

## ПРОБЛЕМЫ УТЕЧКИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ХРАНИЛИЩ

Е.Л. Коссович<sup>1</sup>, Ю.Е. Андреева<sup>1</sup>, Д.И. Гаврилова<sup>1</sup>, С.А. Эпштейн<sup>1</sup>, Н.Н. Добрякова<sup>1</sup>

<sup>1</sup> НИТУ «МИСиС», Москва, Россия, e-mail: apshtein@yandex.ru

**Аннотация:** Рассмотрены основные проблемы утечки углекислого газа из геологических хранилищ и возможные пути решений по их устранению. Одной из основных задач технологии улавливания и хранения углерода, помимо поиска подходящих геологических резервуаров и закачки в них углекислого газа, является обеспечение устойчивости хранилищ и препятствование нарушению их герметичности. Риски, связанные с разрушением вмещающих углекислый газ горных пород, являются причинами потерь герметичности потенциальных геологических хранилищ. Постоянный мониторинг состояния буровых скважин после процесса закачки газа и закрытия цементными смесями минимизирует риски утечки CO<sub>2</sub>. Для удерживания углекислого газа породами-хранилищами предлагается увеличение проницаемости горных пород на основе закачивания CO<sub>2</sub> под давлением, что требует глубокого изучения выбора пластов для хранения и вопросов их деформирования и разрушения в сверхкритическом состоянии. В качестве потенциальных геологических хранилищ рассматривают уже не только глубинные соляные отложения, истощенные нефтяные и газовые коллекторы, нефте- и газоносные сланцы, но и не разрабатываемые угольные пласты. Способность сланцев и углей сорбировать и удерживать в порах углекислый газ может стать оптимальным решением по устранению утечек CO<sub>2</sub> из геологических хранилищ.

**Ключевые слова:** углекислый газ, процесс закачки, геологическое хранилище, разрушение горных пород, потеря герметичности, утечка, технология улавливания и хранения углерода, изменение свойств.

**Благодарность:** Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ (тема № 121112200078-7).

**Для цитирования:** Коссович Е. Л., Андреева Ю. Е., Гаврилова Д. И., Эпштейн С. А., Добрякова Н. Н. Проблемы утечки углекислого газа из геологических хранилищ // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2022. – № 12. – С. 46–54. DOI: 10.25018/0236\_1493\_2022\_12\_0\_46.

### Problems of carbon dioxide leakage from geological storage

E.L. Kossovich<sup>1</sup>, Y.E. Andreeva<sup>1</sup>, D.I. Gavrilova<sup>1</sup>, S.A. Epshtein<sup>1</sup>, N.N. Dobryakova<sup>1</sup>

<sup>1</sup> National University of Science and Technology «MISIS», Moscow, Russia,  
e-mail: apshtein@yandex.ru

**Abstract:** The article discusses the main problems of carbon dioxide leakage from geological storages and possible solutions to eliminate them. One of the main task of carbon capture and storage technologies, in addition to finding suitable geological reservoirs and injecting carbon dioxide into them, is to ensure the stability of storage facilities and prevent their leakproofness.

The risks associated with the destruction of carbon-containing rocks are the reasons for the loss of tightness of potential geological storages. Constant monitoring of the state of boreholes after the process of gas injection and closing with cement mixtures minimizes the risks of CO<sub>2</sub> leakage. To retain carbon dioxide by storage rocks, it is proposed to increase the permeability of rocks based on the injection of CO<sub>2</sub> under pressure, which requires a deep study of the choice of reservoirs for storage and the issues of their deformation and destruction in the supercritical state. Not only deep salt deposits, depleted oil and gas reservoirs, oil and gas shales, but also undeveloped coal seams are considered as potential geological storages. The ability of shale and coal to absorb and retain carbon dioxide in pores may be the best solution to eliminate CO<sub>2</sub> leaks from geological storages.

**Key words:** carbon dioxide, injection process, geological storage, rock failure, loss of containment, leakage, carbon capture and storage technology, property change.

