中国科学: 物理学 力学 天文学 2019 年 第 49 卷 第 3 期: 034609
SCIENTIA SINICA Physica, Mechanica & Astronomica physcn.scichina.com
《中国科学》杂志社 SCIENCE CHINA PRESS
论 文 天然气水合物开采及安全控制专辑

神狐水合物藏降压开采分解前缘数值模拟研究

李淑霞*, 武迪迪, 王志强, 刘佳丽, 谢云飞

中国石油大学(华东)石油工程学院, 青岛 266580
*联系人, lishuxia@upc.edu.cn

收稿日期: 2018-04-19; 接受日期: 2018-07-16; 网络出版日期: 2018-12-07
国家重点研发计划(编号: 2016YFC0304005)和中央高校基本科研业务费专项资金(编号: 15CX08004A)资助

摘要 天然气水合物资源量大, 广泛存在于深海和冻土带中, 降压法是一种有效的开采方式. 天然气水合物藏降压开采过程中, 已经分解的水合物区域和尚未分解的水合物区域之间存在一个分解前缘, 研究分解前缘的移动规律, 有助于认识水合物藏的地层稳定性及进行产气量预测, 因此对水合物藏分解前缘的研究具有重要意义. 本文采用数值模拟的方法, 针对神狐海域水合物藏地质条件, 研究降压开采过程中分解前缘的形状及移动规律, 并对影响分解前缘移动的敏感因素进行了分析. 结果表明: 降压分解时, 分解前缘的形状为非活塞式, 分解前缘1(水合物开始分解的位置)的移动速率近似为线性, 分解前缘2(水合物完全分解的位置)的移动速率近似为指数增长. 生产井压力越低, 地层渗透率越大, 初始水合物饱和度越小, 初始温度越高, 分解前缘移动速率越大. 与一步降压相比, 分段降压使得分解前缘1和前缘2的移动均滞后. 水合物分解吸热导致地层温度降低, 当到达冰点时, 冰的生成将有助于水合物藏降压分解速率的增大. 因此, 水合物藏降压分解时, 可考虑将压力降低至冰点所对应的相平衡压力附近.

关键词 分解前缘, 数值模拟, 降压开采, 水合物藏

PACS: 88.10.gc, 88.10.G-, 91.50.Hc, 91.67.De

1 引言

天然气水合物是天然气(主要成分甲烷)和水在高压、低温条件下形成的似冰状固体化合物, 广泛分布于海洋地层及永久冻土带, 被认为是21世纪最理想的替代能源[1]. 目前提出的水合物开采方法包括降压法、注热法、注化学剂法、CO_2置换法等, 这些方法各有优缺点, 可单独使用或联合使用, 其中降压法和注热法被国内外学者广泛看好. 迄今为止, 全球只有俄罗斯的麦索雅哈[2,3]水合物藏用降压和注化学剂的方法进行过水合物藏的工业性开采, 另外, 加拿大的Mallik[4,5]、日本东南部沿海[6]、美国阿拉斯加[7]、中国神狐海域[8]进行过水合物藏的试开采试验, 其中日本及中国的海上试开采用的都是降压法.

在天然气水合物藏降压开采过程中, 已经分解的水合物区域和尚未分解的水合物区域之间存在一个分

引用格式: 李淑霞, 武迪迪, 王志强, 等. 神狐水合物藏降压开采分解前缘数值模拟研究. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2019, 49: 034609
Li S X, Wu D D, Wang Z Q, et al. Numerical simulation of dissociation front of shenhu hydrate reservoirs by depressurization (in Chinese). Sci Sin-Phys Mech Astron, 2019, 49: 034609, doi: 10.1360/SSPMA2018-00130

© 2018 《中国科学》杂志社

解前缘(或分解过渡带), 将地层分为已分解区和水合物区, 这两个区域的地层流体不同, 导致分解前缘内外的压力、温度等变化规律不同. 其中水合物区中水合物对储层具有胶结和支撑作用, 降压开采过程中, 随着分解前缘的移动, 分解区储层沉积物的胶结性逐渐减弱, 造成地层稳定性及强度降低, 可能会引发地质灾害[9]; 另外, 水合物藏的生产动态与分解前缘的移动规律密切相关. 因此, 对水合物藏降压开采过程中分解前缘移动规律的研究具有重要意义.

目前对水合物藏分解前缘的研究主要集中在两个方面, 一是分解前缘的形状, 二是分解前缘的移动规律. 关于分解前缘的形状, 很多理论模型中简单地假设分解前缘是一个狭窄的分解界面[10–14], 类似于常规油藏注水开发过程中的活塞式驱替, 因此称为活塞式分解前缘; 然而在一些实验及数值模拟中发现水合物分解并非只发生在一个狭窄的分解界面, 而是扩展至一个较大的分解区域甚至是整个水合物藏[15–19], 这种现象类似于常规油藏注水开发过程中出现的非活塞式驱替, 称为非活塞式分解前缘. Tsypkin[20]、Konno等人[21]、Kumar等人[22]、Sun等人[23]、Vasil'Ev等人[24]、Gamwo等人[25]、Liu等人[26], 白玉湖等人[27]研究发现是否出现活塞式分解前缘与模型中所采用的绝对渗透率、模型尺寸、生产井压力、模型边界条件、降压或注热等生产条件相关. 关于水合物藏分解前缘的移动规律, 理论模型中大多采用自相似法进行求解, 得到分解前缘的位置与时间的平方根呈正比[10,11,28–34]; Selim等人[35]、Jamaluddin等人[36]、李明川等人[37]通过理论分析或实验得到分解前缘随时间成线性推进; Yousif等人[12]、张旭辉等人[17]得到分解前缘的推进速率逐渐降低; 而Briaud等人[38]、刘乐乐等人[39]得到分解前缘随时间平方根移动; Sung等人[40]得到一维模型中分解前缘随时间呈线性推进, 而三维模型中分解前缘的推进速率逐渐减小.

总的来看, 由于前人研究中所采用的实验条件、模型假设条件以及所采用的参数不同, 得到的分解前缘的形状(活塞式分解前缘或非活塞式分解前缘)及分解前缘移动规律也存在较大差别. 因此, 本文应用数值模拟的方法, 针对神狐海域水合物藏的具体条件, 进行降压开采分解前缘形状及移动规律研究, 从而认识水合物藏的降压开采规律, 为神狐海域水合物藏的降压开采提供指导.

