

инфраструктуры недр территории данного листа (рис. 3 Б, В), а также характера распределения в объеме верхней коры (до глубины ~7,5 км) высоко- и слабомагнитных пород (рис. 4).

Используя геолого-геофизическую модель Малмыжской РМС как эталон поискового объекта Au-Cu-порфирового типа (рис. 2), полученные сведения по листу М-54-XXXI — как необходимую информацию для прогноза Au-Cu-порфировых систем, в пределах листа М-54-XXXI были оконтурены ареалы развития рудно-магматических систем (РМС), близких по своим геолого-геофизическим характеристикам к *Малмыжской* РМС (рис. 4).

Мотивацией для обособления Au-Cu-порфирового оруденения в качестве ведущего ГПТ на территории листа ГГК-200 М-54-XXXI послужили следующие факты:

1. Металлоносная территория листа М-54-XXXI располагается в западной периферии Восточно-Сихотэ-Алинского вулканоплутонического пояса (ВСАВП), входящего в структуру Тихоокеанского глобального металлогенического пояса (ТГМП), в пределах которого известны крупнейшие Cu (Au) — и Mo-Cu (Au)-порфировые месторождения мирового класса (юго-запад США, Канады, Южной Америки [1, 2, 5, 7, 8, 11]).

2. Наличие на территории листа М-54-XXXI диоритовых и гранодиоритовых магматических центров штоков (рис. 3 Б, В), что характерно для диоритовой и гранодиоритовой Cu (Au)-порфировой и Mo (Au)-Cu-порфировой РМС [1, 2, 5, 7, 8, 11], в т.ч. Малмыжской РМС (рис. 2).

3. Достаточно четко проявленная на территории листа М-54-XXXI геохимическая зональность оруденения — Cu (Mo) — Cu (Au) — Zn, Pb — (Au, Ag) — относительно выделенных гранитоидных и диоритовых магматических центров (рис. 3 Б, В; рис. 4).

4. Типичный набор зональных метасоматических изменений — *калиевые, кварц-серпичитовые, филлизитизация (аргиллизация) и пропилизитизация* — на выявленных в пределах листа М-54-XXXI проявлениях меди, молибдена и золота, что характерно для золото-медно-порфировых систем с промышленным оруденением [1, 2, 5, 7, 8, 9, 11].

Наиболее перспективными для выявления месторождений Au-Cu-порфировых руд в пределах листа М-54-XXXI (с учетом выявленной инфраструктуры недр) (рис. 3, 4) представляются Верхнедагдинский и Верхнеботчинский ареалы развития РМС (рис. 3, 4). Их ресурсно-сырьевой потенциал по ряду геолого-геофизических признаков достаточно высок [4, 10]. Данные ареалы РМС могут вмещать в себя крупнообъемные штокверковые Cu (Au) — и/или Mo-Cu (Au)-порфировые месторождения, высоко востребованные сегодня в Северо-Сихотэ-Алинском регионе [9, 10].

Реализация представленных авторских прогнозов требует более детальной проработки геолого-геофизического материала по перспективным площадям листа М-54-XXXI, а также выбора оптимального комплекса поисковых методов. Данные исследования намечены

в рамках тематических и опытно-методических работ ФГБУ «ВИМС», связанных с геологическим изучением недр, воспроизводством минерально-сырьевой базы и мониторингом недропользования.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Аршамов, Я.К. Геолого-генетические особенности медно-порфировых месторождений / Я.К. Аршамов, Р.Т. Баратов // Казахский национальный технический университет им. К.И. Сатпаева, 2010 (электронная публикация <http://portal.kazntu.kz/files/publicate>).
2. Буханова, Д.С. Типоморфные характеристики меднопорфирового оруденения / Д.С. Буханова / Исследования в области наук о Земле: Матер. 10-й Региональной молодежной науч. конф. — Петропавловск-Камчатский: ИВиС ДВО РАН, 28–29 ноября 2012. — С. 5–12.
3. ГГК РФ. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Дальневосточная. Лист М-53 — Хабаровск. Объяснительная записка / Ред. А.Ф. Васкин. — СПб.: ВСЕГЕИ, 2009. — 376 с. + 3 вкл.
4. ГГК РФ. Масштаб 1:1000 000 (третье поколение). Серия Александровск-Сахалинский. Лист М-54 — Санкт-Петербург. Объяснительная записка / Отв. исп. В.Н. Зелепугин, В.А. Дымович, С.В. Евсеев. — СПб.: ВСЕГЕИ, 2013. — 565 с.
5. Дьяконов, В.В. Фанерозойские палеовулканические сооружения и рудная минерализация медно-молибден-порфирового типа: Автореф. дис... д. геол.-минер. наук. — М., 2011. 50 с.
6. Кривцов, А.И. Геологические основы прогнозирования и поисков медно-порфировых месторождений / А.И. Кривцов. — М.: Недра, 1983. — 256 с.
7. Малышев, Ю.Ф. Глубинное строение и перспективы поисков крупных и сверхкрупных рудных месторождений на Дальнем Востоке / Ю.Ф. Малышев, М.В. Горошко, С.М. Родионов, Н.П. Романовский / Крупные и сверхкрупные месторождения: закономерности размещения и условия образования. — М.: ИГЕМ РАН, 2005. — С. 423–430.
8. Павлова, И.Г. Медно-порфировые месторождения. (Закономерности размещения и критерии прогнозирования) / И.Г. Павлова — Л.: «Недра», 1978. — 275 с.
9. Читалин, А.Ф. Малмыж — новая крупная золото-медно-порфировая система мирового класса на Сихотэ-Алине / А.Ф. Читалин, А.А. Ефимов, К.И. Воскресенский, Е.К. Игнатьев, А.Г. Колесников // Минеральные ресурсы России. — 2013. — № 3. — С. 65–69.
10. Шашорин, Б.Н. Геологическое строение и ресурсно-сырьевой потенциал металлоносных территорий Северного Сихотэ-Алиня / Б.Н. Шашорин, В.В. Руднев, А.И. Макаров, Д.Е. Выдрич // Разведка и охрана недр. — 2017. — № 7. — С. 17–27.
11. Sillitoe, R.H. Porphyry Copper Systems, Society of Economic Geologists, Inc. Economic Geology. — 2010. -v. 105. — p. 3–41.

© Коллектив авторов, 2018

Шашорин Борис Николаевич // shashorin.boris@yadex.ru  
Макаров Александр Иванович // vims@df.ru  
Руднев Владимир Васильевич // vims-rudnev@mail.ru  
Выдрич Денис Евгеньевич // devrich@mail.ru

УДК 550.84

**Гресов А.И., Яцук А.В., Сырбу Н.С. (ФГБУ «Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева» ДВО РАН (ТОИ ДВО РАН))**

### **ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОНОСНОСТИ ЛИПОВЕЦКОГО КАМЕННОУГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ РАЗДОЛЬНЕНСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА**

Приведены данные исследований газоносности Липовецкого каменноугольного месторождения Раздольненского осадочного бассейна. Определен состав и генезис природных газов, газовая зональность и газоносность угольных пластов и вмещающих пород. Установлены геологические

особенности распределения газоносности рабдописситовых и гумусовых углей в пределах месторождения. **Ключевые слова:** уголь, рабдописсит, газ, генезис, газоносность, геологические факторы.

