裂缝性储层油水流动规律实验研究

刘敏[1],任向海[2],昌伦杰[1],肖香姣[1],常志强[1],王彦秋[3]

1. 中国石油塔里木油田分公司石油勘探开发研究院,库尔勒 841000
2. 中国石化西北油田分公司工程技术研究院,乌鲁木齐 830011
3. 中国石油塔里木油田分公司开发事业部,库尔勒 841000

摘要　大部分裂缝性储层具有裂缝-孔隙结构,属于双重介质,目前油水在这类岩石中尤其是裂缝中的流动规律并不十分清楚,这给裂缝性储层油藏的数值模拟、开发方案设计造成较大的困难。为研究裂缝中油水的流动规律,设计了可视的、具有自动数据采集功能的裂缝驱替实验装置,测定了不同裂缝开度下不同液体不同流体黏度以及不同流动速度等条件下裂缝中单相流体的流动状态。结果表明,裂缝中单相液体的流动在一定条件下从线性变成非线性,一般情况下,雷诺数较小时为线性渗流,雷诺数较大时为非线性渗流。但是,雷诺数不是唯一的判别标准。研究还发现,存在两种不同的非线性渗流,在缝宽较小时流量与压力梯度的关系曲线成凹形,较大时则成凸形。

关键词　裂缝;渗透率;流态;雷诺数

中图分类号　TE312　　**文献标志码**　A　　**doi**　10.3981/j.issn.1000-7857.2014.13.007

Experimental Study on Oil/Water Flow in Fractures

LIU Min[1], REN Xianghai[2], CHANG Lunjie[1], XIAO Xiangjiao[1], CHANG Zhiqiang[1], WANG Yanqiu[3]

1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla 841000, China
2. Research Institute of Engineering Technology, Sinopec Northwest Company, Urumqi 830011, China
3. Development Department of Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla 841000, China

Abstract　Most carbonate rocks are dual porosity-permeability porous media with both pores and fractures. Currently the mechanisms of oil and water flow in the rock fractures remain unclear, causing many problems concerning numerical simulation and reservoir engineering in this kind of carbonate reservoirs. In this study, pressures and flow rates were measured in fractures with different apertures using water and oil. For the single-phase oil flow in fractures, refined oils with different viscosity were used. The experimental data showed that the oil or water flow in fractures became nonlinear when the pressure gradient was greater than a specific value. However, it might not be sound enough to use *Re* as the only parameter and criterion to judge the linearity of fluid flow. The critical *Re* was different in fractures with different apertures. Two different types of nonlinear flow was found in fractures.

Keywords　fracture; permeability; flow pattern; Reynolds number

近年来裂缝性油藏探明储量不断增加,其探明地质储量已超过40×10^8 t,占总探明储量的28%以上[1]。裂缝的存在使得油藏地质条件复杂,具体表现为:岩石类型复杂、储集空间种类多样化、储层非均质性强、储层有效孔隙度和基质渗透率低[2]。由此导致其渗流机制复杂,流体在裂缝和基质之间发生交叉流和质量交换[3],给油田的勘探开发带来很多难题。

为充分了解裂缝渗流机制,国内外许多学者对其开展了广泛研究。布辛习涅斯基推导出岩体裂缝渗流的立方定律,假定流体不可压缩、黏性且为层流,在等温、稳定流条件下,流过由两片光滑、平直、无限长的平行板组成的裂缝,发现通过裂缝面的流量与裂缝开度的3次方成正比[4]。Lomize[5]、Louis[6]验证了立方定律,证明层流时通过裂缝面的渗流流量与裂缝开度的3次方成正比,但当渗流进入紊流状态时,该定律不适用。速宝玉等[4]认为对于微裂缝渗流,即使雷诺数很

收稿日期:2013-07-26;修回日期:2014-02-17

作者简介:刘敏,工程师,研究方向为油气田开发,电子信箱:lium-tlm@petrochina.com.cn

引用格式:刘敏, 任向海, 昌伦杰, 等. 裂缝性储层油水流动规律实验研究[J]. 科技导报, 2014, 32(13): 41-45.

