

# 基于CT扫描的低渗透岩心油水相对渗透率曲线 计算研究

吴阳<sup>1\*</sup>, 刘天乐<sup>1\*</sup>, 任建飞<sup>1</sup>, 胡晨<sup>1</sup>, 莫邵元<sup>2</sup>, 焦春艳<sup>3,4</sup>

(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公司天然气成藏与开发重点实验室, 河北廊坊 065007)

**摘要:**低渗透油藏油水相对渗透率是表征低渗透油藏注水开发效果的关键参数。由于低渗透油藏孔隙狭小、渗流阻力大,油水两相渗流过程中,岩心“末端效应”导致计算的油水相对渗透率曲线与实际结果不一致,影响低渗透油藏注水开发方案制定。为避免岩心“末端效应”对低渗透油藏油水相对渗透率影响,应用CT扫描技术在线获得不同时刻低渗透岩心内含水饱和度的沿程分布信息。根据油水相对渗透率曲线经验公式,结合低渗透油藏油水渗流模型和模拟退火优化理论得到了油水相对渗透率曲线优化参数,从而得到油水相对渗透率。计算结果表明:CT试验是监测岩心含水饱和度特征的一种非常有效的试验手段,避免了“末端效应”对含水饱和度特征的影响;通过模拟退火方法可以得到全局最优相对渗透率曲线,含水饱和度、岩心两端压差测试结果与计算拟合结果吻合度较高,相对误差小于8%。研究方法可以快速、准确地计算低渗透油藏油水相对渗透率曲线,为低渗透油藏开发生产提供有力的支持和指导。

**关键词:**低渗透油藏;CT扫描技术;含水饱和度剖面;岩心“末端效应”;模拟退火;相对渗透率曲线  
**中图分类号:**TE348;P634 **文献标识码:**A **文章编号:**2096-9686(2025)02-0098-08

## Calculation of oil-water relative permeability curves of low permeability cores based on CT scanning

WU Yang<sup>1</sup>, LIU Tianle<sup>1\*</sup>, REN Jianfei<sup>1</sup>, HU Chen<sup>1</sup>, MO Shaoyuan<sup>2</sup>, JIAO Chunyan<sup>3,4</sup>

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

**Abstract:** The oil-water relative permeability is a key parameter to characterize the effect of water injection in low permeability oil reservoirs. Due to the narrow pore size and large seepage resistance of low permeability reservoirs, the “end effect” of core leads to the inconsistency between the calculated oil-water relative permeability curves and the actual results, which affects the establishment of water injection development scheme of low permeability reservoirs. To avoid the influence of core “end effect” on the relative permeability, the CT scanning has been applied to monitor

收稿日期:2025-01-03; 修回日期:2025-02-11 DOI:10.12143/j.ztgc.2025.02.013

基金项目:教育部岩土钻掘与保护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.

通信作者:刘天乐,男,汉族,1984年生,教授,地质工程专业,博士,主要研究方向为非常规固井与特种加固技术、钻完井过程中井内传热传质规律、井下电热蒸汽发生器等,湖北省武汉市洪山区鲁磨路388号,liutianle2008@163.com.

引用格式: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.

the in-situ water saturation profiles along the low permeability core at different time points. Based on the experience formula of oil-water relative permeability curve, optimal parameters of the relative permeability has been obtained by combining the oil-water flow methods in low permeability reservoirs, and the simulated annealing optimization theory. The results show that CT scanning test is a very effective test method which can not only monitor water saturation profile and water saturation characteristics in the central core, but also avoid the influence of "end effect". The global optimal relative permeability curve has been obtained with the Simulated Annealing method. The test results of water saturation and the pressure difference at both ends of the core accord with the results of calculation. This method has the advantage of high goodness of fit and satisfactory effect, with the relative permeability less than 8%. This method is proved to be efficient and accurate for calculating oil-water relative permeability curves, providing a strong support and guidance for the development of low permeability reservoirs.

**Key words:** low permeability oil reservoir; CT scanning technology; water saturation profile; "end effect" of the core; simulated annealing; relative permeability curve

## 0 引言

相对渗透率曲线是表征储层物理性质的一个重要参数,是产能评价的一个关键指标,因此它的测量是实验室岩心分析的重要内容。目前,石油行业标准测定相对渗透率曲线的方法主要有稳态法和非稳态法<sup>[1]</sup>。稳态测试技术测量周期太长,成本高,测量环境难以保持一致,且岩心的进出口压差及油、水流量长期处于波动状态<sup>[2-3]</sup>,导致稳态测试技术的稳定性和参数计量的精确性受到影响,获取的相对渗透率精度不够。非稳态法克服了稳态法测量周期太长的缺点,在驱替过程中(无须达到稳定驱替状态),记录不同时刻岩心两端压差和岩心末端流量,基于达西公式计算相对渗透率。相较于稳态法,非稳态法效率更高,但该方法的精确度受驱替过程中的不稳定因素干扰大。在实测过程中,由于距岩心出口末端端面一定距离内湿相(水相)饱和度增大,岩心出口见水会出现短暂的滞后,造成岩心见水时间推迟(即岩心“末端效应”),导致实验精度下降,方法失效。因此,如何消除或减少岩心的“末端效应”是一个值得重视的问题。

