

В.В. Лукинов, В.А. Баранов,  
Л.И. Пимоненко (ИГТМ НАН Украины),  
Г.З. Задара (ГРГП «Востокгеология»)

## **ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ УЧАСТКА ТОМАШЕВСКОГО, КАК ПРИМЕРА ТЕХНОГЕННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕТАНА**

Наведені результати дослідження зміни газоемних властивостей порід після видобування там вугільного пласта. Відзначено зменшення вологи та збільшення тріщинуватості порід.

## **GEOLOGICAL FEATURES OF AREA TOMASHEVSKOGO, AS EXAMPLE OF TECHNOGENETIC DEPOSIT OF METHANE**

The results of research of change of gas-bearing properties of breeds are resulted after a booty there coal layer. Diminishment of moisture and increase of jointing breeds is marked.

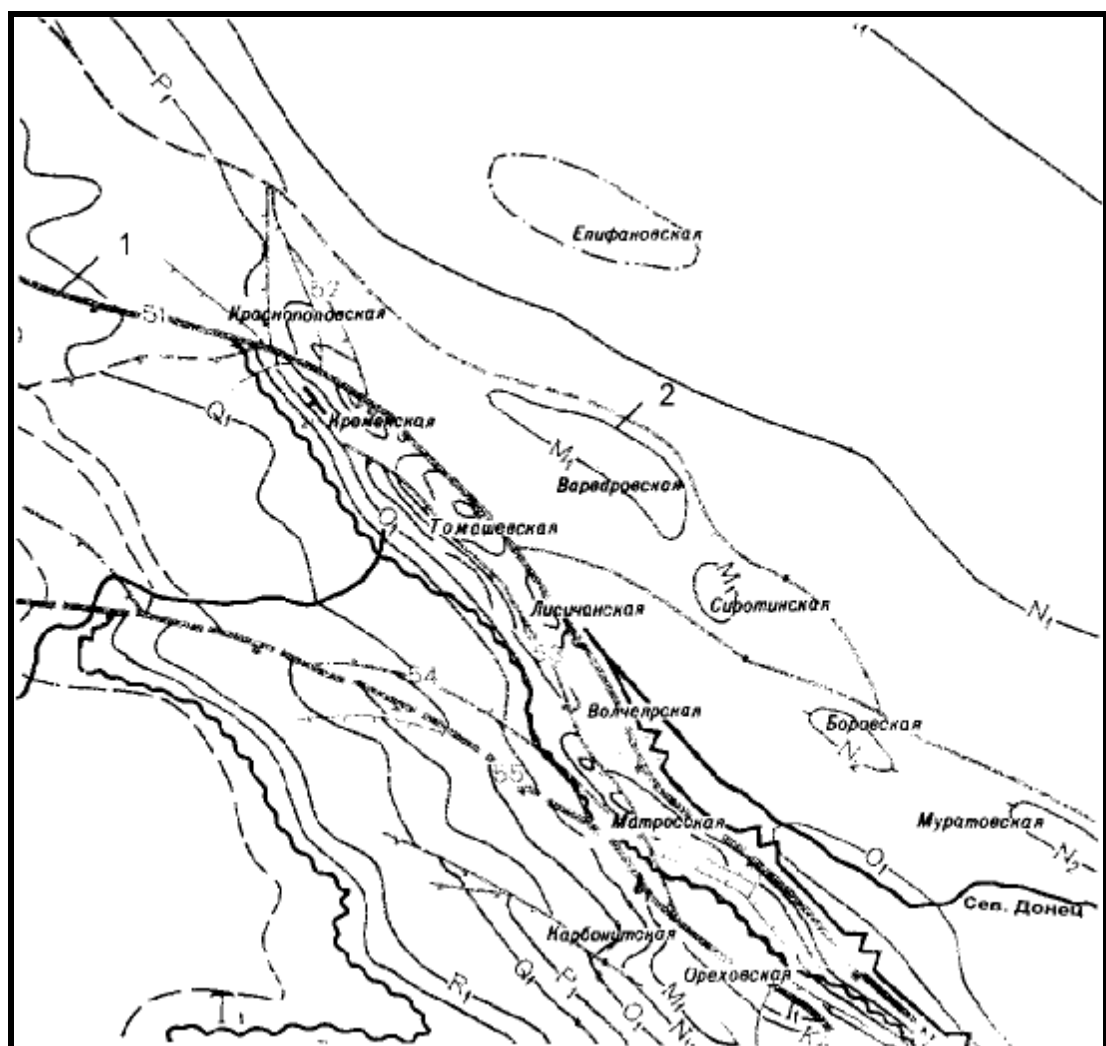
В настоящее время на Украине остро чувствуется дефицит энергоносителей: потребляя 90 млрд. м<sup>3</sup> природного газа в год - добывается лишь 17,5 млрд. м<sup>3</sup>; добыча нефти составляет 5 млн. т. в год, а потребляется - 20 млн. т. В то же время угольный метан по своей калорийности такой же, как и природный газ и в большинстве развитых стран его добыча поставлена на промышленную основу. Проблема промышленной добычи метана успешно решается в ряде стран Западной Европы и Америки. Например, в США в 1998 г. добыча угольного метана составила 29 млрд. м<sup>3</sup>.

