



Газпром и добыча газа в России

Общий обзор и перспективы развития

Gazprom & Russian Gas Production

Overview & Future Developments

В первой части статьи пойдет речь о запасах и крупных проектах газового upstream сектора России. Вторая часть статьи будет опубликована в следующем выпуске журнала ROGTEC и посвящена подведению итогов производственных перспектив и рыночных рисков.

Одним из парадоксов 2014 года является снижение объема добычи Газпромом в течение первых восьми месяцев года примерно на 24 млрд. куб. м (-7.7%) в годовом исчислении. Данное снижение происходит на фоне снижения добычи по России в целом на 14 млрд. куб. м (-3%), что указывает на потерю Газпромом как производительности по газу, так и доли на рынке по сравнению с его конкурентами. Снижение добычи, происходящее на фоне увеличения объема экспорта на 2,4 млрд. куб. м, вызывает вопросы, учитывая недавно осуществленные Газпромом крупные капитальные затраты.

В данном аналитическом обзоре мы рассматриваем события в сфере разведки и добычи России и выявляем, что состояние запасов Газпрома не вызывает опасений, учитывая более чем 70-летний период кратности запасов и малую необходимость ускоренного освоения сложных участков (таких как арктический шельф) или разработки сланцевых комплексов.

In the first part of this article, we look at reserves and major projects for the Russian upstream gas sector. In part 2, to be published in the next issue of ROGTEC Magazine, the article will conclude by looking at the production outlook, including market risks.

One of the conundrums of 2014 has been lower Gazprom production over the first eight months of the year, down by some 24 bcm (-7.7%) y/y. The reduction comes as total Russian production is down by 14 bcm (-3%), which points to Gazprom losing both output and market share to its rivals. While exports are up by 2.4 bcm, the underlying weakness in production raises questions, given the recent extensive capital spending by Gazprom.

In this Insight, we look at developments in the Russian upstream and find that Gazprom's reserve picture still looks healthy, with a reserves/production ratio of over 70 years, and little need to chase complex areas (such as the offshore Arctic circle) or develop shale.

Gazprom's production picture also looks better than it has for a while. The decline in traditional production areas has been moderated by investments in new production areas, as well as improved gas extraction processes. Gazprom also benefits from its largest field (Zapolyarny) having just reached design capacity production, while the flagship field (Bovanenkovo)

Кроме того, текущее состояние добычи в Газпроме лучше, чем оно было на протяжении некоторого времени в прошлом. Падение добычи в традиционных добывающих регионах уравнивается инвестициями в новые добывающие регионы, а также усовершенствованием технологических процессов извлечения газа. Преимуществом для Газпрома также является то, что его крупнейшее месторождение (Заполярье) только что вышло на проектную мощность, в то время как флагманское месторождение (Бованенково) существующего мегапроекта Газпрома на Ямале начало давать газ лишь два года тому назад, и добыча газа там будет увеличиваться на протяжении большей части текущего десятилетия. Другой крупный проект Газпрома, Восточный коридор, позволит осуществлять разработку его месторождений с традиционными запасами в Восточной Сибири. Текущий инвестиционный климат в России, в сочетании с западными санкциями в отношении российских компаний, создает сложности для финансирования. Но мы все же уверены, что данная программа инвестиций будет успешной, невзирая на высокие риски возможных задержек. Исходя из «консервативных» предположений о темпах повышения добычи на новых проектах и снижения дебитов на существующих месторождениях, мы прогнозируем увеличение добычи газа Газпромом в 2020 году на 55-90 млрд. куб. м.

В то время как Восточная Сибирь будет экспортировать свою продукцию в Азию, рост добычи на Ямале будет осуществляться с расчетом на реализацию продукции на рынке Западной Европы. Ухудшающиеся отношения между ЕС и Россией, а также характерная слабость текущего рынка газа ЕС представляют собой особые маркетинговые проблемы для Газпрома. В целом, маркетинг всего этого газа в Европе сводится к цене. Все более актуальным для Газпрома будет становиться вопрос, ограничивать ли добычу, когда цены на транзитных узлах упадут ниже плановых, или ему просто транспортировать газ и продавать его на транзитном узле – что может привести к понижению цен на газ до уровней перехода на альтернативные виды топлива в энергетике. Так как мы наблюдаем за Газпромом уже долгое время, мы не очень верим в реалистичность последнего варианта развития событий.

Общий обзор

Ключом к российскому газу является Газпром, который владеет около 18% мировых и 70% российских запасов природного газа. В 2013 году компании группы Газпром добыли 490 млрд. куб. м газа, или почти 3/4 от общего объема добычи российского газа (670 млрд. куб. м). За первые восемь месяцев 2014 года объем добычи газа Газпромом снизился на 24 млрд. куб. м (-7,7%) в

of its existing mega-project in the Yamal started producing gas only two years ago, and will continue to ramp up for most of this decade. Its other major project, the Eastern Corridor Project, will allow the development of its Eastern Siberian conventional fields. The current investment climate in Russia, together with western sanctions on Russian companies, creates financing challenges. But we still think much of this investment programme will be delivered – albeit with higher risks of delays. Taking conservative assumptions on new project ramp rates and existing field decline rates, we estimate Gazprom production will be higher in 2020 by 55-90 bcm of gas.

With Eastern Siberia taking care of its exports to Asia, the growth in Yamal production will be looking to Western Europe for a market. The deteriorating relationship between the EU and Russia, and the inherent weakness of the current EU gas market, poses specific marketing problems for Gazprom. Overall, marketing all of that gas in Europe comes down to price. The growing question for Gazprom will be whether it locks in production when hub prices fall below target prices, or if it simply flows the gas and sells it at the hub – which could push gas prices down to fuel switching levels in power. As long term spectators of Gazprom, we find it hard to accept the latter as a realistic outcome.

Overview

The key to Russian gas is Gazprom, which owns around 18% of global, and 70% of Russian natural gas reserves. In 2013, Gazprom group companies produced 490 bcm of gas, almost three quarters of total Russian gas production of 670 bcm. Over the first eight months of 2014, Gazprom production is down by 24 bcm (-7.7%) y/y. The share of Gazprom Russian production has fallen from 77% in 2011 to 70% so far this year, as other producers have been able to expand their own production.

