

УДК 622.324.5.002.68

Скобелина В.П.«Санкт-Петербургский государственный горный университет» (СПГГУ), Санкт-Петербург, Россия, si.spb@mail.ru**Краснов О.С.**Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru**Тремасова И.С.**«Санкт-Петербургский государственный горный университет» (СПГГУ), Санкт-Петербург, Россия, istremasova@mail.ru

МИРОВОЙ ОПЫТ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ СЖИГАНИЯ И ВЫБРОСА ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Рассматривается мировой опыт государственного регулирования сжигания и выброса попутного нефтяного газа. Определены основные факторы влияния на принятие решений зарубежными нефтедобывающими компаниями относительно использования или сжигания и выброса попутного нефтяного газа. Исходя из анализа зарубежного опыта, для современных условий в России предлагаются принципы регулирования добычи и использования попутного нефтяного газа.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, мировой опыт, регулирование, сжигание, выброс, парниковые газы, эффективность, безопасность, лицензирование.

С начала 70-х гг. прошлого столетия начался рост мировых цен на углеводородное сырье, при этом тренды прогнозных цен регистрировали скачки в росте спроса как на нефть, так и на газ. Эти тенденции изменили представление о ценности природного газа, включая попутный нефтяной газ (ПНГ), во многих нефтедобывающих странах [Flared Gas..., 2004].

Возросшая экономическая ценность природного газа привела к пересмотру многими промышленными странами отношения к сжиганию и выбросу ПНГ и поиску возможностей для реализации газа на энергетических рынках. Высокие цены также побудили государства и компании заниматься развитием газораспределительных систем и рынков, которые, в конечном счете, дали возможность использовать ПНГ и таким образом снизить уровень его сжигания.

В результате повышения экономической ценности ПНГ некоторые развивающиеся страны в рамках партнерских отношений между государственным сектором и частными предприятиями отрасли рассматривают целесообразные с финансовой точки зрения варианты создания газораспределительных сетей для использования ПНГ. Ярким примером этого является Западно-Африканский трубопроводный проект, цель которого – сокращение сжигания ПНГ в Нигерии путем его экспорта в соседние страны, включая Бенин, Того и

Гану. Ангола и Нигерия [Nigeria: Carbon..., 2006] также рассматривают возможность расширения терминалов для сжиженного природного газа (СПГ), которые позволяют не только экспортировать природный газ, добываемый на газовых месторождениях, но и использовать ПНГ с нефтяных месторождений и таким образом снижать объем его сжигания. Во многих нефтедобывающих странах, включая Саудовскую Аравию, Египет и Алжир, были созданы внутренние рынки газа. Правительства развивающихся стран также все в большей степени осуществляют постепенное сокращение субсидирования различных энергоносителей и решают добывающим компаниям реализовать ПНГ по фактической себестоимости на энергетических рынках сбыта [Flared Gas..., 2004].

В мировой практике накоплен значительный опыт по рациональному использованию ПНГ, разработаны соответствующие технологии его утилизации. Больших успехов по сбору, переработке ПНГ с получением нефтехимической продукции достигли нефтяные компании США, Великобритании и Норвегии. В последние годы уровень использования ПНГ в этих странах превысил 90 %.

К основным факторам, оказывающим влияние на принятие решений зарубежными нефтедобывающими компаниями относительно использования или сжигания и выброса ПНГ можно отнести следующие: международные отраслевые стандарты, особенно в области определения целевых показателей по сокращению сжигания и выброса ПНГ и стандартизации процедур контроля отчетности; фискальную политику в отношении нефтегазовой отрасли, включая плату за пользование недрами (роялти) и уплату других налогов; структуру вторичных рынков сбыта энергоресурсов и наличие эффективной и прозрачной нормативно-правовой базы, которая обеспечивает справедливый и недискриминационный доступ к трубопроводам и потребителям. На операции, связанные со сжиганием и выбросом ПНГ, могут распространяться различные требования, а некоторые развивающиеся страны приняли эксплуатационные стандарты и правила, в частности Эквадор, Египет, Нигерия [Nigeria: Carbon..., 2006], Пакистан, Перу, Катар [Flared Gas..., 2004].

Эксплуатационные стандарты и правила охватывают следующие аспекты.

1. Технология и практика сжигания – содержат перечень оборудования и технологических процессов, которые могут быть использованы для обеспечения сжигания «чистого» газа и эффективного сгорания.

Например, в Эквадоре согласно действующим техническим стандартам применяются несколько видов горелок: вертикальные со специальными насадками и горизонтальные.

Горелка должна быть оснащена автоматической системой зажигания, которая незамедлительно предупреждает оператора о неисправности. Экологические ограничения при действующих стандартах для горелок следующие: общее количество выбросов сульфитов из всех труб должно не превышать 4-х фунтов в час; минимальная высота выброса должна быть 6 м. В соответствии с нормативными требованиями Омана установки для генерации серы должны иметь КПД не менее 95 %, а выбросы сероводорода – не превышать 5 объемных миллионных долей.

