



地质力学学报
Journal of Geomechanics
ISSN 1006-6616, CN 11-3672/P
中文核心期刊
中国科技核心期刊
CSCD 来源期刊（核心库）

《地质力学学报》预出版论文

论文题目：鄂尔多斯盆地靖边地区延长组长7—长6段烃源岩评价及油源对比

作者：汤思维，薛辉，唐友军，王淑敏，胡光明，李庚，石方廷玉

DOI: 10.12090/j.issn.1006-6616.2025050

投稿时间：2025-05-13

录用时间：2026-01-05

预出版时间：2026-03-10

预出版版权说明

预出版，是指在网络出版或纸质版印刷出版之前，文章的电子版本在网上提前公开，是正式出版的预备版本。预出版的文章是通过严格的“三审制”审查后，本刊确定录用的文章，其内容的著作权等受《著作权法》等法律法规保护。预出版的文章将在之后的印刷版上刊发，印刷版的文章可能与预出版的文章略有不同，预出版文章经录用后便以电子版本形式在网站发出，没有经过排版和编校，会存在部分文字及编排格式与正式出版有出入，但文章主体内容是完全一致的。

学者研究或引述预出版文章，应当以印刷纸质版内容为准；但如果牵涉首创权等时间问题，则应当以适当方式注明文章的预出版日期。

鄂尔多斯盆地靖边地区延长组长7—长6段烃源岩评价及油源对比

汤思维¹, 薛辉^{2,3}, 唐友军¹, 王淑敏^{2,3}, 胡光明⁴, 李庚⁵, 石方廷玉⁴

TANG Siwei, XUE Hui, TANG Youjun, WANG Shumin, HU Guangming, LI Geng, SHI Fangtingyu

1. 油气地球化学与环境湖北省重点实验室(长江大学资源与环境学院), 湖北 武汉 430100;

2. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 陕西 西安, 710018;

3. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安, 710018;

4. 长江大学地球科学学院, 湖北 武汉, 430100;

5. 中国石油长庆油田分公司第一采油厂, 陕西 延安, 71600

1. Hubei Key Laboratory of Petroleum Geochemistry and Environment (Yangtze University), Wuhan 430100, Hubei, China;

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, Shaanxi, China;

3. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low Permeability Oil and Gas Fields, Xi'an 710018, Shaanxi, China

4. School of Geosciences, Yangtze University, Wuhan 430100, Hubei, China

5. The First Oil Production Factory, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Yan'an, 716000, Shaanxi, China

Evaluation of Source Rocks and Oil Source Correlation in Chang 7-Chang 6 Member of Yanchang Formation in Jingbian Area, Ordos Basin

Abstract: Objective The Chang 7 and Chang 6 Members of the Yanchang Formation in the Jingbian Area of the Ordos Basin constitute significant source rock intervals. However, systematic studies on their hydrocarbon generation potential and contributions to petroleum accumulation remain limited, which constrains further exploration efforts in this region. Therefore, this study integrates geochemical analytical methods to systematically characterize the distribution and the geochemical properties of the Chang 7 and Chang 6 source rocks in the Jingbian area, as well as the geochemical signatures of the crude oils from the Yan 9 and Chang 2 reservoirs in the Jingbian Oilfield. **Methods** By comparing the geochemical parameters between the local Chang 6 and Chang 7 source rocks and the Zhangjiatan Shale in the center of the basin, the potential sources of the oils in the Yan 9 and Chang 2 reservoirs were identified. **Results** The results demonstrate that the Chang 7 source rocks are high quality, with widespread distribution and considerable thickness. They are characterized by Type I-II₂ kerogen and are in the mature stage. The biomarker characteristics indicate mixed organic matter inputs, deposited in a reducing environment with low salinity. The low Pr/Ph and high C₂₇/C₂₉ regular sterane ratios further suggest that the organic matter is predominantly derived from aquatic algae and other lower organisms, consistent with a reducing, fresh to brackish water depositional environment. In contrast, the

¹基金项目: 国家自然科学基金项目(42202163,41972148)

This research is financially supported by National Natural Science Foundation of China (Grant number:42202163,41972148)

第一作者: 汤思维(2000—), 女, 在读硕士, 研究方向为油气地球化学, Email: 1106703950@qq.com

通信作者: 唐友军(1975—), 男, 教授, 博士生导师, 从事非常规和常规油气地质综合评价、无机-有机地球化学结合与古环境、古气候重建研究,

Email: tyj@yangtzeu.edu.cn

Chang 6 source rocks are of medium to high quality, containing Type II₂-III kerogen and are generally in the low-to-mature stage. The moderate Pr/Ph and low C₂₇/C₂₉ regular sterane ratios reflect a predominance of terrigenous higher plant input, deposited under a weakly reducing environment. The oil-source correlation results reveal that the Yan 9 and Chang 2 oils are of the same origin, primarily derived from the Chang 7 source rocks, with a minor contribution from the Chang 6 Member. **Conclusion** (1) the Chang 7 Member is the primary, high-quality source rock in the Jingbian area, superior to the Chang 6 Member in terms of thickness, lateral distribution, organic richness, and hydrocarbon generation potential. (2) Distinct biomarker signatures differentiate the Chang 7 (aquatic/algal, reducing), Chang 6 (terrigenous, weakly reducing), and distal Zhangjiatan (highly aquatic, strongly reducing) source rocks. (3) The Yan 9 and Chang 2 crude oils share a common origin and are primarily sourced from the local Chang 7 source rocks, with a possible minor contribution from the Chang 6 Member. The oils show no direct genetic link to the Zhangjiatan Shale in the basin center, supporting a predominantly local hydrocarbon sourcing model for the Jingbian area. **Significance** This study provides crucial geochemical evidence for a local hydrocarbon system within the Jingbian area, resolving previous ambiguities regarding oil sources and assessing the resource potential in the Jingbian Area, Ordos Basin.

Key words: Ordos Basin; Jingbian area; source rock evaluation; biomarkers; oil-source correlation

摘要: 鄂尔多斯盆地靖边地区延长组长7段与长6段是该区重要的烃源岩层系。然而,目前关于这两套烃源岩的生烃潜力及其对油气成藏贡献的系统研究仍较为薄弱,制约了该区勘探工作的进一步深化。此次研究运用地球化学分析手段,系统刻画了靖边地区延长组长7段与长6段烃源岩的展布特征与地球化学性质,并分析了靖边油田延9段和长2段原油的地球化学特征。通过对比该区域长7段、长6段烃源岩与湖盆中心张家滩页岩的地球化学指标,明确了延9段和长2段油藏原油的潜在来源。研究表明:长7段烃源岩属中等-优质烃源岩,分布广、厚度大,有机质类型以I-II₂型为主,处于成熟阶段。生物标志物特征显示其母质为混合生源输入,沉积环境偏还原、水体盐度较低。较低的Pr/Ph比值与较高的C₂₇/C₂₉规则甾烷比值(C₂₇/C₂₉R)指示长7段烃源岩有机质以水生藻类等低等生物为主,形成于还原性的淡水-微咸水环境。长6段烃源岩为中等-好烃源岩,有机质类型以II₂-III型为主,整体处于低熟-成熟阶段;中等的Pr/Ph比值与较低的C₂₇/C₂₉R则反映其有机质以陆源高等植物输入为主,沉积环境为弱还原环境。油-源对比结果表明,延9段与长2段原油为同源油,主要来源于靖边地区长7段烃源岩,但长6段烃源岩亦存在一定贡献。湖盆中心张家滩页岩的地球化学特征与延9段、长2段原油差异显著,进一步支持原油主要为本地烃源岩所供烃。此次研究为鄂尔多斯盆地靖边地区油气勘探方向优选与资源潜力评价提供了关键地球化学依据。

关键词: 鄂尔多斯盆地; 靖边地区; 烃源岩评价; 生物标志化合物; 油源对比

0 引言

鄂尔多斯盆地是当前中国最大的原油和天然气生产基地(付金华等, 2020),盆地内分布着多个大型油气田,如靖边油气田、苏里格气田、乌审旗气田和神木气田等(付金华等, 2023; 阎珍等, 2024)。

三叠系延长组长7段是鄂尔多斯盆地的主力烃源岩层系(尹锦涛等, 2017; 高波等, 2022; 高攀明, 2024),地层厚度介于30~130 m,有机质含量丰富。以往研究主要聚焦于盆地沉积中心,如盆地西部、西南部及南部等湖盆区的长7段烃源岩,并已对其生烃潜力进行了系统评价(刘亚洲等, 2018; 高波等, 2022; 张新乐等, 2024; 王子昕等, 2024; 高攀明等, 2024; 孙勃等, 2025)。王子昕等(2024)对位于鄂尔多斯盆地西南部的庆城地区长7段烃源岩特征开展了研究,指出烃源岩有机质丰度高(总有机碳含量平均值达6.04%)、分布范围广、处于成熟-高成熟演化阶段,且含油性与可动性较好,属于较好-极好级别的烃源岩。然而对于盆地长7段烃源岩的生烃潜力研究相对薄弱。与长7段相比,长6段烃源岩在鄂尔多斯盆地中的分布

较为局限（梁晓伟，2011；贾浩宸等，2023；李婵等，2025）。梁晓伟（2011）基于盆地中西部地区的长6段烃源岩研究认为，从有机碳、氯仿沥青“A”及总烃含量等指标来看，长6段烃源岩属于中等至较好级别的烃源岩，有机质现今处于成熟阶段。由于靖边地区在长6段和长7段沉积时期均处于湖盆边缘位置，暗色泥岩与页岩发育相对薄弱（邓秀芹等，2011；王香增等，2013），关于这两套烃源岩在靖边地区上的平面和纵向展布特征和生烃潜力认识不清，制约了该区域石油勘探部署。

靖边地区侏罗系延安组延9段与三叠系延长组长2段在多口钻井中相继获得工业油流，展现出良好的勘探前景（张瑶瑶等，2023；贺永红等，2023）。但原油来源仍存在争议。主要问题集中于以下两个方面：第一，目前对本地长6段、长7段烃源岩的生烃潜力及有效性认识仍较为薄弱，难以明确油气究竟源自本地烃源岩，还是来自湖盆中心烃源岩（王秀娟等，2025）。张海等（2018）人通过地球化学对比分析指出，延安组延9段原油与靖边地区长7段烃源岩具有较好的亲缘性，可能主要来源于本地长7段烃源岩；而李春雨（2020）基于志丹-靖边地区的精细油源对比研究，提出延安组原油来源于湖盆中心长7段优质烃源岩的观点，指示了远源成藏的可能。第二，若确定原油源于本地烃源岩，则需进一步明确其主要贡献层段是长6段还是长7段烃源岩。

针对上述问题，此次研究选取鄂尔多斯盆地靖边地区代表性钻井中的延长组长6段与长7段泥页岩岩心样品，以及延安组延9段、延长组长2段原油样品作为研究对象。对烃源岩样品进行总有机碳含量测定和岩石热解分析，并结合测井与地震资料，明确长6段与长7段烃源岩发育特征及其生烃潜力。进一步对烃源岩抽提物与原油样品进行气相色谱-质谱（GC-MS）分析，并与湖盆中心烃源岩进行生物标志化合物特征系统对比，精细解析延9段、长2段原油的成因与来源，以期对靖边地区油气勘探方向提供依据。

1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地位于东经 $106^{\circ}20' \sim 110^{\circ}30'$ 、北纬 $35^{\circ} \sim 40^{\circ}30'$ 之间，总面积约 $37 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。靖边地区位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡中段，其西起宁条梁、南抵王家湾、东至魏家楼、北达横山县城（付金华等，2021；图1）。

