

裂缝 - 孔隙型双重介质油藏渗吸机理的分形分析*

蔡建超¹⁾²⁾ 郭士礼²⁾ 游利军¹⁾ 胡祥云^{2)†}

1) (油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 西南石油大学, 成都 610500)

2) (中国地质大学地球物理与空间信息学院, 武汉 430074)

(2012年6月25日收到; 2012年7月12日收到修改稿)

低渗透油藏常常伴随裂缝发育, 形成裂缝 - 基质双重介质. 自发渗吸是低渗透裂缝性水驱油藏的重要采油机理, 有顺向和逆向两种渗吸方式. 基于基质孔隙结构的分形特征, 引入分形几何对裂缝性双重介质渗吸机理的判据进行了改进, 建立了渗吸机理的分形判据模型, 并进一步推导了结构常数的解析表达式. 结果表明, 渗吸机理的判别参数是基质孔隙度、高度、孔隙分形维数、流动迂曲度、最大孔隙直径、界面张力、油水密度差以及接触角的函数. 改进后的判据模型与现有结果一致. 最后绘制了判别渗吸机理的图版, 为利用表面活性剂提高低渗透油藏采收率提供理论依据.

关键词: 双重介质, 自发渗吸, 渗吸机理, 分形

PACS: 47.15.-x, 05.45.Df, 47.55.Nb

DOI: 10.7498/aps.62.014701

1 引言

低渗透储层是我国未来油气勘探开发的重点. 通常, 低渗透储层孔隙度较低, 渗透性较差, 且伴有裂缝发育, 形成裂缝 - 孔隙型双重介质 (即裂缝、基质双重孔隙系统). 自发渗吸是低渗透裂缝性水驱油藏的重要开采机理^[1-8]. 渗吸驱替过程是毛细管力、重力等因素综合作用的结果. 重力 P_g 与基质高度 H 和油水密度差 $\Delta\rho$ 有关, $P_g = \Delta\rho gH$. 单根毛细管的毛细管力 $P_c = 4\sigma \cos\theta/\lambda$ (σ 为界面张力, λ 为孔隙直径, θ 为接触角). 利用 Leverett 平均孔隙半径 r_{av} 与渗透率 K 和孔隙度 ϕ 的关系 ($r_{av} = \sqrt{8K/\phi}$)^[9], 基质毛细管力通常近似为^[10,11]

$$P_c = \sigma \cos\theta \sqrt{\frac{\phi}{K}}. \quad (1)$$

由于 Leverett 方程是基于均匀毛细管束模型近似求得, (1) 式在应用中通常忽略了系数 $\sqrt{2}/2$.

渗吸过程中, 若水的吸入方向与油的排出方向相同, 则为顺向渗吸, 否则为逆向渗吸. 实验观测表明^[2,12]: 顺向和逆向渗吸的两相相对渗透率以

及采收率均存在重大差异. 两种渗吸机理的相对重要性依赖于边界条件和重力与毛细管力的比值, 由 Bond 数的倒数表示, N_B^{-1} , 即^[12]:

$$N_B^{-1} = C \frac{\sigma}{\Delta\rho gH} \sqrt{\frac{\phi}{K}}, \quad (2)$$

式中 C 为结构常数. N_B^{-1} 反映基质渗吸过程中毛细管力和重力贡献的相对大小及渗吸的物理机理^[3,13]. Schechter 等^[12] 指出 N_B^{-1} 较大时, 毛细管力起支配作用; N_B^{-1} 趋于零, 则重力起支配作用, 并进一步提出渗吸物理机理的判别标准: 当 $N_B^{-1} < 0.2$ 时, 重力支配渗吸过程, 润湿相吸入与非润湿相排出方向相同, 为顺向渗吸; 当 $5 < N_B^{-1}$ 时, 毛细管力支配渗吸过程, 在多孔基质的所有接触面均发生渗吸, 为逆向渗吸, 渗吸率由润湿和非润湿相共同决定; 当 N_B^{-1} 值在两者之间时, 则是毛细管力和重力共同作用的渗吸过程.

