引用格式：曾治平，李宝庆，王金铎，等，2026. 准中地区深层八道湾组过渡相页岩成烃潜力研究[J]. 地质力学学报，32（1）：67−83. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025111

Citation: ZENG Z P，LI B Q，WANG J D，et al.，2026. Hydrocarbon generation potential of deeply buried shales within the Jurassic transitional Badaowan Formation, central Junggar Basin[J]. Journal of Geomechanics，32（1）：67−83. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025111

准中地区深层八道湾组过渡相页岩成烃潜力研究

曾治平[1]，李宝庆[2]，王金铎[1]，刘　慧[1]，李劭杰[3]，甘润坤[2]

ZENG Zhiping[1]，LI Baoqing[2]，WANG Jinduo[1]，LIU Hui[1]，LI Shaojie[3]，GAN Runkun[2]

1. 中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院，山东 东营 257015；
2. 中国地质大学（武汉）资源学院，湖北 武汉 430074；
3. 长江大学地球科学学院，湖北 武汉 430100

1. *Sinopec Shengli Oil Field Exploration and Development Research Institute*, *Dongying* 257015, *Shandong*, *China*;
2. *School of Earth Resources*, *China University of Geosciences* (*Wuhan*), *Wuhan* 430074, *Hubei*, *China*;
3. *School of Geosciences*, *Yangtze University*, *Wuhan* 430100, *Hubei*, *China*

Hydrocarbon generation potential of deeply buried shales within the Jurassic transitional Badaowan Formation, central Junggar Basin

Abstract: ［**Objective**］The deeply buried transitional shales within the Jurassic Badaowan Formation in the central Junggar Basin have become a frontier target for unconventional hydrocarbon exploration in recent years, yet their petroleum generation potential remains to be fully constrained. Recent exploration wells in the Fukang and Dongdaohaizi depressions have encountered shale sequences within the Badaowan Formation at burial depths exceeding 5000 m, offering a valuable opportunity to assess hydrocarbon potential of deeply buried shales in this area. ［**Methods**］This study evaluated the hydrocarbon generation potential of the deeply buried shales of Badaowan Formation in the central Junggar Basin by integrating organic geochemistry, microscopic component analysis, hydrous pyrolysis experiments, numerical modeling, and biomarker analysis. ［**Results**］The deeply buried shales of Badaowan Formation in the Fukang and Dongdaohaizi depressions were selected as research target, and following outcomes were obtained: (1) Shales exhibit relatively high organic matter abundances, with TOC values ranging from 0.75% to 5.06% and 0.81% to 5.27%, respectively, and kerogen is dominated by types II and III; (2) Maturation parameters (R_o=0.70%–0.82% and 0.51%–0.80%, respectively) indicate that the shales are currently in the main oil generation window; (3) Thermal history reconstruction shows that hydrocarbon generation began in the Late Jurassic, passed the main oil generation threshold in the Late Cretaceous, and has continued for approximately 150 million years; (4) Hydrous pyrolysis results show that total hydrocarbon yields of the shales are 380–500 mg/g; (5) Biomarker data reveal a transitional depositional environment of frequent redox fluctuations, with organic inputs from both aquatic organisms and higher terrestrial plants. ［**Conclusions**］Consequently, Deeply buried shales of Badaowan Formation in the central Junggar Basin possess substantial hydrocarbon generation capacity and constitute a promising exploration target for shale oil and gas.

Keywords: Junggar Basin; deeply buried shale; hydrocarbon generation potential; shale oil and gas; Badaowan Formation

摘　要：准噶尔盆地中部（准中地区）深层侏罗系八道湾组过渡相页岩是近年来非常规油气勘探的前沿

基金项目：国家自然科学基金项目（42272207）

This research was financially supported by the National Natural Science Foundation of China (Grant No. 42272207).

第一作者：曾治平（1977—），男，博士，研究员，从事石油地质专业。Email：zengzhiping.slyt@sinopec.com

通信作者：李宝庆（1986—），男，博士，副教授，从事石油地质专业。Email：libq@cug.edu.cn

收稿日期：2025−08−11；**修回日期**：2026−01−20；**录用日期**：2026−01−21；**网络出版日期**：2026−01−21；**责任编辑**：王婧

Received：2025−08−11；Revised：2026−01−20；Accepted：2026−01−21；Available Online：2026−01−21；Handling Editor：WANG Jing

阵地，而其页岩成烃潜力仍有待进一步厘定。准中地区阜康凹陷与东道海子凹陷最新勘探钻遇埋深超5000 m的八道湾组页岩层系，为查明该区深层页岩成烃潜力提供了宝贵机遇。此次研究以阜康凹陷与东道海子凹陷深层八道湾组页岩为研究对象，通过运用有机地球化学、显微组分分析、热模拟实验、数值模拟、生物标志化合物分析等多种手段，探讨了准中八道湾组深层页岩成烃潜力。阜康凹陷与东道海子凹陷深层八道湾组页岩有机质丰度较高，总有机碳（TOC）含量分别为0.75%～5.06%和0.81%～5.27%，以II型和III型有机质为主。热演化程度表明该层段现今处于生油阶段（镜质体反射率R_o分别为0.70%～0.82%和0.51%～0.80%）。热史模拟显示，该套页岩于侏罗纪晚期进入生烃门限，于晚白垩世进入主生油期，生烃过程持续约150 Ma；岩石热解产烃率为380～500 mg/g。生物标志化合物参数指示了氧化还原条件频繁波动的过渡相环境特征，水生生物与陆源高等植物均有母质贡献。综上，准中地区深层八道湾组页岩成烃潜力大，是潜在页岩油气勘探目标。

关键词：准噶尔盆地；深层页岩；成烃潜力；页岩油气；八道湾组

中图分类号：TE122.2; P618.13　　**文献标识码**：A　　**文章编号**：1006−6616(2026)01−0067−17

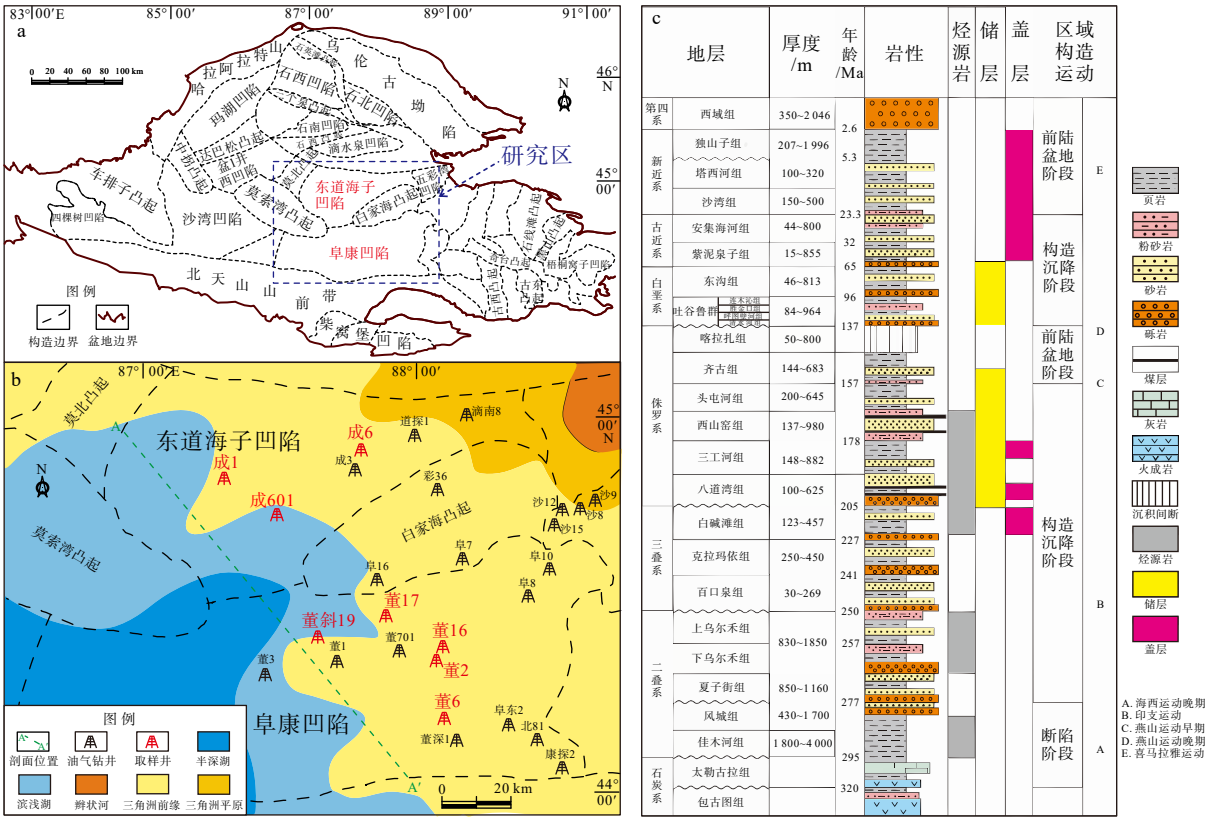
DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025111

0 引言

深层页岩油气是关键的非常规能源类型之一，是常规油气的重要补充(赵玉龙等, 2019; 何治亮等, 2020; 张金川等, 2022)。中国的页岩油气资源丰富，近年来发现了一系列大型页岩油气产区，例如涪陵页岩气田、长宁−威远页岩气田、吉木萨尔页岩油示范区、古龙页岩油示范区等(梁明亮等, 2020; 邹才能等, 2022; 周立宏等, 2023; 戴金星等, 2024)。深层(3500 m以深)是目前中国页岩油气勘探的前沿领域，例如在四川盆地4500～4700 m的寒武系筇竹寺组页岩中钻遇了日产气125.7×10^4 m^{3}的页岩气；胜利油田丰页1-6HF井的页岩油钻井最深达7025 m。这些实践表明深层页岩油气具有广阔的勘探前景。与浅层页岩相比，深层页岩所处环境的温度和压力普遍更高，流体赋存形式与流动特征更加复杂，加之深层页岩样品较难获取，为精细评估深层页岩的成烃潜力带来了困难(郭旭升等, 2022)。

根据沉积环境，可将页岩划分为陆相页岩、海相页岩和过渡相页岩(如海陆过渡相、湖沼相地层等；罗情勇等, 2013; Zou et al., 2019; Tan et al., 2021; 荆振华等, 2022)。相比陆相页岩与海相页岩研究取得的进展，过渡相页岩研究相对薄弱(Jing et al., 2021; Ding et al., 2022; 马新华等, 2023; 王维等, 2024)。揭示页岩成烃潜力是过渡相页岩油气勘探的重要方向之一(申宝剑等, 2016; 何治亮等, 2020; 张金川等, 2022)。国内外勘探业已发现许多以过渡相页岩为烃源岩的常规油气藏，表明过渡相页岩具有大规模成烃能力，是非常规油气勘探的潜在目标(Killops et al., 1996; Bergström et al., 1998; Wang et al., 2013; 陈磊等, 2020; 宋兆杰等, 2024; Li et al., 2025)。

