引用格式：马明阳，谢梦雨，张东东，等，2026. 鄂尔多斯盆地西缘中部乌拉力克组页岩储层精细表征及评价[J]. 地质力学学报，32（1）：124−141. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025117

Citation: MA M Y，XIE M Y，ZHANG D D，et al.，2026. Refined characteristics and evaluation of shale reservoirs in the Wulalike Formation, central-western margin of the Ordos Basin[J]. Journal of Geomechanics，32（1）：124−141. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025117

鄂尔多斯盆地西缘中部乌拉力克组页岩储层精细表征及评价

马明阳[1,2]，谢梦雨[3]，张东东[1,2]，王前平[4,5]，刘文汇[1,2]，王　桐[6]，李风娇[1,2]，孙文熠[1,2]，管晓涵[1,2]

MA Mingyang[1,2]，XIE Mengyu[3]，ZHANG Dongdong[1,2]，WANG Qianping[4,5]，LIU Wenhui[1,2]，WANG Tong[6]，LI Fengjiao[1,2]，SUN Wenyi[1,2]，GUAN Xiaohan[1,2]

1. 西北大学地质学系，陕西 西安 710069；
2. 西北大学大陆演化与早期生命国家重点实验室，陕西 西安 710069；
3. 中国石化江汉油田分公司石油工程技术研究院清河工程所，山东 潍坊 261000；
4. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院，陕西 西安 710018；
5. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室，陕西 西安 710018；
6. 西安石油大学地球科学与工程学院，陕西 西安 710065

1. *Department of Geology*, *Northwest University*, *Xi'an* 710069, *Shaanxi*, *China*;
2. *The State Key Laboratory of Continental Evolution and Early Life*, *Northwest University*, *Xi'an* 710069, *Shaanxi*, *China*;
3. *Qinghe Engineering Office*, *Petroleum Engineering Technology Research Institute*, *Jianghan Oilfield Branch Company*, *Sinopec*, *Weifang* 261000, *Shandong*, *China*;
4. *Research Institute of Exploration and Development*, *PetroChina Changqing Oilfield Company*, *Xi'an* 710018, *Shaanxi*, *China*;
5. *National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-Permeability Oil & Gas Fields*, *Xi'an* 710018, *Shaanxi*, *China*;
6. *School of Earth Sciences and Engineering*, *Xi 'an Shiyou University*, *Xi'an* 710065, *Shaanxi*, *China*

Refined characteristics and evaluation of shale reservoirs in the Wulalike Formation, central-western margin of the Ordos Basin

Abstract: ［**Objective**］In recent years, exploratory breakthroughs in the Wulalike Formation on the western margin of the Ordos Basin have opened up a new field of marine shale gas in the North China Plate. Systematically characterizing the microscopic pore structure of low-TOC marine shale gas reservoirs and clarifying the main factors that control pore development is crucial for the prediction and evaluation of shale gas in the Wulalike Formation. ［**Methods**］Well R16 was selected as the key research object, and a series of experimental tests such as X-ray diffraction whole-rock mineral analysis, argon ion polishing– scanning electron microscopy, and low-temperature gas adsorption were carried out. The storage space and capacity of the shale gas in the Wulalike Formation were characterized in detail. ［**Results**］(1) The reservoir as a whole has low porosity and low permeability. The upper section is mainly composed of clay shale, the middle section of interbedded gley shale and mixed shale, but the lower section of siliceous shale. Porosity is highest in the upper section,

基金项目：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司重大专项项目（2024D1JC06）；国家自然科学基金重点项目（42230815）；甘肃省联合科研基金重大项目（25JRRA1093）；陕西省教育厅青年创新团队项目（23JP173）

This research was financially supported by the Major Special Project of Changqing Oilfield (Grant No. 2024D1JC06), the Key Project of the National Natural Science Foundation of China (Grant No. 42230815), the Major Project of the Gansu Province United Research Foundation (Grant No.25JRRA1093), and the Youth Innovation Team Project of the Shaanxi Provincial Department of Education (Grant No. 23JP173).

第一作者：马明阳（2003—），男，在读硕士，从事油气地球化学方向的研究。Email：202323336@stumail.nwu.edu.cn

通信作者：张东东（1985—），男，教授，从事油气地球化学、烃源岩研究、盆地构造方向的研究。Email：zhangdd@nwu.edu.cn

收稿日期：2025−08−29；**修回日期**：2025−12−21；**录用日期**：2026−01−19；**网络出版日期**：2026−01−20；**责任编辑**：范二平

Received：2025−08−29；Revised：2025−12−21；Accepted：2026−01−19；Available Online：2026−01−20；Handling Editor：FAN Erping

intermediate in the middle section, and lowest in the lower section. Overall, organic pores are not developed, and inorganic pores and micro-cracks predominate. (2) The pore volume of shale ranges from 4.021×10^{-3} to 8.307×10^{-3} cm^3/g, with an average of $6.031\times10^{-3}cm^3/g$. The main contributors are mesopores and macropores. The specific surface area ranges from 1.131 to 6.605 m^2/g, with an average of 2.986 m^2/g. Micropores are the main contributors, followed by mesopores; macropores are the least relevant. Shale gas primarily occurs in pores ranging from 0 to 10 nm, accounting for an average proportion of 86.7%. A large number of microfractures connected with nanoscale pores form a complex pore–fracture network system, which is the main channel for the seepage and diffusion of shale oil and gas. (3) The pore structure, physical properties, and gas-bearing capacity of the reservoir are mainly influenced by clay minerals, which results in more developed pore volumes and specific surface areas in the upper and middle sections compared to the lower section. The intergranular pores of illite, as the main mineral, provide a certain storage space for the reservoir and constitute the main carrier for natural gas. [**Conclusions**] Comprehensive analysis indicates that the siliceous shale in the lower member of the Wulalike Formation and the interval of interbedded argillaceous-mixed shale in the middle member are favorable exploration intervals. [**Significance**] This study provides an in-depth analysis of the gas storage characteristics and influencing factors of low-TOC shale reservoirs in the research area, which will contribute to advancing the exploration of marine "low-TOC" shale gas in northern China.

Keywords: Ordos Basin; Wulalike Formation; shale gas; pore structure; influencing factors

摘　要：近年来鄂尔多斯盆地西缘奥陶纪乌拉力克组页岩气勘探取得突破，开拓了华北板块海相页岩气勘探的新领域。系统刻画“低总有机碳（TOC）含量”海相页岩气储层的微观孔隙结构特征并阐明孔隙发育的主控因素对于乌拉力克组页岩气预测与评价至关重要。选取盆地西缘中部典型取芯井为研究对象，开展了X射线衍射全岩矿物分析、氩离子抛光扫描电镜观察、低温气体吸附实验，揭示了乌拉力克组页岩储集空间及储集能力。研究结果表明：乌拉力克组黑色页岩整体属于低孔−低渗储层，其中上段以黏土质页岩为主，下段以硅质页岩为主，中段黏土质页岩与混合质页岩互层发育；页岩储层孔隙体积为4.021×10^{-3}～8.307×10^{-3} cm^3/g，平均为6.031×10^{-3} cm^3/g，孔体积主要由中孔和宏孔贡献；孔隙比表面积为1.131～6.605 m^2/g，平均为2.986 m^2/g，以微孔贡献为主，中孔次之，宏孔最少；上段页岩孔隙度最高，中段页岩次之，下段页岩最低；孔隙类型以无机孔和微裂缝为主，有机孔不发育；页岩气主要赋存在0～10 nm的孔隙中，占比达86.7%；微米级微裂缝与纳米级孔隙连通形成的复杂孔隙−裂缝网络，是页岩气渗流和扩散的主要通道。储层的孔隙结构与物性主要受黏土矿物控制，上段和中段页岩的孔体积与比表面积优于下段，其中伊利石可作为天然气赋存载体。储层综合评价显示，上段黏土质页岩孔隙结构及物性最优，但TOC含量低，难以形成页岩气有效富集层；下段硅质页岩TOC含量较高，生烃能力强，虽孔隙结构及物性稍差，但高硅质含量使其脆性强、微裂缝发育；中段黏土质页岩与混合质页岩互层发育，兼具封盖作用与一定生储能力，有利于页岩气富集成藏。综合分析认为，乌拉力克组下段硅质页岩和中段黏土质页岩与混合质页岩互层段为有利勘探层段。

关键词：鄂尔多斯盆地；乌拉力克组；页岩气；孔隙结构；影响因素

中图分类号：P313.5; TE122　　**文献标识码：**A　　**文章编号：**1006−6616(2026)01−0124−18

DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025117

0　引言

页岩气作为一种清洁且高效的非常规天然气，是极为重要的天然气资源。以页岩气为代表的非常规油气资源成为勘探开发的重要方向，深刻影响世界能源结构与政治格局(张小银等, 2024; 高雅宁等, 2025; 邹才能等, 2025)。中国扬子板块海相页岩气勘探取得突破性进展，截至2020年底，涪陵、威荣、威远等主要页岩气田的探明地质储量累计达1.81×10^{12} m^3，标志着中国页岩气勘探开发进入规模化阶段(贾承造, 2020; 郭旭升等, 2022)。鄂尔多斯盆地西缘下古生界具有良好的油气地质条件，但因地层总有机碳含量较低、生烃潜力较差、储层致密，前期研究普遍低估了其勘探价值。近年来油气公司钻探乌拉力克组测试井24口，多口井获高产工业气流(席胜利等, 2023)，证明该组页岩不仅具备烃源岩和盖层功能，其自身储集性能也满足工业性页岩气藏的条件，具有良好的勘探潜力。

