

**17-ая Международная многоотраслевая
научная геоконференция 2017 г.**

Материалы конференции
Том 17

Научные технологии в геологии,
исследованиях и разработках

Выпуск
15



Нефтегазопроисковые
исследования

**17-ая Международная многоотраслевая
научная геоконференция 2017 г.**

**Материалы конференции
Том 17**



**Научные технологии в геологии,
исследованиях и разработках
ВЫПУСК 15**

Нефтегазописковые исследования

27 - 29 ноября 2017 г.
Г. Вена, Австрия

Конференц-зал в Хофбурге

ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОГРАНИЧЕНИИ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

Данная книга содержит выдержки и полные доклады, утвержденные Комитетом по рассмотрению материалов конференций. Авторы несут ответственность за содержание и точность материалов.

Выраженные мнения не обязательно отражают позицию Международного научного совета SGEM.

Информация о материалах конференции SGEM 2017 г. может быть изменена без предварительного уведомления. Запрещается воспроизводить или передавать данную книгу или её части в какой-либо форме или любыми электронными или механическими средствами в каких-либо целях без письменного разрешения Международного научного совета SGEM.

Авторское право © SGEM2017

Все права защищены международными многоотраслевыми научными геоконференциями SGEM. Опубликовано компанией STEF92 Technology Ltd., 51 Бульвар им. Александра Малинова, 1712 София, Болгария

Общий тираж: 5000

Международный стандартный номер книги: 978-619-7408-26-3

Международный стандартный номер сериальных изданий: 1314-2704

Идентификатор цифрового объекта: 10.5593/sgem2017H/15

**МЕЖДУНАРОДНАЯ МНОГООТРАСЛЕВАЯ НАУЧНАЯ ГЕОКОНФЕРЕНЦИЯ
SGEM**

Секретарское бюро

Электронная почта: hofburg@sgemviennagreen.org

Сайт: www.sgemviennagreen.org

ВЛИЯНИЕ БАРИТОВОГО УТЯЖЕЛИТЕЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТЬ В ТРЕЩИНОВАТЫХ СЛАНЦАХ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН

Доцент, д-р Раиль Кадыров¹

Научный персонал Е. Стаценко¹

Главный руководитель Айрат Саттаров²

Ведущий технолог Павел Копысов²

Технический директор Аскар Исхаков³

¹ Казанский федеральный университет, Россия

² ООО «Промышленная химия», Группа компаний «МИРРИКО», Россия

³ ООО «Аскер Мунай», Казахстан

АННОТАЦИЯ

В условиях истощения традиционных энергетических ресурсов развитие трудноизвлекаемых углеводородных ресурсов становится все более важным в мировой экономике. Одним из данных потенциальных источников газа в плотных породах могут быть трещиноватые карбонатно-глинистые пласты кембрийских месторождений Казахстана, расположенные на глубине около 6 км. Породы пласта состоят из кварца, мусковита, альбита, кальцита, смешанных слоистых глин и хлорита. Предполагается, что осажденные частицы из баритового утяжелителя для бурового раствора, которые используются при глубоком бурении, могут забивать трещины, тем самым блокируя выход газа. Рентгенограмма микротомографии образца сланца, насыщенного буровым раствором, показала, что ширина трещин в данных плотных породах варьируется до 20-25 мкм, что соответствует размеру частиц утяжеленного бурового раствора, в результате чего значительного проникновения частиц раствора не наблюдается. Трещины, действуя в качестве фильтра, пропускают воду, но блокируют попадание частиц внутрь, образуя толстую корку бурового раствора до 5 мм на поверхности пласта в скважине, что затрудняет выход газа. Экспериментальное воссоздание 5-миллиметровой корки бурового раствора на образце сланца привело к уменьшению газопроницаемости с 3,182 мД до 0,418 мД. В данном случае пористость образца увеличивается от 0.669% до 4.688% из-за пористости корки. Действие водного раствора комплексообразователей Atren B-Solv на корку из бурового раствора на основе баритового утяжелителя при температуре 100 °С и фоновом давлении 20 МПа в течение 24 часов практически полностью растворяет корку, частично оставляя глинистую фракцию на поверхности. В результате газопроницаемость увеличивается до 1,166 мД, пористость образца уменьшается до 0,331%.

