

准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩源-储协同演化机理

孙中良^{1,2,3}, 李志明^{1,2,3}, 何文军⁴, 冷筠滢^{1,2,3}, 祝庆敏⁵, 刘得光⁴, 王濡岳⁶

(1. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 江苏 无锡 214126; 2. 中国石化石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126; 3. 中国石化油气成藏重点实验室, 江苏 无锡 214126; 4. 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000; 5. 中国石油化工集团有限公司 科技部, 北京 100728; 6. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206)

摘要: 为了研究储层演化与烃源岩生烃作用相互影响关系特征, 基于准噶尔盆地玛湖凹陷风5井低熟烃源岩样品, 开展了孔隙热压生烃模拟实验, 系统分析不同演化阶段烃源岩与储层的协同动态演化过程。研究表明: ①玛湖凹陷风城组泥页岩生烃演化分为生油早期[模拟镜质体反射率($\text{Easy } R_o$) < 0.75%]、生油中期(主生油期)($\text{Easy } R_o = 0.75\% \sim 1.06\%$)和生油晚期($\text{Easy } R_o = 1.04\% \sim 1.14\%$)3个阶段。在生烃作用影响下, 储层演化同样具有孔隙发育较差阶段($\text{Easy } R_o < 0.75\%$)、孔隙体积缓慢增加阶段($\text{Easy } R_o = 0.75\% \sim 0.97\%$)和孔隙体积迅速增加阶段($\text{Easy } R_o = 0.97\% \sim 1.14\%$)的3阶段特征。②风城组页岩生烃演化对储层物性的影响包括次生无机孔隙产生、沥青充填与收缩、生烃增压诱导微裂缝发育、酸性流体溶蚀和自生矿物生成等方面。③储层物性改善可促进页岩生、排烃过程, 气/油比升高在较差储层物性条件下则可提高排烃效率。④基于烃源岩与储层的相互作用, 可将玛湖凹陷风城组页岩源-储协同演化划分为4个阶段。演化初期($\text{Easy } R_o < 0.75\%$), 烃源岩生烃产率较低, 储层物性较差。缓慢演化阶段($\text{Easy } R_o = 0.75\% \sim 0.97\%$), 烃源岩生、排、滞烃产率缓慢增加, 储层物性逐步改善。快速演化阶段($\text{Easy } R_o = 0.97\% \sim 1.06\%$), 储层物性较好, 烃源岩生、排、滞烃产率较高。演化后期($\text{Easy } R_o > 1.06\%$), 烃源岩生烃产率降低, 储层物性较好, 排油率增加。当前玛湖凹陷风城组页岩油勘探突破区主体处于快速演化阶段, 表明具有优越的资源潜力。

关键词: 气/油比; 源-储协同演化; 生烃模拟; 页岩油; 风城组; 玛湖凹陷; 准噶尔盆地

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

Mechanisms behind source rock-reservoir coevolution of shales in the Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

SUN Zhongliang^{1,2,3}, LI Zhiming^{1,2,3}, HE Wenjun⁴, LENG Junying^{1,2,3}, ZHU Qingmin⁵, LIU Deguang⁴, WANG Ruyue⁶

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 2. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 3. Key Laboratory of Hydrocarbon Accumulation, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 4. Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, CNPC, Karamay, Xinjiang 834000, China; 5. Science & Technology R&D Department, SINOPEC, Beijing 100728, China; 6. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China)

Abstract: This study aims to investigate the interplay between reservoir evolution and the hydrocarbon generation of source rocks. To this end, we conduct formation porosity thermocompression simulation experiments of hydrocarbon generation on low-maturity source rock samples from well Feng 5 in the Mahu Sag. Accordingly, we systematically analyze the dynamic source rock-reservoir coevolution process at varying stages. The results indicate that the hydrocarbon generation and evolution of shales in the Fengcheng Formation, Mahu Sag can be divided into three stages: the early (simulated vitrinite reflection, $\text{Easy } R_o = < 0.75\%$), middle ($\text{Easy } R_o = 0.75\% \sim 1.06\%$), and late oil-generation stages ($\text{Easy } R_o = 1.04\% \sim 1.14\%$), with the middle stage representing the main oil generation period. Under the influence of hydrocarbon generation, the reservoirs correspondingly experienced three stages of evolution: poor pore development ($\text{Easy } R_o < 0.75\%$), slowly increasing pore volume ($\text{Easy } R_o = 0.75\% \sim 0.97\%$), and rapidly increasing pore volume ($\text{Easy } R_o = 0.97\% \sim 1.14\%$). For shales in the Fengcheng Formation, hydrocarbon generation

收稿日期: 2025-05-12; 修回日期: 2025-08-19。

第一作者简介: 孙中良(1993—), 男, 工程师, 页岩油气地质。E-mail: sunzh18188.syky@sinopec.com。

基金项目: 国家自然科学基金项目(42090020); 国家重点实验室项目(KLP24017)。

and evolution influences reservoir properties in five aspects: the generation of secondary inorganic pores, bitumen filling and shrinkage, microfracture development induced by hydrocarbon generation pressurization, acidic fluid-induced dissolution, and the formation of authigenic minerals. Meanwhile, improvements in reservoir properties can promote the hydrocarbon generation and expulsion of shales, while an increase in the gas/oil ratio can enhance the hydrocarbon expulsion efficiency under poor reservoir physical properties. Based on the interplay between source rocks and reservoirs, the source rock-reservoir coevolution of shales in the Fengcheng Formation can be divided into four stages: early, slow, rapid, and late stages. The early evolution stage (Easy $R_o < 0.75\%$), among others, is characterized by a low hydrocarbon yield of the source rocks and poor reservoir properties. During the slow evolution stage (Easy $R_o = 0.75\% \sim 0.97\%$), the hydrocarbon yield, hydrocarbon expulsion efficiency, and hydrocarbon retention rate of the source rocks increased slowly, while the reservoir properties improved gradually. The rapid evolution stage (Easy $R_o = 0.97\% \sim 1.06\%$) is characterized by favorable reservoir properties and a high hydrocarbon yield, hydrocarbon expulsion efficiency, and hydrocarbon retention rate of the source rocks. The late evolution stage (Easy $R_o > 1.06\%$) exhibits a decrease in the hydrocarbon yield of the source rocks, favorable reservoir properties, and an increasing oil expulsion efficiency. At present, in areas with breakthroughs in shale oil exploration in the Fengcheng Formation, Mahu Sag, the source rock-reservoir coevolution of shales is generally in the rapid evolution stage, demonstrating considerable resource potential.

Key words: gas-oil ratio, source rock-reservoir coevolution, hydrocarbon generation simulation, shale oil, Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

引用格式:孙中良,李志明,何文军,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩源-储协同演化机理[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(6): 2012–2025. DOI: 10.11743/ogg20250617.

SUN Zhongliang, LI Zhiming, HE Wenjun, et al. Mechanisms behind source rock-reservoir coevolution of shales in the Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(6): 2012–2025. DOI: 10.11743/ogg20250617.

玛湖凹陷作为准噶尔盆地油气资源最丰富的凹陷,在多类型油气勘探中均取得重要突破。其中,源自玛湖凹陷二叠系风城组烃源岩的油气探明储量已近 30×10^8 t,发现了克拉玛依、风城和乌尔禾等多个油气田^[1]。随着油气勘探向非常规领域拓展,在玛湖凹陷,烃源岩发育的风城组泥页岩逐渐成为研究重点。玛页1井的突破(最高日产页岩油量达 50.6 m^3),指示了风城组具有可观的页岩油资源潜力^[2]。在此背景下,风城组烃源岩品质和储集物性特征成为学者们关注的热点问题。

大量实验证明,风城组泥页岩属于古老的碱湖烃源岩,具有以下特征:①有机质成熟度(镜质体反射率 R_o)值为 $0.7\% \sim 1.2\%$ ^[3];②有机质丰度普遍不高,总有机碳含量(TOC)平均值在 $1\% \sim 2\%$,有机质类型以 II_1 型及 II_2 型为主^[4];③烃源岩生烃潜量($S_1 + S_2$)平均值约为 6 mg/g ;④储集空间多样,主要包括粒间孔、溶蚀孔、晶间孔、泄水缝、构造缝和层理缝等6种类型^[5],以中孔-细喉为主^[6]。值得注意的是,风城组实际勘探发现的油气储量显著高于基于常规烃源岩评价指标预测的资源量^[7],这一矛盾促使学者们将研究重点转向风城组烃源岩的生烃性能。

关于风城组烃源岩的生烃特征,目前存在两种主要观点:一种认为风城组碱湖相烃源岩具有高效生烃

特征,最高生烃产率可达 800 mg/g ^[7],优于咸水湖和淡水湖泊^[8–10],且呈现双生油高峰,生油期持续较长;另一种观点(如刘得光^[3]和白雨^[1]等的生烃模拟实验)指出,风城组碱性湖泊相烃源岩的生油潜力与一般湖相(淡水、微咸水-咸水、硫酸盐湖)差别不大,且表现为单峰生烃特征。这种分歧可能与样品选择、实验方案和成烃生物组成有关。

在烃源岩演化与储层之间的相互作用方面,已有研究取得初步认识。董春梅等^[11]和栾国强等^[12]通过生烃模拟实验,证实了生烃过程产生的有机酸会对偏碱性矿物产生溶蚀作用,并影响矿物转化。曹剑^[13]通过生烃动力学和油气特征标定等方法,揭示了碱类矿物可通过“皂化反应”调控生烃过程、延长生油期。然而,现有研究并未切实关注源-储协同演化这一关键要素,特别是对烃源岩的生、排、滞过程与储层物性演化之间的关系鲜有研究。

