

天然气水合物注热开采热前缘传热方式探讨

郝永卯 黎晓舟 陶 帅 韦馨林 刘昀晔

中国石油大学（华东）石油工程学院

摘 要 为了探讨注热开采天然气水合物（以下简称水合物）过程中控制热前缘移动的主要传热方式、判别目前大多数解析模型只考虑热传导而忽略热对流影响的处理方式是否合理，在室内进行了注热开采水合物实验，并将所得结果与 Selim 解析模型的计算结果进行了对比分析。结果表明：①热前缘推进速度随注热水速度的增大而增大，而随注热水温度的升高则变化不大，说明热对流是促进热前缘移动和水合物分解的关键因素；②在同等条件下，实验测定的热前缘移动速率是上述模型计算结果的 10 倍左右，结果差异如此之大主要是因为后者仅考虑了热传导传热方式；③计算得到注热开采水合物过程由热传导传递的热量仅占总热流量的 6.04%，而通过热对流传递的热量则占总热流量的 93.96%，通过热对流传递的热量是通过热传导传递的热量的 15.56 倍。结论认为，热对流是控制注热开采水合物热前缘移动的主要传热方式，目前大多数解析模型只考虑热传导这一种传热方式而忽略热对流影响的处理方式是不合理的，应同时考虑热对流、热传导两种传热方式才符合实际情况。

关键词 天然气水合物 注热开采 解析模型 传热方式热前缘 热传导 热对流 理论计算

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2017.12.007

Heat conduction and convection of thermal front movement during natural gas hydrate heat injection exploitation

Hao Yongmao, Li Xiaozhou, Tao Shuai, Wei Xinlin & Liu Yunye

(College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum - East China, Qingdao, Shandong 266580, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 37, ISSUE 12, pp.47-52, 12/25/2017. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The main heat transfer mode that controls the thermal front movement in the process of natural gas hydrate (NGH) exploitation by heat injection was discussed and whether it is reliable that most analytical models only consider the heat conduction but neglect the effect of heat convection was determined through NGH thermal stimulation experiments and the experimental results were compared with the calculation results of the Selim's thermal mathematical model. And the following findings were obtained. First, the movement rate of thermal front increases with the rise of hot water injection rate, but changes little with the rise of the temperature of the injected hot water. It is indicated that heat convection is the key factor promoting the thermal front movement and NGH dissociation. Second, the thermal front movement rate measured in the experiments is about 10 times that by the Selim's thermal mathematical model, the reason for which is that the Selim's thermal mathematical model only takes the heat conduction into account. And third, based on the calculation, the heat transfer by conduction only accounts for 6.04% of the total heat transfer in the process of NGH thermal stimulation and that by convection accounts for 93.96%, which shows that heat transfer by convection is 15.56 times that by conduction. It is concluded that heat convection is the main heat transfer mode that controls the thermal front movement in the process of NGH thermal stimulation, and its influence should never be neglected in those analytical models.

Keywords: Natural gas hydrate; Exploitation by heat injection; Analytical model; Thermal front of heat transfer mode; Heat conduction; Heat convection; Theoretical calculation

基金项目：国家重点研发计划项目“海洋天然气水合物试采技术和工艺”子课题“海洋水合物钻完井及安全监测技术”（编号：2016YFC0304005）、国家自然科学基金项目“天然气水合物藏注热开采可行性研究”（编号：51274227）。

作者简介：郝永卯，1976年生，副教授；主要从事油气田开发、天然气水合物开采技术方面的研究工作。地址：（266580）山东省青岛市黄岛区长江西路66号。ORCID: 0000-0001-7607-0548。E-mail: haoyongmao@163.com

通信作者：黎晓舟，1993年生，硕士；主要从事油气田开发、天然气水合物开采技术方面的研究工作。地址：（266580）山东省青岛市黄岛区长江西路66号。ORCID: 0000-0003-3977-9472。E-mail: upc_lixiaozhou@163.com