Gazprom's reserve base spans Russia, but the biggest share of reserves (63%) and current production (93%) is located in the Urals federal region.

Reserves

Gazprom

Gazprom reserves have been growing as the company engaged in considerable exploration and field development over the last five years. The total reserves of Gazprom (including the 'possible' (C1 category) at the end of 2013, sat at 35.7 tcm (around a 72-year reserves/production ratio), up from the 33.6 tcm level in 2009.

Both proved and probable levels of reserves have increased at the Gazprom Group level, going up by 1.2 tcm since 2009 to reach 22.5 tcm. It has also seen expansion in the reserves basis of its 96% owned Gazprom Neft subsidiary, although its overall gas reserves of 0.2 tcm are relatively low. In terms of its production sharing agreements with Purgaz and Severneftegazprom, both of these have seen a reduction

годовом исчислении. Доля добычи Газпрома на российском рынке упала с 77% в 2011 году до 70% на текущий момент этого года, в то время как другие добывающие компании смогли увеличить свои объемы добычи.

База запасов Газпрома охватывает всю Россию, но наибольшая доля запасов (63%) и текущей добычи (93%) приходится на месторождения, находящиеся в Уральском федеральном округе.

Запасы

Газпром

Запасы Газпрома растут, т. к. за последние пять лет компания выполнила большой объем работ по разведке и освоению месторождений. Суммарные запасы Газпрома (включая возможные запасы категории C1) на конец 2013 года составили 35,7 трлн. куб. м (примерно 72-летний период кратности запасов), по сравнению с 33,6 трлн. куб. м в 2009 году.

На уровне Группы Газпром доказанные и вероятные запасы увеличились на 1,2 трлн. куб. м по сравнению с 2009 года, и достигли величины 22,5 трлн. куб. м. Также наблюдалось расширение ресурсной базы дочернего предприятия «Газпром нефть» (доля Газпрома в нем составляет 96%), хотя его общие запасы газа (0,2 трлн. куб. м) относительно малы. Что же касается соглашений о разделе продукции с компаниями «Пургаз» и «Севернефтегазпром», у обеих данных компаний наблюдается снижение доказанных и вероятных запасов. Возможные запасы (C1) увеличились на 0,8 трлн. куб. м за последние пять лет.

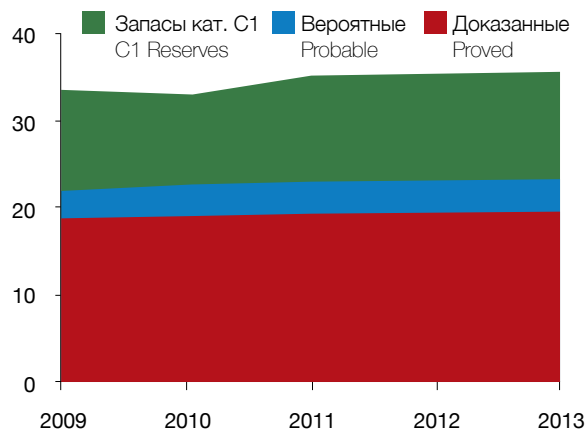
В разрезе регионов, по запасам Газпрома с 2009 года сложилась следующая ситуация:

- » Запасы на Урале снизились ввиду того, что Уральский бассейн является наиболее освоенным из российских бассейнов. Добыча газа привела к уменьшению базы запасов почти на 2 трлн. куб. м (-8%).
- » Запасы больше всего выросли в шельфовом регионе (на 1,9 трлн. куб. м, или 38%), на месторождениях Сибири (на 1,5 трлн. куб. м, или 500%), и на Дальнем Востоке (на 0,8 трлн. куб. м, или 200%).
- » В других, не таких крупных регионах, в целом наблюдалось снижение их оцененных запасов.

В своей стратегии добычи Газпром указал, что к 2020 году планирует добывать 650–670 млрд. куб. м в год природного газа. Прогнозируемый рост добычи, как ожидается, произойдет благодаря освоению ряда стратегических регионов: полуострова Ямал, Восточной Сибири, Дальнего Востока и российского континентального шельфа. В настоящем аналитическом обзоре мы подробнее рассматриваем этот прогноз и ожидания на предстоящие годы.

Рис. 1: Запасы Газпрома, по категориям, трлн. м³

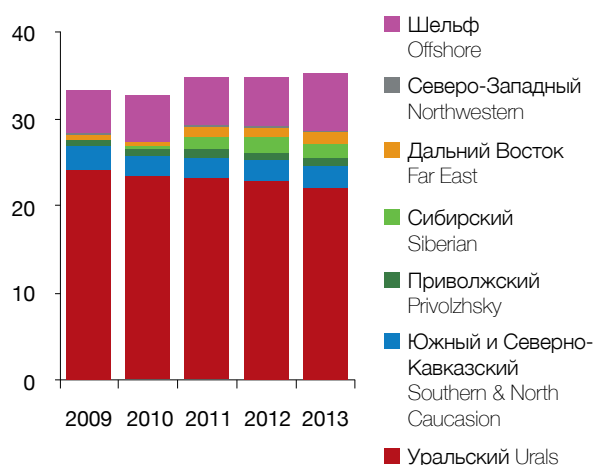
Fig 1: Gazprom reserves, category, tcm



Источник: Газпром, Energy Aspects Source: Gazprom, Energy Aspects

Рис. 2: Запасы Газпрома, по регионам, трлн. м³

Fig 2: Gazprom reserves, region, tcm



Источник: Газпром, Energy Aspects Source: Gazprom, Energy Aspects

in proved and probable reserves. Possible reserves (C1) have increased by 0.8 tcm in the last five years.

In terms of regional make-up of Gazprom reserves, since 2009:

- » Urals reserves have eroded due to it being the most mature of the Russian basins. Gas production has reduced the reserve base by almost 2 tcm (-8%).
- » Reserves have grown the most in the offshore region (up by 1.9 tcm, 38%), the Siberian fields (up by 1.5 tcm, +500%), and in the Far East (up by 0.8 tcm, 200%).
- » Other, smaller regions have generally seen a decline in their estimated reserves.