国内外学者通过现场实测数据及改进实验室测试方法,对相对渗透率曲线进行了定量研究。杨宇等<sup>[4]</sup>及周凤军等<sup>[5]</sup>利用油藏生产数据计算油水两相相对渗透率的比值与含水饱和度的关系,最终得到了储层相对渗透率。该方法克服了实际储层非均质性强、实验岩心代表性不强、计算的相对渗透率曲线与实际动态资料存在较大偏差等缺点,但该方法获取的相对渗透率依赖储层动态资料及水驱特征曲线计算方法,对于实际动态资料不完整及现有水驱特征曲线无法适用的低渗透储层,该方法适

用性具有一定挑战。基于岩心压汞数据或核磁  $T_2$  谱,一些专家建立了多孔介质相对渗透率曲线计算模型,王尤富<sup>[6]</sup>通过建立毛细管压力与相对渗透率转换关系,推导了计算岩心渗透率及相对渗透率的公式;王金勋等<sup>[7]</sup>通过无穷分支结构、没有闭环的 Bethe 网络模型表征多孔介质孔隙结构,并基于孔隙网络模拟方法获取了相对渗透率曲线,由于这些方法形成的孔隙结构不能真实反映岩石孔隙,因此模型适用性需要加强;边会媛等<sup>[8]</sup>基于核磁  $T_2$  谱-毛细管压力-相对渗透率转换关系获取了9块低渗-超低渗致密砂岩样本的相对渗透率曲线,但该方法采用平行毛管束模型表征多孔介质孔隙结构,且核磁  $T_2$  谱与毛细管压力关系式包含经验系数。由于非稳态法获取的相对渗透率受到测试点光滑处理所选取的函数影响,为克服高阶多项式拟合函数拐点多、波动严重,而低阶多项式拟合函数精度差等缺点,柯式镇<sup>[9]</sup>结合模拟退火算法及 JBN 法,建立了一种计算岩心相对渗透率曲线的拟合算法,研究表明:相对于经典 JBN 方法,该方法获取的相对渗透率曲线质量更高,能在一定程度上消除个别奇异数据的影响。彭彩珍等<sup>[10]</sup>采用微分近似法计算油水相对渗透率,采用微分近似法计算所得的相对渗透率曲线形态比函数拟合法好,但获取的相对渗透率曲线受到实验测试数据质量影响,无法避免岩心“末端效应”影响。

近年来,理论模型被广泛应用于研究多孔介质相对渗透率曲线。杨悦等<sup>[11]</sup>和羊新州等<sup>[12]</sup>建立了考虑非线性渗流特征的低渗透储层油水相对渗透率计算方法,这些方法能有效研究低渗透储层非线性渗流特征对相对渗透率曲线的影响,但该方法中

启动压力梯度或紊流系数不易获取,且预测结果也受到非稳态法测试结果及岩心“末端效应”影响。通过结合多相渗流方程及优化算法,瞿博超<sup>[13]</sup>和崔建等<sup>[14]</sup>建立了基于最优目标函数的拟合方法来确定相对渗透率,这些方法获取的相对渗透率与测试情况一致(实验测试结果与模拟结果误差最小),但它们受限于实验测试结果精度影响,且无法避免岩心“末端效应”影响。刘江涛等<sup>[15]</sup>、苏海波等<sup>[16]</sup>和王鹤<sup>[17]</sup>基于Kozeny-Carman方程或分形理论,实现了水相相对渗透率曲线模拟预测,但这些方法均对复杂的孔隙结构及流体分布进行了简化,模拟结果精度需要提高。Zhao等<sup>[18]</sup>、Jiang等<sup>[19]</sup>、Zhang等<sup>[20]</sup>和Zoeir等<sup>[21]</sup>结合CT扫描及图像处理方法重构多孔材料孔隙结构,并基于微观渗流仿真模型(如:LBM)开展模拟获取多孔介质相对渗透率,相对于基于Kozeny-Carman方程和分形理论的模型,这些方法考虑的孔隙结构更加符合实际情况,模拟结果精度更高。但这些方法受限于CT扫描试样尺度,如何将孔隙尺度获取的相对渗透率转化为实际多孔介质相对渗透率是该方法面临的瓶颈。

综上所述,目前低渗透储层相对渗透率获取方法无法避免岩心“末端效应”影响。为准确获取低渗透岩心相对渗透率,笔者应用CT扫描技术获取驱替过程中岩心中部含水饱和度的特征,避免了“末端效应”对相对渗透率曲线的影响;结合油藏数值模拟算法及模拟退火优化算法对驱替过程中含水饱和度剖面进行拟合,消除了多解性的问题,保证获取的相对渗透率与测试情况一致(实验测试结果与模拟结果误差最小)。

