

возникаемые в элементах горных конструкций, соизмеримы с длительным пределом прочности горных пород.

Повышенное сжатие и растяжение вокруг нарезных выработок и очистного забоя на глубинах 1500 м при площадно-торцовой технологии, свидетельствует о разрушении пород. Технологическое исполнение системы подэтажного обрушения с торцовым выпуском руды в выделенных условиях больших глубин, позволяет безопасно использовать ее без видимых изменений.

Выполненными расчетами установлено, что варианты системы разработки подэтажного обрушения с торцовым и площадно-торцовым выпуском руды, в условиях тектонического поля напряжений Шерегешевского и Таштагольского месторождений, могут быть успешно реализованы до глубин 1530 и 1270 м соответственно. Основным условием их приемлемости является крепление на горизонтах свыше 1000 м буро-доставочных ортов, их сопряжений с доставочными штреками и погрузочных заездов. В случаях высокой нарушенности горных пород площадно-торцовая технология способна гибко трансформироваться в торцовую схему выпуска руды при некотором ухудшении показателей извлечения.

Список литературы

1. Замесов Н.Ф., Айнбиндер И.И., Бурцев Л.И., Родионов Ю.И., Овчаренко О.В. Развитие интенсивных методов добычи руд на больших глубинах. — М.: ИПКОН РАН СССР — 1990. — 234 с.
2. Зенкевич О. Метод конечных элементов в технике. — М.: Мир, 1975.
3. Курленя М.В., Ерёмченко А.А., Шрепп Б.В. Геомеханические проблемы разработки железорудных месторождений Сибири. — Новосибирск: Наука, 2001. — 230 с.
4. Неверов С.А. Типизация рудных месторождений с ростом глубины по виду напряженного состояния. Ч. I: Современные представления о напряженном состоянии массивов горных пород с ростом глубины / ФТПРПИ. — 2012. — № 2. с. 56-70.
5. Неверов С.А. Типизация рудных месторождений с ростом глубины по виду напряженного состояния. Ч. II: Тектонотипы рудных месторождений и модели геосреды. / ФТПРПИ. — 2012. — № 3. с. 61-73.
6. Фрейдин А.М., Неверов С.А. Моделирование площадно-торцовой технологии выпуска руды под обрушенными породами / ФТПРПИ. — 2005. — № 5, с. 50 – 61.

ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА РЕСУРСОВ УГОЛЬНОГО МЕТАНА

*Н.С. Полякова, Государственный ВУЗ «Национальный горный университет», Украина,
Д.Н. Пимоненко, Институт геотехнической механики НАН Украины
им. Н.С. Полякова, Украина*

Рассмотрены основные физико-механические (пористость, проницаемость, прочность, температура), газодинамические (газоносность, напряженное состояние) и геологические (мощность пород и углей, дислоцированность, глубина залегания, степень метаморфизма) факторы, влияющие на условия накопления угольного метана. В пределах Донецкого бассейна выделены три области, отличающиеся количеством и распределением метана в углепородном массиве.

Проблема промышленной добычи метана из угольных пластов и вмещающих пород успешно решается в ряде стран Западной Европы и Америки, и в первую очередь в США. Так, в конце 1996 года в США действовали 6700 скважин по добыче шахтного метана, а объем производства метана составил около 29 млрд. м³. Ежедневно добывается 79 млн. м³ метана. В США шахтный метан добывается в основном в угольных бассейнах Сан Хуан, Блэк Уорнер и Аппалачи. В большинстве стран мира метан угольных месторождений рассматривается как самостоятельное полезное ископаемое и активно ведется его добыча.

Общие ресурсы метана, который по своим свойствам аналогичен природному газу, в угленосной толще Донбасса на глубинах от 500 до 1800 м по разным оценкам составляют от 12 до 25 трлн. м³, что соизмеримо с ресурсами других месторождений. Однако, к настоящему времени метан угольных месторождений Украины практически не используется как самостоятельное полезное ископаемое, а осуществляемая попутная его добыча методами шахтной дегазации очень незначительна. Основной причиной такого негативного отношения к комплексному освоению угольных месторождений является ряд нерешенных проблем, одной из которых является разработка геомеханических критериев выделения наиболее перспективных объектов для изучения и добычи метана угольных месторождений.

Исходя из того, что углепородный массив – « это единая многофазная гетерогенная среда, насыщенная флюидами»[1] и наиболее полно характеризуемая физико-механическими (пористость, проницаемость, прочность, температура), газодинамическими (газоносность, напряженное состояние) и геологическими (мощность пород и углей, дислоцированность, глубина залегания, степень метаморфизма) критериями, изучение этой среды и выделение перспективных объектов должно вестись комплексно с учетом максимального количества прогнозных факторов.

