

# ГАЗОВАЯ ГЕНСХЕМА: 500% ДОХОДНОСТИ?



Не прошло и семи лет с начала работы над «Генеральной схемой развития газовой отрасли России», как документ — традиционно без участия экспертного сообщества — получил одобрение заинтересованных ведомств и передан на окончательное утверждение правительства. Однако с тем же успехом его можно было утвердить и забыть еще в 2007 году. Очевидно, что многим из представленных в Генсхеме параметров не суждено реализоваться. Они не согласуются с современными векторами развития международных газовых рынков и носят в основном демонстрационный характер: Россия может и будет добывать 1 трлн м<sup>3</sup> к 2030 году.

Однако суть не в цифрах, а в приоритетах. В отличие от предыдущей редакции, которая отражала точку зрения исключительно «Газпрома», в новой версии прослушиваются правительственные акценты на развитие направлений, ранее не входивших в сферу основных интересов газовой монополии. Среди приоритетных направлений обозначены индустрия СПГ, расширенная газификация России, развитие конкурентной среды за счет независимых производителей, добыча попутного газа, льготы на развитие современных технологических производств. И на все это нужны деньги, объем которых определен в 12,3–14,7 трлн рублей, включая, обратите внимание, бюджетные средства.

Реализуются ли все эти планы — большой вопрос (см. «Срок жизни газовой Генсхемы»). По той простой причине, что «Газпром» запланировал минимум 5-кратное превышение цены реализации газа над себестоимостью. Иные отрасли такого «коммунизма» могут и не пережить...

**В** октябре на совещании в Новом Уренгое под председательством В.Путина обновленный проект Генеральной схемы развития газовой от-

расли на период до 2030 года был согласован по всем позициям и внесен для окончательного утверждения в правительство.

За семь лет, в течение которых ведется работа над Генсхемой, план развития самой стратегической отрасли в России постоянно менялся, причем не только по количественным и хронологическим параметрам, но и по основным приоритетам.

В мае 2007 года Минпромэнерго отклонило первый вариант, который недостаточно учитывал «Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики». Не понравилась и структура газового документа, которая основывалась на 18 различных сценариях.

В течение 2008 года был подготовлен исправленный вариант. По рекомендациям министерства в нем была более детально проработана схема сети газопроводов, с учетом новых генерирующих мощностей, а многочисленные сценарии заменены на широкие диапазоны оценок, что вряд ли значительно улучшило документ.

В марте 2009 года проект был вновь отправлен на доработку. Последний раз Генсхема была рассмотрена весной, с рекомендацией детальнее разработать раздел по проектам СПГ. Документ по качеству все время догоняет реальную жизнь, которая не стоит на месте. Отстает он и сейчас.

## Основные параметры

Чтобы убедиться в этом, достаточно взглянуть на некоторые показатели (см. «Сопоставление двух последних вариантов Генсхемы»). Например, общий прирост запасов в течение 20 лет оценен в 26 трлн м<sup>3</sup>. Из них более 50% ожидается открыть на Арктическом шельфе, 7 трлн м<sup>3</sup> — в Западной Сибири, более 3 трлн м<sup>3</sup> — на Востоке страны.

Добыча газа, которая к 2030 году постепенно вырастет до 1 трлн м<sup>3</sup>, за весь 20-летний период составит примерно 15–17 трлн м<sup>3</sup>. Это значит, что в Генсхеме заложено порядка 10 трлн м<sup>3</sup> чистого прироста запасов. Казалось бы, 20 лет — большой срок, все может быть.

Но, как следует из данных Государственного баланса горючего газа на начало 1991 года, т.е.

## СРОК ЖИЗНИ ГАЗОВОЙ ГЕНСХЕМЫ

Максимальный срок жизни Генсхемы — три года, о чем свидетельствует (фатальное?) наступление первого дня января 2014 года, даты введения равнодоходности реализации газа на внутреннем и внешних рынках. И то в том случае, если до этого срока какой-нибудь и кем-нибудь спровоцированный мировой экономической кризис как способ зарабатывания денег вновь не вернется в Россию.

Самая незамысловатая логика подсказывает, что предстоящее трехлетнее (и объективное, по большому счету) выравнивание газовых цен не может не привести к росту стоимости электроэнергии, продуктов газохимии, включая производство аммиачных и карбамидных удобрений («Вертикаль» совместно с заинтересованными участниками рынка занялась этим исследованием, итоги которого будут опубликованы в одном из ближайших номеров). Далее, разумеется, без остановок.

