

ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Цибульникова М.Р.^{1,2}, Шарф И.В.¹

¹ФГБОУ «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», Томск, Россия (634050, г. Томск, пр. Ленина, 30), e-mail: tsibulnikova2011@yandex.ru; irina_sharf@mail.ru

²ФГБОУ «Национальный исследовательский Томский государственный университет», Томск, Россия (634050, г. Томск, пр. Ленина, 36), e-mail: tsibulnikova2011@yandex.ru

Успешная реализация ресурсоэффективной и инновационной стратегии развития нефтегазового сектора экономики зависит, в том числе, и от решения проблемы утилизации попутного нефтяного газа. Представленный в данной статье анализ уровня утилизации попутного газа по российским компаниям отражает комплекс проблем, которые возникают в процессе разведки и разработки нефтегазоперспективных участков и месторождений, не обладающих развитой производственной и транспортной инфраструктурой. Кроме того, качественные характеристики попутного нефтяного газа требуют новых инновационных технологий. Политика государства в отношении нефтегазовых компаний в части утилизации попутного газа носит фискальный характер, который только усиливается с вводом в действие постановления Правительства РФ от 08.11.2012. N 1148, в связи с увеличением платежей за негативное воздействие на окружающую среду в 120 раз в случае отсутствия системы учета попутного нефтяного газа. Данное обстоятельство влечет негативные финансово-экономические последствия не только для крупных нефтедобывающих компаний, но может повлечь банкротство малых недропользователей, эксплуатирующих мелкие месторождения. Альтернативой может явиться налог на его добычу, так же как и на свободный газ, дифференцированный в зависимости от газового фактора и общего объема добычи.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, утилизация, государственное регулирование.

ECONOMIC AND ECOLOGICAL ASPECTS OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS UTILIZATION

Tsibulnikova M.R.^{1,2}, Sharf I.V.¹

¹Tomsk state University, Tomsk, e-mail:tsibulnikova2011@yandex.ru; irina_sharf@mail.ru

²Tomsk polytechnic University, Tomsk, e-mail:tsibulnikova2011@yandex.ru

Successful implementation of resource efficient and innovative strategy of economic petroleum sector development depends from the solution of associated gas utilization problems. Present paper analyzes the level of associated gas utilization in Russian companies, reflects the problems that arise during exploration and development of oil and gas fields which do not have a developed industrial and transport infrastructure. Besides, qualitative characteristics of associated gas require new innovative technologies. The state policy in relation to oil and gas companies concerning gas utilization has fiscal character, that only strengthen with the implementation of RF Government Law, dated 08th November 2012, N 1148 - concerning raising of payment for negative impact on the environment in 120 times at the absence of system for associated petroleum gas recording. This fact has negative financial and economic consequences not only for large petroleum companies, but also can lead to the bankruptcy of small subsurface users developing small deposits. An alternative may be found in the introducing of tax for associate gas extraction, as well as on non- associate gas, differentiated according to the gas ratio and total production.

Keywords: associate gas, utilization, government regulation.

Успешная реализация ресурсно-инновационной стратегии развития нефтегазового сектора экономики зависит от достижения определенных значений, в частности, таких показателей, как энергосбережение, нефтеотдача, добыча и прирост запасов углеводородного сырья, а также уровень утилизации попутного нефтяного газа. Уровень утилизации попутного газа в России остается очень низким, о чем свидетельствуют данные,

представленные в таблице 1 [2]. Согласно этим данным, в 2011 году в России было добыто порядка 60,0 млрд кубометров ПНГ, из которых сожжено 15,8 млрд кубов, или 26%. При этом уровень использования нефтяного газа в экономически развитых странах превышает 99-95%, а во многих штатах США достигает 98%.

Таблица 1. Динамика доли сжигаемого попутного нефтяного газа от его добычи

Год	Объем добычи ПНГ, млрд м ³	Объем сжигания ПНГ, млрд м ³	Доля сжигаемого ПНГ от добычи, %
2007	51,8	15,59	30,10
2008	51,1	14,6	28,57
2009	51,6	15,31	29,67
2010	57,2	20,43	35,71
2011	59,8	15,81	26,44

Актуальность проблемы заключается в том, что попутный нефтяной газ, являясь ценным сырьем для нефтехимической промышленности, сжигается в факельных установках, загрязняя окружающую среду и усиливая парниковый эффект. По данным Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, доля сектора «Добыча полезных ископаемых» по классификации ОКВЭД в загрязнении атмосферного воздуха аммиаком (NH₃) составляет 37,9%, сернистым газом (SO₂) – 6,3%, оксидом углерода (CO) – 45,7%, летучими органическими соединениями (ЛОС) – 50,8%, оксидами азота (NO₂ и NO) – 10,1%. Наибольший вклад в общий объем загрязняющих веществ принадлежит нефтедобывающим предприятиям из-за сжигания попутного газа [3]. При этом уровень утилизации попутного нефтяного газа крупнейшими нефтегазовыми компаниями превышает 70% (таблица 2).