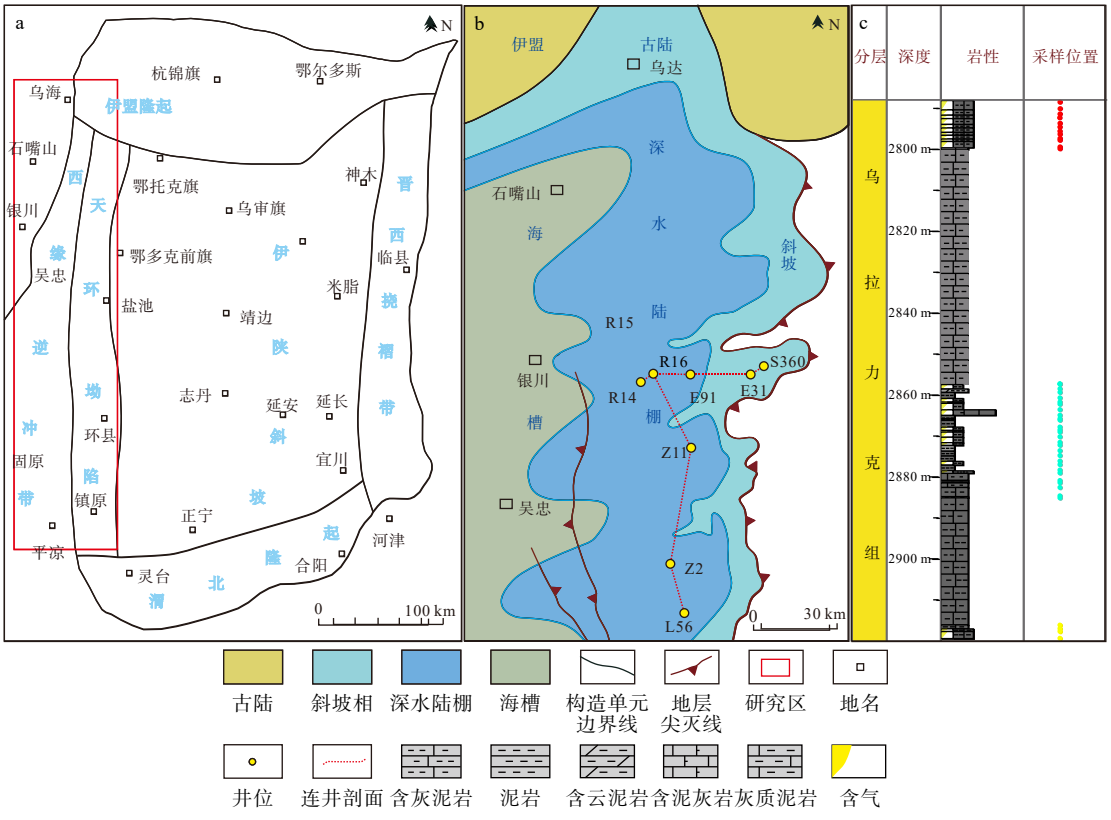
相关研究对乌拉力克组的研究聚焦在沉积环

境、岩相特征、地层展布、烃源岩有机质特征以及成藏模式等方面(白莹等, 2025; 黄正良等, 2025; 王玉满等, 2025; 闫伟等, 2025)。总体上, 乌拉力克组海相页岩具有以下特征: 有机质类型以Ⅰ型为主, $Ⅱ_1$型次之; 有机质成熟度介于0.8%～2.5%, 平均为1.42%, 不同地区差异性较大, 主体达到高成熟阶段; 有机质丰度整体偏低, TOC含量平均为0.65%; 有效孔隙度平均为2.70%, 总含气量介于0.94～2.12 m^3/t, 平均为1.90 m^3/t, 具备一定的页岩气勘探潜力(付锁堂等, 2021; 席胜利等, 2023)。储层微观孔隙结构方面, 冯弋秦(2020)通过高分辨率场发射扫描电镜(FE-SEM)观察与氮气吸附实验, 指出乌拉力克组海相页岩储层孔径主要分布在4 nm左右, 以介孔为主, 并讨论了纳米孔隙结构的主控因素以及其对页岩气成藏的影响。张凤奇等(2022)将不同地区、不同岩相的乌拉力克组页岩进行分类, 通过氮气吸附法对不同孔径范围的页岩孔隙结构进行了表征, 结合分形维数探讨了孔隙结构的影响因素, 揭示了乌拉力克组页岩储层孔隙结构特征。但现有研究存在2点不足: 一是单一氮气吸附实验难以全面表征微孔结构特征; 二是研究样品多来自不同区域, 针对单一井孔在纵向尺度上储层特征的精细刻画仍有不足。

文章运用X射线衍射全岩矿物分析、氩离子抛光-场发射扫描电镜观察、低温二氧化碳和氮气吸附实验, 精细表征乌拉力克组页岩储集空间及储集能力, 探讨低TOC含量页岩储层的储气特征及主控因素, 以期为北方海相“低TOC含量”页岩气勘探提供理论依据。

1 区域地质背景

研究区位于鄂尔多斯盆地西缘, 北起伊盟隆起东部, 南部毗邻祁连造山带, 横跨天环坳陷与西缘冲断带2个一级构造单元(图1a)。受秦岭-祁连山构造带与阿拉善地块长期构造活动的影响, 区域构造背景复杂(赵红格等, 2006)。西部地区沉积体系演化主要受控于古陆隆升作用及周缘海槽海侵-海



a—研究区区域位置图(据谢梦雨等, 2023修改); b—研究区沉积相分布图(据于洲等, 2021修改); c—R16井样品取芯柱状图

图1 研究区区域位置与样品取芯柱状图

Fig. 1 Regional location and sample core log column of the study area

(a) Regional location map of the study area (modified from Xie et al., 2023); (b) Sedimentary facies distribution map of the study area (modified from Yu et al., 2021); (c) Columnar diagram of sampling cores from Well R16

退旋回，具有明显的沉积连续性与继承性特征。在贺兰拗拉槽持续扩张的构造背景下，奥陶纪乌拉力克期沉积环境发生剧变，水体深度增加，沉积体系由台地边缘斜坡相转变为深水斜坡相−海槽相沉积体系（于洲等，2021；图 1b），为富有机质页岩发育提供了有利沉积条件。

2　实验样品及测试方法

2.1　实验样品

选取位于盆地西缘中部的 R16 井作为研究对象，其钻遇乌拉力克组厚度超过 100 m 且获得气测显示。其岩性以灰黑色—深灰色泥岩为主，间夹含灰泥岩及灰质泥岩薄层，纵向上分为 3 段。共选取 44 个代表性岩芯样品进行相关实验分析，取芯位置如图 1c 所示。有机地球化学测试分析表明，页岩样品的 TOC 含量介于 0.05%～2.15%，平均为 0.65%，有机质类型以Ⅰ型为主，Ⅱ$_1$型次之，等效镜质体反射率（R_o）为 1.0%～1.1%，处于有机质成熟演化阶段。

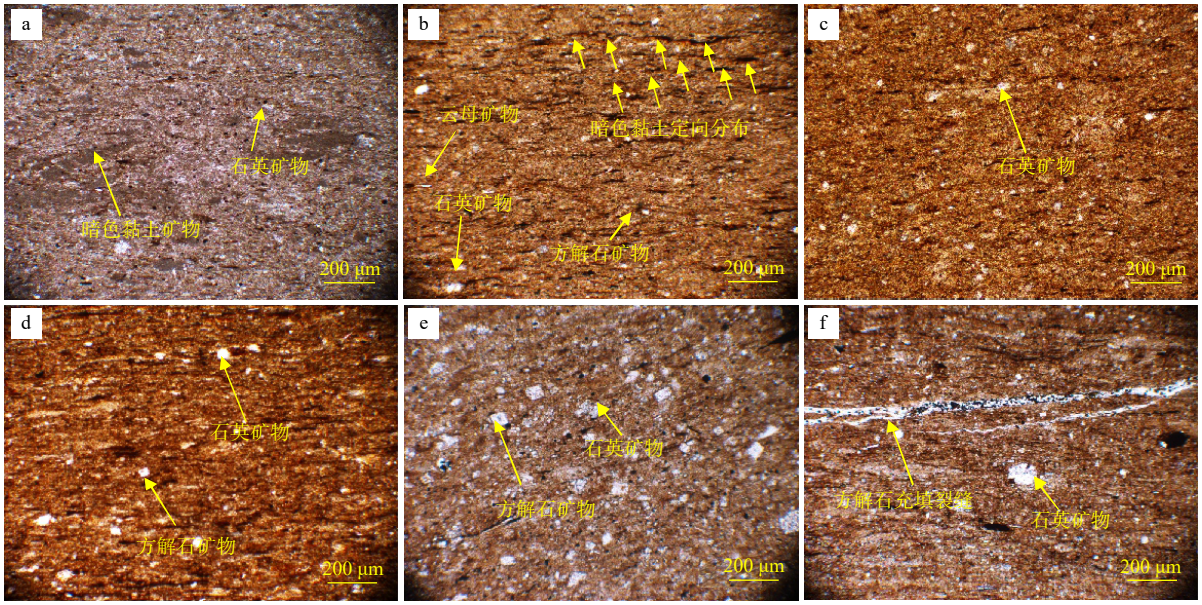
2.2　测试方法

X 射线衍射全岩矿物分析实验所用仪器为 D/MAX2000 型粉晶衍射仪，实验前将样品低温烘干，在研钵内充分研磨至 200 目（75 μm），实验过程中设置衍射角为 5°～70°用来测定粉末全岩矿物含量，工作电压设置为 40 kV，工作电流为 40 mA，实验原始数据采用半定量谱图分析法，定性确定矿物组成，定量分析矿物相对含量。氩离子抛光−场发射扫描电镜实验所用仪器为 Gatan 697 llion II 型宽束氩离子抛光仪、SCD 005 型离子溅射仪和 HeLos G4 UC 型聚焦离子双束显微镜。低温 N_2 和 CO_2 吸附实验所用仪器为低压气体吸附仪（ASAP2020），样品颗粒为 60～80 目（180～250 μm），实验前样品经 8 h 干燥、12 h 真空脱气预处理。测试以 99.999% 高纯氮气为吸附质，在 77 K 液氮温度下测定 N_2 等温吸附−脱附曲线，相对压力范围为 0.005～0.998，采用密度泛函理论模型（DFT 模型）计算比表面积和孔容分布，有效测试孔径范围为 1.802～333.800 nm；CO_2 吸附测试也采用 DFT 模型，有效测试孔径范围为 0.367～1.066 nm，用于表征结构特征。上述实验在中国科学院广州地球化学研究所实验室完成。

3　实验结果

3.1　岩石矿物组成特征

岩石薄片镜下观察（图 2）显示，乌拉力克组页岩整体以暗色黏土矿物和碎屑矿物为主，镜下黏土



a—R-9 样品含硅黏土质页岩；b—R-17 样品含硅黏土质页岩；c—R-23 样品含硅黏土质页岩；d—R-26 样品含硅黏土质页岩；e—R-42 样品含黏土硅质页岩；f—R-44 样品含黏土硅质页岩

图 2　R16 井乌拉力克组页岩镜下特征

Fig. 2　Microscopic characteristics of the Wulalike Formation shale in Well R16

(a) Siliceous clay shale from sample R-9; (b) Siliceous clay shale from sample R-17; (c) Siliceous clay shale from sample R-23; (d) Siliceous clay shale from sample R-26; (e) Clayey siliceous shale from sample R-42; (f) Clayey siliceous shale from sample R-44

矿物定向排列，形成微层理。碎屑矿物主要为石英，石英微粒主要呈他形与黏土矿物混合发育，偶见较大颗粒石英；长石矿物含量较低，呈半自形—自形板柱状；碳酸盐矿物含量较低，以自形菱面体为主，样品中常见微裂缝被方解石充填。

X射线衍射全岩矿物分析结果（图3）表明，乌拉力克组页岩的矿物组成以黏土矿物和脆性矿物为主，总含量超过80%。黏土矿物含量最高，介于37.6%～66.8%，平均为47.2%，其中伊利石含量介于37.5%～50.7%，平均为42.3%。其次为石英和长石等脆性矿物，其含量介于30.4%～56.6%，平均为46.5%，其中石英含量介于20.1%～50.6%。碳酸盐矿物含量最少，介于0%～13.8%，平均仅为11.1%。结合页岩矿物成分分类的标准（包书景等，2016），研究认为乌拉力克组上段发育黏土质页岩，中段黏土质页岩与混合质页岩交替发育，下段发育硅质页岩（图4）。

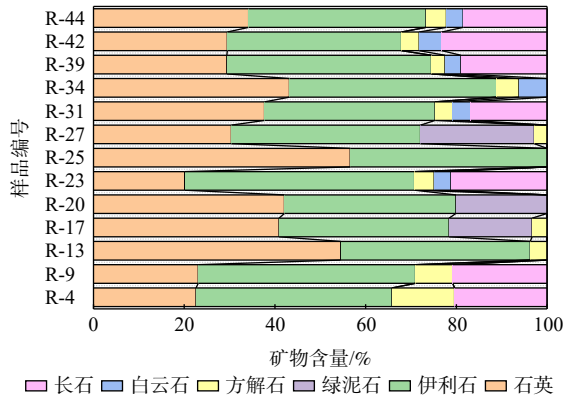


图3 R16井乌拉力克组页岩矿物组分图

Fig. 3 Mineral compositions of shales from the Wulalike Formation in Well R16

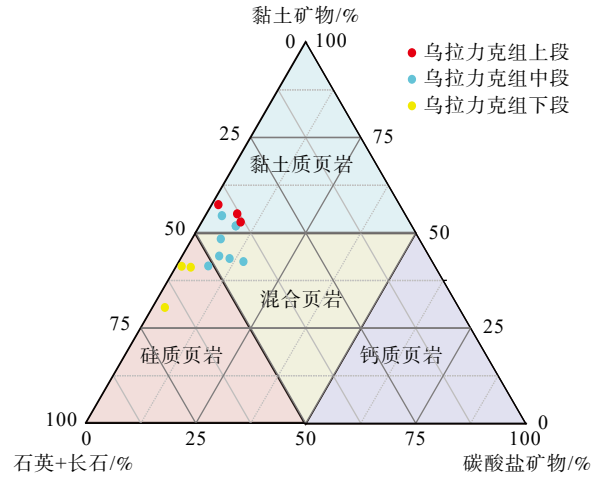


图4 R16井乌拉力克组页岩矿物组分特征及三元分类图

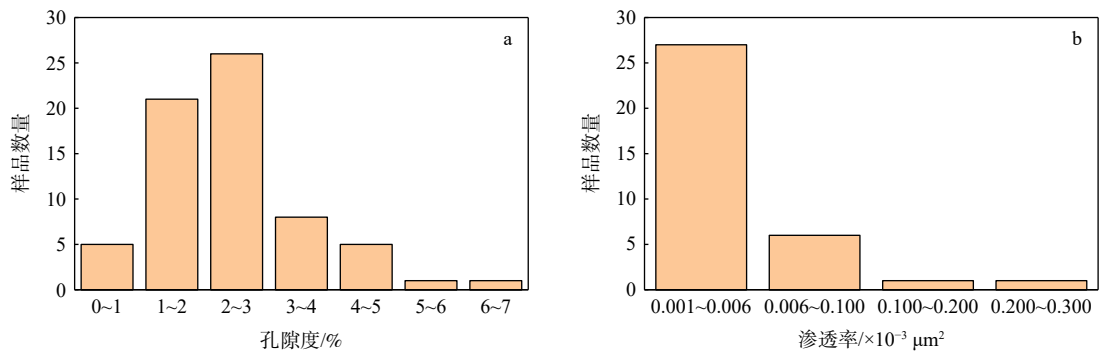
Fig. 4 Mineralogical characteristics and ternary classification diagram of shale samples from the Wulalike Formation in Well R16

