

# 天然气水合物藏开采数值模拟研究

庞维新<sup>1</sup>, 李清平<sup>1</sup>, 孙福街<sup>2</sup>, 李刚<sup>3</sup>, 李小森<sup>3</sup>

(1.中海油研究总院,北京 100027;2.中国海洋石油有限公司,北京 100010;  
3.中国科学院广州能源研究所,广东广州 510640)

**摘要:**TOUGH2是美国劳伦斯伯克利国家实验室开发的一套渗流模拟软件,其研究内容与水合物藏的开采在气液渗流、质量和热量的传递等方面有很多的共同之处,但水合物的开采又涉及到固态水合物分解产生气体和液态水或固体冰的,与TOUGH2现有内容有一定区别。为了将TOUGH2软件应用于天然气水合物藏开采模拟,在对TOUGH2的功能进行充分解读后,进行了以下三个主要修改:①针对天然气水合物三相变化的状态方程模块;②添加天然气水合物分解速率和相平衡计算模块;③在TOUGH2程序的主体控制方程中,添加由天然气水合物分解引起的变化量。通过上述修改和程序调试,形成了一套基于TOUGH2的水合物藏开采数值模拟软件。利用该软件对神狐海域的水合物藏参数进行计算,其结果与劳伦斯伯克利国家实验室开发的水合物藏开采模拟软件(TOUGH+HYDRATE)的计算结果进行对比,结果表明两者吻合很好,验证了软件的正确性。

**关键词:**TOUGH2;水合物开采;数值模拟;TOUGH+HYDRATE;对比

**中图分类号:** P618;P628<sup>3</sup>

**文献标识码:** A

## A Numerical Simulation Study on Natural Gas Hydrate Reservoir Exploitation

Pang Weixin<sup>1</sup>, Li Qingping<sup>1</sup>, Sun Fuyue<sup>2</sup>, Li Gang<sup>3</sup> and Li Xiaosen<sup>3</sup>

(1. Research Institute of China National Offshore Oil Corporation, Beijing 100027; 2. China National Offshore Oil Corporation, Beijing 100010; 3. Guangzhou Institute of Energy Conversion, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou, Guangdong 510640)

**Abstract:** The TOUGH2 is a set of seepage simulation software developed by the Lawrence Berkeley National Laboratory; its function has many common grounds with aspects of gas hydrate reservoir exploitation including gas and fluid seepage, mass and heat transfer etc. but gas hydrate exploitation also involves solid hydrate decomposes into gas and liquid water or solid ice complicated changing process, thus has certain differences with present available TOUGH2 function. To use the software on natural gas hydrate reservoir exploitation simulation, after fully unscrambled its function, carried out following three amendments: 1) added natural gas hydrate 3 phases changing state equation module; 2) added natural gas hydrate decomposition rate and phase equilibrium computation module; 3) in TOUGH2 program principal control equation, adding natural gas hydrate decomposition caused variations. Through above amendment and program debug, formed a set of hydrate reservoir exploitation numerical simulation software based on TOUGH2. Using the software carried out Shenhu sea area, South China Sea hydrate reservoir parameters computation, compared this results with results from hydrate reservoir exploitation simulation software the TOUGH+HYDRATE developed by Lawrence Berkeley National Laboratory, indicated both agreed very well, verified the correctness of amended software.

**Keywords:** TOUGH2; natural gas hydrate exploitation; numerical simulation; TOUGH+HYDRATE; comparison

## 0 前言

天然气水合物是轻质气体和水在一定温度和压力下生成的一种固体晶体物质<sup>[1]</sup>。由于每立方米水合物可储存160~180 m<sup>3</sup>天然气,自然界的天然气水

合物藏被认为可能是21世纪的重要后续能源,因此,针对天然气水合物藏的开采,科研工作者进行了大量的开采模拟研究,并开发出相应的数值模拟软件<sup>[2-4]</sup>。

分析这些水合物藏开采数值模拟软件的发展历程,大致可以分为两个阶段。第一阶段,主要是根据实验手段获得的主观认识建立天然气水合物藏开采模型,这一阶段的模型在热量传递、气液的渗流或水合物分解动力学等方面考虑欠缺。第二阶段,随着对天然气水合物藏开采研究的不断深入,发现水合物藏和常规油气藏的开采有很多相似之处,开始在

**基金项目:**重大专项课题(2011ZX05026-004)和国家专项课题(GZH201100309)

**作者简介:**庞维新(1979—),男,2009年毕业于中国石油大学(北京)化学工程专业,博士,主要从事油气工艺和水合物方面的研究工作。

**收稿日期:**2015-05-10

**责任编辑:**孙常长

常规油气藏开采软件的基础上,构建天然气水合物藏的开采数值模拟软件。这一阶段开发的软件由于借鉴了前人的经验和成果,应用效果较好。

CMG是目前普遍被大家接受和认可的常规油气藏开发模拟软件,但很难获得其源代码,而美国劳伦斯伯克利国家实验室开发的渗流模拟软件TOUGH2具有与CMG类似的功能<sup>[9]</sup>,并且可以获得其源代码。TOUGH2虽然不能直接应用于水合物开采模拟,但对其源代码进行部分修改后,可以实现这一功能。劳伦斯伯克利国家实验室即在这一软件的基础上开发了水合物开采模拟软件TOUGH+HYDRATE。本研究也在TOUGH2的基础上,开发形成了一套可用于降压、注剂/注热的天然气水合物藏开采数值模拟软件。

