

**Пресс-конференция на тему
«Развитие минерально-сырьевой базы. Добыча газа. Развитие ГТС»
14 мая 2018 года**

ВЕДУЩИЙ: Коллеги, добрый день.

В пресс-конференции участвуют:

- заместитель Председателя Правления Виталий Анатольевич Маркелов;
- член Правления, начальник Департамента Олег Евгеньевич Аксютин;
- член Правления, начальник Департамента Всеволод Владимирович Черепанов;
- начальник Департамента Андрей Борисович Скрепнюк;
- первый заместитель начальника Департамента Василий Геннадьевич Никитин.

В.А. МАРКЕЛОВ: Уважаемые коллеги, добрый день. Я рад приветствовать вас. Мы с вами год назад собирались, обсуждали вопросы глобального — и не только глобального — характера развития газовой отрасли в нашей стране и за рубежом. Сегодня у нас тоже есть, что рассказать.

Какие изменения у нас произошли за год? В первую очередь, «Газпром» был признан компанией №1. Это, я считаю, главное, знаковое достижение. Оно складывалось исходя из того, что «Газпром» по всем направлениям своей работы является лидером, и вкуче, сложив все показатели, компания стала компанией №1. Причем нас оценили эксперты — это не «Газпром» сам себя оценил. То, что мы — компания №1, в «Газпроме» все знают уже давным-давно. А теперь знают и рейтинговые агентства, и, соответственно, мировая общественность. Мы больше всех в мире газа добываем, больше всех в мире газа экспортируем. У нас самая протяженная в мире газотранспортная система. Мы надежно обеспечиваем поставки газа нашим потребителям в России и за рубежом, как не делает ни одна компания.

«Газпром» прошел непростую зиму, не ограничив ни одного потребителя. А эта зима была на месяц длиннее, чем позапрошлая. «Газпром» дал столько газа и российским, и зарубежным потребителям, сколько они просили, обеспечив рекордные поставки за рубеж — 713,4 млн куб. м газа в сутки. Этого показателя мы достигли 2 марта. И у нас, и в Европе март был зимним месяцем. Но мы готовы всегда, а зарубежные потребители и газотранспортные компании, которые занимаются эксплуатацией подземных хранилищ газа, не были готовы к сценарию, что в марте будет зима. И мы подошли к сезону закачки с пустыми хранилищами за рубежом и, соответственно, в России, обеспечив потребности всех потребителей газа в Европе и России в таком объеме, в котором они просили. Это, я считаю, очень важное достижение прошедшей зимы. «Газпром» еще раз доказал, что может гибко реагировать на изменение спроса на газ у потребителей и в нашей стране, и за рубежом.

Задача на этот год, конечно же, состоит в том, чтобы подготовиться к осенне-зимнему периоду. Мы видим, что устойчивый тренд связан с растущей потребностью в газе. Цифры, которые были позапрошлой зимой и в эту зиму, существенно отличались от планируемых. Надеемся, что спрос на газ будет, по крайней мере, не меньше, чем был в прошлую зиму. В 2018 году мы так же обеспечим потребность в газе отечественных и зарубежных потребителей в полном объеме, и как минимум достигнем тех же показателей, которые у нас были в 2017 году — рекордном году, связанном с поставками газа за рубеж. Это основная задача, которой занимается «Газпром» сегодня.

ВОПРОС: Евгения Соколова, агентство ТАСС. Традиционный вопрос по поводу плана добычи на этот год. Он сейчас утвержден в объеме 475,8 млрд куб. м, но Вы говорите, что наблюдаете очень позитивные тенденции. Возможно ли, что по итогам второго квартала данный план будет пересмотрен в сторону увеличения?

Второй вопрос касается газотранспортной системы: маршрута «Турецкого потока» и его второй нитки. Когда планируется принять решение, куда именно она пойдет?

В.А. МАРКЕЛОВ: Что касается планов по добыче — Вы правильно сказали, Правлением «Газпрома» и Советом директоров утвержден показатель в объеме 475,8 млрд куб. м газа.

Но в своем вступительном слове я уже сказал, что прошедшая зима была несколько отличной от предыдущей. Мы на сегодняшний день добыли плюс 16 млрд куб. м газа к плану.

То есть мы видим динамику по итогам двух кварталов, и рассматриваем возможность корректировки в сторону повышения добычи. Потому что, исходя из тех факторов, о которых я сказал — подземные хранилища в Европе и в России требуют большего объема, чем было в прошлом году, — мы объективно видим, что объем добычи должен быть выше, по крайней мере, на эту цифру.

Про «Турецкий поток». Хочу еще раз сказать, что на сегодняшний день на территории России построены магистральные газопроводы для поставки газа в Турцию в объеме 31,5 млрд куб. м. Это относится к линейной части и компрессорным станциям.

Что касается моря, то на сегодняшний день первая нитка «Турецкого потока» в основном закончена — ее глубоководная часть. У нас осталась только турецкая часть: прохождение мелководья и пересечение берега, строительство приемного терминала. По второй нитке готовность высокая — ее российская часть построена. Что касается турецкой части, то все разрешения есть, мы можем приступить ко второй нитке.

По поводу прохождения магистрального газопровода по турецкой территории: у нас ведутся соответствующие переговоры с турецкой стороной по реализации данного проекта.

