

页岩油轻质组分散失及恢复研究进展

廖婷婷¹, 李明^{2*}, 王谨¹, 霍俊吉¹

¹重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

²重庆科技大学重庆非常规油气开发研究院, 重庆

收稿日期: 2026年4月5日; 录用日期: 2026年5月7日; 发布日期: 2026年5月15日

摘要

页岩油轻质组分(C₁~C₁₄)在取心、保存、转运、粉碎及测试过程中易发生散失, 导致实验结果偏离页岩原位状态, 制约页岩油原位含油率评价、孔隙流体赋存认识及可动性分析。本文围绕页岩油轻质组分散失过程及恢复研究, 系统综述了其在页岩油地质评价中的重要意义, 重点归纳了流体放置模拟法、岩样放置模拟法和数值模拟法等散失过程研究手段, 总结了经验法、平衡约束法、原油组分对比法、岩样含烃量对比法和生烃动力学法等恢复系数确定方法, 并分析了不同方法的适用条件、优势与局限。研究表明, 当前轻质组分散失研究已由测试误差识别拓展至原位含油率恢复、限域相态分析及可动性评价等层面, 但不同盆地、不同成熟度页岩及不同测试方法之间仍缺乏统一认识。未来应加强原位样品全过程动态监测, 推动恢复研究向组分-相态-赋存状态协同表征发展。

关键词

页岩油, 轻质组分, 散失过程, 原位恢复

Advances in Research on the Loss Process and Recovery of Light Components in Shale Oil

Tingting Liao¹, Ming Li^{2*}, Jin Wang¹, Junji Huo¹

¹School of Petroleum Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

²Chongqing Unconventional Oil and Gas Development Research Institute, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: April 5, 2026; accepted: May 7, 2026; published: May 15, 2026

Abstract

Light components (C₁~C₁₄) in shale oil are prone to loss during coring, preservation, transportation,

*通讯作者。

crushing, and analytical testing, causing experimental results to deviate from the original in situ state of shale oil. This significantly restricts the accurate evaluation of in situ oil content, the understanding of pore-fluid occurrence, and the assessment of shale oil mobility. Focusing on the loss process and recovery of light components in shale oil, this paper systematically reviews their significance in shale oil geological evaluation. It summarizes the main approaches used to investigate light-component loss, including fluid exposure simulation, rock sample exposure simulation, and numerical simulation. In addition, methods for determining recovery coefficients are reviewed, including empirical methods, equilibrium-constraint methods, crude-oil compositional comparison methods, rock-sample hydrocarbon-content comparison methods and hydrocarbon generation kinetics methods. The applicability, strengths, and limitations of these methods are also analyzed. The review shows that current research on light-component loss has expanded from the identification of testing bias to broader issues such as in situ oil-content restoration, confined phase-behavior analysis, and mobility evaluation. However, a unified understanding has not yet been established across different basins, maturity levels, and analytical methods. Future studies should strengthen dynamic monitoring throughout the entire workflow of in situ sample handling and promote the integrated characterization of composition, phase behavior, and occurrence state in recovery studies.

Keywords

Shale Oil, Light Components, Loss Process, *In Situ* Restoration

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

在新疆吉木萨尔、大庆古龙和胜利济阳三大示范区及长庆庆城主产区持续增产稳产并不断拓展新区、新层系的背景下，我国页岩油开发取得显著成效，2025年产量突破850万吨，成为支撑原油稳产的重要力量[1]。随着我国页岩油勘探开发不断深入，页岩油地质评价已由资源发现逐步转向原位含油性、流体赋存状态及可动性等关键问题的精细刻画[2]。与常规储层不同，页岩储集空间以纳米级孔隙为主，流体赋存与运移受孔径尺度、界面作用、吸附效应及毛管力等多重因素共同控制。在取心、保存、转运、粉碎及测试过程中，页岩油中轻质组分极易发生散失，包括气态烃($C_1\sim C_5$)及轻质液态烃($C_6\sim C_{14}$)。特别对于中高熟页岩油，实验测试结果与原位状态偏差明显[3]。因此，轻质组分散失并非简单的实验误差问题，而是制约页岩油原位流体恢复、含油性准确评价及开发潜力判识的重要科学问题。

轻质组分散失研究首先对于页岩原位含油率准确评价具有基础意义。原位含油率是页岩油资源量计算、甜点评价和有利区优选的重要参数[4][5]。基于常规取心样品开展含油率确定，导致含油量低估，使实验结果难以真实反映页岩原位油量，特别是对于需要对样品进行粉碎进而获取含油率的实验，例如岩石热解、TD-GC实验等。因此，厘清轻质组分散失规律并建立合理的恢复与校正方法，是提高页岩油含油性评价准确性的前提。其次，轻质组分散失研究对于认识页岩不同演化阶段孔隙流体赋存特征及限域效应下相态行为具有重要理论价值。获取原位孔隙流体组分是开展上述研究的基础。页岩油生产过程中组分分异特征明显，井口产出流体与原位孔隙流体组分存在明显差异[6]。直接对页岩样品流体组分进行检测是目前获取页岩原位孔隙流体组分常用手段，若忽略轻质组分散失的影响，则难以准确揭示页岩油在孔隙中的真实赋存形式及演化规律，也不利于深化对页岩油限域相态行为的认识。此外，轻质组分散

失研究对于页岩油可动性评价具有直接意义。页岩油可动性受流体组成、黏度、吸附-游离态分配及孔喉连通性等因素共同控制,其中轻质组分含量对油相流动能力具有重要影响[7]。轻质组分散失会使测试获得的流体性质向偏重、偏黏和低饱和度方向失真,进而影响可动油丰度识别及可采性评价。因此,页岩油可动性分析应尽可能建立在接近原位组成的流体基础之上,而轻质组分散失规律研究正是实现这一目标的重要支撑。

