

· 专题一:石油矿业安全领域学科发展(石油与天然气工程) ·

南海天然气水合物钻采机理与调控研究进展*

孙金声^{1, 2**} 程远方¹ 秦绪文^{3, 4} 孙友宏⁵ 金 衍⁶
 王志远¹ 李淑霞¹ 陆 程^{4, 7} 屈沅治² 吕开河¹
 王成文¹ 王金堂¹ 王 韧²

1. 中国石油大学(华东), 青岛 266580
2. 中国石油集团工程技术研究院有限公司, 北京 102206
3. 中国地质调查局, 北京 100037
4. 广州海洋地质调查局, 广州 510075
5. 中国地质大学(北京), 北京 100083
6. 中国石油大学(北京), 北京 102249
7. 中国地质调查局油气资源调查中心, 北京 100083

[摘 要] 海域天然气水合物试采存在井壁易失稳、井漏、流动安全风险高、储层改造困难、单井日产气量低、稳产时间短等一系列技术难题, 水平井、多分支井等有望提高产气量的复杂结构井钻采难度更大。本文基于对国内外水合物钻采研究进展以及已开展天然气水合物勘探、试采工程现状的跟踪调研, 总结分析了海域天然气水合物试采面临的关键技术难题, 进而根据我国南海天然气水合物试采工程特性, 对天然气水合物储层力学特性动态演化规律及工程响应机制、井筒工作液与天然气水合物储层作用机理和调控方法、天然气水合物钻采井筒多相流动障碍形成机制与安全控制方法、储层天然气水合物相变和渗流多场时空演化规律、天然气水合物储层结构改造理论与高效开发模式等方面研究进展进行了论述, 以为我国海域天然气水合物钻采理论及技术的发展提供借鉴。

[关键词] 南海天然气水合物; 钻采工程; 力学特性; 井筒工作液; 相变及渗流特征

全球天然气水合物资源储量约为 20 万亿吨油当量^[1], 总有机碳含量约是传统化石能源总量的 2 倍^[2], 广泛分布在温压条件适宜的海域和陆上冻土带, 其中海域天然气水合物占 90% 以上^[3]。中国海域天然气水合物资源量极其丰富, 约 800 亿吨油当量^[4], 其中南海天然气水合物资源量约 744 亿吨油当量^[5], 是重要的潜在高效清洁油气接替资源。实现海域天然气水合物商业化开发亟需解决两大课题, 一是上述巨大储量中具有经济开采潜力的天然气水合物资源占比评估, 以及水合物甜点所在区域与层段的精准探测; 二是依据目前深水油气开采所



孙金声 中国石油大学(华东)教授、中国石油集团工程技术研究院有限公司总工程师、中国工程院院士, 现任油气钻井技术国家工程实验室主任、非常规油气开发教育部重点实验室主任。承担国家自然科学基金重大项目、重点项目, 国家 863 计划项目、国家科技重大专项和省部级重大科技课题 50 余项。长期致力于油气井工程理论与技术创新, 首创水基钻井液化学成膜理论, 发明了抗温 240℃ 高密度水基钻井液和抗温 300℃ 泡沫钻井流体, 研发出复杂结构井高性能钻井液。发表学术论文 140 余篇, 授权国家发明专利 48 件、美国发明专利 9 件。获国家科技进步奖二等奖 2 项、国家技术发明奖二等奖 1 项。

收稿日期: 2021-08-05; 修回日期: 2021-08-13

* 本文根据国家自然科学基金重大项目“南海天然气水合物钻采机理与调控”研究进展的内容整理。

** 通信作者, Email: sunjdsri@cnpc.com.cn

本文受到国家自然科学基金项目(51991360)的资助。

需费用计算发现天然气水合物单井日产气量 $\geq 20 \times 10^4 \text{ m}^3$ 才具有经济价值, 钻完井技术与开发模式亟待创新。本文重点针对天然气水合物安全经济高效开发进行分析。

与常规油气相比, 天然气水合物钻采面临一系列重大技术难题, 世界各国均未形成经济高效的工业钻采方案^[6-9], 绝大部分研究工作仍处探索阶段。本文在跟踪调研国际上水合物钻采研究进展及水合物勘探与试采情况的基础上, 针对实现商业化开发潜力更大的海域天然气水合物, 系统分析其试采工程面临的关键技术难题, 并根据我国南海天然气水合物钻采施工特殊的海洋及储层地质环境, 对水合物储层物化特性、井筒工作液技术、流动障碍与安全控制、储层水合物相变与渗流规律、储层改造方法及新型高效开发模式等领域研究进展进行论述。

1 全球天然气水合物勘探及试采现状

1.1 天然气水合物科学钻探发展现状

冻土天然气水合物科学钻探方面, 俄罗斯于 1963 年在雅库特西北部的 Mapxa 流域发现了第一个水合物矿床^[10]。加拿大于 1972 年和 1998 年在 Mackenzie 地区开展了多井次天然气水合物钻探施工^[11], 并于 2002 年联合日本、美国、德国、印度、英国等多国合作开展了“Mallik 2002”项目^[12], 获取大量 Mackenzie 冻土区天然气水合物样品。美国于 2003 年在 Alaska 开钻了第一口天然气水合物科探井, 验证了北极地区天然气水合物存在的可能性; 2007—2008 年, 美国在 Alaska 北坡冻土区进行了天然气水合物的钻探、取样等研究^[13]。我国在 2008—2009 年、2012—2016 年相继开展了青海祁连山木里冻土区天然气水合物科学钻探工程, 该地区天然气水合物产状类型主要包括裂隙型和孔隙型两类, 储层以粉砂岩、油页岩和泥岩为主^[14]; 2010 年, 我国在黑龙江漠河地区开展了科学钻探工程, 并成功获取了天然气水合物样品, 证实了该地区的冻土层有天然气水合物赋存^[15]。

深水天然气水合物科学钻探方面, 以美国为主导的国际深海钻探计划 (Deep Sea Drilling Program, DSDP 计划) 和大洋钻探计划 (Ocean Drilling Program, ODP 计划) 分别于 1968—1983 年和 1985—2003 年先后进行了多航次海域水合物钻探取样及评价调查工作, 在 Blake 海台、Cascadia 大陆边缘和墨西哥湾均钻取了水合物样品, 并明确了水合物的沉积状态^[16, 17]。1999 年日本在其南海海

槽实施水合物钻探取样, 并于 2004 年再次进行了 32 个井位的钻探施工, 而且进行了世界首次海域天然气水合物水平井钻井试验, 该井水深 991 m, 储层在海底泥线以下 300~350 m, 水平段长度 100 m^[18]。2006 年和 2013 年, 印度先后在印度半岛被动大陆边缘和安达曼海汇聚大陆边缘进行 2 个航次的水合物钻探取心作业^[19]。俄罗斯于 2007—2009 年联合日本、比利时在贝加尔湖进行了水合物钻探和试采工艺试验^[20]。2007 年和 2010 年, 韩国在郁龙盆地 (Ulleung Basin) 先后实施了两个航次的水合物科钻计划, 证实了该地区水合物的存在并评价了水合物资源潜力^[21]。我国于 2007 年和 2013 年在南海海域实施了水合物钻探, 成功获取大量块状、脉状、分散状等多种类型的水合物实物样品; 2015 年, 我国再次在神狐海域开展钻探项目, 实现水合物钻获成功率 100%, 并根据钻探测井及取心结果, 圈出规模较大的矿体 10 个, 为后续水合物试采工程的实施提供了重要参考靶区^[22]。

