

ГЕОМЕХАНИКА

УДК 622.234.573 : 622.831.325.3

ВЛИЯНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА УГЛЯ НА ФИЛЬТРАЦИОННОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ЗОНЫ ДРЕНИРОВАНИЯ ДЕГАЗАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ

С. В. Сердюков, М. В. Курленя, Л. А. Рыбалкин, Т. В. Шилова

*Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,
E-mail: ss3032@yandex.ru, Красный проспект, 54, 630091, г. Новосибирск, Россия*

Рассмотрены особенности напряженного состояния и трещиноватости угольных пластов и их влияние на направление распространения трещин гидроразрыва. Приведен анализ фильтрационного сопротивления зон дренирования в зависимости от ориентации разрывов, мощности пласта и расстояния между скважинами. Дано сравнение эффективности одно- и многостадийных гидроразрывов в плоскости и ортогонально оси скважин. В условиях, имитирующих пластовые, исследована проницаемость плотного угля без разрыва и со сквозным разрывом, сжатым горным давлением и расклиненным проппантом. Разработаны рекомендации по улучшению эффективности схем дегазации угольных пластов на основе шахтного гидроразрыва.

Угольный пласт, метан, кливаж, напряженное состояние, схема дегазации, скважина, зона дренирования, гидроразрыв, направления развития трещин, фильтрационное сопротивление, проницаемость, проппант

DOI: 10.15372/FTPRPI20190201

Обязательным элементом подземной разработки газоносных углей является их предварительная дегазация. От темпа и степени извлечения метана зависит эффективность и безопасность очистных работ.

Угольный пласт представляет собой блочную среду, фильтрация газа в которой идет в основном по трещинам кливажа. Метан находится в пустотах молекулярной кристаллической решетки угля, в объеме и на поверхности естественных трещин. Размеры блоков, содержащих основную часть метана, составляют единицы миллиметров, реже — несколько сантиметров, а их проницаемость — пренебрежительно мала. В соответствии с моделью выхода метана, представленной в [1], время его диффузии из микроблоков в среднем меньше, чем фильтрации по кливажным трещинам к скважине. При этом способность пласта к газоотдаче определяется его проницаемостью [2], а эффективность дегазации — фильтрационным сопротивлением зоны дренирования пласта. Гидроразрыв применяют в целях повышения гидродинамического со-

вершенства скважин, входящих в состав дегазационной схемы. Известны несколько шахтных модификаций этой технологии. Наибольшее распространение получил гидроразрыв водой без расклинивания трещин проппантом [3, 4]. Его выполняют в одну стадию в специальных скважинах длиной до сотни метров. По другому способу гидроразрыв проводят поэтапно в небольших интервалах скважины, создавая вдоль или поперек нее последовательность из десятков трещин [5–7]. Чтобы повысить результативность работ, применяют специальные жидкости гидроразрыва, экранирование зон отбора метана от горных выработок [8, 9], средства увеличения проводимости трещин, от раскрытия, ориентации и размеров которых зависит фильтрационное сопротивление дренируемого участка пласта.

В настоящей работе рассмотрено влияние кливажа и напряженного состояния угольных пластов на направление развития трещин гидроразрыва, дан сравнительный анализ фильтрационных сопротивлений дренажных зон дегазационных скважин с разрывами разных типов, приведены результаты лабораторных исследований проводимости искусственных трещин в условиях, имитирующих пластовые.

ВЛИЯНИЕ СТРУКТУРЫ И НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ НА ОРИЕНТАЦИЮ ТРЕЩИН ГИДРОРАЗРЫВА

Если при гидроразрыве пласта поперек скважины (далее — трансверсальный разрыв) направление развития более или менее прогнозируемо [6, 10], то при создании трещин в плоскости скважины (далее — компланарный разрыв) их ориентация сильно зависит от напряженного состояния пласта, анизотропии прочностных и фильтрационных свойств, определяемой слоистостью гумусовых углей и кливажом. Возможно формирование разрывов, секущих пласт по нормали или под углом к его плоскости (далее, соответственно, нормальносекущий и кососекущий разрывы), так и вдоль нее (далее — продольный разрыв).

Рассмотрим характерные особенности трещиноватости углей. Наличие трещин, секущих слоистость (кливаж), обусловлено изменением вещественного состава углей при метаморфизме (эндогенный кливаж), а также действием внешних тектонических сил (экзогенный кливаж). Эндогенный кливаж имеет повсеместное распространение и представлен основной (face) и торцевой (butt) системами микротрещин, перпендикулярных слоистости и друг другу. Между слоями трещиноватость развита слабо из-за веса вышележащих пород (рис. 1).

Экзогенный кливаж состоит из нескольких систем взаимно перпендикулярных трещин, одна из которых обычно расположена под углом $\sim 45^\circ$ к плоскости напластования [11]. Для крыльев пологих складчатых формаций характерно преобладание нормальносекущих трещин. На участках воздымания и зонах влияния дизъюнктивных нарушений присутствует также не менее трех кососекущих систем экзогенного кливажа [12].