小,立方定律也是不适用的,呈现出非牛顿流体特性。

针对天然情况下裂缝中的渗流特性,速宝玉等[4]、Lomize[5]、Louis[6]认为采用平均缝宽后,天然裂缝渗流在层流时仍遵循立方定律,不过指数n应为1.5,仅为立方的一半,属次立方关系。Barton等[7]认为单缝宽流量q与缝宽b_m之间成6次方关系,属超立方关系。通过数学和计算机推导修正关系的方法主要有:Neuzil等[8]的裂缝张开度密度分布函数修正法;Tsang等[9]和Elsworth等[10]的裂缝张开度函数和尺寸效应的修正法;Walsh等[11]和周创兵等[12]的裂缝面面积接触率修正法;张有天等[13]采用计算机生成人工裂缝和有限元数值计算法,以上研究均认为q与b_m也不是3次立方关系,n均大于3,并随裂缝粗糙程度的增加而增大。

上述分析表明,目前天然裂缝渗流机制还没有得到统一认识,为此需要设计一套可视的、具有自动数据采集功能的裂缝实验装置,对裂缝中流态的判别和渗流特征进行比较系统的研究。

1 裂缝中油水流动基本理论

对于裂缝中的单相流动,一般用雷诺数表征惯性力和黏性力的比值[14]:

$$Re=\frac{\rho vL}{\mu} \tag{1}$$

式中,Re为雷诺数;ρ为流体密度,g/cm^3;v为流体速度,m/s;μ为流体黏度,mPa·s;L为流场的特征长度,cm。

当Re>0.1时,裂缝中的流动会出现非线性现象,一般用Forchheimer描述[15]:

$$-\frac{\mathrm{d}P}{\mathrm{d}x}=\frac{\mu}{k}v+\beta\rho v^2 \tag{2}$$

式中,P为流体压力梯度,atm/cm;k为裂缝渗透率,$10^{-3}\mu m^2$;β为Forchheimer因子。

通过Forchheimer模型可知,压力梯度和流速之间存在二次函数关系。

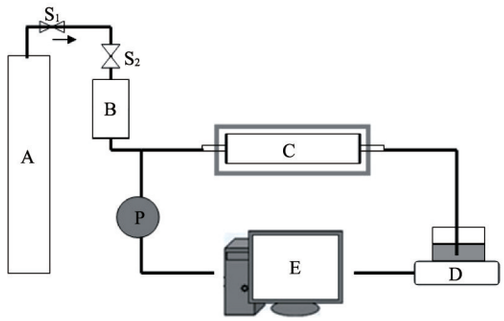
当流体流动符合达西定律时,流体的雷诺数和摩擦因子之间满足一定的关系[16],本文将采用所得实验数据对此进行分析验证,找出雷诺数和摩擦因子之间的关系。摩擦因子采用Fanning摩擦因子,定义为

$$f=\frac{10^7\Delta P\cdot D}{2I\rho v^2} \tag{3}$$

式中,f为Fanning摩擦因子;D为流场的特征宽度,cm;ΔP为流体压差,Pa。

2 实验设计及结果分析

图1是裂缝单相流动实验装置示意图,其中裂缝装置为人造平板裂缝,长30.48 cm,宽10.16 cm。实验中,利用不同厚度的不锈钢垫片控制裂缝的宽度,实验所用垫片厚度分别为13、25、76、122、318、635、787 μm。室温下,采用去离子水和黏度分别为5、20、45 mPa·s的白油作为实验流体,实验中裂缝模型的上流压力值保持恒定。实验目的是研究不同缝宽下流体满足的流动方程和出现非线性流的临界压力梯度与临界雷诺数。



A—氮气瓶;S_1,S_2—阀门;B—中间容器;
C—裂缝装置;D—天平;E—计算机;P—电子压力计

图1 裂缝单相流动实验示意

Fig. 1 Experimental diagram of single-phase flow in fractures

2.1 裂缝中单相水流动实验结果与分析

图2为13 μm缝宽下测定的压力梯度与流量Q和雷诺数的关系。由图2可看出,当压力梯度大于0.025 atm/cm时,压力梯度与流量和雷诺数的关系曲线都为凹形,不符合达西定律。分析认为,当缝宽较小时,类似于多孔介质,牛顿流体在高速或高压力梯度下会出现类似非线性渗流[17~19]。当压力梯度比较小时,流体在该裂缝开度中的流动符合线性渗流规律。用Forchheimer模型对所有压力梯度下的实验数据进行拟合,发现拟合系数同样较高,说明该缝宽下的流体流动符合Forchheimer模型。

