

李 刚, 李小森, Keni Zhang 等. 水平井开采南海神狐海域天然气水合物数值模拟. 地球物理学报, 2011, 54(9): 2325~2337, DOI:10.3969/j.issn.0001-5733.2011.09.016

Li G, Li X S, Keni Zhang, et al. Numerical simulation of gas production from hydrate accumulations using a single horizontal well in Shenhu Area, South China Sea. *Chinese J. Geophys.* (in Chinese), 2011, 54(9): 2325~2337, DOI:10.3969/j.issn.0001-5733.2011.09.016

水平井开采南海神狐海域天然气水合物数值模拟

李 刚^{1,2}, 李小森^{1,2*}, Keni Zhang³, George J. Moridis³

1 中国科学院广州能源研究所, 广州 510640

2 中国科学院可再生能源与天然气水合物重点实验室, 广州 510640

3 Earth Science Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, 1 Cyclotron Road, Berkeley, CA94720, USA

摘 要 2007 年 5 月, 南海北部神狐海域的实地钻探结果表明该区域海底存在大量天然气水合物, 其作为未来我国潜在的可开发能源的调查和资源评价工作正在展开. 本文以 SH7 站位的钻探、测井数据为基础, 建立了实际水合物藏分层地质模型, 主要包括上盖层、水合物层和下盖层, 其中上下盖层均为可渗透的沉积物. 本文利用新型的开采井设计方式, 进行了单一水平井定压降压法开采水合物的数值模拟. 结果表明, 开采过程中水合物分解区域主要集中在开采井周边区域、水合物层与上下盖层的界面附近区域. 开采井产气量远小于存在不可渗透盖层的水合物藏, 利用单一降压法不能经济有效地开采该区域天然气水合物.

关键词 天然气水合物, 降压开采, 水平井, 南海神狐海域

DOI:10.3969/j.issn.0001-5733.2011.09.016

中图分类号 P738

收稿日期 2010-06-24, 2011-01-18 收修定稿

Numerical simulation of gas production from hydrate accumulations using a single horizontal well in Shenhu Area, South China Sea

LI Gang^{1,2}, LI Xiao-Sen^{1,2*}, Keni Zhang³, George J. Moridis³

1 Guangzhou Institute of Energy Conversion, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China

2 Key Laboratory of Renewable Energy and Gas Hydrate, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China

3 Earth Science Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, 1 Cyclotron Road, Berkeley, CA94720, USA

Abstract In 2007, gas hydrate samples were recovered during the scientific expedition conducted by the China Geological Survey in the Shenhu Area. It is expected that Shenhu will become a strategic area of gas hydrate exploitation in China. However, evaluation of the hydrate deposits in the area as a potential energy resource has not been completed. Based on currently available data from site measurements, it is possible to develop preliminarily estimates of the gas production potential by numerical simulation. The hydrate accumulations in Shenhu Area are similar to Class 3 deposits (involving only a HBL), and the overburden and underburden layers

基金项目 国家自然科学基金项目(20773133, 51004089, 51076155); 中国科学院知识创新重要方向项目(KGCX2-YW-3X6); 广东省科技计划项目(2009B050600006)资助.

作者简介 李 刚, 1981 年生, 博士, 助理研究员, 主要从事天然气水合物开采数值模拟研究. 目前在中国科学院广州能源研究所工作.
E-mail: ligang@ms.giec.ac.cn

* **通讯作者** 李小森, 1967 年生, 研究员, 博士生导师, 主要从事天然气水合物开采及综合应用等研究工作. E-mail: lixs@ms.giec.ac.cn

are assumed to be permeable. In this study, we estimated gas production from hydrates in the Shenhu Area using the depressurization method with a single horizontal well. The simulation results indicated that the hydrate dissociation occurs on the cylindrical interface around the well, and along the horizontal dissociation interfaces at the top and bottom of the HBL. The gas production rate in the Class 3 hydrate deposit at site SH7 in Shenhu Area is not suitable for commercial production using the depressurization method.

Keywords Natural gas hydrate, Depressurization, Horizontal well, Shenhu Area, South China Sea

1 引言

天然气水合物(Natural Gas Hydrate, NGH)是一种笼形结晶化合物,其外形如冰雪状,通常呈白色.遇火即可燃烧,俗称“可燃冰”.自然界中存在的NGH中天然气的主要成分为甲烷($>90\%$),所以又常称为甲烷水合物(Methane Hydrates).天然气水合物已经被广泛地发现存在于陆地冻土地带和水深超过300 m的海洋底层^[1].目前,全球的天然气水合物中总的碳含量的估计范围比较广^[1~3]($10^{15} \sim 10^{18} \text{ m}^3$),超过目前全球传统矿物石油、煤、天然气中的总碳含量^[4,5],被认为是最有应用前景的新能源之一.

目前已经提出的常见的水合物开采方法主要有以下三种:(1)降压法,在一定的温度下,降低水合物藏的压力到水合物相平衡压力以下,使水合物发生分解;(2)热激法,在一定的压力下,通过注入热水及直接加热等方法提高水合物藏的温度到水合物相平衡温度以上,使水合物分解;(3)注化学剂法,通过注入热力学抑制剂,如甲醇、乙二醇等,改变水合物的相平衡条件,从而使水合物分解.以上三种方法,均采用热力学方法改变水合物藏的相平衡条件,使水合物分解放出气体.相对于热激法和注化学剂法来说,降压法不需要昂贵的连续激发,在经济性和环境影响方面具有很大的优势,被认为是最简单有效的开采方法^[6~8].如果天然气水合物气藏与常规天然气藏相邻,降压开采水合物气的效果比较好.1968年,前苏联西西伯利亚发现包含天然气水合物藏的麦索雅哈气田.1971年,从麦索雅哈气田含气水合物层中开采天然气就是采用这种技术^[9],即首先开采下伏游离气体,随着游离气体的不断减少,天然气水合物与气之间的平衡不断受到破坏,使得天然气水合物层开始融化并产出气体不断补充到下伏的游离气气库中,直到天然气水合物开采完为止.

近年来,天然气水合物开采模拟研究发展迅速,利用数值模拟方法可以对天然气水合物藏的开采潜力进行预测.美国劳伦斯-伯克利国家实验室(LBNL)的Moridis在通用地下水渗流模拟计算软件(TOUGH2.0)的基础上,开发了TOUGH+HYDRATE模拟软件,专门用于天然气水合物的数值模拟^[10].由于地层规模的数值计算量较大,Zhang等开发了TOUGH+HYDRATE的并行计算版本^[11].该模型考虑了水合物形成和分解的平衡和动力学模型.模型中考虑四相(气、液、冰、水合物)、四组分(水合物、水、甲烷、盐等水溶性抑制剂)以及拟组分热焓,各组分存在于各相中^[10].该模型可描述水合物分解机理,包括降压、注热、加入抑制剂.Moridis等^[12,13]用该模型对四类甲烷水合物藏进行了模拟,并与加拿大Mallik现场实验数据进行了拟合.2007年对韩国东海Ulleung盆地的海底水合物藏进行了开采模拟^[14].Moridis^[7,15,16]将天然气水合物藏划分为以下四种主要分类:Class 1,水合物层包括两个主要区域即水合物层及下部水+游离气层;Class 2,水合物层包括两个主要区域即水合物层及下部含水层;Class 3,单一水合物层,不包括无水合物的地层;Class 4,水合物在海底地层内分散分布,且没有明显边界,通常饱和度较低,不具有开采价值.近年有数值模拟结果表明,在一定的地质条件下,利用垂直井可在较长的时期内以较高的速率开采天然气水合物^[7,8,15].另外,模拟结果表明,对于Class 2和Class 3型水合物藏,利用水平井可以显著提高产气速率^[8,17].

