

海洋天然气水合物试采关键技术

光新军, 王敏生

(中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

摘要: 针对海洋天然气水合物开发技术与常规海洋油气开发技术的异同, 分析了海洋天然气水合物储层特性和试采面临的挑战, 介绍了天然气水合物试采关键技术, 包括控压钻井技术、套管钻井技术、抑制性钻井液、钻井液冷却系统、低温低放热水泥浆体系、完井技术、开采方式优选和储层及环境监测技术等, 指出了我国海洋天然气水合物试采应围绕水合物物理力学性质、安全成井、连续排采与防砂、开采方法适应性评价、试采过程储层参数和地层形变监测等技术难题开展研究, 通过示范工程, 形成海洋天然气水合物试采技术体系, 为我国海洋天然气水合物的高效开发提供技术支持。

关键词: 天然气水合物; 试采; 安全钻井; 开采方式; 实时监测

中图分类号: TE353 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2016)05-0045-07

Key Production Test Technologies for Offshore Natural Gas Hydrate

GUANG Xinjun, WANG Minsheng

(Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: Taking into the differences in development technologies for offshore natural gas hydrate (NGH) and conventional offshore oil and gas, this paper discusses the characteristics of NGH reservoirs and the challenges in NGH production tests. Key technologies for NGH production tests were presented, including managed-pressure drilling (MPD), cased drilling, inhibitive drilling fluid, drilling fluid cooling system, low-temperature and low-heat cement slurry system, completion technique, production method optimization, reservoir and environment monitoring, etc. It is proposed that research for offshore NGH production test in China should focus on physical and mechanical properties of hydrates, safe well construction, continuous production and sand control, adaptability evaluation of production method, and reservoir parameter and formation deformation monitoring during production test. Moreover, demonstrative projects should be adopted to create the offshore NGH production test technologies, so as to provide reliable support for development of offshore NGH effectively in China.

Key words: natural gas hydrate; production test; safe drilling; production method; real-time monitoring

天然气水合物具有分布广、储量丰富、能量密度大和清洁高效的特点, 是一种潜力巨大的替代能源。天然气水合物资源约 99% 赋存在海底, 只有 1% 存在于陆地冻土层。我国南海北部大陆坡天然气水合物远景资源量达 185×10^8 t 油当量, 整个南海海域的天然气水合物资源量达 $(643.5 \sim 772.2) \times 10^8$ t 油当量, 约相当于中国陆上和近海石油、天然气总资源量的一半^[1], 具有良好的资源开发前景。

天然气水合物开采涉及多相传递和转换, 并可能带来一系列地质和环境问题, 至今没有成熟的天然气水合物开发技术。目前, 俄罗斯、加拿大、美国和日本等国家已成功进行了天然气水合物的试采,

特别是日本于 2013 年在海洋天然气水合物试采方面取得突破, 为未来海洋天然气水合物的开发奠定了一定基础。我国分别于 2007 年和 2013 年在南海发现高饱和度天然气水合物层, 并计划进行海洋天然气水合物的试采, 但目前还没有形成一套适用于

收稿日期: 2016-03-31; **改回日期:** 2016-08-05。

作者简介: 光新军(1986—), 男, 湖北仙桃人, 2008年毕业于长江大学石油工程专业, 2011年获中国石油大学(北京)油气井工程专业硕士学位, 工程师, 主要从事钻井技术及石油工程规划方面的研究工作。E-mail: guangxinjun@126.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目“石油工程技术装备发展趋势及战略对策”(编号: P15163)部分研究内容。

海洋天然气水合物试采的关键技术。为此,笔者在分析海洋天然气水合物储层特性和试采面临的挑战的基础上,详细介绍了海洋天然气水合物试采的关键技术,指出了我国海洋天然气水合物试采关键技术的攻关方向,以期为我国海洋天然气水合物试采技术的研究提供参考。

1 海洋天然气水合物储层特性及试采面临的挑战

1.1 海洋天然气水合物储层特性

1) 温度压力性质。天然气水合物是水和天然气在较低温度($0\sim 10\text{ }^{\circ}\text{C}$)和较高压力(10 MPa 以上)条件下形成的笼形结晶化合物,温度压力条件发生变化后易分解。天然气水合物分解后释放大量的气体,根据天然气水合物的填充率,其体积会膨胀120~170倍,同时分解产生的水和气体容易再形成天然气水合物。

