

УДК 622.324.6550.8.01

ОЦЕНКА ГАЗОГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА УГЛЕНОСНЫХ ТОЛЩ ДОНБАССА НА БАЗЕ ФОРМАЦИОННОГО АНАЛИЗА

Майборода А. А., Иванов Л. А., Анциферов В. А., Голубев А. А.
(УкрНИМИ НАНУ, г. Донецк, Украина)

Обгрунтовано концепцію і кількісні критерії розробки на базі фаціально-геотектонічного методу формаційного аналізу типової (універсальної) моделі газоносності вугленосних товщ для оцінки газогенераційного потенціалу вугленосних формацій Донбасу.

The concept and quantitative criteria for the development based on facical-geotectonic method of formation analysis of the typical (universal) model of gas content of coal-bearing strata for the assessment of gas-generation potential of coal-bearing formations of Donbass are substantiated.

Исследование газоносности угленосных формаций в настоящее время является одним из приоритетных в области природопользования. В комплексе решаемых задач, связанных с газоносностью, определенный теоретический и, возможно, практический интерес представляет оценка газогенерационного потенциала угленосных толщ в различных районах Донбасса и его отдельных шахтных полей. В этом направлении нами проведены, в рамках Комплексной программы НАН Украины «Стратегические минеральные ресурсы Украины», исследования, особенностью которых является базирование на не применявшемся для этих целей ранее формационном анализе угленосных толщ.

Общеизвестным фактором формирования газоносности угленосных формаций Донбасса является его неразрывная связь с

общей историей геологического развития бассейна. Поэтому вопросы, связанные с газообразованием должны решаться в тесной связи с особенностями осадконакопления и углеобразования и, соответственно, на базе закономерностей формирования и строения самих угленосных формаций.

Формационный подход к изучению этих закономерностей позволяет решать многие вопросы теории и практики угольной геологии, в том числе в области разработок прогнозных критериев угленосности и газоносности. Это заключение вытекает из самого понятия «угленосная формация», по нашему представлению наиболее точно и лаконично сформулированного Г. А. Ивановым [1]: «угленосная формация – это полифациальная, ритмически построенная, полнокомпенсированная толща парагенетически связанных между собой комплексов угленосных пород, образующаяся и изменяющаяся в результате взаимодействия благоприятных для углеобразования геотектонических и фациальных факторов». Т.е. сущность угленосной формации отражена в ее качественном (фациальном) и количественном (геотектоническом) содержании. Следовательно, только широкий формационный анализ позволяет наиболее полно осветить особенности осадконакопления и углеобразования и, соответственно, распределения углистого вещества в угленосных толщах, как сконцентрированного в угольных пластах, так и рассеяного во вмещающих породах, т.е. в конечном счете, оценить газогенерационный потенциал этих толщ. Другие методы вскрывают лишь отдельные, частные закономерности строения угленосных формаций.

Важнейшим и основополагающим условием применения формационного анализа является ритмическое (циклическое) строение угленосных формаций Донбасса. Оно заключается в периодически повторяющихся в разрезах пластов угля и известняков, в многократно чередующихся континентальных и морских фациях, отражающих непрерывные колебательные движения в течение всего времени накопления угленосных толщ. Отсюда вытекает принципиально важный вывод: если говорить о ритмичности углеобразования, то следует подразумевать ритмичность газообразования, связанного с наиболее мощными скоплениями углистого вещества – угольными пластами, включающей и ритмич-

ное чередование вмещающих пород однотипных фаций, содержащих определенное количество рассеянного газогенерирующего органического вещества растительного происхождения. Следовательно, вопросы газогенерации необходимо рассматривать с позиций методов, изучающих эту ритмичность, т.е. методов формационного анализа.

Формационный анализ выполняется следующими методами: фациальным, фациально-циклическим, фациально-геотектоническим, фациально-фазовым.

Прежде чем перейти непосредственно к обоснованию наиболее приемлемого для оценки газогенерационного потенциала угленосных толщ метода формационного анализа и критериев разработки на его основе типовой модели для такой оценки, считаем необходимым остановиться на принципиальных положениях, отражающих наши представления о формировании газоносности, заложенных в основу проведенных исследований. Такое представление получено путем анализа результатов исследований ведущих специалистов в области газоносности Донбасса, изложенных в их публикациях, а также в методической и справочной литературе.

Подавляющее большинство исследователей (в том числе и авторы настоящей работы) считают, что формирование газоносности угленосных формаций Донбасса происходило в два крупных периода его геологического развития: доинверсионный (газогенерирующий) и постинверсионный (дегазационный).

В доинверсионный период развития бассейна вместе с образованием Донецкого прогиба и мощным угле- и осадконакоплением протекал интенсивный процесс газогенерации и формирования первичной вертикальной газовой зональности, отражающий как газопродуцирующие способности угленосных отложений, так и степень преобразованности углей и газов под воздействием метаморфизма. В этот период углеобразование и, соответственно, образование угольных газов происходило в два этапа.

Вначале формировались торфяники, в которых без доступа воздуха проходил биохимический процесс окисления растительных остатков за счет собственного кислорода растений с проявлением при этом газообразных продуктов разложения – углекис-

слога газа (CO₂), метана (CH₄), водорода (H₂) и производных метанового ряда или тяжелых углеводородов.