In its production strategy, Gazprom indicated it expected to produce between 650–670 bcm/y of natural gas by 2020. The forecast growth in production is expected to come from the development of a number of strategic regions: the Yamal Peninsula, Eastern Siberia, the Far East and the Russian continental shelf. In this Insight, we look in greater detail at this claim and expectations for the coming years.

Рис. 3: Запасы Газпрома, по регионам, 2013, млрд. м³**Fig 3: Gazprom reserves, region, 2013, bcm**

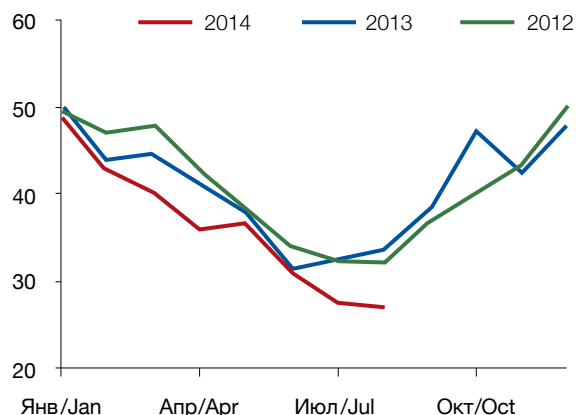
Запасы природного газа - Natural Gas Reserves	2009	2010	2011	2012	2013	Доля Share	2013 - 2009	2013/2009
Уральский - Urals	24,391	23,567	23,401	23,144	22,455	63%	(1,936)	(8%)
Северо-Западный - Northwestern	90	89	88	87	87	0%	(3)	(4%)
Южный и Северо-Кавказский - Southern & North Caucasion	2,561	2,545	2,523	2,511	2,499	7%	(62)	(2%)
Приволжский - Privolzhsky	759	751	735	718	696	2%	(62)	(8%)
Сибирский - Siberian	285	308	1,668	1,712	1,729	5%	1,445	507%
Дальневосточный - Far East	402	457	1,106	1,181	1,197	3%	795	198%
Шельф - Offshore	5,091	5,335	5,525	5,791	7,006	20%	1,914	38%
Общий - Total	33,578	33,052	35,047	35,144	35,669		2,091	

Источник: Газпром, Energy Aspects Source: Gazprom, Energy Aspects

Запасы, не относящиеся к Газпрому

При том, что Газпром доминирует на российском газовом рынке, у других компаний также имеются запасы, большая часть которых принадлежит нефтяным компаниям. Не относящиеся к Газпрому запасы газа (доказанные и вероятные) составляют 8 трлн. куб. м, или около 30% российской базы запасов. Многие работы по разведке и добыче газа данными компаниями ведутся на основе попутного нефтяного газа.

Что касается добычи природного газа, не относящегося к Газпрому, тремя крупнейшими добывающими компаниями являются Новатэк, Роснефть и ЛУКОЙЛ. Следует заметить, что резкое увеличение объемов Роснефти в июле 2013 года произошло потому, что с указанной даты в них стали входить запасы ТНК-ВР, ранее относящиеся к категории "прочие".

Рис. 4: Добыча, Газпром, млрд. м³**Fig 4: Gazprom production, bcm**

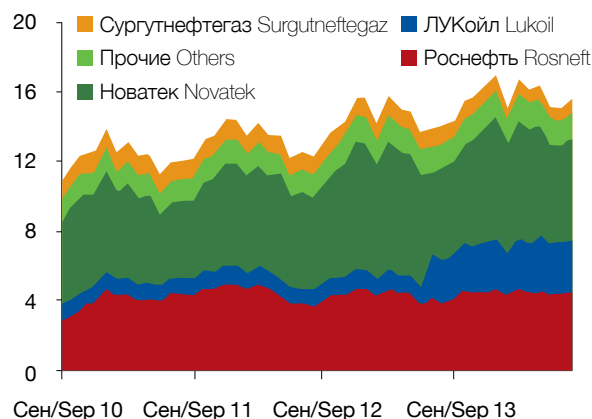
Источник: CDU-TEK, Energy Aspects Source: CDU-TEK, Energy Aspects

Попутный нефтяной газ составляет значительную долю российских объемов газа, хотя большая его часть до сих пор сжигается на факелах, вместо того, чтобы улавливаться и реализовываться на рынке. Добыча

Non-Gazprom Reserves

While Gazprom dominates the Russian gas market, other companies also have reserves, with most of these held by the oil companies. Non-Gazprom gas reserves (proven and probable) sit at 8 tcm, or about 30% of the Russian reserves base. Much of the exploration and production of gas by these companies is done on an associated gas basis.

In terms of non-Gazprom natural gas production, the three largest producers are Novatek, Rosneft and Lukoil. We note that the sharp increase in Rosneft volumes in July 2013 are because TNK-BP started to be included from that date, rather than in the "other" category.

Рис. 5: Добыча, не Газпром, млрд. м³**Fig 5: Non-Gazprom reserves, region, tcm**

Источник: CDU-TEK, Energy Aspects Source: CDU-TEK, Energy Aspects

Gas associated with oil production makes an important contribution to Russian gas volumes, although much of it is still being flared rather than captured and marketed. Russian oil production has risen from 9.9 mb/d in 2009 to over 10.5 mb/d in 2014, mainly driven by increases in the Western Siberian region, leading to more associated gas production. In addition, Russia introduced fines for oil companies flaring more than 5% of associated gas in

газа в России выросла с 9,9 млн. барр. в день в 2009 году до свыше 10,5 млн. барр. в день в 2014 году, в основном за счет увеличения добычи в Западно-Сибирском регионе, что привело к увеличению добычи попутного газа. Кроме того, в 2012 году Россия ввела штрафы для нефтяных компаний, сжигающих на факеле более 5% попутного газа. Тем не менее, большие расстояния и ограниченная инфраструктура продолжают накладывать ограничения на объемы улавливаемого газа. Месторождения традиционной нефти в Западной Сибири испытывают спад добычи в связи со зрелостью бассейна, и это означает, что в будущем на них также будет добываться меньше попутного газа. Тем не менее, правительство продолжает настаивать на снижении объемов сжигания газа на факелах, и компании, возможно, осуществят инвестиции в увеличение объемов улавливания газа и транспортной инфраструктуры, что в результате может привести к тому, что на рынок поступит большее количество попутного газа.

