



DOI:10.12404/j.issn.1671-1815.2308527

引用格式:周露,卓勤功,罗翔,等. 深层致密砂岩微观孔喉结构对气水相渗的控制机理[J]. 科学技术与工程, 2025, 25(1): 128-136.

Zhou Lu, Zhuo Qingong, Luo Xiang, et al. Control mechanism of micro-pore throat structure of deep tight sandstone on gas-water relative permeability curves[J]. Science Technology and Engineering, 2025, 25(1): 128-136.

石油、天然气工业

深层致密砂岩微观孔喉结构对气水相渗的控制机理

周露¹, 卓勤功^{2,3,4}, 罗翔^{1,5*}, 公言杰^{2,3,4}, 成友友⁵, 胡旭^{2,6}, 王锦洲^{2,3,4}, 章国威^{2,3,4}

(1. 中国石油塔里木油田公司, 库尔勒 841000; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;

3. 中国石油天然气股份有限公司提高油气采收率全国重点实验室, 北京 100083;

4. 中国石油天然气股份有限公司盆地构造与油气成藏重点实验室, 北京 100083;

5. 西安石油大学地球科学与工程学院, 西安 710065; 6. 中国地质大学(北京)地球科学与资源学院, 北京 100083)

摘要 深层致密砂岩储层的孔隙结构复杂、非均质性强, 孔隙微观参数对气水相渗特征的影响因素难以确定。以分形几何理论为基础, 结合岩心压汞法、核磁共振 T_2 谱测试及微米 CT 扫描结果获取了储层微观孔喉参数及各尺度分形维数, 通过可动气体孔隙度和最大气相相对渗透率, 讨论了分形维数、微观孔喉结构参数对气水相渗特征的控制机理。结果表明, 压汞和核磁共振分形曲线具有明显的“三段式”特征, 且储层总分形维数描述气水共存时渗流及可动流体分布状况更精细; 最大进汞饱和度、平均孔喉半径、储层总分形维数及排驱压力对气体渗流时的可动气体孔隙度影响较为显著; 平均孔喉半径对气体渗流时的最大有效气相相对渗透率影响较为显著。在明确微观孔喉结构对气水相渗的控制机理后, 可以为产水气藏高效开发提供有力指导。

关键词 深层致密砂岩; 分形维数; 微观孔喉; 影响因素; 气水相渗特征

中图法分类号 TE122;

文献标志码 A

Control Mechanism of Micro-pore Throat Structure of Deep Tight Sandstone on Gas-Water Relative Permeability Curves

ZHOU Lu¹, ZHUO Qin-gong^{2,3,4}, LUO Xiang^{1,5*}, GONG Yan-jie^{2,3,4}, CHENG You-you⁵,
HU Xu^{2,6}, WANG Jin-zhou^{2,3,4}, ZHANG Guo-wei^{2,3,4}

(1. Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla 841000, China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration and Production, PetroChina, Beijing 100083, China; 3. National Key Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery, CNPC, Beijing 100083, China;

4. Key Laboratory of Basin Tectonics and Oil and Gas Accumulation, CNPC, Beijing 100083, China;

5. School of Geosciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China;

6. School of Earth Sciences and Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China)

[Abstract] The pore structure of deep tight sandstone reservoir is complex and heterogeneous, and it is difficult to determine the influencing factors of pore microscopic parameters on the characteristics of gas-water phase permeability. Based on the fractal geometry theory, combined with the core mercury intrusion porosimetry (MIP) method, nuclear magnetic resonance (NMR) T_2 spectroscopy test and micron CT scanning results, the micro-pore throat parameters and various scale fractal dimensions of the reservoir were obtained. Through the mobile gas porosity and the maximum atmospheric phase relative permeability, the control mechanism of the fractal dimension and micro-pore throat structure parameters on the gas-water phase permeability characteristics was discussed. The results show that mercury injection and NMR fractal curves have obvious “three-stage” characteristics, and the total shape dimension of the reservoir describes the distribution of seepage and movable fluid more accurately when gas and water coexist. The maximum mercury saturation, average pore throat radius, total reservoir shape dimension and displacement pressure have significant effects on the mobile gas porosity

收稿日期: 2023-11-01 修订日期: 2024-07-19

基金项目: 盆地构造与油气成藏重点实验室开放课题(2023-KFKT-06); 中石油塔里木油田科研项目(041021090128); 中石油创新基金(2022DQ02-0202)

第一作者: 周露(1984—), 女, 汉族, 湖北潜江人, 硕士, 高级工程师。研究方向: 石油地质综合。E-mail: zhoulu-tlm@petrochina.com.cn。

*通信作者: 罗翔(1996—), 男, 汉族, 宁夏银川人, 博士研究生。研究方向: 多尺度储层定量表征及多物理场渗流耦合模拟。E-mail: luoxiangxsy@163.com。

during gas seepage. The average pore throat radius has a significant influence on the maximum effective gas phase relative permeability in gas seepage. The control mechanism of the micro-pore structure on the gas-water phase permeability can provide a powerful guide for the efficient development of water-producing gas reservoirs.

[**Keywords**] deep tight sandstone; fractal dimension; microscopic pore throat; influence factor; gas-water phase permeability characteristics

中国深层致密砂岩气资源主要分布于西北部,其中,塔里木盆地深层致密砂岩气主要埋深超过 4 500 m,储层普遍发育裂缝。作为“西气东输工程”起点的库车坳陷区域,近年来加大了层致密砂岩气藏的勘探开发力度^[1-5]。与常规气藏相比,致密砂岩气藏孔喉结构复杂,发育较多微纳米级孔隙、气水渗流特征复杂^[5-6];而深层致密砂岩气层还具备高温高压、岩心致密及裂缝发育等特点,不仅导致传统岩心驱替实验无法评价储层渗透率损害,还会产生气井大幅降产、万方气产水量高等问题^[7-10]。

现有的储层表征方法可以分为以薄片分析、计算机断层(computed tomography, CT)扫描和核磁共振为主的微观方法,以及以岩心描述、测井解释和地质建模为主的宏观方法;不过,上述方法均只能提供某个局部尺度的定性认识,难以综合描述孔隙-裂缝这一多尺度系统的全局特征。分形维数是一种利用分形几何理论来描述物质占有的空间有效性的方法。由于储层岩石包含的多孔介质均具备自相似性特征,因而分形维数能够定量刻画储层结构的复杂程度,在微观和宏观尺度均有较好的适用性。

