

致密油储集层迂曲度变化特征研究

张召彬¹ 林緬^{2*} 李晓¹

1. 中国科学院地质与地球物理研究所, 北京 100029;
2. 中国科学院力学研究所, 北京 100190

摘要: 迂曲度是刻画多孔介质中输运过程的重要参数,对致密储集层,由于流动的非线性,流动规律和常规储集层有巨大差异,迂曲度与常规储集层亦不同。本文利用孔隙网络模型,研究了由流动非线性所带来的迂曲度改变。提出2个无量纲数:①以岩心的水动力迂曲度为基础定义无量纲迂曲度 Γ ,用以刻画非线性效应带来的迂曲度改变;②定义流量加权平均的孔喉半径为特征孔喉半径,并以此定义无量纲压力梯度 P ,用以刻画压力梯度状态。本文研究了 Γ 随 P 的变化规律表明, P - Γ 曲线具有确定的形态,且不随岩心孔隙网络的任何参数发生变化。即对于任何岩石,由流动的非线性所带来的迂曲度的改变是确定的。本文给出了 P - Γ 曲线的拟合公式,可方便计算给定压力梯度下的迂曲度改变。

关键词: 致密储集层; 迂曲度; 孔隙网络模型; Bingham 流体

中图分类号: P618.130.2 文章编号: 1007-2802(2015)01-0055-06 doi: 10.3969/j.issn.1007-2802.2015.01.006

Characteristics of Tortuosity in Tight Oil Reservoirs

ZHANG Zhao-bin¹, LIN Mian^{2*}, LI Xiao¹

1. Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China;
2. Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China

Abstract: Flow path tortuosity, which is of great significance to productivity forecast, is an important parameter in characterization of the transport process in porous media. However, due to the nonlinearity of flow in tight reservoirs, flow properties in tight reservoirs are remarkably different with those in the regular reservoirs, thus is the tortuosity. We studied the change of tortuosity caused by the nonlinearity of flow using a pore network model. Two dimensionless numbers were introduced: one is the dimensionless tortuosity, Γ , which is defined based on hydraulic tortuosity to quantify the change of tortuosity due to the nonlinearity of flow in tight reservoir; another is the dimensionless pressure gradient, P , which is defined on the basis of the flux-weighted throat radius to quantify the state of pressure gradient. The dependency of Γ with P was systematically studied. The P - Γ curve was found to have a fix shape and was irrelevant with any parameters of the core. The result implied that, the change of tortuosity caused by the nonlinearity of flow in tight reservoir is only a function of dimensionless pressure gradient. The change of tortuosity can be calculated directly by the fitting formula of P - Γ curve presented in this work.

Key words: tight reservoir; tortuosity; pore network model; Bingham fluid

近年来,受美国页岩气成功经验的启发,人们开始关注曾被认为没有商业开发价值的低渗透页岩及相关层系中的石油资源,这种石油资源被称为致密油或页岩油(周庆凡和杨国丰,2012)。与常规

石油资源不同,致密油储存于微米-纳米级孔径储集层中(邹才能等,2013),储集层极其致密,渗透率极低,石油流动必须克服更大的黏性阻力,且流动呈现非线性的特点(Wei *et al.*, 2009)。从开发的角

收稿日期: 2014-06-30 收到, 2014-08-12 改回

基金项目: 国家重点基础研究计划(2014CB239004); 中国科学院战略性先导科技专项(B类)(XDB10020302); 国家科技重大专项(2011ZX05008-004-43); 中国地质调查局地质调查工作项目(12120114055801)

第一作者简介: 张召彬(1986-),男,博士后,研究方向: 页岩气微观流动,水力压裂。E-mail: zhangzhaobin@mail.iggcas.ac.cn.

* 通讯作者简介: 林緬(1960-),女,研究员,博士生导师,研究方向: 多孔介质流动模拟、非常规油气开采。E-mail: linmian@imech.ac.cn.

