

Д-р геол.-мин. наук **В.В. Лукинов**,
канд. геол.-мин. наук **Л.И. Пимоненко**,
канд. техн. наук **А.П. Клец** (ИГТМ НАН Украины),
Н.Э. Капеланец (Госнадзорхрантруда),
Д.П. Гуня (АП «Шахта им. А.Ф. Засядько»)

ТИПИЗАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГОЛЬНОГО МЕТАНА ПО ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ

Для умов Донбасу запропонована трьохрівнева (регіональний→зональний→локальний) типізація родовищ метану по гірничо-геологічним умовам, сприятливим для збереження і нагромадження вільного метану в підробленому масиві.

THE TYPIFICATION OF COAL METHANE BEDS ON IS BLAZED-GEOLOGICAL CONDITIONS

For conditions in Donbass designed three-level (regional→zonal→local) typification blazed-geological conditions favourable for the conservation and accumulation a free methane in array.

В связи с острой нехваткой энергоносителей на Украине ведется работа по созданию новой отрасли по добыче и утилизации метана угольных месторождений. Эта работа, в значительной степени сдерживается из-за отсутствия научно обоснованного подхода к прогнозу участков скопления газа и оценке запасов газа. Для увеличения достоверности прогнозных оценок распределения газов в угольных пластах и горных породах необходима типизация месторождений угольного метана.

Образование, накопление и сохранение газов в углеродном массиве в значительной мере обусловлено тектоническими процессами. Они прямо или косвенно влияют на условия осадконакопления, характер постдиагенетических преобразований осадочной толщи, формирование и нарушенность структур [1, 2]. Учитывая приуроченность участков скопления метана к тектоническим структурам различного масштаба и размеры объектов исследования, по горно-геологическим условиям Донбасса наиболее оптимально создание трехуровневой типизации месторождений угольного метана:

– региональный - выделение в пределах Донецкого бассейна структурных областей с различными геологическими условиями формирования месторождений;

– зональный - выделение в пределах структурных областей наиболее перспективных районов (по геологическим критериям), шахт или участков (с учетом горнотехнических показателей) для промышленной добычи метана;

– локальный - определение в пределах шахт или участков объемов скопления метана, мест заложения дегазационных скважин и направлений его использования.

На каждом уровне решаются определенные задачи и применяются различные количественные геологические и горнотехнические критерии.

Основными классификационными признаками типизации являются количественные и качественные показатели, характеризующие природные (тектоника,

литолого-фациальный состав пород, стресс и мощность угольных пластов, степень постдиагенетических преобразований осадочной толщи) и горнотехнические (глубина отработки, мощность вынимаемых пластов) факторы.

На региональном уровне типизация месторождений проводится по интенсивности и типам тектонических дислокаций с учетом мощности угленосной толщи, количества рабочих угольных пластов, содержания песчаников, газоносности, определяемой степенью катагенетических преобразований.

Для количественной оценки степени дислоцированности регионов и районов разработана методика [3] и построены карты, характеризующие интенсивность углов падения пород, разрывной, складчатой и общей тектонической дислоцированности. На основании статистического анализа распределения показателей в пределах Донбасса выделены три тектонические области, характеризующиеся нормальным распределением показателей и значительно различающиеся, как общей дислоцированностью, так и отдельными видами деформаций:

– северо-западная: $K_p=0 - 0,69$; $K_c=0 - 0,34$; $K_y=0,01 - 0,12$; $K_d=0,001 - 0,2$;

– центральная: $K_p=0,01 - 0,92$; $K_c=0,004 - 0,72$; $K_y=0,02 - 0,35$; $K_d=0,06 - 0,42$;

– юго-восточная $K_p=0,12 - 1,0$; $K_c=0,05 - 0,87$; $K_y=0,1 - 0,58$; $K_d=0,16 - 0,90$.

