

天然气开发

基于 Kozeny—Carman 方程的渗透率分形模型

郑 斌^{1,2}, 李菊花^{1,2}

(1. 长江大学油气资源与勘探技术教育部重点实验室, 湖北 武汉 430100;

2. 长江大学石油工程学院, 湖北 武汉 430100)

摘要: Kozeny—Carman(KC)方程是渗流领域广泛应用于多孔介质渗透率预测的半经验公式, 自该方程首次提出就不断地被修正并加以改进。应用分形理论, 通过建立具有分形特征的毛管束模型, 基于 Posenille 定律和达西公式分别确定了多孔介质的渗透率、孔隙度、比面的分形表达式, 以经典的 KC 方程为基础, 将三者的分形表达式相结合得出了全新的考虑比面影响的渗透率分形模型, 同时得到了具有分形特征的 KC 常数。结果表明: 多孔介质的渗透率是孔隙结构分形维数、迂曲度、宏观物性参数(孔隙度和比面)的函数, KC 常数并不为固定值, 而与毛细管的迂曲度、孔隙结构的分形维数等微观孔隙参数有着密切的联系。通过计算验证表明, 相比于目前使用的 KC 方程, 应用分形方法预测出的渗透率值与实际数值更加接近。

关键词: 分形; 渗透率; 孔隙度; 比面; Kozeny—Carman 方程

中图分类号: TE311

文献标志码: A

文章编号: 1672-1926(2015)01-0193-06

引用格式: Zheng Bin, Li Juhua. A new fractal permeability model for porous media based on kozeny-carman equation [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(1): 193-198. [郑斌, 李菊花. 基于 Kozeny—Carman 方程的渗透率分形模型[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(1): 193-198.]

0 引言

油气储层多孔介质的宏观物性参数包括渗透率、孔隙度、比面等, 它们的大小以及之间的关系对油气储层的评价和开采有着重要的影响。由于储层多孔介质孔隙结构及其物性较为复杂, 很难建立一个满意的模型来准确描述它们之间的关系, 目前仍常用 Kozeny—Carman(KC)方程^[1-3]表征。

$$K = \frac{\varphi^3}{CS^2} \quad (1)$$

式(1)中: K 为多孔介质的渗透率; φ 为孔隙度; S 为比面; C 为 KC 常数。

其中 KC 常数是 Kozeny^[2] 首次在 1927 年提出的, 最初推导时 KC 常数取值为 5。Carman 考虑实际岩石内孔隙是弯曲的, 引入了孔道的迂曲度 τ 修正毛管束模型, 得出的 KC 常数 $C = 2\tau^2$ ^[2]。由于砂

岩类油气储层的迂曲度在 1.5~3.0 之间, 根据 Craman 方法得出的 KC 常数也接近于 5。

尽管 KC 方程及其推广形式已经广泛应用于多孔介质渗透率的预测, 但是 KC 常数是一个没有确切物理意义的经验常数, 且研究表明 KC 常数并不为定值, 而是与多孔介质的微观孔隙结构及其物性有关, 研究者不断采用新的方法对方程进行修正以提高计算精度^[4-11]。在 20 世纪 80 年代初期, 分形理论的提出, 为解决各种复杂的自然现象开辟了一条简单而有效的途径^[12], Pape 等^[13-14]考虑了砂岩孔隙与基质的分形特征, 通过建立孔隙结构分形模型得出了渗透率的表达式, Costa^[11]将经典的 KC 方程与孔隙空间分形特征相结合, 得出了包含 KC 常数及多孔介质分形指数的渗透率与孔隙度关系式, Xu 等^[4,15]将多孔介质分形特征与毛管束模型相结合进一步的应用分形理论得出渗透率的解析表

收稿日期: 2014-05-20; 修回日期: 2014-07-17.

