



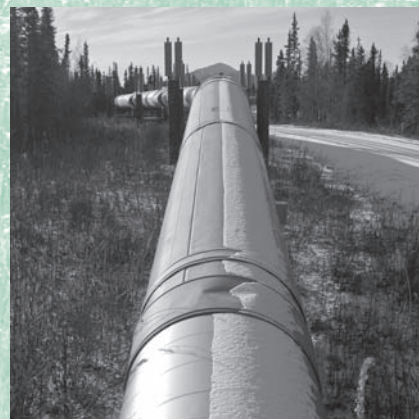
Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России

А. Книжников, Н. Пусенкова

Ежегодный обзор проблемы в рамках проекта

**«Экология и Энергетика
Международный контекст»**

Выпуск 1



Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России

А. Ю. Книжников — Всемирный фонд дикой природы (WWF)

Н. Н. Пусенкова — Институт мировой экономики и международных отношений РАН

Выпуск 1 (рабочие материалы) ежегодного обзора проблемы в рамках проекта ИМЭМО РАН и WWF России
«Экология и Энергетика. Международный контекст»

Комментарии и замечания по Обзору просьба присылать
на адрес Всемирного фонда дикой природы (WWF):
109240, Москва, ул. Никольямская, д. 19, стр. 3
электронный адрес: energy@wwf.ru

Москва, 2009

СОДЕРЖАНИЕ

Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России	2
1. Объемы сжигания попутного газа в России	2
2. Экологические и климатические последствия масштабного сжигания	4
3. Финансовые последствия масштабного сжигания попутного газа.....	4
4. Возможные пути утилизации попутного газа.....	4
5. Причины масштабного сжигания НПП в России	5
5.1. Технические.....	5
5.2. Экономические причины.....	5
5.3. Организационно-институциональные.	6
6. Политика правительства РФ по повышению степени использования НПП	7
6.1. Позиция МПР России и Минпромэнерго	7
6.2. Позиция Ростехнадзора	9
6.3. Либерализация цен на НПП	12
6.4. Доступ в ЕСГС	12
6.5. Законопроект «О попутном нефтяном газе»	13
7. Политика ведущих нефтяных компаний России в области утилизации НПП	14
7.1. Образование СП с СИБУРом.	14
7.2. Выработка электроэнергии	15
Выводы, рекомендации, действия.....	19
Список литературы	21
Приложение.	22

Согласно официальным данным, в начале XXI века крупнейшими регионами сжигания попутного газа являлись Персидский залив, Западная Африка (прежде всего Нигерия) и Россия (в основном Западная Сибирь). До недавнего времени по официальной отчетности первое место по объемам сжигаемого попутного газа (24,1 млрд м³ в год) занимала Нигерия. На втором находилась Россия (14,9 млрд м³). Далее шли Иран (13,3 млрд м³), Ирак (8,6 млрд м³), Ангола (5,4 млрд м³).

Нефтяной попутный газ (НПГ)

— побочный продукт при сепарации нефти перед отправкой ее в нефтепроводы. В одной тонне нефти количество НПГ может колебаться от 1–2 до нескольких тыс. кубометров. Сейчас использование НПГ происходит следующим образом. Добытая нефть поступает на станцию сепарирования, где ее отделяют от НПГ. Сепарирование проходит ступенчато (3–4 ступени). Газы первой и второй ступеней, обогащенные метаном и этаном, по трубопроводам поступают на газоперерабатывающие заводы. Там из них производятся топливный и сжиженный бытовой газ, легкие углеводороды и газовый бензин. Газы 3 и 4 ступеней используются в качестве топлива на местах. Однако в большинстве случаев их объемы превышают потребности в топливе, и газы сжигаются в факелах¹.

Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России

В последние годы резко обострился интерес мирового энергетического, экологического и делового сообщества к проблеме утилизации попутного газа как из-за экологических, так и финансовых соображений. С одной стороны, сжигание попутного газа в факелах дает около 1% всех мировых выбросов парникового углекислого газа. С другой, — это уничтожение ценных невозобновляемых природных ресурсов.

Лидерство в попытке решить проблему сжигания попутного газа взял на себя Всемирный банк, который в 2002 году организовал Глобальное партнерство по уменьшению сжигания попутного газа (GGFR). Оно объединяет крупнейшие нефтедобывающие страны (США, Канада, Нигерия, Казахстан, Великобритания, Норвегия и другие), ведущие энергетические компании (ExxonMobil, Shell, BP, Chevron, ENI и др.) и такие международные структуры как Всемирный банк, ОПЕК и Евросоюз. Показательно, что Российская Федерация представлена в партнерстве одним только Ханты-Мансийским АО.

1. Объемы сжигания попутного газа в России

Реальные объемы добычи и сжигания нефтяного попутного газа (НПГ) в России достаточно трудно оценить. На настоящий момент отмечаются серьезные расхождения в оценках этих объемов между различными ведомствами. Так, в отчетности за 2005 год, по данным Росстата, из недр было извлечено 55,9 млрд м³, Росгеолфонда — 56,7 млрд м³, ЦДУ ТЭК — 57,6 млрд м³. Объем сжигаемого попутного газа, по данным Росстата, составил 13,1 млрд м³, Росгеолфонда — 13,4 млрд м³, ЦДУ ТЭК — 14,9 млрд м³.

Объем извлекаемого из недр НПГ, по данным Росстата и ЦДУ ТЭК, в период 2001–2006 гг. увеличился в 1,5 раза или на 18 млрд. м (с 37,7 млрд. м в 2001 г. до 56,6 млрд. м в 2006 г.). Динамика использования газа существенно отстает от темпов его добычи. Объемы утилизации НПГ за анализируемый период увеличились лишь в 1,4 раза (с 30,4 млрд. м³ в 2001 г. до 42,5 млрд. м³ в 2006 г.). В связи с этим постоянно возрастают объемы сжигаемого газа на факельных установках (с 7,4 млрд. м³ в 2001 г. до 14,1 млрд. м³ в 2006 г., т. е. в 1,9 раза).

По данным МПР, из 55 млрд м³ ежегодно добываемого в России НПГ лишь 26% (14 млрд м³) направляется в переработку, 47% (26 млрд м³) идет на нужды промыслов либо списывается на технологические потери и 27% (15 млрд м³) сжигается в факелах. Таким образом, коэффициент утилизации газа составляет 73%, если основываться на данных о технологических потерях и расходах на собственные нужды.

Наиболее высокий уровень использования НПГ (более 90%) зафиксиро-

¹ <http://www.rbsys.ru/print.php?page=937&option=media>

ван в Южном и Дальневосточном федеральных округах. А хуже всего дела обстоят в Северо-Западном федеральном округе, где утилизация попутного газа ненамного превышает 35%. Неудовлетворительное положение и в Сибирском ФО (65%)².

Более 80% от общего объема добычи НПГ в России по данным 2006 года приходилось на пять нефтяных компаний: Сургутнефтегаз, ТНК-ВР, Роснефть, ЛУКОЙЛ, Газпром нефть (см. Приложение Табл. 1).

Точность официальных и неофициальных данных по ресурсам и объемам утилизации НПГ подвергается сомнению в силу несовершенства методики и техники измерения, учета и оценки ресурсов газа. В связи с этим наблюдается большое несоответствие данных, в частности, по нефтяным компаниям (см. Приложение Табл. 1, Табл. 2 и Табл. 3).

Официальная статистика не опирается на точные инструментальные замеры объемов производства и утилизации НПГ: на большинстве нефтепромыслов отсутствуют счетчики попутного газа, а отчеты нефтяных компаний о его использовании для технологических нужд могут не всегда соответствовать действительности. По данным Правительства ХМАО, в 2007 г. только половина факельных установок была оснащена замерным оборудованием. Такой высокий показатель возник в результате 98%-го оснащения факельными установками компании Сургутнефтегаз (см. Приложение Табл. 4).

Широко распространено мнение о том, что в факелах сжигается значительно больше НПГ, чем отражено в статистике. Так, В. Путин в 2007 г. признал, что в стране сжигается более 20 млрд м³ в год (см. ниже). Исследование, проведенное на средства Всемирного банка, показало, что Россия сжигает около 38 млрд м³/год³.

Существуют и еще более радикальные оценки объемов сжигания газа в факелах в России. Так, в 2007 году перед встречей руководителей стран «Большой восьмерки» в Германии были опубликованы результаты исследования, проведенного Национальной океанической и атмосферной администрации США по заказу Всемирного банка. Для оценки объемов и динамики сжигания попутного газа в период 1995–2006 гг. были использованы данные военной системы метеорологических наблюдений.

Калибровка результатов показала, что в Российской Федерации отмечаются очень существенные различия между данными официальной отчетности и результатами космической съемки. В результате по данным исследования NOAA она вышла на первое место в мире с большим отрывом, вытеснив с него Нигерию: в 2004 году по данным исследования NOAA в России было сожжено 50,7 млрд м³ попутного газа, при этом в официальной отчетности говорилось только о 14,9 млрд м³. В любом случае, на долю России, по-видимому, приходится от четверти до трети мирового объема сжигания попутного газа.

В результате усилий, предпринятых на международном и национальных уровнях, практически во всех странах первой двадцатки наметилась тенденция к снижению объемов сжигания.

Исключение составляет лишь 5 стран, и к ним, увы, относится и РФ, где до сих пор наблюдается рост объемов сжигания ПГ (по данным ВБ).

В результате, с лета 2007 года резко активизировались российские правительственные структуры (Минприроды, Ростехнадзор, Минпромэнерго и пр.), призывая принять решительные меры по прекращению сжигания попутного газа.

На основании космических наблюдений был сделан вывод, что общий объем мирового сжигания природного газа в течение последних 12 лет оставался стабильным — в пределах 150–170 млрд м³ в год. Это равно 30% потребления природного газа в странах Евросоюза, 25% — в США, а также 75% российского экспорта природного газа. Потенциальная стоимость попутного газа, сгоревшего в факелах в 2006 году, составляет 40 млрд. долларов США. В результате этого в атмосферу поступило 400 млн. т углекислого газа.

Объем сжигания НПГ в млрд м ³	2006 г.	2007 г.
Россия*	48.8	50.0
Нигерия	19.3	16.8
Иран	12.1	10.6
Ирак	7.4	7.0
Казахстан	6.0	5.3
Алжир	6.2	5.2
Ливия	4.3	3.7
Ангола	4.0	3.5
Саудовская Аравия	3.3	3.4
Катар	2.8	2.9
Китай	2.8	2.5
Индонезия	3.0	2.4
Кувейт	2.5	2.1
Венесуэла	2.0	2.1
Узбекистан	2.8	2.0
США	1.9	1.9
Оман	2.2	1.9
Мексика	1.2	1.7
Малайзия	1.8	1.7
Габон	1.9	1.6
Всего по первым 20 странам	136	128

* красным цветом выделены страны, где с 2006 по 2007 г. отмечается увеличение объема сжигания НПГ.

Источник: <http://siteresources.worldbank.org/EXTGGFR/Resources/344690Sanitation0and0hygiene0at0wb.pdf?resourceurName=344690Sanitation0and0hygiene0at0wb.pdf>

² Нефть России, ноябрь 2008 г.