1.2 天然气水合物试采现状

俄罗斯是冻土天然气水合物开采的先驱者, 于 1968 年在麦索亚哈气田发现了埋深 720~820 m 的天然气水合物储层, 并采用降压法对天然气水合物进行开采, 开采过程中尝试注入化学剂提高产气效率^[23]。2002 年和 2007—2008 年, 加拿大联合日本、德国、美国等在麦肯齐三角洲进行了两次水合物试采, 该地区水合物赋存在砂岩和粉砂岩中, 饱和度高达 80%; 2002 年进行了注热法开采试验, 通过向 Mallik 5L-38 生产试验井水合物层 (907~920 m) 注入热流体循环的方式, 5 天内累计产气 470 m³; 2008 年, 利用 Mallik 2L-38 井降压试采 6 天, 总产气量约 $1.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[24-26]。2012 年, 美国能源部联合康菲石油公司等单位在阿拉斯加北部陆坡成功实施了 CO₂ 置换联合降压法开采天然气水合物试采工程, 30 天总产气量为 $2.8 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[27]。2011 年, 我国采用降压法和热激发法开展了青海祁连山冻土区天然气水合物试采, 累计产气时间 101 小时, 总产气量 95 m³^[28]; 2016 年, 我国采用“山”字型水平对接井再次于祁连山冻土区进行天然气水合物试采, 本次试采累计产气 23 天, 总产气量 1 078.4 m³^[29]。

目前, 国际上只有我国和日本两个国家开展了海域天然气水合物试采工程。2013 年 3 月, 日本石油天然气金属矿产资源机构在日本南海海槽进行了国际上首次海域天然气水合物试采, 本次试采受出砂严重影响维持 6 天后被迫中止, 产气速率约 $2 \times$

$10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 总产气量 $1.195 \times 10^5 \text{ m}^3$, 总产水量 1162 m^3 [30]。2017年4月, 日本再次于此区域开展试采研究, 第一口生产井产气12天(5月4日—15日), 总产气约 $3.5 \times 10^4 \text{ m}^3$; 第二口井产气24天(6月5日—28日), 总产气约 $20 \times 10^4 \text{ m}^3$, 未遇到出砂问题[31]。2017年5月, 中国地质调查局联合多家企事业单位及高校, 在南海神狐海域采用降压法进行了海域天然气水合物试采, 本轮试采连续稳定生产60天, 最高日产量达 $3.5 \times 10^4 \text{ m}^3$, 累计产气 $3.09 \times 10^5 \text{ m}^3$, 平均日产量 5150 m^3 [32]; 同年, 中国海洋石油集团有限公司创新性的采用固态流化法在神狐海域进行了天然气水合物试采, 并成功点火[33]; 2019年10月, 中国地质调查局在南海神狐海域组织启动了第二轮水合物试采, 并全球首次采用水平井技术对深海浅软储层中的天然气水合物进行开采, 本轮试采于2020年2月17日点火成功, 截至3月18日, 30天累计产气量 $8.614 \times 10^5 \text{ m}^3$, 日均产气量 $2.87 \times 10^4 \text{ m}^3$, 创造了“产气总量、日均产气量”两项世界纪录。

综上所述, 全球范围内已掀起天然气水合物勘探及试采热潮(表1为世界主要国家水合物试采情况), 世界各国均希望占领能源发展战略的至高点。我国两轮海域天然气水合物试采在实现由“探索性试采”向“试验性试采”的重大跨越的同时[34], 还获取了千万组储层物性、工程实施及开发监测等方面的重要数据, 为我国海域天然气水合物向“生产性试

采”迈进奠定了坚实的基础。

2 南海天然气水合物钻采关键技术难题

受天然气水合物相平衡条件和地温梯度的限制, 天然气水合物主要分布在深海浅部沉积层中, 沉积物胶结程度差, 天然气水合物在储层中起到了很强的胶结作用, 而钻采工程的扰动必然会破坏这种胶结作用, 导致储层力学性能劣化, 引发井壁失稳、生产出砂、地层沉降、海底滑坡等储层结构稳定性问题。

南海天然气水合物试采遇到了诸多重大技术难题, 主要表现在[35]: (1) 天然气水合物一般埋藏在海底浅层(100~300 m), 水深、储层未成岩、弱胶结; (2) 钻井液安全密度窗口窄, 且钻井过程伴随着天然气水合物分解, 导致井塌、井漏、井涌等风险高, 固井胶结质量差, 成井困难; 直井单井产量低, 水平井、多分支井等复杂结构井能够显著增大井筒与储层的接触面积, 将成为未来天然气水合物高效开发手段, 我国第二轮试采首次取得钻深海浅层水平井成功先例, 但上述技术难题依然没有根本解决, 多分支井等复杂结构井将更加突出; (3) 天然气水合物不同于常规油气, 相变复杂, 分解才能流动, 储层结构易溃散, 出砂严重, 区域滑坡风险大; (4) 渗流能力差, 产量低(平均最大 $2.87 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$), 常规压裂不能形成有效支撑缝, 储层改造困难, 难以达到商业化开采要求(大于 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)。

表1 世界主要国家水合物试采情况

国家	类型	时间/年	开采方法	持续时间 (天)	累计产气量 (m^3)
加拿大	陆域	2002	热水循环法	5	470
	陆域	2007—2008	降压法	6	1.3×10^4
美国	陆域	2012	CO_2 置换法+降压法	30	2.8×10^4
	海域	2013	降压法	6	11.95×10^4
日本	海域	2017	降压法	12	3.5×10^4
				24	20×10^4
中国	陆域	2011	降压法+注热法	4.2	95
	(青海祁连山)	2016	水平井+降压法	23	1078
	海域	2017	降压法	60	30.9×10^4
	(南海神狐)				
	海域	2017	固态流化法	—	81
(南海神狐)	2020	降压法+加热法	30	86.14×10^4	

除上述海域天然气水合物钻采共性难题,我国南海天然气水合物储层的环境条件和地质特征又具有一些特殊性,使钻采过程存在更加复杂的技术难题。一是储层泥质细粉砂的粒度中值为 $12\ \mu\text{m}$ ^[36],开采易出砂,防砂控砂难度大,储层微观渗流机理更为复杂,储层改造长效性难以维持;二是离岸距离远、台风频发、内波活动频繁,南海深水水合物资源距陆地 300 km 以上,后勤保障要求高,易遭遇台风等恶劣天气和内波流,增加了钻采施工的难度;三是海水及地层温度场分布不清,南海深水区海水温度场分布直接可用权威数据较少,地温特征数据有限,温度场分布不清,增加了井筒工作液流变特性调控、钻采设计难度和开发风险^[35]。

基于全球天然气水合物勘探及试采现状的跟踪调研,针对南海天然气水合物高效钻采面临的一系列技术难题,笔者梳理出南海天然气水合物安全高效钻采研究所涉及的两个关键科学问题:(1) 钻采过程中水合物储层力学特性动态演变及稳态构建机制;(2) 开采过程中多场时空演变对储层水合物相变及渗流特征的影响与调控。

3 南海天然气水合物钻采机理与调控研究进展

在国家自然科学基金重大项目支持下,围绕上述科学问题开展研究,具体包括:钻采过程流—固—热—化多场耦合作用下天然气水合物储层力学特性动态演化规律及工程响应机制、适合海域天然气水合物水平井等复杂结构井的安全高效井筒工作液理论与方法、水合物流动障碍形成机制、高效防治和井筒压力安全控制方法、水合物相变和渗流多场时空演化规律、相变—渗流能力调控方法和适用于泥质细粉砂天然气水合物储层结构改造的基础理论和高效开发模式。经过 2 年多的科研攻关,取得了系列进展成果。