2) 力学性质。天然气水合物储层岩石强度较低,同一围压下,天然气水合物的饱和度越高,储层岩石强度越大。天然气水合物分解后,储层岩石强度显著下降。这是因为天然气水合物分解后:1)其对骨架颗粒的胶结性丧失,甚至破坏;2)分解形成的水和气体增大了孔隙压力,使有效应力降低,导致储层岩石强度变小^[2-3]。

3) 物理性质。天然气水合物储层主要有孔隙充填型、天然裂缝性和块状水合物等3种类型。孔隙充填型天然气水合物储存于孔隙介质中如砂岩或碳酸盐岩中,与常规油气的聚集相似,裂缝性水合物主要储存于裂缝或孔洞中,块状水合物聚集在海底泥质的块状体中。储存于海底砂岩中的孔隙充填型水合物是海洋水合物开发的主要目标,砂岩孔隙度较大,赋存水合物的饱和度较高。天然气水合物充填砂岩地层孔隙,使地层渗透性降低,甚至可能完全封闭孔隙,使渗透系数为零。天然气水合物开采过程中,水合物分解会使地层的渗透率增大^[4-5]。

4) 储层埋藏特征。海洋天然气水合物储层埋藏较浅,一般存在于海床以下 $0\sim 1\ 500\text{ m}$ 的沉积层中,且多数赋存于海床以下 $500\sim 800\text{ m}$ 的储层中。根据天然气水合物的稳定条件,假定地温梯度为 $4\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$,水深 $1\ 000\text{ m}$ 时的天然气水合物埋藏下限为 280 m ,水深 $4\ 000\text{ m}$ 时的天然气水合物埋藏下限为 570 m ^[6]。

1.2 海洋天然气水合物试采面临的挑战

1) 井筒温度压力控制要求高。在钻进天然气水合物储层时,岩屑中含有大量天然气水合物,如果进入环空后出现水合物分解,就会发生气侵,若不采取有效的措施,就会造成井底压力不断降低,从而加剧天然气水合物分解,导致溢流或井喷的发生。另外,水合物分解生成的水和天然气可能在井筒或防喷器中重新形成天然气水合物,堵塞井眼或防喷器^[7-8]。

2) 井壁稳定性差。天然气水合物在许多松散沉积物中会起到固井水泥的作用,其在地层中的分解将导致井壁失稳。在钻井过程中,控制天然气水合物的分解对保持井壁稳定尤为重要,同时需要采用合适的井身结构和钻井液,以降低水合物地层井筒应力集中及抑制天然气水合物分解。

3) 钻井液安全密度窗口窄。与海洋油气钻井一样,天然气水合物钻井过程中,钻井液安全密度窗口窄。钻井液密度太小,液柱压力小于地层孔隙压力,会导致地层流体侵入井筒;钻井液密度太大,液柱压力超过地层破裂压力,将压裂地层,出现井漏、卡钻等井下故障。

4) 表层井段不稳定。深水浅层为非胶结地层,强度低、易沉降且可能含有天然气水合物。固井过程中,水泥放热导致水合物分解,会降低固井水泥的剪切强度,甚至毁坏套管,水合物分解产生的气体可能沿水泥环弱胶结面上窜至海床面。

5) 试采出砂严重。试采过程中,天然气水合物的分解会引起储层胶结性变差、力学强度大幅度降低,呈现弱胶结、低强度和高孔高渗的特点,储层气体向井筒流动过程中会引起出砂,进而引起砂堵,导致气井停产。

6) 安全环保要求高。试采过程中,若天然气水合物分解,会产生大量的水,释放岩层孔隙空间,使天然气水合物赋存区地层岩石的胶结性变差,容易引发海底地质灾害。若大量甲烷进入海水中,则会产生气流负压卷吸作用和海水动荡,危及海面作业的安全。

2 海洋天然气水合物试采关键技术

2.1 安全钻井技术

2.1.1 控压钻井技术

钻井过程中,为防止天然气水合物分解,需要控

制井筒压力。控制井筒压力的关键是钻井方式的选择,目前钻井方式主要有平衡压力钻井、欠平衡钻井和控压钻井。R. D. Todd 等人^[9-10]对 3 种钻井方式下井筒温度压力/温度的状态进行了研究,若采用平衡压力钻井技术或欠平衡钻井方式钻进天然气水合物储层,岩屑从井底向海面运移到某一位置时,岩屑中的水合物就会开始分解;而采用控压钻井技术钻进,则在全井眼范围内井眼压力和温度状态都能得到有效控制,从而有效避免天然气水合物的分解。当钻井液安全密度窗口较小时,常出现钻井液漏失或地层流体侵入井筒,使用控压钻井技术能够精确控制井筒环空压力分布,有效解决钻井液安全密度窗口窄的问题。另外,该技术还能对井筒压力变化做出快速响应。综合考虑以上因素,控压钻井技术是钻进天然气水合物储层的最佳选择。

