

Библиографический список

1. **Баранов В.А.** Структурні перетворення пісковиків Донбасу і прогноз їх викликобезпечності: Автореф. дис ... д-ра геолог. наук: 04.00.16 / Ін-т геотехнічної механіки НАН України. — Дніпропетровськ, 2000. — 34 с.
2. **Геофизические** методы изучения геологии угольных месторождений / Гречухин В.В., Бродский П.А., Климов А.А., Козельский И.Т., Козельская В.Т., Воевода Б.И. / Под ред. В.В. Гречухина. — М.: Недра, 1995. — 477 с.
3. **Гречухин В.В.** Петрофизика угленосных формаций. — М.: Недра, 1990. — 472 с.
4. **Иванов Л.А., Воевода Б.И.** Современная глубина как фактор изменения скорости распространения упругих продольных волн V_p угленосных пород Донбасса // Наукові праці ДонНТУ: Серія "Гірничо-геологічна". Випуск 63. — Донецьк, ДонНТУ, 2003. — С. 127–133.
5. **Петрофизические** и гранулометрические закономерности угленосных пород Донецкого бассейна / Гречухин В.В., Иванов Л.А., Воевода Б.И., Дараган В.Н., Савченко А.В. // Советская геология, 1989. — № 12. — С. 74–86.
6. **Страхов Н.М.** Основы теории литогенеза. Т. 2. — М.: Изд-во АН СССР, 1962. — 574 с.
7. **Япаскурт О.В.** Процессы литогенеза: проблемы диагностики и принципы типизации // Вестник Моск. ун-та. Серия 4. Геология, 2000. — №4. — С. 35–39.

© Иванов Л.А., Воевода Б.И., 2004

УДК 550.4:551.24:553.98 (622.831)

Канд. геол.-мин. наук ПРИВАЛОВ В.А. (ДонНТУ), докт. геол. наук САКСЕНХОФЕР Р.Ф. (Леобенский горный университет, Австрия), докт. геол. наук ИЗАР А. (Университет А. Пункаре I, Вадувр-Нанси, Франция)

ГЕНЕТИЧЕСКАЯ ИДЕНТИФИКАЦИЯ МЕТАНА И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ПРИРОДА ВЫБРОСООПАСНОСТИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ ДОНБАССА

Угольная промышленность Украины является важнейшей составляющей национального топливно-энергетического комплекса, обеспечивает топливом и сырьем энергетику, металлургию, химическую и ряд других отраслей промышленности и поэтому выступает в качестве основного фактора энергетической безопасности государства.

После затяжного периода сокращения угледобычи на ряде шахт Донецкого бассейна происходит наращивание объемов производства. В условиях интенсификации горно-эксплуатационных работ и их перехода на все более глубокие горизонты, газовый режим горных выработок и выбросоопасность угольных пластов становятся основными факторами, которые существенно сказываются на условиях безопасности труда и сдерживают темпы добычи угля. В частности, среди основных причин современного высокого уровня аварийности и травматизма на шахтах Донбасса преобладают процессы, связанные с выделением метана в горные выработки, которые приводят к взрывам метановоздушных смесей и угольной пыли, а также широкий спектр газодинамические явлений.

Почти все шахтные поля Донбасса, за исключением восточных антрацитовых районов характеризуются высоким содержанием метана в углях (от 8–10 до 30–35 м³/т с.б.м). Кроме того, в Донецком бассейне в составе угленосной толщи широко развиты коллекторские горизонты и компактные структурно-тектонические формы, в которых аккумуляровались миграционные углеводородные потоки. Поэтому фак-

тическая газообильность шахт (выделение метана на тонну суточной добычи) может быть в несколько раз выше и достигать 150–200 м³/т [1,2].

Являясь источником постоянной опасности для шахтеров, метан, даже будучи извлеченным на дневную поверхность системами вентиляции или в результате свободной миграции газов в трещиноватых подработанных массивах, существенно загрязняет атмосферу, вносит вклад в парниковый эффект, может воспламеняться и создавать условия для возникновения взаимосвязанных негативных процессов. Несмотря на возросший в последние годы интерес к угольному метану в качестве перспективного источника энергии и стремление вовлечь в топливно-энергетический баланс страны ресурсы нового для Украины энергоносителя, вопросы обеспечения безопасного ведения горных работ по-прежнему остаются приоритетными.

Проблема выбросов угля и газа, как и других проявлений газодинамических явлений, тесно связана с метаноносностью углепородного массива [3, 4]. В региональном геологическом контексте прослеживаются связи между степенью углефикации (метаморфизма) углей и характером проявления газодинамических явлений [4], а также пространственной ориентировкой выбросоопасных зон и современным тектоническим полем напряжений [5,6]. На фоне региональных закономерностей выбросоопасности опыт ведения горных работ на пластах, опасных по внезапным выбросам угля и газа, показал приуроченность внезапных выбросов к участкам развития малоамплитудной тектоники [7]. Однако и здесь внезапные выбросы угля и газа проявляются избирательно, а их локализация в пределах зон разрывных и складчатых нарушений носит сложный ячеистый характер [6,7].

