

DOI: 10.16562/j.cnki.0256-1492.2019012301

非成岩水合物储层降压开采过程中出砂和沉降实验研究

卢静生^{1,2}, 熊友明¹, 李栋梁², 梁德青², 金光荣², 何勇², 申小冬^{2,3}

1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都 610500

2. 中国科学院天然气水合物重点实验室, 中国科学院广州能源研究所, 广州 510640

3. 成都理工大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都 610059

摘要: 天然气水合物多赋存在非成岩地层中, 在开采过程中易出现出砂和沉降情况, 制约了天然气水合物的安全高效长期开采。为研究水合物开采过程中的温压、产气、产水、出砂和沉降情况, 在自主研发水合物出砂及防砂模拟装置上进行了不同条件下的开采模拟实验。研究表明, 在前两个生产阶段, 产水含砂率和出砂粒径随着水合物开采而逐渐增大; 水合物细砂储层产气速率增加会增大携液能力, 导致携砂能力增强而增大出砂风险, 同时高产气速率促进井筒温度降低导致冰相生成, 存在冰堵的风险; 开采过程中的储层沉降与储层水合物含量相关性较大, 而产气速率和降压速率对储层沉降的影响与产气模式有关。水合物开采中后期进行增产作业会增加储层出砂风险和沉降速率, 进一步探讨了该实验对日本2013年第一次海域水合物试采出砂情况的推测, 提出水合物开采分阶段分级防砂的概念。

关键词: 非成岩水合物储层; 降压开采; 出砂实验; 沉降; 增产作业

中图分类号: P754; TE5

文献标识码: A

Experimental study on sand production and seabottom subsidence of non-diagenetic hydrate reservoirs in depressurization production

LU Jingsheng^{1,2}, XIONG Youming¹, LI Dongliang², LIANG Deqing², JIN Guangrong², HE Yong², SHEN Xiaodong^{2,3}

1. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

2. Key Laboratory of Gas Hydrate, Guangzhou Institute of Energy Conversion, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China

3. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China

Abstract: Nature gas hydrate mainly exists in non-diagenetic strata, and sand production and reservoir subsidence often happen during mining, which restrict the safe and sustainable production of gas hydrate. In order to study the relationship of sand production and reservoir subsidence with temperature, pressure, gas production, water production of hydrate exploitation, simulation tests under different conditions were conducted with a self-developed device for sand production and sand control. It is observed that the sand ratio and grain size of water gradually increased in the first two production stages; For fine-grained sand reservoir, increasing the gas production rates will enhance the sand carrying ability of water, so that the sand production risk increases. At the same time, high-gas-production will accelerate the temperature decrease and lead to the formation of ice-phase, and/or ice blocking. The reservoir subsidence during hydrate exploitation is closely related to hydrate content in the reservoir. However, the influence of gas production rates and depressurization rates on reservoir subsidence are related to gas production mode. The stimulation operation in the mid-late stages of hydrate exploitation will increase sand production risk and subsidence. We further discussed the sand production taking the first marine hydrate mining case in Japan in 2013 and proposed the concept of sand prevention according to grades and stages.

资助项目: 国家重点研发计划“南海多类型天然气水合物成藏原理与开采基础研究”(2017YFC0307305); 自然资源部海底矿产资源重点实验室开放基金“南海天然气水合物开采过程中的防砂研究”(KLMMR-2018-B-05); 广东省自然科学基金“海域天然气水合物开采出砂机理和防砂研究”(2017A030310448); “南海天然气水合物开采过程地层变形机制”(2018B0303110007); 广东省促进经济发展专项资金(海洋经济发展用途)“天然气水合物先导区建设与资源区块优选”(GDME-2018D001); “南海天然气水合物高效开采与控制技术研究”(GDME-2018D002); 国家自然科学基金项目“南海天然气水合物储层水合物开采过程地质力学参数演化规律研究”(51661165011)

作者简介: 卢静生(1988—), 男, 助理研究员, 博士生, 主要从事天然气水合物应用基础和海洋油气工程研究, E-mail: lujs@ms.giec.ac.cn

通讯作者: 熊友明(1963—), 男, 教授, 博导, 主要从事完井工程、防砂技术、深水油气开发技术、水平井技术、增产措施、油气层保护技术等专业的研究, E-mail: xiongyim@swpu.edu.cn

收稿日期: 2019-01-23; **改回日期:** 2019-04-29. 蔡秋蓉编辑

Key words: non-diagenetic hydrate reservoir; depressurization exploitation; sand production experiments; subsidence; stimulation operation

天然气水合物是一种由天然气与水在一定温压条件下形成的冰状固体^[1], 俗称可燃冰, 广泛分布于冻土带地表以下 200~2100m 和大陆边缘海底之下 0~1100m 的沉积物中, 全球天然气水合物储量巨大, 估计水合物中天然气资源量为 $2 \times 10^{16} \text{ m}^3$, 相当于 2×10^5 亿吨油当量, 是全球常规燃料总碳量的 2 倍, 我国将其纳入中长期科技发展规划^[2,3]。在我国南海和青藏高原发现较大储量的水合物矿藏, 中国地质调查局 2017 年 5 月在南海神狐海域采用“地层流体抽取法”进行了天然气水合物试开采, 连续试气点火 60 天, 累计产气 30.9 万 m^3 , 平均日产气 5151 m^3 , 测试期间最高产量达 3.5 万 m^3 , 甲烷含量最高达 99.5%^[4,5]。中国海洋石油公司 2017 年 5 月在南海荔湾海域采用“固态流化开采技术”实现了对深水浅层非成岩天然气水合物的开采, 产气 81 m^3 , 气体中甲烷含量高达 99.8%^[6]。

天然气水合物开发的钻井、完井及采气过程中, 存在耗资巨大、技术不成熟、环境风险高、储层失稳、产能较低等问题^[7], 可能导致井壁失稳、出砂、地层坍塌、海底滑坡甚至海啸等工程和地质灾害^[8,9], 其中出砂和地层沉降较为明显^[10,12]。前苏联麦索亚哈陆域水合物田(1967)^[13,14]、加拿大麦肯齐陆域水合物试采(2007, 2008)^[15-17]、阿拉斯加北坡陆域水合物试采(2008, 2012)^[17-20]和日本南海海槽海域水合物试采(2013, 2017)^[18-20]都有出砂情况的案例^[10-22], 中国在南海神狐海域和荔湾海域分别采用“地层流体抽取法”和“固态流化开采法”都有效地处理了出砂情况^[4-6], 但产量都未达到经济可行性标准^[5]。根据 Boswell 等^[23,24]提出的“水合物资源金字塔”模型(图 1), 预测天然气水合物资源量 90% 赋存在海域泥质粉砂储层中, 因此, 海域砂质水合物和流体盆口附近的块状结核状壳型水合物是开采首选^[5,25]。海域天然气水合物由于埋藏浅, 所处的沉积层通常未固结成岩, 我国南海的水合物储层又是非成岩泥质粉砂沉积物^[25-27], 加上降压开采时生产压差较大, 未来高速率(10 万 m^3/d)和长时间(10 年)的水合物商业开采, 对防砂技术提出了很高的要求。目前天然气水合物试采遇到的最大问题就是出砂导致生产不能长期进行^[22]。

Oyama 等^[17]发现出砂发生在水合物不稳定的降压过程中, 穿过孔隙的水流是出砂的驱动力, 而不是水合物分解的气流导致的, 且水流速度是出砂强

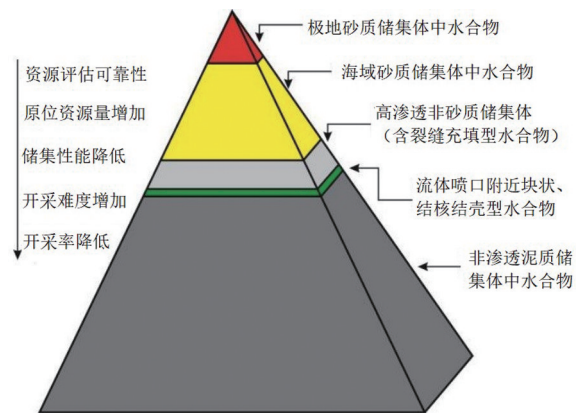


图 1 水合物资源金字塔^[23-25]

