

Low Permeability and Tight Artificial Cores Preparation under Geological Conditions

Xiufen Zhai^{1*}, Xiaobo Yu², Qunshuang Zhang³, Lushan Bai⁴, Xun Li²

¹CNPC Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing

²CNPC Daqing Oilfield, Daqing Heilongjiang

³CNPC Great Wall Drilling Corporation, Panjin Liaoning

⁴CNPC Liaohe Oilfield, Panjin Liaoning

Email: zhaixiufen@petrochina.com.cn

Received: Jul. 18th, 2018; accepted: Aug. 2nd, 2018; published: Aug. 9th, 2018

Abstract

Based on high temperature (T) and high pressure (P) modeling experiment that is designed under geological conditions, low permeability and tight artificial cores is prepared. The key T is 300 Centigrade and key P is 220 MPa. The porosity and permeability of produced artificial samples are less than 12% and 1.0 mD respectively. A series of analysis including Laser Confocal Microscope (LCM), SEM, Micro-CT and MICP are applied to compare the pore structure of artificial cores and geological cores with the similar physical property. The artificial cores and geological cores are of similar pore structure, and there are very good consistency on pore shape, size and special distribution. Moreover, authigenous mineral, *i.e.*, quartz is observed in artificial cores. The preparation method is based on actual diagenesis process, and forward modeling the whole process under High T and high P, which can reduce the actual formation process of geological samples. The artificial cores can be used in abundant fundamental researches, *i.e.*, pore structure and flowing mechanism etc., providing reference for reservoir effectiveness evaluation.

Keywords

Artificial Core, Low Permeability, Tight Sandstone, Geological Condition, Pore Structure

基于地质背景约束的低渗透 - 致密人造岩心制备研究

翟秀芬^{1*}, 余小波², 张群双³, 白鲁山⁴, 李 勋²

¹中国石油勘探开发研究院, 北京

*通讯作者。

文章引用: 翟秀芬, 余小波, 张群双, 白鲁山, 李勋. 基于地质背景约束的低渗透 - 致密人造岩心制备研究[J]. 地球科学前沿, 2018, 8(4): 780-787. DOI: [10.12677/ag.2018.84084](https://doi.org/10.12677/ag.2018.84084)

²中国石油大庆油田责任有限公司, 黑龙江 大庆

³中国石油长城钻探工程有限公司, 辽宁 盘锦

⁴中国石油辽河油田分公司, 辽宁 盘锦

Email: zhaixiufen@petrochina.com.cn

收稿日期: 2018年7月18日; 录用日期: 2018年8月2日; 发布日期: 2018年8月9日

摘要

基于地质背景约束的高温高压物理模拟实验, 开展低渗透 - 致密人造岩心制备研究, 明确关键温度 300°C 与关键压力 220 MPa , 制备的岩心孔隙度小于 12% , 渗透率小于 1.0 mD 。利用激光共聚焦显微镜、扫描电镜、微米CT及高压压汞系统分析人造岩心与相同物性真实岩心孔隙结构, 结果表明, 人造砂岩岩心整体孔隙结构与真实地质样品孔隙结构相似度高, 孔隙形态、大小与空间分布与真实地质样品具有可比性, 发育石英等自生矿物。该方法立足真实成岩演化过程, 在温度和压力控制下正演成岩作用过程, 更为真实地还原了地质样品形成过程, 制备的人造岩心可替代真实地质样品开展孔隙结构与流动机理模拟等基础研究, 为储层有效性评价提供重要参考依据。

关键词

人造岩心, 低渗透, 致密, 地质条件约束, 孔隙结构

Copyright © 2018 by authors and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