ВОПРОС: Антон Хлыщенко, агентство «Интерфакс — Северо-Запад». Как скоро в Калининграде заработает терминал по приему СПГ? Когда выйдет с корейской верфи и придет в Россию «Маршал Василевский»? Было запланировано, что он придет в Калининград в конце прошлого года. Что произошло с судном, почему такая задержка?

В.А. МАРКЕЛОВ: Действительно, у нас произошла сдвигка по срокам реализации данного проекта. На терминале на сегодняшний день полным ходом идут строительно-монтажные работы, их выполняет «Стройтранснефтегаз» вместе с компанией МРТС. Терминал будет построен в четвертом квартале этого года. Дату сказать пока не могу, это зависит больше от погодных условий.

Что касается плавучей регазификационной установки «Маршал Василевский» — она была готова в конце прошлого года. При проведении наладочных работ на одном из котлов-регазификаторов произошел хлопок газа, произошло разрушение этого котла. Котел поставила компания Mitsubishi, работы проводили наладчики из компании Mitsubishi. По результатам обследования, сделанного «Газпром» с компанией Hyundai, было принято решение о замене котла. Сегодня эта работа проходит, Mitsubishi котел изготавливает, монтирует. Обязательство Hyundai — до ноября сдать «Маршала Василевского» в исправном состоянии.

ВОПРОС: Мария Грабарь, РИА «Новости». Представила ли компания «РусГазДобыча» проект разработки Тамбейской группы месторождений? Какой объем инвестиций предполагает этот проект? Планируется ли заключать обязывающее соглашение по разработке с «РусГазДобычей»? Если да, то когда?

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: Проекта разработки по Тамбейской группе нет, так как не закончен полный цикл геологоразведочных работ. Обязательства по меморандуму с «РусГазДобычей», который был подписаны в прошлом году, звучат следующим образом: мы должны проработать возможность совместного освоения Тамбейской группы месторождений и представить концепцию.

Работа продолжается, потому что мы весь прошлый год приращивали запасы по Тамбею — вы знаете, мы цифры уже публиковали. Эти серьезные изменения ресурсной базы дают основания для того, чтобы мы поработали над технологией.

Не до конца проработана концепция, куда направлять этот газ. Вариантов много. Первый вариант предполагает поставки газа в Единую систему газоснабжения после 2030 года. Сейчас возможны и другие варианты.

Поэтому все сейчас находится в стадии концептуальной проработки, конкретного проекта еще не существует. Но у нас есть совместная рабочая группа, мы на регулярной основе по графику проводим эту работу. К концу года, надеюсь, будет что доложить.

Более продвинутый проект с «РусГазДобычей» — это освоение Семаковского, Парусового и Северо-Парусового месторождений. Уже есть проект разработки, который

предстоит еще утвердить в ЦКР Роснедр¹. Инвестиционное решение по Семаковскому и группе Парусовых месторождений ожидается в октябре-ноябре этого года.

По Тамбею еще рано говорить. В конце года мы должны все варианты сложить в наиболее приемлемые и совместно с «РусГазДобычей» понять, в каком направлении будем развивать проектирование. Это моя экспертная оценка. Мы продолжаем геологоразведку на Тамбее: порядка семи скважин в настоящий момент, из которых часть находится в испытании, часть — в бурении.

ВОПРОС: Артур Топорков, газета «Ведомости». Уточняющий вопрос к предыдущему. Если есть вариант подачи газ не в газотранспортную систему, значит ли это, что на Тамбее вы собираетесь делать сжиженный природный газ?

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: Как вариант — не исключается.

А. ТОПОРКОВ: Председатель Правления «Газпрома» в прошлом году говорил, что вы планируете последовательно выводить мощности в Центральном коридоре ввиду того, что транзит через Украину будет снижаться. Что вы уже вывели?

В.А. МАРКЕЛОВ: Алексей Борисович Миллер на пресс-конференции озвучил, что мы выводим из Центрального коридора мощности, которые не будут востребованы в связи с тем, что у нас потоки несколько поменяли свое направление. Эту работу мы начали еще с прошлого года, разработана программа по выводу мощностей. Она касается в большей степени таких газотранспортных компаний, как ООО «Газпром трансгаз Москва», ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», ООО «Газпром трансгаз Чайковский», ООО «Газпром трансгаз Югорск». Первая очередь будет до 2019 года. И дальше у нас есть программа по выводу избыточных мощностей, которые образуются в Центральном коридоре. Их содержание обходится «Газпрому» в достаточно приличные средства. Чтобы сэкономить затраты и повысить эффективность «Газпрома», мы эту работу проводим.

В.Г. НИКИТИН: Программой предусмотрен вывод до 60 компрессорных цехов. В 2017 году выполнены работы по ликвидации цеха №3 компрессорной станции (КС) «Должанская» ООО «Газпром трансгаз Москва». В текущем году выполняется ликвидация компрессорных цехов на КС «Курская» и на КС «Валуйки» ООО «Газпром трансгаз Москва».

Ведется подготовка к выводу 23 компрессорных цехов. 16 цехов — в зоне деятельности ООО «Газпром трансгаз Югорск». Это старый невостребованный коридор, который сейчас фактически работает в качестве распределительного. Семь компрессорных цехов — в зоне деятельности ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород».

Реализация программы не такая быстрая, как хотелось бы, поскольку компрессорная станция — это опасный производственный объект. Он закрывается не по собственному желанию, а по разработанному проекту, прошедшему экспертизу, что занимает длительный временной цикл.

