

УДК 622.8

**И.А. Павлов, И.В. Курта, Е.В. Мазаник**

## **ЭФФЕКТИВНОСТЬ УТИЛИЗАЦИИ ШАХТНОГО МЕТАНА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК**

*Представлены результаты анализа эффективности применения когенераторных установок при реализации проекта по увеличению объемов добычи и использования шахтного метана в условиях отработки угольных пластов Воркутского месторождения. Показана инвестиционно привлекательность проекта использования когенераторных установок для утилизации шахтного метана.*

*Ключевые слова: метан, утилизация, газо-поршневые агрегаты, эффективность.*

**В** условиях ухудшения структуры сырьевой базы газового комплекса России одним из перспективных направлений ее развития является освоение нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья. Среди них ресурсы метана угольных пластов занимают особое место. Растущие объемы добычи газа из угольных пластов и гигантские прогнозные ресурсы метана в угольных бассейнах России обуславливают актуальность и практическую направленность научно-исследовательских работ в этой области.

Подземная добыча угля — энергоемкое производство. Для шахт особый интерес представляет переработка метано-содержащего газа в электрическую и теплотворную тепловую энергию. Доля расходов шахты на приобретение электроэнергии и тепла у сторонних организаций в общих затратах на производство может превышать 10 %. Выработка тепла и электричества может частично или полностью покрывать собственные потребности в этих видах энергии, а также, вследствие практически неограниченного спроса, реализовываться на стороне.

Для осуществления режима экономии, рационального распределения и эффективного использования электроэнергии, в ТЭО строительства

шахты «Воркута» рассматривается применение энергетических центров (ЭЦ) на базе газо-поршневых электроагрегатов (ГПА) производства фирмы Deutz A.G. (Германия). Вид топлива: шахтный метан из системы дегазации шахты.

В качестве ГПА рекомендуется использовать TCG 2020V20. Технические параметры предложенной установки представлены в табл. 1.

Многоагрегатный ЭЦ предназначен для утилизации добываемого шахтного метана и использования его в качестве основного топливного газа для газопоршневых агрегатов, генерирующих электрическую и тепловую энергию для нужд потребителей объекта.

Экономический эффект от переработки части газа в когенераторных установках в тепловую и электрическую энергию составит [1]:

Таблица 1

**Технические параметры TCG 2020V20**

Параметры	Значение
Электрическая мощность, кВт	1942
Электрический КПД, %	42
Тепловая мощность, кВт (Гкал/ч)	1972
Тепловой, КПД, %	42,7
Расход природного газа, нм <sup>3</sup> /ч	486

$$\Theta = \sum_{t=0}^{T_2} \frac{C_2^t \cdot Q_2^t + C_2^{t'} \cdot Q_2^t \cdot k - C_2^t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^{T_2} \frac{K_2^t}{(1+r)^t}, \text{ руб.},$$

где  $C_2$  — прогнозная отпускная цена на 1 кВт·ч электроэнергии по двуставочному тарифу в  $t$ -ом году, характерная для региона, руб.;  $C_2^{t'}$  — прогнозная отпускная цена на 1 Гкал. тепловой энергии в  $t$ -ом году, характерная для региона, руб.;  $Q_2$  — объем извлекаемого газа, используемый в  $t$ -ом году для производства электроэнергии и тепла, м<sup>3</sup>;  $q$  — удельный расход газа заданного качества на производство 1 кВт·ч электроэнергии, м<sup>3</sup>;  $k$  — коэффициент удельной выработки тепловой энергии при производстве 1 кВт·ч электроэнергии, Гкал/1 кВт·ч;  $C_2$  — эксплуатационные расходы на производство электроэнергии и попутного тепла в  $t$ -ом году, без учета амортизационных отчислений, руб.;  $K_2$  — капиталовложения в оборудование и организацию производства электроэнергии с попутной утилизацией тепла в  $t$ -ом году, руб.;  $T_2$  — нормативный срок службы основного оборудования для производства электроэнергии, лет;  $r$  — ставка дисконтирования.

