

致密砂岩岩心水驱前缘形貌演化规律研究

吴 阳¹, 汪可艺¹, 胡 晨¹, 莫邵元², 焦春艳^{3,4}

(1. 中国地质大学(武汉)岩土钻掘与防护教育部工程研究中心, 湖北 武汉 430074; 2. 中石油深圳新能源研究院有限公司, 广东 深圳 518052; 3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 4. 中国石油天然气集团有限公司天然气藏与开发重点实验室, 河北 廊坊 065007)

摘要:致密砂岩油藏水驱开发效果与水驱前缘形貌密切相关,因此,水驱前缘形貌准确预测是评价致密砂岩油藏水驱开发效果的关键。目前大多数储层水驱前缘演化模型均假设储层为均质储层、未考虑储层微观结构,不能有效预测致密砂岩油藏水驱前缘形貌演化规律。结合水驱前缘形貌演化实验及分形理论,明确了致密砂岩油藏水驱过程中水驱前缘平均位移及分形维数演化规律。在此基础上,结合朗之万方程、随机理论及贝克莱-列维尔特理论(Buckley-Leverett理论,简称BL理论),建立了致密砂岩油藏水驱前缘演化模型。研究表明:理论计算与实验结果具有很好的一致性,验证了理论模型的正确性。致密砂岩油藏水驱前缘边界位置受到宏观平均位移(BL理论控制)及水驱前缘形貌分形维数(水相黏度及岩石非均质孔隙结构控制)共同作用影响。研究结果揭示了致密砂岩岩心水驱油产生复杂驱替边界的物理力学机理。

关键词:致密砂岩油藏;水驱前缘;演化规律;分形维数;宏观平均位移

中图分类号:TE348;P634 **文献标识码:**A **文章编号:**2096-9686(2025)05-0034-08

Morphology evolution of water flooding front in tight sandstone cores

WU Yang¹, WANG Keyi¹, HU Chen¹, MO Shaoyuan², JIAO Chunyan^{3,4}

(1. Engineering Research Center of Rock-Soil Drilling & Excavation and Protection, Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan Hubei 430074, China; 2. PetroChina Shenzhen New Energy Research Institute Co., Ltd., Shenzhen Guangdong 518052, China; 3. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China; 4. CNPC Key Laboratory of Gas Reservoir Formation and Development, Langfang Hebei 065007, China)

Abstract: The development effect of water flooding in tight sandstone reservoirs is closely related to the morphology of water flooding front, so accurate prediction of the water flooding front topography is the key to evaluating the water flooding development effect of tight sandstone reservoirs. Most current water flooding front evolution models assume that the reservoirs are homogeneous and do not consider the microstructures of the reservoirs, so they cannot effectively predict the evolution law of the water flooding front in tight sandstone reservoirs. In this work, by combining the water flooding front morphology evolution tests, and the fractal theory, the evolution of the average displacement and the fractal dimension of water flooding front in tight sandstone reservoirs are studied. On this basis, by combining the Langevin equation, the stochastic theory, and the Buckley-Leverett theory, a theoretical model for predicting the water flooding front evolution in tight sandstone reservoirs is established. The results show that the theoretical calculation is in good agreement with the experimental results, which verifies the correctness of the theoretical model. The boundary position of water flooding front in tight sandstone reservoirs is influenced by the macroscopic average displacement (controlled by the Buckley-Leverett theory) and the fractal dimension of water flooding front topography

收稿日期:2025-01-03; 修回日期:2025-03-07 DOI:10.12143/j.ztgc.2025.05.005

基金项目:岩土钻掘与防护教育部工程研究中心开放基金(编号:202406)

第一作者:吴阳,女,汉族,1985年生,硕士研究生,地质工程专业,主要从事土木工程方面的研究工作,湖北省武汉市洪山区鲁磨路388号, wuyang@ennosoft.com

引用格式:吴阳,汪可艺,胡晨,等.致密砂岩岩心水驱前缘形貌演化规律研究[J].钻探工程,2025,52(5):34-41.

WU Yang, WANG Keyi, HU Chen, et al. Morphology evolution of water flooding front in tight sandstone cores [J]. Drilling Engineering, 2025, 52(5): 34-41.

(controlled by water phase viscosity and rock heterogeneous pore structures). The results reveal the physical and mechanical mechanism of complex displacement boundaries caused by water flooding in tight sandstone reservoirs.

Key words: tight sandstone; water flooding front; evolution law; fractal dimension; macroscopic average displacement

0 前言

非常规油气资源(如致密砂岩、页岩油气等)已成为我国非常规能源勘探开发的热点之一^[1-3]。致密砂岩油藏普遍存在天然能量低、孔隙结构复杂且高度非均质等特点,常规采油方法难以实现有效驱替,致使采收率低、生产速率迅速衰减,亟需采用注水开发等补充地层能量的技术手段提高采收率^[3]。然而,尽管注水开发在常规油藏中已取得显著成效,但在致密砂岩油藏中,由于岩石内部微尺度孔隙非均质性较强,注水驱替过程中常触发指进现象,导致水驱前缘形貌复杂且演化不均,仅有部分原油被有效驱替,从而限制了注水开发效果^[4-5]。