**Acknowledgements:** The authors acknowledge financial support by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (Theme no. 121112200078-7).

**For citation:** Kossovich E. L., Andreeva Y. E., Gavrilova D. I., Epshtein S. A., Dobryakova N. N. Problems of carbon dioxide leakage from geological storage. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2022;(12):46-54. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236\_1493\_2022\_12\_0\_46.

---

## Введение

Технологии улавливания и хранения углерода (CCS) представляют стратегические решения по снижению эмиссии углекислого газа в атмосферу [1]. Геологическое хранение углекислого газа считается наиболее рациональным, так как осадочные горные породы (сланцы, ископаемые угли, соляные отложения и т.п.) и выработанные газовые и нефтяные месторождения обладают высокой сорбционной емкостью и способностью удерживать CO<sub>2</sub> [2].

Первым опытом по закачиванию углекислого газа в геологическое хранилище (соляной водоносный горизонт со сланцевыми прослоями и покрывающими породами) считается проект «Слейпнер» (Норвегия), запущенный в 1996 г. [3, 4]. При фактическом запуске процесса закачки углекислого газа основная проблема заключалась в резком изменении первоначальной проницаемости пород. Авторы [4] связывали это с частичным разрушением пород под воздействием CO<sub>2</sub> в сверхкритическом состоя-

нии (при высоком давлении и низкой температуре). На разрушение пород указывали незначительные сейсмические явления в районах закачки. Однако сейсмические явления, связанные с разрушением пород, не прекратились и после окончания процедуры закачивания углекислого газа в резервуар. Таким образом, впервые на основе фактических данных была обозначена проблема разрушения горных пород под воздействием закачанного в них CO<sub>2</sub>. С этим в первую очередь связывают риски утечки углекислого газа из геологических хранилищ [5].

Основной задачей технологий улавливания и хранения углерода, помимо поиска подходящих геологических резервуаров и закачки в них углекислого газа, является обеспечение устойчивости хранилищ и препятствование нарушению их герметичности. В первую очередь это связано с потенциальными рисками быстрого высвобождения углекислого газа из резервуаров и его концентрирования в близлежащих на-

селенных пунктах [6] или загрязнения подземных и океанических вод [7], в зависимости от места захоронения  $\text{CO}_2$ .

Чаще всего, потерю герметичности геологических резервуаров связывают с двумя причинами [8]:

- разрушение вмещающих углекислый газ горных пород вследствие тектонических явлений (землетрясений);
- разрушение вмещающих углекислый газ горных пород и покрывающих пород вследствие их взаимодействия с углекислым газом (набухание, трещинообразование, воздействие низких температур и т.п.).

Риски, связанные с первой группой причин утечки углекислого газа, минимизируются еще на стадии выбора геологического резервуара, то есть исключаются те локации, которые расположены в зонах высокой сейсмической активности. В соответствии с данными [9] на сегодняшний день не было зарегистрировано ни одной ощутимой сейсмической активности ни в пилотных, ни в промышленных проектах по хранению  $\text{CO}_2$ . Авторы утверждают, что сильные индуцированные землетрясения, связанные с закачкой  $\text{CO}_2$  в глубоко залегающие солевые формации, маловероятны, потому что осадочные формации редко подвергаются критическим напряжениям, наименее стабильные условия возникают в начале закачки, а  $\text{CO}_2$  может растворяться со значительной скоростью, снижая избыточное давление.

Риски же, связанные со взаимодействием углекислого газа с вмещающими его горными породами, являются проблемой, обсуждаемой многими исследователями и создателями технологий закачки и хранения газа.

В настоящей статье рассмотрены причины разрушения горных пород — потенциальных хранилищ углекислого газа, а также материалов, используемых при герметизации геологических хранилищ.

