

Quantitative Characterization and Genesis Analysis of Complex Modals of Pore Structure in Alluvial-Fan Sandy Conglomerate Reservoirs

Senlin Yin¹, Juan Chen^{2*}, Yukun Chen³, Xiaoguang Wang³, Xuzhuang Zhu⁴

¹Institute of Mud Logging Technology and Engineering, Yangtze University, Jingzhou Hubei

²College of Technology and Engineering, Yangtze University, Jingzhou Hubei

³Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay Xinjiang

⁴Xibu Drilling Engineering Company of Petro China, Karamay Xinjiang

Email: *176028224@qq.com

Received: Dec. 17th, 2016; accepted: Mar. 24th, 2017; published: Jun. 15th, 2017

Abstract

In the alluvial fan sandy conglomerate reservoirs in Xinjiang Oilfield, there existed various types of rocks, various sizes of grains and very poor sorting, so the reservoir pore structure had features of multiple kinds of modal, including unimodal, bimodal and multimodal. In this study, the multimodal pore feature and connectivity of sandy conglomerate reservoirs in Block Qidong 1 were quantitatively characterized by using cast thin section, mercury injection and rate-controlled mercury penetration data first, then identification model for multimodal pore structure reservoirs was established by using multiple regression analysis; on this basis, the causes of the multimodal pore structure in the alluvial fan conglomerate reservoirs were analyzed. The study shows that the unimodal reservoirs are mainly Class I, bimodal reservoirs are mainly Class II and III, and multimodal reservoirs are mainly Class III. With pore-throat combination turning from unimodal to multimodal, the pore development degree turns from good to poor one, and from network shape of fairly good connectivity to star shape of poor connectivity, surface porosity is reduced, and average pore size and pore-throat coordination number are declined. The statistics of 147 samples shows that the unimodal reservoirs account for 19%, bimodal reservoirs account for 48%, and multimodal reservoirs are 33% of the total reservoirs in Lower Karamay Formation of Block Qidong 1. Based on the study, the criterion for reservoir modal judgement is proposed and the model for pore structure prediction is established; it is revealed that the reservoir types, the post-diagenesis and water (polymer) injection at the late stage of oilfield development and the other variation factors are the causes inducing the complex reservoir modals.

Keywords

Alluvial Fan, Sandy Conglomerate, Multimodal, Pore Structure, Quantitative Characterization

*通信作者。

文章引用: 印森林, 陈娟, 陈玉琨, 王晓光, 朱绪壮. 冲积扇砂砾岩储层孔隙结构复杂模态定量表征及其成因分析[J]. 石油天然气学报, 2017, 39(3): 1-12. <https://doi.org/10.12677/jogt.2017.393022>

冲积扇砂砾岩储层孔隙结构复杂模态定量表征及其成因分析

印森林¹, 陈娟^{2*}, 陈玉琨³, 王晓光³, 朱绪壮⁴

¹长江大学录井技术与工程研究院, 湖北 荆州

²长江大学工程技术学院, 湖北 荆州

³中石油新疆油田分公司勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依

⁴中石油西部钻探工程有限公司, 新疆 克拉玛依

作者简介: 印森林(1983-), 男, 博士, 副教授, 主要从事油气田开发地质方面的研究工作。

Email: 176028224@qq.com

收稿日期: 2016年12月17日; 录用日期: 2017年3月24日; 发布日期: 2017年6月15日

摘要

新疆油田冲积扇砂砾岩储层岩石类型多样, 颗粒大小混杂, 分选极差, 储层孔隙结构具有典型的多种模态特征, 即单模态、双模态与复模态等。利用铸体薄片、压汞、恒速压汞资料定量表征了七东1区砂砾岩储层复杂模态孔隙特征以及连通特征, 利用多元回归分析法建立复杂模态孔隙结构储层的识别模型。以此为基础, 分析了冲积扇砂砾岩储层孔隙结构复杂模态成因机制。研究表明: 单模态储层主要以 I 类储层为主, 双模态储层以 II、III 类储层为主, 复模态储层以 III 类储层为主。从单模态类型到复模态孔喉组合类型, 孔隙发育由好变差, 由连通较好的网状到连通较差的星点状, 面孔率降低, 平均孔径减小, 孔喉配位数减小。利用已有 147 块样品统计发现, 七东 1 区下克拉玛依组储层中单模态储层占 19%、双模态储层占 48%、复模态储层占 33%。由此提出不同模态判断标准, 建立了储层孔隙结构预测模型, 揭示了储层构型、成岩后作用及注水(聚)开发中后期的系列变化等多因素是导致形成复杂模态的原因。

关键词

冲积扇, 砂砾岩, 复杂模态, 孔隙结构, 定量表征

Copyright © 2017 by authors, Yangtze University 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

盆地边缘受多种沉积水流机制共同控制形成了冲积扇沉积体, 为重要油气储层类型。洪水携带大量混杂砂砾泥的沉积物涌出山口, 受碎屑流控制沉积物迅速散开并大面积沉积, 形成了扇根槽流和片流沉积体; 随后, 水流汇聚, 形成了与砂砾质辫状河类似的扇中沉积体; 之后, 水流重新发散形成了扇缘径流水道沉积[1] [2] [3] [4]。对比河流 - 三角洲储层[5] [6] [7]、碳酸岩岩储层、低渗致密储层、火山岩储层、

页岩及煤层等类型[8] [9] [10]，其复杂性主要体现在沉积机制的多样而引起的多种岩石相类型，至少包括砾岩相、砂砾岩相、小砾岩相、粗砂岩相、中-细砂岩相、粉砂岩相、泥质砂岩相、泥岩相等 8 类[11]，不同的岩石相类型其颗粒分选、颗粒含量、排列方式、杂基含量、胶结物胶结方式及含量具有明显差异性，因此各类岩石相还可以进一步细分亚类，学者们[12] [13] [14]认识到这些是导致孔隙结构模态(包括孔隙、喉道类型及其连通关系等方面)差异的关键因素。