2 神狐水合物藏降压开采分解前缘数值模拟研究

2.1 数学模型及地质模型的建立

2.1.1 数学模型的建立

目前国内外公开发表的水合物藏开采数值模拟器主要有美国劳伦斯贝克莱国家实验室(LBNL)研制的TOUGH+HYDRATE和HydrateResSim(HRS), 日本甲烷水合物资源联盟研制的MH-21, 加拿大计算机模拟集团公司(Computer Modelling Group LTD)研制的CMG-STARS, 美国西北太平洋国家实验室(PNNL)研制的STOMP等[41].

本文采用CMG-STARS模拟软件来研究天然气水合物降压开采的过程. 模型中考虑储层的非等温反应、相平衡过程以及热量的传递过程, 通过添加水合物生成、分解反应动力学方程来模拟天然气水合物藏的开采. 其中水合物可以当作稠油或固体进行处理, 本研究将水合物看作稠油, 设置一个足够高的黏度, 使得水合物不参与流动, 油相饱和度即水合物饱和度.

模型中考虑油(即水合物)、气、水、冰四相, 油(即水合物)、气、水三组分; 考虑气、水两相流动, 且流体渗流符合达西定律; 水合物分解产生气和水(或者冰), 不考虑气体在水中的扩散和溶解; 考虑热传导、热对流以及水合物分解吸热.

各组分的质量守恒方程如下:

水:

$$\nabla\cdot\left(\frac{\rho_{\mathrm{w}}kk_{\mathrm{rw}}}{\mu_{\mathrm{w}}}\nabla p_{w}\right)+q_{\mathrm{w}}+\dot{m}_{\mathrm{w}}+\dot{m}_{i}=\frac{\partial}{\partial t}(\rho_{\mathrm{w}}\phi S_{\mathrm{w}}),\tag{1}$$

气:

$$\nabla\cdot\left(\frac{\rho_{\mathrm{g}}kk_{\mathrm{rg}}}{\mu_{\mathrm{g}}}\nabla p_{\mathrm{g}}\right)+q_{\mathrm{g}}+\dot{m}_{\mathrm{g}}=\frac{\partial}{\partial t}(\rho_{\mathrm{g}}\phi S_{\mathrm{g}}),\tag{2}$$

水合物:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_{\mathrm{h}}\phi S_{\mathrm{h}})=\dot{m}_{\mathrm{w}}+\dot{m}_{\mathrm{g}},\tag{3}$$

式中, ρ_i为各相密度, kg/m^3 (i=g, w, h); k为渗透率, μm^2; $k_{\mathrm{r}l}$为各相相对渗透率; μ_i为各组分黏度, mPa s; q_i为单位时间单位体积内各组分的注入或产出质量, kg/(m^3 s); S_i为各相饱和度; $\dot{m}_{\mathrm{w}}$, $\dot{m}_{\mathrm{g}}$, $\dot{m}_{\mathrm{h}}$分别为水合物藏单位时间内分解产水、产气及分解掉的水合物的质量, kg/s.

单位体积的多孔介质内能量守恒方程为

$$\frac{\partial}{\partial t}(C_{\mathrm{eff}}T)=\nabla(\lambda_{\mathrm{eff}}\nabla T)+\nabla\cdot\left[\left(\frac{kk_{\mathrm{rl}}\rho_{\mathrm{l}}}{\mu_{\mathrm{l}}}C_{\mathrm{l}}\nabla p_{\mathrm{l}}+\frac{kk_{\mathrm{rg}}\rho_{\mathrm{g}}}{\mu_{\mathrm{g}}}C_{\mathrm{g}}\nabla p_{\mathrm{g}}\right)T\right]-m_{\mathrm{h}}\Delta H_{\mathrm{h}}+m_{\mathrm{i}}\Delta H_{\mathrm{i}}+q_{\mathrm{g}}C_{\mathrm{g}}T+q_{\mathrm{l}}C_{\mathrm{l}}T,\tag{4}$$

其中,

$$C_{\mathrm{eff}}=(1-\phi)\rho_{\mathrm{R}}C_{\mathrm{R}}+\phi S_{\mathrm{w}}\rho_{\mathrm{w}}C_{\mathrm{w}}+\phi S_{\mathrm{g}}\rho_{\mathrm{g}}C_{\mathrm{g}}+\phi S_{\mathrm{h}}\rho_{\mathrm{h}}C_{\mathrm{h}}+\phi S_{\mathrm{i}}\rho_{\mathrm{i}}C_{\mathrm{i}},$$

$$\lambda_{\mathrm{eff}}=(1-\phi)\lambda_{\mathrm{R}}+\phi S_{\mathrm{w}}\lambda_{\mathrm{w}}+\phi S_{\mathrm{g}}\lambda_{\mathrm{g}}+\phi S_{\mathrm{h}}\lambda_{\mathrm{h}}+\phi S_{\mathrm{i}}\lambda_{i},$$

式中, C_{R}, C_{w}, C_{g}, C_{h}, C_{i}分别为岩石、水、甲烷、水合物的比热, J/(g K); λ_{R}, λ_{w}, λ_{g}, λ_{h}, λ_{i}分别为岩石、水、甲烷、水合物、冰的导热系数, W/(m K); ρ_{R}为岩石密度, kg/m^3; ΔH_{h}为每摩尔水合物分解时吸收的热量, J/mol; ΔH_{i}为每摩尔冰生成时释放的热量, J/mol.

影响天然气水合物相平衡的因素包括温度, 压力及组分含量. 本模型中水合物的相平衡是通过K值实现的, Adisasmito等人[42]通过实验回归得到相平衡数据, 建立K值与温度、压力的相平衡关系如式(5), 通过回归可以得到相平衡关系式中的3个参数k_1, k_2, k_3.

$$K=(k_1/P)\cdot\exp^{(k_2/(T-k_3))}.\tag{5}$$

在Kim-Bishnoi水合物分解动力学方程的基础上, 引入表观分解速率常数因子和分解活化能, 并假定水合物以球型颗粒的形式存在于多孔介质中, 建立较为全面的天然气水合物分解速率公式如下[43]:

$$\frac{\mathrm{d}n_{\mathrm{h}}}{\mathrm{d}t}=k_0A_{\mathrm{hs}}\cdot S_{\mathrm{w}}\cdot S_{\mathrm{h}}\cdot\phi^2\cdot P_{\mathrm{eq}}\mathrm{e}^{-\Delta E/RT}(1-K),\tag{6}$$

式中, n_{h}为t时刻水合物单位物质的量, mol; k_0为水合物分解表观速率因子, 与P, T无关, 可通过实验拟合得到; A_{hs}为水合物球形颗粒的表面积, m^2; S_{w}, S_{h}分别为含水饱和度及水合物饱和度; ϕ为孔隙度. P_{eq}为水合物相平衡压力, MPa; ΔE为分解活化能, Kim实验得到的取值为78.3 kJ/mol; R为理想气体常数, 8.3144 J/(mol K); T为温度, K.

