

## День Инвестора Москва, 10.02.2012

### Вопросы и ответы «Газпром»

**Вопрос: Андрей Громадин, JP Morgan**

У меня три небольших вопроса. Если можно, то первый вопрос по стратегии. По слайдам 18 и 19 можно сделать вывод, что Вы рассчитываете на рост экспорта газа со 150 до 210-230 млрд. куб. м. газа. Получается, что Вы рассчитываете занять разрыв между потреблением и снижением добычи где-то 60%. Почему именно 60%, если доля на рынке компании составляет менее 30%.

Второй вопрос. Вот такой замечательный слайд на странице 15 (EBITDA growth forecast) по сценариям развития газового бизнеса и размерам показателя EBITDA. Вы не могли бы пояснить, какие цены на газ использованы для разных сценариев в Европе и объемы поставок газа на внутренний рынок для разных сценариев. И самое важное, наверное, какой рубль Вы закладываете в эти прогнозы.

И третий вопрос. Если сложить слайды 15 (EBITDA growth forecast) и 14 (Gas CAPEX 2012-2030F), то получается, что размер чистого денежного потока Газпрома будет составлять порядка полутора триллионов рублей. Стоит ли нам рассчитывать на такой размер только от газового бизнеса в 2015-2020 гг.?

**Ответ: Александр Медведев**

Для того, чтобы достичь объемы и доли, делать нужно совсем немного. Просто работать по нашим контрактам и создать необходимые транспортные мощности. Контракты, покрывающие этот объем, уже заключены. Для того чтобы это выполнить, ни одного нового объема законтрактывать не нужно. Говоря о доле на рынке, вы не должны забывать, что доля в потреблении может быть и ниже 30%. Хотя она была выше. Совсем недавно она составляла 33-34%. При этом наша доля в импорте и сегодня выше. Сейчас она составляет около 40% и будет расти. Это происходит потому, что источников импорта не так много, и все объемы из этих источников также законтрактрованы. Поэтому наша оценка абсолютно реалистична. Если прогноз спроса будет реализован в таком сценарии, то мы выйдем на эти цифры, а если он будет отклоняться в ту или иную сторону, тогда мы проведем корректировку.

Еще раз хочу подчеркнуть, что никакой магии в долях нет, главное какой экономический эффект это дает. У нас заключены контракты на условиях «бери или плати». Если уж считать совсем негативный сценарий, то он рассчитывается как «take or pay» от 4,5 трлн. кубометров. Их мы имеем в нашем портфеле. А это в среднем 80-85%. Даже если мы уберем 20% от 4,5 триллионов (это будет всего лишь 900 млрд. кубических метров.), то 3,4-3,6 млрд. кубов у нас продано с гарантированной оплатой. Поэтому здесь нет никаких фантазий, а есть реальность нашей жизни.

**Ответ: Олег Иванов**

По слайду 15 (EBITDA growth forecast) при расчете EBITDA мы рассчитывали цены на внешних рынках, исходя из тех привязок, которые сейчас существуют. Например, для 60 долларов за баррель - цена порядка 250 – 260 долларов за 1000 кубов. Для 100 долларов - цены чуть ниже, чем те, которые сейчас на рынке. При этом объем поставок на

День Инвестора, Москва, 10.02.2012

внутреннем рынке мы брали консервативный, примерно на том же уровне, на котором он находится сегодня. А что касается курса рубля, он действительно оказывает очень большое влияние. Мы учитываем тот факт, что при падении цен на нефть, как правило, рубль ослабляется, мы это закладывали. Например, при 60 долларах по нашей модели, которую мы строили, рубль примерно составляет к доллару 35. А соответственно при 100 долларах, он наоборот более крепкий. Это хеджирование, которое у нас естественно есть, в расчетах учтено.

**Вопрос: Олег Максимов, Тройка диалог**

У меня 2 вопроса. Первый, не могли бы Вы дать ваши ожидания капитальных затрат на 2013 год. Второй вопрос по 10 слайду (Gazprom's priority projects in transportation). В таблице обозначены планируемые стройки, и где речь идет о Южном потоке, линейная часть составляет 2 446 км. Сколько Вам это будет стоить?

**Ответ: Андрей Круглов**

Ответ достаточно короткий. В 2013 г. мы ожидаем, что наши капитальные расходы будут на уровне не ниже, чем в этом году. То есть порядка 800 млрд. рублей. Я уже говорил на телеконференции, что при расчете бюджета мы руководствуемся самым консервативным, ближе к пессимистичному, сценарием и закладываем это в наш бюджет, для того, чтобы «не рисовать» там разные цифры. Вот допустим, в этом году мы заложили цены на нефть на уровне 100 долларов за Brent. Сейчас нефть стоит уже 116-117 долларов.

В рамках ранжирования приоритетов видно, без каких проектов мы точно не можем обойтись, а какие могут подождать. Вот, Бованенково мы должны ввести, здесь все понятно, на это все нацелено. Есть проекты второго приоритета. Если мы видим, что результаты финансовой деятельности, прежде всего, за первый квартал (так как тогда идет отопительный сезон), позволяют нам инвестировать больше, тогда мы инвестируем в проекты не такого топового приоритета. По итогам полугодия программа корректируется. Вы помните, что это и в прошлом году произошло: инвестиционная программа была увеличена на 400 млрд. рублей. Но при текущем рассмотрении мы ожидаем, что капитальные вложения в 2013 г. будет не ниже, чем в этом году.

**Ответ: Олег Иванов**

Расширение системы ЕСГ для поставок по Южному потоку - это все-таки не совсем новое строительство. Поэтому это будет стоить дешевле, чем прокладка новых труб. Сейчас мы оцениваем эту сумму в пределах 300 млрд. рублей. Это чуть меньше 10 млрд. долларов.

**Вопрос: Павел Кушнир, Deutsche Bank**

Александр Иванович, год назад речь шла о том, что Вы законтраковали на ближайшие 20-25 лет 3,4 трлн. куб м газа. Сегодня мы уже говорим о 4. Означает ли это, что за последний год были подписаны новые соглашения. И второй вопрос, не могли бы Вы поподробнее рассказать о возможных ретроспективных платежах. Может быть, оценить влияние на денежный поток компании в результате последних переговоров или последних соглашений с пятью потребителями в Европе.

**Ответ: Александр Медведев**

Мы никогда не называли 3,4 трлн. куб м, мы говорили свыше четырех. Алексей Борисович назвал цифру более точную - 4,4 трлн. куб м. Мы иногда говорим об уровне «take or pay», а иногда говорим о годовых контрактных объемах. Если мы говорим о годовых контрактных объемах, то они находятся на уровне чуть меньше 4,5 трлн.

Андрей Вячеславович подтвердит, что сколь либо серьезного влияния не было ни на ликвидность, ни на свободные средства Газпрома. Это благодаря тому, что была рассчитана ретроактивность. Расчеты по ней в ряде случаев перенесены на будущие периоды, без дополнительных финансовых расходов. Это результат наших переговоров с партнерами. Одно дело, зафиксировать с датой объявленного пересмотра цен. А расчеты по пересмотру - это уже отдельная песня, часто очень приятная для нашего слуха.

**Вопрос: Гейдар Мамедов, Goldman Sachs**

В продолжение темы по европейским поставкам. В последнее время в прессе появляется информация на тему того, что европейские контрагенты не столько просят увеличения спотовой компоненты в ценообразовании, сколько увеличения дисконта к нефтепродуктовой привязке. Действительно ли это так? И как Вы считаете, со временем будет ли увеличиваться этот дисконт?

И второй вопрос, больше финансового характера. Недавно Министерство Финансов выпустило письмо, в котором предполагалось не принимать проценты по еврооблигациям при расчете налога на прибыль. Как вы считаете, будет ли это иметь место и если да, то рассматриваете ли Вы вариант выкупа еврооблигаций?

**Ответ: Александр Медведев**

Я хочу подчеркнуть, что возможно переход на систему спотового ценообразования в текущих условиях мог принести нам финансовые, коммерческие результаты, не сопоставимые с работой по контрактам с нефтепродуктовой привязкой. При этом не надо забывать, что это означало бы изменение всей системы ценообразования. Хочу привести простой пример: там, где есть ликвидная торговля природными ресурсами, у продавца, как правило и за редким исключением, нет обязательств поставлять товар. Соответственно, когда рынок неликвидный, несегментированный, система ценообразования неадекватная, и это может привести к тому, что цены могут улететь туда, куда «Макар телят гонял» или будет гонять в будущем. Но мы, будучи ответственными поставщиками, по этому сценарию работать не стали. Мы нашли абсолютно стандартное решение, которое десятки раз применялось в наших переговорах, как о снижении, так и о повышении цены. Произведена корректировка цен, обеспечивающая конкурентоспособность продаж российского газа на европейских рынках.

