

# 水合物热激励法开采特征研究

侯力群<sup>1</sup>, 吴应湘<sup>1</sup>, 刘丽娟<sup>1</sup>, 王海江<sup>2</sup>

(1.中国科学院力学研究所工程科学部, 北京 100080; 2.中国海洋石油研究中心, 北京 100027)

## 摘 要

根据天然气水合物的分子动力学分解规律, 建立了热激励法开采模型, 并运用有限差分法对压力和温度控制方程进行了数值求解。计算结果表明, 地层渗透率和井底加热温度对开采过程中地层的压力、温度分布以及气体的产量变化影响较大。由于模型中同时考虑了水合物的分解和再合成反应(可逆反应), 因此, 天然气的产量随时间呈明显的周期性变化趋势, 而且随着时间增长, 周期逐渐变长。

**关 键 词:** 天然气水合物; 热激励法; 数值模拟; 压力; 温度; 产量变化

## 1 引言

随着世界能源的日益短缺, 天然气水合物已经越来越受到人们的重视, 它被看作是 21 世纪最有潜力的一种替补能源。对于天然气水合物的开采方法, 目前国内外研究得较多的是降压法<sup>[1-5]</sup>。降压法开采虽然成本较低, 但是开采速度相对缓慢, 单靠降压法难以满足未来商业开采的需求, 热激励法(如电磁加热等)将是其有效的一种补充。而现在对热激励法开采的理论研究却还很少, 这主要是因为热激励法比较复杂, 它是一个非等温的开采过程, 不仅要考虑压力场, 还要考虑温度场的变化, 而且要考虑水合物的逆反应的存在。研究热激励法理论模型, 为开采提供必要的参考, 为此, 在水合物分解的分子动力学模型<sup>[7]</sup>的基础上, 根据质量和能量守恒, 推导了天然气水合物热激励法开采的压力温度控制方程, 并运用有限差分方法对模型进行了数值求解, 得到了压力、温度的分布规律以及天然气产量的变化特征。同时还分析比较了地层渗透率和井底加热温度对计算结果的影响。

## 2 渗流数学模型

天然气水合物的分解是一个吸热的过程, 地层的温度分布是不均匀的而且是变化的, 因此, 流体在地层中的渗流是一个非等温的渗流过程。根据连续性假设, 质量守恒和能量守恒方程的有限积分形式可以统一表示为:

$$\frac{d}{dt} \int_{V_n} \Psi dv = \int_{V_n} \vec{H} \cdot \vec{n} d\Gamma + \int_{V_n} Q dv \quad (1)$$

对于质量方程, 累积项  $\Psi_m$  表示单位控制体中天然气的总质量:

$$\Psi_m = \phi \rho_g S_g \quad (2)$$

对于能量方程, 累积项  $\Psi_h$  表示单位体积中的总能量, 它除了包括气体的内能, 还有固态水合物以及岩石骨架所包括的能量:

$$\Psi_h = (1 - \phi) \rho_R C_R T + \sum_{i=g,H} \phi \rho_i S_i e_i \quad (3)$$

根据达西定律, 气体的流动项, 可写为:

$$\bar{H}_m = -\frac{KK_{rg}\rho_g}{\mu_g}(\nabla P_g - \rho_g \bar{g}) \quad (4)$$

对于热流动项,既要考虑由于气体渗流引起的热对流,还要考虑由于固态水合物和岩石骨架引起的热传导作用,因此,能量方程中的热流项可表示为:

$$\bar{H}_h = -\left[(1-\phi)\lambda_r + \phi \sum_{i=w,g,H} S_i \lambda_i\right] \nabla T + \sum_{i=w,g} \rho_i e_i \frac{KK_{ri}}{\mu_i} \nabla P_i \quad (5)$$

根据水合物的动力学分解模型<sup>[7]</sup>,水合物的分界速率可表示为:

$$Q_H = \frac{\partial M}{\partial t} = -K_0 \exp\left(\frac{\Delta E_a}{RT}\right) F_A A (f_{eq} - f_i) \quad (6)$$

因此,从水合物中分解出来的气体为:

$$Q_g = -\frac{W_m}{W_H} Q_H \quad (7)$$

水合物分解的热量消耗可表示为<sup>[7]</sup>:

$$Q_h = Q_H \Delta H^0 \quad (8)$$

将方程(2~8)代入到方程(1)中,同时将积分形式转化为微分形式,可以推导出用压力和温度表示的数学控制方程:

$$\nabla \cdot \left( \rho_g \frac{KK_{rg}}{\mu_g} \nabla P_g \right) + Q_g = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho_g S_g) \quad (9)$$

$$\nabla \cdot \left[ (1-\phi)\lambda_r + \phi \sum_{i=w,g,H} S_i \lambda_i \right] \nabla T - \nabla \cdot \left( \rho_g e_g \frac{KK_{rg}}{\mu_g} \nabla P_g \right) + Q_H \Delta H^0 = \frac{\partial}{\partial t} \left[ (1-\phi)\rho_r C_R T + \sum_{i=w,g,H} \phi \rho_i S_i e_i \right] \quad (10)$$