考虑到水合物降压分解过程中吸收大量的热量, 导致温度的降低, 当温度降低到冰点时, 将会有冰的形成. 生成的冰是一种固体物质, 将会对有效孔隙度和有效渗透率产生影响.

$$\phi_{\mathrm{f}}=\phi_{\mathrm{V}}(1-S_{\mathrm{i}}),\tag{7}$$

式中, ϕ_{f}为有效孔隙度, 小数; ϕ_{V}为绝对孔隙度, 小数; S_{i}为冰相饱和度.

孔隙度的变化进而影响了多孔介质的有效渗透率, 这里采用Kozeny-Carman公式:

$$K(\phi_{\mathrm{f}})=K(\phi_{\mathrm{V}})\cdot\left(\frac{\phi_{\mathrm{f}}}{\phi_{\mathrm{V}}}\right)^{CK}\cdot\left[\frac{1-\phi_{\mathrm{V}}}{1-\phi_{\mathrm{f}}}\right]^2,\tag{8}$$

式中, $K(\phi_{\mathrm{f}})$为有效渗透率, 10^{-3} μm^2; $K(\phi_{\mathrm{V}})$为绝对渗透率, 10^{-3} μm^2; CK为经验指数, 一般为3–10(本文取3).

2.1.2 地质模型的建立

2017年5月10日–7月9日, 我国在南海神狐海域成功进行了海域天然气水合物试开采, 应用降压法, 从水深1266 m海底以下203–277 m的天然气水合物矿藏开采出天然气, 累计产气量超30.9×10^{4}m^3, 试采取得圆满成功. 本文借鉴神狐海域试采区的有关地质及储层物性参数, 采用数值模拟的方法, 建立地质模型并进行机理分析. 所建的三维地质模型见图1. 模型大小为500 m×500 m×75 m, 其中水合物层厚度25 m, 上、下盖层厚度各20 m. 平面网格数目20×20, 网格大小为25 m; 垂向上水合物层网格大小2.5 m, 网格数目10个, 上、下盖层的网格大小2 m, 网格数目各10个. 盖层与水合物层之间只存在热量传递, 而不存在物质交换. 假设水合物藏中心一口垂直井进行降压开采.

水合物藏的有关储层特征参数见表1.

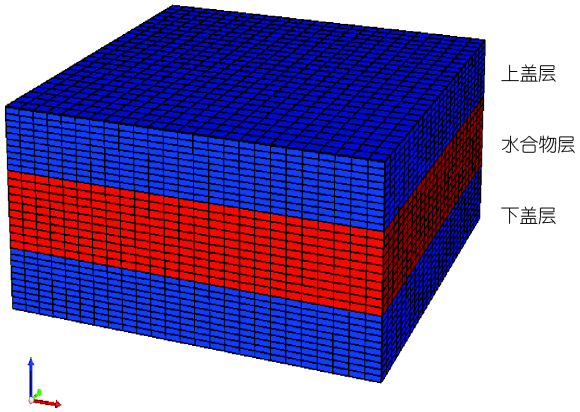


图 1 (网络版彩图)天然气水合物藏降压开采地质模型

Figure 1 (Color online) Geological model of hydrate reservoir by depressurization.

表 1 水合物储层特征参数

Table 1 Hydrate reservoir parameters of the model

参数	取值	参数	取值
初始压力P_i	13.8 MPa	初始温度T_i	14°C
水合物层绝对渗透率k	75 mD	水合物层孔隙度ϕ	0.38
地温梯度	0.047°C/m	岩石密度ρ_R	2600 kg/m^3
岩石比热C_R	1000 J/(kg °C)	盖层导热系数λ_R	3.387×10^5 J/(m d °C)
初始含水饱和度S_{wi}	56%	初始水合物饱和度S_{hi}	44%

2.2 降压开采分解前缘的定义

图2为水合物降压分解过程中不同时刻水合物饱和度随距离的变化关系图. 可以看出, 同一时间下生产井附近水合物分解最快, 饱和度最低, 随着距离的增加, 水合物饱和度逐渐增加并趋于稳定. 随着时间的增加, 从生产井到离井较远处水合物饱和度普遍降低. 另外可以看出, 水合物饱和度并不是从原始饱和度突然降低到0的, 即水合物的分解并不是活塞式分解, 而是存在一个较大的分解区, 即非活塞式分解. 因此, 为了准确分析水合物的分解过程, 本文定义两个水合物分解前缘. 分解前缘1为水合物刚开始分解的位置, 即水合物饱和度刚刚低于原始水合物饱和度的位置; 分解前缘2为水合物完全分解的位置, 即水合物饱和度降低为零的位置.

2.3 分解前缘移动规律分析

利用前面所建的地质模型及有关模拟参数, 进行天然气水合物藏降压开采的模拟计算, 得到不同时刻天然气水合物饱和度随时间的变化见图3, 可以看出, 随着时间的增加, 水合物的分解前缘从生产井开始, 以生产井为圆心逐渐向远处扩展. 图中蓝色实线为分解前缘1所在位置, 红色实线为分解前缘2所在位置, 可以看出, 水合物从开始分解到完全分解需要一个较长的时间过程, 而不是打破相平衡条件后就立即全部分解.

根据天然气水合物藏降压分解的数值模拟计算结果, 可得到不同时刻的水合物饱和度分布, 统计并绘制水合物降压开采过程中分解前缘1随时间的变化关系, 见图4. 可以看出, 水合物分解前缘1的移动规律近似于线性推进. 分析原因认为, 分解前缘1主要受压力传播的影响, 当压力低于相平衡压力时, 水合物开始分解, 形成分解前缘1. 而压力的传播速度大小主要受导压系数影响, 水合物分解之前地层的导压系数不变, 因而压力传播速度也基本为常数, 因此分解前缘1的移动规律近似为线性, 平均推进速度约为0.9886 m/d.