3.2 储层物性特征

盆地西缘不同地区乌拉力克组页岩的孔隙度（氦气法测孔隙度）和渗透率测试结果显示，页岩孔隙度介于0.50%～6.15%，主要集中在1%～3%，平均为2.54%（图5a）。渗透率介于0.001×10^{-3}～0.228×10^{-3} μm²，主要集中在0.001×10^{-3}～0.005×10^{-3} μm²，平均为0.015×10^{-3} μm²（图5b；部分数据引自付锁堂等，2021；席胜利等，2021）。文中样品孔隙度介于0.62%～5.66%，平均为2.32%，其中乌拉力克组上段页岩的孔隙度最高，中段次之，下段最低。综合表明，乌拉力克组泥页岩整体为低孔–低渗储层。

3.3 储层孔隙特征

页岩储层孔隙结构特征作为储层评价的核心参数，不仅决定了油气的赋存形态与渗流特性，更



a—孔隙度分布柱状图；b—渗透率分布柱状图

图5 研究区乌拉力克组页岩样品孔隙度渗透率分布柱状图

Fig. 5 Histograms of the porosity and permeability distribution of shale samples from the Wulalike Formation in the study area

(a) Histogram of porosity distribution; (b) Histogram of permeability distribution

是油气聚集与富集程度的关键因素。孔隙分类采用国际理论与应用化学学会(IUPAC)对微观孔隙的分类方案(Sing, 1985)：宏孔(孔径>50 nm)、中孔(孔径介于 2～50 nm)和微孔(孔径<2 nm)。

3.3.1　孔隙类型

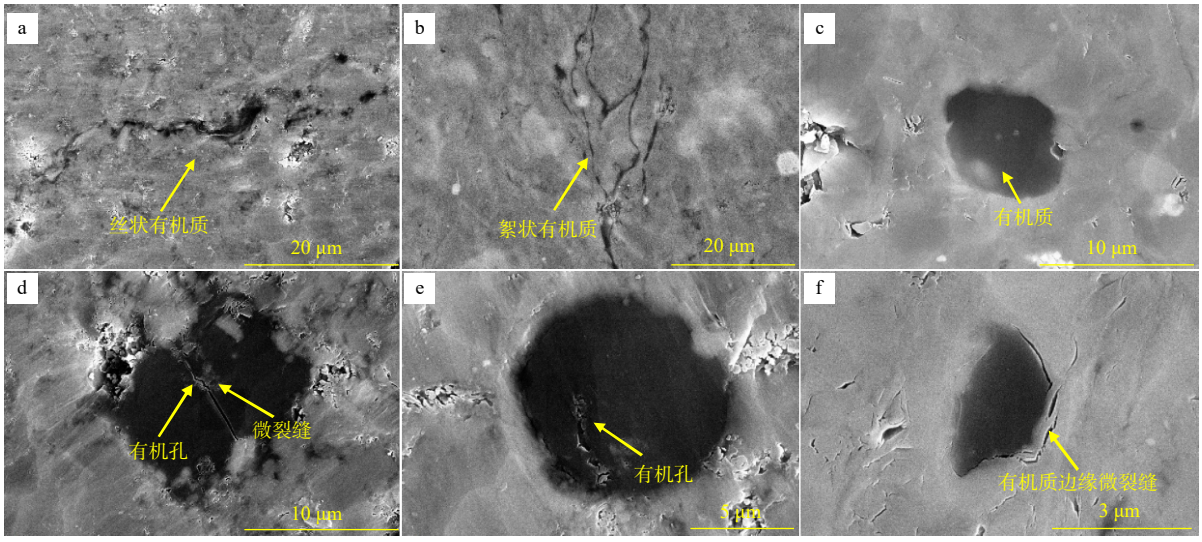
氩离子抛光−扫描电镜观察显示，乌拉力克组页岩储集层中主要发育无机孔(粒间孔)、微裂缝及少量有机孔(表 1)，其中大量粒间孔和微裂缝为油气的运聚提供了主要的空间和通道。

页岩中的有机质在热演化过程中由于生烃作用会产生孔隙，主要发育于有机质之间和有机质内部，为页岩气提供储集和吸附空间(张建坤等，2017)。R16 井页岩中有机质形态分布多样，主要为暗色不定型有机质，呈丝状、絮状(图 6a、6b)以及少量的椭圆形有机质(图 6c)。有机孔发育程度较低，仅在部分形状较为规则的椭圆形有机质中发育少量的椭圆形、多角形有机孔(图 6d、6e)，且有机孔数量较少，分布较为集中。纵向发育特征上，在乌拉力克组上段和中段仅发育有机质，而在下段高 TOC 含量的硅质页岩有机质中明显发育有机质孔(图 6c、6e、6f)，表明有机孔发育与 TOC 含量具有一定相关性。

表 1　鄂尔多斯盆地西缘 R16 井乌拉力克组页岩孔隙类型特征

Table 1　Pore type characteristics of the Wulalike Formation shale in Well R16 at the western margin of the Ordos Basin

孔隙类型	孔径大小	发育特征	发育程度
有机质孔	30.0～850.0 nm	呈片麻状、椭圆形发育于有机质内部	不发育
粒间孔	0.2～8.0 μm	主要为黏土矿物粒间孔和基质粒间孔，以及软硬颗粒接触处	发育
微裂缝	0.8～43.5 μm	主要发育于矿物颗粒边缘以及有机质边缘	发育



a—R-13 样品中的丝状有机质；b—R-39 样品中的絮状有机质；c—R-4 样品中的椭圆状有机质；d—R-26 样品中的有机孔及微裂缝；e—R-44 样品中的有机孔；f—R-39 样品中的椭圆状有机质及边缘微裂缝

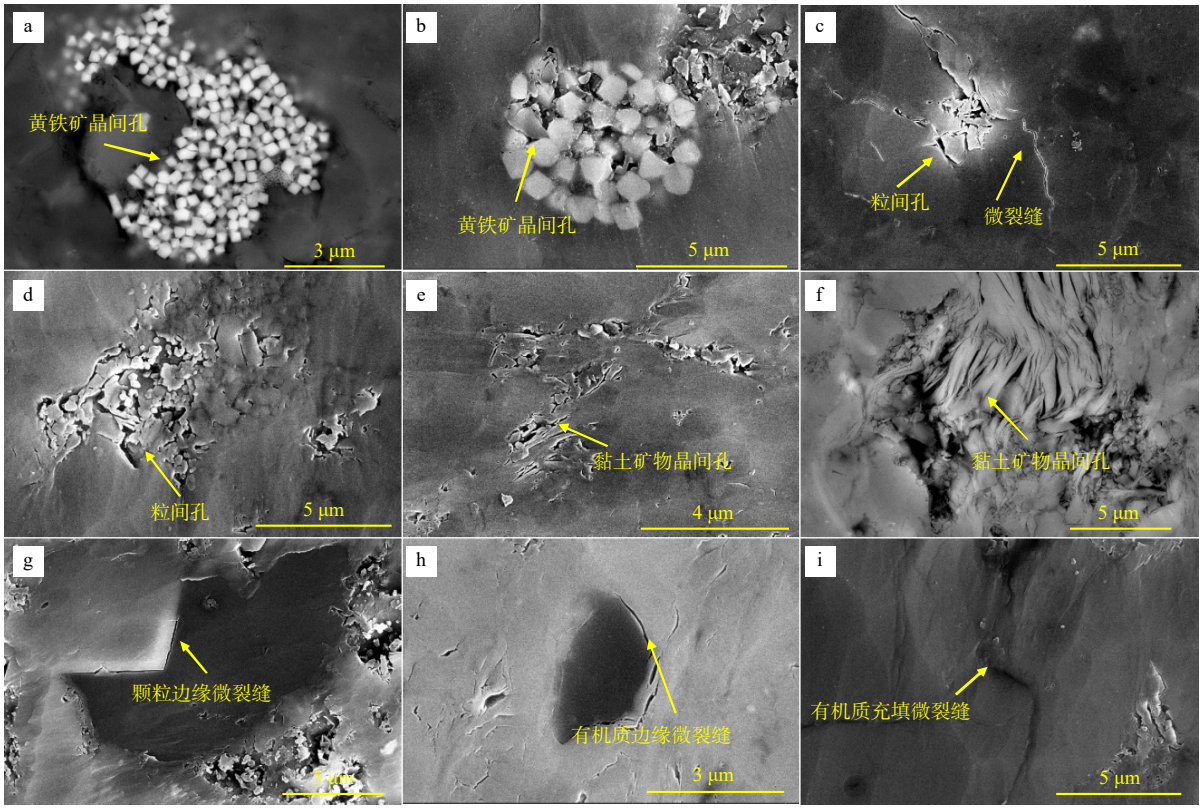
图 6　R16 井乌拉力克组页岩中有机质及有机孔扫描电镜特征

Fig. 6　The scanning electron microscope characteristics of organic matter and organic pores in shale samples from the Wulalike Formation in Well R16

(a) Filamentous organic matter in sample R-13; (b) Flocculent organic matter in sample R-39; (c) Elliptical organic matter in sample R-4; (d) Organic pores and microfractures in sample R-26; (e) Organic pores in sample R-44; (f) Elliptic organic matter and marginal microfractures in sample R-39

无机孔主要形成于矿物颗粒接触界面以及不稳定矿物在埋藏成岩过程中发生的化学反应，为页岩气运移提供了重要的渗流通道(谢梦雨等，2023)。R16 井乌拉力克组页岩中广泛发育草莓状黄铁矿，晶间孔发育，孔径范围为纳米级(图 7a、7b)。基质粒间孔较小，主要为颗粒边缘挤压形成的不规则形、

三角形或狭缝型，常见于石英、长石等矿物边缘，孔径范围为纳米级（图 7c、7d）。黏土矿物晶间孔主要为狭缝状、网状、层状或者不规则状，黏土矿物层间孔相对较大，部分孔径可达微米级（图 7e、7f）。



a—R-13 样品中的黄铁矿晶间孔；b—R-34 样品中的黄铁矿晶间孔；c—R-13 样品中的矿物晶间孔；d—R-26 样品中的矿物晶间孔；e—R-13 样品中的黏土矿物晶间孔；f—R-39 样品中的黏土矿物晶间孔；g—R-26 样品中矿物颗粒边缘的微裂缝；h—R-34 样品中有机质边缘的微裂缝；i—R-44 样品中的有机质充填的微裂缝

图 7 R16 井乌拉力克组页岩无机孔及微裂缝扫描电镜特征

Fig. 7 Electron microscope images of inorganic pores and microfractures in the shales of the Wulalike Formation in Well R16

