

**Пресс-конференция на тему
«Развитие минерально-сырьевой базы. Добыча газа. Развитие ГТС»
19 мая 2017 года**

ВЕДУЩИЙ: Доброе утро, коллеги. Мы продолжаем серию пресс-конференций в преддверии Годового собрания акционеров «Газпрома». Сегодня поговорим о производственной тематике.

В пресс-конференции участвуют:

- заместитель Председателя Правления Виталий Анатольевич Маркелов;
- член Правления, начальник Департамента Олег Евгеньевич Аксютин;
- член Правления, начальник Департамента Вячеслав Александрович Михаленко;
- член Правления, начальник Департамента Всеволод Владимирович Черепанов;
- заместитель начальника Департамента — начальник Управления Юрий Владимирович Лебедев.

Справка и презентация об основных итогах работы компании в 2016 году есть у вас на руках, поэтому сразу переходим к вопросам.

ВОПРОС: Евгения Соколова, агентство ТАСС. В последнем отчете была пересмотрена цифра прогноза добычи газа на 2017 год до 442 млрд куб. м. Можно ожидать, что и этот прогноз будет пересмотрен в сторону увеличения?

В.А. МАРКЕЛОВ: Мы работаем от рынка, вы об этом знаете. И спрос мы удовлетворяем нашими возможностями. У нас запланирован объем добычи газа на этот год порядка 430 млрд куб. м. Но на сегодняшний день мы видим большой спрос со стороны Европы и уже превышаем наши плановые показатели по части экспорта. Также мы видим, что наша добыча будет расти в этом году из-за того, что подземное хранение в Европе и России на сегодняшний день требует больших объемов закачки, потому что прошлой зимой был выбран достаточно большой объем. Поэтому, конечно, будет корректировка. Но добычные возможности «Газпрома» позволяют покрыть весь дополнительный спрос, который будет в этом году.

Е. СОКОЛОВА: По итогам II квартала может быть корректировка?

В.А. МАРКЕЛОВ: У нас обеспечение спроса необходимыми объемами добычи происходит в режиме реального времени.

ВОПРОС: Елена Забелло, издательский дом «Недра». Я писала статью по Ямалу и, к сожалению, не смогла нигде найти информацию по инвестициям «Газпрома» в инфраструктуру Ямала. Не в Бованенковское месторождение, а именно в инфраструктуру. Я знаю, что вы там построили уникальный мост. Сколько вы уже инвестировали и сколько еще планируете инвестировать в развитие инфраструктуры полуострова?

В.А. МАРКЕЛОВ: На Ямале проведен большой объем работ. Мы действительно создали большую инфраструктуру. Это и строительство железной дороги протяженностью 572 км с уникальным мостом через Юрибей, о котором Вы говорите. Построен аэропорт — впервые за Полярным кругом «Газпром» реализовал такой масштабный проект. Строятся общежития для персонала Бованенковского месторождения. Понятно, что будем развиваться дальше в сторону Харасавэя, в сторону Тамбейской группы. Сколько точно мы проинвестировали в Ямал, я сейчас не готов сказать, но мы инвестировали за прошедшие десять лет серьезные ресурсы, и будем продолжать это делать. У нас Ямал будет основным газодобывающим регионом. Поэтому будем развивать и инфраструктуру, и добычные мощности, и транспортные мощности.

ВОПРОС: Виталий Соколов, портал Energy Intelligence. У меня вопрос про Тамбейскую группу месторождений, которую Вы упомянули. Какие варианты развития этих месторождений сейчас рассматриваются? В частности, какие варианты переработки газа? Вы будете строить завод прямо на месторождениях или будете строить трубопровод для перекачки газа в место, где будет построен новый завод? Считали ли вы предварительную стоимость таких возможных проектов? И рассматривается ли возможность производства СПГ из газа этих месторождений? Если да, то тоже с «РусГазДобычей», или вы будете привлекать других партнеров? Ведутся ли переговоры с «НОВАТЭКом» сейчас? Есть ли предварительная оценка того, когда может быть начата добыча газа на этих месторождениях?

В.А. МАРКЕЛОВ: Действительно, Тамбейская группа обладает значительными запасами. Запасы газа по Тамбейской группе приросли. Как и Бованенковское месторождение, группа Тамбейских месторождений будет являться основой добычи в среднесрочной и долгосрочной перспективе. Сегодня мы рассматриваем вопрос по комплексному освоению месторождений с переработкой газа. В соответствии с меморандумом, который был подписан с «РусГазДобычей», мы проводим технико-экономические исследования по вариантам добычи, транспортировки, переработки и сжижения. Все это в комплексе посмотрим, и, соответственно, выберем наиболее оптимальный для себя вариант.

