

СПОСОБ ИНТЕНСИВНОЙ ДЕГАЗАЦИИ ПРИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА НАГРУЖЕННЫЙ УГОЛЬНЫЙ ПЛАСТ

Розглянуто спосіб інтенсивної дегазації навантажених вугільних пластів, що запобігає блокуванню метану робочим агентом на стадії ініціювання процесу руйнування вугілля. Проаналізовані чинники впливу на цей процес.

METHOD OF INTENSIVE DEGASSING OF THE LOADED COAL STRATUM WITH HYDRODYNAMIC ACTION.

Method of intensive degassing of the loaded coal stratum is observed. It eliminates blocking of the methane by the operating agent on the stage of the initiation process of the destruction coal. Factors of the influence on this process are analyzed.

Наиболее известными способами искусственного повышения газопроницаемости и газоотдачи неразгруженных от горного давления угольных пластов являются: гидроразрыв угольных пластов с искусственным закреплением полученных поверхностей дренирования при помощи мелкозернистого пропанта (кварцевого песка), высоконапорное гидрорасчленение угольных пластов и гидрокавитационная обработка призабойных зон вертикальных и горизонтальных дегазационных скважин с применением пневмогидроимпульсного метода [1].

Существующие технологии и способы искусственного повышения газопроницаемости и газоотдачи не приводят к существенному увеличению газопроницаемости увлажненных нагруженных угольных пластов из-за блокировки метана в микро и макротрещинах и порах капиллярным давлением воды, которая в результате гидродинамического воздействия под различным давлением (1-200 МПа) подается в угольный пласт, обладают малой эффективностью из-за ограниченной зоны влияния не превышающей 10-20 радиусов дегазационной скважины и к тому же очень энергоемки [1].

Наиболее известным способом, при котором отсутствует блокировка метана в дегазируемых угольных пластах является метод вибровоздействия на газонасыщенные угольные пласты. Использование вибровоздействия на угольных шахтах Донбасса показало его невысокую эффективность из-за незначительного радиуса влияния и длительного периода дегазации [2, 3].

Известна технология извлечения метана из угольных пластов в режиме кавитации с использованием энергии массива, при которой на угольный пласт оказывается воздействие в режиме гидропневмодинамического подъема и сброса давления и инициируется самоподдерживающееся разрушение угля [4].

Основными трудностями осуществления данной технологии являются: 1) удаление разрушенного угля из скважины 2) обеспечение достаточного перепада давлений для инициирования разрушения угля, в особенности, при осуществлении дегазации скважинами с поверхности из-за высокого

гидростатического давления на забой скважины, 3) обеспечение устойчивого режима кавитации, 4) высокая энергоемкость способа.

С целью обеспечения минимальной блокировки метана рабочим агентом предлагается использовать пену с низкой фильтрационной способностью и малой вязкостью, незначительно контактирующей с газонасыщенным углем [4]. Описанная выше экспериментальная технология находится еще в стадии опытно промышленной проверки и не имеет широкого промышленного применения.

Известно, что интенсивное газовыделение свободного и десорбированного газа из угольного пласта происходит при разрушении угля на мелкие частицы. [5]. Так скорость десорбции метана резко возрастает когда диаметр частиц угля становится меньше 10-13 мм [5]. При гидродинамическом способе воздействия при вскрытии угольных пластов диаметр кусков разрушенного угля составлял от 0,5 мм до 10 мм, по данным работы [6]. Процесс дегазации с применением этого способа протекал очень интенсивно: большая часть газа высокой концентрации и под большим избыточным давлением выделялась сразу из угля в течение нескольких секунд, а остальная его часть за несколько часов [6].

Недостатками этого способа являются: 1) блокировка метана рабочим агентом в стадии инициирования разрушения угля, 2) большая длительность процесса инициирования 3) невозможность быстрого удаления рабочего агента из скважины после сброса давления, 4) нестабильное протекание процесса газовыделения и разрушения угля с использованием скважин большой длины до 50-100 м и более, пробуренных по газонасыщенному углю.

