

ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

УДК 622.245; 539.3

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПАКЕРНЫХ УПЛОТНИТЕЛЕЙ СО СКВАЖИНОЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРОРАЗРЫВА УГОЛЬНОГО ПЛАСТА

С. В. Клишин¹, В. И. Клишин²

¹Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,

E-mail: sv.klishin@gmail.com, Красный проспект, 54, 630091, г. Новосибирск, Россия

²Институт угля ФИЦ УУХ СО РАН,

E-mail: klishinvi@icc.kemsc.ru, Ленинградский проспект, 10, 650065, г. Кемерово, Россия

Рассмотрена технологическая схема поинтервального гидродинамического воздействия на углепородный массив. Представлена конструкция двухстороннего пакера для реализации данной технологии в необсаженных скважинах большого и переменного диаметра. Приведены результаты лабораторных тестов по определению осевого перемещения герметизаторов (уплотнителей). Численно методом конечных элементов исследовано напряженно-деформированное состояние горной породы в окрестности скважины, нагруженной пакерными уплотнителями. Рассчитаны давления, действующие на контактах между уплотнителями и стенками скважины.

Подземная разработка месторождений, дегазация, гидроразрыв, сдвоенный пакер, уплотнитель, герметизатор, скважина, численное моделирование, метод конечных элементов, контактная задача

DOI: 10.15372/FTPRPI20200406

Одно из основных направлений современного развития технологий подземной разработки угольных месторождений — создание эффективных и безопасных средств по отработке мощных угольных пластов. На многих шахтах сохраняется газовый барьер, препятствующий достижению высоких скоростей проведения выработок и больших нагрузок на очистные забои вследствие малого объема дегазационных работ и недостаточной эффективности схем дегазации. Для обеспечения безопасности условий труда, а также повышения производительности очистных и подготовительных забоев необходима разработка надежных способов дегазации угольных пластов и, как следствие, создание специального оборудования. Данное направление является предметом широкого обсуждения [1 – 8].

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 17-17-01143).

В [9] по аналогии с технологиями, используемыми при разработке нефтяных месторождений, предложено использовать метод воздействия на угольный массив направленным гидрорасчленением пласта с поверхности. В дальнейшем этот метод применялся в различных вариантах из подземных горных выработок через существующие дегазационные скважины [10–16].

ПОИНТЕРВАЛЬНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

В существующих способах дегазации радиус воздействия на массив через отдельную дегазационную скважину крайне мал, поэтому требуется расширение зоны воздействия из одной скважины за счет новых методов интенсификации процесса дегазации угольных пластов. Одним из таких методов повышения газоотдающей способности неразгруженных угольных пластов является улучшение их коллекторских свойств на основе метода поинтервального гидроразрыва, представленного в [17, 18]. Для реализации данной технологии разработаны новые технические средства, выполнены лабораторные исследования и первые экспериментальные испытания в условиях угольной шахты [19, 20]. Разрывное устройство (двухсторонний пакер) включает два упругорасширяющихся рукава, между которыми установлен межпакерный клапан, предназначенный для регулирования давления рабочей жидкости в гидросистеме разрывного устройства. Он служит для своевременного пакерования скважины в зоне между упругорасширяющимися рукавами и дальнейшего повышения давления в этой зоне до величины, достаточной для гидроразрыва [18]. Перемещая пакер вдоль скважины, можно осуществлять гидроразрывы водой или водными растворами в заданных участках угольного пласта.

