

# 近井储层改造对天然气水合物藏降压开采 特性影响的数值模拟研究

齐 贲, 孙友宏, 李 冰, 沈奕锋, 张国彪\*, 黄 峰

(中国地质大学(北京)工程技术学院, 北京100083)

**摘要:** 本文基于我国第一轮海域天然气水合物试采地质模型, 利用 Tough+Hydrate 对近井储层改造后的水合物藏进行降压开采模拟研究。探究了多孔骨架渗流通道对气/水输送、压降传播、水合物分解等的影响机制, 评估了近井储层改造在不同开采层位和整个开采过程中对产能提高的贡献大小。模拟结果表明: 多孔骨架渗流通道内气/水流速高, 可以起到导流、防砂的作用; 近井储层改造可促进压降传播, 加快水合物分解, 但骨架通道的增产作用随开采时间增加逐渐减弱; 近井储层改造在不同开采层位起到的增产效果不同, 三相层中的增产效果最明显, 但由于模拟改造范围较小、形成的多孔骨架渗流通道渗透性较低, 增产效果不明显, 多孔骨架渗流通道高度为 50 cm 时, 2 年产气量仅提高 11.7%。

**关键词:** 天然气水合物; 近井储层改造; 增产方式; 数值模拟; 多孔骨架渗流通道

**中图分类号:** TE3;P634 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-9686(2021)04-0085-12

## Numerical simulation of the influence of reservoir stimulation in the near wellbore area on the depressurization production characteristics of natural gas hydrate reservoir

QI Yun, SUN Youhong, LI Bing, SHEN Yifeng, ZHANG Guobiao\*, HUANG Feng

(School of Engineering and Technology, China University of Geosciences, Beijing 100083, China)

**Abstract:** In this paper, based on the geological model of the first offshore natural gas hydrate production test of China, the production of nature gas hydrate reservoir after reservoir stimulation in the near wellbore area using depressurization was numerically studied through Tough+Hydrate. The influence mechanism of porous skeleton channel on gas/water transport, pressure drop propagation, hydrate decomposition was investigated, and the contribution of reservoir stimulation in the near wellbore area in different layers and in whole production process to productivity improvement was evaluated. The following simulated results were obtained. First, the gas/water velocity in the porous skeleton channel is high, which is helpful to diversion and sand control. Second, reservoir stimulation in the near wellbore area can promote the pressure drop propagation, and increase the decomposition rate of hydrate. However, the favorable effect of porous skeleton channel gradually decreases with the development of production. Third, the stimulation effect of reservoir stimulation in the near wellbore area in different layers is different, the result of three-phase layer is the most obvious. In this simulation, due to the small reservoir stimulation range and low permeability of the fracture, the increase in gas production is not obvious, the maximum increase was only 11.7 percent in two years when the height of

**收稿日期:** 2020-12-28; **修回日期:** 2021-02-22 **DOI:** 10.12143/j.ztgc.2021.04.012

**基金项目:** 国家自然科学基金项目“天然气水合物储层结构改造理论与高效开发模式”(编号:51991364)

**作者简介:** 齐贲, 男, 汉族, 1996年生, 硕士研究生, 研究方向为天然气水合物储层改造理论与技术, 北京市海淀区学院路29号, qiyun@cugb.edu.cn。

**通信作者:** 张国彪, 男, 汉族, 1992年生, 博士后, 地质工程专业, 主要从事天然气水合物钻采技术研究, 北京市海淀区学院路29号, zhanggb@cugb.edu.cn。

**引用格式:** 齐贲, 孙友宏, 李冰, 等. 近井储层改造对天然气水合物藏降压开采特性影响的数值模拟研究[J]. 钻探工程, 2021, 48(4): 85-96.

QI Yun, SUN Youhong, LI Bing, et al. Numerical simulation of the influence of reservoir stimulation in the near wellbore area on the depressurization production characteristics of natural gas hydrate reservoir[J]. Drilling Engineering, 2021, 48(4): 85-96.

porous skeleton channel is 50cm.

**Key words:** natural gas hydrates; reservoir stimulation in the near wellbore area; production-increasing methods; numerical simulation; porous skeleton channel

## 0 引言

天然气水合物是由水与天然气在高压低温条件下形成的结晶物质<sup>[1]</sup>,广泛分布于陆地冻土区、陆缘深水海域和一些深水湖泊底部沉积物中,具有能量密度大、分布范围广和储量大等特点,是一种重要的潜在清洁能源。初步预测,我国海域天然气水合物资源量约800亿t油当量<sup>[2]</sup>,其高效安全开采对将来保障我国能源安全具有重大的意义。近年来,美国、日本、加拿大和中国等多个国家开展了天然气水合物试采,但各国试采工程普遍存在单井产气量低、开采范围小和稳产时间短等问题,进行商业化开采还有较长一段距离<sup>[3-5]</sup>。

如何有效实现天然气水合物增产、稳产和高产是实现商业化开采亟需解决的关键问题之一。近年来,储层改造增产方式陆续被提出,国内外学者也围绕水合物增产开展了大量实验和数值模拟研究。王志远等<sup>[6]</sup>提出了热流体压裂方法,该方法可提高水合物分解速率,增大产气量;LI等<sup>[7]</sup>提出劈裂注泡沫砂浆改造水合物储层方法,该方法可在水合物储层中形成高渗透性、高强度的裂缝通道,加固水合物储层的同时还可以增大储层渗透性,后续的数值模拟结果表明,采用该方法进行储层改造,降压开采1年时间,产气量可提高几倍至十几倍;SUN等<sup>[8]</sup>提出通过在甲烷水合物储层上方生成CO<sub>2</sub>水合物盖层来改造天然气水合物储层的技术思想,实验证实改造后产气量、产气效率均明显提高。除储层改造外,利用水平井、复杂结构井和井群井网等开发模式也是水合物增产的重要手段。YU等<sup>[9]</sup>通过数值模拟证明双竖直井与降压法开采结合可以提高天然气采收率;FENG等<sup>[10]</sup>、吴能友等<sup>[11]</sup>发现在水平井开采后期储层温度回升较快,水平井可加快储层内部热量传递,提高水合物分解速率;许红林等<sup>[12]</sup>发现采用鱼骨井开采时产能大幅度提高;WILSON等<sup>[13]</sup>证实多分支井在开采中后期具有明显的增产优势。总之,以上增产方式都是通过增大泄压面积、改善储层渗流条件的方式,以扩大水合物分解界面、提高天然气水合物分解速率,进而增大降

压开采产能<sup>[11]</sup>。

近井区域储层的渗透性和强度关系着油气藏产能和开采井安全。我国南海泥质粉砂水合物储层具有低孔渗、未成岩和弱胶结等特点<sup>[14-15]</sup>,而在水合物开采过程中,近井储层的低孔渗会严重阻碍气/水产出效率,且水合物分解会引起井眼周围地层应力重新分布、地层强度降低,导致井壁失稳。要实现天然气水合物的安全高效开采,需对近井储层进行改造,同时增加近井储层的渗透性和强度。而现有成熟的储层改造技术难以在水合物储层形成长期高导流能力的渗流通道<sup>[16-18]</sup>,也很少考虑增强水合物储层强度的问题。近年来,一种用于水合物储层改造的可原位固化形成高渗多孔骨架的浆液思路被提出<sup>[19-20]</sup>,向水合物储层注入这种浆液可达到同时增强水合物储层渗透性和强度的目的,因此,通过高压旋喷注浆的方式可以实现近井储层的增渗和增强改造。