В результате изучения морфологии и генезиса тектонических нарушений, влияющих на локальные условия сохранения газов в массиве установлено, что тектонические области отличаются не только интенсивностью, но и типами дислокаций:

– в северо-западной области малоамплитудные складчатые и разрывные нарушения представлены двумя равнозначными группами: тектоническими и атектоническими; разрывные тектонические дислокации, генетически и пространственно связаны с крупно- и среднеамплитудными сбросами; атектонические – с условиями осадконакопления; преобладающее количество складчатых нарушений относится к складкам уплотнения;

– в центральной области практически все нарушения относятся к группе тектонических; складки, по типу относятся к складкам продольного изгиба, образовались после накопления осадков в результате действия региональных сжимающих усилий, направленных под некоторым углом к напластованию; малоамплитудные разрывные нарушения пространственно и генетически связаны с крупноамплитудными разрывами и складками;

– в юго-восточной области главенствующее положение среди нарушений занимают асимметричные складки продольного изгиба различных порядков; на севере области северные крылья синклиналей (всех порядков) круче, чем южные, на юге – наоборот.

Типы и параметры тектонических структур влияют на условия локализации и сохранения газов в массиве.

Из проведенных ранее исследований [4, 5, 6] известно, что в региональном плане объем газа в угленосной толще зависит от: мощности угленосной

толщи (М), количества рабочих угольных пластов (n) и процентного содержания песчаников (П), газоносности (Г), определяемой степенью катагенетических преобразований (V^{daf}). По этим данным определены средние значения этих параметров, которые показывают, что в выделенных областях эти величины различаются (табл. 1).

Таблица 1 – Горно-геологические условия областей

Тектонические области	Кд, б/р	М, км	V^{daf} , %	Г, м ³ /т г.м	П, %	n, б/р
Северо-западная	0,01 - 0,20	0 - 3	42 - 32	< 10	17 - 20	2 - 5
Центральная	0,06 - 0,42	3 - 5	32 - 10	10 - 35	20 - 40	2 - 25
Юго-восточная	0,16 - 0,90	> 5	26 - 9	до 5	20 - 40	2 - 25

Таким образом, на основе количественных показателей тектонической дислоцированности с учетом геологических факторов на региональном уровне в пределах Донецкого бассейна выделено три типа месторождений угольного метана, которые характеризуются следующими основными признаками:

– I тип - низкие значения (0,01 - 0,02) показателей региональной дислоцированности, $V^{daf} = 42 - 32\%$ (низкометаморфизованные угли марок Д, Г, Ж), метаноносность менее 10 м³/т г.м.; мощность угленосной толщи менее 3 км, незначительное (<10) количество 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);

– II тип - средние величины показателей тектонической дислоцированности (0,06 - 0,42), $V^{daf} = 10 - 32\%$ (высокометаморфизованные угли марок Ж, К, ОС, Т, А/10, А/11), предельная метаноносность 35 м³/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, Краснодарский, Луганский, Алмазно-Марьевский районы);

– III тип - высокие значения показателей тектонической дислоцированности (0,16 - 0,89), V^{daf} до 10% (негазовые высокометаморфизованные антрациты А/11, А/12-15), метаноносность до 5 м³/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).

Каждая тектоническая область включает ряд различных по морфологическому типу тектонических структур, в пределах которых распределение газов с глубиной и по площади отличается (например, Главная антиклиналь и Главная синклиналь – центральная область). По показателям, характеризующим интенсивность тектонических дислокаций с учетом генетических признаков нарушений, производится типизация горно-геологических условий на зональном уровне, учитывающая особенности конкретных более узких групп месторождений. Детально типизация на зональном уровне рассмотрена на примерах Донецко-Макеевского и Центрального районов в работе [3].

Для добычи техногенного метана наиболее перспективными являются месторождения I и II типов. Условия сохранения и миграции газов в них различаются. При сравнимых величинах влажности пород и углей в сходных термодинамических условиях месторождения первого типа большая масса газов находится в породах; основными путями движения пластовых флюидов являются песчаники углевещающей толщи; второго – в углях; основными путями миграции являются трещины.

Эти различия влияют на характер геодинамических процессов, происходящих при отработке угольных пластов, а, следовательно, и особенности формирования ловушек благоприятных для накопления газов в каждом месторождении.

