

Стратегический контекст инновационного развития газовой промышленности России

Александр Черников,
старший эксперт-аналитик Института энергетической стратегии

Ключевой стратегической проблемой последнего пятилетия стала необходимость смены приоритетов, определяющих развитие ТЭК России. В период, предшествовавший наступлению мирового финансово-экономического кризиса 2008–2009 годов, отраслям российского ТЭК практически удалось выйти на паритет с показателями 1990 года, что сопровождалось наращиванием экспорта энергоносителей и расширением масштабов международной деятельности российских компаний. Интересы дальнейшего роста их глобальной конкурентоспособности, а также сложность стоящих перед ними «внутренних» задач обуславливают безальтернативность перехода на инновационный путь развития.

Об этом переходе много говорится, но делается для него недостаточно. Например, затраты российских нефтегазовых корпораций на НИОКР остаются на низком уровне (не более 0,1–0,2% от выручки). Их существенный рост может считаться достижением только по сравнению с реалиями 1990-х годов, поскольку такая ситуация является нормальной мировой практикой, а в российских условиях ее возникновение объясняется не столько осознанием реальной роли инноваций, сколько многократным увеличением доходов компаний в условиях роста цен на энергоресурсы. Медленно сокращается отставание по таким показателям, как износ основных производственных фондов, глубина переработки добываемых нефти и газа. Несмотря на некоторые успехи в области импортозамещения, по-прежнему сохраняется зависимость предприятий ТЭК от импорта оборудования. В этой связи необходим комплексный подход к выявлению проблем, определению очередности и выбору путей их решения, учитывающий как мировой опыт, так и опыт предшествующих российских реформ и соображения энергетической безопасности.

Приоритеты развития газовой промышленности: сверка часов

На первый взгляд, положение дел в газовой промышленности является наиболее благоприятным в сравнении с другими отраслями ТЭК России. Ей не угрожают ни истощение запасов в среднесрочной перспективе (по нашей оценке, обеспеченность России запасами газа превышает 100 лет, тогда как по нефти она не достигает и 21 года), ни ожесточенная ценовая борьба, подобная той, которая идет на мировом угольном рынке, заставляя производителей скрупулезно считать издержки. В структурном отношении газовая отрасль также стоит особняком: она единственная среди всех отраслей ТЭК сохранила естественно-монопольную организацию. В условиях несовершенства межтопливной конкуренции на внутреннем рынке и усложнения структуры рынков нефти и газа это обстоятельство создает существенные риски, однако опыт реформы электроэнергетики показывает, что наличие единого центра управления и координации производственной и научно-технической деятельности является ощутимым преимуществом. Однако обеспечение развития газовой

промышленности требует колоссальных капиталовложений (по нашей оценке, основанной на данных Энергетической стратегии России (ЭС-2030), в период до 2030 года они могут составить 650–750 млрд в постоянных ценах 2011 года). До настоящего времени в отрасли отмечался дефицит инвестиций. Проводимый Институтом мониторинг Энергетической стратегии показал, что за 2003–2008 годы объем инвестиций в отрасль составил не более 60% от намечавшихся в соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2020 года, а в последующие годы на его динамику негативно повлияло наступление финансово-экономического кризиса. Исправление сложившейся ситуации зависит от достижения экономически обоснованного уровня цены на газ на внутреннем рынке. Таким образом, разговор о горизонтах и проблемах инновационного развития газовой отрасли переходит в политическую плоскость — в настоящее время «Газпром» и министерства экономического блока в очередной раз разошлись в позициях по вопросу о темпах роста газовых цен.