为探明近井储层改造对降压开采的影响机制,本文基于我国第一轮海域水合物试采区域的地层数据,建立了含上覆层、水合物层、三相层、游离气层和下伏层的复杂地质模型,利用Tough+Hydrate对近井储层改造后的水合物藏进行了降压开采数值模拟研究。重点关注了多孔骨架渗流通道的产气速率、产水速率及气水比的演化规律,并与储层渗透通道作对比,分析了多孔骨架在水合物藏中的不同开采层位的作用,明确了多孔骨架对水合物开采的贡献大小;此外,探究了开采过程中储层温度、压力、水合物饱和度和气体饱和度的分布特征,进而分析了近井储层改造对压降传播、水合物分解和气/水产出的影响机制,为后续天然气水合物储层的改造方案制定和优化提供支撑。

## 1 水合物降压开采数值模型

### 1.1 地质背景和模型建立

模拟区域位于我国在南海第一次水合物试采井SHSC-4所在的W17站位,位于南海北坡西沙海槽与东沙群岛之间。该区域海床较为平坦(平均坡

度 $<3^\circ$ ),海水深度为1000~1700 m,海底温度为3.3~3.7  $^\circ\text{C}$ ,地温梯度为45~67  $^\circ\text{C}/\text{km}$ ,海底压力 $>10$  MPa,满足水合物成矿地质和热力学条件<sup>[21-22]</sup>。模拟位置水深1266 m,采用柱坐标建立模型,模型上边界距离海底171 m,纵向深度为140 m,沿半径方向长度为100 m。由于模拟开采时间较短(2年),储层渗透率较低,降压开采影响范围有限,径向100 m长的地质模型能满足降压生产需要。整个模型由上下边界、上覆层、下伏层、水合物层、三相层和游离气层组成(如图1所示)。其中水合物层、三相层和游离气层厚度分别为35、15和27 m。此外,上覆层和下伏层本身渗透率较小,降压开采对其温压场影响较小,普遍认为30 m厚的上覆层和下伏层可满足开采层与外界的压力传递、能量交换和流体流动。因此,为方便模型参数计算,将上覆层和下伏层的厚度分别设置为31和32 m。水合物层和三相层的水合物饱和度分别为34%和31%,三相层和游离气层中的甲烷气体饱和度分别为10%和7.8%,其他详细参数参见表1。

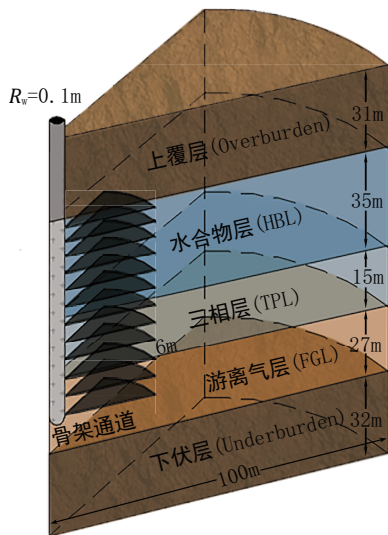


图1 近井储层改造数值模拟模型

Fig.1 Reservoir stimulation in the near wellbore area numerical simulation model

1.2 模型初始化

在模型初始化方面,我们参考了之前发表的文章<sup>[21-23]</sup>,由于该模型存在三相混合层和游离气层,三相层和游离气层界面处水合物应处于相平衡状态。试采区域水深为1266 m,三相层深度为海底236~251 m,通过静水压力计算三相层底部压力为15.39

表1 水合物储层物理性质参数

Table 1 Physical property parameters of NGH layers		
参 数	参考值	
水合物层	水合物饱和度	0.34
	水饱和度	0.66
	孔隙度/%	35
	渗透率/mD	2.9
三相层	水合物饱和度	0.31
	水饱和度	0.59
	甲烷气饱和度	0.1
	渗透率/mD	1.5
游离气层	水饱和度	0.922
	孔隙度/%	32
	渗透率/mD	7.4
上覆层、下伏层厚度/m		31,32
初始压力(三相层底部)/MPa		15.39
初始温度(三相层底部)/ $^\circ\text{C}$		15.36
上覆层孔隙度/%		35
上覆层渗透率/mD		2.9
上覆层水饱和度		1
孔隙水盐度		0.03
岩石颗粒密度/( $\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$ )		2650
地温梯度/( $^\circ\text{C}\cdot\text{km}^{-1}$ )		43.653
地层干热导率/( $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot^\circ\text{C}$ )		3.1
岩石颗粒比热/( $\text{J}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot^\circ\text{C}$ )		1000
相对渗透率模型	$k_{rA}=(S_A-S_{rA})/(1-S_{rA})^n$ , $k_{rG}=(S_G-S_{rG})/(1-S_{rA})^{nG}$	
孔隙水压力模型	$P_{\text{cap}}=P_{01}[(S^*)^{-1/\lambda}-1]^{-\lambda}$ , $S^*=(S_A-S_{rA})/(1-S_{rA})$	
复合导热模型	$k_e=k_{eRD}+(S_A^{1/2}+S_H^{1/2})(k_{eRW}-k_{eRD})+\phi S_I k_{eI}$	
$\lambda, P_0, n, n_G$	0.45, $1.0 \times 10^6$ , 3.5, 2.5	
$S_{rA}, S_{rG}$	0.5 <sup>[21]</sup> , 0.03	

MPa,依据水合物相平衡曲线确定其温度为15.36  $^\circ\text{C}$ ,再利用文献中报道的地温梯度为43.653  $^\circ\text{C}/\text{km}$ <sup>[21]</sup>,可以计算模型上下边界的温度和压力。经计算,模型上边界温度、压力分别为11.86  $^\circ\text{C}$ 、14.58 MPa,模型下边界的温度、压力分别为17.88  $^\circ\text{C}$ 、15.98 MPa。参考先前模拟论文<sup>[7, 21, 23]</sup>,将上边界、下边界和圆柱外边界设置为恒温恒压的可渗边界,允许该模型与外界发生能量和物质交换。一旦确定了边界条件,运用Tough+Hydrate软件在不开采条件将数值模拟模型运行一段时间,可

通过软件自平衡功能实现整个模型温度和压力初始化。

### 1.3 生产制度及多孔骨架渗流通道布置

本文在开采井参数选取中参考了前人数据,采用单一直井进行开采,将生产井段长度设置为70 m,从水合物层开始,到游离气层20 m处结束,井径为0.1 m<sup>[21,23]</sup>,采用降压法开采,根据实际的施工工艺,井中压力为恒压6 MPa,温度取开采井段中间位置处的温度13.93 ℃。在设置近井储层改造产生的多孔骨架渗透通道参数时,参考了其他学者的研究

结果,有研究认为高压旋喷注浆影响范围可距开采井3.5 m<sup>[24]</sup>。为研究不同长度和高度的骨架通道对产气的影响,共设置了8组骨架通道参数(见表2),长度( $L$ )分别为1、3、5 m,高度( $H$ )为2、20、30、40、50 cm。骨架通道在3个层位中均有布置,水合物层中6个,三相层和游离气层中各3个,间距为6 m,渗透率为1 D,孔隙度设置为60%,骨架通道渗透性和孔隙度的设置参考了其它储层改造模拟文献<sup>[25]</sup>,模型如图1所示。

