

УДК 622.324.5

Краснов О.С.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

Скобелина В.П., Тремасова И.С.

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург, Россия, si.spb@mail.ru, istremasova@mail.ru

МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Рассмотрены институциональные и экономические проблемы широкомасштабного использования попутного нефтяного газа. Обоснована необходимость комплексной оценки деятельности хозяйственных организаций по использованию попутного нефтяного газа. Предложена методика оценки экономической эффективности рационального использования попутного нефтяного газа нефтяными компаниями и в формате промышленной агломерации нефтегазодобывающих предприятий.

Ключевые слова: методика, оценка эффективности, использование попутного нефтяного газа, недропользователи, промышленная агломерация, интегральные показатели оценки, системность и комплексность оценки.

Деятельность хозяйствующих субъектов по использованию (утилизации) попутного нефтяного газа (ПНГ) имеет ряд институциональных особенностей технологического, экологического и инвестиционного характера, которые предопределяют неординарность оценки экономической эффективности их хозяйствования. Сегодня в деятельности соответствующих хозяйственных организаций и объединений условно можно выделить четыре направления, нацеленных на [Байков, 2008]:

- улучшение экологической обстановки в регионах присутствия путем повышения уровня утилизации газа;
- реализацию проектов малой энергетики на базе ввода газотурбинных электростанций, обеспечивающих дешевой энергией нужды нефтяников и близлежащих населенных пунктов;
- увеличение объемов первичной переработки ПНГ на промыслах и промузлах;
- реализацию крупных совместных проектов нефтегазовых компаний по глубокой переработке ПНГ в пределах промышленных агломераций и территориально-промышленных комплексов.

При этом следует учитывать, что использование ПНГ связано с объективными причинами ограничительного характера:

- при вводе месторождений в эксплуатацию для организации процесса подготовки и сдачи товарной нефти необходимо получить нефть пяти первых эксплуатируемых скважин. А для организации экономически приемлемого варианта переработки ПНГ необходим объем газа, который можно собрать с десяти эксплуатируемых скважин. Тем самым имеет место различная технологическая гибкость процессов переработки ПНГ и подготовки товарной нефти;

- различный компонентный состав ПНГ. Ряд месторождений нефти характеризуется высоким содержанием азота или гелия в составе ПНГ, что практически исключает утилизацию такого газа;

- неравномерность добычи ПНГ во времени, максимум которой приходится на 3-4 года, что необходимо учитывать при регламентации уровня утилизации ПНГ в лицензионном соглашении;

- при испытании поисковых и разведочных скважин для поиска и уточнения запасов нефти ПНГ направляют для сгорания на факел (нерегулярное сжигание), только после этого возможно подключение скважины к системам сбора и подготовки углеводородов.

С позиции нефтегазового комплекса рациональное применение тех или иных технологий или их совокупность по использованию ПНГ при существующей системе ценообразования, величине штрафов за сжигание ПНГ и соответствующих преференциях должно обеспечивать получение дохода государству (как собственнику недр), нефтяным компаниям и специализированным организациям. Этот доход может суммироваться (агрегироваться) для хозяйственных объединений, промышленных агломераций и кластерных структур. Формирование дохода для хозяйствующих субъектов существенно зависит от уровня цен на ПНГ и от позиции Правительства РФ по ужесточению санкций за нанесение экологического вреда. Несмотря на то, что с 2007 г. государственное регулирование цен не распространяется на ПНГ, сегодня общепринятая формула цены на газ не действует.

Таким образом, оценка эффективности хозяйственной деятельности по использованию ПНГ непосредственно зависит от роли государства в рациональном его использовании. Операции с ПНГ при его добыче и первичной обработке всегда будут прерогативой нефтедобывающих компаний, однако будут ли эти компании заинтересованы в добыче ПНГ и в снижении его потерь на промысле зависит в основном от государства, от его политики в регулировании нефтяного бизнеса и газоснабжения. Последняя в соответствии с

общепринятой практикой предлагает реализацию двух взаимодополняющих подходов [Андреева, 2008]:

- стимулирования – создания условий, при которых использование ПНГ приносит выгоду компаниям;

- принуждения – создание условий, при которых сжигание ПНГ становится невыгодно по сравнению с использованием тем или иным способом.

