ГОРНОЕ ДЕЛО

DOI: 10.15593/224-9923/2015.14.6

УДК 622.272.63:622.831.325

© Гаврилов В.И., 2015

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИЕМОЧНЫХ ИСПЫТАНИЙ СПОСОБА ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ В НИЖНЕЙ ЧАСТИ МОЛОТКОВОЙ ЛАВЫ

В.И. Гаврилов

Институт геотехнической механики им. Н.С. Полякова НАН Украины,
Днепропетровск, Украина

Установлен критерий эффективности способа интенсификации дегазации гидродинамическим воздействием на угольный пласт в нижней части потолкоуступной лавы, при котором достигается необходимый размер зоны дезинтегрированного угля: количество извлеченного из скважины угля должно составлять не менее 0,2 % от его количества, находящегося в зоне обработки. Шахтные исследования показали, что при гидродинамическом воздействии через две скважины, пробуренные из откаточного штрека через породную пробку на пласт, и извлечении не менее 0,2 % угля от его объема в зоне обработки происходит дегазация угольного пласта в течение 2–3 месяцев с коэффициентом интенсификации в среднем $k_i = 2,3$. Установлены рациональные параметры гидродинамического воздействия на угольный пласт в нижней части потолкоуступной лавы: давление нагнетания жидкости 4–6 МПа; остаточное давление при сбросе 0 МПа; количество циклов воздействия 25–28; время цикла 5–7 мин; коэффициент дегазации не менее 0,45; коэффициент интенсификации дегазации 1,7–3,75. Разработаны элементы технологии применения способа дегазации и снижения газодинамической активности угольного пласта в нижней части лавы: расстояние от забоя нижнего просека до куста технологических скважин на момент обработки массива должно составлять не менее 40 м; по длине откаточной выработки расстояние между кустами технологических скважин должно быть равно сумме двух радиусов обработки. Промышленные испытания подтвердили эффективность способа интенсификации дегазации угольного пласта в нижней части молотковой лавы гидродинамическим воздействием.

Ключевые слова: интенсификация дегазации угольного пласта, технологические скважины, гидродинамическое воздействие, технологические параметры, метод контроля, технологические схемы, десорбция метана, коэффициент дегазации.

RESULTS OF ACCEPTANCE TESTS OF IMPROVING COAL BED DEGASSING BY HYDRODYNAMIC STIMULATION IN THE LOWER AREA OF PICK HAMMER LONGWALL

V.I. Gavrilov

N.S. Polyakov Institute of Geotechnical Mechanics under the NAS of Ukraine,
Dnepropetrovsk, Ukraine

The paper offers a criterion of effectiveness of degassing improvement technique by hydrodynamic coal bed stimulation in the lower part of overhand longwall, which allows producing a required area of disintegrated coal: the amount of extracted coal should equal not less than 0.2 % its total amount in the processed area. Mine research showed that hydrodynamic stimulation across two wells drilled from haulage entry through rock plug into the bed followed by coal extraction in the amount of more than 0.2% its total amount in the processed area lead to coal bed degassing within 2-3 months, with intensification factor of $k_i = 2.3$. The following rational parameters of hydrodynamic stimulation of coal bed in the lower part of overhand longwall were determined: fluid injection pressure 4-6 MPa; residual residual injection pressure 0 MPa; number of stimulation cycles 25-28; cycle time 6-7 min; degassing factor 0.45 (not less); degassing improvement factor 1.7-3.75. Certain components of the technology of degassing and gas-dynamic coal bed activity suppression are developed for the lower longwall area operations: a distance from a lower cross-heading face to production well cluster should be 40 m at the moment of rock processing; along the haulageway a distance between production well clusters should equal a sum of two processing radii. Field tests corroborated effectiveness of improving coal bed degassing in the lower area of pick hammer longwall by hydrodynamic stimulation.

Keywords: improvement of coal bed degassing, production wells, hydrodynamic stimulation, technological parameters, control method, flow charts, methane desorption, degassing factor.

Введение

Основной природный барьер, препятствующий высокопроизводительной и безопасной разработке высокогазоносных угольных пластов, – содержащийся в них метан, с которым связаны такие опасности подземной угледобычи, как взрывы метана и пыли, внезапные выбросы угля и газа с катастрофическими последствиями [1–4].

В этих условиях резко повышается абсолютная газообильность выемочных участков и только комплексная дегазация позволяет вести горные работы с высокими технико-экономическими показателями. Достигнутая в настоящее время эффективность комплексной дегазации в значительной мере определяется удалением газа из выработанного пространства. Однако с ростом нагрузки на очистной забой резко возрастает вклад метана, выделяющегося из разрабатываемого пласта и разрушаемого в забое угля. Дальнейшее совершенствование дегазации в условиях роста нагрузок на очистной забой свыше даже 5–8 тыс. т/сут возможно только за счет извлечения метана непосредственно из обрабатываемого угольного пласта [5–8].

