

海洋天然气水合物藏开采若干问题研究

白玉湖^{1,2}, 李清平¹

(1. 海洋石油高效开发国家重点实验室,北京 100027; 2. 中海油研究总院,北京 100027)

[摘要] 文章阐述了在开采天然气水合物方面所取得的研究进展,包括天然气水合物开采模型及数值模拟,天然气水合物开采物理模拟相似准则,天然气水合物开采方法研究等。建立、完善了天然气水合物开采的数学模型,并以此为基础建立了降压开采水合物物理模拟相似准则。降压法开采单一水合物藏,在某些情况下开采能量不足会导致藏内结冰严重。对下伏气的天然气水合物藏而言,水合物能够提高产气量、延长稳产时间。结合降压和注热的优势提出了注温水-降压法联合开采方法,该方法具有稳产时间较长、稳产气速度高的特点。

[关键词] 天然气水合物;降压法;注温水-降压联合开采方法;数学模型;相似准则

[中图分类号] P744 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1009-1742(2011)05-00103-09

1 前言

天然气水合物是由天然气和水在一定温度压力条件下,形成的一种非化学计量型的、似冰状的笼形晶体。大约 27% 的陆地和 90% 的海域都有天然气水合物的存在^[1]。保守估计,天然气水合物中有机碳含量占全球有机碳的 53.3%,是煤、石油和天然气等化石能源中总碳量的两倍^[2]。1 m³ 甲烷水合物能够分解产生 164 m³ (标准状态下) 甲烷气,因此,天然气水合物被认为是一种清洁的未来能源。2007 年南海天然气水合物的成功取样,证实了专家关于南海蕴藏着丰富的天然气水合物的论断,初步估计中国南海天然气水合物储量为 600 亿~700 亿 t^[3]。地层中水合物聚集类型可分为 4 种^[4]: a. 水合物层上覆在含有自由气和水的气藏之上; b. 水合物上覆在自由水层之上; c. 水合物层的底、盖层均为非渗透层; d. 分散状、低饱和度水合物。天然气水合物开采方法主要是围绕着如何打破其相平衡状态,大体分为三类:降压法、注热法和注化学剂法,

当然,一些学者也提出新方法,如二氧化碳置换法等^[5]。海域天然气水合物的开采涉及一系列关键技术,文章阐述了笔者在一些基础问题上所取得的研究进展,包括天然气水合物开采模型及数值模拟,天然气水合物开采物理模拟相似准则,天然气水合物开采方法研究等。

2 天然气水合物开采模型及数值模拟研究

水合物开采模型取得很大进展,从简单的采用经典 Stefan 方程描述水合物分解过程^[6-9]到复杂的包含动力学过程的多相渗流模型^[4]。由于天然气水合物存在于低温环境,且分解是吸热反应,因此在开采过程中有结冰的可能。目前考虑结冰和冰融化的模型并不多见。研究改进和完善了天然气水合物开采模型,系统考虑了气-水-水合物-冰相多相渗流过程、水合物分解动力学过程、水合物相变过程、冰-水相变过程、热传导、对流过程等对水合物分解产气和产水的影响。基于目前的情况,引入假设:a. 只考虑 SI 型水合物;b. 冰的成分为纯水;

[收稿日期] 2011-03-17

[基金项目] 国家 863 计划“天然气水合物模拟开采技术研究”(2006AA09A209)和国家 973 项目“天然气水合物开采中的多相流动机理和相关基础理论研究”(2009CB219507)

[作者简介] 白玉湖(1976—),男,满族,辽宁鞍山市人,博士,高级工程师,从事天然气水合物开采及灾害分析、化学驱等多相渗流方面的研究工作;E-mail: byh_2002@163.com

c. 水、气相渗流符合达西定律; d. 不考虑分子扩散和水动力学扩散, 则气相、水相和水合物相控制方程分别为

$$\frac{\partial(\phi\rho_g s_g)}{\partial t} = \nabla \cdot \left(\frac{\rho_g k_g}{\mu_g} \nabla(p_g + \rho_g g \Delta z) \right) + \dot{m}_g + q_g \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi(\rho_w s_w + \rho_l s_l)] = \nabla \cdot \left(\frac{\rho_w k_w}{\mu_w} \nabla(p_w + \rho_w g \Delta z) \right) + \dot{m}_w + q_w \quad (2)$$

$$-\dot{m}_h = \frac{\partial(\phi\rho_h s_h)}{\partial t} \quad (3)$$

能量方程:

$$\frac{\partial}{\partial t} (C_l T) = \nabla \cdot (TC_w \frac{\rho_w k_w}{\mu_w} \nabla(p_w + \rho_w g \Delta z)) + \nabla \cdot (TC_{pg} \frac{\rho_g k_g}{\mu_g} \nabla(p_g + \rho_g g \Delta z)) + \nabla \cdot (K_l \nabla T) - \dot{m}_h \Delta H_h + \dot{m}_l \Delta H_l + q_l - q_e \quad (4)$$

其中, C_l 、 K_l 分别为综合比热和综合热传导系数, 表达式为

$$C_l = \phi(\rho_w s_w C_w + \rho_g s_g C_{vg} + \rho_h s_h C_h + \rho_l s_l C_l) + \rho_r C_r (1 - \phi)$$

$$K_l = \phi(s_w K_w + s_g K_g + s_h K_h + s_l K_l) + (1 - \phi) K_r$$

$$q_g = \frac{\pi \rho_g k k_{rg} (p_{gp} - p_g)}{2\mu_g \ln \frac{r_{cw}}{r_w}} \delta(x - x_0) \delta(y - y_0) \delta(z - z_0)$$

$$q_w = \frac{\pi \rho_w k k_{rw} (p_{wp} - p_w)}{2\mu_w \ln \frac{r_{cw}}{r_w}} \delta(x - x_0) \delta(y - y_0) \delta(z - z_0) + \frac{\rho_w q_{inj}}{4h} \delta(x) \delta(y) \delta(z)$$

$$q_l = q_g C_{vg} T + q_w C_w T, q_e = K_e \nabla T$$

饱和度方程:

$$s_w + s_g + s_h + s_l = 1 \quad (5)$$

毛管力方程:

$$p_c = p_g - p_w \quad (6)$$

储层微可压缩岩石和流体状态方程如下:

$$\rho_w = \rho_{w0} (1 + c_w (p_w - p_{w0})),$$

$$\phi = \phi_0 (1 + c_\phi \left(\frac{p_w + p_g}{2} - \frac{(p_{w0} + p_{g0})}{2} \right)) \quad (7)$$