Может еще лет 5-7 назад, нам можно было, что называется «лапшу на уши вешать» о том, как работает рынок. Сейчас наши дочерние и аффилированные предприятия, такие, как Wingas и наша 100% дочка GM&T, обладают всем необходимым, чтобы быть внутри рынка и понимать, как он работает. У нас есть люди и система управления рисками, финансовые инструменты, включая необходимое хеджирование (не спекулятивное). Еще раз хочу подчеркнуть, что газ, который идет в магистральной экспортной трубе, доходит до конечного потребителя. При этом будь то коммунальное хозяйство, мелкие коммерческие потребители или крупные промышленные, индустриальные потребители, они получают различный продукт. И он не просто упакован и бантиком обвязан, а имеет очень много особенностей. И в этом играют роль маркетинговые и трейдинговые компании, здесь они должны конкурировать. Те корректировки, которые мы сделали,

День Инвестора, Москва, 10.02.2012

конечно, учитывали, что происходило на рынке после кризиса 2008 г., но я думаю, что иллюзии о ликвидности этого рынка должны исчезнуть. Может быть, придет в будущем время, когда система ценообразования на газ в Европе будет определяться на Санкт-Петербургской газовой бирже. Мы об этом думаем. Но там будет не спекулятивная биржа. Там финансовые инструменты будут использоваться для поддержки основной деятельности по торговле - доставке физического газа потребителю. Переезд «Газпром экспорта» в Санкт-Петербург, в том числе, связан с созданием реальной газовой биржи в Петербурге, где будет торговаться газ. Может быть, это позволит через 10-15 лет взглянуть на систему ценообразования по-другому...

**Ответ: Андрей Круглов**

Что касается планов по выкупу еврооблигациям, у нас их нет. Что касается позиций Минфина, то НДС формулируют таким образом, чтобы только для Газпрома повышался. Или дискутируется вопрос, является ли ЕСГ транспортом или нет. Потом аргументируется вопрос о том, что надо изымать дополнительную выручку от повышения цен. Дополнительная выручка образовалась порядка 90 млрд рублей, а мы по НДС должны увеличить выплаты на 140. Потом вот эти дискуссии по налогам на процентные доходы. Как их толковать? Если так пойдет дальше, то для Газпрома будет отдельный Кодекс выпущен. Конечно, в случае введения налога для нас увеличится стоимость заимствований. Потому что, в любом случае, вот так распространить это на держателей еврооблигаций вряд ли получится.

**Вопрос: Александр Бурганский, Открытие Капитал**

Вопрос по тем контрактам в Европе, которые сейчас находятся в стадии изменения. Александр Иванович, Вы не могли бы оценить максимальный отрицательный эффект от этих процессов: изменения контрактов?

Второй вопрос. В связи с обязательным введением стандартов бухучета по МСФО со следующего года, планируете ли Вы публиковать отчетность по российским стандартам отчетности и не будете ли Вы менять свою дивидендную политику, чтобы рассчитывать дивидендные выплаты на основании консолидированной отчетности по международным стандартам?

**Ответ: Александр Медведев**

Я не соглашусь в сами, что этот эффект должен трактоваться исключительно как негативный, потому что он либо прямо, либо косвенно сопровождается увеличением объемов отбора и тем самым, увлечением выручки Газпрома. Особо показательный пример с такими странами, как Эстония и Латвия. Не так давно мы с ними вошли в новые контрактные системы: произвели корректировку цен одновременно с установлением средних сроков действия контрактов и гарантий по «бери или плати», чего раньше не было в этих контрактах. Таким образом, выручка по этим контрактам гарантирована. По другим контрактам мы уже видим, что идет отбор объемов. Здесь, конечно, повлияла холодная погода. В целом, без учета положительного фактора, корректировка не превышает 7-10%. Это чисто по ценовому фактору. При этом снижение цены во многом компенсируется ростом объемов. По ряду контрактов объемы растут не на 10%, а в два раза, как, например, в Прибалтике. И сроки контрактов увеличиваются. Если корректно считать по дисконтированному потоку, то эффект получается не отрицательный, а положительный. И при этом значительный: измеряется не в 10%, а в разы превышает эффект ценовой корректировки. Еще раз говорю, в этом ничего нового не было. Даже за

День Инвестора, Москва, 10.02.2012

мое время работы в Газпроме (10 лет будет в будущем году), мы не однократно проводили корректировки цен как в сторону повышения до 2008 г, так и в сторону понижения с целью обеспечения с одной стороны адекватного возмещения за наш газ, а с другой стороны, сохранения конкурентоспособности. Когда на пенсию выйду, опишу это в какой-нибудь книге, если помощники найдутся или помощницы.

**Ответ: Елена Васильева**

Что касается международных стандартов, то мы составляем консолидированную финансовую отчетность по МСФО уже давно. Что касается закона по консолидированной отчетности, это нам не мешает работать и дальше. Отказываться от отчетности по российским стандартам в связи с признанием МСФО мы пока не планируем. Дивидендные выплаты рассчитываются на основе бухгалтерской отчетности по российским стандартам.

**Вопрос: Лев Сныков, GreenWich Capital**

Сколько Газпром может сейчас добывать газа? После кризиса в 2009 г., когда у вас добыча упала до менее 500 млрд. куб м, у Вас был большой spare capacity /резервные мощности/ в районе 60-70 млрд куб. м. Как сейчас соотносится среднесуточная добыча с вашими возможностями?

**Ответ: Олег Иванов**

Сейчас мы добываем практически на максимуме, если смотреть на суточные цифры в годовом эквиваленте, то это порядка 600 млрд. кубов в год. Конечно, для того, чтобы держать такой уровень постоянно в течение нескольких лет, требуются дополнительные инвестиции. Одно дело - на краткосрочный период выйти на этот уровень, а другое дело – удерживать несколько лет. В общем, у нас сейчас достаточно резервных мощностей, и если будет спрос, мы легко можем наращивать поставки.

**Вопрос: Лев Сныков, GreenWich Capital**

У вас инвестиции в сегмент добычи в 2012 падают. Это временное явление, дальше они будут расти?

**Ответ: Олег Иванов**

Инвестиции определяются исходя из потребностей в газе, сколько нужно добывать, чтобы закрыть баланс, столько и планируем. Поэтому в среднем инвестиции – это 25-35% от инвестпрограммы. В какой-то год это может быть выше, в какой-то ниже.

**Вопрос: Лев Сныков, GreenWich Capital**

В рост цен на бурение вкладываете темпы инфляции?

**Ответ: Олег Иванов**

Да, мы делаем 2 расчета, в реальных и номинальных ценах. В номинальных ценах закладываем с инфляцией.

День Инвестора, Москва, 10.02.2012

**Вопрос: Лев Сныков, GreenWich Capital**

На 9 слайде (Prospective sources of Gazprom's gas production), где вы показали профили добычи, в какие годы Вы закладываете пуск Бованенково, Чайанды и Ковыкты?

**Ответ: Олег Иванов**

Запуск Бованенково назначен на 2012 г. Добыча на месторождениях Чайанды и Ковыкты начинается после 2017 г.

**Вопрос: Валерий Нестров. Тройка диалог**

У меня 3 вопроса. Первый, просьба пояснить по 18 слайду (Gazprom sales to European and FSU markets) увеличение поставок газа в страны СНГ с 71 до 75 млрд. куб м. За счет чего это произойдет, и насколько комфортно Вы себя чувствуете в виду незавершенных переговоров с Украиной. Это первый вопрос.

Второй вопрос. Какова судьба Штокмана? Проект еще больше отложен или будет реализовываться по графику? Пока больше факторов говорит о том, что проект будет еще отложен ввиду сильной конкуренции со стороны газпромовских же проектов (Сахалин-3), Новатэковского Ямал СПГ.

И третий, просто интересно, что по сравнению с предыдущими встречами с аналитиками сегодня ни разу не прозвучало магическое слово «shale gas». И отчасти все мы понимаем почему. Это снижение запасов в США всего лишь до 17 трлн. куб м., неудачные первые скважины в Польше. Но есть обратная информация о планах по экспорту американского газа в Европу, небольшие первые успехи по shale gas в Испании и Великобритании.

**Ответ: Александр Медведев**

Рост поставок в страны СНГ и Балтии базируется на оценках восстановления экономического роста в этих странах. С Украиной у нас действующий 10-летний контракт. Там четко прописаны и годовые контрактные количества, и уровень «take or pay». Для того, чтобы эти объемы были изменены или пересмотрены, должно произойти что-то такое, что выведет эти права и обязанности в другую плоскость. Пока это не произошло, наш прогноз базируется на этом. Ведь эта цифра не с печки свалилась. Ведь экономика Украины и энергетика Украины на газе. Мы помним совсем другие цифры, Украина потребляла под 60 млрд. куб м газа в год, правда, тогда цена была другая. Наши цифры абсолютно реалистичные и подкреплены контрактными обязательствами.