(2) 式没有考虑基质的润湿性, 而润湿性对基质渗吸有重要的影响. Standnes 等^[14] 引入 $\cos\theta$ 项 (θ 代表介质的润湿性) 改进了 (2) 式. 刘卫东等^[3]

* 国家重点基础研究发展计划 (批准号: 2010CB226705)、国家自然科学基金 (批准号: 41102080) 和西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室 (批准号: PLN1117) 资助的课题.

† 通讯作者. E-mail: xyhu@cug.edu.cn

和姚同玉等^[13]进一步提出:

$$N_B^{-1} = C \frac{2\sigma \cos \theta}{\Delta\rho g H} \sqrt{\frac{\phi}{K}}. \quad (3)$$

(2) 和 (3) 式体现了介质的宏观物理量对其渗吸机理的影响, 关于结构常数 C , Zhou 和 Stenby^[15] 指出对于圆形毛细管束模型 $C = 0.4$, Salehi 等^[16] 指出常数 C 与岩心孔隙几何结构有关. 然而天然岩心孔隙结构复杂, 常数 C 应该随介质结构不同而不同. 因此, 对于渗吸过程和物理机理的分析, 有必要考虑其复杂的微观孔隙结构对渗吸机理的影响. 天然岩心的孔隙结构通常具有良好的分形特征^[17-25], 多孔介质的渗透率^[26-34]、热导率^[35-40]等输运特性均与其微观结构有很大的关系. 本文基于分形几何, 建立裂缝性双重介质油藏渗吸机理判别模型并分析孔隙结构对常数 C 的影响, 为低渗裂缝性油藏提高采收率提供理论依据.

2 渗吸机理判别参数的分形模型

分形介质孔隙的累积数 N 与大小分布满足^[17,20]:

$$N(>\lambda) = \left(\frac{\lambda_{\max}}{\lambda}\right)^{D_f}, \quad (4)$$

式中 λ_{\max} 为最大孔隙直径, D_f 为孔隙分形维数, $0 < D_f < 2$ (在二维空间). 通常近似认为分形介质孔隙分布的自相似区间与孔隙大小范围 ($\lambda_{\min} - \lambda_{\max}$) 一致^[41]. 对于一个分形多孔介质, 参数 D_f 与 λ_{\max} 和 ϕ 之间存在密切联系, Yu 和 Li^[20] 建立了三参数之间的相互关系:

$$D_f = d - \frac{\ln \phi}{\ln(\lambda_{\min}/\lambda_{\max})}, \quad (5)$$

式中 $d = 2$ (在二维空间). 对 (4) 式微分, 可得在 $\lambda - \lambda + d\lambda$ 区间的孔隙数目为

$$-dN = D_f \lambda_{\max}^{D_f} \lambda^{-(D_f+1)} d\lambda, \quad (6)$$

式中负号表示孔隙数目随着孔隙直径的增大而减少. 对于各向同性介质, 任意界面 A_f 上在 $\lambda - \lambda + d\lambda$ 区间的孔隙数目为^[42,43]

$$-dN_f = \frac{A_f}{A_u} D_f \lambda_{\max}^{D_f} \lambda^{-(D_f+1)} d\lambda, \quad (7)$$

则面 A_f 上任意小面积内 $dL_x dh$ 的孔隙数目:

$$-dN_{L_x, h} = \frac{dL_x dh}{A_u} D_f \lambda_{\max}^{D_f} \lambda^{-(D_f+1)} d\lambda, \quad (8)$$

式中 dL_x 和 dh 分别为水平 x 和高度 h 方向的微小尺度. 假设多孔基质由平行的弯曲圆形毛细管

组成, 当基质侧面 (裂缝面) 与水接触, 水将在 P_c 和 P_g 作用下沿毛细管推进. P_g 与 $\Delta\rho$ 和毛细管到水静止面的竖直高度 h_z 有关, 即 $P_g = \Delta\rho g h_z$, 驱动压差 $\Delta P = P_c + P_g$, 则单根毛细管的流率由 Hagen-Poiseuille 方程表示:

$$q(\lambda) = \frac{\pi}{128} \frac{\lambda^4}{\mu l_a} \left(\frac{4\sigma \cos \theta}{\lambda} + \Delta\rho g h_z \right), \quad (9)$$