而结合气水相渗曲线的储层微观孔喉特征可

真实反映气、水共存条件下的渗流状况^[11-13]。鉴于此,现基于孔隙和裂缝的分形几何理论,通过高压汞法、微米 CT 扫描和核磁共振 T_2 谱测试,分别获取储层总分形维数、孔喉中值半径及最大进汞饱和度等微观参数后,讨论深层致密砂岩储层孔喉结构参数对气水相渗特征的影响,明确其控制机理,从而为深层致密砂岩气藏高效开发及气井稳产提供指导作用。

1 典型深层致密砂岩气藏概况

如图 1 所示,塔里木盆地北部的库车坳陷地区位于依奇克里克构造带东部^[14],经历喜马拉雅晚期的构造运动导致构造变形强烈,主要发育近东西向逆冲断裂,研究区多为发育在依奇克里克断裂下盘的大型断鼻^[15]。

迪北气藏储层主要为下侏罗统的阿合组,阿合组以辫状河三角洲平原-前缘亚相沉积为主,相带稳定,多河道多期砂体叠置连片,埋深范围 4 500 ~ 5 300 m,砂体厚度介于 200 ~ 300 m,横向分布稳定。阳霞组和阿合组储层孔隙以微孔隙、溶蚀孔为主,存在少量的方解石胶结,同时储层裂缝比较发育,主要发育次生孔隙型、裂缝-次生孔隙型,属于典型的深层致密砂岩气藏。

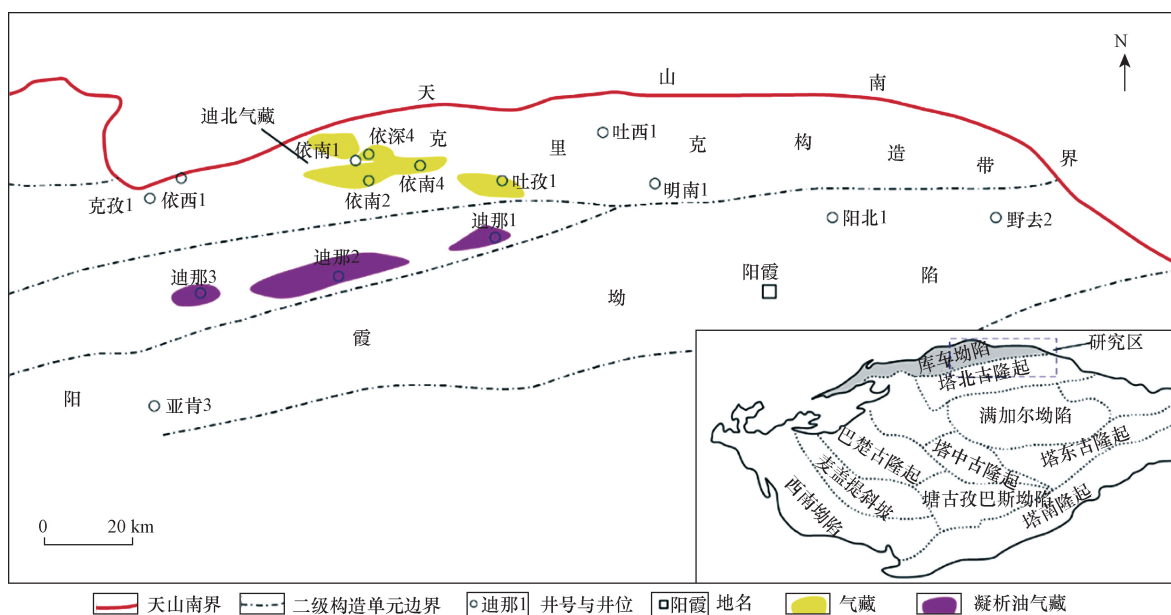


图 1 库车坳陷迪北气藏构造位置^[14]

Fig. 1 Structural location of Dibeigai gas reservoir in Kuqa Depression^[14]

2 深层致密砂岩储层气水相渗测试

2.1 实验装置及原理

实验所用岩心均为砂岩,广泛发育裂缝,选取岩心样品8块,其中3块样品存在裂缝,样品的基本信息如表1所示。参照《岩石中两相流体相对渗透率测定方法》(SY/T5345—2007),通过 Auto-floodTM 驱替评价系统采集数据,并完成相应数据分析。运用稳态法气水相渗测试装置(图2)对上述岩样开展了气水相渗测试,获取了各岩样的气水相渗曲线。

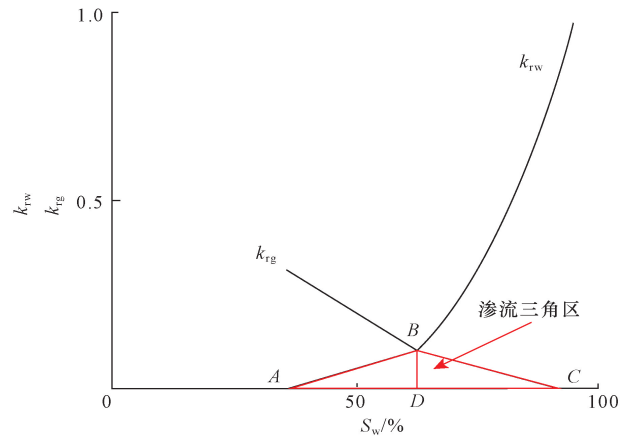


图2 稳态法气水相渗测试装置

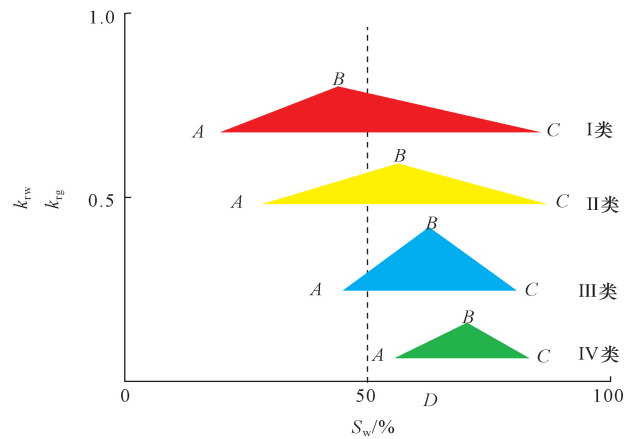
Fig. 2 Steady-state gas-water phase permeability test device