## 1 TOUGH2简介和解读

TOUGH2是美国劳伦斯伯克利国家实验室针对地热工程和环境等,于20世纪80年代初开发的一套渗流数值模拟软件,重点研究气液在地层的渗流状况、质量和热量的传递等问题。

在近30a的时间里,TOUGH2源代码被不同研究机构根据需要进行了修改,并在很多方面得到了推广应用,如二氧化碳的地下埋藏等。根据应用结果的反馈,其源代码得到了很大的修正,准确性也得到了充分的验证。

TOUGH2的研究内容与水合物藏的开采有很多的共同之处,如气液在地层的渗流、质量和热量的传递等,但水合物的开采又涉及到固态水合物分解产生气体和液态水或固体冰的变化,其过程比TOUGH2现有的内容更为复杂。对比分析天然气水合物藏开采数值模拟软件所需功能和TOUGH2现有功能可知,将TOUGH2应用于水合物藏开采模拟,主要存在三大问题:①TOUGH2中没有专门针对天然气水合物体系的状态方程模块,这一模块主要用于计算水合物体系的一些热力学性质,如渗透率、毛细管压力等;②没有专门针对水合物体系的用于计算水合物相平衡和分解速率的程序模块;③因缺少专门针对天然气水合物的模块,在TOUGH2的质量和能量平衡方程中,也就没有考虑水合物分解带来的影响。虽然存在上述问题,但由于TOUGH2与需要建立的天然气水合物藏开采数值模拟软件的整体构架基本相同,因此,充分利用TOUGH2的现有优势,在TOUGH2的基础上开发一套解决上述问题的专有模块,用于天然气水合物藏开采数值模拟是可行的。

在TOUGH2软件的基础上,美国劳伦斯伯克利

国家实验室也于2008年研发了一套水合物藏开采模拟软件TOUGH+HYDRATE<sup>[6]</sup>,这套软件在Mallik和Alaska等地的水合物藏试开采项目中都得到了实际应用,被认为取得了较好的预测效果。本文开发的软件将与之进行对比验证。

## 2 基于TOUGH2的天然气水合物藏开采模拟研究

基于对TOUGH2的认识,认为将TOUGH2应用于天然气水合物藏开采的模拟,需要重点考虑以下三个方面的修改或补充。

### 2.1 天然气水合物体系参数

在TOUGH2中,针对不同的体系需要不同的状态方程,用于计算体系中各相态的饱和度、相对渗透率、黏度、密度、焓和毛细管压力等参数。这些参数都是质量和能量平衡方程中需要考虑的。而TOUGH2中没有专门针对天然气水合物体系的状态方程模块,因此需要重新编写一个状态方程模块并与TOUGH2中的其它模块组合。

由于上述参数中的大部分计算都比较简单,有些可以当作常数,有些(如水相的性质参数)可以直接调用TOUGH2中原来的子程序进行计算,这里不详细描述其计算过程。但是,有两个参数,即相对渗透率和毛细管压力,需要根据水合物体系的特点,选择合适的方程进行计算。

天然气水合物体系中,水合物本身为固态,它分解后变成气体和液态水或固体冰。伴随着水合物的分解或生成、冰的形成或融解,气液两相的流动空间的大小会发生变化,从而改变气体和水相的相对渗透率规律。即水合物体系中的渗透率与水合物的饱和度有关。而在TOUGH2现有的相对渗透率和毛细管压力计算方法中,没有适合水合物藏体系这一特性的计算模型,因此,在此采用了前人分析修改后的Brooks-Corey模型来描述天然气水合物体系中的相对渗透率规律<sup>[7]</sup>:

$$k_{rg} = k_{rg}^0 (s_g^{*})^{n_g}; \quad (1)$$

$$k_{rw} = k_{rw}^0 (s_w^{*})^{n_w}; \quad (2)$$

$$p_c = p_{c0} (s_w^{*})^{-n_c}; \quad (3)$$

式中: $k_{rg}^0$ 、 $k_{rw}^0$ 为相对渗透率曲线的末端值; $n_c$ 、 $n_w$ 分别为与气相、水相相对应的指数, $p_{c0}$ 为进口毛细管压力; $n_c$ 表示与孔隙结构相关的指数,进口毛细管压力是孔隙结构的函数,且与有效孔隙度相关:

$$p_{c0} = p_{c0} \sqrt{\frac{\varphi_c k_0}{\varphi_0 k}}, \quad (4)$$

$p_{ce0}$  与绝对渗透率  $k_0$  和参考孔隙度  $\phi_0$  相对应的进口毛细管压力。 $s_g^{e*}$ 、 $s_w^{e*}$  分别为有效饱和度的归一化形式,相对于常规的油气藏相对渗透率规律而言,此处对饱和度做了重新的定义,即定义了有效孔隙体积上的归一化气相、水相饱和度为,

$$s_g^{e*} = \frac{s_g^e - s_{gr}^e}{1 - s_{gr}^e - s_{gr}^e}, \quad (5)$$

$$s_w^{e*} = \frac{s_w^e - s_{wr}^e}{1 - s_{gr}^e - s_{gr}^e}, \quad (6)$$

其中  $s_g^e$ 、 $s_w^e$  为有效气相、水相饱和度,定义为:

$$s_g^e = \frac{s_g}{s_g + s_w}, \quad (7)$$

$$s_w^e = \frac{s_w}{s_g + s_w}, \quad (8)$$

$s_g$ 、 $s_w$  为建立在总体孔隙体积上的气相、水相饱和度。 $s_{gr}^e$ 、 $s_{wr}^e$  分别为建立在有效孔隙体积上的残余气、束缚水饱和度。即:

$$s_{gr}^e = \frac{s_{gr}}{s_g + s_w}, \quad (9)$$

$$s_{wr}^e = \frac{s_{wr}}{s_g + s_w}, \quad (10)$$

这些有效饱和度的定义,实际上是考虑了水合物相和冰相对气、水相相对渗透率的影响。

根据上述公式编写天然气水合物体系的相对渗透率和毛细管压力计算程序,在状态方程中调用子程序即可。

## 2.2 天然气水合物分解速率和相平衡条件

相对于常规油气藏而言,天然气水合物藏的一个重要区别是存在水合物相,它在一定的温度压力条件下会分解或生成。水合物的分解/生成涉及到其分解/生成速率和相平衡条件的计算,因此,将 TOUGH2 应用于天然气水合物藏开采模拟,需要添加的另一个主要模块为天然气水合物的分解速率和相平衡条件计算模块。

在动力学分解状态下,水合物分解过程中气体的产生速率可由下式计算<sup>[8]</sup>:

$$m_g = \frac{\partial M}{\partial t} = K_0 \exp\left(\frac{\Delta E_a}{RT}\right) F_A A (f_{eq} - f_v), \quad (11)$$

式中: $K_0$  为水合物分解的速率常数; $\Delta E_a$  为水合

物分解活化能; $A$  为水合物分解面积; $F_A$  为分解面积校正因子; $f_{eq}$  为温度  $T$  下水合物的平衡压力对应的逸度; $f_v$  为水合物藏压力对应的逸度。

根据天然气水合物分解方程式中的系数关系,天然气水合物的分解速率和水的产生速率可分别表示为:

$$m_h = -\frac{N_m M_w + M_g}{M_g} m_g, \quad (12)$$

$$m_w = \frac{N_m M_w}{M_g} m_g, \quad (13)$$

式中, $N_m$  为水合物数,即 1 摩尔水合物中含有的水的摩尔数。

天然气水合物分解的同时需要吸收热量,分解热的计算如下式所示:

$$Q^h = m_h \Delta H^0, \quad (14)$$

其中, $\Delta H^0$  为水合物分解热。

上述天然气水合物分解速率  $m_h$ 、气体产生速率  $m_g$ 、水的产生速率  $m_w$  和分解热  $Q^h$  4 个变量,主要取决于体系所处的温度和压力条件,因此,程序需要根据体系所处的相态穿插在状态方程中调用水合物分解速率计算模块计算得到。

而体系中水合物是否分解,则取决于其相平衡条件,即方程(11)中的  $f_{eq}$  和  $f_v$ ,  $f_{eq}$  为温度  $T$  下水合物的平衡压力对应的逸度,可以通过多孔介质和化学剂对天然气水合物相平衡影响模型<sup>[9]</sup>计算,  $f_v$  为水合物藏压力对应的逸度,采用 P-T 方程计算。

相对于 TOUGH+HYDRATE 软件中简单的经验公式而言,本文添加的水合物相平衡条件考虑因素更多,充分考虑了水中钠钙离子化合物等不同化学剂对水合物相平衡的影响,其计算精度更高。

## 2.3 主体控制方程

TOUGH2 软件的主体控制方程是质量和能量平衡方程,可分别表示如下:

气体质量平衡方程:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho_g S_g) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_g v_g) = q_g, \quad (15)$$

液体质量平衡方程:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho_w S_w) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_w v_w) = q_w, \quad (16)$$

能量平衡方程:

$$\frac{\partial}{\partial t}(C_i T) = \nabla \cdot \left( TC_w \frac{\rho_w k_w}{\mu_w} \nabla P_w \right) + \nabla \cdot \left( TC_{pg} \frac{\rho_g k_g}{\mu_g} \nabla P_g \right) + \nabla \cdot (K_i \nabla T) + m_i \Delta H_i + Q_i + Q_e, \quad (17)$$

式中: $\phi$  为孔隙度; $\rho_g$  和  $\rho_w$  分别为气体和液体的密度; $S_g$  和  $S_w$  分别为气体和液体的饱和度; $v_g$  和  $v_w$  分别为气体和液体在孔隙中的流速,可通过达西

定理计算; $q_g$  和  $q_w$  分别表示气液的源汇项; $C_i$  为综合有效比热; $C_w$  和  $C_{pg}$  分别为液体和气体的比热; $k_g$  和  $k_w$  为气液相的渗透率; $\mu_g$  和  $\mu_w$  为气液相的黏

度;  $P_g$  和  $P_w$  为气液相压力;  $K_i$  为综合热传导系数;  $Q_i$  为热量源汇项;  $Q_c$  为与盖层的热量交换等。

由于天然气水合物的分解,导致了4个变量的产生,分别为水合物分解速率  $m_h$ 、气体产生速率  $m_g$ 、水的产生速率  $m_w$  和分解热  $Q^h$ ,在质量和能量平衡计算中,需要将它们加入对应的方程中,因此,程序的主体控制方程发生了部分改变,如下列各式最后一项所示,需要在气体、液体和能量平衡方程中分别加上由于天然气水合物分解导致的改变量。

气体质量平衡方程:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\varphi\rho_g S_g) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_g v_g) = q_g + m_g \quad (18)$$

液体质量平衡方程:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\varphi\rho_w S_w) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_w v_w) = q_w + m_w \quad (19)$$