В Донбассе особый интерес вызывают техногенные ловушки - скопления углеводородных газов на полях закрытых шахт, в которых может накапливаться метан, десорбирующийся из угольных пластов и прослоев. Для создания таких ловушек необходимы определенные тектонические и литолого-фациальные условия.

Целью данной статьи является рассмотрение основных геологических характеристик пород, подработанных горными работами и анализ возможности сохранения метана в антиклинальных и купольных структурах закрытых шахт и отработанных горизонтов.

Одним из наиболее перспективных, в плане геолого-тектонических условий, является Лисичанский район, расположенный в северной зоне мелкой складчатости. Поле отработанной и закрытой еще в семидесятые годы шахты «Томашевская-Южная», расположенной в указанном районе, представляет купольную структуру. Из пробуренных в центре купола скважин до настоящего времени выделяется метан.

В тектоническом отношении участок расположен в северной зоне мелкой складчатости на северо-восточном крыле Бахмутской котловины между Северодонецким и Лисичанским надвигами (рис. 1). По дорифейскому фундаменту предполагается система сближенных глубинных разломов [3, 6]. Разломы представляют собой наклоненные в сторону осевой части рифта уступы в фундаменте и имеют значительную протяженность и амплитуды. Согласно сейсми-



1 – разрывные нарушения; 2 – изолинии известняков  
 Рис.1 – Тектоническая схема участка Томашевского

ческим и геологическим данным эти долгоживущие разломы являются составной частью трансрегиональной сдвиговой линии, прослеживающейся до Каспийского моря. Сдвиговая составляющая (правый сдвиг) по отложениям среднего карбона составляет 10 км (до 20 км) [1-3]. В осадочной толще она проявляется в виде ряда разрывных нарушений, а также пространственно и генетически связанных с ними складок. Высокое содержание He (0,01 – 0,467) и тяжелых углеводородов (0,8 – 0,21) [4], а также активизация современных движений [5], в пределах района исследований, позволяют предположить возможность поступления мантийных газов.

Северодонецкий надвиг прослеживается с юго-востока на северо-запад, плоскость сместителя падает на юго-запад под углом до 70°, стратиграфическая амплитуда его достигает 1600 м. С глубины 600 - 800 м плоскость сместителя надвига выполаживается до 35 - 40° с одновременным уменьшением стратиграфической амплитуды. Мощность зоны дробления  $\cong$  100 м.

Расположенный юго-западнее Лисичанский надвиг простирается с юго-востока на северо-запад, плоскость сместителя падает на юго-запад под углом

до  $70^\circ$  (на верхних горизонтах), амплитуда смещения составляет 100 - 115 м. С глубиной угол падения и амплитуда смещения уменьшаются.

В висячем крыле Северодонецкого надвига расположена система ступенчато смещенных купольных структур, которые в совокупности образуют сложное антиклинальное поднятие, вытянутое с северо-запада на юго-восток (Кременские, Томашевские, Матросский и др. купола) почти на 50 км.

По мнению большинства исследователей [6, 7], образование складок происходило в инверсионный период, когда сжимающие усилия были направлены от центральной части бассейна к его окраинам, при этом Северодонецкий надвиг являлся упором для надвигающейся толщи. В процессе надвигания в висячем крыле его образовалась типичная приразломная антиклиналь. Предполагается, что это антиклинальное поднятие оформилось в заальскую или пфальцскую фазы герцинского орогенеза и к началу триаса представляло асимметричную флексуобразную складку (первого порядка) с пологим юго-западным и крутым северо-восточным крылом, амплитудой порядка 300 м [6]. В дальнейшем - в австрийскую и ларамийскую фазы - под действием горизонтальных сжимающих усилий, направленных с юга и при участии сдвиговой составляющей в толще карбона сформировалась система купольных структур (второго порядка).