边界条件:

$$p(0, 0, 0, t) = p_{gp},$$

$$T(0, 0, 0, t) = T_{gp}$$

$$\rho_g v_{gn} = 0, \rho_w v_{wn} = 0 \quad (n = x, y, z) \quad (8)$$

初始条件:

$$p_g |_{t=0} = p_i,$$

$$s_h |_{t=0} = s_{hi},$$

$$s_{wi} |_{t=0} = s_{wi},$$

$$T |_{t=0} = T_i \quad (9)$$

式中, ρ_g 、 ρ_w 、 ρ_h 、 ρ_l 、 ρ_r 分别为气相、水相、水合物、冰相和岩石骨架的密度; ϕ 为孔隙度; s_g 、 s_w 、 s_h 、 s_l 分别为气相、水相、水合物和冰相的饱和度; p_w 、 p_g 、 p_{gp} 分别为水相、气相和生产井底的压力; g 为重力加速度; k_g 、 k_w 分别为气相、水相的渗透率; μ_g 、 μ_w 分别为气相和水相的粘度; \dot{m}_h 、 \dot{m}_g 、 \dot{m}_w 分别为水合物分解速率、水合物分解的产气和产水速率; C_w 、 C_{vg} 、 C_{pg} 、 C_r 、 C_h 、 C_l 分别为水的比热、气体的等容比热、气体的等压比热、岩石骨架的比热、水合物的比热、冰的比热; K_w 、 K_g 、 K_r 、 K_h 、 K_l 分别为水、气、岩石骨架、水合物和冰的导热系数; ϕ_0 、 ρ_{w0} 分别为与参考压力相对应的孔隙度和水相密度; c_w 、 c_ϕ 分别为水相、岩石孔隙的压缩系数; p_{w0} 、 p_{g0} 分别为水相和气相的参考压力; r_w 、 r_{cw} 分别为生产井的半径、供液半径; $\delta(x, y, z)$ 为 δ 函数; x_0 、 y_0 、 z_0 为生产井点的坐标; v_{gn} 、 v_{wn} 分别为气、水相渗流速度; ΔH_h 为水合物分解相变潜热; q_e 为从底层和盖层所传递的能量; ΔH_l 为水结冰时的相变潜热; T_{inj} 、 q_{inj} 分别为注入温水的温度和速度; T_{gp} 为生产井底温度; p_i 、 s_{hi} 、 s_{wi} 、 T_i 分别为初始压力、初始水合物饱和度、初始水饱和度、初始温度。由于水合物特殊性, 需要补充的方程如下。

2.1 水合物分解动力学模型

采用 Kim - Bishnoi 模型描述水合物的合成和分解动力学过程^[10]:

$$\dot{m}_g = k_d A_s (f_{eq} - f) \quad (10)$$

式(10)中, A_s 为比表面积; k_d 为水合物分解速率常数; f 为当地气体逸度; f_{eq} 为水气平衡时气体逸度。

2.2 绝对渗透率模型

采用幂率模型估计绝对渗透率^[11]:

$$\frac{k}{k_0} = \frac{\phi_e}{\phi_0} \left[\frac{\phi_e (1 - \phi_0)}{\phi_0 (1 - \phi_e)} \right]^{2\beta} \quad (11)$$

式(11)中, k 为当地的绝对渗透率; ϕ_0 为整体孔隙度; k_0 为水合物完全分解后的绝对渗透率, 与孔隙

度 ϕ_0 相对应; ϕ_e 为有效孔隙度, $\phi_e = \phi_0(1 - s_h - s_1)$, 该变量考虑水合物和冰的影响; β 为指数。

2.3 相对渗透率模型和毛管力模型

采用修改的 Brooks - Corey 模型来描述相对渗透率和毛管力^[12]:

$$\begin{aligned} k_{rg} &= k_{rg}^0 (s_g^{e*})^{n_c}, \\ k_{rw} &= k_{rw}^0 (s_w^{e*})^{n_w}, \\ p_c &= p_{ce} (s_w^{e*})^{-n_c} \end{aligned} \quad (12)$$

式(12)中, k_{rg}^0 、 k_{rw}^0 为相对渗透率曲线的末端值; n_c 、 n_w 为指数; p_{ce} 为进口毛管压力; n_c 为与孔隙结构相关的指数。文章修正了饱和度, 采用有效流动

空间上有效饱和度的定义方法, 则:

$$\begin{aligned} s_g^{e*} &= \frac{s_g^e - s_{gr}^e}{1 - s_{wr}^e - s_{gr}^e}, \quad s_w^{e*} = \frac{s_w^e - s_{wr}^e}{1 - s_{wr}^e - s_{gr}^e}, \\ s_g^e &= \frac{s_g^e}{s_g^e + s_w^e}, \quad s_w^e = \frac{s_w^e}{s_g^e + s_w^e}, \\ s_{gr}^e &= \frac{s_{gr}^e}{s_g^e + s_w^e}, \quad s_{wr}^e = \frac{s_{wr}^e}{s_g^e + s_w^e} \end{aligned}$$