基于岩心的流动实验是储层渗流机理与提高采收率技术研究中的重要组成部分, 由于天然岩心来源、数量、规格等限制, 并具有较强的非均质性, 无法满足全部实验的要求。很多机理性探索与应用型实验, 如油气成藏物理模拟、储层改造、驱替实验等需要特殊尺寸的岩心, 因此制作与天然岩心近似的人造岩心成为了一种必然选择。人造岩心技术历经六十多年的发展[1] [2], 已形成石英充填、磷酸铝石英烧结、环氧树脂压制胶结法等三种技术[2] [3] [4], 其中环氧树脂压制胶结法应用范围最广[4] [5] [6] [7]。前人已详细阐述了不同类型人造砂岩制作流程[1] [2] [5] [7], 讨论了粒度分布、加压强度、胶结物、粘土矿物含量及反应时间对人造岩心物性的影响[2] [3] [4] [8], 并开展了人造岩心敏感性、润湿性及孔隙结构与天然岩心的对比性实验研究[9] [10] [11], 这些成果均为本次研究提供了重要的参考。

当前, 中国石油工业已进入常规油气与非常规油气并重的勘探阶段[12] [13] [14] [15], 低渗透 - 致密储层成为勘探开发的热点, 围绕这类储层开展的储集空间精细评价及流动实验成为研究重点[16] [17] [18] [19] [20], 亟需研制低渗透 - 致密人造岩心(气体渗透率小于 1.0 mD)。然而, 已有的人造岩心技术多采用粘结剂与烧结方法, 未考虑真实成岩作用演化机理, 制备的人造岩心渗透率高, 多数大于 100 mD 甚至高达 1.0 D [1] [2] [3] [4] [9] [10] [11]。同时, 在人造岩心制备过程中, 如何控制孔隙结构, 使其与真实地质样品具有相似性是需考虑的关键问题。天然岩心是松散沉积物逐渐脱离水体环境、温度与压力逐渐升高、机械压实与化学胶结共同作用的产物, 仅仅依赖环氧树脂或磷酸铝粘结作用形成的储集空间与天然

岩心具有本质区别, 无法准确反映真实岩心特征。本文尝试从成岩物理模拟角度出发, 基于天然岩心形成过程, 在温度和压力控制下正演成岩作用过程, 制作气体渗透率 0.5 mD~1.0 mD, 孔隙度小于 12% 的低渗透 - 致密人造岩心, 为低渗透 - 致密储层有效性评价、油气成藏物理模拟及开发渗流实验提供样品。

2. 实验方案

2.1. 实验设备

本实验依托中国石油天然气集团公司油气储层重点实验室自主研发的储层成岩物理模拟系统(图 1)。该系统用于模拟储层样品在不同温度、压力和流体介质条件下成岩作用过程, 主要由反应炉体、压力供给系统、流体注入系统与控制系统等四部分组成, 最高模拟温度 500℃, 最大静岩压力 275 MPa, 最大流体压力 120 MPa。六个反应炉可以设置不同的温度和压力, 满足了不同温压条件对储层成岩作用的影响。

2.2. 实验样品

本实验选用大于 300 目的人造石英砂进行实验, SiO₂ 含量超过 65%, 其次为 Na₂O 和 CaO, 材料密度 2.5 g/cm³, 莫氏硬度为 7 (表 1)。采用该材料的原因主要有两个: 1) 人造石英砂已实现工业化生产, 性质与天然岩心较接近, 是目前人造岩心制备最主要的原材料; 2) 大于 300 目对应颗粒直径小于 0.05 mm, 相当于粉砂及泥级, 正好与目前低渗透 - 致密砂岩以粉细砂为主一致, 获取的人造岩心可满足致密砂岩储层微观表征的需要。为了模拟真实地层条件下天然岩心形成过程, 在实验过程中, 注入适量去离子水, 加快水岩反应的进程。

