

Ю.Г.АНПИЛОГОВ
В.Н.КОРОЛЕВА
С.А.ЯРУНИН
Московский государственный
горный университет
А.И.БУХАНЦОВ
МакНИИ

Опыт и перспективы заблаговременной подготовки газовыбросоопасного массива к эффективной и безопасной разработке

Одной из наиболее сложных проблем горной науки по-прежнему остается отработка газовыбросоопасных угольных пластов.

При разработке высокогазоносных угольных пластов, склонных к газодинамическим явлениям, при невозможности обеспечения защиты подработкой-надработкой единственно приемлемым вариантом остается заблаговременная подготовка газовыбросоопасного массива к эффективной и безопасной отработке на основе направленного изменения свойств и состояния угленосной толщи путем гидродинамического воздействия через скважины с поверхности, разработанная в МГУ и апробированная на полях шахт Донецкого и Карагандинского угольных бассейнов.

Важнейшими характеристиками, влияющими на газовыделение в горные выработки и выбросоопасные свойства угленосного массива являются проницаемость и газоносность.

Исследование изменения природной газоносности и проницаемости выбросоопасных угольных пластов, подвергнутых гидродинамическому воздействию через скважины с поверхности, позволяет определить возможности и перспективы заблаговременной подготовки газовыбросоопасного массива.

Такие исследования были проведены при отработке восточной коренной лавы пласта m_3 шахты «Северная» ПО «Макеевуголь», подвергнутого гидродинамическому воздействию через группу скважин с поверхности. Пласт m_3 простого строения, общей вынимаемой мощностью 0,98-

1,09 м, природная газоносность 22 - 24 м³/т.

Очистные работы в восточной коренной лаве велись в 1990-1991 годах на участке пласта m_3 , подвергнутом гидродинамическому воздействию через одиночную скважину № 12, и участке, обработанном через группу скважин № 13, 14 и 3. Гидродинамическое воздействие через скважину № 3 осуществлялось в 1978 году, а через скважины № 12, 13 и 14 - в 1988-1989 годах.

В таблице приведены основные показатели гидродинамического воздействия и результаты гидродинамических исследований, выполненных в процессе нагнетания, а также показатели освоения скважин.

Гидродинамические исследования показали, что по мере увеличения темпов и объемов закачки в циклах происходит существенный рост коэффициентов приемистости и проницаемости, что в свою очередь свидетельствует о раскрытии и расширении природных пластовых трещин. Сравнивая коэффициенты приемистости угольного пласта m_3 в начале и конце процесса нагнетания рабочей жидкости, отмечаем, что его значение возросло в 20-30 раз, а коэффициент проницаемости увеличился на три порядка.

В конце третьего цикла гидрорасчленения через скважину № 14 получена гидравлическая сбойка со скважиной № 13, расположенной в направлении основной системы трещин на расстоянии 270 м ниже по падению пласта. Гидравлическая сбойка характеризовалась бурным выходом воды и газа из скважины.

По фактическим параметрам процесса воздействия определены зоны гидравлической обработки пласта в направлении основной (большая полуось эллипса) и второстепенной (малая полуось эллипса) систем трещин, составляющие соответственно 110-12- м и 90-100 м.

После гидравлической обработки и выдержки рабочей жидкости в пласте для реализации энергии воды по замещению метана и перераспределению давления в угольном массиве откачивались вода и газ с концентрацией метана 95-97 %, т.е. производилось освоение скважин. Объем извлеченного газа также представлен в таблице.

Газоносность угольного пласта m_3 определялась по газовыделению при бурении серии подземных скважин с помощью прибора ПИГ по мере приближения и удаления забоя восточной коренной лавы от створа скважин гидродинамического воздействия (линия, проходящая через точку пересечения скважины с пластом и параллельная забою лавы) по линиям наблюдения «30 м от конвейерного штрека», «середина лавы» и «30 м от вентиляционного штрека» на 550 метрах подвигания очистного забоя.