本文主要利用TOUGH+HYDRATE模拟软件,在新型的开采井设计条件下,采用单一水平井定压降压的方法对中国南海神狐海域天然气水合物进行开采模拟研究.其中,水合物藏分层地质模型主要包括上盖层、水合物层和下盖层,其中上下盖层均为可渗透的沉积物,水平井位于水合物层的中部.本文所用数据以实测数据为准,对于一些暂时缺失的数

据综合参考该区域已有的文献报道进行取值。

2 神狐海域水合物藏

神狐海域调查研究区位于南海北部陆坡中段神狐暗沙东南海域附近,即西沙海槽与东沙群岛之间海域。2007年4~6月,国土资源部广州地质调查局在南海北部神狐海域共完成了8个站位的钻探、测井,对5个站位进行取芯,其中SH2,SH3和SH7 3个站位上获得天然气水合物样品^[18~20],本文的主要模拟对象即为SH7 站位所处的水合物藏。5个钻探站位温度原位测量结果表明,研究区域的地温梯度为43~67.7 °C/km。另外,根据19个站位的野外地温梯度测量和室内沉积物样品的热导率测量结果,计算出神狐海域海底热流介于74.0~78.0 mW/m²之间,平均热流值为76.0 mW/m²^[21,22]。

通过对天然气水合物样品的分析,初步认为,我国南海神狐海域的天然气水合物是以均匀分散的状态成层分布,已发现的含天然气水合物沉积层位于海平面以下1108~1245 m,海底以下155~229 m,厚度达到10~43 m。水合物层的孔隙度取值在33%~48%之间,盐度(质量分数) X_s 为2.90%~3.15%。水合物占沉积物的孔隙体积的饱和度为26%~48% (vol)^[21,22]。由于深度等地质条件的不同,水合物饱和度也不相同。该区域的温度一般介于15~25 °C之间,压力为12~18 MPa。

根据Moridis对水合物藏的划分^[7,15,16],本文研究的南海神狐海域SH7 站位水合物藏只包含单一的水合物层,属于Class 3型水合物藏。根据野外实地钻探结果,SH7 站位水合物层的沉积物主要为粘土,且不包含不可渗透的边界层。假设水合物层上下盖层可渗透,含此类边界条件的水合物藏属于不易开采的类型(CG-B)^[23]。另外,含天然气水合物的沉积物都是细粒的有孔虫粘土或有孔虫粉沙质粘土,为致密组成的低渗透率多孔介质^[21,22],使该水合物藏同时属于不易开采的类型(CG-k)^[23]。本次钻探发现的南海神狐海域多个站位的水合物藏都具有以上特征,对水合物资源的开发构成了一定的挑战。

3 数值模型

3.1 模型参数

本文对南海神狐海域SH7 站位水合物藏进行模拟,该站位海水深度为1108 m,海底温度为3.7 °C,

水合物层(Hydrate-Bearing Layer, HBL)距离海底深度为155~177 m。海水盐度(质量分数) X_s 取3.05%。海底沉积物导热系数(饱和水) k_{RW} 取3.1 W·m⁻¹·°C⁻¹。HBL沉积物的导热系数(不含水) k_{RD} 取1.0 W·m⁻¹·°C⁻¹。水合物层中水合物的初始饱和度 S_H 为44% (vol),水的初始饱和度 S_A 为56% (vol)。海底沉积物密度 ρ 取2600 kg/m³。水合物层的孔隙度 ϕ 取40%。海底沉积物的渗透率 k 取 7.5×10^{-14} m²(=0.075 D)。通过气相色谱分析,SH7 站位钻探获得的沉积物岩中,甲烷气体占所有气体组成的99.2%,故本文假设气体组分为100%甲烷。其他相关地层参数和物理性质见表1。

图1描述了本文模拟的南海神狐海域天然气水

表1 中国南海神狐海域天然气水合物藏物理性质表
Table 1 Properties and conditions of the hydrate deposit at Site SH7 in the Shenhu Area, South China Sea

参数	取值
上盖层厚度 Δz_o	30 m
水合物层厚度 Δz_H	20 m
下盖层厚度 Δz_U	30 m
开采井距水合物层底部高度 Δz_w	11 m
初始压力 P_B (水合物层底部)	13.83 MPa
初始温度 T_B (水合物层底部)	287.31 K (14.15 °C)
水合物层中初始饱和度	$S_H=0.44, S_A=0.56$
气体组成	100% CH ₄
地温梯度	0.0433 K/m
海水的盐度(质量分数)	3.05%
渗透率 $k_x=k_y=k_z$ (整个地层)	7.5×10^{-14} m ² (= 0.075 D)
孔隙度 ϕ (整个地层)	0.41
沉积物密度 ρ_R (整个地层)	2600 kg/m ³
不含水的导热系数 $k_{\theta RD}$ (整个地层)	1.0 W·m ⁻¹ ·K ⁻¹
含水的导热系数 $k_{\theta RW}$ (整个地层)	3.1 W·m ⁻¹ ·K ⁻¹
多组分导热系数模型 ^[16,24]	$k_{\theta C}=k_{\theta RD}+(S_A^{1/2}+S_H^{1/2}) \times (k_{\theta RW}-k_{\theta RD})+\phi S_1 k_{\theta I}$
毛细管压力模型 ^[25]	$P_{cap}=-P_{01}[(S^*)^{-1/\lambda}-1]^{1-\lambda}$ $S^*=(S_A-S_{irA})/(S_{mA}-S_{irA})$
不可流动的液相饱和度 S_{irA}	0.29
van Genuchten 指数 λ	0.45
P_{01}	10 ⁵ Pa
相对渗透率模型	$k_{rA}=(S_A^*)^n$ $k_{rG}=(S_G^*)^{n_G}$ $S_A^*=(S_A-S_{irA})/(1-S_{irA})$ $S_G^*=(S_G-S_{irG})/(1-S_{irA})$
n	3.572
n_G	3.572
不可流动的气相饱和度 S_{irG}	0.05
不可流动的液相饱和度 S_{irA}	0.30

合物藏模型示意图. 模拟区域为长方体, HBL 厚度为 22 m ($-11 \text{ m} \leq z \leq 11 \text{ m}$), 上盖层 (Overburden, OB, $11 \text{ m} \leq z \leq 41 \text{ m}$) 和下盖层 (Underburden, UB, $-41 \text{ m} \leq z \leq -11 \text{ m}$) 均为可渗透沉积物, 厚度均为 30 m, 足够精确描述 30 年开采周期 (标准开采井生命周期) 内的水合物藏热流变化情况^[7,15,16]. 相对于 22 m 厚的 HBL, OB 和 UB 的厚度也足够精确描述水合物藏中的压力场分布. 如图 1 所示, 开采井位于 HBL 中部 ($x=0, z=0$). 假设水合物藏中存在一系列在同一水平面 ($z=0$) 上平行分布的水平井, 其 x 方向上的坐标分别为 $\dots, -180, -90, 0, 90, 180, \dots$, 则任意一个水平井的开采范围为 90 m. 故图 1 所示本文所用的单一水平井 ($x=0$) 在水平方向上的开采范围为 $-45 \sim 45 \text{ m}$, 且 $x=45 \text{ m}$ 处为绝热不传质边界. 另外, 由于水平井两边对称 (水合物藏中 $-45 \text{ m} \leq x \leq 0$ 和 $0 \leq x \leq 45 \text{ m}$ 两边完全对称), 所以为节省计算时间, 仅对 $0 \leq x \leq 45 \text{ m}$ 的水合物藏进行模拟.

3.2 网络划分

图 2 描述了本文模拟中南海神狐海域天然气水合物藏模型网格划分示意图. 在本文模拟的 $0 \leq$

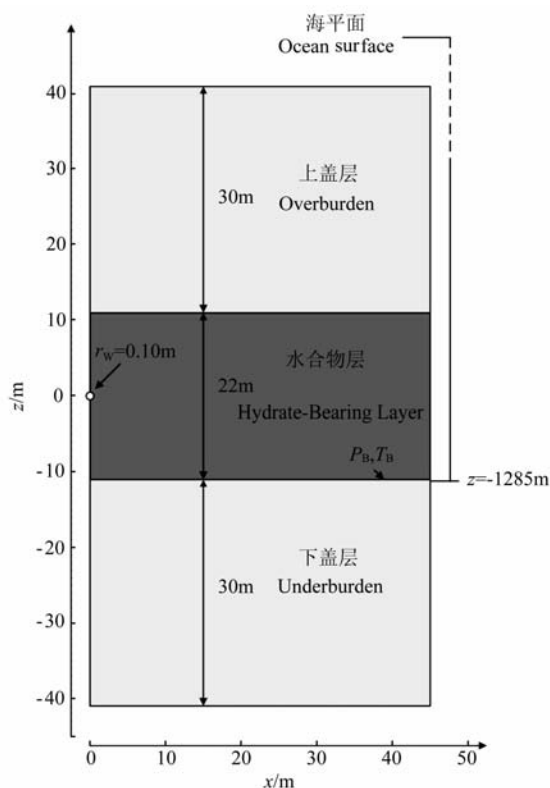


图 1 南海神狐海域 SH7 站位天然气水合物藏模型示意图

Fig. 1 A schematic of the marine hydrate deposit at Site SH7 in Shenhu Area, South China Sea

$x \leq 45 \text{ m}$, $-41 \text{ m} \leq z \leq 41 \text{ m}$ 的长方形二维区域中, 所有网格在直角坐标中的 y 方向厚度均为 1 m. 整个模拟区域共划分成 11259 个网格, 其中包括 11034 个活跃网格, 其余的非活跃网格为边界层网格, 位于模拟区域最顶端和最底端的非活跃网格中的温度和压力在整个模拟过程中都保持恒定. 在 x 方向上均匀划分为 90 个网格, 每个网格间距为 0.5 m. 在 z 方向上, OB 上部 ($z > 22 \text{ m}$) 和 UB 下部 ($z < -22 \text{ m}$) 的网格间距较大, 而在 $-22 \text{ m} \leq z \leq 22 \text{ m}$ 的区域 (包含 HBL 和部分上下盖层) 网格间距较小 ($\Delta z \leq 0.5 \text{ m}$), 能够满足水合物藏的数值模拟精度要求^[15,16]. 由于开采井周边区域相变和传热传质都比较剧烈, 所以该区域需要采用更加细密的网格划分方式. 如图 2 所示, 以开采井为圆心, 将 $r \leq 7.5 \text{ m}$ 的半圆形区域划分为精细的蜘蛛网状网格. 本文模拟中假设水合物分解是相平衡反应过程, 以上网格划分共产生 44136 个方程.

