

УДК 622.821.325.3

**ВНУТРЕННЯЯ СТРУКТУРА ГАЗОПРИТОКА  
В ДЕГАЗАЦИОННЫЕ СКВАЖИНЫ БОЛЬШОЙ ДЛИНЫ****Шевченко Леонид Андреевич**

доктор техн. наук, профессор,

e-mail: [aotp2012@yandex.ru](mailto:aotp2012@yandex.ru)**Shevchenko Leonid Andreevich**doctor of technical sciences. Sciences,  
Professore-mail: [aotp2012@yandex.ru](mailto:aotp2012@yandex.ru)

Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева, 650000, Россия, г. Кемерово, ул. Весенняя, 28.

T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University, 28, Vesennyaya St., Kemerovo 650000, Russian Federation.

Рассматривается структура дебита метана в длинные скважины до 1000 метров по их отдельным участкам как в процессе бурения, так и после его окончания. Общий дебит скважин представлен как совокупность объемов газа, выделяющегося из одиночных отрезков скважины, проходящих через угольный массив с переменными значениями газоносности и газопроницаемости. Учитывался также и фактор времени обнажения отдельных отрезков скважины по мере ее внедрения в массив. Даны рекомендации по определению газодинамических характеристик угольных пластов, влияющих на интенсивность газоотдачи в скважины для конкретных горногеологических условий и их учету при составлении проектов дегазации угольных шахт.

**Ключевые слова:** угольный пласт, скважина, дегазация, дебит метана, газопроницаемость, газоносность.

Обеспечение безаварийной добычи угля подземным способом в современных условиях может быть достигнуто только путем высокоэффективной дегазации угольных пластов. Эффективность дегазации определяется отношением объема метана, извлеченного из подготавливаемого к выемке участка пласта к общему объему метана, содержащегося в нем в природном состоянии. В некоторых случаях задается значение остаточной газоносности, которое должно быть достигнуто после дегазации пласта. В частности, в Российской Федерации согласно Постановлению Правитель-

ства 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», установлена остаточная газоносность  $13 \text{ м}^3/\text{т}$ . Все угольные пласты, природная газоносность которых превышает эту величину, должны дегазироваться к началу разработки.

В этой связи важное значение приобретает исследование формирования дебита дегазационных скважин большой длины (до 1000 м), которые стали применяться в Кузбассе в АО СУЭК-Кузбасс, на шахте им. С.М. Кирова с 2012 года. Данная технология предусматривает направленное бурение скважин станком VLD-1000 с одновременным контролем хода бурового инструмента в массиве на мониторе станка и в случае необходимости его корректировку.

Подача бурового инструмента в массив производится путем постоянного наращивания става секциями по шесть метров, что позволяет точно определять длину скважины.

Ввиду большой длины скважина не может выдерживать изначально заданную ориентацию в массиве и совершает отклонения в вертикальной плоскости вверх или вниз.

На рис. 1 представлены траектории бурения некоторых скважин по пласту Серебренниковскому шахты им. С.М. Кирова СУЭК-Кузбасс. Время бурения составило для скважин № 1, 2 и 7 соответственно 29, 13 и 2 суток. Также отмечены отрезки скважин, которые подлежали корректировке.

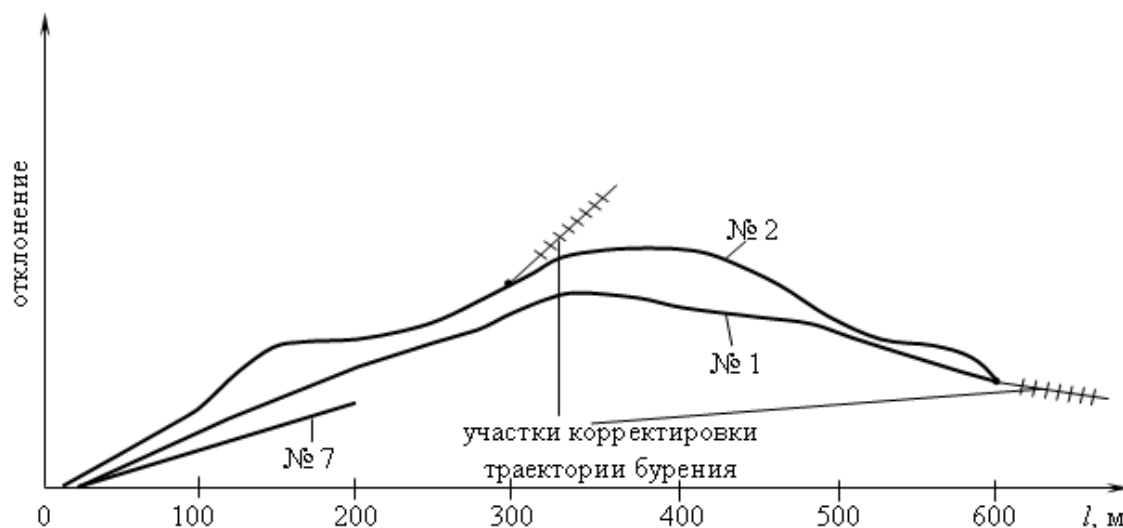


Рис. 1. Траектории движения бурового инструмента при бурении длинных скважин № 1, 2 и 7 по пласту Серебренниковскому

