DOI 10.3969/j.issn.2095-4107.2026.05.006

毛细管力在全油气系统中应用及作用机制

尹梦晶[1]，王博洋[2]，柳　波[2]，李士超[3]，肖　飞[3]，孙　硕[1]，杨建国[3]

（1. 东北石油大学 多资源协同陆相页岩油绿色开采全国重点实验室，黑龙江 大庆　163318；2. 东北石油大学 非常规油气研究院，黑龙江 大庆　163318；3. 中国地质调查局 沈阳地质调查中心，辽宁 沈阳　110034）

摘　要：毛细管力在多孔介质多相渗流中起关键控制作用。以准噶尔盆地、松辽盆地及鄂尔多斯盆地的常规、致密与页岩三类储层为研究对象，梳理毛细管力多尺度表征方法的研究进展；引入 Bond 数刻画重力与毛细管力的竞争关系，采用 Tolman 效应、润湿角偏移及 Wenzel-Cassie-Baxter 润湿修正模型，分析纳米孔隙的毛细管力作用机制。结果表明：三类储层中的毛细管力呈规律性变化，常规储层中的孔隙半径大，毛细管力弱（0～0.6 MPa），为浮力成藏的微观阻力；致密储层中的孔喉为亚微米级，毛细管力显著增强（0.1～9.5 MPa），与源储压差共同驱动近源充注；页岩储层中的纳米孔隙的毛细管力为 0～12.0 MPa，与吸附力协同构成“自封闭”成藏动力。这一变化对应 Bond 数的量级跃迁，反映重力从主导向失效、毛细管力从阻力向动力转换的力学本质；Tolman 效应和表面润湿非均质性加剧纳米孔隙的毛细管力偏差。毛细管力阈值作为全油气系统储层有效性评价的定量标尺，需在更多盆地中以统一实验流程开展跨储层配对测试验证普适性，将纳米限域效应下的多机制修正模型纳入跨尺度成藏—开发一体化模拟框架，可以推动理论判据向工程参数转化，为常规和非常规油气资源一体化评价提供依据。

关　键　词：全油气系统；毛细管力；纳米孔隙；Bond 数；Tolman 效应；润湿角偏移；润湿修正模型；自封闭成藏；准噶尔盆地；松辽盆地；鄂尔多斯盆地

中图分类号：P624；TE311　　**文献标识码**：A　　**文章编号**：2095－4107(2026)05－0085－15

0　引言

毛细管力作为多孔介质内多相渗流的关键控制力，有关研究从早期静态孔隙尺度的定性描述，发展为贯穿微观至宏观的动态力学理论体系。在微观机制层面，Young-Laplace 方程奠定毛细管力的经典理论框架[1]，明确孔喉半径、界面张力与润湿角参数的控制关系。毛细管力与黏性力的竞争机制表明，毛细管力在低毛细管数下主导渗流，黏性力在高毛细管数下占优。在致密储层的快速非达西流动中存在动态毛细管力效应[2]。在页岩纳米孔隙（孔隙直径＜10 nm）中，Tolman 效应和润湿角偏移使得毛细管力达到数十兆帕[3-5]。分子模拟表明，在油润湿的纳米孔（孔隙直径＜50 nm）中，限域效应对界面张力的削弱幅度较中性润湿条件的高出近一个数量级，表明润湿性在纳米限域效应中的放大作用[6]。在混合润湿性条件下，毛细管力方向与大小的变化缺乏定量描述[7]，Tolman 效应与润湿角偏移的耦合效应未纳入毛细管力计算模型，界面张力、润湿性及孔隙结构三要素在不同尺度下的协同关系缺乏统一的力学描述。

在多尺度表征方面，物理模拟实验与数值计算取得进展。高压压汞（MICP）、低场核磁共振（NMR）、微流控与计算机断层扫描（CT）等实验方法，实现从纳米到厘米尺度的孔隙结构与流体分布表征[8-11]。孔隙网络模型[1]、J 函数标准化方法[12]、动态毛细管力模型和分子动力学（MD）模拟[5]等构成多层次的表征方法。盆地模拟方法（PetroMod、BasinMod 等）采用多相达西渗流法、流线法和侵入逾渗法等算法，在盆地尺度上重建油气运聚过程[13]。从孔隙尺度到盆地尺度的多尺度运移模拟技术表明，润湿性和毛细管力是跨尺度参数传递的关键变量[14]。基于毛细管力—重力概念，将盆地中的毛细管封闭分为侧向物性变化和温变诱发界面张力变化两种类型，为成藏模拟中毛细管力参数的定量化提供物理基础[15]。这些方法在分子模拟、孔隙网络模型与盆地模拟之间的参数传递和尺度衔接未形成统一框架，缺少对常规、致密与页

收稿日期：2025－05－21；**编辑**：任志平　贺紫娇

基金项目：国家自然科学基金区域创新联合基金项目（U2244207）；国家自然科学基金项目（42472196）；中国科协青年托举工程项目（YESS20240090）；龙江战略科学家头雁支持计划（TY24001）；国家科技重大专项（2025ZD1400807）

作者简介：尹梦晶（2001—），女，硕士研究生，主要从事非常规油气地质方面的研究。

通信作者：王博洋，E-mail：Boyangwang@nepu.edu.cn

岩三种储层中毛细管力的对比，重力与毛细管力的重要性在三种储层中差异显著，Bond数等判据在全油气系统研究中缺少应用[16]。

在全油气系统理论框架下，将常规、致密与页岩油气纳入统一的“源—储耦合、有序聚集”体系[17]，分为自由动力场（浮力主导）、局限动力场（毛细管力主导）和束缚动力场三种成藏动力领域[18]。在常规储层中，毛细管力作为浮力成藏的微观阻力，毛—浮方程描述浮力—毛细管力平衡与油柱高度的关系[19]；在致密储层中，生烃膨胀力与毛细管力的动态平衡控制近源充注效率[20]；在页岩储层中，毛细管力与吸附力协同构成“自封闭”成藏机制[3-4]。毛细管力可以作为致密储层有效性判别和页岩油可动性评价的关键参数[21]。这些研究多聚焦于单一储层类型或特定运移环节，毛细管力在“常规、致密、页岩”储层序列中的变化规律不明晰，重力、毛细管力竞争关系缺乏判据。通过重力、毛细管力平衡确立油气水三相饱和度分布，与开发阶段渗流模拟初始条件之间的关联未引起关注[22]，成藏研究与开发评价之间缺乏有效的参数衔接。

以准噶尔盆地、松辽盆地和鄂尔多斯盆地典型储层为研究对象，梳理毛细管力多尺度表征方法的研究进展，引入Bond数刻画重力与毛细管力的竞争关系，采用Tolman效应、润湿角偏移及Wenzel-Cassie-Baxter润湿修正模型，分析纳米孔隙的毛细管力作用机制，在全油气系统理论框架下探讨毛细管力在“常规、致密、页岩”储层序列中的变化规律及其成藏效应；讨论界面张力、润湿性与孔隙结构三要素的动态耦合控制，对比常规、致密与页岩三类储层中毛细管力的宏观表现，分析三要素在油气运移、聚集和滞留过程中的力学作用，为常规和非常规油气资源一体化评价提供依据。

1　毛细管力物理机制与表征方法

1.1　物理机制

在多孔介质中，毛细管力是由流体与固体壁面之间的表面张力及孔隙几何特征共同作用而产生的压力差。毛细管力的物理机制可归结为流体与固体界面处的分子间作用力失衡现象。在固—液—气三相接触边界处，不同相态分子与固体表面之间的相互作用能存在显著差异，在宏观上表现为界面张力梯度，导致弯液面曲率变化，形成毛细管压力差。毛细管力分为三种机制：由孔隙半径变化引起的毛细管力、由非润湿相运动导致的润湿滞后效应产生的毛细管力，以及垂直于孔壁并指向非润湿相的毛细管力。

1.2　表征方法

1.2.1　物理模拟实验

压汞实验通过测量汞侵入孔隙的压力，获取孔隙大小分布和毛细管压力曲线，适用于复杂孔隙结构的表征，但是实验过程耗时，对样品有破坏性。核磁共振（MRI）与半渗透隔板实验相结合，能够非侵入测量毛细管压力和饱和度分布，适用于高毛细管压力和完全水饱和条件下的岩心分析，具有非破坏性并直接测量流体饱和度的优点，但是空间分辨率有限，在低流速和高水饱和度条件下测量精度较低。动态毛细管压力测量实验通过测定含水饱和度变化率与毛细管压力的关系，揭示低渗透油藏中的非达西渗流规律[23]，能够直接测量动态毛细管效应，但是实验装置复杂，结果受实验条件影响较大。微管实验通过模拟微通道中的流动行为，研究毛细管力和流动阻力对流体分布的影响[24]，能够精确控制实验条件，但是难以直接应用于宏观尺度的油藏模拟。

1.2.2　数值模拟方法

分子动力学模拟（MD）采用统计力学方法，在原子尺度上计算流体与固体界面的分子间相互作用，直接提取界面张力σ和润湿角θ，二者是Young-Laplace方程计算毛细管力的核心参数[5]。该方法覆盖实验难以达到的高温高压条件，局限于计算量随体系尺寸增加而急剧增长，通常处理纳米级体系。孔隙网络建模（PNM）将孔隙空间抽象为球—杆网络，对每个喉道用Young-Laplace方程计算毛细管入口压力，通过准静态驱替构建完整毛细管压力曲线。该方法主要用于架接MD的微观参数与盆地模拟的宏观毛细管力曲线，局限于球—杆简化时可能忽略真实孔隙拓扑复杂性。盆地模拟（成藏数值模拟）将毛细管力以相间压力差的形式嵌入多相达西渗流方程，通过毛细管压力曲线与含水饱和度关联，采用压汞、半渗透隔板

等实验直接测定,或根据 Leverett J 函数利用已知岩样数据外推获得。中国 BASIMS 系统以“五史”模型为框架,PetroMod、BasinMod 等商业化软件及 QuantyPetroMode 等国产系统[13]以毛细管压力曲线或 J 函数为输入,采用多相达西渗流法、流线法和侵入逾渗法等算法进行盆地尺度模拟。该方法适用于非均质模型并能捕捉动态毛细管效应,但是计算复杂度较高,在三维全耦合模型中的计算成本显著增加,需要利用高性能计算平台与采用自适应网格技术[25]。多尺度数值模拟核心是毛细管力参数在分子—孔隙—盆地三尺度间的传递,MD 的 σ 和 θ 经 PNM 转化为毛细管力曲线并输入盆地模拟。润湿性和毛细管力是跨尺度参数传递的关键变量[14]。目前各尺度参数接口依赖经验标定,未形成统一自动化框架。