В.А. МАРКЕЛОВ: Дополню, что программой предусмотрен вывод из эксплуатации до 60 компрессорных цехов мощностью 3,2 тыс. МВт, а также 430 км линейной части магистральных газопроводов.

Мы рассказывали ранее, что у нас центр добычи из Надым-Пур-Таза переходит на Ямал. Соответственно, мы развиваем Северный коридор. Это «Бованенково — Ухта», «Бованенково — Ухта — 2», «Ухта — Торжок», «Ухта — Торжок — 2», и дальше у нас «Северный поток», «Северный поток — 2». Обеспечиваем центральную часть России с этого направления. Поэтому объективно высвобождаются соответствующие мощности — с Центрального коридора переносятся на «Северный поток». Северный коридор — это самый эффективный на сегодняшний день маршрут транспортировки газа потребителям как в России, так и за рубежом.

¹ Центральная Комиссия по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья Федерального агентства по недропользованию

Потому что это система из магистральных газопроводов на 100 и 120 атмосфер, меньше компрессорных станций. И маршрут короче, и эксплуатация этих объектов выйдет дешевле, чем эксплуатация тех объектов, которые были построены 30 и более лет тому назад.

А. ТОПОРКОВ: Хочу уточнить по поводу перехода ресурсной базы из Надым-Пур-Таза на Бованенковское месторождение. Если иметь в виду проект строительства газоперерабатывающего завода в Усть-Луге и перспективу того, что туда может прийти 45 млрд куб. м «жирного» газа из Надыма (но это за 2025 годом, видимо), до 2025 года вы собираетесь перевести порядка 60 млрд куб. м с Бованенково туда же, потому что там начинается «Северный поток — 2». Когда и один, и второй проект будут реализованы, есть ли у вас техническая возможность перебрасывать избытки газа с Бованенково в центральные регионы России без строительства новых труб? Есть ли там достаточные мощности для того, чтобы из района Усть-Луги направить порядка 40 млрд куб. м?

В.А. МАРКЕЛОВ: Мы бы не анонсировали данный проект в Усть-Луге, не проработав вопросы, связанные как с добычей, так и с маршрутами. Конечно, такая возможность выделения магистрального транспорта отдельно для транспортировки этансодержащего газа из Надым-Пур-Таза у «Газпрома» есть, и этот вопрос мы рассматривали. Соответственно, развитие ресурсной базы на Ямале будет сопровождаться развитием магистрального транспорта газа. Чем хороша магистральная сеть «Газпрома» — тем, что «Газпром» имеет возможность транспортировки газа по разным направлениям.

Конечно же, ямальский газ, как менее «жирный», придет к своим потребителям, а этансодержащий газ пойдет на Усть-Лугу. Мы этот вопрос посмотрели. Сегодня мы работаем над тем, чтобы сделать Обоснование инвестиций в объекты добычи и транспортировки газа. Планируем закончить эту работу до конца этого года. Соответственно, потом будет принятие инвестиционных решений.

Е. СОКОЛОВА: Я правильно поняла, что речь идет о принятии инвестиционного решения именно по газоперерабатывающему заводу в Усть-Луге в конце года?

В.А. МАРКЕЛОВ: Нет, тут целый комплекс: и добыча, и транспорт, и завод по газопереработке.

ВОПРОС: Анастасия Горева, агентство Argus Media. Какова была максимальная добыча «Газпрома» в этот зимний период? Какова была максимальная добыча на Бованенковском месторождении?

Какая планируется потенциальная максимальная суточная добыча «Газпрома» в этом году в целом по компании и по Бованенково? Изменяются ли эти показатели с вводом Чайнинского месторождения?

Вы должны ввести на Бованенково последние добычные мощности на 30 млрд куб. м газа. Как это повлияет на потенциальную годовую добычу? Сколько максимально вы сможете добыть на Бованенково уже в этом году? В 2017 году вы добыли более 82 млрд куб. м газа.

В.А. МАРКЕЛОВ: Действительно, Бованенковское месторождение является самым перспективным в портфеле «Газпрома», и мы наращиваем там мощности по добыче газа. На сегодняшний день мы имеем мощности по добыче 90 млрд куб. м газа в год с помощью газового промысла №1 и газового промысла №2, которые выведены на полную мощность. То, что добыли 82,8 млрд куб. м газа, связано с сезонностью работы Бованенковского месторождения летом прошлого года.

В конце этого года мы запускаем газовый промысел №3 и выводим месторождение на новый пик — плюс 30 млрд куб. м газа в год, как Вы правильно сказали. К 2023 году по плану развития добычи получается у нас 115 млрд куб. м газа в год на Бованенковском месторождении. Когда работали в зиму 2017/2018 года, в сутки добывали максимум 264 млн куб. м газа. С пуском газового промысла №3 мы должны выйти на 315 млн куб. м газа в сутки к следующей зиме.

Сколько добудем на Бованенково? Еще раз хочу сказать, что на сегодняшний день мы рассматриваем вопросы, связанные с пересмотром наших планов по добыче. В первую очередь будем смотреть, как отработаем эту зиму с учетом ввода газового промысла №3. Он будет готов к концу года, поэтому мощности, которые на сегодняшний день есть, так и остаются: максимум 264 млн куб. м газа в сутки. А с нового года будет 315 млн куб. м газа в сутки.

