

DOI: 10.25558/VOSTNII.2019.10.2.008

УДК 622.831.325

© В.С. Зыков, В.В. Иванов, 2019

### В.С. ЗЫКОВ

д-р техн. наук, профессор,  
заместитель генерального директора  
по научной работе  
АО «НЦ ВостНИИ», г. Кемерово  
e-mail: v.zykov@nc-vostnii.ru



### В.В. ИВАНОВ

д-р техн. наук, профессор,  
ведущий научный сотрудник  
АО «НЦ ВостНИИ», г. Кемерово  
e-mail: v.ivanov@nc-vostnii.ru



## ВЛИЯНИЕ НИЗКОНАПОРНОГО УВЛАЖНЕНИЯ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ НА ГАЗОВЫДЕЛЕНИЕ В ГОРНЫЕ ВЫРАБОТКИ

*В статье представлены результаты исследования влияния нагнетания воды в угольный массив в низконапорном режиме. В этой связи рассмотрены структура угля, современные представления о его пористости и проницаемости, фильтрационных и сорбционных свойствах по отношению к воде и метану. Описаны выявленные закономерности влияния увлажнения на процесс газовыделения из угля, результаты лабораторных и шахтных экспериментальных исследований.*

Ключевые слова: ГИДРОВОЗДЕЙСТВИЕ НА УГОЛЬНЫЙ МАССИВ, НИЗКОНАПОРНОЕ УВЛАЖНЕНИЕ, ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА, КАПИЛЛЯРНЫЕ СИЛЫ, ПОРИСТОСТЬ И ТРЕЩИНОВАТОСТЬ МАССИВА, ЭКЗОГЕННЫЕ И ЭНДОГЕННЫЕ ТРЕЩИНЫ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОФИЛАКТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ.

Для предотвращения газодинамических явлений в выявленных прогнозом опасных зонах применяется комплекс профилактических мер, существенное место среди которых занимают мероприятия, основанные на нагнетании воды в угольный пласт в различных режимах и с различными параметрами. Настоящая статья посвящена исследованию влияния низконапорного увлажнения угольного массива на газовыделение из угля, явля-

ющееся основным фактором, определяющим опасность угольных пластов по газодинамическим явлениям и загазованиям выработок.

В соответствии с современными представлениями уголь относится к гетеросополиконденсату органических соединений [1]. Молекулы и макромолекулы угля, состоящие из углеродных графитоподобных сеток с боковыми группами, образуют кристаллиты. Кристаллиты, соединяясь между собой, груп-

пируются в мицеллы и агрегаты мицелл. Границами раздела наиболее крупных структур являются эндогенные и экзогенные трещины, между которыми имеется развитая система более мелких каналов и пор. Пористость каменных углей составляет 3–13 %, или от 0,01 до 0,1 см<sup>3</sup> на 1 г вещества. В угле имеются пустоты (трещины) и поры, соизмеримые с размерами молекул метана и воды до пор миллиметровых размеров [2].

Существуют три системы экзогенных трещин: послойная, продольная и поперечная, первая из которых является наиболее развитой. Угольный массив обладает повышенной проницаемостью в направлении слоистости.

Экзогенные трещины также участвуют в фильтрации воды в угольных пластах. В одну фазу складчатости тектогенеза в угленосной толще образуется, как считают геологи, шесть систем экзогенных трещин, ориентированных в различных направлениях. При этом в каждой фазе тектогенеза в угленосной толще направленность тектонических напряжений не была неизменной. Поэтому образовавшиеся в процессе тектогенеза трещины ориентированы в пространстве свободным образом, что подтверждено выполненными в НЦ ВостНИИ результатами исследований трещиноватости угольных пластов [3]. Беспорядочная ориентация трещин говорит о том, что фильтрация жидкости в каком-либо преимущественном направлении в угольном массиве не определена. В то же время исследованиями установлено, что газо- и водопроницаемость в направлении наслоения значительно выше, чем нормально к наслоению [4]. Показатель фильтрационной анизотропии пластов угля составил 0,25, то есть при нагнетании жидкости в пласт вода распространяется по наслоению в 4 раза дальше, чем вкрест наслоения. Это является очень важным фактором при расчете параметров профилактического увлажнения.

Уголь обладает чрезвычайно развитой внутренней поверхностью, составляющей, по разным источникам, от десятков до сотен м<sup>2</sup>/г. При этом основную часть поверхности составляют микропоры. Исследованиями

дифференциальной пористости углей установлено, что примерно 55 % всего объема пористости принадлежит микропорам, на переходные поры приходится 28 % и на макропоры – 17 % [5].

Данная особенность имеет большое значение с точки зрения взаимодействия компонентов системы жидкость–уголь–газ и может быть проиллюстрирована простым расчетом по формуле

$$\frac{S_1}{S_2} = \frac{r_2}{r_1} \cdot \frac{k'_1}{k'_2}, \quad (1)$$

где  $S_1$  – удельная поверхность микропор со средним радиусом  $r_1$ ;  $S_2$  – удельная поверхность переходных пор и макропор со средним радиусом  $r_2$ ;  $k'_1$  – процентный объем микропор со средним радиусом  $r_1$ ;  $k'_2$  – процентный объем переходных пор и макропор со средним радиусом  $r_2$ .

Если принять  $r_1 = 2,5$  нм,  $r_2 = 1500$  нм,  $k'_1 = 55$  % и  $k'_2 = 28 + 17 = 45$  %, то по формуле (1) получим  $S_1/S_2 = 733$ . Это означает, что удельная поверхность микропор получилась на три порядка величин больше суммарной удельной поверхности переходных пор и макропор. Из этого следует, что сорбционные процессы газов и жидкостей и, в частности, метана и воды практически протекают только в микропорах радиусом менее 5 нм.

При сорбции метана углем действуют только дисперсионные силы взаимодействия, а при сорбции воды проявляются три вида сил – ориентационные, индукционные и дисперсионные. Поэтому сорбционные способности угля различны по отношению к метану и воде, что продемонстрировано на рис. 1.

Графики изменения средних значений сорбционной способности углей по отношению к метану в зависимости от выхода летучих, характеризующие стадию метаморфизма угля, построены по данным И.Л. Эттингера [6], а графики для воды – по данным М.М. Дубинина и Б.А. Онусайтиса [7]. Из рисунка видно, что пары воды в значительно большем количестве сорбируются углем.