Gresov A.I., Yatsuk A.V., Syrbu N.S. (V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute FEB RAS)

#### GEOLOGICAL CONDITIONS OF FORMING OF GAS CONTENT OF LIPOVEZKY COAL DEPOSIT OF RAZDOLNINSKY SEDIMENT BASIN

*Paper presents gas content research data of the Lipovetsky coal field of Razdolnensky sedimentary basin. The structure and genesis of natural gases, gas distribution and gas content of coal layers and country rocks is defined. Distribution geological features of gas content of randomness and humic coals within the field are established. **Keywords:** coal, rabdopissite, gas, genesis, gas content, geological factors.*

Липовецкое каменноугольное месторождение расположено в Октябрьском районе Приморского края в 40 км от г. Уссурийск на северо-восточном фланге Раздольненского осадочного бассейна. В орографическом отношении месторождение представляет собой всхолмленную равнину с абсолютными отметками от +100 до +160 м. Минимальные отметки рельефа приурочены к долинам рек: Липовецкой, Краснопольской, Охотенки и Абрамовки. По особенностям геологического строения, угленосности и результатам геологоразведочных работ в границах месторождения выделены участки: Северо-Восточный фланг; Галенковские-1, 2, 3; Восточный; Восточный — 2; Южные — 2, 3; Липовецкий — 6; Некковый и поле шахты Липовецкая (рис. 1).

Уникальной особенностью месторождения является присутствие в угольных пластах значительного количества смоляных тел (резинита), достигающих 50–90 % объема угольной массы, что послужило основанием для введения отдельного термина для данного типа липтобиолитовых углей — «рабдописсита» (от греческих слов  $\rho\acute{\alpha}\beta\delta\omicron\varsigma$  — палочка и  $\mu\acute{\iota}\varsigma\varsigma\alpha$  — смола). Рабдописситовые угли месторождения характеризуются высокими содержаниями тяжелых углеводородов (ТУ) водорода и метана (до 1,44 и 80 %) [1, 7, 9]. Присутствие  $H_2$  и ТУ в шахтовой атмосфере резко повышает газоопасность горных работ, вследствие уменьшения температуры вспышки смеси метана с воздухом на 100–150°, ускорения распространения пламени, расширения диапазона взрывоопасных концентраций и увеличения силы взрыва [6]. Исходя из этого обстоятельства, изучение газоносности липтобиолитовых углей, характеризующееся слабой изученностью на Дальнем Востоке и в России в целом, является актуальной горно-геологической проблемой.

#### Методика исследований

Изучение газоносности угольных пластов и вмещающих пород месторождения осуществлялось в процессе геологоразведочных работ прямым методом (с применением керногазонаборников КА-61,

КА-61М, СГКН) и методом изучения качественного состава газа (отбор проб угля и вмещающих пород в герметические сосуды) в соответствии с требованиями действующих нормативных документов [6, 8]. Наиболее изученными в газовом отношении являются поле шахты Липовецкая, участки Южные — 2, 3 и Восточный, на которых в период 1969–2015 гг. отобрано около 100 герметических сосудов и керногазонаборников. На остальных участках месторождения проведено единичное газовое опробование. В подземных горных выработках шахты Липовецкая и участка Восточный выполнялся комплекс геолого-газовых исследований, включающий в себя: проведение подземных газовых съемок, отбор проб газа из шпуров и подземных скважин с замером газового давления и отбором проб углей для изучения их сорбционных свойств, а также опробование углей герметическими сосудами в соответствии с инструкциями [6, 8]. Дегазационные и газоаналитические работы выполнялись в аттестованной газовой лаборатории треста «Дальвостуглеразведка» и сертифицированной лаборатории газогеохимии ТОИ ДВО РАН в соответствии с ГОСТ 23781-87 и ГОСТ 31371.3-2008. Изотопные исследования выполнены в лабораториях стабильных изотопов МГРИ и ДВГИ ДВО РАН.

#### Состав газа и газовая зональность

В составе *рудничной атмосферы* шахты Липовецкая, ликвидированной в 1998 г., установлены (%):  $CO_2$  (до 0,32),  $CO$  (до 0,0007),  $CH_4$  (до 0,19),  $H_2$  (до 0,0013) и тяжелых углеводородов (ТУ, в сумме до 0,00017 %). Максимальные концентрации  $H_2$ ,  $CH_4$  и ТУ фиксированы вблизи зон тектонических нарушений (в тупиковых, плохо проветриваемых горных выработках),  $CO_2$  — при отработке верхних горизонтов [9]. В атмосфере участка подземных работ Восточный-2 (шахтоуправление «Восточное») на глубинах 140–160 м зафиксированы  $CO_2$  — до 0,1 %,  $CO$  — до 0,00021, ТУ (в сумме) — до 0,00002 и  $CH_4$  — до 0,009 %, углерезерва «Восточный» —  $CO_2$  — 0,072 %,  $CO$  — 0,00007 и  $CH_4$  — 0,00024 %.

В составе *природного газа* месторождения установлены: метан, ТУ ( $C_2$ – $C_5$  и их непредельные гомологи),  $CO_2$ ,  $CO$ ,  $H_2$ ,  $He$ ,  $N_2$  и  $Ar$ , находящиеся в трех фазовых формах: сорбированном, свободном и растворенном состоянии. Содержание растворенного в подземных водах  $CH_4$  на глубинах 150–200 м достигает в среднем 1,8 %,  $CO_2$  — 29,2,  $H_2$  — 0,0015, ТУ — 0,0024,  $He$  — 0,0003,  $CO$  — 0,0006,  $Ar$  и  $N_2$  — в сумме до 68,7 %. Концентрации свободного  $CH_4$  в трещинах вмещающих пород изменяются от 0,005 до 21,3 %,  $CO_2$  — 2,1–17,2,  $H_2$  — 0,002–40,7, ТУ — 0,0005–0,0964,  $He$  — 0,0007–0,0224,  $CO$  — 0,0010–0,0096,  $Ar$  и  $N_2$  — в сумме до 87 %. Изменение содержания газовых компонентов сорбированного газа угольных пластов по интервалам опробования приведено в табл. 1.

