

DOI: 10.26730/1999-4125-2017-6-121-126

УДК 622.324.5

**О ВЛИЯНИИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ
УГОЛЬНОГО ПЛАСТА НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ЗАКРЕПЛЕННОЙ ТРЕЩИНЫ
ГИДРОРАЗРЫВА**

**ABOUT THE INFLUENCE OF THE STRAIN-STRESS STATE OF COAL SEAM ON
THE PROPPED FRACTURE PERMEABILITY**

Хямяляйнен Вениамин Анатольевич

доктор техн. наук, профессор, e-mail: vah@kuzstu.ru

Khyamyalyaynen Veniamin A., Dr. Techn. Sciences, Professor

Баёв Михаил Алексеевич

ст. преподаватель, e-mail: bma.gdk@gmail.com

Bayev Mikhail A., Senior Lecturer

Шевцов Александр Григорьевич

аспирант, e-mail: lexshevtsov@mail.ru

Shevtsov Aleksandr G., postgraduate student

Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, 650000, Россия,
г. Кемерово, ул. Весенняя, 28

T. F. Gorbachev Kuzbass State Technical University, 28, Vesennyaya St., Kemerovo, 650000, Russian
Federation

Аннотация. Приведен анализ способов интенсификации добычи метана из нетронутых угольных пластов. Дано описание процесса гидравлического разрыва пласта (ГРП), как наиболее часто используемого метода стимуляции производительности скважин при промышленной добыче метана из угольных пластов, и приведены основные его преимущества. Основными факторами, влияющими на остаточную проницаемость созданных в результате ГРП трещин, являются горно-геологические условия и характеристики используемого закрепляющего материала (пропант), в качестве которого наиболее часто применяется стандартный сортированный по крупности кварцевый песок. Показано влияние напряженно-деформированного состояния массива горных пород на изменение проницаемости и необходимость продолжения его исследования с учетом различных технологических особенностей гидроразрыва. Приведены результаты лабораторных исследований песков месторождений Кемеровской области с целью выявления наиболее перспективных для закрепления трещин гидроразрыва. Показана перспективность и возможность применения гидроразрыва пласта с использованием местных песков в качестве закрепляющего материала.

Abstract. The analysis of the ways of methane production stimulation from virgin coal formations is given. The description of the process of hydraulic fracturing (fracturing) as the most common stimulation method during the commercial coalbed methane production as well as its major advantages are presented. Key factors affecting the residual permeability of fractures created after the fracturing are subsurface conditions and features of the restraining material (proppant), most commonly, the conventional quartz sand sorted according to particles size. The influence of the strain-stress state of the rock massif on the alteration of permeability and the necessity of its extension study with respect to different technological features of hydraulic fracturing is shown. Results of laboratory study of sands collected from Kemerovo region deposits for the purpose of finding the most prospective samples for fractures propping are presented. The potential and ability to implement the hydraulic fracturing with the use of locally available sands acting as proppants are shown.

Ключевые слова: Метан угольных пластов, гидравлический разрыв пласта, пропант, песок, проницаемость, напряженно-деформированное состояние, массив горных пород.

Keywords: Coalbed methane, hydraulic fracturing, proppant, sand, permeability, strain-stress state, rock massif.

Современное мировое хозяйство характеризуется высоким уровнем потребления энергетических ресурсов. Развитие топливно-энергетического и металлургического комплекса,

нефтеперерабатывающей и химической промышленности опирается на широкое использование различных видов минеральных ресурсов, добываемых из земных недр. В качестве топливно-

энергетического и технологического сырья особенно широко применяются нефть, природный газ и уголь. Нарастающие потребности человечества в названных полезных ископаемых заставляют постоянно увеличивать их добычу. Постепенное истощение или значительное сокращение их запасов в легкодоступных месторождениях привели к увеличению сложности и стоимости добычи. В связи с этим одной из приоритетных задач является разработка нетрадиционных ресурсов углеводородов, к которым относятся: тяжёлые нефти и нефтяные (битуминозные) пески, метан угольных пластов, сланцевые газ и нефть, газы плотных пород, газовые гидраты и водорастворённые газы. Метан угольных пластов (МУП) имеет ряд отличий от других нетрадиционных ресурсов.