Fig.1 Gas hydrate resource pyramid

度的主要影响因素。Jung 等^[28]发现细粉砂颗粒运移和堵塞主要受相对几何约束的影响, 明确提出即使较低的细粉砂含量也会对水合物开采有影响。Suzuki 等^[29]模拟日本 2013 年第一次水合物试采, 未发现大规模出砂, 但是流量增加后观察到有细砂侵入, 与实际开采结果的大量出砂不符。Murphy 等^[30]基于日本 2013 年第一次试采数据, 发现出砂的肇始机理与沉积物的孔隙度和围压有关; 松散砂在均匀流作用下, 会整体移动, 但砂的结构稳定; 而密实砂更多为局部出砂并形成较大空洞; 推测日本 2013 年水合物试采储层细砂为松散砂, 其出砂表现为砂结构稳定的整体出砂, 而非局部出砂。Lee 等^[31]基于日本 2013 年海洋水合物降压开采数据, 进行了常规商业防砂网实验室评价, 常规商业防砂网能够有效地进行防砂, 总出砂量仅占实验总砂量的 0.012%。因此, 天然气水合物开采防砂还是有希望被解决的。综上所述, 由实验可以得到天然气水合物出砂的主要影响因素为: 水合物储层的细微砂颗粒是出砂的来源, 孔隙吼道尺寸与细粉砂颗粒大小是颗粒运移和堵塞的关键因素, 而孔隙水流速度是出砂的主要推动力, 松散砂在均匀流作用下的整体运移是大规模出砂的原因之一。但以上研究都没有系统地考虑水合物降压过程中的出砂情况, 且有些还不含水合物分解过程中的出砂实验。通过数值模拟, Moridis 等^[32]发现水合物储层在降压开采过程中, 其剪切破坏会促进地层沉降, 存在较大的出砂风险; Uchida 等^[33,34]认为水合物储层应力分布不均会导致储层的剪切变形; 宁伏龙等^[35]认为井底压差增大, 会导致海底沉降增加, 出砂量也相应增加, 但是并不影响短期正常试采, 对于长期试采作业, 需

要平衡产能、储层稳定和出砂的关系。对于南海水合物低渗水合物储层,在高井底压差下,出砂大部分是地层挤压剪切破坏出砂,气体和水运移带出的砂占比较少。李彦龙等^[10,11]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,根据 2017 年试采井做出了砾石充填防砂的精度设计,刘浩伽等^[36]开展了水合物分解区地层砂粒启动运移临界流速的计算模拟。公彬等^[37]通过数值模拟研究认为南海水合物开采的近井壁沉降主要由开采导致,且生产排水是沉降的主因。万义钊等^[38]通过数值模拟研究认为南海水合物储层渗透率和降压幅度越大,其沉降量越大,沉降速度越快;认为沉降主要发生在开采的早期,且有效应力增大是导致储层沉降的主因。金光荣等^[39]通过水平井开采南海水合物的数值模拟研究认为,开采前期的沉降极有可能会占到总沉降的一半以上;当考虑储层水合物垂向不均匀分布时,储层上下地层渗透率降低对水合物开采的产量贡献较小,但却使沉降加剧。

出砂和地层沉降是水合物高效安全长期开发不可回避的问题,但是通过现场试验来验证的作业成本太高、使得现场试验检验出砂和水合物地层沉降几乎不可能,因此,实验研究是可行的方法。然而有上覆应力加载下的水合物开采实验较少,目前国内外均没有系统地对含水合物储层开采过程中的出砂

和沉降进行实验研究,单单按照水合物储层粒度进行沉积物出砂和防砂实验,无法有效地反映水合物分解过程对出砂和水合物储层沉降的影响。本文采用一套新开发的水合物出砂实验装置,能够合成含水合物沉积物,并原位模拟上覆应力加载下含水合物沉积物的降压开采过程,研究含水合物沉积物降压开采过程中生产模式和产气速率对出砂和地层沉降的影响。

1 实验介绍

1.1 实验设备

本文的室内实验研究采用中国科学院广州能源研究所的天然水合物开采过程中出砂及防砂模拟装置^[40],如图 2 所示,该装置最大耐压 30MPa,温度可控范围 $-20 \sim 40^{\circ}\text{C}$,精度 0.1° ,上覆应力加载系统最大能够提供 30MPa 的地应力,应变测量器实时定量监测地层沉降情况;样品室内置高中低 3 层温度测量以及高中低 3 层压力测量;样品室中部有打孔后的环绕过滤网,可以实现径向环绕进水气和顶部进水气,提高水合物生成效率;采用高清摄像头对可视化气液固分离罐实时录制,监测产气、产水和出砂情况;气体质量流量控制器对最高产气速率进行控制,并实时监测产气速率和累计产气量。由于实际开采中,进入井筒内的砂即为出砂,因此,采用底部气液固分离罐观测出砂情况符合实际情况。

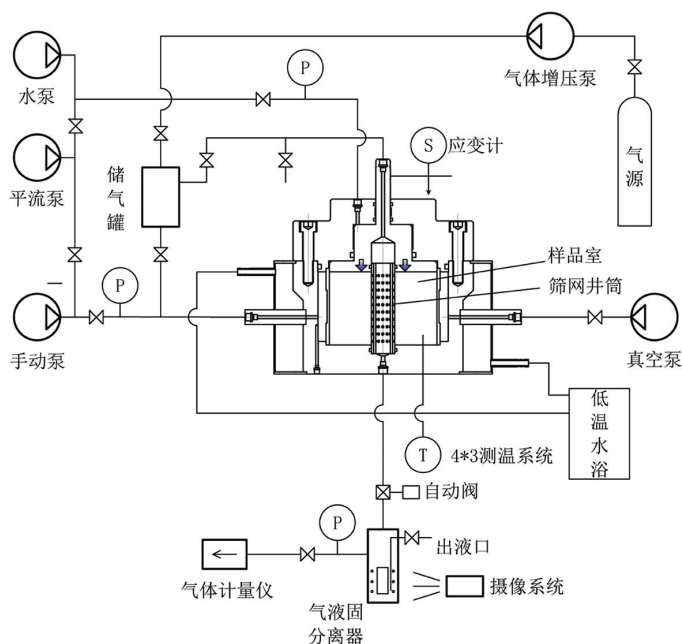


图 2 水合物出砂及防砂实验装置图^[40]

Fig.2 Schematic diagram of gas hydrate sand production and sand control facility

1.2 实验材料

实验使用的南海北部沉积物样品由广州海洋地质调查局提供,采用粒度分析仪 Mastersizer 2000 测得沉积物粒径分布曲线如图 3 所示;实验材料属性如表 1 所示,粒度中值 d_{50} 为 $225.67\mu\text{m}$,均匀系数 3.27,为均匀砂;采用压汞仪(PoreMaster 60/30, Quantachrome)测得干砂密度为 $1.63\text{g}/\text{cm}^3$,孔隙度为 28.52%,由于实验中孔隙度变化无法测得,因此,整个实验孔隙度以南海储层非含水合物孔隙度 40%计算^[41,42]。本实验不防砂,实验采用孔径为 3mm 的 2 根打孔管(36 度角 10mm 层距布孔,外径 32 和 25.6mm)夹 12 目不锈钢滤网。目的是储层在上覆应力作用下提供支撑,保证水合物生成过程中、水驱过程中和水合物分解过程中的储层稳定性,而且也为开采过程中流体和砂的顺利产出提供通道。

