

Модель взаимодействия участников реализации проектов освоения ресурсов угольного метана

Петр Николаевич ПАРМУЗИН*

Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Республика Коми, Россия

Аннотация

Актуальность. Устойчивое развитие отрасли по добыче и использованию угольного метана во многом зависит от того, насколько согласованы интересы между государством и компаниями-участниками проектов. Поэтому формирование модели взаимодействия участников реализации проектов освоения ресурсов угольного метана является актуальной экономической задачей.

Целью исследования является постановка и решение научной проблемы, связанной с формированием модели взаимодействия участников реализации проектов освоения ресурсов угольного метана.

Методы исследования. В работе использованы: логический подход к определению базовых понятий теории и практики стратегического управления; системный подход к управлению; принципы стратегического, ситуационного и динамического анализа; инструментарий экономико-математического моделирования.

Результаты. Проведен анализ вариантов разработки газосодержащих угольных пластов. Сформирован комплекс методов определения прямых и косвенных эффектов от извлечения и использования угольного метана. На основе проведенного анализа и сформированных методов разработана модель взаимодействия участников реализации проектов освоения ресурсов угольного метана с учетом баланса их интересов. Предлагаемая модель включает: схему баланса интересов государства и компаний-участников; схемы распределения затрат и результатов между государством и компаниями-участниками при различных вариантах освоения ресурсов угольного метана; предельные значения экономических показателей, необходимых для реализации проектов освоения ресурсов угольного метана.

Заключение. Предложенную модель можно использовать при оценке эффективности инвестиций и при разработке стратегических планов освоения ресурсов угольного метана. Модель позволяет рационально обосновать распределение затрат и результатов, а также определить условия достижения экономической эффективности для всех участников проектов.

Ключевые слова: угольный метан, экономический эффект, экономическое моделирование, баланс интересов, государственное стимулирование, стратегическое планирование.

Введение

Энергетическая стратегия России до 2035 г. устанавливает разработку нетрадиционных запасов в нефтяном и газовом секторе в качестве одного из приоритетных направлений научно-технического развития¹. При этом следует отметить, что в России на сегодняшний день ресурсы метана угольных пластов (МУП) превышают ресурсы сланцевого газа и газа плотных песчаников вместе взятых, что определяет особую роль МУП в будущем развитии отечественной газодобычи [1–3].

Устойчивое развитие отрасли по добыче и использованию угольного метана во многом зависит от того, насколько согласованы интересы между государством и компаниями-участниками проектов [4–6]. Интересы компаний-участников выражаются прямыми и косвенными экономическими эффектами. Государство заинтересовано в вовлечении в хозяйственный оборот дополнительных ресурсов газа, снижении аварийности и травматизма в угольных шахтах; увеличении занятости в районе работ;

улучшении экологической ситуации в результате снижения эмиссии метана в атмосферу; налоговых поступлениях от деятельности по добыче и переработке газа и угля. Разработанная модель позволит компаниям и государству принимать обоснованные стратегические решения о разработке ресурсов угольного метана.

Теоретические основы исследования

Теоретической основой для формирования модели явились методы определения экономических эффектов от разработки газосодержащих угольных пластов. В настоящее время у специалистов и ученых существуют разные подходы к определению одних и тех же экономических эффектов от разработки ресурсов угольного метана, а некоторые прямые и косвенные результаты ими не учитываются совсем [7–12]. В связи с этим в работе сформирован комплекс методов определения прямых и косвенных экономических эффектов, в котором наиболее полно учтены все результаты освоения ресурсов угольного метана (табл. 1).

✉ ptr12@mail.ru

 <https://orcid.org/0000-0002-8868-830X>

* Об утверждении энергетической стратегии РФ на период до 2035 г.: распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р.

Таблица 1. Экономические эффекты в проектах освоения ресурсов угольного метана
Table 1. Economic effects in coal methane resource development projects

