УДК 622: 063.543: 622.411.33

С.В. Сластунов, Е.В. Мазаник, И.А. Комиссаров, А.Б.-М. Хаутиев

ВЫЯВЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИИ ПОДЗЕМНОГО ГИДРОРАЗРЫВА В ЧАСТИ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕМПА НАГНЕТАНИЯ РАБОЧЕЙ ЖИДКОСТИ

Аннотация. Проанализирован фактический материал по апробации и внедрению на шахте им. С.М. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс» новой усовершенствованной технологии подземного гидроразрыва, осуществляемого через скважины, пробуренные из подготовительных выработок. Сделана попытка определения рациональных параметров новой технологии, в частности, выявлению рациональных параметров технологии подземного гидроразрыва в части оптимизации одного из основных параметров технологии — темпа нагнетания рабочей жидкости. Сделан вывод о том, что при предварительной дегазации угольного пласта из подземных скважин гидроразрыв (гидрорасчленение) последнего целесообразно проводить с применением шахтной маслостанции для закачки рабочей жидкости с максимально возможным темпом 10 л/с. При заблаговременной дегазации угольного пласта (ЗДП) с использованием его гидрорасчленения через скважины с поверхности целесообразно вести процесс закачки с максимально возможным для вышеназванной насосной техники темпом закачки. В условиях первого натурного эксперимента по применению ЗДП на выемочном участке 24—63 поля шахты им. С.М. Кирова закачку целесообразно вести с темпом до 100 л/с. Необходимым условием достижения высокой эффективности способа является обеспечение плавного выхода на режим гидрорасчленения в соответствие с приведенной зависимостью.

Ключевые слова: неразгруженные угольные пласты, предварительная пластовая дегазация, заблаговременная дегазация скважинами с поверхности, новая усовершенствованная технология гидроразрыва угольного пласта, параметры способа, условия обеспечения высокой эффективности.

DOI: 10.25018/0236-1493-2018-9-0-90-96

Основными параметрами разработанной и испытанной на шахте им. С.М. Кирова усовершенствованной технологии подземного гидроразрыва (ПодзГРП), сущность и особенности которой подробно изложены в [1, 2], являются:

- темп нагнетания рабочего агента;
- давление его нагнетания;
- режим закачки;
- эффективная длина скважин гидроразрыва;
- объем нагнетания;
- радиус гидроразрыва (гидрорасчленения).

Проанализируем данные гидрообработок, осуществленных на первом объекте поисковых экспериментальных работ — выемочном участке 24—58 (скважины ПодзГРП № 1—12) и 24—59 (скважины ПодзГРП № 13—18). Основные параметры реализации подземного гидроразрыва на скважинах ПодзГРП № 1—18 приведены в таблице.

Проведенные шахтные испытания усовершенствованной технологии гидроразрыва ПодзГРП позволили оценить влияние темпа нагнетания q на давление гидроразрыва.

ISSN 0236-1493. Горный информационно-аналитический бюллетень. 2018. № 9. С. 90–96.
© С.В. Сластунов, Е.В. Мазаник, И.А. Комиссаров, А.Б.-М. Хаутиев. 2018.

Основные параметры реализации подземного гидроразрыва на скважинах ПодзГРП № 1—18
Basic parameters of hydraulic fracturing in drill holes nos. 1–18

