

# Попутный – ненужный?

А. ЕПОНЕШНИКОВА, Новосибирск. E-mail: eponeshnikova@gmail.com

Из-за особенностей развития нефтегазового сектора в нашей стране нефтяной попутный газ воспринимался исключительно как побочный продукт добычи нефти. В статье рассматриваются исторические предпосылки этой проблемы, проводится анализ нормативно-правовых и институциональных проблем, мешающих рациональному использованию попутного газа.

*Ключевые слова:* нефтегазовый сектор, нефтяной попутный газ, тенденции развития

## Как это получилось?

В советские времена развитие газосборной инфраструктуры и поставки попутного газа на газоперерабатывающие заводы осуществлялись в рамках плановой системы и финансировались в соответствии с единой программой развития месторождений. На газоперерабатывающие заводы его направляли нефтегазодобывающие предприятия, а переработкой попутного газа, газового конденсата и реализацией продукции занимались компании, входящие в состав производственного объединения «Сибнефтегазпереработка». В 1994 г. существовавшее с 1975 г. ПО «Сибнефтегазпереработка», входившее в состав Министерства нефтяной промышленности СССР, было преобразовано в акционерное общество открытого типа, а в 1995 г. вошло в состав компании «СИБУР». Министерство газовой промышленности СССР сначала было преобразовано в Государственный газовый концерн «Газпром», а в 1998 г. – в ОАО «Газпром». Нефтяные добывающие предприятия вошли в состав нефтяных компаний.

В результате получилось так, что каждая из сторон преследует свои интересы. ОАО «Газпром» является крупнейшим производителем и продавцом газа, соответственно, он заинтересован в транспортировке в первую очередь своего газа. Желая сохранить монополию в сфере магистрального транспорта газа, «Газпром» не расширяет некоторые чрезмерно загруженные магистральные газопроводы: компания не заинтересована в этих участках, кроме того, ее инвестиционная программа имеет другие приоритеты. Компания «СИБУР» не вводит дополнительные мощности по переработке газа из-за



неуверенности в поставках НПГ и возможных проблем со сбытом (ограниченность пропускной способности некоторых магистральных газопроводов). Нефтяные компании не могут реализовывать проекты по расширению газосборной инфраструктуры, поскольку не имеют гарантий приема попутного газа на переработку ОАО «СИБУР» и последующей транспортировки продукции ОАО «Газпром»<sup>1</sup>.

В итоге нефтяные компании должны были в частном порядке решать вопрос утилизации нефтяного попутного газа, и зачастую проще всего было отправить его на факельные установки. Ситуацию ухудшало то, что при установлении цены на нефтяной попутный газ доминирующую роль играл сеноманский газ (главным образом, скопления метана, не требующие затрат на переработку). Издержки добычи сеноманского газа в разы меньше, чем затраты на утилизацию и подготовку НПГ к дальнейшей транспортировке.

Все это привело к тому, что рынок нефтяного попутного газа в нашей стране отсутствует, а нефтяные компании воспринимали его как неприятное дополнение, проблему, которую необходимо решать во время добычи нефти. Отсюда сложилось традиционное мнение недропользователей о НПГ как о побочном продукте добычи нефти. О чем свидетельствует и само название газа, и то, как он представлен в нормативно-правовой базе.

Еще одна особенность российской нефтегазовой отрасли – в том, что принятая еще с советских времен схема утилизации попутного газа предполагает строительство крупных газоперерабатывающих заводов совместно с разветвленной сетью газопроводов для его сбора и доставки. Реализация традиционных схем утилизации требует значительных капитальных затрат и, как показывает опыт, практически всегда на несколько лет отстает от освоения месторождений. Использование данных технологий экономически эффективно лишь на крупных производствах и невыгодно – на средних и мелких. Поэтому нефтяные компании должны были придумывать и осваивать другие способы утилизации НПГ.

---

<sup>1</sup> Крюков В., Силкин В., Токарев А., Шмат В. Как потушить факелы на российских нефтепромыслах: институциональный анализ условий комплексного использования углеводородов (на примере попутного нефтяного газа) / Отв. ред. В.В. Кулешов. – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН. 2008. – 340 с.

## Обострение проблем в современных условиях

Основные варианты утилизации нефтяного попутного газа в нашей стране – это глубокая переработка, использование как топлива на промыслах и обратная закачка в пласт.

