

Андрей КОНОПЛЯНИК:

«ГАЗОВЫЕ ФАКЕЛЫ ПОГАСЯТ НЕ ШТРАФЫ, А ЭКОНОМИЧЕСКИЕ СТИМУЛЫ»

Российские власти пытаются монетарными мерами принудить нефтяников к исполнению лицензионных соглашений по утилизации попутного нефтяного газа: за сжигание на факелах более 5% ПНГ добытчиков станут наказывать рублем. Кратное увеличение размера штрафных санкций закреплено во вступившем в силу с этого года постановлении Правительства РФ «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания ПНГ на факельных установках», о чем компании были предупреждены заранее. Однако на требуемые объемы переработки сегодня вышли лишь две российские компании.



Почему на протяжении многих лет миллиарды кубов природного газа продолжают сжигать? Кому нужен попутный нефтяной газ и каковы перспективы его рационального использования? Эти и другие вопросы федеральный деловой журнал «Бизнес&Класс» адресует директору по регулированию энергетических рынков, руководителю проекта Фонда «Института энергетики и финансов», доктору экономических наук, профессору кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина Андрею КОНОПЛЯНИКУ.

Развитие ТЭК является существенным фактором развития других отраслей экономики.

ТОВАР ВМЕСТО ФАКЕЛА

– Андрей Александрович, в России при добыче нефти сжигается на факелах, по одним данным, порядка 15 миллиардов кубометров ПНГ, по другим – около 60 миллиардов. Много это или мало и почему так расходятся результаты исследований?

– Разница действительно существенная. В монографии «Исследование состояния и перспектив направлений переработки нефти и газа, нефте- и газохимии в РФ» (координатор В. И. Фейгин), опубликованной в прошлом году Институтом современного развития, приводятся цифры, подтверждающие четырехкратный разброс результатов, при этом западные оценки превышают российские. Так, согласно исследованию, выполненному по заказу Всемирного банка в 2008 году, в России сжигается 38 миллиардов кубометров ПНГ. Американское космическое агентство на основе фотосъемок из космоса говорит о 50–60 миллиардах кубических метров. По данным российских специалистов, объемы сжигания варьируются от 14,5–15 (Минэнерго и Минприроды России) до 20 (Российское газовое общество) миллиардов кубометров.

Я не удивлен, что выводы зарубежных экспертов не сходятся с официальными показателями российской статистики. Разброс результатов может объясняться не только различиями в методологиях оценки потерь, но и поведенческими причинами. Это естественное желание субъектов экономической деятельности не выставлять себя в «нехорошем свете», а кроме того, их прямая экономическая логика. Ведь чем меньше величина потерь, тем меньше размер административных наказаний (имеющих свою экономическую цену) и штрафных санкций.

Однако масштаб проблемы очевиден: в упомянутой монографии отмечается, что даже по официальной статистике Россия вышла в последние годы на малопочетное первое место по объему сжигания ПНГ (всего же в мире в 2008 году было сожжено в факелах 140 миллиардов кубометров). При этом и нефтяникам, и государственным органам власти хорошо известно, как можно решить эту проблему.

– То есть выход есть?

– Выход, безусловно, есть: создать систему экономических стимулов по рациональному использованию ПНГ и практических возможностей для их реализации.

Объемы утилизации попутного нефтяного газа в нашей стране чрезвычайно малы. По хорошо известным направлениям рационального использования этого продукта уже наработан мировой опыт. Первое направление, достаточно технологически сложное и капиталоемкое, – закачивание ПНГ в нефтяной пласт для повышения нефтеотдачи. Второе связано с применением попутного газа в качестве котельно-печного топлива для децентрализованного (с использованием на промыслах) и/или централизованного

(для поставки в объединенную энергосистему) производства электроэнергии на современных газотурбинных и/или парогазовых установках. В этом в России значительно преуспела, например, компания «Сургутнефтегаз». Понятно, что масштабы централизованного производства электроэнергии в потенциале выше, чем децентрализованного – разные объемы рынков (объединенная энергосистема и индивидуальный промысел), а значит и перспективы окупаемости инвестиций в генерирование и доставку электроэнергии.

По мнению российских ученых, необходимо формирование шестого инновационного кластера на основе нефтегазового комплекса.