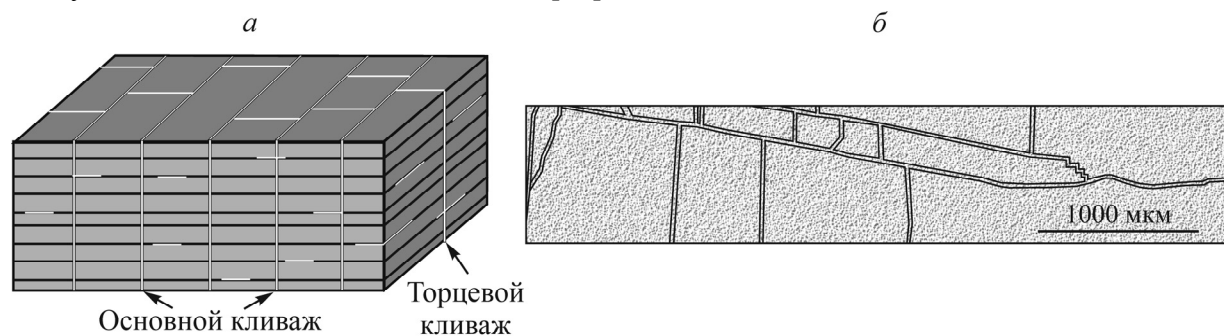


Рис. 1. Структура гумусовых углей с эндогенным кливажом: а — схема; б — кливажные трещины и микроблоки в угле, шахта Тихова (гор. +200 м)

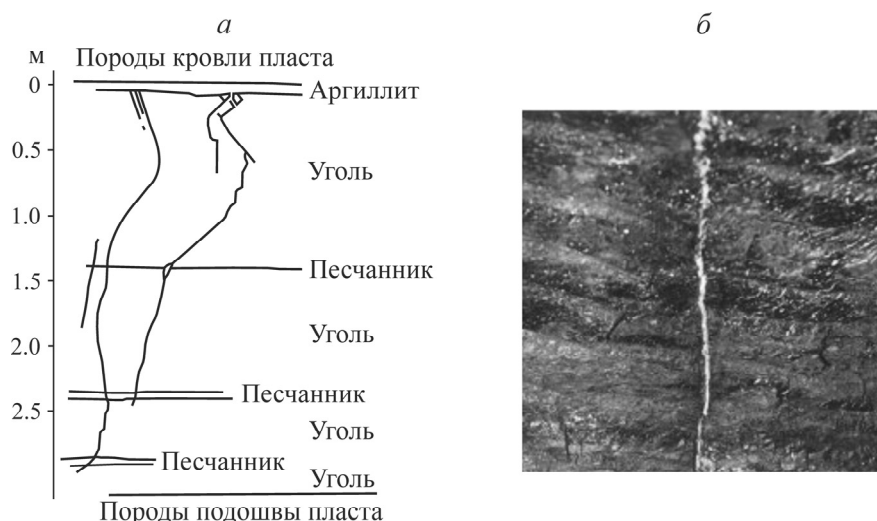


Рис. 2. Ориентация трещин, образовавшихся при гидроразрыве пологого угольного пласта (а), и фотография разрыва, секущего слоистость угля и расклиненного кварцевым песком, шахта Dartbrook [13]

В пологих пластах, когда вертикальное горное давление максимально, гидроразрыв пласта в горизонтальной дегазационной скважине ведет к образованию нормальносекущих трещин (рис. 2) [13]. Этому способствует как преобладание эндогенного кливажа, так и энергетический выигрыш при развитии разрыва в направлении наибольшего сжатия пород [14, 15].

Менее определенным является случай, когда максимальное сжатие направлено вдоль пласта. Результаты исследований напряженного состояния угольных пластов показывают, что такая ситуация в углях встречается чаще, чем соотношение напряжений вида $\sigma_V > \sigma_H > \sigma_h$, где σ_V — вертикальное (нормальное к плоскости пласта) напряжение, σ_H , σ_h — максимальное и минимальное горизонтальные (вдоль пласта) напряжения. На рис. 3 приведены данные о характере напряженного состояния угольных пластов Сиднейского бассейна (Австралия) [16]. Из рис. 3 следует, что соотношение напряжений $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_V$ более распространено, чем $\sigma_V > \sigma_H > \sigma_h$ и $\sigma_H > \sigma_V > \sigma_h$. В большинстве глубокозалегающих угольных пластов Китая также $\sigma_H > \sigma_V$ [17].

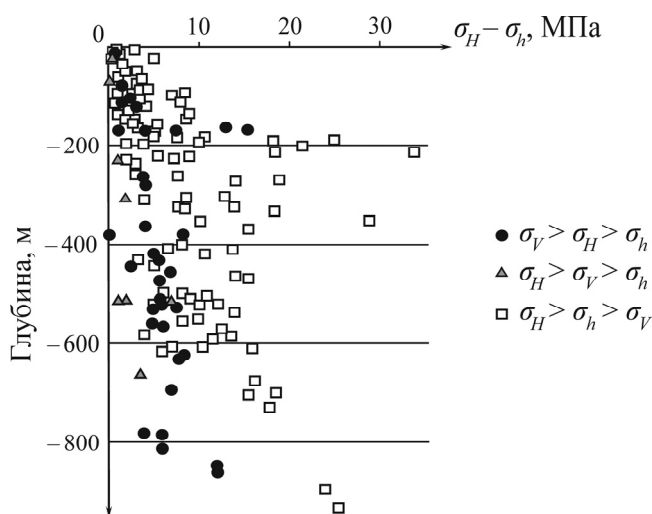


Рис. 3. Характер напряженного состояния пластов Сиднейского угольного бассейна

Если напряженное состояние имеет вид $\sigma_H > \sigma_V > \sigma_h$ и гидроразрыв проводят в скважине, пробуренной в направлении максимального сжатия, то наиболее вероятно образование компланарного нормальносекущего разрыва. Когда основная система эндогенного кливажа ориентирована вдоль минимального сжатия, возможно одновременное образование компланарных и трансверсальных трещин, что способствует увеличению площади дренажных каналов. Аналогичную ситуацию следует ожидать и при $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_V$, если значения σ_h и σ_V близки.

