

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Major GHG Emissions Savings at Moura Coal Mine.
http://www.wci.oal.com/pdf/gns/3_ura.pdf. 17.10.2001. Oil and Gas Journal. 1999. V.97, № 27.
2. И в шахте безопасно, и воздух чище.
<http://www.mega.kemerovo.su/WEB/HTML/920.HTM>. 12.10.2000.
3. Правительство Украины утвердило первоочередные меры по промышленной добыче метана.
<http://www.rbc.ru/lawnews/2000/10/03/20001003115906.shtml>. 12.10.2001.
4. Извлечение метана из угольных пластов.
<http://www.oilcapital.ru/nik/regions/98/1.html>. 2.10.2001.
5. Физико-химия газодинамических явлений в шахтах / Под ред. В.В. Ходота. - М.: Наука, 1973. - 140 с.
6. Забигаило В.Е., Васючков Ю.Ф., Репка В.В. Физико-химические методы управления состоянием угольно-породного массива. - К.: Наук. Думка, 1989. - 192 с.
7. Узіюк В.І., Бик С.І., Личинин А.В. Газогенераційний потенціал кам'яновугільних басейнів України // Геологія і геохімія горючих копалин, 2001. - №2. - С.110-121.
8. Лукинов В.В., Пимоненко Л.И. Сравнительная оценка степени тектонической дислоцированности угленосных отложений юго-восточной части Донбасса // Геол. і геохім. горюч. копалин. - 1992. - №1. - С.41-46.
9. Лукинов В.В., Пимоненко Л.И., Баранов В.А. Соотношение тектонической нарушенности угля и пород на микро- и макроуровнях // Геол. і геохім. горюч. копалин. - 1996. - №1-2. - С. 94-95.
10. Газообильность каменноугольных шахт СССР. Комплексное освоение газоносных угольных месторождений / А.Т. Айруни, Р.А.Галазов, И.В. Сергеев и др. - М.: Наука, 1990. - 216 с.
11. Абрамов Ф.А., Шевелев Г.А. Свойства выбросоопасных песчаников как породы-коллектора. - К.: Наукова думка, 1972. - 98 с.
12. Антипов И.В., Гладкая Е.В., Дегтярь Р.В. Методы геоэлектрических исследований и их применение на угледобывающих шахтах // Физико-техн. пробл. горн. произ. - ва. - Донецк: ИФГП НАНУ, Вып.8, 2005. - С.201-206.
13. Левашов С.П., Якимчук М.А., Корчагин И.М., Дегтярь Р.В., Песчаный Ю.М., Божжежа Д.М. О возможности выявления и картирования зон повышенного газонасыщения угля и горных пород геоэлектрическими методами. // Геоинформатика. - 2005. - № 3. - С. 19-23.
14. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Электрорезонансное зондирование и его использование для решения задач экологии и инженерной геологии // Геологический журнал. - 2003. - № 4. - С. 24-28.

УДК 622.7:552.57:622.234.5

Канд. техн. наук А.В. Бурчак
(ИГТМ НАН Украины)

КИНЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИСТЕМЫ УГОЛЬ-ГАЗ КАК КРИТЕРИИ СОСТОЯНИЯ СТРУКТУРЫ УГОЛЬНОГО ВЕЩЕСТВА

Розглянуто перспективи дослідження молекулярної структури вугілля за кінетичними характеристиками системи «вугілля-газ». Представлено результати оцінки впливу гідродинамічної дії на вугілля на молекулярному рівні.

KINETIC CHARACTERS OF THE SYSTEM COAL-GAS LIKE THE CRITERIONS OF THE CONDITION COAL'S MATTER STRUCTURE

The perspectives of research of coal's molecular structure by kinetic characters of system «coal-gas» examined. The results of the appraisalment influence of the hydro dynamical effect on coal in molecular level submit.

Вопросы исследования структуры угольного вещества и изменений, проходящих в ней под влиянием внешних факторов, остаются весьма актуальными. Принципиально важным остается получение экспериментального подтверждения теоретическим предположениям, высказанным различными исследователями в своих работах.

Понимание процессов деструкции угольного пласта и угольного вещества представляется важным как для обеспечения безопасности горных работ, так и для решения вопросов добычи твердого и газообразного топлива.