## 1 实验原理及方法

### 1.1 实验原理

低渗透储层开展水驱油实验过程中,低渗透岩心“末端效应”会增加岩心末端含水饱和度,造成岩心平均含水饱和度计算结果偏大,导致计算的低渗透储层油水相对渗透率曲线与实际结果不一致。为克服岩心“末端效应”对相对渗透率的影响,在不破坏岩心的情况下,通过CT扫描技术测试任意时刻岩心内部油相及水相空间的分布特征及饱和度剖面分布。

水驱油过程中,CT扫描仪发出的X射线束从多个方向沿着岩心横截面进行扫描,测定透过岩心

断面的X射线量,计算该断面单位体积的吸收系数。通过数模转换,这些吸收系数构成的数字矩阵可在屏幕上显示为图像。通过图像可得到每一个像素X射线衰减系数及CT值。CT值与X射线衰减系数的关系为<sup>[22]</sup>:

$$CT = \frac{\nu_s - \nu_w}{\nu_w} \times 1000 \quad (1)$$

式中: $\nu_s$ ——物体的X射线衰减系数; $\nu_w$ ——水的X射线衰减系数。

由于X射线在空气中几乎不衰减(空气的X射线衰减系数为0),空气的CT值为-1000。根据式(1),水相的CT值为0。另外,油相的CT值、岩石颗粒的CT值均可由式(1)确定。

### 1.2 实验方法

实验设备包括:2台Quzix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、岩心出口端配备1台Quzix恒压泵提供恒定回压、三轴岩心夹持器、自动数据采集系统、X-ray射线发射装置、射线接受装置、数据处理系统和设备自动控制系统。

设定X-ray CT设备扫描电压120 kV,扫描电流60 mA,实验温度为25℃,采用轴向扫描的扫描方式,将岩心等间距进行扫描。分别对干燥岩心、饱和和流体岩心进行CT扫描,对比干岩心、饱和和流体岩心的CT值,通过下式进行岩心孔隙度的求解<sup>[3,22-24]</sup>。

$$\varphi = \frac{CT_s - CT_d}{CT_1 - CT_a} \quad (2)$$

式中: $\varphi$ ——岩石孔隙度,%; $CT_s$ ——100%饱和和流体岩心的CT值; $CT_d$ ——干岩心的CT值; $CT_1$ ——饱和和流体的CT值; $CT_a$ ——空气的CT值。

水驱过程中,同步进行CT扫描试验。此时岩心内部存在油水两种流体,岩心的CT值为:

$$CT_i = (1 - \varphi)CT_g + \varphi(S_oCT_o + S_wCT_w) \quad (3)$$

式中: $CT_i$ ——饱和有油、水两种流体岩心的CT值,无因次; $CT_g$ ——岩石颗粒的CT值,无因次; $S_o$ ——含油饱和度,%; $CT_o$ ——油相的CT值,无因次; $S_w$ ——含水饱和度,%; $CT_w$ ——水相的CT值,无因次。

由于:

$$CT_d = (1 - \varphi)CT_g + \varphiCT_a \quad (4)$$

$$\begin{cases} CT_{so} = (1 - \varphi)CT_g + \varphi CT_o \\ CT_{sw} = (1 - \varphi)CT_g + \varphi CT_w \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $CT_{so}$ ——饱和油相岩心的CT值;  $CT_{sw}$ ——饱和水相岩心的CT值。

扫描断面上的水相、油相饱和度分别为<sup>[25-27]</sup>:

$$\begin{cases} S_o = \frac{1}{\varphi} \frac{CT_{sw} - CT_t}{CT_w - CT_o} \\ S_w = 1 - S_o \end{cases} \quad (6)$$

将岩心各扫描层面孔隙度  $\varphi$  数据(由式(1)计算可得), 100% 饱和水后岩心CT值  $CT_{sw}$ , 油-水两相流体CT值  $CT_o$ 、 $CT_w$ , 以及水驱过程中岩心的CT值  $CT_t$  代入式(6), 即可得到任意时刻岩心各扫描层面含水饱和度分布<sup>[28-29]</sup>。

## 2 相对渗透率曲线计算

### 2.1 渗流数学模型

岩心中只有油水两相流动, 油、水相渗流服从达西定律; 流体在岩心中的流动是等温渗流, 不考虑温度的变化; 忽略重力的影响, 考虑毛管压力的影响。

连续性方程为:

$$\begin{cases} 0.06 \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} \right) = \frac{\partial(\varphi S_o)}{\partial t} \\ 0.06 \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{kk_{rw}}{\mu_w} \frac{\partial p_w}{\partial x} \right) = \frac{\partial(\varphi S_w)}{\partial t} \end{cases} \quad (7)$$