³ Энергоэффективность в России: скрытый резерв, стр. 14

2. Экологические и климатические последствия масштабного сжигания попутного газа

Сжигание НПГ приводит к значительным выбросам твердых загрязняющих веществ и ухудшению экологической обстановки в нефтепромысловых районах. По оценкам Минпромэнерго, в 2004 году в атмосферу в нефтедобывающих регионах было выброшено 321,8 тыс. тонн твердых загрязняющих веществ (около 12% общего объема выбросов в России)⁴. По данным общественной организации «Экологическое движение конкретных дел», в 2006 году объем загрязнения атмосферы при сжигании НПГ составил 12% от общего объема выбросов вредных веществ в стране⁵.

В результате сжигания НПГ в факелах оказывается существенное воздействие на климат. При «технологических потерях» и сжигании НПГ в атмосферу выбрасывается диоксид углерода и активная сажа. В результате горения газа в факелах в России ежегодно образуется почти 100 млн. т выбросов CO₂ (при условии эффективного сжигания всего объема газа). Однако российские факелы известны своей неэффективностью, т. е. газ в них сжигается не полностью. Соответственно, в атмосферу выделяется метан, гораздо более активный парниковый газ, чем CO₂. Объем выбросов сажи при сжигании НПГ оценивается приблизительно в 0,5 млн. т в год. В последние годы в связи с особой уязвимостью Арктических экосистем к глобальным климатическим изменениям все активнее стали звучать призывы принять меры по снижению выбросов сажи.

Сжигание НПГ сопровождается тепловым загрязнением окружающей среды: вокруг факела радиус термического разрушения почв колеблется в пределах 10–25 метров, растительности — от 50 до 150 метров. При этом в атмосферу поступают как продукты сгорания НПГ, в том числе окись азота, сернистый ангидрид, окись углерода, так и различные несгоревшие углеводороды. Существенные концентрации окислов азота и серы фиксируются на расстоянии 1–3 км от факела, сероводорода — 5–10 км, а окиси углерода и аммиака — до 15 км. Это приводит к увеличению заболеваемости местного населения раком легких, бронхов, к поражениям печени и желудочно-кишечного тракта, нервной системы, зрения.

3. Финансовые последствия масштабного сжигания попутного газа

Сжигание попутного газа на факельных установках приводит к значительным потерям ценного химического сырья. По оценкам Минпромэнерго, в 2004 году в составе попутного газа на факельных установках было сожжено 7,1 млн тонн этана, 4,1 млн тонн пропана, 2,6 млн тонн бутана, 13 млн м³ гелия⁶.

Летом 2007 года глава МПР Юрий Трутнев заявил, что практически во всех секторах российской экономики, включая добычу нефти и газа, наблюдается оживление инвестиционной активности, тогда как в сегменте переработки попутного газа — полный застой. С 1980 года в стране не введено в строй ни одного нового газоперерабатывающего завода. По расчетам МПР, из-за сжигания НПГ Россия ежегодно теряет около 139,2 млрд рублей (консолидированная стоимость жидких углеводородов, пропана, бутана и сухого газа, производимых при переработке попутного газа), хотя суммарный эффект от переработки НПГ в стране мог бы составить 362 млрд рублей в год⁷.

По подсчетам Минпромэнерго, из-за недостаточной степени переработки НПГ бюджет ежегодно теряет около \$13 млрд. Только в одном ХМАО, по данным администрации округа, ежегодно сгорает в факелах до 7,6 млрд м³ попутного газа, что сравнимо с уничтожением 6,5 млн тонн нефти.

Согласно результатам исследования, профинансированного Всемирным банком, при уровне цен 2007 г. около трети сжигаемого в факелах российского НПГ можно было бы полезно использовать, что привело бы к дополнительным ежегодным доходам страны в размере 2.3 млрд. долл., и позволило бы сократить выбросы CO₂ более чем на 30 млн.т/год⁸.

4. Возможные пути утилизации попутного газа

- Закачка в недра для повышения пластового давления и, тем самым, эффективности добычи нефти. Однако в России, в отличие от ряда зарубежных стран, этот метод за редким исключением⁹ не используется, т. к. это высоко затратный процесс.

⁴ Нефть и капитал, № 11, 2007 г.

⁵ Профиль, №6 (562) от 18.02.2008

⁶ Нефть и капитал, № 11, 2007 г.

⁷ Профиль, №6 (562) от 18.02.2008

⁸ Энергоэффективность в России: скрытый резерв, с. 14

⁹ «РИТЭК» начал исследования по закачке водно-газовой смеси в пласт на Восточно-Первальном месторождении в Западной Сибири. К настоящему времени было закачено 13,6 млн м³ газа и 2 тыс. м³ воды, что позволило увеличить добычу нефти на 20%.

- Использование на местах для выработки электроэнергии, идущей на нужды нефтепромыслов.
- При выделении значительных и устойчивых объемов попутного нефтяного газа — использование в качестве топлива на крупных электростанциях, либо для дальнейшей переработки. Очевидно, наиболее эффективный способ утилизации попутного нефтяного газа — его переработка на газоперерабатывающих заводах с получением сухого отбензиненного газа (СОГ), широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), сжиженных газов (СУГ) и стабильного газового бензина (СГБ).

В таблице 5 и таблице 6 представлены данные динамики использования нефтяного попутного газа в России в 2001–2007 гг. по различным показателям, которые также неодинаковы в разных источниках (см. Приложение Табл. 5 и Табл. 6).

5. Причины масштабного сжигания НПГ в России¹⁰

5.1. Технические

- Отсутствие на многих месторождениях необходимой производственной и технологической инфраструктуры;
- Несовершенство методики и техники измерения, учета и оценки ресурсов НПГ, и, соответственно, недостаток данных об объемах сжигания и использования НПГ. Большинство факелов не имеют замерных счетчиков (пока лишь Сургутнефтегаз почти полностью решил эту проблему)¹¹;
- Отсутствие технологий, позволяющих утилизировать НПГ 3 и 4 ступеней. «Они обогащены тяжелыми углеводородами, их невозможно перекачивать по трубопроводам, остается только сжигать», — отмечают в этом связи представители «ЛУКОЙЛа»¹²;
- Ориентация сложившихся систем сбора и утилизации НПГ на централизованные схемы поставки, что делает систему неманевренной и предопределяет доминирование одного покупателя газа, т. е. СИБУРа;
- Удаленность потенциальных рынков от мест нефтедобычи. Строительство газопроводов для транспортировки НПГ к заводам отличается высокой капиталоемкостью — по оценке ИК ФИНАМ, 1 км такого трубопровода обойдется в 1,3–1,5 млн долл. Транспортировка НПГ до газоперерабатывающих предприятий с удаленных месторождений увеличивает себестоимость попутного газа до 30 долл. за 1 тыс. м³, при том что себестоимость добычи природного газа Газпромом составляет 4–7 долл. за 1 тыс. м³ на выходе из скважины¹³.

5.2. Экономические причины

- Регулируемые государством цены на природный газ и затянувшийся процесс либерализации газового рынка. Уровень цен на природный газ в значительной степени определяется уровнем издержек на добычу сеноманского газа, которые существенно ниже издержек на добычу, сбор и утилизацию НПГ. Поэтому, несмотря на возможность продажи

Среди причин недостаточного использования НПГ можно отметить целый ряд объективных условий, которые увеличивают его себестоимость по сравнению с природным газом (особенно с газом сеноманских залежей, которые преимущественно разрабатывает Газпром). К числу таких условий, существенно удорожающих процесс подготовки НПГ, относятся:

- значительно меньшие дебиты нефтяных скважин по газу по сравнению с дебитами газовых скважин;
- на порядок более низкое давление НПГ;
- наличие значительных объемов жидких углеводородов, что требует повышенных энергетических и материальных затрат на сбор, переработку и компримирование НПГ для подачи потребителям в систему магистральных газопроводов;
- необходимость сооружения более разветвленной системы газосборных промысловых трубопроводов.



¹⁰ Подробно см. Крюков В. А., Силкин В. Ю., Токарев А. Н., Шмат В. В. Утилизация нефтяного попутного газа — нефтяным компаниям нужна стабильность условий реализации капиталоемких проектов

¹¹ Нефть России, ноябрь 2008 г. Для сравнения: у Сургутнефтегаза 98,3% факельных установок снабжены счетчиками, у ТНК-ВР — 56,7%, у ЛУКОЙЛ — 11%, у «Роснефти» — 9,7%.

¹² <http://www.rbsys.ru/print.php?page=937&option=media>

¹³ <http://www.rbcdaily.ru/2007/10/01/tek/295887>

До зимы 2008 г. официальные цены на НПГ регулировались приказом Минэкономразвития от 2002 года «Об оптовых ценах на нефтяной (попутный) газ, реализуемый газоперерабатывающим заводам для дальнейшей переработки». Они устанавливались Федеральной службой по тарифам (ФСТ) в зависимости от суммарного содержания в нем пропана, бутана, изобутана, пентана, изопентана, гексана, находясь в диапазоне от 74 до 440 рублей (от 3 до \$17) за 1000 м³ и в среднем по России составляли 256 рублей/1000 м³¹⁴. При этом не учитывались затраты на сбор, хранение и транспортировку попутного газа. Выручки от реализации газа нефтяным компаниям едва хватало на покрытие расходов, связанных со сбором и транспортировкой НПГ до газоперерабатывающих предприятий, к тому же при условии, что на промыслах существовала необходимая для этого инфраструктура. Кроме того, в отличие от природного газа, оптовая цена на который для реализации на внутреннем рынке индексируется ежегодно, оптовые цены на попутный газ с 2002 года оставались неизменными. Это сдерживало развитие мощностей по сбору и подготовке газа для реализации промышленным потребителям, и, как следствие, не позволяло развивать газоперерабатывающие мощности.

Каждое выбрасываемое при сжигании в атмосферный воздух вещество рассчитывается отдельно, и ставки по ним чрезвычайно малы. Была установлена высокая ставка платы только за метан — 50 рублей за тонну в пределах установленных лимитов и 250 рублей за выбросы сверх лимитов. Для сравнения за выброс тонны оксида углерода СО такие ставки составляют 0,6 рублей и 3 рубля соответственно, оксида азота NOx — 35 и 175 рублей.

СОга по рыночным ценам, потребитель ориентируется на цены сеноманского газа.

- Низкие цены на НПГ.
- Повышенная капиталоемкость процессов сбора и направления на утилизацию НПГ (по сравнению с природным газом). Многие технические решения, которые в настоящее время реализованы в системах сбора и утилизации нефтяного попутного газа, ориентированы на применение централизованных систем.
- Незначительные штрафные санкции за выбросы продуктов горения попутного газа; соответственно, нефтяники предпочитали «to pay to pollute».

5.3. Организационно-институциональные

- Отсутствие экономической заинтересованности ряда нефтяных компаний в бизнесе, связанном со сбором, утилизацией и использованием НПГ.
- Несовершенство законодательно-нормативной базы. В настоящее время процессы сбора, подготовки и использования попутного газа регулируются рядом федеральных законов — «О недрах», «О газоснабжении в Российской Федерации», «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «О конкуренции и ограничении монополистической деятельности на товарных рынках», «Об охране окружающей природной среды», «Об охране атмосферного воздуха», и пр. Но НПГ не рассматривается законодательством Российской Федерации в качестве самостоятельного объекта государственного регулирования.

Несмотря на то, что согласно Правилам разработки месторождений от 1987 года, которые действуют до сих пор, установлено, что нефтяной газ подлежит сбору, учету и рациональному использованию, до последнего времени это положение реально не претворялось в жизнь. В условиях лицензионных соглашений на разработку нефтяных месторождений определен обязательный уровень утилизации попутного газа в 95%, а проектами обустройства предусмотрено создание объектов сбора, промысловой подготовки и транспортировки НПГ. Нарушение этих правил, по крайней мере формально, грозит недропользователям лишением лицензий, а выбросы продуктов сгорания караются штрафами.