2　毛细管力影响因素

2.1　界面张力表征方法、主控因素及影响机制

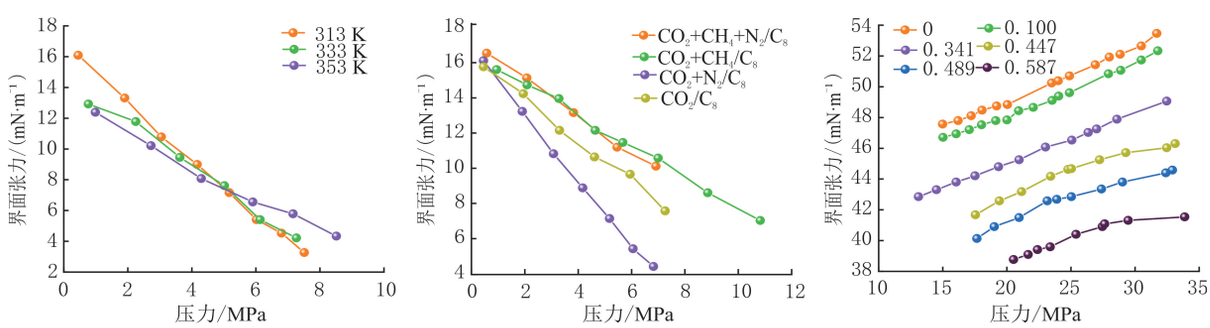
界面张力作为毛细管力的关键影响因素之一,是描述两相之间相互作用的重要物理参数,分类主要基于两相流体的类型及其相互作用。其中,液—气界面张力(表面张力)反映液体分子间的内聚力,是同种分子间作用力的表现,表面张力的大小与液体的性质有关,内聚力越大,表面张力越大;液—液界面张力是两种不相混溶的液体之间的界面张力,界面张力的大小取决于两种液体分子结构和性质的差异;液—固界面张力是液体与固体之间的界面张力,当液体接触固体表面时,液体分子不仅受液体内部的内聚力影响,还受固体表面分子的吸引作用影响,界面张力的大小影响液体在固体表面的润湿程度[5]。

2.1.1　表征方法

界面张力的表征方法主要包括实验方法和数值模拟方法。旋转液滴法测量液滴在旋转过程中的形状变化,根据离心力和界面张力的平衡关系计算界面张力,适用于动态条件下的界面张力测量[26];悬滴法(座滴法)测量液滴在固体表面的质量变化,根据液滴形状和接触角计算界面张力,适用于高温高压条件下的界面张力测量;气泡法测量气泡在液体中的形状和尺寸变化,适用于低界面张力体系的测量;毛细管上升法测量液体在毛细管中的上升高度;相渗实验测量油气两相在多孔介质中的相对渗透率,适用于研究界面张力对油气相渗及临界流动饱和度的影响[27]。数值模拟方法构建数学模型和物理模型,模拟界面张力的变化规律。分子动力学模拟构建分子模型,模拟分子之间相互作用力,适用于微观尺度下的界面张力研究[5]。

2.1.2　主控因素

界面张力的主控因素包括温度、压力、液体组成、气体性质和表面结构等,影响分子间作用力、表面吸附和流体性质,决定界面张力的大小和变化规律。升高温度导致气液界面的动态张力波动增大(见图 1(a)),升高压力缩短动态界面张力达到平衡的时间,降低最终的平衡界面张力;加入表面活性剂可以显著降低界面张力;气体(CO_2、CH_4、N2)的性质对界面张力有重要影响,加入 CO_2、CH_4 和 N_2 显著增大气—液界面张力,加入 CH_4 和 N_2 增大界面张力,加入 N_2 的影响更显著(见图 1(b))[28]。CO_2 注入量增大,油—水界



(a) 不同温度下界面张力随压力的变化关系　(b) 不同气体组分下界面张力随压力的变化关系　(c) 不同CO_2摩尔分数下界面张力随压力的变化关系

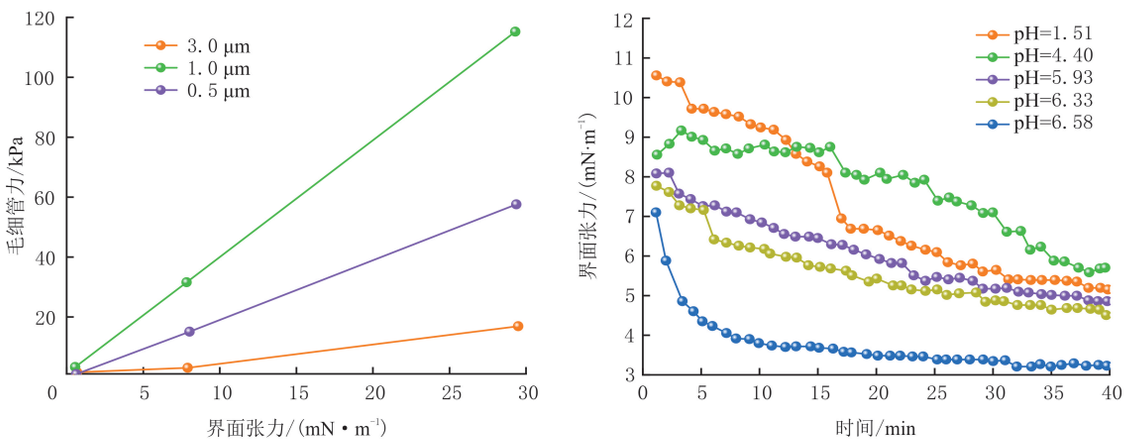
图 1　温度、气体组分及 CO_2 摩尔分数对界面张力的影响(据文献[28-29]修改)

Fig. 1 Effects of temperature, gas composition and CO_2 mole fraction on interfacial tension(modified by references [28-29])

面张力减小，在 CO_2 摩尔分数不变的情况下，油—水界面张力随压力升高而不断增大（见图 1(c)）[29]。

2.1.3　影响机制

界面张力与毛细管力成正比，界面张力越小，毛细管力越小，从而降低流体在毛细管中的阻力，在大孔径内表现更显著[30]（见图 2(a)）。当孔隙缩小至纳米尺度时，界面张力表现显著的曲率依赖性（Tolman 效应），需要修正经典公式[31]，在页岩纳米孔中，有效界面张力低于体相值，在一定程度上削弱毛细管力，但是改变相平衡条件，对自封闭成藏产生复杂影响。除 Tolman 效应外，界面张力可以通过外加表面活性剂进行调节。加入表面活性剂可显著降低界面张力，且不同酸碱度的表面活性剂对界面张力具有显著影响，表面活性剂酸性增加，界面张力降低，从而降低毛细管力（见图 2(b)）[32]。



（a）不同毛细管半径下毛细管力随界面张力的变化关系　　（b）不同pH下界面张力随时间的变化关系

图 2　不同毛细管半径下毛细管力随界面张力及不同 pH 下界面张力随时间的变化关系（据文献[30,32]修改）

Fig. 2 Variation of capillary force with interfacial tension under different capillary radii and evolution of interfacial tension with time under different pH values(modified by references[30,32])

2.2　润湿性表征方法、主控因素及影响机制

润湿性是液体与固体表面接触时液体的铺展能力。根据液体与固体表面的相互作用，润湿性可分为亲水性（0°≤润湿角＜50°）、混合润湿性（50°≤润湿角＜130°）和亲油性（130°≤润湿角＜180°）。亲水性表面倾向于与水分子形成较强的相互作用，亲油性表面倾向于与油分子相互作用，混合润湿性表面同时表现亲水和亲油性[33]。

2.2.1　表征方法

润湿性的测定方法分为定性与定量两大类。定性方法侧重于判断润湿类型与趋势。相对渗透率曲线法对比油—水体系相对渗透率的分离或重合程度，区分亲水与亲油性。Wilhelmy 动力板法测量薄片经过流体界面时的黏附力变化，以力学方式表现润湿性。根据矿物颗粒在气泡作用下的上浮或下沉行为，浮选法间接评判润湿性[34]。毛细管测量法观察液体在毛细管中的升降高度，推断固液亲和性。低温扫描电镜（Cryo-SEM）技术通过冷冻固定与直接成像展示孔隙内流体的微观分布，关联矿物组成与润湿行为，提供直观的判别依据[35]。

定量方法通过数值或指数精确描述润湿程度。接触角法直接测量气—液—固三相边界处的夹角而判定润湿性[36]。Amott 法分析岩心在自发渗吸和强制驱替过程中的流体响应，综合评价平均润湿性。USBM 法采用离心技术，以驱替润湿相流体的临界驱替特征值作为判别依据，对中性润湿具有较高敏感性。自吸速率法根据毛细管力作用下的流体吸入量与速率判断润湿倾向[37]。核磁共振法检测孔隙表面流体分子的弛豫行为而反演润湿状态。

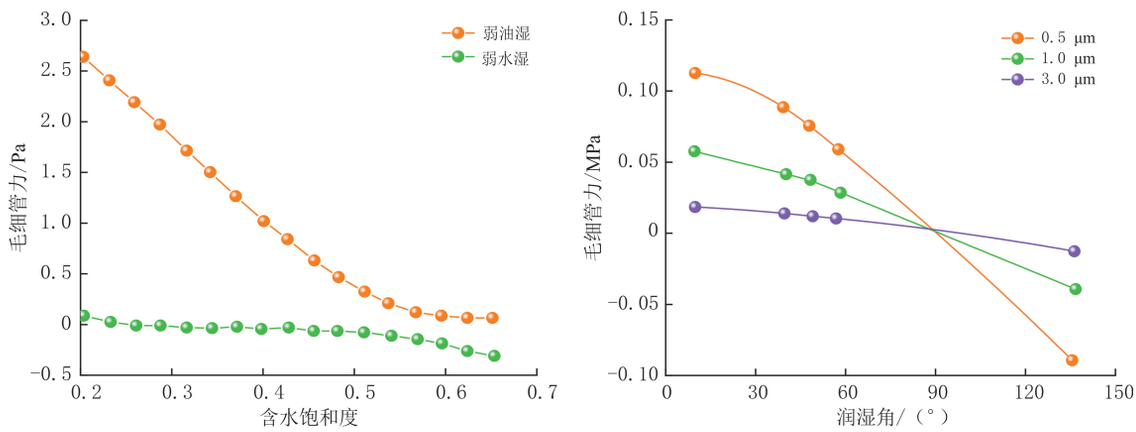
2.2.2　主控因素

润湿性受有机组分、矿物组成、原油组分、环境因素和孔隙结构控制。有机组分（沥青质和长链酸）的极性对油湿度起决定作用，沥青质通过强吸附和絮凝促进油润湿，长链酸通过极性端吸附和非极性端暴露