Номер скв.	Дата ГРП	Темп нагн. раб. ж., л/с	Эффект. длина скв., м	Диам. необс. части скв., мм	Уд. темп нагн., л/с · м^2	Уд. темп нагн., л/с м	Макс. давл., атм	Устан. давл., атм	Объем закачки, р. ж., м^3	Глубина залегания пласта, м	
1	18.08.15	10	2	50	31,8	5	215	215	5,4	444	вент. печь 24—58
2	26.08.15	5—10	2	50	15,9—31,8	2,5—5	195	195	15	442	вент. печь 24—58; первые 3 цикла — 5 л/с; 4, 5 циклы — 10 л/с
3	31.08.15	10	3	50	21,2	3,3	195	195	20	438	вент. печь 24—58
4	14.09.15	10	7	50	9,1	1,43	180	170	15	416	вент.печь 24—58
5	14.09.15	10	5	50	12,7	2,0	175	175	10	407	вент. печь 24—58
6	15.09.15	10	3	50	21,2	3,3	160	155	15,6	394	вент. печь 24—58
7	27.05.16	5	5	50	6,3	1,0	125	125	18	425	конв. печь 24—58
8	27.05.16	5	5	50	6,3	1,0	100	100	6	430	конв. печь 24—58
9	27.05.16	5	5	50	6,3	1,0	140	140	7	434	конв. печь 24—58
10	25.05.16	5	10	50	3,2	0,5	155	155	5	455	конв. печь 24—58
11	25.05.16	5	15	50	2,1	0,33	140	140	18	464	конв. печь 24—58
12	25.05.16	5	20	50	1,6	0,25	135	135	19	466	конв. печь 24—58
13	06.06.16	5	20	50	1,6	0,25	135	135	18	441	вент. печь 24—58
14	06.06.16	5	25	50	1,3	0,20	130	125	18	445	вент. печь 24—58
15	06.06.16	5	30	50	1,1	0,17	135	120	6	453	вент. печь 24—58
16	14.06.16	5	30	93	0,6	0,17	110	105	16	451	вент. печь 24—58
17	14.06.16	5	40	93	0,43	0,13	130	110	18	455	вент. печь 24—58
18	14.06.16	5	50	93	0,34	0,1	120	120	18	459	вент. печь 24—58

Примечание. На скважинах № 6—9 и № 16 имела место разгерметизация скважины.

При темпе нагнетания 10 л/с (скв. ПодзГРП № 1—6) максимальное давление гидроразрыва изменялось по скважинам от 160 до 215 атм.

$$q = 10 \text{ л/с } P_{max} = 160 \div 215 \text{ атм.}$$

На скважинах ПодзГРП № 7—18:

$$q = 5 \text{ л/с } P_{max} = 100 \div 155 \text{ атм.}$$

Отмечаем, что чем больше темп нагнетания рабочей жидкости гидроразрыва, тем выше максимальное давление гидровоздействия на угольный пласт. Однако необходимо отметить, что на скважинах № 1—18 было разное значение эффективной длины скважины (длины необсаженной части скважины, $l_{эф}$). Сравним данные по скважинам, имеющим одинаковое значение $l_{эф}$ = 5 м.

$$l_{эф} = 5 \text{ м:}$$
$$q = 10 \text{ л/с (скв. №5); } P_{max} = 175 \text{ атм.}$$

$$q = 5 \text{ л/с (скв. № 7—9);}$$
$$P_{max} = 100 \div 140 \text{ атм.}$$

Из приведенных данных можно сделать предварительный вывод, что чем больше темп нагнетания рабочего агента гидроразрыва, тем больше давление нагнетания.

Вопрос выбора рационального темпа закачки неоднозначен. С одной стороны темп нагнетания в 5 л/с создает давления в пласте, позволяющие реализовать режим гидрорасчленения, но возможность увеличить темп нагнетания в 2 раза до 10 л/с целесообразен, так как дополнительная энергия, вносимая в пласт, должна позитивно сказаться на эффективности пластовой дегазации, имея ввиду «энергетический барьер» пластовой дегазации [2, 3], базирующийся на положении, что чем больше энергии вносится в пласт на стадии реализации активных воздействий по повышению проницаемости массива и десорбции метана, тем эффективнее пластовая дегазация.

Выполненные экспериментальные работы на шахте им. С.М. Кирова подтвердили это. На рис. 1 представлены данные по эффективности пластовой дегазации в зонах подземного гидроразрыва на

