

**Пресс-конференция на тему
«Развитие минерально-сырьевой базы. Добыча газа. Развитие ГТС»
14 мая 2019 года**

ВЕДУЩИЙ: Коллеги, добрый день. Мы начинаем традиционную серию пресс-конференций в преддверии годового Общего собрания акционеров. В ближайшие полтора месяца пройдут шесть пресс-конференций, в ходе которых мы обсудим основные итоги работы компании в 2018 году, планы на перспективу и текущую работу. Как и в прошлом году, мы проводим пресс-конференции в Санкт-Петербурге, организуем телемост с пресс-центром в Москве. Трансляции пресс-конференций на русском и английском языках доступны на интернет-сайте компании и по телефону. С более подробной информацией — темы пресс-конференций, график их проведения — можно также ознакомиться на сайте.

Сегодняшняя пресс-конференция посвящена производственной тематике: поговорим о развитии минерально-сырьевой базы, добыче газа, развитии газотранспортной системы.

В пресс-конференции принимают участие:

- заместитель Председателя Правления Виталий Анатольевич Маркелов;
- заместитель Председателя Правления, начальник Департамента Олег Евгеньевич Аксютин;
- член Правления, начальник Департамента Сергей Николаевич Меньшиков;
- член Правления, начальник Департамента Вячеслав Александрович Михаленко;
- заместитель начальника Департамента Василий Николаевич Петличенко.

ВОПРОС: Ольга Деяева, агентство ТАСС. На фоне текущего роста добычи, когда стоит и стоит ли ожидать увеличения прогноза по добыче в 2019 году?

В. А. МАРКЕЛОВ: В этом году планом предусмотрена добыча 495,1 млрд куб. м газа.

Вы знаете, что мы работаем от рынка. Как показывает прошлый год, планы были одни, а по факту было по-другому: мы увеличили добычу более чем на 26 млрд куб. м.

Если говорить про 2019 год, то на текущую дату мы добываем больше плана на 8 млрд куб. м газа. Что будет к концу года, мы еще сказать не можем, все зависит от величины экспорта и от того, какой будет предстоящая зима. Поэтому, конечно, будет корректировка в добыче газа. В «Газпроме» работа поставлена таким образом, что корректировки выполняются поквартально, поэтому будем каждый квартал пересматривать свои планы.

ВОПРОС: Антон Хлыщенко, агентство «Интерфакс». Прокомментируйте статистику пожаров на магистральных газопроводах в России. Соответствует ли она вызовам и подходам к реконструкции и перевооружению газотранспортной системы, а также выделяемым на это инвестициям?

В.А. МАРКЕЛОВ: Надежность нашей газотранспортной системы соответствует мировым требованиям и мировому уровню. Мы обладаем гораздо лучшими показателями относительно других компаний, эксплуатирующих газотранспортные системы. Действительно, в прошлом году у нас было восемь аварий на магистральных газопроводах. Но с точки зрения обеспечения надежности поставок газа у нас очень хорошие показатели. Если брать удельный показатель, то средняя частота аварий на сегодняшний день составляет 0,035 аварий на 1000 км — это минимальный показатель за всю историю «Газпрома». Начиная с 2014 года, происходит снижение количества аварий на магистральных газопроводах.

В текущем году, на сегодняшний день, произошло четыре аварии на магистральных газопроводах. Они связаны с таким дефектом, как стресс-коррозия. Мы предпринимаем все необходимые меры по обеспечению надежности поставок газа — ни один потребитель не пострадал. «Газпром» с помощью реконструкции и проведения капитальных ремонтов поддерживает надежность на достаточно высоком уровне. Если говорить об объемах

инвестиций в реконструкцию магистральных газопроводов, то в прошлом году было потрачено порядка 18 млрд руб. В этом году мы предусматриваем увеличение капитальных вложений в реконструкцию магистральных газопроводов. Соответственно, увеличились объемы капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов.

ВОПРОС: Татьяна Кудряшова, агентство «Россия сегодня». Вопрос про разработку Тамбейского месторождения с «РусГазДобычей». В недавнем интервью Вы говорили, что продолжается работа над концепцией разработки месторождений. Когда она может быть окончательно определена и какой приоритетный вариант монетизации газа рассматривается на данный момент?