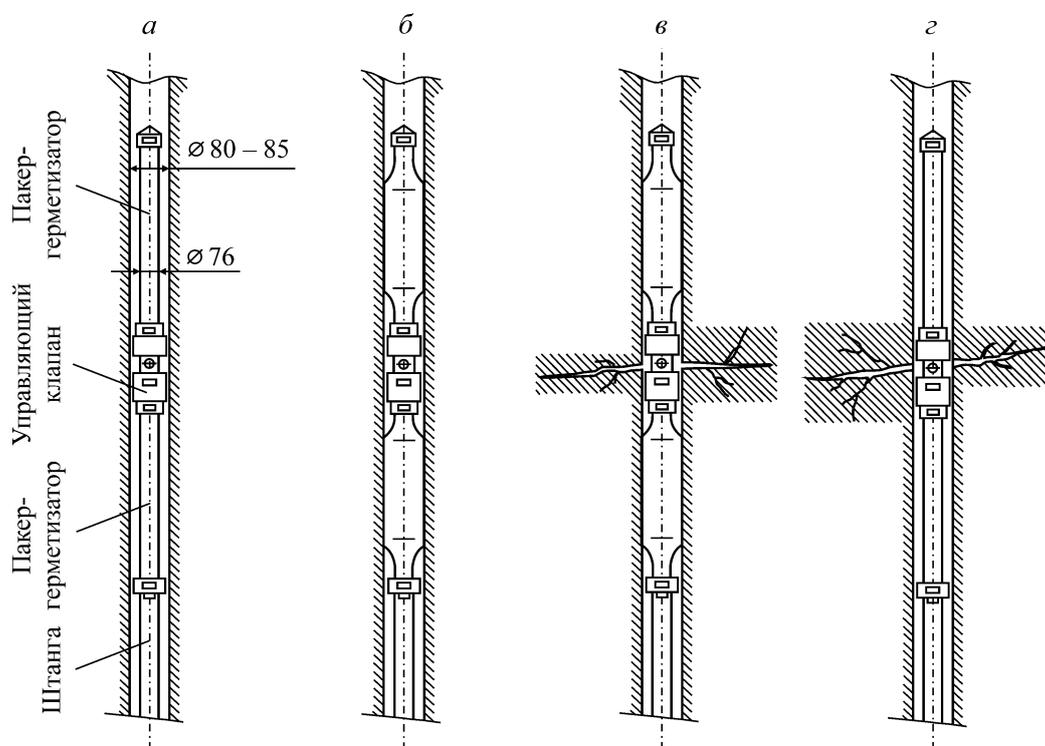


Рис. 1. Технологическая схема реализации поинтервального гидроразрыва угольного пласта: *а* — ввод пакера в скважину; *б* — герметизация скважины за счет расширения пакерных уплотнителей; *в* — гидрорасчленение угольного массива; *г* — разгерметизация скважины и перемещение пакера

Технологическая схема метода представлена на рис. 1. На начальном этапе происходит ввод сдвоенного пакера в скважину (рис. 1а) с последующей ее герметизацией за счет увеличения диаметра пакерных рукавов (уплотнений) при подаче в них рабочей жидкости (рис. 1б). Дальнейшее повышение давления влечет за собой срабатывание клапана, установленного между двумя пакерами, что приводит к образованию одной или нескольких трещин гидроразрыва (рис. 1в). При этом конструкции межпакерного клапана, который обеспечивает подачу рабочей жидкости в загерметизированный участок скважины, придается особое значение. На последнем этапе происходит разгерметизация скважины и перемещение сдвоенного пакера (рис. 1г).

Результат такого воздействия — наведенная технологическая трещиноватость в пласте, в том числе за счет раскрытия под давлением существующих трещин. Отметим, что искусственно создаваемые трещины развиваются в энергетически выгодном направлении, которое зависит от напряженного состояния массива и его естественной трещиноватости. Учитывая, что существующие трещины по напластованию (вдоль простирания пласта) сомкнуты вследствие действия горного давления, при реализации технологии гидроразрыва основной задачей является создание трещин, ориентированных поперек скважины, т. е. вкрест простирания угольного пласта.

Трудности реализации технологии заключаются в создании направленных трещин гидроразрыва, ориентированных поперек скважин, пробуренных из подготовительных выработок параллельно очистному забою. Это направление трещин наиболее выгодно с точки зрения дегазации, а многократное повторение с высокой плотностью трещин гидроразрыва в одной скважине позволяет в сотни раз увеличить площадь дренирования газа. Под действием внутреннего давления жидкости увеличивается раскрытие искусственных трещин, в результате чего расширяется их связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной. Во время операции гидроразрыва пласта создаваемая трещина распространяется по пути наименьшего сопротивления перпендикулярно направлению действия минимального главного напряжения. Известно, что выбор между возникновением продольной и поперечной трещинами определяется длиной L изолированной полости между пакерами и диаметром скважины d (при $L < 2d$ образуется единичная поперечная трещина, при $2d < L < 4d$ — множественные трещины различного типа, при $L > 4d$ — единичная продольная трещина) [16].

СТЕНДОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ГЕРМЕТИЗИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

При проведении поинтервального гидроразрыва угольного пласта возникают сложности, связанные с отклонением сечений дегазационных скважин от круговой формы, в том числе по причине изгиба штанги при бурении [14, 19]. Имеющиеся в настоящее время герметизаторы, выполненные в виде упругорасширяющихся рукавов, не обеспечивают надежную работу устройства при высоких давлениях рабочей жидкости и нестабильных размерах самой скважины (диаметром 93–105 мм). Это объясняется тем, что в момент подачи рабочей жидкости в устройство упругие рукава увеличиваются в диаметральном направлении вплоть до соприкосновения со стенками скважины. При этом происходит их укорачивание в осевом направлении. Поскольку два герметизатора жестко связаны между собой через корпус клапана, в месте их крепления к втулкам возникают значительные растягивающие силы, стремящиеся разорвать это соединение, что снижает надежность работы устройства.

Для измерения осевого перемещения герметизаторов от приложенного внутреннего давления выполнены лабораторные исследования в трубах диаметром 80 и 105 мм. На рис. 2 показаны этапы испытания герметизатора диаметром 76 мм, длиной резиновой части 830 мм и общей длиной 1113 мм в трубе диаметром 105 мм. Начальное состояние представлено на рис. 2а, где штриховой линией обозначен край трубы, а сплошной — край герметизатора. Раскрытие пакера происходило при давлении 0.1–0.5 МПа, при этом его край сместился на 80 мм (рис. 2б). Увеличение давления с 0.5 до 2.0 МПа привело к надежному закреплению пакера, край которого переместился еще на 15 мм (рис. 2в). Дальнейшее увеличение давления до 5.0 МПа не привело к перемещению края пакера.

