

УДК 622.821.325.3

## Принципы расчета дебита газа в дегазационные скважины большой длины на шахтах Кузбасса

Шевченко Леонид Андреевич, доктор техн. наук, профессор,  
Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева, Россия, г. Кемерово

Shevchenko Leonid Andreevich, doctor of technical sciences. Sciences, Professor  
T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University, Kemerovo, Russian Federation

Рассматриваются физические аспекты десорбции метана из угольного пласта вблизи скважины под влиянием перепада давления от природного до атмосферного. Общий дебит скважины представлен как сумма объемов газа, выделяющегося с каждого единичного отрезка ее длины на разных расстояниях от начала бурения. Учитывая большую длину дегазационных скважин, фактор неравномерности газоотдачи по их длине во многом способствует раскрытию механизма массопереноса метана в межскважинном пространстве угольного пласта и определению объемов извлеченного газа за время, отведенное для дегазации.

Поскольку скважина является основным элементом дегазационной системы, весьма важно разработать механизм моделирования ее дебита на всех этапах ее работы, включая бурение, герметизацию и подключение к магистральному газопроводу. Ввиду сложности процессов массопереноса метана в угольном массиве, вызванных бурением скважины, делается попытка их математического моделирования на базе теоретических представлений о фильтрации газа в трещиновато-пористой среде под действием разности давлений на поверхности скважины и в угольном пласте. При этом учитывается переменное значение газоотдачи массива в скважину, вызванное разновременным обнажением ее внутренней поверхности.

Математическое моделирование дебита газа в скважину сопровождается сопоставлением расчетных величин с их фактическими значениями, замеренными на скважинах, что обеспечивает привязку модели к реальному объекту и повышение точности проектных показателей предварительной дегазации угольного пласта.

**Ключевые слова:** угольный пласт, метан, дегазация, скважина, дебит газа, массоперенос.

Современные тенденции, формирующиеся при высокопроизводительной разработке угольных месторождений, характеризуются интенсивным воздействием на угольный пласт, что, в свою очередь, влечет повышенное газовыделение в очистной забой. Газовый фактор является не только препятствием к росту угледобычи, но и создает потенциальную опасность серьезных аварий на шахтах с тяжелыми последствиями экономического и социального характера. С увеличением глубины разработки и газоносности угольных пластов аэрологическая опасность при подземной разработке будет только возрастать. На современном этапе развития технологии подземной угледобычи единственным технически доступным средством управления газовыделением является дегазация угольных пластов.

Вопросам дегазации шахт посвящено достаточно много исследований как российских, в том числе советских, так и зарубежных ученых, направленных на поиск оптимальных способов и схем дегазации в разных горно-геологических условиях месторождений, однако все они опираются на традиционные параметры дегазационных систем с ограниченной длиной скважин, не превышающей 100-150 м [1, 2, 3, 4, 5]. В связи с внедрением на шахтах передовых угледобывающих стран новых технологических схем дегазации угольных пластов скважинами, достигающими длины до 1000 м, а позднее и в Российской Федерации на шахтах Кузбасса, возникла необходимость исследования условий и динамики газовыделения в такие скважины и их эффективности.

Впервые опыт направленного бурения длинных скважин был получен на шахте им. С.М. Кирова в АО СУЭК-Кузбасс в 2012 году с использованием бурового комплекса LTD-1000 [6, 7, 8]. Анализ работы таких скважин показывает, что в процессе бурения, который занимает до 20 суток и более, а также после его окончания, скважина проходит несколько этапов, каждый из которых может фиксироваться на экране монитора, установленного непосредственно на станке.

При данной технологии бурения из одной точки бурится пучок скважин в количестве 8-10 штук, за которыми впоследствии ведется наблюдение с записью в специальный журнал. Характер газовыделения во все скважины качественно аналогичен (рис. 1), где четко выделяются два этапа формирования газопритока в скважину, соответствующих периодам бурения (отрезок АВ) и последующей работы после его окончания (отрезок ВС и далее).