С.Н. МЕНЬШИКОВ: В рамках реализации условий Меморандума о намерениях между «Газпром» и «РусГазДобычей» от 5 мая 2017 года организована, в том числе, оценка перспектив реализации совместного интегрированного проекта по освоению ресурсной базы Тамбейского месторождения. По результатам данной работы будет определена оптимальная конфигурация самого объекта, включая варианты монетизации добываемых углеводородов, а также будет проведена оценка экономической эффективности этого проекта с целью принятия решения сторонами о совместной реализации.

О.Е. АКСЮТИН: С точки зрения монетизации основной рассматриваемый вариант — это подача в Единую систему газоснабжения. А вывод сжиженных углеводородных газов (СУГ) и конденсата — это варианты морского трубопроводного либо железнодорожного транспорта.

ВОПРОС: Артур Топорков, «Ведомости». Хотелось бы уточнить по Тамбейскому месторождению. Я понимаю, что концепция дорабатывается, но какие-то параметры предварительно определены, в частности «полка» добычи?

О.Е. АКСЮТИН: На данный момент ведутся геологоразведочные работы. В процессе обсуждения концепции рассматриваются, условно, три варианта. Сейчас пошли по варианту, что на первом этапе — это разработка сеноманской залежи. Исходя из этого ведутся геологоразведочные работы, которые планируется в 2022 году завершить. На основе выполненных геологоразведочных работ можно будет говорить о параметрах данного месторождения. На сегодняшний день они колеблются и, с учетом поэтапного ввода, прогноз наращивания добычи газа с 52 до 80 млрд куб. м в год. Это оценочные цифры, уточненные будут после того, как будет проведен полный объем геологоразведочных работ. Сейчас мы сосредоточены на сеноманском горизонте, у нас начинаются чуть позже геологоразведочные работы на нижнем горизонте, и тогда будет ясна общая картина.

А. ТОПОРКОВ: Бованенково запущено, сейчас вы начинаете освоение Харасавэйского месторождения. Какое месторождение на очереди после него?

В.А. МАРКЕЛОВ: Следующее месторождение, наиболее готовое для обустройства, — это Крузенштернское месторождение.

А. ТОПОРКОВ: В какие сроки?

О.Е. АКСЮТИН: В рамках Долгосрочной программы развития предусмотрены три сценария — от 2025 до 2028 года.

О. ДЕДЯЕВА: Уточните инвестиции в геологоразведку в России и за рубежом на 2019 год.

В.А. МАРКЕЛОВ: В этом году планируем потратить 76,7 млрд руб.: из них 72,6 млрд руб. — на геологоразведочные работы в Российской Федерации, 1,5 млрд руб. — на геологоразведку по созданию подземных хранилищ газа, 2,6 млрд руб. — на объекты за пределами Российской Федерации.

А. ХЛЫЩЕНКО: На проекте «Балтийский СПГ» не будет иностранных партнеров? Или все-таки будет подписан договор с Shell? Какая будет удельная стоимость единицы мощности производства?

В.А. МАРКЕЛОВ: Когда шло обсуждение с компанией Shell, это был другой проект, он был связан только со сжижением газа. Сегодня «Газпром» принял решение о реализации комплексного проекта в области переработки и сжижения газа. Проект интегрированный и обладает рядом преимуществ относительно проектов просто по сжижению газа. Будет вырабатываться порядка 3,8 млн тонн этана, более 2 млн тонн СУГов и 13 млн тонн СПГ. Исходя из этого, мы видим, что будет хорошая удельная стоимость производства СПГ, потому что СПГ — это будет часть продукции, вырабатываемой на этом заводе.

Если говорить об иностранных партнерах, то мы подписали документы только с «РусГазДобычей» — о создании совместной компании «РусХимАльянс». Если говорить о технологических партнерах, мы рассматриваем также использование на этом проекте технологий компании Linde. На сегодняшний день проект полностью готов к реализации, и мы приступаем к проектным работам.

А. ТОПОРКОВ: Не беспокоит ли вас, что после выделения всех ценных фракций калорийность этого СПГ будет очень невысокой по сравнению с большинством конкурентов? И каков рынок сбыта для низкокалорийного СПГ?