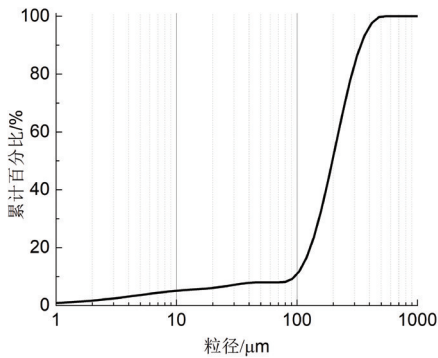


图 3 砂的粒度分布

Fig.3 Grain size distribution of the sand

表 1 材料属性清单

Table 1 Properties of materials

材料	属性	供应
砂	$d(0.5)=225.67\mu\text{m}$, 均匀性 0.396, 比表面积 $0.18\text{m}^2/\text{g}$, 密度 $1.63\text{g}/\text{mL}$, 孔隙度 28.52%	广州海洋地质调查局
去离子水	电阻率 $18.2\text{m}\Omega/\text{cm}$	实验室自制
甲烷	纯度 99.999%(摩尔分数)	世粤气体有限公司

1.3 实验条件

实验条件如表 2 所示。地层压力采用 12MPa 恒压,即水深和地应力之和的上覆应力相当于 1200m 水深的静水压力,温度采用 275.15K(甲烷

相平衡压力 3.22MPa),保证没有冰的干扰。初始孔隙压力采用 11MPa 甲烷气体,定水量合成初始水合物饱和度后,用 11MPa 的低温水驱自由气模拟海底饱水环境,上覆应力始终保持 12MPa 至开采结束。

1.4 实验步骤

为了建立水合物藏模型,将总质量为 2kg 的烘干砂与该沉积物孔隙度下所需水合物量的去离子水量搅拌混合 24h,使得水在沉积物中分布较为均匀(确保孔隙中水合物生成均匀)。充分混合的水砂填充到高压低温反应釜中,加装应变传感器,抽真空后采用上覆应力 12MPa 进行压实 1min 到一定的体积密度,并确保实验中的体积密度每次相同,随后通入 10~11MPa 的甲烷气在 293.15K 静置 24h(相平衡压力 19.14MPa),保证样品充分进气;随后降温到 275.15K,并保证气体供应,由于本实验是顶部和环状进气,合成在 72h 内压力就不再变化,在甲烷气体过饱和情况下,假定孔隙水全部转化为 I 型甲烷理想水合物晶体。随后采用平流泵以 10mL/min 流速,11MPa 的压力从样品室外的侧部注入 273.15K 未冻结去离子水(相平衡压力 2.62MPa),水缓慢从样品室底部缝隙和中部滤网渗入样品室,对样品室内的样品影响较小;同时从顶部缓慢释放自由气,并确保孔隙压力不低于 10MPa,高于水合物分解压力(2.62~3.22MPa),待顶部出口出水后,采用平流泵注水恒 11MPa 孔隙压力,同时储层温度保持 275.15K(相平衡压力 3.22MPa),不超过 12 小时储层温度和压力都保持恒定,从而降低水驱过程对水合物饱和度和储层的微量影响。假定经过水驱后储层由砂、水合物和水组成,忽略微量的自由气。随后依次打开底部人工阀门(微调)和自动阀门进行自降压开采,质量流量控制器被用作自动限制最高流速,开大人工阀门被用作增产作业。采用高清摄像头拍摄气液固分离罐产水出砂情况,采用气体流量计记录产气速率和累计产气量。产水砂分阶段采出后放入烧杯,对产水砂以及烘干后的砂进行称量,并计算产水携砂率。多次实验结束后,较大的筛网尺寸未出现灾难性的出砂情况,且生产后的筛网和筛孔形成了砂的桥架(图 4),因此,并筒对储层的支撑作用有效。

实验结束后,对不同时间的产水含砂率进行计算,将装有水砂的烧杯和烘干后的干砂烧杯经过电子秤(Santorius BS 2200S, 0~2000g, $\pm 0.01\text{g}$)称量。产水含砂率 $os(\%)$ 为减掉干烧杯的质量后,同

表 2 实验条件及结果

Table 2 Experimental conditions and results

阶段	变量及单位	实验编号				
		1	2	3	4	5
样品制备	干砂量/kg	2	2	2	2	2
	初始加水量/g	250	350	250	250	250
	初始含水率/%	11.11	14.89	11.11	11.11	11.11
	初始水合物饱和度/%	46.71	65.40	46.71	46.71	46.71
	水驱注水量/mL	806.68	855.31	725.55	653.86	673.86
开采作业	流量计产气限速/sccm	400	1000	1000	500	231
	采水砂时间点/min	1,1.25,1.75,30.33,85.67,305.33,底部	0.82,0.5,62.5,63.3,165.5,173.25,底部	0.5,1,1.82,8.15,16.27,44.89,底部	0.5,1.27,1.6,12.4,51.93,底部	20,60.58,122,300,底部
	开始增产时间点/min	N	349	N	N	314
	产气时长/min	1100	400	179	288	347
开采结果	产气量/SL	72.9	113.2	78	77	50.9
	水合物量/mol	0.41	0.63	0.44	0.43	0.28
	水合物饱和度/%	61.84	95.86	67.01	65.32	43.18
	产水砂量/g	640.87	682.58	905.13	887.39	527.42
	出砂量/g	1.14	7.91	7.05	6.63	6.21
	地层沉降/mm	-1.93	-2.28	-1.88	-1.96	-1.77

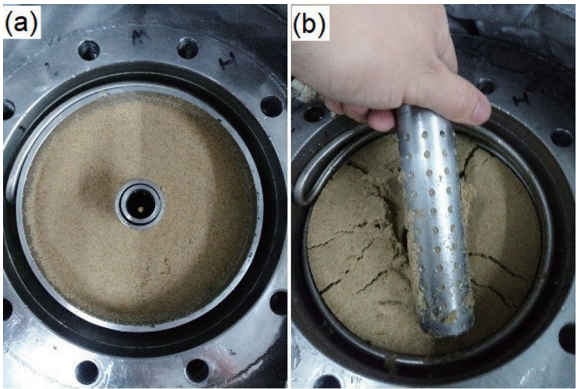


图 4 实验照片

a.初始地层; b.生产后的筛管

Fig.4 Photographs of experiments;

(a) initial sediments;

(b) Liner with screenafter production

一烧杯中的干砂质量 W_{sdf} 和水砂质量 W_{wi} 通过计算得到:

$$\phi_s = \frac{W_{sdf}}{W_{wf}} \quad (1)$$

初始含水率 ϕ_w (%) 由初始水的质量 W_{wi} 和拌入干砂质量 W_{sd} 的计算得到:

$$\phi_w = \frac{W_{wi}}{W_{wi} + W_{sd}} \quad (2)$$

由于储层经过水驱,因此,假定所有收集的产气都来自于甲烷水合物分解气,采用七星 D07 系列质量流量控制器进行测量,水合物计量单位为 I 型甲烷理想水合物晶体,即 $8CH_4 \cdot 46H_2O$, $0.8m^3$ 水可以形成 $1m^3$ 的水合物,最终的水合物摩尔量 n_h (mol) 来自最终产气体积 V_g (SL), M 为气体摩尔体积 $22.4L/mol$,因此,最终的实际甲烷水合物饱和度不同于初始含水体积 V_w (L)、孔隙体积 V_p ($0.669L$) 和计算的初始水合物饱和度 Sh_i ,产气过程中孔隙剩余的水合物饱和度 Sh_n 由实时累计产量 V_n (L)、水合物摩尔质量 M_H ($956g/mol$) 和水合物密度 ρ ($0.94g/cm^3$) 计算得到:

$$Sh_i = \frac{V_w/0.8}{V_p} \quad (3)$$

$$n_h = \frac{V_g}{8M} \quad (4)$$

$$Sh_n = \frac{(V_g - V_n)M_H}{8MV_p\rho} \quad (5)$$

2 实验结果与讨论

2.1 生产阶段的特征

由图 5 可以看到,实验 1 和 2 为凹型递减产气

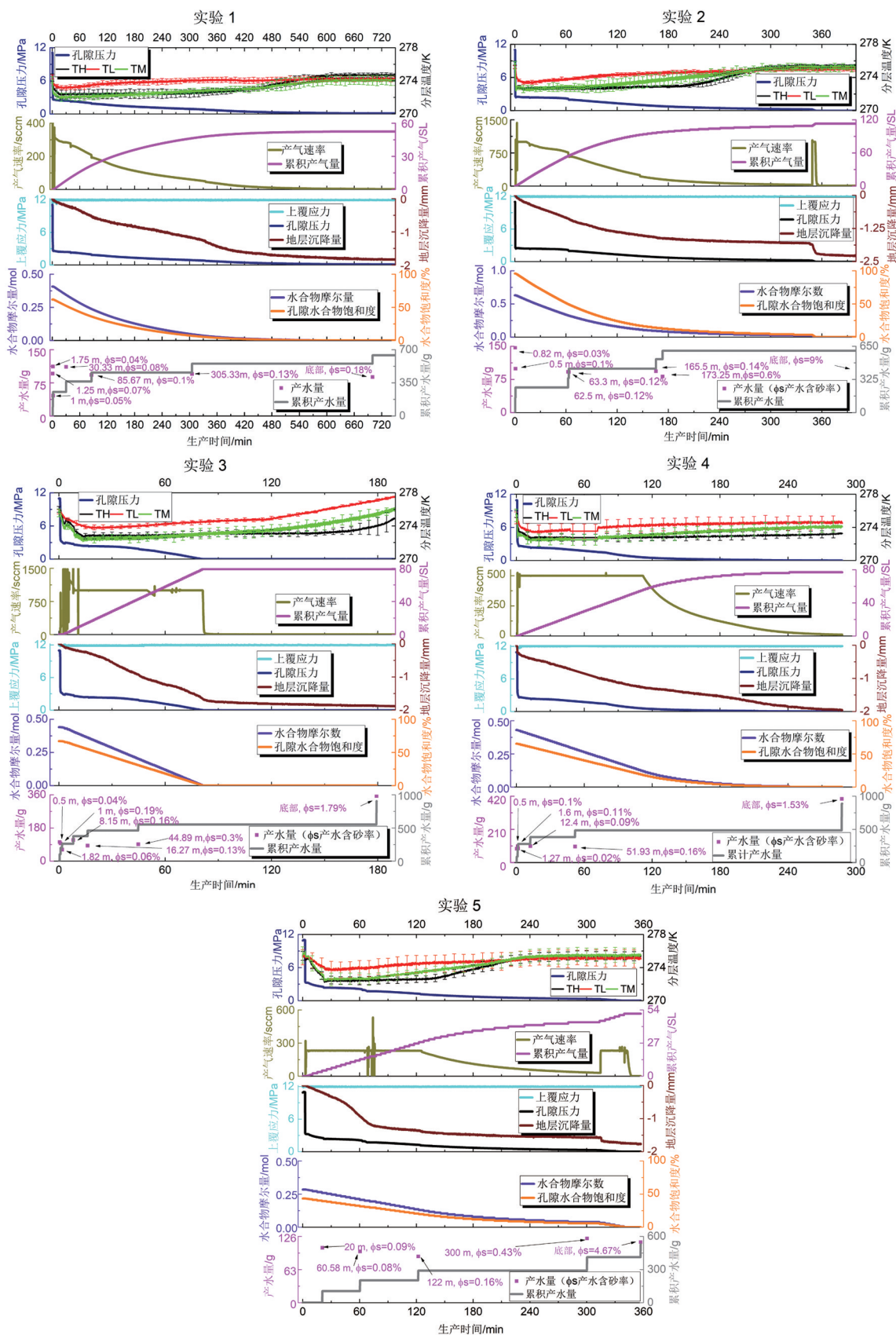


图5 实验中温压、流量、流速和沉降(TH, TL, TM表示高、低、中层的平均温度及标准差; m表示产气时间 min, ϕ_s 表示该时间产水的含砂率)

Fig.5 Changes in pressure, temperature, flow rate, and subsidence rate with time (TH, TL and TM indicates the mean temperature and standard deviation in top, bottom and middle layers respectively; m indicates the production time min; ϕ_s indicates the sand rates in produced water)

方式^[43](即开采过程中不控制产气速率,自然衰竭递减,峰值产气速率400和1500sccm),实验3、4和5为稳产型产气^[43](即开采过程中尽量控制产气速率稳定,稳产速率1000、500和231sccm),产气时长分别为1100、400、179、287.83和347min,实验2和实验5在产气中后期分别进行了增产的操作(349和314min),以观察增产对出砂和地层沉降的影响。实验结果如图5所示,符合天然气水合物降压开采的3个阶段^[40]:第1阶段为排水降压产气阶段,第2阶段为高速产气携液阶段,第3阶段为低速产气阶段。

图5中可以看出,其温度曲线跟产气方式有关,凹型递减产气时,实验1和2的温度骤降后呈现逐渐回升曲线,而实验3、4和5的温度稳产一段时间后才会出现温度低点。水合物储层的温度主要是受到储层降压、水合物分解吸热、井筒传热和储层传热的影响^[44,45]。符合天然气水合物降压开采的3个阶段^[40]:即降压降温阶段(图6实验1-5a);水合物分解降温阶段(图6实验1-5b);温度回升阶段,温降集中在井筒(图6实验1-4c),反应釜壁(边界)的温度回升(图6实验1-4d)和储层温度最终恢复到环境温度(图6实验1e,2e,4e和5e)。

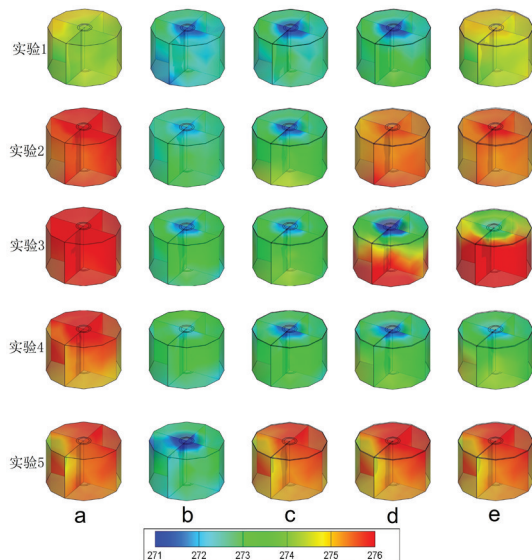


图6 实验过程中温度的空间分布
(参数说明见表3)

Fig.6 Spatial distribution of temperature during experiments process

实验2和实验5中增产作业前后(图6实验2d-e和实验5c-e)对温度恢复影响较小。实验3在

80min后无明显气体产出,孔隙压力接近大气压力,说明水合物开采已经接近结束;虽然170min(图6实验3d)储层四周(边界)温度回升,但是顶部井筒附近温度变化缓慢,直到189min时,顶部温度(图6实验3e)才逐渐回升。实验2和实验5在200和120min时,顶部也出现较稳定的低温区,可能原因是水合物分解过程中伴有冰的生成,而水合物分解过程中部分分解水进一步转化为冰,不仅导致最大降温幅度较大,而且抑制了后期温度恢复,尤其在顶部区域。因此,增大产气速率会增加冰堵的风险。

2.2 水合物开采过程中的出砂和沉降情况

2.2.1 不同水合物降压生产阶段的出砂特征

Lu等^[40]前期实验中观测到天然气水合物出砂与水合物降压生产阶段有关:生产第1阶段排水产气降压会导致细砂整体产出,生产第2阶段高速产气携液会携带较大颗粒砂产出,生产第3阶段低速产气阶段产水和出砂都明显下降,根据水砂总产量数据,尽管实验1和2注水量较多,且实验1产气时间最长,但是实验3和4产气速率大且采出的水砂量更大,而实验5产气速率小且水砂产量不高,推测一定速率的气流增加携水能力,进而增大产水携砂能力,增大出砂量。

图7为水合物不同生产阶段的出砂粒度,分析发现出砂粒度随着开采时间逐渐增大。实验2、3和5在生产第1阶段虽然产水较多,但是含砂率和出砂中值的粒度并不高,因此,前50min的出砂以小颗粒粉砂质黏土和黏土质粉砂为主。随着降压开采的不断持续,产水含砂率和出砂的中值粒度也逐渐上升,并出现较多大颗粒砂产出;实验2和5分别在173.25和60.58min时,产液中出现了黏土质砂和粉砂质砂。

