

天然气水合物开采过程中的 出砂与防砂问题

李彦龙,刘乐乐,刘昌岭*,孙建业,业渝光,陈 强

(国土资源部天然气水合物重点实验室,中国地质调查局青岛海洋地质研究所,青岛 266071;
海洋国家实验室海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室,青岛 266071)

摘 要:国外试采经验和我国前期勘探结果均表明,出砂问题是制约水合物资源有效开发的关键因素,然而目前专门针对水合物储层出砂—防砂体系的研究尚属空白。为了配合我国水合物试采及未来商业化开采的需要,建立水合物井出砂预测理论和防砂技术理论体系迫在眉睫。水合物开采过程中的出砂过程与水合物地层的渗流场、温度场和各相饱和度空间分布等的演化过程密切相关,属于多相相变环境中的动态变化过程,因此,水合物储层出砂预测技术和防砂技术面临新的挑战。在总结水合物开采过程中动态相变条件下影响地层出砂因素的基础上,探讨了目前常规油气井出砂预测技术及防砂技术、稠油出砂冷采技术、适度防砂技术对水合物井出砂治理的启示及需要解决的关键问题,为后续研究和工程应用提供参考。

关键词:天然气水合物;水合物储层;水合物开采;防砂;出砂预测

中图分类号:P618.13 **文献标识码:**A **DOI:**10.16028/j.1009-2722.2016.07005

天然气水合物是一种由天然气和水在低温和高压条件下形成的似冰状笼型结晶化合物,广泛分布于高纬度极地冻土地层和海洋湖泊等深水地层中,具有储量大和能量密度高等特点,被认为是一种潜在能源^[1]。水合物储层岩石骨架通常属于未固结、弱固结或裂隙发育地层^[2],水合物人为开采将引起地层胶结强度、孔隙度、有效应力的改变,胶结作用变弱引起井壁稳定性变差造成井塌,引起生产井出砂,严重影响水合物资源的有效开

发利用。因此,地层出砂与防砂是水合物分解过程中面临的关键问题之一。

我国2007年5月和2009年9月分别在南海北部陆坡和青海祁连山冻土区成功钻取到天然气水合物样品,目前已着手准备进行试验性开采^[3]。中国南海海域的水合物以分散方式或弱胶结方式充填在泥质沉积物孔隙中^[4],在水合物分解过程中可能面临严重的出砂问题,因此,研究水合物开采过程中的出砂与防砂问题对于我国经济高效开发深海水合物资源有现实意义。然而,水合物分解过程中的出砂过程与水合物地层的渗流场、温度场和各相饱和度空间分布等的演化过程密切相关,是一个复杂的系统工程。目前专门针对水合物储层出砂防砂方面的研究鲜见报道。笔者结合国外试采经验,总结了在水合物井开发过程中的出砂与防砂问题研究面临的问题,分析了影响水合物地层出砂的深层原因,探讨了目前常规油气

收稿日期:2016-03-24

基金项目:国家自然科学基金青年项目(11402131);国家自然科学基金面上项目(41376078)

作者简介:李彦龙(1989—),男,硕士,实习研究员,主要从事水合物开采方面的研究工作。E-mail:liyantalong@163.com

* **通讯作者:**刘昌岭(1966—),男,研究员,博士生导师,主要从事天然气水合物方面的研究工作。E-mail:qdliuchangling@163.com.

井出砂预测技术及防砂技术对水合物井治理的启示,为后续研究和工程应用提供参考。

1 水合物井出砂防砂现状及出砂影响因素

目前,全世界范围内针对水合物资源的矿场试采主要有麦索亚哈气田^[5,6]、IgnikSikumi 试采项目(2012)^[7,8]、Mallik 5L-38 试采项目(2002)^[9]、Mallik 2L-38 试采项目(2007—2008)^[10]和 AT1-MC^[11]试采项目(2013)等。其中,Mallik 5L-38 项目分别应用热采法和降压法试采获得了成功,通过试采首次认识到在水合物井开发过程中的出砂问题是制约其高效开采的关键因素^[12,13]。

