

鄂尔多斯盆地三叠系延长组长8-长9油层组泥页岩储层孔隙和微裂缝发育特征与页岩油勘探前景

张佳琦^{1,2}, 赵靖舟^{1,3}, 曹磊^{1,3}, 叶卿元²

(1. 西安石油大学 地球科学与工程学院, 陕西 西安 710065; 2. 长庆油田 页岩油开发分公司, 陕西 西安 710018; 3. 陕西省油气成藏地质学重点实验室, 陕西 西安 710065)

摘要:鄂尔多斯盆地三叠系延长组长8-长9油层组泥页岩矿物组成与孔隙、微裂缝发育特征及其对页岩油富集和可动性的影响尚不清楚。通过X射线衍射、场发射扫描电镜、CO₂吸附、低温氮气吸附、高压压汞和地化实验分析测试资料,对长8-长9油层组页岩储层特征及其控油性进行了综合研究。研究表明:①研究区长8-长9油层组页岩具有长英质黏土页岩、黏土质长英页岩和黏土-长英混合页岩3种岩相。长8油层组主要为长英质黏土页岩和黏土质长英页岩岩相,长9油层组3种岩相均比较发育。②根据孔、缝发育情况、可压裂性和可动油富集程度综合评价,黏土质长英页岩岩相最优,黏土质-长英质混合页岩岩相次之,长英质黏土页岩岩相较差。③储层发育有机质孔、晶间孔、粒间孔、溶蚀孔和微裂缝。长8-长9油层组泥页岩总有机碳含量(TOC)与微孔和介孔孔体积具有明显正相关关系,但其有机质孔发育程度不及长7油层组页岩。微裂缝比较发育,主要为生烃增压产生的异常高压层理缝,其次为压溶层理缝及有机质收缩缝。④影响研究区孔隙和微裂缝发育的关键因素为高TOC、高有机质成熟度和高脆性矿物含量。高TOC和高有机质成熟度有利于有机质孔的发育和生烃成因异常高压缝的形成;碳酸盐胶结作用抑制孔隙发育并充填裂缝;高黏土矿物含量有利于微孔发育,但对介孔和宏孔发育具有不利影响。⑤可动油富集的主控因素包括TOC(<4%)、有机质成熟度[镜质体反射率(R_o)>1.2%]、脆性矿物含量(>60%)和裂缝发育程度(裂缝线密度>1.6×10⁴条/m)。⑥研究区页岩油甜点评价标准为Ⅰ类甜点油饱和度指数(OSI)>100 mg/g,页岩油可动性最佳,集中分布在富县、甘泉及志丹东部地区,这些地区是研究区最有利的页岩油富集区,具有较好的勘探前景;Ⅱ类甜点OSI=70~100 mg/g,页岩油具有可动性;Ⅲ类甜点OSI<70 mg/g,页岩油动用难度较大,该类页岩油在研究区占主导地位。

关键词:可动性;孔隙;裂缝;储层特征;页岩油;长8油层组;长9油层组;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Pore and microfracture characteristics and shale oil exploration prospects of shale reservoirs in the 8th to 9th oil groups of the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin

ZHANG Jiaqi^{1,2}, ZHAO Jingzhou^{1,3}, CAO lei^{1,3}, YE Qingyuan²

(1. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China; 2. Shale Oil Development Branch, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 3. Shaanxi Key Laboratory of Petroleum Accumulation Geology, Xi'an, Shaanxi 710065, China)

Abstract: Shales are well-developed in the 8th to 9th oil groups of the Triassic Yanchang Formation (also referred to as the Chang 8-9 oil groups) in the Ordos Basin. However, their mineral composition and pore and microfracture characteristics, as well as the impacts of these factors on shale oil enrichment and mobility, remain insufficiently understood. In this study, we comprehensively investigate the shale reservoir characteristics and their controlling effects on shale oil in the Chang 8-9 oil groups using data from a series of analyses and tests, including X-ray diffraction

收稿日期:2025-06-30;修回日期:2025-09-17。

第一作者简介:张佳琦(2000—),女,硕士、助理工程师,非常规油气地质。E-mail:1061862954@qq.com。

通信作者简介:赵靖舟(1962—),男,教授,油气成藏与非常规油气地质学。E-mail:jz Zhao@xsyu.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金青年基金项目(42202185);中国博士后科学基金项目(2022MD713801);陕西省教育厅自然科学专项科研计划项目(22JK0505)。

(XRD), field emission scanning electron microscopy (FE-SEM), CO₂ adsorption, low-temperature N₂ adsorption, high-pressure mercury injection (HPMI), and geochemical analyses. The results indicate that the shales in the two oil groups exhibit three lithofacies: felsic clayey shales, clayey felsic shales, and clayey-felsic mixed shales. The Chang 8 oil group is dominated by felsic clayey shales and clayey felsic shales, while all the three lithofacies types are relatively well-developed in the Chang 9 oil group. A comprehensive assessment of pore and microfracture characteristics, fracability, and shale oil mobility reveals that clayey felsic shales are the most favorable lithofacies, followed sequentially by clayey-felsic mixed shales and felsic clayey shales. The shale reservoirs in the two oil groups contain organic pores, intercrystalline pores, intergranular pores, dissolution pores, and microfractures. There are distinct positive correlations between total organic carbon (TOC) content and the volumes of micropores and mesopores. Compared to the Chang 7 oil group, organic pores are less developed in the Chang 8-9 oil groups. Microfractures are well-developed in both oil groups, primarily including bedding-parallel fractures induced by abnormally high-pressure from hydrocarbon generation, followed by pressure dissolution-induced bedding-parallel fractures and shrinkage fractures in organic matter. Key factors contributing to the development of pores and microfractures in the study area include high TOC content, high organic matter maturity, and high brittle mineral content. Specifically, high TOC content and high organic matter maturity promote the development of organic pores and the formation of bedding-parallel fractures induced by abnormally high-pressure from hydrocarbon generation. In contrast, carbonate cementation inhibits pore development and fills fractures with cements. A high clay mineral content favors micropore development but adversely affects mesopore and macropore growth. Primary factors controlling movable oil enrichment include TOC content (< 4%), organic matter maturity (vitrinite reflectance (R_o) > 1.2%), brittle mineral content (> 60%), and fracture density (> $1.6 \times 10^4/\text{m}$). As the assessment criteria for shale oil sweet spots in the study area shown, type I sweet spots should have oil saturation index (OSI) values of greater than 100 mg/g, possess the highest shale oil mobility and are primarily distributed in the Fuxian, Ganquan, and eastern Zhidan areas. These areas represent the most favorable shale oil enrichment regions, holding promising exploration prospects. In contrast, type II sweet spots are characterized by OSI values ranging from 70 mg/g to 100 mg/g, and exhibit a moderate mobility, while type III sweet spots, with OSI values below 70 mg/g, show the lowest mobility. The type III shale oil predominates across the study area.

Key words: mobility, pore, fracture, reservoir features, shale oil, Chang 8 oil group, Chang 9 oil group, Ordos Basin

引用格式:张佳琦,赵靖舟,曹磊,等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长8-长9油层组泥页岩储层孔隙和微裂缝发育特征与页岩油勘探前景[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(5): 1554-1581. DOI: 10.11743/ogg20250511.

ZHANG Jiaqi, ZHAO Jingzhou, CAO lei, et al. Pore and microfracture characteristics and shale oil exploration prospects of shale reservoirs in the 8th to 9th oil groups of the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(5): 1554-1581. DOI: 10.11743/ogg20250511.

中国陆相富有机质页岩沉积环境多样,主要发育于淡水和咸水湖盆环境,总有机碳含量(TOC)分布范围广,有机质类型以I型和II₁型为主。与美国页岩油储层相比,其成熟度普遍偏低。矿物组成以高黏土、低石英和富长石含量为特征,岩相组成较复杂,原油黏度高,流动性较差^[1-2]。因此,中国陆相页岩油勘探开发难度相对较大,这使得对页岩油储层及页岩油可动性的研究显得十分重要。

近年来,松辽盆地青(青山口组)一段页岩油勘探取得重大突破,其沉积环境与矿物组成特征与鄂尔多斯盆地具有较高可比性^[3-7],这一进展推动了对鄂尔多斯盆地三叠系延长组富有机质页岩的深入研究。然而,现有研究多集中于长7³油层亚组的张家滩页岩,且

以陇东地区为主要研究对象,对盆地内另一套优质烃源岩长9油层组李家畔页岩的储层特性及含油性尚未给予足够关注。同时,长8油层组在鄂尔多斯盆地部分地区亦发育富有机质泥页岩,但其储层和含油性的研究仍属空白。

本文聚焦于鄂尔多斯盆地吴起-富县地区,该区是盆地内长8-长9油层组泥页岩厚度最大、有机质丰度最高的地区。长8油层组富有机质泥页岩最大连续厚度可达约20 m,长9油层组李家畔页岩最大厚度可达25 m。该层段有机质含量虽低于长7³油层亚组,但高于青一段^[3-6]。鄂尔多斯盆地长7³油层亚组页岩TOC平均达13.8%,有机质类型以I型和II₁型为主,镜质体反射率(R_o)普遍在0.7%~1.2%,处于成熟阶

段^[1,8-11]。青一段富有机质页岩厚度为50~60 m, TOC 大于2.0%的页岩厚度为80~120 m, 有机质类型以I型为主, R_o 介于1.2%~1.7%, 普遍处于成熟-高熟阶段^[3-4]。研究区长8-长9油层组富有机质泥页岩平均 TOC 为4.6%, 有机质类型以I型和II型为主, R_o 最高超过1.3%, 处于成熟-高成熟阶段。该阶段页岩中的有机质大量生成轻质油, 可动性相对较好。因此, 系统研究吴起-富县地区长8-长9油层组富有机质泥页岩的储层特征与其可动性的控制作用, 具有一定现实意义。

目前, 对泥页岩孔隙发育特征的研究主要采用场发射扫描电镜(FE-SEM)及聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM)高压压汞和气体吸附法。FE-SEM成像精度高, 可识别孔径大于5.0 nm的孔隙二维特征, 但在获取三维孔隙分布和孔隙参数方面存在缺陷^[7-11]。FIB-SEM的分辨率能够达到0.7 nm, 可进行孔隙结构三维表征^[12]。高压压汞可获取页岩孔隙相关参数, 但因实验室压力条件和泥页岩样品条件限制, 难以有效表征微孔信息。气体吸附法可精确测定微孔和介孔的孔径、孔体积和孔隙比表面积等参数, 但对宏孔的测量存在误差。

鉴于上述单一方法的局限性, 本研究综合运用氩离子抛光FE-SEM、FIB-SEM、高压压汞、氮气吸附和二氧化碳吸附等多种方法, 对研究区富有机质页岩的孔隙空间类型和结构进行定性和定量分析, 并结合全岩X射线衍射(XRD)、黏土矿物XRD和有机地化分析, 探讨页岩孔隙和微裂缝发育影响因素。通过明确页岩孔隙和微裂缝发育特征、分布规律和控制因素, 厘清页岩矿物组成、孔隙结构和有机质性质对页岩油可动性的影响, 最终建立适用于研究区长8-长9油层组泥页岩的甜点分类评价标准, 以期指导鄂尔多斯盆地页岩油勘探部署。

1 区域地质背景

鄂尔多斯盆地位于华北克拉通西部, 是一个多旋回叠合型盆地, 总面积约 $37 \times 10^4 \text{ km}^2$, 为中国陆上第二大沉积盆地(图1a)。盆地可划分为6个一级构造单元: 东部晋西挠折带、北部伊盟隆起、西部天环坳陷、西缘逆冲带、中部伊陕斜坡和南部渭北隆起。其中, 伊陕斜坡为盆地的主体(图1b)^[6]。

鄂尔多斯盆地油气资源丰富, 石油主要分布于侏罗系和三叠系延长组。延长组自上而下划分为长1—长10共10个油层组。主力生油岩为深湖-半深湖环境沉积的长7油层组张家滩页岩, 其次为长9油层组李

家畔页岩, 长8油层组在局部也有优质烃源岩分布。截至2022年底, 盆地累积探明石油地质储量达 $105.2 \times 10^8 \text{ t}$ ^[5-6,13]。近年来, 长7—长9油层组页岩油勘探不断取得突破。长7油层组夹层型页岩油已成为当前勘探开发重点对象, 预测资源量达 $40.5 \times 10^8 \text{ t}$; 长9油层组预测页岩油资源量约为 $27.0 \times 10^8 \text{ t}$ ^[6,13], 是页岩油勘探的潜在新领域。

研究区吴起-富县地区地处伊陕斜坡中部, 油气资源丰富, 是当前致密油和页岩油勘探开发的重点区域(图1a)。区内长7、长8和长9油层组烃源岩均有不同程度发育(图1b), 其中, 长9油层组和长8油层组为全盆地烃源岩发育最好的地区。长9油层组李家畔页岩为一套仅次于长7油层组张家滩页岩的优质生油岩, 在全区均有发育, 且由西北向东南逐渐增厚, 主要分布在富县东北部、甘泉和志丹东南部, 厚度为8~20 m。甘泉-富县地区厚度最大, 最大厚度超25 m。长8油层组富有机质泥页岩同样呈现自西北向东南逐渐增厚的趋势, 主要分布在富县西南部、志丹中南部和吴起西南部, 厚度多为4~12 m。富县西南部厚度最大, 最大连续厚度超20 m。上述两套烃源岩成熟度均高于长7油层组页岩(详见后文), 因此被认为是研究区乃至全盆地最具页岩油勘探潜力的目标层系。

2 样品采集与方法

本研究实验样品采自鄂尔多斯盆地吴起-富县地区长8-长9油层组泥页岩岩心, 共计58个, 其中长8油层组样品22个, 长9油层组样品36个。实验分析项目包括XRD分析、 TOC 测试、氩离子抛光FE-SEM和FIB-SEM观测、孔隙度和渗透率测定以及高压压汞和气体吸附实验等。

1) XRD分析: 对39个样品进行全岩和黏土矿物成分检测, 使用D/max-2600衍射仪, 实验依据, SY/T 5163—2018标准。将2 g的全岩样品研磨成直径小于40 μm 的粉末, 50 g的黏土样品研磨至直径小于1 mm的粉末。利用Jade 6.0软件鉴定矿物类型, 并通过权重法计算各矿物相对丰度。

2) 脆性指数计算: 参考前人公式^[14], 结合本研究区矿物组成和物性特征, 选取石英、长石和方解石作为脆性指数评价指标。脆性指数按以下公式计算: 脆性指数 = (石英 + 长石 + 黄铁矿 + 碳酸盐矿物含量) / (石英 + 长石 + 碳酸盐矿物 + 黄铁矿 + 黏土矿物含量) $\times 100$ 。

3) 微观结构观测: 采用FEI Quanta FEG 450型

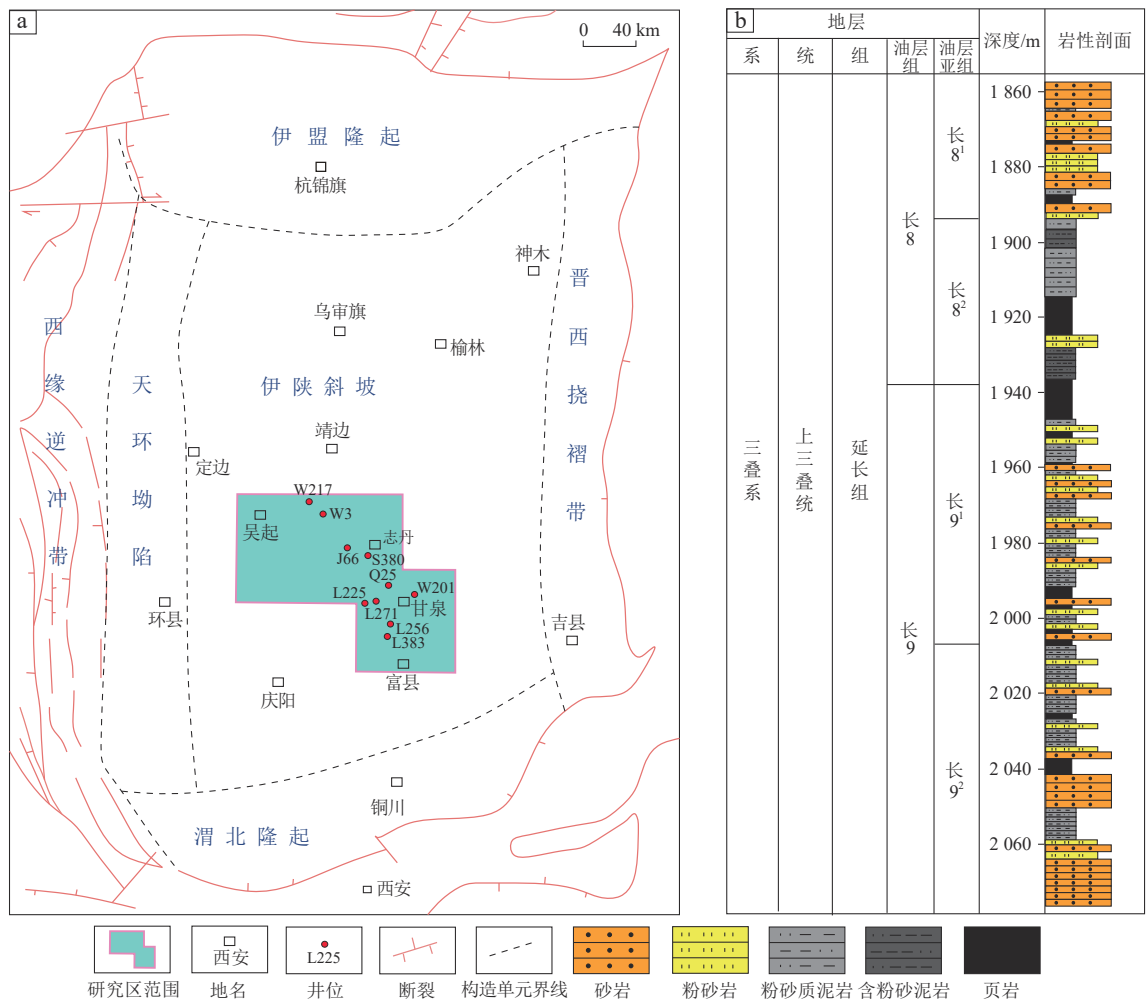


图1 鄂尔多斯盆地研究区位置(a)及长8-长9油层组岩性地层综合柱状图(b)