В соответствии с ЭС-2030, ключевым приоритетом развития газовой отрасли следует считать стабильное, бесперебойное и экономически эффективное удовлетворение внутреннего и внешнего спроса на газ и продукты его переработки. В долгосрочной перспективе потребление газа внутри страны и на зарубежных рынках должно вырасти: как в России, так и за рубежом основными драйверами роста являются электроэнергетика, промышленность и коммунально-бытовой сектор, в меньшей степени — транспорт. В связи с этим ожидается существенный рост добычи газа в России (в 1,3–1,4 раза к 2030 году), который будет иметь место как в традиционных газодобывающих районах, так и на Европейском Севере России, полуострове Ямал, в новых нефтегазовых провинциях Востока страны, а также в Прикаспийском регионе. Обеспечение столь внушительного роста, сопровождаемого, к тому же, масштабным строительством инфраструктуры (прежде всего экспортного назначения), распадается на несколько задач, решение каждой из которых сопряжено с целым букетом проблем.

Сектор добычи: глубже + дальше = дороже...

В течение предыдущего десятилетия прирост газодобычи в России был достигнут за счет увеличения добычи газа ВИНК и независимыми производителями, а также (по ОАО «Газпром») в результате ввода в эксплуатацию Заполярного месторождения (2004 год). В текущем году ожидается начало промышленной добычи газа на Ямале (завершается обустройство Бованенковского месторождения, на котором предполагается добывать до 115 млрд куб. м в год). Данные успехи обнадеживают прежде всего тем, что они дают передышку в условиях падения добычи на основных месторождениях Надым-Пур-Тазовского района,

каковое, в сочетании с ухудшением структуры запасов (в т. ч. за счет увеличения доли низконапорного газа), делает нежелательным дальнейший сдвиг сроков освоения месторождений Ямала и арктического шельфа. Вместе с тем, существенное влияние на экономику данных проектов оказала «сланцевая революция» в США, в результате которой возникла неопределенность в вопросе освоения Штокмановского месторождения, расположенного в Баренцевом море, а также состоялось перераспределение

В долгосрочной перспективе потребление газа внутри страны и на зарубежных рынках должно вырасти

глобальных потоков сжиженного газа, сбившее градус цен на европейском рынке. Подобное развитие событий хорошо укладывается в логику ресурсной регионализации, в результате которой величина запасов и экспортный потенциал — ключевые параметры нынешней газовой стратегии России — могут стать вторичными факторами по отношению к результатам, достигнутым в сфере освоения ресурсов нетрадиционного газа.

Таким образом, необходимость освоения трудноизвлекаемых запасов газа и создания новых центров газодобычи в упомянутых выше провинциях является императивным требованием времени, удовлетворению которого нет альтернативы. Первая проблема набирает остроту по мере истощения газовых месторождений Западной Сибири: запасы низконапорного газа в их недрах измеряются триллионами кубометров при сроке их отработки до 200 лет.



В течение предыдущего десятилетия прирост газодобычи в РФ был достигнут, в том числе в результате ввода в эксплуатацию Заполярного месторождения



Необходимость создания новых центров газодобычи является императивным требованием времени

В настоящее время он остается в недрах, поскольку технологии его извлечения не отработаны, в местах добычи такого газа нет потребителей (ни переработки, ни транспорта, ни электроэнергетики), а расходы на его доведение до кондиций, делающих возможным его поставку в Единую систему газоснабжения (ЕСГ), при существующих налоговом и ценовом режимах не окупаются. Отказаться от его освоения тоже нельзя: в этом случае скважины с падающим дебитом придется либо ликвидировать, либо законсервировать (что, помимо сопутствующих расходов и экономических потерь, является варварством, по масштабам ущерба во много раз превышающим потери от сжи-

В России отсутствуют производственная база и технологии, необходимые для работы в условиях многолетней мерзлоты и на шельфе

гания попутного нефтяного газа на промыслах). Логичным выходом из данной ситуации может стать использование низконапорного газа в качестве топлива для местной генерации и создание производств, перерабатывающих его на месте добычи.

Переход к отработке глубоких горизонтов газовых месторождений, содержащих колоссальные ресурсы, сопряжен с ухудшением геолого-экономических показателей. Для валанжинских залежей, находящихся на глубинах 2–3 км, себестоимость добычи по сравнению с уже освоенными сеноманскими может возрасти в 7 раз с уменьшением коэффициента извлечения до 80%; для ачимовских и юрских залежей, расположенных на глубинах

3,2–3,8 км, себестоимость и вовсе может увеличиться более чем в 30 раз, а коэффициент извлечения не превысит 60%. Кроме того, газ глубоких горизонтов имеет другой состав, в нем присутствуют этан, пропан, бутан и конденсат, что является важным преимуществом и одновременно усложняет его разработку, делая необходимым создание соответствующей инфраструктуры (мощностей по первичной и глубокой переработке и продуктопроводов).