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: Добавлю по пиковому уровню добычи. 1,512 млрд куб. м газа — максимум, который в эту зиму был достигнут. Плановая цифра была 1,515 млрд куб. м газа. План по пиковому уровню на следующую зиму — 1,528 млрд куб. м газа.

А. ГОРЕВА: Как планируется нарастить мощности подземных хранилищ газа (ПХГ)? Как это скажется на максимальной суточной производительности? Благодаря каким ПХГ этого планируется достичь к следующему осенне-зимнему периоду?

В.А. МАРКЕЛОВ: В эту зиму наши подземные хранилища доказали свою значимость, обеспечив весь пиковый спрос. Холодный март был обеспечен газом, накопленным в подземных хранилищах. Это подтвердило то, что месячный мартовский запас был востребован, и мы дошли до минимума в своих «подземках» за последние несколько лет. Соответственно, теперь восполняем их до объема 72 млрд куб. м газа.

Также мы занимаемся развитием системы подземного хранения. В прошлом году мы ввели две емкости на Калининградском ПХГ, в настоящее время происходит их заполнение. Соответственно, более чем в два раза увеличатся мощности на Калининградском ПХГ. Мы в этом году вводим в эксплуатацию Волгоградское ПХГ, развиваем газотранспортную систему для вывода газа с Касимовского ПХГ. Все это даст нам возможность увеличить пиковую производительность наших «подземок» к началу отбора 2018/2019 года до объема более 847 млн куб. м в сутки (с учетом ПХГ на территории Армении и Беларуси). Это существенный прирост по этому году, благодаря тому, что две «подземки» — Калининградское и Волгоградское — соляные, которые дают максимальную производительность по суточному отбору газа.

А. ГОРЕВА: В каком месяце вы планируете добычное бурение на Южно-Киринском месторождении? Какая планируется глубина бурения? И какой у вас будет основной подрядчик по обустройству Южно-Киринского месторождения?

В.А. МАРКЕЛОВ: Мы приступаем к бурению на Южно-Киринском месторождении. Бурить будем своими полупогружными платформами «Полярная звезда» и «Северное сияние». Они начинают работу с 15 июня. Период бурения достаточно короткий, поэтому две платформы будут работать параллельно. Мы планируем начать бурение четырех скважин.

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: В этом году будут пробурены четыре скважины до кровли продуктивного пласта, без его вскрытия. То есть скважины будут соответствующим образом обсажены, будут установлены элементы устьевого оборудования на дне моря. График разработан так, чтобы платформы могли пробурить две скважины и уйти на новую точку. Вся логистика судобеспечения выстроена таким образом, чтобы они не мешали друг другу, в соответствии с требованиями промышленной безопасности и безопасности мореплавания. Примерно в октябре мы закончим буровой сезон.

На следующий год буровые вернутся на эти же скважины, добурят их до продуктивного горизонта, освоят или законсервируют. Мы будем смотреть по мере того, каким образом будет рассчитываться инвестиционный цикл. Планы такие.

В.А. МАРКЕЛОВ: Что касается обустройства месторождения, то мы на сегодняшний день заканчиваем работы по проектированию. После этого будет принято решение о дальнейшей реализации проекта.

ВОПРОС: Виталий Соколов, портал Energy Intelligence. Если будет принято решение заканчивать скважины, то когда вы планируете определить поставщика фонтанной арматуры и другого оборудования для того, чтобы эту скважину привести в рабочий вид?

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: Для принятия решения — продуктивный горизонт или непродуктивный горизонт — здесь мы действительно завязаны на оборудовании, а именно на фонтанные «елки» подводного исполнения. Если мы обеспечим возможность приобретения этого оборудования у соответствующего поставщика, то в следующем году установим его. Если нет, мы продолжим выполнять план по бурению по вышеозначенной концепции — до кровли — до того момента, пока это оборудование не появится.

Я предвижу Ваш вопрос о том, кто будет поставщиком этого оборудования. Смею утверждать, что поставщиком оборудования станет российская компания. А по производителю оборудования мы уже говорили: скорее всего, на первый пилотный проект — это порядка 8–12 скважин — производитель будет иностранный.

В. СОКОЛОВ: Я правильно понимаю, что тендер на поставку оборудования еще не был объявлен?

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: Нет, не был объявлен.

ВОПРОС: Оксана Кобзева, агентство Reuters. Вопрос касается приостановки добычи на ряде месторождений. Если это планируется, то какие это будут месторождения? В прошлом и позапрошлом году, допустим, это было Киринское, там была на полгода приостановлена добыча.

В.А. МАРКЕЛОВ: Что касается месторождений — как я уже сказал, у нас на сегодняшний день несколько другие планы относительно прошлого года. Какие месторождения Единой системы газоснабжения будут приостановлены, мы Вам сейчас сказать не можем. Но я точно могу сказать, что месторождения будут останавливаться на плановые ремонты в соответствии с графиком. Кстати, с завтрашнего дня начинаются первые плановые комплексные ремонты, которые затрагивают как объекты добычи, так и транспортировки.

Что касается Киринского месторождения — Вы правы, оно работает для потребителей Дальнего Востока в зимний период. На сегодняшний день Киринское месторождение пока не работает. Связано это с тем, что нет спроса на газ месторождения в летний период. Зимой Киринское месторождение вновь будет обеспечивать потребителей Дальнего Востока.