Таблица 2. Уровень утилизации попутного нефтяного газа в крупнейших компаниях России

Компания	Уровень утилизации ПНГ, %							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Роснефть	59,0	60,3	63,2	67,0	56,2	53,6	67,0	70,0
ТНК-ВР	79,8	68,4	79,6	84,4	84,6	82,8	н.д.	н.д.
Сургутнефтегаз	93,5	94,3	95,4	96,9	95,9	97,8	99,2	99,2
Лукойл	75,0	7,0	70,4	71,1	76,8	79,3	87,6	95
Газпромнефть	45,0	35,7	46,8	48,1	55,2	60,4	65,7	80
Славнефть	62,5	68,1	69,5	71,1	71,9	75	74,7	77
Татнефть	95,1	94,0	94,6	93,7	94,7	94,9	95	95,1

Башнефть	78,2	82,1	84,5	85,7	83,1	81,9	75,2	76,7
Русснефть	71,0	70,3	61,0	68,9	70,0	н.д.	95	96

Невысокий уровень утилизации попутного газа, в частности компанией ОАО «Роснефть», можно объяснить тем, что:

- а) разрабатываемые месторождения Восточной Сибири находятся на начальной стадии своего жизненного цикла;
- б) субъекты Сибирского и Дальневосточного федеральных округов характеризуются неразвитостью производственной и транспортной инфраструктуры;
- в) геологическими особенностями новых месторождений восточносибирской нефтегазоносной провинции, которые определяют качественные характеристики ПНГ, а следовательно, требуют иных подходов к его использованию.

В реестре Министерства энергетики РФ субъектов предпринимательской деятельности, осуществляющих добычу нефти, насчитывается 201 предприятие. На оставшиеся 192 компании приходится 29% всей добычи и низкий уровень утилизации попутного газа. Это компании, как правило, средние или малые недропользователи, которые осуществляют разведку и начальное освоение месторождений. В данном случае низкий уровень утилизации ПНГ чаще всего связан с его небольшим объемом добычи в начальных стадиях освоения месторождения. В подтверждение к сказанному ниже представлена таблица по нефтедобывающим предприятиям Томской области [7] (таблица 3).

Таблица 3. Объемы добычи и использования ПНГ в Томской области в 2012 г.

Недропользователь	Добыча нефти, тыс. т	Добыча ПНГ, млн куб. м	Использование ПНГ, млн куб. м	Уровень использования ПНГ, %
ОАО «Томскнефть» ВНК	6969,8	1762,9	1491,7	85
ООО «Газпром- нефть-Восток»	1191,5	338,7	62,9	19
ОАО «Томскгазпром»	1059,3	775,1	534,1	69
НК «Русснефть»	1045,2	89,7	6,5	7
Империял энерджи	621,1	78,2	23,9	31
ОАО «ВТК»	424	21,3	21	99
ООО «Матюшкинская вертикаль»	206,2	12,0	8,4	69
ООО «Стимул-Т»	104,8	5,9	4,7	80
ООО «Южно- Охтеурское»	74,8	5,8	2,2	37
ОАО «Томскгеонефтегаз»	29,4	1,0	0,3	29

ООО «Средне-васюганское»	17	1,0	1,0	97
ООО «Жиант»	1,5	0,3	0	14

Лидерами в сфере добычи и утилизации ПНГ являются ОАО «Томскгазпром» и ОАО «Томскнефть» ВНК. При этом другие две компании (НК «Русснефть» и ООО «Газпромнефть-Восток»), сопоставимые по объемам добычи нефти, сильно уступают по показателям использования ПНГ. Причина кроется в том, что месторождения на принадлежащих этим компаниям лицензионных участках находятся на начальной стадии эксплуатации. Ситуация в целом повторяет общероссийскую. Малые недропользователи финансово не состоятельны для полномасштабных инвестиций в реализацию проектов по утилизации ПНГ.

Так, для западносибирских месторождений характерно преобладание в ПНГ метана (60-70%). Содержание этана варьирует в диапазоне – 5-13%, пропана – 10-17%, бутана – 8-10%. Газ новых нефтегазоносных провинций Восточной Сибири характеризуется содержанием большого количества других газов, в частности гелия и азота (таблица 4). Так, рост мирового потребления гелия оценивается на уровне 5% в год [5].