将拟合的直线与Forchheimer曲线的分界点(即出现非线性的点)对应的压力梯度和雷诺数称为临界压力梯度和临界雷诺数。从图2可以看出,13 μm缝宽中的临界压力梯度约为0.025 atm/cm,临界雷诺数约为2。

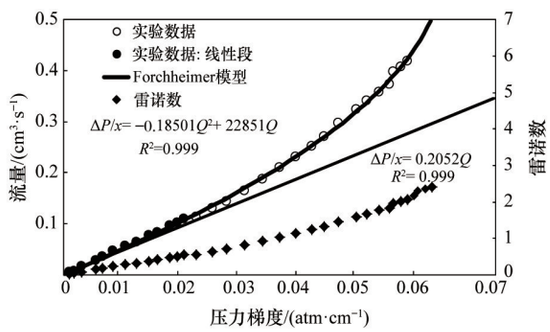


图2 13 μm缝宽下压力梯度与流量和Re的关系

Fig. 2 Relationship between pressure gradient and flow /Re with 13 μm fracture

图3为不同缝宽下流量与压力梯度的关系曲线,可以看出,相同压力梯度下,缝宽越大,流量越大。当缝宽小于76 μm时,流体流动满足线性达西流。当缝宽大于76 μm时,线性渗流越来越少、非线性渗流越来越多,即使在压力梯度比较小时也容易出现非线性渗流,而且流量-压力梯度曲线向上凸。当缝宽小于76 μm时,线性渗流段相对较长、非线性渗流段较短,在压力梯度比较小时不容易出现非线性渗流,而且流量-压力梯度曲线向下凹。对于所有的缝宽(除76 μm外),都用Forchheimer模型进行了拟合,发现所有缝宽下的流体流动均符合Forchheimer模型,同时都存在临界压力梯度和临界雷诺数。

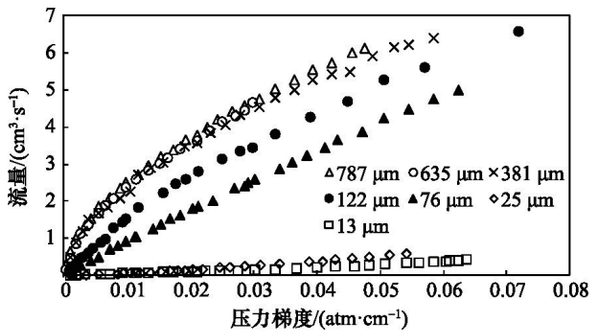


图3　不同裂缝宽度下压力梯度和流量关系(单相水)

Fig. 3　Relationship between pressure gradient and flow at different fracture apertures (single-phase water)

图4为不同缝宽与临界压力梯度和临界雷诺数的关系曲线。当缝宽小于76 μm时,缝宽越大,临界压力梯度和临界雷诺数越大;而当缝宽大于76 μm时,缝宽越大,临界压力梯度和临界雷诺数越小。由于76 μm缝宽时实验结果并没有出现非线性渗流,图4中的临界值采用实验中所得的最大值。

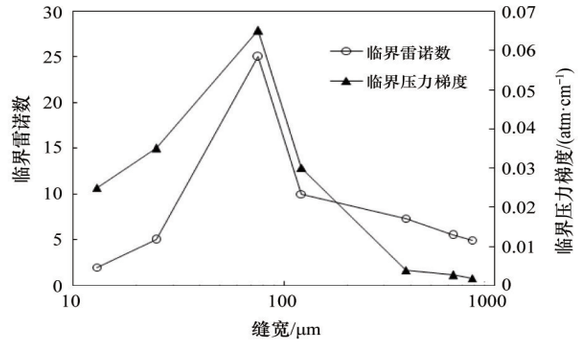


图4　缝宽与临界压力梯度和临界雷诺数的关系(单相水)

Fig. 4　Relationship between fracture aperture and critical *Re* /critical pressure gradient (single-phase water)

目前判断线性和非线性渗流一般采用雷诺数等于10[20],雷诺数大于10时为非线性渗流,雷诺数小于10则为线性渗流。从图4可以看出,大部分情况下上述判别方法不适用。

