнергетики в России?**

— Рынок электроэнергетики России характеризуется отсутствием предсказуемых и понятных правил игры. Это является большой, существенной проблемой. Кроме того, о чем я уже неоднократно говорил: проблемой является перекос в валовой выручке в отрасли. На сегодняшний день сетевые организации — я хочу подчеркнуть, я не говорю о «ФСК ЕЭС», например, я говорю о Холдинге МРСК, о территориальных сетевых организациях более низкого класса напряжения — они съедают до 60%, а то и 70% — по разным уровням сетевого напряжения тех денег, которые платят потребители. Это нонсенс для мировой электроэнергетики. Во всех странах, где функционирует нормальный рынок электроэнергетики, 65-70% в выручке или в тарифе составляет тепловая генерация. Мы [потребители РФ] на сегодняшний день отправляем деньги неизвестно куда. Кроме того, я тоже неоднократно говорил: с моей точки зрения рентабельность энергосбытового бизнеса в России слишком большая. Посмотрите отчеты по первому кварталу самых крупных сбытовых компаний: вы увидите, что у них показатели по прибыли существенно выше, чем у генерирующих компаний. Притом, что они никуда и ни во что не инвестируют, они ничем не рискуют вообще. То есть у сбытового бизнеса вообще рисков нет, в отличие, например, от генерирующего, и эти компании получают сумасшедшие прибыли. С моей точки зрения это неправильно, и нужно эту ситуацию менять. Другая проблема — это старение мощностей. То, на что все закрывают глаза и говорят, что мы приняли ДПМ и у нас теперь все хорошо. Ничего хорошего. Перед Петербургским международным экономическим форумом я делал презентацию и показал наши оценочные цифры. Мы говорим о том, что в ближайшие годы нужно модернизировать по стране, по самым скромным консервативным оценкам, 50 ГВт мощностей. 50 ГВт! По ТГК-1 мы приводили даже конкретные цифры — порядка 32 млрд руб. до 2020 года нужно потратить на модернизацию порядка 1,5 тыс. МВт мощностей компании, то есть, это примерно четверть мощностей компании. При этом прироста по мощности не будет, там всего 200 МВт. То есть мы говорим о замене агрегатов, о модернизации отдельных частей. И приводили пример Рязанской ГРЭС — первые четыре блока были построены фак-

тически за полтора года, «разбежка» по вводу энергоблоков — период полутора лет. Вот также они начнут выходить из работы. И тогда мы опять все дружно будем бегать и думать, что нам делать. Сейчас есть возможность принять нормальную, понятную программу модернизации. Выделить специальные деньги и начать ее реализовывать. Тогда мы ее растянем по времени и сумеем миновать все критические точки. А на сегодняшний день то, что делает НИИ им. Кржижановского, — компания даже ни разу к нам не обратилась и не спросила ни по одной из наших электростанций, не запросила ни одной бумаги, а потом ее руководитель говорит: я дважды разговаривал с вашим первым заместителем по телефону и два часа сидел с вашим техническим директором. Он считает, что таким образом он описал, как модернизировать 37 ГВт. Мы сами ведем эту работу, порядка 25 бизнес-планов запускаем по модернизации. И я неоднократно говорил и Минэнерго, и всем ответственным подразделениям: модернизация гораздо сложнее ДПМ, мы с вами никогда в модернизации не сделаем эталонный капекс. То, к чему сейчас идут многие, пытаются добиться эталонного капекса по модернизации — этого сделать невозможно. Ряд проектов по модернизации будет стоить дороже, чем строительство новых мощностей, но надо это делать, и мы модернизацию можем проходить только по фактическому капексу. А для этого нам нужно сделать обоснование инвестиций, сделать проектирование, и только после этого куда-то двигаться.

Я привожу пример ТЭЦ-12, где мы сейчас запустили строительство нового энергоблока и, естественно, поднимали все архивные документы по существующей части. Половина фундаментов оказалась деревянными! И какой здесь эталонный капекс, когда у нас на станции половина фундаментов — деревянные? И плюс ТЭЦ-12 — это же памятник архитектуры. Сколько денег нужно вложить для того, чтобы не испортить памятник, и на старых фундаментах поставить новое оборудование? Ну и отсюда опять же вытекает вопрос по нормам и стандартам проектирования и строительства: гигантская проблема для российской энергетики. С нас требуют строительство современных блоков не хуже западных, а при этом мы живем в нормативах 1970-х годов. Это ненормально, в такой ситуации мы далеко не уедем. Если по новому строительству мы научились это обходить, то по модернизации это будет очень сложный и болезненный процесс.

— **Ваша эмоциональная тирада озвучает, что реформа энергетики России, проведенная в последние 10-13 лет, можно сказать, провалилась? Потому что цель ее**



*была — именно модернизировать российскую энергетику.*

— Провальной реформу я бы не назвал — несомненно, отрасль сейчас находится на некоем новом этапе развития после реформы РАО «ЕЭС России», но что было много ошибок — это факт. Результаты реформы электроэнергетики — вопрос весьма философский. Несомненно, определенные позитивные моменты есть, например — что 30 ГВт мощностей будет построено в России до 2015-2016 годов. Я не думаю, что РАО «ЕЭС России» в том состоянии, в котором оно было, могло это сделать. Я могу привести пример в отношении тепловой генерации, что «Газпром энергохолдинг» за год сейчас строит больше, чем РАО «ЕЭС России» построило за все 10-12 лет своего существования. Отрицательные моменты — это моя личная точка зрения, всегда об этом говорил — отсутствовал научно-технический подход. Мы все побежали строить ПГУ, даже не задумываясь о том, какие риски нам потом эти ПГУ принесут. Сейчас все занимаются нетрадиционной энергетикой. Я понимаю важность и нужность нетрадиционной энергетике, но нужно тоже учитывать все ее отрицательные моменты — в том числе стоимость, негативное влияние на человека и на экологию. Эти все моменты есть, они существуют и присутствуют. Мы регулярно ездим по странам Западной Европы, по Америке, бываем в Китае, мы смотрим, каким образом у них выстраивается электроэнергетика. Да, действительно, в Швеции, в Литве, в других

странах — большой уровень нетрадиционной энергетике, но когда я спросил финнов, а чем бы вы отапливали Москву, они сказали: только на газе. При реформе РАО «ЕЭС России» отсутствовал всесторонний научно-технический подход, это принесло нам много проблем, и в результате мы потом возвращались назад и пересматривали генсхему, места и объекты строительства. Реформа не была доделана в организационном, в методологическом плане. И то, что сейчас получилось с точки зрения рынка электроэнергии — это такой очень сложно функционирующий механизм с большой возможностью влияния на него регуляторов.

*— Есть ли какие-то цифры, параметры по инвестпрограмме на пять лет с 2012 по 2016 годы?*

— Что касается объемов нашей инвестиционной программы, мы должны построить 9 ГВт до 2016 года, стоимость этого строительства оцениваем в 367 млрд руб., профинансировано 182 млрд руб. Мы оценивали до 2020 года модернизацию наших энергоактивов, дальше всего продвинулись в ТГК-1. Мы считаем, что модернизация компании будет стоить 32 млрд руб. до 2020 года. По другим компаниям пока точнее сказать не могу, и это предварительные цифры, у нас еще нет обоснования инвестиций в эти проекты. По всей энергетике России мы оцениваем затраты на модернизацию в объеме не менее 1,5 трлн руб.