入口端定流量:

$$q = 6A \frac{kk_{rw}}{\mu_w} \frac{\partial p_w}{\partial x} \quad (8)$$

出口端定压力:

$$\frac{\partial p_o}{\partial x} \Big|_{x=l} = 0 \quad (9)$$

毛管压力方程:

$$p_c = p_o - p_w \quad (10)$$

式中:  $x$ ——空间坐标, m;  $k$ ——岩石渗透率,  $\mu\text{m}^2$ ;  $k_{ro}$ ——油的相对渗透率, 无因次;  $p_o$ ——油的压力, MPa;  $\mu_o$ ——油的黏度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $t$ ——驱替时间, min;  $k_{rw}$ ——水的相对渗透率, 无因次;  $p_w$ ——水的压力, MPa;  $\mu_w$ ——水的黏度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $q$ ——流量,  $\text{mL}/\text{min}$ ;  $A$ ——岩心横截面积,  $\text{cm}^2$ ;  $l$ ——岩心长度, m;  $p_c$ ——毛细管压力, MPa。

油水相对渗透率曲线的经验公式为<sup>[30-32]</sup>:

$$\begin{cases} k_{ro} = \alpha \left( \frac{1 - S_{or} - S_w}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^\gamma \\ k_{rw} = \beta \left( \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^\eta \end{cases} \quad (11)$$

式中:  $S_{or}$ ——残余油饱和度, %;  $S_{wc}$ ——束缚水饱和度, %;  $\alpha$ 、 $\beta$ 、 $\gamma$ 、 $\eta$ ——相对渗透率曲线待确定的参数。

采用IMPES数值方法对渗流模型进行求解。在岩心轴向方向上, 将试验岩心进行网格划分, 网格划分方式采用  $N \times 1 \times 1$ , 网格中心与CT扫描位置重合, 各网格步长相同且为  $\Delta x = l/N$ 。网格变量记为  $i$ , 时间变量记为  $n$ , 时间步长为  $\Delta t$ 。可以得到关于水相压力  $p_w$  的差分方程为:

$$\begin{aligned} a_i(p_w)_{i-1}^{n+1} - c_i(p_w)_i^{n+1} + b_i(p_w)_{i+1}^{n+1} &= f_i \\ (i = 1, 2, \dots, N) \end{aligned} \quad (12)$$

式中:

$$\begin{aligned} a_i &= \left[ \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \frac{1}{(\Delta x)^2} \right]_{i-\frac{1}{2}}^{n+1} + \left[ \frac{kk_{rw}}{\mu_w} \frac{1}{(\Delta x)^2} \right]_{i-\frac{1}{2}}^{n+1}; \\ b_i &= \left[ \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \frac{1}{(\Delta x)^2} \right]_{i+\frac{1}{2}}^{n+1} + \left[ \frac{kk_{rw}}{\mu_w} \frac{1}{(\Delta x)^2} \right]_{i+\frac{1}{2}}^{n+1}; \\ c_i &= \left[ \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \frac{1}{(\Delta x)^2} \right]_{i-\frac{1}{2}}^{n+1} + \left[ \frac{kk_{rw}}{\mu_w} \frac{1}{(\Delta x)^2} \right]_{i-\frac{1}{2}}^{n+1} + \\ &\quad \left[ \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \frac{1}{(\Delta x)^2} \right]_{i+\frac{1}{2}}^{n+1} + \left[ \frac{kk_{rw}}{\mu_w} \frac{1}{(\Delta x)^2} \right]_{i+\frac{1}{2}}^{n+1}; \\ f_i &= \left[ \frac{kk_{rw}}{\mu_w} \frac{1}{(\Delta x)^2} \right]_{i+\frac{1}{2}}^{n+1} \left[ (p_c)_i^{n+1} - (p_c)_{i-1}^{n+1} \right] - \\ &\quad \left[ \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \frac{1}{(\Delta x)^2} \right]_{i+\frac{1}{2}}^{n+1} \left[ (p_c)_{i+1}^{n+1} - (p_c)_i^{n+1} \right] \end{aligned}$$

方程(12)是三对角阵方程, 可采用高斯塞德尔迭代法求解  $n+1$  时刻第  $i$  个网格处水相压力  $(p_w)_i^{n+1}$ 。通过式(6)中水相连续性方程的差分方程可以得到  $n+1$  时刻第  $i$  个网格处含水饱和度  $(S_w)_i^{n+1}$ 。

$$(S_w)_i^{n+1} = (S_w)_i^n + \frac{0.06\Delta t}{\varphi} \left[ \frac{\left(\frac{kk_{rw}}{\mu_w}\right)_{i+\frac{1}{2}}^{n+1} \frac{(p_w)_{i+1}^{n+1} - (p_w)_i^{n+1}}{(\Delta x)^2} + \left(\frac{kk_{rw}}{\mu_w}\right)_{i-\frac{1}{2}}^{n+1} \frac{(p_w)_{i-1}^{n+1} - (p_w)_i^{n+1}}{(\Delta x)^2}}{\right] \quad (13)$$

采用模拟退火方法对相对渗透率曲线参数 $\alpha$ 、 $\beta$ 、 $\gamma$ 、 $\eta$ 进行优化<sup>[28]</sup>,减小计算含水饱和度 $(S_{wp})_i^{n+1}$ 与真实CT试验测得含水饱和度 $(S_{wr})_i^{n+1}$ 之间的差异,使 $y = \sum_{i=1}^N [(S_{wr})_i^{n+1} - (S_{wp})_i^{n+1}]^2$ 达到最小,当 $y$ 满足误差精度时,此时相对渗透率曲线即为所求的相对渗透率曲线。