传统水驱前缘演化模型多基于均质储层假设,未充分考虑致密砂岩中微观孔隙结构对流体流动的影响,难以精确描述实际水驱过程中前缘的复杂演化规律^[6]。近年来,随着CT扫描技术、数字图像处理及分形理论在油藏研究中的广泛应用,水驱前缘形貌及指进机制的研究取得了新的进展。例如,He等^[7]通过先进成像技术探讨了CO₂交替注入过程中指进现象的转变机制;和龙等^[8]基于相场法研究了无序度对CO₂驱油过程中指进模式及采收率的影响,结果表明储层结构的无序性增强会促使指进现象的发生,降低驱替效率;王俊权等^[9]利用格子Boltzmann数值模拟方法(LBM)在孔隙尺度进行模拟,为水驱前缘形貌的研究提供重要的理论支撑和数值方法参考;此外,许诗婧等^[10]改进了致密砂岩气藏中气水相对渗透率的计算方法,为定量描述水驱前缘的物理机制提供了新的理论依据。这些最新研究成果表明,在不同注水参数和岩石物性条件下,水驱前缘演化呈现出宏观平均推进与随机涨落两种趋势相互竞争的特征,其复杂性直接关系到注水开发的效果和油藏采收率^[11-12]。

要进一步提高致密砂岩油藏采收率,必须考虑致密砂岩油藏孔隙结构^[13],明确致密砂岩油藏孔隙结构对水驱前缘演化规律的影响^[14-16]。本文旨在通过CT扫描实验与理论建模相结合的方式,系统研究致密砂岩油藏中水驱前缘形貌的演化规律,建立兼顾平均推进与随机涨落效应的理论模型,为优化

注水方案、提高采收率提供科学依据和工程参考。通过对不同流体黏度、岩石渗透率等因素的综合分析,不仅探讨了水驱开发在致密砂岩油藏中的适用性和效果,还对存在的技术难点进行深入剖析,为未来水驱开发技术的推广与改进提供了理论支持。

1 水驱前缘形貌演化实验及理论建模

1.1 水驱前缘形貌演化实验

实验设备包括驱替装置和第5代X-ray CT扫描设备^[17-18];驱替装置包括2台Quizix恒压/恒流泵提供驱动动力、1台ISCO恒压/恒流泵提供恒定围压、1台Quizix恒压泵提供恒定回压、三轴岩心夹持器、自动数据采集系统;CT扫描设备包括X-ray发射装置、射线接收装置、数据处理系统、设备自动控制系统。

实验所用砂岩岩心为6块鄂尔多斯盆地露头岩心,岩心渗透率范围 $(0.34\sim 0.52)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均渗透率 $0.43\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。6块岩心平均孔隙度12.0%,且各岩心孔隙度差别不大^[17]。6块岩心直径23.24~25.2 mm、长度14.0~17.5 cm,通过CT扫描对内部结构进行表征,结果显示其孔隙直径主要分布在2~20 μm 范围内,呈现微孔与中孔混合的非均质结构特征。分别对6块岩心开展驱替实验,驱替相为黏度不同的盐水(黏度分别为0.693、1.2797、1.4513 mPa·s),被驱替相为煤油(室温下黏度1.25 mPa·s,密度0.8 g/mL)。采用恒速非稳态法进行驱替实验^[17-18],围压和回压分别设置为13.8、6.8 MPa,CT扫描电压和电流分别设置为120 kV、60 mA。实验步骤主要包括:

(1)测定空气CT值(CT_{Air})、实验煤油CT值(CT_{Oil})、实验盐水CT值(CT_{Water})及各干岩样CT值(CT_{Dry})。

(2)将各岩心抽真空饱和,扫描各饱和岩心CT值($CT_{\text{Saturated}}$)。

(3)根据公式 $\varphi=(CT_{\text{Saturated}}-CT_{\text{Dry}})/(CT_{\text{Oil}}-CT_{\text{Air}})$,计算岩心各扫描层面孔隙度分布^[19]。

(4)岩心入口恒速注入0.005 mL/min的驱替相流体进行驱替实验。采用CT扫描两相驱替过程,

测试两相驱替过程CT值,获取各断面含水饱和度($S_w = (1/\varphi)(CT_{\text{Saturated}} - CT)/(CT_{\text{Oil}} - CT_{\text{Water}})^{[19]}$),对CT扫描图片进行处理,对影像进行预处理以提取水驱前缘边界。采用盒子计数法定量描述水驱前缘边界的复杂程度。具体步骤:首先进行图像预处理与边界提取,即对CT图像进行去噪处理,利用图像分割算法提取出水驱前缘边界;然后对盒子划分,将提取出的边界图像覆盖以不同尺寸(ϵ)的正方形网格,对于每一尺寸,统计至少包含边界部分的盒子数 $N(\epsilon)$;最后进行分形维数计算,依据分形理论,边界分形维数 D 可由 $\log N(\epsilon) = -D \log \epsilon + C$ 得到。通过对不同盒子尺寸下统计数据作对数坐标线性拟合,斜率即为分形维数 $D^{[20-22]}$ 。观察岩心出口端是否产油,如果岩心出口端不产油,结束实验。

