

文章编号:1009-9603(2022)05-0039-10

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202110028

砂岩孔喉结构复杂性定量表征及其对渗透率的影响

——以东营凹陷沙河街组为例

王玥蕴,于炳松,沈臻欢

(中国地质大学(北京)地球科学与资源学院,北京 100083)

摘要:砂岩孔喉结构复杂性是影响其渗透率的重要因素,而渗透率是评价优质储层的重要参数,因此定量表征砂岩孔喉结构复杂性是砂岩储层质量分析的重要基础。为此,以东营凹陷沙河街组砂岩为例,基于薄片鉴定、粉晶XRD和MICP测试,引入孔喉体积分形维数、迂曲度和迂曲度分形维数对砂岩的孔喉结构进行定量描述,并探究其岩石学控制因素,系统地分析体积分形维数、迂曲度和迂曲度分形维数与渗透率之间的关系。结果表明:东营凹陷沙河街组砂岩孔喉结构复杂性及渗透率受沉积微相的影响较大。平均孔喉直径是控制孔喉结构复杂性的重要因素,孔喉结构复杂性(体积分形维数、迂曲度和迂曲度分形维数)是影响砂岩渗透率的关键因素。

关键词:孔喉结构复杂性;体积分形维数;迂曲度;迂曲度分形维数;东营凹陷

中图分类号:TE122.2*3

文献标识码:A

Quantitative characterization of complexity of sandstone pore-throat structure and its influence on permeability: A case study from Shahejie Formation of Dongying Sag

WANG Yueyun, YU Bingsong, SHEN Zhenhuan

(School of Geosciences and Resources, China University of Geosciences(Beijing), Beijing City, 100083, China)

Abstract: As the complexity of sandstone pore-throat structure is an important factor affecting its permeability and the permeability is crucial to evaluating high-quality reservoirs, it is vital to quantitatively characterize the complexity of sandstone pore-throat structure. Therefore, this paper takes the sandstone of Shahejie Formation in Dongying Sag as an example. On the basis of the thin section identification, XRD, and MICP test, it introduces the pore throat volume fractal dimension, tortuosity, and tortuosity fractal dimension to quantitatively describe the pore throat structure of sandstone and explore their petrological factors. In addition, it systematically analyzes the relationship of volume fractal dimension, tortuosity, and tortuosity fractal dimension with permeability. The results show that the complexity of pore throat structure and permeability of sandstone in Shahejie Formation of Dongying Sag are greatly affected by sedimentary microfacies. The average pore throat diameter is an important factor to control the complexity of pore throat structure, and the complexity of pore throat structure (the volume fractal dimension, the tortuosity, and the tortuosity fractal dimension) is a key factor affecting the permeability of sandstone.

Key words: pore-throat structure complexity; volume fractal dimension; tortuosity; tortuosity fractal dimension; Dongying Sag

砂岩储层微观孔喉结构的复杂性是影响其渗透率和油气开发的关键因素之一。储层的骨架颗粒结构、填隙物组分等影响孔喉结构的复杂程度进

而直接影响储层质量^[1]。常规用来表征孔喉结构的方法主要有铸体薄片、压汞测试、扫描电镜、核磁共振、CT扫描^[2]等,这些方法可以较好地描述孔喉分

收稿日期:2021-10-11。

作者简介:王玥蕴(1999—),女,四川成都人,从事储层孔喉结构复杂性定量分析研究。E-mail:1001181006@cugb.edu.cn。

通信作者:于炳松(1962—),男,浙江德清人,教授,博士。E-mail:yubs@cugb.edu.cn。

基金项目:中国石化科技重大专项“济阳坳陷油气聚集规律及精细评价关键技术”(ZDP17008)。

布特征,但在进一步定量刻画孔喉结构的复杂性上则存在一定的局限性。已有的勘探实践和研究发现,即使是具有相同或相近孔隙度和孔喉分布特征的储层,其渗透率也有较大差异,说明定量刻画微观孔喉结构的复杂性有助于分析孔喉结构复杂性对砂岩储层质量产生的影响。

近年来,分形几何学理论在地质学中得到了较广泛的应用,尤其是在定量表征多孔介质孔隙结构的复杂性方面,已成为重要的方法和手段^[3-4]。KATZ等已证明多孔介质孔隙空间具有分形结构^[5]。贾芬淑等建立利用图像处理技术获取砂岩孔隙结构分形维数的方法,并给出砂岩孔隙结构分形尺度的下限^[6]。李海等利用氮气吸附数据获取页岩孔隙分形特征以探讨孔隙发育的主控因素^[7]。压汞测试作为目前应用最广泛的测试岩心孔喉结构的方法之一^[8],常用来分析孔喉大小及其分布特征,且其测试数据还可用于计算分形维数,从而达到定量评价砂岩孔喉结构复杂性的目的^[9-11]。

笔者旨在运用分形几何学理论,以东营凹陷沙河街组砂岩储层为例,通过压汞资料获取孔喉分布特征、体积分形维数、迂曲度和迂曲度分形维数,定量评价储层孔喉结构复杂性,并分析其岩石学控制因素,从而探讨砂岩储层孔喉结构复杂性与渗透率的关系,以期对定量评价储层质量提供新思路。

1 区域地质概况及样品采集

东营凹陷位于济阳拗陷的东南部(图1),属于济阳拗陷次级凹陷,面积约为5 850 km²。由一系列基底断块组成,平面上呈现近NE向北断南超的复式半地堑特征,主要受NE向和NEE向的张性、张扭性大断裂控制^[12]。研究区沙河街组自下而上可分为四段^[13],沙四段沉积时期北部陡坡带为深湖-半深湖相^[14],南部缓坡带为干旱滨浅湖相^[14],博兴洼陷带为滨浅湖相。沙三段下亚段至沙三段上亚段沉积时期,北部陡坡带为滨浅湖相;南部缓坡带由干旱滨浅湖相转变为滨浅湖相,湖水含盐度下降;博兴洼陷带仍为滨浅湖相,但湖水深度下降。沙二段至沙一段沉积时期,盆地水深进一步下降,为半干旱半咸水滨浅湖相^[15]。

