




РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Обзорная статья

<https://doi.org/10.17073/2500-0632-2025-06-425>

УДК 622.271

**Обоснование перспективности отработки газоносных участков Карагандинского угольного бассейна**Р. А. Мусин¹  , Н. А. Немова²   , Д. Р. Ахматнуров¹  , Н. М. Замалиев¹ ,
Э. Д. Решетняков¹  , А. В. Резник² ¹ Карагандинский технический университет имени Абылкаса Сагинова, г. Караганда, Республика Казахстан² Институт горного дела имени Н. А. Чинакала СО РАН, г. Новосибирск, Российская Федерация fpvgn@misd.ru**Аннотация**

Актуальность данного исследования обусловлена тем, что в настоящее время есть необходимость восполнения потребностей энергоресурсов. Одним из перспективных вариантов стоит рассматривать добычу газа метана из нетрадиционных источников, запасы которых значительно превышают запасы традиционных месторождений. Цель: провести оценку газоносных участков и обосновать принципы рейтингования их перспективности на основе анализа геолого-технологических факторов, влияющих на процесс газовыделения из угольных пластов. Для достижения указанной цели в исследовании рассмотрен Карагандинский угольный бассейн как перспективный по добыче газа метана, разделенный на 5 участков: Тентекский, Саранский, Промышленный, Шерубайнуринский, Талдыкудукский. Исследованы наиболее газоносные пласты, имеющие глубину залегания от 420 до 635 м. В результате исследования были определены зоны угольных пластов первого и второго уровня для добычи метана из угольных пластов. Обоснованными параметрами выделения этих зон являются: глубина залегания, проницаемость и десорбция угля в пласте. На глубине 250–300 м была зафиксирована газопроницаемость пластов в пределах 10–15 мД, при этом установлено, что с увеличением глубины происходит уменьшение газопроницаемости и на уровне 600–700 м она составляет сотые и тысячные доли миллиарда. Для определения газоносности угольных пластов были отобраны представительные пробы, характеризующие газоносность углей пластов от K_{20} до K_1 на всей площади исследуемого участка горного отвода. Не рассматривались участки в зоне геологических нарушений. Они отнесены к непредставительным из-за большей, чем 30 %, потери газа. Было установлено, что увеличение газоносности (метаноносности) в Карагандинском бассейне происходит по восходящей ветви S-образной кривой и описывается уравнением Ленгмюра. Определены ресурсы метана во всех вмещающих породах по минимальной метаноносности, равной 1 м³/т, а в аргиллитах и алевролитах с включениями рассеянного угольного вещества – со значением метаноносности 4–5 м³/т породы. При этом установлено, что для примерной оценки ресурсов необходимо иметь данные по общей и эффективной пористости, обводненности песчаников, а также другим факторам. Впервые для Карагандинского угольного бассейна реализована система интегральной оценки перспективности участков по добыче метана, включающая более 10 факторов. В отличие от предыдущих исследований, где оценка проводилась по отдельным признакам (глубина, газоносность, проницаемость), в настоящей работе предложена обобщенная балльная методика, позволяющая количественно сравнивать участки и прогнозировать эффективность метаноудобычи. Также новыми являются установленные в исследовании зависимости коэффициентов Ленгмюра от содержания фюзинита и температуры, что ранее не применялось для местных углей. В ходе исследования: определены зоны первого и второго порядка по перспективности разработки метана, установлены количественные зависимости газоносности от глубины, стадии метаморфизма, петрографического состава, выявлены участки с наибольшим потенциалом промышленной добычи, разработана методика критериальной оценки участков.

Ключевые слова

угольное месторождение, угольные пласты, газ, метан, запасы, метаноносность, газоносность, дегазация, проницаемость, десорбция, сорбция, испытания, пробы, эксперимент, моделирование, уравнение Ленгмюра, Казахстан, Карагандинский угольный бассейн

Финансирование

Исследование профинансировано Комитетом науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан в рамках программно-целевого финансирования по реализации научной, научно-технической программы ИРН № BR24993009.


Для цитирования

Mussin R. A., Nemova N. A., Akhmatnurov D. R., Zamaliyev N. M., Reshetnyakov E. D., Reznik A. V. Justification of the Prospects for developing gas-bearing sites in the Karaganda coal basin *Mining Science and Technology (Russia)*. 2025;10(4):321–337. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2025-06-425>



MINERAL RESOURCES EXPLOITATION

Review paper

Justification of the prospects for developing gas-bearing sites in the Karaganda coal basinR. A. Mussin¹  , N. A. Nemova²   , D. R. Akhmatnurov¹  , N. M. Zamaliyev¹ ,
E. D. Reshetnyakov¹ , A. V. Reznik² ¹ *Abylkas Saginov Karaganda Technical University, Karaganda, Republic of Kazakhstan*² *N. A. Chinakal Institute of Mining of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation* fpvgn@misd.ru**Abstract**

The relevance of this study is due to the current need to meet energy resources demand. A promising option worth considering is the production of methane gas from unconventional sources, whose reserves significantly exceed those of conventional deposits. Objective: to evaluate gas-bearing sites and justify the principles for rating their prospects based on an analysis of geological and technological factors affecting the process of gas release from coal seams. To achieve this goal, the study examined the Karaganda coal basin as a promising district for methane gas extraction, divided into five sites: Tenteksky, Saransky, Promyshlenny, Sherubainurinsky, Taldykuduksky. The most gas-bearing seams (reservoirs), with depth of occurrence ranging from 420 to 635 m, were studied. As a result of the study, first- and second-level coal seam zones were identified for methane extraction from coal seams. The parameters used to identify these zones were: depth of occurrence, permeability, and desorption of coal in a seam. At a depth of 250–300 m, gas permeability of the seams was recorded within the range of 10–15 millidarcy (mD). It was established that gas permeability decreases with increasing depth, and at a depth of 600–700 m, it amounts to hundredths and thousandths of a millidarcy. To determine the gas content of coal seams, representative samples were taken to characterize the gas content of coal seams from K_{20} to K_1 across the entire area of the mining allotment under investigation. Sites in fault zones were not considered. They are classified as unrepresentative due to gas losses exceeding 30%. It has been established that the increase in gas content (methane content) in the Karaganda basin follows the ascending branch of a S-shaped curve and is described by the Langmuir equation. Methane resources in all host rocks have been determined based on a minimum methane content of 1 m³/t, and in claystones and siltstones with disseminated coal inclusions, based on a methane content of 4–5 m³/t of rock. At the same time, it has been established that in order to make a rough estimate of the resources, it is necessary to have data on total and effective porosity, water saturation of sandstones, and other factors. For the first time in the Karaganda coal basin, an integrated system for assessment of sites in terms of the potential of methane extraction has been implemented, incorporating more than 10 factors. Unlike previous studies, where assessments were made based on individual characteristics (depth, gas content, permeability), this paper proposes a generalized scoring method that allows for quantitative comparison of sites and prediction of methane production performance. Besides, the study novelty comprises the dependencies of Langmuir coefficients on fusinite content and temperature established in the study, which had not previously been applied to local coals. During the study, first- and second-order zones were identified in terms of methane production prospects; quantitative dependencies of gas content on depth, coal rank (stage of maturation), and petrographic composition were established; sites with the greatest commercial production potential were identified, and a methodology for the criterion-based assessment of sites was developed.

Keywords

coal deposit, coal seams, gas, methane, reserves, methane content, gas content, degassing, permeability, desorption, sorption, testing, samples, experiment, simulation, Langmuir equation, Kazakhstan, Karaganda coal basin

Financing

The research was funded by the Science Committee of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan as part of targeted funding for the implementation of scientific and technical program IRN No. BR24993009.

For citation

Mussin R. A., Nemova N. A., Akhmatnurov D. R., Zamaliyev N. M., Reshetnyakov E. D., Reznik A. V. Justification of the Prospects for developing gas-bearing sites in the Karaganda coal basin *Mining Science and Technology (Russia)*. 2025;10(4):321–337. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2025-06-425>

Введение

В настоящее время в топливно-энергетической отрасли Казахстана наблюдается проблема истощения запасов таких углеводородов, как природный газ и нефть, кроме того, помимо постоянно ухудшающихся условий добычи, изменяется и сама структура име-

ющихся запасов, т.е. растет доля трудноизвлекаемых запасов. Например, мировые ресурсы природного газа уже сегодня не могут удовлетворить потребности населения, так как наиболее доступные (легкоизвлекаемые) месторождения в значительной степени истощены. При этом лидерами по объему производ-

ства первичных энергоресурсов являются Китай, США и Россия (по данным сайта Enerdata, 2024). Основную долю в структуре извлекаемых природных ресурсов составляют природный газ, сырая нефть, уран и уголь. Между тем наибольший объем приходится на уголь – 15,9 млрд т н.э. и уран – 10,3 млрд т н.э., а наименьший на нефть – 5,2 млрд т н.э. и природный газ – 3,5 млрд т н.э.

На рис. 1 показаны мировые запасы (а) и объемы добычи (б) природного газа на начало 2023 г., по данным ОПЕК они оценивались в 207,9 трлн м³. В то же время мировые запасы нефти по данным Федерального агентства энергетической информации США (Energy Information Administration) по состоянию на 2023 г. составляли 1,7 трлн баррелей. Однако восполнить потребности энергоресурсов возможно за счет добычи газа метана из нетрадиционных источников, запасы которых значительно превышают запасы традиционных месторождений. Мировые объемы добычи угля на 2033 г. по данным Международного энерге-

тического агентства составят 8,7 млрд т, при запасах каменного – 9,5 трлн т и бурого – 4,9 трлн т. Наличие существенных запасов свидетельствует о содержании большого объема метана в недрах, значит, и проекты по его оценке и последующей добыче могут оказаться перспективными (рис. 1, в, г). При этом согласно данным Международного энергетического агентства по состоянию на 2023 г. мировая добыча метана из угольных пластов может достичь уже 200 млрд м³ к 2035 г. Из статистических отчетов¹ также следует, что общемировые прогнозные ресурсы газа из нетрадиционных источников превышают в 2,2 раза его наличие в традиционных месторождениях, при этом лидирующие позиции по ресурсам занимают Канада, Россия и США, а по добыче – США².

¹ International Energy Agency, World Energy Outlook. 2023.