2. Сроки – максимальная продолжительность непрерывного сжигания может быть ограничена. Например, в Малайзии единовременная продолжительность сжигания в факеле не может превышать 72 часа [Regulation of Associated..., 2003].

3. Местоположение факельной установки – как правило, факельная установка должна размещаться на безопасном расстоянии от других объектов, жилых блоков и населенных пунктов. В соответствии с нормативными требованиями Нигерии должна быть обеспечена свободная зона максимальным диаметром 60 м от основания факельной стойки и в этой зоне не должно находиться какое-либо другое оборудование, кроме оборудования, относящегося непосредственно к факельной установке.

4. Сопутствующие тепло и шум – могут быть установлены предельно допустимые уровни шума и тепла на указанном расстоянии от места сжигания. В Нигерии допустимая величина теплового излучения на уровне земли составляет 6,31 кВт/м² при максимальном объеме сжигания на расстоянии 60 м от основания пламени. В нормативных положениях также указано, что уровень шума, воздействующего на незащищенные органы слуха, должен находиться в пределах болевого порога (80-100 акустических децибел).

5. Дым и неприятный запах – устанавливаются ограничения на непрозрачность дыма, образующегося в результате сжигания, а также неприятные запахи. Нормативные положения Омана предусматривают, что продукты горения не должны выделять дым, который является таким же темным или темнее степени затенения по шкале Ринглемана, что соответствует непрозрачности на уровне 20 %. Нормативные положения Катара предусматривают, что все факельные установки (как на суше, так и на море) должны обеспечивать бездымную работу, за исключением нештатных ситуаций.

Снижение необходимости сжигания и сброса ПНГ в ряде стран явилось результатом усовершенствования и изменения технологических процессов и используемого оборудования. В частности применение новых методов опробования скважин способствовало сокращению продолжительности сжигания. В Канаде (провинция Альберто)

[Байков, 2007] и Великобритании [Глобальный обзор..., 2006] некоторые заводы были реконструированы под переработку ПНГ, качество которого не соответствует требованиям трубопроводного транспорта. В прошлом такой «некондиционный» газ сжигался в факеле. Дистанционное управление также дает возможность операторам технологических установок сокращать или останавливать производство и перекрывать трубопроводы, чтобы не сжигать и не сбрасывать газ. Еще одним новым технологическим решением является использование малогабаритных газовых турбогенераторов для выработки электроэнергии из ПНГ, который иначе сжигался бы в факеле. Для стимулирования такого подхода в провинции Альберта освободили газ, используемый на эти цели, от уплаты роялти, взимаемых провинцией. В Камеруне в настоящее время проводится оценка финансовой целесообразности использования таких генераторов с целью снижения объемов сжигания и выброса ПНГ.

Существует различие между сжиганием и выбросом ПНГ с предоставлением или без предоставления предварительного разрешения соответствующим регулирующим органам.

1. Сжигание и выброс ПНГ без разрешения регулирующего органа.

В большинстве стран сжигание и выброс ПНГ разрешается при следующих обстоятельствах: по соображениям безопасности (например сжигание с помощью предохранительной вспомогательной горелки для поддержания нужного уровня давления); по неизбежным техническим причинам (например, выброс в результате продувки); при опробовании скважин в пусконаладочных работах; в чрезвычайных ситуациях (аварийная остановка добычи, повышение давления и пр.). Для сжигания и выброса ПНГ при указанных обстоятельствах, как правило, не требуется разрешение регулирующих органов. Разрешение дается в рамках прав на разработку месторождения, предоставляемых добывающим компаниям в соответствии с лицензиями (или контрактами) на добычу, или в соответствии с утвержденными проектами разработки месторождений. Только в Бразилии и Великобритании четко определены обстоятельства и события, которые могут служить обоснованием для несанкционированного сжигания и выброса ПНГ.

2. Сжигание и выброс ПНГ с разрешения регулирующего органа.

В большинстве нефтедобывающих стран несанкционированное сжигание и выброс ПНГ запрещены, если это не обусловлено техническими причинами, соображениями безопасности и чрезвычайными обстоятельствами. Во всех других случаях необходимо получение разрешения регулирующих органов. Процедуры представления заявок и предоставления разрешений на сжигание и выброс ПНГ могут осуществляться различными способами, включая следующее: в рамках общего разрешения (лицензии) на разработку

месторождения; в качестве отдельного разрешения на сжигание и выброс ПНГ или экологической лицензии. Обычная практика сводится к предоставлению разрешений на сжигание и выброс ПНГ путем утверждение плана поисково-разведочных работ и освоения месторождения и плана добычи. Разрешения на сжигание и выброс ПНГ являются составной частью общей лицензии (или контракта) на разработку месторождения. В некоторых странах, включая Аргентину, Нигерию и Великобританию, предоставляются отдельные разрешения на сжигание ПНГ. Разрешения часто выдаются на ограниченный срок (например, на один год) и для их получения в соответствии с нормативно-правовыми требованиями необходимо представить заявки, а также получить разрешение на продление. В провинции Альберто требуется получение специальных разрешений на сжигание высокосернистого газа [Regulation of Associated..., 2003; Глобальный обзор..., 2006].

