

8. Теоретическое обоснование формирования технологических комплексов по добыче руд и вскрытия глубоких горизонтов с учетом использования пространств отработанных карьеров: отчет о НИР (заключит.) / ИГТМ НАН Украины ; рук. М.С. Четверик; исполн. О.А. Медведева [и др.]. – Днепропетровск, 2007. – 129 с. - № ГР 0105Г002475. Инв. № 4765.

9. Четверик, М.С. Производственная мощность и технологические комплексы при доработке карьеров, использование их выработанных пространств / М.С. Четверик, О.А. Медведева, Е.А. Ворон // Горный информационно-аналитический бюллетень. – Москва, 2006. - № 11. - С. 209-229.

10. Зарубин, Г.П. Гигиена города / Г.П. Зарубин, Ю.В. Новиков. – М.: Медицина, 1986. – 272с.

**УДК622.411.33:622.279**

В.И. Гаврилов, ст.науч.сотр.,  
В.В. Власенко, асп.

(ИГТМ им. Н.С. Полякова НАН Украины)

### **РЕЗУЛЬТАТЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ КРУТОГО УГОЛЬНОГО ПЛАСТА В НИЖНЕЙ ЧАСТИ ЛАВЫ**

Наведено результати обробки крутого вугільного пласта в нижній частині щитової лави гідродинамічним способом. Визначено радіус зони дезінтегрованого вугілля та коефіцієнт її дегазації за середньодобовою концентрацією метану у струмені повітря, що витікає з ділянки.

### **RESULTS OF HYDRODYNAMIC TREATMENT OF STEEP COAL BED IN BOTTOM OF LONGWALL**

The results of treatment of steep coal bed in bottom of shield longwall by a hydrodynamic method. Defined radius of the disintegrated coal and its degassing coefficient on average daily methane concentration in the stream of air coming from area.

Результаты изучения геомеханических процессов, протекающих в массиве при ведении очистных и подготовительных работ, показывают возможность значительного повышения степени дегазации угольных пластов при применении способов интенсификации газовыделения, в результате которых происходит увеличение зон дренирования газа вокруг скважин при одновременном уменьшении времени на дегазацию [1].

Применение разработанного в ИГТМ НАНУ гидродинамического способа воздействия на выбросоопасные угольные пласты для предупреждения газодинамических явлений позволяет получать коэффициент дегазации обработанной зоны  $0,4 \div 0,6$  [2].

Однако, имеется еще целый ряд нерешенных задач, в том числе по совершенствованию параметров гидродинамического воздействия на нижнюю часть выбросоопасного угольного пласта для снижения выбросоопасности при очистной выемке в различных горно-геологических и горнотехнических условиях.

Целью данной работы является совершенствование параметров гидродинамического воздействия на нижнюю часть выбросоопасного угольного пласта  $m_3$  - «Толстый» для снижения ее выбросоопасности при вскрытии откачным промежуточным квершлагом.

Основные задачи работы:

- разработать схему проведения работ по дегазации угольного пласта в нижней части полосы №13;
- подготовить оборудование для проведения гидродинамического воздействия;
- выполнить работы по гидродинамическому воздействию на угольный пласт;
- выполнить анализ результатов гидродинамического воздействия.

Горно-экспериментальные работы по совершенствованию параметров гидродинамического способа воздействия на нижнюю часть полосы щитовой лавы для ее дегазации и снижения газодинамической активности проводились в условиях отработки угольного пласта  $m_3$  – «Толстый» шахты им. Ф.Э. Дзержинского ГП «Дзержинскуголь».

Мощность пласта: геологическая – 1,70-1,85 м, полезная – 1,45-1,75 м, вынимаемая – 1,85-2,30 м. Угол падения пласта и пород 60-62°.

Угольный пласт на всем протяжении выемочного поля выдержан по мощности и строению. Строение пласта сложное. Пласт состоит из одной пачки угля мощностью 1,45-1,75 м, уголь полублестящий слоистый, с включением линз сернистого колчедана, трещиноватый (азимут падения кливажных трещин 205-285°, угол падения 75°). Уголь пласта хрупкий, излом неровный. Контакт по почве четкий. Уголь легко отслаивается. Тип нарушенности угля I-II.

Выше залегает сланец глинистый, плотный, мощность 0,02-0,07 м. Выше – сланец углистый, чешуйчатый, слабый.