图5为不同缝宽实验结果中摩擦因子和雷诺数的关系曲线。当雷诺数小于10时,摩擦因子与雷诺数成线性关系,当雷诺数大于10时出现明显的拐点。

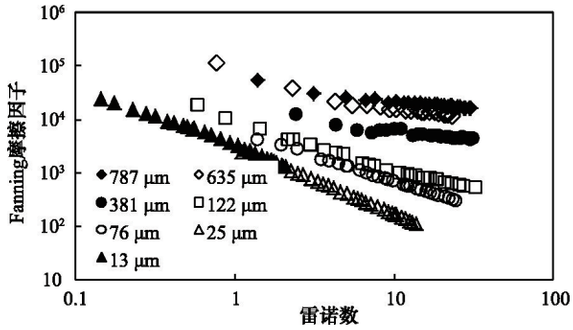


图5　雷诺数和摩擦因子关系(单相水)

Fig. 5　Relationship between *Re* and friction factor (single-phase water)

2.2　裂缝中单相油流动实验结果与分析

图6为5 mPa·s白油不同缝宽情况下的压力梯度-流量曲线,除787 μm和635 μm流量相差不明显外,在相同压力梯度下,缝宽越大、流量越大。与单相水实验类似,裂缝中单相油流动压力梯度-流量关系按曲线的形状可将压力梯度和流量曲线分为:凹形,直线和凸型;缝宽较小时,压力梯度和流量曲线为凹形,但是油相曲线的凹形不如水相明显;缝宽较大时为凸型;缝宽适中时为直线。与单相水实验结果不同的是,单相油没有出现明显的缝宽分界值给凹形和凸形曲线划界。

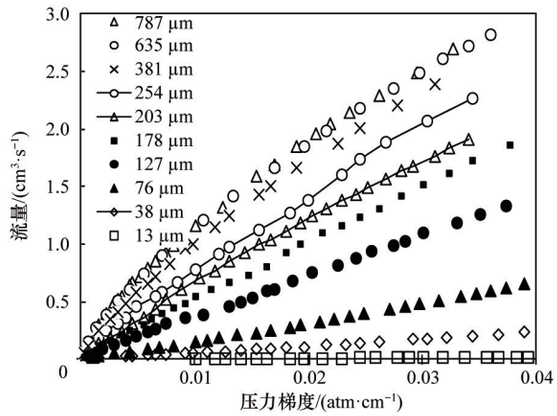


图6　不同裂缝宽度的压力梯度和流量关系(5 mPa·s 白油)

Fig. 6　Relationship between pressure gradient and flow at different fracture apertures (5 mPa·s oil)

与裂缝中水相流动规律类似,当缝宽大于178 μm后,流体流动符合Forchheimer模型,同时都存在临界压力梯度和临界雷诺数。

图7为不同缝宽与临界雷诺数和临界压力梯度的关系曲线。从图7可以看出,当缝宽小于76 μm时,缝宽越大,临界雷诺数和临界压力梯度越大;而当缝宽大于127 μm时,缝宽越大,临界雷诺数和临界压力梯度越小。由于缝宽为76 μm左右时,实验结果并没有出现非线性渗流,图7中的临界雷诺数和临界压力梯度采用实验所得的最大值。

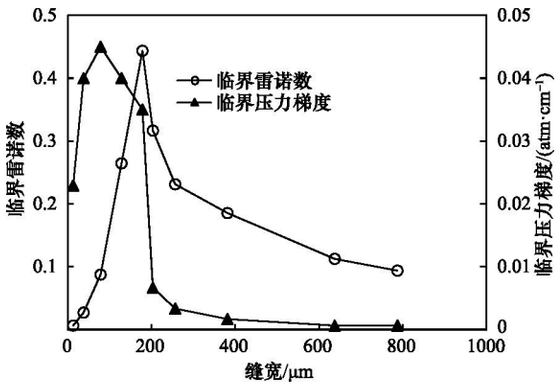


图7 缝宽与临界雷诺数和临界压力梯度的关系(5 mPa·s白油)

Fig. 7 Relationship between fracture aperture and critical *Re*/critical pressure gradient (5 mPa·s oil)

图7与图4对比可知,同样缝宽条件下,单相油在裂缝中流动的临界雷诺数比单相水小得多。

图8和图9分别为跨度较大的5个缝宽下20、45 mPa·s白油的压力梯度-流量曲线,可以看出两者的流动规律相似。在相同压力梯度下,缝宽越大,流量越大。通过计算发现流量与缝宽的3次方成正比,即满足立方定律。与单相水和5 mPa·s白油不同的是,在实验操作的压力梯度范围内,除缝宽为13 μm时压力梯度-流量曲线为凸形,其他缝宽时均为直线。

