

УДК 553.94:622.324.5

**СОСТАВ ГАЗОВ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ И ЕГО
ИЗМЕНЕНИЕ ПОД ДЕЙСТВИЕМ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ШАХТЕ ИМ.
А. Ф. ЗАСЯДЬКО**

Кузнецова Л. Д.

(ПО "Укруглегеология", г. Донецк, Украина)

Гуня Д. П.

(АП «Шахта им. А. Ф. Засядько», г. Донецк, Украина)

Пимоненко Л. И.

(ИГТМ НАН Украины, г. Днепропетровск, Украина),

За результатами випробування вугільних пластів поля шахти ім. О. Ф. Засядька газокернабірниками проаналізовано склад газів і його змінення залежно від часу розкриття пласта і гірничо-геологічних умов.

According to results the assay of coal layers the field of mine by the name of A. F. Zasyadko core-gas survey is analyzed composition of gases and its change depending on time of baring and mining-and-geological terms

В настоящее время в литературных источниках преобладают **две основные гипотезы** происхождения метана угольных пластов Донбасса. Первая, наиболее распространенная, связывает образование метана с процессами регионального метаморфизма, вторая – с поступлением их по зонам глубинных разломов («трубы дегазации» или «газовые колонны») из мантии, астеносферы, фундамента, карбонатных отложений нижнего карбона.

Первая гипотеза [1, 2, 3] базируется на прямой зависимости метаноносности угля от степени метаморфизма, в соответствии с термодинамическими условиями, которые изменялись в горном

массиве при погружении. А так как с глубиной зарегистрировано закономерное увеличение газоносности: до тощих углей и мало-метаморфизованных антрацитов, которое при переходе к суперантрацитам резко уменьшается, вплоть до нулевых значений, то, очевидно, что на доступных для разработки глубинах ожидать существование больших месторождений метана не приходится.

Сторонники второй гипотезы [4] предполагают существование огромных масс газов различного химического состава, которые поднимаются из глубоких горизонтов в виде газовых струй или в водорастворенном состоянии по нарушенным зонам, что позволяет ряду авторов предположить существование гигантских месторождений метана, но на очень больших глубинах. Безусловно, идея заманчива и многими авторами она эксплуатируется.

Изучение состава газов угольных пластов, его изменение с глубиной и связь с нарушенностью на шахте им. Засядько послужили темой данной статьи.

По результатам опробования угольных пластов поля шахты им. А. Ф. Засядько газокернонаборниками (ГКН) установлено, что в состав газов угольных пластов входят: метан CH_4 , азот N_2 , углекислый газ CO_2 , водород H_2 , гелий He , и тяжелые углеводороды (этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10}).

Преобладающим газовым компонентом в угольных пластах является метан. Его содержания изменяются от 70 % до 99 %.

Углекислый газ присутствует во всех пробах в количестве от 1 до 6,9 % (в основном, 2-3 %).

Характерной особенностью состава газов в угольных пластах поля шахты им. А. Ф. Засядько является присутствие тяжелых углеводородов (ТУ) в концентрациях, иногда превышающих 10 %. А именно повышенное содержание ТУ, по мнению [4] объясняется глубинным подтоком.

Этан в составе газов угольных пластов обнаружен практически во всех пробах и его содержания в углях свиты C_2^7 изменяются от 0,14 % до 7,26 % (преобладающие 2-5 %). Значение 7,26 % получено в скважине ДМ-1904 в пробе из пласта m_3 на глубине 1209 м, а в скважине ДМ-1921 – 7,02 % на глубине 1258 м. Повышенные содержания этана приурочены к скважинам, располо-

женным в зоне флексурного перегиба пласта (и всей угленосной толщи в целом), которая, как правило, трассируется повышенной трещиноватостью пород в виде сколовых трещин. Наличие проницаемой зоны такого типа обуславливает депрессию, вследствие чего и происходит подток (подсос) углеводородов с глубины. Как правило, концентрации этана от 5 % и более (извлеченные из угля при термовакуумной дегазации) отмечены на глубинах свыше 1000 м.