(a) Intergranular pores of pyrite in sample R-13; (b) Intergranular pores of pyrite in sample R-34; (c) Intergranular pores of minerals in sample R-13; (d) Intergranular pores of minerals in sample R-26; (e) Intergranular pores of clay minerals in sample R-13; (f) Intergranular pores of clay minerals in sample R-39; (g) Microfractures at the edges of minerals in sample R-26; (h) Microfractures at the edges of organic matter in sample R-34; (i) Microfractures filled with organic matter in sample R-44

泥页岩内部的微裂缝能增强其渗流特性，提供油气运移通道（郭旭升等，2014）。R16 井页岩样品裂缝发育，可分为 3 类：①发育在矿物颗粒边缘（图 7g）与有机质边缘（图 7h）的微裂缝，其形成主要受控于成岩作用（矿物胶结、交代、重结晶等）引起的收缩或膨胀效应（李长海等，2020），以及有机质演化过程产生的异常高压，该类裂缝长度可达微米级，但宽度很小、仅为纳米级，是目标层段的主要裂缝类型。②发育在矿物基质表面的细小微裂缝（图 7c），长度仅为 0.2～2.0 μm。③被有机质填充的裂缝（图 7i），发育在基质颗粒边缘，被有机质完全填充，裂缝长度通常可达数十微米，占比较少。

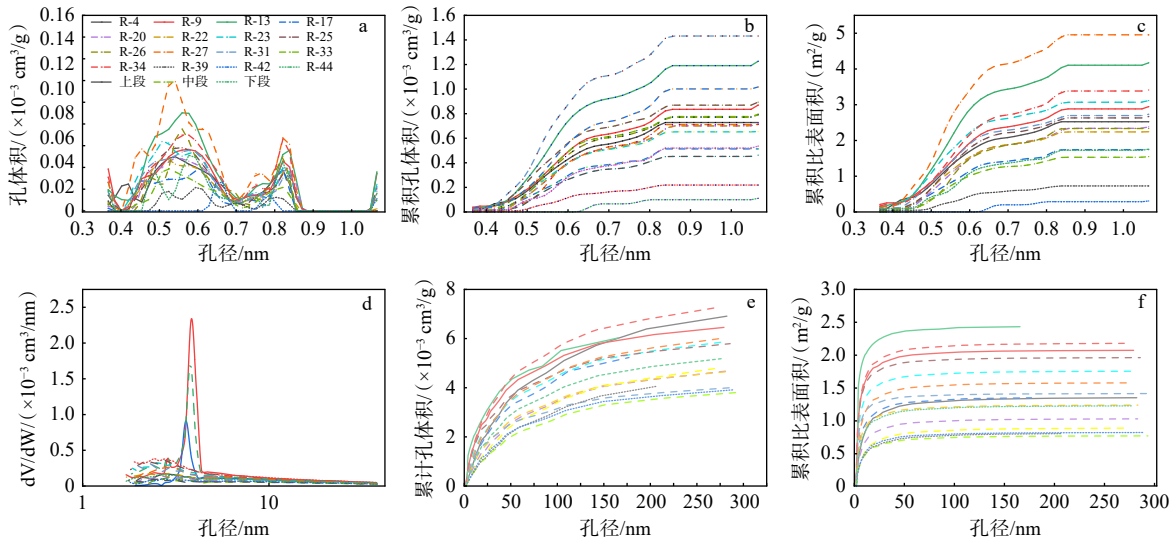
3.3.2 孔隙结构特征

（1）CO_2 吸附表征页岩孔径结构

CO_2 吸附实验可表征页岩微孔的孔隙结构特征，依据 IUPAC 标准（Sing, 1985），采用 DFT 模型表征相关参数。R16 井页岩样品的孔径分布呈双峰，峰值孔径范围为 0.40～0.65 nm 和 0.78～0.84 nm，累积孔体积、比表面积曲线快速增长区间与孔径双峰对应（图 8a—8c），微孔主要集中于该区间。

（2）低温 N_2 吸附表征页岩孔径

研究采用 DFT 模型对 N_2 吸附实验中孔体积和比表面积进行定量表征，并通过孔隙体积随孔径的变化率（dV/dW）来表征孔径分布特征。R16 井页岩



a—CO_2 吸附孔径分布曲线；b—CO_2 吸附下页岩累积孔体积；c—CO_2 吸附下页岩累积比表面积；d—N_2 吸附表征的页岩孔径分布图；e—N_2 吸附表征的页岩累积孔体积；f—N_2 吸附表征的页岩累积比表面积

图 8　CO_2 吸附及 N_2 吸附实验表征孔隙结构特征

Fig. 8　Pore structure characteristics characterized by CO_2 and N_2 adsorption experiments

(a) Pore size distribution curve from CO_2 adsorption; (b) Cumulative pore volume of shale characterized by CO_2 adsorption; (c) Cumulative specific surface area of shale characterized by CO_2 adsorption; (d) Pore size distribution of shale characterized by N_2 adsorption; (e) Cumulative pore volume of shale characterized by N_2 adsorption; (f) Cumulative specific surface area of shale characterized by N_2 adsorption

样品的孔径峰值集中在 10 nm 以下，且 2～6 nm 的中孔发育最好（图 8d），大于 10 nm 时 dV/dW 曲线趋于平缓，反映孔隙结构具有非均质性。各样品累积孔体积与累积比表面积随孔径的变化趋势一致，其中孔体积主要由中孔和宏孔提供，占总孔体积 99.3% 以上（图 8e）；累积比表面积在孔径 0～10 nm 快速上升、孔径 10～50 nm 区间缓慢增加、孔径大于 50 nm 基本平缓（图 8f），微孔和中孔是比表面积的主要贡献者。

低温 N_2 吸附实验可有效反映岩样的中孔和部分宏孔特征。页岩样品氮气吸附−脱附曲线在相对压力较高时分离形成回滞环（Loucks et al., 2009; 陈相霖等, 2019），通过回滞环形态可以直观地表征储层孔隙的几何形态特征（赵迪斐等, 2014）。样品的等温吸附曲线（图 9）显示，压力降低时氮气脱附曲线出现回滞环，不同样品回滞环大小有差异，与 IUPAC 回滞环形态分类标准（Thommes et al., 2015）中 H_{2b} 型及 H_3 型吻合，表明样品中主要发育墨水瓶型和平板状孔隙（张凤奇等, 2022）。乌拉力克组页岩主要发育黏土矿物和石英，含有较多的片状、颗粒状基质，表明页岩中黏土矿物层间孔和微裂缝提

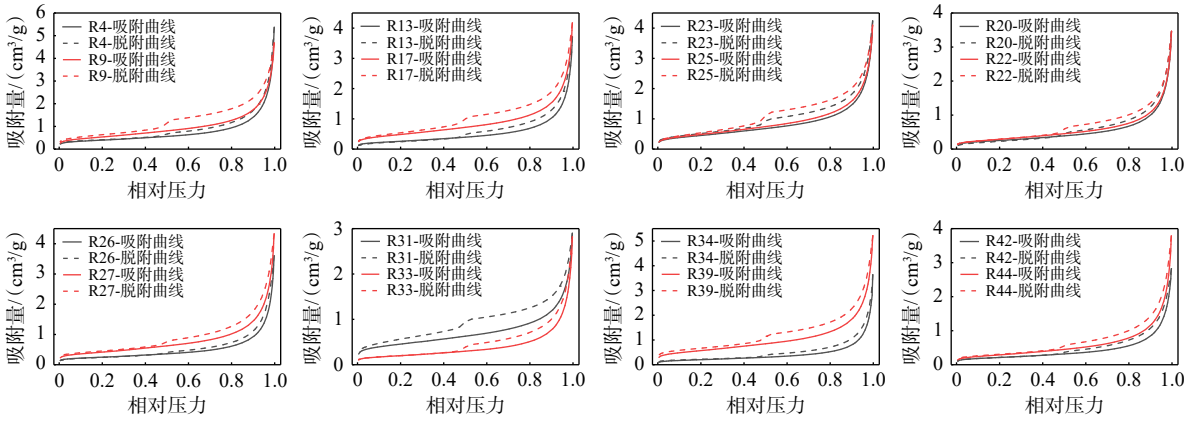


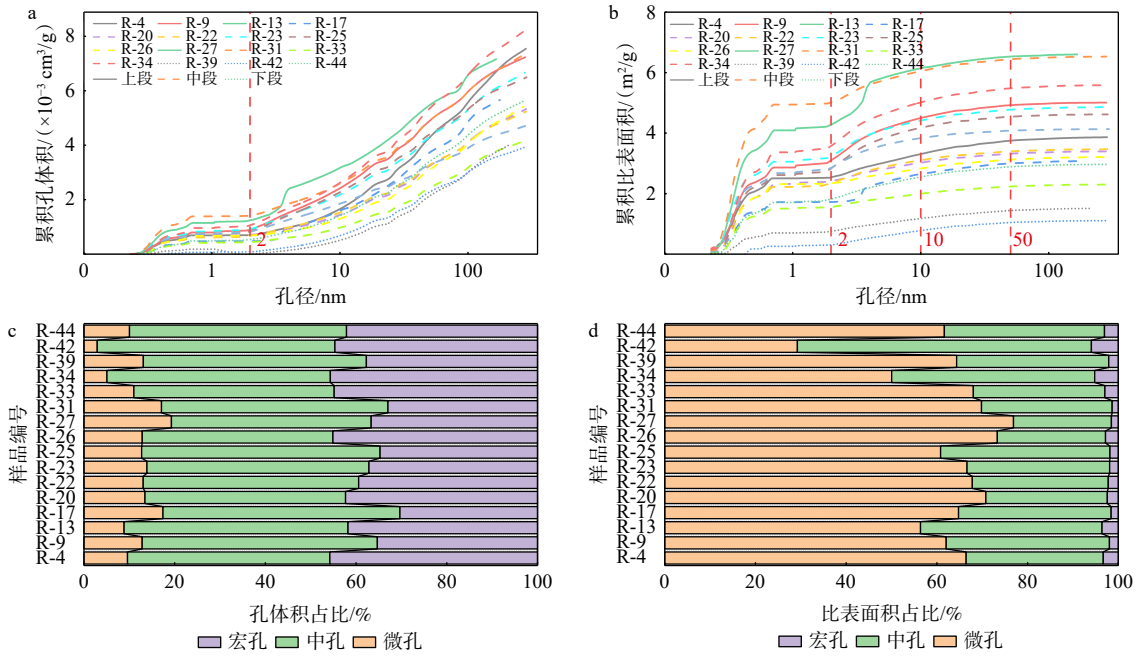
图 9　R16 井乌拉力克组样品低温 N_2 吸附−解吸等温线

Fig. 9　Low-temperature N_2 adsorption–desorption isotherms of samples from the Wulalike Formation shale in Well R16

供主要的气体吸附空间。

(3)页岩孔径结构的综合表征

鉴于 CO_2 吸附与 N_2 吸附实验在孔隙表征范围上的互补性，研究采用双吸附实验联合表征方案：通过 CO_2 吸附实验表征微孔(<2 nm)，N_2 吸附实验表征中孔(2～50 nm)与部分宏孔(50～330 nm)，结果如图 10 所示。



a—页岩累积孔体积；b—页岩累积比表面积；c—不同孔隙孔体积占比；d—不同孔隙比表面积占比

图 10 乌拉力克组页岩孔隙综合表征

Fig. 10 Comprehensive characterization of pores in the shale samples from the Wulalike Formation

(a) Cumulative pore volume of shale; (b) Cumulative specific surface area of shale; (c) Proportions of different pore volumes; (d) Proportions of specific surface area of different pores

样品的累积孔体积在孔径>2 nm 区间呈快速增长态势，表明中孔与宏孔是储层孔体积的主要贡献者，其累计占比达总孔体积的 80% 以上。样品的累积比表面积在孔径<0.8 nm 区间快速上升，之后在 0.8～2.0 nm 区间基本维持稳定，2.0～10.0 nm 区间呈缓慢增长趋势，当孔径> 50.0 nm 后则基本不再增加。统计结果表明，各样品中 0～10.0 nm 的孔隙平均占比达到了 86.7%，是比表面积的主要贡献者。纵向分布上，乌拉力克组上段与中段页岩孔体积、比表面积优于下段，呈现“上段>中段>下段”的分布规律。

