

海洋天然气水合物开采潜力地质评价 指标研究:理论与方法

吴能友^{1,2} 黄丽^{1,2,4} 苏正^{1,2} 杨胜雄³ 王宏斌³ 梁金强³ LU Hailong⁵

1.中国科学院广州天然气水合物研究中心 2.中国科学院广州能源研究所 3.广州海洋地质调查局 4.中国科学院大学
5.Division of Emerging Technologies, National Research Council Canada(Ottawa,Ontario K1A 0R6,Canada)

吴能友等.海洋天然气水合物开采潜力地质评价指标研究:理论与方法.天然气工业,2013,33(7):11-17.

摘要 中国南海北部大陆坡具有良好的天然气水合物(以下简称水合物)资源前景,但目前还没有针对海洋水合物藏开采潜力的地质评价指标,无法对水合物藏进行简单高效的开采潜力评价预测。为此,重点分析了与产气潜力密切相关的地质参数(水合物层的孔隙度,水合物初始饱和度,储层渗透率,导热系数,储层上、下盖层的渗透性,储层的初始温度和初始压力)对产气潜力的影响情况。结果发现,在其他条件和参数不变的情况下:①水合物储层孔隙度越大,水合物分解产气速率越快;②水合物饱和度越高,初始产气效率较低,但总体产气开发效益较高;③水合物储层绝对渗透率越大,水合物分解和产气效率越高;④水合物储层导热系数对水合物分解产气效率影响不大;⑤盖层的存在有利于提高水合物的分解效率和气体的长期稳定生产;⑥水合物储层初始温度越高越有利于水合物快速分解;⑦当地层初始压力越高且离水合物相平衡边界越近时,水合物藏产气开发效率也越高。在此基础上,提出了水合物开采潜力地质评价指标研究的目标、内容、技术路线和方法。

关键词 海洋 天然气水合物 开采潜力 储集层 地质参数 地质评价 指标 技术路线 产气开发效率

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2013.07.002

A study of geological evaluation indicators for the exploitation potential of marine natural gas hydrates: Theory and methodology

Wu Nengyou^{1,2}, Huang Li^{1,2,4}, Su Zheng^{1,2}, Yang Shengxiong³,
Wang Hongbin³, Liang Jinqiang³, Lu Hailong⁵

(1. Guangzhou Center for Gas Hydrate Research, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou, Guangdong 510640, China; 2. Guangzhou Institute of Energy Conversion, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou, Guangdong 510640, China; 3. Guangzhou Marine Geology Survey, Ministry of Land and Resource, Guangzhou, Guangdong 510075, China; 4. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China; 5. Division of Emerging Technologies, National Research Council Canada, Ottawa, Ontario K1A 0R6, Canada)

NATUR. GAS IND. VOLUME 33, ISSUE 7, pp.11-17, 7/25/2013. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: There are good prospects of natural gas hydrate resources on the northern slope of the South China Sea. However, whether or not the gas hydrate will play a part in our energy strategy lies in whether or not it can be effectively extracted. Such real production will mostly rely on the full assessment of gas production potential from the marine hydrate deposits. Unfortunately, the relevant research costs are surprisingly high in the field tests alone, while the experimental simulation of hydrate production under high pressures is limited to a small scale presently, and can not fully characterize the gas production potential on a substantial reservoir scale. Thus it is the only way for hydrate production engineers to establish mining plans and calculate gas production potentials through numerical simulation. Because the gas production potential, however, is closely related to the complexity and dissimilarities of the hydrate reservoir characteristics, the production capacities must be evaluated by using different production methods for different types of hydrate reservoirs, which will inevitably raise the research cost. Therefore, based on the response relationship between hydrate production potential and different geological parameters of hydrate reservoirs, this paper discussed the geological parameters, which are most closely related to the gas production potential. Thus, a set of the objectives, contents and methods were presented for the geological evaluation indexes of marine hydrate production potential, providing the theory and methodology for the rapid evaluation of gas production potential in the marine gas hydrate reservoirs.

Key words: marine, natural gas hydrate, production potential, reservoir, geological parameters, geological evaluation, index

基金项目:国家自然科学基金项目(编号:41276057)、中国地质调查局科技项目(编号:GZH2012006003)、中国科学院重点部署项目(编号:KGZD-EW-301)和中国科学院国家外国专家局“创新团队国际合作伙伴计划”联合资助。

作者简介:吴能友,1965年生,研究员,博士生导师;主要从事天然气水合物研究工作。地址:(510640)广东省广州市天河区五山能源路2号中国科学院广州能源研究所。E-mail:wunyu@ms.giec.ac.cn

