

微观剩余油实验及数值模拟表征研究进展与展望

陶磊¹,商海驰¹,白佳佳¹,史文洋¹,徐正晓¹,张娜²,朱庆杰¹

(1. 常州大学石油工程学院, 江苏常州 213164; 2. 常州大学石油化工学院, 江苏常州 213164)

摘要: 微观剩余油分布及表征是高含水油田开发瓶颈问题。系统分析研究了高含水油田开发后期微观剩余油研究方法的进展与挑战,提出了适应方法,构建了技术优选指标体系,为挖潜科学决策奠定了基础。研究结果表明:①物理实验技术是揭示剩余油微观赋存形态及复杂渗流机理的核心技术,其有效运用须以实验表征目的为前置条件;②数值模拟技术基于物理实验机理,通过构建数学-物理模型来实现流体动态分布模拟及剩余油潜力预测;③相比传统方法,机器学习技术在智能处理实验图像、识别孔隙结构、区分流体相态、识别剩余油形态以及预测剩余油分布等方面具有明显效率优势。当前微观剩余油研究正转向物理实验、数值模拟与机器学习的深度融合。针对开发后期复杂挖潜需求,未来突破点在于:①物理实验技术将追求更高分辨率、更真实的实验条件以及更丰富的数据维度;②数值模拟需强化复杂地质条件下的渗流机制表征精度与计算效率;③机器学习技术应着力于对微观剩余油赋存形态、演化规律的智能识别与认知理解,构建“高精度原位实验多尺度模拟-前瞻性决策”模式,服务于高含水油田挖潜效率的跃升。

关键词: 物理实验;数值模拟;机器学习;进展与展望;微观剩余油;高含水油田开发

中图分类号:TE327

文献标识码:A

Advances and prospects of physical experiments and numerical simulations for microscopic residual oil characterization

TAO Lei¹, SHANG Haichi¹, BAI Jiajia¹, SHI Wenyang¹, XU Zhengxiao¹, ZHANG Na², ZHU Qingjie¹

(1. School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Changzhou University, Changzhou, Jiangsu 213164, China; 2. School of Petrochemical Engineering, Changzhou University, Changzhou, Jiangsu 213164, China)

Abstract: The distribution and characterization of microscopic residual oil have long been considered a bottleneck in the development of high-water-cut oilfields. This study presents a systematic review and analysis of the advances and challenges in research methods for microscopic residual oil in the late stage of oilfield development. Accordingly, we propose tailored methods and establish an index system for selecting optimal techniques, thereby providing the foundation for scientifically robust strategies to tap residual oil potential in the oilfields. The results indicate that physical experiments remain central to uncovering the microscopic occurrence patterns and complex seepage mechanisms of residual oil. Their effective application depends on the characterization objectives. Numerical simulation techniques, based on the mechanisms underlying physical experiments, allow for the simulation of dynamic fluid distribution and the prediction of residual oil potential using mathematical and physical models. Compared to traditional methods, machine learning-based techniques offer distinct advantages in the intelligent processing of experimental images, pore structure identification, fluid phase differentiation, residual oil morphology recognition, and the prediction of residual oil distribution. Current research trends show a shift toward the deep integration of physical experiments, numerical simulations, and machine learning. To address the complex challenges of tapping residual oil potential in the late stage of oilfield development, future breakthroughs are required in three key areas. First, physical experiment techniques should be advanced toward higher resolution, more realistic experimental conditions, and broader data dimensions. Second, numerical simulation techniques should be enhanced to achieve greater accuracy and

收稿日期:2025-07-15;修回日期:2025-08-27。

第一作者简介:陶磊(1981—),男,教授、博士研究生导师,油气田开发。E-mail:taolei2637@163.com。

通信作者简介:白佳佳(1993—)男,博士,副教授,油气田开发。E-mail:baijiajiaa@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(42402157);江苏省自然科学基金青年项目(BK20230646)。

computational efficiency in characterizing seepage mechanisms under complex geological conditions. Third, machine learning-based techniques should highlight the intelligent identification and cognitive understanding of the occurrence morphologies and evolutionary patterns of microscopic residual oil. It is necessary to develop a decision-making model that combines high-precision in situ experiments, multi-scale simulations, and forward-looking strategies. Such a model will play a critical role in surging the tapping efficiency of residual oil potential in high-water-cut oilfields.

Key words: physical experiment, numerical simulation, machine learning, advance and prospect, microscopic residual oil, development of high-water-cut oilfield

引用格式:陶磊,商海驰,白佳佳,等. 微观剩余油实验及数值模拟表征研究进展与展望[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(2): 654–673. DOI: 10.11743/ogg20260219.

TAO Lei, SHANG Haichi, BAI Jiajia, et al. Advances and prospects of physical experiments and numerical simulations for microscopic residual oil characterization[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(2): 654–673. DOI: 10.11743/ogg20260219.

经过天然能量驱替、人工注水/气驱替及化学驱替后,受储层非均质性及多相渗流效应制约,赋存于岩石孔隙网络中难以被有效采出的原油统称为剩余油^[1]。近年来,随着剩余油表征技术的进步,国内外学者在剩余油形成机制及赋存状态研究方面取得显著进展。根据“体积规模”的不同,可将剩余油的研究分为剩余油宏观分布研究与剩余油微观分布研究^[2]。针对微观剩余油形成机理、赋存量以及空间分布的研究意义重大,对驱油机理与渗流规律研究具有重要指导价值^[3]。目前,微观剩余油技术研究主要包括物理实验与数值模拟表征两种方法。

现阶段主流物理实验技术包括传统光学技术、CT扫描技术、扫描电镜技术以及核磁共振技术。传统光学技术凭借其低成本、操作简便以及对高精度设备依赖性低等优势,为早期实验提供了重要技术支撑^[4];CT扫描无损成像的特点使其广泛用于孔隙结构及剩余油类型研究;扫描电镜技术能够直接、高分辨率地观察孔隙中剩余油的微观形态、赋存位置以及润湿性等信息;核磁共振技术通过流体弛豫特性与空间编码结合,实现微观剩余油可视化^[5]。然而,物理实验常面临高分辨率、非破坏性、定量表征或复杂过程再现等方面的挑战。在此背景下,数值模拟表征技术应运而生,通过建立多尺度、多维度的数学模型模拟驱替过程与流体分布,突破物理实验的部分局限,中国在1980年便通过数值模拟方法定量揭示了微旋回性对水驱油层饱和度分布的影响^[6]。数值模拟方法主要包括孔隙网络模型法、网格化方法以及无网格方法三大类。其中,孔隙网络模型法通过整合微观驱替机制与宏观渗流模型,已成为该领域的有力分析工具。作为核心技术,网格化方法在刻画流体运移方面较为成熟,但其应用受限于网格生成复杂性且计算结果高度依赖网格质量的问题。无网格方法突破了传统网格约束,能直接在复杂

孔隙结构中模拟流动并可视化剩余油赋存状态,精准识别微观剩余油的空间分布及状态,对于提高采收率至关重要^[7]。同时,为克服传统人工识别效率低下的瓶颈,智能化技术(尤其是基于机器学习的方法)应运而生,推动剩余油识别与分类的智能化和自动化。然而,该方法作为该领域的新兴应用,存在样本不均衡及设备效率低等方面的局限,尚待进一步完善。本文系统综述了物理实验、数值模拟及其衍生的机器学习技术在微观剩余油研究中的应用进展,并展望未来方向,旨在为揭示微观剩余油启动机理及提升高含水油田开发效益提供理论支撑与指导。

1 微观剩余油物理实验表征技术

1.1 传统光学实验

传统光学方法凭借其成本低、操作简便以及对高精度设备依赖性低等优势,为早期揭示剩余油的形成机理以及赋存状态提供了关键技术支撑。

含油薄片技术可完整保留储层剩余油的原始赋存状态,直观观察油、水分布特征及岩石物性。王朴等^[8]利用含油薄片技术划分了剩余油的分布形式,并对影响剩余油赋存状态的因素进行系统分析。该技术的优势在于快速分析及可视化能力,能保留原始油、水分布状态,直接呈现孔隙中微观剩余油的形态特征。含油薄片技术以其成本低和效率高的优势特性成为研究油田不同储层微观剩余油空间分布最为常用的技术。

Gao等^[9]在对老君庙油田开发中利用含油岩心的荧光薄片对剩余油分布进行分析,并观察到样本岩心内剩余油类型主要为膜状油。但二维切片仅能进行静态观测,无法完整呈现出复杂三维孔隙网络中剩余油的真实空间连续性,难以对微观剩余油启动机制进行

探究。

真实岩心模型的常规方法是以油藏的真实岩心为对象开展驱替实验,运用含油薄片技术直观呈现孔隙介质中剩余油的微观赋存形态。吴家文等^[10]将岩心均匀截成3段,在每一段中部取横截面制成薄片并进行荧光分析,发现相较于水驱,聚合物驱显著降低了剩余油饱和度,能够有效扩大微观波及体积。徐思越^[11]将水驱油实验结束后的真实岩样制成含油薄片,利用荧光显微镜进行观察,并对低渗透储层的微观剩余油分布特征及剩余油类型展开分析(图1)。

与含油薄片技术相比,真实岩心模型的主要优势在于可直接观察剩余油的最终状态,并研究其微观形成机理。然而,其主要局限是无法实时捕捉驱替过程中流体分布的连续变化。

真实砂岩模型是将天然岩心直接研磨、制成薄片进行驱替实验的技术,它完整保留了储层原始孔隙结构及其表面物理性质,可通过显微镜与图像采集系统直接观测孔隙内流体流动特征,显著提升了研究结果的可信度^[12]。李勇奇等^[13]利用真实砂岩微观模型发现了油水驱替过程中存在的主要渗流通道,并对影响驱替通道形态及驱替效果的关键因素进行分析。真实砂岩模型的优点在于能够保留天然岩石的孔隙结构,避免人造岩心造成的物理性质偏差,且适用于复杂非均质储层,如致密砂岩储层和页岩储层。但此方法利用驱替后的真实岩心磨制薄片,其破坏性取样方式导致无法对同一岩心位置的驱替过程进行复现。

微观仿真模型的主要研究对象是岩石孔隙网络,利用激光刻蚀等方式精准复现显微镜观察到的孔隙结

构特征。20世纪60年代,Mattax^[14]首次提出并制作了刻蚀玻璃网络模型,随后 Davis 和 Jones^[15]改进了光学刻蚀技术,推动玻璃刻蚀模型在微观剩余油研究领域的应用。1981年,McKellar 和 Wardlaw^[16]改进了刻蚀手段,将岩石孔隙图案复制在玻璃上,而后使用氢氟酸蚀刻出图案,使刻蚀工艺普适化。

中国学者广泛运用微观仿真模型,在孔隙规模上动态、直观观察整个驱替过程,研究驱替实验后剩余油的形成机理以及赋存状态。贾忠伟等^[17]采用光化学刻蚀技术制备仿真玻璃模型,再现了岩石的微观孔隙结构。赵琳^[18]利用弱亲油玻璃刻蚀模型进行驱替实验,并将微观剩余油进行分类。李帅^[19]在致密岩石玻璃刻蚀模型渗吸采油实验中,利用玻璃刻蚀模型实现了致密油藏基质孔隙渗吸采油可视化,并利用高清电子显微镜观测了模型中的油、水分布特征。

随着微纳加工技术和精密制造技术的进步,微流控模型技术得以应用到硅片和石英玻璃等基底材料上,利用光刻和3D打印等先进方法,精确地制造出模拟真实岩石复杂孔隙网络结构的微通道系统。该技术广泛用于生物、材料化学和石油等领域的分析测试^[20],使刻蚀精度由玻璃刻蚀模型的微米级向纳米级推进,成为解决流体相关问题的重要实验技术补充^[21-22]。

微流控模型对于孔隙度和渗透率极低、非均质性较强以及孔隙结构复杂的岩石有着显著的研究优势与技术价值。钟俊杰等^[23]系统阐述了微流控技术在页岩储层微观流体特征研究中发挥的作用,其具备高精度还原纳米孔隙、灵活地实现表面处理与原位可视化

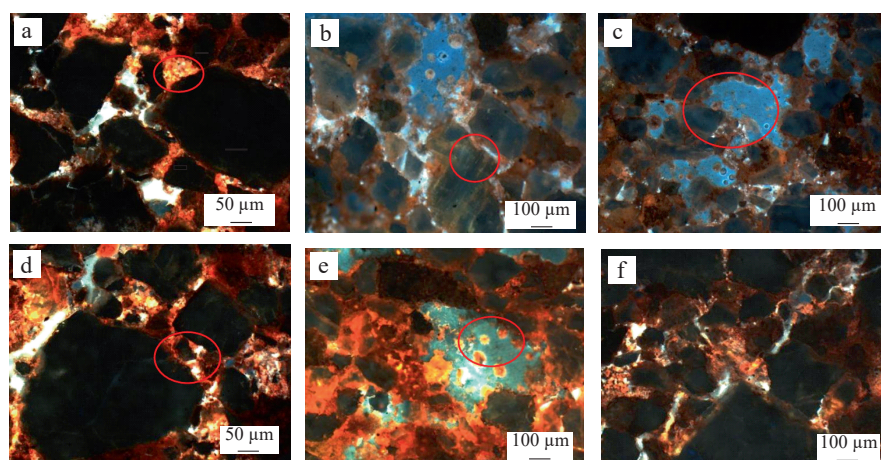


图1 含油薄片荧光分析技术下观察到的剩余油类型显微照片(改自文献[11])