式中, s_{gr} 、 s_{wr} 分别为残余气饱和度、束缚水饱和度。

2.4 水合物及水的相平衡模型

水合物相平衡曲线的数学表达式如下^[4]:

$$p_c = \begin{cases} \exp(-43.892\ 117\ 343\ 462\ 8 + 0.776\ 302\ 133\ 739\ 303\ T \\ - 7.272\ 914\ 270\ 305\ 02 \times 10^{-3} T^2 + 3.854\ 139\ 859\ 007\ 24 \times 10^{-5} T^3 & T < 273.2\ K \\ - 1.036\ 696\ 568\ 288\ 34 \times 10^{-7} T^4 + 1.098\ 821\ 804\ 753\ 07 \times 10^{-10} T^5) \\ \\ \exp(-1.941\ 385\ 044\ 645\ 6 \times 10^5 + 3.310\ 182\ 133\ 979\ 26 \times 10^3 T \\ - 22.554\ 026\ 449\ 380\ 6 T^2 + 0.076\ 755\ 911\ 778\ 705\ 9 T^3 & T \geq 273.2\ K \\ - 1.304\ 658\ 297\ 887\ 91 \times 10^{-4} T^4 + 8.860\ 653\ 166\ 875\ 7 \times 10^{-8} T^5) \end{cases} \quad (13)$$

在实际水合物存在的压力范围内(几兆帕到几十兆帕之间), 压力对水冰点影响可忽略, 则:

$$T = T_{qp} \quad (14)$$

因此, 在考虑冰水相变存在时, 水合物藏中可能存在相态组合系统, 包括冰 - 水合物、气 - 冰、气 - 冰 - 水合物、水 - 水合物、水 - 气、水 - 气 - 水合物、水 - 冰 - 水合物、水 - 冰 - 气、水 - 气 - 水合物 - 冰等多种相态系统组合, 可见, 水合物藏开采过程中相态系统变化非常复杂。

2.5 水合物相变吸热模型

水合物分解是一个吸热过程, 每千克水合物分解需要吸收的热量为^[13]

$$\Delta H = AT + B \quad (15)$$

式(15)中, A 、 B 为常数, $A = -1\ 050\ J/(kg \cdot K)$, $B = 3\ 527\ 000\ J/kg$ 。

2.6 数值求解方法

当考虑冰时, 水合物藏中存在众多的相态组合系统。如仍采用传统方法对系统进行求解会导致很大的计算量, 而基本变量转换法却可很好地处理此类问题。所谓的基本变量就是从控制方程中直接求解出的基本未知量, 对每一个网格而言, 基本变量的选择都是从系统所涉及的变量中选取, 如压力、各相饱和度、温度等。在降压法开采水合物藏的系统, 压力总被当作基本变量, 饱和度基本变量则是根据各相所

处的相态来确定。其中, 基本变量的选取是依据系统内水相和冰相转换而确定的, 表1中列出了含水相系统的三种相态变化情况。在每一个时间步内, 首先确定每一个网格处的相态情况, 然后确定所要求解的基本变量, 从而可确定所要求解的控制方程。

表1 相态及与之对应的基本变量

Table 1 Phase status and its corresponding primary variables

相态标识	相态(富含水相)	基本变量
Pha1	水(W)	p_g, s_w, s_h, T
Pha2	水 - 冰(W + I)	p_g, s_w, s_h, s_1
Pha3	冰(I)	p_g, s_h, s_1, T

2.7 数学模型及数值方法的验证

根据测定的实验数据, 对一维和二维水合物开采模拟实验进行计算。图1给出了一维条件下数值模拟累计产气和实验结果对比。图2给出了二维条件下数值模拟产气速度和实验结果的比较。图中实验结果均为本文作者在中国科学院广州能源研究所天然气水合物研究中心的相关实验台架上获得^[14,15]。可见, 数值、实验结果具有很好的一致性, 从某种程度上验证了数学、数值模型的可靠性。

3 天然气水合物开采物理模拟相似准则研究

目前已有大量的水合物分解室内实验, 但却少有

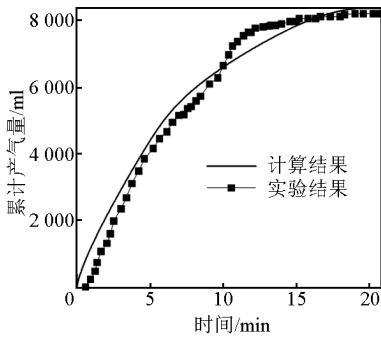


图1 一维累积产气量的数值模拟结果和实验结果对比

Fig. 1 Comparison of cumulative gas volumes of numerical and experimental results for 1-D model

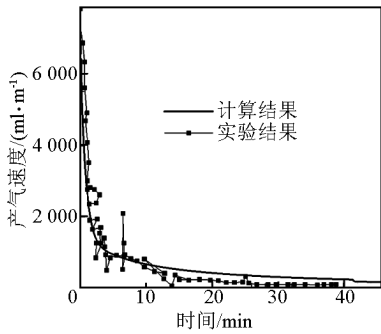


图2 二维产气速度的数值模拟结果和实验结果对比

Fig. 2 Comparison of gas rates of numerical and experimental results for 2-D model