И наконец, самый эффективный и высокотехнологичный способ утилизации попутного нефтяного газа – его переработка для создания продуктов с высокой добавленной стоимостью. То есть газ используется не как котельно-печное топливо, а на неэнергетические нужды – в качестве сырья для нефтегазохимической промышленности.

Это направление становится особенно актуальным в связи с тем, что мы начинаем активно осваивать месторождения углеводородов в Восточной Сибири. Газ с восточных месторождений по своему составу отличен от сеноманского метана и имеет более широкую фракцию углеводородов, являясь ценным химическим сырьем. Использовать его для повышения нефтеотдачи или для выработки электроэнергии, а тем более продолжать сжигать на факелах – как минимум нерационально. Об этом много лет говорит выдающийся ученый, академик РАН Алексей Эмильевич КОНТОРОВИЧ. Его поддерживает и другой известный ученый – академик РАН Анатолий Николаевич ДМИТРИЕВСКИЙ, обосновывающий (в том числе и на страницах вашего журнала) «ресурсно-инновационный» путь развития нашей экономики. Наряду с другими специалистами они (и я, безусловно, поддерживаю их мнение) ратуют за то, чтобы нефтегазовый сектор в России рассматривался в качестве еще одного инновационного кластера.

Выдвинутая руководством страны программа инновационного развития экономики предполагает формирование пяти (как было предложено президентом) инновационных кластеров на базе различных отраслей промышленности. При этом о нефтегазодобывающем комплексе как об инновационно-модернизационном кластере российской экономики Дмитрий МЕДВЕДЕВ говорит вскользь и в сослагательном наклонении. К первому кластеру – «энергоэффективности и энергосбережению, в том

числе в вопросах разработки новых видов топлива», как отмечает нынешний президент, «можно было бы отнести и задачи по углубленной переработке ресурсов». Действующий премьер и вновь избранный президент Владимир ПУТИН в программной предвыборной статье «О наших экономических задачах», выделяя приоритеты потенциального технологического лидерства, упоминает «высокотехнологичную химию», но не очевидно, что он имеет в виду и нефтегазохимию тоже. Таким образом, никто из руководящего тандема впрямую не высказывается о модернизации на базе нефтегазового комплекса как об одном из первоочередных направлений развития отечественной экономики. В России же, как известно, та или иная задача не будет решаться, если она четко (и лучше неоднократно) не артикулирована на уровне именно высшего руководства страны. Даже если она приоритетна и выгодна исходя из общегосударственных соображений. Это особенности управления экономикой в «ручном режиме» в рамках «вертикали власти». А тем более сложно сдвинуть с места проблему, которая требует мер государственного вмешательства и поддержки, системного экономического стимулирования, то есть формирования новых правил игры.

По моему глубокому убеждению, необходимо приступить к созданию шестого инновационного кластера на основе нефтегазового комплекса. Эту идею мои коллеги и я пытаемся донести до властей. Ее превращение в жизнь может обеспечить долгожданной технологический рывок, формирование отраслей «новой (более умной) экономики», в том числе и в области переработки попутного нефтяного газа, опираясь на платежеспособный спрос на продукцию нефтегазовой отрасли как низких, так и высоких технологических переделов.

Развитие химической и нефтехимической промышленности на базе ПНГ – наиболее перспективное направление рационального использования природных ресурсов и, что очень важно, реальная возможность перевода экономики на инновационные рельсы, на более качественный уровень развития. Отрасль в данном случае предъявляет платежеспособный спрос на новые технологии, которые позволят формировать продукцию высоких переделов. ПНГ в промышленных объемах будет использоваться не только в качестве котельно-печного топлива (самый низкий эффект использования внутреннего потенциала ПНГ по направлениям его энергетического и неэнергетического использования) и рабочего агента для повышения нефтеотдачи (отказ от сегодняшнего использования внутреннего потенциала ПНГ и перенос его использования на будущие периоды), но и как ценное сырье для нефтехимии (самый высокий такой эффект). Главное, его перестанут сжигать на факелах (с отрицательным указанным эффектом), нанося еще к тому же непоправимый ущерб окружающей среде, здоровью людей.

ГАЗ ПОПУТНЫЙ – ПРОБЛЕМЫ ОСНОВНЫЕ

– Нет инновационного кластера – нет и условий для реализации высокотехнологичных проектов переработки ПНГ?