В. СОКОЛОВ: С «НОВАТЭКом» вы вели переговоры о совместной разработке этих месторождений?

В.А. МАРКЕЛОВ: Нет, мы с «НОВАТЭКом» такие переговоры не ведем. Рассматриваем пока возможность разработки месторождений своими собственными силами.

ВОПРОС: Виталий Петлевой, газета «Ведомости». Вопрос по Тамбейским месторождениям. Почему именно с «РусГазДобычей» было подписано соглашение? Какие преимущества этой компании помогут вам при совместной разработке месторождения?

В.А. МАРКЕЛОВ: Подписан меморандум с «РусГазДобычей» по комплексному освоению месторождений, который включает в себя извлечение жидких углеводородов, извлечение углеводородов С3+ и выше, и, соответственно, построение всей цепочки добавленной стоимости, начиная с добычи и переработки и до, возможно, более глубокой переработки конденсата, пропан-бутана, этана. «РусГазДобыча» привлекает все необходимые ресурсы, наши научные учреждения для проработки данного вопроса и, соответственно, выступает технологическим партнером в этом направлении.

В. ПЕТЛЕВОЙ: Уже понятно, как будут распределяться финансовые ресурсы? То есть, кто будет непосредственно инвестировать?

В.А. МАРКЕЛОВ: Нет, мы сейчас делаем технико-экономическое исследование, где будем отвечать на вопросы, которые Вы задаете.

ВОПРОС: Людмила Подобедова, РБК. У вас есть Южно-Кириновское месторождение, но непонятно, чьей ресурсной базой оно все-таки будет — «Сахалин-2», внутреннего рынка, газопровода «Сахалин — Хоккайдо», который обсуждается. И как вообще сейчас обстоят дела с Южно-Кириновским? Оно же под санкциями. Есть там какие-то новшества в геологоразведке? Может быть, подтвердили какие-то новые запасы? Понятно ли, как будут распределяться ресурсы?

В.А. МАРКЕЛОВ: Южно-Кириновское месторождение проекта «Сахалин-3» является основным, базовым месторождением «Газпрома» в Охотском море. Мы рассматриваем это месторождение как основу для удовлетворения в первую очередь потребностей на

Дальнем Востоке. Вы знаете все проекты, которые на сегодняшний день находятся на стадии реализации. И, конечно же, оно рассматривается с точки зрения ресурсной базы для расширения «Сахалина-2». Отмечу, в первую очередь мы будем удовлетворять потребности рынка Российской Федерации.

Вы говорите про газопровод на Хоккайдо. Мы знаем, что есть такие предложения. Наверно, не предложения, а больше, так сказать, мысли относительно строительства трубопровода в Японию. Пока мы этот вопрос не рассматриваем. Мы рассматриваем в первую очередь газоснабжение своих потребителей на Дальнем Востоке.

ВОПРОС: Ольга Даниленко, компания Prosperity Capital Management. Первый вопрос — по ресурсной базе. В среднесрочной и долгосрочной перспективе, на что в основном «Газпром» делает ставку — на разработку Бованенково и других ямальских месторождений, либо на продолжение разработки действующих месторождений в Ямало-Ненецком автономном округе?

Второй вопрос связан с газотранспортной системой. В рамках стратегии минимизации транзитных рисков и строительства газопроводов «Северный поток — 2», «Турецкий поток», возможно, каких-то других, — какие в среднесрочной перспективе должны быть созданы трубопроводы на территории России? И есть ли в них необходимость, чтобы обеспечить подачу газа в «Северный поток — 2» либо в «Турецкий поток»?

В.А. МАРКЕЛОВ: В первую очередь мы должны обеспечить ресурсной базой потребителей, которые подключены к Единой системе газоснабжения нашей страны, и, соответственно, подачу газа на экспорт по существующим и перспективным контрактам. Это связано с подачей газа и по «Северному потоку — 2», и по «Турецкому потоку». Вопросы освоения месторождений, которые должны обеспечить рост поставок газа по этим трубопроводам, нами на сегодняшний день прорабатываются. Это ямальские месторождения, это месторождения в Надым-Пур-Тазовском регионе. Мы рассматриваем вопросы, связанные с разработкой месторождений, которые нужны для поставок газа в Китай — это Чаяндинское и Ковыктинское месторождения, а также для обеспечения потребителей Дальнего Востока — это месторождения, входящие в проект «Сахалин-3». Мы продолжаем геологоразведочные работы для обеспечения ресурсной базы. Это месторождения в Баренцевом и Карском морях, которые потом станут основой для поставок газа в Единую систему газоснабжения страны.