式中 μ 为流体黏度, l_a 为流线弯曲长度. 对于宽为 L_x , 高度为 H 的基质, 侧面孔隙随机分布, 若孔隙 (即毛细管的横截面) 位于介质顶部, 则 $h_z = 0$, 此时渗吸作用仅来自于毛细管力; 若孔隙位于介质底部, 则 $h_z = H$; 位于同一水平面上的孔隙, 其重力作用相同. 假设渗吸过程中温度不变, 流体性质也不变化, 则水通过裂缝面向基质渗吸的总流量为

$$Q = - \int_0^{L_x} \int_0^H \int_{\lambda_{\min}}^{\lambda_{\max}} q(\lambda) dN_{L_x, h}. \quad (10)$$

将 (8) 式带入 (10) 式可得

$$Q = \frac{\pi}{32} \frac{\sigma \cos \theta}{\mu l_a} \frac{L_x H D_f \lambda_{\max}^3}{A_u 3 - D_f} \left[1 - \left(\frac{\lambda_{\min}}{\lambda_{\max}} \right)^{3-D_f} \right] + \frac{\pi}{256} \frac{\Delta\rho g H L_x H D_f \lambda_{\max}^4}{\mu l_a A_u 4 - D_f} \times \left[1 - \left(\frac{\lambda_{\min}}{\lambda_{\max}} \right)^{4-D_f} \right]. \quad (11)$$

对于分形多孔介质, 通常 $\lambda_{\min}/\lambda_{\max} < 10^{-2}$ 或 $\sim 10^{-2}$ ^[18,20,27] (本文在数据分析时采用 $\lambda_{\min}/\lambda_{\max} = 0.01$), 且 $0 < D_f < 2$, 因此 $3 - D_f > 1$ 和 $4 - D_f > 2$. 可见 $(\lambda_{\min}/\lambda_{\max})^{3-D_f} \ll 1$, $(\lambda_{\min}/\lambda_{\max})^{4-D_f} \ll 1$, 则 (11) 式简化为

$$Q = \frac{\pi}{32} \frac{\sigma \cos \theta}{\mu l_a} \frac{L_x H D_f \lambda_{\max}^3}{A_u 3 - D_f} + \frac{\pi}{256} \frac{\Delta\rho g H L_x H D_f \lambda_{\max}^4}{\mu l_a A_u 4 - D_f}, \quad (12)$$

式中 $L_x H$ 为裂缝 - 基质竖直截面面积, (12) 式为基于裂缝中的水在毛细管力和重力综合作用下渗吸到基质孔隙流量的分形模型. (12) 式可写为

$$Q = Q_1 + Q_2, \quad (13)$$

式中 Q_1 表示由毛细管力引起的渗吸, Q_2 表示由重力引起的渗吸. 裂缝面如为竖直或倾斜方向, 重力对渗吸起促进作用, 上式用加号; 若裂缝面位于基质底部, 渗吸推进方向为向上, 则重力起阻碍作用, 上式用负号. 类似于 (2) 式, 可得:

$$N_{BF}^{-1} = \frac{8\sigma \cos \theta}{\lambda_{\max} \Delta\rho g H} \frac{4 - D_f}{3 - D_f}, \quad (14)$$

(14) 式为渗吸机理判别参数的分形表达式. 从 (14) 式可以看出, 裂缝性储层的渗吸物理机理与裂缝基质特征、流体性质和他们的相互作用有关, 即 N_{BF}^{-1} 是基质 (裂缝面) 高度、孔隙分形维数、最大孔隙直径, 油水密度差以及界面张力和接触角的函数, 式中每一个参数物理意义明确.

考虑入口毛细管力, 即最大孔径 λ_{max} 对应的毛细管力 P_{min} :

$$P_{min} = \frac{4\sigma \cos \theta}{\lambda_{max}}, \quad (15)$$

则 (14) 式可表示为

$$N_{BF}^{-1} = \frac{2P_{min} (4 - D_f)}{\Delta\rho g H (3 - D_f)}, \quad (16)$$

(16) 式表明, N_{BF}^{-1} 与入口毛细管力成正比, 即 λ_{max} 越小, P_{min} 就越大, N_{BF}^{-1} 亦越大.