当前页岩油轻质组分散失研究已由早期的测试误差识别,逐步拓展至原位含油率恢复、孔隙流体赋存表征、限域相态分析及可动性评价等多个层面,并成为连接页岩油资源评价与富集机理研究的重要纽带。然而,不同盆地、不同成熟度页岩及不同测试方法之间,轻质组分散失特征及其校正关系仍缺乏统一认识。基于此,有必要系统梳理页岩油轻质组分散失的研究进展,以期页岩油原位流体恢复、含油性准确评价及甜点评价提供参考。

2. 轻质组分散失过程研究方法

目前,可将页岩油轻质组分散失过程研究的主要方法概括为三类:以汽油或轻质油为代表的流体放置模拟法、以保压/密闭/新鲜样品为对象的岩样放置模拟法,以及以相态-传质-孔隙约束为核心的数值模拟法。上述三类方法分别对应“简化研究对象”“逼近真实样品”“揭示控制机理”三个层次,组成了当前轻质组分散失研究的基本技术框架。

2.1. 流体放置模拟法

流体放置模拟法的基本思路是选取挥发性较强、组成相对明确的汽油、轻质油或原油,作为页岩油中轻质组分的替代体系,在常压或控制温压条件下开展蒸发、扩散和损失实验,以刻画轻质组分的散失速率、阶段性特征和控制因素。其优势在于体系相对简单、重复性较好、便于控制单一变量,尤其适合讨论温度、暴露时间、样品粒度、开放程度等因素对散失的影响。上述方法的价值主要不在于“完全复原”真实页岩油,而在于提供一个可控的简化物理场景,用来分离挥发损失、扩散逸散和气液重新分配等过程。Fingas 系统综述了海上溢油蒸发的物理机制及其数学表征方法[8],并进一步揭示了多种原油及石油产品蒸发过程中物理化学性质变化特征[9][10]。Okamoto 等建立了适用于多组分液相体系的蒸发过程中组分演化预测模型[11]。随后,Zhu 等通过对 93 号无铅汽油的蒸发行为进行了系统分析。针对轻烃地球化学响应特征[12],Xiao 等以塔里木盆地凝析油为研究对象,探讨了蒸发过程中 $C_6\sim C_8$ 单体烃稳定碳同位素的分馏效应[13];Sun 等则基于同一区域凝析油的室内模拟实验,进一步分析了轻质组分散失对 $C_5\sim C_8$ 轻烃地球化学参数的影响[14]。Li 等选用四种不同类型原油进行鼓气风化模拟实验,分析风化过程中正构烷烃、多环芳烃及杂原子化合物的组成变化[15]。整体来看,相关研究从宏观蒸发行为到微观地球化学响应逐步深化,为认识轻质组分散失机制提供了重要基础。

物理模拟法更多承担“机制验证”和“参数敏感性分析”的角色,而在原位代表性方面存在天然不足。原因在于页岩油中的轻质组分并非独立存在,而是与中重质组分、溶解气、吸附相和纳米孔隙界面共同构成复杂体系;单纯轻质油模型难以反映有机质吸附、孔喉束缚及限域相态变化等关键地质过程。因此,该类方法界定为“简化物理模拟”或“替代组分物理模拟”,适用于识别轻组分自身挥发特征和建立基础损失规律,但不宜直接等同于真实页岩原位流体散失。

2.2. 岩样放置模拟法

保压、密闭或新鲜样品暴露放置模拟法,是近年来页岩油轻质组分散失过程研究中应用最广、地质意义最直接的方法。其基本逻辑是:尽可能利用接近原位状态的样品作为起点,通过控制暴露时间、环

境温度、样品形态和开放条件，模拟岩心从井下提至地面后、实验室保存以及制样分析过程中的轻质组分逐步散失。该类方法的关键不在“是否暴露”，而在于暴露前样品状态的真实性和完整性。因此，样品通常包括保压取心样、密闭保存样、液氮冷冻样或井场新鲜样，以最大程度保留原位轻烃。随后通过 Dean-Stark、Rock-Eval、TD-GC、 T_1 - T_2 NMR 等方法，对不同暴露阶段的油量、组分和赋存状态进行对比分析[3]。Li 等[16]利用 60 块不同成熟度的青一段保压页岩样品，开展 T_1 - T_2 NMR 与 Dean-Stark 评价结果对比研究，并对暴露样进行时间序列监测，结果表明暴露 150~200 h 后油水总损失约为 80%，且油的损失快于水，大孔中的流体损失快于小孔中的流体，游离油损失最显著，而吸附油变化较小。

Jiang 等[17]研究更早系统揭示了暴露放置与制样过程对页岩轻烃损失的影响，选用 Duvernay 页岩样品，结合 Rock-Eval 和 TD-GC，指出页岩岩心在常规暴露条件下轻烃会发生明显蒸发损失，不仅改变 S_1 等参数，也会导致样品组分结构和相应地质解释结果发生变化。Li 等[18]进一步证实，即便对“保存较好”的页岩样品，若仍采用常规粉碎和测试流程，粉碎过程即可造成约 35% 的原位轻烃损失，而 Rock-Eval 分析前约 5 min 的等待还会引起额外损失，两者叠加可使 S_1 峰降低至原位值的约 40%，其中轻质烃的低估尤为突出。李明等[19]选取中高熟保压取心页岩，通过开展不同放置阶段 TD-GC 实验，直观展示轻质组分散失过程，粉末样放置 2 min 即造成 nC_{1-5} 含量减小 91.02% (图 1)。