В настоящее время в Кемеровской области реализуется уникальный для России проект по промышленной добыче метана из нетронутых угольных пластов. Основная проблема промышленной добычи метана, в отличие от добычи природного газа традиционных месторождений, заключается в особенностях залегания метана в угольном пласте. По существующим представлениям метан в угольных месторождениях находится в различных состояниях. При этом до 80-95 % от общего объема составляет связанный метан, и основное его количество находится в виде раствора в твердом веществе (абсорбированный метан). Наряду с этим в природных условиях залегания угольных пластов преобладает процесс медленного диффузионного переноса метана по углю, т.е. газоотдача пласта идет чрезвычайно медленно [1, 2]. Именно эти особенности нахождения и перемещения метана в веществе угля определяют необходимость применения специальных методов интенсификации газоотдачи для его промышленного извлечения из угольных пластов. В мировой практике нашли применение различные методы, такие как: гидравлический разрыв пласта (ГРП), кавернообразование, горизонтально-направленное бурение (ГНБ), пневмо- и гидродинамическое воздействие (ПДВ, ПГДВ и ГДВ), реагентная обработка скважин, волновое воздействие на пласт, нагнетание в угольные пласты гелия, азота и углекислого газа, плазменно-импульсное воздействие (ПИВ), пенно-азотный ГРП и другие.

Для эффективного использования методов интенсификации в первую очередь требуются знания физических процессов, протекающих в массивах горных пород. Кроме этого, как показала практика разработки Кузбасских метанугольных промыслов, необходима адаптация методов к условиям конкретных месторождений и снижение экономических затрат на их реализацию.

В мировой практике для стимуляции производительности скважин, как при разработке традиционных месторождений нефти и газа, так и при промышленной добыче метана из угольных пластов, наиболее часто используется гидравличе-

ский разрыв пласта (ГРП) [1-4]. В процессе гидро-разрыва специальную технологическую жидкость нагнетают в пласт под высоким давлением, достаточным для того, чтобы вызвать разрыв этого пласта. На следующем этапе ГРП в жидкость разрыва добавляют зернистые материалы – называемые пропантами (расклинивающими агентами или закрепляющими материалами). Пропант распределяется в трещинах и удерживает их в раскрытом состоянии (расклинивает) после завершения операции. Созданная в результате ГРП система глубоко проникающих в пласт трещин позволяет, во-первых, увеличить площадь поверхности пласта соединенной со скважиной (площадь дренирования), в том числе за счет возникновения связи с сетью трещин естественного происхождения, не вскрытых скважиной. Во-вторых, расклиненные высокопроницаемые трещины разрыва представляют собой проводящие пути и облегчают течение газа из глубины пласта к скважине. Почти во всех случаях подавляющая часть добываемой продукции притекает из пласта в трещины, а затем по трещинам в скважину. И, в-третьих, за счет повышения проницаемости возникают условия для эффективной откачки насыщающей уголь пластовой воды, что позволяет создать максимально возможную депрессию на угольный пласт с целью активации процесса высвобождения сорбированного метана.

Таким образом, продуктивность скважин связана с геометрией трещин и их остаточной (эффективной) проницаемостью. В работе [5] были описаны основные факторы, влияющие на геометрию образующихся в результате гидроразрыва трещин. Основными факторами, влияющими на остаточную проницаемость трещины, являются горно-геологические условия (горное давление, механические свойства пород, температура) и характеристики используемого пропанта.

Горно-геологические условия наиболее полно характеризуются напряженно-деформированным состоянием исследуемого массива горных пород. В течение длительного периода геологического времени горные породы, залегающие в земной коре, подвергаются действию множества природных сил и факторов. В результате этих воздействий в массиве устанавливается естественное напряженно-деформированное состояние (НДС). Любое техногенное воздействие (будь-то строительство скважины, гидроразрыв, эксплуатация скважины или выемка угля) приводит к изменению естественного напряженно-деформированного состояния. Управление НДС породного массива или свойствами пород в результате гидроразрыва является довольно сложной задачей. Однако при реализации технологии гидроразрыва знание НДС позволяет выявить наиболее перспективные интервалы для проведения ГРП, контролировать рост трещин гидроразрыва в высоту и прогнозировать ориентацию со-

здаваемых трещин. Даже после проведения ГРП и на протяжении всего периода эксплуатации скважины, напряжения играют важную роль при добыче пластовых флюидов, оказывая влияние на фильтрационно-емкостные свойства коллектора.