鄂尔多斯盆地是一个以古生代地台及台缘拗陷与中-新生代台内拗陷叠合为基础的大型克拉通盆地，基底由太古代-古元古代变质结晶岩系构成。盆地内中生代地层出露完整三叠系延长组，自下而上可划分为10个油层组（长10段—长1段）。长10段沉积期以发育河流相沉积为特征（Qiu et al., 2014），末期，湖盆发生初始拗陷；长9段—长8段以浅湖与三角洲相沉积为主；长7段湖盆进入强拗陷阶段，湖水加深，湖盆范围达到最大，广泛发育深湖相沉积（Duan, 2012）；长6段沉积期湖盆开始收缩，砂体含量逐渐增加，沉积以浅湖相为主；长5段—长2段沉积期间，湖盆经历了短期扩张后逐步萎缩的过程，以浅湖与三角洲相沉积为主；至长1段沉积期湖盆基本消亡（付金华等，2018；）。长7段进一步划分为长 7_1 、长 7_2 和长 7_3 3个亚段（付金华等，2018），在长 7_3 亚段的中下部沉积了一套富含有机质的黑色油页岩，即张家滩页岩，被确认为是鄂尔多斯盆地中生界的一套优质烃源岩（付金华等，2013）。早侏罗世晚期，盆地内发育多条古河道，其间发生了填平补齐式的富县组沉积（时志强等，2002），为一套河道充填-湖泊沼泽相地层，与下伏延长组呈不整合接触。富县组可划分出“粗富县”与“细富县”两种沉积组合。“粗富县”主要为冲积扇、砾砂质河道及边滩相沉积，岩性以含砾粗砂岩和中粗砾砂岩等粗碎屑为主；“细富县”则以河漫滩、洪泛平原相为主，岩性为泥岩、粉砂质泥岩和粉砂岩等细碎屑，厚度相对较稳定（李昌昊等，2023）。中侏罗世，盆地再次进入湖盆发育阶段：延10段沉积期主要为曲流河-辫状河沉积环境；延9段、延8段沉积期整体属河湖三角洲沉积体系，岩性组合以泥岩、粉砂岩及中-细粒砂岩夹煤层为特征（袁珍等，2024）。

靖边地区自下而上钻遇地层包括：三叠系延长组，侏罗系富县组、延安组、直罗组、安定组，以及白垩系、新近系和第四系。主要含油层系为延长组长2、长6油层组和延安组延9、延10油层组（吴悠等，2025）。

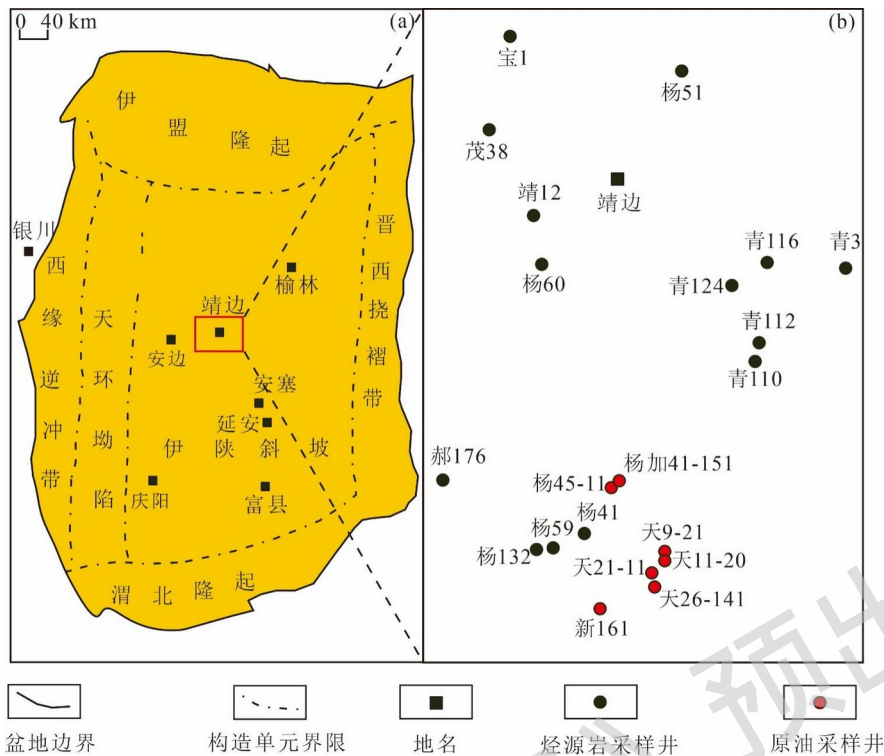


图 1 研究区地理位置图 (a) 和样品分布图 (b)

Figure 1 Location (a) and distribution of samples (b) of the study area

2 样品与实验

烃源岩样品采集于靖边地区的茂 38 井、靖 12 井、杨 59 井、杨 41 井、青 3 井以及郝 176 井，共计 83 块。其中延长组长 6 段 21 块、长 7 段 62 块；原油样品主要产自延安组延 9 段和延长组长 2 段。

采用 QCE-IV 油气评价仪器进行热解实验。首先将岩屑样品进行处理，去除其中的泥浆等杂质。将样品粉碎至 200 目，称取 80~120 mg 样品于坩埚中。仪器自动进样分析，热解炉升温至 300 °C 并恒温 3 分钟以测定 S_1 ，随后升温至 550 °C 以测定 S_2 和 T_{max} ，实验过程遵循 GB/T 18602-2012 《岩石热解分析》。

采用 CS230PCHC 定碳定硫分析仪测定总有机碳。将烃源岩样品粉碎至 200 目，称取 80~120 mg 样品，用稀盐酸浸泡 2 小时去除碳酸盐岩，再用中性离子水多次清洗样品。实验过程遵循 GB/T 19145-2022 《沉积岩石中总有机碳测定》。

采用 Axio Scope AI 数字显微煤岩分析系统进行镜质体反射率测试。将烃源岩样品磨碎，挑选米粒大小的样品平铺在磨具中，导入混合好的 A、B 胶，等胶水自然风干后，开始打磨薄片。依次用 1000 目、1500 目及 2000 目进行打磨，磨至薄片表面光滑，再对薄片进行精细抛光。将打磨好的薄片放到光学显微镜下检测其反射率，每个样品随机测量 20~30 个点并得出平均值。测试环境温度为 23 °C，相对湿度 50%，实验过程遵循 SY/T 5154-2012 《沉积岩中镜质体反射率测定方法》。

首先将烃源岩样品破碎至约 2 cm，再研磨至 200 目粉末，采用索氏抽提法对样品粉末处理，提取氯仿沥青“A”。然后，将原油样品与烃源岩氯仿沥青“A”均加入正己烷，放入冰箱沉淀静置 24 小时后进行沥青质沉淀。沉淀完沥青质的总烃通过固体层析柱（氧化铝与硅胶比 3:2）进行组分分离。配展开剂：纯正己烷；二氯甲烷：正己烷=7:3 混合溶剂；二氯甲烷：甲醇=95:5 混合溶剂，依次滴入配好的展开剂，分别分离出饱和烃、芳烃、非烃。

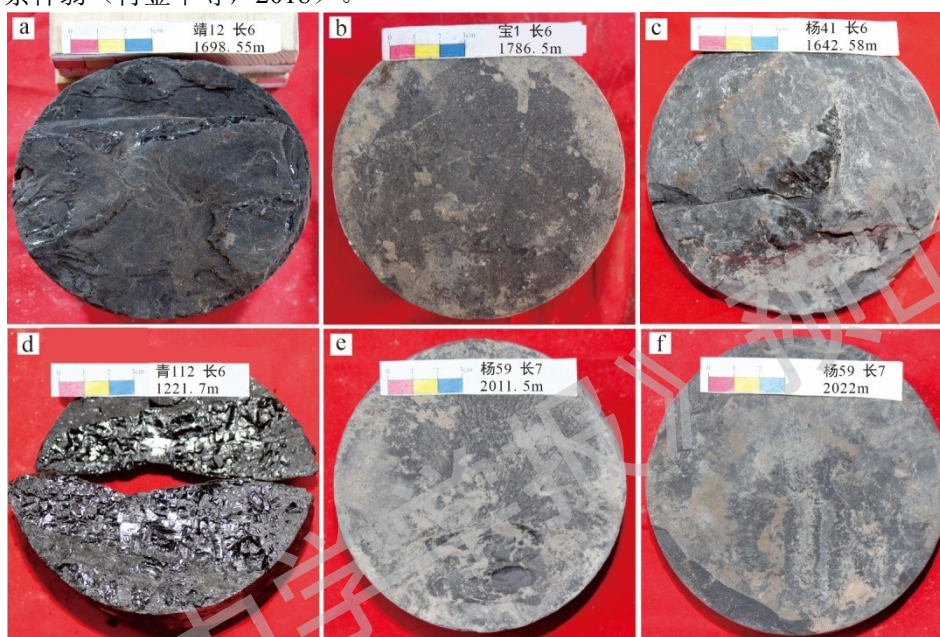
采用安捷伦 7890A-5973 气相色谱-质谱联用仪对饱和烃进行分析。实验条件为：进样口温度 260 °C，高纯

氦气载气流量 1.2 mL/min。升温程序为初始温度 80 °C，以 4 °C/min 升温至 290 °C 并保持 30 分钟。离子源采用 EI 源，温度 230 °C，四级杆温度 150 °C，电离能 70 eV，接口温度 280 °C。

3 烃源岩特征

3.1 烃源岩岩性及沉积特征

长 6 段泥岩以深灰色为主，长 7 段泥岩多为深灰色、灰黑色（图 2），烃源岩的颜色特征表明，碎屑物的沉积环境水动力条件弱（付金华等，2018）。



a—黑色泥岩，靖 12 井，长 6 油层组，埋深 1698.55 m；b—含砂泥岩，宝 1 井，长 6 油层组，埋深 1786.5 m；c—灰黑色泥岩，杨 41 井，长 6 油层组，埋深 1642.58 m；d—黑色煤屑，青 112 井，长 6 油层组，埋深 1221.7 m；e—灰黑色泥岩，杨 59 井，长 7 油层组，埋深 2011.5m；f—深灰色泥岩，杨 59 井，长 7 油层组，埋深 2022 m

图 2 研究区烃源岩岩性特征

Figure 2 Lithologic characteristics of source rocks in the study area

Chang 6 Member:(a) Black mudstone, Jing 12 well, 1698.55 m; (b) Sandy mudstone, Bao 1 well, 1786.5 m; (c) Grayish-black mudstone, Yang 41 well, 1642.58 m; (d) Black coal shale, Qing 112 well, 1221.7 m; Chang 7 Member: (e) Dark gray mudstone, Yang 59 well, 2011.5 m; (f) Dark gray mudstone, Yang 59 well, 2022 m

杨 41 井长 6₁ 亚段岩性以灰绿色细砂岩和灰黑色泥岩互层发育为主，局部夹少量泥质细砂岩，整体表现为砂泥交互沉积特征。沉积环境以三角洲平原向三角洲前缘过渡为主，主要发育分支河道和陆上天然堤微相，局部可见沼泽沉积，并向下或侧向逐渐过渡为水下分支河道和水下天然堤沉积，反映出较为典型的三角洲平原—前缘过渡带沉积特征。

靖 12 井长 6₂—长 6₃ 亚段主要发育灰绿色细砂岩和灰黑色泥岩，沉积于三角洲平原至前缘相沉积环境，主要微相包括分支河道、陆上天然堤、沼泽以及水下分支河道和水下天然堤。

宝 1 井长 6₃ 亚段岩性以灰绿色细砂岩、灰黑色泥质细砂岩及粉砂岩为主，局部夹灰黑色泥岩薄层，主要沉积于三角洲平原相，发育有分支河道、陆上天然堤、沼泽微相（图 3c）。

宝 1 井长 7₁ 亚段岩性以灰绿色细砂岩、深灰色泥质细砂岩为主，局部夹灰黑色泥岩薄层，整体呈现三角洲前缘沉积特征，主要发育水下分支河道、水下天然堤及支流间湾微相，在河口坝和水下分支河道微相沉积了薄

层泥岩或泥质粉砂岩（图3）。

整体上看，杨59井长7₂—长7₃亚段岩性整体以灰绿色细砂岩、灰黑色泥质细砂岩及深灰色泥岩为主，发育典型的砂泥岩互层结构。其中，长7₂亚段砂岩更为发育，而向上至长7₃亚段，泥岩比例显著增加，整体呈现出自下而上由砂质主导向泥质主导过渡的岩性序列。该层段沉积环境整体属三角洲前缘相，主要发育水下分流河道、水下天然堤及分流间湾等微相。具体而言，长7₂亚段以高能的水下分流河道和水下天然堤沉积为主，反映了较强的水动力条件；而长7₃亚段则表现为分流间湾沉积显著增多，指示沉积能量减弱，更有利于细粒物质堆积。这种垂向上的岩相与微相组合变化，清晰记录了三角洲前缘内部由高能环境向低能环境演化的沉积过程。

