

УДК 553.98

Шишляев В.В., ОАО «Газпром промгаз»

Применение математических моделей для решения задачи выбора эксплуатационных объектов при организации системы разработки метаноугольных месторождений

Ключевые слова: метаноугольные месторождения

Решение задач выбора продуктивных угольных пластов и выделения эксплуатационных объектов в угленосном разрезе имеет большое практическое и научное значение для проектирования разработки метаноугольных месторождений. В настоящей работе предложена методика количественной оценки выбора эксплуатационных объектов, которая основывается на прогнозе технологических параметров работы скважин по каждому объекту, вскрываемому в разрезе с учетом геолого-промысловых параметров угольных пластов с применением математических моделей материального баланса.

Определение перспективных для разработки эксплуатационных объектов метаноугольных месторождений производится по результатам геологоразведочных работ, в ходе которых исследуют основные геолого-промысловые характеристики, определяющие технико-экономическую эффективность добычи метана. В процессе разведки метана угольных пластов очень важно проводить поинтервальную эксплуатацию угленосных горизонтов, что позволяет оценить геолого-промысловые характеристики угольных пластов и их гидродинамическую активность. В процессе разработки метаноугольного месторождения, пообъектная эксплуатация многопластовых метаноугольных месторождений в большинстве случаев не целесообразна, так как требуется большое количество скважин, поэтому приемлемым вариантом является система разработки, когда различными скважинами обрабатывается большое число продуктивных угольных пластов во всем угленосном разрезе ниже зоны газового выветривания. Такое объединение продуктивных угольных пластов в эксплуатационные объекты обеспечивает высокие значения среднего дебита газа на пробуренную скважину за все время разработки метаноугольной залежи.

Важнейшим этапом создания систем разработки является решение задач

геофизических и гидродинамических исследований скважин. При оценке перспективности объектов для добычи метана из угольных пластов к основным геологическим параметрам, влияющим на динамику изменения технологических показателей эксплуатации скважин, относятся характер распределения газонасыщенности, концентрация ресурсов метана в угольных пластах, эффективная мощность, начальная флюидонасыщенность, пластовое давление, а также их фильтрационные и емкостные параметры.

Следует отметить, что методики выбора продуктивных угольных пластов слабо освещены в литературе, однако основным критерием при решении этой задачи является возможность обеспечить высокие темпы отбора метана из угольных пластов. В настоящей статье представлен способ оценки гидродинамической активности каждого продуктивного угольного пласта путем объединения математических моделей материального баланса, аналитической изотермы сорбции, уравнения массопереноса, а также уравнений состояния пластовых флюидов.

Уравнения, используемые для описания процессов фильтрации флюидов в угольных пластах, справедливы при следующих допущениях и предположениях:

- трещиновато-пористая среда ограничена по вертикали плоскопараллельными горизонтальными подошвой и кровлей;
- процессы фильтрации и объемных деформаций изотермические;
- трещиновато-пористая среда однородна с постоянными свойствами породы и флюидов;
- упругие и объемные деформации пласта и пластового флюида подчиняются линейному закону Гука;
- силы инерции и гравитации не учитываются;
- насыщенности и давления распределены равномерно по всему пласту, и любые изменения давлений мгновенно передаются всем его точкам.

В настоящее время опубликовано достаточно материала, на основании которого можно утверждать, что, в отличие от традиционных газовых коллекторов, метан в угольных пластах находится в нескольких состояниях [1–3]:

- в адсорбированной пленке на поверхности вещества угля (95–98 % от общего объема метана в угольных пластах);
- в свободном, заполняя различные пустоты (трещины, поры) в угле и углевмещающих породах;
- в виде твердого раствора в системе закрытых пор.

При заданном пластовом давлении термодинамическое условие стабильного существования сорбированного состояния метана описывается фазовой диаграммой, которая называется изотермой сорбции, которая характеризует газонасыщенность угольных пластов и показывает отделение удельного объема метана от поверхностного слоя вещества угля (на границе раздела фаз) при снижении пластового давления (развитии депрессии на пласт). Аналитически изотерма сорбции может быть выражена уравнением Ленгмюра:

$$V = \frac{abp}{1 + bp}, \quad (1)$$

b – коэффициент, зависящий от температуры и сорбционных свойств угля, Па;
 p – пластовое давление, Па.