注热法被认为是开采天然气水合物 (Natural Gas Hydrates, NGH) 行之有效的方法, 掌握热前缘的移动规律是控制 NGH 注热开采动态和改善开采效果的关键^[1-7]。1982 年 Mcguire^[8] 提出了前缘驱替热力解析模型, 研究了孔隙度、渗透率、注入温度对生产动态的影响; 1990 年 Selim 和 Sloan^[9] 建立的多孔介质热力模型考虑了 NGH 分解后气体的流动, 分析了热前缘的移动规律, 研究结果表明 NGH 热前缘的移动速度与时间 $t^{-1/2}$ 成正比; 2006 年唐良广等^[10] 建立了 NGH 地层温度场一维分布数学模型, 分析了 NGH 注热开采过程中热效率和能量效率的影响因素; 2010 年李淑霞等^[11] 在 Selim 热力模型的基础上建立了 NGH 藏注热开采数学模型, 分析了孔隙度、NGH 饱和度、热扩散系数等参数对 NGH 分解前缘移动速度的影响; 2015 年李明川等^[12] 建立了 Stefan 移动边界径向拟稳定传热数学模型, 求解了 NGH 分解过程中热前缘移动的表达式。以上解析模型针对 NGH 注热开采过程都只考虑了热传导一种传热方式, 而忽略了热对流对热前缘移动的影响。传统油藏热力采油的研究结果表明热传导、热对流均是多孔介质渗流中重要的传热方式^[13-15]。因此 NGH 注热开采忽略热对流影响的处理方式, 其可靠性有待研究。笔者通过实验测定出 NGH 注热开采温度场分布和热前缘推进速度, 在此基础上将实验结果与 Selim 解析模型的计算结果进行对比, 探讨控制 NGH 热前缘移动的主要传热方式。

1 NGH 注热开采实验

1.1 实验设备及方法

为实现 NGH 的合成与开采, 实验系统由供液、供气、生成与开采、环境模拟、回压控制、计量、数据采集处理等 7 个功能模块组成^[16-18]。实验模型为一维填砂管, 长 50 cm, 内径 25 mm。填砂管模型入口和出口处分别设置一个温度传感器, 其余两个温度传感器沿填砂管长度方向均匀分布。填砂管模型渗透率为 $1.11 \mu\text{m}^2$, 孔隙度为 32.8%。实验用水采用浓度为 2.0% 的盐水, 实验用气采用纯度为 99.9% 的甲烷气体。使用专门保温的海绵管, 将注热管路和填砂管包裹严密以减少热量损失。实验时先进行 NGH 等容合成, 然后按设定的注热水参数进行注热开采实验, 通过温度传感器测定并记录实验管中温度场的变化, 共进行恒速注热水和恒温注热水 2 类实验。

1.2 实验结果分析

1.2.1 恒速注热水实验

在注热开采时, NGH 的分解是一个热前缘不断推进的过程, 整个 NGH 藏被热前缘分为已分解区和未分解区 2 个部分。实验中, 将温度达到 NGH 分解温度的位置定义为热前缘, 根据本实验前期研究的结果, 合成的 NGH 藏初始温度为 $1 \text{ }^\circ\text{C}$, 平衡压力条件下, 设定 NGH 分解温度为 $3 \text{ }^\circ\text{C}$ ^[19]。在恒速注热水实验中, 设定注热水速度保持在 0.97 cm/min 恒定不变, 注热水温度分别设定为 $42 \text{ }^\circ\text{C}$ 、 $62 \text{ }^\circ\text{C}$ 、 $78 \text{ }^\circ\text{C}$ 、 $84 \text{ }^\circ\text{C}$, 共进行 4 个温度等级的注热开采实验。

以注热水温度设定为 $78 \text{ }^\circ\text{C}$ 为例, 图 1 为恒速注热水过程中 4 个测点温度随时间的变化曲线。可以看出, 每个测点的温度变化都表现出初期上升较快, 然后逐渐平缓, 后期稳定在一定水平上的趋势。各个测定温度随着时间依次升高, 可以明显看到热前缘随时间逐渐向前推进的过程。根据 NGH 分解温度曲线与各测点温度随时间变化曲线的交点可以看出, 热前缘分别在 18 min、40 min、60 min 时到达测点 2、测点 3、测点 4, 进而可以计算出热前缘推进速度。图 2 为不同注水温度下热前缘推进速度曲线, 可以