Интенсивное дробление газонасыщенного угля на мелкие частицы и быстрая дегазация происходит при внезапных выбросах угля, породы и газа путем лавинообразного малоэнергоемкого процесса послойного разрушения угля. Толщина слоев при выбросах, по данным работы [7], составляла примерно 10^{-3} м. При гидродинамическом способе воздействия энергетические затраты велики и связаны с циклической подачей рабочего агента в течение длительного времени под избыточным давлением от 2 МПа до 10 МПа. В пластовых скважинах длиной 50 – 100 м и более при сбросе давления весь рабочий агент остается в скважине и часть его, которая проникла на некоторую глубину в (пристеночную зону скважины) угольный пласт, затрудняет процесс начального развития послойного разрушения угольного пласта. Для снижения энергоемкости этого способа необходимо максимально использовать накопленную в горном массиве упругую энергию и энергию газа. То есть необходимо искусственно создавать условия для надежного инициирования процесса разрушения угля, максимально приближенные к природному процессу, протекающему с минимальной энергией.

Следует отметить, что в процессе сооружения (бурения по напряженному газонасыщенному углю, обсадки, герметизации и монтажа технологического оборудования) технологической скважины в напряженной газонасыщенной среде образуется зона разрушения, разгрузки и дегазации, составляющая около 2-3 радиусов технологической скважины [8]. Эта зона обладает повышенной проницаемостью для воды и газа, достаточно легко заполняется рабочим

агентом и препятствует проникновению газа в микро и макропоры и трещины в периферийной (пристеночной) зоне скважины в момент сброса давления рабочего агента, а так же приобретает пластические свойства за счет увлажнения (водонасыщения) рабочим агентом. Пластические свойства увлажненного угля снижают возможность развития хрупкого разрушения и в этом случае затраты энергии на его разрушение резко возрастают [9]. По данным работы [10] повышение влажности угля до 2,3-5,6 % приводит к снижению, почти в два раза, скорости смещения свободной поверхности испытуемых образцов угля при быстром снятии внешней нагрузки. Для разрушения увлажненных образцов требуется почти в два раза больше энергии, по сравнению с сухими образцами.

Можно предположить, что рабочий агент, проникающий в трещиновато-пористую структуру угля при гидродинамическом воздействии, является дополнительным гидравлическим сопротивлением и в момент сброса давления рабочего агента в скважинах препятствует процессу начального развития самоподдерживающегося разрушения в угольном пласте, который развивается в пристеночном слое толщиной в несколько мм и даже долей мм [7].

Необходимым условием для надежного инициирования газовыделения и последующего протекания минимально энергоемкого послойного разрушения является поддержание высокого газового давления на кромке пристеночной зоны скважины перед сбросом давления рабочего агента. Чем глубже в массив от стенок скважины смещен максимум давления газа, тем менее вероятна возможность надежного инициирования послойного, хрупкого разрушения угля и участия газа в процессе разрушения.

Известен опыт инициирования газовыделения и разрушения угля из скважин при вскрытии угольного пласта, при котором воздействие на угольный пласт осуществляли без участия рабочего агента и только за счет периодического сброса, накопленной в закрытой герметичной скважине, энергии газа из массива [6]. Недостатком такого варианта воздействия на угольный пласт является то, что газ после каждого открытия задвижки уходит из скважины в выработку и теряет свою первоначальную энергию.

На практике для увеличения интенсивности газовыделения применяют технологические скважины различной длины. Процесс инициирования выделения газа и разрушения угля в коротких скважинах длиной 5–20 м часто протекает достаточно эффективно [6]. Но с увеличением длины скважин существенное влияние на процесс изменения давления в технологической скважине будет оказывать вес столба подаваемого рабочего агента, угол наклона скважин к горизонту, гидравлическое сопротивление стенок скважины и вязкость рабочего агента.

Рассмотрим случай, когда рабочий агент в технологической скважине вытесняет, выделившийся в фильтрационном режиме, газ до угольного пласта, без проникновения его в трещиновато – пористую структуру угля [11]. При сбросе давления рабочего агента разрушение угля будет происходить за счет накопленной упругой энергии массива, разности пластового давления газа в трещиновато – пористом коллекторе и падающего давления в газовом столбе,

которые обеспечивают высокую скорость изменения напряжений в пристеночной зоне скважины. При этом уголь не контактирует в стадии инициирования разрушения с рабочим агентом и рабочий агент не блокирует метан. Из данных теоретических и лабораторных исследований известно, что для возникновения надежного инициирования процесса послойного разрушения газонасыщенного угля достаточно обеспечить скорость изменения напряжений на стенках технологической скважины не менее чем 0,025 МПа/с [12].