3.3 模拟参数初始化

根据实地取芯测量结果, SH7 站位水合物样品 SH7B-FPWS1 (137 mbsf), SH7B-FPWS2 (180 mbsf)

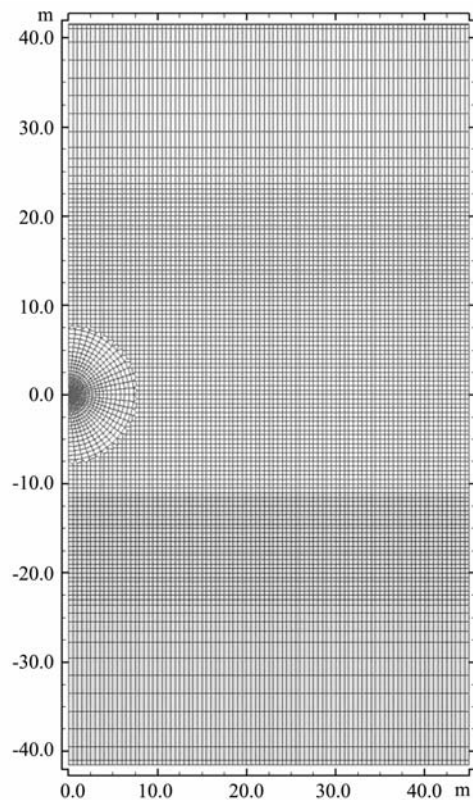


图 2 南海神狐海域 SH7 站位天然气水合物藏模型网格划分示意图

Fig. 2 Grid used in the marine hydrate deposit at Site SH7 using the horizontal well in Shenhu Area, South China Sea

和 SH7B-FPWS3 (196 mbsf) 的温度分别为 12.49 °C, 14.39 °C 和 15.04 °C^[21,22],故所在区域的地温梯度约为 43.3 °C/km(见表 1),由此计算得到 HBL 底部温度 T_B 为 14.15 °C,以及整个模拟区域内各个网格的温度值.在 HBL 中水合物稳定存在的前提下,利用水合物相平衡曲线可以计算得到 HBL 底部压力 P_B 的下限.在本文模拟中,将 P_B 取为 13.83 MPa,略高于相应 T_B 下的平衡压力值,使水合物可以在轻微的降压或热激条件下分解.根据 P_B 和典型海水密度(标准状况下 1035 kg/m³),可以得到整个区域各个网格的压力值.

在模拟参数初始化结束后,整个系统在没有外来干扰的情况保持稳定,这与自然界中实际水合物藏的特点相吻合.也就是说,区域内各个网格的温度、压力、盐度、各相饱和度等参数在水合物开采前始终保持不变.初始化结束后,HBL 中水合物的饱和度 S_H 约为 0.44,水的饱和度 S_A 约为 0.56,OB 和 UB 中为饱和有甲烷气体的单一液相(无自由气相).

3.4 开采井设计和开采方法

如图 1 所示,特殊设计的单一水平井位于 HBL 的中部,内部有效半径 $r_w=0.1$ m.该水平井可以通过井管内部热水(或蒸汽)循环加热(或者电加热、微波加热等),不向沉积物中直接注入热水^[23],同时在井周围形成较高的温度防止“二次水合物”的形成以加快水合物的开采进程.此水平井设计具有以下几个优点:(1)不向沉积物中注入任何物质,使降压开采水合物更加容易实现;(2)在没有热水注入的情况下,气体更加容易通过开采井流出;(3)利用单一开采井同时产气和注热水,使得开采井的设计更加复杂,操作困难^[14];(4)此设计可以实现水合物开采过程中全程连续加热.另外,假设此开采井设计中的内部循环热水可以取自更深、温度更高的海底地层,实际开采井内部流体不是多孔介质中的流动,需要用 Navier-Stockes 方程描述,为了避免求解上的困难,假设井内流体在“伪多孔介质”中流动,遵循达西定律^[13,15].将开采井内网格的渗透率 k_w 设为较大值 1.00×10^{-12} m²(1 D),孔隙度 ϕ_w 为 1.0,毛细压力 P_c 为 0^[15].根据前人的模拟结果^[15],以上假设可以大大节省计算时间,模拟误差控制在 5% 以内.

有学者提出^[7,14,23],由于降压法的技术难度低、经济性好,对于大多数海底水合物藏来说,可能是最有效的、唯一现实可行的水合物开采方法.但是,水合物分解是一个吸热过程,开采井周围可能由于降温引起“二次水合物”生成并堵塞井口,故可以考虑

采用热激法来减少和消除“二次水合物”.热激法作为辅助方法可以提高单一垂直井降压法开采水合物的产气量^[7,15],但是热激法作为主要开采方法效率较低^[7,26].Moridis 等^[17]和 Reagan 等^[27]的研究表明,相对于垂直井而言,使用水平井可以显著提高 Class 2 和 Class 3 型水合物藏的产气率,同时可以有效防止“二次水合物”的形成^[17],本文采用单一水平井进行 Class 3 型水合物藏开采模拟.

本文采用开采井定压降压的方法进行水合物藏开采,定压降压法适用于各种水合物藏渗透率条件,允许产气率随着水合物藏渗透率增大(由水合物分解、水合物饱和度降低引起)而不断增加.另外,定压降压法可以有效控制开采井内的压力,减少由于过度降压引起的“二次水合物”甚至是冰的生成.一般认为,降压开采过程中,开采井压力 P_w 保持高于水合物四相点压力 P_Q .

4 结果和讨论

4.1 产气产水规律

图 3 描述了定压降压开采条件下,井口气相甲烷产出速率(Q_{PG})、总甲烷产出速率(Q_{PT})以及水合物分解产气速率(Q_R)随时间变化曲线.其中, Q_{PG} 是在开采井井口以气相产出的甲烷气体的产气速率; Q_{PT} 是在开采井井口所有产出的甲烷气体的产气速率,包括以气相存在的甲烷和水中的溶解气; Q_R 是水合物藏中水合物分解产生的甲烷气体的产气速率, Q_{PG} 、 Q_{PT} 和 Q_R 的单位均为 ST m³ · d⁻¹ · m⁻¹ of well,其中 ST 指的是标准状况.降压幅度 ΔP_w 分别取 0.8 P_0 、0.5 P_0 、0.2 P_0 和 0.1 P_0 , $P_0=13.7$ MPa 和 $T_0=13.7$ °C 分别为 HBL 中部(即水平井所在位置)的初始压力和初始温度.图 4 和图 5 分别描述了相应条件下,HBL 中已分解的水合物占整个水合物藏(如图 1 所示, $0 \leq x \leq 45$ m, -41 m $\leq z \leq 41$ m)中初始水合物量的百分比以及井口产水速率(Q_w)和产气产水比(R_{Gw})随时间变化曲线.

从图 3 可以看出,在各个降压幅度 ΔP_w 条件下 Q_{PG} 始终远小于 Q_{PT} ,尤其是在开采阶段中后期,说明在开采井中产出的甲烷气体主要以水中的溶解气为主,而以自由气体形式存在的气体很少.以 $\Delta P_w=0.2P_0$ 为例, Q_{PT} 随着开采的进行不断增大,在 390 d 左右达到最大值 17.3 ST m³ · d⁻¹ · m⁻¹ of well 后便逐渐减小.对于本文所用的单一水平井 90 m 的开采范围(-45 m $\leq x \leq 45$ m),假设水平井在 y 方