² Метан угольных пластов: Перспективы разработки нетрадиционных углеводородов на территории СНГ. 2011. URL: <https://gaap.ru/articles/Metan-ugolnyh-plastov/>

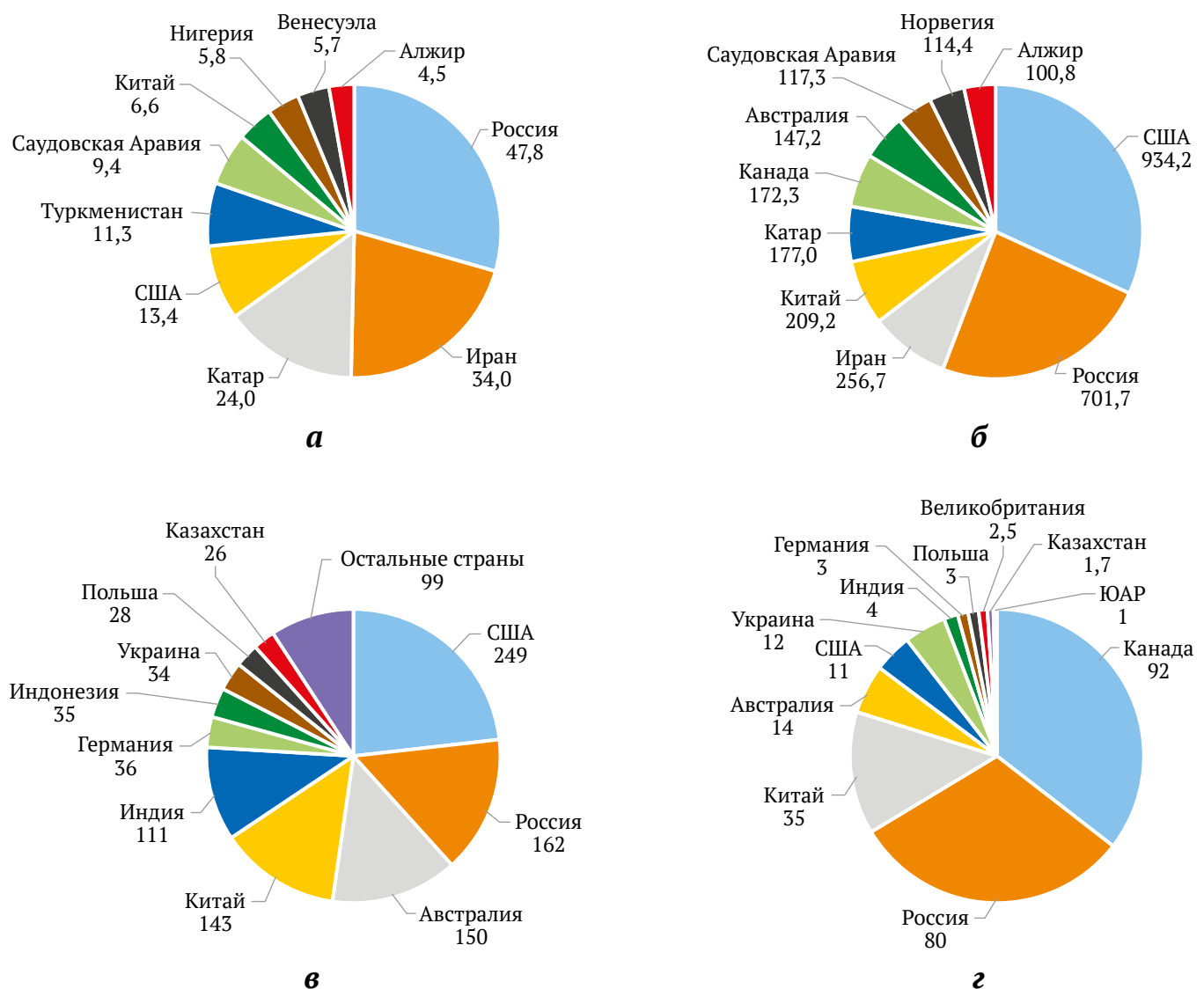


Рис. 1. Мировые запасы по состоянию на 2023 г.: а – природного газа, трлн м³; б – объемы добычи природного газа, млрд м³; в – угля, млрд т; г – угольного метана, трлн м³

Таблица 1
Структура мировых ресурсов газа [1]

Виды газовых ресурсов	Объём ресурсов газа, трлн м ³	Доля видов газовых ресурсов, %
1 Традиционные ресурсы газа	405	30,54
2 Нетрадиционные ресурсы газа	921	69,46
2.1 Газ плотных песчаников	209	15,76
2.2 Метан угольных пластов	256	19,31
2.3 Сланцевый газ	456	34,39
Всего ресурсов газа	1326	100,00

Залежи газа нетрадиционных источников значительно превышают запасы традиционных месторождений и составляют согласно данным Международного энергетического агентства³ 921 трлн м³. Между тем объём метана угольных пластов по всему миру оценивается в 256 трлн м³, что составляет более 19 % от общих ресурсных объёмов газа (табл. 1).

Отдельными странами достаточно успешно применяются различные технологии добычи метана из угольных пластов [2, 3]. Практически во всём мире направление добычи газа из угольных пластов приобрело стратегическое значение как в контексте предварительной (заблаговременной) дегазации метаноносных пластов с целью повышения безопасности горных работ, так и в качестве самостоятельного направления недропользования – добычи нетрадиционного углеводорода – метана угольных пластов.

Постановка проблемы

Длительное время содержащийся в угольных пластах метан рассматривался как вредный фактор, снижающий эффективность добычи угля. Значительная часть расходов, связанных с организацией угледобычи, направляется на создание безопасных условий труда. Это включает в себя затраты на мероприятия по контролю за газовой обстановкой в шахте, проветривание горных выработок, приобретение оборудования для подавления пыли и обеспечения взрывобезопасности, системы мониторинга и оповещения о чрезвычайных ситуациях, средства для поиска и спасения персонала, коммуникационное оборудование и сигнализацию, а также на дегазацию угленосного массива. Не менее важны затраты на функционирование систем водоотлива, электро-, водо- и теплоснабжения, приобретение специализированного транспорта, инструментов и материалов для безопасного проведения взрывных работ и другие меры. Следует отметить, что дегазация угольных пластов открывает возможность использования метана в качестве сопутствующего полезного ископаемого⁴.

³ International Energy Agency, World Energy Outlook. 2023.

⁴ Jaireth S., Huleatt M.B. Australian in situ coal resources. Geoscience Australia, Canberra; 2012. URL: <http://pid.geoscience.gov.au/dataset/ga/74097>

К настоящему времени с целью улучшения экологической ситуации и уменьшения выбросов метана в окружающую среду (ОС) необходимо извлекать метан из угольных пластов путем их заблаговременной дегазации. Следует также отметить, что поступление метана в ОС приводит к разрушению озонового слоя, а ежегодное накопление его в атмосфере составляет 1–2 %, что превосходит интенсивность накопления других газов, при этом метан является хорошим нетрадиционным энергоносителем и рассматривать его можно в качестве компонента топливно-энергетической сырьевой базы страны. Учитывая, что общемировые прогнозные ресурсы газа метана из угольных пластов составляют более 19 % от общих запасов газовых месторождений и превышают в 2,2 раза его наличие в традиционных залежах, необходимо провести ресурсную оценку газоносных участков Карагандинского угольного бассейна и обосновать рейтинг перспективности участков на основе анализа геолого-технологических факторов, влияющих на процесс газовой выделенности из угольной толщи, что и является целью настоящего исследования.

В связи с этим были поставлены следующие задачи: провести анализ современного состояния и мирового опыта в области добычи метана из угольных пластов; исследовать метаноносность угольных пластов Карагандинского бассейна с учётом глубины залегания, геологического строения и стадии метаморфизма углей; установить зависимости между геолого-петрографическими характеристиками углей и параметрами метаноносности на основе изотерм сорбции; по результатам опытно-промышленных испытаний определить влияние ряда геолого-технологических факторов, характеризующих перспективность участков, на извлекаемость метана; обосновать рейтинг перспективности участков на основе сформированных критериев и системы балльной оценки ключевых параметров; определить участки первого и второго порядка по перспективности метанодобычи с учётом интегральных показателей.

Методика и объекты исследования

1. Методика исследования

В настоящем исследовании использован комплекс методов, апробированных в международной и отечественной практике при изучении газоносности угольных пластов, включающий: прямой десорбционный анализ (canister test) для оценки реальной газоносности, построение изотерм сорбции по модели Ленгмюра, петрографический анализ углей с выделением витринита и фюзинита.

Отличие от существующих подходов, в которых перспективность участков определяется на основе отдельных параметров (глубина, газоносность, проницаемость), в данной работе использована разработанная ранее авторами интегральная методика, объединяющая 10 ключевых факторов, оказывающих влияние на метаноносность и промышленную извлекаемость метана.

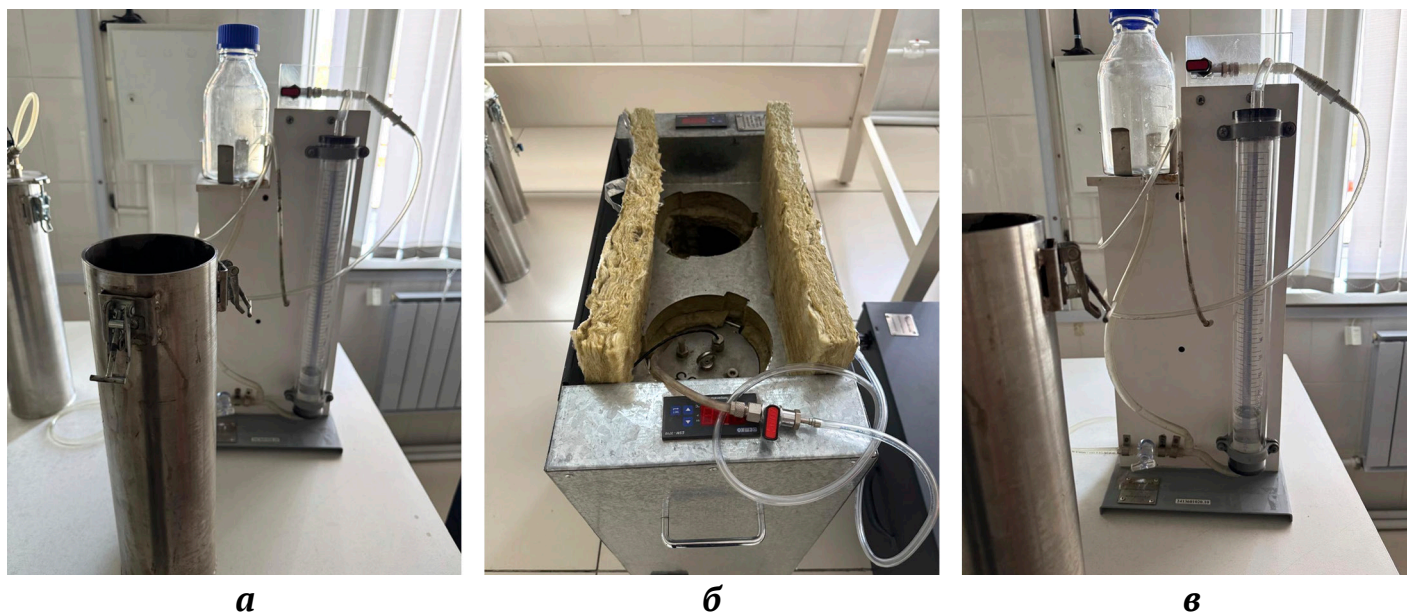


Рис. 2. Десорбционная установка Geokrak (Польша): *а* – контейнер для сбора образцов К01; *б* – установка для создания пластовой температуры; *в* – прибор фиксации выхода газа

Методика исследования включает комплексную оценку газоносности угольных пластов, основанную на прямом десорбционном анализе (canister test), определение сорбционно-кинетических параметров сорбции по уравнению Ленгмюра, а также петрографический анализ углей. Все методы апробированы в международной и отечественной практике [4–6] и применены на стадии опытно-промышленных испытаний на пяти участках Карагандинского бассейна. Новизна подхода заключается в интегральной критериальной оценке участков с учётом комбинации факторов: проницаемости, влажности, сорбционных характеристик, выхода летучих веществ и давления газа. Эти параметры впервые совместно использованы для ранжирования участков для условий данного бассейна.