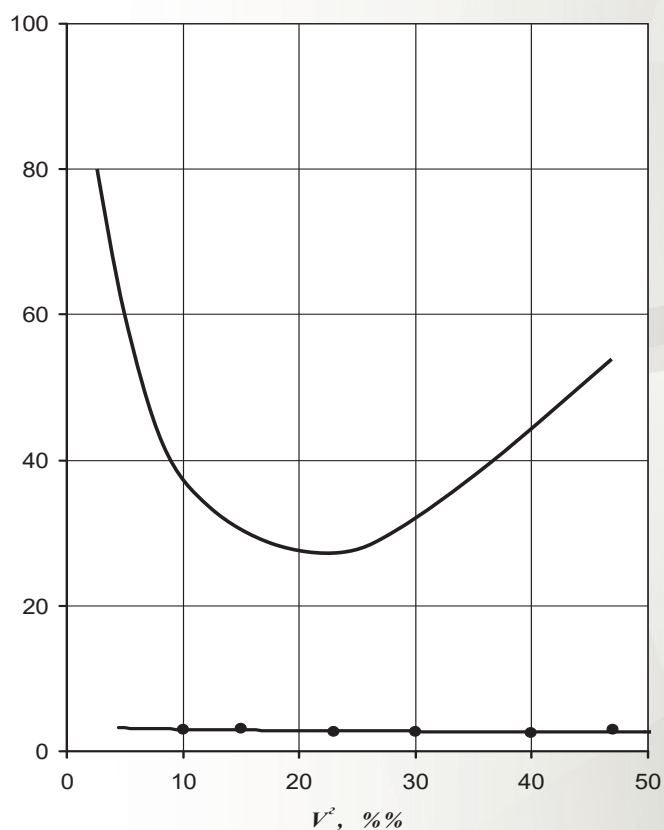


Рис. 1. Средние значения сорбционной способности углей различной стадии метаморфизма по отношению к метану (график ниже) и по отношению к парам воды (график выше)

На рис. 2 показано изменение отношения  $\Psi$  средней сорбционной способности углей по воде к тому же параметру по метану в зависимости от выхода летучих  $V^2$ , характеризующего степень метаморфизма угля.

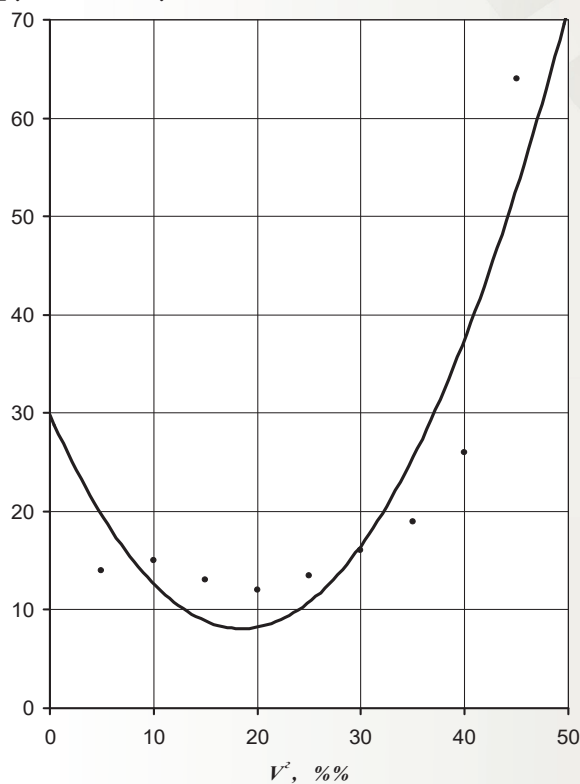


Рис. 2. Изменение показателя  $\Psi$  в зависимости от выхода летучих  $V^2$

Это свойство углей имеет особое значение с точки зрения применения увлажнения как профилактической меры по предупреждению газодинамических явлений и загазований. Нагнетая воду в угольный массив, можно предупреждать излишнее сорбирование углем метана за счет блокирования пор в угле водой.

Количество вытесненного водой метана сильно зависит от времени контакта угля с водой. Если это время небольшое, то вода не успевает проникнуть в самые тонкие поры и вытеснить из них метан. При значительном времени находящаяся в угольном пласте вода может проникнуть достаточно глубоко в поровую структуру и заместить большую часть сорбированного метана. Этот вывод подтверждается тем, что водонасыщенные пласты в природных условиях характеризуются низкой метаноспособностью угля.

Вопросы влияния влажности на сорбцию метана ископаемыми углями изучались известными учеными И.Л. Эттингером [6], В.В. Ходотом [5], Г.Д. Лидиным [8].

Ими были получены качественно одинаковые результаты, согласно которым с повышением влажности очень заметно снижается сорбционная метаноемкость углей. Однако эти данные не дают ответа относительно влияния увлажнения на газовыделение из угля, поскольку в выполненных ими экспериментах уголь увлажнялся водой перед газонасыщением, тогда как нас интересует поведение предварительно газонасыщенного и затем уже увлажненного угля.

Следует отметить, что вода очень прочно удерживается углем. В.В. Ходотом [5] установлено, что в процессе десорбции метана угли теряют от 60 до 65 % влаги (принимая увлажнение насыщения за 100 %). Остальные 35–40 % влаги не вытесняются из угля даже при высоких давлениях метана.

Химически связанная вода входит в состав угольного вещества и прочно удерживается им. С повышением содержания такой воды возрастает гидрофильность угля. Вода, связанная с углем физико-химическими силами (сорбированная и осмотически связан-

ная), пользуется широким распространением. Это, в первую очередь, относится к сорбированной воде. Учитывая, что при сорбции молекул воды действуют ориентационные, индукционные и дисперсионные силы взаимодействия (в особенности первые из них) и что локальные участки молекул и макромолекул угля также обладают особенностью проявления названных видов сил, можно полагать, что для системы уголь — вода характерен полимолекулярный вид сорбции.

В адсорбированной пленке и особенно в той части, которая контактирует с твердой фазой, молекулы воды притягиваются с большой силой. Отмечается, например, что давление притяжения между частицами грунта и водой составляет: по одним данным [6] — около 10000 кгс/см<sup>2</sup>, по другим [7] — несколько десятков тысяч килограммов на 1 см<sup>2</sup>.

Сорбированная вода покрывает не всю внутреннюю поверхность угля. При объеме сорбированной воды  $V$ , внутренней поверхности угля  $S_y$  и диаметре молекулы воды  $d_g$  относительное заполнение поверхности при мономолекулярной сорбции ( $n = 1$ ) составляет

$$\xi_s = \frac{V}{S_y d_g n} = \frac{0,02}{150 \times 10^4 \times 4,7 \times 7 \times 10^{-8}} = 0,28, \quad (2)$$

то есть менее 30 %.