Виды экономических эффектов	Методика расчета экономических эффектов
Экономический эффект от использования извлекаемого метана	<p style="text-align: center;"><i>Прямые эффекты</i></p> <p>Экономический эффект от использования извлекаемого метана $\Theta_{и}$ рассчитывается по формуле:</p>
	$\Theta_{и} = \sum_{i=1}^n \Theta_i = \sum_{i=1}^n \frac{Q_i \cdot \Pi_i}{q_i},$
Экономический эффект от снижения выбросов метана в атмосферу	<p>где Θ_i – экономический эффект от использования метана по i-му направлению, руб.; Q_i – объем МВС, перерабатываемой по i-му направлению, м³; i – направление использования извлеченного метана; q_i – удельный расход МВС на производство единицы продукции i-го направления, м³/ед. продукции (1000 м³ метана, 1 кВт · ч электроэнергии, 1 Гкал · ч тепла, 1 т сажи и т. д.); Π_i – цена реализации метана и (или) продуктов, полученных при его переработке, (руб./1000 м³, руб./1 кВт · ч электроэнергии, руб./1 Гкал · ч тепла, руб./1 т сажи)</p>
	<p>Экономический эффект от снижения выбросов метана в атмосферу $\Theta_{в}$ представляет собой сокращение затрат угледобывающего предприятия на платежи за выбросы метана в атмосферу. При определении платежа необходимо сравнить величину предотвращенного выброса Q, переведенную в тонны (масса 1 м³ метана при температуре 293 К равна $6,679 \cdot 10^{-4}$ т) с установленными нормативами. К предотвращенному выбросу относятся только объемы используемого метана.</p>
Экономический эффект от улучшения использования фронта горных работ в угольных шахтах, связанного со снижением влияния «газового фактора»	<p>Если $Q \leq N_{\text{пдв}}$, то $\Theta_{в} = Q \cdot 3_{\text{пдв}} \cdot k_{\text{п1}} \cdot k_{\text{д}}$.</p>
	<p>Если $Q > N_{\text{пдв}}$, то $\Theta_{в} = (N_{\text{пдв}} \cdot 3_{\text{пдв}} \cdot k_{\text{п1}} + (Q - N_{\text{пдв}}) \cdot k_{\text{п1}} \cdot k_{\text{п2}}) \cdot k_{\text{д}}$.</p>
Экономический эффект от улучшения использования фронта горных работ в угольных шахтах, связанного со снижением влияния «газового фактора»	<p>где $3_{\text{пдв}}$ – базовый норматив платы за выброс в размерах, не превышающих предельно допустимые нормативы выбросов, руб./т; $N_{\text{пдв}}$ – предельно допустимый выброс, т; $k_{\text{п1}}$ – повышающий коэффициент за выброс в пределах норматива, доли ед.; $k_{\text{п2}}$ – повышающий коэффициент за выброс, превышающий норматив, доли ед.; $k_{\text{д}}$ – дополнительный коэффициент для особых территорий и объектов, доли ед.</p>
	<p>$\Theta_{ш} = \Theta_{\text{оч}} + \Theta_{\text{подг}} + \Theta_{\text{вент}}$</p> <p>Экономический эффект от повышения нагрузки на очистной забой $\Theta_{\text{оч}}$ рассчитывается по формуле:</p>
Экономический эффект от снижения аварийности, связанной со взрывами метана	$\Theta_{\text{оч}} = ((t_{\text{п.д}} - t_{\text{п.п}}) \cdot \Pi_{\text{к}} \cdot N) \cdot (\Pi_{1\text{т.уг}} - C_{1\text{т.уг}} \cdot y_{\text{у.пер}}),$
	<p>где $t_{\text{п.д}}$, $t_{\text{п.п}}$ – время простоев очистных комбайнов, работающих в зоне дегазации, из-за воздействия «газового фактора» до и после проведения дегазации, мин/сут; $\Pi_{\text{к}}$ – производительность очистных комбайнов, т/мин; N – число рабочих дней в году, сут; $\Pi_{1\text{т.уг}}$ – цена 1 т угля, руб./т; $C_{1\text{т.уг}}$ – себестоимость продажи 1 т угля, руб./т; $y_{\text{у.пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат в себестоимости продажи 1 т угля, доли ед.</p> <p>Экономический эффект от повышения темпа проведения подготовительных выработок в шахтах $\Theta_{\text{подг}}$ рассчитывается по формуле: $\Theta_{\text{подг}} = (v_{\text{п}} - v_{\text{д}}) \cdot N \cdot C_{1\text{м}} \cdot y_{\text{у.пост}}$, где $v_{\text{п}}$, $v_{\text{д}}$ – скорость проведения подготовительных выработок в зоне дегазации соответственно после и до ее внедрения, м/сут; $C_{1\text{м}}$ – себестоимость проходки 1 м подготовительных выработок после проведения дегазации, руб./м; $y_{\text{у.пост}}$ – удельный вес условно-постоянных затрат в себестоимости проходки 1 м подготовительных выработок, доли ед. Эффект от сокращения затрат на работу системы вентиляции $\Theta_{\text{вент}}$:</p>
Экономический эффект от снижения аварийности, связанной со взрывами метана	$\Theta_{\text{вент}} = \gamma_{\text{у.пост}} \cdot C_{1\text{м.ч}} \cdot t_{\text{в.д}}$
	<p>где $\gamma_{\text{у.пост}}$ – доля условно-постоянных затрат, уменьшение которых происходит в результате сокращения проходящего через вентилятор количества воздуха, доли ед.; $C_{1\text{м.ч}}$ – стоимость одного машино-часа работы вентиляционной установки, руб./ч; $t_{\text{в.д}}$ – время воздействия работ по дегазации на сокращение расхода воздуха вентиляционной системой, ч</p>
Экономический эффект от снижения аварийности, связанной со взрывами метана	$\Theta_{\text{ав}} = (Y_{\text{пр}} + Y_{\text{б.т}} + H_{\text{п}}) \cdot K_{\text{в}}$
	<p>где $Y_{\text{пр}}$ – прямые потери, связанные с разрушением промышленных объектов, руб.; $Y_{\text{б.т}}$ – сумма потерь в связи с травматизмом шахтеров, руб.; $H_{\text{п}}$ – потери, связанные с недополучением продукции в связи с аварией, руб.; $K_{\text{в}}$ – коэффициент, учитывающий вероятность предотвращения аварий, связанных со взрывами метановоздушной смеси в результате внедрения новой системы дегазации, доли ед.;</p>
Экономический эффект от снижения аварийности, связанной со взрывами метана	$Y_{\text{пр}} = C_{\text{и.д}} - C_{\text{и.п}}$
	<p>где $C_{\text{и.д}}$, $C_{\text{и.п}}$ – стоимость имущества шахты до и после аварии, руб.;</p>
Экономический эффект от снижения аварийности, связанной со взрывами метана	$Y_{\text{б.т}} = Y1 + Y2 + Y3 + Y4,$
	<p>где $Y1$ – возмещение бюджету государственного социального страхования расходов на выплату пособий по временной нетрудоспособности, руб.; $Y2$ – возмещение органам социального обеспечения сумм пенсий (или части пенсии) инвалидам труда, руб.; $Y3$ – выплата пособий нетрудоспособным членам семьи в случае смерти работника от травмы, связанной с производством (за потерю кормильца), руб.; $Y4$ – затраты предприятия на профессиональную подготовку и переподготовку работающих, принимаемых на работу взамен выбывших в связи с травмой, руб.;</p>
Экономический эффект от снижения аварийности, связанной со взрывами метана	$H_{\text{п}} = D \cdot V_{\text{ср/сут}} (\Pi_{1\text{т.уг}} - C_{1\text{т.уг}} \cdot y_{\text{у.пер}}),$
	<p>где D – число потерянных вследствие аварии дней, сут; $V_{\text{ср/сут}}$ – среднесуточная выработка аварийного участка до момента аварии, т</p>

Экономический эффект от сокращения затрат на ранее проводимую дегазацию

$$\Theta_{p.d} = Q_{yr} \cdot C_{1tyr} \cdot Y_{p.d} \cdot Y_{c.3},$$

где Q_{yr} – годовая добыча угля в зоне дегазации, т; $Y_{p.d}$ – доля затрат на ранее проводимую дегазацию в себестоимости добычи 1 т угля, доли ед.; $Y_{c.3}$ – доля, на которую можно сократить затраты на ранее проводимые методы дегазации без снижения общей эффективности дегазации, доли ед. Возникновение этого экономического эффекта возможно, только если внедряемая новая система дегазации полностью или частично заменяет ранее проводимую дегазацию

Косвенные эффекты

Экономический эффект, связанный с улучшением экологической ситуации

Экономический эффект $\Theta_{\text{эк}}$, связанный с улучшением экологической ситуации, выражается следующим образом:

$$\Theta_{\text{эк}} = K_{\text{в.муп}} \cdot ((C_y - C_{cp}) \cdot V + (C_y - C_{cp}) \cdot C + (I_y - I_{cp}) \cdot C + (I_y - I_{cp}) \cdot П + (M_y - M_{cp}) \cdot C + (T_y - T_{cp}) \cdot Пт),$$

где $K_{\text{в.муп}}$ – коэффициент, учитывающий удельный вес воздействия выбросов МУП в общей сумме факторов, влияющих на повышенный уровень заболеваемости и травматизма в угольных регионах; C_y, C_{cp} – число дней временной нетрудоспособности в угольном регионе и в среднем по стране, сут; I_y, I_{cp} – первичный выход на инвалидность в угольном регионе и в среднем по стране, чел.; M_y, M_{cp} – общая смертность населения в трудоспособном возрасте в угольном регионе и в среднем по стране, чел.; T_y, T_{cp} – производственный травматизм со смертельным исходом в угольном регионе и в среднем по стране, чел.; V – средства, расходуемые государством на выплаты по временной нетрудоспособности в среднем за один день, руб./сут; C – стоимость недополученного продукта за один день в связи с временной нетрудоспособностью, инвалидностью или смертью, руб./сут; $П$ – пенсия по инвалидности, руб.; $Пт$ – пенсия в связи с потерей кормильца из-за производственных травм, руб. К этой оценке можно добавить средства государства, затрачиваемые в системе здравоохранения на лечение, диагностику и уход за больными

Экономический эффект от повышения уровня занятости населения в угольных регионах

В результате реализации проектов разработки газосодержащих угольных пластов создается значительное число новых рабочих мест: в добыче МУП; в переработке МУП; в угледобыче, если проект дегазации приводит к повышению нагрузки на очистной забой и росту добычи угля; в смежных отраслях.