学者早期对储层的研究发现，宏观尺度的沉积相分布和后期埋深、压力、温度等因素控制了成岩作用，进而控制了储层质量的差异[15]；而微观尺度的颗粒分选、颗粒含量、排列方式，杂基含量及胶结方式等影响了孔隙结构[16]。对于碎屑岩中分选差、粒度粗、粒度分布范围大的砂砾岩储层来说，由于砾岩储层孔隙空间容易被细的砂岩填充，基于此学者[12]提出了砂砾岩双模态特征。之后，有学者[13] [14]研究发现在砂岩、砾岩、泥岩 3 类岩性同时存在的砂砾岩储层中，受沉积相类型及成岩作用方式的控制，其储层孔隙结构具有复模态特征。然而，另有学者[17] [18]认为，储层复模态的形成不仅与岩石粒度分选有关，同时还与粒径比和颗粒相对含量相关，并建立了碎屑岩储层孔隙结构模态的定量数学模型；同时，提出了砂岩储层也可以形成复模态的观点，但并未进一步深入揭示砂岩储层孔隙复模态的成因。

新疆油田砂砾岩储层属于典型冲积扇沉积，岩石颗粒快速沉积，颗粒分选差，大小混杂，岩石颗粒结构具有典型的复杂模态特征[19]。几十年的勘探开发及试验研究表明，不同的储层孔隙结构模态对开发方式的适应性具有显著差异，是制约砾岩油气藏高效开发的关键因素。因此，研究储层孔隙结构复杂模态对提高砾岩油藏采收率具有重要的实践意义，同时，对深化砂砾岩储层地质学具有重要的理论意义。以新疆油田七东 1 区砂砾岩为对象，利用铸体薄片、压汞与恒速压汞等方法，对砂砾岩孔隙结构进行定量表征，拟建立砂砾岩模态判断方程和物性预测模型，并深入探讨砂砾岩复杂模态孔隙结构的成因。

2. 研究区地质概况

2.1. 研究区位置及油藏特征

七东 1 区位于新疆克拉玛依市白碱滩地区，距克拉玛依市以东约 30 km，地表平坦，交通便利。三叠系下克拉玛依组(简称克下组)油藏含油面积 7.0 km²，地质储量 1010 × 10⁴ t，油藏埋深 1100~1400 m。构造上处于准噶尔盆地西北缘克-乌逆掩断裂带白碱滩段的下盘，是一个四周被断裂切割成似菱形的封闭断块油藏。

2.2. 地层与沉积储层特征

研究区七东 1 区钻遇了第四系、新近系、古近系、白垩系、侏罗系、三叠系、石炭系。目的层克下组不整合沉积在石炭系之上，克下组划分为 2 个砂层组，细分为 12 个单层(小层)(图 1)。

研究区砾岩类占岩石总类的 64.82%，砂岩类占 35.18%。其中，含砾粗砂岩占 32.21%，砂砾岩占 23.72%，小砾岩占 21.15%，不等粒砾岩占 18.58%，粗砂岩占 2.96%，细砾岩占 1.38%。储层岩石中砾石成分复杂，以花岗岩、凝灰岩为主，砂岩颗粒主要为石英、长石和岩屑；碎屑颗粒分选中等~差，磨圆度差，以次棱角状~次圆状为主；岩石碎屑为颗粒支撑，骨架颗粒以点接触为主。储层矿物以石英、钾长石为主，其次为斜长石，少量碳酸盐矿物。黏土矿物(粒径 < 8 μm)绝对体积分数为 0.86%~9.23% (平均 3.62%)。岩石黏土含量低，与油田长期注水开发，部分黏土微粒被运移有关。主要黏土矿物为高岭石，平均体积分数为 67.09%，其次为伊利石、伊-蒙间层等。整体上成分成熟度和结构成熟度低，反映了近源短距离搬运和快速堆积的沉积特征。泥岩以深灰色和棕红色为主，反映了干旱氧化的沉积环境。储层非均质性极其严重，其储层内部孔隙结构模态多样。

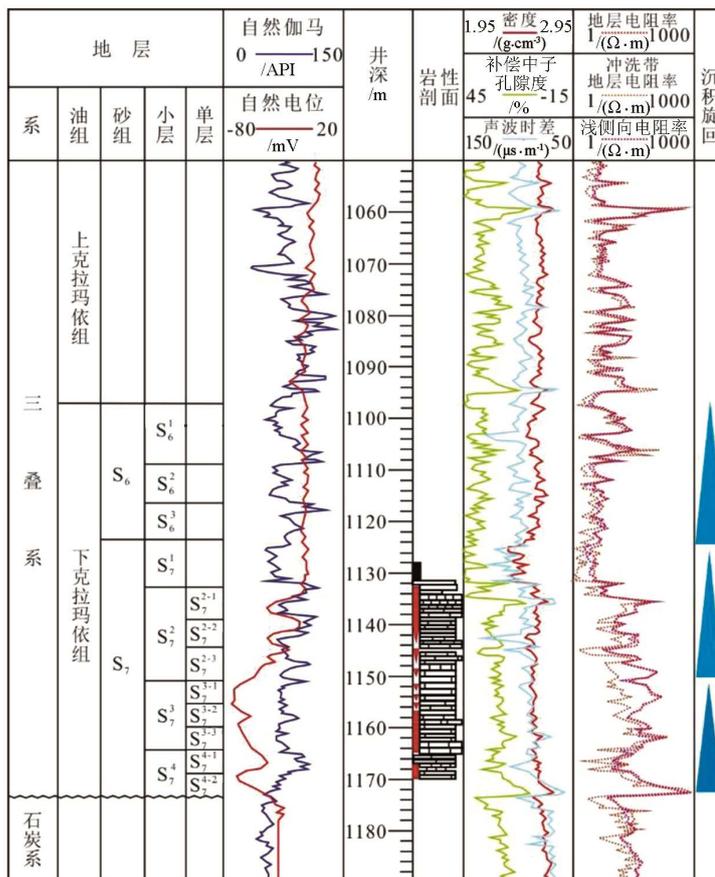


Figure 1. The columnar diagram of target zone in the study area (Well ES7008)
 图 1. 研究区目的层柱状图(ES7008 井)

3. 孔隙结构定量表征

3.1. 孔喉组合对比

单模态、双模态、复模态都有自身特殊的颗粒组成方式和堆积方式，其孔隙类型和孔喉组合方式都有一定规律。对七东 1 区内密闭取心进行铸体薄片分析，分析不同模态岩石结构的孔喉组合(图 2)。

