



УДК 622.324.5

ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ ЗАЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН ЗАБЛАГОВРЕМЕННОЙ ДЕГАЗАЦИИ НА ОСНОВЕ ПОЛЕВЫХ И ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Смирнова А.Д.^{1,2}, Михайлова Т.В.²

¹ Шаньдунский университет науки и технологий

² Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева

Аннотация.

Рост газодинамической опасности при подземной отработке метанообильных, низкопроницаемых и глубокозалегающих угольных пластов обуславливает необходимость применения технологии заблаговременной дегазации угольных пластов. Целью исследования является разработка научно обоснованного метода определения мест заложения скважин заблаговременной дегазации угольных пластов на основе комплексного анализа данных для условий Южно-Кузбасской группы угольных месторождений. Методы исследования включали интерпретацию геофизических данных, результатов гидродинамических исследований скважин, лабораторных испытаний угольного керна, а также данных мини-ГРП. Обобщены и уточнены основные и дополнительные критерии, предопределяющие эффективность заблаговременной дегазации угольных пластов. Установлены особенности определения главных компонент тензора напряжений в неразгруженном от горного давления углевмещающем массиве. Выполнено построение типовой одномерной геомеханической модели, предназначенной для оценки естественного геомеханического состояния угольных пластов в интервалах, не охваченных прямыми измерениями. По результатам моделирования установлены градиенты геостатического и пластового давления. Определены направления главных горизонтальных напряжений, оказывающих влияние на направление распространения трещин эндокливажа и определяющих анизотропию газопроницаемости. Разработан метод повышения точности проектных решений по заблаговременной дегазации на ранних этапах освоения высокогазоносных месторождений с учетом горно-геологических, петрографических и геомеханических характеристик.

Информация о статье

Поступила:

21 августа 2025 г.

Рецензирование:

26 октября 2025 г.

Принята к печати:

17 ноября 2025 г.

Ключевые слова:

метан угольных пластов,
заблаговременная дегазация,
газопроницаемость,
скважинные исследования,
лабораторные исследования,
геомеханическое
моделирование

Для цитирования: Смирнова А.Д., Михайлова Т.В. Особенности определения мест заложения скважин заблаговременной дегазации на основе полевых и лабораторных исследований керна и геомеханического моделирования // Техника и технология горного дела. – 2025. – №4(31). – С. 47-67. – DOI: 10.26730/2618-7434-2025-4-47-67, EDN: INLWNP

Введение

В недрах Кузнецкого угольного бассейна (Кузбасса) сосредоточена значительная часть мировых ресурсов углей, а также их спутника – метана. По данным ПАО «Газпром», ресурсы метана угольных пластов (МУП) в пределах Кузбасса оцениваются в объеме 13,1 трлн м³, сосредоточенных на площади в 21 тыс. км² при глубине оценки до 1800 м (-1500 абс.). Из общего количества балансовых запасов каменного угля в пределах Кузбасса к отработке открытым способом пригодны только 20%, а следовательно, добыча основной части подлежит подземному способу [1, 2]. При отработке месторождений угля подземным способом особенно остро стоит

задача обеспечения безопасности ведения горных работ по причине наличия большого количества неблагоприятных факторов, из которых газовый является наиболее существенным. В настоящее время в Кузбассе большинство угольных шахт являются высокометанообильными и относятся к опасным по внезапным выбросам (ОВВ) угля и газа (рис. 1) [3].

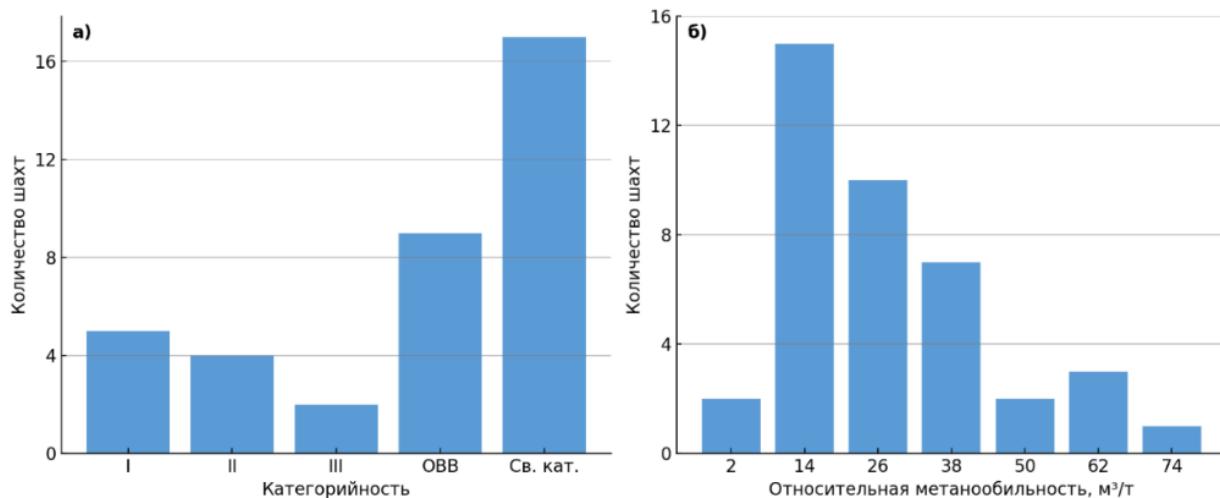


Рисунок 1 – Классификация угольных шахт Кузбасса по категориям и относительной метанообильности [4]

Figure 1 – Classification of Kuzbass coal mines by category and relative methane emission rate [4]

В настоящее время основной объем извлекаемого из недр шахт метана приходится на текущие способы дегазации источников метановыделения, прежде всего подрабатываемых и надрабатываемых пластов и пропластков угля, и выработанного пространства [5]. Вследствие нарастающего дисбаланса между темпами очистных и дегазационных работ способы текущей дегазации становятся недостаточно эффективными для обеспечения промышленных и экологических требований безопасности [6]. По этой причине на многих газообильных шахтах Кузбасса сохраняются ограничения на нагрузки на очистные забои по газовому фактору, препятствуя дальнейшему повышению скоростей проведения выработок и существенно усложняя технологию добычи угля [7]. В таких условиях особую значимость приобретает заблаговременная дегазационная подготовка шахтных полей, обеспечивающая снижение природной метаноносности угольного пласта до нормативных значений и извлечение метана высокой концентрации.

Заблаговременная дегазация неразгруженных угольных пластов

Технология заблаговременной дегазации реализуется посредством бурения вертикальных или наклонно-направленных скважин с поверхности за 5-7 лет до начала очистных или подготовительных работ и, как правило, применяется для высокометаноносных, глубокозалегающих и низкопроницаемых угольных пластов [8]. При этом важнейшим условием для эффективного извлечения метана из углевмещающего массива, находящегося в неразгруженном состоянии, является повышение его газопроницаемости. Это достигается использованием технологий интенсификации (гидравлическое расщеление, ГРП) в целях увеличения количества и раскрытия в угольном пласте системы трещин, ориентированной к скважине заблаговременной дегазации [9].

Однако лидерами в области заблаговременного извлечения метана остаются американские, австралийские и китайские угольные и газовые компании [10-13]. Их практический опыт подтверждает возможность извлечения до 80% сорбированного метана с концентрацией более 98% из неразгруженных угольных пластов до начала освоения угольного месторождения [14].

На рис. 2 представлена технологическая схема заблаговременной дегазационной подготовки шахтного поля, применяемая на одном из шести крупнейших угольных месторождений в

провинции Шаньси в Китае [15]. Модель отражает пространственно-структурную организацию горных работ с попутным извлечением МУП, разделенных на три функциональные зоны: добывчной участок (этап текущей дегазации), подготовительный участок (этап предварительной дегазации) и проектируемый участок (этап заблаговременной дегазации).



Рисунок 2 – Принципиальная схема заблаговременной дегазационной подготовки шахтного поля [15]

Figure 2 – Conceptual scheme of pre-mining methane drainage of a coal field [15]

В российской угольной промышленности заблаговременная дегазация недостаточно распространена и требует дальнейшей научной проработки. Современные технические средства и методы прогноза газоносности, применяемые при геологоразведочных работах, не позволяют учесть все факторы, влияющие на дегазацию угленосной толщи. Эффективность данного процесса определяется газопроницаемостью угольных пластов, которая зависит от степени развития эндогенной трещиноватости. В свою очередь, формирование проводящих трещин, их ориентация, интенсивность и раскрытие обусловлены петрографическим (мацеральным) составом и стадией метаморфизма угля, а также зависят от напряженно-деформированного состояния (НДС) углевмещающего массива и свойств слагающих его пород. На практике отмечается, что при бурении вертикальных скважин заблаговременной дегазации не наблюдается эффективная связь ствола скважины с системой трещин основного эндогенного кливажа, что существенно ограничивает площадь дренирования. В результате снижается эффективность эксплуатации и продолжительность функционирования скважин заблаговременной дегазации, а также увеличивается себестоимость угледобычи.

В этой связи особое значение приобретает комплексный анализ свойств угольных пластов и вмещающих пород-коллекторов и прогнозирование естественного НДС массива при выборе мест заложения скважин заблаговременной дегазации на ранних этапах освоения. При этом одним из перспективных методов изучения свойств и анализа геомеханического состояния массива является метод компьютерного моделирования, что согласуется с приоритетными направлениями цифровой трансформации угольной отрасли, сформулированными в Программе развития угольной промышленности Российской Федерации на период до 2035 года [16].

Цель и задачи

Целью данного исследования является разработка научно обоснованного метода определения мест заложения скважин заблаговременной дегазации угольных пластов на основе анализа геолого-промышленных, петрографических и геомеханических параметров, с применением данных скважинных и лабораторных исследований, а также результатов

одномерного (1D) геомеханического моделирования для условий Южно-Кузбасской группы угольных месторождений.

