



沉积学报

Acta Sedimentologica Sinica

ISSN 1000-0550, CN 62-1038/P

《沉积学报》网络首发论文

- 题目： 基于分形理论的致密砂岩渗透率预测模型
- 作者： 宋泽章，吕明阳，赵力彬，张月巧，何元元，姜福杰，杨振中，陈伟业，霍丽娜，王锐，梁骁
- DOI： 10.14027/j.issn.1000-0550.2023.046
- 收稿日期： 2023-05-22
- 网络首发日期： 2023-07-18
- 引用格式： 宋泽章，吕明阳，赵力彬，张月巧，何元元，姜福杰，杨振中，陈伟业，霍丽娜，王锐，梁骁. 基于分形理论的致密砂岩渗透率预测模型[J/OL]. 沉积学报. <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2023.046>



网络首发：在编辑部工作流程中，稿件从录用到出版要经历录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿等阶段。录用定稿指内容已经确定，且通过同行评议、主编终审同意刊用的稿件。排版定稿指录用定稿按照期刊特定版式（包括网络呈现版式）排版后的稿件，可暂不确定出版年、卷、期和页码。整期汇编定稿指出版年、卷、期、页码均已确定的印刷或数字出版的整期汇编稿件。录用定稿网络首发稿件内容必须符合《出版管理条例》和《期刊出版管理规定》的有关规定；学术研究成果具有创新性、科学性和先进性，符合编辑部对刊文的录用要求，不存在学术不端行为及其他侵权行为；稿件内容应基本符合国家有关书刊编辑、出版的技术标准，正确使用和统一规范语言文字、符号、数字、外文字母、法定计量单位及地图标注等。为确保录用定稿网络首发的严肃性，录用定稿一经发布，不得修改论文题目、作者、机构名称和学术内容，只可基于编辑规范进行少量文字的修改。

出版确认：纸质期刊编辑部通过与《中国学术期刊（光盘版）》电子杂志社有限公司签约，在《中国学术期刊（网络版）》出版传播平台上创办与纸质期刊内容一致的网络版，以单篇或整期出版形式，在印刷出版之前刊发论文的录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿。因为《中国学术期刊（网络版）》是国家新闻出版广电总局批准的网络连续型出版物（ISSN 2096-4188，CN 11-6037/Z），所以签约期刊的网络版上网络首发论文视为正式出版。

文章编号:1000-0550(2022)00-0000-00

DOI: 10.14027/j.issn.1000-0550.2023.046

基于分形理论的致密砂岩渗透率预测模型

宋泽章^{1,2}, 吕明阳^{1,2}, 赵力彬³, 张月巧⁴, 何元元³, 姜福杰^{1,2},
杨振中^{1,2}, 陈伟业^{1,2}, 霍丽娜^{1,2}, 王锐³, 梁骁³

1.中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室,北京 102249

2.中国石油大学(北京)地球科学学院,北京 102249

3.中国石油塔里木油田分公司勘探开发研究院,新疆库尔勒 841000

4.中国石油勘探开发研究院,北京 100083

摘要 渗透率是决定致密砂岩储层渗流能力并最终决定产能的关键因素。【目的】由于致密砂岩储层孔隙结构复杂、非均质性强,其渗透率变化范围大,预测困难,亟需开发适用于致密砂岩的渗透率预测模型。

【方法】以塔里木盆地库车坳陷KS2气藏白垩系巴什基奇组致密砂岩为研究对象,综合物性测试、薄片鉴定、扫描电镜成像分析、高压压汞技术、核磁共振技术及分形理论,对致密砂岩孔隙结构进行定性、定量表征;【结果】基于分形理论,充分考虑孔隙结构非均质性对渗透率的影响,提出了两个新的、基于分形理论的致密砂岩渗透率预测模型。【结论】与 r_{apex} 渗透率预测模型相比, r_{20} 分形模型、 $\text{SDR}_{(>40)}$ 分形模型的渗透率预测精度分别提升了42%与20%。

关键词 致密砂岩; 高压压汞; 核磁共振; 分形维数; 孔隙结构; 渗透率

第一作者简介 宋泽章,男,1988年出生,博士,副教授,深层油气成藏及非常规储层评价,E-mail:songzz@cup.edu.cn

通信作者 赵力彬,男,高级工程师,油田开发研究,E-mail:zhaolb-tlm@petrochina.com.cn

中图分类号 P618.13 文献标志码 A

0 引言

2020年,中国的致密砂岩气总地质资源量为 $20.9 \times 10^{12} \text{ m}^3$,是探明率(30.9%)最高的非常规天然气^[1]。从技术可采储量、探明储量、产量等角度来看,致密砂岩气都是中国最现实、最应优先开采的非常规天然气^[2]。

致密砂岩的渗流能力一直是储层质量评价及储层分级的关键;而渗透率是直观体现致密砂岩储层渗流能力^[3]并最终决定产能的最关键因素。渗透率的决定因素较多,如孔隙结构^[4]、孔隙度^[5]、成岩作用^[6]等。在过去几十年里,众多学者基于各种实验分析,建立了不同的模型来预测砂岩的渗透率^[7-9];它们可大体分为三类:基于高压压汞技术的渗透率预测模型、基于核磁共振技术以及基于分形几何的渗透率预测模型。

高压压汞技术(HPMI)能够直接提供众多的孔隙结构参数。早在20世纪40年代,

收稿日期:2023-05-22; 收修改稿日期:2023-05-29

基金项目:中石油科技创新基金项目(2021DQ02-0105);国家自然科学基金项目(41802148);四川科力特油气技术服务有限公司科技专项项目

(SCKLT-JSzs-2022-0044);中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司塔西南勘探开发公司科技专项项目(TXN011020120001)

[Foundation: CNPC Science and Technology Innovation Fund, No. 2021DQ02-0105; National Natural Science Foundation of China, No.

41802148; Major Science and Technology Projects of Sichuan Kelite Oil and Gas Technology Service Co., Ltd, No. SCKLT-JSzs-2022-0044;

Major Science and Technology Projects of Southwest Tarim Exploration and Development Branch, No. TXN011020120001]

Purcell^[10]就将毛细管压力与气测渗透率进行关联。Winland *et al.*^[11]结合孔隙度与 r_{35} (进汞饱和度 35% 对应的孔喉半径), 建立了基于孔隙度与孔喉半径的渗透率预测模型。之后不同学者对此模型进行了改进, 但变化主要体现在最优孔喉半径的选取上, 如 $r_{\text{apex}}^{[12]}$ 、 $r_{25}^{[12]}$ 、 $r_{50}^{[13]}$ 和 $r_{10}^{[3]}$ 。值得注意的是, r_{apex} 模型没有直接采用某一个进汞饱和度对应的孔喉半径来做渗透率预测, 而是基于 Swanson 因子^[14], 采用了孔喉连通性转变节点对应的孔喉半径。

与高压压汞技术相比, 核磁共振技术 (NMR) 能够定量评价自由流体和束缚流体, 在表征流体渗流方面更有优势。Coates *et al.*^[15]发现砂岩的渗透率受控于可动流体与束缚流体体积比 (FFI/BVI), 进而对 Timur 的渗透率预测模型^[7]进行修正, 提出了 Timur-Coates 模型; 它与 SDR 模型^[16]以及 Prince-Rezaee 模型^[3]是截至目前应用最为广泛的、基于核磁共振技术的渗透率预测模型。其他 NMR 渗透率预测模型多是基于 Coates 模型或 SDR^[17]模型的改进模型。这些 NMR 渗透率模型在致密砂岩中的应用往往不如常规砂岩——它们采用的最优 T_2 谱参数, 如 $T_{2\text{cutoff}}$, $T_{2\text{gm}}$ 和 $T_{2\text{peak}}$, 仅能反映与这些 T_2 谱参数相近的连通孔隙的渗流信息^[18]; 而致密砂岩孔隙结构复杂, 非均质性强^[19], 孔径分布范围更为广泛。因此, 亟需能够表征更加宽泛孔径范围的参数用于渗透率预测。无论是基于最优孔喉半径还是最优 T_2 谱参数的渗透率模型, 本质上均是仅选取了某一个特征孔喉半径, 结合孔隙度来预测渗透率, 忽略了孔隙结构的非均质性, 导致其在致密砂岩中的应用受限。