В настоящее время основными документами, регламентирующими использование попутного газа, являются ведомственные нормативно-технические документы, определяющие требования к содержанию проектных документов на различные стадии разработки месторождений. В них отсутствуют четкие и конкретные условия, обязывающие недропользователей проводить технологические и технико-экономические исследования, обеспечивающие комплексную разработку месторождений. В результате, в подавляющем большинстве действующей и согласованной органами управления государственным фондом недр проектной документации отсутствуют технические и технологические решения по утилизации попутного газа. До последнего времени при составлении проектных документов отсутствовало требование включать в качестве отдельных разделов развитие направлений по добыче газового конденсата и попутного нефтяного газа.

¹⁴ Нефть и капитал, № 11, 2007

- Неэффективность существующей в России системы государственного контроля и мониторинга за выполнением условий лицензионных соглашений, в том числе в плане утилизации НПГ.
- Конкуренция между различными государственными структурами, связанными с осуществлением мониторинга за состоянием различных сторон освоения и разработки месторождений углеводородного сырья. В настоящее время только на федеральном уровне около десяти ведомств контролируют различные стороны деятельности недропользователей.
- Нефтяные компании при попытке продажи НПГ сталкиваются с монополистами в лице Газпрома и СИБУРа:
 - Ограниченный доступ нефтяных компаний к Единой системе газоснабжения (ЕСГС), заполненной природным газом Газпрома.
 - Специфическая позиция СИБУРа в отношении закупочных цен на НПГ.

6. Политика правительства РФ по повышению степени использования НПГ

6.1. Позиция МПР России и Минпромэнерго

Проблема использования НПГ давно обсуждается на правительственном уровне, и отдельные попытки в прошлом уже делались. Так, в 1997 г. было принято постановление правительства № 858, обеспечивающее не дискриминационный доступ независимых организаций к газотранспортной системе, при условии, что качество их газа отвечает стандартам системы. Также планировалось принятие специального закона о попутном газе, инициатором которого выступило Российское газовое общество: в 2001 г. В. Язев, его президент, внес проект в Государственную Думу, но, как он отмечает, «к сожалению, на том уровне понимания этих проблем законопроект не был воспринят и получил отрицательное заключение правительства»¹⁶.

Однако, начиная с 2007 г. (возможно, в связи с обнародованием новых данных об объемах сжигания НПГ в факелах, ставших достоянием мировой общественности) отмечается резкое обострение внимания правительства РФ к проблеме использования попутного газа.

В апреле 2007 г. в послании Президента Федеральному Собранию РФ, Владимир Путин уделил отдельное внимание использованию попутного газа, отметив, что «сегодня в России на нефтяных промыслах сжигается, по самым минимальным оценкам, более 20 млрд. м³ попутного газа в год. Такое расточительство недопустимо. Тем более что во всем мире уже давно известна и действует система мер, доказавшая свою эффективность. Надо незамедлительно создать соответствующую систему учета, увеличить экологические штрафы, а также ужесточить лицензионные требования к недропользователям»¹⁷.

6 августа 2007 г. на экономическом совещании Владимир Путин дал поручение правительству к 1 октября подготовить комплекс мер по решению проблемы более эффективного использования попутного нефтяного газа: **довести уровень утилизации НПГ до среднемирового уровня 95 % к 2011 году.**

Исполнять поручение президента должны были МПР России и Минпромэнерго.

Вот позиция представителя одной из российских НК — «нефтяные компании могут сами построить газосборочные сети и газоперерабатывающие предприятия в необходимом количестве, но им надо иметь уверенность, что этот газ будет свободно и по нормальным ценам попадать в газотранспортную систему». Он отметил, что все нефтяные компании уже сегодня имеют мощности для переработки попутного нефтяного газа и выделения сухого газа, но расширять эти мощности они не хотят, так как «нет гарантии долгосрочного доступа в газовые сети». Газпром хочет берет газ, хочет — не берет»¹⁵.

Нефтехимики долгое время настаивали на сохранении низких регулируемых закупочных цен, упирая на то, что НПГ специально не добывается, а является лишь побочным продуктом переработки нефти. Нефтяники возражали, указывая на дорогостоящую инфраструктуру для транспортировки НПГ на перерабатывающие заводы. До недавнего времени победа в этом споре была за нефтехимиками.

¹⁵ «РИА Новости», 13.02.2008

¹⁶ http://www.au92.ru/msg/20080326_8032606.html

¹⁷ <http://www.klerk.ru/news/?82605>

Согласно плану Минпромэнерго к декабрю 2007 года Ростехнадзор и МПР России должны были разработать проект постановления правительства РФ **«О внесении изменений в постановление правительства РФ от 12 июня 2003 г. № 344 «О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, размещение отходов производства и потребления»**, предусматривающего введение прогрессивной платы за выбросы попутного (нефтяного) и природного газа, продуктов их сжигания на факельных установках с 1 января 2011 года и увеличение экологических штрафов за сверхнормативные выбросы при сжигании природного газа. К этому же сроку ФСТ России, МЭРТ и Минпромэнерго должны были подготовить проект постановления правительства по отмене регулирования цен на попутный газ на внутреннем рынке.

К февралю 2008 года должны были быть разработаны концепции законопроектов о внесении изменений в законы **«О газоснабжении в Российской Федерации»** и **«Об электроэнергетике»**, предусматривающие приоритетный доступ к Единой системе газоснабжения и к единой электрической сети.

К ноябрю 2008 года Минпромэнерго должен был разработать и утвердить национальные стандарты, регламентирующие систему сбора и подготовки попутного (нефтяного) и природного газа в нефтегазодобывающих организациях, организацию учета НПГ при добыче и сжигании.

28 сентября 2007 г. Министр природных ресурсов Юрий Трутнев направил Председателю Правительства Виктору Зубкову проект *«Плана основных мероприятий по повышению эффективности использования нефтяного попутного газа (НПГ)»*, разработанного МПР России.

Документ предусматривает внесение изменений в законодательство, обязывающее недропользователей разрабатывать проектную документацию на использование попутного нефтяного газа, устанавливать приборы учета НПГ на месторождениях. План мероприятий также предполагает разработку единого норматива утилизации НПГ, введение прогрессивной платы за выбросы НПГ и продуктов его сжигания на факелах.

Также предусматривается увеличение размеров экологических штрафов за сверхнормативные выбросы при сжигании природного газа и утверждение методики расчета степени утилизации НПГ по лицензионному участку, учитывающей извлечение из попутного газа высокомолекулярных углеводородов и сжигание на факеле низкомолекулярных углеводородов.

В плане предложена разработка комплекса мер, стимулирующих рациональное использование НПГ, обеспечивающих приоритетный доступ к единой национальной электрической сети поставщиков электроэнергии, вырабатываемой на газотурбинных и газопоршневых тепловых электростанциях из НПГ или продуктов его переработки, приоритетный доступ к Единой системе газоснабжения поставщиков отбензиненного сухого газа, получаемого после переработки НПГ и по созданию налоговых и таможенных преференций для предприятий, реализующих проекты по рациональному использованию НПГ.

По словам Ю. Трутнева план мероприятий позволит полностью реализовать задачи, поставленные в Послании Президента РФ В. В. Путина Федеральному Собранию РФ в части утилизации попутного нефтяного газа, обеспечит более полное извлечение из недр запасов полезных ископаемых и попутных компонентов. **«К 2011 году 95% извлекаемого НПГ будет полностью перерабатываться, а не сгорать», — сказал министр¹⁸.**

Почти одновременно был разослан на доработку проект доклада президенту и план основных мероприятий *«О повышении эффективности использования попутного (нефтяного) и природного газа»*, подготовленные Минпромэнерго, на что МПР России направило свои замечания и предложения. 8 октября от Минпромэнерго появилась новая редакция плана мероприятий и назначено согласительное совещание с МПР России.

Однако в ходе согласования выявились крупные разногласия между ведомствами. Минпромэнерго не согласилось с предложением МПР России разработать проект постановления правительства РФ *«О запрете эксплуатации месторождений углеводородного сырья, не оборудованных приборами учета сжигаемого попутного или природного газа»*, очевидно во многом из-за лоббирования нефтяных компаний, которые указывали на дороговизну таких приборов.

¹⁸ <http://www.mnr.gov.ru/part/?act=print&id=4158&pid=11>

МПР предлагало запретить с 1 июля 2008 года эксплуатацию месторождений, не оборудованных приборами учета НПГ. Минпромэнерго считало, что это слишком жесткие ограничения. По словам Виталия Караганова, заместителя директора Департамента нефтегазового комплекса Минпромэнерго РФ, во-первых, технические изменения придется вносить во все проекты, а сейчас в стране разрабатывается около 1500 месторождений, и далеко не все компании смогут успеть к 1 июля с процедурой переоформления. Поэтому позиция Минпромэнерго гласила, что если существующие проекты уже были согласованы надзорным органом без каких бы то ни было требований по утилизации НПГ, подписаны соответствующие лицензионные соглашения, то государство должно пойти навстречу производителям и ужесточать требования без резких потрясений для компаний.

Во-вторых, в связи с тем, что любое средство измерения так или иначе участвует в технологическом процессе, то его интеграция в систему повлечет изменения этого процесса. Если на пункте подготовки нефти замкнуты сотни скважин, то недропользователь может понести колоссальные убытки из-за того, что не уложился в намеченный срок. Поэтому Минпромэнерго предлагало дать время компаниям для разработки комплекса мер, позволяющих осуществить установку приборов учета без экономического и экологического ущерба.

Обнаружился и разный подход этих ведомств и к вопросу о том, каким образом необходимо взимать экологические платежи за выбросы в атмосферу. МПР предлагало ввести единый норматив утилизации — 95% попутного газа — на всех лицензионных участках и введения прогрессивной платы за выбросы НПГ и продуктов его сжигания на факельных установках с 1 января 2011 года. Минпромэнерго полагало, что установление единого норматива утилизации может привести к нерентабельности разработки ряда месторождений нефти.

В результате в правительство поступило два варианта плана по реализации мероприятий и протокол разногласий двух ведомств, и в конечном итоге был составлен документ, отражающий согласительную позицию обоих министерств.

6.2. Позиция Ростехнадзора

Помимо планов МПР и Минпромэнерго, на рассмотрение правительства были представлены и предложения Ростехнадзора.

По оценкам Ростехнадзора, российские недропользователи сегодня сжигают на 20–30% попутного газа больше, чем заявляют²². Соответственно, в начале октября 2007 г. Ростехнадзор разослал на согласование проект постановления правительства «О внесении изменений в приложение №1 к постановлению правительства РФ от 12 июня 2003 года №344», в котором предлагается изменить порядок расчета платы за негативное воздействие на окружающую среду в части выбросов в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании НПГ, установить нормативы платы за выбросы газа в атмосферный воздух и увеличить норматив платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании НПГ. По сути Ростехнадзор предлагал повысить ставки платежей за выбросы продуктов сжигания НПГ уже с начала 2008 года в 350 раз, что заставило бы компании платить штрафы на сумму около 20 млрд. долл., но против этого возражали остальные ведомства и резко протестовали нефтяники²³.

По поводу установки счетчиков газа, нефтяники отмечали, что их точность разная и зависит от их цены: наиболее простые могут стоить 1000 руб. за штуку, а учитывающие объем добычи и сжигания топлива с точностью до 0,5% — в 10–15 раз дороже. По мнению нефтяников, дорогие приборы сделают «золотым» процесс добычи нефти в России¹⁹.