最大孔隙直径与渗透率及微观参数的关系可表示为 [31]

$$\lambda_{max} = \sqrt{32\tau K \frac{4 - D_f}{2 - D_f} \frac{1 - \phi}{\phi}}, \quad (17)$$

式中 τ 为迂曲度, 将 (17) 式代入 (14) 式可得:

$$N_{BF}^{-1} = \frac{\sigma \cos \theta}{\Delta\rho g H} \sqrt{\frac{\phi}{K}} \sqrt{\frac{2(4 - D_f)(2 - D_f)}{\tau(3 - D_f)^2(1 - \phi)}}. \quad (18)$$

对比 (18) 与 (3) 式, 可得孔隙结构常数的表达式为

$$C = \sqrt{\frac{1}{2\tau} \frac{(4 - D_f)(2 - D_f)}{(3 - D_f)^2(1 - \phi)}}, \quad (19)$$

(19) 式表明, 常数 C 与流动迂曲度, 孔隙分形维数和孔隙度有关. 相对于 $C = 0.4$ [15] 的结果, 本文提出的模型更接近于实际.

3 结果与讨论

(14) 式给出了渗吸机理判别参数的分形表达式, 渗吸机理由基质形状和孔隙几何结构及流体性质共同决定. (19) 式表明结构常数 C 取决于多孔介质的孔隙结构, 而不是一个常数. 在实际应用中, 孔隙度、最大孔隙直径、孔隙分形维数可以通过实验测量得到, 也可由三者之间的解析关系式求得 ((17) 和 (5) 式). 流体流线的迂曲度表达式为 [44]

$$\tau = 1 + P \ln(1/\phi), \quad (20)$$

式中 P 为拟合常数, 如 $P = 0.41$ 或 0.63 (对于圆形或方向颗粒), 实际多孔介质的颗粒既非圆形也非方形, 本文选用 $P = 0.51$. 迂曲度与介质微观结构的

关系一直是一个具有挑战性的问题, 感兴趣的读者可查阅文献 [45, 46].

刘卫东等 [3] 实验测试了不同条件下的渗吸结果, 并应用 (3) 式分析实验数据和渗吸机理. 下面将本文提出的分形模型与他们的模型对低渗岩心渗吸预测结果相比较, 来验证本模型的有效性. 共 21 块低渗岩心样品, 平均孔隙度为 0.246 (范围在 0.219—0.271), 平均渗透率为 3.67 mD (范围在 2.06—5.75 mD), 通过添加不同的表面活性剂及含量来改变岩心的润湿性和界面张力, 进而改变渗吸机理. 图 1 对比了分形模型与刘卫东等 [3] 模型的预测结果, 发现相对误差均在 0.5% 以内. 需要指出的是, 亲油岩心水渗吸发生的前提是润湿性反转, 使毛细管力的方向与水吸入的方向相同 [3]. 当不做润湿反转处理直接注水时, 由于接触角大于 90° , N_B^{-1} 小于零 (如图中小于零的数据), 无渗吸发生, 渗吸采收率为零.