Томашевские Южная и Северная купольные структуры характеризуются примерно одинаковыми условиями залегания и размерами. Свод купола Томашевской-Южной структуры плоский, борта складки на северо-востоке, вдоль Северодонецкого надвига, крутые - от  $40$  до  $70^\circ$ , на юго-западе пологие - от  $5$  до  $20^\circ$ .

Породы Томашевских купольных структур представлены отложениями свит нижнего и среднего карбона. На поверхность выходят отложения свит  $C_2^3$ ,  $C_2^4$  и  $C_2^5$ .

Литологический состав свит следующий: песчаники (20 - 35 %), алевролиты (27 - 40 %), аргиллиты (29 - 47 %), известняки (3 - 9 %), угли (0,2 - 3 %). Угольные пласты преимущественно нерабочей мощности, за исключением пласта  $h_8$ , который имеет рабочую мощность 0,7 - 0,9 м и отрабатывался шахтами Томашевскими Южной и Северной до 1975 г. По степени углефикации угли отнесены к газовым. Анализ плана горных работ по отработанному пласту и проводившимся горным выработкам показал наличие на шахтном поле нарушений типа сбросов и взбросов, а анализ керн, пробуренной в подработанном массиве скважины, выявил густую сеть трещин.

Анализ керн скважины 1Д, пробуренной на участке шахты «Томашевская-Южная» на глубину 240 м в почву отработанного угольного пласта  $h_8$  показывает, что около 70 - 75 % отложений представлено мелко-тонкозернистыми песчаниками с различным содержанием первичных и вторичных карбонатов. Карбонаты активно корродируют кварцевые и полевошпатовые обломки, что способствует выделению вторичного кварца, формированию регенерационных каемок и может существенно влиять на фильтрационные свойства пород.

В исследованном интервале не отмечено ни одного крупно- или среднезернистого песчаника существенной мощности. Интервалы: (сверху вниз по разре-

зу) до 60 м; от 68 м до 80 м; от 105 м до 110 м; и от 125 м до 155 м – характеризуются развитием каолиновых прослоев, мощностью от 5 – 7 мм до 20 – 25 мм. Прослой отмечаются, в среднем, через 10 – 15 см практически без существенных перерывов. Учитывая повышенные пластические свойства достаточно чистых, желтовато-коричневых прослоев каолина, можно предположить их влияние на дегазирующие свойства отложений исследованного участка.

Изучение трещиноватости в керне и шлифах позволило установить следующее. В прослоях аргиллитов и алевролитов развита послойная трещиноватость с зиянием от 5 – 10 мк до 15 – 20 мк. Среднее зияние микротрещин составляет 10 – 15 микрон. В аргиллитах микротрещины повторяют направление слоистости и характеризуются достаточно плавными изгибами незначительных радиусов. В алевролитах и тонкозернистых песчаниках микротрещины имеют более извилистую форму (иногда сутуроподобную), огибают обломочные зерна и, в целом, развиваются по слоистости. Развитие микротрещиноватости в алевролитах и песчаниках приурочено к более тонкозернистым разностям, часто к аргиллитовым, карбонатным или известково-аргиллитовым микропрослоям.

В известняках установлено развитие как послойной микротрещиноватости, так и направленной вкрест слоистости. Угол между микротрещинами и слоистостью меняется от  $60^\circ$  до  $90^\circ$ . В отдельных участках шлифов из карбонатных прослоев отмечено формирование микроблоков 0,40 – 0,60 мм толщиной и 0,60 – 1,0 мм длиной, напоминающие кирпичную кладку. Микротрещины в известняках сравнительно выдержанные, чему способствует крипто-зернистая структура первично-вторичных известняков. Длина трещин меняется от 1 – 2 мм (что прослеживается под микроскопом) до размеров, выходящих за границы препарата.

Аргиллитовый керн, разбит сеткой трещин, представленной послойными деформациями и направленными к ним под углом примерно  $70^\circ$  -  $90^\circ$  – секущими трещинами.

