

УДК 550.4:551.24:552.52:553.98 (622.831)

Канд. геол.-мин. наук ПРИВАЛОВ В.А. (ДонНТУ), инж. АНЦИФЕРОВ В.А., канд. геол.-мин. наук ПАНОВА Е.А. (УкрНИМИ НАН Украины), докт. геол. наук ИЗАР А. (Университет А. Пункаре I, Вадувр-Нанси, Франция), докт. геол. наук САКСЕНХОФЕР Р.Ф. (Леобенский горный университет, Австрия)

## **ПАРАМЕТРИЗАЦИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ГАЗМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ ДОНЕЦКОГО БАССЕЙНА**

Одной из фундаментальных особенностей, присущей биосфере нашей планеты, является накопление в пределах ограниченных площадей осадочных бассейнов, испытывающих длительное компенсированное погружение, значительных масс органического вещества, дальнейшее преобразование которого приводит к формированию сообщества горючих полезных ископаемых. Классическим примером такого сообщества, как базиса для успешного и эффективного функционирования многих отраслей промышленности, являются традиционное твердое топливо — уголь, и пока что слабо используемый газ каменноугольных бассейнов.

В крупнейшем Донецком бассейне на протяжении каменноугольной эпохи в условиях колебательных движений, периодических трансгрессий и регрессий происходило накопление и последующее захоронение неорганических осадков и органического вещества (ОВ). Во время отступления моря возникали низменные заболоченные равнины, где вначале развивались мхи, лишайники, а затем могучая древесная растительность (плауновидные, членистостебельные, папоротниковидные). При прогибании территории бассейна море возвращалось, перекрывая континентальные осадки. В результате палеогеографические условия многократно изменялись от заболачиваемых прибрежно-морских равнин с обширными торфяниками, давших начало формированию более чем 300 угольных пластов и пропластков, до столь же обширного мелководного моря.

Процессы углефикации, проходившие в Донецком бассейне при погружении и нарастании температуры, а также изменчивых тепловых потоках, привели к трансформациям исходных погребенных растительных остатков в уголь, газообразные и жидкие углеводороды (УВ) [1].

Суммарное количество органического вещества, сконцентрированного в угольных пластах, пропластках и рассеянного во вмещающих породах Донецкого бассейна в пределах территории Украины по данным В.И. Узиюка и др. [2] может быть оценено в пересчете на угольную массу в 958 млрд. т. Впечатляют и масштабы объемов генерированного в процессе созревания и преобразования органики в угленосной толще газа — порядка 278 трлн. м<sup>3</sup> [2]. Между тем, самые смелые оценки ресурсов угольного метана, сохранившегося до настоящего времени в украинской части Донбасса, колеблются в пределах 12–25 трлн. м<sup>3</sup> [3].

Оценка потенциала генерации УВ материнскими толщами, в том числе угольными пластами и вмещающими кластическими породами, Донецкого бассейна является актуальной теоретической и прикладной проблемой, необходимость решения которой постоянно возникает при определении источников высокой газообильности горных выработок при подземной разработке угольных месторождений.

Предметом настоящей публикации является параметризация органического вещества из материнских пород Донецкого бассейна на примере стратиграфического интервала М<sub>2</sub>-О<sub>2</sub> (верхи московского — низы касимовского ярусов), в пределах которого из керна геологоразведочных скважин МС-598 и МС-599 (Донецко-Макеевский район,

участок Кальмиусский рудник, поле шх. им. А.Ф. Засядько) были отобраны 7 проб углей и 66 проб вмещающих кластических пород.