На локальном уровне типизация месторождений угольного метана проводится с учетом геомеханической модели формирования газонасыщенных зон в подработанной толще [7]. Согласно предложенной модели в подработанном массиве по характеру и степени деформации вышележащих пород и условиям дренирования газа выделяется четыре зоны. Газ из первой и второй зон дегазируется при добыче угля, в третьей и четвертой – сохраняется. Теоретически рассчитано и экспериментально подтверждено, что мощность дегазируемой в процессе отработки пласта толщи примерно составляет 20 – 25 м, газонасыщенной – 100 – 150 м. Ресурсы метана, которые остаются после отработки в пределах определенного участка, обусловлены:

- природной газонасытностью;
- локальной тектоникой;
- литолого-фациальным составом пород исследуемого интервала;
- глубиной залегания;
- извлекаемой газонасытностью угольных пластов
- мощностью отработанных угольных пластов;
- наличием пород-покрышек.

От сочетания этих условий зависит сохранность газа в массиве. В качестве классификационной единицы принята площадь с сочетанием основных горно-геологических факторов. Но горно-геологические условия, а, следовательно, и величины параметров, характеризующих благоприятные условия сохранения

метана в месторождениях различного типа, отличаются [5]. Первый тип характеризуется невысокими (0,01 - 0,02) значениями показателей региональной дислоцированности, $V^{dif} = 42 - 32\%$, пористостью 15 - 20%, метаноносностью менее $10 \text{ м}^3/\text{т г.м.}$; мощностью угленосной толщи менее 3 км, незначительным (<10) количеством рабочих угольных пластов; повышенной пористостью (до 15 - 20%) и проницаемостью пород (Павлоградско-Петропавловский, Красноармейский, Лисичанский районы). Второй – высокими значениями показателей тектонической дислоцированности (0,06 - 0,42), $V^{dif} = 10 - 32\%$, предельной метаноносностью $35 \text{ м}^3/\text{т г.м.}$, мощностью угленосной толщи 3 – 5 км, количеством угольных пластов порядка 25, пористостью (до 8 - 12%), средней или низкой проницаемостью (Донецко-Макеевский, Центральный, Краснодонский, Луганский, Алмазно-Марьевский районы).

Поэтому для каждого типа месторождений рассматривались различные параметры одинаковых факторов, оценка величины или сложности которых проводилась по баллам.

Природная газоносность углей и пород в пределах первого и второго типов месторождений с увеличением степени метаморфизма углей с северо-запада на юго-восток и с глубиной возрастает. Распределение газов по глубине характеризуется определенными закономерностями [5]. Величина зоны газового выветривания для месторождений I типа порядка 400 м, второго – 150 м. Ниже зоны газового выветривания наблюдается постепенное почти линейное (до 1500 м) нарастание метаноносности. При этом до 900 м угленосная толща насыщена водой с растворенным в ней газом; от 900 до 1000 м притоки воды почти нулевые, а давление газа близкое к гидростатическому; ниже 1000 м находится газонасыщенная вмещающая толща. Эти параметры использовались для характеристики изменения газонасыщенности толщи с глубиной.

Газонасыщенность подработанного массива как коллектора определяется пористостью пород. Так как в песчаниках количество свободного газа в балансе газонасыщенности наиболее велико (до 91,0%), в алевролитах, аргиллитах, угольных пластах и пропластках газ, в основном, находится в сорбированном состоянии, что затрудняет его освобождение, то для характеристики природной газоносности предлагается использовать коэффициент открытой пористости песчаников, который достаточно надежно определяется. Для месторождений I типа он изменяется от 40 до 25,5%, для месторождений II типа – от 25,5 до 0,5% [4, 5, 6].

В Донбассе песчаники распространены в виде линз (месторождения I типа) и полос (месторождения II типа) шириной от нескольких десятков до первых сотен километров. Для месторождения I типа характерны песчаники мелко- и среднезернистые, небольшой мощности (от 3 до 20 м), для II типа – средне- и крупнозернистые песчаники, мощностью в среднем 20 – 30 м; отдельные толщи достигают 50 – 70 и 100 м.