Главные проекты на стадии разработки

Ямальский мегапроект

Ямальский мегапроект, расположенный на полуострове Ямал и в прилегающих к нему шельфовых зонах, состоит из 11 газовых и 15 нефтегазоконденсатных месторождений с приблизительно 16 трлн. куб. м разведанных и предварительно оцененных запасов газа и почти 22 трлн. куб. м геологических и прогнозных запасов газа.

Газпром имеет лицензии на разработку восьми месторождений в составе Ямальского проекта, в т. ч.: Бованенковское, Харасавэйское, Новопортовское, Крузенштернское, Северо-Тамбейское, Западно-Тамбейское, Тасийское и Малыгинское месторождения.

В плане запасов газа (ABC1+C2), Бованенковское месторождение является наиболее крупным на п-ве Ямал (4,9 трлн. куб. м). Начальные запасы газа на Харасавэйском, Крузенштернском и Южно-Тамбейском месторождениях составляют около 3,3 трлн. куб. м. Ямальские месторождения Газпрома на суше разрабатываются в трех продуктивных интервалах:

- » В Бованенковский продуктивный интервал входят три основных месторождения: Бованенковское, Харасавэйское и Крузенштернское. Планируется, что общая годовая добыча достигнет 220 млрд. куб. м газа и до 4 млн. т конденсата на пике добычи.
- » В Тамбейский продуктивный интервал входят шесть месторождений, из которых четыре лицензии принадлежат Газпрому: Северо-Тамбейское, Западно-Тамбейское, Тасийское, Малыгинское (лицензии принадлежат Группе Газпром). Планируется, что общая годовая добыча из данного

2012. However, remote locations and limited infrastructure continue to limit how much gas is captured. Conventional oil fields in West Siberia are facing the declines associated with a mature basin, meaning they will also produce less associated gas in future. However, the government continues to press for reductions in gas flaring and companies may invest in more gas capturing and transport infrastructure, potentially resulting in higher amounts of associated gas reaching the market.

Main Projects Under Development

Yamal Mega-Project

The Yamal megaproject, located on the Yamal Peninsula and in its adjacent offshore areas, is made up of 11 gas and 15 oil, gas and condensate fields, with approximately 16 tcm of explored and preliminary estimated gas reserves and nearly 22 tcm of in place and forecast gas resources.

Gazprom holds the development licenses for eight fields in the Yamal project including: Bovanenkovskoye, Kharasaveyskoye, Novoportovskoye, Kruzenshternskoye, Severo-Tambeyskoye, Zapadno-Tambeyskoye, Tasiyskoye and the Malyginskoye fields.

In terms of gas reserves (ABC1+C2) the Bovanenkovskoye field is the most significant one on the Yamal Peninsula (4.9 tcm). The initial gas reserves of the Kharasaveyskoye, Kruzenshternskoye and Yuzhno-Tambeyskoye fields amount to about 3.3 tcm. Gazprom's Yamal onshore fields are being developed in three production zones:

- » The Bovanenkovo production zone includes three basic fields: Bovanenkovskoye, Kharasaveyskoye and Kruzenshternskoye. Total annual production is projected to reach 220 bcm of gas, and up to 4 Mt of condensate at peak.
- » The Tambey production zone involves six fields of which four licences are held by Gazprom: Severo-Tambeyskoye, Zapadno-Tambeyskoye, Tasiyskoye, Malyginskoye (the licenses are held by Gazprom Group). Total annual production of the zone is projected to reach 65 bcm of gas and up to 2.8 Mt of condensate.
- » The Southern production zone involves nine fields, although just one field licence is held by the Gazprom group: Novoportovskoye. Total annual production is projected to reach 30 bcm of gas.

The development of areas offshore Yamal in the Kara Sea are projected to start after 2025.

With project peak production of the three current development zones put at 315 bcm, the maximum annual gas production on Yamal is more than twice the volume of current gas exports to Western Europe. Forecast peak production levels for the Yamal Peninsula is significant, reaching 75–115 bcm by 2017 and 135–175 bcm by 2020. Not all of this is under licence to Gazprom, but much of the

интервала достигнет 65 млрд. куб. м газа и до 2,8 млн. т конденсата.

- » В Южный продуктивный интервал входит девять месторождений, хотя Группа Газпром имеет лицензию лишь на одно месторождение, Новопортовское. Планируется, что общая годовая добыча достигнет 30 млрд. куб. м газа.

Освоение шельфовых зон Ямала в Карском море планируется начать после 2025 года.

С учетом проектируемого пика добычи 315 млрд. куб. м из трех разрабатываемых в настоящее время интервалов, максимальная добыча газа на Ямала более чем в два раза превышает объем текущего экспорта газа в Западную Европу. Прогнозные уровни пиковой добычи для п-ва Ямал значительны, они достигают 75–115 млрд. куб. м к 2017 году и 135–175 млрд. куб. м к 2020 году. Не все из этого относится к лицензии Газпрома, но она распространяется на большую часть Бованенковского региона. Освоение именно этого региона является ключом к расширению компании. К 2020 году, 60% нового газа будет добываться в одном этом регионе.

Добыча на гигантском Бованенковском месторождении началась в 2012 году, и при том, что общая добыча по Газпрому увеличилась в 2013 году, она снова снизилась в 2014 году. С учетом темпов роста, которые мы ждем от данного месторождения, мы считаем, что в 2014 году на нем должно быть добыто около 28 млрд. куб. м – хотя все еще под вопросом наличие достаточного объема в трубопроводе для транспортировки данного газа. Газпром сообщил о своем намерении достичь пикового уровня добычи 115 млрд. куб. м в год из сеноманских отложений к 2019–2020 годам, а затем достичь полного объема добычи в размере 135 млрд. куб. м в год на данном месторождении пару лет спустя, когда будут вскрыты неокомско-юрские отложения.

Сейчас также ведется освоение Харасавэйского месторождения, и рост добычи на нем до 44 млрд. куб. м в год ожидается между 2020 и 2027 годами, в то время как рост добычи на Крузенштернском месторождении до 32 млрд. куб. м в год ожидается в период с 2025 по 2028 годы.