Для количественной оценки органического вещества отобранных проб в Леобенском горном университете (Австрия) был проведен пиролиз с использованием установки *Rock Eval 2+* по методике Ж. Эспиталье [4]. В основе метода *Rock-Eval (whole rock evaluation)* — тепловая обработка в атмосфере гелия по специальной температурной программе микропроб горных пород с параллельным определением объемов выделившихся газо- и парообразных продуктов в виде сигналов  $S_1$ ,  $S_2$ . По мере достижения температур порядка  $300^\circ\text{C}$  из пробы удаляются ранее отделившиеся от керогена, свободно мигрирующие или сорбированные на минеральной матрице углеводороды (УВ) ряда  $C_1$ – $C_{33}$  (пик  $S_1$ ). При более высоких температурах происходит крекинг керогена, и освобождаются химически связанные, латентные УВ (пик  $S_2$ ). Другими словами, величина  $S_2$  показывает остаточный потенциал исследуемой горной породы генерировать УВ при более глубоком погружении осадочных толщ или всплесках тепловых потоков [5]. Представительные навески исследуемых углей и вмещающих горных пород были подвергнуты измельчению до фракции  $< 250$  мкм, на основе которой с помощью прибора *Leco CS-300* были выполнены определения содержания и органического углерода ( $C_{\text{орг}}$ , г). Путем нормализации к содержанию органического углерода ( $C_{\text{орг}}$ , г) первичные данные были пересчитаны на величину водородного индекса ( $HI = S_2 / C_{\text{орг}}$ ). Следует отметить, что при низких значениях водородного индекса  $HI$ , который отражает остаточный потенциал генерации УВ из материнских пород, перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов резко сокращаются. Для 18 из исследованных проб угольных пластов и рассеянного органического вещества (РОВ) вмещающих пород нами были также выполнены дискретные замеры показателя отражения витринита  $R_{oi}$  (не менее чем в 200 точках) в аншлифах по общепринятой методике с определением среднего значения  $R_o$ .

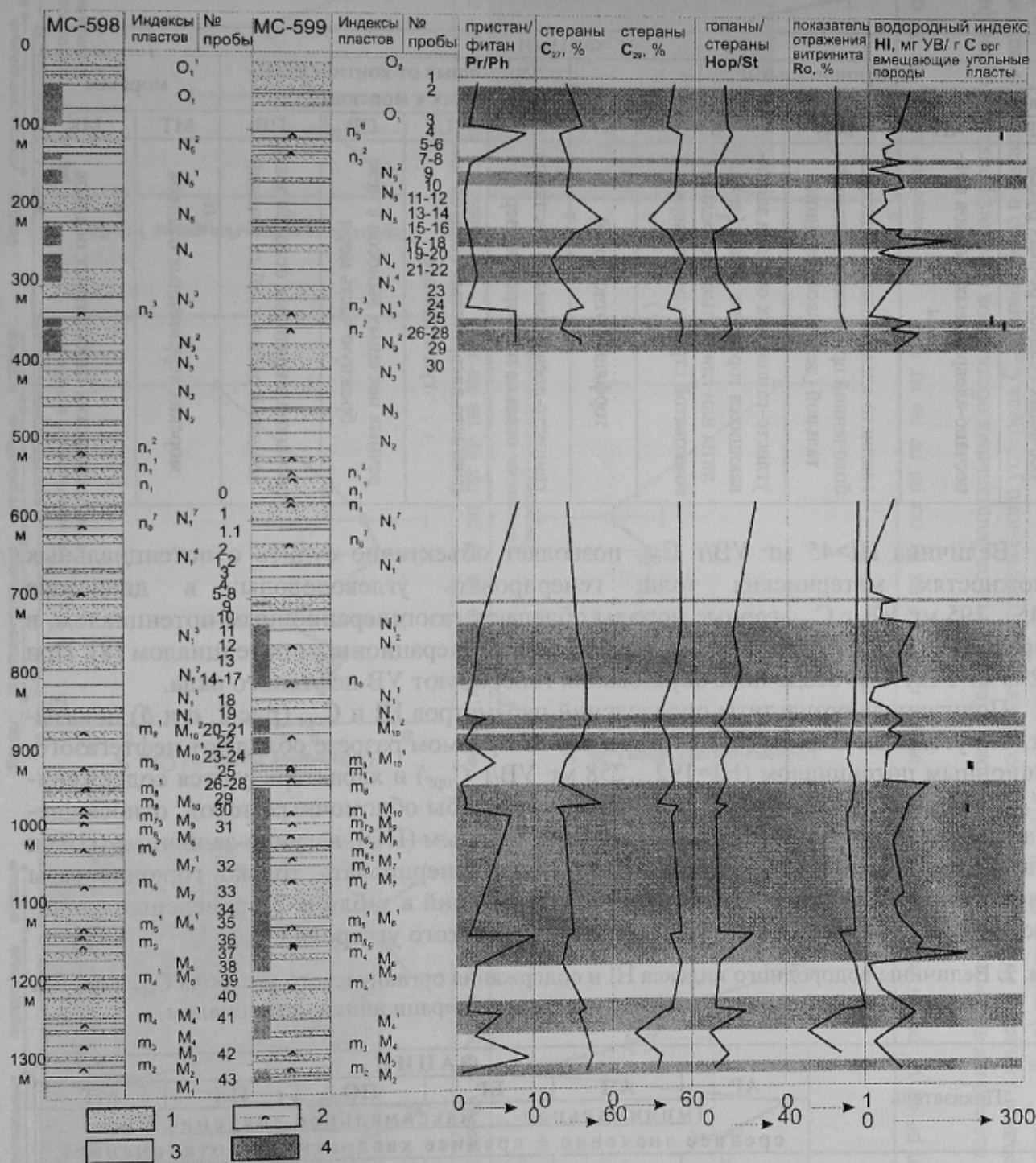
С целью расшифровки информации о составе исходного ОВ кластических пород и углей, а также палеоэкологических обстановках его накопления в лаборатории UMR G2R университета А. Пуанкаре I (Франция) было выполнено определение биомаркеров — групп углеводородных соединений или своеобразных «химических окаменелостей», которые сохранили особенности строения исходных биоорганических молекул [6, 7].