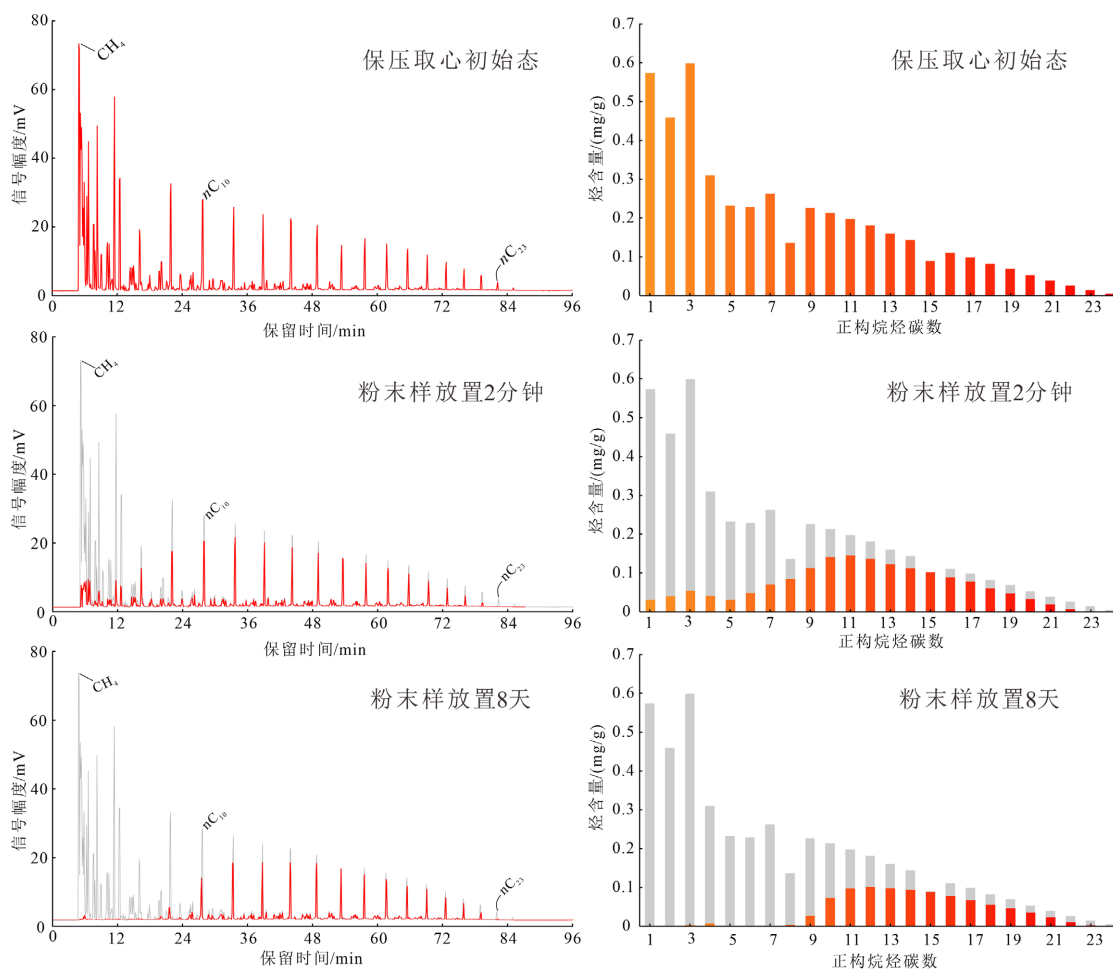


Figure 1. TD-GC spectra and n-alkane contents of the shale sample from the 1st member of the Qingshankou formation in the Gulong Sagas storage time in open air goes by [19]

图 1. 古龙凹陷青一段高熟页岩样品不同放置时间 TD-GC 谱图及正构烷烃含量[19]

岩样放置模拟法的最大优点是最接近实际岩心从原位到实验室的散失路径,因此最适合建立轻烃恢复系数、散失校正图版和含油率校正模型。最新研究显示,该方法已从单点对比发展为全过程重建:一方面,Zhang 等[20]总结了保压取心页岩在暴露过程中的油气损失规律,指出样品总体油损失比可达42%~78%,成熟度越高损失越大,且一旦岩心被粉碎,油中气态烃可在5 min内几乎全部逸散;另一方面,Qi 等[21]基于人工成熟页岩和在线核磁共振的工作指出,岩心从地下提至地表后的前10 h是最关键的快速损失阶段,最大损失可约10%,之后趋于减缓,而整个暴露-运输-长期保存过程中的总损失幅度可达11%~89%。上述结果说明,岩样放置模拟法已不再只是“保存前后对比”,而是演变为分阶段、定时序、动态监测的散失过程研究工具。

