

非常规天然气

模拟冻土区水合物地层骨架的人造岩心实验研究

郑明明¹, 蒋国盛¹, 宁伏龙¹, 刘力¹, 张凌¹,
李实², 张可², Chikhotkin V. F.¹

(1. 中国地质大学(武汉)工程学院, 湖北 武汉 430074;

2. 中国石油勘探开发研究院提高石油采收率国家重点实验室, 北京 100083)

摘要:目前,天然气水合物物性认识和资源评价研究都受到了天然岩心来源的极大限制。因此,开发出一套贴适于水合物地层的人造岩心技术特别是基础骨架制备思路显得尤为必要。从实际水合物地层特性出发,选取地质资料丰富、水合物成藏条件良好的美国阿拉斯加北部斜坡冻土区 Mount Elbert Unit C-GH1 井段地层作为模拟对象,选用石英砂环氧树脂压制胶结岩心方法,通过全面实验分析了影响人造岩心渗透率的主要因素,然后以渗透率和孔隙度为实验指标设计正交实验研究各因素对指标的影响,确定了与目标地层渗透率和孔隙度最为接近的2个配方,并通过力学单轴抗压强度值的比较进一步明确了较优配方。实验研究结果表明,设计的较优配方与目标地层的粒径配比、渗透率、单轴抗压强度和密度基本相同,孔隙度则较为接近,采用这种技术流程可以制备出贴近原位的水合物沉积物骨架。

关键词:天然气水合物;人造岩心;正交实验;渗透率;孔隙度;力学强度

中图分类号: TE132.2 **文献标志码:** A **文章编号:** 1672-1926(2014)07-1120-07

引用格式: Zheng Mingming, Jiang Guosheng, Ning Fulong, *et al.* Experimental study on artificial core samples of simulating hydrate bearing sediment skeleton in permafrost[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(7): 1120-1126. [郑明明, 蒋国盛, 宁伏龙, 等. 模拟冻土区水合物地层骨架的人造岩心实验研究[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(7): 1120-1126.]

0 引言

常规油气人造岩心技术已有数十年的发展历史,相对比较成熟。而在非常规能源领域人造岩心技术难度大,准确性差,因此研究的较少。比如在天然气水合物领域,众所周知,它已经成为能源和环境领域研究的热点^[1-3],然而水合物岩心样品获取异常困难,成本高昂^[4],使得在准确认识水合物储层物性和资源潜力评价研究上受到了天然岩心来源的限制,很多研究只有通过实验模拟的方式进行。目前

水合物实验模拟研究中模拟水合物地层一般采用用石英砂^[5-7]、硅胶^[8]、玻璃^[9]和活性炭^[10]等材料简单充填模拟存在有水合物的多孔介质,这很容易导致与实际水合物储层有较大差异^[11-12],进而影响后续的测试结果。目前对真实水合物地层尤其是冻土区水合物地层的模拟研究却非常匮乏,因此探索出能模拟实际水合物地层基本物性参数的人造岩心方法就显得尤为必要。

据此,本文选取了美国阿拉斯加北部斜坡冻土区测井数据丰富、成藏良好的水合物井段地层为参

收稿日期:2013-08-13;修回日期:2013-11-20.

基金项目:国家自然科学基金项目(编号:40974071;51274177);教育部霍英东基金项目(编号:132019);中国地质大学(武汉)中央高校基金项目(编号:CUGL100410,CUG120112);湖北省自然科学基金重点项目(编号:2012FFA047)联合资助.

作者简介:郑明明(1988-),男,江苏连云港人,博士研究生,主要从事天然气水合物理论及勘探开发技术研究.

E-mail: mingming_zheng513@163.com.

通讯作者:宁伏龙(1977-),男,湖北钟祥人,教授,博士生导师,主要从事于天然气水合物、页岩气理论及其勘探开发,海洋油气钻井研究.

E-mail: hflzx@cug.edu.cn.