自 20 世纪末以来, Mandelbrot^[20]提出的分形理论被广泛用于储层孔隙结构非均质性表征^[21]。在一定的孔径范围内, 致密砂岩的孔隙空间是自相似的, 即存在“标度不变性”。借助分形维数可以表征更宽孔径范围的孔隙结构特征, 这种自相似性可以通过分形维数来定量表征。Pape^[22]首先利用孔隙度和分形维数预测渗透率, 而后研究人员^[18]将该模型与 Timur-Coates 模型、SDR 模型结合, 建立了两个基于 NMR 分形维数的渗透率预测模型, 本研究简称 Wu's Timur-Coates 分形模型、Wu's SDR 分形模型。目前, 还鲜见基于高压压汞技术, 使用分形理论建立的渗透率预测模型。

本研究优选塔里木盆地库车坳陷巴什基奇克组致密砂岩为研究对象, 综合铸体薄片、扫描电镜、高压压汞技术、核磁共振技术和分形理论, 定性、定量表征致密砂岩孔隙结构特征; 在此基础上, 综合对比经典渗透率预测模型与基于分形维数的渗透率预测模型对巴什基奇克组致密砂岩的适用性, 以期确定最适用研究区的致密砂岩渗透率预测模型。

1 研究区地质概况

库车坳陷位于塔里木盆地北部, 其南北分别为塔北隆起和南天山造山带, 构造呈北东东

向展布，面积约 $3.7 \times 10^4 \text{ km}^2$ ^[23]，包含 8 个次级构造——北部单斜带、克拉苏构造带、依奇克里克构造带、拜城凹陷、阳霞凹陷、乌什凹陷、秋里塔格构造带、南部斜坡带^[24]（图 1a）。克深次级构造带位于克拉苏构造带中东部，整体呈近东西走向（东西向延伸约 50 km）^[25]。克深次级构造带主要受北部边界的克拉苏断裂与南部边界的拜城断裂控制^[26]，背斜和断层圈闭发育；本次研究区块为 KS2 气藏（图 1b）。

KS2 气藏自上到下依次发育第四系 (Q)、新近系库车组 (N_{2k})、康村组 (N_{1-2k})、吉迪克组 (N_{1j})、古近系苏维依组 (E_{2-3s})、库姆格列木群 (E_{1-2km}) 以及白垩系巴什基奇组 (K_1bs) 地层。本研究目的层为白垩系巴什基奇组；自上向下可划分为 3 段：巴一段 (K_1bs^1)、巴二段 (K_1bs^2)、巴三段 (K_1bs^3)^[27]；岩性以红色至棕色细至中等粒度砂岩为主，夹杂砾岩；砂体总厚度为 210~350 m。巴一段 (K_1bs^1) 与上覆膏盐盖层库姆格列木群 (E_{1-2km}) 呈不整合接触，发育辫状河三角洲前缘沉积亚相，由棕色至深棕色中巨厚砂岩组成，夹薄—中厚泥岩，厚度为 47~70.5 m。巴二段 (K_1bs^2) 发育辫状河三角洲前缘沉积亚相，以深棕色厚至超厚泥岩、粉砂质泥岩和粉砂岩为主，厚度为 93~196.5 m。巴三段 (K_1bs^3) 发育三角洲前缘沉积亚相，与下伏巴西盖组呈整合接触^[28]，发育中厚层细砂岩、薄层泥岩和粉砂质泥岩，厚度为 70~83 m（图 1c）。本次研究样品主要来自于巴一段与巴二段。

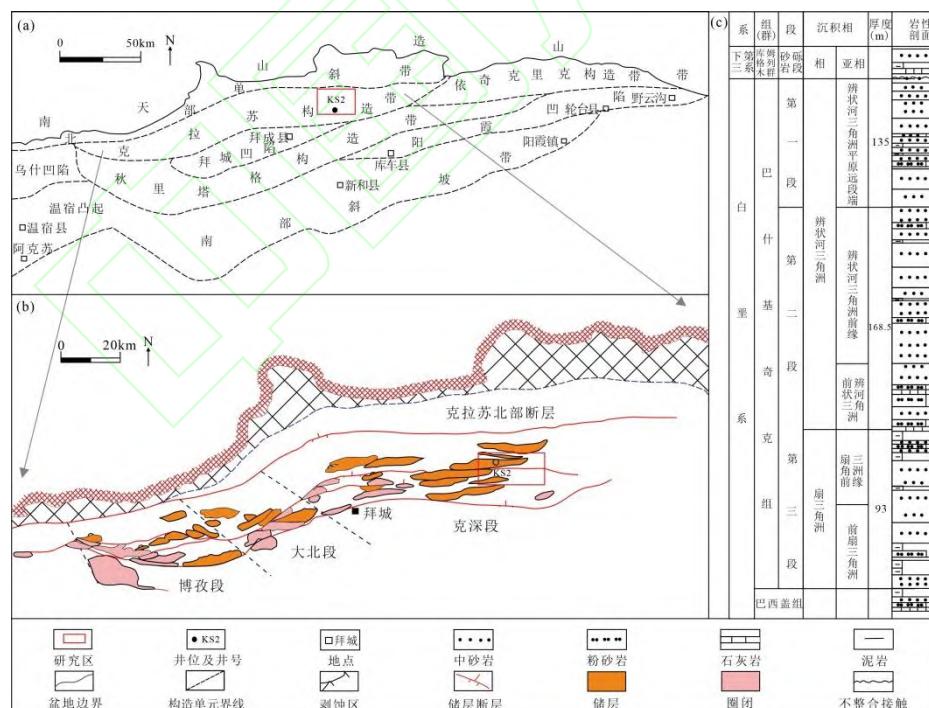


图 1 研究区地质背景 (修改自文献[24])

(a) 库车坳陷构造分区图; (b) 克拉苏构造带分区及研究区所在位置; (c) 研究区地层柱状图

Fig.1 Geologic background of the research area (modified from reference [24])

(a) tectonic map of Kuqa Depression; (b) Kelasu tectonic belt and location of the research area; (c) comprehensive stratigraphic histogram of the research area

2 实验及渗透率预测模型

2.1 制样和实验分析测试

本次研究所用的 30 个致密砂岩样品均来自塔里木盆地库车坳陷巴什基奇克组 1~2 段，埋深 6 600~6 900 m。所有实验均在塔里木油田分析测试中心完成。在分析测试前，先使用酒精与三氯甲烷配比抽提剂，提取样品中的残余油和盐约 36h；然后在 120℃恒温箱中干燥 24h。孔隙度和渗透率采用美国 CoreLab 公司的 CMS—300 自动测试系统完成：孔隙度利用氦气膨胀法在常压下测量；渗透率使用压力转移法在约 5.5 MPa 围压下测量，并对渗透率测试结果进行克林肯伯格校正。高压压汞实验采用美国 Micromeritics 公司 AutoporeIV 9510 全自动压汞仪完成。仪器最大工作压力 414 MPa，可精确测量的孔喉半径范围为 0.003~1 000 μm。基于 Washburn 方程，高压压汞实验可通过毛管压力曲线获得孔喉半径分布（公式 1）。

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (1)$$

式中： P_c 为毛细管压力，MPa； σ 为汞表面张力，空气/汞的表面张力为 485 mN/m； θ 为接触角，汞与各类物质间的接触角为 135° 至 150° 之间，通常 θ 取=140°； r 为孔喉半径，nm。