Освоение новых месторождений, расположенных в районах Крайнего Севера, на шельфе арктических морей и Каспия, а также в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке и характеризующихся повышенной уязвимостью окружающей среды и сложнейшими климатическими и горно-геологическими условиями, по сложности и стоимости вполне сопоставимо с разработкой газовых богатств Западной Сибири, осуществленной в 1970–80-е годы. Согласно прогнозу, сделанному при разработке ЭС-2030, новые центры будут обеспечивать добычу в объеме 490–550 млрд куб. м газа к 2030 году, что немногим меньше всей текущей добычи в Надым-Пур-Тазовском регионе. В качестве положительного момента хотелось бы отметить, что освоение новых месторождений осуществляется в рамках соответствующих комплексных программ (Восточная газовая программа, Программа комплексного освоения месторождений ЯНАО и севера Красноярского края до 2020 года), предполагающих системный подход к их эксплуатации.

В условиях, когда сбыт всего добываемого газа практически гарантирован, вопрос изыскания требуемого объема инвестиций является крайне острым, но все-таки не критическим, чего нельзя сказать о технической стороне дела. В России пока отсутствуют производственная база и технологии, необходимые для работы в условиях многолетней мерзлоты и на шельфе. Не совсем правомерно утверждать, что их нет нигде в мире: подтверждением этому является успешный опыт освоения ресурсов Аляски и шельфа Норвежского моря. По всей видимости, в рассматриваемом случае необходимо вести переговоры о привлечении иностранных партнеров, продолжая уже проделанную в этом направлении плодотворную работу.

В конечном счете, все перечисленные выше шаги хоть и являются необходимыми, но имеют крайне неприятное следствие — кратный рост себестоимости добычи газа. Это свидетельствует не только о неизбежности роста цен на него для конечных потребителей, но и о необходимости выполнения ранее поставленных задач в области повышения энергоэффективности экономики. В этом смысле цель оправдывает средства, и никакие меры не должны отменяться без проведения их технико-экономической оценки. Одним из таких решений может стать вовлечение в оборот малых месторождений газа в Европейской части страны (в частности, в регионах Приволжья, Северного Кавказа и Северо-Запада), которое позволит добывать

более 10 млрд куб. м газа ежегодно. Нельзя также забывать и об освоении ресурсов нетрадиционного газа.

Нетрадиционный газ: игра стоит свеч!

В результате освоения ресурсов нетрадиционного газа, начавшегося в 2000-е годы, наметились определенные сдвиги в конфигурации газовых рынков и структуре потребления энергоресурсов (прежде всего в США, в перспективе — в других развитых странах, которые ставят перед собой задачу выхода на самообеспечение). Россия, которая располагает крупнейшими в мире ресурсами природного газа, остается в стороне от этих событий. В частности, не проводилась даже оценка запасов нетрадиционного газа, которые как минимум не уступают запасам традиционного — как разведанным, так и перспективным. В кратко- и среднесрочной перспективе такая пассивность оправдана и ничем не угрожает, но она создает долгосрочные риски.

С одной стороны, исследования показывают, что по мере развития соответствующих технологий — бурения, переработки — будет происходить удешевление добычи нетрадиционных ресурсов, позволяющее им конкурировать с традиционными, себестоимость добычи которых, напротив, повышается в результате сдвига добычи на шельф, разработки труднодоступных запасов. С другой стороны, российским компаниям страшна не рыночная конкуренция, а усугубление технологического отставания от западных ТНК, которые получают ощутимую отдачу от участия в проектах по освоению нетрадиционных ресурсов (как напрямую, так и косвенно, через финансирование малых компаний), используя полученные наработки и проектные решения в своей «традиционной» деятельности. Такое положение вещей позволяет говорить о настоятельной необходимости участия российских компаний в проектах такого рода. Позитивные сдвиги в указанном направлении уже есть: в частности, в 2003 году «Газпром» начал работы по организации промышленной добычи угольного метана в Кемеровской области (до этого он извлекался только попутно системами шахтной дегазации). Предполагается, что к 2020 году объем добычи составит до 4 млрд куб. м газа ежегодно.