Экономический эффект, связанный с увеличением занятости населения $\Theta_{z.n}$, может быть выражен следующей формулой:

$$\Theta_{z.n} = (\Delta K_{\text{доб}} + \Delta K_{\text{пер}} + \Delta K_{\text{уг}} + \Delta K_{\text{см}}) Z_{p.m},$$

где $\Delta K_{\text{доб}}$ – дополнительное количество рабочих мест, создаваемых в добыче МУП, чел.; $\Delta K_{\text{пер}}$ – дополнительное количество рабочих мест, создаваемых в переработке МУП, чел.; $\Delta K_{\text{уг}}$ – дополнительное количество рабочих мест, создаваемых в угледобыче, чел.; $\Delta K_{\text{см}}$ – дополнительное количество рабочих мест, создаваемых в смежных отраслях, чел.; $Z_{p.m}$ – затраты государства на создание одного рабочего места в рамках программ по повышению занятости или размер пособия по безработице на одного человека, предусмотренный в рамках законодательства, руб.

Экономический эффект от роста производства в сопутствующих отраслях за счет мультипликативного эффекта

Еще одним экономическим эффектом от разработки газосодержащих угольных пластов является рост производства в сопутствующих отраслях за счет мультипликативного эффекта Θ_m , суть которого заключается в том, что увеличение затрат в добыче и переработке МУП ведет к росту производства в целом по экономике;

$$\Theta_m = \Theta_{\text{МУП}} \cdot K_{\text{мул}},$$

где $\Theta_{\text{МУП}}$ – прямой экономический эффект, полученный при добыче и переработке МУП, руб.; $K_{\text{мул}}$ – коэффициент мультипликации, показывающий, во сколько раз изменятся показатели развития экономики при росте производства в добыче и переработке МУП, доли ед.

По данным А. А. Широва и А. А. Янговского, мультипликативный эффект в добыче природного газа в России без учета импорта составляет 1,31 [13]

Экономический эффект на предприятиях и в экономике страны от повышения инновационного потенциала

Экономический эффект на предприятиях и в экономике страны от повышения инновационного потенциала $\Theta_{\text{нт.п}}$ можно выразить формулой:

$$\Theta_{\text{нт.п}} = \Theta_k + \Theta_{\text{т}} + \Theta_{\text{нт.и}} + \Theta_{\text{о.уп}},$$

где Θ_k – экономический эффект от повышения кадрового потенциала, руб.; $\Theta_{\text{т}}$ – экономический эффект от внедрения новой техники, технологий, материалов, руб.; $\Theta_{\text{нт.и}}$ – экономический эффект от внедрения новой научно-технической информации, руб.; $\Theta_{\text{о.уп}}$ – экономический эффект от внедрения новых методов организации и управления производством, руб.

Экономический эффект от улучшения имиджа предприятий и государства

Экономический эффект от улучшения имиджа предприятий, участвующих в проектах освоения МУП, может быть оценен следующим образом:

$$\Theta_{\text{им}} = \Theta_{\text{потр}} + \Theta_{\text{парт}} + \Theta_{\text{гос}} + \Theta_{\text{перс}},$$

где $\Theta_{\text{потр}}$ – экономический эффект от повышения имиджа предприятия у потребителей и общества в целом (рост объемов продаж и прибыли и др.), руб.; $\Theta_{\text{парт}}$ – экономический эффект от повышения имиджа предприятия у деловых партнеров (заключение новых долгосрочных контрактов, получение льготных кредитов и др.), руб.; $\Theta_{\text{гос}}$ – экономический эффект от повышения имиджа предприятия у государства (получение налоговых льгот, субсидий и др.), руб.; $\Theta_{\text{перс}}$ – экономический эффект от повышения имиджа предприятия у персонала предприятия (повышение производительности труда в результате увеличения сплоченности коллектива), руб.

Также можно отметить, что успешные проекты освоения ресурсов МУП с учетом всех социальных и экологических эффектов ведут к улучшению имиджа угольных регионов и страны в целом

Экономический эффект от полного или частичного замещения поставляемого в угольный регион природного газа метаном угольных пластов

Эффект от увеличения прибыли (или убытков) газодобывающей компании в результате полного или частичного замещения поставляемого в регион природного газа метаном угольных пластов;

$$\Theta_{з.г} = \sum_{i=1}^n ((T_{дi} + T_{тi} \cdot l_i / 100) \cdot Q_{zi}) - Q_з \cdot C_{фСТ},$$

где $\Theta_{з.г}$ – изменение денежного потока газодобывающего предприятия от реализации газа, замещаемого метаном угольных пластов, руб.; $T_{дi}$ – внутренние расчетные тарифы на газ (i -е месторождение), руб./1000 м³; $T_{тi}$ – внутренние расчетные тарифы на транспортировку газа (на поставку с i -го месторождения), руб./1000 м³ на 100 км; l_i – транспортное плечо поставок газа с i -го месторождения, км; Q_{zi} – объем замещаемого газа с i -го месторождения, 1000 м³; $Q_з$ – суммарный объем замещаемого газа со всех месторождений, 1000 м³; $C_{фСТ}$ – регулируемые цены на газ в угольном регионе, устанавливаемые Федеральной службой по тарифам, руб./1000 м³. Если изменение денежного потока отрицательно, поставки природного газа в регион рентабельны и их замещение угольным метаном приведет к ухудшению эффективности проекта за счет сокращения одного из положительных денежных потоков газодобывающего предприятия. И наоборот, если затраты на добычу и транспортировку газа превышают выручку от его реализации, замещение нерентабельных поставок повысит экономическую эффективность проекта вследствие дополнительного сокращения убытков газодобывающего предприятия

Экономический эффект от высвобождения природного газа на традиционных месторождениях за счет его замещения угольным метаном