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(编号: 51204193); 中国石油股份公司重大科技专项(编号: 2012E-3304)联合资助。

作者简介: 郑斌(1990-), 男, 黑龙江绥化人, 硕士研究生, 主要从事油气田开发工程研究. E-mail: bin_zheng1990@163.com.

通讯作者: 李菊花(1975-), 女, 重庆人, 副教授, 博士, 主要从事油气田开发工程研究. E-mail: lucyli7509@163.com.

达式并确定了 KC 常数。

事实证明应用分形理论不仅能够准确描述多孔介质的孔隙结构特征,而且能得到更加准确的 KC 方程及具有实际意义的 KC 常数。然而 Xu 等^[4,15]基于 KC 方程建立的渗透率分形模型,虽然考虑到了多孔介质孔隙结构特征及孔隙度对渗透率的作用,却忽略了比面的影响。为了提高渗透率预测的准确性并得出新的 KC 常数表征方式,本文在经典的 KC 方程基础上,基于具有分形特征的毛管束模型,根据 Posenille 定律和达西公式分别推导多孔介质的渗透率、孔隙度、比面的分形表达式,并将这 3 个表达式相结合得出新型的考虑比面影响的渗透率分形表达式和 KC 常数。

1 多孔介质宏观物性参数的分形表征

与传统的欧式几何相比分形几何理论被广泛应用于研究具有不规则特征的物体,如地球中岛屿的大小与数量、海岸线的长度、不光滑物体的表面、岩石内的裂缝等。多孔介质孔隙结构的不规则性表明其具有分形特征^[16-17],Katz 是最早将分形理论应用于描述多孔介质孔隙结构自相似性的,石油工作者应用分形理论表征出了多孔介质的宏观物性参数^[18-21]。

1.1 具有分形特征的毛管束模型

传统毛管束模型中,通常将多孔介质简化为孔隙空间由等直径的平行毛管束组成的理想化模型,认为多孔介质的孔隙大小是均匀的。然而对于油气储层这类的多孔介质,孔隙结构较为复杂,孔隙大小并不均匀,传统的毛管束模型存在着一定的局限性。根据分形理论建立的新型毛管束模型,假定多孔介质是由不等径的平行毛管束组成,这与实际的岩石结构更加的符合,并且根据分形理论,垂直于流动方向单位截面中的毛管数目 N 与毛管半径 r 呈幂函数关系^[15],即:

$$N(>r) = \alpha r^{-D} \quad (2)$$

式(2)中: α 为分形系数; D 为多孔介质孔隙结构分形维数。

分形维数 D 的大小反映了孔隙结构的复杂程度,并且孔隙结构的复杂性随着分形维数 D 的增大而增大^[18]。

1.2 多孔介质渗透率的分形表达式

通常多孔介质内孔隙数目非常巨大,式(2)可以近似认为是连续可微函数,所以由式(2)可得在

单位截面面积中半径在 $r-r+dr$ 之间的毛管数:

$$-dN(r) = \alpha D r^{-(D+1)} dr \quad (3)$$

假设毛管数模型的截面面积为 A ,长度为 L ,进口端和出口端的压力分别为 p_1 和 p_2 ,流体的黏度为 μ ,并且考虑到毛细管的迂曲度 τ 。根据 Posenille 定律可以得到单根毛管的流量:

$$q = \frac{\pi r^4 (p_1 - p_2)}{8 \tau \mu L} \quad (4)$$

从而可以得到流经整个截面 A 的流量:

$$\begin{aligned} Q &= \int_{r_{\min}}^{r_{\max}} q A dN(r) \\ &= \int_{r_{\min}}^{r_{\max}} \frac{\pi r^4 (p_1 - p_2)}{8 \tau \mu L} \alpha D r^{-(D+1)} A dr \\ &= \frac{A \pi \alpha D}{8(4-D)} \frac{(p_1 - p_2)}{\tau \mu L} (r_{\max}^{4-D} - r_{\min}^{4-D}) \end{aligned} \quad (5)$$