对东营凹陷西南部金27、高351、樊104、樊1、樊25及东北部营93、坨134、坨76、盐16、盐22、盐222、史131、牛116、牛108、王107、东科1共计16口井的沙四段(E_{s4})和沙三段(E_{s3})岩心进行取样,共取样16块。取样时不仅考虑不同层段(沙四段6块、

沙三段10块),还涉及不同的沉积微相类型(滩坝微相5块、浊积扇微相7块、水下扇微相4块)。砂岩样品沉积微相类型的确定主要依据前人的研究成果^[13-15],并对16块样品分别进行显微镜下铸体薄片鉴定、粉晶XRD测试和高压压汞测试。



图1 东营凹陷构造纲要及取样井分布

Fig.1 Structure outline and sampling well location in Dongying Sag

2 储层岩石学特征

铸体薄片观察结果显示,来自浊积扇微相、水下扇微相和滩坝微相砂体的绝大多数样品属于岩屑长石砂岩,少数属于长石岩屑砂岩(图2)。

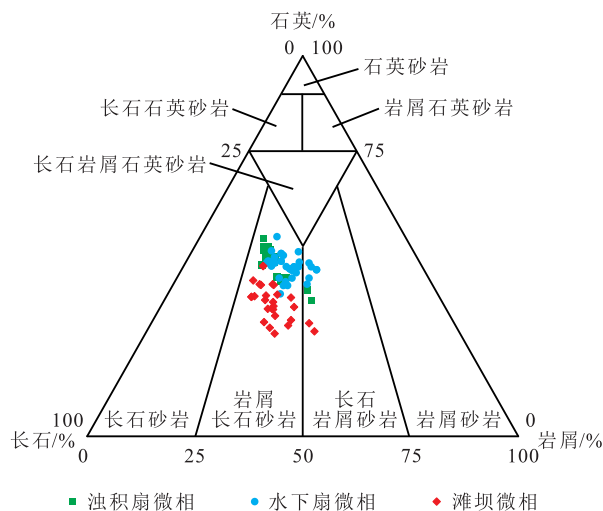


图2 东营凹陷样品的岩性三角图

Fig.2 Lithological triangle diagram of samples in Dongying Sag

研究区7块浊积扇微相砂岩样品的埋深为2 552~3 326 m。除史131井的样品为长石岩屑砂岩外,其余均为岩屑长石砂岩。营93、牛116、王107井样品的石英、长石、岩屑平均颗粒含量分别为46%,27%和27%;硅质胶结物和钙质胶结物平均含量分别为7.5%和4.2%。粒径为87~1 272 μm,平均值为477 μm。颗粒分选中等,磨圆以次棱角状居

多,压实作用弱,颗粒间多为点-线接触。胶结类型均为接触式胶结,具有3个胶结世代(图3a),即早期颗粒边缘为碳酸盐胶结物,中期石英次生加大,晚期孔隙内为碳酸盐胶结物;溶解作用发育,主要表现为长石粒内溶解。牛108、坨76、史131、东科1井样品的石英、长石、岩屑平均颗粒含量分别为40%,45%和15%;硅质胶结物和钙质胶结物平均含量分别为3.2%和15.4%。粒径为78~681 μm ,平均值为232 μm ;颗粒分选中等偏好,磨圆以次圆状居多,压实作用弱,颗粒间多为点接触;胶结类型均为孔隙式胶结,具有2个胶结世代(图3b),即石英次生加大,随后碳酸盐胶结物充填于孔隙之间;溶解作用发育,主要表现为长石粒内溶解。

研究区4块水下扇微相砂岩样品的埋深为2 026~3 986 m。坨134和盐16井的样品为长石岩屑砂岩,盐222和盐22井的样品为岩屑长石砂岩。其石英、长石、岩屑平均颗粒含量分别为42%,24%和34%;硅质胶结物和钙质胶结物平均含量分别为6.1%和3.6%。粒径为70~2 376 μm ,平均值为762 μm ;颗粒分选差,磨圆以次棱角状居多。压实作用弱,颗粒间多为点-线接触;胶结类型均为接触式胶结,具有2个胶结世代(图3c),即石英次生加大,随后碳酸盐胶结物充填于孔隙之间;溶解作用发育,主要表现为长石粒内溶解(图3d)。

研究区5块滩坝微相砂岩样品的埋深为826~3 311 m。除樊25和金27井的样品属于长石岩屑砂

岩外,樊104、樊1、高351井的样品均为岩屑长石砂岩。其石英、长石、岩屑平均颗粒含量分别为37%,50%和13%;硅质胶结物和钙质胶结物平均含量分别为3.3%和17.4%。粒径为68~530 μm ,平均值为197 μm ;颗粒分选中等偏好,磨圆以次圆状居多。压实作用弱,颗粒间多为点接触;胶结类型除樊1井的样品为接触式胶结外,其他均为孔隙式胶结,具有2个胶结世代(图3e),即石英次生加大,随后碳酸盐胶结物充填于孔隙之间;溶解作用发育,主要表现为长石粒内溶解(图3f)。

粉晶XRD全岩半定量测试结果(表1)显示,研究区浊积扇微相砂岩样品具有相对较高的黏土矿物(高岭石)及脆性矿物含量,水下扇微相砂岩样品具有相对较高的脆性矿物含量和较低的黏土矿物含量,滩坝微相砂岩样品具有较低的黏土矿物含量,斜长石含量显著高于钾长石含量。部分样品中碳酸盐胶结物含量相对较高。

3 储层孔隙类型及孔喉分布特征

3.1 孔隙类型

铸体薄片观察结果显示,研究区16块样品发育的孔隙类型均以次生孔隙为主,含少量原生孔隙(图3)。浊积扇微相砂岩的孔隙类型具有2种特征,营93、牛116、王107井的样品因长石溶蚀和早期胶结物溶解形成少量次生孔隙,并保留少量原生粒间