По Штокману... Я бы не привязывал его реализацию к конкурирующим проектам. Рынок СПГ глобализуется действительно довольно быстро и открывает возможности своповых операций, чем мы и занимаемся. Хочу напомнить, что когда Газпром первый раз делал свопы трубного газа на СПГ, или СПГ на СПГ, все критически говорили: это делают те, кто хочет Газпром ублажить, просто понравится Газпрому, ради этого они дают несколько танкеров, чтобы Газпром «поднял флаг» поставщика СПГ. Сейчас это общая практика: не только мы, но и наши партнеры, и конкуренты делают это. Более того, экономика ряда проектов базируется на разменных операциях с учетом возможностей поставок газа на целевые рынки.

Штокмановское решение было сдвинуто. Ближайшие встречи с нашими партнерами по проекту должны прояснить, какой уровень экономики приемлем для акционеров Shtokman Development. Тогда будет приняты инвестиционные решения, с учетом тех факторов риска, которые Вы упомянули в части ценообразования. Не секрет, что первоначально целевым рынком для Штокмана был рынок Северной Америки. Сейчас об этом говорить

День Инвестора, Москва, 10.02.2012

не приходится. Но это не означает, что рынок для Штокмана закрыт. Вопрос только в том, какой газ физически появится на целевых рынках Юго-Восточной Азии, включая Индию, Пакистан, Бангладеш, Вьетнам.

По сланцевому газу... Мы видим, что заговорили о планах переоснащение регазификационных терминалов в экспортные терминалы по СПГ. И цены упали на Хенри Хабе (Henry Hub). Но в успешных проектах сланцевого газа в США выискался один секрет: они поддерживаются за счет жидких углеводородов. Но далеко не все запасы сланцевого газа в США сопровождаются извлечением жидких углеводородов, которые могут поддержать экономику. Поэтому трудно пока верить или прогнозировать, состоится ли экспорт из США, тем более вы знаете политику США по обеспечению своих потребностей в первую очередь. Но и проблемы по добыче сланцевого газа не выдуманы прессой. Мы однозначно не верим в то, что экономика производства сланцевого газа в Европе может быть экономически обоснованной, даже если закрыть глаза на экологию, земельные права, перенаселенность и эстетические чувства при виде разработанных месторождений сланцевого газа. А если это политиканство, то кто будет его оплачивать? Население? Можно и из стола газ извлекать, и там есть ресурсы.

### **Вопрос: Константин Черепанов, UBS**

У меня три вопроса. Первый вопрос про внутренний рынок: не подскажете, какой сценарий изменения цен на газ на внутреннем рынке Вы закладываете в свои долгосрочные прогнозы. Другими словами, ожидаете ли вы достижения равнодоходности, в каком году, и находит ли Ваша точка зрения поддержки в правительстве. Как Вы видите свою долю на внутреннем рынке, принимая во внимание агрессивные планы независимых производителей по увеличению добычи в России. Это группа вопросов по внутреннему рынку.

Второй вопрос относительно Ваших планов по закупке газа в средней Азии: что вы планируете делать в этом направлении?

И последний вопрос: не могли бы Вы рассказать о том, в какой стадии сейчас находятся переговоры по поставкам газа в Китай.

### **Ответ: Андрей Круглов**

Динамика планируемого увеличения цен на газ на внутреннем рынке сохранилась прежней — это по 15% в год. Мы рассчитываем выйти на равнодоходность в 2014-2015 г. Такие предпосылки есть. Даже в этом году, который, в принципе, все знают, не самый простой для России, правительство согласилось с тем, что цены на газ должны быть увеличены, правда не так, как мы просили: с 1 января, а с 1 июля, что значит в абсолютном выражении рост порядка 7% — это эффективное увеличение тем не менее. Годовые темпы роста в 15% сохранились.

Что касается доли Газпрома на российском рынке, туда мы поставляем 2/3 нашего газа. После того, как этот рынок станет равнодоходный с нашим экспортным рынком, он станет очень привлекательным для Газпрома. Что происходит сейчас? Независимые производители и НДПИ платят меньше, и имеют гибкость в ценовых условиях, и газ для населения также не обязаны поставлять. Они этим пользуются. Находясь в непосредственной близости от районов добычи газа, где наиболее выгодные условия и по тарифам, и по цене, они каким-то образом пытаются еще снижать цены, стараясь потеснить Газпром. Но это вряд ли получится, я так думаю. В настоящее время заявок гораздо больше обычного — это связано, конечно, с холодной зимой. У нас где-то на 200-300 млн. кубов переборы по коммунально-бытовым нуждам населения и по промышленным предприятиям. Объем заявок достаточно высокий. Мы планируем, что

День Инвестора, Москва, 10.02.2012

текущую долю на российском рынке, а это порядка 90%, в ближайшие годы мы будем удерживать, по крайней мере в среднесрочной перспективе

**Ответ: Олег Иванов**

Я хотел бы еще добавить, что в принципе независимые производители могут еще с нами конкурировать в тех регионах, где они добывают газ. Но в случае, если они будут конкурировать с нами там, где сосредоточены основные потребители, на удалении от месторождений, им придется платить за транспорт уже достаточно большую сумму. Тариф на транспорт газа постепенно растет. Поскольку он еще полностью не покрывает все затраты, включая инвестиционные, он продолжит расти. Поэтому, в основных регионах России у независимых производителей ситуация с конкурентоспособностью значительно хуже, особенно если учитывать неизбежный рост тарифа до экономически обоснованного уровня. А в будущем, вы знаете, что энергостратегия предусматривает рост добычи независимых производителей газа до 27% — но это добыча. С точки зрения реализации, это не означает, что у них будет пропорционально расти доля в реализации, поскольку мы у некоторых производителей газ покупаем на скважине, тем самым давая им возможность решать все проблемы и не брать на себя рыночные риски. Например, у нефтяников — они могут не заниматься этим бизнесом. Поэтому мы думаем, что мы свою долю на внутреннем рынке сохраним.

**Ответ: Александр Медведев**

У нас с коллегами из средней Азии отношения развиваются благоприятно. Они имеют разную специфику, потому что в Узбекистане мы являемся недропользователем, в Казахстане у нас есть экспортный оператор — совместное предприятие «КазРосГаз». Если сравнить 2011 и 2010 год, то объемы газа были меньше: 28 млрд. кубометров было закуплено в Туркменистане, Казахстане, Узбекистане и Азербайджане. Это в первую очередь связано с тем, что система газоснабжения этих государств не позволяет наращивать объемы поставок при похолодании. Хочу сказать, что в эти холодные недели объем поставок из этих стран находился ниже контрактных согласованных уровней. Ну, не регулируется у них система, и не могут они вводить ограничения. Да и потом, приоритет снабжения внутреннего рынка есть не только у нас, но и у них... Ну, не позволяет система исполнять им полностью свои обязательства. Они с этим сталкиваются и в отношениях между собой. Например, когда Иран сократил поставки в Турцию, Азербайджан не смог поставлять в Турцию необходимые по контракту объемы, и тогда именно Газпром замещал недопоставки, максимально используя возможности своей системы. Вопрос, кто займет долю на рынке, тоже почему-то не любят освещать на Западе. В результате конфликта и смены власти в Ливии, когда газопровод перестал работать, практически свыше 95% компенсационного объема было поставлено Газпромом. Никто другой дополнительные объемы в Италию не поставлял. Пару танкеров СПГ пришло, а все остальное — это газпромовский газ, который пришел по трубе в Италию. В 2012 году по контрактным условиям мы можем закупить где-то около 31,5 млрд кубов, но будут ли эти объемы поставлены? Там есть определенная гибкость, но контрактный объем таков. Работаем по контрактам. По Туркменистану у нас долгосрочный контракт, и с коллегами тоже среднесрочные контракты. По крайней мере, каждый год уже не нужно пересматривать условия. Работаем нормально.

