

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ПРИБОРЫ В ГОРНОМ ДЕЛЕ

УДК 550.834

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ГЕРМЕТИЗАЦИИ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН МЕТОДОМ БАРЬЕРНОГО ЭКРАНИРОВАНИЯ

М. В. Курленя, С. В. Сердюков, Т. В. Шилова, А. В. Патутин

*Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, E-mail: ss 3032@vandex.ru,
Красный проспект, 54, 630091, г. Новосибирск, Россия*

Приведены методические рекомендации, конструкция экспериментального образца оборудования, расчетная схема для проектирования барьерного экрана, предназначенные для повышения качества герметизации дегазационных скважин угольных пластов методом барьерного экранирования.

Угольный пласт, предварительная дегазация, дегазационная скважина, герметизация, шахтный гидроразрыв, оборудование для гидроразрыва двухкомпонентными составами

В работах [1, 2] предложен способ барьерного экранирования, предназначенный для повышения качества герметизации дегазационных скважин угольных пластов и снижения содержания воздуха в извлекаемой газовой смеси. В настоящей статье рассмотрены вопросы реализации барьерного экранирования дегазационных скважин в угледобывающих шахтах.

БАРЬЕРНОЕ ЭКРАНИРОВАНИЕ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН

Процесс создания барьерного экрана состоит из следующих основных операций:

- формирование концентратора напряжений, обеспечивающего развитие трещины гидроразрыва в плоскости, перпендикулярной оси скважины;
- измерение величины сжатия экрана вмещающими породами;
- создание экрана методом гидроразрыва и заполнение полости экрана рабочими составами;
- обустройство скважины и ее подключение к системе дегазации шахты.

Полость экрана создают и заполняют рабочими составами в несколько этапов [2]:

1) сначала герметизируют интервал дегазационной скважины и подают в него под давлением пропитывающий изоляционный состав, например двухкомпонентный гель низкой вязкости на акрилатной основе, проводят гидроразрыв и снижают проницаемость пород у берегов образующейся трещины;

2) затем в трещину гидроразрыва закачивают нагретую жидкость с малым индексом вязкости, например гидравлическое масло, раскрывают трещину и заполняют ее полость;

3) на заключительном этапе в интервал гидроразрыва нагнетают полимерный герметизирующий состав, например битумно-полимерную мастику холодного применения или акрилатный гель с повышенной устойчивостью к напорной фильтрации, который закрывает выход экрана в скважину и препятствует оттоку вязкого наполнителя.

Временная диаграмма выполнения этапов приведена на рис. 1.

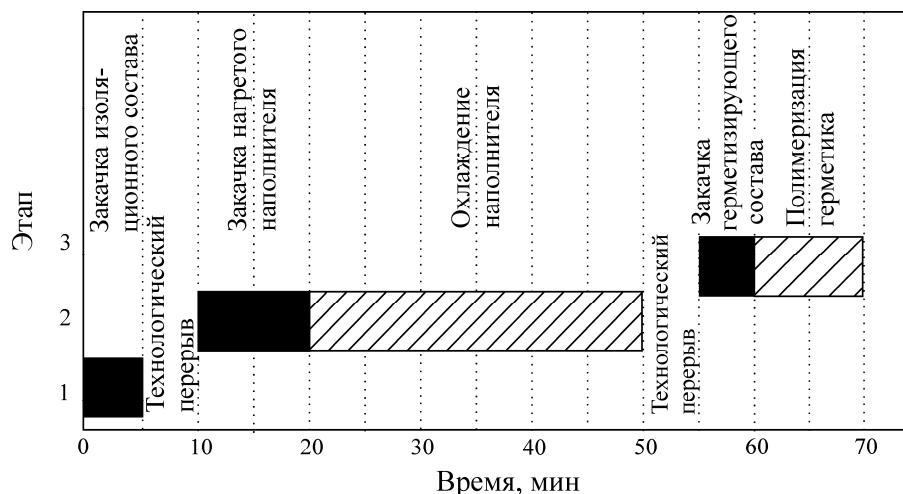


Рис. 1. Временная диаграмма барьерного экранирования дегазационных скважин: сплошная заливка — закачка рабочих составов; штриховая заливка — выдержка закаченных составов под давлением

Особенность выполнения работ состоит в том, что заполнение полости экрана вязкой жидкостью должно быть завершено до начала полимеризации изоляционного состава (рис. 1). При использовании в качестве изоляционного состава акрилатного геля CarboCrylHv (изготовитель компания MINOVA CarboTechGmbH, Германия) для его подготовки рекомендуется употреблять минимальное количество отвердителя. Это обеспечивает достаточный запас времени для закачки наполнителя в шахтных условиях.