Mallik 2L-38 项目采用套管射孔完井(生产套管尺寸 $9\frac{5}{8}$,射孔井段 1 093~1 105 m),于 2007 年 4 月 2 日进行第 1 次试采作业,在仅 30 h 的有效试采时间内,井筒沉砂量达 2 m^3 (不计随产出水被回注到深部地层中的砂量)。出砂造成电潜泵堵塞,泵效降低,试采过程中不得不进行频繁的启停操作,试采作业最终被迫终止。为了防止砂堵,进一步延长有效试采周期,2008 年 2 月下入防砂筛管。于 2008 年 3 月 10 日进行第 2 次试采作业,连续 6 d 的时间里面获得了比较稳定的产能($2\ 000\sim 4\ 000\text{ m}^3/\text{d}$)^[14]。

日本南开海槽水合物试采项目(AT1-MC)于 2013 年完钻,采用垂直井裸眼砾石充填防砂工艺完井^[15]。2013 年 3 月 12 日下入电泵开始降压试采,一天之内井底流压从 13.5 MPa 下降到 5 MPa,随后监测产气动态,连续稳定的产气过程持续了近 6 d。累产气 $11\ 950\text{ m}^3$ (标准体积),累产水 $1\ 162\text{ m}^3$,综合气水比为 100。2013 年 3 月 18 日,井底压力迅速回升,产水量迅速抬升,地层砂大量产出。由于试采船不具备大量产出砂、液混合物的处理能力,井底压降已不足以使水合物进一步分解,且当日天气恶劣,因此,为了保证船及人员安全,试采作业被迫终止。

经过数次的试采和探索,在天然气水合物地层物理特征、海底安全及稳定性、开采技术等方面已取得了很大进展,然而,要实现长期的商业开

采,必须攻克出砂问题带来的困扰。与常规油气藏开发过程中的出砂与防砂问题相比,水合物藏开发过程中存在相变,其出砂与防砂面临更大的挑战,因此,需要深入分析影响水合物出砂的控制因素和控制机理。总体而言,地层的出砂临界条件依赖于储层强度参数。对水合物储层而言,其储层参数又依赖于水合物分解过程中的能量交换过程。能量交换过程中储层水合物的分布状态、骨架颗粒的排布方式、强度参数和变形参数都随时间发生变化^[16],因此,水合物储层的出砂问题是一个多相相变环境中的动态变化过程,主要受以下 3 个关键因素的控制:①地质因素,主要是指水合物地层的岩石物理学性质;②开采因素,如水合物分解方式、生产制度、地层中的流体流速、含水率的上升、增产措施等;③完井因素,主要包括完井方式(裸眼、射孔)、完井质量和射孔参数等。

1.1 地质因素

水合物储层的岩石物理学性质是影响地层出砂的首要因素^[17]。岩石物理学性质主要包括水合物在沉积物中的分布模式、力学性质(如剪切强度、剪胀角、内聚力、内摩擦角、刚度等)和热学性质(如地层导热系数、热扩散系数、比热、反应焓值等)。目前大部分学者依据水合物储层微观分布特点将水合物储层分为接触胶结、颗粒包裹、骨架颗粒支撑、孔隙填充、掺杂和结核/裂隙充填等 6 种物理模式^[18,19](图 1)。研究表明,当多孔介质中的水合物饱和度超过 25%~40%时,孔隙充填模式趋向于向骨架颗粒支撑模式转化,接触胶结模式则转化为颗粒包裹模式^[20]。显然,不同的物理模式对水合物地层的力学参数^[21]、热学参数^[22,23]、渗透性^[24]、水合物饱和度^[25]等参数的评估和计算影响不同,尤其是对海域浅层水合物储层而言,随着水合物的降压分解,储层必然经历从固结骨架到游离散砂的转换,水合物完全分解后储层不存在骨架,完全处于松散堆积状态,这与常规疏松砂岩油气储层在开采过程中的变化过程完全不同。

另外,在水合物的生产过程是多相相变条件下的动态变化过程。动态变化过程中水合物分解带的力学、热学和孔渗等参数均处于动态变化过程当中,导致水合物层出砂控制因素存在较大的

不确定性和不稳定性,即使水合物分解量很少(8%),也有可能引起地层参数的强烈扰动^[26],引起或加剧地层出砂。因此,需要根据实际地层的微观结构,深入研究不同微观分布模式下的地层出砂机理和出砂控制因素,建立不同分布模式下的出砂临界条件预测模型,对水合物开采过程中的出砂问题进行定性和定量的描述。

