

# 径向井降压开采天然气水合物产能模拟

张潘潘<sup>1</sup>, 田守增<sup>1,2\*</sup>, 张逸群<sup>1</sup>, 李根生<sup>1</sup>, 武晓亚<sup>1</sup>, 王宇豪<sup>3</sup>

1 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)克拉玛依校区, 克拉玛依, 834000

3 中石化江钻石油机械有限公司, 武汉 430000

\* 通信作者, tscsydx@163.com

收稿日期: 2020-08-12

国家自然科学基金国际(地区)合作与交流项目(41961144026)、国家自然科学基金青年基金(51804320)、国家自然科学基金重大项目课题(51991362)和国家自然科学基金重大科研仪器研制项目(51827804)联合资助

**摘要** 天然气水合物是一种清洁高效的潜在替代能源, 提高开采效率对促进其产业化发展具有重要意义。本文借助开源程序HydrateResSim, 针对具有强封闭性边界的第三类水合物藏薄层进行了直井和径向井降压开采天然气水合物产能模拟, 对比了直井和径向井降压开采过程中温度场、压力场、水合物饱和度及产能变化规律, 分析了径向井降压开采增产机理。模拟发现径向井降压开采能够显著降低近井区域的渗流阻力, 增加储层中的有效泄流面积。通过促进压降向储层内部传播, 径向井不仅扩大了水合物的分解范围, 也减缓了开采过程中水合物的二次生成。由于水合物的分解是一个吸热过程, 径向井开采水合物时所产生的低温区域不仅范围更大, 且温度更低。相同压降条件下, 径向井开采 1000 d 时累计产气量超过 25 万 m<sup>3</sup>, 是直井的 3 倍以上, 累计产气产水比超过 60, 约为直井的 2 倍, 表现出较好的增产潜力。研究表明径向井能显著提高水合物产能, 有助于促进我国南海水合物早日实现商业化开发。

**关键词** 天然气水合物; 径向井; 降压法; 产能模拟; 中国南海

## Production simulation of natural gas hydrate using radial well depressurization

ZHANG Panpan<sup>1</sup>, TIAN Shouceng<sup>1,2</sup>, ZHANG Yiqun<sup>1</sup>, LI Gensheng<sup>1</sup>, WU Xiaoya<sup>1</sup>, WANG Yuhao<sup>3</sup>

1 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 China University of Petroleum-Beijing at Karamay, Karamay 834000, China

3 Jiangzuan Company of Petroleum Machinery Company Limited of Sinopec, Wuhan 430000, China

**Abstract** Natural gas hydrate is a potential alternative source of energy for the future, and improving the extraction efficiency is of great significance to promote its industrial development. In this study, productivity simulation of natural gas hydrate by radial well depressurization and vertical well depressurization is studied with the use of HydrateResSim. This numerical model was developed for thin layers of Class 3 hydrate reservoirs with closed boundaries. By comparing the changes of temperature, pressure and hydrate saturation during gas production by a vertical well and a four-branch radial well, the reservoir stimulation mechanism of radial wells is investigated. We find that depressurization through radial wells can significantly reduce the seepage resistance in the near-well area and increase the effective drainage area. Besides, radial wells can promote the propagation of

引用格式: 张潘潘, 田守增, 张逸群, 李根生, 武晓亚, 王宇豪. 径向井降压开采天然气水合物产能模拟. 石油科学通报, 2021, 03: 417-428

ZHANG Panpan, TIAN Shouceng, ZHANG Yiqun, LI Gensheng, WU Xiaoya, WANG Yuhao. Production simulation of natural gas hydrate using radial well depressurization. Petroleum Science Bulletin, 2021, 03: 417-428. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2021.03.033

pressure drop to the inside of the reservoir, which expands the region of hydrate dissociation and slows down the secondary formation of hydrate. The decomposition of hydrate is an endothermic process. Therefore, the low temperature area generated in the hydrate extraction process by a radial well has a larger range and has a more significant temperature drop. Under the same pressure drop, radial wells' cumulative gas production exceeds 250 thousand cubic meters during 1,000 days' production, which is more than three times that of the vertical well. The cumulative gas-to-water ratio of the radial well exceeds 60, which is about twice that of the vertical well. Results show that radial wells can significantly improve hydrate recovery efficiency, which helps to promote the commercial exploitation of hydrates in the South China Sea.

**Keywords** natural gas hydrate; radial well; depressurization method; production simulation; South China Sea.

**doi:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2021.03.033

## 0 前言

天然气水合物是天然气与水在高压、低温条件下形成的非化学计量的笼型结晶水合物<sup>[1-2]</sup>。自然界中天然气水合物主要存在于深水大陆架的浅层沉积物及陆上冻土中<sup>[3-4]</sup>。来自全球范围的评估认为天然气水合物中蕴含的甲烷约为  $10^{15}\sim 10^{18}$   $\text{m}^3$ , 其碳储量很可能超过全球其他化石能源资源量总和<sup>[5-7]</sup>。作为一种高效清洁的潜在替代能源, 天然气水合物的开发对世界能源格局、气候变化及自然灾害防治等一系列问题都有重要影响, 是 21 世纪全球能源发展的战略制高点<sup>[8-10]</sup>。

天然气水合物常见的开采方法主要包括降压法<sup>[11]</sup>、热激法<sup>[12]</sup>、气体置换法<sup>[13]</sup>、注抑制法<sup>[14]</sup>, 其中降压法由于其简单高效、适用范围广的特点, 成为目前研究的热点, 也是试采中普遍采用的开发方式<sup>[15]</sup>。采用降压法, 我国分别于 2017 年, 2020 年在南海神狐海域成功试采天然气水合物, 实现了我国水合物开发的重大突破<sup>[16]</sup>。2020 年试采生产井井型为水平井, 持续产气 30 天, 创造了“产气总量 86.14 万  $\text{m}^3$ , 日均产气量 2.87 万  $\text{m}^3$ ” 2 项世界纪录<sup>[17-18]</sup>, 但其仍远未达到水合物商业化开采的门槛<sup>[1]</sup>, 提高开采效率依然是未来水合物资源商业化开发的关键所在。

水合物试采成本高且难度大, 试采持续时间往往较短, 因此当前水合物产能研究仍以室内实验和数值模拟为主, 且基于直井的降压开采模拟最为常见<sup>[19-21]</sup>。直井钻采成本低, 工艺相对简单, 但现场试采结果表明其单井产量低, 产量递减快, 难以满足水合物商业化开采的需求<sup>[5]</sup>。为提高开采效率, 基于水平井的降压开采模拟逐渐成为新的研究热点。通过增大泄流面积, 水平井可有效提高单井产量<sup>[5, 22-25]</sup>, 但水平井的应用当前仍受到钻井成本过高, 水合物埋深浅导致造斜难度大等因素的制约<sup>[8]</sup>。同样为了提高开采效率, 一些学者模拟研究了储层改造对天然气水合物储层产能的影响, 但研究也发现储层改造后期水合物产能仍

相对较低<sup>[26-27]</sup>。此外, 水合物多赋存于非成岩泥质或泥质粉砂岩储层中, 储层改造施工难度大, 改造后裂缝易闭合, 储层改造效果难以保证, 且可能引发地质灾害。

基于对上述问题的思考, 笔者课题组首次提出了利用径向井+筛管完井一体化方法开采天然气水合物的新思路。该技术通过在水合物储层的某一层位或多个层位钻出径向井, 可扩大水合物分解范围、大幅提高单井产量。径向井井眼尺寸和转弯半径小, 突破了常规水平井难以开采浅层水合物的局限, 十分适合薄互层水合物开采; 通过水力喷射提供自进力, 径向井钻进时对井口产生的轴向力和侧向力远低于水平井, 提高了井口的稳定性; 且该方法钻采成本远低于常规水平井或多分支井, 有望成为水合物储层安全高效开发的新方法。本文针对具有封闭边界的第 3 类水合物藏薄层, 建立了 4 分支径向井降压开采水合物模型, 对比了径向井和直井降压开采过程中储层的温度压力响应、产气产水特征和水合物饱和度变化规律, 进一步分析了采用径向井开采水合物的潜在优势, 以期促进我国南海水合物早日实现商业化开采。

