

ских схем решать задачи оптимизации параметров паспорта проведения горной выработки, и оптимизации параметров времени процессов проходческого цикла.

Оценка эффективной технологической схемы проведения подготовительных выработок вприсечку, их поддержания и охраны, возможна только при комплексном подходе и создании адекватной математической модели процесса проведения под-

готовительной выработки в конкретных условиях, которая будет в наибольшей степени отражать процесс подготовки выемочного столба при столбовых системах разработки. На основе оптимизации модели процесса подготовки выемочного столба, можно провести сравнительную оценку технологической схемы и сделать рациональный выбор технологической схемы проведения подготовительных выработок.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пучков, Л. А. Подземная разработка месторождений полезных ископаемых. В 2 т. / Л. А. Пучков, Ю. А. Жежелевский. - М. : Издательство Московского государственного горного университета, издательство «Горная книга», «Мир горной книги».-2008. - Том 1. – 562 с.

2. Ремезов, А. В. Проведение горных выработок с применением оборудования фирмы «Джой» на ОАО «Шахта им. С. М. Кирова», филиала «СУЭК» в г. Ленинск-Кузнецкий / А.В. Ремезов, К. А. Бубнов. // Энергетическая безопасность России. Новые подходы к развитию угольной промышленности: Труды международной научно-практической конференции – Кемерово: ННЦ ГП – ИГД им. А. А. Скочинского, ИУУ СО РАН, КузГТУ, ЗАО КВК «Экспо-Сибирь», 2005. – 170 с.

Авторы статьи

Ремезов
Анатолий Владимирович
д. т. н., профессор каф. «Разработка
месторождений полезных ископаемых
подземным способом» КузГТУ,
e-mail: lion742@mail.ru

Рябков
Николай Владимирович
директор шахты «Чергинская-
Коксовая», соискатель каф. «Разра-
ботка месторождений полезных ископаемых
подземным способом»
КузГТУ

Новоселов
Сергей Вениаминович
к. э. н., научный сотрудник
ООО НПЦ Импульс,
e-mail: nowosyolow.sergej@yandex.ru

УДК 622.831.325.3

Л.А. Шевченко

ПРОЦЕССЫ ГАЗОТДАЧИ ГАЗОНОСНОГО МАССИВА В ДЛИННЫЕ СКВАЖИНЫ

Любой угленосный массив, содержащий угольные пласты, характеризуется наличием метановых газов, образовавшихся в период углефикации растительных отложений и находящихся в сорбированном состоянии в угольных пластах. Возможно также наличие свободного газа в порах и трещинах, однако его количество весьма мало и составляет от 1 до 3%. Объем химически связанного метана может составлять в зависимости от возраста углей и газового давления до 50 м³ на одну тонну, что характерно для шахт Донбасса. В Кузнецком бассейне эти показатели значительно ниже и составляют в среднем 20-25 м³/т.

В этой связи в последнее время большую актуальность представляет проблема раздельного извлечения метана из угля, в то время как на всех предыдущих этапах разработки угольных месторождений угольный метан, как из систем вентиляции, так и из систем дегазации выбрасывается в атмосферу, что приводило к потерям ценного энергетического ресурса и наносило вред атмосфере Земли в виде разрушения озонового слоя.

С целью снижения отмеченных негативных

последствий для окружающей среды и повышения безопасности горных работ в подземных условиях в Российской Федерации был принят закон №186 «О государственном регулировании в области добычи и использования угля, об особенностях социальной защиты работников организаций угольной промышленности», который предусматривает обязательное предварительное извлечение метана из угольных пластов до начала их разработки.

В связи с этим возникла необходимость более детального исследования процессов массопереноса газов в зоне влияния дегазационных скважин в массиве как в процессе их бурения, так и последующий период работы под вакуумом. Актуальность данной проблемы связана с внедрением в Кузбассе новых технологий дегазации с использованием станков направленного бурения, позволяющих бурить скважины длиной до 1000 м, что, безусловно, накладывает свои особенности на газовую динамику в прискважинных зонах и на его газоотдачу в целом [1].

Подобные технологии глубокой предварительной дегазации длинными скважинами как из

подземных выработок, так и с поверхности, давно применяются на шахтах передовых угледобывающих стран, в частности, в Австралии. В Кузбассе они стали применяться с 2011 года в компании СУЭК-Кузбасс на шахтах им. С.М. Кирова и Костромовская, когда ими было приобретено соответствующее буровое оборудование в виде станков VLD-1000А.