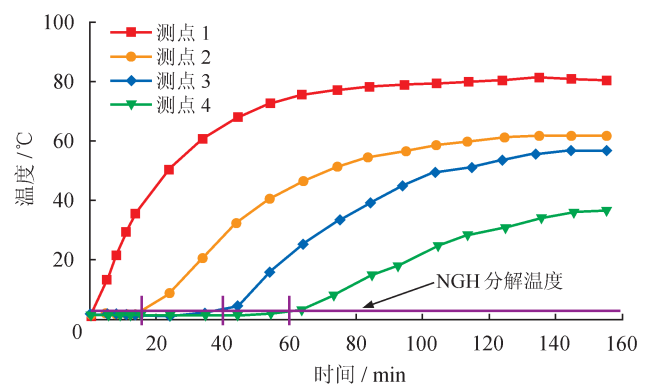


图 1 恒速注热水实验各测点温度场分布图
(注热水温度 $78 \text{ }^\circ\text{C}$)

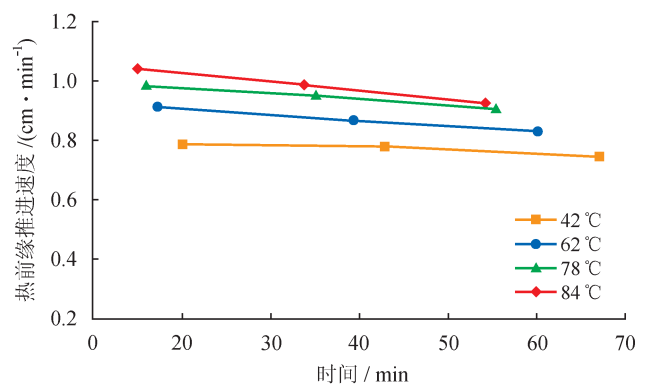


图 2 不同注热水温度下热前缘推进速度曲线图
(注热水速度 0.97 cm/min)

看出随着注水温度的升高，单位时间内进入 NGH 藏的热量增大，热前缘推进速度有所升高。由图 3 可知，平均热前缘推进速度分布在 0.78 ~ 0.98 cm/min 范围内，与注热水速度 0.97 cm/min 较为接近。可以看出，注热温度对热前缘的推进速度影响不大。

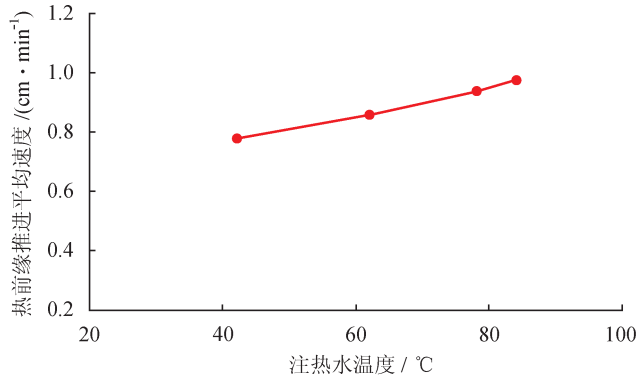


图 3 不同注热水温度下热前缘推进平均速度曲线图
(注热水速度 0.97 cm/min)

热传导是指热量从温度较高的部分传递到温度较低的部分，或者从温度较高的物体传递到与之接触的温度较低的另一物体的过程^[20]。单位时间内热传导传递的热流量的计算表达式为：

$$Q_1 = \frac{\lambda A}{\delta} \Delta T \quad (1)$$

式中 Q_1 表示单位时间内热传导传递的热流量，W； λ 表示导热系数，W/(m·K)，导热系数是物质的热物理性质之一，它反映了物体导热能力的大小； δ 表示厚度，m； A 表示接触的表面积，m²； ΔT 表示接触物体之间的温度差，在 NGH 注热开采实验中指的是注热水温度与 NGH 藏初始温度之间的温度差，℃。