准噶尔盆地是中国西北地区的一个大型含油气盆地(图1a)，阜康凹陷与东道海子凹陷是盆地中部主要的深层油气勘探领域。八道湾组富有机质页岩是准噶尔盆地侏罗纪地层中的一套典型过渡相页岩，已有研究主要集中于浅层的八道湾组页岩。其研究表明，浅层的八道湾组页岩有机质丰度高，有机质类型以II型和III型为主，具有良好的生烃能力，是潜在的常规油气藏烃源岩以及页岩油气储层(张敏等, 2019; 项威等, 2025)。相比之下，针对深层八道湾组页岩的研究较为薄弱，对其有机地化特征和成烃潜力的认识相对不足，制约了深层过渡相页岩油气资源勘探的广泛开展。近年来，在盆地中部的阜康凹陷和东道海子凹陷深层(>5000 m)八道湾组地层中钻遇了具有工业价值的油气流，展现了良好的常规及非常规油气勘探前景(刘超威等, 2020; 宫亚军等, 2021; 任新成等, 2023)。下侏罗统八道湾组是阜康凹陷与东道海子凹陷深层重要的富有机质过渡相页岩层系(图1b)，中国石化胜利西部油田最新钻探采集了2个凹陷深层八道湾组岩芯样品，为进一步研究深层过渡相页岩的成烃潜力提供了宝贵机会。该研究综合运用有机地化、显微组分、热模拟实验、生物标志化合物和数值模拟分析等手段，系统阐明准中地区阜康凹陷与东道海子凹陷深层八道湾组页岩有机质丰度与类型、热演化程度、生烃历史及产烃率等特征，为进一步揭示该地区页岩油气勘探潜力提供参考。



a—准噶尔盆地构造分区；b—阜康凹陷与东道海子凹陷八道湾组沉积相图；c—研究区地层综合柱状图

图 1　准噶尔盆地中部地区东道海子凹陷与阜康凹陷位置示意图、八道湾组沉积相图和地层综合柱状图

Fig. 1　Locations of the Dongdaohaizi and Fukang depressions in the central Junggar Basin and sedimentary facies of Badaowan Formation

(a) Structural units of the Junggar Basin; (b) Lateral distribution of sedimentary facies of Badaowan Formation in the Fukang and Dongdaohaizi depressions; (c) Comprehensive strata column of the studied region

1　区域地质概况

准噶尔盆地位于中国新疆北部，是中国西部大型含油气盆地之一，总面积约 13.4×10^4 km^2（支东明等，2024；项威等，2025）。盆地内地层发育完整，自上古生界至新生界均有分布（图 1c；王金铎等，2024；王千军等，2025）。受海西、印支、燕山和喜山等多期构造运动影响，准噶尔盆地构造格局复杂，主体表现为“三坳两隆”，包括西北缘冲断带、中央坳陷和东部隆起等构造单元（图 1；刘超威等，2020；赵进雍等，2022）。晚古生代—二叠纪，准中地区（即中央坳陷）发生逆冲-褶皱构造，构建了前陆褶皱-冲断体系；三叠纪—侏罗纪转入伸展环境，发育了大规模断陷；侏罗纪末期—白垩纪，构造-沉积耦合作用加强，走滑-压扭构造、断块下沉与褶皱变形共存，控制了沉积格局；新生代以来，该区再次经历构造抬升与断裂活化（邱楠生等，2002；何登发等，2018；刘超威等，2020；赵进雍等，2022）。准中地区地层保存完整，自古生代以来连续沉积，厚度可达数千米。其中，寒武纪—石炭纪以海相碳酸盐岩和碎屑岩为主；二叠纪发育了前陆盆地沉积，形成了中深湖环境，沉积了厚层砂岩和泥岩；三叠纪—侏罗纪时期，以中—浅湖泊环境为主，沉积了以湖相泥岩、三角洲砂体与煤层为主的地层；进入白垩纪，构造活动减弱，出现了河流-湖泊过渡相沉积体系；至新生代，则以河流、冲洪积及湖泊沉积为主，局部伴随蒸发盐类（陈磊等，2020；马骥等，2025）。

侏罗系在准噶尔盆地广泛分布，是该地区重要的烃源岩与非常规油气勘探目标（图 1c），该层系探明石油地质储量约 5.28×10^8 t，占准噶尔盆地石油总探明储量的 30%（李剑等，2009；毛新军等，2024）。前期对侏罗系油气勘探与地质的研究主要集中于地层埋深较浅的区域（如盆地边缘埋深<5000 m；李剑等，2009；张敏等，2019）。已有数据表明，盆地浅部的八道湾组页岩厚度约 100～300 m，有机质丰度

较高(TOC 含量范围为 0.3%～5.4%, 平均 1.63%), 有机质类型以 II 型和 III 型为主, 热演化程度相对较低(未熟—低成熟), 母质来源主要为水生低等生物与陆源高等植物(李剑等, 2009; 张敏等, 2019)。根据已有研究结果, 阜康凹陷与东道海子凹陷深层可能保存了大规模的八道湾组富有机质页岩, 深埋的页岩可能具有更高的成熟度与成烃能力; 然而受限于深层样品稀少, 其成烃潜力有待进一步约束(刘国勇等, 2024)。最近的勘探工作在准中地区的阜康凹陷和东道海子凹陷深层钻遇了富有机质页岩岩芯, 为研究该地区深层页岩成烃潜力提供了宝贵的机会。此次研究主要针对阜康凹陷与东道海子凹陷八道湾组深层(埋深超 4000 m)页岩典型样品开展分析, 以丰富相关地质认识。

2 样品与实验方法

此次研究针对 78 件八道湾组钻孔样品开展了岩石热解分析(阜康凹陷 42 件、东道海子凹陷 36 件)。在此基础上, 针对 24 件样品开展了显微组分分析(阜康凹陷 10 件、东道海子凹陷 14 件); 针对 34 件样品开展了镜质体反射率分析(阜康凹陷 12 件、东道海子凹陷 22 件); 针对 11 件样品开展了生物标志化合物分析(阜康凹陷 5 件、东道海子凹陷 6 件; 表 1)。

表 1 阜康凹陷与东道海子深层八道湾组页岩分析测试列表

Table 1 Geochemical analysis list of deeply buried shales within the Badaowan Formation in the Fukang and Dongdaohaizi depressions

层位	凹陷	井名	深度/m	测试项目及数量			
				岩石热解	显微组分	镜质体反射率	生物标志化合物
八道湾组	阜康凹陷	董斜19	7070～7200	10	5	5	5
		董17	5500～5800	8	1	2	0
		董6	5600～5665	8	1	2	0
		董2	7050～7070	8	2	2	0
		董16	5300～5350	8	1	1	0
	东道海子凹陷	成601	6489～6499	12	5	8	6
		成1	5020～5200	12	4	6	0
		成6	4620～4750	12	5	8	0

2.1 岩石热解分析

岩石热解分析在构造与油气资源教育部重点实验室开展, 根据国家标准 GB/T 18602—2012(中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局, 2013)完成测试。将页岩样品研磨至 75 μm, 利用岩石热解仪(Rock-Eval)分析地化特征。仪器初始温度为 300 ℃, 持续 3 min, 用于释放样品的游离烃; 随后以 25 ℃/min 的速率加热至 750 ℃, 释放样品的热解烃和含氧化合物, 并测试样品中的残留有机碳和无机碳。TOC 含量是总热解碳和残留碳的总和。T_{max} 是有机质热解过程中烃类最大生成量时的温度。

2.2 显微组分分析

显微组分分析在构造与油气资源教育部重点实验室完成, 分析过程根据国家标准 GB/T15588—2013(中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局, 2014)完成。利用 Diskus-Fossil 系统的徕卡 MD6000 M 显微镜开展页岩岩相观察, 通过荧光激发光辅助识别不同类型显微组分。镜质体反射率测量在反射光(λ=546 nm)条件下进行, 采用固定载物台、50 倍油浸物镜和高像素尺寸摄像头进行观测记录(0.3 nm)。

2.3 封闭体系热模拟实验

封闭体系热模拟实验在中国科学院广州地球化学研究所完成, 分析过程根据中华人民共和国石油天然气行业标准 SYT7035—2016(国家能源局, 2016)完成。采用黄金管热解技术, 在 300 ℃、325 ℃、350 ℃、375 ℃、400 ℃、425 ℃、450 ℃、475 ℃、500 ℃和 525 ℃条件下开展封闭体系加水热模拟实验。实验所用黄金管长 60 mm、内径 5 mm、壁厚 0.5 mm。精确称量 0.05 g 样品以及 0.01 g 纯水装入金管中, 通过氩气抽真空。将金管置于高压釜中, 2 小时内升温至设定温度与压力(30 MPa), 维持 72 小时以促

进生烃反应。实验结束后释放压力并取出金管，称重确认热解过程中无泄漏。

2.4　生物标志化合物分析

生物标志化合物分析在构造与油气资源教育部重点实验室完成，分析过程根据国家标准 GB/T 18606—2025 完成。实验过程所用的气相色谱−质谱联用仪型号为 7890A/5975C GCMSD。通过索式抽提法提取页岩中的可溶烃类，烃类抽提物的饱和烃组分和芳烃采用气相色谱−质谱联用技术（GC-MS）完成分析。GC-MS 分析前，烃类抽提样品通过液相色谱分离为 4 个组分（饱和烃、芳香烃、胶质与沥青质）。沥青质组分通过正庚烷沉淀法收集，剩余样品依次采用正己烷、甲苯、氯仿进一步分离富集饱和烃、芳香烃和胶质组分。GC-MS 分析使用 HP6890 气相色谱仪联用 HP5973 质谱仪。离子源温度 180 ℃，电离能量 70 eV，电子倍增器电压 1800 V。通过 HP ChemStation 软件处理实验数据。

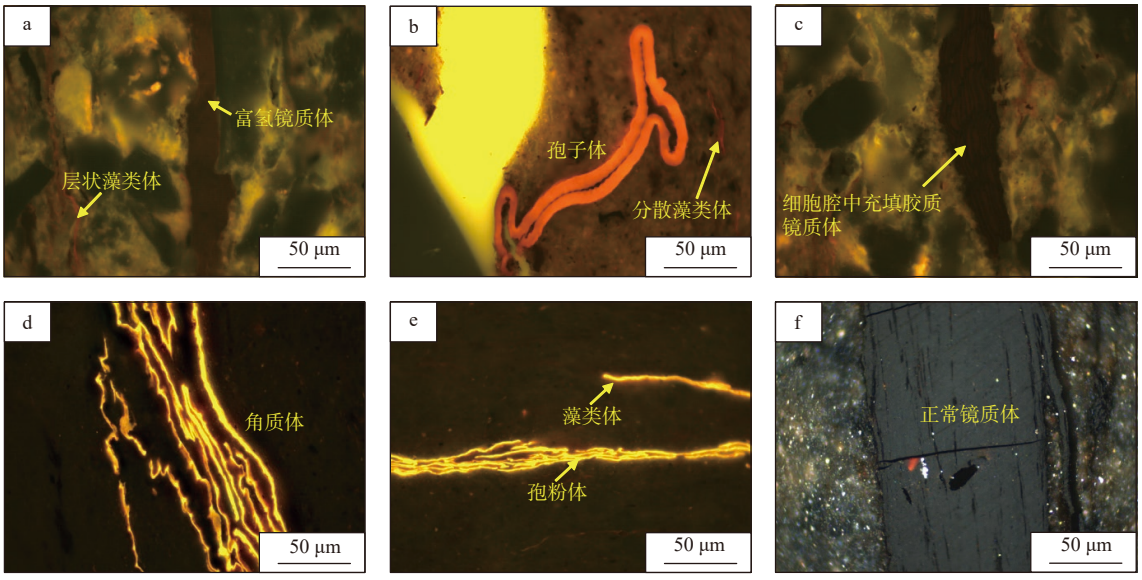
2.5　数值模拟分析

利用 Basin Mod 盆地模拟软件开展八道湾组烃源岩埋藏史、热史和成熟生烃史模拟。钻井所需地层厚度、岩性、年龄和实测温度的数据来源于中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院提供的完井报告。根据各地层单元现今沉积厚度，按时间顺序进行回剥模拟地层埋藏史。现今热流分布利用 Basin Mod 1D 软件提供的瞬态热流模型，根据岩石单元的导热系数和利用钻孔实测温度确定的地温梯度计算获取，模拟结果通过实测镜质体反射率数据校正。烃源岩成熟度史计算采用 Sweeney and Burnham（1990）提出的 Easy%R_o 模型，生烃史模拟采用 NULL 干酪根生烃动力学模型，有机质类型设置为 II 型，生烃动力学参数使用软件中提供的默认值。模拟使用的总有机碳（TOC）含量和氢指数（HI）均采用实测值。