近年来的调查研究成果表明,中国南海北部陆坡是天然气水合物(以下简称水合物)发育的理想场所^[1-3],已圈定了 32 750 km² 的水合物资源远景区,认为其赋存天然气资源量约为 185×10⁸ t 油当量。2007年,在神狐海域实施了水合物钻探,在 3 个站位取得水合物实物样品,水合物最高饱和度分别为 25%、44% 和 48%,证实了钻探区水合物分布面积约为 15 km²,赋存天然气储量为 160×10⁸ m³^[4-8]。然而,水合物能否在中国未来能源结构中有所贡献,关键在于能否被有效地开采出来。

目前,常见的水合物开采方法主要包括:降压开采法、注热开采法、注化学剂开采法等^[9]。至今,前苏联、加拿大、美国、日本等国家已在冻土层成功进行了水合物的试验性开采^[10-15]。近期,日本又在其爱知县渥美半岛近海成功进行了水合物开采试验,成为全球首个掌握海底水合物开采技术的国家^[16-17]。

冻土带水合物开采试验的成功具有重大意义,其在不同的地质条件下进行更长时间和更大规模的开发试验,为水合物开发理论和技术提供了更多的检验数据。但是,上述试验性开发的成果经验,大多是在冻土环境中取得的,其水合物往往赋存于粗砂、砾沉积物孔隙中,饱和度甚至高达 85%,沉积体未固结成岩^[11],如阿拉斯加北部陆坡水合物藏,其砂岩储层的孔隙度为 35%,固有渗透率达 1 000 mD,水合物饱和度为 65%^[18]。

相对高纬度的冻土环境,资源潜力巨大的海洋水合物开发环境更为恶劣,钻井作业和试采工程都相对比较困难,成藏地质条件和水合物产出特征较冻土环境具有很大的差异性。这使得海洋水合物开采面临更大的挑战,而目前又无成功案例的文献资料可循。因此,在开采前对水合物藏产气潜力进行科学评价和预测,对指导水合物钻探和开发就显得尤其重要。

目前已能够对水合物藏产气潜力进行定性评价^[19],但尚不能达到科学计算的水平。而且海洋水合物产出特征差异巨大,如韩国东海 Ulleung 盆地水合物产于砂体中,饱和度超过 60%^[20],日本 Nankai 海槽砂体中的水合物饱和度达 80%^[21-22],而美国布莱克海台泥砂沉积中的水合物最大饱和度仅为 24%^[23],水合物藏特征必然会影响气体产能。另外,成本高昂的海洋水合物现场开采试验仅适合于已发现水合物样品且具备开采潜力的地区;而高压条件下的水合物开采实验模拟,目前仍停留在微小尺度,不能充分表征实际水合物开采中各项参数的时空演化和产气潜力。

针对南海北部神狐海域水合物的实际储层特征,有学者曾以产气量为绝对标准、以气水比为相对标准,

数值模拟评价了水合物藏及游离气区的产气潜力,取得了一系列进展^[24-26]。然而,水合物储层特征的复杂性和差异性都会对产气潜力造成影响,因而只能对不同水合物藏采用不同开采方法和工艺技术进行产能模拟评价,其研究成本较高,且目前尚没有针对海洋水合物藏产气潜力的地质评价指标,无法根据水合物藏产出特征和储层类型进行简单高效的产气潜力评价预测。

水合物藏产气潜力的快速高效评价须利用科学的产气潜力评价指标,而该指标的建立必须基于对水合物开采产气效率的数值模拟研究。在没有产气潜力评价指标的前提下,神狐海域水合物藏产气效率不能简单类比到其他海域。

笔者根据多种不同储层地质参数对水合物开采潜力影响的结果,综合分析提出水合物开采潜力地质评价指标研究的目标、内容和技术方法,以期为海洋水合物藏产气潜力的快速评价、提高研究效率提供理论和方法支撑。

1 海洋水合物储层特征对产气潜力的影响

研究发现,水合物产气开发潜力与水合物储层特征密切相关,储层各项地质参数的变化都会引起产气效率变化。其中最受关注的地质参数包括水合物层的孔隙度,水合物初始饱和度,储层渗透率,储层导热系数,储层上、下盖层的渗透性以及储层的初始温度和初始压力。

1.1 孔隙度对产气潜力的影响

水合物储层孔隙度指介质中水、气、水合物的体积占多孔介质总体积的百分数。当孔隙度较小时,多孔介质骨架含量就相对较高,孔隙容纳水合物及其他流体的能力较低,也意味着储层的流体疏导能力较差,压力在这种水合物储层中的传递能力不足,降压分解效果较差。有学者通过水合物降压开采数学模型,得到不同孔隙度对水合物分解产气速率(Q_p)的影响关系^[27]。从图1可以看出,在开采前期含水合物地层的