Эффект от высвобождения природного газа на традиционных месторождениях за счет его замещения угольным метаном. Экономический смысл эффекта заключается в том, что вследствие постепенного истощения запасов газа основных месторождений Западной Сибири и необходимости ввода менее крупных месторождений в более сложных геологических и природно-климатических условиях затраты на добычу газа постоянно возрастают. Замещение поставляемого с месторождений природного газа метаном угольных пластов приведет к его фактическому высвобождению на месторождении и возможности его использования вместо наиболее дорогого газа других месторождений;

$$\Theta_{в.г} = \sum_{i=1}^n (Q_{zi} (T_{дmax} - T_{дi} \pm \Delta(T_{тi} \cdot l_i / 100))) / (1 + N_{пр}),$$

где $\Theta_{в.г}$ – эффект от высвобождения на месторождениях газа, замещаемого МУП, руб.; $T_{дmax}$ – внутренний расчетный тариф на добычу наиболее дорогого газа, которую можно сократить за счет высвобождения газа на i -м месторождении, руб./1000 м³; $\Delta(T_{тi} \cdot l_i / 100)$ – поправка на разницу в расходах на транспортировку газа между двумя указанными месторождениями, необходимая для учета их различного местоположения, руб./1000 м³; $N_{пр}$ – нормативная прибыль, используемая при расчете внутренних тарифов на газ добывающих организаций, %. Данный экономический эффект будет положительным или равным нулю, если в регион поставляется наиболее дорогой газ газодобывающей компании

Экономический эффект от изменения загрузки газотранспортных мощностей

Эффект от изменения загрузки газотранспортных мощностей. Положительное или отрицательное влияние данного фактора на показатели экономической эффективности проекта будут зависеть от возможности и целесообразности увеличения поставок газа в другие регионы по тем участкам газопроводов, на которых вследствие замещения части транспортируемого газа угольным метаном образовался резерв мощности;

$$\Theta_{з.г.м} = N_{пр} (-T_{т} \cdot l_3 / 100 \cdot Q_з + T_{т} \cdot l_d / 100 \cdot Q_d),$$

где $\Theta_{з.г.м}$ – эффект от изменения загрузки газотранспортных мощностей, руб.; $N_{пр}$ – нормативная прибыль, используемая при расчете внутренних тарифов на услуги газотранспортных организаций, %; $T_{т}$ – внутренний расчетный тариф на услуги по транспортировке газа, руб./1000 м³ на 100 км; l_3 – расстояние на которое транспортировался замещаемый газ, км; $Q_з$ – сокращение поставок газа (объем замещения газа, поставляемого в регион), 1000 м³; l_d – расстояние, на которое будут транспортироваться дополнительные объемы газа, км; Q_d – дополнительный объем газа, который может быть транспортирован взамен замещаемого, 1000 м³

Экономический эффект для государства от вовлечения в хозяйственный оборот трудноизвлекаемых ресурсов угольного метана

Экономический эффект для государства от вовлечения в хозяйственный оборот трудноизвлекаемых ресурсов угольного метана можно определить по формуле:

$$\Theta_{гос} = \sum_{i=1}^n \frac{Q_{з.г.i} (C_{дi} - C_{тi})}{q_i} + H_d \cdot (\Theta_{потр} + \Theta_{з.г} + \Theta_{в.г} + \Theta_{з.г.м}),$$

$C_{дi}$, $C_{тi}$ – действующая в угольном регионе цена реализации газа или продуктов переработки и цена МУП или продуктов его переработки, (руб./1000 м³, руб./1 кВт × ч электроэнергии, руб./1 Гкал × ч тепла, руб./1 т сажи); q_i – удельный расход метана на производство единицы продукции i -го направления, м³/ед. продукции (1000 м³ метана, 1 кВт × ч электроэнергии, 1 Гкал × ч тепла, 1 т сажи и т. д.); H_d – доля налогов в прибыли потребителей газа и ПАО «Газпром», доли ед.; $\Theta_{потр}$ – экономический эффект для потребителей в угольном регионе в результате замещения поставок газа или продуктов переработки, руб.;

$$\Theta_{потр} = \sum_{i=1}^n \frac{Q_i (C_{дi} - C_{тi})}{q_i},$$

где Q_i – объем метана, перерабатываемый по i -му направлению, м³; i – направление использования извлеченного метана.

В случае, если цена на МУП и на получаемые из него продукты превышает действующие в угольном регионе цены, затраты потребителей остаются неизменными, так как цена останется прежней

При этом некоторые методы расчета экономических эффектов являются полностью новыми, а некоторые методы пересмотрены и дополнены в соответствии с выявленными экономическими и организационными особенностями работ по извлечению и использованию угольного метана. Все экономические эффекты приведены в табл. 1 без вычитания затрат на добычу и переработку газа.

Распределение приведенных в табл. 1 эффектов между государством и компаниями-участниками явилось основой для формирования предлагаемой модели.

Результаты работы и область их применения

Модель взаимодействия участников реализации проектов освоения ресурсов угольного метана включает:

- схему баланса интересов государства и компаний-участников;
- схемы распределения затрат и результатов между государством и компаниями-участниками при различных вариантах освоения ресурсов угольного метана;
- предельные значения экономических показателей, необходимых для реализации проектов освоения ресурсов угольного метана.

Общая схема баланса интересов между государством и компаниями-участниками проектов освоения ресурсов угольного метана представлена на рис. 1.

Все проекты по извлечению метана из угольных пластов можно разделить на два основных вида. К первому виду относятся проекты, в которых извлечение метана из угольных пластов представляет собой процесс дегазации угольных шахт. Для таких проектов характерно наличие как эффекта от использования метана, так и эффектов в угледобыче от проведения дегазации. Инициатором проекта в этом случае является угледобывающее предприятие. Добыча метана осуществляется на полях действующих или проектируемых шахт [14–16]. В зависимости от состава участников и способа распределения между ними затрат и результатов существует несколько вариантов реализации таких проектов.

В первом случае угледобывающее предприятие само осуществляет все работы по дегазации (табл. 2). Оно несет все затраты по дегазации и переработке газа и получает эффект от использования метана и эффекты в угледобыче от проведения дегазации.