控压钻井技术已经在全球很多地区的海洋钻井中进行了应用,并取得了良好的效果。中国石化在尼日利亚的深水钻井中,针对钻井液密度窗口窄的问题,采用 Weatherford 公司的 MFC 控压钻井系统,实现了早期漏失、溢流检测,并通过灵活控制,减少了压力波动,溢流和漏失得到了很好控制^[11]。我国自主研发的控压钻井系统能实现井下压力随钻测量、自适应闭环监控和自动精细控压(精度达 0.2 MPa),并在陆上钻井中得到了广泛应用。目前,由于国内海洋钻井主要集中在浅海海域,深水和超深水钻井作业仍处于起步阶段,所遇到的窄密度窗口、浅层流、天然气水合物等问题对钻井作业的影响尚不明显,加之当前控压钻井的服务费用相对较高,使其在降低海洋钻井成本方面的作用并不明显,造成该技术在我国海洋钻井中未获广泛应用。

2.1.2 套管钻井技术

套管钻井技术是采用顶驱装置或转盘驱动套管柱传递机械和水力能量到套管底部的钻头实现破岩钻进,可一趟钻完成钻井和固井作业,减少储层天然气水合物与钻井液的接触时间,减少因地层温度/压力改变使天然气水合物分解而导致的井眼失稳问题。同时,套管钻井减小了环空横截面积,使环空钻井液流速变大,能更快地将岩屑中的天然气水合物携带至地面。套管钻井技术在加拿大、俄罗斯等北极冻土层定向井钻井中得到了成功应用,机械钻速达到 20.00 m/h^[12-13]。为解决我国南海西部乐东 22-1 气田钻井过程中表层疏松地层易垮塌的问题,该气田应用了 Weatherford 公司的套管钻井技

术,并取得了良好的效果^[14]。其中,乐东 22-1-A2 井 $\phi 39.7$ mm 套管钻至井深 314.97 m,总进尺 180.44 m,平均机械钻速 75.18 m/h。与未使用套管钻井的邻井相比,钻井周期缩短,钻井成本降低,且井下故障明显减少。海洋天然气水合物埋深较浅,套管钻井技术能直接应用于天然气水合物钻井,提高钻井安全性。

2.2 钻井液技术

2.2.1 抑制性钻井液

当岩屑或地层中的天然气水合物发生分解产生气体时,需要防止其在井筒或隔水管中重新形成天然气水合物,而在钻井液中加入热力学抑制剂或动力学抑制剂/阻聚剂,可以抑制或延缓天然气水合物的形成。

热力学抑制剂通过改变水合物相的化学势,使天然气水合物的形成边界移到更低的温度或更高的压力。常见热力学抑制剂包括甲醇、乙二醇、二甘醇、三甘醇和盐溶液。广泛用于钻井液的盐溶液的抑制效率比甲醇和甘醇低,而且容易结晶。热力学抑制剂是高剂量抑制剂,甲醇和乙二醇与钻井液的质量比为 1:10~1:2,导致钻井液成本较高。动力学抑制剂和阻聚剂是低剂量抑制剂,在钻井液中的质量分数小于 1%。动力学抑制剂吸附在水合物晶体的表面,可在形成水合物的热力学条件下推迟水合物成核或结晶,从而延缓水合物形成,但其过冷度不能太大,抑制时间有限。阻聚剂允许水合物形成,但是阻止聚集成块,使水合物成浆状分散在液相中,一般适用于油水混合体系,其成本相对较高。

尽管低剂量抑制剂发展至今已有近 30 年,也有成功应用的案例,但存在成本较高、受环境影响大、普适性低等问题,一般不作为主要抑制剂,但可辅助热力学抑制剂使用^[15]。目前,我国海洋油气开发大多采用盐水、甲醇、乙二醇等热力学抑制剂,并在室内开展了动力学与热力学抑制剂复配协同作用机理研究^[16-17]。

2.2.2 钻井液冷却系统

为了保证井筒和地层中天然气水合物处于稳定状态,循环系统中钻井液温度需要控制在 11 ℃ 以下。因此,地面钻井液冷却系统至关重要,其通过在钻井液中加入冰块或通过换热器来冷却钻井液。V. Maury 等人^[18]研究不同类型换热器和冷却液的冷却效果后认为,板式换热器具有成本低、尺寸小、