3.1 天然气水合物储层力学特性动态演化规律及工程响应机制

深水浅部地层一般具有未成岩、塑性强的特点,天然气水合物晶体脆性较强,水合物储层则是两者结合而成的一种特殊岩土材料,其力学行为复杂,在应力作用下沉积物与水合物相互作用、相互影响,储层力学性质变化显著,关键要厘清其变形、破坏机制,为揭示储层稳定及改造机理奠定基础。

在天然气水合物储层力学特性动态演化规律及工程响应机制进展方面,形成了由岩土力学变形到

井周围岩尺度再到试采尺度的天然气水合物储层变形破坏机制与力学表征方法。

(1) 明确了南海黏土质粉砂岩水合物储层非线性变形特征。基于南海 SHSC-4 和 SH7B 钻孔扫描电镜、沉积物矿物与岩性分析,明确了南海粉砂和黏土颗粒随机分布填充的微观特征。实验发现南海黏土质细粉砂水合物:压密段不明显、弹性段短、屈服段长,应变硬化明显。随着围压增加,岩心强度增大,变形模量明显增强。饱和度为 40% 时,当围压从 1 MPa 增大到 5 MPa,储层的抗压强度从 8 MPa 上升到 19 MPa,如图 1 所示;有效围压一定时,随着饱和度增加,岩心强度增大,变形模量增强,峰值前变形增大,当饱和度从 0 增加到 40%,储层的抗压强度从 10 MPa 增大到 16 MPa,如图 2 所示。考虑水合物充填引起的抗压强度增加以及有效围压增加引起的峰值强度增加,提出了改进后的沉积物强度

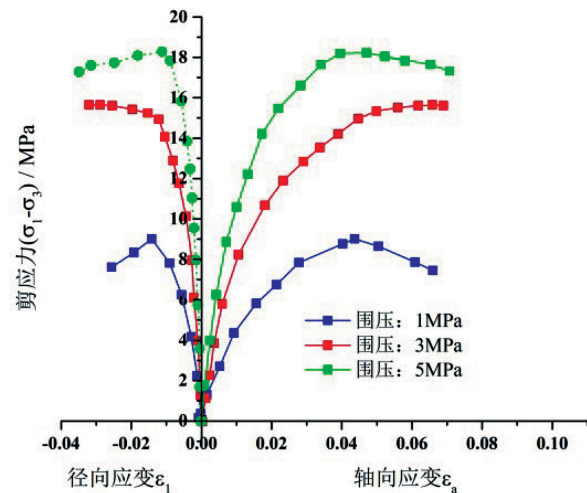


图 1 水合物饱和度为 40% 岩心强度应力应变曲线

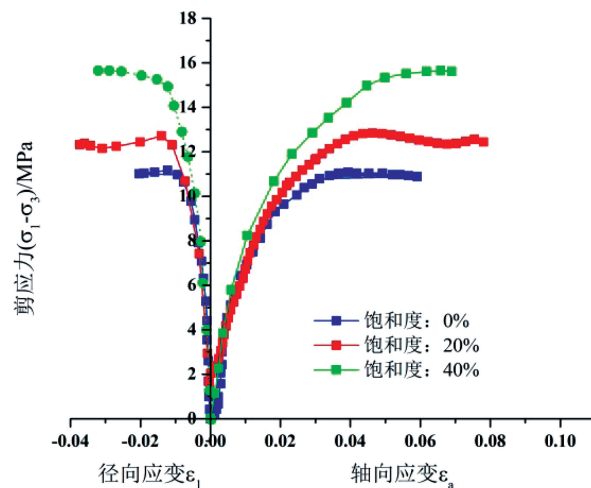


图 2 有效围压为 3 MPa 时岩心强度应力应变曲线

准则,形成了适用于南海黏土质粉砂岩水合物储层的应力—应变本构模型。

(2) 创建了钻采过程的流—固—热—化多场耦合数值计算方法。基于南海神狐海域水合物地层地震反射模型,建立了多场耦合数值模型,考虑温度、压力、水合物分解与二次生成等因素,定量表征了应力集中与井壁坍塌、破裂特征,明确了地层物性和力学特性演化规律,阐明了钻采过程中以井眼为中心向围岩和储层传播的储层多场耦合响应规律,如图3所示。

(3) 探索了钻采过程中海底滑坡和边坡失稳规律。水合物降压开采过程中,由于孔隙压力的降低,导致海底地层有效应力显著上升。同时由于水合物分解后地层强度严重弱化,水合物分解区域在应力作用下产生塑性应变,并随着水合物分解逐渐扩展至更大范围的地层,引起上覆地层的沉降和下伏地层的抬升,显著降低海底斜坡稳定性。当水合物分解范围为250 m时,边坡最大合位移为2.44 m,其最大沉降为2.32 m;当形成贯穿斜坡的塑性贯通区时,位移可达到38 m,如图4所示。

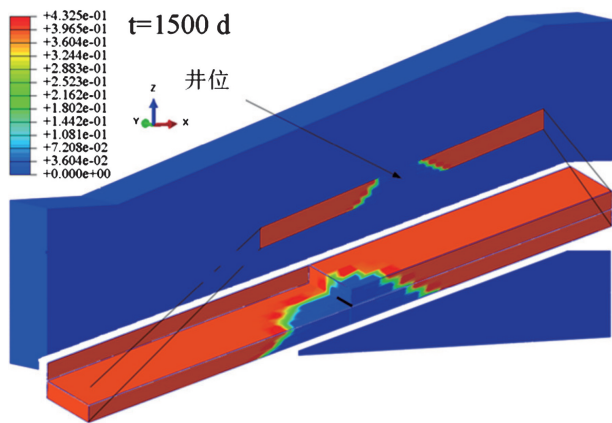


图3 水合物降压开采过程饱和度分布

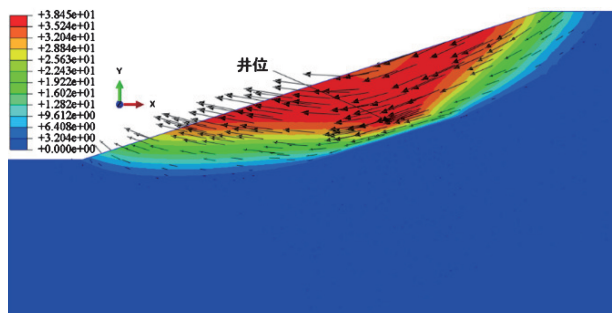


图4 水合物降压开采地层位移分布

3.2 井筒工作液与天然气水合物储层作用机理和调控方法

井筒工作液(钻井液、固井水泥浆等)是钻开天然气水合物储层的直接接触介质。钻井过程中,井筒工作液与天然气水合物储层的相互作用引起近井壁地层中水合物分解,并造成井漏、井涌、储层损害、水泥石固结密封性差等难题,复杂结构井尤为严重。应重点关注弱胶结未成岩水合物储层低温环境、水合物分解等诸多因素对井筒工作液性能的影响规律,揭示井筒工作液与天然气水合物储层间复杂的物理化学作用机制、构建安全高效井筒工作液体系,支撑海域水合物复杂结构井钻井施工。

在井筒工作液与天然气水合物储层作用机理和调控方法进展方面,建立了复杂结构井筒—水合物储层非稳态传质传热模型,探明了钻井液侵入影响下储层温度场和水合物分解界面动态分布规律,从分子尺度揭示了钻井液侵入对水合物相态的影响机理,揭示了固—固相变储热微球材料对水泥浆绝热温升的影响规律。