Fig. 1 Micrographs showing the residual oil types observed in oil-bearing thin sections under a fluorescence microscope (modified after reference [11])

a. 孔喉填充型; b. 喉道滞留型; c. 孔壁油膜型; d. 角隅型; e. 分散油滴型; f. 裂缝滞留型

检测的优点,能够较好地满足页岩油气藏纳米孔隙尺度下流体相关问题的实验研究需求。

相较于传统玻璃刻蚀模型,微流控模型将结构维度从二维升级到三维,使其更接近实际孔隙连通性。石立华^[24]利用双深度刻蚀模型开展渗析实验,认识到润湿角是渗吸过程中影响薄膜流动的关键因素。在结构维度升级的同时,还保持了更高的精度、更灵活的结构,因而可构建理想化或高度非均质性的模型。Jatukaran等^[25]构建了“孔喉-孔隙”的随机连通网格模型,其中孔喉宽20 nm,长5 nm。虽然通常微流控模型制作周期较长、成本较高,但其极高的设计灵活性、复杂结构模拟的精确性、复杂流体体系的适应性、强大的原位观测、控制以及分析能力,使其成为研究复杂孔隙介质中微观流动机理(特别是针对页岩等非常规储层)的理想实验平台与有力工具。

微观仿真模型的优点在于:可通过光刻或化学刻蚀技术精确调控孔隙尺寸、连通性及表面粗糙度,以适应不同实验的需求;其透明特性便于利用光学显微镜等手段直接观测剩余油分布。主要局限包括:难以完全再现真实岩石的复杂性,较难模拟盲端及毛细管力的影响;其光滑表面属性亦与岩石存在显著差异。

综上所述,目前微观实验模型主要分为两大类:仿真模型与真实二维岩心模型。表1对两类不同模型的适用性进行了对比分析。

1.2 CT扫描技术

CT扫描技术(computed tomography, CT)即计算机断层扫描技术,通过计算机图像重建实现材料的高分辨率数字化成像,清晰呈现不同密度材料的分布信息^[26]。CT扫描技术可在无损条件下获取岩石样品内部结构的高分辨率三维图像^[27]。该技术体系主要由X射线管、探测器阵列、旋转样品台及图像处理系统构成。X射线管产生扇形或锥形射线束穿透岩心,经物质吸收衰减后,其强度分布被探测器阵列实时采集。岩样固定在旋转样品台上,进行360°旋转,同步获取多角度投影数据,最终通过三维重建算法还原内部结构^[28](图2)。

1986年,Vinegar^[29]便认为CT扫描是岩石物理领域研究的重要手段。Ramanathan等^[30]利用CT扫描技术测量岩石在不同状态下的孔隙度及流体饱和度。Gong等^[31]在氮气与表面活性剂混注岩心驱替实验中,应用CT扫描技术将含水饱和度与流度关联分析,观察到了气体溶解过程中直接参与指进过程。Du等^[32]利用CT扫描技术识别热水驱实验中微观剩余油赋存状态。Li等^[33]利用CT扫描技术定量表征微观剩余油分布特征。

中国利用CT扫描技术研究微观剩余油分布起步较晚,且早期研究资料较少^[34]。1989年,赵碧华^[35]利用CT扫描装置对岩心孔隙结构进行了研究,并预测未来CT扫描技术将会成为研究岩心和储层最有前途的方法之一。赵蕾^[36]利用CT断层扫描技术对3块具有不同孔、渗特性的岩心进行水驱替扫描实验,观察得出,双孔隙介质储层的注入水以活塞式向前推进不仅能提高驱替效率,还可以加强微观剩余油的动用效果。张顺康^[37]利用CT扫描技术获取了岩心骨架、孔喉信息以及水驱和聚合物驱各典型驱替阶段的微观剩余油分布信息。

除岩心静态表征外,CT扫描技术还可用于动态描述样品内部结构与过程演化的三维信息,其实验方法主要分为两种:异位和原位^[38]。异位表征方法通常在CT扫描仪之外的独立测试台上完成实验,待实验达到预设状态时,再将样品移至CT设备中进行扫描;原位表征方法则通过将实验装置直接集成到CT扫描仪内部,实现在实验进行的同时实施扫描,从而动态、连续地捕捉样品内部结构与过程演化的三维信息。

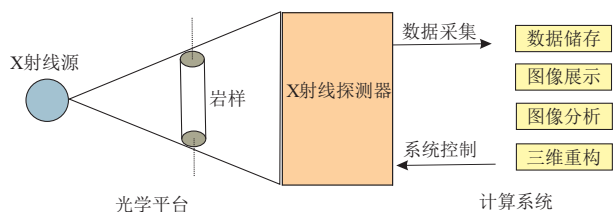
原位CT扫描表征技术的显著进步很大程度上得益于高温和高压夹持器的突破,新型合金材料如哈氏合金可极大提升夹持器的耐温性及耐压性。Khishvand等^[39]在多相流实验中通过原位CT扫描表征技术对接触角进行测定,其中暴露于流体的所有部件均由哈氏合金或其他耐温和耐压材料制成,为原位CT扫描表征奠定了基础。

页岩中微观结构在不同实验条件下、不同地质过程中会发生如热解和压力变形等变化,阐明页岩孔隙

表1 两类微观实验模型对比

Table 1 Comparison of two types of microscopic experimental models

模型类别	优点	缺点
微观仿真模型 ^[18]	可通过光刻或化学刻蚀对物理性质精确设计,可模拟强亲水或强亲油	难以准确模拟盲端与毛细管力的综合影响,仅局限于强亲水或强亲油的孔隙网络系统,难以真实呈现更复杂的润湿状态
真实岩心模型 ^[13]	保留天然岩石的孔隙结构,孔隙度和渗透性符合实际情况	无法实时捕捉驱替过程中流体分布的连续变化

图2 CT扫描系统示意图^[28]Fig. 2 Schematic diagram of a CT scanning system^[28]

结构演化特征对于理解页岩储层中发生的复杂演化过程意义重大^[40]。理论上原位CT扫描技术在表征此演化过程时不会对样品造成损害,实验中可按照时间阶段对页岩样品进行CT扫描。随着原位CT扫描技术的发展,研究人员可以在实验过程中连续、动态观察页岩微观结构的演化过程。

随着数值模拟技术的不断发展,CT扫描常结合数值模拟软件对岩心进行三维数字可视化重现,屈乐^[41]利用CT扫描方法对多块岩心进行三维数字岩心建模。王鑫元等^[42]利用CT扫描技术开展全直径数字岩心分析,并建立数字岩心微观孔隙结构模型。陶柳^[43]利用CT扫描技术与数字岩心技术,并借助图像处理,对不同驱替阶段剩余油簇进行定量分析,得出不同剩余油簇的变化规律。宋立甲^[44]利用CT扫描技术获得水驱及三元复合驱各个驱替时刻的图像,并利用AVIZO软件对岩心进行三维重构。杜建国等^[45]对岩心水驱不同阶段进行CT扫描,建立了流体空间分布与剩余油赋

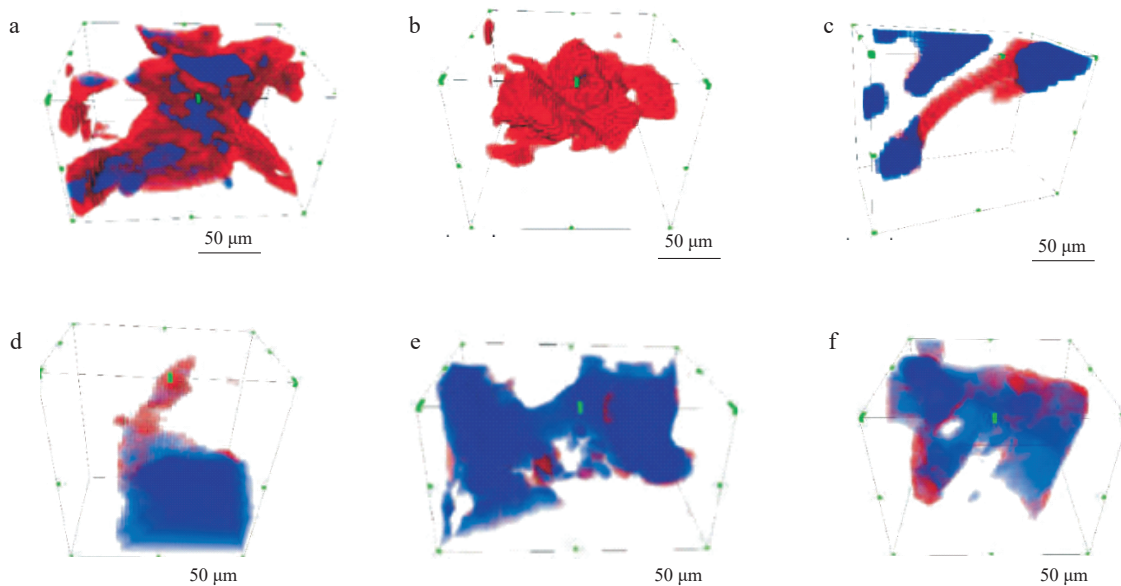
存特征的三维模型(图3),并对不同水驱阶段微观剩余油赋存特征及变化规律进行研究。

随着CT扫描技术的发展,高分辨率与高智能化成为其突出特征,图4展示了CT扫描技术自20世纪80年代起分辨率持续提升、观测尺度不断细化、与人工智能结合的发展历程。CT扫描技术的优点在于:①非破坏性成像可保持样品原始状态,高分辨率三维可视化可清晰呈现岩石孔隙结构及剩余油微观分布;②在驱替过程中可实时观测油、水动态及驱替效率。而其缺点是:①较高分辨率需小样本体积,使其代表性受限;②设备成本高昂且数据处理复杂、扫描耗时。该技术目前应用广泛,技术与商业化也较为成熟完善,可以作为微观剩余油研究优先考虑的方法。

1.3 扫描电镜技术

1932年,德国人Knoll首次提出了扫描电镜(scanning electron microscope, SEM)技术。扫描电镜工作的基本原理是电子枪发射的初级电子在加速电压作用下,经电磁透镜系统汇聚成纳米尺寸的束斑,精确聚焦于样品表面。镜筒中的扫描线圈与显示器同步工作,驱动电子束对样品表面微小区域进行逐点、逐行光栅扫描^[46],扫描电镜简图见图5。

扫描电镜需对样品进行干燥,而冷冻扫描电镜(cryo-scanning electron microscope, Cryo-SEM)和环境扫描电镜(environmental scanning electron microscope,

图3 不同类型微观剩余油三维空间赋存特征^[44]Fig. 3 Three-dimensional spatial occurrence characteristics of various types of microscopic residual oil derived from CT scanning^[44]

a. 粒间吸附状;b. 团簇状;c. 喉道状;d. 角隅状;e. 颗粒吸附状;f. 孔隙表面薄膜状

(图中红色区域表示油,蓝色区域表示水。)

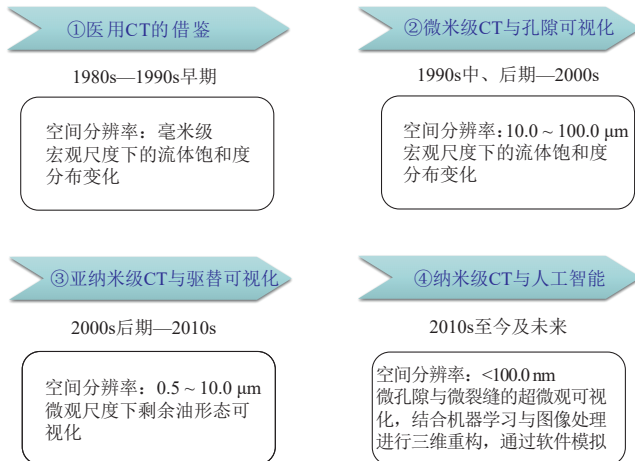
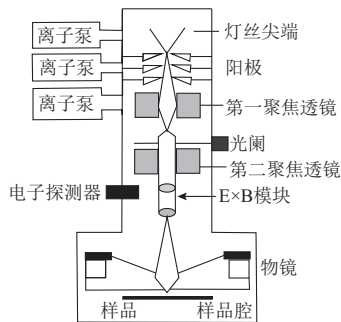


图4 CT扫描技术发展历程

Fig. 4 Development history of CT scanning technology

图5 扫描电镜结构简图^[46]Fig. 5 Sketch of a scanning electron microscope (SEM)^[46]

ESEM)则实现了对这一限制的突破,可直接观察湿润样品以及非导电样品中的剩余油分布,同时兼具SEM的高分辨率优势^[47]。

ESEM被广泛应用于石油工业等十多个领域。该技术突破了传统SEM无法观测湿润样品的限制,可动态记录样品的干燥、熔融和沉淀等真实过程,并能耐受极端温度(达1 000 $^{\circ}\text{C}$)下的表面化学反应^[48]。Baker等^[49]利用ESEM进行研究,发现次生绿泥石/蒙脱石夹层及富绿泥石岩样浸水时未发生膨胀现象,因此储层

中存在的绿泥石/蒙脱石不能作为判断储层水敏性的依据。

Cryo-SEM基于超低温冷冻制样与真空传输技术,通过瞬时冷冻使水分呈玻璃态固结,有效避免冰晶形成对样品微观结构的破坏。样品经冷冻传输系统在恒定低温条件下转移至电镜冷台,全程维持固态稳定性,显著简化实验流程并提升样本保真度^[50]。Sutanto等^[51]利用Cryo-SEM技术,对比研究了在驱替及渗吸过程中强水湿和混合水湿砂岩微观剩余油的赋存特征,揭示了黏土矿物分布差异对油水微观分布的控制机制。