– На самом деле, ответ на вопрос, почему мы сжигаем ценное сырье и не инвестируем в переработку, лежит в экономической плоскости. Я экономист-энергетик и знаю, что экономика является точной и жесткой наукой. И когда бизнесмены говорят, что то или иное действие при сложившихся условиях не приносит дохода или, более того, разорительно, их трудно принудить к совершению этого действия, пугая штрафными санкциями. Если невыгодно утилизировать газ вследствие комплекса административных и экономических мер (низкие штрафы, с одной стороны, против низких цен и ограниченного доступа к трубе, с другой), то расчет прост: расходы при утилизации больше платы за сверхнормативное сжигание. Дальнейшая линия поведения понятна.

Любые инвестиции должны оборачиваться прибылью. В данных обстоятельствах переработка попутного нефтяного газа, особенно по наиболее рациональному направлению, когда ПНГ становится сырьем для нефтехимической отрасли, нерентабельна и рискованна. Вероятность убытков при отсутствии экономических стимулов

слишком велика, а их размер может значительно превысить суммы штрафов.

– О каких экономических стимулах идет речь?

– Инвестиции привлекательны, когда гарантирована их окупаемость. Значит, требуются: а) предсказуемые правила игры как минимум на период окупаемости и гарантия неухудшения стартовых условий проекта, для которых рассчитывалась окупаемость;

Самый эффективный способ утилизации ПНГ – его переработка для создания продуктов с высокой добавленной стоимостью.

б) чтобы цена продукта обеспечивала рентабельность его производства (ПНГ или продукта его переработки – что является центром прибыли в цепочке формирования стоимости); в) доступ к трубе (гарантия поставки/доставки/реализации).

Сегодня нет предсказуемых правил, стабильных условий как минимум хотя бы на период окупаемости инвестиций долгосрочных капиталоемких недропользовательских проектов. Я давно занимаюсь проблемой инвестиционного климата в российском недропользовании и вынужден, увы, констати-

ровать, что он не стимулирует компании ни к поиску и разработке новых месторождений, ни к глубокой переработке добытого углеводородного сырья. Отсутствует гарантия неухудшения стартовых условий проекта, то есть, тех условий, на основании оценки которых инвестор принимает решение о своих капиталовложениях в проект. Вдумайтесь, какие за этим стоят риски, если, после того как инвестор в буквальном смысле слова закопает свои деньги в землю (а речь может идти о миллиардах и десятках миллиардов долларов), государство поменяет, например, условия налогообложения, или их интерпретацию, или правила администрирования и так далее.

Приняты так называемые «стабилизационные оговорки», которые защищают инвестора от подобных негативных для него изменений после начала осуществления проекта. Механизм их давно отработан в международном праве. Существуют они и в нашем законодательстве по отношению к российским и иностранным инвесторам. При этом, как это ни странно, в условиях нашего «национального» режима инвестиций подобные «оговорки» прописаны как раз для иностранных инвесторов, хотя и на недостаточном, на мой взгляд, уровне. То есть они предоставляют слишком короткий «временной горизонт» защиты, а для российских инвесторов оставляют такой горизонт вообще полностью размытым, неопределенным. Поначалу (в 1991 году) величина «стабилизационной оговорки» для иностранных инвесторов была установлена





на уровне одного года. Сегодня для отдельных инвестпроектов с иностранными инвестициями могут быть получены «стабилизационные оговорки» продолжительностью не более семи лет. При этом введены жесткие ограничения для отбора (опять же в ручном режиме) проектов, которые могут попасть в число «счастливых». Но необходимо принять в расчет, что за семь лет недропользовательский, а тем более интегрированный проект (предусматривающий добычу и переработку сырья, в том числе глубокую, в рамках одной вертикально-интегрированной компании) не пройдет даже свою инвестиционную стадию. Говорить же о периоде окупаемости инвестиций за этот срок и не приходится. Однако для российских инвесторов и такой защиты в одном из наиболее рискованных видов предпринимательской деятельности – недропользовании (ведь пробуренные скважины зачастую бывают и «сухие») – фактически не предусмотрено.

К чему это приводит? Не имея гарантий стабильности на весь диктуемый соотношениями рационального использования недр период разработки месторождения, инвестор начинает руководствоваться краткосрочными выгодами, может пойти на форсировку добычи, сокращение срока оптимальной (с точки зрения геологии пласта) продолжительности его разработки, а значит на сокращение извлекаемых за период разработки запасов и уменьшение получаемой государством горной ренты.