С этим же этапом связана начальная, определяющая дальнейшее газообразование стадия осадконакопления – седиментогенез. Как отмечал Н. Б. Вассоевич [2] «в ряду всех стадий осадочного породообразования, всех этапов литогенеза решающее значение для развития нефтегазообразования имеет стадия седиментогенеза (*sensu stricto*), т.е. рождение (генезис) того или иного осадка. Он может быть (стать) нефтематеринской породой, хорошим или плохим коллектором или флюидоупором. Диа-, ката-, мета- и гипергенетические изменения во многом зависят от начального типа осадка». Следовательно, на самых начальных стадиях седиментогенеза в результате тесного взаимодействия фациальных и геотектонических факторов, обусловивших гидродинамический режим осадконакопления, происходило формирование гранулометрического состава пород, распределение и количество в них органического вещества, определяющих показатели гранулярных и сорбционных коллекторов метана [3].

Как указывал А. И. Кравцов [4], генезис метана угольных месторождений, прежде всего, связан с процессами углеобразования, начиная со стадии оторфянения. Газ, образовавшийся в торфяную стадию, в большей своей части улетучился в атмосферу, однако если торфяник покрывался толщей непроницаемых осадочных отложений, газы сохранялись в твердом остатке разложившихся растений или во вмещающих породах до преобразования торфяника в угли. Подтверждением генерации газа, начиная с торфяной стадии, являются результаты лабораторного моделирования процессов биохимического превращения органического вещества торфа [5].

На втором этапе доинверсионного периода угле- и газообразования происходили длительные процессы осадконакопления в условиях отрицательных движений земной коры, когда огромные массы разлагающейся органики перекрывались толщей терригенных пород и погружались на значительную глубину, претерпевали интенсивные преобразования, проходя стадии от диагенеза (превращение торфа в бурые угли) до регионального метаморфизма и соответствующего перехода углей от бурых до

каменных и антрацитов. На всех стадиях метаморфизма углей до стадии, включающей суперантрациты 12А, 13А (не продуцирующих метан) процесс их обуглероживания сопровождался газообразованием с преимущественно генерацией метана и его производных. Т.е. метаногенерация является составной частью метаморфизма углей и на любой его стадии завершается с завершением его процесса, т.е. до исчерпания ресурса, присущего термобарическому состоянию на этой стадии. Дальнейшая генерация метана возможна только с повышением стадии метаморфизма. Исходя из теории регионального метаморфизма, в доинверсионный период в Донецком бассейне генерирован органическим веществом весь объем метана. Следовательно, первый, доинверсионный период следует рассматривать, как газонакопительный, поскольку очевидно о широкомасштабной дегазации угленосных толщ, перераспределении газа, формировании современной газовой зональности в этот период (характерных для второго, инверсионного периода развития бассейна вплоть до настоящего времени), - говорить не приходится. Сохранению первичной газоносности способствовали: и высокое давление, повышающее рост объемов сорбированного газа; и значительно меньшая роль, чем при инверсии и складкообразовании, тектонической составляющей; и отсутствие из-за высоких температур на глубине водоносных горизонтов; и отсутствие эрозионных факторов; и, наконец, весьма затруднительные условия для миграционных процессов в целом, когда многокилометровая пологозалегающая толща отложений включала в себя огромное количество перекрывающих непроницаемых горизонтов пород и т.д.

В целом, формирование первичной газоносности Донбасса обусловлено стабильным тектоническим режимом на протяжении всего карбона. Складкообразования не происходило, тектонические движения проявлялись главным образом в виде колебательных движений на фоне общего погружения подошвы Донецкой геосинклинали и сопровождались изменениями скорости опускания. Это подтверждено фактическими данными о распределении мощностей свит бассейна [6].

Изменение тектонического режима, начавшееся в конце палеозоя и завершившееся мощной герцинской складчатостью (за-

альская и пфальская фазы), наиболее сильно проявилось в Донбассе. С этим этапом геологического развития бассейна, начавшимся после раннепермской эпохи с инверсии прогиба, связан второй, постинверсионный период формирования газоносности и современного распределения газов в угленосной толще бассейна. Общая инверсия вертикальных движений способствовала протеканию складкообразовательных процессов и глубокой денудации отложений нижней перми и карбона. Началось интенсивное перераспределение газов в осадочной толще бассейна, способствовавшее глубокому разрушению и преобразованию первичной генетической вертикальной газовой зональности в современное распределение углеводородных газов в угленосных отложениях Донбасса, как в разрезе, так и по площади. Инверсионные процессы привели к значительным потерям уже накопленного в угленосных толщах газа, а формирование тектонических нарушений – к образованию новых путей его миграции.