在一定的流速范围内,稳定的高速产气速率对出砂的影响较小,实验3在早期(1.82min)排水降压高速不稳定产气阶段(产气速率0~1500sccm)出现了砂—粉砂—黏土的产出(产水含砂率0.1%,中值粒度9.55 μm);然而在8.15min产气逐渐稳定在1000sccm时,以较小颗粒的粉砂质黏土产出为主(产水含砂率0.06%,中值粒度6.18 μm);随后在16.26和44.88min时,稳定产气1000sccm时产出黏土质粉砂为主(产水含砂率0.13%和0.3%,中值粒度3.64和2.93 μm);井底沉砂以粉砂质黏土为主(产水含水率1.79%,中值粒度5.54 μm)。

表 3 图 6 参数说明(表中参数依次为开采的时间、沉降量、水合物的 mol 量、孔隙中水合物的含量)

Table 3 Description of parameters in Figure 6(m indicates production time min, S indicates subsidence ratio, mol indicates moles of hydrate, Sh indicates hydrate saturation in pore)

	a	b	c	d	e
实验 1	0min, S=0%, 0.41mol, Sh=61.84%	18min, S=-0.15%, 0.37mol, Sh=56.58%	125min, S=-0.7%, 0.18mol, Sh=27.99%	325min, S=-1.23%, 0.04mol, Sh=5.85%	600min, S=-1.79%, 0.001mol, Sh=0.09%
实验 2	0min, S=0%, 0.63mol, Sh=95.86%	10min, S=-0.25%, 0.58mol, Sh=88.23%	150min, S=-1.52%, 0.11mol, Sh=16.97%	343min, S=-1.81%, 0.02mol, Sh=3.39%	362min, S=-2.23%, 0mol, Sh=0%
实验 3	0min, S=0%, 0.44mol, Sh=67.01%	13min, S=-0.24%, 0.38mol, Sh=57.69%	80min, S=-1.62%, 0.006mol, Sh=0.85%	170min, S=-1.87%, 0mol, Sh=0%	189min, S=-1.88%, 0mol, Sh=0%
实验 4	0min, S=0%, 0.43mol, Sh=65.32%	10.17min, S=-0.38%, 0.4mol, Sh=61.08%	110.83min, S=-1.26%, 0.12mol, Sh=18.66%	200min, S=-1.66%, 0.02mol, Sh=2.54%	287.17min, S=-1.96%, 0mol, Sh=0%
实验 5	0min, S=0%, 0.28mol, Sh=43.18%	25min, S=-0.27%, 0.26mol, Sh=39.25%	312min, S=-1.58%, 0.04mol, Sh=5.89%	339min, S=-1.75%, 0.01mol, Sh=0.98%	355min, S=-1.76%, 0mol, Sh=0%

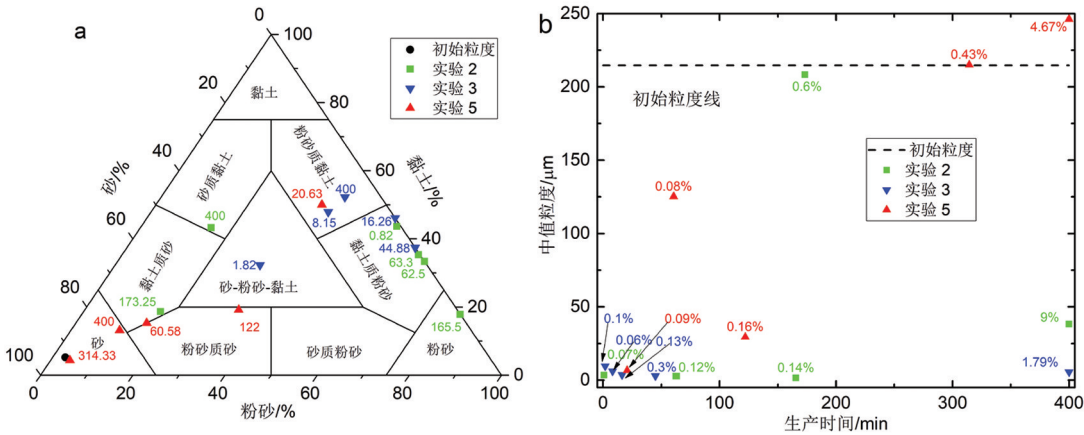


图 7 不同时间出砂的粒度分类 (a) (a 中数字标签为出砂时间)和产水含砂率及中值粒度随时间的变化(b) (b 中数值标签为产水含砂率, 400min 为井底沉砂)

Fig.7 Types of sand in different production stages (a) (Numerical label indicates sand production time) and variation of sand ratio and median size of sand in water with time (b) (Numerical label indicates sand ratio in produced water, 400 min indicates settled sand in bottom of wells)

综上,天然气水合物开采过程中,其出砂过程呈现分阶段和分级的现象。即在生产第 1 阶段尽管产水速率较大,但是出砂主要是以粉砂质黏土、黏土质粉砂和粉砂为主,而大颗粒砂含量低,推测生产第 1 阶段的出砂为储层吼道内的小颗粒游离砂,而非被水合物胶结的大颗粒砂。在生产第 2 阶段,粉砂质砂和黏土质砂被产出,推测之前无法被产出的大颗粒砂(胶结砂和部分骨架砂)由于水合物饱和度的降低、胶结弱化和未固结成岩,会被流体产出。在生产第 3 阶段,由于流体速率下降而不足以推动砂的产出,但是增产作业提升流速导致出砂增多。

2.2.2 水合物降压生产对储层沉降的影响

Lu 等^[40]通过水合物降压开采实验发现,水合

物储层开采过程中沉降量受出砂的影响,且上覆应力可能会影响沉降的速度和总量,水合物储层开采过程中热物性和物质的量研究需要考虑储层沉降的动态变化。在恒定 12MPa 的地层应力下,实验出砂量不超过储层总砂量的 0.4%(实验 1—5 出砂量分别占储层总砂量的 0.057%、0.396%、0.353%、0.332%和 0.311%),从图 8 可以发现储层总沉降量未超过 2.3mm(实验 1—5 沉降率分别为 1.93%、2.28%、1.88%、1.96%和 1.77%),但远大于总出砂率。因此,本实验出砂量对地层沉降影响较小。

实验 4 初始沉降率最大达到 -0.169%/min,但时间较短,推测是排水导致孔隙压力骤降,进而引发地层沉降,Jin 等^[39]在模拟中也观察到此现象;而

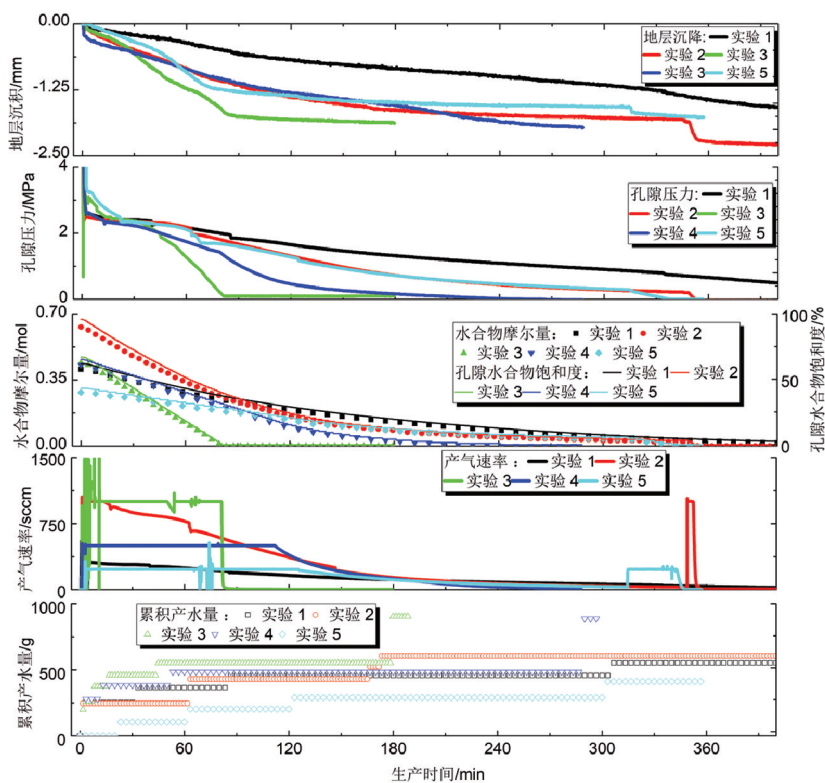


图 8 实验 1—5 的沉降与压力、产水、产气、水合物含量的情况

Fig.8 Subsidence rates with pressure, water production, gas production, hydrate contents in Experiments 1-5