(1) 揭示了钻井液侵入导致水合物相态失稳的机理。考虑井壁—滤失带—储层之间的传质传热耦合规律,建立了钻井液在水合物储层中的复杂结构井筒—水合物储层非稳态传质传热模型,实现了钻井液侵入条件下储层水合物分解界面移动的量化表征,如图5、图6所示。

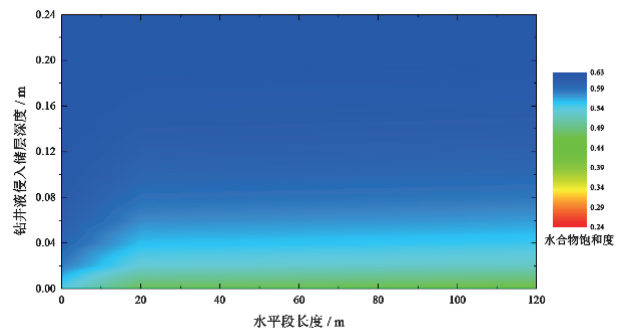


图5 钻井液侵入3 h储层水合物饱和度分布

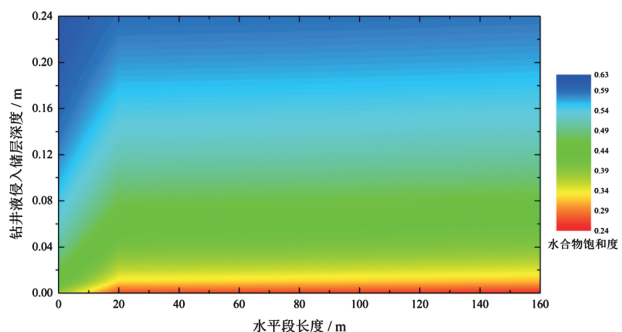


图6 钻井液侵入3 h储层水合物饱和度分布

以高岭石为水合物储层骨架,构建 SI 型水合物赋存模型;基于南海储层平均温压,利用 Lammmps 软件在 NVT 系综下进行分子动力学模拟。得到了水合物晶核的温度敏感性以及分解形式:在非流动条件下,随着温度升高,水合物晶核以球面形式向内逐层分解;水分子之间、水分子与高岭石之间氢键数目减少,相互作用变弱,水合物稳定性下降。阐明了流动条件下钻井液侵入对水合物相态的影响规律及机理:水合物晶核逐层分解,侵入速度越大,水合物的晶核分解越快、笼数下降越多,如图 7 所示;垂直到流动方向笼分解率达到 68%,而沿流动方向水合物几乎不分解;从非流动状态到流动状态,水分子成笼贡献度由 7.7% 下降至 4.6%,水合物更易分解。

(2) 研制了环保型天然气水合物分解抑制剂。通过 TPMS 氨基硅烷偶联剂对纤维素产品进行改性,利用红外光谱和热重分析对改性纤维素进行了表征,明确了改性后的结构与组成。经水合物生成与分解实验研究发现,如图 8 所示,在改性纤维素的作用下水合物完全分解的时间由 6.8 小时延长至 10 小时,平均分解速率由 0.126 mol/h 降低至 0.075 mol/h。分子动力学模拟研究表明,改性从两个方面提高了纤维素在水合物表面的吸附能力。多氨基结构能稳定吸附在水合物表面,限制纤维素链的自由运动;同时,改性减少了纤维素形成的分子内氢键,为其在水合物表面提供了更多吸附位点。改性纤维素的 BOD₅/COD 比值为 0.55,生物可降解性优于商用动力学抑制剂聚乙烯基己内酰胺 (PVCap),有利于满足海上钻井对钻井液体系的环

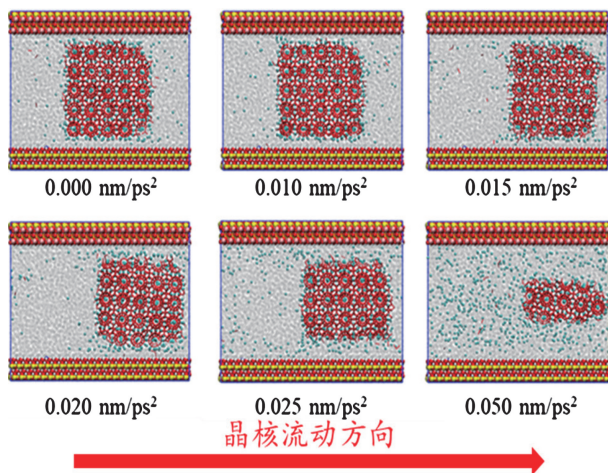


图 7 不同钻井液侵入速度下水合物晶核随时间变化

保要求。

(3) 研制了水合物地层固井用固-固相变吸热微球。以改性石蜡作为相变芯材,利用膨胀石墨作为骨架材料进行真空浸渍吸附,然后通过纳米 SiO₂ 自组装沉积封堵,制备出固-固相变吸热微球。利用红外光谱、热重 TG、差示扫描量热 DSC、扫描电镜、等温量热仪等对固-固相变吸热微球进行了表征,表明该相变吸热微球的相变温度为 15.7 °C,相变潜热为 168 J · g⁻¹,多次受热循环相变前后的结构稳定、无液相析出,加入到水泥浆中能显著降低体系的水化放热速度和放热总量,固-固相变吸热微球 15% 加量可使水泥浆绝热温升值降幅达 40%,同时也延后了绝热温升达到最大值的时间,如图 9 所示,其对水泥水化放热峰主要体现为削峰、延后效应,而对水泥浆稠化时间、抗压强度影响小,非常适合水合物地层固井的低温、低水化热调控需求,有效防止固井时的水合物分解,保障固井安全。

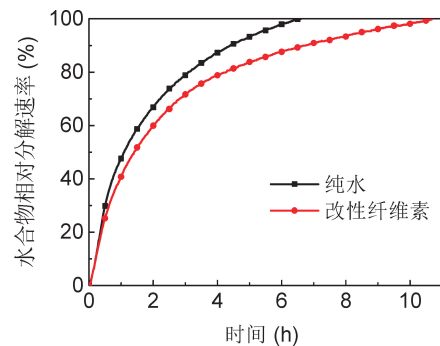


图 8 水合物分解抑制性评价

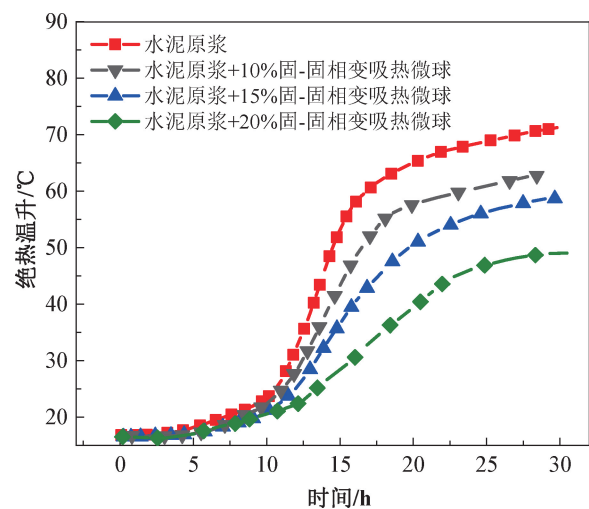


图 9 固-固相变吸热微球对水泥浆绝热温升的影响

3.3 天然气水合物钻采井筒多相流动障碍形成机制与安全控制方法

天然气水合物钻采井筒内流体组分多,气、液、固多相共存,且存在水合物生成、分解和沉积,传统多相流动模型难以科学表征,井筒多相流压力控制缺乏依据,另外,天然气水合物复杂结构井钻采井筒内存在水合物相变敏感区域,易形成沉积堵塞,钻采安全风险大。针对海域天然气水合物钻采特点,在探明井筒多相流条件下天然气水合物生成与分解机理的基础上,揭示井筒内水合物堵塞流动障碍形成机制,建立天然气水合物钻采井筒多相流动障碍防治与压力安全控制技术,是实现海域天然气水合物安全钻采的关键。