增强油润湿[38]；矿物组分的润湿性存在较大差异，因矿物结构、表面性质及所处环境不同，导致同一种矿物润湿性不同，脆性矿物（石英）偏亲水，伊/蒙混层等黏土矿物促进油湿；环境因素（水膜、盐度、pH、温度和压力）变化影响润湿状态；孔隙结构与原油组分通过界面张力和毛细管力改变润湿性，孔径越大，钙质与有机质含量越高，油湿性越强[39]。

2.2.3　影响机制

润湿性可直接调节毛细管力的大小和方向。由于毛细管力是由液体表面和固体表面相互作用产生的，润湿性决定液体在固体表面的铺展程度，导致毛细管力作用方向变化，在亲水条件下，毛细管力可作为驱油动力，在亲油条件下，转变为阻力（见图 3(a)）；注入润湿改性剂，可改变储层岩石孔隙表面的润湿性，降低束缚残余油滴的毛细管力。不同毛细管半径（0.5、1.0、3.0 μm）下，随岩石表面从亲油向亲水转变（水润湿性逐渐增强），残余油所受毛细管力逐渐降低，在润湿角达到 90°时发生方向反转，由阻碍油滴运移的阻力转变为推动油滴前进的动力（见图 3(b)）[30]。



（a）弱油湿与弱水湿毛细管力随含水饱和度的变化关系　　（b）毛细管力随润湿角的变化关系

图 3　不同流体与孔隙条件下毛细管力变化特征（据文献[40]修改）

Fig. 3 Variation characteristics of capillary force under different fluid and pore conditions (modified by reference[40])

润湿性可以影响界面张力的大小和方向，间接改变毛细管力的大小，从而影响流体在孔隙介质中的分布[41]。在纳米受限空间内，固—液两相相互作用增强导致润湿角发生偏移。在储层中，岩石孔隙表面普遍具有粗糙度和化学非均质性，改变有效润湿角。对于粗糙表面，引入粗糙度因子 c（实际表面积与几何投影面积之比，$c \geqslant 1$）[42]，表面粗糙度放大润湿性，固有亲水表面（润湿角＜90°）经粗糙化后更亲水，固有亲油表面经粗糙化后（润湿角＞90°）更亲油。对于化学非均质表面，将表面润湿角表达为各组分贡献的面积加权平均，适用于描述流体在非均质表面上存在气垫或液垫的复合接触状态。在页岩储层中，有机孔壁（亲油）与无机孔壁（亲水）共存，黏土矿物层状结构提供显著的表面粗糙度（c 为 1.5～3.0），有机质与矿物的镶嵌分布构成化学非均质表面。

2.3　孔隙结构表征方法、主控因素及影响机制

2.3.1　表征方法

孔隙结构表征采用多尺度、多技术融合的综合方法。对于常规砂岩储层，主要采用压汞、气体吸附、核磁共振及电镜等方法定量获取孔喉特征，借助数字岩心与机器学习实现井剖面连续预测[43]；对于致密储层，因孔隙尺度跨度大和结构复杂，综合压汞、吸附及三维成像方法构建孔隙网络模型，以模拟渗流[44]；对于页岩储层，以纳米级孔隙为主，通过高分辨率图像、人工智能分割技术和全孔径实验联测，实现有机/无机孔隙的精准识别与定量化[45]。

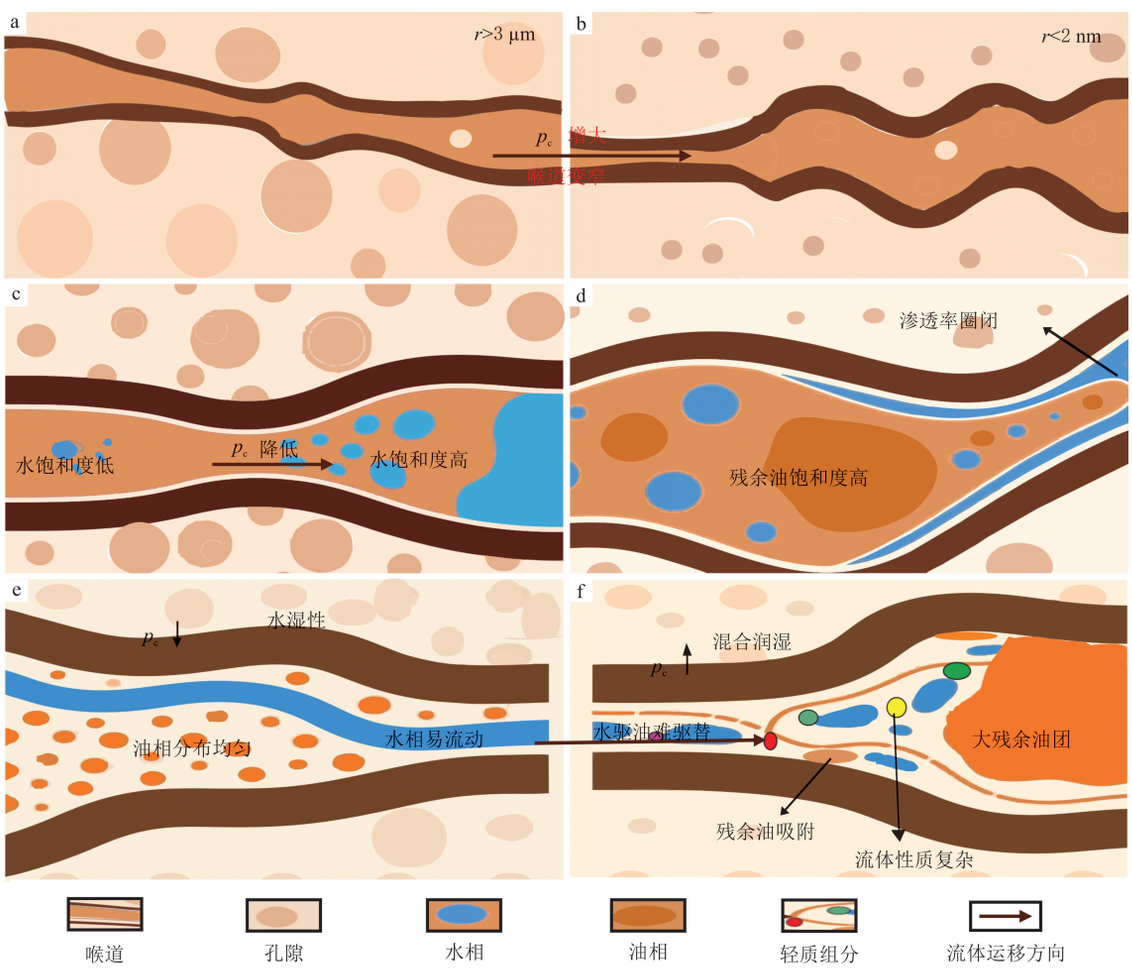
2.3.2　主控因素

孔隙结构主要受孔隙率、孔隙分布、孔隙连通性及孔隙表面润湿性的影响，决定毛细管力在多孔介质中的分布和作用机制。孔隙率越高，孔隙空间越大，毛细管力越小；孔隙大小决定流体在孔隙中的流动阻力，孔隙连通性越好，越降低整体渗流阻力，扩展毛细管力影响的孔隙网络范围，增强毛细管效应在宏观驱

替与流体分布中的控制能力;孔隙表面的润湿性(亲水或疏水)直接影响毛细管力的大小和方向。

2.3.3　影响机制

根据 Young-Laplace 方程,毛细管力 p_c 与孔隙半径 r 成反比(见图 4(a-b)),在强亲水介质的驱替过程中,与孔隙含水饱和度呈负相关趋势(见图 4(c))。在渗吸过程或不同润湿性条件下,孔隙连通性对毛细管力的影响主要体现为孔隙连通性越差,毛细管力越强,流体流动越受阻,油相易被限制在孔隙中,形成残余油饱和度较高的圈闭。孔隙润湿性对毛细管力的影响主要体现为在水润湿性较强的孔隙中,水相更易铺展,毛细管力表现为动力;反之,毛细管力表现为阻力,出现水驱油困难、残余油吸附于孔壁的情况[46](见图 4(e-f))。在纳米孔隙中,孔壁吸附层(水膜、油膜)使得有效流动孔径显著小于几何孔径,需修正有效孔径[2]。这是页岩油气成藏中毛细管力可达数十兆帕、形成“自封闭”效应的核心孔喉机制。



(a) 大孔喉中喉道变窄导致毛细管力增大的油相运移特征;(b) 纳米孔喉中喉道变窄导致毛细管力增大的油相赋存状态;(c) 不同含水饱和度下毛细管力降低及油水分布演变规律;(d) 高残余油饱和度下渗透率圈闭形成与孔隙尺度油水分布特征 ;(e) 水湿条件下低毛细管力、油相均匀分布及水相易流动特征;(f) 混合润湿条件下高毛细管力及复杂流体性质导致的水驱油受阻与大残余油团形成

图 4　不同孔喉尺寸、含水饱和度与润湿性下油水微观运移及残余油分布机制

Fig. 4 Mechanisms of microscopic oil-water migration and residual oil distribution under different pore-throat sizes, water saturations and wettability conditions