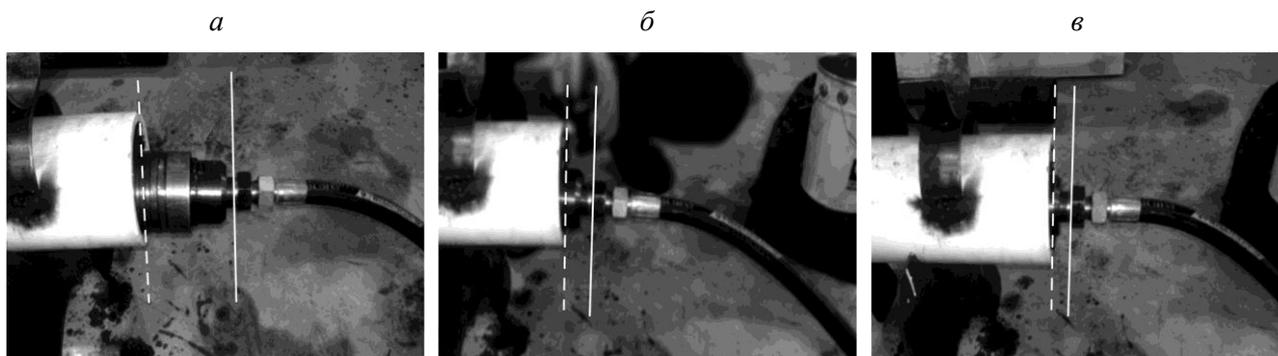


Рис. 2. Стендовые испытания герметизирующего устройства

Для повышения надежности работы устройства, предназначенного для гидроразрыва скважин в угольном массиве, предложено устранить растягивающие силы в месте присоединения упругих элементов к втулкам герметизаторов путем совмещения в конструкции устройства для разрыва скважин в угольном массиве и компенсатора осевых перемещений. Новая конструкция устройства, повышающая надежность его работы за счет устранения растягивающих сил в месте присоединения упругих элементов к втулкам, представлена в [20].

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА НАГРУЖЕНИЯ СКВАЖИНЫ ПАКЕРНЫМИ УПЛОТНИТЕЛЯМИ

Изучению напряженно-деформированного состояния массива горных пород и процесса зарождения и развития в нем продольных или поперечных трещин гидроразрыва при функционировании пакерного устройства посвящено большое количество исследований. Обычно используется классическая линейная теория упругости, где численно рассчитывается отклик геосреды на заданные граничные условия, а в качестве критерия зарождения трещин применяются коэффициенты интенсивности напряжений или максимальные растягивающие напряжения и деформации [21, 22]. Так, например, на основе критерия хрупкого разрушения в [23, 24] разработаны численные модели зарождения и распространения трещины гидроразрыва, позволяющие определить давление, вызывающее разрушение породы, а также положение, ориентацию и форму зародышевой трещины. Численно методом граничных интегральных уравнений решены краевые задачи распространения продольной и поперечной трещин при закачке в них вязкой несжимаемой жидкости. Метод граничных интегральных уравнений также использован в [25], где численно исследовано последовательное развитие трещин гидроразрыва. Граничные условия в задачах такого рода формулируются путем задания нормальных и касательных напряжений, действующих со стороны флюида на геосреду [26–28], а движение жидкости

в материале описывается различными законами фильтрации в пористой среде, в том числе с применением метода дискретных элементов или комбинированного метода конечных и дискретных элементов [29–32]. При таких постановках возможно исследовать как напряженно-деформированное состояние геосреды, так и распределение флюида в массиве, его расход, утечку и т. д.

Конструкции пакеров весьма разнообразны, но общим для них является наличие корпуса с установленным на него уплотнительным элементом — основным конструктивным элементом для герметизации скважин. Исследование процесса его взаимодействия со стенкой скважины — весьма актуальная задача, которой посвящен ряд работ. В [33] используется теория мембран, усиленных нерастяжимыми кордами для аналитического исследования напряжений, возникающих вследствие контакта между пакетом и породой. В [34–36] численно методом конечных элементов исследовано взаимодействие резинового уплотнителя с конструктивными элементами пакера и обсадной трубой, проведен анализ взаимосвязи рабочей нагрузки и максимальных касательных напряжений при нагружении резиновых рукавов расширительной муфтой фиксированным продольным смещением, определена роль коэффициентов трения между резиной и элементами конструкции пакера. В [37] рассмотрен процесс деформирования обсадной трубы и изучена взаимосвязь силы трения и нормального давления при осевом нагружении герметизаторов.

В настоящей работе приведены результаты численных расчетов процесса нагружения стенок скважины, расширяющимися под действием внутреннего давления пакерными уплотнителями. Задача решалась методом конечных элементов в рамках линейной теории упругости в трехмерной осесимметричной постановке программным комплексом COMSOL Multiphysics® [38]. Горная порода и пакерные уплотнители представлены разномодульными упругими материалами. Нагружение осуществлялось давлением, приложенным к внутренним поверхностям уплотнителей. При взаимодействии уплотнителей со стенкой скважины введен контакт без проскальзывания. На рис. 3 представлено сечение исследуемой области плоскостью Orz , где Oz — ось симметрии в пространстве $Or\theta z$.