冷却效率高、流体流速快、堵塞率低、维护方便、排气简单等优点,是钻井液冷却系统的最佳选择。2002年,在加拿大麦肯齐三角洲 Mallik 天然气水合物试采项目的主井——Mallik 5L-38 井的钻井作业中,采用板式换热器的钻井液冷却系统将钻井液入口温度冷却至-1℃。此后,国外又开展了螺旋换热器的研究,其采用板式换热器的氨制冷系统对乙二醇进行预冷却,再将其导入螺旋换热器进行循环,对钻井液进行冷却。螺旋换热器中的大螺距解决了钻井液引起的堵塞问题,同时增大了接触面积,延长了冷却时间。2007年,在美国阿拉斯加北坡永冻层天然气水合物钻探中,采用螺旋换热器的钻井液冷却系统将钻井液入口温度维持在-3℃,井筒内钻井液温度控制在-1~0℃。

吉林大学研制的钻井液冷却系统采用同轴套管式对流换热的冷却方式,载冷剂与钻井液全程逆流。该系统在青海祁连山冻土层天然气水合物钻探中进行了应用,能够快速冷却钻井液,钻井液池流体温度稳定在3~4℃,基本满足钻探施工的要求^[19]。

2.3 固井技术

海洋天然气水合物试采井包括生产井和监测井,生产井的储层段一般采用裸眼完井,而监测井的储层段需要固井。固井水泥浆应具备自由水分离率低、放热量小、密度低和低温条件下能保持足够高的强度等特点。Schlumberger 公司开发了适用于永冻层固井的 ARCTICSET 水泥浆,其具有水合热量低、热量释放量小的特点,可以避免水合物在水泥浆水合反应时分解,井筒温度-9℃时,该水泥浆能保持足够高的强度,因而被广泛用于天然气水合物试采井固井。日本在海洋天然气水合物试采过程中采用了 Schlumberger 公司研发的 DeepCRETE 深水低温水泥浆^[20],该水泥浆具有固井等待时间短、水泥石渗透率低的特点,同时密度较低,减小了深水固井压裂地层的风险。该水泥浆通过粒径优化组合,加入不缓凝的分散剂和促凝剂,缩短了固井时间,水泥石强度发展比传统波特兰水泥浆更快。

国内深水低温固井技术研究尚处于起步阶段,国外也在发展完善之中。未来需要研发低温低密度低水化热、高早强、低滤失量及良好稠化和防气窜水泥浆,满足海洋天然气水合物试采井固井作业的需要。

2.4 完井技术

目前,天然气水合物试采井储层一般为孔隙型

砂岩储层,试采过程中易出砂,进而引起砂堵,造成试采井的产能降低或停产、井内和地表设备磨损和井壁坍塌而损坏套管和衬管等,加拿大、美国和日本前期的天然气水合物试采井都是由于出砂导致试采结束。完井关键技术主要包括防砂、井下管柱设计、井下气水分离和测试技术等。日本海洋天然气水合物某试采井采用了 Baker Hughes 公司研发的裸眼砾石充填完井技术,整个完井管柱长度超过 300 m,如图 1 所示^[21-23]。主要试采设备和仪器包括:1)加热器长约 36 m,促进水合物分解,同时防止井底再次生成水合物;2)电潜泵(ESP)长约 30 m,降低井底压力;3)双柱封隔器长 2 m,采用耐低温的环形密封圈,实现了气水分离;4)电子压力/温度传感器用于监测井下温度和压力;5)分布式温度传感光纤监测系统。尽管在完井设计时考虑了地层出砂的影响,但该井试采第 6 天出砂导致筛管堵塞,出砂量大高于预期。主要原因是试采过程中砾石移动导致筛管损坏,进而导致出砂,未来选择完井技术时建议放弃砾石充填完井方式,采用具有较好抗细砂粒磨损和抗机械破坏性能的防砂完井装置。