表2 不同模拟案例中多孔骨架渗流通道主要参数

Table 2 Main parameters of porous skeleton channel in different simulation cases

案例1	案例2	案例3	案例4	案例5	案例6	案例7	案例8
未改造	$L=1$ m $H=2$ cm	$L=3$ m $H=2$ cm	$L=3$ m $H=20$ cm	$L=3$ m $H=30$ cm	$L=3$ m $H=40$ cm	$L=3$ m $H=50$ cm	$L=5$ m $H=2$ cm

注:表中 $L$ 表示多孔骨架渗流通道长度, $H$ 表示多孔骨架渗流通道高度。

### 1.4 网格划分

由于开采井和多孔骨架渗流通道周边区域内传质传热、相变过程非常剧烈,该区域的网格需划分得更加细密。本文模拟的多孔骨架渗流通道均分布在距离井筒5 m的范围内,井周5 m区域的网格划分较为精细,共划分了50个网格,其尺寸为0.1 m,随着 $r$ 增大,剩下的网格呈指数增长到100 m,最终,径向被离散为120个网格。在轴向网格划分的过程中,根据不同的骨架通道高度,采取了不同的网格划分方案,其中,骨架通道作为一层网格,随着远离骨架通道,网格厚度也逐渐变大。最终,整个区域的网格被离散成以下3种情况,骨架通道高度为2、20、30、40、50 cm的模型,模型中的最小层厚分别为0.02、0.2、0.3、0.4、0.5 m,沿 $Z$ 方向的层数分为190、178、130层,网格总数分别为22800个(190×120)、21360个(178×120)、19920个(166×120)、15600个(130×120)、15600个(130×120),为活跃网格。剩余网格为划分上下边界的不活跃网格,即网格的温度、压力、各相饱和度及渗透率等参数随模拟过程不断改变,共3240个。

## 2 结果与讨论

### 2.1 产气/产水特征

经近井储层改造后,气/水是经过多孔骨架渗流通道或低渗的储层通道逐渐向井筒流动而产生

的。为明确骨架通道对气/水产出的贡献,我们比较了骨架通道( $R_{SCG}$ 和 $R_{SCW}$ )和储层通道( $R_{RCG}$ 和 $R_{RCW}$ )的产气/产水速率变化趋势(如图2所示),图中采用的速率均为单位高度通道的产气/产水速率。从图2中可以明显看出,多孔骨架渗流通道和储层通道的产气/产水速率差异较大,前者的产气/产水速率均高于后者1~2数量级,说明骨架通道在实际开采过程中一直作为气/水产出的高速通道,对气/水产出的贡献较大。先前研究表明,井周气/水流速决定了流体对岩石颗粒的携带、冲刷能力,流速越大,携砂能力越强<sup>[26]</sup>。南海水合物储层多以粉砂、泥质粉砂岩为主,含水率高、胶结程度差<sup>[27]</sup>,在开采过程中,水合物的分解导致沉积物胶结程度进一步变弱<sup>[28-31]</sup>,气/水产出时会不可避免地携带沉积物颗粒进入井中,即出砂。当对近井储层改造后的水合物储层降压开采时,骨架通道具有较高气/水产出速率,储层通道的产气/产水速率相应降低,可在一定程度上减缓近井区域的沉积物颗粒的移动,具有防砂作用。此外,从图2(a)和(b)中可以看出,当骨架通道高度一定时,随着长度的增加,骨架通道的产气/产水速率逐渐增加,而储层通道的产气/产水速率逐渐减小,表明储层改造的距离越大,骨架通道对气/水产出的贡献程度越大,越有利于防砂。而对比不同高度的骨架通道发现(图2c和d),骨架通道高度从2 cm增加到20 cm时,其中的

产气/产水速率均有明显提高,当骨架通道高度继续增加时,其中的产气/产水速率开始下降,且在案例5、案例6、案例7三种情况下,骨架通道和储层通道的产气/产水速率曲线基本重合,这意味着骨架通道对开采的影响效果也相差不大,表明在促进

气/水产出方面,骨架通道高度并不是越高越好,它有一个最佳值,在本文模拟中,最佳高度应为 20 cm。因此,在实际工程中,结合实际生产效率、工程需求和施工难度,尽量选择较长且具有合适高度的骨架渗流通道,确定适宜的储层改造方案。

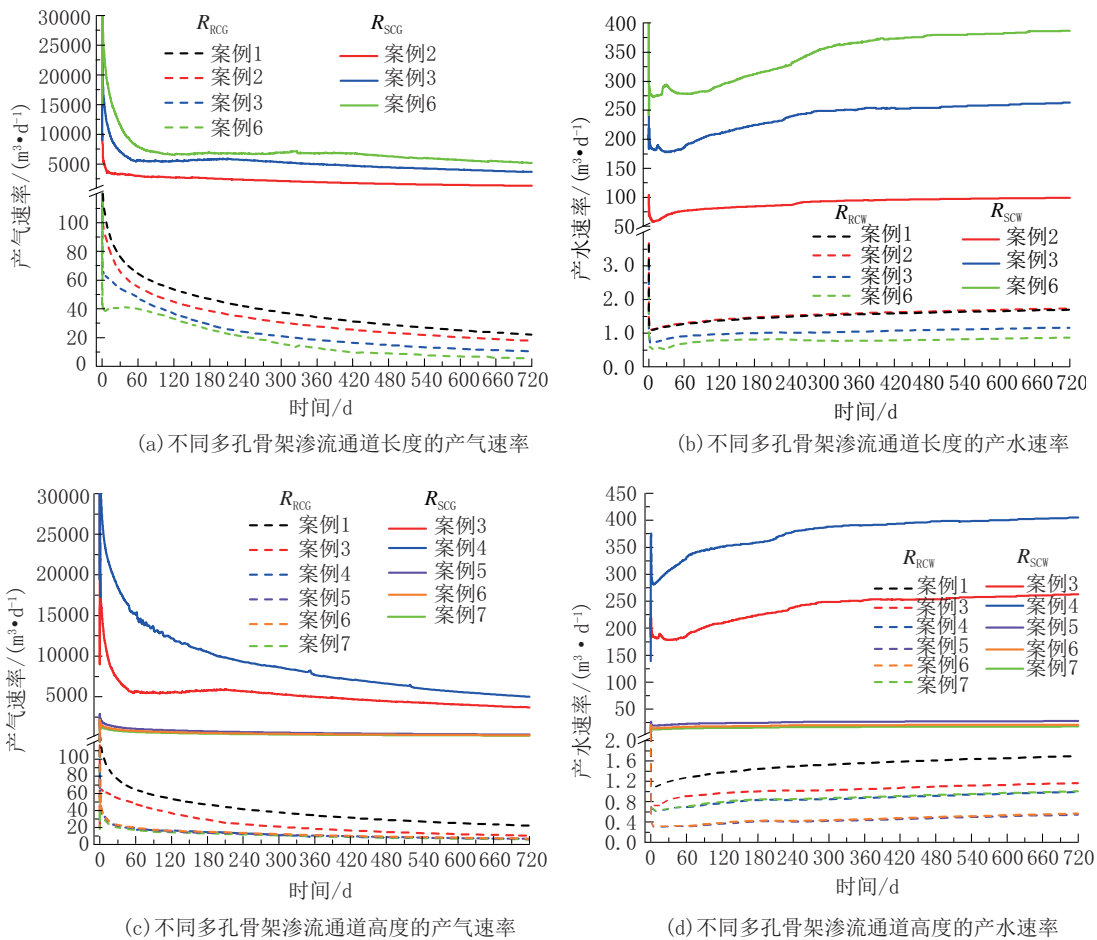


图2 多孔骨架渗流通道和储层通道的产气/产水速率变化趋势

Fig.2 Variation trend of gas/water yield rate of porous skeleton and reservoir channels