Идея представленной работы состоит в применении метода ЭПР для исследования кинетических характеристик системы «уголь-газ» при изменении в ней давления.

Цель работы показать и оценить изменения, проходящие в угле на макро и микро уровне при проведении гидродинамического воздействия (ГДВ).

Задачами исследования было:

- выделение наиболее информативных характеристик ЭПР системы «уголь-газ», отражающих структурные изменения в угольном веществе на микро уровне;

- выделение зон в угольном пласте с характерными изменениями после проведения ГДВ;

- оценка влияния проведенного технологического воздействия на молекулярную и надмолекулярную структуру угольного вещества.

Весь комплекс работ состоял из натурных исследований – целенаправленного пробоотбора, и лабораторных экспериментов.

Пробоотбор был проведен по участку пласта ℓ_7^e на шахте им. Ф.Э. Дзержинского. На опробованном участке пласт не нарушен, выдержан по мощности и строению. То есть можно утверждать, что свойства угля по участку до воздействия были одинаковы.

С целью дегазации пласта и обеспечения безопасности проводимых горных работ на указанном участке были предприняты три попытки провести гидродинамическое воздействие. В результате первого воздействия был получен ожидаемый эффект в виде резкого увеличения выхода воды, газа и продуктов разрушения угля. На второй технологической скважине, пробуренной в восьми метрах от первой, подобного эффекта достичь не удалось. Третья скважина была пробурена на расстоянии примерно 15м. от первой. Гидродинамическое воздействие на ней привело к более масштабному эффекту, чем на первой скважине [1]. При проведении очистных работ на этом участке пласта выделения газа практически не наблюдалось.

Всего на данном участке пласта было отобрано 45 проб. Из них две пробы мелкодисперсного угольного вещества выброшенного под давлением из первой и третьей скважин вместе с водой в виде «пены».

В лабораториях ИГТМ были определены технические показатели угля, проведены оценка уровня парамагнетизма отобранных проб и эксперименты с изменением барических условий в ЭПР системе «уголь-газ» по ранее отработанным методикам [2].

Показатели, полученные в результате исследований проведенных с применением метода ЭПР можно разделить на две группы.

Первая – показатели уровня парамагнетизма, отражающие состояние угля. К таким следует отнести концентрацию парамагнитных центров (КПЦ) и кинетические характеристики, связанные с изменением КПЦ в процессе эксперимента. Эти показатели отражают катагенетические изменения в

ископаемой органике. Однако существенное влияние на уровень парамагнетизма оказывает также степень окисленности, восстановленности, препарированности угольного вещества, параметры окружающей среды, внешние воздействия и другие факторы [3, 4]. Относительное изменение интегральной интенсивности сигнала (K_i) или коэффициент пассивации ($K_{нас}$) [5] — показатель, отражающий процентное содержание в угольном веществе активных ПМЦ, способных к физическому взаимодействию с внешними парамагнитными центрами. Коэффициент пассивации является кинетической характеристикой отражающей процесс физического взаимодействия угля и газа и определяется как относительное изменение уровня парамагнетизма системы «уголь-газ» после повышения в ней давления. Период стабилизации интегральной интенсивности спектра ЭПР системы — T_1 , является кинетической характеристикой отражающей нарушенность угля.

Вторая группа показателей отражает особенности происхождения сигнала ЭПР в конкретном образце, то есть генезис ПМЦ и характеризует структурные изменения и межмолекулярные взаимодействия в угольном веществе. Это показатели, основанные на оценке ширины сигнала (ΔH) и на кинетических характеристиках отражающих зависимость этого показателя от изменения условий в системе «уголь-газ».

$K_{\Delta H}$ — относительное изменение ширины спектра ЭПР угольного вещества при повышении в системе давления. Известно, что спектр ЭПР угля есть суперпозиция двух составляющих широкой и узкой [6]. Широкий сигнал формируют свободные валентности, т.е. в первую очередь свободные радикалы периферийных групп, так называемая «бахрома». Узкий сигнал обусловлен общим взаимодействием сильно сопряженных систем, конденсированной части ароматической и алифатической составляющих угля с развитым межмолекулярным взаимодействием. Ширина сигнала (ΔH) зависит от процентного вклада в спектр угля каждой из составляющих, узкой и широкой.

$T_{\Delta H}$ — период стабилизации ширины спектра ЭПР угля после возмущающего воздействия.