1) 单模态 原生粒间孔 + 粒间溶孔 + 粒内溶孔组合为主，原生粒间孔为主，粒内溶孔次之，粒间(溶)孔高达 90%以上(图 2(a)、图 2(e))。该类组合的孔隙发育好，孔喉粗大，以网状连通，胶结物含量少，孔喉基本未填充。主要岩性为细粒小砾岩、含砾粗砂岩、粗砂岩。

2) 双模态 粒间(内)溶孔 + 原生粒间孔 + 杂基孔组合为主，其次有少量胶结物溶孔(图 2(b)、图 2(c)、图 2(f)、图 2(g))。一级颗粒形成的孔隙未被充填或半充填，孔喉发育好 - 中等，疏网状分布或星点状分布。主要岩性为含砾粗砂岩、砂砾岩、砂质砾岩。

3) 复模态 粒间(内)溶孔 + 杂基孔 + 胶结物溶孔组合为主，其次发育微裂缝等(图 2(d)、图 2(h))。孔隙发育较差，一般为零星散乱状分布，且成岩后生作用普遍。主要岩性为砂砾岩、砂质砾岩、泥质含砾粗砂岩。

对不同模态铸体薄片观察，并对孔喉组合类型、孔隙结构特征进行统计分析(表 1)，从单模态组合类型到复模态组合类型，孔隙发育由好变差，由连通较好的网状到连通较差的星点状，面孔率降低，平均孔径减小，孔喉配位数减小。

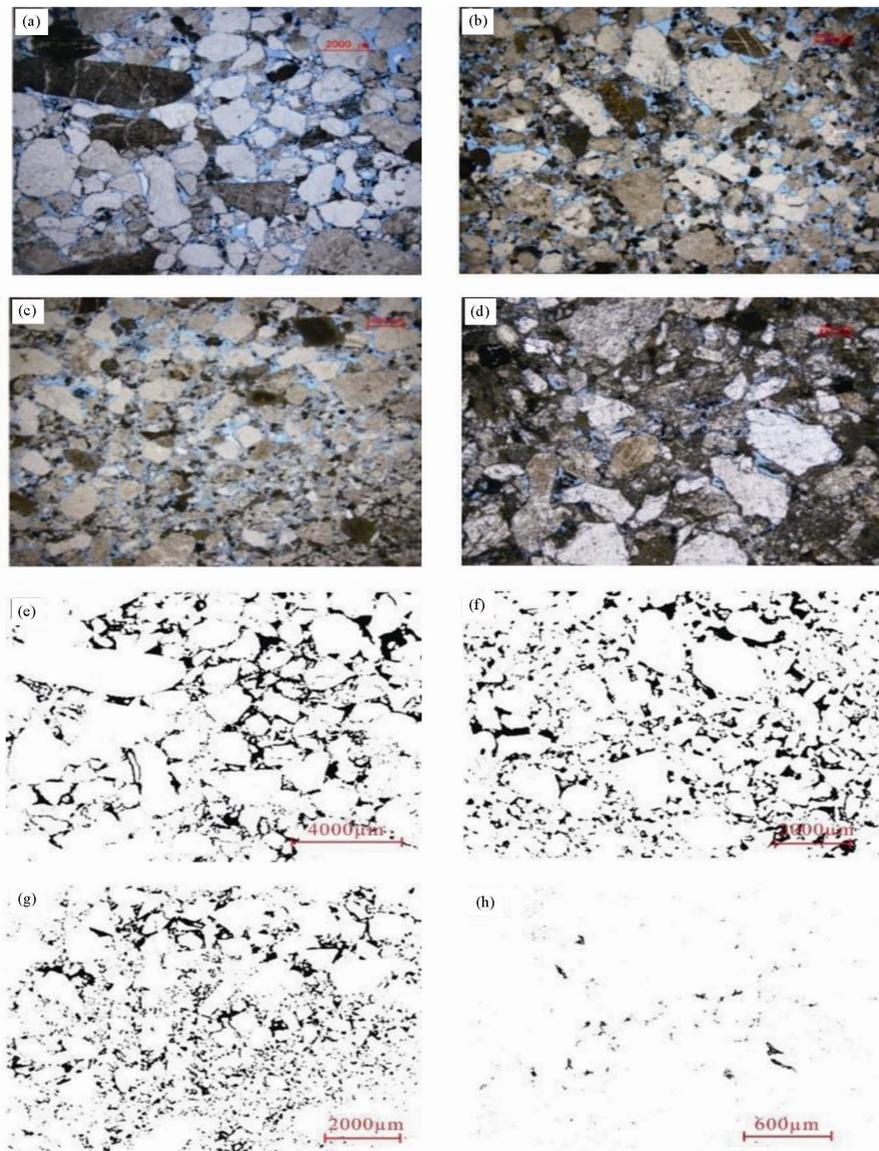


Figure 2. The pore throat type combination and distribution
图 2. 孔喉组合类型及孔喉分布

Table 1. The pore throat type combination and characteristics
表 1. 孔喉组合类型及其特征

模态	组合类型	主要特征	孔隙发育状况	孔隙连通状况	面孔率/%	最大孔径/ μm	孔喉配位数/1	评价
单模态	原生粒间孔 + 粒间溶孔 + 粒内溶孔	原生粒间孔或粒间溶孔为主	好 - 中	网络状	5.6	50~268	2~5	原生粗孔隙群
双模态	粒间(内)溶孔 + 原生粒间孔+杂基孔	粒间溶孔、粒间(内)孔、杂基孔占 50%以上, 次为粒内孔、微裂缝	中 - 较差	近网络状	3.5	18~157	1~4	次生孔隙、微细孔隙群
复模态	粒间(内)溶孔 + 杂基孔+胶结物溶孔	粒间(内)溶孔、杂基孔、胶结物溶孔、砾缘孔为主, 次为微裂缝	较差 - 差	散乱星点状	1.6	10~75	0~2	微细孔隙群

3.2. 恒压压汞孔喉结构对比

为研究不同模态孔喉分布及结构参数特征，对同一样品进行铸体薄片和压汞测试。通过铸体薄片观察确定岩石模态特征，对压汞数据进行分类，聚类分析不同模态岩石的孔喉分布以及结构参数。

