

天然气水合物油气系统模拟 新技术方法与应用

丛晓荣^{1,2}, 张伟³, 刘丽华^{1,2*}, 苏丕波³, 于兴河⁴, 彭俊⁵

(1 中国科学院广州能源研究所, 广州 510640; 2 中国科学院天然气水合物重点实验室,
中国科学院广州天然气水合物中心, 广州 510640; 3 中国地质调查局广州海洋地质调查局, 广州 510760;
4 中国地质大学能源学院, 北京 100083; 5 斯伦贝谢科技服务(北京)有限公司, 北京 100015)

摘要:为弄清天然气水合物油气系统模拟的原理和实现过程及应用,系统分析了水合物油气系统发展历程和技术特色,总结了该技术在墨西哥湾、水合物脊、阿拉斯加北坡及中国天然气水合物研究中的应用。研究认为:天然气水合物油气系统模拟是在研究类似含油气系统中的生烃、排烃、运移、聚集和逸散模拟基础上,对地质模型网格和地质时代进行细化设置,达到对不同地质时期水合物的分布、热成因/生物成因甲烷气的运移、稳定带内水合物形成时期和资源量进行模拟的目的。系统的模拟可以证实含气流体的运移是天然气水合物聚集成藏的重要控制因素,可以预测天然气水合物稳定带的空间分布、地质演化,热成因气和生物成因气生成、运移、聚集并形成天然气水合物的过程,还可以定量计算水合物资源量。目前,中国对于该技术的应用还处于起步阶段,应该深入学习国外成功经验,大力推广,以提高中国天然气水合物理论研究及勘探开发水平。

关键词:天然气水合物;油气系统模拟;水合物稳定带;流体运移;资源评价

中图分类号:P618.13

文献标识码:A

DOI:10.16028/j.1009-2722.2018.07005

天然气水合物是一种富含甲烷气体的类冰状非常规潜在清洁能源。由于其储量大、分布广、燃烧释放热量高、无污染等特性受到了各国科学家和政府的重视,被誉为 21 世纪煤、石油、天然气的替代能源^[1-3],此外,天然气水合物的形成和分解

对全球气候变化和地质灾害的引发也是一种十分敏感的因素,天然气水合物研究是现今地学界一个活跃的前缘研究热点^[4,5]。

1 国内外水合物成藏研究现状

含油气系统理论是在石油和天然气勘探开发中总结出来的,并且在实际应用中发挥了较大的作用,取得了很好的效果。天然气水合物与常规油气的成藏过程在某些方面具有相似点,但其又具有自身特色。国外学者陆续提出“甲烷水合物系统(Methane Hydrate System)”^[6]、“天然气水合物系统(Gas Hydrate System)”^[7]、“天然气水合物油气系统”(Gas Hydrate Petroleum System)^[8]等概念,被广泛认知的是 Collett^[9]2009 年提出的“水合物油气系统”(Gas Hydrate Petrole-

收稿日期:2018-05-03

基金项目:自然资源部海底矿产资源重点实验室开放基金(KLMMR-2017-B-08);国家自然科学基金面上项目(41376076);中国石油—中国科学院科技合作项目(2015A-4813);广州市珠江科技新星(201710010198);国家天然气水合物专项(GZH201100305);广东省自然科学基金(2015A030313718)

作者简介:丛晓荣(1983—),女,硕士,助理研究员,主要从事含油气盆地分析、海域天然气水合物成藏与资源评价等方面的研究工作。E-mail: congxr@ms.giec.ac.cn

*** 通讯作者:**刘丽华(1968—),女,博士,研究员,博士生导师,主要从事天然气水合物、环境地球化学、地球化学的数值模拟研究工作。E-mail: liulh@ms.giec.ac.cn

um System)的概念,认为整个系统由以下 6 个要素组成:①天然气水合物稳定条件;②充足的气体来源;③充足的水源;④有效的含气流体运移通道;⑤适宜的“储层”;⑥埋藏时间。近些年来,国内学者运用系统论的思想来探索天然气水合物气体来源、气体运移与聚集成藏之间的内在联系(即天然气水合物成藏系统研究)也是水合物成藏体系研究的趋势。卢振权等^[10]从地质系统论角度出发,分别从烃类生成体系、流体运移体系、天然气水合物成藏富集体系对天然气水合物成藏过程进行了探讨;吴能友等^[11]在系统总结海洋天然气水合物形成的物质来源、物理化学响应、形成环境及成藏模式、分布规律和资源评价进展的基础上,提出了开展天然气水合物成藏机理研究的方向;何家雄等^[12]从天然气水合物与常规油气运聚成藏条件之间的异同出发,综合剖析了南海北部陆坡深水区油气及天然气水合物气源构成特点与流体运聚输导特征,以此为基础研究天然气水合物的气源供给、运聚通道系统类型、稳定带三者的时空耦合配置关系,建立了南海北部陆坡深水区天然气水合物成矿成藏的 3 种模式。由于天然气水合物的组成以烃类气体为主,与常规油气的成藏过程在烃类(生成)供应、烃类(长或短距离)运移等方面都具有一定的相似性。因此,近年来深入研究水合物成藏系统同传统含油气系统之间的异同,运用成熟的油气系统理论探讨水合物系统问题愈来愈趋于成熟。

研究结果证实^[6-9],天然气水合物成矿成藏系统的关键因素包括充足的气源供给、形成天然气水合物的稳定域条件以及气源到稳定域的运移通道,如果缺失其中任何一个成藏要素,天然气水合物藏就不会存在,也会导致天然气水合物钻探的失败。从目前水合物钻探结果来看,在同一站位的多个层位中都有可能发现天然气水合物的赋存,其产出状态也可呈多样化,既可能是孔隙充填型水合物,也可能是裂隙充填型水合物,还可能是纯的块状水合物。赋存层位及充填类型的差异,导致天然气水合物矿藏的尺度不同,进而地层的弹性参数及地震响应也各异。这就对我们依靠传统的 BSR 等地球物理响应特征来确定天然气水合物分布特征提出了新的问题和挑战。降低天然气水合物钻探风险的最好办法就是在钻探前确定

核实潜在区域中是否赋存天然气水合物。这就需要结合钻探靶区实际地质情况,应用系统论思想进行完整的天然气水合物成矿成藏系统分析。

2 天然气水合物油气系统模拟

2.1 含油气系统模拟

含油气系统模拟就是利用含油气系统模拟技术,综合地质、地球物理、地球化学等多学科数据,完整再现地层的沉积演化过程,从油气生成、运移、聚集、保存的机理出发,对于储层是否存在油气的充注过程、是否发生过后期破坏以及油气如何聚集等问题提供科学、系统的和准确的研究成果。含油气系统模拟过程的实现和成果的应用主要表现在油气成藏和资源评价 2 个研究方面,其中油气成藏研究主要包括:地史模拟、烃源岩生排烃史模拟、热史模拟、压力史模拟、区域应力场演化模拟、成岩演化模拟、岩石特性(如孔隙)模拟、油气运聚史模拟等;油气资源评价主要包括:从盆地、区带、油藏多尺度预测油气在储层中聚集量、分布特征、赋存相态、组分含量等,还有基于对温度、压力、应力场等地质要素的系统模拟^[13]。目前,主要有 3 家公司的盆地模拟技术在国际上堪称卓越:斯伦贝谢的 PetroMod,法国石油研究院的 TEMISPACK,美国 PlatteRiver 公司的 Basin-Mod。其中,斯伦贝谢公司开发的 PetroMod 三维含油气系统模拟技术实现了整合研究区的相关井、地震、测井、地质等相关成果数据到同一三维地质数学模型中,并考虑各成藏要素与作用过程在三度空间的配置关系,实现对构造演化、生烃演化、储层演化、温压场演化、区域应力场演化、油气运聚等过程的定量模拟研究。近年来,该数值模拟技术不仅在常规油气勘探开发过程中得到迅速推广和应用并取得较好的应用效果,而且开创性地开发出了天然气水合物油气系统模拟功能,为天然气水合物研究提供了新的研究手段。