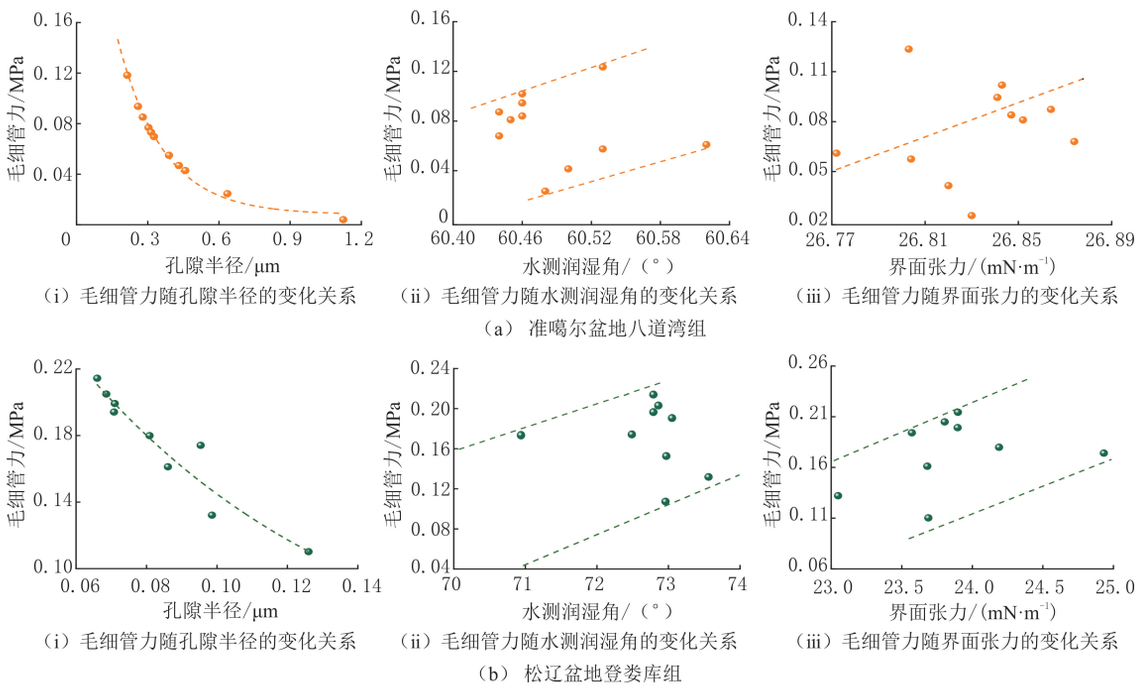
界面张力、润湿性与孔隙结构通过动态耦合改变毛细管力。界面张力与润湿性相互影响:流体组成或环境条件直接改变界面张力,影响气—液—固三相界面的力学平衡,引起润湿角改变,导致润湿性发生偏移;固体表面性质改变表面能而影响润湿性。润湿性与孔隙结构之间双向耦合,孔隙表面的粗糙度通过 Wenzel 效应放大润湿性,矿物的化学非均质性可通过 Cassie-Baxter 效应调节表面润湿性。有机孔壁与

无机孔壁的镶嵌分布决定润湿性的空间非均质性[47]。粗糙度与化学非均质性的耦合控制流体分布和表面反应,影响孔隙的有效连通性与油相滞留状态。三者决定毛细管力的大小、方向与空间分布,控制多孔介质内的流体微观分布与宏观渗流行为。

3　毛细管力应用

3.1　常规油气藏

在常规油气藏中,毛细管力的影响较小,主要受孔隙尺度和润湿性控制。由于常规储层的孔隙半径普遍较大,毛细管力较弱,对油气流动的阻碍作用不明显。润湿性主要改变油气在孔隙中的分布状态,界面张力对毛细管力的影响在常规油气藏中较为有限[48]。准噶尔盆地八道湾组和松辽盆地登娄库组孔隙半径与毛细管力呈显著的负相关关系。准噶尔盆地八道湾组岩石颗粒粗、分选好,孔隙半径为 0～1.20 μm,毛细管力为 0～0.300 MPa(见图 5(a(ⅰ)))[49];松辽盆地登娄库组孔隙半径为 0～0.50 μm,毛细管力为 0～0.600 MPa(见图 5(b(ⅰ)))[50]。两个盆地为混合润湿,毛细管力与润湿角相关关系较弱(见图 5(a(ⅱ))-(b(ⅱ)))。界面张力与毛细管力呈正相关关系,反映孔隙喉道持续细化导致流体界面曲率变化较大,分子相互作用增强更明显(见图 5(a(ⅲ))-(b(ⅲ)))。



(i) 毛细管力随孔隙半径的变化关系　(ii) 毛细管力随水测润湿角的变化关系　(iii) 毛细管力随界面张力的变化关系

(a) 准噶尔盆地八道湾组

(i) 毛细管力随孔隙半径的变化关系　(ii) 毛细管力随水测润湿角的变化关系　(iii) 毛细管力随界面张力的变化关系

(b) 松辽盆地登娄库组

图 5　准噶尔盆地八道湾组与松辽盆地登娄库组毛细管力随孔隙半径、水测润湿角及界面张力的变化关系(据文献[5,49-50]修改)

Fig. 5 Variation patterns of capillary force with pore radius, water-measured contact angle and interfacial tension in the Badaowan Formation of the Junggar Basin and the Denglouku Formation of the Songliao Basin(modified by references[5,49-50])

3.2　致密油气藏

在致密油气藏中,毛细管力的影响因素包括孔隙结构、界面张力、润湿性、流体性质、温度和压力等,决定油气储层中的运移、聚集和自封闭成藏过程。相比于常规储层,致密油气藏储层(准噶尔盆地西山窑组、松辽盆地龙西地区及鄂尔多斯盆地长 7 段)孔径更小,毛细管力更大(见图 6(a(ⅰ))-(c(ⅰ)));整体呈混合润湿的特点,与毛细管力呈弱正相关关系(见图 6(a(ⅱ))-(c(ⅱ)));界面张力与毛细管力呈正相关关系(见图 6(a(ⅲ))-(c(ⅲ))),其中准噶尔盆地西山窑组相关关系更强[51-53]。

3.3　页岩油气藏

在页岩油气藏中,毛细管力是油气自封闭成藏的主要作用力之一,是控制游离态油气赋存与聚集的关

键力学机制，受孔隙尺度、润湿性、界面张力、孔隙连通性和有机质含量的影响。页岩储层的孔隙尺度通常处于微米和纳米尺度，毛细管力和分子吸附力主导流体行为，毛细管力的作用更加显著[3]；孔隙结构复杂，包括有机孔、无机孔及微裂缝等，导致毛细管力在不同孔隙之间产生差异，影响油气的分布和运移规律；孔隙连通性较差，孔隙网络复杂且不连通，限制油气的流动和渗流能力[4]。页岩储层的润湿性复杂，有机质含量较高，表面活性物质影响储层的润湿性，从而影响毛细管力。准噶尔盆地芦草沟组、松辽盆地青山口组和鄂尔多斯盆地长 7 段孔隙半径分别为 0.004～0.140、0.020～0.110 及 0.002～0.013 μm，毛细管力分别为 0～12.00、0.10～0.70 及 1.20～10.00 MPa(见图 7(a(ⅰ)-c(ⅰ)))[54-56]，二者呈负相关关系。根据相对压力，对鄂尔多斯盆地长 7 段有效半径进行修正：当相对压力分别为 0、0.25、0.50、0.75 MPa 时，对应的吸附层厚度分别为 0.29、0.52、0.75、1.10 nm，随相对压力增大，吸附层厚度逐渐增大，有效半径减小，毛细管力显著增大。页岩储层的黏土矿物含量较高，黏土矿物的吸附作用导致岩石表面非均质性增强，整体呈混合润湿的特点(见图 7(a(ⅱ)-c(ⅱ)))，流体界面分子相互作用强。准噶尔盆地芦草沟组、松辽盆地青山口组和鄂尔多斯盆地长 7 段孔隙半径与毛细管力呈显著负相关关系，界面张力与毛细管力呈显著正相关关系。准噶尔盆地芦草沟组、松辽盆地青山口组润湿角与毛细管力呈正相关关系，鄂尔多斯盆地长 7 段润湿角与毛细管力相关关系较弱。

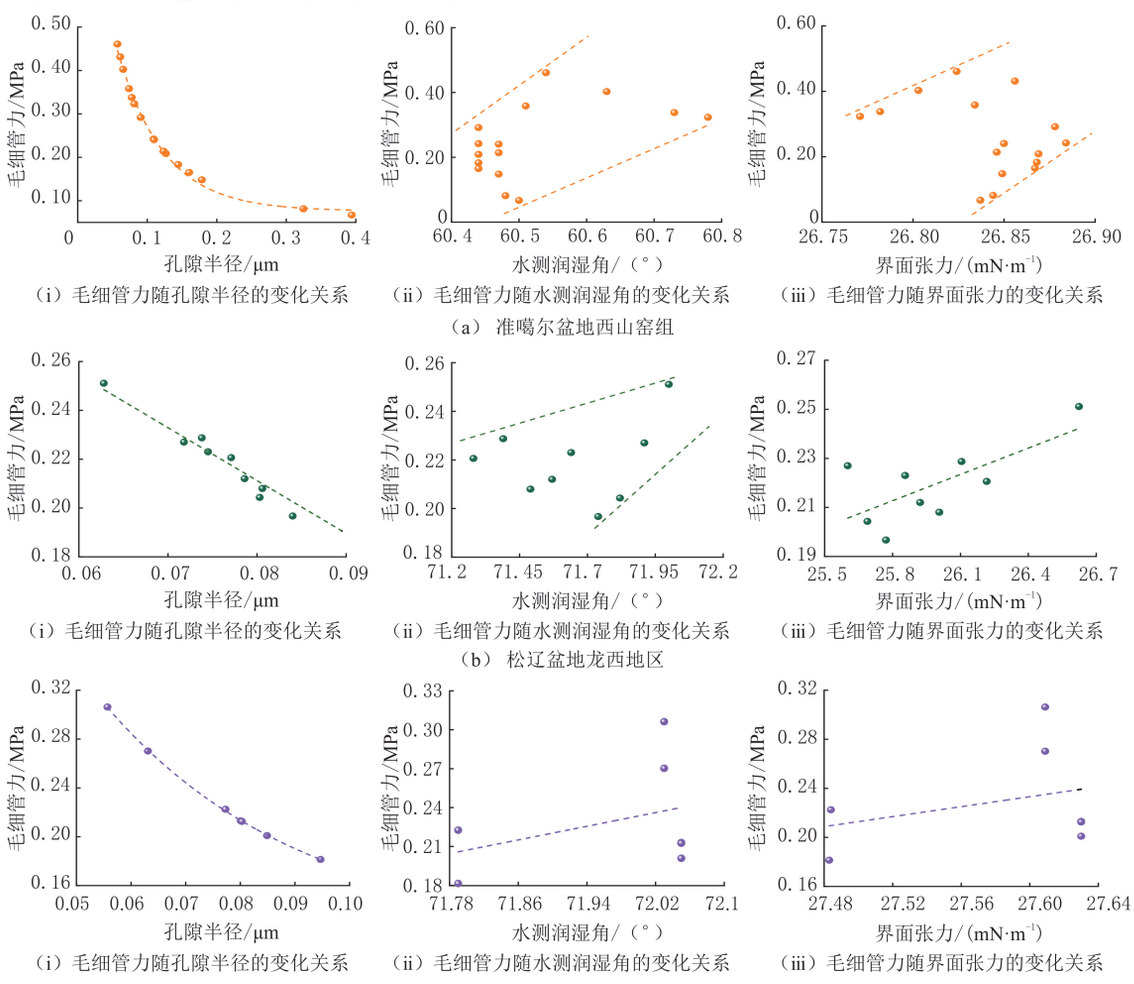


图 6　准噶尔盆地西山窑组、松辽盆地龙西地区及鄂尔多斯盆地长 7 段毛细管力随孔隙半径、水测润湿角及界面张力的变化关系(据文献[5,51-53]修改)