1) 单模态岩心孔喉结构特征 该类孔隙结构的岩心平均渗透率为 3581.03 mD，平均孔隙度为 22.66%。储层填隙物含量较低，黏土质为主。毛细管压力曲线表现为阈压低(<0.01 MPa)，最大毛细管半径为 58.14 μm，进汞饱和度较高(图 3)，进汞曲线有一段平缓段，且平缓段对应毛细管压力较低，大孔粗喉发育。在 20.4 MPa 压力下进汞饱和度均超过 90%，退汞率平均为 30%左右。孔喉分布直方图主要为单峰分布，分选系数普遍 > 3.5，分选较好，偏态大于零，孔喉偏粗态。单模态储层后生成岩作用破坏较轻，孔喉呈网状或稀网状连通。

2) 双模态岩心孔喉结构特征 该类孔隙结构的岩心物性较好，平均渗透率为 1232.73 mD，平均孔隙度为 22.33%。与单模态岩心相比，该类模态岩心表现为多种孔隙类型发育，孔壁或孔内黏土等填隙物含量比单模态岩心稍高。毛细管压力曲线阈压较高(0.03~0.2 MPa)，平均最大毛细管半径 43.93 μm，退汞效率平均为 24.63%。进汞曲线略偏粗(图 4)，喉道分布不均，孔喉分布范围广，压汞曲线和孔喉分布图均表明颗粒分选差，分选系数 > 3，孔喉分选一般，偏态介于-1~1 之间，平均偏态值为 0.24，略偏粗态。孔喉分布直方图一般为双峰分布，但主要渗透率贡献值区间仅能控制一个峰值区，所以导致注水开发时含水上升快，无水采收率低。

3) 复模态岩心孔喉结构特征 复模态储层喉道发育差，主要为少量的弯片状喉道和胶结物溶蚀产生的管束状喉道。储层孔喉基本很少连通，导致呈星点状分布的死孔隙大量存在。该类孔隙结构发育的储层质量最差，渗透率平均为 226.13 mD，孔隙度平均为 20.52%。该类模态岩心孔隙结构的形成主要受沉积相带和成岩作用的影响。孔喉分布直方图呈单峰偏细型或多峰偏细型，毛细管压力曲线的阈压高(0.2~0.6 MPa)，平均最大毛细管半径为 22.5 μm，最大进汞饱和度多数偏低(<60%)，退汞效率偏低，平均值 20.41% (图 5)。

对七东 1 区 325 块样品数据进行分析统计，确定不同砂砾岩样品模态特征，结果见表 2。七东 1 区克下组储层中单模态储层占 19%、双模态储层 48%、复模态储层占 33%。按照新疆油田企业标准对七东 1 区克下组储层进行分类统计表明，单模态储层主要以 I 类储层为主，双模态储层以 II、III 类储层为主，复模态储层以 III 类储层为主，储层以双模态、复模态储层为主。

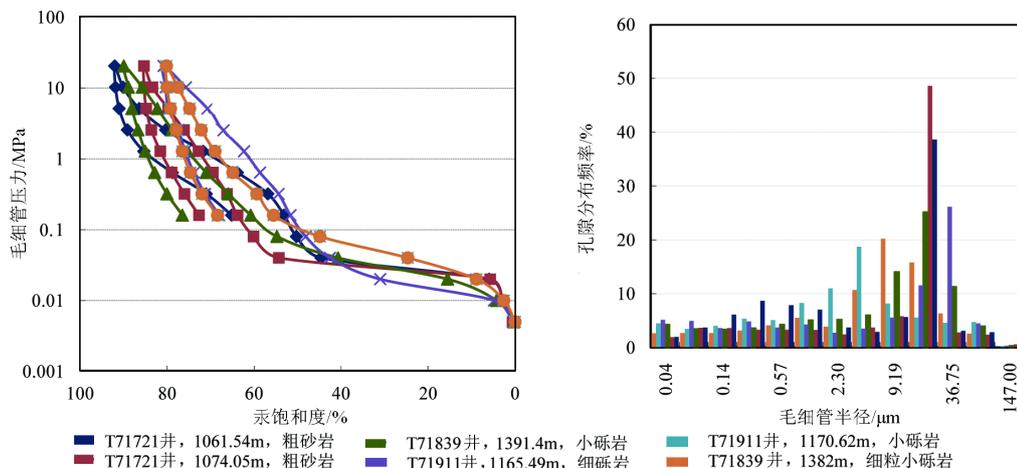


Figure 3. The histogram of unimodal core capillary pressure curves and pore throat size distribution
图 3. 单模态岩心毛细管压力曲线及孔喉分布直方图

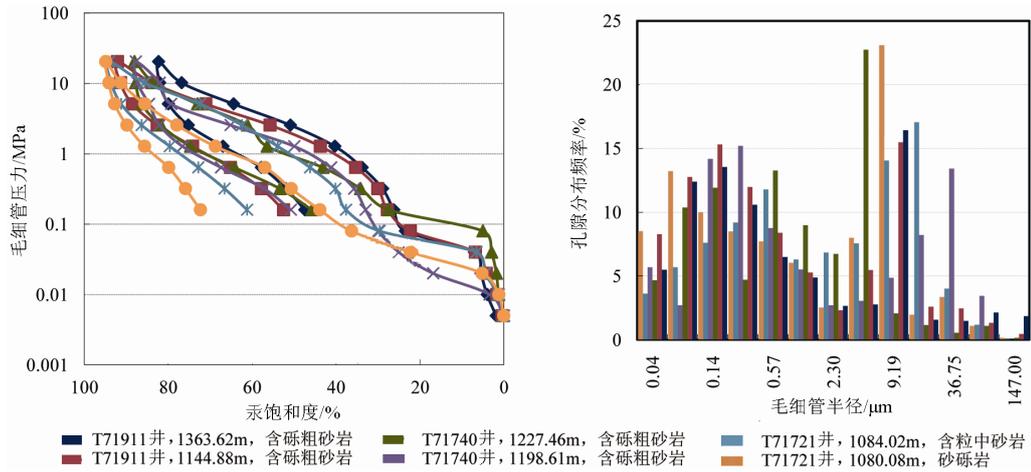


Figure 4. The histogram of bimodal core capillary pressure curves and pore throat size distribution
图 4. 双模态岩心毛细管压力曲线及孔喉分布直方图