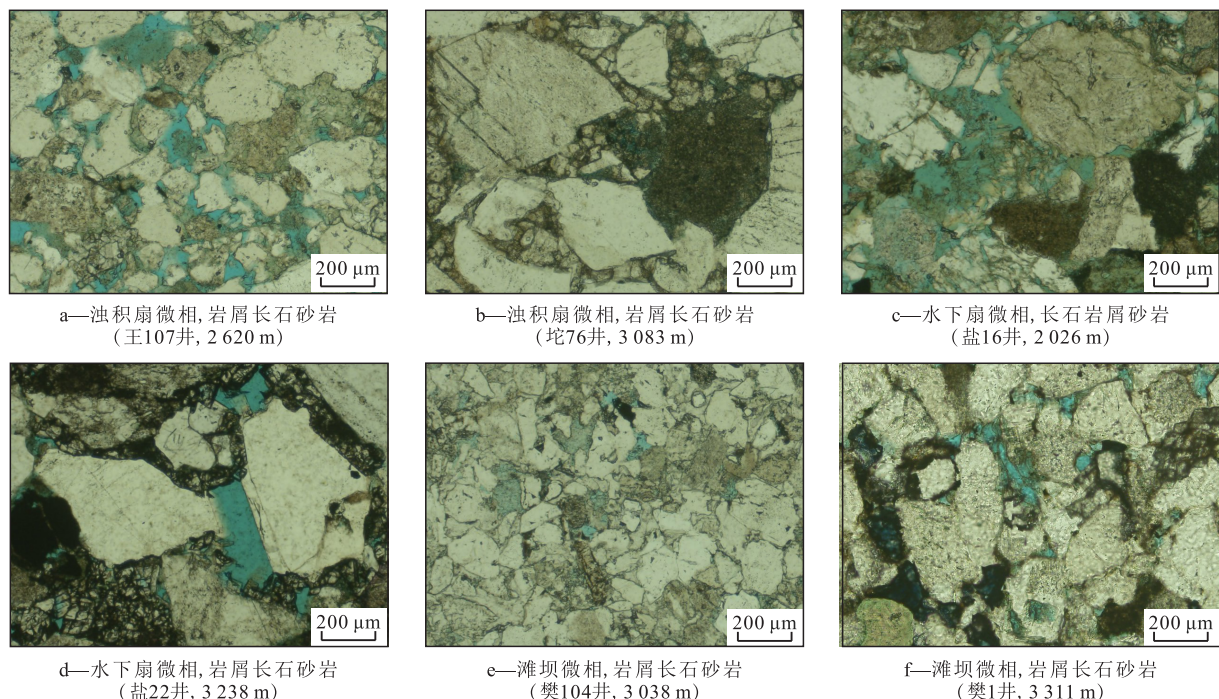


图3 东营凹陷不同沉积微相砂岩样品岩性及孔隙特征

Fig.3 Lithology and pore characteristics of sandstones with different microfacies in Dongying Sag

表1 东营凹陷样品粉晶XRD全岩半定量测试结果
Table1 Whole-rock semi-quantitative test results by powder XRD in Dongying Sag %

井号	层位	沉积微相	黏土矿物总含量	石英含量	钾长石含量	斜长石含量	云母含量	方解石含量	白云石含量
牛108	沙三段	浊积扇	3	39	10	23	2		23
东科1	沙三段	浊积扇	2	47	16	29	1		5
史131	沙三段	浊积扇	2	40	12	29		17	
牛116	沙三段	浊积扇	2	40	12	29		17	
王107	沙三段	浊积扇		41	13	18			28
营93	沙三段	浊积扇	4	52	13	26			5
坨76	沙三段	浊积扇	4	42	11	32	3	8	
坨134	沙四段	水下扇	1	42	6	46	3	2	
樊25	沙三段	滩坝	1	35	10	38	1	15	
樊104	沙四段	滩坝		38	7	45	2	8	

孔隙且连通性较好(图3a);牛108、坨76、史131、东科1井的样品长石局部溶蚀较少,因而次生孔隙含量较低,原生粒间孔隙含量较少,孔隙连通性较差(图3b)。水下扇微相砂岩样品具有较多的长石溶孔,次生孔隙含量较高并保留少量原生粒间孔隙,具有较好的孔隙连通性(图3c,3d)。滩坝微相砂岩样品具有少量由长石溶蚀形成的次生孔隙,及少量的原生粒间孔隙,孔隙连通性均较差(图3e,3f)。

3.2 孔喉分布特征

为研究储层孔喉结构复杂性,根据16块样品在高压压汞测试的低、中、高压区的进汞率,划分为I, II和III共3种类型(图4)。

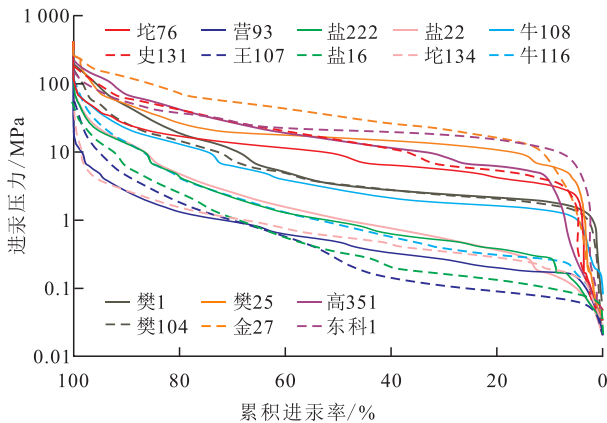


图4 东营凹陷砂岩样品毛管压力曲线

Fig.4 Capillary pressure curves of sandstone samples in Dongying Sag

为进一步了解3种类型样品的储层物性特征,需计算各类型样品的孔喉直径及平均孔喉直径、方差和渗透率^[16](表2)。其中,孔喉直径与进汞压力的关系式为:

$$p_c = \frac{4\sigma \cos\theta}{d} \quad (1)$$

平均孔喉直径可以反映砂岩样品的孔喉大小,其计算式为:

$$E(x) = 2 \sum_{r_{\max}}^{r_{\min}} r p_r \quad (2)$$

孔喉直径方差可以反映砂岩样品孔喉空间的复杂性,其计算式为:

$$D(x) = \frac{4 \sum_{r_{\max}}^{r_{\min}} [r - E(x)]^2}{n} \quad (3)$$

这3种类型样品具有以下孔喉分布特征(图5)。

类型 I 该类型样品在低中压区进汞量较大,具有较长较低的平台段,而在高压区进汞量较小。孔喉整体连通状况一般,排驱压力较低。孔喉分布曲线为双峰式,主峰约为10 μm,次峰约为0.1 μm;含有大量的大孔喉、少量的中孔喉及极少微孔喉^[17]。平均孔喉直径较大,孔喉分布极分散,分选差。孔隙度为8.277%~20.042%,渗透率为5.322~208.862 mD,具有中低孔中低渗透特征,为中等偏差储层^[18]。