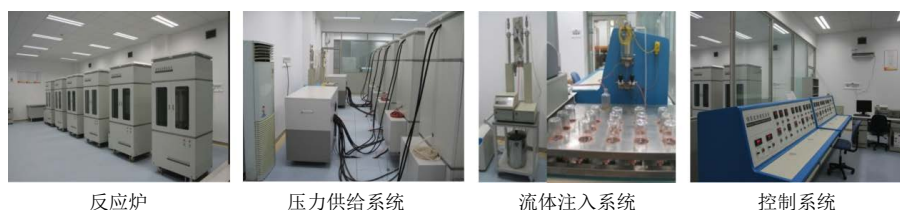


Figure 1. Reservoir diagenetic modeling system

图 1. 储层成岩物理模拟系统

Table 1. Basic characteristics and composition of siliceous artificial sand

表 1. 硅质人造砂基本性质与成分

参数	数值	
比重(g/cm ³)	2.5	
堆积密度(g/cm ³)	约 1.5	
莫氏硬度	6~7	
洛氏硬度(HRC)	约 46	
成分组成 (%)	SiO ₂	>65.0
	Na ₂ O	<14.0
	CaO	>8.0
	MgO	>2.5
	Al ₂ O ₃	>0.5~2.0
	Fe ₂ O ₃	0.15
	其他	2.0

2.3. 实验流程

本文提出的温压双控致密人造砂岩岩心的制备方法从岩石成岩作用出发，以天然岩心形成过程为主线，在温度和压力控制下正演岩石形成全过程，制备致密人造砂岩岩心，该制备方法包括以下四个步骤：

步骤 1：将 100 g~200 g 的粒径为 300 目~500 目的石英砂溶于 100 mL~150 mL 水中，得到混合物；实验过程中保证石英砂和水充分混合，主要目的是模拟原始沉积条件下，成岩作用初期，松散沉积物是在水体环境中沉积的；

步骤 2：将混合物升温至 300℃，升压至 220 MPa，进行恒温恒压反应，反应 15 h~20 h，反应开始 2 h 后，等量等间隔的注入流体；其中，升温速率为 10℃/h，保证温度与压力同时达到反应温度和压力；每 100 g 石英砂加入 10 mL 流体；等量等间隔的注入流体，如：注入 10 mL 流体则每间隔 2 h，注入流体 2 mL；升温升压的目的是模拟岩石成岩作用过程，温度、压力及反应时间保证了压实 - 胶结等成岩作用的进行；在恒温恒压定期间，通过流体供给系统注入流体，主要的目的是模拟真实成岩作用过程：伴随埋藏深度增大，储层经历的温度与压力同时增大，颗粒压实作用与胶结作用逐渐增强，且随着反应时间的增大，外界流体进入，胶结作用与自生矿物生长成为演化主体，一定的恒温恒压时间是保证成岩作用反应充分的前提；

步骤 3：降温降压，待温度与压力降至室温常压，取出样品，得到所述温压双控致密人造砂岩岩心，其中，降温降压的速率与升温升压的速率相同；控制降温降压的速率的目的是避免温度和压力快速下降破坏样品，最大限度的保护样品的完整性。

步骤 4：取出样品，将样品的顶端和底端切平，拍照并测量长度，准备物性测试，为后续储层、渗流等实验分析奠定基础。后续实验分析根据研究目的确定，以油气运聚模拟为例，需进行铸体薄片、扫描电镜、压汞等分析，明确储层结构，为流体在储层内部运移聚集研究奠定基础。

3. 实验结果

利用激光共聚焦显微镜、扫描电镜、三维 CT 扫描及高压压汞方法对制备的人造岩心进行分析，并与鄂尔多斯盆地延长组致密砂岩进行对比，验证制备方法的有效性。

3.1. 物性

本文制备的人造岩心规格是直径 2.54 cm 的圆柱，长度 7 cm~9 cm，整体成形效果较好(图 2)。激光共聚焦显微镜分析表明，压实 - 压溶作用较强，颗粒间主要以点接触与线接触为主，局部见凹凸接触，

