



Газпром и добыча газа в России

Общий обзор и перспективы развития

Часть 2

Gazprom & Russian Gas Production

Overview & Future Developments

Part 2

Во 2-й части, завершающей нашу статью, мы рассматриваем прогноз добычи, включая рыночные риски.

Прогноз добычи

В то время как в тексте выше описываются крупномасштабные работы в сфере разведки и добычи, многие из ожидаемых дополнительных приростов добычи в предстоящие годы приходится на Надым-Пур-Тазовский регион (где продолжается постепенное увеличение добычи на существующих месторождениях, в частности на Уренгойском) и на полуостров Ямал. И тот, и другой проект уже завершены или довольно давно начаты, как, например, Бованенково. В силу этого, масштаб значительной задержки осуществления проектов ограничен.

Для проектов на более поздней стадии освоения, масштаб дальнейшей задержки является более значительным, а что касается более сложных участков (морское бурение в Арктике), по нашим предположениям, в предстоящие 10 лет поставки газа будут незначительными или нулевыми. Поэтому самым большим источником возможного газа и задержки остаются газовые проекты Восточного коридора, учитывая их величину и амбициозность. Тем не менее, весь данный газ предназначен в основном для азиатского

In part 2, we conclude the article by looking at the production outlook, including market risks.

Production Outlook

While the discussion above points to considerable upstream activity, much of the expected production increments in the coming years come from either the Nadym-Pur-Tazovsky Region (existing fields still ramping up, particularly the Urengoy fields) and the Yamal peninsula. Both of these projects are already completed or well underway such as Bovanenkovo. As such, the scope for significant project delay is limited.

For the projects that are further out, the scope for further delay is more significant and for the most difficult areas (off-shore Arctic drilling), we expect to see little to no gas supply in the coming ten years. This leaves the Eastern corridor gas projects as the biggest source of potential gas and delay, given the extent and ambition of the project. However, all of this gas is focused on the Asian market and as such, is less important for the European gas market.

Using the ramping profiles provided by Gazprom and our own interpolations, we assume maximum capacity will be reached at the later date in the range, and ramp in a more linear fashion than some of the indications provided by

Рис. 9: Сроки ввода в эксплуатацию основных добывающих мощностей, млрд. м³**Fig 9: Key new production coming online, bcm**

	Годовой объем производства, млрд м³ Annual capacity, bcm	Начало Start	Достижение планируемого объема Capacity reached
Надым-Пур-Тазовский регион Nadym-Pur-Tazovsky Region			
Песцовое Pestsovoe	1.73	2015-2016	2019-2020
Медвежье Medvezhye	2.7	2011	2015-2016
Уренгойское блок 1 Urengoysskoye block 1	9.6	2008	2016-2019
Уренгойское блок 2 Urengoysskoye block 2	8.7	2009	2016-2019
Уренгойское блоки 3-5 Urengoysskoye block 3-5	36.8	2015-2017	2021-2024
Юбилейное Ubleynoye	1.7	2013	2014-2015
Ен-Яхинское Yen-Yakhinskoye	5	2003	2006
Полуостров Ямал Yamal Peninsula			
Бованенковское Bovanenkovskoye			
Сеноманские отложения Cenomanian deposits	115	2012	2019-2021
Неокомско-юрские отложения Neocomian-Jur deposits	25	2020-2022	2024-2025
Харасавское месторождение Kharasaveiskoye field			
Сеноманские отложения Cenomanian deposits	32	2019-2023	2021-2023
Неокомско-юрские отложения Neocomian-Jur deposits	12	2021-2023	2025-2027
Крузенштернское Kruzenshternskoye	33	2025-2026	2027-2028
Астраханское Astrakhanskoye	60	1986	2021
Арктический шельф Arctic Shelf			
Штокмановское Shtokmanovskoye	71-95	Нет ОПИ / No FID	
Северо-Каменномысское Severo-Kamennomyskoye	14.5	2023-2024	2028-2029
Каменномысское-море Kamennomyskoye-more	15.1	2021	2023-2024
Восточная Сибирь и Дальний Восток Eastern Siberia and the Far East			
Чаяндинское Chayandinskoye	25	2018	2022
Ковыктинское Kovyktinskoye	35	2022	
Кириное Kirinskoye	5.5	2013	2019-2020
Южно-Кириное Yuzhno-Kirinskoye	16		

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

рынка и, по сути, представляет собой меньшую важность для европейского рынка газа.