Первичная газоносность угленосных формаций, генетически связанная и сформированная в доинверсионный (газогенерирующий) период геологической истории бассейна во много раз превосходила газоносность современную. Так, количество органического вещества (ОВ), сконцентрированного в угольных пластах, пропластках и рассеяного во вмещающих породах Донецкого бассейна в пределах территории Украины, по данным [7], оценивается в пересчете на угольную массу в 958 млрд. т. Объемы газа, генерированного в процессе преобразования органики в угленосной толще, составляют 278 трлн. м³, ресурсы же угольного метана, сохранившегося до настоящего времени в украинской части Донбасса, - от 12 до 25 трлн. м³, что указывает на потери углеводородных газов (УВГ), составляющие порядка 90 % на последующих постинверсионных этапах геологического развития Донбасса. Такие потери обусловлены процессами дегазации угленосных отложений в постинверсионный период. Таким образом, современная газоносность обуславливается не столько первичной газоносностью, сколько условиями миграции газа к земной поверхности. Тем не менее по данным Г. Д. Лидина и А. Э. Петросяна, для глубоких частей Кальмиус-Торецкой котловины современная газоносность угольных пластов может нахо-

дится в более близком соответствии с их первичной газоносностью [8]. Поэтому вопросы формирования первичной газоносности угленосных формаций, оценка газогенерационного потенциала угленосных толщ в различных частях бассейна представляют несомненный теоретический и практический интерес.

Поскольку газогенерация непосредственно связана с метаморфизмом, вопрос о времени его воздействия (до или до и после инверсии), безусловно, является принципиальным.

Среди геологов-угольщиков (включая и авторов этой работы) наиболее признанной является теория регионального метаморфизма угля, разработанная и опубликованная в трудах П. И. Степанова, Ю. А. Жемчужникова, В. И. Яворского, Е. О. Погребницкого, И. И. Амосова, Г. А. Иванова, В. В. Гречухина и других, степень которого определяется температурой и статическим давлением, возраставшими по мере погружения осадочных толщ, что характерно именно для Донецкого бассейна. Однако, некоторые исследователи считали, что метаморфизм углей осуществлялся на двух этапах: доинверсионном и постинверсионном. Так сторонники теории перманентности метаморфизма, предполагают непрерывность или перманентность и процесса генерации метановых газов даже в условиях понижения температур в результате инверсии. Теории перманентности метаморфизма многие исследователи противопоставляют серьезные возражения. Так, например, В. Н. Нагорный и Ю. Н. Нагорный считают, что наиболее полные и убедительные данные, противоречащие реальности постинверсионной углефикации получены именно в Донбассе. Ссылаясь на большую группу исследователей и приведя собственные достаточно убедительные аргументы, они пришли к выводу о том, что [9, 10]:

– инверсия геотектонического режима в бассейне, сопровождающаяся общим подъемом осадочной толщи и значительным снижением ее температуры, обуславливает практически полное прекращение процессов углефикации;

– постинверсионный метаморфизм углей может иметь место только в тех случаях, когда угольные пласты достигают максимальных глубин погружения уже после процессов складкообразования.

Отсюда следует, что с прекращением углефикации завершена и газогенерация. Что касается максимальных глубин погружения угленосных толщ, то они происходили в доинверсионный период, а в постинверсионный – амплитуды инверсии в бассейне колебались от 4 до 5 км и доходили до 10-12 км, т.е. говорить о повышении достигнутых стадий метаморфизма не приходится.

Существует еще одна теория, в соответствии с которой генерация газа проходила в два этапа: доинверсионный и постинверсионный, связанный с «термальным событием», обусловленным влиянием интрузивных тел при проявлении пфальцской фазы герцинского орогенеза (рубеж перми и триаса). Однако и этой теории есть возражения. Во-первых, интрузивные тела не оказывали существенного влияния на угли, образуя лишь небольшую зону обожженного угля на контакте, т.е. имели локальное, ограниченное значение и, соответственно, не могли вызвать дополнительную масштабную генерацию газа. Во-вторых, в Донбассе нет сколько-нибудь убедительных доказательств проявлений термального воздействия на каменные угли и не обнаружено значительных интрузий кристаллических пород, которые могли бы вызвать термальный метаморфизм углей, заключенных в колоссальные массы осадочных толщ. Доказательством этому являются проявления интрузий в угленосной толще Южно-Донбасского района. Эти аргументы находят свое подтверждение в работах [6, 11].

Таким образом, составной частью концепции проведения формационного анализа с целью оценки газогенерационного потенциала угленосных толщ Донбасса являются следующие положения:

– возраст метановых газов Донбасса определяется временем формирования угленосных толщ в доинверсионный период. Об этом очень убедительно писали Г. Д. Лидин и А. Э. Петросян, отстаивая взгляд на газоносность угольных месторождений, как на остаточное реликтовое явление, что разделяют и авторы работы [12];

– факторами первичной газоносности бассейна являются насыщенность угленосных толщ органическим веществом, скон-

центрированным в угольных пластах (КОВ) и рассеяным во вмещающих породах (РОВ) и его региональный метаморфизм;

– первичная газоносность или газогенерационный потенциал, имевший место в доинверсионный период, был различен в различных районах бассейна и зависел от конкретной насыщенности толщи КОВ и РОВ, максимального на местах ее погружения и соответствующей степени метаморфизма.

Идея проведенных исследований заключалась в теоретическом обосновании и разработке для практического использования универсальной типовой модели, позволяющей закладывать в нее для формационного анализа и оценки газоносности данные литологических колонок пробуренных геологоразведочных скважин и другую имеющуюся необходимую информацию по рассматриваемому участку, структуре, шахтному полю.

В результате проведенного анализа всех четырех методов формационного анализа, перечисленных в начале статьи, определено, что наиболее приемлем для решения поставленной задачи является фациально-геотектонический метод, разработанный Г. А. Ивановым [1, 13].