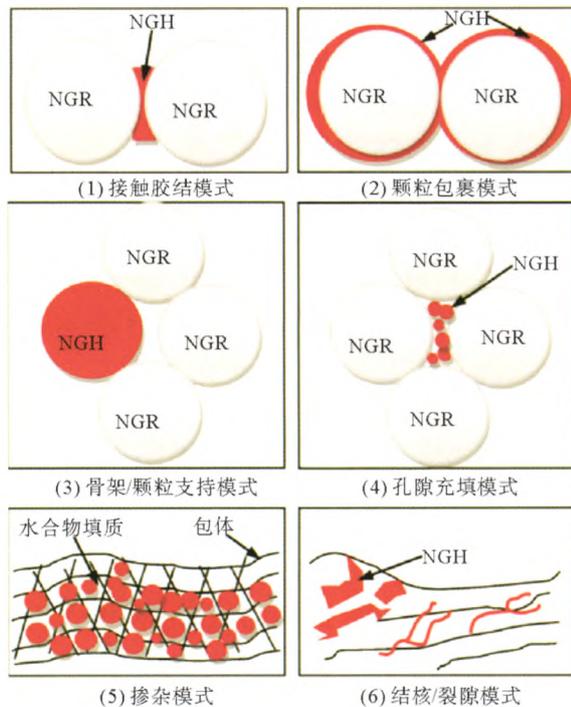


图1 天然气水合物储层微观结构类型

Fig. 1 Micro-structural modes of NGH sediment

对于接触胶结模式和颗粒包裹模式而言,水合物颗粒对地层岩石颗粒有胶结或骨架支撑的作用,一旦水合物发生分解,地层岩石颗粒将成为“一盘散砂”。如果将出砂地层按胶结类型划分为流砂、弱胶结砂和强胶结砂3类^[27,28],则在地层开采过程中出砂现象的实质是地层由强胶结砂向弱胶结砂转化、由弱胶结砂向流砂转化的过程。对于孔隙充填模式,假设水合物是孔隙流体的一部分,则水合物分解过程中地层的出砂规律研究可以借鉴常规油气地层的出砂规律分析方法。

1.2 完井因素

水合物分解过程中储层表现为弱胶结、低强度、高孔高渗等类似于疏松砂岩储层的特性^[29]。

常见的可用于疏松砂岩储层的完井方法有套管射孔完井、管内砾石充填完井、裸眼筛管完井和裸眼井下砾石充填完井。其中套管完井方式有利于提高井壁稳定性,可以防止井眼坍塌;裸眼完井能在一定程度上减少近井地带的附加压降,利于增产,但其井壁支撑能力较弱^[30,31]。与常规油气井相比,水合物储层的不稳定性使水合物井完井面临的问题更为复杂,选择正确的完井方式是保证水合物藏有效开发的基础。对射孔完井方式而言,完井参数对出砂程度有重要的影响。一般而言,随着射孔程度增加,储层出砂量增大,因此,孔密、孔径、孔深的变化都会对地层出砂产生影响。另外,研究表明,射孔相位角对出砂有较明显的影响,当相位角为 90° 时,由于地层流线以井轴为中心相互对称,减少了流线的弯曲和收缩,阻力最小,最有利于减缓地层出砂^[32]。

Mallik 2L-38项目采用射孔完井后下独立筛管防砂,试采过程中未见严重出砂造成砂堵现象;AT1-MC项目采用裸眼砾石充填防砂工艺完井,由于筛管与井壁之间环空充填砂强度较小,对地层支撑能力弱,开采过程中导致井壁的整体坍塌,导致防砂失效。因此,完井方式的选择失误可能是导致AT1-MC项目由于出砂问题被迫终止的关键因素。

1.3 开采因素

原位分解开采是目前认为最可行的水合物开发模式,主要包括注热、降压、注化学剂开采等具体的水合物分解方法^[33]。水合物分解过程对地层出砂的影响主要表现在2方面:①岩石强度越低,越容易出砂,因此,水合物的分解使地层本身强度下降^[34],水合物的分解势必加大地层的出砂风险;②随着水合物的分解产出,地层孔隙压力变化,导致骨架岩石承受的有效应力增大,加剧了出砂风险^[35]。不同的开采方式对地层出砂过程的影响规律不同^[36]。掌握不同开采方式下多孔介质中水合物分解特性及流体运移规律是研究水合物分解对地层出砂规律影响效果的关键。

地层出砂程度与生产压差有密切的联系,只有当生产压差达到一定程度时才会引起地层出砂。合理的生产制度必须考虑地层的临界出砂生产压差的影响:生产压差越大出砂越严重,压差过