Используя предоставленные Газпромом кривые прироста и наши собственные интерполяции, мы предполагаем, что максимальный объем будет

Gazprom. We expect Gazprom will be looking to market, by:

- » 2020, some 150 bcm/y of additional gas, with almost all of that coming from the Nadym-Pur-Tazovsky and Yamal regions.
- » 2025, there will be some 285 bcm/y of additional gas production. While some gas will be coming from

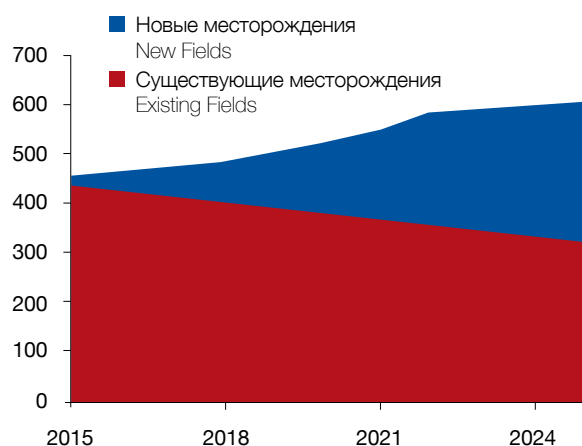
достигнут в более поздний срок из приведенного диапазона, и рост будет происходить более линейно, чем показано на профилях Газпрома. По нашим предположениям, объемы сбыта у Газпрома составят:

- » в 2020 году - около 150 млрд. куб. м в год дополнительно добытого газа, при этом почти весь он будет из Надым-Пур-Тазовского и Ямальского регионов.
- » в 2025 году - около 285 млрд. куб. м в год дополнительно добытого газа. При том, что часть газа будет поставляться с шельфа Арктики, это будут небольшие объемы с группы месторождений Каменномысское. Мы предполагаем, что в данный период газ не будет поставляться газ со Штокмановского месторождения.

Следует обратить внимание на то, что наши расчеты дополнительных объемов добычи не включают газ с месторождения Заполярное, которое в настоящее время является крупнейшим по объему добычи месторождением в России. Данное месторождение, добыча на котором началась еще в 2001 году, вышло на максимальную проектную мощность 130 млрд. куб. м в год в 2013 г., после ряда расширений своих первоначальных производственных объектов.

При том, что благодаря новым объектам добычи, как предполагается, рынок будет пополнен значительными объемами продукции, на общий объем добычи будут влиять темпы падения добычи на существующих месторождениях. Так как некоторые из существующих месторождений Газпрома находятся на очень поздней стадии разработки, включая месторождения в Надым-Пур-Тазовском регионе, данные темпы падения окажут значительное воздействие на то, какой объем прироста добычи будет реализован на рынке. Вместе с тем, такие месторождения, как Заполярное, будут держаться на

Рис. 11: Добыча всего, Газпром, млрд. м³
Fig 11: Gazprom total production, bcm



Note: 3%pa decline rate

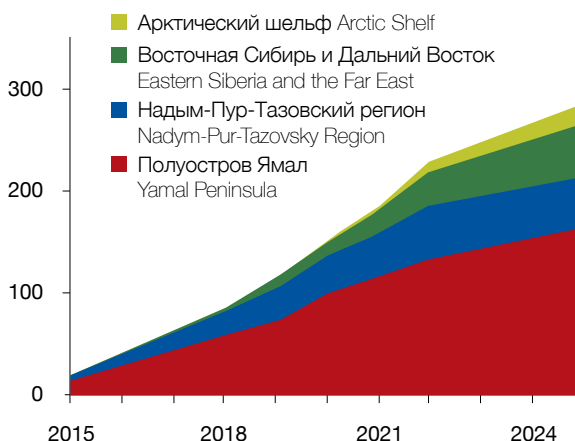
Источник: Газпром, Energy Aspects Source: Gazprom, Energy Aspects

the offshore Arctic, these are small volumes from the Kamennomysskoye fields. We assume no gas in this period from Shtokman.

We note our estimates for incremental new production do not include gas from the Zapolyarnoye field, currently the Russian field with the largest production volume. This field reached its full projected capacity of 130 bcm/y in 2013, after a number of expansions to its original scope, having started production back in 2001.

While new production looks like it is going to put considerable volumes into the market, total production will be influenced by the decline rates at its existing fields. While some of Gazprom's existing fields are quite mature, including those in the Nadym-Pur-Tazovsky region, those decline rates will have an important impact on exactly how much production growth will be realised. Having said that, fields like Zapolyarnoye are still years away from decline and given its plateau rate is now around a quarter of total Gazprom production, it is helping to largely fill in the decline from the older fields on its own.

Рис. 10: Прирост добычи, Газпром, млрд. м³
Fig 10: Gazprom incremental production, bcm



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

Given this, we expect decline from existing producing fields will average out to be between 2-4% per annum, with the higher number a conservative assumption vis-à-vis further production growth. With a decline rate of:

- » 2% pa, total production increases by 90 bcm/y by 2020 and 187 bcm/y by 2025. This would take Gazprom production up to 560 bcm/y by 2020, which is below the 650-670 bcm/y targeted by the company. Under our modelling, we expect 650 bcm/y of production to be reached by 2025.
- » 4% pa, total production increases by 54 bcm/y by 2020 and 123 bcm/y by 2025.