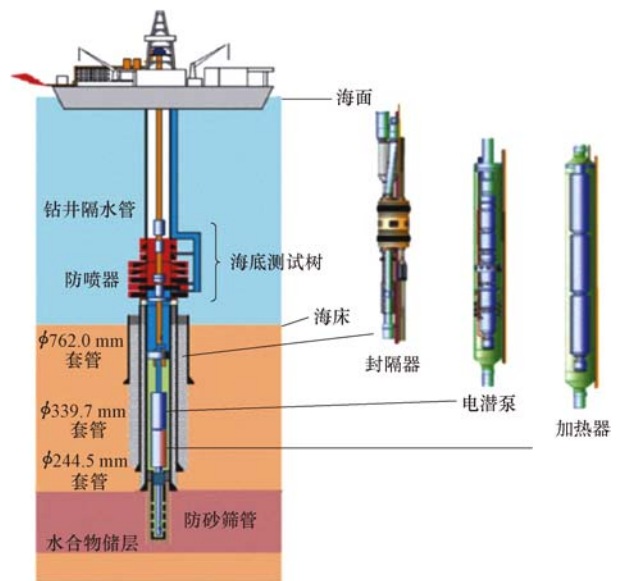


图 1 日本海洋天然气水合物某试采井完井管柱
Fig. 1 Completion pipe string used in an offshore NGH production test well in Japan

防砂工具的主要作用是在试采过程中最大程度地避免井壁坍塌。另外,为了达到长期试采的目的,应选用高性能长寿命的防砂管柱、耐低温的封隔器和高效的气液分离装置。目前,国内对防砂完井技术从理论研究、工艺技术和工具等方面开展了不同程度的研究和实践,并得到了较好应用,未来可以在

此基础上研发适用于天然气水合物试采的完井技术。

2.5 开采方式

天然气水合物的开采方法主要有降压法、热激发法、注抑制剂法和置换法。M. Kurihara 等人^[24]通过油藏数值模拟得出了基于储层温度和渗透率的水合物开采方式的优选方法,如果储层厚度、温度、绝对渗透率和水的有效渗透率足够大,降压法是较为可行的开采方式。具有较高渗透率的水合物储层,采用热激发法(如热水吞吐和热水驱)比降压法会获得更高的产能,然而热激发法能量利用效率较低,经济性较差。2002 年,加拿大在麦肯齐三角洲采用注热水法与降压法相结合的方式进行了天然气水合物试采的现场试验,连续测试 5 d,累计产气量 470 m³,最高产气量 350 m³/d,平均产气量 94 m³/d^[25]。2013 年,日本应用降压法对其南海海槽水深约 1 000 m、位于海床以下 270~330 m 的天然气水合物进行试采,历时 6 d,共采出 12 × 10⁴ m³ 天然气,平均产气量 2 × 10⁴ m³/d,累计产水量达 1 245 m³^[26]。注抑制剂法虽然可降低能量的消耗,但存在化学试剂昂贵、对天然气水合物作用缓慢、对环境有一定影响等问题,不适用于海洋天然气水合物的长期开采。置换法是利用 CO₂ 置换天然气水合物储层中的 CH₄,该方法可以减少 CO₂ 排放量,整个置换过程中水合物几乎不分解,不影响水合物储层的力学稳定性。但是置换法气体交换速度极慢,暂时处于理论研究阶段。2012 年,美国能源部在美国阿拉斯加北坡进行了置换法和降压法相结合的天然气水合物试采现场试验,向地层注入约 6 000 m³ 含有少量化学示踪剂的二氧化碳和氮气混合气体,关井一段时间后再开井,实际生产 30 d,累计产气量近 3 × 10⁴ m³,最高产气量 5 300 m³/d^[27]。

目前,国外天然气水合物开采方式的研究主要集中在降压法上,需要解决的问题包括开采过程中的井筒结构完整性、天然气水合物分解区域预测、出砂导致渗透率降低和油藏的压实作用等。由于天然气水合物的分解是吸热反应,随着水合物的分解,储层温度降低,采用降压法开采时,可采用井下加热器等辅助手段防止在井筒内重新形成天然气水合物。针对我国南海神狐海域天然气水合物的开采,中国科学院和中国地质调查局开展了降压法开采天然气水合物的数值模拟研究,形成了配套的产量预测软件^[28]。