由式 (1) 可以看出，单位时间内热传导传递的热流量与导热系数、接触的表面积以及温度差成正比，与厚度成反比。在恒速注热水实验中，导热系数、厚度、接触的表面积均可视为不变因素，因此温度差是影响热传导传递的热流量的决定性因素。随着注热水温度的增加，温度差增大，通过热传导传递的热量增大，从而导致热前缘的推进速度变大。由图 3 可以看出，当注热水温度从 42℃ 升高到 84℃，温度差增加了 1 倍，热前缘推进平均速度从 0.78 cm/min 升高到 0.98 cm/min，仅增加了 25.6%，说明热传导不是促进热前缘移动的主要传热方式。

1.2.2 恒温注热水实验

为进一步明确热前缘移动的主要控制因素，设定注热水温度保持在 78℃ 恒定不变，注热水速度分别设定为 0.44 cm/min、0.70 cm/min、0.97 cm/min，

共 3 种注热水速度进行 NGH 恒温注热开采实验，测得相应的热前缘推进速度如图 4 所示。可以看出，热前缘推进速度随注热水速度的增加而增大；在注热水速度一定时，热前缘推进速度随时间的增加略有下降，说明在注热水速度、温度一定的条件下，热损失随时间的推移不断加大，热前缘推进速度也受到了一定影响。

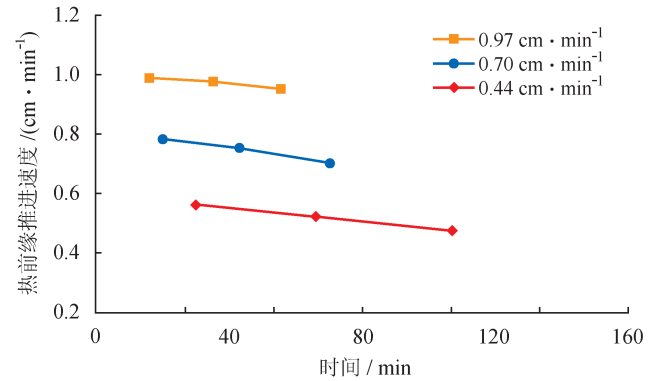


图 4 不同注热水速度下热前缘推进速度曲线图
(注热水温度 78℃)

热对流是指热量通过流动介质传递的过程，其主要影响因素是热对流速度、温差、对流传热系数、物体的厚度和接触面积等^[20]。对流传热系数、热对流速度、温度差、接触面积越大，厚度越小通过对流传递的热量越多。在 NGH 恒温注热开采实验中，导热系数、温差、厚度、接触面积均可视为不变参数，因此通过对流传递的热量不变，随着注热水速度的增大，热对流速度增大，对流传热系数也增大，通过对流传递的热量增加。热对流传递的热量主要用于加热 NGH 并促使其分解，表现为热前缘推进速度的增加。图 5 为不同注热水速度下热前缘推进平均速度曲线图。可以看出，在注热水温度一定的条件下，热前缘推进平均速度随注热水速度的增加而

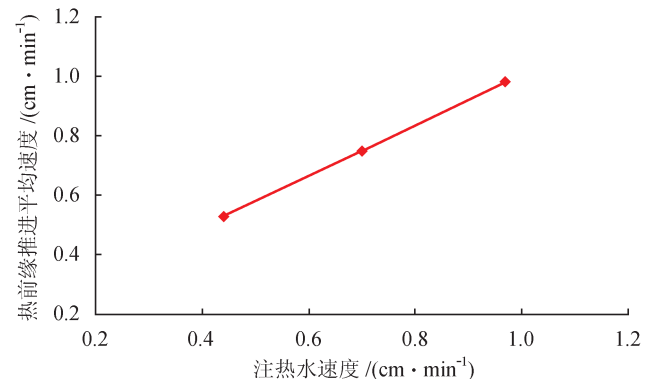


图 5 不同注热水速度下热前缘推进平均速度曲线图
(注热水温度 78℃)

呈近线性增加。当注热水速度从 0.44 cm/min 升高到 0.97 cm/min, 注热水速度增加了 1.2 倍, 热前缘推进平均速度从 0.53 cm/min 增加到 0.98 cm/min, 增加了 85%, 说明热对流对热前缘推进的影响较大, 是热前缘推进的主要传热方式。