Уравнение материального баланса для углеводородной системы выражает баланс объемов, осуществляемый путем приравнивания накопленной добычи флюидов к разности между начальными запасами углеводородов в залежи и объемов углеводородов, оставшихся в пласте. Первую попытку адаптировать уравнения материального баланса традиционных газовых залежей для решения задач подсчета запасов газа в нетрадиционных источниках углеводородов сделал Кинг [4]. Дальнейшее развитие уравнение материального баланса получило в работах [5, 6].

Для насыщенных метаноугольных залежей, для которых справедливо условие, что критическое давление начала десорбции метана равно пластовому давлению, а в структуре трещинных каналов возможно наличие свободного газа, уравнение материального баланса описывается следующим соотношением:

$$Q_{\text{доб } t} = Q_{\text{сорб } 0} + Q_{\text{своб } 0} - Q_{\text{сорб } t} - Q_{\text{своб } t}, \quad (2)$$

где $Q_{\text{доб } t}$ – накопленная добыча метана на момент времени t , м³;

$Q_{\text{сорб } 0}$ – начальный объем сорбированного газа в угольном пласте, м³;

$Q_{\text{своб } 0}$ – начальный объем свободного газа в трещинных каналах, м³;

$Q_{\text{сорб } t}$ – текущий объем сорбированного метана, м³;

$Q_{\text{своб } t}$ – текущий объем свободного газа в трещинных каналах, м³;

Общий начальный объем сорбированного газа в угольном пласте $Q_{\text{сорб } 0}$ с объемной плотностью угля $\rho_{\text{уг}}$ можно представить следующим математическим выражением:

$$Q_{\text{сорб } 0} = S \cdot h \cdot \rho_{\text{уг}} \cdot \frac{abp_0}{1 + bp_0}, \quad (3)$$

где S – площадь контура зоны дренирования скважины, м²,

h – эффективная мощность угольного пласта, м;

$\rho_{\text{уг}}$ – объемная плотность угля, т/м³;

p_0 – начальное пластовое давление, Па.

Для вычисления объема свободного газа в основной системе трещин на момент начала разработки метаноугольной залежи справедливо уравнение

$$Q_{\text{своб } 0} = S \cdot h \cdot m_0 \cdot (1 - \delta_{\text{ж}0}) \frac{1}{B_{\text{г}0}}, \quad (4)$$

где $\delta_{\text{ж}0}$ – начальная водонасыщенность порово-трещинного пространства;

m_0 – коэффициент эффективной пористости, доли единицы;

$B_{\text{г}0}$ – коэффициент объемного расширения газа.

залежи, занимаемый свободным газом. Коэффициент объемного расширения газа при начальном пластовом давлении $B_{\text{г}0}$ и температуре T_0 определяется по формуле

$$B_{\text{г}0} = \frac{p_{\text{ст}} z_0 T_0}{z_{\text{ст}} T_{\text{ст}} p_0}, \quad (5)$$

где $z_{\text{ст}}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа при стандартных условиях, $T_{\text{ст}} = 293$ К;

$p_{\text{ст}} = 101\,325$ Па;

z_0 – коэффициент сверхсжимаемости газа при начальном пластовом давлении.

Объем сорбированного метана, содержащегося в угольном пласте на текущий момент разработки, определяется из кривой аналитической изотермы сорбции и описывается уравнением

$$Q_{\text{сорб } t} = S \cdot h \cdot \rho_{\text{уг}} \cdot \frac{abp_t}{1 + bp_t}. \quad (6)$$

В процессе эксплуатации метаноугольной залежи часть десорбированного газа содержится в основной системе трещин и замещает поровый объем вместе с пластовой жидкостью. Выражение для учета объема свободного метана, содержащегося в трещинной структуре на текущий момент времени эксплуатации метаноугольной залежи, по аналогии с уравнением (3) принимает вид:

$$Q_{\text{своб } t} = S \cdot h \cdot m \cdot (1 - \delta_{\text{ж}0}) \frac{1}{B_{\text{г}}}. \quad (7)$$

В общем виде развернутое уравнение материального баланса для метана в угольных пластах с учетом предположения, что существует равновесие между свободной и адсорбированной фазами газа, можно представить следующим выражением:

$$Q_{\text{доб } t} = S \cdot h \cdot \rho_{\text{уг}} \cdot \left(\frac{abp_0}{1 + bp_0} - \frac{abp_t}{1 + bp_t} \right) + S \cdot h \cdot \left[m_0 (1 - \delta_{\text{ж}0}) \frac{1}{B_{\text{г}0}} - m (1 - \delta_{\text{ж}}) \frac{1}{B_{\text{г}}} \right]. \quad (8)$$

Основными неизвестными в этом уравнении являются коэффициенты средней водонасыщенности $\delta_{\text{ж}}$ и коэффициент эффективной пористости m .