Что касается трубопроводов, проекты находятся в разных стадиях реализации. В январе мы ввели в эксплуатацию «Бованенково — Ухта — 2» и две компрессорные станции. Сегодня на «Бованенково — Ухта — 2» продолжается строительство компрессорных станций для обеспечения транспортировки газа по северному коридору. Ведутся масштабные работы по газопроводу «Ухта — Торжок — 2»: в планах у нас в этом году сдать 578 км. Раньше мы планировали 500 км, сегодня мы планируем уже 578 км. Сдача всего газопровода — в 2019 году. Большая работа предстоит по расширению коридора от Грязовца в сторону Волхова и КС «Славянская». Мы приступаем к работам по этому участку, сдача — в 2019 году.

Что касается «Турецкого потока», то мощности по территории России созданы под транспортировку 31,5 млрд куб. м — это поставки газа по «Турецкому потоку». На сегодняшний день ведутся работы по морю.

Что касается «Силы Сибири», мы идем с опережением графика. Также мы рассматриваем возможность увеличения планов по строительству «Силы Сибири». В Китае мы как раз обсуждали этот вопрос с точки зрения возможности поставки газа и обеспечения строительства газопровода синхронно вместе с китайской стороной. Сегодня мы уже сварили более 1000 км магистрального газопровода, идем с опережением графика. Сейчас, правда, мы темпы немного снизили. Это связано с распутицей в Якутии. Но, думаю, что в июне темпы будут опять восстановлены.

Е. СОКОЛОВА: Я правильно поняла, что может быть пересмотрен план по объему строительства «Силы Сибири» на этот год в сторону увеличения? Сколько было запланировано и сколько может быть?

В.А. МАРКЕЛОВ: Мы еще пока не вышли за то, что планировали. Как только дойдем, тогда будем пересматривать.

ВОПРОС: Андрей Жижин, телеканал «Ямал-регион». Алексей Миллер однажды сказал, что при добыче газа «Газпромом» применяются самые современные в мире технологии. Вы можете назвать какие-то конкретные примеры? Я читал, что на Киринском месторождении применяется технология подводной добычи газа. На самом деле это так? Насколько показала себя эта технология в настоящий момент? И в перспективе возможно ли такие технологии применять в арктической зоне страны?

Вопрос про Ямал. Какие наиболее успешные проекты «Газпрома» были реализованы на территории Ямало-Ненецкого автономного округа и, может быть, вы озвучите какие-то перспективные планы на этой территории?

В.А. МАРКЕЛОВ: На шельфовых проектах в Охотском море, действительно, рассматривается применение технологий подводной добычи. Мы применили их на Киринском месторождении. С 2014 года газоснабжение потребителей Дальнего Востока осуществляется с помощью данных технологий. При разработке Южно-Киринского месторождения мы также будем применять технологии подводной добычи. Это наиболее дешевое и наиболее рациональное использование технологий на шельфовых проектах.

Что касается наших традиционных месторождений, мы с нашим технологическим партнером — компанией Shell — побывали на Бованенковском месторождении. Они были удивлены тем, что российские технологии являются самыми современными в условиях Ямала. Они это подтвердили. Коллеги минут 40 находились в диспетчерской Бованенковского месторождения, и ни разу не сработала какая-либо защитная сигнализация. По нормам Shell через 20 минут что-то происходит. Стояли минут 40, и ничего нештатного на месторождении не произошло. Это говорит о высокой надежности нашего оборудования и алгоритмов управления, которые мы применяем при разработке месторождений.

Вы знаете, что на Бованенково был сдан в эксплуатацию, кроме газового промысла №2, еще и газовый промысел №1. На сегодняшний день два промысла вышли на проектную производительность 90 млрд куб. м газа в год и суточную производительность 264 млн куб. м. И всю зиму мы работали двумя промыслами с максимальной производительностью 264 млн куб. м. Следующий этап — это ввод в эксплуатацию газового промысла №3 в ближайшей перспективе. Следующие месторождения — это Харасавэй и Тамбейская группа.

ВОПРОС: Мария Гордеева, агентство «РИА Новости». Когда начнется добыча газа на месторождении Центральное, и какой там план по добыче, возможная полка? Каков объем инвестиций «Газпрома» в это месторождение в этом году, если они будут?

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: Центральное месторождение в Каспийском море предполагается разрабатывать совместно с казахстанской стороной. В прошлом году была получена лицензия на месторождение. Мы ее долго не получали из-за процесса согласования различных международных вопросов с казахстанскими партнерами. Сейчас это месторождение находится в периметре компании «Газпром нефть» в силу компетенции по добыче нефти.