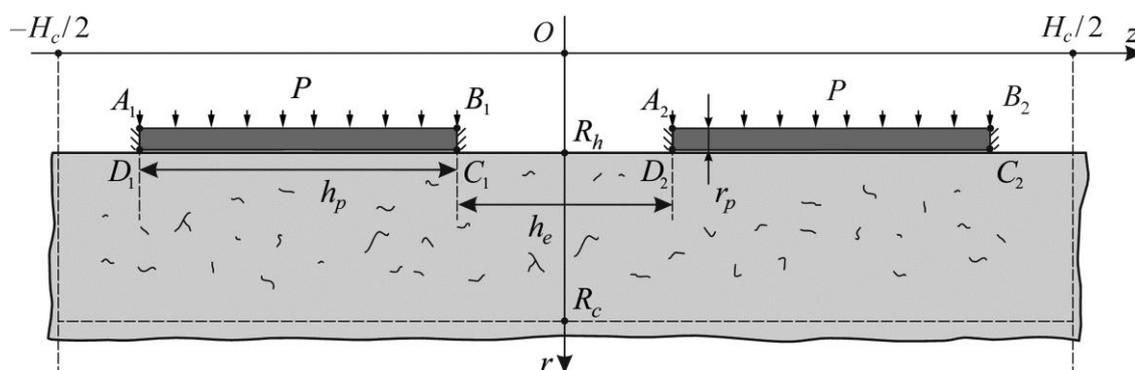


Рис. 3. Схема численного расчета и условия нагружения

Размеры области горной породы $H_c = 2.0$ м, $R_c = 1.0$ м вдоль осей Oz и Or соответственно; радиус скважины $R_h = 0.05$ м. Два уплотнителя фиксированной длины $h_p = 0.5$ м расположены симметрично относительно оси Or на расстоянии h_e друг от друга. Толщина резины уплотнителей $r_p = 15$ мм. Для сравнения контактного взаимодействия выполнено два вида расчетов.

В первом случае на начальной стадии нагружения зазор между уплотнителями и стенкой скважины составлял 1 мм (контакт отсутствовал), во втором — зазор равнялся нулю (контакт полностью развит с начального момента нагружения).

Физические параметры материалов следующие. Горная порода представлена упругим материалом с модулем Юнга $E_c = 5.4$ ГПа и коэффициентом Пуассона $\nu_c = 0.16$, характерными для угля. Материал уплотнителей — армированная резина с модулем Юнга $E_p = 50$ МПа и коэффициентом Пуассона $\nu_c = 0.45$.

Рассмотрим условия нагружения. На внутренних границах A_1B_1 и A_2B_2 задано давление P , монотонно возрастающее с 0 до 10 МПа. Стенка скважины $r = R_h$ вне контакта с уплотнителями свободна от напряжений. На торцах уплотнителей (поверхностях A_1D_1 , B_1C_1 , A_2D_2 , B_2C_2) задано условие жесткого закрепления: $\mathbf{u}(r, z) \equiv 0$, где $\mathbf{u}(r, z)$ — вектор смещений. На частях контура, ограничивающего горную породу, — условие жесткого закрепления:

$$\mathbf{u}(r, z) \equiv 0 \text{ при } r = R_c, -0.5H_c \leq z \leq 0.5H_c, \quad \mathbf{u}(r, z) \equiv 0 \text{ при } R_h \leq r \leq R_c, z = \pm 0.5H_c.$$

В процессе нагружения при увеличении по шагам внутреннего давления P уплотнители пакера расширяются и область их контакта со стенкой скважины увеличивается. Проведена серия расчетов для различных значений расстояния $h_e = 10, 20, 30$ и 40 см.

На рис. 4 приведены эпюры давлений P_c , действующих на контакте между уплотнителем и стенкой скважины при $h_e = 20$ см. Графику с номером 1 соответствует значение начального зазора 1 мм, графику с номером 2 — отсутствие начального зазора. Видно, что максимум давления достигается на концах уплотнителей. Давления P_c вдоль контакта ниже, чем приложенное внутреннее давление $P = 10$ МПа ($P_c = 8.27$ МПа при наличии начального зазора и $P_c = 9.16$ МПа в случае его отсутствия).

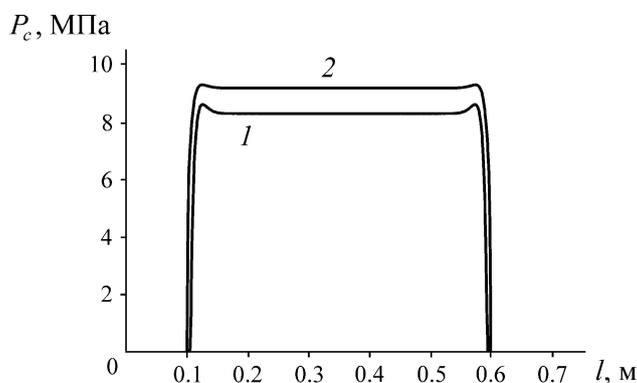


Рис. 4. Эпюры давлений на контакте между уплотнением и стенкой скважины: 1 — начальный зазор между уплотнением и стенкой равен 1 мм; 2 — начальный зазор отсутствует

Расчеты показали, что эпюры давления P_c не изменяются при изменении расстояния между уплотнителями (параметра h_e). Дальнейшие результаты приведены для случая отсутствия начального зазора между уплотнителями и стенкой скважины.