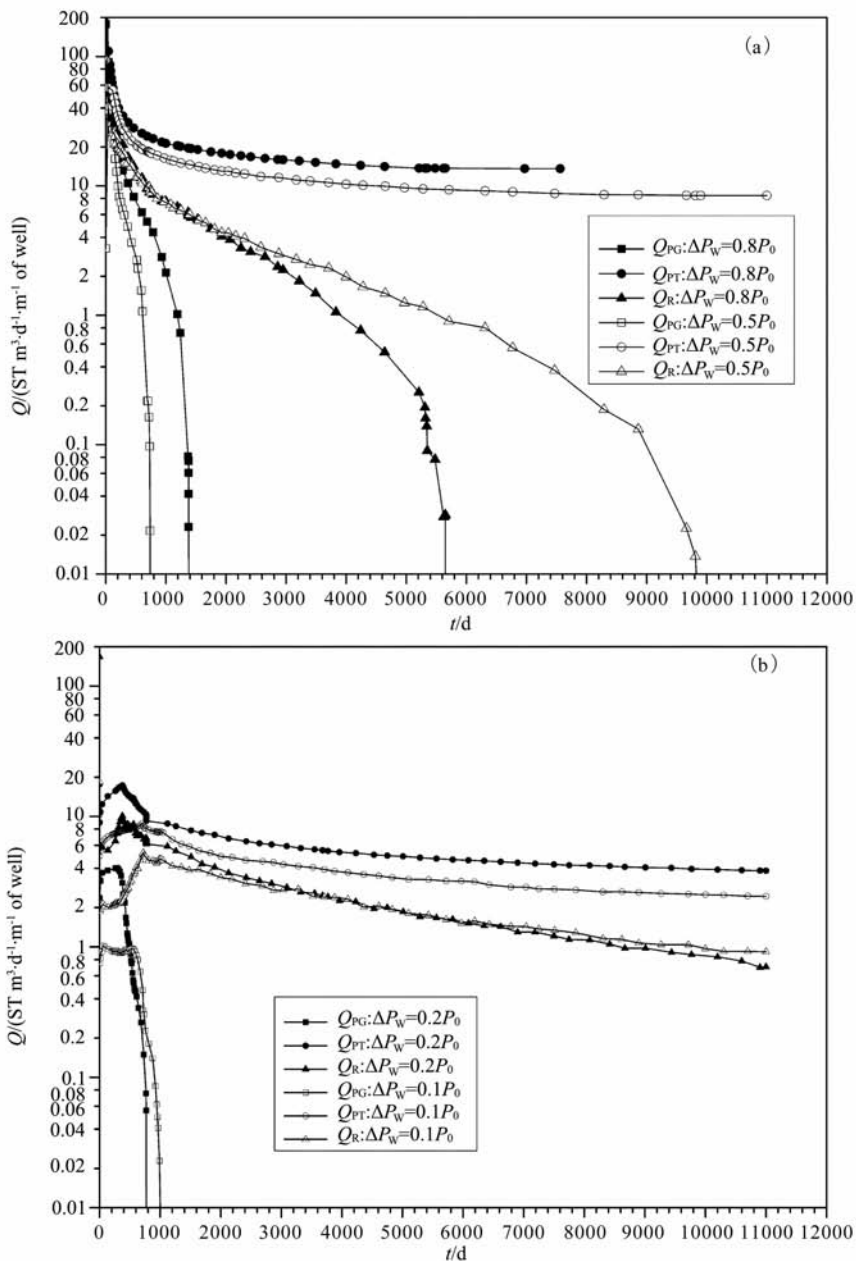


图3 定压降压开采条件下,井口气相甲烷产出速率(Q_{PG})、总甲烷产出速率(Q_{PT})以及水合物分解产气速率(Q_R)随时间变化曲线($\Delta P_W = 0.8P_0, 0.5P_0, 0.2P_0$ 和 $0.1P_0, T_0 = 13.7^\circ\text{C}$)

Fig. 3 Volumetric rate of CH_4 production in the gas phase (Q_{PG}), the total gas production (Q_{PT}) at the well and released from hydrate dissociation (Q_R) using depressurization method with ($P_W = 0.8P_0, 0.5P_0, 0.2P_0$ and $0.1P_0, T_0 = 13.7^\circ\text{C}$) during gas production from methane hydrate deposit at Site SH7 in Shenhu Area, South China Sea

向长度为 1000 m, 在开采井总产气率 Q_{PT} 保持最大值的情况下, 整个水合物藏的产气速率也只能达到 $3.46 \times 10^4 \text{ ST m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ (一般认为, 只有当开采井井口总产气速率达到约 $3.0 \times 10^5 \text{ ST m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ 时, 才可能具有商业开采价值). 相应的水合物分解产气速率 Q_R 随时间变化规律与 Q_{PT} 相似, 说明水合物分解速率在开采阶段不断增大并达到最大值后, 逐渐减小, 这主要是由于(1)在开采的初始阶段($t=0 \sim 390 \text{ d}$),

随着水合物的不断分解, 开采井周边区域的有效渗透率不断增大, 在定压开采条件下分解的气体和水更容易向开采井流动, 同时水合物分解界面不断扩大也导致产气量增加; (2)在开采阶段中后期(390 d 以后), 水合物分解区域的下部达到 HBL 初始位置的下限, 即与下盖层相接触, 使可渗透下盖层中的水大量流向开采井, 引起产水量增加, 产气量相应减小; (3)随着水合物不断分解, 水合物分解区域逐渐

与盖层接触,原低渗透率的水合物层消失,同时由于气液存在重力差,水合物分解产生的气体向上浮动并通过可渗透上盖层逃逸,引起产气量减小;(4)由于水合物分解降温引起的分解速率下降也导致产气量减小。

从图 3 可以看出,在 $\Delta P_w = 0.8P_0$ 和 $0.5P_0$ 的情况下, Q_R 分别在 5600 d 和 10000 d 左右降低到很低的水平 ($< 0.01 \text{ ST m}^3 \cdot \text{d}^{-1} \cdot \text{m}^{-1}$ of well),这是由于从该时刻起,水合物藏中的水合物已基本分解完毕(水合物分解百分比接近于 1.0),如图 4 所示。而在 $\Delta P_w = 0.2P_0$ 和 $0.1P_0$ 的情况下,直到 30 年的开采过程结束,水合物藏中尚存在一定量的水合物未分解。

从图 5 可以看出,在各个降压幅度下进行的水合物定压开采,井口产水速率 Q_w 在开采初期快速增加,在达到较高水平后保持基本恒定。产气产水比 $R_{GW} = V_p/V_w$ 是一个衡量水合物开采效率的相对标准,主要用于水合物开采产气的经济性评价。如图 5 所示, R_{GW} 随着开采过程的进行不断降低。以 $\Delta P_w = 0.2P_0$ 为例,在大约 1100 d 左右, Q_w 接近或超过 $6000 \text{ kg} \cdot \text{d}^{-1} \cdot \text{m}^{-1}$ of well。对于利用长度达到 1000 m 的单一水平井开采 90 m 范围内的水合物藏,井口产水速率 Q_w 高达 $1.2 \times 10^7 \text{ kg} \cdot \text{d}^{-1}$ ($1.2 \times 10^4 \text{ ton} \cdot \text{d}^{-1}$),而 R_{GW} 较低 ($< 5 \text{ ST m}^3$ of $\text{CH}_4 \cdot \text{m}^{-3}$

of H_2O)。如果增大水合物开采驱动力,将降压幅度 ΔP_w 从 $0.2P_0$ 提高到 $0.8P_0$,在产气速率没有明显加大的情况下(图 3),产水速率迅速增大(图 5),不利于开采产气的经济性。综合以上模拟结果,从绝对产气量和产气产水比两方面来看,利用定压降压法开采南海神狐海域 SH7 站位水合物藏都不具有很高的经济价值。另外,从以上分析可以得出定压降压

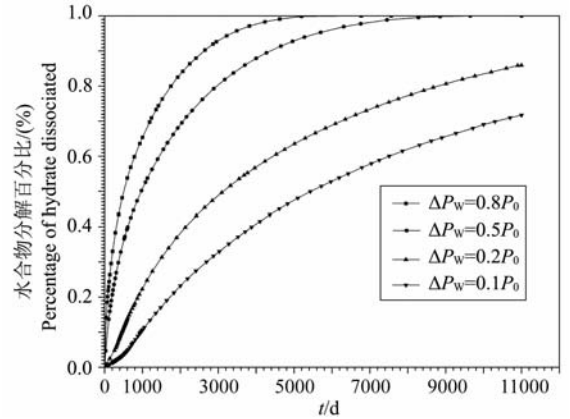


图 4 定压降压开采条件下,已分解的水合物占整个水合物藏初始水合物量的百分比随时间变化曲线($\Delta P_w = 0.8P_0, 0.5P_0, 0.2P_0$ 和 $0.1P_0, T_0 = 13.7 \text{ }^\circ\text{C}$)

Fig. 4 Percentage of hydrate dissociated using depressurization method with $\Delta P_w = 0.8P_0, 0.5P_0, 0.2P_0$ and $0.1P_0, T_0 = 13.7 \text{ }^\circ\text{C}$ during gas production from methane hydrate deposit at Site SH7 in Shenhu Area, South China Sea