Режим бурения длинных скважин с использованием станков VLD-1000А характеризуется образованием больших площадей обнажения внутренних поверхностей до подключения их к вакуумнапосу, когда газ свободно выходит в атмосферу выработки и вливается в вентиляционную струю. В течение времени бурения забой скважины проходит зоны с разной газоносностью начиная от борта выработки, где уголь значительно дренирован и переходя постепенно в зону более высоких значений, достигающих природного уровня (X_0). На рис. 1 представлена схема изменения газоносности массива по длине скважины в период бурения и после его окончания, откуда видно, что передовая точка скважины перемещается по кривой, характеризующий профиль изменения газоносности от борта выработки в направлении бурения. По достижении полной проектной длины скважины и извлечения бурового става фильтрация газа с ее внутренней поверхности будет продолжаться до момента, когда перепад давлений в массиве и скважине не достигает предельно минимальных значений.

Если рассмотреть процесс газовой выделению в скважину по определенным отрезкам ее длины, то можно видеть, что по мере внедрения в массив, она пересекает вначале зону газового дренирования (точки 1-4), образовавшуюся вокруг выработ-

ки, затем входит в область природных значений газоносности (точки 5-8, рис. 2).

При известном допущении каждый отрезок скважины может рассматриваться как самостоятельный элемент системы, характеризующейся начальной скоростью газоотдачи (ординаты всех точек) и темпом снижения газовой выделению во времени. Как видно из рис. 2, газоотдача со всех отрезков скважины имеет убывающий характер независимо от начального значения дебита метана из массива. Сопоставляя виды кривых на отрезках времени T_1 (бурение) и T_2 (работа под вакуумом), можно оценить соотношение объемов метана, извлеченного на этих этапах. Уменьшение времени бурения скважины приводит к увеличению доли газовой выделению в режиме вакуумирования и наоборот. Теоретически при неограниченном времени работы скважины под вакуумом все кривые будут асимптотически приближаться к оси абсцисс, что обеспечило бы предельно возможный объем метана, извлеченного одной скважиной. Практически такой вариант трудно осуществим ввиду быстрого подвигания очистных работ и искусственного ограничения сроков работы скважин в сети.

В качестве примера рассмотрим экспериментальную кривую газовой выделению в скважину №2, пробуренную на глубину 650 м в кровлю пласта «Болдыревский» на шахте им. С.М. Кирова ОАО СУЭК-Кузбасс (рис. 3).

Замеры на данной скважине производились только после ее подключения к магистральному дегазационному трубопроводу, находящемуся под вакуумом (отрезок АС). До точки А дебит нарастал по мере бурения и роста площади внутренней поверхности скважины, которая в данном случае на

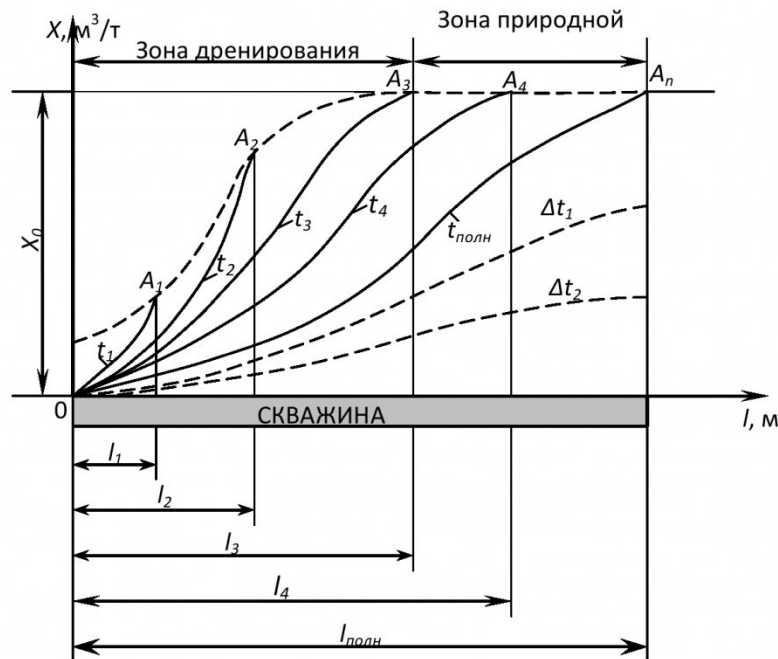


Рис. 1. Изменение газоносности массива вдоль оси скважины в различные моменты процесса бурения (t_1 , t_2 , t_3 , t_4 , $t_{полн}$) и после его окончания (Δt_1 , Δt_2)

момент окончания бурения составила 200 м^2 . Поскольку замеров в этот период не велось ввиду отсутствия замерных устройств в устье скважины, характер изменения дебита на данном отрезке условно можно считать линейным. В этом случае абсцисса точки *A* будет определять время бурения скважины, а ордината зависит от природной газоносности угольного пласта и его газопроницаемости.