Ключевые слова: газ в плотных породах, сланцы, глубокая скважина, буровой раствор, микротомография

ВВЕДЕНИЕ

В целях обеспечения энергетической безопасности в мире, актуальной задачей для геофизиков являются нетрадиционные энергетические ресурсы: метан угольных пластов, газогидрат метана, сланцевый газ, бассейновое скопление газа, газ в плотных породах, разведка и эксплуатация горючих сланцев и тяжелой нефти. При добыче сланцевого газа в промышленных количествах требуются трещины для обеспечения проницаемости. Для проницаемости и давления в данной матрице добыча газа определяется количеством и сложностью создаваемых трещин, их эффективной проводимостью и способностью эффективно снижать давление во всей сети разломов для обеспечения добычи газа. Понимание взаимосвязи между сложностью трещин [1], проводимостью трещин, проницаемостью матрицы и добычей газа являются фундаментальной задачей выделения сланцевого газа [2].

Один из потенциальных источников газа в плотных породах расположен на глубине около 6 км в кембрийских карбонатно-сланцевых отложениях Прикаспийской низменности в Казахстане. Проницаемость газа в плотных породах связана с субгоризонтальными трещинами, но глубокая разведка скважин привела к проблемам с добычей газа [3]. Предполагается, что осажденные частицы из бурового раствора на основе барита, которые используются при глубоком бурении, могут забивать трещины, тем самым блокируя выход газа. Данная проблема и ее решение рассматриваются в данной статье.

МЕТОДЫ

Изучение состава материала и минерального состава образца сланца включало рентгенофлуоресцентный анализ с использованием прибора Bruker Ranger S2 и рентгеноструктурный анализ с использованием рентгеновского дифрактометра Shimadzu XRD-7000S.

Для микротомографических исследований вырезается куб с размером ребра 5 мм из породы во внутренней части керна, который затем сушат в печи при температуре 60 °С в течение 3 часов. Затем выполняется микротомография данных кубов с использованием микро- и нанофокусной рентгеновской системы для компьютерной томографии General Electric V | tome | X S 240 (Германия). Разрешение при каротаже для образцов составляет 8 мкм. В соответствии с полученной цифровой моделью, система пористой породы была проанализирована в программном обеспечении Avizo Fire на основе градиций серого, отражения плотности рентгеновских лучей различных участков образца, пористости и распределения размера пор рассчитываются [4-7]. Затем образец насыщают буровым раствором на основе барита под действием вакуума в течение 4 часов, а затем сушат в течение 12 часов в печи при температуре 60 °С. Поверхность образцов очищают от корки бурового раствора и повторяют микротомографию, аналогично описанной выше процедуре.

Чтобы исследовать влияние корки из утяжеленного бурового раствора на газопроницаемость, а также возможность её нейтрализации водным раствором комплексобразователей в термобарических условиях вблизи пласта, проводится эксперимент по фильтрации. В образце сланца, расположенного поперек керна, пробуривается цилиндрический образец диаметром 30 мм и высотой 30 мм (рис. А). Таким образом, литогенетические микротрещины, описанные в предыдущей главе, расположены вдоль оси цилиндра. Данный образец сушат при температуре 60 °С в течение 3 часов. Отметим, что более высокая температура приводит к растрескиванию образца литогенетическими микротрещинами. Затем были измерены пористость и проницаемость образца относительно газа с использованием газового порозиметра и пермеаметра PLAST-215 АТМ. Затем на одном конце образца воссоздают корку из бурового раствора на основе барита, используемого для бурения глубокой скважины (рис. 1В), путем последовательного испарения при температуре 60 °С. После того как образец высушен, снова измеряются пористость и проницаемость в отношении газа. Затем образец помещают в экспериментальную фильтровальную установку Willie Geotechnik (Германия), устанавливается давление сжатия 20 МПа при температуре 100 °С и давление 10 МПа (в насосах устанавливается разность давлений 15 МПа-5 МПа), затем проводится фильтрация реагента Atren B-Solv, включая пентакалид диэтилентриаминпентауксусной кислоты, этилендиаминтетрауксусную кислоту, дикалиевую соль, метилглициндиуксусную кислоту, динатриевую соль и воду (рис. 1С). После этого производятся третьи измерения пористости и газопроницаемости.