Следует отметить, что на первом, подготовительном этапе исследований, при выяснении распределения в угле вмещающих породах газогенерирующего РОВ растительного происхождения, нами был использован фациальный метод формационного анализа. В результате систематизации полученных данных установлена возможность использования укрупненной классификации количественного распределения органического вещества, построенной не на фациальной, а на литологической основе [14]. Это намного упрощает решение вопросов, связанных с газоносностью и не только потому, что фациальный метод мало доступен широкому кругу геологов и может приводить к ошибкам субъективного характера, но и потому, что, в конечном счете, планируется практически использовать геологоразведочные данные по пробуренным скважинам, в которых нет указаний на фациальную принадлежность пород. Но главное даже не в этом, а в том, что интересующее нас количественное распределение растительного газогенерирующего органического вещества в угленосных толщах и в конкретных слоях пород зависит, как указывалось выше, от гид-

родинамических условий осадконакопления и, соответственно, от гранулометрических показателей пород или, другими словами от их литологической принадлежности. Кроме того, что важно, установлено, что вне зависимости от литологической принадлежности газогенерационным потенциалом обладают породы континентальной и переходной от континентальной к морской групп фаций. Отложения морской группы в этом отношении интереса не представляют из-за практически полного отсутствия растительных остатков [14].

Все дальнейшие исследования, включая разработку типовой модели газоносности, базировались на фациально-геотектоническом методе формационного анализа. Теоретической основой этого метода является тесное взаимодействие фациальных и геотектонических факторов, определяющих все наиболее характерные их качественные (фациальные) и количественные (геотектонические) черты. При этом используется комплекс диагностических литологических признаков, как основных количественных и качественных показателей динамики среды седиментации, однозначно позволяющих судить об интенсивности (силе волнений, течений) и характере действующих в фациальной обстановке гидродинамических факторов. При таком подходе мы получаем обоснование закономерностей формирования и распределения в разрезе таких важных с точки зрения изучения газоносности факторов, как гранулярные коллекторы и газогенерирующее органическое вещество растительного происхождения. Наряду с этим рассматривается последовательность слоев пород в разрезе, раскрывающая процессы смены фациальных обстановок под воздействием геотектонических колебательных движений. Этот метод, прежде всего, ритмический анализ, весьма удобен и практически прост и в то же время позволяет в разрезах выделять слои пород с коллекторами метана гранулярного и сорбционного типов. При этом не требуется специальных знаний фациального состава отложений. Нужно иметь грамотно записанный разрез по комплексу диагностических литологических признаков. Основное внимание должно фиксироваться на выделяемом при этом слое породы. Геологическим документом изучения разреза является колонка с гранулометрической кривой, что обу-

словливается формированием фациально-геотектонических ритмов осадконакопления, соответствующим набором ископаемых фаций, т.е. образованием гранулометрических ритмов. Рассматриваемый метод анализа позволяет установить генетическую связь угленосности и, соответственно, газоносности, с ритмичностью, с закономерностями распределения по разрезам и площади угольных пластов и газогенерирующего углистого вещества во вмещающихся породах.

Такая взаимосвязь ритмичности и газоносности с ее качественными и количественными показателями рассматривается как основополагающий фактор разработки типовых моделей газоносности. Причем, как отмечал Г. А. Иванов [13] эта взаимосвязь наиболее четко устанавливается в фациально-геотектонических и гранулометрических ритмах I порядка. Ритмы именно этого порядка наиболее уверенно прослеживаются в пределах шахтных полей или небольших структур. Последнее объясняется относительной однозначностью геологического строения (по мощности пластов и слоев пород, их выдержанностью и т.п.), на чем обосновывается оконтуривание шахтных полей или выделение геологических структур. Эта особенность непосредственно отвечает главной цели моделирования – для получения на его основе возможности оценивать газогенерационный потенциал угленосных толщ конкретных шахтных полей или перспективных газоносных структур.

В каждом гранулометрическом ритме с генетической точки зрения необходимо видеть закономерное изменение гидродинамических условий, от которых как подчеркивалось выше, зависят и гранулометрический состав пород (или гранулярные коллекторы метана), и количество и концентрация растительного газогенерирующего материала.

В целом, угленосные формации Донбасса сложены ритмично чередующимися фациально-геотектоническими и гранулометрическими ритмами, отражающими лагунные и лагунно-морские фациальные обстановки. Исходя из этого, таксономическими единицами моделирования принимаются полные лагунный и лагунно-моской фациально-геотектонические гранулометрические

ритмы I порядка, которые составили основу типовой (универсальной) модели газоносности (рис. 1).