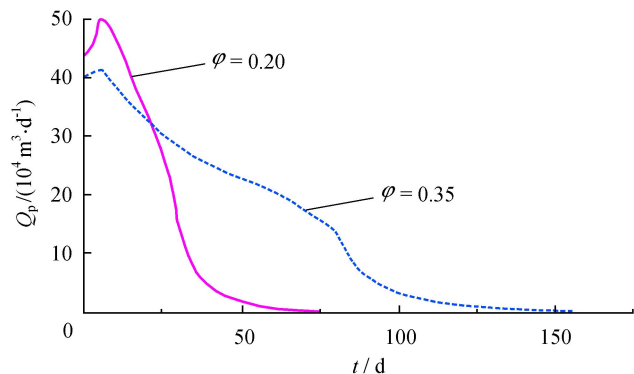


图1 水合物层孔隙度对产气速率的影响图

孔隙度越大,水合物分解产气速率反而较低,但从长时间来看,水合物储层的孔隙度越大,水合物分解产气速率也越大且平稳产气期也越长。

1.2 饱和度对产气潜力的影响

水合物的饱和度 (S_{H_0}) 指储层孔隙中水合物含量占沉积物孔隙总体积的比例,是表征水合物藏中水合物聚集程度的量度。在其他储层特征相同的条件下,当水合物饱和度较高,即系统中水合物含量越高时,水合物分解会产生更多的气体,但固相水合物的存在降低了储层的流体疏导能力,影响压力传递效果。如图 2 所示^[28],在初始阶段,水合物饱和度越高时,累积产气量 (V_p) 反而较低,但到后期,随着压力的传递,水合物分解和累积产气量都会提高。因此,从长时间来说,高饱和度有利于提高产气潜力。

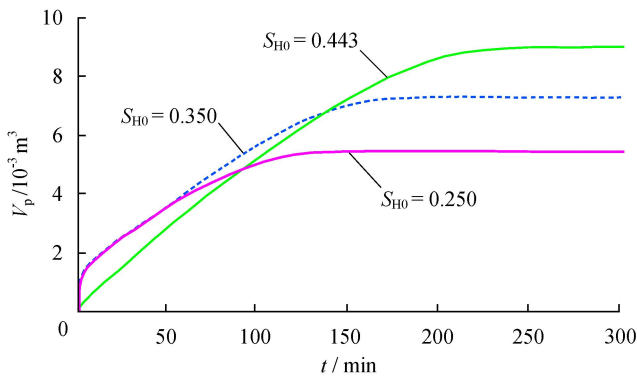


图 2 水合物饱和度对累积产气量的影响图

1.3 渗透率对产气潜力的影响

渗透率表征水合物储层中的流体流动能力,是影响水合物分解和产气的重要因素。当水合物层的渗透率较高时,表明系统渗透和流体疏导性能较好,从而储层中的压力传递效率较好,也能使水合物分解产生的气体高效地流向开采井。如图 3 所示,利用降压分解模型分析了不同地层绝对渗透率对水合物藏累积产气量 (V_p) 的影响^[29],发现在水合物藏其他条件不变的情况下,

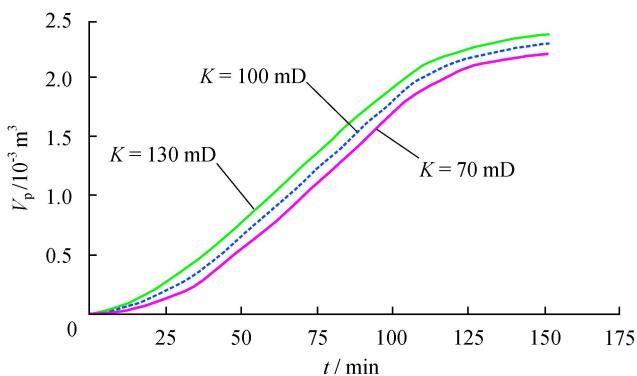


图 3 水合物储层渗透率对累积产气量的影响图

地层绝对渗透率越大,水合物藏的累积产气量越大。

1.4 导热系数对产气潜力的影响

导热系数是指水合物储层传播热量的能力。水合物分解是一个吸热过程,对于水合物地层,若其导热系数大,则在单位时间多孔介质中有更多的热量传递到水合物分解前缘,对水合物分解有更好的促进作用。图 4 显示了地层导热系数 (λ_R) 分别为 $1.5 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ 和 $8 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ 条件下水合物藏产气速率随时间变化的关系^[28]。可以发现,在其他参数相同的条件下,在开采的前期,随着地层导热系数的增加,水合物产气速率增加;开采后期随着地层导热系数的增加,水合物产气速率反而减小,但导热系数对水合物藏产气速率的总体影响很小。

