文章编号:1673-064X(2008)02-0044-04

天然气水合物热激励法开采模型研究

A study on the seepage model for the exploitation of natural gas hydrate by thermal excitation

侯力群¹,吴应湘¹,许晶禹¹,孙君书²

(1. 中国科学院 力学研究所工程科学部,北京 100080; 2. 中石化石油勘探开发有限公司,北京 100031)

摘要:根据分子动力学分解理论,建立了天然气水合物热激励法开采数学模型,并在此基础上考虑 了逆反应的存在对水合物分解规律和气体在地层中渗流特性的影响.利用有限差分法对压力和温 度控制方程进行了数值求解,同时分析了地层压力场和温度场的分布规律、天然气的产量变化特征 以及渗透率对它们的影响.计算结果表明,在水合物分解前沿,压力值出现跳跃而温度值达到最低 点,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,对渗透率的 变化敏感.通过分析比较,计算结果与实验结果吻合很好. 关键词:天然气水合物;热激励法;数学模型;逆反应

中图分类号:TE5 **文献标识码**:A

天然气水合物是由天然气(主要是甲烷)和水在 低温高压的条件下形成的一种固态晶状物质,其形 成条件和分解条件都比较特殊. 当温度高于临界温 度或压力低于临界压力时,平衡被破坏,固态的水合 物就会分解:反之,当温度低于临界温度或压力高于 临界压力时,液态的水和游离的天然气又会合成固 态的水合物,即逆反应过程.目前对水合物开采方法 的研究主要是采用降压法模型[1-6],对热激励法开 采模型的研究还很少,而且其采用的模型都没有考 虑逆反应的影响.事实上逆反应的存在对水合物在 地层中的分解速度以及天然气的产量都有着很大影 响,尤其是在热激励法开采中,这一点已经通过实验 得到了证实^[7].为此,本文在水合物分解的分子动 力学模型^[8]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,通过 分析比较得到了天然气水合物开采过程的压力、温 度的分布规律以及天然气产量的变化特征.

1 数学模型的建立

1.1 基本假设

为了合理地简化数学模型以便于方程的推导, 需要作以下一些假设: 水合物的分解为分子动力 学模型; 热能(如电磁加热等)从井底稳定注入,井 底温度保持恒定值; 地层中水合物的分解是从井 底活塞式逐渐向外推移,而不是在整个水合物区同 时进行; 考虑天然气水合物可逆反应的存在.

1.2 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

$$\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t} \,_{v_n} \,\mathrm{d}v = \operatorname{H} \cdot \mathrm{n}\mathrm{d} + \operatorname{V}_n \operatorname{Q}\mathrm{d}v, \qquad (1)$$

式中, 为累积项; H 为达西流动项; Q 为源汇项;

收稿日期: 2007-09-25

基金项目:国家自然科学基金(10572143)和"十一五"中科院与中海油重大科技攻关合作项目(KICX2-YW-L02)研究成果 作者简介:侯力群(1979-),男,博士,主要从事石油天然气开发与油藏数值模拟研究工作.

*v*_n 为任意的控制体; *t* 为时间; n 为方向矢量; "为 控制体的表面积.

对于质量方程,累积项 表示单位控制体中天 然气的总质量 _m,

$$m = \phi_g S_g, \qquad (2)$$

式中, ϕ 为孔隙度; 为密度,kg/m³; S 为饱和度;下标 m 表示质量;下标 g 表示气体.

H表示质量流动矢量,根据达西定律,气体的 流动项可写为

$$H_{\rm m} = - \frac{KK_{\rm rg} g}{\mu_{\rm g}} (\nabla p_{\rm g} - g_{\rm g}), \qquad (3)$$

式中, K 为渗透率, μ m²; K, 为相对渗透率; μ 为黏 度, Pa · s; p 为压力, Pa; g 为重力加速度, m/ s².

对于能量方程,累积项 表示单位体积中的总 能量 h,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,

$$_{\rm h} = (1 - \phi) {}_{\rm R} C_{\rm R} T + {}_{\rm r} \phi {}_{i} S_{i} e_{i}, \qquad (4)$$

式中, *C*为热容, J/(kg·K); *T*为温度, K; *e*为内能, J/kg; 下标 h 表示水合物相; 下标 R 表示岩石.