## 1 径向井技术简介

水力喷射径向水平井技术也被称作径向井技术, 是指在垂直井眼内沿径向钻出呈辐射状分布的一口或多口水平井眼<sup>[28]</sup>。20 世纪 80 年代, 美国的 Bechtel 和 Petrophysics 两家公司联合研制出了首套出采用高压水射流钻头通过井下转向器进行径向水平钻进的钻井系统, 其最初目的是为了高非成岩稠油油藏采收率<sup>[29]</sup>。随着径向井技术的不断发展和完善, 其应用范围逐渐扩展到煤层气、页岩气、地热等资源的开发<sup>[30-33]</sup>。现有研究表明采用水力喷射径向井技术钻进, 水平分支延伸可达 100  $\text{m}$ <sup>[34]</sup>。2020 年, 李根生等<sup>[35]</sup>首次提出采用径向井+筛管完井一体化技术开采天然气

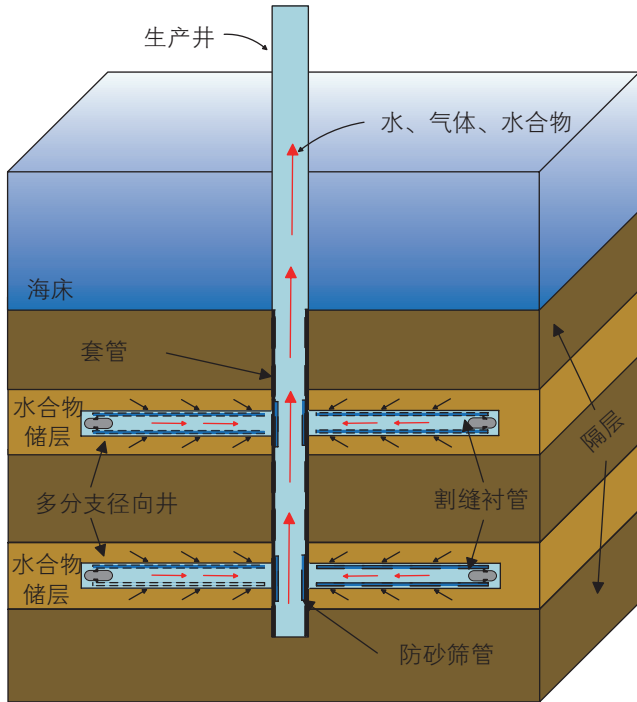


图1 径向水平井+筛管完井一体化开采天然气水合物藏示意图<sup>[35]</sup>

Fig. 1 Schematic diagram of integrated exploitation of gas hydrate reservoirs by radial horizontal well and screen completion<sup>[35]</sup>

水合物(图1),并开展了相关研究。在此背景下,本文开展了基于径向井的天然气水合物储层降压开采产气模拟。

## 2 数值模型

### 2.1 水合物储层产能模拟工具

国际上主流的水合物开采数值模拟工具主要包括:美国劳伦斯伯克利国家实验室开发的TOUGH+HYDRATE和HydrateResSim(HRS),日本甲烷水合物资源联盟开发的MH21-HYDRES,加拿大CMG公司开发的CMG STARS和美国西北太平洋国家实验室开发的STOMP-HYD。随着认识的深入,近些年来也出现了一些能够考虑水合物开采过程中储层力学响应的模拟方法,有关这些模拟方法的对比分析详见参考文献<sup>[36]</sup>。

本文中使用的建模工具为HRS,其也是目前唯一免费向公众开放源代码的水合物产能模拟工具<sup>[37]</sup>。HRS基于TOUGH-Fx早期版本开发,使用标准FORTRAN 95/2003语言编写而成,并延续了TOUGH2的数据输入格式。它内置了描述水合物生成及分解的平衡模型和动态模型,可以模拟水合物开采过程中发

生的相态演变、多组分多相流、热量交换<sup>[38]</sup>。此外,HRS还考虑了储层的可压缩性,即温度压力变化对储层孔隙度的影响。在达西定律适用的前提下,理论上其可以模拟任意尺度下的水合物降压开采、热激开采和注抑制剂开采。

### 2.2 HRS中的数学模型

HRS采用积分有限差分法进行空间离散,在离散后的每个控制体单元内,各组分质量或总体能量的守恒方程由公式(1)给出:

$$\frac{d}{dt} \int_{V_n} M^K dV = \int_{A_n} F^K \cdot n dA + \int_{V_n} q^K dV \quad (1)$$

其中,  $V_n$  为控制体单元的体积,  $m^3$ ;  $M^K$  为  $K$  组分在单元体内的质量累计量,  $kg$ (如果  $K$  表示能量,则为能量在这个控制体单元内的累积量,  $J$ );  $A_n$  为控制体单元的表面积,  $m^2$ ;  $F^K$  为  $K$  组分的质量通量,  $kg \cdot m^{-2} \cdot s^{-1}$ (如果  $K$  表示能量,则为能量通量,  $J \cdot m^{-2} \cdot s^{-1}$ );  $n$  为向内单位法向量,无量纲;  $q^K$  为源汇项,表示生产井产出或者注入井注入的质量通量,  $kg \cdot m^{-3} \cdot s^{-1}$ (如果  $K$  表示能量,则为能量通量,  $J \cdot m^{-3} \cdot s^{-1}$ )。

质量累计项如下:

$$M^K = \sum_{B=1}^N \phi S_B \rho_B X_B^K \quad (2)$$

其中,  $\phi$  为孔隙度,无量纲,  $S_B$  为相在储层孔隙中的饱和度,无量纲,  $\rho_B$  为  $B$  相的密度,  $kg \cdot m^{-3}$ ,  $X_B^K$  为  $K$  组分在相的质量分数,无量纲。  $N$  表示体系中相态的数量,无量纲。

$K$  组分的流量通量为各相中  $K$  组分的流量和,流量通量的计算如下:

$$F^K = \sum_{B=1}^N F_B^K = \sum_{B=1}^N F_B \cdot X_B^K \quad (3)$$

$F_B^K$  为  $B$  相中  $K$  组分的质量通量,  $kg \cdot m^{-3} \cdot s^{-1}$ ; 各相的质量流量通量服从达西定律:

$$F_B = -k \frac{k_{rB} \rho_B}{\mu_B} (\nabla P_B - \rho_B g) \quad (4)$$

其中,  $k$  为储层岩石的绝对渗透率,  $m^2$ ;  $k_{rB}$  为  $B$  相的相对渗透率,无量纲;  $\mu_B$  为  $B$  相的黏度,  $Pa \cdot s$ ;  $g$  为重力加速度,  $m \cdot s^{-2}$ 。

润湿相压力和非润湿相压力满足:

$$P_{wB} = P_{nB} + P_{cap} \quad (5)$$

其中,  $P_{wB}$  为润湿相压力,  $Pa$ ;  $P_{nB}$  为非润湿相压力,  $Pa$ ;  $P_{cap}$  为毛管压力,  $Pa$ 。

对源汇项的处理比较简单,对于  $K$  组分如下所示:

$$q^K = \sum_{B=1}^N q_B X_B^K \quad (6)$$

其中,  $q_B$  为相的质量流量,  $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ 。

需要注意的是, 同水合物开采的持续时间相比, 水合物相变所需时间可忽略不计, 因此本文选用了计算效率更高的平衡相态模型, 即当温度压力满足相变条件时, 相变瞬间完成, 发生相变的水合物量由传质传热共同决定。在平衡模型中, 水合物相为固相, 但水合物不作为独立组分参与运算。公式(1)表示能量方程时各项的表达式及模型的求解方法详见参考文献<sup>[37]</sup>。

### 2.3 模型描述

本模型的建立基于Moridis等人划分的第3类水合物藏<sup>[39]</sup>, 即只包含单一的水合物层。模型中使用的参数(表1)参考了我国南海神狐海域水合物的钻探资料<sup>[40]</sup>。考虑到水合物储层多为薄互层, 其在水平方向上延伸远大于竖直方向, 为节约计算时间, 本文假设所开采储层为一薄层, 上覆层与下伏层封闭性较强, 可忽略竖直方向渗流的影响, 从而将模型简化为