1.2 水驱前缘形貌演化理论建模

周宏伟等^[23-24]采用多孔介质中流体扩散理论表征多孔介质内多相界面(如水驱前缘)推进及形貌演化,根据其研究成果及朗之万方程,水驱前缘运动速率可表示为:

$$\dot{x} = \frac{dx}{dt} = A(x, t) + F(x, t) \quad (1)$$

式中: $\dot{x}$ ——水驱前缘运动速率; x ——水驱前缘位移的特征值; t ——水驱前缘位移时间; $A(x, t)$ ——驱替前缘流体平均迁移速率,表征水驱前缘速度的平均化趋势,由多孔介质物性参数(如渗透率、孔隙度)以及流体黏度确定; $F(x, t)$ ——流体“质点”的涨落长大速率,由多孔介质孔隙结构非均质性和随机性确定。

根据马尔科夫过程原理, $F(x, t)$ 可表征为^[25]:

$$F(x, t) = B(x, t)\xi(t) \quad (2)$$

式中: $B(x, t)$ ——驱替前缘流体“质点”的涨落放大系数,表征致密砂岩非均质孔隙结构导致驱替前缘某一“流体质点”的位置在驱替前缘平均值附近发生偏差,本质上, $B(x, t)$ 越大,驱替前缘边界越不规则,驱替边界在平均值附近偏差越明显; $\xi(t)$ ——白噪声过程。

根据白噪声过程特征,可得到:

$$d\omega(t) = \xi(t)dt \quad (3)$$

式中: $\omega(t)$ ——布朗运动,其概率分布为正态分布。

结合式(1)、(2)、(3),可得:

$$dx = A(x, t)dt + B(x, t)d\omega(t) \quad (4)$$

由于 $A(x, t)$ 表征水驱前缘平均推进速度,根据BL理论^[26], $A(x, t)$ 满足:

$$A(x, t) = \frac{q}{\varphi A_1} f'_w(S_{wf}) \quad (5)$$

式中: q ——注入速度, cm^3/min ; φ ——岩心孔隙度, %; A_1 ——岩心横截面积, cm^2 ; f_w ——含水率, %; S_{wf} ——前缘含水饱和度, %。

根据文献,可采用分形维数表征多孔介质驱替前缘流体“质点”的涨落放大系数 $B(x, t)^{[27-28]}$:

$$B(x, t) = Bx \quad (6)$$

式中: B ——驱替前缘涨落系数,满足 $B > 0$ 。

将式(5)、(6)代入式(4),可得:

$$dx = \frac{q}{\varphi A_1} f'_w(S_{wf})dt + Bxd\omega(t) \quad (7)$$

式(7)表明致密砂岩油藏水驱前缘边界位置受到宏观平均位移 $(q/\varphi A_1) f'_w(S_{wf})dt$ (BL理论控制)及驱替前缘涨落系数项 $Bxd\omega(t)$ 共同作用影响。求解式(7),可得:

$$x(t) = x(t=0) \exp(-B^2 t/2 + B\omega(t)) + \frac{q}{\varphi A_1} f'_w(S_{wf}) \exp(-B^2 t/2 + B\omega(t)) \cdot \int_0^t \exp(B^2 s/2 - B\omega(s)) ds \quad (8)$$

式(8)为致密砂岩油藏水驱前缘边界位移,由式(8)可知:致密砂岩油藏水驱前缘边界位移包含多孔介质油水界面平均位移和多孔介质随机孔隙结构。据式(8)可计算驱替前缘位移的期望值与方差,研究驱替前缘的宏观行为,水驱前缘上位移的数学期望 $E[x(t)]$ 为:

$$E[x(t)] = E[x(t=0)] + \left\{ \frac{q}{\varphi A_1} f'_w(S_{wf}) - E[x(t=0)] \right\} t \quad (9)$$

式中: $E[x(t=0)]$ ——致密砂岩油藏油水边界初始平均位移。

若 $E[x(t=0)] = 0$,式(9)可简化为:

$$\frac{dE[x(t)]}{dt} = \frac{q}{\varphi A_1} f'_w(S_{wf}) \quad (10)$$

式(10)是致密砂岩油藏油水边界初始平均速度,由式(10)可知:若不考虑致密砂岩油藏随机孔隙结构,致密砂岩油藏油水边界初始平均速度与

BL理论计算结果完全一致。

水驱前缘上位移的方差 $Var[x(t)]$ 为:

$$Var[x(t)] = \exp(B^2 t) - \frac{2qt}{\phi A_1} f'_w(S_{wf}) E[x(t=0)] - \{E[x(t=0)]\}^2 + \frac{2E[x(t=0)]}{B^2} \frac{q}{\phi A_1} f'_w(S_{wf}) [\exp(B^2 t) - 1] \quad (11)$$

式(11)说明,若不考虑致密砂岩随机孔隙结构对水驱前缘影响($B=0$),方差 $Var[x(t)]=0$,即水驱前缘不会出现复杂边界。

2 结果与分析

2.1 实验结果

以岩样4(岩心长14.8 cm、直径2.39 cm、渗透率 $0.4258 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、孔隙度11.64%)为例,渗流过程中含水饱和度剖面形貌演化过程见图1,可以发现,水驱剖面形貌演化是一个十分复杂的过程。随着水驱前缘形貌的演化,水驱波及范围逐渐增大,水驱前缘形貌复杂性也逐渐增加。