能量方程中的流动项 H 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,热流项可表示为

$$H_{h} = - \left[(1 - \phi) \right]_{R} + \phi S_{i} \left[\nabla T \right]_{R} + \phi S_{i} \left[\nabla T \right]_{R} + \frac{KK_{ri}}{\mu} \nabla p_{i}, \qquad (5)$$

式中, 为导热系数, W/(m·K); 下标 w 表示水相. 另外, 根据水合物的动力学分解模型⁽⁷⁾, 水合物的 分解速率可表示为

$$Q_{\rm H} = \frac{\partial M}{\partial t} = -K_0 \exp\left(\frac{E_a}{RT}\right) F_{\rm A} A \left(f_{\rm eq} - f_{\rm t}\right), \quad (6)$$

式中, *M* 为分子质量; *K*₀ 为水合物分解常数,kg · m⁻²Pa⁻¹s⁻¹; *E*_a 为水合物活化能,J/mol; *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⁻¹; *f* 为水合物分解逸度, Pa.

因此,从水合物中分解出来的气体质量为

$$Q_{\rm g} = - \frac{W_{\rm m}}{W_{\rm H}} Q_{\rm H}, \qquad (7)$$

水合物分解的热量消耗可表示为[8]

 $i = w \sigma$

$$Q_{\rm h} = Q_{\rm H} \quad H^0. \tag{8}$$

式中, W 为摩尔分子量; H^0 为单位体积的水合物 分解热, J/(kg·K); 下标 h 表示能量.

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

$$\nabla \cdot \left| \begin{array}{c} g \frac{KK_{rg}}{\mu_{g}} \nabla p_{g} \right| + Q_{g} = \frac{\partial}{\partial t} (\phi_{g} S_{g}), \quad (9) \\ \nabla \cdot \left\{ \left[(1 - \phi)_{R} + \phi_{i = w, g, H} S_{i} \right] \nabla T \right\} - \\ \nabla \cdot \left[\begin{array}{c} g e_{g} \frac{KK_{rg}}{\mu_{g}} \nabla p_{g} \right] + Q_{H} H^{0} = \\ \frac{\partial}{\partial t} \left[(1 - \phi)_{R} C_{R} T + \frac{\phi_{i} S_{i} e_{i}}{\mu_{g}} \right]. \quad (10) \end{array} \right]$$

方程(9) 和(10) 分别为推导出来的压力和温度 的控制方程. 要对模型进行求解,还需要以下定解条件:

$$T(0, t) = T_{\rm b};$$
 (11)

$$p(, 0) = p(x, 0) = p_{e};$$
 (12)

$$T(, t) = T(x, 0) = T_e;$$
 (13)

 $T(L(t), t) = T_D, p(L(t), t) = p_D.$ (14) 式中, L 为水合物分解前沿; 下标 b 表示井底; 下标 e 表示外边界; 下标 D 表示水合物平衡状态.

2 计算结果与分析

为了对压力控制方程(9) 和温度控制方程(10) 进行数值求解,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. 网格模型采用 的是均匀网格,结合相应的定解条件(11)—(14) 就 可求出热激励法开采条件下地层的温度和压力分布 以及天然气的产量变化特征. 计算模型中采用的主 要参数值: $\phi = 0.3$, $r_w = 0.1$ m, $r_e = 50$ m, $p_e =$ 4.0 MPa, $T_e = 280$ K, = 3.1 W/ (m · K), C =1 000 J/ (kg · K), $S_h = S_w = 0.5$, $S_g = 0$, $E_a = 8 \times$ 10^4 J/ mol, = 920 kg/m³, A = 9.2 m⁻¹, $F_A =$ 1.0, $H^0 = 51$ 858 J/ (kg · K), $K_0 = 3.6 \times 10^4$ kg · m⁻² · Pa⁻¹ · s.