3　结果与讨论

3.1　深层八道湾组页岩有机质丰度与类型特征

荧光显微分析结果显示，准中地区深层八道湾组页岩包含了丰富的有机质，例如层状藻类体、富氢镜质体、孢子体、分散藻类体、角质体、孢粉体、藻类体、正常镜质体等（图 2）。有机质丰度是表征页岩成烃潜力的重要参数，通常用总有机碳（TOC 含量）和生烃潜量（S_1+S_2，S_1 为游离烃含量，S_2 为热解烃含量）评价（Petersen et al., 2000）。东道海子凹陷深层八道湾组页岩 TOC 含量为 0.81%～5.27%（平均值1.87%），S_1+S_2=1.83～16.02 mg/g（平均值4.02 mg/g）；阜康凹陷深层八道湾组页岩 TOC 含量为 0.75%～5.06%（平均值 1.46%），S_1+S_2=0.52～9.38 mg/g（平均



a—层状藻类体与富氢镜质体；b—孢子体与分散藻类体；c—胶质镜质体；d—角质体；e—藻类体和孢粉体；f—正常镜质体

图 2　准中深层八道湾组页岩典型有机组分荧光显微照片

Fig. 2　Typical microscopic components in deeply buried shales of Badaowan Formation

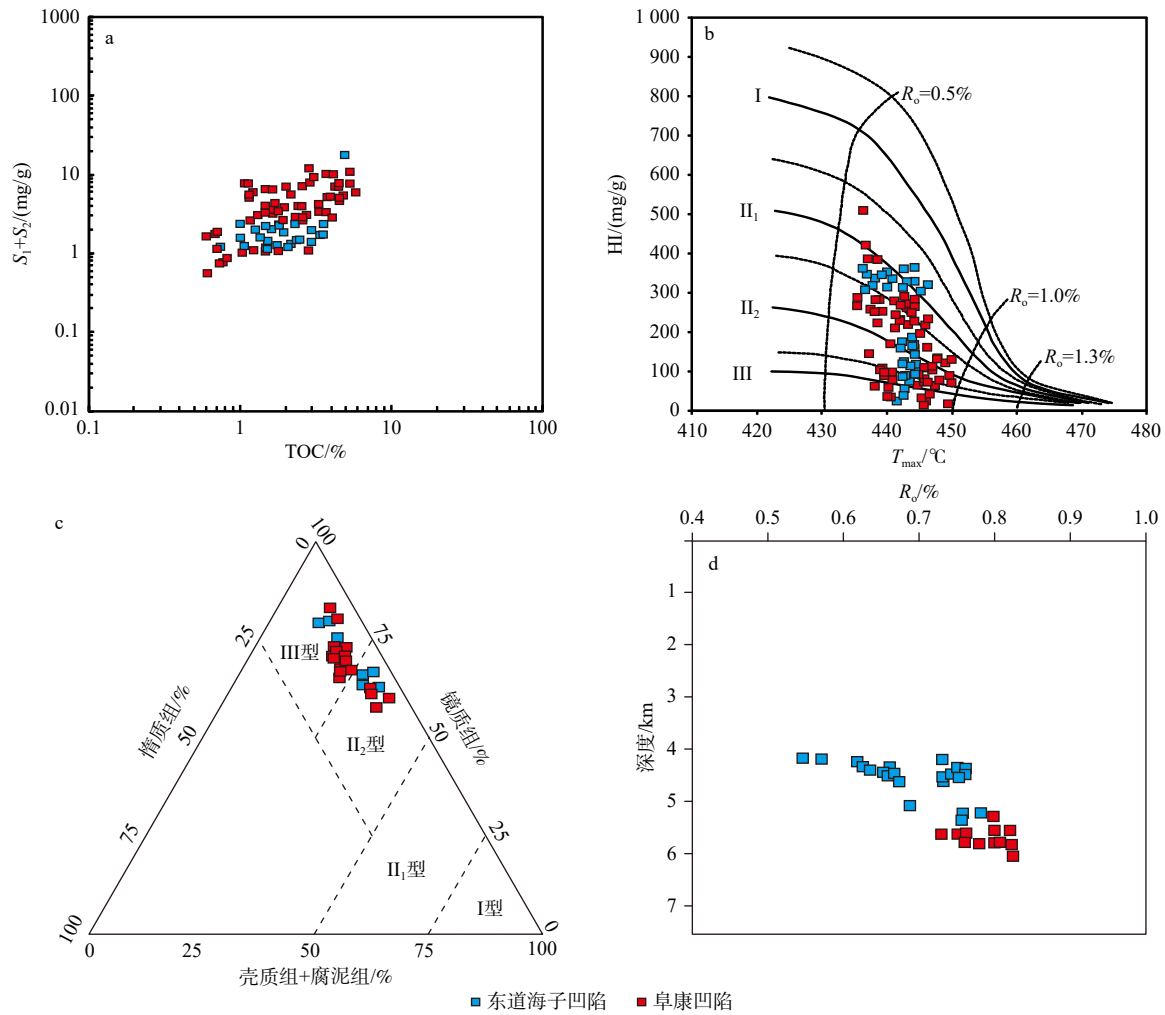
(a) Lamalginite and hydrogen-rich vitrinite; (b) Sporinite and dispersed alginate; (c) Gelocollinite; (d) Cutinite; (e) Alginite and sporomorph; (f) Vitrinite

表 2 准中地区东道海子凹陷与阜康凹陷深层八道湾组页岩有机地化特征

Table 2 Organic geochemical features of deeply buried shales within the Badaowan Formation in the Dongdaohaizi and Fukang depressions of the central Junggar Basin

岩性	东道海子凹陷暗色页岩	阜康凹陷暗色泥岩
HI/(mg/g)	67.63～510.59 150.03	43.25～410.60 115.96
TOC /%	0.81～5.27 1.87	0.75～5.06 1.46
S_1+S_2 /(mg/g)	1.83～16.02 4.02	0.52～9.38 3.58
T_{max} / ℃	435.2～445.8 441.6	436.1～449.1 446.3
R_o/%	0.51～0.80 0.63	0.70～0.82 0.75

注: 最小值～最大值
平均值



a—TOC–S_1+S_2 散点图；b—T_{max}–HI 散点图；c—显微组分相对比例散点图；d—R_o–深度散点图

图 3 研究区八道湾组深层页岩有机地化特征散点图

Fig. 3 Scatter plots of geochemical data for shale samples of the Badaowan Formation in the studied region

(a) TOC–S_1+S_2 scatter plot; (b) T_{max}–HI scatter plot; (c) Ternary plot of microscopic component proportion; (d) R_o–depth scatter plot

值 3.58 mg/g; 表 2)。TOC与 S_1+S_2 散点图显示，2 个凹陷的深层八道湾组页岩有机质丰度特征相近（图 3a)。对比已有研究所揭示的中—浅层八道湾组页岩数据，深层八道湾组页岩表现出相似的高有

机质丰度特征(张敏等, 2019), 反映准中地区八道湾组页岩具有较好的成烃潜力。

有机质类型是研究页岩烃类产物的关键参数, 通常根据岩石热解参数(如氢指数 HI 与岩石热解峰温 T_{max})将页岩有机质划分为 I 型、II 型以及 III 型(Summons et al., 1988)。其中, I 型有机质热降解产物以液态原油为主, 而 III 型有机质热降解产物主要为气态烃, II 型有机质热降解产物类型介于 I 型与 III 型之间(Peters and Fowler, 2002)。测试结果显示, 东道海子凹陷深层八道湾组页岩 HI 值范围为 67.63～510.59 mg/g(平均值 150.03 mg/g), T_{max} 介于 435.2～445.8 ℃(平均值 441.6 ℃); 阜康凹陷深层八道湾组页岩 HI 值范围为 43.25～410.60 mg/g(平均值 115.96 mg/g), T_{max} 介于 436.1～449.1 ℃(平均值 446.3 ℃; 表 2)。HI 与 T_{max} 散点图显示 2 个凹陷的深层八道湾组页岩有机质类型以 III 型与 II 型为主(图 3b), 与盆地中—浅层八道湾组页岩的研究结果基本相符(张敏等, 2019)。

有机显微组分的组成特征也可以用于判断页岩有机质类型(Gonçalves et al., 2024)。阜康凹陷深层八道湾组页岩中的镜质组、惰质组、壳质组和腐泥组的含量范围分别分布在 20.7%～45.5%、0%～32.3%、0%～46.3% 和 0%～79.3%; 东道海子凹陷深层八道湾组页岩中的镜质组、惰质组、壳质组和腐泥组的含量范围分别分布在 19.7%～92.6%、0%～47.1%、0%～54.0% 和 0%～64.9%(表 3)。有机质显

表 3　准中地区阜康凹陷与东道海子凹陷深层八道湾组典型页岩有机显微组分特征表

Table 3　Organic microscopic components in typical shales of the deeply buried Badaowan Formation in the Dongdaohaizi and Fukang depressions within the central Junggar Basin

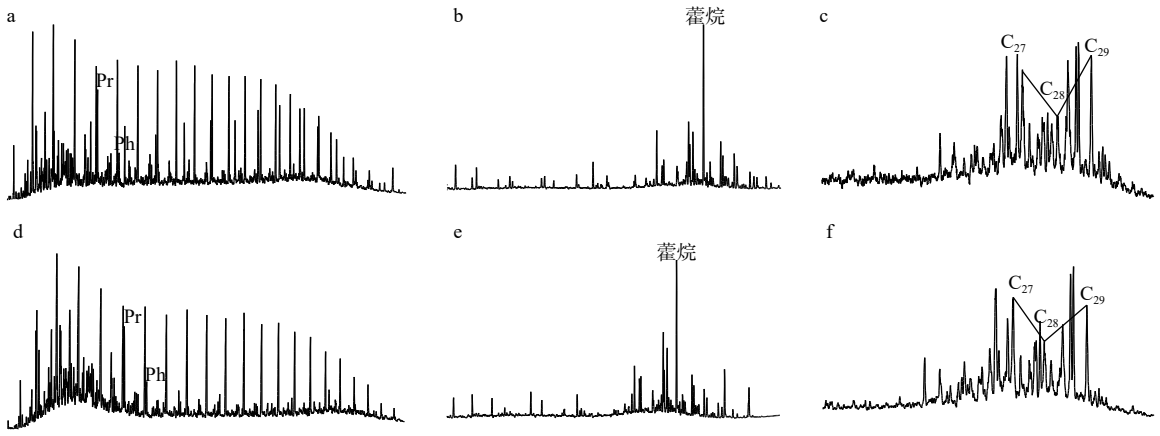
凹陷	井名	深度/m	有机显微组分/%			
			镜质组	惰质组	壳质组	腐泥组
阜康凹陷	董2	7055	29.0	8.3	46.3	16.4
	董2	7062	20.7	0	0	79.3
	董斜19	7179	36.4	27.3	24.2	12.1
	董斜19	7160	45.5	24.2	18.2	12.1
	董斜19	7135	32.3	32.3	19.4	16.1
	董斜19	7115	29.5	24.6	32.8	13.1
	董斜19	7076	30.0	27.5	25.0	17.5
	董16	5310	35.3	26.5	38.2	0
	董17	5555	44.4	27.8	22.2	5.6
	董6	5663	33.3	0	29.6	37.0
东道海子凹陷	成1	5041	35.1	0	0	64.9
	成1	5044	92.6	7.4	0	0
	成1	5089	46.0	0	38.0	16.0
	成1	5122	29.7	0	33.3	37.0
	成601	4598	37.0	44.4	18.5	0
	成601	4594	30.6	30.6	22.2	16.7
	成601	4544	42.1	31.6	10.5	15.8
	成601	4515	26.5	47.1	20.6	5.9
	成601	4467	29.4	32.4	26.5	11.8
	成6	4652	36.4	0	9.1	54.5
	成6	4624	41.7	0	43.3	15.0
	成6	4688	25.0	0	33.3	41.7
	成6	4702	19.7	0	32.3	48.0
	成6	4648	34.0	0	54.0	12.0