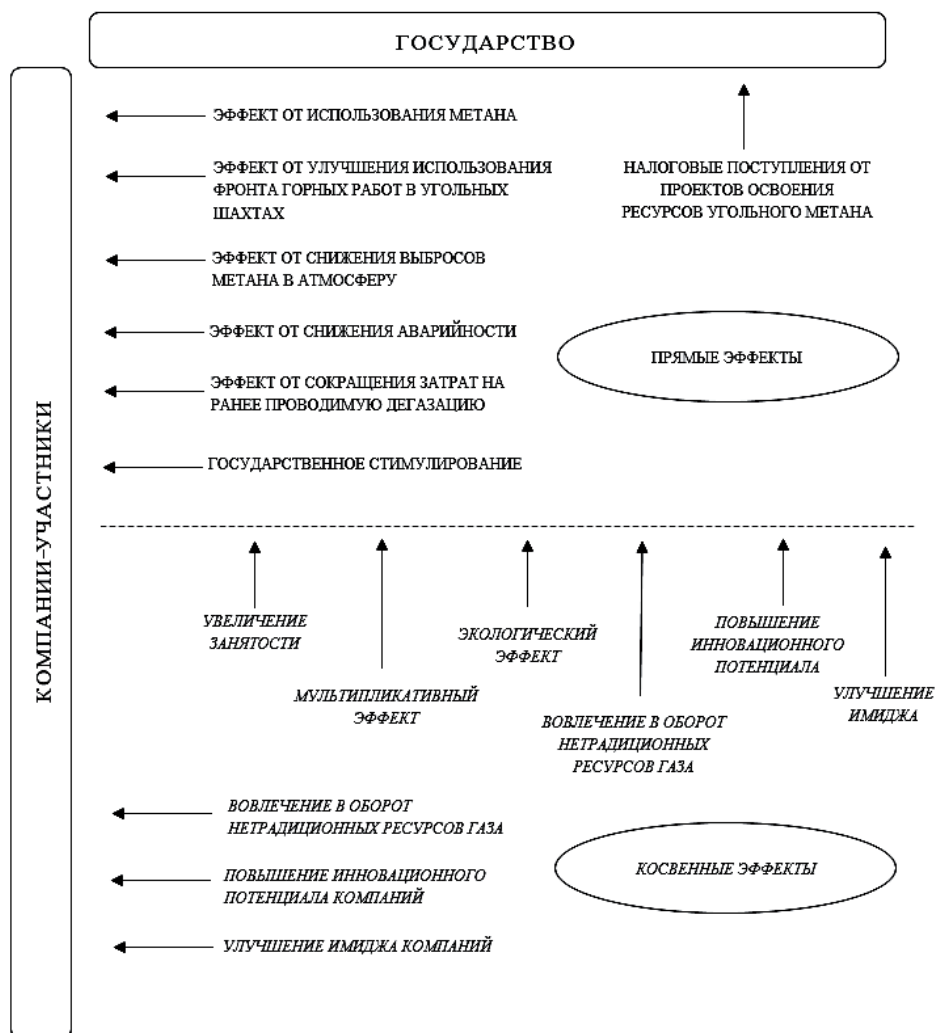


Рисунок 1. Схема баланса интересов государства и компаний-участников
Figure 1. The scheme of the balance of interests of the state and the participating companies

Таблица 2. Схема распределения затрат и результатов между государством и компаниями-участниками (вариант 1)
Table 2. Scheme of distribution of costs and benefits between the state and participating companies (option 1)

Участники проекта	Затраты	Результаты
Угледобывающее предприятие	Капитальные затраты на добычу и переработку газа	<i>Прямые эффекты:</i> – экономические эффекты в угледобыче от дегазации; – экономический эффект от использования метана; – государственное стимулирование <i>Косвенные эффекты:</i> – повышение инновационного потенциала компаний; – улучшение имиджа компании
	Эксплуатационные затраты на добычу и переработку газа	
Государство	Государственное стимулирование	<i>Прямые эффекты:</i> – налоговые поступления от деятельности по добыче и переработке газа (H_r); – налоговые поступления от деятельности по добыче дополнительных объемов угля, полученных в результате снижения влияния «газового фактора» (H_y) <i>Косвенные эффекты:</i> – улучшение экологической ситуации; – увеличение занятости в районе работ; – мультипликативный эффект в смежных отраслях; – повышение инновационного потенциала страны; – улучшение имиджа страны; – вовлечение в хозяйственный оборот трудноизвлекаемых ресурсов угольного метана

Для эффективности проектов для компаний-участников необходимо, чтобы суммарные результаты от дегазации превышали затраты на добычу и переработку газа $Z_{д.п}$:

$$Z_{д.п} < (\Theta_{ав} + \Theta_{ш} + \Theta_{в} + \Theta_{р.д} + Z_{и} + Z_{г.с}) + (\Theta_{нт.п} + \Theta_{им}), \quad (1)$$

где $Z_{г.с}$ – государственное стимулирование.

При этом максимальный размер государственного стимулирования $\max Z_{г.с}$ не должен превышать прямые и косвенные результаты государства:

$$\max Z_{г.с} = (H_r + H_y) + (\Theta_{з.н} + \Theta_{эк} + \Theta_{гос} + \Theta_{м} + \Theta_{нт.п} + \Theta_{им}). \quad (2)$$

В этом случае реализация проекта является выгодной и для государства.

Во втором случае угледобывающее предприятие взаимодействует с газодобывающим предприятием при осуществлении проекта. В зависимости от способа распределения между угледобывающим и газодобывающим предприятием затрат и результатов от дегазации можно выделить несколько вариантов осуществления таких проектов (табл. 3). Затраты и результаты для государства по варианту 2 определяются аналогично варианту 1. При этом государственное стимулирование распределяется между угледобывающим и газодобывающим предприятием в соответствии с их вкладом в достижение задач государства.

При первом варианте газодобывающее предприятие выступает в роли подрядчика по проведению работ по дегазации угольных пластов (вариант 2.1). Оно несет затраты по добыче газа и получает плату за дегазацию от угледобывающего предприятия $\Pi_{д.п}$. Платежи за дегазацию при варианте 2.1 определяются по формуле:

$$\Pi_{д.п} = Z_{д.п} \cdot (1 + H_{п.д}), \quad (3)$$

где $Z_{д.п}$ – затраты на добычу газа; $H_{п.д}$ – норма прибыли на добычу газа.

Для эффективности проектов для газодобывающего предприятия должно соблюдаться условие:

$$Z_{д.п} < (\Pi_{д.п} + Z_{г.с.г}) + (\Theta_{з.г} + \Theta_{в.г} + \Theta_{з.г.м} + \Theta_{нт.п} + \Theta_{им}), \quad (4)$$

где $Z_{г.с.г}$ – государственное стимулирование газодобывающего предприятия.

Для эффективности проектов для угледобывающего предприятия должно соблюдаться условие:

$$\Pi_{д.п} < (\Theta_{ав} + \Theta_{ш} + \Theta_{в} + \Theta_{р.д} + Z_{и} + Z_{г.с.у}) + (\Theta_{нт.п} + \Theta_{им}), \quad (5)$$

где $Z_{г.с.у}$ – государственное стимулирование угледобывающего предприятия.

Для эффективности проектов для государства должны соблюдаться условия:

$$\max Z_{г.с.г} = H_r + \Theta_{гос}; \quad (6)$$

$$\max Z_{г.с.у} = H_y + \Theta_{з.н} + \Theta_{эк} + \Theta_{м} + \Theta_{нт.п} + \Theta_{им}. \quad (7)$$

При варианте 2.2 газодобывающее предприятие также выступает в роли подрядчика по проведению работ по дегазации угольных пластов. Но в этом случае оно осуществляет как затраты по добыче газа, так и затраты по его переработке и получает плату за дегазацию и переработку метана от угледобывающего предприятия $\Pi_{д.п}$. Платежи за дегазацию и переработку метана при варианте 2.2 определяются по формуле:

$$\Pi_{д.п} = Z_{д.п} (1 + H_{п.д}) + Z_{п.г} (1 + H_{п.п.г}), \quad (8)$$

где $Z_{п.г}$ – затраты на переработку газа; $H_{п.п.г}$ – норма прибыли на переработку газа.