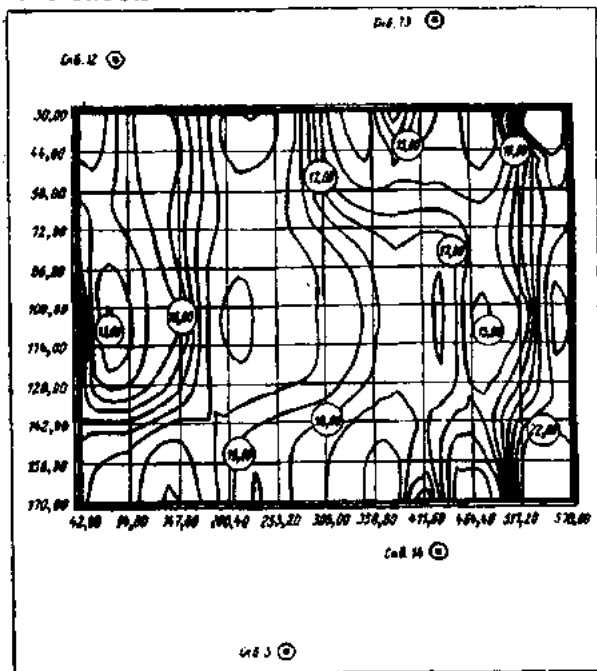


Рис. 1. Изолинии газоносности пласта m_3

Анализ шахтных наблюдений, выполненный на ПЭВМ по программе, разработанной в МГУ, позволил получить ре-

зультаты расчетов распределения газоносности угольного пласта в пределах исследуемого участка в графическом виде (рис. 1 и 2), которые дают возможность оценить зоны влияния гидродинамического воздействия.

При ограничении зоны влияния скважины № 12 изолинией газоносности пласта 19 m_3/t , ее границы распространяются на расстояние до 110 м по простиранию и до 140 м по восстанию пласта.

Используя то же ограничение по газоносности пласта, получим, что границы зоны влияния скважин № 13 и 14 (до их створа) распространяются по простиранию пласта по линии наблюдения «середина лавы» до 100 м, а по линии наблюдения «30 м от конвейерного штрека» и «30 м от вентиляционного штрека», соответственно, до 140 и 210 м. После створа скважин № 13 и 14 изолиния газоносности 19 m_3/t проходит по всей длине лавы на расстоянии 100-110 м. Необходимо отметить, что увеличение зоны влияния гидродинамического воздействия по линии наблюдения «30 м от вентиляционного штрека» до 210 м связано с влиянием на этот участок пласта скважины № 3, т.е. установлено, что влияние гидродинамического воздействия на состояние и свойства выбросоопасного пласта сохраняется в течение длительного времени (13-14 лет).

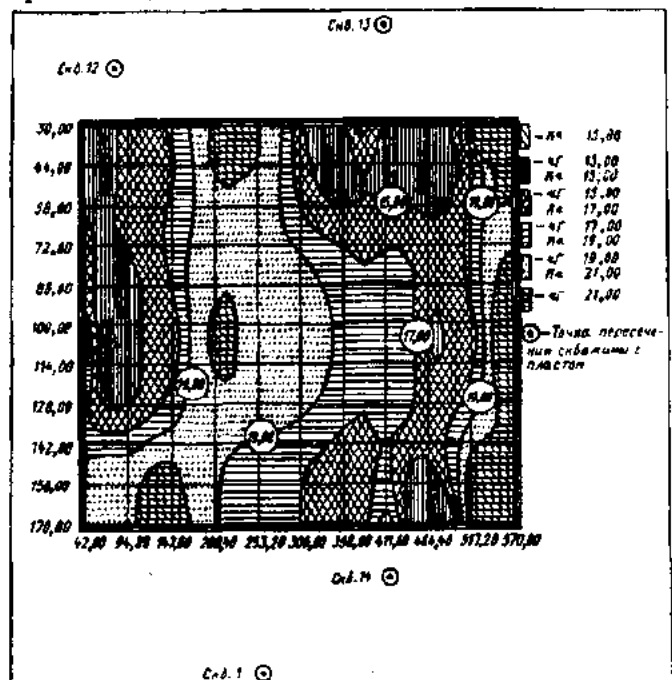


Рис. 2. Распределение газоносности пласта m_3

Таблица

ПОКАЗАТЕЛИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА УГОЛЬНЫЙ ПЛАСТ И ПОКАЗАТЕЛИ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

