

DOI: 10.16562/j.cnki.0256-1492.2018102603

# 热水驱替开采 II 类水合物藏规律研究

夏志增, 王学武, 时凤霞, 郭瑾

中国石油大学胜利学院, 东营 257061

**摘要:**天然气水合物广泛分布于陆地冻土带和深海地层, 资源潜力巨大, 其中 II 类水合物藏占有重要地位。为加强对 II 类水合物藏开采规律的认识, 结合实际水合物藏参数, 使用数值模拟方法研究了热水驱替开采 II 类水合物藏的动态规律, 并与降压法的开采效果进行了对比分析。结果表明: ①热水驱替开采 II 类水合物藏时, 产气速率和分解气速率首先快速上升, 然后以较快速度下降至趋于相对稳定; 累产气和累分解气上升较快; 气体采出程度和水合物分解程度均处于较高水平 (>60%)。②热水驱替对 II 类水合物藏的开采具有一定的适应性, 与降压法开采相比, 热水驱替方式下储层水合物的分解更彻底, 气体采出程度、水合物分解程度也更优, 但具有较低的累积气水比, 产水量较大。

**关键词:** II 类水合物藏; 热水驱替; 开采规律; 对比

**中图分类号:** P74, TE37 **文献标识码:** A

## Study of production of Class II hydrate reservoir by hot water flooding

XIA Zhizeng, WANG Xuewu, SHI Fengxia, GUO Jin

China University of Petroleum, College of Shengli, Dongying 257061, China

**Abstract:** As a kind of new energy source, natural gas hydrates are widely distributed in both permafrost and deep ocean sediments. Among different types of hydrate reservoirs, the Class II hydrate reservoir is the most prevalent production target. In order to study the behavior of the Class II hydrate reservoir in production, this paper investigated the hydrate reservoir production using the hot water flooding method according to the parameters reported in literatures. The results are compared with those by the depressurization method. The results show: 1) when the Class II hydrate reservoir is developed by hot water flooding, the gas production rate increases rapidly in the early stage, and then declines until it reaches a relatively stable level. The gas dissociation rate varies similarly to the gas production rate. The cumulative produced gas and dissociated gas increase rapidly at first, and then increase linearly. Both the gas recovery percent and hydrate dissociation percent remain on high levels (>60%). 2) the hot water flooding method is suitable for the Class II hydrate reservoir development. Compared with the depressurization method, the hot water flooding method can achieve higher gas recovery percent and hydrate dissociation percent. But the gas-water ratio is higher, indicating a larger amount of water production.

**Key words:** Class II hydrate reservoir; hot water flooding; production characteristics; comparison

天然气水合物是在低温、高压条件下, 甲烷等气体与水作用形成的笼形晶体化合物<sup>[1]</sup>, 分布广、储量大、能量密度高, 是最为重要的替代能源之一。我国陆地和海洋中的水合物资源相当丰富<sup>[2-3]</sup>。根据地质构造和储层条件, 水合物藏可分为 4 类 (I—IV 类)<sup>[4-5]</sup>。如图 1 所示, 其中, II 类水合物藏由水合物层和下伏水层组成, 顶底为非渗透层。从地质学、地球化学及热力学等角度分析, II 类水合物藏是分布最为广泛的一种类型, 最有希望得到大规模开发利用<sup>[6]</sup>。

从经济和技术角度看, 降压法<sup>[8]</sup>和热激法<sup>[9]</sup>是实际水合物藏开采最为可行的方式, 常用于现场的开采试验<sup>[10-14]</sup>。但与常规油气藏不同, 水合物藏在开采过程中会发生相变, 即固态的水合物吸热分解为可动流体(气和水), 单一的降压法或热激法的作用效果往往十分有限。Moridis 等<sup>[15]</sup>研究了定流量抽取地层水, 以实现 II 类水合物藏储层降压的方法, 但产气效果并不理想。Gao 等<sup>[16]</sup>开展的降压分解实验也表明, 在单纯降压条件下, II 类水合物岩心的生产指标欠佳。杨圣文<sup>[17]</sup>研究了定井底流压