В целом МПР больше склоняется к «методу кнута». Так, в июне 2007 года в Ханты-Мансийске по инициативе Министерства природных ресурсов прошло совещание по проблемам НПГ. Министр Юрий Трутнев в своем выступлении тогда отметил: «Мы обязаны в течение 2007 г. подготовить комплекс мер и внести необходимые изменения в законодательство. Понимаю, что компаниям интересны стимулирующие меры, льготирование, но, исходя из буквы послания президента, — а речь шла об ужесточении требований — государство в большей степени будет использовать меры принуждения»²⁰.

Еще одна идея была высказана в январе 2008 года Минфином, который предложил отнести попутный нефтяной газ не к продукту, выделяемому из добытой нефти, а к самостоятельному ископаемому, которое можно обложить НДС. Отправленный на переработку НПГ Минфин предложил облагать нулевым налогом на добычу полезных ископаемых, а за сожженный на факелах газ нефтяники должны будут заплатить налог по специально рассчитанной дифференцированной ставке²¹.

¹⁹ http://www.lobbying.ru/content/sections/articleid_2811_linkid_25.html

²⁰ Цитата по: Нефть России, ноябрь 2008.

²¹ Профиль, №6(562) от 18.02.2008

²² «Российская газета» — Центральный выпуск №4622 от 27 марта 2008 г.

²³ <http://www.rbcdaily.ru/2008/02/11/tek/320434>

Введение нового порядка расчета платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании НПГ, заключается в установлении в качестве облагаемой базы платы объема загрязняющих веществ, являющихся продуктами сжигания НПГ.

Ростехнадзор предлагал взимать за тонну выброса НПГ 100 рублей и 500 рублей, продуктов сжигания НПГ на факельных установках без разделения по составу за исключением бенз(а)пирена — 3495 и 17 475 рублей, в 2010 году применять поправочный коэффициент 2, в 2011 — 2,5, в 2012 — 3.

МЭРТ, МПР и Минпромэнерго не согласились с таким резким повышением платы.

По словам источника из МПР России, столь значительное повышение может сделать нерентабельным эксплуатацию ряда месторождений.

В соответствии с пунктом 25 Комплекса мер по реализации основных положений Послания Президента Российской Федерации Федеральному Собранию Российской Федерации 2007 года, утвержденных распоряжением правительством 15 июня 2007 года, **повышение уровней экологических платежей не должно привести к дестимулированию разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений.**

В результате в феврале 2008 г. Ростехнадзор объявил о том, что пересмотрел подход к взиманию платы за сжигание попутного нефтяного газа с учетом предложений заинтересованных министерств и ведомств, а также крупнейших нефтяных компаний в том числе Роснефти, ЛУКОЙЛа, ТНК-ВР и СИБУРа²⁴. Он предложил новую редакцию проекта постановления правительства *«О мерах по сокращению загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания НПГ на факельных установках»*.

Нефтяники отмечают, что при разработке закона властям необходимо уделить особое внимание повышению экономических стимулов полезного использования НПГ. Увеличение штрафов грозит компаниям ростом себестоимости добычи примерно на \$45 с каждой тонны. В свою очередь ВИНК России смогут переложить рост себестоимости на конечных потребителей — автомобилистов, за счет повышения оптовых и розничных цен на бензин. По подсчетам специалистов Газпрома, срок окупаемости создания установок по утилизации НПГ на местах составляет 12 лет. «На каждом месторождении надо строить трубопроводы, компрессорные станции, пункты учета, системы сбора. Все это стоит огромных денег. На старых месторождениях, которые уже полностью обустроены, это сделать проще. Но есть новые, сложные участки в очень удаленных районах, там сразу построить всю инфраструктуру и по сбору и по утилизации НПГ газа очень тяжело. Мы выступаем за дифференцированный подход, чтобы компаниям предоставили некий переходный период», — отмечают представители ЛУКОЙЛа²⁵.

В соответствии с новой редакцией, фактическая плата за сжигание попутного нефтяного газа с 2009 года должна была возрасти в 46 раз, и увеличится в 113 раз при введении повышенной платы за сжигание более 5% добываемого НПГ с 2011 года. Согласно проекту Ростехнадзора, сверхлимитный порядок расчета платы с повышающим коэффициентом 4,5 к стоимости предельно допустимых по нормативам выбросов загрязняющих веществ в атмосферу должен был применяться с 1 января 2009 года к сжиганию НПГ в количестве, большем чем 15% добытого НПГ, а с 2011 года — для количества сжигаемого НПГ, превышающего 5%.

Однако в постановлении правительства № 7 от 8 января 2009 г. *«О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания НПГ на факельных установках»*, подготовленном в 2008 году МПР (куда с мая 2008 года вошел и Ростехнадзор), и согласованного с Министерством экономического развития, Минфином, Минэнерго и Минздравсоцразвития, приводятся более либеральные для нефтяников условия перехода на штрафную систему за сжигаемый НПГ.

Показательно, что в декабре 2008 г. МПР и Министерство энергетики, очевидно, под давлением нефтяных компаний предложили отложить введение обязательной нормы для нефтяных компаний **по утилизации 95 % объема добычи попутного газа с 2012 года до 2014 года**, как сообщил Юрий Трутнев.

«Мы посоветовались, внесли изменения и внесли проект постановления в правительство», — сказал министр. По его словам, МПР предложило поэтапное повышение уровня утилизации, а Минэнерго — единовременное с 2014 года²⁶.

²⁴ <http://www.gosnadzor.ru/publicatoin/ddjest/022008/i-24.html>

²⁵ http://www.au92.ru/msg/20080326_8032606.html

²⁶ <http://rccnews.ru/Rus/Refinery/?ID=73257>

Основные положения постановления «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания НПГ на факельных установках».

В целях предотвращения загрязнения атмосферного воздуха выбросами вредных (загрязняющих) веществ и сокращения эмиссии парниковых газов, образующихся при сжигании попутного нефтяного газа, Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Установить целевой показатель сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках на 2012 год и последующие годы в размере не более 5 процентов от объема добытого попутного нефтяного газа (далее — целевой показатель).
2. Установить, что с 1 января 2012 г. плата за выбросы вредных (загрязняющих) веществ, образующихся при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках, рассчитывается: для объема, соответствующего значению целевого показателя, — в соответствии с пунктами 2–4 Порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия, утвержденного Постановлением Правительства Российской Федерации от 28 августа 1992 г. N 632;

для объема, превышающего значение целевого показателя и определяемого как разница между объемом сожженного попутного нефтяного газа и объемом попутного нефтяного газа, соответствующего значению целевого показателя, — в соответствии с пунктом 5 указанного Порядка как за сверхлимитное загрязнение. В этом случае при расчете к нормативам платы применяется дополнительный коэффициент, стимулирующий хозяйствующих субъектов к сокращению загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках, равный 4,5. С 1 января 2012 г. при отсутствии средств измерения и учета, подтверждающих фактический объем образования, использования и сжигания на факельных установках попутного нефтяного газа, значение указанного дополнительного коэффициента принимается равным 6.

Очевидно, такое предложение было сделано в результате финансового кризиса, поскольку при теперешней экономической конъюнктуре нефтяники вынуждены сокращать свои инвестиционные программы, пытаются при этом сохранить расходы на разведку и добычу. Урезание расходов затрагивает менее важные, по их мнению, направления деятельности, в том числе и переработку НПГ.

Однако, как уже указывалось выше, в январе 2009 г. было принято постановление № 7 со сроком перехода на **95% утилизацию НПГ в 2012 г.**, и позднее, в феврале 2009 г. на выездном совещании по нефтяной отрасли с участием вице-премьеров Игоря Сечина и Алексея Кудрина, министров, руководства нефтегазовых компаний и Газпрома, премьер-министр Владимир Путин в ответ на призывы нефтяников к переносу сроков перехода на новые стандарты топлива и 95%-ную утилизацию попутного нефтяного газа ясно дал понять, что на это нефтяники могут не рассчитывать: «есть и другие отрасли кроме нефтянки, в том числе автопром, а еще — экология страны»²⁷. В этой связи не совсем понятно, насколько правительство РФ реально будет учитывать вопросы экологии, принимая во внимание необходимость пре-

Ростехнадзор проанализировал программы недропользователей, направленные на рациональное использование НПГ.

По результатам анализа, достижение к 2011 году 95% уровня рационального использования НПГ от общего объема его добычи представляется возможным, при условии соблюдения разработанных программ.

По данным Управления по надзору за объектами нефтегазодобычи, переработки и магистрального трубопроводного транспорта Ростехнадзора, уже сегодня необходимый уровень рационального использования НПГ возможен на 80% объектов. Выявлены и главные причины, по которым нужный показатель не может быть достигнут на отдельных месторождениях. Это — территориальная удаленность месторождений от транспортной и перерабатывающей инфраструктуры, а также высокое содержание азота и других компонентов в составе НПГ, делающих его переработку экономически нецелесообразной.

На сегодняшний день сформированы программы мероприятий по обеспечению непрерывного инструментального контроля и учета объемов извлекаемого НПГ, а также планы мероприятий по рациональному использованию НПГ по 60% объектам нефтегазодобычи.

В настоящее время Ростехнадзор формирует реестр объектов сбора и перекачки нефти и газа, который планирует завершить к апрелю 2009 г.²⁷.

²⁷ <http://www.mnr.gov.ru/part/?act=more&id=5183&pid=11>

²⁸ Ведомости, 13.02.09.

Как говорилось в материалах к заседанию правительства РФ 31 января 2008 г., ранее действовавшая нормативно-правовая база, позволявшая в ряде случаев обходить госрегулирование цен на нефтяной попутный газ, а также произошедшие изменения в нефтегазовой отрасли, в частности, приобретение нефтяными компаниями газоперерабатывающих заводов, реализация нефтяными компаниями и СИБУР-Холдингом совместных программ по увеличению объемов использования НПГ, привела к тому, что весьма незначительная часть объемов НПГ реализовывалась на переработку по ценам, установленным государством.

одоления кризиса в нефтяной промышленности, и не являются ли данные слова премьер-министра данью «экологической моде» и попыткой оказать моральную (и материальную) поддержку отечественной автомобильной промышленности, находящейся в крайне тяжелом положении. В любом случае в России доля ТЭК в валютных поступлениях бюджетных доходов страны настолько велика, что потребностям данного сектора, очевидно, будет отдан приоритет. И даже реализация принятого постановления № 7 может быть на практике сорвана в условиях продолжающегося экономического кризиса и обострившихся проблем в нефтяной промышленности.

6.3. Либерализация цен на НПГ

В 2008 г. было принято решение правительства о либерализации цен на НПГ, которое должно способствовать тому, чтобы утилизация попутного газа стала прибыльным бизнесом.

В целом споры о необходимости либерализации цен на НПГ велись с 2003 года, и победу долгое время одерживали нефтехимики. Однако, когда российское правительство заявило о намерении существенно увеличить экологические штрафы за сжигание НПГ, нефтяные компании начали строить собственные перерабатывающие мощности. В результате СИБУР, крупнейший потребитель НПГ в России, контролируемый Газпромом, столкнулся с возможностью нехватки сырья для его строящихся перерабатывающих мощностей. К 2007 году необходимость либерализации цен на НПГ стала очевидной для всех²⁹. В 2007 году МЭРТ планировал повысить регулируемые внутренние цены на НПГ до 1017 рублей за 1000 куб. м (в среднем), но эта мера так и не была принята, и эксперты отмечали, что ее было бы явно недостаточно — нефтяникам по-прежнему было бы проще сжигать газ в факелах³⁰.