Показатели гидродинамического воздействия											Показатели освоения скважин					
№ скважины	Глубина залегания пласта, м	Номер цикла	Темп нагнетания рабочей жидкости, 10^{-3} м ³ /с		Давление на входе в пласт МПа		Объем закачки по циклам м ³	Коэффициент приемистости, 10^{-3} м ³ /МПа·с				Время освоения, сут.	Объем извлеченного газа, тыс. м ³	Объем откаченной жидкости, м ³		
			Максимальный	Рабочий	Максимальное	Рабочее		В начале цикла	В конце цикла	В начале цикла	В конце цикла					
12	742,2	1	36,2	32,4	28,3	25,2	133	0,09	1,30	6,9	1343	643	472	951,7		
		2	54,2	50,8	22,9	20,2	1488								1,85	2681
13	750,0	1	31,1	29,9	25,8	21,7	574	0,06	1,23	7,8	1615	574	83,3	1424,1		
		2	45,3	38,5	24,4	21,4	525								1,56	2073
		3	51,7	48,1	24,4	22,9	877								1,84	2472
14	706,6	1	30,8	29,3	24,6	20,5	582	0,11	1,42	7,9	1726	317	429,3	293,7		
		2	45,3	38,4	23,2	20,8	631								1,84	2183
		3	52,1	47,2	23,1	20,2	870								2,36	2884
3	692,2	1	55,0	37,0	33,0	28,0	3400	0,06	0,22	7,6	2675	960	341,5	2018,9		

Оценивая газоносность пласта в указанных выше границах, отмечаем, что ее значения находятся в пределах от 13 до 19 м³/т, т.е. на этом участке угольный массив обработан на всю длину лавы в результате взаимоналожения зон гидрообработки скважин № 13, 14 и 3.

Таким образом установлено, что гидродинамическое воздействие на неразгруженный выбросоопасный угольный пласт m_3 через группу скважин, пробуренных с поверхности, и их последующее освоение в условиях шахты «Северная» ПО «Макеевуголь» привело к его разгрузке, увеличению проницаемости и газоотдачи и, как следствие, к его дегазации, о чем свидетельствует снижение газоносности в 1,4-1,8 раза. Фактические размеры зоны гидровоздействия (полуоси эллипса) достигают 140 м в направлении основной системы трещин и 100-110 м в направлении второстепенной, при этом достигнуто взаимное наложение зон. Также установлено, что влияние гидродинамического воздействия на состояние и свойства выбросоопасного пласта сохраняется в течение длительного времени.

Следует отметить, что параметры рассматриваемой технологии требуют дальнейшего уточнения и совершенствования, однако, непременным условием заблаговременного перевода газыбросоопасного массива в неопасное состояние является использование для обработки пластов

группы скважин и достижение гидравлической связи между ними.

При переходе отрасли на самофинансирование необходимо найти возможности повышения общей эффективности метода. Этого можно достичь путем:

- удешевления стоимости работ по бурению скважин за счет использования геологоразведочных скважин;
- повышения интенсивности метаноотдачи угленосной толщи за счет применения в качестве рабочей жидкости гидрорасчленения водных растворов химически- и поверхностно-активных веществ (в частности комплексонов), растворяющих минеральную составляющую угля и связующий цемент породы, за счет чего повышется проницаемость угленосного массива;
- повышения качества добываемого угля за счет снижения его зольности при воздействии на угольный пласт водными растворами комплексонов;
- перехода к добыче метана, которая должна стать первой стадией разработки высокогазоносных угольных месторождений подземным способом, и использования извлекаемого газа для промышленных нужд.

© Автор