2.3. 数值模拟法

与前两类研究方法相比,数值模拟的核心作用并不是直接测量损失量,而是从热力学和多尺度运移机理上解释“为什么会散失、优先散失哪些组分、哪些条件下散失更快”。目前在页岩油轻质组分散失研究中,数值模拟大致包括三种思路。其一是基于状态方程的相态模拟,常采用PR-EOS或其修正形式,结合实测或恢复得到的原位组分,计算不同温压条件下页岩油的泡点、露点、气液分配和组分演化;其二是纳米限域相态模拟,通过将孔径、毛管压力、吸附势和界面张力引入状态方程,模拟纳米孔中轻质组分更易逸散而重组分更易滞留的分异行为;其三是孔尺度或网络尺度传质模拟,重点讨论轻烃从有机孔-无机孔-微裂缝体系中向外界扩散和释放的路径差异。Lu 等[22]利用保压取心恢复的古龙页岩原位组成开展PVT-SIM计算,指出与井口流体相比,保压样恢复的原位页岩油更能代表储层真实组分,并且纳米限域相态分析对实际生产响应的预测更好。Wang 等[23]则提出与孔径相关的PR-EOS,用以描述页岩纳米孔中的流体相态和组分分布,表明孔径缩小会显著改变流体相边界和轻重组分分配。Chen 等[24]进一步从单孔-孔网-储层多尺度耦合角度说明,吸附、毛管压力、孔径和孔道几何形态会共同影响纳米限域烃类相态,为解释轻质组分在不同孔隙尺度中的优先损失提供了理论基础。

数值模拟的意义主要体现在两个方面。第一,能够把实验观察到的经验规律提升为机理解释,例如为什么高成熟度页岩在某一阶段损失更大、为什么游离油比吸附油更易损失、为什么大孔或裂缝中的轻烃优先散失。第二,能够实现不同地质条件下的外推预测,为轻烃恢复图版和可动性评价提供理论约束。但是,这类方法的不足也很明显:模型高度依赖输入组分和孔隙参数,而这些参数若仍来自常规暴露后的样品,则模拟结果可能一开始就带有偏差。数值模拟不是脱离实验单独使用,而是建立在保压/密闭样品与动态暴露实验基础之上,作为过程解释和参数外推工具。

物理模拟法强调轻质组分本身的挥发损失行为,适于识别基本散失规律;保压/密闭/新鲜样暴露模拟法最接近真实地质与实验流程,是当前轻烃散失研究的主体方法;数值模拟法则从限域相态与传质机理出发,揭示轻烃散失的热力学和孔隙尺度控制机制。未来研究应围绕替代组分基础实验、原位样品全过程暴露实验与机理数值模拟的深度融合,逐步构建“三位一体”的技术路线体系,以更有效服务于页岩油原位含油率恢复、流体赋存状态重建及可动性评价等关键问题研究。

散失过程研究是轻质组分恢复方法建立的重要前提和理论基础。通过揭示页岩油轻质组分在取心、保存、转运、制样及测试等不同环节中的散失阶段、损失速率、主控因素及组分选择性特征,才能明确恢复对象、恢复边界与恢复参数的物理意义。恢复方法并非是对实验结果进行简单放大或经验修正,而是建立在散失过程定量认识基础上的反演与重建。散失过程研究不仅能够为恢复系数的确定提供时序数据、组分数据和条件约束,还能够揭示不同成熟度、不同孔隙结构及不同保存条件下恢复参数的差异性与适用范围。

3. 轻质组分恢复系数确定方法

3.1. 经验法

Cooles 认为原油中轻烃大部分已挥发, 轻烃占总油量 35% (C_{14-}/C_{5+}) [25], Hunt 认为原油中约有 30% 的轻烃[26]。Noble 等[27]通过不同 API 度原油挥发实验建立了 C_{12} -组分含量与 API 度的关系, 对抽提的可溶有机质含量进行恢复, 进而结合有机质吸附油含量与 TOC 的关系, 计算了 Eagle Ford 页岩的含油饱和度。在生油窗范围内, 页岩含油饱和度在 15%~70%, 认为取样过程原位压力、温度和组分发生变化, 原油饱和度会减小, 原始含油饱和度的校正系数在 1.1~1.5; 未熟样品的含油饱和度小于 10%, 而在生油窗阶段较高, 可达 80%, 在高熟阶段含油饱和度又逐渐降低。谌卓恒等[28]和 Li 等[29]采用实验 S_1 值的 15% 作为样品保存和测试分析期间的轻烃损失量。

3.2. 平衡约束法

Chen 等[30]通过物质平衡法(损失烃量 = 原始生烃量 - 排烃量 - 实测残留生烃潜量), 并假定超过排烃门限深度后所生成的烃全部排出, 评价了吉木萨尔坳陷芦草沟组页岩油轻烃损失, 结果显示 $S_{1\text{loss}}/(S_1 + S_{1\text{loss}})$ 在 11%~89% 之间, 并发现相似成熟度情况下, 不同样品间的 $S_{1\text{loss}}/\text{TOC}$ 变化不大, 表明 TOC 对 $S_{1\text{loss}}$ 的控制作用。谌卓恒等[27]认为在黑油和凝析油窗, 岩心取到地表过程中轻质烃从油中的释放是发生损失的主要机理, 根据不同温压条件下相态平衡原理提出了采用溶解气的气油比或者地层体积因子 (Formation Volume Factor) 来近似页岩油储层中的轻烃损失。根据不同温压条件下相态平衡原理提出了采用溶解气的气油比或者地层体积因子来近似页岩油储层中的轻烃损失(公式(1))。

$$S_{1\text{LS}} = S_1 \text{FVF} \frac{\rho_{\text{oilS}}}{\rho_{\text{oilR}}} \quad (1)$$

式中, S_1 为实测热解数据, 代表样品中残余游离烃量(单位: mg HC/g rock); ρ_{oilS} 和 ρ_{oilR} 为地表和储层条件下的原油密度(单位为 kg/m^3); FVF 为地层体积系数(无量纲)。