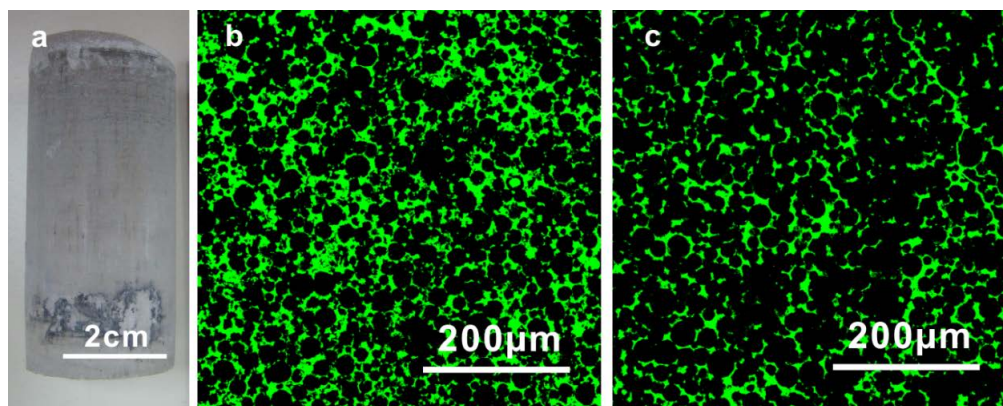


Figure 2. Artificial cores and LCM photos, and the green parts are pores and black parts are sands
图 2. 人造岩心与激光共聚焦照片，其中亮绿色为孔隙系统，黑色部分为石英砂颗粒

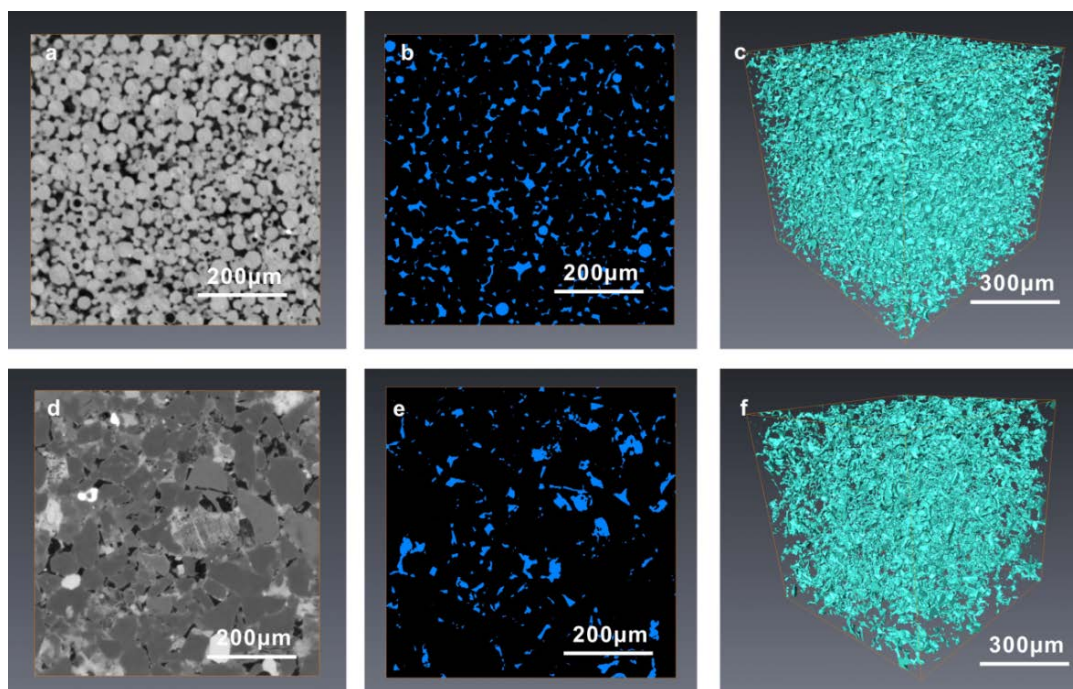
发育强压溶作用形成的微裂缝(图 2)。孔隙分布具有非均质性,局部见球状的石英砂颗粒,图 2 中 b 区域取自 a 图圆柱的上部, c 区域取自 a 图圆柱的下部,可见这两部分孔隙结构具有一定的差异性: b 区域压实作用相对弱,颗粒以点接触与线接触为主,孔隙较为发育; c 区域压实作用更强,颗粒以线状接触与凹凸接触为主,孔隙不太发育,这可能与制备过程中压力沿纵向传导具有一定的差异性有关: c 区域骨架颗粒的有效应力大于 b 区域。将样品置于孔隙度渗透率测试仪进行物性测试,实测的孔隙度为 11.58%,渗透率为 0.58 mD,符合低渗透-致密岩心标准。