Используя метод геометрического моделирования можно видеть, что объем газа, выделившегося в период бурения (Q_1) будет довольно значительным по отношению к объему газа, выделившемуся после его окончания (Q_2). Так, анализируя результаты замеров на скважине №2, видим, что

расчетный объем метана, извлеченного за время бурения Q_1 составил 17200 м^3 , а за время работы под вакуумом $Q_2 - 75840 \text{ м}^3$. Таким образом, общий фактический дебит газа составил 93040 м^3 , но в журналах учета зафиксировано только 75840 м^3 , а 17200 м^3 в учет не попали, что составило 18,4% от общего объема. В последующем эти потерянные объемы неучтенного метана внесут погрешность и при расчете остаточной газоносности массива, что, в свою очередь, повлечет необходимость бурения дополнительных скважин и т.д.

В связи с этим возникает необходимость усовершенствовать метод расчета дебита газа в скважины большой длины с целью более точного определения извлекаемых объемов, а также остаточ-

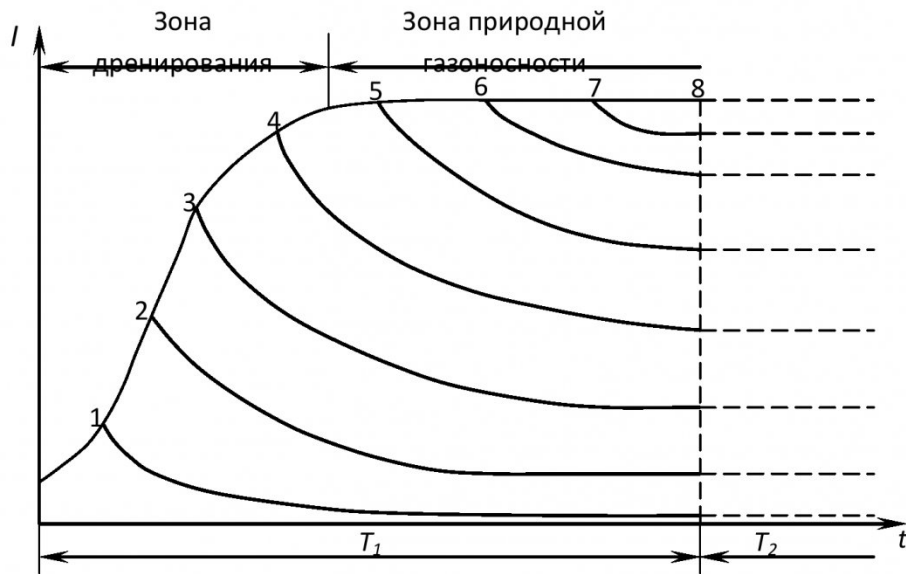


Рис.2. Характер изменения газоотдачи с последовательно обнажаемых отрезков скважины во времени (T_1 – время бурения, T_2 – время работы под вакуумом в дегазационной сети)

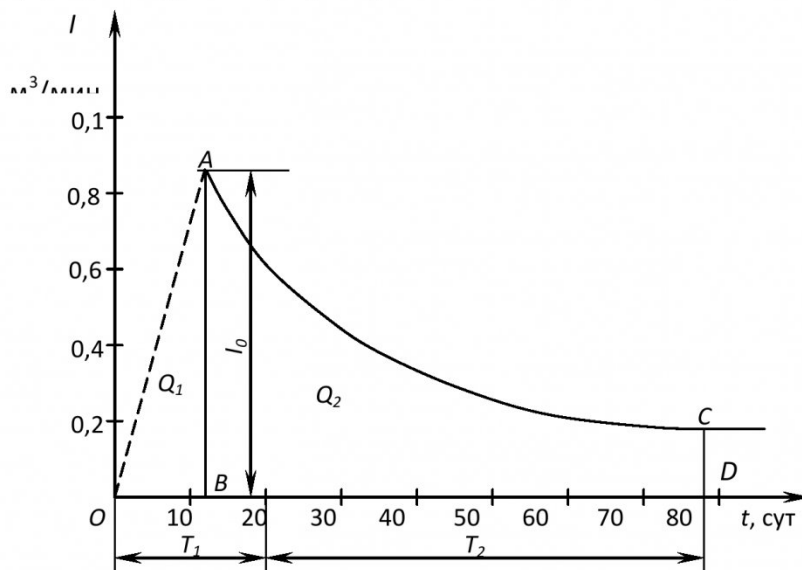


Рис.3. Динамика изменения дебита газа в скважину №2, прибуренную в кровлю пласта «Болдыревский», длина 650 м, время работы под вакуумом 77 суток