2.2 气水相渗特征分析

通常将气水相渗曲线分为4类^[16],如图3所示,研究区气水相渗形态特征仅存在Ⅲ、Ⅳ类曲线,表明深层致密砂岩气藏储层渗流能力相对较差。研究区Ⅲ类相渗曲线 $AB \approx BC$,且 AC 与 BD 段长度较为接近,曲线呈现下凹式[图4(a)];Ⅳ类相渗曲线 $AB > BC$,且 AC 与 BD 段长度相对较短,曲线形态呈多样性[图4(b)]。



(a)气水相渗形态示意图



(b)气水相渗分类图

S_w 为含水饱和度; k_{rg} 、 k_{rw} 分别为气、水两相相对渗透率

图3 气水相渗曲线形态示意及分类图^[16]

Fig. 3 Gas-water phase infiltration curve morphology and classification diagram^[16]

3 储层微观孔喉结构特征分析

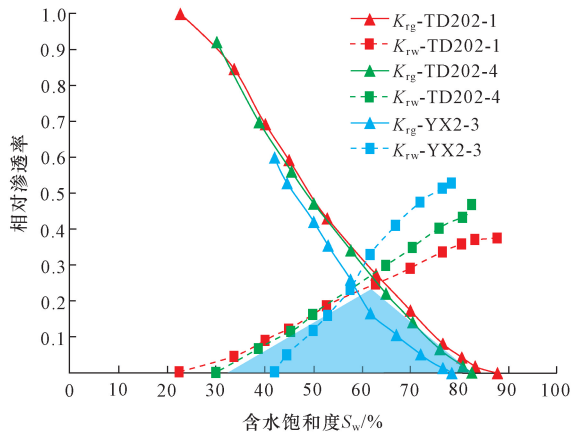
大量的研究表明,不同类型储层的孔隙结构均服从分形特征;此时,储层中孔喉半径大于 r 的孔喉数量 $N(>r)$ 与 r 满足关系^[17]如下。

$$N(>r) = \int_r^{r_{\max}} P(r) dr = ar^{-D_p} \quad (1)$$

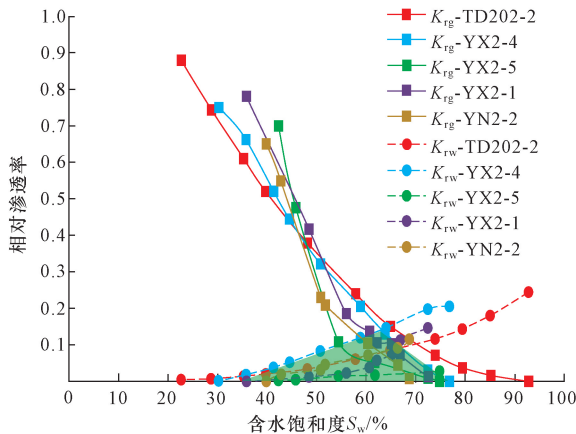
表1 岩心样品基本物性参数表

Table 1 Basic physical property of core samples

岩样编号	取样深度/m	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	层位	岩性描述	备注
TD202-1	4 674.2	5.63	0.194	J1a	含油含砾粗砂岩	发育裂缝
TD202-2	4 676.4	4.03	0.046	J1a	含油砂岩	—
TD202-4	4 681.7	5.31	0.125	J1a	含油含砾粗砂岩	发育裂缝
YX2-1	5 281.3	8.96	0.038	J1y	含砾粗砂岩	—
YX2-3	5 294.0	3.54	0.427	J1y	粗砂岩	发育裂缝
YX2-4	5 294.7	1.36	0.110	J1y	含砾粗砂岩	—
YX2-5	5 297.7	1.41	0.098	J1y	泥岩砂岩条带交互	—
YN2-2	4 555.7	1.93	0.190	J1y	细砂岩	—



(a) III类气水相渗曲线



(b) IV类气水相渗曲线

图4 研究区气水相渗曲线形态分类

Fig. 4 Morphology classification of gas-water phase permeability curve in the research area

式(1)中: a 为比例常数; $P(r)$ 为孔喉半径分布密度函数; r_{max} 为最大孔喉半径, μm ; r 为孔喉半径, μm ; D_p 为孔隙分形维数,介于2~3。

那么,孔喉半径小于 r 的累积孔喉体积分数 S 可表示为

$$S = \frac{V(< r)}{V} = \frac{r^{3-D_p} - r_{min}^{3-D_p}}{r_{max}^{3-D_p} - r_{min}^{3-D_p}} \quad (2)$$

式(2)中: r_{min} 为最小孔喉半径, μm ; S 为孔喉体积分数; $V(< r)$ 为孔喉半径小于 r 的孔喉体积, μm^3 ; V 为总孔喉体积, μm^3 。

一般地,实际储层满足 $r_{min} \ll r_{max}$,则储层的孔喉分布与分形维数的关系可描述为

$$S = \left(\frac{r}{r_{max}}\right)^{3-D_p} \quad (3)$$

显然,式(3)仅适用于孔隙型储层。当储层中发育裂缝时,裂缝长度大于 l 的累计裂缝数量^[18-19]可表示为

$$N_l(L \geq l) = (l_{max}/l)^{D_l} \quad (4)$$

式(4)中: l 为裂缝长度, m ; l_{max} 为最大裂缝长度, m ;

D_l 为裂缝分形维数,介于2~3。

则储集层中的总裂缝条数与分形维数具有如下关系:

$$N_l(L \geq l_{min}) = (l_{max}/l_{min})^{D_l} \quad (5)$$

式(5)中: N_l 为裂缝数量,条; l_{min} 为最小裂缝长度, m 。

式(3)和式(5)即为描述深层致密砂岩储层孔隙和裂缝发育特征的分形维数表达式。可以看出,必须借助有效的储层描述手段,测定孔喉和裂缝分布频率等孔隙结构参数,才能求取储层的分形维数。考虑到岩心尺度的裂缝样本少、代表性差,而基质与裂缝的几何及渗流特征具有显著差异,实际研究过程中一般采用等效孔径来反映裂缝的发育程度。