Установлено, что средние содержания  $CH_4$ , ТУ,  $H_2$ ,  $He$  и  $CO$  в угольных пластах с увеличением глубины их залегания закономерно возрастают, а  $CO_2$  — умень-

Таблица 1

Результаты определения состава газа угольных пластов Липовецкого каменноугольного месторождения по интервалам глубин их опробования

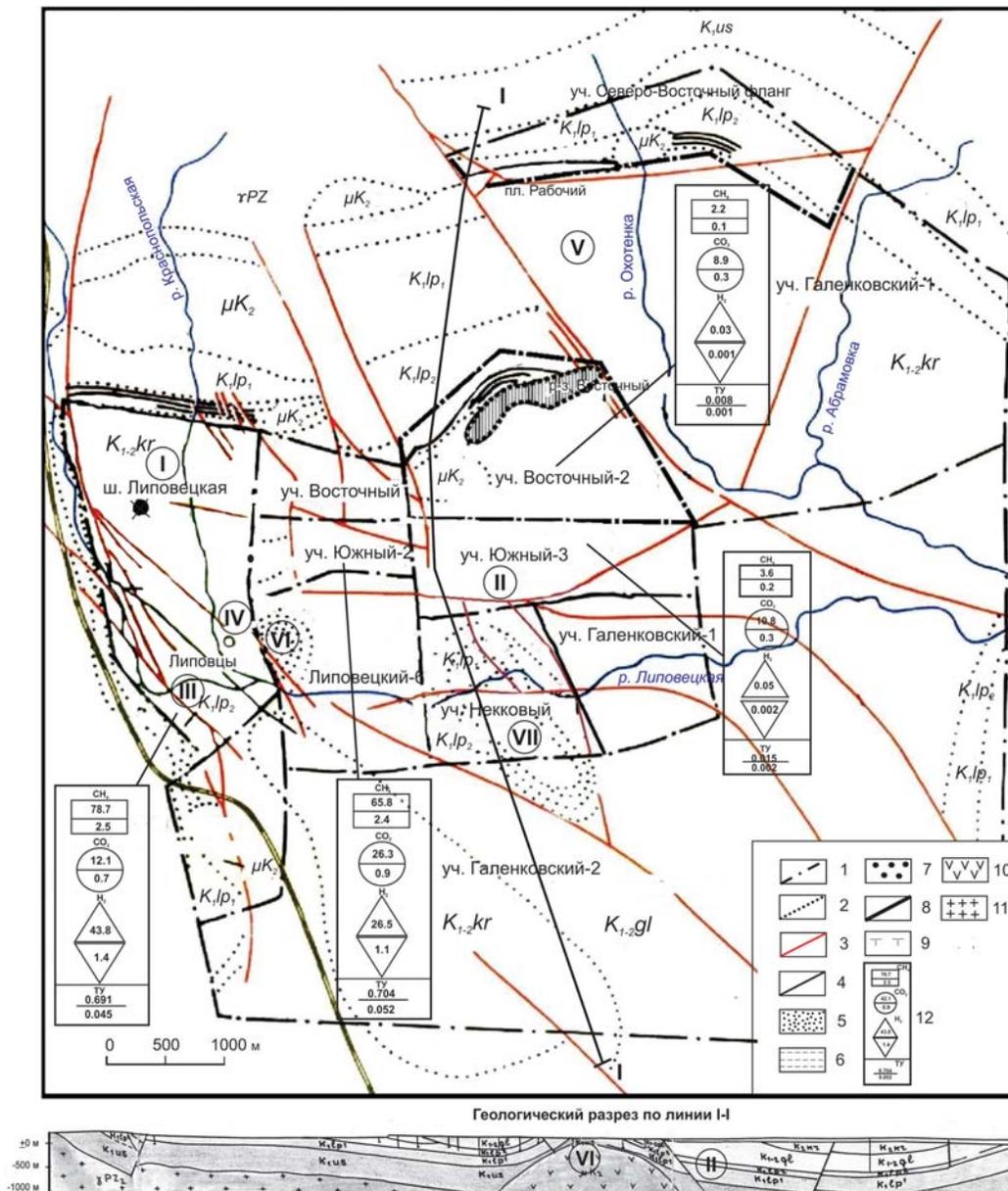
Интервал глубин, м	Содержание газовых компонентов, объемные %					
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	ΣТУ*	H <sub>2</sub>	He
50–150	$\frac{1,8-8,9}{5,57}$ (18)	$\frac{0,07-12,5}{1,78}$ (18)	$\frac{0,0003-0,0035}{0,0012}$ (6)	$\frac{0,0012-0,0122}{0,0035}$ (6)	$\frac{0,001-3,2^{**}}{0,50}$ (18)	$\frac{0,0009-0,0064}{0,0042}$ (6)
150–250	$\frac{0,3-26,3}{4,75}$ (48)	$\frac{0,24-23,9}{2,11}$ (48)	$\frac{0,0004-0,0064}{0,0024}$ (36)	$\frac{0,0011-0,0141}{0,0063}$ (36)	$\frac{0,001-9,8}{0,74}$ (48)	$\frac{0,0007-0,0082}{0,0044}$ (36)
250–350	$\frac{0,1-7,9}{3,06}$ (14)	$\frac{0,78-26,4}{11,43}$ (14)	$\frac{0,0005-0,0072}{0,0032}$ (4)	$\frac{0,0014-0,0182}{0,0098}$ (4)	$\frac{0,01-13,9}{3,10}$ (14)	$\frac{0,0015-0,0109}{0,0062}$ (4)
350–450	$\frac{0,1-12,1}{2,90}$ (12)	$\frac{5,4-75,2}{24,58}$ (12)	$\frac{0,0008-0,0060}{0,0034}$ (2)	$\frac{0,0012-0,6914}{0,1624}$ (6)	$\frac{0,03-43,8}{6,90}$ (12)	$\frac{0,0012-0,108}{0,0068}$ (6)
450–550	$\frac{0,1-13,8}{2,41}$ (10)	$\frac{21,7-78,7}{36,80}$ (10)	$\frac{0,0048}{0,0048}$	$\frac{0,0024-0,7042}{0,1978}$ (5)	$\frac{0,10-26,6}{7,30}$ (10)	$\frac{0,0012-0,098}{0,0069}$ (5)

\*В составе ТУ установлены: этан (до 0,512 %), этилен (до 0,136), пропан (до 0,110), пропилен (до 0,028), н-бутан (до 0,052), изобутан (до 0,0034) и пентан (до 0,0008 %), \*\* — в числителе: пределы значений, в знаменателе: **среднее значение** (число проб), В составе газа также содержится аргон (до 0,62 %) и азот (до 87,9 %)

шаются. В целом результаты газогеохимических исследований указывают на значительную изменчивость содержаний газов компонентов угольных пластов на равнозначных глубинах опробования, связанную с комплексным влиянием геологических факторов.