实验是建立在相似原理基础之上,这可能是因为水合物分解涉及很多复杂机理,而现有理论不能很好地解释水合物分解过程。随着对水合物研究的不断深入,商业性开采已经被逐渐提上日程。因此,进行以相似理论为指导的物理模拟实验是必不可少的,可以用来研究水合物藏内流体的渗流规律,研究各种开采机理,指导水合物开采方案的设计和优选等。以上述数学模型为基础,不考虑冰和盐的影响,采用检验分析方法得到了降压法开采天然气水合物物理模拟相似准则:

$$\begin{aligned} \pi_1 &= \frac{k_{rg}}{k_{cwg}}, \pi_2 = \frac{k_{rw}}{k_{rgw}}, \pi_3 = \frac{k}{k_{max}}, \pi_4 = \frac{\rho_h}{\rho_{g0}}, \\ \pi_5 &= \frac{\rho_r}{\rho_{g0}}, \pi_6 = \frac{\rho_{w0}}{\rho_h}, \pi_7 = \frac{K_g}{K_w}, \pi_8 = \frac{K_h}{K_w}, \pi_9 = \frac{K_r}{K_w}, \\ \pi_{10} &= \frac{C_{vg}}{C_w}, \pi_{11} = \frac{C_h}{C_w}, \pi_{12} = \frac{C_r}{C_w}, \pi_{13} = \frac{\Delta H}{C_w T_p}, \\ \pi_{14} &= \frac{p_c}{p_{gp}}, \pi_{15} = \frac{p_i}{p_{gp}}, \pi_{16} = \frac{p_{w0}}{p_{gp}}, \pi_{17} = \frac{T_i}{T_{gp}}, \\ \pi_{18} &= \frac{s_{gi} - s_{rg}}{1 - s_{wr} - s_{gr}}, \pi_{19} = p_{gp} C_w, \pi_{20} = p_{gp} C_\phi, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \pi_{21} &= s_{hi}, \pi_{22} = s_{gr}, \pi_{23} = s_{wr}, \pi_{24} = \phi_0, \\ \pi_{25} &= \frac{\mu_w}{k_{cwg}}, \pi_{26} = \frac{\rho_{g0} k_{max} k_{cwg}}{L^2 \mu_g k_d} \sqrt{\frac{2k_{max}}{\phi_0^3}}, \\ \pi_{27} &= \frac{K_h}{L^2 p_{gp} k_d C_h} \sqrt{\frac{2k_{max}}{\phi_0^3}}, \pi_{28} = \frac{\sigma \cos \theta}{p_{gp}} \sqrt{\frac{\phi_0}{k_{max}}}, \\ \pi_{29} &= \frac{L}{W}, \pi_{30} = \frac{H}{L} \end{aligned} \quad (16)$$

式(16)中, k_{rg} 、 k_{rw} 分别为气相和水相的相对渗透率; k_{cwg} 为束缚水条件下的气相渗透率; k_{rgw} 为残余气条件下的水相渗透率, k_{max} 、 k 分别为最大绝对渗透率和绝对渗透率; s_{gi} 为初始气体饱和度; s_{wr} 、 s_{gr} 分别为束缚水和残余气饱和度; σ 为气-水界面张力; θ 为润湿角; L 、 W 、 H 分别为水合物藏的特征长度、特征宽度和特征厚度。各个相似准数都有一定的物理意义: π_1 、 π_2 表示归一化的气相、水相相对渗透率; π_3 表示地层无因次绝对渗透率; π_4 、 π_5 表示水合物密度、岩层密度与标准条件下天然气的密度比; π_6 表示水密度和水合物密度之比; π_7 、 π_8 、 π_9 表示气、水合物、岩层热传导系数与水热传导系数之比; π_{10} 、 π_{11} 、 π_{12} 表示气、水合物、岩层比热和水比热之比; π_{13} 表示无因次水合物分解热; π_{14} 、 π_{15} 、 π_{16} 表示水合物平衡压力、初始气体压力、水参考压力和生产井底压力之比; π_{17} 表示无因次初始温度分布; π_{18} 表示无因次初始气体饱和度; π_{19} 、 π_{20} 表示生产井底压力条件下,水和岩石体积的相对变化量; π_{21} 为初始水合物饱和度分布; π_{22} 、 π_{23} 分别表示残余气、束缚水饱和度; π_{24} 表示水合物完全分解后的地层孔隙度; π_{25} 表示残余气条件下水流度和束缚水条件下气流度之比; π_{26} 表示单位面积上流过的气体质量流量和水合物分解所产生的质量流量之比; π_{27} 表示单位时间内,水合物通过热传导方式传递的热量和分解了的水合物所含有的能量之比; π_{28} 表示平均孔喉半径条件下的毛管力和井底压力之比; π_{29} 为长、宽之比; π_{30} 为厚度和长度之比。在物理模拟实验中,若模型能够完全满足这些相似参数,则模型和原型在相同的无因次时空点 (x_D , y_D , z_D , t_D) 上,具有同样的无因次因变量 p_{gD} 、 T_{D} 、 s_w 、 s_g 、 s_h 。

4 天然气水合物藏开采方法研究

4.1 降压法开采单一天然气水合物藏研究

考虑底层和该层均为非渗透层的天然气水合物

藏,一口生产井钻到水合物层,通过降低井底压力,使水合物发生分解,物理模型如图3所示,基本参数如表2所示。采用所建模型对该方法进行分析,图4给出了三维水合物藏在开采第46天时藏中各相饱和度、压力和温度分布,其中,生产井位于最左边的角上。可见,随着井底压力降不断地向地层中传递,水合物逐渐分解,地层温度降低,气相、水相饱和度增加,层中逐渐有冰形成。

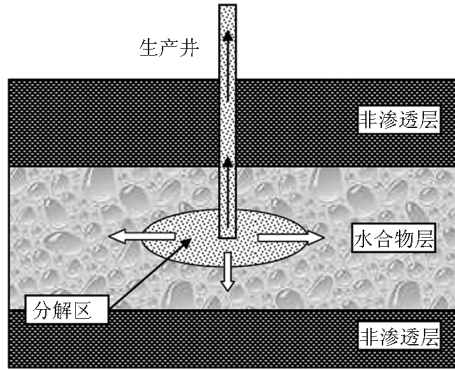


图3 降压法开采天然气水合物藏物理模型
Fig.3 Physical model of gas production from hydrate reservoir by depressurization