对于非常规油气而言,作为勘探层的泥页岩兼具烃源岩和储集岩的双重属性,二者经历了相同的埋藏演化过程,因此储层成岩演化和烃源岩生、排、滞过程势必互相影响,形成协同演化的关系。实践表明,有利的勘探层系往往具有良好的储层物性,同时烃源岩处在较好的生、排、滞阶段。因此,探究风城组页岩源-

储协同演化特征,对指导页岩油勘探具有重要理论意义和实践价值。

本研究采用中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所自主研发的地层孔隙热压生排烃模拟实验仪,模拟不同温度和压力条件下风城组页岩的生、排、滞留烃特征,同时结合扫描电镜、低温氮气吸附、高压压汞和氮气孔隙度等多种手段,分析不同模拟温度条件下储层物性变化,揭示不同演化阶段的源-储协同演化机理。本研究能够有效表征风城组页岩不同成熟度阶段的源-储演化特征,明确现阶段玛湖凹陷高产的成因,还能为其他盆地泥页岩层系的烃源岩和储层物性研究提供思路,推动泥页岩层系成烃成储动态演化机理的后续探究。

1 区域地质概况

玛湖凹陷位于准噶尔盆地西北部,是准噶尔盆地

西北缘地区最早脱离海水影响的沉积凹陷。在达巴松古隆起分隔下,该凹陷形成一个闭塞湖盆,物源仅依赖于西北缘老山区的陆源淡水输入,在干旱炎热古气候影响下,逐渐演化为盐度较高的咸化湖盆^[14]。玛湖凹陷北接乌夏断裂带,西邻中拐凸起,南靠达巴松凸起,东至石英滩凸起和英西凹陷,总面积约为5 000 km²^[27](图1a,b)。

中、晚二叠世,受西准噶尔与哈萨克斯坦地区的构造反转作用影响,凹陷西北部发育了乌夏和克百2个大型逆断层,凹陷沉积中心向北偏移,形成了巨厚的二叠系^[15]。风城组沉积初期火山作用频繁,为风城组生烃母质勃发和有机质富集提供了有利条件,形成了巨厚的烃源岩^[7]。

玛湖凹陷下二叠统风城组(P_1f)沉积时期主体发育扇三角洲—湖泊沉积体系,自下而上划分为风(风城组)一段(P_1f^1)、风二段(P_1f^2)和风三段(P_1f^3)(图1c)。其沉积演化过程可分为5个阶段:湖盆发育初期、湖盆

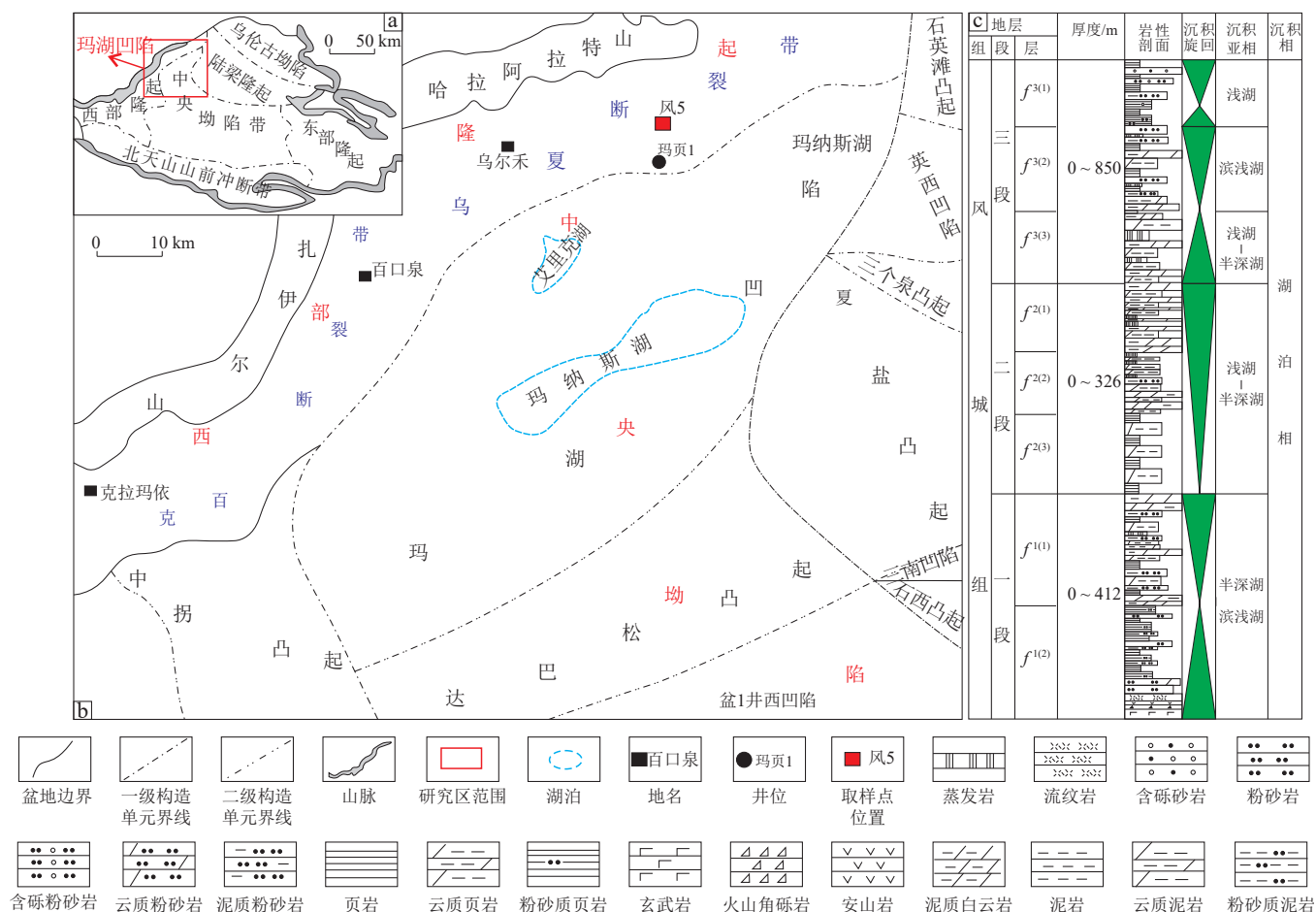


图1 准噶尔盆地玛湖凹陷区域位置、构造特征以及风城组综合柱状图(据文献[16]修改)

Fig. 1 Regional location and structural characteristics of Mahu Sag, Junggar Basin and comprehensive histogram of Fengcheng Formation
(modified after reference [16])

a. 玛湖凹陷区域位置; b. 构造单元划分; c. 风城组综合柱状图

扩展期、湖盆收缩期、碱湖形成期和湖盆再扩展期^[16]。风一段沉积初期,火山活动频繁,形成了以碱性-亚碱性火山岩为主的地层,后期火山活动减弱,气候转为潮湿,岩性逐渐发育为以含火山碎屑的泥岩、白云质泥岩为主;风二段沉积时期,古气候转为干热,湖盆萎缩,湖水咸化程度加剧,在湖盆中心沉积了白云质泥页岩等碳酸盐岩,并形成了硅硼钠石、碳酸钠钙石等碱性矿物;风三段沉积时期,湖盆再次扩张,古气候变得湿润,陆源碎屑影响增强,湖盆内部以白云质泥页岩沉积为主,扇三角洲前缘以泥质粉砂岩和粉砂质泥岩互层为主^[17]。

2 样品和方法

2.1 模拟实验样品基本特征

曹剑等^[13]通过研究表明,玛湖凹陷风城组页岩主要发育蓝藻和杜氏藻2类生烃母质,且由于水体碱度的不同,其分布具有明显的相带分异性——从三角洲外前缘至深湖-半深湖相带,蓝藻丰度递减而杜氏藻递增^[18]。同时,考虑到目前滨浅湖为玛湖凹陷页岩油勘探突破的重点^[19],为兼顾两种成烃生物及勘探有利区,本次热模拟实验样品选取自玛湖凹陷风5井风城组3 221.45 m深度的白云质泥岩。

X-射线衍射(XRD)分析结果显示,样品以长英质矿物(含量55.3%)和白云石(28.2%)为主,其次为黏土矿物(9.7%)和黄铁矿(5.9%)。TOC为1.53%,游离

烃含量(S_1)为1.36 mg/g,热解烃含量(S_2)为7.69 mg/g,氢指数(HI)为501 mg/g, R_o 为0.69%(表1)。有机质类型为Ⅱ₁型,有机显微组分以结构藻为主,其次为镜质体和沥青质(图2)。C₂₃烃类主峰碳和 β -胡萝卜素为典型的杜氏藻生物标志物特征,而7-+8-甲基十七烷/正构烷烃主峰(简称7-+8-MI)是典型的蓝藻生物标志物特征^[18]。对风5井原样抽提后的生物标志化合物分析可知,生烃母质包含杜氏藻和蓝细菌两种成烃生物(图3)。

2.2 实验方案与产物定量分析方法

本实验采用中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所自主研发的地层孔隙热压生烃模拟实验仪(Ⅳ代)(图4),通过幕式排烃法还原烃源岩的生-排-滞烃演化过程。目前,玛湖凹陷风城组页岩有机质 R_o 值主体为0.7%~1.2%,生油深度范围在3 500~5 500 m^[3],实验设计以玛湖凹陷玛页1井的埋藏史-热演化史为地质约束,设置了8个模拟温度点(300,320,330,340,350,360,370和380℃),对应的静岩压力分别为34,39,44,48,52,56,58和61 MPa,控制压力误差小于1 MPa(表2)。将等分为8份的圆柱岩心样品(每份约100 g)置于高压釜内,通过水压对样品加压,模拟地层压力,达到设定温度点后,恒温48 h,待模拟样品充分反应后,分别收集气体与热解油,并测定残渣的 R_o 值。