气水比是衡量天然气水合物开采能效的一个关键因素。开采过程中多孔骨架渗流通道和储层通道中的气水比变化趋势如图3所示,可以明显看出不同模拟条件下骨架通道的气水比都远远高于储层通道的气水比,这充分证明骨架通道输送气体的能力更强,是气体产出的主要通道。这种现象在杨林<sup>[32]</sup>和LI等<sup>[7]</sup>的经储层改造后水合物开采数值模拟中也同样被发现,这意味着骨架通道的存在可有效提高降压开采能效,减小维持降压幅度所消耗的能量。比较特别的是,骨架通道和储层通道的气水比受参数的影响较小,开采中后期在不同骨架通

道参数条件下2类通道内的气水比变化趋势基本重合,表明改变储层改造的骨架通道参数对提高水合物开采能效作用不大。

为进一步分析在不同开采层位中多孔骨架渗流通道对输送气体起到的作用,对比了不同开采层位在开采60 d和720 d时多孔骨架渗流通道和储层通道的平均产气速率如图4所示,图中采用的速率均为单位高度通道的平均产气速率。从图4中可以看出,不同开采层位中多孔骨架渗流通道的平均产气速率( $R_{SCG}$ )均远大于储层通道的产气速率( $R_{RCG}$ ),说明骨架通道在每一个开采层位中都为气

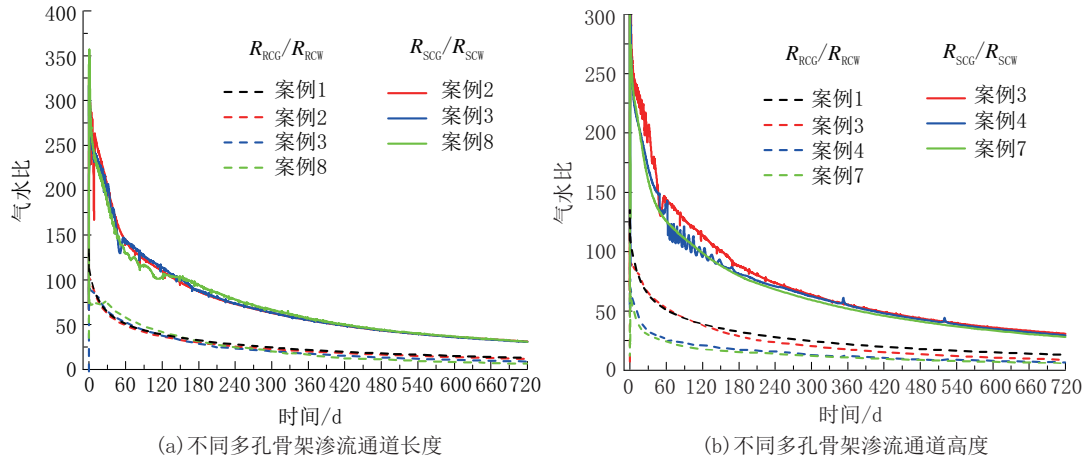


图3 多孔骨架渗流通道和储层通道的气水比变化趋势  
Fig.3 Variation trend of gas/water ratios of porous skeleton and reservoir channels

体的主要输送通道,对产能的提高作用较大。为评估不同开采层位中骨架通道对产能提高的贡献程度,比较了骨架通道和储层通道的平均产气速率比( $R_{SCG}/R_{RCG}$ )的大小。开采进行到60 d时,案例2和案例3中3个开采层位的 $R_{SCG}/R_{RCG}$ 比值相差不大,而案例7中三相层的 $R_{SCG}/R_{RCG}$ 比值远大于另外2个层位,说明渗流通道变高更有利于开采初期三相区气体沿其产出。比较有意思的是,开采至720 d时,3种情况呈现一致的规律,三相层的 $R_{SCG}/R_{RCG}$ 比值最大,水合物次之,游离气层最小,表明三相层中骨架通道对产气贡献最大,水合物层居中,游离气层

中贡献最小。由于三相层中含水、水合物和游离气,骨架通道可为储层内原始游离气体提供通道,同时还促进水合物分解,因此对产气贡献最大;而在水合物层中骨架通道可引起周围水合物快速分解,分解非均质性从而导致其对产气贡献相对较大;对于游离气层来说,骨架通道仅作为地层原始游离气的快速输送通道,考虑到原始储层渗透率相对较大(表1),进而导致其对产气贡献较小。总之,骨架通道在不同开采层位随开采时间的变化呈现不同的增产效果,三相层中的增产效果最为明显。

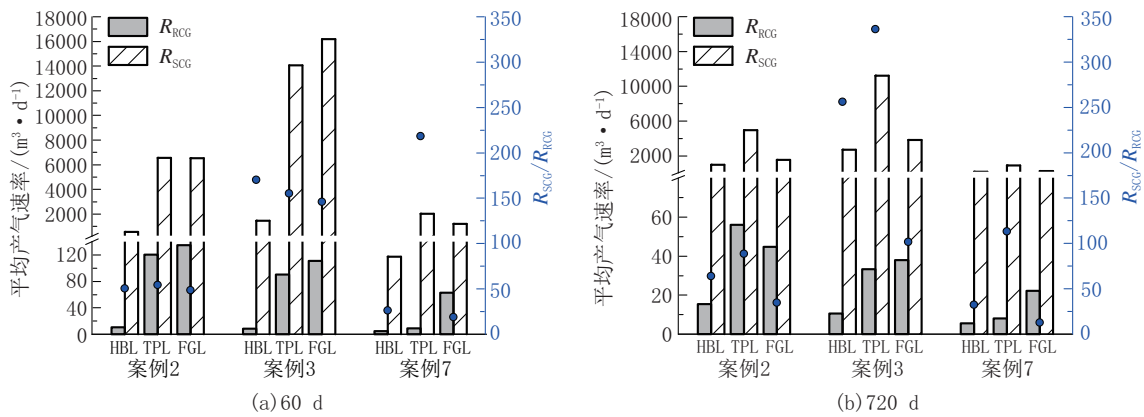


图4 不同层位多孔骨架渗流通道和储层通道平均产气速率  
Fig.4 Average gas production rates of porous skeleton and reservoir channels in different layers

通过上述分析可以得出高压旋喷注浆产生的多孔骨架渗流通道可作为气/水产出高速通道,且具有一定的防砂功能。为进一步明确近井储层改造对增产的作用,对比了不同近井储层改造参数条