Для поиска этих коэффициентов рассмотрим недонасыщенные угольные пласты, в которых на начальном этапе разработки система поровых-трещинных каналов заполнена пластовой водой. Вытеснение пластовой жидкости из пласта в скважину происходит за счет упругого расширения жидкости и скелета породы в замкнутом объеме при снижении пластового давления, поэтому при описании этих процессов необходимо учитывать сжимаемости жидкости и пласта.

По определению коэффициент объемного сжатия жидкости $\beta_{\text{ж}}$ равен отношению относительного изменения объема жидкости ($dV_{\text{ж}}/V_{\text{ж}}$) к изменению давления d_p :

$$\beta_{\text{ж}} = - \frac{1}{V_{\text{ж}}} \frac{dV_{\text{ж}}}{dp}. \quad (9)$$

Проинтегрировав последнее выражение от заданных значений p_0, V_0 до переменных p, V

$$-\beta_{ж} \int_{p_0}^p dp = \int_{V_0}^V \frac{dV}{V}, \quad (10)$$

и потенцируя соотношение

$$\ln \frac{V}{V_0} = \beta_{ж} (p_0 - p), \quad (11)$$

получаем

$$\frac{V}{V_0} = e^{\beta_{ж}(p_0 - p)}. \quad (12)$$

Поскольку коэффициент объемного сжатия пластовой жидкости изменяется в пределах от $7 \cdot 10^{-10}$ до $30 \cdot 10^{-10}$ 1/Па и показатель степени обычно малая величина, поэтому показательную функцию можно разложить в ряд Тейлора. Ограничиваясь записью линейного члена разложения ряда, изменение отношение пористости можно представить следующей зависимостью:

$$\frac{V}{V_0} = 1 - \beta_{ж}(p_0 - p). \quad (13)$$

Как было отмечено выше, при снижении пластового давления в угольном пласте происходит изменение объема порового пространства. Закон сжимаемости угля можно отразить через коэффициент упругости твердого скелета пласта β_c :

$$\beta_c = \frac{1}{V} \frac{dV_n}{dp}. \quad (14)$$

Учитывая, что коэффициент пористости представляет собой отношение общего объема пор занятых пластовым флюидом V_n к общему объему пласта в природных условиях, то выполнив аналогичные действия (10)–(11) с формулой (14), получаем зависимость изменения пористости при изменении пластового давления

$$\frac{m}{m_0} = e^{\beta_c(p - p_0)}. \quad (15)$$

Представленные формулы имеют общий вид и характеризуют все механизмы разработки залежи без применения дополнительных методов воздействия на пласт в процессе эксплуатации скважин.

Уравнение материального баланса при фильтрации в угленосной толще пластовой жидкости можно представить зависимостью

Тогда выражение для вычисления средней водонасыщенности метаноугольной залежи $\delta_{ж}$ в период эксплуатации при активном процессах фильтрации в пласте записывается формулой

$$\delta_{ж} = \frac{\delta_{ж0} [1 + \beta_{ж}(p_0 - p_t)] - \frac{B_{ж} Q_{жt}}{Shm_0}}{e^{\beta_c(p_t - p_0)}}, \quad (17)$$

где $\beta_{ж}$ – коэффициент сжимаемости жидкости, 1/Па;
 β_c – коэффициент объемной упругости твердого скелета пласта, 1/Па;
 p_0 – начальное пластовое давление, Па;
 $B_{ж}$ – коэффициент объемного расширения жидкости, м³/м³;
 $Q_{жt}$ – накопленная добыча жидкости, м³;
 h – мощность угольного пласта, м.