Гипсометрия пласта спокойная, уголь коксующийся, марки Ж. Природная газоносность 15-18 м<sup>3</sup>/т с.б.м, выход летучих веществ 29,0–32,5 %, зольность угля 2,2-16,6 %, содержание серы 1,0-1,2 %, влажность 2,2-2,5 %, объемный вес 1,3-1,4 т/м<sup>3</sup>. Крепость угля по шкале проф. Протоdjeяконова 1,0-1,2.

Пласт опасен по внезапным выбросам угля и газа, опасен по обрушению угля, опасен по взрывчатости угольной пыли, к самовозгоранию склонен, по горным ударам не опасен. Выработки, проходимые по пласту  $m_3$  не опасные по прорыву метана из почвы.

Пласт отрабатывается одиночным. Зоны повышенного горного давления (ПГД) от смежных пластов отсутствуют. Вышележащий горизонт отработан АНЦ до верхняков промквершлага.

Для дегазации пласта  $m_3$  - «Толстый» гор.1146 м с промквершлага №14 ПК2+8 м была пробурена на пласт технологическая скважина под углом 65° к углу падения пласта согласно рис. 1. Общая длина скважины составила 6,7 м.

Бурение скважины осуществлялось станком НКР-100М в два этапа:

- бурение скважины диаметром 76 мм с перебуриванием пласта;
- разбуривание скважины с диаметра 76 мм до диаметра 150 мм на глубину герметизации.

Породная часть скважины длиной 4,5 м была обсажена металлическими трубами диаметром 114 мм. Общая длина труб става обсадки - 6,3 м. Выход

кондуктора из скважин составил 0,6 м, на нем устанавливалось устройство гидродинамического воздействия (УГВ). Герметизация произведена цементно-песчаным раствором (в соотношении Ц:В:П=1:1:2) на глубину 5,4 м.

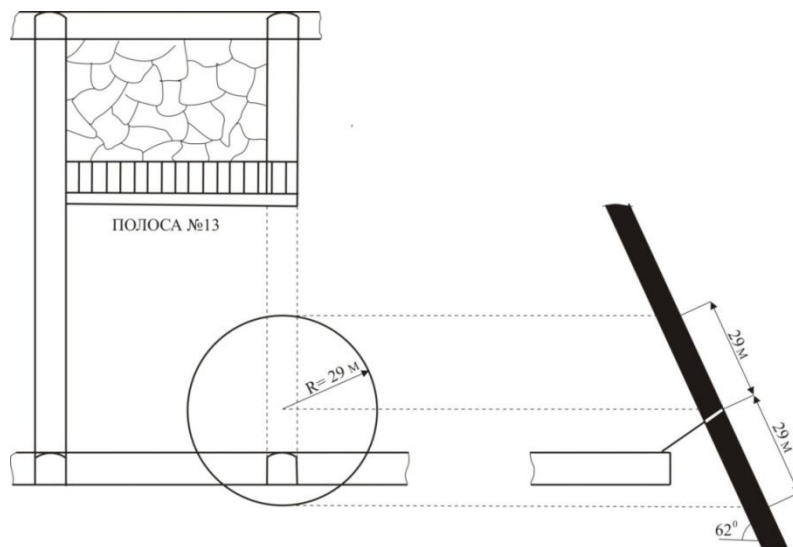


Рис. 1 - Расположение скважины в нижней части полосы для гидродинамического воздействия

У пульта управления и на исходящей струе воздуха из выработки для контроля содержания метана устанавливались датчики автоматического газового контроля.

Комплект оборудования для гидродинамического воздействия на угольный пласт, состоящий из устройства гидродинамического воздействия и смонтированных на шахтной платформе насосов с приводом от пневмодвигателей, испытывался в гидроцехе ЭМО шахты имени Ф.Э. Дзержинского. После испытаний оборудование доставлялось к месту проведения работ и производился его монтаж и наладка.

Работы по гидродинамическому воздействию на угольный пласт через скважину осуществлялись в следующей последовательности: закрывалась задвижка УВГ и насосом НВУ создавалось давление в технологической скважине 3-7 МПа, затем производился сброс давления за время 0,1-1 с и осуществлялся выпуск воды с углем и газом. Во время гидродинамического воздействия велись замеры расхода воды и состояния газовой обстановки в выработке.

Насосная установка включалась с пульта дистанционного управления. Давление воды в системе управления задвижкой и в системе нагнетания в скважину контролировалось манометрами, установленными на пульте управления. Расход воды контролировался расходомером.