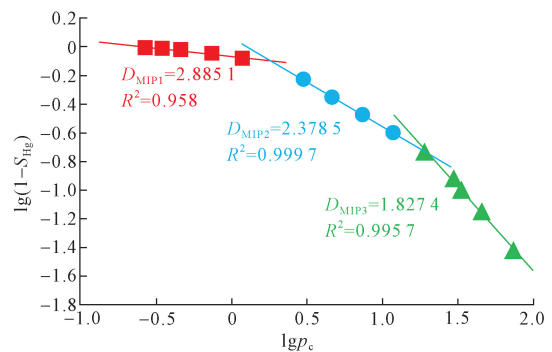
3.1 高压压汞曲线分析

高压压汞法是目前最为有效的孔隙结构分析方法,能够成功获取大量的微观表征参数。根据拉普拉斯方程,可将式(3)转化为毛管压力与孔喉半径的关系,将等式两边取对数后即可得到基于压汞法的分形维数表达式^[20]为

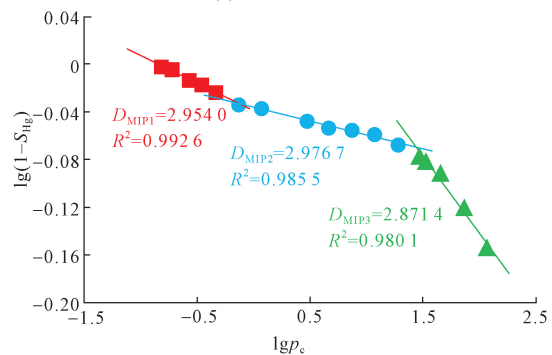
$$\lg(1 - S_{Hg}) = (D_{MIP} - 3) \lg p_c - (D_{MIP} - 3) \lg p_{cmin} \quad (6)$$

式(6)中: S_{Hg} 为汞饱和度; p_c 为毛管压力,MPa; p_{cmin} 为最小毛管压力,MPa; D_{MIP} 为压汞法分形维数,介于2~3。

图5展示了岩心 YX2-1 和岩心 YX2-3 的压汞法



(a)样品YX2-1



(b)样品YX2-3

D_{MIP1} 、 D_{MIP2} 和 D_{MIP3} 分别为大孔-裂缝、中孔和小孔的分形维数

图5 典型岩心的压汞法分形维数拟合图

Fig. 5 Fractal dimension fitting diagram of typical cores by MIP

分形维数回归结果,可以看出研究区的压汞分形曲线表现出了明显的“三段式”特征,表明不同孔喉级别的孔隙微观特征具有明显差异。岩心 YX2-3 的 D_{MIP1} 高于岩心 YX2-1,这预示着裂缝对孔隙结构的复杂程度具有十分显著的影响。

3.2 微米 CT 分析

利用 VersaXRM-500 Micro-CT 扫描仪对两个样本进行 Micro-CT 扫描, Micro-CT 扫描得到的原始图像体积为 $8 \times 10^9 \mu\text{m}^3$ 。为了分析核心微孔结构,首先采用高斯滤波方法去除图像噪声,其次以部分样本信息损失为代价提取核心中心的方形子体积,采用阈值分割方法对原始图像进行分割,获取二值化图像后,建立三维数字岩心孔隙结构模型(图 6),对比图 6 发现样品 YX2-3 孔隙较为发育,且发育较多裂缝。图 7 表明,岩心 YX2-1 和 YX2-3 的平均孔隙体积分别为 $0.39 \mu\text{m}^3$ 和 $8.51 \mu\text{m}^3$,且后者的等效直径、孔隙长度及孔隙宽度均高于前者,综合印证了样品 YX2-3 的裂缝较为发育。