Целью настоящей публикации является расшифровка генетической принадлежности угольного метана и геологической природы выбросоопасных площадей с использованием новых данных, полученных в результате анализа вещества углей с помощью современного метода пиролизных испытаний Rock Eval, а также анализа биомаркеров. Исследования проводились в пределах украинской части метановой газо-химической провинции Донбасса, где на 23 шахтопластах Красноармейского, Донецко-Макеевского, Южно-Донбасского и Торезско-Снежнянского геолого-промышленных районов были отобраны представительные пробы углей, охватывающие широкий спектр марочного состава от Д до А (рис. 1).

По расчетам В.И.Узиюка [8], в пределах только украинской части Донбасса в пересчете на угольную массу накопилось 958 млрд. т. органического вещества, сконцентрированного в угольных пластах, пропластках и рассеянного во вмещающих породах карбона. Из первичного керогена (ассоциации разнородных детритных и тонкодисперсных органических остатков) сформировались твердое угольное вещество, газообразные и жидкие углеводороды (УВ).

Процессы дефлюидизации осадочных толщ и углефикации рассеянного и концентрированного органического вещества, проходившие при погружении осадков и нарастании температуры, а также изменчивых тепловых потоках [9,10], привели к трансформациям исходных погребенных растительных остатков. Согласно современным представлениям [11,12], по мере повышения температуры и активизации деструктивных процессов в керогене последовательно генерируются: 1) жидкие углеводороды; 2) жирные газы, обогащенные высокомолекулярными алканами; 3) сухие газы, преимущественно метанового состава.