With either of these assumptions, Gazprom appears to be facing an overhang of gas production capacity that will increase in the future, and this raises question in the context of how and where it markets its gas.

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков в отеле InterContinental Moscow Tverskaya



26 мая 2015

НЕФТЕГАЗСТРОЙ Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, инжиниринговых организаций, создание СП с инофирмами, расширение сферы деятельности российских подрядчиков, оценка качества работ - основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой"



10 сентября 2015 **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА** Модернизация производств для переработки нефти и газа

Увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов требуют реконструкции действующих мощностей. На конференции обсуждается практика работы с инжиниринговыми компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами



14 октября 2015 **НЕФТЕГАЗСЕРВИС** Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками - нефтегазовыми компаниями



8 декабря 2015 **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ** Подряды на нефтегазовом шельфе

Освоение нефтегазового шельфа — сложная в финансовом и техническом отношении проблема, решать которую необходимо совместно с металлургами, судостроителями, вертолетостроителями, поставщиками строительной техники и другими смежными отраслями. Традиционно в конференции «Нефтегазшельф» участвуют иностранные компании.



Март 2016 **НЕФТЕГАЗСНАБ** Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально - технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, целесообразность закупок по импорту, процедуры отбора поставщиков, приемка оборудования, информационное обеспечение рынка

пике добычи еще многие годы, и учитывая то, что полка добычи на нем сейчас составляет четверть общего объема добычи по Газпрому, оно существенно помогает в компенсации падения добычи с более старых месторождений.

С учетом вышесказанного, мы ожидаем, что падение добычи с существующих разрабатываемых месторождений в среднем будет составлять от 2 до 4% в год, при этом более высокая из этих цифр является "консервативным" допущением в сравнении с дальнейшим ростом добычи. При темпе падения:

- » 2% в год, общий объем добычи возрастает на 90 млрд. куб. м в год к 2020 году и 187 млрд. куб. м в год к 2025 году. Соответственно, объем добычи по Газпрому возрастет до 560 млрд. куб. м в год к 2020 году, что ниже планируемого компанией объема 650-670 млрд. куб. м в год. По результатам нашего моделирования, мы ожидаем, что объем добычи 650 млрд. куб. м в год будет достигнут к 2025 году.
- » 4% в год, общий объем добычи возрастает на 54 млрд. куб. м в год к 2020 году и 123 млрд. куб. м в год к 2025 году.

При любом из данных допущений представляется, что у Газпрома имеется излишний объем добытого газа, который будет увеличиваться в будущем, и в связи с этим встает вопрос, как и где Газпром должен реализовать свой газ.

Сдерживающие факторы: финансирование расширения

Данные цифры позволяют выдвинуть предположение об отсутствии задержек, выходящих за границы предоставленных Газпромом диапазонов. Хотя это допущение и оправдано в отношении Ямальских проектов (по крайней мере Бованенковского) и приращения к существующим добывающим регионам, это представляет собой значительно больший скачок для проекта Восточного газового коридора.

При том, что мы ссылаемся на стоящие перед Газпромом технические проблемы (ведение работ при низкой окружающей температуре), мы считаем, что они уже встречались ранее в ходе осуществления Ямальского проекта. Тем не менее, если добавить к этому более сложное геологическое строение месторождений Восточной Сибири по сравнению с Уральским регионом, следует ожидать задержек.

Еще большей проблемой будет финансирование столь масштабного одновременного расширения. По первоначальным расчетам, стоимость Восточного коридора составляет около 75 млрд. долларов США. Не было известно в точности, какую долю Восточного коридора предусматривалось покрыть

Headwinds: Financing the Expansion

Implicit in these numbers is an assumption there are no delays outside of the ranges provided by Gazprom. While this is a defensible assumption in terms of Yamal projects (Bovanenkovo at least) and the augmenting of the existing producing regions, this is a much larger leap for the eastern gas corridor project.

While we have alluded to the technical issues facing Gazprom (a cold operating environment), we think most of them have already been encountered with the Yamal project. However, adding the greater geological complexity in eastern Siberia compared to the Urals regions, delays are expected.

A bigger challenge will be funding so much expansion at one time. The first estimates of the cost of the Eastern corridor are somewhere around the \$75 billion level. It was not clear exactly how much of the eastern corridor that is meant to cover, although we expect it would do well to cover the upstream developments in the Yakutia and Irkutsk, and the Power of Siberia pipelines to the Chinese border. Add expected capex for the upgrades to the UGSS and Vladivostok LNG (\$14 billion) and further upstream development in the Yamal and Sakhalin, and the capex burden has been built.