Рассмотрим напряженно-деформированное состояние среды в окрестности скважины на конечном этапе нагружения. Известно, что горные породы обладают различной сопротивляемостью на сжатие и растяжение, причем прочность на растяжение может отличаться на порядок в меньшую сторону от прочности на сжатие. Интерес представляют нагруженные области

геоматериала, в которых преобладают растягивающие напряжения. Расчеты показали, что растягивающими будут осевые напряжения σ_z , возникающие в области, ограниченной по оси Oz уплотнениями ($-h_e/2 < z < h_e/2$) и примыкающей к стенке скважины. На рис. 5 представлено распределение осевых напряжений для расстояния между уплотнителями $h_e = 20$ см. Видно, что даже без подачи рабочей жидкости в свободное пространство между уплотнителями горная порода находится в растянутом состоянии только под действием усилий, созданных пакерными уплотнителями.

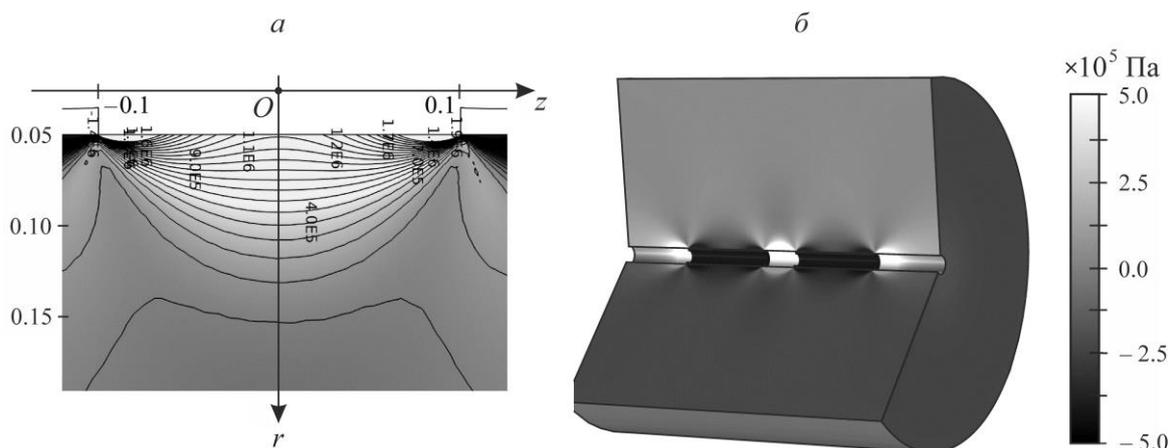


Рис. 5. Распределение осевых напряжений σ_z на конечном шаге нагружения: *a* — сечение плоскостью Orz ; *б* — трехмерная картина нагружения

Для описания характера изменения напряженного состояния при удалении от стенки скважины рассмотрим эпюры напряжений в двух сечениях: $z=0$ и $z = h_e/2 + 0.25$ (середина уплотнителя) при $R_h \leq r \leq R_c$. На рис. 6 показаны эпюры радиальных σ_r и осевых σ_z напряжений в сечении $z=0$ для различных расстояний между уплотнителями h_e . Максимум значений радиальных растягивающих напряжений σ_r отмечается вблизи стенок скважины (на расстоянии от 8 до 15 см), уменьшаясь от 0.53 МПа при $h_e = 10$ см до 0.11 МПа при $h_e = 40$ см (рис. 6*a*). Максимум осевых напряжений σ_z достигается на стенке скважины и изменяется от 0.42 до 2.6 МПа при $h_e = 40$ см и $h_e = 10$ см соответственно (рис. 6*б*).

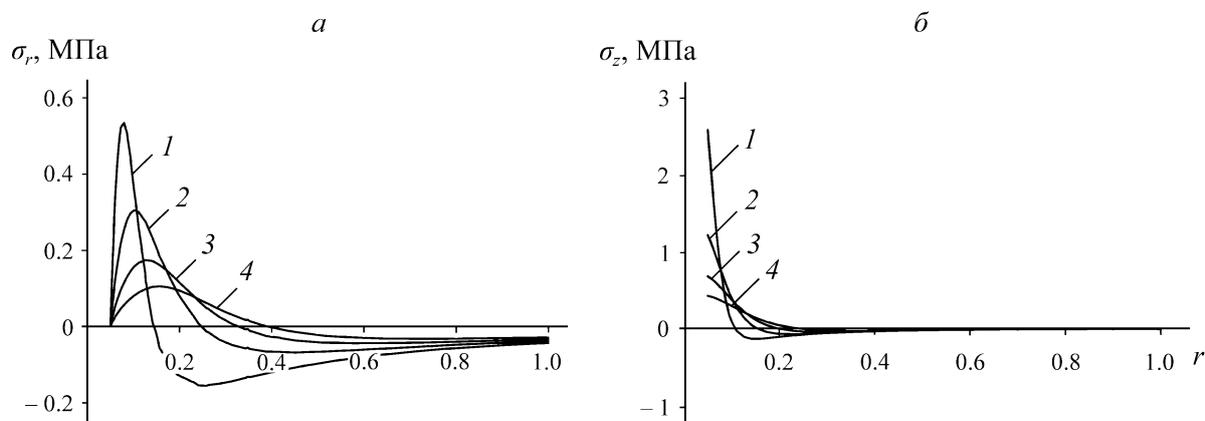


Рис. 6. Эпюры радиальных σ_r (*a*) и осевых σ_z (*б*) напряжений в сечении $z=0$ для расстояний между уплотнителями 10 (1), 20 (2), 30 (3) и 40 см (4)

На рис. 7 приведены эпюры радиальных и осевых напряжений в сечении $z = h_e / 2 + 0.25$, соответствующем середине одного из уплотнителей при изменении параметра h_e . В данном сечении радиальные напряжения являются сжимающими, их значения не зависят от расстояния между уплотнителями (рис. 7а), а максимум сжимающего усилия (9.16 МПа) достигается на контакте уплотнителя и стенки скважины (см. рис. 4). Осевые напряжения в данном сечении являются сжимающими и не превышают 0.31 МПа (рис. 7б).