在天然气水合物钻采井筒多相流动障碍形成机制与安全控制方法进展方面,揭示了多相流动条件下气、液、水合物界面传质传热机理,创建了水合物切向—法向多维生长模型,探究了钻采井筒气液分布特征及水合物相变对浆液流变性的影响规律,阐明了天然气水合物试采井筒多相流型转化机制、试采井筒水合物堵塞流动障碍形成和演化机制,为海域天然气水合物试采井筒中的水合物堵塞流动障碍防治提供了理论支撑。

(1) 建立了井筒多相流天然气水合物生成与分解动力学模型。通过实验研究揭示了复杂气液界面上水合物“切向成膜、法向成壳”的多维度生长演变规律(图 10),发现了水合物生长的主控因素:切向传热主导、法向传质主导。综合考虑水合物相变的传质和传热过程,建立了多相流动复杂界面条件下切向传热主导、法向传质主导的水合物生

长模型,与国际常用模型相比,水合物法向和切向生长速率的计算精度由 57% 提升至 95% 以上,如图 11 所示。突破了以往模型收敛性差、计算不准的不足,揭示了“前期切向快速生长、中期法向缓慢生长、后期水侧分解抑制生长”的水合物相变速率演变特征,阐明了水合物颗粒生长过程中的形态特征变化规律。

(2) 揭示了天然气水合物试采井筒多相流型转化机制。开展了水合物试采井筒气相主导条件下的气液流动实验,探明了试采井筒多相流动条件下液滴的夹带、运移、分布特征,如图 12 所示;建立了气相主导多相流动体系中液滴尺寸表征方法,将国际上液滴直径的平均预测误差由 40.38% 降低到 10% 以内,为采气管柱内水合物颗粒直径确定奠定了基础,如图 13 所示。此外,实验研究发现水合物浆液体系同时具有剪切稀释性和剪切增稠性,据此建立了适用于宽域剪切速率的水合物浆液表观粘度预测模型,并揭示了气—液两相流动向气—液—固(水合物)三相流动、气—固(水合物)两相流动及饱和气单相流动转化机制。

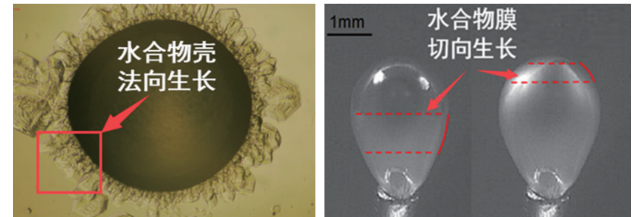


图 10 天然气水合物切向和法向生长实验观测图(以泡状流为例)