На глубине 210 – 212 м в керне переслаивающихся аргиллита и алевролита отмечена секущая «первичная» трещина, толщиной около 1 мм, выполненная белым веществом (вероятно карбонатным), а также свежая «вторичная» трещина, направленная под углом  $70^\circ$  к слоистости. Указанная трещина на берегах имеет коричневатый налет. Подобный налет отмечен нами ранее в керне скважины на Чабановском куполе, в тех отложениях, в которых установлен газоконденсат. Судя по глубине, формирование трещин происходило в процессе обрушения пород кровли при посадке угольной лавы, после отработки угольного пласта шахты «Томашевская-Южная».

Исходя из результатов исследований вещественного состава изученной толщи (табл. 1), установлено, что минимальная абсолютная пористость характерна для известняков и известковых алевролитов, максимальная - для песчаников и слабоизвестковистых алевролитов. Интересно, что аргиллиты имеют достаточно высокую абсолютную пористость, особенно безкарбонатные или слабокарбонатные их разности.

Таблица 1 – Объемный, удельный вес и абсолютная пористость пород по керну скважины 1Д шахты «Томашевская-Южная»

№ проб	Название породы	Глубина, м	Объемный вес, г/см <sup>3</sup>	Удельный вес, г/см <sup>3</sup>	Абсолютная пористость, %	Влажность, %	Относительная нарушенность Кн, %
4860	Песчаник м/з	20,2	2,49	2,71	8,1	0,46	5
4861	Песчаник м/з	28,3	2,50	2,75	9,1	0,47	6
4862	Алевролит	33,2	2,41	2,73	11,7	0,40	-
4863	Известняк	52,5	2,61	2,71	3,7	0,20	-
4866	Мергель	52,2	-	-	-	2,35	-
4864	Песчаник м/з	59,1	2,39	2,67	10,5	0,36	13
4865	Песчаник м/з	60,2	2,40	2,79	14,0	0,63	-
4867	Аргиллит	72,1	2,40	2,79	14,0	1,46	-
4868	Известняк	75,2	2,57	2,75	6,5	0,70	-
4876	Алевролит	114,0	2,57	2,72	5,5	0,30	-
4877	Алевролит	115,0	2,28	2,76	17,4	0,80	-
4878	Песчаник м/з	118,0	2,33	2,72	14,3	0,34	11
4869	Известняк	122,8	2,96	3,26	9,2	0,60	-
4870	Алевролит	140,1	2,30	2,76	16,7	0,78	-
4879	Известн. песч	141,0	2,55	2,72	6,3	0,85	-
4880	Известн. песч	148,0	2,56	2,78	7,9	0,70	-
4871	Песчаник м/з	163,2	2,49	2,71	8,1	0,49	8
4881	Алевролит	166,5	2,48	2,62	5,3	0,65	-
4872	Песчаник м/з	170,1	2,52	2,70	6,7	0,41	8
4882	Песчаник м/з	171,0	2,48	2,71	8,5	0,40	9
4873	Алевролит	175,0	2,50	2,70	7,4	0,58	-
4883	Песчаник м/з	175,0	2,24	2,69	16,7	0,66	3
4874	Алевролит	176,2	2,49	2,80	11,07	0,60	-
4884	Алевролит	177,0	2,42	2,78	12,9	1,45	4
4885	Алевролит	177,5	2,39	2,68	10,8	0,70	-
4886	Песчаник м/з	178,0	2,42	2,71	10,7	0,33	-
4887	Алевролит	180,0	2,46	2,73	9,9	0,60	-
4875	Аргиллит	187,1	2,42	2,72	11,03	1,29	-
4888	Песчаник м/з	197,0	2,28	2,70	15,5	0,65	-
4889	Алевролит	198,0	2,27	2,69	15,6	0,40	-
4890	Алевролит	199,0	2,43	2,72	10,7	0,60	-
4891	Алевролит	200,0	2,53	2,70	6,3	1,03	-
4892	Алевролит	205,0	2,48	2,72	8,8	1,00	-
4893	Алевролит	216,0	2,47	2,72	9,2	1,02	-
4894	Песчаник с/з	223,0	2,04	2,68	23,9	0,30	29
4895	Песчаник с/з	229,0	2,12	2,58	17,8	0,20	27
4896	Песчаник м/з	240,0	2,27	2,56	11,3	0,60	17

\* - с/з; м/з – среднезернистый, мелкозернистый.

Максимальной пористостью, обладают слои песчаника, залегающего в почве  $h_8$ , что является следствием релаксационного выдавливания (разгрузки почвы) после отработки угольного пласта.

Анализируя полученный материал, по участку шахты «Томашевская-Южная», можно сделать следующие выводы.