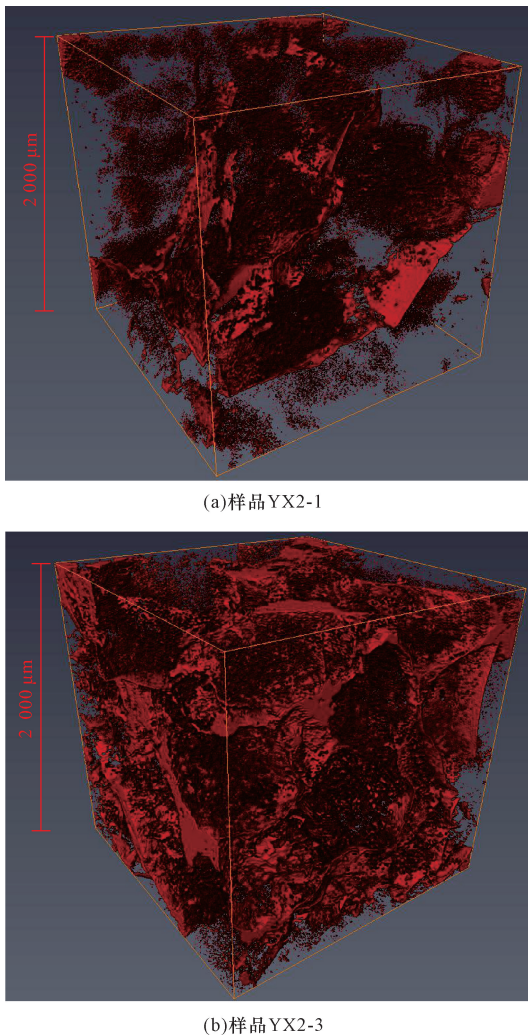


图 6 典型岩心的三维数字岩心重构模型

Fig. 6 3D digital core reconstruction model of typical core

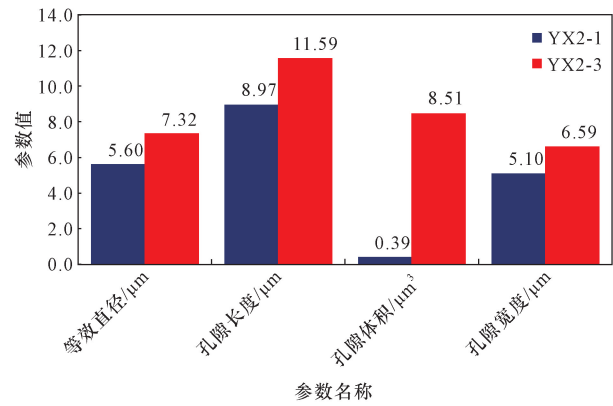


图 7 典型岩心的微孔参数分布图

Fig. 7 Microscopic pore parameter distribution of a typical core

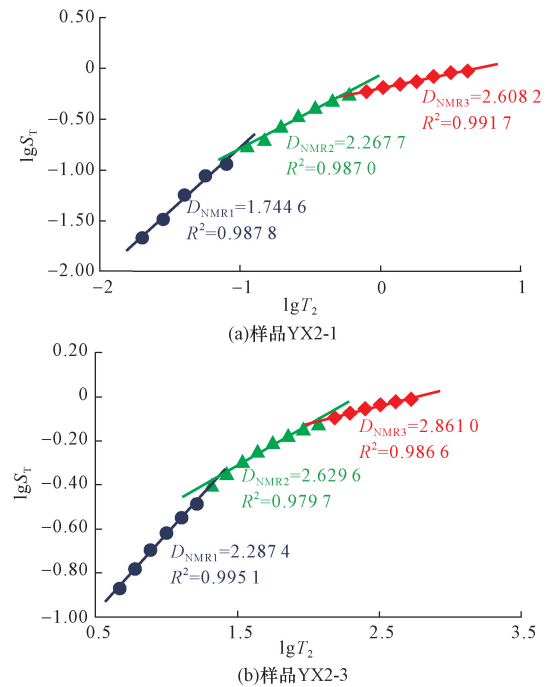
3.3 核磁共振 T_2 谱分析

实践表明,核磁共振 T_2 谱是一种非常有效的孔隙微观特征表征手段,基于核磁共振的分形维数表达式^[21-22]可描述为

$$\lg S_T = (3 - D_{NMR}) \lg T_2 - (3 - D_{NMR}) \lg T_{2max} \quad (7)$$

式(7)中: S_T 为弛豫时间小于 T_2 的孔隙体积占比; T_2 为横向弛豫时间, ms; T_{2max} 为最大横向弛豫时间, ms; D_{NMR} 为核磁共振分形维数,介于 2~3。

图 8 展示了岩心 YX2-1 和岩心 YX2-3 的核磁共振分形维数回归结果,其结果同样显示出了典型的多重分形特征。



D_{NMR1} 、 D_{NMR2} 和 D_{NMR3} 分别为小孔、中孔和大孔裂缝的分形维数

图 8 典型岩心的核磁共振分形维数拟合图

Fig. 8 Fractal dimension fitting diagram of typical cores by NMR

由于压汞法和核磁共振得到的分形维数均具有分段特征,需要根据不同孔喉级别的平均孔隙度对相应的分形维数进行加权平均,以获得储层的总分形维数。压汞法和核磁共振总分形维数的计算方法分别如式(8)和式(9)所示。

$$D_{MIP} = D_{MIP1} \frac{\varphi_{MIP1}}{\varphi_{MIP1} + \varphi_{MIP2} + \varphi_{MIP3}} + D_{MIP2} \frac{\varphi_{MIP2}}{\varphi_{MIP1} + \varphi_{MIP2} + \varphi_{MIP3}} + D_{MIP3} \frac{\varphi_{MIP3}}{\varphi_{MIP1} + \varphi_{MIP2} + \varphi_{MIP3}} \quad (8)$$

$$D_{NMR} = D_{NMR1} \frac{\varphi_{NMR1}}{\varphi_{NMR1} + \varphi_{NMR2} + \varphi_{NMR3}} + D_{NMR2} \frac{\varphi_{NMR2}}{\varphi_{NMR1} + \varphi_{NMR2} + \varphi_{NMR3}} + D_{NMR3} \frac{\varphi_{NMR3}}{\varphi_{NMR1} + \varphi_{NMR2} + \varphi_{NMR3}} \quad (9)$$

式中: φ_{MIP} 为压汞法孔隙度,%; φ_{NMR} 为核磁共振孔隙度,%。

通过高压气水相渗、高压压汞曲线、微米 CT 重构模型及核磁共振 T_2 谱测试分析,最终获取了 8 块岩心样品的微观孔喉结构及气水相渗参数,结果如表 2 所示。

4 储层孔喉特征对气水相渗控制机理

4.1 孔喉参数对气水相渗的影响

基于不同岩石气水相渗曲线特征分析及微观孔隙参数的获取,通过可动气体孔隙度(φ_m)、最大有效气相渗透率(K_{gmax})以表征气相在储层微观孔隙内的渗流能力^[23-24]。可动气体孔隙度用于表征气流的流动空间所占孔隙度,表征方程为

$$\varphi_m = 0.01\varphi(S_{wi} - S_{gr} - S_{wr}) \quad (10)$$

式(10)中: S_{wi} 为样品初始含水饱和度,%; S_{gr} 为残余气饱和度,%; S_{wr} 为束缚水饱和度,%; φ 为岩样孔隙

度,%; φ_m 为可动气体孔隙度,%。

最大有效气相渗透率用于表征气水两相流动时,气相渗流时的最大渗透率,表征方程^[25-26]为

$$K_{gmax} = K_{gwr} K \quad (11)$$

式(11)中: K_{gwr} 为束缚水点的气相相对渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; K 为岩心样品渗透率, $10^{-3} \mu m^2$ 。

根据各实验方法获取的参数与可动气体孔隙度、最大有效气相渗透率的交会图(图 9)可知,最大进汞饱和度、排驱压力及平均孔喉半径与可动气体孔隙度具有较好的相关性;而平均喉道长度、平均孔喉半径与最大有效气相渗透率具有较好的相关性。且相关系数均大于 0.55,图 9(a)和图 9(b)表明了随进汞饱和度、平均孔喉半径的增加或排驱压力的减小,可动气体孔隙度增大;而最大有效气相渗透率反映了气体渗流能力,仅与孔喉配置关系相关,因此,图 9(c)和图 9(d)表明了最大有效气相渗透率与平均喉道长度及平均孔喉半径呈正相关关系,相关系数分别为 0.677 7、0.591 1。

