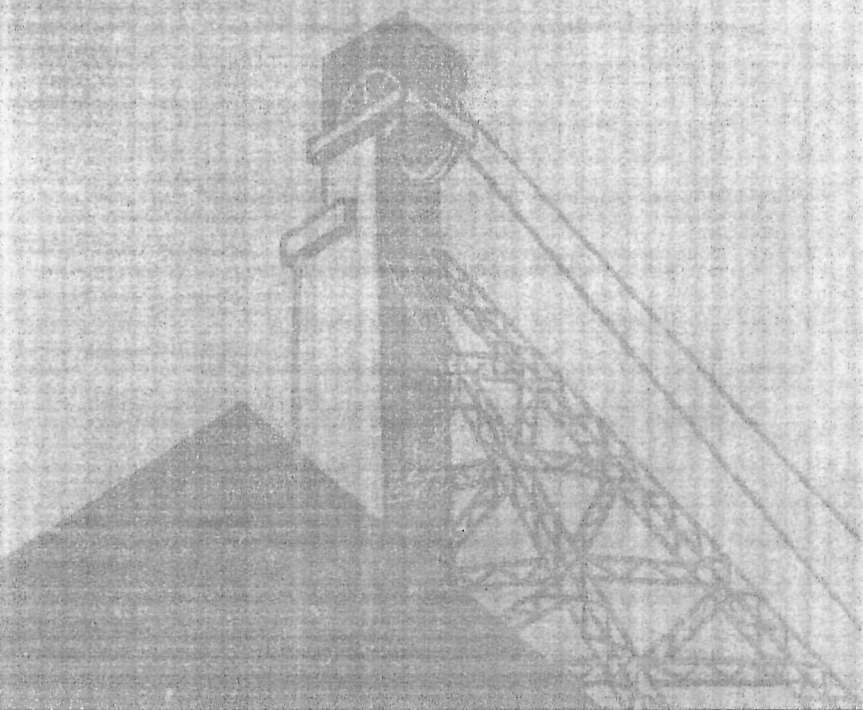


ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ

ГОРНЫЙ ЖУРНАЛ

7

2011



УЧРЕДИТЕЛИ

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

ИЗДАТЕЛЬ

УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

ВАЛИЕВ Нияз Гадымович

д-р техн. наук, проф., Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург

ГОРДЕЕВ Виктор Александрович

д-р техн. наук, проф., Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург

ДОНДОВ Дорж

д-р техн. наук, проф., Монгольский государственный университет науки и технологий,
г. Улан-Батор, Монголия

КАЛМЫКОВ Вячеслав Николаевич

д-р техн. наук, проф., Магнитогорский государственный технический университет,
г. Магнитогорск

КАРТОЗИЯ Борис Арнольдович

д-р техн. наук, проф., Московский государственный горный университет, г. Москва

КАШНИКОВ Юрий Александрович

д-р техн. наук, проф., Пермский государственный технический университет, г. Пермь

КОЗИН Владимир Эвильевич

д-р техн. наук, проф., Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург

КОРНИЛКОВ Михаил Викторович — главный редактор

д-р техн. наук, проф., Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург

КОРЧАК Андрей Владимирович

д-р техн. наук, проф., Московский государственный горный университет, г. Москва

КОСАРЕВ Николай Петрович

д-р техн. наук, проф., Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург

КОСОЛАПОВ Александр Иннокентьевич

д-р техн. наук, проф., Институт горного дела, геологии и геотехнологии Сибирского федерального
университета, г. Красноярск

ЛАПИН Эдуард Самуилович

д-р техн. наук, проф., Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург

ЛАТЫШЕВ Олег Георгиевич — зам. главного редактора

д-р техн. наук, проф., Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург

ЛИТВИНЕНКО Владимир Стефанович

д-р техн. наук, проф., Санкт-Петербургский государственный горный университет,
г. Санкт-Петербург