Таким образом, фазовое состояние газов, вследствие их различной сорбируемости и растворимости, влияет на распределение от-

**Рис. 1. Схематическая геологическая карта (без кайнозойского чехла), разрез и стратиграфическая колонка Липовецкого каменноугольного месторождения:** 1 — границы участков; 2 — геологические границы; 3 — тектонические нарушения; 4 — выходы угольных пластов под наносы. Стратиграфическая колонка: 5 — песчаники; 6 — алевролиты и аргиллиты; 7 — галечники, конгломераты и гравелиты; 8 — угольные пласты; 9 — туфогенность. Разрез: 10 — позднемиоценовые андезиты; 11 — палеозойские граниты; 12 — показатели газонасыщенности угольных пластов по метану, углекислому газу, водороду и тяжелым углеводородам: в числителе — объемные %, в знаменателе — м<sup>3</sup>/т.с.б.м (тонна сухой беззолыистой массы). Меловые отложения: коркинской серии — K<sub>2</sub>kr, галенковской свиты — K<sub>1</sub>gl, липовецкой свиты — K<sub>1</sub>lp (K<sub>1</sub>lp<sub>1</sub> — нижняя подсвита, K<sub>1</sub>lp<sub>2</sub> — верхняя угленосная подсвита), уссурьской слабоугленосной свиты — K<sub>1</sub>us. Магматические образования: γPz — палеозойские граниты, градиориты, μK<sub>2</sub> — позднемиоценовые андезиты, дациты и диориты. Геоструктуры месторождения: синклинали: I — Северная, II — Центральная, III — Юго-Западная, IV — Принекковая, V — Северо-Восточная. Купольные поднятия: VI — Западное, VII — Восточное



дельных газовых компонентов. Сорбированные газы обогащены  $\text{CH}_4$  и  $\text{H}_2$ . Растворенные газы насыщены  $\text{N}_2$  и  $\text{CO}_2$ , свободные —  $\text{H}_2$  и  $\text{CO}_2$ .

**Газовая зональность** на месторождении из-за значительной изменчивости содержаний газовых компонентов на равнозначных глубинах и наличия высоких концентраций  $\text{H}_2$  носит условный характер. Установлено, что угленосная толща находится в зоне газового выветривания ( $\text{CH}_4 < 80\%$ ) до глубин 450 м. Зона газового выветривания подразделяется на две подзоны: метаноазотных ( $5 < \text{CO}_2 < 42$ ,  $25 < \text{N}_2 < 70$ ,  $0,1 < \text{CH}_4 < 50\%$ ) — 0–300 м и азотно-метановых газов ( $50 < \text{CH}_4 < 79\%$ ) — 300–450 м. В глубоких частях синклинали складок на глубинах 450 м фиксируется верхняя граница метановых газов с содержанием метана 75–80%. В скважинах монтажных камер пластов Рабочий и Средний шахты Липовецкая на глубине 420–440 м установлены содержания метана 78–79% [9].

**Генезис газов.** Основной объем природных газов на месторождении образовался в процессе регионально-

го метаморфизма угольного вещества. Изотопный состав углерода  $\text{CH}_4$  углей, изменяющийся от –42,4 до –56,0‰, подтверждает метаморфогенную природу его образования. При этом рабдописситовые и рабдописсито-гумусовые угли характеризуются значениями от –49,2 до –56,0‰, гумусовые — от –42,4 до –48,0‰. Происхождение ТУ также связано с процессами регионального метаморфизма. В процессе исследований установлено два углеметаморфогенных типа углекислого газа. Первый — с показателями  $\delta^{13}\text{C}$   $\text{CO}_2$  от –15,9 до –19,8‰ установлен в гумусовых углях, второй — от –20,5 до –22,8 — в рабдописситах. Третий тип с показателями  $\delta^{13}\text{C}$   $\text{CO}_2$  от –9,8 до –12,4‰ определен в составе газа магматических пород. Отсутствие в угленосной толще радиоактивных минералов, генерирующих гелий, указывает, что его источник находится под угленосными отложениями. Максимальные содержания гелия (до 0,1%) установлены в угольных пластах и трещинах вмещающих пород глубоких горизонтов в зонах тектонических нарушений, что указывает на миграционный характер распределения гелия в угленосных отложениях. Происхождение водорода связано в основном с метаморфическим преобразованием рабдописситового вещества углей и процессами магматизма. Генезис  $\text{CO}$ , по-видимому, магматогенный. При этом не исключается возможность его образования за счет недоокисления углерода углей кислородом, растворенного в подземных водах водоносных комплексов, имеющих прямые гидравлические связи с земной поверхностью [3, 4, 5, 7].

#### Природная газоносность

Газоносность андезитов по  $\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2$  и  $\text{CO}_2$  не превышает 0,001, 0,007 и 0,09 м<sup>3</sup>/т, песчаников и алевролитов — 0,024, 0,016 и 0,09; аргиллитов — 0,035, 0,005 и 0,11; углистых аргиллитов — 0,16, 0,09 и 0,16 м<sup>3</sup>/т; угольных пластов — 2,46, 1,39 и 0,92 м<sup>3</sup>/т.с.б.м (тонна сухой беззолной массы). Природная газоносность углей и вмещающих пород по ТУ достигает 0,05 м<sup>3</sup>/т.с.б.м и 0,002 м<sup>3</sup>/т, He — 0,0007 и 0,00001,  $\text{CO}$  — 0,00001 м<sup>3</sup>/т.с.б.м и 0,000002 м<sup>3</sup>/т. Изменение максимальной газоносности угольных пластов по интервалам глубин их опробования приведено на рис. 2.

#### Геологические особенности распределения газоносности

**Особенности угленосности месторождения.** Промышленная угленосность месторождения приурочена к верхней подсвите липовецкой свиты, в которой установлены три группы угольных пластов, представленных переслаиванием пачек рабдописситового и гумусового угля. Общее количество угольных пачек и породных прослоев достигает 15–30. Пластовые группы индексируются (сверху): Верхняя, Средняя и Рабочая. Угольные пласты в группах обозначаются цифрами I, II, III в порядке их

Стратиграфическая колонка к рис. 1

Система	Отдел	Ярус	Индекс	Литология	Мощность, м	Характеристика пород			
Четвертичная			Q		до 20	Четвертичные отложения. Пески, суглинки, глины			
Неогеновая	Нижний-верхний		N		до 160	Нерасчлененные неогеновые отложения			
						Верхний	Сеноманский-Гуронский	K <sub>2</sub> Kr	Коркинская свита. Вулканические туфы с прослоями туфогенных песчаников
						Нижний-верхний	Альбский	K <sub>1,2</sub> gl	Галенковская свита. Туфогенные песчаники с прослоями алевролитов, редкими прослоями каменного угля. Флора: Nilssonina, Onichiopsis, Sphenopteris, Pterophillum
						Нижний	Баррем-аптецкий	K <sub>1</sub> lp <sub>1</sub>	до 160
до 260									
Меловая			K <sub>1</sub> us		до 350	Усурийская свита. Алевролиты с маломощными пластами каменного угля. Флора: Hausmania, Cladophlebis, Pterophillum, Nilssonina, Podozamites			
						Гродековские граниты, гранодиориты, плагииграниты			
			γPZ2						