Органическое вещество, сконцентрированное в пластах ископаемых углей и рассеянное во вмещающих породах угленосной толщи Донбасса, характеризуются большим разнообразием, которое обусловлено различиями в природе исходного органического материала, условий его накопления, обводненности и химических характеристик среды.

Для идентификации и изучения характеристик высокомолекулярных углеводородных соединений в углях измельченные в порошок навески 28 проб были подвергнуты процедуре экстрагирования хлороформом при температуре  $60^\circ\text{C}$  в течение 45 мин. Разделение индивидуальных соединений в экстрагированных смесях органических веществ на алифатические, ароматические и полярные углеводороды и определение биомаркеров было выполнено в лаборатории UMR G2R университета А. Пуанкаре I (Франция) с использованием капиллярных колонок с привитой силиконовой фазой методом сочетания газовой хроматографии (прибор *Hewlett-Packard 5890-II*) и масс-спектрометрии (селективный детектор *HP 5971* в режиме полного сканирования). В основе масс-спектрометрического метода исследования органических веществ лежит их ионизация и регистрация образующихся при этом заряженных частиц, соответствующих по массе молекулам анализируемого соединения. Совместное использование информации, извлекаемой из масс-спектров веществ, и время удерживания их пиков на

хроматограммах позволили идентифицировать по соотношению в масс-спектрометре массы иона к заряду ( $m/z$ ) ряд биомаркеров в виде характерных алканов, гопанов и стеранов.

Литолого-стратиграфические колонки исследуемых скважин, схема опробования и результаты исследований с использованием методов пиролиза *Rock-Eval* и биомаркеров представлены на рис. 1.



**Рис. 1.** Литолого-стратиграфические колонки скважин MC-598, MC-599, схема опробования и результаты исследований с использованием методов пиролиза *Rock-Eval* и биомаркеров: 1 — песчаники; 2 — угольные пласты; 3 — аргиллиты и алевролиты; 4 — интервалы разреза с кластическими породами, которые обладают газогенерационным потенциалом

В связи с тем, что вмещающие угольные пласты породы неоднородны с точки зрения литологии и режимов осадконакопления, был проведен детальный анализ кернового материала с интерпретацией фациальных обстановок осадконакопления. В изучаемом разрезе нами выделены следующие фации, которые приведены в таблице 1.

Таблица 1. Фации каменноугольных отложений, выделенные в разрезах скважин МС-598 и МС-599