При дефиците влаги в угольном пласте в основном вся капиллярная вода должна находиться в ультратонких угольных порах, её в этом случае можно также считать сорбированной.

Свободная вода в жидком состоянии в естественных условиях может существовать в угле лишь в случае почти полного заполнения сорбционного объема угля. Рассмотренные выше данные, а также то, что при искусственном увлажнении пластов угли хорошо принимают воду, свидетельствуют о далеко неполной их насыщенности водой, и, в первую очередь, свободной.

При расчетах параметров увлажнения угольных пластов большинство авторов принимают линейный закон фильтрации — закон Дарси. Они исходят из того, что движение в угле происходит по трещинам и порам малого

зияния. В этом случае течение жидкости является вязкостным (пуазейлевским) и ламинарным, для которого должен быть справедлив закон Дарси. Однако выполненные шахтные и лабораторные эксперименты показывают, что закон фильтрации жидкости в угле может сильно отличаться от линейного даже при том, что движение воды в угольном массиве является ламинарным.

Отмеченное противоречие устраняется, если угольный пласт в качестве фильтрующей среды рассматривать с учетом его специфических особенностей. Одна из них состоит в том, что, в отличие от других пористых сред (песка, глины, песчаника и др.), объем и структура трещин и пор в угле могут изменяться в зависимости от давления движущейся в них жидкости. Чем выше давление жидкости, тем сильнее сжимаются структурные элементы угля, заполненные жидкостью.

Фильтрующий объем трещин и пор с увеличением давления нагнетания жидкости может возрастать.

Вторая особенность угольного массива как фильтрующей среды заключается в следующем. На основании большого числа экспериментов установлено, что коэффициенты газопроницаемости и водопроницаемости отличается друг от друга на два порядка величин. Данная особенность обусловлена тем, что угольные стенки пор и трещины покрыты полимолекулярными пленками адсорбированной воды, которые не принимают участия в процессе фильтрации жидкости и тем самым снижают коэффициент водопроницаемости угля. С увеличением давления воды внешняя часть адсорбированных пленок, будучи слабо связанной силами межмолекулярного взаимодействия, начинает участвовать в процессе фильтрации. На основании этого можно полагать, что с ростом давления нагнетания воды увеличивается водопроницаемость угольного пласта.

Некоторая часть газа растворяется в воде. Это – третья особенность системы уголь-жидкость-газ. Но поскольку динамическая вязкость метана, заключенного в порах, примерно в 100 раз меньше динамической вязко-

сти воды, а коэффициент газопроницаемости угля в 100 раз больше водопроницаемости, можно считать, что газ в крупных трещинах не создает вязкостного сопротивления движению воды, и его противодавление равно пластовому давлению газа.

С учетом вышеизложенных особенностей выдвинуто положение о том, что фильтрация жидкости в угольных пластах происходит по квазилинейному закону

$$\vec{v} = -K(P)gradP, \quad (3)$$

где  $\vec{v}$  – скорость фильтрации;  $K(P)$  – функция давления, имеющая смысл и размерность коэффициента фильтрации ( $P$  – давление жидкости в точке в данный момент времени).

Из предположения, что  $K(P) = k_0 + k_1P$  и пористость  $n(P) = n_0 + n_1P$ , где  $k_0, k_1, n_0, n_1$  – постоянные коэффициенты, получено уравнение

$$\frac{\partial^2 U_*}{\partial x^2} = \frac{n_1}{\sqrt{U_*}} - \frac{\partial U_*}{\partial t}, \quad (4)$$

где  $U_* = (k_0 + k_1P)^2$ ;  $t$  – время.

Квазилинейное уравнение (4) должно решаться при соответствующих начальных и граничных условиях. Используя метод смены стационарных состояний, получены приближенные решения этого уравнения для случая, когда пористость угля можно считать постоянной (происходит изменение структуры пор без заметного изменения их объема).

На рис. 3 и 4 в качестве примеров показаны зависимости, полученные при выполнении лабораторных и шахтных экспериментов.

На этих рисунках наглядно отражена нелинейная зависимость между скоростью подачи жидкости в образец или угольный пласт и давлением нагнетания.

На основании обработки полученных в НЦ ВостНИИ экспериментальных данных установлено, что предельная величина нагнетания воды  $P_n$  должна составлять

$$0,75\gamma H > P_n^1 \geq (1,2 \div 1,5)P_r. \quad (5)$$

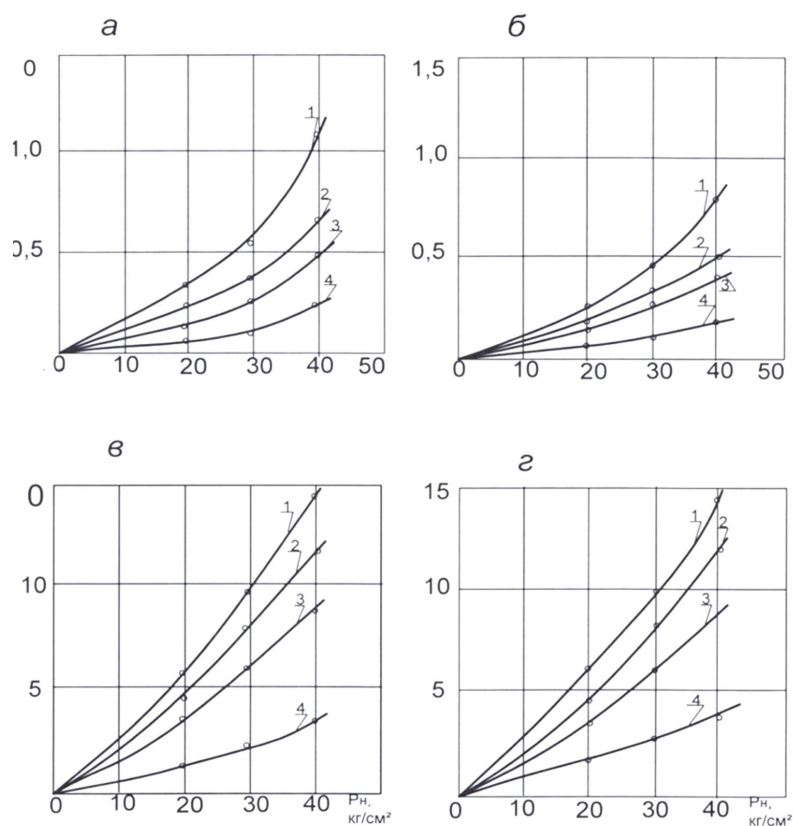


Рис. 3. Зависимость между давлением нагнетания  $P_n$  и расходом воды  $q$  при насыщении водой образцов углей шахты «Центральная» (Кузбасс): а, б, в, г – соответственно графики для углей пластов III Внутренний, IV Внутренний, Безымянный; 1, 2, 3, 4 – соответственно давления гидроотжима 50, 60, 70 и 120  $\text{kg/cm}^2$

Необходимо подчеркнуть, что при превышении значения  $P_n$  происходит неравномерная обработка пласта. В этом случае жидкость распространяется хотя и на значительные

расстояния от скважины, но лишь по отдельным выраженным трещинам. Кроме того, скважины, пробуренные по пласту, быстро выходят из строя.