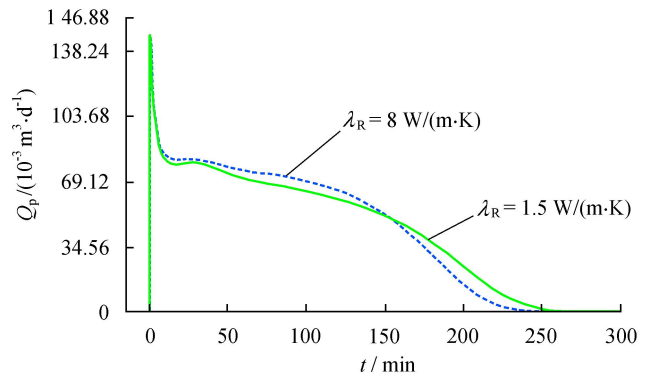


图 4 水合物储层导热系数对产气速率的影响图

1.5 上、下盖层渗透性对产气潜力的影响

水合物储层上、下盖层的不同渗透性对水合物产气潜力也有影响,当水合物层上、下盖层均不渗透时,水合物开发中的降压效果将大大增强,从而提高水合物分解速率。Li 等在进行水合物藏降压开采的数值模拟时,通过改变水合物藏上、下盖层的渗透特性,分析其水合物开采效果的影响^[24],结果如图 5 所示。在开采初期不同渗透性盖层的水合物产气速率相

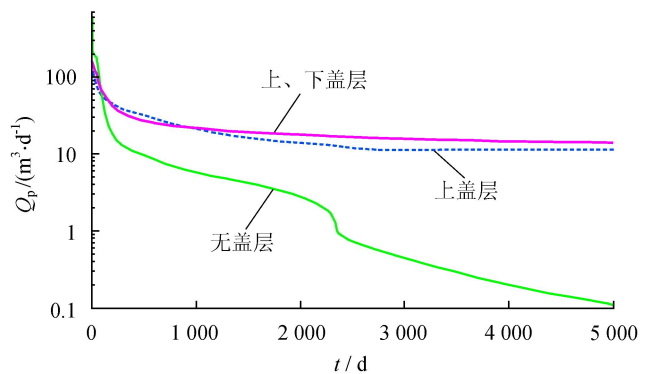


图 5 上、下盖层不同渗透性对产气速率的影响图

当;但之后具有上、下盖层(不渗透的上覆层和下伏层)的水合物藏分解产气速率略高于具有上盖层的水合物藏气体产出速率,更明显高于无盖层(渗透的上覆层和下伏层)水合物藏的气体产出效率;在开采后期,无盖层水合物藏的气体产出速率跌幅较大,但有盖层水合物藏的气体产出维持相对稳定。因此,盖层存在有利于水合物藏的高效开发。

1.6 初始地层温度对产气潜力的影响

水合物分解是一个吸热过程,初始温度较高的水合物藏能极大地提供水合物分解所需要的热量,使得水合物更容易分解。如图6所示^[30],水合物藏初始温度对气体产出速率(Q_p)影响较大。在开采初期(180 d之前)水合物藏初始温度越高,水合物快速分解,水合物分解产气效率较高;但在开采后期(180 d以后),水合物藏初始温度越高,水合物分解产气速率反而越小。这是因为开采后期产出的气体以溶解气为主,而低温体系水中的气体溶解度较高。因此,低温水合物藏开采后期的产气量相对较大。

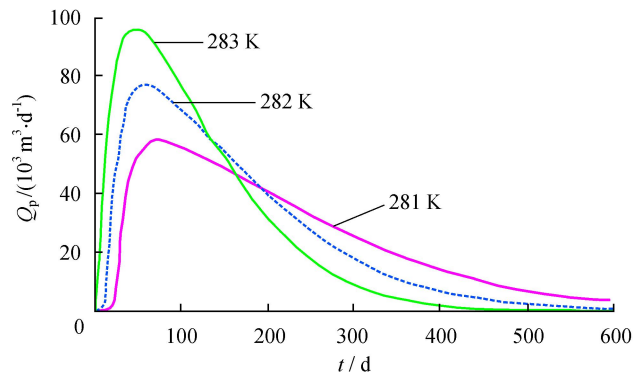


图6 初始地层温度对产气速率的影响图

1.7 初始地层压力对产气潜力的影响

在实际的水合物藏降压开采时,生产井设置在水合物层或水合物层下方,通过降低生产井压力而导致水合物失稳分解。对于相同温度的水合物藏,其水合物相平衡压力也相同。当初始地层压力越大时,离相平衡压力将越远,压力降低过程需要更长的时间实现,压力传递缓慢,水合物分解效果较差。图7显示了水合物地层初始压力对降压开发效率的影响^[31],其中选取的温度条件均为12℃,而压力分别为10 MPa、20 MPa。在相同的水合物藏初始温度和井孔压力条件下,储层的初始压力越低时,水合物分解越快,且平稳产气期也越长,水合物藏的产气开发效率越高。但是另外一方面,在常见的海洋水合物系统中,水合物地层压力往往处在相平衡边界附近,采用一定井孔压力开