统计并绘制水合物降压开采过程中分解前缘2随

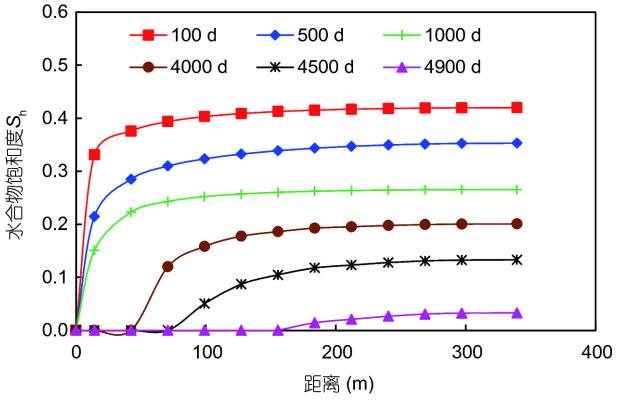


图 2 (网络版彩图)不同时刻水合物饱和度随距离的变化图

Figure 2 (Color online) Gas hydrate saturation vs. distance at different times.

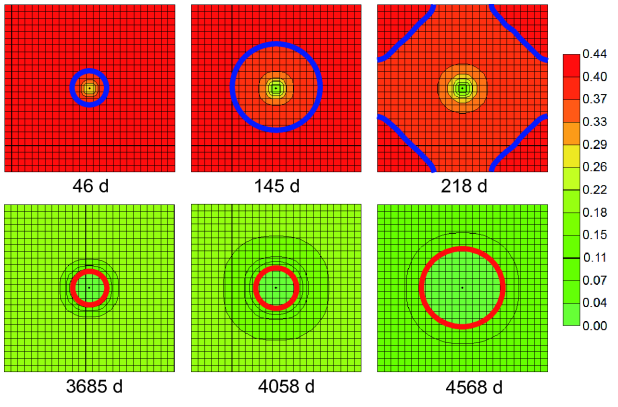


图 3 (网络版彩图)降压分解过程中水合物饱和度随时间的变化

Figure 3 (Color online) Evolution of gas hydrate saturation during depressurization process.

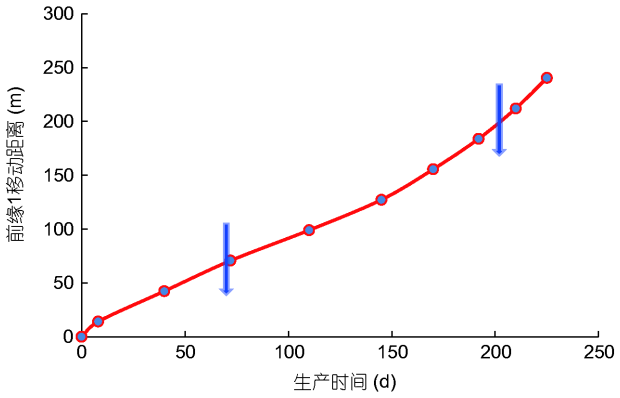


图 4 (网络版彩图)水合物分解前缘1随时间的变化关系图
Figure 4 (Color online) The evolution of hydrate dissociation front 1.

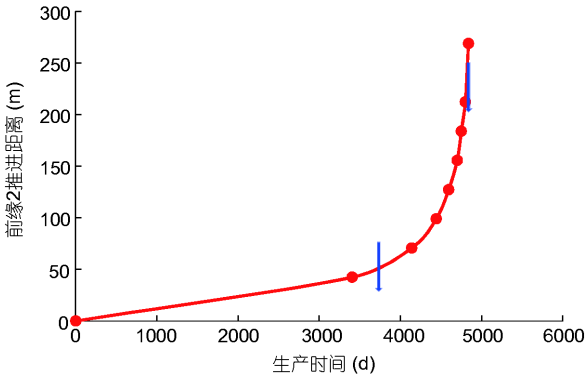


图 5 (网络版彩图)水合物分解前缘2随时间的变化关系图
Figure 5 (Color online) The evolution of hydrate dissociation front 2.

时间的变化关系曲线见图5. 可以看出, 分解前缘2的移动规律近似为指数形式, 初期移动速率极慢, 后期移动速率快速增加. 这是因为水合物的分解为吸热过程, 降压分解过程中因为没有外来能量补充, 因此生产井周围较小范围内, 从水合物开始分解到全部分解完毕所需的时间相对较长. 而离井较远处, 因分解前缘1早已波及并不断向外传播, 水合物已经部分分解, 后期需要吸热分解的水合物量越来越少, 因此分解前缘2的后期移动速度快速增大.

对比图4和5可以看出, 在整个模拟区域, 水合物藏降压开采过程中分解前缘2的移动速度比分解前缘1的移动速度慢很多. 在离井较近的地方, 如距离生产井50 m处, 分解前缘1到达50 m处所需时间约为48.59 d, 移动速度为1.029 m/d; 而分解前缘2到达50 m处所需时间约为3616.15 d, 移动速度为0.0138 m/d, 分解前缘1的移动速度是分解前缘2移动速度的近75倍. 而在离井较远的地方, 如距离生产井200 m处, 分解前缘1到达200 m处所需时间约为202.28 d, 移动速度为0.9887 m/d; 而分解前缘2到达200 m处所需时间约为4778.56 d, 移动速度为0.0418 m/d, 分解前缘1的移动速度是分解前缘2移动速度的近24倍. 也就是说, 距离生产井50 m处的水合物从48.59 d时开始分解, 一直到3616.15 d才全部分解完毕, 水合物的分解过程持续3567.56 d; 距离生产井200 m处的水合物从202.28 d时开始分解, 一直到4778.56 d才全部分解完毕, 水合物的分解过程持续4576.28 d. 因此, 整个水合物地层长期处于持续分解过程之中.

根据上述两个分解前缘的移动规律, 可以认识并分析水合物藏的降压开采生产规律, 指导水合物藏的有效开采. 分解前缘1移动速度较快并近似为线性规律, 说明降压开采水合物藏时, 从井底开始逐渐到水合物藏边界, 水合物能够较快地依次达到分解条件而开始产气. 分解前缘2的移动速度较慢, 说明水合物藏中的水合物达到全部分解所需的时间较长. 近井50 m范围内分解前缘2移动速度特别小, 而距井较远处分解前缘2的移动速度快速增加, 说明降压后, 整个水合物藏长期处于持续分解过程之中, 当近井周围50 m左右的水合物全部分解完毕后, 远井地带的水合物全部分解所需的时间就不长了. 因此, 水合物藏降压开采时, 为加速近井地带的水合物快速全部分解, 可考虑采用井壁电加热技术进行辅助开采.