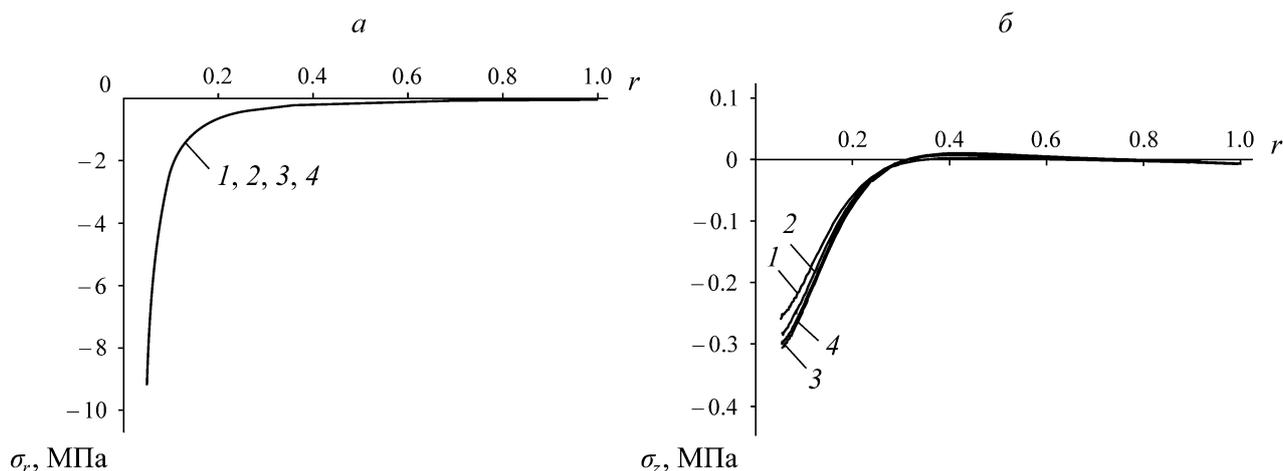


Рис. 7. Распределение радиальных σ_r (а) и осевых σ_z (б) напряжений в сечении $z = h_e / 2 + 0.25$, соответствующем середине уплотнителя для расстояний между уплотнителями 10 (1), 20 (2), 30 (3) и 40 см (4)

Представленная схема расчета по шагам нагружения с учетом формирования области контакта между упругими армированными уплотнениями и стенкой скважины позволяет описать распределение давлений на границе “уплотнения – горная порода”, а также исследовать напряженно-деформированное состояние геосреды при заданном рабочем давлении в пакере в зависимости от расстояния между уплотнителями.

ПОСТРОЕНИЕ ЛИНИЙ ТОКА ЭНЕРГИИ

Отдельный интерес в рассмотренной задаче представляет построение линий тока энергии. В [39, 40] проанализированы процессы деформирования с энергетической точки зрения и показано, что в деформируемом материале энергия течет подобно движению сжимаемой жидкости. Энергия в произвольные элементы тела приходит не со всей границы тела, а только с вполне конкретных его участков. Построение линий тока энергии сводится к нахождению векторного поля $\mathbf{E} = -\{\sigma_r u + \sigma_{rz} v, \sigma_{rz} u + \sigma_z v\}$, зависящего от напряжений $\sigma_r(r, z)$, $\sigma_{rz}(r, z)$, $\sigma_z(r, z)$ и смещений $u(r, z)$ и $v(r, z)$.

На рис. 8 изображены конфигурации линий тока энергии для значения $h_e = 20$ см. Стрелками показаны направления передачи энергии. При нагружении уплотнений пакера внутренним давлением часть энергии уходит с уплотнений вглубь массива, а часть возвращается на свободную поверхность скважины.

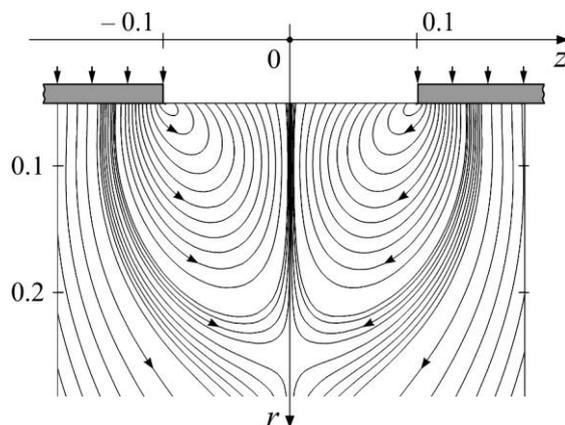


Рис. 8. Линии тока энергии в деформируемой горной породе при нагружении уплотнений пакера внутренним давлением

ВЫВОДЫ

Рассмотрены вопросы реализации инновационного способа интенсификации процессов подземной дегазации угольных пластов поинтервальным гидроразрывом. Приведена конструкция двухстороннего пакера, а также технологическая схема реализации поинтервального гидроразрыва угольного пласта. Проведенные лабораторные испытания показали, что при нагружении упругих рукавов пакера возникают существенные продольные смещения, которые могут вызывать растягивающие силы в месте присоединения упругих элементов к втулкам, что следует учитывать при конструировании данных устройств.