Особое значение имеет наличие пород-покрышек на границе третьей и четвертой зон, которые обуславливают возможность сохранения газа под избыточным давлением в третьей зоне. К таким породам-покрышкам отнесены пласты известняка, перекрытые аргиллитами. Но в месторождении I типа, для угленосных свит характерно наличие тонких (до 0,6 м) прослоев известняка, которые не могут являться надежными газопорами. Известно, что в районах, где породы не претерпели значительных катагенетических изменений угольные пласты, наравне с аргиллитами, являются газопорами. Для самарской угленосной свиты характерно наличие множества (6 – 7) сближенных угольных пластов, наличие которых на границе зон можно оценить 2 баллами, отсутствие - 0.

В месторождении II типа, где развиты угли средних и высоких стадий метаморфизма, к породам-покрышкам отнесены пласты известняка, перекрытые аргиллитами. Для свит $C_2^1 - C_2^4$ характерно небольшое количество известняков мощностью до 1 м; свиты C_2^5 – содержание пластов известняков в разрезе 7 – 23 мощностью до 2 – 3 м; свиты C_2^6 - до 7 пластов мощностью до 6 м; свиты C_2^7 - от 6 до 21 пластов мощностью от 3 до 20 м. Такой разброс значений мощностей пластов известняка предлагается оценить следующим образом:

- 1 балл - мощность пласта от 1 до 3 м;
- 2 балла - от 3 до 5 м;
- 3 балла - от 5 до 7 м;
- 4 балла - выше 7 м.

С увеличением мощности отработанного пласта m_{omp} увеличиваются параметры зон деформирования горных пород подрабатываемой толщи. Так как минимальная рабочая мощность угольных пластов должна быть не меньше 0,5 м, а максимальная редко достигает 1,5 м, то этот интервал принят для типизации.

Исследование влияния малоамплитудной тектоники на газоносность показали [6], что наиболее благоприятные условия для накопления свободного метана связаны с антиклинальными локальными складками, зонами малоамплитудных разрывных нарушений и участками препарации угольных пластов (при коэффициенте препарации более 2). Наличие трех перечисленных факторов можно оценить тремя баллами, двух факторов – двумя, одного – одним.

В работе [7] рассчитаны значения плотности извлекаемых запасов метана из подработанных угольных пластов g_v (m^3 метана на $1 m^2$ площади) для условий когда суммарная мощность отработанных пластов $\Sigma m_{omp} = 1$ м и интервал подработки $M = 100$ м. В зависимости от степени метаморфизма углей для месторождения I типа эта величина изменяется от 0,5 до 3,5; для месторождения II типа - от 5 до 15.

Необходимо отметить, что газоносность угленосных отложений тесно связана с влажностью: газ занимает ту часть порового пространства углей и пород, которая не заполнена водой. В первой области при одинаковой величине

коэффициентов открытой пористости если показатель массовой влажности меньше 2%, то степень заполнения пор газом выше 50% и песчаник относится к газоносным, если больше 2%, то степень заполнения пор газом ниже 50% и песчаник относится к негазоносным.

В месторождении II типа при влажности меньше 2% степень заполнения пор газом изменяется в широком диапазоне (10 – 60%) и вопрос о газоносности требует дополнительных исследований; если влажность больше 2%, то песчаник является негазоносным.

Поэтому при типизации горно-геологических условий выделения ловушек метана влажность принята меньше 2%.

Таким образом, рассмотрены основные горно-геологические факторы, влияющие на условия сохранения свободного газа в горном массиве, установлены особенности и диапазон их изменений для месторождений Донбасса (табл. 2, 3).