В Бразилии, Колумбии и Венесуэле ответственность за предоставление разрешения на сжигание и выброс ПНГ предоставляется добывающей компании путем выдачи экологической лицензии. Прежде чем утвердить объемы сжигания и выброса ПНГ, регулирующие органы часто требуют от добывающей компании представления сведений о возможном воздействии сжигания и выброса ПНГ на окружающую среду (ОВОС). Отчеты по ОВОС все в большей степени становятся неотъемлемой частью нормативно-правового порядка предоставления разрешений и способствуют определению условий, при которых разрешается сжигание и выброс ПНГ. Такая практика уже имеет место в Австралии, Индонезии, Малайзии, Нигерии, Перу, Таиланде и Великобритании [Regulation of Associated..., 2003; Глобальный обзор..., 2006].

В некоторых странах существуют дополнительные требования и условия предоставления разрешений на сжигание и выброс ПНГ. В Аргентине разрешения на сжигание и выброс ПНГ предоставляются в зависимости от значения газового фактора на конкретном месторождении. Сжигание и выброс ПНГ запрещены на скважинах и эксплуатационных объектах, где превышено установленное значение газового фактора.

В рамках разрешительной процедуры регулирующие органы уделяют все больше внимания экономике использования ПНГ и требуют от добывающих компаний доказательства экономической нецелесообразности использования попутного газа прежде, чем будет предоставлено разрешение. Данные требования содержатся в соответствующих законах и нормативных актах в провинции Альберта, Алжире, Бангладеш, Бразилии, Малайзии, Великобритании и США.

В некоторых странах в обязательном порядке требуется, чтобы добывающие компании убедили регулирующие органы в том, что они рассмотрели все разумные альтернативы сжиганию и выбросу ПНГ, включая обратную закачку в пласт для повышения нефтеотдачи или хранение, или сбор газа, подготовку и реализацию на энергетических рынках. Министерство торговли и промышленности Великобритании указывает, что, если доставка газа является экономически неэффективной, держатели лицензий должны тщательно рассмотреть возможность его использования в качестве топлива, средства для повышения нефтеотдачи, возможности преобразования ПНГ в другие виды топлива, обратной закачки в пласт, продажи соседним добывающим компаниям, сжигания в факеле/сбросе [Байков, 2007].

В основе экономического подхода положен метод, который предполагает, что добывающим компаниям разрешается осуществлять сжигание и выброс ПНГ только в том случае, если они могут доказать, что дополнительные выгоды от использования ПНГ меньше дополнительных затрат. Например, Управление по энергетике и коммунальному хозяйству провинции Альберта считает проект экономически выгодным, если приростные экономические показатели использования ПНГ обеспечивают получение более чем нулевого чистого дисконтированного дохода до вычета налогов [Байков, 2007].

Альтернативным методом является комплексный, в соответствии с которым сжигание и выброс ПНГ считаются отрицательным внешним последствием добычи нефти, а затраты, связанные с этим последствием, должны полностью учитываться при оценке при оценке затрат добычи нефти на месторождении. При комплексном методе наблюдается тенденция к снижению объемов сжигания и выброса ПНГ по сравнению с приростным методом, но одновременно увеличиваются затраты на разработку малорентабельных нефтяных месторождений. В табл. 1 представлены обзорные данные по различным нормативно-правовым институтам, которые используются для санкционирования сжигания и выброса ПНГ в нефтедобывающих странах.

В 2002 г. Всемирный банк организовал Глобальное партнерство по уменьшению сжигания попутного газа (GGFR), которое объединяет крупнейшие нефтедобывающие страны (США, Канада, Нигерия [Nigeria: Carbon..., 2006], Великобритания, Норвегия), ведущие энергетические компании (Exxon Mobil, Shell, BP, Chevron, ENI и др.) и такие международные структуры, как ОПЕК и Евросоюз. По данным GGFR в число стран, увеличивших объем сжигания газа с 2006 по 2007 гг. вошли Россия, Катар и Мексика [Обзор рынка ..., 2007]. Лидерами по уровню утилизации ПНГ (благодаря передовым технологиям,

используемым ведущими мировыми нефтегазовыми компаниями и жестким экологическим требованиям) являются Норвегия (98 %), США (97 %), Англия (94%) [Глобальный обзор ..., 2006; Обзор рынка ..., 2007].