В настоящее время в Центральном районе Донбасса разрабатываются крутые угольные пласты в сложных горно-геологических условиях. Важнейшими факторами, осложняющими ведение горных работ, являются высокое горное давление и газоносность угольных пластов, склонность к газодинамическим явлениям и низкая устойчивость боковых пород, повышенная температура рудничной атмосферы и массива и др.

При отработке угольных пластов, склонных к газодинамическим явлениям (ГДЯ), потолкоуступными забоями в ряде случаев наблюдаются различные проявления их газодинамической активности, существенно снижающие нагрузку на очистной забой. Причины этого могут быть различны: отсутствие надработки

(подработки) пласта или ее неэффективность, ведение горных работ в зоне ПГД или отсутствие дегазационных мероприятий [9–13].

Осложняющими факторами, способствующими возникновению ГДЯ, являются зоны повышенного горного давления от очистных работ на соседних пластах (краевые части отработанных пластов, целики), а также геологические нарушения.

В комплексе методов решения задач по снижению негативного влияния таких факторов основное место занимают процессы воздействия на угольные пласты, позволяющие изменить их состояние и за счет этого предотвратить ГДЯ при ведении горных работ [14–17].

Вместе с тем эффективность применяемых способов и средств воздействия на массив всё еще недостаточна, о чем говорят данные о техногенных авариях [18]. Так, для условий ряда шахт при высоких нагрузках на очистной забой требуется применение пластовой дегазации с эффективностью не менее 0,2 %, что далеко не всегда может обеспечить пластовая дегазация, осуществляемая из горных выработок на стадии подготовки и отработки выемочного поля [19]. Это обусловлено ограниченным временем на дегазацию угольного пласта из подземных выработок, связанным в ряде случаев с недостаточным опережением фронта очистных работ подготовительными работами и низкой эффективностью дегазации низкопроницаемого, неразгруженного от горного давления угольного пласта, связанной с отсутствием активных воздействий на массив угля для повышения его природной проницаемости. Одним из наиболее перспективных направлений по управлению состоянием горного массива с целью интенсификации его дегазации является гидродинамический метод воздействия через скважины из закрытого забоя. При таком методе воздействия в качестве активных сил более полно используются силы горного и газо-

вого давления, а также активизируются колебательные свойства системы «угольный пласт – вмещающие породы» [20, 21].

Таким образом, разработка новых и совершенствование параметров существующих способов дегазации угольных пластов является актуальной научной проблемой.

Результаты испытаний

Приемочные испытания способа интенсификации дегазации напряженных газонасыщенных угольных пластов в нижней части молотковой лавы проводились на пластах l_7 -«Пугачевка» и k_8 -«Каменка» ОП «Шахта им. Ф.Э. Дзержинского» и ОП «Шахта «Северная»» ГП «Дзержинскуголь» в соответствии с решением ЦК по вопросам вентиляции, дегазации и борьбы с газодинамическими явлениями в шахтах угольной промышленности Украины (протокол № 51 от 23.06.2011) и Методикой проведения приемочных (промышленных) испытаний способа дегазации и снижения газодинамической активности угольных пластов в нижней части потолкоуступной лавы гидродинамическим воздействием в период с 23.06.2011 по 31.08.2014.

22.08–23.08.2011 на шахте им. Ф.Э. Дзержинского для дегазации нижней части молотковой лавы № 65-1146 м в полевом откаточном штреке на ПК59+6 м на угольный пласт l_7^B -«Пугачевка» была пробурена восстающая технологическая скважина № 7 длиной 11,6 м под углом 30° к горизонту. 23.08–24.08.2011 породная часть скважины длиной 9,6 м была обсажена и затампована песчано-цементным раствором.

29.08.2011 в 11 ч 37 мин был произведен первый цикл гидродинамического воздействия. Давление подачи рабочей жидкости в скважину в первых четырех циклах постепенно повышалось с 1,0 до 5,0 МПа, сброс давления производился до 0 МПа. На шестом цикле воздействия из скважины пошла вода с углем. Время набора давления находилось в пределах

3–5 мин. Концентрация метана в атмосфере выработки в процессе гидродинамического воздействия не превышала 0,12–0,15 %.

Дальнейшее воздействие на пласт осуществлялось с давлением подачи жидкости 5,5–6,0 МПа. С 13-го цикла концентрация метана в атмосфере выработки начала расти и к концу воздействия достигла 5 %. Последующие циклы производились с давлением 1,5–3,0 МПа. Набор рабочего давления в скважине происходил за 4–7 мин. В 13 ч 50 мин ввиду загазованности выработки гидродинамическое воздействие было прекращено, а скважина закрыта на сутки. Всего было произведено 25 циклов нагружения-сброса давления. Выход угля из скважины составил 5,5 т.

Изменение коэффициента интенсификации дегазации обработанной зоны угольного пласта представлено на рис. 1.

Рис. 1. Изменение коэффициента интенсификации дегазации угольного пласта во времени

Из рис. 1 видно, что после ГДВ коэффициент интенсификации дегазации вырос до $k_{и} = 2,3$ и оставался таким весь сентябрь, а затем начал постепенно снижаться. 20.10.2011 коэффициент интенсификации дегазации стал равен единице, что означало выход очистного забоя из обработанной зоны.