Для определения газоносности использовался десорбционный метод исследования – канистр-тест, применяемый как в зарубежной практике, так и в России [7]. Его выбор обусловлен возможностью количественного определения объёма десорбируемого и остаточного газа при различных термобарических режимах, что особенно важно для углей Карагандинского бассейна с разной степенью метаморфизма. Данный метод включает отбор проб угольного керна из угольного пласта с помощью съёмных керногазонаборников КГ-55 в разведочных скважинах с использованием в качестве контрольного расчетного метода – прогноз метаноносности угольных пластов по данным петрографического состава. Далее отбирают газ из газосборника, керноприемник с пробой угольного керна отделяют от керногазонаборника и герметизируют заглушками. После чего пробы угольного керна устанавливают в термостат, настроенный на температуру, равную температуре пласта, из которого были отобраны пробы. Объём десорбированного газа определяется с помощью измерительного цилиндра и остаточного газа в угле при трех режимах дегаза-

ции до полного извлечения газа: при температуре 60–90 °С, при термовакуумировании с нагревом до 60–90 °С, после дробления пробы в шаровой мельнице при 60–90 °С и вакуумировании. При этом общий уровень газоносности определяют как сумму объёмов потерянного, десорбированного и остаточного газа. Этапы рабочего процесса по определению объёма десорбированного газа продемонстрированы на рис. 2.

Для анализа сорбционной ёмкости углей используются изотермы Ленгмюра, традиционно применяемые в исследованиях СВМ-месторождений⁵. Вклад авторов заключается в уточнении коэффициентов уравнения Ленгмюра угольных пластов Карагандинского бассейна на основе лабораторных данных с учётом температурных условий и петрографического состава (в частности, содержания фюзинита и витринита). Предложенный подход впервые интегрирует параметры десорбции, проницаемости, влажности, метаморфизма и петрографии в единую балльную систему для комплексной оценки перспективности участков, что является развитием подходов, ранее описанных в работах [8, 9].

2. Отбор проб

Отбор проб производился на исследуемых участках с наиболее газоносными пластами, которые стали считать характерными представителями участка. На различных глубинах и по несколько раз для точности проводимых исследований для определения влияния глубины залегания пласта на его проницаемость

⁵ Pashin J.C. Geologic heterogeneity and coalbed methane production – experience from the Black Warrior Basin. In: Selected Presentations on Coalbed Gas in the Eastern United States. U.S. Geological Survey Open-File Report 2004-1273. Pp. 61–92; Jaireth S., Huleatt M.B. Australian in situ coal resources. Geoscience Australia, Canberra; 2012. URL: <http://pid.geoscience.gov.au/dataset/ga/74097>



отбирались пробы на следующих участках: Тентекский с глубиной отбора проб 450, 470, 500 м, Саранский – 600, 620, 635 м, Промышленный – 460, 480, 500 м, Шерубайнуринский – 420, 435, 440 м, Талдыкудукский – 460, 475, 500 м.

Все аналитические исследования проводились в Карагандинском техническом университете имени Абылкаса Сагинова (г. Караганда, Казахстан).

3. Лабораторные исследования

Вся обработка проб – определение компонентного состава газа, технический анализ пробы (A_d , W , V_{daf}), расчет метаноносности (CH_4 + тяжелые углеводороды) – происходила в лабораторных условиях. Всего было отобрано 107 представительных проб из 59 пластопересечений. Наибольшее количество проб приходится на наиболее мощные пласты – K18, K12, K10, Д6. Результаты лабораторных исследований приведены в табл. 2 и демонстрируют количество десорбированного метана в отобранных пробах. Наибольшее значение зафиксировано в пробах Долинской свиты, что связано со стадией метаморфизма.

Подробное описание этих методов в статье не приводится, поскольку они являются признанными в профессиональной среде. Вместо этого акцент сделан на уточнении параметров уравнения Ленгмюра и адаптации методик к условиям Карагандинского бассейна.

Анализ способов определения перспективных участков в странах мира, ведущих добычу метана

С целью определения перспективных участков для добычи метана предлагается множество различных подходов, один из таких – компьютерное моделирование месторождения. Для этих целей месторождение делят на небольшие участки и сравнивают их между собой по ряду характеристик. Более подробно такой метод рассмотрен в работе [10]. Его сущность заключается в многоэтапном анализе перспективности территорий для добычи угольного метана. Метод включает следующие основные этапы: *разбиение* месторождения на участки – проводится геолого-структурное и ресурсное зонирование территории с выделением блоков, обладающих различными геолого-геофизическими характеристиками; *определение* параметров участков – осуществляется оценка газоносности, проницаемости, мощности угольных пластов, глубины залегания, степени трещиноватости, а также других критериев, влияющих на извлекаемость метана; *выбор* участков, пригодных для промышленной разработки, проводится по совокупности технических, технологических и экономических параметров; *ранжирование* по уровню перспективности – участки классифицируются по степени приоритетности бурения на основании интегрального показателя перспективности; *принятие* решений по бурению – на основе полученных оценок формируется регламент бурения метанодобывающих скважин и определяются их ключевые характеристики (глубина, конструкция, дебит и т.д.); *оценка* интегральной метанодобываемости – рассчитываются потенциальные объемы извлечения метана по шахтным полям; *анализ* экономической эффективности – производится оценка экономических эффектов от планируемой добычи угольного метана с учётом капитальных и эксплуатационных затрат. Такой подход позволяет обеспечить обоснованное планирование мероприятий по дегазации, повысить эффективность промышленной метанодобычи и минимизировать геолого-экономические риски.

В работе [11] предложена методика выделения перспективных участков («газовых куполов»), которая включает геодинамическое районирование рассматриваемой территории, проведение геофизических работ для заверки результатов геодинамических исследований, бурение поисковых скважин с целью подтверждения наличия газовых куполов, их оконтуривание скважинами и бурение направленных наклонно-горизонтальных скважин с целью заблаговременной дегазации шахтного поля с возможностью использования полученного метана. Использование данной методики позволяет подтвердить границы выделенных с поверхности в процессе геодинамического районирования газовых куполов и определить предварительный объем ресурса газа метана.

Ещё один метод – критериальная оценка участков по основным факторам, влияющим на добычу метана. Например, учитывают глубину залегания, нарушенность, проницаемость и метаноносность угольных пластов. Каждому оцениваемому участку присваива-

Таблица 2

Результаты десорбции метана из угольных пластов

Номер пробы	Пласт	Начальное давление, МПа	Объем десорбированного метана, см ³ /г	Температура, °С	Время до пика десорбции, ч
K ₁₈₋₁	K ₁₈	1,98	5,22	18,8	8,0
K ₁₈₋₂	K ₁₈	1,46	7,62	22,7	9,2
K ₁₈₋₃	K ₁₈	1,94	5,99	18,1	14,1
K ₁₈₋₄	K ₁₈	1,61	6,79	21,1	6,5
K ₁₈₋₅	K ₁₈	2,3	8,29	20,2	8,9
K ₁₂₋₁	K ₁₂	1,4	7,05	18,8	14,8
K ₁₂₋₂	K ₁₂	2,48	6,04	22,5	13,1
K ₁₂₋₃	K ₁₂	2,02	6,91	20,2	12,2
K ₁₂₋₄	K ₁₂	2,03	7,65	20,2	12,2
K ₁₂₋₅	K ₁₂	1,53	7,09	20,8	11,7
K ₁₀₋₁	K ₁₀	1,38	6,01	21,1	12,4
K ₁₀₋₂	K ₁₀	1,66	5,52	20,0	6,0
K ₁₀₋₃	K ₁₀	2,42	5,72	18,5	13,6
K ₁₀₋₄	K ₁₀	2,34	8,37	22,6	9,5
K ₁₀₋₅	K ₁₀	1,98	5,82	22,8	11,7
Д ₆₋₁	Д ₆	1,75	5,08	21,9	12,7
Д ₆₋₂	Д ₆	2,1	5,05	20,5	10,4
Д ₆₋₃	Д ₆	2,04	7,65	20,9	14,6
Д ₆₋₄	Д ₆	2,18	8,45	21,6	10,6
Д ₆₋₅	Д ₆	1,36	6,18	22,8	11,8



ют цифры от 10 до –10, где 10 наилучший показатель, показателю, который влияет негативно, присваивается отрицательное значение. Также для определения перспектив добычи метана из угольных пластов используют показатели газонасыщенности и критического давления десорбции газа. Такой метод описан в статье [12].

В зарубежных странах, например в США, для определения перспективных участков добычи метана используют комплексный метод выявления «сладких точек»: геолого-технологические, геофизические и петрофизические исследования, помогающие определить фильтрационно-ёмкостные, физико-механические свойства, элементный и вещественный состав углей и углевмещающих пород; оценка угольных пластов, которая проводится на основе анализа диаграмм геофизических исследований скважин, керн и шлама, геолого-технологических исследований, гидродинамических исследований и сейсмических работ, в ходе которой устанавливают петрофизические связи, выявляют зоны трещиноватости, региональные нарушения, осуществляют привязку данных к угольным горизонтам; отбирают керн для определения количества газа и проницаемости угля на данном участке⁶ [1]. Для повышения эффективности извлечения метана из угольных пластов (до 80%) была разработана и внедрена технология, основанная на применении пневмо- и гидродинамических воздействий на угольный массив, способствующих интенсификации десорбции и повышению газоотдачи [13]. Аналогичные технологические подходы успешно применяются в Австралии⁷ [1] и Китае [14], где они доказали свою эффективность в условиях низкопроницаемых и сложнопостроенных угольных пластов.

В работах [7, 10] представлены разные методы, использующиеся в России, которые позволяют определить перспективность участков для добычи метана на различных этапах освоения газозольных месторождений, например, на региональном этапе получают геологические сведения после проведения разведочных работ на уголь и на их основе выбирают

⁶ Метан угольных пластов: Перспективы разработки нетрадиционных углеводородов на территории СНГ. 2011. URL: <https://gaap.ru/articles/Metan-ugolnyh-plastov/>

⁷ Там же.