**资助项目:** 国家科技重大专项项目“典型超低渗透油藏不同注入介质动用界限研究”(2017ZX05013-001); 中国石油大学胜利学院校级项目“CO<sub>2</sub>置换开采天然气水合物藏数值模拟研究”(KY2018018)

**作者简介:** 夏志增(1989—), 男, 讲师, 研究方向为油气田开发理论与系统工程, E-mail: xzz\_cn@aliyun.com

**收稿日期:** 2018-10-26; **改回日期:** 2019-03-14. 蔡秋蓉编辑

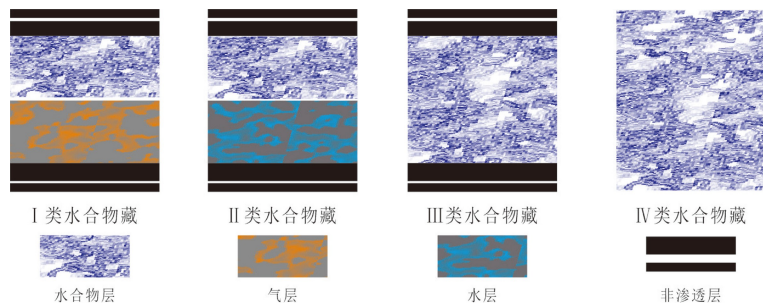


图1 水合物藏类型示意图(据文献[7]修改)

Fig.1 Sketch map of hydrate reservoir types (from reference [7])

结合井筒加热进行Ⅱ类水合物藏开采的方法,分析了不同井底流压下的开采效果,结果表明,降低井底流压能改善水合物藏的开采效果。Moridis等<sup>[18]</sup>提出了单井条件下,分阶段进行井筒加热和注热水开采Ⅱ类水合物藏的方法,但施工程序较为复杂,实际应用存在一定困难。Reagan等<sup>[19]</sup>对Moridis等提出的方法进行了敏感性分析,结果表明孔隙度、储层非均质性对开采效果有明显影响。

实验研究<sup>[20]</sup>和数值模拟研究<sup>[21]</sup>都表明,热水驱替法能够结合降压法和热激法的优点,是水合物藏开采的一种有效方法。对Ⅱ类水合物藏而言,将热水驱替和井组<sup>[22]</sup>结合具有明显优势。鉴于Ⅱ类水合物藏分布的广泛性,且相关开采模拟仍有待加强,本文结合实际水合物藏参数,使用数值模拟方法研究了热水驱替方式下Ⅱ类水合物藏的开采规律,并与降压法的开采效果进行了对比,以加强对水合物资源开发利用的认识。

## 1 研究方法

### 1.1 开采方法

采用五点井网,热水驱替开采Ⅱ类水合物藏的示意图如图2所示。由于水合物层的渗透率很低、注入性较差,中心注入井在下伏水层上部区域射孔,向储层注入热水;4口生产井定井底流压生产。在生产过程中,生产井近井地带的低压环境和注入井持续的热热水注入使得储层中的水合物大量分解,分解得到的气体运移至生产井采出。

### 1.2 数值模拟方法

由于水合物藏开采试验不多,数值模拟是目前研究水合物藏开采动态规律的主要手段。HydrateResSim(HRS)是专门用于水合物藏开采的开源学术代码<sup>[23]</sup>,它考虑了水合物藏开采过程中的