Согласно шахтным наблюдениям объем извлеченного из скважины газа за период с 22.08.2011 по 06.09.2011 составил 9100 м^3 . Угольный пласт был дегазирован на площади $1962,5 \text{ м}^2$, коэффициент дегазации обработанной зоны – 0,45.

03.05–04.05.2013 в том же полевом откаточном штреке на ПК89+8 м была пробурена технологическая скважина № 8 длиной 22 м под углом 34° к горизонту. 04.05.2013 скважина была обсажена металлическими трубами диаметром 114 мм и затампонирована. Общая длина труб става обсадки составила 7,5 м. Выход кондуктора с крепежным фланцем из скважины составил 1,0 м. Герметизация произведена цементно-песчаным раствором на глубину 6,5 м.

10.05.2013 в 10 ч 21 мин был произведен первый цикл гидродинамического воздействия, последний (34-й) – в 15 ч 00 мин. До 23-го цикла воздействие производилось с давлением подачи жидкости в скважину 6,5–7,0 МПа и остаточным давлением после сброса 2 МПа. С 24-го цикла воздействие осуществлялось с давлением 2,0–3,0 МПа и остаточным давлением после сброса до 0 МПа. На шестом цикле воздействия из скважины наблюдался выход воды с разрушенным углем. Время набора давления не превышало 4–6 мин. За время обработки пласта было извлечено 8 т угля и 21 013 м³ метана.

В результате статистической обработки данных по концентрации метана в исходящей струе воздуха, суточной добыче угля и количеству воздуха, подаваемого в очистной забой, был рассчитан коэффициент интенсификации дегазации и установлено его изменение в течение некоторого времени после гидродинамического воздействия (рис. 2).

Рис. 2. Изменение коэффициента интенсификации дегазации во времени

Анализ полученных результатов показал, что после ГДВ отдача метана пластом резко возрастает и продолжается в течение 40 сут. Коэффициент интенсификации дегазации в течение этого времени находится в пределах 2,3–2,5, а затем резко снижается.

Аналогичные исследования были проведены на добычном участке № 95-1146 м, отрабатывающем угольный пласт k_8 -«Каменка» шахты им. Ф.Э. Дзержинского.

06.06.2012 в полевом откаточном штреке на ПК11 была пробурена технологическая скважина № 1 длиной 11 м под углом 38° к горизонту. Породная часть скважины длиной 8,0 м была разбурена до диаметра 150 мм под обсадные трубы. Обсадка произведена трубами диаметром 114 мм. Общая длина труб става обсадки составила 7,8 м. Выход из скважины кондуктора с крепежным фланцем составил 0,8 м, на нем устанавливалось устройство для гидродинамического воздействия (УВГ). Герметизация скважины была произведена цементно-песчаным раствором на глубину 7,0 м.

11.06.2012 в 9 ч 23 мин был произведен первый цикл гидродинамического воздействия, последний – в 13 ч 04 мин. Воздействие осуществлялось с давлением подачи жидкости в скважину 5,0–5,5 МПа и остаточным давлением после сброса 0 МПа. Выход воды с разрушенным углем наблюдался после седьмого цикла. Время набора рабочего давления не превышало 3–4 мин. Всего было сделано 19 циклов и извлечено из пласта 6 т угля и 21 337 м³ метана.

В результате ГДВ дегазация угольного пласта k_8 -«Каменка» происходила в течение 2,5 месяцев с коэффициентом интенсификации дегазации $k_n = 2,0$. Коэффициент дегазации обработанной зоны $k_d = 0,33$.

04.10.2012 на ПК15 была пробурена технологическая скважина № 2 длиной 9,9 м под углом 40° к горизонту. Породная часть скважины была разбурена, обсажена металлическими трубами и за-

тампонирована. Общая длина труб става обсадки составила 7,8 м. Выход кондуктора с фланцем из скважины – 0,6 м. Герметизация скважины произведена цементно-песчаным раствором на глубину 7,2 м.

08.10.2012 в 11 ч 20 мин был произведен первый цикл гидродинамического воздействия, последний – в 15 ч 00 мин. Воздействие производилось с давлением подачи жидкости в скважину 5,5–6,0 МПа и остаточным давлением после сброса 0 МПа. На восьмом цикле воздействия был зафиксирован выход воды с разрушенным углем. Время набора давления жидкости в скважине не превышало 4–5 мин. Всего было сделано 20 циклов и извлечено из пласта 5 т угля и 13 977 м³ метана. Наблюдениями за среднесуточной концентрацией метана в исходящей струе воздуха было установлено, что в результате ГДВ дегазация обработанной зоны происходила в течение 83 сут с коэффициентом интенсификации дегазации $k_{и} = 1,7$.

25.02–27.02.2014 на ПК45 была пробурена технологическая скважина № 5 длиной 38,6 м под углом 72° к горизонту. Породная часть скважины длиной 8 м была разбурена до диаметра 150 мм и обсажена металлическими трубами диаметром 104 мм. Общая длина труб става обсадки составила 7,5 м. Выход кондуктора из скважины – 0,7 м. На крепежный фланец кондуктора устанавливалось УВГ. Герметизация скважины произведена цементно-песчаным раствором на глубину 6,8 м.