核磁共振实验采用英国 Oxford Instruments 公司 Maran Ultra 型核磁共振分析仪完成，仪器主频强度为 2 MHz，最小信噪比为 100:1，回波间隔为 0.6 ms。干样品抽真空处理后，使用 189 098 ppm NaCl 的模拟地层水进行加压饱和，测量 T_2 谱；而后在最佳离心力（15000 转，8.53 MPa）下进行高速离心，再次测量 T_2 谱。离心实验采用英国 Oxford Instruments 公司 OD-16R 型高速离心机进行；保持 1 小时恒速离心，以尽可能离心可流动体。

2.2 渗透率预测模型

2.2.1 基于高压压汞技术的渗透率预测模型

应用最广泛的基于高压压汞技术的渗透率预测模型为 Winland 模型，Rezaee *et al.*^[3]、Kolodzie^[11] 和 Pittman^[12] 通过选取不同的特征孔喉半径作为渗透率评价参数，对该模型进行了改进，三者的均可用式（2）来表达：

$$K = a_1 \times \Phi^{b_1} \times (r_i)^{c_1} \quad (2)$$

式中： K 为渗透率， $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ； Φ 为孔隙度，%； r_i 为累计汞饱和度 $i\%$ 对应的孔喉半径，μm。

Kolodzie、Pittman 和 Rezaee 分别以累计进汞饱和度 35%、25%、10% 对应的孔喉半径作为最优孔喉半径参数，建立了 r_{35} 、 r_{25} 、 r_{10} 渗透率预测模型。

与这些模型相差较大的另一个典型模型是 Swanson 模型^[14]，该模型引入了 Swanson 因子（汞饱和度/毛管压力的最大值）来预测渗透率：

$$K = m_1 \times \left(\frac{S_{Hg}}{P_c} \right)^{n_1} \quad (3)$$

式中： K 为渗透率， $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ； S_{Hg} 为累计汞饱和度，%； P_c 为毛管压力，MPa； m_1 、 n_1 为系数。

Pittman 将 Swanson 模型与 Winland 模型结合，引入 Swanson 因子对应的孔喉半径 r_{apex} 到 Winland 模型中，建立 r_{apex} 模型^[12]：

$$K = a_2 \times \Phi^{b_2} \times (r_{\text{apex}})^{c_2} \quad (4)$$

式中： K 为渗透率， $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ； Φ 为孔隙度，%； r_{apex} 为汞饱和度/毛管压力的最大值对应的孔喉半径， μm 。

2.2.2 基于 NMR 的渗透率预测模型

应用最广泛的基于核磁共振技术的两个渗透率预测模型是 Timur-Coates 模型^[29](公式 5) 和 SDR 模型^[16] (公式 6)：

$$K = a_3 \times \Phi^{b_3} \times \left(\frac{FFI}{BVI} \right)^{c_3} \quad (5)$$

式中： K 为渗透率， $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ； Φ 为孔隙度，%； FFI 为自由流体体积， cm^3 ； BVI 为不可动流体体积， cm^3 。

$$K = a_4 \times \Phi^{b_4} \times (T_{2gm})^{c_4} \quad (6)$$

式中： K 为渗透率， $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ； Φ 为孔隙度，%； T_{2gm} 为横向弛豫时间的几何均值，ms。

另一个经典模型是 Prince-Rezaee 模型^[3]，即式 (7)

$$K = -a_5 - b_5 \times \Phi - c_5 \times T_{2v} \quad (7)$$

式中： K 为渗透率， $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ； Φ 为孔隙度，%； T_{2v} 为横向弛豫时间的峰值，ms。

2.2.3 基于分形理论的渗透率预测模型

基于核磁共振技术，使用分形理论对 Timur-Coates 模型与 SDR 模型的改进^[18]如公式(8)和(9)所示：

$$K = a_5 \times \Phi^{(b_5 + m_2 D)} \times \left(\frac{FFI}{BVI} \right)^{c_5} \quad (8)$$

$$K = a_6 \times \Phi^{(b_6 + m_3 D)} \times (T_{2gm})^{c_6} \quad (9)$$

3 致密砂岩储层特征

3.1 物性特征

研究区 30 个巴什基奇组致密砂岩样品气测孔隙度（氦气）介于 2.9%~8.4%，平均值

和中值分别为 5.29% 和 4.97%; 克氏渗透率变化很大, 相差多个数量级(0.003×10^{-3} ~ $0.678 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$), 平均 $0.036 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 中值 $0.013 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 属典型的特低孔、超低渗致密砂岩储层(图 2a, b)。孔隙度与渗透率的对数之间线性相关关系较差 ($R^2=0.5$), 指示孔隙结构的非均质性较强(图 2c)。

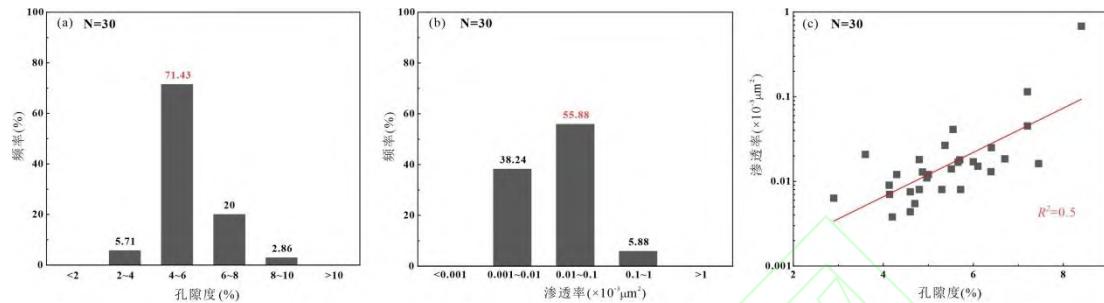


图 2 KS 2 气藏巴什基奇克组致密砂岩物性特征

(a) 孔隙度分布频率直方图; (b) 渗透率分布频率直方图; (c) 孔隙度与渗透率交汇图

Fig.2 Physical characteristics of the Bashijiqike tight sandstone from the KS2 gas reservoir.

(a, b) distribution frequency histograms of porosity and permeability; (c) intersection of porosity and permeability

3.2 孔隙类型

KS2 气藏巴什基奇克组致密砂岩以细—中砂岩为主, 分选中等; 碎屑颗粒呈次圆—次棱角状, 以线接触和凹凸接触为主(图 3a)、镶嵌胶结, 结构成熟度较低。孔隙空间以粒间孔、溶蚀孔与晶间孔为主; 整体上微裂缝不太发育, 镜下仅在局部区域出现(图 3a), 且多因胶结而封闭。残余粒间孔和溶蚀孔是研究区巴什基奇克组储层最主要的孔隙类型: 残余粒间孔是原生孔隙经强烈的压实作用而形成, 多被自生石英、自生长石、白云石及自生/碎屑黏土填充(图 3b), 以微米级孔隙为主; 溶蚀孔多是骨架颗粒中的不稳定矿物受到不同程度溶蚀, 在粒内或粒间形成大小不等、圆形和港湾状, 多为纳米—微米级孔隙(图 3c)。晶间孔多由黏土矿物提供: 自生黏土矿物(自生伊利石、自生伊利石/蒙脱石混合层)以搭桥式在颗粒孔隙间垂直生长, 形成黏土矿物渡桥, 其间发育晶间孔, 呈不规则状, 主要为纳米级孔隙(图 3d)。

3.3 孔隙结构特征

研究区 18 个巴什基奇克组致密砂岩样品的高压压汞结果表现出良好的相似性: 1) 最大进汞饱和度值很高(图 4a), 达 98.55%~100%, 平均 99.61%; 2) 进汞段曲线具有较为明显的“平台段”, 表明孔径分布具有明显的主峰(图 4b)且主峰多落于纳米级孔径区间; 3) 储层主要流动孔隙半径(累计渗透率贡献值达 95% 的孔隙半径均值)为 0.14~3.19 μm (平均 0.53 μm); 4) 不同样品的排驱压力差异大, 从 0.2 MPa 至 3.51 MPa 不等, 平均 2.24 MPa, 以高排替压力样品为主, 反映储层的致密特性。