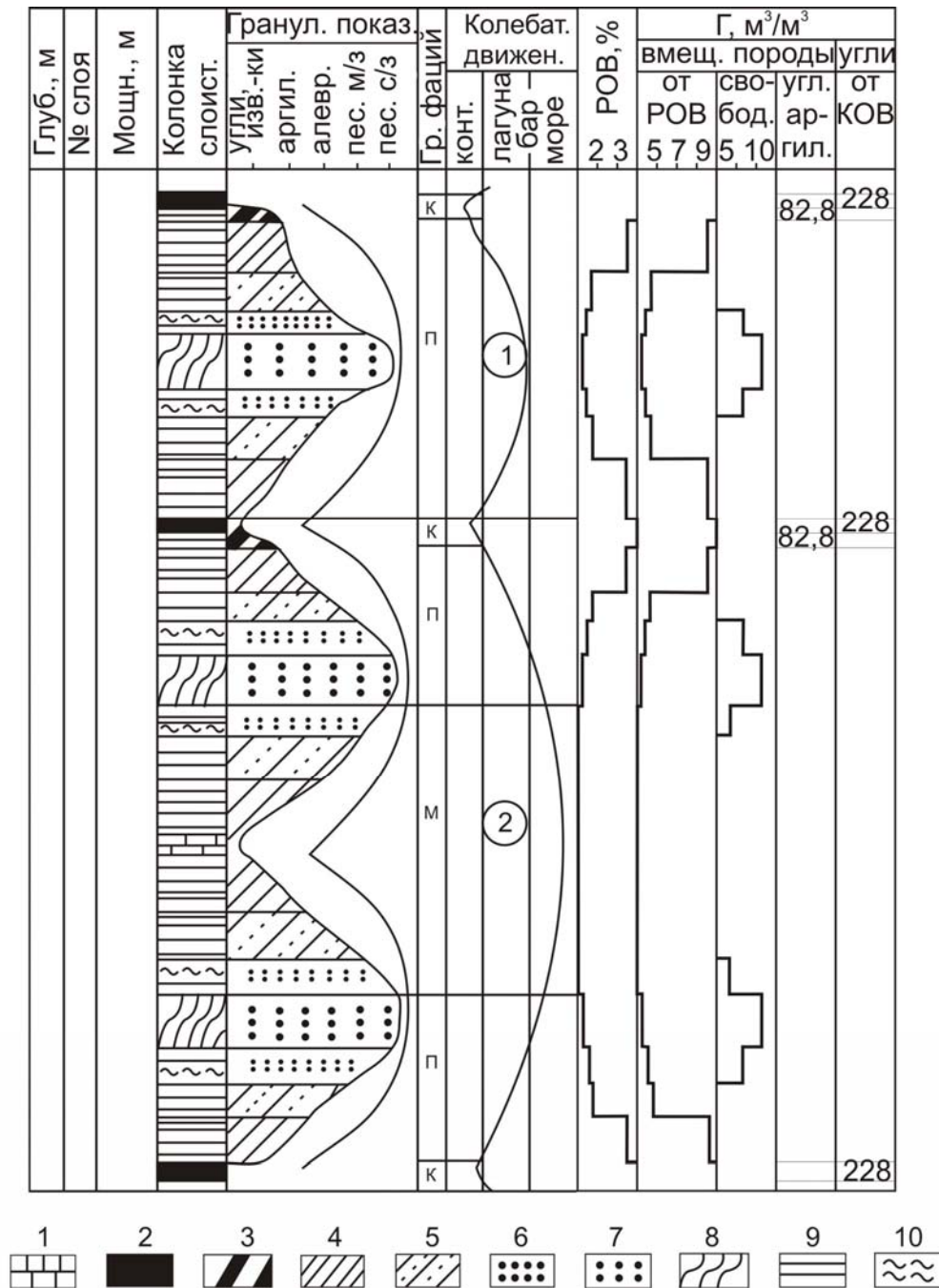


Рис. 1. Типовая модель доинверсионной газоносности угленосных формаций Донбасса (на примере толщ, включающих угли марки Ж)

1 – известняк; 2 – уголь; 3 – углистый аргиллит; 4 – аргиллит; 5 – алевролит; 6 – песчаник м/з; 7 – песчаник с/з; слоистость: 8 – косая; 9 – горизонтальная; 10 – волнистая; Г, м³/м³ – газогенерационный потенциал

Геологическая часть модели построена по Г. А. Иванову [1, 13], расчет газоносности – является авторской разработкой. И лагунные (уголь – терригенные отложения – уголь), и лагунно-морские (уголь – терригенные отложения – известняк – терригенные отложения – уголь) обстановки в начале и в конце ритмов сменяются прибрежно-континентальными образованиями, включающими прибрежные торфяники (в ритмах угольные пласты). В модели учтены наиболее типичное взаимное расположение по разрезам фациальных типов пород и их мощности. В каждом фациально-геотектоническом ритме фациальная обстановка (набор фаций) фиксируется дважды: в трансгрессивной (выше угольного пласта) и регрессивной (ниже пласта) его частях. Лагунный фациально-геотектонический ритм (1) включает один гранулометрический ритм I порядка, лагунно-морской (2) – два таких ритма (см. рис. 1). Поскольку в природе гранулометрические ритмы по полноте набора слоев могут быть неполными, срезанными и др. типов, соответственно симметричность гранулометрической кривой может быть нарушена.

Следует обратить внимание на отсутствие в модели аллювиальных осадков (фации AP, AP), что объясняется тем, что они являются инородными «вкладышами» в прибрежно-морских отложениях, размывая любую их часть, а по геотектоническим условиям не отвечают ни регрессивным, ни трансгрессивным частям ритма и «подвешиваются» [1] к угольному пласту. При анализе реальных разрезов с наличием пород этих фаций следует ориентироваться на гранулометрию и слоистость при соответствующих показателях РОВ и выхода метана.