При гидроразрыве в скважинах, пробуренных в направлении минимального сжатия в пластах с соотношением напряжений $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_V$, кливаж способствует формированию секущего разрыва, а напряженное состояние — продольного разрыва. Какой из факторов будет определяющим, зависит от размеров соответствующих иницирующих микротрещин на контуре скважины, значений σ_H , σ_V , вязкости разрушения K_{IC} и радиуса R скважины. В пологом однородном угольном пласте с преимущественно эндогенным кливажем условие формирования компланарного продольного гидроразрыва [15] имеет вид:

$$\frac{K_{IC}}{\sqrt{RC_{L_V}} \Phi_{L_V}} - \sigma_V \frac{\psi_{L_V}^f}{\Phi_{L_V}} - \sigma_H \frac{\psi_{L_V}^f}{\Phi_{L_V}} > \frac{K_{IC}}{\sqrt{RC_{L_H}} \Phi_{L_H}} - \sigma_V \frac{\psi_{L_H}^f}{\Phi_{L_H}} - \sigma_H \frac{\psi_{L_H}^f}{\Phi_{L_H}}, \quad (1)$$

где $C_{L_i} \approx 1 + 0.253(1 + L_i/R)^{-4.1}$; L_V, L_H — длина иницирующих микротрещин в направлениях соответственно перпендикулярном и параллельном плоскости пласта;

$$\Phi_{L_i} = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \left(1 + \frac{L_i}{R}\right)^{1/2} \left[\frac{\pi}{2} - \arcsin \left(1 + \frac{L_i}{R}\right)^{-1} \right], \quad \psi_{L_i}^f = -\frac{2}{\sqrt{\pi}} \left(1 + \frac{L_i}{R}\right)^{-7/2} \sqrt{\left(1 + \frac{L_i}{R}\right)^2 - 1},$$

$$\psi_{L_i}^t = -\frac{2}{\sqrt{\pi}} \left(1 + \frac{L_i}{R}\right)^{1/2} \left\{ \frac{\pi}{2} - \arcsin \left(1 + \frac{L_i}{R}\right)^{-1} + \left[\left(1 + \frac{L_i}{R}\right)^{-2} + \left(1 + \frac{L_i}{R}\right)^{-4} \right] \sqrt{\left(1 + \frac{L_i}{R}\right)^2 - 1} \right\}.$$

На рис. 4 показаны графики левой и правой частей неравенства (1) при $\sigma_H / \sigma_V = 1.5$, $\sigma_H = 12$ МПа (сжатие считаем положительным), $2R = 100$ мм и $K_{IC} = 1$ МН $\cdot\sqrt{м}$ от L_i / R . В соответствии с (1) при $L_H = 5$ мм и заданных параметрах среды нормальносекущий разрыв пласта произойдет, если $L_V > 50$ мм (рис. 4, точки A, B). При увеличении σ_H / σ_V и L_H образование разрыва вдоль пласта более вероятно.

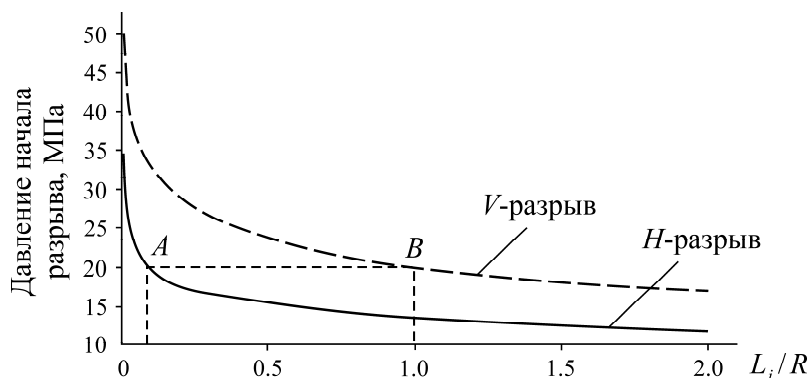


Рис. 4. Зависимость давлений продольного (H-разрыв) и нормальносекущего (V-разрыв) компланарных разрывов угольного пласта в дегазационной скважине при $\sigma_H / \sigma_V = 1.5$, $\sigma_H = 12$ МПа, $2R = 100$ мм и $K_{IC} = 1$ МН $\cdot\sqrt{м}$

Приведенные результаты носят оценочный характер. При моделировании процесса гидроразрыва реальных пластов необходимо учитывать их неоднородность, наличие нескольких систем трещиноватости и др. Это предполагает детальное изучение геолого-физических условий в месте выполнения работ, что вряд ли целесообразно. Проще поступать как в нефтедобыче — до начала основных операций осуществлять локальные тестовые гидроразрывы, чтобы оценить напряженное состояние пластов и определить преимущественное направление развития проектируемых дренажных трещин. Это позволит оптимизировать направление бурения скважин и параметры схемы дегазации.