Реконструкция Ямала

Основная проблема для Ямала, являющегося новым районом добычи, – обеспечение достаточных транспортировочных мощностей для перекачки газа в крупные центры потребления. В настоящее время строится новая система перекачки газа с конечной пропускной способностью 300 млрд. куб. м в год

Бованенково region is. It is this development that is key to the company's expansion. By 2020, over 60% of new gas production will be coming from this one region.

The giant Bovanenkovo field began production in 2012, and while Gazprom total production was up in 2013, it is back down in 2014. Given ramp rates we would expect for the field, we believe it should produce around 28 bcm in 2014 – although there is a question about whether sufficient pipeline capacity has been in place to move this gas. Gazprom's stated intention is for the 115 bcm/y peak production from the cenomanian deposits to be reached by 2019-2020 and for the full 135 bcm/y from this field to be reached a couple of years later when the Neocomian-Jur deposit levels are tapped.

The Kharasaveyskoye field is also being developed and its 44 bcm/y is expected to be ramping up production between 2020 and 2027 while the Kruzshternskoye fields 32 bcm/y is expected to be ramping up in the 2025 to 2028 period

Debottlenecking the Yamal

A key issue for the Yamal, as a new production area, has been providing enough transportation to move the gas to major demand centres. A new gas transmission system is being built with an eventual capacity of 300 bcm/y of gas from the Yamal Peninsula fields. The transport system includes 27 modern compressor stations with the aggregate capacity of 8,600–11,600 MW. At the same time, the total length of pipelines will be 12,000–15,000 km.

Specific projects the 1,200 km long Yamal (Bovanenkovo)–Ukhta section which will have an annual capacity of 120-140 bcm when finished. The first line, operational from 2012, is scheduled to be completed in 2014, with all compression stations with an annual capacity of 60 bcm/y. The second line will be operational from 2016 and fully completed by 2019. The timing of Gazprom's new transportation capacity suggests that the ramping of the Yamal to target will be only moderately constrained by the availability of transportation capacity. At Ukhta, the pipeline will link into the wider Russian gas transportation system, including:

- » The Ukhta–Gryazovets–Torzhok gas pipeline of 1,300 km with a design capacity of some 90 bcm/y over two lines. Both lines are expected to be operational by 2017.
- » Gryazovets–Pochinki–South Stream pipeline which involves considerable upgrading of existing UGSS (Unified Gas Supply System) infrastructure that will facilitate a link to the 63 bcm/y South Stream.
- » Gryazovets–Vyborg expansion to provide feedstock to the proposed Baltic LNG terminal.

The overall distance of Yamal gas transportation will be in excess of 2,500 km.

газа, поступающего с месторождения п-ва Ямал. Транспортная система включает 27 современных компрессорных станций совокупной мощностью 8600–11600 МВт. В то же время, общая длина трубопроводов составит 12 000–15 000 км.

Среди особых проектов - 1200-километровый участок Ямал (Бованенково)–Ухта, годовая пропускная способность которого по окончании строительства составит 120-140 млрд. куб. м. Первую линию, введенную в эксплуатацию в 2012 году, планируется завершить в 2014 году, со всеми компрессорными станциями с годовой производительностью 60 млрд. куб. м. Вторая линия будет введена в эксплуатацию с 2016 года и полностью завершена к 2019 году. Расчет времени ввода новых систем транспортировки Газпрома позволяет предположить, что рост добычи на Ямале до плановых объемов будет лишь в незначительной степени ограничен эксплуатационной готовностью сооружений системы транспортировки. В Ухте трубопровод будет подключен к более обширной российской системе транспортировки газа, что включает следующее:

- » Газопровод Ухта–Грязовец–Торжок длиной 1300 км с расчетной пропускной способностью около 90 млрд. куб. м в год по двум линиям. Обе линии предполагается ввести в эксплуатацию к 2017 году.
- » Трубопровод Грязовец–Починки–Южный поток, где потребуется значительная модернизация существующей инфраструктуры ЕСГС (Единой системы газоснабжения), что будет способствовать подключению к Южному потоку объемом 63 млрд. куб. м в год.
- » Расширение трубопровода Грязовец–Выборг с целью обеспечения сырья для предлагаемого терминала “Балтийский СПГ”.

Общее расстояние транспортировки ямальского газа составит свыше 2500 км.

Восточный газовый коридор

Газпром разрабатывает новые центры добычи газа в восточной части России в рамках восточного газового коридора, включая Красноярский край, Иркутскую область, Республику Саха (Якутия), Сахалинскую область (зону Сахалинского островного шельфа) и Камчатский край. Месторождения в восточном газовом коридоре ориентированы на азиатские рынки и зарезервированы для поддержки первого контракта с Китаем на поставку 38 млрд. куб. м в год.

Месторождения в Иркутской области и Якутии являются первыми из разрабатываемых в восточном коридоре.

Eastern Gas Corridor

Gazprom is developing new gas production centres in eastern Russia as part of the eastern gas corridor: including the Krasnoyarsk Territory, the Irkutsk Region, the Republic of Sakha (Yakutia), the Sakhalin Region (the Sakhalin Island offshore area) and the Kamchatka Territory. The fields in the eastern gas corridor are targeting Asian markets, and are earmarked for supporting the first 38 bcm/y contract with China.

The fields in the Irkutsk and Yakutia are the first ones being developed in the eastern corridor.

Gazprom has been developing:

- » The Chayandinskoye field (Yakutia), with the oil rim online from 2014 and gas deposits to start producing from 2017-2018. Geological exploration of the field, its deposits geometry and the degree of pay zones saturation are being explored. More than half of the reserves have already been classified as proven. Gazprom intends to finish geological exploration work in 2015. Peak production from this field is put at 25 bcm/y and is expected to be reached in 2022.
- » The Irkutsk fields of Kovyktinskoye and Chikanskoye which together are expected to have plateau production of 35 bcm/y. They are expected to start producing from 2022.

Debottlenecking Eastern Siberia

As with the Yamal, the development of the eastern Siberian fields requires substantial development of infrastructure to get gas to market.

For the Irkutsk and Yakutia fields, the Power of Siberia pipeline is being constructed, running for over 3,000 km from Yakutia to Khabarovsk, and then to Vladivostok and China. The gas pipeline route will run in parallel with the operating Eastern Siberia–Pacific Ocean (ESPO) oil trunkline. A 2,200-km pipeline section is scheduled to be built to connect the Yakutia Chayandinskoye field to the city of Blagoveshchensk on the Russian-Chinese border. Sections are also being built from the Kovyktinskoye field in the Irkutsk Region to the Chayandinskoye field (around 800 km), and from the town of Svobodny in the Amur Region to the city of Khabarovsk (around 1,000 km).