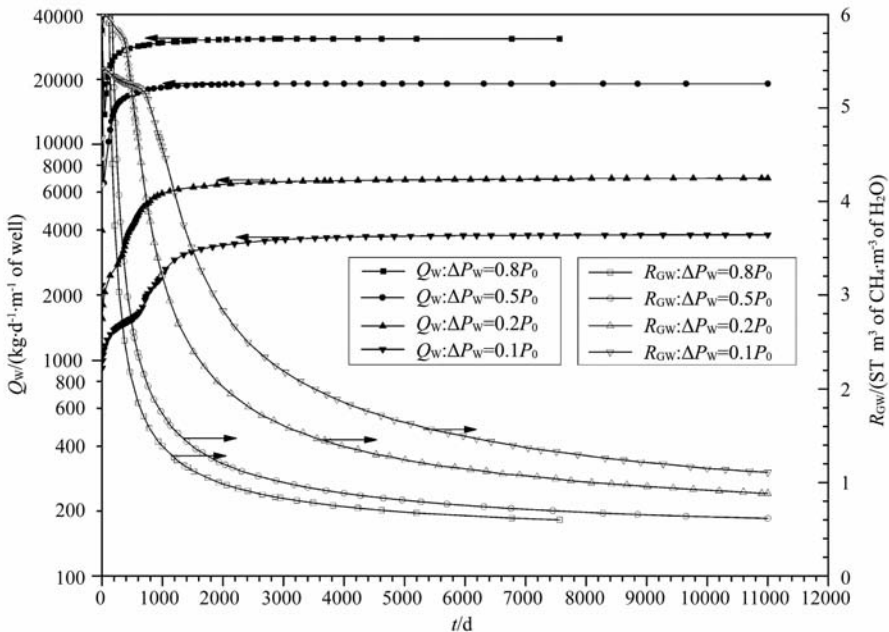


图 5 定压降压开采条件下,井口产水速率(Q_w)和产气产水比(R_{GW})随时间变化曲线($\Delta P_w = 0.8P_0, 0.5P_0, 0.2P_0$ 和 $0.1P_0, T_0 = 13.7 \text{ }^\circ\text{C}$)

Fig. 5 Evolution Q_w and R_{GW} using depressurization method with $\Delta P_w = 0.8P_0, 0.5P_0, 0.2P_0$ and $0.1P_0, T_0 = 13.7 \text{ }^\circ\text{C}$ during gas production from methane hydrate deposit at Site SH7 in Shenhu Area, South China Sea

开采水合物藏宜采用合理的降压幅度,一般 $\Delta P_w = 0.1P_0 \sim 0.3P_0$ 。以下主要针对降压幅度为 $\Delta P_w = 0.2P_0$, 开采井内不加热情况下的水合物定压降压开采过程进行详细讨论。

4.2 饱和度 S_H 和 S_G 空间分布

图 6 和图 7 分别绘出了南海神狐海域 SH7 站位天然气水合物藏在定压降压开采过程中水合物饱和度 S_H 和甲烷气体饱和度 S_G 在初始 HBL 区域 ($0 \leq x \leq 45 \text{ m}$, $-11 \text{ m} \leq z \leq 11 \text{ m}$) 内空间分布示意图,各图从 a~h 分别绘出第 60 天,1 年,2 年,5 年,10 年,15 年,20 年和 30 年的分布情况。通过比较各相分布随时间变化情况可以得出水合物开采过程的动态变化规律。

从图 6 可以得出水合物分解过程的主要特点:(1)由于水平井定压降压驱动,开采初期水合物分解主要集中在开采井周围,沿着一个圆柱形的分解界面进行(图 6a,图 6b);(2)在水平井上方和下方,初

始 HBL 与 OB 和 UB 的接触面 ($z = 11 \text{ m}$ 和 $z = -11 \text{ m}$) 附近分别逐渐出现水合物上、下分解界面(图 6b);(3)随着开采的进行,水合物分解下界面与圆柱形分解界面逐渐接触并融合(图 6b,图 6c);(4)紧邻水合物分解下界面,并沿着该界面出现水合物高饱和度区(图 6d~6h);(5)开采井附近只有极少量的“二次水合物”出现。其中,(2)和(3)是由于 OB 和 UB 向 HBL 传热传质引起的,特别是相对温度较高的流体从可渗透的下盖层向上传递,引起下分解界面明显大于上分解界面;(4)的主要原因是,在分解下界面处,水合物分解释放出的气体和水同时向开采井和远离开采井(尚未分解的水合物区域)的方向流动,后者导致水合物未分解区域的饱和度 S_H 由于水合物的进一步生成而高于 HBL 的初始饱和度;与利用垂直井定流量开采水合物在开采井附近大量生成“二次水合物”不同^[14],在合理的降压驱动力 ($\Delta P_w = 0.2P_0$) 条件下,利用单一水平井定压开

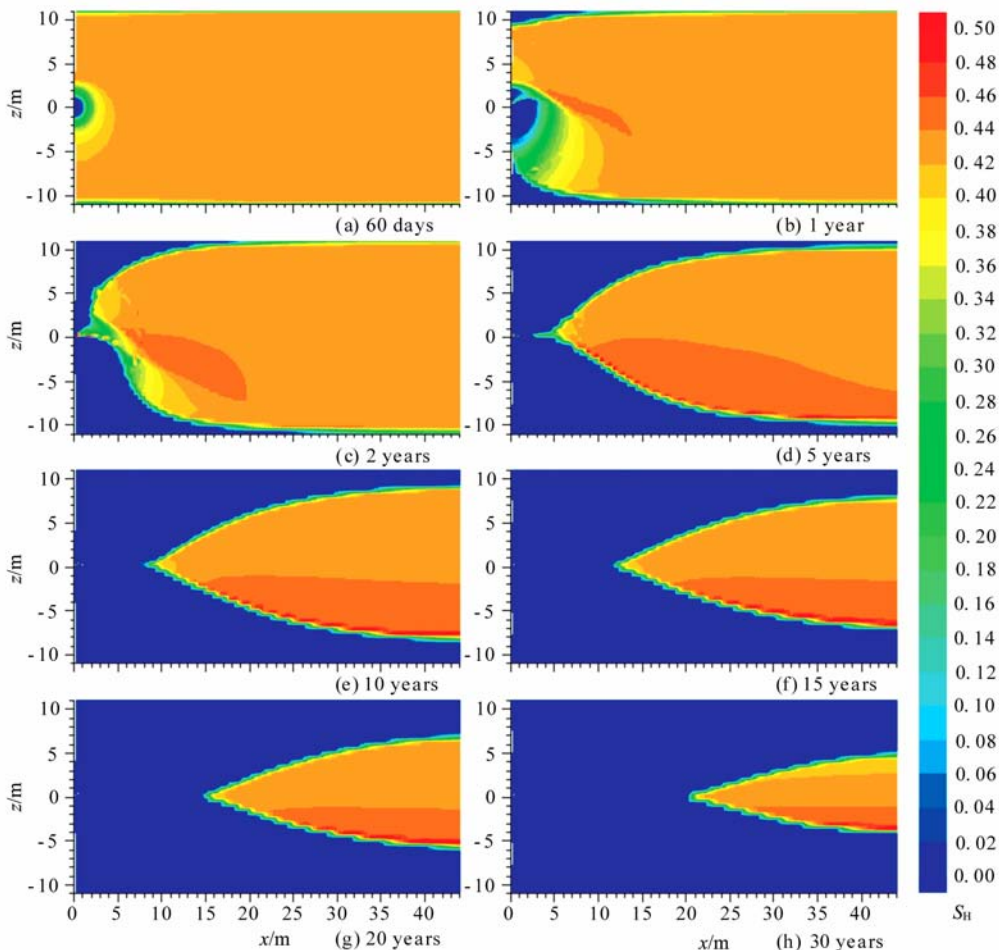


图 6 水合物饱和度 S_H 在水合物藏开采过程中空间分布示意图

Fig. 6 Evolution of spatial distribution of S_H using depressurization method during gas production from methane hydrate deposit in the reference case in this study