表2 模型中基本参数取值

Table 2 Values of main physical parameters

参数	取值	参数	取值
c_w / Pa^{-1}	5.0×10^{-10}	n_c	1.5
$c_{\phi} / \text{Pa}^{-1}$	8.0×10^{-10}	n_w	4.0
$K_w / (\text{W} \cdot \text{K}^{-1} \cdot \text{m}^{-1})$	0.56	β	3.0
$K_g / (\text{W} \cdot \text{K}^{-1} \cdot \text{m}^{-1})$	0.07	ϕ_0	0.3
$K_r / (\text{W} \cdot \text{K}^{-1} \cdot \text{m}^{-1})$	3	k_0 / m^2	3.97×10^{-14}
$K_h / (\text{W} \cdot \text{K}^{-1} \cdot \text{m}^{-1})$	0.49	s_{wi}	0.1
$K_l / (\text{W} \cdot \text{K}^{-1} \cdot \text{m}^{-1})$	3.4	s_{hi}	0.4
$C_w / (\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1})$	4 211	p_i / Pa	6.0×10^6
$C_r / (\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1})$	840	p_{gp} / Pa	1.0×10^6
$C_h / (\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1})$	1 800	$\rho_l / (\text{kg} \cdot \text{m}^{-3})$	900
$C_{Vg} / (\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1})$	2 206	$\rho_{ri} / (\text{kg} \cdot \text{m}^{-3})$	2.5×10^3
$C_l / (\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1})$	2 100	$\mu_g / (\text{Pa} \cdot \text{s})$	1.0×10^{-5}
T_i / K	280.0	r_g / m	0.1
$k_{0i} / (\text{mol} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{Pa}^{-1} \cdot \text{s}^{-1})$	3.6×10^4	$\rho_h / (\text{kg} \cdot \text{m}^{-3})$	910

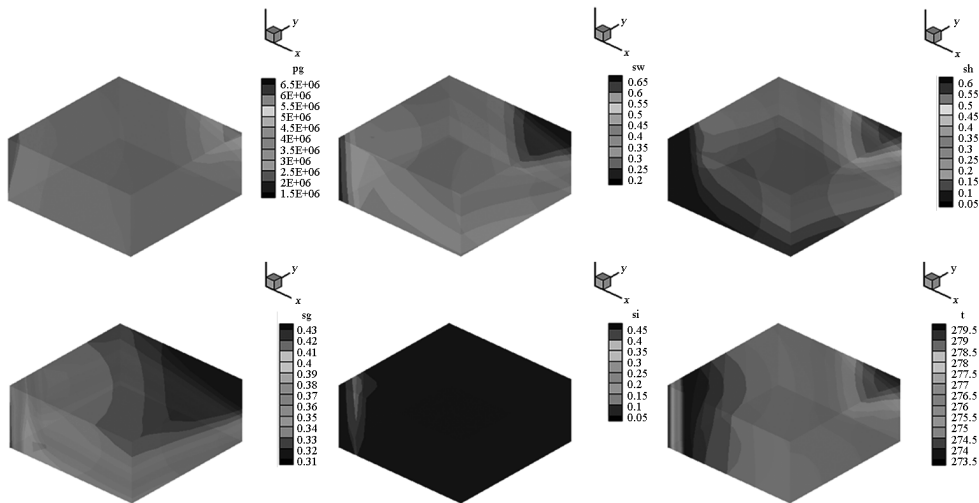


图4 在开采第46天时水合物藏中各相饱和度、压力及温度的分布

Fig.4 The distributions of pressure, temperature, and saturation on the 46th day in 3 - D hydrate reservoir produced by depressurization in which the production well is located at the corner of the left hand side

Note: Here symbols pg, sw, sh, sg, si and t denote pressure, water saturation, gas hydrate saturation, gas saturation, ice saturation and temperature, respectively

注:其中图中标中 pg、sw、sh、sg、si 和 t 分别代表压力、水、水合物、气、冰饱和度及温度。生产井位于图中的最左边的角上

图5、图6分别给出了三维水合物藏产气、产水速度随时间的变化规律。可见,产气速度可分为三个阶段,第一个阶段是快速增长的阶段(本算例从第1~10天);第二阶段为缓慢下降阶段(从第10~80天左右),该阶段持续的时间比较长;第三个阶段为快速下降阶段(第80天以后)。在初始阶段,降压使得在井底附近产生很大的压力梯度,气体迅速流进井筒;另外,水合物的快速分解也在短时间内产生大量气体,这造成了产气速度快速增加并在较短时间内达到最大值。在第二个阶段,由于初期水合物快速分解,消耗了地层中的能量,水合物层温度降低,从而水合物的分解速度变慢;另外,近井区域自由气体在初始阶段已快速流出,而远区域自由气体由于地层压力梯度的变缓不能快速地流向井底,从而产气速度有所下降。在第三阶段,由于大量的水合物已经分解完毕,藏中温度压力降低,产气速度迅速下降,当水合物分解完毕后,压力梯度很小,产气速度很低。可见,仅依靠降压开采可能导致水合物藏内结冰严重,开采能量供给不足。产水速度可分为三个阶段:第一个阶段为上升阶段(本算例从开始产水到第50天);第二阶段为缓慢下降阶段(第50~80天);第三阶段为快速下降阶段(第80~100天)。虽然水合物在第一个阶段分解产生一定量的水,但由于水流度低于气流度,因而气体先产出,水则有一小部分流向井筒。当气体流动的优势逐渐减弱,水逐渐占据了流动空间,产水速度越来越大,最后达到最大值。而后,随着水合物分解产水量逐渐减少,产水速度开始缓慢下降。产水速度下降的另一个原因是地层中的水逐渐形成冰。第三阶段为产水速度快速下降阶段,在该阶段水合物分解水有限,层中的压力衰减严重,水渗流压力梯度也变小,再加上冰的大量形成,导致了产水速度的迅速降低。可见,在降压法开采应考虑一定的水处理设备。