По Китаю долго уже идут переговоры, и идут они не просто. Мы не видим возможности продавать газ по условиям хуже, чем мы поставляем газ в Европу. Примеры закупки газа в Туркменистане не могут нас заставить изменить нашу точку зрения: в Туркменистане Китай является недропользователем, сам добывает газ — его система ценообразования



День Инвестора, Москва, 10.02.2012

может быть другой. Поэтому ссылки на туркменские контракты нас не затрагивают. У нас позиция обоснованная: субсидировать китайскую экономику нашим газом мы не предполагаем, тем более ввиду перехода российского рынка на равнодоходность. Это если мы хотим, чтобы наша экономика все-таки перешла на энергоэффективность. Это последний оазис энергетической неэффективности – газ нужно все-таки перевести на нормальные цены. При этом ведь все равно благодаря транспортной компоненте и отсутствию экспортной пошлины все наши внутренние производители будут иметь конкурентное преимущество, и очень не маленькое. При нынешних ценах оно будет составлять где-то около \$100... Думаю преград не должно быть. Население у нас при регулируемых ценах все равно останется. Здесь нет никакой угрозы, что «как же так, мы – газовая держава, наше население переплачивает за газ». Этого делать не будем. Хотя мы тоже знаем примеры, как горелками топят улицу. Поэтому, возвращаясь к Китаю, переговоры идут, следующий раунд состоится весной. Тем более, очень интересные эксперименты проводит китайское правительство по системе ценообразования на внутреннем рынке, которое позволит им, в том числе, «переваривать» цены, которые мы предлагаем. Для Китая энергоэффективность не менее важна, чем для нас, а может быть и более. Там есть мудрые руководители, которые думают не только о краткосрочном эффекте, но и о долгосрочной перспективе. Без газа китайская экономика не сможет поддержать темпы роста. Я имею в виду, без нашего газа. Это наше мнение и наша переговорная позиция – она твердая и спокойная.

**Вопрос: Евгений Григорьев, ВТБ Капитал Управление активами**

У меня вопрос по 10-му слайду: там была нарисована труба из Бованенково и написано, что прогресс по ней «0», но при этом сказано, что Сарех в 2011 году был в основном сделан в транспортную инфраструктуру. Хотелось бы узнать, какой прогресс в строительстве этой трубы, и, соответственно, почему эту трубу ввели в Ухту, а не в Ямбург или в Надым, до которых транспортное плечо ближе.

**Ответ: Олег Иванов**

Куда направить эту трубу – мы изучали этот вопрос достаточно давно. Мы анализировали все варианты, в том числе и Надым-Пуртазовский район. С точки зрения максимизации чистого денежного дохода в целом по системе — Ухта более эффективный вариант, поскольку у нас в Надым-Пуртазе есть и действующие мощности, они падают не так быстро, у нас там есть и планы по вводу собственных месторождений, по вводу месторождений независимых... Я хочу заметить, что если эта труба приходит в Ухту — куда она и придет, куда она уже и пришла, средняя дальность транспортировки по ЕСГ снизится в результате подключения Ямальского газа. Это позволит нам сократить потребление газа на собственные нужды, оптимизировать товаротранспортную работу и удельные затраты. А статус сейчас: первая линия уже проложена, ведется подготовка сейчас к ее запуску, во втором полугодии 2012 года первый газ по ней уже пойдет.

**Вопрос: Влад Клеников, Altera Capital**

И последний вопрос по Южному потоку: можно еще раз подтвердить или опровергнуть окончательную судьбу этого проекта в зависимости от исхода украинских переговоров.

**Ответ: Александр Медведев**

Мы не только закончили комплексное технико-экономическое обоснование, но и получили все необходимые разрешения по строительству. Поэтому никаких преград для

День Инвестора, Москва, 10.02.2012

реализации этого проекта нет. Это пока еще не окончательная стоимость. Стоимость, исходя из приведенного ТЭО, нас абсолютно устраивает, и по морской части и по сухопутной части на территории европейских государств. Эта сумма рассматривается с учетом того значения, которое развитие этой системы будет иметь для всего газового хозяйства России. Тариф по этой трубе будет абсолютно конкурентоспособным, так же, как это произошло по Северному потоку. Я хочу напомнить, как не только пресса, но и некоторые недоверчивые, как Отелло, аналитики говорили, что проект экономически несостоятельный, что является абсолютной неправдой. Тариф по Северному потоку сейчас гарантирует комфорт инвесторам, включая сам Газпром. Он один из самых конкурентоспособных по всем нашим газотранспортным маршрутам в Европе – если не самый низкий, то в первой тройке самых низких тарифов. И то же самое будет по Южному потоку. А говоря о том, влияет ли Украина на судьбу Южного потока – «нет», мы двигаемся по графику. Единственно, какая здесь может быть вариантность – будет ли это 4 трубы, или это будет 2 трубы, или 1, или 3. И это будет зависеть от того, когда мы узнаем (если узнаем), в каком состоянии находится газотранспортная система Украины, какие нужны инвестиции в ее поддержание, какие инвестиции нужны в развитие системы ПХГ. Эта транспортная система задумывалась, как экспортная еще в период Советского Союза. Поэтому никакого противопоставления здесь нет, это не вопрос «или ... или». Мы сейчас даже пытаемся ускоренно подготовить проектную документацию, чтобы начать строительство не в первом квартале 2013 года, а даже в декабре 2012 года. Но, естественно, для этого нужно сделать все необходимые шаги. Проекту быть: у нас и партнеры, и полное взаимопонимание есть. Мы сейчас ждем окончательных проектных решений, которые будут первоклассными, как и в случае Северного потока. Не знаю, обратили Вы внимание или нет, параллельно с этим мы еще рассматриваем возможность расширения Северного потока. Это уже, наверно, для варианта оптимистичного развития спроса в Европе, когда импорт из России в Европу будет не 130 млрд. кубов, а 200, которые назвал господин Эттингер. Без нашей подсказки он сказал, что Европе будут нужны 200 млрд. импорта не в 2030, а в 2020 году. Если ему поверить, тогда надо и 4 трубы Южного потока построить, и 2 трубы еще дополнительно Северного потока. Но все-таки у нас более консервативный подход, мы будем действовать в зависимости от того, как будет развиваться рынок.

## **Вопросы и ответы**

### **«Газпром нефть»**

**Вопрос: Олег Максимов, Тройка Диалог**

Что сейчас происходит с Приразломным месторождением? Ведутся ли какие-либо переговоры с ОАО «Газпром»? Если да, то по какой цене будет выкупаться?

В цифру 5,4 млрд. долларов капитальных затрат входят капитальные затраты «Северэнергии» или нет?

Могли дать еще раз некое руководство по коэффициенту выплаты дивидендов в этом году.

**Ответ Вадим Яковлев:**

По Приразломному передача в конечном итоге этих месторождений (Приразломного и Долгинского месторождения) Газпромнефти предусмотрена нефтяной стратегией. По действующему договору совместной деятельности между Газпромом и «Газпромнефть шельфом» совместная деятельность должна быть прекращена в марте следующего года. Мы, со своей стороны, очень внимательно изучаем то, что сейчас делается на платформе, начали плотное знакомство. Если решение о передаче нам этого проекта будет принято раньше марта следующего года, то мы к этому готовы. Пока схема передачи не определена. Но, в принципе, мы уже начали проводить консультации с Газпромом, по какой схеме эта передача может состояться. Пока о стоимости говорить рано, потому что, как я уже сказал, окончательная схема еще не определена. Начало добычи на Приразломном месторождении запланировано в текущем году.

По Северэнергии, в цифре капзатрат, которые я называл, в 5,4 млрд. Северэнергия не входит, поскольку финансирование Северэнергии будет осуществляться на условиях проектного финансирования, т.е. за счет банковского кредитования, которое организовано, и финансирование начнется в самое ближайшее время. Наконец, по дивидендам: мы в прошлом году выплатили по дивидендам порядка 22% от нашей чистой прибыли. Руководство по выплате за 2011 год — те же самые 22% — это то, что мы заложили в свой бизнес-план. Надеемся, что это будет поддержано советом директоров и собранием акционеров.

**Вопрос: Павел Кушнир, Deutsche Bank**

Небольшое уточнение по вопросу по Сарех'у? Если исключить те новые проекты, которые Вы назвали (Новопортовское, Бадра, Оренбург), каким будет ваш размер сарех'а на 2012 год? Каким будет сарех в каждом проекте?

**Ответ: Вадим Яковлев**

По Оренбургу объем Сарех'а — 226 и 31, в сумме 257 млн долларов; по Бадре — 254 млн долларов; Новопортовское — 206 млн долларов.

**Вопрос: Максим Ачкасов, Northern Star group**

День Инвестора, Москва, 10.02.2012

Прежде всего, я хотел, как миноритарий, поблагодарить руководство за результаты 2011 года. И меня, как миноритария, беспокоит один вопрос — мотивация руководства, то есть вы являетесь одной из немногих управленческих команд в государственной компании, которая показывает такие эффективные результаты. Что является вашей мотивацией? Какая есть вероятность того, что этот тренд, который мы увидели, продолжится?

**Ответ Вадим Яковлев:**

Мы самомотивирующаяся команда менеджеров, наверное, нам хорошо работать друг с другом, комфортно, приятно, у нас стабильная команда менеджеров.