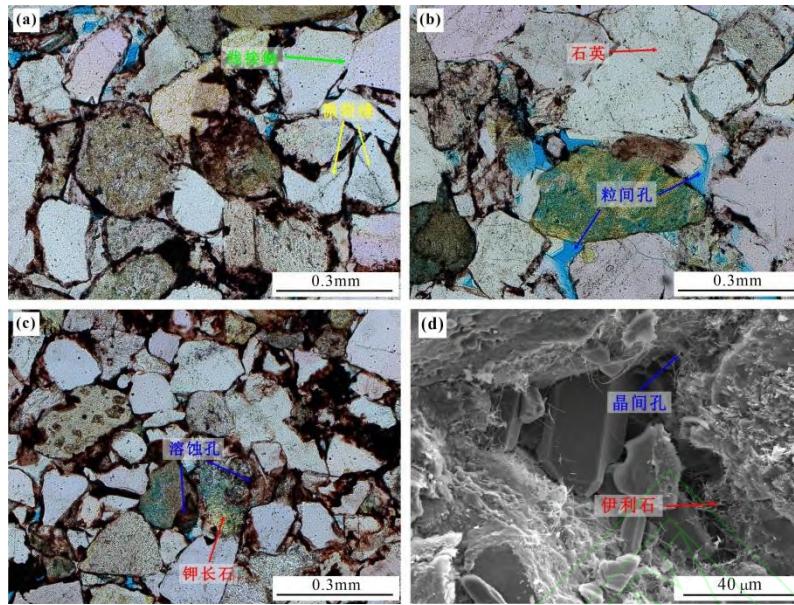


图 3 KS2 气藏巴什基奇组致密砂岩微观特征

(a) 线接触与微裂隙, KS215 井, 6 725.44 m; (b) 粒间孔, KS215 井, 6 730.77 m; (c) 长石溶蚀孔, KS223 井, 6 805.63 m;
(d) 晶间孔, KS215 井, 6 741.77 m

Fig.3 Microscopic characteristics of the Bashijiqike tight sandstone from the KS2 gas reservoir

(a) line contact and micro-fracture, well KS215, 6 725.44 m; (b) intergranular pores, well KS215, 6 730.77 m; (c) dissolution intergranular pores developed in the feldspar, well KS223, 6 805.63 m; and (d) intercrystalline pores, well KS215, 6 741.77 m

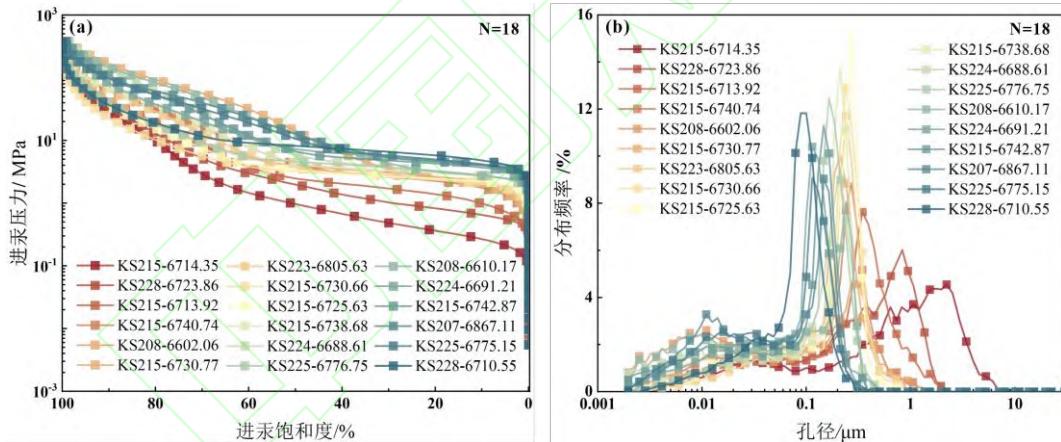


图 4 KS2 气藏巴什基奇组致密砂岩孔隙结构高压压汞表征

(a) 毛细管压力曲线; (b) 孔径分布曲线

Fig.4 Pore structure characterization using a high-pressure mercury intrusion experiment for the Bashijiqike tight sandstone from the KS2 gas reservoir.

(a) capillary pressure curve; (b) pore size distribution of nuclear magnetic resonance (NMR)

核磁共振结果显示, 核磁共振 T_2 谱 (图 5a) 形态各异: 单峰、双峰、三峰均存在, 反映致密砂岩孔隙结构非均质性强; 核磁共振孔径分布曲线 (图 5b) 跨度大——从小于 1 纳米至数微米, 但主要以纳米级孔隙为主。

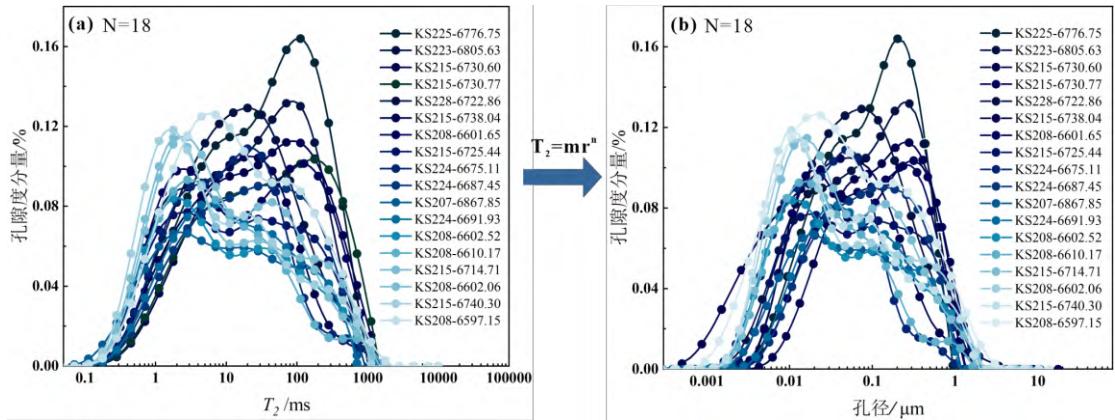


图 5 KS2 气藏巴什基奇克组致密砂岩孔隙结构核磁共振分析

(a) 核磁共振 T_2 谱; (b) 核磁共振孔径分布曲线

Fig.5 NMR analysis of the pore structure of the Bashijiqike tight sandstone from the KS2 gas reservoir

(a) NMR T_2 spectrum; (b) pore size distribution of NMR

3.4 孔隙非均质性特征

基于高压压汞^[19]与核磁共振数据对巴什基奇克组致密砂岩的孔隙结构分别进行分形分析(图 6): 在双对数坐标轴上, 高压压汞与核磁共振的数据点均呈分段线性分布, 指示在不同的孔径范围内, 致密砂岩孔隙结构存在不同的分形特征, 需对其进行分段分形分析。

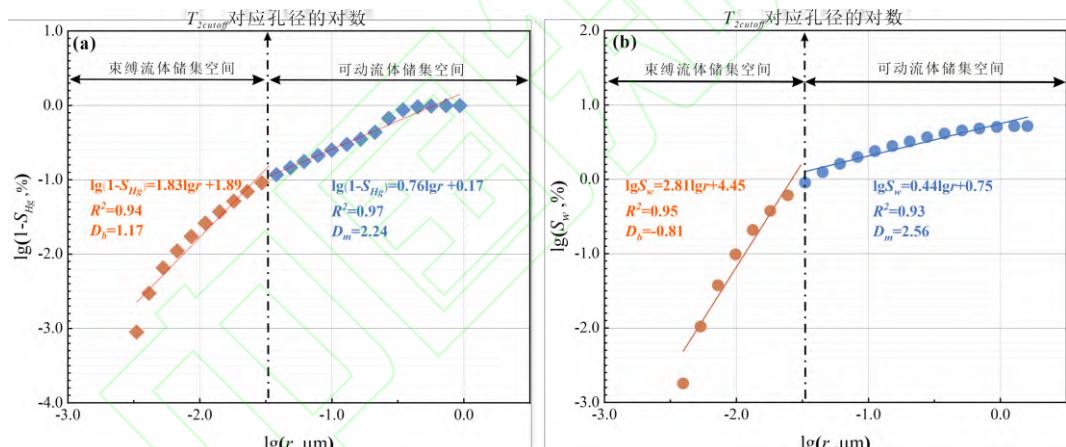


图 6 KS2 气藏巴什基奇克组致密砂岩储层孔隙结构分形分析

(a) 基于高压压汞数据的孔隙结构分形分析, KS215 井, 6 730.60 m; (b) 基于核磁共振数据的孔隙结构分形分析, KS215 井, 6 730.60 m