Проблема заключается в том, что для обеспечения нужд промысла в тепле и электроэнергии требуется слишком мало газа. Поэтому по многим энергетическим проектам, реализованным нефтяными компаниями, созданные мощности избыточны, а возможность коммерчески эффективной поставки излишков генерации в общую сеть отсутствует. Другой аспект – если НПП слишком жирный, его необходимо подготавливать, прежде чем использовать как топливо, и это существенно снижает эффективность промышленной генерации<sup>2</sup>.

Закачка газа в пласт – сравнительно новое направление утилизации попутного газа в России – обычно используется крайне редко, только от полной безысходности. Так, в частности, работает «Эксон Нефтегаз» на Чайво (проект «Сахалин-1»); «Роснефть» планирует организовать обратную закачку на Ванкор<sup>3</sup>. Побочным эффектом обратной закачки является рост газового фактора добываемой смеси. Задача обеспечения полезного использования НПП, таким образом, не решается, а лишь переносится на более поздние сроки разработки месторождения.

Таким образом, использование НПП на закачку в пласт и на выработку электроэнергии в промысловых условиях имеет ограниченное применение, в связи с рядом технологических и институциональных факторов. А направление попутного газа на глубокую переработку невыгодно для недропользователя-инвестора (очень низкая рентабельность проектов). В итоге все это и приводит к значительным масштабам сжигания НПП в нашей стране.

Совокупность проблем осложнилась тем, что государственные органы в качестве стимулирующего фактора вводят дополнительные штрафы для нефтяных компаний, сжигающих нефтяной попутный газ сверх установленных нормативов. Постановление правительства РФ «О мерах по стимулированию

---

<sup>2</sup> Налог на газовый фактор // Нефть и капитал. – 2011. – № 11.

<sup>3</sup> Там же.

сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» от 08.01.2009 устанавливало целевой показатель сжигания НПГ на факелах на 2012 г. и последующие годы в размере не более 5% от объема добытого попутного газа и вводило плату за сверхнормативные выбросы. В феврале 2012 г. Минприроды России предлагало существенно увеличивать штрафы за выбросы вредных (загрязняющих) веществ при сжигании попутного нефтяного газа в объеме более 5% от его добычи. Однако данный проект не был утвержден, поскольку не учитывал дифференциацию месторождений по этапам разработки, а также отсутствовал механизм вычетов из платы за выбросы затрат на реализацию проектов по полезному использованию НПГ.

Новый проект постановления № 1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» вступает в силу с 1 января 2013 г. Постановлением установлены повышающие коэффициенты в формуле расчета платежей с 2013 г. на уровне 12, а с 2014 г. – 25 (в 2012 г. – 4,5). При отсутствии системы учета НПГ, соответствующей требованиям Министерства энергетики РФ, плата за выбросы осуществляется с применением дополнительного коэффициента, равного 120. При этом, наряду с многократным увеличением штрафных санкций, постановление включает некоторые механизмы, дифференцирующие их размер.

- Интегральный показатель сжигания может быть рассчитан методами как агрегирования, так и дифференциации, в зависимости от предпочтений пользователя недр. Однако последний должен уведомить Федеральную службу по надзору в сфере природопользования о выбранном методе расчета интегрального показателя сжигания.
- Фактически затраты на реализацию проектов по полезному использованию попутного нефтяного газа учитываются пользователем недр при определении показателя покрытия затрат.
- Если годовой объем добытого пользователем недр попутного нефтяного газа не превышает 5 млн м<sup>3</sup> или объемное

содержание неуглеводородных компонентов в попутном нефтяном газе, добытом на участке недр, более 50%, к нормативам платы за выбросы не применяется дополнительный коэффициент К.

- Предельно допустимое значение показателя сжигания на факельных установках и (или) рассеивания попутного нефтяного газа не применяется при освоении участков недр со степенью выработанности запасов нефти по участку недр меньше или равной 0,01, а также в течение трех лет с момента превышения указанного показателя или до достижения степени выработанности запасов нефти по участку недр, равной 0,05, если это наступит раньше.

Таким образом, предполагается, что у недропользователей просто не останется другого выбора, как инвестировать в проекты по утилизации нефтяного попутного газа.

## **В основе – право собственности**

Вопрос собственности на нефтяной попутный газ не является очевидным, поскольку однозначно не определена собственность извлеченного нефтяного газа из недр, не закреплено место перехода прав собственности от государства к недропользователю. Так, ФЗ № 2395-1 «О недрах» от 21.02.1992 гласит (ст. 1.2.): «Добытые из недр полезные ископаемые и иные ресурсы по условиям лицензии могут находиться в федеральной государственной собственности, собственности субъектов Российской Федерации, муниципальной, частной и в иных формах собственности».