В.А. МАРКЕЛОВ: Проект комплексный. Регулирование теплотворной способности газа при производстве СПГ достигается с помощью соответствующих технологических решений. Поэтому мы не можем сказать, что это будет низкокалорийный СПГ.

О. ДЕДЯЕВА: Когда будут определены точные даты начала поставок газа по «Турецкому потоку»? Ожидаете ли вы ввода газопровода «Северный поток — 2» в срок, в связи с отсутствием разрешений и прочими вещами?

О.Е. АКСЮТИН: По «Турецкому потоку» мы ожидаем поставку газа 31 декабря. Ясно, что морская часть уже готова, сухопутная часть с российской стороны готова на 100%, с турецкой стороны готовность составляет порядка 73,5%. И мы ожидаем, что уже в ноябре будем иметь полную строительную готовность. Нужно будет провести пусконаладочные работы, и есть еще коллеги, которые строят продолжение газопровода. Поэтому мы ориентируемся на последнюю декаду декабря.

В.А. МАРКЕЛОВ: Я могу сказать про российскую часть для подачи газа в «Северный поток — 2». Из 880 км газопровода от Грязовца до компрессорной станции «Славянская» на сегодняшний день по сварочно-монтажным работам осталось всего порядка 40 км.

ВОПРОС: Анастасия Горева, агентство Argus Media. По Тамбейскому месторождению разбивка 52-80 млрд куб. м газа в год — это оценка по сеноману или в общем, включая нижние горизонты?

С.Н. МЕНЬШИКОВ: Это разбивка именно по фазам освоения сеноманских и нижележащих отложений. То есть разработка месторождения будет вестись поэтапно до объема 80 млрд куб. м в год.

А. ГОРЕВА: Второй вопрос по комплексному проекту по переработке и сжижению газа. Правильно ли я понимаю, что вы рассматриваете технологию сжижения компании Linde, но окончательный вариант еще не определен?

В.А. МАРКЕЛОВ: Linde — это один из лицензиаров. Все это будет точно определяться при проведении проектных работ.

А. ГОРЕВА: В недавнем интервью корпоративному журналу «Газпром» Вы сказали, что компания может увеличить добычу газа на 20% выше проектируемой по каждому месторождению. Скажите, если каждое месторождение будет работать максимально по своей проектной мощности, то сколько в целом будет максимальная добыча в год?

В.А. МАРКЕЛОВ: Добычные возможности «Газпрома» превышают текущую добычу порядка на 20%. То есть 80-100 млрд куб. м у нас на сегодняшний день профицит мощностей.

А. ГОРЕВА: Какая планируемая на этот год максимальная суточная добыча в целом по «Газпрому» и по Бованенковскому месторождению?

Какой максимально планируемый суточный отбор по ПХГ?

В.А. МАРКЕЛОВ: На 1 января 2020 года по «Газпрому» планируется максимальная суточная добыча 1497,3 млн куб. м.

Потенциальный максимальный суточный отбор газа на начало сезона из ПХГ в прошлом году — 812,5 млн куб. м. В осенне-зимнем периоде 2019/2020 года — 843,3 млн куб. м.

С.Н. МЕНЬШИКОВ: По Бованенковскому месторождению добыча газа в 2019 году будет 87,4 млрд куб. м, но в дальнейшем планируется выход месторождения, с учетом дообустройства части скважин, на 115 млрд куб. м в год. Сейчас максимальная суточная производительность — 317 млн куб. м. Но, в дальнейшем, максимальный, пиковый режим работы Бованенковского месторождения — 350 млн куб. м в сутки. Уточню, что все зависит от технологического режима и работы газотранспортной системы.

А. ГОРЕВА: Когда планируется вывести Харасавэйское месторождение на максимальную проектную мощность — 32 млрд куб. м в год?

С.Н. МЕНЬШИКОВ: Что касается Харасавэйского месторождения, то на «полку» в 32 млрд мы должны выйти на третий-четвертый год разработки месторождения.

Что касается разработки месторождения, то с этого года мы приступили к подготовительным работам, по проекту получены заключения государственной экспертизы и экологической экспертизы по морским скважинам. Бурение начнется со следующего года уже со скважин сухопутной части.