The annual throughput of the pipeline will be 61 bcm and it is scheduled to become operational in late 2018. In late July 2014, the first pipes were delivered to Yakutia and the section from the Chayandinskoye field to Lensk has been started. Over 120,000 tons of pipes will be delivered in 2014. Between 2014 and 2018 the project will need over 1.7 Mt of pipes.

Along with gas transmission and production facilities, Gazprom is building gas processing of the multicomponent

Рис. 6: Газовые месторождения Восточного коридора, млрд. м³**Fig 6: Eastern Corridor Gas Fields, bcm**

Регион Region	Запасы газа, трлн. м³ Gas Reserves tmc	Основные месторождения Key Fields	Запасы газа, трлн. м³ Gas reserves tcm	Запасы конденсата, млн. т Condensate reserves Mt	Добыча, млрд. м³/г Production bcm/y
Иркутск Irkutsk		Ковыктинское Kovyktinskoye Чиканское Chikanskoye	1.5 0.1	77 6.5	35
Якутия Yakutia	10.4	Чаяндинское Chayandinskoye	1.2	79.1	25
Сахалин-3 Sakhalin III	1.1	Кириновское Kirinskoye Южно-Кириновское Yuzhno-Kirinskoye Мынгинское Mynginskoye	0.16 0.56 0.02	19.1 72 2.5	
Камчатка Kamchatka		Кшукское Kshukskoye Нижне-Квакчикское Nizhne-Kvakchikskoye			0.18 0.58

Источник: Газпром, Energy Aspects Source: Gazprom, Energy Aspects

Газпром разрабатывает:

- » Чаяндинское месторождение в Якутии, со вводом в эксплуатацию нефтяной оторочки в 2014 году и началом добычи из газовых залежей в 2017-2018 гг. Сейчас ведется изучение вопросов геологической разведки месторождения, геометрии его залежей и степени насыщенности его продуктивных интервалов. Более половины запасов уже классифицированы как доказанные. Газпром намеревается завершить геолого-разведочные работы в 2015 году. Пиковая добыча из данного месторождения оценивается в 25 млрд. куб. м в год, и ее ожидается достичь в 2022 году.
- » Иркутские месторождения Ковыктинское и Чиканское, которые вместе, как ожидается, обеспечат плато добычи 35 млрд. куб. м в год. Начало добычи на них ожидается в 2022 году.

Реконструкция Восточной Сибири

Как и в случае с Ямалом, освоение восточно-сибирских месторождений требует значительного развития инфраструктуры для транспортировки газа на рынок.

Для место рождений в Иркутской области и Якутии строится трубопровод "Сила Сибири" протяженностью 3000 км от Якутии до Хабаровска и далее до Владивостока и Китая. Трасса газопровода будет проложена параллельно работающему магистральному нефтепроводу Восточная Сибирь – Тихий Океан (ВСТО). Планируется построить 2200-километровый участок трубопровода, соединяющий месторождение Чаяндинское в Якутии с Благовещенском на российско-китайской границе. Также сейчас ведется строительство участков от месторождения Ковыктинское в Иркутской

gas from the eastern fields. The first train of the Amur Gas processing plant (to remove condensates like helium and ethane from natural gas) will be commissioned in 2018 near Svobodny.

Gazprom highlights the Power of Siberia's routing features complex geological and climatic conditions, which pose technological problems. As a result, Gazprom will need to employ longitudinally welded pipes made of cold resistant steel K60, with external anti-corrosion. And in the areas of tectonic faults and intense seismic activity higher than eight points, they will need to use high strength pipes.

Nadym-Pur-Tazovsky

Although not a major development project, the Nadym-Pur-Tazovsky region has been an important production region for Gazprom, having accounted for around a quarter of its production as recently as 2010. Production in the region had been in decline because of a drop in seam pressure at the fields' productive layer. The fields are more than two-thirds depleted, but Gazprom has had a programme of developing new fields near the larger deposits. A number of these fields are still ramping up, with the most important ones being the Urengoy fields, with blocks 3-5 still in the process of commissioning. All of these projects could add some 38 bcm/y back to production of this region, which is in overall decline.

In addition to the field additions, Gazprom has had a programme of upgrading existing equipment including: replacement of BCS replaceable flow parts, upgrading BCS blowers, upgrading gas pumping units (GPU), replacement of wellhead equipment and well tubing, work over of wells by side-tracking, and installation of production control

области до месторождения Чаяндинское (около 800 км) и от Свободного в Амурской области до Хабаровска (около 1000 км).

Годовая пропускная способность трубопровода составит 61 млрд. куб. м, и его планируется ввести в эксплуатацию в конце 2018 года. В конце июля 2014 года были доставлены первые трубы в Якутию и началось строительство участка от м/р Чаяндинское до Ленска. Более 120 000 тонн труб будут доставлены в 2014 году. В период с 2014 по 2018 гг. проекту понадобятся более 1,7 млн. тонн труб.

Одновременно с объектами транспортировки и добычи газа Газпром строит объекты переработки многокомпонентного газа с восточных месторождений. Первая технологическая линия Амурского ГПЗ (по удалению конденсатов, таких как гелий и этан, из природного газа) будет введена в эксплуатацию в 2018 году около Свободного.

Газпром подчеркивает, что трасса трубопровода "Сила Сибири" характеризуется сложными геологическими и климатическими условиями, что создает технологические проблемы. Как результат, Газпрому понадобится применять продольношовные трубы, изготовленные из хладостойкой стали сорта К60, с наружным противокоррозионным покрытием. А на участках тектонических разломов и интенсивной сейсмической активности более 8 баллов, Газпрому понадобится применять высокопрочные трубы.