Наконец, 13 февраля 2008 г. премьер Виктор Зубков подписал постановление «О внесении изменений в некоторые постановления правительства Российской Федерации по вопросам государственного регулирования цен на нефтяной (попутный) газ»³¹, что по сути дела положило конец монополии СИБУРа в данной сфере. Речь идет об изъятии НПГ из перечня продукции, цены на которую подлежат государственному регулированию. Перечень этот утвержден постановлением правительства N239 от 1995 года и предусматривает госрегулирование цен на природный, нефтяной (попутный) и сухой отбензиненный газ.

Либерализация цен на НПГ устранила некоторые инвестиционные риски данного бизнеса, но сама по себе инвестиционную привлекательность проектов радикально не повысила, поскольку существуют проблемы с предоставлением нефтяникам доступа выделенного из НПГ сухого отбензиненного газа в Единую газотранспортную систему Газпрома.

6.4. Доступ в ЕСГС

Соответственно, в конце 2007 г. Минпромэнерго предложило закрепить в законе приоритет попутного газа при доступе в Единую систему газоснабжения, причем если мощности трубопроводной системы загружены полностью, то ради попутного газа будет временно сокращаться прием природного газа³².

²⁹ Газета «Коммерсантъ» № 17(3834) от 05.02.2008

³⁰ Профиль, №6(562) от 18.02.2008

³¹ Постановления от 7 марта 1995 г N239 «О мерах по упорядочению государственного регулирования цен /тарифов/» и от 15 апреля 1995 г N332 «О мерах по упорядочению государственного регулирования цен на газ и сырье для его производства».

³² Ведомости, 20.08.07.

Однако проблема состоит не в том, чтобы допустить НПП в газопроводы Газпрома (тем более, что его объемы по сравнению с объемами прокачиваемого природного газа относительно незначительны), а в том, что перед этим он должен пройти соответствующую обработку: попутный нефтяной газ имеет сложный компонентный состав, а рабочие характеристики действующей трубопроводной системы на это не рассчитаны.

Аналитики полагают, что принятие поправки ударит по независимым производителям газа: именно за счет сокращения их поставок, а не поставок Газпрома, будут решать вопрос с доступом НПП в трубу³³. Хотя Газпром и отмечает, что «обеспечивает приоритетный прием СОГ от нефтяных компаний, подготовленного в соответствии с отраслевыми требованиями и техническими возможностями»³⁴. В этой связи следует отметить, что, как и в случае с приемом в ЕСГС природного газа независимых производителей, наличие свободных мощностей в системе определяет сам Газпром, и проверить объективность и точность этой информации достаточно трудно.

6.5. Законопроект «О попутном нефтяном газе»

Кроме того, Российское газовое общество разработало законопроект, регулирующий отношения в сфере использования нефтяного (попутного) газа. В.Язев, глава РГО, предлагает увязывать штрафные санкции за сжигание попутного нефтяного газа со степенью рентабельности его переработки и объемом инвестиций в соответствующую инфраструктуру³⁵. При этом разработчики закона справедливо отмечают, что акцент исключительно на штрафных, принудительных мерах не будет способствовать решению проблемы, поскольку приведет к усилению коррупции и взяточничества среди правительственных чиновников.

Законопроект предусматривает предоставление правительству полномочий субсидировать затраты нефтяников на создание систем использования попутного нефтяного газа. Соответствующее импортное оборудование предполагается освободить от таможенных пошлин. Потребуется также ввести специальный коэффициент для расчета амортизации такого оборудования и облагать его налогом на имущество по льготным ставкам.

Еще одна налоговая мера — взимание налога на добычу полезных ископаемых, если не обеспечивается требуемый уровень утилизации НПП. Кроме того, Российское газовое общество считает необходимым предоставлять приоритетный доступ в газотранспортную систему поставщикам и покупателям сухого отбензиненного газа, полученного из НПП, а также приоритетный порядок подключения к энергосетям генерирующих мощностей, работающих на НПП³⁶.

14 августа 2008 г. состоялось заседание Экспертного совета Российского газового общества на тему «Проблемы использования попутного нефтяного газа». На заседании была обсуждена структура проекта ФЗ «О комплексном использовании нефтяного (попутного) газа при добыче нефти», разработка которого была инициирована РГО. В его работе приняли участие члены Совета Федерации РФ, представители Газпром нефти, ТНК-ВР, Роснефти и другие. Показательно, что РГО в ходе обсуждения законопроекта прибегло к весьма разумной и эффективной практике согласования и сближения позиций нефтяников и газовиков по различным аспектам, вызывающим между ними споры, и в результате по большинству позиций между сторонами был достиг-

В 2007 году Газпром разработал комплекс мер для решения проблемы утилизации попутного нефтяного газа. Разработанные предложения были направлены в Минпромэнерго РФ, Министерство природных ресурсов РФ и Правительство РФ. Среди предложений Газпрома — создание законодательной базы, направленной на усиление ответственности недропользователя по вопросу утилизации НПП. Это — включение в лицензионные соглашения уровней утилизации НПП, запрет на эксплуатацию месторождений углеводородного сырья, не оборудованных приборами учета объема добываемого НПП и природного газа, увеличение экологических штрафов за сверхнормативные выбросы, включение в состав проектной документации разрабатываемых месторождений мероприятий по использованию НПП, внедрение на государственном уровне экономических стимулов, способствующих эффективному использованию НПП. В их числе отмена государственного регулирования цены на НПП; проведение мероприятий по оснащению факельных установок газовыми счетчиками для учета и контроля сжигаемого НПП; установление льготы по налогу на прибыль при реализации продуктов переработки НПП, а также льготы на производство и импорт оборудования для газодифракционирования; отмена экспортной пошлины на произведенные в результате переработки НПП пропан-бутановые фракции.

³³ <http://www.rb.ru/topstory/business/2007/08/20/133533.html>

³⁴ <http://www.rosbalt.ru/2008/07/29/508547.html>

³⁵ Газета «Коммерсантъ» № 49(3866) от 26.03.2008

³⁶ <http://www.klerk.ru/news/?126097>

нут консенсус. В ходе заседания было установлено, что с законодательной точки зрения комплекс мер, направленных на обеспечение рационального использования нефтяного попутного газа, может быть реализован двумя способами:

- принятием Федерального закона «О комплексном использовании нефтяного (попутного) газа при добыче нефти» и Федерального закона «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- принятием Федерального закона «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам использования нефтяного (попутного) газа».

В результате обсуждений было решено выбрать второй вариант: разработать пакет поправок в отдельные действующие нормативно-правовые акты, поскольку если в Госдуму будет внесен не отдельный законопроект о попутном нефтяном газе, а пакет поправок в законодательные акты, то их принятие представляется более вероятным³⁷. Законопроект «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам использования нефтяного (попутного) газа» предполагает внесение поправок в 11 действующих законов: «О недрах», Налоговый кодекс, «О таможенном тарифе», «О газоснабжении в Российской Федерации» и другие.

В сентябре 2008 года законопроект был направлен в Государственную Думу РФ, которая должна его рассмотреть в начале 2009 года.

7. Политика ведущих нефтяных компаний России в области утилизации НПГ

Показательно, что, невзирая на технические, организационные и финансовые проблемы, возникающие с утилизацией НПГ, и непоследовательную и зачастую контрпродуктивную политику в этой области, проводимую правительством, нефтяные компании уже давно начали реализовывать собственные программы по использованию попутного газа. Причем активизации этого процесса в последнее время стали способствовать некоторые объективные обстоятельства.

Во-первых, Газпрому все больше не хватает собственного природного газа для выполнения обязательств перед потребителями на внутреннем и внешнем рынке. Поэтому в ближайшие годы ему придется привлекать в свою газотранспортную систему газ сторонних производителей, в том числе и СОГ, получаемый из попутного газа, добываемого нефтяниками. Кроме того на внутреннем рынке, куда, в основном будет направляться СОГ, цены на газ для потребителей постоянно растут и, по прогнозам, к 2011 году достигнут средневропейского уровня.

Во-вторых, СИБУР постепенно осознает, что более полное использование мощностей его западносибирских ГПЗ и непосредственно связанного с ними Тобольского нефтехимического комбината (Тобольск-Нефтехим) при теперешней конъюнктуре на рынке нефтехимической продукции высоких переделов может быть выгоднее, чем назначение минимальных цен на попутный газ.

Нефтяные компании готовы наращивать затраты в долгосрочные программы по утилизации НПГ. По состоянию дел на 2007 г. ТНК-ВР планировала потратить на эти цели до 2011 года около 1,3 млрд долл., Роснефть к 2010 году — 1,8 млрд долл., ЛУКОЙЛ в 2008–2016 годах — 2 млрд долл.³⁸. При либерализации внутренних цен на газ к 2011 году эти затраты могли бы окупиться. Хотя следует отметить, что экономический кризис в сочетании с падением цен на нефть в 2008 г. привел к тому, что большинство нефтяных компаний стали сокращать свои инвестиционные программы, и очевидно, что задачи более полной утилизации НПГ не будут являться для них приоритетными в этих условиях.

В целом нефтяные компании решают проблемы утилизации попутного газа по нескольким направлениям.

7.1. Образование СП с СИБУРом

С 2006 года СИБУР вместе с компаниями Газпромнефть, Роснефть и ТНК-ВР начал искать способы сокращения объемов сжигания НПГ. Эти поиски происходили в русле восстановления существовавшей прежде единой технологической цепочки, связывавшей нефтяные промыслы с ГПЗ и транспортными системами, предназначенными для поставок продуктов переработки НПГ потребителям. Сама идея о создании совместных предприятий для утилизации попутного газа возникла еще в 2002 году.

В ноябре 2006 года СИБУР и ТНК-ВР подписали соглашение о создании ООО Юграгазпереработка — совместного предприятия по переработке попутного газа на базе Белозерного (мощностью 4,3 млрд м³ НПГ до пожара в мае 2007 года и около 3,3 млрд м³ — после пожара) и Нижневартовского (4,28 млрд м³ в 2007 году) ГПЗ.

По соглашению, ТНК-ВР на долгосрочной основе обеспечивает поставки попутного газа, который перерабатывается на принадлежащих Юграгазпереработке ГПЗ. Полученная готовая продукция делится между участниками СП пропорцио-

³⁷ www.gazo.ru/images/upload/ru/1555/GL_15.08.2008.doc

³⁸ <http://www.rbcdaily.ru/2007/10/01/tek/295887>

нально их долям в предприятии. Затем ТНК-ВР продает СИБУРу свою часть жидких продуктов газопереработки, а СИБУР уступает ТНК-ВР свою долю СОГ и своего рода квоту на его транспортировку по магистральным трубопроводам Газпрома.

В результате у СИБУРа, благодаря долгосрочным контрактам на поставки сырья со своим партнером по СП, возникает возможность реально планировать развитие мощностей как ГПЗ, так и своего Тобольск-Нефтехима. ТНК-ВР получает дополнительные объемы СОГ для поставок на Нижневартовскую ГРЭС, а также выходит на газовый рынок России, к чему компания давно стремится.