考对象,选取了适合水合物地层的人造岩心种类及制备技术,利用多组实验确立了与预模拟地层基本物性参数相近的人造岩心配方,这为后续准确的水合物地层物性及开采技术模拟实验研究奠定了坚实基础。

1 实验思路和方法

1.1 水合物地层物性参数的选取

迄今,通过勘查取样发现的冻土区水合物主要分布于西伯利亚地区^[13]、美国阿拉斯加北部斜坡^[14]和加拿大马更些三角洲^[15]以及中国祁连山地区^[16]。阿拉斯加北部斜坡 Mount Elbert 水合物井是研究热点 Milne 区中水合物储层最厚和延伸面积最大的井位^[17-18],是阿拉斯加北坡天然气水合物地震分析和井下物探数据的首个调查点^[19],其取心深度为 589.7~743.3m,穿越了萨加万纳克托克组(Sagavanirktok)的古新世和始新世地层,测井质量较高,岩心数据丰富^[20-22]。

本文选取水合物饱和度最大为 62.4% 的 Unit C-GH1 井段地层为模拟对象,模拟的主要物性参数为粒径配比、渗透率、孔隙度、力学强度以及密度,井段地层的基本物性参数及矿物含量如表 1 所示。实验的目标渗透率和孔隙度值分别为 $675 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 35.6%。

表 1 Unit C-GH1 井段地层的基本物性参数及矿物含量^[20]

Table 1 Physical properties and mineral content of sediment in Unit C-GH1

井段地层参数	值	井段地层参数	值
井段深度/m	649.8~660.8	绿泥石/%	6
孔隙度/%	35.6	高岭石/%	1
渗透率/($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	675	伊利石/%	7
密度/(g/cm ³)	2.01	石英/%	73
砂/%	48.35	K 晶石/%	1
粉砂/%	44.40	黄铁矿/%	1
黏土/%	7.25	长石/%	10
样品中间深度/m	658.46	其他/%	1

1.2 人造岩心种类及材料的选取

常用的 3 种人造岩心中,石英砂充填岩心渗透率较大,主要用于模拟研究中、高渗砂岩油层渗透率,无胶结剂致致力学强度偏低,孔隙结构与天然岩心差别较大^[23];石英砂磷酸铝烧制胶结岩心加压后需高温烘干,制作工艺复杂,岩心物性参数的可重复

性低^[24-25];石英砂环氧树脂压制胶结岩心的制作方法简单易操作,实验重复性高,低温下机械强度高且渗透率值可调节范围广,岩心的孔隙结构与天然岩心相似^[26-28]。故选用石英砂环氧树脂压制胶结岩心方法来模拟水合物地层。

根据欲模拟地层的基本组成选择不同粒径配比的天然石英砂为主要骨架材料,钠基膨润土调节岩心的渗透率、孔隙度和亲水性以及作为矿物成分的主要来源。黏结剂选择环氧值中等、低温条件下强度较好的环氧树脂 E-44(6101)^[29]和对应的固化剂聚酰胺树脂(低分子 650)。实验所用的仪器和辅助设备主要有 JHP 岩心压制机、JHGP 气体渗透率测定仪、WE-30 液压式万能材料试验机、PoreMaster-33 岩石压汞仪、202-3 型电热恒温干燥箱、JJ-5 水泥胶砂搅拌机以及 BSA42025 型电子天平。

1.3 全面实验

水合物地层的渗透性是水合物开采的基础参数之一,所以将岩心渗透率作为全面实验的指标。根据现有的研究结论,影响人造岩心渗透率的主要因素有石英砂粒径配比、黏结剂与膨润土用量、压力大小以及加压时间等^[26-28,30],前期实验分别从此 5 个主要因素出发,先选取与目标地层粒径配比相似的 2 种砂型(表 2),然后利用控制变量法,分别以此 5 个因素为变量制作了 5 组岩心进行对比实验,从密实程度、力学性质、孔隙大小和遇水膨胀性等方面对比分析后确定全面实验的因素和水平(表 3),以氮气测量的渗透率为目标值设计 $L_{32}(2^{31})$,全面实验分析 5 个因素对渗透率影响的主次顺序以及各因素之间交互作用的显著性。

表 2 砂型 A、B 配比

Table 2 Formula of sand A, B

石英砂目数/目	粒径/ μm	砂型 A/%	砂型 B/%
60 以下	300 以上	5	5
60~80	200~300	15	20
80~100	150~200	35	45
100~120	125~150	40	25
120 以上	125 以下	5	5

实验在 25℃ 的室温环境下进行,人造岩心压制实验所用模具内径为 25mm,欲制长度设为 45mm,密度按 2.0g/cm^3 计算,则一个岩样所用基砂量约为 40g。先配制均匀混合的基砂,然后将环氧树脂和聚酰胺树脂加热到 35℃ 以保证其流动性再分别