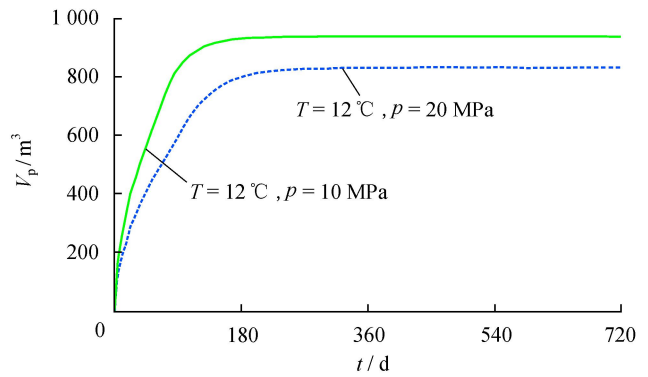


图7 初始地层压力对累积产气量的影响图

采时,初始地层压力越高,则地层与井孔之间的压力差越大,压力传递较快,且引起水合物分解的驱动压力差越大,必然促使水合物更快地分解。

水合物藏初始温压条件、渗透率、饱和度等,都是与开采潜力关系密切的地质参数,可利用这些参数构建海洋水合物藏产气潜力的地质评价指标,用于对不同的水合物藏产气潜力进行科学有效的评估,进而指导实地水合物藏的勘探与开发。

2 地质评价指标研究

2.1 目标和内容

海洋水合物开采潜力地质评价,首先必须以水合物藏赋存的实际地质条件、钻孔取样资料、水合物产出特征和储层类型入手,利用各种方法进行水合物开采数值模拟,研究水合物分解过程中各项参数变化规律,定量评价水合物藏开发过程中的产能特征,选取影响水合物藏产气潜力的地质参数(如沉积体渗透率、孔隙度、水合物饱和度、温压条件、储层厚度等),从而构建海洋水合物藏产气潜力的地质评价指标;然后将地质评价指标应用于国际典型水合物研究区,并利用数值模拟结果进行检验。

具体的研究内容包括以下3个方面:

2.1.1 海洋水合物藏产气潜力地质评价参数

综合地质、地球物理、钻探数据等资料,研究岩性、岩相展布规律、水合物的赋存状态和地质条件、水合物产出特征和储层类型;分析研究影响水合物分解和产气开发潜力的各项要素,如岩性、温压条件、沉积体渗透率、孔隙度、水合物饱和度、储层厚度、孔隙水盐度等;研究各地质参数对水合物开采中产气效率的影响强度,进行排序,并设计水合物藏产气潜力的地质评价参数。

2.1.2 海洋水合物藏产气潜力地质评价指标

利用影响水合物藏产气开发潜力的地质参数,开

展海洋水合物产气开发的数值模拟研究,计算各地质参数变化对水合物藏产能特征的影响及敏感性,研究各地质参数与产气效率的响应关系,确立各地质参数对产气开发潜力影响的权重,并在此基础上构建海洋水合物藏开采潜力地质评价指标的数学模型。

2.1.3 海洋水合物藏产气潜力综合评价研究

利用海洋水合物藏产气潜力的地质评价指标,评估国际典型水合物或特定海域水合物藏的产气潜力,对产气潜力的差异性进行解释说明,并将地质指标的评价结果与数值模拟结果进行对比,建立地质评价指标结果与数值模拟结果的对应关系。

2.2 技术路线和方法

2.2.1 评价方法

海洋水合物开采潜力地质评价指标研究需要采用定性描述和定量计算相结合的方法。定性研究方面,利用地质、地球物理和钻探取样及测井资料,描述南海北部陆坡神狐海域水合物区的岩性特征、水合物层位展布和赋存状态等,确定水合物藏的产出特征和储层类型,科学选取影响海洋水合物藏产气潜力的地质参数。定量研究方面,数值模拟计算水合物藏产气潜力的地质参数对气体产能影响的规律、强度和敏感性;利用正交优化试验方法研究各地质参数对水合物藏产气潜力影响的强度顺序;构建各地质评价参数对水合物藏产气潜力影响的数学模型,进而构建水合物藏产气潜力地质评价指标的数学模型,并计算各研究区的产气潜力指标值;利用数值模拟方法研究水合物开采过程中的产气量和各项参数的变化,并与地质指标的评价研究结果进行对比。

2.2.2 技术路线

首先收集特定海域沉积地质特征和水合物产出的相关资料信息,包括地质、地球物理、沉积序列以及钻探取心数据,标定各钻孔的水合物产出特征和储层类型;然后,设计海洋水合物藏产气开发潜力的地质评价参数,并确定评价参数对水合物藏产气潜力的影响强度和顺序;再通过构建水合物藏产气潜力地质评价指标的数学模型,计算特定海域各站位水合物藏产气潜力的指标值,并与国外典型水合物的产能状况进行对比分析;最后,对各研究区水合物藏的产气开发潜力进行数值模拟研究,并与“指标”评价结果进行对比验证。总体研究方案如图 8 所示。