Over the last three years, Gazprom capex averaged in the region of \$38 billion, and we expect that for the 2014-2018 period, annual capex will likely have been above \$40 billion to deliver the major projects to which it is committed. As the cost of development for such large-scale projects will increase during their construction, the current estimates are likely to be on the low side of what Gazprom will need to invest.

Рис. 12: Затраты Газпром на крупные проекты, млрд. долл. США

Fig 12: Gazprom major project spending, US\$ bn

	2013
ExxonMobil	11%
Chevron	12%
Statoil	14%
BP	16%
Shell	16%
Газпром - Gazprom	19%
Eni	25%

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

Ability to Fund from Earnings

Gazprom funds from its earnings. In 2013, Gazprom reported net profit of the group in 2013 put at \$25 billion.



**CASPIAN
OIL & GAS**

22-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ



ВЫСТАВКА

2 - 5

ИЮНЯ 2015

БАКУ



КОНФЕРЕНЦИЯ

3 - 4

ИЮНЯ 2015

БАКУ

www.caspianoilgas.ru

**ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ СОБЫТИЕ
КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА**



этой суммой, хотя мы предполагаем, что этого вполне должно хватить на развитие объектов разведки и добычи в Якутии и Иркутской области, а также трубопроводов системы "Сила Сибири" до границы с Китаем. Если добавить к этому капитальные затраты на модернизацию ЕСГС и и проекта Владивосток-СПГ (14 млрд. долл. США) и дальнейшее развитие объектов разведки и добычи на Ямале и Сахалине, то сумму обязательств по капитальным затратам можно считать завершенной.

На протяжении последних трех лет капитальные затраты Газпрома составили примерно 38 млрд. долл. США, и мы ожидаем, что на период 2014-2018 гг. ежегодные капитальные затраты, по-видимому, составят свыше 40 млрд. долл. США, требующихся для осуществления крупных проектов, на которые выделена данная сумма. Так как стоимость развития таких крупномасштабных объектов возрастет во время их строительства, текущие расчеты, скорее всего, отражают минимальный размер инвестиций, которые понадобится осуществить Газпрому.

Рис. 13: Соотношение между заёмными и собственными средствами, крупные энергоресурсные компании, %

Затраты	млрд. долл. США	Период
Восточный коридор	75	2014-2018
Южный поток	23	2011-2017
Модернизация ЕСГС для Южного потока	23	2011-2017
Владивосток-СПГ	13.5	2014-2018
Сахалин	7	2014-2019
Всего	141.5	

Источник: Предприятия Годовые отчеты, Energy Aspects

Возможность финансирования из чистой прибыли

Газпром осуществляет финансирование из своей чистой прибыли. В 2013 году чистая прибыль Газпрома, согласно его отчетности, составила 25 млрд. долл. США. При том, что часть чистой прибыли была распределена среди акционеров, очевидно, что продолжение осуществления крупных инвестиций Газпром будет означать увеличение уровней его задолженности.

При этом Газпрому также придется справляться со всем этим на фоне продолжающегося снижения цен на его продукцию. В 2013 году средневзвешенная цена реализации продукции Газпрома упала на 4%, несмотря на рост оптовых цен на газ в Западной Европе на 14%. Причиной этому была продолжающаяся программа пересмотра контрактов с его основными западноевропейскими клиентами, что привело к

Fig 13: Debt/equity ratios, major resource companies, %

Costs	US\$ Billion	Period
Eastern corridor	75	2014-2018
South stream	23	2011-2017
UGSS upgrade for South Stream	23	2011-2017
LNG Vladivostok	13.5	2014-2018
Sakhalin	7	2014-2019
Total	141.5	

Source: Company annual reports, Energy Aspects

With some of the net profit distributed to shareholders, it is clear a continuation of the heavy investments Gazprom is undertaking will have to mean an increase in its debt levels.

Gazprom will also have to manage all of this with the ongoing reduction it sees in the price it is paid for its output. In 2013, Gazprom's weighted average price of its sales fell by 4% despite wholesale gas prices increasing in Western Europe by 14%. This was due to a sustained programme of contract renegotiation with its main western European customers that lowered contract prices in a year of higher hub prices. With greater hub indexation now in those contracts in some shape or form, Russian gas sales will see further y/y reductions, as hub prices are down by -26% this year. Without any further reform of domestic gas prices, Gazprom will find it increasingly difficult to finance a high proportion of its capital expenditure from its earnings.

Debt Financing: Sanctions

Gazprom has leverage levels at the high end of the major resource extraction companies, with its 2013 debt to equity ratio at 19%. This is possibly due to it having relatively small oil revenues compared to its gas revenues in terms of its peer group.