Он не будет заинтересован вкладываться в дорогостоящую утилизацию ПНГ. И в этом нет его вины, ибо целью любого инвестора является получение прибыли, он не может работать себе в убыток (только если это решение основного акционера государственной компании – государства, руководствующегося не коммерческими проектными, а иными интересами).

Газ, обогащенный более высокими фракциями, чем РН-4, является ценным нефтехимическим сырьем.

В рамках законодательства «О соглашениях о разделе продукции» (СРП) были предусмотрены постоянные «правила игры» на весь срок реализации проекта, в том числе и вертикально интегрированного, на несколько технологических переделов. Создавался анклав стабильности для инвестора на все эти переделы. Но, как известно, незавидна судьба этого (общепризнанного в мире как наиболее инвестиционно-благоприятного) раздела отечественного законодательства: только три проекта СРП действуют в России. Нынешнее политическое руководство страны поменяло свое отношение к СРП от полной и безоговорочной его поддержки

(если вспомнить выступление В. ПУТИНА в сентябре 2000 года на конференции «СРП-2000» в Южно-Сахалинске) до фактического отрицания (когда в 2003 году Президент РФ подписал соответствующие главы Налогового кодекса, практически закрывшие возможность применения СРП в России).

Одновременно резко сужена зона конкуренции потенциальных недропользователей за доступ к наиболее привлекательным ресурсам недр, где государство может получить наивысшую – в случае эффективной разработки ресурсов – горную ренту. Федеральный закон об иностранных инвестициях вступил в силу еще в 1991 году, и суть его сводится к тому, что инвестиционный режим у нас является так называемым «национальным»: не должно быть преференций для одних и дискриминации для других компаний по их национальному признаку.

Но в рамках заявленного единого отношения мы принимаем законы, которые могут быть нацелены только на отдельные группы инвесторов. Например, по доступу к какому-то классу объектов: где-то отсекаются иностранные компании (доступ к так называемым «стратегическим месторождениям»), где-то допускаются и иностранные, и отечественные негосударственные (освоение шельфа). Тем самым снижается конкуренция за получение права пользования недрами, эффективность использования недр, а значит, и ресурсная рента, которую государство может получить от освоения месторождения.

Почему в нашем государстве на протяжении 20 лет не решается эта проблема? Я склонен исходить из того, что в любой стране существует некое противоборство между фискальными ведомствами, нацеленными на максимальный сиюминутный сбор налогов в бюджет, и теми ведомствами, чья деятельность заключается в поддержке долгосрочных инвестиционных проектов, которые могут стать основой модернизации экономики. При этом мы должны понимать: поскольку высокотехнологические проекты в ТЭКе рассчитаны на длительный срок, а тем более охватывают несколько технологических переделов, эффект от их реализации, начиная с предпроектной подготовки (расчет ТЭО и так далее), может проявиться за пределами двух (даже сегодняшних удлинённых) электоральных циклов. Получается так, что меры по стимулированию проектов ТЭКа дадут ощутимый результат уже при следующей власти.

– Но сроки верховной власти ограничены и в других странах. И их экономики развиваются...

– В той же Америке законодатели, к примеру, могут повышать льготы парламентариям, но эти льготы заработают в отношении депутатов только нового созыва. Почувствуйте разницу...

Тем не менее, делать шаги по созданию инновационных кластеров необходимо уже сейчас. Запущенные высокотехнологические инвестиционные проекты, в том числе и в области переработки ПНГ, сразу же

предъявят спрос на конкурентоспособные товары и услуги подрядчиков: поставщиков оборудования, подрядчиков и перевозчиков. То есть будут формироваться источники доходов в других высокотехнологических отраслях в случае их конкурентоспособности. А технологическое обновление сопряженных отраслей – это также функция проинвестиционной государственной политики. Для меня очевиден тот факт, что нефтегазовые проекты (особенно в трудных условиях, рассчитанные на несколько технологических переделов, в частности, предусматривающие утилизацию ПНГ) – это маховик качественного экономического роста в других, сопряженных с ТЭКом, отраслях

Нужны гарантии окупаемости инвестиций и стабильности условий налогообложения. Необходимо учитывать индивидуальные особенности недропользовательских проектов.