Обе группы кинетических характеристик определяются по данным аппроксимации двух графиков полученных в результате одного эксперимента. При этом для математической обработки обоих графиков используется экспоненциальное уравнение:

$$I = I_{исх} - K_{нас} (1 - e^{t/T}),$$

где: I — интегральная интенсивность спектра ЭПР угольного образца; $I_{исх}$ — интегральная интенсивность исходного спектра ЭПР угольного образца; $K_{нас}$ — коэффициент пассивации, отражающий процентное содержание в угле парамагнитных центров способных взаимодействовать с газом, %; t — текущее время, с; T — постоянная времени переходного процесса, с.

Это уравнение широко применяется в механике и автоматике для описания затухающего процесса после одноразового возмущающего воздействия.

В этих условиях необходимо оценить степень взаимозависимости двух регистрируемых процессов. С этой целью результаты определений близких по смыслу показателей были подвергнуты корреляционному анализу. Расчеты показали, что коэффициент корреляции между показателями $K_{дн}$ и $K_{нас}$ составил 0,099, а для пары $T_{дн}$ и T_1 равен 0,182. Столь низкие значения коэффициентов корреляции убедительно показывают, что процесс уменьшения концентрации ПМЦ и процесс уширения сигнала после подачи давления в систему «уголь-газ» не связаны друг с другом.

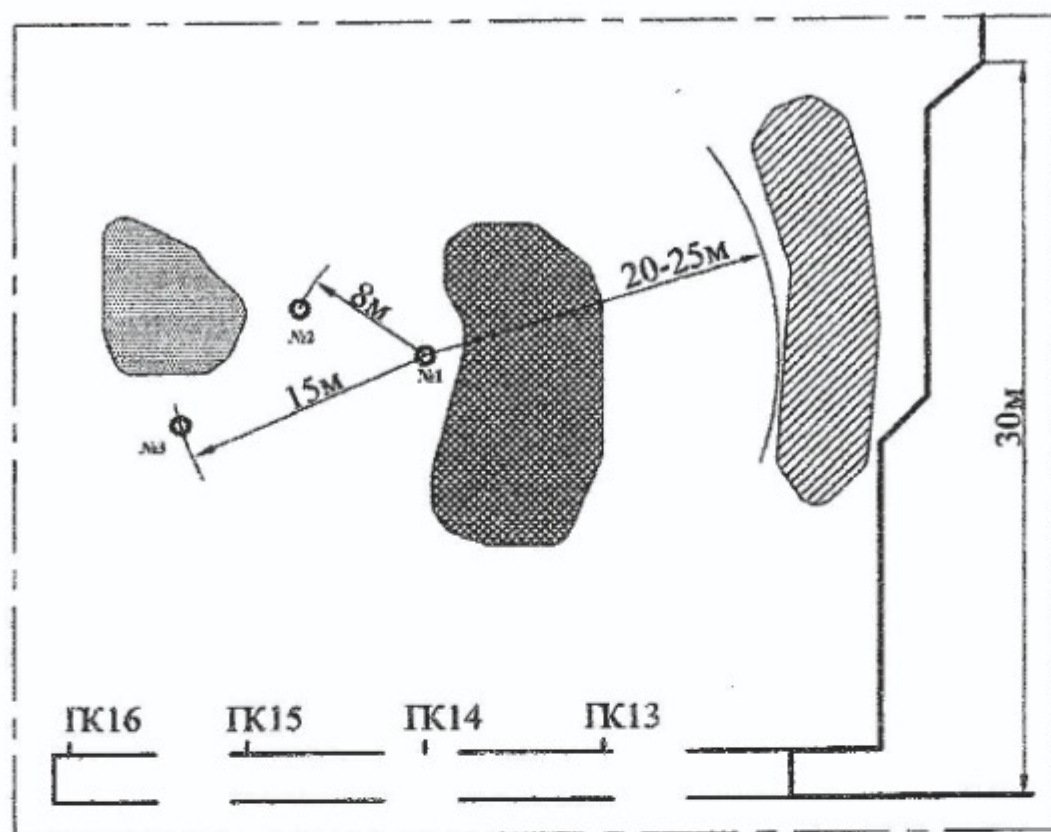
Показатели первой группы позволяют оценить состояние каменного угля, его нарушенность и способность к взаимодействию с газами. Показатели второй группы связаны с молекулярной и надмолекулярной структурой угольного вещества. Эти показатели отражают изменения, происходящие в угольном веществе, дают информацию о генезисе сигнала ЭПР, о вкладе в регистрируемый спектр парамагнитных центров различной природы. По кинетическим характеристикам второй группы можно судить об упорядоченности структуры угольного вещества, и о наличии в сопряженных системах с общим взаимодействием свободных радикалов периферийных групп («бахромы»).