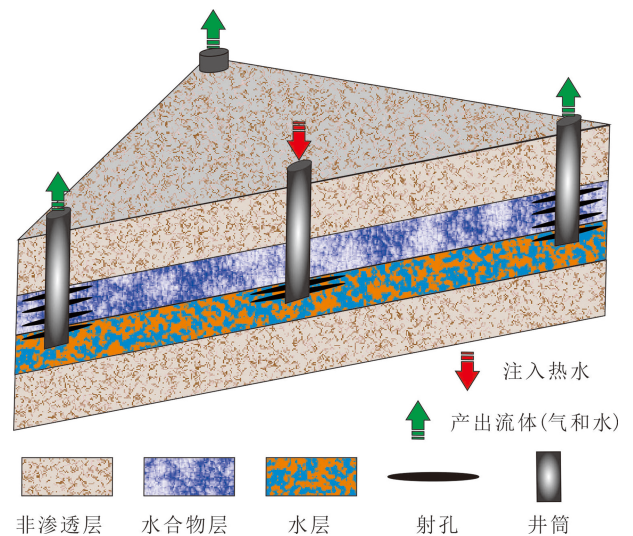


图2 热水驱替法开采Ⅱ类水合物藏示意图

Fig.2 Sketch of Class II hydrate reservoir development

相变、传热、多相渗流等机理,能够对降压法、热激法等方式下的水合物藏开采进行有效模拟<sup>[24]</sup>。在HRS中,相变过程采用主变量变换法处理,数学模型的离散采用积分有限差分法,离散得到的非线性方程组使用Newton-Raphson方法迭代求解。

本文在HRS基础上开展模拟研究,研究的水合物假设为单一的甲烷水合物,体系考虑4相3组分,相包括气相(G)、水相(A)、水合物相(H)和冰相(I),这4相均为储层孔隙中的一部分。其中冰相和水合物相为不可流动相,水相与气相为可流动相,其流动遵循达西定律。组分包括甲烷组分(m)、水组分(w)和水合物组分(由甲烷组分和水组分根据水合数表示,本文水合数取值为6)。其中,水相、气相和水合物相中都存在水组分和甲烷组分,冰相中只存在水组分。

组分 $\kappa$ 的质量守恒方程如式(1)所示:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \sum_{\beta=A,G,H,I} \varphi S_{\beta} \rho_{\beta} X_{\beta}^{\kappa} \right) + \nabla \cdot \left( \sum_{\beta=A,G} X_{\beta}^{\kappa} \vec{F}_{\beta} \right) = q^{\kappa} \quad (1)$$

式中, $\varphi$ 为储层孔隙度; $S_{\beta}$ 为相 $\beta(=G, A, I, H)$ 的饱和

度;  $\rho_\beta$  为相  $\beta$  的密度,  $\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$ ;  $X_\beta^\kappa$  为组分  $\kappa$  ( $=m, w$ ) 在相  $\beta$  中的质量分数;  $\vec{F}_\beta$  为相  $\beta$  的质量流速,  $\text{kg}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{s}^{-1}$ ;  $q^\kappa$  为组分  $\kappa$  的源汇项,  $\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}\cdot\text{s}^{-1}$ 。

体系的能量守恒方程如式(2)所示:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( (1-\varphi)\rho_R C_R T + \sum_{\beta=A,G,H,I} \varphi S_\beta \rho_\beta H_\beta + H_d \right) + \nabla \cdot \left\{ - \left( (1-\varphi)K_R + \sum_{\beta=A,G,H,I} \varphi S_\beta K_\beta \right) \nabla T + \sum_{\beta=A,G} H_\beta \vec{F}_\beta \right\} = q^e \quad (2)$$

式中,  $\rho_R$  为岩石的密度,  $\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$ ;  $C_R$  为岩石的比热容,  $\text{J}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ ;  $H_\beta$  为相  $\beta$  的焓,  $\text{J}\cdot\text{kg}^{-1}$ ;  $H_d$  为水合物的形成/分解焓,  $\text{J}\cdot\text{m}^{-3}$ ;  $K_R$  为岩石的导热系数,  $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ ;  $K_\beta$  为相  $\beta$  的导热系数,  $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ ;  $q^e$  为热量的源汇项,  $\text{J}\cdot\text{m}^{-3}\cdot\text{s}^{-1}$ 。

模拟研究时,采用平衡模型描述水合物的分解与形成,采用的相对渗透率模型<sup>[23]</sup>和毛管力模型<sup>[23]</sup>分别如式(3)、式(4)所示:

$$k_{rA} = \min \left\{ \left[ \frac{S_A - S_{irA}}{1 - S_{irA}} \right]^{n_A}, 1 \right\}$$

$$k_{rG} = \min \left\{ \left[ \frac{S_G - S_{irG}}{1 - S_{irA}} \right]^{n_G}, 1 \right\} \quad (3)$$