На втором этапе в полость экрана закачивают вязкую жидкость, предварительно нагретую до температуры 40–50 °С. По мере охлаждения состава до температуры вмещающих пород (5–10 °С) его вязкость многократно возрастает. Для заполнения барьерного экрана рекомендуется гидравлическое масло марки МГЕ-46В или его аналоги. Этот состав обладает высокой стабильностью эксплуатационных свойств и предназначен для гидравлических систем, работающих при давлении до 35 МПа в диапазоне температур от –10 до +80 °С.

На третьем этапе закачивают небольшой объем полимерного двухкомпонентного состава и создают на устье трещины пробку, препятствующую оттоку из экрана вязкого наполнителя, остывшего до температуры вмещающих горных пород. Для запирания экрана при давлении жидкости до 0.4 МПа рекомендован состав CarboCrylHv в смеси с CarboCrylPlus, использование которого вместо воды ведет к образованию метакрилатных гелей с высоким содержанием твердого вещества. Для запирания экрана можно также использовать битумно-полимерную мастику (жидкую резину) холодного применения.

Предложенная технологическая схема постановки барьерного экрана позволяет решить проблемы, выявленные при проведении экспериментальных исследований [3]. Так, применение двухкомпонентных изоляционных и герметизирующих составов с отдельной закачкой низковязких компонентов существенно упрощает очистку оборудования от рабочих составов после окончания работ.

Использование для заполнения экрана нагретой жидкости, вязкость которой многократно возрастает при остывании до температуры углеродного массива, упрощает подачу наполнителя в полость барьерного экрана через длинные гидравлические линии.

Запирание устья трещины (экрана) полимерным составом исключает необходимость применения дополнительного оборудования для поддержания экрана в раскрытом состоянии в процессе эксплуатации дегазационной скважины.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ БАРЬЕРНОГО ЭКРАНА

До начала работ по барьерному экранированию дегазационной скважины необходимо определить объем закачки рабочего состава для получения экрана требуемого размера, давление гидроразрыва горных пород и давление жидкого наполнителя для поддержания полости экрана в раскрытом состоянии.

Объем закачки рабочего состава равен сумме объемов гидравлической системы оборудования, экрана V_0 и утечек жидкости во вмещающие горные породы. Утечки жидкости могут быть оценены по результатам фильтрационного теста, совмещенного с минигидроразрывом, проводимым до постановки барьерного экрана для измерения сжатия экрана вмещающими породами [4]. Такой подход широко распространен в технологии гидроразрыва нефтегазовых пластов.

Объем заполнения экрана жидкостью зависит от требуемого радиуса экрана, свойств рабочего состава, напряженного состояния и свойств вмещающих горных пород. Для монолитных горных пород рекомендуемый радиус барьерного экрана составляет 2 м, для трещиноватых пород — 5 м, для сильно трещиноватых пород — не менее 10 м [3].

Известно, что при заполнении полости экрана вязкопластичной жидкостью фронт ее продвижения отстает от вершины трещины гидроразрыва. В общем случае моделирование процесса распространения трещин гидроразрыва пластическими составами сводится к численному решению системы нелинейных уравнений, что неудобно для практических приложений. В работе [5] предложена упрощенная схема расчета параметров гидроразрыва пластическими составами, предполагающая пропорциональность раскрытия трещины нормальным напряжениям, приложенным к ее берегам.