The US and EU have been enacting progressively tougher sanctions on Russia over 2014 in response to the Ukraine crisis. These sanctions targeted the oil and gas sector, but the intention was not to disrupt current oil and gas exports that represent a significant proportion of European (and global) energy supplies. Instead the sanctions have been designed to impact the long term prospects of the Russian energy sector by restricting access to western financing and technology.

Through July and August sanctions were imposed on a growing list of Russian banks and oil companies. The US sanctioned the gas firm Novatek in July, but Gazprom was notable for its absence from both EU and US sanction lists. This reflected EU concerns that imposing any sanctions on Russia's largest gas producer, even ones not designed to disrupt current production or exports, could impact European gas markets and wider economies. However, on



снижению стоимости контрактов договорных цен в год повышения цен на транзитных узлах. При большей текущей индексации цен на транзитных узлах по данным контрактам в той или иной форме, продажи российского газа еще больше снизятся в годовом исчислении, т. к. цены на транзитных узлах в текущем году упали на 26%. Без дальнейшего пересмотра цен на газ на отечественном рынке Газпрому будет все труднее финансировать значительную долю своих капитальных затрат из своей чистой прибыли.

Кредитное финансирование: санкции

У Газпрома есть “кредитные плечи” в высшем секторе крупных компаний по добыче полезных ископаемых, при его 19-процентном соотношении между заёмными и собственными средствами. Возможно, причиной этому является относительно низкая выручка Газпрома от продажи нефти по сравнению с выручкой от продажи газа, в отличие от аналогичных компаний.

В течение 2014 года США и ЕС вводили все более и более жесткие санкции против России в ответ на украинский кризис. Данные санкции были нацелены на нефтегазовый сектор, но намерением при этом было не нарушить действующие схемы экспорта нефти и газа, которые составляют значительную долю поставок энергоносителей в страны Европы (и в другие страны мира). Вместо этого, целью санкций было воздействие на долгосрочные перспективы российского энергетического сектора путем ограничения доступа к западным финансированию и технологиям.

12 September, the US added Gazprom to the list of energy companies that face restrictions on dollar lending, for terms of more than 90 days. This is a move that the EU still has not followed, because of supply disruption concerns.

The sanctions will make it more difficult for Gazprom and Novatek to finance debt on international markets. They are formally blocked from working with US companies and individuals, and the indications are that they will find it more challenging to attract buyers on Eurobond markets—even though the EU has not sanctioned the gas companies. The political risks will put many buyers off investing in bonds from Gazprom and those still willing to enter into deals will expect higher returns, raising the costs of borrowing. The financial sanctions will have more effect than the restrictions on technology and services linked to arctic, deepwater and shale projects, as these make up a relatively small portion of Gazprom's portfolio. The sanctions have also led to the cancellation of the South Stream pipeline project.

Debt Financing: Other

While recourse to western debt markets looks more challenging, there are other sources of financing.

For the Eastern corridor projects, tapping into China's surplus of funds is likely to be an important source of additional financing. When the 38 bcm gas deal with China was signed earlier in the year, it was reported that Russia will invest \$55 billion, while China will invest at least \$20 billion. It was reported the \$20 billion was for pre-payment for future delivered gas.

В течение июля и августа были введены санкции по отношению к постоянно растущему числу российских банков и нефтяных компаний. В июле США применили санкции против газовой фирмы "Новатек", но характерно, что Газпром не был включен ни в европейский, ни в американский перечни подпадающих под санкции компаний. Это отразило озабоченность ЕС по поводу того, что введение каких-либо санкций против крупнейшей российской газодобывающей компании, даже тех, что не направлены на нарушение текущей добычи или экспорта, может повлиять на европейские рынки газа и другие отрасли экономики. Тем не менее, 12 сентября США добавило Газпром к перечню энергетических компаний, подпадающих под ограничения в части получения долларовых кредитов на сроки более 90 дней. ЕС все еще не последовал этому шагу США, что объясняется озабоченностью по поводу нарушения поставок.

Санкции сделают более сложным для Газпрома и Новатек финансирование долга на международных рынках. Официально им запрещено работать с компаниями и частными лицами США, и есть признаки того, что им будет сложнее привлечь покупателей на рынке еврооблигаций – даже несмотря на то, что ЕС не ввел санкции против газовых компаний. Политические риски отпугнут многих инвестирующих в облигации покупателей от Газпрома, и те, кто все же захочет заключить сделки, будут ожидать более высоких доходов, что повысит процентные ставки. Финансовые санкции будут иметь больший эффект, чем ограничения на технологии и услуги, связанные с арктическими, глубоководными и шельфовыми проектами, так как они составляют лишь относительно малую долю в портфеле проектов Газпрома.