2 Selim 解析模型与实验对比

由上述 NGH 注热开采实验结果可知, 热对流是影响热前缘推进的关键因素, 而热传导的影响很小。目前, 国内外学者建立的 NGH 注热开采解析模型在能量守恒方程中都只考虑热传导一种传热方式而忽略了热对流的影响。在这些解析模型中以 Selim 解析模型最为典型, 被应用地最多, 影响最大。为了验证目前解析模型忽略热对流影响的处理方式是否可靠, 本文将实验结果与 Selim 解析模型计算的结果进行了对比分析。

Selim 解析模型由分解相和未分解相的连续性方程, 达西方程及能量守恒方程组成, 并做了以下假设^[16]:

1) NGH 藏中 NGH 均匀分布, 初始温度 T_i , 分布于半无限区域 $0 < x < \infty$, 初始时刻 NGH 藏内的孔隙全部充填 NGH。

2) 初始时刻, 边界 $x = 0$ 处温度升高到 T_0 , 并保持稳定。热前缘将 NGH 藏分为已分解区和未分解区。因此在任意时刻 $t > 0$, 已分解区为 $0 < x < x(t)$, 未分解区为 $x(t) < x < \infty$, 能量传递方式只考虑热传导不考虑热对流。

3) 当储层温度达到 NGH 分解的温度时, 热前缘也随之发生移动。由于隔绝效应和能量损失的影响, 热前缘推进速度越来越慢, 损失的热量主要用于加热已分解区、NGH 分解产生的水和气, 加热未分解区的岩石, 促使前缘 NGH 的分解。

Selim 等已对 Selim 解析模型的建立及求解过程做了详细的介绍^[19], 本实验设定的参数与模型参数一致, Selim 解析模型 NGH 藏基本参数如表 1 所示^[21]。

入口温度 T_0 分别取 42 °C、62 °C、78 °C, 60 min 时 Selim 解析模型的计算结果和实验测得的各测点温度, 如图 6 所示:

1) 根据热前缘分解温度曲线与各测点温度曲线的交点可以看出, 入口温度分别为 42 °C、62 °C、78 °C 时, Selim 解析模型计算的热前缘位置分别到达 3 cm、5 cm、7 cm 处, 相应得出热前缘推进速度分别为 0.050 cm/min、0.083 cm/min、0.117 cm/min, 随着

表 1 Selim 解析模型 NGH 藏基本参数

参数 / 单位	数值
孔隙度	0.328
渗透率 / μm^2	1.11×10^{-13}
初始压力 / MPa	3.4
NGH 藏初始温度 / °C	1.0
NGH 分解温度 / °C	3.0
水合物密度 / ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)	913
水合物分解热 / ($\text{kJ} \cdot \text{kg}^{-1}$)	400
气体比热容 / ($\text{kJ} \cdot (\text{kg} \cdot \text{K})^{-1}$)	1.238
未分解区热扩散系数 / ($\mu\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$)	2.615×10^6
分解区热扩散系数 / ($\mu\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$)	0.515×10^6
分解区导热系数 / ($\text{W} \cdot (\text{m} \cdot \text{K})^{-1}$)	2.615
未分解区导热系数 / ($\text{W} \cdot (\text{m} \cdot \text{K})^{-1}$)	1.288

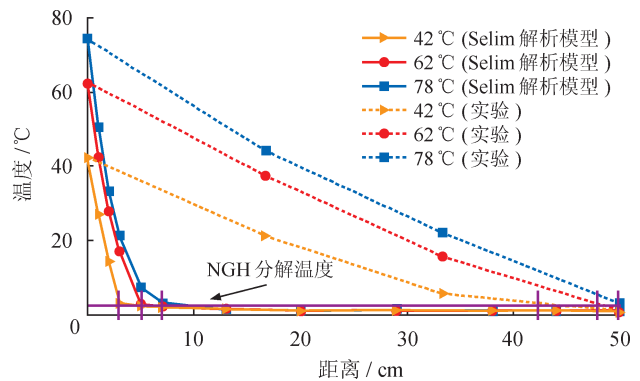


图 6 Selim 解析模型及实验温度分布对比图

入口温度的升高热前缘推进速度增大, 且入口温度从 42 °C 升高到 78 °C, 温差提高了 0.88 倍, 热前缘推进速度提升了 1.3 倍, 说明 Selim 模型中热传导是控制热前缘推进速度的主要因素。