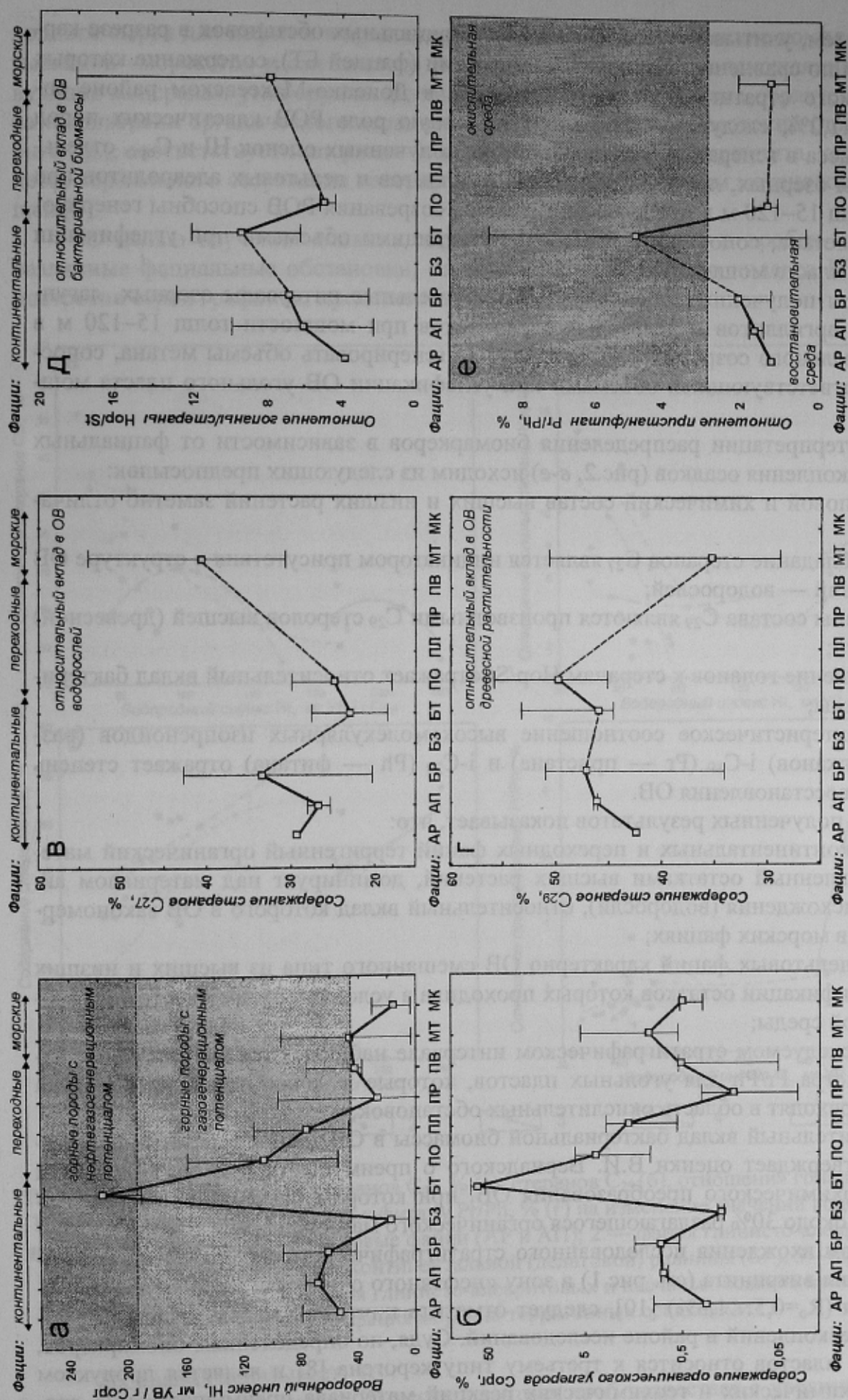
ФАЦИИ										
континентальные					переходные от континентальных к морским				морские	
аллювиальные		болотные			ПО	ПЛ	ПР	ПВ	МТ	МК
АР	АП	БР	БЗ	БТ						
песчаных осадков речных русел	песчано-алевритовых осадков поймы	глинисто-алевритовых осадков заболоченной прибрежно-континентальной (дельтовой) равнины	углисто-глинистых осадков заиляющихся торфяных болот (аргиллиты или глинистые алевролиты комковатой структуры «кучерявчика»)	торфяных отложений	глинисто-алевритовых и песчаных осадков приморских озер	глинисто-алевритовых осадков лагун и заливов	речных песчаных выносов в прибрежную часть моря	песчано-алевритовых осадков зоны волновой ряби и слабых течений	морских терригенных осадков	морских карбонатных осадков

Величина  $HI > 45$  мг УВ/г  $C_{орг}$  позволяет объективно судить о потенциальных возможностях материнских толщ генерировать углеводороды: в диапазоне  $HI = 45 \dots 195$  мг УВ/г  $C_{орг}$  горные породы обладают газогенерационным потенциалом, в интервале  $HI = 195 \dots 295$  мг УВ/г  $C_{орг}$  — нефтегазогенерационным потенциалом [8]. При  $HI > 295$  мг УВ/г  $C_{орг}$  осадочные образования генерируют УВ нефтяного ряда.

Полученные результаты определений параметров  $HI$  и  $C_{орг}$  (рис.2, а и б) показывают, что угольные пласты (фация БТ) в анализируемом разрезе обладают нефтегазогенерационным потенциалом ( $HI = 192 \dots 258$  мг УВ/г  $C_{орг}$ ) и характеризуются содержанием  $C_{орг} = 53,0 \dots 74,5\%$ . Напротив, исследованные пробы обломочных пород, относящиеся к аллювиальным (АР, АП), дельтовым (БР), озерным (ПО), лагунно-заливным (ПЛ) и терригенным морским (МТ) фациям способны генерировать только горючие газы (главным образом, метан). Для указанных выше фаций в таблице 2 приведены величины водородного индекса  $HI$  и содержания органического углерода  $C_{орг}$ .