件下产气量和产水量变化趋势(见图5)。如图5(a)和(c)所示,在未进行储层改造的条件下,前60 d内的总产气量在 $3.35 \times 10^5 m^3$ ,与实际试采的产气量( $3.09 \times 10^5 m^3$ )相差不大,说明模拟结果能较好地物

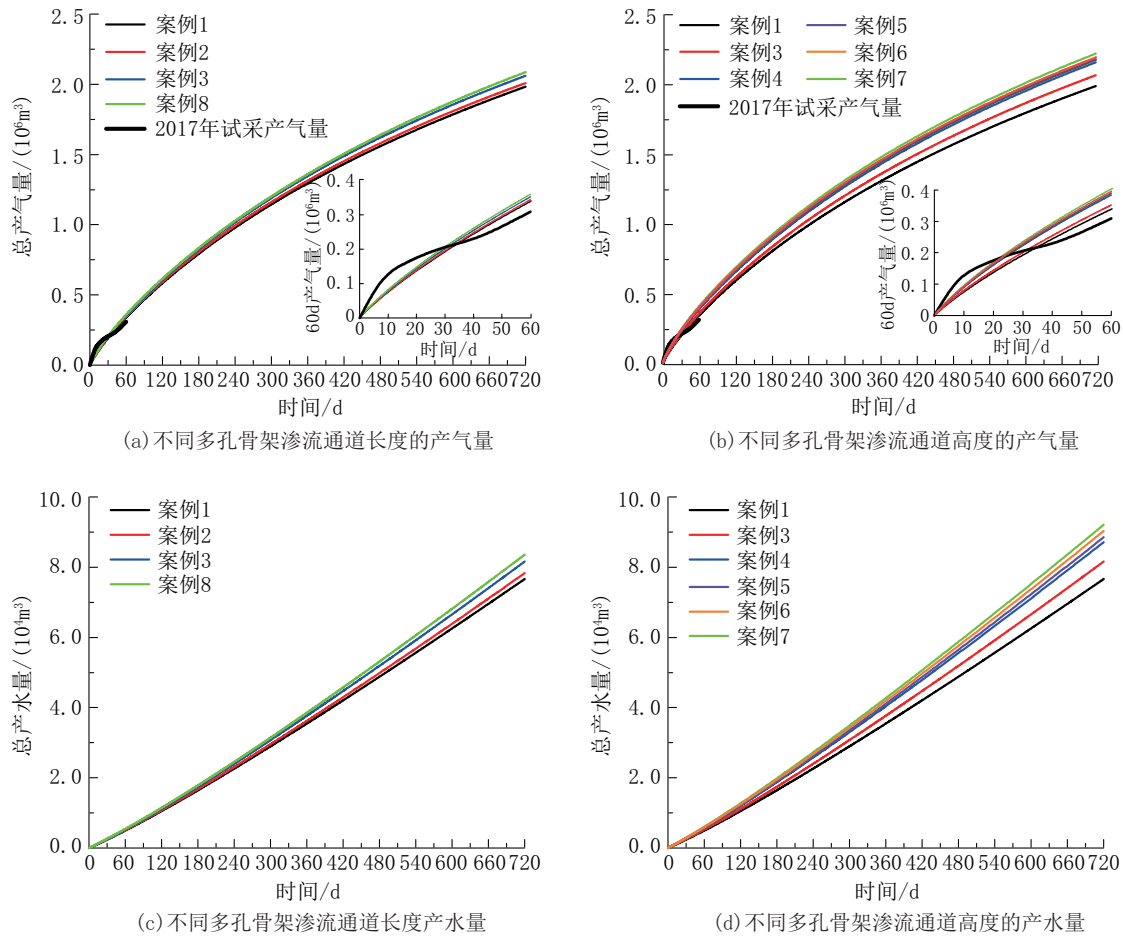


图 5 不同多孔骨架渗流通道参数条件下产气/产水量变化趋势

Fig.5 Variation trend of gas/water production under different porous skeleton channel parameters

合试采结果。在相同 2 cm 骨架通道高度的条件下,随着通道长度增加,产气/产水量均有所升高,但增高幅度并不显著,在骨架通道长度为 5 m 的条件下,前 60 d 的产气量提高 6.2%。这种现象表明在骨架通道高度较小时,增加近井储层改造范围并不能显著提高产能,在董钊等<sup>[33]</sup>模拟渗流通道对压裂充填井产量影响研究中也同样发现这一现象,他们认为提高产能主要靠渗流通道的高导流能力而不是渗流通道长度的增加。增产效果不明显应与骨架通道渗透率相关,在之前 LI 等<sup>[7]</sup>的水合物储层改造后产能模拟研究中发现,骨架通道渗透率从 1 D 增加到 10 D,产气量可提高 5.13 倍,这充分证明增加骨架通道渗透率可大幅度提高产气量。在本文模拟中,考虑到高压旋喷注浆携带的砂粒与沉积物颗粒级配相对较好,不利于形成高导流能力的骨架通道,而在开采过程中,沉积物微粒的运动又会显著降低骨架通道渗透性,因此,基于普通砂层的渗透

性(1 D 左右),将骨架通道渗透率设置为 1 D。而在针对其他水合物储层改造方法的产能模拟研究中<sup>[7,24,25]</sup>,骨架通道渗透率多设置在 1~100 D 之间,本文设置的骨架通道渗透率相对较低,且长度较短,因此,近井储层改造对水合物藏增产效果不太明显。此外,需要说明的是,随着骨架通道高度的增加,产气/产水量也随之增加(图 5b 和 d),这也在之前应用其它水合物储层改造方法的开采模拟中发现<sup>[7,34]</sup>,但增加骨架通道高度对水合物增产效果也不明显,骨架通道高度为 2 cm 时,相比于没有改造的情况,60 d 产气量提高了 3.7%,当骨架通道高度增加到 20 cm 时,产气量可提高 12.8%,当高度继续增加时,产气量提高开始变得不明显,当骨架通道高度为 50 cm 时,产气量只提高 18.4%,开采 2 年的产气量仅提高 11.7%。在骨架通道高度为 30、40 和 50 cm 条件下,60 d 的产气量相差不大,这与图 2 (c)中的现象吻合,当高度增加到一定程度时,继续

增加对产气效果提高不明显。通过上述结果分析可知,骨架通道高度并不是越大越好,增加骨架通道高度可以小幅度提高产能,但不是影响水合物产能的主要参数,在实际生产中,要结合实际情况控制骨架通道的高度。此外,要想通过储层改造获得较好的增产效果则需优先选择可形成高导流能力骨架通道的技术和措施。

## 2.2 储层内各物理场分布特性

开采过程中水合物储层内部压力分布特征如图6所示,开采压降由井筒沿径向逐渐向水合物藏内部扩展,水合物层和三相层的井周附近形成明显的高压降区,游离气层低压区较小,这与先前该区域水合物开采模拟相一致<sup>[23]</sup>。近井储层改造对压降传播的影响可从图6中明显看出,经改造后的水合物藏低压区( $<10$  MPa)面积更大,开采20 d时,未改造情况下低压区( $<10$  MPa)扩展至井周10 m