Сбалансированность этих двух подходов регламентируется системой нормативно-правовых актов, направленных на активацию рационального использования ПНГ.

Технологическая связанность различных видов хозяйственных структур (от промышленных площадок и промышленных узлов промысла до объединений крупных нефтяных компаний в составе промышленной агломерации) может рассматриваться как система различного уровня производственно-хозяйственных отношений. У данной системы есть регламентированный параметр, функцию которого выполняет требование исполнительных органов государственной власти повышать использование ПНГ на месторождениях до 95%. Тем самым, справедливо утверждать, что оценка эффективности хозяйствующих субъектов по повышению уровня использования ПНГ должна начинаться в границах его производственно-хозяйственной деятельности.

Сегодня, когда средний по России уровень использования ПНГ обеспечивается менее чем на 82%, важно учитывать тот огромный экологический ущерб, который лишь в малой степени возмещают компании, выплачивая платежи за сверхлимитные выбросы в атмосферу более миллиона тонн твердых загрязняющих веществ, включая углекислый газ, диоксид серы и сажевые частицы. [Постановление Правительства..., 2007, 2009] Данное обстоятельство выводит на вторую ступень оценки эффективности деятельности хозяйствующих организаций по использованию ПНГ их природно-охранную деятельность (в части техногенного воздействия).

И, наконец, нельзя не считаться с тем, что повышение уровня и качества использования ПНГ – это дорогостоящий и длительный процесс. За последнее время нефтяники заметно повысили внимание к вопросам оптимизации использования ПНГ: в 2010 г. в развитие инфраструктуры полезного использования ПНГ было инвестировано 50,6 млрд. руб., в 2011 г. на борьбу с газовыми факелами было потрачено более 79,6 млрд. руб. Такие капитальные вложения позволили ввести 75 объектов электроэнергетики, 171 объект по подготовке ПНГ, построить около 2000 км трубопроводов. Однако уже очевидно, что в 2012 г. на уровень 95-процентной утилизации ПНГ выйти не удастся: можно рассчитывать

лишь на уменьшение доли сожжения газа до 18% от его добычи. В этой связи позицию Министерства природных ресурсов России: прогресс в решении проблемы использования ПНГ будет возможен, когда уровень санкций будет сопоставим с объемом инвестиций в формирование соответствующей инфраструктуры – можно расценивать как достаточно жесткую в части усиления экологических санкций [Андреева, 2008]. Вместе с тем, именно реализация инвестиционных проектов по активации утилизации ПНГ будет способствовать существенному уменьшению соответствующих штрафов, а значит повышению эффективности инвестиций в указанные проекты.

Приведенные аргументы позволяют утверждать, что третьим аспектом оценки эффективности хозяйствования по использованию ПНГ должна быть инвестиционная деятельность соответствующего предприятия.

Обобщая изложенное, сформулируем исходную позицию методики оценки эффективности деятельности хозяйственных организаций и объединений по рациональному использованию ПНГ. Такая оценка должна выполняться по всей технологической цепи соответствующего направления использования попутного газа, начиная от структурных подразделений промысла (промышленные площадки по сепарации и сушке нефти, технопарки, сервисные службы по внедрению и обслуживанию новых технологий). Показатели оценки должны иметь комплексный характер и обеспечивать ее системность. Выполнение этих двух требований предопределено тем, что указанные показатели должны оценивать эффективность в разрезе трех сторон деятельности хозяйственной организации (производственно-хозяйственной, техногенной и инвестиционной), а использование показателей не должно быть ограничено хозяйствующим субъектом, а иметь достаточно широкие рамки: от производственных узлов и нефтяных компаний, до их объединений, а также в границах промышленных районов, агломераций и протокластеров.