Эффективность гидродинамического воздействия определялось по коэффициенту дегазации в соответствии с «Методикой проведения горноэкспериментальных работ по совершенствованию параметров гидродинамического способа воздействия на угольные пласты, склонные к газодинамиче-

ским явлениям, перед их вскрытием, через подземные скважины в условиях шах Центрального района Донбасса».

Воздействие производилось 10.11.2011 г. Первый цикл воздействия был произведен в 9 ч 23 мин, последний в 13 ч 04 мин. Всего было проведено 19 циклов.

За время воздействия из скважины было выбрано 12,0 т угля. Объем используемой воды для гидродинамического воздействия составил 7,0 м<sup>3</sup>.

Наблюдение за концентрацией метана в исходящей струе воздуха при отработке панели №13 проводились с 1 ноября по 31 декабря 2011 г.

Показатели среднесуточной концентрации метана в исходящей струе воздуха из участка №41-1146 м представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Показатели среднесуточной концентрации метана в исходящей струе воздуха из щитовой лавы №41-1146 м

Числа месяца	Месяц	
	ноябрь	декабрь
1	0,59	0,77
2	0,57	0,70
3	0,56	0,73
4	0,48	0,76
5	0,54	0,77
6	0,49	0,90
7	0,53	0,83
8	0,59	0,82
9	0,74	0,77
10	0,71	0,68
11	0,70	0,83
12	0,65	0,52
13	0,67	0,70
14	0,68	0,69
15	0,72	0,74
16	0,69	0,81
17	0,61	0,92
18	0,60	0,89
19	0,62	0,93
20	0,66	0,95
21	0,64	0,88
22	0,71	0,72
23	0,69	0,59
24	0,65	0,50
25	0,74	0,45
26	0,69	0,46
27	0,74	0,44
28	0,77	0,42
29	0,71	0,38
30	0,67	0,42
31	-	0,39

Анализ таблицы показывает, что среднесуточная концентрация метана увеличивается с 9 ноября, т.е. с момента бурения скважины, а, следовательно, газовыделение метана в период с 1 по 8 ноября можно считать фоновым. Средняя концентрация за 8 суток составляла 0,54 %. Повышенное среднесуточное газовыделение продолжалось до вскрытия угольного пласта промежуточным квершлагом №14 - 24 декабря.

Результаты гидродинамической обработки полосы №13 представлено в таблице 2.

Таблица 2 - Результаты гидродинамической обработки полосы №13 лавы №41-1146 м

Показатели	Месяц	
	11	12
	Сутки	
	8/22	23
Среднемесячная суточная концентрация метана на исходящей струе участка $C_c$ , %	0,54/0,68	0,76
Фоновая средне суточная концентрация метана на исходящей струе участка $C_{ф.ср.с}$ , %	0,54	
Сумма средне суточных концентраций метана на исходящей струе участка $\sum \Delta C$ , %	8,26	
Количество воздуха на исходящей струе участка $Q_{и.с.}$ , м <sup>3</sup> /сут	665280	
Фактический объем выхода газа из обработанной зоны $V_{ф}$ , м <sup>3</sup>	54952	
Расчетный радиус обработки $R_{ф}$ , м	27,0	
Радиус обработки по выходу угля $R_y$ , м	29,0	
Площадь обработки $S_0$ , м <sup>2</sup>	2641	
Расчетный объем газа в обрабатываемой зоне $V_p$ , м <sup>3</sup>	94644	
Масса угля в обрабатываемой зоне, м <sup>3</sup> , т	5915	
Расчетная масса извлечения угля из обрабатываемой зоны $M_p$ , т	9,5	
Фактическая масса извлеченного угля из обрабатываемой зоны $M_{ф}$ , т	12,0	
Коэффициент дегазации обработанной зоны, $k_d$	0,58	
Коэффициент интенсификации дегазации, $k_u$	1,34	

В результате воздействия на пласт  $m_3$  - «Толстый» гор. 1146 м извлечено из обработанной зоны 12,0 т угля и 54952 м<sup>3</sup> метана.

Выполненные исследования свидетельствуют об интенсивном разрушении

угольного пласта и развитии деформаций в результате гидродинамического воздействия, что снизило газодинамическую активность угольного пласта в зоне воздействия и позволило дегазировать угольный пласт на площади 2641 м<sup>2</sup> с коэффициентом дегазации 0,58 и коэффициентом интенсификации дегазации - 1,34 на 23.12.2011 года.