расположения. Мощность угольных пластов изменяется от 0,3 до 14,0 м. В уссурийской свите вскрыты пропластки каменного рабдописсито-гумусового угля мощностью до 0,4 м, в усть-давыдовской — два пласта бурого угля мощностью от 0,35 до 2,4 м (рис. 1). Образование углей связано с торфяниками, сформировавшимися при относительной стабильности тектонического режима в условиях сильного химического выветривания. Эти процессы обусловили однообразный состав древесных тканей, за исключением химически стойких составляющих органического вещества — смолы, спор, кутикулы и пыльцы. Исходным материалом углей послужил разнообразный комплекс растений, основными из которых были хвойные, папоротники, саговниковые и беннетитовые. В зависимости от содержания смоляных тел выделяются три разновидности угля: рабдописситовые, рабдописсито-гумусовые и гумусовые, характеризующиеся различной поровой структурой. Основной поровой объем гумусовых углей представлен порами 0,4–2,7 нм, рабдописситов — 0,2–0,5 нм, что объясняет их высокую сорбционную водородоёмкость (размер молекулы  $H_2$  — 0,27 нм) и максимальную водородоёмкость по отношению к другим типам углей [1, 4, 8]. Установлено, что в углях с содержанием липтинита 5–30 % водородоёмкость не превышает 0,2 м<sup>3</sup>/т.с.б.м, 30–50 % — 0,5 и 50–90 % — 1,4 м<sup>3</sup>/т.с.б.м [3]. Таким образом, рабдописситы являются не только разновидностями углей, активно генерирующими водород в процессе метаморфизма, но и углями с максимальной сорбционной способностью по  $H_2$ . Показатели потенциальной водородоёмкости рабдописситов в 3 раза выше, чем у гумусовых углей [5]. Максимальной газоноспособностью по  $CH_4$  и  $CO_2$  (до 2,5 и 0,9 м<sup>3</sup>/т.с.б.м) характеризуются гумусовые угли, минимальной (до 1,1 и 0,3) — рабдописситовые; промежуточное положение занимают рабдописсито-гумусовые угли (до 1,4 и 0,6 м<sup>3</sup>/т.с.б.м).

По петрографическим признакам угли отнесены к 4 классам: гелитолитов, фюзенолитов, микстогумолитов и липоидолитов. Максимальной газоноспособностью по  $CH_4$  и  $CO_2$  характеризуются гелито-фюзенолитовые угли, обогащенные мацералами группы витринита и инертинита (39 и 39 %), минимальной — липоидолитовые (15 и 9 %). Промежуточное положение занимают гелитолитовые угли (69 и 3 %). Максимальной во-

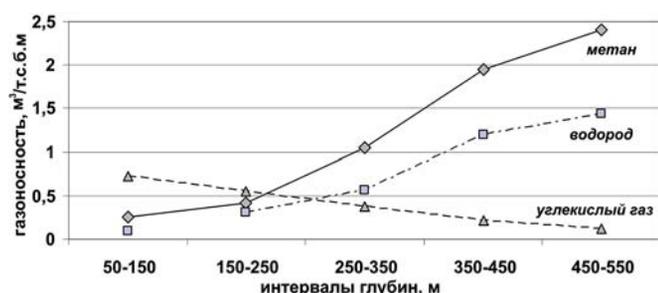


Рис. 2. Графики зависимости максимальной метаноноспособности, водородоноспособности и углекислотоноспособности угольных пластов от глубины их залегания

Таблица 2  
Показатели среднего петрографического состава [9] и максимальной газоноспособности угольных пластов Липовецкого месторождения

Класс углей, показатели газоноспособности	Петрографический состав (в %) и газоноспособность угольных пластов (м <sup>3</sup> /т.с.б.м.)		
	Средний-II	Средний-III	Рабочий-II
Гелитолиты	39	69	15
Фюзенолиты	39	3	9
Липоидолиты	16	23	75
Микстогумолиты	6	5	1
Метаноноспособность	2,5	1,4	1,1
Углекислотоноспособность	0,7	0,5	0,3
Водородоноспособность	0,3	0,5	1,4

дородоноспособностью характеризуются липоидолитовые угли с содержанием липтинита 75 % (табл. 2), минимальной — гелитолитовые и гелито-фюзенолитовые (16–23 %).

Следует отметить, что на вышеуказанные особенности угленосности месторождения существенно влияет закономерность возрастания метаноноспособности, водородоноспособности и углеводородоноспособности угольных пластов с увеличением глубины их залегания на фоне одновременного снижения их углекислотоноспособности (рис. 2).

**Структурно-тектонические особенности.** Месторождение расположено на северо-восточном фланге Раздольненского прогиба мезозойского возраста, наложенного на южный фланг Ханкайского срединного массива и Приморскую область палеозойской складчатости. Корфовским поднятием фундамента Раздольненский прогиб разделен на северную и южную части, существенно различающиеся по геологическому строению и истории геологического развития. Северная часть структуры получила название Константиновско-Липовецкого прогиба, в пределах которого были сформированы геоструктуры первого порядка — Константиновская, Фадеевская, Ильичевская и Липовецкая брахисинклинали [9, 2]. С последней структурой связано формирование Липовецкого угольного месторождения и геоструктур второго порядка: Центральной, Северной, Северо-Восточной, Юго-Западной и Принекковой синклиналей, а также Западного и Восточного купольных поднятий (рис. 1).

Северная, Юго-Западная, Принекковая синклинали и Западное купольное поднятие являются основными складчатыми структурами поля шахты Липовецкая (рис. 1). Северная синклиналь имеет дугообразное простираие — от северо-западного до субширотного с погружением оси на юго-восток. Складка осложнена на северном крыле внедрением поздне меловых андезитов, поперечными и диагональными к основному простираению пород нарушениями, благоприятствующими дегазации угленосной толщи. Газоноспособность угольных пластов по  $CH_4$ ,  $CO_2$ ,  $H_2$  и ТУ здесь не превышает 0,32, 0,54, 0,12 и 0,006 м<sup>3</sup>/т.с.б.м. (рис. 3). Максимальной метаноноспособностью и водородоноспособностью угольных пла-

стов (до 2,1 и 1,1 м<sup>3</sup>/т.с.б.м) характеризуется осевая часть Северной синклинали на глубинах 450–500 м.