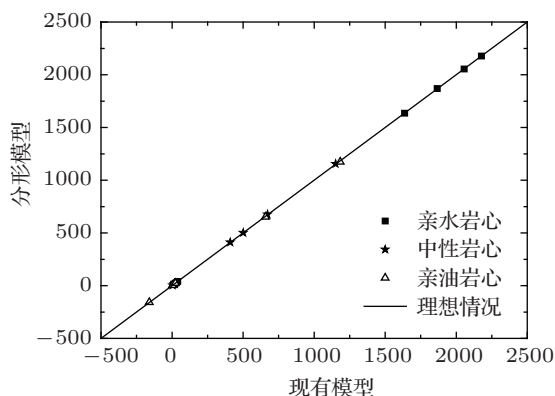


图 1 渗吸机理判别参数的分形模型 ((14) 式) 与现有模型预测结果

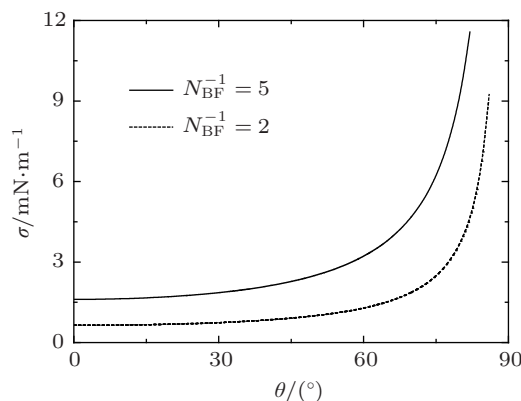


图 2 基于界面张力随接触角变化的渗吸机理判别

图 2 给出了基于界面张力随接触角变化的渗吸机理判别图版. 其中介质参数及液体参数

为 $K = 15 \text{ mD}$, $\phi = 0.158$, $H = 65 \text{ cm}$, $\Delta\rho = 0.33 \text{ g/cm}^3$ [12]. 图中曲线为逆向和顺向渗吸的临界点, 实线以上表示逆向渗吸区域, 毛细管力支配渗吸作用; 虚线以下为顺向渗吸区域, 重力起支配作用; 而两条曲线之间的区域代表毛细管力和重力综合作用机理. 表面活性剂在改善低渗油藏渗吸作用以及提高采收率方面有重要应用. 注入水通过添加表面活性剂可以降低界面张力, 使毛细管力减小, 抑制渗吸强度; 同时改善介质润湿性, 使接触角降低, 增加毛细管力, 促进渗吸作用[3]. 需要强调的是, 在使用表面活性剂时, 不能过分降低界面张力, 需要考虑界面张力和润湿性的综合作用, 达到促进渗吸提高采收率的目的.

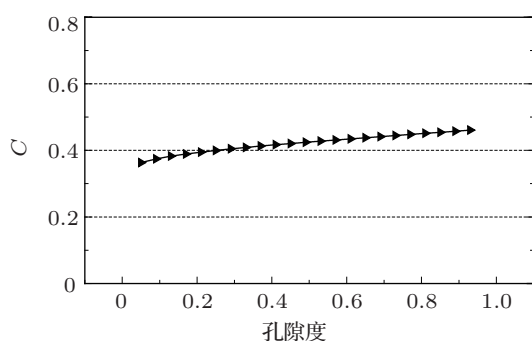


图3 结构 C 随孔隙度的变化关系

图3给出了结构常数 C 随孔隙度的变化关系. 从图中可以看出, 参数 C 不是常数, 而是随孔隙度的改变而改变, 有略微增加的趋势. 本文建立的模型也是基于圆形毛细管束模型, 结果表明, 0.4 仅是本文提出模型的一个特例, 而且本文考虑的毛细管束的直径是不均匀的, 与等直径的毛细管束模型相比, 本文的理论基础更与实际介质相符合.

4 结论

基于储层基质孔隙结构的分形特征, 分析了裂缝性双重介质油藏水自发渗吸机理的判据, 建立了渗吸机理的分形判据模型, 分析了结构常数随孔隙度的变化关系. 结果表明: 渗吸机理的判别参数是基质孔隙度和高度、孔隙分形维数、流动迂曲度、最大孔隙直径、界面张力、油水密度差以及接触角的函数. 判别参数与入口毛细管力成正比, 即最大孔隙直径越小, 入口毛细管力就越大, 判别参数也就越大. 理论推导还表明结构参数并非常数, 而与多孔介质的微观结构参数有关, 现有的结果是本文提出的分形模型的特例. 绘制了渗吸机理判别图, 可以判定裂缝性双重介质油藏的渗吸机理.