При описании фильтрационных процессов в угольном пласте одновременное движении двух пластовых флюидов можно схематизировать простейшими одномерными фильтрационными потоками, что позволяет обеспечивать приближенное математическое моделирование фильтрационных течений. Точное решение обобщенного дифференциального уравнения радиальной фильтрации на основе закона Дарси в условиях псевдостационарного режима течения жидкости и газа в угольном пласте можно записать следующими формулами:

$$q_r = \frac{2\pi k k_{отн\ r} h (p_t^2 - p_{скв}^2) z_{ст} T_{ст}}{T_{\mu, z} \left(\ln \left(\frac{R_{др}}{r_{скв}} \right) - 0,75 + S \right) p_{ст}}; \quad (18)$$

$$q_{ж} = \frac{2\pi k k_{отн\ ж} h (p - p_{скв})}{\mu_{ж} B_{ж} \left(\ln \left(\frac{R_{др}}{r_{скв}} \right) - 0,75 + S \right)} \quad (19)$$

где k – абсолютная проницаемость угольного пласта, м²;
 $k_{отн\ r}, k_{отн\ ж}$ – относительные фазовые проницаемости по газу и пластовой жидкости;

$p_{скв}$ – давление на стенке скважины, Па;

$R_{др}$ – радиус зоны дренирования, м;

$r_{скв}$ – радиус ствола скважины, м;

S – скин-фактор.

В формулах (18), (19) для удобства гидродинамических расчетов использованы коэффициенты относительных фазовых проницаемостей, которые представляют собой отношение текущей фазовой проницаемости к абсолютной. Наиболее рас-

$$\frac{k_{отн\ г}}{k_{отн\ г}^0} = \left(\frac{\delta_{г} - \delta_{го}}{1 - \delta_{жо} - \delta_{го}} \right)^{n_1}; \quad \frac{k_{отн\ ж}}{k_{отн\ ж}^0} = \left(\frac{\delta_{ж} - \delta_{жо}}{1 - \delta_{жо}} \right)^{n_2}, \quad (20)$$

где $k_{отн\ г}$, $k_{отн\ ж}$ – относительные фазовые проницаемости для газа и пластовой жидкости, доли единиц;

$k_{отн\ г}^0$, $k_{отн\ ж}^0$ – граничные значения относительных фазовых проницаемостей для газа и воды при вытеснении в пластовых условиях;

$\delta_{жо}$ – граничное значение водонасыщенности, соответствующее остаточной водонасыщенности;

$\delta_{го}$ – предельное значение остаточной газонасыщенности;

n_1 , n_2 – коэффициенты, получаемые по результатам лабораторных исследований керна.

Для определения времени работы метаноугольной скважины, необходимо рассчитать индивидуальные дебиты метаноугольной скважины по газу и пластовой жидкости в зависимости от величины депрессии на угольные пласты, соответствующей режиму гравитационного разделения фаз в пласте. Процесс расчета дебитов скважины по газу и воде может быть представлен как итерационная схема, которая учитывает последовательное снижение пластового давления за время Δt от известного значения давления p^n к последующему давлению p^{n+1} , которое должно быть ниже текущего значения давления.

В этом случае приращения накопленной добычи пластовой жидкости и газа могут быть выражены формулами:

$$Q_{ж\ t}^{n+1} - Q_{ж\ t}^n = \frac{q_{ж}^n + q_{ж}^{n+1}}{2} \Delta t^{n+1}, \quad (21)$$

$$Q_{доб\ t}^{n+1} - Q_{доб\ t}^n = \frac{q_{г}^n + q_{г}^{n+1}}{2} \Delta t^{n+1}. \quad (22)$$

На основе представленных выше формул был разработан итерационный алгоритм, который позволяет прогнозировать поведение залежи в условиях упругого режима разработки.