Расчеты метанодобываемости и расхода метановоздушной смеси в дегазационной системе выполнены ПечорНИИ в соответствии с планируемым календарным графиком ввода – выбытия очистных забоев и нагрузок. Реализация проекта по увеличению объемов добычи и использования шахтного метана состоит из нескольких этапов и рассчитана до 2018 года с максимальным уровнем добычи 521 м<sup>3</sup>/мин в 2011–2013 гг. Планируемое годовое полезное использование метана составит в первый год проекта

34 млн. м<sup>3</sup> с последующим постепенным увеличением до 80 млн. м<sup>3</sup> в 2008 году, 167 млн. м<sup>3</sup> в 2009-2010 гг., 274 в 2011-2013 гг., небольшим снижением в 2014 г. до 230 млн. м<sup>3</sup> (снижение связано с технологическими аспектами добычи угля) и стабилизацией добычи и использования шахтного метана с полезным использованием до 260 млн. м<sup>3</sup> в 2016-2017 гг.

В первый год с учетом возможной добычи и полезного использования метана предполагается приобрести 8 газопоршневых установок ТСГ 2020V20 с последующим увеличением до 64 установок.

Выработка электроэнергии и тепла газопоршневыми установками на период с 2007 по 2018 гг. представлена в таблице 2.

Поскольку вырабатываемые энергия и тепло используются для собственных нужд, то доходная часть проекта (или ее можно назвать экономией) формируется по таким статьям затрат как электроэнергия и тепло. То есть притоки денежных средств по инвестиционному проекту будут формироваться за счет реальной стоимости электроэнергии 0,675 руб. за кВт·ч и тепловой энергии 251 руб за Гкал (цены 2008г.). Данная энергия будет вырабатываться самим предприятием, а не покупаться у региональных электрогенерирующих компаний.

С учетом темпов инфляции и сложившейся тенденции повышения энерготарифов в РФ введен поправочный коэффициент, учитывающий рост тарифов в размере 5 % в год.

Капитальные вложения осуществляются за счет собственных средств. Цена установки принята на основе фактического рыночного предложения по подобным агрегатам (цены 2006г.) и составляет 1 246 000 Евро или 42 364 000 рублей.

Таблица 2

**Выработка тепло- и электроэнергии ГПУ**

Показатель	Ед. изм.	2007	2008	2009	2010	2007-2010	2011-2014	2015-2018	Итого
Добыча шахтного метана	млн. м <sup>3</sup>	34	80	167	167	448	1053	1035	2536
Количество приобретаемых установок	шт.	8	11	20	0	39	25	0	64
Выработка электроэнергии	тыс. МВт	136	323	663	663	1786	4185	4151	10122
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	138	328	674	674	1814	4250	4215	10278

Для оценки экономической эффективности использованы такие показатели как чистый дисконтированный доход, индекс доходности, внутренняя норма рентабельности, срок окупаемости. Коэффициент дисконтирования равен 12,5 %.

Эксплуатационные затраты формируются за счет затрат на материалы, масло, оплату труда, единого социального налога.

Результаты расчетов представлены на рис. 1–3.

Расчёты экономических показателей показывают высокую эффективность инвестиционного проекта. При капитальных вложениях 2 743,7 млн. руб., величина накопленного чистого дисконтированного дохода составляет 3 965 млн. руб., индекс доходности 2,88, срок окупаемости 4 года и внутренняя норма доходности 70 %.

Представляется весьма интересным направлением подготовка и сопровождение инвестиционных проектов для участия в тендерах на закупку сокращенных выбросов парниковых газов. Киотский протокол предусматривает рыночные механизмы: проекты совместного осуществления (ПСО) и эмиссионную торговлю неиспользованными национальными квотами.

Приблизительные значения цены разрешений на выбросы представлены

в табл. 3. Однако следует отметить, что цена углеродных кредитов не может быть жестко фиксированной и ее значение определяется соотношением спроса и предложения на рынке в определенный момент времени.

Сегодня никто не знает, какими будут цены на единицы сокращенных выбросов в 2010–12 гг. В настоящее время в ЕС любые незначительные политические и экономические изменения сильно влияют на неустойчивый рынок эмиссионных сертификатов. В конце апреля 2008 г. цены достигли уже 30 евро/т CO<sub>2</sub>, и прогнозы были уже в 40–50 евро, но в первой декаде мая цены в ЕС упали до 9 Евро за уже реализованные снижения эмиссий.