Таблица 4. Состав попутного нефтяного газа месторождений Восточной Сибири.

Месторождение	Объемная доля основных компонентов, %				
	Метан	Азот	Гелий	Этан	С3–С6
Ковыктинское	91,39	1,52	0,28	4,91	1,78
Чаяндинское	85,48	6,44	0,50	4,57	2,58
Юрубчено-Тохомское	81,11	6,39	0,18	7,31	5,06
Среднеботуобинское	88,61	2,93	0,2–0,6	4,95	3,12
Собинско-Пайгинское	67,73	26,29	0,60	3,43	1,55

Как следствие, необходим комплексный подход к одновременному использованию ПНГ и гелия, который является ценным сырьем, применяемым в следующих производственных областях:

- сварка, резка, плавка металлов;
- транспорт ракетного топлива;
- производство полупроводников;
- теплоноситель в высокотемпературных ядерных реакторах;
- дыхательные смеси для глубоководных исследований;
- консервант биопродуктов;
- компонент среды газовых лазеров и др.

В настоящее время использование ПНГ нефтегазовыми компаниями осуществляется по следующим направлениям:

- 1) технологический: закачка в пласт;
- 2) энергетический: использование на местах для выработки электроэнергии, идущей на нужды нефтепромысловых объектов;
- 3) нефтехимический: переработка на газоперерабатывающих заводах с получением: а) сухого отбензиненного газа, состоящего из метана, этана и ряда тяжелых компонентов, которые можно транспортировать по трубопроводной системе; б) широкой фракции легких углеводородов, которые используются для производства каучуков, пластмасс, высокооктановых бензинов; в) стабильного газового бензина, являющегося аналогом прямогонного бензина в нефтепереработке; г) газового моторного топлива (автомобильного пропан-бутана);
- 4) криогенная переработка с целью производства сжиженного углеводородного газа для коммунально-бытовых нужд.

Использование ПНГ на территории Томской области предполагает главным образом сдачу в газотранспортную сеть, на расширение которой от нефтепромысловых объектов до пункта приема ежегодные инвестиции составляли порядка 1% от всего объема в 2011 и 2012 г., основная доля которых приходится на указанных лидеров. Использование для нужд нефтепромысла ПНГ для выработки электроэнергии не решает проблемы утилизации в связи с тем, что не требуется большого количества ПНГ. Другие способы утилизации практически не реализуемы на современном этапе развития нефтегазовых компаний из-за финансово-экономической несостоятельности основной массы недропользователей.

Для полноты картины существующих проблем в сфере утилизации обозначим ряд других факторов, сдерживающих решение данного вопроса.

1. Технические: отсутствие на многих месторождениях необходимой производственной и технологической инфраструктуры, автоматизированных систем учета, низкая оснащенность измерительными приборами по ступеням сепарации. Например, наблюдается наличие измерительных приборов на факельных установках на всех скважинах только в ОАО «Сургутнефтегаз».
2. Технологические: отсутствие технологий, позволяющих утилизировать ПНГ третьей и четвертой ступеней, ориентация сложившихся систем сбора и утилизации ПНГ на централизованные схемы поставки.
3. Методические: несовершенство методики и техники измерения, учета и оценки ресурсов ПНГ, и, соответственно, недостаток данных об объемах сжигания и использования ПНГ, отсутствие единых требований к измерительным приборам и системе учета ПНГ. На

практике прогноз ПНГ осуществляется на основе газового фактора, который меняется в зависимости от стадии разработки месторождения; от температуры подогрева нефти в процессе ее подготовки, от пластового давления в залежи, от наличия дополнительных источников газа, помимо растворенного газа в нефти (газ газовых шапок, газ возврата). При этом для достоверности прогнозных расчетов по объемам ПНГ в залежи необходим постоянный мониторинг рабочего газового фактора в форме частых одномоментных замеров посредством мобильных газохроматографов. Нефтяники отмечают отсутствие измерительного устройства, которое могло бы длительное время точно осуществлять замеры, так как на датчиках, находящихся в трубе, происходит осаждение углеводородных соединений и воды. Их постоянное дренирование (удаление) не решает проблемы точного учета ПНГ. На качество замеров влияет также и изменение состава ПНГ, который в результате применения вторичных и третичных методов нефтеотдачи пласта утяжеляется, насыщаясь такими неуглеводородными компонентами, как кислород, углекислый газ, азот и др.