SEM是分析剩余油赋存状态的有力工具,ESEM和Cryo-SEM凭借其独特设计,在该领域也具有重要作用,尤其对于非均相体系^[52]。然而,这3种方法在应用中均存在特定的适用性限制(表2)。

1.4 核磁共振技术

核磁共振(nuclear magnetic resonance, NMR)技术由医学领域迁移而来,其核心原理为:当岩样置于均匀静磁场时,流体中的氢质子发生磁化;在垂直方向施加拉莫尔频率射频脉冲激发核磁共振信号;通过叠加梯度磁场实现空间编码,结合快速傅里叶变换重建,最终可生成反映纵向弛豫时间(T_1)或横向弛豫时间(T_2)分布的图像;并通过数据处理得到孔隙度、渗透率和可动流体百分数等油层物理信息^[53]。

1945年,由斯坦福大学Bloch教授和哈佛大学Purcell教授带领的两个小组各自独立发现了核磁共振(NMR)现象,NMR技术应运而生^[54]。在石油工业领域,核磁共振成像技术率先应用于岩心分析,测量岩石的孔隙度以及孔径分布,后逐渐扩展到油、水饱和度和孔隙度的测量。Edelstein等^[55]利用两台GE 2 Tesla CSI核磁共振仪器,将核磁共振成像系统应用于全岩心分析及流体流动研究。Lin等^[56]利用NMR技术对页

表2 扫描电镜(SEM)、环境扫描电镜(ESEM)及冷冻扫描电镜(Cryo-SEM)3种技术对比^[48-51]Table 2 Contrasts of SEM, ESEM and Cryo-SEM^[48-51]

技术方法	观测条件	样品适应性	优点	缺点	场景选择
SEM	高真空环境 (10^{-6} Torr)	导电、干燥	高分辨率、快速成像、成本较低	样品需导电/干燥,无法观察动态过程	需要较高分辨率、样品干燥、预算有限、静态观测
ESEM	低真空环境 (~ 20 Torr)	湿润样品	支持自然状态样品、动态观察、无需镀膜	分辨率较低、设备复杂、运行成本较高	样品为含水或油性材料,动态观测
Cryo-SEM	高真空环境 (10^{-6} Torr); 液氮冷冻 (-196 $^{\circ}\text{C}$)	快速冷冻	还原含水、油样品自然形貌	分辨率较低、受冰层厚度和冷冻质量影响	样品为含水或油性材料,静态观测

注:1 Torr = 1 mmHg = 133.322 Pa。

岩自吸过程中页岩油的流动规律与分布进行研究。Ren等^[57]利用NMR技术研究水驱和二氧化碳驱的采收率与流体流动规律。Wang等^[58]利用NMR技术分析LAS在三维微观尺度上的微观渗流规律。Yu等^[59]利用NMR技术对浸油前、后的古龙页岩岩心进行扫描,而后进行气体置换,对孔隙中的剩余油分布以及页岩岩心中石油分布演变进行表征。

中国早期引入核磁共振设备的主要领域为医学。肖立志^[60]通过实例对比,总结了NMR技术在提高采收率中的应用价值:核磁共振成像可直观显示岩石内部孔隙结构,以高分辨率呈现孔隙内油、水及聚合物等组分的滞留位置与分布状态,并能实时监测岩心流体驱替过程。1992年,原中国石油天然气总公司下属的石油勘探开发科学研究院从瑞士引进磁场强度为4.7 T、孔径为40 cm的核磁共振成像设备,将NMR技术应用在水驱油及聚合物驱油等领域^[61-63]。

定量实验观察发现,通过NMR成像的内部测量与外部肉眼直接观察的结果相互印证,可显著提升定量实验分析的准确性与可靠性。苗盛等^[64]将实验装置肉眼观察到的表面运移路径与NMR成像揭示的内部运移通道进行对比,发现其形态学结构及流体饱和度参数高度一致。NMR信号与流体质量的转换关系直接决定了测试结果的可靠性^[65]。肖文联等^[66]在探究压裂液辅助二氧化碳驱替的过程中,利用NMR岩心分析仪对实验岩样进行成像,根据实验后的岩样油相信号对剩余油的分布进行识别。

NMR在线监测技术作为剩余油研究的创新手段,可将NMR设备集成至实验室模拟装置中,从而复现油田生产环境的流动状态与温、压条件,实现对岩心孔隙介质中原油性变化的原位、实时、连续监测与分析。如BRUKER公司可提供标准化的高温探头,设计目标温度可达150℃、设计目标压力达50 MPa;苏州纽迈公司设计目标温度可达140℃、设计目标压力达40 MPa。该技术克服了传统NMR技术需要静态、离样分析的局

限。Mitchell等^[67]成功应用此技术,实时表征了岩心内部含油饱和度随驱替过程的动态变化。Du等^[68]开展了在线NMR水驱动态吸收实验,对原油各阶段的多相流动和运移行为进行实时动态监测。NMR在线监测技术的显著优势在于能够直接在地层温压及流体流动的真实状态下对目标样本进行连续、原位实时监测。然而,该技术也面临挑战,例如流场扰动可能导致磁场梯度畸变,出现测量误差。

NMR, CT, SEM以及ESEM都为剩余油研究的重要手段,但几种方法在对剩余油表征时的适用场景、分辨率、可定量性、成本与局限各不相同(表3)。

2 数值模拟表征技术

2.1 孔隙网络模型

孔隙网络模型(pore network modelling, PNM)是运用规则形状对复杂孔隙结构实现可视化表征的一种重要手段,该模型主要由代表岩石中较大孔隙空间的孔隙和代表连接孔隙细长空间的喉道两部分构成^[69]。该手段不仅可以预测岩心绝对渗透率、相对渗透率及毛细管压力曲线,也可以显示微观剩余油分布以及对微观剩余油形成机制进行分析。PNM先后经历了几个重要的发展阶段,即毛细管束模型、二维毛细管网络模型以及三维随机孔隙网络模型。

毛细管束模型的雏形是由Kozeny^[70]在1927年提出的“等效毛细管”概念,其将多孔介质视为一束平行毛细管,并推导出渗透率和孔隙集合的关系(Kozeny方程)。在1997年Carman^[71]通过改进Kozeny方程(现称Kozeny-Carman方程),引入弯曲度 τ 的概念,使模型更加贴合实际颗粒介质。二维毛细管网络模型的概念由Fatt首次提出^[72],此概念是现代孔隙网络模型(PNM)的基石。Fatt使用立方晶格作为框架,并将所有喉道简化为圆柱形毛细管,使得该模型既未过度偏离实际

表3 用于剩余油研究的CT扫描、核磁共振(NMR)成像、扫描电镜(SEM)技术以及环境扫描电镜(ESEM)技术对比

Table 3 Comparison and selection of CT scanning, nuclear magnetic resonance (NMR), SEM, and ESEM techniques for residual oil research

技术方法	适用场景	分辨率(时空维度)	定量能力	成本与局限性
NMR ^[56-66]	油、水相识别与定量分析	毫米级(3D)	精准量化油、水饱和度(需数字反演)	空间分辨率较低、无法直接观测孔隙结构
CT ^[31-37]	岩石孔隙结构可视化	微米级(3D)	快速精确获取孔隙结构(油、水相区分需后期处理)	高分辨率扫描成本高、耗时长
SEM ^[46-47]	干燥样品表面形貌观测、矿物成分分析	纳米级(2D)	精确量化纳米级孔隙直径	仅限于导电/干燥样品,无法观测动态过程,真空环境破坏流体原始状态
ESEM ^[48,48]	湿润样品原位动态观测	亚微米级(2D)	润湿角动态测量	分辨率低于常规SEM、运行成本较高

情况以致于显著扭曲真实多孔介质的特性,又便于进行定量评估。随后 Øren 与 Bakke^[73]突破了理想化网络的局限,首创了基于真实岩石结构的三维孔隙网络模型,并将其成功应用于渗流特性预测。侯健等^[74]构建了油-水两相流三维网络模拟模型,通过与稳态相对渗透率驱替实验数据对比验证了模型有效性,并利用该模型分析水驱微观剩余油分布规律,完成了剩余油形态分类。王克文等^[75]将微观剩余油的分布形态划分为三类,并利用网络模型研究不同储层特性对聚合物驱后剩余油含量及其微观分布形态的影响。

近年来,研究更倾向采用基于真实岩心的等效孔隙网络模型。其核心在于从真实岩心获取孔隙空间信息,构建匹配的孔隙网络。作为完全反映真实岩心的数字模拟平台,数字岩心主要通过高分辨率与高精度的CT扫描成像重建,以精准表征岩石实际孔隙空间分布。主流孔隙网络提取方法(如居中轴线法、Voronoi多面体法和最大球法)可准确识别孔隙与喉道的几何信息,进而构建高保真度的真实岩石孔隙网络模型。

目前,表征孔隙结构最常用的方法是最大球法,该方法通过寻找孔隙空间中可嵌入的最大球体来定义孔隙喉特征。最大球法最早由 Silin 等^[76]提出,DONG 等^[77]对最大球法进行了完善,通过分析孔隙尺寸、形状因子以及配位数等参数,可以准确描述孔隙的尺寸和孔隙连接的拓扑结构。闫国亮^[78]利用计算机图形学中的几何变换技术和应用统计学中的判别分析方法,确定孔隙和喉道的长度,从而改进了DONG的最大球法,使得孔隙分布信息识别更加准确。李增志^[79]通过最大球法建立了孔隙网络模型,提取3块水驱岩心的孔隙结构参数,并保留数字岩心孔隙空间的拓扑结构。

PNM通过提取数字岩心高保真度的拓扑结构和几何参数,构建能反映真实孔隙空间的网络结构,是将抽象结构转化为预测岩石关键宏观渗流特性、并分析微观驱替机理的模拟工具。因此,如何定量计算流体网络中流动行为与分布,即PNM的流动模拟方法,便成为实现上述目标的核心环节。PNM的流动模拟方法针对不同的研究目的,会有多种的模拟模型和方法。下面对逾渗网络及主要的模拟方法进行介绍。

1957年,Broadbent和Hammersley^[80]首次提出逾渗的概念。逾渗是描述在多孔介质中孔隙度从零开始增加,直到介质由完全不渗透变为可渗透的过程^[81]。根据逾渗过程中路径导通方式的差异,逾渗模型可分为常规逾渗模型(包括点逾渗、键逾渗和点-键逾渗)与侵入逾渗模型两类。将侵入逾渗理论应用于孔隙网络模型后,衍生出准静态模型和动态模型这两种应用最

为广泛的孔隙网络渗流模拟模型。

准静态模型假设驱替过程仅受毛细管力控制,忽略了黏滞力的影响。在此模型框架下,一个时间步内仅允许一个液面(或孔隙空间)发生变化。相比之下,动态模型同时考虑了毛细管力与黏滞力导致的有效压降。因此,该模型放宽了对毛细管数和流动速度等参数的限制条件。Dias和Payatakes^[82-83]利用二维规则网格进行了准静态模型的两相流驱替模拟,讨论了孔隙的几何形态及毛细管数等因素对驱替的影响。张召彬等^[84]提出了一种准动态模型,该模型基于双重网络区分多尺度黏滞力,依靠动态压力与概率协同驱动流体演化。

孔隙网络模型模拟方法因其思路独特,在多孔介质流动研究中占据重要地位,其将复杂几何抽象为简单的拓扑结构,极大降低了计算工作量,还能较准确预测绝对渗透率、两相-三相相对渗透率以及毛细管力曲线等关键岩石物理参数。但正因其几何结构的过度简化,可能使流场和毛细管力等物理性质的预测产生误差。

2.2 网格化方法

网格化方法作为传统主流数值模拟技术,其核心是将计算域离散为有限单元网格,并在单元上求解Navier-Stokes方程。典型方法包括有限差分法(finite difference method, FDM)、有限体积法(finite volume method, FVM)和有限元法(finite element method, FEM)。

有限差分法作为一种典型的数值模拟计算方法,其原理是将油藏模型的计算区域离散化为多个差分单元(网格),并利用网格节点来表征连续介质中的物理参量^[85]。应用该方法的核心在于:将连续求解域转换为有限离散的网格节点并借助Taylor级数展开,将控制方程中的导数项转化为网格节点函数数值之间的差商进行离散,最终构造网格物理量代数方程组^[86]。有限差分法的优势在于物理意义较为直观且简化了求解过程,但其在处理复杂边界条件与高阶微分方程的高梯度场时存在局限性。

有限体积法是通过离散型方程在控制体上积分,把体积分转换成控制体表面法向通量面积分的一种计算方法^[87]。首先,划分计算域为一系列连续且互不重叠的控制体积,随后在原微分方程基础上构建针对每个控制体积的代数方程,最终形成以网格点处因变量值为未知量的方程组。该方法融合了有限差分法的算法简便性与有限元法的几何适应性优势,在流体

流动及热传递等问题的求解中效果显著。

Harlow 等^[88]于1965年率先将有限体积离散方法应用于空气动力学分析,而后在1989年,Rozon^[89]首先将有限体积法应用于油藏数值模拟领域,并深入探讨了有限元方法在局部质量守恒方面的不足。2000年,Huber 等^[90]利用点中心有限体积法研究非均质孔隙介质中多相流的计算,将有限体积法的应用扩展到油藏领域。