Рост дебита газа в скважину во время бурения связан с увеличением площади газоотдающей поверхности и находится с ней практически в прямой зависимости. Снижение газовыделения после окончания бурения обусловлено постепенным затуханием фильтрации метана к внутренней поверхности скважины, в пределе стремящейся к нулю [9].

Общий объем газа, выделившегося в скважину за все время ее функционирования, может быть аппроксимирован как сумма площадей плоских фигур  $Q_1$  и  $Q_2$ . Площадь фигуры  $Q_1$  может быть рассчитана как площадь треугольника ОАВ

$$Q_1 = \frac{1}{2} t_{\text{бур}} \cdot q_0, \text{ м}^3 \quad (1)$$

где  $q_0$  – дебит газа на момент окончания бурения,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $t_{\text{бур}}$  – время бурения, сут.

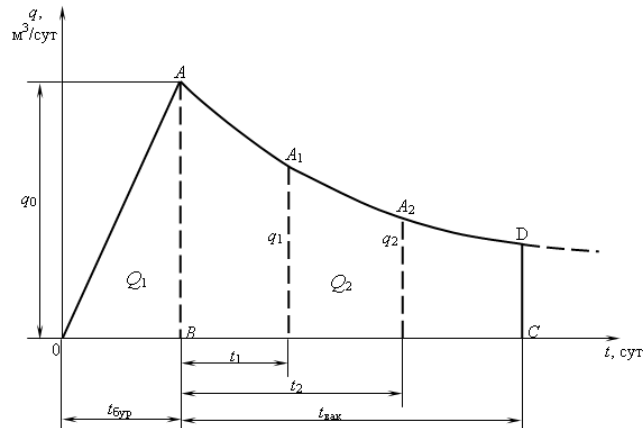


Рис. 1. Типовая кривая дебита газа в скважину большой длины

Для нахождения площади  $Q_2$  необходимо выбрать функцию изменения дебита в режиме затухания. Темп снижения газовыделения в скважину после окончания ее бурения зависит от многих факторов, в частности от перепада газового давления в массиве и в скважине, газопроницаемости угольного пласта или межпластовой толщи, трещиноватости массива и других. Наиболее быстро затухание газовыделения в скважину происходит в пластах с низкой газопроницаемостью, что в целом снижает эффективность дегазации и ограничивает зону влияния скважины.

В угольных пластах с высокой газопроницаемостью напротив газовыделение продолжается длительное время с сохранением высокого дебита.

В обоих случаях процесс затухания газовыделения в скважину достаточно точно описывается экспоненциальной кривой вида

$$q = q_0 e^{-\beta t} \quad (2)$$

где  $\beta$  – коэффициент, характеризующий темп снижения газовыделения во времени,  $1/\text{сут}$ ;  $t$  – время, сут.

Проинтегрировав выражение (2), получим объем метана, извлеченного после окончания бурения одной скважиной

$$Q_2 = \frac{q_0}{\beta} (1 - e^{-\beta t}), \text{ м}^3 \quad (3)$$

В отличие от величины  $Q_1$  объем газа, выделившегося на втором этапе  $Q_2$  сразу определить невозможно, так как неизвестно значение коэффициента  $\beta$  в формуле (2). В связи с этим, когда решается задача проектирования дегазации конкретного угольного пласта для конкретной схемы скважин и для конкретных горно-геологических условий целесообразно числовое значение коэффициента  $\beta$  определять опытным путем. Подобный подход рекомендуется также во всех нормативных актах Ростехнадзора РФ, в том числе в Инструкции по дегазации угольных шахт. Определение значения коэффициента  $\beta$  требует некоторого времени наблюдения за контрольной скважиной в данной серии, которое может занять 1-2 месяца.

Подставив в функцию (2) замеренные значения дебита газа на экспериментальной кривой для соответствующих моментов времени, отсчитываемых от начала второго этапа работы скважины  $t_1, t_2$  и далее, получим величину коэффициента  $\beta$  для конкретного пласта. Найденное значение коэффициента  $\beta$  может быть скорректировано по данным других скважин, которые появятся позднее во время работы всей серии, что позволит получить его более точное значение.