Физико-механические критерии – пористость ($K_{o.p}$), проницаемость ($K_{пр}$), прочность, влажность (W) – характеристики углепородного массива, определяющие его фильтрационно-емкостные свойства.

Детальные исследования пористости и проницаемости пород Донбасса [1,2,3] показали, что пористость находится в тесной корреляционной связи с прочностными, упругими и другими физико-механическими свойствами. Изменения этих факторов с глубиной и по площади зависят от термодинамических условий, интенсивности тектонической дислоцированности и условий осадконакопления (структурно-текстурных особенностей и минерального состава). В работе [2] показано, что прочностные свойства угольных пластов (предел прочности на сжатие и растяжение) и проницаемость имеют минимальное значение в области 15 – 27 % выхода летучих, их распределение совпадает с распределением экзогенной трещиноватости и противоположно распределению пористости [3], что обуславливает наибольшую скорость газоотдачи. Для пород (песчаников) наиболее перспективная область для извлечения метана ограничена зоной распространения углей марки Д-Ж, где существуют оптимальные коллекторские свойства (содержание природных газов в свободном состоянии 4 – 9 м³/ м³ породы). С учетом взаимосвязи основных физико-механических показателей, достаточно простое определение коэффициента открытой пористости пород и отсутствие влияние на качество определений пробоотбора делает этот показатель основным в различных методах оценки количества газа в песчаниках.

Температура горных пород влияет на метаногенерацию угольных пластов. На площади Донбасса она изменяется в широких пределах: на горизонте 1000 м – от 25 до 52,5 °С; геотермический градиент от 1,89 до 3,9 °С/100м. Отмечены существенные изменения геотермических условий даже в пределах отдельных шахтных полей, что объясняется гидродинамическими условиями объектов [4] и объясняет необходимость введения поправок на температуру при оценке ресурсов метана [5].

Газодинамические факторы. Многочисленными экспериментальными исследованиями установлено, что особенностью напряженного состояния верхних слоев земной коры является неравномерный (в пространстве и времени) характер распределения главных составляющих естественного поля напряжений, которое формируется в результате взаимодействия гравитационных сил с латентными (скрытыми) напряжениями, обусловленными литолого-петрографическим составом горных пород, структурно-текстурными особенностями геологических объектов, тектоническими, гидродинамическими, термическими и другими силовыми полями. Анализ экспериментальных данных [6] показал, что горные породы, вмещающие обрабатываемые угольные пласты Донбасса, находятся в разнокомпонентном поле напряжений. Максимальной по величине является одна из горизонтальных составляющих тензора напряжений (σ_1), которая в 2 – 2,3 раза превышает значения соответствующей вертикальной компоненты. Численные значения вертикальной составляющей (σ_2) примерно

равны осредненному давлению (γH) вышележащих пород. Меньшая горизонтальная компонента (σ_3) изменяется в пределах 0,7 - 0,8 γH . Результаты определения пространственной ориентации главных компонент поля напряжений, выполненные согласно [6] показали, что в исследуемых горно-геологических условиях, максимальная составляющая тензора напряжений ориентирована близко к простиранию пород; меньшая горизонтальная компонента (σ_3) ортогональна σ_1 и ориентирована вкрест простирания пород; вертикальная компонента, занимающая промежуточное по величине место, ориентирована в субвертикальном (относительно земной поверхности) направлении.

В результате интерпретации экспериментальных данных установлено [7], что измеряемые поля напряжений в условиях шахт Центрального и Донецко-Макеевского районов обусловлены современными движениями, но палеонарушенность тектонических блоков разрывными дислокациями оказывает существенное влияние на снижение напряженного состояния массива. Необходимо отметить, что количество замеров крайне мало, поэтому при оценке ресурсов метана применяется глубина (H , м) залегания исследуемого пласта песчаника, которая практически не учитывает напряженное состояние массива.

На накопление газов в массиве влияют степень катагенетических преобразований, вещественно-петрографический состав и наличие ловушек метана; на сохранение – тектоника и гидрогеологические условия. В целом для Донбасса в зависимости от степени метаморфизма газоносность изменяется в стратиграфическом разрезе и по площади [4]. По данным обобщения региональных закономерностей распределения природных газов в угольных пластах выделены три основные метановые зоны [8]:

- восточная – негазовых высокометаморфизованных антрацитов А/11, А/12-15 с метаносностью до $0,01\text{ м}^3/\text{т.г.м.}$;
- центральная – высокометаморфизованных углей марок Ж, К, ОС, Т, А/10, А/11 с предельной метаносностью $40\text{ м}^3/\text{т.г.м.}$
- западная – низкометаморфизованных углей марок Д, Г, Ж с метаносностью менее $10\text{ м}^3/\text{т.г.м.}$

Однако на различных участках (шахтах и пластах) Донецкого бассейна в зависимости от истории их геологического развития формируются локальные условия, которые при прогнозе газоносности следует учесть.