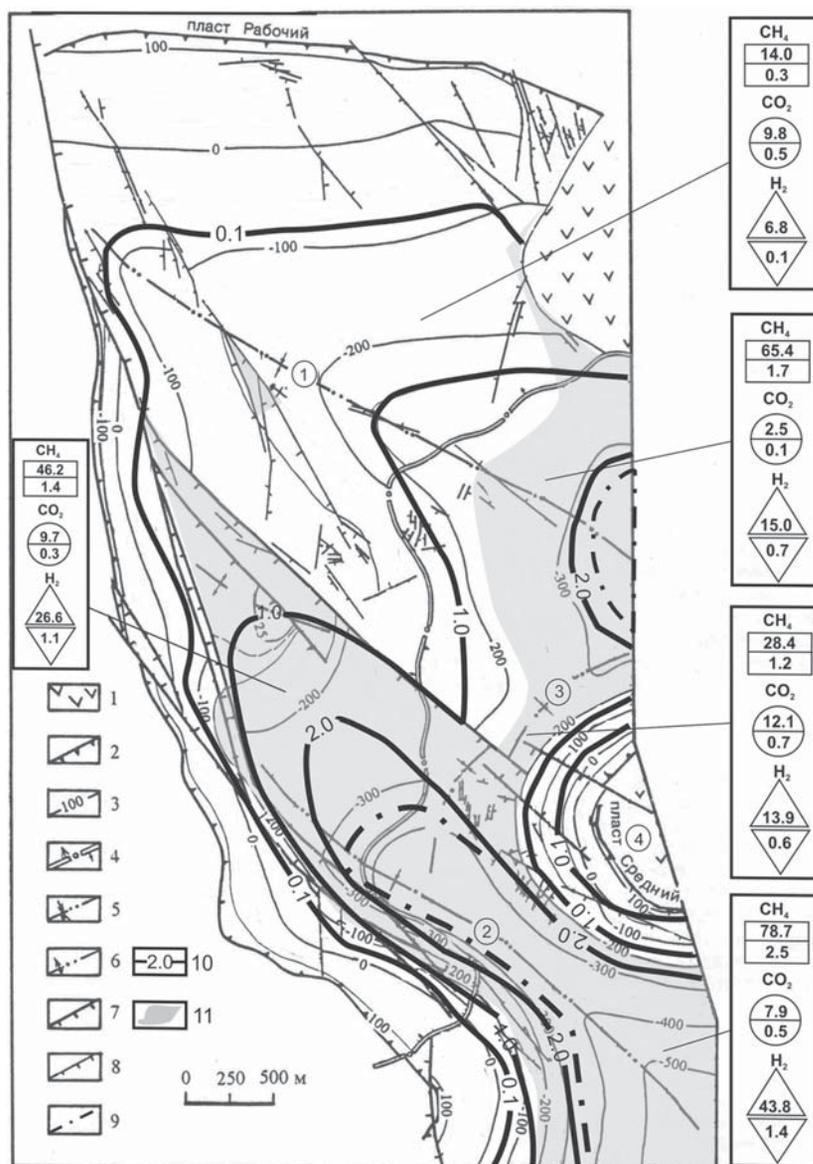
Аналогичная картина распределения газоносности наблюдается и в пределах Юго-Западной синклинали, где максимальной газоносностью угольных пластов по СН<sub>4</sub>, Н<sub>2</sub> и ТУ (до 2,5; 1,4 и 0,07 м<sup>3</sup>/т.с.б.м) характеризуется осевая часть синклинали на глубинах 400–650 м, минимальной (до 0,1; 0,03 и 0,005) — западное крыло, дислоцированное разрывными нарушениями, благоприятствующее дегазации угленосной толщи. Восточное крыло, контактирующее с локальной структурой — Принекковой синклиналью и Западным куполом, осложненное разрывной нарушенностью, характеризуется низкой газоносностью (рис. 3).

В тектонических блоках, сформированных закрытыми клиновидными системами нарушений северного и северо-западного простираний с острым углом по восстанию (рис. 3), наблюдается возрастание газоносности угольных пластов по СН<sub>4</sub>, Н<sub>2</sub> и ТУ от 0,5 до 2,4, от 0,2 до 1,1 и от 0,01 до 0,05 м<sup>3</sup>/т.с.б.м. Угольные пласты в зонах тектонических нарушений характеризуются повышенной гелионосностью (до 0,0004 м<sup>3</sup>/т.с.б.м). Углекислотносность угольных пластов и вмещающих пород Юго-Западной синклинали изменяется от 0,1 до 0,7 м<sup>3</sup>/т.с.б.м и от 0,01 до 0,12 м<sup>3</sup>/т с максимумом в интервале глубин 50–300 м. Газоносность вмещающих пород по СН<sub>4</sub>, Н<sub>2</sub> и ТУ достигает 0,18, 0,09 и 0,005 м<sup>3</sup>/т.

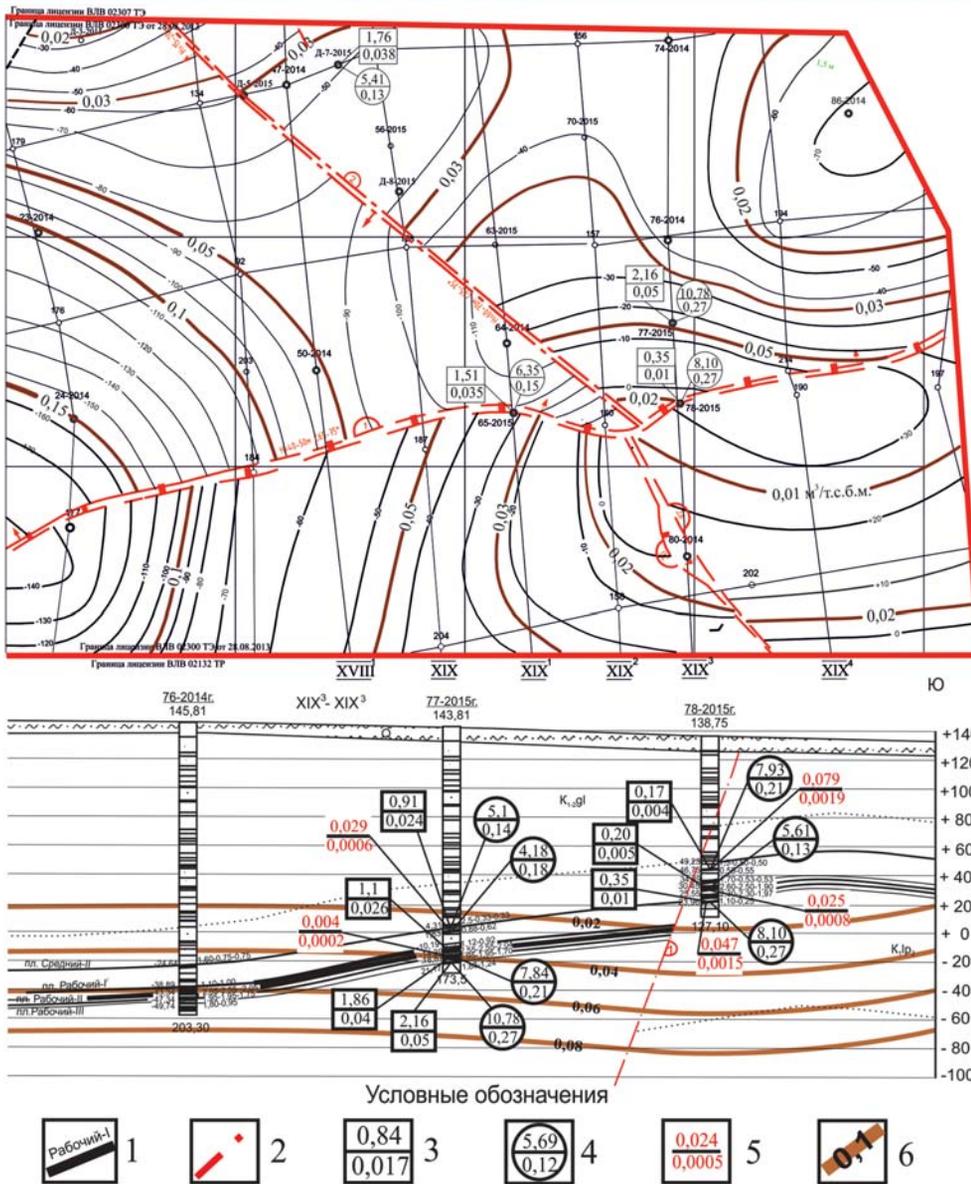
Принекковая синклинали является локальной структурой, окаймляющей Западный купол. Углекислотносность угольных пластов синклинали достигает 0,7 м<sup>3</sup>/т.с.б.м в интервале 50–250 м и уменьшается до 0,1 — на глубинах 350–450 м. Газоносность по СН<sub>4</sub> и Н<sub>2</sub> изменяется в вышеуказанных интервалах от 0,003 до 1,2 и от 0,001 до 0,6 м<sup>3</sup>/т.с.б.м. Западный купол, представляющий собой поднятие почти правильной округлой формы с углами падения пород на крыльях до 40–60°, сформирован в результате внедрения магматического тела — некка. Поднятие осложнено разрывной нарушенностью и характеризуется низкой метаноносностью угольных пластов (рис. 3).