2.2.3 关键问题及解决思路

在研究过程中,拟解决的关键问题包括:①选择海洋水合物藏产气开发潜力的地质评价参数,构建各评

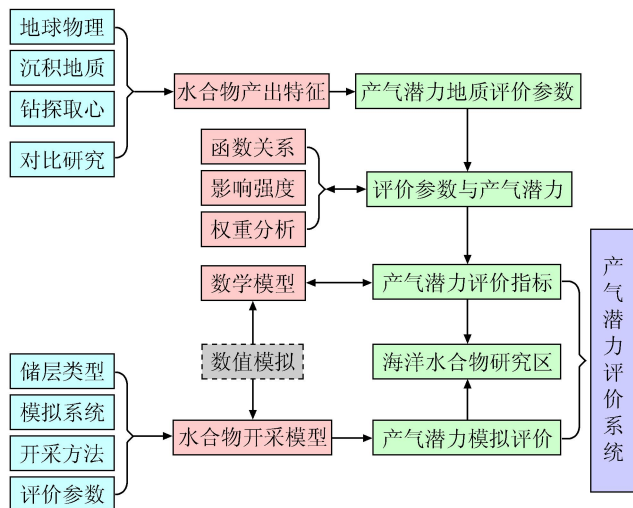


图 8 海洋水合物开采潜力地质评价指标研究技术路线图

价参数与气体产能的函数关系,确立评价参数对气体产能影响的权重;②利用评价参数对气体产能影响的函数关系和权重,构建海洋水合物藏产气潜力的地质评价指标,确定各研究区的指标值。相应的解决思路如下:

2.2.3.1 水合物藏产气潜力地质评价参数

水合物藏产气潜力的地质评价参数是指对水合物产气效率产生影响的沉积地质要素,地质评价参数的正确选择是产气潜力评价的关键。首先,通过综合特定海域水合物区的地质、地球物理、钻探数据等资料,研究岩性、岩相展布规律、水合物的赋存状态和地质条件、水合物产出特征和储层类型,定性和定量分析影响水合物分解和产气潜力的各项要素,如岩性、温压条件、沉积体孔隙度、水合物饱和度、渗透率、储层厚度、孔隙水盐度等;然后,数值分析地质参数对水合物产能的影响强度和敏感性,利用正交优化试验方法对地质参数的影响强度进行排序,如表 1 中南海北部神狐海域 3 个站位上的水合物产出特征的地质参数,可构建如表 2 所示的正交优化试验因素水平表,通过选用合适的正交表即可实现对地质参数的优化和排序;选择对水合物藏产气潜力影响较为显著的地质参数,舍弃影响较小、敏感性差的地质参数。

表 1 神狐海域水合物产出特征和赋存状态参数表

站位	孔隙度	水合物饱和度	储层厚度 /m	储层压力 /MPa	储层温度 /K
SH2 站	38%	48%	43	15.8	288.15
SH3 站	42%	25%	10	14.6	288.55
SH7 站	45%	44%	22	12.9	286.95

表2 神狐海域水合物产气潜力影响强度分析的正交优化试验因素水平表

因素水平	渗透率 /mD	孔隙度	饱和度	储层厚度 /m	储层压力 /MPa	储层温度 /K
1	10	38%	25%	10	13.0	286.65
2	40	42%	35%	25	14.5	287.65
3	70	46%	45%	40	16.0	288.65

2.2.3.2 水合物藏产气潜力地质评价指标

地质评价指标是由地质评价参数表征的水合物藏钻井开发中的产气潜力,是地质评价参数的函数,其值可以确定。首先,通过构建海洋水合物开采过程的数学模型,确定地质评价参数与产气潜力的响应函数, $Q_p^p = f_p(\beta)$ 或 $R_{cw}^p = f_p(\beta)$ 。产气速率 Q_p 是衡量产气潜力的绝对标准,产气产水比 R_{cw} 是衡量产气潜力的相对标准, f 表示函数关系式, β 表示地质参数。再计算各参数变化对产气潜力影响的权重,结合 f 函数和水合物开采数学模型,构建水合物开采中产气潜力地质评价指标函数, $I = \gamma(K, \varphi, S_{H_2O}, \dots)$ 。利用该地质评价指标 I ,即可实现对水合物藏产气潜能的快速评价。

3 结论与建议

研究了影响水合物开采潜力的主要参数及其与开采潜力的响应关系,发现在其他条件和参数不变的情况下,水合物储层孔隙度增加,水合物分解产气速率越快;水合物饱和度越高,初始产气效率较低,但总体产气开发效益较高;水合物储层绝对渗透率越大,水合物分解和产气效率越高;水合物储层导热系数对水合物分解产气效率影响不大;盖层存在有利于提高水合物的分解效率和气体的长期稳定生产;水合物储层初始温度越高越有利于水合物快速分解;当地层初始压力越高,且离水合物相平衡边界越近时,水合物藏产气开发效率越高。