Итак, при проведении гидроразрыва вдоль дегазационной скважины возможно образование трещин различной ориентации, но в угольных пластах с преимущественным развитием эндогенного кливажа будут формироваться в основном нормальносекущие разрывы (рис. 2).

АНАЛИЗ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ СХЕМ ДЕГАЗАЦИИ НА ОСНОВЕ ГИДРОРАЗРЫВА

Для анализа эффективности схем дегазации воспользуемся приближенными аналитическими решениями, которые наглядны и достаточны точны для практического использования. Уравнение притока идеального газа к скважине имеет вид [18]

$$P_k^2 - P_w^2 = \alpha Q + \beta Q^2,$$

где Q — объемный дебит газа; P_k , P_w — давления соответственно на контуре питания и в скважине; α , β — фильтрационные сопротивления. Поскольку слагаемое βQ^2 составляет не более 5–10 % от αQ , а распределение значений сопротивлений α и β по пласту, как правило, неизвестно, при анализе фильтрации газа будем использовать линейную зависимость [18]

$$P_k^2 - P_w^2 = \frac{\mu P_0}{k_h h} \theta Q. \quad (2)$$

Здесь θ — коэффициент фильтрационного сопротивления, обусловленный гидродинамическим несовершенством скважины по степени вскрытия пласта; k_h — проницаемость угля вдоль пласта, м²; h — мощность пласта, м; μ — вязкость метана Па·с; P_0 — атмосферное давление, Па.

Рассмотрим влияние гидроразрыва на коэффициент θ , поскольку именно его значение при прочих равных условиях определяет притоки воды и газа в скважину. На рис. 5 показаны анализируемые схемы дегазации угольного пласта параллельными скважинами длиной L без гидроразрыва (I тип), с компланарным нормальносекущим (II тип) и продольным (III тип) разрывами, а также с эквидистантно расположенными трансверсальными нормальносекущими трещинами (IV тип). Фильтрационный поток считаем установившимся, давление в скважине и разрывах P_w постоянным, кровлю и подошву пласта мощностью h — непроницаемыми. Зону дренирования скважин разделим, как принято в подземной гидравлике [19], на внутреннюю область радиусом $h/2$ с плоскорадиальным течением идеального газа и внешнюю область до границ контура питания с установившимся плоскопараллельным потоком. Коэффициент фильтрационного сопротивления внутренней области запишем, используя формулу Дюпюи для вертикальной скважины в однородном пласте с поправкой на анизотропию проницаемости [20].

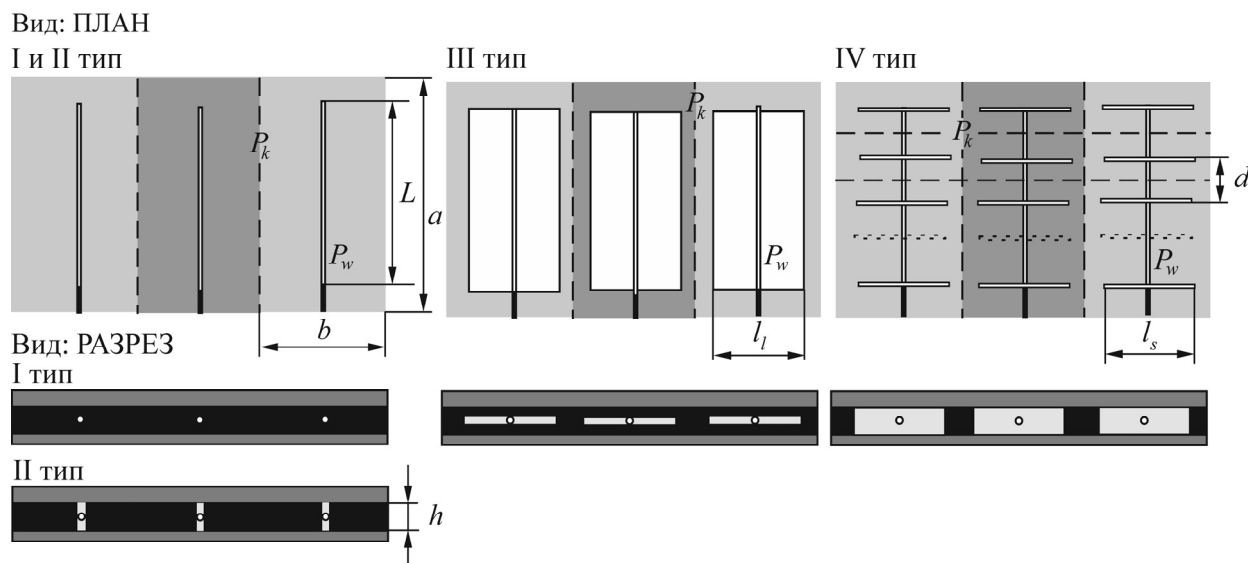


Рис. 5. Схемы дренажных зон скважин без гидроразрыва (I тип), с компланарными нормальносекущим (II тип) и продольным (III тип) разрывами, с трансверсальными нормальносекущими пласт трещинами многостадийного гидроразрыва пласта (IV тип): L — длина скважины; a, b — длина и ширина дренажной зоны; l — длина разрывов; d — расстояние между трансверсальными разрывами