根据达西公式:

$$Q = \frac{KA(p_1 - p_2)}{\mu L} \quad (6)$$

由式(5)和式(6)可得:

$$K = \frac{\pi \alpha D}{8 \tau (4-D)} (r_{\max}^{4-D} - r_{\min}^{4-D}) \quad (7)$$

1.3 多孔介质孔隙度的分形表达式

多孔介质的总孔隙体积为:

$$\begin{aligned} V_p &= \int_{r_{\min}}^{r_{\max}} \pi r^2 \tau L A dN(r) \\ &= \int_{r_{\min}}^{r_{\max}} \pi r^2 \tau L A \alpha D r^{-(D+1)} dr \end{aligned} \quad (8)$$

多孔介质的孔隙度为:

$$\begin{aligned} \varphi = \frac{V_p}{V} &= \frac{\int_{r_{\min}}^{r_{\max}} \pi r^2 \tau L A \alpha D r^{-(D+1)} dr}{LA} = \\ &= \frac{\pi \alpha \tau D}{(2-D)} (r_{\max}^{2-D} - r_{\min}^{2-D}) \end{aligned} \quad (9)$$

1.4 多孔介质比面的分形表达式

多孔介质孔隙总内表面积:

$$\begin{aligned} A_0 &= \int_{r_{\min}}^{r_{\max}} 2 \pi r \tau L A dN(r) \\ &= \int_{r_{\min}}^{r_{\max}} 2 \pi r \tau L \alpha D r^{-(D+1)} A dr \\ &= \frac{2 \pi \alpha D A \tau L}{(D-1)} [r_{\min}^{-(D-1)} - r_{\max}^{-(D-1)}] \end{aligned} \quad (10)$$

多孔介质的体积计算公式为 $V = AL$,则多孔介质的比面为:

$$S = \frac{A_0}{V} = \frac{2 \pi \alpha \tau D}{(D-1)} [r_{\min}^{-(D-1)} - r_{\max}^{-(D-1)}] \quad (11)$$

由以上表达式可知多孔介质的渗透率、孔隙度、比面是孔隙结构分形维数、分形系数及微观孔隙结构参数的函数。多孔介质的宏观物性参数并不是孤立存在的,而是通过分形维数以及微观孔隙结构参数紧密联系在一起。

2 建立具有分形特征的 Kozeny—Carman 方程

为了能够得到新型的 KC 方程,需要在经典的 KC 方程式(1)基础上,将上述得到的多孔介质渗透率、孔隙度及比面的表达式相互结合。

首先,由于在多孔介质中 r_{\min}/r_{\max} 值一般很小,可将式(7)、式(9)和式(11)进行简化为:

$$K = \frac{\pi\alpha D}{8\tau(4-D)} r_{\max}^{4-D} \quad (12)$$

$$\varphi = \frac{\pi\alpha\tau D}{2-D} r_{\max}^{2-D} \quad (13)$$

$$S = \frac{2\pi\alpha\tau D}{D-1} r_{\min}^{-(D-1)} \quad (14)$$

其次,设 $\frac{r_{\min}}{r_{\max}} = \lambda$,由式(14) 等号两边平方并与式(12) 相乘可得:

$$KS^2 = \frac{\pi\alpha\tau D}{8(4-D)} \left(\frac{2\pi\alpha D}{D-1}\right)^2 r_{\max}^{6-3D} \lambda^{-2(D-1)} \quad (15)$$

将式(13) 转化为:

$$r_{\max} = \left[\frac{\varphi(2-D)}{\pi\alpha\tau D}\right]^{\frac{1}{2-D}} \quad (16)$$

将式(16) 带入式(15) 并化简得:

$$K = \frac{(2-D)^3}{2\tau^2(4-D)(D-1)^2} \lambda^{2-2D} \frac{\varphi^3}{S^2} \quad (17)$$