类型 II 该类型样品在低压区进汞量极少;在中压区进汞量较大,相较于类型 I,类型 II 的平台段更高更短;在高压区进汞量较类型 I 而言更多。孔喉整体连通状况差,排驱压力中等。孔喉分布曲线为双峰式,主峰约为0.8 μm,次峰约为0.1 μm;含有大量的中孔喉、较少的微孔喉及极少的大孔喉,几乎不含裂隙^[17]。平均孔喉直径较小,孔喉分布集中,分选好。孔隙度为8.896%~13.895%,渗透率为0.603~1.746 mD,具有低孔特低渗透特征,为差储层^[18]。

表2 东营凹陷砂岩样品高压压汞测试计算结果
Table2 Calculation results of high-pressure mercury injection test for sandstone samples in Dongying Sag

储层孔喉类型	井号	层位	沉积微相	孔隙度/%	渗透率/mD	平均孔喉直径/ μm	孔喉直径方差/ μm
I	营93	沙三段	浊积扇	17.053	46.725	4.160	31.090
I	牛116	沙三段	浊积扇	20.042	31.377	2.872	29.678
I	王107	沙三段	浊积扇	18.658	208.862	6.587	41.056
I	坨134	沙三段	水下扇	12.928	20.330	3.449	22.446
I	盐222	沙四段	水下扇	8.277	5.322	2.971	29.467
I	盐16	沙四段	水下扇	18.137	121.209	5.526	27.878
I	盐22	沙四段	水下扇	10.199	9.188	3.080	30.228
II	牛108	沙三段	浊积扇	13.895	1.746	0.659	1.387
II	樊104	沙三段	滩坝	12.010	0.954	0.522	1.235
II	樊1	沙四段	滩坝	8.896	0.603	0.478	1.241
III	坨76	沙三段	浊积扇	7.617	3.421	0.091	10.967
III	史131	沙三段	浊积扇	5.622	1.083	0.136	22.646
III	东科1	沙三段	浊积扇	5.253	0.275	0.129	7.584
III	樊25	沙三段	滩坝	4.093	0.320	0.099	14.834
III	高351	沙四段	滩坝	2.909	0.302	0.103	19.516
III	金27	沙四段	滩坝	3.920	0.241	0.246	12.246

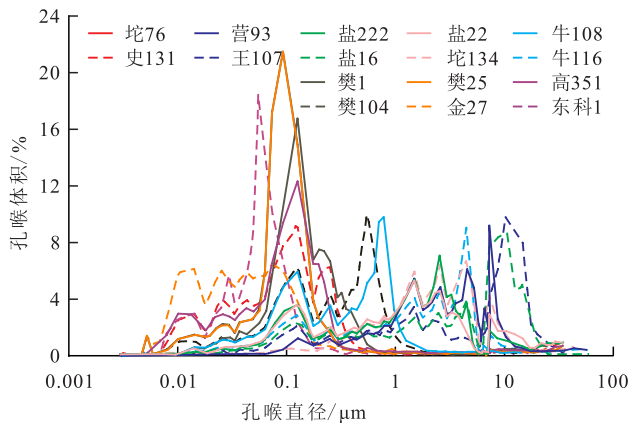


图5 东营凹陷砂岩样品孔喉大小及分布特征
Fig.5 Pore throat size and distribution of sandstone samples in Dongying Sag

类型 III 该类型样品在低中压区进汞量较少,在中高压区进汞量极大,相较于类型 II,类型 III 的平台段更高更长。孔喉整体连通状况极差,排驱压力较高。除史 131 和高 351 井样品的孔喉分布曲线为双峰式外,其余均为单峰式,主峰集中于 0.1 μm ; 含有极多的微孔喉、极少の中孔喉,几乎不含大孔喉及裂隙^[17]。平均孔喉直径较小,孔喉分布较分散,分选中等。孔隙度为 2.909% ~ 7.617%,渗透率为 0.241 ~ 3.421 mD,具有特低孔特低渗透特征,为极差储层^[18]。

4 孔喉结构复杂性表征

4.1 表征参数

分形理论可用于定量描述自然界中结构复杂的对象,即物体数目与测量尺度间存在幂律规则。已有研究证实,岩心孔喉结构符合分形特征^[10]:

$$N(r) \propto r^{-D_f} \quad (4)$$

体积分形维数可用于表征孔喉大小和空间分布的复杂性。多孔岩石的体积分形维数多为 2 ~ 3^[19],体积分形维数越大,分形对象越复杂。

利用压汞资料获取孔喉体积分形维数,单个孔喉的截面积对应单位长度试样,则孔喉半径大于 r 的孔喉单元数量为:

$$N(r) = \frac{V_{Hg}}{S} \quad (5)$$

其中:

$$S = \pi r^2 \quad (6)$$

结合(4)式,得:

$$D_f = - \frac{\log N(r)}{\log r} \quad (7)$$

在岩石试验样品中,由孔喉形成的空间满足精确自相似分形,其余固相颗粒不满足^[20]。由于固相

颗粒的存在,流体在孔喉中流动时可以表现出弯曲和自相似的特征^[20](图6)。迂曲度可用于定量描述流体在砂岩样品孔喉中流动或扩散路径长度的复杂性,从而反映孔喉结构的复杂性。迂曲度的表达式为:

$$\tau = \frac{L_i}{L_0} \quad (8)$$

当孔隙度趋于1时,迂曲度也趋于1,流线复杂性弱;当孔隙度趋于0时,迂曲度趋于无穷大,流线复杂性强。

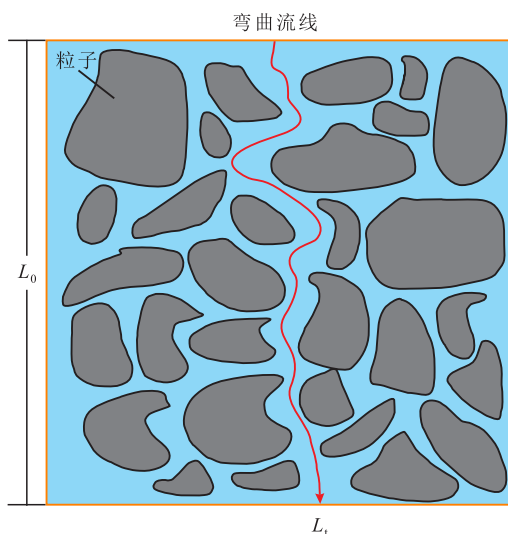


图6 流体通过多孔介质时弯曲路径(毛细管)示意

Fig.6 Bending path(capillary)of fluid passing through porous media

目前,可用于获取岩石样品迂曲度的方法共有4种^[20]:实验测试、数值模拟、传统分析以及流体通过精确自相似多孔介质模型方法。由于实验测试和数值模拟方法获取的结果往往为经验关系式^[21-22],普适性不强,而传统分析方法的几何模型推导过程十分繁琐^[23-24],因此笔者仅对流体通过精确自相似多孔介质模型方法进行分析。