03.03.2014 в 02 ч 20 мин был произведен первый цикл гидродинамического воздействия, последний – в 07 ч 20 мин. Воздействие производилось с давлением подачи жидкости 4,5–5,0 МПа и остаточным давлением после сброса 0 МПа. На четвертом цикле воздействия был зафиксирован выход воды с разрушенным углем. Время набора давления жидкости в скважине не превышало 8–10 мин. Всего было сделано 11 циклов и извлечено

из пласта 4 т угля и 10 281 м³ метана. Радиус обработанной зоны по извлеченному углю составил 20,7 м, коэффициент дегазации массива $k_d = 0,49$. Наблюдениями за среднесуточной месячной концентрацией метана в исходящей струе воздуха было установлено, что в результате ГДВ дегазация обработанной зоны происходила в течение 65 сут с коэффициентом интенсификации $k_{и} = 1,3$.

На шахте «Северная» ГП «Дзержинскуголь» промышленные испытания гидродинамического способа интенсификации дегазации проводились на участке № 95-1160 м, отрабатывающем пласт k_8 -«Каменка».

22.06.2012 в полевом откаточном штреке на пикете 9+4 м была пробурена на пласт технологическая скважина длиной 14 м под углом 38° к горизонту. 27.06.2012 породная часть скважины длиной 9,6 м была разбурена до диаметра 150 мм под обсадные трубы. Обсадка произведена трубами диаметром 114 мм. Общая длина труб става обсадки составила 7,5 м. Выход кондуктора из скважины составил 0,5 м. На крепежный фланец кондуктора устанавливалось УВГ. Герметизация скважины производилась цементно-песчаным раствором на глубину 7,0 м.

09.07.2012 в 12 ч 37 мин был произведен первый цикл гидродинамического воздействия. На первых шести циклах давление подачи жидкости в скважину ступенчато повышалось до 5 МПа и сбрасывалось до 0 при открывании задвижки. Время набора рабочего давления находилось в пределах 8–10 мин. При сбросе давления из скважины выходила черная вода. В 14 ч 02 мин гидродинамическое воздействие было прекращено ввиду отсутствия воды в противопожарном ставе.

10.07.2012 в 11 ч 46 мин гидродинамическое воздействие было продолжено. Первые шесть циклов также производились со ступенчатым повышением давления жидкости в скважине до 5,5–

6,0 МПа. Время набора рабочего давления находилось в пределах 5–7 мин. Выход воды с углем наблюдался с третьего цикла и продолжался до конца воздействия. Всего было произведено 24 цикла и извлечено 6,5 т угля. Объем извлеченного газа из скважины с 09.07.2012 по 31.07.2012 составил 11 852 м³.

По результатам исследований построена зависимость коэффициента интенсификации дегазации k_n от времени T , прошедшего после гидродинамического воздействия (рис. 3).

Рис. 3. Изменение коэффициента интенсификации дегазации k_n обработанного массива с течением времени

Анализ зависимости показывает, что дегазация обработанной части угольного массива происходит за период свыше 40 сут со средним значением коэффициента интенсификации дегазации не менее 2,0, а затем выделение метана из пласта резко снижается до фоновое значения в течение 5 сут.

11.09.2012 на ПК11+7 м была пробурена технологическая скважина длиной 12,6 м под углом 48° к горизонту. 14.09.2012 породная часть скважины длиной 12 м была разбурена под обсадные трубы, обсажена и затампонирована. Выход кондуктора с фланцем из скважины составил 1 м. Общая длина става обсадки 13 м. На момент гидродинамического воздействия забой молотковой лавы находился на расстоянии 22 м от скважины.

19.09.2012 первый цикл воздействия был произведен в 01 ч 30 мин, последний – в 04 ч 05 мин. Воздействие на

угольный пласт осуществлялось с давлением подачи жидкости в скважину 4,0–5,0 МПа, остаточное давление в скважине при открытии задвижки – 0 МПа. Выход угля из скважины наблюдался с пятого цикла и продолжался до конца гидродинамического воздействия. Всего было произведено 10 циклов. За время воздействия было извлечено 4 т угля. Объем извлеченного из скважины газа за период с 19.09.2012 по 28.09.2012 составил 3450 м³.

По результатам исследований был рассчитан коэффициент интенсификации дегазации угольного пласта k_8 . Определение коэффициента интенсификации дегазации, как и в предыдущих случаях, осуществлялось с учетом среднесуточной концентрации метана в исходящей струе воздуха, количества воздуха в исходящей струе участка и суточной добычи угля. По этим показателям определялись величины газоотдачи 1 т угля до и после воздействия. Коэффициент интенсификации дегазации рассчитывался по формуле

$$k_n = \frac{V_{\text{ср}}^{\text{ГДВ}}}{V_{\text{ср}}} = \frac{26,1}{14,5} = 1,8,$$

где $V_{\text{ср}}^{\text{ГДВ}}$ – среднесуточное месячное газовыделение из 1 т угля после ГДВ, м³/т; $V_{\text{ср}}$ – среднесуточное месячное газовыделение из 1 т угля до ГДВ, м³/т.