综上乌拉力克组页岩储层特征如下：①岩性分段明显，上段以黏土质页岩为主，中段黏土质页岩与混合质页岩互层发育，下段以硅质页岩为主，整体属于低孔-低渗储层；②孔隙度及孔隙结构发育呈现“上段>中段>下段”的分布规律；③孔隙类型以无机孔和微裂缝为主，有机孔整体发育较差，且微米级微裂缝与纳米级孔隙相互连通，构成复杂的孔隙-裂缝网络体系，成为页岩气渗流与扩散的主要通道；④孔体积主要由中孔和宏孔贡献，孔隙比表面积以微孔贡献为主，中孔次之，二者共同为页岩气的赋存与运移提供了关键条件。

4 讨论

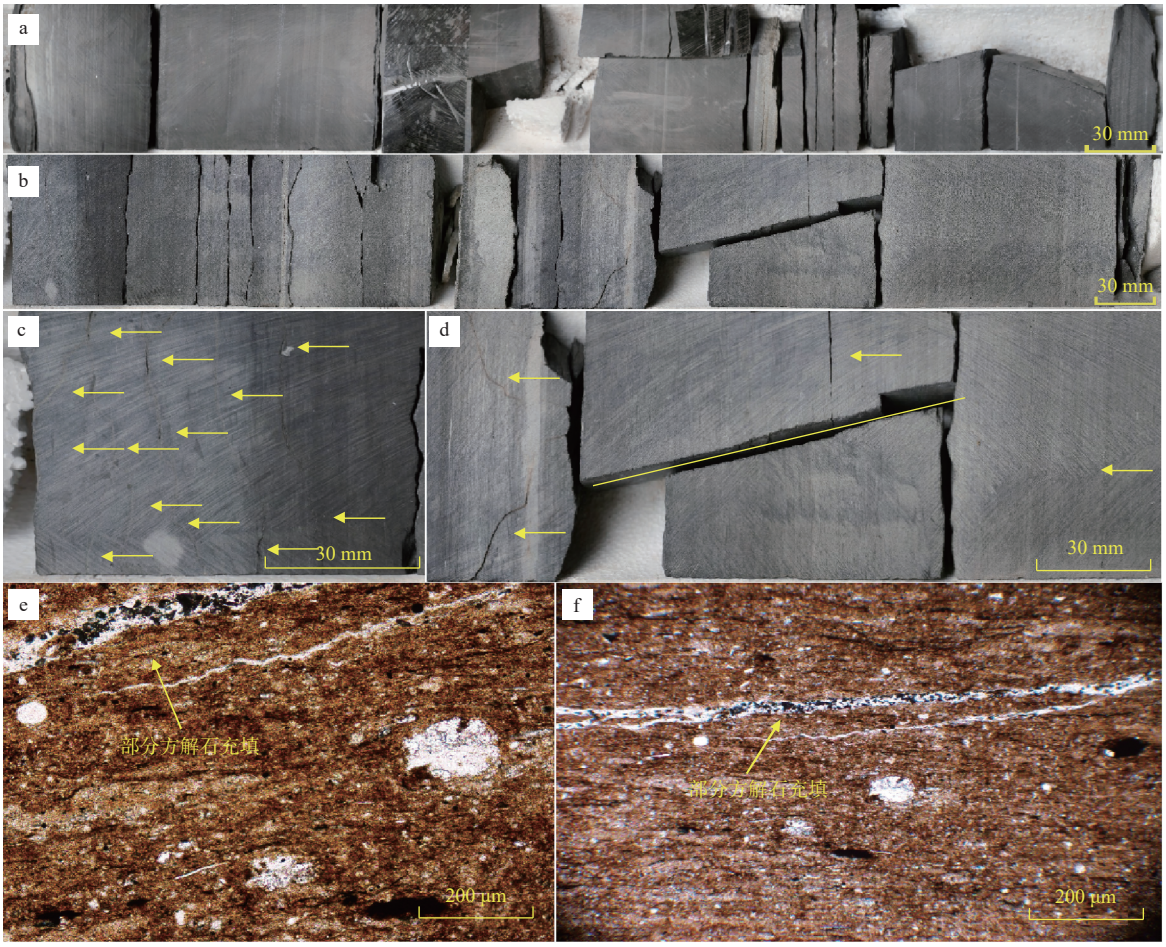
4.1 储层发育的主控因素

4.1.1 沉积和构造作用

沉积环境是控制富有机质页岩发育的关键地质因素，直接影响其沉积厚度、有机质形成与保存条件。乌拉力克沉积期，盆地西缘由西向东依次发育深海盆地相、深水陆棚相、斜坡相及台地边缘相，页岩厚度空间分异特征显著(于洲等，2021；白莹等，2025；闫伟等，2025)。深水陆棚相区页岩厚度普遍超过 100 m，而东部台地边缘相区沉积厚度相对较薄。R16 井位于深水陆棚相带，沉积水体较深，

为灰黑色页岩的形成提供了良好的物质基础。

鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组经历加里东期至喜马拉雅期多期构造运动，受多期拉张–挤压应力作用，对储层的改造主要体现在页岩气运移条件与裂缝系统发育方面。页岩气的运移方面，R16 井位于前陆滑脱构造区域的前陆坳陷和缓坡带，深大断裂发育较少（王玉满等，2025）。盆地西缘主要发育 3 期构造断裂，其中加里东期正断层集中分布于乌拉力克组内部，断距较小，有利于沟通储层内部孔隙、改善气体运移条件（席胜利等，2023）。裂缝系统发育方面，该组页岩硅质与钙质含量较高，岩石脆性强，易在构造应力作用下破裂。燕山运动以来，受前陆构造运动持续影响，盆地西缘乌拉力克组在冲断褶皱及挤压作用下，发生广泛滑脱变形（陈如彪等，2024）。R16 井岩芯裂缝较为发育，原位顺层裂缝特征明显。下段页岩中高角度缝与顺层缝均较发育：高角度缝共 13 条，缝宽 1～10 mm；顺层缝以平行层理或低角度、开启状为主，缝宽 0.1～0.2 mm，缝间距 1.0～2.5 cm，局部呈半充填状态，部分被方解石充填（图 11a—11d）。镜下观察显示，岩石薄片发育微裂缝（共 62 条），以顺层缝为主，宽 2.6～400 μm，长可达厘米级，部分方解石充填



a—顺层微裂缝发育，高角度裂缝，2915.31～2916.17 m；b—顺层微裂缝发育，高角度裂缝，2917.76～2918.65 m；c—顺层裂缝发育，部分被方解石充填，2917.76 m；d—顺层微裂缝发育，高角度裂缝，2918.35 m；e—R-41，硅质页岩薄片，发育顺层裂缝，部分被方解石充填，2926.16 m，单偏光；f—R-44，硅质页岩薄片，发育顺层裂缝，部分被方解石充填，2919.35 m，单偏光

图 11　R16 井乌拉力克组页岩样品裂缝发育特征

Fig. 11　Fracture development characteristics of shale samples from the Wulalike Formation in Well R16

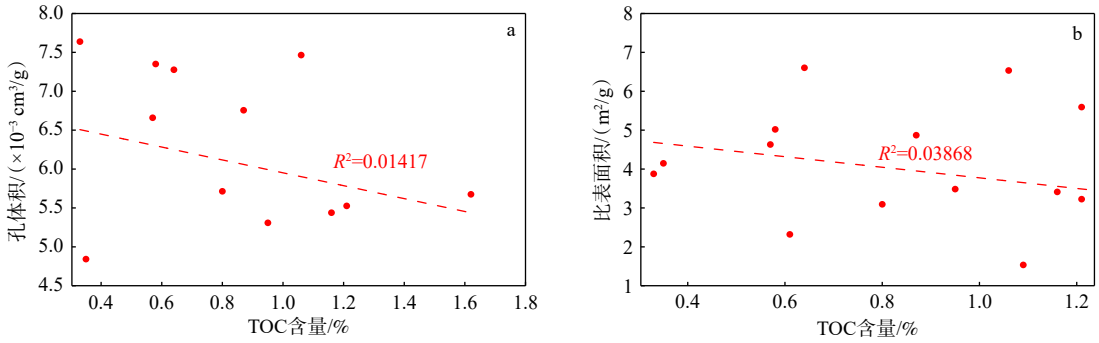
(a) Well-developed bedding microfractures and high-angle fractures, 2915.31 to 2916.17 m; (b) Well-developed bedding microfractures and high-angle fractures, 2917.76 to 2918.65 m; (c) Well-developed bedding fractures, partially filled with calcite, 2917.76 m; (d) Well-developed bedding microfractures and high-angle fractures, 2918.35 m; (e) R-41, thin section of siliceous shale, with partially calcite-filled bedding fractures, 2926.16 m; (f) R-44, thin section of siliceous shale, with partially calcite-filled bedding fractures, 2919.35 m

(图 11e、11f)。这些裂缝系统显著提升了下段硅质页岩的孔隙度与渗流能力,有利于后期压裂开发。

综上所述,强烈的构造活动引起的贯穿乌拉力克组的断裂不利于页岩气的保存,较小的断裂(如加里东运动形成的较小断距)则有利于页岩气的运移。微裂缝主要由构造裂缝和成岩裂缝组成,适度构造活动能提高储层连通性,且构造裂缝发育可显著改善储集物性,相对稳定的构造背景则可有效抑制页岩气散失,并促进成岩裂缝形成以扩大储集空间。R16 井所处的西缘中部地区构造稳定,裂缝系统对气藏的改造作用大于逸散效果,整体有利于乌拉力克组页岩气藏的发育。

4.1.2 *有机质类型、成熟度及丰度*

有机孔隙的发育主要受有机质类型、成熟度和丰度控制。有机质在热演化过程中尤其在热裂解生气过程中会产生大量微孔(张建坤等, 2017);而有机质丰度(TOC 含量)则决定了有机孔隙的发育数量。R16 井乌拉力克组页岩主要发育Ⅰ型有机质,且整体 TOC 含量偏低,有机质颗粒较小,在热演化排烃过程中形成的孔隙较小且数量较少(聂海宽等, 2014; 冯小龙等, 2018)。R16 井乌拉力克组页岩 R_o 为 1.0%～1.1%,仅为成熟阶段,未进入有机质大量裂解生气的阶段,因此有机孔隙未密集发育。页岩 TOC 含量与孔体积、孔比表面积无正相关关系(图 12),表明有机孔隙不发育。与乌拉力克组页岩不同,五峰组—龙马溪组页岩具有高 TOC 含量、过成熟阶段的特点,页岩中发育大量有机质微孔隙,且有机质孔隙为主要的孔隙空间及页岩气吸附场所,TOC 含量与页岩孔隙比表面积、孔体积呈显著正相关(安亚运, 2024)。



a—孔体积与 TOC 含量关系图;b—孔比表面积与 TOC 含量关系图

图 12 研究区 R16 井乌拉力克组页岩的孔体积、孔比表面积与 TOC 含量关系图

Fig. 12 Relationship between pore volume, pore–specific surface area, and TOC content of shale samples from the Wulalike Formation in Well R16