Из уравнения изменения импульсов от действия силы тяжести столба рабочего агента (жидкости) и полного давления газа, который выделился в фильтрационном режиме из газоносного пласта и без учета гидравлического сопротивления переменного столба жидкости (рабочего агента) было составлено дифференциальное уравнение зависимости давления газа от времени при мгновенном сбросе давления из скважины. В результате решения этого уравнения асимптотическим методом двухточечной аппроксимации Паде [13] получена формула, определяющая зависимость давления газа $\bar{p}$ от времени t в виде:

$$\bar{p} = \bar{p}_\kappa + \frac{(1 - \bar{p}_\kappa)^2}{1 - \bar{p}_\kappa - a_1 \cdot \frac{t^2}{2}}; \quad (1)$$

$$\overline{p_{am}} = \frac{p_{am}}{p_0};$$

$$p_\kappa = \left(\frac{L}{h_0} \right)^{-\kappa};$$

$$\bar{p} = \frac{p}{p_0},$$

$$\text{где } a_1 = - \frac{\{(1 - \bar{p}_{am}) \cdot p_0 \pm [L - h_0] \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot \sin \alpha\}}{[L - h_0] \cdot \rho_{ж} \cdot \frac{h_0}{\kappa}}, \quad \text{с}^{-2}; \quad p - \text{текущее значение}$$

давления газа, Па; p_0 — полное давление газа в газонаполненной части скважины перед сбросом, Па; L — полная длина технологической скважины, м; h_0 — первоначальное значение длины газового столба в скважине перед сбросом, м; t — текущее время перемещения границы раздела фаз газа и рабочего агента (жидкости), м; p_{am} — атмосферное (барометрическое) давление, Па; g — ускорение силы тяжести, м²/с; $\rho_{ж}$ — плотность рабочего агента, кг/м³; κ — показатель адиабаты для метана; α — угол наклона скважины к горизонту, град.

Из формулы (1) видно, что характер изменения давления $\bar{p}$ газа от времени процесса t определяется следующими параметрами: величиной полного давления p_0 газа перед сбросом его в скважине (величиной пластового

давления); исходной величиной столба газа h_0 и рабочего агента $L-h_0$; длиной технологической скважины L ; плотностью рабочего агента $\rho_{ж}$; углом наклона скважины к горизонту α .

В приведенных примерах расчета по инженерной зависимости (1) пластовое давление газа p_0 в скважине принималось равным 10^6 Па. На рис 1 приведены кривые зависимости $\bar{p}$ от t в скважине длиной 50 м и с углом наклона $\alpha = 90^\circ$, в зависимости от величины газового столба h_0 .

На рис. 2 показано влияние угла наклона скважин к горизонту и величины газового столба на процесс изменения давления газа во времени для скважины длиной 50 м. На рис. 3 приведены кривые зависимости давления от времени для скважин различной длины при постоянном начальном значении длины газового столба.