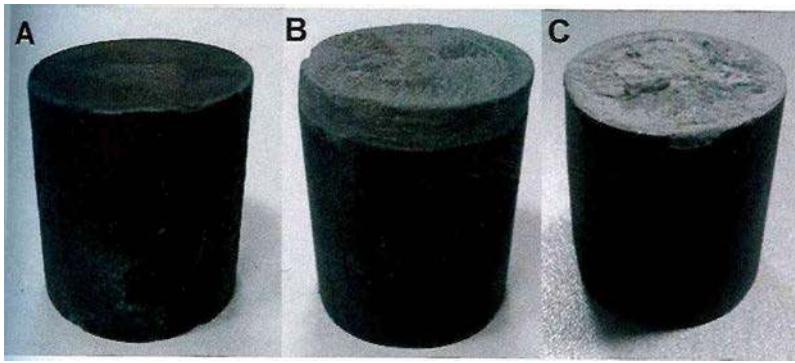


Рис. 1. Образец кембрийского карбонатного сланца из глубокой скважины, расположенной в Казахстане: А - до эксперимента, В – с воссозданием 5-миллиметровой корки из бурового раствора на основе барита, С - после фильтрации Atren B-Solv.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЯ

По результатам рентгенофлуоресцентного анализа (таблица 1) установлено, что основными компонентами сланца являются кремний, алюминий, кальций, железо, сера, калий, магний и натрий. Остальные элементы играют роль примесей или имеют значение сопутствующих элементов.

Таблица 1
Результаты рентгенофлуоресцентного анализа

Элементы	Содержание, %	Элементы	Содержание, %	Элементы	Содержание, %
SiO ₂	52.07386	Cl	0.214935	NiO	0.00828
Al ₂ O ₃	14.91384	P ₂ O ₅	0.103015	CuO	0.006951
CaO	5.956475	BaO	0.095994	PbO	0.003294
Fe ₂ O ₃	3.724053	MnO	0.065708	Y ₂ O ₃	0.00235
SO ₃	2.999075	SrO	0.021263	Ga ₂ O ₃	0.001372
K ₂ O	2.743878	ZnO	0.01627	Nb ₂ O ₅	0.000868
MgO	1.996953	ZrO ₂	0.012498	As ₂ O ₃	0.000632
Na ₂ O	1.698778	Rb ₂ O	0.011924	LOI	12.85982
TiO ₂	0.456317	Cr ₂ O ₃	0.011609		

По результатам рентгенофазового анализа (рис. 2) основными минералами образца являются кварц, мусковит, альбит, кальцит, смешаннослойные глины, хлорит. Имеется небольшое количество пирита и гипса.

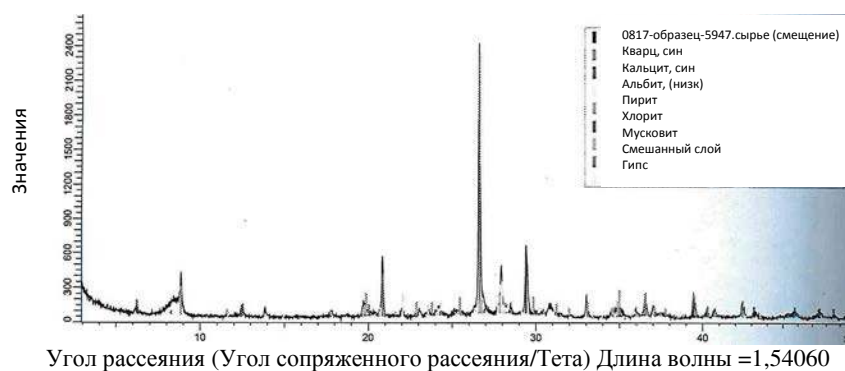


Рисунок 2. Полуколичественный состав на основе результатов рентгенофазового анализа: мусковит 26,2%, кальцит 10,8%, гипс 1,9%, пирит 3,7%, смешанный слой 6,2%, хлорит 4,3%, альбит 18%, кварц 28,5%.

Таким образом, судя по минеральному составу породы, его можно охарактеризовать как алевритовый карбонатный глинистый сланец [8]. Также отмечается высокое содержание альбита и кальцита в образце.