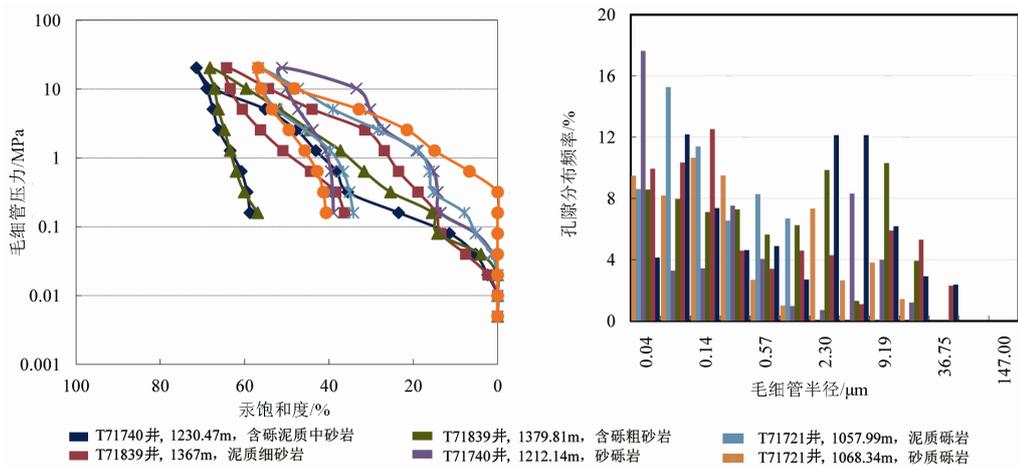


Figure 5. The histogram of multimodal core capillary pressure curves and pore throat size distribution
图 5. 复模态岩心毛细管压力曲线及孔喉分布直方图

Table 2. The statistics of pore throat characteristics of core samples with different modal
表 2. 不同模态岩石孔喉结构特征统计表

模态	孔隙度/%	渗透率/mD	分选系数/1	偏态/1	峰态/1	变异系数/1	最大孔喉半径/μm	统计数/块
单模态	15.0~31.20	2080~5000	2.65~4.34	-0.94~1.74	1.32~5.01	0.29~0.59	16.69~145.67	62
双模态	14.9~30.10	805~1851	2.29~3.88	-1.28~1.45	1.39~174	0.23~0.56	0~134.09	156
复模态	2.20~32.01	30~797	1.59~3.98	-7.26~0.96	1.39~6.79	0.13~0.49	0~94.02	107

3.3. 恒速压汞孔喉结构对比

孔隙在结构上可划分为孔道和喉道。恒速压汞试验技术是近年来出现的一种高精度微观孔隙结构研究技术，整个进汞过程中保持汞的注入速度恒定，通过监测毛细管压力实现了对喉道和孔道的测量，从而克服了常规压汞只能记录某一级别的喉道所控制的孔隙体积[20]。对同一岩样分别进行铸体薄片、压汞与恒速压汞分析，对数据进行综合处理，先使用铸体与压汞数据对试验岩样进行模态分类，再对分类后的恒速压汞数据进行统计分析，重点分析不同模态的孔隙与喉道分布特征(表 3)。

Table 3. The pore throat structural parameters tested by constant speed mercury intrusion for core samples with different modals

表 3. 不同模态岩样速压汞孔喉结构参数

模态	孔隙度/%	气测 渗透率/mD	平均孔隙 半径/ μm	主流喉道 半径/ μm	平均喉道 半径/ μm	最大喉道 半径/ μm	平均 孔喉比/1	喉道非均质 系数/1	喉道分选 系数/1	喉道相对 分选系数/1
单模态	15.39	1803.49	138.07	5.39	4.29	17.83	56.71	0.96	2.92	0.68
双模态	17.10	967.45	138.27	6.21	3.64	14.78	69.31	0.25	2.48	0.65
复模态	14.99	409.38	129.41	6.33	3.58	12.00	77.59	0.12	2.04	0.79

不同模态岩心物性差异主要受喉道控制，单模态岩心平均喉道半径为 4.29 μm ，最大喉道半径为 17.83 μm ，岩心喉道较粗大；孔喉比为 56.71，孔喉比较小，有利于油气的渗流；喉道的非均质系数为 0.96，喉道分选系数为 2.92。双模态岩心主流喉道半径较大，水驱渗流过程中，对小孔波及较弱；平均喉道半径为 3.64 μm ，最大喉道半径为 14.78 μm ，喉道较单模态岩心小；喉道分选系数为 2.48。复模态岩心平均喉道半径较大，小孔波及效果很弱，平均喉道半径为 3.58 μm ，最大喉道半径为 12 μm ；孔喉比为 77.59，孔喉比较大，不利于油气渗流；分选系数为 2.04，分选系数较小，喉道大小分布不均。从单模态到复模态，岩心平均孔隙半径减小幅度较小，而喉道半径、孔喉比变化较大。喉道是决定不同模态物性差异的主要因素。

3.4. 模态孔喉结构分类标准

对七东 1 区内岩心的铸体薄片、恒压压汞、恒速压汞等统计数据进行分析，按照不同模态的物性以及孔隙结构参数特征，总结出不同模态孔喉参数分类标准(表 4)。分类主要考核数据有孔隙度、渗透率、压汞参数、恒速压汞参数，其中压汞数据按照对不同模态孔喉的表征的代表性，分为主要指标和辅助指标。

单模态岩心物性最好，孔隙度普遍 > 20%，渗透率 > 2000 mD，属于高孔、高渗岩心。岩心孔隙结构均值 < 7.5，分选系数 > 3.5，偏态 > 0.5，峰态介于 1~3，变异系数较大，说明岩心孔喉分布均匀。孔喉比较小，且主流喉道半径较大，粗喉道发育，且粗喉道占有主要的优势，大孔粗喉相互连通性好。

双模态岩心物性中等偏好，孔隙度普遍介于 15%~20%之间，渗透率介于 800~2000 mD，属于中孔、高渗岩心。岩心孔隙结构均值介于 7.5~9 之间，分选系数介于 2.5~3.5，偏态介于 -0.5~0.5，峰态介于 3~5，变异系数较大，说明岩心孔喉分布较均匀。中等喉道较多，在整个喉道分布中，中等喉道占有主要的优势，孔隙喉道相互连通性一般偏较好。