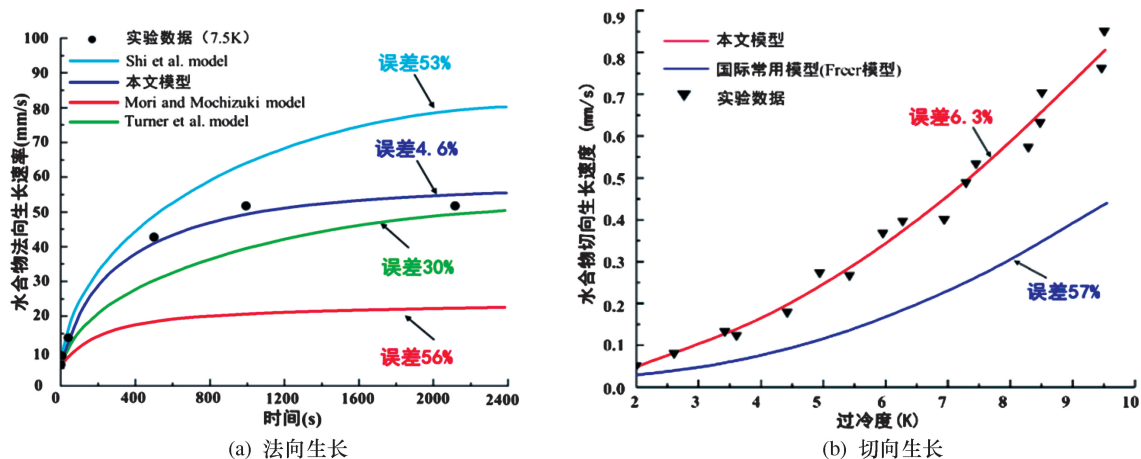


图 11 水合物生长速率对比结果

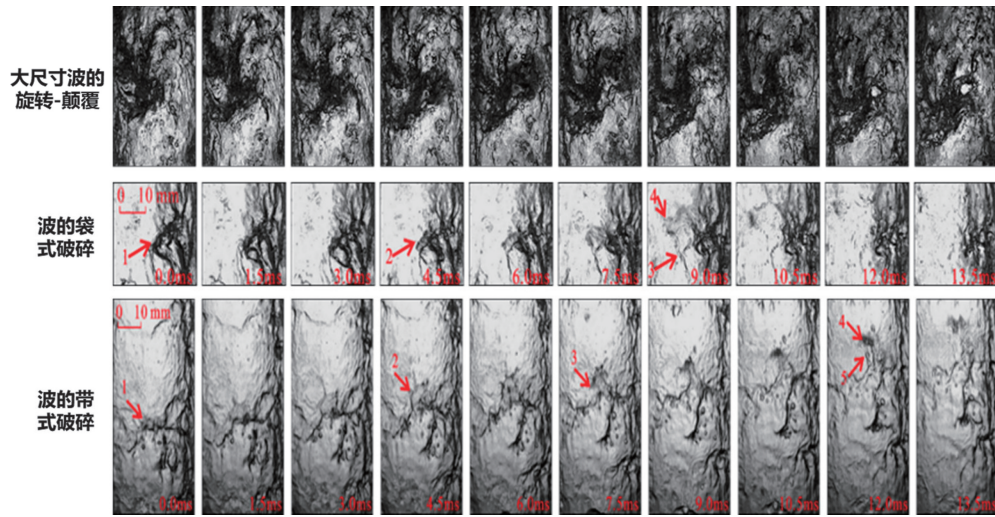


图 12 多相流动体系中液相的分布与运移特征

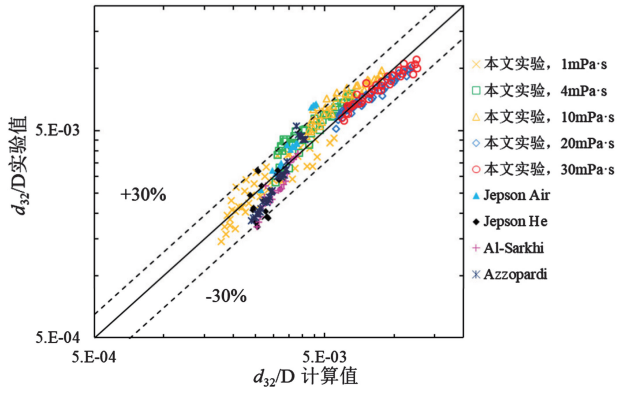


图 13 d_{32} 模型计算值与实验数据的比较

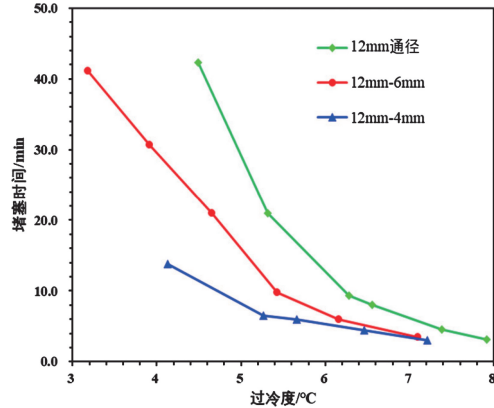


图 14 不同管径下的水合物堵塞时间变化曲线

(3) 揭示了试采井筒水合物堵塞流动障碍形成和演化机制。通过小型流动环路实验研究了多相流动条件下的水合物生成、运移、堵塞规律,发现管壁液膜处生成的水合物倾向于原位沉积,气相携带液滴生成的水合物边运移边沉积,并揭示了变径处“涡流低速区颗粒首先堆积、后续颗粒堆积体表面粘附、脱落体捕集堵塞”的水合物堵塞流动障碍形成机制。相比于管径,存在变径条件下的水合物堵塞时间明显缩短,实验条件下缩短的堵塞时间甚至会高达 50% 以上,如图 14 所示。建立了考虑气核液滴与管壁液膜处交互传质的水合物沉积动力学模型,实现了试采井筒中水合物沉积层厚度的精准预测,如图 15 所示。试采管柱中的水合物沉积层厚度分布是不均匀的,在泥线以上 50 m 位置附近的位置是发生水合物堵塞较危险的地方,据此可为水合物试采管柱中的水合物堵塞流动障碍防治提供有理论支撑。

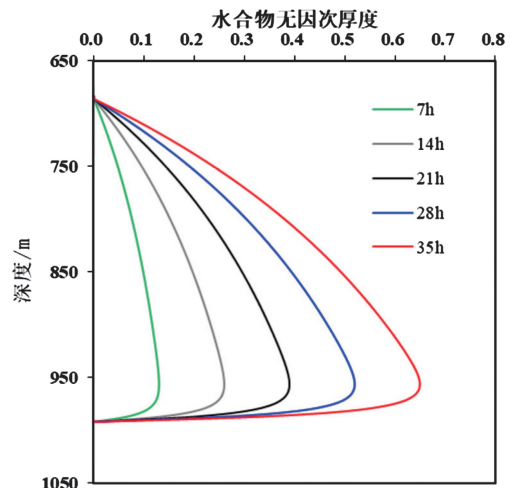


图 15 试采井筒中水合物沉积厚度分布规律

3.4 储层天然气水合物相变和渗流多场时空演化规律

海域天然气水合物开采涉及气—液—固相变、温度变化、气—水两相渗流、储层骨架变形等,相变

和渗流受多因素控制、相互影响,贯穿开采始终,机理复杂,掌握水合物相变和气—水渗流规律,明确储层渗流能力调控机制,是高效开采的基础和关键。

在储层天然气水合物相变和渗流多场时空演化规律进展方面,建立了沉积物中水合物相平衡的预测模型,探究了水合物赋存模式,优化了储层二次水合物形成分解模拟系统及实验方法,创新两相渗流装置,初步揭示了泥质细粉砂储层气水相对渗透率特征、构建了符合南海天然气水合物地质特点的产能模拟软件。

(1) 建立了自然沉积物中水合物相平衡条件预测模型。测定了石英粉岩心、蒙脱土岩心中甲烷水合物的分解条件,如图 16 所示。创建了基于活度测量的沉积物中水合物相变条件的预测方法,揭示了水合物分解过程中的自保护机制,分析了水合物形成与分解过程中渗透率变化规律。

(2) 优化了二次水合物形成分解模拟系统,初步揭示泥质细粉砂气—水渗透率特征。提出了控压就是控温,缓慢降压,防止冰与二次水合物生成的思路,实验模拟开采温度分布如图 17 所示。创新两相渗流装置,发现泥质细粉砂水合物储层束缚水饱和度极高,可动气体孔隙度极小,气水干扰程度强,泥质细粉砂储层渗透率低,气水两相渗流区狭小。基于泥质细粉砂水合物储层相变—渗流能力调控等方面的研究成果,提出“小降长稳”的降压原则,指导了我国海域天然气水合物第二轮试采降压方案设计和生产数据分析。

(3) 初步构建了符合南海天然气水合物地质特点的产能模拟软件。初步建立了水合物开采储层热—流—固—化多场耦合的数学模型,针对缺少适用于南海泥质细粉砂水合物特征的数值模拟评价软件,研发集地质建模、实验拟合、水合物开采动态为

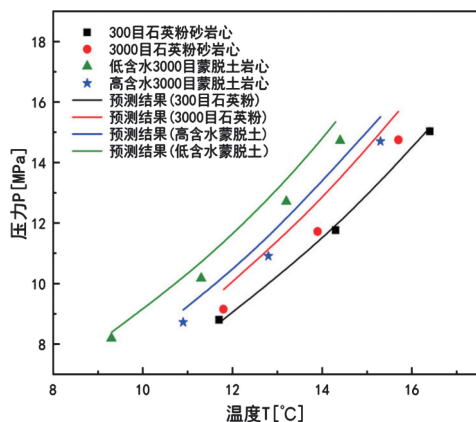


图 16 水合物相变条件预测与实验数据对比

一体的产能评价数值模拟平台,全力推进天然气水合物开发数值模拟软件的国产化替代进程,软件界面如图 18 所示。

3.5 天然气水合物储层结构改造理论与高效开发模式

天然气水合物分解将会引起储层力学性质显著变化,储层强度和刚度降低,导致储层失稳、储层改造失效,可压裂性差,而我国南海天然气水合物除具备常规水合物储层特征以外,其沉积物颗粒细、泥质含量高。同时,伴随水合物分解,沉积物颗粒发生松动和运移,储层基体浆化,由孔隙—裂缝组成的人工裂缝通道面临变形和闭合等问题,改造区域储层渗透率衰减,常规压裂方法难以在水合物储层内建立长期稳定的裂缝通道。

为了能够使得天然气水合物储层压得开、撑得住、流得动,在天然气水合物储层结构改造理论与高效开发模式进展方面,揭示了水合物储层压裂过程中裂缝起裂与扩展机理,初步形成了 3 种储层改造浆液配方,完成了固结体渗透性测试平台搭建,建立了 3 种水合物开采半解析产能模型和骨架结构强化开发产能预测模型。

(1) 揭示了压裂过程中水合物储层裂缝起裂和扩展规律。开展了水合物储层水力压裂特性实验,探究了裂缝形态特征,如图 19、图 20 所示;分析了压裂液粘度和水合物饱和度对裂缝起裂和扩展的影响,建立了小尺度三维和大尺度二维的水力压裂流固耦合数值模拟模型。