МАХНО Дмитрий Евсеевич

д-р техн. наук, проф., Национальный исследовательский Иркутский государственный технический
университет, г. Иркутск

ПЕТРОВ Вадим Леонидович

д-р техн. наук, проф., Московский государственный горный университет, г. Москва

ПИВНЯК Геннадий Григорьевич

д-р техн. наук, акад. НАН, Национальный горный университет, г. Днепрпетровск, Украина

ПУЧКОВ Лев Александрович

д-р техн. наук, член-корр. РАН, Московский государственный горный университет, г. Москва

СТРОВСКИЙ Владимир Евгеньевич

д-р экон. наук, проф., Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург

ТОПАЛОВ Станислав Йорданов

д-р техн. наук, доц., Университет горного дела и геологии Св. Ивана Рильского,
г. София, Болгария

ТРЫБАЛЬСКИЙ Казимеж

д-р техн. наук, проф., Научно-технический университет им. С. Стаишица, г. Краков, Польша

ШЕВЧЕНКО Леонид Андреевич

д-р техн. наук, проф., Кузбасский государственный технический университет, г. Кемерово

ЯКОВЛЕВ Виктор Леонтьевич

д-р техн. наук, член-корр. РАН, Институт горного дела УрО РАН, г. Екатеринбург

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

А. В. БЯКОВА, О. С. ЮДИНА, С. Ю. БОРХОВИЧ
Удмуртский государственный университет

Рассматриваются различные варианты утилизации попутного газа на месторождениях Удмуртской Республики. Выполнена оценка структуры капитальных вложений по каждому из вариантов, определены инвестиционная привлекательность и экономический эффект их осуществления. Показана целесообразность привлечения сторонней организации для переработки попутного газа.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, утилизация, экономические варианты, инвестиционная привлекательность.

The different recycling options for associated gas in the deposits of the Udmurt Republic are considered. Evaluation of the structure of capital investments for each of the options is carried out; investment attractiveness and the economic effect of their implementation are defined. The expediency of bringing a third party for reprocessing of associated gas is shown. Key words: associated petroleum gas, utilization, economic options, investment attractiveness.

Ратификация Россией Киотского протокола в 2004 г. и его вступление в силу в 2005 г. стали официальным поворотом к мировому курсу на снижение выбросов парниковых газов и повышение энергоэффективности экономики. Так, ориентируясь на статью 2 Киотского протокола, Правительство РФ выпустило Постановление № 7 от 08.01.2009 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», согласно которому, показатель сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) на факельных установках на 2012-й и последующие годы не должен превышать 5 % от объема добытого попутного нефтяного газа. Это постановление вызвало широкий резонанс со стороны нефтяных компаний.

Выбор конкретного варианта утилизации попутного газа зависит от характеристик объекта нефтедобычи: компонентного состава попутного газа, его количества, систем сбора и транспорта, которые служат основой для расчета экономической эффективности.

Добывающие компании в Удмуртской Республике сталкиваются с двумя основными проблемами при утилизации попутного газа: во-первых, низкое качество попутного газа обуславливает низкую эффективность горения (удельная доля азота в среднем составляет 60 %, по некоторым месторождениям доходит до 90 %); во-вторых, малые месторождения характеризуются особой сложностью учета и утилизации попутного газа.

Целью работы является рассмотрение различных вариантов утилизации ПНГ на производственной базе «Вятка» ОАО «Белкамнефть» и выбор оптимального варианта его использования, а также расчет экономической эффективности и срока окупаемости выбранного варианта (при рассматриваемом сроке реализации проекта 15 лет).