3 影响分解前缘的因素分析

为分析水合物藏降压开采过程中地质参数及降压操作参数对分解前缘的影响, 设计敏感性参数分析方案见表2, 其中A0为基础方案, 其余A*i*, B*i*, C*i*, D*i*, E*i*组方案分别与A0方案相结合, 分析生产井压力(A0, A1, A2), 绝对渗透率(A0, B1, B2), 初始水合物饱和度(A0, C1, C2), 初始温度(A0, D1, D2), 降压速度(A0, E1, E2)等五个因素对降压开采分解前缘的影响.

3.1 生产井压力的影响

图6(a)和(b)为不同生产井压力下降压开采时水合物分解前缘1和前缘2随时间的变化曲线图. 可以看出, 不同生产井压力下分解前缘1的移动速率近似为线性,

表 2 降压开采分解前缘影响因素分析方案设计表

Table 2 Cases design of influence factors of dissociation front by depressurization

方案	生产井压力 (MPa)	绝对渗透率 ($\times10^{-3}$ μm^2)	初始水合物饱和度	初始温度 (°C)	降压速度 (MPa/d)
A0	5	75	0.44	14	一步降压
A1	7	75	0.44	14	一步降压
A2	3	75	0.44	14	一步降压
B1	5	50	0.44	14	一步降压
B2	5	100	0.44	14	一步降压
C1	5	75	0.40	14	一步降压
C2	5	75	0.35	14	一步降压
D1	5	75	0.44	12	一步降压
D2	5	75	0.44	10	一步降压
E1	5	75	0.44	14	0.06
E2	5	75	0.44	14	0.03

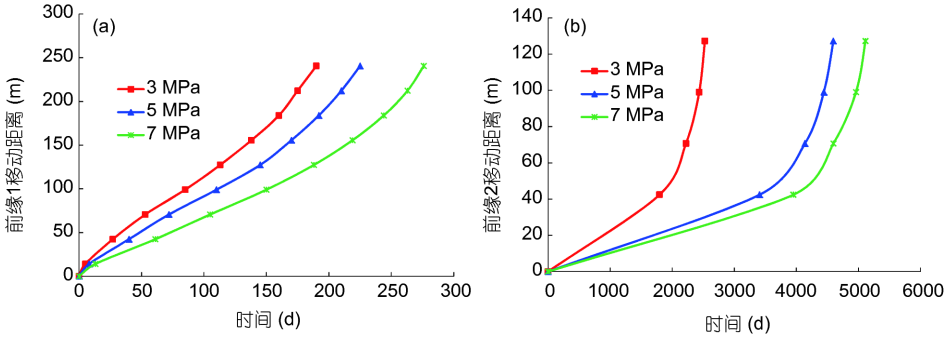


图 6 (网络版彩图)(a) 不同生产井压力下水合物分解前缘1随时间的变化曲线图; (b) 不同生产井压力下水合物分解前缘2随时间的变化曲线图

Figure 6 (Color online) (a) Evolution of hydrate dissociation front 1 at different bottom hole pressure; (b) evolution of hydrate dissociation front 2 at different bottom hole pressure.

分解前缘2的移动速率近似为指数增长, 这与前面2.3的分析结果一致. 随着生产井压力的降低, 水合物藏降压开采的压差驱动力增大, 因此分解前缘1的移动速率逐渐增大, 当生产井压力分别为7, 5, 3 MPa时, 分解前缘1 的移动速率分别为0.8017, 0.9886, 1.1684 m/d, 移动速率的增加幅度基本一致. 分解前缘2的移动速率也随生产井压力的降低而增大, 当生产井压力从7 MPa降低到5 MPa时, 分解前缘2的移动速率增大幅度不大, 但当生产井压力从5 MPa降低到3 MPa时, 分解前缘2的移动速率急剧增大, 这是因为: 根据前期实验得到的相平衡公式, 压力3 MPa时对应的相平衡温度为0度左右, 此时水合物分解产生的水结冰, 释放相变潜热, 能够为水合物的降压分解提供额外的能量. 该认识与Tsypkin[44]结果一致.

考虑孔隙体积中单位体积水合物分解的所需要的热量ΔH_h约为3.990×10^5 kJ/m^3, 单位体积的冰生成释放的热量ΔH_i约为3.336×10^5 kJ/m^3. 冰生成释放的潜热属于原位热源, 比通过多孔介质热传递方式的热量更优先用于水合物分解, 因此假设1 m^{3}冰生成所释放的热量全部用于水合物分解, 则可分解0.84 m^{3}的水合物. 以下述计算为例, 假设绝对孔隙度ϕ_V=0.3, 孔隙体积V_P=10 m^3, 绝对渗透率$K(\phi_V)=75\times10^{-3}$ μm^2. 由式(7), (8)得, 与初始假设条件相比, 有效孔隙度降低1.67%, 有效渗透率降低6.27%. 因此, 水合物分解过程中冰的生成

对孔隙度、渗透率的影响幅度不大.

3.2 绝对渗透率的影响

绝对渗透率为水合物藏水合物饱和度为0时的地层渗透率, 图7(a)和(b)为不同绝对渗透率下降压开采时水合物分解前缘1和前缘2随时间的变化曲线图. 可以看出, 随着地层绝对渗透率的增大, 水合物分解产生的气、水流动能力增大, 因此分解前缘1及前缘2的移动速度均增大. 因此, 当地层绝对渗透率较大时, 有利于水合物的降压分解.

3.3 初始水合物饱和度的影响

图8(a)和(b)为不同初始水合物饱和度下降压开采时水合物分解前缘1和前缘2随时间的变化曲线图. 可以看出, 初始水合物饱和度越小, 分解前缘1和前缘2的移动速度越快. 这是因为: (1) 根据Masuda公式, 水合物饱和度越小, 地层的有效渗透率越大, 有利于水合物分解后的气和水的产出; (2) 初始水合物饱和度越小, 水合物全部分解的吸热量就越小, 这也有利于水合物的降压分解.

3.4 初始温度的影响

图9(a)和(b)为不同初始温度下水合物降压分解时分解前缘1和前缘2随时间的变化曲线图. 可以看出, 初始温度越高, 分解前缘1及前缘2的移动速度越大. 这是因为在其他条件相同的情况下, 初始温度越高, 水合物分解的温差驱动力就越大, 因而分解速率越大, 同时初始温度高的水合物藏还能为水合物分解提供更多的热量.