因为砂岩孔喉空间与其内部的流线长度具有自相似性,可以根据谢尔宾斯基地毯的精确自相似多孔介质模型推导得到流体通过砂岩孔喉空间流线迂曲度的递推公式^[25]:

$$\tau_n = \left(\frac{19}{18}\right)^m \quad (9)$$

(9)式中 m 与孔隙度的关系式为:

$$\phi = \left(\frac{8}{9}\right)^m \quad (10)$$

通过(10)式可以将迂曲度转化为孔隙度的函数。本次选择的16块砂岩样品的孔隙度均较低,固相颗粒常见有不规则覆盖和重叠情况,符合(9)式

的推导前提^[25],因而选择流体通过精确自相似多孔介质模型方法进行计算。

WHEATCRAFT等在1988年提出迂曲度分形维数^[26],可用于定量刻画流体通过砂岩孔喉空间时单根流线的弯曲程度。迂曲度分形维数随着孔隙度的增加而减小,当孔隙度趋于1时,迂曲度分形维数也趋于1,孔喉结构复杂性弱。

由于尚无单独计算每根流线迂曲度分形维数的有效方法,且较每根流线弯曲程度的特性而言,所有流线弯曲程度平均值的共性更具有实际意义。YU等将迂曲度分形维数的物理意义进行推广^[27],结合(8)式,可得到所有流线迂曲度分形维数的平均值^[28],并令之近似等于迂曲度分形维数^[20]。即:

$$D_T = 1 + \frac{\ln \tau_{av}}{\ln \frac{L_0}{\lambda_{av}}} \quad (11)$$

其中平均迂曲度的计算式为^[29]:

$$\tau_{av} = \frac{1 + \frac{\sqrt{1-\phi}}{2} + \sqrt{1-\phi} \sqrt{\left(\frac{1}{\sqrt{1-\phi}-1}\right)^2 + \frac{1}{4}}}{2(1 - \sqrt{1-\phi})} \quad (12)$$

平均毛细管直径可基于压汞数据,利用概率密度函数方程计算^[20,27-28]:

$$\lambda_{av} = \frac{D_{fx} \lambda_{min}}{D_{fx} - 1} \quad (13)$$

分形维度数可用于刻画砂岩孔隙度对孔喉结构复杂性的影响,对于三维空间^[20]:

$$D_{fx} = 3 - \frac{\ln \phi}{\ln \frac{\lambda_{min}}{\lambda_{max}}} \quad (14)$$

4.2 表征结果

根据(7)式、(10)式和(11)式,分别求取东营凹陷16块样品的孔喉体积分形维数、迂曲度和迂曲度分形维数,计算结果见表3。

各类型样品的孔喉结构复杂性表现为:类型I最弱,类型II中等,类型III最强。孔喉结构复杂性的差异主要源于各类型砂岩样品属于不同的沉积微相。水下扇微相保留大量结构简单的原生孔喉,由于硅质胶结物紧贴颗粒边缘发育,原始孔隙结构未受到较大改造,长石溶孔多且大,利于改善孔喉空间连通性,因此其孔喉结构相对简单,渗透率较高(图3c);滩坝微相砂岩粒度小,原生孔喉几乎

表3 东营凹陷样品的孔喉体积分形维数、迂曲度和迂曲度分形维数计算结果

Table3 Calculation results of hole throat D_f, τ and D_T in Dongying Sag

井号	类型	层位	沉积微相	D_f	$R_{D_f}^2$	τ	D_T
营93	I	沙三段	浊积扇	2.234	0.997	2.252	1.419
牛116	I	沙三段	浊积扇	2.364	0.987	2.091	1.316
王107	I	沙三段	浊积扇	2.134	0.999	2.161	1.356
坨134	I	沙三段	水下扇	2.275	0.989	2.558	1.407
盐222	I	沙四段	水下扇	2.369	0.991	3.139	1.511
盐16	I	沙四段	水下扇	2.161	0.999	2.190	1.385
盐22	I	沙四段	水下扇	2.361	0.995	2.852	1.471
牛108	II	沙三段	浊积扇	2.644	0.978	2.474	1.409
樊104	II	沙三段	滩坝	2.669	0.979	2.646	1.421
樊1	II	沙四段	滩坝	2.758	0.969	3.036	1.465
坨76	III	沙三段	浊积扇	2.567	0.994	3.261	1.524
史131	III	沙三段	浊积扇	2.559	0.995	3.748	1.554
东科1	III	沙三段	浊积扇	2.734	0.988	3.867	1.579
樊25	III	沙三段	滩坝	2.601	0.994	4.336	1.598
高351	III	沙四段	滩坝	2.526	0.997	5.072	1.664
金27	III	沙四段	滩坝	2.553	0.998	4.423	1.606

不可见,钙质胶结物充填于孔隙内,原始孔隙空间受到较大改造,长石溶孔发育程度低,孔喉空间连通性差,因此其孔喉结构相对复杂,渗透率较低(图3e);浊积扇微相的砂岩结构特征差异大,部分与水下扇微相相似,部分与滩坝微相相似,因此其孔喉结构复杂性差异较大(图3a,3b)。

在利用压汞实验资料对储层类型划分的基础上,结合孔喉分形特征,进一步探讨研究区样品的孔喉结构复杂性。通过 $E(x)$ 与 D_f, τ, D_T 的关系(图7)可以看出, $E(x)$ 与 D_f, τ, D_T 均满足负相关关系,即 $E(x)$ 越大, D_f, τ 和 D_T 越小,孔喉结构越简单;而 $E(x)$ 越小,孔喉结构越复杂。