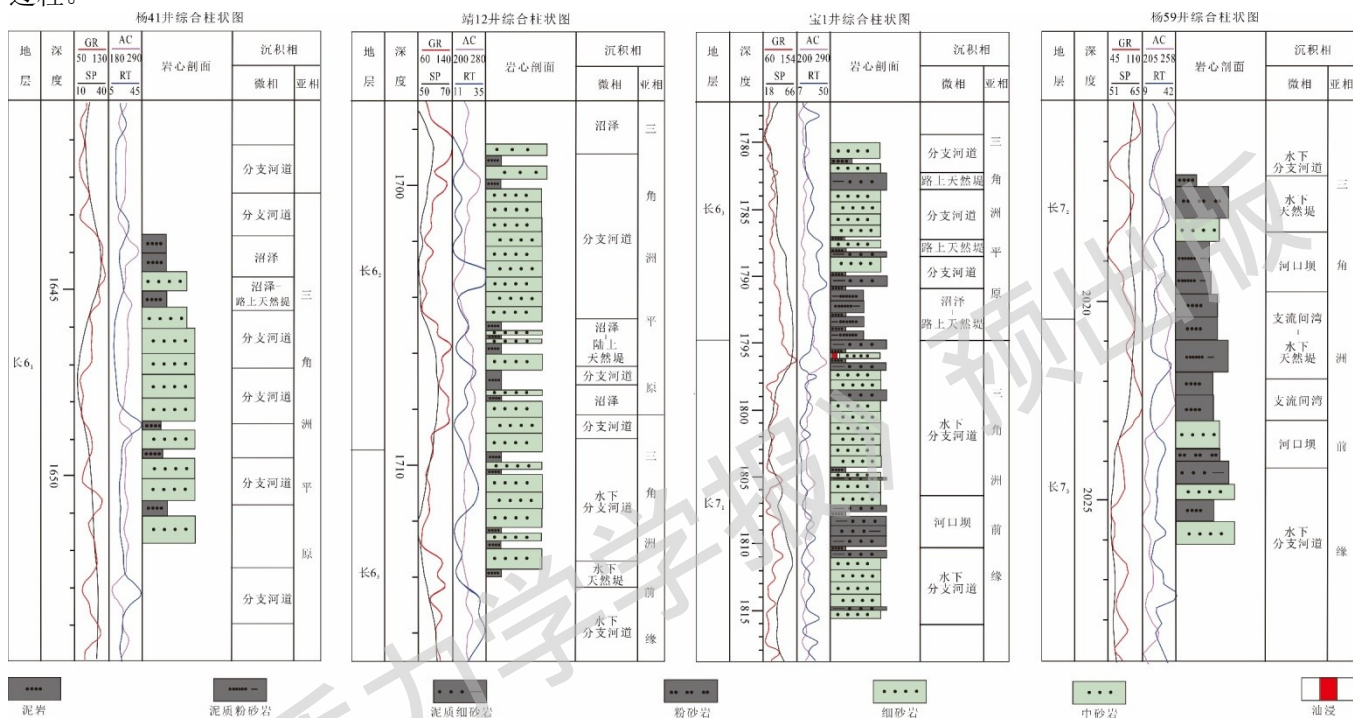


图3 研究区长7—长6段综合柱状图

Figure 3 Comprehensive stratigraphic column of Chang 7—Chang 6 Member in the study area

3.2 烃源岩生烃潜力评价

3.2.1 有机质丰度

有机质丰度是评价烃源岩生烃潜力的关键指标，通常采用总有机碳含量（TOC）和生烃潜量（ S_1+S_2 ）进行表征。长6段、长7段烃源岩样品实验分析数据见表1。根据《陆相烃源岩有机质丰度评价标准》（SY/T 5735-1995），烃源岩样品的有机碳达标率（ $TOC > 0.4\%$ ）较高，反映出绝大多数样品均达到有效烃源岩的门槛。

长6段烃源岩 TOC 介于 0.42%~7.05%，均值为 2.26%； S_1+S_2 介于 0.87~18.88 mg/g，均值为 5.74 mg/g，整体达到中等—好烃源岩级别（表1）；长7段烃源岩 TOC 介于 0.68%~8.46%，均值为 2.84%； S_1+S_2 介于 1.02~47.93 mg/g，均值为 13.15 mg/g，综合评价为中等—优质级别（表1）。相比较而言，长7段的 TOC 与 S_1+S_2 的普遍高于长6段（表1，图4）。

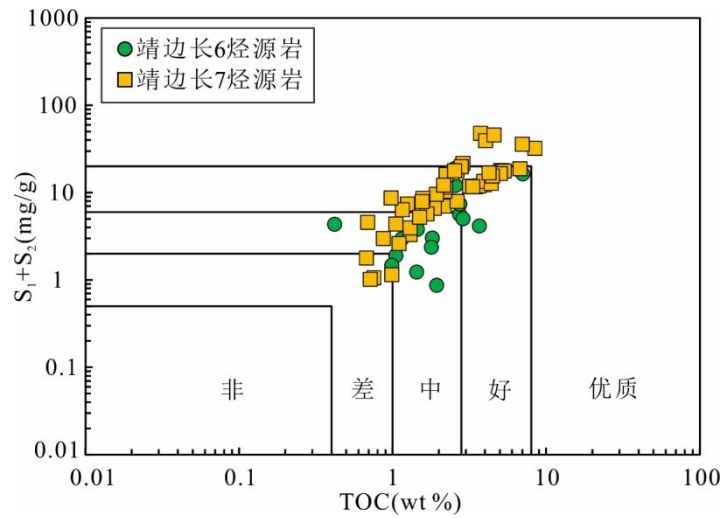


图 4 研究区烃源岩 TOC 和生烃潜量 (S_1+S_2) 交会图

Figure 4 Cross-plot of TOC and hydrocarbon potential (S_1+S_2) in source rocks within the study area

表 1 研究区烃源岩地球化学数据

Table.1 Geochemical data of source rocks in the study area

层位	TOC/%	(S_1+S_2)(mg/g)	$T_{max}/^{\circ}C$	HI/(mg/g)	R_o (%)	丰度评价
长 6	0.42~7.05	0.87~18.88	438~454	41~1009	0.84~0.89	中等-好
	2.26(21)	5.74(21)	446(21)	179(21)	0.86(13)	
长 7	0.68~8.46	1.02~47.93	438~461	67~1236	0.86~0.9	中等-优质
	2.84(62)	13.15(62)	451(62)	344(62)	0.88(15)	

注: $\frac{0.42 \quad 7.05}{2.26(21)}$ 表示 $\frac{\text{最小值} \quad \text{最大值}}{\text{平均值} \quad (\text{数量})}$

3.2.2 有机质类型

如图 5 和表 1 所示, 长 6 段烃源岩的有机质类型总体为 II₂型-III型, 其氢指数 (HI) 范围为 41~1009 mg/g, 平均值为 179 mg/g; 长 7 段烃源岩的有机质类型主要为 I 型-II₂型, 干酪根类型优于长 6 段, 氢指数范围为 67~1236 mg/g, 平均值为 344 mg/g。

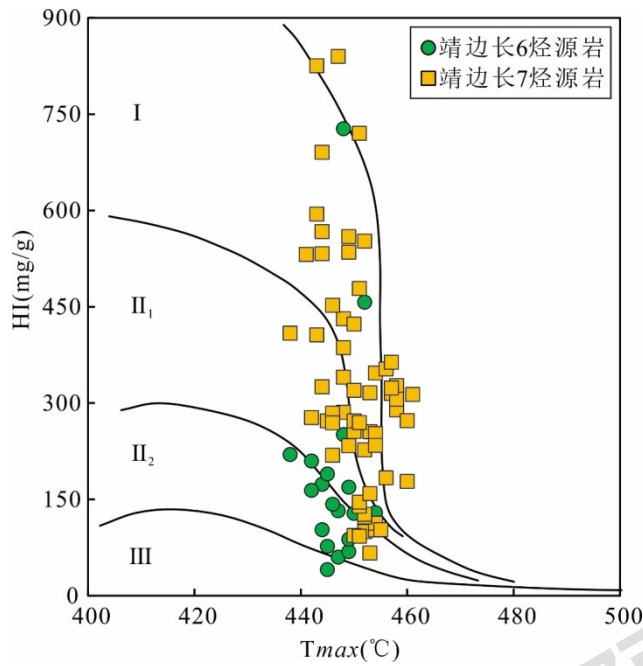


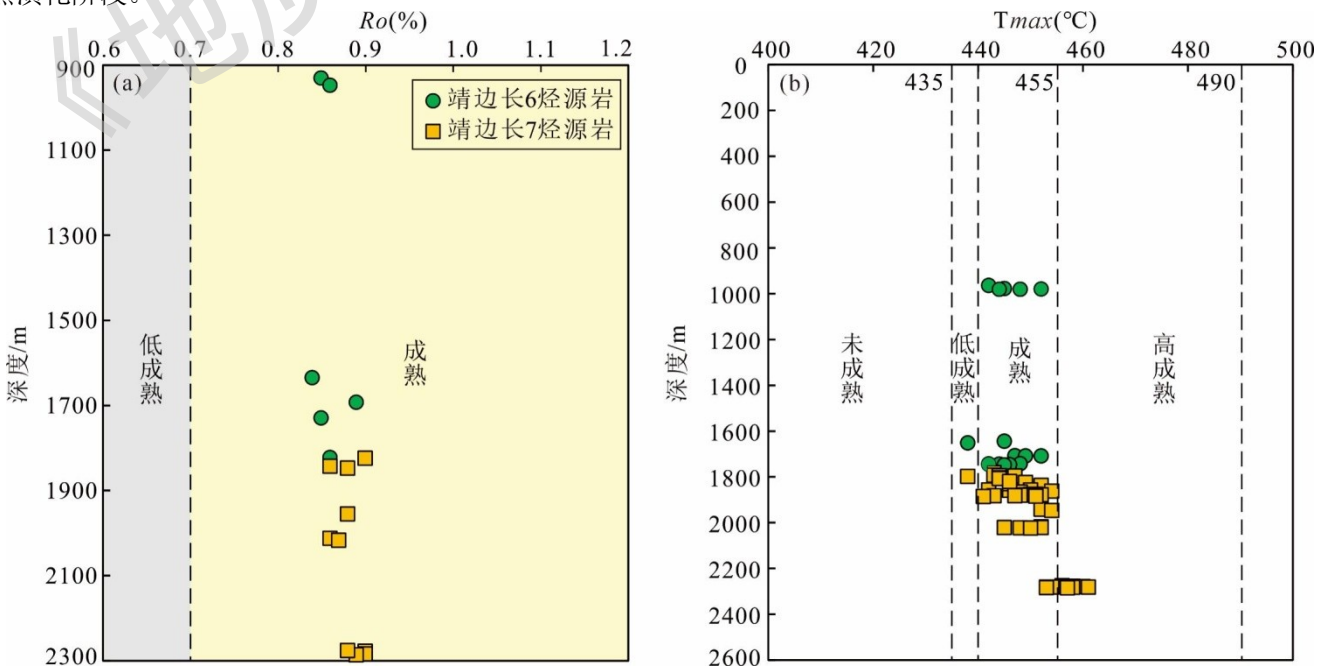
图 5 研究区烃源岩 T_{max} 与 HI 交会图

Figure 5 Cross-plot of HI vs. T_{max} values show in the study area

3.2.3 有机质成熟度

镜质体反射率 (R_o) 和最高热解峰温 (T_{max}) 是评价有机质成熟度的两个重要参数 (李志强等, 2024)。基于上述参数分析, 长 6 段和长 7 段烃源岩均处于成熟阶段, 具备生油能力。其中, 长 6 段烃源岩的 R_o 值介于 0.84%~0.89%, 均值为 0.86%; 长 7 段烃源岩的 R_o 值介于 0.86%~0.90%, 均值为 0.88%, 反映该区烃源岩整体已达到成熟演化阶段 (图 6a, 表 1)。

T_{max} 值随热演化程度加深而升高, 并与 R_o 值表现出良好的相关性, 因此可作为 R_o 的有效补充指标用于有机质成熟度评价。长 6 段烃源岩的 T_{max} 分布范围为 442~452°C, 均值为 446°C (图 6b, 表 1); 长 7 段烃源岩的 T_{max} 分布范围为 438~461°C, 均值为 450°C (图 6b, 表 1), 进一步印证了研究区烃源岩整体处于成熟演化阶段。



a—深度和 $R_0\%$ 交会图；b—深度和 T_{max} 交会图

图 6 研究区烃源岩有机质成熟度评价

Figure 6 Evaluation of organic matter maturity in the study area

(a) Cross-plot of depths vs. $R_0\%$; (b) Cross-plot of depths vs. T_{max}

3.3 烃源岩发育特征

基于靖边地区长 6 段与长 7 段岩心的有机地球化学分析数据，此次研究选取了地球化学数据较为完整的 6 口重点井分析长 7 段烃源岩的纵向展布特征，选取 3 口重点井研究长 6 段烃源岩的纵向分布（图 7）。同时，基于 6 口单井的泥岩厚度统计与测井 TOC 预测结果，明确了各井点烃源岩累计厚度，并编制了研究区烃源岩厚度分布图（图 8）。所有井数据均为此研究首次系统提供，未引用外部资料。