Таким образом, на основании полученных результатов можно сделать следующие выводы:

1) по результатам замеров среднесуточной концентрации метана в исходящей из добычного участка струе воздуха определены следующие параметры гидродинамического воздействия:

- радиус обработки составил 29 м;
- коэффициент дегазации 0,58 при нормативном  $k_d \geq 0,45$ ;
- коэффициент интенсификации дегазации  $k_u = 1,34$ ;
- извлечено фактически  $M_\phi = 12,0$  т угля при расчетном  $M_p \geq 9,5$  т, что позволило дегазировать угольный пласт на площади 2641 м<sup>2</sup> и извлечь 54952 м<sup>3</sup> метана.

2) ведение постоянного мониторинга показателей среднесуточной концентрации метана в исходящей струе участка позволило установить рациональные параметры заложения технологической скважины:

- при воздействии на полосу через одну технологическую скважину высота обработки по падению пласта должна составлять 35-40 м, при длине технологической скважины 10-15 м.

3) в процессе проведения работ установлена эффективность гидродинамического воздействия как способа интенсификации дегазации и снижения выбросоопасности в зоне обработки – признаков проявления газодинамических явлений в нижней части панели №13 и при вскрытии угольного пласта откачным промежуточным квершлагом №14 не наблюдалось.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Павленко, М.В. Вибрационное воздействие как метод увеличения газоотдачи из массива для подготовки к безопасной отработке угольного пласта // М.В. Павленко / Тем. прил. Аэрология, ГИАБ, 2005. – С. 74 – 81.
2. Гаврилов, В.И. Управление газодинамическими процессами при отработке крутых выбросоопасных пластов посредством гидродинамического воздействия через подземные скважины // В.И. Гаврилов, Е.Н. Криворучко, В.В. Власенко, В.М. Волков / Геотехническая механика: Межвед. сб.научн. тр.. – Днепропетровськ, 2010. – Вып. 90. – С. 45 – 49.

## **СХЕМА КОГЕНЕРАЦИИ С РАЗМЕЩЕНИЕМ ПРОТИВОДАВЛЕНЧЕСКОЙ И ГИДРОПАРОВОЙ ТУРБИН НА ОБЩЕМ ВАЛУ С ГАЗОПОРШНЕВОЙ УСТАНОВКОЙ**

Показана перспективність використання когенераційних технологій для підвищення рентабельності вугільних підприємств. Розглянуто схему з розміщенням турбіни з протитиском і гідропарової турбіни на одному валу з газопоршневою установкою. Використання даної схеми для утилізації надлишкового тепла шахтних енергокомплексів дозволить отримати коефіцієнт корисної дії 64 % та зменшити витрати палива.

### **THE COGENERATION SCHEME WITH SETTING BACK- PRESSURES**

#### **AND STEAM-WATER TURBINES ON ONE SHAFT OF GAS ENGINE**

In this paper the perspective use of cogeneration technology enhance the profitability of coal enterprises was discussed. The scheme with setting back-pressures and steam-water turbines on one shaft of gas engine was considered. Using this scheme for utilization of surplus heat mine energy complexes will provide efficiency of 64% and reduce fuel.

Самообеспечение угольных шахт тепловой и электрической энергий на базе местных дешевых теплоносителей, высокосолевых углей и шахтного метана, является актуальной проблемой, решение которой позволит существенно повысить рентабельность угледобывающих предприятий [1].

Наиболее прогрессивным решением данной проблемы является применение когенерационных технологий, когда энергоблок, входящий в состав шахты, одновременно вырабатывает, как тепловую, так и электрическую энергию за счет последовательного использования термодинамического потенциала рабочего тела. К основным вариантам использования когенерационных технологий относятся шахтные энергокомплексы, реализующие когенерационные технологии на базе паровых турбин или на базе газовых двигателей [1 - 3]. Так, например, создание шахтного когенерационного энергокомплекса на базе газопоршневой когенерации позволит обеспечить КПД по выработке тепловой и электрической энергий до 80-90 % против 33 % в базовых энергоблоках. При этом себестоимость вырабатываемых тепловой и электрической энергий в 2-3 раза ниже действующих тарифов.

Ранее в работе [4] была представлена комбинированная система когенерации с использованием тепла энергетического модуля. В данной когенерационной системе повышение КПД использования тепла достигается за счет уменьшения потерь тепловой энергии в котле по сравнению с теплообменником перегрева рабочего тела и дополнительным энергетическим модулем. В работе [5] была исследована принципиальная схема силовой установки, состоящей из газопоршневой установки (ГПУ), на валу которой установлена реактивная гидропаровая турбина (ГПТ). Установка гидропаровой турбины,