Fig. 1 Location of the study area in the Ordos Basin (a) and composite stratigraphic column of the Chang 8-9 oil groups in the study area (b)

FE-SEM对29个样品的孔隙空间类型和矿物组成进行观测,样品经GATAN 697型氩离子抛光仪处理,实验遵循SY/T 5162—2021标准。另使用CrossBeam-540型FIB-SEM对4块样品进行三维孔隙结构表征,扫描分辨率达10 nm,实现了孔隙度定量分析、孔喉连通性表征和三维内部结构重构。

4) 气体吸附与孔-渗测定:气体吸附实验采用仪器为ASAP2460型比表面积及孔隙分析仪,依据SY/T 6154—2019标准对23个样品进行分析。利用孔隙度测定仪和脉冲渗透率仪对16个样品的孔隙度和渗透率进行检测,依据GB/T 29172—2012标准进行分析。

5) 高压压汞实验:使用Autopore 9500型压汞仪,依据《岩石毛管压力曲线的测定》(GB/T 29171—2012)标准,对样品进行高压压汞分析,获取毛管压力曲线及孔径分布曲线特征。

6) TOC测试:采用CS744硫碳分析仪,对53个样品按照GB/T 19145—2022标准进行分析。通过Rock-

Eval分析获得了游离烃含量(S_1)、干酪根裂解烃含量(S_2)、有机质释放二氧化碳含量(S_3)和最高热解峰温(T_{max})及氢指数(HI)等参数。

3 结果

依据《陆相烃源岩有机质丰度评价标准》(SY/T 5735—1995),研究区长8样品有机质丰度主要集中在“中等-好”烃源岩级别(图2b),TOC介于0.95%~14.60%,平均值为4.22%;长9油层组样品有机质丰度以“好”烃源岩为主(图2b),TOC介于0.51%~7.09%,平均值为4.36%。

长8油层组和长9油层组泥页岩有机质类型主要以Ⅱ₁型为主(图2a)。长8油层组烃源岩 R_o 介于0.74%~1.49%,平均值为1.21%;长9油层组烃源岩 R_o 介于0.75%~1.56%,平均值为1.25%,有机质普遍处于“成熟-高成熟”阶段。

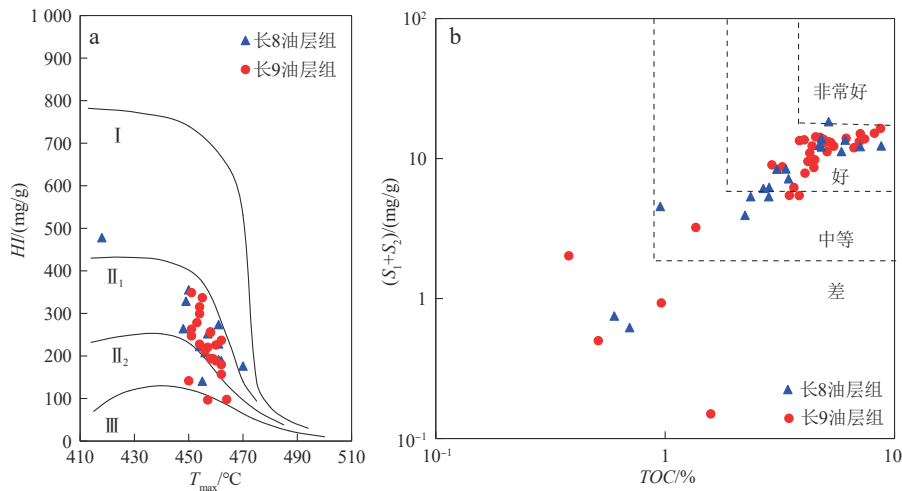


图2 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长8—长9油层组泥页岩有机质HI与 T_{max} 交会图(a)和 (S_1+S_2) 与TOC交会图(b)

Fig. 2 Cross plots of the hydrogen index (HI) vs. T_{max} (a) and S_1+S_2 vs. TOC content (b) of organic matter in the Chang 8–9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

HI. 氢指数; T_{max} . 最高热解峰温; TOC. 总有机碳含量; S_1 . 游离烃含量; S_2 . 热解烃含量; I. I型干酪根(腐泥型); II₁. II₁型干酪根(腐殖腐泥型); II₂. II₂型干酪根(腐泥腐殖型); III. III型干酪根(腐殖型)
(图2b中虚线框表示烃源岩有机质丰度级别。)

表1显示,从吴起至富县地区(自西北向东南),有机质丰度逐渐升高,TOC平均值从3.13%增至4.60%。富县地区有机质丰度最高,TOC介于0.51%~8.75%,平均值达4.60%,这表明大部分样品属于“好”烃源岩级别。有机质成熟度亦呈现相似的区域变化规律,自吴起到富县地区逐渐升高,富县地区有机质成熟度平均值达到最高, R_o 介于1.29%~1.49%,平均值达1.40%。

3.1 页岩储层岩石学特征

3.1.1 矿物组成

XRD全岩与黏土矿物分析结果表明(图3),长8油层组泥页岩黏土矿物含量介于31.0%~59.0%,平均值为48.9%;长英质矿物含量介于28.9%~57.9%,其中石英含量范围为25.7%~27.2%(平均值为26.3%),长石含量范围为18.9%~21.6%(平均值为19.3%);碳酸盐岩矿物含量普遍小于13.0%,主要由铁

白云石和菱铁矿组成,其次为方解石;黄铁矿含量介于0.3%~7.1%,平均值为2.6%。

长9油层组泥页岩黏土矿物平均含量为48.1%,与长8油层组接近;石英含量略高于长8油层组,平均含量为29.2%;钾长石平均含量明显降低,由6.9%降至5.1%。

在黏土矿物组成方面(图3b),长8油层组以伊利石为主,含量介于17.0%~82.0%,平均值为46.0%;伊/蒙混层含量介于6.0%~63.0%,平均值为31.0%;绿泥石含量介于6.0%~36.0%,平均值为15.2%;高岭石含量介于1.0%~25.0%,平均值为6.4%;蒙脱石在长8油层组不发育(图3b)。

长9油层组较长8油层组伊利石含量有所升高,含量介于5.0%~84.0%,平均值为52.0%;伊/蒙混层含量低于长8油层组,介于3.0%~69.0%,平均值为27.9%;高岭石含量介于1.0%~22.0%,平均值为5.5%;绿泥石含量介于2.0%~34.0%,平均值为

表1 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区不同地区长8—长9油层组泥页岩地化特征

地区	TOC/%				R_o /%			
	最大值	最小值	平均值	样品数/个	最大值	最小值	平均值	样品数/个
吴起	5.16	0.38	3.13	6	1.08	0.89	0.96	4
志丹	4.96	0.96	3.28	8	1.32	1.28	1.30	5
甘泉	7.09	0.95	4.28	6	1.56	0.74	1.13	5
富县	8.75	0.51	4.60	33	1.29	1.49	1.40	9

注:TOC. 总有机碳含量; R_o . 镜质体反射率。

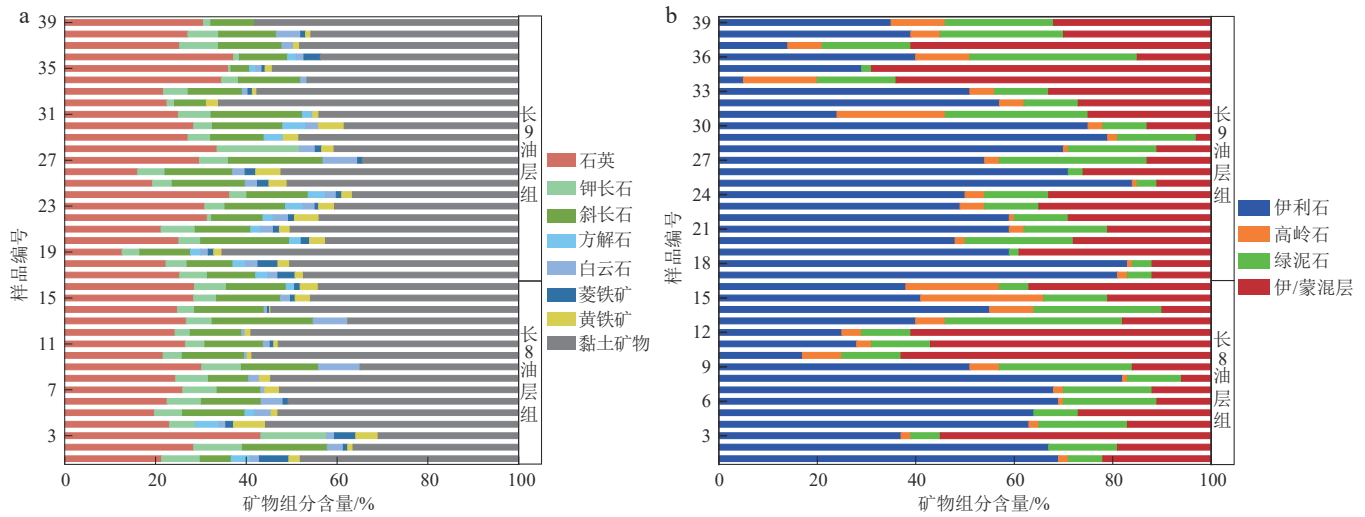


图3 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长8-长9油层组泥页岩全岩矿物组成(a)及黏土矿物组成(b)条形图

Fig. 3 Bar charts showing the whole-rock mineral (a) and clay mineral (b) compositions of the shales in the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

14.5%。

由表2可见,从吴起至富县地区(自西北到东南),黏土矿物总量在志丹和甘泉地区含量最高,平均值为50.0%;由吴起到富县地区,钾长石、碳酸盐岩矿物及黄铁矿含量逐渐升高,长英质矿物含量逐渐降低。其中,吴起地区长英质矿物含量最高,平均值为49.4%,黏土矿物总量最低,平均值为45.5%;志丹地区石英含量较高,平均值为31.3%,黄铁矿含量最低,平均值为0.8%;富县地区长英质矿物含量最少,平均值为43.4%,碳酸盐岩矿物和黄铁矿含量最高,平均值分别6.4%和2.9%。

3.1.2 岩相划分

研究区长8-长9油层组富有机质烃源岩岩性主要为页岩、泥岩和粉砂质泥岩。以黏土矿物含量、石英+长石+黄铁矿含量和碳酸盐岩矿物含量作为三端元,可将研究区泥页岩储层划分为3种岩相类型(图4):①长英质黏土页岩,黏土矿物平均含量为52.3%,长英质矿物+黄铁矿平均含量为43.0%;②黏土-长英混合

页岩,黏土矿物平均含量为44.1%,长英质矿物+黄铁矿平均含量为49.9%;③黏土质长英页岩,长英质矿物+黄铁矿平均含量55.9%,黏土矿物平均含量为37.5%。

长8油层组富有机质泥页岩普遍发育长英质黏土页岩,其TOC最高(TOC平均值为5.0%),其次为黏土质长英页岩岩相(TOC平均值为2.1%)。长9油层组亦以长英质黏土页岩为主(TOC平均值为4.0%),黏土-长英混合质页岩(TOC平均值为5.1%)和黏土质长英页岩(TOC平均值为4.8%)次之(图4)。黏土-长英混合质页岩主要分布于长9油层组,在长8油层组不甚发育。

为进一步分析长8油层组和长9油层组泥页岩的岩相和含油性特征,分别选取典型井L271井(长8油层组)和L256井(长9油层组)进行重点剖析。L271井长8油层组富有机质泥页岩岩性以泥岩和粉砂质泥岩为主,厚度介于0.5~3.0 m。TOC介于2.2%~8.8%,平均值为4.07%; S_1 介于1.2~3.5 mg/g,平均值为2.5 mg/g;油饱和度指数(OSI)介于33.6~114.0 mg/g,平均值为

表2 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区不同地区长8-长9油层组泥页岩矿物组成

Table 2 Mineral composition of shales in the Chang 8-9 oil groups across different regions, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

地区	样品数/ 个	矿物组分平均含量/%									
		石英	钾长石	钠长石	碳酸盐矿物	黄铁矿	黏土矿物	伊利石	高岭石	绿泥石	伊/蒙混层
吴起	6	28.6	5.1	15.7	3.3	1.5	45.5	35.8	14.8	19.4	30.0
志丹	5	31.3	3.8	10.2	4.0	0.8	50.0	31.4	7.0	20.2	41.4
甘泉	6	26.1	6.2	12.1	4.6	2.0	50.0	47.7	5.9	15.5	30.9
富县	22	25.2	6.4	11.8	6.4	2.9	47.2	64.0	1.7	11.8	22.5

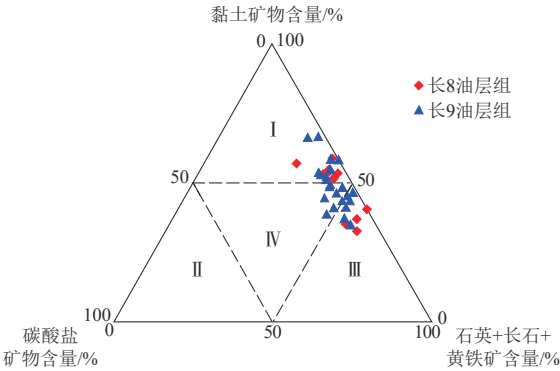


图4 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长8-长9油层组泥页岩岩相划分三端元图

Fig. 4 Ternary diagram showing the lithofacies classification of the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin
I. 长英质黏土页岩; II. 钙质页岩; III. 黏土质长英页岩; IV. 黏土-长英混合页岩

72.6 mg/g(图5)。该井长8油层组发育黏土质长英页岩和长英质黏土页岩两类岩相,其中,长英质黏土页岩

*OSI*值较高,平均值为84.5 mg/g,黏土质长英页岩 *OSI* 平均值为71.8 mg/g。

L256井长9油层组富有机质泥页岩(李家畔页岩段)岩性主要为页岩,厚度为20 m。*TOC* 介于3.5%~8.7%,平均值为6.0%;*S_i* 介于1.6~4.0 mg/g,平均值为3.0 mg/g; *OSI* 介于47.8~71.0 mg/g,平均值为62.8 mg/g(图6)。该井长9油层组发育长英质黏土页岩和黏土-长英混合质页岩,其中,长英质黏土页岩 *OSI* 平均值为57.4 mg/g,黏土-长英混合页岩 *OSI* 平均值为70.8 mg/g。

3.1.3 脆性特征

前人研究表明^[19],当脆性指数介于40.0%~60.0%时,岩石经改造后可形成复杂的裂缝网络系统^[20-21]。研究区长8油层组泥页岩脆性指数介于38.9%~62.7%(平均值为51.7%),长9油层组泥页岩脆性指数介于33.5%~65.2%(平均值为51.3%)。这表明二者均具备良好的可压裂性。

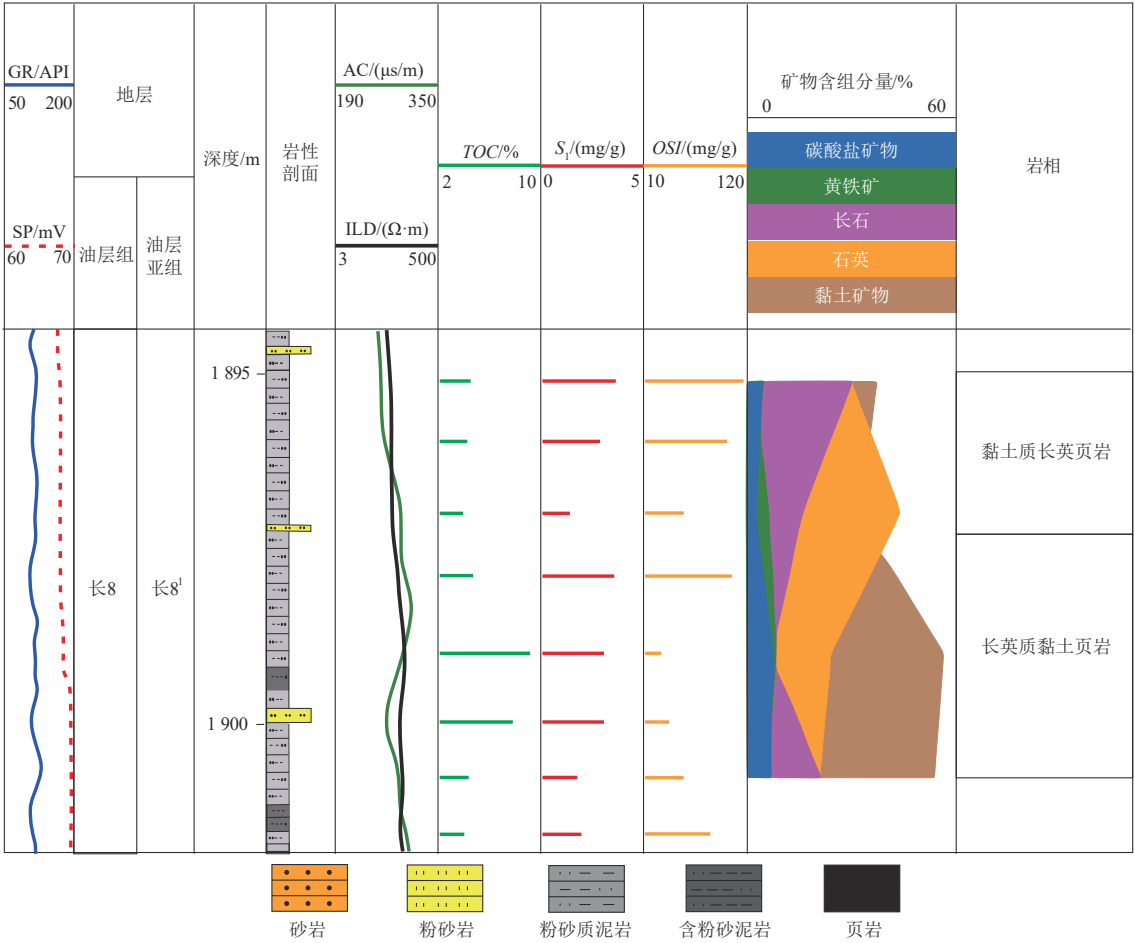


图5 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区L271井长8油层组泥页岩地化-岩相单井综合柱状图

Fig. 5 Geochemistry-lithofacies column of the Chang 8 oil group in well L271, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin
TOC. 总有机碳含量; *S_i*. 游离烃; *OSI*. 油饱和度指数