через механизм «экономического мультипликатора». Но у нас нефтегазовый комплекс из-за перманентных бюджетных кризисов рассматривается в первую очередь в роли «дойной коровы» для казны.

Что срезает у него средства для инвестиций. И «бегство капитала», и оффшорные схемы тому свидетельство.

ДЕЛО ЗА ГОСГАРАНТИЯМИ

– Получается, что мы и дальше будем ходить по замкнутому кругу?

– Надеюсь, нет. Конечно, система государственных институтов очень неповоротлива, и поэтому формирование нового инвестиционного кластера происходит крайне медленно. Превалирует инерционное развитие, ориентированное в основном на увеличение добычи, а не переработки. Нужны кардинальные комплексные перемены. Это непросто для любой государственной машины, потому что влечет за собой политические риски. Тем более, «в нашей юной, прекрасной стране», где – общепризнанно даже на уровне первых лиц – очень высок уровень коррупции, и госвложения могут пойти не по назначению. Поэтому нужны не государственные инвестиции через ограниченное количество госкомпаний, а система инвестиционных стимулов в добывающих и сопряженных с ними отраслях. Нужна конкуренция между инвесторами. А цель государства – не выкачать максимум налогов сегодня, а получить максимальную ресурсную ренту за полный срок разработки месторождения плюс косвенные доходы (в сопряженных отраслях) плюс мультипликативные эффекты (по экономике в целом).



Еще раз почувствуйте разницу. Мы с ныне покойным профессором, крупнейшим ученым-нефтяником Александром Аркадьевичем АРБАТОВЫМ и другими коллегами писали об этом еще в 1999–2000 годах в «Основных концептуальных направлениях развития нефтегазового комплекса», но воз, по-моему, и ныне там... Понятно, что это труднее обсчитать и администрировать, чем налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) с плоской шкалой и таможенную пошлину с фиксированной ценой отсечения. Но не всегда и не все упрощенное является эффективным.

И все же я не сомневаюсь в том, что динамику инновационных процессов нужно наращивать сейчас, а не когда-нибудь в будущем. На это есть объективные причины, связанные, как я уже говорил, с выходом нефтегазодобытчиков в другие регионы, где добываются углеводороды иного качества. Газ, обогащенный более высокими фракциями, чем РН-4, является ценным нефтехимическим сырьем. Создавая из него полипропилены и прочую ликвидную на нынешнем витке экономического развития продукцию, мы насыщаем собственный рынок и становимся экспортерами продуктов высокого передела, например, в азиатские страны с активно развивающимися экономиками. Безусловно, нас там не ждут с распростертыми объятиями – в эпоху глобализации конкуренция на всех рынках высока. Но именно быстрорастущие азиатские рынки, то есть наиболее географически близкие к нам рынки наших соседей, пока сохраняют незаполненные конкурентные ниши, за которые мы можем побороться. Впрочем, в условиях открытой экономики побороться придется и за собственного потребителя.

История может нас многому научить. С 70-х годов прошлого столетия многие страны продолжают покупать по бросовым ценам наш слабо отбензиненный мазут и запускают его в дальнейшую переработку. То же и с дизелем. Это результат политики, проводимой в период строительства советских НПЗ, по структуре выпускаемых нефтепродуктов (нужды дизельной армии и мазутной электроэнергетики). Если не принимать мер в отношении природного газа, ситуация может повториться и заморозиться надолго. Наиболее ценные его компоненты будут извлекать другие и продавать потом нам по более высоким ценам следующих технологических переделов. Как говорил нам на лекциях в Московском инженерно-экономическом институте в начале 70-х годов академик Лев Александрович МЕЛЕНТЬЕВ: «...В энергетике мы живем в рамках решений 15-летней давности...».

Так что, по моему глубокому убеждению, инвестиционный климат в стране надо менять. Нужны гарантии окупаемости инвестиций и стабильности условий налогообложения. Необходимо учитывать индивидуальные особенности недропользовательских проектов. Через несколько лет сделать многое из того, о чем мы с вами говорим, будет и труднее, и дороже.

Повторюсь, нет гарантий того, что на протяжении 15 лет проект будет развиваться в изначальных, стартовых условиях. Но при этом нужны не индивидуальные, разовые льготы, устанавливаемые в ручном режиме для неких отдельных проектов неких отдельных компаний, выбранных по непрозрачным критериям. Такого рода индивидуальные льготы даются, как правило, тем, кто ближе к власти, и/или в обмен на лояльность, а не тем, кто в них наиболее нуждается. К тому же такая льгота завтра может быть в таком же ручном режиме и отобрана. Значит, происходит подмена понятий: инвестиционной стабильности на стабильную лояльность. А это – различные категории...