度 如何增加致密油的可流动性是需要解决的核心问题。可流动性一方面取决于储集层的孔径大小, 另一方面, 由于石油分子在储集层中的运动路径极度迂曲(Ghanbarian *et al.*, 2013), 有学者引入迂曲度的概念(Carman, 1937) 来表征路径的迂曲性对流动阻力的影响(Dullien, 1979)。所谓迂曲度, 即流体分子运动路径的曲线长度和直线距离的比值(Ghanbarian *et al.*, 2013)。近年来, 已有学者利用迂曲度来刻画页岩储集层的迂曲特性, 并利用迂曲度对页岩储集层的渗透率计算进行了修正(Civan, 2010; Darabi *et al.*, 2012)。对常规储集层, 人们建立诸多经验公式(Matyka *et al.*, 2008; Ahmadi *et al.*, 2011; Duda *et al.*, 2011; Ghanbarian *et al.*, 2013) 来估计储集层的迂曲度, 然而由于流动机制的不同, 这些经验公式对致密储集层难以成立。近年来 CT 技术的发展使得人们能基于致密岩心的三维结构来估计迂曲度(Darabi *et al.*, 2012), 但由于迂曲度的计算依赖于流体的流动路径, 基于图像的迂曲度估计方法难以实现定量化。另外, 考虑到致密储集层中流动的非线性(Wei *et al.*, 2009), 致密油流动时, 是否沿着与常规油类似的路径, 流动路径是否确定, 路径迂曲度与储集层性质存在怎样的依赖关系, 这些都是致密油可流动性研究中尚未解决的基础问题。

致密油流动机制尚不完全明确。一般认为, 致密油流动的非线性主要来自 2 个方面: ①油藏流体大多都不是严格的牛顿流体, 并表现出 Bingham 流体的特性(张茂林等, 2004); ②致密储集层中, 流固分子强烈的相互作用, 致使近壁面流体分子被吸附(马尔哈辛, 1987)。本文将着重建立迂曲度计算的方法, 考虑到分子作用理论尚不够成熟, 本文将 Bingham 模型为例, 并以孔隙网络模型(Joekar-Niasar *et al.*, 2010; Balhoff *et al.*, 2012; Mehmani *et al.*, 2013) 为框架, 以此建立致密油流动计算模型。只要给定流量和压力梯度的关系, 所述方法同样可用于其它类型流动对应迂曲度的计算。

孔隙网络模型(Joekar-Niasar *et al.*, 2010; Balhoff *et al.*, 2012; Mehmani *et al.*, 2013) 是一类发展成熟的微观渗流模拟模型。该模型将岩石的孔隙空间抽象成为由开孔的孔隙和狭窄的孔喉组成的网络, 并将孔隙和孔喉作为最小的单元来模拟微观渗流过程。孔隙网络模型可很好地模拟岩石内单相(Mehmani *et al.*, 2013) 和多相(Piri and Blunt, 2005; Zhao *et al.*, 2010)、压缩(Mehmani *et al.*, 2013) 与不可压缩(Piri and Blunt, 2005; Idowu

and Blunt, 2010; Zhao *et al.*, 2010)、动态(Idowu and Blunt, 2010) 与准静态(Piri and Blunt, 2005; Zhao *et al.*, 2010) 等各种渗流过程, 并可用于致密储集层渗流过程的模拟(Balhoff *et al.*, 2012; Mehmani *et al.*, 2013), 且在上述领域均得到了比较严格的验证。孔隙网络模型直接基于岩石孔隙空间建模(Dong and Blunt, 2009), 通过选择合适的流动模型, 可较为真实地还原岩石的空间结构和岩石内渗流过程, 并得到流体的流动路径。本文利用孔隙网络模型对致密储集层进行微观建模, 基于此研究致密油的微观流动路径特征, 并计算由流动的非线性所带来的迂曲度改变。

1 计算模型

1.1 致密油的流动

在孔喉中, Bingham 流体流量满足(孔祥言等, 1999):

$$q = \frac{\pi r^4}{8\mu_p} \left(-\frac{dp}{dL} \right) \left[1 - \frac{4}{3} \left(\frac{2\tau_0/r}{-dp/dL} \right) + \frac{1}{3} \left(\frac{2\tau_0/r}{-dp/dL} \right)^4 \right] \quad (1)$$

