

УДК 622.831.325.3

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГАЗОДИНАМИЧЕСКОГО  
СОСТОЯНИЯ УГОЛЬНОГО МАССИВА В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ СКВАЖИНЫ  
В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ**

**MATHEMATICAL MODELING GASDYNAMICALLY STATE  
COAL SOLID IN ZONE BOREHOLE IN THE DRILLING PROCESS**

**Шевченко Леонид Андреевич<sup>1</sup>**

д.т.н., профессор , e-mail [aotp2012@yandex.ru](mailto:aotp2012@yandex.ru)

**Shevchenko Leonid A.<sup>1</sup>, D.Sc. (Engineering), Professor**

**Ткаченко Дмитрий Александрович<sup>1</sup>**

аспирант , e-mail [aotp2012@yandex.ru](mailto:aotp2012@yandex.ru)

**Tkachenko Dmitry A.<sup>1</sup>, graduate student**

**Астраков Сергей Николаевич,**

ведущий научный сотрудник КТИ ВТ СО РАН, e-mail [astrakov90@gmail.com/](mailto:astrakov90@gmail.com)

**Astrakov Sergey N., Leading Researcher KTI VT SO RAN**

<sup>1</sup>Сибирский институт геотехнических исследований, 653000, Россия, Кемеровская область, г. Прокопьевск, ул. К.Либкнхта, 4

<sup>1</sup> Siberian Institute of Geotechnical Investigations, 4 street Karl Liebknecht, Prokopyevsk, 653000, Russian Federation

**Аннотация .** Рассматривается решение задачи формирования поля газового давления вокруг скважины по мере ее внедрения в массив. Предлагается математическая модель газовыделения в скважину через поверхности обнажения как функция времени и длины.

**Abstract.** We consider the problem of formation of the gas field pressure around the well as its introduction to the array. A mathematical model of gas into the well through the surface as a function of exposure time and length.

**Ключевые слова:** угольный пласт, скважина, метан, газовыделение, дегазация, бурение.

**Keywords:** coal seam, well, the methane gas emission, degassing of drilling.

Угольные месторождения, как известно, представляют собой двухфазную субстанцию в виде угля и газа, которые связаны прочной химической связью под большим давлением, сохраняющейся длительное время. Разрыв этой связи является необходимым условием выхода газа из пласта, для чего требуется создать дополнительные поверхности обнажения угольного массива или снизить в нем газовое давление в целом. Одним из способов создания искусственных поверхностей внутри угольных пластов является бурение дегазационных скважин, в результате чего создается перепад давления между скважиной и массивом, способствующий десорбции метана из угля.

Несмотря на достаточно большое количество исследований в области фильтрации газа через трещиновато-пористые среды как в классической, так и в прикладной постановке [1, 2, 3], детально картина газоотдачи угольного массива в зоне бурения скважины до сих пор остается исследованной не до конца. Особую актуальность это приобрело в последнее время, когда дегазация угольных пластов до начала их разработки стала обязательной процедурой в соответствии с Федеральным законом № 186 ФЗ от 07.06.2010 «О внесении изменений в статьи 1 и 14 Федерального закона «О государственном регулировании в области добычи и использования угля, об особенностях социальной защиты работников организаций угольной промышленности» и отдельные законодательные акты РФ.

Одним из основных положений данного федерального решения является выполнение нормативного значения остаточной газоносности пласта к моменту начала его разработки, для чего требуется обеспечить удаление избыточного газосодержания массива, замеренное на стадии геологической разведки. Решение этой задачи невозможно без разработки методики расчета дебита скважин, в основе которой лежит моделирование процессов газоотдачи прискважинного массива, обусловленной перепадом давлений на контурах питания и стока.

Ввиду невозможности обеспечить экспериментальные исследования изменения газодинамического состояния массива вокруг скважины в зоне ее влияния в натурных условиях воспользуемся возможностями математического моделирования этих процессов, при котором в качестве контрольных точек будут использоваться некоторые экспериментальные данные, обеспечивающие привязку к реальным параметрам конкретного объекта (скважины).

В Кузбассе с 2012 года применяется бурение скважин длиной до 1000 м станками направленного бурения VLD-1000A по так называемой австралийской технологии (шахта им. С.М. Кирова ОАО СУЭК Кузбасс). При бурении таких скважин происходит неравномерное газовое дренирование массива по длине скважины, а также во времени. Анализ экспериментальных кривых газовыделения из восьми скважин, по которым прово-

дились наблюдения на шахте им. С.М. Кирова на пласте Болдыревский, показывают, что при некоторых количественных различиях качественно они аналогичны и все имеют убывающий характер после окончания бурения и подключения к вакуум-насосу [4, 5].