Вторым принципиальным вопросом рассматриваемой методики является специфичность информационной базы для создания ее инструментария. Технологические процессы использования ПНГ разномасштабны не только по глубине утилизации и переработки газа. Но и в части охвата ими производственно-хозяйственной деятельности предприятий: использование попутного газа, являясь частью производственного цикла крупной нефтяной компании, одновременно охватывает целиком производство отдельных хозяйствующих субъектов или является сферой деятельности нескольких производств взаимосвязанных отраслей промышленной агломерации или кластерных структур. Данная неоднородность должна найти отражение в формировании универсальной информационной

базы для определения показателей оценки эффективности деятельности предприятий по использованию ПНГ. Представляется целесообразным в качестве источников формирования информационной базы использовать целевые программы недропользователей по повышению уровня использования ПНГ, а также планы стратегического развития хозяйствующих субъектов по транспортировке газа, обслуживанию инновационных технологий по вторичной и глубокой переработке газа.

Из перечисленных источников сегодня формализованы целевые программы, анализ паспорта которых позволяет уточнить структуру информационной базы для оценки эффективности хозяйствования по использованию ПНГ нефтегазовых компаний [Андреева, 2008].

Изучение указанного паспорта показало, что соответствующая информационная база должна включать в качестве исходной информации перечень следующих показателей по каждому лицензионному участку, эксплуатируемому компанией-недропользователем:

- извлекаемые запасы газа категорий ABC_1 и C_2 на начало периода действия программы (горизонта планирования);
- прогнозируемая добыча и газовый фактор по годам горизонта планирования;
- объемы использования ПНГ по основным их направлениям, дифференцируемые по годам временного предела Программы, в том числе объемы сжигания газа в факелах и рассеивания в атмосфере;
- динамика уровня использования ПНГ в границах горизонта планирования;
- компонентный состав ПНГ, представленный его стандартной качественной структурой (доля Метана, Этана, Пропана, И-Бутана, Н-Бутана, И-Пентана, Н-Пентана, Гексана- высших; Углекислого газа, Азота, Сероводорода, Меркаптановой серы);
- общий объем вредных выбросов загрязняющих веществ при сжигании ПНГ на факельных системах, в том числе по видам загрязняющих веществ (метан, сажа, диоксид азота, оксид углерода, бензапирен), в тоннах.

Показатели организационно-экономического содержания для дочерних компаний и в целом по корпоративной компании:

- Перечень основных мероприятий по повышению уровня использования ПНГ, заявленных в Программе, с указанием главных параметров сооружений.
- Целевое финансирование реализации мероприятий повышения уровня использования ПНГ по объектам, включены в трехлетний бизнес-план. Объекты, не включенные в бизнес-

план, предполагаются к строительству после утверждения Компанией дополнительной программы финансирования.

- Классификатор рисков невыполнения программы, объединенных в четыре группы: внешние риски; законодательные и нормативно-правовые; производственные и управленческие риски. Каждой группе рисков присваивается ее уровень: средний, низкий, высокий, и перечисляются мероприятия по снижению рисков.

В перечне лицензионных участков не указываются малые месторождения (с объемом добычи ПНГ за десятилетний период) менее 100 и от 100 до 300 млн. м³, а также участки недр с объемным содержанием неуглеводородных компонентов в составе ПНГ свыше 50%.

На основе перечисленных данных может быть получена система показателей, характеризующих динамику объемов добычи и использования попутного газа как на отдельных промыслах (лицензионных участках) и дочерних компаниях, так по корпоративным компаниям. Показатели структуры использования газа по направлениям позволяет регистрировать структурные сдвиги в утилизации и использовании ПНГ как на объектах его добычи, так и в совокупности предприятий промышленных агломераций и кластерных структур. Сведения о выбросах вредных веществ позволят организовать их статистический учет в пределах групп месторождений, эксплуатируемых компаниями, и получить корректные результаты стоимостной оценки техногенных последствий от сожжения на факельных установках и рассеивания ПНГ в свечах. И, наконец, исходные экономические показатели позволят определить капитальные вложения в конкретные методы, способы и технологии использования ПНГ, динамика которых будет регистрировать активацию решения данной проблемы у недропользователей на прогнозируемый период (горизонт планирования программы).

