

С.В. Сластун, Е.В. Мазаник, А.А. Мешков, И.А. Комиссаров

# АНАЛИЗ РЕЖИМОВ НАГНЕТЕНИЯ РАБОЧЕЙ ЖИДКОСТИ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ТЕХНОЛОГИИ ПОДЗЕМНОГО ГИДРОРАЗРЫВА

**Аннотация.** Проанализирован представительный 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. Ведется поиск рациональных параметров новой технологии в части оптимизация режима закачки и определения эффективной длины скважин при проведении подземного гидроразрыва. Показано, что основная задача гидродинамического воздействия на дегазируемый угольный пласт заключается в раскрытии естественных систем трещин и объединение их в единую систему, ориентированную к скважине и эффективно функционирующую по извлечению метана из угольного пласта. Обосновано, что оптимальным режимом гидродинамического воздействия является гидрорасчленение угольных пластов. Дана оценка давления нагнетания рабочей жидкости для достижения указанного режима. Установлено, что давление гидрорасчленения на глубинах порядка 500 м составляет  $120 \pm 130$  атм. Достижение существенно более высоких значений давления нагнетания рабочего агента в пласт говорит о разрывных процессах, т. е. реализации менее желательного и менее энергетически выгодного режим гидроразрыва. Для условий пласта Болдыревский шахты им. С.М. Кирова эффективную длину скважин гидроразрыва рекомендуется проектировать в диапазоне  $35 \div 70$  м при бурении скважин на выемочном участке с двух сторон как из вентиляционной, так и из конвейерной печи.

**Ключевые слова:** неразгруженные угольные пласты, предварительная пластовая дегазация, новая усовершенствованная технология гидроразрыва угольного пласта, рациональные параметры способа.

DOI: 10.25018/0236-1493-2018-10-0-110-117

Основными параметрами разработанной и испытанной при непосредственном участии авторов на выемочных участках 24–58, 24–59 и 24–60 шахты им. С.М. Кирова усовершенствованной технологии подземного гидроразрыва (ПодзГРП) [1, 2] являются:

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

В предыдущих исследованиях авторов настоящей статьи, нашедших отражение в настоящем сборнике, были проанализированы данные гидрообработки, 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 и первичные результаты по эффективности воздействия позволили сделать предварительный вывод, что чем больше темп нагнетания рабочего агента гидрораз-

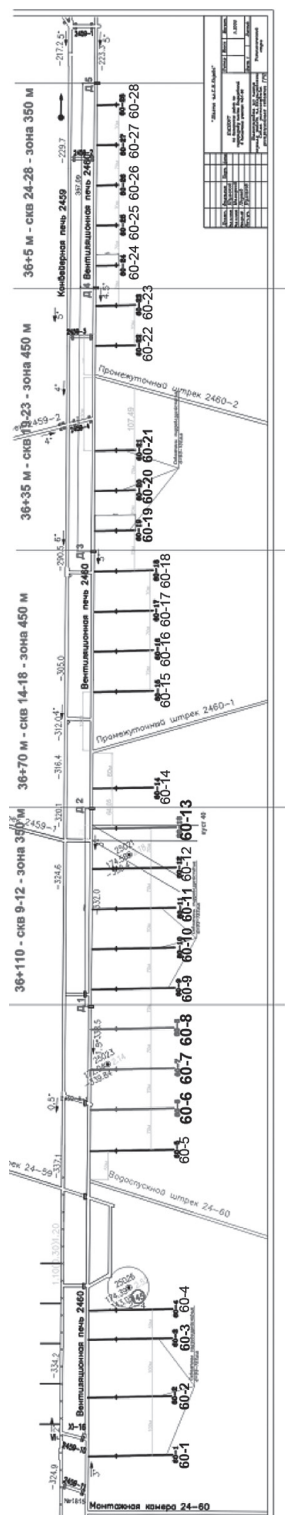


Рис. 1. Расположение скважин подземного гидроразрыва на выемочном участке 24–60

Fig. 1. Layout of underground fracturing drill holes in longwall 24–60

Основные параметры реализации подземного гидроразрыва на выемочном участке 24–59 на скважинах ПодзГРП № 50-1-59-10  
 Basic parameters of underground hydraulic fracturing in longwall 24–59 in drill holes No. 50-1-59-10