Fig.6 Fractal analysis of the pore structure of the Bashijiqike tight sandstone from the KS2 gas reservoir
(a) fractal analysis of pore structure based on HPMI, well KS215, 6 730.60 m; (b) fractal analysis of pore structure based on NMR, well KS215, 6 730.60 m

前人基于核磁共振数据进行分段分形分析时, 常采用 $T_{2\text{cutoff}}$ 值对应的孔隙半径 (r_{cutoff}) 的对数作为不同分形段的分界点^[30]。孔径大于 r_{cutoff} 的孔隙为大孔(对应的分形维数用 D_m 表示), 是可动流体的主要储集空间; 孔径小于 r_{cutoff} 的为小孔(对应的分形维数用 D_b 表示), 是束缚流体的主要储集空间。以 KS215 井 6 730.60 m 样品为例(图 6), 各分形段线性拟合系数均很高($R^2 > 0.80$), 指示分形模型的有效性; D_b 均小于 2, 表明小孔不具备分形特征;

基于高压压汞和核磁共振得到的大孔 D_m 变化范围分别为 2.41~2.80 和 2.41~2.74，指示孔隙结构具有较强的非均质性。

4 渗透率预测模型综合对比

常用的用于评价预测模型准确性的指标有：MSE（均方误差）、RMSE（均方根误差）、MAPE（平均绝对百分比误差）、MAE（平均绝对误差）；其中，RMSE 和 MAPE 应用最为广泛。RMSE 体现了预测值与实际值之间的偏差；而 MAPE 表示平均绝对百分比误差。由于渗透率变化范围大（跨数量级），为了更好地评价渗透率预测模型的准确性，既要考虑均方根误差（绝对值），也要考虑平均绝对百分比误差（相对值）。为此，本研究对 RMSE 和 MAPE 进行归一化，引入精度指数（ACI：Accuracy Index）^[5]：

$$ACI = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^2 \left(\frac{(E_r)_i - (E_r \min)_i}{(E_r \max)_i - (E_r \min)_i} \right) \quad (10)$$

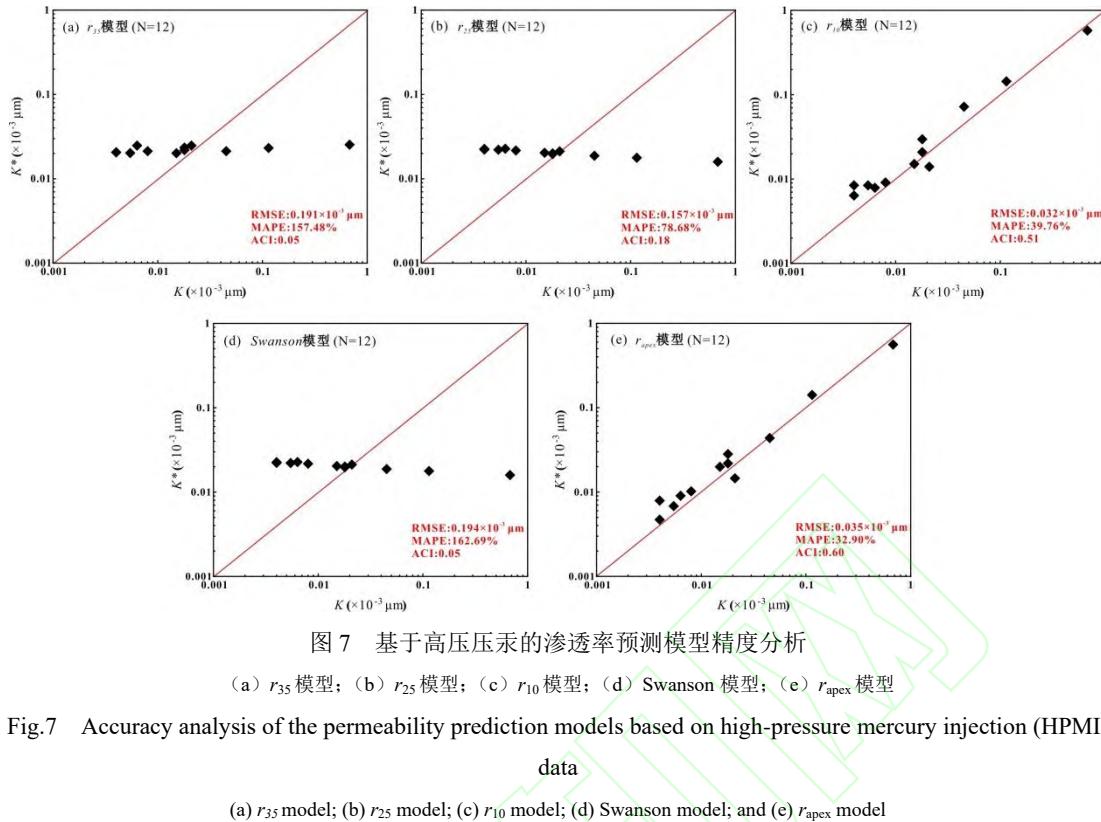
$$E_r = \left\{ \frac{1}{MAPE}, \frac{1}{RMSE} \right\} \quad (11)$$

式中： E_r 为渗透率预测模型的误差合集； $E_r \min$ 为误差合集中每一项的最小值； $E_r \max$ 为误差合集中每一项的最大值。

为验证渗透率模型的有效性，将 18 个样品数据随机地分为两组：测试集（6 个样品）和验证集（12 个样品）；以测试集的数据进行多元线性拟合，求取渗透率模型中的系数（ a , b , c ），确定渗透率模型；用剩余的 12 个样品数据对模型的有效性进行验证。

4.1 基于高压压汞技术的渗透率预测模型

r_{35} 、 r_{25} 、 r_{10} 、 r_{apex} 和 Swanson 五个基于高压压汞技术的渗透率预测模型对比结果（图 7）显示：预测精度最高的是 r_{apex} 模型（ACI 为 0.60），最低的是 r_{35} 和 Swanson 模型（ACI 为 0.05）。值得注意的是， r_{35} 、 r_{25} 、 r_{10} 三个模型预测精度逐渐变高；它们之间的差异仅体现在最优孔径 r_i 值的选取上——随着 r_i 值的增大，预测效果显著增强。以 KS228 井 6 723.86 m 样品为例，其 r_{35} 、 r_{25} 、 r_{10} 对应的毛细管半径分别为 0.63 μm、0.81 μm、1.14 μm，而该样品的主要流动孔隙半径为 1.08 μm，与 r_{10} 最为接近—— r_i 越接近主要流动孔隙半径，则 r_i 模型的预测精度越高。然而， r_{10} 模型的预测效果依然不如 r_{apex} 模型，这可能是由于 r_{apex} 为孔隙连通性较差的小孔向连通性较好的大孔转变的节点^[31]，是更能体现储层流动特征的参数。因此，使用 r_{apex} 能够进一步提高渗透率预测模型的精度。