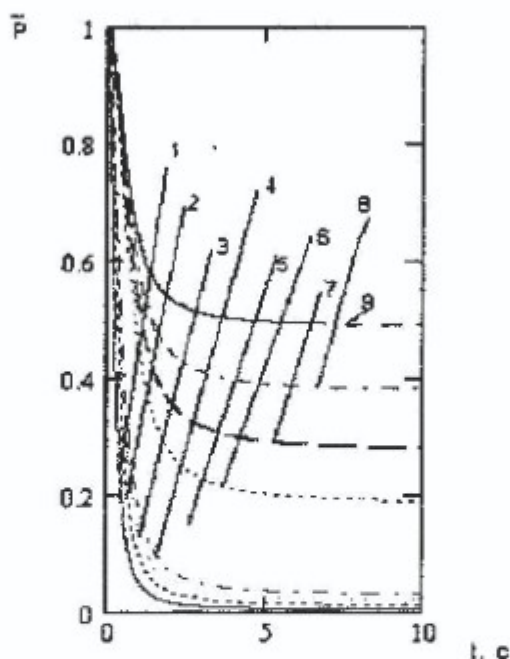
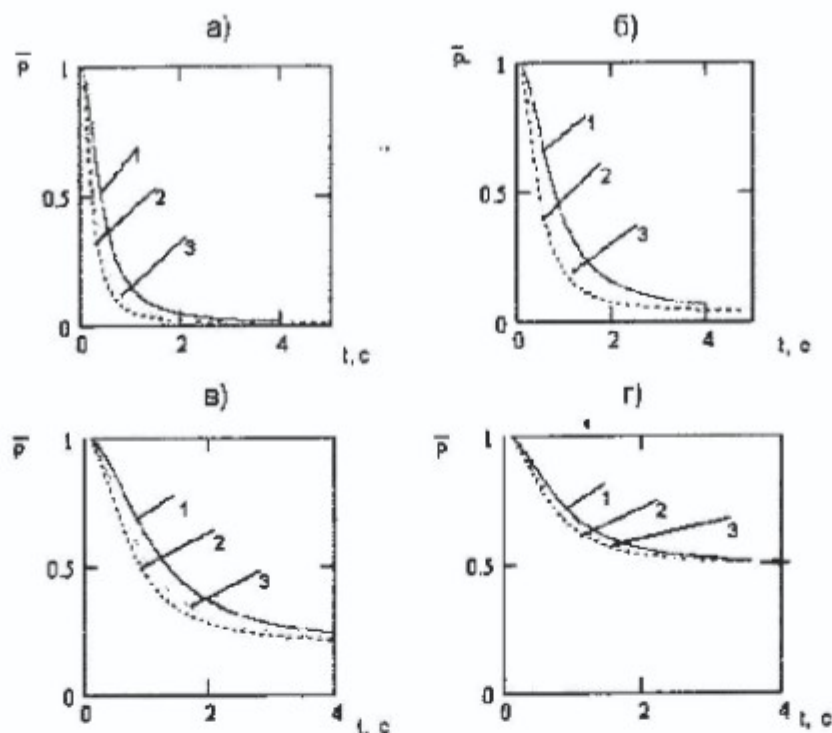


Рис. 1 – Характер изменения давления $\bar{p}$ газа во времени t в скважине длиной $L=50$ м в зависимости от различной величины газового столба для скважин с углом наклона $\alpha = 90^\circ$: 1 – $h_0 = 1$ м; 2 – $h_0 = 2$ м; 3 – $h_0 = 3$ м; 4 – $h_0 = 4$ м; 5 – $h_0 = 10$ м; 6 – $h_0 = 15$ м; 7 – $h_0 = 20$ м; 8 – $h_0 = 25$ м; 9 – $h_0 = 30$ м

Из рис. 1 видно, что при различной величине начального газового столба при мгновенном сбросе давления обеспечивается высокая скорость изменения давления на стенках скважины в начальные моменты времени, составляющие 0,85 с при $h_0=1$ м и 1,5 с при $h_0=30$ м. Скорость изменения давления на стенках скважины составляет не менее чем $1,1 \cdot 10^6$ Па/с.