微组分三角图显示(图 3c),阜康凹陷与东道海子凹陷深层八道湾组页岩的有机质类型以 III 型和 II 型为主,与岩石热解参数结果相符。

综上所述,此次研究揭示准中地区深层的八道湾组页岩具有较高的有机质丰度,有机质类型以 III 型和 II 型为主。该结果与已有针对准中地区中—浅层八道湾组页岩开展的地球化学分析结果相符(张敏等, 2019),表明准中地区八道湾组过渡相页岩具有较好的生烃潜力。此外,阜康凹陷与东道海子凹陷在八道湾组页岩有机质丰度与类型方面具有相似的特征,即高有机质丰度和 II—III 有机质类型,表明 2 个凹陷中的八道湾组页岩均具有高生烃能力。

3.2 八道湾组页岩烃类生物标志物特征

镜质体反射率分析表明阜康凹陷与东道海子凹陷八道湾组页岩已进入生烃门限(R_o=0.5%; 图 3d)。为进一步揭示准中地区阜康凹陷与东道海子凹陷深层八道湾组页岩的烃类产物特征,对页岩样品开展了可溶有机质抽提工作,分析了其生物标志化合物(图 4)。特定的生物标志化合物比值可用于判识母岩的形成环境、岩相、水体氧化还原条件、有机母质来源、热演化程度等信息,为页岩成烃过程研究提供重要依据(Volkman et al., 1998)。



a—饱和烃总离子流图(TIC),董斜 19 井, 7179 m; b—*m*/*z* 191 质量测谱图(萜烷),董斜 19 井, 7179 m; c—*m*/*z* 217 质量测谱图(甾烷),董斜 19 井, 7179 m; d—饱和烃总离子流图(TIC),成 601 井, 6496 m; e—*m*/*z* 191 质量测谱图(萜烷),成 601 井, 6496 m; f—*m*/*z* 217 质量测谱图(甾烷),成 601 井, 6496 m

图 4 准中地区阜康凹陷与东道海子凹陷深层八道湾组典型页岩烃类抽提物生物标志化合物谱图

Fig. 4 Chromatographs of biomarkers from organic extracts of typical shales within the Badaowan Formation in the Fukang and Dongdaohaizi depressions of the central Junggar Basin

(a) Total ion chromatograph of saturated hydrocarbons, TIC, Well Dongxie-19, 7179 m; (b) Terpanes, *m*/*z* 191, Well Dongxie-19, 7179 m; (c) steranes, *m*/*z* 217, Well Dongxie-19, 7179 m; (d) TIC of saturated hydrocarbons, Well Cheng-601, 6496 m; (e) Terpanes, *m*/*z* 191, Well Cheng-601, 6496 m; (f) Steranes, *m*/*z* 217, Well Cheng-601, 6496 m

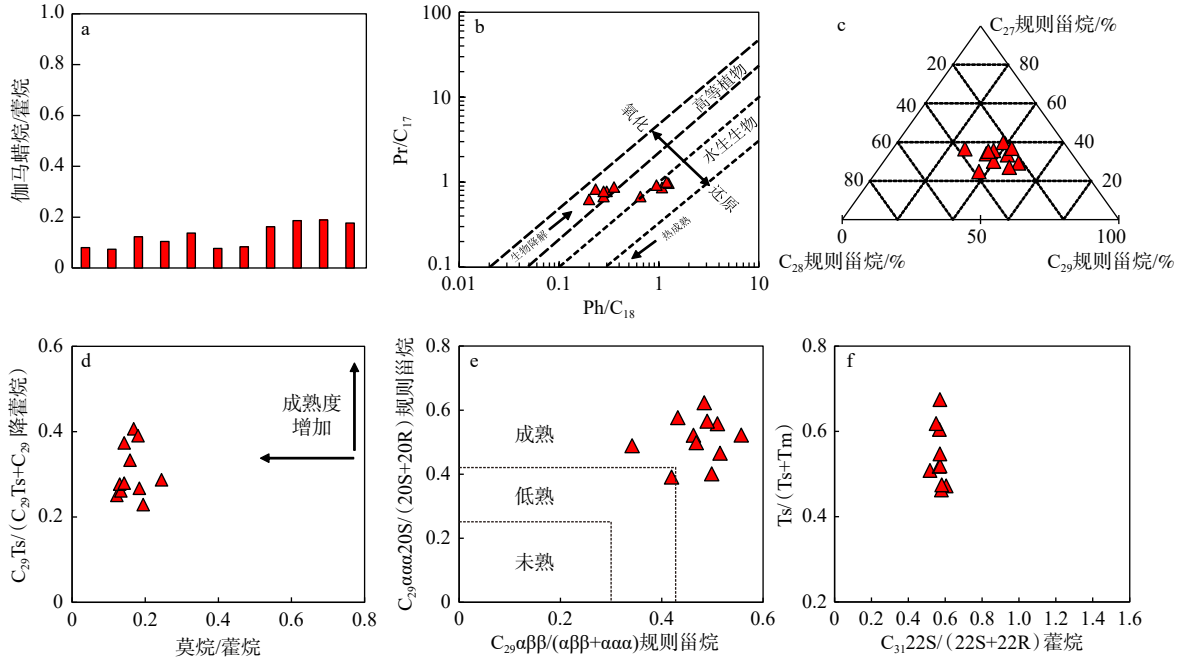
姥鲛烷与植烷比值(Pr/Ph)是判识页岩沉积水体氧化还原条件的常用指标之一。由于 Pr 和 Ph 分别在氧化条件与还原条件下相对富集,因此高 Pr/Ph 往往代表了偏氧化的水体,而低 Pr/Ph 代表了偏还原的水体(Peters and Fowler, 2002)。阜康凹陷与东道海子凹陷深层八道湾组页岩抽提物的 Pr/Ph 均分布在较大范围(分别为 0.85～3.30 与 0.71～2.33; 表 4),表明母岩形成时期水体氧化还原条件频繁变化。已有研究发现,Pr/Ph 可能受到热演化程度、原油混合、蒸发及生物降解等过程的影响(Peters and Fowler, 2002)。研究区岩石热解及镜质体反射率数据显示,烃源岩普遍成熟度相对较低,未达到过成熟阶段,因而成熟度对 Pr/Ph 的影响较小; 此次研究样品主要为烃源岩可溶抽提物,烃类尚未经历二次运移,因而原油混合对 Pr/Ph 的影响亦可忽略; 生标特征及构造演化历史表明研究区在地质历史演化过程中可能并未经历蒸发、生物降解等过程,因而该因素可能对 Pr/Ph 不存在影响(Li et al., 2024)。与此同时,较低的伽马蜡烷指数表明母岩形成的水体分层不明显,是典型的浅水沉积环境(图 5a; Volkman et al., 1998)。因此,推断烃类母岩形成于水深动荡变化、氧化还原条件频繁波动的过渡相环境(图 5b)。

表 4　准中地区阜康凹陷与东道海子凹陷深层典型八道湾组页岩抽提物生物标志化合物比值参数表

Table 4　Biomarker ratios of organic extracts from typical shales within the Badaowan Formation in the Fukang and Dongdaohaizi depressions in the central Junggar Basin

凹陷	井名	深度/m	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
阜康凹陷	董斜19	7179	2.98	0.59	0.72	1.68	0.20	0.08	0.57	0.17	0.67	0.41	33.43	23.52	43.05	0.58	0.43	–	–
		7160	0.86	0.58	0.25	1.24	0.33	0.07	0.57	0.15	0.55	0.36	29.21	21.65	49.14	0.49	0.34	0.54	0.54
		7135	0.85	0.69	0.23	1.85	0.22	0.12	0.52	0.24	0.51	0.29	33.95	30.90	35.15	0.47	0.51	0.56	0.61
		7115	0.89	0.65	0.17	1.27	0.17	0.10	0.57	0.19	0.52	0.23	35.64	27.43	36.93	0.52	0.46	0.61	0.65
		7076	3.30	0.76	0.26	1.42	0.24	0.14	0.57	0.18	0.60	0.39	39.80	21.87	38.33	0.52	0.56	–	–
东道海子凹陷	成601	6489	0.90	0.75	0.23	0.99	0.21	0.08	0.55	0.14	0.62	0.37	36.82	20.31	42.88	0.56	0.51	0.55	0.56
		6492	2.33	0.63	0.26	1.33	0.19	0.08	0.57	0.16	0.52	0.33	26.95	26.12	46.93	0.50	0.47	–	–
		6496	0.89	0.71	0.52	1.41	0.16	0.16	0.61	0.12	0.47	0.25	24.71	38.22	37.06	0.57	0.49	0.58	0.63
		6497	1.04	0.67	0.44	1.42	0.19	0.19	0.58	0.13	0.46	0.26	36.52	37.39	26.09	0.62	0.48	–	–
		6498	0.74	0.60	0.39	0.85	0.19	0.19	0.58	0.13	0.47	0.28	30.10	30.20	39.69	0.40	0.50	0.59	0.66
		6499	0.71	0.61	0.50	1.09	0.21	0.18	0.57	0.14	0.55	0.28	35.30	29.50	35.20	0.39	0.42	–	–

注: A—Pr/Ph; B—C_{24}/C_{23}长链三环萜; C—C_{22}/C_{21}长链三环萜; D—C_{26}/C_{25}长链三环萜; E—C_{31} R/C_{30}藿烷; F—伽马蜡烷指数; G—C_{31} 22S/(22S+22R)藿烷; H—莫烷/藿烷; I—Ts/(Ts+Tm), Ts—18α(H)-22,29,30-三降藿烷; Tm—17α(H)-22,29,30-三降藿烷; J—C_{29}Ts/(C_{29}Ts+C_{29}降藿烷); K—C_{27}规则甾烷 /%; L—C_{28}规则甾烷 /%; M—C_{29}规则甾烷/%; N—C_{29} 20S/(20S+20R) 规则甾烷; O—C_{29} αββ/(αββ+ααα)规则甾烷; P—MPI(甲基菲指数); Q—TrMN(三甲基萘指数)



a—伽马蜡烷指数柱状图; b—Pr/C_{17}–Ph/C_{18} 散点图; c—C_{27}–C_{28}–C_{29} 规则甾烷相对比例散点图; d—C_{29}Ts/(C_{29}Ts+C_{29} 降藿烷)–莫烷/藿烷散点图; e—C_{29}ααα20S/(20S+20R)规则甾烷–C_{29}αββ/(αββ+ααα)规则甾烷散点图; f—Ts/(Ts+Tm)–C_{31}22S/(22S+22R)藿烷散点图

图 5　准中地区阜康凹陷与东道海子凹陷深层八道湾组典型页岩抽提物生物标志化合物参数统计图

Fig. 5　Plots of biomarker ratios for organic extracts from deeply buried shales within the Badaowan Formation in the Fukang and Dongdaohaizi depressions of the central Junggar Basin