Таблица 1

Виды санкционирования сжигания и сброса ПНГ

Страна	Разрешение на сжигание/сброс	Технологический проект разработки	Экологическая лицензия
Канада (провинция Альберто)	+	+	
Алжир	+		
Ангола		+	
Аргентина	+		
Бангладеш		+	
Бразилия			+
Колумбия			+
Дания	+		
Эквадор	+		
Малайзия		+	
Намибия		+	
Нидерланды		+	
Нигерия	+		
Норвегия	+		
Оман	+		
Катар		+	
Великобритания	+	+	

Ниже рассмотрен опыт данных стран в регулировании использования попутного газа за период, начиная с 1995-1996 гг.

Добыча нефти и газа в США идет во многих штатах страны, при этом уровень утилизации ПНГ варьирует в пределах 87-98 % от объема добычи [Байков, 2007].

В 1893 г. постановлением Верховного суда США право регулирования вопросов, связанных с природным газом, было делегировано штатам. Кроме того, в целях предотвращения выброса газа в атмосферу и его сжигания на факелах в 1946 г. в штате Техас, основном нефтедобывающем регионе страны, комиссия, регулирующая вопросы, связанные с нефтегазодобычей в штате, объявила нефтедобывающим компаниям, что будет останавливать добычу нефти, если вопросы утилизации ПНГ ими не будут решены. На ряде месторождений эта угроза в дальнейшем была реализована.

Со временем в стране была создана достаточно мощная инфраструктура газоснабжения, благодаря которой газ поступает к потребителям по безопасной и надежной системе подземных трубопроводов. В стране имеется развернутая система газовых хранилищ, что позволяет покрывать нагрузки в периоды пикового потребления.

Примером полной утилизации добываемого ПНГ с самого начала разработки и в экстремальных природных условиях явилось месторождение Прудо-Бей (Аляска, США). Здесь ПНГ используется по двум направлениям. Он преобразуется в тепловую энергию (в различного типа печах и нагревателях обеспечения процессов добычи сбора и промышленной подготовки нефти и газа) или в механическую энергию (в газотурбинных установках и двигателях внутреннего сгорания, служащих непосредственным приводом насосов, компрессоров и электрогенераторов, обеспечивающих электроэнергией промышленные объекты).

Центральная электростанция Прудо-Бей общей мощностью 150 МВт (7 электрогенераторов с приводом от газовых турбин) обеспечивает электроэнергией все технологические и жилые объекты месторождения.

В качестве привода насосов первых четырех (от Прудо-Бей) магистральных насосных станций на трансаласкинском нефтепроводе служат также газовые турбины, работающие на ПНГ, а для остальных насосных станций топливо для газовых турбин вырабатывается на малогабаритных фракционирующих установках, которые являются составной частью нефтеперекачивающих станций. На месторождении имеется нефтефракционирующая установка, которая с начала разработки месторождения обеспечивает дизельным топливом и бензином буровые установки и транспортные средства, что позволяет избежать встречных перевозок нефти и нефтепродуктов.

На Прудо-Бей полностью используется и сбросное тепло, полученное при сжигании нефтяного газа. В частности, в газовых турбинах, используемых в качестве приводов водяных насосов для закачки в продуктивный пласт морской воды.

Основная часть ПНГ, добываемого на Прудо-Бей, компримируется до давления 32 МПа и закачивается в газовую шапку месторождения. Для этой цели используются 13 центробежных компрессоров с приводом от газовых турбин единой мощностью до 25 тыс. л. с.

Несмотря на то, что в США уровень использования ПНГ составляет почти 97 %, продолжается дальнейшее совершенствование технологий его утилизации. В рамках проекта по использованию некондиционного ПНГ в Лос-Анджелесе, штат Калифорния, ведется работа на ранее заглушённых нерентабельных скважинах. Здесь для выработки электроэнергии нашли применение микротурбины, что позволило полностью отказаться от сжигания ПНГ в факелах.

Норвегия, разрабатывающая морские нефтяные месторождения, расположенные на норвежском континентальном шельфе, представляет собой один из лучших примеров реализации политики в области добычи нефти, соответствующей жестким требованиям к охране окружающей среды. В течение последних двух десятилетий объемы сжигания ПНГ в факелах здесь постоянно сокращались.

Контроль над нефтяными операциями и выбросами в атмосферу осуществляет Норвежский нефтяной директорат (Norwegian Petroleum Directorate), который подчиняется Министерству нефти и энергетики (Ministry of Petroleum and Energy) и несет ответственность за рациональное использование энергетических ресурсов, а также безопасность эксплуатации установок и проведения работ по сжиганию ПНГ на территории Норвегии.

Одним из основных способов использования ПНГ в Норвегии является закачка в пласты. На месторождения с низким газовым фактором перераспределяется ПНГ со скважин с высоким газовым фактором. Перераспределение и закачка ПНГ связаны со значительными издержками и требуют разработки специального компрессорного оборудования, однако это повышает отбор нефти и конденсата. Сеть газопроводов охватывает самые мелкие месторождения, а для облегчения вхождения в систему любому производителю газа правительством создана система договоров поставки газа - публичная оферта на покупку ПНГ (Troll Commercial Model). Меньшая часть ПНГ используется для производства метанола, тепла для специально построенной белковой фабрики.