На основании анализа значений показателей первой группы на опробованном участке пласта было выделено три характерных зоны. На рис. 1 схематически представлено размещение этих зон относительно скважин ГДВ. Первая зона – зона фоновых значений, находящаяся примерно в 20-25 метрах от скважины ГДВ представлена пробами, не претерпевшими изменений. Значения показателей близки к фоновым, которые были определены по этому пласту ранее, по другим пробоотборам, не связанным с технологическим воздействием.

Вторая зона представлена пробами угля менее нарушенными чем уголь фоновой зоны. Содержание активных, способных к физическому взаимодействию ПМЦ в пробах этой зоны минимально для всего пробоотбора. В тоже время уголь этой зоны имеет повышенную зольность. Можно предположить, что эти пробы обогащены перенесенными с потоками воды в зону технологической скважины прочными, высокочольными частицами. Пробы углей этой зоны имеют пониженные значения показателей уровня парамагнетизма. Проводимое технологическое воздействие не разрушает подобных частиц. В результате перенесенные высокочольные частицы угля перекрывают движение воды и газа, что приводит к кольтатации скважины. Следовательно, можно утверждать, что вторая зона – зона кольтатации.

Третья зона – зона максимального эффекта от технологического воздействия. В этой зоне концентрация ПМЦ минимальна. Уголь как бы «очищен», содержание золы ниже фоновых значений. Нарушенность угля, которую можно оценить по периоду стабилизации интенсивности сигнала максимальна. Высокая эффективность проведенного воздействия подтверждается низким значением предельной сорбционной способности. Сочетание пониженной сорбционной способности с повышенной

нарушенностью, приводящей к потере свободного газа и позволяет утверждать, что в этой зоне эффект дегазации прослеживается наиболее полно.



Условные обозначения

- - технологическая скважина
- ▨ - зона фоновых значений
- ▩ - зона колюматации скважины
- - зона максимального эффекта технологического воздействия

Рис. 1 – Схема расположения зон пласта с различными результатами технологического воздействия на угольное вещество

Результаты экспериментов приведены в табл. 1. Представлены средние значения технических показателей и предложенных кинетических характеристик системы «уголь-газ» для трех зон. Дополнительно в таблицу введены результаты определений по пробам мелкодисперсного угля выброшенного из скважин с водой («пена»). Из анализа таблицы видно, что показатель ΔH – ширина сигнала уменьшается от зоны колюматации к зоне фоновых значений и зоне максимального воздействия. Это означает, что при деструкции угля вследствие массопереноса в зоне колюматации накапливаются частицы угля обогащенные свободными радикалами периферийных групп. Максимальная ширина сигнала у «пены». То есть вещество «пены» концентрат свободных радикалов периферийных групп, представляющих собой обрывки молекул различной длины и происхождения.

Таблица 1—Результаты оценки показателей свойств угля по зонам воздействия

ПОКАЗАТЕЛИ	Зона кольматации скважин	Зона фоновых значений	Зона максимального воздействия	Мелкодисперсный уголь, «Пена»
Концентрация ПМЦ, $N \cdot 10^{19} \Gamma^{-1}$	2,4	2,5	2,0	2,2
Относительное изменение интенсивности сигнала, $K_N, \%$	27,5	34,1	28,5	25,9
Период стабилизации интенсивности сигнала $T_N, \text{сек.}$	102,3	82,7	72,7	61,8
Ширина сигнала, $\Delta H, \text{мТл}$	7,14	6,6	6,6	7,31
Относительное изменение ширины сигнала, $K_{\Delta H}, \%$	9,3	17,3	18,2	10,3
Период стабилизации ширины сигнала, $T_{\Delta H}, \%$	67,2	48,6	43,9	44,4
Зольность пробы, $A^d, \%$	3,4	3,02	2,37	2,0
Предельная сорбционная способность, $Q, \text{мл/г}$	8,26	11,42	7,19	7,43