式中,  $k_{rA}$  为水相相对渗透率;  $S_A$  为水相饱和度;  $S_{irA}$  为束缚水饱和度;  $n_A$  为水相相对渗透率递减指数, 本文取 3.572<sup>[25]</sup>;  $k_{rG}$  为气相相对渗透率;  $S_G$  为气相饱和度;  $S_{irG}$  为束缚气饱和度;  $n_G$  为气相相对渗透率递减指数, 本文取 3.572<sup>[25]</sup>。

$$p_c = -p_{c0} \left[ \left( \frac{S_A - S_{irA}}{1 - S_{irA}} \right)^{-1/\lambda} - 1 \right]^{1-\lambda} \quad (4)$$

式中,  $p_c$  为气水间毛管力, Pa;  $p_{c0}$  为模型参数, 本文取  $2 \times 10^3$  Pa<sup>[25]</sup>;  $\lambda$  为模型参数, 本文取 0.45<sup>[25]</sup>。

## 2 研究实例

### 2.1 数值模拟模型

参考 Mallik 地区 II 类水合物藏的参数<sup>[26]</sup>建立基础模型(如图 3 所示。模型大小为  $165 \text{ m} \times 165 \text{ m} \times 90 \text{ m}$ , 从上到下, 依次由顶部非渗透层、水合物层、下伏水层和底部非渗透层组成。采用直角网格系统,  $x, y, z$  方向对应的网格数分别为  $33 \times 33 \times 22$ 。模型参数如表 1 所示。采用五点井网热水驱替方式进行模拟研究, 生产时间为 3 年。其中, 注入井和生产井的井径均为 0.1 m。各生产井的射孔范围为  $[-1 \text{ m}, 15 \text{ m}]$ , 以 3 MPa 进行定井底流压生产; 注入井的射孔范围为  $[-1 \text{ m}, 0 \text{ m}]$ , 以 200 t/d 的速度注入  $50 \text{ }^\circ\text{C}$  的热水。

由于相变的存在, 水合物在开采过程中会与周围环境进行大量的热交换, 热效应显著。而水合物藏的顶底非渗透层虽然几乎没有渗透性, 但通常赋存着大量热量, 在开采过程中能够以热传导的方式为水合物的分解提供能量<sup>[27]</sup>, 因而对水合物藏的开采效果有直接影响。在本文的模型中, 顶底非渗透层均为 30 m, 这个厚度足以刻画开采过程中的热效应<sup>[28]</sup>。

### 2.2 开采规律

#### 2.2.1 产气动态

产气速率和累产气、分解气速率和累分解气曲

表 1 基础模型参数

Table 1 Basic model parameters of the Class II hydrate reservoir

参数	水合物层	下伏水层	顶底非渗透层
厚度/m	15	15	30
绝对渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	1 000	1 000	0
孔隙度	0.35	0.35	0
水合物饱和度	0.7	0	-
含水饱和度	0.3	1	-
底部初始压力/MPa	10.67	-	-
底部初始温度/ $^\circ\text{C}$	13.3	-	-
温度梯度/ $(^\circ\text{C}/100 \text{ m})$		3.0	
束缚水饱和度		0.20	-
束缚气饱和度		0.02	-