Надым-Пур-Тазовский регион

Хотя Надым-Пур-Тазовский регион не является крупным объектом освоения, он был и продолжает быть важным добывающим регионом для Газпрома, обеспечивавшим почти четверть его добычи не далее чем в 2010 году. Добыча в регионе снизилась из-за падения пластового давления в продуктивном слое месторождений. Месторождения истощены более чем на две трети, но у Газпрома есть программа освоения новых месторождений, граничащих с более крупными залежами. На ряде данных месторождений до сих пор наблюдается рост добычи, при этом наиболее важными являются Уренгойские месторождения, блоки 3-5 которого все еще находятся в процессе ввода в эксплуатацию. Все данные проекты также могут добавить около 38 млрд. куб. м в год добычи в данном регионе, который в целом переживает период спада.

Помимо добавления новых месторождений, у Газпрома есть программа модернизации существующего оборудования, включая следующее: замена сменных проточных частей дожимных компрессорных станций (ДКС), модернизация нагнетателей ДКС, модернизация газоперекачивающих агрегатов (ГПА), замена устьевых оборудования и НКТ, капремонт скважин посредством

systems on wells and flow lines. Gazprom reported the programme enhanced production by 15 bcm/y in 2013.

Russian Offshore Developments

In addition to the eastern Siberian fields mentioned above, the eastern corridor also includes the country's main current offshore gas project, the Sakhalin III project in the Sea of Okhotsk. The Sakhalin III project is operated in three blocks: Kirinsky, Ayashsky and Vostochno-Odoptinsky. The Kirinsky block comprises:

- » The Kirinskoye field which produced its first gas in October 2013;
- » The Yuzhno-Kirinskoye and Mynginskoye fields. Between 2013 and 2014, four exploratory wells are to be built in the Yuzhno-Kirinskoye field with the view of preparing it for commercial development.

The gas will feed the Sakhalin-Khabarovsk-Vladivostok gas transmission system (GTS), which will supply gas to Far Eastern regions of Russia and the Vladivostok LNG project.

Gazprom's other major gas project on the Russian continental shelf is the Shtokman field in the Barents Sea. The Shtokman gas and condensate field is located in the central part of the Russian sector of the Barents Sea shelf, about 600 km northeast of Murmansk, where sea depth varies between 320 and 340 meters. C1 reserves of the field make up 3.9 tcm and 56 Mt of gas condensate. The Shtokman field development has been divided into three phases with each phase providing around 24 bcm/y of annual production to a maximum design capacity of 71 bcm/y. The final investment decision on Phase 1 was expected in 2011 and 2012, but the project has yet to progress.

Generally, Gazprom's offshore activities are relatively limited, and with onshore costs generally lower than offshore costs, the focus on Eastern Siberian gas, rather than a tricky project like Shtokman, appears sensible.

Non-conventional Resources

Shale gas

With considerable conventional reserves to develop, Gazprom has done relatively little work exploring gas shale. The EIA/ARI 2013 report put estimated shale resources of Russia at 8 tcm—around 20% of Russia's current reserve base but only 3% of its current resource base. We do not expect Gazprom to commercially develop shale gas in the current time frame.

Coal Bed Methane (CBM)

Gazprom has forecast methane resources of the major coal basins in Russia to contain 83.7 tcm, making up approximately 30% of the country's forecast natural gas resources. The coal producing Kuzbass region is the centre of attention and Gazprom considers this to be the world's largest explored CBM basin. The basin's forecasted methane resources are estimated at over 13 tcm. Gazprom forecasts annual CBM

зарезки бокового ствола и установка систем управления добычей на скважинах и выкидных линиях. Газпром сообщил, что благодаря данной программе добыча в 2013 году увеличилась на 15 млрд. куб. м в год.

Разработка российского шельфа

Помимо вышеупомянутых восточно-сибирских месторождений, в восточный коридор также входит главный в данное время проект морской добычи газа – проект Сахалин-3 в Охотском море. Проект Сахалин-3 состоит из трех блоков: Киринский, Аяшский и Восточно-Одоптинский. В составе Киринского блока:

- » Киринское месторождение, первый газ на котором был получен в октябре 2013 года;
- » Южно-Кириновское и Мынгинское месторождения.

С 2013 по 2014 год должны быть пробурены четыре разведочных скважины на Южно-Кириновском месторождении в расчете на его подготовку к промышленной эксплуатации.

Газ будет поступать в газотранспортную систему (ГТС) Сахалин–Хабаровск–Владивосток, по которой газ будет подаваться в дальневосточные регионы России и на проект Владивосток–СПГ.

production in Kuzbass will peak at 4 bcm/y, although no timetable is given, and we do not expect this to be a priority project for the company in the coming years.

LNG Projects

While a midstream rather than an upstream activity, LNG projects often have associated upstream activities. LNG is particularly important in facilitating some of the upstream developments for producers other than Gazprom. This has been the case since the Russian Parliament in late 2013 removed Gazprom's LNG export monopoly, allowing other entities to receive export licences. The removal of the export monopoly via LNG came after Gazprom's high-profile LNG project focused on the Shtokman field collapsed. This was after the main partners pulled out following technical set-backs and significant cost overruns. Following that, some of the largest associated gas producers, Novatek and Rosneft, started developing their own LNG projects. Both projects have international partners and have sales agreements with LNG buyers. The main issue for both of these projects is now the potential impact of sanctions.

With both of these projects advancing, Gazprom rushed through two projects in 2013. It took the FID on the Vladivostok LNG project (underpinned by Sakhalin III production), which benefits from its proximity to the main