3.2. 孔隙结构

选取鄂尔多斯盆地华庆油田长 6 低渗透-致密砂岩,对比人造岩心孔隙结构与真实样品的相似度,其中华庆油田长 6 低渗透-致密砂岩样品孔隙度为 11.78%,气体渗透率为 0.153 mD,与人造岩心孔隙度较为接近。

利用微米 CT 对人造岩心和长 6 砂岩进行三维扫描,重构孔隙系统。在本次研究中,CT 扫描尺寸为 2 mm,像素点分辨率为 1 μm 。总体来看,二者孔隙结构具有可比性,在孔隙大小、形状及分布等方面具有相似性:孔隙直径主体介于 1 μm ~62.5 μm ,以长条形、圆形、方形为主,分布较为均匀(图 3(b)和图 3(e))。人造岩心孔隙发育程度稍优于长 6 砂岩,但长 6 砂岩孔隙直径略大,整体来看,人造岩心孔隙系统的连通性略优于长 6 砂岩,这也是前者渗透率高于后者的原因。

高压压汞分析表明,人造岩心与长 6 砂岩孔喉分布具有一致性:人造岩心主体孔喉直径介于 0.112 μm ~0.986 μm ,连通的孔隙体积比例达 81%,分布较为集中;华庆油田长 6 低渗透-致密砂岩孔喉直径主体介于 0.112 μm ~0.798 μm ,连通的孔隙比例达 67.2% (图 4)。总体来看,人造岩心的孔隙分布均一性稍好于长 6 砂岩,后者孔喉分布范围更广,直径小于 100 nm 的孔喉体积比例相对较多。



其中 a、b 和 c 是人造岩心, d、e 和 f 是华庆长 6 岩心, a 和 d 是 CT 扫描二维切片,黑色部分是孔喉系统,灰色部分是基质矿物; b 和 e 是对应的物质相定义后的二维切片图,蓝色是孔喉系统,黑色是基质矿物; c 和 f 是三维孔喉系统

Figure 3. 3D pore structures of artificial cores and actual cores with similar physical property