有限元法的基本原理是将求解区域划分为较小的有限单元,以不同形状、多样连接方式相互组合,从而能够灵活地模拟和适应各种复杂的几何形状^[91]。该方法的核心在于将连续求解域离散为有限数量互联的单元,随后基于这些单元进行系统性分析。1968年,Javandel^[92]开创性地将有限元方法引入到油藏渗流问题的研究。而中国在这方面的研究起步相对较晚,直到1980年袁益让^[93]才将有限元法应用到油-水两相渗流问题的研究中。而后,袁益让^[94-95]又针对油藏模拟提出了新的有限元格式,并对其收敛性和误差进行了理论分析,为该方法在油藏模拟领域的应用奠定了坚实理论基础。

网格化方法作为数值模拟的核心技术,其优点在于计算效率优异、几何适应性较强、且物理守恒性严格,能够确保剩余油饱和度预测等关键指标无系统性偏差,而缺点在于网格生成较为复杂,模型计算精度取决于网格质量。

2.3 无网格化方法

无网格化方法作为一种先进的数值模拟技术,其核心优势在于点的逼近并不依赖传统的网格化划分,有效降低了模型的复杂程度以及网格划分和重构过程可能产生的误差。多孔介质微观剩余油数值模拟常用的方法包括:光滑粒子流体动力学方法(smoothed particle hydrodynamics, SPH),广义有限差分法

(generalized finite difference method, GFDM),无单元 Galerkin 法(element-free galerkin method, EFGM),有限点法(finite point method, FPM)以及格子玻尔兹曼方法(lattice Boltzmann method, LBM)。其中,LBM是目前应用最为广泛的数值模拟技术。

作为一种全新的流场计算方法,LBM在处理复杂孔隙几何结构时无需简化或修正复杂孔隙结构,并能有效模拟真实孔隙几何结构中的流体流动^[96]。LBM在微观剩余油研究之中最为经典的模型为LBGK(lattice Bhatnagar-Gross-Krook)模型。

LBGK模型可以用来模拟多孔介质的渗流问题,其基本演化方程如下:

$$f_i(x + e_i \delta_t, t + \delta_t) = f_i(x, t) + \Omega_i[f(x, t)] \quad (1)$$

式中: x 为网格节点, m ; t 为时间, s ; $f_i(x, t)$ 为流体粒子在网格节点 x 、时间 t 处的密度分布函数,无量纲; e_i 为粒子分布迁移的离散速度,无量纲; δ_t 为时间步, s ; $\Omega_i[f(x, t)]$ 为碰撞因子,是由微观粒子之间相互作用引起的粒子变化量, s^{-1} 。其中,D2Q7,D2Q9,D3Q15以及D3Q19模型较为常用,模型D2Q9和D3Q19见图6。韦贝^[97]在二元复合驱模拟驱油实验中建立了一系列LBM模型,并以其作为基本框架,其中便使用了D2Q9模型,为表面活性剂和聚合物等组分的扩展研究提供理论与模型支撑。

LBM作为一种数值模拟算法,所用到的数值模型会涉及到边界问题。LBM主要是依据碰撞规则,对粒子在格点的状态进行计算,粒子的初始状态必须有定义,即初始条件^[98]。

LBM中常用的边界条件主要有压力边界条件、周期边界条件、速度边界条件、反弹边界条件以及充分发展边界条件等,一般来说,LBM最常用的边界条件有周期边界和反弹边界。

①周期边界。该边界条件通过将计算域边界映射

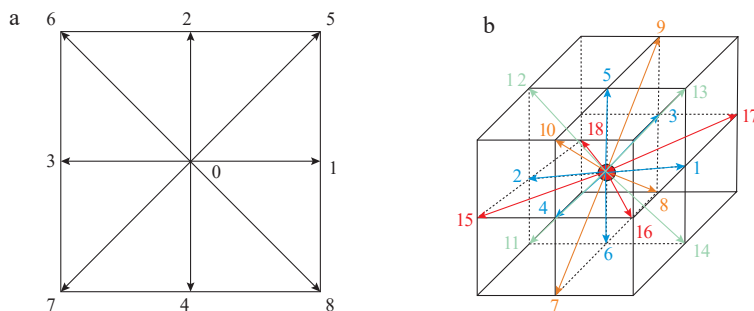


图6 流体动力学研究中D2Q9模型(a)和D3Q19模型(b)^[96]

Fig. 6 Schematic diagrams of the D2Q9 (a) and D3Q19 (b) models used in the study of fluid dynamics^[96]

(在格子玻尔兹曼方法中,流体的运动被离散化到几个特定的方向上。图中这些数字是给每个速度方向分配的一个唯一编号。)

到对侧边界,实现物理量的循环传递,从而模拟无限大或重复性流动系统,可以表示为:

$$f_i(x_0, t + \delta_i) = f_i^+(x_N, t) \quad (2)$$

$$x_0 = (x_N + e_i \delta_i) \bmod L_{\text{flow}} \quad (3)$$

式中: f_i 为粒子分布函数,无量纲; f_i^+ 是碰撞后的分布函数,无量纲; x_N 为原位置坐标, m; x_0 为目标位置坐标, m; L_{flow} 是流场的空间长度, m; mod 为操作符。

②反弹边界。该边界条件是针对流场的外边界而设计的,借鉴了格子气自动机(LGA)中处理无滑移边界的方式,即在边界格点处,粒子分布函数沿其入射方向反向反弹^[99],可以表示为:

$$f_{-i}^+(x_0, t) = f_i^+(x_1, t) \quad (4)$$

$$x_0 = x_N + e_i \delta_i \quad (5)$$

式中: f_{-i}^+ 是碰撞后的分布函数, $-i$ 与 i 相对应,为相反的方向; x_1 为靠近壁面的第一层流体格点位置坐标, m; x_0 为处于壁面上的位置坐标, m。

胡灿辉^[100]基于反弹边界条件下的D3Q19离散速度模型开展水驱微观模拟研究,模拟了不同润湿性条件下的水驱油实验,得到不同润湿条件下的驱油效率。

LBGK模型一般用于处理单相流,而多相流常使用Color-Gradient(颜色梯度)模型和Shan-Chen模型(伪势模型)。Color-Gradient模型因其能够独立调节界面张力和获得较窄的流体界面这两项关键优势,能够模拟黏度比较大的非混溶两相流体,被广泛用于多孔介质孔隙内两相流模拟研究。冯伟^[101]利用平板间的两相流动解析对Color-Gradient模型进行验证,并计算Berea砂岩切片在不同毛细管数、黏度比和润湿角条件下的相对渗透率,证明Color-Gradient模型在模拟多孔介质的油-水两相流动上有着较好的适配性。

多相流模拟中同样广泛使用Shan-Chen模型^[102-103]。该模型通过引入粒子间作用势构建微观吸引力与排斥力机制,系统性建立了两种具有统计力学严格性的多相流模型,具有直接、严谨的统计物理基础,能反映多相组分流动的物理本质,同时兼具算法简洁性与并行可扩展性的特点。

Shan-Chen模型中利用伪势函数来模拟分子间的吸引力和排斥力,具体形式如下:

$$F_{\text{int}} = -G\psi(x, t) \sum_i \omega_i \psi(x + e_i \Delta t, t) e_i \quad (6)$$

式中: F_{int} 为所受的内力, N; G 为相互作用强度, 无量纲; $\psi(x, t)$ 为波函数, 无量纲; ω_i 为权重因子, 无量纲; Δt 为时间步长, s。

1993年提出的Shan-Chen(伪势)多相流模型核心的伪势函数形式如下:

$$\psi(\rho) = \psi_0 [1 - \exp(-\rho_0/\rho)] \quad (7)$$

式中: ψ 为输出函数, 无量纲; ρ 为输入变量, 无量纲; ψ_0 和 ρ_0 为任意常数, 无量纲。

壁面作用力处理则假设壁面有一个虚拟的密度 ρ_w , 通过控制壁面密度控制作用力强度:

$$F_{\text{ads}}(x, t) = -G\psi[\rho(x, t)] \sum_i \omega_i \psi(\rho_w) s(x + e_i \Delta t, t) e_i \quad (8)$$

式中: F_{ads} 为吸附力矢量, N; $\psi[\rho(x, t)]$ 为密度相关的势函数, 无量纲; $\psi(\rho_w)$ 为壁面密度相关的势函数, 无量纲; ρ_w 为壁面虚假密度, kg/m³, 且每个壁面点处相等; $s(x + e_i \Delta t, t)$ 为开关函数, 无量纲。

宏观密度、速度以及平衡态宏观速度求解如下:

$$\rho = \sum_i f_i \quad (9)$$

$$\rho u = \sum_i e_i f_i + \frac{\delta_i F}{2} \quad (10)$$

$$u^{\text{eq}} = u + \frac{\tau \delta_i F}{\rho} \quad (11)$$

式中: ρ 为宏观密度, kg/m³; u 为宏观速度矢量, m/s; u^{eq} 平衡速度矢量, m/s; τ 为松弛时间, s。

Shan-Chen模型中利用伪势函数来模拟分子间的吸引力和排斥力,并使用该作用力修正流体实际宏观速度。詹夏华^[104]利用伪势模型编写了模拟程序并进行验证,模拟液滴在壁面上的润湿过程,分析亲、疏水性和壁面微结构对液滴形态及运动过程的影响。

Color-Gradient模型和Shan-Chen模型都是LBM中处理多相流的主流模型,能够在复杂孔隙网络中模拟流体流动与驱替,实现剩余油赋存状态可视化,从而探究传统方法难以触及的孔隙尺度机理,但核心思想和适用场景有显著差异(表4)。

LBM在多孔介质微观剩余油数值模拟中展现出独特优势,尤其在于其无需复杂网格生成即可直接刻画高度复杂的微观孔隙结构,有效规避了网格剖分产

表4 用于剩余油研究的颜色梯度(Color-Gradient)模型和伪势(Shan-Chen)模型对比

Table 4 Comparison and selection of the Color-Gradient and Shan-Chen models for residual oil research

模型	核心思想	核心优势	局限性
Color-Gradient ^[101]	界面张力平衡原理	界面曲率计算精确、可调节表面张力	高曲率界面可能出现数值不稳定
Shan-Chen ^[102-103]	通过粒子间排斥或吸引力实现相分离	算法简单、计算速度快、可调节分子间作用力类型	表面张力不可独立、直接设定

生的误差;但在实际岩心模拟中,其巨大的网格点需求导致计算成本高昂,且多相流模型的参数标定复杂,限制了其大规模应用。系统比较PNM与LBM的适用性,需综合评估其场景适配性、分辨率、定量能力以及成本局限(表5)。

3 微观剩余油智能表征与预测方法

人工智能的发展推动了通用智能化技术的进步。在微观剩余油研究中,机器学习技术虽被广泛应用于提高识别精度,但仍未形成统一的研究框架。研究者追求实验精度,普遍优先采用成像效果优良的技术(如CT扫描、含油薄片分析及玻璃刻蚀模型等)获取微观剩余油图像数据。因此,针对不同实验方法的特点进行适配选择至关重要:CT扫描作为最常用的方法,能够高分辨率地反映最接近真实情况的三维物理信息,精确捕捉剩余油的赋存状态,是构建数字岩心模型的基础,但其图像处理与模型训练过程计算资源消耗较大;含油薄片分析在岩石物理特征的解析上具有相对较低的成本优势,但其物理真实性弱于CT扫描,在预测剩余油分布时存在较大偏差;玻璃刻蚀模型技术则能够模拟并揭示微观尺度下剩余油的动态运移规律,然而其过于简化的几何结构和孔隙形态与真实岩心存在显著差异,导致基于此数据训练的模型泛化能力较弱。

3.1 孔隙结构与流体相态的智能识别

精准预测油藏剩余油饱和度并有效识别其分布特

征是优化油田开发后期调整策略、提高采收率的关键。为应对这一挑战,研究者们长期致力于开发先进的预测模型和分析技术。早在2001年,中国学者李忠江等^[105]便利用神经网络模型针对高含水后期的单层剩余油建立了单层剩余油饱和度解释模型,该模型可对剩余油饱和度及含水量进行预估。随着技术的进步及多学科融合发展,新兴技术展现出强大应用潜力,尤其在储层微观尺度表征和参数自动化获取方面。刘涛^[106]提出了一种基于SACA-StyleGAN的薄片图像生成算法(图7)以及Mask R-CNN与OpenCV像素相结合的SMR薄片成分鉴定算法,实现了对薄片各成分含量的提取及自动“生成-标注”,为储层评价提供参数支撑。

3.2 基于机器学习的剩余油赋存特征分类

在微观剩余油研究领域,可根据其赋存状态决定剩余油的启动策略,不同类型微观剩余油的动用机制各不相同。近年来,针对微观剩余油赋存状态的识别方法主要分为传统人工识别与机器学习两种。

传统人工识别方法依赖于学者的经验对剩余油进行划分,孙先达^[107]曾利用其专业知识对微观剩余油进行了系统划分。但划分过程中易受到经验及主观的影响,效果不佳。随着技术的发展,机器学习方法被引入微观剩余油赋存状态的分类中。基于机器学习的剩余油类型识别,首先需要利用图像的颜色、纹理、形状以及边缘等浅层特征对目标区域进行精确分割,继而采用机器学习算法对分割出的区域进行分类识别。成璐璐^[108]通过分割剩余油区域并设计

表5 用于剩余油研究的孔隙网络模型(PNM)和玻尔兹曼方法(LBM)对比

Table 5 Comparison of pore network modeling (PNM) and the Lattice Boltzmann method (LBM) for residual oil research