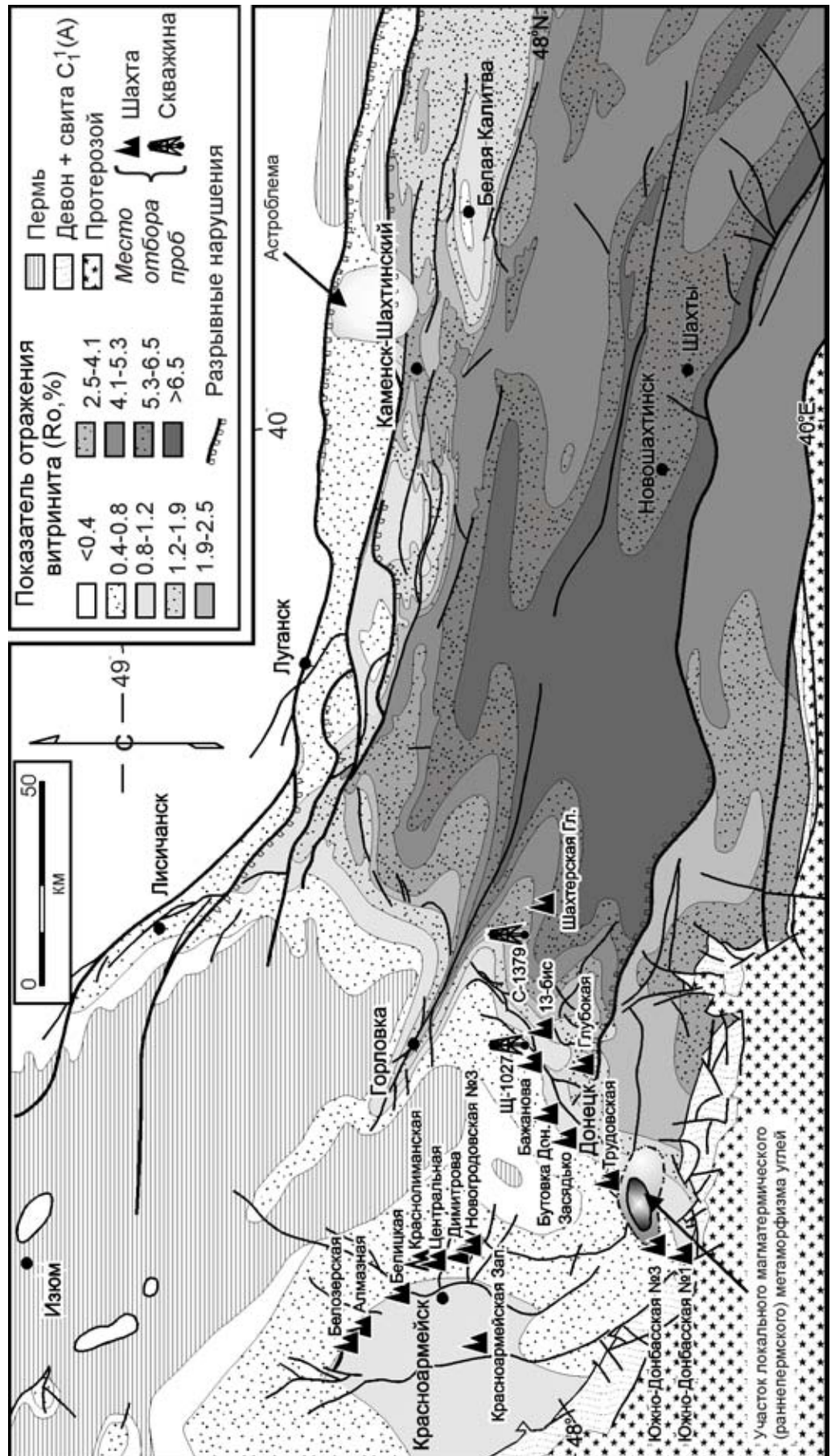


Рис.1. Карта метаморфизма углей Донбасса с указанием мест отбор проб

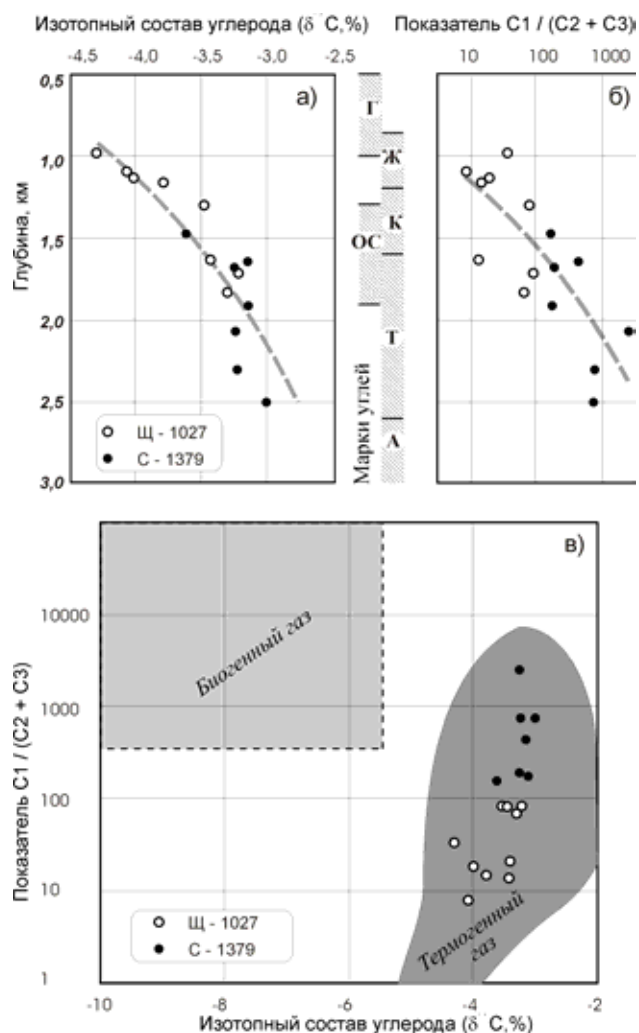


Рис. 2. Графики изменения: *а* — изотопного состава углерода $\delta^{13}\text{C}$ метана от глубины отбора проб; *б* — показателя $\text{C}_1/(\text{C}_2+\text{C}_3)$ от глубины отбора проб; *в* — показателя $\text{C}_1/(\text{C}_2+\text{C}_3)$ от изотопного состава углерода $\delta^{13}\text{C}$ метана

облегченный состав углерода метана $\delta^{34}\text{S}$ и исключительная «сухость» [13], определяемая по параметру отношения концентрации метана к сумме этана и пропана в газовой струе ($\text{C}_1/(\text{C}_2+\text{C}_3)$). Проведенный нами анализ данных по химическому и изотопному составу горючих газов угольных пластов, отобранных с помощью газокернонаборников в скважинах Щ-1027 и С-1379, убедительно показывает, что метан в Донецком бассейне имеет метаморфогенный (термогенный) генезис (рис. 2).

Для качественной характеристики и количественной оценки органического вещества отобранных проб углей, в Леобенском горном университете (Австрия) был проведен пиролиз с использованием установки Rock Eval 2+ по методике Ж. Эспиталье [14].

Мировой опыт использования этого метода, основанного на принципах термолитической газовой хроматографии, свидетельствует о высоких возможностях этого метода для решения задач параметризации органического вещества в горных породах, а также моделирования процессов углефикации и термогенной генерации углеводородов.

Термогенная генерация углеводородов происходит в результате термического отрыва и последующего расщепления мостиковых и боковых алифатических цепочек, которые связывают или примыкают к ароматическим кластерам макромолекул керогена. По мере роста температур и степени углефикации в углях происходит увеличение содержания конденсированных ароматических структур, а доля неароматических атомов углерода снижается. В частности, содержащие относительно большое количество водорода витринит и липтинит легко расщепляют мостиковые связи и перегруппировывают формирующиеся ароматические системы в кристаллиты, что приводит к изменению физических свойств угля. С ростом температурного воздействия на вещество углей необратимо возрастает отражательная способность витринита R_o , поэтому она избрана основным классификационным параметром степени углефикации гумолитов.

Теоретически не исключается, что наряду с метаном термогенной генерации, среди горючих газов Донбасса может присутствовать биогенный метан, являющийся продуктом жизнедеятельности анаэробных бактерий в восстановительной среде на стадии гумификации и гелификации органического вещества или более поздних ферментационных реакций. Для газов биохимической генерации характерны

В основе метода — 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°C из пробы удаляются ранее отделившиеся от керогена, свободно мигрирующие или сорбированные на минеральной матрице 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.