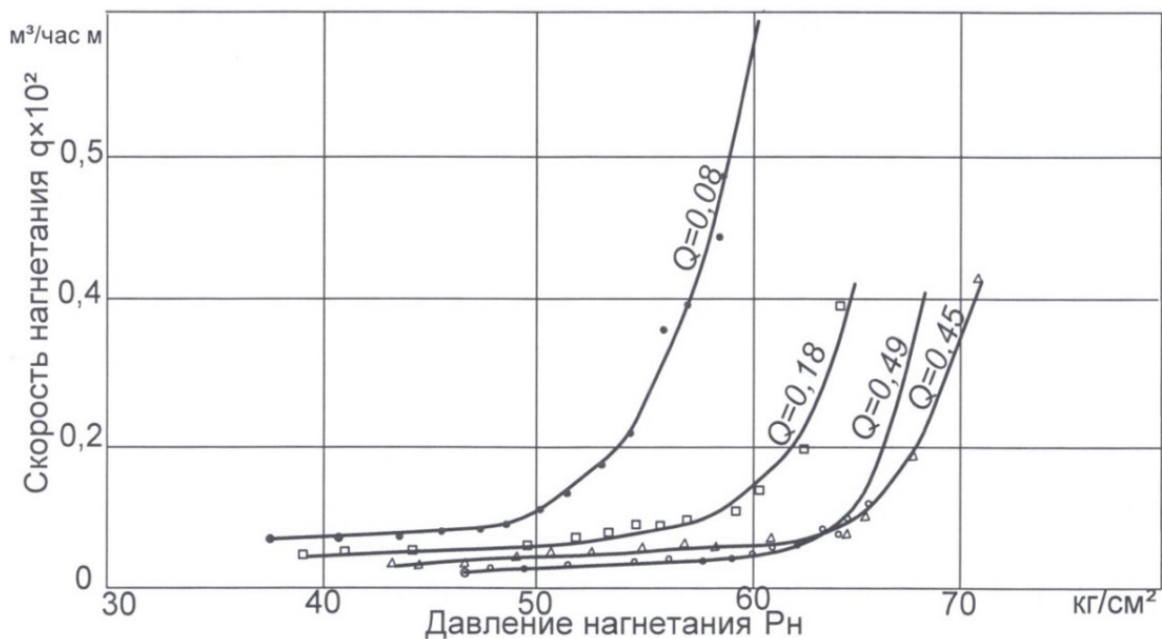


Рис. 4. Гидравлические характеристики пласта Кемеровского (Кузбасс), полученные при нагнетании воды в скважину 8 с использованием высоконапорной емкости ( $Q$  – количество воды, предварительно закачанное в скважину,  $\text{m}^3/\text{m}$ )

Качественная обработка пласта возможна лишь при надежной герметизации скважин и применении регулируемого во времени процесса нагнетания жидкости в пласт. Эти вопросы нашли отражение в опубликованных работах.

При нагнетании жидкости в угольный массив насосами происходит ее перемещение в результате фильтрации только по сравнительно крупным трещинам и порам. Проникновение жидкости в мелкие поры, что, в основном, определяет эффективность профилактической обработки угольного массива с целью снижения его газодинамической активности, вызывает самодвижение жидкости в угле за счет химической, физико-химической, физико-механической и механической природы.

Последующие работы показали, что безнапорный массоперенос жидкости происходит, главным образом, за счет сил химической, физико-химической, физико-механической, механической природы.

С точки зрения особенностей проявления этих сил и удобства математического описания самодвижение жидкости в угле разграничено на капиллярное движение и собственно диффузию.

Уравнение движения фронта жидкости в угле под действием капиллярных сил имеет вид

$$x = \sqrt{\frac{r\alpha\cos\theta}{2\mu}} \times \sqrt{t} = a_k \times \sqrt{t}, \quad (6)$$

где  $x$  – расстояние, пройденное жидкостью за время  $t$ ;  $r$  – радиус наиболее крупных капилляров, по которым происходит заметный перенос жидкости;  $\alpha, \mu$  – поверхностное натяжение и вязкость жидкости;  $\theta$  – краевой угол смачивания угля жидкостью;  $a_k$  – капиллярная постоянная.

Если диффузное движение жидкости происходит от более увлажненных зон к менее увлажненным фронтам, имеющим малую кривизну, его можно считать одномерным и описать уравнением

$$\frac{\partial(\Delta W_g)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left[ D \frac{\partial(\Delta W)}{\partial x} \right], \quad (7)$$

при условии  $\Delta W_g|_{t=0} = 0$ ;  $\Delta W_g|_{x=0} = \Delta W_m$ , где  $\Delta W_g$  – прирост влаги в угле в результате диффузии;  $D$  – коэффициент диффузии;  $\Delta W_m$  – максимальный прирост влаги на границе, от которой начинается диффузионное движение (например, от заполненной водой трещины).

В результате решения задачи (5) получено:

$$\Delta W_g(x, t) = \Delta W_m \left[ 1 - \Phi\left(\frac{x}{2\sqrt{Dt}}\right) \right], \quad (8)$$

где  $\Phi\left(\frac{x}{2\sqrt{Dt}}\right) = \Phi(z)$  интеграл ошибок.

Движение фронта заданного прироста влаги  $\Delta W_g = \Delta W_m$ , когда  $1 - \Phi(Z_0) = 0,01\delta$ , где  $\delta$  – относительный фиксируемый прирост влажности в % к максимальному, выражается уравнением:

$$X = 2z_0 \sqrt{D} \times \sqrt{t}, \quad (9)$$

где  $z_0$  – безразмерная величина, которая находится из уравнения (9), если принять  $\Delta W_g = \Delta W_m$ .