наиболее перспективные для поисковых работ участки. На поисково-оценочном этапе производят бурение структурных скважин и проведение сейсморазведочных работ с целью уточнения структурно-тектонического строения месторождения, изучения геологического разреза угленосной толщи и исследования фильтрационно-ёмкостных свойств угольных пластов. Представленные сведения являются ключевыми для идентификации наиболее продуктивных групп угольных пластов и обоснованного выбора мест заложения поисково-оценочных и разведочных скважин. Кроме того, для оценки потенциала метаноносности шахтных полей применяется ретроспективный метод прогнозирования ресурсов метана, основанный на анализе исторических данных по угледобыче и метановыделению. Метод учитывает: фактические объемы добычи угля и метановыделений как в целом по шахтам, так и по отдельным выемочным участкам; эффективность ранее применяемых технологий дегазации и извлечения метана; динамику изменения газообильности при различных горно-геологических и технологических условиях. Такой подход позволяет повысить достоверность прогноза ресурсов метана, выявить закономерности пространственного распределения метаноносных угольных пластов⁸ [4].

Анализ угольных пластов

Карагандинского угольного бассейна

Карагандинский бассейн является одним из крупнейших в Казахстане, подразделяется на 7 свит, балансовые запасы которых оцениваются в 9,5 млрд т, в том числе бурых углей – 0,6 млрд т, каменных – 8,9 млрд т, из них коксующихся – 5,5 млрд т. Промышленная угленосность Карагандинского бассейна имеет около 80 пластов и пропластков со средней суммарной их мощностью 110 м, при этом рабочую мощность (более 0,6 м) имеют лишь 65 пластов. Суммарная мощность всех угольных пластов в среднем 110 м. Характер угленосности отдельных свит приводится в табл. 3.

⁸ Шевцов А. Г. Геомеханическое обоснование применения многозабойных горизонтальных скважин при добыче метана угольных пластов. [Автореф. дис. ... канд. техн. наук] Кемерово; 2021. 123 с.

Таблица 3

Характеристика свит Карагандинского угольного бассейна

№ пп	Наименование свит (снизу вверх)	Мощность, м	Индексы пластов*	Количество пластов*	Суммарная мощность угольных пластов, м	Угленосность
1	Угольная нижнесредняя Ашлярикская	585–600	$\frac{A_{1-20}}{A_5, A_{12}}$	$\frac{20-22}{2}$	14–20	2,4–3,7
2	Верхневизейская серпуховская и продуктивная Карагандинская	695–755	$\frac{K_{1-20}}{K_7, K_{10}, K_{12}, K_{13}, K_{16-17}}$	$\frac{24-26}{6}$	26–42	3,5–6,0
3	Среднекарагандинская продуктивная Долинская	450–550	$\frac{D_{1-11}}{D_6, D_{10}}$	$\frac{10-11}{2}$	14–15	2,9–4,2
4	Угольная Тентекская	520–560	$\frac{T_{1-17}}{T_3, T_5, T_{12}}$	$\frac{16-18}{3}$	17–18	3,0–3,5

* В знаменателе представлены продуктивные угольные пласты со средней мощностью рабочего пласта более 1,5 м.



Следует отметить, что немаловажными факторами, определяющими качество углей, также являются его газоносность и метаноносность. Средняя газоносность углей Карагандинского бассейна составляет 20–25 м³/т горючей массы, которая зависит от вещественного состава, степени метаморфизма углей, структурного положения и тектонического строения. Основным газом в недрах бассейна является метан. Исследованиями доказано, что с увеличением степени метаморфизма газоносность повышается от 15–20 м³/т горючей массы для газовых и жирных классов углей до 20–27 м³/т горючей массы для коксовых и отощенных спекающихся. В табл. 4 приведена характеристика диапазонов газоносности углей по участкам основных свит Карагандинского бассейна. Наибольшие значения зафиксированы в Караджаро-Шаханском и Тентекском районах, что связано с глубиной залегания пластов и высоким содержанием витринита.

По предварительным оценкам, в Карагандинском бассейне до глубины 1800 м образовалось 24,3 трлн м³ метана, часть которого (порядка 8 %) осталась в угле и рассеянном веществе, часть (18 %) мигрировала во вмещающие породы, а основная часть газов (более 18 трлн м³) мигрировала в атмосферу в связи с отсутствием надежных коллекторов и глинистых геологических покровов. Раскрытость практически всех положительных геологических структур исключила

возможность образования в бассейне самостоятельных крупных скоплений природных газов.

Для примера рассмотрим характеристику качества углей пластов Долинской и Карагандинской свит по газоносности и метаноносности.

– *Долинская свита:*

По пластам Д₃, Д₄ – глубина зоны газового выветривания (Н₀) составляет 252 м. Глубже градиент роста газоносности составляет 1,5 м³/т горючей массы на 100 м глубины. Таким образом, в границах поля газоносности пластов Д₆, Д₅, Д₄ не превышает 13,6 м³/т горючей массы. По пластам Д₂, Д₁₋₂, Д₁ – глубина зоны газового выветривания (Н₀) составляет 249 м. Наиболее интенсивное нарастание газоносности происходит от поверхности до глубины 400 м и достигает 11 м³/т горючей массы. В пределах 400–650 м газоносность растет на 1,0–0,5 м³/т горючей массы на каждые 100 м глубины и величина газоносности стабилизируется равной 13,9 м³/т горючей массы.

– *Карагандинская свита*

Степень метаморфизма возрастает по вертикали, а в плане – в северо-западном направлении соответственно мощности карагандинской свиты. Средняя метаноносность пластов от верхней границы участка (700 м) к нижней (1400 м) увеличивается на 0,5–2,3 м³/т горючей массы и не превышает 30 м³/т горючей массы. Глубина верхней границы метановой зоны колеблется от 61 до 165 м. По данным исследу-

Таблица 4

Газоносность углей Карагандинского бассейна

Участок Карагандинского угольного бассейна, месторождение, бассейн	Глубина зоны газового выветривания Н ₀	Газоносность на глубине 400 м, м ³ /т горючей массы	Стадия метаморфизма	Сумма плавких компонентов (ПК), %	
				необогатенный уголь	концентрат действительной плотности менее 1,4 г/см ³
Ашлярикская свита					
Промышленный	90	20	К ₁	35–54	50–60
Карагандинская свита					
Промышленный (восток)	140	13	Ж ₁	41–66	50–72
Саранский	120	20	К ₁ , К ₂	35–60	45–60
Центральный	100	23	К ₂	38–79	50–87
Южный	125	24	К ₃ , ОС	40–80	50–88
Манжинский	125	22	К ₁ , К ₂	45–80	55–86
Долинская свита					
Дубовский	–	16	Г ₃ , Ж ₁	61–70	69–78
Долинский	180	20	Ж ₃ , К ₁	57–80	7–88
Караджаро-Шаханский	200	19	Ж ₂	55–80	66–87
Тентекский (юго-восток)	180	24	Ж ₃ , К ₁	57–80	65–85
Тентекский (северо-запад)	300	17	Г ₃ , Ж ₁	57–81	70–85
Самарское месторождение	150	10	Г ₂	65–70	80–85
Завьяловское месторождение	200	16	Ж	60–75	75–85
Тентекская свита					
Тентекский (северо-запад)	350	15	Г ₃	41–71	65–84
Тентекский (восток)	170	21	Ж	40–70	64–84

дования все пласты являются опасными по выбросам угля. На нижних горизонтах (в интервале глубин 700–1400 м) по сравнению с верхними горизонтами содержание метана снижается от 91 до 82 %, что компенсируется ростом процентного содержания тяжелых углеводородов от 1–2,8 до 9–12 %, реже до 17 %, которые представлены преимущественно этаном, пропаном, бутаном и изобутаном в соотношении 155:28:1:3. Влияние метаморфизма проявляется в том, что метаноносность пластов увеличивается с глубиной, возрастая от верхнего пласта к нижнему. Наименьшей метаноносностью характеризуются угли пластов верхней группы ($K_{20}-K_{15}$), наибольшей – нижней подсвиты карагандинской свиты ($K_5^3-K_1$). Изменение метаноносности по падению угольных пластов в пределах глубоких горизонтов приводится в табл. 5. Наибольшие средние значения метаноносности зафиксированы в пластах $K_5^3-K_1$, при этом наименьшие значения – в пластах $K_{20}-K_{15}$, это связано с тем, что при углублении возрастает газовое давление и снижается сорбционная ёмкость угля с увеличением температуры пород. Однако среднее значение метаноносности в пластах Карагандинской свиты находится в пределах от 21,6–25,6 м³/т с.б.м.

Газоносность вмещающих пород

Факторами, определяющими газоносность пластов глубоких горизонтов, являются глубина залегания, степень метаморфизма, состав углей и газовое давление. Среди них наиболее действенным является глубина залегания пластов, за счет которой метаноносность в интервале глубин 700–1400 м повышается на 0,8–3,4 м³/т с.б.м. Угли участка на этой глубине относятся к марке К и в меньшей степени ОС. В связи с тем что угольные пласты на участке залегают глубже 700 м, такие факторы, как покровные отложения, углы падения пластов, нарушенность пластов, утрачивают свою значимость для перераспределения метана, так как он на этих глубинах находится в уравновешенном, почти стабильном состоянии, которое может быть нарушено горными работами или дегазацией угольных пластов и пород.

В породах угленосной толщи содержание газа в сорбированном состоянии крайне ничтожно и зависит в основном от присутствия в них органической массы. Подавляющий же объем свободного газа заполняет поровое пространство в песчаниках и алевролитах. Поэтому количественное содержание газа в породах находится в прямой зависимости от их пористости, а также от давления газа. В табл. 6 показана

Таблица 5

Изменение метаноносности по падению угольных пластов в пределах глубоких горизонтов Карагандинской свиты

Индекс пласта	Метаноносность, м ³ /т с.б.м, на глубинах, м								Среднее значение
	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	
$K_{20}-K_{15}$	22,4	23,1	23,6	24,0	24,3	24,6	–	–	23,7
	21,6	21,6	–	–	–	–	–	–	21,6
$K_{14}-K_{13}$	23,0	23,7	24,2	24,6	25,0	25,3	25,5	–	24,5
	23,0	23,8	24,3	–	–	–	–	–	23,7
K_{12}	21,4	21,8	–	–	–	–	–	–	23,7
	23,5	24,2	25,3	25,7	26,0	26,3	–	–	25,1
	24,0	24,4	24,7	24,9	–	–	–	–	24,5
$K_{11}-K_9$	23,0	23,9	24,7	25,2	25,6	26,0	26,4	26,7	25,2
	22,8	23,2	23,4	23,7	23,9	–	–	–	23,4
K_{7-8}	21,2	–	–	–	–	–	–	–	–
	23,1	23,8	24,3	24,7	25,1	25,4	25,6	25,8	24,8
	22,2	23,5	24,6	25,5	26,5	26,9	–	–	24,9
$K_5^3-K_1$	21,6	–	–	–	–	–	–	–	–
	25,6	25,8	26,0	26,1	26,2	26,3	26,4	–	25,6
	23,8	24,4	24,9	25,3	25,6	25,9	26,1	–	25,1

Таблица 6

Газоносность вмещающих пород

Порода	Газоносность, м ³ /т, в интервале глубин, м						Среднее значение
	700–800	800–900	900–1000	1000–1100	1100–1200	1200–1400	
Аргиллиты	2,8	4,2	1,2	2,7	–	–	1,2–4,2
Песчаники	0,03	0,03	0,9	0,08	0,11	0,1	0,03–0,11



газоносность вмещающих пород в интервале глубин от 700 до 1400 м. Наибольшие значения зафиксированы для аргиллита на глубине 800–900 м, а для песчаника – на глубине 900–1000 м.