实验过程中,水、气体和轻质油的混合物等首先排出,混合物经过液氮冷却分离液态的油、水和气态物

表1 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组生烃模拟实验样品有机地球化学信息

Table 1 Organic geochemical information of hydrocarbon generation simulation experiment samples of the Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

井号	层位	岩性	TOC/%	S_1 /(mg/g)	S_2 /(mg/g)	HI/(mg/g)	R_o /%
风5	P ₁ f	白云质泥岩	1.53	1.36	7.69	501	0.69

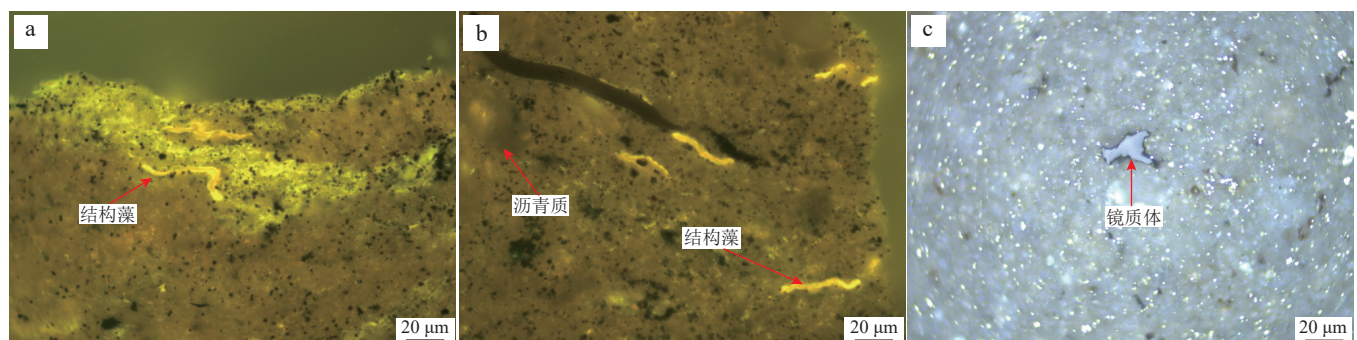


图2 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组生烃模拟实验样品有机显微组分对比

Fig. 2 Comparison of organic macerals in samples for hydrocarbon generation simulation experiments collected from the Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

a. 结构藻,埋深3 221.45 m,风5井; b. 沥青质,结构藻,埋深3 221.45 m,风5井; c. 镜质体,埋深3 221.45 m,风5井

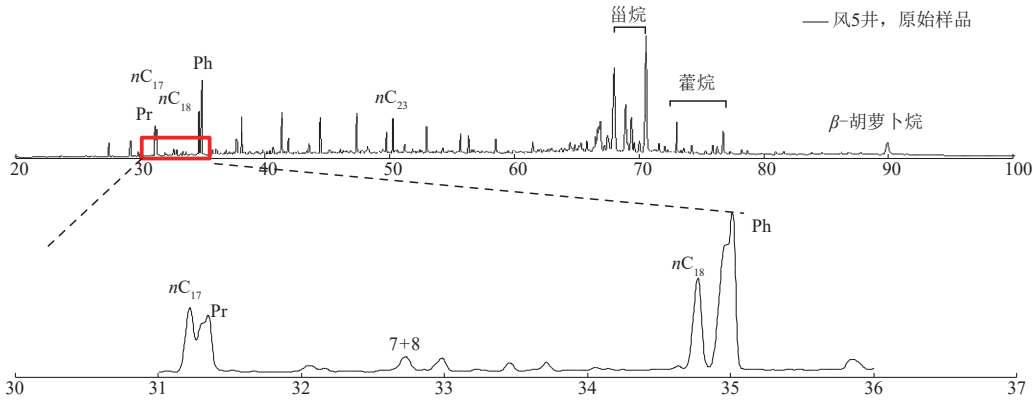


图 3 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组生物标志物反映的生烃母质组成

Fig. 3 Composition of hydrocarbon-generating parent materials as reflected in biomarkers from the Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

Pr. 姥鲛烷; Ph. 植烷; nC_{17} . 正十七烷; nC_{18} . 正十八烷; nC_{23} . 正二十三烷; 7+8. 7-+8-甲基十七烷

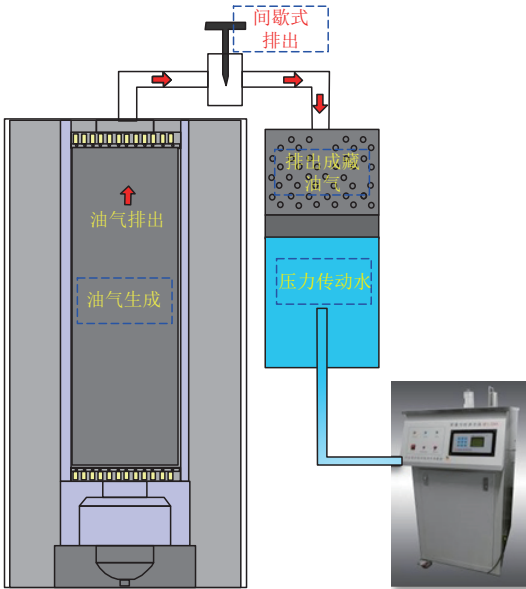


图 4 生、排烃模拟实验原理示意图

Fig. 4 Schematic diagram showing the experimental process using the formation porosity thermocompression simulation experiment instrument of hydrocarbon generation and expulsion developed by SINOPEC

质,油水混合物被冷冻在收集管中,气体进入计量管收集并计量其体积。除了排出油,还通过对热模拟样品进行萃取得到氯仿沥青“A”,为滞留在烃源岩中的油,称为

滞留油。总油包括滞留油和排出油,总烃指总油与烃类气体之和。对不同温、压条件下热模拟实验的产物组分和同位素进行分析,系统表征玛湖凹陷二叠系页岩样品不同成熟度条件下的生-排-滞烃的演化模式。同时将不同温压条件下充分反应后的样品取出,开展扫描电镜、氮气吸附(洗油后)、高压压汞(洗油后)和氦气孔隙度(洗油后)等物性表征实验,分析不同温、压条件下的储层物性变化,还原源-储协同演化过程。

3 实验结果

3.1 热模拟温度与成熟度

烃源岩热模拟实验结果表明,镜质体反射率与热模拟温度之间呈现良好正相关关系^[20, 21]。对玛湖凹陷风城组泥岩原始样品和模拟后的样品进行镜质体反射率测试,并对实测 R_o 进行校正^[22]。实验数据显示(图 5),热模拟温度与模拟镜质体反射率(Easy R_o)之间呈现良好正相关关系。依据这一对应关系,可将样品热模拟温度与生-排-滞油量之间的关系,转化为 R_o 与生-排-滞油量之间的关系,从而更直观地观察和分析模拟产物演化特征。

表 2 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组生烃模拟实验设置温、压与 R_o 参数值

Table 2 Setting temperature and pressure and R_o value in hydrocarbon generation simulation experiment of the Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

参数	参数值							
温度/ $^{\circ}\text{C}$	300	320	330	340	350	360	370	380
压力/MPa	34	39	44	48	52	56	58	61
实测 R_o /%	0.72	0.86	0.97	1.14	1.26	1.41	1.48	1.70
Easy R_o /%	0.75	0.83	0.88	0.97	1.00	1.04	1.06	1.14

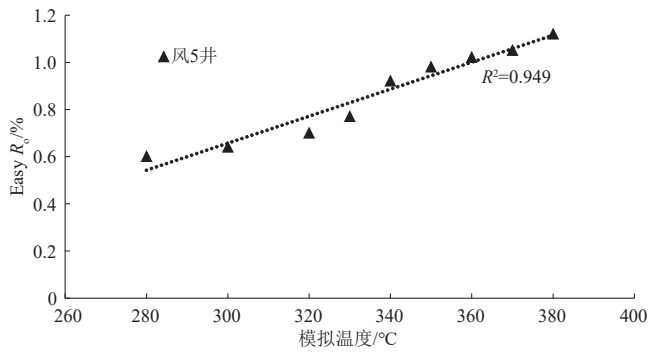


图5 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩热模拟温度与EasyR_o相关性

Fig. 5 Correlation between thermal simulation temperature and EasyR_o of shales in the Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

3.2 不同热演化阶段生烃产率与组分演化特征

由引言可以看出,目前关于玛湖凹陷风城组烃源岩生烃过程的研究主要存在两种观点,主要区别在于是否为双峰生烃、主生油峰产率是否因淡水或咸水烃源岩而有差别^[3,7-10,23]。本次模拟实验结果表明,玛湖凹陷风城组烃源岩生烃过程中存在两个生油高峰,第

二个生油高峰总产烃率约为 720 mg/g,高于盐湖和淡水湖泊烃源岩生油量。在低成熟阶段,产气率相对较低。随着成熟度接近高成熟阶段,产气率逐渐增加。当 Easy R_o 值达到 1.14% 时,产气率与产油率近乎相等(图6)。

依据总烃、总油和烃气产率,结合前人研究结果,本研究将风城页岩中有机质的生烃过程分为 3 个阶段。

1) 生油早期(Easy R_o < 0.75%):由于热降解温度相对较低(< 300 °C),一小部分有机质初步降解为大分子化合物,油、气产率均较低。

2) 生油中期(Easy R_o = 0.75% ~ 1.06%):随着温度升高,有机质和大分子沥青进一步降解,产生 H₂和碳氢化合物等气体,该阶段为主要产油期。油产率显示出两个峰值,其中,第一个高峰总产烃率超过 400 mg/g,第二个高峰总产烃率约为 720 mg/g,且生油高峰期较长(图6),这解释了玛湖凹陷有机质丰度中等、页岩油储量较高的原因。