能量平衡方程:

$$\frac{\partial}{\partial t}(C_i T) = \nabla \cdot \left( TC_w \frac{\rho_w k_w}{\mu_w} \nabla P_w \right) + \nabla \cdot \left( TC_g \frac{\rho_g k_g}{\mu_g} \nabla P_g \right) + \nabla \cdot (K_i \nabla T) + m_i \Delta H_i + Q_i + Q_c + Q^h \quad (20)$$

而天然气水合物遵循以下质量平衡方程,即其改变量由其分解速率决定。

$$\frac{d}{dt}(\varphi\rho_h S_h) = m_h \quad (21)$$

## 2.4 天然气水合物藏开采数值模拟软件的形成

通过对上述主体控制方程的修改,加上新编写的专门针对天然气水合物体系的状态方程模块,天然气水合物相平衡和分解速率计算模块,结合 TOUGH2 的其它通用模块,就形成了修改后的可用于天然气水合物藏开采模拟的软件。

该软件是在美国劳伦斯伯克利国家实验室开发的 TOUGH2 源代码的基础上修改得到的,延续了 TOUGH2 软件的众多功能<sup>[5]</sup>。新建立的软件通过设立较低的井口压力,可用于天然气水合物的降压开采模拟、通过在源汇项中添加高温物流或化学剂,可实现注热或注剂的开采模拟、通过在井底设置恒温高温热源,可模拟电磁加热开采,或同时设置多个上述参数,用于不同方法的联合开采模拟研究。软件还适用于多孔介质和裂缝结构等复杂地质条件,并可应用于井网部署的模拟。新开发的软件为以后的天然气水合物藏开采提供了技术支撑,具有较高的实际应用价值。

## 3 应用及效果对比

中科院广州能源所购买了美国劳伦斯伯克利国家实验室的模拟软件 TOUGH+HYDRATE<sup>[6]</sup>,并利用该软件对我国南海神狐海域的天然气水合物藏开采

进行了模拟研究<sup>[10]</sup>。本文采用南海神狐模型参数,用本文研制的软件进行了计算,通过对比两个软件的计算结果验证了本文软件的正确性。

### 3.1 模型参数

中科院能源所模拟区域位于南海北部陆坡中段神狐暗沙东南海域附近。2007年4~6月,国土资源部广州地质调查局在该处共完成了8个站位的钻探、测井,对5个站位进行了取心,其中,在3个站位 SH2, SH3 和 SH7 上获得天然气水合物样品。

通过对资料数据的分析,建立了图1所示的南海神狐海域天然气水合物藏模型示意图<sup>[10]</sup>。该模拟区域为圆柱形,最大半径567.2 m,开采井位于圆柱中心处,井口半径  $r_w$  为0.10 m,开采井穿过上盖层、水合物层并伸入含水层下5 m处。

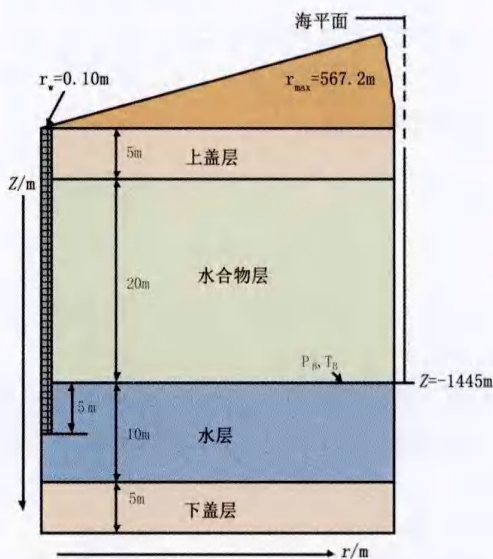


图1 南海神狐海域天然气水合物藏模型示意图

Figure 1 A schematic model of natural gas hydrate reservoir in Shenhu sea area, South China Sea

采用降压法进行了为期80 d的开采模拟,其开采速度保持36.00 kg/s,本文对此进行了相同的研究并对研究结果进行了对比。

### 3.2 计算结果分析

针对上述地质模型和模型参数,用本文研制的软件进行了降压开采模拟研究,并与中科院能源所的计算结果进行了对比,主要结果如下。

#### 3.2.1 产气规律研究

图2对比描述了开采井井口位置甲烷气体产出速度和天然气水合物分解产气速度随时间变化曲线,从图中可以看出,在初始阶段,水合物分解产气速率变化比较剧烈,此后逐渐趋向于平稳,而随着开采井中水和气体的不断抽出,水合物层中开采井附近分解的水合物区域不断扩大,开采井井口产气速度逐渐增大,在第7天左右达到最大,随后逐渐减

小。这主要是因为初始阶段,有自由气的排出,所以井口产气速率较高,随着水合物藏中自由气的不断减少,其产气速率逐渐降低,最后与水合物分解产气速率基本相等。

在图2中,计算结果和本文研制的软件的计算结果趋势基本一致,但在数值上存在一定的差别。分析其原因,主要是由于两个软件对程序中部分参数的计算,采用了不同的计算方法,导致参数具体数值存在一定差别,这相当于进行参数敏感性分析,趋势一致但数值不同。

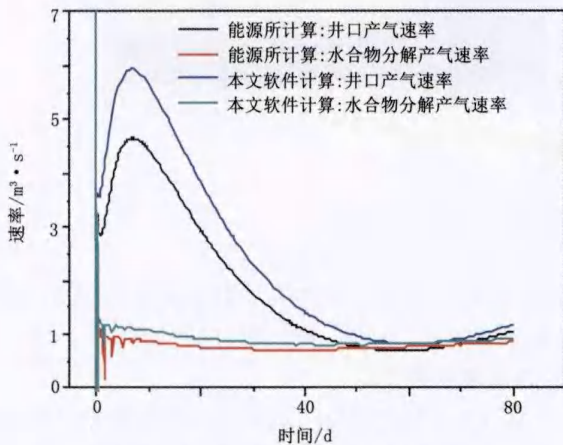


图2 开采井井口甲烷产气速度和水合物分解产气速度随时间变化曲线

Figure 2 Exploitation well mouth methane gas producing rate and hydrate decomposition gas producing rate timely varying curves