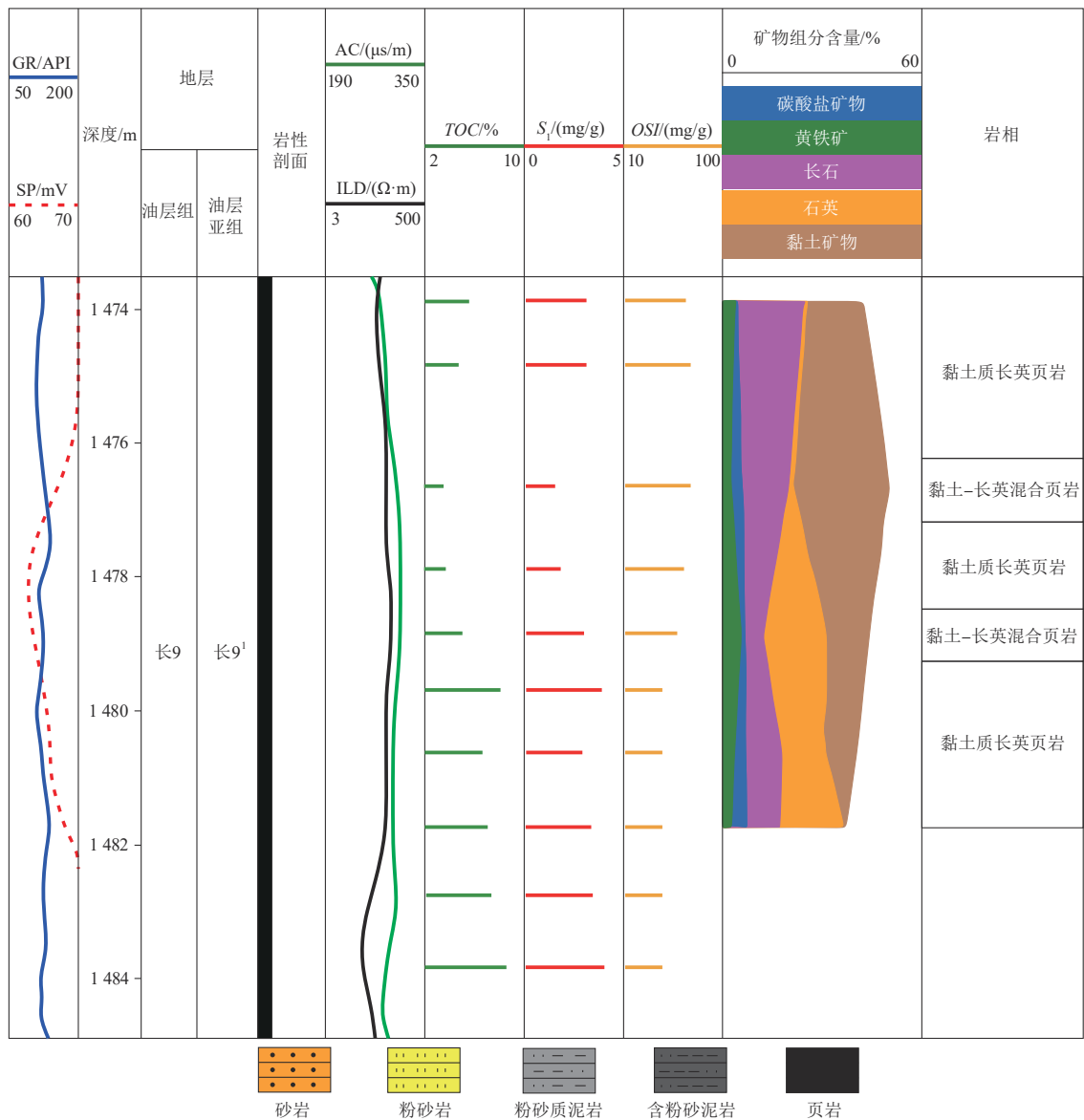


图6 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区 L256 井长 9 油层组泥页岩地化-岩相单井综合柱状图

Fig. 6 Geochemistry-lithofacies column of the Chang 9 oil group in well L256, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin
TOC. 总有机碳含量; S₁. 游离烃; OSI. 含油饱和度指数

根据岩相来看,研究区长 9 油层组黏土质长英页岩的脆性指数最高,介于 65.2%~85.0%,平均值为 75.1%。可压裂性最好;长 9 油层组黏土-长英混合页岩次之,脆性指数介于 62.4%~77.1%,平均值为 67.2%,可压裂性良好;长 8 油层组长英质黏土页岩脆性指数介于 38.9%~48.6%,平均值 45.2%,可压裂性较差,但长 9 油层组长英质黏土页岩脆性指数平均值达 57.0%,反映其具有一定可压裂性(表 3)。

表 3 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长 8-长 9 油层组泥页岩不同岩相脆性指数特征

Table 3 Brittleness indices of varying shale lithofacies in the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

层位	岩相	脆性指数/%			黏土矿物含量/%	样品数/个
		最大值	最小值	平均值		
长 8 油层组	长英质黏土页岩	48.6	38.9	45.2	52.7	8
	黏土质长英页岩	65.8	62.7	64.5	34.1	3
长 9 油层组	长英质黏土页岩	65.3	46.5	57.0	53.9	8
	黏土质长英页岩	85.0	65.2	75.1	40.8	6
	黏土-长英混合页岩	77.1	62.4	69.2	44.7	7

3.2 页岩储层孔隙发育特征

3.2.1 孔隙类型

孔隙形态、类型和连通性是评价泥页岩储层物性的关键因素^[22-24]。Ko等^[25]根据有机质孔形态将有机质孔划分为卷曲有机质孔、海绵状有机质孔、包覆型有机质孔和收缩型有机质孔。Loucks^[26]根据Barnett页岩孔隙结构研究,将孔隙类型划分为矿物基质孔、有机质孔和裂缝3种类型。其中,矿物基质孔又可进一步分为粒内孔和粒间孔。

研究区长8-长9油层组有机质孔主要包括海绵状有机质孔、包覆型有机质孔和收缩性有机质孔3种类型:①海绵状有机质孔多发育于长8油层组,岩相

以长英质黏土页岩为主,孔径介于100~500 nm,形状多呈圆形、次圆形,与烃类生成有关(图7a—c);②包覆型有机质孔存在于被矿物包裹的有机质中,主要分布于长9油层组,岩相以长英质黏土页岩为主,孔径介于40~200 nm,常发育于草莓状黄铁矿中(图7g, h);③收缩型有机质孔形成于有机质与矿物之间,在长8油层组和长9油层组发育程度相近,孔径介于40~100 nm,多发育在长英质黏土页岩和黏土-长英混合页岩中(图7b, d)。

研究区长8-长9油层组无机质孔主要包括晶间孔、粒间孔、溶蚀孔和微裂缝4种类型:①原生粒间孔不甚发育,主要见于长8-长9油层组黏土质长英页岩中,孔径介于500~5 000 nm,多发育于石英和长石等刚性矿物颗粒与黏土矿物之间,呈孤立三角形或线形,

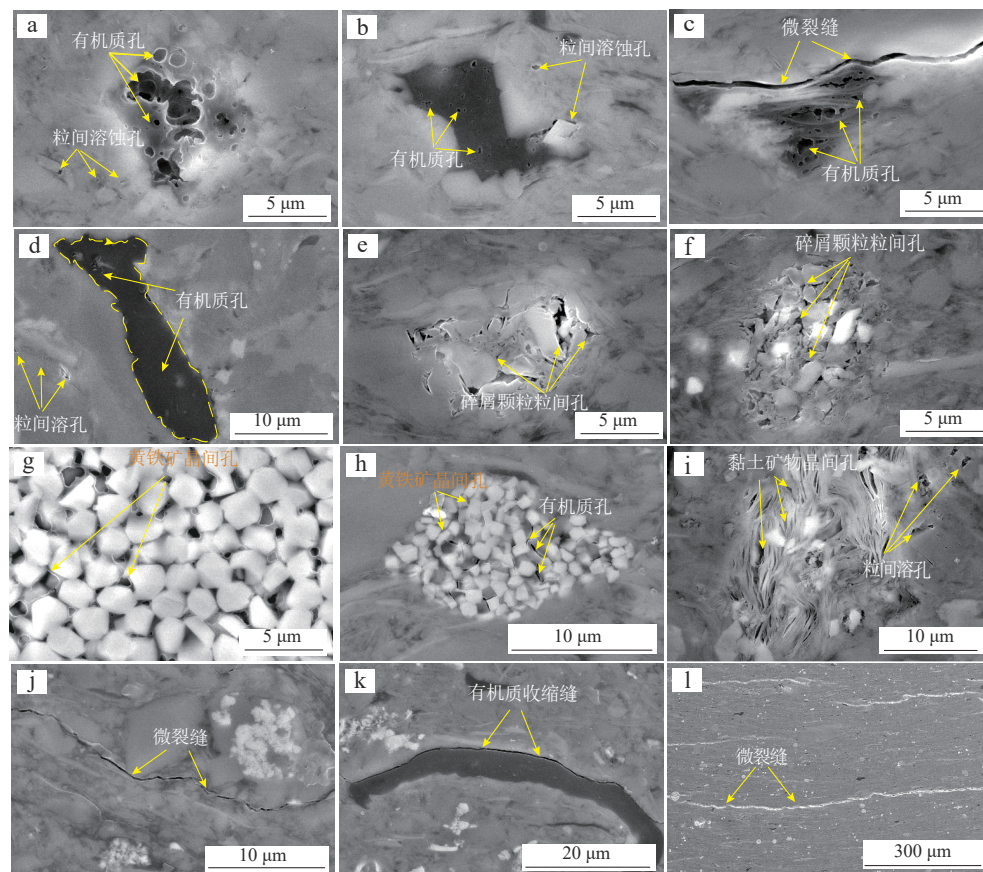


图7 鄂尔多斯盆地吴起-富县地区长8-长9油层组泥页岩典型孔隙类型的氩离子抛光-场发射扫描电镜照片

Fig. 7 Argon ion milling-FE-SEM images of typical pore types in shales in the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

a. 粒间溶蚀孔、海绵状有机质孔,样品C-1,富县地区,长8油层组,埋深1 895.26 m; b. 粒间溶蚀孔、收缩有机质孔,样品2-12,富县地区,长8油层组,埋深1 467.37 m; c. 海绵状有机质孔、微裂缝,样品2-12,富县地区,长8油层组,埋深1 467.37 m; d. 粒间溶蚀孔、收缩有机质孔,样品5-2,志丹地区,长9油层组,埋深2 013.37 m; e. 碎屑颗粒粒间孔,样品3-3,甘泉地区,长9油层组,埋深1 412.28 m; f. 碎屑颗粒粒间孔,样品3-2,甘泉地区,长9油层组,埋深1 409.87 m; g. 黄铁矿晶间孔,样品C-1,富县地区,长8油层组,埋深1 895.26 m; h. 黄铁矿晶间孔、包覆形有机质孔,样品3-2,甘泉地区,长9油层组,埋深1 409.87 m; i. 黏土矿物晶间孔、粒间溶蚀孔,样品A-4,富县地区,长9油层组,埋深1 807.50 m; j. 微裂缝,样品2-10,富县地区,长9油层组,埋深1 933.29 m; k. 有机质收缩缝,样品2-10,富县地区,长9油层组,埋深1 933.29 m; l. 平行层理发育的微裂缝,样品2-11,富县地区,长8油层组,埋深1 471.59 m

与机械压实作用有关;②溶蚀孔主要发育于长9油层组,孔径介于200~500 nm,形状不规则,岩相以黏土质长英页岩为主,其次为黏土-长英混合质页岩,常见于刚性颗粒矿物边缘和碳酸盐矿物颗粒内(图7e,f);③黏土矿物晶间孔发育普遍,孔径介于500~1 000 nm,岩相以长英质黏土页岩为主,普遍发育于黏土矿物解理-片状颗粒内(图7i);④黄铁矿晶间孔主要发育在长9油层组草莓状黄铁矿中,孔径介于500~1 000 nm,岩相以长英质黏土页岩为主,部分发育于黏土-长英混合页岩中,孔内常充填有机质,通常具有良好的连通性(图7g,h)。

3.2.2 不同岩相的孔隙孔径与面孔率

使用ImageJ-win64软件对研究区泥页岩样品进行定量分析(图8),通过调整图像灰度阈值范围,对不同类型孔隙孔径进行统计,获取不同岩相和不同成因类型的微观孔隙面孔率。

长9油层组中,长英质黏土页岩面孔率最高,平均为1.38%。该岩相主要发育黄铁矿晶间孔和有机质孔,平均面孔率分别为0.43%和0.41%。黏土矿物晶间孔次之,平均面孔率为0.28%;黏土质长英页岩平均面孔率为0.52%,以溶蚀孔最为发育,平均面孔率为

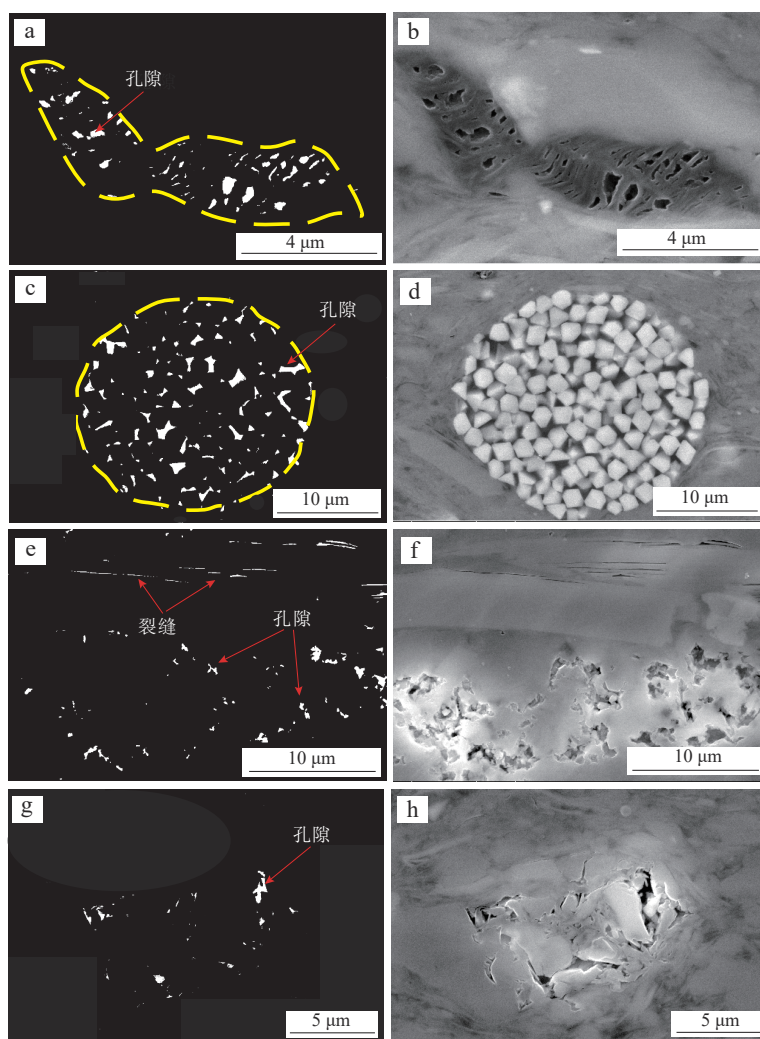


图8 ImageJ软件处理分析鄂尔多斯盆地吴起—富县地区扫描电镜照片

Fig. 8 SEM images of pores in shales in the Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin derived from the processing and analysis using the ImageJ software a. 有机质孔在ImageJ软件下的表征,样品A-1,富县地区,长9油层组,埋深1 803.50 m; b. 有机质孔在氩离子抛光-场发射扫描电镜下的图像,样品A-1,富县地区,长9油层组,埋深1 803.50 m; c. 黄铁矿晶间孔在ImageJ软件下的表征,样品2-11,富县地区,长8油层组,埋深1 471.59 m; d. 黄铁矿晶间孔在氩离子抛光-场发射扫描电镜下的图像,样品2-11,富县地区,长8油层组,埋深1 471.59 m; e. 粒间溶蚀孔和微裂缝在ImageJ软件下的表征,样品3-1,甘泉地区,长8油层组,埋深1 396.69 m; f. 粒间溶蚀孔和微裂缝在氩离子抛光-场发射扫描电镜下的图像,样品3-1,甘泉地区,长8油层组,埋深1 396.69 m; g. 碎屑颗粒粒间孔在ImageJ软件下的表征,样品3-3,甘泉地区,长9油层组,埋深1 412.28 m; h. 碎屑颗粒粒间孔在氩离子抛光-场发射扫描电镜下的图像,样品3-3,甘泉地区,长9油层组,埋深1 412.28 m

0.21%。其次为粒间孔,平均面孔率为0.13%;黏土-长英混合页岩面孔率较低,平均为0.43%。其中,有机质孔最为发育,平均面孔率为0.16%。其他孔隙空间类型面孔率差异不大(图9a—c)。

长8油层组中,面孔率最高的同样为长英质黏土页岩,平均面孔率为1.27%。其中,有机质孔最为发育,面孔率平均为0.43%。黄铁矿晶间孔和黏土矿物晶间孔次之,平均面孔率分别为0.30%和0.26%;黏土质长英页岩的平均面孔率较高,为1.09%。其中,黄铁矿晶间孔最为发育,平均面孔率为0.36%。溶蚀孔和有机质孔次之,平均面孔率分别为0.28%和0.21%(图9d,e)。

总体而言,研究区长8油层组和长9油层组泥页岩中,面孔率最大的岩相均为长英质黏土页岩,其次为黏土质长英页岩。面孔率主要贡献孔隙类型为有机质孔、黄铁矿晶间孔和黏土矿物晶间孔,其次是原生粒间孔、溶蚀孔和微裂缝。

3.2.3 FIB-SEM 分析

基于FIB-SEM对4块页岩样品的孔隙结构特征参数进行了定量计算(表4)。分析结果显示,样品中有有机质孔孔体积占比普遍较高,其次为无机质孔,黄铁矿晶间孔占比最小。其中,样品2-11有机质孔孔体积占比最高,达98.9%;样品6-13无机质孔孔体积占比最