По нашим лицензионным соглашениям мы должны до 2024 года, то есть в течение восьми лет после получения лицензии, подготовить проектный документ по разработке. В настоящий момент такого документа нет, мы над этим работаем. Необходимо пробурить дополнительно еще одну разведочную скважину. Вы знаете, что Каспийское море — это

замкнутая акватория, и наличие мощностей по освоению, по бурению там лимитировано. Ждем своей очереди, забронировали возможность бурения имеющимися там платформами. Наступит наша очередь примерно через два года, мы пробурируем разведочную скважину. На основе этой скважины и имеющихся данных сделаем проект разработки. И в этом случае добыча возможна, скорее всего, после 2024 года.

ВОПРОС: Анастасия Горева, агентство Argus Media. Зимой 2017-2018 годов какой планируется максимальный суточный уровень добычи по Бованенковскому месторождению и в целом по «Газпрому»?

В.А. МАРКЕЛОВ: Добычные возможности «Газпрома» перед началом осенне-зимней эксплуатации составляли 1,554 млрд куб. м в сутки с учетом ввода в эксплуатацию мощностей, о которых я уже сказал. Мы продолжаем на этой полке. Порядка 1,5 млрд куб. м в сутки у нас будут добычные возможности, как они и были.

Кроме того, у нас идут работы по расширению подземных хранилищ газа (ПХГ). Поэтому мы также рассматриваем более масштабное увеличение производительности ПХГ для прохождения осенне-зимнего периода. Я уже сказал, что мы этой зимой отобрали приличный объем из ПХГ. В этом году зима была длинная, она, наверно, еще и продолжается — недавно снег был. Имеем достаточно большие объемы потребления как внутри России, так и за рубежом. Поэтому, с учетом ПХГ и месторождений мы к зиме подготовим необходимые мощности для прохождения осенне-зимнего периода 2017-2018 годов.

А. ГОРЕВА: То есть максимальная суточная полка по добыче Бованенково точно такая же? Вот как она есть, так и останется на следующий сезон?

В.А. МАРКЕЛОВ: Да, 264 млн куб. м в сутки.

А. ГОРЕВА: Каким будет увеличение по ПХГ на 2017-2018 годы?

В.А. МИХАЛЕНКО: Работы по расширению эффективных объемов ПХГ продолжаются. В частности, это Калининградское и Волгоградское подземные хранилища газа. Мы заканчиваем работы по Пунгинскому ПХГ — это плюс 1,2 млрд куб. м активной емкости.

Если говорить про оперативный резерв газа в Российской Федерации, то мы выходим на уровень 72,184 млрд куб. м. И в зиму мы уйдем с 805,3 млн куб. м пикового суточного отбора. Это очень серьезный аргумент с точки зрения покрытия пикового потребления в Российской Федерации.

А. ГОРЕВА: А суммарно создание запасов в ПХГ — более 72 млрд куб. м?

В.А. МИХАЛЕНКО: Да, более 72 млрд куб. м газа. Причем мы отобрали в этом году, как сказал Виталий Анатольевич, 47 млрд куб. м газа.

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: Добавлю коротко по Бованенково. В конце 2018 года, в IV квартале, планируем выход на 318 млн куб. м газа суточной добычи. А проектная суточная добыча по Бованенково, после завершения всего комплекса работ, — 360 млн куб. м.

В.А. МАРКЕЛОВ Это с вводом газового промысла №3 и всего фонда скважин.

А. ГОРЕВА: То есть это будет после 2019 года, примерно к 2020 году?

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: Да, после 2019 года.

А. ГОРЕВА: Планируется ли в этом году разведочное бурение на Южно-Кирином месторождении? Планируется ли доразведка Южно-Лунского месторождения? Если да, то когда?

Когда будет подана заявка в Государственную комиссию на утверждение запасов по Тамбейской группе месторождений? Прирост в 4,1 трлн куб. м, который был озвучен, — это по категории С1 или С2, на каком из месторождений был наибольший прирост?

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: В этом году запланировано бурение восточной скважины на Южно-Кирином месторождении. Затраты порядка 10 млрд руб. на комплекс работ по обеспечению бурения.

По Южно-Лунскому месторождению мы ставим на баланс 48 млрд куб. м газа. Бурение больше не планируется, потому что это скрытая газовая шапка. Она достаточно хорошо локализуется, поэтому не требуется дополнительных работ.