2.1 压力分布特征

图 1 是热激励法开采条件下地层中的压力随离 井筒距离变化的曲线图. 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固态水合物区.由于 固态水合物的分解会释放出大量天然气,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,气区中的气体不断地流 向井底,因此,压力值从井底到分解前沿(分解区与 未分解区之间的过渡区)逐渐升高,如点 A 到点 $B(压差为 <math>p_1$).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(压差为 p_2).另外,从图中渗透率值 K 分别为0.035 µm²和0.3 µm²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 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地流向井底产出,滞留在地层中的气体就会相对减少,因此压力值减小.





2.2 温度分布特征

- 46

图 2 比较了不同渗透率下,天然气区的温度随 井筒距离变化的分布特征.由于水合物的分解过程 是一个吸热的过程,再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 且在分解前沿水合物的分解速度最快,吸收的热量 最多,温度达到最低点.同时地层渗透率增大,天然 气在地层中渗流速度增加,地层压力减小,使得水合 物的平衡压力 *p*D 与地层压力之间的压力差增大,这 就加速了水合物的分解,分解所要吸收的热量也随 之增加,因此在同一地点,随着渗透率的增加温度呈 下降趋势(如 *p*1).





2.3 天然气产量变化特征

2

图 3 是不同的渗透率下天然气的产量随时间变 化的特征曲线. 从图中可以看出气体的产量曲线有 几个明显的特征:

(1) 气体的产量随时间呈周期性变化趋势, 这 与前人研究的降压法开采^[4-5] 中气体产量的单调增 加或减少有着明显的不同. 这主要是因为当热能从 井底注入到地层后,近井地带的地层温度会迅速升 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 A 到点 B 的产量递增过程. 同时由于释 放出来的天然气的体积远远大于其在平衡条件下包 裹在固态水合物中的体积,这就使得地层中的压力 迅速增加.由于本文模型中考虑了水合物的逆反应 影响、当气体的膨胀效应使得地层压力高于水合物 合成反应的临界压力时,逆反应就会发生,也就是说 分解出来的部分天然气和自由水又会重新合成固态 的水合物.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 B 到点 C 的 过程.

(2) 每一个周期中的最大产量(即图上的产量 峰值) 随着时间逐渐递减. 如图中某个周期中产量 峰值在 B 点, 而在紧接其后的一个产量变化周期 中,产量的峰值降到 D 点.

(3) 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 T₂ 大于周期 T₁,这是因为随着水合物的不断分解和天 然气产出, 分解前沿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, 从图 3 中还可以看出随着地层渗透率的 增大, 同一时刻井底的气体产量越高.





3 与实验结果对比

为了检验以上计算模型的可靠性,本文采用了

与文献[7]中相似的实验条件,并将计算结果与文献 中的实验结果进行了比较(图 4).实验中采用的主 要装置是一个不锈钢的反应釜,其内径为 0.038 m, 长 0.5 m,可以承受 25 MPa 的压力.反应釜中填入 干沙形成孔隙度约为 0.3,渗透率为 0.11 µm² 的沉 积物.从图中的实验结果可以看出,由于实验模型较 小,因此试验时间较短,但是天然气的产量随时间的 变化呈现明显的周期性变化趋势,与计算模型的产 量变化趋势完全一致.在生产的初始阶段,气体的产 量迅速增加,随后开始出现递减,说明水合物的逆反 应发生了,这证明了计算模型中考虑逆反应存在的 正确性.随后产量再次回升,进入第二个产量变化周 期.而且随着时间增长,产量变化周期中的最大值逐 渐递减.从计算结果与实验结果的比较来看,吻合较 好,说明计算结果是可靠的.



图 4 计算结果与实验结果^[8]的比较

4 结 论

(1)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 是产量随时间呈明显的周期性变化趋势. (2) 通过与实验结果的比较,验证了模型中考虑 逆反应存在的合理性,数值计算的结果是正确可靠 的.

(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 征以及气体产量的变化规律,可以为开发方案设计 和生产预测提供参考.

参考文献:

- 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]. A IChE, 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 Cas Production from Methane Hydrate Dissociation
 [J]. Petr Sci Eng ,2004 ,41 :269-285.
- [6] 韩大匡.油藏数值模拟基础[M].北京:石油工业出版 社,2001.
- [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.