小则水合物分解效率降低,影响产能^[37,38]。因此,确定合理生产压差是防止地层出砂、提高水合物井产能的一个关键因素^[39]。反观 Mallik 5L-38 和 AT1-MC 试采项目,在生产制度优化过程中仅考虑到了压降过程对产能的影响,其实际生产压差(6~10 MPa)远超出疏松地层的出砂临界生产压差,因此综合比较,上述 2 次试采作业由于严重出砂导致试采终止是必然的。

在注热开采水合物过程中,除以上 2 个方面的影响外,地层骨架将承受附加热应力(热力驱)或高温交变应力(吞吐法)的影响,使地层强度降低,出砂趋势更明显。李令东等^[40]综合考虑水合物地层能量守恒、水合物分解动力学、地层流体渗流、井眼附近应力状态及力学性质变化,并考虑这些因素间的互相耦合作用,建立了温度影响天然气水合物地层井壁稳定性的有限元模型。模拟分析表明,温度升高在导致水合物分解的同时,也使弹性模量和内聚力大幅降低,力学性质变差。因此,对于注热开采储层,一方面需要准确监测开采过程中地层的温度分布及变化规律^[41],另一方面需要建立地层热应力及交变应力条件下岩石强度的动态变化模型,从而准确预测地层的出砂情况。

2 常规油气出砂防砂对水合物开发的启示

2.1 常规油气井出砂预测技术的启示

目前常规疏松砂岩油气开发过程中出砂预测主要包含井壁稳定性分析、定性出砂规律预测、出砂临界生产压差/临界产量预测、井底出砂范围预测、出砂量预测及出砂粒径预测等内容。然而,这些定性或定量的预测都是建立在生产初期地质参数基础上的静态出砂规律预测。对水合物藏而言,水合物分解过程中储层岩石力学参数、储层应力、储层孔渗性质等均随时间发生变化^[42]。因此,如果要将常规疏松砂岩油气藏出砂规律预测方法应用到水合物开采领域,必须考虑储层物理参数随生产过程的变化规律,建立水合物藏开采过程中的动态出砂规律预测方法。水合物开采动态出砂规律预测的基本思路如图 2 所示。

由图 2 可知,准确预测水合物开采过程中的

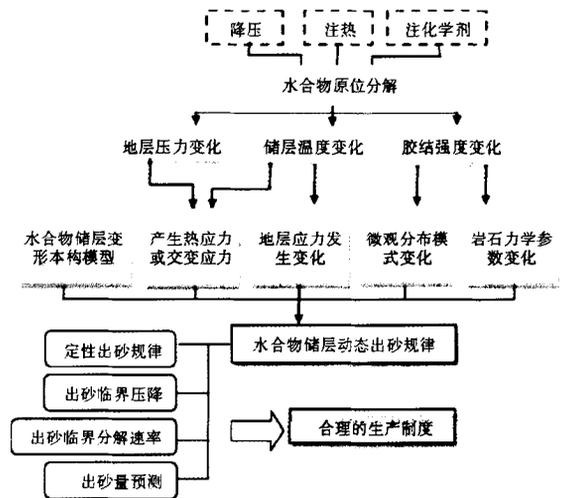


图 2 水合物储层出砂规律预测基本思路

Fig. 2 Dynamic sanding prediction approach for hydrate reservoir

出砂规律必须解决如下关键问题:水合物分解前缘位置或分解阵面随时间的变化规律;储层多孔介质岩石物理学参数随着水合物分解过程的变化规律;水合物分解过程中地层温度随时间的变化规律。

2.2 常规油气井防砂技术的启示

目前常用的防砂方式为机械防砂,主要包含独立筛管简易防砂、裸眼筛管砾石挤压充填防砂、套管射孔管内砾石循环充填防砂、高速水充填防砂、压裂充填防砂等^[43]。不同的防砂工艺对地层砂的阻挡机理及对产能的影响不同。这些防砂方法大部分可以应用到水合物储层,但需要针对具体的储层特征对常规防砂工艺技术做一定的修正或改进。如 AT1-MC 项目采用裸眼筛管砾石挤压充填防砂完井,稳定生产至第 6 天时地层突发性大量出砂,防砂失效。这并非说明地层骨架颗粒在第 6 天时发生突发性破坏造成出砂,而是地层岩石骨架在生产过程中逐渐发生破坏,地层砂粒逐渐运移至近井地带,由于充填过程中砾石层充填不均匀或不密实,流体在挡砂层中流过时会导致防砂颗粒的蠕动运移或翻转,逐渐形成流动优势通道。当近井地带的地层砂堆积量突破某一极限时,大量地层砂会通过大通道涌入井底,最终导致砾石层挡砂失效。因此,水合物井砾石充填防砂过程中可以考虑选用高密实充填防砂工艺技