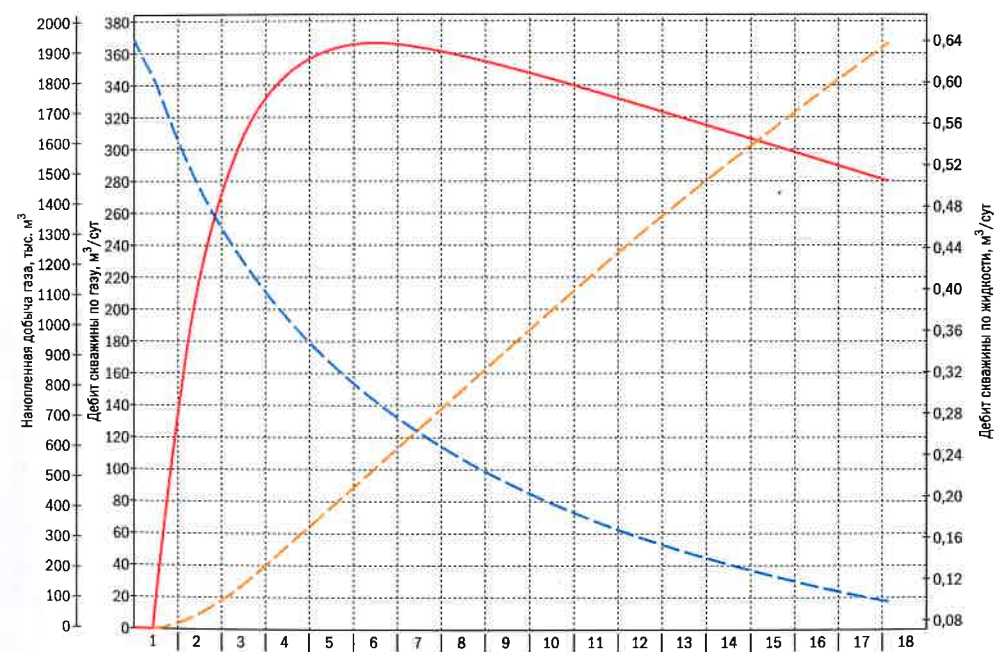
В качестве примера количественной оценки выбора эксплуатационных объектов, которая основывается на прогнозе технологических параметров работы скважин, рассмотрим два целевых угольных пласта (пласты залегают на разных глубинах в пределах зоны газового выветривания). Основные геолого-промысловые и технологические параметры пластов представлены в таблице 1.

Можно отметить, что в рассмотренном примере учитываются основные закономерности изменения геолого-промысловых свойств пластов с глубиной: увеличение значений метаноносности в зависимости от гипсометрической глубины залегания угольных пластов, уменьшения коэффициента абсолютной проницаемости, увеличения начального пластового давления пластов с глубиной.

Кривые прогноза технологически параметров работы скважин при включении угольных пластов в эксплуатацию представлены на рис. 1, 2. При анализе кривых прогноза добычи можно сделать вывод, что из рассмотренных угольных пластов, с меньшей вероятностью целесообразно включать глубокозалегающий угольный пласт с

Таблица 1. Геолого-промысловые и технологические свойства угольных пластов, используемые при моделировании технологических параметров работы скважин

Параметр	Значение	
	Пласт 1	Пласт 2
Глубина залегания пласта, м	400	800
Эффективная мощность пласта, м	1	5
Давление Ленгмюра, кПа	1120	1275
Объем Ленгмюра, м ³ /т (с.б.м.)	13	27
Объемная плотность угля, т/м ³ (г/см ³)	1,4	1,4
Начальное пластовое давление, кПа	4000	8000
Начальная метаноносность пласта, м ³ /т (с.б.м.)	10	23
Начальная водонасыщенность порово-трещинных каналов, %	100	100
Коэффициент пористости угля, %	1	0,5
Коэффициент проницаемости, мД	1	0,1
Температура пласта, К	293	310
Коэффициент объемной упругости твердого скелета пласта, 1/кПа	1,45·10 ⁻⁵	1,45·10 ⁻⁵
Коэффициент объемного сжатия пластовой жидкости, 1/кПа	7·10 ⁻⁷	7·10 ⁻⁷
Радиус зоны дренирования, м	400	250
Радиус ствола скважины, м	0,110	0,110
Скин-фактор	-5,4	-5,4