Табл. 2. Величины водородного индекса  $HI$  и содержания органического углерода  $C_{орг}$  в пробах кластических пород с установленным газогенерационным потенциалом

Показатель	ФАЦИИ					
	АР	АП	БР	ПО	ПЛ	МТ
	(минимальное ... максимальное значение / среднее значение $\pm$ среднее квадратичное отклонение)					
водородный индекс $HI$ , мг УВ/г $C_{орг}$	<u>0...79</u> 53 $\pm$ 29	<u>65...77</u> 69 $\pm$ 6	<u>42...194</u> 61 $\pm$ 40	<u>54...158</u> 106 $\pm$ 51	<u>46...107</u> 77 $\pm$ 42	<u>3...94</u> 46 $\pm$ 24
содержание органического углерода $C_{орг}$ , %	<u>0,05...0,98</u> 0,29 $\pm$ 0,45	<u>0,70...0,83</u> 0,81 $\pm$ 0,06	<u>0,54...16,1</u> 0,84 $\pm$ 4,23	<u>1,08...6,1</u> 3,09 $\pm$ 2,81	<u>0,55...3,1</u> 1,82 $\pm$ 1,80	<u>0,56...67,5</u> 1,14 $\pm$ 19,0



**Рис.2.** Графики изменения анализируемых параметров в зависимости от фациальных обстановок (расшифровка индексов фаций приведена в табл. 1): а) водородного индекса HI, мг УВ/г С<sub>орг</sub>; б) содержания органического углерода С<sub>орг</sub> (приведено в логарифмическом масштабе), %; в) стеранов С<sub>27</sub>, %; г) стеранов С<sub>29</sub>, %; д) отношения гопанов к стеранам Hop/St; е) отношения пристана к фитану Pr/Ph, %.

Между тем, учитывая преобладание этих фациальных обстановок в разрезе карбона Донбасса по сравнению с угольными пластами (фацией БТ), содержание которых для исследуемого стратиграфического интервала в Донецко-Макеевском районе составляет 1,0...1,2%, следует отметить, существенную роль РОВ кластических пород карбона Донбасса в генерации метана. С учетом полученных оценок  $H_I$  и  $C_{орг}$ , отдельные интервалы озерных, лагунных, морских аргиллитов и дельтовых алевролитов при мощности толщ 15–120 м в процессе термального созревания РОВ способны генерировать объемы метана, сопоставимые с соответствующими объемами при углефикации ОВ угольного пласта мощностью 1 м.

С учетом полученных оценок  $H_I$  и  $C_{орг}$ , отдельные интервалы озерных, лагунных, морских аргиллитов и дельтовых алевролитов при мощности толщ 15–120 м в процессе термального созревания РОВ способны генерировать объемы метана, сопоставимые с соответствующими объемами при углефикации ОВ угольного пласта мощностью 1 м.

При интерпретации распределения биомаркеров в зависимости от фациальных обстановок накопления осадков (рис.2, в-е) исходим из следующих предпосылок:

- а) групповой и химический состав высших и низших растений заметно отличаются;
- б) преобладание стеранов  $C_{27}$  является индикатором присутствия в структуре ОВ низших растений — водорослей;
- в) стераны состава  $C_{29}$  являются производными  $C_{29}$  стеролов высшей (древесной) растительности;
- г) отношение гопанов к стеранам  $Нор/St$  отражает относительный вклад бактериальной биомассы;
- д) характеристическое соотношение высокомолекулярных изопреноидов (разветвленных алканов)  $i-C_{19}$  (Pг — пристана) и  $i-C_{20}$  (Ph — фитана) отражает степень окисления — восстановления ОВ.