В задачи исследования входили:

- обобщение и уточнение основных и дополнительных критериев, предопределяющих эффективность заблаговременной дегазации угольных пластов;
- установление особенностей определения главных компонент тензора напряжений в неразгруженном от горного давления углевмещающем массиве для оценки его НДС;
- разработка типовой 1D геомеханической модели на основе результатов скважинных и лабораторных исследований угольного керна;
- разработка метода по выбору мест заложения скважин заблаговременной дегазации с учетом горно-геологических, петрографических и геомеханических характеристик.

Объект исследований

Перспективность угольного бассейна для заблаговременного извлечения метана определяется его геологической историей развития и геотектоническими особенностями. В частности, высокая перспективность Южно-Кузбасской группы угольных месторождений обусловлена наличием в разрезе двух циклов угленакопления, генерации газов и мощных их аккумуляторов, а именно угленосной толщи балахонской и кольчугинской серий с суммарной мощностью пластов свыше 300 м при чрезвычайно высокой углекислотности и, соответственно, плотности ресурсов метана. При этом наибольший интерес представляют Ерунковский и Томь-Усинский геолого-экономические районы [17].



Рисунок 3 – Факторы, предопределяющие эффективную дегазацию неразгруженного от горного давления массива

Figure 3 – Factors determining the effectiveness of degasification of a stress-unrelieved coal-bearing formation

Определение критериев

Одним из главных оснований организации дегазационных мероприятий является превышение установленного нормативного значения природной метаноносности $9 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$, при котором применение исключительно вентиляционных методов не позволяет обеспечить содержание метана в исходящей струе очистной выработки в размере менее 1%, в соответствии с требованиями промышленной безопасности [18]. Согласно практическому опыту, в том числе



результатам опытно-промышленных работ на Нарыкско-Осташкинском месторождении и Тутуяской площади Кузбасса, природная газопроницаемость угольных пластов в пределах Южно-Кузбасской группы месторождений, как правило, находится в диапазоне 0,01–5 мД, что соответствует низкопроницаемым коллекторам и обуславливает необходимость применения специальных технологий интенсификации газоотдачи.

Для оценки перспектив проведения работ по заблаговременной дегазации угольных пластов на ранних этапах проектирования необходимо предварительно проанализировать геологическое строение района, изучить принятую стратиграфическую схему, состав и мощность продуктивных свит, тектоническое строение, а также геодинамическое состояние угленосной толщи.

К основным факторам, предопределяющим эффективную дегазацию углевмещающего массива, относятся геолого-технологические и петрографические показатели углей, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), физико-механические свойства (ФМС) и геомеханическое состояние массива (рис. 3).

Оценка природной газопроницаемости осуществляется по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИС) и лабораторных испытаний керна, тогда как природная метаноносность определяется методами прямого и косвенного анализа, в соответствии с Рекомендациями по дегазации угольных шахт [19].

Природная метаноносность определяется угленосностью месторождений как источником образования метана, а также наличием газонепроницаемых горизонтов-экранов, затрудняющих естественную дегазацию отложений. На основе обобщения результатов геолого-промышленных наблюдений по угленосным толщам установлена закономерность увеличения природной метаноносности угольных пластов в зоне метановых газов с ростом глубины их залегания по криволинейному закону [20, 21]. Что касается Южно-Кузбасской группы угольных месторождений – их природная метаноносность может достигать 30 м³/т на нижних горизонтах (рис. 4).

Учитывая низкие значения природной газопроницаемости угольных пластов, особенно на больших глубинах, особое значение приобретает достоверное определение фильтрационных свойств угольных пластов. При этом результаты лабораторных исследований керна не всегда адекватно отражают реальную проницаемость пласта. Заниженные значения обусловлены рядом факторов: отсутствием в малом объеме керна трещин и нарушений, возможным нарушением его структуры при извлечении, а также техническими ограничениями воссоздания пластовых напряжений в лабораторных условиях. В связи с этим приоритет следует отдавать полевым методам, в частности испытаниям с переменным давлением, которые обеспечивают более достоверную оценку природной проницаемости.

Снижение газопроницаемости угольных пластов на значительных глубинах связано не только с увеличением литостатического давления, приводящего к частичному или полному закрытию проводящих трещин, но и с особенностями геодинамического состояния массива. Характер распределения горизонтальных напряжений определяется региональным тектоническим режимом. В зонах растяжения (режим нормального сбросообразования) преобладают относительно низкие горизонтальные напряжения, что способствует сохранению раскрытия трещин и кливажа, формируя условия для повышенной проницаемости. Напротив, в зонах, где развиваются режимы сжатия и сдвига, напряженное состояние массива приводит к закрытию трещин и существенному ухудшению фильтрационных свойств.

При растяжениях или умеренных боковых напряжениях сжатия массивов оптимальные глубины для эффективной дегазации соответствуют части разреза угленосных отложений, находящейся ниже зоны газового выветривания, с концентрацией метана в природных газах угольных пластов 70–100%. В условиях Южно-Кузбасской группы угольных месторождений оптимальные глубины залегания пластов составляют от 400 до 1000 м, что подтверждено результатами опытно-промышленных работ.

Геологические критерии, определяющие перспективность участков с точки зрения газоотдачи, включают показатель отражения витринита, стадию метаморфизма, а также степень трещиноватости угольных пластов и вмещающих пород-коллекторов. Данные параметры

устанавливаются по результатам колонкового бурения и лабораторных исследований керна на стадии поисково-оценочных и разведочных работ.

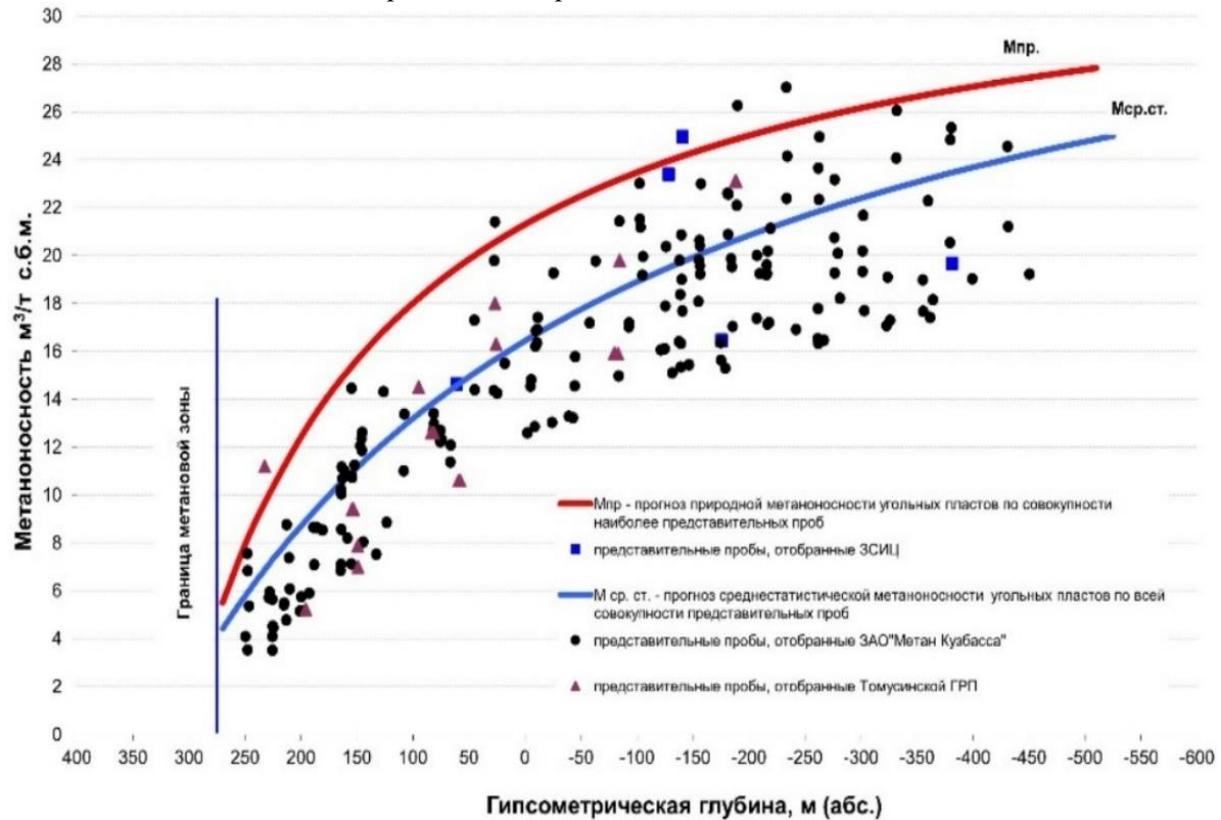


Рисунок 4 – Метаноносность угольных пластов по данным опробования керногазонаборниками в Томь-Усинском геолого-экономическом районе Кузбасса
Figure 4 – Methane content in coal seams based on core desorption testing in the Tom-Usinsk geological-economic district of Kuzbass

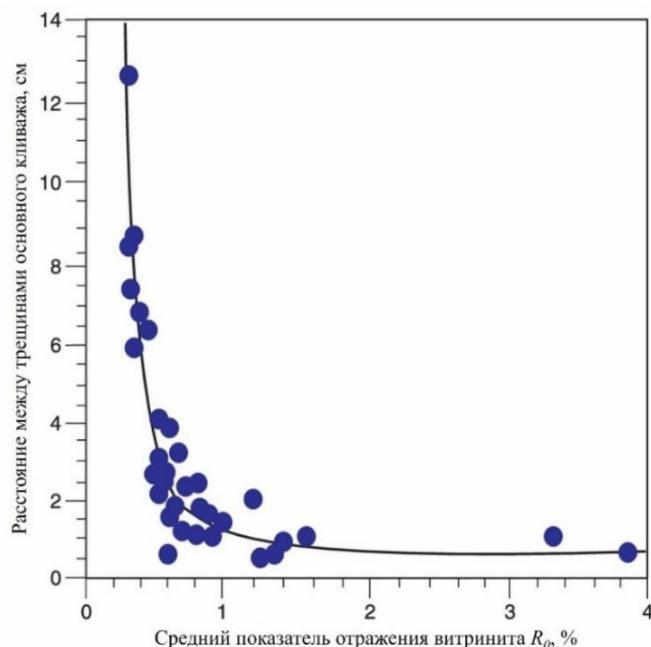


Рисунок 5 – Частота трещин основного кливажа [22]
Figure 5 – Face cleat frequency [22]

Петрографические характеристики углей изучаются на макро- и микроуровне. При макроописании угольных пластов особое внимание уделяется прослойям угля (литотипам). Преобладание в угле блестящих литотипов, а именно витрена и кларена, характеризующихся черным цветом, сильным блеском (жирным и стеклянным), повышенной хрупкостью, раковистым изломом, указывает на витринитовый состав угля с содержанием витринита более 75%. Такие угли характеризуются высокой интенсивностью трещиноватости. Установлено, что частота трещин основного кливажа увеличивается с ростом хрупкости угля, которая, в свою очередь, коррелирует со средним значением показателя отражения витринита. Экспоненциальная зависимость между этими параметрами подтверждена результатами лабораторных исследований и представлена на рис. 5.