*— В связи с некоторой неопределенностью на рынке мощностей, которую мы*

*сейчас видим, перекройкой правил — предполагаете ли вы, что есть смысл вывести некоторые мощности вообще, чтобы они не «съедали» тот прирост доходности, которая есть по другим, более эффективным станциям? Есть ли планы по выводу мощностей, если разрешит системный оператор?*

— Вы сами ответили на свой вопрос. Несомненно, мы бы вывели часть мощностей, если системный оператор разрешит. Прекрасный пример — Мурманская ТЭЦ, мы хотим ее вывести. Но пока нам никто не согласовал ее выведение. Мы подали соответствующие документы на закрытие этой электростанции в течение трех лет, но на сегодняшний день, вы же понимаете, 75% города Мурманска отапливается теплом и горячей водой от Мурманской ТЭЦ.

*— А почему бы не продать ее кому-нибудь? Или передать государству, если оно так сильно хочет, чтобы она субсидировалась?*

— Мы готовы, но где покупатели? Сейчас готов подписать, без виз юристов. Передать тоже невозможно — никто не берет. Зачем государству убыточный актив? Хотя само же государство фактически формирует этот убыток на этом активе. Поэтому наши планы вывода мощностей могли бы быть, действительно, более агрессивными. Но на сегодняшний день нас сдерживает «Системный оператор Единой энергетической системы».

*— А какие объемы гарантированно огласите с Системным оператором?*

— Гарантированно мы ничего не чувствуем, договариваемся пообъектно. По-моему, старую часть ТЭЦ-5 в Питере удалось вывести, по ТЭЦ-14 идут переговоры по выведению старой части. Но пока сказать, что мы имеем понимание по гарантированному объему выводов, я не могу. И опять же, выводимые мощности нужно чем-то компенсировать. А на сегодняшний день строить вне рамок ДПМ — это только локальные площадки, находящиеся рядом с потребителем.

*— Можно уточнить по поводу сетевой составляющей в энерготарифе? Вы сказали, что это неправильно, и с этим согласны очень многие потребители, с которыми мы общаемся. А какие меры Вы бы предложили регуляторам, чтобы сетевая составляющая в тарифе стала меньше?*

— Мер очень много, например, приватизация Холдинга МРСК. Второй вариант — если государство все равно планирует продавать пакеты акций в МРСК — 5%, 10%, 20% — можно было бы для реализации инвестиционной программы провести дополнительную эмиссию акций в МРСК. Государство вложит туда



деньги, на которые МРСК построит новые сети, и потом новая современная компания выйдет на рынок и проведет IPO в Европе, в Азии, еще где-то. Никакой серьезной нагрузки на потребителя в этом случае не будет, эффект тот же самый. Вариантов много, просто они не реализуются. Вот вы видели пример передачи в управление МОЭСК — нам очень интересно, что получится из этой ситуации. Будем внимательно смотреть.

— *Вы затронули вопрос о Мурманской ТЭЦ. У меня общий вопрос о перспективах развития Мурманской области.*

— На прошлой неделе был операционный комитет Shtokman Development AG. Насколько понимаю, еще состоится Совет директоров Shtokman Development AG. С точки зрения энергетики могу сказать, что сооружение и сетевой инфраструктуры, и объектов генерации поручено «Газпром энергохолдингу», сейчас этим активно занимаемся. Мы уже заключили контракты на строительное проектирование, должны к концу следующего года выдать на площадку в Териберку порядка 20 МВт мощности, то есть будем развивать электросетевую инфраструктуру от Каскада Серебрянских ГЭС. Поэтому дальше мы планируем строительство станций на первую фазу в районе 400-500 МВт, и большое развитие электросетевой инфраструктуры по всей Кольской энергосистеме. Поэтому в Мурманск, я считаю, в ближайшее время придут большие, серьезные деньги, в том числе в электроэнергетику этого региона. А по Мурманской ТЭЦ — история, набившая всем оскомину. Я недавно был в Мурманске, мы встречались с губернатором Дмитрием Дмитриенко, встречались с мэром города, с несколькими его заместителями. У нас появился свет в конце тоннеля, который должен до конца этого месяца или превратиться в лучик, или окончательно потухнуть. Будем ждать конца этого месяца, посмотрим, как все это произойдет. Надеемся на лучшее.

— *У меня вопрос по проблемному объекту: Первомайская ТЭЦ в Петербурге. Скажите, пожалуйста, насколько он сейчас проблемный, когда планируется ввод — если не ошибаюсь, там второй блок, и какова стоимость этого объекта? И где взять 32 млрд. руб. на модернизацию?*

— По ТЭЦ-14 (Первомайская ТЭЦ) могу с удовлетворением отметить, что ситуацию мы исправили. Мы фактически выгнали подрядчика, взяли все в свои руки. На сегодняшний день мы в графике. Не буду называть цифры, называть конкретный срок пуска, но мы сегодня идем с опережением графика по второму энергоблоку, и я думаю, что мы его пустим существенно раньше графика — в конце 2011-го

года. По капексу проекта всё неоднозначно, поскольку на ТЭЦ-14 (это к вопросу о непродуманности научно-технической политики в РАО «ЕЭС России») мы пришли к тому, что нам придется строить там вспомогательную водогрейную котельную, так называемый ОВК [объединенный вспомогательный комплекс]. Стоимость его сейчас, по предварительным оценкам, составляет 5 млрд руб. Для нас в целом этот проект ДПМ становится убыточным. Никто не продумал, не просчитал тепловые нагрузки, в результате мы пришли к тому, к чему пришли. Поэтому окончательный капекс на сегодняшний день нам не понятен. Он понятен нам по блокам ТЭЦ-14, но непонятен по ОВК, а еще ОВК нужно включить в общую систему управления электростанцией, что тоже достаточно проблемно.

Что касается 32 млрд руб. — я не знаю, где их брать. Их нужно брать в тарифе, других вариантов нет. На сегодняшний день мы инвестируем через техпереворужение и реконструкцию в Питере порядка 2,2 млрд руб. ежегодно. Это не касается тепловых сетей, а только основного энергетического оборудования. Это и так очень большие цифры. И я еще не беру ремонты, в которые мы тоже направляем достаточно большую цифру. По нашим оценкам, чтобы энергосистема работала надежно и перестроилась на современный лад, по ТПИР [техническому перевооружению и реконструкции] нам нужно более чем двукратное увеличение. То есть, с 2,2 млрд руб. нам нужно увеличить затраты до 5,2 млрд руб., по предварительной оценке. На сегодняшний день этих денег в тарифе нет. Мы обратились в Минэнерго с предложением о включении в ДПМ тех проектов, которые требуют срочной модернизации. Это не все проекты, пока нет никакой нормативной базы, их можно пока просто включить в ДПМ. Все проекты по модернизации по ДПМ идут по фактическому капексу, нас там проверяют все кому не лень, поэтому считаю, что это было правильным решением.

— *Хочу вернуться к теме потребителей, конечному звену всей цепочки. Получается: вы можете объединяться, вы можете говорить о синергетическом эффекте, эффекте масштаба, оптимизации управленческого персонала, но вот цитирую Вас: «Рентабельность сетевого бизнеса в России слишком большая, рынок непредсказуем». И в итоге, что получает потребитель? Он практически это все «съедает»? То есть, ваши усилия для потребителя непонятны. Что имеет потребитель от вашего объединения?*

— От нашей работы потребитель имеет электроэнергию и тепло. Это пункт номер

один. Пункт номер два — собственно говоря, я сам всегда привожу этот пример: если брать Центральный регион, Европейскую часть России, то «Межрегионэнергосбыт» на оптовом рынке покупает электроэнергию в среднем по 1,6 руб., для потребителя конечного, — нашего, газпромовского — она стоит где-то 4,5 руб. Вот и ответ на вопрос: рынок сам сформировался. Понятно, что корпоративный, кэптивный сбыт не зарабатывает каких-то больших денег. Маржа в размере двух рублей съедается инфраструктурными организациями уже за границами оптового рынка, и это вопрос не к нам. Мы можем только формулировать свои предложения, которые мы регулярно и формулируем.