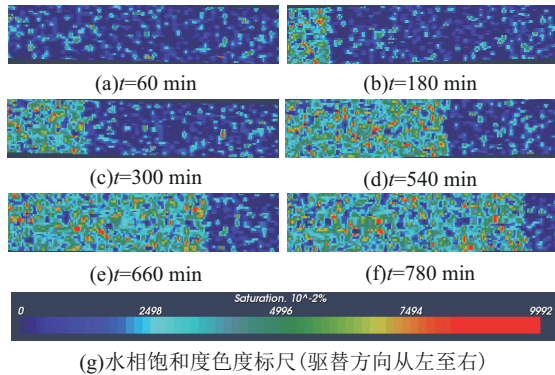


图1 岩样4水驱前缘形貌演化过程

Fig.1 Morphology evolution of water flooding front in Sample 4

致密砂岩水驱前缘演化特征。实验过程中应用岩样4 CT扫描各断面水相饱和度数据,根据含水饱和度剖面平均位移 $\bar{x}$ 表征水驱前缘平均位移。根据BL方程(式5)计算不同时间水驱前缘位移值。对比分析CT实验结果与BL理论计算结果,将二者绘制于图2中,可以看出,CT实验结果与BL理论计算结果基本一致,相对误差小于5%。另外,驱替前缘的平均位移随时间而增加,且呈近线性增加,平

均推进速度可近似视为常数。

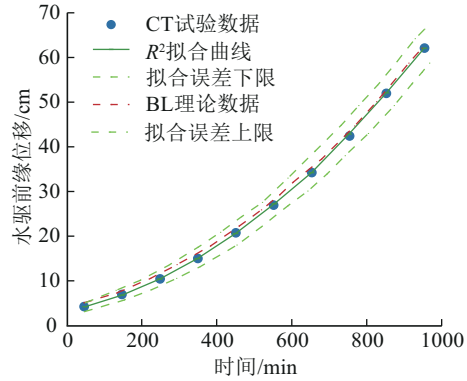


图2 水驱前缘平均位移随时间变化

Fig.2 Average displacement variation of water flooding front with time

根据所得到的水驱前缘平均位移值 $\bar{x}$, 水驱剖面平均速度 $\bar{v}$ 为:

$$\bar{v} = \frac{d\bar{x}}{dt} \quad (12)$$

图3为岩样4水驱前缘的演化平均速度随时间变化关系,说明位移线性拟合得到的水驱前缘平均速度与BL理论计算所得一致,水驱前缘平均速度为常数,不随时间改变。

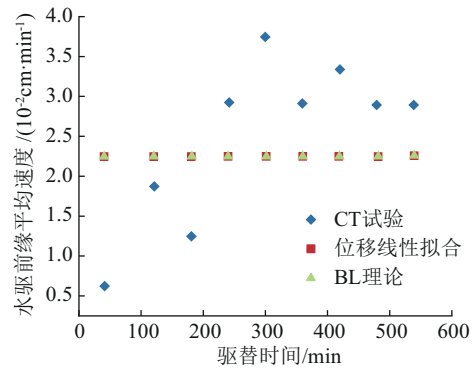


图3 水驱前缘平均速度随时间变化

Fig.3 Average velocity variation of water flooding front with time

渗流流体形貌复杂性演化特征。流体渗流过程中水驱前缘复杂程度不断演化。利用前述盒子计数法对不同时刻的水驱前缘进行分形维数计算(见图4),结果显示随着驱替时间的延长,分形维数呈近线性增长,表明界面复杂性不断增强。这不仅验证了实验现象,也印证了致密砂岩孔隙结构非均

质性对水驱前缘随机涨落效应的影响。说明随着驱替不断进行,驱替前缘边界形貌不断复杂化。

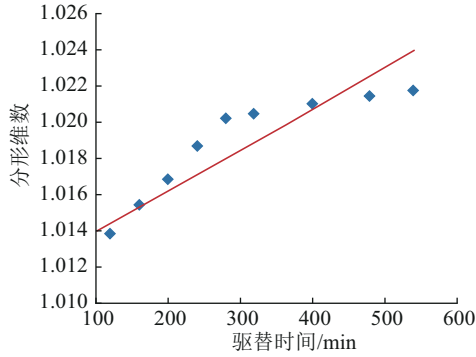


图4 分形维数与驱替时间关系图

Fig.4 Relationship between fractal dimension and displacement time

流体黏度、渗透率对驱替前缘演化影响。将不同黏度盐水分别在6块致密砂岩岩样中进行驱替实验,以岩样4为例将驱替前缘随时间演化的平均位移列于图5中,可知在同一渗透率的致密砂岩中,水驱前缘平均速度与水相黏度负相关。另外,对于黏度相同水相(例如黏度为1.2797 mPa·s),水驱前缘平均速度随着岩石渗透率增加而增大(图6)。