В углях свиты C_2^6 содержание этана несколько выше и составляет 0,11-14,2 % (преобладающее 3-8 %). Значения более 10 % также приурочены к глубинам более 1000 м. Так, в скважине ДМ-1930 в пробе газа, извлеченного из пласта l_3 на глубине 1029 м, содержание C_2H_6 составило 12,7 %, из пласта l_2^1 на глубине 1040 м – 14,2 %; в скважине ДМ-1923 из пласта l_1 на глубине 1045 м – 11,3 %, а в скважине ДМ-1922 из этого же пласта l_1 на глубине 1347 м проба газа показала содержание этана 11,5 %. Скважины расположены в зоне структурного перегиба пластов, а в скважинах ДМ-1922, ДМ-1923 в песчанике l_1Sl_2 кровли угольного пласта l_1 отмечены зоны трещиноватости.

В свите C_2^5 опробован пласт k_8 . Этан в пробах газа из этого пласта составляет 0,11-11,7 % (преобладающие 0,11-0,52 %). Значения 11,6 % и 11,7 % отмечены на глубинах 1187 м (ДМ-1937) и 984 м (ДМ-1939) соответственно. Указанные скважины находятся на осевой линии синклинального перегиба пласта, который сопровождается трещиноватостью пород в кровле. Таким образом, повышенные значения содержаний этана приурочены к тектоническим зонам, локальным пликативным структурам и сопровождающим их зонам трещиноватых пород.

Полученные данные позволяют отметить общую тенденцию нарастания концентраций этана с глубиной и предположить глубинное происхождение этана в угольных пластах. Но исследовались угли марки Ж, к которым и приурочено максимальное содержание ТУ на изучаемом шахтном поле, поэтому только исследование всего спектра марочного состава каменных углей в различных условиях и на разных глубинах, в том числе и флексурах Донецко-Макеевском районе, может способствовать решению этого вопроса.

Бутан (iC_4H_{10} , nC_4H_{10}) отмечен в половине проб. В угольных пластах свиты C_2^7 его концентрации от "следов" до 0,38 %; C_2^6 – изобутан отмечен в основном в сотых долях процента (до 0,08 %), нанобутан от "следов" до 0,46 %;

В угольных пластах свиты C_2^5 в основном количестве проб бутан (C_4H_{10}) отсутствует, а в пробах, где бутан отмечен, концентрации его составляют 0,04 - 0,49 %.

Понимая, что передвижение ТУ, обладающих сложной молекулярной структурой и большими размерами, по трещинно-поровым каналам маловероятно, но источником всех УВГ являются органические соединения, промежуточная миллионолетняя история которых неизвестна, предложен ряд гипотез появления ТУ в угленосных отложениях.

Так в работе И. П. Косачева и др. [5] на основании экспериментальных исследований предложена новая схема образования ТУ за счет повышенных каталитических свойств глин в зонах деструкции, авторы предположили, что ТУ являются продуктом преобразования других, глубинных более легких и миграционно способных соединений (например, метана).

Р. П. Готтих, Б. И. Песоцкий [6] предполагают, что в условиях длительно продолжающейся сейсмичности региона в некоторые зоны, приуроченные к разломам глубинного заложения, могут подсасывать, наряду с пластовыми растворами и «замороженные» (законсервированные) флюиды ранних стадий становления или развития территорий, которые при дальнейших тектонических преобразованиях приносят следы реликтов в скопления ТУ.

В. П. Козлов [7] считает, что различное содержание ТУ в газах можно объяснить, с одной стороны, неодинаковым структурным положением угольных пластов и степенью их дислоцированности, с другой – различием микрокомпонентного состава самих углей. Последнее утверждение имеет под собой почву – как правило, угли, содержащие повышенные содержания лейптинита (смолоподобного мацерала), характеризуются повышенными содержаниями тяжелых углеводородов.

Гелий присутствует практически во всех пробах в сотых долях процента (0,01-0,089 %), в единичной пробе из скважины

ДМ-1910 в пробе из пласта m_8^1 на глубине 494 м содержание гелия составляет десятые доли процента – 0,148 %. Большинство исследователей [1, 2], исходя из размера молекулы гелия и ее подвижности, предполагают его мантийный генезис. Но интересные результаты получены при изучении распределения величины отношения изотопов $^3\text{He}/^4\text{He}$ по разрезу Кольской сверхглубокой скважины (12261 м) [8]. Авторы подчеркивают, что они не обнаружили существенного возрастания доли мантийного гелия с глубиной, а повышение отношения изотопов, на глубинах 3,2 – 5,7 и 6,8 – 7,5 км объясняют влиянием тектонических факторов.