3) 生油晚期(Easy R_o = 1.06% ~ 1.14%):随着热演化程度持续增加,烃源岩的总产烃率和产油率开始

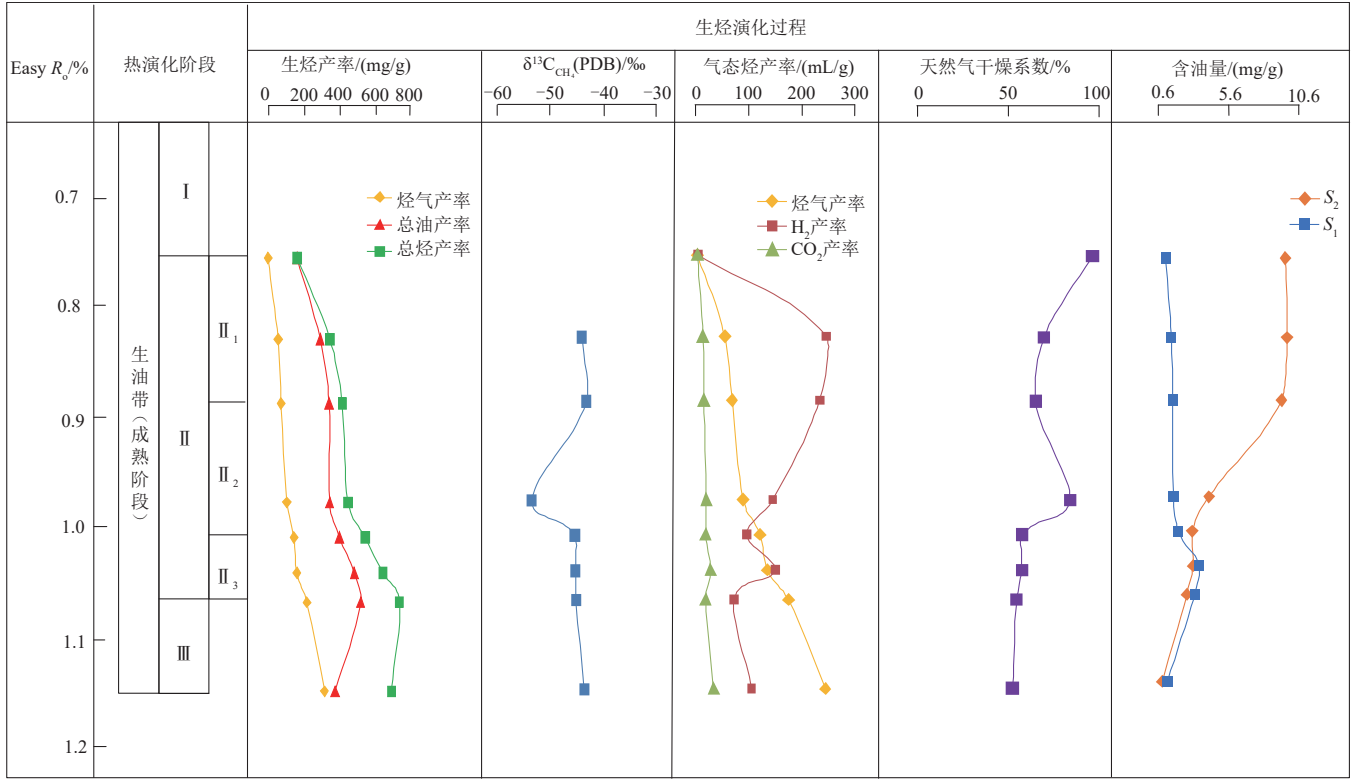


图6 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组烃源岩热模拟实验下生烃演化过程

Fig. 6 Thermal simulation experiment-derived hydrocarbon generation evolution process of source rocks in the Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

δ¹³C_{CH₄}(PDB). 甲烷碳同位素值; S₁. 游离烃含量; S₂. 热解烃含量; H₂. 氢气; CO₂. 二氧化碳; I. 生油早期; II. 生油中期; III. 生油晚期; II₁. 第一生油峰; II₂. 生油峰间隙; II₃. 第二生油峰

下降,而气态烃产率逐渐增加,这主要源于部分滞留油发生裂解,转化为气体^[24]。

此外,依据主生油期的总油产量、甲烷碳同位素值 $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ (PDB)、气态烃产率、天然气干燥系数和含油量特征,可将主生油期划分为3个次级生油阶段。

1) II₁阶段(Easy $R_o = 0.75\% \sim 0.88\%$):对应第一个生油高峰,其特征为甲烷 $\delta^{13}\text{C}$ (PDB)较为平稳、 H_2 产率较高(可能与热蒸汽下干酪根或水的裂解产生的氢自由基有关^[25-27])、天然气干燥系数持续下降,同时热解烃含量(S_2)变化较小,这主要与烃源岩在低成熟度下降解为大分子化合物有关。

2) II₂阶段(Easy $R_o = 0.88\% \sim 0.97\%$):表现为总产油率降低、气态烃产率增加、甲烷 $\delta^{13}\text{C}$ (PDB)迅速降低、天然气干燥系数增加。这些特征与液态烃裂解过程相符, S_2 的迅速降低也验证了这一解释(图6)。

3) II₃阶段(Easy $R_o = 0.97\% \sim 1.06\%$):对应第二生油高峰,总油产率和气态烃产率均有所增加,甲烷 $\delta^{13}\text{C}$ (PDB)和天然气干燥系数迅速恢复到与第一生油高峰相近水平,且延续第一生油高峰时期的增加或降低趋势,表明此阶段仍以烃源岩热降解为主,但由于热演化温度较高,主要生成低分子量液态烃, $\text{C}_2\text{—C}_5$ 气态烃的产率有所增加,天然气干燥系数降低。此阶段 S_2 持续降低,页岩油可动性增加。

3.3 不同热演化阶段储层演化特征

储层的演化主要可分为3个阶段(图7,图8)。

1) I阶段(Easy $R_o < 0.75\%$):孔隙发育较差,有机质和无机矿物多以富有机质聚集体的形式存在(图8a)。微孔、介孔和宏孔均不发育,低温氮气吸附量较低。孔隙孔径主要分布在20~50 nm,同时存在一定比例的孔径8 000 nm孔隙,推测可能与微裂缝发育有关。主要孔隙类型包括粘土层间缝、白云石晶间孔和碎屑粒间孔等。

2) II阶段(Easy $R_o = 0.75\% \sim 0.97\%$):孔隙体积缓慢增加,氮气吸附量少量增加,回滞环开口有所增大,表明孔隙结构趋于复杂。孔隙孔径主要分布在20~50 nm,孔径4~10 nm孔隙以及部分宏孔所占比例有所增加。扫描电镜下显示,由于生烃作用,部分原富有机质聚集体产生次生无机孔隙(图8b)。同时沥青收缩缝和粒缘缝所占比例增加(图8c),这些变化可能是此阶段孔隙增加的主要原因。部分孔隙中可见油膜填充,说明该阶段的生烃作用较强。

3) III阶段(Easy $R_o = 0.97\% \sim 1.14\%$):孔隙体积迅速增加,氮气吸附量持续增加。孔径分布特征显示,孔径大于20 nm的孔隙比例显著增加,特别是孔径大于80 nm的孔隙。扫描电镜显示,该阶段由于大量生烃导致生烃增压缝发育(图8e),且粒间孔和白云石晶间孔均因溶蚀作用导致孔径增大,孔隙内部均填充油

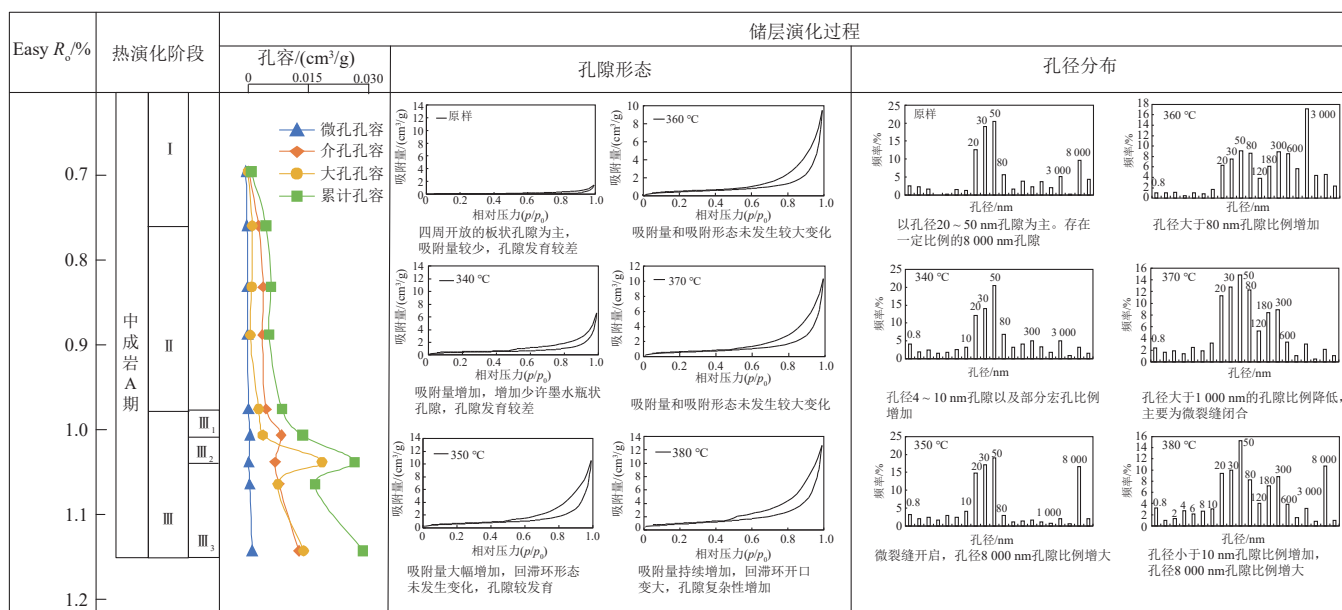


图7 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组烃源岩热模拟实验下储层演化过程

Fig. 7 Reservoir evolutionary process derived from thermal simulation experiments on source rocks in the Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