4.2 下伏气的天然气水合物藏开采研究

下伏气的天然气水合物藏最有可能首先实现商业性开采。图7给出了降压开采下伏气的天然气水合物藏示意图。在开采气藏时,生产井钻穿水合物层到达自由气藏,通过开采水合物层之下的游离气来降低储层压力,使得与天然气接触的水合物变得不稳定而发生分解。还可以通过调整气井的产量,控制水合物的分解速度,提高了水合物开采的安全性。

通过模拟计算,图8给出了井底压力为1 MPa

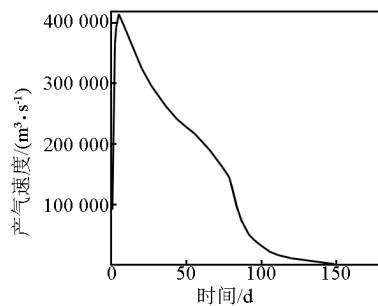


图5 三维条件下产气速度随时间的变化规律
Fig. 5 The variation of gas rate with time in 3-D hydrate reservoir

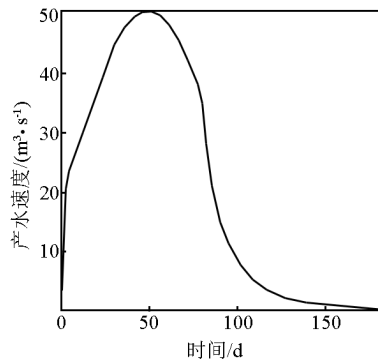


图6 三维条件下产水速度随时间的变化规律
Fig. 6 The variation of water rate with time in 3-D hydrate reservoir

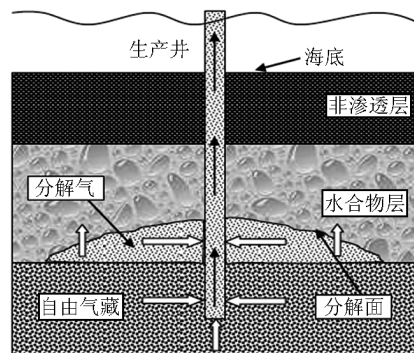


图7 下伏气的天然气水合物藏开采示意图
Fig. 7 Schematic diagram of gas production from a hydrate reservoir underlain by a free gas zone

时,总产气速度和水合物分解产气速度随时间的变化规律。所谓总产气速度是指生产井单位时间内的产气量(m^3/d),而水合物分解产气速度则是指单位时间内由于水合物分解而产生的气体量(m^3/d)。可见,在生产初期,总产气速度很高,而后下降进入稳产阶段。而水合物分解产气速度在初期呈逐渐上

升趋势,这是因为气层气体不断产出,气体压力逐渐下降,从而水合物分解的驱动压力逐渐增大,水合物分解逐渐增多。然而,水合物分解吸热导致了水合物层温度降低,使得水合物的相平衡压力降低,从而水合物分解驱动力并非一直随着气层压力的降低而增加,而是在某个阶段达到最大值。图中在 40 天时即达到了水合物最大的分解速度,随后水合物分解进入了平稳阶段,水合物产气速度基本维持在某个定值附近。当气层压力接近井底生产压力时,水合物分解消耗了大量的能量,分解驱动力则逐渐减小,分解产气速度降低。图 9 给出了井底压力为 1 MPa 时,水合物瞬时产气比率和累计产气比率随时间的变化规律。水合物瞬时产气比率是指水合物分解产气速度和总产气速度的比值,而累积产气比率是指水合物分解的累积产气量和总产气量的比值。可见,瞬时产气比率在 40 天时增加至 0.5,然后进入稳定阶段,瞬时产气比率约在 170 天时迅速下降至 0.2 左右。从累积产气比率看,水合物分解提供的气体占总产气量的 35%,说明上覆的水合物层能够很好地延长气藏的寿命,并增加气藏的产量。

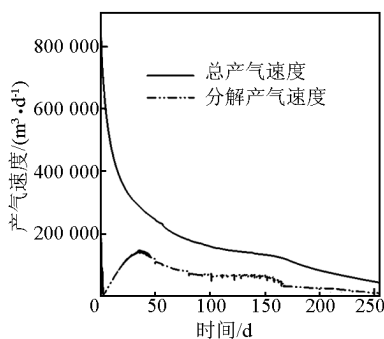


图 8 水合物分解产气瞬时速度和总产气速度的对比

Fig. 8 The comparisons of dissociation gas rate and total gas

4.3 注温水 - 降压法联合开采天然气水合物藏研究

单一降压法开采水合物藏过程中,地层中结冰会堵塞地层,影响生产。注热法可以避免这种问题,但单一加热法能量损失大、效率低,注入热介质温度越高越如此^[13,16]。因此,笔者提出了注温水 - 降压法联合开采天然气水合物藏方法,充分利用降压法和注热法优势。图 10 给出了注温水 - 降压法联合开采天然气水合物藏示意图,通过注入井 1 向水合物地层中注入温水,水合物吸收热量后发生分解产

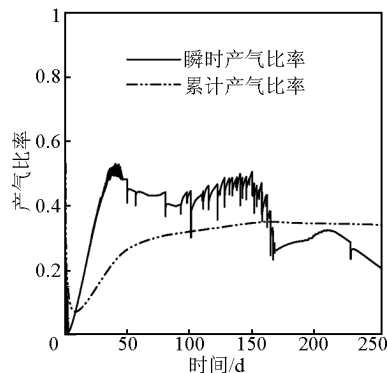


图 9 瞬时产气比率和累计产气比率

Fig. 9 The comparisons of instantaneous and cumulative ratios of dissociation gas volume