### 3.2.2 水合物和气体饱和度空间分布

图3至图6对比描绘了本文软件和能源所计算得到的开采过程中水合物和气体饱和度在开采井周边区域( $r \leq 50$  m)的空间分布示意图,各图从a~d分别绘出了第20、40、60和80 d的分布情况,包括水合物层和部分含水层,其中从-5~-25 m为水合物层,-25 m以下为含水层。通过对比可以看出各参数在水合物开采过程中的变化规律。

从水合物饱和度分布图可以看出,水合物的分解主要发生在开采井附近的区域,特别是在与上盖层和含水层接触的区域。水合物分解为吸热反应,随着分解的不断进行,水合物层温度逐渐降低,分解速率也越来越小,如图中所示的水合物层中部区域。而盖层和含水层中不含水合物,在开采过程中其温度基本保持不变,在与上盖层和下部含水层接触的区域,由于可以从中吸收热量,其温度较高,水合物的分解速率较快。最后,整个体系中水合物分解情况呈锥形,中间较慢,上下部较快。

图3d的结果显示,降压开采后期,在开采井口出现了水合物的二次生成现象,从后面的气体饱和度和温度分布图可知,这是由于此时开采井口的温度较低而气体富集度较高,促使了水合物的二次生成。因此,可以推断,仅仅采用降压法开采天然气水合物藏是行不通的。