Производственная база «Вятка» — это единый комплекс, на котором осуществляется подготовка нефти с восьми близлежащих месторождений: Орешниковского, Западно-Ежовского, Окунёвского, Западно-Ельниковского, Русиновского, Пограничного, Новосёлкинского и Вятской площади Арланского месторождения. Попутный газ отделяется от нефти при прохождении ею трех ступеней подготовки: на первой ступени сепарации, после прохождения газосепаратора, от нефти отделяется около 70 % содержащегося в ней газа, на

второй ступени, в концевой сепарационной установке (КСУ) — 14 % и, наконец, на третьей ступени, в резервуарном парке, — еще 12 %. Компонентный состав газа различен на каждой стадии: после первой ступени в смеси газов доминирует азот, на третьей ступени выходят практически только пропан и бутан. Полезно используется только газ первой ступени сепарации: из газосепаратора он направляется на газоочистку, откуда следует на котельную, используемую для централизованного теплоснабжения производственной базы, и по газопроводу через р. Каму — на УКПН «Ашит», на пункт подогрева нефти. Всего ежегодно используется 17—20 млн м³ газа при общем его объеме 30—33 млн м³. Остальная часть сжигается на трех факелах или рассеивается в атмосфере.

В качестве альтернативных вариантов утилизации попутного газа рассматривались:

1. Базовый вариант, не предусматривающий капитальных вложений.
2. Реконструкция котельной и строительство ТЭЦ за счет собственных средств.
3. Строительство газопровода до Ишимбайского НПЗ (проектная длина газопровода — 22 км).

4. Заключение договора с ООО «Газинтек», в рамках которого предприятие будет продавать попутный газ и покупать продукты его переработки (электроэнергию и ШФЛУ — широкую фракцию легких углеводородов).

Четвертый вариант можно разбить на три блока. Первый блок реализуется на первой стадии сепарации и включает в себя строительство контрагентом установки ГИТ-450 и тепловой электростанции на территории производственной базы. На этой стадии используется газ со значительной долей азота, поэтому для поддержания горения его необходимо смешивать с более горючими смесями (дизельным топливом, нефтью). Второй блок предполагает присоединение КСУ к установке, построенной в первой части проекта. Компонентный состав газа позволяет ориентировать эту часть в основном на выпуск ШФЛУ. Третий блок работ включает строительство ГИТ-450 в непосредственной близости от УКПН «Ашит» и также ориентируется на производство ШФЛУ.

Отдельные блоки работ реализуются опционально, исключение составляет второй блок: он возможен только на базе первого. Всего, таким образом, имеется пять вариантов осуществления этого проекта (только первый блок, только третий блок, первый и третий блоки и т. д.).

Все капитальные вложения в рамках партнерского договора будут осуществляться ООО «Газинтек» — фирмой-производителем используемого оборудования. Договор закрепляет за ОАО «Белкамнефть» обязанность продавать попутный газ ООО «Газинтек» и покупать электроэнергию и ШФЛУ. ООО «Газинтек», в свою очередь, обязуется обслуживать и ремонтировать установку и электростанцию, содержать ее на своем балансе, вести учет амортизационных отчислений, платить в бюджет налог на имущество. По истечении срока реализации проекта возможен выход инвестора из проекта с продажей оборудования ОАО «Белкамнефть».

Прямое достоинство этого проекта — достижение 92 % его полезного использования (8 % составляют потери). К косвенным достоинствам четвертого варианта можно отнести возможность покупки электроэнергии у партнера на 3% ниже рыночной цены и перспективу использования ШФЛУ, вырабатываемой на установке ГИТ-450, в качестве топлива для автотранспорта ОАО «Белкамнефть». В перспективе возможны дополнительные поступления денежных средств из вновь создаваемых углеродных фондов, получаемые за снижение выбросов углекислого газа в атмосферу (в соответствии с Киотским протоколом). Предварительно оцененный размер поступлений составляет 10 дол. за 1 т углекислого газа.

Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат проектов проводилась на основании предварительно составленной проектно-сметной доку-

ментации (предоставляемых поставщиками и подрядчиками данных о ценах материалов и оборудования). В структуре капитальных вложений всех проектов преобладают затраты на оборудование (табл. 1). Наибольшие капитальные вложения соответствуют первой стадии совместного проекта с ООО «Газинтек», однако следует напомнить, что финансирование будет осуществляться партнером, в отличие от проектов № 3 и 4, требующих значительных капитальных вложений со стороны ОАО «Белкамнефть».