ВОПРОС: Дмитрий Константинов, журнал «Газовая промышленность». Каковы перспективы использования природного газа в качестве топлива для силовых установок инфраструктуры добывающих промыслов? На примере Ковыктинского месторождения мы видим развитие этого направления. Каков экономический эффект такого решения? Насколько использование природного газа как топлива для двигателей буровых установок, электростанций и других силовых приводов планируется сделать массовым для всех объектов добычи «Газпрома»?

В.А. МАРКЕЛОВ: Вы затронули очень важный вопрос по части использования природного газа в качестве моторного топлива. «Газпром» сейчас активно этим занимается. Как говорится, прежде чем кого-то убедить, нужно начинать с себя, и «Газпром» очень активно переводит свой автомобильный транспорт на газомоторное топливо.

Мы пошли дальше в использовании природного газа — в частности, на энергетических установках. На Ковыктинском месторождении мы рассматриваем вопрос создания установки по сжижению газа, СПГ можно использовать при производстве электрической энергии для буровых установок. Мы считаем, что это будет экономически эффективно, особенно для труднодоступных регионов. Решение будет приниматься после проведения технико-экономических сравнений с поставкой туда дизельного топлива.

Д. КОНСТАНТИНОВ: Харасавэйское месторождение названо первым объектом «Газпрома» на шельфе Ямала. Скажите, как и почему планируется осваивать морскую часть месторождения с берега? Какова расчетная протяженность скважин? Какое оборудование и технологии будут применяться? На какой стадии сейчас находится проект?

С.Н. МЕНЬШИКОВ: Я уже вкратце сказал, что месторождение имеет положительное заключение государственной экспертизы по проекту обустройства и положительное заключение экологической экспертизы по морским скважинам. Морские скважины будут буриться с берега буровой установкой Ventec с отклонением по горизонтали до 1000 метров. Будут использоваться буровые растворы, которые не повлияют на кольматацию призабойной зоны пласта. Будут применяться оборудование отечественного производства и проверенные технологии, апробированные на Бованенковском месторождении.

Проект находится на подготовительной стадии реализации: сейчас идет переброска оборудования для выполнения гидронамыва на карьерах и обустройства временных зданий и сооружений.

Д. КОНСТАНТИНОВ: Какие сейчас актуальные векторы развития газотранспортной системы России? Какие новые технологические решения будут при этом применяться? Как эти инновационные решения скажутся на эффективности строительства и обслуживания газопроводов и поспособствуют сохранению экологического баланса в регионах присутствия?

В.А. МИХАЛЕНКО: Основной вектор, как сказал Виталий Анатольевич, это повышение надежности газотранспортной системы. Теперь мы рассматриваем этот аспект не только как повышение надежности, но еще и как повышение энергоэффективности. Вы, наверное, обратили внимание, что «Газпром» в последнее время акцентирует внимание на строительстве газопроводов с высоким давлением, тем самым улучшая показатели по энергоэффективности с точки зрения транспортировки газа в удельных показателях. Параллельно с этим есть комплексная программа «Газпрома», которая обязывает нас выводить из эксплуатации неэффективные, устаревшие и неиспользуемые газотранспортные мощности. В этом году у нас предусмотрен вывод 10 компрессорных цехов, что повышает энергоэффективность газотранспортной системы.

Если говорить о применении новейших технологий, то это направление связано с применением разного рода сменно-проточных частей: это уменьшение потребления топливного газа на единицу транспортируемой продукции, это применение труб с уменьшенной внутренней шероховатостью, что улучшает гидравлические показатели транспортировки газа. Сюда же мы относим вопросы, связанные с организацией разработки перспективных к применению малоэмиссионных камер сгорания. «Газпром» работает над вопросами, связанными с применением метано-водородных смесей и так далее. Все эти комплексные подходы в целом способствуют повышению уровня энергоэффективности транспортировки газа.

ВОПРОС: Виталий Соколов, портал Energy Intelligence. Вы сказали, что Linde — один из потенциальных технологических партнеров для проекта в Усть-Луге. А кто другие потенциальные технологические партнеры?

В.А. МАРКЕЛОВ: Shell и Linde.