Таким образом, приходим к заключению, что оценка использования ПНГ должна выполняться посредством системы показателей, одни из которых позволяют организовать учет добычи ПНГ и объемов его использования по направлениям, заявленным в Программах нефтегазовых компаний, а также в планах хозяйственных организаций по транспортировке, сбору и переработке попутного газа; другая группа показателей ориентирована на оценку техногенного воздействия от сожжения газа в факелах и выбросов в атмосферу. И, наконец, третья группа показателей позволяет характеризовать инвестиционную деятельность компаний и хозяйственных организаций по улучшению использования ПНГ. Содержание перечисленных групп показателей приведены в табл. 1.

Таблица 1

Показатели оценки использования попутного нефтяного газа

Показатели оценки по видам деятельности нефтяной компании							
Добыча ПНГ	Использование ПНГ		Техногенное воздействие			Инвестиционная деятельность по улучшению использования ПНГ	
	Направления использования	Показатели, млн. м ³	Формы воздействия	Показатели оценки		Источники направления инвестиций	Показатели, млн. руб.
				Физические объемы сожжения и выбросов ПНГ, млн. м ³	Объемы выбросов загрязняющих веществ, т		
1. Добыча нефти, тыс. т. 2. Добыча газа, млн. м ³ . 3. Газовый фактор, м ³ /т. 4. Наличие газа из дополнительных источников, млн. м ³ .	1. Транспортировка газа на ГПЗ. 2. Транспортировка на выработку электроэнергии. 3. Собственные технологические и промысловые нужды. 4. Закачка газа в пласт. 5. На нужды муниципальных образований. 6. Сдача другим организациям.	Объем поставки ПНГ, млн. м ³ Объем поставки газа – всего, в т.ч.: - на ГРЭС - на ГПЭС Объем потребления газа всего, в т.ч. на: - технологические нужды; - отопление жилых вахтовых поселков. Объем закачки всего, в т.ч.: - для поддержания пластового давления; - газлифтный способ эксплуатации скважин; - временного хранения. Использовано – всего, в т.ч.: - отопление жилых поселков и городов; - производство из компримированного газа СОГ, СПБТ, газового конденсата. Объем реализованного газа	1. Сжигание в факелах - кондиционного газа; - газа с высоким содержанием неуглеводородных компонентов (более 50% от объема); - газа с малых и осваиваемых месторождений 2. Естественная убыль	Объем сожженного газа – всего, в т.ч.: - кондиционного газа; - некондиционного (жирного газа); - технологических потерь газа. Объем рассеивания в атмосфере	Объем загрязняющих веществ – всего, в т.ч.: - метан; - сажа; - диоксид азота; - оксид углерода; - бензапирен. - метан; - азот.	Проектируемые объемы финансирования - всего: - целевое финансирование в формате частного-государственного партнерства*; - инвестиции в проекты по использованию ПНГ**, в т.ч.: - проектные работы; - оборудование; - строительные работы.	Суммы инвестиций - всего: - по целевому финансированию – всего, в т.ч. из: - инвестиционного фонда РФ; - инвестиционного фонда Субъекта Федерации. Капитальные вложения в проекты по использованию ПНГ*** - всего, в т.ч. в: - проектные работы; - оборудование; - строительно-монтажные работы.

* Из Инвестиционного фонда РФ или Субъектов Федерации.

** капитальные вложения, дифференцированные по элементам их производственной структуры регистрируются в целом и по направлениям использования ПНГ.

*** показываются нарастающим итогом по годам реализации проектов в пределах горизонта планирования (сроков функционирования Программ нефтяных компаний или планов существующих хозяйственных организаций).

Комплекс показателей табл. 1 является качественным инструментарием для анализа интенсивности активации использования ПНГ. Характеристика же эффективности данного процесса предполагает формирование показателей интегрального содержания.