Грядущая жизнь, иными словами, гарантированно предполагает быть повсеместно подорожавшей: от хлебушка до зрелищ. Электроэнергетики плановый рост стоимости газа заложат в свою себестоимость; газораспределители, металлурги, трубники, транспортники, нефтяники, сельхозы, коммунальщики (кого забыл — простите)... — в свою.

Невыясненным вопросом останется только один — окажется ли в состоянии платежеспособность спроса соответствовать поднышающему в цене предложению?

А.Миллер в Н.Уренгое уверял, что «переход к формированию рыночных цен на газ не приведет к масштабным негативным последствиям для экономики промышленных предприятий и доходов населения. Так, по расчетам «Газпрома», в 2011 году повышение цен на газ на 15% дает адекватное изменение цен на промышленную продукцию — всего-навсего 1%».

Но далеко не все придерживаются этой точки зрения.

Забегая вперед, отмечу, что производители «газовых» удобрений уже сейчас предлагают новую модель этого рынка, ключевым звеном которого — если Россия в принципе не намерена его потерять как такового — является низкая фиксированная цена природного газа (опыт Омана — \$26 за тыс. м<sup>3</sup>) на период окупаемости проекта (5–10 лет — в зависимости от его капиталоемкости). И не тут ли возникает ключевая загвоздка? Газ будет теперь только дорогим или очень дорогим. И не тут ли зарыты все собаки разом?

Иные эксперты утверждают, что для коренных перемен нам всем и прожить-то надо всего каких-то 1,5 года. Мол, правительство накануне главных выборов в стране, лелея интересы избирателя, живет только социальными проектами, руки до комплексного стратегического планирования не доходят.

А жаль. Факт остается фактом: ни одна отраслевая стратегия (геологическая, энергетическая, транспортная, климатическая, социальная — наверняка, какую-то опять не упомянул) друг с другом не вяжется. У вас повернется язык сказать, что «газовая доктрина» увязана с энергетической? А с социальной, если молоко и хлеб подорожают? А с транспортной?

Сомневаюсь я, что сразу после президентских выборов что-то изменится. Жить без комплексов — легко, с комплексом — трудно, а именно его России объективно и не хватает.

При отсутствии комплексного подхода к экономике, полагаю, что уместным был бы пересчет всех имеющихся стратегий на предмет того, во что им обойдется газовая. Генсхема, наверное, легко проглотит запланированные 12,3–14,7 трлн рублей (в ценах на 01.11.10). Но во что обойдется она России в целом?

Ну и главный тематический вывод: не позднее 01.01.15 Генеральная схема будет еще раз скорректирована. Судите сами. За период до 2030 года — по газовой Генсхеме — будет разведано, добыто, подготовлено и реализовано 15–17 трлн м<sup>3</sup> газа. Стоимость Генсхемы 12,3–14,7 трлн рублей (включая бюджетные деньги!).

Это в арифметике означает, что 1 тыс. кубов со всеми делами будет доставлена потребителю с себестоимостью (одно делим на другое) в 1150–1200 рублей. А с учетом не менее фантастически низкого НДПИ получается, что «Газпром» намерен делать более «5 концов» (500% дохода). Рекорды Гиннеса отдыхают...

Долго ли может продолжаться «строительство коммунизма в отдельно взятой отрасли»?

НИКОЛАЙ НИКИТИН  
«Нефтегазовая Вертикаль»

**Самая незамысловатая логика подсказывает, что предстоящее трехлетнее (и объективное, по большому счету) выравнивание газовых цен не может не привести к росту стоимости всего и вся**

**Полагаю, что уместным был бы пересчет всех имеющихся стратегий на предмет того, во что им обойдется газовая. Чтобы понять, во что обойдется она всем нам**

**А когда пойдем, что доходность производителя газа составляет минимум 500%, вложенных в контрольные цифры Генсхемы, и такая доходность подавляет иные отрасли экономики, Генсхема будет скорректирована. Не позднее 01.01.15...**

20 лет назад, запасы газа России составляли все те же 48 трлн м<sup>3</sup>, что и в настоящее время. То есть за предыдущее двадцатилетие удалось только поддерживать воспроизводство добычи без чи-

### **Главная PR- и GR-суть газовой Генеральной схемы себестоимостью 12,3–14,7 трлн рублей: Россия к 2030 году может и будет добывать более 1 трлн кубометров**

стого прироста. Каким же образом за следующие 20 лет ожидается увеличить запасы газа на 10 трлн м<sup>3</sup>?