式中: μ_p (Pa·s) 为塑性黏度, τ_0 (Pa) 为屈服应力, 通常由实验测定, r (μm) 为孔喉半径, $\frac{dp}{dL}$ 为压力梯度, q (m^3/s) 为孔喉内流体的体积流量。据(1)式可得单一孔喉内的启动压力梯度(λ)为:

$$\lambda = -\frac{dp}{dL} = \frac{2\tau_0}{r} \quad (2)$$

即半径越小, 启动压力梯度越大。由于致密储集层中孔喉半径极小, 一般为微米甚至纳米级别(邹才能等, 2013), 因此, 石油的流变特性在致密储集层中作用显著。

定义圆管中无量纲压力梯度(P):

$$P = -\frac{dp}{dL} \frac{2\tau_0}{r} = -\frac{rdp}{2\tau_0 dL} \quad (3)$$

相应地, 定义在多孔介质中无量纲压力梯度:

$$P = \frac{R}{2\tau_0} \nabla p \quad (4)$$

式中: 孔喉特征半径 R 为孔喉半径按流量的平均值。由于流量正比于 r 的 4 次方, 因此定义:

$$R = \left(\bar{r}^4 \right)^{1/4} \quad (5)$$

1.2 致密储集层几何建模

一般地, 岩石孔隙网络的几何特性可用 4 组分布描述(Zhao *et al.*, 2010): 孔隙半径分布、孔喉半径分布、配位数分布和相邻孔隙孔喉的半径比例分

布。其中配位数为与单个孔隙连接的孔喉数,用以表征孔隙空间的连通性(Zhao *et al.*, 2010)。同样,只要给定这4组分布,就可以构建等价随机网络(Idowu and Blunt, 2010)。由于本文仅关注稳态流场,且忽略孔隙中的黏性阻力(Joekar-Niasar *et al.*, 2010),因此可不考虑孔隙半径分布。另外,本文关注流动阻力,还必须考虑孔喉长度(或密度)。综上,本文根据孔喉半径分布,孔喉平均长度和配位数分布进行几何建模。

采用Wei等(2009)测量得到的致密岩心孔喉半径分布数据构建随机孔隙网络。Wei等(2009)实验得到2种岩心孔喉半径分布,其孔喉半径主要都分布在1.5 μm以内,具备典型的致密岩特征。由于Wei等(2009)未给定孔喉长度和配位数,因此本文将之作为构建孔隙网络时的变量。利用基于Bingham流体的孔隙网络模型计算岩心A和岩心B的流量,取计算参数 $\mu_p = 1.0 \text{ Pa}\cdot\text{s}$, $\tau_0 = 0.1 \text{ Pa}$,并参照Wei等(2009)实验测得的压力梯度-流量曲线,确定孔喉长度和配位数,最终得到的孔隙网络几何参数如表1所示。

表1 孔隙网络的几何参数

Table 1 Geometry parameters of the porosing grid

参数	岩心 A	岩心 B
来源地	大庆	长庆
$R(\mu\text{m})$	0.79	1.71
$r(\mu\text{m})$	0.65	0.95
配位数	5.1	5.1
平均孔喉长度(μm)	23.8	79

数值结果与实验结果的校核程度如图1所示。结果表明,利用Bingham模型可以得到与实验结果

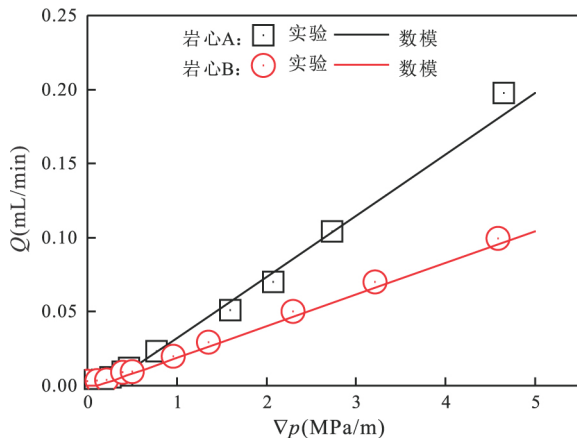


图1 基于Bingham流动方程模拟得到的压力梯度(∇p)-流量曲线(Q)和实验(Wei *et al.*, 2009)
Fig. 1 Variation of flux with pressure gradient obtained from experiments and simulation (data from Wei *et al.*, 2009)