Ниже приводится обоснование количественных критериев, которые следует использовать при практическом применении разработанной модели.

Количественные показатели генерации метана в зависимости от стадии метаморфизма углей даны в Российской угольной энциклопедии (2006 г.) и приведены в работе [15]. Для удобства их дальнейшего использования нами сделан перерасчет выхода метана с $\text{м}^3/\text{т}$ на $\text{м}^3/\text{м}^3$ углей с учетом показателей их плотности (табл. 1).

Таблица 1

Расчетный выход метана при преобразовании
 угольного вещества в зависимости от метаморфизма

Марка углей	Выход метана, Г, м ³ /т	Плотность углей, ρ, т/м ³		Выход метана, м ³ /м ³
		от - до	средняя	
Б	68	-	0,92	63
Д	150	1,08-1,20	1,14	171
Г	212	1,11-1,24	1,17	248
Ж	230	1,15-1,25	1,20	276
К	270	1,18-1,24	1,21	327
ОС	287	1,20-1,24	1,22	350
Т	333	1,22-1,30	1,26	420
А	420	1,37-1,68	1,52	638

В табл. 1 приведены данные по выходу метана при 100 % содержании КОВ в угольных пластах, использование которых требует дополнительного учета зольности угольных пластов (A^d , %) [6]. При практическом применении типовых моделей для каждого угольного пласта учитывается конкретная зольность углей. Ее существенное влияние видно даже при усредненных для районов данных зольности (табл. 2).

Таблица 2

Газогенерационный потенциал угольных пластов по
 усредненным данным

Марка углей	Выход метана при 100% КОВ, м ³ /м ³	Газопромышленные районы Донбасса								
		Красноармейский			Донецко-Макеевский			Чистяково-Снежнянский		
		A^d , %	КОВ (100- A^d), %	Γ_{p_3} , м ³ /м ³	A^d , %	КОВ (100- A^d), %	Γ_{p_3} , м ³ /м ³	A^d , %	КОВ (100- A^d), %	Γ_{p_3} , м ³ /м ³
Д	171	15,0	85	145	11,0	89	152	-	-	-
Г	248	17,0	83	206	15,0	85	211	-	-	-
Ж	276	12,0	88	243	17,5	82,5	228	-	-	-
К	327	-	-	-	16,0	84	275	-	-	-
ОС	350	-	-	-	16,5	83,5	292	-	-	-
Т	420	-	-	-	17,5	82,5	346	14,0	86	361
А	638	-	-	-	-	-	-	17,0	83	530

В толщах вмещающих пород при среднем содержании РОВ около 2 %, суммарное его количество, учитывая огромные мощности этих толщ, является значительно большим КОВ в углях. В Украинской части Донбасса суммарный газогенерационный потенциал РОВ составлял свыше 231 трлн. м³ метана, что почти в четыре раза больше потенциала КОВ. Различные литологические типы пород имеют различное содержание РОВ и, соответственно, обладают различным газогенерационным потенциалом.

В основу расчетов выхода метана в различных породах заложены средние значения процентного содержания РОВ, полученные А. А. Голубевым [16] и подтвержденные нашими более поздними исследованиями относительного распределения растительного органического вещества в этих породах [14]. Усовершенствованная классификация пород по содержанию в них РОВ и расчет выхода из них метана приведены в табл. 3. Таким образом, полученные в табл. 2, 3 данные о выходе метана в углях и во вмещающих породах, находящихся на различных стадиях метаморфизма и эпигенеза, отражают полный газогенерационный потенциал угленосных формаций в доинверсионный период.

Таблица 3

Газогенерационный потенциал горных пород (в м³/м³) в зависимости от средних значений содержания РОВ и степени эпигенеза

Литологический тип породы	РОВ, %	Выход метана (м ³ /м ³); марки углей							
		Б	Д	Г	Ж	К	ОС	Т	10А-11А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
уголь	100 (КОВ)	63	171	248	276	327	350	420	638
песчаник с/з косослоистый	1,10	0,70	1,88	2,73	3,04	3,60	3,85	4,62	7,02
песчаник м/з с различной слоистостью	1,35	0,85	2,31	3,35	3,73	4,41	4,72	5,68	8,61
алевролит с различной слоистостью	1,60	1,00	2,74	3,97	4,42	5,23	5,60	6,72	10,21

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
аргиллит горизонтально-слоистый	3,50	2,20	5,99	8,69	9,66	11,44	12,25	14,7	22,33
аргиллит углистый тонкого-горизонтально-слоистый; стигмариновая почва («кучерявчик»)	30,0	18,90	51,30	74,70	82,80	98,10	105,0	126,0	191,4

В угольных пластах какая-то часть сорбированного газа, очевидно, не могла в полном объеме удержаться углем и переходила в высокопористые и проницаемые близлежащие слоистые гранулярные породы-коллекторы. Большое содержание минеральной составляющей этих пород резко ухудшало сорбционные свойства и не позволяла накапливаться большим объемам сорбированного газа в частицах РОВ этих пород, который переходил в их поровое пространство (прежде всего песчаников), где находился в свободном состоянии. В этом плане интерес представляет вопрос о первичном количественном соотношении сорбированного и свободного метана в полном, рассчитанном выше, газогенерационном потенциале угленосных толщ до их инверсии.

