

https://doi.org/10.3799/dqkx.2025.192



中国海陆过渡相页岩气形成、潜力与挑战

邹才能^{1,2}, 董大忠^{1,2}, 张 琴^{1,2}, 孔维亮^{1,2}, 刘 雯^{1,2}, 赵振宇¹, 杨 智^{1,3},
赵 群^{1,2}, 丁 蓉⁴, 蔡光银¹, 曲天泉¹, 高万里¹, 刘翰林^{1,2}, 于荣泽^{1,2}, 高金亮^{1,2},
邱 振^{1,2*}

1. 中国石油天然气股份有限公司勘探开发研究院, 北京 100083
2. 国家能源页岩气研发(实验)中心, 北京 100083
3. 中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司, 陕西西安 710016
4. 中石油煤层气有限责任公司, 北京 100028

摘 要: 海陆过渡相页岩气是我国非常规天然气资源的重要接替领域。基于文献调研、野外露头调查、勘探实践、钻井取心及实验测试等综合分析, 系统梳理并对比了世界及我国页岩气发展历程, 剖析了鄂尔多斯盆地、四川盆地及周缘海陆过渡相页岩气勘探进展与挑战, 深入探讨了海陆过渡相页岩气形成的关键地质条件、资源潜力、挑战与对策。研究表明, 我国海陆过渡相页岩主要发育在石炭系—二叠系(本溪组、山西组、龙潭组), 以潟湖、沼泽和潮坪相为主, 具备良好的页岩气形成条件与发展潜力: (1) 富有机质页岩层段厚度大、分布广, 有机质类型以Ⅲ型为主, 有机质丰度高(TOC 含量平均 $\geq 3.0\%$)、热演化适中(R_o 为 $1.60\% \sim 2.61\%$), 有利于气态烃大量生成。(2) 页岩储集空间以无机孔(黏土矿物孔)为主, 有机质微孔发育($0.4 \sim 0.7$ nm), 吸附气比例较高(平均值为 61.0% , 最高可达 75%), 有利于页岩气储存与富集。(3) 我国海陆过渡相页岩气资源总量超 50×10^{12} m³, 其中鄂尔多斯盆地本溪组晋祠段、山₂³与山₂²⁺¹亚段的有利区资源量达 16×10^{12} m³, 并已在山₂³亚段实现了工业突破, 展示出良好的勘探开发前景。然而, 海陆过渡相页岩气勘探开发尚处于起步突破阶段, 面临诸多挑战, 核心问题包括甜点段非均质性强、黏土矿物含量高, 这些挑战制约了钻完井、压裂及开发效果。为实现海陆过渡相页岩气规模发展, 需进一步深化“沉积相-保存条件-资源潜力”耦合评价, 攻关“段内多簇+限流压裂”等压裂新工艺, 发展“平台化井网+立体布井”新技术, 推动海陆过渡相页岩层系在全油气系统内“页岩气—煤岩气—致密气”三气协同共采。通过突破地质理论与工程技术瓶颈, 海陆过渡相页岩气有望成为我国天然气增储上产的重要战略接替新领域。

关键词: 海相页岩气; 陆相页岩气; 勘探突破; 开发潜力; 四川盆地; 鄂尔多斯盆地。

中图分类号: P618

文章编号: 1000-2383(XXXX)XX-001-24

收稿日期: 2025-09-05

Formation, Potential, and Challenges of Marine-Continental Transitional Shale Gas in China

基金项目: 国家自然科学基金项目(No.42222209); 中国石油天然气集团公司项目(Nos.2023ZZ0801, 2024DJ8701)。

作者简介: 邹才能(1963—), 男, 博士, 中国科学院院士, 常规—非常规油气地质学理论研究与实践、新能源与能源战略。ORCID: 0000-0002-1179-9124. E-mail: zcn@petrochina.com.cn

*** 通讯作者:** 邱振(1984—), 男, 博士, 高级工程师, 非常规油气沉积学与勘探评价。ORCID: 0000-0003-1886-1821. E-mail: qiuzhen316@163.com

引用格式: 邹才能, 董大忠, 张琴, 孔维亮, 刘雯, 赵振宇, 杨智, 赵群, 丁蓉, 蔡光银, 曲天泉, 高万里, 刘翰林, 于荣泽, 高金亮, 邱振, XXXX. 中国海陆过渡相页岩气形成、潜力与挑战. 地球科学, XX(X): 1–24.

Citation: Zou Caineng, Dong Dazhong, Zhang Qin, Kong Weiliang, Liu Wen, Zhao Zhenyu, Yang Zhi, Zhao Qun, Ding Rong, Cai Guangyin, Qu Tianquan, Gao Wanli, Liu Hanlin, Yu Rongze, Gao Jingliang, Qiu Zhen, XXXX. Formation, Potential, and Challenges of Marine-Continental Transitional Shale Gas in China. *Earth Science*, XX(X): 1–24.

Zou Caineng^{1,2}, Dong Dazhong^{1,2}, Zhang Qin^{1,2}, Kong Weiliang^{1,2}, Liu Wen^{1,2}, Zhao Zhenyu¹, Yang Zhi^{1,3}, Zhao Qun^{1,2}, Ding Rong⁴, Cai Guangyin¹, Qu Tianquan¹, Gao Wanli¹, Liu Hanlin^{1,2}, Yu Rongze^{1,2}, Gao Jingliang^{1,2}, Qiu Zhen^{1,2*}

1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China

2. China National Energy Shale Gas R&D (Experiment) Center, Beijing 100083, China

3. PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710016, China

4. PetroChina Coalbed Methane Company, Beijing 100028, China

Abstract: Marine-continental transitional (MCT) shale gas is an important successor of unconventional natural gas resources in China. Based on integrated analyses of literature review, outcrop investigation, exploration practice, drilling cores, and experimental testing, we systematically reviewed and compared the development history of shale gas globally and in China, examined the exploration progress and challenges of MCT shale gas in the Ordos basin, Sichuan basin, and adjacent areas, and conducted a comprehensive discussion of the key geological conditions for the formation of shale gas and its resource potential, challenges, and counter measures. The results show that MCT shale in China is mainly developed within the Carboniferous-Permian strata (Benxi, Shanxi, and Longtan formations), dominated by lagoon, swamp, and tidal flat facies, and possesses favorable conditions for shale gas formation and development potential: (1) The organic-rich shale intervals are thick and widespread, with dominant Type III organic matter, high organic matter abundance (average TOC content $\geq 3.0\%$), and moderate thermal maturity ($R_o = 1.60\% - 2.61\%$), which are conducive to large-scale gaseous hydrocarbon generation. (2) Shale reservoirs are dominated by inorganic pores (clay mineral pores), with well-developed organic micropores (0.4–0.7 nm), and a high proportion of adsorbed gas (average 61.0%, up to 75%), providing favorable conditions for shale gas storage and enrichment. (3) The total MCT shale gas resource in China exceeds $50 \times 10^{12} \text{ m}^3$, of which the favorable resource volume in the Jinci Member of the Benxi Formation, the Shan₂³ and Shan₂²⁺¹ sub-members of the Shanxi Formation in the Ordos basin reaches $16 \times 10^{12} \text{ m}^3$. Notably, a commercial breakthrough has been achieved in the Shan₂³ sub-member, demonstrating promising exploration and development prospects. However, the exploration and development of MCT shale gas remain at the early breakthrough stage, facing many challenges such as strong heterogeneity of sweet spots and high clay mineral content, which constrain drilling, completion, fracturing, and development effectiveness. To achieve large-scale development of MCT shale gas requires integrated evaluation of “sedimentary facies-preservation conditions – resource potential,” as well as technological advances in “multi-cluster within stage+limited-entry fracturing” and “platform-based well pattern+3D well deployment.” This will promote the coordinated co-production of shale gas, coal-rock gas, and tight gas within the MCT shale system in the context of the whole petroleum system. By overcoming bottlenecks in geological theory and engineering technology, MCT shale gas is expected to become a new strategic successor for increasing natural gas reserves and production in China.

Key words: marine shale gas; continental shale gas; exploration breakthrough; development potential; Sichuan basin; Ordos basin.

0 引言

页岩气作为重要的清洁低碳能源,已成为全球能源转型的关键支撑.我国页岩气资源赋存于海相、海陆过渡相和陆相三类富有机质页岩层系中(图1),2020年自然资源部估算其资源量达 $105.7 \times 10^{12} \text{ m}^3$.2024年我国页岩气产量约为 $257 \times 10^8 \text{ m}^3$,但当前产量98%以上产自四川盆地及周缘的五峰组—龙马溪组海相页岩(邹才能等,2024).相比之下,海陆过渡相页岩气虽约占全国页岩气总资源量的25%,却因地质条件复杂、开发技术滞后等因素,长期处于勘探突破阶段(董大忠等,2016,2021).其核心矛盾在于:海陆过渡相作为海洋与陆地过渡带

沉积环境,兼具海相与陆相沉积特征,页岩非均质性、岩性组合多变、黏土矿物含量高,在页岩气的“生、储、富、产”等方面均不同于海相(张琴等,2024),尚难以直接应用海相页岩气勘探开发技术.主要表现在:(1)海陆过渡相页岩有机质类型以Ⅲ型为主,生“气”条件异于海相页岩;(2)海陆过渡相页岩储层以无机孔隙为主,有机质孔发育差,其含气量低于海相层系(焦方正等,2023);(3)海陆过渡相页岩气成藏机理复杂,发育页岩气甜点的潟湖、潮坪、三角洲等沉积微相空间分异显著,优质页岩呈薄层状分布(厚度多 $<15 \text{ m}$),且常与煤岩、致密砂岩等多种岩性叠置或横向变化,甜点区/段识别与预测难度大(董大忠等,2021);(4)海陆过渡相页岩

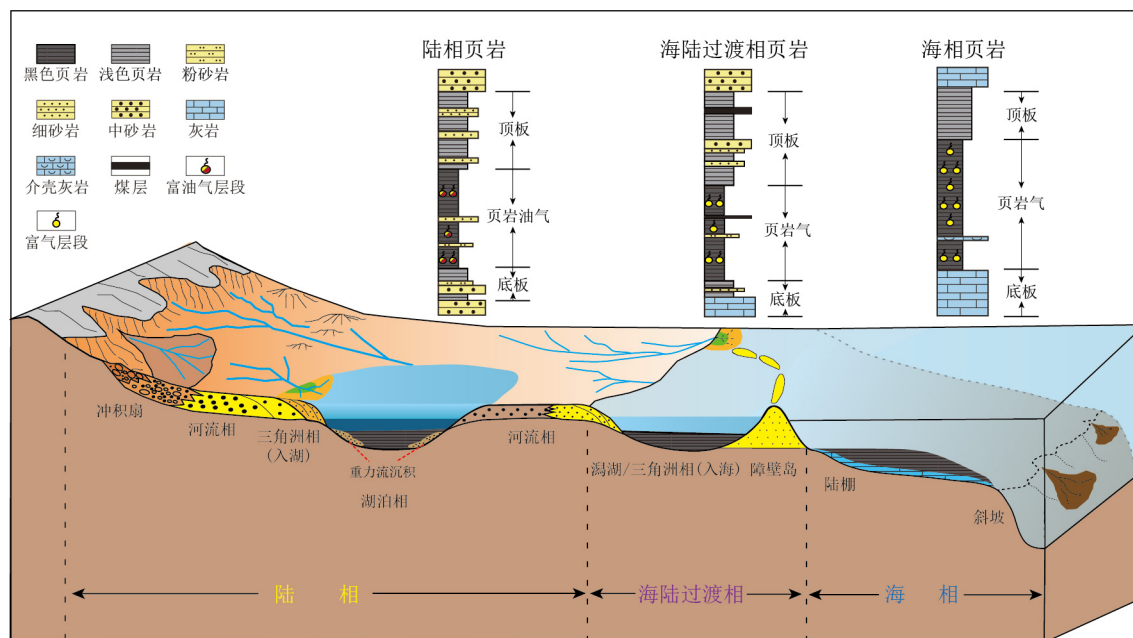


图1 三大类型(海相、海陆过渡相、陆相)页岩气层系沉积特征

Fig. 1 Sedimentary characteristics of three typical shale gas strata (marine, marine-continental transitional and continental)

陆相、海相页岩层系岩性据 Qiu and Zou (2020) 和 Zou *et al.* (2022) 修改

页岩储层黏土矿物含量高, 钻井、压裂易引发储层水敏伤害. 现有钻完井、体积压裂技术下页岩气优质储层钻遇率、压裂改造率低, 难以形成高效复杂缝网(匡立春等, 2020). 本研究在概述国内外页岩气发展现状基础上, 综合海陆过渡相页岩气勘探开发成果及研究进展, 梳理其形成地质条件, 深化与海相页岩气对比, 指出海陆过渡相页岩有利层段地质参数略低于海相页岩, 明确了海陆过渡相页岩气规模发展面临的挑战, 提出了发展对策. 指出海陆过渡相页岩气甜点段关键参数与海相页岩气相当, 具有演化程度适中、埋深适中等特点, 具备良好的页岩气勘探开发前景. 为此, 本文提出加大海陆过渡相页岩气勘探开发力度意义重大, 具体表现在: (1) 保障我国油气资源接替: 鄂尔多斯盆地石炭系—二叠系(页岩气资源量约为 $50 \times 10^{12} \text{ m}^3$)、四川盆地龙潭组(页岩气资源量约为 $4.9 \times 10^{12} \text{ m}^3$) 的勘探突破与工业化开发, 为 2030 年我国页岩气产量占比提升至 50% 提供资源基础. (2) 支撑国家能源战略: 推动页岩气、煤层气、致密气“三气”共采降本增效, 为我国非常规天然气规模开发提供科学依据与技术发展新路径. (3) 助力实现海陆过渡相页岩气理论技术创新发展, 丰富我国页岩气理论与技术体系.

1 世界页岩气发展概况

全球页岩气资源丰富, 资源量超 $1.014 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (据 EIA, 2017), 迄今在美国、中国、阿根廷等 6 个国家实现了商业开发(张君峰等, 2022). 以美国为主的全球页岩气产量自 2008 年以来实现了连续 17 年稳定规模增长, 2024 年总产量达 $9.321 \times 10^8 \text{ m}^3$ (图 2).

1.1 美国页岩气发展概况

美国在全球页岩气产业中一直处于引领地位, 并通过“页岩革命”, 实现了“能源独立”和世界能源供给格局重塑. 1821 年, 美国在阿巴拉契亚盆地泥盆系黑色页岩中钻获了世界上第一口页岩气井. 1863 年在伊利诺伊盆地发现泥盆系与密西西比系页岩气(Curtis, 2002), 标志着美国页岩气资源的早期勘探突破. 2024 年, 美国页岩气产量约 $8.613 \times 10^8 \text{ m}^3$, 主要来自泥盆系($2.721 \times 10^8 \text{ m}^3$)、二叠系($1.911 \times 10^8 \text{ m}^3$) 和侏罗系页岩($1.311 \times 10^8 \text{ m}^3$). 总体上, 美国页岩气发展历程分为 3 个阶段(图 3)(邹才能等, 2017, 2021), 即科学探索阶段(1821—1996 年)、技术突破阶段(1997—2003 年)和成熟发展阶段(2004 年至今).