复模态岩心物性一般，孔隙度 < 15%，渗透率 < 800 mD，属于中孔、中渗岩心。岩心孔隙结构均值 > 9，分选系数 < 2.5，偏态 < -0.5，峰态 1~7，变异系数较小，说明岩心孔喉分布较不均，中等偏小喉道较多，细喉道占有主要的优势，孔隙喉道相互连通性一般。

Table 4. The criterion for judging the reservoir pore structures with different modals

表 4. 不同模态储层孔隙结构判断标准

模态	物性参数		压汞参数						恒速压汞参数	
			主要指标			辅助指标				
	孔隙度/%	渗透率/mD	均值半径/ Φ	孔喉 分选系数/1	偏态/1	峰态/1	变异系数/1	最大 孔喉半径/ μm	孔喉比/1	主流喉道 半径/ μm
单模态	15.39	1803.49	138.07	5.39	4.29	17.83	56.71	0.96	2.92	0.68
双模态	17.10	967.45	138.27	6.21	3.64	14.78	69.31	0.25	2.48	0.65
复模态	14.99	409.38	129.41	6.33	3.58	12.00	77.59	0.12	2.04	0.79

4. 砂砾岩储层孔隙结构预测模型

4.1. 砂砾岩模态预测经验公式

根据表 4 将七东 1 区 T71740 井、T71839 井和 T71911 井 147 个压汞数据分为单模态、双模态、复模态 3 类，并假设单模态、双模态、复模态模型预测值为 1、2、3，然后将 8 个孔隙结构参数与模态假设参数进行多元回归分析，求取孔隙结构参数与模态参数之间的回归方程。

输入参数进行多元回归分析，得到如下回归方程：

$$C = 0.111826 D_M - 0.03328 S_p + 0.199074 S_{kp} + 0.032787 K_p - 0.02718 R_{50} - 0.00036 R_{max} + 0.033236 R_{Vp/Vt} - 0.06677R + 1.778001 \quad (1)$$

式中： C 为模态参数，1； D_M 为均值半径， Φ ； S_p 为分选系数，1； S_{kp} 为偏态，1； K_p 为峰态，1； R_{50} 为中值孔隙半径， μm ； R_{max} 为最大孔隙半径， μm ； $R_{Vp/Vt}$ 为孔喉比，1； R 为平均孔隙半径， μm 。

考虑到多元回归方程的标准误差，所以当模态参数满足以下条件时，分别代表对应的模态：单模态， $0.5 < C < 1.5$ ；双模态， $1.5 < C < 2.5$ ；复模态， $2.5 < C < 3.5$ 。

表 5 为 T71721 井压汞数据代入模态判断模型的计算结果。结果表明：单模态 $1 < C < 1.34$ ；双模态 $1.61 < C < 2.38$ ；复模态 $2.80 < C < 3.04$ ，模态判断模型基本能够实现对不同模态孔隙结构的判断。

Table 5. The modal judgment of pore structure parameters for Well T71721
表 5. T71721 井孔隙结构参数的模态判断

模态	深度/m	孔隙度/%	渗透率/mD	均值半径/ Φ	分选系数/1	偏态/1	峰态/1	中值半径/ μm	最大孔喉半径/ μm	视孔喉体积/1	平均毛细管半径/ μm	模态参数/1
单模态	1074.05	24.5	5000	6.99	3.81	0.84	2.05	19.23	42.05	5.75	19.84	1.00
	1087.07	22.0	5000	7.23	3.7	0.67	1.89	12.69	41.79	3.31	18.45	1.18
	1091.2	21.4	3460	7.47	3.67	0.52	1.75	8.66	44.94	3.48	17.6	1.34
	1095.3	22.5	4630	7.48	3.75	0.46	1.62	9.62	51.45	3.48	18.38	1.24
双模态	1058.48	21.2	500	8.93	2.76	-0.02	2.07	0.80	16.69	1.11	5.71	2.38
	1076.03	21.9	50.8	8.85	3.26	0.09	1.68	1.09	18.98	1.08	7.18	2.25
	1077.28	24.4	829	8.02	3.36	0.27	1.74	2.30	33.89	2.06	12.47	1.83
	1077.42	24.8	1550	8.46	3.39	0.11	1.70	1.23	34.50	1.69	12.04	1.90
	1084.02	18.1	624	8.89	3.30	-0.08	1.62	0.77	30.40	1.86	7.58	2.22
	1086.84	22.6	425	8.12	3.11	0.26	1.92	2.32	34.99	2.10	8.63	2.11
	1098.26	19.5	247	8.9	3.35	-0.04	1.62	0.9	32.52	1.56	7.59	2.22
	1077.42	23.1	1520	7.92	3.40	0.19	1.72	1.95	50.44	1.87	15.35	1.61
1093.49	24.2	750	7.81	3.23	0.44	1.75	4.81	31.7	2.41	11.88	1.83	
复模态	1057.61	16.4	15.7	11.03	2.40	-0.81	2.62	0.16	6.48	1.34	1.48	2.80
	1062.23	12.1	12.4	11.11	1.88	-0.27	2.13	0.2	2.09	1.36	0.62	2.97
	1062.76	15.1	6.09	10.67	2.36	-0.16	1.84	0.3	4.33	1.48	1.24	2.88
	1063.36	14.4	2.35	11.47	1.96	-0.51	2.08	0.17	1.97	1.26	0.56	2.96
	1068.34	13.7	0.97	11.9	2.18	-0.81	2.17	0.06	2.18	1.3	0.61	2.95
	1068.6	13.2	0.41	11.59	2.24	-0.62	1.98	0.09	2.88	0.86	0.73	2.92
	1069.06	11.7	0.41	11.28	2.03	-0.37	1.95	0.17	2.38	0.84	0.64	2.94
	1076.45	21.4	22.7	10.88	2.07	-0.35	2.09	0.21	3.06	1.06	0.82	2.90
1082.28	6.70	0.09	12.25	1.80	-0.94	2.56	0.06	1.31	2.52	0.33	3.04	

4.2. 砂砾岩模态分布特征

利用模态参数判断公式，研究新疆油田多个区块砂砾岩储层岩心的模态特征，图 6 为孔、渗参数与模态参数相关性分析。

模态参数 C 与渗透率相关性较好，与孔隙度相关性一般。模态参数主要分布在 > 1.5 区间，砂砾岩岩心模态以双模态、复模态为主。单模态的岩心主要出现在七区、六中区，其他区块岩心以双模态、复模态为主。