纵向对比表明，长 6 段烃源岩平均厚度较小，垂向分布局限；长 7 段烃源岩平均厚度约 25 m，垂向连续性较好，且有机质丰度与品质普遍高于长 6 段（图 7）。

通过厚度分布图（图 8）综合分析，长 6 段与长 7 段烃源岩在平面上均呈现“西南厚、东北薄”的趋势，但具体特征存在差异。长 6 段厚度总体由西南向东北逐渐减薄，西南部最厚可达 45 m，向东北方向明显减薄，呈条带状或局部斑块状分布，连续性较差，非均质性强；长 7 段同样具有西南厚、东北薄的趋势，最大厚度可达 50 m，且分布范围明显广于长 6 段，整体呈片状、局部连片分布，虽具非均质性，但连续性相对较好。烃源岩横向分布差异主要受沉积环境与古地理格局控制，西南部在长 6—长 7 沉积期处于三角洲相，向东北方向水体变浅，烃源岩发育程度随之降低。

综上，靖边地区长 7 段烃源岩在厚度、分布范围及生烃潜力上均优于长 6 段。受环境、物源及构造共同控制，两者均呈西南厚、东北薄发育特征，西南部为烃源岩最有利发育区，深部层系可能具有相似的发育特征。

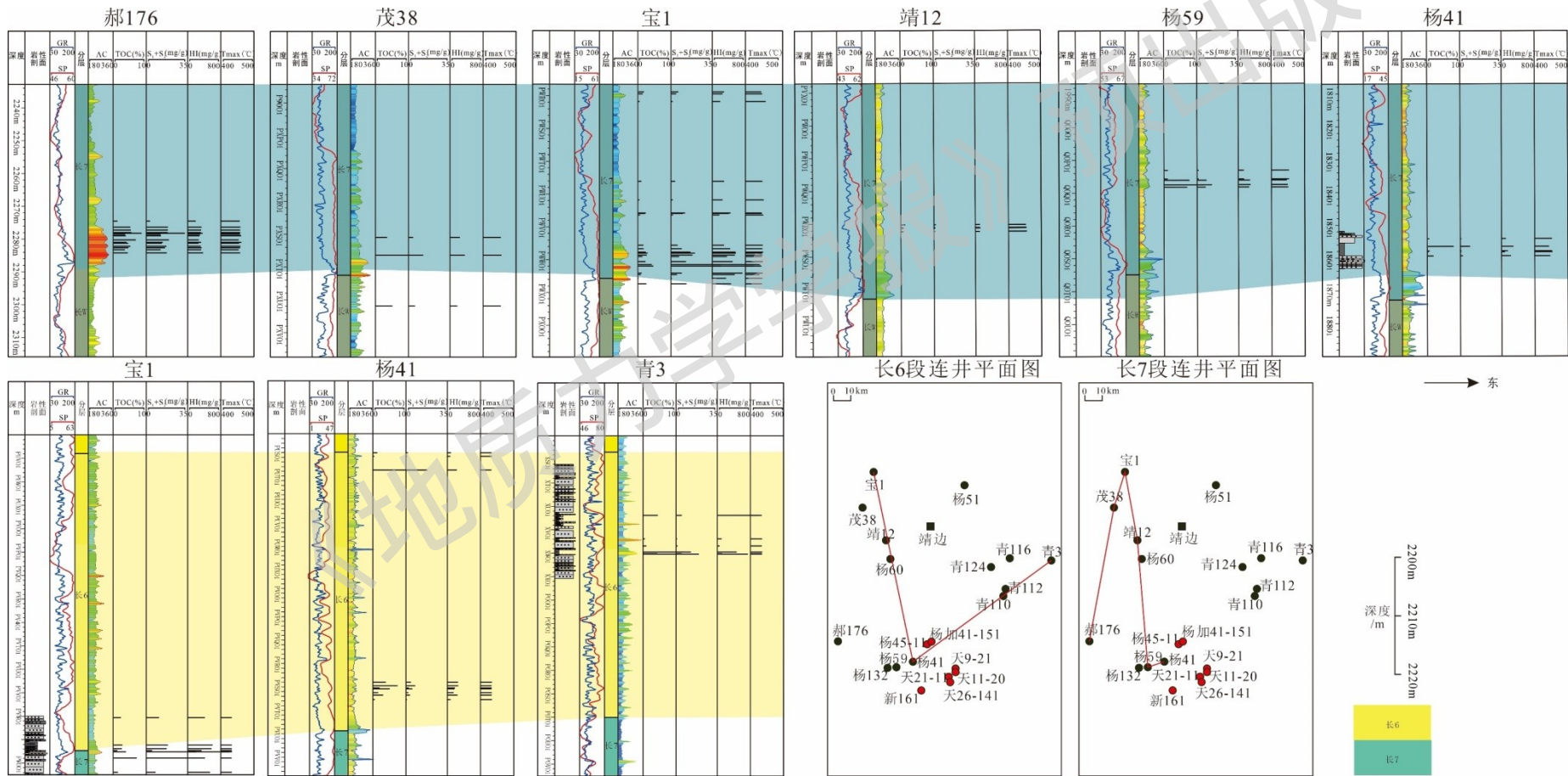
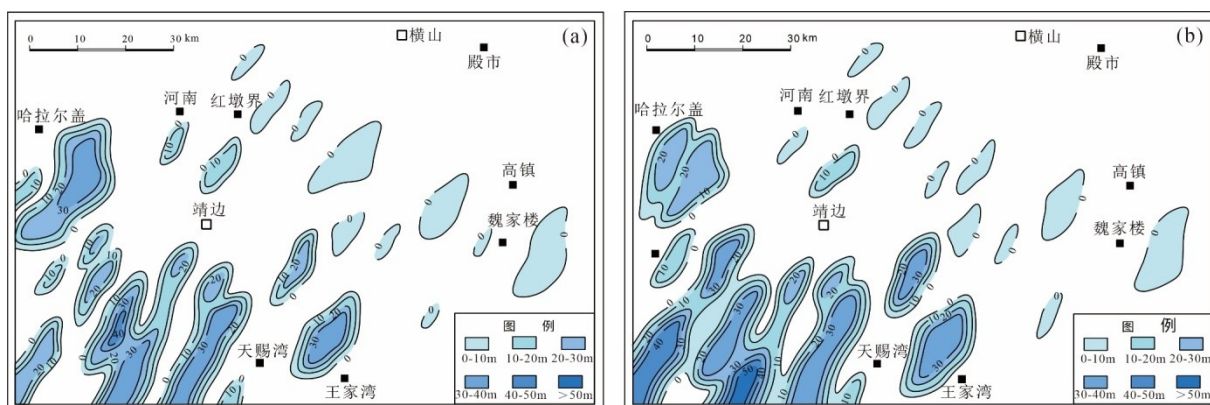


图7 研究区综合地球化学连井剖面图

Figure 7 Comprehensive geochemical profiles in the study area



a—长6段烃源岩厚度图；b—长7段烃源岩厚度图

图8 研究区烃源岩厚度等值线图

Figure 8 Source rock thickness contour map of the study area

(a) Thickness map of Chang 6 source rock; (b) Thickness map of Chang 7 source rock

4 烃源岩生物标志化合物特征

4.1 正构烷烃与类异戊二烯烃分布

正构烷烃是烃源岩及未受生物降解原油中最主要的化学成分之一，其碳数分布模式可用于反映有机质的来源特征、热演化程度以及沉积环境。长6段与长7段典型烃源岩样品的正构烷烃分布特征较为相似，均呈单峰型、近似正态分布，碳数范围分布于 $nC_{16} \sim nC_{34}$ ，主峰碳分布集中于 $nC_{21} \sim nC_{23}$ （图9）。长6段烃源岩的 nC_{21}/nC_{22}^+ 比值介于0.26~0.59，均值为0.44，整体处于较低水平，指示其正构烷烃以长链组分为主，反映有机质母质来源以陆源高等植物占优势（Eglinton and Hamilton, 1967）；长7段烃源岩的 nC_{21}/nC_{22}^+ 比值介于0.63~1.33，均值为0.91，反映其有机质来源为低等水生生物与陆源高等植物的混合输入（表2）。作为对比，张家滩页岩的 nC_{21}/nC_{22}^+ 比值介于0.80~3.42，均值为2.43（黄彦杰等，2020），表明其母质以低等水生生物为主。

姥鲛烷（Pr）与植烷（Ph）作为一对重要的类异戊二烯烃类生物标志物，广泛存在于原油和烃源岩中（杨孝勇等，2022）。已有的系统研究表明，高姥植比（ $Pr/Ph > 3.0$ ）指示陆源有机质在氧化条件下的输入，而低值（ < 0.8 ）则常见于缺氧环境，介于0.8~3.0指示弱还原环境（Didyk et al., 1978; Peters et al., 2005）。长7段烃源岩的Pr/Ph比值介于0.80~0.96，均值为0.82，表明形成于弱还原环境（表2）。而长6段烃源岩的Pr/Ph比值介于1.02~1.34，均值为1.21，指示弱还原环境。张家滩页岩烃源岩的Pr/Ph比值介于0.56~0.86，均值为0.62（黄彦杰等，2020），指示还原环境。同样，在Pr/ nC_{17} 与Ph/ nC_{18} 交汇图中显示出三者沉积时氧化还原条件的区别（图10）。

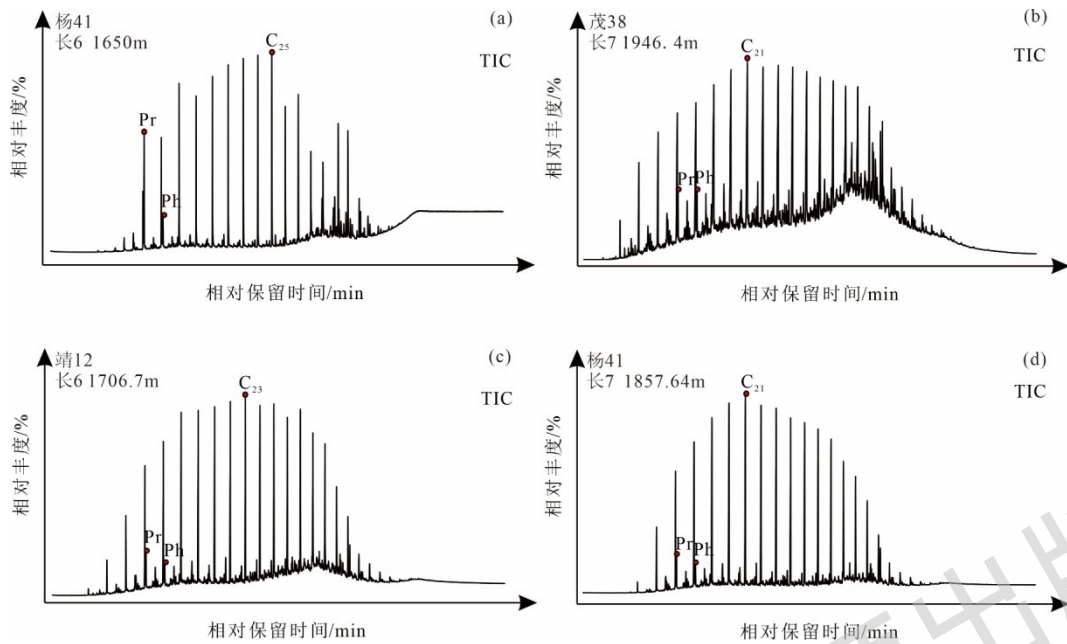


图9 研究区长6段与长7段典型烃源岩可溶有机质中正构烷烃与类异戊二烯分布
Figure 9 Distributions of *n*-alkanes and isoprenoids from source rocks in the study area