В результате микротомографических исследований характер изменения пористого пространства устанавливается до и после насыщения породы. В образце сланца отмечаются трещины, расположенные преимущественно субгоризонтально, вдоль залегания породы (рис. 3, 4). Его пористость до насыщения составляет 1,57%, после насыщения утяжеленным раствором и сушки она составляет 1,53% (таблица 2). Происходит перераспределение объема пор порового пространства: общий объем, занимаемый самыми мелкими порами, уменьшается, но объем, занимаемый самыми крупными порами, увеличивается (рис.5). Увеличение объемов порового пространства, занимаемого самыми крупными порами, и уменьшение объемов порового пространства, занимаемого мелкими порами, с общим уменьшением пористости, может свидетельствовать об эрозионных процессах и повторном осаждении частиц глинистых минералов [9].

Насыщение исследуемых образцов утяжеленным раствором на основе барита существенно не влияет на изменение объема порового пространства. Несмотря на растрескивание образца сланца, значительного проникновения частиц бурового раствора не наблюдается (см. рис.3, 4). Это может быть связано с тем, что максимальная ширина трещины в исследуемом образце составляет 20-25 мкм, а средний размер мелких частиц барита, который чаще всего используется для утяжеления бурового раствора, составляет 15-20 мкм [10]. Таким образом, частицы барита накапливаются на поверхности горной породы, и только вода и коллоидные компоненты меньших размеров проникают внутрь трещин под действием капиллярных сил.

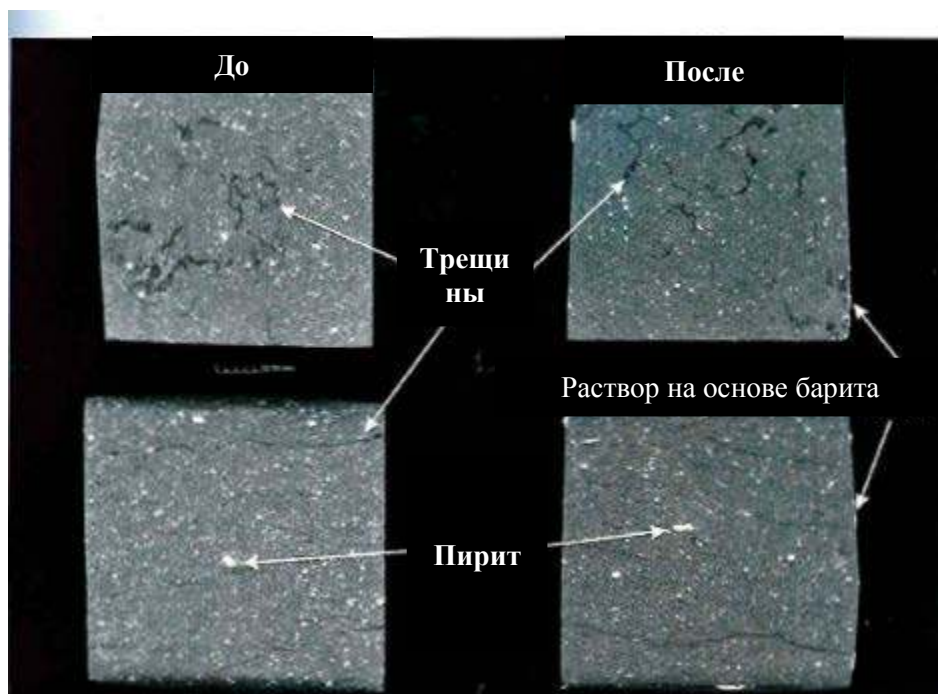


Рис. 3. Ортогональное сечение образцов сланца до (слева) и после (справа) насыщения породы буровым раствором на основе барита.

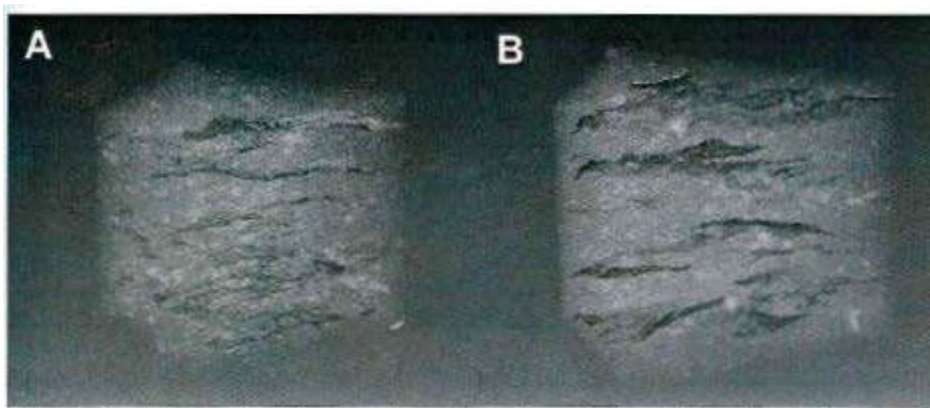


Рис. 4. 3D-визуализация горизонтальных трещин в сланце: А - до насыщения буровым раствором, В - после насыщения буровым раствором.