Определение газоносности вмещающих пород проводилось по пробам, отобранным керногазонаборниками. Результаты исследования проб показали, что породы дегазированы до глубины 250–300 м. Метаноносность их до глубины 800 м не превышает 4 м³/т. Средняя газоносность вмещающих пород составляет 1,3 м³/т. Но даже если принять ее равной 1 м³/т, то содержание метана в песчаниках глубже 300 м составит около 7,4 млрд м³.

В Карагандинском бассейне размеры зон газового выветривания (ЗГВ), достигающие 400 м от поверхности, отличаются крайней невыдержанностью. Средняя метаноносность углей в бассейне составляет 12–15 м³/т, а вмещающих пород – менее 1 м³/т, при максимальной метаноносности соответственно 25–40 и 4 м³/т.

Исследуя вопросы опыта добычи метана, можно прийти к выводу, что Карагандинский угольный бассейн по существу является углегазовым месторождением⁹ [15–17], только здесь сосредоточено от 1 до 4 трлн м³ газа на глубине до 1800 м. Необходимо подчеркнуть, что примерно 500 млн м³ газа ежегодно извлекается из-под земли средствами дегазации, при этом для промышленно-производственных нужд используется лишь 15 % от этого объема, остальное пополняет показатели эмиссии в окружающую среду. Отсутствие единой и надежной методики оценки ресурсов метана не позволяет точно указать их количество, поскольку сказываются разная степень геологической изученности месторождений и разные подходы к самой оценке таких запасов. Между тем признание этого газа как альтернативного источника энергии подтверждается уровнем капиталовложений в проекты по добыче угольного метана по всему миру¹⁰ [5, 18].

Влияние геолого-технологических факторов на перспективность участков

Объем ресурсов метана определяется следующими величинами: общей и промышленной угленосностью месторождения в бассейне, величинами давления газа, природной метаноносностью, температурой пластов, зависящими от глубины (от поверхности и от верхней границы метановых газов), степени метаморфизма угля и в меньшей степени от петрографического состава угля [19].

⁹ Coal Washing & power generation from washery rejects. Coal bed methane 2nd Indo-US Coal Working Group meeting. Washington; 2005; Pashin J. C. Geologic heterogeneity and coal-bed methane production – experience from the Black Warrior Basin. In: Selected Presentations on Coalbed Gas in the Eastern United States. U.S. Geological Survey Open-File Report 2004-1273. Pp. 61–92.

¹⁰ Турабаева Ж. Метановая перспектива Казахстана. Горно-металлургическая промышленность. Алматы; 2019. С. 43. URL: <https://metalmininginfo.kz/archives/6134>

В основных пластах Карагандинской свиты на глубине 400 м количество газа составляет 22–25 м³/т. Увеличение его содержания до 25–27 м³/т происходит в Шерубайнуринском и Тентекском районах. Зона газового выветривания в этих районах находится в пределах глубин 120–175 и 130–160 м соответственно. При этом глубина залегания угольных пластов оказывает существенное влияние на их газоносность. Большинство исследователей пришло к выводу, что газоносность нарастает с глубиной по гиперболическому закону и может быть описана с помощью уравнения Ленгмюра:

$$X = \frac{c(H - H_0)}{1 + b(H - H_0)}, \quad (1)$$

где H – глубина залегания пласта, м; H_0 – глубина поверхности метановой зоны, м; c , b – постоянные для данного пласта коэффициенты.

Давление газа в угольных пластах изучалось ИГД АН КазССР и бывшим КО ВостНИИ [18]. Результаты этих исследований показали, что давление метана возрастает с глубиной по зависимости [19], которая для интервала глубин до 800 м может быть аппроксимирована прямой вида

$$P = 0,1H_y, \quad \text{кгс/см}^2, \quad (2)$$

где H_y – глубина залегания от условного горизонта, м.

Для различных пластов Карагандинского угольного бассейна величина H_y изменяется в пределах от 200 до 800 м. В работе [19] показано, что газовое давление плавно нарастает с увеличением глубины залегания пласта. Это объясняется тем, что на распределение газа в угленосной толще влияет ряд факторов, среди которых – газовое давление и газопроницаемость.

Геотермический градиент в среднем в Карагандинском угольном бассейне составляет 1,6 °C на 100 м. Это почти в 2 раза меньше, чем среднее значение этого показателя для верхних частей земной коры, но близко по значению этого показателя для карбоновых бассейнов мира. Пористость угля в таких случаях обычно составляет порядка 3–5 %.

Способность угольного массива удерживать значительные объемы газа даже при пониженном пластовом давлении определяется его высокой сорбционной способностью. Этот процесс обусловлен действием слабых межмолекулярных сил, преимущественно сил Ван-дер-Ваальса, которые обеспечивают адсорбцию молекул метана на внутренней поверхности порового пространства угля. Значительные объемы газа могут быть сосредоточены в угле за счет большой внутренней поверхности микропористости [6, 20, 21]. При контроле термобарических условий путем лабораторных исследований построены изотермы сорбции угля. Характерные зависимости давления и сорбционной способности угля, полученные в результате исследований, представлены на рис. 3.

Анализ данных показывает, что наибольшее количество газа может содержать Шерубайнуринский участок, поскольку с ростом давления интенсивней возрастает объем сорбции угля, а наименьшее – Караджаро-Шаханский.

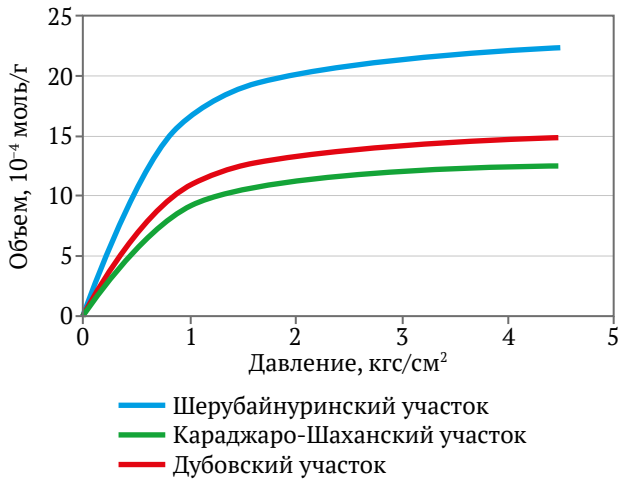


Рис. 3. Изотермы сорбции метана при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$

По результатам изучения сорбционной метаноспособности угольных пластов бассейна определены зависимости сорбции углей от давления газа, температуры, петрографического состава углей и влажности. В результате проведенных исследований были получены данные, свидетельствующие о том, что для углей Карагандинского бассейна характерны незначительные изменения степени метаморфизма. Установленный уровень углефикации соответствует III–IV стадии метаморфизма согласно принятым классификациям [22]. Анализ петрографического состава углей Карагандинского бассейна показал, что микрокомпоненты групп витринита V_t и фюзинита F являются основными группами в углях бассейна, их количественные содержания довольно тесно коррелируются ($r = 0,84$). Зависимость между основными группами микрокомпонентов петрографического состава описывается следующим уравнением:

$$F = 76,7 - 0,849V_t, \% \quad (3)$$

где F, V_t – соответственно содержание фюзинита и витринита.

Поэтому петрографический состав оценивается одним из основных ингредиентов – содержанием фюзинита F , который рассчитывается на органическую массу угля, так как сорбируемость минеральной части угля мала.

Все изотермы обрабатывались по уравнению Ленгмюра:

$$X_p = \frac{abP}{1 + bP}, \text{ см}^3/\text{т г. м.} \quad (4)$$

где a и b – коэффициенты уравнения Ленгмюра, соответственно $\text{см}^3/\text{т}$ и $\text{см}^2/\text{кг}$; P – давление, $\text{кгс}/\text{см}^2$.

Определение коэффициентов a и b предусматривало использование метода наименьших квадратов для нормализованного уравнения:

$$\frac{P}{X_p} = \frac{1}{ab} + \frac{1}{a}P. \quad (5)$$

Далее критериальным методом осуществлялся поиск частных зависимостей для значений коэффи-

циентов Ленгмюра a и b от температуры и содержания фюзинита, которые имеют вид:

$$a_t = 33,48 - 0,28t, \text{ м}^3/\text{т г. м.}; \quad (6)$$

$$b_t = 0,1287e^{-1,4715 \cdot 10^{-4t}}, \text{ см}^2/\text{кг}; \quad (7)$$

$$a_F = 12,355 + 0,350 \cdot F, \text{ м}^3/\text{т г. м.}; \quad (8)$$

$$b_F = 0,0956 + 0,000284F, \text{ см}^2/\text{кг}. \quad (9)$$

Согласно методу проф. М.М. Протодьяконова формула многофакторной зависимости представляет собой произведение частных эмпирических зависимостей, делённое на генеральную среднюю всей совокупности данных, возведённую в степень на единицу меньше числа первичных факторов. Таким образом, $a = f(t, F)$ будет выглядеть следующим образом:

$$a_{F,t} = a \frac{a_t}{F \frac{a_t}{a}}, \text{ см}^2/\text{кг}; \quad (10)$$

аналогично $b = f(t, F)$

$$b_{P,t} = b \frac{b_t}{t \frac{b_t}{b}}, \text{ см}^2/\text{кг}, \quad (11)$$

где \bar{a} и \bar{b} – соответствующие генеральные средние.

При изучении вещественного состава выяснилось, что газоносность вмещающих пород, к примеру аргиллитов, лишь в единичных случаях превосходит $5 \text{ м}^3/\text{т}$, в подавляющем же большинстве она меньше $2 \text{ м}^3/\text{т}$. Характерно, что стабилизация газоносности совпадает со стабилизацией их пористости. Так, в зоне выветривания аргиллитов карагандинской свиты, которая распространяется до глубины 300 м, газоносность этих пород имеет минимальные значения.

Газоносность алевролитов и песчаников, определённая по единичным пробам, составляет $4\text{--}5 \text{ м}^3/\text{т}$. Эти породы характеризуются хорошей газоотдачей и почти не требуют термовакuumной дегазации. Аргиллиты же освобождаются от газа только в процессе нагревания до температуры $70\text{--}80^{\circ}$ и при глубоком вакуумировании. Последнее обстоятельство разрешает свести к ничтожной величине поступление метана из вмещающих пород в скважины.