Следуя этой работе, неполное заполнение экрана следует учитывать, если предел текучести жидкости τ_0 удовлетворяет условию

$$\tau_0 > \tau_{0_{\text{крит}}} = \frac{225(1-\nu^2)}{128R_0E} K_{IC}^2, \quad (1)$$

где E , ν — модуль Юнга и коэффициент Пуассона горной породы; R_0 — радиус экрана, м; K_{IC} — критический коэффициент интенсивности напряжений для трещины отрыва, МН/м^{-3/2}. Когда условие (1) выполнено, объем заполнения экрана вязкопластическим составом можно оценить по формуле [5]

$$V_0 = \frac{32}{15} \sqrt{\frac{2\pi(1-\nu^2)\tau_0}{E}} R_0^3. \quad (2)$$

Если условие (1) не выполняется, то объем экрана считаем по известной формуле для дисковых трещин гидроразрыва [6]:

$$V_0 = \frac{8}{\sqrt{\pi}} \frac{K_{IC}(1-\nu^2)}{E} R_0^{5/2}. \quad (3)$$

Для практических расчетов по формулам (1)–(3) необходимы данные измерений E и ν керна, отобранного при бурении скважин. Что касается коэффициента K_{IC} , то его значение может быть оценено исходя из типа и механического состояния вмещающих горных пород в соответствии с таблицей.

Значение коэффициента K_{IC} для типичных пород углепородного массива

Горная порода	Механическое состояние горной породы	Коэффициент K_{IC} , $\text{МН/м}^{-3/2}$
Песчаник, известняк, аргиллит	Крепкая, монолитная	1.5
Песчаник, известняк, алевролит	Ослабленная, трещиноватая	1.0
Глинистый сланец	Трещиноватая глинистая	0.5
Уголь	Крепкая, монолитная	0.3
Уголь	Трещиноватая	0.03

Для поддержания экрана заданного радиуса R_0 в открытом состоянии рабочее давление жидкости в экране должно быть не ниже давления распространения трещины P_f , значение которого при выполнении условия (1) равно

$$P_f = \frac{\sqrt{\pi}}{2} K_{IC} \frac{1}{\sqrt{R_0}} + \sigma, \tag{4}$$

где σ — сжатие плоскости экрана вмещающими породами, определяемое опытным путем, Н/м^2 .

Если условие (1) не выполняется, то давление поддержания экрана в раскрытом состоянии можно оценить из следующего выражения:

$$P_f = \sqrt{\frac{\pi \tau_0 E}{2(1-\nu^2)}} + \sigma. \tag{5}$$

Приведенная схема обеспечивает расчет давлений и объемов закачки рабочих составов различной вязкости для создания барьерного экрана в дегазационных скважинах.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СОЗДАНИЯ БАРЬЕРНОГО ЭКРАНА

Для барьерного экранирования дегазационных скважин разработан экспериментальный образец шахтного оборудования, состоящий из скважинных устройств, секционного двухканального трубопровода, станции подачи рабочих жидкостей.

В состав скважинного оборудования входят двухпакерное устройство (straddle packer) гидроразрыва горных пород двухкомпонентными составами (рис. 2), инициатор поперечного разрыва, трубопровод (рис. 3).

Для получения трещины гидроразрыва требуемой ориентации применяют механический щелеобразователь [7], с помощью которого в горной породе создают иницирующую щель (концентратор напряжений) в плоскости, ортогональной оси дегазационной скважины.

Общий вид устройства интервального гидроразрыва горных пород двухкомпонентными составами показан на рис. 4. Для повышения надежности работы конструкция устройства выполнена с минимизацией числа разъемных соединений. Отдельные детали при сборке герметично сваривают друг с другом в узлы. Устройство состоит из корпуса, собранного из деталей 2, 8, 10, 16, из узла центрального канала 3, предохранительного клапана 9, двух пакерных оболочек 5 с дополнительными гидравлическими вводами 4, 13 для подключения шлангов высокого давления, из заглушки 12 и переходника 1 для соединения устройства с трубопроводом. Сборный корпус устройства содержит внутренние каналы 6, 7, 14, 15 и 17.