最后,令 $\frac{1}{C} = \frac{(2-D)^3}{2\tau^2(4-D)(D-1)^2} \lambda^{2-2D}$ 则式(17) 可改写为

$$K = \frac{\varphi^3}{CS^2} \quad (18)$$

式(18) 为具有分形特征的 KC 方程,该方程表明渗透率是多孔介质孔隙结构分形维数、宏观物性参数、微观孔隙结构参数的函数。在该表达式内不包含任何的经验常数,每一项都有着具体的物理意义。通过式(18) 与经典的 KC 方程(1) 对比可知 C 为新型的 KC 常数表达式,它的大小与多孔介质的分形维数 D 和多孔介质微观孔隙结构参数有关。值得注意的是在实际应用计算时, K 表征的是单相流体流动时的渗透率、 φ 为有效孔隙度、 S 为以岩石外表体积为基础的比面,式子中的 λ 为多孔介质内允许流体流动的

最小孔隙半径 r_{\min} 与最大孔隙半径 r_{\max} 之比。

3 分析与讨论

首先将具有分形特征的新型 KC 方程与 Costa^[11] 和 Xu 等^[15] 得出的表达式进行对比,其中 Costa^[11] 得出的包含 KC 常数及多孔介质分形指数的渗透率与孔隙度关系式为:

$$K = C \frac{\varphi^{n+1}}{(1-\varphi)^n} \quad (19)$$

式中包含 2 个拟合参数:KC 常数 C 和多孔介质孔隙结构的分形指数 n 。徐鹏等^[16] 将多孔介质分形特征与毛管束模型相结合得出了渗透率表达式:

$$K = \frac{1}{32\tau} \frac{2-D_f}{4-D_f} \frac{\varphi}{1-\varphi} r_{\max}^2 \quad (20)$$

式(20) 中: D_f 为孔隙结构的分形维数; r_{\max} 为多孔介质最大孔隙半径; τ 为多孔介质的迂曲度。

与式(19)、式(20)对比可知,式(17)新型 KC 方程中的渗透率不仅是分形维数、孔隙度、微观孔隙结构的函数,还考虑了多孔介质的比面。随着科研人员对微观储层的深入研究表明,以往直接将比面对渗透率的影响简单地用孔隙度代替会忽略复杂微观储层中的诸多信息,如图 1 所示,当储层孔隙度一样时,多孔介质的孔隙结构分维数不同,多孔介质的比面也不相同,总体表现为分维数越大,多孔介质孔隙结构越复杂,对应的比面越大。

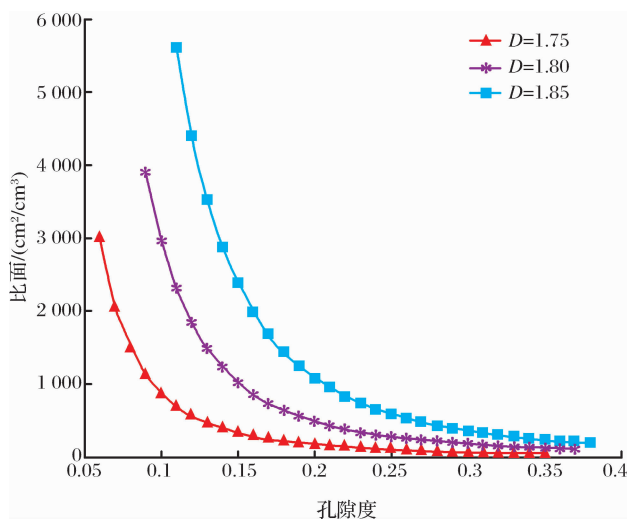


图 1 不同分维数情况下比面与孔隙度关系曲线

Fig. 1 The relationship diagram between specific surface and porosity in different fractal dimension

以孔隙度是 15 为例,当分维数为 1.75 时,对应储层比面为 317;分维数为 1.80 时,对应储层比面为 1 015;分维数为 1.85 时,对应储层比面为 2 370。