4.2 分形维数对气水相渗的影响

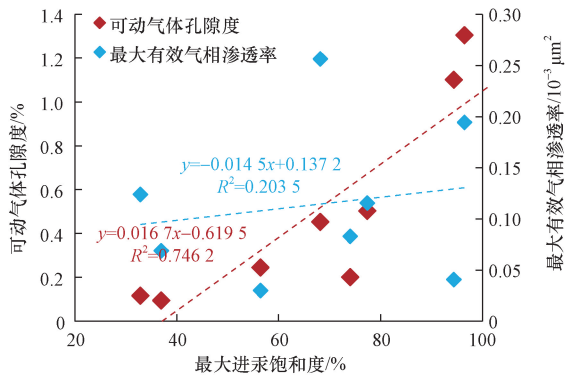
基于高压压汞曲线、核磁共振 T_2 谱测试结果,分别获取的总分形维数与可动气体孔隙度、最大有效气相渗透率的交会图(图 10)可知,核磁共振分形维数(D_{NMR})、压汞分形维数(D_{MIP})与可动气体孔隙度具有较好的相关性,且相关系数均高于储层微观孔喉参数。这表明分形维数可以较好地刻画孔喉结构的复杂程度;而核磁共振分形维数的相关系数略高于压汞分形维数,表明前者对微观孔喉结构的刻画更为精细。

总分形维数越大,孔喉非均质性、孔喉表面的迂曲度及复杂程度越高,可动气体孔隙度越小,而储层中气相渗流能力的主要影响因素并非分形维数,因此,最大气相渗透率与总分形维数的相关性差。

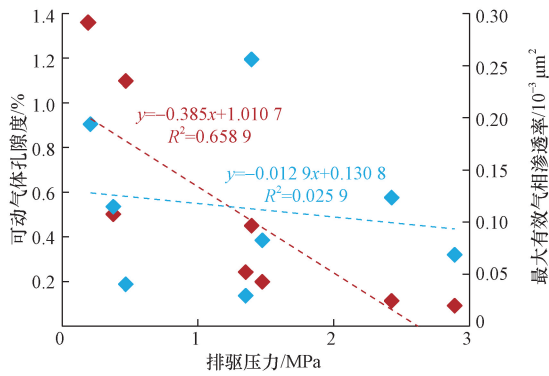
表 2 岩心样品微观孔喉参数表

Table 2 Microscopic pore-throat parameters of rock samples

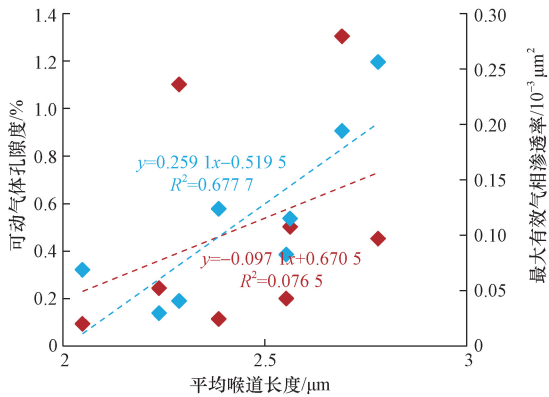
岩样 编号	高压压汞参数			气水相渗参数			微米 CT 重构模型参数		D_{NMR}	D_{MIP}
	最大进汞 饱和度/%	排驱压 力/MPa	平均孔喉 半径/ μm	束缚水 饱和度/%	残余气处含 水饱和度/%	束缚水点 气相相对渗 透率/ $10^{-3} \mu m^2$	平均孔隙 体积/ $10^3 \mu m^3$	平均喉道 长度/ μm		
TD202-1	96.46	0.210 3	0.503 1	22.69	12.17	1.00	5.878	16.32	2.383	2.486
TD202-2	94.41	0.468 6	0.180 7	22.54	7.17	0.88	2.845	11.11	2.537	2.449
TD202-4	77.40	0.378 7	0.182 6	30.10	17.46	0.92	3.918	10.16	2.436	2.553
YX2-1	56.42	1.352 4	0.027 3	35.84	27.45	0.78	0.388	8.97	2.827	2.781
YX2-3	68.18	1.396 1	0.310 5	42.14	21.58	0.60	8.506	11.59	2.655	2.538
YX2-4	74.02	1.476 4	0.082 6	30.19	23.17	0.75	3.656	16.22	2.811	2.763
YX2-5	36.94	2.892 2	0.019 1	42.26	25.15	0.70	3.671	19.59	2.862	2.788
YN2-2	32.87	2.426 6	0.146 9	36.95	31.25	0.65	0.476	10.97	2.928	2.691