在科学探索阶段, 美国政府出台多项政策支持页岩气产业发展, 1997 年年产量就达到 $80 \times 10^8 \text{ m}^3$ (邹才能等, 2017; 张君峰等, 2022), 页岩气地质理论也取得重要认识, 明确了生物成因、热成因和混

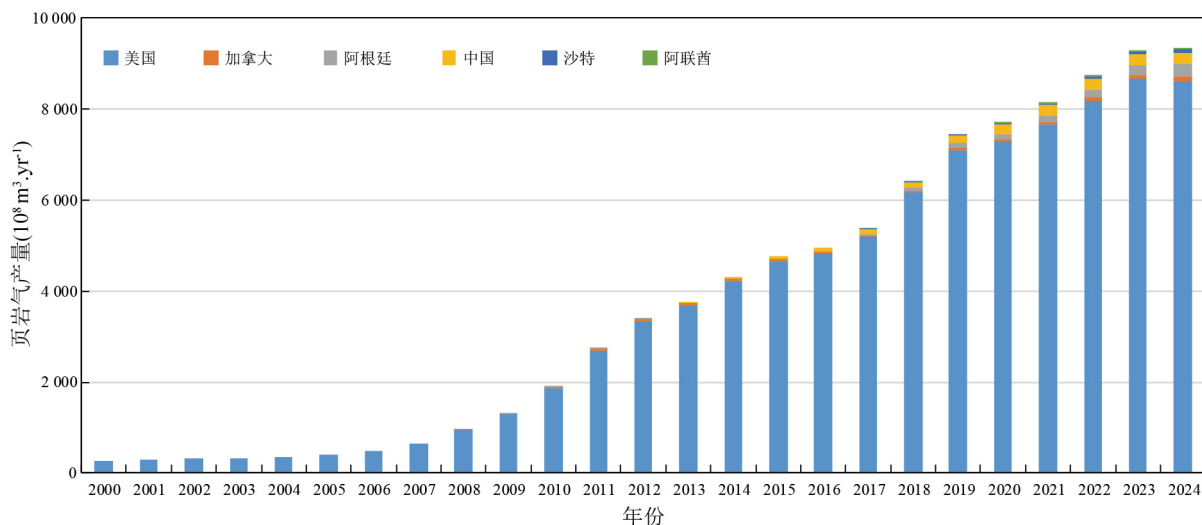


图2 全球页岩气产量增长历程

Fig. 2 Global production growth of shale gas

数据来源自美国能源信息署EIA, CER, Rystad Energy, Secretaria de Energia 等

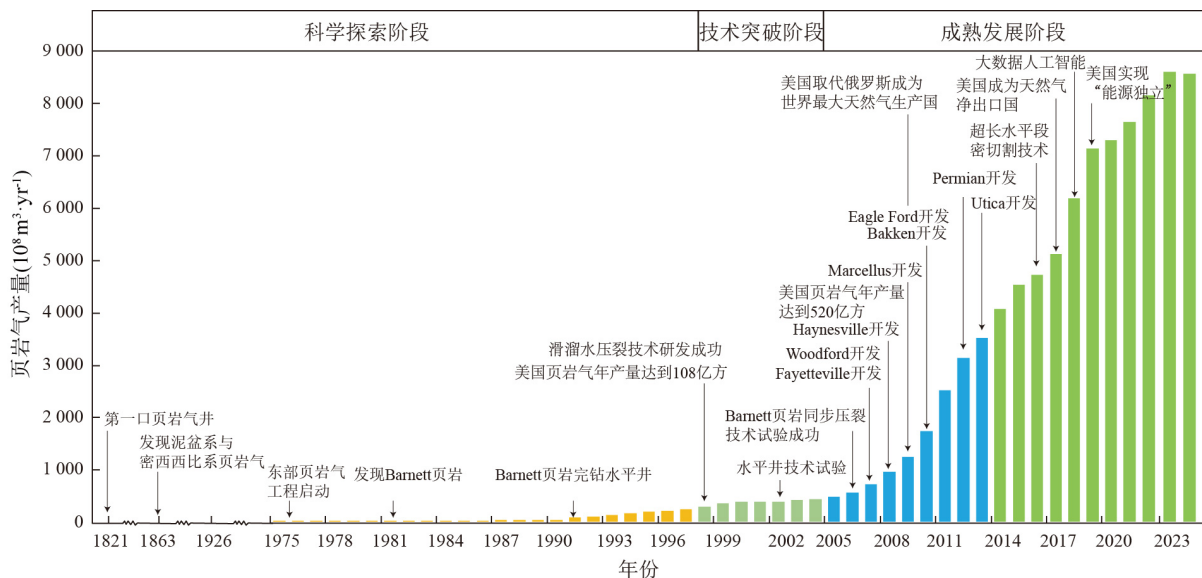


图3 美国页岩气产量增长与关键理论技术发展历程

Fig.3 The growth of USA shale gas production and the development history of key theories and technologies

据邹才能等(2017, 2021);张君峰等(2022)修改

合成因3种页岩气成因类型(Pobojewski, 2009),并提出了“连续型油气聚集”概念(Paul, 2012).

在技术突破阶段,由于水平井导向钻进、水平井多段压裂、大型水力压裂、井工厂化开采、微地震检测等技术突破及推广应用,极大地提升了页岩气井产能(邹才能等, 2017; 张君峰等, 2022),其中大型滑溜水压裂技术,实现了Barnett页岩气田突破(Wang and Krupnick, 2013),水平井多段压裂技术的成功,使Barnett页岩单井产量高达 $6.37 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (张君峰等, 2022),单井可采储量(EUR)可达

$2.0 \times 10^8 \text{ m}^3$ (邹才能等, 2017).2003年美国页岩气年产量达到 $332.8 \times 10^8 \text{ m}^3$,实现了页岩气经济有效开发,增强了美国政府投资信心.

在成熟发展阶段,美国页岩气产量进入高速增长时期, Fayetteville、Woodford、Haynesville、Marcellus、Bakken、Eagle Ford、Utica等页岩气田有效开发(邹才能等, 2017),2009年成为全球最大的天然气生产国.2014年以后,美国页岩气产量更是快速发展,至2024年产量达 $8613 \times 10^8 \text{ m}^3$,占美国天然气总产量约66.3%.

1.2 其他国家和地区页岩气发展概况

阿根廷页岩气资源居世界前列,主要集中在内乌肯盆地上侏罗统至下白垩统 Vaca Muerta 组页岩中,页岩气资源量为 $8.72 \times 10^{12} \text{ m}^3$. 阿根廷是仅次于美国、中国的全球第三大页岩气生产国,早在 1892 年就有 Vaca Muerta 组高含沥青质页岩的描述,1931 年正式以“Vaca Muerta 组”命名. 2010 年至 2017 年是阿根廷页岩气产业从勘探迈向商业化开发的关键阶段. 2013 年,阿根廷国家石油公司 (YPF) 与雪佛龙 (Chevron) 成立的 Loma Campana 联合项目成为阿根廷页岩气开发的里程碑. 至 2024 年,阿根廷页岩气年产量达 $246 \times 10^8 \text{ m}^3$.

加拿大是世界上第二个实现页岩气商业开发的国家,页岩气产量主要来自阿尔伯塔省和大不列颠哥伦比亚省的三叠系 Montney 与上泥盆统 Duvernay 页岩,2024 年页岩气年产量约为 $120 \times 10^8 \text{ m}^3$.

此外,沙特和阿联酋也有一定规模页岩气生产,2024 年产量分别为 $73 \times 10^8 \text{ m}^3$ 和 $12 \times 10^8 \text{ m}^3$. 欧洲地区虽有丰富的页岩气资源(资源量约为 $14.4 \times 10^{12} \text{ m}^3$),但未进行商业化开采(王晓川等,2018).

2 中国页岩气发展概况

我国页岩气地质资源量为 $105.7 \times 10^{12} \text{ m}^3$,在主要含油气盆地中呈多层系分布,包括海相、海陆过

渡相和陆相三大类型(邹才能等,2024). 我国页岩气发展自 2007 年以来先后经历合作借鉴阶段(2007—2009 年)、自主探索阶段(2010—2013 年)以及海相页岩气工业化开发阶段(2014—2021 年),并逐渐开启“三新”及海陆过渡相页岩气探索阶段(2022 年以后)(图 4)(邹才能等,2024). 2024 年我国油气产量当量为 $4.09 \times 10^8 \text{ t}$,非常规油气产量当量为 $1.1 \times 10^8 \text{ t}$,占油气总产量 27%;其中天然气产量为 $2464 \times 10^8 \text{ m}^3$,非常规天然气产量为 $1077 \times 10^8 \text{ m}^3$,占天然气总产量的 44%. 页岩气产量为 $257 \times 10^8 \text{ m}^3$,占非常规天然气产量的 24%,成为我国天然气增储上产重要部分.

2.1 海相页岩气发展概况

2007 年中国石油开展了中国页岩气评价研究,提出四川盆地及其周缘古生界海相页岩具备形成规模化页岩气地质条件,并开展了长芯 1 井等钻探评价(图 5)(邹才能等,2017). 评价优选出长宁、威远、昭通等海相页岩气示范区,提出建产目标 $15 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$.

2010 年,中国第一口页岩气井—威 201 井在五峰组—龙马溪组直井压裂获得测试产量 $(0.3 \sim 1.7) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,2011 年,以五峰组—龙马溪组页岩为目标,钻探了水平井—威 201—H1 井、宁 201—H1 井(图 5),经测试分别获页岩气产量为 $1.3 \times$

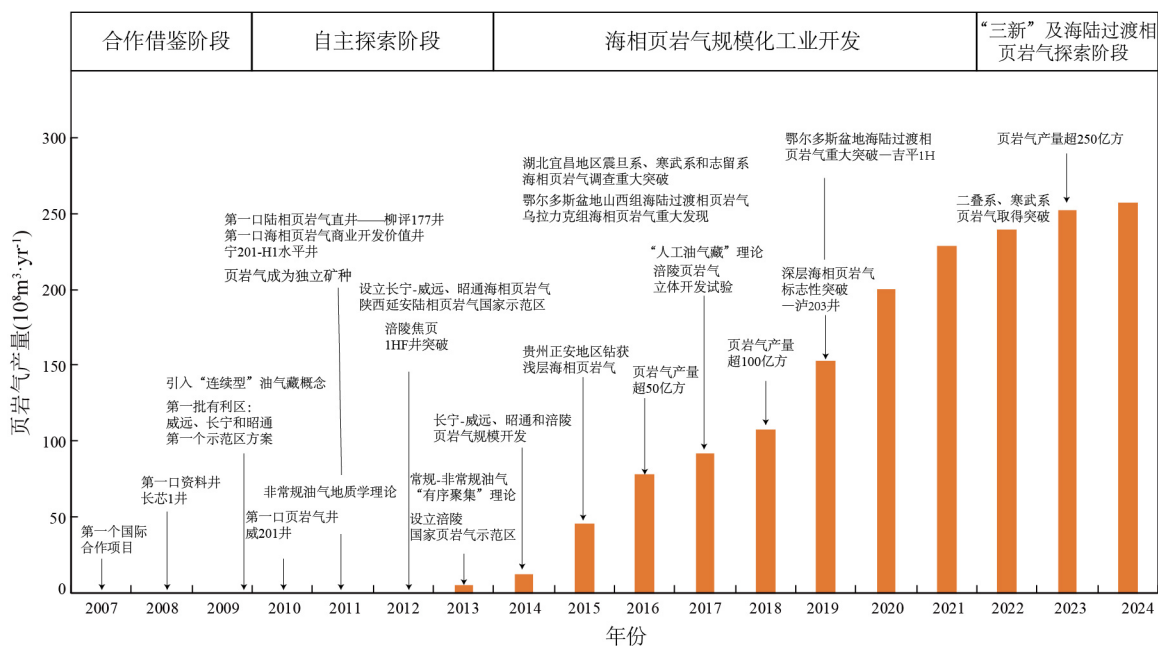


图 4 中国页岩气产量增长与关键理论技术发展历程

Fig. 4 The growth of china's shale gas production and the development history of key theories and technologies

据邹才能等(2017)修改

$10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 发现了威远、长宁页岩气田. 2012 年, 重庆涪陵地区的焦页 1HF 井测试获页岩气产量 $20.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 发现了涪陵页岩气田. 此后, 国家多方支持页岩气产业发展, 成立国家能源页岩气研发(实验)中心、设立页岩气国家科技重大专项、确定页岩气为独立矿种、发布《页岩气发展规划(2011—2015 年)》《关于出台页岩气开发利用补贴政策的通知》等政策, 2013 年我国实现页岩气年产量 $2 \times 10^8 \text{ m}^3$.

我国以四川盆地为重点, 以五峰组—龙马溪组为目标, 实现了海相页岩气规模有效开发, 陆续发现了威远、长宁、昭通、涪陵、威荣、泸州、渝西、永川、綦江、太阳和正安等页岩气田(邹才能等, 2024). 近年来, 在寒武系筇竹寺组、二叠系孤峰组、吴家坪组和大隆组等海相页岩气新层系也取得突破, 形成海相多层系发展态势(杨雨等, 2003; 胡东风等, 2023; 邱振等, 2024).

除四川盆地外, 在鄂西地区震旦系、寒武系、志留系和二叠系, 在湘桂地区石炭系打屋坝组、鹿寨组, 在鄂尔多斯盆地西缘奥陶系乌拉力克组, 相继发现工业页岩气流(包书景等, 2025).

2014 年以后, 我国海相页岩气产量快速增长, 2018 年产量突破 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$, 2020 年突破 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$, 2023 年突破 $250 \times 10^8 \text{ m}^3$. 迄今(截至 2025 年 7 月 31 日), 我国海相页岩气累计投产井 2 290 口, 累计生产页岩气近 $1 000 \times 10^8 \text{ m}^3$, 超过 98% 的产量来自四川盆地及周缘五峰组—龙马溪组.

2.2 海陆过渡相页岩气发展概况

与海相页岩气发展相比, 我国海陆过渡相页岩气勘探开发程度低, 目前在四川盆地及南方地区龙潭组发现良好页岩气显示, 在鄂尔多斯盆地山西组、本溪组勘探开发取得初步突破.

四川盆地在常规油气勘探中, 常见上二叠统龙潭组页岩段气测异常, 如西门 1 井龙潭组气测全烃为 1.27%~55.85%, 甲烷含量为 0.90%~54.33%; 资阳 1 井龙潭组气测全烃为 5.53%~79.83%, 甲烷为 4.89%~65.86%(赵培荣等, 2020). 2019 年, 中石化在川东南地区实施的东页深 1 井在龙潭组页岩层段进行了系统的取心(图 5), 现场 17 个页岩样品解析气含量为 $0.24 \sim 2.77 \text{ m}^3/\text{t}$, 平均值为 $0.77 \text{ m}^3/\text{t}$, 估算页岩总含气量为 $0.56 \sim 8.78 \text{ m}^3/\text{t}$, 平均值为 $2.02 \text{ m}^3/\text{t}$ (郭旭升等, 2018). 同年, 在重庆綦江地区实施的页岩气专探井—山页 1 井在龙潭组页岩层段见全

烃显示, 最高为 23.99%, 现场岩心测试总含气量为 $4.08 \text{ m}^3/\text{t}$. 2020 年, 四川省地质矿产勘查开发局在川南地区实施的龙潭组专层评价井川蔺参 1 井在龙潭组页岩段点火成功, 岩心测试总含气量为 $0.34 \sim 2.76 \text{ m}^3/\text{t}$, 平均值为 $1.47 \text{ m}^3/\text{t}$, 其中炭质页岩含气量较高, 为 $1.78 \sim 9.77 \text{ m}^3/\text{t}$, 平均值为 $4.88 \text{ m}^3/\text{t}$ (杨跃明等, 2023). 为进一步评价四川盆地东南部龙潭组页岩气地质条件, 中国石化华东石油局在重庆南川地区部署风险探井阳页 1 井, 龙潭组平均含气量为 $2.2 \text{ m}^3/\text{t}$, 水平井测试日产页岩气量为 $0.39 \times 10^4 \text{ m}^3$ (刘娜娜等, 2024), 龙潭组龙一段水平井压裂试气获阶段页岩气产量为 $4 000 \text{ m}^3/\text{d}$ (何贵松等, 2023). 此外, 龙潭组煤岩气也获得了高产气流. 2023 年以来, 中国石油浙江油田实施的嘉探 1 井在龙潭组煤岩中获日产气量最高达 $3.98 \times 10^4 \text{ m}^3$ (梁兴等, 2025), 中国石油西南油气田实施的宁探 1H 井龙潭组煤岩气测试获日产气量为 $8.06 \times 10^4 \text{ m}^3$ (文龙等, 2024).