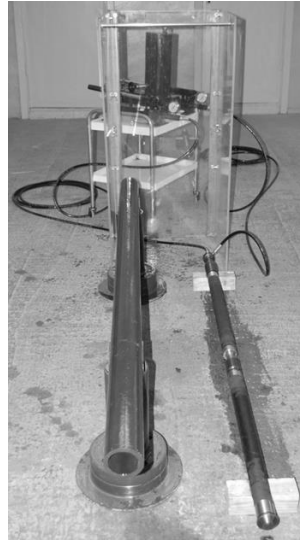


Рис. 2. Двухпакерное устройство гидроразрыва горных пород двухкомпонентными составами (на фотографии справа) и стенд для его испытаний



Рис. 3. Секция двухканального коаксиального трубопровода для шахтного гидроразрыва двухкомпонентными составами

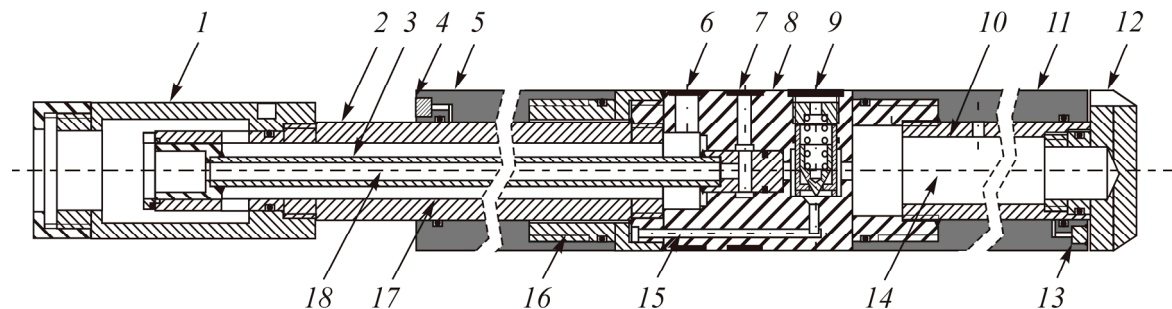


Рис. 4. Общий вид двухпакерного устройства гидроразрыва горных пород двухкомпонентными составами: 1 — переходник; 2 — труба верхняя; 3 — узел центрального канала; 4, 13 — дополнительные гидравлические вводы; 5, 11 — пакерные оболочки; 6, 7 — выходные каналы подачи рабочего состава в межпакерный интервал; 8 — корпус; 9 — клапан предохранительный; 10 — труба нижняя; 12 — заглушка; 14 — канал нижний; 15 — канал межпакерный; 16 — соединитель; 17 — канал межтрубный; 18 — канал центральный

Ниже приведены рекомендуемые размеры армированных резиновых пакерных оболочек расширяемого типа для барьерного экранирования дегазационных скважин различного диаметра, мм:

Диаметр дегазационных скважин	Диаметр пакерной оболочки
70 – 90	54
90 – 110	73
105 – 140	88
120 – 150	102
140 – 180	122

Общий вид станции подачи рабочих жидкостей и схема гидравлических соединений оборудования при выполнении барьерного экранирования дегазационных скважин приведены на рис. 5.