При этом газопроницаемость высокометаморфизованных антрацитовых углей резко снижается, что обусловлено спекаемостью (плавлением) и повторным перераспределением витринита, приводящим к заполнению ранее образованных трещин (рис. 6). Более того, при повышенном содержании минеральных примесей и, соответственно, повышенной зольности и кажущейся плотности трещиноватость уменьшается.

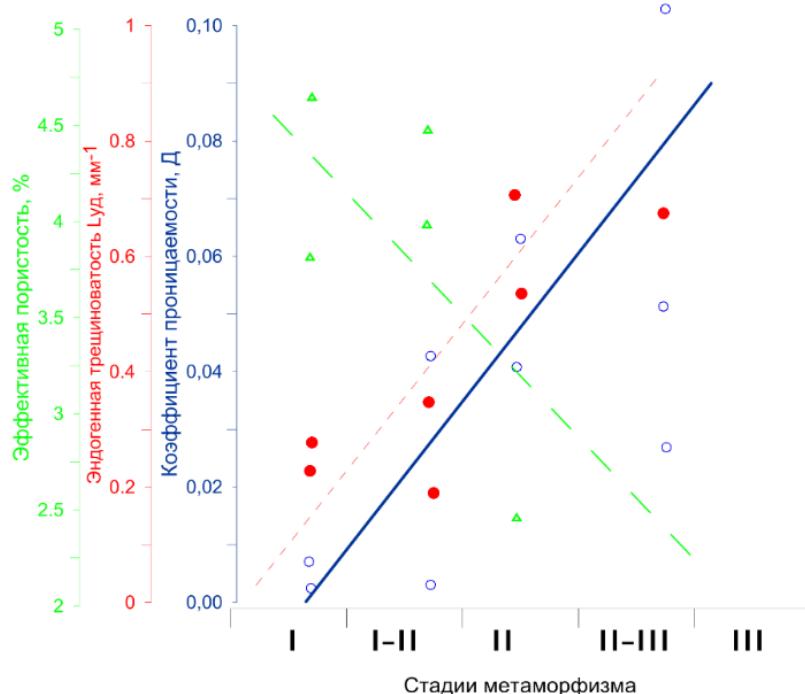


Рисунок 6 – Зависимость эндогенной трещиноватости и коэффициента проницаемости от стадии метаморфизма

Figure 6 – Relationship between endogenous fracturing and permeability coefficient depending on the stage of coal metamorphism

Учитывая данную зависимость, в качестве первоочередных объектов для организации заблаговременной дегазации рекомендуется рассматривать угли средней стадии метаморфизма – от классов 08 до 11 включительно, при значениях отражения витринита в диапазоне 0,8–1,2%. Такие угли характеризуются повышенной хрупкостью и высокой степенью эндогенной трещиноватости, что способствует фильтрации метана в пласте и повышает его газоотдачу при вскрытии скважиной.

Помимо этого, кливаж угля обуславливает значительную анизотропию его проницаемости. Дело в том, что анизотропия газопроницаемости является характерной особенностью трещиноватых углей, обусловленной направленной системой кливажа. Вследствие анизотропии свойств коэффициенты проницаемости в направлении, параллельном основному кливажу, могут в несколько раз превышать значения в перпендикулярных направлениях [23]. Наибольшие значения проницаемости фиксируются в плоскости, совпадающей с плоскостью основного

кливажа (рис. 7), и распространяются в направлении максимального напряжения. При этом расширение трещин происходит в направлении минимального горизонтального напряжения.

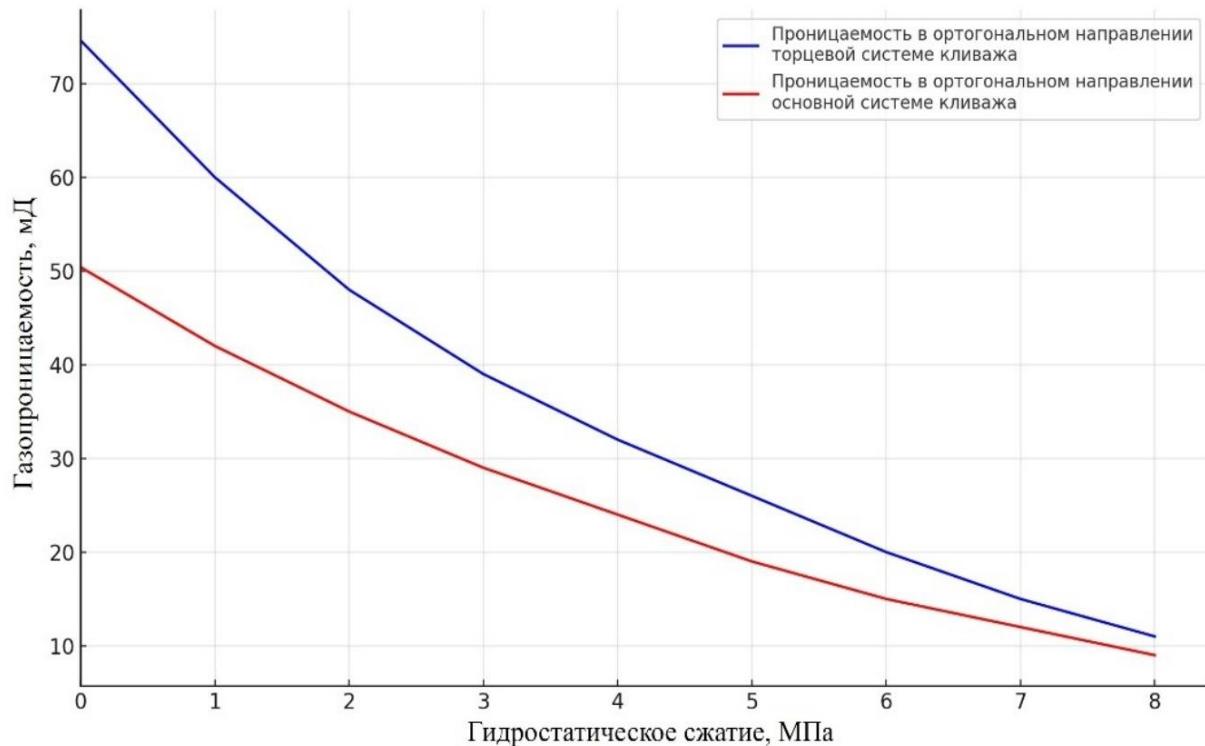


Рисунок 7 – Экспериментально установленная зависимость газопроницаемости от гидростатического сжатия [23]

Figure 7 – Experimental relationship between gas permeability and hydrostatic confining pressure [23]

Таблица 1. Основные критерии перспективности угольных пластов для проведения заблаговременной дегазации

Table 1. Key criteria for evaluating the potential of coal seams for pre-mining methane drainage operations

Критерии	Ед. изм.	Значение
Мощность m	м	$\geq 0,7$
Природная метаноносность, x_0	$\text{м}^3/\text{т с.б.м.}$	≥ 9
Плотность ресурсов метана	$\text{млн м}^3/\text{км}^2$	Более 150
Природная газопроницаемость k_0	мД	Более 0,01
Содержание витринита Vt	%	Более 75
Группа стадии метаморфизма	–	Каменноугольная
Стадия метаморфизма	–	От II до III
Средний показатель отражения витринита R_0	%	От 0,8 до 1,2 включительно
Классы углей	–	От 8 до 11 включительно
Марки углей	–	Г-К, КО-КС, СС
Зольность A	%	≤ 30

Таким образом, петрографический состав и стадия метаморфизма являются важными признаками, определяющими способность пласта к формированию эндоклива. В качестве целевых для заблаговременной дегазации рекомендуется рассматривать угольные пласты, удовлетворяющие значениям основных критерии в таблице 1.

В качестве дополнительных критериев следует выделять:

- наличие газонепроницаемых покровных отложений, перекрывающих угленосную толщу и затрудняющих естественную деметанизацию;
- приуроченность пластов к комплексу глинистых, нетрециноватых пород;
- геодинамическое состояние углевмещающего массива в состоянии растяжения или слабого сжатия.

Таким образом, проницаемость угольных пластов определяет как скорость миграции и объемы извлекаемого метана, так и целесообразность применения технологии заблаговременной дегазации в целом. В свою очередь, соблюдение требований к значениям основных критериев обуславливает эффективность интенсификации и соединение естественной системы трещин пласта со скважиной, а направление трещин торцевого и основного кливажа, глубины залегания и напряжения комплексно влияют на газопроницаемость [24, 25]. Поэтому ключевой задачей геомеханического анализа углевмещающих массивов является определение главных компонент напряжений, действующих в целевых интервалах.