图 3. 人造岩心与真实岩心 CT 三维孔隙结构对比

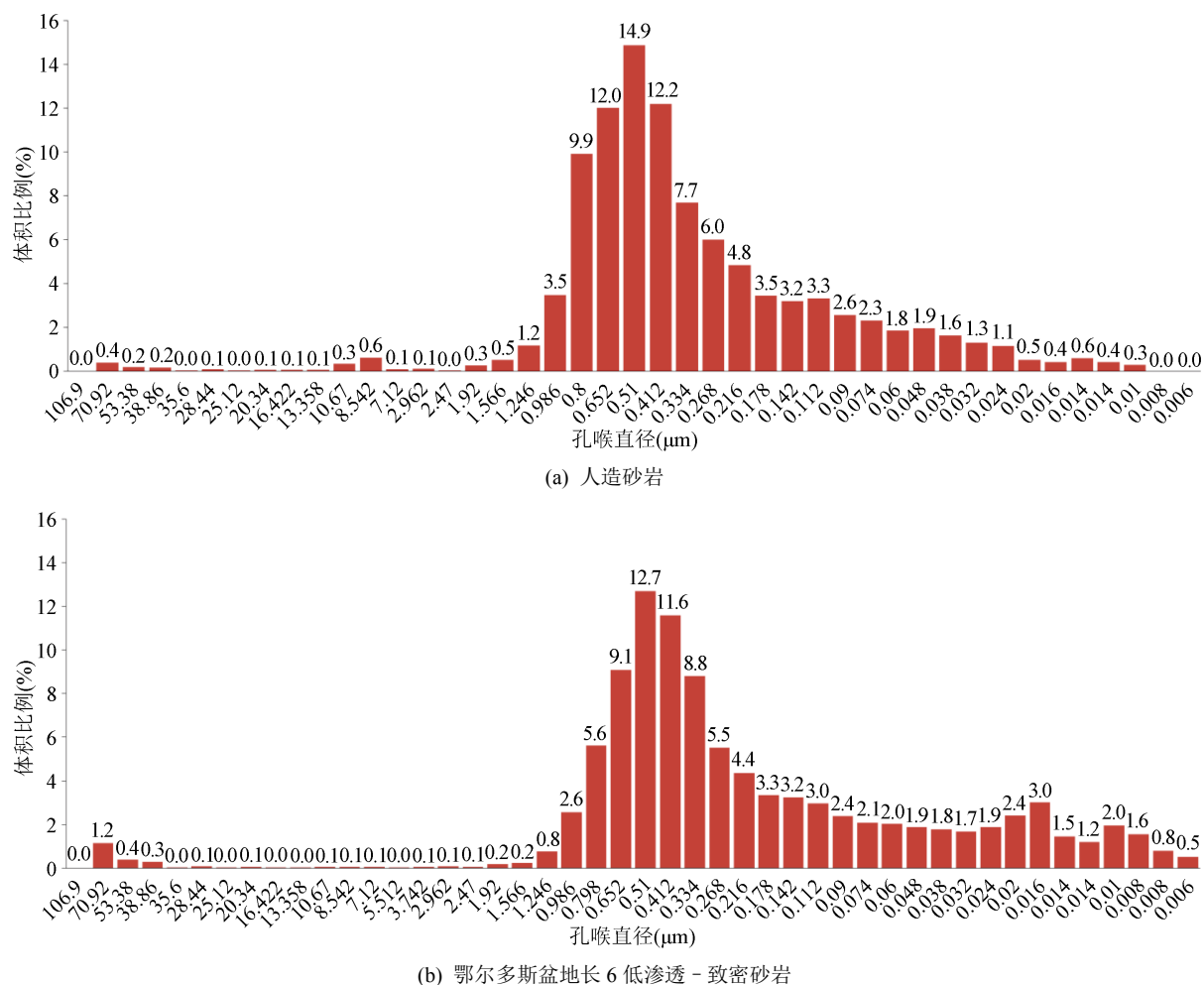


Figure 4. MICP pore system of artificial cores and actual cores

图 4. 人造岩心与真实岩心高压汞孔喉直径分布直方图

3.3. 自生矿物

利用扫描电镜对人造岩心的自生成岩矿物进行了分析, 图 5 为不同分辨率下的人造岩心的 SEM 图, a 图中可见自生石英晶体(箭头标出), 呈柱状产出, 或单体、或集合体形式产出, 主要形成于粒间孔; b 图中可见自生硅酸盐矿物, 呈丝线状集合体产出, 主要形成于颗粒表面, 周围发育自生石英晶体, 初步推测丝状集合体为硅质成岩作用的中间产物, 可能由于温度、压力或反应时间尚未达到晶体形成条件。自生矿物的形成与发现也进一步证实了本文提出的人造岩心制备方法更接近天然岩心形成过程, 除了正常压实作用之外, 化学成岩作用在其中也发挥了重要的作用, 而这也是其他人造岩心制备方法无法实现的[2] [3] [4] [8]。