С начала разработки в 1971 г. по 2005 г. на 27 месторождениях Норвегии закачено в пласт 413 млрд. м³ газа, что дало прирост добычи в 270-310 млн. м³ жидких продуктов. А весь газ, который не удастся закачать в пласт, отправляется в экспортный газопровод «на материк» [Глобальный обзор..., 2006]. В 2007 г. средний показатель нефтеотдачи по этим месторождениям составил около 46 %, а для некоторых из них нефтеотдача превышает 60 % [Попутный компромисс, 2008].

Динамика распределения ПНГ, добываемого на норвежском континентальном шельфе с 2007 по 2009 гг. достаточно устойчива. Среднегодовой баланс использования ПНГ включает: 115 млрд. м³ запасы, 5 млрд. м³ – ресурсы, 35 млрд. м³ – закачка в пласт и 2 млрд. м³ – топливо и факелы.

В итоге сегодня в Норвегии наименьший уровень сжигания газа составляет примерно 2 м³ ПНГ на каждый м³ добытой нефти или 0,16 % всего объема добытого ПНГ. При этом каждый проект обустройства месторождения согласуется в Министерстве нефти и

энергетики (Ministry Petroleum and Energy), которое может разрешить сжигать газ, но в подавляющем большинстве случаев этого не делает [Попутный компромисс, 2008].

В законе Норвегии «О нефтяных операциях» не оговорены конкретные допустимые объемы сжигаемого попутного газа, вместо этого употребляются такие понятия, как «неизбежные технические причины», «чрезвычайные обстоятельства» и «в целях безопасности». Однако предусматривается очень строгая процедура для получения соответствующего разрешения. Согласно закона «сжигание попутного газа в факелах в объемах, превышающих необходимые для обеспечения безопасности работ, при отсутствии специального разрешения министерства запрещено. По запросу лицензиата министерство должно указать периоды и разрешенные объемы добычи повторного закачивания и выброса в атмосферу». Заявления на получение разрешения на сжигание попутного газа в факелах рассматриваются Норвежским нефтяным директоратом и выдаются непосредственно Министерством нефти и энергетики. Как часть процедуры утверждения, директорат и министерство производят оценку факельного оборудования и технологических процессов. Лимиты на атмосферные выбросы устанавливаются в индивидуальном порядке с учетом требований действующих национальных и региональных стандартов. Ни один план разработки месторождения не утверждается, если в нем не предусмотрены операции по повторной закачке газа, пути его реализации [Regulation of Associated..., 2005; Глобальный обзор..., 2006].

Исторически политика государства в вопросах охраны окружающей среды базировалась на прямом регулировании загрязнения окружающей среды. Используются также и экономические механизмы, например специальные налоги.

Норвежское правительство не устанавливает специальных нормативов по сжиганию ПНГ, но разрешения на сжигание ПНГ предоставляются в очень ограниченном количестве ситуаций, в определенных случаях. Сжигание ПНГ в объемах больших, чем необходимо для обеспечения безопасности, не разрешается без одобрения Министерства нефти и энергетики.

Для регулирования ограничений на выбросы ПНГ в процессе разработки и добычи у государства имеется ряд инструментов, стимулирующих компании повышать степень использования ПНГ, включая дополнительные условия к плану разработки месторождения, установление специального налога за выбросы и разрешение на сжигание. Закон о нефти (Petroleum Act) требует, чтобы перед тем как оператор начнет разрабатывать участок недр, план освоения, обустройства был одобрен соответствующими органами государственной власти. В качестве части планов освоения и обустройства оператор должен выполнить

оценку воздействия на окружающую среду. Оценка включает описание эффектов на окружающую среду, ожидаемых в случае эмиссии и сжигания ПНГ. Также план должен включать систематический обзор выгод и издержек, связанных с мерами по смягчению воздействия. Программы разработки и оценки влияния на окружающую среду являются предметом общественных консультаций.

Норвегия ввела углеводородный налог на эмиссию для стимулирования операторов к сокращению объемов сжигания ПНГ. Основная часть эмиссии CO₂ в Норвегии связана с добычей на шельфе. Значительная часть эмиссии связана с газовыми турбинами и сжиганием дизельного топлива в процессах добычи нефти.

В 1991 г. Норвегия ввела налог на выбросы CO₂ с шельфовых платформ. Этим налогом облагается сжигание всего топлива, включая природный газ, дизельное топливо и ПНГ. Налог рассчитывается на основе объемов сожженного и распыленного газа. Налоговая ставка периодически пересматривается. В 2003 г. она составляла 0,75 норвежских крон за 1 м³ газа. Данный налог не сокращает базу при уплате роялти и специального налога, но рассматривается как издержки при расчете налога на прибыль [Regulation of Associated..., 2003].