Одномерное геомеханическое моделирование

Как было указано ранее, одним из перспективных инструментов анализа НДС углевмещающих массивов является геомеханическое моделирование. Основной задачей геомеханического моделирования является создание компьютерной модели, представляющей собой совокупность данных ФМС, действующих напряжений и, при необходимости, пластового давления (рис. 8). Поэтому достоверная геомеханическая модель формируется на основе результатов скважинных и лабораторных исследований керна, а также интерпретации результатов ГРП и мини-ГРП.

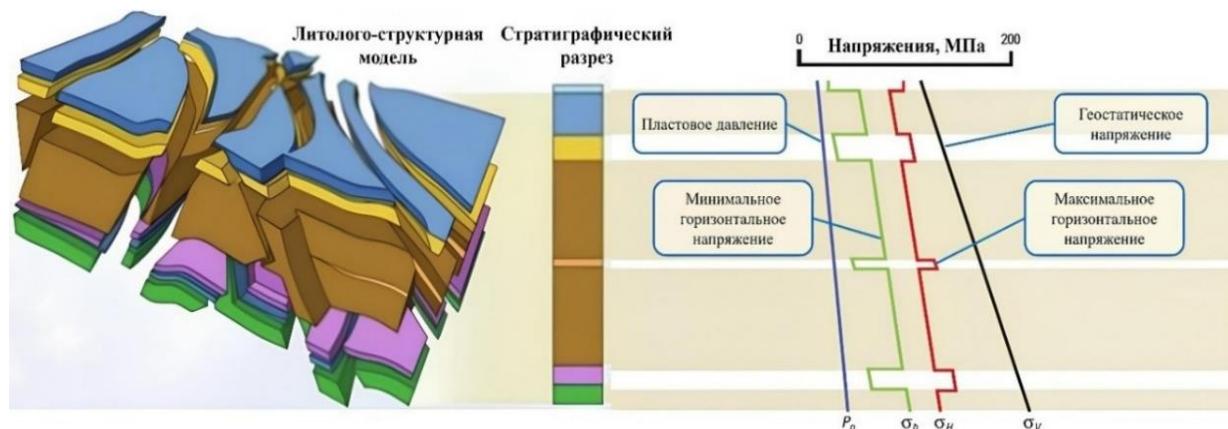


Рисунок 8 – Одномерная геомеханическая модель [26]
Figure 8 – One-dimensional geomechanical model [26]

В зависимости от поставленных задач и объема доступных исходных данных при геомеханическом моделировании возможно построение моделей различной степени детализации и пространственной репрезентативности.

На рис. 9 представлены виды гемеханических моделей, а именно:

- одномерные (1D), представляющие собой профили распределения главных компонент напряжений и пластового давления вдоль ствола скважины;
- двухмерные (2D), отображающие распределение напряжений в виде изолиний или карт напряжений на плоскости и в разрезах;
- трехмерные (3D), обеспечивающие объемное представление о пространственном распределении напряжений в виде изолиний или карт напряжений с учетом геологического-структурных особенностей массива.

Следует отметить, что повышение размерности моделей сопровождается ростом требований к вычислительным ресурсам и программному обеспечению. Тогда как для одномерного моделирования может быть достаточно стандартных офисных пакетов, реализация двух- и

трехмерных расчетов требует специализированных платформ с возможностью обработки больших массивов данных и высокой точности моделирования.

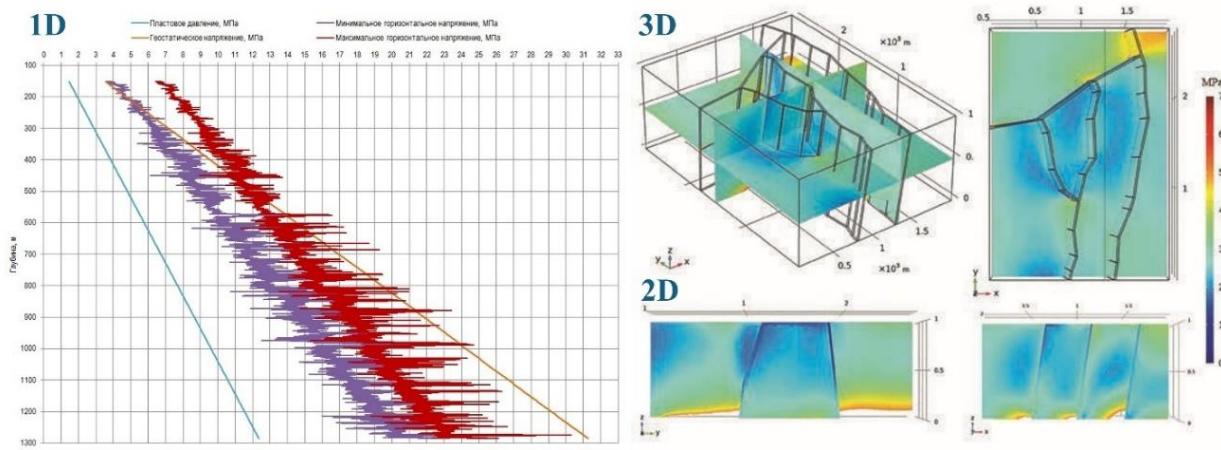


Рисунок 9 – Виды геомеханических моделей [27, 28]

Figure 9 – Types of geomechanical models [27, 28]

Таблица 2. Комплекс исследований для решения геомеханических задач при освоении угольных месторождений как коллекторов метана

Table 2. Set of studies for addressing geomechanical challenges in developing coal reservoirs for methane extraction

Методы исследования	Фильтрационно-емкостные и геомеханические параметры	Геомеханические задачи
ГГК-П	Плотность горных пород, коэффициент пористости, литологическое расчленение разреза	Определение вертикального геостатического напряжения
АКШ	Динамические модуль упругости (модуль Юнга) и коэффициент Пуассона, трещиноватость и анизотропия проницаемости	Определение минимального и максимального горизонтальных напряжений, определение направления развития трещин (направление максимального горизонтального напряжения)
Гидравлическое расчленение, мини-ГРП, ГРП	Давление закрытия трещин	Прямое измерение минимального горизонтального напряжения
ГДИС	Пластовое давление, природная проницаемость, давление закрытия трещин	Прямое измерение пластового давления и минимального горизонтального напряжения
Лабораторные испытания керна	Статические механические свойства: модуль упругости (модуль Юнга), коэффициент Пуассона, объемная плотность, прочность на сжатие; природная проницаемость	Калибровка динамических свойств к статическим, определение ФМС

Разработка типовой одномерной геомеханической модели

На первом этапе разработки высокогазоносных угольных месторождений обычно разрабатываются 1D геомеханические модели, отображающие вертикальное распределение



главных нормальных напряжений вдоль оси скважины. Преимуществом данного вида геомеханической модели является возможность ее реализации на основе табличных редакторов без использования специализированных программных комплексов.

Важным этапом при построении достоверных геомеханических моделей является прямое и расчетное определение напряжений. Практика промышленного освоения ресурсов МУП в пределах Южно-Кузбасской группы угольных месторождений показывает, что при бурении, исследовании и заканчивании метаноугольных скважин формируется достаточный объем исходных данных для геомеханического анализа.

В таблице 2 представлен комплекс необходимых методов исследований для решения геомеханических задач для инженерного сопровождения бурения и эффективного извлечения МУП. В рамках для оценки НДС массива, как правило, применяются геофизические исследования скважин (ГИС), включая плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-П) и кросс-дипольный акустический каротаж широкополосный (АКШ), ГДИС, лабораторные испытания образцов керна, ГРП и мини-ГРП.

Результаты ГГК-П и АКШ позволяют рассчитать геостатическое напряжение и динамические модули упругости соответственно. Для получения достоверных данных о геомеханическом состоянии массива проводят калибровочный тест, называемый мини-ГРП, который позволяет определить давление закрытия трещин и, соответственно, минимальное горизонтальное напряжение (единственное главное напряжение, определение которого возможно прямым методом). Результаты ГДИС в интервалах целевых угольных пластов позволяют определить пластовое давление прямым методом и установить градиент пластового давления. В случае проведения ГДИС методом инжект-теста также возможно определение минимального главного напряжения в окружающем скважину массиве.

Учитывая относительную однородность геодинамических условий в пределах угольных бассейнов, построение типовой 1D геомеханической модели позволяет определить методический подход к прогнозированию напряженного состояния массива и использовать полученные результаты для обоснования технологических решений при проектировании бурения скважин заблаговременной дегазации. В связи с этим для конкретных горно-геологических условий целесообразна разработка типовой 1D геомеханической модели, отражающей распределение действующих в целевых угольных пластах напряжений в зависимости от истинной вертикальной глубины залегания и пред назначенной для прогнозирования значений компонент тензора главных напряжений в интервалах, по которым отсутствуют прямые измерения.

Для практической реализации типовой модели ключевым этапом является определение вертикального и горизонтальных компонент тензора напряжений. Геостатическое напряжение, соответствующее вертикальному давлению, обусловленному весом толщи вышележащих горных пород, рассчитывается как интеграл плотности по глубине:

$$\sigma_v = \int_0^H \rho(H) \cdot g dH, \quad (1)$$

где σ_v – геостатическое напряжение, Па; ρ – плотность, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; H – глубина залегания пласта, м.

При расчете геостатического напряжения необходимы фактические значения плотности всех слагающих пород и глубины залегания по всему разрезу скважины. В промысловых условиях величина геостатического напряжения определяется по результатам интерпретации данных ГГК-П, что, в свою очередь, обеспечивает возможность расчета вертикальной компоненты главных напряжений:

$$\sigma_v = g \times \sum_{i=1}^{i=n} \rho_i \cdot h_i, \quad (2)$$

где ρ_i – плотность i -го слоя по результатам ГГК-П, кг/м³; h_i – мощность i -го слоя (шаг записи ГГК-П), м.

В международной научно-технической литературе для оценки геостатического напряжения широко применяется термин типичного градиента геостатического напряжения [29],

характеризующего закономерное увеличение вертикального напряжения с глубиной. Как правило, он принимается равным 2,3 МПа/100 м (или 22,98 кПа/м), что эквивалентно 1 psi/ft . В случае, если градиент геостатического напряжения превышает значения типичного, это свидетельствует о влиянии региональных тектонических напряжений, вызывающих сжатие и уплотнение коллектора, снижая его проницаемость.