Формирование *Восточного купола* связано с внедрением некка овальной формы, вытянутого с северо-запада на юго-восток. Простирание пород изменяется от меридионального на западе и востоке до широтного на севере. На глубине углы падения пород выполаживаются и северное субширотное крыло некка сливается с субширотным крылом Центральной брахи-

синклинали. На площади Восточного некка разрывная тектоника менее интенсивна по сравнению с Западным. Часть нарушений, имеющих значительные по простиранию и амплитудам смещения, протягивается параллельно простиранию пород на склонах некка. Более мелкие нарушения смещают выходы угольных пластов под наносы и имеют простирание, перпендикулярное простиранию слоев. Нарушения — крутопадающие, с углами падения 50–80°, типа сбросов и сбросо-сдвигов. Практически все дизъюнктивы благоприятствуют дегазации угленосной толщи и снижению газоносности угольных пластов и вмещающих пород [7, 9].



**Рис. 3. Карта метаноносности угольных пластов поля шахты Липовецкая** (на основе тектонической схемы [9]): 1 — позднемеловые андезиты; 2 — выход угольного пласта под наносы; 3 — изогипсы почвы пластовой группы Рабочая; 4 — линии совмещения гипсометрии пластовой группы Рабочая (северо-запад) и Средняя (юго-восток); 5 — оси синклиналей; 6 — оси антиклиналей. Геоструктуры: 1 — Северная, 2 — Юго-Западная, 3 — Принекковая синклинали, 4 — Западный купольное поднятие; 7 — разрывы с амплитудами вертикального смещения > 10 м; 8 — то же до 10 м; 9 — верхняя граница зоны метановых газов; 10 — изогазы метаноносности углей, м<sup>3</sup>/т.с.б.м, по фактическим данным и рис. 2; 11 — зоны аномальных концентраций водорода (более 5 %) по фактическим данным и табл. 1



**Рис. 4.** Карта прогнозной газонасыщенности пластовой группы Рабочая и геолого-газовый разрез по линии XIX<sup>3</sup>-XIX<sup>3</sup> участка Южный-3. Масштаб — 1: 12 000 (карта) и 1: 4 000 (разрез): 1 — угольный пласт и его название; 2 — тектоническое нарушение и его номер; 3—5 — показатели газонасыщенности: 3— метаноносности, 4 — углекислотноности, 5 — водородоносности; в числителе %, в знаменателе — м<sup>3</sup>/т.с.б.м.; 6 — изогазы метаноносности, м<sup>3</sup>/т.с.б.м.

Газонасыщенность угольных пластов по CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, TU, He и CO не превышает 0,5; 0,4; 0,5; 0,01; 0,0005 и 0,0002 м<sup>3</sup>/т.с.б.м соответственно. Максимальная газонасыщенность вмещающих пород по CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub> и CO<sub>2</sub> составляет 0,14; 0,12 и 0,11 м<sup>3</sup>/т.

**Центральная брахисинклинали** отделена от Северной и Юго-Западной синклиналей серией крупных разрывных нарушений и имеет достаточно сложное строение. В центральной ее части углы падения пород — 5–10°, на крыльях — до 35°. Газонасыщенность углей и вмещающих пород по CH<sub>4</sub> на восточном крыле складки до глубины 250 м (участки Восточный-2 и Южный-3, рис. 1, 4) не превышает 0,2 м<sup>3</sup>/т.с.б.м и 0,01 м<sup>3</sup>/т, TU — 0,002 и 0,0003, H<sub>2</sub> — 0,002 и 0,0001, CO<sub>2</sub> — 0,3 м<sup>3</sup>/т.с.б.м и 0,1 м<sup>3</sup>/т (Изучение газонасыщенности углей и вмещающих пород лицензионного участка Южного Липовецкого

каменноугольного месторождения: отчет о НИР/А.И. Гресов. — Владивосток: ЗАО ШУ «Восточное», 2015).

В пределах западного крыла и центральной части Центральной брахисинклинали (участки Восточный, Южный-2 и Липовецкий-6) газонасыщенность угольных пластов и вмещающих пород по CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>, TU и He достигает 2,4 м<sup>3</sup>/т.с.б.м и 0,16 м<sup>3</sup>/т, 1,1 и 0,11, 0,05 и 0,004, 0,0007 м<sup>3</sup>/т.с.б.м и 0,0001 м<sup>3</sup>/т. Углекислотноность угольных пластов и вмещающих пород изменяется от 0,1 до 0,9 м<sup>3</sup>/т.с.б.м и от 0,01 до 0,16 м<sup>3</sup>/т с максимумом в интервале глубин 150–300 м в пределах принекковой зоны Восточного купола.

Газонасыщенность Северо-Восточной синклинали (участки Северо-Восточный фланг, Галенковский-1) практически не изучена. По данным единичного газового опробования метаноносность угольных пластов синклинали не превышает 0,2 м<sup>3</sup>/т.с.б.м.

**Гидрогеологические особенности.** В пределах месторождения установлено три водоносных комплекса, характеризующихся прямой гидравлической связью: водоносный горизонт четвертичных отложений, трещинный водоносный комплекс меловых осадочных и интрузивных образований и трещинно-жильный водоносный комплекс фундамента. Гидрогеологические условия в комплексе с тектонической нарушенностью благоприятствуют дегазации угленосной толщи и снижению газонасыщенности углей и вмещающих пород. Газонасыщенность подземных вод на глубинах 150–200 м по CH<sub>4</sub> достигает 0,2 см<sup>3</sup>/л, CO<sub>2</sub> — 2,9, H<sub>2</sub> — 0,0001, TU — до 0,0002 и CO — до 0,00003 см<sup>3</sup>/л.