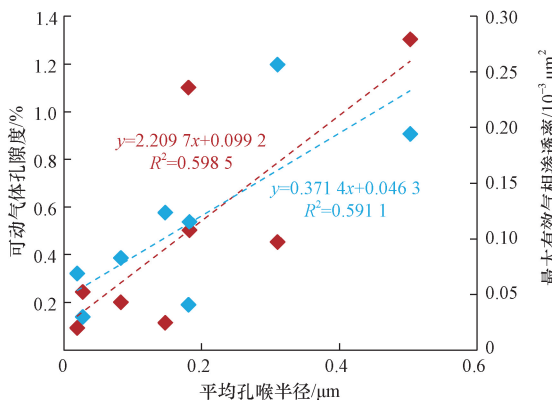
(a)最大进汞饱和度与气相流动参数拟合图



(b)排驱压力与气相流动参数拟合图



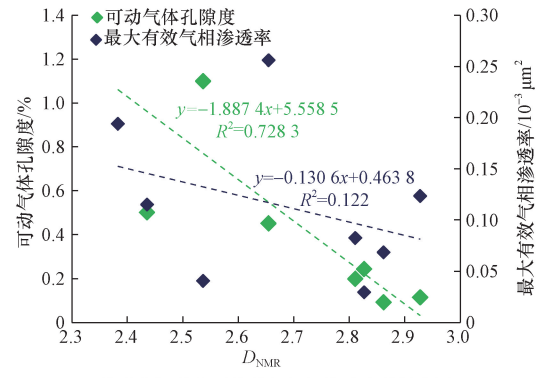
(c)平均喉道长度与气相流动参数拟合图



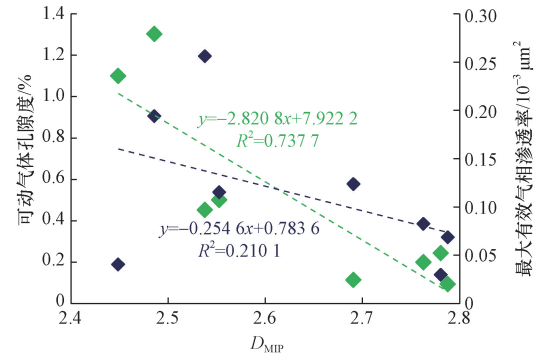
(d)平均孔隙半径与气相流动参数拟合图

图9 微观孔隙参数与气相流动参数拟合图

Fig. 9 The fitting diagram of micropore parameters and gas phase flow parameters



(a)核磁共振总分形维数与气相流动参数拟合图



(b)压汞总分形维数与气相流动参数拟合图

图10 储层总分形维数与气相流动参数拟合图

Fig. 10 Fitting diagram of total reservoir shape dimension and gas phase flow parameters

5 结论

(1)压汞法及核磁共振的分形曲线表现出了经典的“三段式”特征,且裂缝的存在直接导致了大孔隙分形维数的增加,进而显著影响了储层微观孔喉结构的复杂程度。

(2)最大进汞饱和度与可动气体孔隙度的相关系数高达0.7462,平均喉道长度与最大有效气相渗透率的相关系数高达0.6777。表明了岩心储存的可动流体主要与最大进汞饱和度相关,岩心中的气体渗流能力主要与平均喉道长度相关。

(3)由可动气体孔隙度、最大有效气相渗透率与分形维数存在明显的负相关性可知,且相关系数均高于储层微观孔喉参数,分形维数能够综合刻画储层微观孔喉结构的复杂性及非均质性,其中,核磁共振分形维数对储层微观孔喉结构的刻画更精细。

参考文献

- [1] 王宇, 苏劲, 王凯, 等. 全球深层油气分布特征及聚集规律[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(3): 526-534.
Wang Yu, Su Jin, Wang Kai, et al. Global hydrocarbon distribution and accumulation in deep layers[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(3): 526-534.

- [2] 吕志凯,唐海发,刘群明,等. 塔里木盆地库车坳陷超深层裂缝性致密气藏水封气动态评价方法[J]. 天然气地球科学, 2022, 33(11): 1874-1882.
Lü Zhikai, Tang Haifa, Liu Qunming, et al. Dynamic evaluation method of water seal gas in ultra-deep fractured tight gas reservoirs in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2022, 33(11): 1874-1882.
- [3] 冯利娟,钱川川,李勇,等. 克拉玛依油田七西区三叠系下克拉玛依组储层微观非均质性定量评价[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(16): 6792-6801.
Feng Lijuan, Qian Chuanchuan, Li Yong, et al. Quantitative evaluation of micro-heterogeneity of Lower Karamay Formation reservoirs in Qixi Area, Karamay oilfield[J]. Science Technology and Engineering, 2019, 23(16): 6792-6801.
- [4] 李廷礼,郑文乾,耿志刚,等. 基于微观孔喉结构的剩余油形成机理与动用界限研究[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(30): 12892-12899.
Li Tingli, Zheng Wenqian, Geng Zhigang, et al. Study on formation mechanism and utilization limit of residual oil based on micro-pore throat structure[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(30): 12892-12899.
- [5] 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——以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 173-187.
Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, et al. Types, characteristics, mechanisms and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulation: a case study of tight oil and gas in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173-187.
- [6] 赵丁丁,侯加根,王秀杰,等. 致密砂岩气藏不同岩石相孔喉结构对气水相渗特征控制机理:以鄂尔多斯盆地东胜气田 J72 井区下石盒子组储层为例[J]. 地质科技通报, 2023, 42(3): 163-174.
Zhao Dingding, Hou Jiagen, Wang Xiujie, et al. Controlling mechanism of pore throat structure of different lithofacies on gas-water relative permeability characteristics of tight sandstone gas reservoir: a case study of the Lower Shihezi Formation in the Well J72 block of the Dongsheng gas field, Ordos Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2023, 42(3): 163-174.
- [7] 刘阳,庞雄奇,丁超,等. 吴起地区延 10 段致密砂岩储层孔隙结构及分形特征[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(29): 12474-12483.
Liu Yang, Pang Xiongqi, Ding Chao, et al. Pore structure and fractal characteristics of Yan10 tight sandstone reservoir in Wuqi area[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(29): 12474-12483.
- [8] 李昊远,庞强,魏克颖,等. 致密砂岩储层孔隙结构分形特征对气水渗流规律的影响——以苏里格气田东南部桃 2 区块山 1 段为例[J]. 断块油气田, 2023, 30(2): 177-185.
Li Haoyuan, Pang Qiang, Wei Keying, et al. Effect of fractal characteristics of pore structure on gas-water seepage in tight sandstone reservoirs: a case study of Shan-1 Member of Tao 2 Block, southeast Sulige gas field[J]. Fault-block Oil and Gas Field, 2023, 30(2): 177-185.
- [9] 计玮. 致密砂岩气储层气水相渗特征及其影响因素——以鄂尔多斯盆地苏里格气田陕 234-235 井区盒 8 段、山 1 段为例[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2019, 49(6): 1540-1551.
Ji Wei. Gas water relative flow of tight sandstone gas reservoirs and its influencing factors: case study of Member 8 of Permian Xiashihezi Formation and Member 1 of Permian Shanxi Formation in Shaan well 234-235 area of Sulige gas field in Ordos Basin[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2019, 49(6): 1540-1551.
- [10] 周楷,孙卫,王证,等. 苏里格气田东区中二叠统盒 8-山 1 段致密砂岩储层相渗特征及影响因素[J]. 天然气勘探与开发, 2016, 39(2): 31-35.
Zhou Kai, Sun Wei, Wang Zheng, et al. Facies permeability characteristics and influencing factors of tight sandstone reservoirs in the Middle Permian He 8-Shan 1 member, eastern Sulige gas field[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2016, 39(2): 31-35.
- [11] 陈少云,杨勇强,邱隆伟,等. 致密砂岩孔喉结构分析与渗透率预测方法——以川中地区侏罗系沙溪庙组为例[J]. 石油实验地质, 2024, 46(1): 202-214.
Chen Shaoyun, Yang Yongqiang, Qiu Longwei, et al. Pore throat structure analysis and permeability prediction method of tight sandstone: a case study of Jurassic Shaximiao Formation in central Sichuan[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 46(1): 202-214.
- [12] 张杰,李熙喆,高树生,等. 致密砂岩气藏产水机理及其对渗流能力的影响[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(10): 1519-1530.
Zhang Jie, Li Xizhe, Gao Shusheng, et al. Water production mechanism of tight sandstone gas reservoirs and its influence on seepage capacity[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(10): 1519-1530.
- [13] 柳娜,周兆华,任大忠,等. 致密砂岩气藏可动流体分布特征及其控制因素——以苏里格气田西区盒 8 段与山 1 段为例[J]. 岩性油气藏, 2019, 31(6): 14-25.
Liu Na, Zhou Zhaohua, Ren Dazhong, et al. Distribution characteristics and controlling factors of mobile fluids in tight sandstone gas reservoirs: a case study of Hehe 8 Member and Shan-1 Member, western Sulige gas field[J]. Lithologic Reservoirs, 2019, 31(6): 14-25.
- [14] 王牧原,李勇,吴克柳,等. 孔隙型碳酸盐岩油藏储层微观孔隙结构定量表征及驱油效果评价[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(2): 96-107.
Wang Muyuan, Li Yong, Wu Keliu, et al. Quantitative characterization of pore structure of porous carbonate reservoirs and evaluation of displacement effect[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 31(2): 96-107.
- [15] 姜振学,李峰,杨海军,等. 库车坳陷迪北地区侏罗系致密储层裂缝发育特征及控藏模式[J]. 石油学报, 2015, 36(S2): 102-111.
Jiang Zhenxue, Li Feng, Yang Hajun, et al. Development characteristics of fractures in Jurassic tight reservoir in Dibe area of Kuqa Depression and its reservoir controlling mode[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(S2): 102-111.
- [16] 赵丁丁,孙卫,雒斌,等. 致密砂岩气藏孔渗结构下限及对气水分布的影响——以苏里格气田苏 48 和苏 120 区块储层为例[J]. 石油地质与工程, 2019, 33(3): 76-81.
Zhao Dingding, Sun Wei, Luo Bin, et al. Lower limit of porosity and permeability structure of tight sandstone gas reservoir and its