## 2.2 相对渗透率曲线求解

由于模拟退火算法与初始值无关,且该方法是一种以概率1渐近收敛于全局最优解的全局优化算法<sup>[9]</sup>。因此,采用模拟退火方法对相对渗透率曲线进行求解,确定相对渗透率曲线待确定的参数 $(\alpha, \beta, \gamma, \eta)$ <sup>[9,28]</sup>。相对渗透率的计算流程如图1所示,基本思路如下:

(1)初始化:初始温度 $T$ (充分大),初始相对渗透率曲线(赋初始 $\alpha^0, \beta^0, \gamma^0, \eta^0$ ),每个温度 $T$ 值的迭代次数为 $j$ ,根据相对渗透率曲线计算 $(S_{wp})_i$  ( $i=1, 2, \dots, N$ );

(2)对迭代次数 $j=1, \dots, M$ 做第(3)至第(6)步;

(3)产生新相对渗透率曲线 $(\alpha', \beta', \gamma', \eta')$ ,并计算 $(S_{wp})'_i$  ( $i=1, 2, \dots, N$ );

(4)计算增量 $\Delta y = y' - y$ ,其中 $y = \sum_{i=1}^N [(S_{wr})_i - (S_{wp})_i]^2$ 为评价函数;

(5)若 $\Delta y < 0$ ,则接受 $(\alpha', \beta', \gamma', \eta')$ 作为新的当前解,否则以相应概率接受 $(\alpha', \beta', \gamma', \eta')$ 作为新的当前解;

(6)设定判断算法收敛的误差精度 $\epsilon$ 值( $\epsilon = 0.10$ )。如果满足终止条件( $y \leq \epsilon$ ),则输出当前解 $(\alpha', \beta', \gamma', \eta')$ 作为最优解,结束程序;

(7) $T$ 逐渐减小,且 $T > 0$ ,然后转第(2)步。

根据以上步骤可以确定待定参数 $(\alpha, \beta, \gamma, \eta)$ ,从而获得岩心相对渗透率。

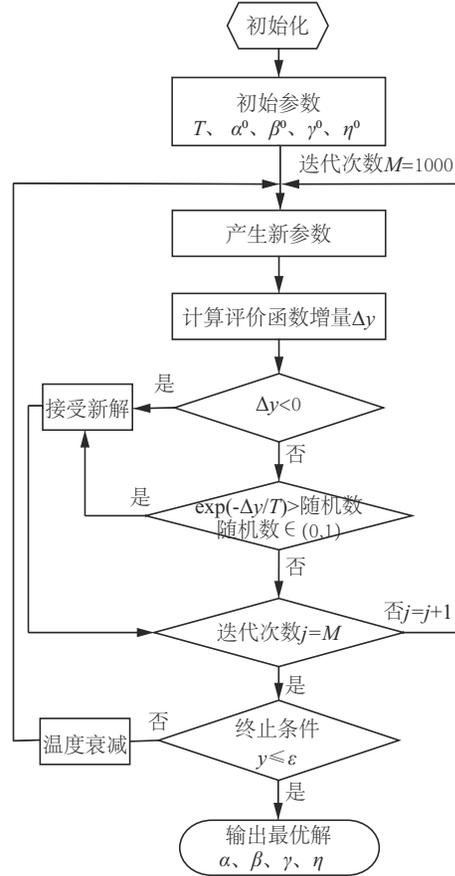


图1 低渗透储层油水相对渗透率的计算流程

Fig.1 Flow chart of calculating oil-water relative permeability in low permeability reservoirs

## 3 实例计算及结果分析

### 3.1 CT测试含水饱和度

长庆油田低渗透岩心X1进行水驱油实验。岩心长度为0.148 m,岩心直径为0.025 m,岩石绝对渗透率为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,孔隙度为10%,初始条件下岩心内饱和有煤油,束缚水饱和度为40%,实验开始后以0.05 mL/min的速度恒速注入标准盐水,油相与水相的黏度分别为1.387 mPa·s与1.002 mPa·s。应用CT扫描设备对岩心进行等间距扫描,观察水驱油过程中岩心内各渗流断面上含水饱和度变化情况,根据式(6)整理得到岩心各断面的水相饱和度数据如图2所示。

### 3.2 相对渗透率曲线计算

模型计算时,网格块数量为74,计算网格步长为 $\Delta x = 0.002$  m,时间步长为 $\Delta t = 0.1$  s,则 $\Delta t / (\Delta x)^2 \leq \varphi \mu / 2k$ 满足IMPES方法稳定条件。模型中毛细管压力曲线如图3所示,根据模拟退火算