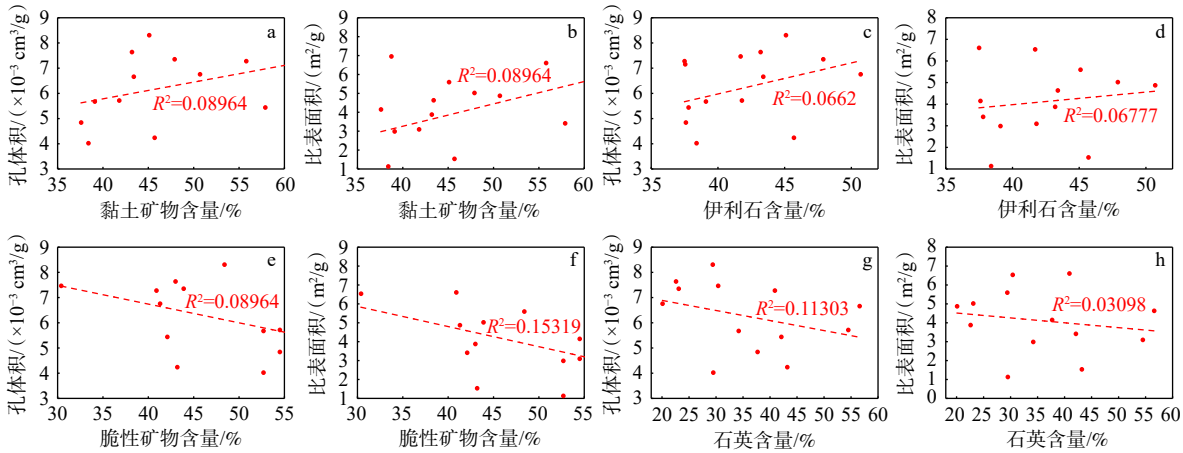
(a) Relationship between pore volume and TOC content; (b) Relationship between pore–specific surface area and TOC content

综上,乌拉力克组页岩有机质丰度整体较低、有机质类型不利于形成大量有机孔隙、且热演化程度不高,三者共同导致有机孔普遍不发育,对储层整体孔隙系统发育的综合影响有限。

4.1.3 *矿物组分*

页岩复杂的矿物组成导致了其非均质性较强,其中黏土矿物和脆性矿物含量是影响孔隙发育的主要因素。R16 井乌拉力克组页岩处于生油窗后半段,此阶段与黏土矿物相关的孔体积和孔比表面积为页岩气的储存和吸附提供了大量空间(吴松涛等, 2015)。统计显示,页岩中黏土矿物与孔体积和孔比表面积均为正相关关系(图 13a、13b)。黏土矿物具有层状结构,其复杂堆叠形式构成了丰富的层间孔隙。R16 井页岩中黏土矿物主要为伊利石,除自身层间狭缝孔隙发育外,其相对较大的晶粒也可提供一定的孔隙空间。这些孔隙与页岩总孔体积和孔比表面积呈正相关关系(图 13c、13d),为储层中的气体提供了主要的赋存空间。

相反,脆性矿物含量与页岩孔体积、孔隙比表面积及孔隙度呈负相关关系(图 13e、13f)。脆性矿物以石英为主,其含量增加往往伴随孔隙体积与比表面积的降低(图 13g、13h),主要原因包括:①石英化学性质稳定,抗溶蚀能力较强,难以形成次生孔隙。②在成岩作用晚期,黏土矿物转化(如蒙脱石转化为伊利石)过程中所形成的石英通常以胶结物形式充填孔隙,降低储层孔隙度(郭雯等, 2021)。



a—黏土矿物与孔体积的拟合关系；b—黏土矿物与比表面积的拟合关系；c—伊利石含量与孔体积的拟合关系；d—伊利石含量与孔比表面积的拟合关系；e—脆性矿物与孔体积的拟合关系；f—脆性矿物与比表面积的拟合关系；g—石英含量与孔体积的拟合关系；h—石英含量与孔比表面积的拟合关系

图 13　乌拉力克组页岩矿物组分与孔体积、孔比表面积的拟合关系

Fig. 13　Fitting relationship between mineral components and pore volume as well as pore specific surface area of shale samples from the Wulalike Formation

(a) Fitting relationship between clay mineral content and pore volume; (b) Fitting relationship between clay mineral content and pore specific surface area; (c) Fitting relationship between illite content and pore volume; (d) Fitting relationship between illite content and pore specific surface area; (e) Fitting relationship between brittle minerals and pore volume; (f) Fitting relationship between brittle minerals and pore specific surface area; (g) Fitting relationship between quartz content and pore volume; (h) Fitting relationship between quartz content and pore specific surface area

③乌拉力克组底部硅质主要为生物硅成因(付锁堂等, 2021; 张艳妮等, 2022; 刘刚等, 2025)。尽管一般认为生物硅质可对应较高有机孔并支撑孔隙结构(郭旭升等, 2020; 赵迪斐, 2020; 郭雯等, 2021)。但刘刚等(2025)指出, 在乌拉力克组页岩有机孔不发育、TOC 含量低的背景下, 页岩生烃排水能力弱, 难以形成足以维持生物硅骨架的异常高压, 生物硅主要表现为胶结减孔作用。

综合上述分析认为, 乌拉力克组页岩孔隙结构主要受黏土矿物控制, 其中伊利石为储层提供了重要的孔隙空间与气体赋存场所, 有利于储集能力的提升; 而脆性矿物(以石英为主)的增加通常伴随着有机质与黏土矿物的相对减少, 从而导致孔隙欠发育。

4.2　储层综合评价

储层评价对页岩气藏的开发具有重要的指导意义。国内学者普遍认为页岩气储层评价主要考虑有机质丰度、热演化程度、埋藏深度、有效地层厚度、含气性、矿物组分、孔隙度和渗透率这 8 个参数(张金川等, 2011; 涂乙等, 2014; 董大忠等, 2016)。文章主要参考张金川等(2009)、涂乙等(2014)的评价标准(表 2), 与研究区 R16 井乌拉力克组页岩气储层各项数据对比分析(表 3), 并分析储层的裂缝系统和保存条件, 从中筛选出优质页岩气储层段。

R16 井乌拉力克组上段发育黏土质页岩, 中段黏土质页岩与混合质页岩交替出现, 下段发育硅质页岩。黏土矿物含量对储层孔隙发育影响显著, 上段、中段孔隙结构及物性优于下段, 但整体差异较小。根据储层参数分段评价结果, 该井整体达到Ⅲ类储层标准, 其中下段与中段储层质量相对较优, 部分参数已达到Ⅱ类储层标准。进一步分析各段特征: ①上段黏土质页岩孔隙结构及物性最优, 但 TOC 含量较低, 难以形成有效富集层; ②下段硅质页岩 TOC 含量高, 生烃能力较强, 储集性能相对较差, 但硅质含量高导致岩石脆性强, 微裂缝发育, 既有利于烃类原位滞留与垂向运移, 也便于后期压裂改造; ③中段黏土质页岩与混合质页岩互层发育, 其孔隙度纵向交替变化, 形成的微细纹层可对烃类起到封盖作用, 且该层段自身具备较好的物性与一定生烃潜力, 页岩气富集条件良好。值得指出的是, 在低 TOC 含量页岩中, 储层质量并非由微观

表 2 页岩气储层分段评价表（张金川等，2011；涂乙等，2014）

Table 2 Stratigraphic evaluation of the shale gas reservoir (Zhang et al., 2011; Tu et al., 2014)

评价指标	基本标准	指标特征分类			
		Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ	Ⅳ
TOC含量/%	>0.3	>2.0	2.0～1.0	1.0～0.5	0.5～0.3
R_o/%	≥0.4	>2.0	2.0～1.2	1.2～0.6	<0.6
有效厚度/m	>9	>80	80～55	55～30	35～10
孔隙度/%	1	>8	8～4	4～1	<1
含气量/(m^3/t)	0.5	>10	10～5	5～1	<1
埋藏深度/m	<4500	>3500	3500～1500	1500～500	<500
黏土矿物含量/%	>30	>40	40～30	30～15	<15
脆性矿物含量/%	>45	>40	40～30	>30	/
渗透率/μm^2	1×10^{-6}	/	/	/	/

表 3 R16 井乌拉力克组页岩气储层分段特征

Table 3 Sectional characteristics of shale gas reservoirs in the Wulalike Formation of Well R16

评价指标	全井	上段	中段	下段
TOC含量/%	0.65	0.30	0.70	1.39
R_o/%	1.04	1.01	1.04	1.10
地层厚度/m	187	15	35	5
孔体积/($\times10^{-3}cm^3$/g)	6.260	7.494	6.300	4.848
比表面积/(m^2/g)	4.110	4.448	4.491	2.058
孔隙度/%	2.32	2.90	2.26	2.11
含气量/(m^3/t)	1.619	2.155	1.549	1.597
埋藏深度/m	2763～2950	2785～2800	2850～2885	2915～2920
黏土矿物/%	47.18	45.55	49.42	38.75
脆性矿物/%	46.18	43.45	45.77	57.20

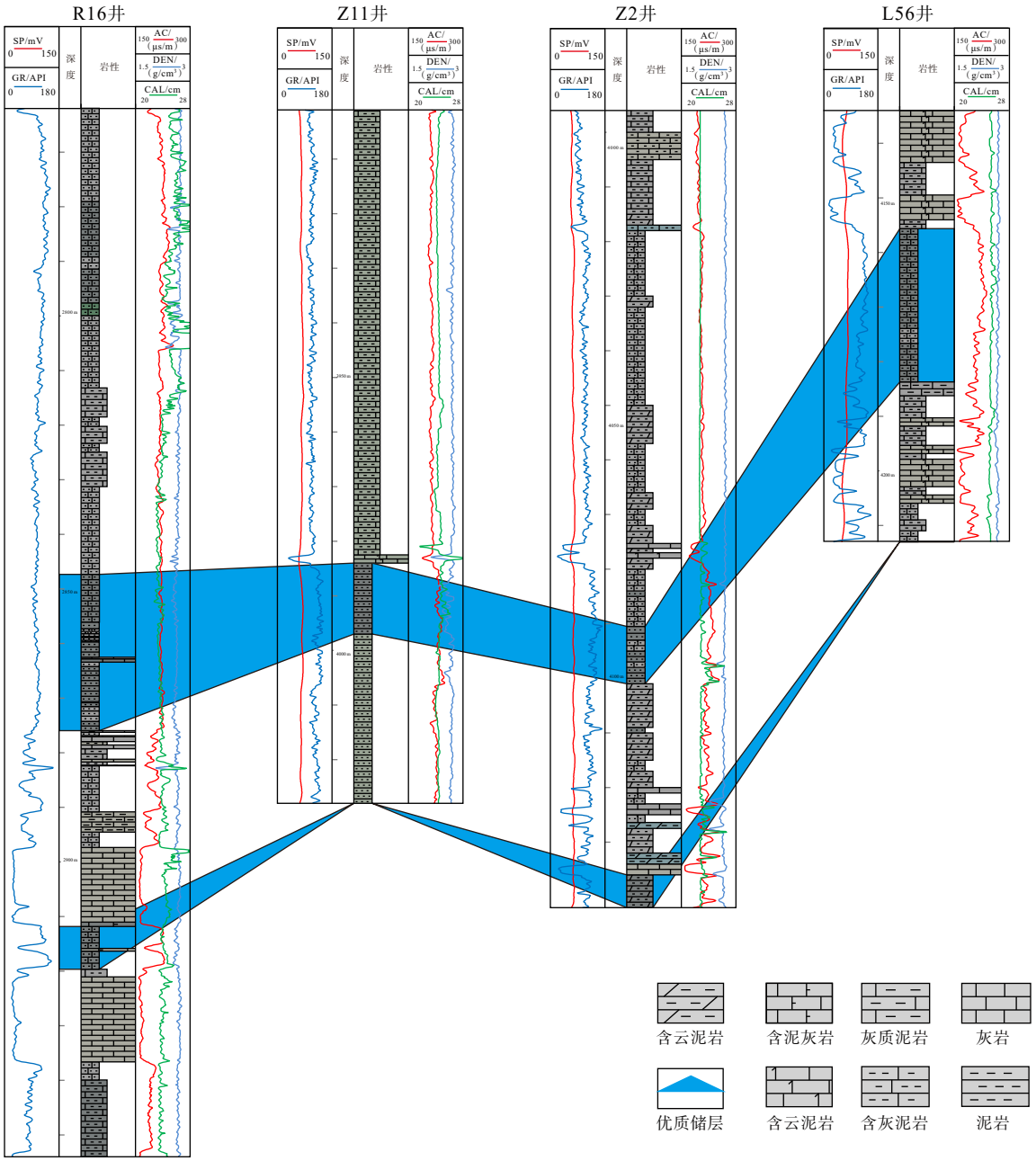
孔隙单一因素控制，而是受孔隙结构、TOC 含量、裂缝系统及保存条件等多因素协同影响。综上分析认为，乌拉力克组下段硅质页岩及中段黏土质页岩与混合质页岩互层发育的层段为有利勘探层段。