Содержание водорода в пробах газа из угольных пластов колеблется в пределах 0 – 4,2 %, преобладающие концентрации – десятые доли процента. Повышенные содержания водорода, как правило, приурочены к пробам с повышенными содержаниями ТУ. Все приведенные данные позволяют предположить, что особенности распределения углеводорода в угольных пластах связаны с тектоническим фактором.

Изучение компонентного состава газов в угольном пласте m_3 в 17 западной лаве и изменение их состава в зависимости от времени вскрытия пласта проводилось по пробам - в угле, вскрытом более двух лет назад, (пробы 2882 и 2883) и угле в свежевскрытом забое (пробы 2884 и 2885) (табл., рис. 1.).

При этом необходимо отметить, что проба 2884 отобрана в зоне малоамплитудного нарушения. Повышенное содержание ТУ, CO_2 свидетельствуют о влиянии тектоники на состав газов.

Пробы № 2882, 2885 отобраны в герметические стаканы в вентиляционном штреке 17 западной лавы пласта m_3 , пробы № 2883, 2884 отобраны в конвейерном штреке той же 17 западной лавы пласта m_3 .

После проведенной термовакuumной дегазации и дробления угля в пробе № 2882 (ПК 14+5 м вентиляционного штрека) уголь мокрый, что указывает на негерметичность сосуда. Влага блокирует микропоры угля, что препятствует полноте дегазации.

Анализ полученных результатов показывает (рис. 2), что выход летучих веществ в углях, отобранных в свежевскрытых забоях (проба 2884 - конвейерный штрек, ПК 28+8,5 м и проба 2885- вентиляционный штрек ПК 23) на 2,4 – 3,3 % выше, чем в

углях, вскрытых более двух лет назад (пробы 2883 и 2882). Следовательно, вскрытый и обнаженный уголь изменяет свои химические свойства, уменьшая выход летучих веществ.

Таблица 1

Результаты лабораторных исследований компонентного состава газов, отобранных в герметические стаканы из горных выработок 17 западной лавы пласта m_3 шахты им. А. Ф. Засядько

Химический элемент	Проба № 2882 Вент штрек 17 зап. лавы (ПК 14+5м) Всего выдेलилось, % (без O ₂ и N ₂)	Проба № 2883 Конв. штрек 17 зап. лавы (ПК 24) Всего выдेलилось, % (без O ₂ и N ₂)	Проба № 2884 Конв. штрек 17 зап. лавы (ПК 28+8,5 м, нижняя ниша) Всего выдेलилось, % (без O ₂ и N ₂)	Проба № 2885 Вент штрек 17 зап. лавы (ПК 23, верх. ниша) Всего выдेलилось, % (без O ₂ и N ₂)
He	0,000	0,000	0,000	0,000
H ₂	9,776	5,541	3,524	5,673
O ₂	-	-	-	-
N ₂	55,92	65,9	18,22	52,25
CH ₄ (метан)	3,9001	1,00078	15,15593	18,24
C ₂ H ₆ (этан)	4,58293	5,96776	26,72079	9,3
CO ₂	23,6	14,46	25,66	10,42
C ₃ H ₈ (пропан)	1,83568	5,26230	8,68624	3,22
iC ₄ H ₁₀ (изобутан)	0,10102	0,34995	0,46311	0,30296
n C ₄ H ₁₀ (нормальный бутан)	0,27598	1,31138	1,38863	0,54586
iC ₅ H ₁₂ (изопентан)	0,01424	0,07224	0,06254	0,03188
n C ₅ H ₁₂ (нормальный пентан)	0,01346	0,07085	0,05579	0,01965
iC ₆ H ₁₄ (изогексан)	0,01472	0,07309	0,04363	0,01961
n C ₆ H ₁₄	0,01403	0,05236	0,02478	0,01131
n C ₇ H ₁₆ (гептан)	0,00301	0,01145	0,00643	0,00224
Выход летучих V ^{daf}	29.2	30.6	33.0	32.5

Еще более наглядно это выражается в десорбции угольных пластов. Газоносность угольных пластов на таких глубинах (~ 1300 м) составляет около 30 м³/т.с.б.м., из них, как показал анализ проб, отобранных в ГКН при геологоразведочных работах, около трети (25-50 %, в среднем 30-35 %) составляет свободный газ, который выделяется сразу же после раскрытия угля. Остальной газ в угольном пласте m_3 сорбированный, который десорбируется при дальнейшем нахождении угля в раскрытом виде - как правило, это происходит в течение 3-8 суток (в зависимости от марки угля).