2.2 天然气水合物油气系统模拟

天然气水合物油气系统模拟模块是在研究类似常规油气系统中的生烃、排烃、运移、聚集和逸散基础上,对地质模型的网格和地质时代进行细

化设置,达到对不同地质时期水合物的分布、热成因/生物成因甲烷气的运移、稳定带内水合物形成时期和资源量进行模拟的目的。研究结果既可以为地震解释钻井服务又可以为天然气水合物勘探和资源定量评价服务。目前已在墨西哥湾、水合物脊、阿拉斯加、中国南海珠江口和琼东南盆地有所应用(见下文)。根据实际生产应用情况,该数值模拟技术不断得到优化,Pinero 等^[14]2016年应用最新技术构建理论模型模拟水合物聚集成藏过程并最终得到水合物精准分布位置和资源量数值即是该模拟技术的最新应用成果。最新的水合物油气系统模拟模块已经形成3大技术特色:①可以在天然气水合物稳定带内实现局部网格加密技术,完整模拟天然气水合物形成的演化历史。②具更高的时间和空间分辨率,控制气水合物稳定带出现和发育范围的温压条件在地质时期中可以快速变化。在一个几千年,甚至几百年的周期内,水合物稳定带可以出现,然后再消失。也就是说,稳定带内水合物的聚集,在以百万年为时间单元的地质时期内其“生命”是非常短暂的^[15]。从这个意义上讲,在油气系统内模拟水合物聚集,必须将这种短期的时间单元加入模型,目前支持最小达100 a的地质时间,因此,可以针对如此小的地质时间来设置高精度的古温度等基础参数。空间上的高精度模型对于模拟也是必要的,因为典型的天然气水合物稳定带通常为几百米厚,发育于单独的地层中^[16],而高精度网格可以更精确地确定天然气水合物稳定带的范围,目前技术可以支持厚度小至10 cm的地层单元。③系统的模拟可以分别追踪热成因气和生物气,并确定2种气体来源对水合物成矿的贡献(生气量大小和比例),可以更好地标定模型,提高模拟预测的准确性,也可以为下一步勘探及资源量评价预测提供指导。以下主要论述该模拟技术的主要模拟步骤及其在国内外水合物油气系统模拟中的应用实例。

2.3 模拟技术实现过程

天然气水合物模拟过程一般包括如下步骤:

(1)建立标准的二维/三维模型 这是水合物模拟的基础和前提,需要根据细致的地层和构造解释建立逼近实际地质情况的地质模型。

(2)特殊岩性设置 设置甲烷水合物聚集地

层的岩性,同时设置水的盐度和最低气饱和度。在模拟计算时,计算该地层岩性的水合物稳定带,如果有甲烷气运移至此,同时其温压条件满足水合物聚集,则计算水合物的实际聚集量。

(3)生烃模型设置 选择多组分生烃模型(甲烷做为单独的组分),同时,也可以设置浅层生物气生烃模型。

(4)稳定带设置 在Phase Editor模块内设置水合物稳定带的温压条件。

(5)模型细化 水合物模型相对于油气模型,需要更精细的地层和时间单元,需要使用层细分(Layer Split)工具设置较小的厚度单元,最小地层厚度可达0.1 m;输出的地质时代单元最小可达0.000 1 Ma(100 a)。

(6)模拟参数设置 在模拟计算时,在输出成果的温度类中,选择水合物稳定带,在计算量类中,选择水合物量。

图1显示了PetroMod三维模型中天然气水合物稳定带的模拟结果,其中波浪形的层是显示的地层单元,蓝/绿/红颜色显示天然气水合物稳定带的范围。红色矢量显示了深部热成因气运移至模型内的路径。气体运移进天然气水合物稳定带内的单元后,会在孔隙空间内形成水合物,从而改变盖层的物理特性。因为天然气水合物与水具有不同性质,其充填孔隙空间后,会改变该层岩石的热属性。其次水合物的形成改变了影响岩石流动的孔隙度和渗透率,如果有足够的气源供给,甲烷水合物的饱和度可以很高,从而影响流体的流动。我们可以调整边界条件,如升高地表温度,减小天然气水合物稳定带的范围,导致气水合物分解,甲烷恢复自由运动,运移至圈闭内聚集或在地表逸散等。

3 国外应用情况

3.1 墨西哥湾Green峡谷

墨西哥湾的Green峡谷已有超过50个钻井站位发现了天然气水合物的存在,是研究天然气水合物油气系统的最佳场所^[17]。仅墨西哥湾西北部天然气水合物气体的评估量就达到 $(10\sim14)\times10^{12}\text{ m}^3$ ^[18]。墨西哥湾具备广泛的热成因气来

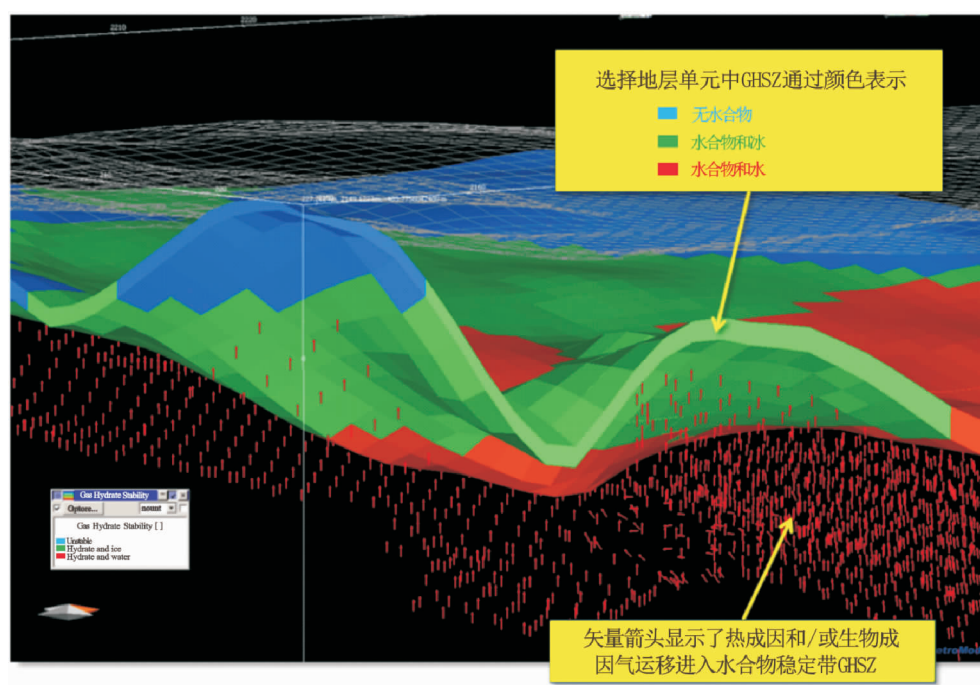


图 1 Petromod 三维模型中天然气水合物稳定带和气体运移展示

Fig. 1 Gas hydrate stability zone and gas migration displayed in Petromod 3D model

源,断层和盐构造相关的圈闭可以将深部向上运移的高通量热成因烃类气体捕获形成天然气水合物藏。该区所发现的微生物成因的天然气水合物很少,很明显占主导地位的是热成因气形成的水合物。必须强调指出的是,盐构造和高的沉积速率控制了墨西哥湾北部和西北部的现今地质构造格局,同时,研究表明,盐构造的发育影响和控制了该区天然气水合物的运聚成藏。因此,我们必须将这些特殊参数应用到盆地尺度的天然气水合物系统模拟及资源量计算中以得到准确结果。