而当孔隙度为 0.25 时,分维数为 1.75 时,对应储层比面为 91;分维数为 1.80 时,对应储层比面为 264;分维数为 1.85 时,对应储层比面为 574。

当流体在多孔介质内流动时,流体在基质表面的附加阻力影响其在多孔介质内的运移,附加阻力的大小会随着流体与基质表面接触面积的增大而增大,多孔介质总内表面积的大小直接影响了多孔介质的渗流能力,表现为多孔介质的比面越大渗透率越小,以砂岩类油气储层为例,粒径为 0.5~1mm 的粗砂岩对应比面小于 950cm²/cm³,一般为中高渗透储层;粒径为 0.125~0.25mm 的细砂岩对应比面在 950~2 300cm²/cm³ 之间,一般为中低渗透储层;粒径为 0.003 9~0.062 5mm 的粉砂岩对应比面大于 2 300cm²/cm³,一般为致密储层^[1]。

本模型主要应用于具有分形特征的砂岩类油气储层渗透率大小的预测,实际计算过程中需要确定的参数有孔隙度、比面、最小孔隙半径和最大孔隙半径之比、分形维数、迂曲度等。

其中应用气体孔隙度仪或液体饱和法得到孔隙度同时可通过室内实验方法得到比面,对于砂岩类储层孔隙度的取值范围在 $\varphi=0.05\sim0.35$ 之间、比面 $S=100\sim10\,000\text{cm}^2/\text{cm}^3$ 之间,最小孔隙半径和最大孔隙半径之比则可根据毛管力曲线中最小孔隙半径和最大孔隙半径对应的毛管力的大小计算得到,其取值范围在 $\lambda=0.001\sim0.1$ 之间。分形维数 D 的确定则可通过扫描电镜法、毛管压力曲线法、 J 函数曲线法得到,本文表征孔隙结构分形特征的分形维数取值范围是在 1.4~2 之间;迂曲度虽然不能直接测出,但对于确定的多孔介质类型迂曲度的大小在一定范围内变化 $\tau=1.5\sim3.0$ 。

为了验证新型 KC 方程的准确性和有效性,本文基于 8 种数字岩心详尽孔隙结构参数^[22],通过确定的孔隙度、比面、分形维数及孔隙半径数据,计算了 8 种数字岩心分别对应的新型 KC 常数(表 1 第 7 列),同时分别计算了 KC 常数 $C=5$ 的 Kozeny 方程、 $C=2\tau^2$ 的 Carman 方程、Peng Xu 方程及新型渗

表 1 多孔介质渗透率的预测值与实际值对比
Table 1 The contrast between the predicted and actual values of permeabilities in porous media

序号	岩样	孔隙度	比面 (cm ² /cm ³)	分形 维数(D)	最小最大孔隙 半径之比(λ)	迂曲度 (τ)	本文得出的 KC 常数	渗透率/(μm^2)				
								实际	Kozeny 方程	Carman 方程	Peng Xu 方程	本文得出 的方程
1	B1	0.196	397	1.72	0.049 9	2.351	3.97	1.286	0.956	0.464	1.211	1.204
2	C1	0.233	405	1.80	0.027 9	2.133	5.23	1.102	1.545	0.849	1.985	1.478
3	S1	0.246	342	1.77	0.026 0	2.069	3.36	3.898	2.541	1.484	3.995	3.748
4	S2	0.211	169	1.76	0.038 9	2.252	6.83	4.651	6.541	3.224	4.355	4.786
5	S3	0.240	188	1.80	0.023 8	2.104	3.93	10.974	7.846	4.582	11.600	9.975
6	S4	0.250	155	1.79	0.031 0	2.056	3.66	6.966	4.812	2.847	7.036	6.578
7	S5	0.222	200	1.75	0.058 9	2.188	11.12	2.224	5.481	2.862	2.323	2.464
8	SS1	0.429	581	1.84	0.024 1	1.550	3.41	7.220	4.675	4.865	0.971	6.847