实验 3 高速产气阶段(0~80min)达到-0.020%/min 沉降率,产气结束后无孔隙压力,地层仍有缓慢沉降;实验 5 在前 78min 高速产气阶段出现较大的沉降率-0.016%/min,随后出现产气波动,虽然产气速率仍能保持在 231scm,但沉降速率出现拐点,到 120min 稳产结束前沉降速率逐渐降低为-0.013%/min,在衰竭产气阶段沉降速率下降到 0.00074%/min。整体来看,凹型递减产气方式的实验 1 和实验 2 的沉降过程较为稳定,实验 1 的沉降速率为 0.005%/min,实验 2 在增产作业前,开采的前 104min 沉降速率为-0.012%/min,随后沉降速率逐步下降到-0.0013%/min。产气结束后,地层仍然有缓慢沉降,但是沉降速率较低,逐渐趋于稳定。

Jin 等^[39]认为水合物储层沉降对储层压力和储层渗透率敏感,表 4 对水合物沉降数据进行多元相关性分析,公式(6)中相关系数 r 为两变量 x 和 y 之间相关关系密切程度的统计分析指标, σ_x 和 σ_y 分别为变量 x 和 y 的标准差, σ_{xy}^2 为两个变量 x 和 y 的协方差。其中 r 的数值介于-1 和 1 之间, r 为正数或负数表示两个变量为正相关或者负相关,常用 4 个划分等级为:微弱线性相关 $|r| < 0.3$,低度线性相关 $0.3 \leq |r| < 0.5$,显著线性相关 $0.5 \leq |r| < 0.8$,高度线性相关 $0.8 \leq |r| < 1$ 。计算得到水合物

表 4 实验 1—5 沉降的相关性分析

Table 4 Correlation of subsidence in experiments 1—5

r	实验 1	实验 2	实验 3	实验 4	实验 5
沉降量	1	1	1	1	1
孔隙压力	0.95	0.92	0.90	0.60	0.81
产气速率	0.95	0.89	0.77	-0.48	0.48
水合物摩尔量	0.95	0.97	0.99	0.96	0.92
孔隙水合物饱和度	0.95	0.97	0.99	0.97	0.92
累计产水量	-0.93	-0.91	-0.82	-0.79	-0.92

储层的沉降与储层的水合物含量高度线性相关,主要是水合物分解后导致储层空腔、储层强度降低和储层变形增大,即水合物分解后的空腔在上覆应力作用下被沉积物填充导致储层沉降,同时水合物含量降低后导致储层自身强度降低和自身变形增大^[46],水合物降压分解后在恒定上覆应力作用下生产压差增大导致地层变形增大而沉降。储层孔隙压力和产气速率与凹型递减产气方式具有高度线性相关性,但是对于稳产型产气方式其相关性不显著。主要稳产型方式的产气速率为恒定,数学上无法有效表征其对沉降的相关性,需要进一步探讨稳产型产气方式的产气速率和压力降对沉降的影响。

$$r = \frac{\sigma_{xy}^2}{\sigma_x \sigma_y} = \frac{n \sum xy - \sum x \sum y}{\sqrt{n \sum x^2 - (\sum x)^2} \sqrt{n \sum y^2 - (\sum y)^2}} \quad (6)$$

2.2.3 增产作业对出砂和储层沉降的影响

在实验2和实验5的中后期开大人工阀门进行增产作业,随着产气速率恢复到1000和231sccm,在气液固分离罐可见剧烈的产水携砂情况和明显的地层沉降。实验2在近60min气液固分离罐液面无变化的情况下开大阀门增产(剩余水合物0.022mol,孔隙水合物饱和度3.39%),产气速率迅速恢复到1000sccm,实验2增产作业时,观测到含砂液滴的滴落,液面震荡,底部液体更加浑浊。实验5在314min(剩余水合物0.032mol,孔隙水合物饱和度4.91%)增产作业后,立即进行了取样,在314.33min的产水携砂率为0.43%,中值粒度215.02 μm ,以砂为主,跟初始砂粒度相近,说明大量大颗粒砂被产出,0.5h增产后井底的含砂率为4.67%,中值粒度246.22 μm ,大颗粒砂含量较大。在增产作业前,储层中的水较少,但是产气速率不足以推动产水率增加,推测储层的水以残余水和被困水为主,而增大产气速率能够推动残余水,提高气水流体的携砂能力,同时原有的水合物胶结地层的强度随着水合物饱和度的下降而显著降低,进一步导致出砂。因此,开采中后期增产作业会增大水合物储层的出砂风险。

从图5和图8的实验2和实验5可以看出,增产过程中,储层都明显地出现了地层沉降速率增大(沉降速率增大为-0.087%/min和-0.152%/min);增产结束后,地层的沉降速率(-0.0015%/min和-0.0023%/min)也远大于增产前的沉降速率(-0.0009%/min和-0.0006%/min)。因此,在开采中后期增产作业会增大储层沉降速率。

综上,在水合物开采的中后期,部分大颗粒砂由于水合物饱和度下降而失去胶结,但是由于流体流速较低而无法被带动,增产作业使得产气流速增大,为储层中残余水的产出提供了动力,在气水流体的共同推动下,部分大颗粒砂被产出,同时原有的颗粒分布被扰动,在上覆应力作用下,颗粒出现了重新分布,导致地层的沉降速率和沉降量增大。

3 讨论

结合本实验结果,水合物开采一段时间后进行增产作业,会增加出砂和沉降的风险。日本在2013年第一次裸眼砾石防砂失败后,2017年两口井采用贝克休斯公司的Geoform防砂技术,仍然无法有效

控制出砂问题,2013年试采仅6天,启动泵开采8h后,恒定泵速到57Hz稳产96h,在开采104h后增大泵速到70Hz降压51h,期间压力最低降至4.5MPa,未达到降至3MPa的目标。在最后的9h降低泵速后再次增大泵速,却突然产水速率由约20000 sm^3/D 增加到超过40000 sm^3/D ,随后出现强砂流,总出砂量超过30 m^3 ,井底压力迅速增加,不得不终止开采^[18,19]。日本水合物储层饱和度高达80%^[20],而高水合物饱和度储层在降压过程中对于储层强度的影响更加敏感^[46],推测水合物开采过程中,其近井壁(分解前缘)储层强度随着水合物饱和度降低而明显降低,孔隙度和渗透率增大,开采一段时间后增大泵速导致流体流速增大,就为非成岩弱胶结砂运移提供了更大的动力,Murphy等^[30,47]推测日本天然气水合物储层存在储层整体滑移而出砂的风险。基于本实验,在开采一段时间后增产作业会导致产水速率突增,随后出现剧烈的产水携砂,也存在非成岩砂整体滑移的出砂风险。因此,对于水合物开发,需要平衡产能和近井壁失稳出砂之间的关系,既要实现产能最大化,又要避免近井壁(分解前缘)的沉降和失稳出砂。值得提醒的是注热开采和热吞吐等增产作业对近井壁水合物储层扰动较大,近井壁失稳的概率较大,开井生产后沉降和出砂的风险较大。

本实验采用了231、500和1000sccm稳定产气速率和最大1500sccm产气速率进行开采,在一定范围的产气速率下,对出砂的影响不大,但高于1000sccm后大颗粒砂产出的风险较高。产气速率和产气模式影响携水和携砂效率,刘浩伽等^[36]建立的水合物分解区地层砂粒启动运移临界流速模型有助于确定砂粒启动运移临界流速,但该模型只基于单相水流模拟。实验中增产作业仅仅增大产气速率而导致产水增加,进而增加了出砂,因此,模型需要考虑气流携水对砂粒启动运移的临界流速。