(a) Histogram of gammacerane index; (b) Pr/C_{17} vs. Ph/C_{18} scatter plot; (c) Ternary plot of C_{27}–C_{28}– C_{29} regular sterane proportions; (d) C_{29}Ts/(C_{29}Ts+C_{29})hopane vs. moretane/hopane scatter plot; (e) C_{29}20S/(20S+20R) vs. C_{29}αββ/(αββ+ααα) regular sterane scatter plot; (f) Ts/(Ts+Tm) vs. C_{31}22S/(22S+22R) hopane scatter plot

饱和烃总离子流图的“双峰”特征、C_{27}和C_{29}规则甾烷均势等特征(图4),表明水生低等生物与陆源高等植物对烃类的有机母质均有贡献,这也是过渡相环境的典型特征(Peters and Fowler, 2002)。此外,Pr/C_{17}−Ph/C_{18}二元散点图与C_{27}−C_{28}−C_{29}三角图均表明研究区烃源岩有机母质主要由陆源高等植物与水生低等生物贡献(图5b、5c)。阜康凹陷与东道海子凹陷深层八道湾组页岩抽提物具有相似的生标参数特征,表明2个区域的烃类母岩形成于相似的过渡相环境(图5a—5c)。上述认识与该地区中—浅层八道湾组页岩沉积环境及有机母质来源的已有研究结果基本相符(张敏等, 2019)。

萜类化合物与甾类化合物比值是常用于评估烃类热演化程度的指标,例如C_{31} 22S/(22S+22R)藿烷、莫烷/藿烷、Ts/(Ts+Tm)、C_{29}Ts/(C_{29}Ts+C_{29}降藿烷)、C_{29}ααα20S/(20S+20R)甾烷、C_{29}αββ/(αββ+ααα)甾烷等参数(Peters and Fowler, 2002)。生物标志物成熟度指标显示,阜康凹陷与东道海子凹陷深层八道湾组页岩中的烃类抽提物均达到成熟阶段(图5d—5f)。芳烃热成熟指标,如甲基菲指数(MPI)、三甲基萘指数(TrMN),也指示烃类达到了成熟阶段(表4)。这表明研究区页岩中的烃类主要为有机质热降解形成的产物(Peters and Fowler, 2002)。此外,烃类抽提物的生标特征与八道湾组页岩地化参数指示了相似的沉积环境和有机母质来源特征,表明烃类抽提物的母岩为八道湾组页岩,为研究区深层八道湾组页岩曾经历生烃过程提供了直接证据。

3.3 深层八道湾组页岩热演化特征

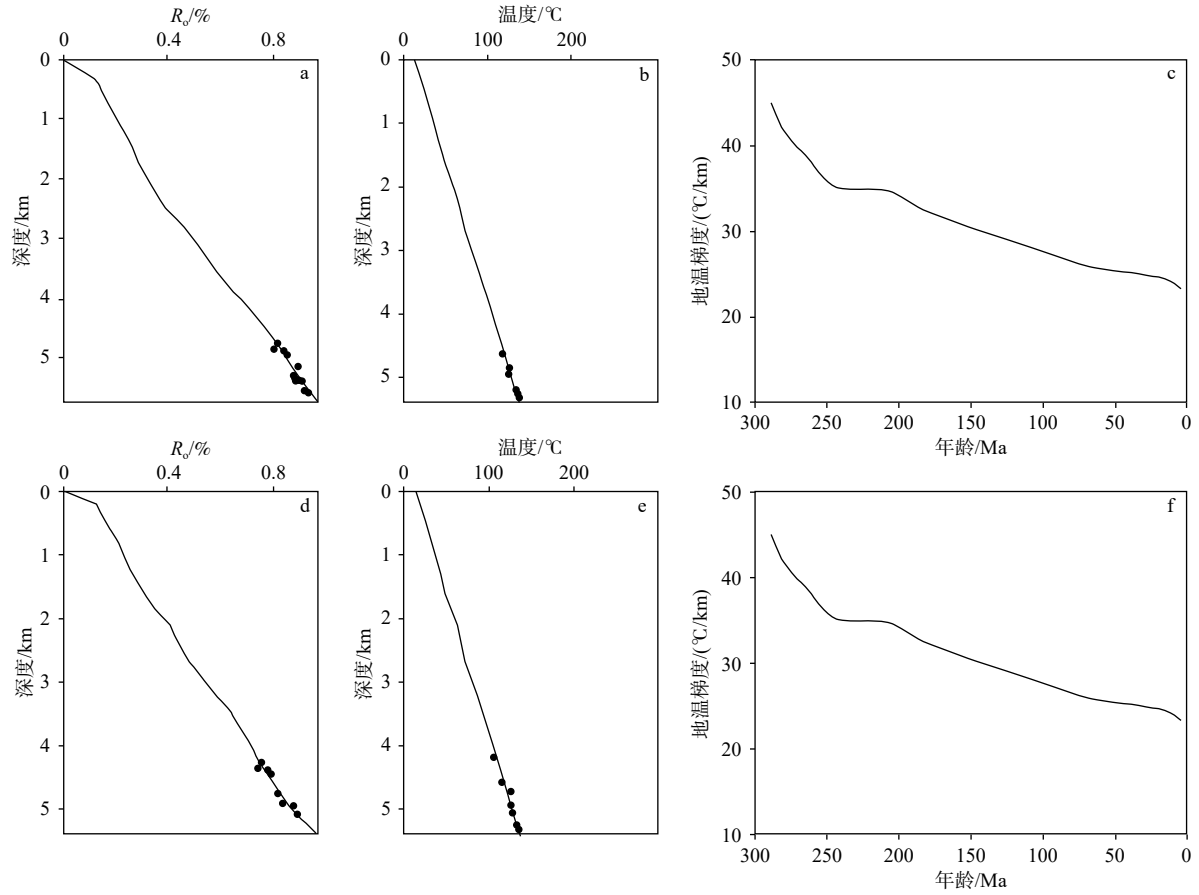
高丰度的有机质含量为页岩成烃提供了物质基础,而合适的热成熟度特征是页岩成烃的关键(郭瑞超等, 2016)。岩石热解峰温(T_{max})与镜质体反射率(R_o)是评价页岩有机质丰度最常用的指标,二者伴随其成熟度增加而升高(Peters and Fowler, 2002)。东道海子凹陷深层八道湾组页岩T_{max}介于435.2～445.8 ℃(平均值为441.6 ℃),R_o范围在0.51%～0.80%(平均值为0.63%);阜康凹陷深层八道湾组页岩的T_{max}介于436.1～449.1 ℃(平均值446.3 ℃),R_o范围在0.70%～0.82%(平均值0.75%;表2)。R_o与深度散点图显示(图3d),2个凹陷的深层八道湾组页岩都进入了生油门限(R_o=0.5%)。阜康凹陷八道湾组页岩成熟度略高于东道海子凹陷,主要归因于前者埋深较大(图3d)。与已有研究揭示的中—浅层八道湾组页岩成熟度相比(未熟—低熟;张敏等, 2019),此次研究的页岩具有较高成熟度(生油主带),同样归因于相对较大的埋藏深度。因此,根据T_{max}与R_o推断,准中地区八道湾组深层页岩曾经历生烃过程。

数值模拟分析是研究页岩热演化和生烃历史的常用手段(Mohsenian et al., 2014)。基于研究区构造抬升史、地层埋藏史以及页岩样品有机地化实测数据,通过Basin Mod 1D软件针对阜康凹陷与东道海子凹陷钻遇深层八道湾组页岩的典型井开展了数值模拟分析,采用Easy%R_o模型恢复页岩热演化历史(图6; Sweeney and Burnham, 1990)。结果显示,阜康凹陷与东道海子凹陷深层八道湾组页岩具有相似的热演化历史:自八道湾组沉积时期开始,阜康凹陷处于持续沉降过程,在侏罗纪晚期和古近纪早期分别发生2期抬升作用(图7a),自侏罗纪晚期开始进入生油窗,随着地层埋深加大,于晚白垩世开始进入主生油阶段并持续至今(图7a);东道海子也同样处于长期沉降阶段,在侏罗纪晚期和白垩纪晚期分别经历了2次构造抬升作用(图7b),自侏罗纪晚期开始进入生油窗,于晚白垩世开始进入主生油阶段并持续至今(图7b)。

综上所述,成熟度指标和数值模拟结果共同证实,阜康凹陷与东道海子凹陷深层八道湾组页岩现今均进入了生烃门限,地质历史时期生烃过程持续了约150 Ma,为研究区油气富集提供了基础。相比东道海子凹陷,阜康凹陷中的八道湾组页岩具有更高的热演化程度,表明阜康凹陷中的八道湾组页岩可能在地质历史时期生成了更多的油气资源。

3.4 八道湾组页岩成烃能力特征

基于阜康凹陷与东道海子凹陷深层八道湾组页岩有机质丰度、类型以及热演化特征研究,进一步通过加水热模拟实验定量分析八道湾组页岩的成烃能力(Li et al., 2022a, b; Zhao et al., 2022)。加水热模拟实验是“正演”页岩热演化过程的重要实验手段(Lewan et al., 2008; Li et al., 2023)。在加水热模拟实验条件下,通过程序升温可以得到与自然界原油与天然气物化性质相似的液态及气态烃类产物,因而被广泛用于表征富有机质岩石或有机物的成烃能力以及成烃过程中岩石及烃类产物的物化性质变化规律(陈磊等, 2022)。研究区八道湾组页岩的成熟度相对较低(R_o=0.5%～0.8%),尚未达到生油高峰,排出烃量可能相对较少(钟鸣宇等, 2025);同时,该套地层在地质历史时期长期处于持续埋深的状态,没有遭受明显的剥蚀作用,可近似看做封闭



a—阜康凹陷董 6 井 R_o–深度关系图；b—阜康凹陷董 6 井地层温度–深度关系图；c—阜康凹陷董 6 井地温梯度–时间关系图；d—东道海子凹陷成 1 井 R_o–深度关系图；e—东道海子凹陷成 1 井地层温度–深度关系图；f—东道海子凹陷成 1 井地温梯度–时间关系图

图 6　准中地区阜康凹陷与东道海子凹陷典型单井模拟 R_o、地层温度及地温梯度曲线

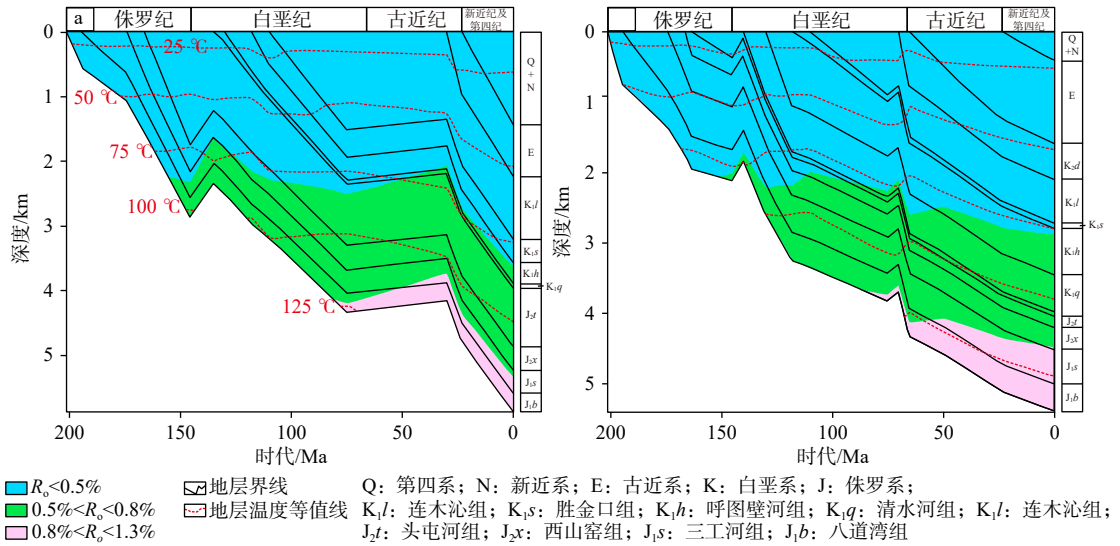
Fig. 6　R_o, formation temperature and temperature gradient used for basin modeling of typical deeply drilled wells in the Fukang and Dongdaohaizi depressions of the central Junggar Basin