接近的启动压力梯度,并且流量变化和实验结果趋势相同,由此说明本文运用Bingham模型的合理性。

必须说明的是,这里仅利用了孔喉半径分布进行孔隙网络的重构,孔喉长度、配位数的重构结果都不是唯一的,本文将在第3节证明这种不确定性对迂曲度没有影响。

2 致密油的流动路径

计算不同压力梯度下的流场,并输出流动路径,分析致密油在不同压力梯度下的微观流动路径。结果如图2、图3和图4所示。

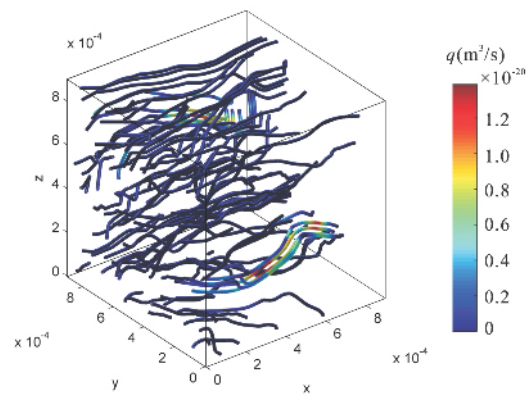


图2 压力梯度0.15 MPa/m时流体在岩心A内的流动路径(颜色代表孔喉流量)

Fig. 2 Flow path in core A when pressure gradient equals 0.15 MPa/m (Color represents flow rate)

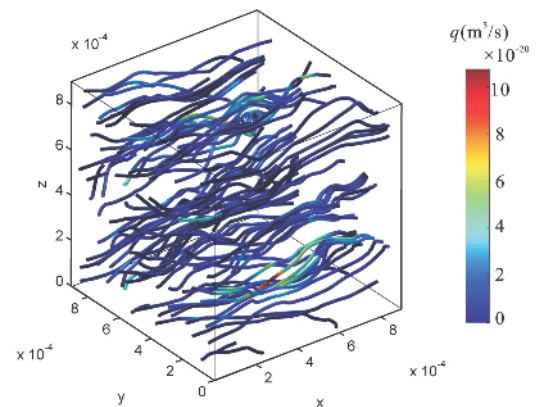


图3 压力梯度0.20 MPa/m时流体在岩心A内的流动路径(颜色代表孔喉流量)

Fig. 3 Flow path in core A when pressure gradient equals 0.20 MPa/m (Color represents flow rate)

对比可见,当压力梯度为0.15 MPa/m时,流场中多数路径处于不连通状态;当压力梯度为0.20 MPa/m时,流动路径和0.15 MPa/m时有显著的不同,此时有更多的路径开始连通;而当压力

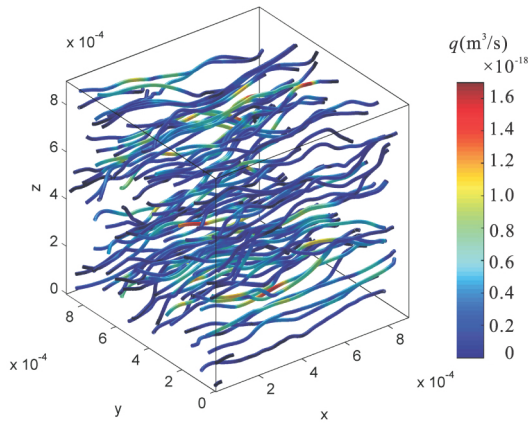


图4 压力梯度 0.66 MPa/m 时 流体在岩心 A 内的流动路径 (颜色代表孔喉流量)