基于影响水合物开采潜力的储层地质参数的分析研究,可以建立水合物藏开采潜力的地质评价指标,并将地质评价指标应用于不同海洋水合物藏,以快速有效地评价不同海洋水合物藏的产气潜力,为指导海洋水合物的开采提供理论参考。此外,由于产气潜力的地质评价指标是基于水合物藏的储层地质参数,且独立于开采方法和工艺技术条件。因此,地质评价指标反映的是水合物藏产气开发的潜力强度,其计算结果与水合物藏产气开发潜力的数值模拟结果截然不同。目前该评价指标的建立尚处于理论阶段,对于全面的储层地质参数对产气的影响研究、海洋水合物产

气潜力地质评价指标的进一步完善发展,还需要更广大的水合物研究工作者作出多的努力。

参考文献

- [1] 耿建华,吴松.南海东沙海域含天然气水合物沉积地层地震波速度特征:岩石物理模型与岩心数据分析[C]//中国地球物理第二十一届年会.长春:吉林大学出版社,2005. GENG Jianhua, WU Song. The seismic velocity characteristics of natural gas hydrate bearing sedimentary strata in Dongsha area of the South China Sea; Rock physics model and core data analysis [C]// Chinese Geophysical 21th Annual Meeting. Changchun: Jilin University Press, 2005.
- [2] 吴能友,杨胜雄,王宏斌,等.南海北部陆坡神狐海域天然气水合物成藏的流体运移体系[J].地球物理学报,2009,52(6):1641-1650. WU Nengyou, YANG Shengxiong, WANG Hongbin, et al. Gas-bearing fluid influx sub-system for gas hydrate geological system in Shenhu area, Northern South China Sea [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2009, 52(6): 1641-1650.
- [3] 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. CHEN Duofu, LI Xuxuan, XIA Bin. Distribution of gas hydrate stable zones and resource prediction in the Qiongdongnan Basin of the South China Sea [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2004, 47(3): 483-489.
- [4] 祝有海,张光学,卢振权,等.南海天然气水合物成矿条件与找矿前景[J].石油学报,2001,22(5):6-10. ZHU Youhai, ZHANG Guangxue, LU Zhenquan, et al. Gas hydrate in the South China Sea: Background and indicators [J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(5): 6-10.
- [5] 张光学,黄永祥,祝有海,等.南海天然气水合物的成矿远景[J].海洋地质与第四纪地质,2002,22(1):75-81. ZHANG Guangxue, HUANG Yongyang, ZHU Youhai, et al. Prospect of gas hydrate resources in the South China Sea [J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2002, 22(1): 75-81.
- [6] WU Nengyou, ZHANG Hongtao, HUANG Yongyang, et al. Gas hydrate research in the north slope of South China Sea [C]// Proceeding of Thematic Session & 2nd International Symposium on Gas Hydrate Technology at the 43rd CCOP Annual Session, 1-2 November 2006, Daejeon, Korea. Bangkok: CCOP, 2006.
- [7] WU Nengyou, ZHANG Haiqi, SU Xin, et al. High concentrations of hydrate in disseminated forms found in very fine-grained sediments of Shenhu area, South China Sea [J]. Terra Nostra, 2007, (1/2): 236-237.
- [8] TANG Lianguang, LI Xiaosen, FENG Ziping, et al. Control mechanisms for gas hydrate production by depressurization in different scale hydrate reservoirs [J]. Energy & Fuels, 2007, 21(1): 227-233.
- [9] SLOAN E D, KOH C A. Clathrate hydrates of natural gases [M]. 3rd edition. London: CRC Press LLC, 2008.