(2) 初步研究了 3 套储层改造浆液配方。初步研究了泡沫水泥体系、聚氨酯—水泥体系和水玻

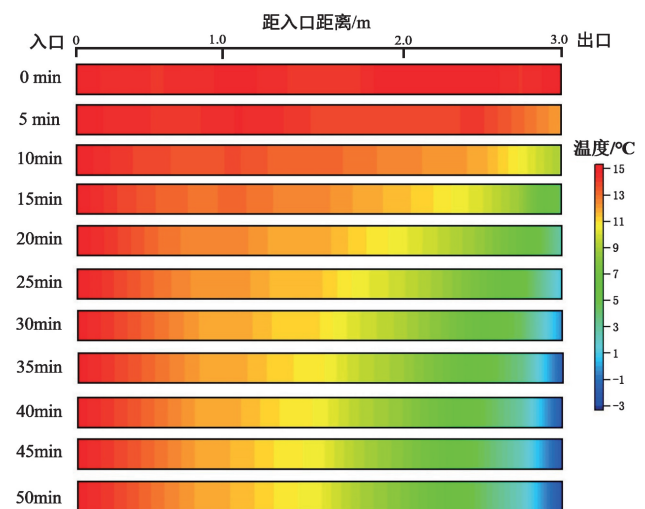


图 17 储层温度 15°C、压差 6 MPa, 开采情形下近井 3 米范围内实验测试储层温度变化

璃—脂类—柴油—水泥复合体系等储层改造浆液配方,如图 21 所示;完成了固体渗透性和水合物裂缝导流仪测试平台搭建,分析了储层改造区域的气—水渗流特性和多级孔骨架对储层的强化机制。

(3) 建立了 3 种水合物开采半解析产能模型和骨架结构强化开发产能预测模型。建立了直井、

水平井、压裂井降压开采产能模型,形成了开采机理研究和产能快速预测方法;结合支持向量机方法建立了骨架结构强化开发产能预测模型,如图 22 所示;实现了对压力场、温度场、饱和度场、含砂浓度、孔渗分布以及生产参数动态演化规律的精细描述。

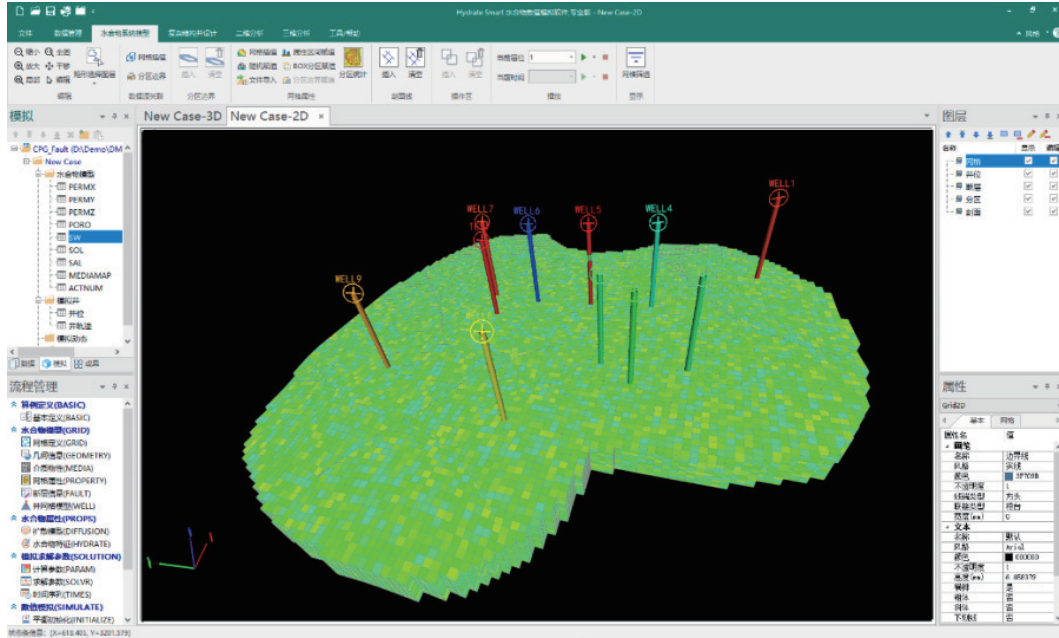


图 18 水合物开发数值模拟软件界面

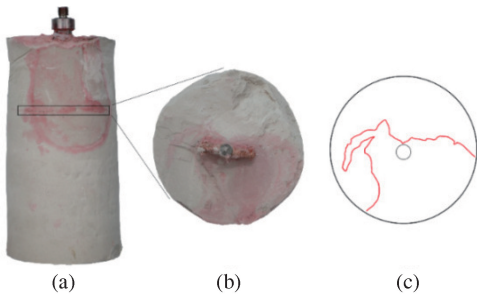


图 19 水平裂缝扩展及裂缝形态实验模拟

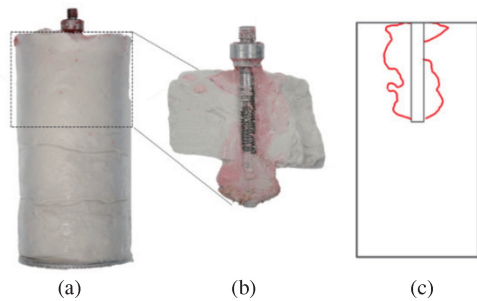


图 20 垂直裂缝扩展及裂缝形态实验模拟



图 21 泡沫水泥—水性环氧树脂体系浆液

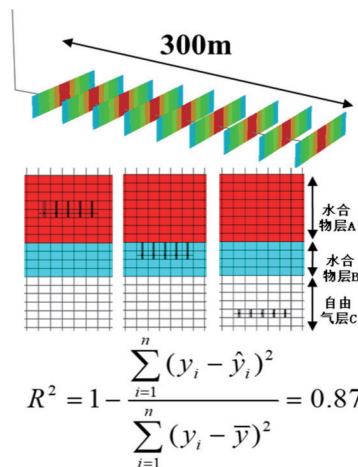


图 22 水合物骨架结构强化开采产能模型

4 结 语

天然气水合物资源量巨大,特别是海域天然气水合物更是具有较好的商业化开发前景。《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》明确将推进天然气水合物资源勘查与商业化试采列入能源发展重大工程,自然资源部与广东省、中石油以及海南省、中海油分别签署《推进南海神狐海域天然气水合物勘查开采先导试验区建设战略合作协议》和《推进重点海域天然气水合物勘查开采先导试验区建设战略合作协议》,计划2030年在2个先导试验区产量均达到10亿方。为支撑该目标,助力天然气水合物向生产性试采迈进,2020年国家自然科学基金委员会资助重大项目“南海天然气水合物钻采机理与调控”,项目历经2年多的攻关研究,在钻采理论和方法方面取得了系列阶段性进展,其中,井筒压力安全控制、试采降压方案数值模拟、储层射孔改造等技术对我国南海第二轮天然气水合物试采成功起到了重要支撑作用。但我国海域天然气水合物实现商业化开采仍有较大差距,水合物钻采基础理论与方法研究需持续攻关,着力解决水合物商业化开采面临的技术难题,加快重大成果产出。