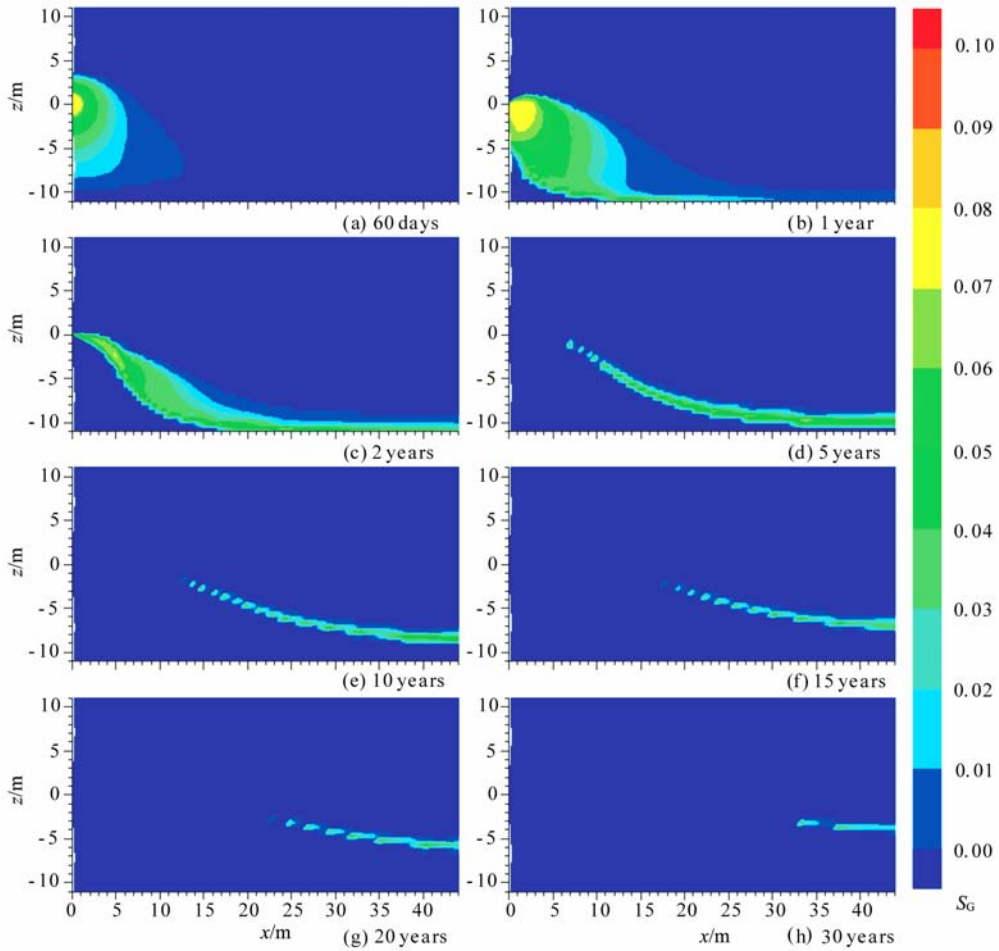


图7 气体饱和度 S_G 在水合物藏开采过程中空间分布示意图

Fig. 7 Evolution of spatial distribution of S_G using depressurization method during gas production from methane hydrate deposit in the reference case in this study

采水合物,在开采井附近只观察到极少量的“二次水合物”,对水平井几乎没有堵塞作用。

从图7可以看出,与包含不可渗透盖层的韩国东海 Ulleung 盆地的海底水合物藏^[14]中最高自由气饱和度 S_G 大于 0.5 相比,本文研究上下盖层均可渗透的南海神狐海域 SH7 站位水合物藏的气体饱和度大大降低(S_G 最高约为 0.1),且主要集中在开采初期的圆柱形水合物已分解区以及中后期的下分解界面下方。这主要是由于(1)在无不可渗透的上盖层 OB 屏障的情况下,上分解界面的分解自由气大部分都由 OB 逃逸到地层中,而没有被开采井抽出;(2)当上分解界面与圆柱形分解界面融合后,原来聚集在圆柱形水合物已分解区内的分解自由气也部分向上逃逸;(3)当下分解界面与圆柱形分解界面融合后,下分解界面的分解自由气在没有上方具有较低有效渗透率 k_{eff} 的水合物层屏障的情况下,只有少量聚集在下分解界面下方,其余部分由开采井产出,部分向上逃逸。图3中 $\Delta P_w = 0.2P_0$ 情况下 Q_{PG} 远小

于 Q_{PT} 且迅速降低,以及 Q_{PT} 达到最大值的时间(约为 390 d),与图6和图7分析得出的上、下分解界面与开采井附近圆柱形分解界面融合的时间(略超过1年,如图6b和图7b)基本吻合。

4.3 压力 P 空间分布

图8绘出了南海神狐海域 SH7 站位天然气水合物藏在定压降压开采过程中整个模拟区域($0 \leq x \leq 45$ m, -41 m $\leq z \leq 41$ m)内压力 P 的空间分布示意图,各图中白线代表 HBL 与 OB 和 UB 接触面的初始位置,即初始 HBL 的上下限($z = 11$ m 和 $z = -11$ m)。从压力 P 在整个水合物藏中的空间分布可以看出,利用单一水平井定压降压开采上下盖层可渗透的水合物藏具有以下特点:

(1)开采井周边区域出现明显的压力梯度。从图8a和8b可以看出,开采井附近存在一个明显的圆柱形低压区域(本文定义为压力低于 12.5 MPa 的区域,该压力远低于开采井所在位置 HBL 的初始压力 $P_0 = 13.7$ MPa),且该区域的半径大于 2 m。这

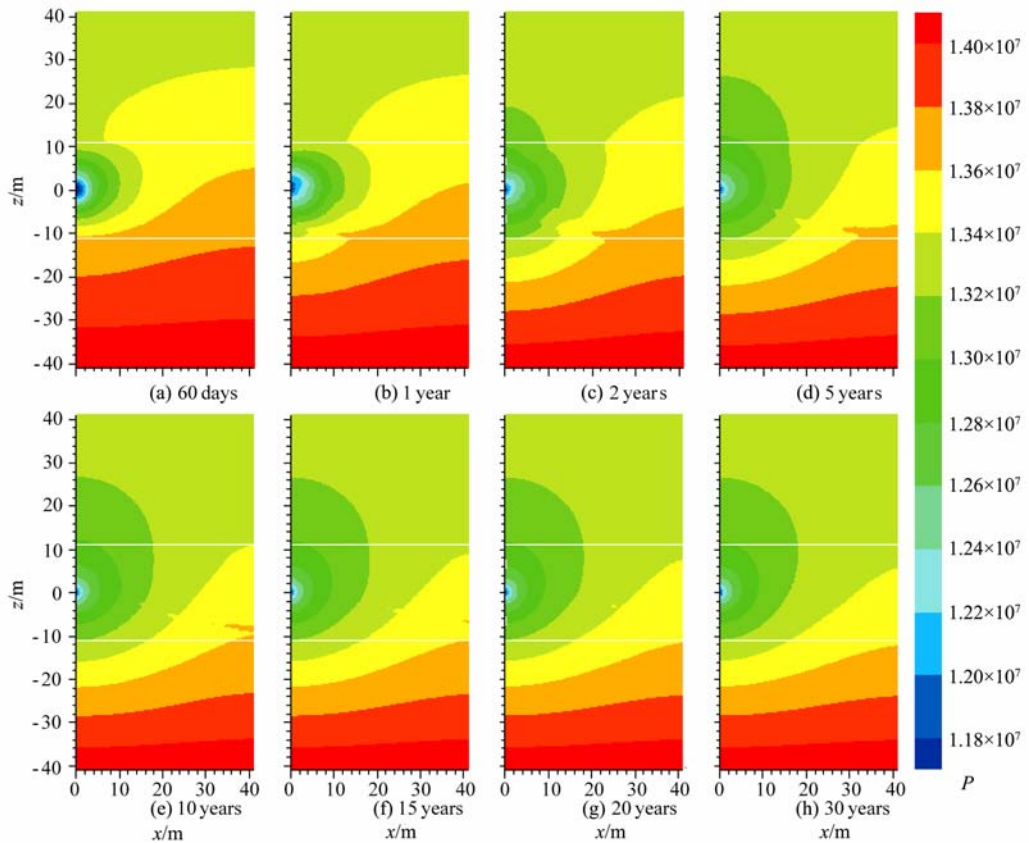


图 8 压力 P 在水合物藏开采过程中空间分布示意图

Fig. 8 Evolution of spatial distribution of P using depressurization method during gas production from methane hydrate deposit in the reference case in this study

主要是由于在降压驱动力 $\Delta P_w = 0.2P_0$ (开采井处压力 $P_w = 11.2 \text{ MPa}$) 恒定不变的情况下, 圆柱形低压区域周围的水合物未分解区有效渗透率 k_{eff} 较低, 使得水合物已分解的区域内的压力能够有效降低, 此时未分解的水合物区起到了低渗透边界层的作用. 随着水合物分解区域的不断扩大, 当水合物上、下分解界面与圆柱形分解界面接触时 (如以上分析, 略超过 1 年), 水合物分解区域与上、下盖层连通, OB 和 UB 中的流体大量流向开采井并同时产出, 开采井附近区域降压效果大大降低, 低压区域缩小至半径约 1 m 的范围 (见图 8c~8h).

(2) 与上下盖层不可渗透的情况不同^[14], 在可渗透盖层中由于内部流体流动引起明显的压力分布. 如图 8a~8d, 在开采的前 5 年内, OB 和 UB 中的压力随时间显著降低. 而从第 10 年到第 30 年 (图 8e~图 8h) 的过程中, 盖层中的压力分布基本稳定, 这主要是由于开采 10 年之后, 在开采井内定压的情况下, HBL 中未分解区内水合物的缓慢分解对盖层中的流体流动影响有限.

(3) 在水合物分解上界面处出现等压分布线的

明显拐点, 在下界面附近压力分布波动较大, 这主要是由于水合物分解界面附近相变和流体流动比较剧烈, 引起压力分布情况复杂.