**Вопрос: Бурганский Александр, Открытие Капитал**

А вы не могли бы раскрыть информацию по стоимости покупки Капитоновского и Царичанского месторождения в прошлом году.

Есть ли какие-нибудь перспективные активы в России или за ее пределами, которые могли бы вас заинтересовать?

**Ответ: Вадим Яковлев**

По стоимости приобретения, мы выпустим отчетность и, в общем, там уже это найдет свое отражение, я не хочу опережать события, хочу, что бы у нас что-то осталось на общение по результатам выпуска отчетности.

Что касается новых приобретений, продолжаем работу, есть проекты в каждом из сегментов и в апстриме, и в переработке, и в рознице. Не в наших правилах что-то раскрывать до того, как мы не подписали соответствующие соглашения. В принципе, по месторождению Восточной Сибири — это Игняминское месторождение, мы достаточно близки к подписанию нуждодобывающих соглашений. Поэтому я готов дать какие-то комментарии и детали. Мы с одной из японских компаний подписали меморандум, по существу это term sheet, который определяет условия их вхождения в этот проект разработки, сначала на стадию доразведки Игняминского месторождения. Соглашение, которое мы достигли, предусматривает, что следующий этап геологоразведки будет в основном проведен за счет средств, которые будут предоставлены нашим партнером. Это будут средства, которые передаются в капитал проекта, а что касается стоимости вхождения для партнера уже в капитал этого актива, стоимость будет зависеть от успешности очередного этапа геологоразведки. Пока не готов называть точные проценты и стоимость, потому что не подписаны обязывающее соглашения. По другому восточносибирскому проекту, Тымпучиканское и Вакунайское месторождения, мы также работаем над похожей конструкцией. С нашей стороны предложение сформировано и направлено одной из корейских компаний, в ближайшее время ожидаем обсуждение.

**Вопрос: Константин Черепанов, UBS**

Вы сказали, что большинство из новых проектов не прибыльно в условиях текущего налогообложения, соответственно компания разговаривает с Правительством на эту тему. Не могли бы вы дать некое руководство, какого рода льготы вам необходимы, для того,

День Инвестора, Москва, 10.02.2012

чтобы проекты стали выгодными? Условно говоря, нулевая пошлина на 20 лет, либо сниженная пошлина на 30 лет?

**Ответ: Вадим Яковлев**

Тот вариант, который в настоящее время обсуждается – это несколько разный подход для месторождений на суше и на шельфе. Рабочий вариант, который обсуждается для шельфа, – это обнуление экспортной пошлины и замена НДС на повышенную ставку налога на прибыль. Далее передам слово Сергею Вакуленко, который возглавляет департамент стратегического развития, и он непосредственно от нашей компании участвует в этой работе и абсолютно погружен в данную тему.

**Ответ: Сергею Вакуленко, департамент стратегического развития**

Для моря, как уже говорилось, поскольку это специфический режим, предполагается, что пошлины не будет совсем. Зачастую это коммерческий шельф за пределами 12-ти мильной зоны, но там предполагается повышенный налог на прибыль, а НДС предполагается (или роялти, еще не известно, как это будет точно называться) настраиваемым для того, чтобы в конечном счете экономика каждого проекта выходила на разумную сумму. То есть роялти будет тем механизмом, посредством которого государство будет либо помогать проекту с экономикой наиболее тяжелой, либо забирать сверхприбыль у тех проектов, у которых экономика легче. При этом повышенная ставка налога на прибыль будет равной для всех шельфовых проектов. Когда говорится о месторождениях на суше, то там экспортная пошлина сохраняется такая же, как для всех прочих проектов, сохраняется таким же НДС. В долгосрочной перспективе предполагается постепенная замена НДС на НДС, в краткосрочной перспективе предполагается действительно введение льготного периода по экспортной пошлине с отдельным кодом экспортного товара, и этот льготный период вычисляется для каждого проекта, при чем в отличии от месторождений, которые раньше пользовались льготным периодом, на основании объективной и заранее договоренной методики, и, соответственно, будут открытые и прозрачные способы, по которым, практически, любой проект может войти в этот режим и, соответственно, субъективный фактор будет отсюда убран. Именно поэтому мы с достаточно большой долей уверенности можем говорить, для наших проектов (Месояхинское, Новопортово) этот режим будет доступен, и государство понимает, что основной резон для инвестора — это обеспечение разумного возвратного капитала, около 16% IRR и льготный период будет вычисляться, чтобы за весь срок работы проекта, разумеется, и после периода прекращения льготного периода на пошлину, эти 16% достигались. Конкретная методика сейчас обсуждается, вырабатывается. Есть надежда, что уже в этом году что-то уже будет сделано и подписано.

**Вопрос: Константин Черепанов, UBS**

Приблизительно, какой длины эти периоды?

**Ответ: Сергею Вакуленко**

Для каждого проекта индивидуально

День Инвестора, Москва, 10.02.2012

**Вопрос: Константин Черепанов, UBS**

Допустим, для Месояхинского?

**Ответ: Вадим Яковлев**

Горизонт десяти лет, примерно, для ориентира.

**Вопрос: Андрей Громадин, JP Morgan**

Не могли бы вы пояснить по новым проектам апстрима, я насчитал 700-750 млн. по Оренбургу, Бадре и Новопорту, а по графику, такое ощущение, что там 1,7 млрд?

**Ответ: Вадим Яковлев**

Уточним и дадим вам эту информацию.

**Вопрос: Андрей Громадин, JP Morgan**

Если предполагать, что IRR 16%, то у нас тогда, NPV зависит от размера Сарех'а. Если у нас, в каком-то времени, появится большая наценка, то тогда получается, что NPV будет не 8, например, а 10. Вы не могли бы пояснить, как в новом налоговом режиме будет предполагаться заинтересованность компании в эффективности.

**Ответ: Вадим Яковлев**

Вы же сказали, что эффективная команда менеджеров, поэтому не в наших правилах завышать Сарех. Прежде чем получить какую-то отдачу, сначала деньги нужно потратить, и завышать Сарех сейчас, соответственно, увеличивать свои издержки в надежде на то, что это обеспечит больший NPV, а это крупные, долгосрочные проекты, горизонт возврата составляет 10 лет и больше. Я не думаю, что кто-то начнет сознательно завышать свои издержки сейчас и, во многом, риски невозврата, в надежде на то, что в течение горизонта реализации этих проектов на 15-20% обеспечить больший NPV, я не вижу, что это является риском

**Вопрос: Денис Демин, ВФА**

По вашему мнению, каков был бы обоснованный рост цен на нефтепродукцию по итогам 2012 года исходя из текущей ситуации на рынке нефти, я имею ввиду, на конец года, а не средний.

**Ответ: Вадим Яковлев**

В целом у правительства есть понимание того, что компании сейчас идут на определенные издержки, соответственно далее будут обсуждаться механизмы компенсаций, ограничусь этим.

## **Вопросы и ответы**

### **«Газпром Энергохолдинг»**

**Вопрос: Федоров Антон Capital Asset Management**

Давайте начнём с последнего слайда. Там четвёртым кружочком нарисовано «Expansion through organic growth and M&A». Это КЭС или что-то другое? Расскажите что-нибудь, а то после нового года сначала: «Нет», потом: «Да». Какая сейчас ситуация?

**Ответ: Денис Фёдоров**

Нет, никто не говорил никогда.

**Вопрос: Федоров Антон, Capital Asset Management**

Вы забрали заявку, потом появились другие новости.

**Ответ: Денис Фёдоров**

Мы отозвали заявку, потому что нам понадобилась дополнительная отработка документов с Федеральной Антимонопольной Службой. Мы сейчас активно этим занимаемся. Находимся в контакте с Федеральной Антимонопольной Службой, поэтому всё в работе. Как я уже неоднократно говорил разглашать информацию по соглашению о конфиденциальности мы не можем. Мы ведём активную работу с Группой компаний Ренова по объединению наших энергетических активов, в том числе находимся сейчас в практически ежедневном общении с Федеральной Антимонопольной Службой по этому вопросу.

**Вопрос: Федоров Антон, Capital Asset Management**

Обоснованность объединения энергетических активов и тепловых (в основном)? Чем вы мотивированы объединить и сделать компанию ещё больше?

**Ответ: Денис Фёдоров**

-Мы считаем электроэнергетический бизнес имеет огромные перспективы в Российской Федерации, мы считаем, что он существенно недооценён и этому мы посвящаем целые презентации, которые рассказываем на Дне Энергетика, которые проходят в Газпроме. Поэтому считаем, что сейчас время в том числе для того, чтобы приобретать электроэнергетические активы.