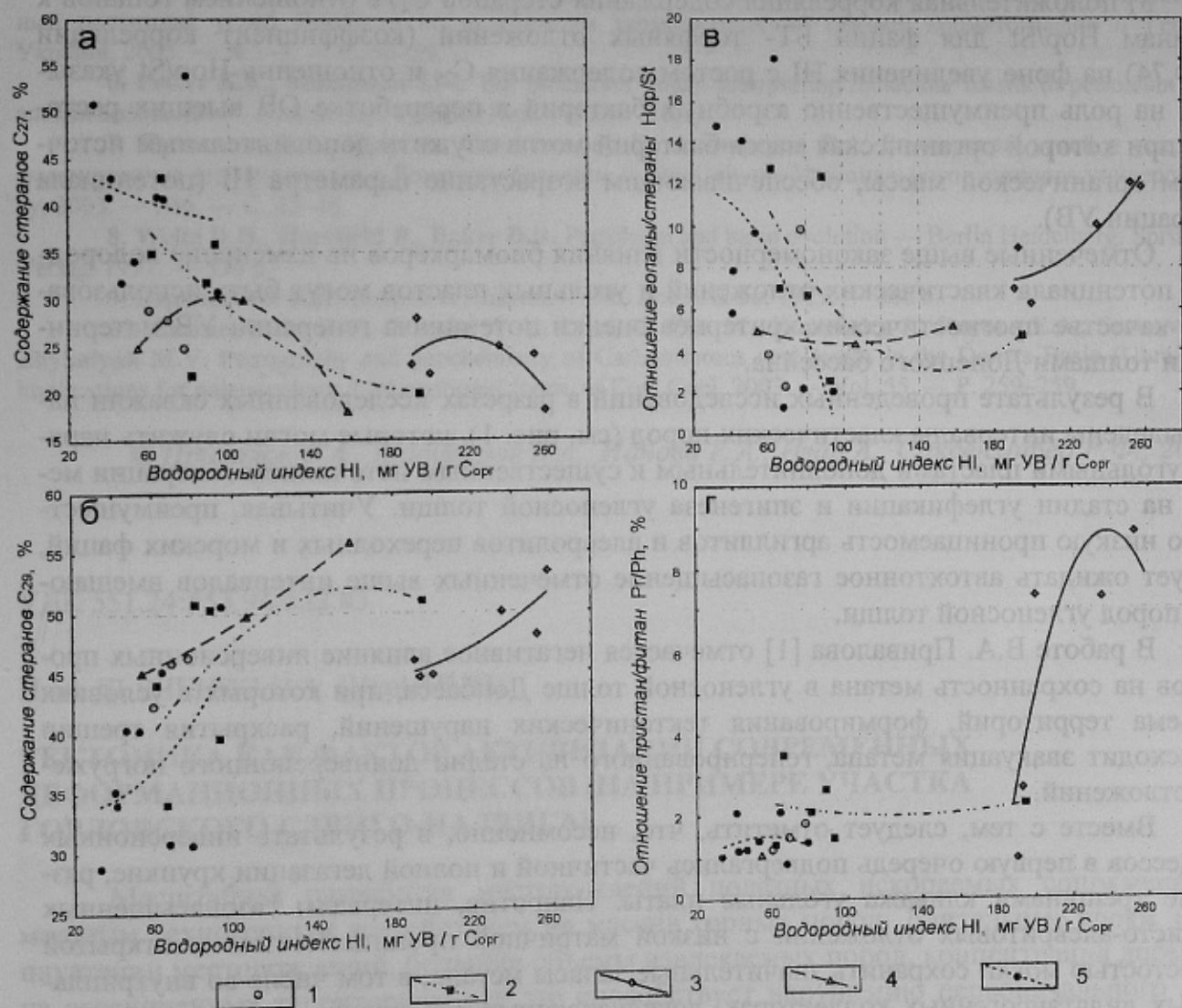
Анализ полученных результатов показывает, что:

- 1) для континентальных и переходных фаций терригенный органический материал, представленный остатками высших растений, доминирует над материалом аквального происхождения (водоросли), относительный вклад которого в ОВ закономерно возрастает в морских фациях;
- 2) для дельтовых фаций характерно ОВ смешанного типа из высших и низших растений, гумификации остатков которых проходила в условиях преимущественно восстановительной среды;
- 3) в исследуемом стратиграфическом интервале наблюдаются значительные вариации параметра Pг/Ph для угольных пластов, которые в начале касимовского века (свита  $C_3^1$ ) переходят в область окислительных обстановок;
- 4) значительный вклад бактериальной биомассы в ОВ фации торфяных отложений, что подтверждает оценки В.И. Вернадского о преимущественно бактериальном характере биохимического преобразования ОВ, при котором бактерии могли составлять по массе около 30% разлагающегося органического материала [9].