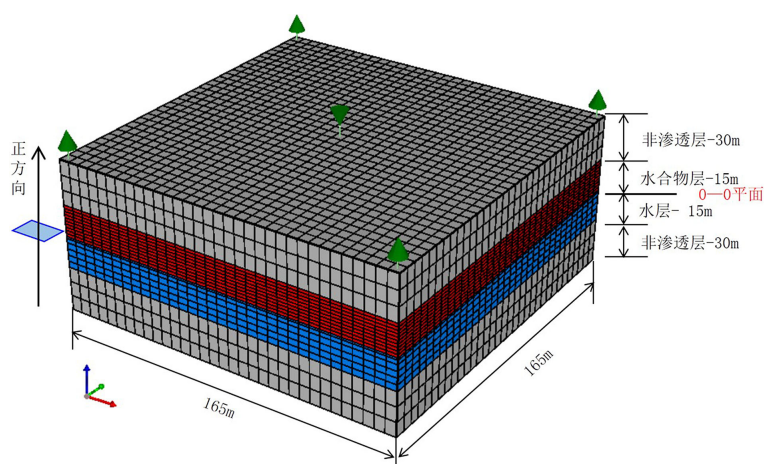


图 3 基础模型示意图

Fig.3 Sketch of the basic model

线分别如图 4 和图 5 所示。从图 4 可以看出, 产气速率可大致分为两个阶段(阶段①和阶段②), 呈现先快速上升, 然后以较快速度下降至趋于相对稳定的变化规律。在阶段①, 经 50 d 达到峰值产气速率约为  $7.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。在阶段②, 产气速率先以较快速度降低, 然后逐渐趋于稳定, 在生产末期, 产气速率约为  $5 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ 。分解气速率的变化与产气速率变化相同(图 5)。对应产气速率和分解气速率的变化, 累产气和累分解气前期快速上升, 而后近似线性增加。截至生产结束, 累产气  $1.31 \times 10^7 \text{ m}^3$ , 累分解气  $1.33 \times 10^7 \text{ m}^3$ 。除极少量溶于地层水中的气体外, II 类水合藏中的采出气全部来源于水合物的分解, 因此, 分解气几乎被全部采出( $>99\%$ ), 地层中的残余极少。

出现上述变化的原因主要是: 在阶段①, 由于定压生产以及水层中水的产出, 储层压力下降较快, 生产井近井地带的水合物快速分解。同时, 热水的注入也导致储层水合物的大量分解, 但产出的气体主要来自生产井近井地带水合物的分解。在阶段②, 随生产时间的增加, 在生产井的降压作用和注入井的热水作用(图 6)下, 水合物持续分解, 但由于水合物饱和度持续下降, 总体产气速率逐渐降低。

储层温度场的变化如图 6 所示(剖面图)。可以看出, 随生产时间的增加, 水合物的分解导致温度降低, 模型的温度整体呈逐渐下降趋势, 但注入井近井地带由于热水的注入, 高温区域不断扩大, 能够持续为水合物的分解提供能量。

### 2.2.2 水合物饱和度

模型水合物饱和度场的变化如图 7 所示(剖面图)。可以看出, 随生产时间的增加, 在生产井的降

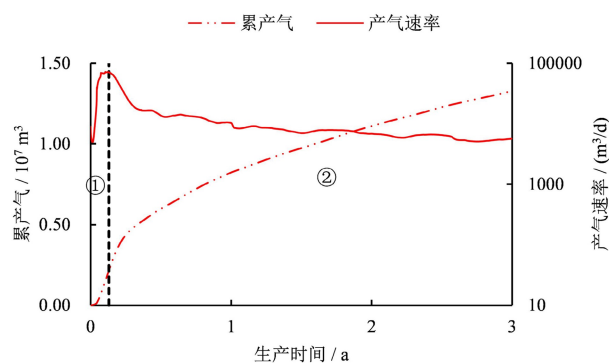


图 4 产气速率和累产气

Fig.4 Gas production rate and cumulative produced gas

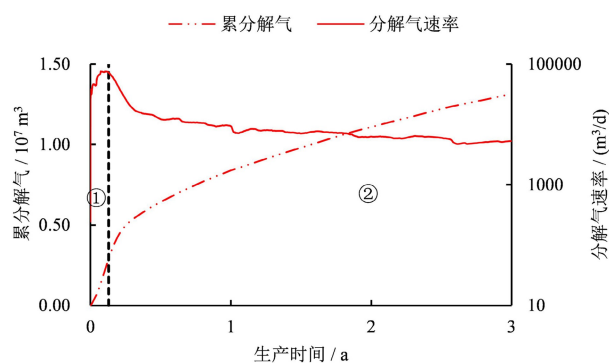


图 5 分解气速率和累分解气

Fig.5 Gas dissociation rate and cumulative dissociated gas

压作用和注入井的热水作用下, 生产井周围、水合物层与下伏水层接触面、注入井周围的水合物饱和度逐渐降低; 至生产末期, 相当一部分水合物已经分解, 剩余的水合物主要存在于井间地带。顶部非渗透层携带的热量也促进了水合物的分解, 因而水合物层顶部(即顶部非渗透层与水合物层的交界处)的水合物分解明显。当生产结束时, 水合物层的平均水合物饱和度降至 0.176。