— *У меня вопрос по RAB для теплоэнергии. Вы рассматривали ТГК-1 в качестве первоочередного кандидата от Группы на перевод на RAB в тепле. В то же время была недавно статья в СМИ о том, что в ведомствах обсуждается вопрос о переносе массового перехода на RAB в тепле на 2013 год. Какая у Вас информация?*

— Я могу сказать только одно: нельзя повторить ошибку, которую сделали в электрических сетях. Когда массово, нужно или не нужно, вводили RAB в сетях везде и любой ценой: и получили то, что получили. Зачем RAB в сетях в Москве — кто-то сможет мне объяснить? Я не понимаю. Тариф самый высокий в России, на транспортировку в том числе. В Москве не нужен RAB в сетях, это приведет к колоссальному росту тарифов на тепло. А в Питере, например, нужен — потому что там сети находятся в ужасающем состоянии, в них инвестировать нужно ежегодно от 5 до 7 млрд руб. В этом году мы инвестируем около 5 млрд руб., в следующем году должны 6,5 млрд руб. При том, что рентабельность этого бизнеса отрицательная, и никакой собственник не будет инвестировать в убыточный бизнес такие деньги. Поэтому, например, в Питере нужно вводить RAB в тепле, администрация города это понимает, и мы очень скоординировано работаем над этим. Поэтому мое отношение — RAB полезен, нужен, но его нужно внедрять точно и только в тех регионах, где он действительно востребован. А вводить его любой ценой везде — мы придем к очень печальной ситуации, потому что тепло, с моей точки зрения, гораздо более социальный продукт, нежели электроэнергия. Если рост цен на электроэнергию вызвал в этом году такой всплеск эмоций, то представьте себе, что вызовет рост цен на тепло. И при ограничении в 12%, или в 10%, или в 5% по тарифам — RAB не сделать. Поэтому однозначно срок перехода на RAB в тепловых сетях будут сдвигать.



# Поставки газа на внутренний рынок

## Реализация программы газификации регионов

Член Правления ОАО «Газпром», начальник Департамента маркетинга, переработки газа и жидких углеводородов, генеральный директор ООО «Газпром межрегионгаз» Кирилл Геннадьевич Селезнев рассказал о внутренних программах поставки Газпрома, вопросах газификации регионов.

— В 2010 году Группой «Газпром» потребителям Российской Федерации было реализовано 262,1 млрд куб. м газа [из ресурсов Группы]. Традиционно у нас основной объем рынка занимает поставка газа предприятиям электроэнергетики. Выручка от реализации Группой «Газпром» в 2010 году на внутреннем рынке составила 614,7 млрд руб. Средняя цена реализации газа в 2010 году составила, соответственно, 2345 руб. В 2010 году из ресурсов «Газпрома» и других участников рынка Группа «Газпром межрегионгаз» реализовала 301,3 млрд куб. м газа, что на 2,2% больше уровня 2009 года. В том числе 25,1 млрд было реализовано по ценам постановления Правительства №333. Уровень платежей населения, на что хотел бы обратить ваше внимание, на сегодняшний день составляет порядка 96,1% — это на 1,4% выше, чем в 2009 году. В период с 2009 по 2010 год рост просроченной дебиторской задолженности составил чуть более 10 млрд руб. В основном, этот прирост — за счет населения и, в основном, за счет тех регионов, которые были представлены на предыдущем слайде.

Несколько слов о Программе газификации регионов Российской Федерации на 2010 год. Инвестиции в Программу газификации 2010 года составили 25,6 млрд руб., участниками программы у нас были 65 регионов, и по двум регионам была начата разработка генеральной схемы газоснабжения и газификации. Дополнительно [к 25 млрд руб.] были выделены инвестиции в размере 612 млн руб. регионам, пострадавшим от природных пожаров. Осуществлено строительство и восстановление 18 объектов в семи регионах. На слайде №10 представлены итоги реализации программы газификации в 2010 году. Обязательства «Газпрома» традиционно исполнены в полном объеме, завершено строительство 156 объектов газификации протяженностью более 2 тыс. км. Общий объем инвестиций, как я вам уже сказал, составил 25,612 млрд руб. Уровень газификации природным газом по итогам выполнения не только Программы газификации за 2010 год, но и за предыдущие годы, представлен на слайде №11. К сожалению, не все регионы Российской Федерации выполняют свои обязательства по подготовке потреби-



телей в соответствии с утвержденными и подписанными графиками синхронизации. 8 регионов имеют значительное отставание по подготовке потребителей к приему газа. В 2011 году мы также планируем инвестиции в Программу газификации — они составят 25 млрд руб., и уже в этом году в Программу включено 66 регионов. На слайде №14 вы можете посмотреть результаты, которые мы планируем достигнуть в течение 2011 года.

— *Газификация горных районов Северного Кавказа обходится, как известно, очень недешево. Будет ли это как-то сказываться на стоимости газа для населения или, может быть, есть какие-то альтернативные способы доставки газа населению?*

— В отношении газификации горных районов Северного Кавказа могу сказать, что она на сегодняшний день ведется как природным газом, так и альтернативно — сжиженным газом. Мы все понимаем, что для газификации нам необходима экономическая эффективность этого процесса. Поэтому, если пункт действительно малонаселенный, мы применяем газификацию сжиженным газом, что является более дешевым средством. В отношении удорожания газа для потребителя могу сказать, что у нас цена на газ на сегодняшний день устанавливается Федеральной службой по тарифам, поэтому вне зависимости от

объемов и стоимости газификации эта цена изменяться не будет. Может измениться цена за товарно-транспортную работу, но также в целом для потребителя существенного роста не предвидится.

— *Возможно ли введение неких автоматизированных платежных систем в проблемных регионах для сбора задолженности за газ?*

— В отношении автоматизированных платежных систем могу сказать, что уже на сегодняшний день мы ведем достаточно большую работу по установке автоматизированных платежных терминалов именно в труднодоступных населенных районах Северного Кавказа. Эта работа будет продолжаться.

— *Наше Правительство до сих пор еще не подписало с «Газпромом» план-график газификации населенных пунктов в надежде на то, что «Газпром» включит в него дополнительные объекты. Там пока всего один объект. Может на что-то Ставрополье надеяться?*

— Безусловно, Ставрополье может надеяться. На сегодняшний день, как вы знаете, уровень газификации Ставропольского края является одним из самых высоких в Российской Федерации — это 96,2%. Мы ведем с руководством региона обсуждение объектов, которые целесообразно включать в программу газификации. По итогам полугодия данная

работа будет завершена, и на второе полугодие 2011 года мы планируем инвестиции. У нас денежные средства есть, нам нужно только определиться по тем объектам, которые целесообразно будет включать в программу газификации.

— *Сейчас в Воронеже и в ряде других крупных городов складывается ситуация, когда уровень платежей населения достаточно высок, Вы сами отметили — 96%, но далеко не все эти деньги попадают в итоге в «Газпром межрегионгаз». Потому что они съедаются сначала на уровне управляющих компаний, которые не рассчитываются с теплоэнергетиками за поставленную горячую воду и тепло. Соответственно, теплоэнергетики не рассчитываются с региональными компаниями «Газпром межрегионгаза». Ситуация достаточно тупиковая. Не планируется ли на федеральном уровне предпринять какие-то меры, чтобы законодательно как-то решить эту проблему и выстроить, может, напрямую платежи населения? Спасибо.*

— Вы затронули достаточно болезненную для нас проблему. На сегодняшний день работа управляющих компаний, мягко выражаясь, оставляет желать лучшего. В достаточно большом количестве регионов существует практика, когда, как Вы правильно отметили, управляющие компании собирают с населения деньги, но эти деньги не доходят до конечного поставщика. Мы провели достаточно большую работу на федеральном уровне и у нас уже готовы и согласованы с Комитетом Государственной думы поправки к федеральному закону, на основании которого платежи за газ будут выделены из общих услуг управляющих компаний, и население сможет за газ платить напрямую поставщику этой услуги.