Анализ рис. 4 свидетельствует о том, что гидродинамическое воздействие через скважину привело к интенсификации дегазации угольного пласта k_8 –«Каменка» в 1,8 раза по сравнению с дегазационными скважинами и этот процесс продолжался в течение двух месяцев.

08.02.2013 на ПК15+2 была пробурена технологическая скважина длиной 13,6 м под углом 57° к горизонту. 09.02.2013 породная часть скважины длиной 7,5 м была разбурена до диаметра 150 мм и обсажена трубами диаметром 100 мм. Общая длина труб става обсадки

составила 7,6 м. Выход кондуктора из скважины составил 0,8 м. На крепежном фланце кондуктора устанавливалось УВГ. Герметизация производилась цементно-песчаным раствором на глубину 6,8 м.

Рис. 4. Изменение коэффициента интенсификации дегазации k_n обработанного массива с течением времени

15.02.2013 в 1 ч 03 мин был произведен первый цикл гидродинамического воздействия, последний – в 9 ч 30 мин. Воздействие производилось с давлением подачи жидкости 5,0–6,0 МПа и сбросом его до 0 МПа. Выход воды с разрушенным углем наблюдался с 11-го цикла. Время набора рабочего давления до 16-го цикла составляло 5–7 мин, в дальнейшем – 10–15 мин. Всего было сделано 25 циклов и извлечено из пласта 2,5 т угля. Радиус эффективного влияния скважины по извлеченному углю составил 16 м, площадь дегазированного участка угольного пласта – свыше 803 м². В результате гидродинамического воздействия из угленосного массива было извлечено 10 506 м³ метана, при этом коэффициент интенсификации дегазации k_n достигал 1,7.

25.05.2013 на ПК19+7 была пробурена технологическая скважина длиной 15 м под углом 61° к горизонту. Породная часть скважины длиной 13,7 м была разбурена до диаметра 150 мм и обсажена металлическими трубами диаметром 100 мм. Общая длина труб става обсадки составила 7,6 м. Выход кондуктора из скважины составил 0,7 м. Герметизация скважины произведена цементно-песчаным раствором на глубину 6,9 м.

31.05.2013 в 3 ч 05 мин был произведен первый цикл гидродинамического воздействия, последний – в 6 ч 50 мин. Воздействие производилось с давлением подачи жидкости 5,5–6,0 МПа и сбросом его до 0 МПа. Выход угля из скважины наблюдался с четвертого цикла и продолжался до окончания воздействия. Всего было сделано 10 циклов и извлечено из пласта 2,5 т угля. Радиус эффективного влияния скважины № 4 по извлеченному углю составил 16 м, площадь дегазированного участка – свыше 803 м².

30.05.2013 на ПК2+3 была пробурена технологическая скважина длиной 17,4 м под углом 62° к горизонту. Породная часть скважины длиной 10 м была разбурена до диаметра 150 мм и обсажена трубами диаметром 100 мм. Общая длина труб става обсадки составила 7,5 м. Выход кондуктора из скважины составил 0,7 м. 04.06.2013 была произведена герметизация скважины цементно-песчаным раствором на глубину 6,8 м.

15.07.2013 в 0 ч 10 мин был произведен первый цикл гидродинамического воздействия, последний – в 7 ч 00 мин. Воздействие производилось с давлением нагнетания жидкости 6,5–7,0 МПа и сбросом его до 0 МПа. Выход угля из скважины наблюдался с 10-го цикла и продолжался до окончания воздействия. Всего было сделано 20 циклов и извлечено из пласта 3,0 т угля. Радиус эффективного влияния технологической скважины по извлеченному углю составил 17,6 м, площадь дегазированного участка – свыше 972 м².

В результате воздействия на угольный пласт k_8 -«Каменка» через технологические скважины, пробуренные на ПК19+7 и ПК2+3, из обработанной зоны было суммарно извлечено 5,5 т угля и 9029 м³ метана, коэффициент интенсификации дегазации k_n составил 2,3.

25.10.2013 на ПК6+5 была пробурена технологическая скважина длиной 16 м под углом 62° к горизонту. Породная часть скважины длиной 10 м была разбу-

рена до диаметра 150 мм и обсажена трубами диаметром 100 мм. Общая длина труб става обсадки составила 7,5 м. Выход кондуктора из скважины – 1,5 м. 25.10.2013 была произведена герметизация скважины цементно-песчаным раствором на глубину 6,0 м.

28.10.2013 в 3 ч 48 мин был произведен первый цикл гидродинамического воздействия, последний – в 6 ч 57 мин. Воздействие производилось с давлением подачи жидкости 6,0–7,0 МПа и сбросом его до 0 МПа. Выход угля из скважины наблюдался с 6-го цикла и продолжался до окончания воздействия. Всего было сделано 16 циклов и извлечено из пласта 4,5 т угля. Радиус эффективного влияния технологической скважины по извлеченному углю составил 21,6 м, площадь дегазированного участка угольного пласта – свыше 1464 м².