### **Разрушение материалов и горных пород, изолирующих геологические хранилища углекислого газа**

Принято считать, что наиболее вероятным путем утечки углекислого газа из геологического резервуара являются буровые скважины, по которым проводили процесс закачки. Традиционно, как и при консервировании шахт, буровые скважины после окончания процесса закачки закрывают цементными смесями.

Причинами утечки  $\text{CO}_2$  являются:

- некачественный цемент;
- износ цементных смесей;
- коррозия бортов скважины;
- разрушение боковых пород скважин.

Согласно данным [10], разрушение цемента чаще всего происходит вследствие естественных причин — выветривания, нагрузок и т.п. Отмечено кислотное размывание цемента и горных пород под воздействием углекислого газа и оксидов серы, которые возможно присутствуют в газовой фазе при закачке  $\text{CO}_2$ . Авторы указывают, что аналогичным образом (то есть под воздействием кислотной среды) разрушаются металлические детали скважин. Одним из предполагаемых путей решения данной проблемы является постоянный мониторинг состояния скважин и их дополнительная герметизация в случае обнаружения утечек. Выбор коррозионноустойчивых материалов [11] для закачивания в скважины имеет решающее значение для долгосрочной эксплуатации и обслуживания. Использование коррозионноустойчивых цементов также является важным компонентом для поддержания целостности ствола скважины. В целом предполагается, что правильно разработанные цементы для скважин на основе портландцемента весьма стойки к  $\text{CO}_2$  и с хорошей зональной изоляцией будут безопасны в эксплуатации.

Наибольший риск утечки углекислого газа из хранилищ представляется при потере герметичности геологических хранилищ при возрастании проницаемости покрывающих пород. Традиционно закачку  $\text{CO}_2$  предполагается проводить в хранилище, способное его удержать, и расположенное внутри более плотных, газонепроницаемых пород. Примером может служить геологическое хранилище «Слейпнер» [4, 12]. Породы, покрывающие геологическое хранилище, должны отвечать определенным требованиям, а именно: обладать низкой пористостью и проницаемостью, а также механической прочностью, достаточной для того, чтобы не разрушаться при закачке углекислого в сверхкритическом состоянии [13]. Механизмы, согласно которым происходит изменение пористости и проницаемости покрывающих пород, подробно описаны в работах, где указано, что проникновение углекислого газа в такие породы приводит для некоторых минералов к закупорке пор и микротрещин при набухании породы и концентрировании углекислого газа в виде гидратов. Это может приводить как к усилению эффекта «запечатывания»  $\text{CO}_2$  в хранилище, так и к разрушению покрывающих пород ввиду изменения напряженно-деформированного состояния.

### **Изменение свойств пород-хранилищ углекислого газа при процессах закачки и хранения**

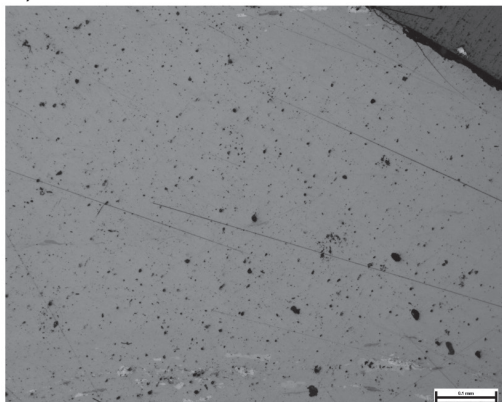
Наибольшее количество исследований посвящено проблемам изменения целостности, проницаемости и способности удерживать углекислый газ породами-хранилищами. В качестве основных потенциальных геологических хранилищ  $\text{CO}_2$  рассматривают глубинные соляные отложения, истощенные или практически истощившиеся нефтяные и

газовые коллекторы, нефте- и газонесущие сланцы, глинистые породы, а также не разрабатываемые угольные пласты. Интересно отметить, что процессы деформирования соляных отложений при закачке в них углекислого газа практически не рассматриваются отдельно от исследований покрывающих пород [5, 14]. Почти отсутствуют работы, посвященные изменению свойств глинистых минералов, однако показано, что в зависимости от давления закачиваемого газа структура таких пород может существенно измениться (набухание), что может привести к снижению сорбционной способности и изменению напряженно-деформированного состояния системы. Последнее, очевидно, способно вызвать потерю устойчивости коллектора и разрушение покрывающих пород.