术,提高充填层的充填强度,尽量减少充填砂在流体冲刷作用下的蠕变变形,延长防砂有效期。

笔者认为,由于水合物分解后储层胶结强度急剧下降,井壁稳定性失稳严重,因此,对水合物井而言,不建议使用裸眼防砂方式。可以推荐的防砂方式为:套管射孔管内砾石循环充填、高速水充填、高密度挤压砾石充填工艺技术、多粒级充填防砂工艺等。目前尚无专门的文献报道该方面的研究成果,也没有矿场实践经验。虽然目前石油工业对传统油气井防砂完井方式的优选及施工参数的设计相对比较成熟,但对水合物井而言,其影响因素更加复杂,常规防砂方式选型对于水合物井是否适用需要进一步探讨。针对水合物井的防砂参数设计方法需要综合考虑地层的多相相变动态环境,设计更加复杂,因此,需要对常规技术做进一步的更新或修正才能应用到水合物生产井。

2.3 稠油出砂冷采技术的启示

稠油出砂冷采技术兴起于20世纪80年代中期,其技术核心是:针对疏松砂岩稠油油藏,既不注热也不进行防砂作业,套管射孔完后直接用大排量螺杆泵开采。出砂冷采的主要优势主要表现在以下2个方面:①大量出砂形成蚯蚓洞网络,提高了储层孔隙度和渗透率;②溶解气驱过程中稳定的泡沫油流动^[44,45]。稠油出砂冷采技术之所以对水合物开发有借鉴意义,主要是因为两者均具有油藏埋藏较浅、压实作用弱、高孔高渗高饱和度、胶结程度差强度低等特征。因此,可以探索水合物储层“不进行防砂作业,套管射孔完后直接用大排量螺杆泵开采”的出砂开采模式。这种模式既可以和降压开采配合,也可以和注热开采配合使用。

虽然水合物出砂开采模式与稠油出砂冷采有一定的相似性,但也必须注意到两者的区别,明确水合物出砂开采需要解决的关键问题:①稠油出砂冷采井筒流动为固-液两相流动,且稠油黏度高,携砂能力强,因此,产出砂很容易被携带出井口,不会造成井筒沉砂堵塞。水合物出砂开采条件下井筒流动为固-液-气三相流动,其流动机理和携砂状况更为复杂,因此,水合物井出砂开采需要重点开展井筒三相流条件下的携砂机理、临界携砂流量、最大携砂量的研究。②优化水合物

井的完井参数和生产制度。如果地层出砂量大于井筒携砂能力,可能造成井筒砂埋或卡泵^[46],因此,需要优化井筒最大携砂量与地层出砂量之间的关系,保证井筒流动通道畅通。③稠油油藏出砂冷采提高产量的首要机理是蚯蚓洞机理。对水合物井而言,不同的水合物分布模式其地层力学性质不同,水合物分解之后究竟是形成蚯蚓洞还是坍塌,目前尚不清楚。④举升方式的选择与优化。目前出砂冷采选取螺杆泵为最佳的举升工具,但目前水合物试采都选用电潜泵作为举升工具,因此,什么条件下选取螺杆泵,什么条件下选取电潜泵,要根据产气量、出砂量、泵效、井场等现场生产条件进行优化设计,不能一概而论。⑤目前稠油冷采大部分集中在陆地,而对于深海水合物井而言,大量出砂可能导致海底沉降、滑坡,产生地质灾害,因此需要对地层的最大出砂允量做评估。⑥需要建立配套的海上平台出砂处理设备及流程。

2.4 适度防砂技术的启示

水合物井出砂开采与防砂措施相排斥。过量出砂会导致储层沉降等一系列问题,而防砂措施又造成近井地带的堵塞,降低水合物井产能。因此,为了充分发挥两种工艺的优势,可以将常规疏松砂岩油藏开发中的适度防砂工艺引入到水合物开采领域。适度防砂就是有选择性地防砂或有限度地防砂^[47],在防砂生产和出砂生产之间确定最佳的生产策略。具体来说,指在设计时适当放宽挡砂屏障的挡砂精度,生产过程中允许小于某一粒径的少量地层砂进入井筒,并举升至地面(平台),然后再进行分离处理^[48],尺寸较大的砂粒则被阻挡在筛管外面,形成“砂桥”,达到防砂的目的。