表1 模拟计算参数

Table 1 Parameters used in the simulation

参数	取值
初始压力 $P_i$	13.8 MPa
初始温度 $T_i$	14.2 °C
井底压力 $P_w$	3 MPa
初始含水饱和度 $S_{wi}$	0.56
初始水合物饱和度 $S_{hi}$	0.44
储层渗透率 $k$ ( $k_x = k_y = k_z$ )	75 mD
孔隙度 $\phi$	0.41
沉积物密度 $\rho$	2600 $\text{kg}/\text{m}^3$
湿岩热导率 $k_{wet}$	3.1 $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$
干岩热导率 $k_{dry}$	1.0 $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$
岩石比热 $C_R$	1000 $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$
热导率计算模型	$k_\theta = k_{dry} + \sqrt{S_A} (k_{wet} - k_{dry}) + \phi S_H k_H + \phi S_I k_I$
相对渗透率模型 <sup>[41]</sup>	$k_{rA} = [(S_A - S_{irA}) / (1 - S_{irA})]^n$ $k_{rG} = [(S_G - S_{irG}) / (1 - S_{irA})]^{nG}$ $n = n_G = 3.572; S_{irA} = 0.3; S_G = 0.05$
毛管力模型 <sup>[42]</sup>	$P_{cap} = P_0 [(S^*)^{-1/\lambda} - 1]^{1-\lambda}$ $S^* = (S_A - S_{irA}) / (1 - S_{irA})$ $S_{irA} = 0.29; \lambda = 0.45; P_0 = 10^5 \text{ Pa}$

单位厚度的二维模型。本文分别采用直井和径向井模拟降压法开采水合物藏, 其中径向井分支数为4, 分支夹角为90°, 并根据模型具有的对称性, 选取四分之一面积的水合物储层建立数值模型, 模型大小为250 m × 250 m。模型示意图如图2所示, 主井筒水力半径0.1 m, 径向井延伸长度为25 m。模型中地层原始压力为13.8 MPa, 将主井筒井底压力保持在3 MPa模拟降压开采, 开采时长为1000 d。

### 2.4 网格划分与初始化

图3为本文所建立的二维模型网格划分示意图。模型在x和y方向均为250 m, 厚度为1 m。考虑到相变和传质传热主要围绕生产井发生, 因此本文对生产井附近的网格进行了加密。整个模拟区域共有2500个网格, 且在x和y方向网格分布相同。以x方向为例, 其网格分布依次为(网格数 × 单个网格大小): 1个 × 0.09 m; 1个 × 0.21 m; 1个 × 0.3 m; 1个 × 0.4 m;

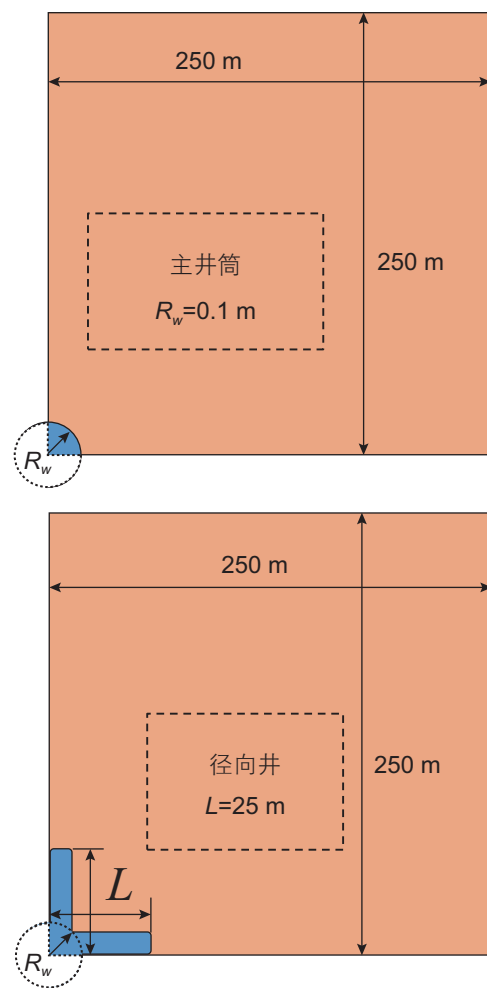


图2 水合物藏直井、径向井开采示意图

Fig. 2 Schematic of hydrate exploitation by a vertical well and radial wells

2 个  $\times 0.5$  m; 13 个  $\times 1$  m; 5 个  $\times 2$  m; 7 个  $\times 5$  m; 19 个  $\times 10$  m。为了实现降压开采, 坐标轴原点所在网

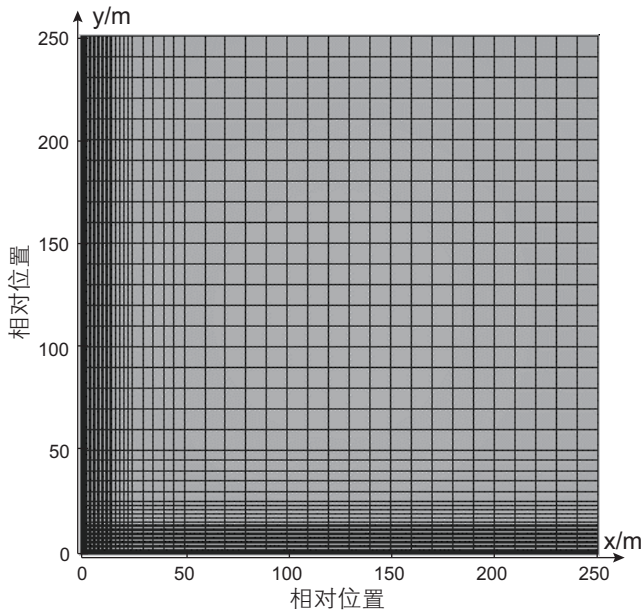


图 3 水合物藏网格划分示意图  
Fig. 3 Schematic diagram of meshing

格压力设置为 3 MPa, 且在模拟过程中保持不变。为模拟井筒环境并减少计算时间, 本文借鉴前人所使用的方法, 将主井筒所在网格渗透率  $k$  设为  $5 \times 10^{-9} \text{ m}^2$  (5000 达西), 孔隙度为 1, 相对渗透率等于绝对渗透率, 且不存在毛管力<sup>[40, 43]</sup>。尽管分支井筒导流能力和主井筒相近, 但其在垂直方向并非完全占据该单位厚度储层, 因此模型中将径向井分支所在网格渗透率设为  $10^{-10} \text{ m}^2$  (100 达西), 其他物性参数和储层基质保持一致。

### 3 结果与讨论

#### 3.1 压力空间分布

图 4 分别绘制了直井和径向井降压开采 10 d、100 d、1000 d 时的储层压力分布云图。对于直井: 降压开采 10 d 时, 围绕主井筒出现了近似于圆形的压降区域, 且压降主要集中在主井筒附近, 压降前缘沿水平方向传播了约 110 m; 随着降压的持续, 压降逐渐