Тем самым оценка эффективности использования ПНГ в пределах нефтяных компаний, промышленных агломераций и элементов кластерных структур должна носить обобщающий характер и основываться на системе интегральных показателей, дифференцированных по видам деятельности хозяйственных структур: производственно-хозяйственная, техногенная, инвестиционная. Содержание указанных показателей и расчетные формулы для их определения приведены в перечне интегральных показателей оценки эффективности использования ПНГ для нефтедобывающих компаний.

Интегральные показатели оценки эффективности использования попутного нефтяного газа для нефтедобывающих компаний

1. Производственно-хозяйственная деятельность

Уровень использования ПНГ (от добытого газа), %:

$$y = \sum_{i=1}^n Y_i / \sum_{i=1}^n V_i \cdot 100 \quad (1)$$

где y - интегральный показатель использования ПНГ, %; Y_i - суммарный объем использования газа, добытого на i -ом участке недр, млн. м³; n - количество участков недр; V_i - суммарный объем добытого газа на i -том участке недр, млн. м³.

Удельные потери ПНГ на 1 т добычи нефти, м³/т:

$$\mu = \sum_{i=1}^n P_i / \sum_{i=1}^n A_i \quad (2)$$

где μ - интегральный показатель потерь ПНГ, м³/т; P_i - объем потерь газа на i -ом участке недр (за исключением участков недр с объемным содержанием неуглеводородных компонентов в газе >50%), тыс. м³; A_i - объем добычи нефти на i -ом участке недр (за исключением участков недр с объемным содержанием неуглеводородных компонентов в газе >50%), тыс. т.

2. Техногенная деятельность

Коэффициент сжигания газа, %

$$Z = \sum_{i=1}^n S_i / \sum_{i=1}^n V_i \cdot 100 \quad (3)$$

где Z – интегральный показатель сжигания ПНГ, %; S_i – объем сожженного газа, добытого на i -ом участке недр (за исключением участков недр с объемным содержанием неуглеводородных компонентов в газе $>50\%$), млн. м³.

Экологический ущерб, млн. руб. (платежи за выброс вредных веществ):

$$P = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m a_{ji} \cdot p_{ji} \cdot k_i \quad (4)$$

где P – суммарные платежи за выброс вредных веществ при сжигании ПНГ в факелах, млн. руб.; a_{ji} – суммарный объем загрязняющего вещества j -го вида на i -ом участке недр, т; p_{ji} – плата за выброс единицы j -го вредного вещества на i -ом участке недр, руб./т; k_i – удорожающий коэффициент за выброс вредных веществ на i -ом участке; m – число вредных веществ ($m=5$); n – количество участков недр.

Коэффициент покрытия затрат:

$$J = \frac{\sum_{t=1}^T C_t}{\sum_{t=1}^T P_t} \quad (5)$$

где J – коэффициент покрытия затрат. При $J \geq 1$, значение коэффициента удорожания «к» устанавливается равным 1; при $J < 1$, коэффициент «к» умножается на $(1-J)$. C_t – затраты, понесенные на реализацию проектов по полезному использованию ПНГ в квартале t текущего календарного года, тыс. руб.; P_t – плата за выбросы, исчисленная за квартал t текущих календарных лет с учетом применения коэффициента удорожания «к», тыс. руб.; T – количество лет горизонта планирования, годы.

3. Инвестиционная деятельность

3.1. Капиталоемкость увеличения уровня использования ПНГ

Абсолютное выражение капиталоемкости:

$$\alpha_k = \frac{\sum_{t=1}^T K_t}{\sum_{t=1}^T \Delta y_t} \quad (6)$$

где α_k – капитальные вложения на 1% прироста использования ПНГ, тыс. руб.; K_t – капиталовложения в реализацию проектов по использованию ПНГ за t -ый год, тыс. руб.; Δy_t – прирост уровня использования ПНГ в году t , %; T – горизонт планирования Программы использования ПНГ, годы.

Относительное выражение капиталоемкости – коэффициент эластичности:

$$\hat{\alpha}_k = \bar{t}_k / \bar{t}_y \quad (7)$$

где $\hat{\alpha}_k$ – коэффициент эластичности, доли ед.; \bar{t}_k, \bar{t}_y – среднегодовые темпы роста капиталовложений и уровня использования ПНГ за период T, доли ед.