Номер скважины	Дата ГРП	Темп нагн. раб. Ж., л/с	Темп нагн., л/с · м	Эфф. длина СКВ., м	Уд. темп нагн., л/с · м	Макс. давл., атм	Уст. давл., атм	Объем закачки, р. ж., м <sup>3</sup>	Дебит мета- на до ГРП, л/мин	Дебит мета- тана после ГРП, л/мин	Глубина Н, м	Примечания
59–1	03.11.16	2,08	0,04	50	0,04	80	80	7,5	0	0	508	
59–2	03.11.16	2,08	0,03	70	0,03	100	100	7,5	2	6	506	
59–3	08.11.16	2,08	0,05	40	0,05	—	—	3,1	7,5	20–25	508	
59–4	08.11.16	2,08	0,07	30	0,07	150	145	36,8	0	10	508	
59–5	21.11.16	5	0,07	70	0,07	160	165	9	1–2	40–55	513	
59–6	21.11.16	5	0,055	90	0,055	135	140	15	0	0	513	
59–7	08.12.16	5	0,055	90	0,055	—	—	7,8	0	0	510	
59–8	08.12.16	5	0,045	110	0,045	145	145	10,2	4–4,5	15	510	гидросбойка (струи)
59–9	08.12.16	5	0,055	90	0,055	—	—	1,5	0	—	510	гидросбойка, треск
59–10	08.12.16	5	0,093	54	0,093	160	160	9,9	0	25–30	512	напряженный участок

рыва, тем больше давление нагнетания. Необходимо также оценить влияние величины эффективной длины скважин гидроразрыва ( $l_{эф}$ ) на величину давления нагнетания рабочего агента в угольный пласт. Это влияние было экспериментально изучено на выемочном участке 24–60 (скважины ГРП пробурены из вентиляционной печи участка 24–60, см. рис. 1). На рис. 1 красным цветом выделены первоначально запланированные к бурению и проведению работ скважины гидроразрыва, но которые не были пробурены по различным причинам.

На скважинах № 60/1 – 60/12 длина их составила 36 + 110 м (36 м – участок герметизации, 110 м – эффективная длина скважины), установившееся давление изменялось от 130 до 280 атм. (среднее 189).

На скважинах № 60/14 – 60/18 длина их составила 36 + 70 м, установившееся давление изменялось от 125 до 190 атм. (среднее 149).

На скважинах № 19–23 длина их составила 36 + 35 м, установившееся давление изменялось от 130 до 140 атм. (среднее 133).

На скважинах № 60/24 – 60/29 длина их составила 36 + 5 м, установившееся давление изменялось от 90 до 200 атм. (среднее 134).

Предварительно можно констатировать, что при эффективной длине скважин более 35 м просматривается следующая тенденция – чем больше  $l_{эф}$ , тем больше давление нагнетания.

Из конвейерной печи 24–60 навстречу этим скважинам ПодзГРП были пробурены скважины ПодзГРП длиной 36 + 35 м, установившееся давление изменялось от 125 до 240 атм. (среднее 173). При расчете средних величин исключались промахи (сомнительные крайние результаты).

В общем случае давление гидроразрыва может быть оценено формулой

$$P = [\sigma_p] + \rho gH \quad (1)$$

где  $[\sigma_p]$  – предел прочности угля на разрыв, атм.;  $\rho gH$  – максимально ожидаемое боковое давление, атм.