(a) R_o–depth relation of Well Dong-6 in the Fukang depression; (b) Formation temperature–depth relation of Well Dong-6 in the Fukang depression; (c) Temperature gradient–time relation of Well Dong-6 in the Fukang depression; (d) R_o–depth relation of Well Cheng-1 in the Dongdaohaizi depression; (e) Formation temperature–depth relation of Well Cheng 1 in the Dongdaohaizi depression; (f) Temperature gradient–time relation of Well Cheng-1 in the Dongdaohaizi depression

体系(刘国勇等, 2024)。通过黄金管封闭体系加水热模拟实验, 系统分析了不同热演化阶段八道湾组富有机质页岩的成油和成气能力, 实验样品有机地化信息详见图 8。

热模拟实验结果表明: 在低温阶段(R_o=0.5%～0.8%), 页岩处于快速成油阶段, 总烃产率达到约 250 mg/g(图 8a)。该阶段的主要产物是液态烃(图 8b), 气态烃产率较低(<20 mg/g; 图 8c)。随着热演化程度升高(R_o=0.8%～1.3%), 八道湾组页岩的液态烃产率逐渐达到峰值(约 470 mg/g), 气态烃产率仍处于上升阶段(<70 mg/g), 总烃产率也逐步增加至 500 mg/g 以上(图 8a—8c)。在高—过成熟阶段, 八道湾组页岩的气态烃产率随着成熟度增加仍保持上升趋势(达 200 mg/g; 表 5), 该阶段天然气主要来自于先期生成的原油以及干酪根的裂解作用。

综合分析现今成熟度指标(R_o、T_{max})与数值模拟结果, 可确定页岩的现今热演化阶段; 进而结合页该阶段与加水热模拟实验结果, 可评估其生烃量。镜质体反射率数据与单井模拟结果显示, 准中地区深层八道湾组页岩的热演化程度相对较低, 处于主生油阶段, 但尚未达到生油高峰; 将其现今热演化程度投影至热模拟产率曲线发现, 研究区深层八道湾组页岩的液态烃与气态烃产率分别可达 350～500 mg/g 与 13～25mg/g(图 8b、8c), 总烃产率

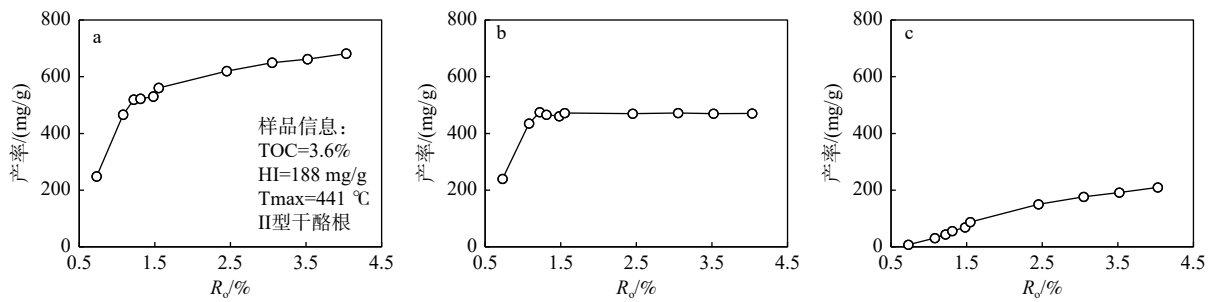


a—阜康凹陷董 6 井；b—东道海子凹陷成 1 井

图 7 准中地区阜康凹陷与东道海子凹陷典型深井地层热演化史示意图

Fig. 7 Thermal history modeling results of typical deeply drilled wells in the Fukang and Dongdaohaizi depressions of the central Junggar Basin

(a) Well Dong-6 in the Fukang depression; (b) Well Cheng-1 in the Dongdaohaizi depression



a—总烃产率；b—液态烃产率；c—气态烃产率

图 8 八道湾组页岩热模拟实验烃类产率随成熟度变化图

Fig. 8 Hydrocarbon product yields of shales within the Badaowan Formation during hydrous pyrolysis experiments

(a) Total hydrocarbons; (b) Liquid hydrocarbons; (c) Gaseous hydrocarbons

约 380～500 mg/g(图 8a)。其成油和成气能力与中国其他含油气盆地中的典型过渡相页岩相当(刘全有等, 2010; 毛榕等, 2012; 王宁等, 2016), 表明其成烃潜力巨大。上述数值模拟与热模拟实验结果表明, 研究区深层八道湾组页岩热演化程度较低, 烃类产物以液态油为主。基于此, 进一步估算了准中地区深层八道湾组的液态原油资源量, 相关计算公式如下所示：

$$\text{资源量} = \text{生油强度} \times \text{排聚系数} \times \text{页岩面积} \quad (1)$$

其中, 生油强度通过公式(2)计算：

$$\text{生油强度} = \text{有机碳含量} \times \text{有机碳恢复系数} \times \text{产油率} \times \text{转化率} \times \text{源岩密度} \quad (2)$$

已有研究显示, 准中地区八道湾组页岩面积约 1.1×10^4 km^2(刘国勇等, 2024), 富有机质页岩排聚系数与有机碳恢复系数可分别采用 2.1% 和 1.2%(王飞宇等, 2023; 刘卫彬等, 2025)。结合此次研究所获得的页岩有机碳含量、产油率等数据, 估算出该地区八道湾组页岩的原油资源量约为 18×10^8 t。

3.5 准中地区深层八道湾组过渡相页岩成烃潜力分析

有机地球化学分析、热模拟实验研究以及数值

表 5　八道湾组页岩热模拟实验烃类产率

Table 5　Hydrocarbon yields during hydrous pyrolysis experiments of shales within the Badaowan Formation

温度 /℃	R_o /%	总烃产率 /(mg/g)	液态烃产率/ (mg/g)	气态烃产率/ (mg/g)
300	0.73	248	240	8
325	1.08	466	435	31
350	1.22	519	475	44
375	1.31	522	466	56
400	1.48	530	461	69
425	1.55	560	472	88
450	2.45	620	470	150
475	3.05	649	472	177
500	3.52	662	470	192
525	4.03	681	471	210

模拟分析的综合研究表明，准中地区的阜康凹陷与东道海子凹陷深层八道湾组页岩，与该区中—浅层八道湾组页岩形成于相似的过渡相沉积环境，并具有可对比的有机母质来源（张敏等，2019）。过渡相沉积环境通常兼具陆源碎屑供给与一定水动力条件，有利于富有机质细粒沉积物的保存。地球化学指标进一步揭示，其有机质类型以Ⅱ型干酪根为主，来源于湖沼相高等植物与水生低等生物的混合，具备良好的生烃物质基础。这种沉积与生源背景的相似性，意味着深层与中—浅层页岩在成烃母质条件上具有继承性与可对比性（李剑等，2009，张敏等，2019）。然而，深层八道湾组页岩由于埋藏深度显著增大，导致其经历了更高的古地温及更长的持续受热历史。深层页岩所处地层温度普遍较高，已整体进入烃源岩主生油阶段。热模拟实验证实，在该热演化阶段，干酪根大量热降解生成液态烃，生烃转化率急剧升高（王宁等，2016）。因此，尽管母质来源相似，深层页岩因热演化程度更高，成烃能力理论上优于仍处于低成熟阶段的中—浅层页岩。热史与成熟史模拟进一步标明深层页岩具有更高的成烃能力，从而在页岩“含烃性”方面占据优势。

除了优越的生烃条件，有效的油气运移与聚集是油气成藏的关键环节。研究区构造背景为油气的疏导提供了有利条件。阜康凹陷与东道海子凹陷普遍发育多期、多性质的断裂构造体系（图 9），这些断裂在空间上构成了复杂的网络系统，既可切割页岩层系本身，亦可沟通页岩层与其上下毗邻的砂岩储层或裂隙发育带（宫亚军等，2021）。尽管八道湾组页岩热演化程度相对较低，排烃量相对局限，断裂系统仍然可以为页岩层内生成烃类的初次

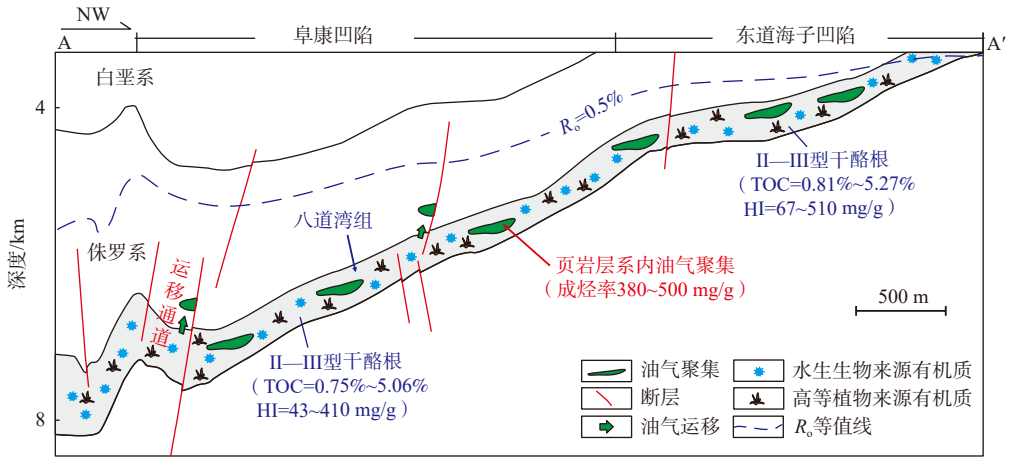


图 9　准中地区深层八道湾组页岩成烃成藏模式图（A–A’测线位置见图 1b）

Fig. 9　Petroleum formation and accumulation mode of deeply buried shales within the Badaowan Formation in the central Junggar Basin (Location of the line A–A’ is shown in the Fig. 1b)

运移以及后续在储层内的二次运移提供至关重要的流体输导通道。更为重要的是,伴随断裂活动的构造运动为油气运移提供了关键动力(乔锦琪等,2023)。构造挤压或拉张导致的岩层形变会在局部产生异常高压与低压区,形成显著的压力梯度,从而驱使油气由高压生烃中心向低压的断裂带、裂缝发育区或圈闭位置迁移。另一方面,构造抬升作用可引起地层起伏与高程变化,进而导致重力势能的重塑(刘国勇等,2024)。油气在重力势能驱动下,倾向于从构造高部位(高势区)向低部位(低势区)运移,这一过程对于油气在斜坡带或凹陷边缘的聚集成藏具有重要控制意义。

综上所述,淮中地区阜康凹陷与东道海子凹陷深层八道湾组页岩已具备油气生成与成藏的有利地质条件。良好的原始生烃物质基础、已达到主生油阶段的热演化条件,以及由断裂系统与构造动力构成的有利运移−聚集体系,是该区域值得关注的深层—超深层油气勘探战略目标。

4 结论

(1)阜康凹陷与东道海子凹陷深层八道湾组页岩具有较高的有机质丰度,TOC 含量分别为 0.75%～5.06% 和 0.81%～5.27%。岩石热解与显微组分分析结果表明,其有机质类型以 III 型和 II 型为主。

(2)2 个凹陷的页岩现今处于主生油阶段(镜质体反射率 R_o 分别为 0.70%～0.82% 和 0.51%～0.80%)。数值模拟结果显示,其页岩于侏罗纪晚期进入生烃门限,并于晚白垩世进入主生油期,生烃过程持续了约 150 Ma。

(3)热模拟实验结果证实八道湾组页岩具有良好的生烃能力。综合现今成熟度指标、数值模拟以及热模拟实验结果,估算研究区深层八道湾组页岩的产烃率约为 380～500 mg/g。

(4)烃类抽提物生标特征指示 2 个凹陷的母岩形成于氧化还原条件频繁波动的过渡相环境,水生低等生物与陆源高等植物对有机母质均有贡献。成熟度指标显示,其烃类达到成熟阶段,表明其主要为有机质热降解产物,为深层八道湾组页岩生烃过程提供了直接证据。

作者贡献声明: 曾治平负责论文构思和论文写作;李宝庆负责数据分析和研究方法;王金铎参与技术手段的实践应用;刘慧参与研究方法;李劭杰参与数据分析;甘润坤参与绘图和修改。所有作者均阅读并同意稿件的提交与发表。

Author's Contributions: ZENG Zhiping conceived the study and drafted the manuscript; LI Baoqing performed data analysis and designed the research methodology; WANG Jinduo participated in practical application of technical approaches; LIU Hui involved in refinement of the research methodology; LI Shaojie involved in data analysis; GAN Runkun participated in figure generation and manuscript revision.