Как видно из проб 2882 и 2883, уголь в пробах, отобранных на расстоянии 48,5 – 85 м от свежевскрытого забоя, практически десорбирован - содержание метана составляет соответственно 3,9 – 1,0 %, что составляет 0,15 – 0,22 м³/т.с.б.м (рис. 3) – остаточная газоносность (согласно данным МакНИИ, угольных пластов марки Ж - К составляет 2,6 – 2,2 м³/т.с.б.м.). В нижней части отработанной лавы (проба 2883) уголь содержит меньшее количество метана (вследствие его высокой летучести), но содержание тяжелых углеводородов значительно – в 3 – 6 раз выше, чем в пробе, отобранной в верхней части забоя (рис. 4, 5).

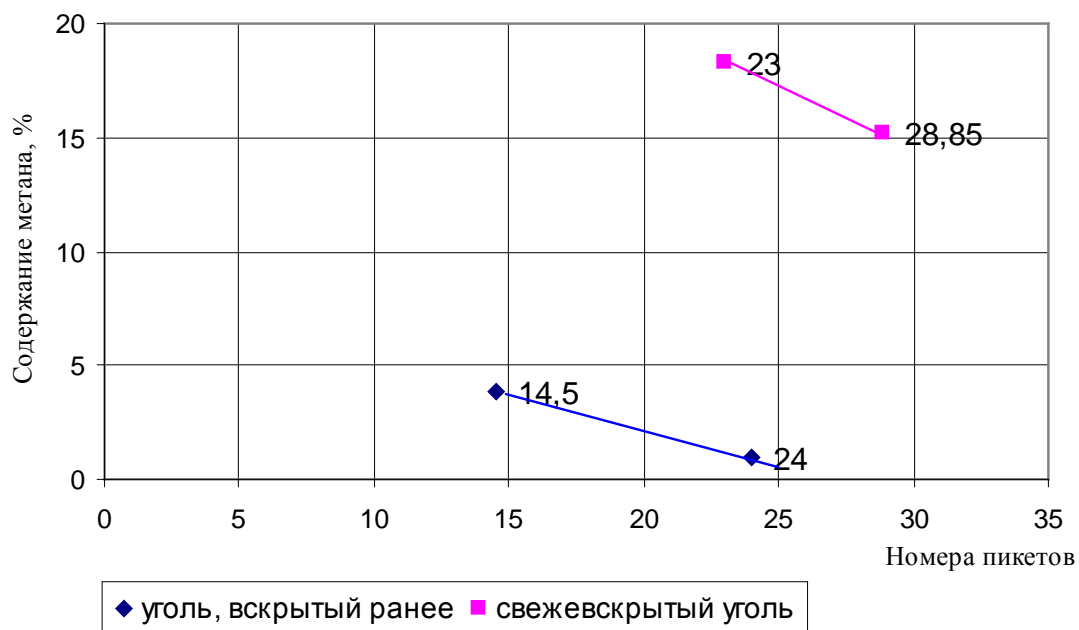


Рис. 3. График зависимости содержания метана от места и времени вскрытия пласта

Следовательно, метан из угольного пласта десорбируется практически полностью, в то время как тяжелые углеводороды (особенно те, чье природное состояние – жидкость) процессу десорбции подвержены слабо, или даже происходит их перераспределение под действием силы тяжести.