I. 孔隙发育较差阶段; II. 孔隙体积缓慢增加阶段; III. 孔隙体积迅速增加阶段; III₁. 微孔、介孔和宏孔同步增加阶段; III₂. 介孔体积有所降低,宏孔迅速增加阶段; III₃. 微孔、介孔和宏孔同步增加阶段

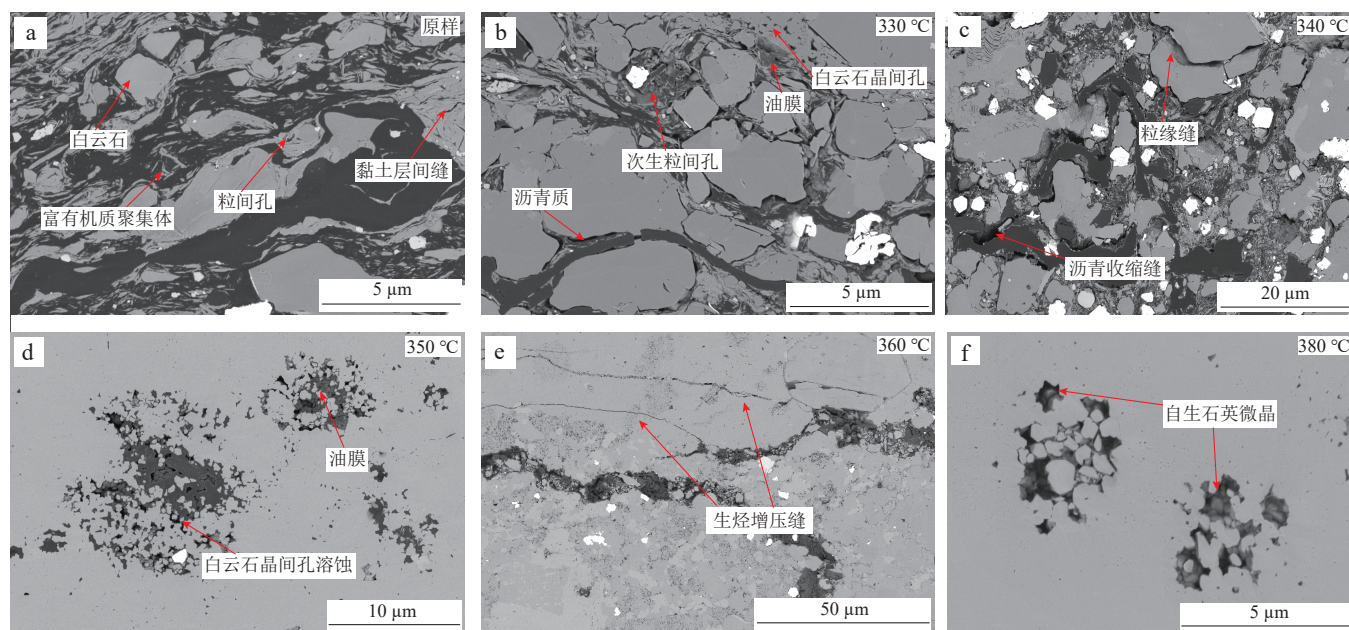


图8 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩热模拟实验下储层孔隙扫描电镜照片

Fig. 8 Scanning electron microscope (SEM) images of reservoir pores derived from thermal simulation experiments on shales in the Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

a. 原始样品,黏土层间缝,粒间孔,Easy $R_0 = 0.69\%$,孔隙度 = 0.3%; b. 沥青收缩缝、次生无机孔隙,白云石晶间孔,300 °C,Easy $R_0 = 0.88\%$,孔隙度 = 3.0%; c. 沥青收缩缝、粒缘缝,340 °C,Easy $R_0 = 0.97\%$,孔隙度 = 1.4%; d. 白云石晶间孔溶蚀,350 °C,Easy $R_0 = 1.00\%$,孔隙度 = 4.8%; e. 生烃增压缝,360 °C,Easy $R_0 = 1.04\%$,孔隙度 = 8.5%; f. 自生石英微晶,380 °C,Easy $R_0 = 1.14\%$,孔隙度 = 7.3%

膜(图8d)。此外,在部分溶蚀孔内观察到自生微晶石英的形成(图8f)。前人研究表明^[13],在生烃模拟实验中,300 °C条件下即可产生大量自生微晶石英。本研究中的自生石英可能来源于黏土矿物转化和长石溶蚀过程^[28]。这些自生微晶石英的形成可能是导致该阶段低温氮气吸附回滞环开口增大的重要原因,石英的结晶堵塞了部分孔隙的孔喉,使孔隙结构更加复杂。

进一步分析发现,储层演化的第三阶段也可分为3个次级阶段。

1) III_1 阶段(Easy $R_0 = 0.97\% \sim 1.00\%$):介孔和宏孔迅速增加。这主要源于次生无机孔隙的形成和有机酸溶蚀作用导致的孔隙扩大(图8d)。

2) III_2 阶段(Easy $R_0 = 1.00\% \sim 1.04\%$):介孔体积有所降低,宏孔迅速增加,孔径分布显示孔径大于80 nm的孔隙比例显著增加(图7)。除溶蚀作用外,幕式排烃作用产生的微裂缝也是重要影响因素(图8e)。

3) III_3 阶段(Easy $R_0 = 1.04\% \sim 1.14\%$):宏孔先快速降低后恢复至正常的增加趋势,介孔和宏孔同步增加。这可能是由于幕式排烃后微裂缝闭合(孔径大于1 000 nm孔隙的比例显著降低),同时次生无机孔隙持续生成,以及偏碱性矿物在酸性流体溶蚀作用下孔隙缓慢扩大的综合结果。

4 讨论

4.1 储层物性对烃源岩生、排、滞烃过程的影响

烃源岩的生烃作用,除了受自身地球化学特征以及热演化程度影响外,还受孔隙结构和孔隙连通性的影响。油气从烃源岩向储层的排出效率,一定程度上为烃源岩的持续生烃“腾出空间”。张景坤^[29]等研究证实,玛湖凹陷碱湖相烃源岩中的大量碱类矿物对原油的吸附作用,促进了其生油窗进一步延长,提高了生油效率。

本次热模拟实验着重表征储层物性对烃源岩生、排、滞过程的影响(图9)。结果表明,随着累计孔隙的增加,烃源岩的生、排烃量均有所增加,这一现象证实了储层物性改善对烃源岩生烃、排烃具有明显促进意义。而储层物性对烃源岩生、排、滞过程的影响主要体现在排和滞上。在烃源岩生烃的 II_1 阶段,虽然总油产率较高,但由于该阶段储层孔隙发育较差(图7),且生成的油分子量较大(图10),导致生成的油主要以吸附-互溶态/束缚态油的形式赋存于孔隙中,表现为滞留油产率增加而排油产率较低

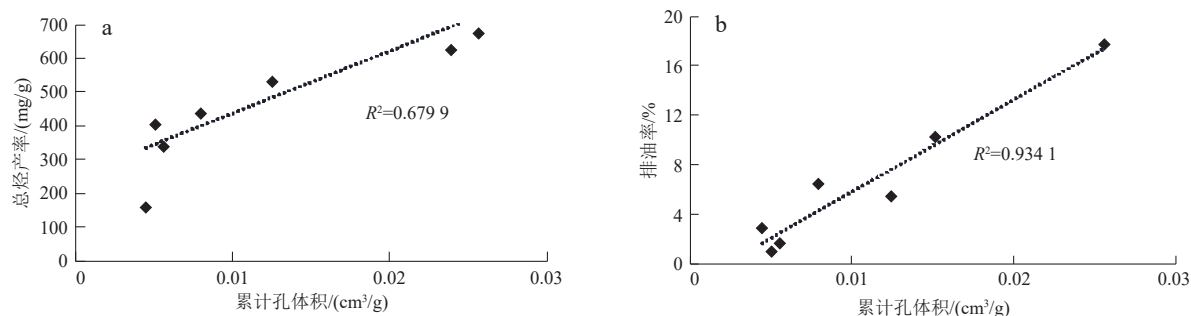


图9 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组烃源岩热模拟实验下孔隙体积变化对生、排、滞烃的影响

Fig. 9 Impacts of changes in the pore volume on hydrocarbon generation, expulsion, and retention derived from thermal simulation experiments on source rocks in the Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

a. 累计孔体积与总烃产率相关性; b. 累计孔体积与排油率相关性

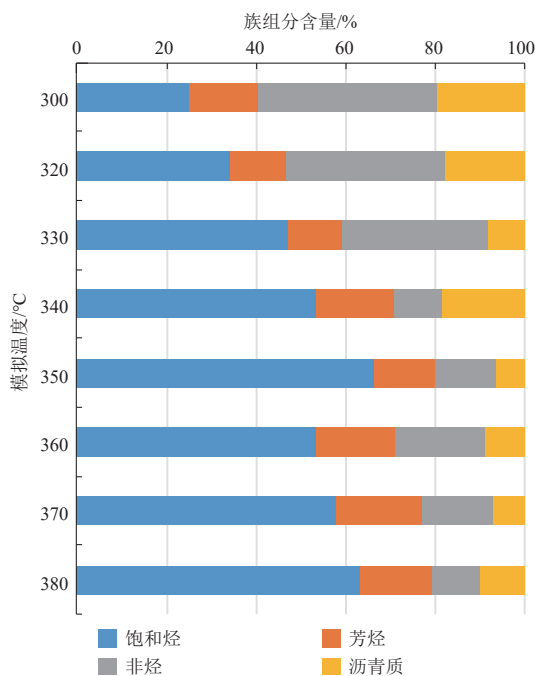


图10 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组烃源岩热模拟实验中不同模拟温度下生烃族组分含量条形图