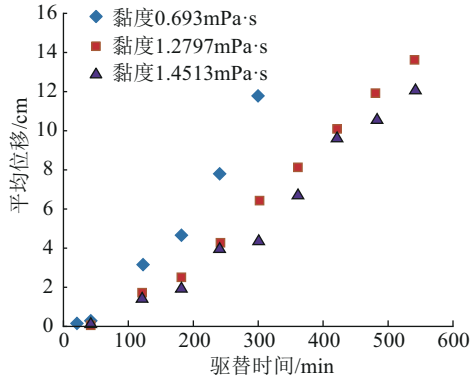


图5 不同黏度流体驱替前缘平均位移

Fig.5 Average displacement of water flooding front for fluids with different viscosities

含水率(忽略重力及毛管压力影响)为^[29-30]:

$$f_w = \frac{K_{rw}(S_w)/\mu_w}{K_{rw}(S_w)/\mu_w + K K_{ro}(S_w)/\mu_o} = \frac{1}{1 + (K_{ro}/K_{rw})(\mu_w/\mu_o)} \quad (13)$$

式中: K_r ——相对渗透率,%; μ ——流体黏度,mPa·s;下标w——水相;下标o——油相。

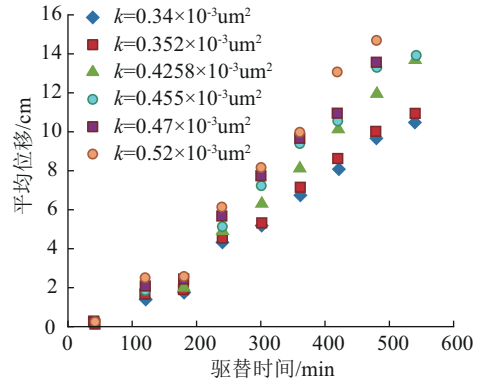


图6 不同渗透率岩样驱替前缘平均位移

Fig.6 Average displacement of water flooding front of samples with different permeabilities

对式(13)求导,可得到前缘含水饱和度 S_{wf} 处含水率导数 $f'_w(S_{wf})$:

$$f'_w(S_{wf}) = \left[\frac{-(\mu_w/\mu_o)}{[1 + (K_{ro}/K_{rw})(\mu_w/\mu_o)]^2} \frac{\partial (K_{ro}/K_{rw})}{\partial S_w} \right] \bigg|_{S_{wf}} \quad (14)$$

由式(14)可知,随着注入水黏度 μ_w 增加, $f'_w(S_{wf})$ 减小,而岩石渗透率越高,相同含水饱和度下, K_{ro}/K_{rw} 值越小^[8],含水率上升越快, $f'_w(S_{wf})$ 越大。公式验证了实验规律的正确性。

驱替前缘演化复杂程度(分形维数)与注入水黏度关系见表1,可以看出,分形维数随着注入水黏度增大而减小,说明驱替前缘演化复杂程度随着注入水黏度增大而降低。主要原因是:注入水黏度越大,油水黏度差越小,油水界面分形维数越小,驱替边界复杂程度越低。

2.2 模型验证

根据图1测试结果,可获得样品4驱替前缘演化过程(图7)。从图7可以看出,随着水驱油不断进行,驱替前缘越来越复杂。选取 $B=0.0055$,将实验方差与根据式(11)计算的理论方差绘制于图8中,可知模型计算结果与实验结果一致,验证了理论模型的有效性。

2.3 模型分析

驱替前缘边界的几何方差 $f(x_i, t)$ 可表示为:

$$f(x_i, t) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left[x_i - \frac{q}{\varphi A_1} f'_w(S_{wf}) \right]^2 \quad (15)$$

式中: N ——驱替前缘边界上像素点总数。

表 1 分形维数与注入水黏度关系($t=300$ min)
Table 1 Relationship between the fractal dimension and the viscosity of injected water ($t=300$ min)

渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	流体黏度/ (mPa·s)	分形 维数	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	流体黏度/ (mPa·s)	分形 维数
0.34	0.693	1.1754	0.352	0.693	1.1528
	1.2797	1.1621		1.2797	1.1372
	1.4513	1.1319		1.4513	1.1125
0.4258	0.693	1.1418	0.455	0.693	1.1205
	1.2797	1.0204		1.2797	1.0184
	1.4513	1.0057		1.4513	1.0041
0.47	0.693	1.1049	0.52	0.693	1.1004
	1.2797	1.0187		1.2797	1.0175
	1.4513	1.0001		1.4513	1.0015

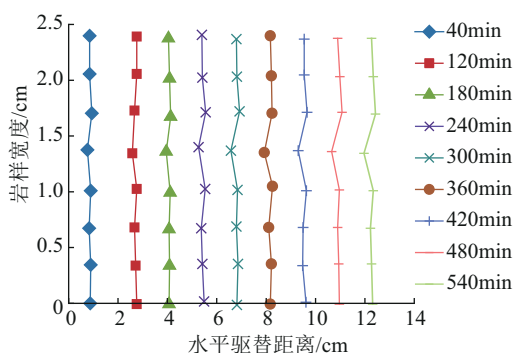


图 7 测试驱替前缘演化

Fig.7 Evolution of the tested water flooding front

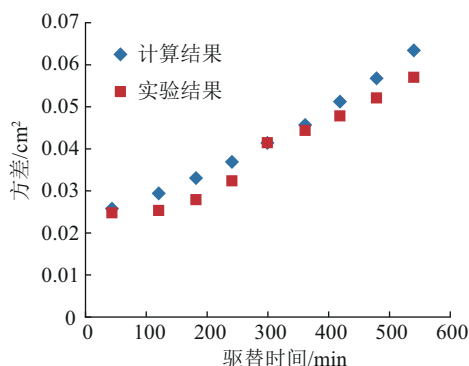


图 8 驱替前缘方差理论值与实验值的比较

Fig.8 Comparison between theoretical and experimental values of water flooding variance