鄂尔多斯盆地海陆过渡相页岩气勘探起步较早, 中国石油勘探开发研究院与油田公司自 2011 年起对石炭系—二叠系海陆过渡相页岩气进行探索与研究, 2015—2016 年完成了页岩气资源评价, 预测资源量约为 $6.24 \times 10^{12} \text{ m}^3$. 2017 年煤层气公司联合中石油勘探院组建攻关团队, 在大宁—吉县区块山₂³亚段优选大吉 2—4 等 6 口老井(直井)试气, 获日产气 $2 200 \sim 8 254 \text{ m}^3$, 部署了大吉 51 井、大吉 3—4 井(图 5)和首口水平井吉平 1H 井. 2018 年大吉 3—4 井获日产 $2.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ 高产气流, 2019 年吉平 1H 井获稳定日产气 $3.5 \times 10^4 \sim 5 \times 10^4 \text{ m}^3$, 实现了鄂尔多斯盆地海陆过渡相页岩气勘探突破, 并于 2021 年启动先导试验工程. 中国石油长庆油田 2020 年以来老井复查 1 076 口井, 发现本溪组、山 2 段发育优质页岩, 预测有利含气页岩面积超 $2 \times 10^4 \text{ km}^2$. 但因深层煤岩气的发现, 海陆过渡相页岩气勘探开发节奏放缓. 2024 年以来, 辽河探区老井复查 246 口井, 部署实施的宜 77—1 井在山₂³亚段获日产气 $2 500 \text{ m}^3$. 冀东探区 4 口井试气, 其中 2 口井在本溪组晋祠段获日产气 $1.19 \times 10^4 \text{ m}^3$ 和 $1.87 \times 10^4 \text{ m}^3$. 2025 年中石油煤层气公司在大吉 70 井连续取心 189 m, 揭示本溪组—山西组完整地层, 并发现多套优质页岩层段(图 5). 同年 3 月, 该公司针对山₂³亚段部署的先导试验井组(吉页—平 03 井平台)4 口水平井获平均单井日产气 $3.5 \times 10^4 \text{ m}^3$, 预测单井 EUR 为 $4 500 \times$

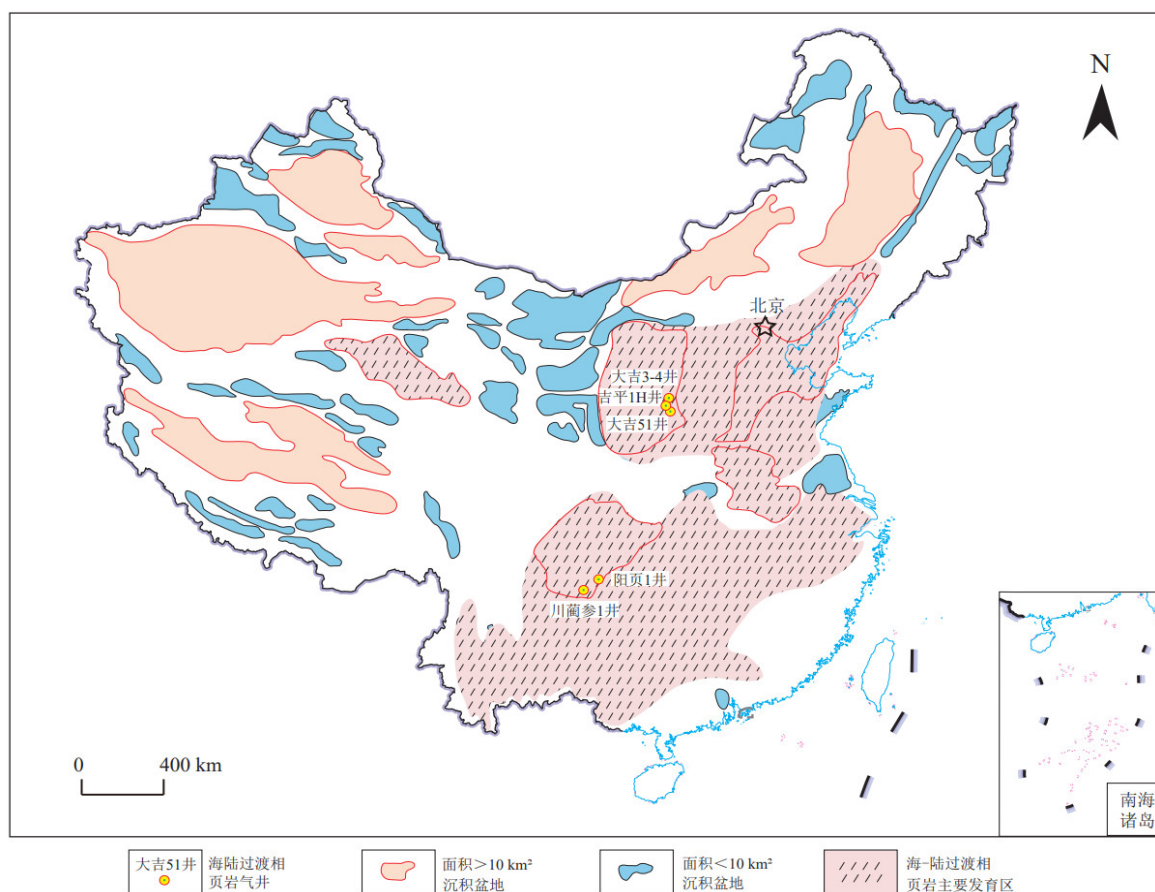


图5 中国主要海陆过渡相页岩层系与重点井分布

Fig. 5 The distribution of major marine-continental transitional shale strata and typical discovery wells in China

据邹才能等(2024)修改

$10^4 \sim 5\,500 \times 10^4 \text{ m}^3$, 展示出良好开发前景。

综上所述,鄂尔多斯盆地石炭—二叠系和四川盆地二叠系海陆过渡相页岩气均具备良好的勘探开发前景,有望成为我国未来天然气增储上产的重要接替领域。

2.3 陆相页岩气发展概况

事实上,我国陆相页岩气勘探起步较早,2011年就在鄂尔多斯盆地钻探了第一口陆相页岩气井—柳坪177井(直井),在三叠系延长组7段获页岩气流。2012年,原国土资源部设立了延安陆相页岩气示范区。然而,由于陆相页岩存在成熟度低、储层非均质性强、黏土矿物含量高等难题,其勘探开发进展一直缓慢,但近期也在多个盆地和层系取得进展。2019年,松辽盆地的梨页1HF井在白垩系营城组页岩层段获日产气 $3.0 \times 10^4 \text{ m}^3$, 2020年吉梨页油1井(直井)在沙河子组获日产页岩气 $7.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ (郭旭升等, 2025)。同年,四川盆地平昌地区平安1

井在侏罗系凉高山组测试获日产页岩气 $11.45 \times 10^4 \text{ m}^3$, 涪页10HF井在自流井组东岳庙段获日产页岩气 $5.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。2021年,川东北普光气田的普陆页1井在侏罗系千佛崖组获日产页岩气 $10.4 \times 10^4 \text{ m}^3$, 泰页1井在凉高山组获日产页岩气 $7.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ (图5) (郭旭升等, 2025; 邹才能等, 2024)。总之,我国陆相页岩气具备良好的勘探开发前景,是我国未来天然气增储上产的潜在接替领域。

3 海陆过渡相页岩气形成条件

3.1 典型海陆过渡相页岩层系

3.1.1 国外典型海陆过渡相页岩层系

国外海陆过渡相页岩层系主要分布于中生代,包括美国圣胡安盆地白垩系 Lewis 组、澳大利亚北卡那封盆地三叠系 Mungaroo 组和波拿巴盆地侏罗系 Plover 组、Elang 组和 Frigate 组 (董大忠等, 2021) (表1)。圣胡

安盆地白垩系 Lewis 组是美国传统的五大页岩气产生层之一,自 1960 年代开始开采,产量主要来自底部 Otero 段(Thomas, 2013).Lewis 页岩主要沉积于滨岸—浅海环境,平均厚度为 425 m.页岩有机碳(TOC)含量为 0.45%~1.59%,平均值为 1.30%,孔隙度平均值为 3.0%,吸附气占比 88%(Thomas, 2013).有机质类型主要为Ⅲ型,反映了陆源有机质和海源有机质混合,被认为可能是典型的海陆过渡相页岩(董大忠等,2021).

北卡那封盆地位于澳大利亚西北大陆架最南端,面积约为 $34.35 \times 10^4 \text{ km}^2$,是澳大利亚的巨型含油气盆地(董大忠等,2021).北卡那封盆地中生代发育 5 套烃源岩,其中三叠系 Mungaroo 组是最主要的烃源岩之一,形成于海陆过渡相三角洲环境(杨婷等,2017).该套页岩平均有机碳含量为 2.70%,有机质类型为Ⅲ—Ⅱ₂型.波拿巴盆地侏罗系 Plover 组、Elang 组和 Frigate 组 3 套海陆过渡相页岩主要分布在盆地北部中生代凹陷和地堑构造中,在断隆构造上沉积较薄或缺失(侯宇光等,2015).下一中侏罗统 Plover 组页岩沉积于滨浅海—三角洲环境,富含陆源植物碎片与孢粉化石,TOC 含量为 0.06%~

69%,平均值为 3.54%,以Ⅲ型为主(侯宇光等, 2015).中侏罗统 Elang 组和上侏罗统 Frigate 组为三角洲沉积.前者 TOC 含量为 0.03%~36.7%,平均值为 1.44%;后者为 0.04%~6.7%,平均值为 1.38%,有机质类型主要为Ⅲ型,含少量Ⅱ₂型(侯宇光等,2015).

3.1.2 国内典型海陆过渡相页岩层系 我国海陆过渡相页岩层系主要发育在石炭系—二叠系,分布在以鄂尔多斯盆地为代表的华北板块、四川盆地为代表的华南板块等(图 5).石炭纪—二叠纪,华北及华南板块发生多期海侵—海退旋回,伴随局部构造活动(如峨眉山幔柱隆升事件),潟湖、潮坪、沼泽及三角洲等沉积环境广泛发育.以鄂尔多斯盆地石炭—二叠系本溪组—山西组(及其相当层组)、四川盆地及周缘龙潭组(及其相当层组)等为代表(表 1,图 6,图 7)(董大忠等,2021),富有机质页岩主要发育在潟湖、潮坪、沼泽等环境,与煤岩、砂岩等互层(董大忠等,2021),具有累计厚度大、有机质丰度高,以Ⅱ₂—Ⅲ型干酪根为主,热演化程度适中,以生气为主等特征,具备良好的页岩气成藏条件.

鄂尔多斯盆地是华北克拉通中最稳定的一个

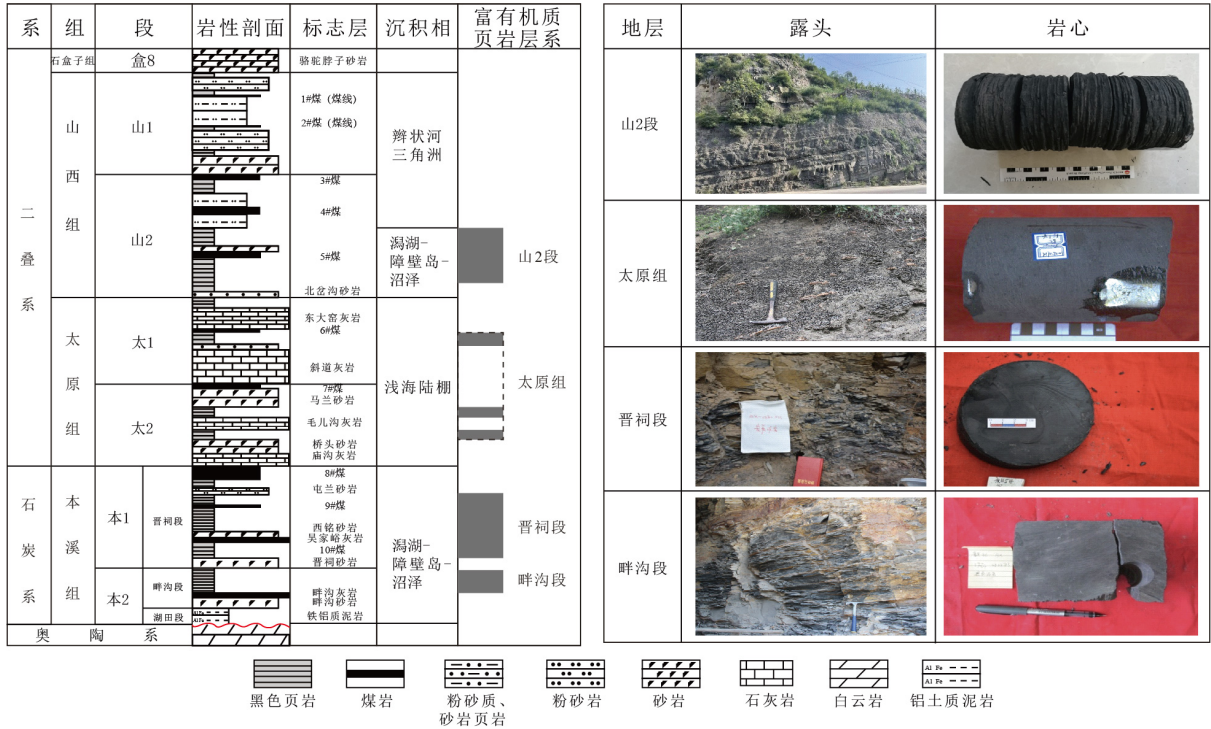


图 6 鄂尔多斯盆地石炭系—二叠系页岩层系划分与典型露头 and 岩心特征

Fig. 6 Stratigraphic column of the Carboniferous—Permian shale strata in the Ordos basin and their characteristics of typical outcrop and core

地层综合柱子据匡立春等(2020);牛小兵等(2024)修改;畔沟段岩石照片引自张力文等(2022)

地块,盆地内部构造稳定、地层连续分布、埋深适中,为页岩广泛发育奠定了基础。晚石炭世本溪组沉积时期,鄂尔多斯盆地继承了华北地台构造格局(李文厚等,2024),潟湖相大面积分布(冯娟萍等,2021;牛小兵等,2023),潟湖相黑色页岩广泛发育,平均厚度达17 m。太原组沉积时期发生二叠纪最大海侵,盆地主体为障壁岛—碳酸盐台地相沉积,局部发育厚层潟湖相黑色页岩;山西组沉积期,由于亚洲洋向华北地台俯冲,兴蒙海槽关闭,西缘贺兰裂陷停止,鄂尔多斯盆地发生区域性海退(郭艳琴等,2019,2021;李文厚等,2024)。

山西组早期发育大套厚层三角洲和潟湖相黑色页岩,晚期三角洲分布范围不断扩大,盆地逐渐转为陆相沉积体系。鄂尔多斯盆地石炭—二叠系本溪组—山西组纵向上发育多套海陆过渡相富有机质页岩(图6),有机质类型为Ⅲ—Ⅱ型,平均TOC含量超过3.0%(焦方正等,2023;蒋裕强等,2023;张琴等,2024)。此外,华北古板块南缘南华北盆地、中部沁水盆地和东部渤海湾盆地同样发育石炭—二

叠系太原组—山西组海陆过渡相页岩。南华北盆地海陆过渡相页岩累计厚度为22~370 m,主要为三角洲和潟湖相沉积,有机质类型为Ⅲ型,含Ⅱ₂型,平均TOC含量为2.70%(郭少斌等,2021)。沁水盆地海陆过渡相页岩累计厚度为50~200 m,有机质类型为Ⅲ型,平均TOC含量为1.98%(郭少斌等,2021)。渤海湾盆地海陆过渡相页岩累积厚度大于35 m,有机质类型为Ⅲ型和Ⅱ₂型,TOC含量为2%~4%(董大忠等,2021)。

在华南板块,中二叠世末期受东吴运动影响,四川盆地大部分地区抬升为陆地,形成南西高、北东低的古地理格局。至晚二叠世初期,全球海平面间歇性上升,海侵自北东向南西推进,盆地内沉积环境呈现明显的分带特征。川中—川东南地区龙潭组广泛沉积含煤海陆过渡相页岩地层(图7),以黑色页岩为主,夹薄层粉砂岩及煤层,总厚度为70~140 m,页岩厚度普遍大于40 m(董大忠等,2021;杨跃明等,2023)。龙潭组页岩TOC含量整体较高,普遍大于2.0%。其中,川东和川东南地区TOC含量高