高,达62.5%;黄铁矿晶间孔在部分样品中不发育,在样品6-13中最发育,孔体积占比为0.7%。4块样品的孔隙度介于0.12%~1.17%。其中,样品6-13的孔隙度最大,样品B-9的孔隙度最小。配位数能够反映孔隙连通性,样品2-11孔隙连通性最好,配位数最大,为0.16;样品6-13次之,配位数为0.13;其余两块样品配位数均小于0.10。

图10为4块样品的孔隙类型模型和球棍模型。样品B-9孔隙类型以有机质孔为主,球棍模型显示其孔隙在X、Y和Z轴3个坐标轴方向上均未贯穿,表明其孔隙连通性较差(图10a);样品2-11孔隙类型同样以有机质孔为主,孔隙在Z轴方向贯穿,而在X轴和Y轴方向上未贯穿,显示纵向具有一定的连通性(图10b);样品6-3孔隙类型以有机质孔为主,无机质孔较为发育,孔隙在3个坐标轴方向上均未贯穿,但局部孔隙簇具有一定的连通性(图10c);样品6-13孔隙类型以无机质孔为主,有机质孔较为发育,局部见黄铁矿晶间孔,孔隙在X、Y和Z轴3个坐标轴方向基本贯通,连通性最好(图10d)。

分析表明,有机质含量和成熟度对孔隙类型和连通性具有一定影响,但并非有机质含量越高、成熟度越大,孔隙连通性就越好。当有机质和成熟度处于一定范围内时,页岩的有机质孔和无机质孔均较为发育,且孔隙连通性较好。

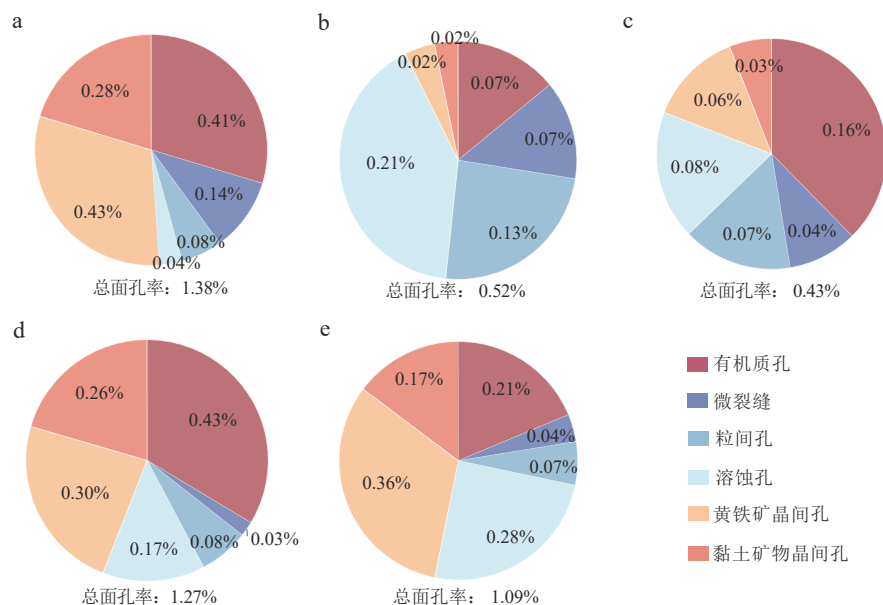


图9 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长8—长9油层组泥页岩不同岩相面孔率占比饼状图

Fig. 9 Pie charts showing the thin-section porosity proportions of varying shale lithofacies in the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

a. 长英质黏土页岩, 长9油层组; b. 黏土质长英页岩, 长9油层组; c. 黏土-长英混合页岩, 长9油层组; d. 长英质黏土页岩, 长8油层组; e. 黏土质长英页岩, 长8油层组

表 4 基于聚焦离子束扫描电镜表征鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长 8-长 9 油层组泥页岩孔隙结构相关参数

Table 4 Pore structure parameters of shales in the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin, characterized using focused ion beam-scanning electron microscopy (FIB-SEM)

样品编号	层位	孔隙类型	孔隙度/%	面孔率/%	总面孔率/%	配位数
B-9	长 9 油层组	有机质孔	0.100	80.70	0.12	0.04
		无机质孔	0.020	18.70		
		黄铁矿晶间孔	0.001	0.60		
6-13	长 9 油层组	有机质孔	0.400	36.80	1.11	0.13
		无机质孔	0.700	62.50		
		黄铁矿晶间孔	0.010	0.70		
6-3	长 8 油层组	有机质孔	0.200	58.10	0.31	0.03
		无机质孔	0.100	41.80		
		黄铁矿晶间孔	—	0.08		
2-11	长 8 油层组	有机质孔	0.400	98.90	0.48	0.16
		无机质孔	0.080	1.10		
		黄铁矿晶间孔	—	0.02		

注:表中“—”表示无数据。

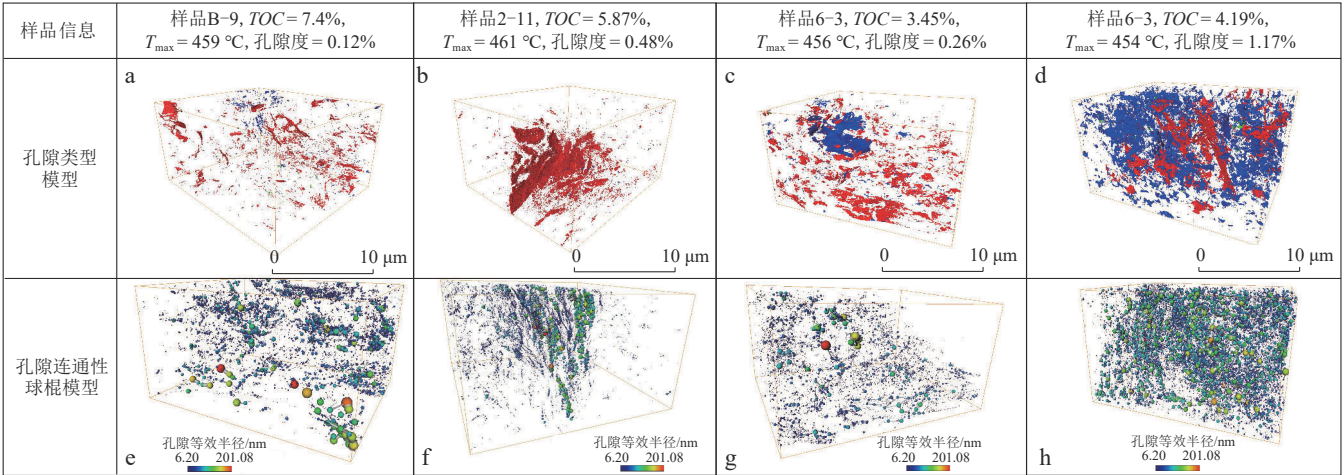


图 10 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长 8-长 9 油层组 4 块泥页岩样品孔隙类型模型及孔隙连通性球棍模型

Fig. 10 Pore type models and pore-connectivity ball-and-stick models of four samples from the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

(a—d 图中红色为有机质孔、蓝色为无机质孔、绿色为黄铁矿晶间孔; e—f 图中球棍的大小代表孔隙和喉道的大小, 颜色越偏红色系代表孔隙和喉道越大。)

3.2.4 CO₂和 N₂ 吸附实验结果

按照国际纯粹与应用化学联合会(IUPAC)分类标准,将泥页岩孔隙划分为微孔(孔径 < 2 nm)、介孔(孔径介于 2 ~ 50 nm)和宏孔(孔径 > 50 nm)^[27]。气体吸附量的大小能够反映微孔的连通性^[19]。CO₂吸附实验结果表明(图 11a, c, e),研究区 3 种岩相的曲线形态类似于 IUPAC 定义的 I 型等温吸附线^[22]。其中,长英质黏土页岩气体吸附量最高,微孔连通性最好(图 11a);黏土-长英质混合页岩次之(图 11e);黏土质长英页岩相对较差(图 11c)。

研究区泥页岩样品的 N₂ 吸附曲线类似于 IUPAC

定义的 II 型等温吸附线及 H₂ 型和 H₄ 型迟滞环特征^[28-29]。长英质黏土页岩迟滞环带主要为 H₄ 型(图 11b),脱附曲线平缓,表明其含有较多封闭性孔,同时含有一端或两端开口的楔形/V 型孔。黏土质长英页岩滞后环带为 H₂ 型(图 11d),孔隙多呈细口瓶状(墨水瓶),吸附量较大,且在相对压力(p/p_0)为 0.4 ~ 0.6 时有一个急剧下降的拐点,反应孔隙多呈两端开放形态;黏土-长英质混合页岩兼有上述两种迟滞环类型。迟滞环带面积可反映孔隙连通性,黏土质长英页岩迟滞环带面积最大,说明其孔隙连通性优于其他岩相(图 11f)。

就不同孔隙大小的占比来看,长 8 油层组泥页岩

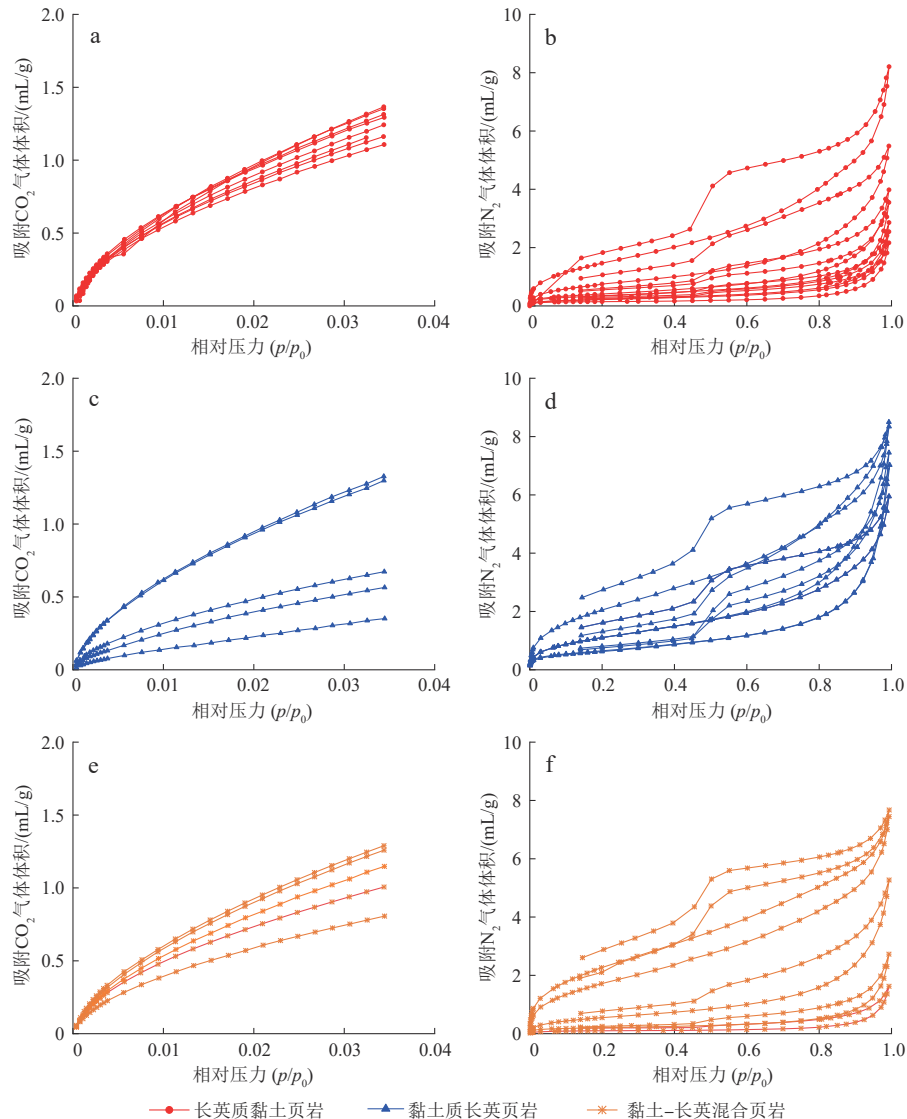


图11 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长8—长9油层组泥页岩不同岩相的气体吸附曲线

Fig. 11 Gas adsorption curves of varying shale lithofacies in the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

a. 长英质黏土页岩 CO_2 吸附曲线; b. 长英质黏土页岩 N_2 吸附曲线; c. 黏土质长英页岩 CO_2 吸附曲线; d. 黏土质长英页岩 N_2 吸附曲线; e. 黏土—长英混合页岩 CO_2 吸附曲线; f. 黏土—长英混合页岩 N_2 吸附曲线

样品微孔平均孔体积为0.001 6 mL/g, 占总孔体积的19%; 介孔平均孔体积为0.005 1 mL/g, 占总孔体积的53%; 宏孔平均孔体积为0.002 3 mL/g, 占总孔体积的27%。长9油层组微孔平均孔体积为0.001 6 mL/g, 占总孔体积的16%; 介孔平均孔体积为0.007 1 mL/g, 占总孔体积的60%; 宏孔平均孔体积为0.002 6 mL/g, 占总孔体积的24%。可见, 长8油层组和长9油层组泥页岩均以介孔对孔体积的贡献最大, 其次是宏孔和微孔。另外, 长9油层组介孔及介孔+宏孔的孔体积占比均比长8油层组大, 反映以李家畔页岩为代表的长9油层组泥页岩孔隙较长8油层组发育, 孔隙结构较好。

就岩相而言(图12), 3种岩相中, 黏土质长英页岩

的介孔最为发育, 平均孔体积为0.008 mL/g; 黏土—长英混合页岩次之, 其介孔平均孔体积为0.007 mL/g; 长英质黏土页岩介孔最小, 平均孔体积为0.005 mL/g。

3.2.5 高压压汞实验结果

1) 毛管压力曲线

高压压汞实验结果表明(表5), 研究区5块页岩样品孔隙度介于0.53%~2.30%, 渗透率介于 $(0.000\ 3 \sim 0.0012) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 排驱压力介于8.30~23.50 MPa, 排驱压力普遍较大, 表明其孔喉细小, 储层渗流能力较差。中值压力介于13.78~114.60 MPa, 中值半径介于0.006~0.007 μm , 中值压力较高, 部分样品的孔喉极小导致实验设备的最高压力无法迫使汞进入喉道,

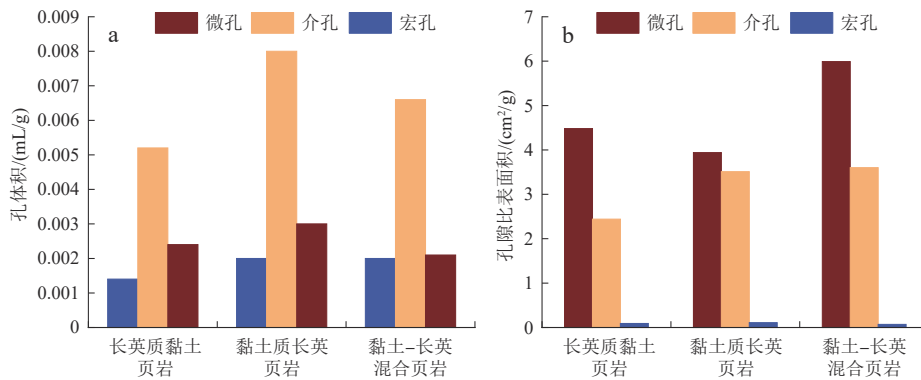


图12 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长8-长9油层组泥页岩不同岩相孔体积(a)和孔隙比表面积(b)柱状图
Fig. 12 Bar charts showing the pore volumes and specific surface areas of varying shale lithofacies in the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

造成进汞饱和度低于50.0%,以致其中值压力和中值半径无法确定。最大进汞饱和度介于45.0%~90.9%,其中3块样品的最大汞饱和度均大于85.0%,表明其孔隙网络的连通性好,开放型的孔隙占据主导。大部分样品退汞效率高高于70%,也表明其孔隙的连通性较好。

不同样品的进汞-退汞曲线以及排驱压力、中值压力、最大进汞饱和度以及退汞效率有所差异,据此将研究区长8-长9油层组泥页岩高压压汞曲线特征归为

两类(图13):①第Ⅰ类曲线,平台段平缓,其排驱压力较小,如样品7-4最大孔喉半径和中值孔喉半径较大,分别为0.050 μm和0.007 μm,排驱压力和中值压力较小,均为13.78 MPa,对应层段(长8油层组)的宏孔孔喉较发育,连通性较好(图13a);②第Ⅱ类曲线,平台段倾斜,曲线几乎无平台,排驱压力较大,如样品5-1,排驱压力在23.50 MPa,说明孔喉分布较细,分选较差,对应层段(长9油层组)宏孔不甚发育(图13b)。

2) 孔径分布

表5 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长8-长9油层组泥页岩高压压汞实验相关参数

Table 5 HPMI-derived parameters of shale samples from the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

样品 编号	地区	层位	埋深/m	孔隙度/%	渗透率/ (10 ⁻³ μm ²)	排驱压力/ MPa	中值压力/ MPa	最大汞饱 和度/%	最大孔喉 半径/μm	中值孔喉 半径/μm	平均孔喉 半径/μm	退汞 效率/%	曲线 类型
7-4	吴起	长8油层组	2 145	0.5	0.003 0	13.8	13.8	86.7	0.05	0.007	0.011	71.5	Ⅰ类
B-8	富县	长9油层组	1 482	1.0	0.000 3	13.8	13.8	90.9	0.05	0.007	0.011	80.6	Ⅰ类
B-10	富县	长9油层组	1 484	1.3	0.010 2	8.3	114.6	89.9	0.09	0.006	0.013	81.6	Ⅰ类
5-1	志丹	长9油层组	2 011	2.2	0.001 2	23.5	—	44.0	0.05	—	0.100	79.4	Ⅱ类
5-3	志丹	长9油层组	1 801	2.3	0.001 1	20.6	—	45.0	0.04	—	0.009	51.0	Ⅱ类