模型	适用场景	定量能力	成本与局限性
PNM ^[76-84]	宏观渗流参数预测、剩余油静态分布分析	宏观参数的高效预测	计算效率较高、非均质性较强时失真
LBM ^[96-103]	复杂结构模拟、多相流动态模拟	界面张力精确量化	算力需求较高、参数标定复杂

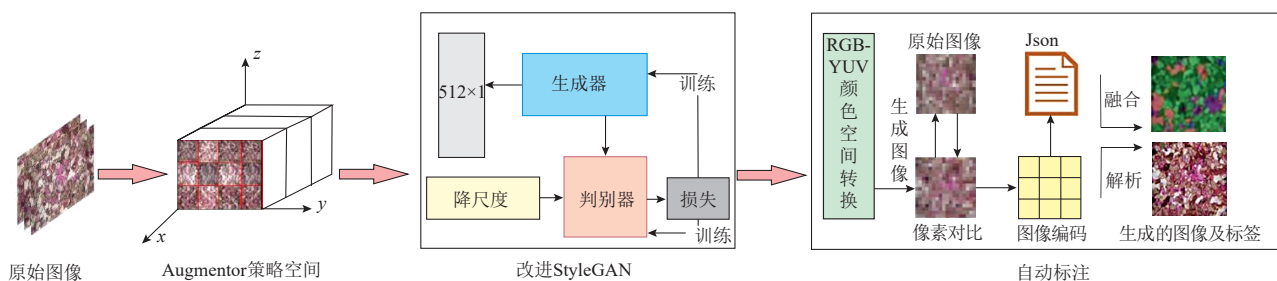


图7 薄片成分鉴定标注研究中的算法流程图^[106]

Fig. 7 Flow chart of the SACA-StyleGAN algorithm involved in thin section mineral identification and annotation^[106]

(图中x,y和z为坐标轴:x轴表示策略名称;y轴表示策略类型;z轴表示参数范围。)

分类网络的方式对剩余油形态进行划分,但其庞大的图像预处理工作量不利于提高分类效率和实现准确分类。

卷积神经网络模型作为机器学习方法的延伸,在大规模识别任务中成效显著,对比传统机器学习方法也有着不错的识别精确度^[109]。目前,基于深度学习的微观剩余油赋存形态识别方法主要分为单阶段和两阶段两种,具体流程及不同点如图8所示。

经过预处理后,单阶段识别方法主要包括数据增强、迁移学习以及图像分类这3个关键步骤。为提高实验精度,研究人员常用高成本成像技术(如CT扫描和冷冻制片荧光显微镜)获取微观剩余油图像,但样本数量常因成本或保密性而受限。深度学习需大量训练数据,样本数据集较少容易导致过拟合。因此,为满足深度学习模型需求,通常需开展数据增强其方法可分为有监督增强(含单样本几何/空间/颜色变换及多样本增强)与无监督增强(如GAN和AutoAugmentation),完整分类体系见图9。

为了利用有限的数量取得较高的分类精度,许多学者选择使用迁移学习方法进行训练。该方法将相似任务的预训练模型迁移至目标领域的新模型,作为其初始化参数。这便有效降低了模型对目标领域训练

数据量的依赖,提升了模型性能。近年来建立的大型数据集有ImageNet和VOC等。随着深度学习技术的发展,卷积神经网络逐渐应用于微观剩余油赋存形态分类领域,目前典型的分类网络模型如表6所示:从VGG16到VGG19,再到ResNet18,直至ResNet50,可以看出更深的网络模型对识别准确率有一定的提升,但其代价是显著增加的参数量和浮点运算数。这不仅对计算资源提出了更高的要求,还可能导致模型的训练和推理时间显著增加,从而影响其在实际应用中的可行性和效率。

由于单阶段网络在面对有限的数据集时,很难精确捕捉剩余油赋存状态,以致识别精度较低。为解决这一问题,部分学者引入了分步处理方法。首先利用图像分割技术分割剩余油区域;随后,针对分割出的目标区域再进行分类识别。两阶段方法虽识别精度优于单阶段方法,但模型运行效率欠佳。当前主流剩余油识别方法及结构对比如表7与图10所示。

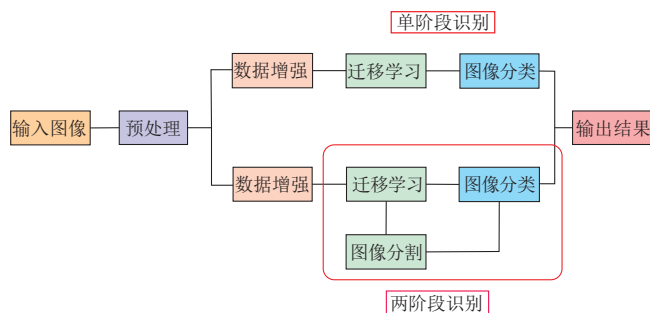


图8 单阶段与两阶段识别方法简要流程图

Fig. 8 Simplified flow chart of single- and dual-stage identification methods for microscopic residual oil

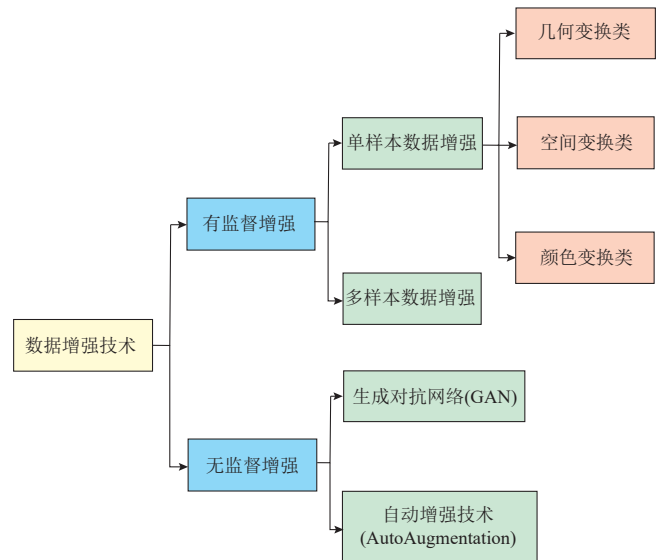


图9 数据增强技术分类体系

Fig. 9 Classification of data augmentation techniques

表6 目前典型分类网络在剩余油数据集上的性能比较

Table 6 Performance comparison of current typical network models for classification on residual oil datasets

模型	数据集	准确率/%	参数量/M	浮点运算数/G
MobileNetV2 ^[110]	自制岩心水驱剩余油分布图像数据集	91.8	3.4	0.3
MobileNetV1 ^[111]	基于水驱实验自制数据集	83.8	4.2	0.5
VGG16	结合 ACGAN 网络生成	90.0	138.0	15.5
VGG19 ^[112]		91.0	144.0	19.6
ResNet18	结合 ACGAN 网络生成	89.0	11.7	1.6
ResNet34		90.0	21.8	3.6
ResNet50 ^[113]		86.0	25.6	3.8
DenseNet-121 ^[114]		87.0	7.9	2.9

表7 基于深度学习的微观剩余油识别方法

Table 7 Deep learning-based identification methods for microscopic residual oil

识别方法	划分依据	准确率/%
BP神经网络分类器 ^[115]	圆形体、长/宽比、矩形度、凹度、偏心率	84.10
DeepLabV3+分割, MobileNetV2分类 ^[116]	油状类型	91.80
ACGAN数据增强、VGG分类 ^[117]	多维度多尺寸的特征信息	92.00
LLGFormer法 ^[118]	形成机理及最终存在的状态	95.07

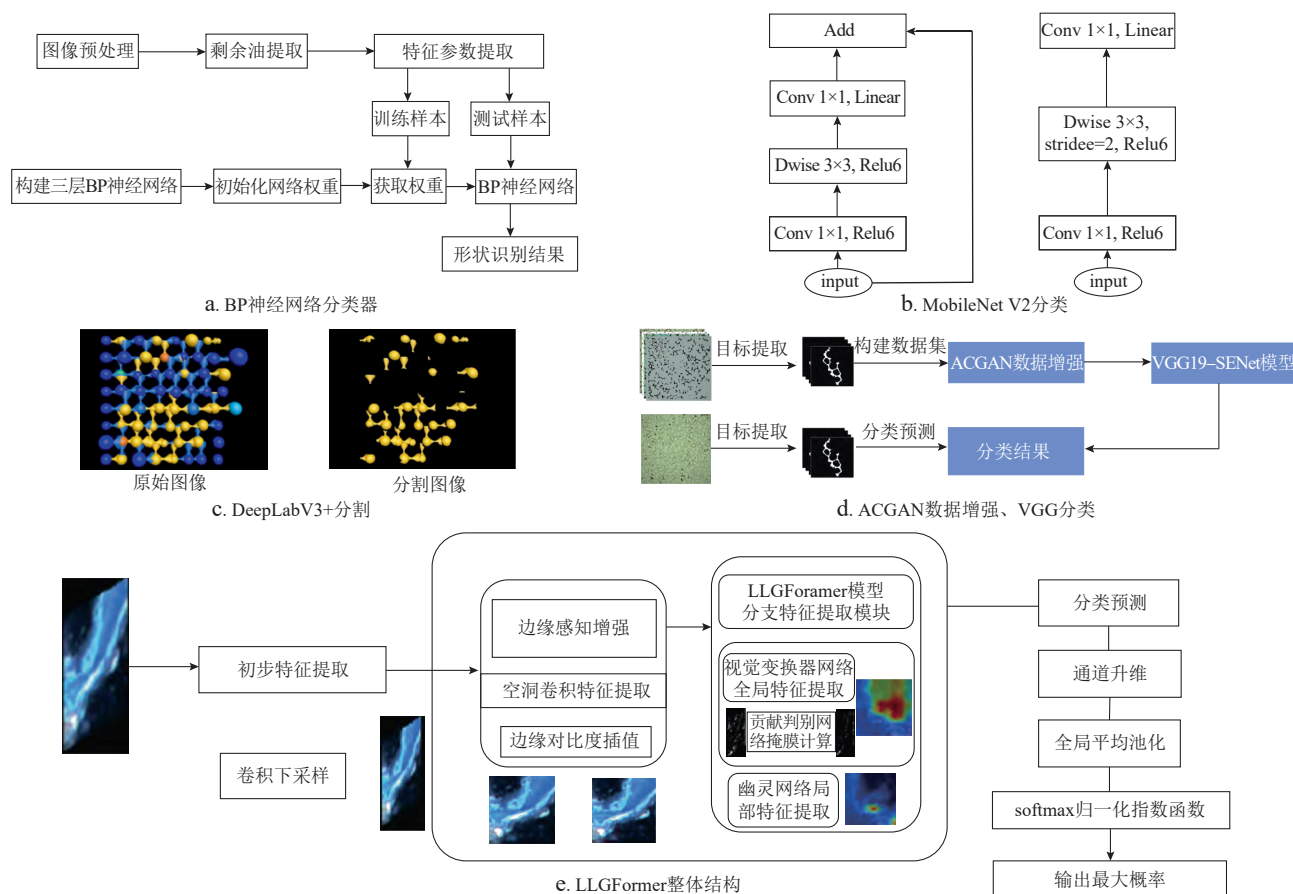


图10 深度学习识别方法结构(改自文献[99-102])

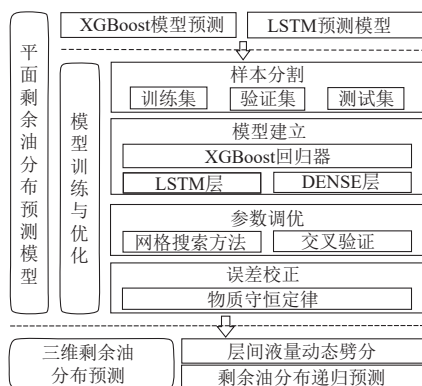
Fig. 10 Frameworks of prevailing deep learning-based identification methods for microscopic residual oil (modified after references [99-102])

3.3 基于机器学习集成的剩余油分布智能预测方法

剩余油分布历来是油田开发工作者关注的最主要问题之一,精确预测其空间分布是优化开发方案、提高最终采收率的先决条件。学者们经过多年研究,形成了综合分析法、实测资料法以及数值模拟法等多种识别剩余油分布的方法^[119-121]。随着人工智能的发展,机器学习在微观剩余油分布预测方向也有所突破。王依科^[122]利用深度学习形成了一种新的剩余油分布预测方法:对数据进行预处理后,生成学习样本库,并基于SVM和LSTM网络建立了“先分类、后预测”的剩余油分布预测模型,同时生成参数优化方法,在矿场实际油藏应用收到较好效果。赵亮^[123]也利用机器学习研发

了一种新的剩余油分布预测方法:利用极限梯度提升树(XGBoost)和长、短期记忆网络(LSTM)分别构建平面剩余油分布预测模型,通过网格搜索方法进行模型参数调整优化,剩余油分布预测流程如图11所示。

在剩余油分布预测中,构建合适的相似准则、利用二维图像构建三维模型以及将微观模型规律推演至真实岩心尺度均会面临重大挑战。物理模拟实验需在相似理论框架内设计模型,并确立模型与原型参数对应关系。比例模拟作为实现跨尺度推演的关键技术,其基础正是相似准则。因此,相似准则是确保室内实验结果能有效外推至矿场应用必须满足的基本条件。常用的相似准则包括:几何相似、非均质性相似、流体性质相似以及动力相似。其中,动力相似是最核心、最

图11 剩余油分布预测流程图^[123]Fig. 11 Flow chart of a prediction method for residual oil distribution^[123]