— *Вы сказали, сколько газа реализовал «Газпром» из своих собственных ресурсов и сколько «Газпром межрегионгаз». Скажите, на каком уровне «Газпром» и «Газпром межрегионгаз» планируют продажу газа именно из собственных ресурсов в этом году и, если возможно, в среднесрочной перспективе — где-то после 2012 года, когда ожидается большая продажа газа именно независимыми производителями, в том числе нефтяными компаниями, которым нужно будет реализовать попутный газ в большом объеме?*

— О планах сложно судить, поскольку это будет зависеть именно от баланса газа независимых производителей. На сегодняшний день мы достаточно успешно, на мой взгляд, работаем с независимыми производителями, с нефтяными компаниями. У нас создано два

совместных предприятия по реализации газа: с ТНК-ВР и с «ЛУКОЙЛом». Поэтому эта работа продолжается. А планы будут известны, когда будет утвержден баланс 2012 года и последующих годов. И, в первую очередь, это зависит от баланса самих независимых производителей, которые на сегодняшний день пока еще не представлены.

— *«Газпром межрегионгаз» начал отключать предприятия столичного региона — Москвы и Московской области — за неуплату газа. Если можно, перечислите основных должников столичного региона, Подмосковья. И скольким организациям планируете отключить газ в текущем году? Каков объем долгов в настоящее время?*

— Могу по этому вопросу ответить следующее: на сегодняшний день по всей стране отключено от поставки газа более 630 предприятий. В основном это предприятия коммунального хозяйства. Данную работу мы проводим. Пока у нас не начался отопительный сезон, мы будем вести себя достаточно жестко с должниками.

— *Уровень газификации нашей Белгородской области составляет уже практически 100% (98%, если я не ошибаюсь). Означает ли это, что программа газификации российских регионов нас уже практически не касается? Либо вы всегда найдете направление, по которому можно вести какую-то работу? Если да, то перечислите, пожалуйста, эти направления. Спасибо.*

— Безусловно, даже если уровень газификации — 98%, мы регион не оставляем без своего внимания — это касается не только вашего региона, но и других регионов Российской Федерации. Есть проекты по развитию промышленности в регионах, по строительству инфраструктурных объектов, по строительству новых районов жилья, поэтому мы все перспективные объекты и направления развития региона рассматриваем совместно с его Администрацией. Как вы знаете, у нас существует генеральная схема развития и газоснабжения каждого региона, и в зависимости от этих проектов, мы включаем те или иные объекты в программу газификации. Либо начинаем проектирование, чтобы к тому моменту, как потребитель будет готов и понадобится газ, мы уже были готовы его подать.

— *Костромская область очень большая по площади и, при этом, малонаселенная. И у нас нет больших производств. С одной стороны, понятно, что «Газпрому» невыгодно газифицировать такие регионы. С другой стороны, в глубинке тоже живут*

**На сегодняшний день работа управляющих компаний, мягко выражаясь, оставляет желать лучшего. В достаточно большом количестве регионов существует практика, когда, как Вы правильно отметили, управляющие компании собирают с населения деньги, но эти деньги не доходят до конечного поставщика.**

*люди, и топить печь, чтобы согреться, в XXI веке, по меньшей мере, странно. У меня такой вопрос: планируется ли как-то изменить программу газификации с учетом особенностей таких дотационных регионов и увеличить долю «Газпрома» при газификации? Спасибо.*

— В отношении Костромской области я могу сказать, что мы без внимания Костромскую область не оставляем, газификация данного региона ведется. На 2011 год выделено 200 млн руб. Задолженность у Костромской области присутствует — это является, на самом деле, одним из тех факторов, из-за которых мы специально не выделяем деньги на программу газификации. Потому что у нас основные критерии по выделению денежных средств — это отсутствие текущей задолженности и выполнение обязательств по подготовке потребителей к приему газа. Каким-то образом менять наши принципы и подходы по программе газификации мы не будем. Но все, так скажем, пожелания администрации (с учетом тех двух факторов, что я вам назвал) учитываются и будут включены в программу газификации. Как я уже отметил, на 2011 год выделено 200 млн руб.

— *В прошлом году на газификацию Астраханской области было выделено 200 млн руб., в этом году — 40 млн руб. Я вижу наш регион в числе, так сказать, очень серьезных должников. Это можно увязывать с инвестициями?*

— Да, безусловно, Вы правы, на сегодняшний день задолженность Астраханской области за поставленный газ составляет 740 млн руб. Поэтому мы ведем с Администрацией области достаточно активный диалог. В случае погашения либо понятной динамики предоставления графика реструктуризации задолженности, инвестиции в программу газификации будут увеличены.



— Кирилл Геннадьевич, вопрос по развитию электронной и биржевой торговли газом. В справке к пресс-конференции не очень подробно сказано о планах на 2011 год. Можно как-то раскрыть?

— В отношении электронной торговой площадки — на сегодняшний день мы подготовили и направили наши — уже боюсь сказать, в который раз подготовленные — замечания к постановлению Правительства в отношении электронных торгов. Мы надеемся, что наши замечания будут рассмотрены и постановление Правительства выйдет. Потому что с того момента, как электронные торги были прекращены, постановление Правительства так и не вышло. Проводился ряд совещаний, мы в них участвовали, готовили свои предложения, замечания, но пока на сегодняшний день постановления Правительства нет. Мы ждем выхода постановления Правительства и будем готовы продолжить эту успешную, на наш взгляд, работу.

— Кирилл Геннадьевич, что касается газификации, у нас регион практически на 100% газифицирован, поэтому у нас, наверное, бабушки уже и забыли, что такое топить печь дровами. В этом году у нас завершается строительство нового магистрального газопровода, по-моему, «Нижний Новгород — Саратов» на участке «Починки — Саранск», колоссальное значение для Мордовии имеет, безусловно. И такой вопрос: планируется ли реализация каких-то еще крупных проектов на нашей территории? Спасибо.

— Безусловно, как Вы понимаете, строительство магистрального газопровода ведет в свою очередь к строительству газопроводов-отводов, и уже газопроводы-отводы — к строительству «низких» распределительных сетей. Поэтому, в соответствии с генеральной схемой газоснабжения и газификации, мы бу-

дем смотреть, как я уже отмечал, те проекты и те населенные пункты, которые необходимо газифицировать, и будем включать их в программу газификации. На сегодняшний день мы действительно не выделяли средств на программу газификации [Мордовии], потому что объектов, которые необходимо газифицировать, на сегодняшний день в Мордовии нет. Поэтому будем ждать дальнейшего развития, как Мордовии, так и той системы газоснабжения, которая будет развиваться параллельно с республикой.

— Скажите, как Вы оцениваете сотрудничество «Газпрома» с Правительством Вологодской области, исполняет ли оно те обязательства, которые на себя взяло? Каковы планы по газификации региона в нынешнем году?