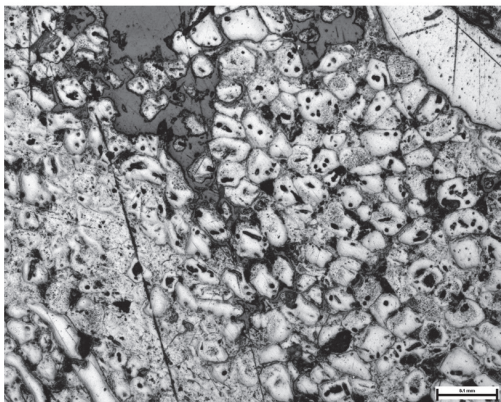
В настоящий момент особый интерес исследователей привлекают способность сланцевых пород и углей сорбировать углекислый газ и удерживать его в порах без применения дополнительных мер по герметизации хранилищ. Однако ввиду того, что горючие сланцы и угли содержат преимущественно органическое вещество, особо актуальны вопросы его деформирования и разрушения под воздействием  $\text{CO}_2$  в газовой фазе и сверхкритическом состоянии. Так, широко известно, что органическое вещество углей и сланцев способно набухать под воздействием углекислого газа, то есть он способен проникать в матрицу и связываться с ней. Это приводит к значительным увеличениям объемов органического вещества (см., например, [15]).

Аналогичным образом происходит набухание углей в среде органического растворителя — диметилформамида (ДМФА). На рисунке (по данным авторов [16]) представлены микрофотографии поверхности угля до и после взаимодействия с указанным растворителем.

а)



б)



Микроструктура витринитов углей до и после сорбционной обработки в среде диметилформамида: уголь исходный (а); уголь после ДМФА (б) [17]

*Microstructure of coal vitrinites before and after sorption treatment in dimethylformamide: initial coal (a); coal after dimethylformamide (b) [17]*

Таким образом, набухание органического вещества углей и сланцев может приводить к изменению проницаемости пластов, на что указывают авторы [17 – 19].

Набухание углей и сланцев в среде углекислого газа, в особенности под давлением, приводит также к изменению их механических свойств, то есть к разрушению, образованию трещин и т.п. Так, предложены технологии увеличения проницаемости сланцев, содержащих природный газ, для более эффективного его извлечения на основе закачивания  $\text{CO}_2$  под давлением в породы [19]. Увеличение проницаемости сланцев в рамках таких технологий происходит за счет разрушения структуры породы с образованием сети связанных между собой микротрещин.

Изменение структуры углей под воздействием углекислого газа также происходит в первую очередь на микроуровне, то есть на уровне зарождения дефектов, в дальнейшем приводящих к разрушению. На это указывают авторы [16 – 19]. В том числе в работе [20] показано, что сорбционное набухание уг-

лей (в среде ДМФА) приводит к увеличению неоднородности распределения механических свойств на площадках, размеры которых не превышают нескольких десятков микрометров. Очевидно, что в зонах контактов областей с высокой и низкой жесткостью, под воздействием различных физических полей (давление, температура) может зарождаться дефект (трещина), рост которой приведет к нарушению целостности структуры. На это указывали и авторы [18] при построении модели набухания угольного пласта при закачивании углекислого газа.

Таким образом, взаимодействие органических горных пород с углекислым газом требует всестороннего изучения на стадии выбора пластов для захоронения  $\text{CO}_2$ . В том числе это необходимо для оценки способности удерживать углекислый газ и не разрушаться при взаимодействии с ним. Разрушение, в свою очередь, может привести к потере герметичности геологического хранилища и утечке  $\text{CO}_2$  в атмосферу либо в почву, приводя к загрязнению воздуха и грунтовых вод.