Таблица 3. Схема распределения затрат и результатов между компаниями-участниками (вариант 2)
Table 3. Scheme of distribution of costs and benefits between participating companies (option 2)

Участники проекта	Затраты	Результаты
Вариант 2.1		
Газодобывающее предприятие	Капитальные затраты на добычу газа	<i>Прямые эффекты:</i> <ul style="list-style-type: none"> – платежи за дегазацию от угледобывающего предприятия; – государственное стимулирование <i>Косвенные эффекты:</i> <ul style="list-style-type: none"> – вовлечение в оборот нетрадиционных ресурсов газа в районах угледобычи; – повышение инновационного потенциала компаний; – улучшение имиджа компании
	Эксплуатационные затраты на добычу газа	
Угледобывающее предприятие	Капитальные затраты на переработку газа	<i>Прямые эффекты:</i> <ul style="list-style-type: none"> – экономический эффект от использования метана; – экономические эффекты в угледобыче от дегазации; – государственное стимулирование <i>Косвенные эффекты:</i> <ul style="list-style-type: none"> – повышение инновационного потенциала компаний; – улучшение имиджа компании
	Эксплуатационные затраты на переработку газа	
	Платежи за дегазацию газодобывающему предприятию	
Вариант 2.2		
Газодобывающее предприятие	Капитальные затраты на добычу газа	<i>Прямые эффекты:</i> <ul style="list-style-type: none"> – платежи за дегазацию и переработку метана от угледобывающего предприятия; – государственное стимулирование <i>Косвенные эффекты:</i> <ul style="list-style-type: none"> – вовлечение в оборот нетрадиционных ресурсов газа в районах угледобычи; – повышение инновационного потенциала компаний; – улучшение имиджа компании
	Эксплуатационные затраты на добычу газа	
	Капитальные затраты на переработку газа	
	Эксплуатационные затраты на переработку газа	
Угледобывающее предприятие	Платежи за дегазацию и переработку метана газодобывающему предприятию	<i>Прямые эффекты:</i> <ul style="list-style-type: none"> – экономический эффект от использования метана; – экономические эффекты в угледобыче от дегазации; – государственное стимулирование <i>Косвенные эффекты:</i> <ul style="list-style-type: none"> – повышение инновационного потенциала компаний; – улучшение имиджа компании
Вариант 2.3		
Газодобывающее предприятие	Капитальные затраты на добычу газа	<i>Прямые эффекты:</i> <ul style="list-style-type: none"> – экономический эффект от использования метана; – платежи за дегазацию и переработку метана от угледобывающего предприятия; – государственное стимулирование <i>Косвенные эффекты:</i> <ul style="list-style-type: none"> – вовлечение в оборот нетрадиционных ресурсов газа в районах угледобычи; – повышение инновационного потенциала компаний; – улучшение имиджа компании
	Капитальные затраты на переработку газа	
	Эксплуатационные затраты на добычу газа	
	Эксплуатационные затраты на переработку газа	
Угледобывающее предприятие	Платежи за дегазацию и переработку метана газодобывающему предприятию	<i>Прямые эффекты:</i> <ul style="list-style-type: none"> – экономические эффекты в угледобыче от дегазации; – государственное стимулирование <i>Косвенные эффекты:</i> <ul style="list-style-type: none"> – повышение инновационного потенциала компаний; – улучшение имиджа компании

Таблица 4. Схема распределения затрат и результатов между государством и компаниями-участниками (вариант 3)
Table 4. Scheme of distribution of costs and benefits between the state and participating companies (option 3)

Участники проекта	Затраты	Результаты
Газодобывающее предприятие	Капитальные затраты на добычу и переработку газа	<i>Прямые эффекты:</i> – экономический эффект от использования метана; – государственное стимулирование. <i>Косвенные эффекты:</i> – вовлечение в оборот нетрадиционных ресурсов газа в районах угледобычи; – повышение инновационного потенциала компаний; – улучшение имиджа компании.
	Эксплуатационные затраты на добычу и переработку газа	
Государство	Государственное стимулирование	<i>Прямые эффекты:</i> – налоговые поступления от деятельности по добыче и переработке газа <i>Косвенные эффекты:</i> – увеличение занятости в районе работ; – вовлечение в хозяйственный оборот трудноизвлекаемых ресурсов угольного метана; – мультипликативный эффект в смежных отраслях; – повышение инновационного потенциала страны; – улучшение имиджа страны

Для эффективности проектов для газодобывающего предприятия должно соблюдаться условие:

$$Z_{д.г} + Z_{п.г} < (П_{д.п} + Z_{г.с.г}) + (\Theta_{з.г} + \Theta_{в.г} + \Theta_{з.г.м} + \Theta_{нт.п} + \Theta_{им}). \quad (9)$$

Для эффективности проектов для угледобывающего предприятия должно соблюдаться условие:

$$П_{д.п} < (\Theta_{ав} + \Theta_{ш} + \Theta_{в} + \Theta_{р.д} + Z_{и} + Z_{г.с.у}) + (\Theta_{нт.п} + \Theta_{им}), \quad (10)$$

Для эффективности проектов для государства должны соблюдаться те же условия, что и по варианту 2.1.

При варианте 2.3 газодобывающее предприятие осуществляет все затраты по добыче и переработке метана и получает экономический эффект от использования метана и плату за дегазацию от угледобывающего предприятия.

Платежи за дегазацию и переработку метана в данном случае определяются по формуле:

$$П_{д.п} = Z_{д} (1 + Н_{п.д}) + Z_{п.г} (1 + Н_{п.п.г}) - \Theta_{и}. \quad (11)$$

В случае, если экономический эффект от использования метана превышает затраты на добычу и переработку газа с соответствующими нормами прибыли, то платежи за дегазацию и переработку метана равны нулю.

Для эффективности проектов для газодобывающего предприятия должно соблюдаться условие:

$$Z_{д} + Z_{п.г} < (П_{д.п} + Z_{г.с.г} + \Theta_{и}) + (\Theta_{з.г} + \Theta_{в.г} + \Theta_{з.г.м} + \Theta_{нт.п} + \Theta_{им}). \quad (12)$$

Для эффективности проектов для угледобывающего предприятия должно соблюдаться условие:

$$П_{д.п} < (\Theta_{ав} + \Theta_{ш} + \Theta_{в} + \Theta_{р.д} + Z_{и} + Z_{г.с.у}) + (\Theta_{нт.п} + \Theta_{им}). \quad (13)$$

Для эффективности проектов для государства должны соблюдаться те же условия, что и по варианту 2.1.