Данный опыт, несмотря на весьма скромный вклад в результаты производственной деятельности концерна, вдвойне ценен, поскольку показывает, каким образом может осуществляться освоение нетрадиционных ресурсов газа. Большая часть регионов Европейской части России сейчас сталкивается с теми же проблемами, что и развитые страны, поскольку находится в полной зависимости от поставок энергоресурсов извне. Не отвлекаясь на обсуждение апокалиптических сценариев («вымерзание» Москвы), отметим, что эта угроза энергетической безопасности упомянутых регионов не должна игнорироваться. Оптимальным решением может стать опытное освоение



К теме расширения экспортной инфраструктуры приковано чересчур большое внимание. Куда большую опасность представляет угроза деградации существующей сети газопроводов

местных ресурсов нетрадиционного газа (угольного метана в Кузбассе и других регионах, сланцевого газа в Приволжье, газогидратов в Якутии) с переходом к их промышленной эксплуатации, которая также предусмотрена Энергетической стратегией.

Транспорт газа: «Отечество славою, которое есть, но трижды — которое будет!»

Вопрос развития газотранспортной сети является еще одной «болевым точкой» отрасли. В соответствии с ЭС-2030, предполагается реализация масштабных трубопроводных проектов как на западном («Северный поток», первая очередь которого введена в эксплуатацию в конце 2011 года, и «Южный поток», строительство которого может начаться в конце текущего года), так и на восточном направлениях (сроки реализации не определены в связи с отсутствием договоренностей по ценам с Китаем и Республикой Корея). Такая постановка задачи (с учетом заложенного в ЭС-2030 роста газового экспорта в 1,4 раза к 2030 году) кажется совершенно правильной. Тем не менее, мы беремся утверждать, что к теме расширения экспортной инфраструктуры приковано чересчур большое внимание. Куда большую опасность представляет угроза деградации существующей сети газопроводов, значительная часть которой эксплуатируется свыше 30 лет. В настоящее время Единая система газоснабжения характеризуется высоким (и растущим) уровнем износа оборудования, в результате чего начала снижаться ее производственная мощность. По нашей оценке, в 2000-е годы реальные темпы модернизации ЕСГ отставали от требуемых (с учетом сроков и темпов ввода соответствующих газопроводов в советское время) вдвое. В последние годы в связи с увеличением повторяемости

аномально холодных зим обострилась проблема дефицита мощностей для подземного хранения газа, для устранения которого имеются все условия. С учетом сказанного представляется, что следует уделить повышенное внимание вопросам модернизации ЕСГ, которую придется осуществлять параллельно со строительством экспортных газопроводов. Однако прогресс в данном направлении также увязан с уровнем внутренних цен на газ, согласование которого становится одним из важнейших вопросов внутренней экономической политики.

Не вызывает сомнений лишь актуальность создания транспортной инфраструктуры в восточных регионах, без которой будет сорвано освоение их газовых ресурсов, а планы по географической диверсификации экспорта газа так и останутся благими пожеланиями. Вместе с тем, в ряде регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока (Иркутская область, Хабаровский край) складывается сложная ситуация, связанная с отказом (состоявшимся либо планируемым) от использования угля. Это, с одной стороны, позволяет улучшить экологическую ситуацию в ряде городов и территорий, но, с другой стороны, идет вразрез с соображениями экономической целесообразности (природный газ оказывается заметно дороже местного угля), создает проблемы со сбытом угольной продукции и усиливает «газовый уклон» в энергетике страны в целом. По крайней мере, следует избегать немотивированного вмешательства в этот рыночный процесс.