式中  $\Psi$  为累积项;  $\bar{H}$  为达西流动项;  $Q$  为源汇项;  $v_n$  为任意的控制体;  $\Gamma_n$  为控制体的表面积;  $\Delta H^0$  为单位体积的水合物分解热, J/(kg·K);  $\Delta E_a$  为水合物活化能, J/mol;  $\phi$  为孔隙度;  $\rho$  为密度, kg/m<sup>3</sup>;  $S$  为饱和度;  $C$  为热容, J/(kg·K);  $T$  为温度, K;  $P$  为压力, Pa;  $e$  为内能, J/kg;  $K$  为渗透率,  $\mu\text{m}^2$ ;  $K_r$  为相对渗透率;  $\mu$  为粘度, Pa·s;  $\bar{g}$  为重力加速度, m/s<sup>2</sup>;  $\lambda$  为导热系数, W/(m·K);  $R$  为气体常数, 8.314 J/(mol·K);  $F_A$  为水合物反应接触面积因子;  $A$  为比面积, m<sup>-1</sup>;  $f$  为水合物分解逸度, Pa;  $W$  为摩尔分子量;  $N_m$  为水合物分子数。其中,下标  $g$  表示气体;  $w$  表示水;  $H$  表示水合物;  $r$  表示岩石。

### 3 计算结果与分析

为了对控制方程(9)~(10)进行数值求解,本文采用了有限差分法对方程进行离散。对压力方程用的是显式中心差分,对能量方程中的热对流与热传导项用的是隐式差分。

#### 3.1 压力分布

对于不同的地层渗透率,热激励法开采条件下的压力( $P$ )随离井筒距离( $D$ )的变化曲线如图1所示。从图中可以看出,整个地层被分为两个主要的区域,一个是近井地带的天然气区,另一个是还没有开始分解的水合物区。由于固态水合物的分解释放出大量天然气,所以天然气区中的压力要高于远井地带的水合物区,而水合物区由于还没有分解,压力值基本保持为原始地层压力。在压力梯度的驱动下,气体不断地流向井底,因此,压力值从井底到分解前沿逐渐升高(如 $\Delta p_1$ )。而且在分解前沿,由于有大量的气体释放出来,气体的膨胀效应使得压力值在该处迅速升高,如图中的B到C之

间的压力发生了明显的跳跃(如 $\Delta p_2$ )。另外,从图中渗透率值 $k$ 分别为35mD和300mD的压力曲线对比来看,在气区中同一地点存在明显压力差(如 $\Delta p_3$ ),地层渗透率越高,压力值反而越小。因为渗透率增大,分解出来的天然气能更容易流向井底产出,滞留在地层中的气体就会相对减少,因此压力值减小。对于不同的井底加热温度,由于温度越高,水合物更容易分解,释放的天然气越多,因此在保持其它条件不变的情况下,天然气区中的压力随着加热温度的升高而增大,其变化规律如图2所示。