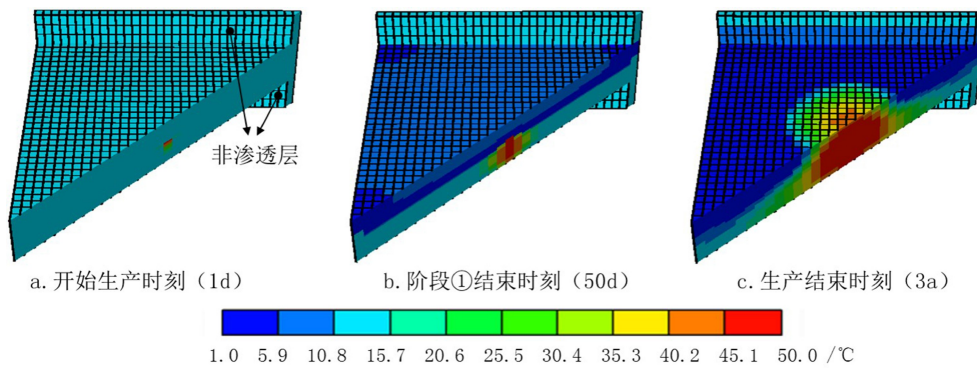


图6 温度场 (为展示储层温度的变化, 示意图中只显示了部分网格)

Fig.6 Temperature field evolution

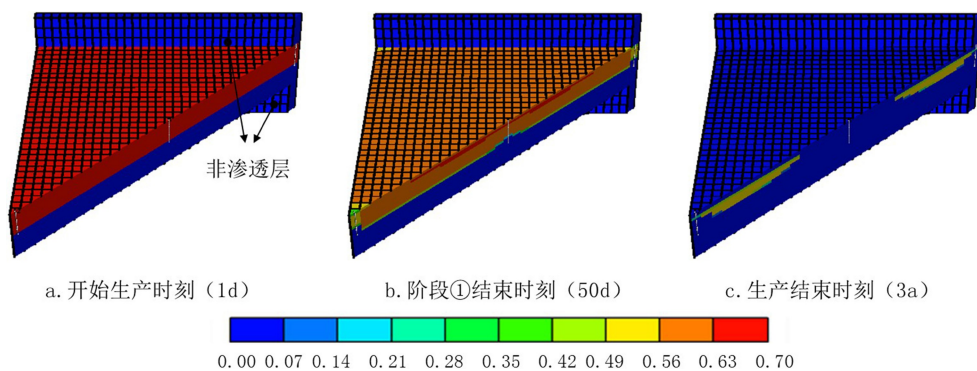


图7 水合物饱和度场

注: 为展示水合物层水合物饱和度的变化, 示意图中只显示了部分网格。

Fig.7 Hydrate saturation field evolution

### 2.3 开采效果对比

鉴于降压法在水合物藏开采方法中具有重要地位, 为对比热水驱替开采水合物藏的效果, 建立了降压法开采的对比模型。在降压法开采模型中, 将中心注入井关闭, 生产井以定井底流压方式生产 (3 MPa), 其他储层参数及生产参数不变。

在热水驱替和降压开采条件下, 水合物藏的气体采出程度、水合物分解程度及累积气水比如图8所示。其中, 气体采出程度为采出气量与气体总储量的比值, 如式(5)所示:

$$\eta = \frac{N_G}{R_G} \quad (5)$$

式中,  $\eta$  为气体采出程度;  $N_G$  为采出的甲烷量,  $m^3$ ;  $R_G$  为水合物藏中甲烷初始总储量(包括水相中的溶解气以及水合物中蕴藏的甲烷总量),  $m^3$ 。