ВОПРОС: Людмила Подобедова, газета РБК. Будет ли какая-то поставка газа, хотя бы попутного, сторонних производителей в «Силу Сибири»? Или вы остаетесь неизменны во мнении, что только газ «Газпрома» и больше ничей? А если будет, то кого именно, в каком объеме и для чьих нужд?

В.А. МАРКЕЛОВ: Я нового ничего не скажу. Контракт, который подписал «Газпром» с китайской компанией CNPC, подразумевает поставки газа «Газпрома». Начало поставок — 20 декабря следующего года.

Вы говорите о том, что существуют предложения в адрес «Газпрома» относительно поставок газа в «Силу Сибири». Эти вопросы находятся в стадии рассмотрения. Пока о конкретных результатах мы Вам сказать не можем.

А. ГОРЕВА: От чего зависит количество скважин, которые должны быть пробурены на Южно-Киринском месторождении к 2023 году? Вы сказали «8-12». При каких обстоятельствах будет только 8, а при каких — 12?

Не могли бы вы подробнее рассказать о рабочем плане по разработке Семаковского и группы Парусовых месторождений? Будете ли вы начинать с Парусовых месторождений или же с Семаковского, которое находится на мелководье Обской и Тазовской губ? На какой год намечена добыча?

В.А. МАРКЕЛОВ: Южно-Кириновское и Кириновское месторождения — это месторождения под потребности потребителей Дальнего Востока. По тем проектам, которые находятся в стадии реализации, мы рассматриваем возможность поставок газа с этих двух месторождений. Это все посчитано и находится в балансе газа по Дальнему Востоку.

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: Проектом разработки Южно-Кириновского месторождения предусмотрена динамика добычи, и соответствующее количество скважин определенных продуктивных возможностей необходимо пробурить. Все зависит от того момента, когда мы будем планировать пуск скважин в работу.

Если мы в конце года запускаем, скажем, 12 скважин, значит, учет этой добычи по году будет меньше, то есть она пойдет в счет следующего года. Если мы в середине сезона, летом, обвязываем и запускаем скважины, то будем довольствоваться меньшим количеством скважин. Это чисто коммерческая конъюнктурная вещь. Вопрос готовности скважин к пуску — это вопрос технологии. Скорее всего, у нас будет пробурено определенное количество скважин. Но скважин, готовых к подаче газа, будет меньше. Поэтому я и сказал «8-12», вопрос в том, какие из этих скважин будут работать.

В.А. МАРКЕЛОВ: Дело в том, что система добычи и магистрального транспорта газа на Дальнем Востоке ограничена, это не Единая система газоснабжения, которая у нас есть на западе страны. Соответственно, мы должны обеспечивать поставки газа в те сроки, в которые будут готовы потребители газа, которые появляются на Дальнем Востоке. Поэтому здесь мы, конечно, смотрим на рынок, мониторим ситуацию, видим, какие проекты в какой степени готовности, и подключать скважины будем исходя из потребностей рынка.

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: И совсем коротко по проекту с «РусГазДобычей». Когда в ЦКР будет утвержден проект разработки, тогда мы более точно и уже с полным пониманием ситуации доложим об этом. Но я концептуально скажу, что планируется первым разработать Семаковское месторождение: оно наиболее обеспечено запасами, эти запасы подтверждены. Поскольку морское освоение является достаточно дорогим процессом — необходимо будет располагать там ледостойкие блок-кондукторы, платформы, — поэтому первое бурение начнется с берега. Это трансграничное месторождение, которое позволяет часть запасов аккумулировать через береговые структуры.

А. ТОПОРКОВ: Учитывая, что в перспективе должно приниматься решение по третьей очереди «Сахалина-2» — я имею в виду СПГ-завод, готов ли уже проект расширения Транссахалинского газопровода? Он явно неспособен сейчас пропустить достаточное количество газа — 18,2 млрд куб. м газа в год. Будет ли это расширение частью проекта третьей очереди СПГ-завода или отдельный проект? Сколько это может стоить? На сколько вы планируете его расширять?

В.А. МАРКЕЛОВ: Да, он под две очереди, соответственно, на сегодняшний день мощности 18 млрд куб. м газа. По третьей очереди, конечно, требуется расширение. Компания «Сахалин Энерджи» выполнила Обоснование инвестиций по проектированию и развитию газотранспортной системы, получила положительное заключение Главгосэкспертизы. По расширению завода СПГ — на третью очередь — тоже получила положительное заключение Главгосэкспертизы. Проект по газотранспортной системе подразумевает строительство двух новых компрессорных станций, которые были ранее заложены в проекте, а также расширение существующих компрессорных станций.

Что касается строительства третьей очереди завода СПГ, то мы с акционерами приняли решение, что она будет аналогична первым двум очередям с той целью, чтобы легче и проще было эксплуатировать данный объект.

А. ТОПОРКОВ: Про доставку этансодержащего газа в Усть-Лугу: понятен ли список месторождений, из которых вы планируете поднимать этот газ и доставлять его туда? Каким маршрутом вы его планируете доставлять?