Мы продолжаем работу по Тамбею: 14 разведочных скважин уже пробурили. За это время по результатам бурения около 300 млрд куб. м газа уже поставлено на баланс. А из того, что Вы сказали, что предстоит защищать в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых, это будет в следующем году. То есть оперативные запасы у нас сейчас подсчитаны, обоснования для них имеются, результаты комплексных геологических исследований получены. Результаты складываются как из бурения, так и из геофизики. У нас три месторождения — мы называем их Тамбейский кластер — Северо-Тамбейское, Западно-Тамбейское и Тасийское. По результатам наших работ видно, что по нижним юрским горизонтам контур месторождений становится единым, по сути это одно гигантское месторождение газа. А по меловым отложениям там три различных гидродинамически изолированных газовых образования. Вот поэтому и произошло такое увеличение. То есть большая площадь, большая этажность, соответственно, большой объем газа.

А. ГОРЕВА: В этом году вы планируете бурение на этих месторождениях?

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: Бурение продолжается. У нас по одной скважине на каждое месторождение каждый год. А те скважины, которые были в бурении, выходят в испытания. То есть в геологоразведке где-то по две скважины на каждое месторождение. Они одновременно испытываются и вводятся.

ВОПРОС: Оксана Кобзева, агентство Reuters. По «Балтийскому СПГ» есть ли какие-то конкретные договоренности с Shell?

В.А. МАРКЕЛОВ: В 2016 году подписан меморандум с компанией Shell по возможному участию в этом проекте. На сегодняшний день ведутся рабочие встречи, обсуждения по вхождению Shell в проект «Балтийский СПГ». Shell — наш технологический партнер. Мы продолжаем с ними работать.

О. КОБЗЕВА: Но пока нет никаких конкретных договоренностей?

В.А. МАРКЕЛОВ: У нас есть меморандум. На этом мы пока остановились.

Л. ПОДОБЕДОВА: Вернемся к «Силе Сибири». Все-таки это проект в первую очередь для поставок газа в Китай. Но Китай, как известно, сделал прорыв в добыче газогидратов, буквально на днях они об этом громко объявили. Считаете ли вы, что это может быть конкуренцией российскому газу? Или им еще далеко до того, чтобы входить в промышленную добычу? Они объявили, что у них был успешный эксперимент, и что они уже готовы все делать.

И второй вопрос. Понятно, что у нас инфраструктурные проекты как-то оптимизируются. Была информация о том, что «Газпром» рассматривает вариант перехода

на ЕРС-контракты вместо генеральных подрядов. К какому сроку это может произойти? Как это будет поэтапно происходить? Есть ли сейчас ЕРС-подрядчики помимо тех, с которыми вы уже работаете, которые подходят под эти компетенции?

В.А. МАРКЕЛОВ: Состоялся большой форум «Один пояс — один путь», в рамках которого мы проводили переговоры с нашими китайскими коллегами из компании CNPC по реализации проекта «Сила Сибири». Обсуждали вопросы, связанные с тем, что мы делаем на своей территории, что они делают на своей территории. Проект сложный, комплексный, но работа идет по срокам в соответствии с контрактом. И китайская сторона будет брать газ из «Силы Сибири» в соответствии с контрактом.

Что бы ни происходило в Южно-Китайском море, контракт подписан. Поэтому китайская сторона обязана брать газ из газопровода «Сила Сибири». То, что делается много заявлений, понятно. Но от заявления до реализации все-таки должно пройти определенное время. Мы еще не знаем, сколько это все будет стоить. Будет ли он конкурировать или не будет, давайте еще немного подождем.

Что касается ЕРС-подрядов, «Газпром» уже ведет работу по этой схеме. Строительство завода СПГ на КС «Портовая» идет по этой схеме. Также мы строим Амурский газоперерабатывающий завод по этой схеме. По заводу на КС «Портовая» подрядчиком выступает «ПЕТОН», по Амурскому газоперерабатывающему заводу — «НИПИГазпереработка» (структура СИБУРа).

Когда делаются большие, сложные и комплексные проекты, конечно, требуются несколько другие компетенции. И каждый проект мы рассматриваем исходя из важности, значимости, сложности и, соответственно, с точки зрения применения той или иной схемы. У нас реализуются проекты и по инвестдоговору, и по агентской схеме, и по ЕРС-контракту. Все формы используем при строительстве наших объектов.

В. СОКОЛОВ: Дополнительный вопрос по Тамбейской группе месторождений — основной прирост запасов произошел в результате геологоразведки в юрских залежах?

Тамбейский кластер состоит из трех месторождений, но рядом еще есть Малыгинское месторождение. Как вы планируете его разрабатывать? Будете ли вы там привлекать партнеров? Будут ли там тоже проекты по газохимии или сжижению газа? Последняя цифра запасов — шесть с лишним триллионов — это по какой классификации?

На какой стадии сейчас находится разработка Чаяндинского месторождения, и какие работы планируются на этот год?