逐量加入基砂中,用搅拌机搅拌 5min 使树脂充分附膜于石英颗粒表面,接着在搅拌的过程中缓慢加入膨润土,继而将搅拌充分的石英砂料装入模具中进行双向加压至所需时间后取心,加压过程中应使压头端面与岩心轴线垂直。将压制好的岩心竖直放入 30℃ 的恒温箱中养护 72h 以使黏结剂充分固化,然后编号并装入样品袋中密封备用。

按此方法制作 3 组 $L_{32}(2^{31})$ 人造岩心并测量其渗透率,选取与平均值最为接近的岩样编成一组进行数据分析,由极差 R 值可知 5 个因素对实验指标渗透率影响的主次顺序依次为膨润土(2 922.77) > 压力(2 642.63) > 砂型(1 677.01) > 时间(1 432.12) > 黏结剂(1 121.59),5 个因素之间交互作用的极差最大值为 550.73,与因素对渗透率的影响相比并不显著,因而在设计正交实验时可以不予考虑。

表 3 $L_{32}(2^{31})$ 全面实验因素及水平

Table 3 Factors and levels of $L_{32}(2^{31})$ comprehensive experiment

水平	砂型	膨润土/基砂 /(g/g)	黏结剂/基砂 /(g/g)	压力 /MPa	时间 /min
1	A	4.30/40	1.60/40	10	20
2	B	6.00/40	2.16/40	15	40

注:黏结剂的量为环氧树脂和聚酰胺树脂(1:1)量之和。

1.4 正交实验

全面实验的 2 种砂型中砂粒径主要集中在 125~200 μm 之间,最主要区别为粒径在 125~150 μm 之间的石英砂含量,研究证明,粒径为 74~150 μm 的砂粒含量对砂岩人造岩心渗透率的影响较小^[31],而上述全面实验中砂型对渗透率的影响也不明显,且欲模拟地层的粒径主要位于 100~200 μm 区间,故在正交实验中去掉砂型这一因素。

根据冻土区沉积物组成资料和国内外水合物实验选用的骨架材料以及全面实验数据选定正交实验的基砂配比(表 4)。根据选定的因素和水平(表 5)设计 $L_9(3^4)$ 正交实验。按全面实验岩心制作方法制作和保养 3 组 $L_9(3^4)$ 岩心用于后续渗透率测试和压汞实验。

2 实验结果分析

水合物开采过程中,除了水气的一般渗流外,地层孔隙度与渗透率一同发生变化,且孔隙度与渗透率之间有密切的关系,孔隙度无疑也是水合物开采

中的基础参数之一,因而为了更加全面地模拟真实地层的物性参数,合理优选人造岩心配方,同时选取渗透率和孔隙度为正交实验的目标值。

表 4 正交实验基砂配比

Table 4 Formula of sand in orthogonal experiment

石英砂目数/目	粒径/ μm	砂型/%
60 以下	300 以上	5
60~80	200~300	20
80~100	150~200	30
100~120	125~150	40
120 以上	125 以下	5

表 5 $L_9(3^4)$ 正交实验因素及水平

Table 5 Factors and levels of $L_9(3^4)$ orthogonal experiment

水平	膨润土/基砂 /(g/g)	黏结剂/基砂 /(g/g)	压力 /MPa	时间 /min
1	3.00/40	1.00/40	5	20
2	4.50/40	1.60/40	10	40
3	6.00/40	2.20/40	15	60

测量 3 组 $L_9(3^4)$ 正交实验岩心渗透率,选取与平均值最为接近的岩样编成一组用于压汞实验测岩心孔隙度,结果如表 6 所示。

2.1 各因素对指标的影响

根据目标渗透率和孔隙度值计算出各因素(膨润土、黏结剂、压制压力、时间)每个水平所对应的指标之和平均值 k_1, k_2, k_3 , 然后计算出各因素分别对渗透率和孔隙度的极差值 R 。

对于目标渗透率值,4 个因素极差 $R_A > R_C > R_D > R_B$, 所以 4 个因素对渗透率值影响的主次顺序是 ACDB, 即膨润土影响最大,压力次之,然后依次是时间和黏结剂,二者影响相对较小(图 1)。

对于目标孔隙度值,4 个因素极差 $R_C > R_A > R_B > R_D$, 所以 4 个因素对孔隙度值影响的主次顺序为压力影响最大,然后是膨润土和黏结剂,时间影响最小(图 2)。