В результате пиролиза по методу Rock Eval для каждой пробы угля и ее дубликата определялись следующие информативные параметры: количество свободных углеводородов (S_1 , мг), выход латентных УВ в процессе крекинга керогена (S_2 , мг) и T_{max} — температура максимальной генерации латентных УВ на пике сигнала S_2 . Путем нормализации к содержанию органического углерода ($C_{орг}$, г) первичные данные были пересчитаны на величины битумного ($BI=S_1/C_{орг}$) и водородного индексов ($HI=S_2/C_{орг}$). Кроме того, для каждой анализируемой пробы методами угольной петрографии определялось соотношение в углях мацералов групп витринита (Vt), липтинита и инертинита и были выполнены определения показателя отражательной способности витринита (R_o , %). Результаты исследований приведены в таблице.

Табл. 1. Результаты исследований проб угля, выполненные методами термолитической газовой хроматографии, биомаркеров и угольной петрографии

шахта	пласт	кол-во проб	Средние значения						Метанодность, м ³ /т с.б.м.
			T_{max} , °C	R_o , %	BI, мгУВ/ гC _{орг}	HI, мгУВ/ гC _{орг}	Pr/Ph	Vt, %	
Бутовка Донецкая	n ₁	5	439	0,77	9,12	264	7,73	72	>15
Алмазная	m ₅	4	435	0,73	1,97	216	9,77	79	12
им. Засядько	m ₃	1	449	0,82	13,66	179	-	-	23
Трудовская	m ₃	1	418	0,39	1,62	219	5,48	90	5
Бажанова	m ₃	10	477	1,31	12,03	153	-	88	20
Белицкая	m ₂	7	434	0,68	6,51	268	8,99	85	20
Трудовская	l ₄	2	431	0,52	3,74	165	10,58	83	5*
им. Засядько	l ₄	2	452	0,84	10,55	215	-	90	20
Алмазная	l ₃	6	446	0,89	3,34	208	6,21	82	19
Белозерская	l ₃	11	444	0,83	11,02	227	8,09	81	>15
им. Засядько	l ₁	2	458	1,00	9,27	195	-	-	21
Новгородовская №3	l ₁	6	432	0,72	9,79	253	8,35	82	2*
им. Засядько	k ₈	1	449	0,94	8,41	174	-	95	20
13-бис	k ₇	7	488	1,40	3,16	123	-	87	25
Краснолиманская	k ₅	3	452	0,90	12,38	199	4,35	88	20
им. Димитрова	l ₁	9	441	0,74	12,50	247	6,38	75	10
им. Димитрова	k ₇	1	440	0,89	8,04	233	7,83	-	10
Центральная	k ₇	5	447	0,92	10,51	218	6,24	83	>15
Глубокая	h ₈	1	511	1,59	16,71	52	3,38	92	30
Шахтерская Глубокая	h ₈	1	671	4,53	0,40	3	-	-	9
Красноармейская Зап.	d ₄	1	460	0,92	6,79	191	3,69	97	>25
Южно-Донбасская №3	c ₁₁	1	436	0,70	6,85	249	5,93	56	12
Южно-Донбасская №1	c ₁₀ ²	3	431	0,62	5,13	256	9,5	56	8

Примечание. Значения природной метанодности приведены по данным геологоразведочных работ; * - величина метанодности - в зоне газового выветривания.

По результатам лабораторных исследований [15] установлена положительная, близкая к функциональной, корреляционная связь ($r=0.96$) параметра T_{max} с отражательной способностью витринита R_o .

$$R_o = 0,0127 T_{max} - 4,8508.$$

Эта зависимость объективно отражает возникающие в ходе катагенеза процессы консолидации углеродного скелета керогена, что позволяет рассматривать параметр T_{max} в качестве меры степени углефикации исследованных углей [15].

В качестве основы для графического представления результатов анализов (рис. 3, 4) были использованы полосы характерных среднестатистических значений битумного (ВІ) и водородного (НІ) индексов по литературным данным [16].