В.А. МАРКЕЛОВ: Чаяндинское месторождение является ресурсной базой для «Силы Сибири». На сегодняшний день на месторождении ведутся масштабные работы и по бурению, и по обустройству. Компания «Газпром бурение» ведет работу успешно, даже несколько с опережением графика по бурению. Обустраивается нефтяная оторочка. Буквально на прошлой неделе мы летали на месторождение, смотрели, как ведется работа. Все идет в соответствии с графиком: строятся кусты скважин, установка комплексной подготовки газа, установка подготовки нефти, дороги, шлейфы.

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: На Чаянде на этот год запланирована одна разведочная скважина с горизонтальным окончанием, испытание технологий. А в дальнейшем, в период активного строительства на Чаянде и ввода в разработку, запланировано порядка четырех-пяти скважин для работы на краевых участках месторождения для того, чтобы иметь более точное представление о динамике его разработки.

По Тамбею — еще раз уточню: весь объем — 6,7 трлн куб. м газа — мы еще только планируем поэтапно поставить на баланс (*прим. — в настоящее время из этого объема на балансе находится 2,6 трлн куб. м газа*). Это будет делаться в 2018 и 2019 годах. Дело в том, что экспертиза и система прохождения в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых такова, что необходимо подтверждение этих данных

экспертным сообществом. Это требует времени. Поэтому мы собираемся ставить запасы поэтапно. Это запасы по старой категории С1+С2.

Малыгинское месторождение, в принципе, не так далеко находится. Каким образом использовать ресурсы Малыгинского месторождения, тоже будет понятно по результатам комплексного предынвестиционного исследования. Сейчас все, что говорится по поводу Тамбея, это ранняя стадия. И принятие решений, каким образом будут разрабатываться месторождения — то ли это «газ в трубу», то ли «газ на сжижение», — будет по результатам предынвестиционного исследования. На это уйдет порядка двух лет.

ВОПРОС: Мария Власова, агентство «Интерфакс». Я хотела бы спросить про «РусГазДобычу». Может быть, вы сможете пояснить, в чем заключаются ее компетенции?

И еще один вопрос — как вы оцениваете сейчас складывающийся опыт компании работы с малым и средним бизнесом? В состоянии ли они вообще выполнить весь порученный им объем работ, и привлекают ли они субподрядчиков или, может быть, даже участников из крупного строительного бизнеса?

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: Вы все равно опираетесь на тот меморандум, который был подписан. Но любой меморандум носит декларативный характер. Детализации общих работ там нет. Там есть принципы работы, возможные партнеры и направления развития работ. «РусГазДобыча» — компания специального назначения. Создавалась для того, чтобы иметь возможность добывать газ и использовать этот газ конкретно на своих мощностях по переработке. История развития отношений с «РусГазДобычей» не такая давняя. Эта компания участвует вместе с «Газпромом» в проекте разработки трех месторождений — это группа Парусовых месторождений и Семаковское месторождение — с определенным ресурсом, с определенной полкой, которая необходима для гарантированного потребления этого газа «Национальной Химической Группой».

Что касается Тамбея, «РусГазДобыча» — это один из возможных партнеров. Мы с ними подписали меморандум на предынвестиционную стадию. Они несут финансовую нагрузку по всем изысканиям, по подготовке определенных документов. Здесь мы выигрываем в том, что на этой стадии финансирование берет на себя эта компания. После того как мы подойдем к основному инвестрешению, характер подписываемых обязывающих документов будет носить иной вес. Пока все в области, так скажем, намерений.

Ю.В. ЛЕБЕДЕВ: «Газпром» использует в своей работе практику привлечения субъектов малого и среднего бизнеса при реализации инвестиционных проектов. Это и линейные объекты, и площадные объекты. Опыт применения такой практики в соответствии с законодательством Российской Федерации показал, что объекты реализуются в срок, субъекты малого и среднего предпринимательства справляются. К примеру, у нас реализуется достаточно крупный линейный объект в Надым-Пур-Газовском регионе — магистральный конденсатопровод. Там привлечены четыре субъекта малого и среднего предпринимательства. Замечаний к их работе нет.

В. ПЕТЛЕВОЙ: Определена ли дата запуска в эксплуатацию Чаяндинского месторождения, и когда, возможно, будет принято решение?

В.А.МАРКЕЛОВ: В мае мы приступили к переговорам с китайскими партнерами по определению сроков ввода в эксплуатацию. В соответствии с контрактом, мы должны с ними определить год ввода в эксплуатацию. Вопрос обоюдный, потому что затрагивает и нашу сторону, и китайскую сторону. Поэтому мы с ними должны синхронизировать ввод в эксплуатацию всего комплекса — как на территории России, так и на территории Китая. Первые переговоры состоялись в Китае между руководителями компаний.