Для расчетов удельной максимальной потенциальной газонасыщенности песчаников использован методический подход и формулы, приведенные в [17, 18]. Эта газонасыщенность зависит от двух факторов: газоемкости и давления газа. Газоемкость определяется эффективной пористостью, которая составляет часть открытой пористости, не заполненной влагой.

При наиболее простом подходе потенциальную газонасыщенность песчаников (Γ , $\text{м}^3/\text{м}^3$) можно представить следующим образом:

$$\Gamma = P \cdot K_{\text{ПО}}, \quad (1)$$

где P – давление газа, атм.;

$K_{ПО}$ – коэффициент пористости открытой, приведенный к долям единицы.

Учитывая, что с увеличением глубины повышается и температура, могут вводиться поправки на температуру и сверхсжимаемость газа (метана). В работе [19] приведены расчетные значения современной удельной максимальной газонасыщенности песчаников до глубины 3700 м. Что важно и упрощает расчеты, это то, что относительная ошибка при этих расчетах без учета и с учетом поправок в среднем составляет 5 % (абсолютная – 0,51 м³/м³ метана), что позволяет при прогнозных оценках пренебрегать поправками на температуру и сверхсжимаемость метана и использовать упрощенную формулу (1). При этом следует учитывать, что давление газа без учета поправок на температуру и сверхсжимаемость метана приравнивается к 0,85 от гидростатического [19]. Тогда формула (1) примет вид:

$$Г = 0,85 \cdot P_{ГД} \cdot K_{ПО}. \quad (2)$$

Газ может занимать только ту часть порового пространства пород, которая не заполнена влагой, степень влияния которой на газонасыщенность определяется ее количеством и видом связи с веществом этих пород. Для определения этого влияния использованы результаты исследования К. А. Безручко [18], в соответствии с которыми степень заполнения пор влагой (G) рассчитывается по уравнению:

$$G = 90,56 - 11,57 K_{ПО} + 0,54 K_{ПО}^2. \quad (3)$$

Рассчитанные значения G добавляются в формулу (2), в результате чего она примет окончательный вид для практического определения газонасыщенности порового пространства песчаников:

$$Г = 0,85 \cdot P_{ГД} \cdot K_{ПО} \cdot (1 - G), \quad (4)$$

где $Г$ – газонасыщенность порового пространства песчаников, м³/м³;

$P_{ГД}$ – гидростатическое давление, атм.;

$K_{ПО}$ – коэффициент пористости открытой в долях единицы;

G – степень заполнения пор влагой в долях единицы.

Перед производством расчетов газонасыщенности порового пространства песчаников внесена поправка в значения открытой пористости за счет нахождения породы в массиве. По данным [19] пористость в массиве снижается в среднем на 10 % относительно ее значения, определенного на образцах этих песчаников (табл. 4).

Таблица 4

Значения открытой пористости песчаников ($K_{\text{ПО}}$, %) в массиве горных пород

Марка углей	Песчаники с/з		Песчаники м/з	
	на образцах	в массиве	на образцах	в массиве
Д	14,1	12,7	9,9	8,9
Г	9,0	8,1	6,1	5,5
Ж	6,0	5,4	4,4	4,0
К	4,9	4,4	4,0	3,6
СО	3,7	3,3	3,5	3,1
Т	2,9	2,6	2,5	2,2
10А-11А	1,6	1,4	1,8	1,6

Данные, полученные по формуле (4), использованы для расчета газонасыщенности порового пространства песчаников (табл. 5).

Таблица 5

Газонасыщенность порового пространства песчаников (Γ , $\text{м}^3/\text{м}^3$)

Марка углей	$R_{\text{ГД}}$, атм	Песчаники с/з					Песчаники м/з				
		$K_{\text{ПО}}$, %	G , %	Γ , $\text{м}^3/\text{м}^3$			$K_{\text{ПО}}$, %	G , %	Γ , $\text{м}^3/\text{м}^3$		
				в целом	за счет				в целом	за счет	
					РОВ	КОВ				РОВ	КОВ
Д	300	12,7	30,7	22,4	1,88	20,5	8,9	30,4	15,8	2,31	13,5
Г	380	8,1	32,2	17,7	2,73	14,6	5,5	43,2	10,1	3,35	6,7
Ж	440	5,4	43,8	11,3	3,04	8,3	4,0	52,9	7,0	3,73	3,1
К	480	4,4	50,0	9,0	3,60	5,4	3,6	55,9	6,5	4,41	2,1
ОС	520	3,3	58,3	6,1	3,85	2,2	3,1	59,9	5,5	4,72	0,8
Т	600	2,6	64,2	4,7	4,62	0,08	2,2	67,7	3,6	5,68	-
10А-11А	750	1,4	75,5	2,2	7,02	-	1,6	73,4	2,7	8,61	-

Из этих данных видно, что песчаники утрачивали свою роль, как гранулярные коллекторы: среднезернистые – на стадии эпигенеза, включающей угли марки Т; мелкозернистые – на стадии, включающей угли марки ОС.

Следует отметить, что данные, приведенные в табл. 5 имеют условный характер. Он объясняется отсутствием информации о состоянии и содержании порового пространства песчаников на палеоглубинах, а также о процессах изменения порового пространства в доинверсионный период. Поэтому приведенные выше формулы по мере уточнения данных в дальнейшем будут изменяться в соответствии с новой информацией о глубинных условиях преобразования пород.