结合乌拉力克组页岩的纵向发育特征及储层发育主控因素，认为鄂尔多斯盆地西缘页岩气平面有利勘探区需满足以下条件：①有机质丰度较高；②纵向分异特征明确，下段发育硅质页岩、中段黏土质页岩与混合质页岩互层发育；③深大断裂欠发育，断裂体系以加里东期正断层为主；④沉积相带为深水陆棚相。

通过 R16 井有利层段与盆地西缘其他井位的横向对比（图 14，图 15）可知，研究区中段黏土质页岩与混合质页岩互层段纵向发育稳定，而下段硅质页岩横向展布不稳定、局部缺失。其中，盆地西缘中部及西南部受加里东期正断层与深水陆棚相带双重控制，页岩层系厚度较大、有利层段纵向发育稳定的区域，以上海庙—马家滩地区为典型代表。

5 结论

（1）鄂尔多斯盆地西缘中部地区乌拉力克组页岩属于低孔-低渗储层，纵向上岩性分段特征显著：上段以黏土质页岩为主，中段为黏土质页岩与混合质页岩互层，下段则以硅质页岩为主。孔隙度自上而下依次降低，储集空间以无机孔和微裂缝为主，有机孔整体不发育。



SP—自然电位测井曲线；GR—自然伽马测井曲线；AC—声波时差测井曲线；DEN—密度测井曲线；CAL—井径测井曲线

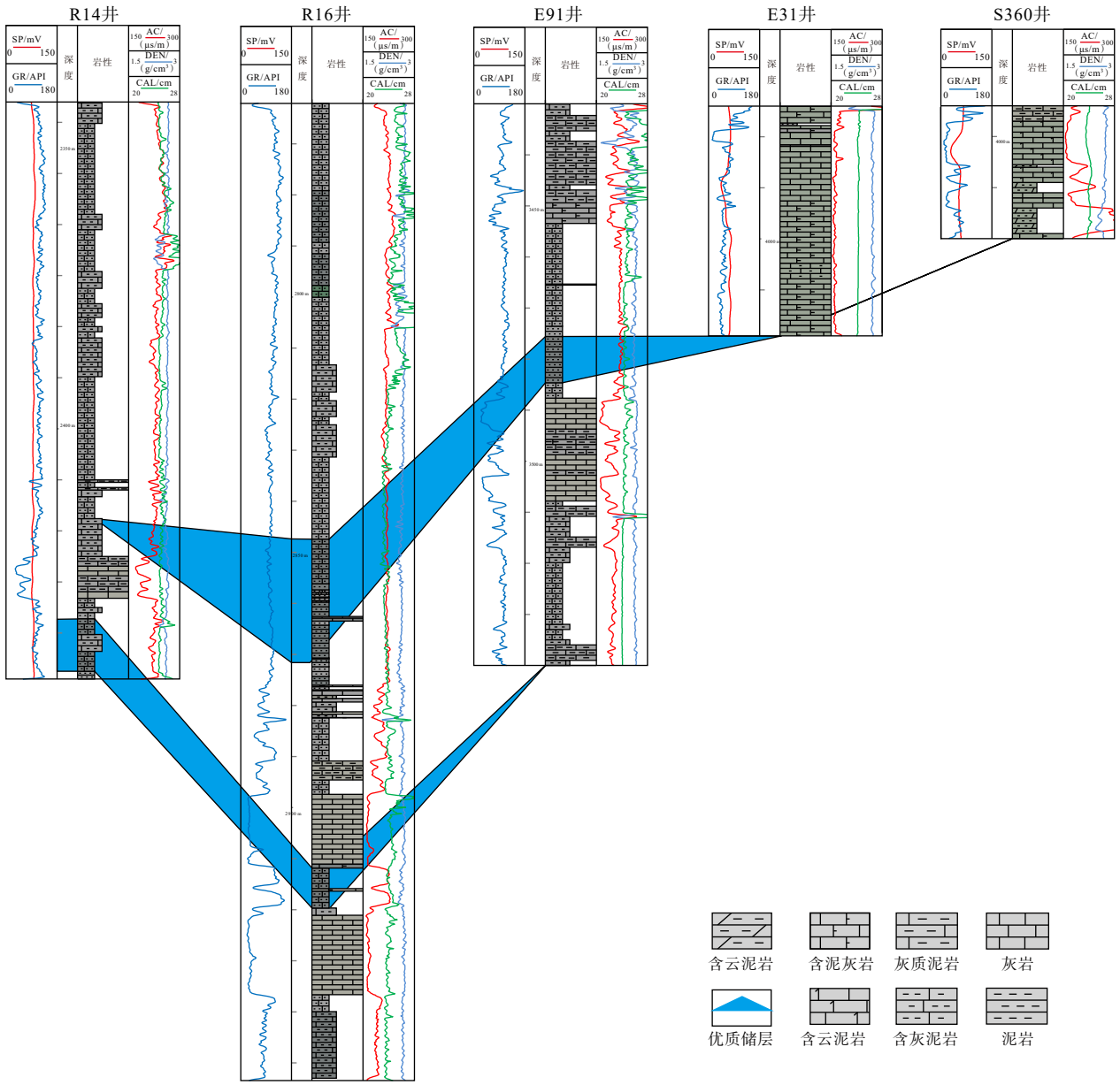
图 14　研究区乌拉力克组页岩优质储层纵向连井分布特征（剖面位置见图 1）

Fig. 14　Vertical distribution characteristics of high-quality shale reservoirs in the Wulalike Formation across wells within the study area (for profile location, see Fig. 1)

SP—Spontaneous potential log; GR—Gamma ray log; AC—Acoustic log; DEN—Density log; CAL—Caliper log

（2）乌拉力克组页岩孔体积分布在 4.021×10^{-3}～8.307×10^{-3} cm^3/g，平均为 6.031×10^{-3} cm^3/g，主要由中孔和宏孔贡献，占总孔体积 80% 以上。孔比表面积分布在 1.131～6.605 m^2/g，平均为 2.986 m^2/g，以微孔贡献为主，中孔次之，宏孔最少；0～10 nm 孔隙提供的比表面积平均占比达到了 86.7%，微米级的微裂缝与纳米级的孔隙广泛连通，形成复杂的孔隙–裂缝网络体系，构成了页岩气渗流和扩散的主要通道。

（3）乌拉力克组页岩储层孔隙发育受矿物组成影响显著：黏土矿物（尤以伊利石为主）的晶间孔隙可为页岩气提供赋存空间；脆性矿物富集可促进页岩中裂缝发育。有机孔隙不发育，总有机碳含量对孔隙结构影响较弱。乌拉力克组下段硅质页岩具有较高生烃潜力，其储集性能相对较差，但高脆性



SP—自然电位测井曲线；GR—自然伽马测井曲线；AC—声波时差测井曲线；DEN—密度测井曲线；CAL—井径测井曲线

图 15 研究区乌拉力克组页岩优质储层横向连井分布特征（剖面位置见图 1）

Fig. 15 Lateral distribution characteristics of high-quality shale reservoirs in the Wulalike Formation across wells within the study area (for profile location, see Fig. 1)

SP—Spontaneous potential log; GR—Gamma ray log; AC—Acoustic log; DEN—Density log; CAL—Caliper log

特征促进微裂缝发育，有利于烃类原位保存与垂向运移。中段黏土质页岩与混合质页岩互层发育，兼具良好的封盖性、储集性能以及一定的生烃潜力，具备有利的页岩气富集条件。综合评价认为，乌拉力克组下段硅质页岩与中段黏土质页岩与混合质页岩互层段为有利勘探目标层段。

作者贡献声明：马明阳、张东东、谢梦雨参与论文构思、研究设计和论文写作；李风娇、孙文熠、管晓涵参与数据分析、文献调研和图件绘制；王前平、刘文汇、王桐参与论文修改。所有作者均阅读并同意稿件的提交和发表。

Author's Contributions: MA Mingyang, ZHANG Dongdong and XIE Mengyu conceived the researched conception, designed the research methodology, and drafted the manuscript; LI Fengjiao, SUN Wenyi and

GUAN Xiaohan participated in data analysis, literature review and figure generation;WANG Qianping, LIU Wenhui and WANG Tong were involved in the manuscript revision. All authors have read and approved the submission and publication of the manuscript.

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

AN Y Y, YANG ZQ, CHEN H G, et al., 2024. Shale Gas Reservoir Characteristics of the Wufeng-Xintan Formation in Well Banzhu-1 in Northern Guizhou[J]. Guizhou Geological Survey, 41(03): 249-255. (in Chinese with English abstract)

BAI Y, MA Z R, HUANG Z L, et al., 2025. Lithofacies and sedimentary model of migmatites in the ordovician Wulalike Formation, western edge of the Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 43(4): 1213-1232,

BAO S J, ZHAI G Y, TANG X C, et al. , 2016. Shale mineralogy and petrology[M]. Shanghai: East China University of Science and Technology Press. (in Chinese)

CHEN R B, WANG Y M, HUANG Z L, et al., 2024. Fracture pore characteristics and gas accumulation model of marine shales in the northwestern Ordos Basin: a case study of the Ordovician Wulalike Formation[J]. Earth Science Frontiers, 31(5): 46-60. (in Chinese with English abstract)

CHEN X L, GUO T X, SHI D S, et al., 2019. Pore structure characteristics and adsorption capacity of Niutitang Formation shale in southern Shaanxi[J]. Lithologic Reservoirs, 31(5): 52-60. (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[J]. Natural Gas Geoscience, 27(9): 1583-1601. (in Chinese with English abstract)

FENG X L, AO W H, TANG X, 2018. Characteristics of pore development and its main controlling factors of continental shale gas reservoirs: a case study of Chang 7 member in Ordos Basin[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 48(3): 678-692. (in Chinese with English abstract)

FENG Y Q, 2020. Reservoir characteristics and accumulation model of mud shale of Wulalik Formation in Northwestern Margin of Ordos Basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology. (in Chinese with English abstract)

FU S T, FU J H, XI S L, et al., 2021. Geological characteristics of Ordovician marine shale gas in the Ordos Basin and its prospects[J]. China Petroleum Exploration, 26(2): 33-44. (in Chinese with English abstract)

GAO Y N, ZHANG S H, YU M, et al., 2025. Reservoir characteristics and diagenetic processes of the Benxi Formation in the East Yanchuan Block, Ordos Basin[J]. Journal of Geomechanics, 31(4): 704-719. (in Chinese with English abstract)

GUO W, DONG D Z, LI M, et al., 2021. Quartz genesis in organic-rich shale and its indicative significance to reservoir quality: a case study on the first submember of the first Member of Lower Silurian Longmaxi Formation in the southeastern Sichuan Basin and its periphery[J]. Natural Gas Industry, 41(2): 65-74. (in Chinese with English abstract)

GUO X S, LI Y P, LIU R B, et al., 2014. Characteristics and controlling factors of micro-pore structures of Longmaxi Shale Play in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 34(6): 9-16. (in Chinese with English abstract)

GUO X S, HU D F, DUAN J B , et al. , 2020. Marine petroleum exploration in South China[J]. Petroleum Geology & Experiment, 42(5): 675-686. (in Chinese with English abstract)

GUO X S, ZHAO Y Q, SHEN B J, et al., 2022. Marine shale gas exploration theory in southern China: review and prospects[J]. Acta Geologica Sinica, 96(1): 172-182. (in Chinese with English abstract)

HUANG Z L, CAO B F, LIU Y, et al., 2025. Microscopic reservoir characteristics of laminated shales: a case study of the Wulalike Formation at the western margin of the Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 43(4): 1251-1263,

JIA C Z, 2020. Development challenges and future scientific and technological researches in China's petroleum industry upstream[J]. Acta Petrolei Sinica, 41(12): 1445-1464. (in Chinese with English abstract)

LI C H, ZHAO L, LIU B, et al., 2020. Research status, significance and development trend of microfractures[J]. Natural Gas Geoscience, 31(3): 402-416. (in Chinese with English abstract)

LIU G, HUANG H X, WU Y, et al., 2025. Factors influencing pore space in Wulalike Formation shale, Ordos Basin: Geological significance for shale gas[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 43(4): 1233-1250. (in Chinese with English abstract)

LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al., 2009. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett Shale[J]. Journal of Sedimentary Research, 79(12): 848-861.