4.2 基于核磁共振技术的预测渗透率

Timur-Coates、SDR 和 Prince-Rezaee 模型（图 8）预测效果均不理想。三个模型中，预测精度相对较高的是 Timur-Coates 模型和 SDR 模型（ACI 仅为 0.50），最低的是 Prince-Rezaee 模型（ACI 为 0.44）。一般来说，基于核磁共振的渗透率预测模型多用于评价分选良好、孔隙发育的疏松砂岩^[18]，往往要求渗透率和孔隙度之间存在较为紧密的相关关系；而巴斯基奇组致密砂岩不仅低孔、超低渗，孔隙结构还十分复杂、非均质性强，孔隙度和渗透率对数之间的相关关系较差 ($R^2=0.5$ ，图 2c)，影响了模型的精度。

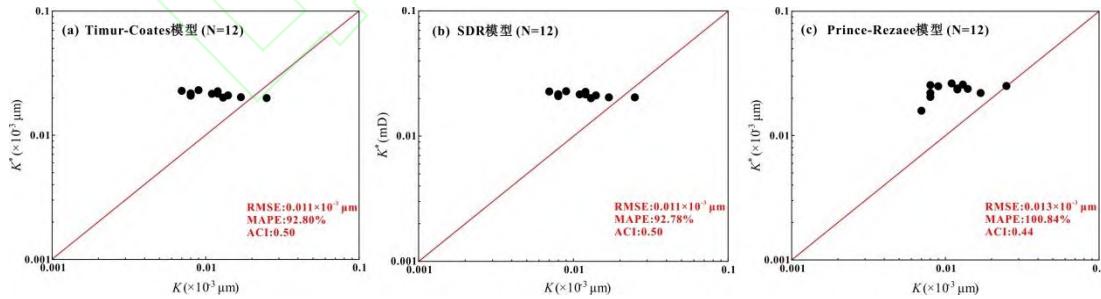


图 8 基于核磁共振的渗透率预测模型精度分析

(a) Timur-Coates 模型; (b) SDR 模型; (c) Prince-Rezaee 模型

Fig.8 Accuracy analysis of the permeability prediction models based on NMR data

(a) Timur-Coates model; (b) the Schlumberger Doll Research Center (SDR) model; (c) Prince-Rezaee model

4.3 基于分形理论的渗透率预测模型

与核磁共振渗透率预测模型结果相似，Timur-Coates 分形模型和 SDR 分形模型^[18]在巴

什基奇克组致密砂岩中的应用效果均不理想 (ACI 分别为 0.05 与 0.10, 图 9)。

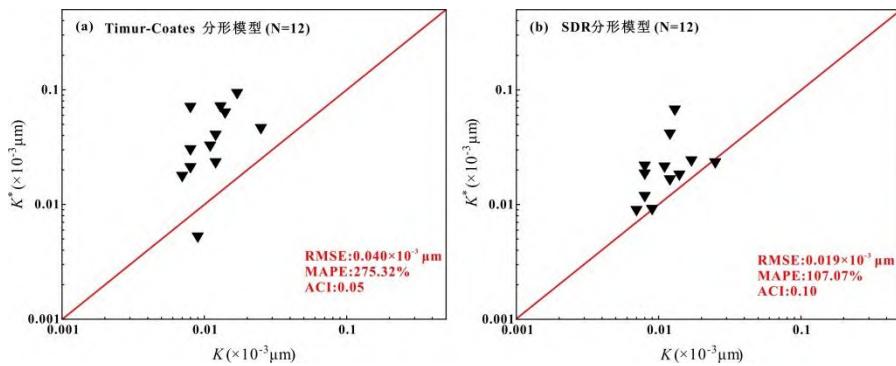


图 9 基于核磁共振的分形渗透率预测模型精度分析

(a) Timur-Coates 分形模型; (b) SDR 分形模型

Fig.9 Accuracy analysis of the fractal permeability prediction models based on NMR data

(a) Timur-Coates fractal model; (b) SDR fractal model

值得注意是，分形模型中的 D 是以核磁共振的 r_{cutoff} 为分界点进行分段分形分析求取的 [18]。同样，以 KS215 井 6 730.60 m 样品为例，该样品 $T_{2cutoff}$ 值对应的孔隙半径为 33 nm；而离心实验采用的离心力为 8.53 MPa，结合 Washburn 方程，同样大小的毛细管力对应的孔隙半径为 17.05 nm（可动流体下限）。需要注意的是，离心前后的流体分布（图 10a）显示：与 33 nm 相比，17.05 nm 线可以更好地表征可动流体下限——右侧的可动流体更多（达到 96%）。与之相比， $T_{2cutoff}$ 值忽视了部分小孔隙对渗流的贡献（图 10b），这可能对渗透率模型的精度产生一定影响。值得注意的是，可动流体下限（17.05 nm）右侧的大孔内仍存在大量束缚水，这是由于“墨水瓶孔”或颈喉存在导致的^[32]。此外，前人基于分形理论的模型虽然考虑了孔隙结构非均质性对渗透率的影响，但本质上仍是以孔隙度预测渗透率，这可能也是模型预测精度较低的原因之一。

综上，对前人的分形渗透率模型进行改进：以最大离心力对应的毛细管半径（17.05 nm）的对数作为分段分形分析的分界点，而后选取 D_m 进行渗透率预测模型建模；在此基础上，从孔隙结构的角度出发，以分形维数为基础，重构致密砂岩渗透率模型。

大量研究表明，渗透率与分形维数的幂数量呈较好的相关关系 ($R^2 > 0.6$)^[33-35]：

$$K \propto D^n$$

式中： K 为渗透率， $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ； D 为分形维数。

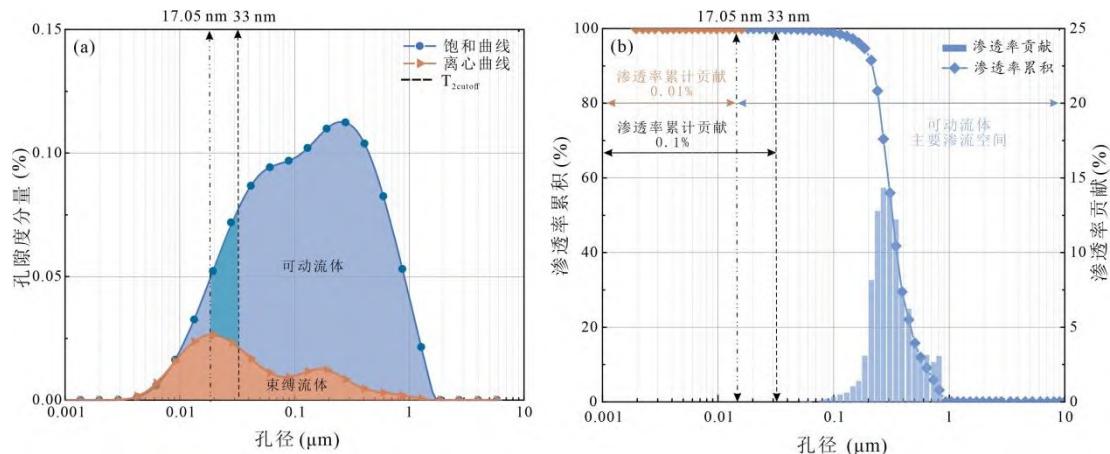


图 10 研究区巴什基奇克组致密砂岩储层可动流体储集及渗流的孔隙空间特征

(a) 核磁共振离心前后 PSD, KS215 井, 6 730.60 m; (b) 高压压汞测得渗透率贡献图, KS215 井, 6 730.60 m

Fig.10 Characteristics of movable fluid accumulation and seepage of sandstone reservoirs from the Bashijiqike Formation

(a) pore size distribution before and after centrifugation for NMR, well KS215, 6 730.60 m; (b) Proportion of penetration rate contribution for HPMI, well KS215, 6 730.60 m