Кредитное финансирование: прочее

Хотя обращение за помощью к западным рынкам долгосрочного кредита сейчас становится более проблемным, имеются и другие источники финансирования. Санкции также привели к отмене проекта трубопровода «Южный поток».

Для проектов Восточного коридора, получение доступа к свободным средствам Китая, видимо, будет важным источником дополнительного финансирования. Когда ранее в текущем году с Китаем было заключено соглашение по газу в объеме 38 млрд. куб. м, было объявлено, что Россия инвестирует 55 млрд. долл. США, а Китай – не менее 20 млрд. долл. США. Сообщалось о том, что 20 млрд. долл. США являются предоплатой за будущие поставки газа.

В процессе переговоров, как сообщалось, Россия сняла неофициальный запрет на иностранное

As part of the negotiations, Russia reportedly lifted an informal ban on foreign ownership of strategic assets, apparently opening the way for Chinese companies to take part in developing the gas fields and pipeline. This would open the way for some equity holdings in the resources, which would be attractive to China. In addition, reports have surfaced that Russia is looking to Chinese banks for long term debt, and while Chinese banks may want to provide this, they will also be careful not to fall foul of western sanctions.

While we understand Chinese banks are increasingly lending to Russian natural resource companies, lending to sanctioned Russian companies is highly sensitive. Any loans from Chinese banks are likely to be done on a low profile bilateral basis initially, and loans by Chinese banks are likely to be denominated in Renminbi (Rmb) or roubles, as Chinese lenders with large operations in the US will find it difficult to lend dollars in the face of sanctions. Chinese banks are already big lenders to Gazprom and the climate of sanctions is reportedly allowing them to boost business with these clients.

The Russian state also provides support to its oil and gas companies, and as Gazprom is 51% owned by the state, it is likely to benefit from such support. State support tends to be in the form of: provision of goods and services at below market value (historically 50%-75% of subsidy levels); foregone government revenue through a policy of tax rebates and incentives (20%-40%); and direct financial transfers (2%-4%). However, it is challenging to get a handle on how much resource might be available from the Russian government to realise these projects.

The longer the sanctions on Russia hold, the more difficult replacing access to western capital markets. This creates some risk to the timely completion of these projects.

Marketing the Gas: Pricing and Russia's Relationship with Western Europe

Given our assumptions on production growth, Gazprom is building up a 'gas bubble' that suggests it needs expanding markets in order to monetise these investments.

Setting aside Chinese demand that will be met with the Eastern corridor gas, the problem for Gazprom is with its Yamal gas, and where it goes? The answers are not easy. Gazprom has some challenges, as:

- » Its main western European market has failed to grow:
 - Low economic growth and stagnation in energy intensive industry has meant gas demand has failed to expand in residential, commercial and industrial sectors.
 - Low global coal prices and a recession induced softening of carbon prices since 2011 has left gas out of merit in the last few years. With increasing levels of renewable capacity squeezing thermal generation, it will

владение стратегическими активами, явно открывая китайским компаниям путь к участию в разработке газовых месторождений и строительстве газопроводов. Это открыло бы возможность для владения какой-то долей ресурсов, что было бы привлекательно для Китая. Кроме того, появились сообщения о том, что Россия рассчитывает на получение долгосрочного кредита от китайских банков, и хотя китайские банки могут захотеть предоставить его, им также придется соблюдать осторожность, чтобы не пострадать от западных санкций.

Хотя, насколько нам известно, китайские банки все больше и больше кредитуют российские компании, разрабатывающие природные ресурсы, выдача кредитов находящимся под действием санкций российским компаниям является весьма деликатным делом. Любые кредиты китайских банков, по-видимому, будут выдаваться первоначально на основе мало афишируемой двусторонней договоренности, и кредиты китайских банков, по-видимому, будут выражены в юанях (Rmb) или рублях, так как китайские кредиторы, ведущие крупные операции

take either a strong reduction in gas prices or an increase in carbon prices to stimulate further demand.

- » Its relationship with its EU partners is at a low, as the fallout from the Ukraine crisis is causing a rethink in EU capitals over the current dependency of the block on Russian energy. The deterioration in the relationship is now reflected in the debates over:
 - The South Stream pipeline, with Brussels doing what it can to make life difficult for the project, which eventually contributed to the decision to cancel the project and explore an alternative 'Turk Stream' route.
 - The 2030 energy framework, with greater focus likely to shift back to the promotion of renewables and energy efficiency, two policy topics likely to see more attention, precisely for the impact they could have on fossil fuel demand.
 - Potential other supplies for the EU from such 'desirable' exporters as Iran (*Focus piece: Iran – so far, so close, 6 August 2014*).