Результаты петрографического анализа (развитые структуры коррозии, регенерации, растворения и переотложения вещества) подтверждают то, что рассматриваемая купольная структура сформировалась в условиях повышенной обводненности региона.

В разрезе исследованной площади не установлено достаточно мощных песчаников, тем не менее, эти отложения характеризуются сравнительно высокой пористостью (в среднем, 11,0 %).

В прослоях аргиллитов и алевролитов развита вторичная послойная трещиноватость, сформированная после отработки угольного пласта и посадки кровли лав, с зиянием от 5 – 10 мк до 15 – 20 мк. Среднее зияние микротрещин составляет 10 – 15 микрон.

Развитие текстурной (послойной) микротрещиноватости в алевролитах и песчаниках приурочено к более тонкозернистым разностям, часто к аргиллитовым, карбонатным или известково-аргиллитовым микропрослоям.

Исследованные отложения характеризуются наличием каолиновых прослоев, мощностью от 5 – 7 мм до 20 – 25 мм. Прослои отмечаются, в среднем, через 10 – 15 см практически без существенных перерывов. Развитие каолиновых прослоев (тонштейнов), в сочетании с мощными горизонтами аргиллитов и слабопроницаемых известковых алевролитов, может служить надежным газонепроницаемым экраном для данного купола.

Вместе с этим отмечена микроблочная нарушенность карбонатных пород, то есть достаточно высокая степень их микротрещиноватости. Весовая влажность всех отобранных проб горных пород в среднем составляет 0,64 % (см. табл. 1), что примерно на порядок меньше, чем в аналогичных не подработанных отложениях. На указанном куполовидном участке отработанной ранее шахты метан выделялся на поверхность на протяжении более 40 лет.

Степень заполнения пор песчаников влагой в интервале глубин 20,0 – 240,0 м составляет, в среднем, 8,5 %. Учитывая, что исследуемые песчаники залегают на небольших глубинах, на которых породам присуща высокая влажность, можно предположить, что после отработки угольного пласта, посадки кровли и последующей просадки вышележащих пород, гравитационная вода по многочисленным системам сформировавшихся микротрещин частично ушла в пониженные участки структуры, освободив место для метановой составляющей. Так как газ находится в горном массиве в свободном, сорбированном и водорастворенном состояниях, под действием изменившегося пластового давления из-за ухода воды, он десорбируется и занимает освободившееся пространство в форме свободного газа, который можно добывать и утилизировать.

Результаты трещинно-поровых характеристик, коллекторских и структурно-минералогических данных, в сочетании с геолого-геофизическими данными свидетельствуют о перспективности подработанных структур такого типа для добычи и утилизации шахтного метана.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Высочанский И.В., Крот В.В., Чебаненко И.И. и др. Особенности тектоники Днепровско-Донецкого авлакогена (роль сдвигов в структурообразовании) - К.: ИГН НАН Украины (препринт), 1990. – 92 с.

2. Смишко Р.М., Щерба З.В. Сравнительная характеристика строения и газоносности разломных зон Предкарпатского прогиба и Северного Донбасса // Геол. и геохим. горюч. ископ. – 1990. - Вып. 75. - С. 37 – 44.
3. Михалев А.К. О горизонтальной составляющей амплитуды Каменского надвига в Донбассе // Геол. журн. - 1988. - № 1. - С. 127 – 129.
4. Гуров И.Ю., Козленко В.Г., Поплавская К.Н. Новые данные о неоднородности фундамента Днепровско-Донецкой впадины (результаты сейсмогравитационного уплотнения) / Пробл. нефтегаз. кристал. пород фундамента ДДВ. – К.: Наук. думка, 1991. - С. 73 -79.
5. Ильченко Т.В. Сейсмическая модель земной коры по профилю ГСЗ Приазовский массив - Донбасс-Воронежский массив // Геофиз. ж.–1992. - №5. - С. 50-59.
6. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. Угольные бассейны и месторождения юга Европейской части СССР / Под ред. И.А. Кузнецова, В.В. Лапушина, М.Л. Левенштейна и др. – М.: Гос. научн.-техн. изд-во лит. по геол. и охране недр. – 1963.– Т. 1. – 1209 с.
7. Терентьев Е.В. Палеотектонические реконструкции на геологических разрезах как метод анализа истории формирования структур и тектонических движений // Тект. угольн. бас. и месторожд. СССР - М.: Недра, 1976. - С. 185–205.