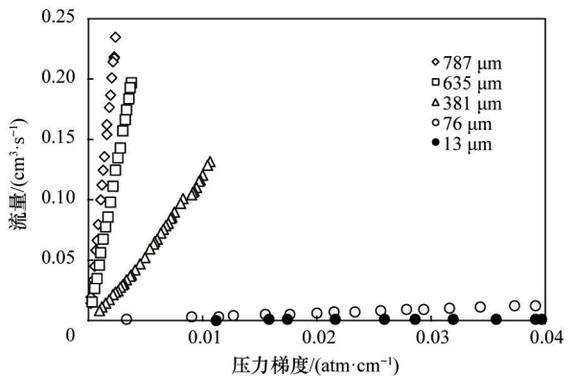


图8 不同裂缝宽度的压力梯度和流量关系(20 mPa·s白油)

Fig. 8 Relationship between pressure gradient and flow at different fracture apertures (20 mPa·s oil)

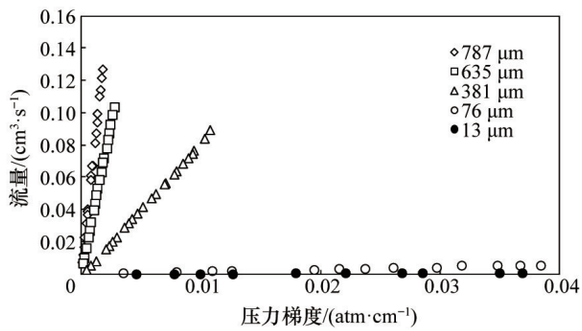


图9 不同裂缝宽度的压力梯度和流量关系(45 mPa·s白油)

Fig. 9 Relationship between pressure gradient and flow at different fracture apertures (45 mPa·s oil)

3 结论

1)不同宽度裂缝中单相水、油流动的实验结果证实,当雷诺数小于10时,雷诺数与摩擦因子成线性关系。

2)裂缝中单相水、油的流动是否是线性渗流取决于雷诺数,当雷诺数大于临界雷诺数时为非线性渗流;不同流体在不同缝宽下的临界雷诺数不是一个定值,随着缝宽的增大临界雷诺数增大,但当缝宽达到一定宽度后,又随缝宽的增大而减小。因此已有观点中单纯以雷诺数为10进行判断的判别标准不准确。

3)对于黏度较小的水相和5 mPa·s白油,当缝宽小于某一值时,线性渗流段相对较长、非线性渗流段较短,在压力梯度较小时不容易出现非线性渗流,流量-压力梯度曲线为凹形;当缝宽大于该值时,流量-压力梯度曲线则变成凸形,流体流动不满足达西定律,符合Forchheimer模型。而当缝宽等于该值时,流量-压力梯度曲线呈直线,满足达西定律。

4)随着流体黏度的增大,高黏度流体(20、45 mPa·s白油)在所有缝宽下的流动几乎都为达西流,流量-压力梯度曲线呈直线关系,且满足立方定律。

参考文献(References)

[1] 袁士义, 宋新民, 冉新民. 裂缝性油藏开发技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 3-30.
Yuan Shiyi, Song Xinmin, Ran Xinmin. Development technology of fractured reservoir engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 3-30.

[2] Robin A, Neil F, Andrew M, et al. Pore-size distributions invuggy carbonates from core images, NMR, and capillary pressure[C]. SPE 56506, 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, October 3-6, 1999.

[3] 范高尔夫-拉特 T D. 裂缝油藏工程基础[M]. 秦同洛, 译. 北京: 石油工业出版社, 1986: 287-340.
Van Colf-lats T D. Fundamentals of fractured reservoir engineering[M]. Qin Tongluo, trans. Beijing: Petroleum Industry Press, 1986: 287-340.