Введя обозначение  $2z_0 \sqrt{D} = a_\delta$  ( $a_\delta$  – диффузная постоянная), получим

$$X = a_\delta \sqrt{t}. \quad (10)$$

С учетом (6) и (10) закон перемещения фронта повышенной влажности при самодвижении жидкости описывается формулой

$$X = a_c \sqrt{t}, \quad (11)$$

где  $a_c$  – постоянная самодвижения, учитывающая свойства угля и жидкости.

На основании выполненных экспериментов показано, что перемещение в угле фронта повышенной влажности является следствием капиллярного движения жидкости, которое происходит со скоростью, примерно в 30–40 раз большей, чем диффузия; коэффициент диффузии жидкости в углях – величина сравнительно малая и в среднем оставляющая около  $10^{-3}$  см<sup>2</sup>/час  $\approx 10^{-7}$  см<sup>2</sup>/сек.

Установлено, что при большом времени контакта угля с жидкостью прирост влажности происходит как от капиллярного (на 60 %), так и от диффузионного (на 40 %) видов

движения. При небольшом времени ( $t < 40-50$  суток) оба вида самодвижения практически не увеличивают размеры увлажненной фильтрационным переносом зоны, а способствуют равномерному распределению влаги и, при наличии подпитки жидкостью фильтрующих трещин и пор, обеспечивают дополнительный прирост влажности угля в массиве.

Поскольку формула (11) является обобщающей, проведена её широкая проверка в лабораторных и натурных условиях.

После нагнетания жидкости в угольные пласты, их отработку следует производить через определенный промежуток времени, достаточный для равномерного распределения жидкости в массиве за счет самодвижения. Время выдержки пласта может быть определено по формуле

$$t = \frac{\xi X^2}{4a_c} \text{ суток}, \quad (12)$$

где  $\xi = 1,2$  – коэффициент запаса;  $X$  – средняя ширина неувлажненной зоны угольного массива, м.

На основании лабораторных и натурных исследований установлено, что для углей средней стадии метаморфизма  $a_c = 0,2$  м/сутки<sup>1/2</sup>. Для других величина  $a_c$  может быть найдена экспериментально и при известных значениях  $X$  и  $t$  подсчитана по формуле (11).

Вышеизложенное физико-химическое и физико-механическое воздействие на пласт, проявляющееся в ее безнапорном движении и проникновении в ультратонкие угольные поры, является важной составной частью способа предварительной обработки угольных пластов.

Природными свойствами угля, предопределяющими метановыделение в горные выработки, являются метаноносность и газопроницаемость.

О метаноносности угля можно судить по его метаноемкости, величина которой зависит от сорбционных свойств угля, его пористости и давления газа. На рис. 5 в качестве примера показаны изотермы сорбционной способности углей Кемеровского месторождения на глубинах разработки 400–500 м,

максимальная измеренная величина давления газа в Кузбассе составила 3 МПа.

При искусственном увлажнении происходит заполнение водой или другой жидкостью трещин и пор. Одни из них на полное сечение перекрыты жидкостью, в других она адсорбируется на стенках в виде пленок, не смыкающихся друг с другом. Поскольку коэффициент диффузии метана в воде приблизительно в 10 000 раз меньше, чем метана в метане, то даже вода в жидком состоянии, если она прочно удерживается углем, является практически непроницаемой для метана средой.

В силу специфических свойств компонентов системы уголь – вода (полярность молекул воды, сравнительно низкая испаряемость, гидрофильность угля, уголь – преимущественно тонкодисперсная среда с широким развитием ультратонких пор) эта система обладает устойчивостью.

На основании вышеизложенного, эффективный фильтрующий объем обработанного жидкостью угля  $n_y$  по соотношению к метану составляет:

$$n_y = n_c - W, \quad (13)$$

где  $n_c$  – то же, что и  $n_y$ , но для необработанного угля (неувлажненного);  $W$  – объем жидкости в фильтрующем объеме угля.

Для установления влияния заполнения угольных пор жидкостью на газопроницаемость угля можно воспользоваться формулой, выражающей связь между коэффициентом газопроницаемости  $k$  и размерами трещин:

$$k = alb^3, \quad (14)$$

где  $a$  – переходный коэффициент;  $l$  и  $b$  – соответственно удельная длина трещин и среднее их зияние. Если  $k$  выражается в дарси,  $l$  – в мм/мм<sup>2</sup> и  $b$  – в мм, то  $a = 85 \times 10^6$ .

На основании аналитических исследований с учетом (14) получено:

$$\frac{k_c}{k_y} = \left( \frac{100}{100 - \eta^*} \right)^2, \quad (15)$$

где  $k_c$  и  $k_y$  – коэффициенты газопроницаемости соответственно сухого и увлажненного

угля;  $\eta^* = \frac{W^* \times 100}{n_c} = (1 - \frac{n_y}{n_c}) 100$  – степень заполнения фильтрующего объема пор жидкостью, %.

Выполненные по формуле (15) расчеты показывают, что в результате заполнения пор жидкостью коэффициент газопроницаемости угля может существенно снизиться. Так, при достижении значений  $\eta^*$ , составляющих 20,

50, 80 и 97 %, коэффициент газопроницаемости уменьшится соответственно до 1,6; 4,0; 25; 1100 раз (табл. 1).

Наибольший эффект торможения газоразделения возможен при заполнении поры на полное ее сечение жидкостью. Последняя удерживается в поре радиусом  $r$  за счет капиллярного давления  $P_k$ , которому противодействует газовое давление  $P_r$ .

Таблица 1

Изменение  $k_c/k_y$  в зависимости от  $\eta^*$  и  $n_c/n_y$

| $\eta^*, \%$ | $n_c/n_y$ | $k_c/k_y$ | $\eta^*, \%$ | $n_c/n_y$ | $k_c/k_y$ |
|--------------|-----------|-----------|--------------|-----------|-----------|
| 0            | 1,0       | 1,0       | 60           | 2,5       | 6,3       |
| 10           | 1,1       | 1,2       | 70           | 3,3       | 11,1      |
| 20           | 1,2       | 1,6       | 80           | 5,0       | 25,0      |
| 30           | 1,4       | 2,0       | 90           | 10,0      | 100,0     |
| 40           | 1,7       | 2,8       | 95           | 20,0      | 400,0     |
| 50           | 2,0       | 4,0       | 97           | 33,3      | 1100,0    |

Снижение газопроницаемости угля в результате обработки водой или другой жидкостью подтверждено многочисленными лабораторными и шахтными экспериментами.