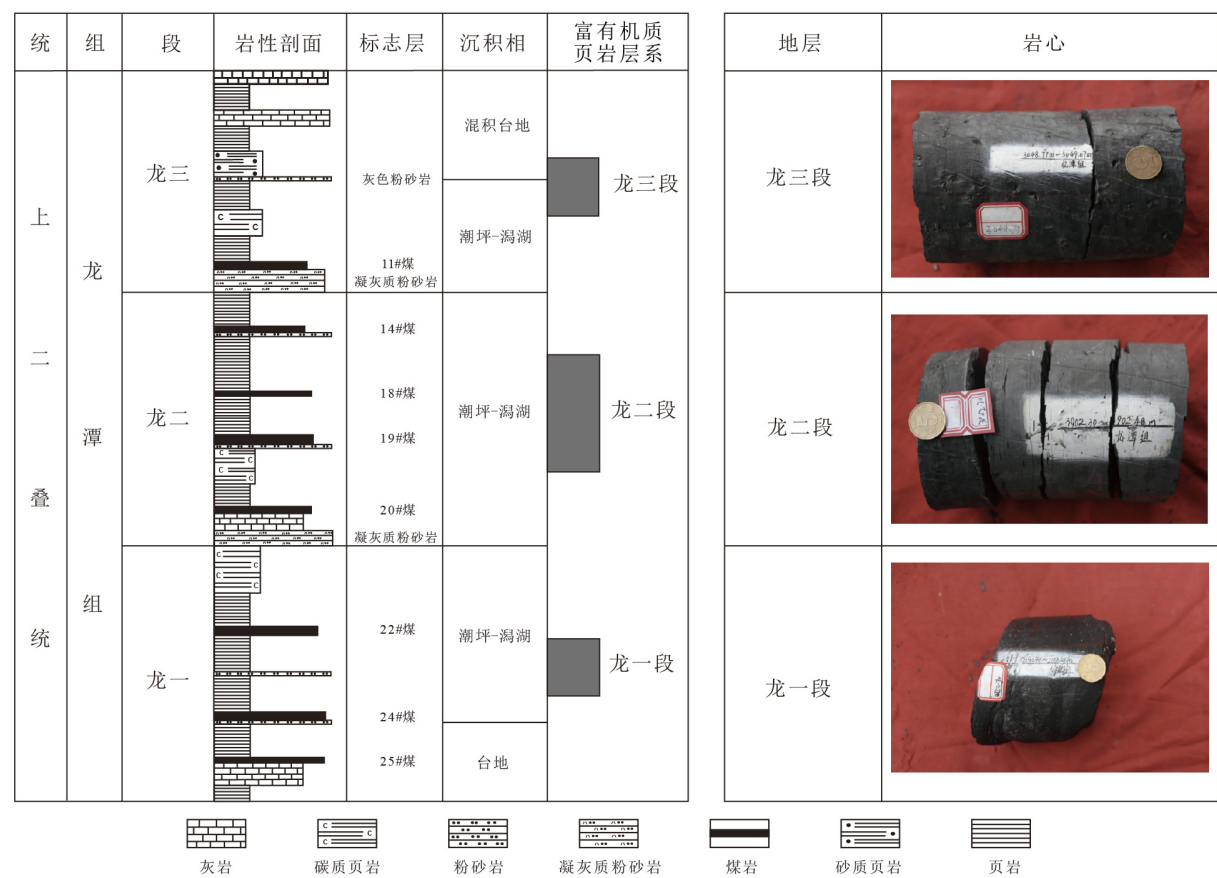


图7 四川盆地二叠系龙潭组及典型页岩层段岩心特征

Fig. 7 Stratigraphic column of the Permian Longtan shale strata in the Sichuan basin and characteristics of typical core of their shale intervals

表 1 国内外主要海陆过渡相页岩层系基本地质特征

Table 1 Geological characteristics of major marine-continental transitional shale strata around the world

国家	盆地	层系	页岩厚度(m)	TOC(%)	有机质类型	沉积环境
美国	圣胡安盆地	白垩系 Lewis 组	425	(0.45~1.59)/1.3	Ⅲ	滨岸—浅海
澳大利亚	北卡那封盆地	三叠系 Mungaroo 组	/	2.7	Ⅲ-Ⅱ ₂	三角洲
	波拿巴盆地	侏罗系 Plover 组	/	(0.06~69)/3.54	Ⅲ	滨浅海、三角洲
		侏罗系 Elang 组	/	(0.03~36.7)/1.44	Ⅲ-Ⅱ ₂	三角洲
		侏罗系 Frigate 组	/	(0.04~6.7)/1.38	Ⅲ-Ⅱ ₂	三角洲
中国	鄂尔多斯盆地	石炭系本溪组	(10~30)/17	(0.34~19.1)/3.27	Ⅲ-Ⅱ ₂	潟湖、潮坪、三角洲
		二叠系太原组	(4~13)/8	(0.14~10.6)/4	Ⅲ-Ⅱ ₂	潟湖、潮坪、三角洲
		二叠系山西组	(43.5~187.3)/88.6	(0.1~29.2)/3.08	Ⅲ-Ⅱ ₂	潟湖、潮坪、三角洲
	沁水盆地	二叠系太原组—山西组	50~200	(0.36~6.42)/1.98	Ⅲ	潟湖、潮坪、三角洲
	南华北盆地	二叠系太原组—山西组	22~370	(0.76~5.09)/2.70	Ⅱ-Ⅲ	潟湖、三角洲
	渤海湾盆地	二叠系太原组—山西组	35	(2~4)/3	Ⅱ-Ⅲ	潟湖、沼泽、潮坪
	四川盆地	二叠系龙潭组	(20~200)/175	(0.8~35.7)/7.51	Ⅱ-Ⅲ	潟湖、潮坪
	湘中坳陷	二叠系龙潭组—大隆组	65	(1.02~16.4)/3.54	Ⅱ-Ⅲ	潟湖、沼泽、滨海
	柴达木盆地	上石炭统克鲁克组	576	3.46	Ⅱ-Ⅲ	潟湖、潮坪、沼泽
	琼东南盆地	渐新统崖城组	/	2.43	Ⅲ	三角洲

注:据 Thomas(2013);包书景等(2016);董大忠等(2021);郭旭升等(2018,2025);郭少斌等(2021);侯宇光等(2015);焦方正等(2023);邵龙义等(2021);杨婷等(2017);鄢继华等(2019)修改.

于 4.0%,有机质类型以 III-II₂ 型为主(王鹏威等, 2022).川南地区 TOC 含量平均可达 12%,有机质类型以 III 型为主,其次为 II₂ 型(冯动军,2023;杨跃明等,2023).龙潭组热演化程度整体处于高成熟—过成熟,镜质体反射率(R_o)为 1.6%~3.7%,平均值超过 2.0%,具备良好的页岩气生成条件(刘光祥等, 2015;王晓蕾等,2020;王琨瑜,2023).晚二叠世,黔西地区和湘中地区也发育龙潭组页岩.黔西地区龙潭组以潮坪—潟湖相页岩为主,TOC 含量普遍在 4.0% 以上,有机质类型主要为 III 型,成熟度 R_o 约为 2.0%(马啸,2021).湘中盆地龙潭组发育潟湖、沼泽及前三角洲相环境,TOC 含量普遍大于 2.0%,有机质壳质组含量大于 80%,类型以 II₂ 型为主,少量为 III 型,成熟度相对较低, R_o 平均值为 1.42%(包书景等,2016;苗凤彬等,2025).

3.2 海陆过渡相页岩气形成条件

3.2.1 生“气”条件 鄂尔多斯盆地本溪组发育两套富有机质页岩,从下至上分别为畔沟段和晋祠段.晋祠段在全盆地广泛分布,地层厚度为 5.0~50 m,富有机质页岩厚度为 1.0~36.8 m,平均值为 10.1 m.页岩有机质丰度整体较高,TOC 含量为 0.17%~19.1%,平均值为 4.17%; S_1+S_2 含量为 0.01~9.62 mg/g,平均值为 1.28 mg/g;畔沟段地层厚度为 5.0~35 m,富有机质页岩厚度为 2.0~10 m,平均值

为 5.5 m.页岩实测 TOC 含量为 0.34%~5.37%,平均值为 2.34%(图 8); S_1+S_2 含量为 0.07~2.88 mg/g,平均值为 0.65 mg/g;鄂尔多斯盆地山西组页岩主要发育在发育山 2 段,山 2 段地层厚度为 10~120 m,富有机质页岩厚度为 21.4~92.3 m,平均值为 41.2 m(匡立春等,2020),最有利层段为山₂³ 亚段,累计厚度(夹层厚度<2 m)为 1.9~56 m,平均值为 12.7 m,TOC 含量>2.0% 优质页岩最大单层厚度为 27.2 m.山 2 段页岩 TOC 含量一般为 1%~3%,最高达 10% 以上(匡立春等,2020).山₂³ 亚段为山 2 段中有机质最丰富层段,大吉 3—4 井岩心实测 TOC 含量为 0.1%~20.5%,富有机质页岩层段 TOC 含量平均值为 8.53%(图 8), S_1+S_2 含量为 0.03~1.54 mg/g,平均值为 0.38 mg/g,大吉 51 井实测 TOC 含量为 4.53%~11.68%,平均值为 7.97%.上述鄂尔多斯盆地三套页岩层系有机显微组分中镜质体和惰质体含量较高,占总显微组分的 56%~86%,有机质类型以 II₂-III 型为主, R_o 值为 1.60%~2.61%,为生烃高峰阶段.根据烃源岩生气潜力评价标准(董泽亮等,2015),该富有机质页岩层段均具有较高的生气潜力,属好—优质页岩生“气”条件.

四川盆地二叠纪发育多套富有机质页岩,包括中二叠世孤峰组、晚二叠世龙潭组/吴家坪组和大隆组.龙潭组主要分布在川中—川东南地区,川中

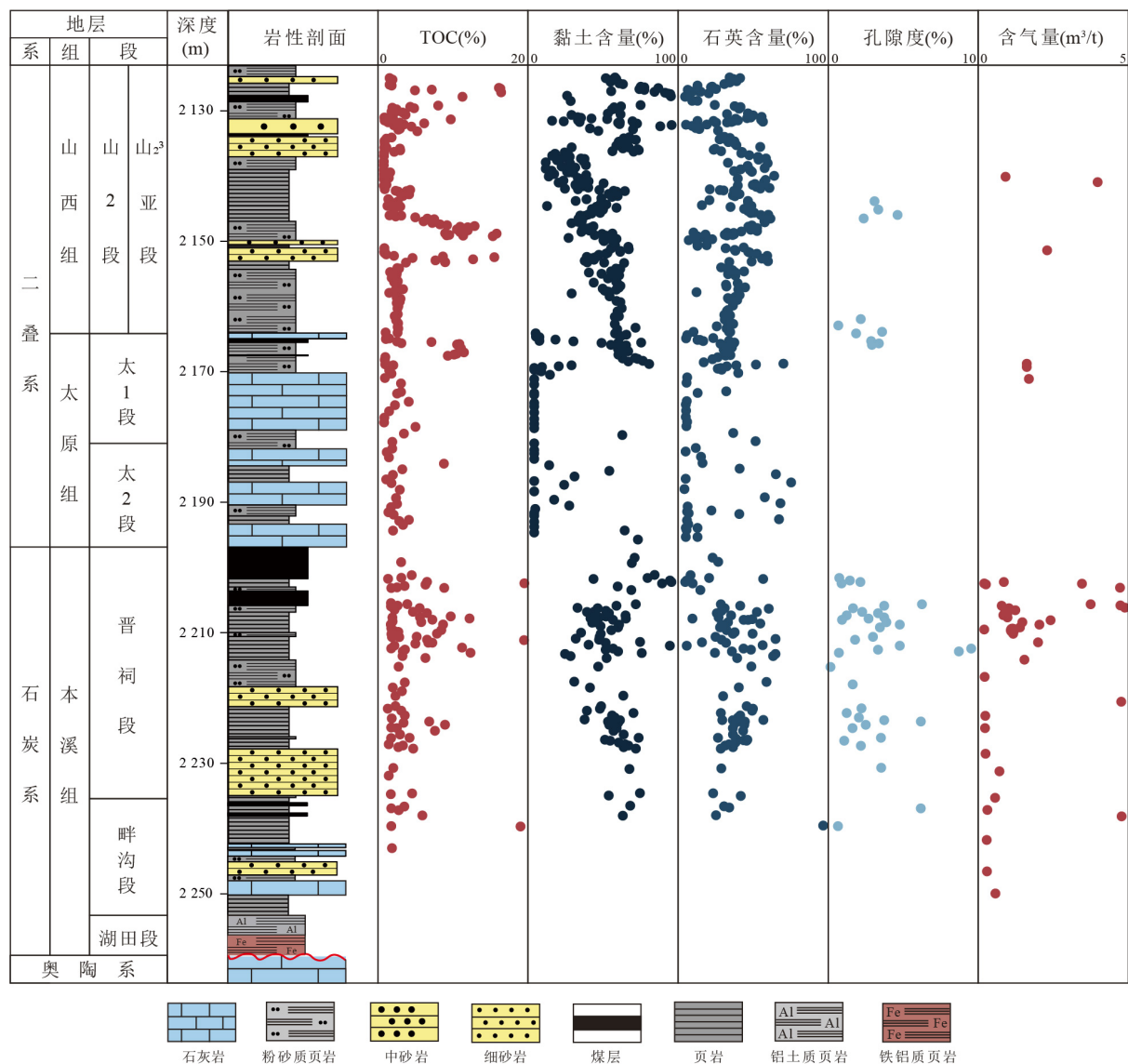


图 8 鄂尔多斯盆地海陆过渡相页岩气层系主要参数特征

Fig. 8 Characteristics of key parameters of marine-continental transitional shale gas strata in the Ordos basin

部分数据来自张琴等(2022); Zhang *et al.* (2023)

地区厚度较大,约为120~160 m,向南厚度减薄,变为60~80 m(Chen *et al.*, 2025).龙潭组 TOC 含量为 0.57%~18.37%,平均值为 3.2%(郭旭升等, 2018), S_1+S_2 含量为 0.06~5.73 mg/g,平均值为 0.42 mg/g(王琨瑜,2023),资阳—遂宁—达州等地 TOC 含量>5.0%;龙潭组有机质类型为 II₂-III 型,成熟度为 1.8%~3.2%(表 2),亦属于好—优质页岩生“气”条件。

综合对比鄂尔多斯和四川盆地 4 套页岩(图 9, 表 2),除本溪组畔沟段外,其他 3 套层系样品均以 TOC>2% 为主,表明晋祠段、山 2 段与龙潭组具有更为优势的生“气”条件。

3.2.2 储“气”条件 海陆过渡相页岩储层物性分析表明,鄂尔多斯盆地晋祠段、畔沟段、山 2 段呈现低孔、低渗特征,其中晋祠段氦气孔隙度为 0.27%~2.23%,平均值为 1.51%;畔沟段孔隙度 0.70%~1.65%,平均值为 1.24%;山 2 段孔隙度为 1.1%~3.6%,平均值为 2.05%,渗透率一般小于 0.1 mD;四川盆地龙潭组以高孔隙度和低渗透率为特征,孔隙度为 1.13%~9.00%,平均值为 5.53%,渗透率一般小于 0.1 mD,平均值为 0.015 mD(郭旭升等,2018)。