Fig. 10 Evolutionary characteristics of hydrocarbon generation, expulsion, and retention derived from thermal simulation experiments on source rocks in the Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

(图11)。进入在Ⅱ₂阶段,尽管总油产率有所下降,但储层物性改善,同时部分液态烃发生二次裂解,使得生成的油气分子量减小^[30](图10),页岩油可动性增加,由此提升了排出油产率、降低了滞留油产率(图11)。在Ⅱ₃阶段,烃源岩大量生烃,伴随储层孔隙体积的快增加和连通性改善(图7),因此该阶段排出油和滞留油均有所增加。当演化至Ⅲ阶段时,虽然总油产率和滞留油产率下降,但由于储层物性持续变好,排出油量仍可持续增加。

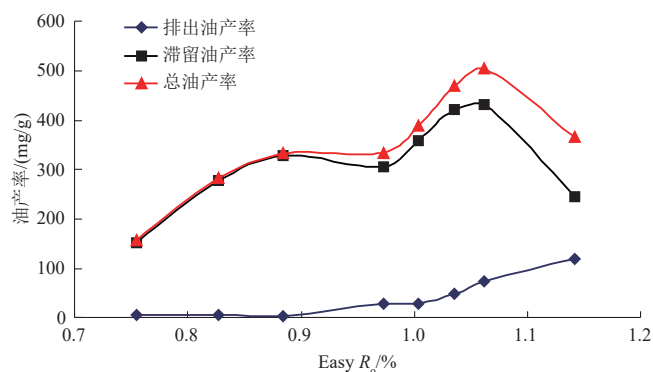


图11 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组烃源岩热模拟实验下生、排、滞烃演化特征

Fig. 11 Hydrocarbon-generating components in thermal simulation experiments on source rocks in the Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

4.2 烃源岩演化对储层物性的影响

烃源岩演化对储层物性的影响主要体现在5个方面。

1) 随着生烃作用的持续发生,由于有机质的生烃和运移,有机质与无机矿物结合的富有机质集合体会产生次生无机孔隙(图8b)。

2) 成熟度较低时($\text{Easy } R_0 < 0.97\%$),烃源岩主要以生成大分子烃类为主,生成的沥青填充在页岩孔隙中阻塞孔隙,导致储层物性变差。随着热演化程度增加,大分子沥青会热裂解为小分子烃类,沥青收缩,形成收缩缝,使储层物性变好(图8c)。

3) 生烃过程中酸性流体的产生^[12]会溶蚀偏碱性矿物,增加溶蚀孔体积,改善储层物性。扫描电镜观察显示(图12),在较低成熟度时,碳酸盐晶体自形程度较好,随着热演化持续进行,在较高成熟度阶段,碳酸盐微晶的边缘发生圆化,且碳酸盐晶间孔尺寸显著增

加,这说明该阶段发生了较强的酸性溶蚀作用,增加了孔隙体积(图8d)。

4) 在大量生烃阶段,生烃增压作用会导致生烃增压缝^[31-32],促进宏孔比例的大幅度增加(图8e)。

5) 可促进自生矿物的形成。由于玛湖凹陷风城组为碱湖沉积,石英等矿物会在碱性环境下溶解^[33],随着酸性流体持续生成,石英又重新结晶。由模拟结果来看,实验在 Easy R_o 为 1.14% 时观察到自生微晶

石英(图8f)。这些自生矿物会阻塞孔隙,导致孔喉变小,增加孔隙复杂性。通过低温氮气吸附实验可以看出,在 Easy R_o 为 1.14% 时,回滞环开口增大,验证了此结论。

为进一步验证实验结果可靠性,本研究对比了玛湖凹陷现阶段扫描电镜特征。结果显示(图13),现阶段玛湖凹陷风城组页岩中存在碳酸盐微晶溶蚀、石英结晶、次生无机孔隙和生烃增压缝等储层演化

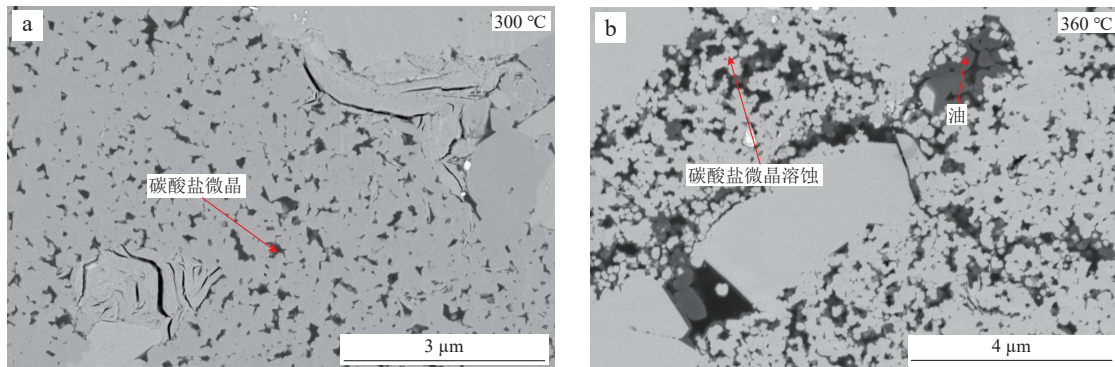


图12 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组烃源岩热模拟实验下碳酸盐微晶溶蚀扫描电镜照片

Fig. 12 SEM images of carbonate microcrystal dissolution derived from thermal simulation experiments on source rocks in the Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

a. 300 °C, Easy R_o = 0.75%, 碳酸盐晶型较好; b. 360 °C, Easy R_o = 1.04%, 碳酸盐微晶被溶蚀

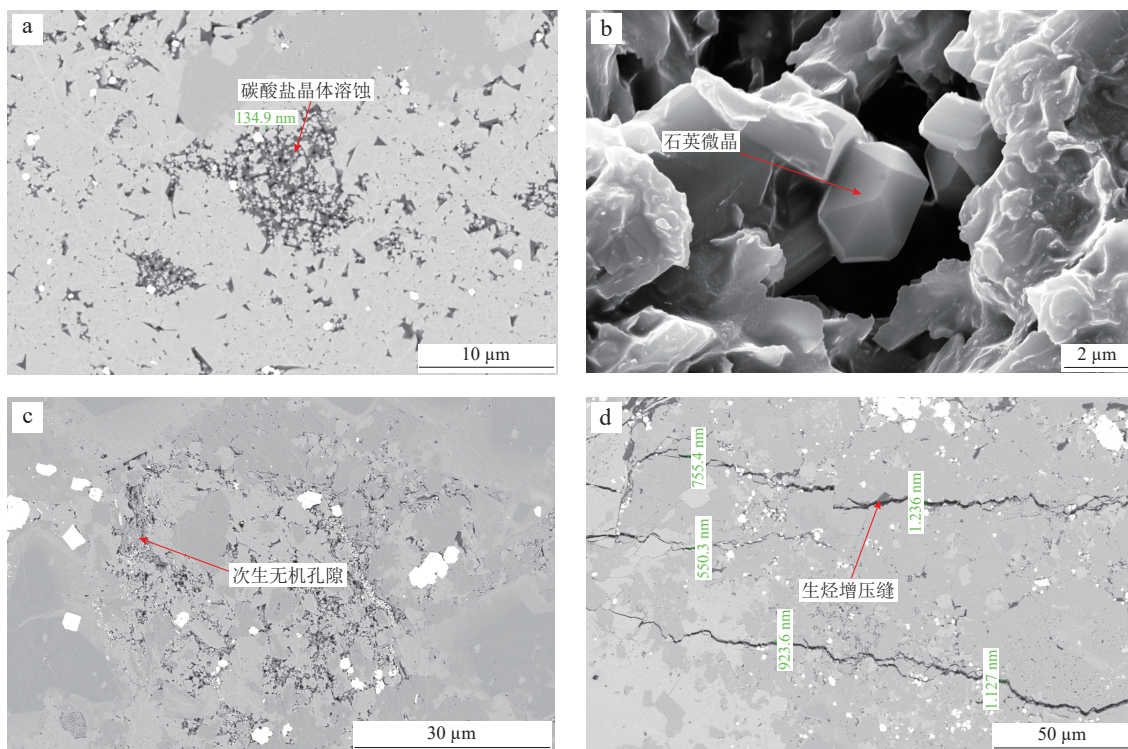


图13 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩孔隙扫描电镜照片

Fig. 13 SEM images of shale pores from the Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

a. 碳酸盐晶体溶蚀, 玛页1井, 埋深4 769.50 m; b 石英微晶, 玛页1井, 埋深4 612.31 m; c 次生无机孔隙, 玛页1井, 埋深4 769.90 m; d 生烃增压缝, 玛页1井, 埋深4 754.30 m

现象,与模拟实验结果高度一致,证实了实验结果的准确性。

4.3 玛湖凹陷风城组源-储协同演化模式

结合烃源岩的生、排、滞特征、储层物性演化规律和气/油比(气态烃/总油含量比值,可动性参数)变化,本研究总结出玛湖凹陷风城组页岩的源-储协同演化过程。

该过程可划分为以下4个阶段(图14):

1) I 阶段($\text{Easy } R_o < 0.75\%$): 烃源岩的产烃率较低,生成的烃类重质组分比例较高,可动性较差。有机质和无机矿物主要以富有机质聚集体的形式存在,页岩储层孔隙发育较差,烃源岩生成的油主要以滞留油的形式赋存在无机孔隙中,排烃率较低。