В. СОКОЛОВ: В связи с тем, что этот проект будет перерабатывать газ из Надым-Пур-Тазовского района, и этот газ займет часть газотранспортных мощностей в Северном коридоре и частично в «Северном потоке — 2», не планируете ли вы пересмотреть планы разработки месторождения на Ямале?

О.Е. АКСЮТИН: Влияние завода и подачи так называемого жирного газа с точки зрения подходов к разработке месторождений на Ямал уже учитываются. Поэтому те месторождения, о которых мы говорим, и те даты, которые называем, — они уже учитывают, в том числе, тот фактор, о котором Вы сказали.

В. СОКОЛОВ: Основным вариантом монетизации газа Тамбейского месторождения — это подача газа в Единую систему газоснабжения. Вы не рассматриваете перспектив развития СПГ-проектов на Ямале, на базе Тамбейского месторождения, может быть, на базе шельфовых месторождений в Карском море, в акватории Обской губы?

О.Е. АКСЮТИН: Что касается группы Тамбейских месторождений — на данном этапе пока не рассматриваем. Относительно СПГ-проектов на базе месторождений Ямала, на шельфе — в рамках долгосрочной программы, которую мы делаем, такие проекты мы пока не рассматриваем.

А. ГОРЕВА: Когда планируется выход на «полку» добычи по месторождению Каменномысское-море? И планируется ли строить газопровод с этого месторождения, учитывая будущую добычу на Семаковском месторождении, которое вы разрабатываете вместе с «РусГазДобычей»?

О.Е. АКСЮТИН: Ввод в эксплуатацию месторождения Каменномысское-море — 2025 год, выход на «полку» в 15,1 млрд куб. м — в течение трех лет. Что касается Семаковского и Парусового месторождений — в рамках Долгосрочной программы развития мы учитываем, что они существуют достаточно близко и работать должны, в принципе, синхронно.

А. ГОРЕВА: Вопрос по инвестициям. В течение 2020-2021 годов вы планируете запустить порядка девяти новых месторождений — это очень много. Плюс идет расширение газотранспортной системы: «Сила Сибири», «Сахалин — Хабаровск — Владивосток». При этом, на февральском Дне инвесторов была названа цифра по инвестициям с 2022 года — 1-1,2 трлн руб. в год. Кажется, что это очень мало. На первый взгляд, объем инвестиций намного меньше объема планируемых проектов. Соответственно вопрос: не собираетесь ли вы увеличить инвестиции или приостановить какие-то проекты?

В.А. МАРКЕЛОВ: Действительно, 2019 год — нехарактерный, относительно других, так как вводится большой объем линейной части магистрального газопровода. За 20 лет «Газпрома» — это, наверное, впервые — мы вводим больше 7,5 тыс. км магистральных газопроводов в этом году. Это и «Турецкий поток», и «Северный поток — 2», и «Сила Сибири». И, соответственно, объем инвестиций в этом году рекордный за 20 лет. Относительно объектов, которые будут вводиться в 2020 и последующих годах — эти объекты связаны с развитием добычных мощностей, они требуют значительно меньше инвестиций, чем магистральный транспорт.

Магистральный транспорт будет расширяться, в том числе и «Сила Сибири», о чем мы уже говорили: в этом году вводится первый этап — 2159 км линейной части вместе с компрессорной станцией «Атаманская», а дальше будет происходить наращивание. Как и, в том числе, по мощностям на Северо-Западе.

О.Е. АКСЮТИН: Цифры, которые Вы назвали, которые звучали на Дне инвестора, — они близки к истине. Цифры посчитаны исходя из понимания того, что нам необходимо обеспечить добычу и транспортировку определенных объемов газа.

Т. КУДРЯШОВА: Хотелось бы уточнить судьбу лицензии на Западно-Камчатский участок, вы ее приостанавливали, но хотели сохранить. Что с ней в итоге произошло, сохранили ли?

С.Н. МЕНЬШИКОВ: На данном этапе мы продолжаем работы по Западно-Камчатскому участку недр и будем дальше сохранять эту лицензию для производства работ.