3.1.1 模型构建

覆盖墨西哥湾 Green 峡谷的 $14\text{ km} \times 33\text{ km}$ 的面积区域,水深范围为 $1\ 500 \sim 3\ 500\text{ m}$,每个地质单元的底水温度和热流值根据已有数据推算。模型包含 40 个地层,其中有 32 个来自解释的地震数据(图 2a、表 1)^[19]。每个沉积层有自己独立的岩性(压实规模、横向和垂向分辨率等)和存储天然气水合物的能力。根据实际地质情况,将几个断层和盐构造加载到模型中,赋予高的渗透率值,气体沿断层和岩体向上运移并具备高的流体通量。盐构造作为盆地后期发展的产物嵌入到地层中,打破了原来的连续沉积层。这个盐层代表的是外来的沉积,与 Louann 中侏罗世盐层是不

相关的。该区共识别出了 3 套烃源岩层,根据地化特征选择适宜的生烃动力学模型,模型中有微生物和热成因 2 种气体来源,并允许数量足够大的烃类化合物沿高渗透性路径向上运移。运移方法选择达西/流线混合的运移算法。

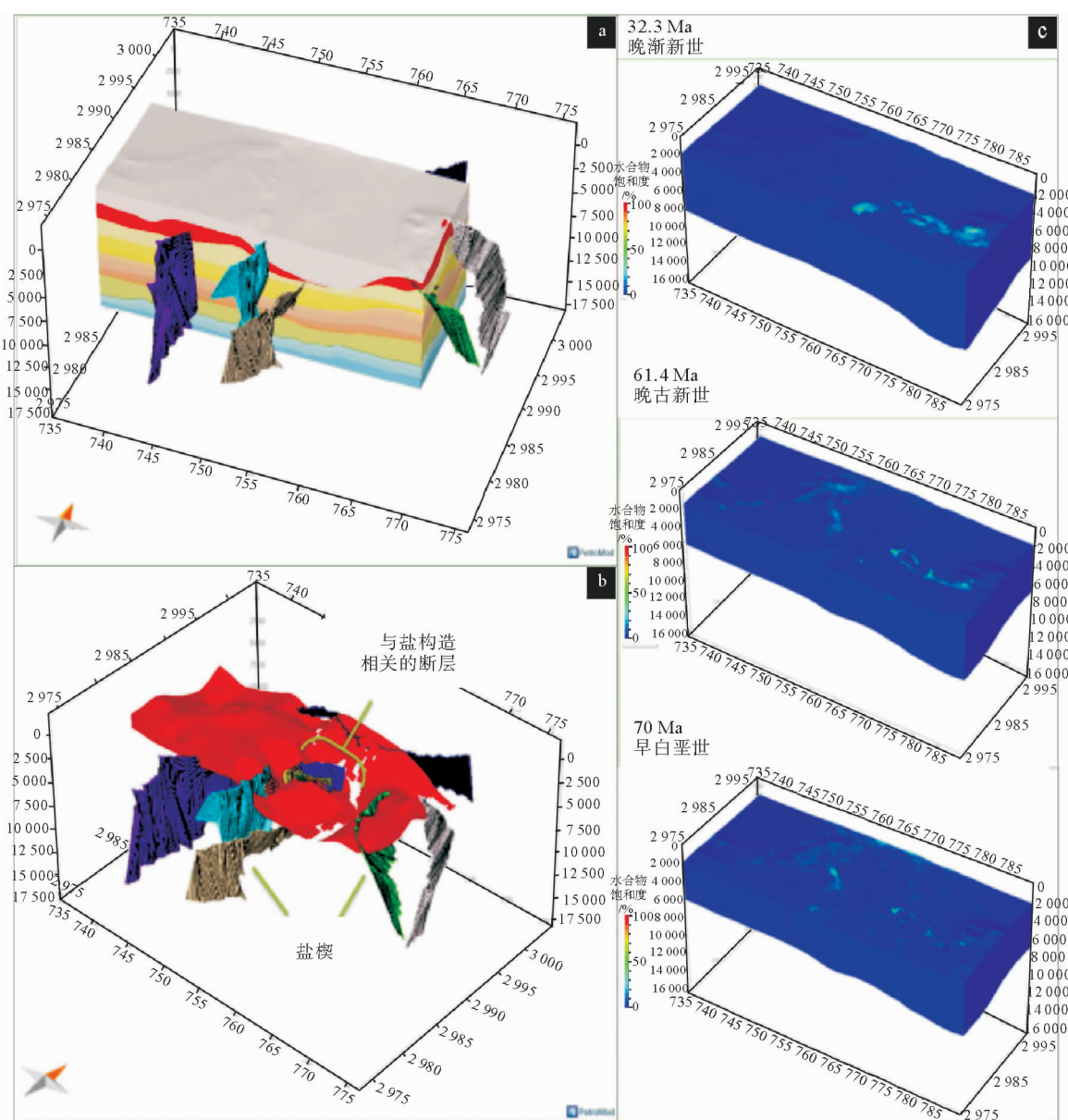
墨西哥湾区域的显著特点是贯穿整个盆地沉积史的高沉积速率、活跃的盐构造作用、高产烃源岩等,这些最终导致高通量的烃类气体运移到海底^[20,21]。墨西哥湾海底有连续的烃类气体渗漏发生,这些热成因气体渗漏的空间位置总是与断层构造或者其下沉积物中有类似断层的构造相关联^[20]。地震观察、钻井数据、地球化学数据分析等都确证有断层和类似断层结构的局部构造及盐底辟的存在。因此,为了与模拟的区域地质特征相吻合,模型中加载了地震解释的 4 条连续断层,这些断层与盐构造密切相关(图 2b,占模型主导的中央部分),断层等高渗透路径为烃类气体向上运移提供了高效的通道。外来盐沉积体以不连续盐层加载在模型中,就像一个有效的密封层,阻挡了流体(天然气)向上运移进入上部储集层。这些特征被认为对构造和地层圈闭的形成具有重大影响。研究证实,烃类气体的运移是调查潜在大尺度的天然气水合物聚集的一个重要参数。因此,

必须将盐楔加载进模型中,才能更精确确定甲烷和更高阶烃类气体运移的通道^[19]。

3.1.2 模拟结果

模拟结果显示:①墨西哥湾北部就像一个大的流体流动系统,来自于深部的烃类组分向上运移最终到达海底,断层系统都处于被流体和气体完全饱和的状态,为高通量的流体向上运移提供重要的有效通道;②天然气水合物聚集史以高饱

度和低饱和度周期间隔呈现,高饱和度水合物遍布在渐新统上部地层中;中等饱和度水合物分布在上白垩统、古新统、渐新统和部分中新统地层中(图2c);③评估墨西哥湾北部盆地历史中大约有12 Mt/km² 气体排出海底,这与 Cathles^[21] 2004年发表的文献相一致。因此,推断历史上曾经有很长一段时间发生大规模的天然气水合物分解,释放气体进入海洋中。



(a) 墨西哥湾 Green 峡谷站位 3D 模型; (b) 沿盐楔(模型外部)和断层(模型中央)形成的运移路径为流体和气体运移提供高渗透率通道; (c) 3D 模拟演化结果

图2 墨西哥湾天然气水合物油气系统 3D 模拟示意图(据文献[22])

Fig. 2 Diagram for 3-D numerical modeling of methane hydrate accumulations using PetroMod in Gulf of Mexico(from reference [22])

表 1 国外天然气水合物油气系统 3D 模拟相关参数

Table 1 Parameters of 3-D numerical modeling of methane hydrate accumulations using PetroMod abroad