Таблица 1

Структура капитальных вложений и эксплуатационные затраты проектов

Статья	Базовый вариант (№ 1)		ООО «Газинтек» (№ 2)					
			1-й блок (первая ступень сепарации)		2-й блок (КСУ)		3-й блок (УКПН «Ашит»)	
	тыс. р.	%	тыс. р.	%	тыс. р.	%	тыс. р.	%
Предпроектные и проектные работы	—	—	6,857	1,89	0,99	1,54	0,91	1,89
Строительство	—	—	64,400	17,73	9,50	14,82	8,50	17,63
Оборудование	11,000	54,68	283,543	78,06	51,57	80,44	37,29	77,37
Монтаж	—	—	5,800	1,60	1,00	1,56	0,80	1,66
Прочее	—	—	1,400	0,39	0,30	0,47	0,20	0,41
Эксплуатационные затраты	9,400	45,32	1,250	0,34	0,75	1,17	0,50	1,04
<i>Итого</i>	20,743	100,00	363,250	100,00	64,11	100,00	48,20	100,00

Статья	Собственная котельная + ТЭЦ (№ 3)		Строительство газопровода (№ 4)	
	тыс. р.	%	тыс. р.	%
Предпроектные и проектные работы	10,00	5,24	9,50	5,26
Строительство	50,09	26,27	43,60	24,14
Оборудование	124,04	65,04	120,07	66,48
Монтаж	3,97	2,08	4,18	2,31
Прочее	—	—	—	—
Эксплуатационные затраты	2,60	1,36	3,27	1,81
<i>Итого</i>	190,70	100,00	180,62	100,00

Эксплуатационные затраты проектов колеблются от 0,5 до 9,4 млн р. в год; наибольшая величина текущих затрат приходится на базовый вариант, не предполагающий капитальных вложений.

Для оценки денежных потоков по каждому проекту использовался показатель чистого дисконтированного дохода, рассчитываемый по формуле [1]:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{\Pi_t + A_t - K_t}{(1 + E_n)^{t-1}},$$

где Π_t — прибыль от реализации продукции в t -м году; A_t — амортизационные отчисления в t -м году; K_t — капитальные вложения в t -м году; E_n — норма дисконтирования; T — расчетный период оценки; t — текущий год.

Показатели IRR и PI рассчитывались по формулам [1]:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_t + A_t) / (1 + E_n)^{t-1}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_n)^{t-1}}; \quad \sum_{t=1}^T \frac{\Pi_t + A_t - K_t}{(1 + IRR)^{t-1}} = 0,$$

где PI — индекс доходности; IRR — внутренняя норма возврата капитальных вложений.

Таблица 2

Показатели инвестиционной привлекательности проектов

Показатель	Базовый вариант (№ 1)	ООО «Газинтек» (№ 2)			Собственная котельная + ТЭЦ (№ 3)	Строительство газопровода (№ 4)
		1	2	3		
$NPV_{\text{накопл}}$ тыс. р.	-82 524	-8005	12 833	4651	9615	-138 921
$NPV_{\text{накопл}}$ при $E = 0$, тыс. р.	-142 983	403 344	84 577	59 291	208 576	-156 046
Капитальные вложения, тыс. р.	0	33 0801	45 793	41 251	215 882	115 674
Эксплуатационные затраты (в год), тыс. р.	14 298	50 945	10 900	10 517	21 998	18 352
Срок окупаемости, лет	—	16,50	9,00	12,00	13,50	—
PI , доли ед.	—	0,98	1,32	1,13	1,05	0,025
IRR , %	—	14,38	23,34	18,34	16,52	—
Доля утилизации ПГ, %	0,0	68,00	12,50	11,50	50,00	92,000