На основе интерпретированных данных ГГК-П и с учетом типичного градиента литостатического напряжения была построена кривая распределения геостатического напряжения, представленная на рис. 10. Кривая соответствует фактическому градиенту геостатического напряжения для горно-геологических условий Южно-Кузбасской группы угольных месторождений, характеризующему закономерное увеличение напряжения с вертикальной глубиной каждые 100 м, который составляет 2,4 МПа/100 м. Примечательно, что градиент выше типичного, что позволяет сделать вывод о геодинамическом состоянии массива. Повышенный градиент свидетельствует о влиянии региональных структур обрамления (тектонических напряжений), характерных для рассматриваемого геодинамически активного региона исследований, вызывающих сжатие и уплотнение коллектора и, как следствие, снижающих его проницаемость.

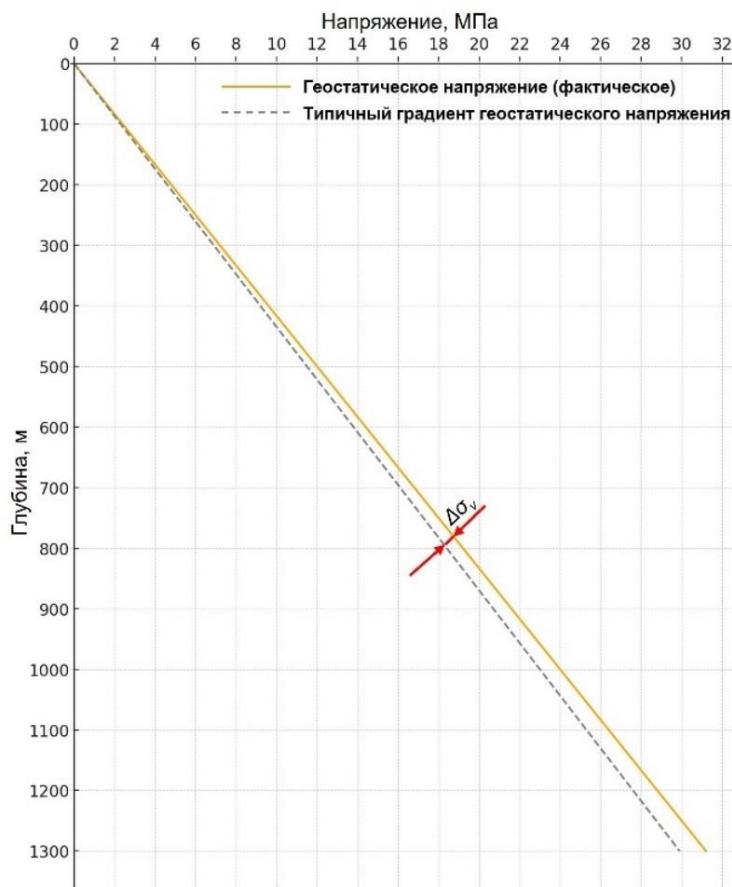


Рисунок 10 – Кривая геостатического напряжения по данным ГГК-П одной из промысловых скважин в пределах Южно-Кузбасской группы угольных месторождений

Figure 10 – Geostatic stress curve derived from gamma-gamma density logging (GGDL) of a production well in the Southern Kuzbass group of coal fields

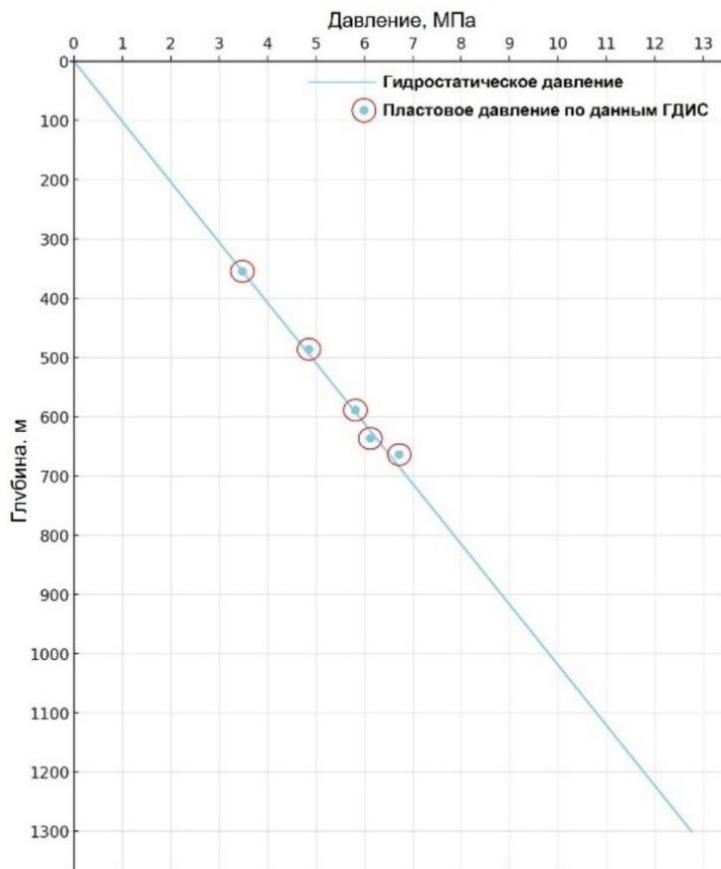


Рисунок 11 – Сравнение значений гидростатического и пластового давлений по данным ГДИС одной из промысловых скважин в пределах Южно-Кузбасской группы угольных месторождений

Figure 11 – Comparison of hydrostatic and reservoir pressures based on well test data from a production well in the Southern Kuzbass group of coal fields

Далее следует установить градиент пластового давления. Пластовое давление, характеризующее давление, под которым пластовые флюиды находятся в поровом пространстве и эндогенных трещинах угольных пластов, как правило, определяется исключительно в интервалах целевых угольных пластов при прямой оценке фильтрационных свойств по результатам интерпретации ГДИС. Определение пластового давления осуществляется путем интегрирования плотности флюида по глубине:

$$P_p = \int_0^H \rho_f(H) \cdot g dH, \quad (3)$$

где P_p – пластовое (поровое) давление, Па; ρ_f – плотность флюида, кг/м³.

На рис. 11 представлена кривая, отображающая расчетные значения гидростатического давления столба жидкости в скважине на указанную глубину и результаты ГДИС, полученные в пределах Южно-Кузбасской группы угольных месторождений. Исходя из представленных данных, пластовое давление практически полностью соответствует гидростатическому, что позволяет принимать их равными друг другу при расчетах:

$$P_h = P_p = \rho_f \cdot g \cdot H, \quad (4)$$

где P_h – гидростатическое давление, Па; ρ_f – плотность пластовой жидкости, кг/м³; H – глубина залегания целевого угольного пласта, м.

Градиент пластового давления составляет для горно-геологических условий Южно-Кузбасской группы угольных месторождений 1,0 МПа/100 м. Данный градиент является ценным источником данных не только с позиции геомеханики, но и для сопровождения работ по дегазации углевмещающего массива, так как позволяет определить необходимую разницу давлений (депрессию), обеспечивающую приток флюидов из угольного пласта в скважину.

Определение минимального и максимального горизонтальных напряжений, как правило, осуществляется путем решения системы уравнений. При этом расчет максимального горизонтального напряжения выполняется с использованием корреляционных зависимостей. Надежным способом прямого определения минимального горизонтального напряжения



являются мини-ГРП, ГРП и запись давления, при котором трещина закрывается. Значение давления закрытия трещин (или минимального горизонтального напряжения на глубине пласта) чаще всего определяют следующим образом:

$$P_{cl} = \sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot (\sigma_v - \alpha \cdot P_p) + \alpha \cdot P_p, \quad (5)$$

где P_{cl} – давление закрытия трещин, Па; σ_h – минимальное горизонтальное напряжение, Па; ν – коэффициент Пуассона; α – коэффициент Био.

Важно отметить, что помимо величин действующих горизонтальных напряжений также требуется определять их направление. Известно, что трещина распространяется в плоскости, перпендикулярной к направлению минимального главного напряжения (направлению наименьшего сжатия). Поскольку наименьшее главное напряжение, как правило, находится в горизонтальном направлении, трещины кливажа будут распространяться в вертикальной плоскости. Поэтому при проектировании скважины заблаговременной дегазации ее ось должна находиться под углом, близким к 90 градусам к направлению максимального горизонтального напряжения, чтобы обеспечить эффективное пересечение вертикальных трещин, развивающихся перпендикулярно минимальному горизонтальному напряжению. В частности, использование данных кросс-дипольного АКШ, а также результатов керновых исследований позволяет определить степень анизотропии газопроницаемости, а также установить азимут максимального горизонтального напряжения, по которому ориентирован основной кливаж.

Кроме того, высокая хрупкость трещиноватых углей создает технические сложности в проведении лабораторных испытаний, направленных на определение их геомеханических характеристик. В этой связи перспективным направлением является прогнозная оценка степени трещиноватости и газопроницаемости по результатам лабораторного анализа керна с последующим построением карт изменения ФМС. Методология данного подхода подробно рассмотрена в предыдущем исследовании [30].

Результаты

На основании анализа данных, полученных при геофизических и гидродинамических исследованиях 19 скважин и 140 пластопересечений, проведенных в интервале глубин от 310 до 1210 м, разработана типовая 1D геомеханическая модель для имеющихся горно-геологических условий (рис. 12).