地区	区域范围/km ²	空间分辨率/(m×m)	水深范围/m 或海底以下 深度/mbsf	热流/(mW/m ²) 海底温度/℃	地层/ 个	烃源 层/个	运移 通道	其他	参考 文献
墨西哥湾 Green 峡谷	462		1 500~3 500		40	3	断层和 盐楔	研究区沉积速率高,盐构造活跃作用,烃源岩高成熟度,流体通量高	[19]
水合物 脊南部	1. 018 5	5×5	1 500 mbsf	$\frac{65}{4}$	11		断层	设置层 A 为高渗透率的砂岩;同时模拟热成因和微生物成因甲烷的生成、运移、聚集	[36]
阿拉斯 加北坡	275 000	1 000×1 000	冻土带	根据实测 样品校正	43	3	断层	考虑剥蚀、沉积表面水界面温度、古水深等一系列重要参数,模拟结果反复校正而来	[47]

3.2 美国水合物脊南部

3.2.1 区域地质背景

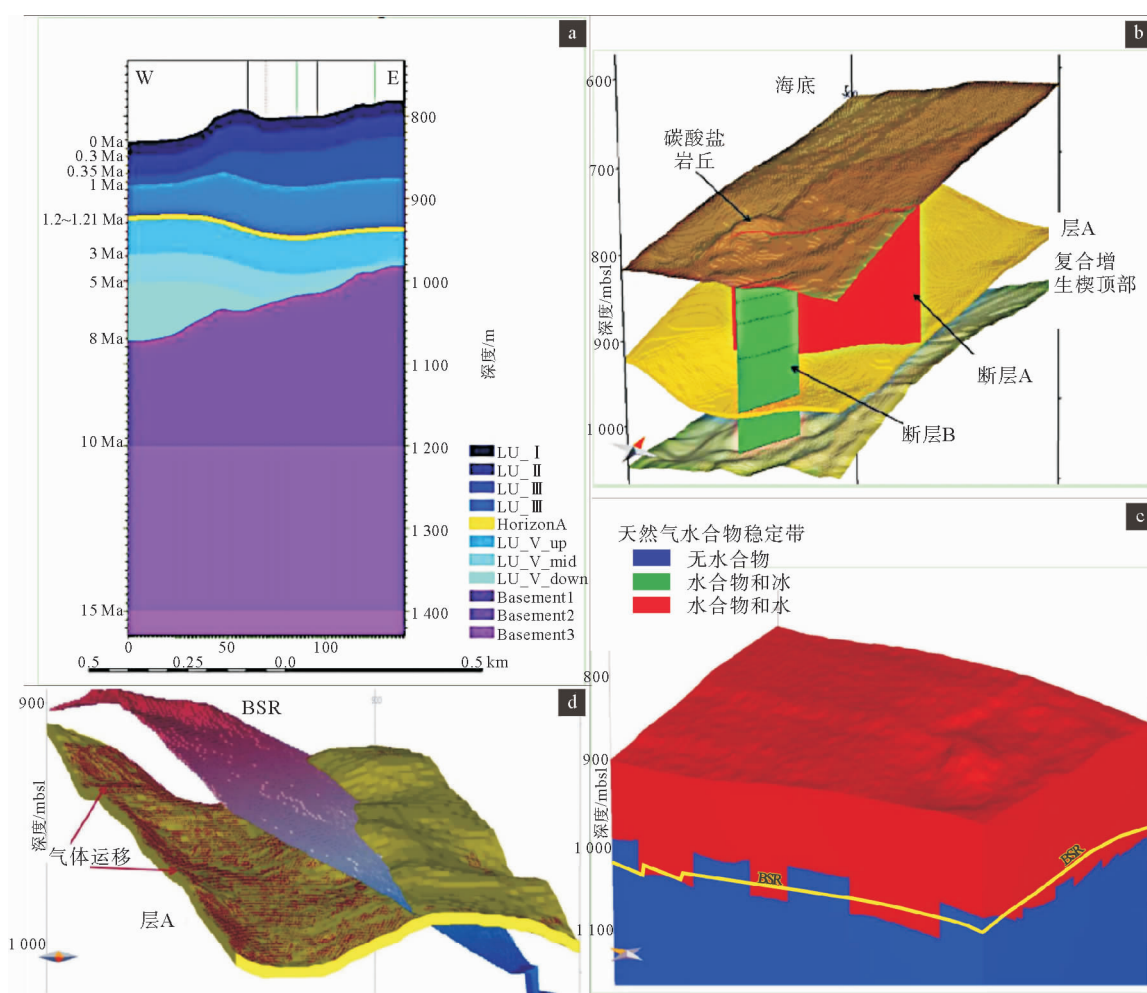
水合物脊是位于卡斯卡迪亚大陆边缘陆坡内的海底测深高地上,距新港岸大约 80 km,变形前锋东部 15 km。卡斯卡迪亚大陆边缘构造上受北美板块俯冲带控制。1998 年水合物脊南部首次发现了大规模的天然气水合物和与气体渗漏有关的微生物群落^[23]。此次发现之后,科学家组织实施了一系列的航次去研究该区天然气水合物的形成(如 ODP Leg 204)^[24]。在靠近水合物脊南部的高地上发现与气体羽状流有关的碳酸盐岩丘^[25]。水合物脊南部收集的很多地震资料显示有广泛的 BSR 存在^[26,27]。依据测量技术,结合地震解释和数值模拟结果,我们可以较准确地确定该区天然气水合物的分布,天然气水合物的饱和度从水合物脊两翼的 10% 到靠近水合物脊顶部的 20%~30% 逐渐升高^[25]。基于上升热流计算评估平均的水合物饱和度为 2.5%^[27]。

ODP Leg 204 在水合物脊南部钻探所获取的沉积物是粉砂质黏土,解释为细粒浊积体^[28,29]。尽管这样,水合物脊南部有一个控制气体运移的由相对粗粒浊积体组成的优势地层,这个粗粒浊积体主要由灰质颗粒组成,其所构成的反射层可以在地震剖面上识别出来,被命名为层 A^[26]。此外,水合物脊南部的两翼和顶部有许多的小断层和断裂^[30]。这些断层被认为是甲烷气体向上运

移至海底的运移通道^[31,32]。

3.2.2 模型构建

3D 地层数据来自于 3D 地震资料解释的海底层和主要地层。模型覆盖的面积范围是 700 m×1 455 m,空间分辨率为 5 m×5 m。5 个岩性单元(LU I 到 LU V)被划分成 11 个层,包括一个特别的 10 m 厚的仿制高渗透率层 A。由于缺少高分辨率的地震资料,无法识别更深的地层。为了将更深的增生复杂地质体包含进来,人为设计了 3 个地层,最深达到 1 500 mbsf(图 3a)^[33]。层 A 设置成高渗透率的砂岩,其余所有岩性都设置为粉砂质黏土。每个层的沉积年代改编自 Chevallier 等^[33],主要是基于 ODP Leg 204^[24] 期间生物地层的重新组合(图 3a)。平均的热流值在模拟的 20 Ma 里设置为常量 65 mW/m²^[27]。海底温度设置为常量 4℃。模型模拟热成因和微生物成因甲烷的形成,其中热成因甲烷的高温裂解动力学模型参考 1993 年 Kroos 等^[34],活化能范围在 36~66 kcal/mol 之间;为了应对低温条件下有机质的降解,模型的最顶层设置为基于 Middelburg 公式的微生物动力学模型。设置最小的形成天然气水合物甲烷饱和度为 0。为了模拟气体通过沉积层的运移,在模型中加载 2 个垂向断层。断层的位置、长度、深度根据已有的实际地震数据定义^[31]。需注意的是,这些断层是水合物脊复杂断层网络的简化模型^[24,31,35]。



(a)地层模型;(b)3D展示断层切穿层 A 和复合增生楔的顶部;(c)3D展示模拟计算的天然气水合物稳定带厚度(红色)与地震解释 BSR(黄色)的对比;(d)层 A(黄色)切穿 BSR 中断了气体向天然气水合物稳定带的运移(红色)