Fig. 6 Variation patterns of capillary force with pore radius, water-measured contact angle and interfacial tension in the Xishanyao Formation of the Junggar Basin, the Longxi Area of the Songliao Basin, and the Chang 7 Member of the Yanchang Formation in the Ordos Basin(modified by references[5,51-53])

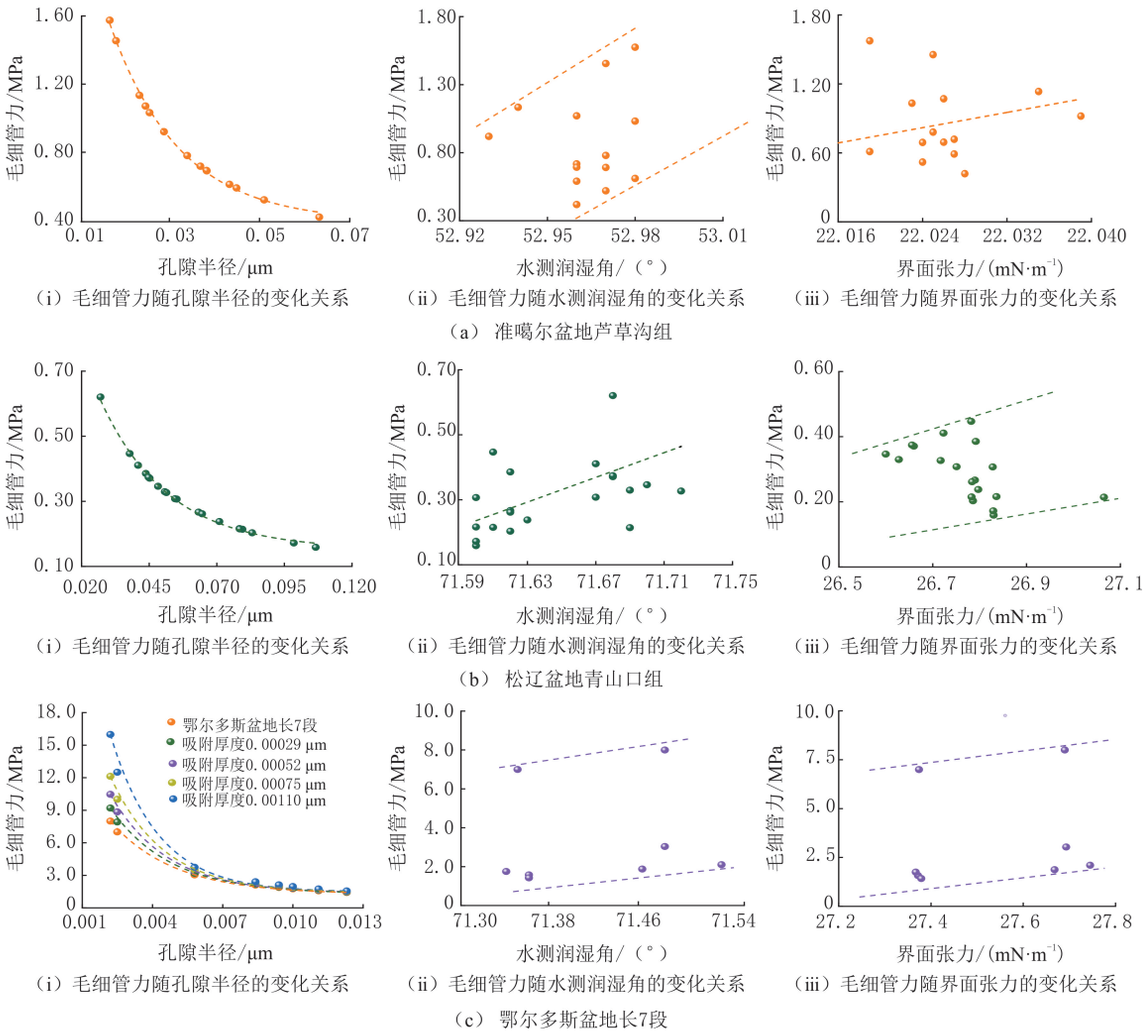


图 7　准噶尔盆地芦草沟组、松辽盆地青山口组及鄂尔多斯盆地长 7 段毛细管力随孔隙半径、水测润湿角及界面张力的变化关系(据文献[5,54-56]修改)

Fig. 7 Variation patterns of capillary force with pore radius, water-measured contact angle and interfacial tension in the Lucaogou Formation of the Junggar Basin, the Qingshankou Formation of the Songliao Basin, and the Chang 7 Member of the Yanchang Formation in the Ordos Basin(modified by references[5, 54-56])

4　毛细管力作用机制及展望

4.1　作用机制

全油气系统中存在三个重要的油气动力阈值:浮力成藏下限、油气成藏底限和烃源岩供烃底限(见图 8),限定常规、致密和页岩油气的最大埋深范围。在自由动力场内,浮力主导油气运聚并形成常规油气藏;在局限动力场内,毛细管力主导油气运聚并形成致密油气藏;在束缚动力场内,毛细管力与吸附力协同主导油气运聚并形成页岩油气藏。三种动力场在力学本质上反映重力与毛细管力相对重要性的量级变化,可用 Bond 数进行定量刻画,当 Bond 数较大时,重力(浮力)占主导;当 Bond 数较小时,毛细管力占主导;当 Bond 数极小时,重力作用可忽略[16]。三类储层在成藏机制、运移特征、储层特性及成藏动力等方面存在显著差异,常规油气主要依赖浮力作用,运移距离较长;致密油气主要依赖源内压差,运移距离较短;页岩油气主要依赖生烃膨胀力,运移距离最短(见表 1)。

常规油气藏属于源外成藏,成藏的关键在于储盖压差。在常规砂岩储层中,油气的运移通常以浮力为主要驱动力,毛细管力为核心阻力。在常规储层孔隙尺度(孔隙半径>1.0 μm)下,毛细管阻力相对较小,

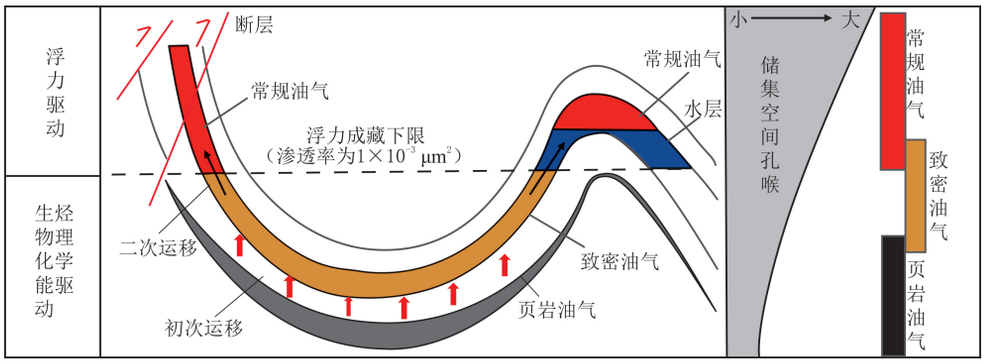


图 8　全油气系统三种油气动力阈值(据文献[32]修改)

Fig. 8 Three oil and gas dynamic thresholds in the total petroleum system(modified by reference[32])

表 1　常规油气、致密油气与页岩油气成藏与运移特征

Table 1 Hydrocarbon accumulation and migration characteristics in conventional, tight and shale reservoirs

气藏类型	成藏方式	自封闭成藏作用力	分子间作用力主要类型	成藏条件	运移特征	运移动力
常规油气藏	浮力成藏	毛细管压力	范德华力	储盖组合形成圈闭	初次运移、长距离二次运移	浮力驱动
致密油气藏	充注成藏	毛细管压力	范德华力和氢键	物性下限形成封闭	初次运移、二次运移	超压加浮力驱动
页岩油气藏	源内成藏	吸附力＋毛细管压力	范德华力和氢键	毛细管力形成自封闭	原位滞留或微尺度运移	超压加扩散驱动

浮力克服孔喉毛细管压力而驱动油气向上运移;在力学上,Bond 数较大,重力相对于毛细管力占主导[16]。当烃源岩完成生烃与排烃后,油气在浮力作用下发生运移;当浮力克服毛细管阻力时,油气持续运移并聚集。鄂尔多斯盆地延安组毛细管力为 0.013 MPa,剩余压力差为 0.559 MPa;准噶尔盆地夏子街组 4 000 m 处毛细管力为 0.110 MPa,剩余压力差为 4.081 MPa,显示驱动力远大于毛细管力,油气垂向运移。在浮力的驱动下,油与水发生重力分异,表现为油相在上、水相在下的分布格局,形成形态清晰的油水界面(见图 8),发生在浮力占主导的自由动力场内[57]。

致密油气属于源外成藏,运移的关键在于源储压差。运移动力以生烃膨胀力为主,阻力以毛细管力为主(孔喉微小,毛细管力远大于黏滞力)。运移过程可简化为生烃膨胀力与毛细管阻力的动态平衡:当生烃膨胀力大于毛细管力时,油气向储集层运移,剩余压力差是控制油气垂向运移的主要动力,压力差越大,油气垂向运移能力越强。鄂尔多斯盆地长 4、5 段毛细管力为 0.161 MPa,剩余压力差为 0.337 MPa,驱动力克服毛细管阻力并发生缓慢运移;准噶尔盆地风城组 4 663.43 m 处毛细管力达到 9.538 MPa,剩余压力差为 4.290 MPa,显示异常高压突破极高毛细管力并驱动运移;其他致密层段(鄂尔多斯盆地长 6 段、长 8 段)剩余压力差为负,处于自封闭状态,当生烃膨胀力小于毛细管力时,运移停止,形成自封闭致密油气藏[21,58](见图 9)。浮力也是致密油气运移的重要动力,浮力与毛细管力达到平衡的临界条件为“浮力成藏下限”,由储层孔隙度、渗透率决定。当储层物性低于“浮力成藏下限”时,浮力小于毛细管阻力,油气运移停止,依靠异常高压驱动的“压差充注”机制运移[18,58]。