3.3. 原油组分对比法

通过页岩热蒸发 GC 谱和同源原油 GC 谱中烃类含量的差异, 进行轻质烃损失校正[31]。中 Bakken 组产出页岩油和页岩抽提油 GC 谱对比发现, 小分子烃类(C_{15} -烃类)大部分损失[32]。宋国奇等[33]通过分析济阳坳陷岩性油气藏中原油 GC 谱, 假定饱和烃中 C_{14} 全部损失, 进而对原油同层系近深度处的页岩氯仿沥青“A”轻质烃损失进行校正, 校正系数随成熟度的增加而增加, 页岩有机质成熟度 R_o 为 0.5%、0.7%、0.9%、1.1% 和 1.3% 时其对应的校正系数分别为 1.09、1.16、1.30、1.41 和 1.52。

3.4. 岩样含烃量对比法

李玉桓[34]通过对含中质油岩样在室温条件下不同放置时间的热解结果分析表明, 轻烃损失量随存放条件的变化而变化, 放置时间越长其损失量越大。张林晔[35]通过对比冷冻密封保存与室温条件下放置不同时间样品的热解 S_1 发现, 约有一半 S_1 在岩心静置及分析过程中损失。朱日房等[36]选取渤海湾盆地东营凹陷湖相页岩样品, 利用现场取出后立即冷冻保存的样品与常温保存 30 天之后的样品进行了对比分析, 通过热解分析数据建立了不同演化阶段热解 S_1 的轻烃恢复系数 KS_1 (图 2(a))。钱门辉等[37]利用成熟度相近、不同岩相的新鲜含油岩心样品, 对不同放置时间后样品的烃类残留量及残留组分开展实验并进行综合分析, 发现页岩样品烃类散失分早期快速散失和后期缓慢散失 2 个过程, 挥发组分主要为 C_{13} ~ C_{15} 以前的低碳数烃类, 中质 - 重质组分受影响较小。Wang 等[38]通过对比实验室原位状态页岩含油率与井

场全直径岩心核磁测试结果，建立页岩油轻质组分恢复系数。Xu 等[39]基于微尺度密封容器热解实验，建立了成熟度依赖的气油比和轻烃/重烃比变化趋势，从而能够估算损失的气体和轻烃。王民等[3]选取不同成熟度密闭取心页岩，利用二次核磁共振依次获取样品初始态及久放态含油率，进而建立轻烃恢复系数校正图版。在此基础上，本团队对轻烃恢复系数校正图版进行改进，依次给出总油量恢复系数和轻-中质油量恢复系数(图 2(b))。

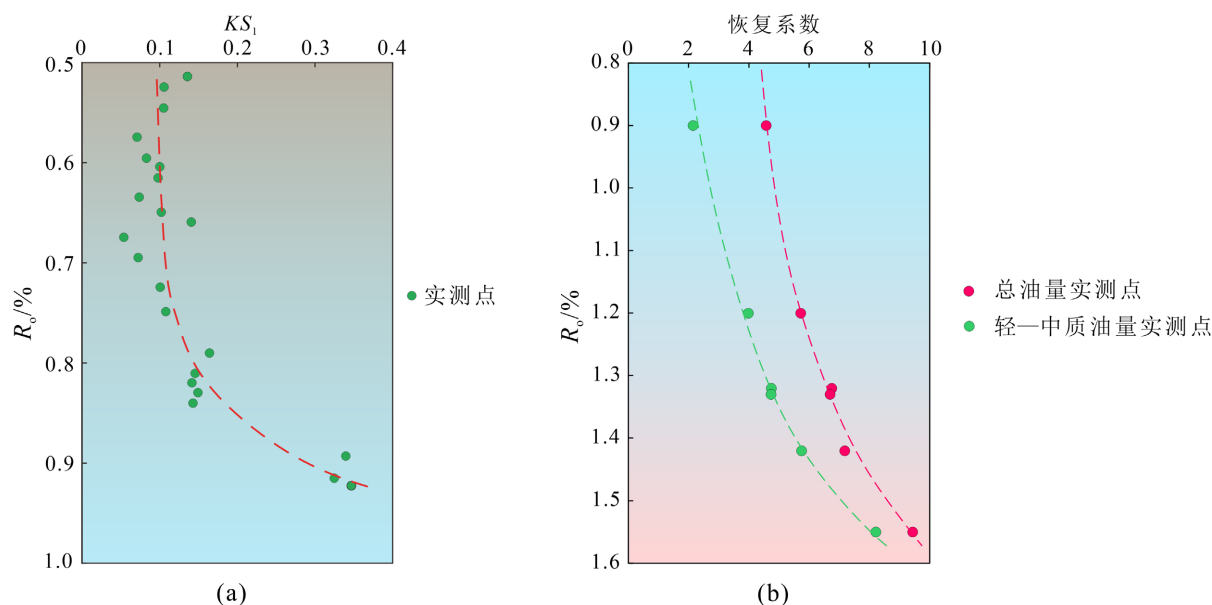


Figure 2. Light hydrocarbon recovery coefficient charts for low- to medium-maturity (a) and medium- to high-maturity (b) stages

图 2. 中低熟(a) [36]和中高熟(b)演化阶段轻烃恢复系数图版

3.5. 生烃动力学法

组分生烃动力学能反映有机质生烃(气态烃、液态烃)过程这一特点，采用组分生烃动力学模拟方法可以建立有机质类型和成熟度双重影响的轻烃补偿校正系数图版，优点是可以模拟多个不同地质情况时的轻烃损失补偿校正系数。渤南洼陷沙三下亚段泥页岩轻烃校正系数($K_{1h} = C_{6-13}/C_{6+}$)与成熟度有关，在 0.56~1.07 之间[40]，但忽略了取心过程中的挥发量。Chen 等[41]采用该方法对大民屯凹陷 E₂S₄ 下亚段轻烃损失进行了校正，当页岩油有机质成熟度 R_o 在 0.7%~1.5% 之间时轻烃损失校正系数($K_L = C_{6-13}/C_{13+}$)在 0.6~0.9 之间。生烃动力学方法假定原油不存在差异排烃，即排出的原油和滞留在页岩中的原油具有相同的组成成分，如饱和烃、芳香烃、非烃 + 沥青质含量。