нерных расчетов. При этом лидирующее положение занимает МКЭ благодаря возможности построения геометрии любой сложности и степени детализации [7]. Так, при моделировании угольных пластов с трещинами гидроразрыва (раскры-

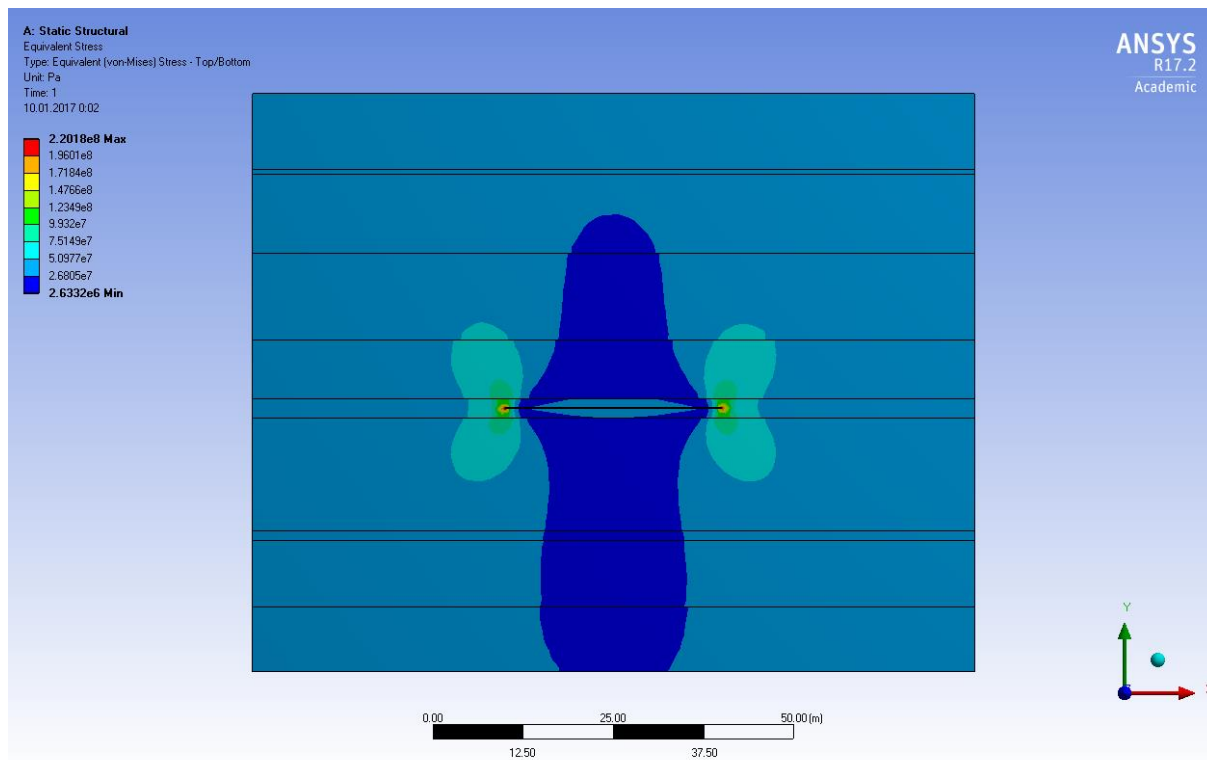


Рис. 1. Распределение эквивалентных напряжений вокруг угольного пласта с горизонтальной трещиной гидроразрыва длиной 30 м и раскрытием 0,1 м
Fig. 1. Distribution of equivalent stresses around the coal seam with the horizontal hydraulic fracturing's resulting fracture of 30 m length and 0,1 m opening

Доказано, что пористость и проницаемость горных пород уменьшаются с ростом действующих в массиве напряжений [6], и уголь тому не исключение.

В мировой практике для изучения НДС широко используется геомеханическое моделирование. Геомеханическая модель может быть аналитической, численной или физической в зависимости от способа обработки и представления данных. Наиболее удобными в обращении являются численные модели, которые точнее и сложнее аналитических, в то время как физические еще более точные, но требуют больших временных и материальных затрат. Ключевыми компонентами численных моделей являются: вертикальное напряжение, минимальное горизонтальное напряжение, максимальное горизонтальное напряжение и его направление, поровое давление и механические свойства горных пород. Среди существующих методов расчета НДС (конечно-элементный, конечно-разностный, гранично-элементный, дискретно-элементный и др.) стоит выделить метод конечных элементов (МКЭ) и метод конечных разностей (МКР), применяемые в большинстве современных программных комплексов для инже-

тие которых может составлять и порядка нескольких миллиметров), получение результатов, адекватно описывающих реальное распределение напряжений невозможно без обеспечения должной степени детализации.