本质上, $f(x_i, t)$ 反映了致密砂岩油藏水驱前缘复杂演化程度。

根据图 1 可知, $E[x(t=0)]=0$, $E[x^2(t=0)]=0.024$, 结合上述值和参数 B , 可计算驱替前缘

方差。由图 9 可知, 参数 B 对驱替前缘方差的影响十分明显, B 越大, 驱替前缘方差越大。主要原因是 B 越大, 致密砂岩涨落放大系数越大, 致密砂岩孔隙结构随机性越强, 水驱前缘越复杂。

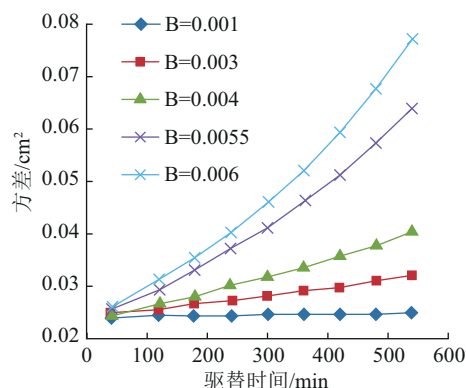


图 9 驱替前缘方差的理论预计结果

Fig.9 Theoretical prediction results of the variance of the water flooding front

2.4 讨论分析

基于 CT 扫描技术和理论模型相结合的方法, 对致密砂岩油藏水驱前缘形貌演化规律进行了深入研究。从图 1 来看, 水驱前缘形貌随时间由初始的较规则边界逐渐演化为形态复杂的前沿区域, 而图 2、图 3 中平均位移与平均速度随时间呈近线性增加的趋势, 充分印证了 BL 理论对水驱前缘平均运动的控制作用。同时, 图 4 中分形维数随驱替时间的线性增长, 则反映了致密砂岩非均质孔隙结构对水驱前缘边界复杂性的增强作用。

以岩样 4 为例, 实验数据表明, 在相同实验条件下, 当注入水黏度从 0.693 mPa·s 调整至 1.4513 mPa·s 时, 水驱前缘平均位移和分形维数均出现明显变化(参见图 5、表 1), 这进一步说明油水界面形貌不仅受流体物性参数的影响, 同时也与岩石的孔隙结构密切相关。

从工程应用角度看, 实验中观测到的水驱前缘演化特性具有较高的指导意义: 通过调整注水参数, 可以在实际油田开发中预判水驱前缘的位置与形态, 从而优化注水策略, 降低指进现象对采收率的不利影响。同时, 图 7、图 8 中模型计算与实验结果的良好匹配, 证明了理论模型描述水驱前缘演化的有效性, 为后续利用现场数据校正模型、开展数值模拟提供了坚实的基础。

然而,实验设计与理论建模仍存在一定局限性。首先,实验所用岩心样品均来自鄂尔多斯盆地,样本数量有限,可能无法全面反映不同油藏中孔隙结构和非均质性的多样性;其次,在理论模型构建时,为了简化问题,部分参数(例如涨落放大系数 B)基于局部实验数据确定,且模型中忽略了重力和毛细力等次要影响因素,这使得模型在推广到其他条件下的适用性需要进一步验证。在未来工作中,可考虑增加样本数量、拓展实验条件以及综合考虑更多影响因素,从而完善模型,并进一步探索其在不同油藏开发中的普遍性与应用边界。

3 结论

进行了不同黏度盐水在6块致密砂岩岩样中的渗流实验,通过CT扫描技术获得了水驱前缘形貌随时间演化的结果。通过提取岩样沿程饱和度剖面,估算了驱替前缘演化平均速度,并与经典BL理论计算结果进行了对比分析。在此基础上,结合朗之万方程、随机理论及BL理论,建立了致密砂岩油藏水驱前缘演化模型,揭示了致密砂岩随机孔隙结构(如致密砂岩涨落放大系数)对水驱前缘推进演化影响。主要结论为:

(1)致密砂岩油藏水驱前缘的推进过程由平均推进趋势与随机涨落趋势共同决定。其水驱前缘平均位移随时间呈近线性增长,从 $t=60\text{ min}$ 初始状态逐步增至 $t=600\text{ min}$ 时约达到 14.0 cm ,对应平均推进速度约为 0.018 cm/min ,与经典BL理论计算结果吻合。当考虑致密砂岩随机孔隙结构引起的涨落效应时,模型显示,在 $t=300\text{ min}$ 时,由随机涨落引起的位移方差较仅考虑平均推进增加约 20% ,而到 $t=600\text{ min}$ 时,该涨落贡献占整体位移标准差的比例约为 35% ,定量说明了随机因素在水驱过程中作用逐步增强。