生气体和水。在高压注入温水和生产井 2 的降压驱动下,气体和水流向距注入井一定距离的生产井 2 产出。利用上述三维数学模型,对开采过程中各参数的动态变化规律进行分析。

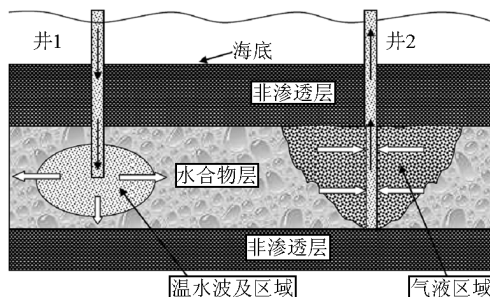


图 10 注温水 - 降压法联合开采天然气水合物藏示意图

Fig. 10 Schematic diagram of gas hydrate exploitation by the combination of warm water flooding and depressurization

图 11 给出了注温水 - 降压法联合开采水合物藏的产气速度随时间的变化规律。可见,产气速度大体上可以分为较为明显的五个阶段:第一个阶段(第 0 ~ 6 天)非常短暂,为产气速度快速上升阶段,这是由于该阶段内生产井压力下降,地层中原始气体流出加之部分水合物分解产生的;第二个阶段(第 6 ~ 90 天)为产气速度快速下降并接近稳定阶段,该阶段内,地层内生产井附近的原始气体已经在初始的高压力梯度下流出,底层压力下降,从而水合物在降压作用下发生分解产生气体,因此,该阶段主要是降压产气为主,并且该产气速度也能维持在一定值,持续时间长短与地层参数有关;第三个阶段(第 90 ~ 120 天)为产气速度逐渐升高阶段,在该阶段,注入的温水促使水合物不断分解产生气体流向

生产井,因此,该阶段产出的气体为降压分解和注热分解两种方式;第四个阶段(第120~390天)为平稳产气阶段,产出的气体主要是以温水致分解为主,基本不存在降压分解;第五个阶段(第390天以后)为产气速度下降阶段。可见,注温水-降压法联合开采天然气水合物藏具有稳产时间较长、稳产气速度高的特点。

图12给出了注温水-降压法联合开采产水速度随时间变化规律,其中小图是把低产水期进行突出显示。可见,注温水-降压法联合开采产水速度大体上可以分为4个阶段:第一个阶段(第0~10天),该阶段水速度快速增加达到一个小峰值,主要是生产井的降压初期地层压力迅速降低而导致的水合物分解,由于该阶段水合物分解区域主要在生产井附近,因此具有一定的水产出。第二阶段(第10~90天)为产水下降至稳定值阶段。在该阶段内,由于水合物降压分解的范围逐渐变大,有较多的孔隙空间被释放出来。因此,相对于气体而言,水的流动性减弱,因而产水速度有所降低,但伴随着水合物持续的降压分解,具有较为稳定的水产出。第三个阶段(第90~420天)为产水逐渐上升阶段,在该阶段内,生产井周围的水合物不断分解产生了一定量的水,这些水以及注入的温水在压力梯度的作用下,不断地流向生产井,该阶段产出的水以水合物降压分解产水以及水合物在温水作用下分解产水为主。第四个阶段(第420天以后)为产水快速上升阶段,该阶段产水速度快速上升,主要是因为生产井注入的温水不断地向生产井推进,当温水前缘接近于生产井时,产水速度迅速增加,并导致最后以产水为主,产气基本停止。

5 结语

天然气水合物储量巨大、分布广、清洁,被认为是一种重要的潜在能源,各国研究者正在就如何安全、经济、有效地开采天然气水合物开展积极的研究工作。天然气水合物开采涉及一系列关键技术,本文阐述了笔者在其中一些关键基础问题所取得的研究进展,包括天然气水合物开采模型及数值模拟,天然气水合物开采物理模拟相似准则,天然气水合物开采方法研究等。研究建立、完善了天然气水合物开采的数学模型,系统地考虑了气-水-水合物-冰相多相渗流过程、水合物分解动力学过程、水合物相变过程、冰-水相变过程、热传导、对流过程等对

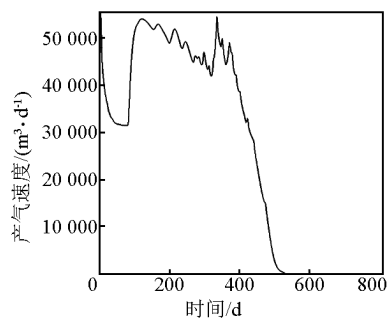


图11 注温水-降压法联合开采天然气水合物藏产气速度变化规律

Fig. 11 Gas rate of hydrate reservoir exploited by the combination of warm water flooding and depressurization

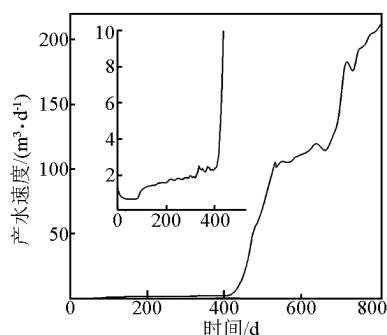


图12 注温水-降压法联合开采天然气水合物藏产水速度变化规律

Fig. 12 Water rate of hydrate reservoir exploited by the combination of warm water flooding and depressurization

水合物分解以及产气和产水的影响。并采用了基本变量转换方法对整个耦合方程进行求解,通过实验验证了数学模型及数值模型的正确性。基于所建数学模型建立了三维降压开采水合物物理模拟相似准则,并对各个相似参数的物理意义进行分析。