- [1] Zhu W Y, Ju Y, Zhao M, Chen Q, Yang Z M 2002 *Acta Petrolei Sin.* **23** 56 (in Chinese) [朱维耀, 鞠岩, 赵明, 陈权, 杨正明 2002 石油学报 **23** 56]
- [2] Pooladi-Darvish M, Firoozabadi A 2000 *SPE J.* **5** 3
- [3] Liu W D, Yao T Y, Liu X G, Liu F H, Li J S 2007 *Surfactant System Permeability Suction* (Beijing: Petroleum Industry Press) [刘卫东, 姚同玉, 刘先贵, 刘福海, 李继山 2007 表面活性剂体系渗吸 (北京: 石油工业出版社)]
- [4] You L J, Kang Y L 2009 *Journal of Southwest Petroleum University* **31** 112 (in Chinese) [游利军, 康毅力 2009 西南石油大学学报 **31** 112]
- [5] Cai J C, Yu B M, Zou M Q, Luo L 2010 *Energy Fuels* **24** 1860
- [6] Standnes D C 2010 *Energy Fuels* **24** 2980
- [7] Cai J C, Yu B M 2011 *Trans. Porous Media* **89** 251
- [8] Cai J C, You L J, Hu X Y, Wang J, Peng R H 2012 *Int. J. Mod. Phys. C* **23** 1250054
- [9] Leverett M C 1941 *Trans. AIME* **142** 152
- [10] Mattax C C, Kyte J R 1962 *SPE J.* **2** 177
- [11] Li K W, Firoozabadi A 2000 *SPE Res. Eval. Eng.* **3** 139
- [12] Schechter D S, Zhou D, Orr Jr F M 1994 *J. Pet. Sci. Eng.* **11** 283
- [13] Yao T Y, Li J S, Wang J, Liu W D 2009 *Journal of Jilin University* **39** 937 (in Chinese) [姚同玉, 李继山, 王建, 刘卫东 2009 吉林大学学报 **39** 937]
- [14] Standnes D C, Nogaret L A D, Chen H L, Austad T 2002 *Energy Fuels* **16** 1557
- [15] Zhou D, Stenby E H 1989 in *North Sea Oil and Gas Reservoirs-II*, edited by A. T. Buller (Graham and Trotman, London) p271
- [16] Salehi M, Johnson S J, Liang J T 2008 *Langmuir* **24** 14099
- [17] Mandelbrot B B 1982 *The Fractal Geometry of Nature* (W. H. Freeman, New York)
- [18] Katz A J, Thompson A H 1985 *Phys. Rev. Lett.* **54** 1325
- [19] Smidt J M, Monro D M 1998 *Fractals* **6** 401
- [20] Yu B M, Li J H 2001 *Fractals* **9** 365
- [21] Feng Y J, Yu B M 2007 *Fractals* **15** 385
- [22] Xiao B Q, Yu B M, Wang Z C, Chen L X 2009 *Phys. Lett. A* **373** 4178
- [23] Zhang C B, Chen Y P, Shi M H, Fu P P, Wu J F 2009 *Acta Phys. Sin.* **58** 7050 (in Chinese) [张程宾, 陈永平, 施明恒, 付盼盼, 吴嘉峰 2009 物理学报 **58** 7050]
- [24] Cai J C, Yu B M, Zou M Q, Mei M F 2010 *Chin. Phys. Lett.* **27** 024705
- [25] Zheng K C, Wen Z, Wang Z S, Lou G F, Liu X L, Wu W F 2012 *Acta Phys. Sin.* **61** 014401 (in Chinese) [郑坤灿, 温治, 王占胜, 楼国锋, 刘训良, 武文斐 2012 物理学报 **61** 014401]
- [26] Wang X H, Liu Z F, Wu Q S, Li B 2002 *Physica A* **311** 320
- [27] Yu B M, Cheng P 2002 *Int. J. Heat Mass Transfer* **45** 2983
- [28] Wu J S, Yu B M 2007 *Int. J. Heat Mass Transfer* **50** 3925
- [29] Zhang L Z 2008 *Int. J. Heat Mass Transfer* **51** 5288
- [30] Xiao B Q, Jiang G P, Chen L X 2010 *Sci. China G: Phys. Mech. Astron.* **53** 30