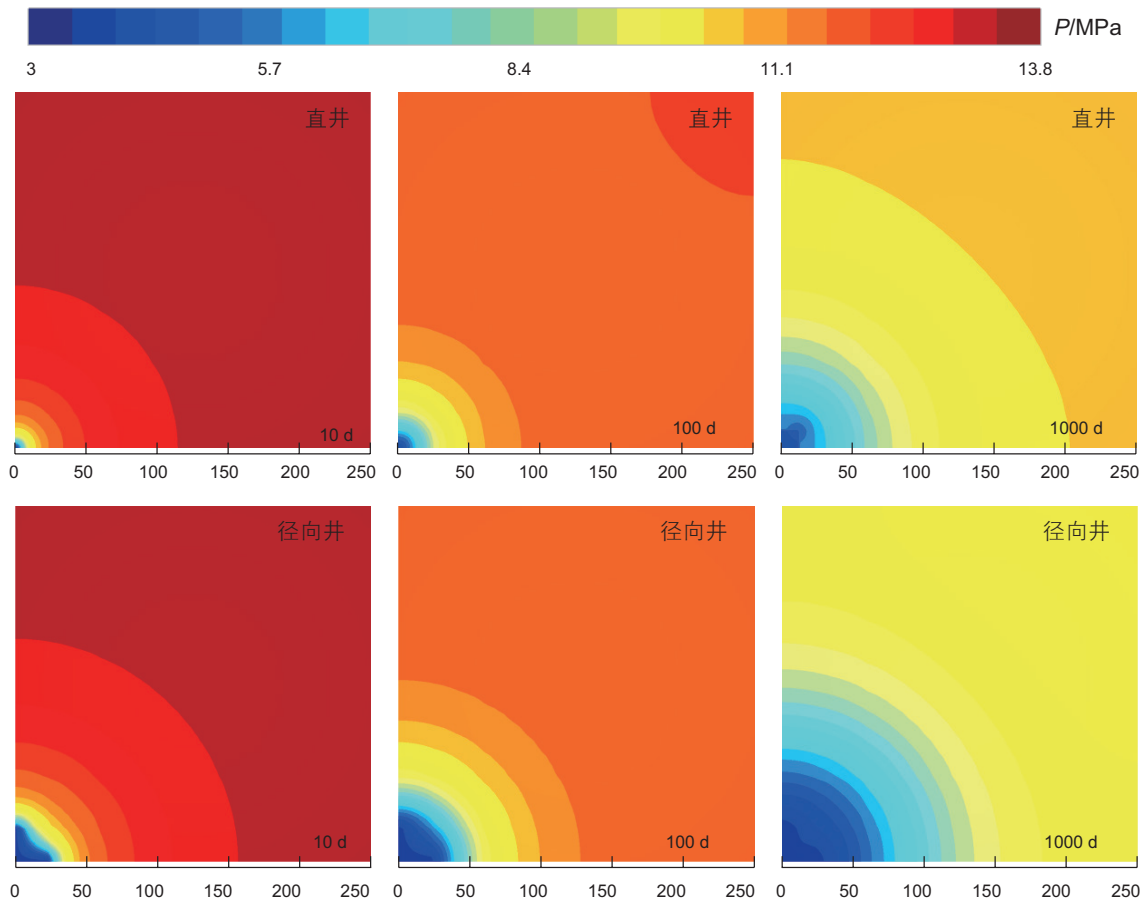


图 4 降压开采过程中地层压力变化图  
Fig. 4 Distribution of pressure during hydrate production

传播到边界,并波及到整个储层区域,储层中各点的压力均不断降低。对于径向井:降压开采10 d时,主井筒压力和径向井分支压力基本相同,且主井筒和径向井分支周围压降梯度较大,在远离井筒的方向,压降前缘形状趋于圆滑,近似于弧形向外传播,压降前缘沿水平方向传播超过150 m。对比相同时刻直井和径向井的压力分布云图可知,径向井降压开采过程中,压降传播速度更快,波及范围更广,在相同位置压降幅度更大。此外,直井降压时,由于储层渗透率较低,生产压差主要被用于克服近井周围的渗流阻力,导致地层内部的降压效果较差。如图4所示,直井降压开采1000 d时,近50%的生产压差(5.4 MPa)仍集中在距离生产井50 m的范围内,而径向井降压时,距离主井筒50 m范围内的压降损失仅为2 MPa左右。分析压力分布云图可知,同直井相比,径向井能显著减小近井地带渗流阻力,相同时刻降压效果更好。

### 3.2 水合物饱和度变化

一定温度下,压力低于水合物的相平衡压力时,水合物会发生分解。基于对压力云图的分析可知采用径向井降压开采,由于降压效果更好,水合物将更容易发生分解。图5所示为降压开采10 d、100 d、1000 d时的水合物饱和分布图,图中的黑色虚线标明了相应时刻水合物分解前缘所在位置,即等饱和度线 $S_h=0.44$ 所在位置。从图中可以看出,水合物的分解并非活塞式地向地层内部推进,由于压降的传播速度远大于水合物的分解速度,分解前缘迅速向地层内部推进,储层中满足水合物分解条件的区域迅速扩大。降压开采1000 d时,分解前缘已经消失,表明储层中所有位置的水合物均发生了分解。需要注意的是,水合物存在“自锁效应”<sup>[6]</sup>,即水合物分解时会吸收热量使储层温度下降,同时释放气体使压力上升。因此,在压力传播和热量传递受限的情况下,水合物的分解

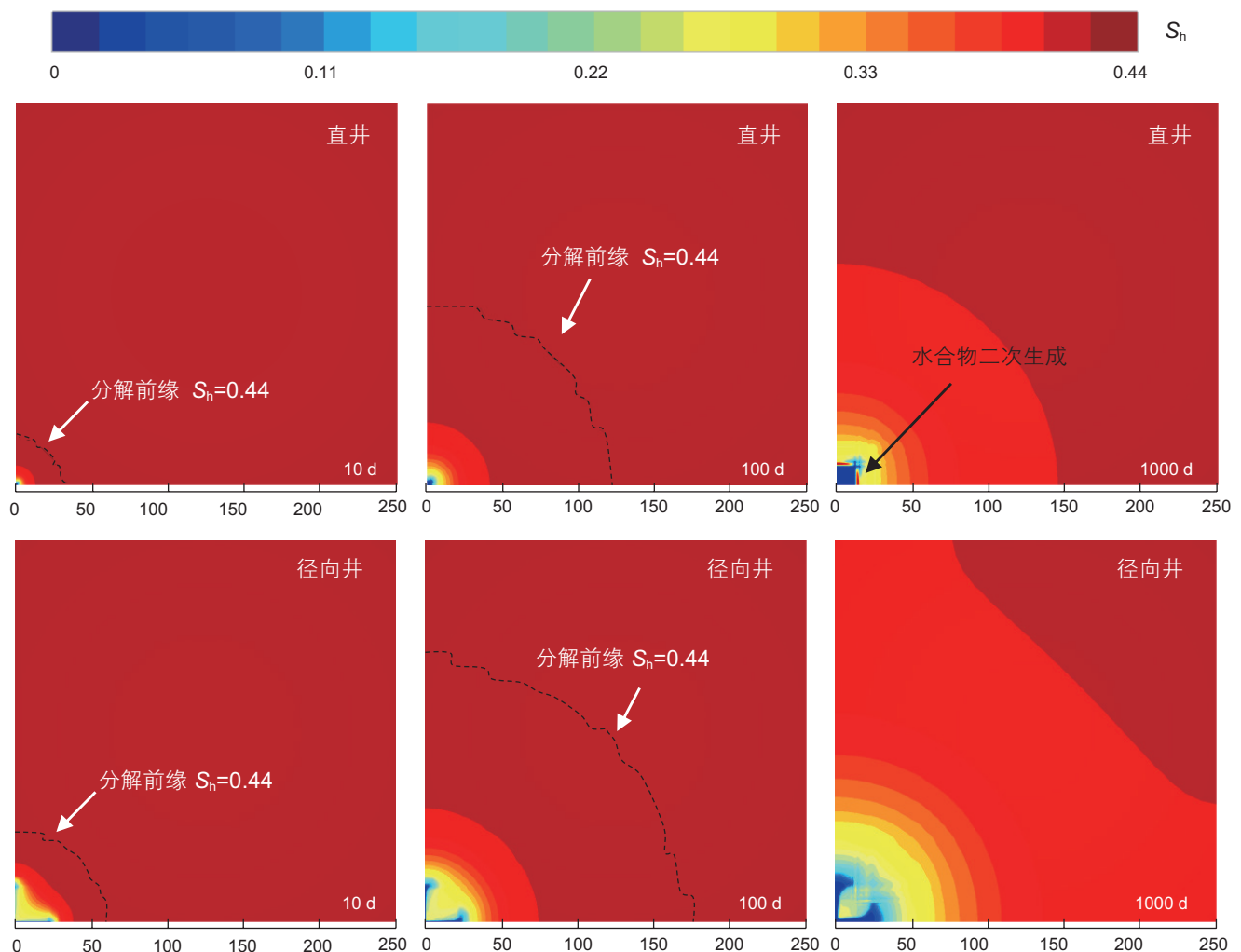


图5 降压开采过程中水合物饱和度变化图

Fig. 5 Distribution of hydrate saturation during hydrate production

很容易被打断，甚至出现水合物二次生成，导致储层内部的水合物分解程度较低。

如图 5 所示，相同时刻，直井降压开采水合物分解区域远小于径向井降压开采。降压开采 10 d 时，径向井的分解前缘向地层内部移动距离约为直井的两倍。降压开采 100 d 时，直井的分解前缘移动了约 120 m，而相同时刻径向井的分解前缘沿径向井分支延伸方向传播距离约为 175 m。降压开采 1000 d 时，直井主井筒附近出现了明显的水合物二次生成，即“自锁效应”。作为对照，径向井降压开采过程中，未观察到明显的水合物二次生成。