**Вопрос: Участник**

Скажите, у меня, может быть, частный такой вопрос про ОГК-2. У вас в Сургутском регионе Сургутская станция имеет снижение доли рынка за счёт того, что Е.ON ввёл новые мощности, и, как бы, Сургутский регион он, в принципе, сети там насыщенные, и вы видите, что вас оттесняют?

День Инвестора, Москва, 10.02.2012

**Ответ: Денис Фёдоров**

-Мы риски, несомненно, видим. Кроме того сейчас ведётся, насколько мне известно, Фортумом работа по переносу части своих ДПМовских проектов, которые размещались в Тюмени, в Челябинский регион. Достаточно активно и, насколько я знаю, там она уже в стадии завершающей находится. Но на сегодняшний день мы пока не ощутили существенного снижения выручки на Сургутской ГРЭС-1. Существенного снижения выработки, извиняюсь.

**Вопрос: Селезнёв Александр, ВТБ Капитал.**

У меня несколько коротких вопросов: По дальнейшей стратегии развития Газпром энергохолдинга. Раньше там фигурировал такой этап как консолидация ТГК-1, Мосэнерго – переход на единую акцию. Сейчас вы его убрали. Правильно я понимаю, что теперь вы в принципе не рассматриваете такую возможность?

**Ответ: Денис Фёдоров**

Мы всегда говорили о том, что мы не вступали в переговоры с Правительством Москвы и Фортумом по поводу перехода на единую акцию. Как один из возможных механизмов, несомненно, мы это рассматриваем и рассматривали, но пока мы не общались, пока мы ещё не имеем очевидных..., то есть пока ещё не перешли к той стадии, когда мы сможем оценить эффект от объединения ОГК-2 и ОГК-6. При этом понимаем, что Мосэнерго и ТГК-1 – это достаточно серьёзные компании – голубые фишки на нашем рынке, поэтому для того, чтобы не будоражить ситуацию, мы пока этот этап исключили, но для себя мы понимаем, что это один из возможных вариантов развития. Но сначала, как я уже сказал, мы проанализируем все наши результаты по объединению ОГК-2 и ОГК-6. Пообщаемся, если у нас возникнет такая необходимость, с миноритарными акционерами в этих компаниях, с блокирующими акционерами в этих компаниях, после этого будем принимать решения.

**Вопрос: Селезнёв Александр, ВТБ Капитал.**

Спасибо большое. Если позволите, в частности по компаниям вопросы – по объединённой ОГК-2 ОГК-6 у вас есть проект на Киришской ГРЭС - 800 МВт. Он должен был быть запущен, если не ошибаюсь в ноябре 2011 г. Запущен ли?

**Ответ: Денис Фёдоров**

С 1 февраля.

**Вопрос: Селезнёв Александр, ВТБ Капитал.**

Будет запущен?

**Ответ: Денис Фёдоров**

Всё. Запущен.

**Вопрос: Селезнёв Александр, ВТБ Капитал.**



День Инвестора, Москва, 10.02.2012

А тариф какой на нём?

**Ответ: Денис Фёдоров**

Тариф сейчас в Совете Рынка, то есть мы сейчас будем получать тариф, как по прайс-кэпу, но дальше мы передали все документы, которые необходимо, в Совет Рынка. Они их сейчас анализируют. После этого будут устанавливать тариф, а недополученную выручку компенсируют через более высокий тариф – стандартная практика для подобных проектов.

**Вопрос: Селезнёв Александр, ВТБ Капитал.**

То есть я правильно понимаю, что это, грубо говоря, с 1 июля будет?

**Ответ: Денис Фёдоров**

Это зависит от того, как мы сработаем с Советом Рынка, но думаю что да – с середины лета надеемся начать получать выручку по высокому тарифу

**Вопрос: Селезнёв Александр, ВТБ Капитал.**

А есть какие-то, возможно, ваши расчёты, сколько там должен быть тариф? Понятно, что методологии по модернизации нет, как таковой...

**Ответ: Денис Фёдоров**

Вот, мне коллеги говорят, что лучше не говорить. Сначала мы с Советом Рынка отработаем.

**Вопрос: Селезнёв Александр, ВТБ Капитал.**

Спасибо, а еще подскажите – по инвестиционной программе объединённой компании. У вас слайд – там порядка 160 млрд. руб. При этом большая часть вводов ожидается только ближе к концу 2014 г. Абсолютно понятно, что из операционного потока ОГК-2 финансироваться это не может, в том числе и за счёт заимствований. Вопрос с доп. эмиссией, т.е. понятно, что они должны быть. Вопрос – когда и есть какая-то определённая в этом?

**Ответ: Денис Фёдоров**

На сегодняшний день финансирование инвестиционной программы ОГК-2 осуществляется из собственных и заёмных средств, с чем и связано, в общем-то, увеличение выплат по процентам. Собственно говоря, у нас есть текущие решения на 2012 год, в которых не предусматривается - в 2012 году не будет дополнительной эмиссии акций. 2013, 2014, 2015 года, несомненно, потребуют принятия решений. У нас внутри компании, внутри ОГК-2, оно сформировано, с Газпром энергохолдингом согласовано. Сейчас мы это виденье представляем, будем в ближайшие недели представлять в Газпром. Наше виденье заключается в том, что мы можем инвестиционную программу ОГК финансировать в том числе за счёт проведения IPO ГЭХа.

**Вопрос: Селезнёв Александр, ВТБ Капитал.**

День Инвестора, Москва, 10.02.2012

Понятно, IPO ГЭХа, но каким образом деньги всё равно окажутся в ОГК-2? Доп. эмиссия?

**Ответ: Денис Фёдоров**

За счёт либо доп. эмиссии, либо выдачи займов долгосрочных. Есть варианты по SPV. Мы, знаете, Череповецкий проект вывели в SPV. Сейчас смотрим ещё ряд проектов. То есть мы, несомненно, стараемся минимизировать объёмы доп. эмиссии или вообще от неё уйти.

**Вопрос: Селезнёв Александр, ВТБ Капитал.**

И вопрос по Адрерской ТЭС. Насколько я помню, была идея, что эта станция всё-таки окажется на балансе ОГК-2. Вопрос: сохраняете ли вы эти планы и когда возможна эта сделка?

**Ответ: Денис Фёдоров**

Несомненно, мы сохраняем эти планы. Станция в эксплуатации ОГК-2 уже находится. Планы по передаче на баланс после проведения олимпиады. Олимпиаду пройдем, мы займёмся тем, чтобы забрать эту станцию себе на баланс. Но ДПМ весь будет получать ОГК-2. Станция в эксплуатации и менеджмент ОГК-2 и там уже большой коллектив сотрудников сформирован.

**Вопрос: Татьяна Лукина, Goldman Sachs**

У меня пару вопросов в дополнение того разговора, который сейчас был по консолидации и по, соответственно, возможному решению по тому каким образом ОГК-2 будет получать деньги. Как вы говорите все эти вещи – они сильно волнуют рынок, и поскольку по всем этим вопросам – вы сейчас не собираетесь делать доп. эмиссию, сейчас вы не собираетесь делать merger, но говорите, что это возможно. Мне кажется это то, что продолжает мешать инвесторам инвестировать. У вас есть какое-то понимание по времени, когда вы решите – может ли быть переход на единую акцию по ТГК-1 или Мосэнерго или не может. И по ОГК-2 тоже – когда будет окончательное решение, каким образом будут деньги передаваться из ГЭХа.

**Ответ: Денис Фёдоров**

Ну, по ТГК-1, по Мосэнерго мы никуда не спешим. Нам надо хотя бы дать объединённой компании поработать год-полтора, чтобы понять те результаты, которые мы достигнем в результате этого объединения. Что касается принятия решений по ОГК-2, то это – лето этого года. Летом этого года мы планируем принять окончательное решение и разработать механизм финансирования инвестиционной программы ОГК-2. Но я ещё раз говорю, что это касается второй половины 2013 – 2014 года, потому что на сегодняшний день компания в состоянии самостоятельно финансировать, в течение 2012 и части 2013, инвестиционную программу.

**Вопрос: Татьяна Лукина, Goldman Sachs**

Спасибо. Второй вопрос. По некоторым вашим компаниям: Мосэнерго, наверное, уже сейчас, а со временем ТГК-1, появляется свободный денежный поток. Раньше, чем у

День Инвестора, Москва, 10.02.2012

других компаний Группы, как, например, ОГК-2. И, кроме того, вы говорили, что внутри Группы ГЭХ есть инвестиционные проекты, которые к этим конкретным компаниям не привязаны. Какие планы по поводу этого денежного потока? Они будут направляться на дивиденды или как-то будут оставаться внутри Группы на то, чтобы финансировать ваши другие проекты?