Ко второму виду относятся проекты по добыче метана из угольных пластов, технологически не связанные с добычей угля. Такие проекты не могут считаться дегазацией угольных шахт и, следовательно, в них не возникают экономические эффекты в угледобыче в результате извлечения и использования метана. Инициатором проекта в этом случае является газодобывающее предприятие. Добыча газа ведется вне полей действующих или проектируемых шахт. Критерием целесообразности осуществления таких проектов можно считать достаточность эффекта от использования извлекаемого метана для окупаемости всех затрат по добыче и переработке газа. Результат осуществления таких проектов зависит от степени проницаемости угольных пластов, эффективности применяемых методов повышения газоотдачи, возможности получения налоговых льгот. Большим преимуществом таких проектов является отсутствие необходимости привязки работ по добыче газа к работам по добыче угля. Однако зачастую геологические условия и технологические возможности не позволяют окупить все затраты по добыче и переработке газа только за счет эффекта от использования метана, что требует дополнительного государственного стимулирования для повышения эффективности проектов данного вида [17–19]. Обоснованием для государственного стимулирования в таких проектах может считаться увеличение занятости в районе работ, а также вовлечение в хозяйственный оборот нетрадиционных трудноизвлекаемых ресурсов газа.

Для эффективности проектов промышленной добычи МУП для газодобывающего предприятия должно соблюдаться условие:

$$Z_{д.г} < (\Theta_{и} + Z_{г.с}) + (\Theta_{з.г} + \Theta_{в.г} + \Theta_{з.г.м} + \Theta_{нт.п} + \Theta_{им}), \quad (14)$$

где $Z_{д.г}$ – затраты на промышленную добычу МУП.

Для эффективности проектов для государства должно соблюдаться условие:

$$\max Z_{г.с} = Н_{г} + (\Theta_{з.н} + \Theta_{гос} + \Theta_{м} + \Theta_{нт.п} + \Theta_{им}). \quad (15)$$

Заключение

Предложенную модель взаимодействия государства и компаний-участников на основе баланса их интересов можно использовать при оценке эффективности инвестиций и при разработке стратегических планов по освоению ресурсов угольного метана. Модель позволяет рационально обосновать распределение затрат и результатов, а также определить условия достижения экономической

эффективности для всех участников проектов по извлечению и использованию угольного метана. Результаты исследования, представленные в работе, имеют научную и практическую значимость и могут быть использованы студентами, аспирантами и преподавателями нефтегазовых и горных вузов, а также специалистами в области разработки газосодержащих угольных пластов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Зафарова А. М. Оценка экономической эффективности изучения и освоения нетрадиционных видов углеводородов // Газовая промышленность. 2012. № 12. С. 30–33.
2. Chen H., Cheng Yu., Ren T., Zhou H., Liu Q. Permeability distribution characteristics of protected coal seams during unloading of the coal body // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. October 2014. Vol. 71. P. 105–116. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2014.03.018>
3. Разработка нетрадиционных источников газа / Н. Д. Цхадая [и др.]. Ухта: УГТУ, 2003. 258 с.
4. Карасевич А. М., Зимаков Б. М., Сторонский Н. М., Хрюкин В. Т. Перспективы освоения и ресурсная база метана угольных пластов России // Газовая промышленность. 2004. № 8. С. 30–35.
5. Рубан А. Д., Забурдяев В. С., Забурдяев Г. С. Оценка ресурсов и объемов извлечения метана при подземной разработке угольных месторождений России. М.: ИПКОН РАН, 2005. 152 с.
6. Clarkson C. R. Production data analysis of unconventional gas wells: Review of theory and best practices // International Journal of Coal Geology. 2013. Vol. 109–110. P. 101–146. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.01.002>
7. Кошелец А. В. Формализация внешних факторов при оценке экономической эффективности разработки метаноугольных месторождений в системе ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. 2012. № S(672). С. 72–75.
8. Пармузин П. Н. Определение дополнительных экономических и внеэкономических эффектов в проектах освоения ресурсов угольного метана // Бизнес. Образование. Право. Вестник Волгоградского института бизнеса. 2016. № 3 (36). С. 97–102.
9. Пармузин П. Н. Определение экономического эффекта в проектах дегазации угольных шахт // Известия УГГУ. 2016. Вып. 2(42). С. 82–85. <https://doi.org/10.21440/2307-2091-2016-2-82-85>
10. Laubach S. E., Marrett R. A., Olson J. E., Scott A. R. Characteristics and origins of coal cleat: A review // International Journal of Coal Geology. 1998. Vol. 35. Issue 1–4. P. 175–207. [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(97\)00012-8](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00012-8)
11. Garrison J. R. Jr., Van Den Bergh T. C. V., Barker C. E., Tabet D. E. Depositional sequence stratigraphy and architecture of the Cretaceous Ferron Sandstone: Implications for coal and coalbed methane resources – A field excursion // Mesozoic to Recent Geology of Utah. Ed. by P. K. Link, B. J. Kowallis. Provo, Utah: Brigham Young University Geology Studies, 1997. Vol. 42. Part II. P. 155–202.
12. Шувалов Ю. В., Бобровников В. Н., Черников П. В. О развитии дегазации на шахтах Воркуты // ГИАБ. 2002. № 6. С. 157–159.
13. Широков А. А., Янговский А. А. Оценка мультипликативных эффектов в экономике. Возможности и ограничения // ЭКО. Всероссийский экономический журнал. 2011. № 2. С. 40–58.
14. Голицын М. В., Богомолов А. Х., Вялов В. И., Зайцев В. А., Макарова Е. Ю., Митронов Д. В., Пронина Н. В., Черников А. Г. Метаноугольные бассейны и месторождения России. Пути решения проблем добычи метана из угольных пластов // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 88–95.
15. Сластунов С. В., Ютяев Е. П. Обоснованный выбор технологии пластовой дегазации для обеспечения безопасности подземных горных работ при интенсивной добыче угля // Записки горного института. 2017. Т. 223. С. 125–130. <https://doi.org/10.18454/PMI.2017.1.125>
16. Liu J., Chen Z., Elsworth D., Miao X., Mao X. Evolution of coal permeability from stress-controlled to displacement-controlled swelling conditions // Fuel. 2011. Vol. 90. Issue 10. P. 2987–2997. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2011.04.032>
17. Пучков Л. А., Сластунов С. В., Коликов К. С. Извлечение метана из угольных пластов. М.: Изд-во МГГУ, 2002. 384 с.
18. Mavor M. J., Nelson C. R. Coalbed reservoir gas-in-place analyses. Chicago: Gas Research Institute, 1997. 130 p.
19. Puri R., Yee D., Enhanced Coalbed Methane Recovery // 65th Annual Technical Conference and Exhibition, September 23–26. New Orleans, Louisiana: Society for Petroleum Engineers, 1990. Vol. 65. P. 193–202. <https://doi.org/10.2118/20732-MS>

Статья поступила в редакцию 13 декабря 2023 года

Model of interaction between participants in the implementation of projects for the development of coalbed methane resources

Petr Nikolaevich PARMUZIN*

Ukhta State Technical University, Ukhta, Komi Republic, Russia

Abstract

Relevance. The sustainable development of the industry for the extraction and use of coalbed methane largely depends on how well the interests are coordinated between the state and the companies participating in the projects. Therefore, the formation of a model of interaction between participants in the implementation of projects for the development of coalbed methane resources is an urgent economic task.