水合物分解程度为分解的水合物量与水合物总储量的比值, 如式(6)所示:

$$\beta = \frac{D_H}{R_H} \quad (6)$$

式中,  $\beta$  为水合物分解程度;  $D_H$  为分解的水合物量, kg;  $R_H$  为水合物藏中的水合物总储量, kg。

累积气水比为累积产气量与累积产水量的比值, 如式(7)所示:

$$r = \frac{V_G}{m_A} \quad (7)$$

式中,  $r$  为累积气水比;  $V_G$  为累积产气量,  $m^3$ ;  $m_A$  为累积产水量, t。

从图8可以看出, 截至生产结束, 相对于降压法, 热水驱替的气体采出程度和水合物分解程度更高(分别高出约40%和24%), 且热水驱替条件下的气体采出程度和水合物分解程度均大于60%, 处于较高水平。两种模型的差异来源于外源热水的注入。相对于降压模型, 热水驱替模型中热水的注入扩大了水合物的分解范围, 携带的热量提高了水合物的分解程度, 相应地气体采出程度也较高; 在降压和热水的综合作用下, 开采指标优于降压模型。因此, 热水驱替对II类水合物藏的开采具有一定的适应性, 开采指标较好。但热水驱替的产水量较高, 其累积气水比仅为降压开采的1/3, 这是由外源

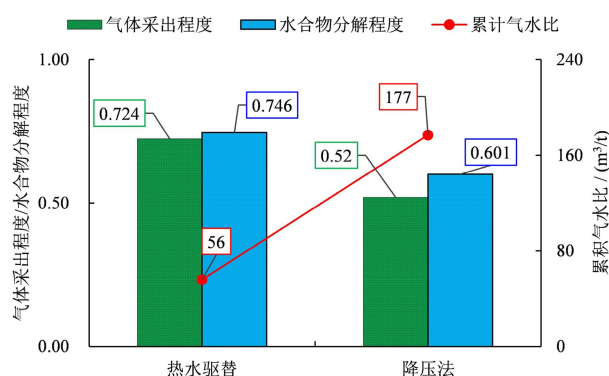


图8 气体采出程度、水合物分解程度和累积气水比

Fig.8 Gas recovery percent, hydrate dissociation percent and gas-water ratio

热水的注入导致的不可避免的结果,因而开采过程中的水处理是十分重要的问题。

### 3 结论

(1)热水驱替开采Ⅱ类水合物藏时,水合物藏的产气速率和分解气速率首先快速上升,然后以较快速度下降至趋于相对稳定;累产气和累分解气先快速上升,然后近似线性增加。气体采出程度和水合物分解程度处于较高水平(>60%)。

(2)热水驱替对Ⅱ类水合物藏的开采具有一定的适应性。相对于降压开采,在热水驱替条件下,水合物藏的气体采出程度更高,水合物饱和度的降低更显著;但累积气水比较低,伴随较大的产水量。