利益冲突声明: 本文所有作者声明本研究无任何利益冲突。

Conflict of Interests: All authors declare no conflict of interests.

References

BERGSTRÖM S M, HUFF W D, KOLATA D R, 1998. The Lower Silurian Osmundsberg K-bentonite. Part I: stratigraphic position, distribution, and palaeogeographic significance[J]. Geological Magazine, 135(1): 1-13.

CHEN L, YANG Y T, WANG F, et al., 2020. Exploration History and Enlightenment in Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 41(5): 505-518. (in Chinese with English abstract)

CHEN L, ZHENG L J, HUANG H P, et al. , 2022. Carbon isotopic evolution of hydrocarbon gases generated from carbonate source rocks via different thermal simulation methods[J]. Petroleum Geology & Experiment, 44(1): 121-128, 138. (in Chinese with English abstract)

DAI J X, DONG D Z, NI Y Y, et al., 2024. Distribution patterns of tight sandstone gas and shale gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 51(4): 667-678. (in Chinese with English abstract)

DING J H, SUN J S, ZHANG J C, et al., 2022. Elemental geochemical evidence for controlling factors and mechanisms of transitional organic matter accumulation: the upper Permian Longtan Formation black shale in the Lower Yangtze region, South China[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 98: 104385.

General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, Standardization Administration of the People's Republic of China, 2013. Rock pyrolysis analysis: GB/T 18602—2012 [S]. Beijing: China Standards Press. (in Chinese)

General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, Standardization Administration of the People's Republic of China, 2014. Classification of macerals for bituminous coal GB/T 15588—2013[S]. Beijing: China Standards Press.(in Chinese)

GONÇALVES P A, KUS J, HACKLEY P C, et al., 2024. The petrology of dispersed organic matter in sedimentary rocks: review and update[J]. International Journal of Coal Geology, 294: 104604.

GONG Y J, ZHANG K H, ZENG Z P, et al., 2021. Origin of overpressure,

vertical transfer and hydrocarbon accumulation of Jurassic in Fukang Sag, Junggar Basin[J]. Earth Science, 46(10): 3588-3600. (in Chinese with English abstract)

GUO R C, SUI F G, ZENG Z P, et al. , 2016. Aromatic parameter reconstruction of crude oil maturity and its application in Hala'alate area[J]. Petroleum Geology & Experiment, 38(5): 679-684, 691. (in Chinese with English abstract)

GUO X S, ZHOU D H, ZHAO P R, et al., 2022. Progresses and directions of unconventional natural gas exploration and development in the Carboniferous-Permian coal measure strata, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 43(5): 1013-1023. (in Chinese with English abstract)

HE D F, ZHANG L, WU S T, et al., 2018. Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 39(5): 845-861. (in Chinese with English abstract)

HE Z L, NIE H K, HU D F, et al., 2020. Geological problems in the effective development of deep shale gas: a case study of Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi formations in Sichuan Basin and its periphery[J]. Acta Petrolei Sinica, 41(4): 379-391. (in Chinese with English abstract)

JING Z H, GAO S, RODRIGUES S, et al., 2021. Influence of porosity on the reactivity of inertinite and vitrinite toward sodium hypochlorite: implications for enhancing coal seam gas development[J]. International Journal of Coal Geology, 237: 103709.

JING Z H, PAN S Q, WANG X M, et al., 2022. Oxidant stimulation to enhance coal seam permeability mechanism and application[J]. Journal of China Coal Society, 47(11): 3975-3989. (in Chinese with English abstract)

KILLOPS S D, ALLIS R G, FUNNELL R H, 1996. Carbon dioxide generation from coals in Taranaki Basin, New Zealand: implications for petroleum migration in Southeast Asian Tertiary basins[J]. AAPG Bulletin, 80(4): 545-568.

LEWAN M D, KOTARBA M J, WIĘCŁAW D, et al., 2008. Evaluating transition-metal catalysis in gas generation from the Permian Kupferschiefer by hydrous pyrolysis[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 72(16): 4069-4093.

LI G X, JIA C Z, ZHAO Q, et al., 2025. Coal-rock gas accumulation mechanism and the whole petroleum system of coal measures[J]. Petroleum Exploration and Development, 52(1): 33-49.

LI J, JIANG Z L, LUO X, et al., 2009. Geochemical characteristics of coal-measure source rocks and coal-derived gas in Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 36(3): 365-374. (in Chinese with English abstract)

LI S J, ZHENG L J, GUO X W, 2022a. Thermal evolution and hydrocarbon generation capacity of typical Palaeozoic marine source rocks in the South China Craton: Constrains from semiclosed artificial thermal maturation experiments[J]. Lithosphere 13, 9072890.

LI S J, GUO X W, WANG B, et al., 2024. Recognition of a hydrothermally linked oil accumulation process in the Tahe oil field, northwestern China, with organic geochemistry, Re-Os, and U-Pb geochronology. AAPG Bulletin 108(8), 1485-1508.

LI S J, GUO X W, ZHENG L J, 2022b. Carbon-hydrogen isotopic systematics of gases generated in semi-closed hydrous pyrolysis of type I source rock with the presence of formation water: Implications for gas isotope partitioning under supercritical conditions. Marine and Petroleum Geology 142, 105735.

LI S J, GUO X W, ZHENG L J, et al., 2023. Semi-closed hydrous pyrolysis of type I source rock using formation water: Implications for biomarker behaviour under supercritical conditions[J]. Marine and Petroleum Geology, 158: 106510.

LIANG M L, WANG Z X, LI C L, et al., 2020. Effect of structural deformation on permeability evolution of marine shale reservoirs[J]. Journal of Geomechanics, 26(6): 840-851. (in Chinese with English abstract)

LIU C W, GUO X G, WANG Z S, et al., 2020. Study on hydrocarbon accumulation stage of Jurassic Toutunhe Formation in Fudong Slope, Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 31(7): 962-969. (in Chinese with English abstract)

LIU G Y, SONG Y, MAO X J, et al., 2024. Main strategies and orientations for high-efficiency exploration in Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 29(1): 47-64. (in Chinese with English abstract)

LIU G Y, SONG Y, MAO X J, et al., 2024. Main strategies and orientations for high-efficiency exploration in Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 29(1): 47-64. (in Chinese with English abstract)

LIU Q Y, JIN Z J, GAO B, et al., 2010. Characterization of gas pyrolysates from different types of Permian source rocks in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 21(5): 700-704. (in Chinese with English abstract)

LIU W B, XU X Y, BAI J, et al., 2025. Shale Oil: a new strategic energy[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 44(1): 1-5. (in Chinese)

LUO Q Y, ZHONG N N, ZHU L, et al., 2013. Correlation of burial organic carbon and paleoproductivity in the Mesoproterozoic Hongshuizhuang Formation, northern North China[J]. Chinese Science Bulletin, 58(11): 1299-1309.

MA J, ZHANG G L, LIU S Q, et al., 2025. Sedimentary evolution and main controlling factors during the Lower Jurassic in the central Junggar Basin[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 52(3): 542-557. (in Chinese with English abstract)

MA X H, ZHANG X W, XIONG W, et al., 2023. Prospects and challenges of shale gas development in China[J]. Petroleum Science Bulletin, 8(4): 491-501. (in Chinese with English abstract)

MAO R, MI J K, ZHANG S C, et al., 2012. Study on the hydrocarbon generation characteristics of different-coaly source rocks by gold-tube pyrolysis experiments[J]. Natural Gas Geoscience, 23(6): 1127-1134. (in Chinese with English abstract)

MAO X J, LI Y P, LIANG Z L, et al., 2024. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration potential of the Jurassic coal measure gas in Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 29(4): 31-43. (in Chinese with English abstract)

MOHSENIAN E, FATHI-MOBARAKABAD A, SACHSENHOFER R F, et al., 2014. 3D basin modelling in the Central Persian Gulf, offshore Iran[J]. Journal of Petroleum Geology, 37(1): 55-70.

National Energy Administration, 2016. Method of thermal simulation in gold tubes for hydrocarbon generation of source rocks: SY/T 7035—2016[S]. Beijing: Petroleum Industry Press. (in Chinese)

PETERS K E, FOWLER M G, 2002. Applications of petroleum geochem-

istry to exploration and reservoir management[J]. Organic Geochemistry, 33(1): 5-36.

PETERSEN H I, ANDSBJERG J, BOJESEN-KOEFOED J A, et al., 2000. Coal-generated oil: source rock evaluation and petroleum geochemistry of the Lulita oilfield, Danish North Sea[J]. Journal of Petroleum Geology, 23(1): 55-90.

QIAO J Q, LIU L F, SHANG X Q, et al., 2023. Application and effectiveness analysis of the hydrocarbon-migration tracing: a case study of hydrocarbons from the Jurassic Badaowan Formationin of the Baijiahai high in the Junggar Basin, China[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 42(1): 107-121. (in Chinese with English abstract)

QIU N S, YANG H B, WANG X L, 2002. Tectono-thermal evolution in the Junggar Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 37(4): 423-429. (in Chinese with English abstract)

REN X C, XIU J L, LIU L, et al., 2023. Late Paleozoic-Mesozoic structural style, deformation sequence, and formation process and mechanism of the checkboard structure in the eastern Junggar Basin[J]. Journal of Geomechanics, 29(2): 155-173. (in Chinese with English abstract)

SHEN B J, YANG Y F, TENG G E, et al. , 2016. Characteristics and hydrocarbon significance of organic matter in shale from the Jiaoshiba structure, Sichuan Basin: a case study of the Wufeng-Longmaxi formations in well Jiaoye1[J]. Petroleum Geology & Experiment, 38(4): 480-488, 495. (in Chinese with English abstract)

SONG Z J, DENG S, SONG Y L, et al., 2024. High-pressure phase behavior and mass transfer law of Gulong shale oil and CO_2 in Daqing oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 45(2): 390-402. (in Chinese with English abstract)

SUMMONS R E, POWELL T G, BOREHAM C J, 1988. Petroleum geology and geochemistry of the Middle Proterozoic McArthur Basin, northern Australia: III. Composition of extractable hydrocarbons[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 52(7): 1747-1763.

SWEENEY J J, BURNHAM A K, 1990. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics[J]. AAPG Bulletin, 74(10): 1559-1570.

TAN J Q, WANG Z H, WANG W H, et al., 2021. Depositional environment and hydrothermal controls on organic matter enrichment in the lower Cambrian Niutitang shale, southern China[J]. AAPG Bulletin, 105(7): 1329-1356.