Таблица 2 - Оценка горно-геологических условий выделения ловушек газа для накопления свободного метана в подработанном горном массиве для шахт месторождения I типа

Показатели	Баллы		
	1	2	3
Σm_i , м	до 0,5	0,5 - 1,0	> 1,0
Σn_i , м	до 10	10 - 25	> 25
H, м	до 900	900 - 1000	> 1000
$g_{\text{в}}$, м ³ /м ²	0,5	2,0	3,5
Наличие покрывки, м			
Ко.п., %	1,5 – 7,5	7,5 – 13,5	> 13,5

Таблица 3 - Оценка горно-геологических условий выделения ловушек газа для накопления свободного метана в подработанном горном массиве для шахт месторождения II типа

Показатели	Баллы			
	1	2	3	4
Σm_i , м	до 0,8	0,8 - 1,0	1,0 - 1,5	> 1,5
Σn_i , м	до 10	10 - 25	25 - 40	> 40
H, м	до 900	900 - 1000	> 1000	
$g_{\text{в}}$, м ³ /м ²	5	10,0	15,0	
Наличие покрывки, м	1 - 3	3 - 5	5 - 7	> 7
Ко.п., %	3,0 - 10,0	10,0 - 17,0	> 17	

Для месторождения I типа с учетом тектоники и наличия покрывки наиболее благоприятные условия оцениваются 20 баллами, II типа – 21; наименее благоприятные для I типа – 5; для II типа – 6. Диапазон изменений оценок примерно одинаков.

Применительно к оценке горно-геологических факторов, влияющих на образование ловушек для накопления свободного метана в подработанном горном массиве, выделено три подтипа условий: малоблагоприятные, средние и наиболее благоприятные, которые можно оценить по баллам.

Условно принимаем, что вклад факторов равноценен. Выделенные подтипы условий характеризуются следующими баллами:

- 5 - 9 – малоблагоприятные;
- 9 - 14 – средние;
- > 14 – наиболее благоприятные.

Таким образом, предложена типизация горно-геологических условий выделения ловушек максимально благоприятных для накопления свободного метана в подработанном горном массиве для условий Донецкого бассейна.

Методический подход к определению степени благоприятности условий сохранения и накопления свободного метана в подработанном массиве основывается:

- на выяснении принадлежности исследуемого участка к определенному типу месторождения;
- сборе данных о природной газоносности, локальной тектонике, литолого-фациальном составе пород исследуемого интервала; глубине залегания; извлекаемой газоносности угольных пластов, мощности отработанных угольных пластов; наличии пород-покрышек;
- оценке горно-геологических условий (см. табл. 2, 3) и определении по сумме баллов подтипа участка.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лукинов В.В., Гончаренко В.А., Пимоненко Л.И. Концепция формирования горно-геологических условий угольной шахты после ее закрытия. – Днепропетровск: НГА Украины. - Науковий вісник НГА України, 2000. - №4. С. 23 - 24.
2. Лукинов В.В., Гончаренко В.А., Пимоненко Л.И., Капланец Н.Э. Тектонические основы типизации горно-геологических условий для промышленной добычи метана. // Геотехническая механика: Межведомственный сборник научных трудов / Ин-т геотехнической механики НАН Украины. - Днепропетровск, 2002. - Вып.35. - С. 88 - 95.
3. Забигаило В.Е., Лукинов В.В., Пимоненко Л.И. и др. Тектоника и горно-геологические условия разработки угольных месторождений. – К.: Наук. думка, 1994. – 145 с.
4. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР - М.: Гос. научн.-техн. изд-во литер. по геол. и охране недр, 1963. - Том. 1. - С. 511 - 597.
5. Забигаило В.Е., Широков А.З. Проблемы геологии газов угольных месторождений - К.: Наукова думка, 1972. –170 с.
6. Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР / Под ред. А.И. Кравцова. – М.: Недра, 1979. – 344 с.
7. Методика расчета извлекаемых запасов метана из подработанного и надработанного углепородного массива / В.В. Лукинов, А.П. Клец, В.Г. Ильющенко и др. // Геотехническая механика: Межведомственный сборник научных трудов / Ин-т геотехнической механики НАН Украины. - Днепропетровск, 2002. – Вып. 37. – С. 62-69.