В целом в структуре данного налога поступления от сжигания ПНГ составляют около 10 %. В настоящее время Норвегия ставит цель урегулировать данный налог с условиями Европейского сообщества и схемами торговли квотами на выбросы. Вероятно, данный налог будет отменен и заменен схемами торговли квотами на выбросы, по которым компании будут использовать их квоты [The Norwegian petroleum..., 2005].

Благодаря своей энергетической политике Норвегия является не только крупным производителем нефти, но и лидером в решении проблем охраны окружающей среды.

Политика по сжиганию ПНГ в Великобритании [Regulation of Associated..., 2003] предусматривает достижение общих задач рационального освоения нефтегазовых ресурсов: максимизация экономически эффективного извлечения нефтегазовых запасов; сокращение парниковых выбросов.

По Киотскому протоколу Великобритания в период 2008-2012 гг. должна была сократить выбросы шести парниковых газов на 12,5 % по сравнению с 1990 г. Великобритания поставила для себя более сложную задачу: к 2010 г. сократить выбросы CO₂ на 20 %. Для достижения этих задач в 2000 г. была разработана специальная программа [Regulation of Associated..., 2005]. В то же время целью правительства является не только решение экологических задач, но также и максимизация экономически эффективного

извлечения нефтегазовых запасов. Поэтому при оценке предложений для разработки новых объектов правительство рассматривало и учитывало следующие задачи: обеспечение извлечения всех экономически эффективных запасов углеводородного сырья; обеспечение адекватных и конкурентных условий для отрасли по транспорту и переработке углеводородов; учет экологического влияния и интересов других пользователей морских ресурсов.

В Великобритании для освоения новых месторождений необходимо, чтобы была одобрена подготовленная программа освоения месторождения, которая в том числе включает вопросы использования ПНГ. От оператора требуется заполнить определенную форму, которая содержит информацию для эффективной оценки программы Департаментом торговли и промышленности (Department of Trade and Industry). Данная форма включает и ежегодную информацию о сжигании и распылении ПНГ. Оценка воздействия на окружающую среду обязательна для всех объектов с добычей нефти более 3,750 барр./сут. При рассмотрении вопросов утилизации Департамент учитывает все выгоды и издержки, которые возникают в связи с выводом газа на рынок. В том числе Департамент может устанавливать специальные платежи и тарифы при доступе к мощностям третьих сторон (если стороны не могут сами договориться). Если не удастся достигнуть положительной экономической эффективности для доставки газа на сушу, требуется рассмотреть ряд вариантов использования ПНГ: в качестве топлива; для увеличения нефтеотдачи пластов; конверсии в топливо; закачки в пласт; продажи компаниям, разрабатывающим соседние участки недр; сжигания/распыления.

Выбирается вариант, который максимизирует экономически выгодное извлечение ресурсов месторождения.

В целом за прошедшие 10-15 лет Великобритании удалось достичь значительного сокращения сжигания ПНГ (не снижая добычи нефти). Это сокращение в основном было достигнуто благодаря регулированию сжигания и распыления ПНГ, роста эффективности переработки добытого углеводородного сырья, адаптации лучшей мировой практики. В общем случае задача правительства состоит в формировании (общепромышленных) условий, повышающих эффективность утилизации ПНГ. Эти стимулы включают:

- реструктуризацию газового рынка;
- обеспечение доступа третьих сторон к газотранспортной системе;
- конкуренцию на газовом рынке и рынке электроэнергии.

Таким образом, Великобритания рассматривает проблемы повышения степени утилизации ПНГ не изолированно, а в контексте всех преобразований и реформ в нефтегазовом секторе и в целом в топливно-энергетическом комплексе (фактически на практике реализуется системный подход).

Реструктуризация газового рынка Великобритании началась в 1986 г. с приватизации компании British Gas. В результате из единой компании выделились газотранспортная система, компании-поставщики и потребители. К тому же в 1998 г. был сооружен газопровод, соединяющий Великобританию с европейским рынком. В этот же период была проведена приватизация и либерализация рынка электроэнергии, что привело к росту количества электростанций (генерирующих мощностей), работающих на газе, и создало новые рынки для газовой промышленности. Доступ к газотранспортной системе (ГТС) и конкуренция на рынке (переработки и потребления) сократили совокупные издержки на поставку газа с месторождений на рынок. Данные меры также позволили производителям газа напрямую выходить на рынок и реализовывать свою продукцию.

Реструктуризация и либерализация рынков газа и электроэнергии создали положительные эффекты для добычи нефти, улучшили экономику ПНГ (повысили потенциальную эффективность проектов по утилизации ПНГ) и создали стимулы для сокращения сжигания и распыления ПНГ.