参 考 文 献

- [1] Boswell R, Collett TS. Current perspectives on gas hydrate resources. *Energy & Environmental Science*, 2011, 4(4): 1206—1215.
- [2] 张胜,张云,阎葆瑞. 海底天然气水合物微生物地球化学探测技术. *中国科技成果*, 2007(6): 46.
- [3] Meray S, Longinos SN. Does the Mediterranean Sea have potential for producing gas hydrates?. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 55: 113—134.
- [4] 中华人民共和国自然资源部. 中国矿产资源报告-2018. 北京:地质出版社,2018.
- [5] 何家雄,钟灿鸣,姚永坚,等. 南海北部天然气水合物勘查试采及研究进展与勘探前景. *海洋地质前沿*, 2020, 36(12): 1—14.
- [6] 叶建良,殷琨,蒋国盛,等. 天然气水合物钻井的关键技术与对策. *探矿工程*, 2003(5): 45—48.
- [7] 樊栓狮. 天然气水合物开发利用面临的问题及应对策略. *中外能源*, 2007, 12(4): 9—12.
- [8] Chong ZR, Yang SHB, Babu P, et al. Review of natural gas hydrates as an energy resource: Prospects and challenges. *Applied Energy*, 2016, 162: 1633—1652.
- [9] Xu CG, Li XS, Yan KF, et al. Research progress in hydrate-based technologies and processes in China: a review. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 2019, 27(9): 1998—2013.
- [10] Makogon YF, Omelchenko RY. Commercial gas production from Messoyakha deposit in hydrate conditions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2013, 11: 1—6.
- [11] Dubreuil-Boisclair C, Gloaguen E, Bellefleur G, et al. Non-Gaussian gas hydrate grade simulation at the Mallik site, Mackenzie Delta, Canada. *Marine and Petroleum Geology*, 2012, 35(1): 20—27.
- [12] Tomaru H, Fehn U, Lu ZL, et al. Halogen systematics in the Mallik 5L-38 gas hydrate production research well, Northwest Territories, Canada: Implications for the origin of gas hydrates under terrestrial permafrost conditions. *Applied Geochemistry*, 2007, 22(3): 656—675.
- [13] Myshakin EM, Anderson BJ, Rose K, et al. Simulations of variable bottomhole pressure regimes to improve production from the double-unit mount elbert, Milne point unit, north slope Alaska hydrate deposit. *Energy & Fuels*, 2011, 25(3): 1077—1091.
- [14] 祝有海,张永勤,文怀军. 祁连山冻土区天然气水合物科学钻探工程概况. *地质通报*, 2011, 30(12): 1816—1822.
- [15] 贾瑞,孙友宏,郭威,等. 东北冻土区天然气水合物科学钻探试验及钻进效率影响因素分析. *探矿工程(岩土钻掘工程)*, 2013, 40(4): 6—9.
- [16] Borowski WS. A review of methane and gas hydrates in the dynamic, stratified system of the Blake Ridge region, offshore southeastern North America. *Chemical Geology*, 2004, 205(3/4): 311—346.
- [17] 苏明,匡增桂,乔少华,等. 海域天然气水合物钻探研究进展及启示(I): 站位选择. *新能源进展*, 2015, 3(2): 116—130.
- [18] 李文龙,高德利,杨进. 海域含天然气水合物地层钻完井面临的挑战及展望. *石油钻采工艺*, 2019, 41(6): 681—689.
- [19] Hu GW, Bu QT, Lyu WJ, et al. A comparative study on natural gas hydrate accumulation models at active and passive continental margins. *Natural Gas Industry B*, 2021, 8(2): 115—127.
- [20] 刘大辉,王友华,滕瑶,等. 南海海域水合物试采平台优选及装备适应性改造研究. *中国造船*, 2017, 58(S1): 320—329.
- [21] Ryu BJ, Collett TS, Riedel M, et al. Scientific results of the second gas hydrate drilling expedition in the ulleung basin (UBGH2). *Marine and Petroleum Geology*, 2013, 47: 1—20.
- [22] 王力峰,付少英,梁金强,等. 全球主要国家水合物探采计划与研究进展. *中国地质*, 2017, 44(3): 439—448.
- [23] 江怀友,乔卫杰,钟太贤,等. 世界天然气水合物资源勘探发现状与展望. *中外能源*, 2008, 13(6): 19—25.
- [24] 左汝强,李艺. 加拿大 Mallik 陆域永冻带天然气水合物成功试采回顾. *探矿工程(岩土钻掘工程)*, 2017, 44(8): 1—12.
- [25] 陈月明,李淑霞,郝永卯. 天然气水合物开采理论与技术. 东营:中国石油大学出版社,2011.
- [26] Uddin M, Wright F, Dallimore S, et al. Gas hydrate dissociations in Mallik hydrate bearing zones A, B, and C by depressurization: Effect of salinity and hydration number in hydrate dissociation. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2014, 21: 40—63.

- [27] Collett TS, Lee MW, Agena WF, et al. Permafrost-associated natural gas hydrate occurrences on the Alaska North Slope. *Marine and Petroleum Geology*, 2011, 28(2): 279—294.
- [28] Lu ZQ, Zhu YH, Zhang YQ, et al. Gas hydrate occurrences in the Qilian Mountain permafrost, Qinghai Province, China. *Cold Regions Science and Technology*, 2011, 66(2/3): 93—104.
- [29] 王平康, 祝有海, 卢振权, 等. 青海祁连山冻土区天然气水合物研究进展综述. *中国科学: 物理学 力学 天文学*, 2019, 49(3): 76—95.
- [30] Chen L, Merey S. *Oceanic Methane Hydrates*. Gulf Professional Publishing; 2021.
- [31] Oyama A, Masutani S. A review of the methane hydrate program in Japan. *Energies*, 2017, 10(10): 1447.
- [32] Chen L, Feng YC, Okajima J, et al. Production behavior and numerical analysis for 2017 methane hydrate extraction test of Shenhu, South China Sea. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 53: 55—66.
- [33] 周守为, 陈伟, 李清平, 等. 深水浅层非成岩天然气水合物固态流化试采技术研究及进展. *中国海上油气*, 2017, 29(4): 1—8.
- [34] 严远, 韩庆. 中国可燃冰开采创产气总量、日均产气量两项世界纪录. (2020-03-26)/[2021-08-05]. <http://sh.people.com.cn/n2/2020/0326/c176739-33906068.html>.
- [35] Li JF, Ye JL, Qin XW, et al. The first offshore natural gas hydrate production test in South China Sea. *China Geology*, 2018, 1(1): 5—16.
- [36] 叶建良, 秦绪文, 谢文卫, 等. 中国南海天然气水合物第二次试采主要进展. *中国地质*, 2020, 47(3): 557—568.

Research Progress on Natural Gas Hydrate Drilling & Production in the South China Sea

Sun Jinsheng^{1, 2*} Cheng Yuanfang¹ Qin Xuwen^{3, 4} Sun Youhong⁵ Jin Yan⁶
 Wang Zhiyuan¹ Li Shuxia¹ Lu Cheng^{4, 7} Qu Yuanzhi² Lyu Kaihe¹
 Wang Chengwen¹ Wang Jintang¹ Wang Ren²

1. *China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580*
2. *CNPC Engineering Technology R&D Company Limited, Beijing 102206*
3. *China Geological Survey, Beijing 100037*
4. *Guangzhou Marine Geological Survey, Guangzhou 510075*
5. *China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083*
6. *China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249*
7. *Oil and Gas Resources Investigation Center, China Geological Survey, Beijing 100083*

Abstract The offshore natural gas hydrate production test is facing a series of technical problems, such as wellbore instability, well leakage, high risk of flow safety, difficulty in reservoir reconstruction, low daily production of a single well, and short time of stable production. Complex structure wells, like horizontal wells and multi-branch wells, which could hopefully increase gas production, are restricted by many obstacles. In this work, the research progress of global hydrate drilling, gas hydrate exploration, production test is tracked and investigated. The key technical problems faced by offshore natural gas hydrate are summarized and analyzed. Combined with the characteristics of the natural gas hydrate production test in the South China Sea, research progress is discussed including hydrate reservoir characteristics, wellbore working fluid technology, multiphase flow obstacle and safety control, hydrate phase transition and reservoir seepage law, reservoir stimulation methods and highly effective development model. The above results are expected to provide a reference for the development of offshore natural gas hydrate drilling & production theory and technology in China.

Keywords natural gas hydrate in the South China Sea; drilling & production engineering; mechanical properties; wellbore working fluid; phase transformation and seepage characteristics

(责任编辑 张强)

* Corresponding Author, Email: sunjsdri@cnpc.com.cn