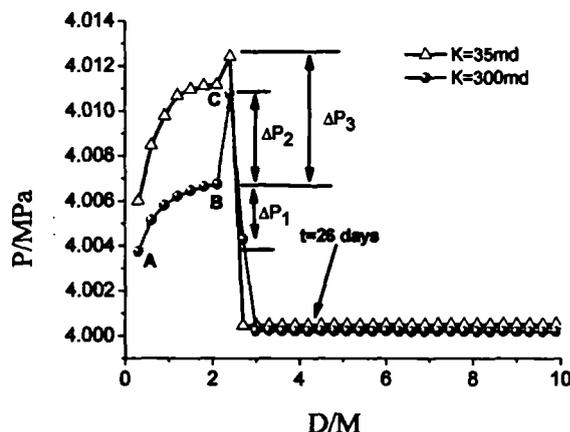


图1 不同渗透率下的压力变化曲线

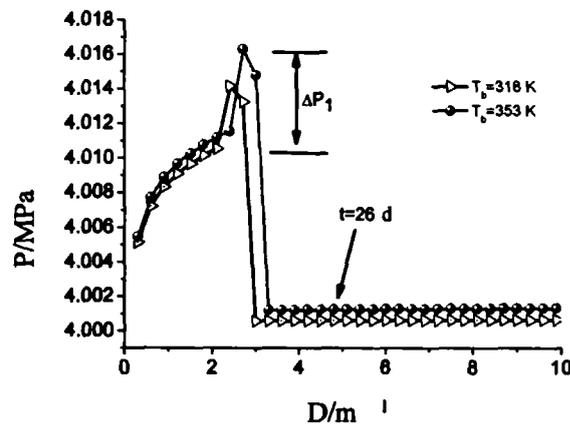


图2 不同井底加热温度下的压力变化曲线

### 3.2 温度分布

图3比较了不同的渗透率下,天然气区的温度 $t$ 随离井筒距离 $D$ 的变化规律。水合物的分解过程是一个吸热的过程,加上地层岩石骨架的导热损失,因此,从井底到分解前沿,温度是逐渐降低的,而且在分解前沿温度达到最低点。渗透率越大,分解出来的天然气容易流出,水合物分解的速度加快,需要的热能量也就越多,因此,在同一地点,随着渗透率的增加温度呈下降趋势(如 $\Delta p_1$ )。

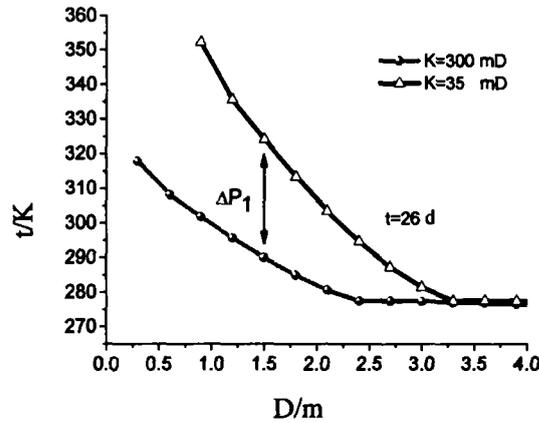


图 3 不同渗透率下的温度变化曲线

### 3.3 天然气产量变化

图 4 是不同的渗透率下天然气的产量  $Q$  随时间  $T$  的变化曲线。从图中可以看出气体的产量随着时间呈周期性变化趋势, 这主要是因为当热能从井底注入到地层后, 近井地带地层的温度会迅速升高, 当温度升高到临界温度 (即水合物开始分解的温度) 以上后, 固态水合物的平衡就被破坏, 水合物开始分解并释放出气体, 这时天然气的产量逐渐增大, 如图中从点 B 到点 C 的产量递增过程。同时由于释放出来的天然气的气体体积远远大于其在平衡条件下包裹在固态水合物中时的体积, 这就使得地层中的压力迅速增加。因此当逆反应发生时, 天然气的产量就会由递增转化为递减的趋势, 如图中的点 C 到点 D 的过程。

另外, 产量的变化周期不是一个定值, 而是随着时间的增长, 周期逐渐变长。例如, 图中的周期  $T_2$  大于周期  $T_1$ , 这是因为随着水合物的不断分解和天然气产出, 分解边界不断地向远井地带推移, 从井底注入的能量到达分解前沿的时间增加, 而通过地层岩石骨架损失的能量也逐渐增大, 因此周期会不断变长。同时, 图 4 还显示地层的渗透率越大, 同一时刻井底的气体产量越高。

井底加热温度对天然气产量随时间变化的影响如图 5 所示。天然气的单位时间产量随着井底加热温度的升高而增大, 产量变化周期内的最大产量 (产量峰值) 随时间不断递减。而且, 加热温度越高, 产量的变化周期越短。这是因为井底加热的温度越高, 能量的供给就越充足, 当水合物的逆反应发生时产量下降, 但是充足的能量供给又会很快弥补由于水合物分解吸热和地层岩石导热损失等所消耗的能量, 使地层温度升高, 水合物不断分解, 产量快速回升, 因此变化周期缩短。图 6 是不同井底加热条件下天然气的累积产量随时间的变化曲线, 从图中可以看出, 天然气的累积产量 ( $M$ ) 随时间不断增加, 而且, 在相同的时间内, 加热温度越高, 累积产量越高。