### **Впервые ощущается двойное авторство документа — не только «Газпрома», но и Минэнерго; предыдущий проект Генсхемы носил ярко выраженную корпоративную направленность**

Ресурсные возможности теоретически позволяют: начальные суммарные ресурсы (НСР) газа на начало 2009 года оцениваются в 248,6 трлн м<sup>3</sup>, в том числе 174,8 трлн м<sup>3</sup> на суше и 73,8 трлн м<sup>3</sup> на шельфе. Более половины НСР —

### **Многие из представленных в Генсхеме параметров вызывают здоровый скептицизм: оценки носят демонстрационный характер и к реальности имеют слабое отношение**

132,2 трлн м<sup>3</sup> — сосредоточено в Западной Сибири (включая акваторию Карского моря), 37,9 трлн м<sup>3</sup> — в Восточной Сибири, 26,4 трлн м<sup>3</sup> — в Тимано-Печор-

### **Потребление в России (существенно подорожавшего газа) вырастет до 549–599 млрд м<sup>3</sup> вместо ранее предполагавшихся 491–555 млрд м<sup>3</sup>, а уровень газификации в среднем по стране достигнет 86%**

ской провинции и акватории Баренцева моря, 14,5 трлн м<sup>3</sup> — на

Дальнем Востоке.

Но чтобы перевести ресурсы в запасы, нужно на разведку уже завтра бросить колоссальные технические и финансовые ресурсы. Однако при действующем законодательстве более 85% всех запасов находится в нераспределенном фонде, т.е. разведочные работы проводятся только на скудные государственные средства.

Распределяться этот фонд теперь будет между двумя госкомпаниями, у которых, при напряженных финансово-производственных планах, нет ни средств, ни сил, ни стимулов заниматься масштабной разведкой северных шельфов.

Планы по вводу новых месторождений, за исключением Южно-Тамбейского, во многих случаях отодвинуты в будущее. Помимо Бованенковского, перенесены сроки нескольких месторождений «Газпрома», а также Пякхиского, Южно-Мессояхского, Хальмерпаятинского месторождений ЛУКОЙЛа. Освоение Хвалынского месторождения на шельфе Каспия отложено на пять лет (раньше значился 2011 год). Сроки начала добычи на Ковыктинском месторождении остались прежними — 2017–2022 годы.

В последнем варианте Генсхемы значительно увеличен суммарный экспорт газа: нижний порог нового диапазона 455–520 млрд м<sup>3</sup> теперь оказался больше верхнего в предыдущем варианте (415–440 млрд м<sup>3</sup>). Учитывая, что сейчас за пределы страны вывозится порядка 225 млрд м<sup>3</sup>, разработчики проявляют незаурядный оптимизм, игнорируя новые тенденции на газовых рынках и продолжая экстраполировать объемы экспорта по прежним параметрам.

Логика авторов документа, видимо, базируется на том, что после кризиса все вернется на круги своя. Однако главное последствие кризиса не в снижении спроса, а в изменении парадигмы газовой политики, прежде всего в Европе.

Впрочем, поставки сетевого газа в Европу остались такими же, как и в прежнем варианте Генсхемы, а в 2015 году даже

снижены с 219–222 млрд м<sup>3</sup> до 209 млрд м<sup>3</sup>. Зато увеличен верхний предел планируемых поставок сетевого газа в АТР: с 50 до 80 млрд м<sup>3</sup>.

Это связано с очередным пересмотром отношения к проекту «Алтай». В предыдущем варианте документа от этого проекта почти отказались. В тексте говорилось, что «организация поставок природного газа по проекту «Алтай» сопряжена с рядом серьезных проблем, связанных с формированием ресурсной базы, отсутствием экономических условий, обеспечивающих конкурентоспособность природного газа на целевых рынках Китая, сложными природно-климатическими, инженерно-геологическими условиями строительства газопровода, его большой протяженностью...»

Теперь, несмотря на признаки перечисленных трудностей, к которым можно добавить и отсутствие сырья, которое предполагается транспортировать из Западной Сибири, к проекту вновь вернулись. Однако, по словам заместителя председателя Госкомитета КНР Чжан Гобао, интервью с которым можно прочитать на сайте Интерфакса, Китай не заинтересован в западном проекте поставок российского газа.