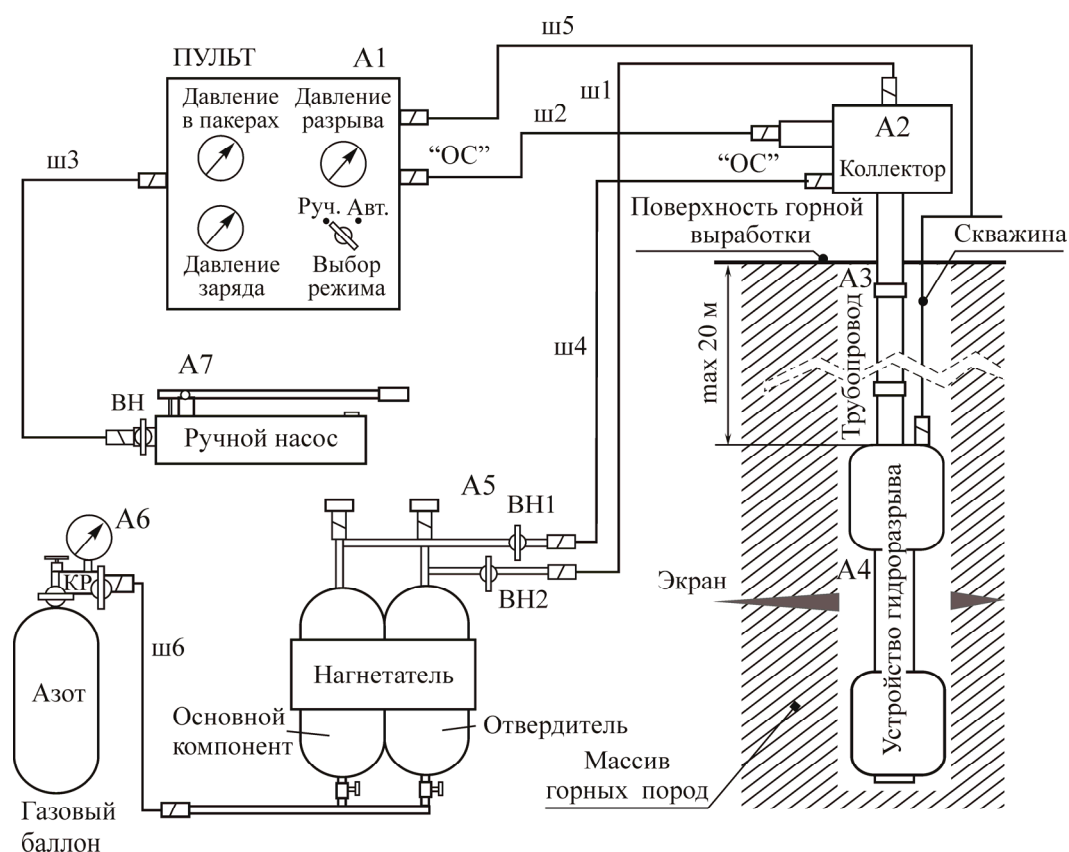


Рис. 5. Станция подачи рабочих жидкостей и схема гидравлических соединений оборудования при выполнении барьерного экранирования дегазационных скважин: А1 — пульт управления; А2 — устьевой коллектор; А3 — скважинный трубопровод; А4 — устройство гидроразрыва; А5 — нагнетатель; А6 — газовый баллон с редуктором; А7 — ручной насос высокого давления; ш1 – ш6 — гибкие шланги высокого давления

Пульт управления А1 предназначен для подачи низковязкого масла в пакеры устройства гидроразрыва А4 через гибкий шланг ш5. Пульт содержит внутренний пневмогидравлический аккумулятор, заряжаемый ручным насосом высокого давления А7. Гидравлическая схема пульта автоматически поддерживает повышенное давление в пакерах по отношению к давлению рабочей жидкости гидроразрыва (обратная связь осуществляется через шланг ш2), обеспечивая тем самым герметичность межпакерного интервала в ходе работ.

Для выполнения гидроразрыва двухкомпонентным составом разработан нагнетатель А5 с газовым приводом. Источником энергии служит сжатый азот (баллон А6).

Закачку рабочего состава осуществляют следующим образом. Сначала в колонки нагнетателя А5 заливают расчетный объем основного компонента и отвердителя. Затем по показаниям манометра на выходе баллона А6 с помощью редуктора КР устанавливают требуемое давление, открывают одновременно вентили ВН1, ВН2 и закачивают компоненты рабочего состава в межпакерный интервал устройства А4.

Основной компонент рабочего состава поступает через шланг ш1, коллектор А2, межтрубный канал трубопровода А3 (рис. 5) и внутренние каналы 17, 6 устройства гидроразрыва А4 (см. рис. 4). Отвердитель поступает через шланг ш4, коллектор А2, центральный канал трубопровода А3 (рис. 5) и внутренние каналы 18, 7 устройства гидроразрыва А4 (рис. 4).

Оборудование используется также для выполнения фильтрационного теста и минигидроразрыва, проводимых до постановки барьерного экрана для измерения значения сжатия экрана и определения утечек рабочих составов во вмещающие породы.

При выполнении минигидроразрыва в пакерах автоматически поддерживается давление на 3.3–8.0 МПа больше, чем давление водомасляной эмульсии, нагнетаемой в постоянном темпе в межпакерный интервал с помощью ручного насоса высокого давления. Жидкость качают до тех пор, пока не наступит резкое падение давления. Максимальное измеренное значение и есть давление гидроразрыва P_C .