Учитывая, что эта величина может быть больше за счет дополнительных тектонических напряжений в массиве, реально достижимое давление гидроразрыва в части возможностей нагнетательных насосов желательнее иметь с определенным запасом.

$$P_{грп} = (\gamma_n H + \sigma_p) \alpha \quad (2)$$

где  $\alpha$  – коэффициент, учитывающий необходимое превышение забойного давления над давлением разрыва ( $\alpha = 1,2 \div 1,4$ ).

На выемочном участке 24–58 было установлено, что максимальное давление гидроразрыва достигало 215 атм., а на выемочном участке 24–60 имело значения в 260 атм. (скв. 60/3) и 300 атм. (скв. 60/5).

С другой стороны, для целей эффективной дегазации угольного пласта по извлечению из последнего метана по образованной блочно-трещиноватой техногенной среде, реализация при гидроразрыве режима гидрорасчленения в отличие от режима гидроразрыва более предпочтительна, так как при гидрорасчленении углегазоносный массив не рвется хаотически («по живому»), а раскрываются естественные трещины, всегда имеющиеся в угольном пласте, но находящиеся в сомкнутом состоянии [3]. Основная задача гидродинамического воздействия в этом случае заключается в раскрытии естественных систем трещин и объединение их в единую систему, ориентированную к скважине и эффективно функционирующую по извлечению метана из угольного пласта.

Из [4] известно, что гидрорасчленение начинается при давлении на забое скважин:

$$P_p = 0,012 H, \text{ МПа} \quad (3)$$

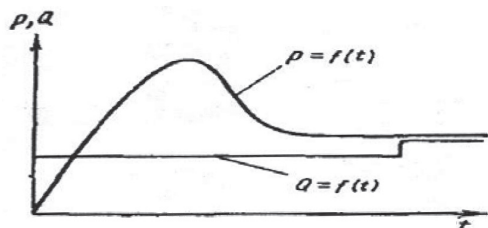


Рис. 2. График изменения расхода и давления при гидравлическом разрыве пласта с образованием искусственных трещин (гидроразрыв)  
 Fig. 2. Plot of fluid flow rate and pressure in hydraulic fracturing with creation of artificial cracks (hydraulic fracturing)

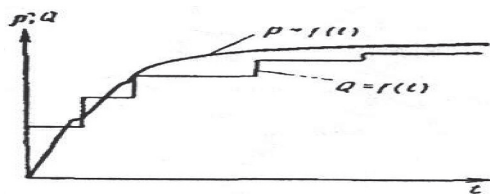


Рис. 3. График изменения расхода и давления при гидравлическом разрыве пласта с раскрытием естественных трещин (гидрорасчленение)  
 Fig. 3. Plot of fluid flow rate and pressure in hydraulic fracturing with opening of natural joints (hydraulic fissuring)

где  $H$  — глубина залегания угольного пласта, м.

При развитии процесса гидрорасчленения давление достигает величины

$$P_p = 0,025 H, \text{ МПа} \quad (4)$$

Пути движения жидкости при гидрорасчленении определяются большим числом факторов по сравнению с фильтрацией: морфологией пластовых трещин и пор, текстурой пласта, его проницаемостью в различных направлениях, градиентами давления вдоль трещин и от стенок в глубь массива.

Согласно формулы (4) давление гидрорасчленения на глубинах порядка 500 м составляет 120÷130 атм. Можно полагать, что если эти или близкие к ним значения достигнуты при стабилизации давления закачки рабочей жидкости, то основная цель создания условий для благоприятного функционирования дегазационных скважин достигнута. Достижение более высоких значений давления нагнетания рабочего агента в пласт говорит о разрывных процессах, т.е. в этом случае реализуется менее желательный и менее энергетически выгодный режим гидроразрыва.

Основные параметры реализации подземного гидроразрыва на выемочном участке 24—59 на скважинах ПодзГРП № 50—1 — 59—10 приведены в таблице.

Из данных таблицы можно видеть, что при эффективной длине скважин ПодзГРП  $l_{\text{эф}} = 30 \div 110$  м,  $P_{\text{max}} = 135 \div 160$  атм., что близко к значениям, характерным для процесса гидрорасчленения.