处,而在案例7条件下,低压区可扩展至井周13 m左右,这充分表明井周存在骨架通道更利于压降向储层内部传播。为进一步说明骨架通道参数对压降传播的影响,比较了案例2和案例3以及案例3和案例7的压力分布特征。当开采20 d、骨架通道长度由1 m升至3 m时,低压区只稍微扩展,骨架通道高度由2 cm升至50 cm时,低压区从距离开采井10 m左右扩展至13 m左右,说明开采初期骨架通道高度对压降的传播影响更大,长度对压降传播的影响较小。随着水合物的分解,近井区域储层渗透性逐渐变大,骨架通道与储层之间渗透性差异变小,高渗的骨架通道促进储层流体向井筒流动的作用变弱,开采至720 d时,案例2、案例3和案例7中低压区分别扩展至16、17和18 m,低压区范围相差不大,表明开采进程中骨架通道高度对压降传播的影响逐渐减弱。

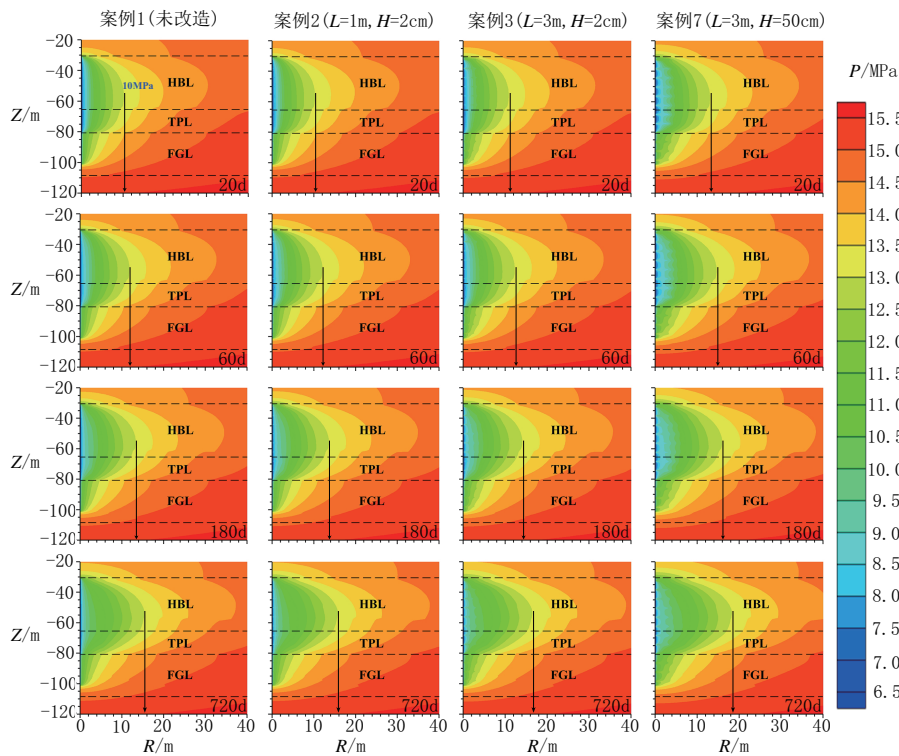


图6 压力分布云图

Fig.6 Spatial distribution of pressure

温度分布情况可反应水合物分解速率的差异,温度越低表明水合物分解越剧烈,从图7中可以看出,经储层改造后,近井区域低温区明显变大,且根据骨架通道布置情况呈现锯齿状分布,表明高渗骨

架通道能促进近井及其周边水合物快速分解,相比于未改造的情况(案例1),改造后近井温度恢复得较慢,这也进一步证明近井储层改造会有利于水合物分解。



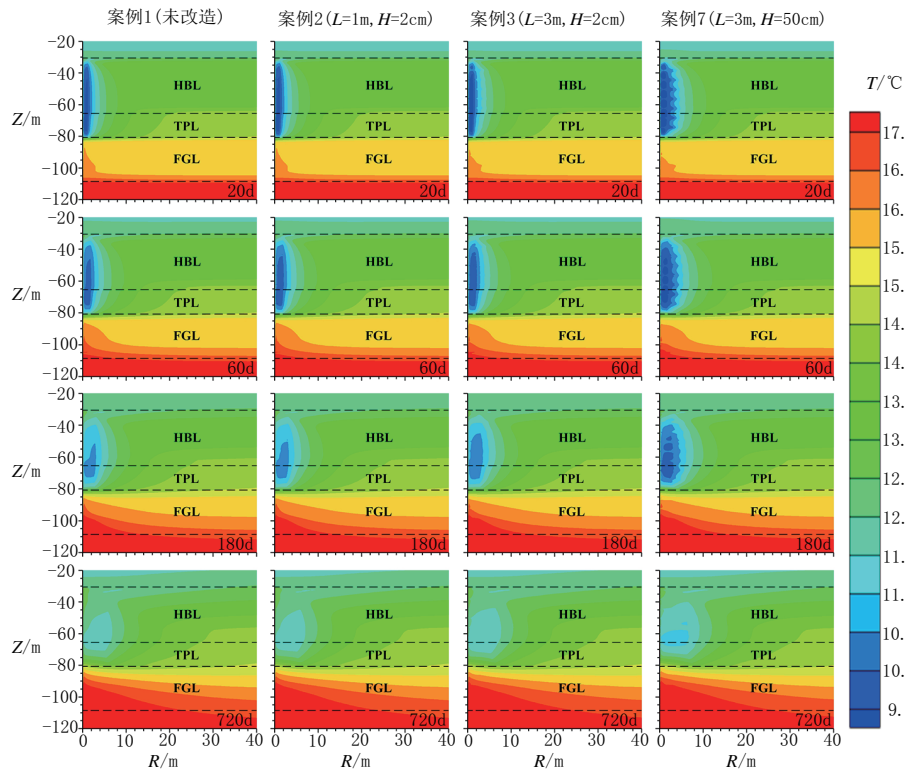


图 7 温度分布云图

Fig.7 Spatial distribution of temperature

近井储层改造对水合物分解的影响可从水合物饱和度分布云图中直观看出,如图 8 所示,近井储层改造后水合物分解前沿呈锯齿状,且随骨架通道的长度和高度增加变得更加明显,这与温度云图的变化是一致的。这种现象在应用其它水合物储层改造方法的开采模拟中同样存在<sup>[7]</sup>,主要是由水合物的非均质分解引起的。

图 9 展示了气体饱和度分布变化规律,从图中可以明显看出,不同开采层位的气体饱和度存在较大差异,水合物层较大,三相层次之,游离气层基本无差别。这主要与甲烷气体的来源有关系,水合物层中的甲烷全部来源于水合物分解,而骨架通道会加快水合物分解,导致甲烷气体含量不同,三相层中存在少量水合物,所以近井区域的气体饱和度有细微差别,而对于游离气层,甲烷气体全部来源于游离气,随着开采的进行,后方的游离气及时补充至近井区域,因此气体饱和度基本无差别。

### 3 结论

(1)近井储层改造产生的多孔骨架渗流通道可

作为气/水产出主要通道,其产气/产水速率高于储层通道 1~2 个数量级,且骨架通道处的水合物分解较快,气体饱和度较高,导致较高的气水比,在一定程度上提高了降压开采能效;骨架通道的存在会相应地降低储层渗流通道的产气/产水速率,减弱了气/水产出对沉积物颗粒的携带能力,具有一定的防砂作用。