В.А. МАРКЕЛОВ: Мы разрабатываем Обоснование инвестиций в объекты добычи и объекты транспорта газа, которое планируем завершить до конца этого года. Месторождения Надым-Пур-Таза будут подключены к системе сбора, а потом к системе транспорта газа, которая будет выделена относительно других мощностей для поставок газа другим потребителям. Мы это все посмотрели. Работа, о которой я сказал, ответит на вопросы по добыче и транспорту газа.

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: Преимущественно это Уренгойское месторождение, ачимовские и валанжинские залежи. Это более глубокие залежи — ниже сеноманских. Сейчас весь этот газ добывается. Он идет в общую трубу, замешивается с обычным газом. Этот проект потому и возник, что можно добавленную стоимость дополнительно извлечь из этого газа, выделив «жирную» часть.

М. ГРАБАРЬ: На какой стадии находится проект освоения Ванейвисского и Лаявожского месторождений? И в «Газпроме», и в «ЛУКОЙЛе» говорили о том, что возможно создание совместного предприятия. Как сейчас вы оцениваете, есть ли такие мысли? Как будете монетизировать газ? Возможно ли производство СПГ?

В. В. ЧЕРЕПАНОВ: Мы получили соответствующую лицензию, где один блок — это Ванейвисский и Лаявожский участки недр. В настоящий момент у нас есть лицензионные обязательства, по которым мы должны провести переоценку имеющихся запасов, выполнив соответствующие геологоразведочные работы. Проект геологоразведочных работ будет утвержден в июле текущего года. Мы планируем, согласно тем показателям, которые уже заложены в проект, начать бурить первоочередную скважину в 2019 году и выполнить большой объем сейсморазведочных работ 3D. По окончании этих работ — я думаю, что полностью мы закончим геологоразведку ближе к 2022 году, — будем иметь возможность переоценить запасы и поставить их снова на баланс. Имеющаяся лицензия не требует ввода месторождений в разработку в ближайшие годы. Есть условие провести геологоразведку и переоценку запасов. Время позволяет нам сделать это в спокойном режиме, выделив определенное финансирование, и ввести месторождение после 2022 года.

Конечно, у нас были планы привлечь партнеров к разработке этих месторождений. Мы достаточно глубоко продвинулись в обсуждении этого проекта с «ЛУКОЙЛом», у нас есть общее техническое обоснование, каким образом их в принципе разрабатывать. Нефтяные запасы, каким образом их использовать, мы смотрели по инфраструктуре «ЛУКОЙЛа». А газ мы рассмотрели с точки зрения подачи в газопровод «Бованенково — Ухта» в районе КС «Сынинская».

В настоящий момент ряд технических особенностей этого месторождения и экономическая привлекательность с точки зрения привлечения партнеров находятся на рассмотрении. Мы не до конца уверены, что можем применить именно ту концепцию, которая была проработана. Поэтому сейчас у нас есть собственная проработка возможной подачи газа через систему газопроводов, которые связаны с Вуктыльским месторождением. Как бы вдохнуть вторую жизнь в это месторождение, посмотреть возможности Вуктыльского месторождения с точки зрения регионального ПХГ для того, чтобы иметь возможность в этом месте хранить газ. И для того, чтобы вывести на чисто технологически приемлемые показатели — там низкое давление и большой объем газа, — возможно, мы подгрузим этим газом мощности Вуктыла и Сосногорского газоперерабатывающего завода. Эти концепции рождаются практически в реальном времени, поэтому вопрос, будем ли мы совместно с коллегами, с партнерами или самостоятельно разрабатывать месторождения, сейчас прорабатывается.

А. ХЛЫЩЕНКО: «Газпром» собирался изучить зависимость движения земной поверхности в районе Уренгойского месторождения от процесса добычи. Выявлена ли какая-то зависимость?

Не придется ли выбирать специальный режим добычи для ограничения движения земной поверхности в Новом Уренгое и других северных городах?

В.А. МАРКЕЛОВ: Вы в пример приводите голландскую историю с месторождением Гронинген?

Мы работаем в соответствии с проектом разработки, и все вопросы, о которых Вы говорите, учтены в проекте. Мало того, в соответствии с условиями действующей лицензии и законом о промышленной безопасности, мы обязаны эту работу и дальше проводить. У «Газпрома» в этом плане есть прекрасная возможность использования современных средств диагностики. Я говорю про космическую систему дистанционного зондирования Земли «СМОТР», которая внедрена компанией «Газпром космические системы». С помощью спутниковых аппаратов мы следим за поверхностью Земли, где разрабатываются месторождения. Ничего критичного на сегодняшний день нет.

Мы смотрим не только за месторождениями, но и за магистральными газопроводами, какие подвижки у нас существуют относительно магистральной трубы и грунта — мы это тоже видим, прогнозируем. Также смотрим за нарушением охранных зон магистральных газопроводов с помощью спутниковой группировки «Газпром космические системы».

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: Мониторинг деформаций земной поверхности «Газпромом» выполняется значительное время, сколько существует газовая промышленность. Это требование одно из основных, оно заложено в лицензионных соглашениях, то есть мы каждый год обязаны заключать договора с компаниями, которые выполняют эти наблюдения.

Динамические изменения, которые наблюдаются уже более 30 лет, никак не связаны с процессами добычи газа на Уренгойском месторождении. Там есть изменения, которые соответствуют требованиям с точки зрения устойчивости фундаментов, сооружений, зданий и так далее. Но все они связаны с вечной мерзлотой, не более того, и антропогенным воздействием людей на поверхность. Но с глобальными геодинамическими и тектоническими процессами никаких проблем не существует. Мы регулярно размещаем геометки, они привязаны по координатам, по ним ведутся наблюдения и ежегодные измерения. Там деформация минимальна.