Важным вопросом является идентификация режима нагнетания рабочего агента в угольный пласт при реализации технологии ПодзГРП.

О раскрытии естественных или образовании искусственных трещин в пласте судят по графикам изменения расхода  $Q$  и давления  $p$  при осуществлении процесса гидродинамического воздействия на пласт [5]. Образование искусственных трещин на графике характеризуется падением давления при постоянном темпе закачки (рис. 2), а при раскрытии естественных трещин расход жидкости разрыва растет непропорционально росту давления (рис. 3).

На скважинах № 5, 11, 12 (выемочный участок 24—58), № 60/2, 60/10, 60/15, 60/32, 60/37, 60/53 (выемочный участок 24—60) получены кривые выхода на режим при гидродинамическом воздействии, позволяющие идентифицировать реализуемый в пласте режим как гидрорасчленение.

На скважинах № 4 (выемочный участок 24—58), № 15 (выемочный участок 24—59), № 60/12, 60/17, 60/25, 60/26, 60/28 (выемочный участок 24—60)

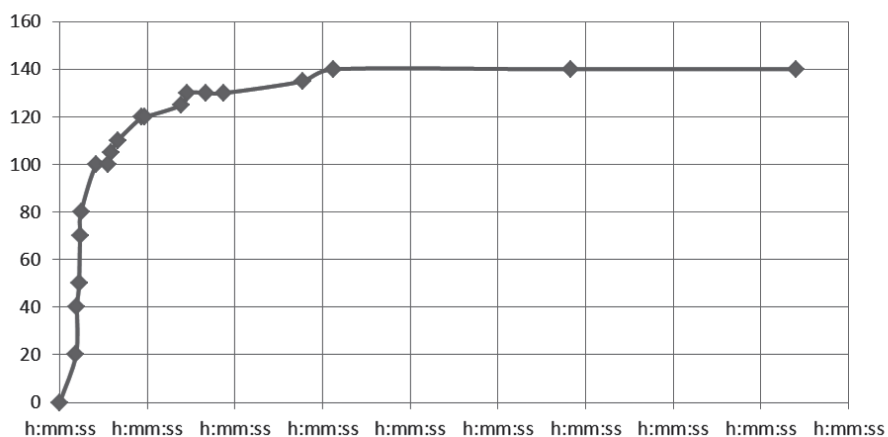


Рис. 4. Изменение давления нагнетания (бар) в процессе закачки (час-мин-сек) в скважину № 12  
 Fig. 4. Variation of pressure (bar) during fluid injection (hr-min-s) in drill hole no. 12

получены кривые выхода на режим при гидродинамическом воздействии, позволяющие в этих случаях идентифицировать реализуемый в пласте режим как гидрорасчленение с циклическими микрогидроразрывами.

На выемочном участке 24–60 при эффективной длине скважин 110 м давление нагнетания изменялось от 80 до 300 атм., что позволяет говорить, что даже при длинах скважин ПодзГРП (36+110) м реализуется не режим фильтрации (как можно было предполагать), а режим активного гидродинамического воздействия — гидроразрыва или (и) гидрорасчленения.

Бурение скважин ГРП с двух сторон на выемочном участке (длина лавы — 300 м) позволяет решать задачу дегазации всего объема угля на выемочном поле.

Бурение скважин рекомендуется вести буровым станком БУГ-200, который надежно обеспечивает бурение по угольному пласту дегазационных скважин на поле шахты им. С.М. Кирова и других шахтах АО «СУЭК-Кузбасс» длиной до 150 м.