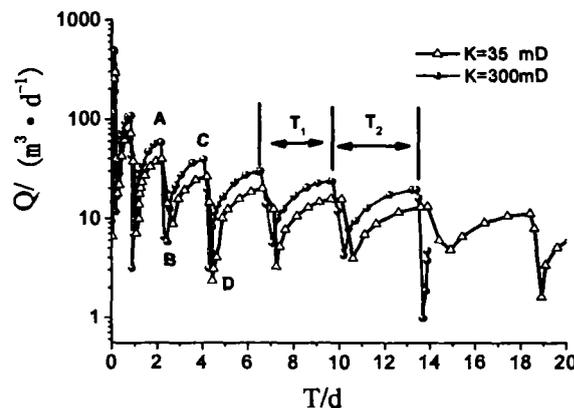


图 4 不同渗透率下天然气产量与时间的关系

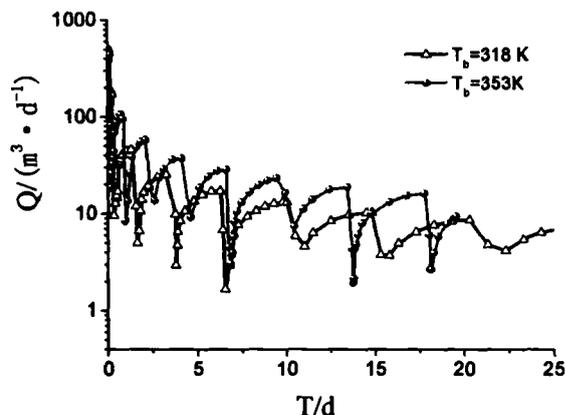


图 5 不同井底加热温度下天然气产量与时间的关系

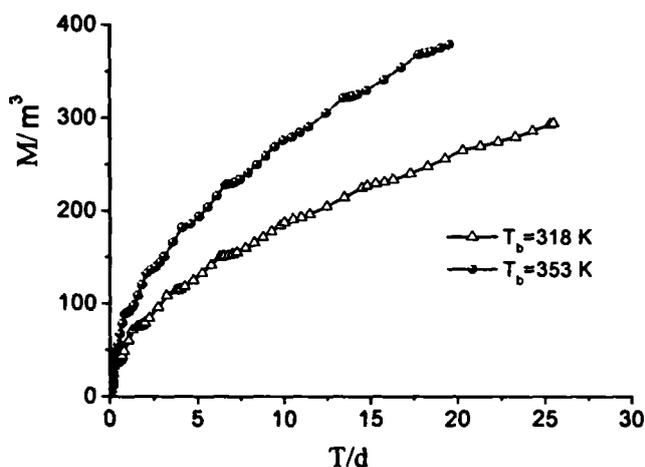


图 6 不同井底加热温度下天然气累积产量与时间的关系

## 4 结论

(1) 针对天然气水合物热激励法开采理论研究较少的现状,建立了热激励法开采模型,模型同时考虑了水合物的分解反应以及再合成反应(逆反应),并验证了考虑逆反应存在的合理性。

(2) 与前人研究的降压法开采结果相比,热激励法开采条件下,天然气产量变化的一个重要特征就是产量随时间的周期性变化。

(3) 利用该计算模型可以模拟热激励法条件下,天然气水合物开采过程中压力场、温度场的分布特点以及气体产量的变化规律,可为方案设计和生产预测提供理论参考。

### 参考文献:

- [1] Ullerich J W, Selim M S, Sloan E D. Theory and measurement of hydrate dissociation[J]. AIChE, 1987, 33: 747-752.
- [2] Selim M S, Sloan E D. Heat and mass transfer during the dissociation of hydrates in porous media [J]. AIChE, 1989, 35:1049-1052.

- [3] Uchida T, Ebinuma T. Dissociation condition measurements of methane hydrate in confined small pores of porous glass [J]. Phys. Chem. ,1999, 3659-3662.
- [4] Ahmadi G, Ji C, Smith D H. Natural gas production from hydrate decomposition by depressurization[J]. Chem. Eng. Sci. ,2001, 5801-5814.
- [5] Ahmadi G, Ji C, Smith D H. Numerical solution for natural gas production from methane hydrate dissociation [J]. Petr. Sci. Eng., 2004, 41: 269-285.
- [6] Klauda J B, Sandler S I. Global distribution of methane hydrate in ocean sediment [J]. Energy Fuels, 2005., 19: 469-470.
- [7] Kim B C, Bishnoi P R, Heideman R A, et al. Kinetics of methane hydrate decomposition[J]. Cem. Eng. Sci., 1987, 42: 1645-1653.
- [8] Liang G, Tang Xiao R, Huang C, et al. Experimental. investigation of production behavior of gas hydrate under thermal stimulation in unconsolidated sediment [J]. Energy Fuels, 2005, 19: 2402-2407.

## Study on Gas hydrates Production by Thermal Stimulation

HOU Li-qin, WU Ying-xiang, LIU Li-juan, WANG Hai-jiang

(1.Division of Engineering Sciences, Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100080 China; 2.CNOOC Research Center, Beijing 100027, China)

### Abstract

Based on the kinetic model of natural gas hydrates decomposition, a production mode by thermal stimulation is established, and the equations of pressure and temperature are using finite difference method. The numerical calculation results show that permeability and well bottom heating temperature greatly impact the distributions of pressure and temperature and the natural gas output. Because the decomposition and formation(counter-reaction)of hydrates are all considered in the model, the output of gas change periodically. Furthermore, with the time evolution, the period increases.

**Key words:** natural gas hydrates; thermal stimulation; numerical simulation; pressure; temperature; output