— На сегодняшний день в отношении сотрудничества с Вологодской областью могу сказать следующее — мы удовлетворены тем сотрудничеством, которое у нас выстроено. У нас на 2011 год выделено 100 млн руб. на программу газификации. Уровень газификации Вологодской области составляет в целом 54% (78% — город и 14% — сельская местность), поэтому основной акцент — мы с руководством области этот вопрос обсуждали — будем делать на газификации сельской местности.

— Интересуют темпы газификации Пермского края и планы по строительству завода по сжиженному газу, поскольку есть отдаленные территории, и печки топят дровами, и все прочее. Спасибо.

— Сжиженный газ для автономной газификации мы готовы поставлять — и не только мы — это абсолютно не проблема. В отношении программы газификации могу сказать, что объемы средств на газификацию Пермского края выделяются достаточно большие и регулярно. В 2010 году было выделено 250

млн руб., в 2011 году выделено 182 млн руб. для завершения строительства тех объектов, которые были начаты в предыдущие годы, и начала проектирования и строительства новых объектов. Однако, на сегодняшний день у нас на начало года существует достаточно большая задолженность Пермского края за поставленный газ, поэтому, в части именно сотрудничества с регионом, нам бы хотелось, чтобы этот вопрос был снят.

— Традиционный вопрос по газификации Ямала: вроде бы регион добывающий, а насколько будет возможно его газифицировать в будущем году?

— Мы с руководством региона проводим консультации, совещания по этому вопросу. На сегодняшний день у нас готовится генеральная схема газоснабжения и газификации Ямала. После того, как будут определены конкретные объекты, мы будем их включать в программу газификации. Без газификации Ямал не останется.

— В этом году Губернатор Ростовской области встречался с Алексеем Миллером, и предварительно велись переговоры об увеличении финансирования программы газификации на 350 млн руб. Можно узнать, какова цифра на сегодняшний день и сколько планируется в следующем году направить на газификацию Ростовской области?

— По Ростовской области могу сказать следующее — в 2010 году на ее газификацию было выделено 160 млн руб. Когда мы подводили итоги газификации Ростовской области 2010 года, мы увидели, что Администрация области не выполняет взятые на себя обязательства по подготовке потребителей — существует достаточно большое отставание по подготовке потребителей. Также на начало июня задолженность за поставленный газ составляла более 1 млрд руб. Поэтому на 2011 год были выделены инвестиции в размере 50 млн руб. По итогам полугодия мы договорились с руководством региона о том, что мы посмотрим на динамику по погашению задолженности и на выполнение администрацией региона взятых на себя обязательств по подготовке потребителей, и потом будем готовы скорректировать нашу программу газификации. Если область выполнит взятые на себя обязательства и задолженность будет погашена полностью, либо мы увидим динамику или график погашения задолженности, объемы средств на газификацию будут увеличены.

— То, что в списке плохих регионов, Администрации которых не выполнили обязательства по подготовке потребителей, есть Архангельск, Калининград и





**Псков, означает ли, что инвестиции в эти регионы на 2011-2012 годы были уменьшены? Насколько? И каковы их перспективы?**

— Могу сказать, что по каким-то регионам инвестиции действительно были уменьшены — это касается Псковской и Калининградской областей. В Псковской области у нас, помимо невыполнения обязательств по подготовке потребителей, существует и достаточно большая задолженность. У нас в 2010 году был объем инвестиций 190 млн руб., на 2011 год было выделено лишь 10 млн руб. для завершения строительства и начала проектирования новых объектов. Так же, как и по другим регионам, работа с Администрацией области ведется, мы надеемся по итогам полугодия эту ситуацию переломить и увеличить объем газификации. В отношении Калининградской области у нас есть вопросы по подготовке потребителей. Объем инвестиций мы не снижали, потому что это уже вводные объекты, нам необходимо было их закончить в этом году. Но могу сказать, что Калининградская область систематически не выполняет обязательства по подготовке потребителей. И Архангельская область также не выполняет обязательства по подготовке потребителей, существует задолженность за поставленный газ. Но объем инвестиций мы в 2011 году не снижали, по сравнению с 2010 годом, потому что у нас здесь тоже вводные объекты, которые экономически целесообразно и необходимо будет завершить, чтобы подать газ к началу отопительного сезона.

— Судя по информации, приведенной на слайде, наиболее крупными группами потребителей у «Газпрома» являются электроэнергетика и население. Работа с населением, как известно, требует достаточно больших усилий, поэтому са-

мый «вкусный» сегмент остается — электроэнергетика. И по нашим данным, сейчас независимые поставщики газа очень сильно интересуются этим сегментом. За счет чего вы собираетесь конкурировать с ними?

— Я бы не сказал, что мы собираемся конкурировать с ними. Вы совершенно правы, что независимые производители не хотят поставлять газ населению, поскольку это более трудозатратный сегмент рынка, они хотят поставлять газ в премиальные области — это электроэнергетика и, в целом, промышленность. У нас недискриминационный доступ, поэтому мы рассматриваем заявки, предоставляем этот доступ. Но «Газпром» все равно выделяется как более надежный поставщик, который может дать большую гибкость по поставкам газа. Поэтому работа в этом направлении ведется, но ход вашего вопроса абсолютно верный, это утверждение действительно имеет место.

— Воронежская область к началу века оказалась наименее газифицированной среди регионов Черноземья. Насколько Вам известно, в течение последнего десятилетия газификация шла у нас довольно хорошими темпами, плюс дополнительные средства какие-то поступали, в том числе пострадавшим от природных катаклизмов прошлого года. У нас выделено 700 млн руб. в рамках плана-графика синхронизации, но сегодня ситуация с развитием инвестиционных проектов вынуждает вести в нашем регионе более активное строительство газовых сетей. Хотелось бы узнать, готовы ли вы поддержать наше областное руководство в плане развития сетей газового хозяйства?

— Не только готовы, но и, как Вы совершенно справедливо отметили, поддержива-

ем руководство региона в развитии газовых сетей. Поскольку у нас Воронежская область является одной из лучших областей и в плане подготовки потребителей к приему газа, и в плане оплаты за поставленный газ. И, по сравнению с инвестициями на 2010 год, в 2011 году мы на 500 млн руб. увеличили объем инвестиций, что достаточно существенно, и он составил 700 млн руб. Также мы планируем рассмотреть предложение Администрации на 2012 год и последующий годы. Я не вижу причин, по которым мы должны отказать Воронежской области.

— В прошлом году «Газпром» ожидал получить прибыль от работы на внутреннем рынке в размере 110—120 млрд руб. Удалось ли выдержать этот показатель? И какие планы на этот год? Спасибо.

— Наверное, это больше вопрос к Финансово-экономическому департаменту. Со своей стороны могу сказать, что все планы по получению прибыли от продаж газа на внутреннем рынке в 2010 году выполнены.

— Каковы перспективы газификации регионов Дальнего Востока, какие регионы вошли в программу газификации и что ждать в 2011 году?

— По Дальнему Востоку: у нас существует по каждому из регионов схема развития газоснабжения и газификации, мы движемся в этом направлении. К сожалению, не все потребители готовы покупать газ по той цене, по которой мы его реализуем. Поскольку, Вы знаете, на Дальнем Востоке существует достаточно большая конкуренция с другим альтернативным видом топлива, а именно с углем. Здесь мы столкнулись с данной проблематикой по Иркутской области, когда уже был подписан договор на поставку газа, но собственник котельной отказался переводить котельную на газ, потому что ему дешевле топить углем. Но, тем не менее, Вы знаете, у нас идет строительство газопровода «Сахалин — Хабаровск — Владивосток», который позволит подать природный газ во Владивосток, улучшить газоснабжение Хабаровского края. Так же мы работаем по Иркутской области. Эти проекты есть, мы движемся в этом направлении, а год от года будем с руководством региона смотреть, включать новые объекты в программу газификации последующих лет.