Третий энергопакет прописывает операционные механизмы функционирования новой архитектуры формируемого единого рынка газа ЕС.

Говоря о проблеме переработки ПНГ, надо исходить из того, что газ необходимо доставлять к производственным мощностям по их переработке (каковые, по логистике, должны быть расположены ближе к рынкам, зонам потребления). Значит, должен быть обеспечен доступ к трубе. Однако собственник и оператор-монополист российской газотранспортной системы (ГТС) ОАО «Газпром» доступ другим производителям к газовой трубе зачастую обеспечивает лишь декларативно. Ваш продукт могут признать не соответствующим техническому регламенту и/или другим требованиям. Или ссылаясь на дефицит мощностей, отказать в заявке, предложить долевое участие в финансировании дополнительных мощностей транспортировки. Примеров такого рода довольно много. Даже госкомпания не могут иногда договориться с оператором российской ГТС.

– Как исключить дискриминационный подход и гарантировать поставки сырья в рамках заключенных компаниями контрактов на поставку?

– Как это не покажется на первый взгляд странным (в рамках сегодняшней доминирующей в политическом руководстве и СМИ страны, скорее, негативной риторики в отношении так называемого Третьего энергетического пакета ЕС), могут оказаться полезными некоторые заложенные в Пакете потенциальные механизмы. Они рассчитаны на предотвращение дефицита газотранспортных мощностей, а также на обеспечение всех обоснованных заявок грузоотправителей доступом к трубе в рамках запрошенных ими объемов на прокачку на требуемые сроки. Оговорюсь, эти механизмы пока можно

назвать потенциальными. Команда российских экспертов, включая представителей «Газпрома», с 2010 года ведет неформальные консультации с энергосрегуляторами стран ЕС и другими участниками подготовки системы подзаконных актов к Третьему энергопакету. В этих документах должны быть прописаны операционные механизмы функционирования новой архитектуры формируемого единого рынка газа ЕС. В частности, в настоящее время мы активно обсуждаем с европейскими коллегами именно этот вопрос: как организовать вышеуказанный механизм, чтобы не допустить появления дефицита мощностей и удовлетворить все обоснованные заявки грузоотправителей в рамках системы региональных зон ЕС (именно так будет работать единый внутренний газовый рынок ЕС) и в рамках установленного Третьим энергопакетом 10-летнего плана развития газотранспортной инфраструктуры ЕС.

В основе обсуждаемой процедуры – регулярное (ежегодное или раз в два года) тестирование операторами ГТС рынка газотранспортных мощностей в рамках 10-летнего перспективного горизонта (каждый раз на следующий 10-летний период с уточнением уже поданных заявок) на предмет выявления обоснованных заявок грузоотправителей на прокачку газа (то есть таких, под которые они выставляют достаточные для операторов ГТС финансовые гарантии по резервированию мощности транспортировки – на объемы и сроки). Сочетание принципов «транспортируй и/или плати» и «используй или теряй» делает для оператора ГТС, во-первых, возможным и легко реализуемым повышение степени использования существующих мощностей транспортировки (предотвращение блокирования и/или недоиспользования резервированных мощностей). Во-вторых – целесообразным строительство дополнительных мощностей в случае заблаговременного выявления будущей неудовлетворенной потребности в таковых. Ведь финансовые гарантии грузоотправителей на новые мощности в сочетании с указанными принципами гарантируют оператору ГТС возврат инвестиций в расширение существующих или строительство новых мощностей за счет будущих тарифов на транспортировку. Ключевой элемент в этой схеме следующий: если выявлена обоснованная потребность в дополнительных мощностях транспортировки, обосновывающая экономическую целесообразность расширения мощностей, оператор ГТС обязан инвестировать в их наращивание, не допуская появления дефицита мощностей.

Как видите, барьеров на пути реализации масштабных инвестпроектов в области переработки попутного нефтяного газа предостаточно. Но все они вполне преодолимы – при условии создания благоприятного инвестиционного климата, что под силу государству. А оно может и должно взять на себя эту ответственность.