2.2 岩心配方优选

正交实验组岩心孔隙度范围为 25.63~34.03, 欲模拟地层孔隙度值约为 35.6%, 所以此范围内孔隙度值越大越好,则优水平为 A_2, B_1, C_1, D_1 ; 渗透率值范围为 $(250.45 \sim 1\,544.42) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 而欲模拟地层渗透率值约为 $675 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 处于岩心渗透率中间范围。

从表 6 可以看出,压力对孔隙度的影响最大,对

渗透率的影响仅次于膨润土,取 C₁ 则渗透率过大,取 C₃ 则孔隙度过小,而取 C₂ 最好;膨润土对渗透率影响最大,对孔隙度的影响较小,水平取 A₁ 渗透率过大,而取 A₃ 则较小,取 A₂ 合适且此时孔隙度最大;黏结剂对渗透率影响较小,对孔隙度影响次于压力,时间对二者的影响均较小,时间分别取 D₂、D₃ 时,孔隙度值较为接近,此时对应的最优黏结剂水平应取 B₂、B₁,而取 D₁ 时渗透率过大。因而初步确定的最优配方为 A₂B₂C₂D₂ 或 A₂B₁C₂D₃, A₂B₁C₂D₃ 为正交组 4 号岩心(688.53 × 10⁻³ μm², 32.14%),而 A₂B₂C₂D₂ 不在正交组中,经压制测得渗透率和孔隙度分别为 677.50 × 10⁻³ μm² 和 31.85%。

表 6 人造岩心正交实验结果

Table 6 Results of orthogonal experiment

岩心 编号	主要影响因素				目标值	
	膨润土 (A)	黏结剂 (B)	压力 (C)	时间 (D)	渗透率 /(×10 ⁻³ μm ²)	孔隙度 /%
1	1	1	1	1	1 544.42	34.03
2	1	2	2	2	929.69	30.96
3	1	3	3	3	466.30	25.63
4	2	1	2	3	688.53	32.14
5	2	2	3	1	572.47	29.36
6	2	3	1	2	819.68	30.62
7	3	1	3	2	250.45	26.81
8	3	2	1	3	498.18	30.44
9	3	3	2	1	429.25	29.04
渗透率	k ₁	980.14	827.80	954.09	848.71	k _{ij} 等于第 j 列上 i 水平的各实验结果之和除以水平个数; R _j (极差) = max{k _{ij} } - min{k _{ij} }。
	k ₂	693.56	666.78	682.49	666.61	
	k ₃	392.63	571.74	429.74	551.00	
	R	587.51	256.06	524.35	297.71	
孔隙度	k ₁	30.21	30.99	31.70	30.81	
	k ₂	30.71	30.25	30.71	29.46	
	k ₃	28.76	28.43	27.27	29.40	
	R	1.94	2.56	4.43	1.41	

此外,在水合物开采钻井过程中,地层的力学强度与井壁稳定性和钻孔安全紧密相关,人造岩心的力学强度对后期水合物开采模拟实验的准确性也有一定的影响^[32]。含水合物沉积层的力学性质主要受到沉积层骨架强度、水合物饱和度和水合物在沉积层中分布模式的影响^[33]。后期的水合物地层物性及开采技术模拟实验研究中,人造岩心中形成的水合物主要以孔隙填充的形式存在,因而对岩心的力学强度影响相对较小,水合物饱和度作为实验的一个变量考虑,且本文主要是模拟水合物地层的骨架,故尚需用不含水合物的人造岩心与冻土进行力