Изучение газоносности (метана) на шахтах Промышленного и Саранского участков¹¹ [23] показало, что с увеличением метаморфизма углей в западном направлении (т.е. в сторону Шерубайнурского угленосного района) увеличивается и газоносность [24]. Установлено также увеличение газообильности с глубиной, что наглядно демонстрирует график на рис. 4. Суммарное количество метана, образованного в процессе метаморфизма угля, имеет примерно следующие значения по стадиям метаморфизма¹²: Г – $212 \text{ м}^3/\text{т}$; Ж – $229 \text{ м}^3/\text{т}$; К – $270 \text{ м}^3/\text{т}$; ОС – $300 \text{ м}^3/\text{т}$; Т – 330 м^3 , что не противоречит исследованиям. Таким

¹¹ Натура В.Г., Сиротский Р.Г., Ожогина Т.В. Патент РФ 2601205 Способ определения газоносности угольных пластов. Заявл. 07.08.2015. Опубл. 27.10.2016.

¹² Ахматнуров Д.Р. Исследование методов интенсификации газоотдачи из неразгруженных угольных пластов. [Дис. ... PhD]. Караганда: Карагандинский государственный технический университет; 2018. С. 142–149. URL: <https://www.kstu.kz/o-zashhite-doktorskoj-dissertatsii-ahmatnurova-denisa-ramilevicha/?lang=ru> (Дата обращения: 08.09.2025).

образом, потенциальные ресурсы газа в угленосной толще Шерубайнуринской синклинали оцениваются как значительные. При этом современный уровень метаноносности в первую очередь определяется не столько генерацией метана, сколько геолого-структурными и фильтрационно-емкостными условиями его миграции и аккумуляции. Для пласта K_7 газоносность увеличивается постепенным образом с глубиной. На первых этапах рост газоносности происходит слабыми темпами из-за значительных трещин, образовавшихся в результате деформации массива пород (блочное расчленение). Для пласта K_{10} газоносность также увеличивается с глубиной, но более резко. Это связано с тем, что газоносность угольных пластов зависит от глубины залегания, степени метаморфизма угля и газового давления.

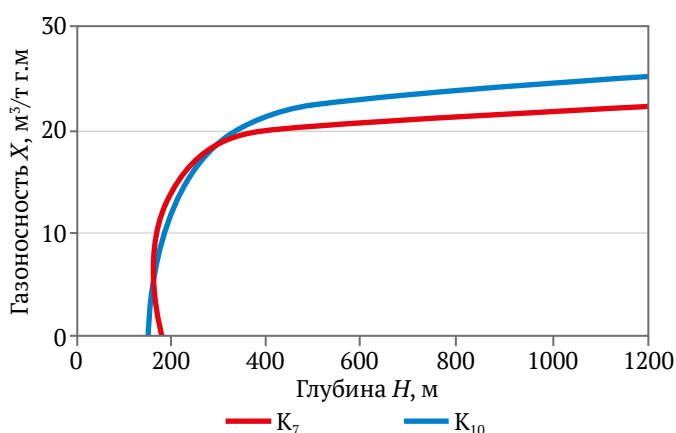


Рис. 4. График изменения газоносности угольных пластов K_7 и K_{10} с увеличением глубины

Данные по угленосности и газоносности карагандинской свиты в пределах шахтных полей 35/36 и 37/38 приведены в геологическом отчете¹³, где они отнесены к объектам, не охваченным газовым опробованием. Ресурсы газа подсчитаны по аналогии с полем шахты «Степная» и сведены в сравнительную табл. 7, которая демонстрирует, что несмотря на одинаковое значение расчетной газоносности по балансовым запасам, всего ресурсов метана по ш.п. 35/36 значительно меньше и составляют менее 0,75 млрд m^3 , по сравнению с ш.п. 37/38, где более 1 млрд m^3 .

По имеющимся данным по Северному участку¹⁴, расположенному к юго-востоку от проектируемого, пласты дегазированы до 140–150 м, что объясняется их довольно крутым залеганием. Установлено, что интенсивный рост газоносности происходит в первые 100 м от поверхности метановой зоны, т.е. до глубины 250 м от дневной поверхности. За этот короткий интервал, что свойственно крутозалегаящим толщам, газоносность пластов увеличивается от 2 до 20 $m^3/т.г.м$. Глубже градиент ее роста не превышает 1 $m^3/т.г.м$. на каждые 100 м погружения и на глубине 1000 м газоносность составляет 24 $m^3/т.г.м$. Описанное изменение газоносности характерно для всех пластов, начиная от K_{10} и ниже.

¹³ Ермеков М.А. Газоносность угленосных отложений и газообильность шахт Карагандинского бассейна. [Автореф. дис. ... докт. геол.-минерал. наук]. Алма-Ата: Каз. политехн. ин-т; 1963. 63 с.

¹⁴ Ахматнуров Д. Р. Исследование методов интенсификации газоотдачи из неразгруженных угольных пластов. [Дис. ... PhD]. Караганда: Карагандинский государственный технический университет; 2018. С. 142–149. URL: <https://www.kstu.kz/o-zashhite-doktorskoj-dissertatsii-ahmatnurova-denisa-ramilevicha/?lang=ru> (Дата обращения: 08.09.2025).

Таблица 7

Газоносность угольных пластов и углистых пород Карагандинской свиты шахтных полей 35/36 и 37/38 (по данным геологического отчета за 1989 г.)

Показатель		Шахтное поле 35/36	Шахтное поле 37/38
		550	570
Средняя газоносность, $m^3/т$		14,53	14,69
Глубина уровня 10 $m^3/т$, м		318	318
По балансовым запасам	суммарная мощность, м	3,7	3,7
	категория запасов	A+B+C	A+B+C
	запасы углей, тыс. т	28 427	39 508
	расчетная газоносность, $m^3/т$	12,27	12,35
	категория ресурсов газа	P_1	P_1
	запасы углей, тыс. т	348 799	487 924
По забалансовым запасам	запасы углей, тыс. т	10 423	13 886
	категория ресурсов газа	P_2	P_2
	ресурсы газа, тыс. m^3	127 890	171 492
По нерабочим угольным пластам	суммарная мощность, м	2,24	2,24
	категория ресурсов газа	P_3	P_3
	ресурсы газа, тыс. m^3	211 165	295392
По углистым породам	суммарная мощность, м	1,4	1,4
	категория ресурсов газа	P_3	P_3
	ресурсы газа, тыс. m^3	65 989	92310
Всего запасов угля, тыс. т		38 850	53 394
Всего ресурсов метана, тыс. m^3		753 843 (0,75 млрд m^3)	1 047 118 (1,0 млрд m^3)

Суммарные запасы ресурсов метана в отложениях Карагандинской свиты на шахтных полях 35/36 и 37/38 составляют 1,75 млрд м³. Газоносность угольных пластов Ашлярикской свиты на глубине 135–140 м составляет 15–20 м³/т с.б.м. С этой глубины шахта Кировская отнесена к сверхкатегорным по газу, а с глубины 180–200 м пласты А₅, А₇ подвергаются предварительной дегазации. Внезапных выбросов угля и газа не происходило. В пределах проектируемой площади газоносность углей Ашлярикской свиты, как и Карагандинской, не исследовалась.

Определение перспективности участка основано на разработке геологических критериев оценки, заключающихся на анализе глубины залегания, нарушенности, проницаемости и метаноносности угольных пластов для выявления наиболее газонасыщенных участков, которые можно считать перспективными для получения метана из угольной толщи [10]. Критериальный рейтинг перспективности участков заключался в оценке угольных пластов по 10 основным факторам и учитывал влияние влажности, выхода летучих веществ, десорбции метана и проницаемость пласта на различных глубинах. На рис. 5 представлена угленосность свит с учетом общего и рабочего количества пластов, а также их суммарной мощности.

В работе [10] показаны результаты определения проницаемости на исследуемых участках наиболее газонасыщенных пластов в зависимости от глубины. При небольшой разнице в глубинах наблюдается изменение проницаемости пласта в меньшую сторону. Результаты обработки полученных данных проницаемости от глубины залегания представлены на рис. 6.

Анализ данных рис. 6 показывает устойчивую отрицательную корреляцию между глубиной залегания и проницаемостью пластов ($r \approx -0,85$), что объясняется увеличением горного давления и уплотнением породы. Это, в свою очередь, влияет на фильтрационные свойства и десорбционную способность угля. Также выявлена зависимость между газоносностью и степенью метаморфизма: с увеличением содержания фюзинита метаноносность растёт, что подтверждается уравнением регрессии (см. формулу (3)). Данные указывают на приоритетную роль петрографического состава в формировании ресурса метана.

Методика составления оценки исследуемых участков заключается в следующем: для комплексной сравнительной характеристики газонасыщенных угольных участков применён метод факторно-балльной оценки, при котором каждому участку присваиваются баллы по ряду ключевых параметров, отражающих его перспективность в плане метаноносности и дегазации. Каждый параметр оценивается по шкале от 10 до –10 баллов, где 10 соответствует наиболее благоприятному значению, а –10 – наименее благоприятному. Показателю, который влияет негативно, присваивается отрицательное значение. В качестве оцениваемых параметров были приняты проницаемость (газопроницаемость), которая характеризует способность угольного массива пропускать газ. Чем выше проницаемость, тем выше эффективность де-

газации; десорбционная способность, отражающая интенсивность выделения адсорбированного метана из угля; плотность ресурсов, которая оценивает потенциальный объём газа, содержащегося в угольном массиве, в расчёте на единицу площади или объёма; метаноносность, показывающая фактическое содержание метана в угольном массиве, установленное на основе прямых измерений; выход летучих веществ, отражающий содержание органических компонентов в угле и косвенно указывающий на потенциал метанообразования; влажность, характеризующая содержание влаги в угле и породах. Поскольку повышенная влажность затрудняет десорбцию газа, этот фактор рассматривается как негативный и его значение учитывается в расчётах со знаком минус.

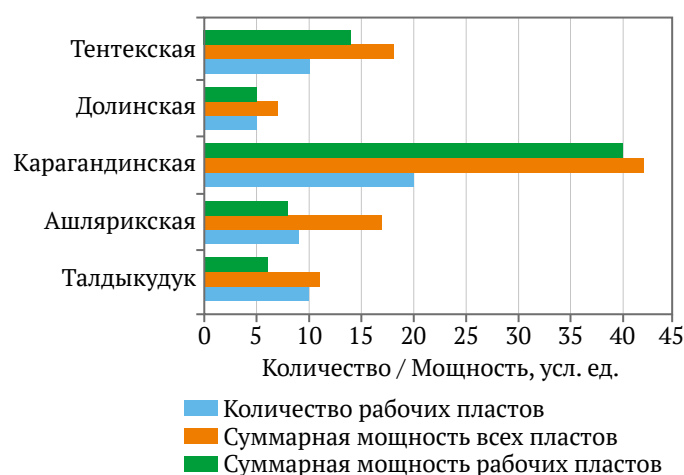


Рис. 5. Угленосность свит угольных пластов Карагандинского бассейна

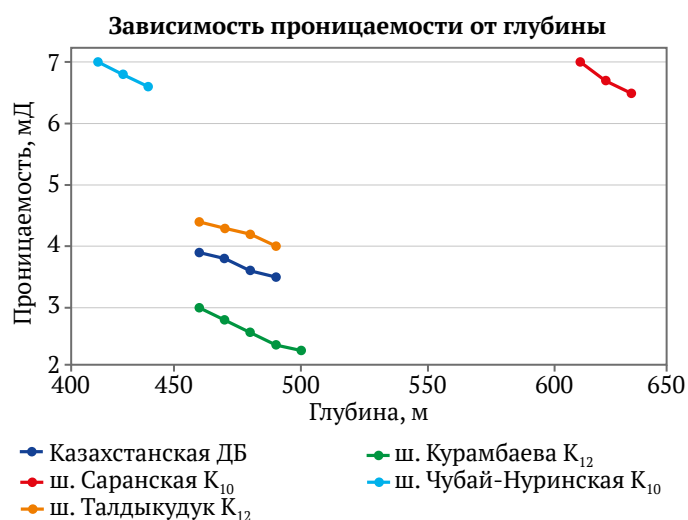


Рис. 6. Влияние глубины залегания угольного пласта на его проницаемость

Источник: Гуревич Ю. С. Извлечение кондиционного метана при подземной разработке угольных месторождений и технологические решения по его использованию. [Дисс. ... докт. техн. наук] М.: МГИ; 1990. 531 с.