Кроме того, в августе 2007 г. было сформировано на паритетных началах СП между СИБУРом и Газпромнефтью (Южно-Приобский ГПЗ) для утилизации попутного газа в первую очередь на Южной лицензионной территории Приобского месторождения, к разработке которого Газпромнефть приступила недавно (соответственно, объекты, предназначенные для переработки НПГ на нем отсутствуют). Совместное предприятие планирует построить Южно-Приобский ГПЗ мощностью в 1 млрд м³ и создать инфраструктуру для дальнейшей транспортировки продуктов переработки. Сухой отбензиненный газ с Южно-Приобского ГПЗ будет частично поставляться на ГТЭС, которую Газпромнефть-Хантос строит на Приобском месторождении, а частично доставляться до врезки в магистральный газопровод КС Демьяновская — Ханты-Мансийск. ШФЛУ будет транспортироваться по продуктопроводу, который планируется подвести к «сибуровской» трубе, ведущей в Тобольск.

СИБУР планирует построить еще один ГПЗ на территории, где Газпромнефть является основным нефтедобытчиком. Особенно перспективные ресурсы попутного газа расположены в районе Вынгапуровской компрессорной станции, на базе которой и намечается сооружение ГПЗ мощностью в 3 млрд м³ в год. Сухой отбензиненный газ отсюда будет подаваться в магистральный газопровод Уренгой-Челябинск, а для ШФЛУ должен быть проложен 100-километровый продуктопровод до Ноябрьска, где намечается сооружение железнодорожной наливной эстакады, с которой в Тобольск в цистернах будет отгружаться ШФЛУ, производимая также на Муравленковском и Губкинском ГПЗ СИБУРа.

СИБУР также намеревался создать СП с Роснефтью. В июне 2007 года между компаниями был подписан меморандум о взаимопонимании в области переработки попутного нефтяного газа и реализации продуктов его переработки, в котором предусматривалась возможность создания СП на базе Южно-Балыцкого ГПЗ. Однако до сих пор ведутся переговоры о возможной его конфигурации.

5 ноября 2007 года введен в эксплуатацию первый пусковой комплекс Южно-Балыцкого ГПЗ, что позволит увеличить объем переработки НПГ с теперешних 1,1 млрд м³ до 1,6–1,7 млрд м³ в год. Модернизацию завода СИБУР проводил самостоятельно, хотя именно с ним в Роснефти связывают реализацию своей газовой программы. Кроме того, достигнутые с Роснефтью договоренности о дополнительных поставках попутного газа позволили СИБУРу приступить к строительству второго пускового комплекса Южно-Балыцкого ГПЗ, по завершении которого предприятие будет перерабатывать более 3 млрд м³ НПГ в год. Параллельно Юганскнефтегаз занимается своей частью газовой программы, которая предусматривает после запуска КС№1 начать сооружение КС№2 и расширение трубопровода до газоперерабатывающего предприятия. Планируется также строительство газотурбинной электростанции на 300 мегаватт.

Поскольку Газпром стал охотнее пускать в свои трубопроводы СОГ сторонних производителей, а цены на НПГ были либерализованы, у нефтяных компаний может пропасть стимул создавать СП с СИБУРом. Тем более что СИБУР продолжает реализовать свою комплексную программу по модернизации собственных ГПЗ. К 2011 году он намерен довести объем переработки попутного газа на своих ГПЗ в Западной Сибири до 22 млрд м³, надеясь при этом, правда, на то, что ускорить решение проблемы рационального использования НПГ можно с помощью государственных инвестиций и механизмов Киотского протокола.

7.2. Выработка электроэнергии

Другое направление использования НПГ нефтяными компаниями — электроэнергетика. Учитывая быстрый рост энергопотребления в Тюменской области, в том числе нарастающий спрос на электроэнергию со стороны нефтяников (западносибирские промыслы переходят в режим падающей добычи, и дополнительные энергозатраты требуются, в частности, для поддержания пластового давления), можно ожидать дефицит электроэнергии в Тюменской области. Поскольку две Сургутские ГРЭС и действующие блоки Нижневартовской станции работают на осушенном попутном газе, вероятно, что в обозримом будущем на НПГ перейдет вся энергетика региона.

К настоящему времени большинство компаний, ведущих добычу в Западной Сибири, имеют программы по размещению на промыслах газотурбинных электростанций (ГТЭС) и реализовали пилотные проекты. Причем, как показывает практика, такой подход оказывается экономически выгоден компаниям.

Сегодня, по данным Сургутнефтегаза, электроэнергия, произведенная на собственных электростанциях с использованием НПГ, обходится нефтяникам как минимум в 1,5 раза дешевле, чем при покупке ее, в частности, у Тюменьэнерго. Как правило, срок окупаемости ГТЭС составляет 2,5–3 года³⁹. Поскольку в перспективе Тюменьэнерго намерено отчасти финансировать проекты своего развития за счет увеличения платы за подключение к энергосетям, а цена на электроэнергию постоянно растет, вероятно, строительство собственных энергоустановок на промыслах будет становиться все более экономически привлекательным бизнесом⁴⁰.

Сургутнефтегаз

Лидером по использованию НПГ для генерирования энергии среди нефтяников является Сургутнефтегаз, на долю которого приходится более 27% общероссийской добычи попутного газа (Приложение 1, Табл. 1). Имея в непосредственной близости две мощные тепловые электростанции (Сургутские ГРЭС-1 и ГРЭС-2), он обладает преимуществами в вопросах утилизации НПГ по сравнению с другими компаниями.

Особый акцент компания в последние годы делает на использование НПГ в качестве топлива для собственных электростанций (Приложение 1, Табл. 2). Стартовавшая в 1999 году программа строительства газотурбинных электростанций (ГТЭС) и реконструкции компрессорных станций (КС) предполагала, что к 2007 году у Сургутнефтегаза будет 11 станций (первой в 2001 году была запущена ГТЭС на Конитлорском месторождении). Но у компании, сотрудничающей с отечественными производителями авиадвигателей, уже сегодня работает 13 ГТЭС общей мощностью 343,5 МВт. Поскольку ежегодно Сургутнефтегаз потребляет порядка 1250 МВт энергии (данные за 2006 год), энергия, выработанная на собственных станциях, использующих в качестве топлива попутный газ, покрывает более четверти потребностей компании.

Строятся и новые газопроводы — в 2007 г. было проложено около 120 км, в 2008 г. этот показатель составит 200 км.

Компания Сатурн-Газовые турбины запустит еще две ГТЭС — на Западно-Чигоринском (на 12 МВт) и Верхненадымском (24 МВт) месторождениях. Кроме того, СНГ начинает строительство ГТЭС мощностью 36 МВт на Рогожниковском промысле, и продолжает работы на Талаканском месторождении в Якутии. Здесь уже готова газопоршневая станция, и началось строительство первой очереди мощной (144 МВт) ГТЭС, энергия с которой будет питать не только промыслы Талакана, но и НПС нефтепровода ВСТО.

Газпромнефть

Газпромнефть сделала ставку на использование газопоршневых электростанций (ГПЭ), которые могут работать в двухтопливном (дизель/газ) режиме. Сейчас такие ГПЭ функционируют на Еты-Пуровском и Крапивинском месторождениях. Сооружение ГПЭ предусмотрено программой «дочки» Газпромнефти, Газпромнефть-Хантос, которая на данном этапе утилизирует менее 20% добываемого НПГ. Первая ГПЭ, мощностью 10 МВт заработает на Южно-Приобском месторождении. После этого планируется начать строительство более мощной станции на 50 МВт, которая будет использовать 150–200 млн м³ попутного газа ежегодно. Ее ввод в эксплуатацию, вероятно, будет приурочен к выходу Южно-Приобского на уровень добычи в 10 млн твг, когда на месторождении параллельно будет добываться порядка 1 млрд м³ газа.

В ЯНАО, где работает основное добывающее предприятие компании — Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз, — идет строительство ГТЭС на Сугмутском месторождении.

³⁹ Нефть России, № 11, ноябрь 2008 г.

⁴⁰ Подробно см. Нефть и капитал, № 1–2, 2008.

«Мы изучаем возможности строительства еще нескольких сотен газозащитных комплексов, которые позволят надежно обеспечить электроэнергией наши месторождения, повысить объемы утилизации попутного газа и разместить заказы на изготовление соответствующего высокотехнологичного оборудования на отечественных предприятиях машиностроения и энергетики», — сказал Президент ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов⁴¹. В интервью Российской газете от 28.06.07 он снова затронул этот вопрос, сказав, что «В нашей компании не существует проблем, связанных с сжиганием газа. Мы вкладываем огромные деньги для утилизации 88% НПГ, а через год достигнем максимально возможного показателя — 95%»⁴².

ЛУКОЙЛ

ЛУКОЙЛ делает ставку на имеющиеся у него четыре ГПЗ (их общая мощность составляет примерно 2,7 млрд м³ в год), а также планирует использовать НПГ для развития собственной энергетики. В настоящее время в дочерних обществах ЛУКОЙЛа эксплуатируется более 180 энергоисточников различных типов совокупной мощностью 65 МВт.

ЛУКОЙЛ заключил контракт с компаниями АвиаДвигатель и Искра-Энергетика на поставку шести энергоблоков для строительства ГТЭС мощностью 72 МВт на Ватъеганском месторождении, которая будет работать на попутном газе, собираемом на промысле Когалымнефтегаза. Новая ГТЭС будет потреблять порядка 120 млн м³ газа в год. Она станет самым крупным объектом собственной генерации ЛУКОЙЛа.

В компании разрабатывается программа по использованию попутного газа на период с 2007 по 2016 год. В рамках реализации программы ЛУКОЙЛ планирует активно строить ГПЗ и ГТЭС на удаленных промыслах компании и в районах деятельности компании, где отмечается дефицит электроэнергии. Общая мощность станций составит порядка 400 МВт. Ближайшие намеченные к реализации проекты — строительство ГТЭС на Тевлинско-Русскинском промысле в ХМАО и на месторождении Южное Хыльчую в Ненецком АО. В НАО у ЛУКОЙЛа уже работает одна ГТЭС: это запущенная в 2003 году станция мощностью 24 МВт на Южно-Шапкинском месторождении.

Роснефть

Роснефть — компания с одним из самых низких уровней использования НПГ (по данным отчета за 1-е полугодие 2007 года, он составляет 64,2%) — отдельной программы по строительству ГТЭС и ПГЭ на промыслах не имеет (Приложение 1, Табл. 1). Они будут сооружаться в рамках общей программы по утилизации НПГ. Центральным объектом направления промышленной энергетики будет строительство ГТЭС на Приобском месторождении мощностью 315 МВт. По плану, часть электроэнергии, вырабатываемой на этой ГТЭС, будет поступать в энергосистему Западной Сибири. В перспективе мощность станции предполагается нарастить до 500 МВт.

На Кынском и Харампурском месторождениях, которые разрабатывает Пурнефтегаз, работают две ПГЭ мощностью 4,65 и 7,75 МВт, соответственно. Кроме того, с покупкой активов ЮКОСа Роснефть наследовала и установленные на его месторождениях ГТЭС.

⁴¹ <http://www.lukoil.ru/press.asp?id=1036>

⁴² <http://www.lukoil.ru/press.asp?id=1108>

ТНК-ВР

ТНК-ВР, разработавшая в 2007 г. стратегию по утилизации НПГ, с 2004–2005 годов в Оренбургской области строит в рамках программы повышения уровня использования НПГ электростанции на Вахитовском месторождении. В 2005 году компания запустила здесь две ПГЭ, мощность которых планировала постепенно увеличивать, а в 2006 году — еще две ГТЭС. В Оренбургской области у ТНК-ВР имеется собственный ГПЗ – Зайкинский, который по итогам 2006 года переработал более 1,5 млрд м³ газа (Приложение 1, Табл. 3).