从图5和图6所示的气体饱和度空间分布图可

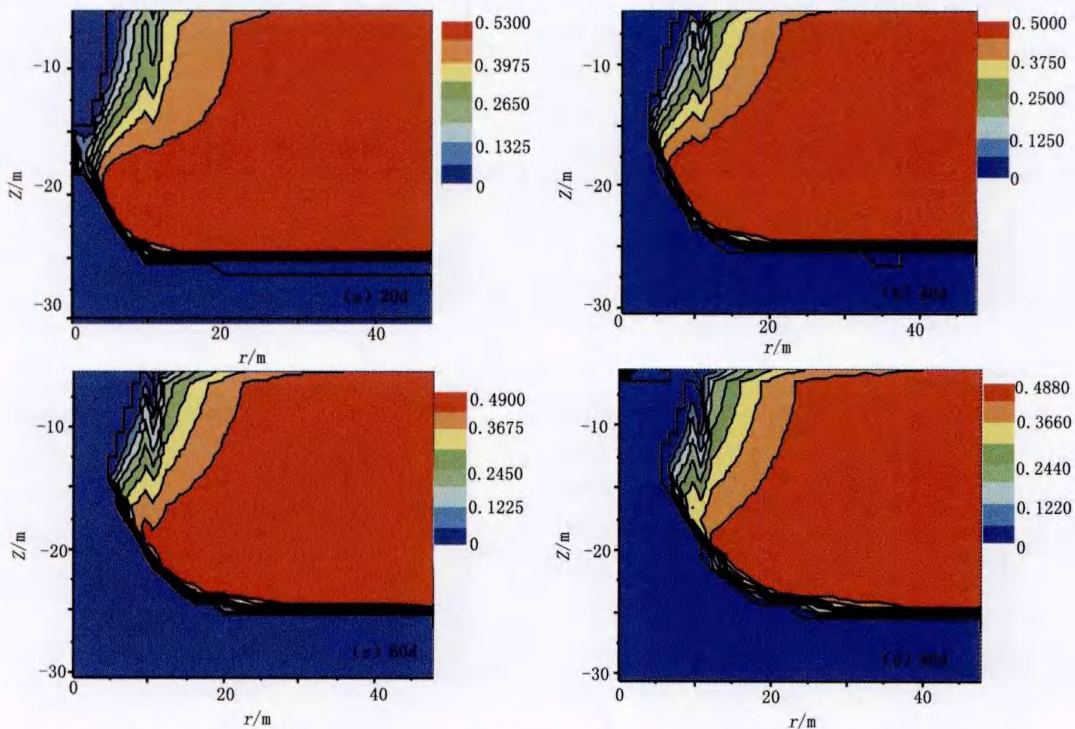


图3 本文软件计算得到的水合物饱和度SH空间分布示意图

Figure 3 Spatial distribution of hydrate saturation diagram from this work

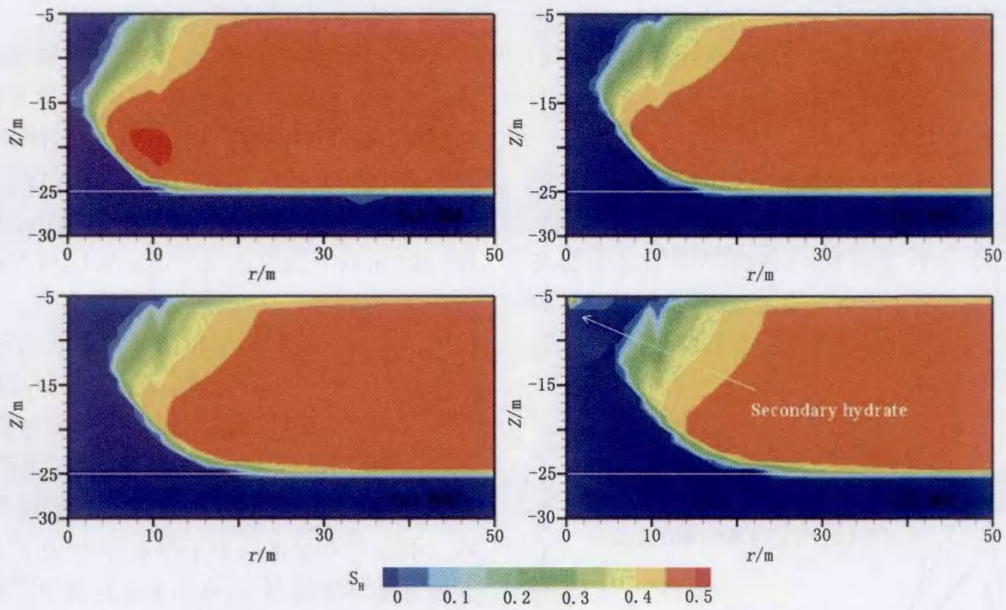


图4 李刚等计算得到的水合物饱和度  $S_h$  空间分布示意图

Figure 4 Spatial distribution of hydrate saturation diagram from Li Gang et al

以看出,气体首先出现在开采井附近和水合物层—含水层接触面,随着分解过程的不断进行,固态水合物分解成气体和液态水,沉积物层渗透率增大,分解产生的气体逐渐上升,最后富集在水合物层—上盖层的接触面上。

对比能源所和本文研制的软件计算结果可以看出,虽然在具体细节上有些结果不同并值得进一步

商榷,但本文软件计算结果与中科院能源所的计算结果基本吻合,验证了本文软件的正确性。

### 3.2.3 温度空间分布

图7和8对比描绘了本文软件和能源所计算得到的开采过程中温度  $T$  的空间分布示意图。从图中可以看出,在含水层的底部,其温度变化较小,而在接近水合物层的表面,由于水合物分解向其吸热的