本质的要求,使模型和原型上所有同类型力(如黏滞力、惯性力、重力、毛细管力和弹性力)之间的比例关系完全一致,确保控制流体流动和剩余油形成的关键物理机理在模型和原型中是等效的。在实验过程中,可利用CT扫描等手段,结合数值模拟软件(如Avizo软件)将二维图像转化为三维数字岩心模型,并在此模型上模拟各种流体驱替实验。但是,将实验得到的微观模型规律推演至真实岩心尺度,需了解其推演的有效范围边界。其适用性取决于:①微观实验揭示机理是否与目标岩心尺度下实际主导机理相吻合;②模型反映的孔隙级非均质性能否有效地代表目标岩心宏观非均质性;③关键相似准则数是否达标。因此,需在明确微观机理基础上,结合数值模拟与机器学习建立多尺度验证框架,以支撑油田开发的宏观决策。

4 问题与展望

随着油气开发迈入高含水以及低渗致密储层开发阶段,微观剩余油高效动用已成为突破最终采收率瓶颈的核心命题。当前技术体系在识别精度与原位表征不足、表征效率低下和先导性预测缺失三大维度上面临深层挑战,亟需构建“原位高精度实验-多尺度模拟-前瞻性决策”深度融合的决策模式,服务于高含水油田挖潜效率的跃升。

1) 低渗致密储层中纳米级孔隙以及孔隙内微观剩余油赋存状态的精确表征仍是当前技术难点。核心瓶颈在于常规物理实验方法分辨率不足,难以在微观尺度上解析孔隙内主、次流线沿程的剩余油赋存动态与微观驱替机理;在宏观尺度上,则难以实现全模型的精确测量与剩余油分布规律的定量刻画。展望未来,微观剩余油表征研究将聚焦突破以上限制:①向更高

分辨率、更真实状态模拟(如结合冷冻固化与CT扫描结合)迈进;②强调原位动态实验与多手段协同表征。最终目标在于通过联合解析孔隙结构、流体相态分布及赋存状态,构建更逼近地下真实条件的表征体系,最终揭示微观剩余油启动及运移的内在规律,为低渗致密油藏高效开发提供精准依据。

2) 当前主流微观剩余油数值模拟方法均面临瓶颈制约:①孔隙网络模型精度提升导致网络复杂度激增,计算耗时呈指数级增长;②传统网格法模拟结果对网格划分高度敏感,剩余油饱和度随网格细化程度不同而产生明显偏差;③无网格法则因边界处理复杂性与物理模型不完善而发展受限。因此,为突破计算限制,实现超高分辨率、大规模以及长时间尺度的复杂孔隙网络两相流直接模拟并有效抑制数值耗散,亟需采取双重策略:①依托强大算力作为底层保障,支撑大规模高精度求解;②深度耦合物理机理与人工智能——运用物理信息神经网络求解控制方程,提升解的物理保真度,并利用机器学习算法优化网格、反演参数或简化模型,智能提升计算效率。这种深度融合将协同突破传统方法的计算瓶颈,为微观剩余油动态的精准预测与高效开发提供强大技术保障。

3) 人工智能的深度应用正推动油气田开发向智能化跃迁,然而机器学习在微观剩余油领域面临三重瓶颈制约:高质量样本稀缺性、计算资源局限性与预测滞后性。受高质量训练样本数量不足与计算算力有限的制约,模型训练过程中易出现过拟合风险;传统模型仅拟合历史静态数据,无法实时响应注-采动态变化,导致预测结果严重滞后于油藏实际演化进程。为突破这些瓶颈,需搭建基于物理信息的机器学习框架——通过将达西渗流定律与毛细管力方程等关键物理规律嵌入神经网络架构(如物理信息神经网络PINN),强制模型输出严格遵循热力学与流体动力学原理;同时,采用跨尺度迁移学习策略,利用有限高保真样本(如CT扫描与岩心薄片数据)实现知识迁移,显著提升模型泛化性与数据利用效率,为靶向压裂和智能注水等前瞻性开发决策提供核心支撑。

5 结语

物理实验、数值模拟及延伸的机器学习方法共同构成了微观剩余油研究领域相互支撑、互为补充的核心支柱,形成系统化的研究体系。但当前物理实验多局限于微米级精度,难以对低渗致密储层中纳米级孔隙以及纳米级孔隙内微观剩余油赋存状态进行精确表

征;数值模拟技术在模拟复杂孔隙时计算量显著增加;机器学习方法在学习过程中易出现过拟合问题。为了建立更完善的研究体系和深入掌握剩余油动用机理,仍需在以下关键方向深化研究:①大力发展高精度、多尺度原位表征技术,实现对页岩中纳米级孔隙真实结构及其中剩余油赋存状态的精确表征;②突破数值模拟的计算瓶颈制约,升级其建模与计算能力;③深化对机器学习的认知并加大其应用力度,在训练过程中优化训练方法,推动其在剩余油微观演化预测上的突破。利用“原位高精度实验-多尺度模拟-前瞻性决策”的创新决策模式,对不同类型油藏剩余油动用提出针对性决策。将物理实验、数值模拟与机器学习技术深度融合,实现“孔隙级油田透明化”——在数字空间内精确复现微观剩余油的赋存状态与运移轨迹,为高含水油田开发后期的精准挖潜与采收率跃升提供系统性理论支撑。

参 考 文 献

- [1] 赵军龙,曹军涛,李传浩,等.中高含水期剩余油测井评价技术综述与展望[J].地球物理学进展,2013,28(2):838-845.
ZHAO Junlong, CAO Juntao, LI Chuanhao, et al. A review and perspective of logging evaluation technology of oil remaining in middle and high water cut stage [J]. Progress in Geophysics, 2013, 28(2): 838-845.
- [2] 俞启泰.关于剩余油研究的探讨[J].石油勘探与开发,1997,24(2):46-50,99.
YU Qitai. A study on remaining oil [J]. Petroleum Exploration and Development, 1997, 24(2): 46-50, 99.
- [3] 闫伟超,孙建孟.微观剩余油研究现状分析[J].地球物理学进展,2016,31(5):2198-2211.
YAN Weichao, SUN Jianmeng. Analysis of research present situation of microscopic remaining oil [J]. Progress in Geophysics, 2016, 31(5): 2198-2211.
- [4] 李中锋,何顺利,杨文新,等.微观物理模拟水驱油实验及残余油分布分形特征研究[J].中国石油大学学报(自然科学版),2006,30(3):67-71,76.
LI Zhongfeng, HE Shunli, YANG Wenxin, et al. Physical simulation experiment of water driving by micro-model and fractal features of residual oil distribution [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2006, 30(3): 67-71, 76.
- [5] 刘红现,许长福,胡志明.用核磁共振技术研究剩余油微观分布[J].特种油气藏,2011,18(1):96-97,125.
LIU Hongxian, XU Changfu, HU Zhiming. Research on microcosmic remaining oil distribution by NMR [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2011, 18(1): 96-97, 125.
- [6] 韩大匡,桓冠仁,谢兴礼.非均质亲油砂岩油层内油水运动规律的数值模拟研究[J].石油学报,1980,1(3):33-48.
HAN Dakuang, HUAN Guanren, XIE Xingli. Numerical simulation study on oil-water movement in heterogeneous oil-wet sandstone reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 1980, 1(3): 33-48.
- [7] 王哲麟,师永民,潘懋,等.微观剩余油赋存状态的矿物学机制探讨——以鄂尔多斯盆地中部中-低渗砂岩储层为例[J].北京大学学报(自然科学版),2021,57(1):111-120.
WANG Zhelin, SHI Yongmin, PAN Mao, et al. Mineralogical mechanism of micro-remaining oil occurrence: An example study of middle-low permeability sandstone reservoir of ordos Basin [J]. Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis, 2021, 57(1): 111-120.
- [8] 王朴,蔡进功,谢忠怀,等.用含油薄片研究剩余油微观分布特征[J].油气地质与采收率,2002,9(1):60-61.
WANG Pu, CAI Jingong, XIE Zhonghuai, et al. Using oil-bearing thin section to study microscopic distribution feature of remaining oil [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2002, 9(1): 60-61.
- [9] GAO Ming, LUO Wenli, ZHANG Shanyan, et al. The weak alkali ASP flooding research in high water cut shallow reservoir [C]//SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Dammam, 2018. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2018: SPE-192391-MS.
- [10] 吴家文,井洋,王京博,等.聚驱后剩余油分布的大平面驱油实验及荧光分析[J].油田化学,2008,25(1):46-50.
WU Jiawen, JING Yang, WANG Jingbo, et al. Studies of remaining oil distribution after polymer flood by large planar core flooding and core section fluorescence analysis [J]. Oilfield Chemistry, 2008, 25(1): 46-50.
- [11] 徐思越.低渗透油藏微观剩余油分布研究——以正理庄油田樊147-151块沙四上亚段滩坝砂储层为例[D].青岛:中国石油大学(华东),2020.
XU Siyue. Distribution characteristics of microscopic remaining oil in low permeability reservoirs—A case study of beach-bar sandstone reservoirs of Es4⁺ in Fan 147-151 Block, Zhenglizhuang Oilfield [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2020.
- [12] 罗顺社,魏新善,彭宇慧,等.真实砂岩微观模型在致密砂岩气水渗流特征研究中的应用——以鄂尔多斯盆地苏里格气田为例[C]//中国地质学会沉积地质专业委员会,中国矿物岩石地球化学学会沉积学专业委员会.2015年全国沉积学大会沉积学与非常规资源论文摘要集.武汉:长江大学地球科学学院,2015:314-315.
LUO Shunshu, WEI Xinshan, PENG Yuhui, et al. Application of real sandstone micromodels in studying gas-water seepage characteristics of tight sandstone: A case study of Sulige Gas Field, Ordos Basin [C]//Sedimentology Committee of Chinese Geophysical Society, Sedimentology Committee of Chinese Society for Mineralogy, Petrology and Geochemistry. Abstracts of 2015 National Sedimentological Congress on Sedimentology and Unconventional Resources. Wuhan: College of Geosciences, Yangtze University, 2015: 314-315.
- [13] 李勇奇,赵卫卫.鄂尔多斯盆地薛岔地区长6储层真实砂岩微观模型水驱油的实验研究[J].辽宁化工,2016,45(12):1557-1560.
LI Yongqi, ZHAO Weiwei. Experimental study on water flooding of Chang 6 reservoir in Xuecha area of Ordos Basin by real

- sandstone micro-model [J]. Liaoning Chemical Industry, 2016, 45(12): 1557-1560.
- [14] MATTAX C C, KYTE J R. Imbibition oil recovery from fractured, water-drive reservoir [J]. SPE Journal, 1962, 2(2): 177-184.
- [15] DAVIS J A Jr, JONES S C. Displacement mechanisms of micellar solutions [J]. Journal of Petroleum Technology, 1968, 20(12): 1415-1428.
- [16] MCKELLAR M, WARDLAW N C. A method of making two-dimensional glass micromodels of pore systems [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1982, 21(4): 39-41.
- [17] 贾忠伟, 杨清彦, 兰玉波, 等. 水驱油微观物理模拟实验研究 [J]. 大庆石油地质与开发, 2002, 21(1): 46-49.
- JIA Zhongwei, YANG Qingyan, LAN Yubo, et al. Experimental study on the process of water-oil displacement with the micro-model [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2002, 21(1): 46-49.
- [18] 赵琳. 低渗油藏表面活性剂驱提高采收率机理研究 [D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2013.
- ZHAO Lin. Study on enhanced oil recovery by surfactant flooding for low-permeability reservoir [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2013.
- [19] 李帅. 不同致密油藏注水吞吐、注气吞吐及联合吞吐采油规律研究 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2023.
- LI Shuai. Study on oil recovery law of water huff and puff, gas huff and puff and combined huff and puff in different tight oil reservoirs [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2023.
- [20] XU Yan. Nanofluidics: a new arena for materials science [J]. Advanced Materials, 2018, 30(3): 1702419.
- [21] BOCQUET L. Nanofluidics coming of age [J]. Nature Materials, 2020, 19(3): 254-256.
- [22] RADHA B, ESFANDIAR A, WANG F C, et al. Molecular transport through capillaries made with atomic-scale precision [J]. Nature, 2016, 538(7624): 222-225.
- [23] 钟俊杰, 王曾定, 孙志刚, 等. 基于纳米流控技术的页岩储层微观流体特征研究进展 [J]. 石油学报, 2023, 44(1): 207-222.
- ZHONG Junjie, WANG Zengding, SUN Zhigang, et al. Research advances in microscale fluid characteristics of shale reservoirs based on nanofluidic technology [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(1): 207-222.
- [24] 石立华, 魏登峰, 常毓文, 等. 基于微流控模型的致密油藏微观渗吸机制试验 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2024, 48(2): 99-108.
- SHI Lihua, WEI Dengfeng, CHANG Yuwen, et al. Experiment on micro imbibition mechanisms of tight reservoirs based on a microfluidic model [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2024, 48(2): 99-108.
- [25] JATUKARAN A, ZHONG Junjie, ABEDINI A, et al. Natural gas vaporization in a nanoscale throat connected model of shale: Multi-scale, multi-component and multi-phase [J]. Lab on a Chip, 2019, 19(2): 272-280.
- [26] 于艳梅, 胡耀青, 梁卫国, 等. 应用CT技术研究瘦煤在不同温度下孔隙变化特征 [J]. 地球物理学报, 2012, 55(2): 637-644.
- YU Yanmei, HU Yaoqing, LIANG Weiguo, et al. Study on pore characteristics of lean coal at different temperature by CT technology [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2012, 55(2): 637-644.
- [27] 邵国勇, 熊伟, 沈瑞, 等. CT扫描技术在页岩油气储层微观结构表征中的应用进展 [J]. 应用化工, 2023, 52(6): 1785-1789, 1799.
- SHAO Guoyong, XIONG Wei, SHEN Rui, et al. Application progress of CT scanning technology in characterization of shale oil and gas reservoir microstructure [J]. Applied Chemical Industry, 2023, 52(6): 1785-1789, 1799.
- [28] 吴翔. 基于CT扫描的页岩裂缝智能提取及定量表征方法研究 [D]. 西安: 长安大学, 2024.
- WU Xiang. Research on intelligent extraction and quantitative characterization methods of shale fractures based on CT scanning [D]. Xi'an: Chang'an University, 2024.
- [29] VINEGAR H J. X-ray CT and NMR imaging of rocks [J]. Journal of Petroleum Technology, 1986, 38(3): 257-259.
- [30] RAMANATHAN R, SHEHATA A M, NASR-EL-DIN H A. Effect of rock aging on oil recovery during water-alternating- CO_2 injection process: An interfacial tension, contact angle, coreflood, and CT scan study [C]//SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, 2016. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2016: SPE-179674-MS.
- [31] GONG Jiakun, VINCENT-BONNIEU S, KAMARUL BAHIM R Z, et al. Injectivity of multiple slugs in surfactant alternating gas foam EOR: A CT scan study [J]. SPE Journal, 2020, 25(2): 895-906.
- [32] DU Qingjun, ZHENG Haoyu, HOU Jian, et al. Influence of pore structure heterogeneity on channeling channels during hot water flooding in heavy oil reservoir based on CT scanning [J]. Petroleum Science, 2024, 21(4): 2407-2419.
- [33] LI Lian, KANG Yong, LIU Feng, et al. Experimental study on the mass transfer and microscopic distribution characteristics of remaining oil and CO_2 during water-miscible CO_2 flooding [J]. Journal of CO_2 Utilization, 2024, 87: 102920.
- [34] 周显民, 任紫荫. 油藏工程实验研究中的CT技术 [J]. 大庆石油地质与开发, 1990, 9(2): 69-77.
- ZHOU Xianmin, REN Ziyin. CT technology in reservoir engineering experimental research [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1990, 9(2): 69-77.
- [35] 赵碧华. 用CT扫描技术观察油层岩心的孔隙结构 [J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 1989, 11(2): 57-64.
- ZHAO Bihua. Visualization of pore structures in rocks with computerized tomography of X-rays [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 1989, 11(2): 57-64.
- [36] 赵蕾. 西峰油田庄19井区长 8_2 储层微观孔隙结构及渗流机理研究 [D]. 西安: 西北大学, 2005.
- ZHAO Lei. Study on microcosmic pore structure and seepage character of Chang- 8_2 of Zhuang 19 area in Xifeng Oilfield [D]. Xi'an: Northwest University, 2005.
- [37] 张顺康. 水驱后剩余油分布微观实验与模拟 [D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2007.
- ZHANG Shunkang. The microscopic experiments and modeling for residual oil distribution after water flooding [D]. Qingdao:

- China University of Petroleum (East China), 2007.
- [38] LEIBNER T, DIENER A, LÖWER E, et al. 3D ex-situ and in-situ X-ray CT process studies in particle technology—A perspective [J]. *Advanced Powder Technology*, 2020, 31 (1): 78–86.
- [39] KHISHVAND M, ALIZADEH A H, PIRI M. In-situ characterization of wettability and pore-scale displacements during two- and three-phase flow in natural porous media [J]. *Advances in Water Resources*, 2016, 97: 279–298.
- [40] LIU Qing, SUN Mengdi, SUN Xianda, et al. Pore network characterization of shale reservoirs through state-of-the-art X-ray computed tomography: A review [J]. *Gas Science and Engineering*, 2023, 113: 204967.
- [41] 屈乐. 基于低渗透储层的三维数字岩心建模及应用[D]. 西安: 西北大学, 2014.
- QU Le. Three-dimensional digital core modeling and application based on low permeability reservoirs [D]. Xi'an: Northwest University, 2014.
- [42] 王鑫元, 沈忠山, 张东, 等. 基于全直径岩心CT扫描技术的三元复合驱后微观孔隙结构特征[J]. *大庆石油地质与开发*, 2019, 38(2): 81–86.
- WANG Xinyuan, SHEN Zhongshan, ZHANG Dong, et al. Microscopic pore structure characteristics after ASP flooding based on CT scanning technique of the full-diameter core [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2019, 38 (2): 81–86.
- [43] 陶柳. 基于CT扫描的特高含水期微观剩余油分布实验与模拟研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2021.
- TAO Liu. Experimental and simulation study on remaining oil distribution in ultra high water cut stage based on CT [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2021.
- [44] 宋立甲. 特高含水油田储层物性时变规律及水驱—化学驱调整挖潜方法研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2023.
- SONG Lijia. Study on time-varying law of reservoir physical properties and adjustment of water flooding-chemical flooding in ultra-high water cut oilfield [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2023.
- [45] 杜建国, 董怀民, 余存, 等. 基于动态驱替扫描技术的特低渗透层微观剩余油赋存状态的研究[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2024, 39(6): 78–87.
- DU Jianguo, DONG Huaimin, YU Cun, et al. Research on occurrence states of microscopic remaining oil in ultra-low permeability reservoirs based on dynamic displacement scanning technology [J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2024, 39(6): 78–87.
- [46] 金嘉陵. 扫描电镜分析的基本原理[J]. *上海钢研*, 1978(1): 29–45.
- JIN Jialing. Fundamental principles of scanning electron microscopy analysis [J]. *Shanghai Steel & Iron Research*, 1978 (1): 29–45.
- [47] 曹鑫, 叶赵伟, 赵磊, 等. 扫描电镜基本成像原理与典型故障处理[J]. *电子工业专用设备*, 2025, 54(2): 34–37.
- CAO Xin, YE Zhaowei, ZHAO Lei, et al. Theory of imaging system of CD measurement SEM and typical trouble shooting [J]. *Equipment for Electronic Products Manufacturing*, 2025, 54(2): 34–37.
- [48] 王宝锋, 赵忠扬. 环境扫描电镜及其在石油技术中的应用[J]. *油田化学*, 1999, 16(3): 278–281, 237.
- WANG Baofeng, ZHAO Zhongyang. The application of environmental scanning electron microscope in researches for petroleum industry [J]. *Oilfield Chemistry*, 1999, 16(3): 278–281, 237.
- [49] BAKER J C, UWINS P J R, MACKINNON I D R. Freshwater sensitivity of corrensite and chlorite/smectite in hydrocarbon reservoirs—An ESEM study [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1994, 11(3): 241–247.
- [50] 肖媛, 李婷婷, 周芳, 等. 冷冻扫描电镜及其在生命科学研究中的应用[J]. *电子显微学报*, 2015, 34(5): 447–451.
- XIAO Yuan, LI Tingting, ZHOU Fang, et al. Cryo-scanning electron microscopy and its application in the research of life science [J]. *Journal of Chinese Electron Microscopy Society*, 2015, 34(5): 447–451.
- [51] SUTANTO E, DAVIS H T, SCRIVEN L E. Liquid distributions in porous rock examined by cryo scanning electron microscopy [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 1990. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1990: SPE-20518-MS.
- [52] ROBIN M, COMBES R, ROSENBERG E. Cryo-SEM and ESEM: New techniques to investigate phase interactions within reservoir rocks [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 1999. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1999: SPE-56829-MS.
- [53] 郎东江, 吕成远, 伦增珉, 等. 核磁共振成像岩心分析方法研究[J]. *CT理论与应用研究*, 2012, 21(1): 27–35.
- LANG Dongjiang, LYU Chengyuan, LUN Zengmin, et al. Study of method in core analysis by NMR [J]. *Computerized Tomography Theory and Applications*, 2012, 21(1): 27–35.
- [54] 肖立志. 核磁共振成像测井[J]. *测井技术*, 1995, 19(4): 284–293.
- XIAO Lizhi. Nuclear magnetic resonance imaging well logging [J]. *Well Logging Technology*, 1995, 19(4): 284–293.
- [55] EDELSTEIN W A, VINEGAR H J, TUTUNJIAN P N, et al. NMR imaging for core analysis [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 1988. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1988: SPE-18272-MS.
- [56] LIN Zizhi, HU Qinrong, YIN Na, et al. Nanopores-to-microfractures flow mechanism and remaining distribution of shale oil during dynamic water spontaneous imbibition studied by NMR [J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2024, 241: 213202.
- [57] REN Jitian, XIAO Wenlian, CHENG Qianrui, et al. Experimental study on water/CO₂ flow of tight oil using HTHP microscopic visualization and NMR technology [J]. *Geoenergy Science and Engineering*, 2025, 250: 213834.
- [58] WANG Xiujun, SUN Zhe, ZHANG Jian, et al. Preparation and microscopic mechanism analysis of a new micro-nano system for enhanced oil recovery [C]//SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Adelaide, 2022. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2022: SPE-210653-MS.

- [59] YU Fuwei, CUI Mingyue, CHANG Xin, et al. Analysis of the oil distribution and flooding characteristics of shale oil reservoirs using NMR and microfluidic experiments [C]//Asia Pacific Unconventional Resources Symposium, Brisbane, 2023. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2023: SPE-217324-MS.
- [60] 肖立志. 核磁共振成像在EOR研究中的应用[J]. 石油学报, 1995, 16(3): 106-110.
XIAO Lizhi. A study on the application of NMR imaging to EOR [J]. Acta Petrolei Sinica, 1995, 16(3): 106-110.
- [61] 卢祥国, 高振环, 王为民. 应用核磁共振成像技术进行聚合物驱油的实验研究[J]. 大庆石油地质与开发, 1995, 14(3): 56-59, 77.
LU Xiangguo, GAO Zhenhuan, WANG Weimin. Laboratory study of polymer flooding by applying nuclear magnetic imaging technique [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1995, 14(3): 56-59, 77.
- [62] 黄延章, 张慧敏, 王为民, 等. 核磁共振成像技术在石油勘探开发中的应用[J]. 大庆石油地质与开发, 1993, 12(4): 13-16, 5.
HUANG Yanzhang, ZHANG Huimin, WANG Weimin, et al. Application of NMRI in oil exploration and development [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1993, 12(4): 13-16, 5.
- [63] 孙尚如, 何先华, 郭侠, 等. 聚合物驱后剩余油分布核磁共振成像实验研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2003, 22(4): 61-63.
SUN Shangru, HE Xianhua, WU Xia, et al. Laboratory evaluation of remaining oil distribution by NMR technology after polymer flooding [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2003, 22(4): 61-63.
- [64] 苗盛, 张发强, 李铁军, 等. 核磁共振成像技术在油气运移路径观察与分析中的应用[J]. 石油学报, 2004, 25(3): 44-47.
MIAO Sheng, ZHANG Faqiang, LI Tiejun, et al. Application of NMR imaging technique to quantitative observation and analysis on hydrocarbon migration pathway [J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(3): 44-47.
- [65] 王民, 赵信斌, 唐育龙, 等. 页岩孔隙度、含油率评价方法现状与研究进展[J]. 石油学报, 2025, 46(9): 1817-1834.
WANG Min, ZHAO Xinbin, TANG Yulong, et al. The current status and research progress of evaluation methods for shale porosity and oil content [J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(9): 1817-1834.
- [66] 肖文联, 陈神根, 易勇刚, 等. 压裂液辅助二氧化碳吞吐提高页岩油采收率核磁共振实验[J]. 新疆石油天然气, 2024, 20(3): 83-90.
XIAO Wenlian, CHEN Shengen, YI Yonggang, et al. NMR-based experiments of fracturing fluid assisted CO₂ huff-n-puff for enhancing shale oil recovery [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2024, 20(3): 83-90.
- [67] MITCHELL J, HOWE A M, CLARKE A. Real-time oil-saturation monitoring in rock cores with low-field NMR [J]. Journal of Magnetic Resonance, 2015, 256: 34-42.
- [68] DU Meng, YANG Zhengming, LV Weifeng, et al. Experimental study on microscopic production characteristics and influencing factors during dynamic imbibition of shale reservoir with online NMR and fractal theory [J]. Energy, 2024, 310: 133244.
- [69] 王鸣川, 王燃, 岳慧, 等. 页岩油微观渗流机理研究进展[J]. 石油实验地质, 2024, 46(1): 98-110.
WANG Mingchuan, WANG Ran, YUE Hui, et al. Research progress of microscopic percolation mechanism of shale oil [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2024, 46(1): 98-110.
- [70] KOZENY J. Über kapillare Leitung des Wassers im Boden [Z]. [On the Capillary Flow of Water in Soil]. Sitzungsberichte der Akademie der Wissenschaften in Wien, Mathematisch-Naturwissenschaftliche Klasse 136 (Part IIa): 271-306.
- [71] CARMAN P C. Fluid flow through granular beds [J]. Chemical Engineering Research and Design, 1997, 75(Supplement): S32-S48.
- [72] FATT I. The network model of porous media [J]. Trans, 1956, 207(1): 144-181.
- [73] OREN P E, BAKKE S, ARNTZEN O J. Extending predictive capabilities to network models [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, 1997. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1997: SPE-38880-MS.
- [74] 侯健, 李振泉, 关继腾, 等. 基于三维网络模型的水驱油微观渗流机理研究[J]. 力学学报, 2005, 37(6): 783-787.
HOU Jian, LI Zhenquan, GUAN Jiteng, et al. Water flooding microscopic seepage mechanism research based on three-dimension network model [J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2005, 37(6): 783-787.
- [75] 王克文, 孙建孟, 关继腾, 等. 聚合物驱后微观剩余油分布的网络模型模拟[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2006, 30(1): 72-76.
WANG Kewen, SUN Jianmeng, GUAN Jiteng, et al. Network model modeling of microcosmic remaining oil distribution after polymer flooding [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2006, 30(1): 72-76.
- [76] SILIN D, PATZEK T. Pore space morphology analysis using maximal inscribed spheres [J]. Physica A: Statistical Mechanics and its Applications, 2006, 371(2): 336-360.
- [77] DONG Hu, TOUATI M, BLUNT M J. Pore network modeling: Analysis of pore size distribution of Arabian core samples [C]//SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, 2007. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2007: SPE-105156-MS.
- [78] 闫国亮. 基于数字岩心储层渗透率模型研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2013.
YAN Guoliang. Research of permeability models of reservoirs based on digital cores [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2013.
- [79] 李增志. 基于CT数据的砂岩孔隙结构参数的研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2023.
LI Zengzhi. Research on pore structure parameters of sandstone based on CT data [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2023.
- [80] BROADBENT S R, HAMMERSLEY J M. Percolation processes: I. Crystals and mazes [J]. Mathematical Proceedings of the Cambridge Philosophical Society, 1957, 53(3): 629-641.