氩离子抛光扫描电镜观察发现,海陆过渡相页岩储层储集空间以无机孔隙为主,主要为黏土矿物孔、层间缝、溶蚀孔、粒间孔和微裂隙(图 10)。黏土

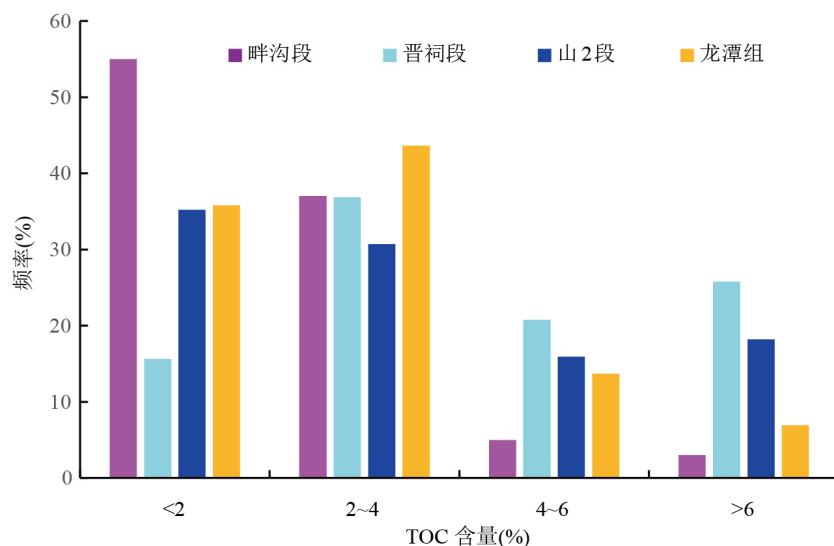


图9 鄂尔多斯盆地与四川盆地海陆过渡相页岩 TOC 含量分布

Fig. 9 Characteristics of TOC content distribution in marine-continental transitional shale of the Ordos basin and Sichuan basin

矿物层间孔及层间缝最发育,通常为纳米级别,长度较大,一般为微米级(图 10c, 10d, 10e, 10h, 10j),通过矿物边缘及表面连接,分布广,连通性好.该类孔隙的形成与海陆过渡相页岩黏土矿物组成主要为高岭石、伊蒙混层,部分伊利石和绿泥石有关(张琴等,2024).海陆过渡相页岩有机质孔相对不发育,仅少数样品可见有机质孔(图 10f, 10i, 10l),其中以有机质收缩缝相对发育,受有机质热演化作用,有机质消耗收缩而形成,该类孔隙长度 1~2 μm (图 10e, 10l).研究发现 II₂-III 型有机质主要发育微孔,介孔和宏孔不发育(Zhang *et al.*, 2023; 张琴等, 2024),故在扫描电镜下观察不到太多的有机质孔隙.溶蚀孔(图 10g, 10k)是有机质热演化生烃过程中产生的有机酸、二氧化碳等与长石、碳酸盐岩等发生化学反应溶解形成,也可能在成岩过程中黏土矿物成分或其他不稳定矿物转化为伊利石或其它矿物时而形成,前者多孤立存在,连通性较差,后者多与其它孔隙相伴生,连通性相对较好.粒间孔主要发育在脆性矿物边缘,为脆性矿物与黏土矿物接触时在边缘形成此类孔隙(图 10a, 10d),微裂隙主要为脆性矿物内部破裂形成的裂隙,常不规则不发育(图 10).

气体吸附实验定量评价页岩中孔径分布表明,晋祠段孔隙直径为 10.47~13.13 nm,平均值为 11.52 nm;畔沟段孔隙直径为 4.48~14.05 nm,平均值为 8.58 nm;山₂亚段孔隙直径为 5.05~14.2 nm,平均值为 10.6 nm;龙潭组孔隙直径为 5.25~12.58

nm,平均值为 8.75 nm(王琨瑜,2023),它们以无机孔为主.基于低温二氧化碳吸附实验,山2段不同成熟度、不同 TOC 含量样品干酪根和全岩样品的孔径分布特征均具有相同的双峰结构,孔径分别为 0.4~0.7 nm 和 ~0.8 nm,山2段页岩中的微孔主要来自有机质的贡献(Qiu *et al.*, 2025).

综上所述,海陆过渡相页岩储集空间以无机孔(黏土矿物孔)为主,孔径一般为 8.58~11.52 nm,是海陆过渡相页岩气的主要储集空间,有机质发育微孔(0.4~0.7 nm),也是海陆过渡相页岩气储集空间的重要组成部分.

3.2.3 富“气”条件 鄂尔多斯盆地晋祠段测井解释含气量为 0.30~13.08 m^3/t ,平均值为 3.04 m^3/t ,岩心实测含气量为 0.26~6.53 m^3/t ,平均值为 2.22 m^3/t .大宁一吉县区块 17 口井测井解释山2段含气量为 0.02~8.03 m^3/t ,平均值为 2.50 m^3/t ,其中大吉 51 井 2 295~2 298 m 测井解释山₂优质页岩段含气量为 1.55~3.72 m^3/t ,平均值为 2.15 m^3/t ,岩心实测含气量为 0.16~9.22 m^3/t ,平均值为 1.59 m^3/t .研究区页岩气组分 CH_4 含量为 95.15%~99.03%,平均值为 96.60%,仅含极少量重烃及非烃气体,为典型干气.

四川盆地龙潭组页岩岩心解析气量为 0.24~2.77 m^3/t ,平均值为 0.77 m^3/t ,总含气量为 0.56~8.78 m^3/t ,平均值为 2.02 m^3/t .川东南地区的宋7井、桐6井钻遇龙潭组时均发生后效显示和井涌,表明龙潭组页岩具有良好的含气性(郭旭升等,2018).

表 2 中国海陆过渡相页岩层系地质特征对比				
Table 2 Comparison of geological characteristics of marine-continental transitional shale strata in China				
主要地质特征	龙潭组	畔沟段	晋祠段	山 ₂
盆地	四川盆地		鄂尔多斯盆地	
盆地类型	晚二叠世活化型克拉	晚石炭世陆表海型克拉通	晚石炭世陆表海型克拉通拗陷	早二叠世海陆过渡型克拉通拗
	通盆地	拗陷盆地	盆地	陷盆地
页岩时代	P ₃	C ₆ ²	C ₆ ¹	P ₁ ^s
典型区块	南充—綦江	横山—吴堡	横山—吴堡	大宁—吉县
页岩气发现年份	2023	——	——	2017
构造特征	多期构造叠合	平缓斜坡	平缓斜坡	平缓斜坡
断裂特征	断裂发育	主体无大断裂	主体无大断裂	主体无大断裂
气层埋深(m)	2 000~3 200	1 000~5 500	1 000~5 500	900~5 000
地层厚度(m)	36~128	5~700	5~500	40~80
岩相类型	含硅黏土质页岩	黑色页岩	碳质页岩	黑色页岩
储层厚度(m)	10~80	2.0~10	8.0~20	10~22
TOC(%)	0.57~18.37/3.20	(0.34~5.37)/2.34	(0.397~19.1)/4.2	(0.1~20.5)/3.4
有机质类型	Ⅱ ₂ -Ⅲ型	Ⅱ ₂ -Ⅲ型	Ⅱ ₂ -Ⅲ型	Ⅱ ₂ -Ⅲ型
R _o (%)	1.8~3.2	(1.60~2.41)/1.95	(1.60~2.41)/1.95	(2.02~2.61)/2.32
脆性矿物含量(%)	(8.0~65.7)/47.8	(7.5~68.6)/48.5	(33.9~75.7)/49.5	(30~86.7)/48.40
孔隙类型	无机质孔为主	无机质孔为主	无机质孔为主	无机质孔为主
孔隙度(%)	(1.13~9.00)/5.53	(0.7~1.65)/1.24	(0.27~2.23)/1.51	(1.1~3.6)/2.05
渗透率(mD)	——	——	——	——
含气量(m ³ /t)	(0.56~8.78)/2.02	——	(0.26~6.53)/2.22	(0.16~9.22)/1.59
吸附气含量(m ³ /t)	3.21~4.44	0.97~5.23	(1.04~7.33)/3.14	(0.47~6.53)/3.6
游离气占比(%)	——	——	27.3~52.6	22.62~61.18
压力系数	——	——	——	0.95~1.05
资源量(10 ¹² m ³)	——	——	2.91	3.88
储量丰度(10 ⁸ m ³ /km ²)	——	——	0.71	0.73

除平面上的保存条件外,页岩气层的顶底板条件直接决定了页岩储层的含气性.川中及川南地区龙潭组的顶底板均为灰岩.鄂尔多斯盆地晋祠段的顶板为8#煤,底板多为贫有机质的泥页岩或致密砂岩,少数地区为灰岩;畔沟段顶部为晋祠段的致密砂岩,或泥页岩,底部为灰岩,或致密砂岩,有些或为泥页岩;山2段顶部为泥页岩/致密砂岩,底部为太原组灰岩.对不同岩性突破压力测试表明,铝土质泥岩突破压力达126.5 MPa,泥灰岩突破压力为119.9 MPa,灰岩突破压力为132.3 MPa(雍锐等, 2025).当顶板为8#煤时能实现烃浓度封闭,当顶底为灰岩或泥页岩时能实现物性封闭.

3.2.4 产“气”条件 无论是海相页岩还是陆相页岩的岩石组合与矿物成分都相对复杂,海陆过渡相页岩也不例外.鄂尔多斯盆地晋祠段、畔沟段及山2

段页岩层系和四川盆地龙潭组页岩岩性较为复杂,包括炭质页岩、灰质页岩、粉砂质页岩、泥质粉砂岩,夹细砂岩、粉砂岩、煤岩等.X射线衍射测试分析显示,上述页岩层系矿物组分主要为石英和黏土,含少量方解石、白云石、长石、黄铁矿等(见图11),以高黏土矿物含量和低石英含量为特征.其中晋祠段石英含量为6.90%~69.5%,平均值为39.80%;粘土矿物含量为29.0%~88.5%,平均值为51.50%;脆性矿物含量(石英+长石+碳酸盐岩)为33.9%~75.7%,平均值为49.5%.畔沟段石英含量为1.2%~66.1%,平均值为31.0%;粘土矿物含量为30.9%~97.3%,平均值为66.4%;脆性矿物含量为7.50%~68.6%,平均值为48.5%;山2段石英含量为24%~54%,平均值为38.6%,黏土矿物含量较高且变化较大,为22%~72%,平均值为55.3%;脆

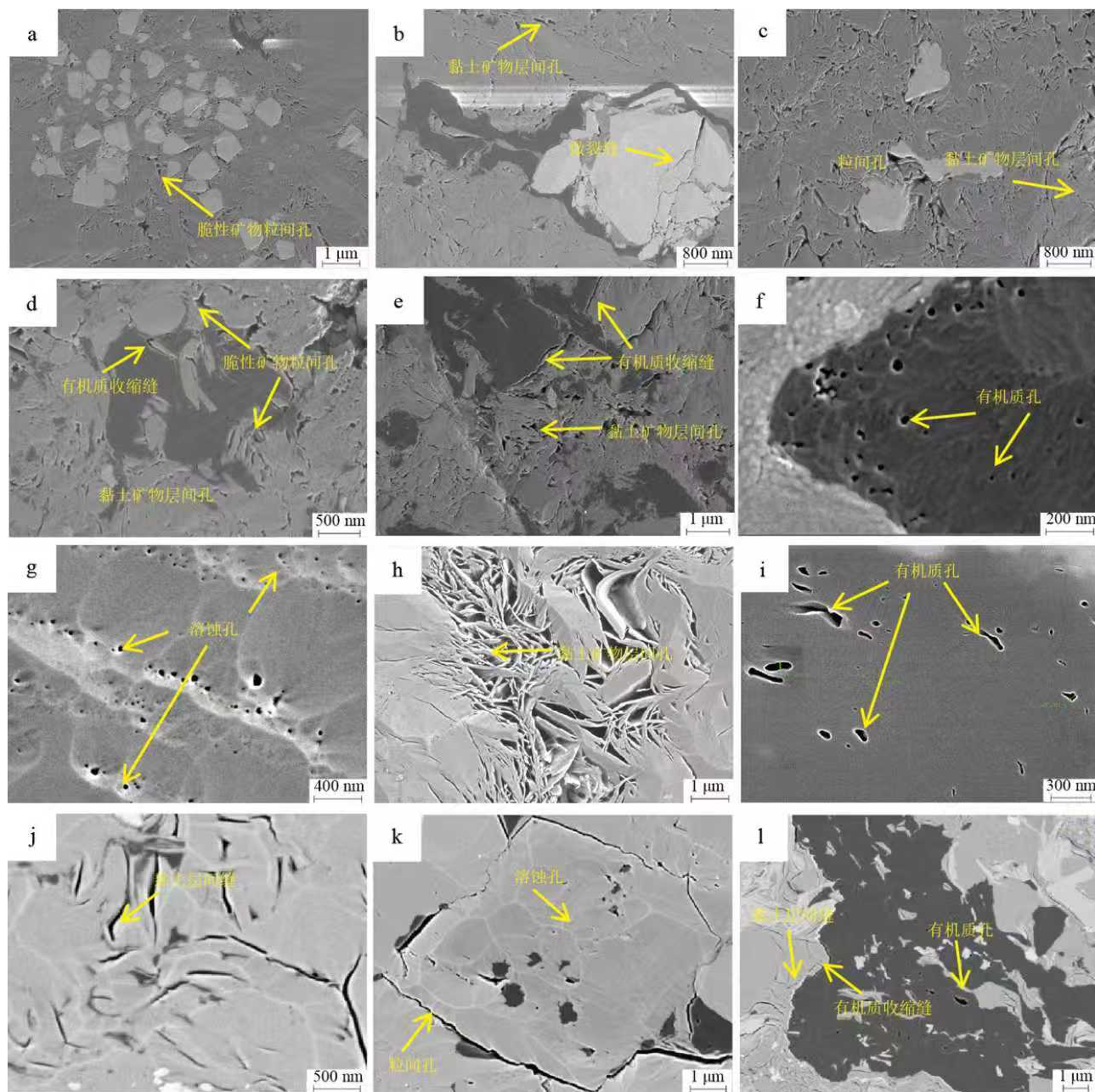


图 10 鄂尔多斯盆地与四川盆地海陆过渡相富含有机质页岩微观孔-缝发育特征

Fig. 10 Characteristics of microscopic pore-fractures of marine-continental transitional organic-rich shales in the Ordos basin and Sichuan basin

a. 米 109, 畔沟段, 2 402.47 m; b. 神 17, 畔沟段, 2 111.18 m; c. 神 90, 畔沟段, 2 154.55 m; d. 米 109, 晋祠段, 2 378.81 m; e. 麒 20, 晋祠段, 2 747.93 m; f. 米 138, 晋祠段, 2 823.07 m; g. 大吉 3-4, 山西组, 2 145.8 m; h. 大吉 3-4, 山西组, 2 150.1 m; i. 大吉 3-4, 山西组, 2 163.2 m; j. 宁 242, 龙潭组, 3 015.63 m; k. 云锦 1, 龙潭组, 3 019.82 m; l. 云锦 1, 龙潭组, 3 029.7 m

性矿物含量为 30%~86.7%, 平均值为 48.4%。龙潭组石英含量为 0.30%~71.9%, 平均值为 22.1%; 黏土矿物含量为 6.20%~90.6%, 平均值为 48.3% (郭旭升等, 2018); 脆性矿物含量为 8.0%~65.7%, 平均值为 47.8% (Chen *et al.*, 2025)。

综上所述, 海陆过渡相页岩一般具有高黏土矿

物含量 (普遍大于 40%), 脆性矿物含量普遍 < 50%, 从根本上影响着页岩储层的可压裂性。当岩石脆性矿物 (石英、碳酸盐等) 含量高时, 在压裂过程中更易发生脆性破裂, 形成复杂缝网。反之, 黏土矿物含量高导致岩石塑性变形为主, 形成简单、宽短的裂缝。因此, 当天然可压裂性较差时, 对压裂工

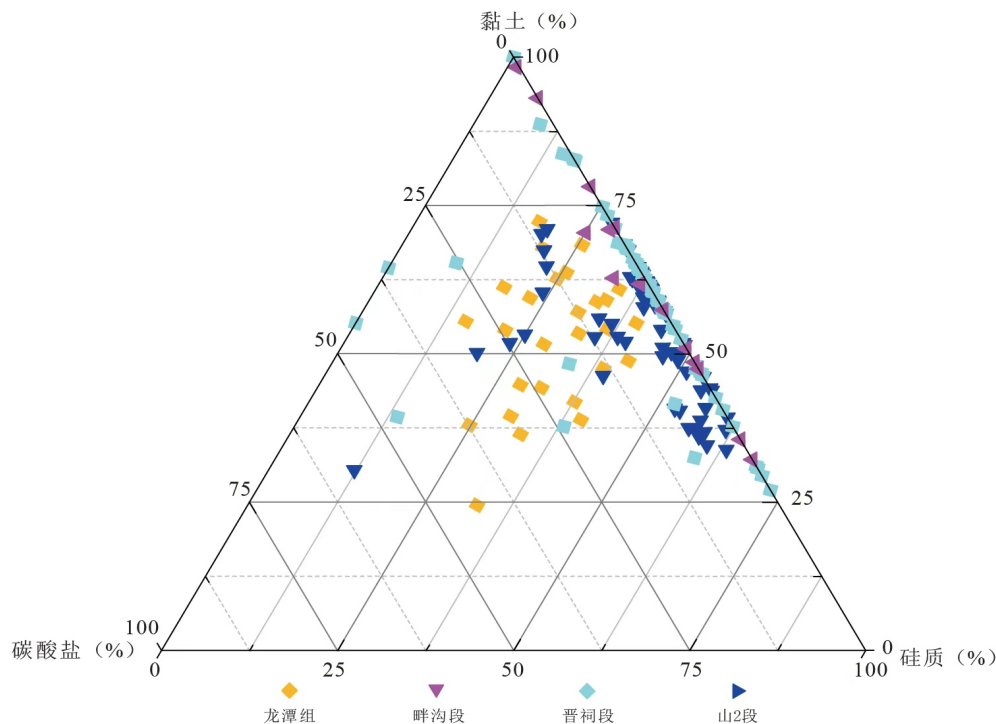


图 11 鄂尔多斯盆地和四川盆地海陆过渡相富有机质页岩矿物组分特征

Fig. 11 Characteristics of mineral compositions of marine-continental transitional organic-rich shales in the Ordos basin and Sichuan basin

艺就会提出更高要求.