Для характеристики природной газоносности предлагается использовать показатель отражения витринита (R_0), определяющий степень метаморфизма и достаточно точно в региональном плане характеризующий метаносность угольных пластов. Средний показатель отражения витринита в Донбассе изменяется от 0,4% (Д) до 5,6% (А). Учитывая, что промышленный интерес, с точки зрения добычи метана, представляют угольные пласты, характеризующиеся газоносностью от 10 до $35\text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$, т.е. представленные углями марок от Г до Т и слабометаморфизованными антрацитами А₁₀-А₁₁, области распространения данных углей и антрацитов являются наиболее перспективными для организации работ по опытно-промышленной эксплуатации и извлечению метана из угольных пластов и углепородных массивов.

Основными геологическими факторами являются: сложность тектоники массива, литолого-фациальные условия накопления отложений (степень угленосности, наличие газонепроницаемых пород -покрышек и коллекторов, вид ловушек) и гидрогеологические условия.

Наиболее изученными являются тектоника и литолого-фациальные условия, которые с достаточной точностью определены как в пределах Донбасса, так и отдельных районов и шахт. Необходимо отметить, что в различных геологопромышленных районах (шахтах и пластах) они существенно отличаются, что зависит от геологической истории развития районов, условий накопления и преобразования осадочной толщи, технологий разработки (последнее только при прогнозе ресурсов метана из закрытых шахт).

В ранее опубликованных работах [1,2,3,7,8] отмечалось влияние тектоники, и в частности, складчатых и разрывных нарушений, угла падения крыльев структур на газоносность уголь-

ных пластов, газообильность выработок, состав газов, которые, в свою очередь, в значительной мере зависят от степени катагенетических преобразований осадочной толщи.

Учитывая, что для характеристики тектонической сложности не нужно проведение специальных исследований, так как в настоящее время на выработанном пространстве накоплен огромный фактический материал, достоверно характеризующий дислокации различных видов и размеров, предлагается использовать разработанные ранее показатели [7], характеризующие интенсивность разрывной (K_p) и складчатой (K_c) нарушенности, изменчивости углов падения (K_y) пластов и общую деформацию (K_T) угленосных отложений. В процессе работ установлено, что в зависимости от размеров объекта исследований (район, шахта) деформации характеризуются различными по величине параметрами нарушениями [7]. Поэтому предлагается выделить три масштабных уровня расчетов показателей и построения карт тектонической дислоцированности для прогнозной оценки метана:

- региональный - структурно тектонические области;
- зональный - тектонические зоны или районы;
- локальный - шахты или участки разведки.

Для каждого из уровней разработаны показатели количественной оценки палеодислоцированности и современных движений и построены карты [7]. Прогноз ресурсов метана в пределах шахт и участков базируется на анализе условий образования и определении параметров малоамплитудных складок и разрывов. Полученные результаты позволяют выделить типы тектонических ловушек и определить их параметры.

Особая роль в формировании скоплений метана принадлежит литолого-фациальным условиям. Именно они определяют мощность, тип и чередование литологических разностей с глубиной и по простиранию, определенное сочетание которых позволяет выделить наиболее перспективные (газоносные) интервалы. Углевмещающие отложения представлены терригенными породами (песчаниками, аргиллитами и алевролитами), из которых песчаники составляют $\approx 40 - 60\%$ и в силу благоприятных условий (порово-трещинной структуры и фильтрационно-емкостных свойств) являются наиболее перспективными коллекторами метана. До (90%) метана находится в угольных пластах, пропластках, рассеянной и концентрированной органике вмещающих пород. Угленосность бассейна детально изучена [4]: суммарная мощность угольных пластов и пропластков возрастает в направлении с запада на восток от 17 до 38 м. Критериями, учитывающими эти факторы, служат суммарная мощность угольных пластов и пропластков в пределах расчетных интервалов, мощность песчаников и покрывшек.

В целом для Донбасса в петрографическом составе углей преобладает инертинит; исключение составляют угли Западного Донбасса (содержащие значительное количество липтинита), что необходимо учитывать при расчетах ресурсов метана в углях.

Совокупная мощность угольных пластов и пропластков (наиболее метаноносная и метаногенерирующая часть) - Σm_y , песчаников (как коллекторов метана) - Σm_n , наличие газонепроницаемых пород – покрывшек и ловушек характеризуют продуктивность интервала, а количество интервалов – величины прогнозируемой добычи метана.