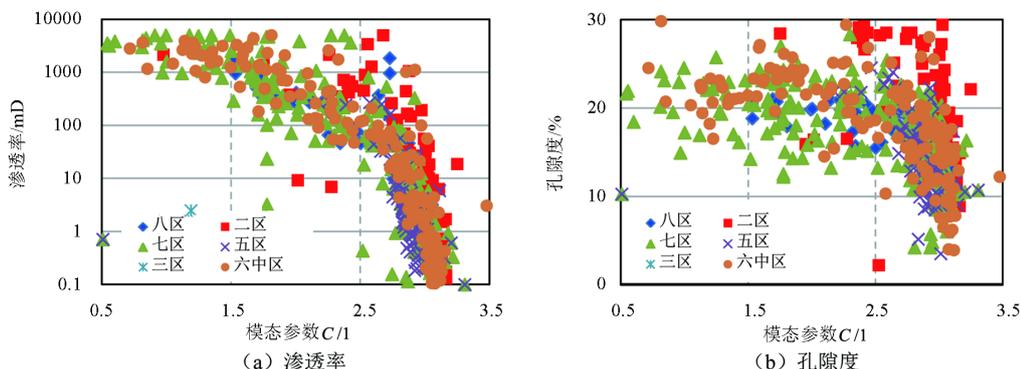


Figure 6. The correlation analysis of glutenite permeability, porosity and modal parameter

图 6. 砂砾岩孔渗参数与模态参数相关性分析

5. 储层复杂孔隙结构模态的成因机制

5.1. 储层构型对孔隙结构复杂模态的控制

不同构型单元的岩石相类型存在差异性，导致其具有不同的模态结构特征。从冲积扇储层内部的构型单元来说，扇根槽流、片流砂砾岩体主要以分选较差的砂砾岩为主，储层孔隙结构以复杂模态为主，孔喉结构复杂，孔、渗低，连通性差。其中，扇根的流沟以细砾岩及含砾粗砂岩为主，储层结构模态主要以单模态结构为主，孔喉结构相对简单，孔、渗较高，连通性好。扇中辫流水道以细砾岩及含砾粗砂岩为主，储层结构模态主要以单模态结构为主，孔喉结构相对简单，孔、渗较高，连通性好。扇缘径流水道以中-细砂岩为主，储层结构模态主要以双模态结构为主，孔喉结构相对复杂，孔、渗一般，连通性较差。骨架砂砾岩体模态特征如上所述，对于其溢岸构型单元，包括漫洪砂砾岩体、漫流砂体及径流砂体则大多以双模态、复模态结构为主。

5.2. 成岩作用对孔隙结构复杂模态的控制

形成于克拉玛依组时期的冲积扇储层，经历了复杂的沉积、成岩及成岩后的作用，其孔隙遭受了不同程度的改造的过程(图 7)。地下水的溶解和充填，导致原生孔隙减少，而次生孔隙增多，以至于砂、砾、泥构成的孔隙结构模态更加复杂。克下组储层填隙物主要为黏土矿物、粉砂岩和泥级的陆源碎屑及碳酸盐矿物(方解石、菱铁矿)，少量的水黑云母等。黏土矿物易产生颗粒运移及膨胀堵塞孔隙喉道，对储层产生伤害，使渗透率变低。扫描电镜资料表明，高岭石呈片状和集合状对渗透率影响相对较小；粒间充填蠕虫状高岭石，对渗透率影响极大。

5.3. 开发中后期储层孔隙结构的变化

开发中后期，受注入水和注入聚剂的影响，地下颗粒间的孔隙结构变化明显。其主要原因分析如下：

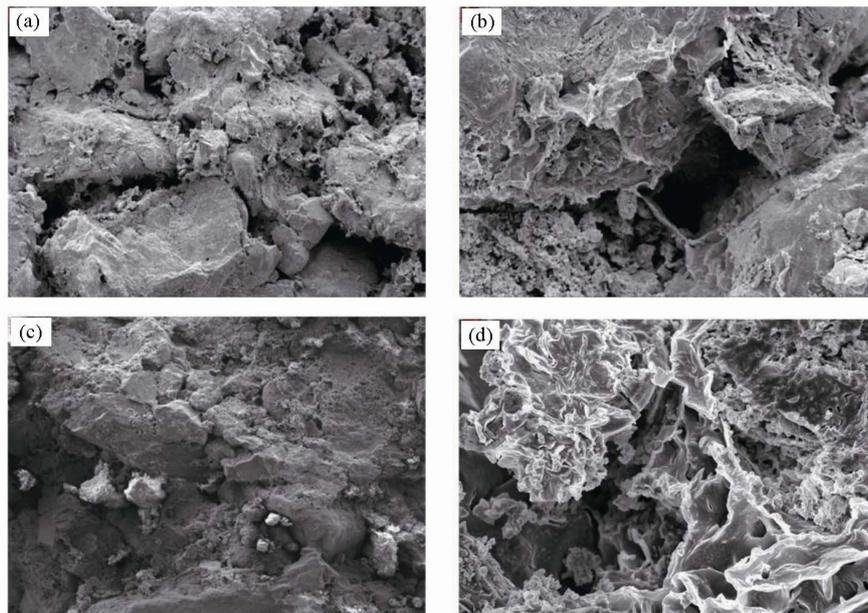
1) 骨架结构变化导致优势通道形成: 大量注入水的浸泡冲刷后, 原孔隙及颗粒接触处的胶结物被水冲走或被搬运至其他部位, 储层骨架颗粒支撑方式改变较为明显。

2) 孔喉网络变化导致优势通道形成: 高含水阶段孔喉半径增大主要原因有 2 点: ①孔喉中一些胶结物被水冲刷位移, 孔隙中除流体外无其他物质; ②骨架由于受到水冲刷的影响, 从原来颗粒支撑较脆弱的部分点线接触处冲开, 使其喉道增大, 连通性大部分变好。

3) 黏土矿物变化导致优势通道形成: 在高、特高含水阶段, 高岭石在强水洗下扩大了孔喉, 特别是在渗透率高的部位极易形成优势通道, 而蒙脱石遇水膨胀堵塞细喉道。因此黏土矿物在长时期注水的冲刷下, 加剧了储层的非均质程度。