The purpose of the study is to formulate and solve a scientific problem related to the formation of a model of interaction between participants in the implementation of projects for the development of coalbed methane resources.

Research methods. The work uses: a logical approach to defining the basic concepts of the theory and practice of strategic management; systematic approach to management; principles of strategic, situational and dynamic analysis; tools for economic and mathematical modeling.

Results. An analysis of options for the development of gas-containing coal seams was carried out. A set of methods for determining direct and indirect effects from the extraction and use of coalbed methane has been developed. Based on the analysis carried out and the methods developed, a model of interaction between participants in the implementation of projects for the development of coalbed methane resources has been developed, taking into account the balance of their interests. The proposed model includes: a scheme for balancing the interests of the state and participating companies; schemes for distributing costs and results between the state and participating companies for various options for developing coalbed methane resources; limit values of economic indicators necessary for the implementation of projects for the development of coalbed methane resources.

Conclusion. The proposed model can be used in assessing the effectiveness of investments and in developing strategic plans for the development of coalbed methane resources. The model allows you to rationally justify the distribution of costs and results, as well as determine the conditions for achieving economic efficiency for all project participants.

Keywords: coalbed methane, economic effect, economic modeling, balance of interests, government incentives, strategic planning.

REFERENCES

1. Zafarova A. M. 2012, Assessment of the economic efficiency of studying and developing unconventional types of hydrocarbons. *Gazovaya promyshlennost'* [Gas Industry], no. 12, pp. 30–33. (In Russ.)
2. Chen H., Cheng Yu., Ren T., Zhou H., Liu Q. 2014, Permeability distribution characteristics of protected coal seams during unloading of the coal body. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, vol. 71, pp. 105–116. <https://doi.org/10.1016/J.IJRMMS.2014.03.018>
3. Tskhadaya N. D. [et al.]. 2003, Development of unconventional gas sources. Ukhta, 258 p. (In Russ.)
4. Karasevich A. M., Zimakov B. M., Storonsky N. M., Khryukin V. T. 2004, Prospects for the development and resource base of coal seam methane in Russia. *Gazovaya promyshlennost'* [Gas Industry], no. 8, pp. 30–35. (In Russ.)
5. Ruban A. D., Zaburdyayev V. S., Zaburdyayev G. S. 2005, Assessment of resources and volumes of methane extraction during underground mining of coal deposits in Russia. Moscow, 152 p. (In Russ.)
6. Clarkson C. R. 2013, Production data analysis of unconventional gas wells: Review of theory and best practices. *International Journal of Coal Geology*, vol. 109–110, pp. 101–146. <https://doi.org/10.1016/J.COAL.2013.01.002>
7. Koshelets A. V. 2012, Formalization of external factors when assessing the economic efficiency of the development of methane-coal deposits in the system of OJSC Gazprom. *Gazovaya promyshlennost'* [Gas Industry], no. 5 (672), pp. 72–75. (In Russ.)
8. Parmuzin P. N. 2016, Determination of additional economic and non-economic effects in projects for the development of coalbed methane resources. *Biznes. Obrazovaniye. Pravo. Vestnik Volgogradskogo instituta biznesa* [Business. Education. Right. Bulletin of the Volgograd Institute of Business], no. 3 (36), pp. 97–102. (In Russ.)
9. Parmuzin P. N. 2016, Determination of the economic effect in coal mine degassing projects. *Izvestiya Ural'skogo gosudarstvennogo gornogo universiteta* [News of the Ural State Mining University], issue 2 (42), pp. 82–85. (In Russ.) <https://doi.org/10.21440/2307-2091-2016-2-82-85>
10. Laubach S. E., Marrett R. A., Olson J. E., Scott A. R. 1998, Characteristics and origins of coal cleat: A review. *International Journal of Coal Geology*, vol. 35, issue 1–4, pp. 175–207. [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(97\)00012-8](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00012-8)
11. Garrison J. R. Jr., Van Den Bergh T. C. V., Barker C. E., Tabet D. E. 1997, Depositional sequence stratigraphy and architecture of the Cretaceous Ferron Sandstone: Implications for coal and coalbed methane resources – A field excursion. *Mesozoic to Recent Geology of Utah*. Utah, vol. 42, part II, pp. 155–202.
12. Shuvalov Yu. V., Bobrovnikov V. N., Chernikov P. V. 2002, On the development of degassing in the mines of Vorkuta. *Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten'* [Mining information and analytical bulletin], no. 6, pp. 157–159. (In Russ.)
13. Shirov A. A., Yantovsky A. A. 2011, Assessment of multiplier effects in economics. Features and Limitations. *EKO. Vserossiyskiy ekonomicheskii zhurnal* [ECO. All-Russian Economic Journal], no. 2, pp. 40–58. (In Russ.)

✉ ptr12@mail.ru

 <https://orcid.org/0000-0002-8868-830X>

14. Golitsyn M. V., Bogomolov A. Kh., Vyalov V. I., Zaitsev V. A., Makarova E. Yu., Mitronov D. V., Pronina N. V., Chernikov A. G. 2013, Methane-coal basins and fields of Russia. Ways to solve problems of methane production from coal seams. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of oil and gas], no. 3, pp. 88–95. (In Russ.)
15. Slastunov S. V., Yutyaev E. P. 2017, Justified choice of reservoir degassing technology to ensure the safety of underground mining during intensive coal mining. *Zapiski gornogo instituta* [Notes of the Mining Institute], vol. 223, pp. 125–130. (In Russ.) <https://doi.org/10.18454/PMI.2017.1.125>
16. Liu J., Chen Z., Elsworth D., Miao X., Mao X. 2011, Evolution of coal permeability from stress-controlled to displacement-controlled swelling conditions. *Fuel*, vol. 90, issue 10, pp. 2987–2997. <https://doi.org/10.1016/J.FUEL.2011.04.032>
17. Puchkov L. A., Slastunov S. V., Kolikov K. S. 2002, Extraction of methane from coal seams. Moscow, 384 p. (In Russ.)
18. Mavor M. J., Nelson C. R. 1997, Coalbed reservoir gas-in-place analyses. Chicago, 130 p.
19. Puri R., Yee D., 1990, Enhanced Coalbed Methane Recovery, 65th Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, vol. 65, pp. 193–202. <https://doi.org/10.2118/20732-MS>

The article was received on December 13, 2023