Поиск оптимальных параметров пластовой дегазации необходимо вести на основе получения достоверной информации по основным свойствам и характеристикам состояния углегазоносного

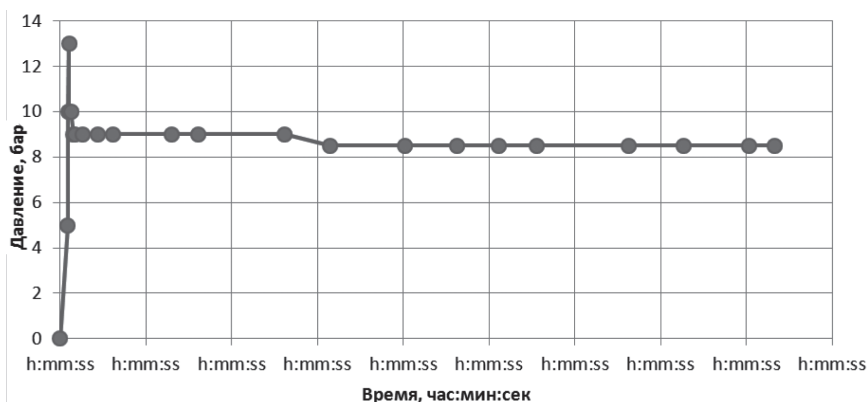


Рис. 5. Изменение давления нагнетания (бар) в процессе закачки (час-мин-сек) в скважину № 60/25  
 Fig. 5. Variation of pressure (bar) during fluid injection (hr-min-s) in drill hole no. 60/25

массива, таким как достоверная природная и текущая газоносность, пластовое давление, коэффициенты газопроницаемости и диффузии, а также сорбционных характеристик угольного пласта [6–10].

На основании вышеизложенного можно рекомендовать в технологии ПодзГРП эффективную длину скважин ГРП выбирать по фактору достижения благоприятного режима гидровоздействия, а именно, гидрорасчленения с раскрытием естественных трещин в угольном пласте без нарушения целостности массива. Для условий лавы 24–62 (ближайший перспективный объект предварительной пластовой дегазации)  $l_{\text{эф}}$  рекомендуется проектировать в диапазоне 35÷70 м при бурении скважин на выемочном участке с двух сторон как из вентиляционной, так и из конвейерной печи.

Выбор диапазона 35÷70 м также основывается на том, что такое относительно ограниченное удаление раскрываемых трещин от подготовительной выработки, из которой бурятся скважины ГРП, способствует подключению выработки к дегазационной системе по принципу того, что пластовая выработка функционирует в углегазоносном массиве как пластовая скважина большого диамет-

ра, причем функционирует в хорошо проницаемой, искусственно созданной гидроразрывом техногенной среде. Удаление точек внедрения жидкости в пласт до (36 + 110) м снижает потенциальные возможности подготовительной выработки для участия в эффективной дегазации угольного пласта.

Необходимо учитывать при реализации технологии ПодзГРП также «временной барьер». В соответствие с действующими руководящими документами [11, 12] время эксплуатации пластовых скважин должно быть не менее 6 и 12 месяцев соответственно для восстающих и нисходящих дегазационных пластовых скважин.

Применение гидроразрыва в общем случае не направлено на уменьшение этого срока, а, в значительно большей степени, для углубления дегазации, т.е. повышения ее эффективности. В связи с этим параметры заложения типовых скважин подземной пластовой дегазации в зонах ГРП определяются на основании указанных выше действующих руководящих документов. В перспективе можно рассматривать вопрос о сокращении минимального срока пластовой дегазации в зонах ГРП.

## 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. Ножкин Н. В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений. — М.: Недра, 1979. — 271 с.
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. Усачев П. М. Гидравлический разрыв пласта. — М.: Недра, 1986.
6. Ютяев Е. П. Проблема совершенствования технологии пластовой дегазации в условиях интенсивной разработки // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2015. — СВ 7. — 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. Energy Information Administration. U. S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves 2004 Annual Report.

9. Ken Sinclair. Canadian coalbed methane «CBM» development opportunities [A] / Conference Documentation of International Investment Opportunities in Coalbed & Coalmine Methane [C]. London, 2001: 150–165.