2) II 阶段($\text{Easy } R_o = 0.75\% \sim 0.97\%$): 烃源岩产烃率增加,气/油比在25%左右,可动性较好。由于烃源岩持续生烃,原富有机质聚集体产生次生无机孔隙。同时,赋存在无机孔隙中的沥青质也因生烃收缩产生沥青收缩缝。储层物性变好,连通性增加,进一步增加该阶段排烃效率。

3) III 阶段($\text{Easy } R_o = 0.97\% \sim 1.06\%$): 烃源岩大量生烃,气/油比在25%~50%之间,页岩油可动性较强。大量生烃形成的超压导致生烃增压缝的产生,同时生烃过程中形成的酸性流体对偏碱性矿物进行溶蚀,形成许多溶蚀孔隙。无机孔缝的大量增加导致储层物性持续变好,连通性增加。持续改善的储层物性又进一步促进了烃源岩的生、排过程,显著提升该阶段的排油效率。目前玛湖凹陷风城组页岩油勘探突破区主体正处于该演化阶段。

4) IV 阶段($\text{Easy } R_o > 1.06\%$): 产油率开始降低,滞留油产率开始减少,但由于气/油显著增加,储层物性持续较好,排出油率仍在持续增加。值得注意的是,部分自生矿物的产生可能会对后期孔隙连通性有所影响。

从源-储协同演化的角度分析可以看出,由于烃源岩和储层的相互影响,现阶段玛湖凹陷风城组页岩油勘探突破区正处于储层物性较好,烃源岩生、排、滞产率均较高的源-储演化阶段,因此具有较高的资源潜力。而高成熟度下的高可动性条件,可能预示着在深洼区也具备较高的资源潜力。

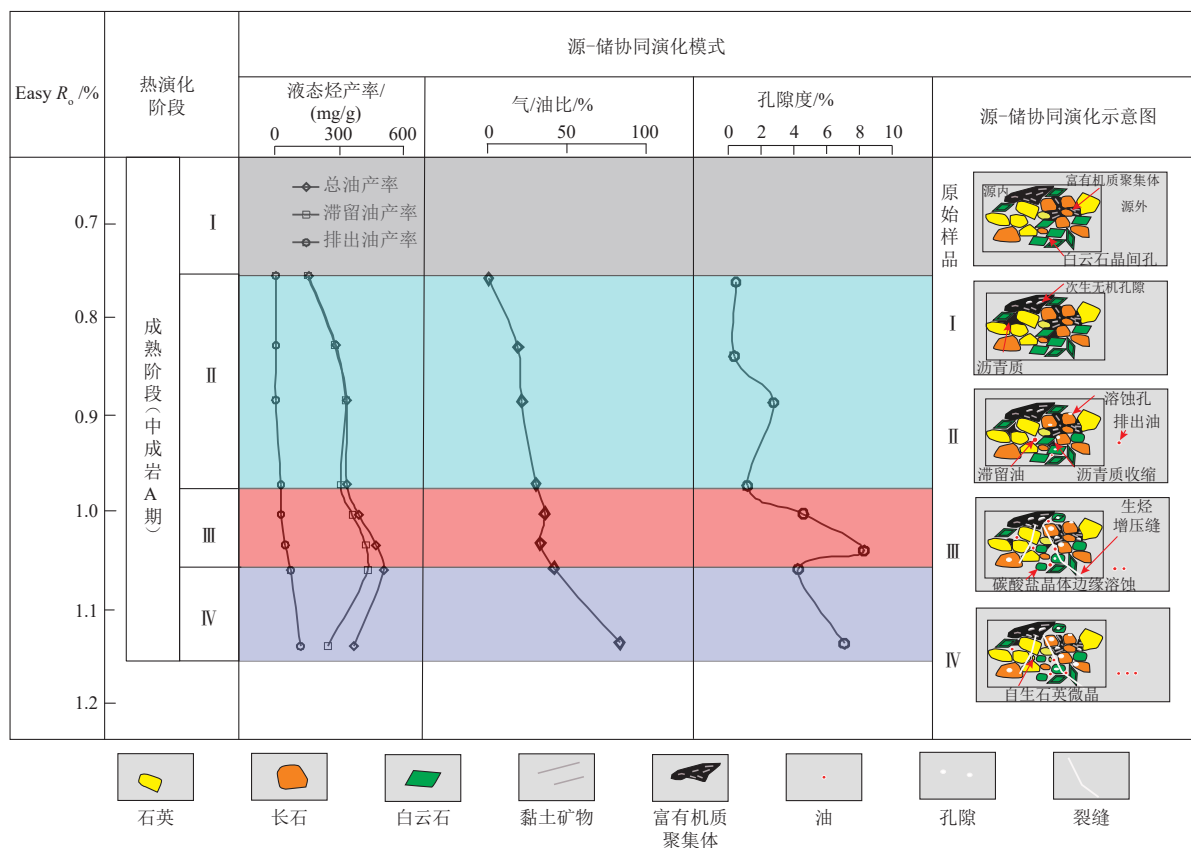


图14 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩源-储协同演化模式

Fig. 14 Source rock-reservoir coevolution patterns in varying sedimentary areas of the Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin

I. 演化初期; II. 缓慢演化阶段; III. 快速演化阶段; IV. 演化后期

5 结论

1) 玛湖凹陷风城组泥页岩具有持续生烃期长、生烃率高,高成熟度下气/油比高的特征,存在一低一高两个生油高峰。可分为3个演化阶段:在生油早期($\text{Easy } R_o < 0.75\%$),部分有机质降解成大分子化合物,没有气体生成或油排出;在生油中期(主生油期)($\text{Easy } R_o = 0.75\% \sim 1.06\%$),有机质和大分子沥青逐渐降解,轻质油产率增加,开始排油;在生油晚期($\text{Easy } R_o = 1.04\% \sim 1.14\%$),生油产率降低,由于气/油比较高,页岩油流动性增加,滞留油大量减少,排出油增加。

2) 储层的演化主要可分为3个阶段:在第一阶段($\text{Easy } R_o < 0.75\%$),孔隙发育较差;在第二阶段($\text{Easy } R_o = 0.75\% \sim 0.97\%$),孔隙体积缓慢增加,主要为次生无机孔隙、沥青收缩缝的影响;在第三阶段($\text{Easy } R_o = 0.97\% \sim 1.14\%$),孔隙体积迅速增加,主要为次生无机孔隙的增加、溶蚀孔和生烃增压缝的影响。

3) 风城组页岩生烃演化对储层物性的影响包括次生无机孔隙的产生、沥青的填充与收缩、生烃增压产生微裂缝、酸性流体溶蚀、自生矿物生成等方面,储层物性改善促进了页岩生、排过程。玛湖凹陷风城组页岩的源-储协同演化可分为4个阶段:①演化初期($\text{Easy } R_o < 0.75\%$),烃源岩产烃率较低,储层主要以原生无机孔隙为主,孔隙发育较差;②缓慢演化阶段($\text{Easy } R_o = 0.75\% \sim 0.97\%$),烃源岩产烃率有所增加,次生无机孔隙以及沥青收缩缝的增加促进孔隙发育,进一步促进了产、排烃率的增加;③快速演化阶段($\text{Easy } R_o = 0.97\% \sim 1.06\%$),烃源岩大量生烃导致生烃增压缝、溶蚀孔的大量增加,储层物性变好,进一步促进了产、排烃率的增加;④演化后期($\text{Easy } R_o > 1.06\%$),产烃率降低,但气/油比较高,储层物性较好,排烃率进一步增加。当前玛湖凹陷风城组页岩油勘探突破区主体处于快速演化阶段,显示出优越的资源潜力。

致谢:文章撰写过程中李志明、冷筠滢、祝庆敏和王濡岳提供了指导意见,在此致以由衷感谢!感谢无锡石油地质研究所提供的实验平台!感谢新疆油田提供的样品支持!

参 考 文 献

[1] 白雨,汪飞,牛志杰,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组

烃源岩生烃动力学特征[J]. 岩性油气藏, 2022, 34(4): 116-127.

BAI Yu, WANG Fei, NIU Zhijie, et al. Hydrocarbon generation kinetics of source rocks of Permian Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2022, 34(4): 116-127.

[2] 宋永,杨智峰,何文军,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组碱湖型页岩油勘探进展[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 60-72.

SONG Yong, YANG Zhifeng, HE Wenjun, et al. Exploration progress of alkaline lake type shale oil of the Permian Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 60-72.

[3] 刘得光,周路,李世宏,等. 玛湖凹陷风城组烃源岩特征与生烃模式[J]. 沉积学报, 2020, 38(5): 946-955.

LIU Deguang, ZHOU Lu, LI Shihong, et al. Characteristics of source rocks and hydrocarbon generation models of Fengcheng Formation in Mahu Depression [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2020, 38(5): 946-955.

[4] 蒋中发,江梦雅,陈海龙,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷下二叠统风城组烃源岩热演化及沉积古环境评价[J]. 现代地质, 2022, 36(4): 1118-1130.

JIANG Zhongfa, JIANG Mengya, CHEN Hailong, et al. Thermal and paleoenvironment evolution of the Fengcheng Formation of Permian in Mahu Depression, Junggar Basin [J]. Geoscience, 2022, 36(4): 1118-1130.

[5] 许琳,常秋生,冯玲丽,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩油储层特征及控制因素[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 649-660.

XU Lin, CHANG Qiusheng, FENG Lingli, et al. The reservoir characteristics and control factors of shale oil in Permian Fengcheng Formation of Mahu Sag, Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 649-660.

[6] 朱越,伍顺伟,邓玉森,等. 玛湖凹陷风城组储集层孔喉结构及流体赋存特征[J]. 新疆石油地质, 2024, 45(3): 286-295.