- [81] 雷健, 潘保芝, 张丽华. 基于数字岩心和孔隙网络模型的微观渗流模拟研究进展[J]. 地球物理学进展, 2018, 33(2): 653-660.
LEI Jian, PAN Baozhi, ZHANG Lihua. Advance of microscopic flow simulation based on digital cores and pore network [J]. Progress in Geophysics, 2018, 33(2): 653-660.
- [82] DIAS M M, PAYATAKES A C. Network models for two-phase flow in porous media Part 1. Immiscible microdisplacement of non-wetting fluids [J]. Journal of Fluid Mechanics, 1986, 164: 305-336.
- [83] DIAS M M, PAYATAKES A C. Network models for two-phase flow in porous media Part 2. Motion of oil ganglia [J]. Journal of Fluid Mechanics, 1986, 164: 337-358.
- [84] 张召彬, 林緬, 李勇. 利用孔隙网络模型模拟岩样中驱替过程的一种新方法[J]. 中国科学(物理学 力学 天文学), 2014, 44(6): 637-645.
ZHANG Zhaobin, LIN Mian, LI Yong. A new pore network based algorithm for water-oil displacements in core [J]. Scientia Sinica (Physica, Mechanica & Astronomica), 2014, 44(6): 637-645.
- [85] 殷亚军, 刘振伟, 张勇佳, 等. 铸造数值模拟软件技术及应用进展[J]. 特种铸造及有色合金, 2023, 43(10): 1297-1311.
YIN Yajun, LIU Zhenwei, ZHANG Yongjia, et al. Progress in casting numerical simulation software technology and application [J]. Special Casting & Nonferrous Alloys, 2023, 43(10): 1297-1311.
- [86] 杨军征. 有限体积—有限元方法在油藏数值模拟中的原理和应用[D]. 廊坊: 中国科学院研究生院(渗流流体力学研究所), 2010.
YANG Junzheng. Principle and application of combined finite element and finite volume method in reservoir simulation [D]. Langfang: Graduate University of Chinese Academy of Sciences (Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics), 2010.
- [87] 贺立新, 张来平, 张涵信. 间断 Galerkin 有限元和有限体积混合计算方法研究[J]. 力学学报, 2007, 39(1): 15-22.
HE Lixin, ZHANG Laiping, ZHANG Hanxin. A finite element/finite volume mixed solver on hybrid grids [J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2007, 39(1): 15-22.
- [88] HARLOW F H, WELCH J E. Numerical calculation of time-dependent viscous incompressible flow of fluid with free surface [J]. Physics of Fluids, 1965, 8(12): 2182-2189.
- [89] ROZON B J. A generalized finite volume discretization method for reservoir simulation [C]//SPE Symposium on Reservoir Simulation, Houston, 1989. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1989: SPE-18414-MS.
- [90] HUBER R, HELMIG R. Node-centered finite volume discretizations for the numerical simulation of multiphase flow in heterogeneous porous media [J]. Computational Geosciences, 2000, 4(2): 141-164.
- [91] 王勖成, 邵敏. 有限单元法基本原理和数值方法[M]. 北京: 清华大学出版社, 1997.
WANG Xucheng, SHAO Min. Fundamental principles and numerical methods of finite element method [M]. Beijing: Tsinghua University Press, 1997.
- [92] JAVANDEL I, WITHERSPOON P A. Application of the finite element method to transient flow in porous media [J]. SPE Journal, 1968, 8(3): 241-252.
- [93] 袁益让, 王文洽. 关于油水两相渗流平面弹性驱动问题的有限元方法[J]. 石油学报, 1980, 1(4): 65-76.
YUAN Yirang, WANG Wenqia. Finite element method for planar elastic drive problems in oil-water two-phase seepage flow [J]. Acta Petrolei Sinica, 1980, 1(4): 65-76.
- [94] 袁益让. 二相渗流数值模拟的一类有限元格式及其理论分析[J]. 科学通报, 1984, 29(4): 193-197.
YUAN Yirang. A class of finite element schemes and theoretical analysis for numerical simulation of two-phase seepage flow [J]. Chinese Science Bulletin, 1984, 29(4): 193-197.
- [95] 袁益让. 油、水二相渗流驱动问题的变网格有限元方法及其理论分析[J]. 中国科学: 数学, 1986, 16(2): 135-148.
YUAN Yirang. Variable grid finite element method and its theoretical analysis for oil-water two-phase seepage drive problems [J]. Scientia Sinica (Mathematica), 1986, 16(2): 135-148.
- [96] 朱益华, 陶果, 方伟, 等. 3D 多孔介质渗透率的格子 Boltzmann 模拟[J]. 测井技术, 2008, 32(1): 25-28.
ZHU Yihua, TAO Guo, FANG Wei, et al. Lattice Boltzmann simulation of permeability in 3D porous medium [J]. Well Logging Technology, 2008, 32(1): 25-28.
- [97] 韦贝. 基于格子玻尔兹曼方法的二元复合驱微观渗流模拟研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2019.
WEI Bei. Pore scale simulation of surfactant-polymer flooding using lattice Boltzmann method [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2019.
- [98] 孙华峰. 复杂储层描述的数字岩石物理方法及应用研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2017.
SUN Huafeng. Methods and applications of digital rock physics for complex reservoir studies [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2017.
- [99] HE Xiaoyi, ZOU Qisu, LUO Lishi, et al. Analytic solutions of simple flows and analysis of nonslip boundary conditions for the lattice Boltzmann BGK model [J]. Journal of Statistical Physics, 1997, 87(1): 115-136.
- [100] 胡灿辉. 基于数字岩心的渗流模拟及微观剩余油研究——以大庆喇嘛甸油田为例[D]. 大庆: 东北石油大学, 2023.
HU Canhui. Seepage simulation and microcosmic remaining oil research based on digital core—Take Lamadian Oilfield in Daqing as an example [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2023.
- [101] 冯伟. 基于格子 Boltzmann 方法的孔隙尺度多相流模拟研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2019.
FENG Wei. Pore-scale multiphase flow simulation based on lattice Boltzmann method [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2019.
- [102] SHAN Xiaowen, CHEN Hudong. Lattice Boltzmann model for simulating flows with multiple phases and components [J]. Physical Review E, 1993, 47(3): 1815-1819.
- [103] SHAN Xiaowen, CHEN Hudong. Simulation of nonideal gases and liquid-gas phase transitions by the lattice Boltzmann equation [J]. Physical Review E, 1994, 49(4): 2941-2948.
- [104] 詹夏华. 基于格子 Boltzmann 方法的微通道润湿性及油水分离问题研究[D]. 大连: 大连海事大学, 2024.

- ZHAN Xiahua. Microchannel wettability and oil-water separation based on the lattice Boltzmann method [D]. Dalian: Dalian Maritime University, 2024.
- [105] 李忠江, 杜庆龙, 杨景强. 高含水后期单层剩余油识别方法研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2001, 20(6): 30-31.
- LI Zhongjiang, DU Qinglong, YANG Jingqiang. Identification method for remaining oil in single layer in the later stage of high water cut [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2001, 20(6): 30-31.
- [106] 刘涛. 基于薄片鉴定与成岩相识别的致密砂岩储层智能评价关键技术研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2024.
- LIU Tao. Research on key technologies for intelligent evaluation of tight sandstone reservoirs based on thin section identification and diagenetic facies recognition [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2024.
- [107] 孙先达. 储层微观剩余油分析技术开发与应用研究[D]. 长春: 吉林大学, 2011.
- SUN Xianda. New technique invention and application of characterizing microscopic remnant oil in reservoirs [D]. Changchun: Jilin University, 2011.
- [108] 成璐璐. 基于机器学习的微观剩余油赋存形态分类识别研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2023.
- CHENG Lulu. Research on the classification and identification of microscopic residual oil reservoir storage based on machine learning [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2023.
- [109] 赵娅, 管玉, 贾迪. 基于深度学习的微观剩余油赋存形态分类识别综述[J]. 计算机系统应用, 2025, 34(1): 26-36.
- ZHAO Ya, GUAN Yu, JIA Di. Survey on classification and identification of microscopic remaining oil occurrence forms based on deep learning[J]. Computer Systems & Applications, 2025, 34(1): 26-36.
- [110] SANDLER M, HOWARD A, ZHU Menglong, et al. MobileNetV2: inverted residuals and linear bottlenecks [C]// Proceedings of the 2018 IEEE/CVF Conference on Computer Vision and Pattern Recognition, Salt Lake City, 2018. Los Alamitos, CA: IEEE Computer Society, 2018: 4510-4520.
- [111] ZHAO Ling, SUN Xianda, LIU Fang, et al. Study on morphological identification of tight oil reservoir residual oil after water flooding in secondary oil layers based on convolution neural network[J]. Energies, 2022, 15(15): 5367.
- [112] SIMONYAN K, ZISSERMAN A. Very deep convolutional networks for large-scale image recognition [DB/OL]. (2015-04-10)[2025-05-15]. <https://arxiv.org/abs/1409.1556>.
- [113] HE Kaiming, ZHANG Xiangyu, REN Shaoqing, et al. Deep residual learning for image recognition [C]//2016 IEEE Conference on Computer Vision and Pattern Recognition (CVPR), Las Vegas, NV, 2016. Los Alamitos, CA: IEEE Computer Society, 2016: 770-778.
- [114] HUANG Gao, LIU Zhuang, VAN DER MAATEN L, et al. Densely connected convolutional networks [C]//2017 IEEE Conference on Computer Vision and Pattern Recognition (CVPR), Honolulu, HI, 2017. Los Alamitos, CA: IEEE Computer Society, 2017: 2261-2269.
- [115] 毛国庆, 滕奇志, 吴拥, 等. 基于BP神经网络的剩余油形态识别[J]. 太赫兹科学与电子信息学报, 2014, 12(6): 858-864.
- MAO Guoqing, TENG Qizhi, WU Yong, et al. Shape recognition of remained oil based on BP neural network [J]. Journal of Terahertz Science and Electronic Information Technology, 2014, 12(6): 858-864.
- [116] 赵玲. 基于数字化孔道的聚驱后微观剩余油定量描述研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2019.
- ZHAO Ling. Study on quantitative description of micro residual oil after polymer flooding based on digital pore and throat [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2019.
- [117] 李望奇, 滕奇志, 何小海, 等. 基于深度学习的剩余油形态分类[J]. 计算机系统应用, 2023, 32(12): 224-232.
- LI Wangqi, TENG Qizhi, HE Xiaohai, et al. Morphological classification of remaining oil based on deep learning[J]. Computer Systems & Applications, 2023, 32(12): 224-232.
- [118] 赵娅, 管玉, 贾迪. 基于卷积神经网络与视觉变换器的微观剩余油分类方法[J]. 石油学报, 2024, 45(12): 1818-1832.
- ZHAO Ya, GUAN Yu, JIA Di. Classification methods for microscopic remaining oil based on convolutional neural network and vision transformer[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(12): 1818-1832.
- [119] 文浩. 非均质厚油藏高含水期剩余油分布特征研究[D]. 荆州: 长江大学, 2012.
- WEN Hao. A study on remaining oil distribution of heterogeneous thick oil reservoirs in high-water-cut stage [D]. Jingzhou: Yangtze University, 2012.
- [120] 刘吉余, 马志欣, 吕靖. 高含水期剩余油分布研究现状[J]. 石油地质与工程, 2007, 21(3): 61-63.
- LIU Jiyu, MA Zhixin, LYU Jing. Current situation of remaining oil distribution in high water-cut stage [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2007, 21(3): 61-63.
- [121] 赖枫鹏, 李治平. 高含水期剩余油分布预测方法研究[J]. 新疆石油天然气, 2007, 3(3): 37-41.
- LAI Fengpeng, LI Zhiping. Research on forecasting methods of residual oil distributing in high water-cut stage [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2007, 3(3): 37-41.
- [122] 王依科. 基于深度学习的剩余油分布预测方法研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2019.
- WANG Yike. Research on the prediction of remaining oil distribution based on deep learning [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2019.
- [123] 赵亮. 基于机器学习的剩余油分布预测方法研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2020.
- ZHAO Liang. Research on the prediction of remaining oil distribution based on machine learning [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2020.

(编辑 张 晟)