There is a lack of obvious alternative to a less than welcoming EU market. The Middle East has its own gas and with relationships with Iran normalising, it is better placed to expand its exports into the region. LNG is

Рис. 14: Крупные трубопроводные проекты, млрд. м³

Fig 14: Major pipeline projects, bcm

Трубопровод Pipeline	Объем, млрд. м³ Volume bcm	Длина, км Length km	Компрессоры, МВт Compressors MW	Строительство Construction	Месторождения Fields
Грязовец-Выборг Gryazovets-Vyborg	9.4	216	25	2014-2017	Ямал Yamal
Южный поток South stream					
Расширение ЕСГС UGSS Expansion	63	2,506	1,516	2014-2017	
На море Offshore	63	925		2014-2017	
На суше Onshore	63	1,455		2014-2017	
Бованенково-Ухта Bovanenkovovo-Ukhta					Бованенково Bovanenkovovo
Первая линия First line	60	1,205	1,108	2014	
Вторая линия Second line	60	1,195	1,108	2014-2019	
Ухта-Тозок Ukhta-Tozok					
Первая линия First line	45	1,371	805	2017	Бованенково Bovanenkovovo
Вторая линия Second line	45	972	625	2014-2017	
Сахалин-Хабаровск-Владивосток Sakhalin-Khabarovsk-Vladivostok	5.5	1,354	32	2012	Сахалин - будет расширен Sakhalin – will be expanded
Сила Сибири Power of Siberia	61	3,056	1,330	2018	Ковыктинское и Чаяндинское Kovyktynskoye and Chayandinskoye
Чаянда-Благовещенск Chayanda to Blagoveshchensk		2,177	1,298		
Мурманск-Волхов Murmansk-Volkhov	46	1,365	1,225		Штокмановское Shtokmanomanovskoye

в США, будут испытывать трудности с выдачей долларовых кредитов в связи с санкциями. Китайские банки уже являются крупными кредиторами Газпрома, и климат санкций, как сообщается, позволяет им укрепить деловое сотрудничество с подобными клиентами.

Россия на государственном уровне также оказывает поддержку своим нефтяным и газовым компаниям, и так как 51% акций Газпрома принадлежит государству, он, по-видимому, извлечет выгоду из такой поддержки. Государственная поддержка, как правило, оказывается в виде: предоставления товаров и услуг по ценам ниже рыночных (обычно уровни субсидирования составляют 50%-75%); упущенного государственного дохода через политику налоговых льгот и стимулов (20%-40%); и прямых денежных переводов (2%-4%). Тем не менее, сложно сказать точно, сколько ресурсов может выделить российское правительство для реализации данных проектов.

Чем дольше будут действовать санкции против России, тем труднее будет восстановить доступ к западным рынкам капитала. Это создает некоторый риск по отношению к своевременному завершению данных проектов.

Маркетинг газа: ценообразование и отношения России с Западной Европой

С учетом наших предположений о росте добычи, Газпром создает «газовый пузырь», из чего можно предположить, что Газпром нуждается в расширении рынков для монетизации данных инвестиций.

Если исключить китайский спрос, который будет удовлетворен газом Восточного коридора, перед Газпромом стоит проблема с его ямальским газом, и куда же он пойдет? Ответить на этот вопрос непросто. Газпрому понадобится решить ряд проблем, а именно:

- » Его основной европейский рынок так и не расширился:
 - Слабый экономический рост и застой в энергоемких отраслях промышленности означают, что спрос на газ не увеличился в жилищном, коммерческом и индустриальном секторах.
 - Низкие мировые цены на уголь и вызванное кризисом снижение цен на углеродные квоты с 2011 года лишили газ его преимуществ в последние несколько лет. Учитывая растущие уровни возобновляемых ресурсов, которые вытесняют производство тепловой энергии, для стимулирования дополнительного спроса потребуется либо значительное снижение цен на газ, либо повышение цен на углеродные квоты.
- » Его отношения с европейскими партнерами находятся в упадке, так как последствия украинского

facing its own global glut, as big volumes of Australian and US gas are due to enter the market by 2020. There is Asia, and expanding gas exports to China would be possible through the western route, which ties up to China's West-East pipeline system. But the Chinese are difficult negotiators and have their own issues over supply security they want to deal with, which may make further gas sales there just as complex as the first agreement.

This brings us back to Western Europe, which for all of its issues, has a large volume of repressed demand available in the regions underused CCGTs. If gas can get into power, then there is a market, and it becomes just a price issue.