Совершенно очевидно, что в данном случае формирования дебита газа в скважину коренным образом отличается от скважин традиционно применяемых при дегазации. Ввиду большой длины разные участки сква-

жины могут оказываться в разных газодинамических зонах массива и иметь разные условия газоотдачи с поверхности обнажения внутри скважины. Основным фактором, определяющим уровень газовыделения на конкретном отрезке скважины, является газоносность, изменяющаяся в направлении траектории бурения скважины. На начальной стадии бурения скважина проходит зону частичного газового дренирования, которая сформировалась в окрестности выработки, в результате чего газоотдача в забое скважины невысока. При входе в зону природной газоносности газовыделение передовой части скважины достигает максимума и стабилизируется до конца бурения, а ее дебит в целом растет только за счет увеличения длины. После окончания бурения все отрезки скважины, распределенные по ее длине, переходят в режим постепенного затухания газоотдачи до полного прекращения.

Для длинных скважин важное значение имеет исследование процесса формирования дебита газа в динамике на разных отрезках времени. Наиболее интенсивное газовыделение, нарастающее с внедрением скважины длиной 1000 м в массив, наблюдается при бурении, которое может продолжаться несколько суток. При этом каждый последующий отрезок по ходу бурения обнажает внутреннюю поверхность скважины позднее предыдущего, что, соответственно, сдвигает во времени начало их газоотдачи (рис. 2).

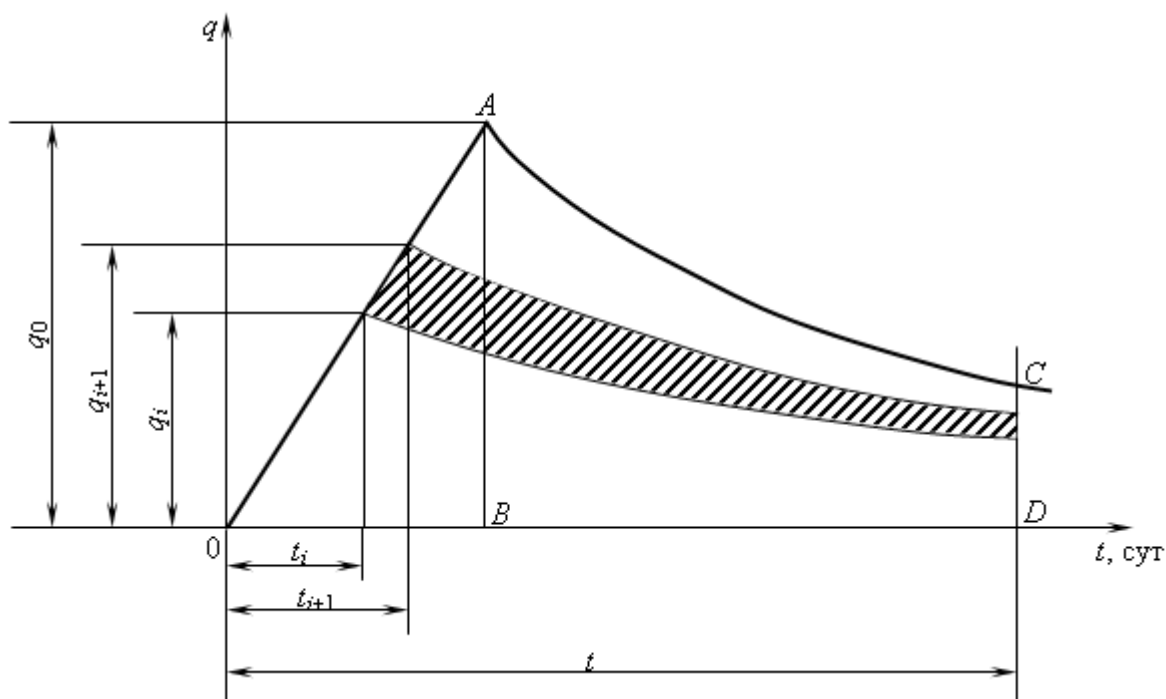


Рис. 2. Схема формирования полного дебита газа в скважину путем накопления газовыделения с последовательно обнажаемых отрезков

Если представить весь объем метана, выделившегося в скважину в виде площади плоской фигуры ОАСД, то приращение объема газа на интервале бурения между двумя моментами времени  $t$  и  $t+1$  будет аппроксимироваться площадью, показанной на рисунке штриховкой. Соответственно подобные приращения будут наблюдаться на каждом шаге бурения.