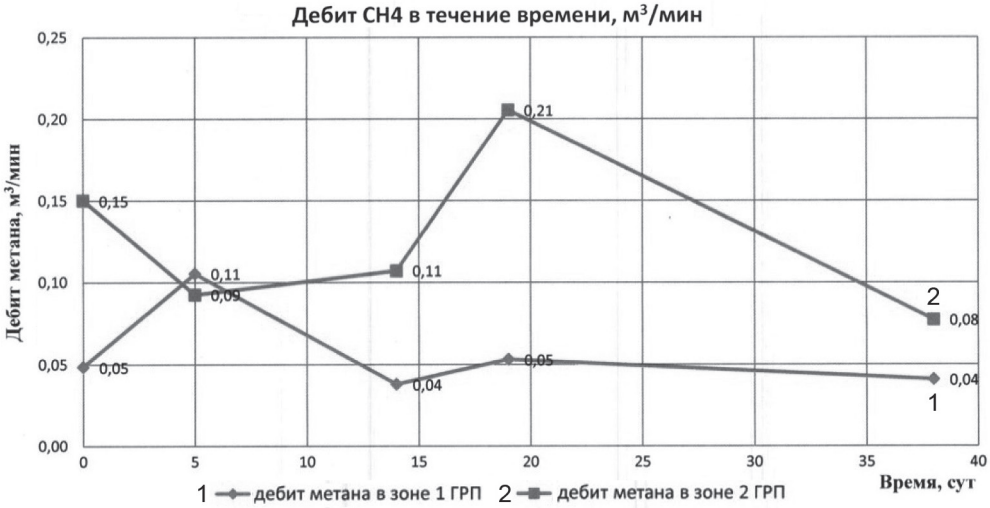

Рис. 1. Влияние темпа нагнетания рабочей жидкости при гидроразрыве на эффективность извлечения метана пластовыми скважинами в зонах ГРП (выемочный участок 24—59, скважины № 59/1 — 59/10)

Fig. 1. Influence of fluid injection rate on coalbed methane recovery efficiency with in-seam drill holes (longwall 24–59, holes nos. 59/1–59/10)

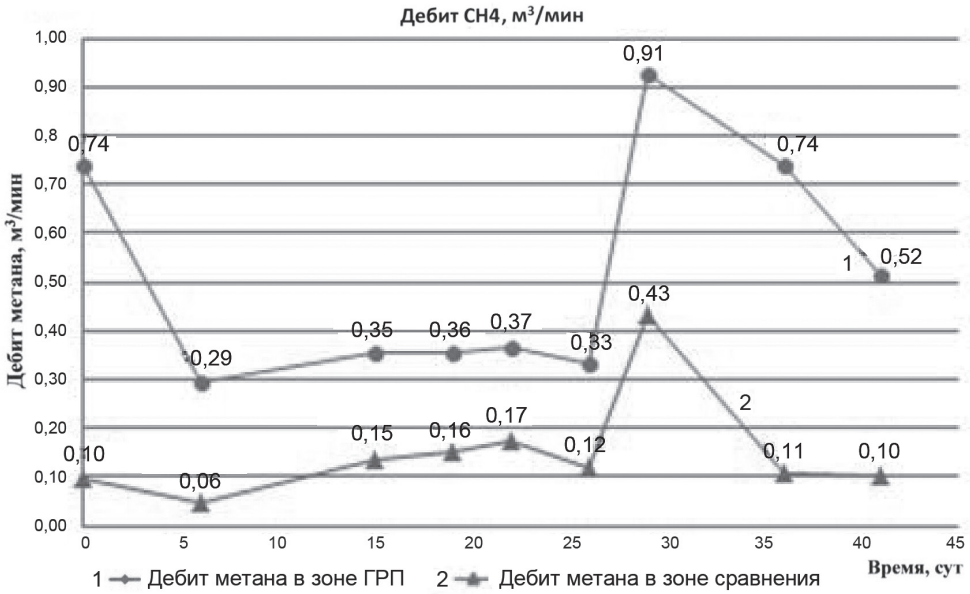

Рис. 2. Влияние темпа нагнетания рабочей жидкости при гидроразрыве на эффективность извлечения метана пластовыми скважинами в зонах ГРП (выемочный участок 24—58, скважины № 1—6)

Fig. 2. Influence of fluid injection rate on coalbed methane recovery efficiency with in-seam drill holes (longwall 24–58, holes nos. 1–6)

выемочном участке 24—59, где темп нагнетания рабочей жидкости составлял 2 л/с (кривая *1* рис. 1, 1 ГРП — участок ответственности скважин ГРП № 59–1 — 59–6, средний дебит 0,06 м³/мин) и для сравнения аналогичная картина с темпом нагнетания 5 л/с (кривая *2* рис. 1, 2 ГРП — участок ответственности скважин ГРП № 59–7 — 59–10, средний дебит 0,14 м³/мин, что в 2,5 раз выше).