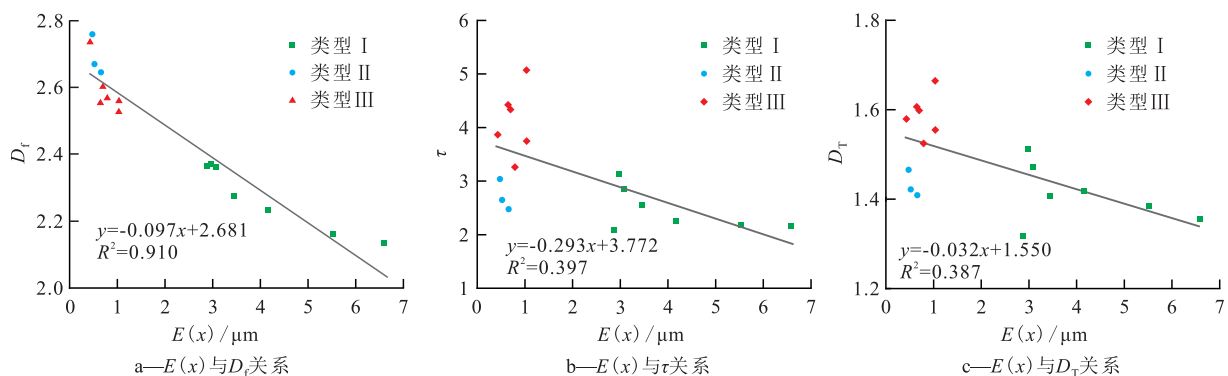


图7 东营凹陷样品的 $E(x)$ 与 D_f, τ 和 D_T 关系

Fig.7 Relationship of $E(x)$ with D_f, τ and D_T in Dongying Sag

从孔喉分布复杂性角度(D_f)来看(图7a),类型I具有高 $E(x)$ 和低 D_f 的特征(图7a),类型II和III具有低 $E(x)$ 和高 D_f 的特征,说明类型I的孔喉非均质程度低于类型II和III。 $E(x)$ 与 D_f 具有极强的负相关关系,即 $E(x)$ 是 D_f 的主控因素之一。

从孔喉迂曲度和迂曲度分形维数所反映的流体渗滤通道空间分布的复杂性(图7b,7c)可以看出,类型I具有低 τ 和 D_T 的特征,反映其流体渗滤通道空间迂曲程度较低;类型III具有高 τ 和 D_T 的特征,反映其流体渗滤通道空间迂曲程度高;类型II流体渗滤通道空间迂曲程度介于类型I和III之间。由于 τ 和 D_T 主要体现流体通过孔喉空间时的迂曲程度,且迂曲程度多与渗滤通道的形态有关,因而 $E(x)$ 与 τ 和 D_T 仅具有一定的负相关关系。

5 孔喉结构复杂性对渗透率的影响

通过 D_f, τ 和 D_T 与渗透率的双对数关系(图8)可知,三者与渗透率均呈负相关关系,即 D_f, τ 和 D_T 越大,孔喉结构复杂性越强,渗透率越小;反之复杂性越弱,渗透率越大。

从孔喉结构复杂性角度(D_f)(图8a)可以看出,类型I具有低 D_f 、高渗透率的特点;类型II和III具有高 D_f 、低渗透率的特点,即类型I的孔喉分布较类型II和III而言更简单,因而具有较高的渗透率。 D_f 与渗透率具有较好的负相关关系,即孔喉结构复杂性是影响渗透率的重要因素。

从孔喉迂曲度及迂曲度分形维数所反映的流体渗滤通道空间分布的复杂性(τ 和 D_T)(图8b,8c)可以看出,类型I具有低 τ 和 D_T 、高渗透率的特征,反映其孔喉结构迂曲程度较小,因而具有较高的渗透率;类型III具有高 τ 和 D_T 、低渗透率的特征,反映其孔喉结构迂曲程度较大,因而具有较低的渗透

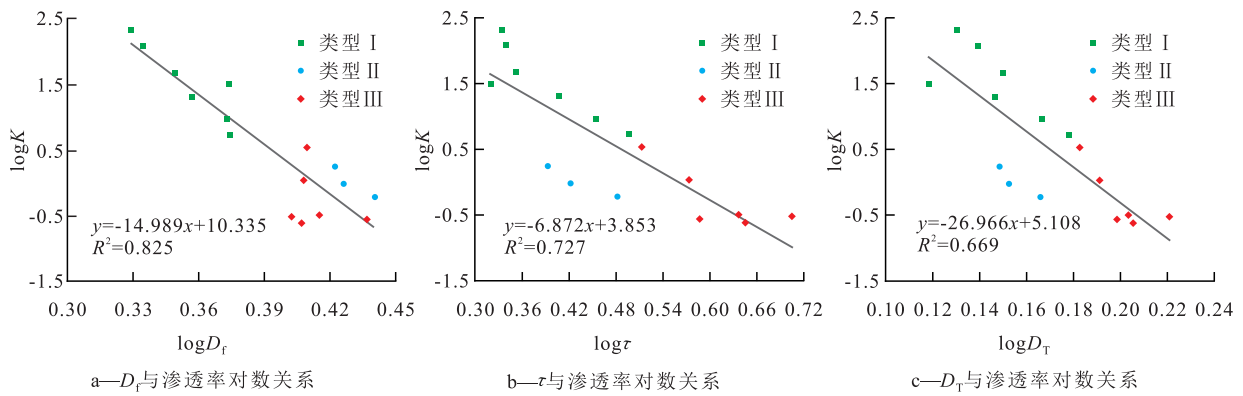


图8 东营凹陷样品的 D_f, τ 和 D_T 与渗透率的双对数关系

Fig.8 Double logarithmic relationship of D_f, τ and D_T with permeability in Dongying Sag

率;类型 II 的孔喉结构迂曲程度介于类型 I 和 III 之间。 τ 和 D_T 具有良好的负相关关系,即流体渗滤通道空间分布的复杂性是影响渗透率的重要因素之一。