编辑:贺元旦

niversity, Xi 'an 710065, Shaanxi, China; 2. Changqing Business Department, PetroChina Logging Company, Xi 'an 710021, Shaanxi, China) J XS YU 2008 V. 23 N. 2 p. 40-43

A study on the seepage model for the exploitation of natural gas hydrate by thermal excitation

Abstract : Based on the molecular dynamic decomposition theory, the mathematical model for the exploitation of natural gas hydrate by thermal excitation is established. The effect of the inverse reaction of the natural gas hydrate decomposition in the exploitation process on the decomposition law of the natural gas hydrate and the seepage law of the decomposed natural gas in formation is considered in the model. The pressure control equation and the temperature control equation are solved by finite difference method, the distribution laws of formation pressure and temperature in the exploitation process of natural gas hydrate and the variation law of natural gas yield are obtained, and the effect of formation permeability on them are analyzed. The results show that ,in front of the hydrate deposition ,the pressure presents leaping and the temperature reaches to the lowest point ;the natural gas yield presents cyclic variation permeability. The results tally well with the experimental results in literature [8], which shows the established model and the obtained results are correct and reliable.

Key words: natural gas hydrate; thermal excitation; mathematical model; inverse reaction

HOU Li-qun¹, WU Ying-xiang¹, XU Jing-yu¹, SUN Jun-shu² (1. Engineering Department of Mechanics Institute ,Chinese Academy of Sciences ,Beijing 100080 ,China ; 2. Petroleum Exploration and Development Co. Ltd. ,Sinopec ,Beijing 100031 ,China) JXSYU 2008 V. 23 N. 2 p. 44-47

Water-flooding characteristics and potential tapping measures of Guantao Formation in Gudong Oilfield

Abstract : After high-speed and high-efficiency development of 20 years, the general water-cut of Gudong Oilfield is 94.9%, and its recovery degree reaches to 26.35%. A problem to face is how to enhance oil-displacement efficiency and recovery factor. A concept of "homogeneity coefficient" is established, and the development units of the oilfield are classified into three types by means of the homogeneity coefficient. The oil-displacement efficiency, volumetric sweep factor and recovery factor of the every development units for further enhancing recovery factor are proposed : enhancing longitudinal sweep degree to the development units of type ; enhancing oil-displacement efficiency and volumetric sweep factor to the development units of type ; enhancing recovery factor are proposed : enhancing type . At present, the three types of development units all have certain potential.

Key words: Gudong Oilfield; classification of development unit; oil-displacement efficiency; sweep factor; recovery factor; potential-tapping measures

L1 Lin-xiang^{1,2}, *ZHANG Dong-jie*³ (1. Key Laboratory for Gas Geochemistry, Research Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000, Gansu, China; 2. Graduate College, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China; 3. Qingyang Petroleum Chemical Engineering Company, PetroChina, Qingyang 745000, Gansu, China) JXSYU 2008 V. 23 N. 2 p. 48-51,62

Application of mixed strains enhancing recovery factor technique

Abstract : At present ,the studies on microbial oil recovery are mainly in single-strain microbial oil recovery. The laboratory experiments and field tests of mixed bacteria recovery are carried out. The laboratory experiments show that the mixed strains of DQ7 # and DY3 # all have the characteristics of degrading the heavy hydrocarbons in crude oil and producing surfactant and gas ,and they can reduce the viscosity and solidification of crude oil. The field test in some oilfield shows that the mixed strains can effectively remove paraffin and gum asphalt depositing in well-bore and near well-bore zone ,and they can reduce oil viscosity and improve the flowing properties of crude oil. Consequently ,the paraffin deposit rate is reduced ,and oil production is increased.

Key words : microbial oil recovery ; mixed strains ; enhancing recovery factor ; field test

QIN Guo wei¹, XU Wen⁻bo², *QIN Wen*⁻long³, LUO Ming-liang¹, LI Wei⁴ (1. Faculty of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Dongying 257061, Shandong, China; 2. No3. Production Plant, Daqing Oilfield Limited Company, Daqing 163000, Heilongjiang, China; 3. College of Petroleum Engineering, Xi 'an Shiyou University, Xi 'an 710065, Shaanxi, China; 4. College of Petroleum Engineering, Daqing Petroleum Institute, Daqing 163318, Heilongjiang, China) JXSYU 2008 V. 23 N. 2 p. 52-