При экспериментальных исследованиях выявлено, что в процессе работы скважин можно выделить два периода, характеризующих разные условия газоотдачи массива: период бурения, когда дебит газа растет пропорционально росту длины скважины и период работы под вакуумом после окончания бурения, когда дебит газа монотонно снижается в связи с газоистощением прискважинной области угольного пласта.

Для моделирования газовыделения на первом этапе работы скважины можно разбить ее условно на отдельные отрезки, обнажение которых происходит последовательно с равными интервалами времени при внедрении в массив забоя скважины, при этом траектория бурения пересекает вначале зону с нарастающей газоносностью угольного пласта, а, преодолев ее, входит в зону установившихся значений (рис. 1).

При бурении каждого нового отрезка скважины в зоне нарастающей газоносности пласта его газоотдача увеличивается на некоторую величину до тех пор, пока скважина не войдет в область установившихся значений природной газоносности, когда газовыделение с каждого нового отрезка стабилизируется ( $q_n$ ) и далее остается неизменным. После окончания бурения скважины происходит общее снижение газоотдачи по всей ее длине и в пределе при  $t \rightarrow \infty$  она стремится к нулю, что соответствует экспериментальным данным, полученным по длинным скважинам, пробуренным на пласте Болдыревском на шахте им. С.М. Кирова [6]. Следует отметить, что подобная закономерность в формировании газодинамических процессов в прискважинных зонах угленосных массивов наиболее характерна для скважин большой длины до 1000 м, хотя и для более коротких скважин эти процессы также имеют место, но менее выражены при экспериментальных исследованиях.

Поскольку скважина при бурении проходит зоны массива с разной газоносностью, предположим, что профиль ее изменения по длине на момент окончания бурения будет выражен функцией  $X=f(t)$ , при  $X(0)=a_0$  и  $X(T)=a_1$ . Тогда

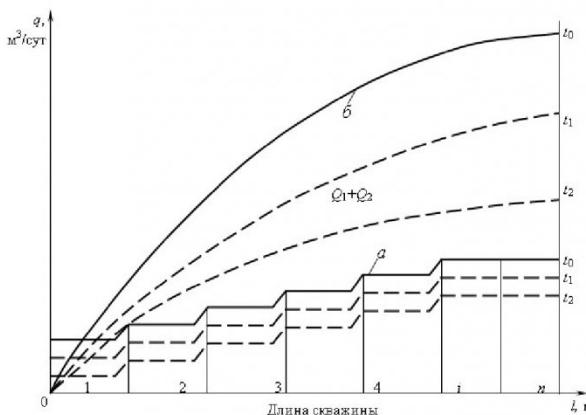


Рис. 1. Изменения газоотдачи с условных отрезков скважины на разных расстояниях от ее устья (а) и общего дебита скважины в целом (б)

$$X = kt + c_0 \quad (1)$$

или

$$X(0) = a_0 = k \cdot 0 + c_0, \quad (2)$$

откуда  $a_0 = c_0$

С учетом (1) и (2), можем записать

$$X(T) = kT + c_0 = a_1 \quad (3)$$

$$k = \frac{(a_1 - c_0)}{T} \quad (4)$$

или

$$X = \frac{(a_1 - a_0)}{T} \cdot t + a_0 \quad (5)$$

Дебит газа как функция времени описывается выражением

$$q(t) = \int_0^t \bar{f}(s) ds, \quad 0 \leq S \leq t \quad (6)$$

при условии, что

$$\bar{f}(0) = f(T-t), \bar{f}(t) = f(T) \quad (7)$$

$$\bar{f}(s) = f(T-t+s) = k \cdot z + c_0 \quad (8)$$

где  $z = T - t + s$ , получим

$$\begin{aligned} \bar{f}(s) &= k(T-t+s) + c_0 = \\ &= ks + k(T-t) + c_0 \end{aligned} \quad (9)$$

С учетом (9) выражение (6) примет вид

$$\begin{aligned} q(t) &= \int_0^t \bar{f}(s) ds = \int_0^t (ks + k(T-t) + c_0) ds = \\ &= k \frac{t^2}{2} + \int_0^t (k(T-t) + c_0) \cdot ds = \\ &= \frac{kt^2}{2} + (k(T-t) + c_0) \cdot t = t \cdot (kT + c_0) - \frac{kt^2}{2} \end{aligned} \quad (10)$$

Уравнение (10) описывает закон дренирования газа из массива во время бурения.