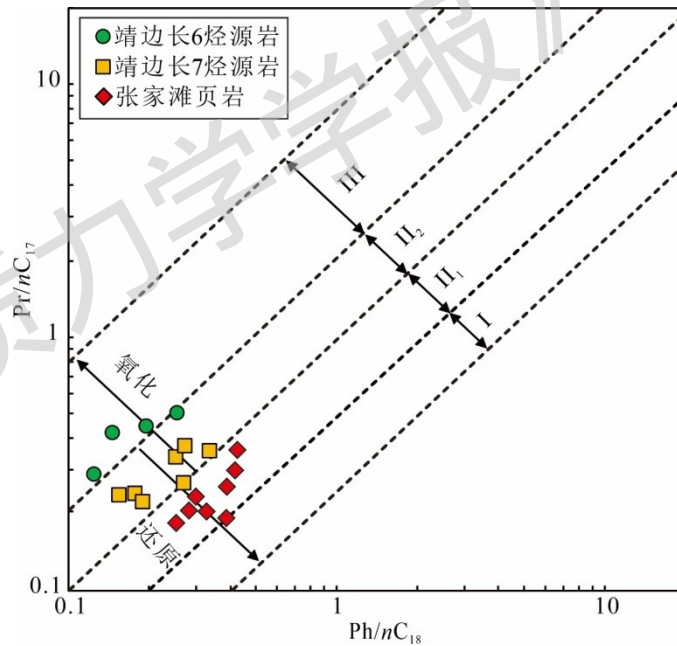


图10 研究区烃源岩及张家滩页岩 Ph/nC_{18} 和 Pr/nC_{17} 关系图
Figure 10 Cross-plot of Ph/nC_{18} vs. Pr/nC_{17} values from source rocks in the study area and Zhangjiatan Shale

4.2 甾萜烷类化合物分布特征

烃源岩中常见的萜类化合物主要包括三环萜烷和五环三萜烷 (Peters and Moldowan, 1991; 冯乔等, 2018; 魏志福等, 2015; 杨孝勇等, 2022)。烃源岩样品中检测到完整的 C_{19-29} 三环萜烷 (TT) 系列 (图 11)。长6段烃源岩以 C_{19} 三环萜烷为主, 呈“下降型”分布模式; 长7段以 C_{23} 三环萜烷为主, 呈“上升型”分布, 少数样品中 C_{20} 或 C_{22} 三环萜烷占优势, 呈现“山峰型”分布。较高的 $C_{19}TT$ 和 $C_{20}TT$ 含量通常指示陆源高等植物为主的有机质输入 (刘如红等, 2019)。长6段三环萜烷呈 $C_{19}TT > C_{20}TT > C_{21}TT$ 的递减序列, 反映

较强的陆源贡献；长7段则表现为 $C_{19}TT < C_{20}TT < C_{21}TT$ 的递增模式，表明水生生物输入占优。此外，中碳数三环萜烷 ($C_{23-26}TT$) 的相对富集通常与偏还原沉积环境中的低等水生生物输入相关 (陈哲龙等, 2017)。长7段 $C_{23-26}TT$ 含量高于长6段，说明其沉积环境更偏还原，且低等水生生物贡献更为显著。

五环三萜烷主要包括藿烷系列以及一些非藿烷系列 (Sinninghe Damsté et al., 1995; 冯乔等, 2018)。烃源岩样品中藿烷系列中主要包括 C_{29-35} 正常藿烷、 C_{30} 重排藿烷、 C_{30} 莫烷等，非藿烷系列主要包括伽马蜡烷等 (图 11)。伽马蜡烷常用来指示沉积环境的盐度，其相对含量通常以伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷 (伽马蜡烷指数) 表示 (Sinninghe Damsté et al., 1995; 冯乔等, 2018)。长6段烃源岩的伽马蜡烷指数介于 0.06~0.12，均值为 0.12 (图 11, 表 2)；长7段该指数介于 0.06~0.18，均值为 0.12，表明烃源岩形成于淡水环境。

在沉积物和化石燃料中，甾醇经过成岩作用转化为甾烷，其分布特征可为判别沉积环境中的初级生产者来源 (如藻类、高等植物) 提供关键信息 (Yang et al., 2023)。原油与烃源岩中几乎普遍存在由 C_{27} 、 C_{28} 、 C_{29} 规则甾烷组成的“三联体”，它们之间的相对丰度是评估湖泊沉积物中高等植物与水生藻类相对输入贡献的有效指标 (代宇等, 2022)。如图 11 所示，长6段烃源岩 C_{27} 规则甾烷的相对丰度低于 C_{29} 规则甾烷，这表明原油来源于水生藻类和高等植物的混合有机质输入，且高等植物的贡献略占优势；长7段烃源岩呈现出明显的 C_{27} 规则甾烷优势相对于 C_{29} 规则甾烷，指示混合来源特征，但以低等水生生物输入为主。

随成熟度升高，重排甾烷相对丰度逐渐增加，其与规则甾烷的比值亦增大。 C_{27} 重排甾烷/(C_{27} 重排甾烷 + C_{27} 规则甾烷) 是常用的成熟度指标 (唐建云等, 2016)。长6段该比值介于 0.18~0.46，均值为 0.33，显示烃源岩处于成熟阶段；长7段比值介于 0.28~0.47，均值为 0.39，表明烃源岩整体已达成熟演化阶段 (表 2)。

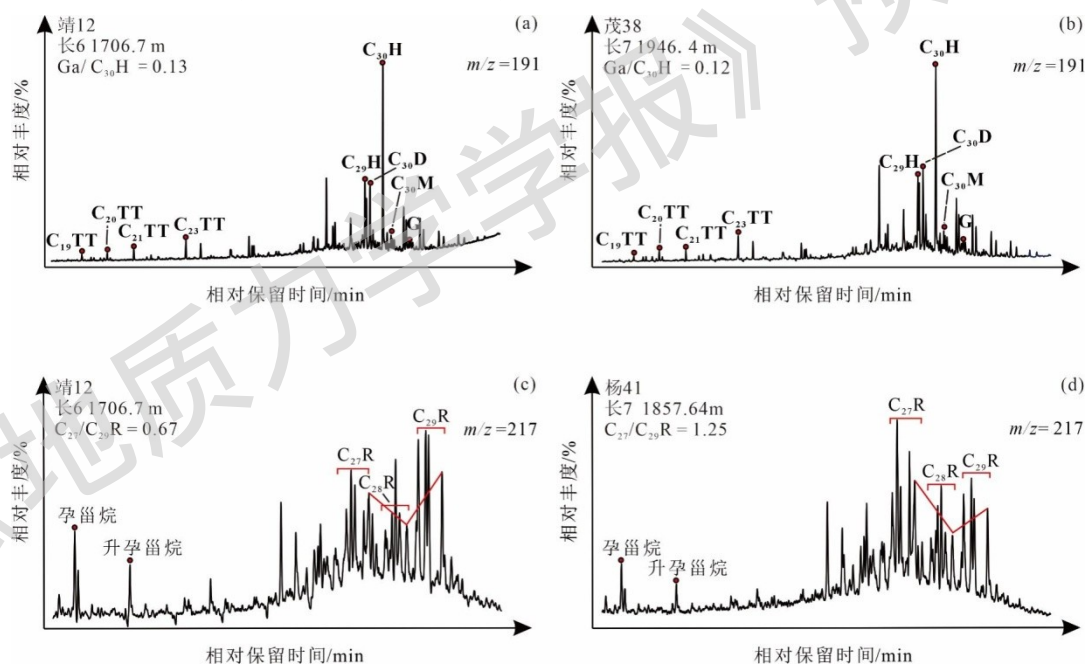


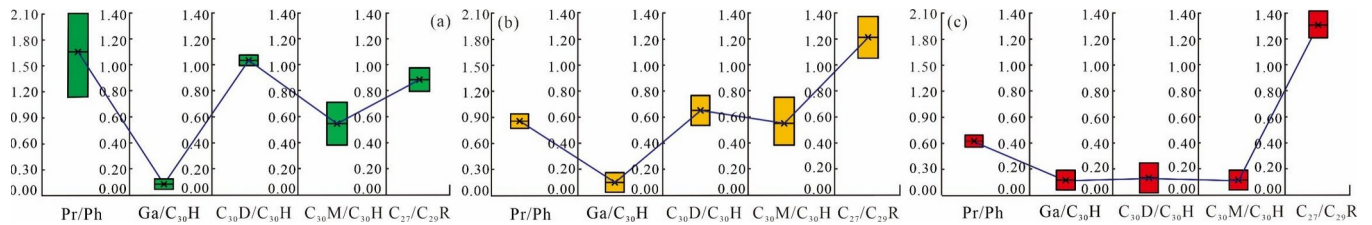
图 11 研究区长 6 段与长 7 段典型烃源岩可溶有机质萜烷 (a 和 b) 与甾烷 (c 和 d) 分布

Figure 11 Distributions of terpanes (a and b) and steranes (c and d) from source rocks in the study area

4.3 烃源岩生物标志物小结

生物标志化合物参数的差异能够有效反映不同层位以及相异区域烃源岩在有机质来源、成熟度及沉积环境方面的特征。通过对长6段和长7段烃源岩生物标志物数据的系统对比，长6段表现为中等 Pr/Ph 比值、低伽马蜡烷指数 ($Ga/C_{30}H$)、高 C_{30} 重排藿烷/ C_{30} 正常藿烷 ($C_{30}D/C_{30}H$) 和 C_{30} 莫烷/ C_{30} 正常藿烷 ($C_{30}M/C_{30}H$) 以及低 C_{27}/C_{29} 规则甾烷 ($C_{27}/C_{29}R$)；长7段显示出低 Pr/Ph 比值、低伽马蜡烷指数 ($Ga/C_{30}H$)、中等 C_{30} 重排藿烷/ C_{30} 正常藿烷 ($C_{30}D/C_{30}H$) 和 C_{30} 莫烷/ C_{30} 正常藿烷 ($C_{30}M/C_{30}H$) 以及高 C_{27}/C_{29} 规则甾烷 ($C_{27}/C_{29}R$) (图 12)。张家滩页岩具有低 Pr/Ph 比值、中等伽马蜡烷指数 ($Ga/C_{30}H$)、低 C_{30} 重排藿烷/ C_{30} 正常藿烷

($C_{30}D/C_{30}H$) 和 C_{30} 萘烷/ C_{30} 正常藿烷 ($C_{30}M/C_{30}H$) 以及高 C_{27}/C_{29} 规则甾烷 ($C_{27}/C_{29}R$)。上述分布特征表明, 靖边地区长 7 段烃源岩与张家滩页岩有机质来源均以水生藻类低等生物为主, 沉积环境为还原环境, 水体盐度较低, 但张家滩页岩水生低等生物输入比例更大, 沉积环境的还原性更强, 可能具备稳定的水体分层。长 6 段烃源岩母质来源以陆源高等植物为主, 沉积环境为弱还原环境。



a—长 6 段烃源岩生物标志化合物参数组合; b—长 7 段烃源岩生物标志化合物参数组合; c—张家滩页岩生物标志化合物参数组合

图 12 研究区烃源岩与张家滩页岩生物标志化合物参数组合

Figure 12 Comparison of biomarker parameter combinations from source rocks in the study area and Zhangjiatan Shale

(a) Biomarker compound parameter combinations for Chang 6 source rocks; (b) Biomarker compound parameter combinations for the Chang 7 source rocks; (c) Biomarker compound parameter combinations for the Zhangjiatan Shale

表 2 研究区烃源岩生物标志化合物数据

Table.2 Selected molecular parameters from source rock samples in the study area

井号	深度	层位	样品类型	A	B	C	D	E	F	G	H	I
杨 41	1741.9 m	长 6 段	泥岩	0.26	0.45	1.11	0.12	0.15	0.83	0.35	1.05	0.51
青 3	976.9 m	长 6 段	泥岩	0.39	0.26	1.15	0.12	0.14	0.78	0.46	0.99	0.39
靖 12	1706.7 m	长 6 段	泥岩	0.59	0.45	2.10	0.26	0.06	0.67	0.32	0.97	0.65
杨 41	1650 m	长 6 段	泥岩	0.52	0.40	1.16	0.20	0.13	0.97	0.18	1.10	0.70
茂 38	1946.4 m	长 7 段	泥岩	0.72	0.27	0.85	0.27	0.06	1.11	0.36	0.65	0.41
郝 176	2282.65m	长 7 段	泥岩	1.23	0.23	0.96	0.19	0.18	0.85	0.45	0.68	0.68
杨 59	2021.8 m	长 7 段	泥岩	0.63	0.36	0.8	0.33	0.18	0.71	0.39	0.52	0.76
杨 41	1855 m	长 7 段	泥岩	0.68	0.34	0.88	0.25	0.13	1.23	0.28	0.78	0.58
青 3	979.5 m	长 7 段	泥岩	0.92	0.38	0.86	0.27	0.14	0.98	0.34	0.57	0.42
郝 176	2277.25 m	长 7 段	泥岩	1.33	0.24	0.84	0.18	0.17	0.84	0.47	0.64	0.72