После прекращения закачки рабочей жидкости регистрируют падение и стабилизацию давления в межпакерном интервале скважины при значении, отличном от нуля. Давление стабилизации принимают за значение давления запирания трещины гидроразрыва P_S .

Если после прекращения подачи жидкости давление в межпакерном интервале падает до нуля, то значение давления P_S определяют следующим образом. В межпакерный интервал подают жидкость, темп подачи которой не должен вызывать рост трещины гидроразрыва. Этому условию соответствует стабилизация давления в межпакерном интервале без резкого падения давления. Определяют давление стабилизации $P_{ст1}$, соответствующее выбранному темпу подачи жидкости. Меняют темп подачи жидкости не менее чем в 4 раза. Новый темп подачи также выбирают из условия нераспространения трещины гидроразрыва. Определяют значение давления стабилизации $P_{ст2}$, соответствующее второму выбранному темпу подачи жидкости. Значение P_S рассчитывают по следующей формуле [8]:

$$\frac{P_{ст1} - P_S}{P_{ст2} - P_S} = \sqrt{N_Q}, \quad (6)$$

где N_Q — отношение первого темпа подачи жидкости в межпакерный интервал ко второму.

Значение сжатия экрана вмещающими породами принимают равным давлению запирания трещины P_S .

Отметим, что метод барьерного экранирования применим как во вновь буримых, так и в действующих дегазационных скважинах с неудовлетворительным качеством герметизации. Постановка барьерного экрана может выполняться в дополнение или вместо герметизации скважины способами, рекомендованными в [9].

По окончании работ по постановке экрана производится контроль герметизации дегазационных скважин. При соответствии качества герметизации проектным показателям скважину подключают к шахтной системе дегазации. Устьева обвязка дегазационной скважины, оборудованной барьерным экраном, схема ее подключения к шахтной дегазационной системе соответствуют инструкции [9].

ВЫВОДЫ

Разработана методика расчета барьерных экранов и экспериментальный образец оборудования для барьерного экранирования дегазационных скважин угольных пластов в шахтных условиях.

Предложенные технические и методические средства обеспечивают выполнение гидроразрыва угольных пластов двухкомпонентными составами, измерение сжатия горных пород вдоль оси скважин, установку противофильтрационных экранов для снижения подсосов воздуха в интервале вакуумирования дегазационных скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пат. РФ № 2507378. Способ герметизации дегазационных скважин / С. В. Сердюков, А. В. Патутин, А. С. Сердюков, Т. В. Шилова // Оpubл. в БИ. — 2014. — № 5.
2. Курленя М. В., Шилова Т. В., Сердюков С. В., Патутин А. В. Герметизация дегазационных скважин угольных пластов методом барьерного экранирования // ФТПРПИ. — 2014. — № 4.
3. Проведение исследований и разработка прототипа экологически безопасной технологии добычи метана из угольных пластов и подстилающих горных пород в шахтных условиях: отчет о НИР / ИГД СО РАН; рук. Курленя М. В.; исполн.: Сердюков С. В. и др. — Новосибирск, 2012. — № ГР 01201172600.
4. Мартынюк П. А., Павлов В. А., Сердюков С. В. Метод оценки напряженного состояния массива горных пород по деформационной характеристике прискважинной зоны, содержащей трещину гидроразрыва // ФТПРПИ. — 2011. — № 3.
5. Мартынюк П. А. Приближенное решение задачи о развитии дисковой трещины в горной породе при нагнетании пластического материала // Геодинамика и напряженное состояние недр Земли. — Новосибирск: ИГД СО РАН, 2011.
6. Perkins T. K., Kern L. R. Widths of hydraulic fractures, J. Petrol. Technol., 1961, No. 13.
7. Пат. РФ № 2263776. Щелеобразователь / В. И. Клишин, Ю. М. Леконцев, П. В. Сажин // Оpubл. в БИ. — 2005. — № 31.
8. Haimson B.C. The Hydrofracturing Stress Measuring Method and Recent Field Results, Int. J. Rock Mech. Min. Sci., 1978, Vol. 15, No. 4.
9. Инструкция по дегазации угольных шахт. — М.: ИПКОН РАН, 2011.

Поступила в редакцию 24/VI 2014