6 应用效果分析

引入分形理论可以定量评价孔喉结构复杂性导致的渗透率差异,从而为定量评价储层质量提供新思路。例如东营凹陷盐 222、樊 1、坨 76 井样品的孔隙度均为 7.5% ~ 9%,但渗透率存在较大差异,为 0.6 ~ 5.3 mD;这主要是由于样品的成分组成、结构特征、重要成岩类型和孔隙类型存在差异,导致孔喉结构复杂性(孔喉分布和流线迂曲度及其复杂程度)存在差异,即原生孔隙空间保存和后期改造状况存在差异。类型 I, II 和 III 分别为中等偏差储层、差储层和极差储层,其平均渗透率分别为 63.29, 1.10 和 0.94 mD; D_f, τ 和 D_T 的平均加和数分别为 6.14, 6.84 和 8.30,即不同的分形表征参数特征可用于区分砂岩储层的质量。由此可见,通过计算 D_f, τ 和 D_T 对孔喉结构复杂性进行定量描述,可以更好地刻画孔喉分布的复杂性、流体流动或扩散路径的弯曲性和流体通过随机复杂多孔介质时的复杂性及其与渗透率的关系。引入分形理论量化描述孔喉结构,可以弥补常规储层评价中难以刻画的砂岩储层孔喉结构空间复杂性特点及性质,并为定量评价和区分具有不同复杂孔喉结构的砂岩储层质量提供新思路。

7 结论

东营凹陷沙四段和沙三段储层以岩屑长石砂

岩为主、长石岩屑砂岩为辅。根据各样品在高压压汞测试不同压力段的进汞比率,将研究区 16 块样品分为 3 种类型储层。不同类型砂岩储层的孔喉结构复杂性由弱到强依次为类型 I, II 和 III。研究区样品的 $E(x)$ 与 D_f, τ 和 D_T 均具有负相关性, D_f, τ 和 D_T 与渗透率具有较好的负相关性,说明平均孔喉直径是控制孔喉结构复杂性的重要因素。孔喉结构复杂性(D_f, τ 和 D_T)是影响砂岩渗透率的关键因素。砂岩孔喉结构复杂性及其渗透率受沉积微相的影响较大。不同孔喉结构复杂性的砂岩储层具有不同的分形表征参数特征,引入分形表征参数(D_f, τ 和 D_T)为定量评价砂岩储层质量提供了新思路。

符号解释

- d ——孔喉直径, μm ;
- D_f ——体积分形维数,无量纲;
- D_k ——分形维度数,无量纲;
- D_T ——迂曲度分形维数,无量纲;
- $D(x)$ ——孔喉直径方差, μm ;
- $E(x)$ ——平均孔喉直径, μm ;
- K ——渗透率, mD;
- L_i ——流体路径的实际长度, μm ;
- L_0 ——沿宏观压力梯度方向的直线长度或特征长度($L_i \geq L_0$), μm ;
- m ——谢尔宾斯基地毯的阶数,取值为 0, 1, 2, ...;
- n ——孔喉半径总数, 个;
- $N(r)$ ——孔喉半径大于 r 的孔喉单元数量, 个;
- p_c ——进汞压力, MPa;
- p_r ——对应孔喉半径的进汞率, %;
- $R_{D_f}^2$ —— $\log N(r)$ 和 $\log r$ 的线性拟合优度,无量纲;
- r ——孔喉半径, μm ;
- S ——孔喉面积, μm^2 ;
- V_{Hg} ——累积进汞量, mL/g;
- θ ——汞接触角, ($^\circ$);

λ_{av} ——平均毛细管直径, μm ;
 λ_{max} ——最大孔喉直径, μm ;
 λ_{min} ——最小孔喉直径, μm ;
 σ ——汞表面张力系数, mN/m ;
 τ ——迂曲度, 无量纲;
 τ_{av} ——平均迂曲度, 无量纲;
 τ_n ——各谢尔宾斯基地毯阶数的迂曲度, 无量纲;
 ϕ ——孔隙度, %。