学强度方面的比较。

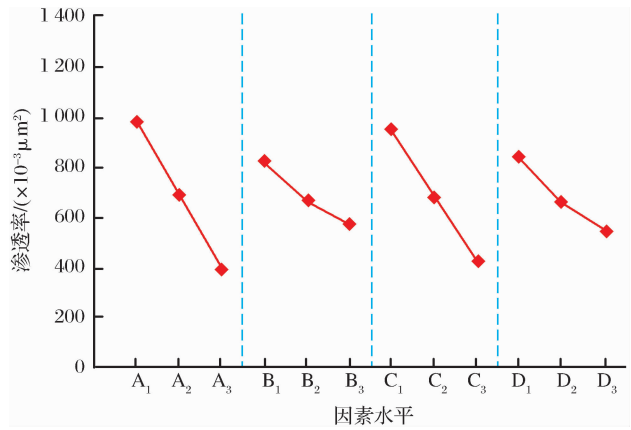


图 1 膨润土、黏结剂、压力和时间与渗透率趋势

Fig. 1 Relationship among bentonite, blinder, pressure, time and permeability

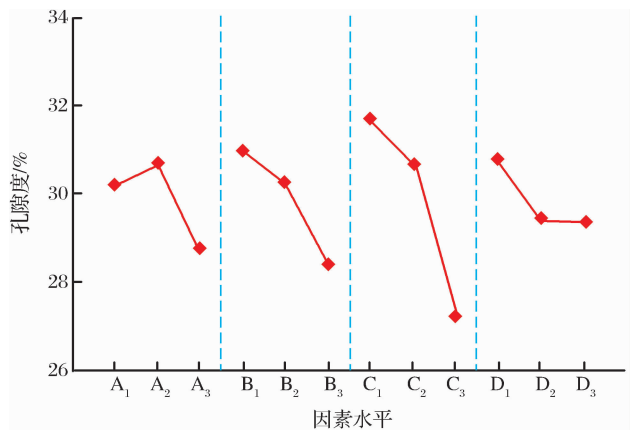


图 2 膨润土、黏结剂、压力和时间与孔隙度趋势

Fig. 2 Relationship among bentonite, blinder, pressure, time and porosity

一般冻土岩心在 -4℃ 温度下的单轴抗压强度值为 2~7MPa, 随温度的降低强度值会明显增大^[6-7, 34-35]。将初步确定的 2 个配方 A₂B₂C₂D₂ 和 A₂B₁C₂D₃ 制作 3 组岩心在 -4℃ 温度下冷冻 48h, 然后进行单轴抗压强度实验, 测得与平均值最为接近的岩心的单轴抗压强度分别为 7.16MPa 和 5.85MPa, 由比较易得 A₂B₂C₂D₂ 抗压强度过大, 不在 2~7MPa 的范围内。因而最终确定的最优配方为 A₂B₁C₂D₃ (40g 正交实验基砂, 膨润土 4.5g, 环氧树脂 1.00g, 聚酰胺树脂 1.00g, 压力 10MPa, 时间 60min), 渗透率为 677.5 × 10⁻³ μm², 孔隙度为 31.85%, 单轴抗压强度为 5.85MPa, 密度为 2.00g/cm³。

3 结论

(1) 本文所采用的石英砂环氧树脂压制胶结来

制作人造岩心的方法与工艺简单易操作,成功率高,相同配方制作出的岩心主要物性参数非常接近实际原位岩心,可重复性高。

(2)在本文介绍的实验环境、工艺方法条件下,各因素对渗透率影响的主次顺序依次为膨润土、压力、砂型、时间和黏结剂,5个因素之间交互作用对渗透率的影响并不显著;正交实验中在砂型确定的情况下各因素对孔隙度影响的主次顺序依次为压力、膨润土、黏结剂和时间。

(3)最优配方砂型与预模拟地层的粒径配比相似,渗透率为 $677.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、密度为 $2.00\text{g}/\text{cm}^3$ 与预模拟地层的十分接近,孔隙度为 31.85% 与预模拟地层较为接近,单轴抗压强度为 5.85MPa 在模拟地层的参数范围之内。

致谢:感谢中国地质大学(武汉)工程学院乌效鸣教授、蔡记华副教授和郭曼丽工程师提供的渗透率实验和在力学强度实验方面的帮助。

参考文献(References):