Оценка напряженно-деформированного состояния угольного пласта вокруг трещины гидроразрыва проведена путем геомеханического моделирования с использованием программного комплекса ANSYS. Пример полученных результатов геомеханического моделирования массива горных пород по данным Ерунаковского геолого-экономического района Кузбасса в виде картины распределения напряжений приведен на рис. 1.

Обобщенные результаты моделирования показали, что трещины одной геометрии в разных горно-геологических условиях приводят к различному изменению естественного напряженно-деформированного состояния. Следовательно, проведение гидроразрыва требует индивидуального подхода в каждом конкретном случае.

Важной задачей при проектировании гидроразрыва является выбор подходящего пропанта, обеспечивающего необходимую проницаемость закрепленной трещины гидроразрыва. При выборе

конкретного расклинивающего материала необходимо учитывать его основные физические характеристики: прочность, размер зерен и гранулометрический состав, качество (наличие примесей, растворимость в кислотах), форма гранул (сферичность и округлость) и плотность. Особое внимание при этом следует обратить на исключение смыкания закрепленных трещин разрыва и обеспечение требуемой проницаемости. В качестве пропанта используют искусственные керамические материалы и природные кварцевые пески. При проведении большинства операций ГРП, в том числе и при гидроразрыве угольных пластов, наиболее часто используемый расклинивающий материал – стандартный сортированный по крупности кварцевый песок [1-4, 8-11]. Это во многом обусловлено его доступностью, относительно низкой стоимостью и пригодностью для различных пластовых условий. Песок имеет достаточно высокую прочность, чтобы выдерживать напряжение смыкания трещины при гидроразрыве пластов, залегающих на глубине до 2400-2500 м. Угольные пласты, из которых сейчас осуществляется добыча метана в Кузбассе, залегают на глубине до 1350 м, поэтому применение песка при их гидроразрыве является вполне практичным решением. При этом с целью уменьшения стоимости закрепляющего материала, очевидно, целесообразно использовать местные пески, для чего необходимо обоснование пригодности их свойств для закрепления трещин гидроразрыва при извлечении метана из нетронутых угольных пластов.

Кемеровская область обладает довольно богатой сырьевой базой песков. Имеется девять разведанных месторождений формовочных песков (запасы – 214 млн. т), три стекольных (144 млн. т), шесть строительных (35 млн. м³) и тридцать месторождений песчано-гравийного материала (189 млн. м³). Имеется также целый ряд месторождений, не учтенных государственным балансом. Поэтому целью настоящих исследований является поиск месторождений природных песков Кемеровской области, которые возможно использовать в качестве расклинивающих агентов при проведении гидроразрыва угольных пластов. Для исследований были отобраны пробы двадцати двух месторождений песков и песчано-гравийных смесей Кемеровской области, трех месторождений Томской области и двух месторождений Алтайского края.

Как было отмечено выше, проницаемость трещин гидроразрыва напрямую связана с продуктивностью скважин. В свою очередь существует взаимосвязь между проницаемостью зернистого сыпучего материала и его пористостью (пустотностью) – в общем случае проницаемость тем выше, чем выше пористость. Одним из факторов, влияющих на величину пористости, является однородность, или сортированность, зерен по размеру [12]. Если мелкие частицы смешаны с более круп-

ными песчаными зернами, то эффективная пористость (представленная сообщающимися между собой порами) значительно уменьшится. Поэтому для закрепления трещин гидроразрыва используют пропанты определенных фракций, то есть хорошо отсортированный материал. Кроме этого на проницаемость закрепленной трещины гидроразрыва существенно влияет разрушение зерен в трещине под действием напряжения сжатия. Интенсивность разрушения зависит от размера зерен, их формы, невидимых дефектов, температуры, химического состава и др. Разрушение зерен приводит к изменению гранулометрического состава закрепителя в трещине и, следовательно, к снижению его пористости и проницаемости. Поэтому при выборе закрепляющего материала необходимо учитывать способность его зерен сопротивляться разрушению.

Были проведены исследования состава и физических свойств неподготовленного песка, которые включали в себя определение содержания пылевидных и глинистых частиц, гранулометрического состава и модуля крупности, плотности и пустотности непромытой и промытой проб. Также проведены исследования подготовленного песка, основанные на стандарте ISO 13503-2 [13], а именно определение плотности и пустотности, сопротивления раздавливанию [14].