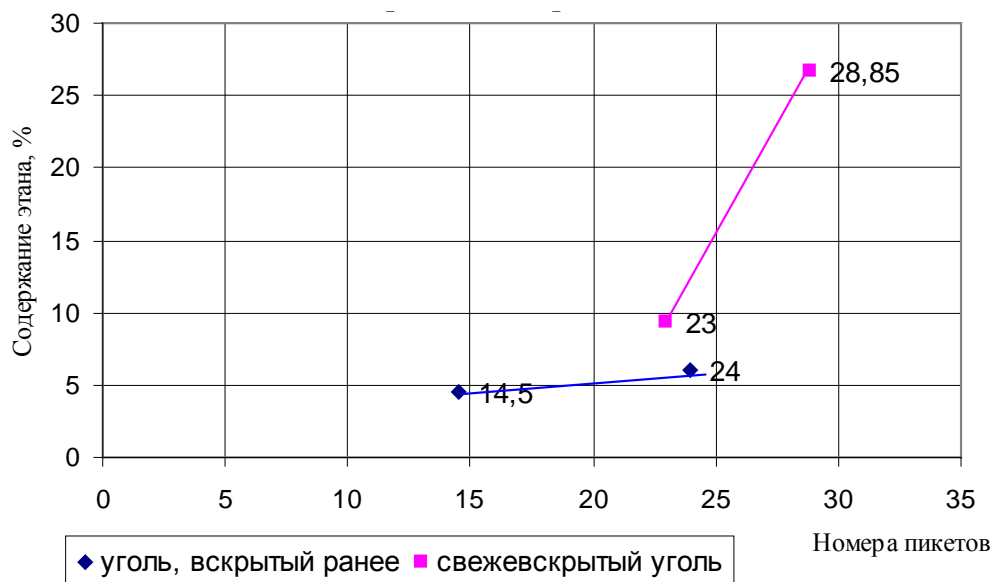


Рис. 4. График зависимости содержания этана от места и времени вскрытия пласта

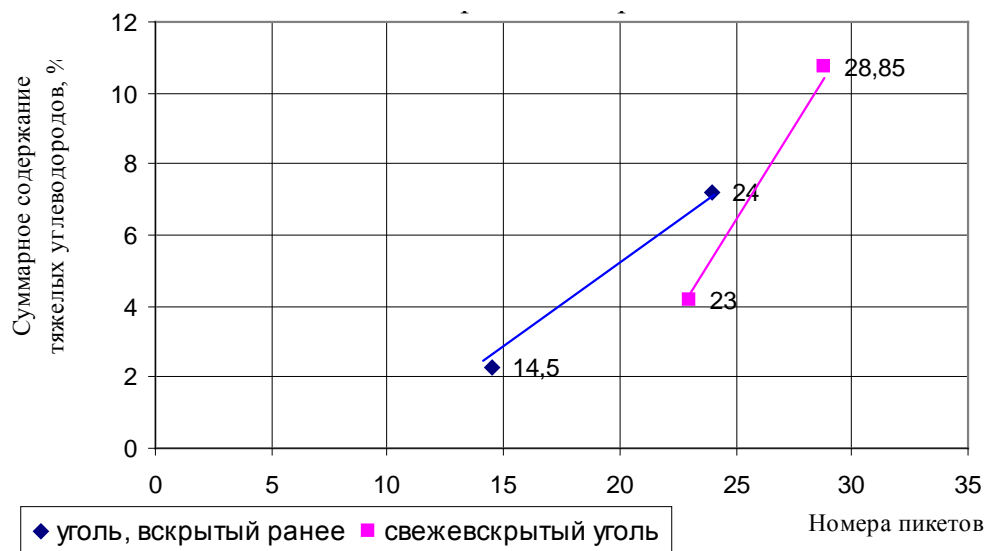


Рис. 5. График зависимости содержания ТУ (пропан, изобутан, норм. бутан, изопентан, норм. пентан, изогексан, норм. изогексан, гептан) от места и времени вскрытия пласта

В пробах, отобранных из свежевскрытого забоя (№№ 2884, 2885), содержание метана значительно выше- 15,2 % и 18,2 % соответственно, а также этана 26,7 % и 9,3 % соответственно. В нижней части лавы свежевскрытого забоя количество тяжелых углеводородов в 2-3 раза больше, чем в верхней части лавы. Количество тяжелых углеводородов – этана, пропана, изобутана – в свежевскрытом угле также больше, чем в угле отработанного пространства, но, начиная с нормального бутана, в нижней части лавы количество тяжелых углеводородов как в свежем угле, так и в угле отработанного пространства, сопоставимо.