Таким образом, для прогнозной оценки перспектив газоносности интервалов предлагается, наряду с детальным анализом геологических факторов, использовать следующие геомеханические критерии:

- R_0 – показатель отражения витринита (или V^{daf}), %;
- Σm_y - суммарная мощность угольных пластов, м;
- Σm_n – суммарная мощность песчаников, м;
- H – глубина интервала, м;
- $K_{o.n.}$ – коэффициент открытой пористости углей и пород, %;
- $K_{пр.}$ – коэффициент проницаемости углей и пород, %;
- K_T – коэффициент тектонической сложности, б/р;

Сочетание рассмотренных геомеханических факторов позволило выделить в пределах Донецкого бассейна три области, отличающиеся количеством и распределением метана в углепородном массиве:

тип I - невысокие (0,01-0,02) показатели региональной дислоцированности, низкометаморфизованные угли марок Д, Г, Ж с метаноносностью менее $10 \text{ м}^3/\text{т.г.м.}$; мощность угленосной толщи менее 3км, незначительное (<10) количество и мощность рабочих угольных пластов; повышенная пористость (до 15-20%) и проницаемость пород, благоприятная обстановка газонакопления при наличии мощных коллекторов, угольных и аргиллитовых покрышек (Павлоградско-Петропавловский, Красноармейский, Лисичанский районы);

тип II - показатели тектонической дислоцированности изменяются от 0,06 до 0,42, высокометаморфизованные угли марок Ж, К, ОС, Т, А/10, А/11 с предельной метаноносностью $35 \text{ м}^3/\text{т.г.м.}$; мощность угленосной толщи 3-5 км, количество угольных пластов порядка 25, сравнительно большая пористость (до 8-12%), средняя или низкая (при карбонатном цементе очень низкая) проницаемость; относительно благоприятная обстановка газонакопления при наличии структурно-литологических и тектонических условий; для этого типа характерны техногенные, структурные, тектонические и литологические классы скопления метана (Донецко-Макеевский, Центральный, Краснодонский, Луганский, Алмазно-Марьевский районы);

тип III - наиболее высокие показатели региональной тектонической дислоцированности от 0,16 до 0,89, негазовые высокометаморфизованные антрациты А/11, А/12-15 с метаноносностью до $0,01 \text{ м}^3/\text{т.г.м.}$; мощность угленосной толщи > 5 км, относительно низкая пористость (до 7-8%), возможность появления трещинной (вторичной) пористости, низкая проницаемость, малоблагоприятная обстановка газонакопления свободного газа (без учета сорбированных газов); для этого типа характерны техногенные, структурные, тектонические классы скопления метана (Чистяково-Снежнянский, Боково-Хрустальский районы).

Условия сохранения и миграции газов в выделенных областях различаются. При сравнительно одинаковых величинах влажности пород и углей в сходных термодинамических условиях:

- в области первого типа большая масса газов находится в породах в свободном и водорастворенном состояниях; основными путями движения пластовых флюидов являются системы трещин и макропор в песчаниках углевлещающей толщи;

- в области второго типа газ находится в угольных пластах в сорбированном состоянии; основными путями миграции являются трещины.

Различия в условиях нахождения и перемещения природных газов в песчаниках и угольных пластах определяют ресурсы метана, различия технологий разведки и разработки метаноугольных месторождений Донбасса.

Список литературы

1. Угленородный массив Донбасса как гетерогенная среда / А. Ф. Булат, Е. Л. Звягильский, В. В. Лукинов [и др.]. – К. : Наук.думка, 2008. – 412 с.
2. Забигаило В.Е., Широков А.З. Проблемы геологии газов угольных месторождений. – К.: Наукова думка, 1972. – 172 с.
3. Забигаило В.Е. Геологические факторы выбросоопасности пород Донбасса /В.Е. Забигаило, А.З. Широков, И.С. Белый и др. – К.: Наукова думка, 1974. – 270.
4. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. Угольные бассейны и месторождения юга Европейской части СССР / Под ред. И.А. Кузнецова, В.В. Лапушина, М.Л. Левенштейна и др. – М.: Гос. научн.-техн. изд-во лит. по геол. и охране недр. – 1963.– Т. 1. – 1209 с.
5. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин/ Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева.- М.: Недра, 1980.-301 с.
6. Кулинич В.С., Шевелев Г.А., Егоров С.И. Методы и средства определения параметров геомеханического состояния массива. – Донецк: ЦБНТИ, 1992. – 202 с.
7. Лукинов В.В. Тектоника метаноугольных месторождений Донбасса / В.В. Лукинов, Л.И. Пимоненко - К.: Наукова думка, 2008. – 350 с.
8. Белоконь В.Г. Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР. Т.1. (Угольные бассейны и месторождения европейской части СССР) / В.Г. Белоконь, А.М. Брижанев, Б.М. Зимаков, В.Я. Колесник и др. – М.: Недра, 1979. – 627 с.