### 参考文献 (References)

- [1] Bayles G A, Sawyer W K, Anada H R, et al. A steam cycling model for gas production from a hydrate reservoir [J]. *Chemical Engineering Communications*, 1986, 47(4-6): 225-245.
- [2] 王屹, 李小森. 天然气水合物开采技术研究进展[J]. *新能源进展*, 2013, 1(1): 69-79. [WANG Yi, LI Xiaosen. Research progress of natural gas hydrate production technology [J]. *Advances in New and Renewable Energy*, 2013, 1(1): 69-79.]
- [3] 张金华, 魏伟, 王红岩. 天然气水合物研究进展与开发技术概述[J]. *天然气技术*, 2009, 3(2): 67-69. [ZHANG Jinhua, WEI Wei, WANG Hongyan. Research on gas hydrate and its development techniques [J]. *Natural Gas Technology*, 2009, 3(2): 67-69.]
- [4] Moridis G J, Collett T S. Strategies for gas production from hydrate accumulations under various geologic conditions[C]//Proceedings of TOUGH Symposium. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2003.
- [5] Moridis G J, Sloan E D. Gas production potential of disperse low-saturation hydrate accumulations in oceanic sediments [J]. *Energy Conversion and Management*, 2007, 48(6): 1834-1849.
- [6] Moridis G J, Reagan M T. Gas production from class 2 hydrate accumulations in the permafrost [C]//Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Anaheim, California, USA: Society of Petroleum Engineers, 2007.
- [7] Xia Z Z, Hou J, Liu Y G, et al. Production characteristic investigation of the Class I, Class II and Class III hydrate reservoirs developed by the depressurization and thermal stimulation combined method [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 157: 56-67.
- [8] Holder G D, Angert P F. Simulation of gas production from a reservoir containing both gas hydrates and free natural gas[C]//Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana, USA: Society of Petroleum Engineers, 1982.
- [9] McGuire P L. Methane hydrate gas production by thermal stimulation[C]//Proceedings of the Fourth Canadian Permafrost Conference. Calgary, Alberta, Canada, 1981.
- [10] Sloan E D, Koh C. *Clathrate Hydrates of Natural Gases*[M]. 3rd ed. New York: CRC press, 2007.
- [11] Sun Y H, Li B, Guo W, et al. Comparative analysis of the production trial and numerical simulations of gas production from multilayer hydrate deposits in the Qilian Mountain permafrost [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2014, 21: 456-466.
- [12] 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.
- [13] 刘昌岭, 李彦龙, 孙建业, 等. 天然气水合物试采: 从实验模拟到场地实施[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2017, 37(5): 12-26. [LIU Changling, LI Yanlong, SUN Jianye, et al. Gas hydrate production test: from experimental simulation to field practice [J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2017, 37(5): 12-26.]
- [14] 张炜, 邵明娟, 姜重昕, 等. 世界天然气水合物钻探历程与试采进展[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2018, 38(5): 1-13. [ZHANG Wei, SHAO Mingjuan, JIANG Chongxin, et al. World progress of drilling and production test of natural gas hydrate [J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2018, 38(5): 1-13.]
- [15] Moridis G J, Kowalsky M. Depressurization-induced gas production from Class 1 and Class 2 hydrate deposits[C]//Proceedings of TOUGH Symposium. Berkeley, California: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2006.
- [16] Gao Y, Yang M J, Zheng J N, et al. Production characteristics of two class water-excess methane hydrate deposits during depressurization [J]. *Fuel*, 2018, 232: 99-107.
- [17] 杨圣文. 天然气水合物开采模拟与能效分析[D]. 华南理工大学博士学位论文, 2013. [YANG Shengwen. Simulation and energy efficiency analysis of gas production from hydrates[D]. Doctor Dissertation of South China University of Technology, 2013.]
- [18] Moridis G J, Reagan M T. Estimating the upper limit of gas production from Class 2 hydrate accumulations in the permafrost: 2. Alternative well designs and sensitivity analysis [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011, 76(3-4): 124-137.
- [19] Reagan M T, Moridis G J, Zhang K N. Sensitivity analysis of gas production from class 2 and class 3 hydrate deposits[C]//Proceedings of Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA: Offshore Technology Conference, 2008.

- [20] Feng J C, Wang Y, Li X S, et al. Production behaviors and heat transfer characteristics of methane hydrate dissociation by depressurization in conjunction with warm water stimulation with dual horizontal wells [J]. *Energy*, 2015, 79: 315-324.
- [21] Bai Y H, Li Q P. Simulation of gas production from hydrate reservoir by the combination of warm water flooding and depressurization [J]. *Science China Technological Sciences*, 2010, 53(9): 2469-2476.
- [22] Moridis G J. Numerical studies of gas production from class 2 and class 3 hydrate accumulations at the Mallik Site, Mackenzie Delta, Canada [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2004, 7(3): 175-183.
- [23] Moridis G J, Kowalsky M B, Pruess K. HydrateResSim User's Manual: A Numerical Simulator for Modeling the Behavior of Hydrates in Geologic Media[M]. Berkeley: USA, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2005.
- [24] 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.
- [25] 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 [J]. *SPE Journal*, 2009, 14(4): 759-781.
- [26] Moridis G J, Reagan M T. Estimating the upper limit of gas production from class 2 hydrate accumulations in the permafrost: 1. concepts, system description, and the production base case [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011, 76(3-4): 194-204.
- [27] Zhao J F, Liu D, Yang M J, et al. Analysis of heat transfer effects on gas production from methane hydrate by depressurization [J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2014, 77: 529-541.
- [28] Moridis G J, Kowalsky M B, Pruess K. Depressurization-induced gas production from class-1 hydrate deposits [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2007, 10(5): 458-481.