In its production outlook, Gazprom said it was committed to the principle of producing as much gas as demanded, provided there are 'favourable market conditions'. Gazprom has previously been happy that customers, required to take or pay, would ramp down to annual minimums in the event of insufficient demand. The introduction of hub indexation has changed this somewhat, and with less flexibility in the contracts, nominations this year have been high and this has had a significant impact on hub prices. With Gazprom potentially bringing big volumes of gas to market, the question is does it sit on the bubble and hope the carbon price eventually does the work? Or does it pop the bubble and go for market volumes over price? These are big questions that Gazprom must grapple with and while time will tell what option they choose, it is hard to expect they will choose the latter.

кризиса ведут к необходимости поиска в странах ЕС путей избавления от их текущей зависимости от российских энергоносителей. Ухудшение отношений теперь отражается в дебатах по:

- Трубопроводу «Южный поток», в связи с чем руководство ЕС принимает все возможные меры к тому, чтобы воспрепятствовать реализации проекта, что в конечном итоге привело к принятию решения об отмене проекта и разработке альтернативного маршрута под названием «Турецкий поток».
- Схеме развития энергетики на период до 2030 года, где по-видимому, основной акцент будет вновь перенесен на стимулирование к использованию возобновляемых источников энергии и вопросы энергоэффективности - вероятно, что именно этим двум ключевым направлениям будет уделено больше внимания именно по причине их влияния на потребность в ископаемых видах топлива.

Рис. 15: Инфраструктура Газпрома в цифрах
Fig 15: Gazprom infrastructure numbers

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Количество месторождений в эксплуатации	шт. / Units	114	119	122	122	121	120	124	127	131
Number of fields in operation										
Газодобычные скважины	шт. / Units	6,401	6,513	6,640	6,723	6,774	6,806	6,988	7,226	7,263
Gas production wells										
Нефтедобычные скважины	шт. / Units	4,372	4,948	5,342	5,444	5,663	5,941	6,151	6,738	7,246
Oil production wells										
Установки комплексной и предварительной подготовки газа	шт. / Units	169	170	172	173	174	176	177	179	170
Comprehensive and preliminary gas treatment plants										
Совокупная проектная производительность установок комплексной подготовки газа	млрд. м³/г bcm/y	940	958	976	991	991	1,001	1,003	1,073	1,100
Aggregate design capacity of comprehensive gas treatment plants										
Дожимные компрессорные станции	шт. / Units	44	44	45	45	47	48	49	49	65
Booster compressor stations										
Установленная мощность дожимных компрессорных станций	МВт / MW	4,176	4,176	4,300	4,460	4,508	4,572	4,730	5,015	5,055
Installed capacity of booster compressor stations										

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

– Возможные иные поставки для ЕС от таких “желательных” экспортеров, как Иран (*В поле зрения: Иран – далекий и в то же время близкий, 6 августа 2014 г.*).

Очевидных альтернатив не очень приветливому европейскому рынку в данное время совсем немного. У Ближнего Востока есть свой собственный газ, и теперь, когда отношения с Ираном нормализуются, ему стало легче увеличивать объемы экспорта своей продукции в регион. На рынке СПГ ожидается глобальное перенасыщение, так как к 2020 году на нем появятся большие объемы газа из Австралии и США. Остается Азия, и увеличение экспорта газа в Китай будет возможно через западное направление, которое подключается к китайской трубопроводной системе “Запад-Восток”. Но с китайцами трудно вести переговоры, и у них есть свои собственные нерешенные проблемы с обеспечением надежности поставок, что может сделать дополнительные продажи газа в Китай такими же затруднительными, как это было в случае с первым соглашением.

В итоге мы возвращаемся к Западной Европе, которая, со всеми своими проблемами, имеет большой объем неудовлетворенной потребности на неиспользуемых сейчас в полную мощность региональных ТЭЦ с газотурбинной установкой. Если газ возможно превратить в энергию, то имеется и рынок его сбыта, поэтому остается лишь договориться о цене.

В своем прогнозе добычи Газпром заявил, что придерживается принципа добычи газа в объеме, необходимом для полного удовлетворения потребностей в нем, при условии наличия “благоприятных рыночных условий”. Ранее Газпром устраивала ситуация, когда клиенты, от которых требовалось “брать или платить”, постепенно снижали объемы до годовых минимумов в случае недостаточного спроса. Введение индексации на транзитных узлах в определенной степени изменило эту ситуацию, и ввиду меньшей гибкости, предусматриваемой контрактами, заявленные объемы в текущем году высоки, и это существенно повлияло на цены на транзитных узлах. Если Газпром поставит на рынок большие объемы газа, встает вопрос, не “сидит” ли он на пузыре и надеется на то, что цена на углеродные квоты в конечном итоге сделает за него всю работу? Или же он лопнет этот пузырь и предпочтет рыночные объемы цене? Вот эти серьезные вопросы придется решать Газпрому, и хотя лишь время может показать, какому варианту он отдаст предпочтение, Газпром вряд ли выберет последний.

**Energy
Aspects**