**Ответ: Денис Фёдоров**

У нас есть достаточно чётко закреплённая в документах с Газпромом определение объёма дивидендов. До завершения проектов ДПМ – это 5%. После завершения проектов ДПМ – это минимум 17,5%. У Мосэнерго на сегодняшний день действительно есть свободный денежный поток, но вы знаете, что нам предстоит сейчас, и мы развернулись уже на 3-х объектах – это 12-я, 16-я, 20-я – 3 новых проекта ДПМовских Мосэнерго. Поэтому в ближайшие 2 года нагрузка на компанию, инвестиционная, будет достаточно серьёзная.

-По ТГК-1 мы сейчас проходим пик инвестиций. Это был 2011-й и частично будет 2012-й год. Дальше действительно у нас объём инвестиций в инвестиционные проекты будет снижаться. Будем тратить деньги на погашение задолженности и на выплаты акционерам.

**Вопрос: Селезнёв Александр, ВТБ Капитал.**

Подскажите, пожалуйста, относительно прогнозов на 2011 год по финансовому результату – если по Мосэнерго и ТГК-1 всё понятно, то вот вопрос по ОГК-2. По прогнозу у вас EBITDA снижается в 2 раза. У меня единственный вопрос – есть уже отчётность по МСФО обеих компаний за 9 месяцев. Соответственно там примерно показатель порядка 7 млрд. руб. Правильно ли я понимаю, что в эта цифра не очищена от возможных единоразовых списаний и т.д, и если у вас есть эта цифра, то какая действительная нормализованная EBITDA ОГК-2 за 2011 г.?

**Ответ: Рогов Александр**

Я отвечу на вопрос. Действительно туда эта цифра не попала за 9 месяцев, но я сразу могу сказать, что если смотреть на EBITDA – сразу 2010 год очистите от 2-х единоразовых эффектов. Это присоединение КИНЕФа к шинам, к Киришской ТЭЦ – это эффект был порядка 1,3 млрд. руб. и также это восстановление расходов по опционной программе ОГК-2, которые также были сделаны в 2010 году – компания получила 700 млн. руб. Поэтому EBITDA в 2010 году была достаточно высокая. Соответственно те факторы, о которых вы сказали по 2011 году – там действительно произошло списание активов, которые связаны с информационно-управляющей системой, которая была профинансирована ещё в 2008 году – это списание на уровне 700 млн. руб. Также это дополнительные расходы на ремонт Троицкой станции в результате пожара летом 2011 года – это порядка 400 млн. руб., которые также не отражаются в отчётности за 9 месяцев. Остальные факторы, которые привели к снижению EBITDA, о том, что сказал Денис Владимирович – это снижение тарифов по вынужденным .

**Вопрос: Селезнёв Александр, ВТБ Капитал.**

У меня сразу тогда вопрос: у Газпрома есть некая политика в плане долговой нагрузки для дочерних компаний. Если я правильно понимаю – это порядка 4-х (долг к EBITDA). По

День Инвестора, Москва, 10.02.2012

отчётности за 9 месяцев у компании ОГК-2 долг был порядка около 30 млрд. Если взять EBITDA в 5 с небольшим миллиардов, то у вас получается 6.

**Ответ: Денис Фёдоров**

У нас действительно есть политика, которая установлена Газпромом. На уровне 3-х – считается нормальным. Можем увеличивать до 4-х. Действительно ОГК пробило эти значения, но значительная часть денег, в том числе займов, привлечены в том числе от ГЭХа. Мы, несомненно, считаем и, несомненно, признаём, что мы пробили этот показатель и над ним работаем. Будем принимать решения, которые позволят нам уйти в те значения, которые требует для нас Газпром.

**Вопрос: Селезнёв Александр, ВТБ Капитал.**

Последний вопрос: я понимаю, что рано говорить, 2012 год только начался – ничего не понятно. Есть ли какие-то прогнозы на 2012 год в плане EBITDA для подконтрольных компаний – что вы ждёте?

**Ответ: Рогов Александр**

Я отвечу на вопрос. В 2012 году мы ждём некоторое снижение показателя EBITDA по Мосэнерго – показатели плановые у нас порядка 22 млрд. руб. По ТГК-1 показатели немного лучше – порядка 12 млрд. руб. И по ОГК-2 (по объединённой ОГК-2) – это показатели примерно равные 2010 году.

**Ответ: Денис Фёдоров**

То есть рост по отношению к 2011.

**Ответ: Рогов Александр**

Да, конечно.

**Вопрос: Татьяна Лукина, Goldman Sachs**

Можно ещё уточнить – когда про ТГК-1 мы говорим – это ТГК-1 как о РСБУ отчётности или ТГК-1 вместе с теплосетями, которые у дочернего общества?

**Ответ: Денис Фёдоров**

Вместе с тепловыми сетями.

**Вопрос: Дмитрий Булгаков, Deutsche Bank**

А что так плохо с ТГК-1? 12 млрд. EBITDA – это в 2012 году после ввода 180 МВт?

**Ответ: Денис Фёдоров**

В 2010, в 2011 году были приняты определённые тарифные решения по результатам которых у нас, к сожалению, произошли не очень хорошие показатели с точки зрения наших финансовых результатов. Это общеизвестно, это для всех компаний сектора, не только для Газпром энергохолдинга, но и для всех компаний, которые работают в этом

День Инвестора, Москва, 10.02.2012

секторе. От этого произошли такие, не очень хорошие результаты, но я считаю, что в той конъюнктуре, в которой мы находимся, находились, особенно, в течение 2011 года – результаты наших компаний достаточно приличные.

**Вопрос: Дмитрий Булгаков, Deutsche Bank**

Если позволите – ещё вопрос. Упомянули, что в настоящее время возможно какое-то правительственное решение по стимулированию модернизации. Не могли бы немножечко поподробнее?

**Ответ: Денис Фёдоров**

Насколько мне известно, в марте уже должна быть внесена в Правительство программа модернизации. Она сейчас активно обсуждается, как в Минэнерго (вот сегодня будет совещание у министра). Созданы рабочие группы, как при Совете Рынка, так и при Совете Производителей Энергии. Рабочую группу по модернизации, созданную при межправительственной комиссии, мы возглавляем. Работа в целом выполнена ЭНИН им. Кржижановского. Она носит достаточно завершённый характер с точки зрения технических моментов – что нужно модернизировать, как нужно модернизировать. У нас вопросов к этой программе практически нет. Мы в рабочем режиме отработали с ЭНИН им. Кржижановского все вопросы. Вопрос действительно остаётся в экономической модели этой модернизации. На сегодняшний день, с нашей точки зрения, те расчёты, которые были заложены ЭНИНом, требуют существенной корректировки. Свои предложения мы сформулировали и, по-моему, если мне не изменяет память, до 28 февраля мы должны направить в Минэнерго свои предложения по тому, каким образом будет окупаться модернизация.

**Вопрос: Дмитрий Булгаков, Deutsche Bank**

Там предполагается тоже некая...

**Ответ: Денис Фёдоров**

Сейчас генерирующие компании все сформировали свои предложения, которые они направили в наш адрес. Там, с нашей точки зрения, необходимо несколько механизмов, в том числе чёткая методика подачи заявок на РСВ модернизированным оборудованием, четкая, понятная, с фиксацией затрат (которые были), которые будут подаваться для того, чтобы иметь средства и стимул к модернизации этого оборудования. Также некий механизм: или гарантирование инвестиций, или механизм – аналог ДПМ – он, всё равно, необходим будет. Кроме того, по так называемой «вынужденной» генерации - мы проводили анализ – которая была установлена в 1-м квартале 2010 года и, которая оплачивалась в 1-м квартале 2010 года – по многим станциям стоимость, экономически обоснованная стоимость, содержания этих мощностей составляла 400-500 тыс. руб., а то и больше. Что соответствует, в принципе, стоимости, которую мы получаем на новых, вновь построенных блоках, которые нам обеспечивают достаточно хорошие показатели по окупаемости. Поэтому мы предложили на сегодняшний день Правительству, Минэнерго мы предложили именно по этим вынужденным генераторам сделать гарантированный период, например 12 лет, в течение которого будут выплачиваться эти деньги по старой

День Инвестора, Москва, 10.02.2012

мощности, а мы на себя возьмём обязательства построить или модернизировать оборудование. Таким образом, нагрузка на потребителя не увеличивается с одной стороны, с другой стороны все получают новое современное оборудование с более высокими показателями по эффективности и надёжности. Сейчас мы такую методику разработали и её направили, так как и разрабатываем и в ближайшее время направим методику подачи заявок на РСВ.

**Вопрос: Дмитрий Булгаков, Deutsche Bank**

Правильно ли я вас понял, что вы ограничите программу модернизации только объёмом возможно выводимых вынужденных генераторов?