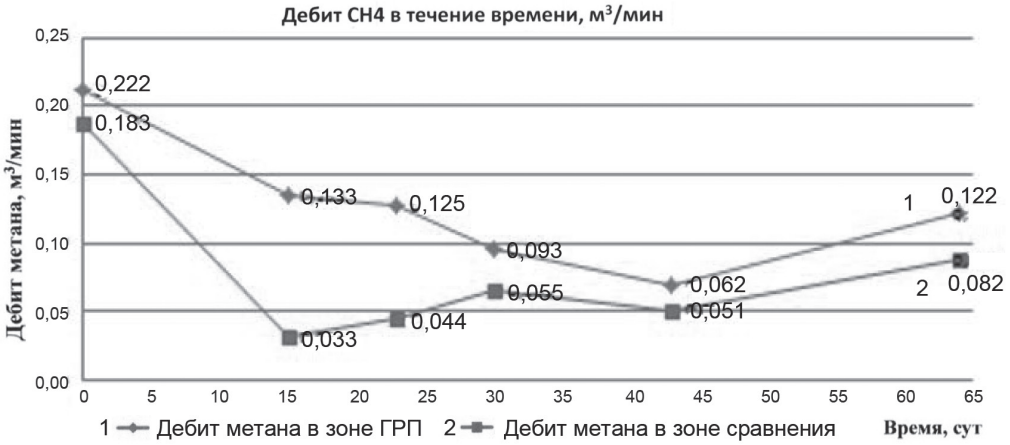

Рис. 3. Влияние темпа нагнетания рабочей жидкости при гидроразрыве на эффективность извлечения метана пластовыми скважинами в зонах ГРП (выемочный участок 24—59, скважины 13—18)

Fig. 3. Influence of fluid injection rate on coalbed methane recovery efficiency with in-seam drill holes (longwall 24-59, holes nos. 13–18)

На рис. 2 можно видеть еще большую продуктивность дегазационных скважин в зонах ПодзГРП, где гидроразрыв проводился с темпом 10 л/с (участок 24—58, скв. № 1—6, средний дебит 0,6 м^3/мин) в сравнении с участком скважин ГРП № 13—18, где темп нагнетания был 5 л/с и средний дебит 0,2 м^3/мин, т.е. в 3 раза ниже (рис. 3).

Нетрудно видеть подтверждение роли энергетического фактора — чем больше темп нагнетания, тем выше эффективность пластовой дегазации.

Таким образом, рекомендация по темпу нагнетания заключается в следующем. Чем мощнее нагнетательная техника, тем выше эффективность работ по пластовой дегазации. Основной вопрос о мобильности насосной техники (вопрос доставки ее к месту проведения дегазационных работ) и возможности плавного повышения темпа нагнетания (аналогично проведению работ по ЗДП [4]).

Для условий шахты им. С.М. Кирова, где на выемочном участке 24—63 предусмотрена заблаговременная дегазация угольного пласта через скважины, пробуренные с поверхности, может быть рекомендована циклическая закачка рабочей жидкости с темпом 80—100 л/с в режиме гидрорасчлеления: в первый цикл закачка ведется с темпом 5 л/с (40% общего объема закачки), во второй цикл закачка ведется с темпом — 10 л/с (оставшиеся 60% общего объема закачки). Предположительно в первый цикл раскрывается одна система естественных трещин в пласте, во второй цикл — вторая. Известно, что угольные пласты имеют от 2 до 4 основных систем естественной трещиноватости [4, 5]. Такой режим имеет основания для большей вероятности реализации режима гидрорасчленения, нежели режима гидроразрыва (более плавный выход на режим).

В общем случае, когда темп нагнетания может меняться в процессе закачки в соответствие с [4] выход на режим должен осуществляться по зависимостям (1), (2):

$$q_{po}(t) = 0{,}5t \text{ , л/с,} \qquad (1)$$

где t — время от начала закачки, мин;

$$0 \le t \le 0{,}4\ Q, \text{ м}^3, \qquad (2)$$

где Q — общий объем закачки рабочей жидкости, м^3.

В дальнейшем темп закачки не снижается до окончания процесса. Момент окончания гидрорасчленения пласта в прискважинной зоне фиксируется по относительной стабилизации давления.

Проведенный анализ позволяет сделать вывод о том, что при предварительной дегазации угольного пласта из подземных скважин гидроразрыв (гидрорасчленение) последнего целесообразно проводить с применением маслостанции для закачки рабочей жидкости с максимально возможным темпом 10 л/с.

При заблаговременной дегазации при гидрорасчленеии угольного пласта через скважины с поверхности целесообразно вести процесс закачки с максимально возможным для применяемой насосной техники темпом закачки.