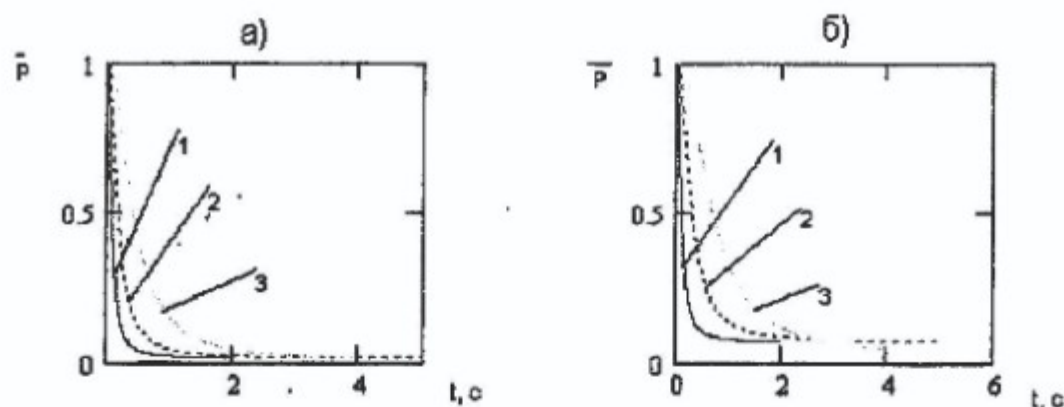


- а) $h_0=1$ м, 1 — $\alpha = -90^\circ$; 2 — $\alpha = 90^\circ$; 3 — $\alpha = 0^\circ$;
 б) $h_0=4$ м, 1 — $\alpha = -90^\circ$; 2 — $\alpha = 90^\circ$; 3 — $\alpha = 0^\circ$;
 в) $h_0=15$ м, 1 — $\alpha = -90^\circ$; 2 — $\alpha = 90^\circ$; 3 — $\alpha = 0^\circ$;
 г) $h_0=30$ м, 1 — $\alpha = -90^\circ$; 2 — $\alpha = 90^\circ$; 3 — $\alpha = 0^\circ$

Рис. 2 — Характер изменения давления $\bar{p}$ газа во времени t в скважине длиной $L=50$ м при различных углах наклона α скважины и различной длине газового столба h_0 при постоянной величине пластового давления газа P_0

Из рис. 2 видно, что наиболее интенсивно, с большей скоростью, процесс падения давления газа происходит в восстающих скважинах (2) и менее динамично в нисходящих скважинах (1) при незначительной величине газового столба h_0 рис 2 (а, б). Время процесса, когда давление газа снижается до величины равной $0,5 \bar{p}$, отличается почти в два раза. Сила тяжести рабочего агента в восходящих скважинах ускоряет процесс падения давления, а в нисходящих наоборот. При малых углах наклона α скважины к горизонту процесс падения давления в скважинах (3) близок по своим параметрам к восходящим скважинам (2). При увеличении h_0 для скважин различной ориентации влияние угла наклона становится менее существенным рис 2 (г).

Скорость изменения давления в скважинах даже при самой большой величине h_0 находится в пределах $0,8 \cdot 10^6$ Па/с.



а) $1 - h_0 = 1 \text{ м}, L = 5 \text{ м}; 2 - L = 20 \text{ м}; 3 - L = 50 \text{ м};$ б) $h_0 = 4 \text{ м}, 1 - L = 5 \text{ м}, 2 - L = 20 \text{ м}, 3 - L = 50 \text{ м}$

Рис. 3 – Характер изменения давления $\bar{p}$ газа во времени t в восходящей скважине с углом наклона $\alpha = 90^\circ$ при различной длине L скважин и величине h_0 и постоянном начальном давлении газового столба p_0

На примере восходящей скважины рис. 3 видно, что с увеличением длины скважин время процесса падения давления газа в ней увеличивается от 0,05–0,2 с для скважины длиной 5 м и до 1–1,5 с для скважин длиной 50 м. Скорость изменения давления на стенках скважин изменяется от $5 \cdot 10^6 \text{ Па/с}$ для скважин длиной 5 м и $0,7 \cdot 10^6 \text{ Па/с}$ для скважин длиной 50 м.

Выводы по работе:

1) предлагаемый способ инициирования газовыделения обеспечивает требуемую высокую скорость изменения напряжений в приконтурной зоне скважины в пределах от 0,7 МПа/с и выше. Это является достаточным условием для надежного инициирования газовыделения и разрушения угля мало энергоемким послойным отрывом.

2) для коротких скважин от 5 м – 20 м влиянием угла наклона скважин к горизонту можно пренебречь при различной величине газового столба.

3) с увеличением степени заполнения скважин газом при постоянном давлении газового столба для скважин различной длины влияние угла наклона скважин уменьшается.

4) с ростом величины начального полного давления газа время процесса падения давления газа при прочих равных условиях уменьшается, а скорость падения давления газа увеличивается.