Замеры концентрации метана на исходящей струе воздуха участка № 95-1160 м показали, что в результате гидродинамического воздействия через технологическую скважину выделилось 13 516 м³ метана со средним значением коэффициента интенсификации дегазации $k_n = 1,72$. Коэффициент дегазации обработанной зоны k_d составил 0,53.

25.03.2014 на ПК14+3 м была пробурена технологическая скважина длиной 12 м под углом 60° к горизонту. Породная часть скважины длиной 8 м была разбурена до диаметра 150 мм и обсажена трубами диаметром 100 мм. Общая длина труб става обсадки составила 7,5 м. Выход кондуктора из скважины составил 0,8 м. 25.03.2014 была произведена герметизация скважины цементно-песчаным раствором на глубину 6,7 м.

29.03.2014 в 3 ч 48 мин был произведен первый цикл гидродинамического воздействия, последний – в 6 ч 57 мин. Воздействие производилось с давлением подачи жидкости 5,0–6,0 МПа и сбросом его до 0 МПа. Выход угля из скважины наблюдался с четвертого цикла и продолжался до окончания воздействия.

Всего было сделано 12 циклов и извлечено из пласта 3,2 т угля. Радиус эффективного влияния технологической скважины составил 20 м, площадь дегазированного участка угольного пласта – свыше 1256 м².

Замеры концентрации метана в исходящей струе воздуха участка № 95-1160 м показали, что в результате гидродинамического воздействия выделилось 19 864 м³ метана, коэффициент дегазации обработанной зоны k_d составил 0,47. Дегазация угольного массива происходила с коэффициентом $k_n = 1,7$.

Заключение

Проведенные исследования показали, что в результате гидродинамического воздействия на газонасыщенные угольные пласты происходит перевод части сорбированного газа в свободное состояние, равномерное распределение горного давления в обработанных зонах и повышение пластических свойств угля, что способствует снижению склонности угольных пластов и вмещающих пород к накоплению потенциальной энергии упругого деформирования и хрупкому разрушению.

Приемочные (промышленные) испытания по применению способа интенсификации дегазации и снижения газодинамической активности угольных пластов в нижней части потолкоуступной лавы гидродинамическим воздействием в условиях ГП «Дзержинскуголь» подтвердили его эффективность:

- при извлечении 0,2 % угля из обработанной зоны через технологическую скважину дегазация угольного пласта происходила в течение 2–3 месяцев с коэффициентом интенсификации 1,7–2,3;

- было переведено гидродинамическим воздействием 12 выбросоопасных зон угольных пластов l_7^a - «Пугачевка» и k_8 -«Каменка» горизонтов 1146 м и 1160 м в разряд невыбросоопасных. При работе очистных забоев в этих зонах признаков внезапных выбросов угля и газа не наблюдалось.

Список литературы

1. Управление свойствами и состоянием угольных пластов с целью борьбы с основными опасностями в шахтах / В.В. Ржевский, Б.Ф. Братченко, А.С. Бурчаков, Н.В. Ножкин. – М.: Недра, 1984. – 327 с.
2. Трубецкой К.Н., Гурьянов В.В. О возможности повышения газоотдачи угольных пластов на основе управления геомеханическим состоянием углемерзлой толщи // Уголь. – 2006. – № 2. – С. 64–66.
3. Крейнин Е.В. Проблемы и возможности интенсифицированной дегазации угольных пластов // Физико-технич. проблемы разработки полезных ископаемых. – 1995. – № 5. – С. 106–111.
4. Дмитриев А.М., Куликова Н.Н., Бодня Г.В. Проблемы газоносности угольных месторождений. – М.: Недра, 1982. – 264 с.
5. Сергеев И.В., Забурдяев В.С. Эффективность дегазации на участках с высокой нагрузкой на лаву. – М.: ЦНИЭуголь, 1978. – 43 с.
6. Пузырев В.Н. Добыча метана – путь повышения рентабельности и безопасности угольных шахт Кузбасса // Уголь. – 1992. – № 1. – С. 32–35.
7. Ножкин Н.В. Опыт заблаговременной дегазации с использованием способа направленного гидравлического расчленения пласта. – М.: Недра, 1967. – С. 104.
8. Артемьев В.Б., Терентьев Б.Д., Юзик В.В. Выбросоопасность и фильтрационные свойства угольных пластов. – Ростов на/Д: Книга, 2002. – 272 с.
9. Фейт Г.Н., Гайко Е.И., Горбунов А.К. Влияние способов управления горным давлением на выбросоопасность угольных пластов в Центральном районе Донбасса // Вопросы предотвращения внезапных выбросов: науч. сообщ. / Ин-т горн. дела им. А.А. Скочинского. – М., 1987. – С. 107–114.
10. Мясников А.А., Рябченко А.С., Садчиков В.А. Управление газовой выделением при разработке угольных пластов. – М.: Недра, 1987. – 216 с.
11. Геомеханические основы технологии разработки крутых угольных пластов Донбасса / Ю.А. Пивень [и др.]. – Донецк: ВИК, 2007. – 324 с.
12. Мурашев В.И. Влияние увлажнения угольного массива на его напряженное состояние // Уголь. – 1966. – № 2. – С. 56–60.
13. Рубинский А.А., Радченко А.Г., Недосекин Б.Н. О необходимости совершенствования текущего прогноза в зонах геологических нарушений на пологих выбросоопасных пластах // Сб. науч. тр. МакНИИ. – Макеево, 1992. – С. 71–79.
14. Королева В.Н., Анпилогов Ю.Г. Пути повышения эффективности извлечения метана из угольной толщи // Горн. информ.-аналит. бюл. – 1998. – № 4. – С. 139–144.
15. Вилькер В.Г., Павленко М.В. О параметрах вибрационного воздействия на угольный массив для повышения метаноотдачи угля // Горн. информ.-аналит. бюл. – 1999. – № 1. – С. 117–118.
16. Гусельников Л.М., Осипов А.Н., Ганшевский С.П. Совершенствование способов активизации газовой выделении при дегазации неразгруженных пластов // Горн. информ.-аналит. бюл. – 1999. – № 1. – С. 93–95.
17. Черняк И.Л., Ярунин С.А. Управление состоянием массива горных пород. – М.: Недра, 1995. – 395 с.
18. Костарев А.П. Взрывы метана и пыли на шахтах и меры по их предупреждению: обзор. – М.: Наука, 1989. – 48 с.
19. Састунов С.В., Ермак Г.П. Обоснованный выбор способов дегазации при интенсивной отработке газоносных угольных пластов – ключевой вопрос обеспечения метанобезопасности угольных шахт // Горн. информ. аналит. бюл. – 2013. – № 0В1. – С. 120–138.
20. Комплексное освоение газоугольного месторождения с применением метода гидродинамического воздействия / К.К. Софийский, Д.П. Силин, Р.А. Агаев, В.В. Власенко // Уголь Украины. – 2013. – № 2. – С. 48–51.
21. Снижение выбросоопасности при динамическом воздействии на угольный пласт. – М.: Наука, 1985. – 184 с.