Что касается измерения проницаемости закрепленной трещины разрыва, то необходимо учесть следующее. Остаточная (или эффективная) проницаемость закрепленной трещины разрыва в угольном пласте может существенно отличаться от номинального значения проницаемости пропанта, даваемого производителем. Это различие можно объяснить рядом причин, одними из которых являются особенности физико-механических свойств угля и условия залегания угольных пластов. Данные факторы не учитываются в полной мере в стандартной методике измерения проводимости упаковки пропанта ISO 13503-5 [15], а информации об изучении их влияния на фильтрационную способность закрепленных трещин гидроразрыва угольных пластов недостаточно.

Именно поэтому при исследованиях песков для определения проницаемости предлагается использовать оригинальную лабораторную установку, разработанную в КузГТУ. Главной особенностью установки являются образцы, изготовленные из эквивалентного углю материала, которые используются вместо стандартных лабораторных образцов песчаника [5]. В первую очередь были проведены исследования по определению коэффициента проницаемости трещины разрыва, закрепленной пропантом с известной проницаемостью (т.е. определенной на стандартной установке). Таким материалом является керамический алюмосиликатный пропант Вогргор фракции 20/40. Данные о его проницаемости представлены на сайте производителя. В итоге удалось сравнить

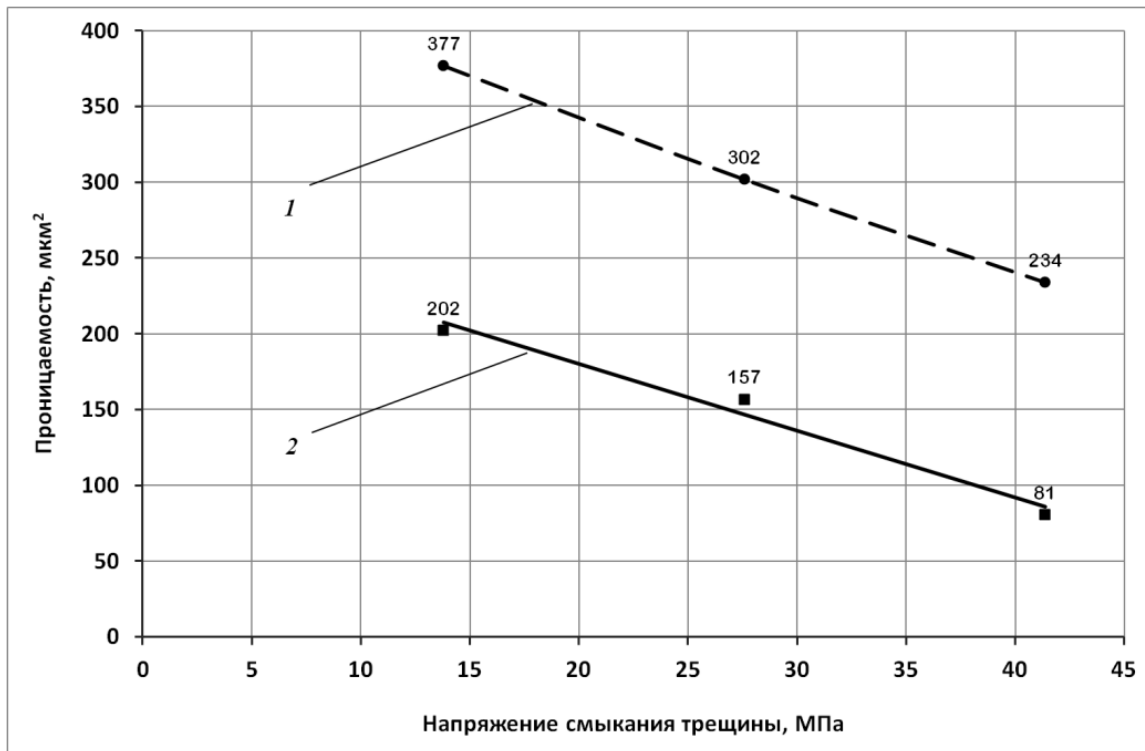


Рис. 2. Зависимость проницаемости трещины разрыва, закрепленной пропантом Borprop 20/40 от напряжения ее сжатия: 1 – номинальное значение проницаемости; 2 – данные, полученные на разработанной лабораторной установке

Fig. 2. Dependence of the permeability of the fracture wedged with Borprop 20/40 proppant on the closure stress: 1 – initial permeability; 2 – data obtained at the assembled laboratory unit

имеющуюся официальную информацию с данными, полученными на разработанной лабораторной установке с использованием образцов изготовленных из эквивалентного материала. Результаты выполненных экспериментальных исследований представлены на рис. 2.