5) с увеличением длины скважин при постоянном значении величины газового столба скорость падения давления газа в восходящих и нисходящих скважинах уменьшается.

6) полученная приближенная аналитическая зависимость давления газа от времени при мгновенном сбросе давления рабочего агента может быть использована в расчетах, когда силами вязкости рабочего агента можно пренебречь.

1. Курленя М. В. Геомеханика и техносфера. – Новосибирск: Наука, 2004. – 131 с.
2. Потураев В. Н., Минеев С. П. Использование вибрационных волновых эффектов при отработке выбросоопасных пластов. – Киев: Наукова думка, 1992. – 200 с.
3. Зорин А. Н., Колесников В. Г., Минеев С. П. О вибрационном воздействии на угольный пласт // Уголь, - 1981. - №8 – С. 17 – 20.
4. Пучков Л. А., Сластунов С. В., Фейт Г. Н. Геомеханическое обоснование и разработка технологии извлечения метана из угольных пластов в режиме кавитации с использованием энергии массива. // Физ. – техн. проблемы разработки полезных ископаемых - 2002. - №4. – С. 11 -15.
5. Абрамов Ф. А., Грецингер Б. Е., Соболевский В. В., Шевелев Г. А. Аэрогазодинамика выемочного участка. Киев: Наукова думка, 1972. – 236 с.
6. Нетрадиционные способы предотвращения выбросов и добычи угля / Софийский К. К., Калфакциян А. Н., Воробьев Е. А. – М.: «Недра», 1994г, - 192 с.
7. Шевелев Г. А. Динамика выбросов угля, породы и газа. – Киев: Наукова думка, 1989. – 151 с.
8. Николлин В. И., Балинченко И. И., Симонов А. А. Борьба с выбросами угля и газа в шахтах – М.: Недра. – 1981. – 300 с.
9. Ионов В. Н., Селиванов В. В. Динамика разрушения деформируемого тела. – М.: Машиностроение, 1987. -269 с.
10. Осокин В. В. Влияние напряженного состояния и влажности на параметры волн разрежения в угле. // Разработка месторождений полезных ископаемых. Вып. 25. Киев: Техника, 1971. – С. 52 – 55.
11. Деклараційний патент на корисну модель E21F 5/00 C12P 7/06 Спосіб інтенсифікації дегазації та видобутку метану з навантажених вугільних пластів. Сапегін В. М., Звягільський Ю. Л., Бокій Б. В., Возіанов В. С., Ковбасенко В. Б., Курносів А. Т., Курносів С. А., Касимов О. І. 18.05 2005, 16.01 2006. Бюл. №1.
12. Зорин А. Н., Халимендик Ю. М., Колесников В. Г. Механика разрушения горного массива и использование его энергии при добыче полезных ископаемых. – М.: ТОВ «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 413с. : ISBN 5-8365-0062-2.
13. Бейкер Дж., Грейвс – Моррис П. Аппроксимация Паде.: пер. с англ. М.: Мир, 1986. – 502 с.

УДК 622.333:550.8.012

Асп. О.А. Жоружкина
(ІГТМ НАН України)

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ТЕРМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ УГЛЕЙ

У статті представлена методика проведення термічних досліджень вугілля.

METHOD OF CONDUCTING OF THERMAL RESEARCHES OF COALS

The method of conducting of thermal researches of coals is presented in the article.

Углегазовые месторождения Донбасса являются основной энергетической базой Украины. В последние годы идет формирование фактически новой отрасли энергетики – попутной добычи и утилизации шахтного метана. В свете этих проблем исследование органического вещества разных стадий катагенеза, имеющего разную структуру и свойства, в том числе и газогенерационные, является актуальной и недостаточно исследованной проблемой. Необходимость детального исследования углей и пород термическим методом вызвана тем, что результаты их носят как научный так и прикладной характер.

Термический метод исследования горных пород вообще и углей, в частности, служит для изучения свойств и процессов, происходящих в них при нагревании или охлаждении по заданной программе; он выполняется с помощью специальной аппаратуры, и основным его техническим результатом являются термические кривые – термограммы (кривые нагревания), которые зависят главным образом от химического состава и структуры исследуемого объекта.