4. 讨论

本文提出一种新的温度与压力控制下人造岩心的制备方法, 通过与真实岩心的对比, 孔隙结构具有较好的一致性, 且物性低, 能够满足目前低渗透-致密储层研究的需要。同时, 应该看到, 人造岩心技术仍处于快速发展阶段, 未来研究应重点关注以下几个方面:

1) 逼近真实岩心形成过程的制备技术: 立足真实岩心形成过程, 最大限度逼近成岩演化应是未来人

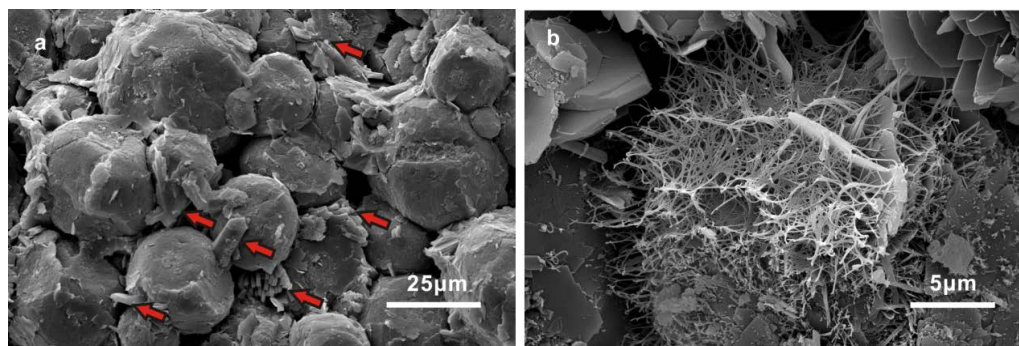


Figure 5. SEM photos of artificial cores
图 5. 人造岩心扫描电镜照片

造岩心制备的趋势，机械压实与化学胶结作用都应成为人造岩心制备的关键。除了温度、压力及反应时间外，多种材料混合配置也应成为考虑的关键因素。目前制备的人造岩心以石英砂为主要材料，并未考虑其他材料，这与真实岩心多种物质组成具有一定的差异，此外，流体的加入也会进一步增强成岩作用强度，逼近真实岩心形成过程；

2) 逼近真实岩心性质的制备技术：人造岩心制备在满足了最基本的物性要求后，孔隙结构的一致性以及润湿性等条件应成为未来人造岩心制备技术发展的重要方向，通过优化制备流程，优选基础材料，研制与逼近真实岩心孔隙结构和润湿性相似的人造岩心；

3) 不同规格人造岩心的制备技术：目前制备的人造岩心主体是 2.54 cm 的小圆柱，尚不能满足特殊岩心分析需要，如大尺度物理模拟、充注实验等，后续工作应进一步开发特殊规格或特殊尺寸的人造岩心，如正方形、长条形或圆形人造岩心，进一步扩大人造岩心的适用范围。

5. 结论

1) 基于高温高压物理模拟实验，研发低渗透 - 致密人造岩心制备新技术，明确关键温度 300℃，关键压力为 220 MPa，制备的岩心孔隙度小于 12%，渗透率小于 1.0 mD；

2) 激光共聚焦、扫描电镜、微米 CT 及高压压汞实验表明，温压双控致密人造砂岩岩心孔隙结构与真实地质样品孔隙结构相似度高，孔隙形态、大小与空间分布与真实地质样品具有可比性，可替代真实地质样品开展储层内流体流动机理模拟，评价储层有效性；

3) 人造岩心制备技术下一步研究应最大限度逼近真实岩心形成过程，制备不同规格的、逼近真实岩心性质的人造岩心，加强其在孔隙结构、润湿性等方面与相同物性真实岩心的相似性，扩大应用范围。