水合物井适度防砂是一个复杂的系统工程,目前尚未见文献报道该方面的研究内容,很有必要对水合物井适度防砂的基础理论进行研究。针对水合物井适度防砂技术的研究应主要包含以下几个方面:适度出砂提高水合物井产能的机理;出砂量以及出砂量与水合物分解速率间的关系;“适度”界限的确定;防砂方式的优选及参数设计;合理工作制度(生产压差)的确定等。

3 结论与建议

(1)国外试采经验和我国勘探结果均表明,出砂问题是制约水合物资源有效开发的关键因素。我国南海北部陆坡水合物储层胶结程度差,出砂趋势明显,为了配合我国水合物试采及未来商业化开采的需要,水合物井出砂预测理论、防砂技术理论体系的建立迫在眉睫。由于水合物开采过程中地层处于多相相变动态环境中,因此,水合物储层出砂预测技术和防砂技术面临新的挑战。

(2)水合物储层多相动态环境中地层出砂的主要因素包括地质因素、完井因素和开采因素。常规油气井出砂预测技术、常规油气井防砂技术、稠油出砂冷采技术及适度防砂技术等对水合物井的出砂与防砂提供了新的不同思路,然而,也必须深刻认识水合物井出砂—防砂技术与常规油气井出砂—防砂技术的区别与特点,应针对具体的问题展开研究。

(3)为了对水合物井的出砂—防砂问题有系统的认识并指导现场实践,未来的研究不仅需要常规油气井防砂技术和出砂预测技术进行更新改进使其适应于水合物储层,更应该着力于变革性新技术新装备的研发。

参考文献:

- [1] Loan E D, Koh C A. Clathrate Hydrates of Natural Gases [M]. Florida USA: CRC Press, 2008.
- [2] 宁伏龙, 蒋国盛, 张 凌, 等. 影响含天然气水合物地层井壁稳定的关键因素分析[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(3): 59-61.
- [3] 魏厚振, 颜荣涛, 陈 盼, 等. 不同水合物含量含二氧化碳水合物砂三轴试验研究[J]. 岩土力学, 2011, 32(2): 198-203.
- [4] 刘昌岭, 业渝光, 孟庆国, 等. 南海神狐海域及祁连山冻土区天然气水合物的拉曼光谱特征[J]. 化学学报, 2010, 68(18): 1881-1886.
- [5] Grover T, Moridis G, Holditch S, et al. Analysis of Reservoir performance of messoyakha gas hydrate reservoir[C]// SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Colorado, USA, 21-24 September, 2008.
- [6] 张卫东, 王瑞和, 任韶然, 等. 由麦索雅哈水合物气田的开发谈水合物的开采[J]. 石油钻探技术, 2007, 35(4): 94-98.
- [7] Zhang Y, Sunarso J, Liu S, et al. Current status and development of membranes for CO₂/CH₄ separation: A review[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2013, 12(1): 84-107.
- [8] Kvamme B. Feasibility of simultaneous CO₂ storage and CH₄ production from natural gas hydrate using mixtures of CO₂ and N₂[J]. Canadian Journal of Chemistry, 2015, 10: 21-30.
- [9] Haberer R M, Kai M, Wilkes H, et al. Occurrence and palaeo-environmental significance of aromatic hydrocarbon biomarkers in Oligocene sediments from the Mallik 5L-38 gas hydrate production research well (Canada)[J]. Organic Geochemistry, 2006, 37(5): 519-538.
- [10] Abendroth S, Thaler J, Klump J, et al. Numerical modeling of the simulated gas hydrate production test at Mallik 2L-38 in the pilot scale pressure reservoir LARS - Applying the "foamy oil" model[J]. EGU General Assembly, 2014, 16: 38-43.
- [11] Konno Y, Yoneda J, Egawa K, et al. Permeability of sediment cores from methane hydrate deposit in the Eastern Nankai Trough[J]. Marine & Petroleum Geology, 2015, 66: 87-495.
- [12] Kurihara M. Mallik 2002 gas hydrate production research well program : numerical simulation studies for analyzing the mechanism of gas production from methane hydrate reservoirs (methane hydrate)[J]. Journal of the Japan Institute of Energy, 2005, 84: 112-118.
- [13] Fuji T, Noguchi S, Takayama T, et al. Site selection and formation evaluation at the 1st offshore methane hydrate production test site In the Eastern Nankai Trough, Japan [J]. Journal of Sociolinguistics, 2013, 8(8): 408-432.
- [14] Kurihara M, Sato A, Funatsu K, et al. Analysis of production data for 2007/2008 Mallik gas hydrate production tests in Canada[C]// International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 8-10 June, Beijing, China, 2010.
- [15] Yoshihiro T, Duncan M W, Hay W J, et al. Deepwater methane hydrate gravel packing completion results and challenges[C] // 2014 Offshore Technology Conference (2014OTC), Texas USA, 5-8 May, 2014.
- [16] Lu X B, Zhang X H, Wang S Y. Advances in study of mechanical properties of gas hydrate-bearing sediments [J]. Open Ocean Engineering Journal, 2013, 6(1): 316-321.
- [17] Dangayach S, Singh D N, Kumar P, et al. Thermal instability of gas hydrate bearing sediments: Some issues[J]. Marine & Petroleum Geology, 2015, 67: 653-662.
- [18] 张卫东, 王瑞和, 任韶然, 等. 天然气水合物储层物理模型[J]. 石油学报, 2011, 32(5): 866-871.
- [19] Dai J, Haibin X U, Snyder F, et al. Detection and estimation of gas hydrates using rock physics and seismic inversion: examples from the northern deep-water Gulf of