图 3 水合物脊南部天然气水合物油气系统 3D 模拟示意图(据文献[36])

Fig. 3 Diagram of 3-D numerical modeling of methane hydrate accumulations using PetroMod in southern Hydrate Ridge(from reference [36])

3.2.3 模拟结果

模型模拟的天然气水合物稳定带厚度与 3D 地震资料展示的 BSR 有着很好的一致性(图 3c)^[36]。模拟显示天然气水合物稳定带厚度在模型 NE 角达到 145 m, 延伸至西部海平面以下 1 013 m 处。整体上与计算的 BSR 有很好的一致性, 误差范围在 20~30 m, 这主要是由于原模型中较低的垂向分辨率所致。模型模拟的天然气水合物饱和度是不均匀分布的, 断层 A 和 B 对模拟结果有很大的影响(图 3b)^[36]。标准的模型预测的天然气水合物的饱和度随深度而增加, 从 LU I (孔隙空间体积比)0.04% 到 LU III 的 50%(图 3a), 仅由微生物成因气形成。层 A 的天然气水

合物饱和度达到 70%, 分布在天然气水合物稳定带内模型的东部(图 3d)^[36]。来自于深部的热成因甲烷并未到达天然气水合物稳定带内, 因此未形成天然气水合物。模型展示气体通过断层 A 和 B 运移形成的天然气水合物饱和度高达 70%。尽管这样, 天然气水合物的分布是不均匀的, 断层附近的水合物饱和度高, 尤其是靠近碳酸盐岩丘的地方。这些地方既有微生物成因的水合物也有热成因气形成的水合物。此外, 通过上述模型模拟计算的水合物饱和度比其他依据水合物脊南部资料测量和计算的数值都要高^[24,26,27,30,31]。因此, 通过天然气水合物稳定带的气体运移的模拟还有待加强, 以再现靠近碳酸盐岩丘地区浅层沉积物中天

然气水合物的聚集成藏。尽管这样,这些初步的模拟结果也可以清晰地展现断层在气体运移至天然气水合物稳定带内和天然气水合物的分布中所起到的重要作用。同时,模拟结果证实,在水合物脊南部有微生物成因气和热成因气通过层 A 发生运移。但是,只有浅部的甲烷气体被圈闭在天然气水合物稳定带内形成天然气水合物,天然气水合物占据了一部分有效孔隙空间,导致地层垂向渗透率降低(图 3d)^[36],在这样的条件下,只有断层的出现才可以将气体运移至水合物稳定带内^[36]。

3.3 阿拉斯加北坡冻土带

3.3.1 区域地质背景

阿拉斯加北坡盆地是北极外围最重要的含油气盆地之一,属于被动大陆边缘叠合盆地,已证实其油气资源丰富,美国最大的油田普鲁德霍湾 Prudhoe Bay 油田即位于盆地北部陆坡布鲁克斯层序内^[37]。南部包括布鲁克斯山脉山麓地区(Foothills),这里有一系列倾向向东的波状丘陵和山岭,北部边界几乎与阿拉斯加北部海岸线重合,被巴罗穹窿(Barrow Arch)所覆盖^[38]。北坡盆地的构造演化是由造山过程控制的,主要包括两大构造体制,由裂谷盆地逐步转化为前陆盆地。阿拉斯加北坡发育 4 套层序,分别为富兰克林层序(Franklinian)、埃尔斯米尔层序(Ellesmerian)、波弗特层序(Beaufortian)和布鲁克斯层序(Brookian)^[39,40],其中,布鲁克斯层序内的 Saganavirktok 组是主要的天然气水合物储层^[41]。本区主要发育三叠系、侏罗系和白垩系—古近系 3 套烃源岩,这 3 套烃源岩丰度值几乎占了本区所有的烃源岩丰度。三叠系烃源岩包括舒布里克(Shublik)组和其南部远端同时期的 Otuk 组三叠系部分,这一部分在布鲁克斯山脉冲断带前缘出露。侏罗系烃源岩包括金扎克(Kingak)页岩下部和其南部远端的 Otuk 组 Blankenship 段的侏罗系部分,这一部分也在布鲁克斯山脉冲断带前缘出露。白垩系—古近系烃源岩包括 Hue 页岩、Pebble 泥岩、Torok 组泥岩等,始新统希比组和坎宁组富有机物层^[42]。有机质地球化学数据表明烃类降解后产生甲烷气体^[41]。研究区内识别出的主要流体运移通道是高渗透率萨格河组(Sag River)砂岩层,并且将气体运移至背斜的顶

部^[41]。阿拉斯加北坡于 1993 年首次发现天然气水合物^[42,43],已经在大约 50 口勘探和生产井中检测到天然气水合物的存在^[41]。基于这些数据,USGS 评估技术上可采天然气水合物资源量大约为 $(0.7\sim 4.47)\times 10^{12}\text{ m}^3$ ^[43]。美国能源部与日本石油天然气金属矿产资源部合作,由康菲石油公司在 Ignik Sikumi 站位于 2012 年开展 CO₂/N₂ 注入降压法试采天然气水合物^[45]。

3.3.2 模型构建

为了对阿拉斯加北坡天然气水合物藏有更深入的了解,开展油气系统模拟研究。模型覆盖面积 275 000 km²,延伸长度自西向东 832 km,自南到北 520 km,空间分辨率 1 km×1 km,模型设置 43 个沉积层,包含一系列与布鲁克斯层序(Brookian)相对应的延伸单元。现今的地层构架是在最新解释的超过 48 000 km 2D 地震数据和 400 多口钻井资料的基础上建立起来的^[46]。模型包括 3 个烃源岩:①中上三叠统 Shublik 地层;②侏罗系的基底凝缩段和下白垩统的 Kingak 页岩;③白垩统 Hue 页岩。地层年代参考 Schenk 等^[46] 2012 年文章中的层序格架图,每层的岩性也由岩性分布图而来,TOC 和 HI 参考 Peters 等^[42] 2006 年的文献。热流由钻井样品测得的镜质体反射率数据输入软件中校正而来。地表温度和古水深基于古构造研究。为了模拟现今的低温条件,基于井数据设置 0℃等温线作为冻土带的实际基底温度。

3.3.3 模拟结果

模拟结果预测的天然气水合物稳定带厚度达到 1 100 m,包括了 0℃以上的永久冻土下方单元。这个结果与之前 Collett 等^[16] 基于井数据给出的预测相一致,百万年前,阿拉斯加北坡延伸的低的地表温度,是受永久冻土层增长控制的。在这样的条件下,由于沉积物孔隙空间中冰的存在,天然气水合物稳定带逐渐增长到现在这样广泛的范围。模拟结果表明,大部分的甲烷来源于海底以下 3 000~5 000 m 科尔维尔(Colville)盆地内的 Kingak、Shublik 和 Hue-Jago 组。气体供给主要直接来自于布鲁克斯山脉山麓地区(Foothills)巴罗穹窿(Barrow Arch)的南翼。虽然模型的南部有几条逆冲断层,但是没有起到流体运移通道的作用,并且研究区的运移相对来说是很分散的(图 3)。还有一部分来自深部的热成因甲烷沿相

对高渗透率萨格河组(Sag River)砂岩层发生运移,最后聚集在背斜顶部(图3)。自此,气体进一步在沉积地层和主断层中扩散(图3),最终,甲烷沿浅部的布鲁克斯(Brookian)高渗透沉积物层分布,并且在天然气水合物稳定带底部聚集成矿(图

4)^[47]。因此,百万年前天然气水合物稳定存在于阿拉斯加北坡陆上地区,并且主要受低温和永久冻土层的延伸控制。烃类气体的运移主要受沉积地层水平方向和垂向的渗透率控制并且开放的断层为气体运移提供额外的运移路径。