3.5 一步降压和分段降压的影响

图10(a)和(b)为一步降压和分段降压模式下水合

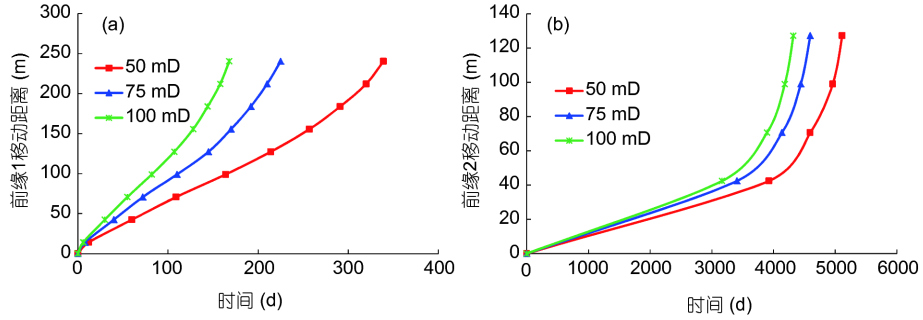


图 7 (网络版彩图)(a) 不同绝对渗透率下水合物分解前缘1随时间的变化曲线图; (b) 不同绝对渗透率下水合物分解前缘2随时间的变化曲线图

Figure 7 (Color online) (a) Evolution of hydrate dissociation front 1 at different intrinsic permeability; (b) evolution of hydrate dissociation front 2 at different intrinsic permeability.

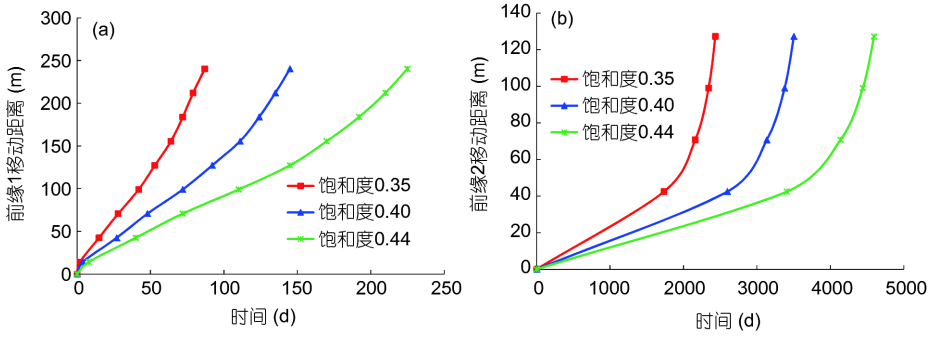


图 8 (网络版彩图)(a) 不同初始水合物饱和度下水合物分解前缘1随时间的变化曲线图; (b) 不同初始水合物饱和度下水合物分解前缘2随时间的变化曲线图

Figure 8 (Color online) (a) Evolution of hydrate dissociation front 1 at different initial hydrate saturation; (b) evolution of hydrate dissociation front 2 at different initial hydrate saturation.

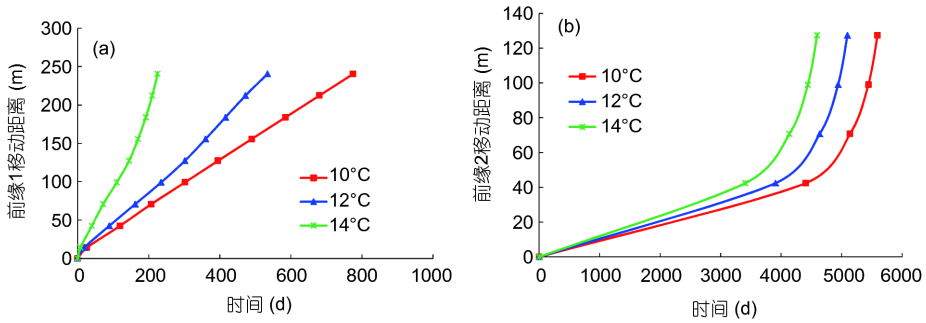


图 9 (网络版彩图)(a) 不同初始温度下水合物分解前缘1随时间的变化曲线图; (b) 不同初始温度下水合物分解前缘2随时间的变化曲线图

Figure 9 (Color online) (a) Evolution of hydrate dissociation front 1 at different initial temperature; (b) evolution of hydrate dissociation front 2 at different initial temperature.

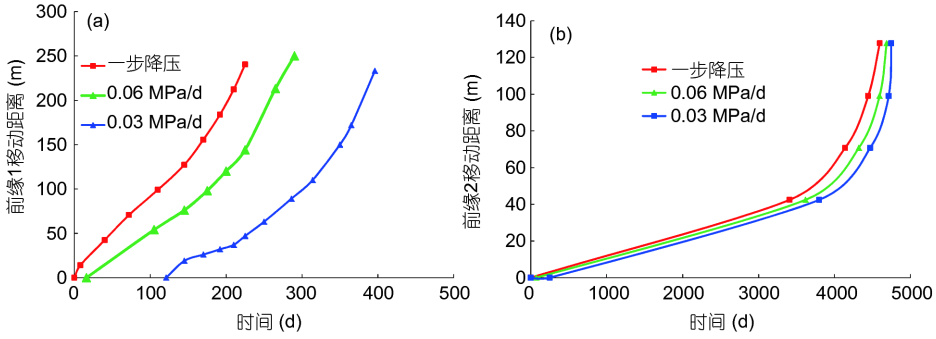


图 10 (网络版彩图)(a) 一步降压和分段降压水合物分解前缘1随时间的变化曲线图; (b) 一步降压和分段降压水合物分解前缘2随时间的变化曲线图

Figure 10 (Color online) (a) Evolution of hydrate dissociation front 1 of one-step and multi-steps depressurization; (b) evolution of hydrate dissociation front 2 of one-step and multi-steps depressurization.

物降压分解时分解前缘1和前缘2随时间的变化曲线图. 可以看出, 一步降压和分段降压下, 分解前缘1的移动距离和时间均近似呈线性关系. 分段降压时, 随着降压速度的减小, 水合物分解前缘1出现了明显的滞后现象, 平均移动速度也逐渐减小; 分解前缘2也出现了滞后现象. 这主要是由于分段降压时, 初始温度, 压力条件处于水合物相平衡之上, 当井底压力下降到平衡压力以下, 水合物才会分解; 降压速度的降低, 导致压力传播速度减慢, 使得分解前缘1和分解前缘2的移动均滞后.