2.6 储层及环境监测技术

为了认识天然气水合物储层的分解过程和稳定性,以及试采作业对环境的影响,应在试采前、试采期间和试采后采用监测井实时监测储层物理、力学特性参数,同时使用地层变形监测仪和综合环境监测仪等获取生产井周边环境评估的相关数据,监测试采期间海底形变、气体泄漏、钻井液和产出水的扩散等情况。海洋天然气水合物试采环境影响实时监测模型如图 2 所示,监测系统的可靠性和完备性是提高测量数据质量的重要保证。日本海洋天然气水合物试采共钻 4 口井,包括 3 口监测井(MT1 井、MC 井和 MT2 井)和 1 口生产井(P 井)^[29]。其中,在 MT1 井和 MC 井井中布置有分布式光纤温度传感器和电阻式温度检测器阵列,可以实时监测地层温度和水合物分解产气过程。2 口井的温度监测数据表明,降压法开采几个小时后,传感器监测到地层温度的变化,获得了地层的热量流动特征。受技术的制约,没有实现储层压力监测。中国地质调查局广州海洋地质调查局开展了天然气水合物海底环境效应长期监测系统研究,并完成了室内试验,结果显示系统运行平稳,在降低功耗、节约能源等方面具有较好的性能,目前正在准备进行海试^[30]。

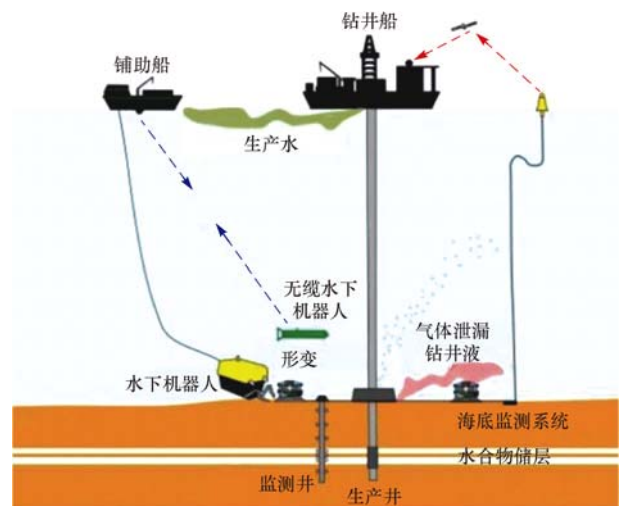


图 2 海洋天然气水合物试采环境影响实时监测模型

Fig. 2 Real time monitoring model is impacted by gas hydrate at offshore production test

3 发展建议

海洋天然气水合物试采具有高风险性和高技术性,并需要长期的技术准备。因此,亟需开展多学科

联合攻关,对海洋天然气水合物试采中的关键技术进行攻关,为我国海洋天然气水合物试采提供技术支撑。重点技术攻关方向包括以下几个方面:

1) 基础科学研究。海洋天然气水合物在勘探、钻井、开采和灾害预测阶段均需要对水合物地层的基本性质有准确了解,因此要形成系统的海洋天然气水合物试采技术,需要对一些基础科学问题开展研究,为天然气水合物试采过程物理模拟和数值模拟提供理论指导。主要有典型水合物物理-温压-力学性质研究、热-流-固多场耦合作用下的井眼围岩系统的稳定性机理、气-水-砂在储层中的多相流动机理、水合物温度-压力传导理论和多场耦合下的水合物储层形变等。

2) 钻井完井技术研究。主要有海洋控压钻井技术,套管钻井技术,地面钻井液冷却系统,抑制性钻井液,深水低温水泥浆,防砂完井技术和完井工具(如井下加热器、井下泵、气液分离装置、低温封隔器等)。

3) 开采技术研究。天然气水合物的安全、可靠、经济开采技术是水合物开发利用的关键。我国天然气水合物开发研究还处于室内研究阶段,对天然气水合物试采过程中存在的实际问题及其解决方案都不了解。需要针对天然气水合物开采机理,研究不同开采方式独立作用和多种开采方式联合作用下的天然气水合物开发物理模拟和数值模拟技术,形成基于储层渗透率和温度、作业施工热利用效率、气井产能和经济开发的天然气水合物开采方式评价及优选方法。

4) 监测技术及设备研究。海洋天然气水合物试采时需要在水合物储层参数和环境进行实时监测及评估,研制天然气水合物长期试采监测系统,对海底天然气水合物多参量的储层和环境不同时空尺度的变化趋势进行长期监测。主要研究内容包括井筒温度压力监测系统、水合物储层参数监测系统、海底地层形变监测系统、天然气水合物环境效应定量评价方法和相关配套软件。

4 结束语

我国海洋天然气水合物勘查及开采技术的研究起步较晚,但在海洋天然气水合物的基础理论研究、勘探等领域发展迅速,并准备在我国相关海域进行开采试验。由于目前发现的海洋天然气水合物主要赋存在海底沉积层中,安全成井、连续排采与防砂、