Газопроницаемость угля в шахтных условиях определялась по скорости нарастания давления газа в контрольных скважинах. Установлено, что в результате увлажнения га-

зопроницаемость угольного массива существенно снижается. Так, для пласта Лутугинского шахты «Коксовая» при степени заполнения фильтрующего объема пор  $\eta^* = 25-62$  % отношение  $k_c/k_y = 1,8-7,0$  (табл. 2) и пласта Безымянного шахты «Центральная» при  $\eta^* = 16-61$ %,  $k_c/k_y = 1,4-6,7$  (табл. 3).

Таблица 2

Газопроницаемость угля пласта Лутугинского до и после увлажнения

| Номера скважин, по которым определялась газопроницаемость | Расстояние до увлажнительной скважины, м | Коэффициент газопроницаемости угля, $k \times 10^6$ , мдарси |                         | Снижение $k_c/k_y$ в результате увлажнения, число раз |
|-----------------------------------------------------------|------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------------------------------------|
|                                                           |                                          | до увлажнения, $k_c$                                         | после увлажнения, $k_y$ |                                                       |
| 1                                                         | 0                                        | 24,5                                                         | 3,5                     | 7,0                                                   |
| 3                                                         | 4                                        | 24,4                                                         | 8,2                     | 3,0                                                   |
| 7                                                         | 4                                        | 24,7                                                         | 5,7                     | 4,3                                                   |
| 9                                                         | 8                                        | 21,4                                                         | 12,2                    | 1,8                                                   |

Средняя величина снижения коэффициента газопроницаемости для пластов Лутугинского и Безымянного составила соответственно 4,0 и 3,7 раза.

гинского и Безымянного составила соответственно 4,0 и 3,7 раза.

Таблица 3

Газопроницаемость угля пласта Безымянного до и после его увлажнения

| Номера скважин для определения газопроницаемости | Коэффициент газопроницаемости угля $k \times 10^6$ , мдарси |                        | Снижение коэффициента газопроницаемости в результате увлажнения, число раз |
|--------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|------------------------|----------------------------------------------------------------------------|
|                                                  | до увлажнения $k_c$                                         | после увлажнения $k_y$ |                                                                            |
| 1                                                | 136                                                         | 20,2                   | 6,7                                                                        |
|                                                  | 62                                                          | 20,6                   | 3,0                                                                        |
| 4                                                | 105                                                         | 76,5                   | 1,4                                                                        |

Сопоставительные замеры газовыделения при подготовительных выработках, проводимых на необработанных и обработанных участках, были выполнены на десяти уголь-

ных пластах Кузбасса. Во всех 26-ти выработках профилактическая обработка пласта позволила снизить газовыделение на относительную величину от 21 до 90 %, а в среднем более чем на 50 % (рис. 5 и 6).

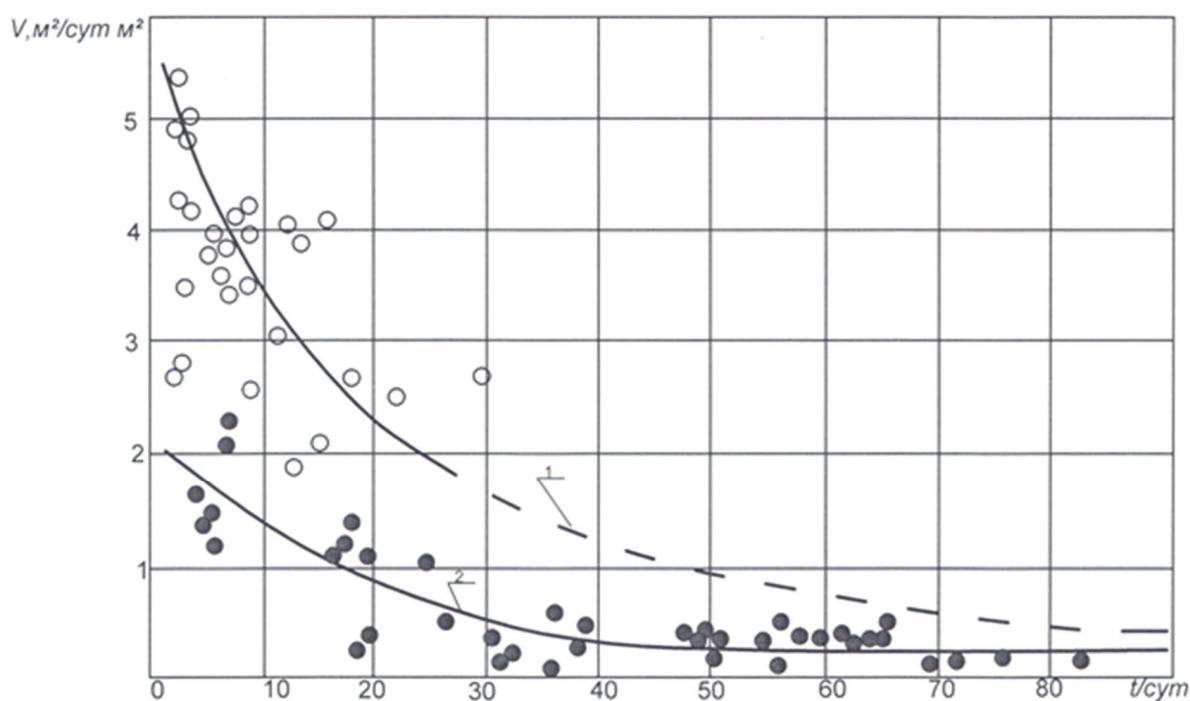


Рис. 5. Изменение во времени  $t$  метановыделения  $V$  с обнаженной поверхности при проведении вентиляционного штрека по пласту Лутугинскому гор.+25 м шахты «Ногрская»: 1 – необработанная зона; 2 – обработанная зона