В современных условиях в Великобритании главной проблемой функционирования газовых сетей (магистральных и распределительных) является балансировка объемов подачи газа в систему на «точках входа» и забора газа на «точках выхода». Подачу и забор газа осуществляют производители в соответствии со своими объемами добычи и контрактами на поставку газа потребителям. Исходя из этих показателей, формируются контракты на пользование услугами газовых сетей (между производителями газа и собственниками ГТС). При этом собственник ГТС не обеспокоен проблемой возможной подачи газа в объемах, превышающих пропускную способность. Основная проблема заключается в балансировке объемов газа на входах и выходах из системы. Собственник ГТС в равной степени не заинтересован ни в возникновении дефицита, ни в том, чтобы в системе образовывались излишки газа. И перебор, и недобор негативно сказываются на технических режимах функционирования ГТС, а дефицит к тому же препятствует выполнению совокупности коммерческих контрактов на поставку газа потребителям.

В системе взаимоотношений «производитель - собственник ГТС - покупатель» в случае, если производитель полностью выполняет свои обязательства по коммерческим

контрактам на поставки газа (подаче в ГТС), вся ответственность за получение газа покупателями в должных объемах ложится на собственника ГТС. Но указанная ответственность не является камнем преткновения, который заставлял бы собственника ГТС требовать от производителей (поставщиков газа в систему) неукоснительного соблюдения контрактных условий по объемам и срокам поставок. Допускаются определенные дисбалансы - более того, можно сказать, что умеренные дисбалансы в те или иные отрезки времени являются нормой в функционировании ГТС. А балансировка, т.е. устранение дисбалансов является повседневной рядовой технико-коммерческой задачей, решаемой собственником ГТС. Принципы, правила и конкретные процедуры такой балансировки определяются законодательными или иными нормативно-правовыми актами (в Великобритании - Сетевым кодексом, который является своего рода коллективным договором между собственником ГТС и пользователями сети).

В основе правил и процедур балансировки лежит тот простой факт, что в общей сети невозможно выделить продукцию каждого отдельного производителя - газ из разных источников смешивается, и покупатель фактически получает некий усредненный продукт, а не тот конкретный газ, который поставляется конкретным производителем (контрактором). Это дает организации основание для процедур балансировки путем покупки-продажи газа во взаимоотношениях между собственником ГТС и производителями (пользователями услуг). При возникновении того или иного локального дефицита производитель покупает у собственника ГТС недостающий объем газа, а в случае излишка - продает его собственнику ГТС. Следует отметить, что дефицит/избыток может возникнуть по причине не только отклонений со стороны поставок газа в ГТС, но и со стороны отклонений по заборам на точках выхода. Второе представляется даже более вероятным вследствие того, что точек выхода (присоединений к потребителям) в любой газовой сети многократно больше, чем точек входа. Суммарный физический дефицит газа восполняется путем покупки его собственником ГТС на рынке или отборов из газохранилищ, а излишки газа продаются на рынке (по краткосрочным контрактам, разовым сделкам) либо закачиваются в хранилища. При этом физические дефициты/излишки по конкретным пользователям зачастую взаимно компенсируют друг друга.

Регламенты балансировки строятся таким образом, чтобы по возможности стимулировать каждого производителя к максимально точному соблюдению условий контрактов по объемам поставки и отбора газа. Устанавливаются критические уровни отклонений, в пределах которых компенсационные сделки между производителем и

собственником ГТС осуществляются на базе нейтральных цен (средних цен по всем сделкам на текущую дату). То есть в этом случае ни производитель, ни собственник ГТС не несут никаких экономических потерь. Если же дефицит или излишек превышает заданный допустимый предел, то сделки осуществляются по минимальным (или наоборот - максимальным) ценам контрактов на текущую дату. Это является санкцией в отношении конкретного производителя газа и дает дополнительный доход собственнику ГТС, который может быть использован для финансирования дополнительных затрат по эксплуатации сети либо выплат встречных компенсаций другим производителям (если они были вынуждены сократить свои отборы газа из сети).

Таким образом, общая логика регулирования использования ПНГ в Великобритании состоит в том, что в рамках программ разработки месторождений обеспечивается достижение высоких уровней утилизации с обязательным учетом влияния этих мер на экономическую эффективность проектов. Затем дополнительно создаются стимулы, направленные на повышение утилизации, и вновь эти стимулы имеют экономическую основу. При этом сжигание газа в Великобритании снизилось более чем на 20 % за 1996-2001 гг.

Зарубежный опыт свидетельствует, что государственное регулирование играет важнейшую роль для повышения степени утилизации ПНГ. Эксперты Всемирного банка, анализируя зарубежный опыт, дают ряд рекомендаций [Regulation of Associated..., 2003], среди которых наиболее актуальны для России следующие: системы измерения и отчетности должны гарантировать адекватность и достоверность информации, получаемой регулятором; регулятор должен иметь эффективные механизмы мониторинга и контроля процессов утилизации и сжигания ПНГ, а также адекватные меры принуждения к выполнению норм и правил недропользования; налоговая политика в нефтегазовом секторе должна учитывать степень утилизации ПНГ (стимулировать наиболее эффективное использование ресурсов ПНГ); важно обеспечить возможности выхода производителей сухого отбензиненного газа на конкурентные рынки; при этом особое значение играет недискриминационный доступ к ГТС.