На этой стадии оценки все проекты разделились на три группы (табл. 2). Первая группа характеризуется отрицательным значением NPV при заданной и нулевой ставке дисконтирования; такие проекты убыточны и реализации не подлежат (базовый вариант без вложений, строительство газопровода). Вторая группа — граничные проекты, которые при заданной ставке не окупаются, но существует положительная ставка процента, при которой проект выходит на минимальную прибыль (первый блок работ по проекту «Газинтек»); решение о реализации принимается индивидуально в каждом случае. Третья группа — проекты с положительным NPV , внутренняя норма возврата капитальных вложений которых больше, чем заданная ставка процента (строительство ТЭЦ, блоки № 2 и 3 в проекте «Газинтек»); такие проекты рекомендуются к реализации.

Как было отмечено, проект «Газинтек» состоит из трех блоков работ; второй блок выполняется на базе первого, третий блок реализуется независимо от первых двух. Принимая во внимание дробимость проекта, в качестве варианта, рекомендуемого к реализации, можно принять любую из семи возможных комбинаций частей совместного проекта с ООО «Газинтек» — по числу всех возможных комбинаций его частей, а также восьмой вариант, предусматривающий строительство котельной и ТЭЦ. Задача выбора оптимального проекта среди восьми вариантов решается с использованием принципа эффективности по Парето [2, 3]. В качестве заинтересованных сторон выбраны государство, ООО «Газинтек» и ОАО «Белкамнефть» (рис. 1). Среди всех возможных критериев выбраны один качественный — доля утилизации попутного газа, и один количественный — накопленное значение дисконтированного денежного потока. Рассматриваемые варианты отмечены как точки на пересечении соответствующей координаты $NPV_{\text{накопл}}$ и доли утилизации ПГ.

Для ООО «Газинтек» наиболее эффективными будут проекты, приносящие максимум прибыли. Таким образом, ограничивается область с проектами, обладающими положительным значением NPV , кроме проекта «ТЭЦ», осуществляемого без участия данной организации.

ОАО «Белкамнефть» также отдает приоритет прибыли: в область попадают проекты со значительной долей утилизации попутного газа, продаваемого ООО «Газинтек», и проект «ТЭЦ», приносящий отдачу на собственный капитал. Для государства как участника Киотского протокола будут эффективны проекты, обеспечивающие максимальную степень утилизации попутного газа.

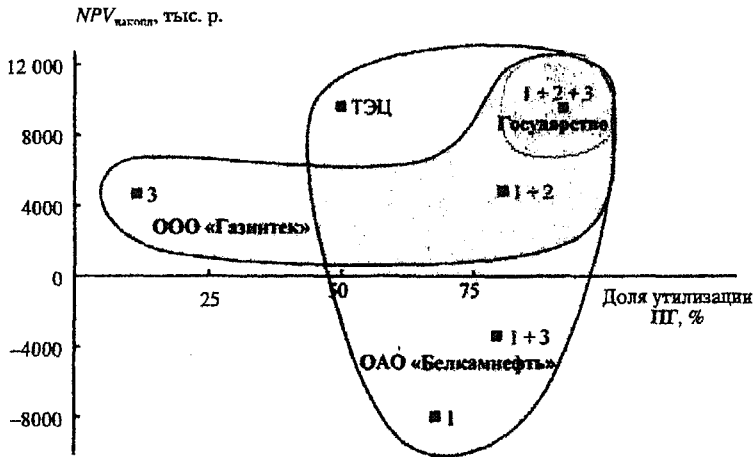


Рис. 1. Выбор оптимального варианта по принципу эффективности по Парето

Эффективным по Парето будет решение, попавшее во все три обозначенные области. На рис. 1 схематично изображено это решение, включающее в себя все три части совместного проекта с ООО «Газинтек», т. е. строительство на производственной базе «Вятка» ОАО «Белкамнефть» двух установок ГИТ-450 и электростанции.