- [10] MAKOGON Y F. Natural gas hydrates: The state of study in the USSR and perspectives for its use [C] // Presented at 3rd Chemical Congress of North America, 5-10 June 1988, Toronto, Canada. Washington: American Chemical Society, 1988.
- [11] DALLIMORE S R, COLLETT T S. Scientific results from the Mallik 2002 gas hydrate production research well program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada [J]. Geological Survey of Canada Bulletin, 2005, 585: 140.
- [12] KEVIN LINDSTROM. Energy from gas hydrates: Assessing the opportunities & challenges for Canada [M]. Ottawa: Council of Canadian Academies, 2008.
- [13] BP. BP drills Alaska north slope gas hydrate test well to assess potential energy resource [EB/OL]. [2007-02-20]. <http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=2012968&contentId=7028944>.
- [14] ANDERSON B J, WILDER J W, KURIHARA M, et al. Analysis of modular dynamic formation test results from the Mount Elbert-01 stratigraphic test well, Milne Point Unit, North Slope of Alaska [C] // Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008) 6-10 July, 2008, Vancouver, British Columbia, Canada: [s.n.], 2008.
- [15] COLLETT T S, BOSWELL R M. The identification of sites for extended-term gas hydrate reservoir testing on the Alaska North Slope [J]. US DOE NETL Fire-in-the-Ice Newsletter, 2009, 9(3): 12-16.
- [16] 孝文. 日本成世界首个掌握可燃冰甲烷提取技术国家 [EB/OL]. [2013-03-15]. <http://tech.sina.com.cn/d/2013-03-15/08238148583.shtml>.
XIAO Wen. Japan has become the first nation that being able to commercialize natural gas from methane hydrates [EB/OL]. [2013-03-15]. <http://tech.sina.com.cn/d/2013-03-15/08238148583.shtml>.
- [17] 贺春禄. 中国可燃冰开发拉响“警报”. 中国科学报 [EB/OL]. [2013-03-27]. <http://news.sciencenet.cn/sbhtmlnews/2013/3/271122.shtml? id=271122>.
HE Chunlu. Sounding the alarm for China: The announcement of success made by Japanese in the pilot exploitation of methane from marine natural gas hydrate deposits [EB/OL]. [2013-03-27]. China Science daily. <http://news.sciencenet.cn/sbhtmlnews/2013/3/271122.shtml? id=271122>.
- [18] ANDERSON B J, KURIHARA M, WHITE M D, et al. Regional long-term production modeling from a single well test, Mount Elbert gas hydrate stratigraphic test well, Alaska North Slope [J]. Marine and Petroleum Geology, 2011, 28(2): 493-501.
- [19] WALSH M R, HANCOCK S H, WILSON S J, et al. Preliminary report on the commercial viability of gas production from natural gas hydrates [J]. Energy Economics, 2009, 31(5): 815-823.
- [20] KIM G Y, YI B Y, YOO D G, et al. Evidence of gas hydrate from downhole logging data in the Ulleung Basin, East Sea [J]. Marine and Petroleum Geology, 2011, 28(10): 1979-1985.
- [21] COLWELL F, MATSUMOTO R, REED D. A review of the gas hydrates, geology, and biology of the Nankai Trough [J]. Chemical Geology, 2004, 205(3/4): 391-404.
- [22] FUJII T, SAEKI T, KOBAYASHI T, et al. Resource assessment of methane hydrate in the eastern Nankai Trough, Japan [C] // Offshore Technology Conference, 5-8 May 2008, Houston, Texas, USA. Texas: OTC, 2008.
- [23] 苏正, 陈多福. 海洋环境甲烷水合物溶解度及其对水合物发育特征的控制 [J]. 地球物理学报, 2007, 50(5): 1518-1526.
SU Zheng, CHEN Duofu. Calculation of methane hydrate solubility in marine environment and its constraints on gas hydrate occurrence [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2007, 50(5): 1518-1526.
- [24] LI Gang, MORIDIS G J, KENI Z, et al. Evaluation of gas production potential from marine gas hydrate deposits in Shenhu area of South China Sea [J]. Energy & Fuels, 2010, 24(11): 6018-6033.
- [25] SU Zheng, CAO Yucheng, WU Nengyou, et al. Numerical analysis on gas production efficiency from hydrate deposits by thermal stimulation: Application to Shenhu area, South China Sea [J]. Energies, 2011, 4(12): 294-313.
- [26] 苏正, 何勇, 吴能友. 南海北部神狐海域天然气水合物热激发开采潜力的数值模拟分析 [J]. 热带海洋学报, 2012, 31(5): 74-82.
SU Zheng, HE Yong, WU Nengyou. Numerical simulation on production potential of hydrate deposits by thermal stimulation [J]. Journal of Tropical Oceanography, 2012, 31(5): 74-82.
- [27] 白玉湖, 李清平, 赵颖, 等. 水合物藏降压开采实验及数值模拟 [J]. 工程热物理学报, 2010, 31(2): 295-298.
BAI Yuhu, LI Qingping, ZHAO Ying, et al. The experiment and simulation of gas production from hydrate reservoir by depressurization [J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2010, 31(2): 295-298.
- [28] 梁海峰. 多孔介质中甲烷水合物降压分解实验与数值模拟 [D]. 大连: 大连理工大学, 2009.
LIANG Haifeng. Experimental and numerical study of methane hydrate dissociation by depressurization in porous media [D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2009.
- [29] 陈科. 水合物气藏降压开采机理研究 [D]. 成都: 西南石油学院, 2005.
CHEN Ke. Research on the mechanism of recovering the natural gas reservoir by depressurization [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2005.
- [30] JIANG Xingxing, LI Shuxia, ZHANG Lina. Sensitivity analysis of gas production from Class I hydrate reservoir by depressurization [J]. Energy, 2012, 39(1): 281-285.
- [31] ZATSEPINA O, POOLADI-DARVISH M, HONG H. Behavior of gas production from Type III hydrate reservoirs [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2011, 3(3): 496-504.