Из графиков видно, что проницаемость закрепленной трещины разрыва в угольном пласте в 2-3 раза ниже номинального значения проницаемости. Данный факт демонстрирует влияние свойств угольного пласта на остаточную проницаемость закрепленной трещины гидроразрыва.

В целом, результаты вышеприведенного анализа и выполненных экспериментальных исследований показывают необходимость учета влияния напряженно-деформированного состояния угольного пласта на проницаемость закрепленной трещины гидроразрыва в конкретных горно-геологических условиях метанугольных месторождений Кузбасса, что в свою очередь открывает перспективы для повышения дебита метанодобывающих скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ / REFERENCES

1. Rudy E. Rogers, Kumar Ramurthy, Gary Rodvelt, Mike Mullen. Coal Bed Methane: Principles and Practices. 2nd ed. Starkville, MS: Oktibbeha Publishing Co., 2007. 504 p.
2. Coal Bed Methane: From Prospect to Pipeline. 1st ed. Edited by Pramod Thakur, Steve Schatzel, Kashy Aminian. San Diego, CA, USA: Elsevier Inc., 2014. 440 p.
3. Michael J. Economides, Ronald E. Oligney, Péter Valkó. Unified Fracture Design: Bridging the Gap Between Theory and Practice. Alvin, TX, USA: Orsa Press, 2002. 262 p.
4. Michael J. Economides, Tony Martin [editors]. Modern Fracturing: Enhancing Natural Gas Production. Houston, TX, USA: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. 509 p.
5. Baev Mihail A. Modeling Peculiarities of Reinforced Crack of Hydraulic Fracture of Coal Seams for Estimation of Their Permeability. Proceedings of the Taishan Academic Forum – Project on Mine Disaster Prevention and Control, October 2014, Qingdao, China. Paris, France: Atlantis Press, 2014. P. 361–365. DOI: <http://dx.doi.org/10.2991/mining-14.2014.53>

6. Ian Palmer, John Mansoori. How Permeability Depends on Stress and Pore Pressure in Coalbeds: A New Model. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. V. 1. Issue 06, 1998. P. 539–544. DOI: <https://doi.org/10.2118/52607-PA>
7. Mark D. Zoback. Reservoir Geomechanics. 1st ed. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2010. 461 p.
8. Vicki A. Hollub, Paul S. Schafer. A Guide to Coalbed Methane Operations. Chicago, IL, USA: Published by Gas Research Institute, 1992. 376 p.
9. Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides. Petroleum Production Systems. 1st ed. Upper Saddle River, NJ, USA: Prentice Hall PTR, 1994. 624 p.
10. Forest Gray. Petroleum Production in Nontechnical Language. 2nd ed. Tulsa, OK, USA: Penn Well Publishing Company, 1995. – 288 p.
11. Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte [editors]. Reservoir Stimulation. 3rd ed. New York, NY, USA: John Wiley & Sons Inc., 2000. 856 p.
12. Djebbar Tiab, Erle C. Donaldson. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. 3rd ed. Waltham, MA, USA: Gulf Professional Publishing, Elsevier Inc., 2012. 976 p.
13. ISO 13503-2:2006. Petroleum and natural gas industries – Completion fluids and materials – Part 2: Measurement of properties of proppants used in hydraulic fracturing and gravel-packing operations. ISO, 2006. 28 p.
14. Baev Mikhail A., Khyamyalyaynen Veniamin A. Research in the Propping Agent for the Hydraulic Fracturing Cracks for the Methane Extraction from the Massive Coal Seams. Proceedings of the 8th Russian-Chinese Symposium «Coal in the 21st Century: Mining, Processing, Safety». October 2016, Kemerovo, Russia. Paris, France: Atlantis Press, 2016. P. 330–332. DOI: <http://dx.doi.org/10.2991/coal-16.2016.62>
15. ISO 13503-5:2006. Petroleum and Natural Gas Industries – Completion Fluids and Materials – Part 5: Procedures for Measuring the Long-Term Conductivity of Proppants. ISO, 2006. 25 p.

Поступило в редакцию 14.11.2017
Received 14.11.2017