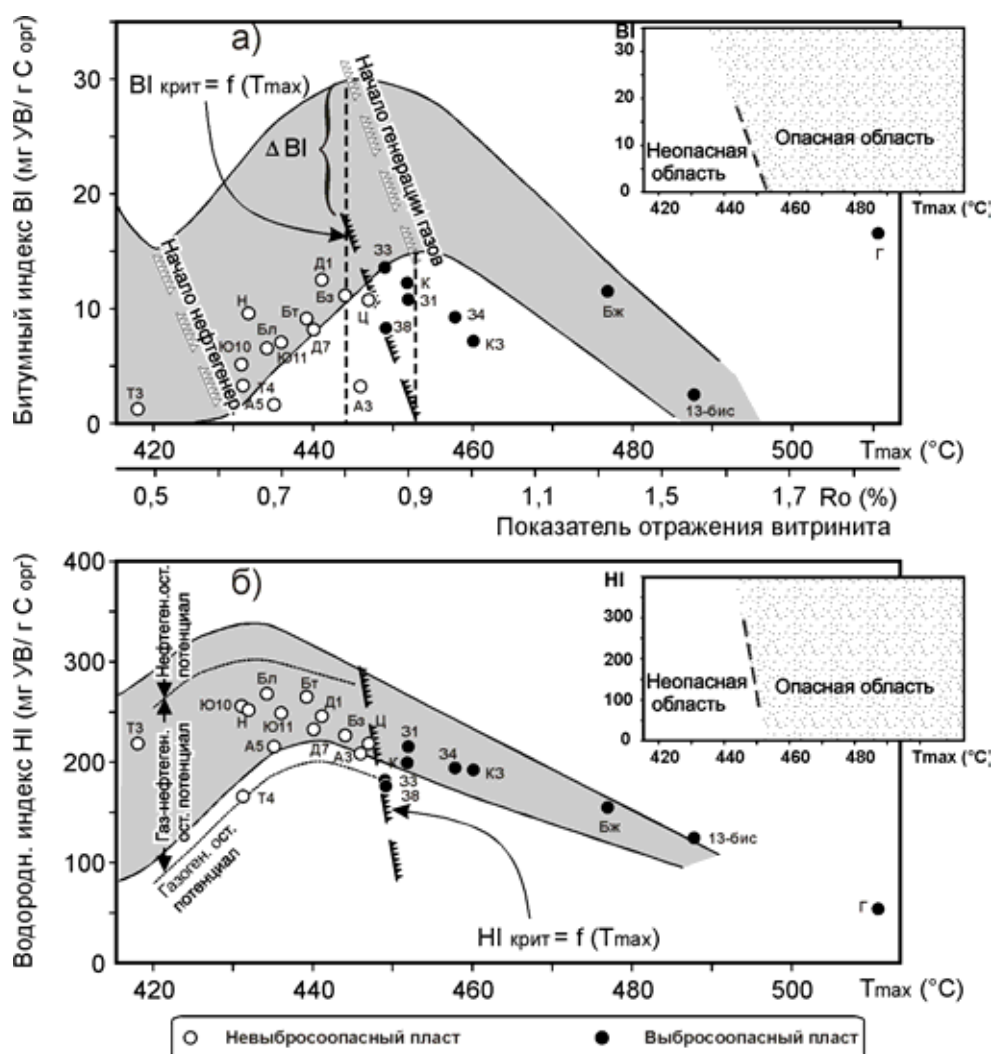


Рис. 3. Зависимости битумного индекса ВІ (а), водородного индекса НІ (б) от T_{max} — температуры максимальной генерации латентных углеводородов (данные результатов анализа по методу Rock Eval). Фигуративные точки шахтопластов: Бт — Бутовка Донецкая (n_1), А5 — Алмазная (m_5), 33 — им. Засядько (m_3), Т3 — Трудовская (m_3), Бж — Бажанова (m_3), Бл — Белицкая (m_2), Т4 — Трудовская (l_4), 34 — им. Засядько (l_4), А3 — Алмазная (l_3), Бл — Белозерская (l_3), 31 — им. Засядько (l_1), Н — Новгородовская №3 (l_1), 38 — им. Засядько (k_8), 13 — бис (k_7), К — Краснолиманская (k_5), Д1 — им. Димитрова (l_1), Д7 — им. Димитрова (k_7), Ц — Центральная (k_7), Г — Глубокая (h_8), КЗ — Красноармейская Западная (d_4), Ю11 — Южно-Донбасская №3 (c_{11}), Ю10 — Южно-Донбасская №1 (c_{10}^2)

В координатном поле $\{T_{max}; VI\}$ также были нанесены линии, очерчивающие качественные границы начала нефтегенерационных ($T_{max}=420-428^{\circ}C$, $R_o=0,5-0,6\%$) и газогенерационных ($T_{max}=444-452^{\circ}C$, $R_o=0,8-0,9\%$) процессов, с которыми связаны пиковые значения эволюционных изменений битумного индекса VI по оси T_{max} (рис. 3, а).

Судя по локализации наблюдаемых точек в (рис. 3, а), для Донбасса характерны угли с пониженным содержанием свободных углеводородов, а пиковое значение параметра VI как функции от температуры T_{max} смещено вниз на величину $\Delta VI=12-14$ мг УВ/ г $C_{орг}$ по отношению к среднестатистическим данным [16]. Как следствие, в координатном поле $\{T_{max}; VI\}$ проекционно вниз смещается граница начала газогенерационных процессов $VI_{крит}=f(T_{max})$. Анализ ее положения показывает, что эта линия разграничивает области невыбросоопасных ($VI < VI_{крит}$) и выбросоопасных ($VI > VI_{крит}$) шахтопластов.

Большая часть исследованных проб угля (поля шахт «Южно-Донбасская №1», «Южно-Донбасская №3», «Белицкая», «Алмазная», «Белозерская», «Новгородовская №3», им. Димитрова, «Центральная», «Трудовская», «Бутовка Донецкая») лежат в области нефте-газового окна, где микротрещины в угольной массе могут по-прежнему содержать пленки сорбированных битуминозных компонентов.