4.4 温度 T 空间分布

图 9 绘出了南海神狐海域 SH7 站位天然气水合物藏在定压降压开采过程中初始 HBL 区域 ($0 \leq x \leq 45 \text{ m}$, $-11 \text{ m} \leq z \leq 11 \text{ m}$) 内温度 T 的空间分布示意图. 图 9b 和图 9c 中显示的低温区域 (本文定义为温度低于 $11.5 \text{ }^\circ\text{C}$ 的区域, 该温度远低于开采井所在位置 HBL 的初始温度 $T_0 = 13.7 \text{ }^\circ\text{C}$) 处在水合物上分解界面附近 (见图 7b 和图 7c), 显示了该区域内水合物分解引起的温度降低. 在该低温区域附近热量从 OB 向 HBL 传递, 即存在地温梯度的逆转, 于是随着开采的不断进行, 低温区域逐渐消失 (见图 9d~9h). 图 7 中开采井下方以及水合物下分解界面附近温度 T 的分布和演化过程清楚地描述了相对高温的热水从可渗透 UB 向上流入初始 HBL 的过程. 该温度分布也反映了包括初始 HBL 中的水, 水合物分解所产生的气体和水, 由 OB 向 HBL 流动的水以及由 UB 向 HBL 流动的相对高温

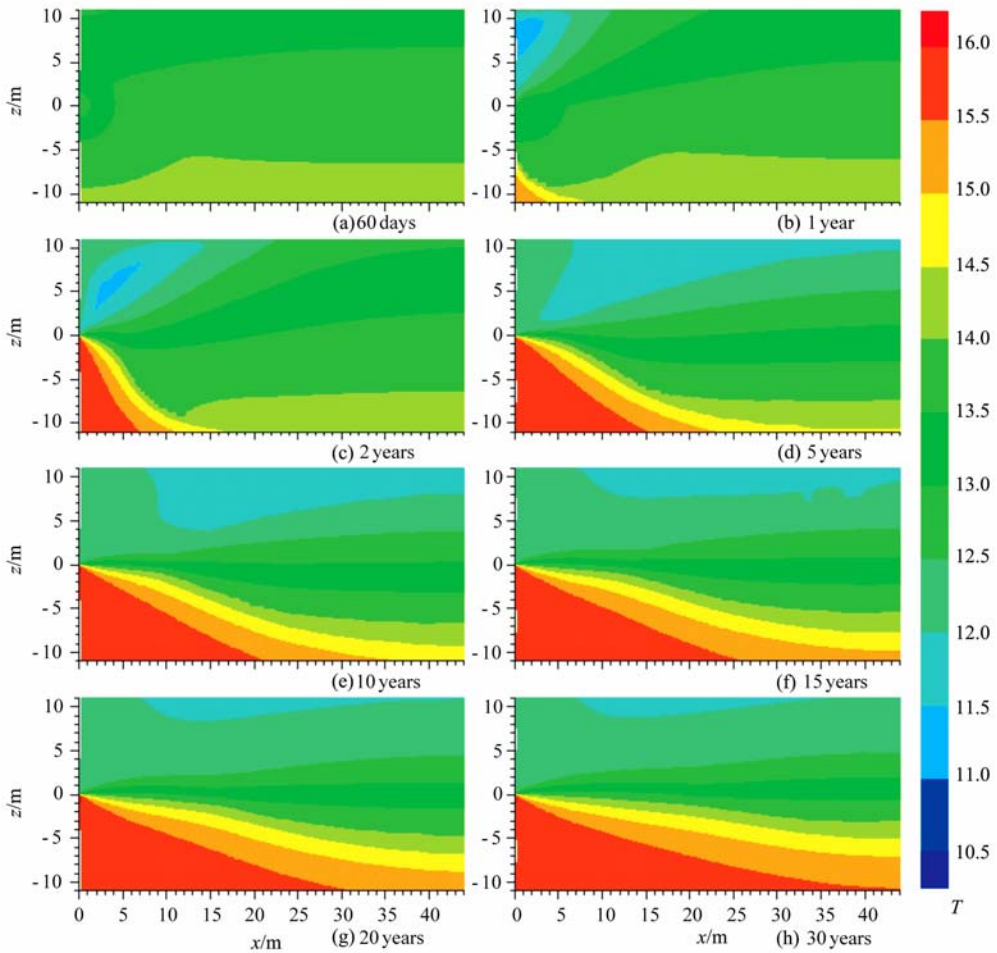


图 9 温度 T 在水合物藏开采过程中空间分布示意图

Fig. 9 Evolution of spatial distribution of T using depressurization method during gas production from methane hydrate deposit in the reference case in this study

的热水在内的所有不同温度的流体均流向开采井,造成开采井附近等温线汇合。

4.5 盐度 X_s 空间分布

图 10 绘出了南海神狐海域 SH7 站位天然气水合物藏在定压降压开采过程中初始 HBL 区域($0 \leq x \leq 45$ m, -11 m $\leq z \leq 11$ m)内盐度 X_s 的空间分布示意图. 图 10 清楚地描述了水合物分解过程中的盐水稀释效应. 由于溶液中的盐离子不参与水合物分子的构建,水合物分解产生的纯水可以降低该区域的盐度,也就是说,水合物剧烈分解区域附近的局部盐度较低^[14]. 与盖层不可渗透的水合物藏中有限的盐水补充不同^[14],图 10 所示初始 HBL 中盐度 X_s 空间分布受来自上、下盖层的盐水的影响很大. 图 10a 和图 10b 中盐度最低的区域集中在开采井附近,基本对应图 7 所示水合物圆柱开采分解区以及图 9 所示低温区域. 图 10c~10h 中盐度较低的区域与图 7 所示水合物未分解区有相似之处,这主要是

由于该区域水合物分解产水稀释作用引起的. 另外,该区域内盐水不断从开采井产出,而水合物未分解区低有效渗透率引起的外来盐水无法及时补充也是低盐度的主要原因。

5 结 论

本文以国土资源部广州地质调查局在南海北部神狐海域 SH2, SH3 和 SH7 站位的钻探、测井数据为基础,建立了 Class 3 型实际水合物藏分层地质模型,利用单一水平井进行定压降压开采数值模拟研究,得出以下主要结论:

(1) 根据 SH7 站位采集的水合物实物样品数据,对该地层处热流密度、压力分布情况进行模型初始化. 初始化结束后,整个水合物藏分层地质模型在开采前温度、压力、盐度及各相饱和度等分布保持稳定, HBL 中只有水合物和水两相, OB 和 UB 中

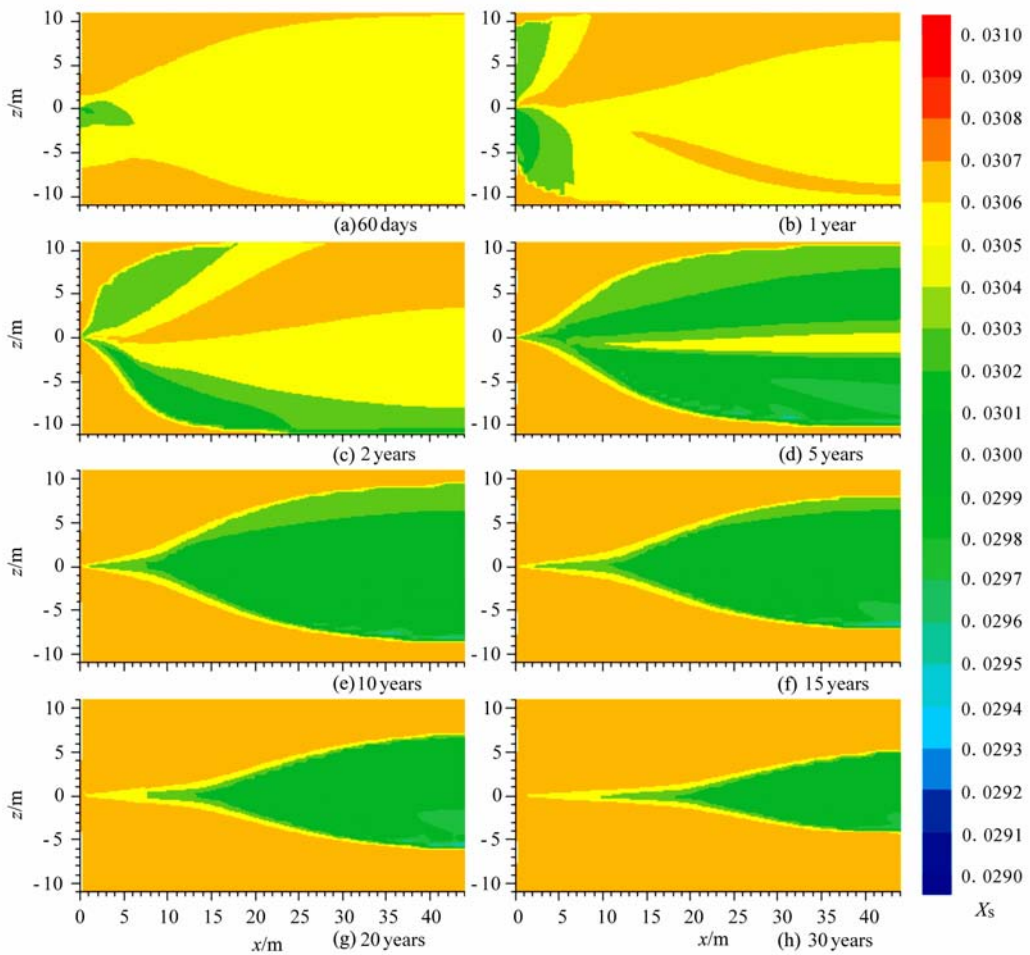


图 10 盐度 X_s 在水合物藏开采过程中空间分布示意图

Fig. 10 Evolution of spatial distribution of X_s using depressurization method during gas production from methane hydrate deposit in the reference case in this study