«Китайская сторона заинтересована в строительстве сначала газопровода по восточному участку, российская же сторона склоняется к строительству сначала трубопровода на западном участке. У Китая уже существует несколько западных газопроводов. Например, уже построен газопровод из Синьцзяна, газ по которому поставляется на восток страны. Это же касается и газопроводов из Туркмении, Казахстана. Поэтому рост поставок газа в Синьцзян не столь актуален», — говорит Чжан Гобао.

По его словам, Россия настаивает на западном участке газопровода, поскольку основной район потребления в Синьцзяне находится всего лишь в 90 км от российской границы, и сегодня обсуждается только этот вариант. Чжан Гобао пояснил и ценовую ситуацию переговоров. Российская сторона предлагает цену выше \$300 за тыс. м<sup>3</sup>, в то время как



**Сопоставление двух последних вариантов Генсхемы**

Основные показатели	Последний вариант Генсхемы, 2030 г.	Предыдущий вариант Генсхемы, 2030 г.
Ожидаемый прирост извлекаемых запасов, трлн м <sup>3</sup>	26	26
Потребление в России, млрд м <sup>3</sup>	549–599	491–555
Уровень газификации в среднем по стране, %	86	не обозначено
Использование газа в электрогенерации, млрд м <sup>3</sup>	214	213
Экспорт из РФ, млрд м <sup>3</sup>	455–520	415–440
- в т.ч. сетевой газ в Европу	225–227	220–227
- сетевой газ в АТР	25–80	25–50
- СПГ в Европу, АТР, США	63–85	66–97
Мощности производства СПГ, млн т	70 (без Ямал СПГ)	?
- в т.ч. на базе Штокмана	51	27–42
- Приморье	9,6	9,6 (новые проекты на Сахалине)
- Сахалин	9,6	9,6
Ямал СПГ, млн т	15	–
Переработка сырого газа, мощности	243–275	243–275
Строительство новых газопроводов, тыс. км	25–28	21,3–27,3
Капвложения в развитие газовой отрасли, трлн руб.	12,3–14,7 (в ценах на 01.11.10)	13,9–16,6 (в ценах на 01.01.08)
<b>Себестоимость 1 тыс. м<sup>3</sup> газа (разведка, добыча, транспорт)</b>		
строка от «Вертикали»	1150–1200 руб./1 тыс. м <sup>3</sup>	не вычислялась

центральноазиатский газ Китай покупает по \$200–210 за тыс.м<sup>3</sup>. Таким образом, разница составляет около \$100. Так что, судя по всему, вопрос с газопроводом «Алтай» далек от окончательного решения.

**СПГ**

По рекомендации Минэнерго, в новом варианте Генсхемы более детально разработаны планы по индустрии СПГ. Мощности производства сжиженного газа, без учета проекта «Ямал СПГ» (см. «Либерализация российского газового рынка объявлена?»), в 2030 году составят 70 млн тонн (97 млрд м<sup>3</sup>). Примерно 70% этого количества будет производиться на базе Штокмановского месторождения с постепенным увеличением от 29 до 51 млн тонн. В период 2015–2022 годов намечен ввод завода по сжижению газа в Приморском крае мощностью 9,6 млн тонн.

Максимально возможный экспорт СПГ в 2030 году сокращен с 97 до 85 млрд м<sup>3</sup>, а в ключевые 2015 и 2020 годы объемы уменьшены вдвое: теперь предполагается экспортировать 13–24 млрд м<sup>3</sup>

и 35 млрд м<sup>3</sup> соответственно вместо 23–52 млрд м<sup>3</sup> и 49–89 млрд м<sup>3</sup> по предыдущему варианту.

«Ямал СПГ» в Генсхеме не включен в планируемые проекты и рассматривается отдельно. Странная ситуация, учитывая, что в августе проект получил предварительное одобрение правительственной комиссии по ТЭКу. Проект на базе Южно-Тамбейского месторождения производительностью 15 млн тонн (21 млрд м<sup>3</sup>) определяется как пилотный проект, от успеха которого зависит возможность реализации других проектов на Ямале, а также в Баренцевом, Карском и Печорском морях. «Ямал СПГ» может заработать в 2016–2018 годах, предварительное инвестиционное решение ожидается в первом квартале 2011 года.