Fig.4 Flow path in core A when pressure gradient equals 0.66 MPa/m (Color represents flow rate)

梯度为 0.66 MPa/m 时流场中大部分流动的路径开始呈现连通的状态。

由方程 (1) 可知,孔喉中流动存在一个启动压力梯度,且孔喉半径越小,启动压力越大。孔喉的导液系数(即流量和压力差之比)随压力梯度而变。如果施加在岩心上的压力差较小,则较小孔喉中的流体处于难以流动的状态,一些路径难以连通。因此,不同压力梯度下的流动路径不会完全相同。相反,常规储集层中,给定孔喉的导液系数是确定的,因此各个孔喉中流动阻力的相对大小是确定的,这是常规储集层迂曲度是常数的本质。

3 致密油迂曲度

下面研究致密油流动的非线性带来的迂曲度改变。本文迂曲度采用如下公式计算:

$$\tau = \frac{\sum_i |q_i \cdot |\dot{x}_{i1} - \dot{x}_{i2}|}{|\sum_i q_i \cdot (\dot{x}_{i1} - \dot{x}_{i2}) \cdot \vec{IO}|} \quad (6)$$

式中: τ 为迂曲度 q_i (m^3/s) 为孔喉中的流量, x (m) 为孔隙坐标, $i1$ 和 $i2$ 为孔喉 i 两端孔隙的编号, \vec{IO} 为从入口指向出口的单位向量。

输出迂曲度随着压力梯度的变化曲线(图 5)可见迂曲度有 2 个特点:

(1) 迂曲度随压力梯度变化。随着压力梯度的增加,迂曲度逐渐增加,但增速逐渐趋于平缓。分析可知,当压力梯度趋于无穷大时,Bingham 流体的性质趋于牛顿流体,因此压力梯度趋于无穷大时的迂曲度极限为岩石的水动力迂曲度(Ghanbarian *et al.*, 2013),即牛顿流体流动路径的迂曲度。

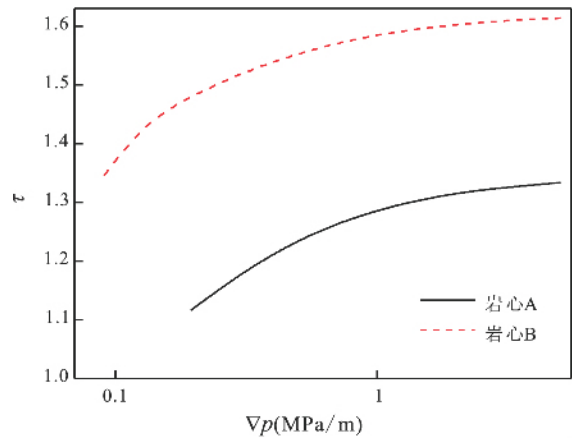


图5 流动路径迂曲度随压力梯度的变化曲线

Fig.5 Variation of tortuosity with pressure gradient

(2) 迂曲度是岩心的个体特征。由图 6 可以看出两块岩心的迂曲度随压力梯度变化趋势相同,但量值不同。由于流体倾向于从阻力小的路径通过,当孔喉半径相当时,路径长度是决定流动路径的主导因素,即流体倾向于走更短的路径。当孔喉半径差异较大时,孔喉半径成为流动路径的主导因素。由岩心 A 和岩心 B 的孔喉半径分布(Wei *et al.*, 2009)可知,岩心 A 的孔喉半径分布比较集中,岩心 A 的迂曲度小;岩心 B 的孔喉半径分布比较分散,由此迂曲度相对来说比较大。