— На сегодняшней пресс-конференции показали, что Оренбуржья нет среди худших. Раньше оно было — по предыдущим пресс-конференциям — даже среди лучших по газификации и по платежам. Нам на этот год было «Газпромом» обещано 450 млн руб. для того, чтобы мы еще улучшили свои показатели по газификации. На-



*сколько мне известно, эти платежи задерживаются. Не связано ли это, наверное, с увеличением неплатежей за газ, есть ли в этом прямая связь? И не кажется ли Вам, судя по тому, что неплатежи только растут, не является ли это следствием повышения цены на газ?*

— На сегодняшний день у нас действительно объем инвестиций для Оренбургской области на газификацию выделен незначительный — это 12 млн руб. На начало года задолженность за поставленный газ у нас составляет по Оренбургу 388 млн руб., поэтому именно с этим и связано то минимальное выделение средств на газификацию Оренбургской области. Плюс я хотел бы отметить, что уровень газификации Оренбургской области на сегодняшний день один из самых больших по России — он составляет 92,1%. А в отношении роста цен на газ — мы считаем, что рост цен на газ никоим образом не влияет на платежную дисциплину.

**— Независимые производители газа говорят, что с новыми проектами на экспорт их доля на внутреннем рынке увеличивается. Какой размер доли рынка «Газпром» видит на этот год и на ближайшие несколько лет? Какой оптимальный размер доли рынка?**

— Как я уже отмечал, доля рынка газа независимых производителей будет определяться исходя из баланса, из добычи газа независимых производителей, поэтому на сегодняшний день мы не видим проблем в доступе независимых производителей к газотранспортной магистрали. Последующие годы в соответствии с их балансом, с их уровнем добычи они будут занимать соответствующую долю рынка. Пока мы не знаем и не видели баланс газа независимых производителей на 2012–2013 годы.

**— Насколько я знаю, отношения с Нижегородской областью сейчас весьма успешно у «Газпрома» складываются. Каков внутренний потенциал этих отношений на 2011 год?**

— Отношения складываются действительно достаточно успешно, уровень газификации области составляет порядка 78%. Мы не собираемся снижать темпы по газификации, в 2010 году на газификацию Нижегородской области было выделено 475 млн руб. Но в 2011 году мы подошли к газификации Нижегородской области достаточно сдержанно — выделили всего 38 млн руб. на завершение объектов, строительство которых началось в предыдущие годы — ввиду достаточно высокой задолженности за поставленный газ. На 1 января 2011 года она составляла более 1,2 млрд руб. Наши отношения будут разви-



ваться очень конструктивно, мы надеемся, что Администрация предпримет все меры, чтобы эту задолженность за поставленный газ погасить.

**— Кирилл Геннадьевич, Вы не могли бы озвучить прогноз средней цены на газ для реализации на внутреннем рынке на 2011 год?**

— В 2010 году — 2345 руб. А в 2011 году — 15% рост произошел, считайте — 2700 руб.

**— У нас в Костромской области зимой несколько месяцев были перебои с поставкой сжиженного газа. Причина, скорее всего, как всегда — долг бюджета. Нам немножко объясняли это и техническими причинами. Хотелось бы услышать Ваши комментарии по этому поводу. Властям региона даже пришлось искать альтернативных поставщиков, и они их нашли — не боитесь ли вы потерять рынок?**

— Мне сложно сказать, по чьей вине были перебои с поставками сжиженного газа в Костромской области, поскольку не только «Газпром» поставляет сжиженный газ в Костромскую область, есть и другие поставщики. И, очевидно, это связано с наличием задолженности за поставленный газ. Но, как Вы понимаете, вне зависимости от угрозы конкуренции бесплатно поставлять товар «Газпром» не будет. Будут платить — будем поставлять, и перебоев не будет.

**— В 2010 году просроченная задолженность за газ выросла на 10 млрд руб. Это с чем связано: с ростом цены на газ или с тем, что неплательщиков стало больше?**

— Основной фактор — это, безусловно, рост цены на газ. Потому что при той же самой динамике уровня платежей рост цены на газ

дал эту разницу в суммарной задолженности 2010 года по сравнению с 2009 годом.

**— Будут ли расти объемы инвестиций на газификацию Республики Коми?**

— Да, у нас на сегодняшний день действительно не самый большой объем инвестиций в газификацию Республики Коми. Это связано и с необходимостью строительства газопровода-отвода в республике. Но мы уже видим следующий год, и по этому году цифры будут изменены в большую сторону. Порядка 300 млн руб. дополнительно мы видим на 2011 год, по 2012 году также продолжаем работу, и эти средства будут включены в программу газификации.

**— В числе регионов, где чиновники не особо хотят, чтобы население жило в более комфортных условиях, Тульская область на каком счету? И говорит ли это о том, что из-за нерасторопности чиновников наш регион не в лидерах, скажем так, по газификации?**

— Абсолютно справедливо. В отношении подготовки потребителей к приему газа существует систематическое отставание Тульской области. Также я могу Вам сказать, что задолженность Тульской области за поставленный газ на начало июня составляла 900 млн руб. И поэтому, по сравнению с 2010 годом, когда объем инвестиций составил 300 млн руб., в 2011 году на газификацию было выделено всего лишь 10 млн руб. Как и в отношениях с другими регионами, мы смотрим за динамикой: как Администрация области будет выполнять свои обязательства и погашать существующую задолженность, проводим анализ по истечении полугодия. Если мы увидим, что динамика положительная, тогда объем инвестиций уже по этому году может

быть увеличен. Но в своем вопросе Вы абсолютно правы — именно из-за плохой работы Администрации области объем инвестиций существенно снижен.

— **Самарская область в числе наиболее газифицированных регионов — 94–96%. И в этом году «Газпром» строит только один межпоселковый газопровод, который должен будет сдать, видимо, в 2012 году. Но у нас много сейчас говорится о правительственной программе 100–процентной газификации региона. Каким может быть участие «Газпрома» в следующем году в такой программе, если она начнет реализовываться? И второй вопрос, касающийся автоматизации коммерческого учета поставок газа: что планирует делать «Газпром межрегионгаз» вот в этом направлении по России, и в частности по Самарской области, если такая информация есть?**

— По первому вопросу я Вам могу ответить следующее: я впервые слышу тезис о тотальной, 100–процентной газификации того или иного региона. Как я уже отмечал в своем докладе и ответах на вопросы, у нас должна быть хотя бы минимальная экономическая эффективность в газификации того или иного населенного пункта. Как Вы понимаете, если у нас в населенном пункте всего десять домов и необходимо туда тянуть трубу 50–60 км, тут ни о какой экономической эффективности речи быть не может. Поэтому мы бы видели свое участие в газификации альтернативными источниками топлива, а именно сжиженным газом, и такую работу мы ведем. В этом году мы будем смотреть планы газификации по 2012 году. Если мы не увидим тех объектов, которые бы своими экономическими параметрами удовлетворяли условиям газификации, тогда мы газифицировать в 2012 году ничего не будем. В отношении автоматического учета газа. Он ведется у нас достаточно давно — с 2002 года, по всей стране строится система АСКУГ — автоматизированная система коммерческого учета газа, и в Самарской области то же самое. Мы хотим всех промышленных потребителей — на сегодняшний момент эта система уже на 96% построена — видеть у себя и смотреть, как они соблюдают режим газопотребления, каким образом мы учитываем этот газ, каким образом у нас ведется балансировка этого газа.