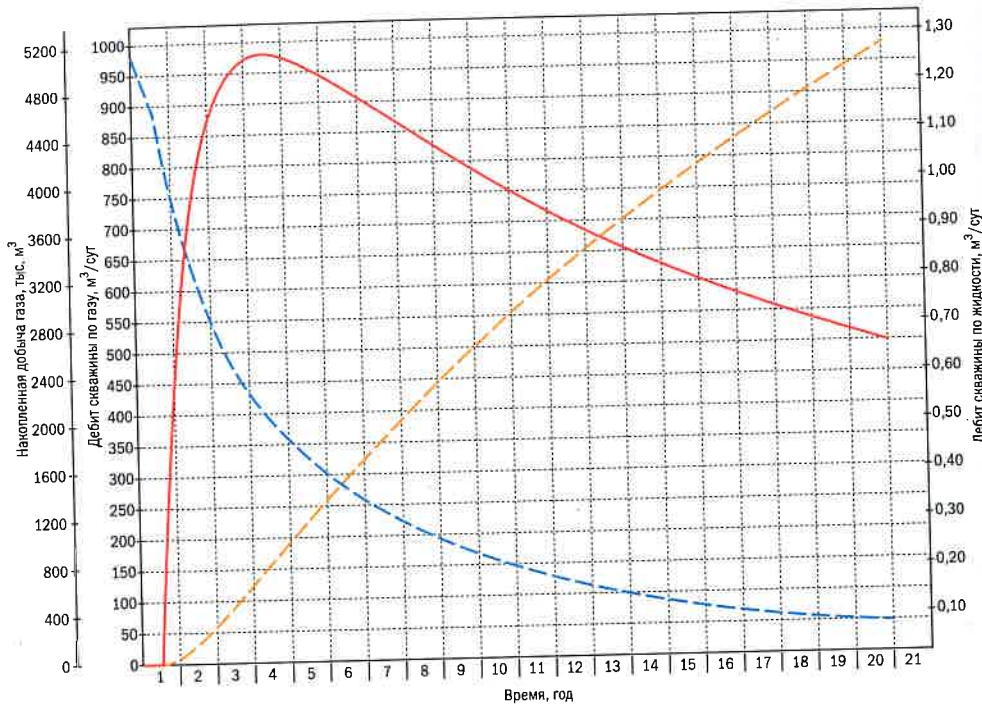


Рис. 2. Кривая прогноза технологических показателей разработки угольного пласта, залегающего на глубине 800 м

В качестве основных выводов по выполненной работе можно отметить, что выбору эксплуатационных объектов должна предшествовать оценка гидродинамической активности каждого продуктивного угольного пласта. Описанный в настоящей статье подход для оценки выбора эксплуатационных объектов базируется на разработанной полуаналитической математической модели, в основе которой лежит обобщенное уравнение материального баланса.

Представленный способ выбора эксплуатационных объектов следует использовать на этапе проведения геологоразведочных работ, при котором проводится наиболее полное опробование и изучение угольных пластов. Вместе с тем, при его использовании предложенного подхода могут возникать некоторые неопределенности, связанные с недостаточной точностью исходных данных, и, как следствие – неопределенность в итогах подсчета.

В дальнейшем предлагается развитие математической модели с учетом эффектов усадки матрицы вещества угля и влияния эффективных напряжений на изменения объема порово-трещинного пространства метанугольной залежи при активных процессах десорбции метана.

Библиография

1. Alexeev A.D., Feldman E.P., Vasilenko T.A. Methane desorption from a coal-bed. *Fuel*. Volume 86, Issue 16. November 2007. Pages 2574–2580.
2. Сторонский Н.М., Хрюкин В.Т., Митронов Д.В., Швачко Е.В.. Нетрадиционные ресурсы метана угленосных толщ // *Российский химический журнал*. 2008. Т. LII. № 6.
3. Metcalfe, R. S., Yee, D., Seidle, J. P. and Puri, R., Review of Research Efforts in Coalbed Methane Recovery. Paper SPE 23025 presented at the SPE Asia-Pacific Conference, Perth, Western Australia. Nov 4–7. 1991.
4. King G.R., Material Balance Techniques for Coal Seam and Devonian Shale Gas Reservoirs // SPE 20730, 1990.
5. Ahmed, T., Centilmen, A., Roux, B. A generalized Material Balance Equation for Coalbed Methane Reservoirs // SPE 102638, 2006.
6. Firanda, E. The Development of Material Balance Equations for Coalbed Methane Reservoirs // SPE 145382, 2011.
7. Corey, A.T., Rathjens C.II., Henderson J.H., and Wyllie M.R.J. Three-Phase Relative Permeability*. // SPE of AIME (1956). 349.