ВЕДУЩИЙ: Поступают также вопросы из интернета. Мария Грабарь, агентство Reuters, просит подробнее рассказать о ресурсной базе для совместного с «РусГазДобычей» проекта по переработке и сжижению газа. В пресс-релизе говорилось, что ресурсом станет газ из ачимовских и валанжинских залежей месторождений Надым-Пур-Тазовского региона. Могут ли это быть Семаковское, Парусовое, Северо-Парусовое месторождения или речь идет преимущественно о запасах Уренгойского месторождения? Как в таком случае будет монетизирован газ Семаковского, Парусового и Северо-Парусового участков?

В.А. МАРКЕЛОВ: Ресурсной базой для проекта в Усть-Луге являются добычные мощности в Надым-Пур-Тазовском регионе. Ежегодно 45 млрд куб. м газа с повышенным содержанием этана будет поставляться в Усть-Лугу. На сегодняшний день проект рассчитан под существующие добычные мощности.

ВЕДУЩИЙ: Людмила Подобедова, газета РБК, просит уточнить, какова роль «РусГазДобычи» в проекте разработки Тамбейского месторождения.

В.А. МАРКЕЛОВ: Как партнера «Газпрома» по разработке Тамбейской группы месторождений. Партнер — широкое понятие.

А. ХЛЫЩЕНКО: Каковы объем капитального ремонта магистральных газопроводов и объем финансирования на 2019 год?

В.А. МАРКЕЛОВ: В этом году будет проведен капитальный ремонт 840 км магистральных газопроводов. Это также зависит от того, как будет проведена диагностика, возможна корректировка в большую сторону. По программе реконструкции будут проведены работы на порядка 60 км линейной части, потому что объем реконструкции магистрального транспорта в большей степени связан с реконструкцией компрессорных станций.

А. ТОПОРКОВ: Есть ли предварительная «полка» добычи по Крузенштернскому месторождению?

С.Н. МЕНЬШИКОВ: «Полка» — 32 млрд куб. м. Запасы достаточно большие, выйти на этот уровень можно за три-пять лет в зависимости от задач, которые будут стоять.

А. ТОПОРКОВ: Вы сказали, что, кроме Linde, по-прежнему рассматриваете технологии компании Shell для проекта в Усть-Луге. Shell прямым текстом заявляет, что в проектах, в которых он не участвует как акционер, свою технологию DMR не предоставляет для лицензирования. Вы продолжаете переговоры с Shell об участии в проекте в качестве партнера или нет?

В.А. МАРКЕЛОВ: Для нашего завода в Усть-Луге мы рассматриваем технологию DMR, которой обладают и компания Linde, и компания Shell. Мы посмотрели экономическую

эффективность применения обеих технологий, и на сегодняшний день они имеют практически одинаковые показатели по применимости. Далее у нас переговорные вопросы относительно применения данных технологий.

А. ТОПОРКОВ: Тамбейский газ в первую очередь должен идти в Единую систему газоснабжения. Обе нитки от Бованенково до Ухты и далее до Торжка будут загружены газом Бованенковского месторождения. В планах было до шести ниток. Когда вы собираетесь строить третью нитку по направлению Бованенково — Ухта — Торжок? Есть ли у вас оценка стоимости проекта? Когда планируете ее построить?

С.Н. МЕНЬШИКОВ: Могу сказать по газопроводу-подключению Харасавэйского месторождения к Бованенковскому месторождению — это начало третьей нитки от Бованенково до Ухты. Срок ввода газопровода-подключения определен — 2023 год.

А. ТОПОРКОВ: А от Бованенково и дальше?

О.Е. АКСЮТИН: С 2023 по 2025 год поэтапно будет полностью завершено строительство третьей нитки. Сейчас идет разработка сметной документации, и очень много будет зависеть от принятых технических решений.

А. ТОПОРКОВ: Когда предполагается начало работы завода СПГ на КС «Портовая»?

В.А. МАРКЕЛОВ: Завод СПГ в районе КС «Портовая» мы планируем запустить до конца этого года. На сегодня высокая степень строительной готовности на этом объекте. Мало того, уже вводятся в эксплуатацию подобъекты на заводе. Поэтому видим, что до конца года данный проект будет введен в эксплуатацию.

ВЕДУЩИЙ: Спасибо. Пресс-конференция закончена.