(2)近井储层改造可促进压降向储层内部传播和加快多孔骨架渗流通道周边水合物分解,经储层改造后,低压区( $<10$  MPa)可在开采 20 d 时从距离开采井 10 m 处扩展至 13 m 左右,泄压面积明显增大,导致水合物呈现非均质分解,低温区和水合物分解前沿呈锯齿状分布,骨架通道处气体饱和度较大;但随着开采进行,水合物分解前沿逐渐远离骨架通道区域,骨架通道对压降传播和水合物分解的促进作用就会逐渐减弱,储层内各参数分布特征差异性变小。

(3)近井储层改造在不同开采层位起到的增产效果不同,相比于水合物层和游离气层,整个开采过程中,三相层中近井储层改造起到的增产效果最

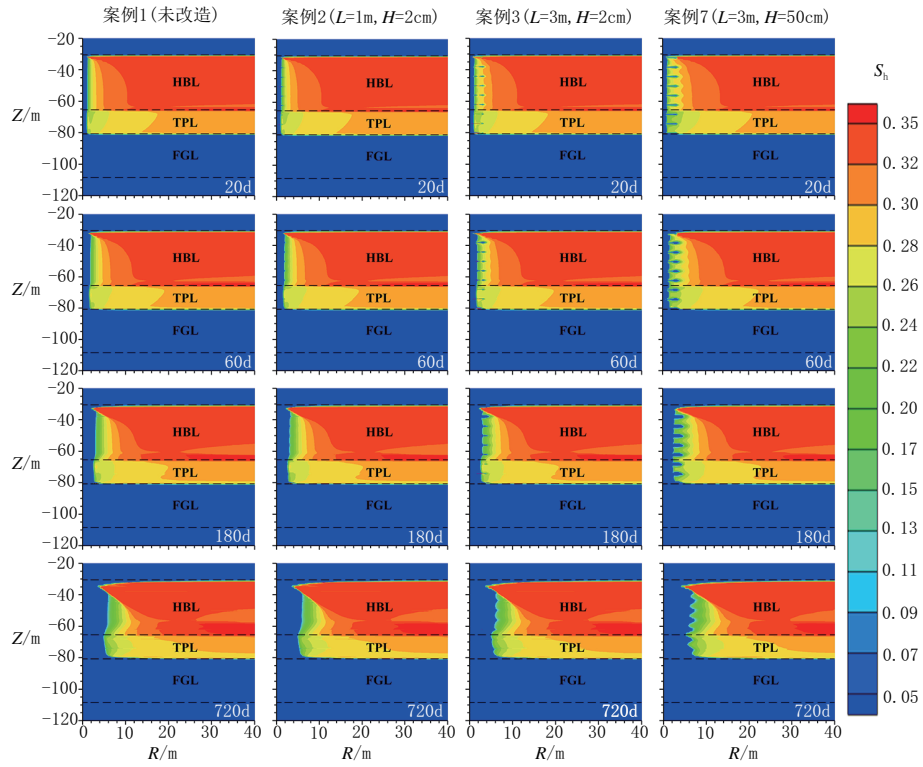


图8 水合物饱和度分布云图

Fig.8 Spatial distribution of hydrate saturation

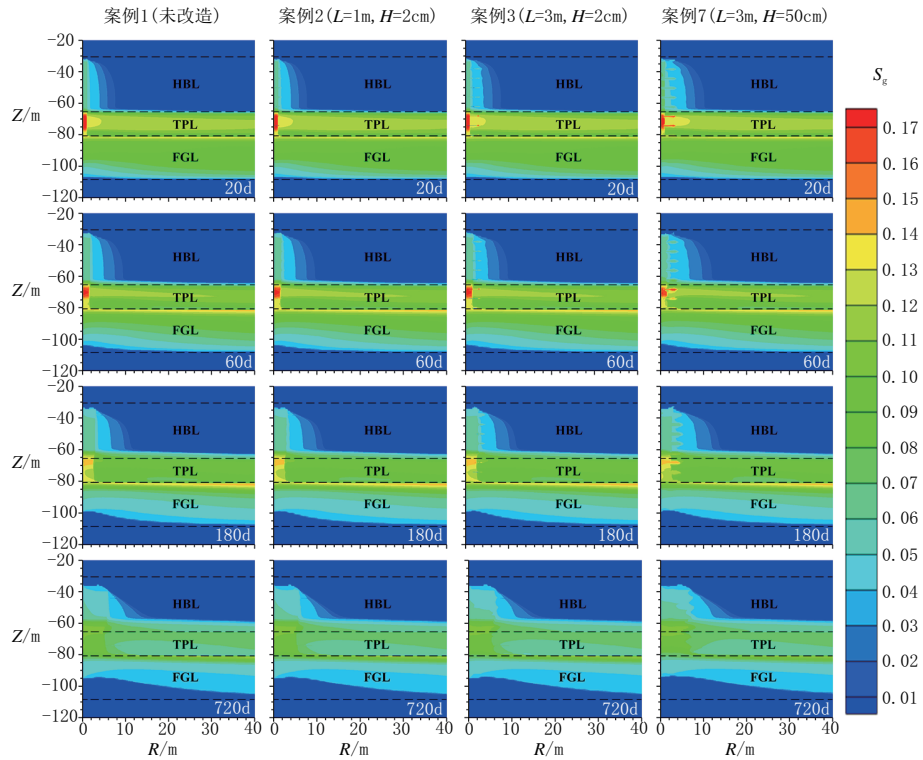


图9 气体饱和度分布云图

Fig.9 Spatial distribution of gas saturation

明显,多孔骨架渗流通道与储层通道产气速率差异最大,骨架通道一方面可提高水合物分解速率,另一方面能加快原始游离气的产出;但在本文模拟的骨架通道参数条件下,开采2年产气量提高不明显,最高仅增产11.7%,这主要跟模拟骨架通道长度较短、渗透性较低有关,储层改造效果不明显,要实现水合物产能量级提升,需扩大储层改造范围。