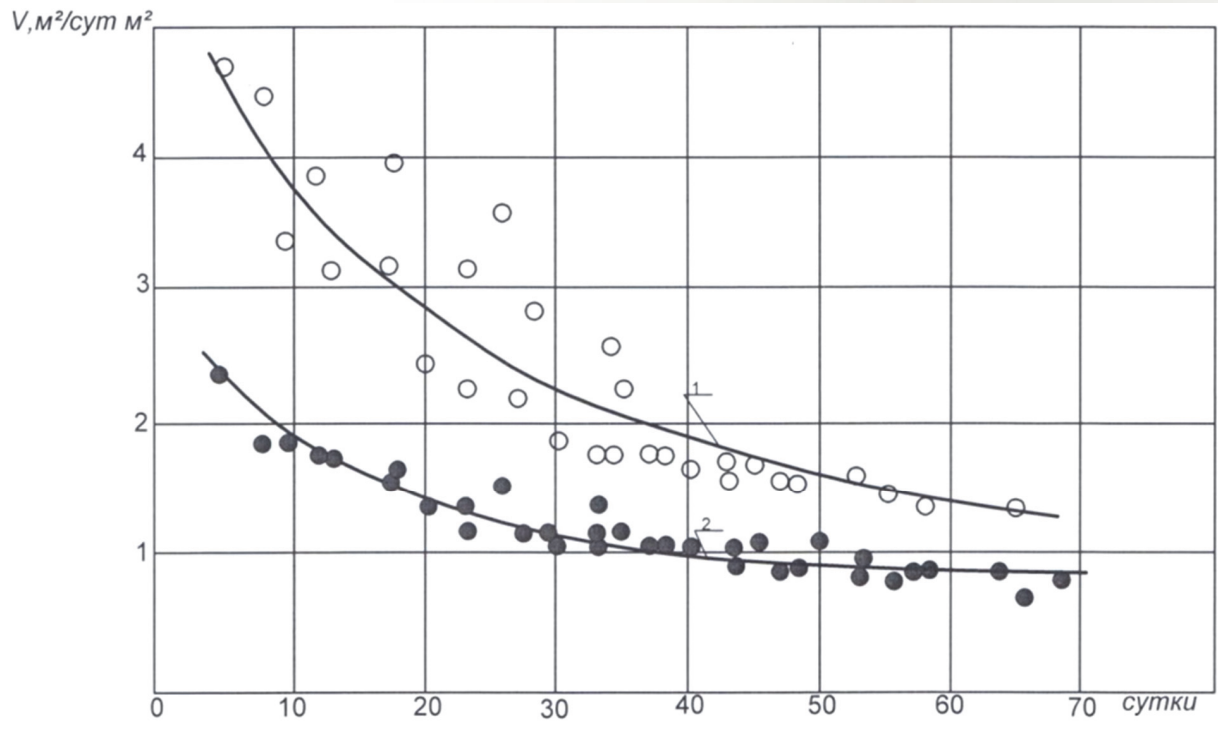


Рис. 6. Изменение во времени  $t$  метановыделения  $V$  с обнаженной поверхности при проведении откаточного штрека по пласту I Внутреннему гор. + 15 м шахты «Центральная»: 1 – необработанная зона; 2 – обработанная зона

Степень снижения газовыделения в подготовительные выработки зависит от количества поданной в пласт жидкости (рис. 7). Установлено, что

$$V_y = V_c e^{-\alpha \Delta W}, \quad (16)$$

где  $V_y$  – скорость газовыделения в выработку при повышении содержания жидкости в пласте на величину  $\Delta W$ ,  $\text{м}^3/\text{сутки}$ ;  $V_c$  – то же, в необработанном пласте ( $W = 1,5-2,0\%$ ;  $\Delta W = 0$ ),  $\text{м}^3/\text{сутки}$ ;  $\alpha$  – коэффициент (для исследования условий  $\alpha = 0,7$ ).

Из рисунка 7 и формулы (16) имеем, что

при  $\Delta W = 1\%$  скорость газовыделения в подготовительную выработку снижается в 2 раза, а при  $\Delta W = 2\%$  – примерно в 4 раза, или на 75 %.

Наиболее интенсивно выделяется газ в период отбойки угля и, в особенности, при взрывных работах. Но и в этом случае имеет место более низкое газовыделение из обработанных пластов в сравнении с необработанными. Например, на пласте Безымянном шахты «Центральная» в момент взрывных работ в штреке газовыделение в необработанной и обработанной зонах составило соответственно 2,25 и 1  $\text{м}^3/\text{мин}$ .

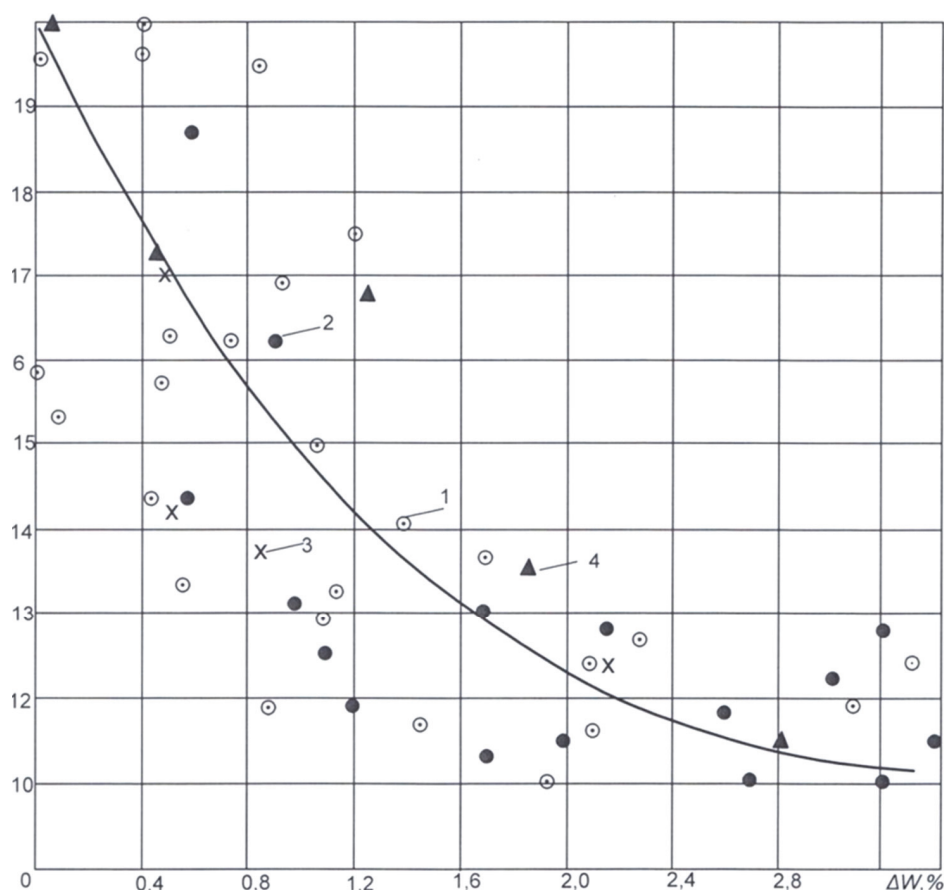


Рис. 7. Изменение относительного метановыделения  $V_y/V_c$  в подготовительные выработки в зависимости от прироста жидкости в угле  $\Delta W$ : 1 – V параллельный штрек пласта II Внутреннего шахты «Ноградская»; 2 – то же, IV параллельный; 3 – то же, основной штрек пласта II Прокопьевского II; 4 – основной штрек пласта Безымянного шахты «Центральная»

Оценка эффективности профилактической обработки пластов как способа борьбы с метаном в очистных выработках является сложной, поскольку значительная часть газа в эти выработки поступает из соседних надрабатываемых и подрабатываемых пластов и спутников.