- [31] Cai J C, Yu B M 2010 *Fractals* **18** 417
- [32] Jiang X B, Hou B H, Wang J K, Yin Q X, Zhang M J 2011 *Ind. Eng. Chem. Res.* **50** 10229
- [33] Zhang L Z 2011 *Int. J. Heat Mass Transfer* **54** 2921
- [34] Xiao B Q, Fan J T, Ding F 2012 *Energy Fuels* **26** 6971
- [35] Feng Y J, Yu B M, Zou M Q, Zhang D M 2004 *J. Phys. D Appl. Phys.* **37** 3030
- [36] Xiao B Q, Wang Z C, Yu B M 2008 *Fractals* **16** 1
- [37] Kou J L, Wu F M, Lu H J, Xu Y S, Song F Q 2009 *Phys. Lett. A* **374** 62
- [38] Xiao B Q, Wang Z C, Jiang G P, Chen L X, Wei M J, Rao L Z 2009 *Acta Phys. Sin.* **58** 2523 (in Chinese) [肖波齐, 王宗麓, 蒋国平, 陈玲霞, 魏茂金, 饶连周 2009 物理学报 **58** 2523]
- [39] Xiao B Q, Gao S H, Chen L X 2010 *Fractals* **18** 409
- [40] Xiao B Q, Fan J T, Jiang G P, Chen L X 2012 *Acta Phys. Sin.* **61** 154401 (in Chinese) [肖波齐, 范金土, 蒋国平, 陈玲霞 2012 物理学报 **61** 154401]
- [41] Cai J C, Yu B M, Zou M Q, Mei M F 2010 *Chem. Eng. Sci.* **65** 5178
- [42] Yun M J, Yu B M, Cai J C 2009 *Int. J. Heat Mass Transfer* **52** 3272
- [43] Cai J C, Hu X Y, Standnes D C, Yu L J 2012 *Colloids Surf. A: Physicochem. Eng. Aspects* **414** 228
- [44] Comiti J, Renaud M 1989 *Chem. Eng. Sci.* **44** 1539
- [45] Yun M J, Yu B M, Zhang B, Huang M T 2005 *Chin. Phys. Lett.* **22** 1464
- [46] Yun M J, Yu B M, Xu P, Wu J S 2006 *Can. J. Chem. Eng.* **84** 301

Fractal analysis of spontaneous imbibition mechanism in fractured-porous dual media reservoir*

Cai Jian-Chao¹⁾²⁾ Guo Shi-Li²⁾ You Li-Jun¹⁾ Hu Xiang-Yun^{2)†}

1) (State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

2) (Institute of Geophysics and Geomatics, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China)

(Received 25 June 2012; revised manuscript received 12 July 2012)

Abstract

Low permeability oil reservoirs are usually accompanied with fracture development, forming fracture-matrix dual porosity medium. Spontaneous imbibition is a crucially important recovery mechanism in naturally fractured reservoir with water deriving, in which non-wetting phase is displaced in either co-current or counter-current manner. In this work, the criterion (inverse bond number) and fractal model for spontaneous imbibition mechanism of dual-porosity medium are developed, and the analytical expression for structure constant is also derived based on the fractal characteristics of pores in porous matrix. The improved fractal model for inverse bond number can be expressed as a function of porosity, pore fractal dimension, flow tortuosity, maximum pore diameter, height of matrix, density difference between oil and water, interfacial tension and contact angle. The present model predictions are shown to be in agreement with the available results. The dominion for criterion of imbibition mechanism is plotted, which provides a theoretical basis of adding surfactant in water for enhancing oil recovery in low permeability reservoirs.

Keywords: dual-porosity media, spontaneous imbibition, imbibition mechanism, fractal

PACS: 47.15.-x, 05.45.Df, 47.55.Nb

DOI: 10.7498/aps.62.014701

* Project supported by the National Basic Research Program of China (Grant No. 2010CB226705), the National Natural Science Foundation of China (Grant No. 41102080), and the Open Fund of State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation (Southwest Petroleum University), China (Grant No. PLN1117).

† Corresponding author. E-mail: xyhu@cug.edu.cn