注: A: nC_{21}/nC_{22}^+ ; B: Pr/nC_{17} ; C: Pr/Ph ; D: Ph/nC_{18} ; E: $Ga/C_{30}H$; F: $C_{27}/C_{29}R$; G: C_{27} 重排甾烷/ (重排甾烷+规则甾烷); H: $C_{30}D/C_{30}H$; I: $C_{30}M/C_{30}H$

5 原油生物标志化合物特征

如图 13 所示, 所有原油样品均检出完整的正构烷烃系列, 碳数分布范围为 $nC_{13} \sim nC_{35}$, 整体呈典型单峰正态分布。色谱基线平直, 未出现明显的“UCM 鼓包”, 表明样品未遭受显著生物降解作用或影响有限。延 9 段原油的 nC_{21}/nC_{22}^+ 比值介于 0.73~0.92, 均值为 0.82, 长 2 段原油的 nC_{21}/nC_{22}^+ 比值介于 0.77~0.82, 均值为 0.80, 反映其原始母质来自低等水生生物和陆源高等植物的混合贡献。延 9 段原油的 Pr/Ph 值介于 0.79~0.91, 均值 0.85; 长 2 段原油的 Pr/Ph 值介于 0.76~0.78, 均值 0.77, 指示两类原油均形成于偏还原沉积环境 (表 3)。

原油中检出完整的 C_{19-29} 三环萜烷系列 (图 13), 多数样品以 C_{23} 三环萜烷为主峰, 呈“弱上升型”分布模式; 藿烷系列以 C_{30} 藿烷占绝对优势。延 9 段原油的伽马蜡烷指数 ($Ga/C_{30}H$) 介于 0.13~0.20, 均值为 0.15; 长 2 段原油的 $Ga/C_{30}H$ 值介于 0.13~0.14, 均值为 0.14。上述参数表明原油形成于淡水环境, 且处于成熟演化阶段。规则甾烷呈“V”型分布 (图 13), 延 9 段原油的 $C_{27}/C_{29}R$ 比值介于 0.93~1.13, 均值为 1.03; 长 2 段原油 $C_{27}/C_{29}R$ 比值介于 0.98~1.14, 均值为 1.08 (表 3), 反映其烃源岩母质以低等水生生物为主, 与其他生物标志物指标所揭示的特征一致

甾烷化合物中热稳定性较低的 $\alpha\alpha\alpha$ 构型和 R 构型会随热演化程度升高向更稳定的 $\alpha\beta\beta$ 构型和 S 构型转化 (Seifert and Moldowan, 1986; 李素梅等, 2002)。因此, C_{29} 甾烷的 $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ 与 $20S/(20S+20R)$ 值是有效的成熟度指标, 对未熟-成熟阶段具有较高指示意义 (Seifert and Moldowan, 1986)。延 9 段原油的 $C_{29}-\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ 值介于 0.50~0.53, 均值 0.51; $C_{29}-20S/(20S+20R)$ 值介于 0.50~0.53, 均值 0.51。长 2 段原油的 $C_{29}-\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ 均值为 0.53, $C_{29}-20S/(20S+20R)$ 均值为 0.50 (表 3)。从 $C_{29}-\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ 与 $C_{29}-20S/(20S+20R)$ 关系图 (图 14) 可进一步确认, 研究区所有原油样品均已进入成熟阶段。

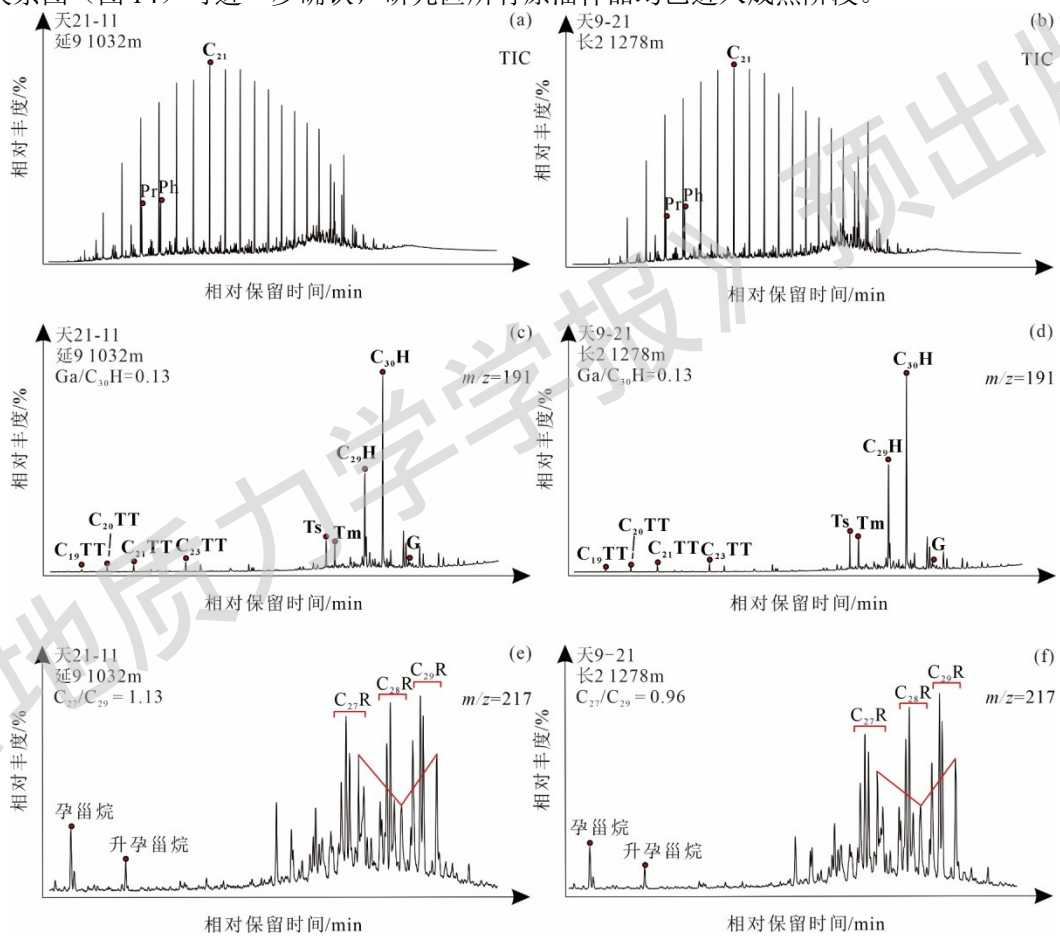


图 2 研究区原油中正构烷烃与类异戊二烯 (a 和 b)、萜烷 (c 和 d) 与甾烷 (e 和 f) 分布
Figure 13 Distributions of n-alkanes and isoprenoids (a and b), terpanes (c) and steranes (d) from crude oils in the study area

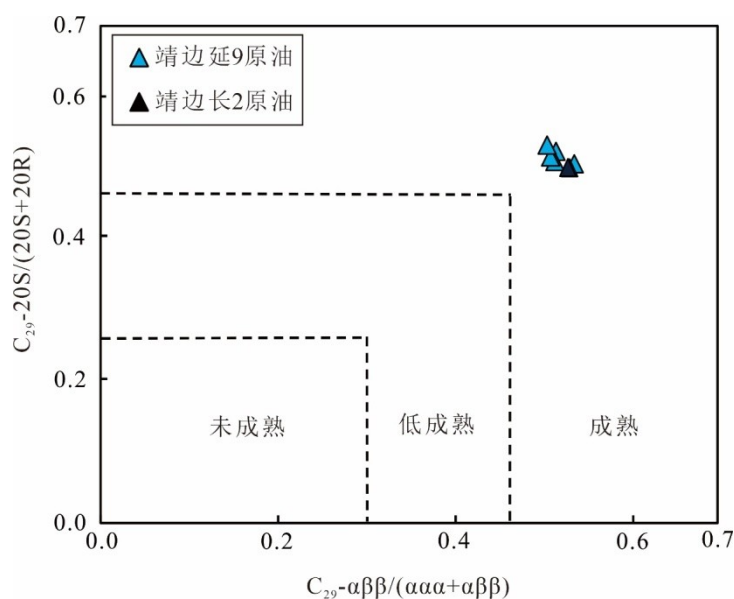


图 3 研究区原油 $C_{29}\text{-}\alpha\beta/(\alpha\alpha+\alpha\beta)$ 和 $C_{29}\text{-}20S/(20S+20R)$ 关系图

Figure 14 Cross-plot of $C_{29}\text{-}\alpha\beta/(\alpha\alpha+\alpha\beta)$ vs. $C_{29}\text{-}20S/(20S+20R)$ values from crude oil in the study area

表 3 研究区原油生物标志化合物数据

Table.3 Selected molecular parameters from crude oil in the study area

井名	深度	层位	样品类型	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
新 161	1118 m	延 9 段	原油	0.87	0.1 5	0.31	0.31	0.86	1.07	0.29	0.51	0.51	0.48	0.64
天 26-141	1011 m	延 9 段	原油	0.73	0.1 3	0.49	0.49	0.91	0.93	0.29	0.51	0.52	0.66	0.68
杨 45-11	1000 m	延 9 段	原油	0.85	0.2 1	0.36	0.41	0.79	0.96	0.32	0.51	0.51	0.46	0.41
天 21-11	1032 m	延 9 段	原油	0.74	0.1 3	0.44	0.44	0.85	1.13	0.28	0.53	0.50	0.52	0.38
杨加 41-151	1026 m	延 9 段	原油	0.92	0.1 3	0.36	0.39	0.85	1.06	0.28	0.50	0.53	0.37	0.53
天 9-21	1278 m	长 2 段	原油	0.82	0.1 3	0.33	0.38	0.78	0.98	0.23	0.53	0.50	0.42	0.59
天 11-20	1284 m	长 2 段	原油	0.77	0.1 4	0.33	0.40	0.76	1.14	0.24	0.53	0.50	0.38	0.62

注: A: nC_{21}/nC_{22}^+ ; B: $Ga/C_{30}H$; C: Pr/nC_{17} ; D: Ph/nC_{18} ; E: Pr/Ph ; F: $C_{27}/C_{29}R$; G: C_{27} 重排甾烷/ (重排甾烷+规则甾烷); H: $C_{29}\text{-}\alpha\beta/(\alpha\alpha+\alpha\beta)$; I: $C_{29}\text{-}20S/(20S+20R)$; J: $C_{30}M/C_{30}H$; K: $C_{30}D/C_{30}H$