本实验过程中的产水携砂率和井底含砂率都高于国内常规油气防砂标准,因此,非成岩水合物储层降压开采过程中的防砂标准需要重新认识和制定。实验结束后,井底存在较多较大颗粒的砂,尽管钻完井作业可在井底布置防砂口袋等有效避免砂堵问题,但是长时间高产量情况下,其累计持续出砂容易填满口袋和井筒。因此,采用开发常规天然气的开采模式来开发天然气水合物就必须防砂。由于天然气水合物井相比于气井,其含水率较大,其实质是一个水合物分解为水和气且排水采气的过程,根据本实验的天然气水合物开采过程中的分阶段分级出砂

情况,建议考虑对水合物开采采取分阶段分级防砂,即在开采前期阶段对小颗粒级砂做适度出砂防砂,让储层中的小颗粒砂和水被产出,提高孔隙度和渗透率;在开采中后期阶段对大颗粒级砂进行防砂,从而形成有效的砂拱和桥架通道。同时,结合李彦龙等^[11]提出的水合物储层分层防砂概念,对水合物储层采用分层分阶段分级进行防砂,将气田防砂的理念^[48-50]运用到水合物防砂上来。当然,由于深水开发过程中二次、三次完井作业会增加作业成本,因此,如一趟多层多阶段多级防砂等智能完井装备的研发将有可能解决该问题。

4 结论

(1) 在天然气水合物前两个生产阶段,产水含砂率和出砂粒径随着开采过程而逐渐增大,提出对水合物开采进行分阶段分级防砂。

(2) 水合物细砂储层产气速率增大会增加产水能力,进一步提高携砂能力而增加出砂量,提出对气流携水条件下的沙砾启动运移临界流速进行研究。增大产气速率会导致温度降增大,增大冰相形成的可能,会增大井筒冰堵和二次生成水合物堵塞的风险。

(3) 整体来看,凹型递减产气方式的沉降过程较为稳定;水合物储层的沉降与储层的水合物含量相关性显著,与储层压力和产气速率在凹型递减产气方式的相关性显著,但在稳产型产气方式的相关性不显著。产气结束后,地层仍然会有缓慢的沉降,但是沉降速率较低,逐渐趋于稳定。

(4) 水合物开采中后期增产会增加储层出砂和沉降的风险,气流增大产水使携砂能力增大导致水合物胶结减弱的地层出砂,进一步探讨了该实验对日本2013年第一次海域水合物试采出砂情况的推测,认为其开采4天后增产是导致大规模整体出砂的原因之一。对于注热和热吞吐等增产措施需要平衡产能与近井壁出砂之间的关系,根据水合物开采出砂的特征,对水合物储层采用分层分阶段分级防砂。

参考文献 (References)

[1] Sloan E D, Koh C. Clathrate Hydrates of Natural Gases, 3rd Edition[M]. Boca Raton: Taylor & Francis Group, Chemical Rubber Company Press, 2007: 1-10.
[2] 江泽民. 对中国能源问题的思考[J]. 上海交通大学学报, 2008, 42(3): 345-359. [JIANG Zemin. Reflections on energy is-

sues in China[J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2008, 42(3): 345-359.]
[3] 邹才能, 杨智, 何东博, 等. 常规-非常规天然气理论、技术及前景[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 1-13. [ZOU Caineng, YANG Zhi, HE Dongbo, et al. Theory, technology and prospects of conventional and unconventional natural gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 1-13.]
[4] Li J, Ye J, Qin X, et al. The first offshore natural gas hydrate production test in South China Sea[J]. China Geology, 2018, 2096-5192(1): 5-16.
[5] 吴能友, 黄丽, 胡高伟, 等. 海域天然气水合物开采的地质控制因素和科学挑战[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2017, 37(5): 1-11. [WU Nengyou, HUANG Li, HU Gaowei, et al. Geological controlling factors and scientific challenges for offshore gas hydrate exploitation[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2017, 37(5): 1-11.]
[6] 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[J]. 中国海上油气, 2017, 29(4): 1-8. [ZHOU Shouwei, CHEN Wei, LI Qingping, et al. Research on the solid fluidization well testing and production for shallow non-diagenetic natural gas hydrate in deep water area[J]. China Offshore Oil Gas, 2017, 29(4): 1-8.]
[7] 刘昌岭, 李彦龙, 孙建业, 等. 天然气水合物试采: 从实验模拟到场地实施[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2017, 37(5): 12-26. [LIU Changling, LI Yanlong, SUN Jianye, et al. Gas hydrate production test: from experimental simulation to field practice[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2017, 37(5): 12-26.]
[8] Collett T, Bahk J, Baker R, et al. Methane hydrates in nature—current knowledge and challenges[J]. Journal of Chemical & Engineering Data, 2014, 60(2): 319-329.
[9] 宁伏龙. 天然气水合物地层井壁稳定性研究[D]. 中国地质大学, 2005. [NING Fulong. Research on wellbore stability in gas hydrate formation[D]. China University of Geoscience, 2005.]
[10] 李彦龙, 刘乐乐, 刘昌岭, 等. 天然气水合物开采过程中的出砂与防砂问题[J]. 海洋地质前沿, 2016, 32(7): 36-43. [LI Yanlong, LIU Leilei, LIU Changling, et al. Sand prediction and sand-control technology in hydrate exploitation: a review and discussion[J]. Marine Geology Frontiers, 2016, 32(7): 36-43.]
[11] 李彦龙, 胡高伟, 刘昌岭, 等. 天然气水合物开采井防砂充填层砾石尺寸设计方法[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(6): 961-966. [LI Yanlong, HU Gaowei, LIU Changling, et al. Gravel sizing method for marine hydrate production test wells[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(6): 1-6.]
[12] 卢静生, 李栋梁, 何勇, 等. 天然气水合物开采过程中出砂研究现状[J]. 新能源进展, 2017, 5(5): 394-402. [LU Jingsheng, LI Dongliang, HE Yong, et al. Research status of sand production during the gas hydrate exploitation process[J]. Advances in New and Renewable Energy, 2017, 5(5): 394-402.]
[13] 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): 94-96. [ZHANG Weidong, WANG Ruihe, REN Shaoran, et al. Gas