- [1] Xu Wenshi, Yu Xinghe, Liu Nina, *et al.* The development perspective and environmental problems of natural gas hydrates [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2005, 16(5): 680-683. [徐文世, 于兴河, 刘妮娜, 等. 天然气水合物开发前景和环境问题[J]. *天然气地球科学*, 2005, 16(5): 680-683.]
- [2] Fan Shuanshi, Guan Jin'an, Liang Deqing, *et al.* A dynamic theory on natural gas hydrate reservoir formation[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2007, 18(6): 819-826. [樊栓狮, 关进安, 梁德青, 等. 天然气水合物动态成藏理论[J]. *天然气地球科学*, 2007, 18(6): 819-826.]
- [3] He Jiaxiong, Zhu Youhai, Chen Shenghong, *et al.* Genetic types and mineralization characteristics of gas hydrate and resources potential of northern South China Sea [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2009, 20(2): 237-243. [何家雄, 祝有海, 陈胜红, 等. 天然气水合物成因类型及成矿特征与南海北部资源前景[J]. *天然气地球科学*, 2009, 20(2): 237-243.]
- [4] Jiang Guosheng, Wang Da, Tang Fenglin, *et al.* Exploration and Development of Gas Hydrate[M]. Wuhan: China University of Geosciences Press, 2002: 6-9. [蒋国盛, 王达, 汤凤林, 等. 天然气水合物的勘探与开发[M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 2002: 6-9.]
- [5] Li Shuxia, Chen Yueming, Wang Xiaohong, *et al.* Experimental research on natural gas hydrates forming and depressurized decomposition in the sand-packed model[J]. *Oil-Gasfield Surface Engineering*, 2009, 28(7): 1-3. [李淑霞, 陈月明, 王晓红, 等. 填砂模型中天然气水合物合成及降压分解实验研究[J]. *油气田地面工程*, 2009, 28(7): 1-3.]
- [6] Miyazaki K, Masui A, Sakamoto Y, *et al.* Triaxial compressive properties of artificial methane-hydrate-bearing sediment[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* (1978-2012), 2011, 116: B06102.
- [7] Winters W J, Waite W F, Mason D H, *et al.* Methane gas hydrate effect on sediment acoustic and strength properties[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2007, 56(1): 127-135.
- [8] Zhang Yu, Wu Huijie, Li Xiaosen, *et al.* Experimental study on formation behavior of methane hydrate in porous media [J]. *Acta Chimica Sinica*, 2011, 69(19): 2221-2227. [张郁, 吴慧杰, 李小森, 等. 多孔介质中甲烷水合物的生成特性的实验研究[J]. *化学学报*, 2011, 69(19): 2221-2227.]
- [9] Uchida T, Ebinuma T, Ishizaki T. Dissociation condition measurements of methane hydrate in confined small pores of porous glass[J]. *The Journal of Physical Chemistry B*, 1999, 103(18): 3659-3662.
- [10] Yan L, Chen G, Pang W, *et al.* Experimental and modeling study on hydrate formation in wet activated carbon[J]. *The Journal of Physical Chemistry B*, 2005, 109(12): 6025-6030.
- [11] Li Mingchuan. Theoretical and Experimental Study on Natural Gas Hydrates Dissociation of Hot Water Injection in Porous Medium[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2005, 84-96. [李明川. 多孔介质中天然气水合物注热水分解理论及实验研究[D]. 成都: 西南石油学院, 2005: 84-96.]
- [12] Zhang Peng, Wu Qingbai, Jiang Guanli, *et al.* Formation reaction characteristics of methane hydrate in different granular media[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(2): 265-272. [张鹏, 吴青柏, 蒋观利, 等. 不同颗粒介质内甲烷水合物形成反应特征[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(2): 265-272.]
- [13] Makogon Y F. Hydrates of Natural Gas[M]. Translated from Russian by Cieslewicz W I. Tulsa, Oklahoma: PennWell, 1981: 1-10.
- [14] Collett T S. Permafrost-associated gas hydrate accumulations [J]. *Annals of the New York Academy of Sciences*, 1994, 715(1): 247-269.
- [15] Dallimore S R, Collett T S. Intraperafrost gas hydrates from a deep core hole in the Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada[J]. *Geology*, 1995, 23(6): 527-530.
- [16] Zhu Youhai, Zhang Yongqin, Wen Huaijun, *et al.* Gas hydrates in the Qilian mountain permafrost, Qinghai, northwest China [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2009, 83(11): 1762-1771. [祝有海, 张永勤, 文怀军, 等. 青海祁连山冻土区发现天然气水合物[J]. *地质学报*, 2009, 83(11): 1762-1771.]
- [17] Inks T L, Lee M W, Agena W F, *et al.* Seismic prospecting for gas-hydrate and associated free-gas prospects in the Milne Point area of northern Alaska [C]//Collett T, Johnson A, Knapp C, *et al.* Natural gas hydrates-Energy resource potential and associated geologic hazards; AAPG Memoir 89, 2009: 555-583.
- [18] Lee M W, Collett T S, and Inks T L. Seismic-attribute analysis for gas-hydrate and free-gas prospects on the North Slope of Alaska [C]//Collett T S, Johnson A, Knapp C, *et al.* Natu-