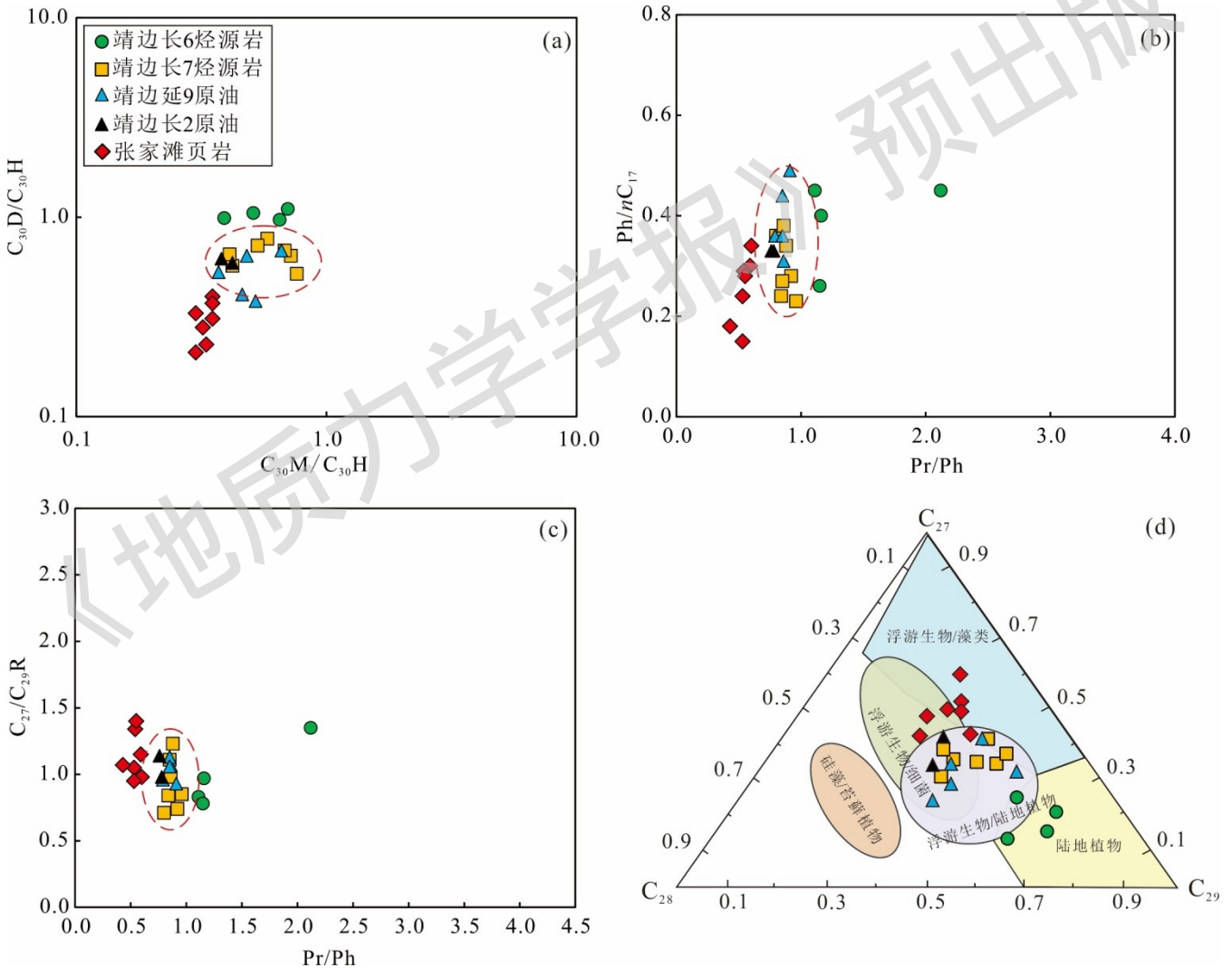
6 油源对比

尽管油气在运移、聚集及后期演化过程中其物理化学性质会发生一定变化，但其与源岩之间的亲缘关系仍可通过某些稳定的地球化学指标得以追溯。例如，化学组成的相似性、生物标志化合物的指纹特征以及特定分

子比值在油-岩对比中通保持相对稳定，而非同源油气则缺乏此类关联性，这构成了油气源对比的理论基础 (Peters et al., 2005)。

为有效识别和区分烃源岩的地球化学特征，常采用来源指标如 C_{27} - C_{28} - C_{29} 规则甾烷三角图，以及沉积环境指标如 Pr/nC_{17} 与 Pr/Ph 关系图等进行综合判别。此次研究将靖边地区长 6 段、长 7 段烃源岩、张家滩页岩以及长 2 段和延 9 段原油的相关参数投点于上述图件中，两类图件所反映的亲缘关系结果高度一致。分析结果显示，长 2 段、延 9 段原油地球化学特征与张家滩页岩差异显著，而与长 7 段烃源岩表现出明显的亲缘关系。此外，长 6 段烃源岩对长 2 段与延 9 段原油亦可能存在部分贡献 (图 15a、15b)。

鄂尔多斯盆地延长组发育特征生物标志物—重排藿烷，其中 C_{30} 重排藿烷的相对丰度主要受烃源岩岩性及沉积环境氧化还原程度控制。张文正等 (2009) 利用 C_{30} 重排藿烷/藿烷及 $C_{30}M/C_{30}H$ 指标对延长组烃源岩进行了有效划分，清晰识别出长 7 段暗色泥岩与油页岩的地球化学差异。文章在此基础上，进一步整合已发表的张家滩页岩相关地球化学数据，并运用上述指标对长 2 段与延 9 段原油开展油源对比。结果表明，研究区长 2 段与延 9 段原油主要来源于长 7 段烃源岩，长 6 段亦可能有部分贡献 (图 15)。研究结论与鄂尔多斯盆地地质演化历史一致 (张海等, 2018)。



a— $C_{30}D/C_{30}H$ 和 $C_{30}M/C_{30}H$ 交会图；b— Pr/Ph vs. Pr/nC_{17} 交会图；c— Pr/Ph vs. $C_{27}/C_{29}R$ 交会图；d— $C_{27}R$, $C_{28}R$ 和 $C_{29}R$ 三角图
图 4 原油与烃源岩生物标志化合物对比图

Figure 15 Comparison of biomarkers of crude oil and source rocks in the study area

(a) Cross-plot of $C_{30}D/C_{30}H$ vs. $C_{30}M/C_{30}H$ values; (b) Cross-plot of Pr/Ph vs. Pr/nC_{17} values; (c) Cross-plot of Pr/Ph vs. $C_{27}/C_{29}R$ values;

(d) Ternary diagram $C_{27}R$, $C_{28}R$ and $C_{29}R$ values

7 结论

(1) 靖边地区主力烃源岩为长7段。长7段烃源岩厚度大、分布广，有机质丰度高、类型好（I-II₂型），处于成熟-高成熟阶段，是区内优质烃源岩。相比之下，长6段烃源岩厚度薄、分布局限，有机质丰度中等、类型以II₂-III型为主，整体处于成熟阶段，长6段为中等-好级别烃源岩但潜力与规模有限，可作为烃源岩但生烃潜力低于长7段。

(2) 生物标志化合物特征揭示长6段与长7段烃源岩在母质来源与沉积环境上差异显著。长7段烃源岩具低Pr/Ph、低伽马蜡烷指数及高 C_{27}/C_{29} 规则甾烷比值，指示其母质以水生低等生物为主，沉积于偏还原的淡水环境；而长6段烃源岩表现为中等Pr/Ph、较低的 C_{27}/C_{29} 规则甾烷比值，反映其母质以陆源高等植物输入为主，沉积环境为弱还原环境。

(3) 油源对比分析表明，延9段与长2段原油的分子地球化学特征与长7段烃源岩高度匹配，指示长7段为主要供烃层系，长6段烃源岩可能具有次要贡献；而原油与湖盆中心的张家滩页岩未显示明确亲缘关系，进一步证实研究区原油主要来源于靖边地区的本地烃源岩。

References

- CHEN Z L, LIU G D, WEI Y Z, et al., 2017. Distribution pattern of tricyclic terpanes and its influencing factors in the Permian source rocks from Mahu Depression in the Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 38(2): 311–322. (in Chinese with English abstract)
- DAI Y, TAN J Q, XIE W Q, 2022. Study on hydrocarbon generation potential and sedimentary environment of shale in the first member of Qingshankou Formation in central depression of Songliao Basin[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 9(5): 9–24. (in Chinese with English abstract)
- DENG X Q, FU J H, YAO J L, et al., 2011. Sedimentary facies of the Middle-Upper Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin and breakthrough in petroleum exploration[J]. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 13(4): 443–455. (in Chinese with English abstract)
- DIDYK B M, SIMONEIT B R T, BRASSELL S C, et al., 1978. Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation[J]. *Nature*, 272(5650): 216–222.
- DUAN Y, 2012. Geochemical characteristics of crude oil in fluvial deposits from Maling oilfield of Ordos Basin, China[J]. *Organic Geochemistry*, 52: 35–43.
- EGGLINTON G, HAMILTON R J, 1967. Leaf Epicuticular Waxes: The waxy outer surfaces of most plants display a wide diversity of fine structure and chemical constituents[J]. *Science*, 156(3780): 1322–1335.
- FENG Q, ZHOU H F, ZHANG Y, et al., 2018. Organic geochemical characteristics and geological significance of the Middle-Upper Triassic source rock in the southeast of Junggar Basin[J]. *Bulletin of Science and Technology*, 34(11): 73–81. (in Chinese with English abstract)
- FU J H, DENG X Q, CHU M J, et al., 2013. Features of deepwater lithofacies, Yanchang formation in Ordos Basin and its petroleum significance, 31(05):928-938. (in Chinese with English abstract)
- FU J H, GUO W, LI S X, et al., 2021. Characteristics and exploration potential of multi-type shale oil in the 7th Member of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 32(12): 1749–1761. (in Chinese with English abstract)
- FU J H, LI S X, NIU X B, et al., 2020. Geological characteristics and exploration of shale oil in Chang 7 Member of Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 47(5): 870–883. (in Chinese with English abstract)
- FU J H, LI S X, XU L M, et al., 2018. Paleo-sedimentary environmental restoration and its significance of Chang 7 Member of Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 45(6): 936–946. (in Chinese with English abstract)
- FU J H, WANG L, CHEN X, et al., 2023. Progress and prospects of shale oil exploration and development in the seventh member of Yanchang Formation in Ordos Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 28(5): 1–14. (in Chinese with English abstract)
- GAO B, WU X L, ZHANG Y, et al., 2022. Hydrocarbon generation and evolution characteristics of Triassic Zhangjiatan oil shale in southern Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 44(1): 24–32. (in Chinese with English abstract)

- GAO P M, 2024. Characteristics and hydrocarbon generation and expulsion potential of Chang7 shale oil source rocks in Wuqi Area, Ordos Basin[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 11(3): 10–18. (in Chinese with English abstract)
- HE Y H, WANG Y G, DU Y J, et al., 2023. Geochemical characteristics of crude oils in the Zhijing area, Ordos Basin: Implication for oil accumulation in the Yan'an Formation[J]. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 53(3): 480–494. (in Chinese with English abstract)
- HUANG Y J, BAI Y B, SUN B L, et al., 2020. Characteristics and evaluation of Chang 7 source rock of Yanchang Formation in Fuxian area, Ordos Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 32(1): 66–75. (in Chinese with English abstract)
- HUANG Y J, GENG J K, BAI Y B, et al., 2020. Geochemical characteristics and oil-source correlation of crude oils in 6th and 7th members of Yanchang Formation, Fuxian area, Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 42(2): 281–288. (in Chinese with English abstract)
- JIA H C, LU Y B, ZHAO X C, et al., 2023. Formation pressure restoration and its effect on oil and gas accumulation in Chang6 Member of Wuqi Oilfield, Ordos Basin[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 10(5): 56–64. (in Chinese with English abstract)
- LI C H, GE Y, JIN X, et al., 2022. Sedimentological evolution during the Early Jurassic Fuxian period in Ordos Basin: palaeoclimatic response to Toarcian Oceanic Anoxic Event[J]. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 24(4): 697–712. (in Chinese with English abstract)
- LI C Y, 2022. Source and Pathway for Oil Reservoired in Yan'an Formation in Zhijing area, Ordos Basin[D]. Xi'an: Northwest University. (in Chinese with English abstract)
- LI C, TONG C B, YANG F, et al., 2025. Study on pore system characteristics and controlling factors of Yanchang Formation shale, Ordos Basin[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 12(3): 22–32. (in Chinese with English abstract)
- LI S M, PANG X Q, JIN Z J, et al., 2002. Distribution and significance of steroids in Bamianhe Oilfield, East China[J]. *Earth Science*, 27(6): 711–717. (in Chinese with English abstract)
- LI Z Q, ZHANG R C, LIANG X M, et al., 2024. Chemical kinetics models of organic matter (Vitrinite and Bitumen) reflectance: retrospect and advances[J]. *Earth Science*, 49(11): 4130–4155. (in Chinese with English abstract)
- LIANG X W, WANG H H, NIU X B, et al., 2011. Source rock evaluation and oil-source rock correlation in Triassic Yanchang Formation of the middle-western Ordos Basin, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 38(4): 402–407. (in Chinese with English abstract)
- LIU R H, LI J, XIAO Z Y, et al., 2019. Geochemical characteristics and implication for gas and oil source correlation in the Tugeerming area of the Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 30(4): 574–581. (in Chinese with English abstract)
- LIU Y Z, GANG W Z, CHEN G, et al., 2018. Geochemical Characteristics of Aromatic Hydrocarbons of Chang7 Source Rocks from the Yanchi-Dingbian Area, Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 36(4): 818–828. (in Chinese with English abstract)
- PETERS K E, MOLDOVAN J M, 1991. Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum[J]. *Organic Geochemistry*, 17(1): 47–61.
- PETERS K E, WALTERS C C, MOLDOVAN J M, 2005. *The biomarker guide*[M]. Cambridge: Cambridge University Press: 1–1155.
- QIU X, LIU C, MAO G, et al., 2014. Late Triassic tuff intervals in the Ordos basin, Central China: their depositional, petrographic, geochemical characteristics and regional implications[J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 80: 148–160.
- SEIFERT W K, MOLDOVAN J M, 1986. Use of biological markers in petroleum exploration[J]. *Methods in Geochemistry and Geophysics*, 24: 261–290.
- SHI Z Q, HAN Y L, ZHAO J X, 2002. Fans at the early Jurassic Fuxian State in Ordos Basin[J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, (4): 390–393. (in Chinese with English abstract)
- SINNINGHE DAMSTÉ J S, KENIG F, KOOPMANS M P, et al., 1995. Evidence for gammacerane as an indicator of water column stratification[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(9): 1895–1900.
- SUN B, YUAN W, WANG S M, et al., 2025. Characteristics and oil-source correlation of Chang 7 Member source rocks in Haotan area, Ordos Basin[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 32(3): 353–362. (in Chinese with English abstract)
- TANG J Y, SHI Z, SONG H X, et al., 2016. Hydrocarbon source evaluation and oil source contrast of the Yanchang Formation in Fu-Huang exploration area, Ordos Basin[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 38(3): 11–20. (in Chinese with English abstract)
- WANG X J, SUN B, LI J H, et al., 2025. The development characteristics and geological significance of Chang 7 Member effective source rocks in Sanbian area, Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 32(3): 1–17. (in Chinese with English abstract)
- WANG X Z, REN L Y, ZHANG L X, et al., 2013. Oil and source rock correlation of lower assemblage of Yanchang Formation in Wuqi and Dingbian areas, Ordos

- Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 35(4): 426–431. (in Chinese with English abstract)
- WANG Z X, LIU G D, YUAN G J, et al., 2024. Characteristics and reservoir control of source rocks of Triassic Chang 7 member in Qingcheng area, Ordos Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 36(5): 133–144. (in Chinese with English abstract)
- WEI Z F, WANG Y L, WU C J, et al., 2015. Geochemical characteristics of source rock from Upper Permian Longtan Formation in Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 26(8): 1613–1618. (in Chinese with English abstract)
- WU Y, CHEN Y B, XU Z Y, et al., 2025. Analysis of the hydrocarbon accumulation process of the Chang 10 Member of the Yanchang Formation in the Zhijing to Ansai Area, Ordos Basin[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 49(1): 33–44+60+37–38. (in Chinese with English abstract)
- YAN Z, REN D Z, WANG H, et al., 2024. Factors affecting movable fluid saturation and pore structures of Jurassic Yan'an Formation in the Shenmu area of the Ordos Basin[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 11(5): 122–131. (in Chinese with English abstract)
- YANG X Y, LV X X, HUANG Y H, et al., 2023. The depositional environment of the lacustrine source rocks in the Eocene middle number of the Liushagang Formation of the Weixinan Sag, Beibuwan Basin, China: Implications from organic geochemical analyses[J]. *Minerals*, 13: 575.
- YANG X Y, TANG Y J, HONG H T, et al., 2022. An abnormal assemblage of molecular markers and its geochemical significance in the Da'anzhai Member of the central Sichuan Basin[J]. *Geological Bulletin of China*, 41(4): 669–681. (in Chinese with English abstract)
- YIN J T, YU Y X, JIANG C F, et al., 2017. Relationship between element geochemical characteristic and organic matter enrichment in Zhangjiatan Shale of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 42(6): 1544–1556. (in Chinese with English abstract)
- YUAN Z, SI H J, MA Y, et al., 2024. Characteristics and paleogeographic pattern of source-to-sink system of the Jurassic Yan'an Formation in Ordos Basin[J]. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 54(6): 1104–1120. (in Chinese with English abstract)
- ZHANG H, LEI W H, ZHAN T, et al., 2018. Geochemical characteristics of Yan 9 crude oil and oil-source correlation in western Jingbian Oil Field, Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 40(6): 836–842. (in Chinese with English abstract)
- ZHANG W Z, YANG H, ZAN C L, et al., 2016. Geochemical study of Paleozoic gas reservoirs in a highly mature area on the south-central Yishan slope, Ordos Basin[J]. *Geochimica*, 45(6): 614–622. (in Chinese with English abstract)
- ZHANG X Y, PING H W, YANG X, et al., 2024. Comparison of hydrocarbon generation, expulsion periods, and accumulation periods of source rocks in Member 7 of the Yanchang Formation in the Jinghe Oilfield, southern Ordos Basin[J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 43(1): 108–121. (in Chinese with English abstract)
- ZHANG Y Y, YANG S S, LIU Y Q, et al., 2023. Enrichment Regularity of Y-9 Reservoir of Yan'an Formation in Shawagou Area of Jingbian Oilfield, Ordos Basin[J]. *Northwestern Geology*, 56(2): 213–224. (in Chinese with English abstract)

附中文参考文献

- 陈哲龙, 柳广弟, 卫延召, 等, 2017. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系烃源岩三环萜烷分布样式及影响因素[J]. *石油与天然气地质*, 38(2): 311–322.
- 代宇, 谭静强, 谢文泉, 2022. 松辽盆地中央凹陷青山口组一段页岩生烃潜力及沉积环境研究[J]. *非常规油气*, 9(5): 9–24.
- 邓秀芹, 付金华, 姚泾利, 等, 2011. 鄂尔多斯盆地中及上三叠统延长组沉积相与油气勘探的突破[J]. *古地理学报*, 13(4): 443–455.
- 冯乔, 周海峰, 张耀, 等, 2018. 准噶尔盆地东南缘中上三叠统烃源岩有机地球化学特征及意义[J]. *科技通报*, 34(11): 73–81.
- 付金华, 邓秀芹, 楚美娟, 等, 2013. 鄂尔多斯盆地延长组深水岩相发育特征及其石油地质意义[J]. *沉积学报*, 31(05): 928–938.
- 付金华, 郭雯, 李士祥, 等, 2021. 鄂尔多斯盆地长7段多类型页岩油特征及勘探潜力[J]. *天然气地球科学*, 32(12): 1749–1761.
- 付金华, 李士祥, 牛小兵, 等, 2020. 鄂尔多斯盆地三叠系长7段页岩油地质特征与勘探实践[J]. *石油勘探与开发*, 47(5): 870–883.
- 付金华, 李士祥, 徐黎明, 等, 2018. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段古沉积环境恢复及意义[J]. *石油勘探与开发*, 45(6): 936–946.
- 付金华, 王龙, 陈修, 等, 2023. 鄂尔多斯盆地长7页岩油勘探开发新进展及前景展望[J]. *中国石油勘探*, 28(5): 1–14.
- 高波, 武晓玲, 张英, 等, 2022. 鄂尔多斯盆地南部张家滩油页岩生烃演化特征[J]. *石油实验地质*, 44(1): 24–32.
- 高攀明, 2024. 鄂尔多斯盆地吴起地区长7页岩油烃源岩特征及生排烃潜力[J]. *非常规油气*, 11(3): 10–18.
- 贺永红, 王爱国, 杜彦军, 等, 2023. 鄂尔多斯盆地志靖地区原油地化特征及其对延安组成藏的启示[J]. *西北大学学报(自然科学版)*,

53(3): 480–494.

- 黄彦杰, 白玉彬, 孙兵华, 等, 2020a. 鄂尔多斯盆地富县地区延长组长 7 烃源岩特征及评价[J]. 岩性油气藏, 32(1): 66–75.
- 黄彦杰, 耿继坤, 白玉彬, 等, 2020b. 鄂尔多斯盆地富县地区延长组长 6、长 7 段原油地球化学特征及油源对比[J]. 石油实验地质, 42(2): 281–288.
- 贾浩宸, 刘玉博, 赵小春, 等, 2023. 鄂尔多斯盆地吴起油田长 6 段地层古压力及其对油气聚集作用的分析[J]. 非常规油气, 10(5): 56–64.
- 李婵, 童长兵, 杨凡, 等, 2025. 鄂尔多斯盆地延长组页岩孔隙系统发育特征及影响因素研究[J]. 非常规油气, 12(3): 22–32.
- 李昌昊, 葛禹, 金鑫, 等, 2022. 鄂尔多斯盆地早侏罗世富县期沉积演化: 大洋缺氧事件前后陆地气候变化的响应[J]. 古地理学报, 24(4): 697–712.
- 李春雨, 2022. 鄂尔多斯盆地志靖地区延安组石油的来源和输导条件[D]. 西北大学.
- 李素梅, 庞雄奇, 金之钧, 2002. 八面河地区原油、烃源岩中甾类化合物的分布特征及其应用[J]. 地球科学, 27(6): 711–717.
- 李志强, 张如才, 梁雪梅, 等, 2024. 有机质(镜质体和沥青)反射率化学动力学模型: 回顾与进展[J]. 地球科学, 49(11): 4130–4155.
- 梁晓伟, 王海红, 牛小兵, 等, 2011. 鄂尔多斯盆地中西部延长组长 7 烃源岩评价及油-源对比[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 38(4): 402–407.
- 刘如红, 李剑, 肖中尧, 等, 2019. 塔里木盆地库车坳陷吐格朗明地区油气地球化学特征及烃源探讨[J]. 天然气地球科学, 30(4): 574–581.
- 刘亚洲, 刚文哲, 陈果, 等, 2018. 鄂尔多斯盆地盐池一定边地区长 7 段烃源岩芳烃地球化学特征[J]. 沉积学报, 36(4): 818–828.
- 时志强, 韩永林, 赵俊兴, 2002. 鄂尔多斯盆地早侏罗世富县期冲积扇沉积[J]. 成都理工学院学报, (4): 390–393.
- 孙勃, 袁伟, 王淑敏, 等, 2025. 鄂尔多斯盆地郝滩地区长 7 段烃源岩特征及油源对比[J]. 断块油气田, 32(3): 353–362.
- 唐建云, 史政, 宋红霞, 等, 2016. 富黄探区延长组长 7 烃源岩评价与油源对比[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 38(3): 11–20.
- 王香增, 任来义, 张丽霞, 等, 2013. 鄂尔多斯盆地吴起一定边地区延长组下组合油源对比研究[J]. 石油实验地质, 35(4): 426–431.
- 王秀娟, 孙勃, 李继宏, 等, 2025. 鄂尔多斯盆地三边地区长 7 段烃源岩发育特征及地质意义[J]. 天然气地球科学, 32(3): 1–17.
- 王子昕, 柳广弟, 袁光杰, 等, 2024. 鄂尔多斯盆地庆城地区三叠系长 7 段烃源岩特征及控藏作用[J]. 岩性油气藏, 36(5): 133–144.
- 魏志福, 王永莉, 吴陈君, 等, 2015. 四川盆地上二叠统龙潭组烃源岩的地球化学特征及对有机质来源和沉积环境的指示意义[J]. 天然气地球科学, 26(8): 1613–1618.
- 吴悠, 陈一博, 胥中义, 等, 2025. 鄂尔多斯盆地志靖—安塞地区延长组 10 段油气成藏过程分析[J]. 东北石油大学学报, 49(1): 33–44+60+37–38.
- 阎珍, 任大忠, 王虎, 等, 2024. 鄂尔多斯盆地神木地区侏罗系延安组煤层孔隙结构及可动流体饱和度影响因素[J]. 非常规油气, 11(5): 122–131.
- 杨孝勇, 唐友军, 洪海涛, 等, 2022. 川中地区大安寨段分子标志物异常组合及其地球化学意义[J]. 地质通报, 41(4): 669–681.
- 尹锦涛, 俞雨溪, 姜呈馥, 等, 2017. 鄂尔多斯盆地张家滩页岩元素地球化学特征及与有机质富集的关系[J]. 煤炭学报, 42(6): 1544–1556.
- 袁珍, 司豪杰, 马瑶, 等, 2024. 鄂尔多斯盆地侏罗系延安组源-汇系统特征及古地理格局[J]. 西北大学学报(自然科学版), 54(6): 1104–1120.
- 张海, 雷华伟, 张涛, 等, 2018. 鄂尔多斯盆地靖边油田西部延 9 原油地球化学特征与油源[J]. 石油实验地质, 40(6): 836–842.
- 张文正, 杨华, 咎川莉, 等, 2016. 鄂尔多斯盆地伊陕斜坡中南部高热演化地区古生界天然气地球化学研究[J]. 地球化学, 45(6): 614–622.
- 张新乐, 平宏伟, 杨鑫, 等, 2024. 鄂尔多斯盆地南缘泾河油田长 7 段烃源岩生、排烃期与油气成藏期对比[J]. 地质科技通报, 43(1): 108–121.
- 张瑶瑶, 杨水胜, 刘宇琪, 等, 2023. 鄂尔多斯盆地靖边油田沙洼沟地区延安组延 9 油藏富集规律[J]. 西北地质, 56(2): 213–224.