3.3 与海相页岩气对比

3.3.1 主要地质条件对比 海陆过渡相页岩有利层段页岩气地质参数略低于海相页岩,但演化程度

适中、埋深适中、厚度相当,具有良好的页岩气勘探前景.但是,海陆过渡相页岩在沉积环境、生烃机制、储层特征等方面与海相页岩存在着一定差异(表 3).

表 3 海陆过渡相与海相页岩气主要地质条件对比		
Table 3 Comparison of main shale gas geological characteristics between marine-continental transitional and marine		
参数名称	海相(五峰组—龙马溪组)	海陆过渡相(本溪组—山西组/龙潭组)
TOC(%)	2~10	0.1~19.1
干酪根类型	I-II ₁ 型为主	III型为主
镜质体反射率R _o (%)	2.1~4.2(高一过成熟)	1.60~2.61(高成熟)
有机质来源	海源(藻类、浮游生物)	陆源+海源
孔隙度(%)	2.5~10(平均 4.5~6)	0.16~9.0(平均 2~3.5)
脆性矿物含量(%)	60~80(石英为主)	30~50(石英含量低)
黏土矿物含量(%)	20~40(伊利石为主)	50~70(高岭石含量高)
主要孔隙类型	有机孔为主(占比 50%~70%)	无机孔为主(占比>60%)
含气量(m ³ /t)	4.0~10(游离气占比>50%)	1.0~5.0(游离气占比低于 40%)
压力系数	1.2~2.1(四川盆地)	0.95~1.05(鄂尔多斯盆地)

(1)沉积环境与分布特征.四川盆地五峰组—龙马溪组等海相页岩主要形成于稳定的深水陆棚环境,有机质来源以海相(浮游生物、藻类等)为主,页岩气甜点段(龙—₁亚段)横向连续性好,厚度大、分布稳定(20~50 m).鄂尔多斯盆地本溪组、四川盆

地龙潭组等海陆过渡相页岩主要发育在潮坪、潟湖、沼泽等环境,受海、陆交互作用影响,有机质来源既有海的输入也有陆的供给,页岩气甜点段(晋祠段、山₂³亚段、龙潭组等)横向连续性差,厚度相对薄、分布不太稳定(2~7.5 m),受沉积微相控制

明显。

(2) 生烃条件与储层特征. 海陆过渡相页岩 TOC 含量平均值为 2.0%~4%, 低于海相页岩(五峰组—龙马溪组 TOC 含量平均 >4%); 海陆过渡相页岩有机质以镜质组和惰质组(Ⅲ-Ⅱ₂型)为主, 海相页岩有机质以腐泥组和惰质组(Ⅰ-Ⅱ₁型)为主; 海陆过渡相页岩成熟度为高成熟, 普遍低于海相页岩, 生气窗更宽, 有利于页岩气生成. 海陆过渡相页岩以无机孔隙为主导(黏土矿物孔、粒间孔、微裂隙占比 >80%), 有机质孔不发育, 孔隙度以 2.0%~3.0% 为主. 海相页岩以有机孔为主导, 有机质孔以蜂窝状孔为主, 孔径大, 连通性好, 孔隙度平均大于 4.0%. 同时, 海陆过渡相黏土矿物含量高(>50%), 海相页岩脆性矿物含量高(>70%).

(3) 保存条件与含气特征. 鄂尔多斯盆地海陆过渡相页岩气储层为低压—常压系统, 压力系数为 0.95~1.05, 吸附气含量较高, 一般为 38.82~77.38%, 平均占比为 60.99% 左右, 而游离气占比一般低于 40%. 海相页岩气储层常具超压, 压力系数为 1.2~2.0, 游离气含量高, 游离气占比大于 50%, 吸附气含量为 15%~45%. 海陆过渡相页岩含气量相对较低, 龙潭组平均值为 2.02 m³/t, 山 2 段平均为 1.59~2.12 m³/t, 海相五峰组—龙马溪组平均值为 3~4 m³/t, 优质储层段大于 5 m³/t. 海陆过渡相页岩储层微孔比表面积大, 平均值为 62.20 m²/g(海相页岩值为 36.73 m²/g), 且Ⅲ型干酪根吸附能力强, 利于吸附气赋存。

由于有机质孔是优先吸附甲烷的, 海陆过渡相页岩常发育有机质微孔, 孔径为 0.4~0.7 nm(Qiu *et al.*, 2025); 而海相页岩有机孔主要发育在焦沥青上, 孔径较大, 一般为 50~300 nm(Ma *et al.*, 2018; Qiu and Zou, 2020), 多呈椭圆状. 甲烷在海相有机质大孔隙中的吸附可以用微孔充填和表面吸附来解释(图 12). 由于该类页岩生气量大, 当有机孔表面的吸附位点被占据完全时, 就会出现大量的游离气; 相反, 海陆过渡相页岩有机质发育微孔, 与有机质中芳香结构堆积相关(Qiu *et al.*, 2025), 甲烷无法直接进入此类有机质孔隙中. 但芳香结构的差异堆积增大了有机质比表面积, 增强了甲烷吸附能力. 因此, 在海陆过渡相页岩储层中, 甲烷常以强吸附方式赋存在有机质表面(图 12), 从而使海陆过渡相页岩气具有较高的吸附气比例。

3.3.2 甜点段特征对比 地质参数是甜点段评价

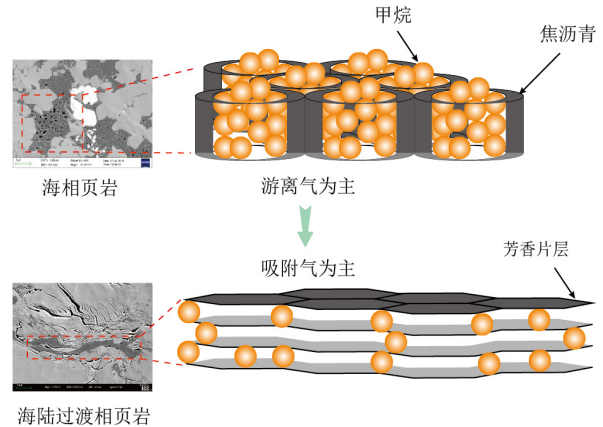


图 12 海陆过渡相页岩与海相页岩有机孔隙发育与气体赋存特征对比

Fig. 12 Cartoon diagram for methane occurrence on pyrobitumen in marine shale and the stacking of aromatic layers of humic OM in the marine-continental transitional shale

据 Qiu *et al.* (2025)

的基础, 核心关键参数包括 TOC 含量与含气量, 建议将 TOC 含量 >4%, 含气量 >2 m³/t 作为海陆过渡相页岩气甜点段主要参数标准(张琴等, 2024). 以鄂尔多斯盆地石炭系—二叠系海陆过渡相页岩气为例, 它们甜点段 TOC 含量一般为 2.5%~7.0%, R_o 一般为 1.60%~2.61%(表 4), 略低于海相页岩, 但它们主体处于生气高峰期. 尽管它们的孔隙度和脆性矿物含量低于海相页岩, 但吸附气占比高, 开发后期稳产能力较好. 它们埋深位于 900~3 500 m, 工程实施难度与成本适中. 总体上, 海陆过渡相页岩气甜点段的 TOC 含量、单层厚度与海相页岩相当(表 4), 且偶夹薄层煤岩有助于提升其含气性, 多套煤岩—页岩互层(如鄂尔多斯盆地 5# 与 8# 煤间页岩)叠置具备良好开发潜力. 由于海陆过渡相页岩具有较强的非均质性, 需建立一套地质—地球物理—工程一体化的多学科融合综合评价体系, 通过“铁柱子”井岩心精细地质评价、测井识别与解释明确甜点段纵向分布, 地震反演落实甜点段平面分布, 工程评价参数优化实现压裂靶体优选。

4 勘探开发潜力、挑战 and 对策

4.1 勘探开发潜力

我国海陆过渡相页岩气资源丰富, 估算资源量达 19.8×10^{12} m³, 约占全国页岩气总资源的 25%, (董大忠等, 2021), 其中四川盆地二叠系龙潭组页

表 4 海陆过渡相与海相页岩气甜点段参数对比

Table 4 Comparison of shale gas sweet-spot interval parameters between marine-continental transitional and marine

关键参数	海陆过渡相 (本溪组晋祠段)	海陆过渡相 (山 ₂ ³ 页岩)	海相 (五峰组—龙马溪组)	海相 (吴家坪组/大隆组)
埋深(m)	1 000~3 500	900~3 500	2 300~6 000	3 500~5 000
厚度(m)	4.0~10	5.0~15	5.0~20	10~20
TOC(%)	2.5~6.0	2.5~7.0	3.0~6.0	3.0~10
R _o (%)	1.6-2.4	2.02~2.61	2.0-3.6	2.0~3.0
孔隙度(%)	2.0~6.0	2.0~6.0	4.0~8.0	3.0~7.0
脆性指数(%)	35~75	35~70	50~70	70~90
总含气量(m ³ /t)	1.5~4.0	1.5~4.0	5.0~10	4.0~10

岩气资源量为 $4.88\times10^{12}\text{m}^3$,鄂尔多斯盆地石炭—二叠系页岩气资源量约 $6.24\times10^{12}\text{m}^3$.

2025 年以来,通过系统编制鄂尔多斯盆地石炭—二叠系海陆过渡相页岩厚度图,重新评估本溪组、太原组、山西组页岩气资源潜力,预测总资源量达 $50\times10^{12}\text{m}^3$,进一步明确鄂尔多斯盆地海陆过渡相页岩气具备规模发展条件.经评价确定晋祠段(招贤页岩)、山₂³亚段、山₂²⁺¹亚段为三个现实的页

岩气有利层段,具有 TOC、含气量、脆性矿物含量高,厚度大、分布面积大“三高两大”有利条件.制定了海陆过渡相页岩气有利区评价标准(表 5),对晋祠段、山₂³亚段及山₂²⁺¹亚段优质页岩累计厚度、单层最大厚度、TOC 含量、孔隙度、含气量、脆性矿物含量、埋藏深度及成熟度等关键评价参数成图,采用多因素叠合法,评价优选了 3 个层段的 I 类和 II 类页岩气有利区(图 13).

表 5 海陆过渡相页岩气有利区评价指标

Table 5 Evaluation indicators for favorable areas of the marine-continental transitional shale gas

关键参数	I 类有利区	II 类有利区
优质(TOC>2.0%)页岩 最大连续厚度(m)		>5.0
测井 TOC 含量(%)	>4.0	2.0~4.0
R _o (%)		>1.1
埋藏深度(m)		1 000~4 500
测井孔隙度(%)		>2.0
测井总含气量(m ³ /t)	>2.0	1.0~2.0
测井脆性指数(%)	>40	30~40

在此基础上,采用体积法,对 3 个层段有利区的页岩气资源量进行估算.结果为 3 个层段有利区页岩气资源总量为 $15.99\times10^{12}\text{m}^3$,其中本溪组晋祠段 10 个有利区(图 13),页岩气资源量为 $2.91\times10^{12}\text{m}^3$. I 类有利区 6 个,分布在大宁、吉县、米脂、榆林等地区,面积为 $13\,737\text{km}^2$,页岩气资源量为 $1.06\times10^{12}\text{m}^3$; II 类有利区 4 个,面积为 $27\,317\text{km}^2$,页岩气资源量为 $1.86\times10^{12}\text{m}^3$.

山西组山₂³亚段 8 个有利区(图 11),页岩气资源量为 $3.88\times10^{12}\text{m}^3$, I 类有利区 4 个,分布在白水、宜川、佳县等地区,面积为 $26\,576\text{km}^2$,页岩气资源量为 $2.49\times10^{12}\text{m}^3$, II 类有利区 4 个,面积为 $26\,666$

km^2 ,页岩气资源量为 $1.39\times10^{12}\text{m}^3$.山西组山₂²⁺¹亚段 8 个有利区(图 11),页岩气资源量为 $9.19\times10^{12}\text{m}^3$, I 类有利区 7 个,分布在大宁、清涧、黄龙、吴起等地区,面积为 $19\,545\text{km}^2$,页岩气资源量为 $2.45\times10^{12}\text{m}^3$; II 类有利区 1 个,面积为 $64\,797\text{km}^2$,资源量为 $6.74\times10^{12}\text{m}^3$.

4.2 面临挑战

海陆过渡相页岩气面临三大系统性挑战,制约其快速规模化发展.

(1)页岩气地质条件非均质性强,生储聚耦合性不清楚.海陆过渡相富含有机质页岩的形成与展布受海陆复杂沉积环境、水动力条件及物源控制,岩

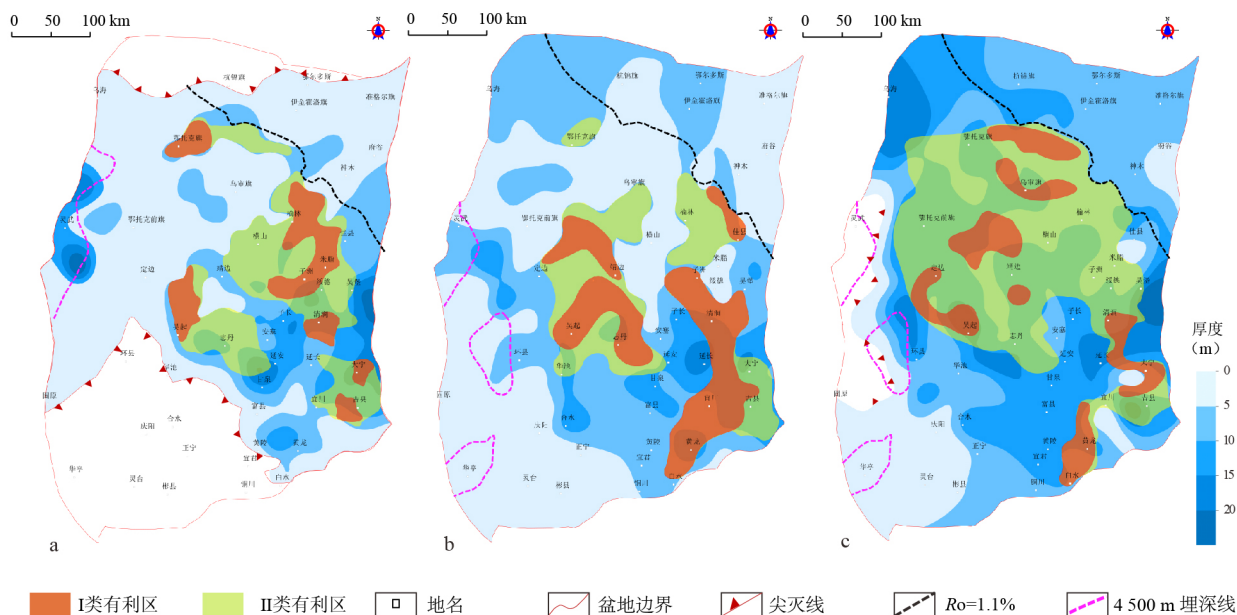


图 13 鄂尔多斯盆地海陆过渡相页岩气有利区分布

Fig. 13 Distribution of favorable areas of the marine-continental transitional shale gas in the Ordos basin

等厚线数值为 TOC 含量 $\geq 2.0\%$ 页岩最大连续厚度 . a. 本溪组晋祠段 b. 山西组山₂³亚段 c. 山西组山₂²⁺¹亚段

性岩相纵横多变,页岩气优质储层连续性、稳定性差. 富有机质页岩单层厚度薄(多小于 10 m)、页岩层段多,常与煤岩、砂岩或灰岩有互层、相变. 同时,有机质类型以 II₂-III 型为主,生烃潜力低于海相页岩(有机质类型以 I-II₁ 型为主). 储集空间中有有机质孔隙相对不发育,无机孔为主(黏土矿物孔),面临“生烃能力—储烃空间”双重受限.