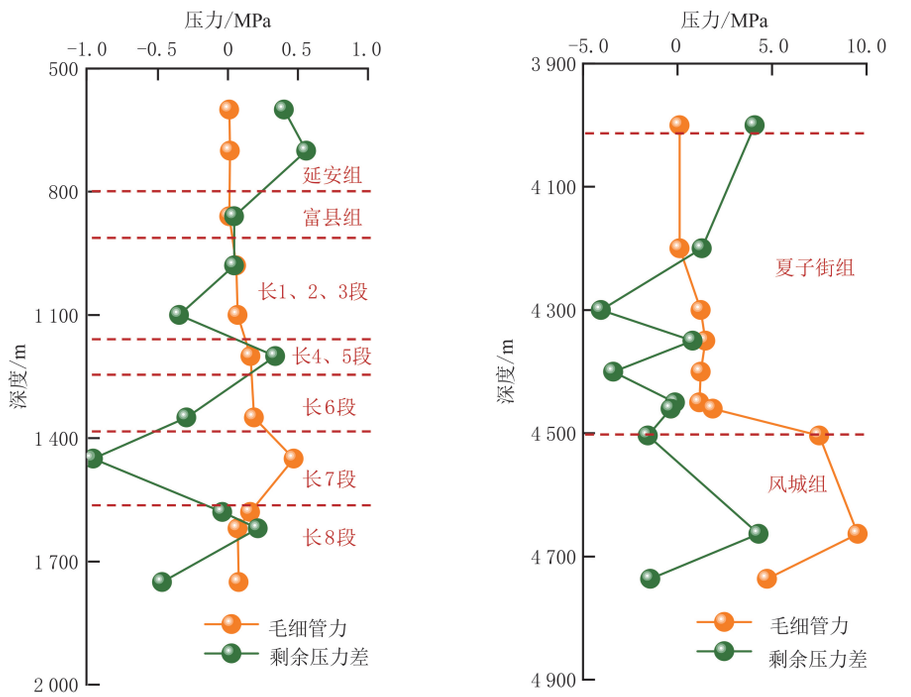
页岩油气藏属于源内成藏,成藏的关键在于源内压差。页岩油气藏属于低孔超低渗的岩性气藏,呈自生自储的油气成藏特征,发育超压或弱超压,高压为油气运移提供动力。油气运移的主要动力是生烃压力,阻力是毛细管力。页岩储层以纳米级微孔为主,毛细管力作用显著。在纳米级孔隙中,Bond 数下降数个数量级,重力作用几乎消失,毛细管力与吸附力决定油气的原位滞留状态,有效吸附油气分子并在源岩中富集[59]。当生烃膨胀力与毛细管力达到动态平衡时,油气原位滞留形成“自封闭”页岩油气藏。鄂尔多斯盆地长 7 段毛细管为 0.470 MPa,剩余压力差为－0.963 MPa,准噶尔盆地风城组 4 503.61 m 处毛细管力为 7.492 MPa,剩余压力差为－1.570 MPa,表现为高毛细管力与负剩余压力差的双重自封闭特征,油气无法向上运移(见图 9),发生在毛细管力主导的束缚流体动力场内。

4.2　展望

应深化 Bond 数作为全油气系统动力场统一力学判据的研究,推进动力场从定性划分到定量刻画,成

为储层有效性评价的定量标尺。将纳米限域效应下的多机制修正模型纳入跨尺度成藏—开发一体化模拟框架,解决成藏模拟与油藏模拟的跨尺度耦合问题,建立成藏饱和度剖面到开发初始条件的定量传递方法,推动理论判据向工程参数转化。

受限于鄂尔多斯盆地常规储层数据缺失,以及各盆地烃源岩与热演化史差异导致的温压响应非系统偏差,未来需在更多盆地采用统一样品采集与分析流程开展跨储层配对测试,以验证普适性。需设计统一实验方案,对同一盆地内三类储层开展毛细管力与界面性质联测,以强化 Bond 数理论框架的实证,对致密与页岩储层分别耦合滑移效应、动态毛细管力及纳米限域相平衡偏移机制,实现三类储层成藏过程的一体化定量重建。



(a) 鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东南部LP36井　　(b) 准噶尔盆地风城组玛北地区X203井

图 9　毛细管力及剩余压力差随深度的变化关系(据文献[60-61]修改)

Fig. 9 Variation of capillary force and excess pressure difference with depth (modified by references[60-61])

5　结论

(1)常规、致密与页岩三类储层毛细管力受界面张力、润湿性和孔隙结构协同控制。界面张力决定大小,润湿性通过接触角改变方向,孔隙结构(尤其孔喉半径)控制量级;在非常规储层纳米孔喉中,界面张力与润湿性的耦合效应显著放大,毛细管力成为控制多相运移的关键阻力。

(2)在全油气系统中,毛细管力作用呈规律性变化:常规储层(自由动力场)毛细管力弱,主要作为浮力成藏的微观阻力;致密储层(局限动力场)毛细管力显著增大,与源储压差共同构成近源充注与聚集的主要驱动力;页岩储层(束缚动力场)毛细管力与吸附力协同,转变为自封闭原位成藏的关键动力学机制,控制油气原位滞留。

(3)毛细管力与生烃膨胀力的动态平衡是控制充注效率与排烃下限的核心力学机制。剩余压力差大于毛细管力时,储层具备充注条件为有效储层;小于毛细管力时,储层进入自封闭状态为无效储层或页岩油滞留段。

参考文献(References):

[1] 代晓旭,冯晓伟,王增,等.致密储层多孔介质中水膜对毛细管力的作用机理[J].辽宁石油化工大学学报,2025,45(5):64-72.
Dai Xiaoxu, Feng Xiaowei, Wang Zeng, et al. Mechanism of water film acting on capillary force in porous media of tight reservoirs [J]. Journal of Liaoning Petrochemical University, 2025,45(5):64-72.

[2] 张振涛,姜汉桥,李俊键,等.动态毛管力对低渗油藏开发动态的影响[J].石油地质与工程,2016,30(4):115-118.
Zhang Zhentao, Jiang Hanqiao, Li Junjian, et al. Dynamic capillary pressure effect on development dynamic status in low permeability reservoir[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2016,30(4):115-118.

[3] 陈君青,贾承造,姜林,等.全油气系统非常规油气成藏过程中自封闭作用的主要类型与定量表征[J].石油与天然气地质,2025,46(4):1071-1091.
Chen Junqing, Jia Chengzao, Jiang Lin, et al. Major types and quantitative characterization of self-sealing during the accumulation of unconventional hydrocarbons in the whole petroleum system[J]. Oil & Gas Geology, 2025,46(4):1071-1091.

[4] 宋岩,万成祥.四川盆地龙马溪组页岩气自封闭机理及差异[J].石油学报,2025,46(9):1677-1687.
Song Yan, Wan Chengxiang. Mechanisms and differences of self-sealing in shale gas reservoirs of Longmaxi Formation in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025,46(9):1677-1687.

[5] 施砚园,庞雄奇,陈君青,等.全油气系统中储层润湿性与界面张力等关键参数变化特征及其分子动力学模拟[J].石油与天然气地质,2025,46(4):1107-1122.
Shi Kanyuan, Pang Xiongqi, Chen Junqing, et al. Variation characteristics and molecular dynamics simulation of key parameters including reservoir wettability and interfacial tension in the whole petroleum system[J]. Oil & Gas Geology, 2025,46(4):1107-1122.

[6] Feng D, Li X, Wang X, et al. Wettability effects on phase behavior and interfacial tension in shale nanopores[J]. Fuel, 2021, 290:119983.

[7] 杨珺,陆荻,宋雨楠,等.致密油藏强毛管力约束条件下多相渗流规律[J].常州大学学报(自然科学版),2024,36(6):1-11.
Yang Jun, Lu Di, Song Yunan, et al. An analytical model for multiphase flow in tight oil reservoirs under strong capillary force constraints[J]. Journal of Changzhou University(Natural Science Edition), 2024,36(6):1-11.

[8] 杨柳,董广涛,姜晓宇,等.裂缝—基质型刻蚀芯片的渗吸—驱替机理微流控实验[J].石油与天然气地质,2025,46(5):1682-1699.
Yang Liu, Dong Guangtao, Jiang Xiaoyu, et al. Microfluidic experimental study on imbibition-displacement mechanism of tight oil reservoirs using fracture-matrix etched chips[J]. Oil & Gas Geology, 2025,46(5):1682-1699.

[9] 吴见,王鹏,黄凯,等.基于低场核磁共振技术的深煤层水锁伤害评价及解水锁剂优选研究[J].地球物理学进展,2026,41(2):719-731.
Wu Jian, Wang Peng, Huang Kai, et al. Research on the evaluation of deep coal seam water lock damage and optimization of water lock release agents based on low field nuclear magnetic resonance technology[J]. Progress in Geophysics, 2026,41(2):719-731.

[10] 齐怀彦,杨国斌,朱亚娣,等.基于核磁共振与孔隙尺度模拟的致密油藏渗吸机理研究[J].油气藏评价与开发,2025,15(5):824-833.
Qi Huaiyan, Yang Guobin, Zhu Yadi, et al. Study on imbibition mechanisms in tight oil reservoirs based on nuclear magnetic resonance and pore-scale simulation[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2025,15(5):824-833.

[11] 陈明强.演变多孔介质天然气水合物动态分解机制及流体驱替特征[J].天然气与石油,2025,43(4):75-85.
Chen Mingqiang. Dynamic dissociation mechanism of natural gas hydrate and gas-water displacement characteristics in evolving hydrate-bearing porous media[J]. Natural Gas and Oil, 2025,43(4):75-85.

[12] 薛国庆,袁银春,蒋开,等.基于J函数毛管力的数值建模在低渗油气藏中的应用[J].石油化工应用,2018,37(9):28-34.
Xue Guoqing, Yuan Yinchun, Jiang Kai, et al. Application of numerical modeling of capillary pressure based on J function in low permeability reservoirs[J]. Petrochemical Industry Application, 2018,37(9):28-34.

[13] 吴冲龙,毛小平,田宜平,等.油气成藏动力学模拟原理、方法与技术[M].北京:科学出版社,2025:1-8.
Wu Chonglong, Mao Xiaoping, Tian Yiping, et al. Principles, methods and technologies of hydrocarbon accumulation dynamics simulation[M]. Beijing: Science Press, 2025:1-8.

[14] Zhao Wen, Jia Chengzao, Song Yan, et al. Hydrocarbon migration and accumulation simulation: a review and a novel multi-scale quantitative numerical simulation method[J]. Advances in Colloid and Interface Science, 2025,342:103523.

[15] Neyolova E Y, Ponomarev A A. The application of basin modeling of oil and gas systems based on the capillary-gravity concept[J]. Geology, Ecology, and Landscapes, 2024,8(1):1-11.

[16] Schechter D S, Zhou D, Orr F M. Low IFT drainage and imbibition[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1994,11(4): 283-300.

[17] 贾承造.全油气系统理论基本原理[J].石油勘探与开发,2024,51(4):679-691.
Jia Chengzao. Basic principles of the whole petroleum system[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024,51(4):679-691.