- hydrate development based on Messoyakha hydrate gas field [J]. *Petroleum Drilling Technique*, 2007, 35(4): 94-96.]
- [14] Grover T, Moridis G, Holditch S A. Analysis of reservoir performance of Messoyakha gas hydrate field [C]// Eighteenth International Offshore and Polar Engineering Conference, Vancouver, BC, Canada; The International Society of Offshore and Polar Engineers (ISOPE). 2008: 49-56
- [15] Haberer R M, Mangelsdorf K, Wilkes H, et al. Occurrence and palaeoenvironmental 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
- [16] Yamamoto K, Dallimore S. Aurora-JOGMEC-NRCan Mallik 2006-2008 Gas Hydrate Research Project progress [J]. *Fire in the Ice*, 2008, 8(3): 1-5
- [17] Oyama H, Nagao J, Suzuki K, et al. Experimental analysis of sand production from methane hydrate bearing sediments applying depressurization method [J]. *Journal of MMIJ*, 2010, 126(8/9): 497-502.
- [18] Ayling I, Matsuzawa M, Wingstrom L, et al. A completion system application for the world's first marine hydrate production test [C]// Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA; Offshore Technology Conference, 2014.
- [19] Terumichi I, Matsuzawa M, Terao Y, et al. Operational overview of the first offshore production test of methane hydrates in the Eastern Nankai Trough [C] // Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA; Offshore Technology Conference, 2014.
- [20] Konno Y, Fujii T, Sato A, et al. Key findings of the world's first offshore methane hydrate production test off the coast of Japan: Toward future commercial production [J]. *Energy & Fuels*, 2017, 31(3): 2607-2616.
- [21] 付强, 周守为, 李清平. 天然气水合物资源勘探与试采技术研究现状与发展战略 [J]. *中国工程科学*, 2015, 17(9): 123-132. [FU Qiang, ZHOU Shouwei, LI Qingping. Natural gas hydrate exploration and production technology research status and development strategy [J]. *Engineering Science*, 2015, 17(9): 123-132.]
- [22] 许帆婷. 天然气水合物开发要探求更经济途径——访北京大学工学院教授、我国天然气水合物首次试采工程首席科学家卢海龙 [J]. *中国石化*, 2018 (5): 55-58. [XU Fanting. Gas hydrate development need to explore more economical way-Interviewing Professor Lu Hailong, from College of Engineering in Peking University, the Chief scientist of the China's first offshore natural gas hydrate trial production engineering [J]. *Sinopec*, 2018 (5): 55-58.]
- [23] Boswell R. Is gas hydrate energy within reach? [J]. *Science*, 2009, 325(5943): 957-958.
- [24] Boswell R, Collett T. The gas hydrates resource pyramid [J]. *Fire In the Ice*, 2006, 6(3): 5-7.
- [25] 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 [J]. *新能源进展*, 2015, 3(2): 116-130. [SU Ming, KUANG Zenggui, QIAO Shaohua, et al. The progresses and revelations of marine gas hydrate explorations (I): Purposes and selection evidences of the hydrate drilling sites [J]. *Advances in New and Renewable Energy*, 2015, 3(2): 116-130.]
- [26] 乔少华, 苏明, 杨睿, 等. 海域天然气水合物钻探研究进展及启示: 储集层特征 [J]. *新能源进展*, 2015, 3(5): 357-366. [QIAO Shaohua, SU Ming, YANG Rui, et al. The progress and revelations of marine gas hydrate explorations: Reservoir characteristics [J]. *Advances in New And Renewable Energy*, 2015, 3(5): 357-366.]
- [27] 戴金星, 倪云燕, 黄士鹏, 等. 中国天然气水合物气的成因类型 [J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(6): 837-848. [DAI Jinxing, NI Yunyan, HUANG Shipeng, et al. Genetic types of gas hydrates in China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(6): 837-848.]
- [28] Jung J W, Jang J, Santamarina J C, et al. Gas production from hydrate-bearing sediments: The role of fine particles [J]. *Energy & Fuels*, 2012, 26(1): 480-487.
- [29] Suzuki S, Kuwano R. Evaluation on stability of sand control in mining methane hydrate [J]. *Seisan Kenkyu*, 2016, 68(4): 311-314.
- [30] Murphy A, Soga K, Yamamoto K. A laboratory investigation of sand production simulating the 2013 Daini- Atsumi Knoll gas hydrate production trial using a high pressure plane strain testing apparatus [C]// 9th International Conferences on Gas Hydrate, Denver, USA; 9th International Conferences on Gas Hydrate, 2017.
- [31] Lee J, Ahn T, Lee J Y, et al. Laboratory test to evaluate the performance of sand control screens during hydrate dissociation process by depressurization [C]// Tenth (2013) ISOPE Ocean Mining and Gas Hydrates Symposium, Szczecin, Poland; The International Society of Offshore and Polar Engineers (ISOPE), 2013: 150-153.
- [32] Moridis G, Collett T S, Pooladi-darvish M, et al. Challenges, uncertainties, and issues facing gas production from gas-hydrate deposits [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2011, 14(1): 76-112.
- [33] Uchida S, Klar A, Yamamoto K. Sand production model in gas hydrate-bearing sediments [J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2016, 86: 303-316.
- [34] Uchida S, Klar A, Yamamoto K. Sand production modelling of the 2013 Nankai offshore gas production test [C]// 1st International Conference on Energy Geotechnics, 2016: 451-458.
- [35] Ning F, Sun J, Liu Z, et al. Prediction of sand production in gas recovery from the Shenhu hydrate reservoir by depressurization [C]// 9th International Conference on Gas Hydrate, Denver USA, 2017.
- [36] 刘浩伽, 李彦龙, 刘昌岭, 等. 水合物分解区地层砂粒启动运移临界流速计算模型 [J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2017, 37(5): 166-173. [LIU Haojia, LI Yanlong, LIU Changling, et al. Calculation model for critical velocity of sand movement in decomposed hydrate cemented sediment [J]. *Marine Geology*

- & Quaternary Geology, 2017,37(5):166-173.]
- [37] 公彬, 蒋宇静, 王刚, 等. 南海天然气水合物开采海底沉降预测[J]. 山东科技大学学报:自然科学版, 2015,34(5):61-68. [GONG Bin, JIANG Yujing, WANG Gang, et al. Prediction of seabed settlement caused by natural gas hydrate exploitation in South China Sea[J]. Journal of Shandong University of Science and Technology (Natural Science), 2015,34(5): 61-68.]
- [38] 万义钊, 吴能友, 胡高伟, 等. 南海神狐海域天然气水合物降压开采过程中储层的稳定性[J]. 天然气工业, 2018,38(4): 117-128. [WAN Yizhao, WU Nengyou, HU Gaowei, et al. Reservoir stability in the process of natural gas hydrate production by depressurization in the Shenhu area of the South China Sea[J]. Natural Gas Industry, 2018,38(4):117-128.]
- [39] Jin G, Lei H, Xu T, et al. Simulated geomechanical responses to marine methane hydrate recovery using horizontal wells in the Shenhu area, South China Sea[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018,92:424-436.
- [40] Lu J, Xiong Y, Li D, et al. Experimental investigation of characteristics of sand production in wellbore during hydrate exploitation by the depressurization method[J]. Energies, 2018,11(7):1673.
- [41] 陆敬安, 杨胜雄, 吴能友, 等. 南海神狐海域天然气水合物地球物理测井评价[J]. 现代地质, 2008,22(3):447-451. [LU Jingan, YANG Shengxiong, WU Nengyou, et al. Well logging evaluation of gas hydrate in Shenhu area, South China Sea[J]. Geoscience, 2008,22(3):447-451.]
- [42] 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. [LI Gang, LI Xiaosen, CHEN Qi, et al. Numerical simulation of gas production from gas hydrate zone in Shenhu area, South China Sea[J]. Acta Chimica Sinica, 2010,68(11):1083-1092.]
- [43] 李传亮. 油藏工程原理[M]. 石油工业出版社, 2005. [LI Chuanliang. Principle of Reservoir Engineering[M]. Petroleum Industry Press, 2005.]
- [44] Wang Y, Feng J, Li X, et al. Experimental investigation on sediment deformation during gas hydrate decomposition for different hydrate reservoir types[J]. Energy Procedia, 2017, 142:4110-4116.
- [45] Han H, Wang Y, Li X, et al. Experimental study on sediment deformation during methane hydrate decomposition in sandy and silty clay sediments with a novel experimental apparatus[J]. Fuel, 2016,182:446-453.
- [46] Li D, Wu Q, Wang Z, et al. Tri-axial shear tests on hydrate-bearing sediments during hydrate dissociation with depressurization[J]. Energies, 2018,11(7):1819.
- [47] Murphy A J. Sediment heterogeneity and sand production in gas hydrate extraction- Daini-Atsumi Knoll, Nankai Trough, Japan[D]. University of Cambridge, 2017.
- [48] 马帅, 熊友明, 于东, 等. 海上高产气田防砂挡砂精度设计研究[J]. 石油钻采工艺, 2013, 35(6): 48-51. [MA Shuai, XIONG Youming, YU Dong, et al. Research on precision design of sand control on high yield offshore gas field[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2013,35(6):48-51.]
- [49] 熊友明, 徐家年, 冯胜利, 等. 气田防砂效果评价方法与标准探索[J]. 天然气地球科学, 2011,22(2):331-334. [XIONG Youming, XU Jianian, FENG Shengli, et al. Evaluation method and standard exploration for gas field sand control technology[J]. Natural Gas Geoscience, 2011,22(2):331-334.]
- [50] 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. [DENG Jingen, LI Ping, ZHOU Jianliang, et al. Sand control optimization applied to moderately sanding wells in offshore loose sandstone reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 676-680.]