ZHU Yue, WU Shunwei, DENG Yusen, et al. Pore throat structures and fluid occurrences of reservoirs in Fengcheng Formation, Mahu Sag [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2024, 45(3): 286-295.

[7] 支东明,曹剑,向宝力,等. 玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩生烃机理及资源量新认识[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(5): 499-506.

ZHI Dongming, CAO Jian, XIANG Baoli, et al. Fengcheng alkaline lacustrine source rocks of Lower Permian in Mahu Sag in Junggar Basin: Hydrocarbon generation mechanism and petroleum resources reestimation [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(5): 499-506.

[8] 柳波,蒙启安,付晓飞,等. 松辽盆地白垩系青山口组一段页岩生、排烃组分特征及页岩油相态演化[J]. 石油与天然气地

- 质, 2024, 45(2): 406-419.
- LIU Bo, MENG Qi'an, FU Xiaofei, et al. Composition of generated and expelled hydrocarbons and phase evolution of shale oil in the 1st member of Qingshankou Formation, Songliao Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(2): 406-419.
- [9] 倪良田, 杜玉山, 蒋龙, 等. 渤海湾盆地济阳坳陷陆相断陷湖盆中-低成熟度页岩“富烃-成储-富集-高产”的理论认识与开发实践[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(5): 1417-1430.
- NI Liangtian, DU Yushan, JIANG Long, et al. Medium-to-low maturity shales in the faulted lacustrine basin in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin: Theoretical understanding of their hydrocarbon generation, reservoir formation, and shale oil enrichment and high-yield nature and exploitation practices [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(5): 1417-1430.
- [10] 陈建平, 孙永革, 钟宁宁, 等. 地质条件下湖相烃源岩生排烃效率与模式[J]. *地质学报*, 2014, 88(11): 2005-2032.
- CHEN Jianping, SUN Yongge, ZHONG Ningning, et al. The efficiency and model of petroleum expulsion from the lacustrine source rocks within geological frame [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2014, 88(11): 2005-2032.
- [11] 董春梅, 马存飞, 栾国强, 等. 泥页岩热模拟实验及成岩演化模式[J]. *沉积学报*, 2015, 33(5): 1053-1061.
- DONG Chunmei, MA Cunfei, LUAN Guoqiang, et al. Pyrolysis simulation experiment and diagenesis evolution pattern of shale [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2015, 33(5): 1053-1061.
- [12] 栾国强, 董春梅, 马存飞, 等. 基于热模拟实验的富有机质泥页岩成岩作用及演化特征[J]. *沉积学报*, 2016, 34(6): 1208-1216.
- LUAN Guoqiang, DONG Chunmei, MA Cunfei, et al. Pyrolysis simulation experiment study on diagenesis and evolution of organic-rich shale [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2016, 34(6): 1208-1216.
- [13] 曹剑, 张瑞杰, 支东明, 等. 碱湖烃源岩有机-无机相互作用与控烃机理[J]. *中国科学: 地球科学*, 2025, 55(5): 1619-1641.
- CAO Jian, ZHANG Ruijie, ZHI Dongming, et al. Unique bimodal oil generation of alkaline-saline lacustrine source rock: Evidences, model and mechanism of organic-inorganic interactions [J]. *Science China Earth Sciences*, 2025, 55(5): 1619-1641.
- [14] 方世虎, 贾承造, 郭召杰, 等. 准噶尔盆地二叠纪盆地属性的再认识及其构造意义[J]. *地学前缘*, 2006, 13(3): 108-121.
- FANG Shihu, JIA Chengzao, GUO Zhaojie, et al. New view on the Permian evolution of the Junggar Basin and its implications for tectonic evolution [J]. *Earth Science Frontiers*, 2006, 13(3): 108-121.
- [15] 陈志祥. 玛湖凹陷风城组页岩油储集层特征及其含油性评价[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2023.
- CHEN Zhixiang. Reservoir characteristics and oil bearing evaluation of shale oil in Fengcheng Formation, Mahu Sag [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2023.
- [16] 张志杰, 袁选俊, 汪梦诗, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组碱湖沉积特征与古环境演化[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(6): 972-984.
- ZHANG Zhijie, YUAN Xuanjun, WANG Mengshi, et al. Alkaline-lacustrine deposition and paleoenvironmental evolution in Permian Fengcheng Formation at the Mahu Sag, Junggar Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(6): 972-984.
- [17] 倪敏婕, 祝贺暄, 何文军, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组沉积环境与沉积模式分析[J]. *现代地质*, 2023, 37(5): 1194-1207.
- NI Minjie, ZHU Hexuan, HE Wenjun, et al. Depositional environment and sedimentary model of the Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin [J]. *Geoscience*, 2023, 37(5): 1194-1207.
- [18] 夏刘文, 曹剑, 边立曾, 等. 准噶尔盆地玛湖大油区二叠纪碱湖生物-环境协同演化及油源差异性[J]. *中国科学: 地球科学*, 2022, 52(4): 732-746.
- XIA Liuwen, CAO Jian, BIAN Lizeng, et al. Co-evolution of paleo-environment and bio-precursors in a Permian alkaline lake, Mahu mega-oil province, Junggar Basin: Implications for oil sources [J]. *Science China Earth Sciences*, 2022, 52(4): 732-746.
- [19] 支东明, 唐勇, 郑孟林, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油藏地质特征与成藏控制因素[J]. *中国石油勘探*, 2019, 24(5): 615-623.
- ZHI Dongming, TANG Yong, ZHENG Menglin, et al. Geological characteristics and accumulation controlling factors of shale reservoirs in Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2019, 24(5): 615-623.
- [20] WAPLES D W. Time and temperature in petroleum formation: Application of Lopatin's method to petroleum exploration [J]. *AAPG Bulletin*, 1980, 64(6): 916-926.
- [21] MORROW D W, ISSLER D R. Calculation of vitrinite reflectance from thermal histories: A comparison of some methods [J]. *AAPG Bulletin*, 1993, 77(4): 610-624.
- [22] 阙永泉, 郑伦举, 承秋泉, 等. 有机质热解模拟实验残留物镜质体反射率校正研究[J]. *石油实验地质*, 2015, 37(4): 506-511, 517.
- QUE Yongquan, ZHENG Lunju, CHENG Qiuquan, et al. Vitrinite reflectance correction of residues in organic matter pyrolysis simulation experiments [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2015, 37(4): 506-511, 517.
- [23] 曹剑, 雷德文, 李玉文, 等. 古老碱湖优质烃源岩: 准噶尔盆地二叠统风城组[J]. *石油学报*, 2015, 36(7): 781-790.
- CAO Jian, LEI Dewen, LI Yuwen, et al. Ancient high-quality alkaline lacustrine source rocks discovered in the Lower Permian

- Fengcheng Formation, Junggar Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(7): 781-790.
- [24] WANG Yanwen, HAN Xiangxin, GAO Zheng, et al. Thermal cracking of the large molecular alcohols in shale oil by experimental study and kinetic modeling[J]. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 2022, 168: 105749.
- [25] LIU Xiaoping, ZHAN Jinhui, LAI Dengguo, et al. Initial pyrolysis mechanism of oil shale kerogen with reactive molecular dynamics simulation[J]. *Energy & Fuels*, 2015, 29(5): 2987-2997.
- [26] ZHAO Fumin, LI Bao, ZHANG Lei, et al. The mechanism of superheated steam affecting the quality of in-situ pyrolysates of oil shale kerogen: Part A-saturation of pyrolytic organics[J]. *Fuel*, 2022, 323: 124331.
- [27] YANG Dong, WANG Lei, ZHAO Yangsheng, et al. Investigating pilot test of oil shale pyrolysis and oil and gas upgrading by water vapor injection [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 196: 108101.
- [28] 郭佩, 柏淑英, 李长志, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩自生长英质矿物的成因机理及其储层改造意义[J]. *地质学报*, 2023, 97(7): 2311-2331.
- GUO Pei, BAI Shuying, LI Changzhi, et al. Formation of authigenic quartz and feldspars in the Fengcheng Formation of the Mahu Sag, Junggar basin, and their reservoir modification significance [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2023, 97(7): 2311-2331.
- [29] 张景坤, 曹剑, 胡文瑄, 等. 高演化有机质含氮化合物分子演化模型与生烃潜力[J]. *中国科学: 地球科学*, 2023, 53(4): 767-783.
- ZHANG Jingkun, CAO Jian, HU Wenxuan, et al. Molecular evolution of nitrogen-containing compounds in highly mature organic matter: Implications for the hydrocarbon generation potential [J]. *Science China Earth Sciences*, 2023, 53(4): 767-783.
- [30] CONNAN J. Biodegradation of crude oils in reservoirs [M]// BROOKS J, WELTE D. *Advances in Petroleum Geochemistry*. London: Academic Press, 1984: 299-335.
- [31] 王濡岳, 胡宗全, 龙胜祥, 等. 四川盆地上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组页岩储层特征与演化机制[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(2): 353-364.
- WANG Ruyue, HU Zongquan, LONG Shengxiang, et al. Reservoir characteristics and evolution mechanisms of the Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi shale, Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(2): 353-364.
- [32] 郭旭升, 马晓潇, 黎茂稳, 等. 陆相页岩油富集机理探讨[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1333-1349.
- GUO Xusheng, MA Xiaoxiao, LI Maowen, et al. Mechanisms for lacustrine shale oil enrichment in Chinese sedimentary basins [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1333-1349.
- [33] 李长志, 郭佩, 许景红, 等. 碱湖页岩酸碱性差异对页岩成岩演化及储集层的影响[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(1): 88-101.
- LI Changzhi, GUO Pei, XU Jinghong, et al. Influences of different alkaline and acidic diagenetic environments on diagenetic evolution and reservoir quality of alkaline lake shales [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(1): 88-101.
- (编辑 王 迪)