Если через  $Q_c$  и  $Q_y$  обозначить газообильность очистной выработки соответственно на необработанном и обработанном пластах (без учета газа, поступающего из спутников, и при прочих равных горно-геологических и горнотехнических условиях), то аналитически показано, что неравенство  $Q_c \leq Q_y$  носит частный характер, а неравенство  $Q_c > Q_y$  – более общий.

Оно подтверждено обширными наблюдениями, проводившимися при различных системах разработки на семи пластах шахт Кузбасса. Например, во второй лаве пласта II Внутреннего шахты «Ноградская» в результате профилактической обработки угольного массива газовыделение снизилось на 41%. В остальных случаях снижение газовыделения составляло от 43 до 67 %.

Получены также экспериментальные данные, свидетельствующие, что снижения газовыделения в выработках можно достигнуть не только за счет поступления метана из разрабатываемого пласта, но и из соседних пластов, если они предварительно подвергнуты профилактической обработке.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чернов О.И., Черкасов В.С., Горбачев А.Т. Движение жидкости в угольных пластах. Новосибирск: Издательство «Наука». Сибирское отделение, 1981. 129 с.
2. Щербань А.П., Цырульников А.С. Газопроницаемость угольных пластов. Киев: Издательство АН УССР, 1958. 110 с.
3. Чернов О.И. Изучение трещиноватости Кузнецких углей в связи с выбросоопасностью участков пластов // В кн.: Вопросы безопасности в угольных шахтах. Труды ВостНИИ. Т. 6. М.: Недра, 1965. С. 24–32.
4. Чернов О.И. Газопроницаемость углей опасных и не опасных по внезапным выбросам участков пластов // В кн.: Вопросы безопасности в угольных шахтах. Труды ВостНИИ. Т. 6. М.: Недра, 1965. С. 32–37.
5. Ходот В.В. Внезапные выбросы угля и газа. М.: Госгортехиздат, 1961. 363 с.
6. Эттингер И.Л. Газоемкость ископаемых углей. М.: Недра, 1966. 223 с.
7. Дубинин М.М., Онусайтис Б.А. Параметры пористой структуры рационального ассортимента промышленных активных углей // В кн.: Углеродные сорбенты и их применение в промышленности. Ч. 1. Пермь, 1969. С. 3–25.
8. Лидин Г.Д. Газообильность каменноугольных шахт Северо-Западной части Донецкого бассейна. М.: Наука, 1989. 222 с.

DOI: 10.25558/VOSTNII.2019.10.2.008

UDC 622.831.325

© V.S. Zykov, V.V. Ivanov, 2019

### V.S. ZYKOV

Doctor of Engineering Sciences, Professor  
Deputy General Director for Science  
JSC «NC VostNII», Kemerovo  
e-mail: v.zykov@nc-vostnii.ru

### V.V. IVANOV

Doctor of Engineering Sciences, Professor  
Leading Researcher  
JSC «NC VostNII», Kemerovo  
e-mail: v.ivanov@nc-vostnii.ru

## INFLUENCE OF LOW PRESSURE MOISTENING OF COAL LAYERS ON GAS EMISSION IN MINE WORKINGS

*In article are presented results of a research of influence of water injection to the coal massif in the low pressure mode. In this regard are considered the structure of coal, modern ideas of its porosity and permeability, filtrational and sorption properties in relation to water and methane. The revealed regularities of influence of moistening on process of gas emission of coal, results of laboratory and mine pilot studies are described.*

**Keywords:** HYDROIMPACT ON UNWORKED COAL, LOW PRESSURE MOISTENING, FILTRATIONAL PROPERTIES, CAPILLARY FORCES, POROSITY AND FISSURING OF ROCK MASS, EXOGENOUS AND ENDOGENOUS CRACKS, EFFICIENCY OF PREVENTIVE PROCESSING.

## REFERENCES

1. Chernov O.I., Cherkasov V.S., Gorbachev A.T. Movement of liquid in coal layers. Novosibirsk: Publishing house «Nauka». Siberian office, 1981. 129 p. (In Russ.)
2. Shcherban A.P., Tsyrlunikov A.S. Gas permeability of coal layers. Kiev: USSR AN publishing house, 1958. 110 p. (In Russ.).
3. Chernov O.I. Research of fissuring of the Kuznetsk coals in view of outburst hazard of reservoir compartment // V kn.: Voprosy bezopasnosti v ugolnykh shakhtakh. Trudy VostNII [In book: Safety issues in coal mines. Works of VostNII]. Vol. 6. M.: Subsoil, 1965. P. 24–32. (In Russ.).
4. Chernov O.I. Gas permeability of coals of reservoir compartment, dangerous and not dangerous on sudden emissions // V kn.: Voprosy bezopasnosti v ugolnykh shakhtakh. Trudy VostNII [In book: Safety issues in coal mines. Works of VostNII]. Vol. 6. M.: Subsoil, 1965. P. 32–37. (In Russ.).
5. Khodot V.V. Sudden emissions of coal and gas. M.: Gosgortekhnizdat, 1961. 363 p. (In Russ.).
6. Ettinger I.L. Gas content of fossil coals. M.: Subsoil, 1966. 223 p. (In Russ.).
7. Dubinin M.M., Onusaytis B.A. Parameters of porous structure of the rational range of industrial active carbon // V kn.: Uglernodnyye sorbenty i ikh primeneniye v promyshlennosti [In book: Carbon sorbents and their application in the industry]. Part 1. Perm, 1969. P. 3–25. (In Russ.).
8. Lidin G.D. Gas content of coal mines of Donbas Northwest part. M.: Science, 1989. 222 p. (In Russ.).