С учетом вхождения исследованного стратиграфического интервала по показателю отражения витринита (см. рис.1) в зону «нефтяного окна» или главной зоны нефтеобразования ( $R_o=0,5...1,3\%$ ) [10], следует отметить ничтожно малые шансы формирования нефтескоплений в районе исследований. Судя, по определениям биомаркеров, ОВ угольных пластов относится к третьему типу керогена [8] и является продуктом сложных биохимических и геохимических реакций материала преимущественно древесной растительности, преобразованного в гелифицированные мацералы, с примесью сапропелевого материала [10]. Основную массу керогенов первого и второго типов, ис-

ходного сырья для нефти и жирных газов, формируют органические комплексы так называемой «морского» и смешанного «наземно-аквального» происхождения, соответствующие мацералам угля группы экзинита. Кероген третьего типа образуется в результате конверсии органического вещества из наземных высших растений (древесины, коры и др.), соответствует мацералам угля групп витринита и инертинита, которые в процессе термального созревания генерирует газы с преобладанием метановой составляющей [1].

С целью изучения влияния характерных биомаркеров в пробах, отражающих различные фациальные обстановки, на величины водородного индекса HI нами была построена серия графиков, представленных на рис. 3.



**Рис.3.** Влияние содержания стеранов C<sub>27</sub>, % (а), стеранов C<sub>29</sub> (б), отношения гопанов к стеранам Hop/St (в), отношения пристана к фитану Pr/Ph, % (г) на изменение значений водородного индекса HI, мг УВ/г C<sub>орг</sub>: 1 — русловые фации (АР и АП); 2 — фация глинисто-алевритовых осадков заболоченной прибрежно- континентальной (дельтовой) равнины (БР); 3 — фация торфяных отложений (БТ); 4 — фация глинисто-алевритовых и песчаных осадков приморских озер (ПО); 5 — фация морских терригенных осадков (МТ)

Их анализ показывает, что:

1) водородный индекс HI исследованных проб возрастает с увеличением содержания стеранов C<sub>29</sub> (относительного вклада в ОВ высших растений) и убывает с увеличением содержания стеранов C<sub>27</sub> (относительного вклада в ОВ водорослей), при этом,

присутствие стеранов  $C_{29}$  (привнос фрагментов древесной растительности) особенно интенсивно сказывается на росте  $HI$  в отложениях глинисто-алевритовых и песчаных осадков приморских озер и глинисто-алевритовых осадков заболоченной дельтовой равнины (фации ПО и БР);

2) для вмещающих (кластических) пород угленосной толщи тренды уменьшения  $HI$  с ростом отношения гопанов к стеранам  $HoP/St$  (бактериальной активности) и содержания стеранов  $C_{27}$  на фоне относительно стабильного отношения пристана к фитану  $Pr/Ph$ , по всей вероятности, отражают наложенные биodeградационные процессы, связанные с разложением ОВ водорослей анаэробными бактериями в условиях преимущественно восстановительных обстановок;

3) положительная корреляция содержания стеранов  $C_{29}$  с отношением гопанов к стеранам  $HoP/St$  для фации БТ- торфяных отложений (коэффициент корреляции  $r = +0,74$ ) на фоне увеличения  $HI$  с ростом содержания  $C_{29}$  и отношения  $HoP/St$  указывают на роль преимущественно аэробных бактерий в переработке ОВ высших растений, при которой органическая масса бактерий могла служить дополнительным источником органической массы, обеспечивающим возрастание параметра  $HI$  (потенциала генерации УВ).

Отмеченные выше закономерности влияния биомаркеров на изменение водородного потенциала кластических отложений и угольных пластов могут быть использованы в качестве прогностических критериев оценки потенциала генерации УВ материнскими толщами Донецкого бассейна.

В результате проведенных исследований в разрезах исследованных скважин нами выделены интервалы кластических пород (см. рис. 1), которые могли служить наряду с угольными пластами дополнительным и существенным источником генерации метана на стадии углефикации и эпигенеза угленосной толщи. Учитывая, преимущественно низкую проницаемость аргиллитов и алевролитов переходных и морских фаций, следует ожидать автохтонное газонасыщение отмеченных выше интервалов вмещающих пород угленосной толщи.

В работе В.А. Привалова [1] отмечается негативное влияние инверсионных процессов на сохранность метана в угленосной толще Донбасса, при которых в условиях подъема территорий, формирования тектонических нарушений, раскрытия трещин происходит эвакуация метана, генерированного на стадии доинверсионного погружения отложений.

Вместе с тем, следует отметить, что, несомненно, в результате инверсионных процессов в первую очередь подвергались частичной и полной дегазации хрупкие, разбитые трещинами кливажа угольные плиты. Напротив, интервалы газонасыщенных глинисто-алевритовых отложений с низкой матричной проницаемостью и открытой пористостью могли сохранить значительные запасы метана, в том числе во внутрипластовых дилатансогенных коллекторах, локализованных флюидоупорами или гидродинамическим напором пластовых вод.