图 6 所示为对应时刻的气相饱和度分布。储层中初始气相饱和度为零，降压开采过程中，水合物分解生成水和甲烷，气相饱和度也随之增加，因此图 5 中水合物饱和度较低的区域在图 6 显示出较高的气相饱和度。由于气相饱和度高于其束缚气饱和度时，气体

会向生产井方向流动并最终产出，这种对应关系并不是绝对的。在图 5 中水合物二次生成的相同位置，图 6 中的气相饱和度出现了明显的低值，进一步佐证了相应位置出现了“自锁效应”。综上可知，水合物的二次生成不仅会降低孔隙度从而导致储层绝对渗透率降低，相应位置气相饱和度的下降还会降低其相对渗透率，这进一步削弱了直井的降压开采效果。

### 3.3 储层温度响应

水合物分解为吸热反应，且本文所建立的模型没有设置外界热源，水合物分解所需热量主要来自于储层内部传热，因此水合物的开采必然会导致储层温度场的变化。图 7 绘制了模拟降压开采 10 d、100 d、1000 d 时的储层温度分布云图。从图中可以看出，随着模拟时间的增加，低温区域从生产井不断向周围扩展；在相同时刻，径向井开采所产生的低温区域不仅

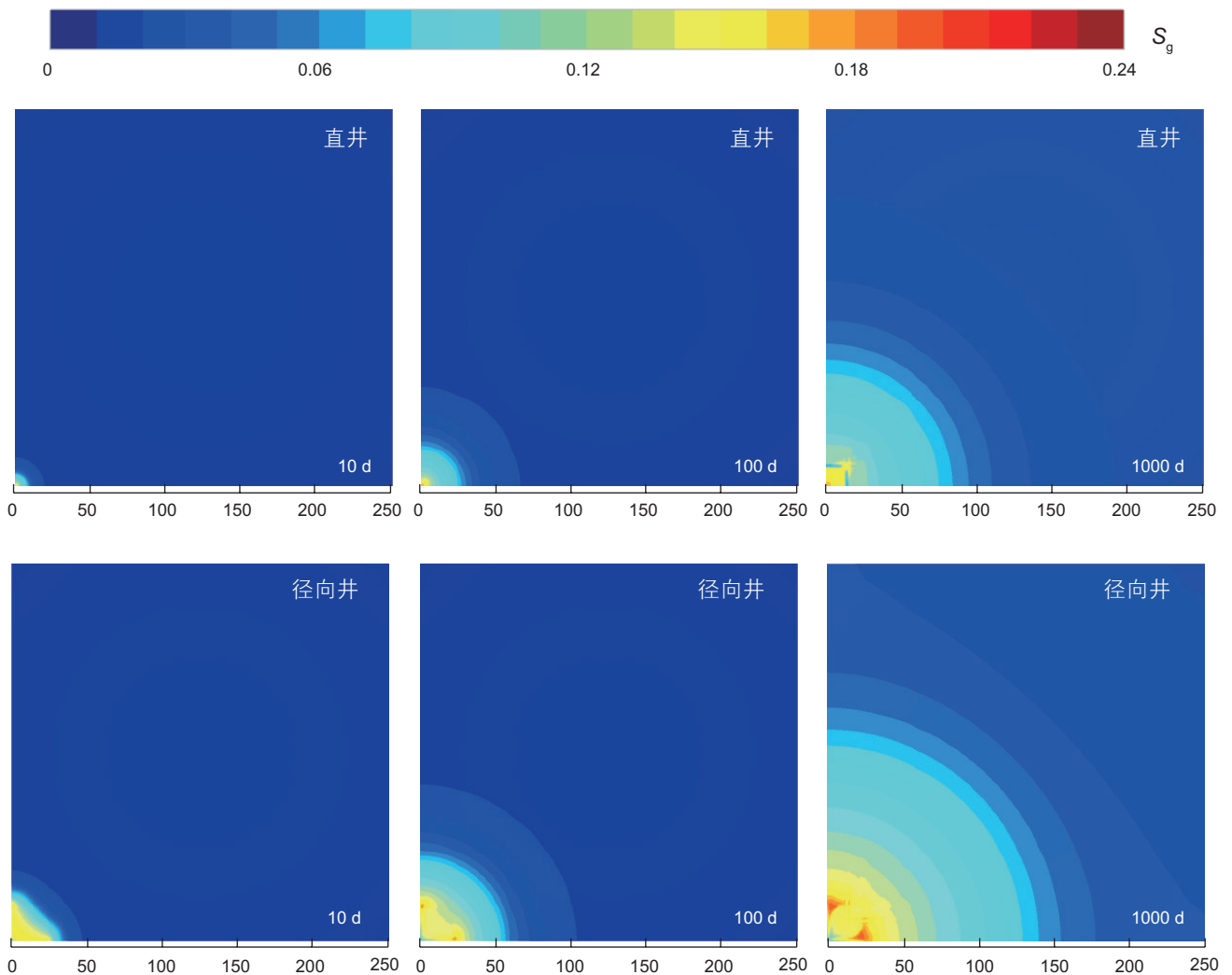


图 6 降压开采过程中气相饱和度变化图

Fig. 6 Distribution of gas saturation during hydrate production

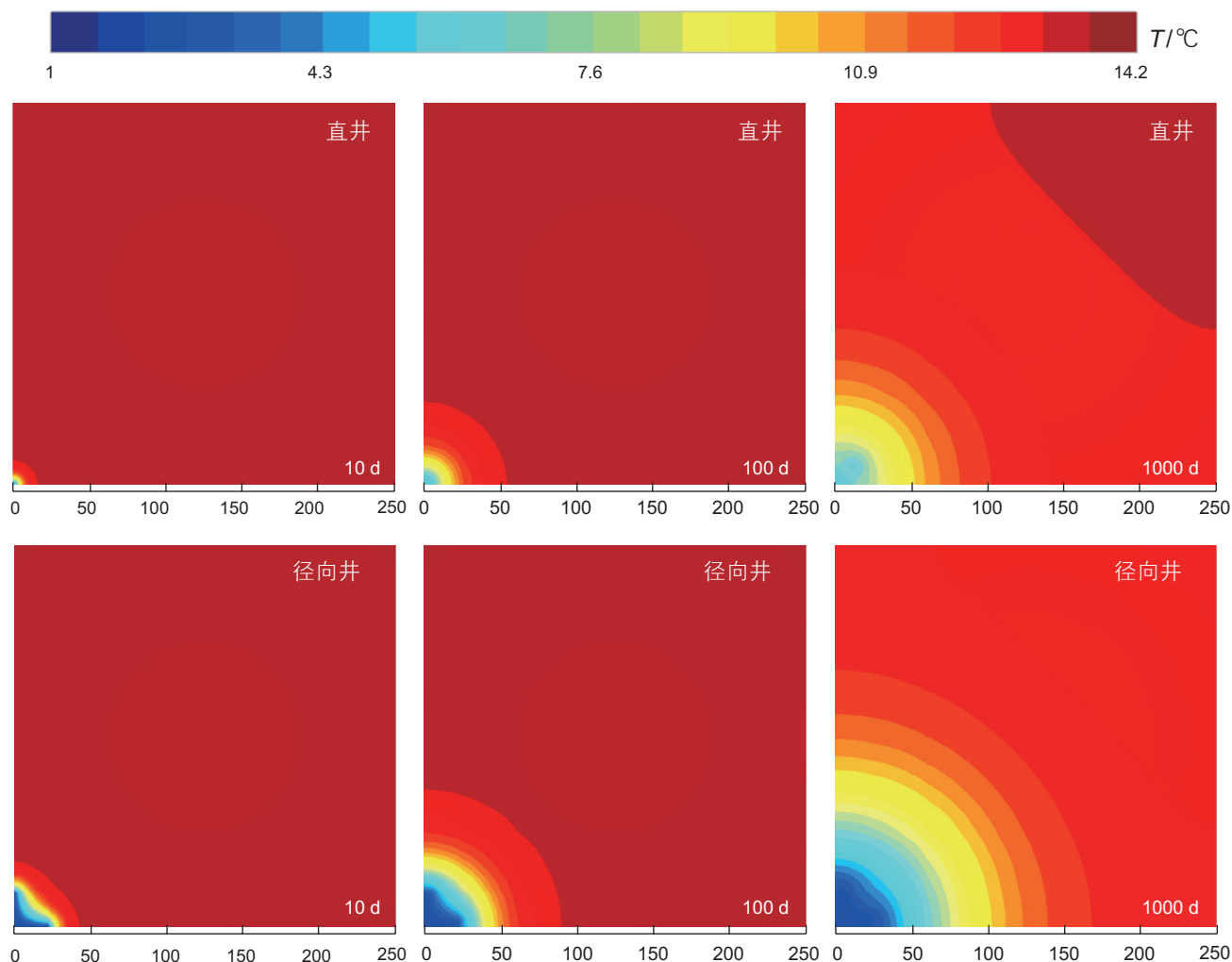


图7 降压开采过程中地层温度变化图

Fig. 7 Distribution of formation temperature during hydrate extraction

范围更大,且温度更低。径向井开采10 d时,主井筒与径向井分支附近的最低温度下降到约1.6 °C,而直井开采10 d时主井筒附近的最低温度约为4.7 °C。尽管径向井降压开采时温度下降幅度更大,但其也具有更好的降压效果,在温度和压力的共同影响下,径向井开采过程中储层没有出现明显的水合物二次生成。此外,由于模拟中观察到的最低温度始终高于0 °C,开采过程中也没有出现结冰现象。

前面的介绍中,为了便于解释径向井降压开采的增产机理,笔者先讨论了压力场的变化,进而引出水合物饱和度的变化及温度场的变化,但在实际水合物开采过程中,这三者的变化相互影响,同步演变,时间上没有绝对的先后关系。某一时刻的温度和压力分布可以影响水合物的生成/分解速率,水合物的生成/分解反过来又会通过吸收/释放气体、释放/吸收热量影响下一时刻的温度和压力分布。上述物理量在不同时刻的分布云图表明径向井降压开采天然气水合物能

有效降低近井地带渗流阻力,减缓“自锁效应”,促进压力降向地层内部传播,水合物分解效果优于直井降压开采。