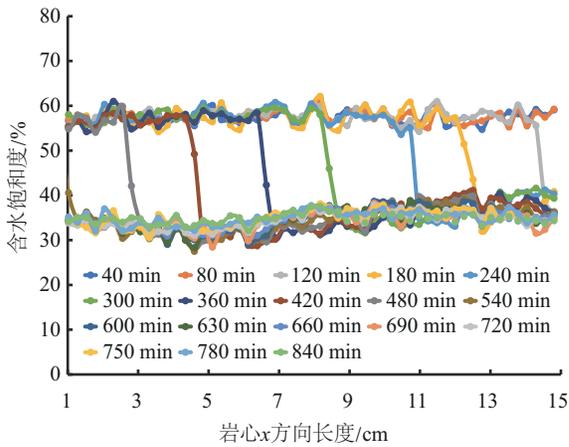


图2 不同时间X1号岩心水相饱和度推进情况  
Fig.2 The water saturation of X1 core in different times

法,可得到相渗曲线如图4所示,相对渗透率曲线参数优化结果为  $\alpha = 0.99, \gamma = 2.61, \beta = 0.44, \eta = 2.01$ ,则相对渗透率曲线公式为:

$$\begin{cases} k_{ro} = 0.99 \left( \frac{1 - S_{or} - S_w}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{2.61} \\ k_{rw} = 0.44 \left( \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{2.01} \end{cases} \quad (14)$$

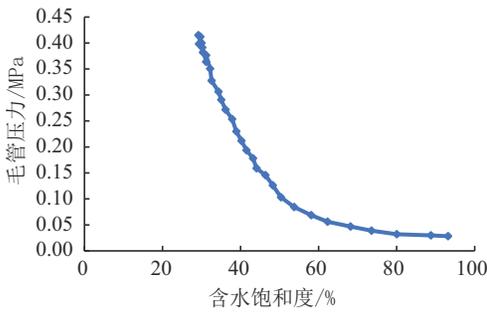


图3 毛管压力曲线

Fig.3 The curve of capillary

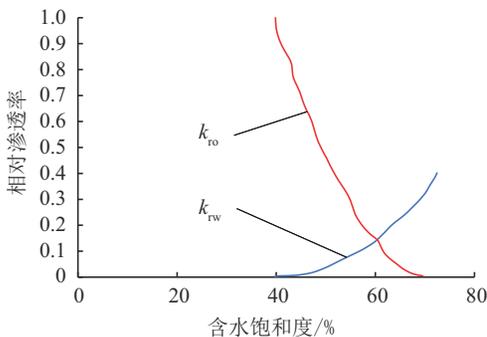


图4 相对渗透率曲线

Fig.4 The curve of relative permeability

根据模拟退火算法得到了满足误差精度的相对渗透率曲线,此时得到的不同驱替时间岩心沿程含水饱和度计算结果与CT试验结果对比如图5所示。从图中可以看出实测值与拟合值吻合度较高,相对误差小于8%,满足工程需要。

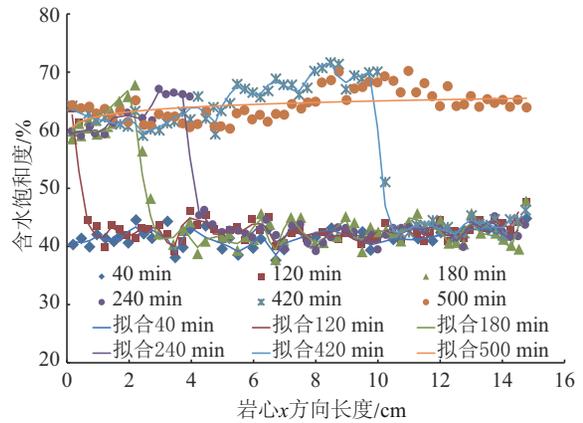


图5 拟合与实测含水饱和度剖面

Fig.5 The water saturation profile obtained from simulation data and experimental data

图6为不同驱替时间岩心两端压差的测试结果与计算结果对比情况。从图中可以看出,实测值与拟合值吻合,相同驱替时间,压力测试结果与计算拟合结果基本一致。说明通过模拟退火优化算法,得到了理论近似的全局最优相对渗透率曲线。

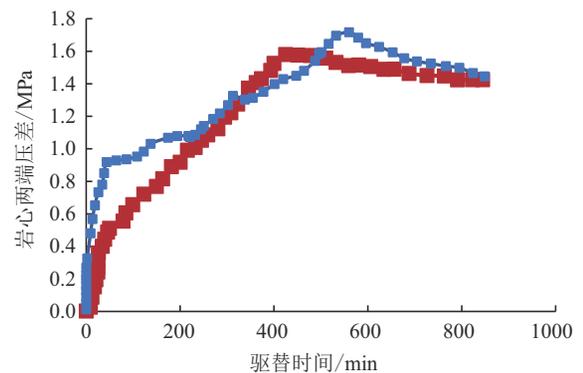


图6 拟合与实测压差数据

Fig.6 The pressure differential obtained from simulation data and experimental data