- ral gas hydrates-Energy resource potential and associated geologic hazards: AAPG Memoir 89, 2009:541-554.
- [19] Lee M W, Agena W F, Collett T S, *et al.* Pre-and post-drill comparison of the Mount Elbert gas hydrate prospect, Alaska North Slope[J]. *Journal of Marine and Petroleum Geology*, 2011, 28(2): 578-588.
- [20] Winters W, Walker M, Hunter R, *et al.* Physical properties of sediment from the Mount Elbert gas hydrate stratigraphic test well, Alaska North Slope[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2011, 28(2): 361-380.
- [21] Rose K, Boswell R, Collett T S. Mount Elbert gas hydrate stratigraphic test well, Alaska North Slope: Coring operations, core sedimentology, and lithostratigraphy[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2011, 28(2): 311-331.
- [22] Dai S, Lee C, Carlos Santamarina J C. Formation history and physical properties of sediments from the Mount Elbert gas hydrate stratigraphic test well, Alaska North Slope[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2011, 28(2): 427-438.
- [23] Zhang Guoxin, Jiang Jianning, Guo Jinzhong, *et al.* The method of making loosely compacted sand cores[J]. *Drilling Fluid and Completion Fluid*, 2007, 24(1): 23-25. [张国新, 蒋建宁, 郭进忠, 等. 疏松砂岩室内岩心制作方法[J]. *钻井液与完井液*, 2007, 24(1): 23-25.]
- [24] Tang Renqi, Yue Lu. Manufacture and research on LC artificial core samples[J]. *Oil Drilling and Production Technology*, 1986, 8(5): 75-79. [唐仁骥, 岳陆. LC人造岩心的制作和研究[J]. *石油钻采工艺*, 1986, 8(5): 75-79.]
- [25] Tang Renqi, Zeng Yuhua. Research and manufacture on GM artificial core samples[J]. *Multiple Oil and Gas Field*, 1994, 5(3): 50-53. [唐仁骥, 曾玉华. GM人造岩样的研究和制作[J]. *复式油气田*, 1994, 5(3): 50-53.]
- [26] Li Jianlu, Cao Tie, Lu Shouling, *et al.* Laboratory physical simulation experiment of ASP flooding-difference between natural and artificial core[J]. *Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing*, 2003, 22(4): 64-66. [李建路, 曹铁, 鹿守亮, 等. 三元复合驱室内物理模拟实验研究——天然岩心与人工岩心的差异[J]. *大庆石油地质与开发*, 2003, 22(4): 64-66.]
- [27] Lu Xiangguo, Gao Zhenhuan. Experimental study on factors of permeability of artificial core samples[J]. *Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing*, 1994, 13(4): 53-55. [卢祥国, 高振环. 人造岩心渗透率影响因素实验研究[J]. *大庆石油地质与开发*, 1994, 13(4): 53-55.]
- [28] Pi Yanfu. Technology and application of making artificial cores by the cementation of quartzite and colophony[J]. *Science Technology and Engineering*, 2010, 10(28): 6998-7000. [皮彦夫. 石英砂环氧树脂胶结人造岩心的技术与应用[J]. *科学技术与工程*, 2010, 10(28): 6998-7000.]
- [29] Liang Wanlin. Study on preparing artificial cores[J]. *Petroleum Instruments*, 2008, 22(2): 72-74. [梁万林. 人造岩心制备技术研究[J]. *石油仪器*, 2008, 22(2): 72-74.]
- [30] Xu Hongbo, Liu Li, Li Jiange. The manufacturing methods of artificial sandstone core in Daqing Oilfield[J]. *Science Technology and Engineering*, 2011, 11(30): 7344-7348. [徐洪波, 刘莉, 李建阁. 大庆油田砂岩人造岩心制作方法[J]. *科学技术与工程*, 2011, 11(30): 7344-7348.]
- [31] Yu Bao, Song Yanjie, Jia Guoyan, *et al.* Design and making of synthetic cores for laminated and dispersed shaly sands[J]. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 2006, 30(4): 88-90. [于宝, 宋延杰, 贾国彦, 等. 混合泥质砂岩人造岩心的设计和制作[J]. *大庆石油学院学报*, 2006, 30(4): 88-90.]
- [32] Ning Fulong, Jiang Guosheng, Zhang Lin, *et al.* Analysis of key factors affecting wellbore stability in gas hydrate formations[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2008, 36(3): 59-61. [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.]
- [33] Yu Yibing, Ning Fulong, Jiang Guosheng, *et al.* Mechanical behavior of pure hydrates[J]. *Advances in Mechanics*, 2012, 42(3): 347-358. [余义兵, 宁伏龙, 蒋国盛, 等. 纯水合物力学性质研究进展[J]. *力学进展*, 2012, 42(3): 347-358.]
- [34] Fu Wei. Experimental Study on Electrical Resistivity Characteristics of Silty Clay Under Uniaxial Compression and Frozen-thaw Cycles[D]. Wuhan: Institute of Rock and Soil Mechanics, Chinese Academy of Science, 2009: 49-56. [付伟. 单轴压缩与冻融作用下粉质黏土电阻率特性实验研究[D]. 武汉: 中国科学院武汉岩土力学研究所, 2009: 49-56.]
- [35] Liu Hongjun, Chen Xianchun, Ma Jiefeng. Study on mechanical property of permafrost[J]. *Journal of Northeast Forestry University*, 2005, 33(2): 102-103. [刘红军, 程显春, 马介峰. 多年冻土的力学性质[J]. *东北林业大学学报*, 2005, 33(2): 102-103.]