## Заключение

Рассмотрена проблема утечки углекислого газа из геологических хранилищ. Указаны основные механизмы и причины возникновения путей для утечки CO<sub>2</sub> из различных видов хранилищ. Основную опасность представляют герметично закрываемые после закачивания углекислого газа скважины, так как их материалы могут разрушаться с течением времени за счет взаимодействия с CO<sub>2</sub> как кислой среды. Не менее важным вопросом является сохранение целостности покрывающих пород, которые также могут контактировать с угле-

кислым газом и разрушаться. Однако существуют минералы, способные связывать углекислый газ в своих порах в гидраты, и препятствовать дальнейшей утечке в окружающую среду. Разрушение пород-хранилищ CO<sub>2</sub> также может привести к нарушению сплошности покрывающих пород и стать причиной утечки углекислого газа в атмосферу. Способность сланцев и углей сорбировать и удерживать (в том числе за счет набухания органического вещества) углекислый газ может стать оптимальным решением по устранению утечек CO<sub>2</sub> из геологических хранилищ.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Dooley J. J. Estimating the supply and demand for deep geologic CO<sub>2</sub> storage capacity over the course of the 21st century. A meta-analysis of the literature // *Energy Procedia*. 2013, vol. 37, pp. 5141 – 5150. DOI: 10.1016/j.egypro.2013.06.429.
2. Tadjer A., Hong A., Bratvold R. B. A sequential decision and data analytics framework for maximizing value and reliability of CO<sub>2</sub> storage monitoring // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2021, vol. 96, article 104298. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104298.
3. Arts R., Eiken O., Chadwick A., Zweigel P., van der Meer L., Zinszner B. Monitoring of CO<sub>2</sub> injected at Sleipner using time-lapse seismic data // *Energy*. 2004, vol. 29, no. 9-10, pp. 1383 – 1392. DOI: 10.1016/j.energy.2004.03.072.
4. Furre A. K., Eiken O., Alnes H., Vevatne J. N., Kiær A. F. 20 years of monitoring CO<sub>2</sub>-injection at Sleipner // *Energy Procedia*. 2017, vol. 114, pp. 3916 – 3926. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1523.
5. Grimstad A. A., Georgescu S., Lindeberg E., Vuillaume J. F. Modelling and Simulation of mechanisms for leakage of CO<sub>2</sub> from geological storage // *Energy Procedia*. 2009, vol. 1, no. 1, pp. 2511 – 2518. DOI: 10.1016/j.egypro.2009.02.014.
6. Loschetter A., De Lary De Latour L., Grandia F., Powaga E., Collignan B., Marcoux M., Davarzani H., Bouc O., Le Guenan T. Assessment of CO<sub>2</sub> health risk in indoor air following a leakage from a geological storage: Results from the first representative scale experiment // *Energy Procedia*. 2017, vol. 114, pp. 4287 – 4302. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1573.
7. Stenhouse M., Arthur R., Zhou W. Assessing environmental impacts from geological CO<sub>2</sub> storage // *Energy Procedia*. 2009, vol. 1, no. 1, pp. 1895 – 1902. DOI: 10.1016/j.egypro.2009.01.247.
8. Gholami R., Raza A., Iglauer S. Leakage risk assessment of a CO<sub>2</sub> storage site. A review // *Earth-Science Reviews*. 2021, vol. 223, article 103849. DOI: 10.1016/j.earscirev.2021.103849.
9. Carroll S., Carey J. W., Dzombak D., Huerta N. J., Li L., Richard T., Um W., Walsh S. D. C., Zhang L. Review: Role of chemistry, mechanics, and transport on well integrity in CO<sub>2</sub> storage environments // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2016, vol. 49, pp. 149 – 160. DOI: 10.1016/j.ijggc.2016.01.010.