降压法开采单一水合物藏,在某些情况下会导致水合物藏内结冰严重,开采能量供给不足。因此,需要额外提供给水合物分解所需的能量。此外,天然气水合物藏开采时还需要考虑对产出水的处理。对下伏气的天然气水合物藏降压开采分析表明,水合物能够提供相当的产气量,能够提高气井产量,延长气田稳产时间。提出了注温水-降压法联合开采天然气水合物藏方法,能充分利用降压法和注热法的优势,具有稳产时间较长、稳产气速度高的特点。

参考文献

- [1] Kvenvolden K A. A primer on the geological occurrence of gas hydrate[J]. Geol Soc London, Spec. Publ., 1998, 137: 9 - 30.
- [2] Burshears M, Obrien T J, Malone R D. A multi - phase, multi - dimensional, variable composition simulation of gas production from a conventional gas reservoir in contact with hydrates[C]//SPE 15246, 1986:449 - 453.
- [3] 吴时国,姚伯初. 天然气水合物赋存的地质构造分析与资源评价[M]. 北京:科学出版社, 2008.
- [4] Moridis G J, Timothy S C. Strategies for gas production from hydrate accumulations under various geological and reservoir conditions [C]//Proceedings, TOUGH Symposium 2003. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, May 12 - 14, 2003.
- [5] Ohgaki K, Nakano S, Matsubara T, et al. Decomposition of CO₂, CH₄ and CO₂ - CH₄ mixed - gas hydrates[J]. Journal of Chemical Engineering of Japan, 1997, 30(2): 310 - 314.
- [6] Makogon Y F. Hydrate of hydrocarbons[M]. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Co., 1997.
- [7] Ji C, Ahmadi G, Smith D H. Constant rate natural gas production from a well in a hydrate reservoir[J]. Energy Conversion and Management, 2003, 44:2403 - 2423.
- [8] Naval Goel, Michael W, Subhash S. Analytical modeling of gas recovery from in situ hydrates dissociation[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2001, 29:115 - 127.
- [9] Goodarz A, Chuang J, Duane H S. Numerical solution for natural gas production from methane hydrate dissociation[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2004, 41:169 - 385.
- [10] Kim H C, Bishnoi P R, Heidemann R A, et al. Kinetics of methane hydrate dissociation [J]. Chem Eng Sci, 1987, 42(7): 1645 - 1653.
- [11] Civan F C. Scale effect on porosity and permeability: kinetics, model and correlation[J]. AIChE J, 2001, 47(2): 271 - 287.
- [12] Sun X F, Kishore K M. Kinetic simulation of methane hydrate formation and dissociation in porous media[J]. Chemical Engineering Science, 2006, 61: 3476 - 3495.
- [13] Kamath V. Study of heat transfer characteristics during dissociation of gas hydrate in porous media[D]. Pittsburgh: University of Pittsburgh, 1983.
- [14] Tang Lianguang, Li Xiaosen. Control mechanisms for gas hydrate production by depressurization in different scale hydrate reservoirs[J]. Energy & Fuels, 2007, 21(1):227 - 233.
- [15] 杜燕,何世辉,黄冲,等. 多孔介质中水合物生成与分解二维实验研究[J]. 化工学报,2008,59(3):673 - 680.
- [16] Meguire P L. Recovery of gas form hydrate deposits using conventional technology[C]. SPE 10832, 1982:373 - 379.

Study on several problems of oceanic gas hydrate reservoir exploitation

Bai Yuhu^{1,2}, Li Qingping¹

(1. State Key Laboratory of Offshore Oil Exploitation, Beijing 100027, China;

2. China National Offshore Oil Corporation Research Institute, Beijing 100027, China)

[Abstract] Several fundament problems like the mathematical model and numerical simulation of gas production from natural gas hydrate reservoir, similarity principle of gas hydrate physical simulation and exploitation method of gas hydrate reservoir are researched. A mathematical model is developed to simulate the hydrate dissociation in hydrate - bearing porous medium. The model can be used to analyze the effects of the flow of multiphase fluids, the intrinsic kinetic process of hydrate dissociation, the endothermic process of hydrate dissociation, ice - water phase equilibrium, the variation of permeability, the convection and conduction on the hydrate dissociation and gas and water production. For a single gas hydrate reservoir exploited only by depressurization, the study shows that water freezing appears in the formation with the dissociation of gas hydrate under certain condition due to energy deficiency for hydrate dissociation, which can lead to blockage of flow path and stopping of gas production. For a hydrate reservoir underlain by a free gas zone exploited by depressurization, the results show that the overlying hydrate zone can supply an amount of gas to improve the output of production well and evidently prolong the lifespan of gas reservoir. The combination method of warm water flooding with depressurization is proposed, which can comprehen-

sively utilize the advantage of thermal stimulation and depressurization. The method is characterized by a long stable gas production period with a high gas rate.

[**Key words**] natural gas hydrate; depressurization; combination method of warm water flooding with depressurization; mathematical model; similarity principle

(上接 92 页)

Research and application of adding well slots technology

Li Daquan, Luo Zhenqin, Hu Hui, Zhang Xiulin

(Zhanjiang Co. of CNOOC Ltd., Zhanjiang, Guangdong 524057, China)

[**Abstract**] To solve the problem of lacking of spare well slots on offshore platform, the adding well slots technology is researched and developed. By analyzing and demonstrating the space condition, the drilling type, structure strength and system capabilities of the old platform, the applicability of the adding well slots was confirmed. The design of the adding well slots was refined and improved, and then it was carried out in the engineering practice. It was demonstrated that the adding well slots can meet the needs of drilling adjust well of old platform with the specialty of simple structure, short project period, low-cost and great economic benefits.

[**Key words**] adjust well; casing pipe; adding well slots; structure checking