### 3.4 产能分析

为了得到关于径向井降压开采开发效果的定量认识,本文对比分析了直井和径向井降压开采过程中的产气产水特征、甲烷采收率及水合物分解率变化。甲烷采收率指从生产井采出的甲烷量与水合物储层中甲烷原始储量之比。在本模型中产出的甲烷均来源于水合物分解,甲烷采收率也代表了储层中水合物的采收率。水合物分解率是指已经发生分解的水合物与初始时刻地层中水合物储量之比,代表了水合物的分解程度。由于水合物分解后产生的气体,只有部分通过生产井产出,因此水合物分解率总是大于水合物采收率。

图8所示为模拟过程中产气速率和累计产气量的变化。降压开采初期,径向井产气速率较高,远大于



同期直井的产气速率。开采 200 d 后, 径向井产气速率下降到约 250 m<sup>3</sup>/d, 之后产气速率下降变慢, 产量逐渐趋于平稳。整个开采过程中, 直井产气速率始终保持在较低水平, 产气速率变化相对较小。降压开采 1000 d 时, 径向井的累计产量超过 25 万 m<sup>3</sup>, 是直井累计产量(约 7.5 万 m<sup>3</sup>)的三倍以上。

图 9 所示为开采过程中产水速率及累计产气产水比的变化。降压开采初期, 径向井生产气水比相对较高, 之后迅速下降, 但下降速度逐渐减小, 开采 1000 d 时, 气水比略高于 60。降压开采过程中, 直井的生产气水比相对稳定, 约为 30 左右。模拟生产结束时, 径向井累计产水量超过 4000 m<sup>3</sup>, 直井累计产水量约为 2500 m<sup>3</sup>。相比于直井降压开采, 采用径向

井降压开采在一定程度上增加了产水量, 但由于产气速率的增加更为明显, 使得径向井的累计产气产水比达到直井的 2 倍左右。分析累计产气(图 8)和累计产水曲线(图 9)可知, 相同产气量下径向井的累计产水量比直井更少。本模型孔隙中气相的初始饱和度为 0, 产气来自于水合物分解, 同时 1 m<sup>3</sup> 水合物的分解大约产生 164 m<sup>3</sup> 气体和 0.8 m<sup>3</sup> 水, 因此径向井开采时较高的气水比主要来源于水合物的快速分解。

图 10 所示为降压开采过程中水合物分解率和采收率的变化。径向井降压开采 1000 d 时, 储层中约 10% 的水合物发生了分解, 甲烷采收率接近 4%; 直井降压开采 1000 d 时, 储层中约 5% 的水合物发生了分解, 甲烷采收率仅为 1% 左右; 同直井降压开采相比, 径

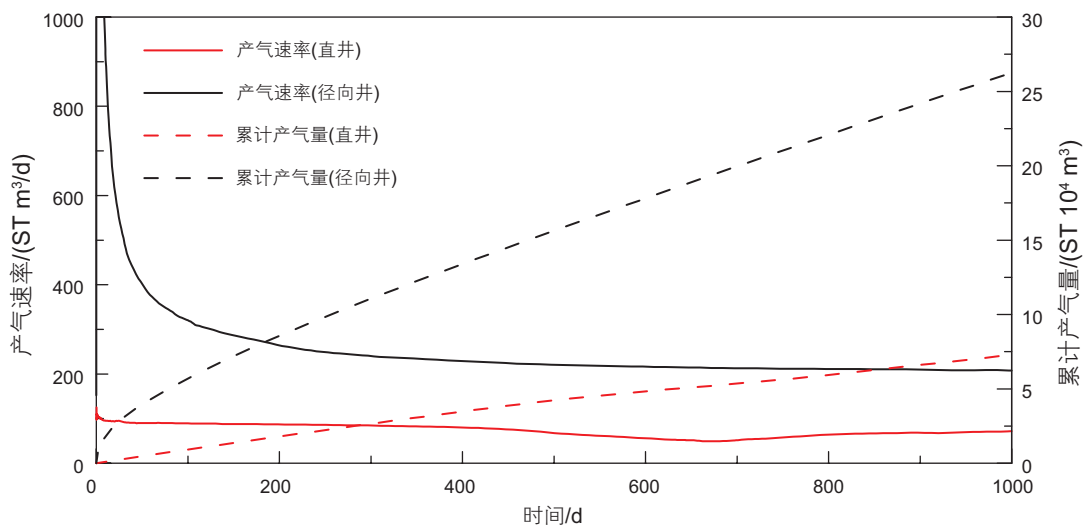


图 8 产气速率和累计产气量变化曲线  
Fig. 8 Curves of gas production rate and cumulative output

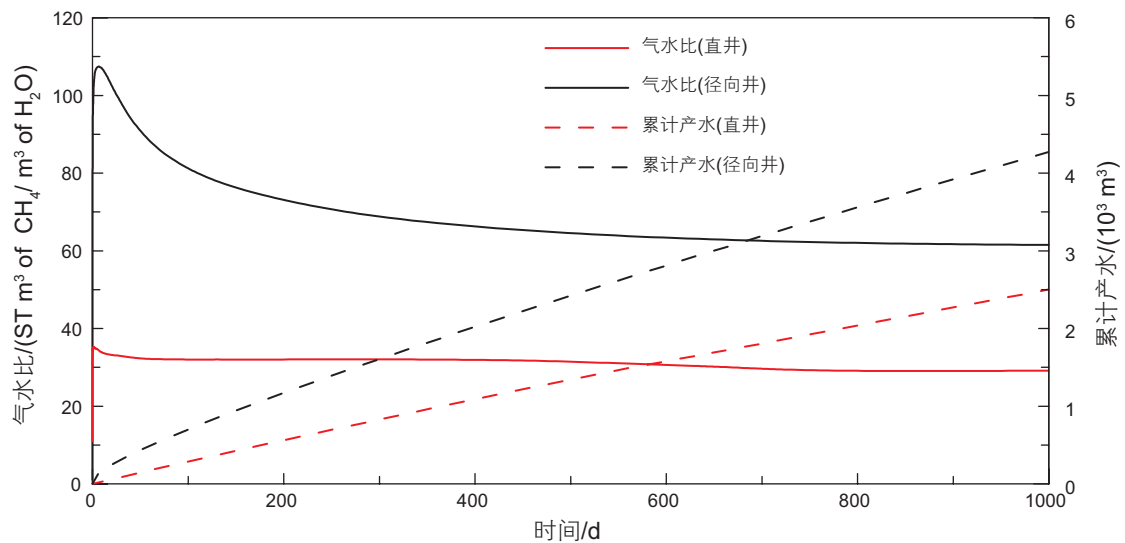


图 9 生产气水比和累计产水变化曲线  
Fig. 9 Curves of cumulative produced gas to water ratio and water