Ситуация коренным образом меняется при подземной разработке угольных месторождений. В результате развития техногенной трещиноватости, распространяющейся в над- и подрабатываемом горном массиве, возможно аллохтонное газонасыщение разрабатываемых угольных пластов за счет миграции метана из вмещающих пород, сопровождающееся увеличением метанообильности горных выработок.

На основании вышеизложенного, рекомендуется осуществить опытно-методические и опытно-эксплуатационные работы по изучению природной газонасыщенности выделенных интервалов кластических пород с высоким газогенерационным потенциалом с целью оценки их влияния на газообильность горных выработок в пределах горного отвода шахты им. А.Ф. Засядько.



### Библиографический список

1. Привалов В.О. Метан в угленосной толще Донбасса: геологические аспекты генерации, миграции и условия сохранности // Геологія і геохімія горючих копалин, 2002. — №2. — С. 65–83.
2. Узіюк В.І., Бик С.І., Ильчишин А.В. Газогенераційний потенціал кам'яновугільних басейнів України // Геологія і геохімія горючих копалин, 2001. — № 2. — С. 110–121.
3. Лизун С.О., Іванців О.Є., Дудок І.В., Наушко І.М., Кухар З.Я. Закономірності розподілу метану у кам'яновугільних басейнах України та перспективи його видобутку та використання // Геологія і геохімія горючих копалин, 2001. — № 2. — С. 122–127.
4. Espitalié J., Laporte J.L., Madec M., Marquis F., Leplat P.M., Paulet J., Boutefeu A.P. Méthode rapide de caractérisation des roches mères de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution // Revue de l'Institut Français du Pétrole, 1977. — Vol. 32. — P. 23–43.
5. Привалов В.А., Изар А., Саксенхофер Р., Жикаляк Н.В., Панова Е.А. Нефтегазогенерационный потенциал углей Донбасса по результатам термолитической газовой хроматографии // Геолог України, 2003. — №3–4. — С. 56–59.
6. Peters K.E., Moldowan J.M. The biomarker guide. Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. — New Jersey: Prentice Hall, 1993. — 363 p.
7. Привалов В.А., Изар А., Саксенхофер Р., Анциферов В.А. Биомаркеры углей и условия формирования углеводородов в Донецком бассейне // Наук. вісник Національного гірничого університету, 2003. — №6. — С. 42–46.
8. Welte D.H., Horsfield B., Baker D.R. Petroleum and basin evolution — Berlin Heidelberg: Springer Verlag, 1997. — 536 p.
9. Вернадский В.И. Очерки геохимии. — М.: Гос. изд-во, 1927. — 368 с.
10. Sachsenhofer R.F., Privalov V.A., Izart A., Elie M., Kortensky J., Panova E.A., Sotirov A., Zhykalyak M.V. Petrography and geochemistry of Carboniferous coal seams in the Donets Basin (Ukraine): implications for paleoecology // International Journ. of Coal Geol, 2003. — Vol. 55. — P. 259–259.

© Привалов В.А., Анциферов В.А., Панова Е.А., Изар А., Саксенхофер Р.Ф., 2005

УДК 551.24:553.94:622.83

Инж. ДЬЯЧЕНКО Н.А. (УкрНИМИ)

### ТЕКТОНИКА КАК ФАКТОР АКТИВИЗАЦИИ СОВРЕМЕННЫХ ДЕФОРМАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ (НА ПРИМЕРЕ УЧАСТКА ГОРЛОВСКОГО СДВИГО-НАДВИГА)

Масштабная разработка месторождений полезных ископаемых сопряжена с мощным техногенным воздействием на массив горных пород. Длительные сроки эксплуатации месторождений, большие объемы извлекаемых пород, концентрация добычи на ограниченных территориях, все это способствует нарушению первоначального напряженно-деформированного состояния массива горных пород на обширных территориях. В результате такого воздействия наряду с естественными геомеханическими процессами, такими как тектонические подвижки по структурным блокам, возникают наведенные геомеханические процессы, вызванные техногенной деятельностью человека.

Опыт подработки больших застроенных территорий (городов, поселков, крупных промышленных комплексов) показывает, что одна из основных и актуальных задач, возникающих в условиях увеличения техногенной нагрузки городских территорий — мониторинг динамики развития техногенного рельефа и сопряженных деформаций земной поверхности подрабатываемых территорий.

Начатое в середине 1990-х годов массовое закрытие нерентабельных и особо убыточных шахт, проводимое в рамках реструктуризации угольной промышленности,