(2)页岩气资源丰度总体偏低,甜点段规模与分布不明. 目前,海陆过渡相页岩气勘探开发程度低,海陆过渡相页岩气关键地质认识尚未形成,页岩地层地球物理识别与解释方法尚未建立,海陆过渡相优质页岩分布落实程度较低,同时页岩含气量实测数据少,估算的页岩气资源丰度显著低于海相页岩气. 受海陆过渡相富有机质页岩沉积微相影响,页岩气甜点段有“层薄、区小、分布分散”的特征. 传统的地震、测井页岩气甜点区/段识别预测技术难以识别海陆过渡相页岩气的薄互层甜点.

(3)页岩气储层薄、纵横向变化大,工程技术适应性不明. 鉴于海陆过渡相页岩形成环境,海陆过渡相页岩气储层薄、纵横向变化大,储层黏土矿物含量高(30%~60%)且常夹更薄层的煤岩、致密砂岩等,水平井优快钻井、水平井轨迹地质导向、储层有效压裂改造等工程技术的适应性不明确,需要开展相关技术攻关.

综上所述,海陆过渡相页岩气发展面临着强非

均质性地质条件、低丰度小规模甜点、复杂工程技术等多重深度博弈,亟需发展理论创新与技术革命.

4.3 发展对策

海陆过渡相页岩气已处于突破发展阶段,为加快实现规模效益发展,亟需深化地质理论认识、攻克关键工程技术,提升全生命周期管理模式.

4.3.1 深化基础理论认识,建立地质评价体系

(1)精准刻画沉积微相,不断深化成藏机理认识. 沉积微相是控制富有机质页岩形成与分布关键因素之一,精准刻画海陆过渡相沉积微相,以揭示富有机质优质页岩发育特征与平面分布规律,明确有利页岩岩相. 建立鄂尔多斯盆地、四川盆地及南方地区海陆过渡相页岩地层铁柱子,深化区域沉积相及沉积微相模式,剖析“障壁岛—潟湖—潮坪”沉积体系对有机质富集、保存作用,开展系统的非常规油气沉积学研究(邱振和邹才能,2020);深化海陆过渡相页岩生烃、储气机理认识,厘定优质页岩气储层形成条件与主控因素,评价富气页岩层段页岩岩石类型,建立海陆过渡相页岩气成藏模式.

(2)深化页岩气富集条件,构建精细化地质甜点区/段识别评价技术. 借鉴海相页岩气富集理论,需深化海陆过渡相页岩气富集条件研究. 针对海陆过渡相页岩气甜点段薄、散、非均质性强的挑战,以页岩气甜点段的 TOC 含量、孔隙度、脆性矿物含量、含气量等关键参数为核心,建立海陆过渡相页岩

岩气甜点段多尺度融合的地质—地球物理识别、解释与评价技术;采用高分辨率三维地震与叠前弹性反演技术相结合,预测高脆性、低应力及裂缝发育区;利用元素捕获(ECS)、核磁共振(NMR)等测井技术,精细评价页岩矿物组分、TOC 含量及孔隙结构,建立甜点段定量识别标准;集成地震属性、测井参数及地质特征等大数据分析、多信息融合、机器学习等技术,实现鄂尔多斯盆地、四川盆地及南方地区海陆过渡相页岩气甜点段精细评价与甜点区智能预测。

4.3.2 突破复杂储层高效钻完井与压裂改造工程技术 针对鄂尔多斯盆地、四川盆地及南方地区不同性质海陆过渡相页岩气储层,构建海陆过渡相页岩气储层钻完井及可压性评价标准,研发海陆过渡相页岩气井智能化钻完井技术、复杂页岩储层水平井高精度导向地质技术,大幅缩短钻完井周期,保障薄储层、多变化储层水平段优质页岩气甜点中有效穿行,大幅提高水平井优质储层钻遇率。强化储层压裂改造技术攻关,形成针对夹薄层煤岩/砂岩、碳酸盐岩等“三明治”结构、高黏土含量页岩气储层协同压裂改造技术,提高复杂页岩储层改造规模、压裂裂缝复杂度和导流能力。优化生产制度,有效控制递减,完善页岩气平台化钻井、压裂等工厂化作业模式,建立实时生产数据智能监测与动态调控 AI 生产新体系,实现海陆过渡相页岩气井高产稳产。

针对鄂尔多斯盆地区域水资源相对趋紧的现实,在“双碳”目标引领下,积极创新绿色低碳开发技术,尤其是努力发展节水、无水压裂技术,包括循环利用返排液、环保型滑溜水体系,大幅减少新鲜水耗,积极探索超临界 CO₂ 等替代水压裂介质,或可根本上消除用水需求也将提升 CO₂ 地质封存。同时,有效控制甲烷逸散,推动甲烷捕集利用,变废为宝。加强页岩气开发生命周期碳足迹评估,量化从钻井至生产的碳排放,推动页岩气低碳化开发。

4.3.3 创新开发生产模式与组织管理机制 海陆过渡相页岩层系具有“致密气—煤层气—页岩气”三气共聚成藏特征,创新建立海陆过渡相页岩层系“三气”共采有利于实现海陆过渡相页岩气规模效益开发。其技术发展关键在于“平台+立体井网”开采模式,构建“一平台多井型、多靶体、多类型气藏”叠置立体井网,实现一套井组协同开发多个目标层系,深化精准压裂与干扰控制,保障不同气藏充分

动用,创新智能气体混采与高效分离技术,地面采用模块化、智能化分离装置,通过设备、管线、平台等资源共享,提高单井开发效益。四川盆地及南方地区探索“长水平段井平台井组”模式,实现单平台井组控制资源储量最大化;鄂尔多斯盆地探索“水平段井组+立体井网”大平台模式,实现纵向上页岩层系多储层协同开发,创新区块页岩气资源规模高效动用。

提升多专业跨专业协同管理机制,打破专业壁垒,建立“地质—工程—管理”一体化团队,实现从“地质评价、有利区优选、甜点段预测”到“井位部署、压裂改造、生产优化”页岩气井全生命周期协同管理。

5 结论

中国海陆过渡相页岩气资源潜力巨大,资源量估算超 $50 \times 10^{12} \text{ m}^3$,已在鄂尔多斯盆地二叠系山西组初步实现工业气流突破和商业开发,是继海相页岩气之后最具现实接替价值的非常规天然气新领域。鄂尔多斯盆地山西组、四川盆地龙潭组已取得页岩气流突破,证实海陆过渡相页岩具备“厚度大、分布广、TOC 含量高、含气性好”的基本成藏条件,可形成“页岩气—煤岩气—致密气”三气共采的盆地级规模开发格局。然而,受沉积环境复杂、储层非均质性强、甜点薄且分散、黏土含量高、工程适应性不足等系统性瓶颈制约,海陆过渡相页岩气目前仍处于勘探突破向规模开发过渡的关键阶段。

海陆过渡相富有机质页岩主要形成于潟湖、潮坪等典型的海陆交互环境,有机质来源具有海相和陆相“双源”特性。海陆过渡相页岩层系在“生、储、富、产”四方面具有以下特征:(1)有机质类型以Ⅲ型为主,TOC 普遍大于 3%, R_o 分布在 1.6%~2.6%,处于高成熟阶段;(2)储集空间以黏土矿物无机孔为主,有机质微孔(0.4~0.7 nm)发育,吸附气比例较高(平均值为 61.0%),最高可达 75% 以上,表现为“低孔低渗、高吸附”特征;(3)甜点段厚度一般为 5~15 m,常与煤层、灰岩、砂岩薄互层,横向变化快,预测难度大;(4)脆性指数普遍 < 50%,水敏伤害突出,现有水平井+体积压裂技术难以形成复杂缝网,单井产量较低但递减慢。

对比海相页岩,海陆过渡相具有“资源丰度略低、埋深适中、演化程度适中、开发成本较低”的差异化优势,但需攻克“强非均质性”与“低工程适应

性”两大核心矛盾.理论上,应建立“沉积微相—保存条件—含气性”耦合评价模型,完善甜点区/段分级预测标准;技术上,需攻关“段内多簇+限流压裂”、“碳酸盐岩协同压裂”及高黏土储层滑溜水体系,形成适配的钻完井与压裂工艺;管理上,推行“平台化井网+立体布井”与跨专业一体化协同机制,实现多薄层叠置开发.

未来,通过地质—工程一体化创新、政策扶持与市场需求牵引,尤其是深化海陆过渡相富有机质页岩沉积相与微相、有利岩相、页岩气富集条件等认识,加强页岩含气性研究、页岩气甜点区/段精细评价等工作,攻克智能化钻完井技术、协同压裂改造技术、AI生产新体系等工程难题,创新开发生产与组织管理新模式,海陆过渡相页岩气有望成为我国天然气大规模增储上产战略接替新领域,为“双碳”目标下能源安全与绿色转型提供重要资源保障.

致谢:感谢中国石油与新能源公司杨雨教授级高工、中石油煤层气公司周立宏教授级高工、熊先钺教授级高工、中国石油长庆油田分公司赵喆教授级高工在撰写过程中给予支持与帮助.部分资料来自中国石油长庆油田分公司、辽河油田分公司、冀东油田公司、中石油煤层气公司、西南油气田分公司等,在此一并致谢.

References

- Bao, S. J., Ge, M. N., Zhao, P. R., et al., 2025. Status-Quo, Potential, and Recommendations on Shale Gas Exploration and Exploitation in China. *Oil & Gas Geology*, 46(2): 348—364 (in Chinese with English abstract).
- Bao, S. J., Lin, T., Nie, H. K., et al., 2016. Preliminary Study of the Transitional Facies Shale Gas Reservoir Characteristics: Taking Permian in the Xiangzhong Depression as an Example. *Earth Science Frontiers*, 23(1): 44—53 (in Chinese with English abstract).
- Chen, M., Yang, J., Lu, Z., et al., 2025. Comparison of Geological Conditions and Prospects of Exploration Potential of Shale Gas in Upper Permian Wujiaping Formation and Longtan Formation, Sichuan Basin. *Frontiers in Earth Science*, 13. <https://doi.org/10.3389/feart.2025.1557328>
- Curtis, J. B., 2002. Fractured Shale Gas Systems. *AAPG Bulletin*, 86(11): 1921—1938.
- Dong, D. Z., Qiu, Z., Zhang L. F., et al., 2021. Progress on Sedimentology of Transitional Facies Shales and New Discoveries of Shale Gas. *Acta Sedimentologica Sinica*, 39(1): 29—45 (in Chinese with English abstract).
- Dong, D. Z., Wang, Y. M., Huang X. N., et al., 2016. Discussion about Geological Characteristics, Resource Evaluation Methods and Its Key Parameters of Shale Gas in China. *Natural Gas Geoscience*, 27(9): 1583—1601 (in Chinese with English abstract).
- EIA, U. S., 2017. Energy Information Administration. Assumptions to the Annual Energy Outlook 2017. U. S. Department of Energy, Washington, D.C..
- Feng, D. J., 2023. Sweet Spot Assessment and Its Significance for the Marine-Continental Transitional Shale Gas of Permian Longtan Fm. in Southeastern Sichuan Basin. *Oil & Gas Geology*, 44(3): 778—788 (in Chinese with English abstract).
- Feng, J. P., Ouyang Z. Jian., Chen, Q. H., et al., 2021. Sedimentary Characteristics of the Upper Carboniferous in Ordos Basin and Its Adjacent Areas. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 23(1): 53—64 (in Chinese with English abstract).
- Guo, S. B., Wang, Z. L., Ma, X., 2021. Exploration Prospect of Shale Gas with Permian Transitional Facies of some Key Areas in China. *Oil & Gas Geology*, 43(3): 377—385 (in Chinese with English abstract).
- Guo, T. L., 2025. Review and Reflection on Shale Gas Development in China: From Silurian to Cambrian. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 15(3): 339—348 (in Chinese with English abstract).
- Guo, X. S., Hu, D. F., Liu, R. B., et al., 2018. Geological Conditions and Exploration Potential of Permian Marine—Continent Transitional Facies Shale Gas in the Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 38(10): 11—18(in Chinese with English abstract).
- Guo, X. S., Wang, R. Y., Shen, B. J., et al., 2025. Geological Characteristics, Resource Potential, and Development Direction of Shale Gas in China. *Petroleum Exploration and Development*, 52(1): 15—28 (in Chinese with English abstract).
- Guo, Y. Q., Li, W. H., Guo, B. C., et al., 2019. Sedimentary Systems and Palaeogeography Evolution of Ordos Basin. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 21(2): 293—320 (in China with English abstract).
- Guo, Y. Q., Zhao, L. S., Guo, B. C., et al., 2021. Sedimentary Characteristics of the Lower Permian in Ordos Basin and Its Adjacent Areas. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 23(1): 65—80 (in Chinese with English abstract).
- He, G.S., He, X.P., Gao, Y.Q., et al., 2023. Discovery of Shale Gas of Permian Longtan Formation in Nanchuan