4) 储层微粒运移导致优势通道形成: 粒径小于 0.05 mm 或 0.04 mm 的矿物颗粒被冲散、迁移, 有的随水驱采油而带走, 使孔隙喉道畅通, 形成储层优势通道; 另一方面水的动力作用将这些微粒搬运至狭窄的喉道处堵塞孔喉的通道。

5) 强注强采导致优势通道的形成: 注采强度越大, 作用在岩石颗粒上的压力梯度越大, 砂粒越容易脱落, 出砂量越大, 越容易形成高渗透带。



(a) 粒间孔较发育, 局部见细小粒内溶孔 (T71721 井, 1069.77m); (b) 粒间孔隙较发育, 粒间充填片状和集合状高岭石 (T71721 井, 1094.79m); (c) 粒间孔被充填, 发育程度低 (T71839 井, 1405.48m); (d) 碎屑颗粒的溶蚀与转化 (T71740 井, 1229.93m)

Figure 7. The pore structure development and filling characteristics

图 7. 孔隙结构发育及充填特征

6. 结论

1) 从单模态类型到复模态孔喉组合类型, 孔隙发育由好变差, 由连通较好的网状到连通较差的星点状, 面孔率降低, 平均孔径减小, 孔喉配位数减小。

2) 七东 1 区克下组储层中单模态储层占 19%、双模态储层 48%、复模态储层占 33%。从单模态储层到复模态储层整体趋势是物性、孔隙类型、孔喉连通性逐渐变差。单模态储层主要以 I 类储层为主, 双模态储层以 II、III 类储层为主, 复模态储层以 III 类储层为主, 储层以双模态、复模态储层为主。

3) 结合铸体薄片、恒压压汞、恒速压汞等试验统计数据, 提出模态判断标准。对七东 1 区内 147 块

不同模态岩心的压汞测试孔隙结构参数开展聚类分析, 提出不同模态判断标准与预测的经验公式。

4) 分析发现储层构型、成岩后作用及注水(聚)开发中后期的系列变化等多因素是导致形成复杂模态的原因, 其中储层构型决定了岩石相的类型及其骨架结构、成岩作用复杂化了孔隙空间结构, 开发中后期注水(聚)改变了储层孔隙结构模态, 导致了储层孔隙结构的多种模态间的变化。

基金项目

国家自然科学基金项目(41502126); 长江大学青年基金项目(2015cqn55)。

参考文献 (References)

- [1] 张纪易. 克拉玛依洪积扇粗碎屑储集体[J]. 新疆石油地质, 1980, 1(2): 33-55.
- [2] 张纪易. 粗碎屑洪积扇的某些沉积特征和微相划分[J]. 沉积学报, 1985, 3(5): 75-85.
- [3] 吴胜和, 范峥, 许长福, 等. 新疆克拉玛依油田三叠系克下组冲积扇内部构型[J]. 古地理学报, 2012, 14(3): 331-340.
- [4] Yin, S.L., Wu, S.H. and Feng, W.J., et al. (2013) Patterns of Intercalation in Alluvial Fan Reservoirs—A Case Study of Lower Karamay Formation, Yizhong Area, Karamay Oilfield, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, **40**, 811-818. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(13\)60110-X](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(13)60110-X)
- [5] 于兴河, 李胜利, 李顺利, 等. 三角洲沉积的结构——成因分类与编图方法[J]. 沉积学报, 2013, 31(5): 782-797.
- [6] 朱筱敏, 潘荣, 赵东娜, 等. 湖盆浅水三角洲形成发育与实例分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(5): 7-14.
- [7] 印森林, 陈恭洋, 戴春明, 等. 河口坝内部储层构型及剩余油分布特征——以大港油田枣南断块长轴缓坡辫状河三角洲为例[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(4): 630-639.
- [8] 姚光庆, 孙尚如. 煤系粗粒低渗储层自生黏土矿物特征及其对储层特性的影响——以焉耆盆地侏罗系三工河组油层为例[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(1): 65-69.
- [9] 孟元林, 胡越, 李新宁, 等. 致密火山岩物性影响因素分析与储层质量预测——以马朗 - 条湖凹陷条湖组为例[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(2): 244-251.
- [10] 邹才能. 非常规油气地质[M]. 第2版. 北京: 石油工业出版社, 2013.
- [11] 郑占, 吴胜和, 许长福, 等. 克拉玛依油田六区克下组冲积扇岩石相及储层质量差异[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(4): 463-471.
- [12] Clarke, R.H. (1979) Reservoir Properties of Conglomerates and Conglomeratic Sandstones. *AAPG Bulletin*, **63**, 799-809.
- [13] 刘敬奎. 砾岩储层结构模态及储层评价探讨[J]. 石油勘探与开发, 1983, 10(2): 45-56.
- [14] 刘敬奎. 克拉玛依油田砾岩储集层的研究[J]. 石油学报, 1986, 7(1): 39-49.
- [15] Vahid, T., Hossain, R.B. and Behrooz, E.D. (2011) Diagenetic Controlled Reservoir Quality of South Pars Gas Field, an Integrated Approach. *Comptes Rendus Geoscience*, **343**, 55-71. <https://doi.org/10.1016/j.crte.2010.10.004>
- [16] Khidir, A. and Catuneanu, O. (2010) Diagenesis of the Cretaceous-Tertiary Willow Creek Sandstones, Southwestern Region of Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, **58**, 342-360. <https://doi.org/10.2113/gscpgbull.58.4.342>
- [17] 罗明高. 碎屑岩储层结构模态的定量模型[J]. 石油学报, 1991, 12(4): 27-39.
- [18] 罗明高. 定量储层地质学[M]. 北京: 地质出版社, 1998.
- [19] 唐洪明, 文鑫, 张旭阳, 等. 层间非均质砾岩油藏水驱油模拟实验[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2014, 36(5): 129-135.
- [20] 陈蒲礼, 王烁, 王丹, 等. 恒速压汞法与常规压汞法优越性比较[J]. 新疆地质, 2013, 31(增刊): 139-141.

[编辑] 邓磊

期刊投稿者将享受如下服务：

1. 投稿前咨询服务 (QQ、微信、邮箱皆可)
2. 为您匹配最合适的期刊
3. 24 小时以内解答您的所有疑问
4. 友好的在线投稿界面
5. 专业的同行评审
6. 知网检索
7. 全网络覆盖式推广您的研究

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

期刊邮箱：jogt@hanspub.org