Обобщая результаты выполненного геомеханического моделирования по данным скважин в пределах Южно-Кузбасской группы угольных месторождений, можно сделать вывод о том, что НДС углевмещающего массива формируется под действием как геостатического и пластового давлений, так и тектонических напряжений, вызывающих уплотнение горных пород и увеличение градиента вертикального напряжения по сравнению с типовым значением. Помимо установленных градиентов, типовая 1D геомеханическая модель позволяет оценить изменение давления закрытия трещин с глубиной. Примечательно, что в большинстве замеров наблюдается превышение давления закрытия трещин над геостатическим напряжением, что свидетельствует о наличии тектонически обусловленного горизонтального сжатия. По результатам анализа кернового материала, отобранного из угольных пластов, и интерпретации кросс-дипольного АКШ установлено, что первичный кливаж эндогенного происхождения в имеющихся горно-геологических условиях распространяется в вертикальной плоскости (рис. 13), именно поэтому влияние геостатического напряжения на фильтрацию флюидов не существенно.

Таким образом, метод определения рациональных мест заложения скважин заблаговременной дегазации по результатам комплекса исследований можно представить в следующем виде (рис. 14). Метод включает последовательную интеграцию геолого-промышленных, петрографических, геофизических и геомеханических данных. В его основу положен принцип комплексной оценки угольного пласта как объекта дегазации с учетом пространственной изменчивости его свойств, а также НДС неразгруженного от горного давления углевмещающего массива.

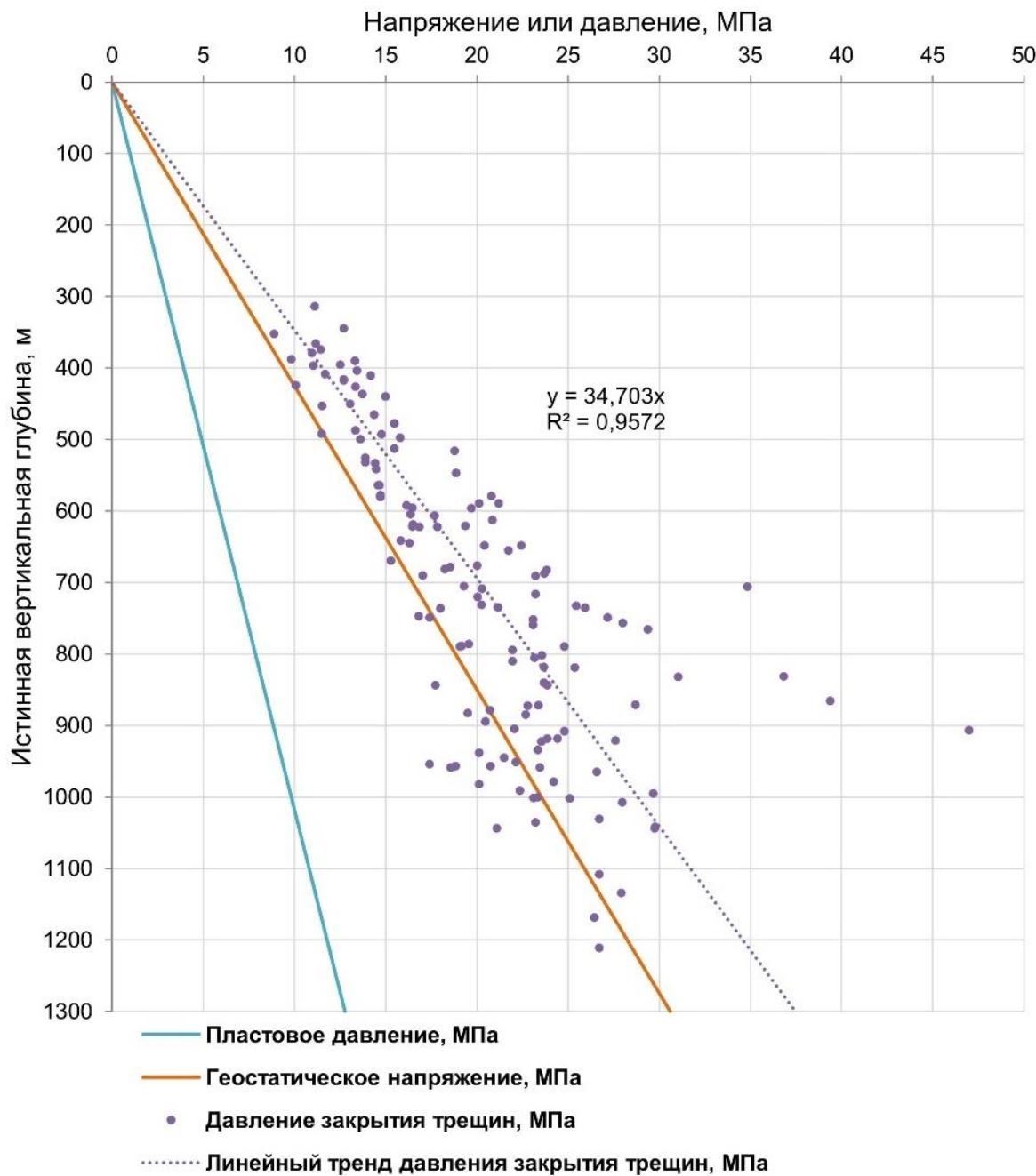


Рисунок 12 – Типовая 1D геомеханическая модель для горно-геологических условий Южно-Кузбасской группы угольных месторождений

Figure 12 – Typical 1D geomechanical model for the geological conditions of the Southern Kuzbass group of coal fields



Рисунок 13 – Образцы керна угля с выделением линий основного кливажа, отобранного в пределах Южно-Кузбасской группы угольных месторождений: а – вид сбоку, б – вид в плане

Figure 13 – Coal core samples showing primary cleat structures from the Southern Kuzbass group of coal fields: a – side view, b – plan view

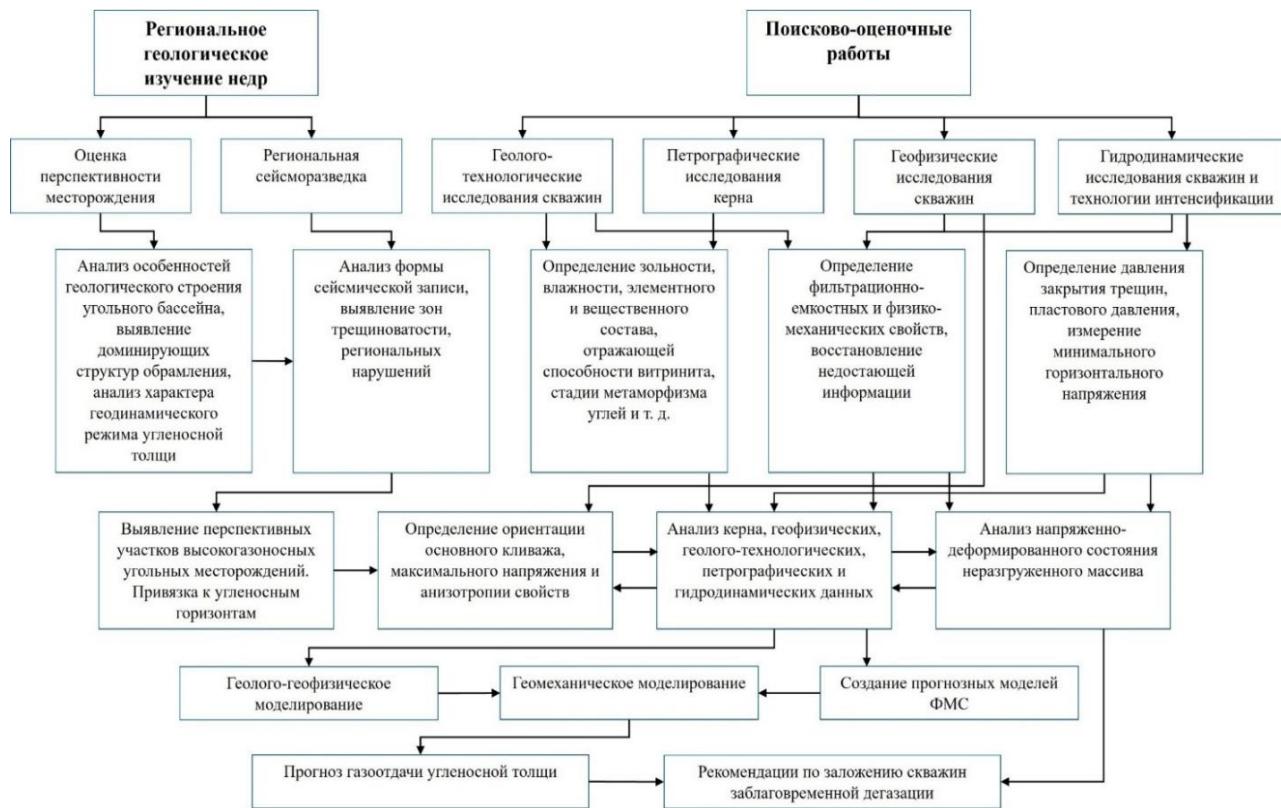


Рисунок 14 – Метод определения рациональных мест заложения скважин заблаговременной дегазации по результатам комплекса исследований

Figure 14 – Method for determining optimal locations for pre-mining methane drainage wells based on integrated study results



Заключение

По результатам проведенного исследования разработан научно обоснованный метод определения рациональных мест заложения скважин заблаговременной дегазации угольных пластов, реализуемый на основе комплексного анализа геолого-промышленных, петрографических и геомеханических параметров. Предложенный метод обеспечивает системную интерпретацию свойств углевмещающего массива и устанавливает методологический подход к прогнозированию природной проницаемости угольных пластов и геомеханического состояния массива.

Уточнены, систематизированы и классифицированы основные и дополнительные геолого-промышленные критерии, определяющие эффективность заблаговременной дегазации угольных пластов. Обосновано влияние геологических, петрографических и тектонических факторов на формирование эндогенной трещиноватости, определяющей анизотропию проницаемости. Учет данных критерии позволяет повысить точность прогноза коллекторских свойств и целесообразность размещения скважин заблаговременной дегазации в условиях неблагоприятной геодинамической обстановки и низкой проницаемости угольных пластов.