注:“—”表示无数据。

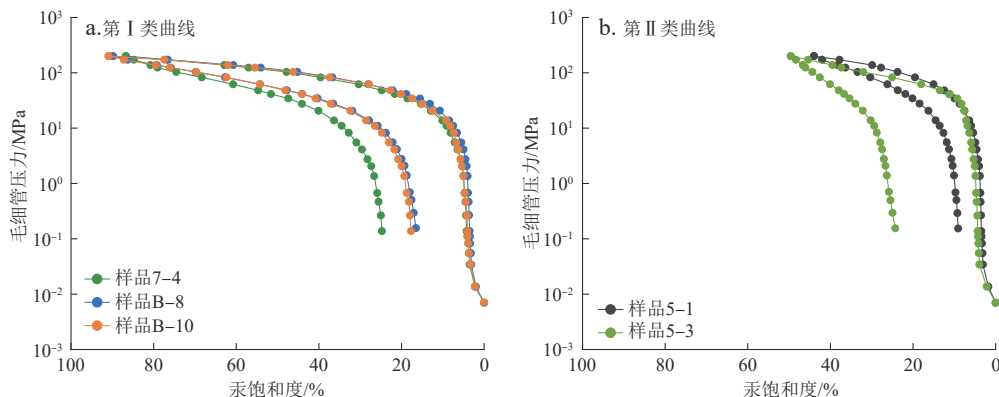


图13 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长8-长9油层组泥页岩样品毛细管压力曲线
Fig. 13 Capillary pressure curves of five shale samples from the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

本文使用的高压压汞实验最大进汞压力为200.338 MPa,孔径测量范围介于7.3~210 060.0 nm。基于 Washburn 方程中压力(p)与孔径(r)的定量关系模型,可通过不同压力梯度下的汞注入量反演对应孔径的孔隙体积^[28, 30]。实验过程中通过连续增压至汞饱和曲线平台阶段,最终获取页岩全尺度孔隙结构的体积分布特征^[25]。

依据以上方法计算得到研究区长8-长9油层组页岩孔体积和比表面积(表6)。高压压汞实验结果表明,5块样品的孔体积介于0.001 7~0.009 0 mL/g,平均孔体积为0.004 6 mL/g,其中介孔占总孔体积的平均比例为83%,宏孔的平均孔体积为0.000 8 mL/g、占总孔体积的平均比例为17%;孔隙比表面积介于0.450~0.810 m²/g,其中介孔的平均孔隙比表面积为

0.473 m²/g、占总孔隙比表面积的平均比例为89.4%,宏孔的平均孔隙比表面积为0.056 m²/g、占总孔隙比表面积的平均比例为10.6%。可见,页岩储层孔体积主要来自介孔的贡献。

3.2.6 泥页岩全尺度孔径表征

1) 气体吸附孔径表征

研究区长8-长9油层组页岩孔隙结构复杂,孔径在0.4~1 000.0 nm均有分布。本文使用的CO₂吸附测试仪器所测得的孔径介于0.47~1.12 nm,主要表征微孔范围内的孔体积,N₂吸附测试仪器所测得的孔径介于1.10~200.00 nm,主要表征介孔范围内的孔体积。

图14为基于CO₂和N₂吸附法表征的孔体积变化率随孔径变化的关系,其中纵坐标为孔体积随孔径的

表6 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长8-长9油层组泥页岩高压压汞法测得孔体积和孔隙比表面积参数

Table 6 HPMT-derived pore volumes and specific surface areas of shale samples from the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

样品编号	孔体积/(mL/g)			孔隙比表面积/(m ² /g)		
	介孔	宏孔	总孔	介孔	宏孔	总孔
B-8	0.003 2	0.000 6	0.003 8	0.380 0	0.030 0	0.450 0
B-10	0.007 7	0.001 3	0.009 0	0.385 0	0.068 0	0.453 0
7-4	0.001 4	0.000 3	0.001 7	0.382 0	0.070 0	0.452 0
5-1	0.003 2	0.000 8	0.004 0	0.720 0	0.090 0	0.810 0
5-3	0.003 8	0.000 8	0.004 5	0.498 0	0.022 0	0.520 0

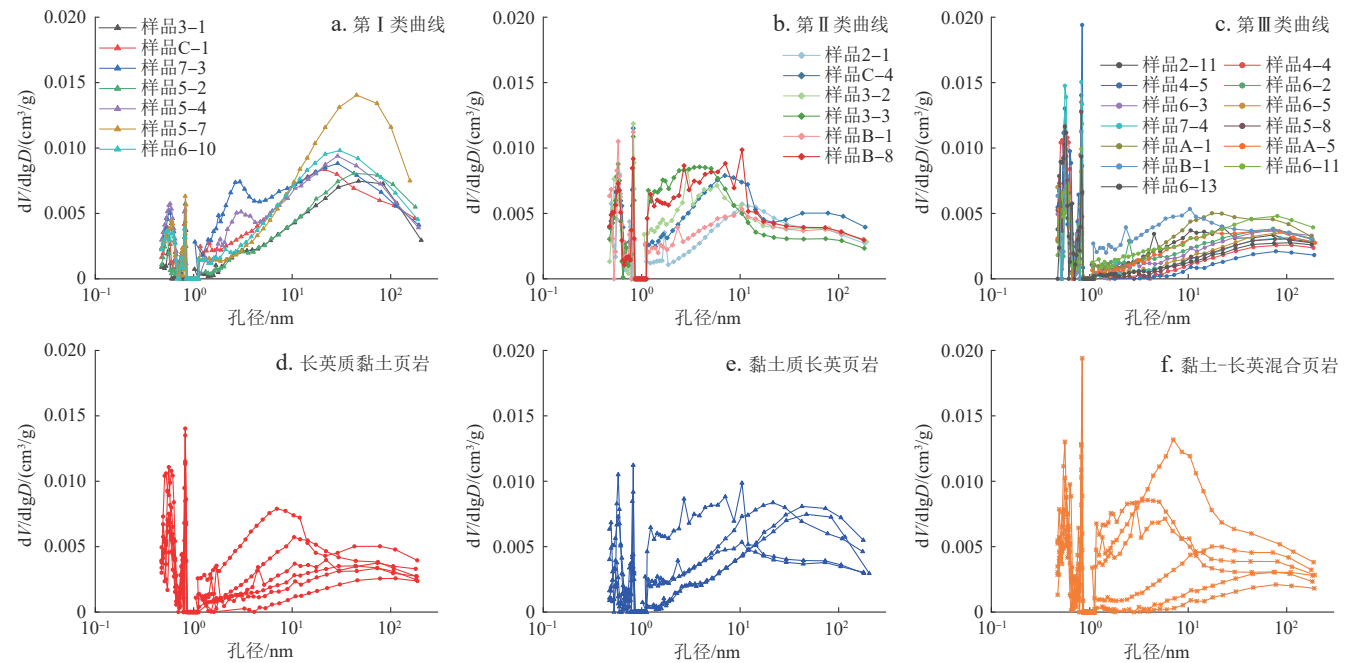


图14 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长8-长9油层组泥页岩不同岩相孔体积变化率($dV/d\lg D$)随孔径的变化曲线(基于气体吸附法)
Fig. 14 Pore volume change rate ($dV/d\lg D$) vs. pore size curves of various shale lithofacies in the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin (derived from gas adsorption)
a—c. 不同类型曲线;d—f. 不同岩相

变化率($dV/d\lg D$, V 表示孔体积, D 表示孔径), 反映单位对数孔径间隔内的孔体积增量。研究区气体吸附法表征的泥页岩孔体积变化率曲线特征可分为3类(图14a—c): ①第Ⅰ类有3个峰值(图14a), 分别为0.4~0.6, 0.7~0.8和10.0~100.0 nm, 孔径在微孔、介孔和宏孔范围内均有分布, 其孔径主体集中在介孔和宏孔范围内; ②第Ⅱ类有4个峰值(图14b), 孔径主体集中在微孔和介孔范围内; ③第Ⅲ类有2个峰值(图14c), 分别为0.4~0.6 nm和0.7~0.9 nm, 孔径主体集中在微孔范围内。

不同岩相孔体积变化率所对应的类型有所差异。长英质黏土页岩曲线主要为第Ⅲ类曲线(图14d), 其孔径主要集中在微孔范围内; 黏土质长英页岩介孔和宏孔较为发育, 曲线特征主要表现为第Ⅰ类(图14e); 黏土-长英混合页岩曲线特征Ⅰ类、Ⅱ类均有, 表明该类岩相孔体积在微孔、介孔和宏孔中均有分布(图14f)。

2) 高压压汞-气体吸附孔径表征

依据上文分析, 研究区长8-长9油层组页岩孔隙结构复杂, 孔径介于0.4~1 000.0 nm, 且高压压汞法和气体吸附法在对页岩孔径分布中的研究具有不同的局限性。因此, 可以结合 CO_2 吸附法对微孔(孔径1~2 nm)的表征、 N_2 吸附法对介孔(孔径2~50 nm)的表征、高压压汞法对宏孔(孔径>50 nm)的表征, 构建全尺度孔隙分布(图15)。

长8油层组泥页岩孔径在10~70 nm范围内有一处明显的峰值, 其中10~30 nm范围内孔体积随孔径的增大而逐渐增加, 说明介孔的孔体积主要为孔径介于10~30 nm范围内的孔隙所贡献, 宏孔的孔体积在50~70 nm范围随孔径的增大而减小, 说明宏孔的孔体积主要由孔径介于50~70 nm范围内的孔隙所贡献。长8油层组孔径在0.4~0.6 nm和0.7~1.0 nm

处有两个小峰值, 结合上文中气体吸附孔体积变化率分布曲线认为, 两处凸起处微孔发育的数量较多, 使得其孔体积在该孔径范围内增大, 表明微孔的孔体积主要来源于孔径在0.4~0.6 nm和0.7~1.0 nm范围内孔隙的贡献。

长9油层组孔径在3~10 nm和15~50 nm范围内有两处明显峰值, 其中介孔孔体积主要来源于孔径3~8 nm和15~40 nm范围内的孔隙贡献。宏孔孔体积主要由孔径50~110 nm范围内的孔隙贡献, 微孔的孔体积主要来源于孔径在0.4~0.6 nm和0.7~1.0 nm范围内孔隙的贡献(图15)。

3.3 页岩储层微裂缝发育特征

微裂缝是研究区长8-长9油层组泥页岩较发育的另一种孔隙类型, 特别是脆性矿物内部及基质矿物边缘发育大量微裂缝(前文图7c,j,k), 且以不规则、不平整、延伸短的水平缝或近水平缝为主, 垂直缝和高角度缝鲜见, 属于非构造成因裂缝。根据裂缝特征, 结合前人对泥页岩非构造裂缝的分类方案^[32], 综合分析认为, 研究区微裂缝主要为生烃作用产生的异常高压层理缝, 其次为压溶层理缝及有机质收缩缝。异常高压层理缝延伸较短, 裂缝中部宽, 两端延伸逐渐变窄或尖灭(图16c—f), 部分裂缝可见有大量沥青质充填(图16h,i); 压溶层理缝是压实作用下颗粒所受压力不断增加而产生的裂缝, 裂缝中通常充填石英、方解石等矿物(图16a,b), 并与黏土矿物定向排列, 开度变化较大; 有机质收缩缝通常沿着有机质边缘发育, 具有光滑且较直的弯壁(图16g,j), 与层理平行。

对研究区水平微裂缝缝密度(单位面积内裂缝条数/地层厚度)统计表明, 长8油层组微裂缝密度介于1 818~28 571 条/m, 平均值为14 808 条/m; 长9油层

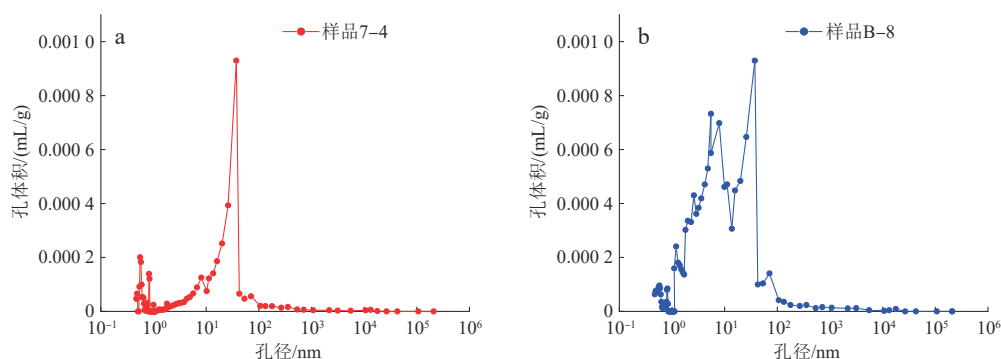


图15 鄂尔多斯盆地吴起-富县地区长8-长9油层组泥页岩孔体积随孔径的变化曲线(基于高压压汞和气体吸附法)

Fig. 15 Pore volume vs. pore size curves of shales in the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin (derived from HPMT and gas adsorption)

a. 长8油层组; b. 长9油层组

组裂缝密度介于 1 754 ~ 35 714 条/m, 平均值为 11 889 条/m。长 8 油层组较 9 油层组微裂缝发育程度高, 但二者平均缝长和缝宽无较大差异(表 7)。

就裂缝充填程度而言, 可分为完全充填、半充填和未充填缝。其中半充填缝最多, 占 70%, 其次为未充填缝, 占 26%, 完全充填缝仅占 4%。根据扫描电镜对研究区微裂缝观察分析, 裂缝中的充填物以有机质、方解石为主, 部分裂缝被黄铁矿充填。可见, 绝大多数裂缝属于有效缝。极少量的完全充填缝虽对油气运移排烃可能不利, 但对于页岩油开发中的压裂改造仍是有利的。

区域上, 吴起地区微裂缝发育程度高(图 17a), 平均裂缝密度为 19 415 条/m, 裂缝宽度较大, 平均值为 1.4 μm , 裂缝平均长度较短、介于 60 ~ 260 μm ; 甘泉地区裂缝发育程度次之, 平均裂缝密度为 12 809 条/m, 裂缝宽度较小, 平均值为 0.5 μm , 裂缝平均长度介于 72 ~ 497 μm ; 富县地区的裂缝发育程度不高, 但其平均裂缝长度最长, 介于 57 ~ 830 μm , 平均值为

344 μm 。依据上文 XRD 分析, 吴起地区石英和长石含量比其他地区高, 石英和长石具有良好的脆性, 有利于裂缝的形成。

不同岩相裂缝发育程度也有所差异(图 17b)。黏土-长英混合页岩裂缝发育程度最好, 平均裂缝密度为 14 589 条/m, 裂缝长度为 60.5 ~ 809.6 μm 、平均值为 271.5 μm , 为 3 种岩相中平均裂缝长度最大者。长英质黏土页岩次之, 平均裂缝密度为 14 669 条/m, 为 3 种岩相之最, 平均裂缝宽度为 0.83 μm , 但裂缝长度最小, 分布在 57.9 ~ 830.0 μm , 平均长度为 243.3 μm 。黏土质长英页岩相对较差, 平均裂缝密度为 6 277.2 条/m, 是 3 种岩相中的最小者, 平均裂缝宽度为 0.61 μm , 裂缝长度为 37.1 ~ 496.9 μm , 平均裂缝长度为 265.3 μm 。

3.4 页岩储层物性特征

根据岩心样品物性分析结果, 长 8-长 9 油层组泥页岩样品孔隙度总体介于 0.53% ~ 2.31%, 其中长 8 油层

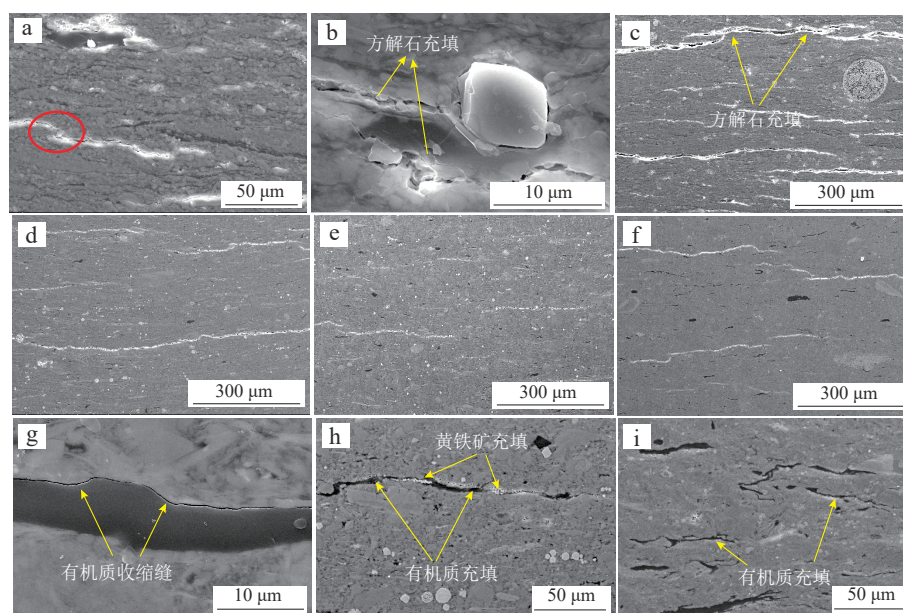


图 16 鄂尔多斯盆地吴起-富县地区长 8-长 9 油层组泥页岩微裂缝类型扫描电镜照片

Fig. 16 SEM images of various types of microfractures in shales in the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

a. 微裂缝, 样品 4-4, 吴起地区, 长 8 油层组, 埋深 2 453.15 m; b. 为 a 图红圈放大后的视域, 可见裂缝中充填方解石; c. 异常高压层理缝, 样品 4-4, 吴起地区, 长 8 油层组, 埋深 2 453.15 m; d. 压溶层理缝, 样品 C-5, 富县地区, 长 8 油层组, 埋深 1 900.14 m; e. 异常高压层理缝, 样品 3-2, 甘泉地区, 长 9 油层组, 埋深 1 409.87 m; f. 异常高压层理缝, 样品 4-6, 吴起地区, 长 9 油层组, 埋深 2 477.95 m; g. 有机质收缩缝, 样品 3-2, 甘泉地区, 长 9 油层组, 埋深 1 409.87 m; h. 微裂缝被有机质和黄铁矿充填, 样品 3-3, 甘泉地区, 长 9 油层组, 埋深 1 412.28 m; i. 微裂缝被有机质充填, 样品 4-6, 吴起地区, 长 9 油层组, 埋深 2 477.95 m

表 7 鄂尔多斯盆地吴起-富县地区长 8-长 9 油层组泥页岩微裂缝参数

Table 7 Microfracture parameters of shales in the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

层位	缝密度/(条/m)	平均缝长/ μm	缝宽/ μm	样品数/个
长 8 油层组	14 808	239	0.88	14
长 9 油层组	11 889	238	0.60	15