Таким образом, согласно Генсхеме, учитывая варианты прогноза мирового спроса на СПГ по разным оценкам от 460 до 900 млн тонн, Россия имеет возможность стать одним из крупных поставщиков СПГ в мире. Однако при этом в документе отмечается, что развитие индустрии СПГ в России сопряжено с существенными проблемами.

Среди них — отсутствие технологического опыта, отечественного оборудования и кадров соответствующей квалификации. Проблема создания танкерного флота, будучи значительной сама по себе, дополнительно осложняется отсутствием сухих доков

**В последнем варианте Генсхемы значительно увеличен суммарный экспорт газа — 455–520 млрд м<sup>3</sup>**

достаточной ширины (50–55 метров).

В документе признается наличие еще одной проблемы, из ряда «психологических»: привязанность российской научно-технической и нормативной базы к традиционному и освоенному методу трубопроводной транспортировки газа.

**Переработка и газохимия**

Мощности по переработке газа к 2030 году будут увеличены до 243–275 млрд м<sup>3</sup> в год, втрое больше, чем в настоящее время. К 2015 году объем мощностей вырастет до 95 млрд м<sup>3</sup>, а основной ввод ожидается в период 2016–2020 годов, после чего новое

**Главное последствие кризиса не в снижении спроса, а в изменении парадигмы газовой политики, прежде всего в Европе**

строительство не планируются. В региональном отношении наибольшие мощности будут созданы на Дальнем Востоке (62–69 млрд м<sup>3</sup> в год), в СЗФО (30 млрд м<sup>3</sup>) и в Сибирском ФО (17 млрд м<sup>3</sup>). Они

**Судя по всему, вопрос с газопроводом «Алтай» далек от окончательного решения — экспортная цена в Китай остается гвоздем программы: мы предлагаем цену выше \$300, в то время как центральноазиатский газ Китай покупает по \$200–210**

будут сконцентрированы в десяти новых проектах газопереработки

Из чего в России складывается масштабный нефтегазовый проект федерального уровня? Таковому одновременно должны соответствовать три составляющие. Впечатляющие ресурсы и запасы сырья, транспортная инфраструктура и административный ресурс.

**«Газпром» велик, но даже ему, крупному российскому должнику, с несколькими параллельными, масштабными и очень затратными проектами с далеко не быстрым возвратом инвестиций не справиться**

С 12 октября текущего года проект «Ямал СПГ» отвечает всем предъявляемым требованиям: ресурсная база превышает 1 трлн кубов газа, экспортной инфраструктурой займутся профильные министерства и ведомства, а сам проект будет контролироваться лично премьером (пока?) В.Путиным.

Шаг очень важный, знаковый. И не думаю, что Владимир Владимирович мучительно переживал, кому достанется пальма первенства российского арктического СПГ — «Газпрому» или НОВАТЭКу с возможной рокировкой морского Штокмана на сухопутный Тамбей.

Премьер «росчерком» пера ликвидировал политические риски отсрочки «Газпромом» освоения арктического шельфа.

Все сложилось само собой. «Газпром» велик, но даже ему, крупному российскому должнику, с несколькими параллельными, масштабными и очень затратными проектами (Северный и Южный потоки,

тот же Штокман, а теперь и явно замаячивший газовый проект «Алтай» в Китай... с которым сам Китай не согласен) с далеко не быстрым возвратом инвестиций не справиться.

Именно это и понял В.Путин, сам ли, по подсказке ли — не знаю, да это и не столь важно. Важно то, что ситуация на мировых газовых рынках требовала от России разделения труда на внутреннем. Кесарю — кесарево, с расчетом на то, что и первый, и второй кесарь России с поставленными задачами наверняка справятся.

Похоже, Владимир Владимирович решил, что им и делить-то нечего. Ни внутри страны, ни за ее пределами. И не столько потому, что

«Газпром» владеет пятой частью НОВАТЭКа. Не за горами 2014 год, год равнодоходности сбыта газа, будь то Верхняя Вольта или Нижний Тагил.

И того триллиона кубов — по В.Путину — добываемого в 2020 году российского газа должно хватить для того, чтобы обеспечить прогнозируемые потребности где бы там ни было. И какая разница, где наш «Газпром», как и другие газопроизводители, в конце концов, будет делать деньги, если цены сравняются?