**Литоологические особенности.** Фундамент месторождения представлен гранитами и гранодиоритами верхнепермского возраста. Отсутствие в фундаменте месторождения пород, генерирующих метан, практически исключает возможность восполнения его потерь в процессе природной дегазации угленосной толщи, и обуславливает не только доминирование на месторо-

ждении зоны газового выветривания, но и низкую метаноносность угольных пластов (менее  $3 \text{ м}^3/\text{т.с.б.м}$ ). Отсутствие в составе перекрывающих липовецкую свиту мезозойских и кайнозойских отложений труднопроходимых для газов слоев глинистых пород (покрышек) благоприятствует дегазации угленосной толщи.

**Магматизм.** Внедрение магматических расплавов, сопровождаемое формированием купольных структур, зон трещиноватых пород и нарушений, благоприятствовало в большей мере дегазации угленосной толщи, в меньшей — привнесу в нее  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$  и новообразованию природных газов вследствие термального метаморфизма угля до стадии I-II. Внедрение пластовых интрузий, установленных в угленосных отложениях на участках Восточный, Восточный-2 и Южный-3, также связано с формированием зон трещиноватых пород, способствующих дегазации пластов угля и снижению их газоносности.

### Заключение

В составе природного газа Липовецкого месторождения установлены:  $\text{CH}_4$  и его гомологи,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{He}$ ,  $\text{N}_2$  и  $\text{Ar}$ , находящиеся в трех фазовых формах: сорбированном, свободном и растворенном состоянии. Растворенные газы насыщены  $\text{N}_2$  и  $\text{CO}_2$ , свободные —  $\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2$  и  $\text{CO}_2$ . Сорбированные газы обогащены  $\text{CH}_4$  и  $\text{H}_2$ . Концентрации  $\text{CH}_4$  и его гомологов,  $\text{H}_2$ ,  $\text{He}$  и  $\text{CO}$  в угольных пластах и вмещающих породах с увеличением глубины их залегания закономерно возрастают,  $\text{CO}_2$  — уменьшаются. Наличие в угленосной толще высоких концентраций  $\text{H}_2$ ,  $\text{TU}$  и  $\text{CO}$  значительно повышает газоопасность горных работ.

Угленосные отложения до глубины 400 м находятся в зоне газового выветривания. В глубоких частях синклинальных складок в интервале глубин 400–500 м в угольных пластах фиксируется верхняя граница метановых газов с содержанием метана 75–80 %.

Уникальной особенностью месторождения является аномальная водородоносность вмещающих пород и угольных пластов, достигающая  $0,1 \text{ м}^3/\text{т}$  и  $1,4 \text{ м}^3/\text{т.с.б.м}$ . Максимальной водородоносностью характеризуются рабдописитовые угли, минимальной — гумусовые.

Метаноносность вмещающих пород и угольных пластов закономерно возрастает с увеличением глубины их залегания и достигает  $0,2 \text{ м}^3/\text{т}$  и  $2,5 \text{ м}^3/\text{т.с.б.м}$  на фоне одновременного снижения их углекислотности. Максимальной метаноносностью характеризуются гумусовые угли, минимальной — рабдописитовые; промежуточное положение занимают рабдописито-гумусовые угли.

Тектоническое строение месторождения предопределило развитие максимальной газоносности угольных пластов и вмещающих пород в наиболее глубоких центральных частях синклиналей, минимальной — на крыльях складок и купольных поднятий. Разрывные нарушения, магматизм и гидрогеологические условия способствуют дегазации угленосной толщи и снижению газоносности угольных пластов и вмещающих пород.

Отсутствие в фундаменте месторождения пород, генерирующих метан, практически исключает возмож-

ность восполнения его потерь в процессе природной дегазации угленосной толщи и обуславливает не только доминирование на месторождении зоны газового выветривания, но и низкую метаноносность угольных пластов (менее  $3 \text{ м}^3/\text{т.с.б.м}$ ). В составе перекрывающих липовецкую свиту отложений отсутствуют слои глинистых пород (газовых покрышек), что также благоприятствует дегазации угленосной толщи.

В целом комплексное воздействие геологических факторов предопределило формирование условий для дегазации угленосных отложений и относительно низкой газоносности угольных пластов и вмещающих пород.

Работа выполнена при поддержке Гранта Президента Российской Федерации для молодых ученых МК-2286.2017.5, а также гранта РФФИ № 16-35-00013.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Бугдаева, Е.В. Исходный растительный материал уникальных меловых углей Липовецкого месторождения южного Приморья / Е.В. Бугдаева, В.С. Маркевич // Вестник ДВО РАН. — 2009. — № 6. — С. 35–42.
2. Голозубов, В.В. Роль горизонтальных перемещений при формировании Раздольненского мелового эпиконтинентального бассейна (Южное Приморье) / В.В. Голозубов, Ли, Донг-У, Г.Л. Амелеченко // Тихоокеанская геология. — 1998. — Т. 17. — № 3. — С. 11–17.
3. Гресов, А.И. К вопросу водородоносности угольных бассейнов Дальнего Востока / А.И. Гресов, А.И. Обжиров, А.В. Яцук // Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле. — 2010. — № 1. — С. 231–244.
4. Гресов, А.И. Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока и перспективы ее промышленного освоения. Т. II. / А.И. Гресов. — Владивосток: Дальнаука, 2012. — С. 135–137.
5. Гресов, А.И. Геолого-промышленная оценка метаноресурсного потенциала и перспектив углеметанового промысла в углегазонасных бассейнах Северо-Востока России: Дисс... док. геол.-минер. наук / А.И. Гресов. — Томск, 2014. — 347 с.
6. Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах. — М.: Недра, 1977. — 56 с.
7. Обжиров, А.И. Геологические особенности распределения природных газов на угольных месторождениях Дальнего Востока / А.И. Обжиров. — М.: Наука, 1979. — 72 с.
8. Руководство по определению и прогнозу газоносности вмещающих пород при геологоразведочных работах. — Ростов-на-Дону: ВНИИГРИУголь, 1985. — 96 с.
9. Угольная база России. Т. V, кн. 1. Угольные бассейны и месторождения Дальнего Востока. — М.: ЗАО «Геоинформмарк», 1997. — 371 с.

© Гресов А.И., Яцук А.В., Сырбу Н.С., 2018

Гресов Александр Иванович // gresov@poi.dvo.ru  
Яцук Андрей Вадимович // yatsuk@poi.dvo.ru  
Сырбу Надежда Сергеевна // syrbu@poi.dvo.ru

УДК 552.57.08

**Косинский В.А., Бобырев С.А., Гонцов А.А., Марков А.Г.  
(АО «ВНИГРИУголь»)**

### КЛАССИФИКАЦИЯ КОНТАКТОВО-МЕТАМОРФИЗОВАННЫХ УГЛЕЙ И ОЦЕНКА НАПРАВЛЕНИЙ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

*Разработан проект классификации контактивно-метаморфизованных углей. В качестве классификационных показателей для разделения углей на марки приняты показатель отражения витринита, весовой выход летучих*