3.2. Удельные капитальные вложения в сокращение объемов сожженного ПНГ

$$\gamma_k = \sum_{t=1}^T K_t / \sum_{t=1}^T \Delta S_t \quad (8)$$

где Υ_k – удельные капитальные вложения в сокращение объемов сожженного ПНГ, руб./м³; ΔS_t – уменьшение объемов сожженного газа в году t, млн. м³.

3.3. Экономический эффект от улучшения использования ПНГ

$$\sum_{t=1}^T \mathcal{E}_t = \sum_{t=1}^T \Delta ПЗ_t + \sum_{t=1}^T H_t \quad (9)$$

где \mathcal{E} – экономический эффект от улучшения использования ПНГ (рассчитывается за период $(\sum_{t=1}^T \mathcal{E}_t)$ или по годам (\mathcal{E}_t) в пределах горизонта планирования), тыс. руб.; $\Delta ПЗ_t$ – экономия производственных затрат от использования ПНГ в t-ом году, тыс. руб.; H_t – сумма налоговых льгот при использовании ПНГ в t-ом году. Сумма налоговых льгот включает:

- погашение части процентов по кредитам для реализации проектов по рациональному использованию ПНГ;
- льготные ставки по налогу на имущество;
- сокращение ставки налога на прибыль в первые годы реализации проектов программ недропользователей.

3.4. Интегральный доход от использования ПНГ

$$D_t = D_{\mathcal{E}t} + D_{Гt} + D_{ППт} + D_{ПГПт} \quad (10)$$

где D_t – интегральный доход от использования ПНГ в t-ом году; $D_{\mathcal{E}t}$ – среднегодовой доход от продажи электроэнергии (на ГРЭС), тыс. руб.; $D_{Гt}$ – среднегодовой доход от продажи газа ГПЗ и другим потребителям, тыс. руб.; $D_{ППт}$ – среднегодовой доход от реализации продуктов первичной переработки ПНГ (СОГ, СПБТ, газового конденсата), тыс. руб.; $D_{ПГПт}$ – среднегодовой доход от реализации продуктов глубокой переработки газа, тыс. руб.

3.5. Рентабельность капитала

$$R_{об} = \frac{\sum_{t=1}^T D_t}{\sum_{t=1}^T I_t + \sum_{t=1}^T K_t} \cdot 100 \quad (11)$$

где $R_{об}$ – рентабельность капитала в проекты по рациональному использованию ПНГ, %; D_t – интегральный доход от использования ПНГ в t -ом году, тыс. руб.; I_t – объем инвестиций в формате целевого финансирования в году t , тыс. руб.; K_t – освоенные капиталовложения в мероприятия по использованию ПНГ в t -ом году, тыс. руб.

3.6. Рентабельность собственного капитала

$$R_{соб} = \frac{\sum_{t=1}^T D_t}{\sum_{t=1}^T K_{соб,t}} \cdot 100 \quad (12)$$

где $R_{соб}$ – рентабельность собственного капитала компании (хозяйственной организации), %; $K_{соб,t}$ – величина собственного капитала хозяйственного субъекта в t -ом году, тыс. руб.

При реализации проектов по глубокой переработке ПНГ (инновационных технологий газохимии) будет иметь место приращенная стоимость – стоимость новых видов готовой продукции для нефтяных компаний и их объединений, промышленных агломераций (корпоративных структур).

Запись общей формулы для определения приращенной стоимости (A) на уровне нефтегазовой компании представляется следующей:

$$A = \sum_{l=1}^L \omega_l \cdot q_l \quad (13)$$

где q_l – объем выпуска новой продукции l -ого вида в компании-недропользователе (объединении); ω_l – цена единицы новой продукции l -ого вида (экспортная или максимальная цена продаж на отечественном рынке); L – число видов новой продукции для компании.