Представленная на основе метода конечных элементов численная схема позволяет изучить контактное взаимодействие расширяющихся под действием внутреннего давления пакерных уплотнителей со стенками скважины, а также напряженно-деформированное состояние горной породы в окрестности скважины. Показано, что в процессе нагружения на поверхности контакта реализуются давления, которые приводят к возникновению существенных растягивающих осевых напряжений в геоматериале в окрестности скважины, что следует учитывать при формулировании краевых задач.

Полученные результаты могут использоваться при выборе параметров и технических средств шахтного гидроразрыва для проведения работ по интенсификации процесса дегазации из подземных горных выработок через дегазационные необсаженные скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Забурдяев В. С. Дегазация разрабатываемого пласта — эффективный способ повышения производительности и безопасности работ в метанообильных шахтах // ГИАБ. — 2000. — № 1. — С. 149–154.
2. Трубецкой К. Н., Гурьянов В. В. Повышение эффективности подземной разработки высокогазонасыщенных угольных месторождений на основе организации совместной добычи угля и метана // Уголь. — 2003. — № 9. — С. 3–5.
3. Коршунов Г. И., Ютяев Е. П., Серегин А. С., Афанасьев П. И., Курта Н. В. Заблаговременная дегазация угольных пластов с использованием импульсного гидродинамического воздействия в режиме гидрорасчленения // ГИАБ. — 2013. — № 2. — С. 225–231.
4. Мелехин Е. С., Кузина Е. С. Заблаговременное извлечение метана угольных пластов как основной фактор повышения уровня безопасности на проектируемых шахтах // Наука и техника в газовой пром-сти. — 2016. — № 1. — С. 91–94.

5. **Василевский С., Ямруз П.** Распределение концентраций метана по длине очистного забоя // ФТПРПИ. — 2018. — № 6. — С. 138–149.
6. **Курленя М. В., Емельянова Е. К., Андреева И. С., Савченко А. В.** Научно-технические вопросы разработки биотехнологий дегазации угольных месторождений // ФТПРПИ. — 2019. — № 6. — С. 79–88.
7. **Золотых С. С.** Заблаговременная дегазация угольных пластов как фактор повышения безопасности на шахтах Кузбасса // Горная пром-сть. — 2019. — № 5. — С. 18–22.
8. **Ордин А. А., Тимошенко А. М., Ботвенко Д. В.** Статистический анализ метановыделения в высокопроизводительных очистных забоях Кузбасса // ФТПРПИ. — 2020. — № 2. — С. 103–110.
9. **Ножкин Н. В.** Заблаговременная дегазация угольных месторождений. — М.: Недра, 1979. — 271 с.
10. **Черный С. Г., Лапин В. Н., Есипов Д. В., Куранakov Д. С.** Методы моделирования зарождения и распространения трещин. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2016. — 312 с.
11. **Jun F., Linming D., Hua H., Taotao D., Shibin Z., Bing G., and Xinglin S.** Directional hydraulic fracturing to control hard-roof rockburst in coal mines, *J. Min. Sci. and Tech.*, 2015, Vol. 22, Issue 2. — P. 177–181.
12. **Deng J., Yang Q., Liu Y., Liu Yi, and Zhang G.** 3D finite element modeling of directional hydraulic fracturing based on deformation reinforcement theory, *Computers and Geotechnics*, 2018, Vol. 94. — P. 118–133.
13. **Курленя М. В., Сердюков С. В., Патутин А. В., Шилова Т. В.** Интенсификация подземной дегазации угольных пластов методом гидроразрыва // ФТПРПИ. — 2017. — № 6. — С. 2–9.
14. **Jeffrey R., Mills K., and Zhang X.** Experience and results from using hydraulic fracturing in coal mining, *Proc. 3rd Int. Workshop on Mine Hazards Prevention and Control*, Brisbane, 2013. — P. 110–116.
15. **Klishin V. I., Taylakov O. V., Opruk G. Yu., Makeev M. P., Sokolov S. V., Teleguz A. S., and Tatsienko A. L.** Seismic monitoring of hydrodynamic impact on coal seam at interval hydraulic fracturing, *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Sci.*, IOP Publishing, 2019, Vol. 377, Issue 1. — P. 012034.
16. **El Rabaa W.** Experimental study of hydraulic fracture geometry initiated from horizontal wells, *SPE Annual Technical Conf. and Exhibition*, Soc. of Petroleum Engineers, 1989.
17. **Клишин В. И., Кокоулин Д. И., Кубанычбек Б., Дурнин М. К.** Разупрочнение угольного пласта в качестве метода интенсификации выделения метана // Уголь. — 2010. — № 4. — С. 40–42.
18. **Klishin V. I., Opruk G. Yu., and Tatsienko A. L.** Technology and means of a coal seam interval hydraulic fracturing for the seam degassing intensification, *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Sci.*, IOP Publ., 2017, Vol. 53, Issue 1. — P. 012019.
19. **Клишин В. И., Кокоулин Д. И., Кубанычбек Б., Гуртенко А. П.** Станок для бурения разведочных, дегазационных и технических скважин СБР-400 // ФТПРПИ. — 2010. — № 4. — С. 50–55.
20. **Klishin V. I., Opruk G., Kokoulin D. I., and Tatsienko A. L.** Development of device for interval-by-interval hydraulic fracture, *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Sci.*, IOP Publ., 2019, Vol. 262, Issue 1. — P. 012028.
21. **Chen Z.** Finite element modelling of viscosity-dominated hydraulic fractures, *J. Petroleum Sci. and Eng.*, 2012, Vol. 88. — P. 136–144.
22. **Wangen M.** Finite element modeling of hydraulic fracturing in 3D, *Computational Geosciences*, 2013, Vol. 17, Issue 4. — P. 647–659.
23. **Cherny S., Lapin V., Kuranakov D., and Alekseenko O.** 3D model of transversal fracture propagation from a cavity caused by Herschel–Bulkley fluid injection, *Int. J. of Fracture*, 2018, Vol. 212, Issue 1. — P. 15–40.
24. **Cherny S., Esipov D., Kuranakov D., Lapin V., Chirkov D., and Astrakova A.** Prediction of fracture initiation zones on the surface of three-dimensional structure using the surface curvature, *J. Eng. Fracture Mech.*, 2017, Vol. 172. — P. 196–214.