Таблица 8

Факторно-балльная оценка исследуемых участков

Исследуемые участки	Присвоенные баллы по различным факторам						Сводные показатели баллов
	Проницаемость	Десорбция	Плотность ресурсов	Метаноносность	Выход летучих	Влажность	
Шерубайнуринский	9	7,5	10	9	9	-6,5	38
Саранский	8	5	10	9	9	-7	34
Талдыкудукский	5	7	10	10	10	-10	32
Промышленный	5	6	10	9,5	9,4	-8	31,9
Тентекский	5	7	6	10	10	-9	29

Итоговая оценка (сводный показатель) для каждого участка определяется арифметическим сложением всех присвоенных баллов с учётом знака для влажности.

Интерпретация результатов: чем выше итоговое значение, тем более перспективен участок с точки зрения потенциальной газоотдачи, технологичности дегазации и условий для эффективной добычи метана. Например, Шерубайнуринский участок имеет наивысшую интегральную оценку (38 баллов), что делает его приоритетным объектом для проведения дегазационных мероприятий и опытно-промышленных работ.

Составленный критериальный рейтинг каждого участка с учетом основополагающих геолого-технологических факторов на основе результатов проведенных исследований (табл. 8) показал, что Шерубайнуринский участок характеризуется хорошей плотностью ресурсов, показателями метаноносности и выхода летучих, однако проигрывает остальным участкам по данным десорбции и влажности. Наиболее перспективными оказались Шерубайнуринский, Саранский и Талдыкудукский участки, наиболее низкие показатели у Тентекского участка.

В отличие от существующих в литературе подходов, основанных на ограниченном наборе геологических параметров (глубина, газоносность, проницаемость), разработанная в настоящем исследовании методика использует расширенный перечень факторов – 10 ключевых признаков, включая петрографические и термодинамические характеристики углей. Это позволяет обеспечить более полную и объективную оценку перспективности участков.

Таким образом, отличительной особенностью настоящего исследования является комбинация методов десорбционного анализа, петрографической оценки и параметрической фильтрации, объединённая в унифицированный алгоритм оценки, пригодный для внедрения в практику проектирования дегазации.

Анализ существующих решений [8, 9] показывает, что большинство из них не учитывают:

- сорбционно-структурных свойств углей (изотермы Ленгмюра),
- влияния микрокомпонентного состава (фюзинит, витринит),
- десорбционных характеристик и влажности пород.

Преимуществом предложенного подхода являются многофакторность оценки, универсальность применения, высокая практическая применимость, повышение точности прогноза – за счёт уточнения уравнений Ленгмюра и внедрения корреляций с содержанием фюзинита и температурой.

Таким образом, научная новизна исследования выражается в разработке и экспериментальном подтверждении интегральной методики оценки участков угольных пластов, позволяющей заменить экспертные, слабоформализованные подходы количественной научно обоснованной методической системой с проверяемыми параметрами.

Выводы

Проведенный анализ современного состояния и мирового опыта в области добычи метана из угольных пластов показал, что отдельными странами достаточно успешно применяются различные технологии добычи метана из угольных пластов.

Карагандинский угольный бассейн по перспективности добычи газа метана условно разделяется на 5 участков. На каждом из них были проведены исследования наиболее газоносных пластов. Установлено, что газоносность углей Карагандинского бассейна закономерно возрастает с глубиной по восходящей ветви S-образной кривой, причём значения метаноносности достигают 25–27 м³/т при глубинах свыше 600 м. В результате исследований определены зоны первого и второго порядка для оценки перспективности добычи метана из угольных пластов. Основными параметрами для классификации этих зон являются: глубина залегания, характеристики проницаемости и десорбции. Газопроницаемость до 10–15 мД можно зафиксировать на глубине 250–300 м.

На основе анализа сорбционной способности угольных пластов Карагандинского бассейна по отношению к метану были установлены параметры корреляционных моделей между сорбцией углей и такими факторами, как давление газа, температурный режим, петрографический состав и уровень влажности. Полученные в ходе исследований результаты указывают на то, что для углей Карагандинского бассейна характерны незначительные изменения степени метаморфизма. Лабораторными исследованиями установлено, что метаноносность возрастает от 21,6 до 26,4 м³/т



при углублении пластов. Впервые для Карагандинского бассейна получены количественные зависимости коэффициентов уравнения Ленгмюра от содержания фюзинита и температуры, позволяющие уточнить параметры изотерм сорбции и повысить точность оценки газоёмкости углей.

По результатам опытно-промышленных испытаний и экспериментальных исследований были научно обоснованы геолого-технологические факторы, характеризующие перспективность участков на извлекаемость метана, такие как: глубина залегания угольных пластов, нарушенность, проницаемость и метаноносность. При этом рейтинг перспективности заключался в оценке угольных пластов по 10 основным факторам и учитывал влияние влажности, выхода летучих веществ, десорбции метана и проницаемость пласта на различных глубинах. Итоговая оценка (сводный показатель) для каждого участка была определена арифметическим сложением всех

присвоенных баллов с учётом знака для влажности. Интерпретация результатов показала, что чем выше итоговое значение, тем более перспективен участок с точки зрения потенциальной газоотдачи, технологичности дегазации и условий для эффективной добычи метана. Применение критериального подхода позволило на основе научного подхода и количественных оценок ранжировать участки. Наиболее перспективными признаны Шерубайнуринский (38 баллов), Саранский (34 балла) и Талдыкудукский (32 балла) участки.

Достигнута поставленная цель исследования – сформирована система, позволяющая не только оценить текущую перспективность участков горного отвода, но и прогнозировать эффективность метанодобычи на ранней стадии планирования. Полученные результаты исследования имеют практическое значение как в практике проектирования новых угольных шахт, так и для действующих шахт.

Список литературы / References

1. Пармузин П.Н. *Зарубежный и отечественный опыт освоения ресурсов метана угольных пластов: монография*. Ухта: УГТУ; 2017. 109 с.
Parmuzin P.N. *Foreign and domestic experience in the development of coalbed methane resources: A Monograph*. Ukhta: USTU; 2017. 109 p. (In Russ.)
2. Голицын М.В., Голицын А.М., Пронина Н.В. и др. *Газоугольные бассейны России и мира*. Под ред. В.Ф. Череповского. М.: МГУ им. М.В. Ломоносова, Рос. акад. естеств. наук; 2002. 249 с.
Golitsyn M.V., Golitsyn A.M., Pronina N.V. et al. *Gas-coal basins of Russia and the world*. Ed. by V.F. Cherepovskiy. Moscow: Lomonosov Moscow State University, Russian Academy of Natural Sciences; 2002. 249 p. (In Russ.)
3. Qin Y., Ye J. A review on development of CBM industry in China. In: *AAPG Asia Pacific Region, Geoscience Technology Workshop. Opportunities and Advancements in Coal Bed Methane in the Asia Pacific*. February 12–13, 2015, Brisbane, Australia. Tulsa: AAPG; 2015.
4. Drizhd N.A., Kamarov R.K., Akhmatnurov D.R. et al. Coal bed methane Karaganda basin in the gas balance Republic of Kazakhstan: status and prospects. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2017;(1):12–20.
5. Киряева Т.А. Оценка ресурсов метана в Кузбассе с учетом новых представлений о его состоянии в угольном пласте. *Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых*. 2012;(5):67–75.
Kiryaeva T.A. Evaluation of methane resources in Kuzbass in the context of new ideas on methane occurrence in coal bed. 2012;(5):67–75. *Fiziko-Tekhnicheskiye Problemy Razrabotki Poleznykh Iskopaemykh*. (In Russ.)
6. Киринов Б.Ф., Журавлев В.П., Рыжих Л.И. *Борьба с пылевыделением в шахтах*. М.: Недра; 1983. 213 с.
Kirin B.F., Zhuravlev V.P., Ryzhikh L.I. *Dust control in Mines*. Moscow: Nedra; 1983. 213 p. (In Russ.)
7. Назарова Л.А., Назаров Л.А., Карчевский А.Л. Метод интерпретации данных «Canister test» для определения диффузионно-емкостных параметров угольных пластов на основе решения обратной задачи. *Горный информационно-аналитический бюллетень*. 2014;(3):56–68.
Nazarova L.A., Nazarov L.A., Karchevsky A.L. Method of “canister test” data interpretation for determination of coal bed diffusion and capacity parameters based on inverse problem solution. *Mining International and Analytical Bulletin*. 2014;(3):56–68. (In Russ.)
8. Велесевич С.В., Шек В.М. Анализ перспективности участков углегазового месторождения для добычи метана (на примере Воркутинского месторождения). *Горный информационно-аналитический бюллетень*. 2005;(5):132–137.
Velevich S.V., Shek V.M. Analysis of the prospects of coal-gas field areas for methane production (case study of the Vorkuta field). *Mining Informational and Analytical Bulletin*. 2005;(5):132–137. (In Russ.)
9. Коряга М.Г., Сычев И.И. Методика поисков скоплений метана и выделение площадей, перспективных для его промышленной добычи, в Южном Кузбассе. *Горный информационно-аналитический бюллетень*. 2015;(3):380–385.
Koryaga M.G., Sychev I.I. A search technique for detection of methane accumulation and identification of potential sites for industrial methane mining in southern Kuzbass. *Mining Informational and Analytical Bulletin*. 2015;(3):380–385. (In Russ.)