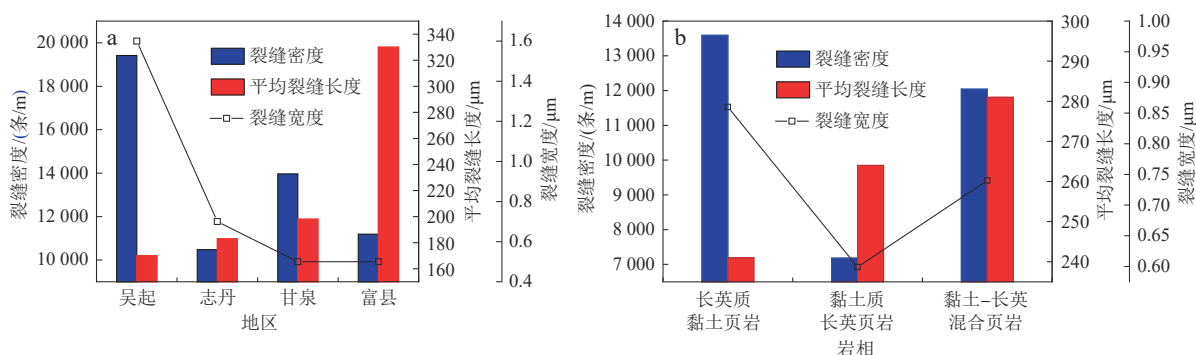


图17 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区不同地区(a)和不同岩相(b)微裂缝密度、长度和宽度统计

Fig. 17 Bar charts showing the density, length, and width of micro-fractures across different regions (a) and in varying shale lithofacies (b), Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

组孔隙度介于0.48%~1.13%、平均值为0.80%,长9油层组孔隙度介于0.69%~2.31%、平均值为1.79%;渗透率主体分布在 $(0.0030 \sim 0.0370) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,其中长8油层组渗透率介于 $(0.0003 \sim 0.0197) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.006.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,长9油层组渗透率介于 $(0.0003 \sim 0.0371) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、平均值为 $0.005.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

研究区泥页岩储层孔隙度以小于2%的样品居多(图18a)。长8油层组样品孔隙度均小于2%,长9油层组孔隙度小于2%的样品占总样品数的72%、孔隙度大于2%的样品占总样品数的18%;渗透率以 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下居多(图18b),长8油层组占样品总数的

80%,长9油层组占样品总数的73%。研究区孔隙度与渗透率呈正相关关系(图18c),部分样品由于裂缝发育而引起渗透率显著增大。

4 讨论

4.1 孔隙发育影响因素

4.1.1 有机质及其成熟度对页岩孔隙发育的影响

长8-长9油层组泥页岩TOC与微孔和介孔孔体积具有明显正相关关系(图19a,b),与宏孔呈负相关关

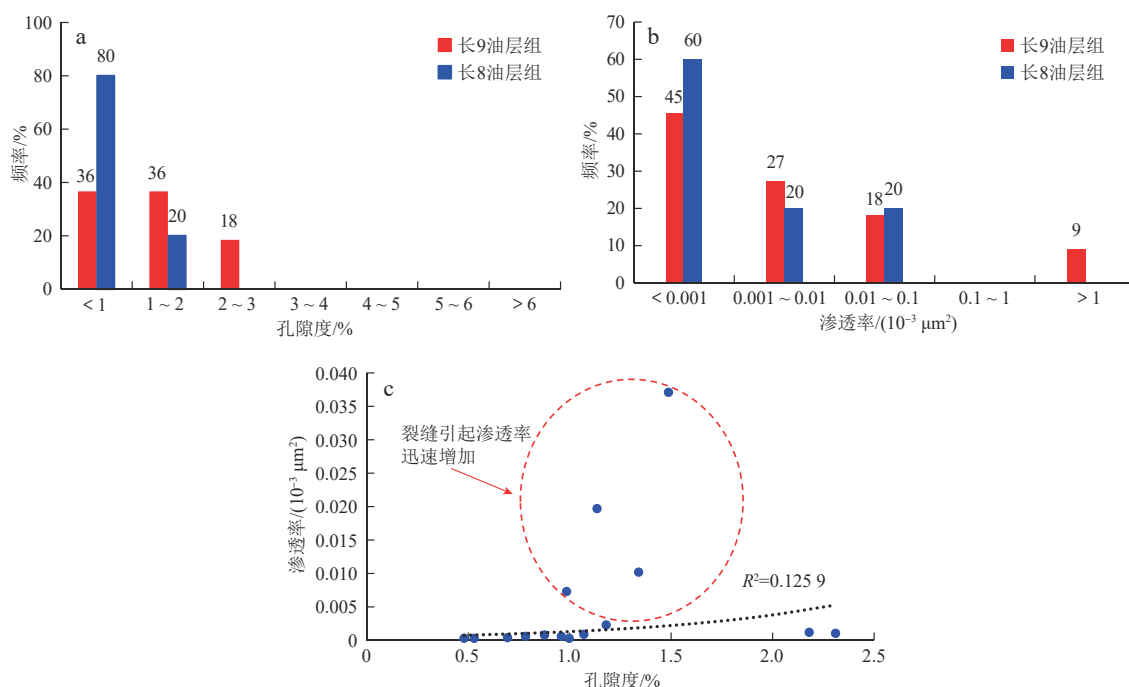


图18 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长8-长9油层组泥页岩孔隙度和渗透率频率分布直方图(a,b)及孔隙度-渗透率交会图(c)

Fig. 18 Frequency histograms showing the distribution of porosity and permeability (a,b) and porosity vs. permeability cross plot (c) of shales in the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

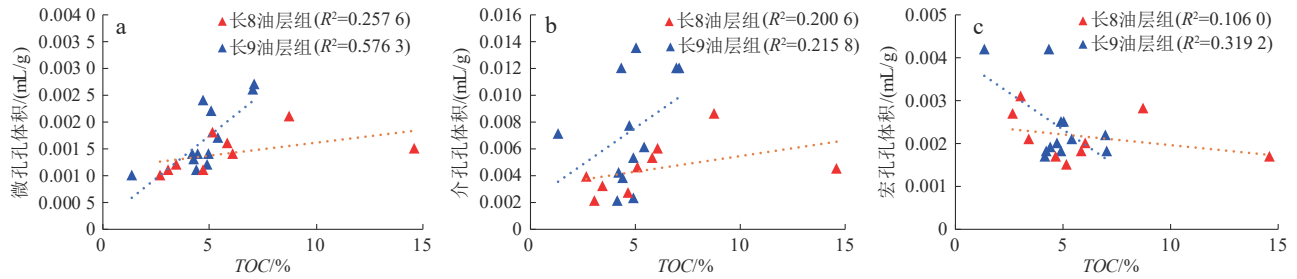


图19 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长8—长9油层组泥页岩TOC与孔隙结构交会图

Fig. 19 TOC content vs. pore structure cross plots of shales in the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

a. 微孔孔体积与TOC相关性; b. 介孔孔体积与TOC相关性; c. 宏孔孔体积与TOC相关性
TOC. 总有机碳含量

系(图19c)。成熟度对有机质孔发育也具有重要影响,研究区长8—长9油层组泥页岩有机质丰度总体明显低于延长组主力生油岩——长7³油层亚组张家滩页岩,但有机质孔较后者发育,就是因为长8—长9油层组泥页岩的有机质成熟度明显高于长7³油层亚组页岩的缘故。较高的成熟度和有机质丰度使得烃源岩能够大

量生烃并大量排出,从而形成了较发育的有机质孔。

4.1.2 矿物组成对页岩孔隙发育的影响

研究区长8—长9油层组泥页岩黏土矿物含量与微孔孔体积呈正相关关系,与介孔和宏孔体积呈负相关关系(图20a—c),说明黏土矿物含量主要影响了微孔

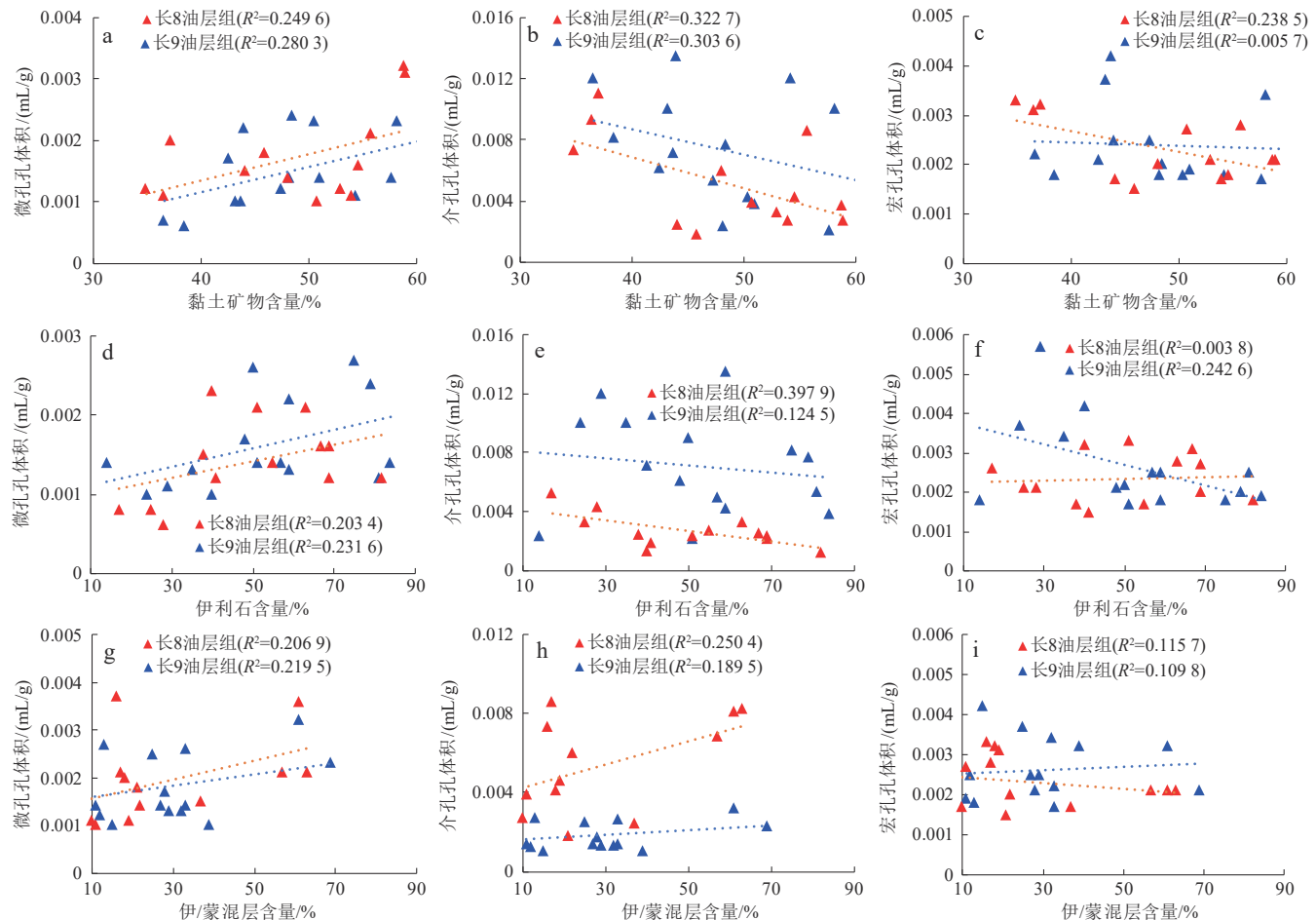


图20 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长8—长9油层组泥页岩黏土矿物与孔隙结构交会图

Fig. 20 Clay mineral content vs. pore structure cross plots of shales in the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

a. 微孔孔体积与黏土矿物含量相关性; b. 介孔孔体积与黏土矿物含量相关性; c. 宏孔孔体积与黏土矿物含量相关性; d. 微孔孔体积与伊利石含量相关性; e. 介孔孔体积与伊利石含量相关性; f. 宏孔孔体积与伊利石含量相关性; g. 微孔孔体积与伊/蒙混层含量相关性; h. 介孔孔体积与伊/蒙混层含量相关性; i. 宏孔孔体积与伊/蒙混层含量相关性

孔体积的发育。其中伊利石含量与微孔孔体积呈弱正相关关系(图20d),与介孔、宏孔孔体积呈负相关关系(图20e,f),而伊/蒙混层与微孔、介孔孔体积均呈弱正相关关系(图20g,h)。

伊利石晶间孔大小多集中在微孔范围内。蒙脱石向伊利石转化过程中,蒙脱石层间水排出,随着排水量的增加会形成微裂缝和晶间孔隙,使微孔、介孔体积增大^[33]。根据伊/蒙混层比推断大部分样品的混层转化带进入了第二迅速转化带^[34],此时蒙脱石进一步转换,层间水开始排出,并伴随有微裂隙的产生,使孔隙体积增加。

研究区长8-长9油层组泥页岩介孔、宏孔孔体积与石英含量具有正相关关系(图21b,c),而微孔孔体积与石英含量呈弱正相关关系(图21a)。长8油层组泥页岩微孔、介孔、宏孔孔体积与长石含量呈负相关关系(图21d-f),长9油层组长石含量与微孔体积呈弱正相关关系,与介孔和宏孔呈负相关关系(图21d-f)。

石英颗粒的刚性格架抗压实能力较强,因而石英颗粒含量高有利于更多原生粒间孔以及黏土矿物孔隙和有机质孔的保存,从而也促进了泥页岩微孔孔体积的发育。长石与微孔特别是介孔和宏孔的负相关关系,与其被有机酸等酸性流体所溶解而形成溶蚀孔有关^[35],因此长石含量越少,孔体积就越大。

研究区长8油层组微孔、介孔和宏孔(图22a,c)以及长9油层组微孔与碳酸盐矿物含量呈弱正相关关系

(图22a),而长9油层组宏孔孔体积与碳酸盐岩矿物含量呈负相关关系(图22c)。这一方面可能同碳酸盐岩矿物含量与黏土矿物含量为负相关关系有关(图22e),碳酸盐矿物含量的增加意味着黏土矿物含量的减少,从而有利于介孔和宏孔的相对发育;另一方面可能与富有机质泥页岩中的酸性流体与碳酸盐矿物发生反应并产生次生溶蚀孔隙有关。当然,碳酸盐矿物往往还以胶结物形式出现。但当溶蚀作用大于胶结作用时,碳酸盐岩矿物会对孔体积产生积极影响。

值得注意的是,研究区碳酸盐矿物中菱铁矿占有重要比例。菱铁矿对泥页岩微孔和介孔的发育具有一定贡献(图22d)。通过镜下观察,菱铁矿与黄铁矿共生,当水体中硫酸盐不足以支持黄铁矿生成,次氧化带的铁还原速率超过黄铁矿生成速率,并且有机质在热演化过程中脱羧生成 CO_2 ,为成岩期菱铁矿提供了碳酸根,使菱铁矿得以形成^[33,36]。黄铁矿晶间孔为菱铁矿沉淀提供了成核空间,菱铁矿化过程中保留黄铁矿原始孔隙结构,形成复合孔隙网络。菱铁矿与孔隙体积相关关系可能由于黄铁矿发育晶间孔,而菱铁矿与其共生,使得菱铁矿与黄铁矿微孔、介孔和宏孔相关性类似。

研究区长8-长9油层组黄铁矿含量与微孔孔体积具有明显正相关关系(图23a),与介孔略呈正相关关系(图23b),而与宏孔呈负相关关系(图23c)。镜下观察多见草莓状、连串状黄铁矿,草莓状黄铁矿晶间孔较

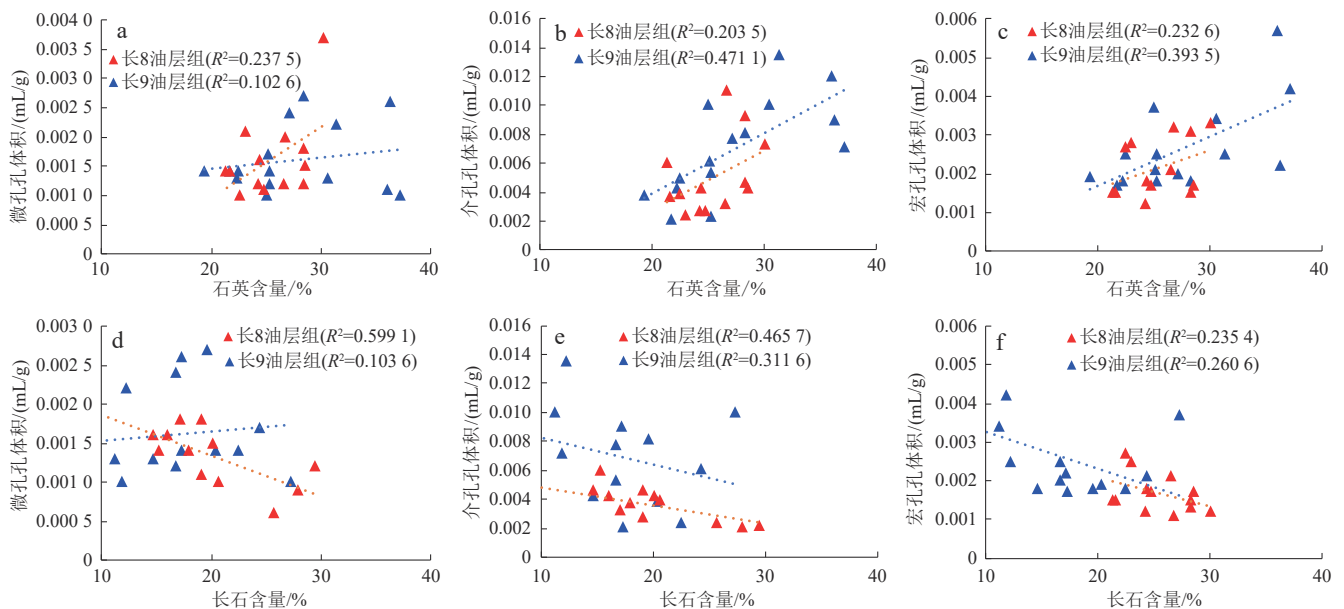


图21 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长8-长9油层组泥页岩石英和长石含量与孔隙结构交会图

Fig. 21 Quartz and feldspar contents vs. pore structure cross plots of shales in the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin
a. 微孔孔体积与石英含量相关性; b. 介孔孔体积与石英含量相关性; c. 宏孔孔体积与石英含量相关性; d. 微孔孔体积与长石含量相关性; e. 介孔孔体积与长石含量相关性; f. 宏孔孔体积与长石含量相关性