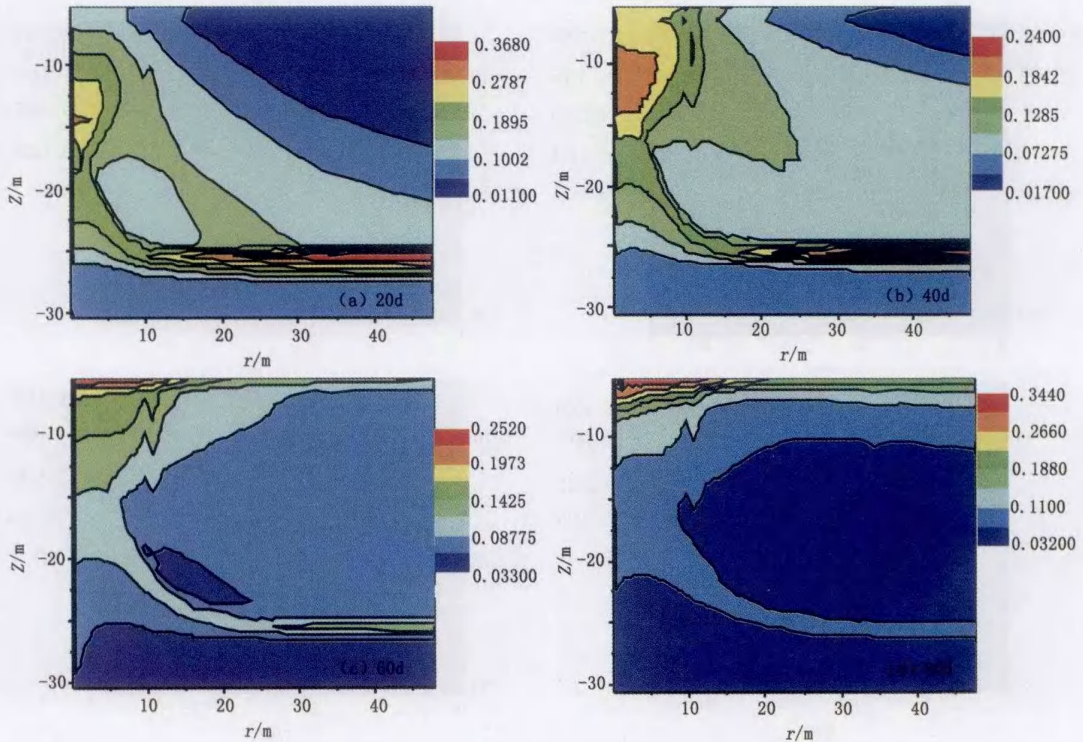


图5 本文软件计算得到的气体饱和度  $S_g$  空间分布示意图

Figure 5 Spatial distribution of gas saturation diagram from this work

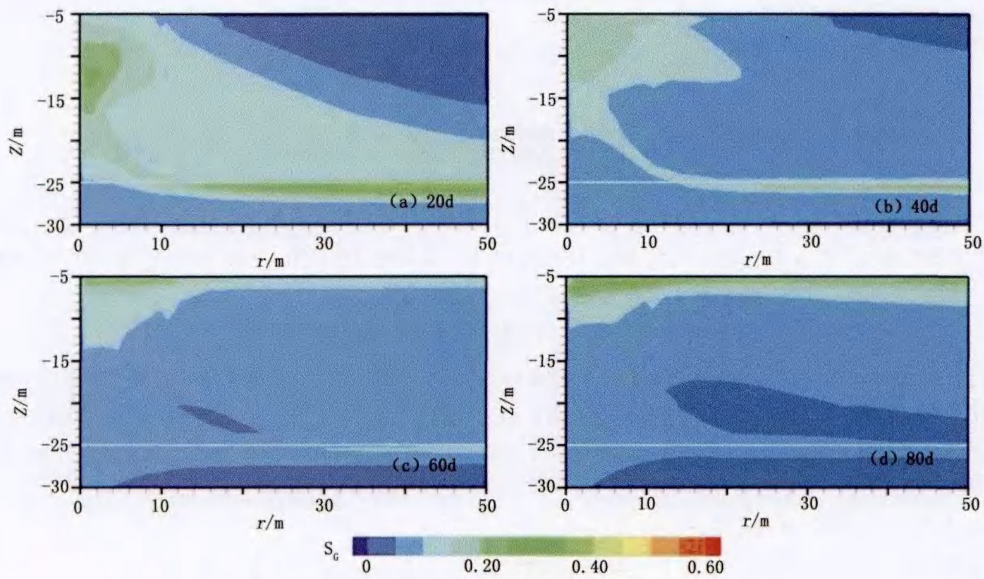


图6 李刚等计算得到的气体饱和度  $S_g$  空间分布示意图  
Figure 6 Spatial distribution of gas saturation diagram from Li Gang et al

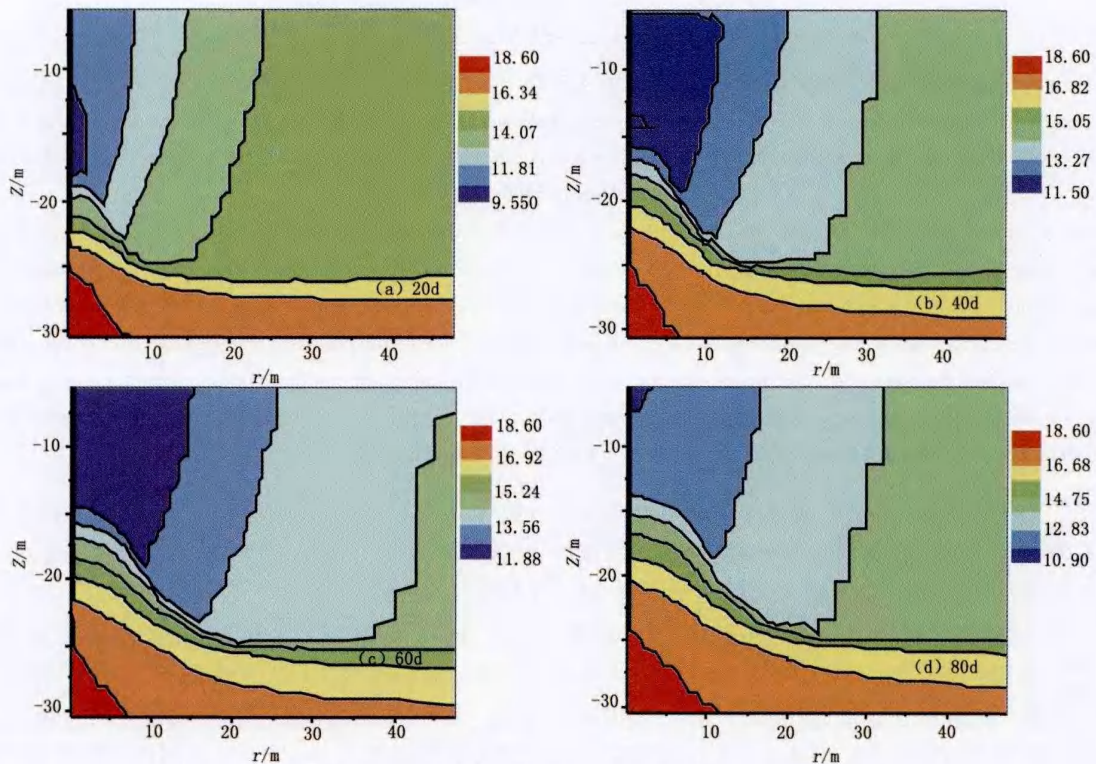


图7 本文软件计算得到的温度空间分布示意图  
Figure 7 Spatial distribution of temperature from this work

缘故,其温度逐渐降低。在水合物层,越靠近开采井的区域,其温度越低,而远离开采井的区域,由于水合物分解较少,其温度较高。

#### 4 结语

①在对渗流软件 TOUGH2 进行充分解读和修改的基础上,开发了一套天然气水合物藏开采数值模拟软件。

②根据中科院广州能源所建立的南海神狐海域的天然气水合物藏模型和参数,利用本文开发的软件,与美国劳伦斯伯克利国家实验室在 TOUGH2 的基础上发展形成的 TOUGH+HYDRATE 天然气水合物藏开采模拟软件进行了水合物降压开采对比模拟研究,结果表明两个软件的计算结果整体吻合较好,验证了本文开发软件的正确性。

(下转第 82 页)

龙潭组以泥质粉砂岩、粉砂质泥岩为主,煤层主要集中在上部。三侧向视电阻率测井曲线除煤层和少量砂岩上呈高幅值异常反映外,其它地段无明显异常反映;自然伽马测井曲线除在上段煤层底板呈高幅值单峰或尖峰状异常反映外,中、下段自然伽马测井曲线高幅值尖峰状异常反映逐渐增多,特别是在下段较发育该特征。西部龙潭组含煤少,且不可采,中部及南部一带发育2~3层可采煤层,煤层间距小。

#### 参考文献:

- [1] 贵州煤矿地质工程咨询与地质环境监测中心. 贵州省赫章县兴达煤矿资源储量核实及勘探报告[R]. 贵州 贵阳: 贵州省煤田地质局咨询中心, 2012.
- [2] 徐彬彬, 何明德. 贵州煤田地质[M]. 江苏 徐州: 中国矿业大学出版社, 2003.