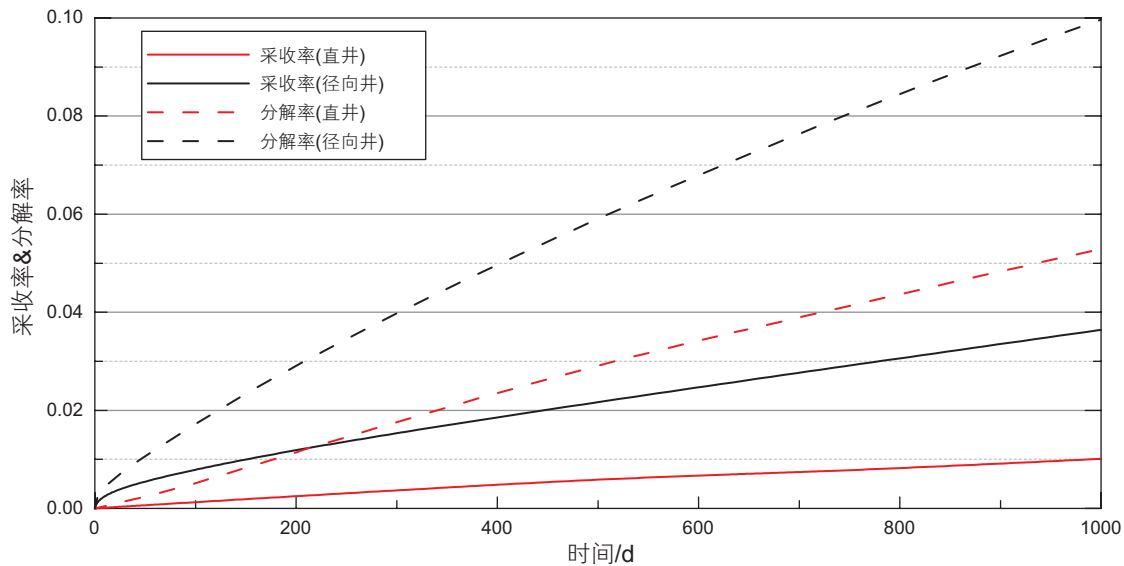


图 10 甲烷采收率和水合物分解率变化曲线

Fig. 10 Recovery rate of methane and dissociation rate of hydrate

向井降压开采水合物效率更高, 1000 d时其水合物分解率是直井的 2 倍左右, 甲烷采收率超过直井的 3 倍。

综上所述, 径向井在主井筒附近构建的高导流能力通道增加了储层中的有效泄流面积, 相同生产压差下, 甲烷产量更高。此外, 径向井极大地降低了储层近井区域的渗流阻力, 加速了压降向储层内部的传播, 从而促进了水合物的分解。径向井更好的降压效果在一定程度上也抑制了井筒周围水合物的二次生成, 减缓了储层中的“自锁效应”, 进一步提高了产能。需要注意的是, 同前人模拟结果相比<sup>[4-5, 25]</sup>, 本模型所得到的产量相对较低, 这主要来源于以下两点: 一是本模型为突出径向井降压开采的特点, 模拟中将储层厚度设为单位厚度, 产量也为单位厚度储层的产量; 二是以往模型多选取竖直截面进行建模, 竖直方向存在热传导和热对流, 而本文模型为体现径向井在地层中的分布, 基于具有强封闭性边界的第 3 类水合物藏薄层建模, 未考虑地温梯度及竖直方向渗流的影响。

由于水合物开采涉及热—流—力—化四场耦合, 能够模拟水合物开采的数值方法普遍存在计算速度慢, 收敛性差, 建模流程复杂等问题。受限于水合物藏钻探数据匮乏, 已有研究多选取水合物藏竖直截面建立二维数值模型, 很难综合考虑井型结构和储层非均质性对产能的影响, 模拟结果对现场实践的指导作用仍十分有限。大量数值模拟及现场试采结果表明仅使用直井或水平井很难实现水合物藏的商业化开发。本文通过将储层假设为具有封闭边界的第三类水合物藏薄层, 得到了关于径向井增产能力的认识。考虑到我国南海天然气水合物储层边界的封闭性较差, 本模型在

边界的处理上仍具有一定局限性。因此在后期工作中, 仍需进一步结合我国南海水合物真实储层环境, 引入垂向渗流和地温梯度的影响, 建立更加完善的三维模型, 开展径向井完井参数对产能的影响研究, 以期促进我国南海天然气水合物早日实现商业化开采。

## 4 结论

本文针对具有强封闭性边界的第 3 类水合物藏薄层, 使用开源程序 HRS 分别建立了直井、径向井降压开采水合物二维模型, 分析了开采过程中温度场、压力场、水合物饱和度变化规律, 并对比了直井和径向井降压开采水合物产能特征。本文主要结论如下:

(1) 径向井在主井筒周围提供的高导流能力通道, 增加了储层中的有效泄流面积。此外, 通过降低近井地带渗流阻力, 加速压降向储层内部的传播, 径向井降压开采有效扩大了水合物的分解范围。

(2) 由于缺少外界热源, 水合物分解过程中储层温度迅速下降, 产生了“自锁效应”。同直井相比, 采用径向井降压开采减缓了水合物的二次生成, 显著地提高了水合物产能, 但在本模型条件下, 其产气量仍相对较低。

(3) 降压开采 1000 d 时, 径向井累计产气量超过 25 万  $\text{m}^3$ , 是直井的 3 倍以上, 累计产气产水比超过 60, 约为直井的 2 倍, 表现出较好的增产潜力。

致谢:

感谢美国劳伦斯伯克利国家实验室 (LBNL) 和美国

国家能源技术实验室 (NETL) 开发并免费提供的水合物模拟工具 HydrateResSim。

## 参考文献

- [1] SLOAN E D. Fundamental principles and applications of natural gas hydrates[J]. *Nature*, 2003, 426: 353–359.
- [2] 宁伏龙, 窦晓峰, 孙嘉鑫, 等. 水合物开采储层出砂数值模拟研究进展[J]. *石油科学通报*, 2020, 5(02): 182–203. [NING F L, DOU X F, SUN J X, et al. Progress in numerical simulation of sand production from hydrate reservoirs[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2020, 5(02): 182–203.]
- [3] 蔡建超, 夏宇轩, 徐赛, 等. 含水合物沉积物多相渗流特性研究进展[J]. *力学学报*, 2020, 52(01): 208–223. [CAI J C, XIA Y X, XU S, et al. Advances in multiphase seepage characteristics of natural gas hydrate sediments[J]. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2020, 52(01): 208–223.]
- [4] 黄翔, 刘芳, 巨鑫. 水合物开采对深水锚板基础承载性能影响的 THMC 数值模拟研究[J]. *石油科学通报*, 2020, 5(02): 229–238. [HUANG X, LIU F, JU X. Impact of oceanic hydrate production on the uplift bearing capacity of a nearby plate anchor: THMC coupled simulation[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2020, 5(02): 229–238.]
- [5] YU T, GUAN G, ABUDULA A, et al. Application of horizontal wells to the oceanic methane hydrate production in the Nankai trough, Japan[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2019, 62: 113–131.
- [6] CHONG Z R, YANG S H B, BABU P, et al. Review of natural gas hydrates as an energy resource: prospects and challenges[J]. *Applied Energy*, 2016, 162: 1633–1652.
- [7] MAKOGON Y F, HOLDITCH S, MAKOGON T Y. Natural gas hydrates—a potential energy source for the 21st century[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2007, 56(1–3): 14–31.
- [8] LI X S, XU C G, ZHANG Y, et al. Investigation into gas production from natural gas hydrate: A review[J]. *Applied Energy*, 2016, 172: 286–322.
- [9] COLLETT T S. Energy resource potential of natural gas hydrates[J]. *AAPG bulletin*, 2002, 86(11): 1971–1992.
- [10] CUI J, SUN Z, WANG X, et al. Fundamental mechanisms and phenomena of clathrate hydrate nucleation[J]. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 2019, 27(9): 2014–2025.
- [11] YANG M, FU Z, ZHAO Y, et al. Effect of depressurization pressure on methane recovery from hydrate-gas-water bearing sediments[J]. *Fuel*, 2016, 166: 419–426.
- [12] TUPSAKHARE S S, KATTEKOLA S, CASTALDI M J. An application of the results from the large-scale thermal stimulation method of methane hydrate dissociation to the field tests[J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2017, 56(15): 4588–4599.
- [13] LEE Y, SEO Y J, AHN T, et al. CH<sub>4</sub>-Flue gas replacement occurring in sH hydrates and its significance for CH<sub>4</sub> recovery and CO<sub>2</sub> sequestration[J]. *Chemical Engineering Journal*, 2017, 308: 50–58.
- [14] YUAN Q, SUN C Y, WANG X H, et al. Experimental study of gas production from hydrate dissociation with continuous injection mode using a three-dimensional quiescent reactor[J]. *Fuel*, 2013, 106: 417–424.
- [15] SUN J, NING F, LIU T, et al. Gas production from a silty hydrate reservoir in the South China Sea using hydraulic fracturing: A numerical simulation[J]. *Energy Science & Engineering*, 2019, 7(4): 1106–1122.
- [16] LI J F, YE J L, QIN X W, et al. The first offshore natural gas hydrate production test in South China Sea[J]. *China Geology*. 2018, 1(01): 5–16.
- [17] 叶建良, 秦绪文, 谢文卫, 等. 中国南海天然气水合物第二次试采主要进展[J]. *中国地质*, 2020, 47(3): 557–568. [YE J, QIN X, XIE W, et al. Main progress of the second gas hydrate trial production in the South China Sea[J]. *Geology in China*, 2020, 47(3): 557–568].
- [18] TIAN H, YU C, XU T, et al. Combining reactive transport modeling with geochemical observations to estimate the natural gas hydrate accumulation[J]. *Applied Energy*, 2020, 275: 115362.
- [19] SUN J, NING F, ZHANG L, et al. Numerical simulation on gas production from hydrate reservoir at the 1st offshore test site in the eastern Nankai Trough[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 30: 64–76.
- [20] KONNO Y, FUJII T, SATO A, et al. Key findings of the world's first offshore methane hydrate production test off the coast of Japan: toward future commercial production[J]. *Energy & Fuels*, 2017, 31(3): 2607–2616.
- [21] ZHAO J, YU T, SONG Y, et al. Numerical simulation of gas production from hydrate deposits using a single vertical well by depressurization in the Qilian Mountain permafrost, Qinghai-Tibet Plateau, China[J]. *Energy*, 2013, 52: 308–319.
- [22] CHONG Z R, ZHAO J, CHAN J H R, et al. Effect of horizontal wellbore on the production behavior from marine hydrate bearing sediment[J]. *Applied Energy*, 2018, 214: 117–130.
- [23] JIN G, LEI H, XU T, et al. Simulated geomechanical responses to marine methane hydrate recovery using horizontal wells in the Shenhu

- area, South China Sea[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 92: 424–436.
- [24] WANG Y, FENG J C, LI X S, et al. Influence of well pattern on gas recovery from methane hydrate reservoir by large scale experimental investigation[J]. *Energy*, 2018, 152: 34–45.
- [25] LI G, MORIDIS G J, ZHANG K, et al. Evaluation of gas production potential from marine gas hydrate deposits in Shenhu area of South China Sea[J]. *Energy & Fuels*, 2010, 24(11): 6018–6033.
- [26] YANG L, CHEN C, JIA R, et al. Influence of reservoir stimulation on marine gas hydrate conversion efficiency in different accumulation conditions[J]. *Energies*, 2018, 11(2): 339.
- [27] JU X, LIU F, FU P, et al. Gas production from hot water circulation through hydraulic fractures in methane hydrate-bearing sediments: THC-coupled simulation of production mechanisms[J]. *Energy & Fuels*, 2020, 34(4): 4448–4465.
- [28] 田守贇, 黄中伟, 李根生, 等. 径向井复合脉动水力压裂煤层气储层解堵和增产室内实验[J]. *天然气工业*, 2018, 38(9): 88–94. [TIAN S C, HUANG Z W, LI G S, et al. Laboratory experiments on blockage removing and stimulation of CBM reservoirs by composite pulsating fracturing of radial horizontal wells[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(9): 88–94.]
- [29] DICKINSON W, DICKINSON R W. Horizontal Radial Drilling System, SPE California Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers: 1985.
- [30] HUANG Z, HUANG Z. Review of radial jet drilling and the key issues to be applied in new geo-energy exploitation[J]. *Energy Procedia*, 2019, 158: 5969–5974.
- [31] 杨刚, 鲜保安, 毕延森, 等. 煤层气超短半径水平井筛管完井技术研究[J]. *煤炭科学技术*, 2019, 47(03): 175–181. [YANG G, XIAN B A, BI Y S, et al. Study on technology of screen completion of CBM ultra-short radius horizontal well[J]. *Coal Science and Technology*, 2019, 47(3): 175–181.]
- [32] YANG R, HUANG Z, LI G, et al. Slotted liner sheathing coiled tubing—A new concept for multilateral jetting in coalbed methane wells and laboratory tests of tubular friction performance[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, 26: 1332–1343.
- [33] LI J, LI G, HUANG Z, et al. The self-propelled force model of a multi-orifice nozzle for radial jet drilling[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, 24: 441–448.
- [34] SONG X, SHI Y, LI G, et al. Numerical simulation of heat extraction performance in enhanced geothermal system with multilateral wells[J]. *Applied Energy*, 2018, 218: 325–337.
- [35] 李根生, 田守贇, 张逸群. 空化射流钻径向井开采天然气水合物关键技术研究进展[J]. *石油科学通报*, 2020, 5(03): 349–365. [LI G, TIAN S, ZHANG Y. Research progress on key technologies of natural gas hydrate exploitation by cavitation jet drilling of radial wells. *Petroleum Science Bulletin*, 2020, 5(03): 349–365.]
- [36] WHITE M D, KNEAFSEY T J, SEOL Y, et al. An international code comparison study on coupled thermal, hydrologic and geomechanical processes of natural gas hydrate-bearing sediments[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020: 104566.
- [37] GARAPATI N. Reservoir simulation for production of methane from gas hydrate reservoirs using carbon dioxide/carbon dioxide + nitrogen by HydrateResSim[D]. West Virginia University, 2013.
- [38] GAMWO I K, LIU Y. Mathematical modeling and numerical simulation of methane production in a hydrate reservoir[J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2010, 49(11): 5231–5245.
- [39] MORIDIS G. Numerical studies of gas production from class 2 and class 3 hydrate accumulations at the mallik site[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2004, 7(03): 175–183.
- [40] LI G, LI X S, ZHANG K, et al. Effects of impermeable boundaries on gas production from hydrate accumulations in the Shenhu area of the South China Sea[J]. *Energies*, 2013, 6(8): 4078–4096.
- [41] AZIZ K. Petroleum reservoir simulation[J]. Applied Science Publishers, 1979, 476.
- [42] VAN GENUCHTEN M T. A closed - form equation for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated soils[J]. *Soil Science Society of America Journal*, 1980, 44(5): 892–898.
- [43] MORIDIS G J, REAGAN M T. Gas production from oceanic class 2 hydrate accumulations, OTC 18866[C]//2007 Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA. 2007, 30.