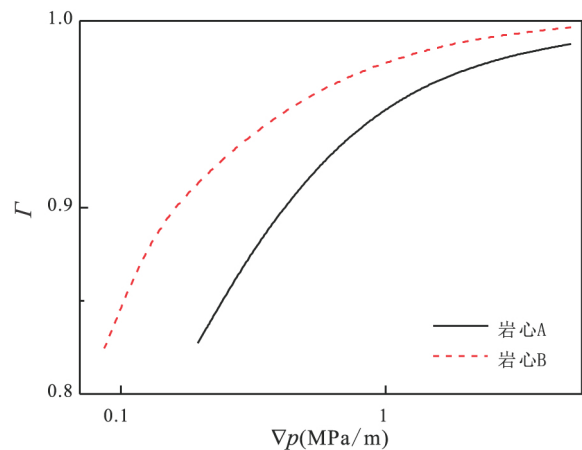


图6 $\nabla p-\Gamma$ 曲线

Fig. 6 $\nabla p-\Gamma$ curve

为进一步考察迂曲度与岩样的关系,定义一个无量纲迂曲度 Γ :

$$\Gamma = \frac{\tau}{\tau_h} \quad (7)$$

式中: τ_h 为水动力迂曲度。 Γ 代表 Bingham 流体的非线性所带来的迂曲度的改变。输出 Γ 随压力梯度 ∇p 的变化曲线图(图 6)可知不同岩心,相同 ∇p 时, Γ 不同,特别是 ∇p 比较小时二者差异更大。

尽管岩心 A 和 B 性质迥异,迂曲度亦差别很大,但 $P-\Gamma$ 曲线却几乎完全重合(图 7)。可见对于不同岩石, Bingham 流体非线性所带来的迂曲度变化几乎是确定的,对不同半径分布的岩心,其迂曲度具有相同的变化特征,因此,可把描述常规油气的方程应用到致密储集层。

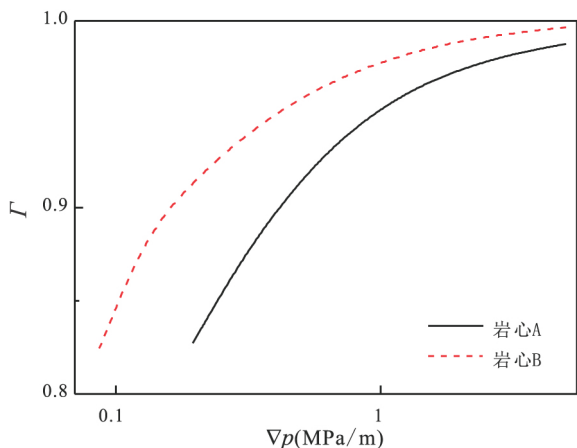


图 7 $P-\Gamma$ 曲线
Fig. 7 $P-\Gamma$ curve

除半径分布外,配位数亦是孔隙网络的关键参数。以岩心 A 为基础,通过随机删除一定比例的孔喉,得到不同配位数的孔隙网络,计算不同配位数下的迂曲度变化曲线(图 8)反映出不同配位数条件下, $P-\Gamma$ 曲线非常接近。

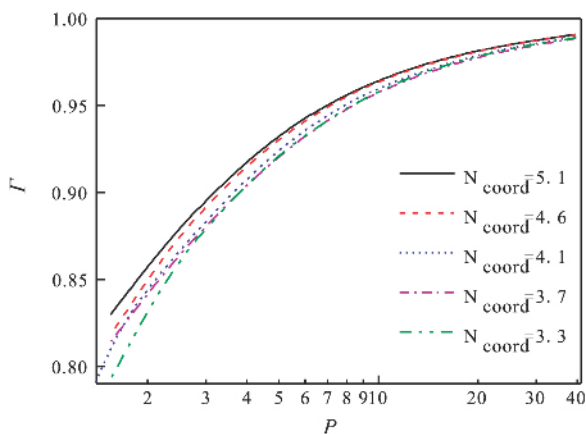


图 8 不同配位数下的 $P-\Gamma$ 曲线
Fig. 8 $P-\Gamma$ curves in samples with different coordinate numbers

在本文的孔隙网络建模时,孔喉的长度亦作为孔隙网络的几何参数。然而,孔喉长度(密度)主要影响流体整体的流动阻力,并不会改变孔喉内流体的启动压力梯度,因此可以预见,单纯改变孔喉长度不会对迂曲度有任何改变。不同孔喉长度的计算结果见图 9,可见孔喉长度对迂曲度没有影响。