社, 2003.

- [3] 罗忠文. 金沙龙凤煤矿测井曲线特征及其在煤岩层对比中的应用[J]. 中国煤炭地质, 2009, 21(5).
- [4] 伍远学. 贵州刘家田井田测井曲线特征及其在煤岩层对比中的应用[J]. 中国煤炭地质, 2014, 26(7).
- [5] 曾芳. 测井曲线特征在贵州省兴达井田煤岩层对比中的应用[J]. 中国煤炭地质, 2014, 26(7).
- [6] 王永明. 利用测井曲线进行煤、岩层追踪对比的方法及应用[J]. 中国煤炭地质, 2012, 24(3).
- [7] 王开来, 王琛, 刘付光. 测井曲线在杭东勘查区煤炭普查煤岩层对比中的应用[J]. 中国煤炭地质, 2013, 25(12).
- [8] 苗争鸣. 利用测井曲线物性特征确定鸳鸯湖矿区石槽村井田煤岩层对比的依据[J]. 中国煤炭地质, 2010, 22(S1).
- [9] 马立凯. 自然伽马测井曲线在邯郸地区井田煤岩层解释中的应用[J]. 中国煤炭地质, 2012, 24(06).

(上接第37页)

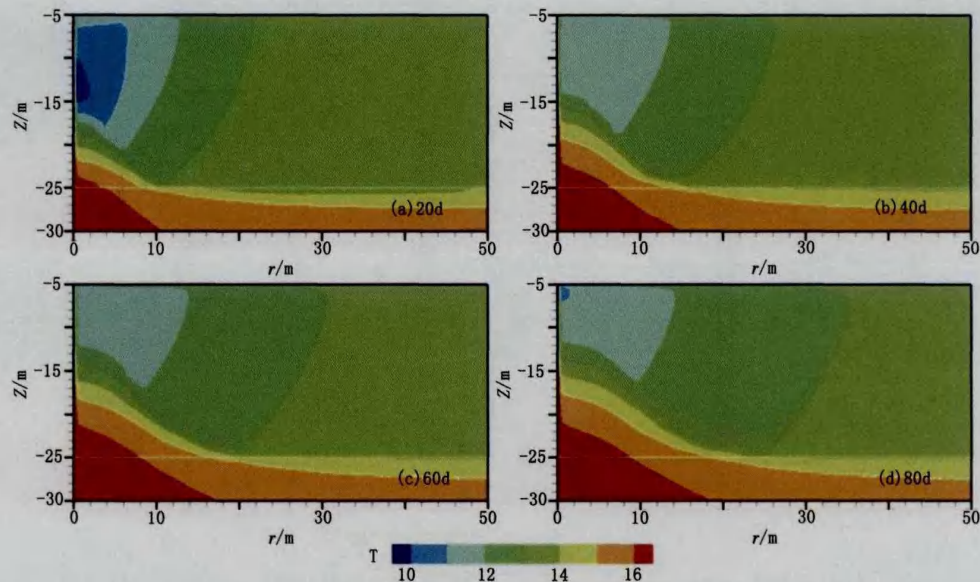


图8 李刚等计算得到的温度空间分布示意图

Figure 8 Spatial distribution of temperature from Li Gang et al

#### 参考文献:

- [1] SLOAN E D, KOH C A. Clathrate Hydrates of Natural Gases (Third edition)[M]. New York: Taylor & Francis Group, 2007.
- [2] SUN X, NANCHARY N, MOHANTY K K. 1-D model of hydrate depressurization in porous media[J]. Transp. Porous. Med, 2005, 58: 315-338.
- [3] TSYPKIN G G. Gas hydrate dissociation regimes in highly permeable beds[J]. J. Eng. Phys., 1992, 63: 1221-1227.
- [4] MASUDA Y, KONNO Y, IWAMA H, et al. Numerical study of methanol injection for gas production from methane hydrate reservoirs[C]. Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrate, 2008, 5789.
- [5] PRUESS K, OLDENBURG C, MORIDIS G. TOUGH2 user's guide Version 2.0[M]. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory,

1999.

- [6] MORIDIS G, KOWALSKY M B, PRUESS K. TOUGH + HYDRATE V1.0 user's manual: a code for the simulation of system behavior in hydrate bearing geologic media[M]. Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, Berkeley, California 2008.
- [7] BAI Y H, LI Q P, YU X C, et al. Numerical study on dissociation of gas hydrate and its sensitivity to physical parameters[J]. China Ocean Engineering, 2007, 21: 625-636.
- [8] KIM H C, BISHNOI P R, HEIDEMANN R A, et al. Kinetics of methane hydrate decomposition[J]. Chem. Eng. Sci., 1987, 42: 1645-1653.
- [9] 庞维新, 孙福街, 李清平, 等. 多孔介质和化学剂体系中甲烷水合物相平衡预测[J]. 石油学报(石油加工), 2011, 27: 622-628.
- [10] 李刚, 李小森, 陈琦, 等. 南海神狐海域天然气水合物开采数值模拟[J]. 化学学报, 2010, 68: 1083-1092.