В условиях первого натурного эксперимента на выемочном участке 24—63 поля шахты им. С.М. Кирова закачку целесообразно вести с темпом 80—100 л/с.

Поиск оптимальных параметров пластовой дегазации и прогноз ее эффективности необходимо вести на основе получения достоверной информации по основным свойствами и характеристикам состояния углегазоносного массива, таким, в частности, как пластовое давление, проницаемость, сорбционных характеристик угольного пласта, коэффициента диффузии и др. [6—10].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Сластунов С. В.*, *Ютяев Е. П.*, *Мазаник Е. В.*, *Садов А. П.*, *Понизов А. В.* Шахтные испытания усовершенствованной технологии подземной пластовой дегазации с использованием гидроразрыва // Уголь. — 2016. — № 11. — С. 32—37.

2. *Сластунов С. В.*, *Ютяев Е. П.*, *Мазаник Е. В.*, *Ермак Г. П.* Исследование эффективности усовершенствованной технологии подземного гидроразрыва угольного пласта для его дегазации // Горный журнал. — 2018. — № 1. — С. 83—87.

3. *Сластунов С. В.*, *Ютяев Е. П.* Обоснованный выбор технологии пластовой дегазации для обеспечения безопасностиподземных горных работ при интенсивной добыче угля // Записки горного института. — 2017. — т. 223. — С. 125—130.

4. *Временное* руководство по заблаговременной подготовке шахтных полей к эффективной разработке скважинами с поверхности с пневмогидровоздействием на свиту угольных пластов. — М.: МГИ, 1991. — 92 с.

5. *Ножкин Н. В.* Заблаговременная дегазация угольных месторождений. — М.: Недра, 1979. — 271 с.

6. *Ютяев Е. П.* Проблема совершенствования технологии пластовой дегазации в условиях интенсивной разработки // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2015. — СВ 7. Промышленная безопасность минерально-сырьевогокомплекса в XXI веке. — С. 253—264.

7. *Ютяев Е. П.*, *Садов А. П.*, *Мешков А. А.*, *Хаутиев А. М.*, *Тайлаков О. В.*, *Уткаев Е. А.* Оценка фильтрационных свойств угля в гидродинамических испытаниях дегазационных пластовых скважин // Уголь. — 2017. — № 11. — С. 24—29.

8. *Ken Sinclair*. Canadian coal bedmethane «CBM» development opportunities [A]. In: Conference Documentation of International Investment Opportunities in Coalbed& Coalmine Methane [C]. London, 2001: 150—165.

9. *Michael D., Zuber*. Production characteristics and reservoir analysis of coalbed methane reservoirs [J]. International Journal of Coal Geology, 1998, 38: 27—45.

10. *Energy* Information Administration. U. S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves 2004 Annual Report. ГИАБ

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

Сластунов Сергей Викторович — доктор технических наук, профессор,
МГИ НИТУ «МИСиС», e-mail: slastunovsv@mail.ru,
Мазаник Евгений Васильевич[1] — кандидат технических наук, директор
по аэрологической безопасности подземных горных работ, e-mail: mazanikev@suek.ru,
Комиссаров Игорь Анатольевич[1] — зам. главного инженера по технологии управления дегазации и утилизации метана, e-mail: khautievam@suek.ru,
Хаутиев Адам Магомет-Баширович[1] — кандидат технических наук, инженер-технолог управления дегазации и утилизации метана, e-mail: khautievam@suek.ru,
[1] АО «СУЭК-Кузбасс».

ISSN 0236-1493. Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten'. 2018. No. 9, pp. 90–96.

Identification of rational parameters of hydraulic fracturing in terms of fluid injection rate optimization

Slastunov S.V., Doctor of Technical Sciences, Professor, e-mail: slastunovsv@mail.ru,
Mining Institute, National University of Science and Technology «MISiS», 119049, Moscow, Russia,
Mazanik E.V.[1], Candidate of Technical Sciences,
Director for Aerological Safety of Underground mining, e-mail: mazanikev@suek.ru,
Komissarov I.A.[1], Deputy Chief Engineer, e-mail: khautievam@suek.ru,
Khautiev A.B.-M.[1], Candidate of Technical Sciences, Engineer-technologist,
e-mail: khautievam@suek.ru,
[1] SUEK-Kuzbass JSC, 652501, Leninsk-Kuznetskiy, Russia.