#### 4 结论

(1)应用CT扫描技术进行了岩心水驱油驱替试验,在不破坏岩心的情况下,得到了不同驱替时间岩心沿程含水饱和度分布情况。研究方法克服

了低渗透岩心“末端效应”对饱和度计算结果的影响。

(2)结合油水两相渗流模型和模拟退火优化算法得到了低渗透油藏油水相对渗透率曲线。说明结合油水两相渗流模型和模拟退火优化算法能够有效预测低渗透储层相对渗透率。

(3)模型计算结果(不同驱替时间岩心沿程含水饱和度、不同驱替时间岩心两端压差)与CT试验结果吻合度较高,满足工程计算误差。其中不同驱替时间岩心沿程含水饱和度计算结果与CT试验结果相对误差小于8%。

### 参考文献(References):

- [1] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 岩石中两相流体相对渗透率测定方法:SY/T5345-2007[S]. 北京:石油工业出版社, 2009.  
National Development and Reform Commission of the People's Republic of China. Test method for relative permeability: SY/T5345-2007[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.
- [2] 洪世铎. 油藏物理基础[M]. 北京:石油工业出版社,1985.  
HONG Shiduo. Reservoir Physical Basis [M]. Beijing: Petroleum industry press, 1985.
- [3] 冷振鹏,吕伟峰,张祖波,等. 基于CT扫描测定低渗岩心相对渗透率曲线的方法[J]. 特种油气藏,2013,20(1):118-121.  
LENG Zhenpeng, WeifengLYU, ZHANG Zubo, et al. Methods of measuring relative permeability curves with low permeability core based on CT scanning[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013,20(1):118-121.
- [4] 杨宇,周文,邱坤泰,等. 计算相对渗透率曲线的新方法[J]. 油气地质与采收率,2010,17(2):105-107.  
YANG Yu, ZHOU Wen, QIU Kuntai, et al. A new method of calculating relative permeability curve [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010,17(2):105-107.
- [5] 周凤军,葛丽珍,王刚,等. 基于水驱特征曲线计算油水相对渗透率曲线的新方法[J]. 复杂油气藏,2017,10(1):50-54.  
ZHOU Fengjun, GE Lizhen, WANG Gang, et al. A new method for calculating oil-water relative permeability by water drive curve [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2017, 10 (1) : 50-54.
- [6] 王尤富. 用进汞和退汞毛管压力资料计算相对渗透率[J]. 油气采收率技术,1996(2):40-44,83.  
WANG Youfu. Calculation of relative permeability by using mercury injection and ejection capillary pressure data[J]. Oil & Gas Recovery Technology, 1996(2):40-44,83.
- [7] 王金勋,杨普华,刘庆杰,等. 应用恒速压汞实验数据计算相对渗透率曲线[J]. 石油大学学报(自然科学版),2003,27(4):66-69.  
WANG Jinxun, YANG Puhua, LIU Qingjie, et al. Determination of relative permeability curves using data measured with rate-controlled Mercury penetration[J]. Journal of the University of Petroleum, China(Edition of Natural Science), 2003,27(4):66-69.
- [8] 边会媛,舒均河,刘蝶,等. 基于核磁T2谱计算油水相对渗透率的方法研究[J]. 地球物理学进展,2024,39(6):2328-2336.  
BIAN Huiyuan, SHU Junhe, LIU Die, et al. Study on the method of calculating oil-water relative permeability based on nuclear magnetic T2 spectrum [J]. Progress in Geophysics, 2024,39(6):2328-2336.
- [9] 柯式镇. 模拟退火算法在基于非稳态驱替实验的相对渗透率计算中的应用[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2006,30(4):35-37.  
KE Shizhen. Application of simulation annealing algorithm in calculation of relative permeability from unsteady-state displacement experimental data[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2006,30(4):35-37.
- [10] 彭彩珍,薛晓宁,王凤兰,等. 非稳态法油水相对渗透率实验数据处理方法[J]. 大庆石油地质与开发,2018,37(2):74-78.  
PENG Caizhen, XUE Xiaoning, WANG Fenglan, et al. Experimental data processing method of the oil-water relative permeabilities by unsteady state method[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2018,37(2):74-78.
- [11] 杨悦,李相方,吴克柳,等. 考虑非达西渗流及毛管力的低渗透油藏油水相对渗透率计算新方法[J]. 科学技术与工程,2012,12(33):8849-8854.  
YANG Yue, LI Xiangfang, WU Keliu, et al. A novel method for calculating oil-water relative permeability of low-permeability reservoirs considering Non-Darcy and capillary pressure[J]. Science Technology and Engineering, 2012, 12(33):8849-8854.
- [12] 羊新州,汪浩,匡宗攀,等. 考虑高速非达西效应的油水相对渗透率计算模型[J]. 断块油气田,2014,21(5):632-636.  
YANG Xinzhou, WANG Hao, KUANG Zongpan, et al. Calculation model for oil-water relative permeability considering non-Darcy effect[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2014, 21 (5):632-636.
- [13] 瞿博超. 基于自动历史拟合方法的相对渗透率曲线研究[D]. 西安:西安石油大学,2022.  
QU Bochao. Study on relative permeability curve based on automatic history matching method [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2022.
- [14] 崔建,沈贵红,商琳,等. 低渗透储层油水相对渗透率最优目标函数处理方法[J]. 特种油气藏,2022,29(1):85-90.  
CUI Jian, SHEN Guihong, SHANG Lin, et al. Optimal objective function processing method for Oil-Water relative permeability of Low-Permeability reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022,29(1):85-90.
- [15] 刘江涛,廖东良,葛新民. 基于Kozeny-Carman方程的水相相对渗透率计算方法[J]. 科学技术与工程,2012,12(29):7500-7504.  
LIU Jiangtao, LIAO Dongliang, GE Xinmin. Water phase relative permeability calculation based on Kozeny-Carman equation [J]. Science Technology and Engineering, 2012, 12 (29) : 7500-7504.
- [16] 苏海波,张世明,孙业恒,等. 基于分形理论的低渗透油藏油水相对渗透率模型[J]. 油气地质与采收率,2020,27(4):67-78.  
SU Haibo, ZHANG Shiming, SUN Yeheng, et al. Oil-water