开发方式选择、储层参数及环境监测是试采面临的主要技术难题。因此,需要针对海洋天然气水合物试采面临的技术难题进行针对性的技术攻关,基于研究、发展、示范和推广的原则,通过试采项目对试采关键技术进行验证、改进和完善,最终形成海洋天然气水合物开发关键技术体系,为未来天然气水合物的商业开发提供技术支撑。

参 考 文 献

References

- [1] 滕吉文,张永谦,阮小敏. 发展可再生能源和新能源与必须深层次思考的几个科学问题:非化石能源发展的必由之路[J]. 地球物理学进展,2010,25(4):1115-1152.
TENG Jiwen, ZHANG Yongqian, RUAN Xiaomin. Some important scientific problems for development of renewable and new energy: the only way for development of non-fossil energy [J]. Progress in Geophysics, 2010, 25(4): 1115-1152.
- [2] MIYAZAKI K, MASUI A, SAKAMOTO Y, et al. Effect of confining pressure on triaxial compressive properties of artificial methane hydrate bearing sediments[R]. OTC 20721, 2010.
- [3] 孙晓杰,程远方,李令东,等. 天然气水合物岩样三轴力学试验研究[J]. 石油钻探技术,2012,40(4):52-57.
SUN Xiaojie, CHENG Yuanfang, LI Lingdong, et al. Triaxial compression test on synthetic core sample with simulated hydrate-bearing sediments [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(4): 52-57.
- [4] 李传辉,刘学伟. 地球物理技术在降低水合物钻井风险中的应用[J]. 地球物理学进展,2014,29(1):300-305.
LI Chuanhui, LIU Xuwei. The application of geophysical techniques in reducing the drilling risks induced by gas hydrates [J]. Progress in Geophysics, 2014, 29(1): 300-305.
- [5] 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(2):76-81.
SHEN Haichao, CHENG Yuanfang, HU Xiaoqing. Numerical simulation of near wellbore reservoir stability during gas hydrate production by depressurization [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(2): 76-81.
- [6] 田辉. 水合物钻井过程中稳定性的理论研究[D]. 青岛:中国石油大学(华东),2007.
TIAN Hui. Theoretical study on the stability of natural gas hydrate [D]. Qingdao: China University of Petroleum (Huadong), 2007.
- [7] 白玉湖,李清平,周建良,等. 天然气水合物对深水钻采的潜在风险及对应性措施[J]. 石油钻探技术,2009,37(3):17-21.
BAI Yuhu, LI Qingping, ZHOU Jianliang, et al. The potential risk of gas hydrate to deepwater drilling and production and the corresponding strategy [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(3): 17-21.
- [8] 宫智武,张亮,程海清,等. 海底天然气水合物分解对海洋钻井安全的影响[J]. 石油钻探技术,2015,43(4):19-24.