Из данных, приведенных в таблице видно, что более узкие спектры реагируют на повышение давления интенсивней. Относительное изменение ширины — показатель пропорциональный содержанию в угле парамагнитных центров формирующих узкую составляющую спектра, закономерно возрастает от зоны кольматации к зоне максимального воздействия. При этом значение показателя $K_{\Delta H}$ для «пены» близки к минимальным, характерным для зоны кольматации. То есть содержание в этих пробах конденсированной части ароматической и алифатической составляющих минимально. И наоборот, в пробах из зоны максимального воздействия снижено содержание «бахромы», свободных радикалов периферийных групп.

Процесс стабилизации ширины у исходно узкого сигнала протекает быстрее. Можно предположить, что период стабилизации ширины сигнала зависит от степени упорядоченности молекулярной структуры угольного вещества. В зоне максимального воздействия, где существенно повышено содержание сильно сопряженных систем и снижено содержание не структурированных периферийных групп, период стабилизации ширины сигнала минимальный для пробоотбора. Малый период стабилизации ширины спектра у «пены», видимо, связан с общим снижением парамагнитных свойств вещества.

На основании вышесказанного можно сделать следующие выводы:

1. Предложенные кинетические характеристики процесса взаимодействия угля и газа могут быть использованы при изучении структурных изменений в угле на макро и микро уровне.

2. При проведении ГДВ в угольном пласте проходят два параллельных процесса; процесс деструкции угля, сопровождающийся увеличением нарушенности и снижением предельной сорбционной способности. И процесс деструкции угольного вещества на молекулярном и над молекулярном уровне.

3. При проведении технологического воздействия происходит отрыв от сопряженных систем периферийных групп, с последующим выносом их в зону кольматации или в технологическую скважину. В результате воздействия угольное вещество упрощается и структурируется.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аксенов А.В., Жмыхов В.Н., Силин Д.П., Петух А.П., Костыря В.Я. Применение гидродинамического воздействия для дегазации молотковой лавы // Деформирование и разрушение материалов с дефектами и динамические явления в горных породах и выработка: Матер. XVI Межд. науч. школы. – Симферополь: Таврич. нац. ун-т, 2006. – С.4-6.
2. Способ анализа углей методом ЭПР: А.с. 1679325 СССР, МКИ⁴ G 01N 24/10. / А.С.Поляшов, А.В.Бурчак, В.Е.Забигаило, Н.И.Насос. (СССР). – № 4691698; Заявлено 3.03.92; Опубл. 25.08.92, Бюл. №12. – 3 с.
3. Ингрэм Д. ЭПР в свободных радикалах: Пер. с англ. – М.: Иностран. лит., 1961. – 278 с.
4. Кучер Р.В., Компанец В.А., Бутузова Л.Ф. Структура ископаемых углей и их способность к окислению. – Киев: Наук. думка, 1980. – 168 с.

УДК: 553.9:553.061.4:552.513

Докт. геол. наук В.А. Баранов
(ИГТМ НАН Украины)

ОСНОВНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ КАТАГЕНЕЗА, ГАЗОНОСНОСТИ И ВЫБРОСОПАСНОСТИ УГЛЕВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД ДОНБАССА

Виконано огляд робіт і вивчені стадії катагенезу. Виділена середня стадія катагенезу, за якої відбуваються викиди порід і спостерігається максимальна газонасність порід. Відзначена можливість прогнозування нижньої й верхньої межі середньої стадії катагенезу.

BASIC GEOLOGICAL FACTORS OF KATAGENESIS, GAS-BEARING AND OUTBURSTNESS COALMEASURE BREEDS OF DONBASS

The review of works is executed and the stages of katagenesis are studied. The middle stage of katagenesis, in which the troop landings of breeds are and the maximal gas-bearing of breeds is marked, is selected. Possibility of prognostication of low and high bounds of middle stage of katagenesis is marked.

Донецкий угольный бассейн является, по сути, основной энергетической базой Украины, содержащей не только уголь, но и значительные ресурсы метана. Поскольку основное его количество содержится в породах (около 30 % терригенных отложений бассейна сложены песчаниками), проблема формирования коллекторских данных указанных пород в настоящее время приобретает все большее научное и практическое значение. Интерес к этой