2) 实验测得的结果与 Selim 解析模型的计算结果对比可以看出, 同等条件下实验测得的热前缘推进速度要比 Selim 解析模型计算的结果快得多, 注热水温度为 42 °C、62 °C、78 °C 时, 实验测出的热前缘位置分别到达 42.5 cm、48 cm、50 cm, 热前缘推进速度分别为 0.710 cm/min、0.800 cm/min、0.833 cm/min, 分别是 Selim 解析模型所计算的热前缘推进速度的 14.2 倍、9.6 倍、7.1 倍。Selim 解析模型计算的结果与实验结果差异大, 主要是因为 Selim 解析模型只考虑了热传导而忽略了热对流。由此可见, Selim 解析模型忽略热对流的处理方式是不合理的。

NGH 注热开采过程是热传导和热对流两种传

热方式共同作用的对流换热的过程。将实验结果与 Selim 解析模型计算的结果对比, 可以得出热对流是影响 NGH 注热开采热前缘推进的主导传热方式。为了进一步验证此结论的可靠性, 本文从理论上计算了 NGH 注热开采过程中由热传导、热对流分别传递的热流量。

由式 (1) 可以求出通过热传导传递的热流量, 根据牛顿冷却公式 (式 2) 可以确定热传导和热对流两种传热方式联合作用下总的对流换热热流量^[22-23], 由式 (3) 即求得热对流传递的热流量。

$$Q = hA(t_f - t_w) \quad (2)$$

$$Q_2 = Q - Q_1 \quad (3)$$

式中 Q 为总的对流换热热流量, W ; Q_2 为热对流传递的热流量, W ; h 为表面传热系数, $W/(m^2 \cdot K)$; t_f 、 t_w 分别为流体和固体的温度, $^{\circ}C$; 式 (1) 中 $\Delta T = t_f - t_w$ 。

取热水温度 t_f 为 $42^{\circ}C$, 根据经验公式, 表面传热系数取值为 $43.3 W/(m^2 \cdot K)$ ^[20,24], NGH 的导热系数为 $2.615 W/(m \cdot K)$, t_w 取 NGH 藏初始温度 $1^{\circ}C$, 代入式 (1)、式 (2)、式 (3), 得到单位面积、单位厚度, 两种传热方式联合作用下的总热流量为 $1\ 775.3 W$, 其中通过热传导、热对流传递的热流量分别为 $107.2 W$ 、 $1\ 668.1 W$ 。可以看出, 通过热传导传递的热流量仅占总热流量的 6.04% ; 热对流传递的热流量占总热流量的 93.96% ; 热对流传递的热流量是热传导传递的热流量的 15.56 倍。

3 结论

1) NGH 注热开采实验结果表明, 热前缘推进速度随注热水速度的增大而呈近线性增大, 随注热水温度的升高变化幅度不大, 说明热对流是促进热前缘移动、NGH 分解的关键因素。

2) 同等条件下, NGH 注热开采实验测定的热前缘推进速度是 Selim 解析模型计算结果的 10 倍左右, 结果差异大, 主要是因为 Selim 解析模型只考虑了热传导一种传热方式。

3) 理论计算表明: NGH 注热开采过程中通过热传导传递的热流量仅占总热流量的 6.04% , 而通过热对流传递的热流量占总热流量的 93.96% , 通过热对流传递的热流量是通过热传导传递的热流量的 15.56 倍, 热对流是影响 NGH 注热开采热前缘推进的主导传热方式。