В. ПЕТЛЕВОЙ: Заинтересован ли «Газпром» принимать участие в конкурсе на Гыданское месторождение газа, и если да, то подавал ли заявку?

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: Если Вы внимательно читали условия проведения конкурса, то там написано, что к конкурсу допускаются компании, которые ведут производственную деятельность на территории Ямала и Гыдана. И еще одна строчка есть — «обладающие мощностями по сжижению газа, построенными на территории Ямала». То есть этим условиям соответствует всего лишь одна компания в мире. Вы знаете, какая.

М. ГОРДЕЕВА: Так как в принципе условия аукциона по Гыдану ограничивают конкуренцию, не планирует ли «Газпром» обращаться в ФАС по этому поводу?

Уточните, пожалуйста, общий объем инвестиций в геологоразведку на этот год.

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: В ФАС мы не планируем обращаться.

По геологоразведке у нас запланировано на этот год 79 млрд руб..

А. ЖИЖИН: Хотел бы поднять тему экологии при разработке нефтегазовых месторождений. Есть ли такая строка в бюджете «Газпрома» при разработке месторождений, как «экология» или «экологические мероприятия»? Какие суммы вообще в настоящий момент компания тратит на то, чтобы избежать экологических рисков. Я прочитал в материалах к пресс-конференции, что полезное использование попутного газа доходит до 98%. О чем это говорит с экологической точки зрения?

В.А. МАРКЕЛОВ: Все проекты проходят экологическую экспертизу. То есть перед тем как провести работы, мы должны пройти экологическую экспертизу, государство должно убедиться в том, что будут соблюдены все требования законодательства по сохранению окружающей среды. Применение новых технологий в области добычи и транспортировки позволяют «Газпрому» быть экологическим лидером в нашей стране.

О.Е. АКСЮТИН: Вопросы экологии надо рассматривать в увязке с энергоэффективностью. Тогда ответ на вопрос про использование попутного газа станет, на наш взгляд, очевиден. Что это значит? Это значит, что работа по утилизации попутного газа, которая была начата в «Газпроме» более десяти лет назад, близится к логическому завершению. Это наша задача — попутный нефтяной газ должен быть полностью утилизирован.

Второй момент. Как Виталий Анатольевич абсолютно справедливо отметил, все проекты, которые сегодня у нас реализуются, проходят, в том числе, внутреннюю экологическую экспертизу на предмет соответствия не только требованиям российского законодательства, но и требованиям внутри «Газпрома». Могу сказать, что зачастую наши требования даже жестче.

Более того, у нас существует система экологического менеджмента, которая покрывает собой все виды бизнеса, в том числе строительство, текущую эксплуатацию, добычу, транспортировку. Эта система экологического менеджмента аттестована в соответствии со стандартом ISO 14001. Мы проводим самостоятельно и сами подвергаемся соответствующему аудиту в рамках этих стандартов. Основная задача, которая решается этой системой, — вовлечение в процесс решения вопросов, связанных с экологией, не только руководства, но и всех уровней вертикально-интегрированной компании.

Единственная существующая экологическая инспекция — у нас в «Газпром газнадзоре». Аналогов в других компаниях нет. Она занимается вопросами контроля выполнения требований в процессе строительства и эксплуатации и выработкой соответствующих рекомендаций.

Если говорить, какие в целом суммы расходуются на экологию, то это более 30 млрд руб. ежегодно.

В.А. МАРКЕЛОВ: Но это не отдельной строкой, это в общей массе.

О.Е. АКСЮТИН: Да, по совокупности. Потому что зачастую экологические мероприятия, я с этого начал, очень тесно взаимосвязаны и с вопросами энергоэффективности, и с вопросами эксплуатации.

О. ДАНИЛЕНКО: Я читала, что на трубопроводе «Бованенково — Ухта» используются такие технологии, которые позволяют по одной нитке трубопровода поставлять до 60 млрд куб. м газа в год. Мощность «Силы Сибири» — 38 млрд куб. м в год. Но теоретически, если когда-то может быть переподписан договор на увеличение объема поставок, достаточно ли будет просто добавить перекачивающие станции или нужно будет строить новую нитку?

Вопрос по проекту «Балтийский СПГ». Когда этот проект будет реализован? Переспрошу — нужно ли будет по территории России строить трубопроводы или на точке входа уже есть необходимые мощности для «Балтийского СПГ»?