上述不同恢复方法简要原理、所需数据、优缺点、不确定性及适用范围见表 1。

Table 1. Multi-dimensional comparison of different methods for determining light component recovery coefficients

表 1. 轻质组分恢复不同方法多维度对比

方法	基本原理	所需数据	优点	缺点	主要不确定性	适用范围
经验法	基于已有盆地或样品统计规律，利用成熟度 R_o 、 S_1 或经验系数估算轻质组分损失程度，并确定恢复系数。	实测 S_1 、 R_o 、经验公式或区域统计参数	方法简单，操作方便，适合资料有限条件下快速估算。	物理基础相对较弱，区域依赖性强，外推能力有限。	经验系数适用性、样品差异及成熟度变化带来的偏差。	适用于早期评价、区域筛选及缺乏系统实验数据的研究区。

续表

平衡约束法 (物质平衡)	基于生烃量、排烃量与残留烃量之间的质量守恒关系,反推已散失轻质组分含量,再计算恢复系数。	原始生烃量、排烃效率、实测残留生烃潜力等	具有明确守恒约束,逻辑较完整,可从总量角度反演损失量。	参数较多,对排烃效率和生烃量估算依赖性强,对选择性散失刻画不足。	生烃量和排烃量估算误差、模型假设简化及演化阶段参数设定差异。	适用于有较完整地化资料、需从生排烃角度恢复损失量的研究。
平衡约束法 (相态平衡)	依据井下与地表条件变化导致油气相态重新分配,利用气液平衡或闪蒸原理恢复轻质组分原始含量。	实测 S_1 、地面及地层条件原油密度、地层体积系数	能体现降压降温过程中的轻质组分释放机理,物理意义较强。	对原始组分和热力学参数要求高,纳米限域条件下传统相态模型适用性受限。	原始流体组成未知、井下温压恢复误差及纳米孔限域效应。	适用于高成熟页岩及具备组分和 PVT 数据的研究对象。
原油 组分对比法	对比页岩热蒸发 GC 谱与同源原油 GC 谱中各烃类组分含量差异,校正轻质烃散失并确定恢复系数	页岩热蒸发 GC 谱、同源原油 GC 谱	可直接识别损失组分,组分针对性强,便于分析选择性散失。	建立在油源对比可靠和同源原油可获得的前提下,且默认常规储层原油能够代表页岩原位流体组成。	同源性判断偏差、运移分异与充注改造作用、原油后期改造及热蒸发测试条件差异均会影响结果。	适用于油源关系明确、可获取同源常规原油样品且关注轻质烃组分校正的研究区。
岩样 含氧量对比法	通过比较保压、密闭或新鲜样品与常规样品、暴露前后样品在含氧量上的差异,确定损失量和恢复系数。	保压、密闭或新鲜样与常规样的含油率数据	直接面向岩样,贴近实验测试场景,与原位含油率评价联系紧密。	高度依赖样品保存质量和对比样一致性,难区分散失与非均质性影响。	样品是否真正同源同质、保存条件稳定性及测试方法系统误差。	适用于保压取心、密闭取样或新鲜样品条件较好的研究。
生烃动力学法	利用热模拟和生烃动力学参数重建不同演化阶段烃类生成与释放过程,结合实测残留油量反推轻质组分应有含量及损失比例。	热模拟实验数据、动力学参数	能从热演化机制解释轻质组分形成与损失,适合建立阶段性恢复模型。	实验周期较长,模型构建复杂,实验模拟与地质过程之间仍存在差距。	动力学参数拟合误差、升温路径与地质历史差异及样品代表性问题。	适用于关注成熟度控制、演化阶段差异和机理恢复研究,尤其适合中高成熟页岩。

4. 未来发展趋势

1) 由散失后校正走向原位过程重建。未来研究不应局限于对最终损失量的事后恢复,而应面向取心、出井、暂存、运输、制样和测试全过程,重建轻质组分的动态散失过程。可重点开展保压取心-低温密闭保存-在线监测一体化技术研究,并建立考虑样品成熟度、孔隙结构和保存条件等因素的原位恢复模型。

2) 由总量恢复走向组分、相态和赋存状态协同恢复。未来应进一步关注损失组分类型、原始赋存状态及散失后的相态和可动性变化,推动研究由含油量校正向赋存机理解析深化。可结合二维 NMR、热脱附和组分分析,结合分子模拟技术,定量识别不同轻质组分在吸附态、游离态和限域状态中的分配特征,并揭示纳米限域条件下的散失机理。

3) 由经验拟合走向室内实验-数值模拟-智能预测耦合。未来应在实验观测基础上,引入多尺度传质模型、限域相态模拟和机器学习方法,建立具有物理约束和外推能力的恢复模型。例如,可构建基于

TOC、成熟度、孔隙结构、保存条件和测试参数等多源数据的 S_1 损失率预测模型，形成适用于不同岩相类型和演化阶段的参数化评价方法。

基金项目

本研究得到重庆科技大学科研项目“古龙凹陷中高熟页岩油轻质组分散失机理及定量表征”(No. ckrc20241206)和重庆科技大学大学生创新训练计划项目“中高熟页岩油轻质组分散失规律：来自热解与TD-GC 实验的分析”(No. 2025201016)资助。