NIE H K, BIAN R K, ZHANG P X, et al., 2014. Micro-types and characteristics of shale reservoir of the Lower Paleozoic in Southeast Sichuan Basin, and their effects on the gas content[J]. Earth Science Frontiers, 21(4): 331-343. (in Chinese with English abstract)

SING K S W, 1985. Reporting physisorption data for gas/solid systems with special reference to the determination of surface area and porosity (Recommendations 1984)[J]. Pure and Applied Chemistry, 57(4): 603-619.

THOMMES M, KANEKO K, NEIMARK A V, et al., 2015. Physisorption of gases, with special reference to the evaluation of surface area and pore size distribution (IUPAC Technical Report)[J]. Pure and Applied Chemistry, 87(9-10): 1051-1069.

TU Y, ZOU H Y, MENG H P, et al., 2014. Evaluation criteria and classification of shale gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 35(1): 153-158. (in Chinese with English abstract)

WANG Y M, HUANG Z L, MA Z R, et al., 2025. Geological conditions and accumulation mode of shale gas in the Ordovician Wulalike Formation in the northwestern margin of Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 30(1): 125-143. (in Chinese with English abstract)

WU S T, ZHU R K, CUI J G, et al., 2015. Characteristics of lacustrine shale

porosity evolution, Triassic Chang 7 Member, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 42(2): 167-176. (in Chinese with English abstract)

XI S L, MO W L, LIU X S, et al., 2021. Shale gas exploration potential of Ordovician Wulalike Formation in the western margin of Ordos Basin: case study of Well Zhongping 1[J]. Natural Gas Geoscience, 32(8): 1235-1246. (in Chinese with English abstract)

XI S L, LIU X S, HUANG Z L, et al., 2023. Enrichment characteristics and exploration direction of shale oil and gas in Wulalike Formation of Middle Ordovician in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 43(3): 12-22. (in Chinese with English abstract)

XIE M Y, ZHANG D D, LUO H Y, et al., 2023. Characterization of pore structure of Upper Paleozoic dense reservoir in Ordos Basin: cases study of the Shanxi Formation and the Xiashihezi Formation in Yanchi area[J]. Natural Gas Geoscience, 34(7): 1173-1186. (in Chinese with English abstract)

YAN W, LIU Y, GUO W, et al., 2025. Lithofacies paleogeography of the Ordovician Wulalike Formation, western margin of the Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 43(4): 1199-1212,

YU Z, ZHOU J G, LI C S, et al., 2021. Tectonic-lithofacies paleogeographic characteristics of Ordovician Kelimoli and Wulalike stages in the western edge of Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 32(6): 816-825. (in Chinese with English abstract)

ZHANG F Q, LI Y N, LUO J L, et al., 2022. Microscopic pore structure characteristics of shale of Ordovician Wulalike Formation in western Ordos Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 34(5): 50-62. (in Chinese with English abstract)

ZHANG J C, JIANG S L, TANG X, et al., 2009. Enrichment types and resource characteristics of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 29(12): 109-114+151-152. (in Chinese with English abstract)

ZHANG J C, BIAN R K, JING T Y, , et al. , 2011. Fundamental significance of gas shale theoretical research. Geological Bulletin of China, 30(2/3): 318-323. (in Chinese with English abstract)

ZHANG X Y, ZHAN R R, DUAN L, et al., 2024. 3D digital modelling and detailed anatomy of tight sandstone reservoir outcrop with oil-bearing heterogeneity: a case study of Angou outcrop of Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin[J]. Journal of Geomechanics, 30(4): 609-621. (in Chinese with English abstract)

ZHANG Y N, LI R X, XI S L, et al., 2022. Sedimentary environments and organic matter enrichment mechanism of Ordovician Wulalike Formation shale, western Ordos Basin[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 53(9): 3401-3417. (in Chinese with English abstract)

ZHANG J K, HE S, YAN X L, et al., 2017. Structural characteristics and thermal evolution of nanoporosity in shales[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 41(1): 11-24. (in Chinese with English abstract)

ZHAO D F, GUO Y H, XIE D L, et al., 2014. Fractal characteristics of shale reservoir pores based on nitrogen adsorption[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 38(6): 100-108. (in Chinese with English abstract)

ZHAO D F, 2020. Quantitative characterization of pore structure of shale reservoirs in the Lower Paleozoic Wufeng-Longmaxi formation of the East Sichuan area[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, doi: 10.27623/d.cnki.gzkyu.2020.000508. (in Chinese with English abstract)

ZHAO H G, LIU C Y, WANG F, et al, 2006. Structural zoning and its characteristics of the western margin of the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, (2): 173-179. (in Chinese with English abstract)

ZOU C N, DONG D Z, ZHANG Q, et al., 2025. Formation, potential, and challenges of marine-continental transitional shale gas in China[J]. Earth Science, 50(11): 4261-4283. (in Chinese with English abstract)

附中文参考文献

安亚运，杨忠琴，陈厚国，等，2024. 黔北地区班竹1井五峰组—新滩组页岩气储层特征[J]. 贵州地质，41(03)：249-255.

白莹，马占荣，黄正良，等，2025. 鄂尔多斯盆地西缘奥陶系乌拉力克组混积岩岩相类型及沉积模式[J]. 沉积学报，43(4)：1213-1232，

包书景，翟刚毅，唐显春，等，2016. 页岩矿物岩石学[M]. 上海：华东理工大学出版社.

陈如彪，王玉满，黄正良，等，2024. 鄂尔多斯盆地西北缘海相页岩裂缝孔隙发育特征与页岩气富集模式：以奥陶系乌拉力克组为例[J]. 地学前缘，31(5)：46-60.

陈相霖，郭天旭，石砥石，等，2019. 陕南地区牛蹄塘组页岩孔隙结构特征及吸附能力[J]. 岩性油气藏，31(5)：52-60.

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[J]. 天然气地球科学，27(09)：1583-1601.

冯小龙，敖卫华，唐玄，2018. 陆相页岩气储层孔隙发育特征及其主控因素分析：以鄂尔多斯盆地长7段为例[J]. 吉林大学学报(地球科学版)，48(3)：678-692.

冯弋秦，2020. 鄂尔多斯盆地西北缘乌拉力克组泥页岩储层特征及成藏模式研究[D]. 成都：成都理工大学.

付锁堂，付金华，席胜利，等，2021. 鄂尔多斯盆地奥陶系海相页岩气地质特征及勘探前景[J]. 中国石油勘探，26(2)：33-44.

高雅宁，张少华，于淼，等，2025. 鄂尔多斯盆地延川东地区本溪组储层特征与成岩过程[J]. 地质力学学报，31(4)：704-719.

郭雯，董大忠，李明，等，2021. 富有机质页岩中石英的成因及对储层品质的指示意义：以四川盆地东南部及周缘龙马溪组龙一1亚段为例[J]. 天然气工业，41(2)：65-74.

郭旭升，李宇平，刘若冰，等，2014. 四川盆地焦石坝地区龙马溪组页岩微观孔隙结构特征及其控制因素[J]. 天然气工业，34(6)：9-16.

郭旭升，胡东风，段金宝，2020. 中国南方海相油气勘探展望[J]. 石油实验地质，42(5)：675-686.

郭旭升，赵永强，申宝剑，等，2022. 中国南方海相页岩气勘探理论：回顾与展望[J]. 地质学报，96(1)：172-182.

黄正良，曹斌风，刘洋，等，2025. 纹层状页岩微观储层特征研究：以鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组为例[J]. 沉积学报，43(4)：1251-1263，

贾承造，2020. 中国石油工业上游发展面临的挑战与未来科技攻关方向[J]. 石油学报，41(12)：1445-1464.

李长海，赵伦，刘波，等，2020. 微裂缝研究进展、意义及发展趋势[J]. 天然气地球科学，31(3)：402-416.

刘刚，黄何鑫，吴越，等，2025. 鄂尔多斯盆地乌拉力克组页岩孔隙空间影响因素及其页岩气地质意义[J]. 沉积学报，43(4)：1233-1250.

聂海宽，边瑞康，张培先，等，2014. 川东南地区下古生界页岩储层微观类型与特征及其对含气量的影响[J]. 地学前缘，21(4)：331-343.

涂乙，邹海燕，孟海平，等，2014. 页岩气评价标准与储层分类[J]. 石油与天然气地质，35(1)：153-158.

王玉满，黄正良，马占荣，等，2025. 鄂尔多斯盆地西北缘奥陶系乌拉力克组页岩气赋存条件与聚集模式[J]. 中国石油勘探，30(1)：125-143.

吴松涛，朱如凯，崔京钢，等，2015. 鄂尔多斯盆地长 7 湖相泥页岩孔隙演化特征[J]. 石油勘探与开发，42(2)：167-176.

席胜利，莫午零，刘新社，等，2021. 鄂尔多斯盆地西缘奥陶系乌拉力克组页岩气勘探潜力：以忠平 1 井为例[J]. 天然气地球科学，32(8)：1235-1246.

席胜利，刘新社，黄正良，等，2023. 鄂尔多斯盆地中奥陶统乌拉力克组页岩油气富集条件及勘探方向[J]. 天然气工业，43(3)：12-22.

谢梦雨，张东东，罗厚勇，等，2023. 鄂尔多斯盆地上古生界致密储层孔隙结构特征：以盐池地区山西组和下石盒子组为例[J]. 天然气地球科学，34(7)：1173-1186.

闫伟，刘洋，郭玮，等，2025. 鄂尔多斯盆地西部奥陶纪乌拉力克期岩相古地理特征[J]. 沉积学报，43(4)：1199-1212,

于洲，周进高，李程善，等，2021. 鄂尔多斯盆地西缘奥陶纪克里摩里期—乌拉力克期构造—岩相古地理特征[J]. 天然气地球科学，32(6)：816-825.

张凤奇，李宜浓，罗菊兰，等，2022. 鄂尔多斯盆地西部奥陶系乌拉力克组页岩微观孔隙结构特征[J]. 岩性油气藏，34(5)：50-62.

张金川，姜生玲，唐玄，等，2009. 我国页岩气富集类型及资源特点[J]. 天然气工业，29(12)：109-114+151-152.

张金川，边瑞康，荆铁亚，等，2011. 页岩气理论研究的基础意义[J]. 地质通报，30(Z1)：318-323.

张小银，詹容若，段亮，等，2024. 致密砂岩含油非均质性储层的野外实例三维数字模型和精细解剖：以鄂尔多斯盆地三叠系延长组安沟油砂露头为例[J]. 地质力学学报，30(4)：609-621.

张艳妮，李荣西，席胜利，等，2022. 鄂尔多斯盆地西缘奥陶系乌拉力克组页岩沉积环境及有机质富集机制[J]. 中南大学学报(自然科学版)，53(9)：3401-3417.

张建坤，何生，颜新林，等，2017. 页岩纳米级孔隙结构特征及热成熟演化[J]. 中国石油大学学报(自然科学版)，41(01)：11-24.

赵迪斐，郭英海，解德录，等，2014. 基于低温氮吸附实验的页岩储层孔隙分形特征[J]. 东北石油大学学报，38(6)：100-108.

赵迪斐，2020. 川东下古生界五峰组-龙马溪组页岩储层孔隙结构精细表征[D]. 徐州：中国矿业大学，doi: 10.27623/d.cnki.gzkyu.2020.000508.

赵红格，刘池洋，王峰，等，2006. 鄂尔多斯盆地西缘构造分区及其特征[J]. 石油与天然气地质，(2)：173-179.

邹才能，董大忠，张琴，等，2025. 中国海陆过渡相页岩气形成、潜力与挑战[J]. 地球科学，50(11)：4261-4283.