Ключевым элементом метода является построение типовой 1D геомеханической модели, позволяющей рассчитывать вертикальные и горизонтальные компоненты напряжений в интервалах, не подверженных прямым измерениям. В модель включены данные каротажных исследований, результаты мини-ГРП и ГДИС. На основании расчетов выявлены закономерности изменения действующих в угольных пластах напряжений в зависимости от истинной вертикальной глубины залегания и определены значения градиентов геостатического и пластового давлений для имеющихся горно-геологических условий, а также ориентация максимального горизонтального напряжения, определяющая направление эндогенного кливажа и анизотропии проницаемости. Согласно типовой 1D геомеханической модели, градиент геостатического напряжения равен 2,4 МПа/100 м, а градиент пластового давления равен 1,0 МПа/100 м.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

© 2025 Авторы. Издательство Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева. Эта статья доступна по лицензии CreativeCommons «Attribution» («Атрибуция») 4.0 Всемирная (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (№ 075-03-2024-082-2).

Информация об авторах

Смирнова Арина Дмитриевна, научный сотрудник научно-исследовательской лаборатории цифровой трансформации предприятий минерально-сырьевого комплекса
e-mail: smirnovaad@kuzstu.ru

Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева
650000, Российская Федерация, г. Кемерово, ул. Весенняя, 28

Исследователь по программе академического обмена в институте энергетики и горного дела
Шаньдунский университет науки и технологий, 266590, КНР, г. Циндао, ул. Цяньванан, 579

Михайлова Татьяна Викторовна, к.т.н., зав. каф. маркшейдерского дела и геологии
e-mail: mdg@mail.ru



Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева
650000, Российская Федерация, г. Кемерово, ул. Весенняя, 28

Список литературы

1. Казанин, О.И. Перспективные направления развития технологий подземной угледобычи в РФ / О.И. Казанин // Горный журнал. – 2023. – № 9. – С. 4-11. DOI: 10.17580/gzh.2023.09.01.
2. Шубина, Е.А. Проектирование геологоразведочных работ с целью использования скважин для производства заблаговременной дегазации угольных пластов / Е.А. Шубина, В.Г. Лукьянов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2016. – № 10. – С. 377-389.
3. Золотых, С.С. Заблаговременная дегазация угольных пластов как фактор повышения безопасности на шахтах Кузбасса / С.С. Золотых // Горная промышленность. – 2019. – Т. 147. – № 5. – С. 18-22.
4. Тайлаков, О.В. Выбор перспективных угольных шахт для реализации проекта получения водорода из дегазационного метана/ О.В. Тайлаков // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2024. – № 11. – С. 88-100. DOI: 10.25018/0236_1493_2024_11_0_88.
5. Slastunov, S. Improvement of Intensive In-Seam Gas Drainage Technology at Kirova Mine in Kuznetsk Coal Basin / S. Slastunov, K. Kolikov, A. Batugin, A. Sadov, A. Khautiev // Energies. – 2022. – Vol. 15. – № 3. – P. 1047.
6. Зотов, В.В. К вопросу о предельной скорости подачи очистного комбайна с учетом параметров газовыделения угольного пласта / В.В. Зотов, К.С. Коликов, И.П. Гусев, А.А. Пецык // Уголь. – 2024. – Т. 1181. – № 6. – С. 96-100. DOI: 10.18796/0041-5790-20246-96-100.
7. Сластунов, С.В. Обеспечение метанобезопасности шахт на основе глубокой дегазации угольных пластов при их подготовке к интенсивной разработке / С.В. Сластунов, Е.П. Ютяев, Е.В. Мазаник, А.П. Садов, А.В. Понизов // Уголь. – 2019. – № 7. – С. 42-47. DOI: <http://dx.doi.org/10.18796/0041-5790-2019-7-42-47>.
8. Thakur, P. Chapter 8 - Coal Seam Degasification / P. Thakur // Coal Bed Methane. – Elsevier, 2014. – P. 155-175.
9. Сластунов, С.В. Разработка и совершенствование технологий пластовой дегазации для эффективной и безопасной отработки угольных пластов / С.В. Сластунов, Е.П. Ютяев, Е.В. Мазаник, А.П. Садов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2018. – Т. 49. – № 11. – С. 13-22. DOI: 10.25018/0236-1493-2018-11-49-13-22.
10. Karacan, C.Ö. Integration of vertical and in-seam horizontal well production analyses with stochastic geostatistical algorithms to estimate pre-mining methane drainage efficiency from coal seams: Blue Creek seam, Alabama / C.Ö. Karacan // International Journal of Coal Geology. – 2013. – V. 114. – P. 96-113.
11. Karacan, C. Predicting methane emissions and developing reduction strategies for a Central Appalachian Basin, USA, longwall mine through analysis and modeling of geology and degasification system performance / C. Karacan // International Journal of Coal Geology. – 2023. – V. 270. – P. 104234.
12. Xu, F. The status and development strategy of coalbed methane industry in China / F. Xu, W. Hou, X. Xiong, B. Xu, P. Wu et al. // Petroleum exploration and development. – 2023. – Vol. 50. – № 4. – P. 765-783.
13. Hou, Y. Study on the Long-Distance Gas Pre-Drainage Technology in the Heading Face by Directional Long Borehole / Y. Hou, J. Cui, R. Liu // Energies. – 2022. – Vol. 15. – № 17. – P. 6304.
14. Thakur, P. Chapter 23 - Gas and Dust Explosions / P. Thakur // Advanced Mine Ventilation / Woodhead Publishing, 2019. – P. 377-398.
15. Wang, W. Addressing the gas emission problem of the world's largest coal producer and consumer: Lessons from the Sihe Coalfield, China / W. Wang, H. Li, Y. Liu, M. Liu, H. Wang et al. // Energy reports. – 2020. – Vol. 6. – P. 3264-3277.
16. Распоряжение Правительства РФ от 13.06.2020 №1582-р «Об утверждении Долгосрочной программы развития угольной промышленности на период до 2035 года».
17. Угольная база России. Том 2. Угольные бассейны и месторождения Западной Сибири (Кузнецкий, Горловский, Западно-Сибирский бассейны, месторождения Алтайского края и Республики Алтай). – Москва: ООО «Геоинформцентр», 2003. – 604 с.
18. Приказ Ростехнадзора от 23.06.2022 №195 «О внесении изменений в Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в угольных шахтах», утвержденные приказом Ростехнадзора от 08.12.2020 №507.
19. Приказ Ростехнадзора от 28.12.2023 № 498 «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по дегазации угольных шахт».
20. Фам, Д.Т. Зависимость метаноносности и относительной метанообильности угольных пластов на шахте Mao Xe от глубины их залегания / Д.Т. Фам, Т.А. Фан, К.С. Коликов // Горный информационно-



- аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2020. – № 6-1. – С. 26-37. DOI: <https://doi.org/10.25018%2F0236-1493-2020-61-0-26-37>.
21. Забурдяев, В.С. Научные основы дегазации угольных шахт / В.С. Забурдяев. – Москва; Вологда: Инфа-Инженерия, 2023. – 120 с.
 22. Li, L. Coal structure and its implications for coalbed methane exploitation: A Review / L. Li, D. Liu, Y. Cai, Y. Wang, Q. Jia // Energy & fuels. – 2020. – Vol. 35. – № 1. – P. 86-110.
 23. Шилова, Т.В. Прогнозирование проницаемости трещиноватых углей в условиях естественного залегания / Т.В. Шилова, Л.А. Рыбалкин, А.В. Яблоков // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2020. – № 2. – С. 75-85. DOI: 10.15372/FTPPI20200209.
 24. Хямляйнен, В.А. О влиянии напряженно-деформированного состояния угольного пласта на проницаемость закрепленной трещины гидроразрыва / В.А. Хямляйнен, М.А. Баев, А.Г. Шевцов // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2017. – Т. 124. – № 6. – С. 121-126. DOI: 10.26730/1999-4125-2017-6-121-126.
 25. Смирнова, А.Д. Анализ распределения проницаемости угольных пластов Южной части Тутуяской площади Кузбасса / А.Д. Смирнова, А.Г. Шевцов, Ш. Чэн // Устойчивое развитие горных территорий. – 2022. – Т. 14. – № 4. – С. 657-665. DOI: 10.21177/1998-4502-2022-14-4-657-665.
 26. Aha, A. Watching rocks change - mechanical earth modeling / A. Aha, T. Brown, R. Delgado, D. Lee, D. Plumb et al. // Oilfield review. – Vol. 15. – № 1. – P. 22-39.
 27. Патент № 2720859 Российской Федерации, МПК E21B 47/00 (2012.01). Способ выбора конструкции горизонтальной метаноугольной скважины: № 2019116561: заявл. 29.05.2019: опубл. 13.05.2020, Бюл. № 14 / А.Г. Шевцов, А.В. Альмухаметов, Е.В. Кудинов, А.П. Коровицын; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром добыча Кузнецк». – 9 с.
 28. Ахматов, Д.Ж. Создание трехмерной геомеханической модели для оценки устойчивости породного массива / Д.Ж. Ахматов, Р.В. Шевчук, Е.А. Тухель, В.В. Николайчук, Р.Р. Галиева // Горная промышленность. – 2024. – № 1. – С. 145-148.
 29. Zoback, M.D. Reservoir Geomechanics / M.D. Zoback. – USA, New York: Cambridge University Press, 2007. – 461 р.
 30. Смирнова, А.Д. Комплексный подход к оценке степени трещиноватости и газопроницаемости углепородного массива на основе анализа физико-механических свойств / А.Д. Смирнова, Т.В. Михайлова, А.В. Попов // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2025. – Т. 170. – № 4. – С. 71-83. DOI: 10.26730/1999-4125-2025-4-71-83.

UDC 622.324.5

FEATURES OF DETERMINING LOCATIONS FOR DRILLING WELLS FOR ADVANCE DEGASSING BASED ON FIELD AND LABORATORY STUDIES OF CORE SAMPLES AND GEOMECHANICAL MODELING

Arina D. Smirnova^{1,2}, Tatyana V. Mikhailova²

¹ Shandong University of Science and Technology

² T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University

Abstract.