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

11. РД 15-09-2006. Методические рекомендации о порядке дегазации угольных шахт. Сер. 05. Вып. 14. — М.: ОАО «Научно-технический центр по безопасности в промышленности», 2007. — 256 с.

12. Инструкция по дегазации угольных шахт. — М.: ОАО «НТЦ «Промышленная безопасность», 2012. ПИЛБ

### КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

*Сластунов Сергей Викторович* — доктор технических наук, профессор, e-mail: slastunovsv@mail.ru, МГИ НИТУ «МИСиС»,  
*Мазаник Евгений Васильевич*<sup>1</sup> — кандидат технических наук, директор по аэрологической безопасности подземных горных работ, e-mail: mazanikev@suek.ru,

*Мешков Анатолий Алексеевич*<sup>1</sup> — кандидат технических наук, первый зам. генерального директора — технический директор,  
*Комиссаров Игорь Анатольевич*<sup>1</sup> — зам. главного инженера по технологии управления дегазации и утилизации метана, e-mail: khautievam@suek.ru,  
<sup>1</sup> АО «СУЭК-Кузбасс».

---

ISSN 0236-1493. Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten'. 2018. No. 10, pp. 110–117.

### Breakdown fluid injection modes in underground hydraulic fracturing

*Slastunov S.V.*, Doctor of Technical Sciences, Professor, Mining Institute, National University of Science and Technology «MISiS», 119049, Moscow, Russia, e-mail: slastunovsv@mail.ru,  
*Mazanik E.V.*<sup>1</sup>, Candidate of Technical Sciences, Director for Aerological Safety of Underground mining, e-mail: mazanikev@suek.ru,  
*Meshkov A.A.*<sup>1</sup>, Candidate of Technical Sciences, First Deputy General Director — Technical Director,  
*Komissarov I.A.*<sup>1</sup>, Deputy Chief Engineer, e-mail: khautievam@suek.ru,  
<sup>1</sup> SUEK-Kuzbass JSC, 652501, Leninsk-Kuznetskiy, Russia.

**Abstract.** The article analyzes representative actual information on testing and introduction of a new improved technology of hydraulic fracturing in holes drilled from developing entries in Kirov Mine, SUEK-Kuzbass. Determination of efficient parameters of the new technology is in process toward optimization of injection mode and finding of efficient drill hole length for hydraulic fracturing. It is shown that the principal objective of hydrodynamic impact on a coal seam under degassing is opening of natural fissures and their integration into a united system pointed at the frac hole and efficiently draining methane from coal seam. It is substantiated that the optimal mode of hydrodynamic impact is hydraulic fissuring of coal seams. The breakdown fluid injection pressure to reach the mentioned mode is estimated. It is found that the hydraulic breakdown pressure at a depth of 500 m is 120–130 atm. Higher pressure of breakdown fluid injection implies rupturing, which is undesirable and less effective mode of hydraulic fracturing. For Boldyrev seam in Kirov Mine, it is recommended to drill hydraulic fracturing holes 35–70 m long from two sides of longwall, from both ventilation raise and belt furnace.

**Key words:** unloaded coal seams, pre-mine drainage, new improved technology of hydraulic fracturing of coal seam, rational technology parameters.