- Mexico[J]. *Leading Edge*, 2004, 23(1):60-66.
- [20] Waite W F, Winters W J, Mason D H. Methane hydrate formation in partially water-saturated Ottawa sand[J]. *American Mineralogist*, 2004, 89(8):1202-1207.
- [21] 颜荣涛, 韦昌富, 魏厚振, 等. 水合物形成对含水合物砂土强度影响[J]. *岩土工程学报*, 2012, 34(7):1234-1240.
- [22] 黄骥子, 樊栓狮, 石磊. 天然气水合物的导热系数[J]. *化学通报*, 2004, 67(10):737-742.
- [23] 万丽华, 梁德青, 吴能友, 等. 客体分子数对甲烷水合物导热性能影响的分子动力学模拟[J]. *化工学报*, 2012, 63(2):382-386.
- [24] Marinakis D, Varotsis N, Perissoratis C. Gas hydrate dissociation affecting the permeability and consolidation behavior of deep sea host sediment[J]. *Journal of Natural Gas Science & Engineering*, 2015, 23:55-62.
- [25] 业渝光, 张剑, 胡高伟, 等. 天然气水合物饱和度与声学参数响应关系的实验研究[J]. *地球物理学报*, 2008, 51(4):1156-1164.
- [26] Wu L, Grozic J L H. Laboratory analysis of carbon dioxide hydrate-bearing sands[J]. *Journal of Geotechnical & Geo-environmental Engineering*, 2012, 134(4):547-550.
- [27] 孙建平. 疏松砂岩稠油油藏出砂冷采机理研究[D]. 成都:西南石油大学, 2005.
- [28] 程远方, 沈海超, 赵益忠, 等. 天然气水合物藏开采物性变化的流固耦合研究[J]. *石油学报*, 2010, 31(4):607-611.
- [29] 沈海超, 程远方, 胡晓庆. 天然气水合物藏降压开采近井储层稳定性数值模拟[J]. *石油钻探技术*, 2012, 40:76-81.
- [30] 王利华, 楼一珊, 邓金根, 等. 深水浅层气田防砂方式优选及防砂参数优化[J]. *石油钻探技术*, 2013, 41(1):98-102.
- [31] Rutqvist J, Moridis G J, Grover T, et al. Coupled multiphase fluid flow and wellbore stability analysis associated with gas production from oceanic hydrate-bearing sediments[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2012, 92-93(4):65-81.
- [32] 雷征东, 安小平, 李相方. 射孔完井出砂预测新模型及其在射孔优化中的应用[J]. *油气井测试*, 2006, 15(6):10-13.
- [33] 李栋梁, 樊栓狮. 天然气水合物资源开采方法研究[J]. *化工学报*, 2003, 54:108-112.
- [34] 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(11):1083-1092.
- [35] 刘锋, 吴时国, 孙运宝. 南海北部陆坡水合物分解引起海底不稳定性的定量分析[J]. *地球物理学报*, 2010, 53(4):946-953.
- [36] 白玉湖, 李清平. 天然气水合物藏和天然气藏开采规律对比分析[J]. *中国海上油气*, 2010, 22(3):172-178.
- [37] 程远方, 沈海超, 赵益忠, 等. 多孔介质中天然气水合物降压分解有限元模拟[J]. *中国石油大学学报:自然科学版*, 2009, 33(3):85-88.
- [38] 李淑霞, 陈月明, 郝永卯, 等. 多孔介质中天然气水合物降压开采影响因素实验研究[J]. *中国石油大学学报:自然科学版*, 2007, 31(4):56-59.
- [39] 卢宝荣, 蔡明俊, 刘树明, 等. 羊三木油田馆油组油层出砂影响因素探讨[J]. *石油勘探与开发*, 2004, 31(3):146-147.
- [40] 李令东, 程远方, 梅伟, 等. 温度影响天然气水合物地层井壁稳定的有限元模拟[J]. *天然气工业*, 2012, 32(8):74-78.
- [41] 杜庆军, 陈月明, 李淑霞, 等. 天然气水合物注热开采数学模型[J]. *石油勘探与开发*, 2007, 34(4):470-473.
- [42] 程远方, 沈海超, 李令东, 等. 天然气水合物藏物性参数综合动态模型的建立及应用[J]. *石油学报*, 2011, 32(2):320-323.
- [43] 董长银. 油气井防砂理论与技术[M]. 东营:中国石油大学出版社, 2012:10-205.
- [44] 胡常忠, 杨晓蓓, 杨志斌, 等. 河南油田薄层稠油出砂冷采可行性分析及矿场试验[J]. *石油勘探与开发*, 2000, 27(5):87-89.
- [45] 孙晓飞, 张艳玉, 崔国亮, 等. 泡沫油藏冷采后期注气吞吐开采实验[J]. *石油学报*, 2013, 34(6):1143-1149.
- [46] 刘新福, 赵淑范, 杨志斌, 等. 稠油出砂冷采完井技术[J]. *油气地质与采收率*, 2002, 9(2):83-85.
- [47] 韩国庆, 李相方, 吴晓东, 等. 渤海稠油油田适度出砂生产可行性研究[J]. *钻采工艺*, 2004, 27(3):29-32.
- [48] 邓金根, 李萍, 周建良, 等. 中国海上疏松砂岩适度出砂井防砂方式优选[J]. *石油学报*, 2012, 33(4):676-680.