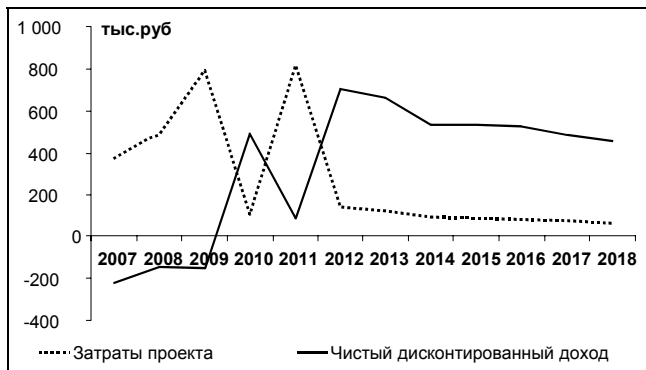
Таблица 3

**Уровень цен на углеродные кредиты**

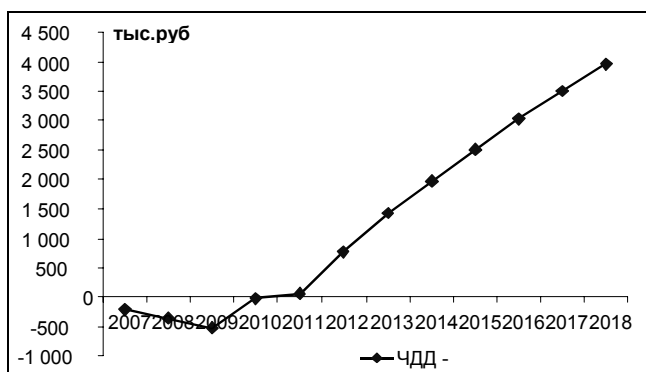
Торгуемый товар	Цена за тонну CO <sub>2</sub>	
	До 2008	2008–2012
Единицы Установленного Количества (Assigned Amount Units)	10–25 Евро	Цена возрастет при вступлении Киотского протокола в силу
Единицы Сокращенных Выбросов (Emission Reduction Units)	4–9 Евро	Цена возрастет при вступлении Киотского протокола в силу



**Рис. 1. Чистый дисконтированный доход проекта и уровень добычи шахтного метана (вариант без привлечения углеродного кредита)**



**Рис. 2. Затраты и результаты проекта (без привлечения углеродного кредита)**



**Рис. 3. Графическое изображение срока окупаемости проекта (вариант без привлечения углеродного кредита)**

Утилизируя шахтный метан, предполагается использовать углеродные кредиты в рамках проектов совместного осуществления и исходя из прогнозных стоимостей форвардных контрактов на приобретение сертификатов единиц сокращенных выбросов. Для расчетов принята цена равная 5 и 10 Евро соответственно (вариант 1 и 2).

Для проведения расчетов необходимо определить количество утилизируемого шахтного метана, его эквивалентное количество диоксида углерода в тоннах и количество выбрасываемого  $CO_2$  при сжигании каптируемого газа на газопоршневых установках TCG 2020V20. Разница между величиной утилизованного шахтного метана в  $CO_2$  эквиваленте и выбросами  $CO_2$  при получении тепловой и электрической энергии и будет искомым величиной единиц сокращенных выбросов.

Таким образом, величина дохода, помимо стоимости электроэнергии и тепла, будет увеличена за счет стоимости углеродного кредита.

При расчетах экономической эффективности с учетом привлечения углеродных кредитов принят тот факт, что Киотский протокол, действует до 2012 когда, то есть сокращенные выбросы будут считаться только за этот период, дальнейшие сроки

Таблица 4

**Сравнительная экономическая эффективность проектов**

Показатель	Ед. изм.	Вариант без привлечения углеродного кредита	Вариант с привлечением углеродного кредита	
			цена углеродного кредита 5 Евро/т	цена углеродного кредита 10 Евро/т
Капитальные вложения	тыс. руб.	2 743 696	3 070 096	3 070 096
Эксплуатационные затраты	тыс. руб.	2 283 537	2 284 897	2 284 897
Затраты — всего	тыс. руб.	5 027 233	5 354 993	5 354 993
Чистый доход	тыс. руб.	10 221 054	12 168 934	14 444 573
Чистый дисконтированный доход	тыс. руб.	3 965 338	5 261 402	6 809 413
Индекс доходности		2,88	3,23	3,89
Срок окупаемости	лет	4	3	1

Таблица 5

**Дополнительный эффект от привлечения углеродного кредита**

Показатель	Ед. изм.	цена 5 евро/т	цена 10 евро/т
Капитальные вложения	тыс. руб.	326 400	
Эксплуатационные затраты	тыс. руб.	1 360	
Затраты — всего	тыс. руб.	327 760	
Чистый доход	тыс. руб.	1 947 880	4 223 519
Чистый дисконтированный доход	тыс. руб.	1 296 064	2 844 075

и возможности привлечения углеродных кредитов представляются неопределенными.