参考文献

- [1] 中国石油石化. 创历史新高! 2025 年全国油气勘探开发十大标志性成果发布[EB/OL]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1857028158793894863&wfr=spider&for=pc>, 2026-02-13.
- [2] 朱如凯, 张婧雅, 李梦莹, 等. 陆相页岩油富集基础研究进展与关键问题[J]. 地质学报, 2023, 97(9): 2874-2895.
- [3] 王民, 李明, 李进步, 等. 页岩含油率多种测试方法对比[J]. 石油学报, 2022, 43(12): 1758-1769.
- [4] 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.
- [5] Wang, M., Li, M., Li, J., Xu, L. and Zhang, J. (2022) The Key Parameter of Shale Oil Resource Evaluation: Oil Content. *Petroleum Science*, **19**, 1443-1459. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.03.006>
- [6] Li, M., Wang, M., Zhao, C., Zhang, J., Liu, Z., Zhao, X., *et al.* (2024) Compositional Differences of Near-Critical Petroleum from Closed Pores to Wellhead in Gulong Shale Oil Play, Songliao Basin, NE China. *Marine and Petroleum Geology*, **167**, Article ID: 106968. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2024.106968>
- [7] 解德录, 赵贤正, 金凤鸣, 等. 沧东凹陷深湖亚相纹层状页岩成因及页岩油可动性影响因素[J]. 石油学报, 2024, 45(5): 804-816.
- [8] Fingas, M.F. (1995) A Literature Review of the Physics and Predictive Modelling of Oil Spill Evaporation. *Journal of Hazardous Materials*, **42**, 157-175. [https://doi.org/10.1016/0304-3894\(95\)00013-k](https://doi.org/10.1016/0304-3894(95)00013-k)
- [9] Fingas, M.F. (1997) Studies on the Evaporation of Crude Oil and Petroleum Products: I. The Relationship between Evaporation Rate and Time. *Journal of Hazardous Materials*, **56**, 227-236. [https://doi.org/10.1016/s0304-3894\(97\)00050-2](https://doi.org/10.1016/s0304-3894(97)00050-2)
- [10] Fingas, M.F. (1998) Studies on the Evaporation of Crude Oil and Petroleum Products II. Boundary Layer Regulation. *Journal of Hazardous Materials*, **57**, 41-58. [https://doi.org/10.1016/s0304-3894\(97\)00051-4](https://doi.org/10.1016/s0304-3894(97)00051-4)
- [11] Okamoto, K., Watanabe, N., Hagimoto, Y., Miwa, K. and Ohtani, H. (2010) Evaporation Characteristics of Multi-Component Liquid. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, **23**, 89-97. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2009.06.004>
- [12] Zhu, L., Chen, J., Liu, Y., Geng, R. and Yu, J. (2012) Experimental Analysis of the Evaporation Process for Gasoline. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, **25**, 916-922. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2012.05.002>
- [13] Xiao, Q., Sun, Y., Zhang, Y. and Chai, P. (2012) Stable Carbon Isotope Fractionation of Individual Light Hydrocarbons in the C6-C8 Range in Crude Oil as Induced by Natural Evaporation: Experimental Results and Geological Implications. *Organic Geochemistry*, **50**, 44-56. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2012.06.003>
- [14] 孙秀丽, 万永刚, 刘照伟, 等. 挥发作用对 C5~C8 轻烃指标的影响: 模拟实验证据[J]. 石油学报, 2013, 34(6): 1060-1069.
- [15] Li, Y., Wang, H., Cai, Z., Zhang, J. and Fu, J. (2021) Molecular Analyses of Petroleum Hydrocarbon Change and Transformation during Petroleum Weathering by Multiple Techniques. *ACS Omega*, **6**, 23222-23232. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c02846>
- [16] Li, J., Wang, M., Fei, J., Xu, L., Shao, H., Li, M., *et al.* (2022) Determination of *in Situ* Hydrocarbon Contents in Shale Oil Plays. Part 2: Two-Dimensional Nuclear Magnetic Resonance (2D NMR) as a Potential Approach to Characterize Preserved Cores. *Marine and Petroleum Geology*, **145**, Article ID: 105890. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105890>
- [17] Jiang, C., Chen, Z., Mort, A., Milovic, M., Robinson, R., Stewart, R., *et al.* (2016) Hydrocarbon Evaporative Loss from Shale Core Samples as Revealed by Rock-Eval and Thermal Desorption-Gas Chromatography Analysis: Its Geochemical and Geological Implications. *Marine and Petroleum Geology*, **70**, 294-303. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.11.021>
- [18] Li, J., Jiang, C., Wang, M., Xu, L., Li, M., Yu, C., *et al.* (2022) Determination of *in Situ* Hydrocarbon Contents in Shale Oil Plays. Part 1: Is Routine Rock-Eval Analysis Reliable for Quantifying the Hydrocarbon Contents of Preserved Shale Cores? *Organic Geochemistry*, **170**, Article ID: 104449. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2022.104449>