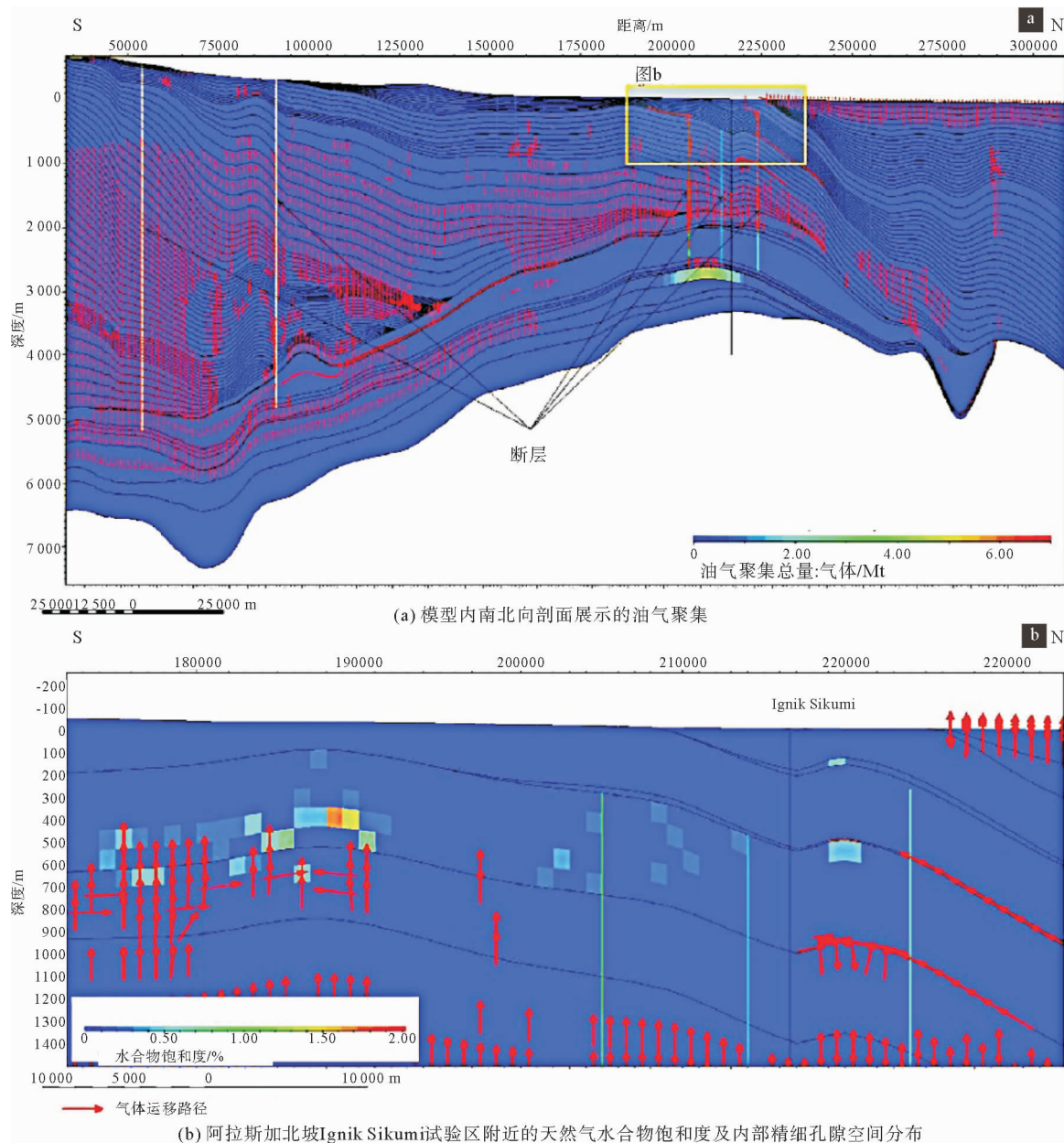


图4 阿拉斯加天然气水合物油气系统模拟结果示意图(据文献[47])

Fig. 4 3-D numerical modeling of methane hydrate accumulations using PetroMod in Alaska(from reference [47])

4 国内应用情况

勘查研究表明,天然气水合物广泛存在于中国陆域冻土带和近海海洋沉积物中,陆域冻土区

天然气水合物资源量丰富,主要分布在青藏高原和漠河盆地,西部各高原地区也有零星分布^[48],2008年首次在祁连山南缘永久冻土区钻获天然气水合物实物样品^[49]。中国海域天然气水合物主要集中分布于南海北部陆坡区域,其中神狐海

域分别于 2007 年和 2015 年钻获天然气水合物实物样品,珠江口盆地东部地区于 2013 年钻获高纯度天然气水合物样品,2017 年在神狐海域实施海底天然气水合物试开采,取得巨大成功。随着对天然气水合物认识程度的加深,中国学者也逐步认识到“天然气水合物油气系统”的思想分析方法^[10,11],并且采用其思路方法结合传统含油气盆地模拟技术对盆地内的天然气水合物进行成藏演化数值模拟研究,以求获得天然气水合物矿藏的形成机理、分布特征和资源量的精确评估。苏丕波等^[50]2011 年借用传统含油气盆地盆地模拟技术对神狐海域新生界地层的温压场、有机质热演化指数 R_o 和流体运移进行了模拟,在此基础上建立了神狐海域天然气水合物成藏模式,认为神狐海域气源充足,运移条件优越,又具备天然气水合物成藏的温度、压力条件,有利于天然气水合物的聚集成藏;2014 年苏丕波等^[51]又利用同样的技术方法对琼东南盆地进行了温压场、水合物稳定

域、有机质成熟度、流体运移、生烃史模拟等,构建了盆地内断阶带天然气水合物侧向运聚成藏模式和凹陷天然气水合物垂向运聚成藏模式,认为琼东南盆地具备天然气水合物聚集成藏的地质条件,可形成热成因和微生物成因两种气体来源的天然气水合物,稳定域厚度在 220~340 m 之间。

目前,根据神狐海域近年 2 次实际钻探的成果资料,调研相关参数,利用含油气系统数值模拟技术,系统模拟了神狐海域某经典地震剖面的天然气水合物稳定域范围(图 5),模拟结果显示该区天然气水合物稳定域存在的最低水深 > 550 m,且水深与天然气水合物稳定域厚度呈正相关关系。这与 2004 年陈多福^[52]和 2014 年梁金强^[53]研究得出的南海北部陆坡天然气水合物稳定域存在条件与分布特征相吻合。基于此可以模拟计算整个南海北部陆坡天然气水合物稳定域厚度、预测稳定域范围,对我国天然气水合物勘探开发具有重要指导意义。