(2)分形维数分析表明,水驱前缘边界复杂程度随驱替时间延长而增加,其变化趋势近似线性。在 $t=300\text{ min}$ 时的分形维数约为 1.14 ,而在不同注入水黏度条件下,分形维数表现出显著差异。当注入水黏度为 $0.693\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时,分形维数为 1.1418 ,提高到 $1.4513\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时,分形维数降至 1.0057 ,这定量反映了注入水黏度对油水界面平整度和驱替边界复杂程度的调控作用。

(3)总体上,BL理论较好地描述了水驱前缘的

平均推进行为,而致密砂岩非均质孔隙结构所引起的随机涨落则是界面复杂化的主要驱动因素。实验数据与模型计算结果在平均位移、速度及方差等方面均显示出良好的一致性,为水驱前缘演化机理提供了坚实的定量验证,同时也为实际油田注水方案的设计与优化提供了理论依据和工程参考。

参考文献(References):

- [1] 任建飞,雷刚,刘向君,等.水化-温度协同作用对龙马溪组深层页岩声波传播特性及力学强度影响实验研究[J].钻探工程,2025,52(1):68-77.
REN Jianfei, LEI Gang, LIU Xiangjun, et al. Experimental study on the effect of hydration and temperature synergism on acoustic wave propagation and mechanical strength of Longmaxi deep shales[J]. Drilling Engineering, 2025, 52(1): 68-77.
- [2] 吴阳,刘天乐,任建飞,等.基于CT扫描的低渗透岩心油水相对渗透率曲线计算研究[J].钻探工程,2025,52(2):98-105.
WU Yang, LIU Tianle, REN Jianfei, et al. Calculation of oil-water relative permeability curves of low permeability cores based on CT scanning[J]. Drilling Engineering, 2025, 52(2): 98-105.
- [3] 李阳.中国石化致密油藏开发面临的机遇与挑战[J].石油钻探技术,2015,43(5):1-6.
LI Yang. Opportunities and challenges for Sinopec to develop tight oil reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(5): 1-6.
- [4] 隋铭月.粘性指进形成过程可视化描述及其抑控方法研究[D].北京:中国石油大学(北京),2022.
SUI Mingyue. Visual description of the formation process of viscous fingering and its control method[D]. Beijing: Journal of China University of Petroleum(Beijing), 2022.
- [5] 杨兆中,郑昕,李小刚,等.黏性指进物理模型的研究回顾和展望[J].实验技术与管理,2018,35(11):71-74.
YANG Zhaozhong, ZHENG Xin, LI Xiaogang, et al. Review and prospect of research on viscous fingering physical model[J]. Experimental Technology and Management, 2018, 35(11): 71-74.
- [6] 肖霞.孔隙结构对多孔介质内水气两相驱替影响的试验研究[D].赣州:江西理工大学,2024.
XIAO Xia. Experimental study on the influence of pore structure on water-gas two-phase displacement in porous media[D]: Journal of Jiangxi University of Science and Technology, 2024.
- [7] He L, Ren S K, Zhang H. Fingering crossover and enhanced oil recovery mechanism of water-alternating- CO_2 injection[J]. Physics of Fluids, 2023, 35(5): 053322.
- [8] 和龙,何文静,牛泽豪.结构无序性对多孔介质中 CO_2 驱指进及提采的影响[J].陕西科技大学学报,2024,42(4):94-100.
HE Long, HE Wenjing, NIU Zehao. Effect of structural disorder on fingering and enhanced oil recovery of CO_2 flooding in porous media[J]. Journal of Shaanxi University of Science & Technology, 2024, 42(4): 94-100.
- [9] 王俊权,居隆,陈松泽,等.微孔中反应流体黏性指进混合过程的数值研究[J].工程热物理论,2023,44(2):540-549.
WANG Junquan, JU Long, CHEN Songze, et al. Numerical