- influence on gas-water distribution: a case study of Su 48 and Su 120 blocks in Sulige gas field[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2019, 33(3): 76-81.
- [17] Xu P, Li C, Qiu S, et al. A fractal network model for fractured porous media[J]. *Fractals*, 2016, 24(2): 1650018.
- [18] Miao T J, Yu B M, Duan Y, et al. A fractal analysis of permeability for fractured rocks[J]. *International Journal of Heat & Mass Transfer*, 2015, 81(2): 75-80.
- [19] 严敏, 赵靖舟, 黄延昭, 等. 鄂尔多斯盆地东南部长 6 段致密砂岩孔喉结构及演化[J]. *新疆石油地质*, 2023, 44(6): 674-682.
Yan Min, Zhao Jingzhou, Huang Yanzhao, et al. Pore throat structure and evolution of tight sandstone in Chang6 member, southeast Ordos Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2023, 44(6): 674-682.
- [20] Lesniak G, Such P. Fractal aproch, analysis of images and diagenesis in pore space evaluation[J]. *Natural Resources Research*, 2005, 14(4): 317-324.
- [21] 王道伸, 辛红刚, 蕙克来, 等. 致密砂岩储层孔喉结构特征及其对含油性的控制作用——以鄂尔多斯盆地志靖—安塞地区延长组 8 段为例[J]. *天然气地球科学*, 2024, 35(4): 623-634.
Wang Daoshen, Xin Honggang, Xi Kelai, et al. Pore throat structure characteristics of tight sandstone reservoirs and its control effect on oil content: a case study of Member 8 of Yanchang Formation in Zhijing-Ansai area, Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 35(4): 623-634.
- [22] 肖佃师, 卢双舫, 陆正元, 等. 联合核磁共振和恒速压汞方法测定致密砂岩孔喉结构[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(6): 961-970.
Xiao Dianshi, Lu Shuangfang, Lu Zhengyuan, et al. Determination of pore throat structure in tight sandstone by combined nuclear magnetic resonance and constant velocity mercury injection method [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(6): 961-970.
- [23] 张宇, 李小明, 陈宇杰, 等. 基于核磁共振实验对页岩孔隙结构及分形特征研究——以荆门地区 YT2 井五峰组—龙马溪组为例[J]. *中国煤炭地质*, 2023, 35(5): 26-33.
Zhang Yu, Li Xiaoming, Chen Yujie, et al. Study on pore structure and fractal characteristics of shale based on nuclear magnetic resonance experiment: a case study of YT2 Jing Wufeng Formation and Longmaxi Formation in Jingmen area [J]. *Coal Geology of China*, 2019, 35(5): 26-33.
- [24] Li P, Zheng M, Bi H, et al. Pore throat structure and fractal characteristics of tight oil sandstone: a case study in the Ordos Basin, China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 149: 665-674.
- [25] 夏玉磊, 兰建平, 姚伟. 致密砂岩储层微观孔喉结构及可动流体分布特征: 以鄂尔多斯盆地东部神木地区盒 8 段储层为例[J]. *地质科技通报*, 2024, 43(2): 41-51.
Xia Yulei, Lan Jianping, Yao Wei. Microscopic pore throat structure and movable fluid distribution characteristics of tight reservoirs: a case study of Hehe 8 reservoir in Shenmu area, eastern Ordos Basin [J]. *Geological Science and Technology Bulletin*, 2024, 43(2): 41-51.
- [26] Cao B F, Sun W, Li J. Reservoir petrofacies: a tool for characterization of reservoir quality and pore structures in a tight sandstone reservoir: a study from the sixth member of Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 199: 108294.