- [19] 李明, 王民, 张金友, 等. 中国典型盆地陆相页岩油组分评价及意义[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1479-1498.
- [20] Zhang, J., Wang, M., Li, J., Liu, Z. and Xu, L. (2024) Research on Loss Rules of Oil and Gas in Preserved Shale Cores after Open Air Exposure. *Frontiers in Earth Science*, **12**, Article ID: 1375590. <https://doi.org/10.3389/feart.2024.1375590>
- [21] Qi, X., Tian, H., Wang, X., Wu, M., Liu, Y. and Zhang, S. (2026) Assessment of Shale Hydrocarbon Evaporative Loss during Exposure: Insights from Online Low-Field Nuclear Magnetic Resonance Observations in the Qingshankou Formation, Songliao Basin, China. *Petroleum Science*, **23**, 1053-1065. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2025.09.024>
- [22] Lu, J., Zeng, H., Wang, Q., Feng, Z., Jiang, H., Wang, R., et al. (2025) Phase Behavior of Nanoconfined Continental Shale Oil and Reservoir Fluid Phases in the Gulong Shale of the Songliao Basin. *Scientific Reports*, **15**, Article No. 16210. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-00543-z>
- [23] Wang, Y., Cao, R., Jia, Z., Huang, T., Jia, P., Cheng, L., et al. (2023) Phase Behavior and Hydrocarbons Distribution in Shale Oil during EOR with Nano-Confinement Effect. *Frontiers in Energy Research*, **11**, Article ID: 1237254. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1237254>
- [24] Chen, S., Jiang, J. and Guo, B. (2021) A Pore-Network-Based Upscaling Framework for the Nanoconfined Phase Behavior in Shale Rocks. *Chemical Engineering Journal*, **417**, Article ID: 129210. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2021.129210>
- [25] Cooles, G.P., Mackenzie, A.S. and Quigley, T.M. (1986) Calculation of Petroleum Masses Generated and Expelled from Source Rocks. *Organic Geochemistry*, **10**, 235-245. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90026-4](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90026-4)
- [26] Hunt, J.M., Huc, A.Y. and Whelan, J.K. (1980) Generation of Light Hydrocarbons in Sedimentary Rocks. *Nature*, **288**, 688-690. <https://doi.org/10.1038/288688a0>
- [27] Noble, R.A., Kaldi, J.G. and Atkinson, C.D. (1997) Oil Saturation in Shales: Applications in Seal Evaluation. In: Surdam, R.C., Ed., *Seals, Traps and the Petroleum System*, AAPG Memoir 67, 13-29.
- [28] 谌卓恒, 黎茂稳, 姜春庆, 等. 页岩油的资源潜力及流动性评价方法——以西加拿大盆地上泥盆统 Duvernay 页岩为例[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 459-468.
- [29] Li, M., Chen, Z., Ma, X., Cao, T., Qian, M., Jiang, Q., et al. (2019) Shale Oil Resource Potential and Oil Mobility Characteristics of the Eocene-Oligocene Shahejie Formation, Jiyang Super-Depression, Bohai Bay Basin of China. *International Journal of Coal Geology*, **204**, 130-143. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2019.01.013>
- [30] Chen, J., Pang, X., Pang, H., Chen, Z. and Jiang, C. (2018) Hydrocarbon Evaporative Loss Evaluation of Lacustrine Shale Oil Based on Mass Balance Method: Permian Lucaogou Formation in Jimusaer Depression, Junggar Basin. *Marine and Petroleum Geology*, **91**, 422-431. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.01.021>
- [31] Jarvie, D.M., Jarvie, B.M., Weldon, W.D. and Maende, A. (2012) Components and Processes Impacting Production Success from Unconventional Shale Resource Systems. *GEO 2012: 10th Middle East Geosciences Conference and Exhibition*, Manama, 4-7 March 2012.
- [32] Jarvie, D. (2014) Components and Processes Affecting Producibility and Commerciality of Shale Resource Systems. *Geologica Acta*, **12**, 307-325.
- [33] 宋国奇, 张林晔, 卢双舫, 等. 页岩油资源评价技术方法及其应用[J]. 地学前缘, 2013, 20(4): 221-228.
- [34] 李玉恒, 邬立言, 黄九思. 储集岩热解地球化学录井评价技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993.
- [35] 张林晔. 陆相盆地页岩油勘探开发关键地质问题研究——以东营凹陷为例[C]//页岩油资源与勘探开发技术国际研讨会. 2012.
- [36] 朱日房, 张林晔, 李钜源, 等. 页岩滞留液态烃的定量评价[J]. 石油学报, 2015, 36(1): 13-18.
- [37] 钱门辉, 黎茂稳, 蒋启贵, 等. 页岩岩心样品烃类散失特征与地质意义[J]. 石油实验地质, 2022, 44(3): 497-504.
- [38] Wang, J., Zhang, P., Lu, S., Yin, Y., Wu, C., Yi, Y., et al. (2025) *In Situ* Fluid Content Evaluation of Shale Oil Reservoirs: Insights from Laboratory and Wellsite Mobile Full-Diameter Core NMR. *Natural Resources Research*, **34**, 1725-1742. <https://doi.org/10.1007/s11053-025-10465-2>
- [39] Xu, M., Yang, Z., Jing, Z., Guo, X., Luo, Q., Wang, L., et al. (2026) New Methods on the Restoration of Evaporative Hydrocarbon Loss from the Triassic Chang 7 Shale and Its Geological Implications. *Marine Geoscience and Energy Resources*, **189**, Article ID: 207750. <https://doi.org/10.1016/j.marger.2026.207750>
- [40] Wang, M., Tian, S., Chen, G., Xue, H., Huang, A. and Wang, W. (2014) Correction Method of Light Hydrocarbons Losing and Heavy Hydrocarbon Handling for Residual Hydrocarbon (S1) from Shale. *Acta Geologica Sinica-English Edition*, **88**, 1792-1797. <https://doi.org/10.1111/1755-6724.12345>
- [41] Chen, G., Lu, S., Zhang, J., Wang, M., Li, J., Xu, C., et al. (2017) Estimation of Enriched Shale Oil Resource Potential in E_{2s4}¹ of Damintun Sag in Bohai Bay Basin, China. *Energy & Fuels*, **31**, 3635-3642. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b03201>