Напротив, пробы угля выбросоопасных пластов (поля шахт «Краснолиманская», им. А.Ф.Засядько, им. В.М.Бажанова, «Глубокая», «13-бис», «Шахтерская Глубокая») занимают на рис. 3, а область газового окна. Примечательно, что в выбросоопасной области ($VI > VI_{крит}$) лежит также точка, характеризующая пробу угля пласта d_4 шахты «Красноармейская-Западная». На этой шахте в феврале 2002 г. произошел взрыв метана, но внезапные выбросы угля и газа до настоящего времени не были зафиксированы. Следует отметить, что на момент отбора пробы угля по пласту k_5 на шахте «Краснолиманская» (сентябрь 2002 г.) на этой шахте была аналогичная ситуация: в январе 2002 г. произошел мощный взрыв метана, поступившего из трещиноватого коллектора в почве угольного пласта. Однако, уже в декабре 2002 г. на шахте произошел внезапный выброс угля и газа. Близость положения фигуративных точек в координатах $\{T_{max}; VI\}$ для особо выбросоопасных пластов шахты им. Засядько, а также пластов шахт «Краснолиманская» и «Красноармейская-Западная», позволяет сделать прогноз возникновения условий для инициирования внезапных выбросов на шахте «Красноармейская-Западная».

В качественном плане переход из области нефте-газового окна в газовое окно приводит к резкому увеличению объема генерированных углеводородных газов, главным образом за счет разложения битуминозных компонентов, которые высвобождают метан и другие горючие газы значительно раньше, чем гуминитовые мацералы [17]. Выделившийся газ накапливается в сорбированном состоянии в микропористой структуре угля, а в зонах тектонических нарушений он также концентрируется в свободном состоянии в открытом пространстве кливажных трещин угольных пластов или примыкающих им объемах трещинных коллекторов во вмещающих породах. Эвакуации газа из выбросоопасной зоны объективно препятствуют вес вышележащих пород (литостатическая нагрузка) и современные горизонтальные тектонические напряжения. По мере насыщения угля газом и приближения к порогу его сорбционной емкости в угленосной толще могут возникать гидравлические условия для первичной миграции газов [12]. Важную роль в этих процессах, оказывающих непосредственное влияние на уровни общей газоносности угольных пластов, играют системы кливажа, а также параметры протяженности и открытости отдельных трещин. Миграция газа в трещиноватых массивах происходит в газовой фазе или в виде газовой-водных флюидов в ламинарном режиме и описывается законом

Дарси, в котором коэффициент проницаемости пропорционален кубу степени раскрытия трещины и обратно пропорционален среднему расстоянию между трещинами. Различные сценарии перегруппировки кластеров, ограниченных плоскостями кливажа, и их роль в локализации газовых скоплений рассмотрены в работе [18]. По мере роста степени углефикации угля и катагенетических преобразований угленосной толщи происходит рост сорбционной емкости углей и сокращение природной пористости углей. Эти процессы приводят к закреплению эффекта изоляции газового скопления и формированию локального, потенциально выбросоопасного участка. Принципиально, что такая трактовка выбросоопасности объясняет использование в качестве прогностического метода в странах СНГ [19] и мировой практике [20] оценки начальной скорости газовой выделенности в призабойной части угольного пласта.

В работе [6] методами аналогового моделирования установлена приуроченность мест проявления газодинамических явлений к областям концентрации энергии упругих деформаций в углепородном массиве. Сорбционная емкость углей возрастает по мере роста степени углефикации, однако на стадиях раннего катагенеза (марки Д - Г) силы Ван дер Ваальса (электростатического взаимодействия) удерживают, главным образом, более тяжелые, по сравнению с метаном, молекулы воды и жидких углеводородов [12]. В качестве дополнительного аргумента, объясняющего отсутствие газодинамических явлений в области нефте-газового окна ($VI > VI_{\text{крит}}$), возможно предположить, что наличие на низких стадиях углефикации в порах и микротрещинах угля пленок сорбционно-связанных воды и жидких УВ существенно снижает способность угля накапливать энергию упругих деформаций.

На рис. 3, б изображены результаты исследований в координатном поле $\{T_{\text{max}}, \text{HI}\}$. Большинство из исследованных проб угля из невыбросоопасных пластов сохраняют остаточный газо-нефтегенерационный потенциал, по-прежнему достаточный для генерации газовых или жидких углеводородов при дополнительном тепловом воздействии. Линия $\text{HI}_{\text{крит}} = f(T_{\text{max}})$, разграничивающая неопасную и опасную, с точки зрения выбросоопасности, области также является границей резкого увеличения природной метаносности угольных пластов (рис. 4, а). Достаточно высокая вариация величин метаносности, скорее всего, связана с различными уровнями природной сорбционной емкости угольных пластов. В частности, хорошо известно [20, 21], что сорбционные свойства угля зависят от его мацерального состава. Нами установлена значимая корреляционная зависимость ($r = +0,80$) между природной метаносностью и содержанием в пробах мацералов группы витринита (рис. 4, б), которые являются, несомненно, лучшими сорбентами в сравнении с другими мацералами [21]. Другой не менее важный аспект влияния мацерального состава на газосодержание и выбросоопасность состоит в том, что по сравнению углями, обогащенными инертнитом, угли с большим содержанием витринита обладают замедленной способностью к десорбции, что приводит к резкому возрастанию градиента давления газа в призабойной части пласта.