Таким образом, определив полный объем метана, извлеченного одной скважиной, можно в процессе проектирования рассчитать их количество, время функционирования, расстояние, между ними исходя из заданного объема газа, подлежащего каптажу из угольного пласта, определяемого по разности природной и остаточной газоносности угля в проектируемом блоке, которая определена постановлением Правительства РФ в  $13 \text{ м}^3/\text{т}$  [13].

Необходимо отметить, что в настоящее время дегазация угольных пластов ведется практически на всех шахтах Кузбасса, что обеспечило высокий уровень аэрологической безопасности подземных горных работ несмотря на высокие нагрузки на очистной забой, позволяющие достигать суточной производительности до 30000 тонн и более. Потребность в проведении дегазации шахт со временем будет только возрастать, так как с глубиной увеличивается природная газоносность угольных пластов и, соответственно, уменьшается их газопроницаемость, что, в свою очередь, способствует повышению газообильности очистных забоев шахт. Таким

образом, в современных условиях дегазация угольных месторождений является практически единственным технически возможным средством воздействия на угольный пласт с целью приведения его в состояние пригодное для разработки.

### Литература:

1. Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М.: Недра. – 1966. – 283 с.
2. Тарасов Б.Г., Мащенко И.Д., Рябченко А.С. О фильтрующей модели угольного пласта. // Вопросы рудничной аэрологии: КузПИ. – Кемерово. 1967 – Вып. I. – С. 71-78.
3. Керкис Е.Е. Методы изучения фильтрационных свойств горных пород. – М.: Недра, 1975. – 230 с.
4. Родин Р.И. Особенности повышения газопроницаемости угольных пластов / Р.И. Родин, М.С. Плаксин // Вестник научного центра по безопасности работ в угольной промышленности. Научно-технический журнал. – Кемерово, 2016. – № 1. – С. 42-48.
5. Шинкевич М.В. Моделирование техногенной структуризации вмещающего массива горных пород при ведении очистных работ / М.В. Шинкевич, Е.В. Леонтьева // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2015. – № 3. – С. 23-31.
6. Ковалев, В.А. Формирование дебита газа в длинные скважины при направленном бурении / Ковалев В.А., Гришин В.Ю., Шевченко Л.А. // Вестник КузГТУ. – 2013. – № 4. – С. 58-60.
7. Шевченко Л.А., Гришин В.Ю. Дегазация выработанных пространств длинными скважинами / Известия вузов. Горный журнал. – 2014. – № 2. – С. 10-11.
8. Shevchenko L.A. Debit gas in well as a comprehensive indicator of gas permeability of the coal seam // В сборнике Coal in 21st Century: Mining Processing and Safety, 2016 – pp. 184-187.
9. Шевченко Л.А. Математическое моделирование газодинамического состояния угольного пласта в зоне влияния скважины в процессе бурения / Вестник КузГТУ № 1. – 2016. С. 67-70
10. Tailakov O.V. Utilization Prospects of Coalbed Methane in Kuzbass / O.V. Tailakov, D.N. Zastrelov, V.O. Tailakov, A.B. Efremenkov // Applied Mechanics and Materials. – Apr. 2015. – Vol 756. – Pp. 622-625.
11. Tailakov O.V. Justification of a Method for Determination of Gas Content in Coal Seams to Assess Degasification Efficiency / Tailakov O.V., Kormin A.N., Zastrelov D.N., Utkaev E.A., Sokolov S.V. // The 8<sup>th</sup> Russian-Chinese-Symposium/ Coal in 21st Century: Mining Processing and Safety, 2016 – pp. 324-329.
12. Tailakov O.V. Experience for Coal Mine Methane Utilization to Generate Thermal and Electric Power / V.O. Tailakov, D.N. Zastrelov, E.A. Utkaev, A.N. Kormin, A.I. Smyslov // Taishan Academic Forum – Project on mine Disaster Prevention and Control. – Mining 2014. – Qingdao, China, 17-20 October, 2014. – Pp. 450-454.
13. Постановление Правительства РФ № 315 от 25.04.2011 «О допустимых нормах содержания взрывоопасных газов (метана) в шахте, угольных пластах и выработанном пространстве, при которых дегазация является обязательной».