Для оценки фильтрационного сопротивления внешней области дренирования дегазационной скважины с прямоугольным непроницаемым контуром питания воспользуемся формулой, приведенной в [21]. Согласовав решения на границе раздела внутренней и внешних областей фильтрации, получим итоговое выражение:

$$\theta_l \approx \frac{1}{\pi} \operatorname{arcch} \left(\frac{\cosh \left(\frac{\pi b}{2a} \right)}{\sin \left(\frac{\pi L}{2a} \right)} \right) + \frac{\chi h}{\pi L} \ln \left(\frac{\chi h}{(1 + \chi) R} \right), \quad (3)$$

где $\chi = \sqrt{k_h / k_v} \geq 1$ — показатель анизотропии проницаемости; k_v — проницаемость угля по нормали к плоскости пласта; R — радиус скважины ($R < h/2$).

Если секущая пласт трещина обладает бесконечной проводимостью, то фильтрационное сопротивление зоны дренирования II типа соответствует идеальной дренажной галерее и равно первому слагаемому в правой части (3). В случае конечной проводимости прямоугольной трещины длиной h , шириной L , раскрытием w и проницаемостью k_f ($k_f \geq k_h$) фильтрационное сопротивление можно записать в виде $\theta_{II} \approx A + F_{lf}$, где A — первое слагаемое в правой части (3); F_{lf} — дополнительное сопротивление притоку газа в скважину из трещины при их линейном пересечении [22]. Искомое сопротивление найдем в предположении билинейного характера фильтрации в области трещины, аппроксимируя скин-эффект от искривления потока скважиной (второе слагаемое в правой части (3)) слоем пониженной проницаемости вокруг дренажной галереи. Искомое решение задачи при $k_f \gg k_h$ получим методом электрогидродинамических аналогий:

$$F_{lf} \approx \frac{1}{4} \left(\frac{A}{B} + 1 \right) \frac{k_h h}{k_f w L}. \quad (4)$$

Здесь B — второе слагаемое в правой части (3) [19]. Без учета скин-эффекта скважины $F_{lf} = (k_h h^2) / (4k_f w L)$.

Аналогичным способом, учитывая расположение дренажной галереи параллельно плоскости пласта, запишем выражение для коэффициента фильтрационного сопротивления зоны дренирования III типа, содержащей трещину длиной l_l ($b > l_l > 2R$) при $a \sim L$ (рис. 5):

$$\theta_{III} \approx \frac{\chi^2}{\pi} \frac{h}{L} \operatorname{arcch} \left(\frac{\cosh \left(\frac{\pi b}{2h} \right)}{\sin \left(\frac{\pi l_l}{2h} \right)} \right) + \frac{\chi^2}{4} \frac{k_h l_l}{k_f w} \frac{h}{L}. \quad (5)$$

Коэффициент фильтрационного сопротивления скважин IV типа найдем, разбив зону дренирования на прямоугольные участки со сторонами b и d вокруг каждого трансверсального разрыва длиной l_s , где $d = L / (N - 1)$ — расстояние между разрывами, N — число разрывов в скважине. Расстояние между трещинами выбираем так, чтобы оно не превышало l_s . Тогда взаимным влиянием разрывов в низкопроницаемых углях можно пренебречь [23]. Считаем также, что приток в скважину непосредственно из пласта много меньше, чем из созданных трещин. Значение θ_{IV} получим при тех же допущениях, что и ранее, через общее сопротивление участков bd , соединенных параллельно. Отметим, что из-за пересечения трещины и скважины по окружности радиусом R и, как следствие, плоскорадиального характера течения возникает дополнительное сопротивление притоку газа из трещины, которое определяют численными методами [24]. В практике разработки нефтегазовых месторождений часто используют упрощенные подходы, основанные на замене горизонтальной скважины эквивалентной вертикальной [21] и др. Здесь применим способ, что и при нахождении F_{lf} , заменив прямоугольную трещину дисковой с эффективным радиусом $(l_s \cdot h / C)^{1/2}$ (C — коэффициент, зависящий от формы трещины и местоположения ее пересечения со скважиной [25]):

$$\theta_{IV} \approx \frac{1}{\pi N} \operatorname{arcch} \left(\frac{\cosh \left(\frac{\pi L}{2bN} \right)}{\sin \left(\frac{\pi l_s}{2b} \right)} \right) + \frac{1}{2\pi N} \frac{k_h h}{k_f w} \ln \left(\frac{h l_s}{C R^2} \right), \quad (6)$$

где $h < l_s \leq b$; $a - L \sim d$.

Как показывает сравнение с результатами численного моделирования [24], оценка по (6) пригодна для практического использования в диапазоне значений $L / d < 10$.