- area, Southeast Sichuan Basin. *Geology in China*, 50 (3): 965—966 (in Chinese with English abstract).
- Hou, Y. G., He, S., Yang, X. H., et al., 2015. Geochemical Characteristics and Development Model of Transitional Source Rocks during the Continental Margin Rifting Stage, Bonaparte Basin, Australia. *Petroleum Geology & Experiment*, 37(3): 374—382 (in Chinese with English abstract).
- Jiang, Y. Q., Wen, S. M., Cai, G. Y., et al., 2023. Lithologic Assemblage Characteristics and Shale Gas Exploration Potential of Transitional Shale in the Ordos Basin. *Natural Gas Industry*, 43(4): 62—75 (in Chinese with English abstract).
- Jiao, F. Z., Wen S. M., Liu X. J., et al., 2023. Research Progress in Exploration Theory and Technology of Transitional Shale Gas in the Ordos Basin. *Natural Gas Industry*, 43(4): 11—23 (in Chinese with English abstract).
- Kuang, L. C., Dong, D. Z., He, W. Y., et al., 2020. Geological Characteristics and Development Potential of Transitional Shale Gas in the East Margin of the Ordos Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 47(3): 435—446 (in Chinese with English abstract).
- Li, S. Z., Zhou, Z., Li, F., et al., 2024. Shale Gas Enrichment Conditions and Favorable Exploration Areas of Upper Permian Dalong Formation in the Western Hubei and Eastern Chongqing Region. *Natural Gas Industry*, 44(5): 1—15 (in Chinese with English abstract).
- Li, W. H., Zhang, Q., Li, Z. Y., et al., 2024. Lithofacies Palaeogeography and Sedimentary Evolution of Ordos Basin and Its Periphery. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 54(6): 929—949 (in Chinese with English abstract).
- Liang, X., Zhang, C., Peng, L. S., et al., 2025. Reservoir Formation Mechanism and Resource Exploration Potential of Coal—Rock Gas in the Longtan Formation of Da'an Area, Southern Sichuan Basin. *Drilling & Production Technology*, 48(3): 110—118 (in Chinese with English abstract).
- Liu, G. X., Jin, Z. J., Deng, M., et al., 2015. Exploration Potential for Shale Gas in the Upper Permian Longtan Formation in Eastern Sichuan Basin. *Oil & Gas Geology*, 36(3): 481—487 (in Chinese with English abstract).
- Liu, N. N., Zhang, P. X., Xia, W., et al., 2024. The Differences in Reservoir Property between Marine and Transitional Facies Shale Gas: A Case Study of the Longtan Formation and the Longmaxi Formation in Nanchuan, Sichuan. *Marine Geology Frontiers*, 40(10): 49—60 (in Chinese with English abstract).
- Ma, X., 2021. Fine Characterization of Shale Reservoir of Longtan Formation in western Guizhou (Dissertation). China University of Geosciences (Beijing), Beijing, 1—108 (in Chinese with English abstract).
- Miao, F. B., Zhang, G. T., Zhang, B. M., et al., 2025. Main Controlling Factors of Shale Gas Enrichment and Exploration Potential of Permian Longtan Formation in Central Hunan Depression. *South China Geology*, 41 (1): 109—125 (in Chinese with English abstract).
- Niu, X. B., Yu, J., Xu W. L., 2024. Reservoir—Forming Geological Conditions and Exploration Directions of Upper Paleozoic Coal—Rock Gas in the Ordos Basin. *Natural Gas Industry*, 44(10): 33—50 (in Chinese with English abstract).
- Niu, X. B., Zhao, W. B., Shi, Y. H., et al., 2023. Natural Gas Accumulation Conditions and Exploration Potential of Benxi Formation in Ordos Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 44(08): 1240—1257 (in Chinese with English abstract).
- Paul, S., 2012. The Shale Gas Revolution: Developments and Changes. Chatham House. <https://www.chathamhouse.org/sites/files/chathamhouse/public/Research/Energy%20Environment%20and%20Development/bp0812stevens.pdf>.
- Pobojewski, S., 2009. Antrim Shale Could Hold Bacterial Answer to Natural Gas Supply. University of Michigan, Ann Arbor.
- Qiu, Z., Dou, L. R., Wu, J. F., et al., 2024. Lithofacies Palaeogeographic Evolution of the Middle Permian Sequence Stratigraphy and Its Implications for Shale Gas Exploration in the Northern Sichuan and Western Hubei Provinces. *Earth Science*, 49(2): 712—748 (in Chinese with English abstract).
- Qiu, Z., Song, D. J., Zhang, J. Y., et al., 2025. Structural Properties of Organic Matter in Marine - Continental Transitional Shales and Impacts on Methane Accumulation. *Organic Geochemistry*, 203: 104946.
- Qiu, Z., Zou, C., 2020a. Controlling Factors on the Formation and Distribution of “Sweet-Spot Areas” of Marine Gas Shales in South China and a Preliminary Discussion on Unconventional Petroleum Sedimentology. *Journal of Asian Earth Sciences*, 194: 103989.
- Qiu, Z., Zou, C., 2020b. Unconventional Petroleum Sedimentology: Connotation and Prospect. *Acta Sedimentologica Sinica*, 38(1): 1—29 (in Chinese with English abstract).
- Shao, L. Y., Yang, Z. Y., Fang, C., et al., 2021. Permo-

- Carboniferous Marine - Terrestrial Transitional Facies Coal Measures Shale Gas Geological Conditions and Exploration Potential in Qinshui Basin. *Coal Geology of China*, 33(10): 1—10 (in Chinese with English abstract).
- Thomas, G., 2013. A Review of the Thermal Maturity and Hydrocarbon Potential of the Mancos and Lewis Shales in Parts of New Mexico, USA. *International Journal of Coal Geology*, 113: 64—75.
- Wang, D., Leng, S. L., Chen, W., et al., 2021. Geological Conditions and Prospecting Area Delineation of Gufeng Formation Shale Gas in the Jingshan Area, Hubei Province. *South China Geology*, 37(2): 193—204 (in Chinese with English abstract).
- Wang, K. Y., 2023. The Shale Gas Enrichment Conditions of the Upper Permian Longtan Formation in the Southeast Sichuan Basin (Dissertation). Chengdu University of Technology, Chengdu, 1—127 (in Chinese with English abstract).
- Wang, P. W., Liu, G. X., Liu, Z. B., et al., 2022. Shale Gas Enrichment Conditions and Controlling Factors of Upper Permian Longtan Formation Transitional Shale in Southeast Sichuan to Northwest Guizhou. *Natural Gas Geoscience*, 33(3): 431—440 (in Chinese with English abstract).
- Wang, X. C., Wu, G., Yan, J. D., 2018. The Current Situation and Trends of Shale Gas Development and Technological Progress Worldwide. *Science and Technology China*, (12): 17—21 (in Chinese).
- Wang, X. L., Cao, Z. J., Yang, Q. Q., et al., 2020. Geological Conditions of Shale Gas Formation in Longtan Formation in Eastern Sichuan Region and Evaluation of Promising Areas. *Science Technology and Engineering*, 20(20): 8139—8145 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Z. M., Krupnick A., 2013. A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States: What Led to the Boom?. *Resources for the Future*, Washington, D.C., 13—12.
- Wen, L., Ming, Y., Sun, H. F., et al., 2024. Geological Characteristics and Exploration Potential of Deep Coal-bed Methane in the Permian Longtan Formation, Sichuan Basin: A Case Study of Well NT1H. *Oil & Gas Geology*, 45(6): 1678—1685 (in Chinese with English abstract).
- Yan, J. H., Chang, J., Chen, S. Y., et al., 2019. Sedimentary Characteristics and Evolution of the Upper Paleozoic Strata in Qinhuangdao Area. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 21(5): 743—756 (in Chinese with English abstract).
- Yang, T., Kang, H. Q., Liu, D. X., et al., 2017. The Sedimentary Facies Evolution and the Development Characteristics of Source Rocks' in North Carnarvon Basin, Australia. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 39(5): 81—91 (in Chinese with English abstract).
- Yang, Y. M., Zhang, S. M., Jin, T., et al., 2023. Characteristics and Exploration Potential of Shale Reservoirs of Permian Longtan Formation in Southern Sichuan Basin. *Lithologic Reservoirs*, 35(1): 1—11 (in Chinese with English abstract).
- Yong, R., Yang, H. Z., Wu, W., et al., 2025. Controlling Factors and Exploration Potential of Shale Gas Enrichment and High Yield in the Permian Dalong Formation, Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 52(2): 253—266 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, J. F., Zhou, Z., Song, T., et al., 2022. Comparison of Exploration and Development History, Geological Characteristics and Exploitation Conditions of Shale Gas in China and the United States and Its Enlightenment. *Acta Petrolei Sinica*, 43(12): 1687—1701 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, Q., Qiu, Z., Zhang L. F., et al., 2022. Reservoir Characteristics and Its Influence on Transitional Shale: An Example from Permian Shanxi Formation Shale, Daning—Jixian blocks, Ordos Basin. *Natural Gas Geoscience*, 33 (3) : 396—407 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, Q., Qiu, Z., Zhao, Q., et al., 2024. Different Characteristics and Formation Mechanisms of Transitional and Marine Shale Gas Sweet Spots. *Oil & Gas Geology*, 45(5): 1400—1416 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, Q., Xiong, W., Li, X. T., 2023. Discussion on Transitional Shale Gas Accumulation Conditions from the Perspective of Source—Reservoir—Caprock Controlling Hydrocarbon: Examples from Permian Shanxi Formation and Taiyuan Formation in the Eastern Margin of Ordos Basin, NW China. *Energies*, 16(9): 3710 <https://doi.org/10.3390/en16093710>
- Zhao, P. R., Gao, B., Guo, Z. F., et al., 2020. Exploration Potential of Marine—Continental Transitional and Deep—Water Shelf Shale Gas in Upper Permian, Sichuan Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 42(3): 335—344 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Dong, D. Z., Xiong, W., et al., 2024. Advances, Challenges, and Countermeasures in Shale Gas Exploration of Underexplored Plays, Sequences and New

- Types in China. *Oil & Gas Geology*, 45(2): 309—326(in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Qiu, Z., Zhang, J. Q., 2022. Unconventional Petroleum Sedimentology: A Key to Understanding Unconventional Hydrocarbon Accumulation. *Engineering*, 18: 62—78.
- Zou, C. N., Zhao, Q., Cong, L. Z., et al., 2021. Development Progress, Potential and Prospect of Shale Gas in China. *Natural Gas Industry*, 41(1): 1—14(in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Zhao, Q., Dong D. Z., et al., 2017. Geological Characteristics, Main Challenges and Future Prospect of Shale Gas. *Natural Gas Geoscience*, 28(12): 1781—1796 (in Chinese with English abstract).
- 中文参考文献
- 包书景,葛明娜,赵培荣,等,2025.中国页岩气勘探开发现状、潜力与发展建议.石油与天然气地质,46(2): 348—364.
- 包书景,林拓,聂海宽,等,2016.海陆过渡相页岩气成藏特征初探:以湘中坳陷二叠系为例.地学前缘,23(1): 44—53.
- 董大忠,邱振,张磊夫,等,2021.海陆过渡相页岩气层系沉积研究进展与页岩气新发现.沉积学报,39(1):29—45.
- 董大忠,王玉满,黄旭楠,等,2016.中国页岩气地质特征、资源评价方法及关键参数.天然气地球科学,27(9): 1583—1601.
- 冯动军,2023.川东南二叠系龙潭组海—陆过渡相页岩气甜点评价及意义.石油与天然气地质,44(3):778—788.
- 冯娟萍,欧阳征健,陈全红,等,2021.鄂尔多斯盆地及周缘地区上石炭统沉积特征.古地理学报,23(1):53—64.
- 郭少斌,王子龙,马啸,2021.中国重点地区二叠系海陆过渡相页岩气勘探前景.石油实验地质,43(3):377—385.
- 郭旭升,胡东风,刘若冰,等,2018.四川盆地二叠系海陆过渡相页岩气地质条件及勘探潜力.天然气工业,38(10): 11—18.
- 郭旭升,王濡岳,申宝剑,等,2025.中国页岩气地质特征、资源潜力与发展方向.石油勘探与开发,52(1):15—28.
- 郭艳琴,李文厚,郭彬程,等,2019.鄂尔多斯盆地沉积体系与古地理演化.古地理学报,21(02):293—320.
- 郭艳琴,赵灵生,郭彬程,等,2021.鄂尔多斯盆地及周缘地区下二叠统沉积特征.古地理学报,23(1):65—80.
- 何贵松,何希鹏,高玉巧,等,2023.四川盆地东南部南川地区发现二叠系龙潭组页岩气.中国地质,50(3): 965—966.
- 侯宇光,何生,杨香华,等,2015.澳大利亚波拿巴盆地大陆边缘裂陷期海陆过渡相烃源岩地球化学特征与发育模式.石油实验地质,37(3):374—382.
- 蒋裕强,温声明,蔡光银,等,2023.鄂尔多斯盆地海陆过渡相页岩岩性组合特征及页岩气勘探潜力.天然气工业,43(4):62—75.
- 焦方正,温声明,刘向君,等,2023.鄂尔多斯盆地海陆过渡相页岩气勘探理论与技术研究新进展.天然气工业,43(4):11—23.
- 匡立春,董大忠,何文渊,等,2020.鄂尔多斯盆地东缘海陆过渡相页岩气地质特征及勘探开发前景.石油勘探与开发,47(3):435—446.
- 李文厚,张倩,李兆雨,等,2024.鄂尔多斯盆地及周缘岩相古地理与沉积演化.西北大学学报(自然科学版),54(6): 929—949.
- 梁兴,章超,彭丽莎,等,2025.川南大安地区龙潭组煤岩气成藏机理与资源勘探潜力.钻采工艺,48(3):110—118.
- 刘光祥,金之钧,邓模,等,2015.川东地区上二叠统龙潭组页岩气勘探潜力.石油与天然气地质,36(3):481—487.
- 刘娜娜,张培先,夏威,等,2024.海陆过渡相与海相页岩气储层特征差异性分析——以南川地区龙潭组与龙马溪组为例.海洋地质前沿,40(10):49—60.
- 马啸,2021.黔西地区龙潭组泥页岩储层精细表征(博士学位论文).北京:中国地质大学(北京),1—108.
- 苗凤彬,张国涛,张保民,等,2025.湘中坳陷二叠系龙潭组页岩气富集主控因素及勘探潜力.华南地质,41(1): 109—25.
- 牛小兵,喻健,徐旺林,等,2024.鄂尔多斯盆地上古生界煤岩气成藏地质条件及勘探方向.天然气工业,44(10): 33—50.
- 牛小兵,赵伟波,史云鹤,等,2023.鄂尔多斯盆地本溪组天然气成藏条件及勘探潜力.石油学报,44(8):1240—1257.
- 邱振,窦立荣,吴建发,等,2024.川北—鄂西地区中二叠统层序岩相古地理演化及页岩气勘探潜力.地球科学,49(2):712—748.
- 邱振,邹才能,2020.非常规油气沉积学:内涵与展望.沉积学报,38(1):1—29.
- 邵龙义,杨致宇,房超,等,2021.沁水盆地石炭—二叠纪海陆过渡相含煤岩系页岩气地质条件及勘探潜力.中国煤炭地质,33(10):1—10.
- 王琨瑜,2023.四川盆地东南部上二叠统龙潭组页岩气富集条件研究(博士学位论文).成都:成都理工大学,1—127.
- 王鹏威,刘光祥,刘忠宝,等,2022.川东南—黔西北地区上二叠统龙潭组海陆过渡相页岩气富集条件及主控因素.天然气地球科学,33(3):431—440.
- 王晓川,吴根,闫金定,2018.世界页岩气开发及技术发展现状与趋势.科技中国,(12):17—21.
- 王晓蕾,曹正杰,杨强强,等,2020.川东地区龙潭组页岩气成藏地质条件与有利区评价.科学技术与工程,20(20): 8139—8145.

- 文龙,明盈,孙豪飞,等,2024. 四川盆地二叠系龙潭组深层煤岩气地质特征与勘探潜力——以NT1H井为例. 石油与天然气地质,45(6):1678—1685.
- 鄢继华,常嘉,陈世悦,等,2019. 秦皇岛地区上古生界沉积特征与沉积演化. 古地理学报,21(5):743—756.
- 杨婷,康洪全,刘东旭,等,2017. 北卡那封盆地沉积演化规律与烃源岩发育特征. 西南石油大学学报(自然科学版),39(5):81—91.
- 杨跃明,张少敏,金涛,等,2023. 川南地区二叠系龙潭组页岩储层特征及勘探潜力. 岩性油气藏,35(1):1—11.
- 雍锐,杨洪志,吴伟,等,2025. 四川盆地北部二叠系大隆组页岩气富集高产主控因素及勘探潜力. 石油勘探与开发,52(2):253—266.
- 张君峰,周志,宋腾,等,2022. 中美页岩气勘探开发历程、地质特征和开发利用条件对比及启示. 石油学报,43(12):1687—1701.
- 张琴,邱振,张磊夫,等,2022. 海陆过渡相页岩气储层特征与主控因素——以鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块二叠系山西组为例. 天然气地球科学,33(3):396—407.
- 张琴,邱振,赵群,等,2024. 海—陆过渡相与海相页岩气“甜点段”差异特征与形成机理. 石油与天然气地质,45(5):1400—1416.
- 赵培荣,高波,郭战峰,等,2020. 四川盆地上二叠统海陆过渡相和深水陆棚相页岩气的勘探潜力. 石油实验地质,42(3):335—344.
- 邹才能,董大忠,熊伟,等,2024. 中国页岩气新区带、新层系和新类型勘探进展、挑战及对策. 石油与天然气地质,45(2):309—326.
- 邹才能,赵群,丛连铸,等,2021. 中国页岩气开发进展、潜力及前景. 天然气工业,41(1):1—14.
- 邹才能,赵群,董大忠,等,2017. 页岩气基本特征、主要挑战与未来前景. 天然气地球科学,28(12):1781—1796.