Рис. 7: Производство СПГ и использование в зимнее время

Fig 7: LNG capacity and winter use

Разработчик Developer	Проект Project	Объемы экспорта Export volumes			Планир. пуск Target start	Примечания Notes
		млрд. куб.фут/сут Bcf/d	млн. т/год MTPA	млрд. м³/год bcma		
Новатек Novatek	Ямал Yamal	2.2	16.5	22.4	2018	Контракт EPC заключен в апреле 2013 г. 4 млн. т, возможно, будут введены в эксплуатацию к 2016 г. "Тоталь" владеет 20% акций. CNPS приобрел 20% акций и готов подписать договор о покупке продукции в объеме 3 млн. т/г в эквиваленте японской нефтяной смеси (JCC). Компания "Gas-NaturalFenosa" подписала 20-летний договор о покупке продукции в объеме 2,5 млн. т/г. EPC contract awarded April 2013. 5 Mt could be online by 2016. Total has 20% stake. CNPC took 20% stake and agree to 3 mtpa off-take agreement, indexed to JCC. GasNaturalFenosa signed 20 years offtake for 2.5 mtpa.
Роснефть Rosneft	Сахалин Sakhalin	2.2	5.0	22.4	2018	В число партнеров также входит ExxonMobil. Договоры купли-продажи с Vitol (2 млн. т/г), Sodeco (1 млн. т/г) и Marubeni (1,25 млн. т/г). Возможное увеличение объемов производства до 10 млн. т/г. ExxonMobil also partners. Sales agreements with Vitol (2 Mtpa), Sodeco (1 Mtpa) and Marubeni (1.25 Mtpa). Potential to expand capacity to 10 Mtpa.
Газпром Gazprom	Владивосток Vladivostok	0.7	5.0	6.8	2018	Газ будет поставляться с сахалинских, якутских и иркутских газовых месторождений. Окончательное решение об инвестициях принято в 2013 г. Gas to be supplied from Sakhalin, Yakutia and Irkutsk gas fields. FID taken 2013.
Газпром Gazprom	Балтийский СПГ (Ленинградская область) Baltic LNG (Leningrad)	1.3	10.0	13.6	n/a	Меморандум о взаимопонимании подписан в 2013 г. MOU 2013.
Всего Предлагаемая Total Proposed		4.8	36.5	49.6		

Источник: Газпром, вебсайты компаний, Energy Aspects Source: Gazprom, Company websites, Energy Aspects

Еще одним крупным газовым проектом Газпрома на российском континентальном шельфе является Штокмановское месторождение в Баренцевом море. Штокмановское газоконденсатное месторождение находится в центральной части российского сектора шельфа Баренцева моря, примерно в 600 км от Мурманска, где глубина моря составляет от 320 до 340 метров. Запасы категории C1 на месторождении составляют до 3,9 трлн. куб. м газа и 56 млн. тонн газового конденсата. Разработка Штокмановского месторождения разделена на три этапа, при этом каждый этап обеспечивает около 24 млрд. куб. м в год годовой добычи, в расчете на максимальную проектную мощность 71 млрд. куб. м в год. Принятие окончательного решения об инвестициях по Этапу 1 ожидалось в 2011 и 2012 годах, но проект так еще и не был начат.

В общем, работы Газпрома на шельфе относительно ограничены, и при том, что затраты при работах на суше, как правило, ниже, чем на море, представляется благоразумным сосредоточить внимание на восточно-сибирском газе, а не на сложном проекте, подобном Штокману.

Нетрадиционные запасы

Сланцевый газ

Имея значительные традиционные запасы для разработки, Газпром проводит относительно мало работ по разведке газовых сланцев. В отчете EIA/ARI за 2013 год оцененные запасы сланцевого газа России составляют 8 трлн. куб. м – около 20% текущей базы запасов России, но лишь 3% от ее текущей ресурсной базы. Мы не ожидаем, что Газпром в ближайшее время приступит к промышленной разработке сланцевого газа.

Метан угольных пластов

По прогнозам Газпрома, запасы метана в основных угольных бассейнах России составляют 83,7 трлн. куб. м, или около 30% прогнозных запасов природного газа в стране. Угледобывающий Кузбасский регион находится в центре внимания, и Газпром считает его крупнейшим разведанным бассейном метана угольных пластов в мире. Прогнозные запасы данного бассейна оцениваются в свыше 13 трлн. куб. м. По прогнозам Газпрома, годовая добыча метана угольных пластов на Кузбассе достигнет пикового уровня в 4 млрд. куб. м в год, хотя при этом не приводится календарный план работ, и мы не ожидаем, что этот проект станет приоритетным для компании в ближайшие годы.

Проекты по производству СПГ

Несмотря на то, что Проекты по производству СПГ относятся скорее к сфере транспортировки, а не разведки и добычи, в их состав часто входят сопутствующие работы по разведке и добыче. СПГ, в частности, важен в плане содействия некоторым проектам системы разведки и добычи для добывающих компаний, не относящихся к Газпрому. Именно так

northeast Asian LNG markets. It also announced the Baltic LNG project that seems to have a less strong investment rationale, targeting a western European market intent on using LNG to diversify its supplies away from Russia. Gazprom announced it is looking for an investor to take 49% of this project, although it has had success with this during 2014.

Gazprom is also considering a capacity expansion at its Sakhalin II LNG plant, with Shell to add a third train. The pre-FEED work is already completed and the FEED stage is ongoing.

обстоит дело с тех пор, как российский парламент в конце 2013 года лишил Газпром монополии на экспорт СПГ, позволив другим предприятиям получать лицензии на экспорт. Лишение монополии на экспорт СПГ произошло после того, как широко известный проект по производству СПГ, ориентированный на Штокмановское месторождение, потерпел неудачу. Это случилось, когда основные партнеры вышли из проекта после технических задержек и значительных превышений расходов. После всего произошедшего некоторые из крупнейших производителей попутного газа, Новатэк и Роснефть, начали разрабатывать свои собственные проекты по производству СПГ. В обоих проектах участвуют международные компании-партнеры, и в их рамках заключены договора купли-продажи с покупателями СПГ. Главной проблемой для обоих этих проектов сейчас является потенциальное воздействие санкций (см. описание ниже).

С началом обоих этих проектов, в 2013 году Газпром спешно приступил к работе над двумя собственными проектами. Он принял окончательное решение об инвестициях по проекту Владивосток-СПГ (ориентированному на добычу по проекту Сахалин-3), который пользуется преимуществом близости к основным рынкам сбыта СПГ в северо-восточной Азии. Также он объявил о проекте “Балтийский СПГ”, который, как представляется, имеет меньшую привлекательность для инвесторов, будучи ориентированным на намерение западно-европейского рынка использовать СПГ для того, чтобы меньше зависеть от поставок из России. Газпром объявил, что ищет инвестора, желающего получить 49% доли в этом проекте, несмотря на достижение успешных результатов в течение 2014 года.

Газпром также рассматривает возможность расширения мощностей на своем заводе СПГ “Сахалин-2”, где компания Shell собирается добавить третью технологическую линию. Предварительное эскизное проектирование (pre-FEED) уже завершено, и сейчас проект находится на стадии эскизного проектирования (FEED).