На рис. 6 представлены зависимости фильтрационного сопротивления дренажных зон I–IV типов при $k_f = w^2 / 12$ (формула Буссинеска [25]), $a = L = 150$ м; $k_h = 10^{-5}$ мкм²; $l = 0.5b$; $w = 0.5$ мм; $N = 30$. Видно, что в анизотропных пластах наиболее эффективным при заданных значениях параметров является многостадийный трансверсальный гидроразрыв IV типа с высокой плотностью разрывов на скважину ($N = 30$). Но при снижении числа разрывов до $N = 20$ эффективность компланарного продольного гидроразрыва III типа выше. В относительно изотропных пластах разрыв III типа вне конкуренции. Если при этом принять во внимание техническую сложность и трудоемкость многостадийного гидроразрыва пласта в необсаженных скважинах, то можно сделать вывод о нецелесообразности его использования в угледобыче.

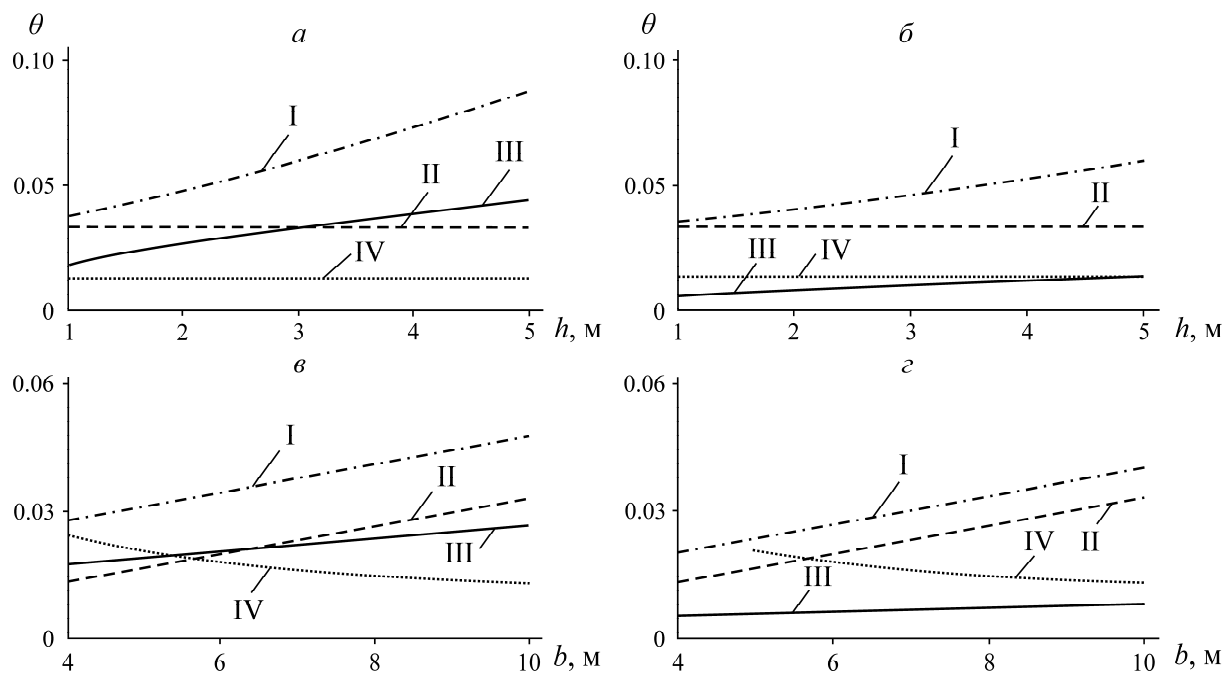


Рис. 6. Коэффициенты фильтрационного сопротивления дренажных зон I–IV типов в зависимости от расстояния между скважинами b и мощности пласта h при $a = L = 150$ м, $2R = 100$ мм, $l_{ls} = b/2$ м: а — $b = 10$ м, $\chi = 1.83$, $d = 5$ м; б — $b = 10$ м, $\chi = 1$, $d = 5$ м; в — $h = 2$ м, $\chi = 1.83$, $d = 5$ м; г — $h = 2$ м, $\chi = 1$, $d = 5$

Наибольший практический интерес вызывает сравнение схем дегазации типов I и II. Результаты расчетов показывают, что в ряде случаев тот же эффект, что дает нормальносекущий гидроразрыв, проще достичь уменьшением расстояния между дегазационными скважинами. В изотропном пласте для этого достаточно сблизить скважины примерно на 30 % (рис. 6г). Именно так и поступают на многих современных угледобывающих предприятиях, уменьшая расстояние между дегазационными скважинами до 2–3 м [26].

Приведенные результаты получены в предположении справедливости формулы Буссинеска $k_f = w^2/12$ и раскрытии разрыва $w = 0.5$ мм. Дальнейшее увеличение w для локальных трещин шахтного гидроразрыва, как показывают расчеты по формулам (3)–(6), практически бесполезно. При малых w небольшая эффективность гидроразрыва сохраняется вплоть до $w \sim 0.004$ мм.

В шахтном гидроразрыве расклинивание трещин пропантом почти не применяется. Существует точка зрения, что дренажные трещины смыкаются не полностью из-за наличия механических частиц, образующихся при разрушении угля. Однако имеющиеся экспериментальные данные опровергают это мнение. Так, в [5] получено, что многостадийный компланарный гидроразрыв пласта с расклиниванием трещин кварцевым песком способствует многомесячному повышению дебита дегазационных скважин в среднем в 4–5 раз. Без заполнения трещин пропантом наблюдается лишь кратковременное (до двух недель) увеличение выхода метана до 3 раз, которое не оказывает значимого влияния на дегазацию угольного пласта [5].

РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОВОДИМОСТИ РАЗРЫВОВ В УСЛОВИЯХ, ИМИТИРУЮЩИХ ПЛАСТОВЫЕ

Исследование проницаемости разрывов в угле без пропанта и с ним выполнены по методике и на оборудовании, описание которых приведено в [27]. В лабораторных экспериментах использовались цилиндрические образцы $\varnothing 30$ мм плотного длиннопламенного угля со сред-

ним размером микроблоков 4.4 мм. Полученные зависимости проницаемости угля от всестороннего сжатия для сплошных образцов, а также при наличии в них сквозной трещины без проппанта и расклиненной на 0.08–0.012 мм (при $\sigma = 0$) приведены на рис. 7.

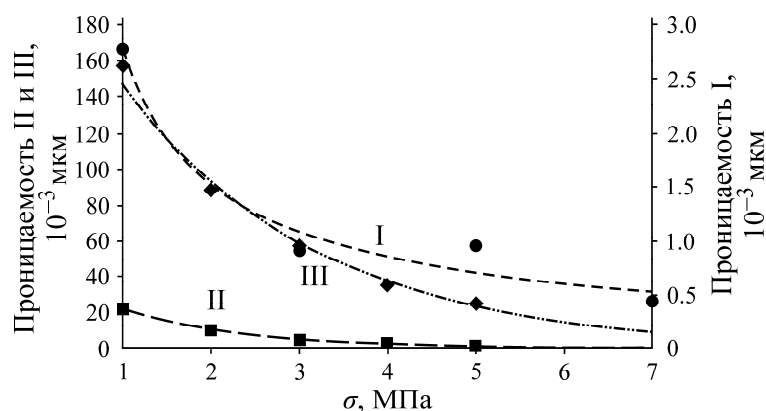


Рис. 7. Зависимость проницаемости образцов плотного длиннопламенного угля от сжатия: I — образец без трещины; II — образец со сквозной трещиной без проппанта; III — образец со сквозной трещиной, расклиненной проппантом при $\sigma = 0$ на 0.08–0.12 мм

Установлено, что при сжатии до 3 МПа разрыв без проппанта увеличивает проницаемость образца в 5–8 раз, а при раскрытии трещин — в 56–62 раза. При сжатии 5 МПа сомкнутая трещина увеличивает фильтрацию газа лишь на 24 %, в то время как проницаемость образца с расклиненной трещиной выше, чем у сплошного угля в 26 раз. Оценка раскрытия трещин по данным фильтрационных тестов с использованием формулы Буссинеска [25] дает при $\sigma = 2$ МПа следующие значения w : расклиненная трещина 0.03–0.05 мм, сомкнутая трещина 0.007–0.014. Сравнивая эти оценки с результатами анализа фильтрационных сопротивлений, получаем, что шахтный гидроразрыв без проппанта может быть работоспособен при небольших сжатиях трещин (не более 3–4 МПа), но в условиях высокого горного давления его эффективность будет невысока.

ВЫВОДЫ

В анизотропных угольных пластах наибольший эффект по снижению фильтрационного сопротивления дренируемой зоны дает многостадийный трансверсальный гидроразрыв с высокой плотностью трещин на скважину. В относительно изотропных пластах и анизотропных пластах мощностью до 3 м наибольшей эффективностью обладает компланарный продольный гидроразрыв, формирующий трещины вдоль пласта. Техническая простота этого типа гидроразрыва и приемлемая эффективность по сравнению с многостадийным гидроразрывом позволяют сделать вывод о его большей перспективности. Ограничивающим фактором является преимущественное формирование в угольных пластах секущих разрывов, что связано с развитым кливажем углей. В изотропных пластах небольшой мощности повысить эффективность схем дегазации проще за счет уменьшения расстояния между скважинами на 30 %, чем создавать в каждой скважине нормальносекущий разрыв.

Для достижения максимальной эффективности шахтного гидроразрыва достаточно создавать трещины раскрытием около 0.5 мм. Увеличение раскрытия локальных трещин сверх этого значения дает незначительное снижение фильтрационного сопротивления зоны газового дренажа. Гидроразрыв газоносных углей без проппанта работоспособен при небольших сжатиях трещин (не более 3–4 МПа), но в условиях высокого горного давления его эффективность не-