В.А. МАРКЕЛОВ: «Бованенково — Ухта» на сегодняшний день — самый современный газопровод в мире. Он построен из труб диаметром 1420 мм на давление 120 атм., что позволяет перекачивать значительно большие объемы газа, чем по трубопроводам на 75 атм. и на 100 атм., не говоря уже про 55 атм. И это не только труба. Это и компрессорная станция большей производительности и на высокие давления, запорная арматура. Все это в комплексе должно быть построено на большие объемы и большие давления.

Что касается «Силы Сибири», газопровод будет построен на давление 100 атм. Конечный участок запроектирован на 120 атм., потому что от завода до границы с Китаем достаточно большое «плечо», и мы обеспечиваем производительность с помощью большого давления.

Что касается роста мощностей «Силы Сибири», запланирован поэтапный ввод компрессорных станций и, соответственно, строительство лупингов. В случае если будет необходимо увеличить объемы поставки газа по газопроводу «Сила Сибири», мы будем строить лупинги и расширять компрессорные станции.

По «Балтийскому СПГ». Мы на сегодняшний день ведем работу, связанную с обеспечением газом «Северного потока — 2», и мощности предусматриваем под «Северный поток — 2». В случае увеличения объемов подачи газа под «Балтийский СПГ», мощность будем наращивать с помощью компрессорных станций. Там, где не будет хватать, будем строить лупинги.

А. ГОРЕВА: Вы сказали, что к следующей зиме планируется увеличение активного объема ПХГ и максимального отбора. Есть уже какие-то примерные планы по 2020 году?

В.А. МАРКЕЛОВ: У нас есть программа по развитию ПХГ. Вячеслав Александрович сказал, какие ПХГ на сегодняшний день находятся в стадии обустройства, строительства. Мы видим, что к 2020 году достигнем потенциальной максимальной суточной производительности к началу сезона отбора 841 млн куб. м.

А. ГОРЕВА: А активный объем?

В.А. МАРКЕЛОВ: Это несколько другой счет, потому что у нас будет Калининградское и Волгоградское ПХГ, где объем маленький, но пиковые отборы будут высокие.

А. ГОРЕВА: То есть к 2020 году расширяете Калининградское ПХГ, вводите в эксплуатацию Волгоградское ПХГ?

В.А. МАРКЕЛОВ: Да.

Е. ЗАБЕЛЛО: Сейчас модно использовать различные гаджеты, новые технологии при охране объектов. «Роснефть» объявила, что она на своих промыслах запустила «беспилотники». «Транснефть» тоже патрулирует «беспилотниками» свою систему. А «Газпром» не собирается что-то подобное применять при охране своей газотранспортной системы?

В.А. МАРКЕЛОВ: Мы пошли гораздо дальше. В соответствии с ранее действовавшими правилами эксплуатации магистральных газопроводов, мы должны их мониторить с помощью вертолетов. Мы переработали наши документы и применяем более комплексный подход. Применяем «беспилотники», о чем Вы и говорили, для мониторинга состояния линейных объектов. Эта работа не такая простая, она проходит поэтапно в наших дочерних компаниях. Но самое главное, мы внедрили космическую систему «СМОТР» для наблюдения за нашими объектами из космоса. Поэтому у нас «космос» плюс «беспилотники» создают целую систему обеспечения надзора за нашими объектами.

Применение данных технологий позволяет присмотреть за месторождениями. Мы смотрим, как происходят изменения, будем говорить, горизонта, какое влияние оказывает разработка месторождений, есть ли провалы. Поэтому мы оперативно можем среагировать.

Также мы обеспечиваем связью наши объекты. На сегодняшний день мы покрыли космической связью все наши объекты на Севере. Кроме того, наши суда работают на космической связи, наши месторождения работают на космической связи. На Ямале можете говорить и по сотовому, и по спутниковому телефонам.

Что касается линейных объектов, наши космические технологии позволяют следить за нарушениями охранных зон. Это нам помогает в спорах с теми, кто незаконно построил объекты рядом с трубой. Это позволяет оперативно реагировать на нарушения охранных зон и обеспечивать безопасность как для тех, кто строит объекты, так и для организаций, которые эксплуатируют магистральные газопроводы. Поэтому космические технологии на сегодняшний день применяем очень широко. И мы продолжаем развивать нашу космическую группировку — до 2020 года еще два спутника запускаем.

Е. ЗАБЕЛЛО: То есть они будут над всеми вашими объектами, и над зарубежными в том числе?

В.А. МАРКЕЛОВ: Да, мы расширяем наши возможности, которые позволяют обеспечить как связь, так и надзор за нашими объектами. У нас еще будет свой оптический спутник, который позволяет подтверждать нарушения состояния объектов с помощью фотографирования. А Вы говорите про «беспилотники»... «Беспилотники» мы применяем в комплексе.

ВЕДУЩИЙ: Спасибо, пресс-конференция закончена.