— **Планирует ли «Газпром» новые совместные предприятия по продаже газа, если да, то с какими компаниями? И планирует ли «Газпром» выход на рынок Свердловской области? Если вы там уже присутствуете, то в каком объеме?**

— Как я сказал уже, мы на сегодняшний день имеем уже совместные предприятия с

«ЛУКОЙЛом», с ТНК-ВР. Мы также открыты и для других нефтяных компаний для создания совместных предприятий. На сегодняшний день пока они не созданы. Такого рода переговоры ведутся, например, они ведутся с «Роснефтью». Мы всегда открыты, мы всегда готовы для того, чтобы создавать такого рода предприятия, таким образом работать с нефтяными компаниями на рынке. В отношении Свердловской области: на сегодняшний день баланс Свердловской области полностью закрывает компания «ИТЕРА». Поэтому, если будет дефицит или расширение потребления в этом регионе, тогда, безусловно, «Газпром» готов будет начинать поставки газа в Свердловскую область.

— **Каково состояние задолженности по платежам и сумма средств, выделяемых на Кировскую область по программе газификации?**

— По Кировской области в 2010 году было выделено 540 млн руб., 450 млн руб. выделено в 2011 году. Отсутствует задолженность за поставленный газ и Администрация выполняет обязательства по подготовке потребителей, поэтому к Кировской области у нас вопросов нет, дальше будем так же заниматься газификацией данной области.

— **Правительство установило предел роста тарифов, в том числе на газ, 15%. А на сколько бы выросла цена на газ, если бы не было ограничения конкретно в 2011 году? И в развитие этого вопроса: может быть такая ситуация, что год наступит, а цена на газ вырастет, при возможности в 15%, все-таки на 5%, или на 7%, а не на 15%?**

— Уровень роста цены, наверное, все-таки будет близок к 15%, где-то — чуть больше, где-то — чуть меньше. Эту цену будет установ-

ливать Федеральная служба по тарифам, но общая тенденция роста цены все равно будет порядка 15%. А Вы знаете, что было принято решение о равнодоходности внутреннего рынка по сравнению с поставками на экспорт. Поэтому, если бы не было принято этого решения, а цена была бы рыночной, то на сегодняшний день у нас была бы равнодоходность по поставкам газа на внутренний рынок и на экспорт.

— **В нашем регионе есть крупнейшее металлургическое предприятие «Северсталь». Как мы видели, около 7% закупок газа — это именно металлурги. Очень интересно: понижается или увеличивается динамика поставки газа именно в металлургический комплекс?**

— Как Вы понимаете, увеличение поставки газа для металлургической промышленности, как и для другой, в принципе, связано с планами самих металлургов по модернизации, по строительству новых мощностей. Поэтому здесь все будет зависеть от планов по развитию самой «Северстали». В случае если они примут такое инвестиционное решение, они должны будут запросить объемы газа, и эти объемы газа будут им поставлены. Соответственно, это именно решение самого предприятия. В Липецке достаточно амбициозные планы — мы планируем увеличение поставок на 700 млн куб. м газа для Липецкого металлургического комбината. Этот процесс идет, но здесь мы лишь поставляем газ, а наши потребители должны делать соответствующие заявки, увязанные с их инвестиционной программой. В отношении «Северстали» и, в целом, по металлургической промышленности могу сказать, что обязательства по платежам исполняются на 100%. ●





## Финансово-экономическая политика

Заместитель Председателя Правления — начальник Финансово-экономического департамента Андрей Вячеславович Круглов, а также его коллеги, рассказали журналистам о финансовых ожиданиях и перспективах «Газпрома»



— Финансовый блок всегда идет завершающим в серии таких встреч с менеджментом «Газпрома», так как мы сводим бюджет, — чтобы мы могли дать обобщенное видение деятельности компании. Я начну с обзора финансовых показателей, операционных показателей компании за отчетный год, а потом мы ответим на вопросы. Восстановление спроса на наших основных рынках привело к увеличению объемов производства и продажи нефти, газа, электроэнергии и тепла. По итогам 2010 года общая выручка от продаж Группы увеличилась на 26% по сравнению с предыдущим годом. За этот же период скорректированная EBITDA выросла на 30%. Мы ожидаем, что по итогам 2011 года скорректированная EBITDA продолжит увеличиваться, и думаем, что по сравнению с 2010 годом рост составит порядка 25%.

Как выглядели наши результаты по сравнению с другими нефтегазовыми компаниями? В 2010 году мы показали одни из сильнейших результатов в отрасли как по EBITDA, так и по чистой прибыли. За первые пять месяцев 2011 года добыча газа сохранялась на уровне предыдущего года. Объемы продаж газа в страны бывшего Советского Союза выросли более чем в полтора раза, в страны Европы — на 16%. Продажи газа в России выросли незначительно, на 1%. Опираясь на эти данные, а также на макроэкономическую ситуацию в стране, мы ведем постоянный мониторинг изменения основных финансово-экономических показателей и бюджета компании. Хочу отметить, что

изначально, составляя бюджет на следующий год, мы придерживаемся консервативного подхода и руководствуемся прогнозами Министерства экономического развития Российской Федерации.

В сентябре Совету директоров будут представлены на утверждение уточненные параметры бюджета на 2011 год с учетом фактических итогов деятельности компании за первое полугодие. Одним из основных условий корректировки бюджета является необходимость пересмотра инвестиционной программы с учетом меняющихся реалий рынка и, соответственно, изменение сценарных условий [формирования бюджета]. Потому что мы, конечно, стараемся прогнозировать год с высокой степенью точности, но тем не менее ситуация на рынках меняется, соответственно, меняются сценарные условия, такие как цена нефти, курс доллара. И, конечно, мы вносим изменения в бюджет, его корректируем. В настоящее время, когда спрос на газ растет быстрее большинства прогнозов, мы стараемся оперативно реагировать на изменения ситуации на рынках и увеличивать наши добывающие мощности.

Несколько слов хочу сказать о доходной части бюджета. К предполагаемым источникам, обеспечивающим дополнительную выручку для «Газпрома», относятся увеличение внутренних цен на газ для промышленных потребителей на 15% ежегодно для выхода с 2015 года на уровень равнодоходности поставок газа на внутренний и внешний рынки, увеличение регулируемого тарифа на транспор-

товку газа и его приведение к экономически обоснованному уровню — до 75,6 руб. за 1000 куб. м на 100 км к 2014 году. В расходной части бюджета мы по-прежнему придерживаемся политики поддержания умеренных темпов роста затрат. При этом темпы увеличения нашей выручки продолжают превышать темпы роста затрат. В течение нескольких последних лет в «Газпроме» на постоянной основе проводится работа по оптимизации расходов. Ежегодно формируется Программа сокращения затрат, реализуются адресные мероприятия антикризисного характера, оптимизирующие расходы в рамках бюджетного процесса.

Себестоимость добычи газа в 2011 году вырастет всего на 6% без учета повышения ставки НДС на газ в 2010 году. Стоит отметить, что в предыдущие годы ставка НДС на газ сохранялась неизменной. Себестоимость транспортировки газа в 2011 году увеличится на 2%. Существенной частью неконтролируемых затрат являются налоговые выплаты. Как вы знаете, в 2011 году налоговая нагрузка в части НДС была увеличена на 61%, что определенным образом сказалось на результатах деятельности компании. С 2012 года в целях покрытия необходимых государственных расходов планируется очередное увеличение ставки НДС на природный газ. В этой связи мы находимся в постоянном диалоге с Правительством РФ по обсуждению вопроса уровня налоговой нагрузки на Общество. В ходе совместной проработки вопроса федеральными органами исполнительной власти и «Газпромом» определен объем необходимых дополнительных поступлений в федеральный бюджет, а также перечень источников, за счет которых будет осуществляться обеспечение данных поступлений. Кроме того, мы используем существенный аргумент о том, что экспортные объемы и цены в 2012 году существенно превысят показатели, на которых делались бюджетные проектировки, поэтому бюджет РФ получит большой доход за счет экспортной пошлины на природный газ. После учета эффекта от данных факторов Правительство планирует вернуться к определению базы дополнительного повышения ставки НДС на газ. При этом для сглаживания результатов увеличения налоговой нагрузки в Обществе предусмотрено продолжение работы по снижению издержек в операционной и инвестиционной деятельности, формированию системы дифференциации

налоговой нагрузки в газовой отрасли, увеличению эффективности продаж в части роста ценовых и объемных параметров.