References

1. Rzhetskii V.V., Bratchenko B.F., Burchakov A.C., Nozhkin N.V. Upravlenie svoistvami i sostoianiem ugoľnykh plastov s tsel'iu bor'by s osnovnymi opasnostiami v shakhtakh [Control of properties and condition of coal beds to prevent major risks in mining]. Moscow: Nedra, 1984. 327 p.
2. Trubetskoi K.N., Gur'ianov V.V. O vozmozhnosti povysheniia gazootdachi ugoľnykh plastov na osnove upravleniia geometricheskimi sostoianiem uglemeshchaishego tolshchi [On improving gas recovery in coal formations by controlling geological and mechanical condition of coal bearing strata]. *Ugol'*, 2006, no. 2, pp. 64–66.
3. Kreinin E.V. Problemy i vozmozhnosti intensifitsirovannoi degazatsii ugoľnykh plastov [Issues and possibilities of improving coal bed degassing]. *Fiziko-tekhnicheskie problemy razrabotki poleznykh iskopayemykh*, 1995, no. 5, pp. 106–111.
4. Dmitriev A.M., Kulikova N.N., Bodnia G.V. Problemy gazonosnosti ugoľnykh mestorozhdenii [Challenges of gas content in coal deposits]. Moscow: Nedra, 1982. 264 p.
5. Sergeev I.V., Zaburdaev V.S. Effektivnost' degazatsii na uchastkakh s vysokoi nagruzkoj na lavu [Degassing efficiency in the areas with high longwall load]. Moscow: TsNIEugol', 1978. 43 p.
6. Puzyrev V.H. Dobycha metana – put' povysheniia rentabel'nosti i bezopasnosti ugoľnykh shakht Kuzbassa [Methane extraction as a means to better viability and safety of the Kuzbass coal mines]. *Ugol'*, 1992, no. 1, pp. 32–35.
7. Nozhkin N.V. Opyt zablagovremennoi degazatsii s ispol'zovaniem sposoba napravlennoho gidravlicheskogo raschleneniia plasta [Experience of preventive degassing by orientated hydraulic seam fracturing]. Moscow: Nedra, 1967. 104 p.
8. Artem'ev V.B., Terent'ev B.D., Iuzik V.V. Vybrosoopasnost' i fil'tratsionnye svoistva ugoľnykh plastov [Gas outbursts and filtration properties of coal beds]. Rostov-na-Donu: Kniga, 2002. 272 p.
9. Feit G.N., Gaiko E.I., Gorbunov A.K. Vliianie sposobov upravleniia gornym davleniem na vybrosoopasnost' ugoľnykh plastov v Tsentral'nom raione Donbassa [Effects of controlling rock pressure on outburst hazards in coal seams of the Donbass's Central area]. *Voprosy predotvrashcheniia vnezapnykh vybrosov*. Moscow: Institut gor'nogo dela imeni A.A. Skochinskogo, 1987, pp. 107–114.
10. Miasnikov A.A., Riabchenko A.C., Sadchikov V.A. Upravlenie gazovym vydeleniem pri razrabotke ugoľnykh plastov [Control of gas emissions in coal bed development]. Moscow: Nedra, 1987. 216 p.
11. Piven' Iu.A. [et al.]. Geomekhanicheskie osnovy tekhnologii razrabotki krutykh ugoľnykh plastov Donbassa [Geomechanical background of technology for the Donbass inclined coal seams development]. Donetsk: VIK, 2007. 324 p.
12. Murashev V.I. Vliianie uvlazhneniia ugoľnogo massiva na ego napriazhennoe sostoianie [Influence of water infusion on unworked coal's stress condition]. *Ugol'*, 1966, no. 2, pp. 56–60.
13. Rubinskii A.A., Radchenko A.G., Nedosekin B.N. O neobkhodimosti sovershenstvovaniia tekushchego prognoza v zonakh geologicheskikh narushenii na plogikh vybrosoopasnykh plastakh [On improvement of current forecast in areas of geologic disturbances in flat outburst-prone seams]. *Sbornik nauchnykh trudov MakNII. Makeevka*, 1992, pp. 71–79.
14. Koroleva V.N., Anpilov Iu.G. Puti povysheniia effektivnosti izvlecheniia metana iz ugleosnoi tolshchi [Ways of improving efficiency of methane recovery from coal-bearing strata]. *Gornyi informatsionno-analiticheskii biulleten'*, 1998, no. 4, pp. 139–144.
15. Vil'ker V.G., Pavlenko M.V. O parametrah vibratsionnogo vozdeistviia na ugoľnyi massiv dlia povysheniia metanootdachi ugla [On parameters of vibration stimulation of unworked coal to increase methane recovery]. *Gornyi informatsionno-analiticheskii biulleten'*, 1999, no. 1, pp. 117–118.
16. Guseynikov L.M., Osipov A.N., Ganshevskii S.P. Sovershenstvovanie sposobov aktivizatsii gazovydeleniia pri degazatsii nerazgruzhennykh plastov [Improving techniques of gas recovery stimulation in degassing unrelieved seams]. *Gornyi informatsionno-analiticheskii biulleten'*, 1999, no. 1, pp. 93–95.
17. Cherniak I.L., Iarunin S.A. Upravlenie sostoianiem massiva gornykh porod [Managing condition of rock mass]. Moscow: Nedra, 1995. 395 p.