В.А. МАРКЕЛОВ: У «Газпрома» есть прекрасная возможность проводить это с помощью космической группировки — чем мы и отличаемся от других компаний. У «Газпрома» все есть.

А. ТОПОРКОВ: Два участка газопровода: «Грязовец — КС «Славянская» со сроком окончания строительства в 2021 году и «Ухта — Торжок — 2» с окончанием строительства в 2020 году. Правильно ли я понимаю, что они будут вводиться поэтапно, для того чтобы к концу 2019 года была возможность осуществлять поставки по «Северному потоку — 2»? Какая мощность там будет готова к концу 2019 года? Нужно ли вам к концу 2019 года 55 млрд куб. м газа, учитывая, что отводящих мощностей в Германии, возможно, не будет к тому моменту? EUGAL пока не строится. По самым скромным оценкам, для того чтобы его построить, как OPAL, нужно минимум два года.

В.А. МАРКЕЛОВ: Не будем оценивать то, что будет проходить в Европе, в Германии. Что касается газопровода «Ухта — Торжок — 2» — по линейной части проекта в прошлом году мы построили и сдали в эксплуатацию 570 км. На сегодняшний день находимся на заключительной стадии строительно-монтажных работ, по линейной части осталось порядка 4,5 км сварить. В этом году линейную часть магистрального газопровода сдаем в эксплуатацию в полном объеме — около 970 км. Дальше мощности будут, соответственно, развиваться. В 2019-2020 годах будут строиться компрессорные станции по графику наращивания мощностей для потребителей Северо-Западного региона и поставок газа по «Северному потоку — 2». Вся проектная документация у нас есть.

Я акцентирую внимание на Северо-Западном регионе, потому что здесь будет вводиться достаточно много проектов. Один из них — проект «ЕвроХима», который в этом году вводится в эксплуатацию, соответственно, мы должны обеспечить газом объекты «ЕвроХима». Для этого

мы реализуем проект, который называем «Красная цепочка». Это комплексный проект, связанный с развитием магистральных газопроводов «Белоусово — Ленинград», «Серпухов — Ленинград», «Кохтла-Ярве — Ленинград», компрессорной станции «Новгород». В основном строительные-монтажные работы по линейной части завершены, ведутся работы на перемычках, крановых узлах, то есть окончание работ к третьему кварталу не вызывает на сегодняшний день никаких опасений. Но это первый этап. А второй этап — это, конечно же, поставки дополнительного газа с Бованенково для перспективных потребителей Северо-Западного региона.

А. ХЛЫЩЕНКО: В прошлом году «Газпром» расторг контракты на 12 млрд руб. с несколькими строительными компаниями, в основном с субъектами малого бизнеса. В этом году было разыграно несколько контрактов тоже для малого и среднего предпринимательства на сумму около 10 млрд руб., но они не были заключены. В чем причина? Это была инициатива «Газпрома» или подрядчиков?

В.А. МАРКЕЛОВ: Единственное, что могу сказать: проекты, которые реализуются в «Газпроме», — масштабные, и реализовываться они могут немногими компаниями. И это не только в «Газпроме», но и в «Роснефти», и в «Транснефти». Для того чтобы работать на объектах «Газпрома», нужно, конечно, иметь определенные мощности. Нельзя дробить объекты на кусочки. Кто потом будет нести ответственность за все? В «Газпроме» есть единое правило: «кто-то за все должен отвечать».

Е. СОКОЛОВА: Расскажите о планах по инвестициям в геологоразведку в этом году — в России, за рубежом или общую сумму.

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: В прошлом году Группа «Газпром» с учетом «Газпром нефти» потратила на геологоразведку суммарно 86,7 млрд руб. Что касается газового бизнеса «Газпрома» — это 65,6 млрд руб. Соответственно, 21,1 млрд руб. — это «Газпром нефть».

Что касается 2018 года — параметры сопоставимы, планируется потратить около 83 млрд руб.

В. СОКОЛОВ: Для планируемого газоперерабатывающего завода в Усть-Луге газ предполагается поставлять с Уренгойского месторождения. Если я не ошибаюсь, там добыча не планируется на уровне 45 млрд куб. м в год. Я правильно понимаю, что в какой-то точке на Северном маршруте, в Ухте или где-то еще, этот этансодержащий газ будет смешиваться с ямальским газом? Если так, то не могли бы вы рассказать, в какой пропорции примерно это будет происходить? Насколько снизится содержание этана в этой смеси?

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: Контрактные обязательства по содержанию этана прописываются в документах. Это должны быть жестко выдержанные параметры по определенному составу газа. Среднее содержание этана, которые мы и планируем, — это 10,9%. Часть залежей обладает повышенным содержанием этана — более 12,5%, а часть — пониженным, это валанжинские залежи — 9,3%. То есть суммарно в среднем — 10,5-10,9%. Это содержание мы закладываем в технологию, она предполагает постоянный состав газа, в том числе и «жирного».