Abstract. The representative factual data on trial and introduction of new improved hydraulic fracturing technology in Kirov Mine of SUEK-Kuzbass are analyzed. In this technology, hydraulic fracturing is implemented using holes drilled from development headings. An attempt is made to identify rational parameters of this technology, namely, one of its key parameters—fluid injection rate. Based on the analysis outcome, the conclusion is drawn that in pre-mine gas drainage by hydraulic fracturing, it is expedient to implement hydro-dissection of a coal seam using a mine oil-priming plant for fluid injection at the maximum possible rate of 10 l/s. In advanced degassing of coal seams by means of hydro-dissection using wells drilled from the ground surface, it is advisable to inject fluid at the maximum rate of the specified pumping facility. In the conditions of the first full-scale experiment on advanced degassing in longwall 24–63 in Kirov Mine, it is recommended to carry out fluid injection at a rate to 100 l/s. The necessary condition of higher efficiency of the method is smooth transition to the hydro-dissection mode in accordance with the relationship presented in this article.

Key words: Unloaded coal seams, pre-mine drainage, advanced surface degassing, new improved hydraulic fracturing technology for coal seams, parameters, high efficiency conditions.

DOI: 10.25018/0236-1493-2018-9-0-90-96

REFERENCES

1. Slastunov S. V., Yutyaev E. P., Mazanik E. V., Sadov A. P., Ponizov A. V. Shakhtnye ispytaniya usovershenstvovannoy tekhnologii podzemnoy plastovoy degazatsii s ispol'zovaniem gidrorazryva [Underground trial of improved in-seam coal drainage technology using hydraulic fracturing]. *Ugol'*. 2016, no 11, pp. 32—37. [In Russ].

2. Slastunov S. V., Yutyaev E. P., Mazanik E. V., Ermak G. P. Issledovanie effektivnosti usovershenstvovannoy tekhnologii podzemnogo gidrorazryva ugol'nogo plasta dlya ego degazatsii [Evaluation of efficiency of improved hydraulic fracturing technology for coal seam degassing]. *Gornyy zhurnal*. 2018, no 1, pp. 83—87. [In Russ].

3. Slastunov S. V., Yutyaev E. P. Obosnovannyy vybor tekhnologii plastovoy degazatsii dlya obespecheniya bezopasnostipodzemnykh gornykh rabot pri intensivnoy dobyche uglya [Justified selection of in-seam degassing technology for safe high-rate underground coal mining]. *Zapiski gornogo instituta*. 2017. vol. 223, pp. 125—130. [In Russ].

4. *Vremennoe rukovodstvo po zablagovremennoy podgotovke shakhtnykh poley k effektivnoy razrabotke skvazhinami s poverkhnosti s pnevmogidrovozdeystviem na svitu ugol'nykh plastov* [Temporal guidelines on advanced preparation of mine fields for efficient development using holes drilled from the ground surface for hydraulic treatment of a series of coal seams], Moscow, MGI, 1991, 92 p.

5. Nozhkin N. V. *Zablagovremennaya degazatsiya ugol'nykh mestorozhdeniy* [Advanced degassing of coal deposits], Moscow, Nedra, 1979, 271 p.

6. Yutyaev E. P. Problema sovershenstvovaniya tekhnologii plastovoy degazatsii v usloviyakh intensivnoy razrabotki [Problem of in-seam degassing improvement under high-rate mining]. *Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten'*. 2015. Special edition 7, pp. 253—264. [In Russ].

7. Yutyaev E. P., Sadov A. P., Meshkov A. A., Khautiev A. M., Taylakov O. V., Utkaev E. A. Otsenka fil'tratsionnykh svoystv uglya v gidrodinamicheskikh ispytaniyakh degazatsionnykh plastovykh skvazhin [Assessment of coal permeability in hydrodynamic testing of in-seam drainage holes]. *Ugol'*. 2017, no 11, pp. 24—29. [In Russ].

8. Ken Sinclair. Canadian coal bedmethane «CBM» development opportunities [A]. In: *Conference Documentation of International Investment Opportunities in Coalbed& Coalmine Methane* [C]. London, 2001: 150—165.

9. Michael D., Zuber. Production characteristics and reservoir analysis of coalbed methane reservoirs [J]. *International Journal of Coal Geology*, 1998, 38: 27—45.

10. Energy Information Administration. U. S. *Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves* 2004 Annual Report.