4. Экономико-географические: удаленность потенциальных рынков от мест нефтедобычи. Строительство газопроводов для транспортировки ПНГ к заводам отличается высокой капиталоемкостью вследствие труднодоступности местности, что увеличивает стоимость 1 км трубопровода, по оценке специалистов, до 1,3–1,5 млн долларов.

5. Экономические: себестоимость ПНГ, уровень цен на ПНГ и природный газ. Увеличение себестоимости ПНГ вследствие транспортировки с удаленных месторождений до газоперерабатывающих предприятий в несколько раз. Так, у ОАО «Газпром» себестоимость ПНГ увеличивается с 4–7 долл. за 1 тыс. куб. м на выходе из скважины до 30 долл. за 1 тыс. куб. м. Уровень цен в конкурентной среде определяется большей частью ценами на природный газ.

6. Административные: незначительные штрафные санкции за выбросы продуктов горения попутного газа; неэффективность существующей в России системы государственного контроля и мониторинга за выполнением условий лицензионных соглашений, в том числе в плане утилизации ПНГ; многосторонний многочисленный контроль на федеральном уровне, что влечет его неэффективность.

7. Правовые: 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 ПНГ не

рассматривается законодательством Российской Федерации в качестве самостоятельного объекта государственного регулирования.

8. Институциональные: отсутствие конкурентной среды вследствие наличия на газовом рынке монополиста - ОАО «Газпром», который может использовать различные инструменты для сохранения своей рыночной власти.

По нашему мнению, необходимо рассматривать проблему сокращения сжигания попутного нефтяного газа, опираясь на положения ресурсоэффективности, а именно рассматривать попутный газ как ценное сырье, установив налог на его добычу, так же как и на свободный газ. Ввести дифференцированные ставки платы, т.е. применять коэффициент, зависящий от газового фактора и общего объема добычи попутного газа.

В настоящее время, согласно условиям лицензионных соглашений, установлен для всех одинаковый уровень утилизации попутного газа 95% [4]. Постановление Правительства РФ от 08.11.2012 г. N 1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» [6] частично решило данную проблему в части корректировки платы с учетом объемов добычи попутного газа предприятиями. Но п. 5 данного постановления содержит положение, согласно которому в случае отсутствия системы учета объемов попутного нефтяного газа, соответствующей требованиям, устанавливаемым Министерством энергетики Российской Федерации, независимо от значения показателя сжигания исчисление размера платы за выбросы осуществляется с применением к нормативам платы за выбросы дополнительного коэффициента, равного 120. Данный подход серьезно снизит конкурентоспособность многих предприятий, которые только начали освоение месторождений. В данной ситуации, по нашему мнению, целесообразно рассмотреть иной подход к стимулированию рационального использования ценного природного ресурса. Внести изменения в статью 342 Налогового кодекса РФ, устанавливающие дифференцированную налоговую ставку для используемого и сжигаемого газа.

Список литературы

1. Гайворонских О.А., Цибульникова М.Р. Добыча, использование и проблемы утилизации попутного нефтяного газа в Томской области : сборник трудов конференции. - Томский политехнический университет, 2012.
2. Утилизация попутного нефтяного газа в Российской Федерации: текущая ситуация и перспективы : доклад руководителя Росприроднадзора на заседании Партнерства по

сокращению сжигания ПНГ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: rpn.gov.ru/.../doklady/doklad_kirillova.docx (дата обращения: 17.03.2014).

3. Кутепова Е., Книжникова А., Кочи К. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России: ежегодный обзор. Выпуск 4. - М. : WWF России, КПМГ, 2012. - С. 8.

4. О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках : Постановление Правительства РФ от 08.01.2009 № 7 // Система Консультант.

5. Тимошилов В.П. Перспективы развития газовой промышленности на Востоке России : доклад на III Красноярском экономическом форуме «Развитие Востока России». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.reamntk.ru/plenarnie-dokladi.html>, (дата обращения: 17.03.2014).

6. Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа : Постановление Правительства Российской Федерации от 08.11.2012 г. N 1148 // Система Консультант.

7. Экологический мониторинг : доклад о состоянии и охране окружающей среды Томской области / глав. ред. А.М. Адам, редкол.: В.А. Коняшкин, О.И. Кобзарь; Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Томской области, ОГБУ «Облкомприрода». — Томск : Дельтаплан, 2013. - С. 26.

Рецензенты:

Гринкевич Л.С., д.э.н., профессор, заведующая кафедрой налогообложения и мировой экономики Томского государственного университета, г. Томск.

Хижняков В.И., д.т.н., профессор кафедры транспорта и хранения нефти и газа Томского политехнического университета, г. Томск.