透率分形模型 4 种不同方法得出的 8 种数字岩心的渗透率(表 1),通过对比可知,Kozeny 方程和 Carman 方程得到的渗透率数值虽然与实际值在相同的数量级范围内,但准确度不高误差在 50% 以上,而应用分形理论得到的渗透率预测值则更加的准确,同时经对比可知新型的渗透率表达式预测值与实验数据更为符合。

本文得出了新型的 KC 常数表达式,与 Carman 方程中的 KC 常数对比,除了考虑毛细管的迂曲度外,新型的 KC 常数还与多孔介质的分形维数、微观孔隙参数有关,不是一个确定的常数。图 2 中绘制出了 $\lambda=0.001$ 、 $\lambda=0.005$ 、 $\lambda=0.01$ 这 3 种情况

下 KC 常数与分维数之间的关系曲线,由图 2 可知 KC 常数随着分形维数的增加而增大,同时多孔介质微观孔隙参数 λ 对 KC 常数的影响也较大。

4 结论

根据分形理论得出了基于 Kozeny—Carman 方程的新型渗透率分形模型和 KC 常数表达式,结果表明渗透率是多孔介质孔隙结构分形维数、宏观物性参数、微观孔隙结构参数的函数,且应用新方程预测出的渗透率与实际值较为接近。KC 常数和毛细管的迂曲度、孔隙结构的分形维数、微观孔隙参数有着密切的联系,并不为固定值而是随着孔隙结构分

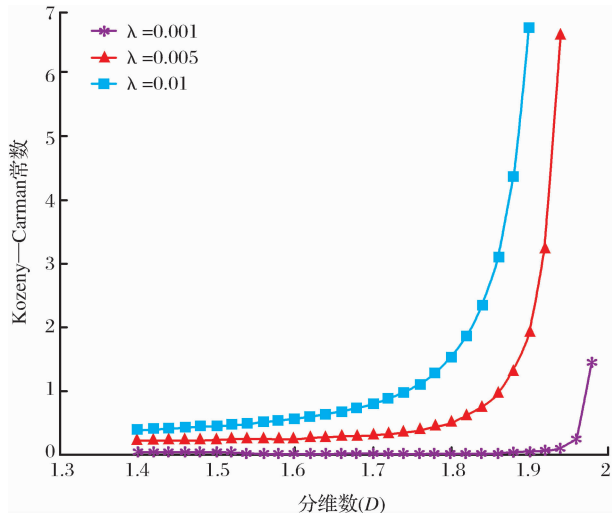


图 2 KC 常数与分维数关系曲线

Fig. 2 The relationship diagram between KC constant and fractal dimension

形维数的增大而增大。由于本文得出的渗透率的解析表达式及新型的 KC 常数是建立在理想化的模型基础上的,为了能进一步提高储层渗透率预测的精确度,需要考虑毛细管迂曲度的分形特征及流体的非线性流动特征。

参考文献 (References):

[1] Yang Shenglai, Wei Junzhi. Petrophysics[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006:157-158. [杨胜来, 魏俊之. 油藏物理论学[M]. 北京:石油大学出版社, 2006:157-158.]

[2] Kozeny J. Ueber kapillare Leitung des Wassers im Boden[J]. Sitzungsber Akad. Wiss, Wien, 1927, 136(2a): 271-306.

[3] Carman P C. Permeability of saturated sands, soils and clays [J]. The Journal of Agricultural Science, 1939, 29 (2): 263-273.

[4] Xu P, Yu B M. Developing a new form of permeability and Kozeny-Carman constant for homogeneous porous media by means of fractal geometry[J]. Advances in Water Resources, 2008, 34(1): 74-81.

[5] Kaviany M. Principles of Heat Transfer in Porous Media[M]. New York, Springer-Verlag, 1995.