высока. Полученные результаты показывают необходимость учета напряженного состояния и направления развития трещин при проектировании гидроразрывов в технологиях интенсификации дегазации ненагруженных угольных пластов. Оптимальное решение — включение тестовых мини-гидроразрывов в состав работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев А. Д., Василенко Т. А., Гуменник К. В., Калугина Н. А., Фельдман Э. П. Диффузионно-фильтрационная модель выхода метана из угольного пласта // ЖТФ. — 2007. — Т. 77. — № 4. — С. 65–74.
2. Сластунов С. В., Коликов К. С., Пучков Л. А. Извлечение метана из угольных пластов. — М.: МГГУ, 2002. — 383 с.
3. Инструкция по дегазации угольных шахт. — М.: ЗАО “Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности”, 2012. — Сер. 05. — Вып. 22. — 250 с.
4. Сластунов С. В., Ютяев Е. П., Мазаник Е. В., Садов А. П. Разработка и совершенствование технологий пластовой дегазации для эффективной и безопасной отработки угольных пластов // ГИАБ. — 2018. — № S49. — С. 13–22.
5. Jeffrey R. G. and Boucher C. Sand propped hydraulic fracture stimulation of horizontal in-seam gas drainage holes at Dartbrook coal mine, Coal Operators' Conference, University of Wollongong & the Australasian Institute of Mining and Metallurgy, University of Wollongong, 2004. — P. 169–179.
6. Тациенко А. Л., Клишин С. В. Возникновение поперечной трещины при поинтервальном гидроразрыве угольного пласта // ГИАБ. — 2018. — № S49. — С. 49–57.
7. Курленя М. В., Сердюков С. В., Патутин А. В., Шилова Т. В. Интенсификация подземной дегазации угольных пластов методом гидроразрыва // ФТПРПИ. — 2017. — № 6. — С. 3–9.
8. Курленя М. В., Сердюков С. В., Шилова Т. В., Патутин А. В. Методические основы и технические средства герметизации дегазационных скважин методом барьерного экранирования // ФТПРПИ. — 2014. — № 5. — С. 203–210.
9. Сердюков С. В., Дегтярева Н. В., Патутин А. В., Шилова Т. В. Технический комплекс для множественного локального гидроразрыва породного массива в необсаженных скважинах // ФТПРПИ. — 2016. — № 6. — С. 180–186.
10. Азаров А. В., Курленя М. В., Сердюков С. В., Патутин А. В. Особенности развития трещины гидроразрыва вблизи свободной поверхности в изотропной пороупругой среде // ФТПРПИ. — 2019. — № 1. — С. 3–11.
11. Столбова Н. Ф., Исаева Е. Р. Петрология углей. — Томск: ТПУ, 2013. — 77 с.
12. Попов Ю. Н. Тектоническая трещиноватость углей и вмещающих пород в Ленинском районе Кузбасса // Изв. ТПУ. — 1969. — Т. 165. — С. 229–237.
13. Jeffrey R. Hydraulic fracturing applied to stimulation of gas drainage from coal, Proc. of The AusIMM Illawarra Branch, 2002. — P. 70–73.
14. Ненашева Р. И., Зыков В. С., Чебоксаров Б. Б. Влияние трещиноватости на подготовку и порядок отработки пологих пластов угля в Кузбассе // Вестн. КузГТУ. — 2005. — № 1 (45). — С. 35–38.
15. Курленя М. В., Зворыгин Л. В., Сердюков С. В. Управление продольным гидроразрывом скважин // ФТПРПИ. — 1999. — № 5. — С. 3–12.
16. Burra A., Esterle J. S., and Golding S. D. Horizontal stress anisotropy and effective stress as regulator of coal seam gas zonation in the Sydney Basin, Australia, Int. J. of Coal Geology, 2014, Vol. 132. — P. 103–116.
17. Liu C. Distribution laws of in-situ stress in deep underground coal mines, Procedia Engineering, 2011, Vol. 26. — P. 909–917.

18. **Телков А. П., Грачев С. И.** Гидромеханика пласта применительно к прикладным задачам разработки нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие. Ч. II. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. — 352 с.
19. **Кабиров М. М., Шамаев Г. А.** Решение задач при проектировании разработки нефтяных месторождений. — Уфа: УГНТУ, 2003. — 124 с.
20. **Renard G. and Dupuy J. M.** Formation damage effects on horizontal-well flow efficiency, J. of Petroleum Technology, 1991, Vol. 43, No. 7. — P. 786–869.
21. **Guo G. and Evans R. D.** Inflow performance of a horizontal well intersecting natural fractures, SPE Production Operations Symp., 1993, SPE 25501. — P. 851–865.
22. **Борисов Ю. П., Пилатовский В. П., Табаков В. П.** Разработка нефтяных и газовых месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. — М.: Недра, 1964. — 154 с.
23. **Li H., Jia Z., and Wei Z.** A new method to predict performance of fractured horizontal wells, Int. Conference on Horizontal Well Technology, 1996, SPE 37051. — P. 179–185.
24. **Мазо А. Б., Поташев К. А., Хамидуллин М. Р.** Фильтрационная модель притока жидкости к горизонтальной скважине с многостадийным гидравлическим разрывом пласта // Учен. зап. Казан. ун-та. — 2015. — Т. 157. — № 4. — С. 133–148.
25. **Пирвердян А. М.** Физика и гидравлика нефтяного пласта. — М.: Недра, 1982. — 192 с.
26. **Lu S., Cheng Y., Ma J., and Zhang Y.** Application of in-seam directional drilling technology for gas drainage with benefits to gas outburst control and greenhouse gas reductions in Daning coal mine, China, Natural Hazards, 2014, Vol. 73, No. 3. — P. 1419–1437.
27. **Сердюков С. В., Шилова Т. В., Дробчик А. Н.** Лабораторная установка и методика определения газопроницаемости горных пород // ФТПРПИ. — 2017. — № 5. — С. 172–180.

Поступила в редакцию 25/II 2019

После доработки 25/II 2019

Принята к публикации 26/III 2019