Газопереработка: не «бедный родственник», а курица, несущая золотые яйца!

Одной из основных задач в рамках перехода отрасли к инновационному развитию является изменение сложившегося отношения к газопереработке, развитие которой всегда отставало и от темпов наращивания добычи, и от потребностей страны в соответствующих видах химической продукции. Достаточно сказать, что даже в советское время отсутствовала программа по ее развитию, а масштабные планы по вводу газохимических комплексов в Западной Сибири (расширению существующих ГПЗ и Тобольского НХК и строительству Новоуренгойского и других газохимических комплексов) были приняты только в 1988 годы и так и не осуществлены в связи с распадом СССР. Расплатой за это стала стагнация в сфере газопереработки и газохимии, которая, по существующим оценкам, располагает лучшей в мире ресурсной базой, отставание в освоении современных технологий и недополучение прибыли от эксплуатации газовых богатств, которая могла бы стать одним из источников финансирования модернизации отрасли и национальной экономики в целом.

В самом деле, опыт США, химическая индустрия которых работает в основном на газовом, а не на нефтяном сырье, показывает, что данный подход оптимален с по-

зиций рационализации использования соответствующих ресурсов. Российские же реалии таковы, что и нефтепереработка, и газопереработка пока отстают даже от среднемирового технологического уровня и с трудом обеспечивают потребности внутреннего рынка, не говоря уже об экспорте (эту нишу сейчас осваивают страны Ближнего Востока). В 2000-е годы была в основном завершена модернизация существующих предприятий, но останавливаться на достигнутом не следует. В частности, выше уже говорилось, что дальнейшее развитие газодобычи в Западной Сибири требует наращивания мощностей по переработке газа, в т. ч. низконапорного. Предпроектные изыскания показывают, что на его базе возможна организация производства аммиака, метанола, пластмасс, технического углерода и прочих продуктов, а также моторного топлива по технологии GTL. Комплексным составом сырья (с высоким содержанием этана, тяжелых углеводородов, ПНГ, гелия и других ценных компонентов) отличаются газовые месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока, что было учтено при разработке Восточной газовой программы.

ЭС-2030 исходит из того, что в долгосрочной перспективе будет иметь место заметный рост выпуска всех видов продукции газопереработки и газохимии (как промежуточных, так и конечных). Вместе с тем, возможности по наращиванию производства отдельных продуктов (в частности, метанола) ограничены емкостью внутреннего рынка из-за высоких транспортных расходов. Существующие проекты развития газопереработки характеризуются объективно высокой себестоимостью продукции, что делает их зависимыми от конъюнктуры внешних рынков и повышает срок окупаемости до 20–25 лет. Создание максимально благоприятных условий для развития газопереработки потребует не только предоставления льгот и поддержки со стороны государства (в т. ч. с использованием инструментов государственно-частного партнерства, при котором оно берет на себя инфраструктурные затраты и риски), но и принятия дополнительных обязательств в рамках инвестиционных программ со стороны бизнеса.

Реформа газовой отрасли: без «Газпрома» лучше не будет!

Опыт 2000-х годов показал, что модернизация экономики страны невозможна без преодоления институциональной негибкости, унаследованной от эры директивного планирования и тормозящей развитие всех инфраструктурных отраслей (гражданской авиации, железнодорожного и трубопроводного транспорта и электроэнергетики). Проблема, возникшая на этом направлении, действительно не имеет ни мировых аналогов, ни готовых решений. Сторонники сохранения существующей организационной структуры апеллируют к сложившейся географии производственной деятельности, которая сама по себе обеспечивает сверх-

концентрацию, и доказывают, что централизация научно-технической и производственной деятельности дает значительный экономический эффект в масштабе страны в целом и существенно облегчает реализацию государственной политики по развитию газовой промышленности. Частично успешные, но в целом непоследовательные реформы электроэнергетики и железнодорожного транспорта показали, что частный бизнес не справляется с задачей саморегулирования, предпочитая извлекать сверхприбыли за счет использования дефицитов (в первом случае мощностей и сетей, во втором случае — вагонов). Кроме того, возникает неопределенность в развитии инфраструктуры (например, у генерирующих компаний отсутствуют программы развития на период после 2020 года), которая для газовой промышленности с ее длительным инвестиционным циклом и вовсе смерти подобна.