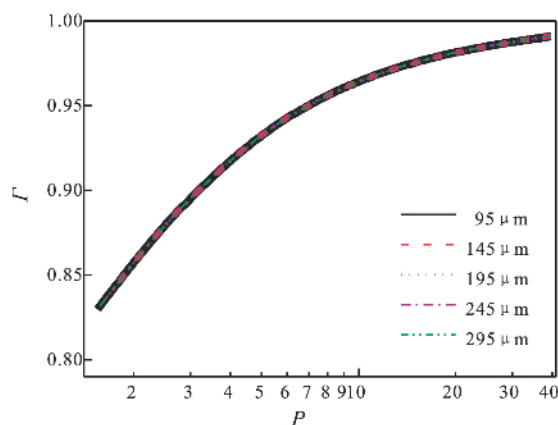


图 9 不同孔喉长度下的 $P-\Gamma$ 曲线
Fig. 9 $P-\Gamma$ curves in samples with different throat lengths

综上所述, Bingham 流体的非线性特性会带来迂曲度的改变,且这种改变可用 $P-\Gamma$ 曲线来刻画。在稳态流场时 $P-\Gamma$ 曲线不随孔喉半径分布、孔喉长度、配位数等岩石几何参数变化,对不同岩石,流动非线性特性对迂曲度的影响是相同的。

鉴于 $P-\Gamma$ 曲线的不变性,为了便于应用,对 $P-\Gamma$ 曲线的计算结果进行拟合,如图 10 所示,利用二次多项式即可较好地反映 $P-\Gamma$ 曲线的形态。拟合公式为:

$$\Gamma = -0.087 \lg^2 P + 0.271 \lg P + 0.78 \quad (8)$$

$$0.1 \leq \lg P \leq 1.6$$

当 $\lg P < 0.1$ 时,流体难以流动,迂曲度无意义;而当 $\lg P > 1.6$ 时, Bingham 流体的性质和牛顿流体非常接近,此时的迂曲度等于水动力迂曲度 τ_h 。

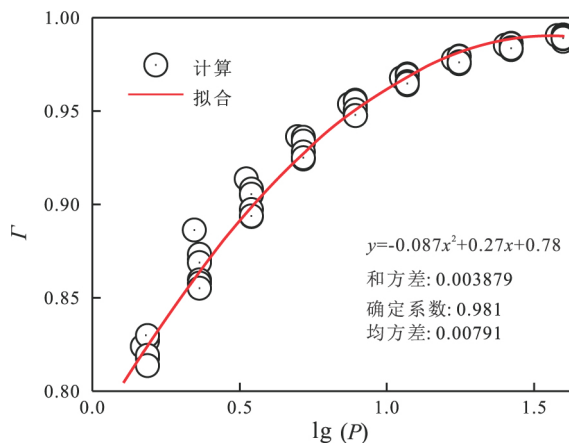


图 10 $P-\Gamma$ 曲线的拟合
Fig. 10 Fitting of $P-\Gamma$ curve

在已知岩样孔隙度、孔径分布的条件下,可以方便地计算得到水动力迂曲度 (Matyka *et al.*, 2008; Ahmadi *et al.*, 2011; Duda *et al.*, 2011; Gha-

nbarian *et al.*, 2013), 然后再利用公式可计算岩心在不同压力梯度下的无量纲迂曲度 Γ , 进而利用 $\tau = \Gamma\tau_h$ 得到岩样的实际迂曲度。

4 结论

对致密储集层, 由于流动非线性, 流体流动路径不仅仅取决于岩心几何特征, 还应与储集层加载环境相关。本文基于 Bingham 流体假设, 利用孔隙网络模型, 研究了致密储集层内石油流动非线性引起的迂曲度变化。

提出两个无量纲数: ①无量纲迂曲度 Γ , 刻画非线性效应的影响; ②无量纲压力梯度 P , 刻画压力梯度和岩心孔喉特征半径的影响。

研究表明, 稳态时 $P-\Gamma$ 曲线具有确定形态, 不随岩心孔隙几何参数变化。说明对于任何岩石, 由流动非线性所带来的迂曲度变化是确定的。本文给出了 $P-\Gamma$ 曲线的拟合公式, 由该公式可方便计算给定压力梯度下的迂曲度改变。