与公式(12)相似, Winland 模型与 SDR 模型中渗透率与孔隙度的幂数也存在相关关系, 因此将式(12)分别与式(2)、式(6)结合, 用 D_m 替代孔隙度, 建立两种针对高压压汞数据与核磁共振数据的、基于分形理论的渗透率预测模型(式 13, 14):

$$K = a_7 \times D_m^{b_7} \times (r_i)^{c_7} \quad (13)$$

$$K = a_8 \times D_m^{b_8} \times (T_{2gm})^{c_8} \quad (14)$$

为选取最优的 r_i 和 T_{2gm} , 使用累计汞饱和度 10%~60% (间隔 5%) 对应的孔隙半径和 $T_2 > 1 \text{ ms}$ 、 $> 5 \text{ ms}$ 、 $> 10 \text{ ms}$ 、 $> 20 \text{ ms} \sim > 100 \text{ ms}$ (间隔 20 ms) 的几何均值进行对比; 对 K 、 D_m 与不同 r_i 、 $(T_{2gm})_{>i}$ 做多元线性回归分析, 建立渗透率预测模型。误差分析对比结果显示: 当 r_i 取 r_{20} (式 15)、 T_{2gm} 取 $T_{2gm(>40)}$ (式 16) 时, 渗透率预测模型的精度最高:

$$r_{20} \text{ 分形模型: } K = a_7 \times D_m^{b_7} \times (r_{20})^{c_7} \quad (15)$$

$$\text{SDR}_{>40} \text{ 分形模型: } K = a_8 \times D_m^{b_8} \times (T_{2gm})_{>40}^{c_8} \quad (16)$$

式中: K 为渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; D_m 为可动流体储集及渗流空间的分形维数; r_{20} 为累计进汞饱和度 20% 所对应的孔隙半径, μm ; $(T_{2gm})_{>40}$ 为 $T_2 > 40 \text{ ms}$ 范围内的几何均值, ms 。

与前人的渗透率预测模型(图 7~9)相比, 本研究改进的渗透率预测模型精度更高: r_{20} 分形模型的 ACI 为 0.85 (图 11a), 为所有预测模型中预测精度最高的(与 r_{apex} 模型 ACI 值相比, 改进模型的 ACI 提升了 42%); SDR_{>40} 分形模型 (ACI 为 0.72) 预测精度(图 11b) 仅次于 r_{20} 分形模型 (与 r_{apex} 模型 ACI 值相比, 改进模型的 ACI 提升了 20%)。

r_{20} 分形模型 ACI 提升程度：

$$\frac{r_{20} \text{ 分形模型 ACI} - r_{apex} \text{ 模型 ACI}}{r_{apex} \text{ 模型 ACI}} \times 100\% = \frac{0.85 - 0.6}{0.6} \times 100\% = 42\% \quad (17)$$

SDR 分形模型 ACI 提升程度：

$$\frac{SDR \text{ 分形模型 ACI} - r_{apex} \text{ 模型 ACI}}{r_{apex} \text{ 模型 ACI}} \times 100\% = \frac{0.72 - 0.6}{0.6} \times 100\% = 20\% \quad (18)$$

本研究提出的改进的分形渗透率预测模型的精度较之前的模型有所提升的原因可能有以下几个方面：1) 渗透率预测模型是基于分形维数建立的；分形维数具有“跨尺度”表征孔隙结构非均质性的特征^[36]且分段分形中的 D_m 能够较好地体现对渗透率有贡献的孔隙结构信息；2) 选取了更合适的分段分形分析节点，计算得到的 D_m 更能表征可动流体储集空间的非均质性，因而精度更高。此外， $SDR_{(>40)}$ 分形模型的预测精度低于 r_{20} 分形模型的原因可能与“墨水瓶孔”或颈喉的存在有关，其大孔的分形段还包含了部分不可动流体所在孔隙（图 10a 中）的信息，进而影响渗透率预测的精度。

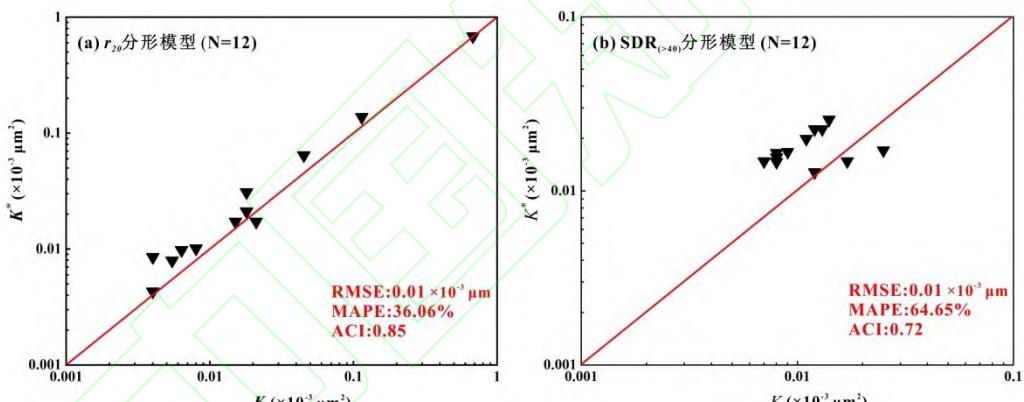


图 11 基于高压压汞（左）和核磁共振（右）的改进的分形渗透率预测模型精度分析

(a) r_{20} 分形模型；(b) $SDR_{(>40)}$ 分形模型

Fig.11 Accuracy analysis of the modified fractal permeability prediction models based on HPMI (left) and NMR

(right) data

(a) r_{20} fractal model; (b) $SDR_{(>40)}$ fractal mode

5 结论

(1) 与 r_{apex} 模型相比，基于分形理论建立的 r_{20} 分形渗透率预测模型、 $SDR_{(>40)}$ 分形渗透率预测模型的预测精度分别提升了 42% 与 20%。

(2) 离心力对应的孔隙半径 (r_{cen}) 比核磁共振 T_2 截止值对应的孔隙半径 (r_{cutoff}) 更适合作为分段分形分析的分界点，计算得到的 D_m 更能反映可动流体储集空间的非均质性，更适于渗透率建模。

致谢 褒心感谢中国石油塔里木油田分公司勘探开发研究院提供必要的岩心和数据资料以及审稿专家和编辑工作人员对本文提出的建设性修改意见。

参考文献 (References)