Вместе с тем следует понимать, что общий дебит газа в скважину обусловлен не только со свежееобнажаемых отрезков, но и из предыдущих, с которых фильтрация газа продолжается до полного затухания. Таким образом в процессе бурения полный дебит газа в скважину как сумма его составляющих по отдельным интервалам времени, приуроченным к разным значениям газоносности массива.

После максимума, сформировавшегося на момент окончания бурения (точка А), дальнейшего роста дебита газа в скважину не происходит по причине отсутствия новых обнажений массива и начинается его постепенное снижение, темп которого зависит от газопроницаемости угольного пласта. При этом снижение, а в дальнейшем и полное прекращение газоотдачи с внутренней поверхности скважины, происходит в той же последовательности, в какой шел ее рост – от устья в направлении бурения.

Детальное рассмотрение условий формирования дебита газа в дегазационные скважины большой длины имеет не только теоретическое, но и важное практическое значение, в частности, при проектировании дегазации угольных пластов. Отправной точкой проекта дегазации является расчет дебита газа в скважину за весь период ее функционирования. Учитывая большое разнообразие горногеологических условий залегания угольных месторождений и их газодинамические характеристики, единственным способом получить достоверную информацию о газопитоке в скважину является метод опытного определения базовых величин. Для этой цели могут быть использованы данные скважин – аналогов на этом же пласте, либо данные, полученные на контрольной скважине, пробуренной на пласте, для которого составляется проект дегазации. При качественной аналогии кривых дебита газа в скважины в разных условиях могут быть существенные количественные отличия в параметрах кривых.

Если на первом этапе работы скважины, когда происходит бурение, рост дебита можно без особых погрешностей принять линейными, то на втором этапе, когда скважина подключена к вакуум-насосу, снижение дебита газа подчиняется более сложному закону, который может быть выражен целым рядом функций. Наиболее удобной для расчетов в этом плане является экспоненциальная функция типа

$$q = q_0 e^{-\beta t} \quad (1)$$

где  $q_0$  – максимальный дебит газа на момент окончания бурения, м<sup>3</sup>/сут;  
 $\beta$  – коэффициент, характеризующий темп снижения дебита во времени, 1/сут;  $t$  – время после окончания бурения, сут.

Проинтегрировав функцию (1) по  $t$  в пределах от 0 до  $t$ , получим полный объем газа, выделившегося в скважину за время  $t$

$$Q_t = \frac{q_0}{\beta} (1 - e^{-\beta t}), \text{ м}^3 \quad (2)$$

где  $t$  – время с момента окончания бурения до полного прекращения функционирования скважины, сут.

Нетрудно видеть, что этот объем можно также представить в виде площади плоской фигуры, ограниченной кривой дебита метана за время  $t$ . Эту площадь удобно представить как сумму двух площадей ОАВ и ВАСД, первая из которых является треугольником с известными размерами сторон, а вторая (затухание газовыделения) потребует некоторого времени для наблюдений за контрольной скважиной в пределах 1,5-2 месяцев для вычисления значения коэффициента  $\beta$ . Однако впоследствии это компенсируется повышением точности проектных решений.

Определив общий дебит одной скважины, можно рассчитать их требуемое количество для снижения природной газоносности пласта до заданных значений, разделив объем газа, подлежащий извлечению, на производительность скважины. Используя в качестве скважины-аналога контрольную скважину, необходимо учитывать ее расположение в угольном пласте, так как в противном случае будет нарушен принцип динамического подобия газовыделения между контрольной и рабочими скважинами.

Данный подход является единственно приемлемым и фактически безальтернативным в условиях большого разнообразия горно-геологических условий угледобывающих регионов России и особенно Кузбасса. Это позволяет максимально точно определять газодинамические параметры угольных пластов в конкретной ситуации и в дальнейшем использовать их при проектировании дегазации как подтвержденные опытным путем.

#### Список литературы

1. 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.
2. Шевченко Л.А., Гришин В.Ю. Дегазация выработанных пространств длинными скважинами / Известия вузов. Горный журнал. – 2014. – № 2. – С. 10-11.

3. 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, ATLANTIS PRESS, Amsterdam – Paris – Beijing, 2016 – pp. 184-187.

4. 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.

5. Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М.: Недра. – 1966. – 283 с.

6. 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.

7. Керкис Е.Е. Методы изучения фильтрационных свойств горных пород. – М.: Недра, 1975. – 230 с.

8. 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.

9. Шевченко Л.А. О некоторых положениях Инструкции по дегазации угольных шахт / Безопасность труда в промышленности. – № 5. – 2015. – С. 78-80.