---

DOI: 10.25018/0236-1493-2018-10-0-110-117

## REFERENCES

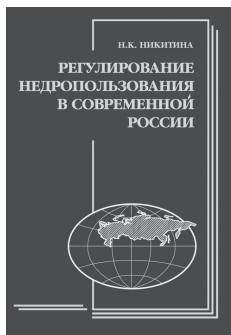
1. Slastunov S. V., Yutyaev E. P., Mazanik E. V., Sadov A. P., Ponizov A. V. Shakhthnye ispytaniya usovershenstvovannoy tekhnologii podzemnoy plastovoy degazatsii s ispol'zovaniem gidrorazryva [Testing of improved in-seam gas drainage technology by hydraulic fracturing]. *Ugol'*. 2016, no 11, pp. 32–37. [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 [Analysis of efficiency of improved underground hydraulic fracturing technology for coal gas drainage]. *Gornyy zhurnal*. 2018, no 1, pp. 83–87. [In Russ].
3. Nozhkin N. V. *Zablagovremennaya degazatsiya ugol'nykh mestorozhdeniy* [Advanced gas drainage of coal], Moscow, Nedra, 1979, 271 p.
4. *Vremennoe rukovodstvo po zablagovremennoy podgotovke shakhthnykh poley k effektivnoy razrabotke skvazhinami s poverkhnosti s pnevmogidrovozdeystviem na svitu ugol'nykh plastov* [Temporary guidelines on advanced preparation of mine fields for efficient extraction by holes drilled from ground surface with pneumo-and-hydraulic treatment of coal series], Moscow, MGI, 1991, 92 p.
5. Usachev P. M. *Gidravlicheskiy razryv plasta* [Hydraulic fracturing of coal seam], Moscow, Nedra, 1986.
6. Yutyaev E. P. Problema sovershenstvovaniya tekhnologii plastovoy degazatsii v usloviyakh intensivnoy razrabotki [Problem of improvement of coal degasification technology during intensive 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 ugl'ya v gidrodinamicheskikh ispytaniyakh degazatsionnykh plastovykh skvazhin [Estimation of coal filtration properties in hydrodynamic tests in gas drainage holes]. *Ugol'*. 2017, no 11, pp. 24–29. [In Russ].
8. Energy Information Administration. *U. S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves 2004 Annual Report*.
9. Ken Sinclair. Canadian coalbed methane «CBM» development opportunities [A]. *Conference Documentation of International Investment Opportunities in Coalbed & Coalmine Methane* [C]. London, 2001: 150–165.
10. Michael D. Zuber. Production characteristics and reservoir analysis of coalbed methane reservoirs [J]. *International Journal of Coal Geology*, 1998, 38: 27–45.
11. RD 15-09-2006. *Metodicheskie rekomendatsii o poryadke degazatsii ugol'nykh shakht*. Ser. 05. Vyp. 14 [RD 15-09-2006. Recommended practice of gas drainage in coal mines. Series 05. Issue 14], Moscow, OAO «Nauchno-tekhnicheskiy tsentr po bezopasnosti v promyshlennosti», 2007, 256 p.
12. *Instruktsiya po degazatsii ugol'nykh shakht* [Guidelines on coal mine gas drainage], Moscow, OAO «NTTS «Promyshlennaya bezopasnost'», 2012.



---

## НОВИНКИ ИЗДАТЕЛЬСТВА «ГОРНАЯ КНИГА»

---



Никитина Н.К.

**Регулирование недропользования в современной России: Монография**

Год: 2018

Страниц: 432

ISBN: 978-5-98672-483-6

UDK: 349.6(075.8)

В монографии охарактеризованы структура и содержание законодательства РФ о недрах, рассмотрены ключевые категории недропользования: право собственности на недра, содержащиеся в них ресурсы, добытые полезные ископаемые, горное имущество; геологическая информация как объект правоотношений и государственный фонд недр. Изложены основные правовые вопросы недропользования: система государственного управления фондом недр, виды пользования недрами, процедуры предоставления доступа к недрам через аукционы и конкурсы и без таковых,

порядок пользования недрами при всех видах пользования недрами, на всех этапах и стадиях освоения недр как на суше, так и в пределах внутренних морских вод, исключительной экономической зоны и на континентальном шельфе РФ, освещены особенности правового режима участков недр федерального значения, система платежей и налогов при пользовании недрами, методы надзора и контроля над использованием недрами. Для специалистов в сфере недропользования, управления фондом недр и охраны окружающей природной среды, руководителей предприятий геологоразведочной и добывающей отраслей, научных работников, преподавателей, аспирантов, студентов, изучающих горное право, и всех интересующихся данной тематикой.