10. Smith S., Sorensen J., Steadman E., Harju J., Ryan D. Zama Acid Gas EOR, CO<sub>2</sub> Sequestration, and Monitoring Project // *Energy Procedia*. 2011, vol. 4, pp. 3957–3964. DOI: 10.1016/j.egypro.2011.02.335.

11. Rosenbauer R. J., Thomas B. Carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) sequestration in deep saline aquifers and formations / *Developments and Innovation in Carbon Dioxide Capture and Storage Technology*, vol. 2. 2010, pp. 57–103. DOI: 10.1533/9781845699581.1.57.

12. Ferronato M., Gambolati G., Janna C., Teatini P. Geomechanical issues of anthropogenic CO<sub>2</sub> sequestration in exploited gas fields // *Energy Conversion and Management*. 2010, vol. 51, no. 10, pp. 1918–1928. DOI: 10.1016/j.enconman.2010.02.024.

13. Бунин А. В., Широкин Д. Л., Эпштейн С. А. Особенности деформаций ископаемых углей при набухании в среде углекислого газа // *Химия твердого топлива*. — 2014. — № 5. — С. 9–12.

14. Эпштейн С. А., Коссович Е. Л., Прошина В. А., Добрякова Н. Н. Особенности сорбционного разупрочнения углей из потенциально выбросоопасных и неопасных пачек // *Горный журнал*. — 2018. — № 12. — С. 18–22. DOI: 10.17580/gzh.2018.12.04.

15. Дымочкина М. Г., Самодуров М. С., Павлов В. А., Пенегин А. В., Урмаев О. С. Геологический потенциал улавливания и хранения диоксида углерода в Российской Федерации // *Нефтяное хозяйство*. — 2021. — № 12. — С. 20–23. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-12-20-23.

16. Переверзева С. А., Коносавский П. К., Тудвачев А. В., Хархордин И. Л. Захоронение промышленных выбросов углекислого газа в геологические структуры // *Вестник Санкт-Петербургского университета. Сер. 7. Геология. География*. — 2014. — № 1. — С. 5–21.

17. Коссович Е. Л., Эпштейн С. А., Бородич Ф. М., Добрякова Н. Н., Просина В. А. Взаимосвязи между неоднородностью распределения механических свойств углей на микро- и наноуровнях и их способностью к внезапным выбросам и разрушению // *Горный информационно-аналитический бюллетень*. — 2019. — № 5. — С. 156–172. DOI: 10.25018/02361493-2019-05-0-156-172.

18. Zhang Y., Lebedev M., Al-Yaseri A., Yu H., Xu X., Sarmadivaleh M., Barifcani A., Iglauer S. Nanoscale rock mechanical property changes in heterogeneous coal after water adsorption // *Fuel*. 2018, vol. 218, pp. 23–32. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.01.006.

19. Сидорова К. Н., Череповицын А. Е. Оценка возможностей захоронения углекислого газа в геологических резервуарах // *Нефтегазовая технология. Теория и практика*. — 2013. — Т. 8. — № 4. — С. 11. DOI: 10.17353/2070-5379/47\_2013.

20. Zhang C. P., Liu S., Ma Z. Y., Ranjith P. G. Combined micro-proppant and supercritical carbon dioxide (SC-CO<sub>2</sub>) fracturing in shale gas reservoirs. A review // *Fuel*. 2021, vol. 305, article 121431. DOI: 10.1016/j.fuel.2021.121431. **TVAS**

## REFERENCES

1. Dooley J. J. Estimating the supply and demand for deep geologic CO<sub>2</sub> storage capacity over the course of the 21st century. A meta-analysis of the literature. *Energy Procedia*. 2013, vol. 37, pp. 5141–5150. DOI: 10.1016/j.egypro.2013.06.429.

2. Tadjer A., Hong A., Bratvold R. B. A sequential decision and data analytics framework for maximizing value and reliability of CO<sub>2</sub> storage monitoring. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2021, vol. 96, article 104298. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104298.