На мой взгляд, тут собака и будет зарыта. Получив равнодоходность, «Газпром» — рано или поздно — должен лишиться тех (налоговых, прежде всего) привилегий, которые оправдывались практическим дотированием экономики России за счет регулирования цен на газ. Помните, как многие годы монополист жаловался на убыточность взаимоотношений с внутренним потребителем?

Теперь рентабельность будет фантастической (см. «Срок жизни газовой Генсхемы»). Если нефтяники, оперируя только мировыми ценами, spolна лишаются сверхдоходов, какими бы те цены ни были,

то почему в век равнодоходности НДС на газ должен быть в 100 раз меньше НДС на нефть в физическом исчислении?

Не знаю, как у вас, но у меня такой шаг В.Путина вызвал однозначную реакцию: я расценил его как объявленную либерализацию газового рынка России. Да и любопытно было бы посмотреть на итоги конкуренции... Кто все-таки эффективнее работает: «Газпром» или НОВАТЭК? Или, например, ИТЕРА с «Роснефтью»? Или ЛУКОЙЛ?

О чем говорит тот факт, что добывать и торговать газом скоро станет выгодно всем его производителям? О том, чтобы этот газ в России был в принципе, если я правильно понял Владимира Владимировича...

НИКОЛАЙ НИКИТИН  
«Нефтегазовая Вертикаль»

**О чем говорит тот факт, что добывать и торговать газом скоро станет выгодным всем его производителям? Либерализация газового рынка России объявлена?**

(см. «Планируемые производства по переработке газа»).

Из них четыре предприятия появятся в Европейской части — Астраханский ГХК мощностью 450 тыс. тонн в год, Мурманский завод по переработке конденсата

(12 млн тонн в год) и два завода в Каспийском регионе, которых в предыдущем варианте Генсхемы не было: Каспийский ГПЗ мощностью 6,5 млрд м<sup>3</sup> и Каспийский ГХК по производству этилена мощностью 600 тыс. тонн в год.

Два газоперерабатывающих предприятия планируются в Западной Сибири — Новоуренгойский ГХК по производству полиолефинов и ГХК по переработке газов Надым-Пур-Тазовского региона мощностью 30 млрд м<sup>3</sup> в

**Планируемые производства по переработке газа**

Объект	Мощность	Этапы ввода
<b>1. Европейская часть и Западная Сибирь</b>		
Астраханский ГХК (полиолефины)	450 тыс. т/г	2014
Новоуренгойский ГХК (полиолефины)	400 тыс. т/г	2012
ГХК по переработке газов НПТР	30 млрд м <sup>3</sup> (ГПЗ)	2015–2017
Мурманский завод по переработке конденсата	12 млн т/г	2022
Каспийский ГПЗ	6,5 млрд м <sup>3</sup> /г	2013–2016
Каспийский ГХК (этилен)	600 тыс. т/г	2014–2016
<b>2. Восточная Сибирь и Дальний Восток</b>		
ГХК в Иркутской области	ГПЗ — 5,5 млрд м <sup>3</sup> /г производство полиолефинов — 500 тыс. т/г	2014–2017
ГХК в Красноярском крае	ГПЗ — 12 млрд м <sup>3</sup> /г производство метанола — 3 млн т/г Производство — 1 млн т	2014–2017
ГХК в Хабаровском крае	ГПЗ — 30–40 млрд м <sup>3</sup> /г производство полиолефинов — 2,7–3,3 млн т/г	2013–2020
ГХК для газа, добываемого в Республике Саха (Якутия)	ГПЗ — 40–50 млрд м <sup>3</sup> /г производство полиолефинов 2,8–4 млн т/г	2016–2024
<b>3. Производство СЖТ</b>		
Площадка Оренбургского ГПЗ	1 млрд м <sup>3</sup> /г	2015
Площадка Медвежьего ГКМ	3 млрд м <sup>3</sup> /г	2018

год. Остальные четыре новых производства будут размещены в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

Проектом предусмотрено также создание производств синтетических жидких топлив (СЖТ) на площадке Оренбургского гелиевого завода мощностью 1 млрд м<sup>3</sup> газа в год и на площадке Медвежьего газоконденсатного месторождения мощностью 3 млрд м<sup>3</sup> газа в год.