Таблица 2.

Параметры объема до и после насыщения породы буровым раствором

Объем, мм ³	До насыщения буровым раствором	После насыщения буровым раствором
Минимальный объем пор	1.30E-06	1.30E-06
Максимальный объем пор	0.2178	0.4375
Средний объем пор	6.67E-06	9.05E-06
Поровое пространство	1.8353	1.8172
Образец	116.7908	118.4967
Пористость, %	1.5714	1.5335
Количество пор	275094	200774

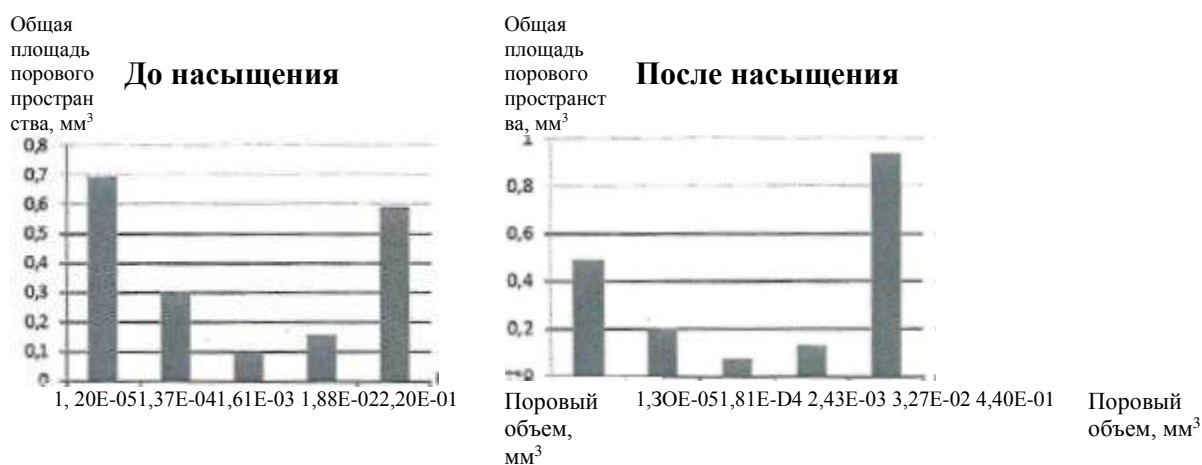


Рис. 5. Распределение порового объема до и после насыщения буровым раствором

Эксперимент по фильтрации показал, что образовавшаяся корка утяжеленного бурового раствора толщиной 5 мм практически полностью растворяется, на поверхности остаются только небольшие остатки глинистой фракции (см. рис. 1С). После образования корки толщиной 5 мм из утяжеленного раствора на конце образца, газопроницаемость образца уменьшилась с 3,182 мД до 0,418 мД (таблица 3). В этом случае пористость образца увеличилась с 0,669% до 4,688% из-за пористости самой корки. Реагент, предоставленный

Заказчиком, фильтруется при температуре 100°C и при имитации давления горной породы 20 МПа в течение 24 часов почти полностью растворил корку, частично оставив глинистую фракцию на поверхности образца. Таким образом, газопроницаемость увеличилась до 1,166 мД, пористость образца уменьшилась до 0.331%.

Таблица 3

Изменение газопроницаемости и пористости на протяжении всего эксперимента

Образец	Газопроницаемость, мД	Пористость, %
До эксперимента	3.182	0.669
После образования корки толщиной 5 мм	0.418	4.688
После растворения корки из бурового раствора	1.166	0.331

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты исследования материала и минерального состава образца, взятого из глубокой скважины в Казахстане показали, что основными компонентами породы являются кремний, алюминий, кальций, железо, сера, калий, магний и натрий. Основными минералами образца являются кварц, мусковит, альбит, кальцит, смешаннослойные глины, хлорит. Породу можно охарактеризовать как алевритовый карбонатный глинистый сланец.