Аналогичного содержания формула для определения приращенной стоимости (\hat{A}) в пределах промышленной агломерации запишется следующим образом:

$$\hat{A} = \sum_{f=1}^F \sum_{l=1}^L \omega_l \cdot q_{lf} \quad (14)$$

где q_{lf} – объемов выпуска новой продукции l -ого вида в f -ой хозяйственной организации данной промышленной агломерации; F – количество организаций и объединений по выпуску новой продукции типа (класса) L в промышленной агломерации.

В границах региона (территориального кластера) объемы выпуска продукции типа (класса) L увеличатся за счет добавления продукции действующих агломераций и протокластеров II типа. С учетом этого полная запись приращенной стоимости (\hat{A}) в пределах территориальной общности агломераций и протокластеров примет вид:

$$\hat{A} = \sum_{s=1}^S \sum_{f=1}^F \sum_{l=1}^L \omega_l \cdot q_{lfs} \quad (15)$$

где q_{lfs} – объем выпуска продукции типа (класса) L по совокупности однородных хозяйственных организаций и объединений в пределах региона (территории); S – количество промышленных агломераций и протокластеров II-ого типа по переработке (первичной и глубокой) ПНГ.

Указанные показатели приращенной стоимости целесообразно определять за соответствующие временные периоды (лаги) реализации Программ рационального использования ПНГ как для отдельных недропользователей (дочерних компаний и корпоративных объединений), так и в целом для исследуемого регионального образования.

Литература

Андреева А.Н. Современное состояние использования попутного нефтяного газа в свете усилившихся государственных требований // Материалы совещания по вопросу «Повышение эффективности использования минерально-сырьевой базы углеводородов и роста темпов нефтедобычи в Уральском федеральном округе». – Ханты-Мансийск. - 2008.

Байков Н.М. О состоянии и перспективах развития нефтегазовой промышленности России // Нефтяное хозяйство. - 2008. - №1. – С. 10-13.

Постановление Правительства РФ от 28 мая 2007 г. №332 «О порядке утверждения и проверки хода реализации проектов, осуществляемых в соответствии со статьей 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции об изменении климата.

Постановление Правительства РФ от 08.01.2009 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания ПНГ на факельных установках». – М. – 2009.

Krasnov O.S.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), Saint-Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

Skobelina V.P., Tremasova I.S.

National Mineral Mining University, Saint-Petersburg, Russia, si.spb@mail.ru, istremasova@mail.ru

METHODOLOGICAL ASPECTS OF THE ECONOMIC PERFORMANCE EFFICIENCY ASSESSMENT OF THE ORGANIZATIONS FOR ASSOCIATED PETROLEUM GAS USE

The article presents an overview of economic issues in large-scale use of associated petroleum gas. The necessity of a comprehensive evaluation of companies' activities in the field of use of associated petroleum gas is substantiated. Methodology of assessment of efficiency of rational use of associated petroleum gas by oil companies in the format of industrial agglomeration of oil and gas companies is proposed.

Key words: *methodology, assessment of efficiency, large-scale use of associated petroleum gas, subsoil, industrial agglomeration, integral evaluation indicators, systematic and complex evaluation.*

References

Andreeva A.N. *Sovremennoe sostoyanie ispol'zovaniya poputnogo neftyanogo gaza v svete usilivshikhsya gosudarstvennykh trebovaniy* [Current status of utilization of associated petroleum gas in the light of the heightened state requirements]. Proceedings of the meeting on «*Povyshenie effektivnosti ispol'zovaniya mineral'no-syr'evoy bazy uglevodorodov i rosta tempov neftedobychi v Ural'skom federal'nom okruge*» [Increase in efficiency of use of mineral resources of hydrocarbons and growth of oil production rates in the Urals Federal District]. Khanty-Mansiysk, 2008.

Baykov N.M. *O sostoyanii i perspektivakh razvitiya neftegazovoy promyshlennosti Rossii* [Status and prospects of oil and gas industry in Russia]. Neftyanoe khozyaystvo, 2008, no. 1, p. 10-13.

© Краснов О.С., Скобелина В.П., Трemasова И.С., 2012