参考文献

- [1] 牛宇辰. 西峰油田合水地区长8储层宏观非均质性研究[J]. 地下水, 2015, 37(4): 229-230.
NIU Yuchen. Study on macroscopic heterogeneity of Chang8 reservoir in Heshui area of Xifeng Oilfield[J]. Ground Water, 2015, 37(4): 229-230.
- [2] 张茜. 陕234-陕235井区致密砂岩储层强非均质性定量表征[D]. 西安: 西北大学, 2019.
ZHANG Xi. Quantitative characterization of strong heterogeneity in tight sandstone reservoirs in Shaan234-Shaan235 wellblock [D]. Xi'an: Northwest University, 2019.
- [3] 李留仁, 赵艳艳, 李忠兴, 等. 多孔介质微观孔隙结构分形特征及分形系数的意义[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2004, 28(3): 105-107, 114.
LI Liuren, ZHAO Yanyan, LI Zhongxing, et al. Fractal characteristics of micropore structure of porous media and the meaning of fractal coefficient[J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 2004, 28(3): 105-107, 114.
- [4] 贺伟, 钟孚勋, 贺承祖, 等. 储层岩石孔隙的分形结构研究和应用[J]. 天然气工业, 2000, 20(2): 67-70.
HE Wei, ZHONG Fuxun, HE Chengzu, et al. Fractal texture research on the pores in reservoir rocks and its application[J]. Natural Gas Industry, 2000, 20(2): 67-70.
- [5] KATZ A J, THOMPSON A H. Fractal sandstone pores: Implications for conductivity and pore formation[J]. Physical Review Letters, 1985, 54(12): 1 325.
- [6] 贾芬淑, 沈平平, 李克文. 砂岩孔隙结构的分形特征及应用研究[J]. 断块油气田, 1995, 2(1): 16-21.
JIA Fenshu, SHEN Pingping, LI Kewen. Study on the fractal characteristics of sandstone pore structure and its application [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 1995, 2(1): 16-21.
- [7] 李海, 刘安, 罗胜元, 等. 鄂西宜昌地区寒武系页岩孔隙结构特征及发育主控因素[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(6): 16-23.
LI Hai, LIU An, LUO Shengyuan, et al. Pore structure characteristics and development control factors of Cambrian shale in the Yichang area, western Hubei [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(6): 16-23.
- [8] 肖佃师, 赵仁文, 杨潇, 等. 海相页岩气储层孔隙表征、分类及贡献[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1 215-1 225.
XIAO Dianshi, ZHAO Renwen, YANG Xiao, et al. Characterization, classification and contribution of marine shale gas reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1 215-1 225.
- [9] 朱汉卿, 贾爱林, 位云生, 等. 昭通示范区龙马溪组页岩微观孔隙结构特征及吸附能力[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(4): 1-6, 15.
ZHU Hanqing, JIA Ailin, WEI Yunsheng, et al. Characteristics of microscopic pore structure and methane adsorption capacity of shale in the Longmaxi Formation in the Zhaotong area [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(4): 1-6, 15.
- [10] LAI Jin, WANG Guiwen, WANG Ziyuan, et al. A review on pore structure characterization in tight sandstones [J]. Earth Science Reviews, 2018, 177: 436-457.
- [11] 张全培, 王海红, 刘美荣, 等. 超低渗透储层全孔径分布及其分形特征研究[J]. 中国矿业大学学报, 2020, 49(6): 1 137-1 149.
ZHANG Quanpei, WANG Haihong, LIU Meirong, et al. Study of the full pore size distribution and fractal characteristics of ultra-low permeability reservoir [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2020, 49(6): 1 137-1 149.
- [12] 王民, 焦晨雪, 李传明, 等. 东营凹陷沙河街组页岩微观孔隙多重分形特征[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(1): 72-79.
WANG Min, JIAO Chenxue, LI Chuanming, et al. Multi-fractal characteristics of micro-pores of Shahejie Formation shale in Dongying Sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1): 72-79.
- [13] 操应长, 杨田, 宋明水, 等. 陆相断陷湖盆低渗透碎屑岩储层特征及相对优质储层成因——以济阳凹陷东营凹陷古近系为例[J]. 石油学报, 2018, 39(7): 727-743.
CAO Yingchang, YANG Tian, SONG Mingshui, et al. Characteristics of low-permeability clastic reservoir and genesis of relatively high-quality reservoirs in the continental rift lake basin: a case study of Paleogene in the Dongying sag, Jiyang depression [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(7): 727-743.
- [14] 操应长, 杨田, 王健, 等. 东营凹陷南坡沙四上亚段滩坝砂岩有效储层成因[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2013, 37(6): 1-9.
CAO Yingchang, YANG Tian, WANG Jian, et al. Genesis of effective reservoirs of beach-bar sandstone in upper part of the fourth member of Shahejie formation in the southern slope of Dongying sag [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2013, 37(6): 1-9.
- [15] YANG Tian, CAO Yingchang, WANG Yanzhong, et al. The coupling of dynamics and permeability in the hydrocarbon accumulation period controls the oil-bearing potential of low permeability reservoirs: a case study of the low permeability turbidite reservoirs in the middle part of the third member of Shahejie [J]. Petroleum Science, 2016, 13(2): 204-224.
- [16] 廖明光, 李士伦, 谈德辉. 砂岩储层渗透率与压汞曲线特征参数间的关系[J]. 西南石油学院学报: 自然科学版, 2001, 23(4): 5-8.
LIAO Mingguang, LI Shilun, TAN Dehui. Relationship between permeability and mercury injection parameters curve for sandstone reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute: Science & Technology Edition, 2001, 23(4): 5-8.
- [17] 葛小波, 李吉君, 卢双舫, 等. 基于分形理论的致密砂岩储层微观孔隙结构表征——以冀中拗陷致密砂岩储层为例[J]. 岩性

- 油气藏, 2017, 29(5): 106-112.
- GE Xiaobo, LI Jijun, LU Shuangfang, et al. Fractal characteristics of tight sandstone reservoir using mercury intrusion capillary pressure: a case of tight sandstone reservoir in Jizhong Depression [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2017, 29(5): 106-112.
- [18] 程泽虎, 李文浩, 薛海涛, 等. 基于高压压汞技术和分形理论的致密砂岩储层分级评价标准 [J]. *东北石油大学学报*, 2019, 43(1): 50-59.
- CHENG Zehu, LI Wenhao, XUE Haitao, et al. Grading evaluation criteria of tight sandstone reservoir based on high pressure mercury injection technology and fractal theory [J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2019, 43(1): 50-59.
- [19] JARONIEC M. Evaluation of the fractal dimension from a single adsorption isotherm [J]. *Langmuir*, 1995, 11(6): 2 316-2 317.
- [20] 郁伯铭, 徐鹏, 邹明清, 等. 分形多孔介质输运物理 [M]. 北京: 科学出版社, 2014.
- YU Boming, XU Peng, ZOU Mingqing, et al. Fractal porous media transport physics [M]. Beijing: Science Press, 2014.
- [21] KOPONEN A, KATAJA M, TIMONEN J. Tortuous flow in porous media [J]. *Physical Review E*, 1996, 54(1): 406-410.
- [22] KOPONEN A, KATAJA M, TIMONEN J. Permeability and effective porosity of porous media [J]. *Physical Review E*, 1997, 56(3B): 3 319-3 325.
- [23] YUN Meijuan, YU Boming, XU Peng, et al. Geometrical models for tortuosity of streamlines in three-dimensional porous media [J]. *Canadian Journal of Chemical Engineering*, 2006, 84(3): 301-309.
- [24] KOU Jianlong, TANG Xueming, ZHANG Haiyan, et al. Tortuosity for streamlines in porous media [J]. *Chinese Physics B*, 2012, 21(4): 368-373.
- [25] LI Jianhua, YU Boming. Tortuosity of flow paths through a Sierpinski carpet [J]. *Chinese Physics Letters*, 2011, 28(3): 117-119.
- [26] WHEATCRAFT S W, TYLER S W. An explanation of scale-dependent dispersivity in heterogeneous aquifers using concepts of fractal geometry [J]. *Water Resources Research*, 1988, 24(4): 566-578.
- [27] YU Boming, CHENG Ping. A fractal permeability model for bi-dispersed porous media [J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2002, 45(14): 2 983-2 993.
- [28] YU Boming, LI Jianhua. Some fractal characters of porous media [J]. *Fractals*, 2001, 9(3): 365-372.
- [29] YU Boming, LI Jianhua. A geometry model for tortuosity of flow path in porous media [J]. *Chinese Physics Letters*, 2004, 21(8): 1 569-1 571.

编辑 邹激滢