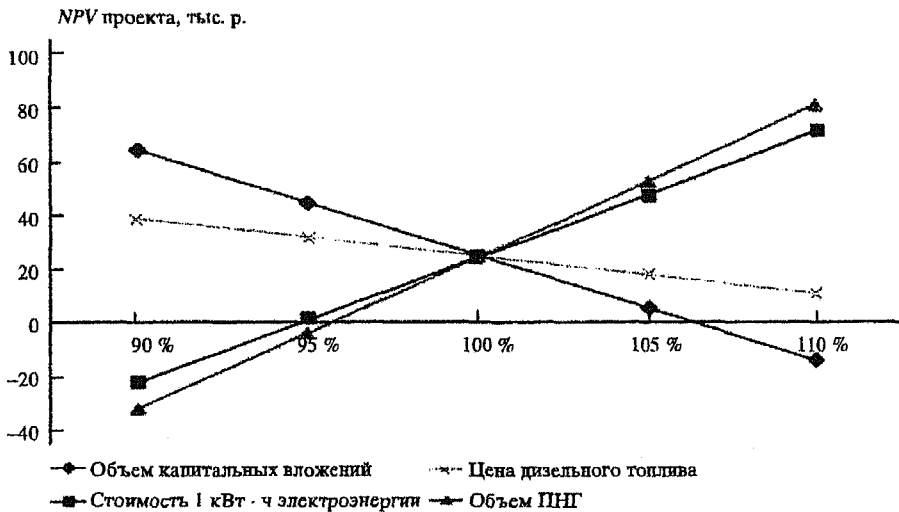


Рис. 2. График чувствительности проекта к изменениям неопределенных факторов

Для выбранного проекта был проведен анализ чувствительности методом «Spider Graph» [4] с целью сравнительного анализа влияния различных факторов инвестиционного проекта на ключевой показатель эффективности проекта — чистый дисконтированный доход NPV (рис. 2). В качестве влияющих

факторов были выбраны: объем капитальных вложений; средняя стоимость 1 кВт · ч электроэнергии; объем добычи попутного газа; цена реализации дизельного топлива.

Каждый фактор изменялся в диапазоне 90—110 %, оценивалось его влияние на итоговый результат.

График чувствительности для всех неопределенных факторов показал, что наибольшее влияние на доходность проекта оказывают изменения величины капитальных вложений и уровня добычи попутного газа. В связи с этим для успешной реализации проекта инвестору необходимо обеспечивать стабильность этих показателей: не допускать изменения величины капитальных вложений на каждом временном отрезке, по необходимости проводить мероприятия по повышению нефтеотдачи, сокращать потери попутного газа в процессе сепарации.

Выбор данного проекта среди всех представленных свидетельствует о большом потенциале решения проблемы попутного газа с помощью сторонних организаций. Сотрудничество компаний в сфере утилизации попутного газа позволит разделить риски и добиться более высокого общего результата, в том числе за счет разделения труда.

Проект, наиболее эффективный для общества в целом, будет эффективным по Парето, компромиссом между интересами добывающей, сервисной компаний и государства при условии, что государство, как третье заинтересованное лицо, ясно обозначит свою позицию в качестве участника Киотского протокола.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Староверова Г. С., Медведев А. Ю., Сорокина И. В. Экономическая оценка инвестиций: учеб. пособие. М.: КНОРУС, 2006. 312 с.
2. Роузен Х., Кац М. Микроэкономика. М.: Новое знание, 2004. 828 с.
3. Головкин Н. Н. Анализ экономической эффективности строительства мини-ТЭЦ с учетом возможностей Киотского протокола // Экономический анализ: теория и практики. 2010. № 22 (187). С. 25—29.
4. Савчук В. П. Оценка эффективности инвестиционных проектов. М., 2002. 354 с.

Поступила в редакцию 6 апреля 2011 г.