В лаборатории геологии горючих полезных ископаемых UMR G2R университета А. Пуанкаре I (Франция) с помощью масс-спектрометрического метода для ряда проб угля были идентифицированы биомаркеры в виде характерных органических соединений. С точки зрения разделения исследованного массива данных на невыбросоопасную и выбросоопасную выборки наиболее информативным параметром оказалась величина Pr/Ph (рис. 4, в), которая представляет собой характеристическое соотношение высокомолекулярных изопреноидов (разветвленных алканов) пристана ($i\text{-C}_{19}$) и фитана ($i\text{-C}_{20}$). При высокой степени окисления органического вещества отмечается преобладание пристана над фитаном [22]. Уменьшение соотношения Pr/Ph в выбросоопасной

области указывает на более восстановленные условия преобразования керогена, которые опять могут быть связаны с тенденциями к изоляции не только газового скопления, но вмещающих его выбросоопасных доменов угольного пласта.

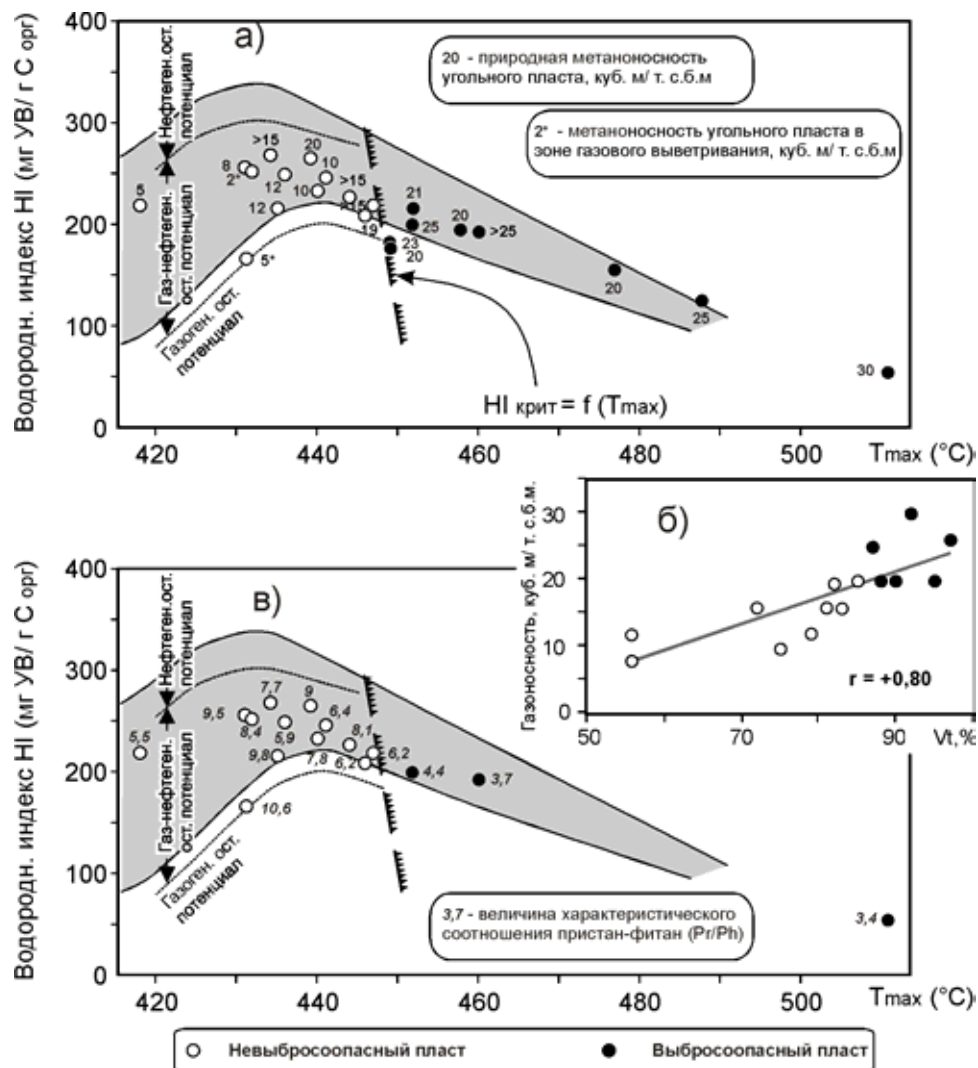


Рис. 4. Метаноносность угольных пластов (а) и величина характеристического соотношения пристан / фитан (б) в координатном поле {T_{max}; HI}; (в) — зависимость природной газоносности (метаноносности) угольных пластов от содержания в пробах мацералов группы витринита (Vt)

Изучение вещества углей в новом ракурсе расшифровки эволюционных изменений в режимах термогенной генерации жидких и газообразных углеводородов по данным метода пиролизных испытаний Rock Eval и изучения биомаркеров позволяют по-новому взглянуть на природу формирования газодинамических явлений в Донбассе. Полученные результаты и закономерности могут быть использованы для регионального прогноза выбросоопасности. По аналогии с нефтегазовой геологией, где метод Rock Eval широко используется для геохимического экспресс-анализа шлама и керна с целью оперативного выявления залежей углеводородного сырья, следует говорить о возможности применения метода для текущего прогнозирования газоносности и выбросоопасности угленосного массива.