18. Kostarev A.P. Vzryvy metana i pyli na shakhtakh i mery po ikh preduprezhdeniiu. Obzor [Methane and dirt explosions in mines and methods to prevent them. Review]. Moscow: Nauka, 1989. 48 p.

19. Slastunov S.V., Ermak G.P. Obosnovannyi vybor sposobov degazatsii pri intensivnoi otrabotke gazonosnykh ugol'nykh plastov – kluchevoi vopros obespecheniia metanobezopasnosti ugol'nykh shakht [Justified choice of degassing alternatives in intensive development of gas-bearing coal seams as a key challenge in assuring methane safety in coal mines]. *Gornyi informatsionno-analiticheskii biulleten'*, 2013, no. OB1, pp. 120-138.

20. Sofitskii K.K., Silin D.P., Agaev R.A., Vlasenko V.V. Kompleksnoe osvoenie gazougol'nogo mestorozhdeniia s primeneniem metoda gidrodinamicheskogo vozdeistviia [Comprehensive development of gas and coal deposit using hydrodynamic stimulation]. *Ugol' Ukrainy*, 2013, no. 2, pp. 48–51.

21. Snizhenie vybrosoopasnosti pri dinamicheskom vozdeistvii na ugol'nyi plast [Decreasing gas hazards by dynamic stimulation of coal bed]. Moscow: Nauka, 1985. 184 p.

Об авторе

Гаврилов Вячеслав Иванович (Днепропетровск, Украина) – кандидат технических наук, старший научный сотрудник отдела проблем подземной технологии разработки угольных месторождений Института геотехнической механики им. Н.С. Полякова НАН Украины (49005, г. Днепропетровск, ул. Симферопольская, 2-А; e-mail: gawrilov.slawick@yandex.ru).

About the author

Viacheslav I. Gavrilov (Dnepropetrovsk, Ukraine) – Ph. D. in Technical Sciences, Senior Researcher, Department of Underground Technology of Coal Deposit Development, N.S. Polyakov Institute of Geotechnical Mechanics under the NAS of Ukraine (49005, Dnepropetrovsk, Simferopolskaia st., 2-A; e-mail: igtm16@yandex.ru, gawrilov.slawick@yandex.ru).

Получено 14.01.2015

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Гаврилов В.И. Результаты приемочных испытаний способа интенсификации дегазации угольных пластов гидродинамическим воздействием в нижней части молотковой лавы // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 52–61. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.6

Please cite this article in English as:

Gavrilov V.I. Results of acceptance tests of improving coal bed degassing by hydrodynamic stimulation in the lower area of pick hammer long-wall. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no. 14, pp. 52–61. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.6