25. **Колыхалов И. В., Мартынюк П. А., Шер Е. Н.** Моделирование развития трещин при последовательном поинтервальном гидроразрыве пласта вязкой жидкостью // ФТПРПИ. — 2016. — № 4. — С. 39–47.
26. **Zhao Y., Cao S., Shang D., Yang H., Yu Y., Li Y., Liu J., Wang H., Pan R., Yang H., Zhang B., and Tu H.** Crack propagation and crack direction changes during the hydraulic fracturing of coalbed, *Computers and Geotechnics*, 2019, Vol. 111. — P. 229–242.
27. **Zhang X., Jeffrey R. G., and Thiercelin M.** Deflection and propagation of fluid-driven fractures at frictional bedding interfaces: a numerical investigation, *J. of Structural Geol.*, 2007, Vol. 29, Issue 3. — P. 396–410.
28. **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.
29. **Zhang Q., Zhang X. P., and Ji P. Q.** Numerical study of interaction between a hydraulic fracture and a weak plane using the bonded-particle model based on moment tensors, *Computers and Geotechnics*, 2019, Vol. 105. — P. 79–93.
30. **Tomac I. and Gutierrez M.** Coupled hydro-thermo-mechanical modeling of hydraulic fracturing in quasi-brittle rocks using BPM-DEM, *J. Rock Mech. and Geotech. Eng.*, 2017, Vol. 9, Issue 1. — P. 92–104.
31. **Zhao Q., Lisjak A., Mahabadi O., Liu Q., and Grasselli G.** Numerical simulation of hydraulic fracturing and associated microseismicity using finite-discrete element method, *J. Rock Mech. and Geotech. Eng.*, 2014, Vol. 6, Issue 6. — P. 574–581.
32. **Cordero J. A. R., Sanchez E. C. M., Roehla D., and Pereira L. C.** Hydro-mechanical modeling of hydraulic fracture propagation and its interactions with frictional natural fractures, *Computers and Geotechnics*, 2019, Vol. 111. — P. 290–300.
33. **Atkinson C., Desroches J., Eftaxiopoulos D. A., and Thiercelin M.** Wellbore stresses induced by the nonlinear deformation of an inflatable packer, *J. Eng. Mathem.*, 2001, Vol. 41, Issue 4. — P. 305–327.
34. **Guo Z., Wang Y., Li Q., Li G., Guo W., Lu Y., and Hao H.** The FEA contact analysis of high pressure packers, *Advances in Mechanical and Electronic Engineering*, Springer, Berlin, Heidelberg, 2012. — P. 119–124.
35. **Ma W., Qu B., and Guan F.** Effect of the friction coefficient for contact pressure of packer rubber, *Proc. of the Institution of Mech. Eng., Part C, J. Mech. Eng. Sci.*, 2014, Vol. 228, Issue 16. — P. 2881–2887.
36. **Lan W. J., Wang H. X., Zhang X., and Chen S. S.** Sealing properties and structure optimization of packer rubber under high pressure and high temperature, *Petroleum Sci.*, 2019, Vol. 16, Issue 3. — P. 632–644.
37. **Wang Z., Lv F., Cao M., Wen H., and Xu Y.** Research on experimental method for the working force between packer rubber and casing tube, *Applied Mech. and Materials*, Trans. Tech. Publ. Ltd, 2014, Vol. 518. — P. 138–143.
38. **COMSOL Multiphysics® Modeling Software.** <https://www.comsol.com>.
39. **Клишин С. В., Ревуженко А. Ф.** Поток энергии в массиве горных пород в процессе приливного деформирования // *Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук.* — 2016. — № 3. — Т. 1. — С. 76–79.
40. **Ревуженко А. Ф., Клишин С. В.** Линии тока энергии в деформируемом горном массиве, ослабленном эллиптическими отверстиями // ФТПРПИ. — 2009. — № 3. — С. 3–9.

Поступила в редакцию 26/VI 2020

После доработки 07/VII 2020

Принята к публикации 09/VII 2020