4) NGH 注热开采解析模型只考虑热传导一种

传热方式而忽略热对流的影响, 此处理方式是不合理的, 应同时考虑热对流、热传导两种传热方式才能更好地与实际结合, 为 NGH 注热开采提供可靠的理论依据。

参 考 文 献

- [1] 马新华. 天然气与能源革命——以川渝地区为例[J]. 天然气工业, 2017, 37(1): 1-8.
Ma Xinhua. Natural gas and energy revolution: A case study of Sichuan-Chongqing gas province[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(1): 1-8.
- [2] Khlebnikov VN, Antonov SV, Mishin AS, Bakulin DA, Khamidullina IV, 梁萌, 等. 一种新型 CO_2 置换 CH_4 水合物的开采方法[J]. 天然气工业, 2016, 36(7): 40-47.
Khlebnikov VN, Antonov SV, Mishin AS, Bakulin DA, Khamidullina IV, Liang Meng, et al. A new method for the replacement of CH_4 with CO_2 in natural gas hydrate production[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(7): 40-47.
- [3] Wang Yi, Feng Jingchun, Li Xiaosen, Zhang Yu & Li Gang. Analytic modeling and large-scale experimental study of mass and heat transfer during hydrate dissociation in sediment with different dissociation methods[J]. Energy, 2015, 90: 1931-1948.
- [4] Hou Jian, Xia Zhizeng, Li Shuxia, Zhou Kang & Lu Nu. Operation parameter optimization of a gas hydrate reservoir developed by cyclic hot water stimulation with a separated-zone horizontal well based on particle swarm algorithm[J]. Energy, 2016, 96: 581-591.
- [5] 李秉繁, 潘振, 商丽艳, 马贵阳, 韦丽娃, 马培民. 基于有限体积法的天然气水合物温度场分布影响因素研究[J]. 岩性油气藏, 2016, 28(2): 127-132.
Li Bingfan, Pan Zhen, Shang Liyan, Ma Guiyang, Wei Liwa & Ma Peimin. Influencing factors for temperature field distribution of gas hydrate based on finite element method[J]. Lithologic Reservoirs, 2016, 28(2): 127-132.
- [6] Li Shuxia, Zheng Ruyi, Xu Xinhua & Hou Jian. Natural gas hydrate dissociation by hot brine injection[J]. Petroleum Science and Technology, 2016, 34(5): 422-428.
- [7] 李淑霞, 李杰, 曹文. 注热水盐度对水合物开采影响的实验研究[J]. 高校化学工程学报, 2015, 29(2): 482-486.
Li Shuxia, Li Jie & Cao Wen. Experimental studies on the effects of hot brine salinity on gas hydrate production[J]. Journal of Chemical Engineering of Chinese Universities, 2015, 29(2): 482-486.
- [8] Mcguire PL. Recovery of gas from hydrate deposits using conventional production technology[C]//SPE Unconventional Gas Recovery Symposium, 16-18 May 1982, Pittsburgh, Pennsylvania, USA. DOI:http://dx.doi.org/10.2118/10832-MS.
- [9] Selim MS & Sloan ED. Hydrate dissociation in sediment[J]. SPE Reservoir Engineering, 1990, 5(2): 245-251.
- [10] 唐良广, 李刚, 冯自平, 樊栓狮. 热力法开采天然气水合物的数学模拟[J]. 天然气工业, 2006, 26(10): 105-107.

Tang Lianguang, Li Gang, Feng Ziping & Fan Shuanshi. Mathematical modeling on thermal recovery of natural gas hydrate[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(10): 105-107.

[11] 李淑霞, 姜兴兴, 姜汉桥, 李清平. 天然气水合物藏注热开采敏感参数分析 [J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(2): 54-57.
Li Shuxia, Jiang Xingxing, Jiang Hanqiao & Li Qingping. Sensitivity analysis of thermal dissociation of natural gas hydrate[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(2): 54-57.

[12] Li Mingchuan, Fan Shuanshi, Su Yuliang, Ezekiel J, Lu Mingjing & Zhang Liang. Mathematical models of the heat-water dissociation of natural gas hydrates considering a moving Stefan boundary[J]. Energy, 2015, 90: 202-207.

[13] Willhite GP Jr. Over-all heat transfer coefficients in steam and hot water injection wells[J]. JPT, 1967, 19(5): 607-615.

[14] Ramey HJ Jr. Wellbore heat transmission[J]. JPT, 2013, 14(4): 427-435.

[15] 侯健, 孙建芳. 热力采油技术 [M]. 山东东营: 中国石油大学出版社, 2013.
Hou Jian & Sun Jianfang. Thermal recovery technology[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2013.