Объемы выпускаемой на газоперерабатывающих предприятиях продукции к 2030 году вырастут в 1,5–2 раза (см. «Выпуск продукции ГПЗ»). При этом пик производства по все видам продукции будет достигнут в 2025 году, с некоторым снижением к концу рассматриваемого периода.

Производство ШФЛУ вырастет в полтора газа, а выпуск СОГ (товарный, сухой отбензиненный газ) и СУГ увеличится более чем вдвое.

Производство газохимической продукции, которое начнется

только в 2012 году на уровне 0,5 млн тонн, к 2030 году достигнет почти 10 млн тонн.

**Акценты**

Многие из представленных в Генсхеме параметров — фантастические приросты запасов, триллион добычи, удвоение экспорта, утроение газопереработки — вызывают здоровый скептицизм. Понятно, что все эти оценки носят демонстрационный характер и к реальности имеют слабое отношение.

Но на самом деле в прогнозных документах на длительную перспективу количественные показатели не самое главное. Гораздо важнее то, как расставлены акценты. Цифры так или иначе жизнь поправит, а вот обозначенные приоритеты будут служить векторами и руководством к действию.

В этом отношении последняя версия Генсхемы существенно отличается от предыдущих вариантов. Прежде всего, в ней впервые ощущается двойное авторст-

во документа — не только «Газпрома», но и второй руки. «Газпром» настаивает на сверхоптимистичных ожиданиях спроса и соответственно предъявляет нереальные планы наращивания

**Возрастут и мощности производства СПГ (Штокман, Приморье, Сахалин) до 70 млн тонн, плюс «Ямал СПГ» даст 15 млн тонн с ориентацией на США, Европу и страны АТР**

добычи. В целом это импонирует правительству как подтверждение нерушимой газовой мощи страны.

**За предыдущее двадцатилетие удалось только поддерживать воспроизводство добычи, без чистого прироста. Каким же образом в следующие 20 лет ожидается увеличить запасы газа на 10 трлн м<sup>3</sup>?**

Но вместе с тем ощущается задушистое противостояние интересов. Предыдущий проект Генсхемы носил ярко выраженную кор-

**Чтобы перевести ресурсы в запасы, нужно на разведку уже завтра бросить колоссальные технические и финансовые ресурсы. Однако при действующем законодательстве более 85% всех запасов находится в нераспределенном фонде**

поративную направленность: роль независимых производителей

**Мощности по переработке газа к 2030 году будут увеличены до 243–275 млрд м<sup>3</sup>, втрое больше, чем ныне. К 2015 году объем мощностей вырастет до 95 млрд м<sup>3</sup>, а основной ввод ожидается в период 2016–2020 годов. С учетом подорожания газа?**

лей газа и использование попутного газа в нем не рассматривались, перспективы повышения уровня газификации России были представлены лишь контурно в самых общих чертах.

В новой редакции подчеркнутое внимание обращается на газификацию России, которую планируется поднять с нынешних 69,8% до 86% по стране в среднем и до 90% в городах. Представляя про-

### **С.Шматко: присутствие нескольких игроков создает условия для здоровой рыночной конкуренции на газовом рынке; ожидается, что доля независимых производителей к 2030 году вырастет до 30% с 16% в настоящее время**

ект в Новом Уренгое, глава правительства говорил о необходимости существенно продвинуть газификацию страны, о том, что главным приоритетом для газовых компаний должен служить внутренний российский рынок.

### **Генсхема предусматривает приоритетный доступ СОГ, получаемого из ПНГ, в ГТС. В 2010 году нефтяники планируют сдать 19,3 млрд м<sup>3</sup> СОГ, в 2015-м — до 24,2 млрд м<sup>3</sup>, к 2030-му — до 8,9 млрд м<sup>3</sup>. По какой цене?**

Более внятно звучит тема независимых производителей газа. «Присутствие нескольких игроков на рынке газа создает условия для здоровой рыночной конкуренции на газовом рынке», — объявил в Новом Уренгое С.Шматко. Ожидается, что доля независимых производителей к 2030 году

### **Технические возможности газопроводов европейского направления достигнут 350 млрд м<sup>3</sup>. Это, между прочим, на 125 млрд м<sup>3</sup> больше планируемого экспорта сетевого газа в Европу в 2030 году. «Южный поток» — лишний?**

вырастет до 30% с 16% в настоящее время.