[4] 速宝玉, 詹美礼, 赵坚. 光滑裂隙水流模型实验及其机理初探[J]. 水利学报, 1994, 5(5): 19-24.
Su Baoyu, Zhan Meili, Zhao Jian. The model test of the folw in smooth fracture andthe study of its mecehanism[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 1994, 5(5): 19-24.
[5] 迈杰鲍尔 B H. 裂缝型油田开发特征[M]. 黄希陶, 译. 北京: 石油工业出版社, 1986: 145-156.
MacHjimbauer B H. Development characteristics of fractured reservoir engineering[M]. Huang Xitao, trans. Beijing: Petroleum Industry Press, 1986: 145-156.
[6] Louis C. A study of groundwater flow in jointed rock and its influence on the stability of rock masses[D]. London: Imperial College, 1969.
[7] Barton N, Bandis S, Bakhtar K. Strength, deformation and conductivity coupling of rock joints[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1985, 22(3): 121-140.
[8] Neuzil C E, Tracy J V. Flow through fractures[J]. Water Resources Research, 1981, 17(1): 191-199.
[9] Tsang Y W, Witherspoon P A. The dependence of fracture mechanical and fluid flow properties on fracture roughness and sample size[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 1983, 88(B3): 2359-2366.
[10] Elsworth D, Goodman R E. Characterization of rock fissure hydraulic conductivity using idealized wall roughness profiles[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1986, 23(3): 233-243.
[11] Walsh, Buscheck T A. Infiltration of a liquid front in an unsaturated fractured porous medium[J]. Water Resources Research, 1991, 27(8): 2099-2112.
[12] 周创兵, 熊文林. 岩石节理的渗流广义立方定理[J]. 岩土力学, 1996, 17(4): 1-7.
Zhou Chuangbing, Xiong Wenlin. A generalized cubic law for percolation: In rock joints[J]. Rock and Soil Mechanics, 1996, 17(4): 1-7.
[13] 张有天, 刘中. 降雨过程裂隙网络饱和/非饱和、非恒定渗流分析[J]. 岩石力学与工程学报, 1997, 16(2): 103-111.
Zhang Youtian, Liu Zhong. Saturated/unsaturated,unsteady seepage analysis of rock fractured networks due to the percolation of rainfall[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 1997, 16(2): 103-111.
[14] Gracel P. Relative permeability through fractures[D]. Stanford: College of Petroleum Engineering Stanford University, 2001.
[15] Fourar M, Nancy E M, Lenormand R. A viscous coupling model for relative permeabilities in fractures[C]. SPE49006, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, USA, September 27-30, 1998.
[16] Jensen T B, Sharma M P. Numerical investigations of a steam and hot-water flooding in fractured porous media[C]. SPE24172, SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, USA, April 22-24, 1992.
[17] Rangel-German E R, Kovscek A R. Experimental and analytical study of multi-dimensional imbibition in fractured porous media[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2002, 36: 45-60.
[18] Rangel-German E, Akin S, Castanier L. Multiphase-flow properties of fractured porous media[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2006, 51(3): 197-213.
[19] Shad S, Gates D L, Maini B B. Experimental study of heavy oil-water flow structure effects on relative permeabilities in a fracture filled with heavy oil[C]. SPE117644, International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Calgary, Canada, October 20-23, 2008.
[20] 刘洪柯. 裂缝介质流动模拟研究及理论研究[D]. 东营: 中国石油大学石油工程学院, 2008.
Liu Hongke. Physical simulation and theoretical study of fluid flow in fractured media[D]. Dongying: College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), 2008.

（责任编辑　王媛媛）

·学术动态·

中国科学技术协会

欢迎捐资加盟“《科技导报》博士生创新研究资助计划”

为支持在读博士研究生积极开展创新科学研究，为优秀青年科技人才起步科研工作添力助跑，并培养《科技导报》的论文作者、读者，促进《科技导报》组织、刊登高质量研究论文，科技导报社于2008年8月创设“《科技导报》博士生创新研究资助计划”。

至2013年，“《科技导报》博士生创新研究资助计划”已实施5批，60名优秀博士生获得资助。

科技导报社设立了“博士生创新研究资助基金”，将根据基金募集情况发布“博士生创新研究资助计划”资助名额。

为保障该计划的持续实施，并进一步扩大规模，欢迎科研机构、企业和科学家、企业家捐资、冠名，共同打造“《科技导报》博士生创新研究资助计划”这一平台，扶持优秀博士生成长。

联 系 人：《科技导报》编辑部　王媛媛

电　　话：010-62192956

电子信箱：wangyuanyuan@cast.org.cn