В ходе исследований мы узнали, что насыщение исследуемых образцов утяжеленным раствором на основе барита существенно не влияет на изменение объема пористого пространства. Несмотря на растрескивание образца, значительного проникновения частиц раствора не наблюдается. Это может быть связано с тем, что максимальная ширина трещины в исследуемом образце составляет 20-25 мкм, а средний размер мелких частиц барита, который чаще всего используется для утяжеления бурового раствора, 15-20 мкм. Таким образом, частицы барита накапливаются на поверхности горной породы, и только вода и коллоидные компоненты меньших размеров проникают внутрь трещин под действием капиллярных сил. Вследствие чего, на поверхности породы образуется толстая корка, которая обычно наблюдается на поверхности керна, извлекаемого из скважины.

Увеличение объемов порового пространства, занимаемого самыми крупными порами, и уменьшение объемов порового пространства, занимаемого мелкими порами, с общим уменьшением пористости, может свидетельствовать об эрозионных процессах и повторном осаждении частиц глинистых минералов.

Эксперимент по фильтрации показал, что после образования корки толщиной 5 мм из утяжеленного раствора на конце образца, газопроницаемость образца уменьшилась с 3,182 мД до 0,418 мД. В этом случае пористость образца увеличилась с 0.669% до 4.688% из-за пористости самой корки. Воздействие на корку, сформированную из бурового раствора на основе барита, водного раствора добавки для сохранения проницаемости Arten B-Solv при температуре 100°C и фоновом давлении 20 МПа в течение 24 часов практически полностью растворяет корку, частично оставляя глинистую фракцию на поверхности. В результате газопроницаемость увеличивается до 1,166 мД, пористость образца уменьшается до 0,331%.

БЛАГОДАРНОСТИ

Работа выполнена в соответствии с программой Правительства Российской Федерации по повышению конкурентоспособности Казанского федерального университета.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Evdokimov S.A., Nurgalieva N.G., Kadyrov R.I., Evdokimova E.A., Some modern methods of the pore space studying in the carboniferous carbonate rocks, 75th European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition 2013 Incorporating SPE EUROPEC 2013: Changing Frontiers, 2013.
- [2] Hachay O., Gaci S. Advances in Data, Methods, Models and Their Applications in Oil/Gas Exploration, Cambridge Scholars Publishing (C.S.P.) Edition, Science Publishing Group, pp. 3-22, 2014.
- [3] Baisch, S., Bohnhoff, M., Ceranna, L., Tu, Y. and Haijes, H.P., Probing the crust to 9-km depth: fluid-injection experiments and induced seismicity at the KTB superdeep deep drilling hole, Germany, Bull. Seismil. Soc. Amer., vol. 92(6), pp. 2369-2380, 2002.
- [4] Ketcham, R.A., Carlson, W.D., Acquisition, optimization and interpretation of X- Ray computed tomographic imagery: Applications to the geosciences, Computers and Geosciences, vol. 27, pp. 381-400, 2001.
- [5] Hebert V., Garing C., Luquot L., Pezard P.A., Gouze P, Multi-scale X-ray tomography analysis of carbonate porosity, Fundamental controls on fluid flow in carbonates, vol. 1(406), pp. 61-79, 2014.
- [6] Plessis A., Olawuyi B.J., Boshoff W.P., Le Roux S.G, Simple and fast porosity analysis of concrete using X-ray, Materials and Structures, vol. 49(1), pp. 553-562, 2016.
- [7] Muter D., Pedersen S., Sorensen H.O., Feidenhans'l R., Stipp S.L. S., Improved Segmentation of X-Ray Tomography Data from Porous Rocks Using a Dual Filtering Approach, Computers and Geosciences, vol. 49, pp. 131-139, 2012.
- [8] Milner H.B., Sedimentary Petrography - Geology and Mineralogy, Watchmaker Publishing, Science, 160 p., 2003.
- [9] Nakato T., Kawamata I, Takagi S., Inorganic nanosheets and nanosheet-based materials : fundamentals and applications of two-dimensional systems, Springer, 542 p., 2017.
- [10] Microdispersed weighting agent allows to create optimal parameters of washing liquids and becomes a real alternative to heavy salt solutions (In Russian). URL: <https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/10/065.pdf> (reference date: October 16, 2017).