В Восточной Сибири совместно с Роснефтью ТНК-ВР начала строить ГТЭС на Верхнечонском месторождении. В перспективе мощность электростанции может быть доведена до 150 МВт, и в дальнейшем станция при условии строительства ЛЭП из Иркутской области в Якутию сможет «выдавать электроэнергию на сторону». В перспективе основными районами строительства станций, работающих на НПГ, станут юг Тюменской области (здесь компания реализует Уватский проект) и север Красноярского края (Большехетский проект).

Что касается ХМАО, то здесь основным промыслом ТНК-ВР является Самотлор, на котором проблема утилизации НПГ решена: здесь используется более 95% добываемого газа. Поэтому ТНК-ВР концентрируется на развитии своих договоренностей с СИБУРом по совместной работе на базе двух ГПЗ и сотрудничестве с ОГК-1 по строительству третьего блока Нижневартовской ГРЭС.



Татнефть

В настоящее время самый высокий уровень утилизации НПГ зафиксирован в Татарстане (92%, а по компании Татнефть — 95%): там добыча нефти ведется уже 65 лет и сосредоточена на небольшой территории (Приложение 1, Табл. 1). Промышленная и социальная инфраструктуры в регионе увязаны в единый комплекс и нет месторождений, удаленных на значительные расстояния от населенных пунктов и производственных объектов, как в Ненецком, Ханты-Мансийском или Ямало-Ненецком автономных округах.

Выйти на высокий уровень использования НПГ Татнефти удалось еще десять лет назад. Но когда компания недавно начала наращивать добычу нефти в западных районах республики, где недостаточно развиты газопроводные сети, возникли проблемы с утилизацией попутного газа.

Следует отметить, что в Татарстане решено создать Государственный эталонный комплекс по метрологическому обеспечению измерений сырой нефти и НПГ (ГЭК), не имеющий аналогов в России. Это поможет повысить качество и конкурентоспособность отечественной эталонной базы⁴³.



⁴³ Подробно см. Нефть России, ноябрь 2008 г.

Выводы, рекомендации, действия

Утилизация НПГ — капиталоемкий и сложный процесс, для успеха которого требуется согласования противоречащих друг другу позиций заинтересованных сторон. Ситуация усугубляется трудностями с выходом продукции утилизации НПГ на рынок. Кроме того, проблема обостряется из-за того, что масштабное сжигание НПГ одновременно имеет экологические аспекты, затрагивает сферу изменения климата, представляет собой бесцельное уничтожение ценных природных ресурсов, а также является политическим вопросом, поскольку связана с отношениями нефтяных компаний и Газпрома. Правда определенный оптимизм внушает деятельность ряда нефтяных компаний в этой сфере, которые, скорее не благодаря, а вопреки правительственной политике, реализуют собственные программы использования НПГ, либо через создания СП с СИБУРОм, либо используя НПГ для генерирования электроэнергии, тем самым одновременно решая задачу преодоления возможного дефицита электроэнергии в России.

Формирование условий, ориентированных на решение проблемы использования НПГ в России, должно быть ориентировано на скорейшую реализацию новых инвестиционных проектов в данной сфере — оснащение промыслов необходимой измерительной аппаратурой, сооружение газосборных сетей и компрессорных станций, строительство газоперерабатывающих заводов. Вместе с тем, утилизация НПГ может стать коммерчески выгодным видом деятельности, и либерализация цен на НПГ отражает «движение» в этом направлении.

Однако для создания выгодного бизнеса по использованию НПГ необходима продуманная долгосрочная стратегия правительства в этой области, которая эффективно бы сочетала меры экономического стимулирования и штрафные санкции. В сфере утилизации НПГ очень остро стоит вопрос о том, как добиться повышения степени его использования, не подорвав при этом экономические позиции нефтяных компаний, особенно сегодня, в условиях наметившегося снижения нефтедобычи и сворачивания инвестиционных программ нефтяных компаний.

Очевидно, в ситуации разворачивающегося экономического кризиса и падения мировых цен на нефть, вопрос повышения использования НПГ будет принесен правительством в жертву интересам поддержки отрасли, о чем свидетельствует решение о переносе сроков обеспечения 95% утилизации НПГ с 2011 г., как планировалось изначально, на 2012, (а потом и предложения МПР и Минэнерго по переносу сроков на 2014 г). В этой связи нельзя не вспомнить ситуацию с введением топливных стандартов Евро-3 и Евро-4, когда сначала был предложен достаточно агрессивный график перехода на более экологически чистое топливо, который оказался нереален из-за неготовности российских НПЗ, и был в результате перенесен на более отдаленное будущее вследствие активного лоббирования нефтяных компаний. Очевидно, и в отношении НПГ правительство поторопилось, сначала поставив нереалистичные задачи выхода на 95% утилизацию НПГ к 2011 г., не в полной мере учтя всю сложность проблем в данной сфере. Потом оно перенесло эти сроки, возможно, получив более полное представление о ситуации в этой сфере, поддавшись на лоббизм нефтяников, и оказавшись вынужденным учитывать новые экономические реалии, сложившиеся в последние месяцы 2008 г. — начале 2009 г. в России.

Всемирный фонд дикой природы (WWF) России считает, что такая отсрочка идет в разрез с директивами руководства страны по повышению энергоэффективности экономики на 40% к 2020 г., закрепленному Указом Президента РФ Д. А. Медведева от 4 июня 2008 г. №889, и не отвечает глобальным тенденциям по переводу экономики на низкоуглеродный сценарий. С другой стороны, сегодня есть и позитивные тенденции — разработан проект Федерального Закона «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам эффективного использования нефтяного (попутного) газа», принятие которого позволит кардинально улучшить ситуацию с утилизацией НПГ в РФ.

WWF России считает необходимым оказать активное содействие позитивным тенденциям в вопросах утилизации НПГ и проводит общественную кампанию по ускорению решения данной проблемы.

В этой связи Всемирный фонд дикой природы обратился к ведущим российским нефтяным компаниям с предло-

жением о принятии Добровольных обязательств по утилизации попутного газа не ниже 95% при введении новых месторождений в эксплуатацию начиная с 2010 г. Так, показатели утилизации НПГ нефтяными компаниями, их тренды по годам планируется сделать публичными показателями, чтобы общественность могла оценивать уровень экологической ответственности той или иной компании, в том числе и по этим данным.

Проведенные переговоры с нефтяными компаниями дали следующие результаты. Большинство компаний не прислали нам подтверждение о готовности принять предложенные WWF России Добровольные обязательства по утилизации НПГ не ниже 95% при введении новых месторождений в эксплуатацию начиная с 2010 г.. Исключение составляет Сургутнефтегаз, которая уже успешно реализует программу по достижению 95 % утилизации НПГ и в целом по компании принимает на себя Добровольные обязательства, однако для отдельных, особенно сложных, вновь вводимых месторождений обязуется достичь данный показатель на 4 год после ввода в разработку. Остальные компании предлагают альтернативные варианты в виде реализуемых программ, направленных на повышение уровня использования попутного газа (см. Приложение Табл. 7).

Большинство компаний подтверждает остроту проблемы утилизации попутного газа, объясняет комплекс проблем, с которыми они сталкиваются в связи с использованием НПГ и осуществляемую деятельность. Так, к примеру, компания Роснефть, приступив к реализации Целевой газовой программы, оценивает объем финансирования в более 100 млрд руб. и предусматривает строительство электростанций, газоперерабатывающих установок, временного подземного хранилища газа, систем сбора и транспорта газа в сети Газпрома и на газоперерабатывающие заводы СИБУР Холдинга. Компания ЛУКОЙЛ оценивает требуемый объем инвестиций для реализации программы утилизации НПГ на 2009–2011 гг. в 26 млрд руб. Однако данных действий компаний не достаточно для решения проблемы.

Другое направление, по которому WWF России с партнерами будет стремиться решать проблему НПГ — содействие в продвижении финансовых инструментов, будь то финансовые возможности в рамках Киотского протокола и в дальнейшем пост-Киотского соглашения, либо через инструменты «устойчивого финансирования» экологически ответственных банков как российских, так международных. В качестве примера можно привести состоявшееся в феврале 2009 заключение сделки между Роснефтью и компанией Carbon Trade & Finance SICAR S.A. (совместное предприятие Dresdner Bank и ОАО Газпромбанк) о покупке у Роснефти единиц сокращения выбросов парниковых газов (ЕСВ), полученных в результате реализации программ по утилизации нефтяного попутного газа на Харампурском и Хасырейском месторождениях в Западной Сибири, а также кредит.

Мы надеемся, что эти и другие шаги, предпринятые всеми секторами российского общества (власть, бизнес, общественность), комплексный подход помогут скорейшему решению наболевшей проблемы утилизации НПГ в стране.

Список литературы

1. Крюков В. А., Силкин В. Ю., Токарев А. Н., Шмат В. В. Как потушить факелы на российских нефтепромыслах: институциональный анализ условий комплексного использования углеводородов (на примере попутного нефтяного газа) / отв. ред. В. В. Кулешов; ИЭОПП СО РАН. — Новосибирск, 2008. — 340 с.
2. Соловьянов А. А., Андреева Н. Н., Крюков В. А., Лятс К. Г. Стратегия использования попутного нефтяного газа в Российской Федерации. — М.: ЗАО «Редакция газеты «Кворум», 2008. — 320 с.
3. Доклад «Энергоэффективность в России: скрытый резерв»
<http://www.aret.ru/ru/news/.2211.html>
4. Постановления от 7 марта 1995 г N239 «О мерах по упорядочению государственного регулирования цен /тарифов/» и от 15 апреля 1995 г N332 «О мерах по упорядочению государственного регулирования цен на газ и сырье для его производства»
5. A Twelve Year Record of National and Global Gas Flaring Volumes Estimated Using Satellite Data//Final Report to the World Bank — May 30, 2007
http://www.ngdc.noaa.gov/dmsp/interest/DMSP_flares_20070530_b.pdf
6. Ведомости, 13.02.09
7. Ведомости, 20.08.07
8. Газета «Коммерсантъ» № 17(3834) от 05.02.2008
9. Газета «Коммерсантъ» № 49(3866) от 26.03.2008
10. Караганов В. Чтобы повысить эффективность использования попутного нефтяного газа, революционные подходы не подходят//Нефть и капитал, 2007, №11
11. Крюков В., Силкин В., Токарев А., Шмат В. Новая старая проблема утилизации НПГ: от ведомственных разногласий к институциональным барьерам? // Нефтегазовая вертикаль. — 2007 — № 21 — С. 166—175.
12. Нефть и капитал, 2008, № 1—2
13. Нефть России, ноябрь 2008 г., №11
14. Попутный газ должен иметь приоритетный доступ в газовые сети// РИА Новости, 13.02.2008
15. Проблема утилизации ПНГ связывается все больше с экологией// Независимая Газета, 27.06.2007
http://www.ng.ru/energy/2007-06-27/11_stats.html
16. Профиль, №6(562) от 18.02.2008
17. Российская газета — Центральный выпуск №4622 от 27 марта 2008 г.
18. Ты — мне, я — тебе//Нефть и Капитал, 02/2008, №1
19. Материалы с сайтов:
<http://www.rbsys.ru/print.php?page=937&option=media>
http://www.au92.ru/msg/20080326_8032606.html
<http://www.klerk.ru/news/?82605>; <http://www.klerk.ru/news/?126097>
http://www.lobbying.ru/content/sections/articleid_2811_linkid_25.html
http://www.au92.ru/msg/20080326_8032606.html
<http://rccnews.ru/Rus/Refinary/?ID=73257>
<http://www.rb.ru/topstory/business/2007/08/20/133533.html>
<http://www.rosbalt.ru/2008/07/29/508547.html>
http://www.gazo.ru/images/upload/ru/1555/GL_15.08.2008.doc
<http://www.lukoil.ru/press.asp?id=1036>
<http://www.lukoil.ru/press.asp?id=1108>
<http://www.gosnadzor.ru/publicatoin/ddjest/022008/i-24.html>
<http://www.rbcdaily.ru/2007/10/01/tek/295887>;
<http://www.rbcdaily.ru/2008/02/11/tek/320434>
<http://siteresources.worldbank.org/EXTGGFR/Resources/344690Sanitation0and0hygiene0at0wb.pdf?resourceurlname=344690Sanitation0and0hygiene0at0wb.pdf>
<http://www.mnr.gov.ru/part/?act=more&id=5183&pid=11>;
<http://www.mnr.gov.ru/part/?act=print&id=4158&pid=11>

Приложение

Таблица 1

Извлеченные ресурсы и объемы сожженного НПГ в 2006 г.