ной газоносности массива как основного базового исходного показателя, позволяющего прогнозировать уровень безопасности шахтной атмосферы в целом. Для решения этой задачи может быть использовано два пути: первый – экспериментальный, когда по кривым фактического дебита газа, полученным за все время работы скважины, можно достаточно точно рассчитать общее количество выделившегося метана, второй – аналитический путем задания функции изменения дебита газа во времени как в период бурения так и после подключения к газопроводу, что позволит найти объем каптированного метана скважиной в целом [2].

Первый путь требует значительно времени ожидания результата, для чего потребуются полная информация о режиме работы скважины, которая может быть получена только после окончания ее функционирования. Аналитический метод также требует привязки упомянутых функций к некоторым экспериментальным данным по конкретному объекту, в частности, к максимальному значению дебита в точке *A* и нескольким точкам на нисходящей кривой второго этапа работы скважины, по которым можно рассчитать темп снижения газовыделения во времени, но для их определения требуется значительно меньше времени.

Так, на первом этапе работы скважины (бурение) рост дебита можно считать линейным и выразить функцией:

$$I_1 = at \quad (1)$$

где *a* – тангенс угла наклона линии *OA* к оси абсцисс; *t* – время бурения скважины, сут.

Тогда объем выделявшегося газа будет равен:

$$Q_1 = \frac{1}{2} I_0 \cdot t \quad (2)$$

Геометрическим аналогом объема газа, выделившегося в скважину за время бурения, будет площадь треугольника *OAB*.

На втором этапе кривая изменения дебита газа имеет более сложный характер и может быть аппроксимирована экспоненциальной функцией

$$I_2 = I_0 e^{-\beta t} \quad (3)$$

где *I*₀ – максимальное значение дебита газа в точке *A*, м³/сут; β – коэффициент, характеризующий темп снижения дебита газа во времени, 1/сут; *t* – время, сут.

Объем газа, выделившегося в скважину за этот период, можно рассчитать проинтегрировав выражение (3) по времени:

$$Q_2 = \frac{I_0}{\beta} (1 - e^{-\beta t}) \quad (4)$$

Геометрически объем газа, выделившегося на втором этапе работы скважины, может быть равен площади фигуры *BACD*.

В формулах (2) и (3) величина *I*₀ определяется сразу после окончания бурения, в то время как коэффициент β может быть рассчитан по нескольким точкам на нисходящей ветви кривой дебита метана в скважину (участок *AC*), для чего требуется некоторое накопление экспериментальных данных и, соответственно, определенное время до 20-30 суток. В период дальнейшего функционирования скважины значения коэффициентов могут корректироваться в сторону уточнения и применяться для других участков данного пласта.

Подобный подход рекомендуется использовать и в различных современных нормативных материалах для угольных шахт, так как осредненные показатели и коэффициенты для целых угольных бассейнов, содержащиеся в прежних документах, могли давать большие погрешности в расчетах [3]. Для Кузбасса это особенно актуально в связи с большим разнообразием горногеологических условий залегания угольных пластов, их мощностей, фильтрационных характеристик, степени метаморфизма и др. Кроме того, накопленный экспериментальный материал по каждой шахте и каждому пласту может служить надежной справочной базой и использоваться при проектировании дегазации угольных пластов, межпластовых толщ и выработанных пространств [4].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гришин В.Ю., Мазаник Е.В., Шевченко Л.А. Новые технологии дегазации шахт Кузбасса / Безопасность жизнедеятельности. – 2014. – №3. – С. 19-22.
2. Шевченко Л.А., Ковалев В.А., Гришин В.Ю. Формирование дебита газа в длинные скважины при направлении и бурении / Вестник КузГТУ. – 2013. – №4. – С. 58-60.
3. Методические рекомендации о порядке дегазации условных шахт. РД-15-09-2006.
4. Шевченко Л.А., Гришин В.Ю. Дегазация выработанных пространств длинными скважинами / Известия вузов Горный журнал. – 2014. – №2. – С. 10-14.

Автор статьи

Шевченко
Леонид Андреевич-
докт. техн. наук, профессор, зав.
каф. «Аэрологии, охраны труда и
природы» КузГТУ,
e-mail: aotp2012@yandex.ru