- relative permeability model of low permeability reservoir based on fractal theory[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(4):67-78.
- [17] 王鸽. 基于分形理论的相对渗透率预测模型建立[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2022.  
WANG Ge. Study on Relative Permeability Prediction Model Based on Fractal Theory[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2022.
- [18] Zhao J L, Kang Q J, Yao J, et al. The effect of wettability heterogeneity on relative permeability of Two-Phase flow in porous media: a lattice boltzmann study[J]. *Water Resources Research*, 2018, 54(2):1295-1311.
- [19] Jiang F, Tsuji T. Estimation of three-phase relative permeability by simulating fluid dynamics directly on rock-microstructure images[J]. *Water Resources Research*, 2017, 53(1):11-32.
- [20] Zhang Y, Kogure T, Chiyonobu S, et al. Influence of heterogeneity on relative permeability for CO<sub>2</sub>/brine: CT observations and numerical modeling[J]. *Energy Procedia*, 2013, 37:4647-4654.
- [21] Zoeir A, Nejad S A T, Qajar J, et al. An estimation of multi-phase relative permeabilities in reservoir cores from micro-CT data[J]. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 2019, 9(2):18-29.
- [22] 曹永娜. CT扫描技术在微观驱替实验及剩余油分析中的应用[J]. *CT理论与应用研究*, 2015, 24(1):47-56.  
CAO Yongna. Application CT scanning technology analysis micro-flooding experiments and the residual oil[J]. *Computerized Tomography Theory and Applications*, 2015, 24(1):47-56.
- [23] 梁亚宁, 张士诚, 叶银珠, 等. CT扫描技术在低渗透砂岩岩心试验中的应用[J]. *石油钻采工艺*, 2011, 33(2):98-101.  
LIANG Yaning, ZHANG Shicheng, YE Yinzhu, et al. Application of computed tomography scanning technology in low-permeability sandstone core test[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2011, 33(2):98-101.
- [24] Yan Y T, Chua S, DeCarlo T M, et al. Core-CT: A MATLAB application for the quantitative analysis of sediment and coral cores from X-ray computed tomography (CT)[J]. *Computers & Geosciences*, 2021, 156:104871.
- [25] 顾本立. CT扫描的岩心分析精度[J]. *石油地球物理勘探*, 1994, 29(1):117-121.  
GU Benli. Accuracy of CT core analysis [J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 1994, 29(1):117-121.
- [26] 吕伟峰, 冷振鹏, 张祖波, 等. 应用CT扫描技术研究低渗透岩心水驱油机理[J]. *油气地质与采收率*, 2013, 20(2):87-90.  
Weifeng LYU, LENG Zhenpeng, ZHANG Zubo, et al. Study on waterflooding oil recovery mechanism in low-permeability cores using CT scanning technology [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2013, 20(2):87-90.
- [27] 王智琦. 基于X-CT扫描技术的水驱油渗流机理研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2017.  
WANG Zhiqi. Research on Seepage Mechanism of Water Flooding Based on X-ray CT Scanning[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [28] Schembre J M, Kovscek A R. Estimation of dynamic relative permeability and capillary pressure from countercurrent imbibition experiments[J]. *Transport in Porous Media*, 2006, 65(1):31-51.
- [29] 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.
- [30] Zhou X M, Al-Otaibi F, Kokal S. Relative permeability characteristics and wetting behavior of supercritical CO<sub>2</sub> displacing water and remaining oil for carbonate rocks at reservoir conditions[J]. *Energy & Fuels*, 2019, 33(6):5464-5475.
- [31] Goda H M, Behrenbruch P. Using a modified Brooks-Corey model to study oil-water relative permeability for diverse pore structures [C]//Paper SPE-88538-MS presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Perth, Australia, 2004:SPE-88538-MS.
- [32] Eliebid M, Mohamed A, Arshadi M, et al. Relative permeability hysteresis and residual trapping in rough-walled fractures: An experimental investigation of the effects of flow rate and saturation history using the steady-state approach[J]. *Advances in Water Resources*, 2024, 189:104729.

(编辑 王跃伟)