[16] 郝永卯, 薄启炜, 陈月明, 李淑霞. 天然气水合物降压开采实验研究 [J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(2): 217-220.
Hao Yongmao, Bo Qiwei, Chen Yueming & Li Shuxia. Laboratory investigation of pressure development of natural gas hydrate[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(2): 217-220.

[17] 郝永卯, 陈月明, 李淑霞. 天然气水合物注热开采实验研究 [J]. 中国石油大学学报 (自然科学版), 2007, 31(4): 60-63.
Hao Yongmao, Chen Yueming & Li Shuxia. Experimental study on production of natural gas hydrate by thermal stimulation[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2007, 31(4): 60-63.

[18] Hao Yongmao, Chen Xu & Li Shuxia. Study on the effect of heat injection rate during NGH exploitation by thermal stimulation[J]. International Journal of Advancements in Computing Technology, 2012, 4(21): 550-557.

[19] 李淑霞, 曹文, 李杰, 高永海. 天然气水合物注热水开采热前缘移动规律实验研究 [J]. 现代地质, 2014(3): 659-662.
Li Shuxia, Cao Wen, Li Jie & Gao Yonghai. Experimental study on thermal front movement of natural gas hydrate by injecting hot water[J]. Geoscience, 2014(3): 659-662.

[20] 黄善波, 张克舫. 传热学 [M]. 山东东营: 中国石油大学出版社, 2014.
Huang Shanbo & Zhang Kefang. Heat transfer theory[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2014.

[21] 陈月明, 李淑霞, 郝永卯, 杜庆军. 天然气水合物开采理论与技术 [M]. 山东东营: 中国石油大学出版社, 2011.
Chen Yueming, Li Shuxia, Hao Yongmao & Du Qingjun. Theory and technology of natural gas hydrates development[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2011.

[22] Winterton RHS. Newton's law of cooling[J]. Contemporary Physics, 1999, 40(3): 205-212.

[23] Maurone PA & Shiomos C. Newton's Law of Cooling with finite reservoirs[J]. American Journal of Physics, 1983, 51(9): 857-859.

[24] Fourier J. The analytical theory of heat[M]. New York: Cambridge University Press, 1955.

(修改回稿日期 2017-10-28 编辑 孔 玲)



中国首次“南气北输”支援北方供气

2017 年 12 月 16 日上午 9 点, 广东省天然气管网有限公司 (以下简称广东管网) 在广州从化鳌头首站开启天然气反输通道, 将来自中海油的南海海上天然气 (以下简称海气) 和珠海 LNG 资源反输到中石油西气东输二线, 为进一步支援北方缓解天然气供应紧张问题提供保障。这是国内首次由省级管网向国家主干管网反输天然气, 也是首次“南气北输”。

2017 年入冬以来, 我国北方地区天然气供应持续紧张, 在中华人民共和国国家发展和改革委员会 (以下简称国家发改委) 统一指挥和广东省发改委的协调下, 中石油和中海油通力合作, 采用气量置换调配的方式, 中石油将其供应广东地区的天然气资源调往北方, 中海油用南海海气和珠海 LNG 资源为中石油广东地区用户保供。这项保供任务通过广东管网实施, 分两个阶段完成: 第一阶段, 置换中石油西气东输二线省内用户气量; 第二阶段, 反输进入中石油西二线主干线。其中, 第一阶段的置换工作从 2017 年 12 月 5 日开始, 到 12 月 9 日已全部完成, 气量达到 $425 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 保障了广东地区的用气需求量。在鳌头首站开启天然气反输通道, 则属于第二阶段的工作, 将来自中海油的南海海气和珠海 LNG 资源反输进入中石油西气东输二线, 计划首日有 $300 \times 10^4 \text{ m}^3$ 天然气供给深圳、香港地区, 未来可以达到 $500 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 为中石油将更多的天然气资源调往北方地区创造条件。连同第一阶段置换保供的天然气, 此后每天将约有 $900 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的中海油保供资源通过广东省管网输送。预计这种情况将持续到北方地区冬季供暖结束。