В мировой практике при лицензировании недр процедуры утверждения схем утилизации ПНГ могут рассматриваться либо как часть общего разрешения на разработку месторождения, либо как отдельное разрешение на сжигание газа. До утверждения объемов сжигания и удаления ПНГ регулирующие органы обычно требуют от оператора предоставить оценку возможных экологических последствий (принятых схем освоения

месторождений). Обычно оценка воздействия на окружающую среду является частью разрешения на разработку месторождения и на сжигание газа.

Исходя из анализа зарубежного регулирования добычи и использования ПНГ, для современных условий в России наиболее целесообразной представляется реализация следующих принципов.

Во-первых, недопустимость одномоментного запрещения сжигания ПНГ, наличие переходного периода, в течение которого должны быть разработаны детальные правила и процедуры как для недропользователей, так и для регуляторов.

И, во-вторых, необходимость учета экономической эффективности проектов использования ПНГ для недропользователей и формирование условий для повышения их эффективности. В свою очередь, повышению эффективности проектов по использованию ПНГ могло бы способствовать: развитие газового рынка и рынка электроэнергии; разработка и применение экономических, в том числе налоговых стимулов; участие государства в проектах формирования инфраструктуры для эффективного использования ПНГ; формирование условий для использования механизмов Киотского протокола.

Литература

Байков Н.М. Утилизация нефтяного и углекислого газа для повышения нефтеотдачи на месторождениях США и Канады // Нефтяное хозяйство, 2007. - № 6. - С. 105.

Глобальный обзор и выводы на основе международного опыта. - Всемирный банк, 2006.

Обзор рынка GTL. - М.: Метапроцесс, 2007.

Попутный компромисс // Профиль. - №6 (562) от 18.02.2008.

Flared Gas Utilization Strategy. Opportunities for Small-Scale Uses of Gas. The International Bank for Reconstruction and Development. - The World Bank, 2004. - 113 p.

Nigeria: Carbon Credit Development for Flare Reduction Projects. Guidebook. - ICF Consulting Ltd, 2006.

Regulation of Associated Gas Flaring and Venting. A Global Overview and Lessons from International Experience. - The World Bank. Global Gas Flaring Reduction, 2003. - 100 p.

Regulation of Associated Gas Flaring and Venting. A Global Overview and Lessons from International Experience. - The World Bank. Global Gas Flaring Reduction, 2005. – 100 p.

The Norwegian petroleum sector. - Ministry of Petroleum and Energy, 2005. - 207 p.

Рецензент: Ильинский Александр Алексеевич, доктор экономических наук, профессор.

Skobelina V.P.

Saint-Petersburg State Mining University, Saint-Petersburg, Russia, si.spb@mail.ru

Krasnov O.S.

All-Russia petroleum research exploration institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

Tremasova I.S.

Saint-Petersburg State Mining University, Saint-Petersburg, Russia, istremasova@mail.ru

INTERNATIONAL EXPERIENCE IN STATE REGULATION OF FLARING AND BLOWOUT OF ASSOCIATED GAS

The international experience in state regulation of flaring and blowout of associated gas is presented. The key factors influencing decision-making regarding the use or flaring and blowout of associated gas by foreign oil production companies are identified. The principles for regulating of production and use of associated gas in Russia under present conditions are proposed on the basis of international experience analysis.

Key words: *associated gas, international experience, regulation, flaring, blowout, greenhouse gases, efficiency, safety, licensing.*

References

Bajkov N.M. Utilizaciâ neftânogo i uglekislogo gaza dlâ povyšeniâ nefteotdači na mestoroždeniâh SŠA i Kanady // Neftânoe hozâjstvo, 2007. - # 6. - S. 105.

Global'nyj obzor i vyvody na osnove meždunarodnogo opyta. - Vsemirnyj bank, 2006.

Obzor rynka GTL. - M.: Metaprocess, 2007.

Poputnyj kompromiss // Profil'. - #6 (562) ot 18.02.2008.

Flared Gas Utilization Strategy. Opportunities for Small-Scale Uses of Gas. The International Bank for Reconstruction and Development. - The World Bank, 2004. - 113 p.

Nigeria: Carbon Credit Development for Flare Reduction Projects. Guidebook. - ICF Consulting Ltd, 2006.

Regulation of Associated Gas Flaring and Venting. A Global Overview and Lessons from International Experience. - The World Bank. Global Gas Flaring Reduction, 2003. - 100 p.

Regulation of Associated Gas Flaring and Venting. A Global Overview and Lessons from International Experience. - The World Bank. Global Gas Flaring Reduction, 2005. - 100 p.

The Norwegian petroleum sector. - Ministry of Petroleum and Energy, 2005. - 207 p.