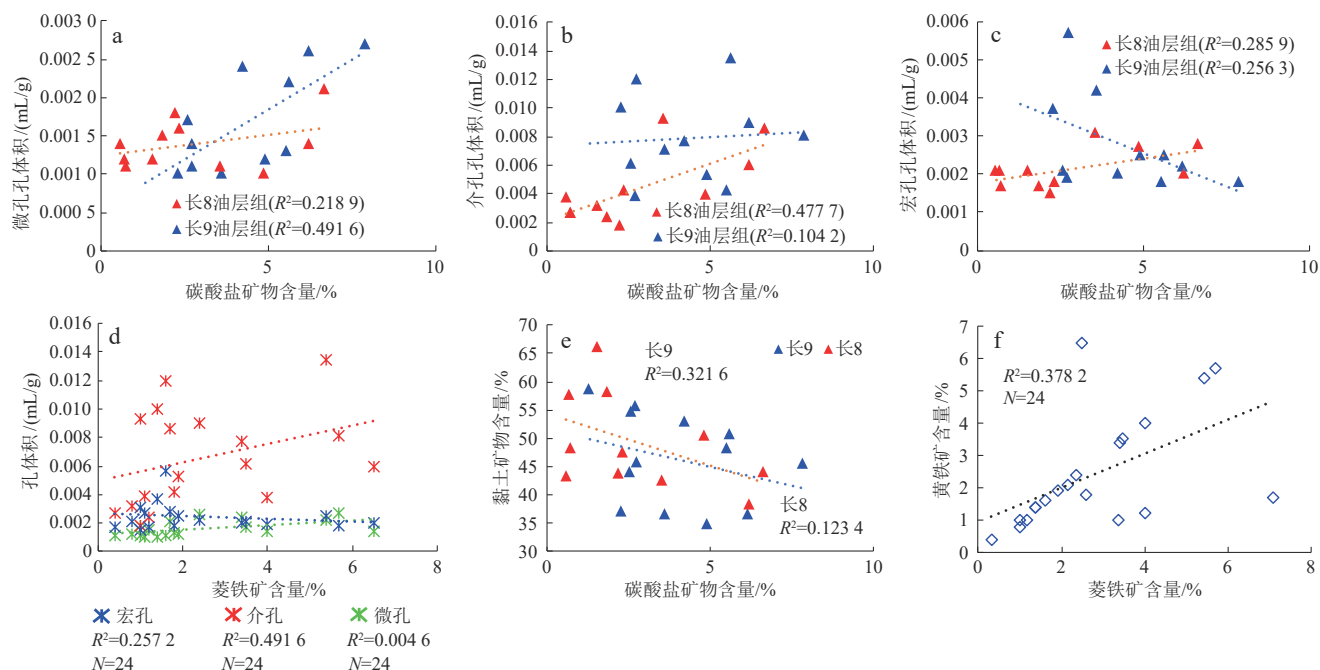


图22 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长8—长9油层组泥页岩碳酸盐矿物含量和菱铁矿含量与孔隙结构交会图以及部分矿物含量相关性

Fig. 22 Carbonate mineral content vs. pore structure cross plots of shales in the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

a. 微孔孔体积与碳酸盐矿物含量相关性; b. 介孔孔体积与碳酸盐矿物含量相关性; c. 宏孔孔体积与碳酸盐矿物含量相关性; d. 微孔、介孔和宏孔孔体积与菱铁矿含量相关性; e. 黏土矿物含量与碳酸盐矿物含量相关性; f. 菱铁矿含量与黄铁矿含量相关性

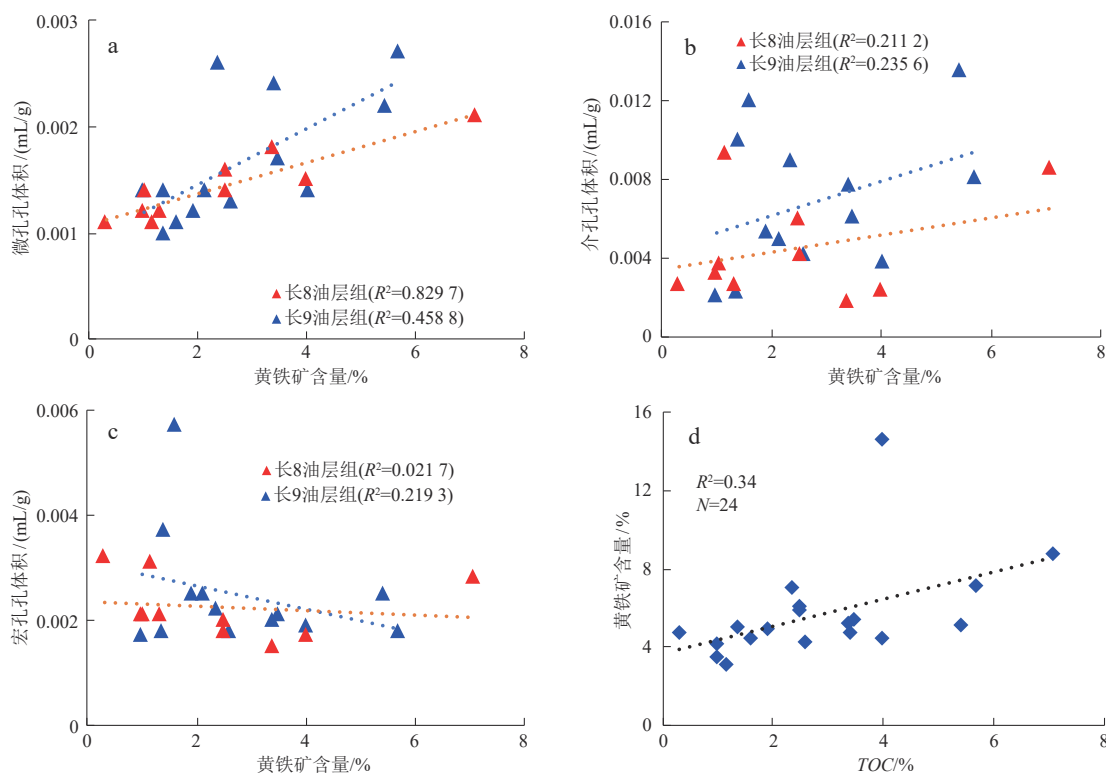


图23 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长8—长9油层组泥页岩黄铁矿与孔隙结构和TOC交会图

Fig. 23 Cross plots showing the relationships of pyrite content with pore structure and TOC content for shales in the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

a. 微孔孔体积与黄铁矿含量相关性; b. 介孔孔体积与黄铁矿含量相关性; c. 宏孔孔体积与黄铁矿含量相关性; d. 黄铁矿含量与TOC相关性
TOC. 总有机碳含量

为发育,孔径发育范围多为微孔和介孔。黄铁矿与TOC呈正相关关系(图23d),有机质排出的有机酸可以为黄铁矿的形成提供可观的 S^{2-} 离子,但镜下能够观察到部分有机质充填黄铁矿晶间孔,造成部分孔隙堵塞,且黄铁矿的发育会对早期形成的粒间孔造成破坏,导致宏孔体积减少。

4.2 微裂缝发育影响因素

研究区长8-长9油层组泥页岩微裂缝发育程度与石英、长石及碳酸盐岩矿物等脆性矿物含量、TOC和有机质热演化程度等呈正相关关系,而与黏土矿物含量略呈负相关性,与黄铁矿含量呈先正相关、后负相关的复杂关系(图24)。

石英和长石等脆性矿物在泥页岩发生破裂之前,承受的应变较小,因此容易形成裂缝^[37-39]。这类矿物特别是石英弹性模量高、抗压强度大,在应力集中时易发生脆性破裂,而非塑性变形。因此,脆性矿物含量越高,岩石越容易在成岩作用、流体压力或热应力等非构造应力下形成微裂缝。而且,脆性矿物的低断裂韧性使得裂缝扩展阻力小,易产生裂缝的延展。

黄铁矿对裂缝发育有一定的控制作用,当黄铁矿含量小于3%时(图24c),作为脆性矿物能够增强泥页岩储层的脆性,有利于裂缝的形成。但当黄铁矿含量

大于3%时,反而似乎不利于微裂缝的发育。对此,有研究认为高含量黄铁矿往往在局部进行富集,局部富集的黄铁矿团块更像“刚性包体”,吸收应力而非破裂,从而限制了裂缝的延伸,不利于裂缝发育^[22]。就研究区长8-长9油层组泥页岩的情况而言,黄铁矿含量总体上对裂缝发育是有利的,但其高含量与裂缝密度之所以呈略微的负相关关系,可能与黄铁矿的高含量同时伴随着黏土矿物的高含量,而后者对裂缝的发育总体上是不利的,从而抵消了黄铁矿对裂缝发育的积极意义,因为泥页岩中黏土矿物的含量毕竟远高于黄铁矿含量。

研究表明,有机质富集促进了页理和水平纹层的发育^[41-42]。事实上,有机质丰度与热演化程度均对富有机质泥页岩微裂缝的发育具有重要影响。有机质含量及其成熟度较高的泥页岩,生烃量就较大,生烃过程中容易产生异常流体压力,使页岩易沿着纹层软弱面发生破裂形成层理缝。随着热演化程度的增加,生烃量加大,导致异常流体压力不断增大,干酪根杨氏模量随之增加,增强了泥页岩的弹性非均质性,使之容易在层间形成力学薄弱面,促进微裂缝的发育^[36-37]。实际上,在有机质含量较高的泥页岩中由生烃增压产生的裂缝,在石英等脆性矿物周围与黏土矿物或有机质接触处更易发生,那里会成为超压流体扩展的通道,因此

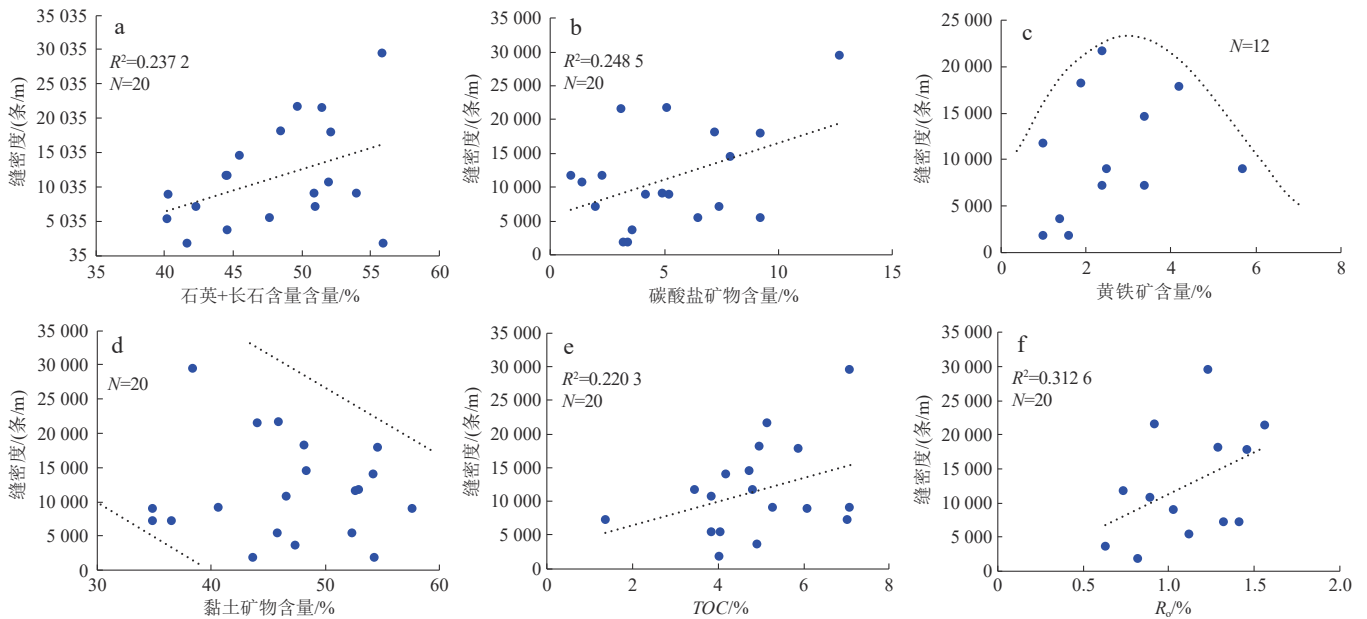


图24 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长8-长9油层组泥页岩裂缝发育影响因素交会图

Fig. 24 Cross plots showing the relationships between microfracture density and the influential factors of microfracture development for shales in the Chang 8–9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

a. 缝密度与石英+长石矿物含量相关性; b. 缝密度与碳酸盐矿物含量相关性; c. 缝密度与黄铁矿含量相关性; d. 缝密度与黏土矿物含量相关性; e. 缝密度与TOC相关性; f. 缝密度与 R_o 相关性
TOC: 总有机碳含量; R_o : 镜质体反射率

石英等脆性矿物的存在对裂缝的扩展和分布具有一定控制作用。此外,有机质生烃会产生大量有机酸,对长石和白云石等矿物进行溶蚀,也促进了微裂缝的发育^[12]。

研究区长8-长9油层组泥页岩微裂缝发育与黏土矿物含量之所以呈现不明显的负相关性,是因为一方面黏土矿物高含量不利于裂缝发育,另一方面黏土矿物含量与有机质含量具有良好的正相关性,高有机质含量必然伴随着高黏土矿物含量,而高有机质含量有利于超压和超压微裂缝的形成。

4.3 页岩油可动性特征及影响因素

4.3.1 页岩油可动性表征

页岩储层中原油的可动性可以用油饱和度指数(OSI)进行评价^[45-46], OSI 越高,页岩油可动性越好。 OSI 影响因素复杂,通常受多个因素共同控制。Zhang等^[47-48]研究认为孔隙结构能够影响页岩油的可动性,Yang等^[49]指出矿物组成对页岩油流动性的影响主要表现为储油容量和吸附能力的变化,Wang等^[50]认为有机质丰度和成熟度对页岩油可动性有很大影响。

根据对研究区长8-长9油层组页岩油可动性研究的结果,当 OSI 大于70 mg/g时,泥页岩中的原油易于产出。图25a表明,研究区长8-长9油层组泥页岩样品可动油含量普遍集中在40~80 mg/g,少量样品 OSI 大于100 mg/g。总体来看,长9油层组 OSI 大于70 mg/g的样品比长8油层组多。就岩相而言,长英质黏土页岩 OSI 介于70~100 mg/g的样品占总样品数的33%,黏

土-长英质混合页岩 OSI 介于70~100 mg/g的样品也约占总样品数的33%,而黏土质长英页岩 OSI 大于70 mg/g的样品占总样品数的22%,且其均大于100 mg/g(图25b)。

4.3.2 页岩油可动性影响因素

分析 OSI 影响因素发现,研究区 OSI 随 TOC 的增加呈指数降低(图26a),与 T_{max} 呈正相关关系(图26b)。当 TOC 大于4%时,干酪根及亲油的纳米级孔隙发育,孔隙对页岩油吸附性增强,造成页岩油可动性迅速降低。当 T_{max} 大于460℃(对应镜质体反射率 $R_o \approx 1.4\%$)时,有机质达到高成熟阶段,游离油中的轻质组分增多,使得原油黏度降低,页岩油可动性显著增强。

研究区 OSI 与黏土矿物含量和黄铁矿呈负相关关系(图26d,h)。黏土矿物以伊利石和伊/蒙混层为主,当其含量超过45%时,其内部纳米级片状结构孔隙大量发育,页岩比表面积显著增大,增强了矿物对页岩油的吸附性,导致页岩油难以流动,可动性降低。黄铁矿含量大于2%时,其与有机质的共生关系导致有机质与晶间孔吸附界面扩展,通过硫铁键的选择性吸附极性组分(如沥青质),使原油黏度上升,间接抑制可动性^[49]。

OSI 与长英质矿物含量、碳酸盐岩矿物含量、裂缝密度和孔隙度呈正相关关系(图26f,g,i)。长英质矿物含量大于50%时,刚性颗粒支撑形成粒间孔为页岩油提供了良好的储集空间和运移通道。此外,脆性矿物(如石英、长石和碳酸盐矿物等)能够增强泥页岩的抗压实能力和裂缝发育能力,从而改善储层的连通性,进而提高流体的可动性。当脆性矿物含量达到60%