В реальных условиях работы шахты при бурении скважин фактор времени не всегда может использоватьсь в качестве аргумента, так как производственный процесс сопряжен с различными остановками, поэтому процесс бурения может иметь перерывы во времени.

В таком случае целесообразно использовать фактор увеличения длины скважины, что влечет за собой увеличение площади обнажаемой поверхности.

Предположим, что  $X(0) = q_0 e^{\beta t} = q_0 = a_0$ ,

тогда

$$X(T) = q_0 e^{\beta T} = a_1 \quad (11)$$

$$e^{\beta T} = \frac{a_1}{a_0} = \frac{a_1}{a_0} \quad (12)$$

$$\beta T = \ln \frac{a_1}{a_0} \quad (13)$$

$$\beta = \frac{\ln a_1 - \ln a_0}{T} \quad (14)$$

Дебит газа, выраженный как функция длины скважины, а, следовательно, и площадь ее внутренней поверхности можно выразить функцией

$$q(t) = \int_0^t \bar{f}(s) ds \quad (15)$$

где

$$\bar{f}(s) = f(T-t+s) = q_0 e^{\beta s} \quad (16)$$

так как  $\zeta = T - t + s$ , подставив его значение в (15), получим

$$q(t) = \int_0^t q_0 e^{\beta(T-t)} \cdot e^{\beta s} ds \quad (17)$$

Уравнение (17) описывает закон изменения дебита газа из скважины во времени. Проинтегрировав выражение (17) по времени в заданных пределах, получим

общий объем каптированного метана за определенный период. Данный подход весьма актуален в условиях, когда в силу различных причин производственного и технологического характера скважины одной и той же серии могут работать разное время и, соответственно, извлекать разные объемы метана из угольных пластов и угленосных толщ. Это, в свою очередь, позволит обеспечить более точный расчет остаточной газоносности дегазируемых участков месторождений. Использование в качестве аргумента времени бурения или длины скважины зависит от условий и режима бурения, наличия или отсутствия остановок бурового станка, а также других факторов, возникающих в реальных условиях работы шахт.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. – М: – Госгортехиздат. – 1947. – 244 с.
- Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М: – Недра. – 1966. – 283 с.
- Баренблatt Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластиах / Баренблatt Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. // – М: – Недра. – 1984. – 211 с.
- Ковалев В.А. Формирование дебита газа в длинные скважины при направленном бурении / Ковалев В.А., Гришин В.Ю., Шевченко Л.А. // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2013. – № 4. – С. 58-60.
- Гришин В.Ю. Дегазация выработанных пространств длинными скважинами // Известия вузов. Горный журнал. – 2014. – № 2. – С. 10-11.
- Шевченко Л.А. Влияние длины дегазационных скважин на структуру их дебита / Шевченко Л.А., Ткаченко Д.А. // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2015. – № 2. – С. 78-81.
- Шевченко Л.А. Процессы газоотдачи газоносного массива в длинные скважины. – Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2014. № 3. – С. 51-55.

## REFERENCES:

- Leybenzon, L.S. Dvizhenie prirodnykh zhidkostey i gazov v poristoy srede. – M: – Gosgortekhizdat. – 1947. – 244 s.
- Romm, Ye.S. Filtratsionnye svoystva treshchinovatykh gornykh porod. M: – Nedra. – 1966. – 283 s.
- Barenblatt, G.I. Dvizhenie zhidkostey i gazov v prirodnykh plastakh / Barenblatt G.I., Yentov V.M., Ryzhik V.M. // – M: – Nedra. – 1984. – 211 s.
- Kovalev, V.A. Formirovanie debita gaza v dlinnye skvazhiny pri napravленном burenii / Kovalev V.A., Grishin V.Yu., Shevchenko L.A. // Vestnik KuzGTU. – 2013. – № 4. – S. 58-60.
- Grishin, V.Yu. Degazatsiya vyrabotannykh prostranstv dlinnymi skvazhinami / Izvestiya vuzov. Gornyy zhurnal. – 2014. – № 2. – S. 10-11.
- Shevchenko, L.A. Vliyanie dliny degazatsionnykh skvazhin na strukturu ikh debita / Shevchenko L.A. Tkachenko D.A. // Vestnik KuzGTU. – 2015. – № 2. – S. 78-81.
- Shevchenko, L.A. Protsessy gazootdachi gazonosnogo massiva v dlinnye skvazhiny. – Vestnik KuzGTU. – 2014. № 3. – S. 51-55.

Поступило в редакцию 11.11.2015  
Received 11 November 2015