- GONG Zhiwu, ZHANG Liang, CHENG Haiqing, et al. The influence of subsea natural gas hydrate dissociation on the safety of offshore drilling[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2015, 43(4): 19-24.
- [9] HANNEGAN D, TODD R J, PRITCHARD D M, et al. MPD: uniquely applicable to methane hydrate drilling [R]. SPE 91560, 2004.
- [10] TODD R J, HANNEGAN D M, HARRALL S. New technology needs for methane hydrates production[R]. OTC 18247, 2006.
- [11] 鲍洪志, 赵向阳, 张华卫, 等. Addax OML 137 区块深水控压钻井技术[J]. *石油钻采工艺*, 2013, 35(4): 35-39.
BAO Hongzhi, ZHAO Xiangyang, ZHANG Huawei, et al. Deepwater managed pressure drilling technology in Block OML 137 of Addax[J]. *Oil Drilling and Production Technology*, 2013, 35(4): 35-39.
- [12] VRIELINK H J, BRAFORD J S, BASARAB L, et al. Successful application of casing-while-drilling technology in a Canadian arctic permafrost application[R]. SPE 111806, 2008.
- [13] ANDREY B, GURBAN V, STANISLAV K, et al. Drilling with casing system continues successful drilling of permafrost sections in Arctic circle of western Siberia (Russian Federation) [R]. OTC 24617, 2014.
- [14] 徐一龙, 黄凯文, 梁继文, 等. 乐东气田表层井段的套管钻井技术[J]. *天然气工业*, 2013, 33(11): 74-78.
XU Yilong, HUANG Kaiwen, LIANG Jiwen, et al. Casing drilling technology applied to surface interval of a well in the Ledong 22-1 Gas Field, Yinggehai Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2013, 33(11): 74-78.
- [15] WEBBER P, MORALES N, CONRAD P, et al. Development of a dual functional kinetic hydrate inhibitor for a novel North Sea wet gas application[R]. SPE 164107, 2013.
- [16] 徐加放, 邱正松, 何畅. 深水钻井液中水合物抑制剂的优化[J]. *石油学报*, 2011, 32(1): 149-152.
XU Jiafang, QIU Zhengsong, HE Chang. The inhibitor optimization of gas hydrates in deepwater drilling fluids[J]. *Acta Petroleum Sinica*, 2011, 32(1): 149-152.
- [17] 靳书凯, 张崇, 孟文波, 等. 陵水 17-2 深水气田钻完井天然气水合物生产风险及预防措施[J]. *中国海上油气*, 2015, 27(4): 93-101.
JIN Shukai, ZHANG Chong, MENG Wenbo, et al. Gas hydrate risk and preventative measures for drilling and completion operations in LS 17-2 deep water gas field[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2015, 27(4): 93-101.
- [18] MAURY V, GUENOT A. Practical advantages of mud cooling systems for drilling[R]. SPE 25732, 1995.
- [19] 李宽, 张永勤, 孙友宏, 等. 天然气水合物钻井泥浆冷却系统研究及优化[J]. *钻采工艺*, 2013, 36(4): 34-36.
LI Kuan, ZHANG Yongqin, SUN Youhong, et al. Research and optimization of mud cooling system in gas hydrate drilling [J]. *Drilling & Production Technology*, 2013, 36(4): 34-36.
- [20] TAOUTAOU S, ASHRAF S, TAKAHASHI U. Implementation of a fit-for-purpose cementing technology for the first gas hydrate production in Japan[R]. IPTC-17997-MS, 2014.
- [21] MATSUZAWA M, TERAU Y, HAY B, et al. A completion system application for the world's first marine hydrate production test[R]. OTC 25310, 2014.
- [22] TERAU Y, DUNCAN M, HAY B, et al. Deepwater methane hydrate gravel packing completion results and challenges[R]. OTC 25330, 2014.
- [23] QIU Kaibin, YAMAMOTO K, BIRCHWOOD R A, et al. Well integrity evaluation for methane hydrate production in the deepwater Nankai Trough[R]. IPTC 17792, 2014.
- [24] KURIHARA M, OUCHI H, NARITA H, et al. Gas production from methane hydrate reservoirs[C]//Proceedings of the 7th International Conference on Gas Hydrate, Edingburgh, Scotland, United Kingdom, July 17-21, 2011.
- [25] 栾锡武, 赵克斌, 孙冬胜, 等. 天然气水合物的开采: 以马利克钻井为例[J]. *地球物理学进展*, 2007, 22(4): 1295-1304.
LUAN Xiwu, ZHAO Kebin, SUN Dongsheng, et al. Gas hydrates production; in case of Mallik test well[J]. *Progress in Geophysics*, 2007, 22(4): 1295-1304.
- [26] YAMAMOTO K, TERAU Y, IKAWA T, et al. Operational overview of the first offshore production test of methane hydrate in the Eastern Nankai Trough[R]. OTC 25243, 2014.
- [27] 张旭辉, 鲁晓兵, 刘乐乐. 天然气水合物开采方法研究进展[J]. *地球物理学进展*, 2014, 29(2): 858-869.
ZHANG Xuhui, LU Xiaobing, LIU Lele. Advances in natural gas hydrate recovery methods[J]. *Progress in Geophysics*, 2014, 29(2): 858-869.
- [28] 李刚, 李小森, Keni ZHANG, 等. 水平井开采南海神狐海域天然气水合物数值模拟[J]. *地球物理学报*, 2011, 54(9): 2325-2337.
LI Gang, LI Xiaosen, ZHANG Keni, et al. Numerical simulation of gas production from hydrate accumulations using a single horizontal well in Shenhu Area, South China Sea[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2011, 54(9): 2325-2337.
- [29] TERAU Y, LAY K, YAMANOTO K. Design of the surface flow test system for 1st offshore production test of methane hydrate[R]. OTC 24719, 2014.
- [30] 盛堰, 王兆山, 冯久超, 等. 天然气水合物海底环境效应长期监测低功耗控制系统嵌入式设计[J]. *海洋技术*, 2013, 32(2): 30-34.
SHENG Yan, WANG Zhaoshan, FENG Jiuchao, et al. Low-power control system embedded design for long-term seabed environmental effects monitoring system of carbon hydrate [J]. *Ocean Technology*, 2013, 32(2): 30-34.