Таким образом, добытый попутный газ, как и любое другое полезное ископаемое, может находиться в любой собственности, и право собственности должно быть указано в лицензии на пользование недрами. Далее в ФЗ «О недрах» (ст. 12: «Содержание лицензии на пользование недрами»): «Лицензия и ее неотъемлемые составные части должны содержать:

– согласованный уровень добычи минерального сырья, право собственности на добытое минеральное сырье».

В условиях лицензионного соглашения, регулируемого федеральным законом «О недрах», добытая продукция переходит к хозяйствующим субъектам нефтедобывающего комплекса в момент ее извлечения.

В условиях соглашения о разделе продукции вся добытая продукция до ее раздела между государством и инвестором является государственной собственностью. Право собственности на часть добытого полезного ископаемого переходит к хозяйствующим субъектам в пункте раздела (его называют также точкой раздела), которым признается место коммерческого учета продукции.

Необходимо отметить, что, с одной стороны, в соответствии со ст. 209 ГК РФ хозяйствующие субъекты нефтедобывающего комплекса владеют, пользуются и распоряжаются добытыми полезными ископаемыми, принадлежащими им на праве собственности, по своему усмотрению, т.е. могут совершать в отношении них любые действия, не противоречащие закону и иным правовым актам и не нарушающие права и охраняемые законом интересы других лиц. В том числе вправе отчуждать добытые полезные ископаемые в собственность другим лицам, отдавать их в залог и обременять другими способами, а также распоряжаться ими иным образом.

С другой стороны, в соответствии со ст. 22 закона «О недрах» пользователь недр ограничен в своих правах, в том числе на добытое минеральное сырье, условиями лицензии или соглашением о разделе продукции, а также действующим законодательством. Например, п. 2 ст. 9 федерального закона «О соглашениях о разделе продукции» прямо предусматривает, что в процессе распоряжения продукцией инвестор может вывезти ее за пределы таможенной территории Российской Федерации на условиях и в порядке, которые определены соглашением о разделе продукции, без количественных ограничений экспорта, за исключением случаев, предусмотренных федеральным законом № 164 от 08.12.2003 «Об основах государственного регулирования внешнеторговой деятельности».

### **От частных эффектов к общим: не решать за компании, а дать им возможность**

Исследованиями многих авторов доказано, что к освоению месторождений нефти и газа необходим комплексный подход, позволяющий находить наилучшие решения не только для каждого компонента добываемого углеводородного сырья, но и для освоения месторождения в целом. Это обусловлено

тем, что рентабельность добычи нефти и утилизации НПП разная. И, управляя по отдельности процессами добычи нефти и утилизации НПП, бывает достаточно сложно найти эффективный способ утилизации попутного газа. Зачастую эти проекты нерентабельны. И недропользователи получают максимум от проекта добычи нефти, пренебрегая утилизацией попутного газа.

Единственным выходом из сложившейся ситуации можно назвать реинжиниринг освоения месторождения. А именно, необходимо выбирать такой вариант утилизации НПП, чтобы максимизировать экономически выгодное извлечение ресурсов месторождения в целом, т.е. рассматривать общий поток нефти и попутного газа как добываемое сырье. Поскольку, когда эти компоненты рассматриваются по отдельности, одна из задач остается нерешаемой.

Нефтяные компании подчас попадают в такие условия, что у них нет даже альтернатив использования попутного газа. В идеальной ситуации нефтяная компания должна произвести комплексную экономическую оценку разработки месторождения, основываясь на исключении варианта сжигания НПП. В случае, если экономически выгодных решений не обнаружено, компании следует рассматривать варианты с возможностью сжигания НПП, при этом максимально снижая этот объем. Аналогом данного варианта развития месторождения может служить «дерево альтернатив», применяемое в Канаде (провинция Альберта).

На мой взгляд, если у нефтяных компаний будет реальная возможность использовать различные альтернативные способы утилизации НПП, на практике они, безусловно, выберут для себя самый экономически выгодный и рентабельный вариант утилизации НПП. Таким образом, ключевая задача государства – создать институциональные, нормативно-правовые, экономические условия для ведения полноценного бизнеса, связанного с комплексным освоением ресурсов месторождения.