Хочу отдельно рассказать о наших инициативах по дифференциации НДС. В настоящее время фактически завершена работа с нашим институтом «Газпром ВНИИГАЗ» по вопросу подготовки финансово-экономического обоснования дифференциации ставок НДС на природный газ. Определены возможные критерии дифференциации. Мы планируем совместную работу с федеральными органами исполнительной власти для того, чтобы определить, насколько возможно учесть эти особенности в законодательстве РФ. В 2010-2011 годах показатели долговой нагрузки Группы «Газпром» находятся на исторически низком уровне. Компания из года в год активно применяет проектное и экспортное финансирование для реализации комплексных проектов, что позволяет снизить общий долг Группы «Газпром».

Как вы уже знаете, Совет директоров «Газпрома» рекомендовал годовому Общему собранию акционеров утвердить предложение о выплате дивидендов в размере 3,85 руб. на одну акцию, что соответствует 25% чистой прибыли. Увеличение размеров дивидендов по сравнению с прошлым годом составило 61%. Предполагаемый размер дивидендов является рекордным за всю историю компании. Совет директоров также внес на рассмотрение собрания акционеров проект изменений в Устав «Газпрома», а именно — новый предельный срок выплаты дивидендов: не более 60 дней со дня принятия решения об их выплате [годовым] Общим собранием акционеров, а также обязательство по одновременной выплате дивидендов всем владельцам акций «Газпрома». Важным событием в 2011 году стало изменение соотношения количества акций, приходящихся на одну американскую депозитарную расписку «Газпрома», с четырех до двух. Программа АДР «Газпрома» стала крупнейшей среди программ российских эмитентов и при этом самой ликвидной.

И в заключение хочу подытожить сказанное. Для обеспечения динамичного развития компании, обеспечения ее финансовыми средствами мы продолжаем финансирование производственных проектов в соответствии с их стратегической значимостью. Осуществляем контроль над расходами, эффективно управляем долгом и привлечением заемного финансирования, улучшаем качество управления внутригрупповой ликвидностью. Активно участвуем в обсуждениях с Правительством РФ перехода к рыночному ценообразованию на газ, а также вопросов изменения налоговой нагрузки на компанию. Совершенствуем дивидендную политику, совершенствуем бизнес-процессы корпоративного управления в рамках реализации Стратегии информатизации компании.

— Скажите, каков прогноз по чистой прибыли [за 2011 год]? И какова доходность внутреннего рынка в прошлом году и в этом?

— Если говорить о прогнозе показателей по 2011 году, наверное, лучше говорить о показателе EBITDA. Она ожидается где-то на уровне 58 млрд долл., это рост в пределах 25% к уровню 2010 года. Прогноз по прибыли на 2011 год — 750 млрд руб. по РСБУ по головной компании.

— Есть ли решение по форме реализации 16,7% акций «Газпромбанка»? Есть ли информация о том, во сколько «НОВАТЭК» оценил 51% «Нортгаза», и считаете ли вы эту цену привлекательной для продажи?

— В настоящее время «Газпромбанк» и еще «Белгазпромбанк», в котором «Газпром» участвует, относятся к группе непрофильных активов. По «Белгазпромбанку» решение отложено до окончательного разрешения ситуации с «Белтрансгазом», потому что основной поток платежей за газ проходит через «Белгазпромбанк». По «Газпромбанку», действительно, принято решение о сокращении доли «Газпрома» в «Газпромбанке» до уровня 25% плюс 1 акция. Работа по оценке возможной стоимости сейчас ведется, потому что акции «Газпромбанка» не обращаются на рынке. Но мы думаем, что такое решение [об условиях реализации пакета акций] может быть принято в ближайшее время, по крайней мере — обозначены сроки реализации. Мы думаем, что возможен вариант [реализации] в течение года. То, что касается «Нортгаза»: в принципе, у «Газпрома» есть преимущественное право [выкупа акций] «Нортгаза». В свое время нам был предложен пакет не акций «Нортгаза», а компании REDI. Это совершенно другой актив, мы провели свою оценку стоимости акций этой компании, и было принято решение, что для «Газпрома» сделка неэффективна. То, что касается решения «НОВАТЭКа» — я не могу это комментировать.

— У вас с 2009 года не было заимствований в евро. Как вы сейчас оцениваете ситуацию, насколько стоимость заимствований в евро сейчас привлекательна для «Газпрома» по сравнению с другими валютами в связи с ситуацией в Европе? И по заимствованиям в рублях: насколько эффективна, насколько привлекательна сейчас эта валюта для вас?

— Что касается валютной корзины наших заимствований, прежде всего, логика привлечения средств в валюте соотносится с тем

соотношением евро и доллара, которое у нас есть по поступлению валютной выручки: до 40% средств нам поступает в евро, а остальное в долларах — около 60%, немного больше. В этой связи и при привлечении заимствований мы руководствуемся такой логикой, чтобы избежать курсовой разницы и таким образом осуществлять естественный хеджирование курсовых рисков. Что касается рублей, все наши расходы по инвестиционной деятельности в основном осуществляются в рублях. Основная часть наших закупок тоже осуществляется в рублях, потому что мы активно работаем с российскими производителями, используем продукцию российских предприятий при реализации нашей инвестиционной программы. И поэтому, конечно, финансирование в рублях, заимствования в рублях, тоже являются привлекательными для нас. У нас разработана программа выпуска долгосрочных корпоративных облигаций в рублях. Другое дело, что сейчас ситуация такова, что потребность в заемных средствах небольшая и, соответственно, мы не будем заимствовать только для того, чтобы заимствовать. Если говорить по стоимости займов в евро, то они дешевле по сравнению с долларowymi, с точки зрения их привлечения. Но с точки зрения ликвидности и рынка — конечно, долларовый рынок гораздо обширнее. Но мы бы, на самом деле, заимствовали в рублях, и некоторые российские эмитенты делают еврообонды, в том числе в рублях. Такую возможность мы рассматривали, и при наличии на рынке тех объемов свободных средств, которые могут заинтересовать «Газпром», мы не исключаем, что выпустим еврообонды в рублях. Уровень программы заимствований уже традиционно не меняется и составляет до 90 млрд руб. И пока никаких предпосылок для его увеличения нет. Может быть, в 2011 году и этот уровень не будет достигнут по программе заимствований, посмотрим.

— Какова себестоимость транспортировки газа, по финансовым планам, по новым коридорам типа «Северный поток», сколько вы закладываете на «Южный поток»?

— Что касается себестоимости транспортировки газа по новым коридорам: пока транспортировки нет, мы ни о какой себестоимости не можем говорить. Есть некие расчетные величины. При расчете рентабельности всего проекта они учитываются. Окончательно проектирование «Южного потока» не завершено, но в любом случае мы исходим из того, что этот проект будет рентабельным. В отношении средней величины себестоимости транспортировки газа по уже существующим газопроводам: за 2010 год она составила 40,2 руб. за 1000 куб. м на 100 км.