10. Мусин Р.А., Асанова Ж.М., Халикова Э.Р. и др. Разработка технологических критериев оценки для выбора перспективных участков добычи угольного метана. *Уголь*. 2024;(4):102–108. <https://doi.org/10.18796/0041-5790-2024-4-102-108>
Musin R.A., Asanova Zh.M., Khalikova E.R. et al. Development of technological evaluation criteria for the selection of promising coal methane production sites. *Ugol'*. 2024;(4):102–108. (In Russ.) <https://doi.org/10.18796/0041-5790-2024-4-102-108>
11. Гресов А.И., Обжиров А.И., Шакиров Р.Б. *Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока России и перспективы ее промышленного освоения. Т. I. Углеметановые бассейны Приморья, Сахалина и Хабаровского края*. Владивосток: Дальнаука; 2009. 247 с.
Gresov A.I., Obzhirov A.I., Shakirov R.B. *Methane resource base of the coal basins of the Russian Far East and prospects for its industrial development. Vol. I. Coal-methane basins of Primorye, Sakhalin and Khabarovsk Krai*. Vladivostok: Dalnauka; 2009. 247 p. (In Russ.)
12. Лу Я. Методика геологического выбора угольного месторождения для добычи метана из угольных пластов в Китае. В: *Международная научная конференция студентов, аспирантов и молодых учёных «Ломоносов–2018»*. 10–11 апреля 2018, Москва, Россия, 2018.
Lu Ya. Methodology for geological selection of coal deposits for methane extraction from coal seams in China. In: *International Scientific Conference of Students, Postgraduates and Young Scientists “Lomonosov – 2018”*. April 10–11, 2018, Moscow, Russia, 2018. (In Russ.)
13. Ян И., Чэнь Х., Ван Х. и др. Влияние тектонических структур на добычу метана при разработке участка QD угольного бассейна Циньшуй (Китай). *Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых*. 2021;(3):85–95. <https://doi.org/10.15372/FTPRPI20210309>
Yan I., Chen H., Wang H. et al. Influence of tectonic structure on methane recovery in QD site in the Qinshui coal basin in China. *Fiziko-Tekhnicheskiye Problemy Razrabotki Poleznykh Iskopaemykh*. 2021;(3):85–95. (In Russ.) <https://doi.org/10.15372/FTPRPI20210309>
14. Рубан А.Д., Забурдяев В.С. Опыт извлечения и использования шахтного метана в России и ФРГ. *Горный информационно-аналитический бюллетень*. 2004;(9):153–158.
Ruban A.D., Zaburyaev V.S. Experience in the extraction and utilization of mine methane in Russia and the Federal Republic of Germany. *Mining Informational and Analytical Bulletin*. 2004;(9):153–158. (In Russ.)
15. Забурдяев В.С. Метан угольных месторождений: ресурсы, объемы выделения, извлечения и использования. *Горный вестник*. 1994;(1):34–39.
Zaburyaev V.S. Coalbed methane: resources, emission volumes, extraction and utilization. *Gornyy Vestnik*. 1994;(1):34–39. (In Russ.)
16. Золотых С.С., Арнаутов В.С., Сурин Е.В. *Из недр кузбасских кладовых – горючий газ метан. Газпром Добыча Кузнецк*. Кемерово: Кузбассвуиздат; 2015. 247 с.
Zolotykh S.S., Arnautov V.S., Surin E.V. *From the depths of Kuzbass storerooms – combustible gas methane. Gazprom Dobycha Kuznetsk*. Kemerovo: Kuzbassvuzizdat; 2015. 247 p. (In Russ.)
17. Леготин Ф.Я., Ахметова А.Б. Анализ состояния и тенденций развития угледобывающей промышленности Карагандинской области. *Известия УрГЭУ*. 2012;(4):50–53.
Legotin F. Ya., Akhmetova A. B. The analysis of state and trends of development of the coal mining industry in the Karaganda oblast. *Journal of the Ural State University of Economics*. 2012;(4):50–53. (In Russ.)
18. Вольпова Л.С., Токарева С.Г. Об ошибке определения природной газоносности керногазонаборником КА–61. *Известия вузов. Геология и разведка*. 1973;(5):92–94.
Volpova L.S., Tokareva S.G. On the error in determining natural gas content by the core gas sampler KA-61. *Izvestiya Vuzov. Geologiya i Razvedka*. 1973;(5):92–94. (In Russ.)
19. *Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР. Т. 2. Угольные бассейны и месторождения Сибири, Казахстана и Дальнего Востока*. Под ред. А.И. Кравцова. М.: Недра; 1979. 454 с.
Gas content of coal basins and deposits of the USSR. Vol. 2. Coal Basins and Deposits of Siberia, Kazakhstan and the Far East. Ed. by A.I. Kravtsov. Moscow: Nedra; 1979. 454 p. (In Russ.)
20. Дрижд Н.А., Мусин Р.А., Александров А.Ю., Рабатулы М. Опыт бурения наклонно-направленной скважины для добычи метана угольных пластов. *Горный журнал Казахстана*. 2019;(12):19–23.
Drizhd N.A., Musin R.A., Aleksandrov A.Yu., Rabatuly M. Experience in drilling a directional well for coalbed methane production. *Gornyy Zhurnal Kazakhstana*. 2019;(12):19–23. (In Russ.)
21. Пашенков П.Н. Способ определения параметров изотермы сорбции Ленгмюра и газопроницаемости дисперсных фракций угля. *Горный информационно-аналитический бюллетень*. 2018;(3):120–128.
Pashchenkov P.N. Method to determine parameters of Langmuir isotherm and gas permeability of dispersed coal particles. *Mining Informational and Analytical Bulletin*. 2018;(3):120–128. (In Russ.)
22. Сластунов С.В. Проблемы добычи угольного метана и перспективные технологические решения. *Горный информационно-аналитический бюллетень*. 1997;(6):25–31.
Slastunov S.V. Problems of coal methane production and promising technological solutions. *Mining Informational and Analytical Bulletin*. 1997;(6):25–31. (In Russ.)



23. Шубина Е.А., Лукьянов В.Г. Изучение природной газоносности с целью развития добычи метана из угольных пластов в промышленных масштабах. *Вестник КузГТУ*. 2016;(1):3–12.
Shubina E.A., Lukyanov V.G. Study of natural gas content for the development of coal seam methane production on an industrial scale. *Vestnik KuzGTU*. 2016;(1):3–12. (In Russ.)
24. Дрижд Н.А., Рабатулы М., Александров А.Ю. и др. Результаты освоения опытно-промышленных скважин на Шерубайнуринском участке Карагандинского угольного бассейна. *Уголь*. 2020;(6):36–40.
<https://doi.org/10.18796/0041-5790-2020-6-36-40>
Drizhd N.A., Rabatuly M., Aleksandrov A.Yu. et al. The results of the development of pilot wells in the Sherubainurinsky site of the Karaganda coal basin. *Ugol'*. 2020;(6):36–40. (In Russ.) <https://doi.org/10.18796/0041-5790-2020-6-36-40>

Информация об авторах

Равиль Альтавович Мусин – ассоциированный профессор кафедры разработки месторождений полезных ископаемых, Карагандинский технический университет имени Абылкаса Сагинова, г. Караганда, Республика Казахстан; ORCID [0000-0002-1206-6889](https://orcid.org/0000-0002-1206-6889), Scopus ID [7005446397](https://scopus.com/authorid/7005446397); e-mail R.A.Mussin@mail.ru

Наталья Анатольевна Немова – старший научный сотрудник лаборатории открытых горных работ, Институт горного дела имени Н.А. Чинакала СО РАН, г. Новосибирск, Российская Федерация; доцент кафедры инженерной геодезии и маркшейдерского дела, Сибирский государственный университет геосистем и технологий, г. Новосибирск, Российская Федерация; ORCID [0000-0002-5050-611X](https://orcid.org/0000-0002-5050-611X), Scopus ID [56995813200](https://scopus.com/authorid/56995813200); e-mail fpvgn@misd.ru

Денис Рамильевич Ахматнуров – руководитель лаборатории, Карагандинский технический университет имени Абылкаса Сагинова, г. Караганда, Республика Казахстан; ORCID [0000-0001-9485-3669](https://orcid.org/0000-0001-9485-3669), Scopus ID [57194187849](https://scopus.com/authorid/57194187849); e-mail d_akhmatnurov@mail.ru

Наиль Мансурович Замалиев – ассоциированный профессор кафедры разработки месторождений полезных ископаемых, Карагандинский технический университет имени Абылкаса Сагинова, г. Караганда, Республика Казахстан; ORCID [0000-0003-0628-2654](https://orcid.org/0000-0003-0628-2654); e-mail Nailzamaliev@mail.ru

Эдвард Дмитриевич Решетняков – инженер кафедры разработки месторождений полезных ископаемых, Карагандинский технический университет имени Абылкаса Сагинова, г. Караганда, Республика Казахстан; ORCID [0009-0000-1128-2056](https://orcid.org/0009-0000-1128-2056); e-mail vip_red2001@gmail.com

Александр Владиславович Резник – старший научный сотрудник лаборатории открытых горных работ, Институт горного дела имени Н.А. Чинакала СО РАН, г. Новосибирск, Российская Федерация; ORCID [0000-0002-0077-3404](https://orcid.org/0000-0002-0077-3404); e-mail a-reznik@mail.ru

Information about the authors

Ravil A. Mussin – Associate Professor of the Department of Mineral Deposits Development, Abylkas Saginov Karaganda Technical University, Karaganda, Republic of Kazakhstan; ORCID [0000-0002-1206-6889](https://orcid.org/0000-0002-1206-6889), Scopus ID [7005446397](https://scopus.com/authorid/7005446397); e-mail R.A.Mussin@mail.ru

Natalia A. Nemova – Senior Researcher of the Open-Pit Mining Laboratory, N.A. Chinakal Institute of Mining of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation; Associate Professor of the Department of Engineering Geodesy and Mine Surveying, Siberian State University of Geosystems and Technologies, Novosibirsk, Russian Federation; ORCID [0000-0002-5050-611X](https://orcid.org/0000-0002-5050-611X), Scopus ID [56995813200](https://scopus.com/authorid/56995813200); e-mail fpvgn@misd.ru

Denis R. Akhmatnurov – Head of the Laboratory, Abylkas Saginov Karaganda Technical University, Karaganda, Republic of Kazakhstan; ORCID [0000-0001-9485-3669](https://orcid.org/0000-0001-9485-3669), Scopus ID [57194187849](https://scopus.com/authorid/57194187849); e-mail d_akhmatnurov@mail.ru

Nail M. Zamaliyev – Associate Professor of the Department of Mineral Deposits Development, Abylkas Saginov Karaganda Technical University, Karaganda, Republic of Kazakhstan; ORCID [0000-0003-0628-2654](https://orcid.org/0000-0003-0628-2654); e-mail Nailzamaliev@mail.ru

Edvard D. Reshetnyakov – Engineer of the Department of Mineral Deposits Development, Abylkas Saginov Karaganda Technical University, Karaganda, Republic of Kazakhstan; ORCID [0009-0000-1128-2056](https://orcid.org/0009-0000-1128-2056); e-mail vip_red2001@gmail.com

Alexander V. Reznik – Senior Researcher of the Open-Pit Mining Laboratory, N.A. Chinakal Institute of Mining of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation; ORCID [0000-0002-0077-3404](https://orcid.org/0000-0002-0077-3404); e-mail a-reznik@mail.ru

Поступила в редакцию

26.06.2025

Received

26.06.2025

Поступила после рецензирования

31.07.2025

Revised

31.07.2025

Принята к публикации

01.08.2025

Accepted

01.08.2025