参考文献 (References):

- Ahmadi M M, Mohammadi S, Hayati A N. 2011. Analytical derivation of tortuosity and permeability of monosized spheres: A volume averaging approach. *Physical Review E*, 83(2): 026312
- Balhoff M, Sanchez-Rivera D, Kwok A, Mehmani Y, Prodanovic M. 2012. Numerical Algorithms for Network Modeling of Yield Stress and other Non-Newtonian Fluids in Porous Media. *Transport in Porous Media* 93(3): 363-379
- Carman P C. 1937. Fluid flow through granular beds. *Transactions of the Institution of Chemical Engineers*, 15: 150-166
- Civan F. 2010. Effective Correlation of Apparent Gas Permeability in Tight Porous Media. *Transport in Porous Media* 82(2): 375-384
- Darabi H, Eftehad A, Javadpour F, Sepehrmoori K. 2012. Gas flow in ultra-tight shale strata. *Journal of Fluid Mechanics*, 710: 641-658
- Dong H, Blunt M J. 2009. Pore-network extraction from micro-computerized-tomography images. *Physical Review E*, 80(3): 036307
- Duda A, Koza Z, Matyka M. 2011. Hydraulic tortuosity in arbitrary porous media flow. *Physical Review E*, 84(3): 036319
- Dullien F A L. 1979. *Porous media: Fluid transport and pore structure*. Academic Press
- Ghanbarian B, Hunt A G, Ewing R P, Sahimi M. 2013. Tortuosity in Porous Media: A Critical Review. *Soil Science Society of America Journal*, 77(5): 1461-1477
- Idowu N A, Blunt M J. 2010. Pore-Scale Modelling of Rate Effects in Waterflooding. *Transport in Porous Media* 83(1): 151-169
- Joekar-Niasar V, Hassanizadeh S M, Dahle H K. 2010. Non-equilibrium effects in capillarity and interfacial area in two-phase flow: Dynamic pore-network modelling. *Journal of Fluid Mechanics*, 655: 38-71
- Matyka M, Khalili A, Koza Z. 2008. Tortuosity-porosity relation in porous media flow. *Physical Review E*, 78(2): 026306
- Mehmani A, Prodanovic M, Javadpour F. 2013. Multiscale, multiphysics network modeling of shale matrix gas flows. *Transport in Porous Media*, 99(2): 377-390
- Piri M, Blunt M J. 2005. Three-dimensional mixed-wet random pore-scale network modeling of two-and three-phase flow in porous media. I. Model description. *Physical Review E*, 71(2): 026301
- Xiong W, Lei Q, Gao S S, Hu Z M, Xue H. 2009. Pseudo threshold pressure gradient to flow for low permeability reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 36(2): 232-236
- Zhao X C, Blunt M J, Yao J. 2010. Pore-scale modeling: Effects of wettability on waterflood oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 71(3-4): 169-178
- 孔祥言, 陈峰磊, 陈国权. 1999. 非牛顿流体渗流的特性参数及数学模型. *中国科学技术大学学报*, 29(02): 18-24
- 马尔哈辛. 1987. *油层物理化学机理*. 北京: 石油工业出版社
- 张茂林, 雷从众, 梅海燕, 肖春林, 郭平, 饶政. 2004. 非牛顿流体油藏数值模拟理论研究. *中国海上油气*, 16(2): 69-73
- 周庆凡, 杨国丰. 2012. 致密油与页岩油的概念与应用. *石油与天然气地质*, 33(04): 541-544
- 邹才能, 杨智, 崔景伟, 朱如凯, 侯连华, 陶士振, 袁选俊, 吴松涛, 林森虎, 王岗, 白斌, 姚泾利. 2013. 页岩油形成机制、地质特征及发展对策. *石油勘探与开发*, 40(01): 14-26