The increased gas-dynamic hazard associated with underground mining of methane-rich, low-permeability, and deep coal seams necessitates the use of advance coal seam degassing technology. The aim of the study is to develop a scientifically based method for determining the locations of wells for advance degassing of coal seams based on a comprehensive analysis of data for the conditions of the South Kuzbass group of coal deposits. The research methods included the interpretation of geophysical data, the results of hydrodynamic studies of wells, laboratory tests of coal cores, and mini-GRP data. The main and additional criteria determining the effectiveness of advance degassing of coal seams have been summarized and refined. The features of determining the main components of the stress tensor in a



Article info

Received:
21 August 2025

Revised:
26 October 2025



Accepted:
17 November 2025

Keywords: coalbed methane, pre-mine degassing, gas permeability; well logging, laboratory testing, geomechanical modeling

coal-bearing massif not relieved from rock pressure were established. A typical one-dimensional geomechanical model was constructed to assess the natural geomechanical state of coal seams in intervals not covered by direct measurements. Based on the simulation results, the gradients of geostatic and formation pressure were established. The directions of the principal horizontal stresses affecting the direction of endocline crack propagation and determining the anisotropy of gas permeability were determined. A method was developed to improve the accuracy of design solutions for early degassing in the early stages of development of high-gas deposits, taking into account mining-geological, petrographic, and geomechanical characteristics.

For citation S Smirnova A.D., Mikhailova T.V. Features of determining locations for drilling wells for advance degassing based on field and laboratory studies of core samples and geomechanical modeling. *Journal of mining and geotechnical engineering*. 2025;4(31):47-67. DOI: 10.26730/2618-7434-2025-4-47-67, EDN: INLWNP

References

1. Kazanin O.I. Promising technology trends in underground coal mining in Russia. *Gornyi zhurnal*. 2023;9:4-11. (In Russ.). DOI: 10.17580/gzh.2023.09.01.
2. Shubina E.A., Luk'yanov V.G. Design of exploration well drilling for pre-mining gas drainage of coal seams. *Mining informational and analytical bulletin (scientific and technical journal)*. 2016;10:377-389. (In Russ.).
3. Zolotykh S.S. Pre-mine coal bed drainage as a factor to improve safety in Kuzbass mines. *Russian mining industry*. 2019;5(147):18-22. (In Russ.).
4. Tailakov O.V. Selection of promising coal mines for implementing project of hydrogen production from coal mine methane. *Mining informational and analytical bulletin (scientific and technical journal)*. 2024;11:88-100. DOI: 10.25018/0236_1493_2024_11_0_88. (In Russ.).
5. Slastunov S., Kolikov K., Batugin A., Sadov A., and Khautiev A. Improvement of intensive in-seam gas drainage technology at Kirova mine in Kuznetsk Coal Basin. *Energies*. 2022;15(3):1047.
6. Zотов V.V., Коликов K.S., Гусева I.P., Петсык A.A., Бельянкина O.V. Regarding the maximum feed rate of the shearer with account of the coal seam gas emission characteristics. *Ugol'*. 2024;6(1181):96-100. (In Russ.). DOI: 10.18796/0041-5790-20246-96-100.
7. Slastunov S.V., Yutyaev E.P., Mazanik E.V., Sadov A.P., Ponizov A.V. Ensuring methane safety of mines on the basis of deep degassing of coal seams in their preparation for intensive development. *Ugol'*. 2019;7:42-47. (In Russ.). DOI: <http://dx.doi.org/10.18796/0041-5790-2019-7-42-47>.
8. Thakur P. Chapter 8 – Coal Seam Degassification. In: *Coal Bed Methane*. – Elsevier, 2014. – P. 155-175.
9. Slastunov S.V., Yutyaev E.P., Mazanik E.V., Sadov A.P. Development and improvement of technology of seam degassing for effective and safe mining of coal seams. *Mining informational and analytical bulletin (scientific and technical journal)*. 2018;11(S49):13-22. (In Russ.). DOI: 10.25018/0236-1493-2018-11-49-13-22.
10. Karacan C.Ö. Integration of vertical and in-seam horizontal well production analyses with stochastic geostatistical algorithms to estimate pre-mining methane drainage efficiency from coal seams: Blue Creek seam, Alabama. *International Journal of Coal Geology*. 2013;114:96-113.
11. Karacan, C. Predicting methane emissions and developing reduction strategies for a Central Appalachian Basin, USA, longwall mine through analysis and modeling of geology and degassification system performance. *International Journal of Coal Geology*. 2023;270:104234.
12. Xu F., Hou W., Xiong X., Xu B., Wu P. et al. The status and development strategy of coalbed methane industry in China. *Petroleum exploration and development*. 2023;4(50):765-783.
13. Hou Y., Cui J., Liu R. Study on the Long-Distance Gas Pre-Drainage Technology in the Heading Face by Directional Long Borehole. *Energies*. 2022;15(17):6304.
14. Thakur P. Chapter 23 – Gas and Dust Explosions. In: *Advanced Mine Ventilation*. – Woodhead Publishing, 2019. – P. 377-398.
15. Wang W., Li H., Liu Y., Liu M., Wang H. et al. Addressing the gas emission problem of the world's largest coal producer and consumer: Lessons from the Sihe Coalfield, China. *Energy reports*. 2020;6:3264-3277.
16. Decree of the Government of the Russian Federation No. 1582-r dated June 13, 2020, "On the Approval of the Long-Term Development Program for the Coal Industry for the Period until 2035."
17. *Coal Base of Russia. Volume 2. Coal basins and deposits of Western Siberia (Kuznetsk, Gorlovsky, West Siberian basins, deposits of the Altai Territory and the Altai Republic)*. – Moscow: Geoinformtsentr LLC, 2003. – 604 p.



18. Order of Rostekhnadzor No. 195 of June 23, 2022, "On Amendments to Federal Standards and Rules in the Field of Industrial Safety, "Safety Rules in Coal Mines," approved by Order of Rostekhnadzor No. 507 of December 8, 2020.
19. Order of Rostekhnadzor No. 498 dated December 28, 2023, "On the Approval of the Safety Manual "Recommendations for the Degassing of Coal Mines."
20. Fam D.T., Fan T.A., Kolikov K.S. Methane content and relative methane releasability versus occurrence depth of coal seams in Mạo Khê mine. *Mining informational and analytical bulletin (scientific and technical journal)*. 2020;(6-1):26-37. (In Russ.). DOI: 10.25018/0236-1493-2020-61-0-26-37.
21. Zaburdyayev V.S. *Scientific foundations of coal mine degasification*. Moscow, Vologda: Infra-Engineering Publishing House, 2023, 120 p. (In Russ.).
22. Li L., Liu D., Cai Y., Wang Y., Jia Q. Coal structure and its implications for coalbed methane exploitation: A Review. *Energy & fuels*. 2020;35(1):86-110.
23. Shilova T.V., Rybalkina L.A., Yablokov A.V. Prediction of in-situ cleaved coal permeability. *Journal of Mining Science*. 2020;56(2):226-235. DOI: 10.1134/S1062739120026686.
24. Khyamyalyaynen V.A., Baev M.A., Shevtsov A.G. About the influence of the strain-stress state of coal seam on the propped fracture permeability. *Bulletin of the Kuzbass State Technical University*. 2017;124(6):121-126. (In Russ.). DOI: 10.26730/1999-4125-2017-6-121-126.
25. Smirnova A.D., Shevtsov A.G., Chen S. Analysis of factors affecting the coal seams distribution permeability in the southern part of the Tutuyasskaya Area of the Kuznetsk Basin, Russia. *Sustainable Development of Mountain Territories*. 2022;14(4):657-665. (In Russ.). DOI: 10.21177/1998-4502-2022-14-4-657-665.
26. Ali A.H.A., Brown T., Delgado R., Lee D., Plumb D. et al. Watching rocks change – mechanical earth modeling. *Oilfield review*. 2003;15:22-39.
27. Patent No. 2720859 Russian Federation, IPC E21B 47/00 (2012.01). Method for selecting the design of a horizontal coalbed methane well: No. 2019116561: filed 05/29/2019: published 05/13/2020, Bulletin No. 14 / A.G. Shevtsov, A.V. Almukhametov, E.V. Kudinov, A.P. Korovitsyn; applicant and patent holder Gazprom Dobycha Kuznetsk LLC. – 9 p.
28. Akmatov D.Zh., Shevchuk R.V., Tuchel E.A., Nikolaichuk V.V., Galieva R.R. Creation of a 3D geomechanical model to assess rock mass stability. *Russian Mining Industry*. 2024;1:145-148. (In Russ.). DOI: 10.30686/1609-9192-2024-1-145-148.
29. Zoback M.D. *Reservoir Geomechanics*. USA, New York: Cambridge University Press, 2007. – 461 p.
30. Smirnova A.D., Mikhaylova T.V., Popov A.V. An integrated approach to the assessment of fracturing and gas permeability of coal-bearing rocks based on the analysis of physical and mechanical properties. *Bulletin of the Kuzbass State Technical University*. 2025;4(170):71-83. (In Russ.). DOI: 10.26730/1999-4125-2025-4-71-83.

Conflicts of Interest

The authors declare no conflict of interest.

© 2025 The Authors. Published by T. F. Gorbachev Kuzbass State Technical University. This is an open access article under the CC BY license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Information about the authors

Arina D. Smirnova, Researcher of Mining Industry Digital Transformation Lab, Academic Exchange Researcher at College of Energy and Mining Engineering
e-mail: smirnovaad@kuzstu.ru

T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University
650000, Russian Federation, Kemerovo, 28 Vesennaya St.

Shandong University of Science and Technology
266590, P.R. China, Qingdao, 579 Qianwangang St.

Tatyana V. Mikhailova, PhD. (Eng.), Head of Mine Surveying and Geology Department
e-mail: mdg@kuzstu.ru

T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University
650000, Russian Federation, Kemerovo, 28 Vesennaya St.