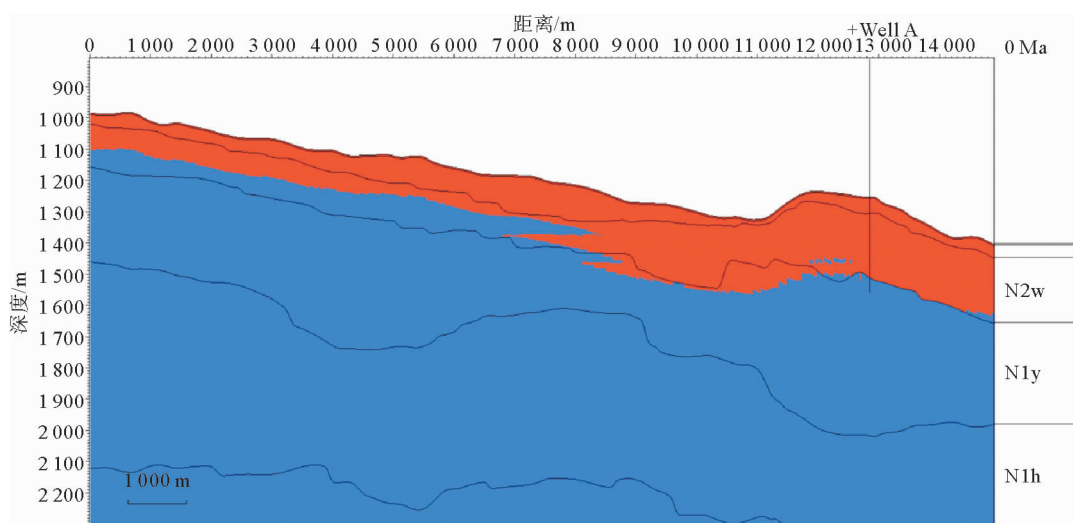


图 5 过井典型剖面天然气水合物稳定域范围模拟

Fig. 5 Evolution of GHGZ of typical section crossing well

5 结论

(1)天然气水合物油气系统模拟可以系统模拟天然气水合物的成藏演化,已在世界很多地区得到验证,可以模拟得到水合物精准分布位置、模拟计算生物成因气和热成因气对水合物成藏的贡

献和资源量数值。

(2)最新 3 维数值模拟技术可以系统精细模拟盆地局部地区范围内完整的天然气水合物聚集成藏演化历史,并且模拟其成藏控制因素,模拟研究实例表明,含气流体运移通道对于天然气水合物的聚集分布具有重要的控制作用。

(3)天然气水合物油气系统模拟是在传统油

气模拟的基础上又结合天然气水合物自身特点开发研制的,形成自身独到的技术特色,对天然气水合物目标靶区预测,指导勘探开发方面具有重要意义,应该大力推广使用。

(4)天然气水合物油气系统模拟工作方兴未艾,尤其是三维数值模拟,国内外应用实例均较少,对于新技术的应用更是只有理论模型,而针对具体研究区的实际应用还存在诸多挑战。相对国外,中国差距明显,尽管前人已经应用天然气水合物系统理论思想及数值模拟软件开展了相关基础性工作,但是研究程度很低,模拟精度不高,模型构建还存在很多问题,三维尺度的水合物数值模拟研究也尚未开展,最新的相关技术也未得到应用,有很大的发展空间。

参考文献:

- [1] Kvenvolden K A. Gas hydrates—geological perspective and global change[J]. *Reviews of Geophysics*, 1993, 31(2): 173-187.
- [2] 苏新. 国外海洋气水合物研究的一些新进展[J]. *地学前缘*, 2000, 7(3): 257-265.
- [3] 宋海斌, 樊栓狮, 耿建华, 等. 天然气水合物——封存在海底的潜在能源[J]. *海洋世界*, 2007(3): 30-34.
- [4] 陈多福, 徐文新, 赵振华. 天然气水合物的晶体结构及水合系数和比重[J]. *矿物学报*, 2001, 21(2): 159-164.
- [5] 王淑红, 宋海斌, 颜文. 天然气水合物的环境效应[J]. *矿物岩石地球化学通报*, 2004, 23(2): 160-165.
- [6] Xu W, Ruppel C. Predicting the occurrence, distribution, and evolution of methane gas hydrate in porous marine sediments[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 1999, 104(B3): 5081-5095.
- [7] Bünz S, Mienert J, Berndt C. Geological controls on the Storegga gas-hydrate system of the mid-Norwegian continental margin[J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 2003, 209(3): 291-307.
- [8] Milkov A V, Claypool G E, Lee Y J, et al. Gas hydrate systems at Hydrate Ridge offshore Oregon inferred from molecular and isotopic properties of hydrate-bound and void gases[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2005, 69(4): 1007-1026.
- [9] Collett T S. Gas Hydrate Petroleum Systems in Marine and Arctic Permafrost Environments[J]. *Gessep Proceedings*, 2009: 6-30.
- [10] 卢振权, 吴能友, 陈建文, 等. 试论天然气水合物成藏系统[J]. *现代地质*, 2008, 22(3): 363-375.
- [11] 吴能友, 梁金强, 王宏斌, 等. 海洋天然气水合物成藏系统研究进展[J]. *现代地质*, 2008, 22(3): 356-362.
- [12] 何家雄, 卢振权, 苏丕波, 等. 南海北部天然气水合物气源系统与成藏模式[J]. *西南石油大学学报: 自然科学版*, 2016, 38(6): 8-24.
- [13] 张庆春, 石广仁, 田在艺. 盆地模拟技术的发展现状与未来展望[J]. *石油实验地质*, 2001, 23(3): 312-317.
- [14] Pinero E, Hensen C, Haackel M, et al. 3-D numerical modelling of methane hydrate accumulations using Petro-Mod[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, 71: 288-295.
- [15] Hantschel T, Kauerauf A I. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling[M]. Springer Science & Business Media, 2009: 476.
- [16] Collett T S, Lee M W, Agena W F, et al. Permafrost-associated natural gas hydrate occurrences on the Alaska North Slope[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2011, 28(2): 279-294.
- [17] Boswell R, Collett T S, Frye M, et al. Subsurface gas hydrates in the northern Gulf of Mexico[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2012, 34(1): 4-30.
- [18] Milkov A V, Sassen R. Estimate of gas hydrate resource, northwestern Gulf of Mexico continental slope[J]. *Marine Geology*, 2001, 179(1): 71-83.
- [19] Sassen R, Losh S L, Cathles L, et al. Massive vein-filling gas hydrate: relation to ongoing gas migration from the deep subsurface in the Gulf of Mexico[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2001, 18(5): 551-560.
- [20] Roberts H H, Carney R S. Evidence of episodic fluid, gas, and sediment venting on the northern Gulf of Mexico continental slope[J]. *Economic Geology*, 1997, 92(7/8): 863-879.
- [21] Cathles L M. Hydrocarbon generation, migration, and venting in a portion of the offshore Louisiana Gulf of Mexico basin[J]. *The Leading Edge*, 2004, 23(8): 760-770.
- [22] Burwicz E, Reichel T, Pinero E, et al. Gas hydrate dynamics at the Green Canyon Site, Gulf of Mexico—recovery prospects based on new 3-D modeling study[C]//Proceedings of the 8th International Conference on Gas Hydrates (ICGH8-2014), 28 July-1 August 2014, Beijing, China, T3-63.
- [23] Bohrmann G, Greinert J, Suess E, et al. Authigenic carbonates from the Cascadia subduction zone and their relation to gas hydrate stability[J]. *Geology*, 1998, 26(7): 647-650.
- [24] Tréhu A M, Bohrmann G, Torres M E, et al. Proceedings of the Ocean Drilling Program, Scientific Results, College Station[J]. *Texas (Ocean Drilling Program) 204*, 2006: 1-29.
- [25] Teichert B, Bohrmann G, Suess E. Chemohalms on Hydrate Ridge—Unique microbially-mediated carbonate build-