[18] 庞雄奇,崔新璇,贾承造,等.全油气系统理论在实用中面临的几个问题与解决方法[J].石油与天然气地质,2025,46(4):1039-1054.
Pang Xiongqi, Cui Xinxuan, Jia Chengzao, et al. Challenges and solutions in the application of the whole petroleum system theory

[J]. Oil & Gas Geology, 2025,46(4):1039-1054.

[19] 林景晔,许利群,杨辉.石油聚集成藏的物理学原理:毛—浮方程[J].大庆石油地质与开发,2008,27(1):22-26.
Lin Jingye, Xu Liqun, Yang Hui. Physical principle of petroleum accumulation and reservoir forming: capillary-buoyancy equation [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2008,27(1):22-26.

[20] 庞宏,刘国勇,贾承造,等.陆相断陷盆地全油气系统成藏动力场特征与有序分布模式:以渤海湾盆地南堡凹陷为例[J].石油与天然气地质,2025,46(4):1136-1151.
Pang Hong, Liu Guoyong, Jia Chengzao, et al. Characteristics of accumulation dynamic fields and orderly distribution pattern of hydrocarbon reservoirs in the whole petroleum system of a continental faulted basin: a case study of the Nanpu Sag in the Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025,46(4):1136-1151.

[21] 贾承造,姜林,赵文.全油气系统中的致密油气:成藏机理、富集规律与资源前景[J].石油学报,2025,46(1):1-16.
Jia Chengzao, Jiang Lin, Zhao Wen. Tight oil and gas in whole petroleum system: accumulation mechanism, enrichment regularity, and resource prospect[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025,46(1):1-16.

[22] Hu T, Pang X, Jiang F, et al. Dynamic continuous hydrocarbon accumulation(DCHA): existing theories and a new unified accumulation model[J]. Earth-Science Reviews, 2022,232:104109.

[23] 田树宝,雷刚,何顺利,等.低渗透油藏毛细管压力动态效应[J].石油勘探与开发,2012,39(3):378-384.
Tian Shubao, Lei Gang, He Shunli, et al. Dynamic effect of capillary pressure in low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012,39(3):378-384.

[24] Xue Y, Guo C, Gu X, et al. Study on flow characteristics of working medium in microchannel simulated by porous media model[J]. Micromachines, 2020,12(1):56.

[25] 贾承造,姜林,赵文,等.基于成因法评价油气资源:全油气系统理论和新一代盆地模拟技术[J].石油学报,2023,44(9):1399-1416.
Jia Chengzao, Jiang Lin, Zhao Wen, et al. Assessment of oil-gas resources based on genetic method: whole petroleum system theory and new generation basin modeling technology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023,44(9):1399-1416.

[26] 伍亚军,亢智,方俊伟,等.增黏型活性纳米调驱剂的制备与性能[J].油田化学,2025,42(3):459-464.
Wu Yajun, Kang Zhi, Fang Junwei, et al. Preparation and performance of tackifying active nano displacement agent[J]. Oilfield Chemistry, 2025,42(3):459-464.

[27] 李元生,伍锐东,邓雅婷,等.基于界面张力影响的凝析气藏相渗时变表征方法[J].断块油气田,2022,29(6):854-858.
Li Yuansheng, Wu Ruidong, Deng Yating, et al. Characterization method of time-varying relative permeability in condensate gas reservoir based on influence of interfacial tension[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2022,29(6):854-858.

[28] 周宇,孙乾,张娜,等.页岩油-CO_2、CH_4、N_2 混合物界面性质的分子动力学模拟研究[J].油气地质与采收率,2024,31(6):109-117.
Zhou Yu, Sun Qian, Zhang Na, et al. Molecular dynamics simulation of interfacial properties of shale oil-CO_2, CH_4, N_2 mixtures [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024,31(6):109-117.

[29] 李洪毅,孙鹏,吴光焕,等.CO_2 混相驱稠油开采中界面张力研究进展[J].热科学与技术,2025,24(5):437-451.
Li Hongyi, Sun Peng, Wu Guanghuan, et al. Research progress on interfacial tension in CO_2 mixed-phase flooding heavy oil exploitation[J]. Journal of Thermal Science and Technology, 2025,24(5):437-451.

[30] 渠慧敏,汪庐山,王鹏飞,等.注水阻力分析及功能型减阻增注剂的性能评价[J].油田化学,2019,36(2):256-261.
Qu Huimin, Wang Lushan, Wang Pengfei, et al. Analysis of water injection resistance and performance evaluation of functional resistance reducing and injection increasing agent[J]. Oilfield Chemistry, 2019,36(2):256-261.

[31] Tolman R C. The effect of droplet size on surface tension[J]. The Journal of Chemical Physics, 1949,17(3):333-337.

[32] 吴海荣,苟聪博,张志琦,等.pH 响应型壳聚糖/表面活性剂体系构筑及其提高采收率效果研究[J].当代化工,2024,53(3):620-630.
Wu Hairong, Gou Congbo, Zhang Zhiqi, et al. Investigation on preparation and enhanced oil recovery of pH responsive oil displacement system based on Chitosan[J]. Contemporary Chemical Industry, 2024,53(3):620-630.

[33] 季汉生,张立宽,张立强,等.基于自发渗吸接触角分布的致密砂岩油储层混合润湿性测量和表征[J].东北石油大学学报,2023,47(2):117-124.
Ji Hansheng, Zhang Likuan, Zhang Liqiang, et al. Measurement and characterization of mixed wettability for tight sandstone based on spontaneous imbibition contact angle distribution[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2023,47(2):117-124.

[34] Wang D, Liu Q. Aggregating fine hydrophilic materials in froth flotation to improve separation efficiency through a homo-aggregation flotation process[J]. Advances in Colloid and Interface Science, 2024,325:103110.

[35] 程凯,彭勃,张正昊,等.页岩表面润湿性在高温高压条件下的影响因素与研究进展[J].材料导报,2025,39(15):96-103.
Cheng Kai, Peng Bo, Zhang Zhenghao, et al. Influencing factors and research progress of shale surface wettability under high-temperature and high-pressure conditions[J]. Materials Reports, 2025,39(15):96-103.

[36] Saraji S, Goual L, Piri M, et al. Wettability of supercritical carbon dioxide/water/quartz systems: simultaneous measurement of contact angle and interfacial tension at reservoir conditions[J]. Langmuir, 2013,29(23):6856-6866.

[37] Zhang J, Huang H, Zhang M, et al. Experimental investigation of nanofluid enhanced oil recovery by spontaneous imbibition[J]. RSC Advances, 2023,13(24):16165-16174.

[38] Deng X, Bashir A, Kamal M S, et al. Insights into rock wettability influencing factors: a review[J]. ACS Omega, 2024,9(50):48899-48917.

[39] 李倩文. 渤海湾盆地东营凹陷古近系沙河街组页岩储层润湿性及其主控因素[J]. 石油与天然气地质,2024,45(4):1142-1154.
Li Qianwen. Wettability and its major determinants of shale reservoirs in the Shahejie Formation, Dongying Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024,45(4):1142-1154.

[40] 汤勇,程民茂,秦佳正,等. 低渗砂砾岩油藏注 CO_2+化学剂驱油机理[J]. 华南师范大学学报(自然科学版),2025,57(1):51-59.
Tang Yong, Cheng Minmao, Qin Jiazheng, et al. Mechanism of oil displacement by CO_2 and chemical agent flooding in low-permeability glutenite reservoirs[J]. Journal of South China Normal University(Natural Science Edition), 2025,57(1):51-59.

[41] Wenzel R N. Resistance of solid surfaces to wetting by water[J]. Industrial & Engineering Chemistry, 1936,28(8):988-994.

[42] Cassie A B D, Baxter S. Wettability of porous surfaces[J]. Transactions of the Faraday Society, 1944,40:546-551.

[43] 孙玉玺,齐媛,陈亮,等. 基于小样本机器学习的低渗透砂岩储集层孔隙结构测井表征方法[J]. 古地理学报,2026,28(1):369-380.
Sun Yuxi, Qi Yuan, Chen Liang, et al. Small-data-driven machine learning for well logging characterization of pore structure in low-permeability sandstone reservoirs[J]. Journal of Palaeogeography, 2026,28(1):369-380.

[44] 倪宏阳. 岩土多尺度孔隙结构测试与表征方法研究进展[J]. 河南科学,2025,43(10):1446-1453.
Ni Hongyang. Advances in testing and characterization methods for multiscale pore structures in geomaterials[J]. Henan Science, 2025,43(10):1446-1453.

[45] 刘茜,任义丽,汪文洁,等. 基于语义分割的页岩孔隙结构智能表征方法[J]. 北京航空航天大学学报,2026,52(4):1116-1128.
Liu Qian, Ren Yili, Wang Wenjie, et al. Intelligent representation method of shale pore structure based on semantic segmentation[J]. Journal of Beijing University of Aeronautics and Astronautics, 2026,52(4):1116-1128.

[46] 张书婧,胡冉,王冠雄,等. 毛管压力曲线的孔隙结构控制机制:微流体实验与缩放模型[J]. 力学学报,2025,57(8):1996-2009.
Zhang Shujing, Hu Ran, Wang Guanxiong, et al. Impact of pore structure on capillary pressure curve: microfluidic experiments and scaling model[J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2025,57(8):1996-2009.

[47] 邓超,侯宝峰,杨熙午,等. 表面活性剂改变油藏润湿性提高采收率的机理[J]. 当代化工,2022,51(4):757-761.
Deng Chao, Hou Baofeng, Yang Xiwu, et al. Mechanistic study on wettability alteration of reservoirs and its EOR induced by surfactants[J]. Contemporary Chemical Industry, 2022,51(4):757-761.

[48] 李相方,冯东,张涛,等. 毛细管力在非常规油气藏开发中的作用及应用[J]. 石油学报,2020,41(12):1719-1733.
Li Xiangfang, Feng Dong, Zhang Tao, et al. The role and its application of capillary force in the development of unconventional oil and gas reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020,41(12):1719-1733.

[49] 谢金鹏. 准噶尔盆地 AH5 井区八道湾组砂砾岩储层致密化成因及甜点预测[D]. 北京:中国石油大学(北京),2022:99.
Xie Jinpeng. Densification genesis and prediction of sandy conglomerate reservoir of Badaowan Formation in well AH5 area of Junggar Basin[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2022:99.

[50] 高航. 松辽盆地德惠断陷登娄库组—泉头组岩性序列、地层及储层研究:基于松科 3 井全取心资料[D]. 长春:吉林大学,2023:117.
Gao Hang. Study on the lithological sequence, stratum, and reservoir of Denglouku-Quantou Formation in Dehui Fault Depression, Songliao Basin: Based on the complete coring data of Borehole SK3[D]. Changchun: Jilin University, 2023:117.