VOLKMAN J K, BARRETT S M, BLACKBURN S I, et al., 1998. Microalgal biomarkers: a review of recent research developments[J]. Organic Geochemistry, 29(5-7): 1163-1179.

WANG F Y, FENG W P, PANG X Q, et al., 2023. Key problems and solutions in quantitative analysis of hydrocarbon generation, expulsion, migration and accumulation in whole petroleum system[J]. Acta Petrolei Sinica, 44(9): 1434-1444. (in Chinese with English abstract)

WANG J D, ZENG Z P, XU B B, et al., 2024. Fluid phase and hydrocarbon reservoir types of Permian Upper Urho Formation in Shawan Sag, Junggar Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 36(1): 23-31. (in Chinese with English abstract)

WANG N, LI R X, WANG X Z, et al., 2016. Pyrolytic study on the gas-generating process of transitional shale[J]. Natural Gas Geoscience, 27(1): 189-197. (in Chinese with English abstract)

WANG Q J, ZHOU J, ZHANG F Q, et al., 2025. Research on the charging periods of the ultra-shallow play in front of the Hashan area, northwestern margin of the Junggar Basin[J]. Journal of Geomechanics, 31(3): 491-505. (in Chinese with English abstract)

WANG W, WANG J T, XIN J, et al., 2024. Mechanism of fluid shale interaction and construction of drilling fluid system in marine land transitional shale reservoirs[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 41(4): 427-436. (in Chinese with English abstract)

WANG Z C, HUANG S P, GONG D Y, et al., 2013. Geochemical characteristics of natural gases in the Upper Triassic Xujiahe Formation in the southern Sichuan Basin, SW China[J]. International Journal of Coal Geology, 120: 15-23.

XIANG W, JIANG W L, LIU C W, et al., 2025. Geochemical characteristics and genesis of Jurassic coal measure gas in Baijiahai Uplift, Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 36(2): 367-379. (in Chinese with English abstract)

ZHANG J C, LI Z, WANG D S, et al., 2022. Shale gas accumulation patterns in China[J]. Natural Gas Industry, 42(8): 78-95. (in Chinese with English abstract)

ZHANG M, LI X Q, ZHANG J Z, et al. , 2019. Reservoir-forming conditions of shale gas in Badaowan Formation in Fukang area, Xinjiang[J]. Coal Geology & Exploration, 47(2): 103-110, 120. (in Chinese with English abstract)

ZHAO J Y, JI D S, WU J, et al., 2022. Research on rock mechanics parameters of the Jurassic-Cretaceous reservoir in the Sikeshu sag, Junggar Basin, China[J]. Journal of Geomechanics, 28(4): 573-582. (in Chinese with English abstract)

ZHAO Y L, LIANG H B, JING C, et al., 2019. A new method for quick EUR evaluation of shale gas wells[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 41(6): 124-131. (in Chinese with English abstract)

ZHI D M, XIE A, YANG F, et al., 2024. Exploration prospects of the whole oil and gas system in the Permian hydrocarbon depressions in the eastern Junggar Basin[J]. Journal of Geomechanics, 30(5): 781-794. (in Chinese with English abstract)

ZHAO Z, FENG Q, LIU X, et al., 2022. Petroleum maturation processes simulated by high-pressure pyrolysis and kinetic modeling of low-maturity type I Kerogen. Energy &Fuels 36, 1882-1893.

ZHONG M Y, XU J Y, XU Y H, et al., 2025. Molecular geochemical characteristics of expelled and retained oil during thermal evolution of source rocks in the brackish lake phase and their geological significance[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 44(1): 134-146. (in Chinese with English abstract)

ZHOU L H, CHEN C W, CUI Y, et al., 2023. New fields, new types and resource potentials of oil-gas exploration in Huanghua depression of Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 44(12): 2160-2178. (in Chinese with English abstract)

ZOU C N, ZHU R K, CHEN Z Q, et al., 2019. Organic-matter-rich shales of China[J]. Earth-Science Reviews, 189: 51-78.

ZOU C N, ZHAO Q, WANG H Y, et al., 2022. The main characteristics of marine shale gas and the theory & technology of exploration and development in China[J]. Natural Gas Industry, 42(8): 1-13. (in Chinese with English abstract)

附中文参考文献

陈磊，杨镱婷，汪飞，等，2020. 准噶尔盆地勘探历程与启示[J]. 新疆石油地质，41(5)：505-518.

陈磊，郑伦举，黄海平，等，2022. 碳酸盐岩烃源岩不同热模拟方式下气体碳同位素演变特征[J]. 石油实验地质，44(1)：121-128，138.

戴金星，董大忠，倪云燕，等，2024. 致密砂岩气藏与页岩气藏展布模式[J]. 石油勘探与开发，51(4)：667-678.

宫亚军，张奎华，曾治平，等，2021. 准噶尔盆地阜康凹陷侏罗系超压成因，垂向传导及油气成藏[J]. 地球科学，46(10)：3588-3600.

国家能源局，2016.黄金管生烃热模拟实验方法：SY/T 7035—2016[S]. 北京：石油工业出版社.

郭瑞超，隋风贵，曾治平，等，2016. 芳烃参数重建原油成熟度及其在哈山地区的应用[J]. 石油实验地质，38(5)：679-684，691.

郭旭升，周德华，赵培荣，等，2022. 鄂尔多斯盆地石炭系-二叠系煤系非常规天然气勘探开发进展与攻关方向[J]. 石油与天然气地质，43(5)：1013-1023.

国家标准 GB/T18602-2012, 岩石热解分析[S].

国家标准 GB/T15588, 烟煤显微组分分类[S].

国家标准 GB/T 18606—2025 , 沉积物和原油中生物标志化合物的气相色谱-质谱测定方法 [S].

何登发，张磊，吴松涛，等，2018. 准噶尔盆地构造演化阶段及其特征[J]. 石油与天然气地质，39(5)：845-861.

何治亮，聂海宽，胡东风，等，2020. 深层页岩气有效开发中的地质问题：以四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组为例[J]. 石油学报，41(4)：379-391.

荆振华，潘松圻，王小明，等，2022. 煤储层氧化增渗作用机理及应用[J]. 煤炭学报，47(11)：3975-3989.

李剑，姜正龙，罗霞，等，2009. 准噶尔盆地煤系烃源岩及煤成气地球化学特征[J]. 石油勘探与开发，36(3)：365-374.

梁明亮，王宗秀，李春麟，等，2020. 构造变形对海相页岩储层渗透率演化的影响[J]. 地质力学学报，26(6)：840-851.

刘超威，郭旭光，王泽胜，等，2020. 准噶尔盆地阜康凹陷东斜坡侏罗系头屯河组油气成藏期次[J]. 天然气地球科学，31(7)：962-969.

刘国勇，宋永，毛新军，等，2024. 准噶尔盆地高效勘探主要策略与方向[J]. 中国石油勘探，29(1)：47-64.

刘全有，金之钧，高波，等，2010. 四川盆地二叠系不同类型烃源岩生烃热模拟实验[J]. 天然气地球科学，21(5)：700-704.

刘卫彬，徐兴友，白静，等，2025. 页岩油：一种新兴战略能源[J]. 矿物岩石地球化学通报，44(1)：1-5.

罗情勇，钟宁宁，朱雷，等，2013. 华北北部中元古界洪水庄组埋藏有机碳与古生产力的相关性[J]. 科学通报，58(11)：1036-1047.

马骥，张关龙，刘圣乾，等，2025. 准噶尔盆地中部下侏罗统沉积演化及主控因素[J]. 成都理工大学学报(自然科学版)，52(3)：542-557.

马新华，张晓伟，熊伟，等，2023. 中国页岩气发展前景及挑战[J]. 石油科学通报，8(4)：491-501.

毛榕，米敬奎，张水昌，等，2012. 不同煤系源岩生烃特征的黄金管热模拟实验对比研究[J]. 天然气地球科学，23(6)：1127-1134.

毛新军，李艳平，梁则亮，等，2024. 准噶尔盆地侏罗系煤岩气成藏条件及勘探潜力[J]. 中国石油勘探，29(4)：31-43.

乔锦琪，刘洛夫，尚晓庆，等，2023. 油气运移示踪应用及有效性分析：以准噶尔盆地白家海凸起侏罗系八道湾组油气为例[J]. 矿物岩石地球化学通报，42(1)：107-121.

邱楠生，杨海波，王绪龙，2002. 准噶尔盆地构造—热演化特征[J]. 地质科学，37(4)：423-429.

任新成，修金磊，刘林，等，2023. 准噶尔东部晚古生代—中生代构造样式、变形序列及棋盘格构造的形成过程与机制[J]. 地质力学学报，29(2)：155-173.

申宝剑，仰云峰，腾格尔，等，2016. 四川盆地焦石坝构造区页岩有机质特征及其成烃能力探讨：以焦页 1 井五峰-龙马溪组为例[J]. 石油实验地质，38(4)：480-488，495.

宋兆杰，邓森，宋宜磊，等，2024. 大庆油田古龙页岩油-CO_2高压相态及传质规律[J]. 石油学报，45(2)：390-402.

王飞宇，冯伟平，庞雄奇，等，2023. 全油气系统生、排烃和运聚定量分析中的关键问题与解决途径[J]. 石油学报，44(9)：1434-1444.

王金铎，曾治平，徐冰冰，等，2024. 准噶尔盆地沙湾凹陷二叠系上乌尔禾组流体相态及油气藏类型[J]. 岩性油气藏，36(1)：23-31.

王宁，李荣西，王香增，等，2016. 海陆过渡相页岩气形成热模拟实验研究[J]. 天然气地球科学，27(1)：189-197.

王千军，周健，张发强，等，2025. 准噶尔盆地西北缘哈山地区超浅层油气成藏期次研究[J]. 地质力学学报，31(3)：491-501.

王维，王金堂，辛江，等，2024. 海陆过渡相页岩储层液岩作用机理及钻井液体系构建[J]. 钻井液与完井液，41(4)：427-436.

项威，蒋文龙，刘超威，等，2025. 准噶尔盆地白家海凸起侏罗系煤岩气地球化学特征与成因[J]. 天然气地球科学，36(2)：367-379.

张金川，李振，王东升，等，2022. 中国页岩气成藏模式[J]. 天然气工业，42(8)：78-95.

张敏，李贤庆，张吉振，等，2019. 新疆阜康地区八道湾组页岩气成藏条件[J]. 煤田地质与勘探，47(2)：103-110，120.

赵进雍，冀冬生，吴见，等，2022. 准噶尔盆地四棵树凹陷侏罗系—白垩系储层岩石力学参数研究[J]. 地质力学学报，28(4)：573-582.

赵玉龙，梁洪彬，井翠，等，2019. 页岩气井 EUR 快速评价新方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版)，41(6)：124-131.

支东明，谢安，杨帆，等，2024. 准噶尔盆地东部二叠系富烃凹陷全油气系统勘探前景[J]. 地质力学学报，30(5)：781-794.

钟鸣宇，徐建永，徐耀辉，等，2025. 咸水湖相烃源岩热演化过程中排出油和滞留油分子地球化学特征及其地质意义[J]. 矿物岩石地球化学通报 44(1)：134-146.

周立宏，陈长伟，崔宇，等，2023. 渤海湾盆地黄骅坳陷油气勘探新领域、新类型及资源潜力[J]. 石油学报，44(12)：2160-2178.

邹才能，赵群，王红岩，等，2022. 中国海相页岩气主要特征及勘探开发主体理论与技术[J]. 天然气工业，42(8)：1-13.

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局，中国国家标准化管理委员会，2013. 岩石热解分析：GB/T 18602—2012 [S]. 北京：中国标准出版社.

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局，中国国家标准化管理委员会，2014. 烟煤显微组分分类：GB/T 15588—2013 [S]. 北京：中国标准出版社.