По поводу смешивания — мы не предполагаем замешивать метан. Я говорил, что под этот «жирный» газ будет выделена отдельная трубопроводная система. Он будет выводиться с Уренгоя в район КС «Новоуренгойская» и идти по двум ниткам примерно до КС «Перегребная». Дальше будет уходить на Ухту, там будет собираться в одну нитку и идти дальше по Северному коридору до Усть-Луги.

В. СОКОЛОВ: То есть все 45 млрд куб. м пойдут с Надым-Пур-Тазовского региона?

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: Совершенно верно.

А. ГОРЕВА: Вопрос про Бованенковское месторождение. Когда вы выведете месторождение на полную мощность в конце 2022 года, какой будет максимальная суточная производительность месторождения в этот момент? То есть с 315 млн куб. м до максимума сколько вы еще добавите?

В.А. МАРКЕЛОВ: Мы выходим на полную мощность — в годовом исчислении 115 млрд куб. м газа, а посуточно мощность месторождения будет 365 млн куб. м газа.

А. ТОПОРКОВ: В презентации на втором слайде в качестве основного региона проведения геологоразведочных работ у вас отмечена, в том числе, Камчатка. Хотя в декабре прошлого года Министр природных ресурсов РФ Сергей Донской рассказывал, что вы попросили приостановить действие лицензии на западном шельфе Камчатки. Вы пересмотрели планы и хотите там добывать?

Вопрос о степени износа вашей газотранспортной системы. Из 172 тыс. км газопроводов больше 60 тыс. км имеет возраст 40 и более лет. Я понимаю, что у вас есть программа, которая позволяет менять газопроводы внепланово, а не по мере необходимости, и что климатические условия разные в разных регионах. Где преимущественно расположены эти 60 тыс. км газопроводов, которым более 40 лет? В южных регионах, где хороший климат?

В.В. ЧЕРЕПАНОВ: По Камчатке — речь идет не о Западно-Камчатском участке недр, где мы попросили приостановить действие лицензии, а о блоках, расположенных на суше Камчатки: «Ноябрьский-1» и «Ноябрьский-2». Это новые участки, которые мы получили от Роснедр и где собираемся проводить геологоразведку для обеспечения газоснабжения региона. Нам надо поддерживать существующую добычу, для этого мы сейчас ускоренно проводим геологоразведку. А Западно-Камчатский участок просим законсервировать.

В.А. МАРКЕЛОВ: Также у нас в планах строительство на Камчатке дожимной компрессорной станции, развитие и реконструкция установки комплексной подготовки газа.

Что касается старения газотранспортной системы — «Газпром» ведет работы, связанные с поддержанием надежности. Аварийность в «Газпроме» достаточно низкая, даже относительно газотранспортных систем в других странах. Считаю, что мы являемся лидерами по надежности. Если брать прошлый год, то на магистральных газопроводах было всего лишь три аварии, а если брать лет десять тому назад — было более 20. То есть у нас существенные подвижки с точки зрения повышения надежности работы газотранспортной системы.

Работа ведется в соответствии со стратегией обеспечения надежности, которая складывается из разных направлений. Это и проведение капитальных ремонтов, и реконструкция, и строительство новых объектов. Все это вкуче дает соответствующий результат.

Мы действительно имеем большое количество магистральных газопроводов, построенных более 40 лет тому назад, которые имеют запорную арматуру и 90-градусные отводы, не приспособленные для проведения внутритрубной диагностики. Но мы ведем работы по ликвидации этих «узких» мест с целью проведения диагностики и последующего поддержания этих газопроводов в работоспособном состоянии.

В.Г. НИКИТИН: По нашим данным более 45 тыс. км газопроводов имеют срок эксплуатации 41 год и более. Их основная часть — это газопроводы «Средняя Азия — Центр» в направлении Екатеринбурга и Москвы, старые участки в районе Санкт-Петербурга и Ухты. Но один из важнейших вопросов, например, Кольцевой газопровод Московской области (КГМО), который реконструируется и ремонтируется с целью обеспечения его надежности. Это наш основной, узловый элемент в обеспечении не только Москвы и Московской области, но и всей прилегающей территории Центральной части России. По нему достаточно интенсивно идут работы. Часть из этих газопроводов — 432 км, о которых упоминали, пойдут под ликвидацию по программе сокращения мощностей.

Задача комплексная, и решается она соответственно. Там, где есть возможность переключить потребителей на новые газопроводы с ликвидацией каких-то старых участков, —

это работа также ведется. Где-то газопровод просто переводится из категории магистральных в разряд распределительных с соответствующим снижением давления. Это комплексная работа, и результат мы имеем каждый год — снижение аварийности, про которое Виталий Анатольевич сказал.

В.А. МАРКЕЛОВ: Я упомянул проект по развитию газоснабжения Ленинградской области, связанный с подачей газа «ЕвроХиму». Но это же не решение задачи поставок газа только «ЕвроХиму». Это решение вопроса обеспечения надежности поставок газа в целом по Ленинградской области. И объекты, о которых я сказал, будут способствовать обеспечению надежности, в том числе решая задачу поставки газа «ЕвроХиму».

Такие же проекты у нас есть и в юго-западной части Краснодарского края, где мы ведем работу, связанную с повышением надежности, и в Московской области — как КГМО. Это тоже является приоритетом — Московская область и Москва питаются от этого газопровода, и мы обязаны поддерживать его в надежном состоянии.

ВЕДУЩИЙ. Спасибо. Пресс-конференция окончена.