SANDING PREDICTION AND SAND-CONTROL TECHNOLOGY IN HYDRATE EXPLOITATION: A REVIEW AND DISCUSSION

LI Yanlong, LIU Lele, LIU Changling*, SUN Jianye, YE Yuguang, CHEN Qiang

Key Laboratory of Gas Hydrate, Ministry of Land and Resources, Qingdao Institute of Marine Geology,

CGS, Qingdao 266071, China; Laboratory for Marine Mineral Resources,

Qingdao National Laboratory for Marine Science and Technology, Qingdao 266071, China)

Abstract: Both production test and exploration show that sanding is one of the crucial problems that restricts the effective production of natural gas hydrate. However, these topics haven't been studied systematically by predecessors. Systematic sanding prediction, sand control technology and consequent sand treatment researches are essential for ensuring the pilot hydrate production, as well as commercial production in the near future. Sanding procedure during hydrate dissociation or dissolution is coupled with formation of seepage flow field, temperature field and saturation distribution of each component. Therefore, sanding treatment for hydrate reservoir is a dynamic heterogeneous phase change and has much more challenges when compared with conventional oil field sanding treatment. Sand-control experiences during hydrate production and corresponding problems were reviewed in this paper, and the factors that affect sanding are analyzed based on field performance. Sanding prediction methods, sand-control technology, heavy oil cold recovery method and reasonable sand-control technology for conventional oil and gas resource may have significant inspiration for sanding treatment, therefore, comprehensive research should be carried out to ensure the safe, effective and economical production of natural gas hydrate of hydrate sediments. The research results may provide some guidance both for the next research and field design.

Key words: natural gas hydrate; hydrate sediment; hydrate production; sand control; sanding prediction

关于作者著作权及稿酬的声明

本刊已许可中国学术期刊(光盘版)电子杂志社在中国知网及其系列数据库产品中以数字化方式复制、汇编、发行、信息网络传播本刊全文。该社著作权使用费与本刊稿酬一并支付。作者向本刊提交文章发表的行为即视为同意上述声明。

《海洋地质前沿》编辑部

2013年1月10日