Сопоставляя содержание тяжелых углеводородов в угле, вскрытом ранее и свежевскрытом угле, приходим к выводу, что с увеличением их плотности по воздуху количество тяжелых углеводородов зависит от места отбора пробы в лаве – в нижней части (конвейерном штреке), начиная с бутана (жидкие углеводороды) в ранее вскрытом угле и свежевскрытом угле находятся в почти равнозначных количествах (пробы 2883 и 2884), а в пробах, отобранных на вентиляционном штреке, количество тяжелых углеводородов в свежевскрытом угле в 2 раза больше, чем в угле, вскрытом ранее. Следовательно, во свежевскрытых забоях происходит перераспределение углеводородов, как и во всей угленосной толще – в более приподнятых горизонтах при разгрузке массива, как количество метана, так и степень десорбции угля интенсивней, в то время как в нижней части лавы накапливаются тяжелые углеводороды, трудно поддающиеся десорбции вследствие своих физико-химических свойств. Десорбция тяжелых углеводородов происходит преимущественно в верхней части лавы и очень медленно – через два года после вскрытия угля метан десорбирован полностью, а тяжелые углеводороды лишь наполовину от природной концентрации.

В результате проведенного анализа сделаны следующие выводы:

1. Тяжелые углеводороды в углях образуются как в процессе седиментогенеза, так и поступают по трещинно-поровым каналам при создании депрессии в зонах тектонической нарушенности.

2. Десорбция угля значительно выше, чем по существующим литературным данным – содержание метана в угле, отрабо-

танном около месяца назад, составляет 1 – 3 %, остаточная метаноносность – 0,15 – 0,22 м³/т.с.б.м.

3. Десорбция метана быстрее происходит в нижней части лавы, чем в верхней, в то время как тяжелые углеводороды из нижней части лавы почти не десорбируются.

4. Во вскрытом угле происходит, кроме десорбции, химическое изменение качества угля, выражающееся в уменьшении выхода летучих веществ в зависимости от времени раскрытия угля – через 2 года количество летучих в нем уменьшается на ~ 10 %.

5. Связь состава газа с нарушениями и технологическими условиями не позволяет сделать однозначный вывод о поступлении углеводородов с глубин; очевидна необходимость дальнейших исследований.

СПИСОК ССЫЛОК

1. Забигаило В.Е. Проблемы геологии газов угольных месторождений / В.Е. Забигаило, А.З. Широков. – К.: Наукова думка, 1972. – 172 с.
2. Кравцов А.И. Состав и генезис природных газов угольных бассейнов и месторождений / А.И. Кравцов, Э.Г. Токарева // Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР. Том 3. – М.: Недра, 1980. – С. 24 – 42.
3. Анциферов А.В. Газоносность и угленосность глубоких горизонтов Донбасса / А.В. Анциферов, А.А. Голубев, М.Г. Тиркель // Геотехнічна механіка: Міжвід. зб. наук. праць, ІГТМ НАН України. – Дніпропетровськ, 2005. – Вип. 53. – С. 31–38.
4. Кравцов А.И. Некоторые проблемные вопросы геологии и геохимии природных газов угольных месторождений / А.И. Кравцов, Г.И. Войтов // Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР. Том. 3. – М.: Недра, 1980. – С. 186 – 204.
5. Косачев И.П. Глубинные геофлюиды как потенциальный источник месторождений углеводородного сырья / И.П. Косачев, В.Г. Изотов, Л.М. Ситдикова, Э.М. Косачева // Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ,

- углеводороды и жизнь. Материалы Всерос. конф., посвященной 100-летию со дня рожд. акад. П.Н. Кропоткина. 18 – 22 октября. 2010 г. М.: ГЕОС, 2010. С. 251 – 255.
6. Готтих Р.П. Некоторые аспекты дегазации Земли и нефтегазоносность / Р.П. Готтих, Б.И. Песоцкий // Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ, углеводороды и жизнь. Материалы Всерос. конф., посвященной 100-летию со дня рожд. акад. П.Н. Кропоткина. 18 – 22 октября. 2010 г. М.: ГЕОС, 2010. С. 125 – 131.
 7. Козлов В.П. О тяжелых углеводородах в газах угля Донбасса / Геология нефти и газа, 1960. – № 6. С. 46 – 48.
 8. Горбачевич Ф.Ф. Приницаемость и структура глубинных пород в разрезе Кольской сверхглубокой скважины // Ф.Ф. Горбачевич, С.В. Икорский, А.В. Жариков // Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ, углеводороды и жизнь. Материалы Всерос. конф., посвященной 100-летию со дня рожд. акад. П.Н. Кропоткина. 18 – 22 октября. 2010 г. М.: ГЕОС, 2010. С. 118 – 121.