Работа выполнена при поддержке МОН Украины (программа «Дніпро» — проект № М/351-2003).

Библиографический список

1. **Брижанев А.М., Галазов Р.А.** Закономерности размещения метана в Донецком бассейне // Обзорная информация ЦНИЭИуголь, 1987. — № 6. — С. 1–48.
2. **Шевелев Г.А., Лукинов В.В.** Газоносность горных пород Донбасса // Геотехническая механика, 2002. — Вып. 33. — С. 3–7.
3. **Николин В.И., Заболотный А.Г., Лунев С.Г.** Современные представления природы выбросоопасности и механизма выбросов как научная основа безопасности труда. — Донецк: Изд. ДонГТУ, 1999. — 96 с.
4. **Забигайло В.Е., Николин В.И.** Влияние катагенеза горных пород и метаморфизма углей на их выбросоопасность. — Киев: Наук. думка, 1990. — 168 с.
5. **Привалов В.А.** Тектоническая природа зон выбросоопасности в Донбассе // Уголь Украины, 2003. — № 3. — С. 33–37.
6. **Панова Е.А., Привалов В.А.** Современные тектонические напряжения в Донбассе как фактор активизации газогеохимических процессов // Сборник научных трудов Национального горного университета, 2002. — № 17. — Т.1. — С. 118–125.
7. **Забигайло В.Е., Широков А.З., Кратенко А.Я., Стюас Г.М.** Геологические условия выбросоопасности угольных пластов Донбасса. — Киев: Наук. думка, 1980. — 192 с.
8. **Узіюк В.І., Бик С.І., Лъчишин А.В.** Газогенераційний потенціал кам'яновугільних басейнів України // Геологія і геохімія горючих копалин, 2001. — № 2. — С. 110–121.
9. **Привалов В.А., Саксенхофер Р., Жикаляк Н.В., Писковой М.А., Панова Е.А.** Тепловые потоки в геологической истории Донбасса: результаты моделирования // Наукові праці ДонНТУ: Серія гірничо-геологічна, 2001. — Вып. 32. — С. 14–21.
10. **Sachsenhofer R.F., Privalov V.A., Zhykalyak M.V., Bueker C., Panova E., Rainer T., Shymanovskyy V.A., Stephenson R.** The Donets Basin (Ukraine/Russia): Coalification and thermal history // Int. J. Coal. Geol., 2002. — № 49. — P. 33–55.
11. **Welte D.H., Horsfield B., Baker D.R.** Petroleum and basin evolution — Berlin Heidelberg: Springer Verlag, 1997. — 536 p.
12. **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.
13. **Whiticar M.J.** A geochemical perspective of natural gas and atmospheric methane // Org. Geochem., 1990. — V.16. — P. 531–547.
14. **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. — V. 32. — P. 23–43.
15. **Sachsenhofer R.F., Privalov V.A., Zhykalyak M.V., Izart A., Elie M., Kortensky J., Panova E., Sotirov A., Zhykalyak M.V.** Petrography and geochemistry of Carboniferous coal seams in the Donets Basin (Ukraine): implications for paleoecology // Int. J. Coal. Geol., 2003. — V. 55. — P. 259–259.
16. **Sykes R., Snowdon L.R.** Guidelines for assessing the petroleum potential of coaly source rocks using Rock-Eval pyrolysis // Org. Geochem., 2002. — V. 33. — P. 1441–1455.
17. **Штах Э., Маковски М.Т., Тейхмюллер М., Чандра Д., Тейхмюллер Р.** Петрология углей. — М.: Мир, 1978. — 556 с.
18. **Привалов В.А., Панова Е.А.** Влияние тектонических процессов на перераспределение метана в угленосной толще Донбасса // Геотехническая механика, 2003. — Вып. 33. — С. 54–61.
19. **Эттингер И.Л.** Газоносность ископаемых углей. — М.: Недра, 1966. — 219 с.
20. **Beamish B.B., Crosdale P.J.** Instantaneous outbursts in underground coal mines: An overview and association with coal type // Int. J. Coal. Geol., 1998. — V. 35. — P. 27–55.
21. **Павлюк М.І., Бартошинська Є.С., Бик С.І.** Газогенеративний і сорбційний потенціал вугілля в залежності від його речовинного складу // Геотехническая механика, 2002. — Вып. 32. — С. 123–127.
22. **Peters K.E., Moldowan J.M.** The biomarker guide. Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. — New Jersey: Prentice Hall, 1993. — 363 p.

© Привалов В.А., Саксенхофер Р.Ф., Изар А., 2004