4 结论和建议

(1) 水合物的降压分解并不是活塞式分解, 而是存在一个较大的分解区, 即非活塞式分解.

(2) 水合物藏降压开采时, 水合物开始分解的位置为分解前缘1, 该前缘主要受压力传播的影响, 移动速度较快且近似为线性推进. 水合物全部分解的位置为分解前缘2, 该前缘初期移动速度极慢, 后期快速增加, 移动规律近似为指数形式. 水合物藏降压开采时, 从井底开始逐渐到水合物藏边界, 能够快速达到分解条件而开始产气, 之后整个水合物藏长期处于持续分解过程之中.

(3) 生产井压力越低, 地层渗透率越大, 初始水合物饱和度越小, 初始温度越高, 水合物藏降压分解时的分解前缘1(水合物开始分解位置)及前缘2(水合物完全分解位置)的移动速率越大; 与一步降压相比, 分段降压使得分解前缘1和前缘2的移动均滞后.

(4) 冰的出现会释放相变潜热, 有利于水合物的降压分解, 特别是对分解前缘2(水合物完全分解位置)的移动速度有较大的提升.

参考文献

1 Chong Z R, Yang S H B, Babu P, et al. Review of natural gas hydrates as an energy resource: Prospects and challenges. Appl Energy, 2016, 162: 1633–1652

2 Makogon Y E, Holditch S A, Makogon T Y. Russian field illustrates gas-hydrate production. Oil Gas J, 2005, 103: 43–47

3 Grover T, Moridis G J, Holditch S A. Analysis of reservoir performance of the Messoyakha gas hydrate reservoir. In: Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2008. 114375

4 Kurihara M, Sato A, Funatsu K, et al. Analysis of production data for 2007/2008 Mallik gas hydrate production tests in Canada. In: Proceedings of the International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. Society of Petroleum Engineers, 2010. 132155

5 Fujii T, Takayama T. Wire-line logging analysis of the GMEC/NRCan/Aurora Mallik gas hydrate production test. In: Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates. Vancouver, 2008

6 Yamamoto K. 2013 methane hydrate offshore production test in the eastern Nankai Trough: A milestone on the path to real energy resource. In: Proceedings of the 8th International Conference on Gas Hydrate. Beijing, 2014

7 Schoderbek D, Martin K L, Howard J, et al. North slope hydrate field trial: CO_2/CH_4 exchange. In: Proceedings of the OTC Arctic Technology Conference. Offshore Technology Conference, 2012. OPT-23725

8 Zhu Y H, Zhang Y Q. Overview on permafrost gas hydrate exploration in China. In: Proceedings of the 8th International Conference on Gas Hydrate, Beijing, 2014

9 Fujii T, Suzuki K, Takayama T, et al. Geological setting and characterization of a methane hydrate reservoir distributed at the first offshore production test site on the Daini-Atsumi Knoll in the eastern Nankai Trough, Japan. Mar PetGeol, 2015, 66: 310–322

10 Yousif M H, Li P M, Selim M S, et al. Depressurization of natural gas hydrates in berea sandstone cores. J Incl Phenom Macrocycl Chem, 1990, 8: 71–88

11 Selim M S, Sloan E D. Hydrate dissociation in sediment. SPE Reservoir Eng, 1990, 5: 245–251

12 Yousif M H, Abass H H, Selim M S, et al. Experimental and theoretical investigation of methane-gas-hydrate dissociation in porous media. SPE Reservoir Eng, 1991, 6: 69–76

13 Durgut I, Parlaktuna M. A numerical method for the gas production process in gas hydrate reservoirs. Gas Well, 1996, 48: 549–556

14 Tsypkin G G. Regimes of dissociation of gas hydrates coexisting with a gas in natural strata. J Eng Phys Thermophys, 2001, 74: 1083–1089

15 Hong H, Pooladi-Darvish M. A numerical study on gas production from formations containing gas hydrates. In: Proceedings of the Canadian International Petroleum Conference. Calgary, 2003

16 Tabatabaie S H, Pooladi-Darvish M. Analytical solution for gas production from hydrate reservoirs underlain with free gas. J Nat Gas Sci Eng, 2009, 1: 46–57

17 Zhang X H, Liu Y H, Li Q P. The dissociation scope of gas hydrate in deposit around heat conductor. Mech Eng, 2010, 32: 39–41 [张旭辉, 刘艳华, 李清平, 等. 沉积物中导热体周围水合物分解范围研究. 力学与实践, 2010, 32: 39–41]

18 Yang X, Sun C Y, Su K H, et al. A three-dimensional study on the formation and dissociation of methane hydrate in porous sediment by depressurization. Energy Convers Manage, 2012, 56: 1–7

19 Du Q J, Chen Y M, Li S X, et al. Mathematical model for natural gas hydrate production by heat injection (in Chinese). Petrol Explor Develop, 2007, 34: 470–473 [杜庆军, 陈月明, 李淑霞, 等. 天然气水合物注热开采数学模型. 石油勘探与开发, 2007, 34: 470–473]

20 Tsypkin G G. Mathematical models of gas hydrates dissociation in porous media. Annal New York Acad Sci, 1999, 912: 428–436

21 Konno Y, Oyama H, Nagao J, et al. Numerical analysis of the dissociation experiment of naturally occurring gas hydrate in sediment cores obtained at the Eastern Nankai Trough, Japan. Energy Fuels, 2010, 24: 6353–6358

22 Kumar A, Maini B, Bishnoi P R, et al. Experimental determination of permeability in the presence of hydrates and its effect on the dissociation characteristics of gas hydrates in porous media. J Pet Sci Eng, 2010, 70: 114–122

23 Sun X, Nanchary N, Mohanty K K. 1-D modeling of hydrate depressurization in porous media. Transp Porous Media, 2005, 58: 315–338

24 Vasil'Ev V I, Popov V V, Tsypkin G G. Numerical investigation of the decomposition of gas hydrates coexisting with gas in natural reservoirs. Fluid Dyn, 2006, 41: 599–605

25 Gamwo I K, Liu Y. Mathematical modeling and numerical simulation of methane production in a hydrate reservoir. Ind Eng Chem Res, 2010, 49: 5231–5245