Компания	Извлеченные ресурсы		Утилизация	Сожжено	
	Млрд м ³	%	Млрд м ³	Млрд м ³	%
Сургутнефтегаз	15,6	26,9	14,6	1,0	6,5
ТНКВР	10,9	18,8	8,6	2,3	21,0
Роснефть	8,7	15,0	5,1	3,6	41,2
ЛУКОЙЛ	7,0	12,1	5,1	1,9	27,4
Газпром нефть	4,4	7,6	2,0	2,4	53,5
ЮКОС	2,4	4,1	1,9	0,5	21,5
Славнефть	1,5	2,6	0,9	0,6	37,5
Русснефть	1,6	2,8	1,2	0,4	27,2
Татнефть	0,8	1,4	0,7	0,1	5,0
Башнефть	0,4	0,7	0,3	0,1	21,8
Прочие	4,6	7,9	3,3	1,3	43,9
ВСЕГО	57,9	100	43,8	14,1	24,4

Источник: Крюков В., Силкин В., Токарев А., Шмат В. «Как потушить факелы на российских нефтепромыслах?», 2008, с. 18

Таблица 2

Объемы добычи НПГ компаниями-недропользователями в РФ в 2006 г.

Компания	Статотчетность, млрд м ³	Уровень использования, %
Сургутнефтегаз	14,62	93,5
Роснефть	13,56	59
ЮКОС	1,89	60
ЛУКОЙЛ	5,07	75,1
ТНК-ВР	8,72	78,4
Газпром нефть	2,06	55
Славнефть	0,93	62,5
Татнефть	0,74	98
Башнефть	0,33	80
Русснефть	1,54	78
ИТОГО по ВИНК	49,46	
Газпром	1,5	74
Прочие компании	3,09	74
Россия в целом	54,05	74,5

Источник: РГО, Стратегия использования попутного нефтяного газа в РФ, 2008 г., с. 41

Таблица 3

Добыча попутного газа нефтяными компаниями; данные первых 9 мес. 2005–2007 гг, млрд м³

Компания	2005	2006	2007
ЛУКОЙЛ	3,49	3,73	3,97
в том числе:			
- Когалымнефтегаз	1,2	1,2	1,32
- ЛУКОЙЛ-Коми	0,47	0,6	0,6
Роснефть	3,94	3,64	4,48
в том числе			
- Пурнефтегаз	1,73	1,53	1,7
- Юганскнефтегаз	1,03	1,1	1,1
ЮКОС	1,44	1,31	0,83
Газпром нефть	1,44	1,47	1,27
в том числе:			
- Ноябрьскнефтегаз	0,63	0,57	0,49
- Заполярнефть	0,79	0,89	0,73
Сургутнефтегаз	10,6	10,9	10,6
ТНК-ВР	5,99	6,16	6,37
В том числе:			
- Сиданко	1,34	–	–
- Варьеганнефтегаз	0,68	0,76	0,8
- Самотлорнефтегаз	2,26	2,74	2,74
- ТНК-Нягань	0,64	0,72	0,78
- Оренбургнефть	1,6	1,22	1,2
Татнефть	0,56	0,55	0,56
Башнефть	0,25	0,22	0,21
Славнефть	0,73	0,69	0,68
в том числе:			
- Мегионнефтегаз	0,72	0,67	0,66
РуссНефть	0,76	0,86	0,8
в том числе:			
- Варьеганефть	0,56	0,56	0,52
ВСЕГО НК	29,2	29,5	29,8

Источник: «Нефтяная торговля»

Таблица 4

Оснащенность замерными установками факельных хозяйств пользователей недр в ХМАО

Компания	Всего фактически установок	Факелы, оснащенные замерными установками
ЛУКОЙЛ	117	13
Сургутнефтегаз	123	121
Роснефть	62	6
ЮКОС	20	11
ТНК-ВР	120	68
Славнефть	30	21
Сибнефть	10	3
Русснефть	18	9
Башнефть	5	4
Прочие	17	9

Источник: Крюков В., Силкин В., Токарев А., Шмат В. «Как потушить факелы на российских нефтепромыслах?», 2008, с. 25

Таблица 5

Динамика использования нефтяного попутного газа в России, млрд м³

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Сжигание газа на факелах	7,2	11,1	11,1	14,76	15,0	14,1
Переработка газа на ГПЗ и станциях компримирования	22,7	23,0	27,4	29,2	32,0	32,6
Использование газа на собственные и другие нужды	6,0	8,5	10,0	11,0	10,6	11,2

Источник: Минпромэнерго РФ

Таблица 6
Основные показатели использования нефтяного газа в России в 2001–2007 гг.

Показатель	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Добыча НПГ, млрд м³	35,9	42,6	48,5	54,9	57,6	57,9	61,2
Сожжено на факелах, млрд м³	7,1	11,1	11,1	14,7	15,0	14,1	16,7
Поставки и переработка НПГ на ГПЗ, млрд м³	23,7	26,0	31,6	34,0	34,9	35,5	34,8
Использовано на собственные нужды, млрд м³	5,1	5,5	5,8	6,2	7,7	8,3	9,7
Уровень утилизации, %	80,1	73,8	77,2	73,3	74,0	75,6	72,6

Источник: данные Центрального диспетчерского управления ТЭК

Таблица 7
Принятие Добровольных обязательств и показатели по добыче и утилизации НПГ
Источник: данные нефтяных компаний

Компания	Принятие Добровольных обязательств	Реализуемая программа по решению проблемы	Объем добычи НПГ, млрд м³			Уровень использования, %			Сожжено, млрд м³		
			2006	2007	2008	2006	2007	2008	2006	2007	2008
Сургутнефтегаз	Принимает с определенными условиями (в целом по предприятию с настоящего времени, по отдаленным и особенно сложным месторождениям – на 4 год после ввода в разработку.	«Программа мероприятий по утилизации (использованию) нефтяного попутного газа на 2006–2010 гг. по лицензионным участкам недр ОАО «Сургутнефтегаз»	14,62	14,13	14,096	93,5	94,3	95,37	1,012	0,861	0,684
Татнефть		«Программа действий ОАО «Татнефть» по утилизации НПГ по объектам компании на 2009–2013 гг.»	0,74		0,762	98		Около 95%			
ТНК-ВР		Программы, направленные на повышение показателей утилизации попутного газа в регионах своей деятельности	8,72	8,3	10,1	78,4	70,4	80			
ЛУКОЙЛ		«Программа утилизации НПГ организаций группы «ЛУКОЙЛ» на 2009–2011 годы»	6,7	7,6	7,4	75	70	71	1,7	2,3	2,2
Славнефть		«Программа доведения уровня утилизации НПГ до 95% к концу 2011 г.»	0,92	0,93	0,899	62,5	68,1	69,5	0,55	0,44	0,4
Газпром нефть		Среднесрочная программа «Утилизация и повышение эффективности использования ПНГ»	2,06			55					
Роснефть	Не принимает	«Программа по достижению 95% уровня использования газа к 2012 году по разрабатываемым месторождениям»	13,56			59					
Иркутская НК	Не принимает	«Программа доведения уровня утилизации НПГ до 95% к концу 2011 года» на Ярактинском НГКМ	0,02	0,03	0,04						
Русснефть											
Салым Петролеум Девелопмент Н.В.											
Сахалин Энерджи											
Тоталь Россия											

Пустые ячейки – компания не предоставила данные.



МЫ ВМЕСТЕ!

5 000 000 людей в мире уже поддержали WWF! А Вы?

WWF — это общественная, благотворительная, профессиональная организация. Наша миссия — достичь гармонии человека и природы. Наша цель — сохранение природы для людей и вместе с людьми. 5 миллионов сторонников во всем мире поддерживают WWF своими взносами. Сторонники WWF — это самые разные люди, но их объединяет осознание важности работы по сохранению природы. Сторонники участвуют в кампаниях WWF — действуют, когда необходимо проявить свою гражданскую позицию.

Чтобы стать сторонником WWF и помочь сохранить природу России, не обязательно быть очень богатым. Каждый год сторонник WWF делает взнос от 500 рублей — вступив в организацию, он получает удостоверение и значок с пандой, а также подписку на газету «Панда» и другие информационные материалы. Вся ваша семья может стать сторонниками — взнос от 1000 рублей в год. Значительный вклад в сохранение природы России можно внести, перечисляя на счет WWF от 5000 рублей в год — такие сторонники носят почетный статус Хранителя Земли, имеют именной сертификат и Серебряную панду.

Более 8 тысяч человек в России уже поддержали WWF своими взносами. Мы уверены, что в нашей большой стране живет гораздо больше людей, готовых помочь природе. Мы приглашаем Вас поддержать WWF. Вы можете внести свой взнос сторонника в нашем офисе в Москве, перечислив деньги с помощью банковской или Интернет-карты на сайте, оформив перевод в любом отделении Сбербанка или открыв счет на списание средств в Вашем банке. Все собранные средства WWF тратит на профессиональную деятельность по сохранению природы. Чтобы наша работа продолжалась, нам необходима ваша помощь.

Присоединяйтесь!

Отправьте СМС **VMESTE** на номер **7050*** — мы ответим на ваши вопросы и расскажем как стать сторонником WWF.

Подробнее о наших программах можно узнать на нашем сайте www.wwf.ru

* Стоимость одного СМС - 15 руб.

Вместе — за природу!

**www.
wwf
.ru**

Всемирный фонд дикой природы (WWF) — одна из крупнейших независимых международных природоохранных организаций, объединяющая около 5 миллионов постоянных сторонников и работающая более чем в 100 странах. Миссия WWF — остановить деградацию естественной среды планеты для достижения гармонии человека и природы.

Стратегическими направлениями деятельности WWF являются:

- сохранение биологического разнообразия планеты
- обеспечение устойчивого использования возобновляемых природных ресурсов
- пропаганда действий по сокращению загрязнения окружающей среды и расточительного природопользования.



for a living planet®

Всемирный фонд дикой природы (WWF)
109240 Москва, ул. Никольямская, д. 19, стр. 3
Тел.: +7 495 727 09 39
Факс: +7 495 727 09 38
E-mail: russia@wwf.ru

**www.
wwf
.ru**