- study on reactive mixing of miscible solutions with viscous fingering in micro-pores[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2023, 44(2): 540-549.
- [10] 许诗婧, 王长权, 曾思佳. 致密砂岩气藏气水相对渗透率计算方法改进[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2023, 38(3): 75-80.
- XU Shijing, WANG Changquan, ZENG Sijia. Improvement of calculation method for relative permeability of gas and water in tight sandstone reservoirs[J]. Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science), 2023, 38(3): 75-80.
- [11] Chen Y F, Fang S, Wu D S, et al. Visualizing and quantifying the crossover from capillary fingering to viscous fingering in a rough fracture[J]. Water Resources Research, 2017, 53(9): 7756-7772.
- [12] Kargozarfard Z, Riazi M, Ayatollahi S. Viscous fingering and its effect on areal sweep efficiency during waterflooding: an experimental study[J]. Petroleum Science, 2019, 16(1): 105-116.
- [13] 郭尚平. 物理化学渗流[M]. 北京: 科学出版社, 1990.
- GUO Shangping. Microscopic Mechanisms of Physicochemical Seepage[M]. Beijing: Science Press, 1990.
- [14] 荣毅. 致密砂岩油藏微观孔隙结构研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2017.
- RONG Yi. Micro Pore Structure Characteristics of Tight Sandstone Reservoirs[D]. Qingdao: Journal of China University of Petroleum(EastChina), 2017.
- [15] 黄兴, 高辉, 窦亮彬. 致密砂岩油藏微观孔隙结构及水驱油特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2020, 44(1): 80-88.
- HUANG Xing, GAO Hui, DOU Liangbin. Micro pore structure and water-flooding characteristics on tight sandstone reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2020, 44(1): 80-88.
- [16] 刘志超. 致密油藏渗流规律与渗吸提高采收率机理研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2019.
- LIU Zhichao. The study on seepage regularity and imbibition enhanced oil recovery of tight sandstone reservoir[D]. Beijing: Journal of China University of Petroleum(Beijing), 2019.
- [17] 莫邵元, 何顺利, 梁国华, 等. 利用CT技术的超低渗岩心油水驱替特征研究[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(9): 25-28, 43.
- MO Shaoyuan, HE Shunli, LUAN Guohua, et al. Use of CT technology to investigate water flooding in ultra-low permeability sandstone[J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(9): 25-28, 43.
- [18] 莫邵元, 何顺利, 谢全, 等. 利用CT扫描研究低渗透砂岩低速水驱特征[J]. 科技导报, 2015, 33(5): 46-51.
- MO Shaoyuan, HE Shunli, XIE Quan, et al. Low rate water-flooding in low permeability sandstones with CT scanning[J]. Science & Technology Review, 2015, 33(5): 46-51.
- [19] 高建, 韩冬, 王家禄, 等. 应用CT成像技术研究岩心水驱含油饱和度分布特征[J]. 新疆石油地质, 2009, 30(2): 269-271.
- GAO Jian, HAN Dong, WANG Jialu, et al. Application of CT scanning image technique to study of oil saturation distribution in core displacement test[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2009, 30(2): 269-271.
- [20] 德雪红, 张博文, 金敏, 等. 木屑压缩成型颗粒圆周表面形貌分形参数研究[J]. 林业工程学报, 2022, 7(2): 121-127.
- DE Xuehong, ZHANG Bowen, JIN Min, et al. Study on fractal parameters of circular surface morphology of sawdust compression molding particles[J]. Journal of Forestry Engineering, 2022, 7(2): 121-127.
- [21] 陈芳. 基于SEM的煤体裂隙结构和分形特征研究[J]. 煤炭技术, 2024, 43(12): 276-280.
- CHEN Fang. Study on coal fracture structure and fractal characteristics based on SEM[J]. Coal Technology, 2024, 43(12): 276-280.
- [22] Li J, Du Q, Sun C X. An improved box-counting method for image fractal dimension estimation[J]. Pattern Recognition, 2009, 42(11): 2460-2469.
- [23] 周宏伟, 谢和平. 岩体中渗流形貌演化的随机理论描述[J]. 岩土力学与工程学报, 2001, 23(2): 183-186.
- ZHOU Hongwei, XIE Heping. Approach to evolution of the shape of fluid flow in rocks by stochastic theory[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2001, 23(2): 183-186.
- [24] Zhou H W, Yue Z Q, Tham L G, et al. The shape of moving boundary of fluid flow in sandstone: video microscopic investigation and stochastic modeling approach[J]. Transport in Porous Media, 2003, 50(3): 343-370.
- [25] 周宏伟. 孔隙介质渗流过程的细观实验与理论研究[D]. 北京: 中国矿业大学, 1998.
- ZHOU Hongwei. Microscopic experimental and theoretical research on the seepage process in porous media[D]. Beijing: China University of Mining and Technology, 1998.
- [26] 程林松. 高等渗流力学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011.
- CHENG Linsong. Advanced Seepage Mechanics[M]. Beijing: Petroleum industry press, 2011.
- [27] 周宏伟, 张亚衡, 李爱民, 等. 孔隙介质中流体渗流边界演化过程的实验研究[J]. 科学通报, 2008, 53(3): 351-358.
- ZHOU Hongwei, ZHANG Yaheng, LI Aimin, et al. Experimental study on the evolution process of fluid seepage boundaries in porous media[J]. Chinese Science Bulletin, 2008, 53(3): 351-358.
- [28] 周宏伟, 谢和平. 孔隙介质细观渗流DLA效应的实验研究[J]. 石油学报, 2001, 22(3): 52-57, 4.
- ZHOU Hongwei, XIE Heping. Experimental research on DLA effect of seepage in porous media at the meso scale[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(3): 52-57, 4.
- [29] 张继成, 宋考平. 相对渗透率特征曲线及其应用[J]. 石油学报, 2007, 28(4): 104-107.
- ZHANG Jicheng, SONG Kaoping. Eigen curve of relative permeability and its application[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(4): 104-107.
- [30] 张伟, 冯进, 胡文亮, 等. L油田古近系油藏含水率计算方法及其应用[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(1): 105-110.
- ZHANG Wei, FENG Jin, HU Wenliang, et al. Calculation method and application for water content of paleogene reservoirs in L oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(1): 105-110.