[6] Kyan C P, Wasan D T, Kintner R C. Flow of single-phase fluids through fibrous beds[J]. Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals, 1970, 9(4): 596-603.

[7] Mathavan G N, Viraraghavan T. Coalescence/ filtration of an oil-in-water emulsion in a peat bed[J]. Water Research, 1992, 26(1): 91-98.

[8] Rahli O, Tadrist L, Misceyic M, et al. Fluid flow through randomly packed mono-disperse fibers: the Kozeny-Carman parameter analysis[J]. Journal of Fluids Engineering, 1997, 119 (1): 188-192.

[9] Sparrow E M, Loeffler A L. Longitudinal laminar flow be-

tween cylinders arranged in regular array[J]. AICHE Journal, 1959, 5(3): 325-330.

[10] Davies L, Dollimore D. Theoretical and experimental values for the parameter k of the Kozeny-Carman equation as applied to sedimenting suspensions[J]. Journal of Physics D, 1980, 13 (11): 2013-2020.

[11] Costa A. Permeability-porosity relationship; A reexamination of the Kozeny-Carman equation based on a fractal pore-space geometry assumption [J]. Geophysical Research Letters, 2006, 33: L02318.

[12] Zhu Hua, Ji Cuicui. Fractal Theory and Its Applications[M]. Beijing: Science Press, 2011. [朱华, 姬翠翠. 分形理论及其应用[M]. 北京: 科学出版社, 2011.]

[13] Pape H, Clauser C, Iffland J. Permeability prediction based on fractal pore-space geometry [J]. Geophysics, 1999, 64 (5): 1447-1460.

[14] Pare H, Clauser C, Iffland J. Variation of permeability with porosity in sandstone diagenesis interpreted with a fractal pore space model[J]. Pure and Applied geophysics, 2000, 157 (4): 603-619.

[15] Xu P, Yu B M. Developing a new form of permeability and Kozeny-Carman constant for homogeneous porous media by means of fractal geometry[J]. Advances in Water Resources, 2008, 34(1): 74-81.

[16] Xu Peng, Qiu Shuxia, Jiang Zhouting, et al. Fractal analysis of Kozeny-Carman constant in the homogenous porous media [J]. Journal of Chongqing University, 2011, 34(4): 78-82. [徐鹏, 邱淑霞, 姜仕婷, 等. 各向同性多孔介质中 Kozeny-Carman 常数的分型分析[J]. 重庆大学学报, 2011, 34(4): 78-82.]

[17] Chen Huanqing, Cao Chen, Liang Shuxian, et al. Research advances on reservoir pores[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(2): 227-237. [陈欢庆, 曹晨, 梁淑贤, 等. 储层孔隙结构研究进展[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(2): 227-237.]

[18] Xu Shouyu, Wang Shuping. Fractal feature about the micro-structure in sandstone reservoir: Taking the Paleogene Shahejie Formation in Shengtuo Oilfield as an example[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(5): 886-892. [徐守余, 王淑萍. 砂岩储层微观结构分形特征研究——以胜坨油田古近系沙河街组储层为例[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(5): 886-892.]

[19] Xie Xiaoyong, Guo Xinjiang, Jiang Zujun, et al. Study on formation damage and fractal feature of pore structure[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22 (6): 1128-1132. [谢晓永, 郭新江, 蒋祖军, 等. 储层孔隙结构分形特征与损害研究[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(6): 1128-1132.]

[20] Chen Tianyong, Mao Xin, Liu Shiyin, et al. Fractal theory-based calculation method of relative permeability curves-a case study from the Hetaoyuan Formation in Shuanghe Oilfield, Nanxiang Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4): 578-590. [陈田勇, 毛鑫, 刘仕银, 等. 利用分形理论计算相对渗透率曲线——以南襄盆地双河油田核桃园组六油组为例[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(4): 578-590.]