Сторонники реформы исходят из того, что естественно-монопольная структура консервирует громоздкую систему управления, способствует недостаточной гибкости кадровой и технической политики и перерасходу средств, а за монополизм на внутреннем рынке все потребители газа уже расплачиваются сполна. В условиях непрерывного роста цен на газ крупнейшие промышленные компании изучают вопрос о вхождении в добычу газа посредством приобретения независимых компаний, а энергетики, оказавшиеся под двойным «гнетом», готовятся считать убытки. Довершают картину сложности с доступом к ГТС для независимых производителей: облегчение условий доступа создало бы предпосылки для сдерживания роста внутренних цен на газ.

Требуется изрядная смелость, чтобы признать очевидное: структура «Газпрома» с обилием дочерних компаний является крайне сложной, а попытки реформирования компании неминуемо приведут к острому конфликту интересов. Вместе с тем, варианты реформирования, которые исходят из необходимости искусственного разделения концерна по бизнес-направлениям, представляются непроработанными. В частности, выделение государственной компании, специализирующейся на транспортировке и экспорте газа, не решает никаких проблем, поскольку новая структура может унаследовать все прежние проблемы, за которые критикуют «Газпром» (негибкость управления и недостаточная прозрачность расходов). Тем не менее, создание конкурентной среды в газовой отрасли необходимо, поскольку искажение рыночных сигналов мешает ликвидировать технологическую отсталость и приводит к неконтролируемому повышению цен.

Действенными мерами в этом плане могли бы стать упрощение доступа независимых производителей к ГТС и выделение вспомогательных подразделений «Газпрома» (научно-технических, сервисных) и непрофильных активов с их последующей приватизацией для создания кластера обслуживающих компаний, имеющих достаточ-

ную гибкость, но сохраняющих производственные связи с материнской корпорацией. Первые шаги в этом направлении уже сделаны, их следует приветствовать, однако дальнейшее продвижение по этому пути должно быть осторожным и препятствовать ситуациям, при которых государственная монополия может смениться частной. В любом случае, инициатива в этих вопросах должна исходить от государства.

Вместо заключения

Проведенный анализ дает основания говорить о том, что, несмотря на позитивные результаты 2000-х годов, развитие газовой промышленности России в период до 2030 года будет определяться не преимуществами географического и природного характера и не успехами, достигнутыми ранее на экстенсивном пути, а последовательностью и своевременностью решений, нацеленных на перевод отрасли на инновационные рельсы. Важнейшими вехами в этом смысле должны стать следующие шаги:

- дальнейшая интенсификация научно-технической деятельности в газовой промышленности;
- постепенный отказ от унаследованной траектории развития отрасли, от опоры исключительно на вертикально-интегрированные структуры, производства с огромной единичной мощностью и «крупнотоннажные» технологии;
- приоритетное внимание к освоению высоких переделов, географической и товарной диверсификации сбыта;
- поиск подходов к проведению институциональных преобразований, учитывающих позиции всех заинтересованных сторон.

Только такая политика, реализуемая в режиме сотрудничества государства и частного бизнеса (а не в режиме «перекладывания обязательств» и «поиска виноватого»), позволит обеспечить достижение целевых ориентиров, установленных Энергетической стратегией России на пе-

Развитие газовой промышленности будет определяться переходом на инновационные рельсы

риод до 2030 года и другими документами, регламентирующими развитие газовой отрасли. Цена ошибки на этом пути слишком высока в силу инерционности, присущей отраслям ТЭК, и наличия груза нерешенных проблем, а также по причине действия геополитических и технологических факторов, дестабилизирующих ситуацию в мировой энергетике в целом.

Мнение автора может не совпадать с мнением редакции