В Генсхеме учтены перспективные планы независимых газовых компаний и нефтяных компаний. В частности, скорректированная Генсхема предусматривает приоритетный доступ СОГ, получаемого

#### **Выпуск продукции ГПЗ**

	2010 г.	2025 г.	2030 г.
СОГ, млрд м <sup>3</sup>	71,2	150,8–178,2	148,4–175,7
ШФЛУ, млн т	9,2	13,1–15	13,3–14,6
СУГ, млн т	2,9	6,5–7,6	6,4–7,5
Газохимия, млн т	0,0	7,7–9,8	7,7–9,7

го из попутного нефтяного газа, в газотранспортную систему. Согласно проекту, в 2010 году нефтяники планируют сдать в ГТС 19,3 млрд м<sup>3</sup> СОГ, в 2015 году увеличить поставки до 24,2 млрд кубометров и к 2030 году вновь снизить до 8,9 млрд м<sup>3</sup>.

В случае строительства в удаленных районах газоперерабатывающих мощностей и газопроводов подключения к ГТС сухой отбензиненный газ будет приниматься для транспортировки в приоритетном порядке. Ожидаемые поступления попутного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, включая Верхнечонское и Талаканское месторождения, в планируемую в регионе газотранспортную систему составят в 2030 году порядка 6–7 млрд кубометров в год.

Принципиальное признание — как новый акцент — получила индустрия СПГ. На передний план в этой области выдвинулся независимый производитель НОВАТЭК. Проект «Ямал СПГ» получил полную поддержку правительства в виде конкретных льгот. На совещании в Новом Уренгое было однозначно продемонстрировано, что государственную поддержку будут получать только современные высокотехнологические проекты, ведущие к модернизации отрасли.

Если к этому добавить, что НОВАТЭК фактически получил право на самостоятельный экспорт своего газа, то возникает впечатление, что повеяло чем-то новым, призраком поворота, который журнал «Эксперт» очень метко назвал «дегазпромизацией».

Три момента в связи с «Южным потоком». Первый. В Генсхеме говорится, что технические возможности газопроводов европейского направления составляют 238 млрд м<sup>3</sup>, а с вводом Северного и Южного потока достигнут 350 млрд м<sup>3</sup>. Это, между прочим, на 125 млрд м<sup>3</sup> больше планируемого экспорта сетевого газа в Европу в 2030 году.


Второй момент. В тексте Генсхемы отмечается, что приверженность России к трубопроводной транспортировке тормозит развитие СПГ. Третий. На совещании в Новом Уренгое министр энергетики страны признал, что Европа перестает быть самым перспективным рынком для газа России.

Остается только собрать в кулак политическую волю и признать, что в такой ситуации с проектом мощностью 60 млрд м<sup>3</sup> и стоимостью многие миллиарды долларов явно погорячились.

#### **Государственный акцент**

Проект генеральной схемы развития газовой отрасли содержит положение об отмене существующей практики назначения оператора разработки месторождения акционерами проекта и передаче этого права государству. В документе рекомендуется «предусмотреть при разработке месторождения несколькими недропользователями в рамках единого технологического документа право органа государственной власти, выдавшего лицензии, на назначение координатора работ».

Счетная палата уже подхватила заманчивую инициативу и выступила с предложением сменить оператора «Сахалин-1». Несмотря на последовавшее вслед за этим заявление С.Шматко, что Минэнерго не намерено поднимать вопрос о смене оператора по разрабатываемому в режиме СРП проекту, оператором которого является Exxon Neftegas, практика подсказывает, что именно так и случится.

Правительству и «Газпрому», которые через год должны запустить «пустую» трубу Сахалин–Хабаровск–Владивосток, отчаянно необходимы 8 млрд м<sup>3</sup> газа, которые будет добывать «Сахалин-1» на месторождении Чайво. 





**24-27**  
**мая**

XIX МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА  
**ГАЗ. НЕФТЬ.**  
**ТЕХНОЛОГИИ-2011**

**г.УФА**

**БВК** БАШКИРСКАЯ  
ВЫСТАВОЧНАЯ  
КОМПАНИЯ

 **БАШКОРТОСТАН**  
ВЫСТАВОЧНЫЙ КОМПЛЕКС

**ОРГКОМИТЕТ:**

Тел./факс: (347) 253 11 01, 253 38 00

[gasoil@bvkepo.ru](mailto:gasoil@bvkepo.ru),

[www.bvkepo.ru](http://www.bvkepo.ru)