- [1] 吴晓智, 柳庄小雪, 王建, 等. 我国油气资源潜力、分布及重点勘探领域[J]. 地学前缘, 2022, 29 (6): 146-155. [Wu Xiaozhi, Liuzhuang Xiaxue, Wang Jian, et al. Petroleum resource potential, distribution and key exploration fields in China[J]. Earth Science Frontiers, 2022, 29(6): 146-155.]
- [2] Dai J X, Ni Y Y, Wu X Q. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 277-284.
- [3] Rezaee R, Saeedi A, Clennell B. Tight gas sands permeability estimation from mercury injection capillary pressure and nuclear magnetic resonance data[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012, 88-89: 92-99.
- [4] Yan W C, Sun J M, Dong H M, et al. Investigating NMR-based absolute and relative permeability models of sandstone using digital rock techniques[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 207: 109105.
- [5] Wang F Y, Wang L. Pore structure analysis and permeability prediction of shale oil reservoirs with HPMI and NMR: A case study of the Permian Lucaogou Formation in the Jimsar Sag, Junggar Basin, NW China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 214: 110503.
- [6] Yin X D, Jiang S, Chen S J et al. Impact of rock type on the pore structures and physical properties within a tight sandstone reservoir in the Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Science, 2020, 17(4): 896-911.
- [7] Timur A. An investigation of permeability, porosity, & residual water saturation relationships for sandstone reservoirs[J]. The Log Analyst, 1968, 9(4): 8.
- [8] Hassall J K, Ferraris P, Al-Raisi M, et al. Comparison of permeability predictors from NMR, Formation image and other logs in a carbonate reservoir[C]/Proceedings of the Abu Dhabi international conference and exhibition. Abu Dhabi: SPE, 2004: 1-13.
- [9] Peng L, Zhang C, Ma H L, et al. Estimating irreducible water saturation and permeability of sandstones from nuclear magnetic resonance measurements by fractal analysis[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 110: 565-574.
- [10] Purcell W R. Capillary pressures - their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom[J]. Journal of Petroleum Technology, 1949, 1(2): 39-48.
- [11] Kolodzie S Jr. Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smits equation to determine ooip in spindle field, Colorado[C]/Proceedings of the SPE annual technical conference and exhibition. Dallas: SPE, 1980: 21-24.
- [12] Pittman E D. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone[J]. AAPG Bulletin, 1992, 76(2): 191-198.
- [13] Rezaee M R, Jafari A, Kazemzadeh E. Relationships between permeability, porosity and pore throat size in carbonate rocks using regression analysis and neural networks[J]. Journal of Geophysics and Engineering, 2006, 3(4): 370-376.
- [14] Swanson B F. A simple correlation between permeabilities and mercury capillary pressures[J]. Journal of Petroleum Technology, 1981, 33(12): 2498-2504.
- [15] Coates G R, Marschall D, Mardon D, et al. A new characterization of bulk-volume irreducible using magnetic resonance[J]. The Log Analyst, 1997, 39(1): 51-63.
- [16] Kenyon W E, Day P I, Straley C, et al. A three-part study of NMR longitudinal relaxation properties of water-saturated sandstones[J]. SPE Formation Evaluation, 1988, 3(3): 622-636.
- [17] Chang D H, Vinegar H J, Morriss C, et al. Effective porosity, producible fluid, and permeability in carbonates from NMR logging[J]. The Log Analyst, 1997, 38(2): 60-72.
- [18] Wu F, Li Y, Burnham B, et al. Fractal-based NMR permeability estimation in tight sandstone: A case study of the Jurassic rocks in the Sichuan Basin, China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 218: 110940.
- [19] Song Z Z, Zhao J Y, Zhang Y Y, et al. Bi-fractal characterization of the pore network of tight sandstone[J]. Frontiers in Earth

- Science, 2021, 9: 751944.
- [20] Mandelbrot B B. The fractal geometry of nature[M]. New York: Freeman, 1982: 1-532.
- [21] Song Z Z, Liu G D, Yang W W, et al. Multi-fractal distribution analysis for pore structure characterization of tight sandstone: A case study of the Upper Paleozoic tight formations in the Longdong District, Ordos Basin[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 92: 842-854.
- [22] Pape H, Clauser C, Iffland J. Permeability prediction based on fractal pore-space geometry[J]. Geophysics, 1999, 64(5): 1447-1460.
- [23] 曾联波, 刘国平, 朱如凯, 等. 库车前陆盆地深层致密砂岩储层构造成岩强度的定量评价方法[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1601-1609. [Zeng Lianbo, Liu Guoping, Zhu Rukai, et al. A quantitative evaluation method of structural diagenetic strength of deep tight sandstone reservoirs in Kuqa foreland Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1601-1609.]
- [24] Su M M, Han D L, Zhang R H, et al. Tectonic factors restricting differences among layers in microstructure of ultradeep clastic rock reservoir: A case study on Cretaceous Bashijiqike Formation in Kuqa Depression[J]. Lithosphere, 2023, 2023(Suppl.13): 7638953.
- [25] Zhang S C, Zhang B, Zhu G Y, et al. Geochemical evidence for coal-derived hydrocarbons and their charge history in the Dabei Gas Field, Kuqa Thrust Belt, Tarim Basin, NW China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2011, 28(7): 1364-1375.
- [26] 徐珂, 张辉, 鞠玮, 等. 库车坳陷博孜 X 区块超深储层有效裂缝分布规律及对天然气产能的影响[J/OL]. 地球科学. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/42.1874.P.20220713.1806.002.html>. [Xu Ke, Zhang Hui, Ju Wei, et al. Effective fracture distribution and its influence on natural gas productivity of ultra-deep reservoir in Bozi-X block of Kuqa Depression[J/OL]. Earth Science. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/42.1874.P.20220713.1806.002.html>.]
- [27] Lai J, Wang G W, Cao J T, et al. Investigation of pore structure and petrophysical property in tight sandstones[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 91: 179-189.
- [28] Shen Y Q, Lü X X, Guo S, et al. Effective evaluation of gas migration in deep and ultra-deep tight sandstone reservoirs of Keshen structural belt, Kuqa Depression[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2017, 46: 119-131.
- [29] Coates G R, Xiao L Z, Prammer M G. NMR logging: Principles and applications[M]. Houston: Haliburton Energy Services Publication, 1999: 1-234.
- [30] Hou X W, Zhu Y M, Chen S B, et al. Investigation on pore structure and multifractal of tight sandstone reservoirs in coal bearing strata using LF-NMR measurements[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 187: 106757.
- [31] Lai J, Wang G W. Fractal analysis of tight gas sandstones using high-pressure mercury intrusion techniques[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 24: 185-196.
- [32] Li C Z, Liu X B, You F L, et al. Pore size distribution characterization by joint interpretation of MICP and NMR: A case study of Chang 7 tight sandstone in the ordos Basin[J]. Processes, 2022, 10(10): 1941.
- [33] Zhang K X, Lai J, Bai G P, et al. Comparison of fractal models using NMR and CT analysis in low permeability sandstones[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 112: 104069.
- [34] Zhang J J, Hu Y B. Comparative evaluation of pore structure heterogeneity in low-permeability tight sandstones using different fractal models based on NMR technology: A case study of Benxi Formation in the central ordos Basin[J]. Energy & Fuels, 2020, 34(11): 13924-13942.
- [35] Zhou T Q, Wu C D, Shi Z K, et al. Multi-scale quantitative characterization of pore distribution networks in tight sandstone by integrating FE-SEM, HPMI, and NMR with the constrained least squares algorithm[J]. Energies, 2019, 12(18): 3514.
- [36] Zang Q B, Liu C L, Awan R S, et al. Occurrence characteristics of the movable fluid in heterogeneous sandstone reservoir based on fractal analysis of NMR data: A case study of the Chang 7 member of Ansai Block, Ordos Basin, China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 214: 110499.

Fractal-based Permeability Prediction Model for Tight Sandstone

SONG ZeZhang^{1,2}, LÜ MingYang^{1,2}, ZHAO LiBin³, ZHANG YueQiao⁴, HE YuanYuan³, JIANG FuJie^{1,2}, YANG ZhenZhong^{1,2}, CHEN WeiYe^{1,2}, HUO LiNa^{1,2}, WANG Rui³, LIANG Xiao³

1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China

2. College of Geosciences, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China

3. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla, Xinjiang 841000, China

4 Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Petro China, Beijing 100083, China

Abstract: Permeability is a key factor that determines the seepage capacity of tight sandstone reservoirs and ultimately determines productivity. **[Objective]** Owing to the complex pore structure and strong heterogeneity of tight sandstone reservoirs, the permeability exhibits significant variation and is difficult to predict. Thus, it is urgent to develop a permeability prediction model suitable for tight sandstones. **[Methods]** Taking the Cretaceous Bashijiqike tight sandstone in the Keshen2 gas reservoir of the Kuqa Depression of the Tarim Basin as the research object,, we qualitatively and quantitatively characterized the pore structure of tight sandstones by integrating routine physical analysis, microscopic observation based on thin section and scanning electron microscope, high-pressure mercury injection, nuclear magnetic resonance and fractal theory. **[Results]** Based on fractal theory and fully considering the influence of pore structure heterogeneity on permeability, two novel tight sandstone permeability prediction models based on fractal theory were proposed. **[Conclusion]** Compared with the r_{apex} permeability prediction model, the permeability prediction accuracy of the r_{20} fractal model and the SDR(>40) fractal model increased by 42% and 20%, respectively.

Key words: tight sandstone; high-pressure mercury injection; nuclear magnetic resonance; fractal dimension; pore structure; permeability