Затратная часть проекта по капитальным вложениям будет увеличена на 326,4 млн. руб. и составит 3070,1 млн. рублей за счет расходов связанных с внедрением проектов совместного осуществления (подготовка специальной проектной и организационной документации, допуски технадзора и др.).

По эксплуатационным затратам увеличение незначительное и связано в основном с ежегодной сертификацией единиц сокращенных выбросов.

Результаты расчетов по вариантам с привлечением углеродных кредитов представлены в табл. 4 и 5.

Чистый дисконтированный доход при цене 1 тонны сокращенных выб-

росов CO<sub>2</sub> 5 Евро составит 5261, 4 млн. руб.; при цене 10 Евро – 6 809,4 млн. руб., индексы доходности 2,88 и 3,23 а срок окупаемости 3 и 1 года соответственно.

Показатели экономической эффективности проекта в случае привлечения углеродных кредитов будут предпочтительней, чем по стандартному варианту.

Дополнительным фактором, влияющим на экономическую эффективность проектов использования метана, являются платежи за выбросы метана в атмосферу. До июля 2005 года эти платежи были незначительны и не оказывали существенного воздействия на экономические показатели проектов. Постановлением Правительства Российской Федерации от 1 июля 2005г.

№ 410 «О внесении изменений в приложение № 1 к постановлению Правительства Российской Федерации от 12 июня 2003 г. № 344» утверждены новые нормативы платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными источниками. В соответствии с данным нормативным актом размер платы за выбросы в пределах допустимых нормативов за метан с июля 2005 г. увеличен в 1000 раз – с 0,05 руб. до 50 руб. за 1000 м<sup>3</sup>.

Размер платы за выбросы в пределах установленных лимитов с июля 2005 г. увеличен в 1250 раз – с 0,2 руб. до 250 руб. за 1000 м<sup>3</sup>.

Выполненные исследования указывают на необходимость всестороннего рассмотрения аспектов целесообразности, экономической эффективности и инвестиционной привлекательности проектов использования когенераторных установок для утилизации шахтного метана.

---

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шувалов Ю.В. Комплексное использование ресурсов и регулирование газового режима шахт Воркутского ме-

сторождения / Ю.В. Шувалов, И.А. Павлов, А.П. Веселов. – С-Пб.: МАНЭБ, 2006. – 392 с. **ИДБ**

---

#### КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

Павлов И.А. – доцент, кандидат технических наук, Санкт-Петербургский государственный горный университет, e-mail: IgAlPavlov@gmail.com;

Курта И.В. – аспирант, Санкт-Петербургский государственный горный университет, e-mail: IvanKurta@yandex.ru;

Мазаник Е.В. – директор по промышленной безопасности, ОАО «СУЭК-Кузбасс».



---

#### «ЭКСПЕРТ» СООБЩАЕТ

«Распадская» объявила в ноябре 2011 г., что планирует выкупить свои акции с рынка по 150 руб. за бумагу до 31 декабря. В официальном сообщении buy-back это объясняется тем, что акции компании недооценены. После появления новости рост акций составил 9 % за два дня. Что же касается потенциала к цене выкупа, то он составляет около 50 %.

На самом деле ни капитализация, рассчитанная по цене выкупа (117 млрд руб.), ни даже текущая капитализация (77 млрд) не являются такими уж низкими. Конечно, это ничто по сравнению с биржевыми ценами за месяц до аварии, случившейся в мае 2010 года, но всё же слово «дешево» текущих уровней не отражает. Специалисты считают, что топ-менеджеры «Распадской» и «Евраз Групп», компании, которой на паритетных началах с «Корбер Энтерпрайзес» принадлежит около 80 % акций «Распадской», таким образом придумали, откуда взять миллиарды.

По материалам журнала «Эксперт» (№ 46)