3. Arts R., Eiken O., Chadwick A., Zweigel P., van der Meer L., Zinszner B. Monitoring of CO<sub>2</sub> injected at Sleipner using time-lapse seismic data. *Energy*. 2004, vol. 29, no. 9-10, pp. 1383–1392. DOI: 10.1016/j.energy.2004.03.072.

4. Furre A. K., Eiken O., Alnes H., Vevatne J. N., Kiær A. F. 20 years of monitoring CO<sub>2</sub>-injection at Sleipner. *Energy Procedia*. 2017, vol. 114, pp. 3916–3926. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1523.

5. Grimstad A. A., Georgescu S., Lindeberg E., Vuillaume J. F. Modelling and Simulation of mechanisms for leakage of CO<sub>2</sub> from geological storage. *Energy Procedia*. 2009, vol. 1, no. 1, pp. 2511 – 2518. DOI: 10.1016/j.egypro.2009.02.014.
6. Loschetter A., De Lary De Latour L., Grandia F., Powaga E., Collignan B., Marcoux M., Davarzani H., Bouc O., Le Guenan T. Assessment of CO<sub>2</sub> health risk in indoor air following a leakage from a geological storage: Results from the first representative scale experiment. *Energy Procedia*. 2017, vol. 114, pp. 4287 – 4302. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1573.
7. Stenhouse M., Arthur R., Zhou W. Assessing environmental impacts from geological CO<sub>2</sub> storage. *Energy Procedia*. 2009, vol. 1, no. 1, pp. 1895 – 1902. DOI: 10.1016/j.egypro.2009.01.247.
8. Gholami R., Raza A., Iglauer S. Leakage risk assessment of a CO<sub>2</sub> storage site. A review. *Earth-Science Reviews*. 2021, vol. 223, article 103849. DOI: 10.1016/j.earscirev.2021.103849.
9. Carroll S., Carey J. W., Dzombak D., Huerta N. J., Li L., Richard T., Um W., Walsh S. D. C., Zhang L. Review: Role of chemistry, mechanics, and transport on well integrity in CO<sub>2</sub> storage environments. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2016, vol. 49, pp. 149 – 160. DOI: 10.1016/j.ijggc.2016.01.010.
10. Smith S., Sorensen J., Steadman E., Harju J., Ryan D. Zama Acid Gas EOR, CO<sub>2</sub> Sequestration, and Monitoring Project. *Energy Procedia*. 2011, vol. 4, pp. 3957 – 3964. DOI: 10.1016/j.egypro.2011.02.335.
11. Rosenbauer R. J., Thomas B. Carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) sequestration in deep saline aquifers and formations. *Developments and Innovation in Carbon Dioxide Capture and Storage Technology*, vol. 2. 2010, pp. 57 – 103. DOI: 10.1533/9781845699581.1.57.
12. Ferronato M., Gambolati G., Janna C., Teatini P. Geomechanical issues of anthropogenic CO<sub>2</sub> sequestration in exploited gas fields. *Energy Conversion and Management*. 2010, vol. 51, no. 10, pp. 1918 – 1928. DOI: 10.1016/j.enconman.2010.02.024.
13. Bunin A. V., Shirochin D. L., Epshtein S. A. Deformations of fossil coals on swelling in an atmosphere of carbon dioxide. *Solid Fuel Chemistry*. 2014, no. 5, pp. 9 – 12. [In Russ].
14. Epshtein S. A., Kossovich E. L., Prosina V. A., Dobryakova N. N. Features of sorption-induced strength degradation of coals originated from potentially prone to outburst and non-hazardous packs. *Gornyi Zhurnal*. 2018, no. 12, pp. 18 – 22. [In Russ]. DOI: 10.17580/gzh.2018.12.04.
15. Dymochkina M. G., Samodurov M. S., Pavlov V. A., Penigin A. V., Ushmaev O. S. Geological potential of carbon dioxide capture and storage of the Russian Federation. *Neftyanoe khozyaystvo*. 2021, no. 12, pp. 20 – 23. [In Russ]. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-12-20-23.
16. Pereverzeva S. A., Konosavskii P. K., Tudvachev A. V., Harhordin I. L. Burial of industrial sources of carbon dioxide in organic structures. *Vestnik of Saint Petersburg University. Series 7. Geology. Geography*. 2014, no. 1, pp. 5 – 21. [In Russ].
17. Kossovich E. L., Epshtein S. A., Borodich F. M., Dobryakova N. N., Prosina V. A. Connections between micro/nano scale heterogeneity of mechanical properties of coals and their propensity to outbursts and crushing. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2019, no. 5, pp. 156 – 172. [In Russ]. DOI: 10.25018/02361493-2019-05-0-156-172.
18. Zhang Y., Lebedev M., Al-Yaseri A., Yu H., Xu X., Sarmadivaleh M., Barifcani A., Iglauer S. Nanoscale rock mechanical property changes in heterogeneous coal after water adsorption. *Fuel*. 2018, vol. 218, pp. 23 – 32. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.01.006.
19. Sidorova K. N., Cherepovicin A. E. Assessment of the possibilities of carbon dioxide burial in geological reservoirs. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2013, vol. 8, no. 4, pp. 11. [In Russ]. DOI: 10.17353/2070-5379/47\_2013.
20. Zhang C. P., Liu S., Ma Z. Y., Ranjith P. G. Combined micro-proppant and supercritical carbon dioxide (SC-CO<sub>2</sub>) fracturing in shale gas reservoirs. A review. *Fuel*. 2021, vol. 305, article 121431. DOI: 10.1016/j.fuel.2021.121431.



## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Коссович Елена Леонидовна*<sup>1</sup> — канд. физ.-мат. наук,  
старший научный сотрудник,  
e-mail: e.kossovich@misis.ru,

*Андреева Юлия Евгеньевна*<sup>1</sup> — студент,  
лаборант-исследователь,

*Гаврилова Дарья Ивановна*<sup>1</sup> — канд. техн. наук,  
младший научный сотрудник,  
e-mail: gavrilova4049@mail.ru,

*Эпштейн Светлана Абрамовна*<sup>1</sup> — д-р техн. наук,  
старший научный сотрудник,  
зав. лабораторией, e-mail: apshtein@yandex.ru,

*Добрякова Надежда Николаевна*<sup>1</sup> — канд. техн. наук,  
научный сотрудник,

<sup>1</sup> Научно-учебная испытательная лаборатория  
«Физико-химии углей», НИТУ «МИСиС».

**Для контактов:** Эпштейн С.А., e-mail: apshtein@yandex.ru.

## INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

*E.L. Kossovich*<sup>1</sup>, Cand. Sci. (Phys. Mathem.),  
Senior Researcher,

e-mail: e.kossovich@misis.ru,

*Y.E. Andreeva*<sup>1</sup>, Student,

Laboratory Assistant and Investigator,

*D.I. Gavrilova*<sup>1</sup>, Cand. Sci. (Eng.),

Junior Researcher,

e-mail: gavrilova4049@mail.ru,

*S.A. Epshtein*<sup>1</sup>, Dr. Sci. (Eng.),

Senior Researcher, Head of Laboratory,

e-mail: apshtein@yandex.ru,

*N.N. Dobryakova*<sup>1</sup>, Cand. Sci. (Eng.),

Researcher,

<sup>1</sup> Scientific-Educational Testing Laboratory

of Physics and Chemistry of Coals,

National University of Science and Technology «MISiS»,

119049, Moscow, Russia.

**Corresponding author:** S.A. Epshtein, e-mail: apshtein@yandex.ru

Получена редакцией 25.09.2022; получена после рецензии 28.10.2022; принята к печати 10.11.2022.

Received by the editors 25.09.2022; received after the review 28.10.2022; accepted for printing 10.11.2022.