基金项目

1) 国家油气重大专项——下古生界 - 前寒武系碳酸盐岩油气成藏规律、关键技术及目标评价，2016ZX05004。

2) 国家油气重大专项——岩性地层油气藏成藏规律、关键技术及目标评价，2017ZX05001。

3) 中国石油重大项目——大中型岩性地层油气藏富集规律与关键技术，2016B-03。

参考文献

- [1] 唐仁骥, 岳陆. LC 人造岩样的制作和研究[J]. 石油钻采工艺, 1986(5): 75-100.
- [2] 唐仁骥, 曾玉华, 姚风英. HNT 人造岩样的制作和研究[J]. 石油钻采工艺, 1998, 20(1): 98-103.
- [3] 卢祥国, 高振环, 闰文华. 人造岩心渗透率影响因素试验研究[J]. 大庆石油地质与开发, 1994, 13(4): 53-57.

- [4] 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): 6998-7001.
- [5] 于宝, 宋延杰, 贾国彦. 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): 88-91.
- [6] 刘雪峰, 穆芫, 王帅, 等. 应用人造岩心测定入井流体膨胀率[J]. 油气田地面工程, 2007, 26(9): 1-2.
- [7] 梁万林. 人造岩心制备技术研究[J]. 石油仪器, 2008, 22(2): 72-76.
- [8] 李芳芳, 杨胜来, 高旺来, 等. 大尺寸石英砂环氧树脂胶结人造岩心制备技术研究及应用[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(3): 685-690.
- [9] 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): 7344-7349.
- [10] 马文国, 王影, 海明月, 等. 压汞法研究岩心孔隙结构特征[J]. 实验技术与管理, 2013, 30(1): 66-69.
- [11] 刘阿妮, 徐同台, 杨振杰, 等. 影响人造岩心膨胀率因素的探讨[J]. 石油化工应用, 2010, 29(2-3): 40-42.
- [12] 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129-136.
- [13] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 173-187.
- [14] 邹才能, 等. 非常规油气地质学[M]. 北京: 地质出版社, 2014.
- [15] 吴松涛, 朱如凯, 崔京钢, 等. 鄂尔多斯盆地长7泥页岩孔隙演化特征[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(2): 153-163.
- [16] Wu, S.T., Zou, C.N., Zhu, R.K., *et al.* (2016) Characteristics and Origin of Tight Oil Accumulations in the Upper Triassic Yanchang Formation of the Ordos Basin, North-Central China. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, **90**, 1801-1840. <https://doi.org/10.1111/1755-6724.12819>
- [17] 朱如凯, 吴松涛, 苏玲, 等. 中国致密储层孔隙结构表征需注意的问题及未来发展方向[J]. 石油学报, 2016, 37(11): 1-14.
- [18] 吴松涛, 朱如凯, 李勋, 等. 致密储层孔隙结构表征技术有效性评价与应用[J]. 地学前缘(中国地质大学(北京); 北京大学), 2018, 25(2): 191-203.
- [19] 吴松涛, 邹才能, 朱如凯, 等. 鄂尔多斯盆地上三叠统长7段泥页岩储集性能[J]. 地球科学, 2015, 40(11): 1810-1813.
- [20] 朱如凯, 吴松涛, 崔景伟, 等. 油气储层中孔隙尺寸分级评价的讨论[J]. 地质科技情报, 2016, 35(3): 133-144.

知网检索的两种方式:

1. 打开知网页面 <http://kns.cnki.net/kns/brief/result.aspx?dbPrefix=WWJD>
下拉列表框选择: [ISSN], 输入期刊 ISSN: 2163-3967, 即可查询
2. 打开知网首页 <http://cnki.net/>
左侧“国际文献总库”进入, 输入文章标题, 即可查询

投稿请点击: <http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱: ag@hanspub.org