### 参考文献(References):

- [1] SLOAN E D, KOH C A. Clathrate hydrates of natural gases third edition [M]. Chemical Industries-New York Then Boca Raton-Marcel Dekker Then CRC Press, 2008:119.
- [2] 袁立明.《中国矿产资源报告2018》正式发布 中国矿业开启十大新篇章[J].地球,2018(11):16-17.  
YUAN Liming.《China Mineral Resources Report 2018》release officially Ten new chapters in China's mining industry [J]. The Earth, 2018(11):16-17.
- [3] BOSWELL R, COLLETT T S. Current perspectives on gas hydrate resources [J]. Energy Environmental Science, 2011, 4(4):1206-1215.
- [4] 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.
- [5] 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 Jianliang, QIN Xuwen, XIE Wenwei, 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.
- [6] 王志远,孙宝江,郭艳利,等.热流体压裂开采天然气水合物装置及方法:201310129098.6[P].2013-07-17.  
WANG Zhiyuan, SUN Baojiang, GUO Yanli, et al. Unit and method of gas hydrate production by thermal fluid fracturing: 201310129098.6[P].2013-07-17.
- [7] LI B, MA X, ZHANG G, et al. Enhancement of gas production from natural gas hydrate reservoir by reservoir stimulation with the stratification split grouting foam mortar method [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 81:103-473.
- [8] SUN Z, LI N, JIA S, et al. A novel method to enhance methane hydrate exploitation efficiency via forming impermeable overlying CO<sub>2</sub> hydrate cap[J]. Applied Energy, 2019, 240:842-850.
- [9] YU T, GUAN G, ABUDULA A, et al. Gas recovery enhancement from methane hydrate reservoir in the Nankai Trough using vertical wells[J]. Energy, 2019, 166:834-844.
- [10] FENG J, WANG Y, LI X, et al. Effect of horizontal and vertical well patterns on methane hydrate dissociation behaviors in pilot-scale hydrate simulator [J]. Applied Energy, 2015, 145:69-79.
- [11] 吴能友,李彦龙,万义钊,等.海域天然气水合物开采增产理论与技术体系展望[J].天然气工业,2020,40(8):100-115.  
WU Nengyou, LI Yanlong, WAN Yizhao, et al. Prospect of marine natural gas hydrate stimulation theory and technology system [J]. Natural Gas Industry, 2020,40(8):100-115.
- [12] 许红林,熊继有,王彬,等.鱼骨形水平井产能分析与效果对比 [J].特种油气藏,2014,21(4):116-119.  
XU Honglin, XIONG Jiyou, WANG Bin, et al. Productivity analysis and effect comparison for pinnate horizontal wells [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014,21(4):116-119.
- [13] WILSON S J, HUNTER R B, COLLETT T S, et al. Alaska North Slope regional gas hydrate production modeling forecasts [J]. Marine and Petroleum Geology, 2011, 28(2):460-477.
- [14] 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(1):5-16.
- [15] Ye J-L, Qin X-W, Xie W-W, et al. The second natural gas hydrate production test in the South China Sea [J]. China Geology, 2020,2(3):197-209.
- [16] Too J L, Cheng A, Khoo B C, et al. Hydraulic fracturing in a penny-shaped crack. Part II: Testing the frackability of methane hydrate-bearing sand [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018,52:619-628.
- [17] 杨柳,石富坤,张旭辉,等.含水合物粉质黏土压裂成缝特征实验研究[J].力学学报,2020,52(1):224-234.  
YANG Liu, SHI Fukun, ZHANG Xuhui, et al. Experimental studies on the propagation characteristics of hydraulic fracture in clay hydrate sediment [J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2020,52(1):224-234.
- [18] Konno Y, Jin Y, Yoneda J, et al. Hydraulic fracturing in methane-hydrate-bearing sand [J]. RSC Advances, 2016, 6(77):73148-73155.
- [19] 孙友宏,马晓龙,郭威,等.泡沫注浆法改造海洋泥质粉砂型天然气水合物储层的方法:CN108180001B[P].2020-06-30.  
SUN Youhong, MA Xiaolong, GUO Wei, et al. Reformation of marine clayey silt nature gas hydrate reservoir by foam grouting method: CN108180001B[P]. 2020-06-30.
- [20] 李冰,孙友宏,马晓龙,等.基于注泡沫砂浆技术的泥质粉砂型天然气水合物开采方法:CN108278103B[P].2020-01-31.  
LI Bing, SUN Youhong, MA Xiaolong, et al. A mining method of clayey silt nature gas hydrate reservoir based on foam grouting technology: CN108278103B[P]. 2020-01-31.
- [21] SUN Y, MA X, GUO W, et al. Numerical simulation of the short-and long-term production behavior of the first offshore gas hydrate production test in the South China Sea [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 181:106196.
- [22] CHEN L, FENG Y, OKAJIMA J, et al. Production behavior and numerical analysis for 2017 methane hydrate extraction test

- of Shenhu, South China Sea[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 53:55-66.
- [23] QIN X, LIANG Q, YE J, et al. The response of temperature and pressure of hydrate reservoirs in the first gas hydrate production test in South China Sea[J]. *Applied Energy*, 2020, 278:115649.
- [24] 李占钊, 万庭辉, 梁前勇, 等. 储层改造对天然气水合物开采产能的影响[J]. *地下水*, 2020, 42(3):120-124.  
LI Zhanzhao, WAN Tinghui, LIANG Qianrong, et al. Influence of reservoirs reconstruction on nature gas hydrate production capacity[J]. *Ground Water*, 2020, 42(3):120-124.
- [25] Sun J, Ning F, Li S, et al. Numerical simulation of gas production from hydrate-bearing sediments in the Shenhu area by depressurising: The effect of burden permeability[J]. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 2015, 12:23-33.
- [26] 刘浩伽, 李彦龙, 刘昌岭, 等. 水合物分解区地层砂粒启动运移临界流速计算模型[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2017, 37(5):166-173.  
LIU Haojia, LI Yanlong, LIU Changling, et al. Calculation model for critical velocity of sand movement in decomposed hydrate cemented sediment[J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2017, 37(5):166-173.
- [27] 石思思, 陈星州, 马健, 等. 南海北部神狐海域 W19 井天然气水合物储层类型与特征[J]. *特种油气藏*, 2019, 26(3):24-29.  
SHI Sisi, CHEN Xingzhou, MA Jian, et al. Natural gas hydrate reservoir classification and characterization in the Well W19 of Shenhu Sea Area northern South China Sea[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2019, 26(3):24-29.
- [28] Uchida S, Klar A, Yamamoto K. Geomechanical effect of hydrate dissociation-induced stress relaxation [C]// *Eage Workshop on Geomechanics & Energy*, 2015.
- [29] SOGA K, NG M Y A, KLAR A. Coupled deformation-flow analysis for methane hydrate extraction [J]. *Géotechnique*, 2010, 60(10):765-776.
- [30] 万义钊, 吴能友, 胡高伟, 等. 南海神狐海域天然气水合物降压开采过程中储层的稳定性[J]. *天然气工业*, 2018, 38(4):117-128.  
WAN Yizhao, WU Nengyou, HU Gaowei, et al. Reservoir stability in the process of natural gas hydrate production by depressurization in the Shenhu Area of the South China Sea[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(4):117-128.
- [31] 李楠, 王晓辉, 吕一宁, 等. 天然气水合物开发面临的挑战及关键技术[J]. *石油科学通报*, 2016, 1(1):171-174.  
LI Nan, WANG Xiaohui, LÜ Yining, et al. Challenges and key technologies in development of natural gas hydrates[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2016, 1(1):171-174.
- [32] 杨林. 海底水合物储层在高压水射流作用下的破碎过程及储层改造增产研究[D]. 长春: 吉林大学, 2018.  
YANG Lin. Study on the breaking process of marine hydratereservoirs subjected to high pressure water jet and the production increase of marine hydrate reservoirs reconstruction[D]. Changchun: Jilin University, 2018.
- [33] 董钊, 张崇, 任冠龙, 等. 裂缝对压裂充填井产量的影响研究与应用[J]. *复杂油气藏*, 2016, 9(3):74-79.  
DONG Zhao, ZHANG Chong, REN Guanlong, et al. Study on effect of fracture on productivity of frac-pack well and its application[J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2016, 9(3):74-79.
- [34] SHAN L, FU C, LIU Y, et al. A feasibility study of using frac-packed wells to produce natural gas from subsea gas hydrate resources[J]. *Energy Science & Engineering*, 2020, 8(4):1247-1259.

(编辑 荐华)