[51] 马强. 准噶尔盆地白家海凸起彩 31 井区西山窑组致密砂岩气储层特征研究[D]. 乌鲁木齐:新疆大学,2019:62.
Ma Qiang. Research on Jurassic reservoir characteristics of Xishanyao Formation in Baijiahai Bulge Cai 31 Area of Junggar Basin[D]. Urumqi: Xinjiang University, 2019:62.

[52] 曲江. 松辽盆地龙西地区扶余油层致密油成藏主控因素与富集规律[J/OL]. 长江大学学报(自然科学版),1-14[2026-10-02]. https://doi.org/10.16772/j.cnki.1673-1409.20250609.001.
Qu Jiang. Enrichment regularity and main controlling factors of the tight oil in Fuyu oil-bearing in Longxi Area, Songliao Basin[J/OL]. Journal of Yangtze University(Natural Science Edition), 1-14[2026-10-02]. https://doi.org/10.16772/j.cnki.1673-1409.20250609.001.

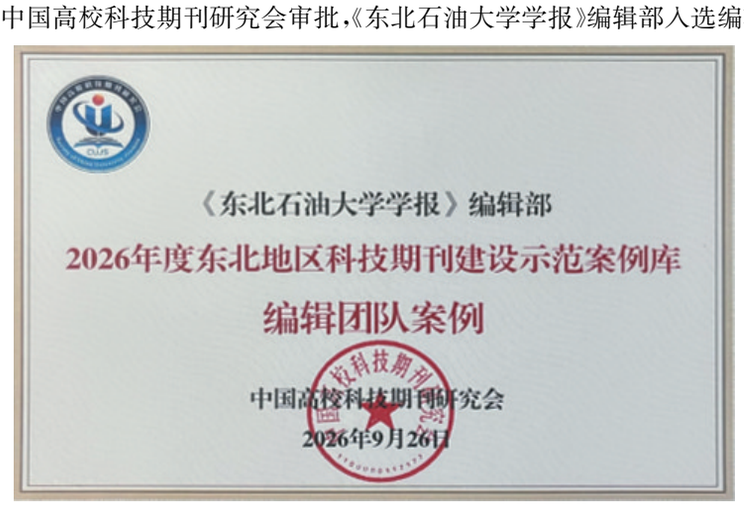
[53] 王恩泽,吴忠宝,宋彦辰,等. 鄂尔多斯盆地庆城地区长 7 段致密砂岩成岩演化与孔隙结构特征[J]. 北京大学学报(自然科学版),2022,58(2):249-260.
Wang Enze, Wu Zhongbao, Song Yanchen, et al. Pore structure and diagenetic evolution features of member-7 of Yanchang Formation in Qingcheng Area, Ordos Basin, NW China[J]. Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis, 2022,58(2):249-260.

[54] 罗锦昌,田继军,贺小标,等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组储层介-宏孔孔隙结构特征及控制因素[J]. 地质科学,2023,58

(3):1008-1029.
Luo Jinchang, Tian Jijun, He Xiaobiao, et al. Characteristics and controlling factors of meso-macropore pore structure of Permian Lucaogou Formation reservoir in Jimsar Sag, Junggar Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 2023,58(3):1008-1029.
[55] 赵肖飞,李王鹏,葛勋,等.松辽盆地北部林甸地区青山口组一段页岩储层特征及主控因素[J].东北石油大学学报,2024,48(6):31-48.
Zhao Xiaofei, Li Wangpeng, Ge Xun, et al. Reservoir characteristics and main controlling factors of the first member of Qingshankou Formation shale in the Lindian Area, Northern Songliao Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2024,48(6):31-48.
[56] 肖育芳.鄂尔多斯盆地烟雾峁地区长 7 段页岩油储层特征研究[D].北京:中国地质大学(北京),2024:146.
Xiao Yufang. Characteristics of shale oil reservoirs of 7th member of Yanchang Formation in Yanwumao Area, Ordos Basin[D]. Beijing: China University of Geosciences(Beijing), 2024:146.
[57] 林景晔,童英,王新江.大庆长垣砂岩储层构造油藏油水界面控制因素研究[J].中国石油勘探,2007,12(3):13-16.
Lin Jingye, Tong Ying, Wang Xinjiang. Study on controlling factors of oil-water contact in structural reservoirs of sandstone reservoirs in Daqing Placanticline[J]. China Petroleum Exploration, 2007,12(3):13-16.
[58] 屈童,高岗,梁晓伟,等.鄂尔多斯盆地长 7 段致密油成藏机理分析[J].地质学报,2022,96(2):616-629.
Qu Tong, Gao Gang, Liang Xiaowei, et al. Analysis of tight oil accumulation mechanism of Chang 7 Member in the Ordos Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2022,96(2):616-629.
[59] 邹康.基于图像处理技术的页岩储层孔隙表征[J].内江科技,2019,40(1):52-53.
Zou Kang. Pore characterization of shale reservoirs based on image processing technology[J]. Neijiang Science & Technology, 2019, 40(1):52-53.
[60] 孙兵华.延安地区长 7 非均质页岩油气成藏特征研究[D].成都:西南石油大学,2019:184.
Sun Binghua. Gas & oil enrichment characteristics of Chang 7 lacustrine shale in Yan'an Area[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2019:184.
[61] 孟令琨,张元元,尤新才,等.准噶尔盆地玛湖凹陷玛北地区下二叠统风城组超压成因及压力演化过程[J/OL].石油实验地质,1-13[2026-10-02]. https://link-cnki-net-s.webvpn.nepu.edu.cn/urlid/32.1151.TE.20260324.1755.003.
Meng Lingkun, Zhang Yuanyuan, You Xincai, et al. Overpressure genesis and pressure evolution process of Lower Permian Fengcheng Formation in Mabei Area, Mahu Sag, Junggar Basin[J/OL]. Petroleum Geology & Experiment, 1-13[2026-10-02]. https://link-cnki-net-s.webvpn.nepu.edu.cn/urlid/32.1151.TE.20260324.1755.003.

《东北石油大学学报》编辑部入选“东北地区科技期刊建设示范案例库:编辑团队案例”

为树立东北地区科技期刊案例库的示范典型,推广优秀办刊经验,促进我国东北地区科技期刊高质量发展,中国高校科技期刊研究会开展“2026 年度东北地区科技期刊建设案例示范库:编辑团队及编辑个人案例”评选。经过严格评审和公示、中国高校科技期刊研究会审批,《东北石油大学学报》编辑部入选编辑团队案例。



Application and mechanisms of capillary forces in total petroleum systems/2026,50(5):85-99

Yin Mengjing[1], Wang Boyang[2], Liu Bo[2], Li Shichao[3], Xiao Fei[3], Sun Shuo[1], Yang Jianguo[3]

(1. *National Key Laboratory of Multi-resource Collaborative Green Exploitation of Continental Shale Oil, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang* 163318, *China*; 2. *Unconventional Oil & Gas Research Institute, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang* 163318, *China*; 3. *Shenyang Center, China Geological Survey, Shenyang, Liaoning* 110034, *China*)

Abstract: Capillary force plays a critical controlling role in multiphase flow in porous media. Taking conventional, tight, and shale reservoirs in the Junggar, Songliao, and Ordos Basins as research objects, this paper reviews advances in multi-scale characterization methods for capillary force, introduces the Bond number to characterize the competition between gravity and capillary force, and incorporates the Tolman effect, contact angle shift, and Wenzel-Cassie-Baxter wettability correction models to analyze the mechanism of capillary force in nanopores. The results show that capillary force exhibits regular variations among the three reservoir types: in conventional reservoirs, the pore radius is large and capillary force is weak(0-0.6 MPa), acting as a microscopic resistance to buoyancy-driven accumulation; in tight reservoirs, pore throats are submicron-scale and capillary force is significantly enhanced(0.1-9.5 MPa), jointly driving near-source charging together with the source-reservoir pressure difference; in shale reservoirs, capillary force in nanopores ranges from 0 to 12.0 MPa and cooperates with adsorption to form the "self-sealing" accumulation driving force. This variation corresponds to an order-of-magnitude shift in the Bond number, reflecting the mechanical essence of gravity changing from dominant to ineffective and capillary force changing from resistance to driving force; the Tolman effect and surface wettability heterogeneity further amplify the deviation of capillary force in nanopores. As a quantitative criterion for reservoir effectiveness evaluation in total petroleum systems, the capillary force threshold requires cross-reservoir paired tests with unified experimental protocols in more basins to verify its universality; incorporating multi-mechanism correction models under nanoconfinement effects into cross-scale accumulation-development integrated simulation frameworks can promote the transformation of theoretical criteria into engineering parameters and provide a basis for the integrated evaluation of conventional and unconventional oil and gas resources.

Key words: total petroleum system; capillary force; nanopores; Bond number; Tolman effect; contact angle shift; wettability correction model; self-sealing accumulation; Junggar Basin; Songliao Basin; Ordos Basin

Molecular dynamics simulation of the effects of CO_2 on asphaltene adsorption and aggregation in water-containing pores/2026,50(5):100-110

Yang Shanshan[1,2], Ning Zhengfu[1,2], Zhang Yifan[1,2]

(1. *State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing* 102249, *China*; 2. *College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing* 102249, *China*)

Abstract: A slit-pore model composed of sodium montmorillonite(Na-MMT) and illite was constructed, and molecular dynamics simulations were performed to investigate the distribution, diffusion, and interactions of multicomponent fluids at different water saturations and CO_2/asphaltene mass ratios. The results show that water molecules preferentially adsorb at hydrophilic sites on clay mineral surfaces and around interlayer cations, forming continuous water films. Na^+ exhibits a stronger hydration ability than K^+, and water adsorption is more pronounced on the Na-MMT side. The water films occupy the effective pore space, shifting the preferred enrichment region of CO_2 toward the outer side of the water films and promoting CO_2 accumulation at the water-asphaltene interface. As the CO_2/asphaltene mass ratio increases, short-range contacts between CO_2 and asphaltene are enhanced, while asphaltene diffusion is suppressed. Site occupation by water molecules and competitive adsorption by CO_2 reduce asphaltene adsorption on the illite surface, whereas higher CO_2 contents and the spatial exclusion effect of the water films enhance local asphaltene aggregation. This result can provide a reference for regulating asphaltene adsorption and aggregation and optimizing development strategies during CO_2 flooding in water-bearing reservoirs.

Key words: mixed clay minerals; water saturation; water film; CO_2; asphaltene; adsorption; aggregation; molecular dynamics