26 Liu Y, Gamwo I K. Comparison between equilibrium and kinetic models for methane hydrate dissociation. Chem Eng Sci, 2012, 69: 193–200

27 Bai Y H, Li Q P. Simulation of gas production from hydrate reservoir by the combination of warm water flooding and depressurization. Sci China Tech Sci, 2010, 53: 2469–2476 [白玉湖, 李清平. 注温水-降压法联合开采天然气水合物藏模拟. 中国科学: 技术科学, 2011, 41: 262–268]

28 Ji C, Ahmadi G, Smith D H. Natural gas production from hydrate decomposition by depressurization. Chem Eng Sci, 2001, 56: 5801–5814

29 Ahamadi G, Ji C, Smith D H. Production of natural gas from methane hydrate by a constant downhole pressure well. Energy Conver Manag, 2007, 48: 2053–2068

30 Yu X C, Wu Y X, An W J, et al. Mathematical model to recover gas hydrate from formations (in Chinese). Nat Gas Indust, 2004, 24: 63–67 [喻西崇, 吴应湘, 安维杰, 等. 开采地层中的天然气水合物的数学模型. 天然气工业, 2004, 24: 63–67]

31 Tang L G, Li G, Feng Z P, et al. Mathematic modeling on thermal recovery of natural gas hydrate (in Chinese). Nat Gas Indust, 2006, 26: 105–107 [唐良广, 李刚, 冯自平, 等. 热力法开采天然气水合物的数学模拟. 天然气工业, 2006, 26: 105–107]

32 Li G, Tang L G, Huang C, et al. Thermodynamic Evolution of hot brine stimulation for natural gas hydrate dissociation (in Chinese). J Chem Indust Eng, 2006, 57: 2033–2038 [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: 2033–2038]

33 Zhao Z W. Thermodynamic analysis for the gas production from gas hydrate be heating (in Chinese). China Mining Magazine, 2013, 8: 125–128 [赵振伟. 天然气水合物加热开采的热力学分析. 中国矿业, 2013, 8: 125–128]

34 Li M, Fan S, Su Y, et al. Mathematical models of the heat-water dissociation of natural gas hydrates considering a moving Stefan boundary. Energy, 2015, 90: 202–207

35 Selim M S, Sloan E D. Modeling of the dissociation of an *in-situ* hydrate. In: Proceedings of the SPE California Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers, 1985. 13597

36 Jamaluddin A K M, Kalogerakis N, Bishnoi P R. Modelling of decomposition of a synthetic core of methane gas hydrate by coupling intrinsic kinetics with heat transfer rates. Can J Chem Eng, 1989, 67: 948–954

37 Li M C, Fan S S. Thermal infection analysis on hot water flooding dissociation frontal brim of natural gas hydrate (in Chinese). Acta Oceanolog Sin, 2012, 34: 116–119 [李明川, 樊栓狮. 天然气水合物注热水分解前缘热作用因素分析. 海洋学报, 2012, 34: 116–119]

38 Briaud J L, Chaouch A. Hydrate melting in soil around hot conductor. J Geotech Geoenviron Eng, 1997, 123: 645–653

39 Liu L L, Lu X B, Zhang X H. An experimental study of seepage front due to methane hydrate dissociation by depressurization in sandy sediments (in Chinese). Nat Gas Indust, 2013, 33: 130–136 [刘乐乐, 鲁晓兵, 张旭辉. 砂土沉积物中甲烷水合物降压分解渗流阵面实验. 天然气工业, 2013, 33: 130–136]

40 Sung W M, Huh D G, Ryu B J, et al. Development and application of gas hydrate reservoir simulator based on depressurizing mechanism. Korean J Chem Eng, 2000, 17: 344–350

41 Gaddipati M. Code Comparison of Methane Hydrate Reservoir Simulators Using CMG STARS. Dissertation for Dcotoral Degree. West Virginia: West Virginia University, 2008

42 Adisasmito S, Frank R J, Sloan E D. Hydrates of carbon dioxide and methane mixtures. J Chem Eng Data, 1991, 36: 68–71

43 Uddin M, Coombe D, Law D, et al. Numerical studies of gas hydrate formation and decomposition in a geological reservoir. J Energy Resour Technol, 2008, 130: 032501

44 Tsypkin G G. Effect of decomposition of a gas hydrate on the gas recovery from a reservoir containing hydrate and gas in the free state. Fluid Dyn, 2005, 40: 117–125

Numerical simulation of dissociation front of shenhu hydrate reservoirs by depressurization

LI ShuXia*, WU DiDi, WANG ZhiQiang, LIU JiaLi & XIE YunFei

School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China

Natural gas hydrates (NGH), widely distributed in the deep ocean and the permafrost, are considered as a potential energy resource. Depressurization is a promising method to exploit NGH reservoirs. There is a dissociation front between dissociated zone and dissociating hydrate zone during the production of NGH reservoirs by depressurization. The study of the movement of the dissociation front is very essential to understand the formation stability and predict the gas production performance of hydrate reservoirs. Based on the geological conditions of hydrate reservoirs in the Shenhu area, numerical simulation methods are used to investigate the shape and movement of the dissociation front during the depressurization production, and then the sensitive factors affecting the movement of dissociation front are analyzed. The results show that the dissociation front is not a definitely interface between the dissociated and dissociating zone but a transition zone, and the shape of the dissociation front is deemed to a non-piston model when depressurization is conducted. The movement rate of dissociation front 1 (the position where the hydrate starts to dissociate) is almost approximately linear, but the movement rate of dissociation front 2 (the hydrate saturation is reduced to 0) increases as approximately an exponential pattern. The greater movement rate of dissociation front could be observed clearly under the condition of the lower production pressure, the greater intrinsic permeability, the smaller initial hydrate saturation and the higher initial temperature condition, respectively. Compared to the one-step depressurization, the dissociation front 1 and dissociation front 2 are both delayed when the multi-steps depressurization is conducted. The formation temperature will decrease because of the endothermic effect of hydrate dissociation. If the ice point is reached, the extra latent heat generated from ice will contribute to the increase of the hydrate dissociation rate. Therefore, when the depressurization method is used to exploit NGH reservoirs, the pressure can be reduced to the vicinity of the phase equilibrium pressure corresponding to the freezing point.

dissociation front, numerical simulation, depressurization, NGH reservoirs

PACS: 88.10.gc, 88.10.G-, 91.50.Hc, 91.67.De

doi: 10.1360/SSPMA2018-00130