[21] Yang Feng, Ning Zhengfu, Wang Qing, et al. Fractal charac-

teristics of Nanopore in Shales[J]. Natural Gas Geoscience, 2014,25(4):618-623. [杨峰, 宁正福, 王庆, 等. 页岩纳米孔隙分形特征[J]. 天然气地球科学, 2014,25(4):618-623.]

[22] Zhao Ming, Yu Boming. The fractal characterization of pore structure for some numerical rocks and prediction of permeabilities[J]. Journal of Chongqing University, 2011, 34(4): 87-94. [赵明, 郁伯铭. 数字岩心孔隙结构的分形表征及渗透率预测[J]. 重庆大学学报, 2011, 34(4): 87-94.]

A New Fractal Permeability Model for Porous Media Based on Kozeny-Carman Equation

ZHENG Bin^{1,2}, LI Ju-hua^{1,2}

(1. Key Laboratory of Exploration Technologies for Oil and Gas Resources, Yangtze University, Ministry of Education, Wuhan 430100, China; 2. Yangtze University, Petroleum Engineering, Wuhan 430100, China)

Abstract: Kozeny-Carman(KC)equation is a semi-empirical equation, which is widely used to predict permeability of porous media in the field of flow. Since the establishment of this equation, many new methods were adopted to increase its accuracy. In this paper, an analytical expression for the permeability in porous media using the fractal theory and capillary model was derived based on Posenille law and Darcy equation, which reflects the permeability, porosity, specific surface area relation. The new proposed model is expressed as a function of three properties of porous media considering the specific surface area from the classical KC equation. Meanwhile the fractalKC constant with no empirical constant is obtained. The result shows that permeability of porous media is the function of fractal dimension of pore structure, tortuosity, macroscopic petrophysical parameters(porosity and specific surface area). The KC constant is not constant and has close relationship with tortuosity, fractal dimension and microscopic pore structure parameters. It is concluded that the permeability calculated by using new fractal model is more accurate than that by other KC equations.

Key words: Fractal; Permeability; Porosity; Specific surface; Kozeny-Carman equation

《天然气地球科学》2012 年高被引 Top 10 论文(据 CNKI 统计)

题名	作者	发表时间	被引	下载
非常规油气有关概念、分类及资源潜力	赵靖舟	2012,23(3):393-406	48	2855
中国致密砂岩气主要类型、地质特征与资源潜力	李建忠, 郭彬程, 郑 民, 杨 涛	2012,23(4):607-615	41	1709
考虑地层温度和压力的页岩吸附气含量计算新模型	李武广, 杨胜来, 徐 晶, 董 谦	2012,23(4):791-796	17	751
东营凹陷古近系泥页岩中存在可供开采的油气资源	张林晔, 李 政, 李钜源, 朱日房, 孙锡年	2012,23(1):1-13	12	374
渝东南地区志留系黑色页岩层序地层研究	李一凡, 樊太亮, 高志前, 张金川, 王小敏, 曾维特, 张俊鹏	2012,23(2):299-306	12	713
致密砂岩气聚集模型与定量模拟探讨	郭秋麟, 陈宁生, 胡俊文, 谢红兵, 闫 伟, 高日丽	2012,23(2):199-207	11	510
贵州页岩气源岩特征及页岩气勘探远景分析	杨瑞东, 程 伟, 周汝贤	2012,23(2):340-347	9	1062
黔北地区构造特征与下寒武统页岩气储层裂缝研究	久 凯, 丁文龙, 李玉喜, 张金川, 曾维特	2012,23(4):797-803	9	756
烃源岩评价参数与油页岩品质指标内在关系探讨	柳少鹏, 周世新, 王保忠, 李 靖, 张海坤, 巩书华	2012,23(3):561-569	9	452
全球海相碳酸盐岩巨型油气田发育的构造环境及勘探启示	谷志东, 汪泽成, 胡素云, 汪 红, 殷积峰, 黄平辉	2012,23(1):106-118	9	328