Experimental Study on Artificial Core Samples of Simulating Hydrate Bearing Sediment Skeleton in Permafrost

ZHENG Ming-ming¹, JIANG Guo-sheng¹, NING Fu-long¹, LIU Li¹, ZHANG Lin¹,
LI Shi², ZHANG Ke², Chikhotkin V. F.¹

(1. Faculty of Engineering, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China;

2. State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, Beijing 100083, China)

Abstract: Understanding of physical properties and resource evaluation of gas hydrate have been largely

limited by the source of natural cores. Therefore, developing a manufacturing method of artificial cores which are similar to gas hydrate bearing sediment, especially the ideas of producing basic skeleton for simulating hydrate reservoirs are indispensable. Firstly, this article analyzed the characteristics of real hydrate bearing sediments, chose unit C-CH1 in Mount Elbert, Alaska North Slope as target simulated stratum with plenty of geological data and rich gas hydrate accumulation, adopted cementation of quartzite and epoxy for simulating real stratum. Secondly, comprehensive experiment was used to determine the main factors of affecting artificial core samples' permeability, then orthogonal experiment of target values of permeability and porosity was designed to analyze the effects of factors on experiment target values. Finally, according to the experimental results, two core sample formulas were determined which are similar to target simulation stratum and then the better one was chosen by comparing uniaxial compressive strength values. The experimental results indicate that particle gradation, permeability, uniaxial compressive strength and density of the final formula are almost the same to target hydrate stratum's and their porosities are similar. This technique process can be used to prepare artificial core samples which are close to the in-suit hydrate bearing sediment skeleton.

Key words: Gas hydrate; Artificial core sample; Orthogonal experiment; Permeability; porosity; Mechanical strength

(上接第 1089 页)

Study and Application on Improving Hydraulic Fracture Complexity in Sandstone Reservoir

WENG Ding-wei^{1,2}, ZHANG Qi-han³, LU Yong-jun¹, LIANG Hong-bo¹, FU Hai-feng¹, ZHENG Li-hui²

(1, Faculty of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2, Acidizing and Fracturing Center, Langfang Branch of Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Langfang 065007, China;

3, Drilling and Production Institute of Qinhai Oilfield, Dunhuang 736200, China)

Abstract: Improving the fracture complexity is one of the most important parts to improve the stimulated reservoir volume. To understand when and how the complex fracture form in sandstone reservoir, a model is established to describe the natural fractured reservoir, the stress field is analyzed by means of numerical simulation method and several treatment technical are brought forward based on the physical simulation experiment results. The analysis show that natural fractures, stress field inverting and elevating fracture pressure are the necessary condition to form complex fracture, and natural fractures are the most important ones. The bigger the principal stress bias and the orientation between hydraulic fracture and natural fracture are, the higher the fracture pressure is needed. Two and two more fractures spread simultaneously could invert the stress field near the fracture. The monitoring and analysis show that the experimental wells form complex fractures by applying the technique. Therefore, the fracturing makes these oilfields with low permeability especially the tight sandstone oilfields be developed economically.

Key words: Sandstone reservoir; Complex fracture; Stress field; Natural fracture; Net pressure; Network fracturing