Таким образом, в табл. 2, 3, 5 приведен весь комплекс необходимых количественных показателей, рекомендуемый к использованию при практическом применении типовой модели для оценки газогенерационного потенциала любого участка Донецкого бассейна на базе формационного анализа разрезов геологоразведочных скважин.

В результате проведенных исследований установлено, что фациально-геотектонический метод формационного анализа научно обосновывает и раскрывает закономерности формирования газоносности угленосных формаций Донбасса и позволяет оценивать доинверсионный газогенерационный потенциал угленосных толщ шахтных полей и газоносных структур.

Представляя в основном теоретическое значение, результаты формационного анализа газоносности могут иметь и практический интерес, прежде всего, при изучении глубоких горизонтов Кальмиус-Торецкой котловины.

СПИСОК ССЫЛОК

1. Иванов Г. А. Угленосные формации. – Л.: Наука, 1967. – 407 с.
2. Вассоевич Н. Б. Уточнение понятий и терминов, связанных с осадочными циклами, стадийностью литогенеза и нефтегазообразования. – В кн.: Основные теоретические вопросы цикличности седиментогенеза. – М.: Наука, 1977. – С. 34-58.

3. Майборода А. А., Анциферов В. А., Голубев А. А., Иванов Л. А. Коллекторы метана в угленосных формациях Донбасса / Зб. наук пр. УкрНДМІ НАНУ. – Донецьк, 2009. – № 4. – С. 6-16.
4. Кравцов А. И. Геология и геохимия природных газов угольных месторождений. – В кн.: Осадконакопление и генезис углей карбона СССР. – М.: Наука, 1971. – С. 257 – 265.
5. Генерация газов при биохимическом преобразовании органического вещества торфа / Рогозина Е. А., Норенкова И. К., Вильтовская С. В., Костюничева Е. В. / Химия твердого топлива. – М.: Наука, 1978. – № 2. – С. 30-33.
6. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР: в 12 т. / т.1: Угольные бассейны и месторождения юга европейской части СССР. – М.: Госгеолтехиздат, 1963. – 1210 с.
7. Узіюк В. І., Бик С. І., Ільчишин А. В. Газогенераційний потенціал кам'яновугільних басейнів України / Геологія і геохімія горючих копалин. – 2001. – № 2. – С. 100– 121.
8. Лидин Г. Д., Петросян А. Э. Газообильность каменноугольных шахт СССР. – т. II. – Газообильность каменноугольных шахт юго-западной части Донецкого бассейна. – М.: из-во АН СССР, 1962. – 259 с.
9. Нагорный В. Н., Нагорный Ю. Н. О постинверсионных процессах регионального метаморфизма / Геология и геофизика. – Новосибирск: изд-во Наука, 1974. - № 7. – С. 11-19.
10. Нагорный В. Н., Нагорный Ю. Н. Роль геологического времени в процессах регионального метаморфизма углей и угольных включений нефтегазоносных пород / Химия твердого топлива. – М.: Наука, 1976. – № 6. – С. 9 – 17.
11. Лидин Г. Д., Айруни А. Г. Газообильность каменноугольных шахт СССР. – т. III. – Газообильность каменноугольных шахт Центрального района Донецкого бассейна. – М.: изд-во АН СССР, 1963. – 351с.
12. Прогноз выбросоопасности угольных пластов и пород при разведке и доразведке месторождений / А. Е. Ольховиченко, Б. М. Иванов, Ю. П. Зубаров, Р. А. Галазов и др. – К.: Техника, 1988. –128 с.
13. Методы формационного анализа угленосных толщ / под ред. Г. А. Иванова, Н. В. Иванова. – М.: Недра, 1975. – 199 с.

14. Майборода А. А., Анциферов В. А. Газогенерирующее органическое вещество и его распределение в угленосных формациях Донбасса / Зб. наук пр. УкрНДМІ НАНУ. – Донецьк, 2007. – № 1. – С. 21- 38.
15. Куш О. А., Кирюков В. В., Кузнецова Л. Д. Проблемы метаногенерации ископаемых углей / Зб. наук. пр. ІГТМ НАНУ, «Геотехнічна механіка». - Дніпропетровськ, 2006. – Вип. 67. – С. 316-324.
16. Голубев А. А. Геологические условия газоносности пород юго-западной части Донбасса. Дис. канд. геол.-мин.наук по спец. 04.00.16. – М.: МГРИ, 1980. – 227 с.
17. Методика определения газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологоразведочных работах. – М.: Недра, 1988. – 112 с.
18. Газоносность угольных месторождений Донбасса / А. В. Анциферов, М. Г. Тиркель, М. Т. Хохлов, В. А. Привалов, А. А. Голубев, А. А. Майборода, В. А. Анциферов. – Под ред. Н. Я. Азарова. – К.: Наукова думка, 2004. – 232 с.
19. Угленосный массив Донбасса как гетерогенная среда / А. Ф. Булат, Е. Л. Звягильский, В. В. Лукинов, В. Г. Перепелица, Л. И. Тимошенко, Г. А. Шевелев. – К.: Наукова думка, 2008. – 411 с.