为饱和有甲烷气体的单一液相。

(2)地层中水合物饱和度随时间变化表明开采过程中水合物分解区域主要集中在开采井周围圆柱形分解界面、水合物层与上、下盖层接触面附近的分解界面,且随着水合物的不断分解,这些界面逐渐接触并融合,引起盖层中的流体大量流向开采井并同时产出。

(3)在 30 年的连续开采过程中,在不同的降压驱动力条件下,井口气相甲烷的产出速率 Q_{PG} 均远小于总的甲烷产出速率 Q_{PT} ,且 Q_{PT} 均大于水合物分解产气速率 Q_R ,说明大部分从井口开采出来的甲烷气体来自于水中的溶解气,且多不是以自由气形式存在。在 $\Delta P_w = 0.2P_0$ 的条件下,开采过程的初始阶段 Q_{PT} 和 Q_R 不断增大,随着分解界面的接触,在约 390 d 左右达到最大值后逐渐减小。

(4)在 $\Delta P_w = 0.2P_0$ 的条件下,对于 90 m 的开采范围,长度为 1000 m 的单一水平井来说,在开采井总

产气率 Q_{PT} 保持最大值的情况下,整个水合物藏的产气速率也只能达到 $3.46 \times 10^4 \text{ ST m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$,远小于一般具有商业开采价值的开采井的产气量。同时,相应的产水速率高达 $Q_w = 1.2 \times 10^7 \text{ kg} \cdot \text{d}^{-1}$,而产气产水比也较小。

(5)地层中压力分布随时间变化表明,初始阶段开采井周边区域出现明显的压力梯度,且在分解界面处压力波动较大。在开采中后期,HBL 中未分解区内水合物缓慢分解对盖层中的流体流动影响有限,盖层中压力分布基本稳定。同时,水合物分解吸热引起水合物层的温度降低,使得热量从上盖层向水合物层传递,形成地温梯度的逆转,促进水合物层顶部逐渐产生分解界面。另外,从温度分布也可以看出整个地层中所有不同温度的流体均流向开采井,造成开采井附近等温线汇合。

(6)总的来说,在本文研究的水合物藏条件下,无论从绝对产气速率还是产气产水比两方面来说,

利用单一降压法都不能经济有效地开采该区域的天然气水合物,有待于利用其他更高效的水合物开采方法。

参考文献(References)

- [1] Sloan E D Jr, Koh C A. Clathrate Hydrates of Natural Gases, 3rd ed. Speight J G, ed. Laramie, Wyoming, 2008
- [2] Milkov A V. Global estimates of hydrate-bound gas in marine sediments: how much is really out there? *Earth-Science Reviews*, 2004, **66**(3-4): 183~197
- [3] Klauda J B, Sandler S I. Global distribution of methane hydrate in ocean sediment. *Energy Fuels*, 2005, **19**(2): 459~470
- [4] Lee S Y, Holder G D. Methane hydrates potential as a future energy source. *Fuel Processing Technology*, 2001, **71**(1-3): 181~186
- [5] Collett T S. Gas hydrates as a future energy resource. *Geotimes*, 2004, **49**(11): 24~27
- [6] Moridis G J, Collett T S, Boswell R, et al. Toward production from gas hydrates: current status, assessment of resources, and simulation-based evaluation of technology and potential. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2009, **12**(5): 745~771
- [7] Moridis G J, Reagan M T. Strategies for gas production from oceanic Class 3 hydrate accumulations. 2007 Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 2007. Paper 18865
- [8] Kurihara M, Funatsu K, Ouchi H, et al. Investigation on applicability of methane hydrate production methods to reservoirs with diverse characteristics. In: Proceedings of the 5th International Conference on Gas Hydrates. Trondheim, Norway, 2005. 714~725
- [9] 史 斗, 孙成权, 朱岳年. 国外天然气水合物研究进展. 兰州: 兰州大学出版社, 1992. 125~130
Shi D, Sun C Q, Zhu Y N. The Study Progress of Gas Hydrates in Foreign Countries (in Chinese). Lanzhou: Lanzhou University Press, 1992. 125~130
- [10] Moridis G J, Kowalsky M B, Pruess K. TOUGH + HYDRATE v1.1 user's manual: A code for the simulation of system behavior in hydrate-bearing geologic media. Berkeley, California, 2009
- [11] Zhang K N, Moridis G J, Wu Y S, et al. A domain decomposition approach for large-scale simulations of flow processes in hydrate-bearing geologic media. In: Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates. Vancouver, British Columbia, Canada, 2008. Paper 5480
- [12] Moridis G J. Numerical studies of gas production from Class 2 and Class 3 hydrate accumulations at the Mallik Site, Mackenzie Delta, Canada. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 2004, **7**(3): 175~183
- [13] Moridis G J, Collett T S, Dallimore S R, et al. Numerical studies of gas production from several CH₄ hydrate zones at the Mallik site, Mackenzie Delta, Canada. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2004, **43**(3-4): 219~328
- [14] Moridis G J, Reagan M T, Kim S J, et al. Evaluation of the gas production potential of marine hydrate deposits in the Ulleung Basin of the Korean East Sea. *SPE Journal*, 2009, **14**(4): 759~781
- [15] Moridis G J, Reagan M T. Gas production from oceanic Class 2 hydrate accumulations. 2007 Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 2007. Paper 18866
- [16] Moridis G J, Kowalsky M B, Pruess K. Depressurization-induced gas production from Class 1 hydrate deposits. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 2007, **10**(5): 458~481
- [17] Moridis G J, Reagan M T, Zhang K N. The use of horizontal wells in gas production from hydrate accumulations. In: Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates. Vancouver, British Columbia, Canada, 2008. Paper 5722
- [18] Zhang H, Yang S X, Wu N Y, et al. Successful and surprising results for China's first gas hydrate drilling expedition. *Fire in the Ice: Methane Hydrate Newsletter*, 2007, Fall 2007. 6~9
- [19] Wu N Y, Yang S X, Zhang H Q, et al. Preliminary discussion on gas hydrate reservoir system of Shenhu Area, North Slope of South China Sea. In: Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates. Vancouver, British Columbia, Canada, 2008. Paper 5700
- [20] Wu N Y, Zhang H Q, Su X, et al. High concentrations of hydrate in disseminated forms found in very fine-grained sediments of Shenhu area, South China Sea. *Terra Nostra*, 2007, (1-2): 236~237
- [21] 吴能友, 张海敏, 杨胜雄等. 南海神狐海域天然气水合物成藏系统初探. *天然气工业*, 2007, **27**(9): 1~6
Wu N Y, Zhang H Q, Yang S X, et al. Preliminary discussion on natural gas hydrate (NGH) reservoir system of Shenhu Area, North Slope of South China Sea. *Natural Gas Industry* (in Chinese), 2007, **27**(9): 1~6
- [22] Wu N Y, Yang S X, Zhang H Q, et al. Gas hydrate system of Shenhu Area, Northern South China Sea: wire-line logging, geochemical results and preliminary resources estimates. 2010 Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 2010. Paper 20485
- [23] Moridis G J, Reagan M T, Boyle K L, et al. Evaluation of the gas production potential of challenging hydrate deposits. TOUGH Symposium 2009. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, 2009
- [24] Moridis G J, Seol Y, Kneafsey T J. Studies of reaction kinetics of methane hydrate dissociation in porous media. In: Proceedings of the 5th International Conference on Gas Hydrates. Trondheim, Norway, 2005. 1004~1014
- [25] van Genuchten M T. A closed-form equation for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated soils. *Soil Sci. Soc. Am. J.*, 1980, **44**(5): 892~898
- [26] 李 刚, 唐良广, 黄 冲等. 热盐水开采天然气水合物的热力学评价. *化工学报*, 2006, **57**(9): 2033~2038
Li G, Tang L G, Huang C, et al. Thermodynamic evaluation of hot brine stimulation for natural gas hydrate dissociation. *Journal of Chemical Industry and Engineering (China)* (in Chinese), 2006, **57**(9): 2033~2038
- [27] Reagan M T, Boyle K L, Zhang K N. Sensitivity analysis of gas production from Class 2 and Class 3 hydrate deposits. 2008 Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 2008. Paper 19554