**Ответ: Денис Фёдоров**

Нет. Мы просто вынужденную берём, как такой, яркий и чёткий пример. Вынужденные генераторы – это те генераторы, которые вот сейчас экстренно необходимы системному оператору и регионам для покрытия нагрузок по электроэнергии или по теплу. Собственно говоря, по ним решение оно очевидно, оно напрашивается. Они получают высокую плату, её нужно зафиксировать на долгосрочную перспективу, ту которую они должны получать и ту которую им посчитал Совет Рынка в 2010 году. А генераторы должны взять на себя обязательство реконструировать эти мощности, тем более, что все технические моменты – они уже обсуждены и, насколько мне известно, всеми практически генерирующими компаниями согласованы. А вот большая программа модернизации – несомненно, более сложное и более тяжёлое решение, которое потребует, с моей точки зрения, некоего механизма гарантирования инвестиций для генераторов, потому что иных механизмов на сегодняшний день простимулировать модернизацию в отрасли просто нет.

**Вопрос: Дмитрий Булгаков, Deutsche Bank**

Последний уточняющий вопрос. По ОГК-2 какую вы цифру назвали по 2012 году по EBITDA?

**Ответ: Рогов Александр**

Я сказал, на уровне 2010 года – до 10 млрд.

**Вопрос: Сергей Езимов, Wermuth Asset Management**

Два вопроса. Первый по ТГК-1: готовы ли вы уже как-то более конкретно рассказать про программу эффективности, повышение акционерной стоимости компании? Второй вопрос относительно непрофильных активов: раньше были слайды в презентации. Есть ли какие-то изменения относительно стратегии ГЭХА по этим активам и, в частности, по сетям интересует более конкретно, если можно?

**Ответ: Денис Фёдоров**

По поводу непрофильных активов. У нас, по-моему в 2010 году произошли изменения. Эти активы перешли на баланс Finance B.V., но мы сохранили управление над этими

День Инвестора, Москва, 10.02.2012

активами. Они касались незначительной части акций. Коллеги могут рассказать более подробно, какие акции мы на Finance B.V. сгрузили.

С точки зрения программы эффективности: Александр у нас там курировал, может рассказать.

**Ответ: Рогов Александр**

Действительно в прошлом году велась достаточно большая работа в ТГК-1 с привлечением внешних стратегических консультантов - это компания BOOZ. В декабре месяце совет директоров ТГК-1 уже утвердил отдельные пункты этой программы, которые на текущий момент, с момента утверждения уже дали эффекты порядка 150-200 млн. руб. экономии. Также в понедельник будет совет директоров ТГК-1, также выносятся туда дополнительные мероприятия. Если говорить конкретно, то эти мероприятия в основном связаны с такими факторами, как улучшение параметров работы по температурным режимам при теплоснабжении. Это факторы, которые позволяют более четко контролировать ремонтную деятельность и время проведения ремонтов. И это факторы фактически отслеживания различных мероприятий, которые проводятся на станциях путём создания четкой системы контроля отчетности. Эти все программы уже разработаны, зафиксированы менеджеры, ответственные исполнители, поэтому будем ждать понедельника, посмотрим, что скажет совет директоров.

**Вопрос: Сергей Езимов, Wermuth Asset Management**

Если можно уточняющий вопрос? Вы все-таки по сетям, по МРСК Холдингу один из крупнейших миноритарных акционеров. Вы как-то планируете участвовать в приватизации, если законодательная база будет позволять?

**Ответ: Денис Фёдоров**

Ну, на сегодняшний день законодательная база не позволяет нам участвовать в приватизации электросетевых активов. Поэтому на сегодняшний день мы не планируем, хотя я неоднократно говорил свою личную позицию о том, что МРСК-то точно можно разрешить генераторам покупать потому, что это, просто, улучшит, с моей точки зрения, ситуацию по присоединению и новых блоков, и в целом улучшит ситуацию – уберет эти, так называемые, территориальные сетевые организации, которые приносят в тариф колоссальное количество неоправданных затрат. Но на сегодняшний день законодательство нам не позволяет. Хотя, насколько я понимаю, идут активные дискуссии на этот счет.

**Вопрос: Сергей Езимов, Wermuth Asset Management**

Стратегически Вы не исключаете для себя этой возможности?

**Ответ: Денис Фёдоров**

Нет, не исключаем.

**Вопрос: Участник**

День Инвестора, Москва, 10.02.2012

Я с дополнением немножко вопроса. Тот сегмент, которые не запрещается сочетать с генерирующим сегментом – сбытовой, естественно. Ваша позиция в отношении сбытовых активов, в частности, Моссбыта?

**Ответ: Денис Фёдоров**

Московский сбыт принадлежит нашим коллегам из ИнтерРАО. И, насколько я знаю, в планах Бориса Юрьевича нет продажи этого актива. У нас существует достаточно большой сбытовой блок в компании. Это и компания Межрегионэнергосбыт, которая поставляет электроэнергию на все компании Газпрома и Газпромнефти и Сибура. В рамках реформы нами была приобретена также Тюменская энергосбытовая компания. Поэтому мы находимся, наверное, в пятерке крупнейших сбытовых компаний России. Расширение этого сектора нашего будет зависеть от ситуации – все-таки определенности, которая должна когда-нибудь наступить, по сбытовому блоку. Вы знаете, что сейчас принимаются новые решения – сейчас ограничивают маржинальный доход сбытовых компаний и вводят дополнительные финансовые поручительства и обязательства на энергосбытовые компании. К нам обращаются сейчас с предложениями продажи энергосбытовых активов. Но, сейчас нам цена не интересна – мы считаем, что те изменения, которые происходят на рынке, существенно уронят стоимость этого сегмента.

**Вопрос: Элина Кулиева, Альфа Банк**

Если можно, по Мосэнерго – просто, одна из любимейших компаний в контексте Газпром энергохолдинга. Поэтому немного обидно было, взглянув на гайданс по 2012 году, судить, что падение в ЕБИТДЕ будет в такой компании, где новый блок, где оптимизация костов с МакКинзи, где, я не знаю... ведение теплового бизнеса в Москве... Чем Вы можете объяснить падение в ЕБИТДЕ с 24-х до 22-х?

**Ответ: Денис Фёдоров**

Регулятивным фактором.

**Вопрос: Элина Кулиева, Альфа Банк**

Я понимаю, вынужденная генерация – да, она не растет. Но, все же ее не срезали так сильно – тарифы, они как были, так и останутся или...?

**Ответ: Денис Фёдоров**

У нас в этом году не произойдет роста тарифа на тепло с начала года, а произойдет только с середины года. А Вы знаете, что тепло, во первых, достаточно хорошие показатели по выручке дает. Во вторых, это связано со сдерживанием в целом роста тарифов с начала 2012 года. С теми решениями, которые были приняты, мы можем... могли бы, конечно, нарисовать другие цифры, а потом сказать, что, как всегда, вмешалась политика. Но мы на сегодняшний день нарисовали те реальные цифры, которые считаем, что мы сумеем выдержать. В условиях вот этого электорального цикла мы считаем, что это достаточно хорошие показатели, тем более, что Мосэнерго последние году давало существенный прирост по ЕБИТДА и по прибыли. Поэтому там один год чуть-чуть...

**Вопрос: Элина Кулиева, Альфа Банк**



День Инвестора, Москва, 10.02.2012

Можно очень быстро по Мосэнерго еще один маленький вопрос? Раньше менеджмент обозначал, помимо проектов ДПМ, еще свои ТЭЦ-27 (400 мегаватт) и на 14-й, по-моему, ТЭЦ, если не ошибаюсь. То, как сейчас с этими проектами? Вы будете, вообще...?

**Ответ: Денис Фёдоров**

На сегодняшний день мы не видим перспектив строительства нового энергоблока, дополнительного на ТЭЦ-27, там два новых энергоблока уже стоят. Собственно говоря, на сегодняшний день мы не видим необходимости строить новые энергоблоки в этом узле. По другим проектам: мы завершаем один на ТЭЦ-29 в этом году и в следующем три больших проекта на 12-й, 16-й, 20-й – сосредоточились на них. Мосэнерго уже потихоньку пошло в другие регионы. В Калужской области на сегодняшний день уже присутствуют... Мосэнерго выделило дочернюю компанию, взяло в аренду на 49 лет тепловые сети в одном из городов Калужской области, и планируем строительство электростанций в районе технопарка Ворсино. Сейчас мы обсуждаем последние вопросы экономические с администрацией Калужской области, ведем проектирование электроэнергетического объекта. Поэтому в следующем году планируем уже работы на площадке, если там до конца урегулируем наши взаимоотношения с контрагентами, с нашими партнерами.