- ups growing into the water column[J]. *Paleogeography, Paleoclimatology, Palaeoecology*, 2005, 227: 67-85.
- [26] Tréhu A M, Long P E, Torres M E, et al. Three-dimensional distribution of gas hydrate beneath southern Hydrate Ridge: constraints from ODP Leg 204[J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 2004, 222(3): 845-862.
- [27] Hornbach M J, Bangs N L, Berndt C. Detecting hydrate and fluid flow from bottom simulating reflector depth anomalies[J]. *Geology*, 2012, 40(3): 227-230.
- [28] Piñero E, Grácia E, Martínez-Ruiz F, et al. Gas hydrate disturbance fabrics of southern Hydrate Ridge sediments (ODP Leg 204): Relationship with texture and physical properties[J]. *Geo-Marine Letters*, 2007, 27(2/4): 279-288.
- [29] Grácia E, Martínez-Ruiz F, Piñero E, et al. Data report: Grain-size, and bulk and clay mineralogy of sediments from the Summit and flanks of southern Hydrate Ridge, Sites 1244-1250, Ocean Drilling Program Leg 204[C]//Tréhu A M, Bohrmann G, Torres M E, et al. *Proceedings of the Ocean Drilling Program Scientific Results 204*, College Station, 2006, Texas: 1-19.
- [30] Tréhu A M, Flemings P B, Bangs N L, et al. Feeding methane vents and gas hydrate deposits at south Hydrate Ridge[J]. *Geophysical Research Letters*, 2004, 31(23): 345-357.
- [31] Crutchley G J, Berndt C, Geiger S, et al. Drivers of focused fluid flow and methane seepage at south Hydrate Ridge, offshore Oregon, USA[J]. *Geology*, 2013, 41(5): 551-554.
- [32] Daigle H, Dugan B. Origin and evolution of fracture-hosted methane hydrate deposits[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2010, 115(B11).
- [33] Chevallier J, Tréhu A M, Bangs N L, et al. Seismic sequence stratigraphy and tectonic evolution of southern Hydrate Ridge[C]//Tréhu A M, Bohrmann G, Torres M E, et al. *Proceedings of the Ocean Drilling Program, Scientific Results*, College Station, Texas (Ocean Drilling Program) 204, 2006: 1-29.
- [34] Krooss B M, Leythaeuser D, Lillack H. Nitrogen-rich natural gases. Qualitative and quantitative aspects of natural gas accumulation in reservoirs[J]. *Erdöl und Kohle, Erdgas, Petrochemie vereinigt mit Brennstoff-Chemie*, 1993, 46(7/8): 271-276.
- [35] Torres M E, Wallmann K, Tréhu A M, et al. Gas hydrate growth, methane transport, and chloride enrichment at the southern summit of Hydrate Ridge, Cascadia margin off Oregon[J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 2004, 226(1): 225-241.
- [36] Piñero E, Crutchley G, Trehu A. modeling 3D gas hydrate accumulations at southern hydrate ridge: role of faulting in gas migration through the GHSZ[C]//*Proceedings of the 8th International Conference on Gas Hydrates (ICGH8-2014)*, 28 July-1 August 2014, Beijing, China, T2-30.
- [37] Hubbard R J, Edrich S P, Rattey R P. Geologic evolution and hydrocarbon habitat of the 'Arctic Alaska microplate'[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1987, 4(1): 21N19-81N434.
- [38] Ehm A, McMahon D. Oil and gas basins map of Alaska[M]. Alaska Department of Natural Resources, Division of Geological & Geophysical Surveys, 1983.
- [39] McCrossan R G. The future petroleum provinces of Canada: Their geology and potential. Alberta: Canadian Society of Petroleum Geologists, 1973: 315-386.
- [40] Molenaar C M. Depositional history and seismic stratigraphy of Lower Cretaceous rocks, National Petroleum Reserve in Alaska and adjacent areas[R]. US Geological Survey, 1981.
- [41] Lorenson T D, Collett T S, Hunter R B. Gas geochemistry of the Mount Elbert gas hydrate stratigraphic test well, Alaska North slope: implications for gas hydrate exploration in the Arctic[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2011, 28(2): 343-360.
- [42] Peters K E, Magoon L B, Bird K J, et al. North Slope, Alaska: Source rock distribution, richness, thermal maturity, and petroleum charge[J]. *AAPG Bulletin*, 2006, 90(2): 261-292.
- [43] Collett T S. Natural gas hydrates of the Prudhoe Bay and Kuparuk River area, north slope, Alaska[J]. *AAPG Bulletin*, 1993, 77(5): 793-812.
- [44] Lorenson T D, Collett T S. Gas hydrate prospecting using well cuttings and mudgas geochemistry from 35 wells, North Slope, Alaska[R]. U. S. Geological Survey Scientific Investigations Report. 2011-5195, 27.
- [45] Schoderbek D, Boswell R. Ignik Sikumi # 1, Gas Hydrate test well, successfully installed on the Alaska North Slope[J]. *Fire in the Ice*, 2013, 11: 1-5.
- [46] Schenk O, Magoon L B, Bird K J, et al. Petroleum system modelling of northern Alaska[C]//Peters K E, Curry D J, Kaciewicz M. *Basin modelling: New Horizons in Research and Applications*. AAPG Hedberg Series, 2012, 4, 317-338.
- [47] Piñero E, Hensen C, Haeckel M, et al. Gas hydrate accumulations at the Alaska North Slope: total assessment based on 3D petroleum system modeling[C]//*Proceedings of the 8th International Conference on Gas Hydrates (ICGH8-2014)*, 28 July-1 August 2014, Beijing, China, T2-37.
- [48] 安珑雨, 文志刚, 谢云欣, 等. 中国永久冻土区天然气水合物研究现状[J]. *资源环境与工程*, 2014, 28(1): 5-9.

- [49] 卢振权,祝有海,张永勤,等. 青海省祁连山冻土区天然气水合物基本地质特征[J]. 矿床地质, 2010, 29(1): 184-187.
- [50] 苏丕波,梁金强,沙志彬,等. 南海北部神狐海域天然气水合物成藏动力学模拟[J]. 石油学报, 2011, 32(2): 226-233.
- [51] 苏丕波,乔少华,付少英,等. 南海北部琼东南盆地天然气水合物成藏数值模拟[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(7): 1111-1119.
- [52] 陈多福,李绪宣,夏 斌. 南海琼东南盆地天然气水合物稳定域分布特征及资源预测[J]. 地球物理学报, 2004, 47(3): 483-489.
- [53] 梁金强,王宏斌,苏 新,等. 南海北部陆坡天然气水合物成藏条件及其控制因素[J]. 天然气工业, 2014, 34(7): 128-135.

NEW TECHNOLOGY FOR GAS HYDRATE PETROLEUM SYSTEM MODELING AND ITS APPLICATION

CONG Xiaorong^{1,2}, ZHANG Wei³, LIU Lihua^{1,2*}, SU Pibo³, YU Xinghe⁴, PENG Jun⁵

(1 Guangzhou Institute of Energy Conversion, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China;

2 CAS Key Laboratory of Gas Hydrate, Guangzhou Center for Gas Hydrate Research, Chinese Academy of Sciences,

Guangzhou 510640, China; 3 Guangzhou Marine Geology Survey, CGS, Guangzhou 510760, China;

4 China Department of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China;

5 Schlumberger Technology Services (Beijing) Ltd, Beijing 100015, China)

Abstract: In order to further investigate the principles and technology for simulation modeling of gas hydrate petroleum system, a thorough review is made in this paper on the current technical development in the system, in addition to a summarization of some typical cases, such as the Gulf of Mexico, the north slope of Alaska Hydrate Ridge and the natural gas hydrate discoveries in China. The current gas hydrate petroleum system was building upon the model of traditional petroleum system, which includes the generation, pulsation, migration, accumulation and dissemination of petroleum in 3D geological models in different ages. Facts show that the model could also be used for simulation of gas hydrate distribution in different geological periods, migration of thermogenic/biogenic methane, hydrate forming time and resource potential in the stable zone. The result of simulation confirms in general that the migration of gas bearing fluid is an important controlling factor for gas hydrate accumulation. The simulation system could be used to predict the spatial distribution and geological evolution of the gas hydrate stable zone, thermogenic gas and biogenic gas generation, migration and accumulation during the formation of gas hydrate, and quantitative simulation of hydrate resources. Currently, the research and application of this technology is still limited in China, therefore, we should improve the theoretical research as well as exploration and development of gas hydrate in China based on the experience of previous studies.

Key words: gas hydrates; petroleum system modeling; gas hydrate stability zone; fluid migration; resource assessment