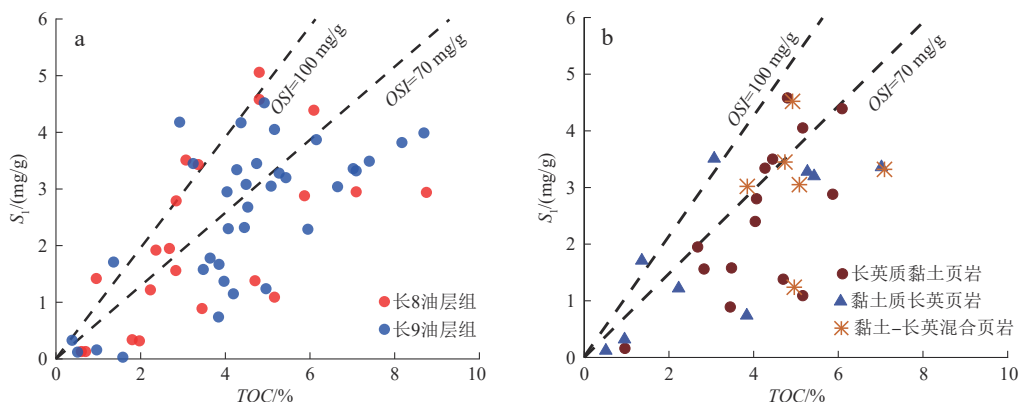


图25 鄂尔多斯盆地吴起-富县地区长8-长9油层组泥页岩 TOC 与 S_1 交会图

Fig. 25 Cross plots of TOC content vs. S_1 values of shales in the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

a. 不同层位; b. 不同岩相

TOC : 总有机碳含量; S_1 : 游离烃

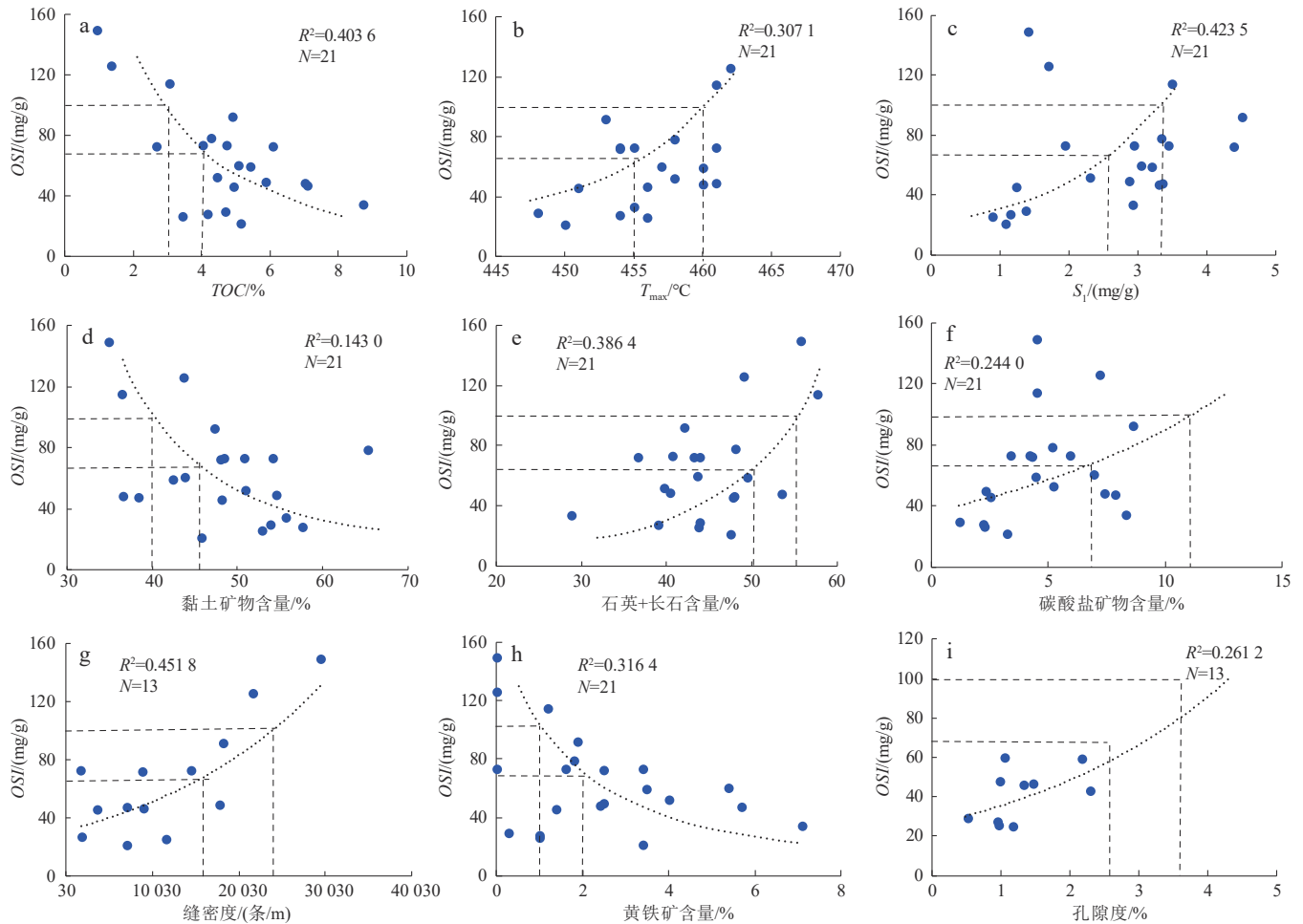


图26 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长8-长9油层组页岩油可动性影响因素交会图

Fig. 26 Cross plots of factors influencing shale oil mobility in the Chang 8-9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

a. OSI与TOC相关性; b. OSI与 $T_{\max}$ 相关性; c. OSI与 S_1 相关性; d. OSI与黏土矿物含量相关性; e. OSI与石英+长石含量相关性; f. OSI与碳酸盐矿物含量相关性; g. OSI与缝密度相关性; h. OSI与黄铁矿含量相关性; i. OSI与孔隙度相关性

OSI. 含油饱和度指数; TOC. 总有机碳含量; $T_{\max}$. 最高热解峰温; S_1 . 游离烃

以上且裂缝密度增加到 1.6×10^4 条/m时, OSI呈指数型迅速上升。

孔隙大小也影响着页岩油的可动性。介孔和宏孔孔体积与OSI呈正相关关系(图27b, c), 且宏孔体积的相关性优于介孔, 而微孔孔体积与OSI呈负相关关系(图27a), 反映可动油主要赋存在介孔和宏孔中。

4.4 页岩油甜点评价标准

依据前述页岩油可动性影响因素分析结果, 将研究区页岩油分为3类甜点进行评价(表8)。评价结果: 研究区主要为动用难度较大的Ⅲ类甜点($OSI < 70$ mg/g); 其次是可动用的Ⅱ类甜点($OSI = 70 \sim 100$ mg/g); 可动性最好的Ⅰ类甜点($OSI > 100$ mg/g)在研究区分布较少。

值得注意的是, 研究区东部的富县、甘泉及志丹东

部长8油层组和长9油层组泥页岩的有机质成熟度(R_o 多分布在1.3%~1.5%)明显高于长7油层组页岩(R_o 多在1.0%左右), 富有机质泥页岩厚度也相对较大(可达20 m左右), 加之微裂缝和有机质孔比较发育, 且脆性矿物含量较高, 因而是研究区最有利的页岩油富集区, 应具有较好的勘探前景。

5 结论

1) 长8-长9油层组泥页岩主要为中等-好烃源岩, 有机质类型以Ⅱ₁型为主, 成熟度主要处于成熟-高成熟阶段, 就区域而言, 富县地区有机质丰度和成熟度均最高。矿物组成上, 长8油层组与长9油层组黏土矿物总量相近, 长9油层组伊利石和石英含量更高; 自西北部的吴起地区向东南部的富县地区, 黏土含量递增,

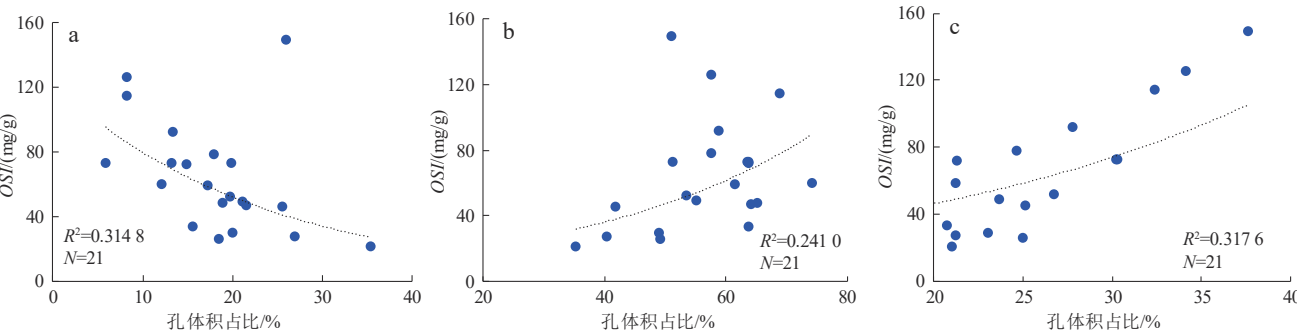


图 27 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长 8—长 9 油层组泥页岩 OSI 与微孔、介孔和宏孔孔体积占比交会图

Fig. 27 Cross plots showing the relationships of OSI with the volume proportions of micropores, mesopores, and macropores in the Chang 8–9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin
a. 微孔; b. 介孔; c. 宏孔
OSI. 含油饱和度指数

表 8 鄂尔多斯盆地吴起—富县地区长 8—长 9 油层组页岩油甜点分类评价

Table 8 Classification assessment of shale oil sweet spots in the Chang 8–9 oil groups, Wuqi-Fuxian area, Ordos Basin

甜点类型	I 类	II 类	III 类
石英+长石含量/%	> 55	50 ~ 55	< 50
黏土矿物含量/%	< 40	40 ~ 45	> 45
缝密度/(10 ⁴ 条/m)	> 2.4	1.6 ~ 2.4	< 1.6
孔隙度/%	> 4.5	3.0 ~ 4.5	< 3.0
OSI/mg/g	> 100	70 ~ 100	< 70
TOC/%	< 3	3 ~ 4	> 4
S ₁ /(mg/g)	> 4	3 ~ 4	< 3
R _o /%	> 1.4	1.4 ~ 1.2	< 1.2
T _{max} /°C	> 460	460 ~ 455	< 455
岩相	黏土质长英页岩	长英质黏土页岩、黏土-长英混合页岩	长英质黏土页岩、黏土-长英混合页岩

注: OSI. 油饱和度指数; TOC. 总有机碳含量; S₁. 游离烃; R_o. 镜质体反射率; T_{max}. 最高热解峰温。

长英质矿物含量递减。

2) 长 8—长 9 油层组泥页岩岩相可划分为长英质黏土页岩、黏土质长英页岩和黏土—长英混合页岩共 3 类。其中,长 8 油层组以长英质黏土页岩和黏土质长英页岩为主,长 9 油层组则 3 种岩相均比较发育。综合孔缝发育情况、可压裂性和可动油富集程度进行评价,黏土质长英页岩为最优岩相,黏土—长英质混合页岩次之,长英质黏土页岩较差。

3) 研究区孔隙类型主要为有机质孔、黄铁矿晶间孔和黏土矿物晶间孔,是研究区长 8—长 9 油层组泥页岩面孔率的主要贡献者,其次是原生粒间孔、溶蚀孔和微裂缝。有机质孔较长 7 油层组页岩发育。

4) 研究区微裂缝主要为非构造成因的水平缝,以生烃增压产生的异常高压层理缝或水平缝为主,其次为压溶层理缝及有机质收缩缝。其中长 8 油层组裂缝密度高于长 9 油层组。岩相上,黏土质长英页岩微裂缝最为发育,其次为长英质黏土页岩和黏土—长英混

合页岩。

5) 影响研究区孔隙和微裂缝发育的关键因素包括高 TOC、高有机质成熟度和高脆性矿物含量。其中,高 TOC 和高有机质成熟度有利于有机质孔的发育和生烃成因异常高压缝的形成;碳酸盐胶结作用抑制孔隙发育并充填裂缝;黏土矿物含量有利于微孔发育,但介孔和宏孔的发育具有负面影响。

6) 可动油富集的主控因素包括中—低 TOC (< 4%)、高有机质成熟度 (R_o > 1.2%)、高脆性矿物含量 (> 60%)、裂缝发育 (缝密度 > 1.6 × 10⁴ 条/m);抑制页岩油可动性的因素主要为高 TOC (> 4%)、有机质成熟度不高、黏土矿物含量较高 (> 45%)。在此基础上,建立了研究区页岩油甜点评价标准,依据页岩油可动性及其影响因素将研究区长 8—长 9 油层组泥页岩甜点分为 3 类:研究区主要为动用难度较大的 III 类甜点 (OSI < 70 mg/g),其次是可动用的 II 类甜点 (OSI = 70 ~ 100 mg/g),可动性最好的 I 类甜点 (OSI > 100 mg/g) 在研究区分布较

少。但富县、甘泉及志丹东部长8油层组和长9油层组泥页岩的有机质成熟度明显高于长7油层组,富有机质泥页岩厚度也相对较大,加之微裂缝和有机质孔比较发育,因而是研究区最有利的页岩油富集区,应具有较好的勘探前景,值得今后加强探索和勘探。

参 考 文 献

- [1] MCMAHON T P, LARSON T E, ZHANG T, 等. 美国页岩油气地质特征及勘探开发进展[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(4): 807-828.
MCMAHON T P, LARSON T E, ZHANG T, et al. Geologic characteristics, exploration and production progress of shale oil and gas in the United States: An overview [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(4): 807-828.
- [2] 张廷山, 彭志, 杨巍, 等. 美国页岩油研究对我国的启示[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(3): 1-10.
ZHANG Tingshan, PENG Zhi, YANG Wei, et al. Enlightenment of American shale oil research towards China [J]. Lithologic Reservoirs, 2015, 27(3): 1-10.
- [3] 何文渊, 蒙启安, 冯子辉, 等. 松辽盆地古龙页岩油原位成藏理论认识及勘探开发实践[J]. 石油学报, 2022, 43(1): 1-14.
HE Wenyuan, MENG Qi'an, FENG Zihui, et al. In-situ accumulation theory and exploration & development practice of Gulong shale oil in Songliao Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(1): 1-14.
- [4] 孙龙德, 贾承造, 张君峰, 等. 松辽盆地古龙页岩油重点地区资源潜力[J]. 石油学报, 2024, 45(12): 1699-1714.
SUN Longde, JIA Chengzao, ZHANG Junfeng, et al. Resource potential of Gulong shale oil in the key areas of Songliao Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(12): 1699-1714.
- [5] 金之钧, 张谦, 朱如凯, 等. 中国陆相页岩油分类及其意义[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 801-819.
JIN Zhijun, ZHANG Qian, ZHU Rukai, et al. Classification of lacustrine shale oil reservoirs in China and its significance [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 801-819.
- [6] 郭旭升, 马晓潇, 黎茂稳, 等. 陆相页岩油富集机理探讨[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1333-1349.
GUO Xusheng, MA Xiaoxiao, LI Maowen, et al. Mechanisms for lacustrine shale oil enrichment in Chinese sedimentary basins [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1333-1349.
- [7] 白斌, 戴朝成, 侯秀林, 等. 松辽盆地白垩系青山口组页岩层系非均质地质特征与页岩油甜点评价[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 846-856.
BAI Bin, DAI Chaocheng, HOU Xiulin, et al. Geological heterogeneity of shale sequence and evaluation of shale oil sweet spots in the Qingshankou Formation, Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 846-856.
- [8] 赵文智, 卞从胜, 李永新, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系长7₃亚段页岩有机质转化率、排烃效率与页岩油主富集类型[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(1): 12-23.
ZHAO Wenzhi, BIAN Congsheng, LI Yongxin, et al. Organic matter transformation ratio, hydrocarbon expulsion efficiency and shale oil enrichment type in Chang 7₃ shale of Upper Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(1): 12-23.
- [9] 付金华, 刘显阳, 李士祥, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段页岩油勘探发现与资源潜力[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(5): 1-11.
FU Jinhua, LIU Xianyang, LI Shixiang, et al. Discovery and resource potential of shale oil of Chang 7 member, Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(5): 1-11.
- [10] 赵喆, 白斌, 刘畅, 等. 中国石油陆上中-高成熟度页岩油勘探现状、进展与未来思考[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 327-340.
ZHAO Zhe, BAI Bin, LIU Chang, et al. Current status, advances, and prospects of CNPC's exploration of onshore moderately to highly mature shale oil reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 327-340.
- [11] 许璟, 葛云锦, 贺永红, 等. 鄂尔多斯盆地延长探区长7油层组泥页岩孔隙结构定量表征与动态演化过程[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 292-307.
XU Jing, GE Yunjin, HE Yonghong, et al. Quantitative characterization and dynamic evolution of pore structure in shale reservoirs of Chang 7 oil layer group in Yanchang area, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 292-307.
- [12] 王哲, 李贤庆, 祁帅, 等. 川南地区筇竹寺组页岩微观孔隙结构特征及其影响因素[J]. 高校地质学报, 2018, 24(2): 273-284.
WANG Zhe, LI Xianqing, QI Shuai, et al. Characteristics of microscopic pore structures and its influencing factors of the qiongzhusi formation shales in the southern Sichuan basin [J]. Geological Journal of China Universities, 2018, 24(2): 273-284.
- [13] XIA Debin, YANG Zhengming, GAO Tiening, et al. Characteristics of micro- and nano-pores in shale oil reservoirs [J]. Journal of Petroleum Exploration and Production, 2021, 11(1): 157-169.
- [14] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 173-187.
ZOU Caineng, ZHU Rukai, WU Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: Taking tight oil and tight gas in China as an instance [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173-187.
- [15] GAO Hui, CAO Jie, WANG Chen, et al. Comprehensive characterization of nano-pore system for Chang 7 shale oil reservoir in Ordos Basin [J]. Energy Exploration & Exploitation, 2020, 39

- (1): 180–200.
- [16] 曹琰, 金之钧, 朱如凯, 等. 富有机质泥页岩孔隙结构研究进展及展望[J]. 沉积与特提斯地质, 2024, 44(2): 231–252.
CAO Yan, JIN Zhijun, ZHU Rukai, et al. Progress and prospects in the research on pore structures of organic-rich mud shales[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 2024, 44(2): 231–252.
- [17] 王晓琦, 金旭, 李建明, 等. 聚焦离子束扫描电镜在石油地质研究中的综合应用[J]. 电子显微学报, 2019, 38(3): 303–319.
WANG Xiaoqi, JIN Xu, LI Jianming, et al. FIB-SEM applications in petroleum geology research[J]. Journal of Chinese Electron Microscopy Society, 2019, 38(3): 303–319.
- [18] 刘显阳, 李士祥, 周新平, 等. 鄂尔多斯盆地石油勘探新领域、新类型及资源潜力[J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2070–2090.
LIU Xianyang, LI Shixiang, ZHOU Xinping, et al. New domains, types, and resource potential of petroleum exploration in the Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(12): 2070–2090.
- [19] RYBACKI E, REINICKE A, MEIER T, et al. What controls the mechanical properties of shale rocks? –Part I: Strength and Young's modulus [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 135: 702–722.
- [20] 赵圣贤, 夏自强, 李海, 等. 页岩储层天然裂缝定量评价及发育主控因素——以泸州地区五峰组—龙马溪组深层页岩为例[J]. 沉积学报, 2025, 43(1): 212–225.
ZHAO Shengxian, XIA Ziqiang, LI Hai, et al. Quantitative evaluation and main controlling factors of natural fractures in a shale reservoir: A case study of the deep shale of the Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Luzhou[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2025, 43(1): 212–225.
- [21] RICKMAN R, MULLEN M, PETRE E, et al. A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays are Not Clones of the Barnett Shale [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2008: SPE-115258-MS.
- [22] PANG Xiaojiao, WANG Guiwen, KUANG Lichun, et al. Insights into the pore structure and oil mobility in fine-grained sedimentary rocks: The Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2022, 137: 105492.
- [23] KUANG Lichun, HOU Lianhua, WU Songtao, et al. Organic matter occurrence and pore-forming mechanisms in lacustrine shales in China[J]. Petroleum Science, 2022, 19(4): 1460–1472.
- [24] ROSS D J K, MARC BUSTIN R. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs[J]. Marine and Petroleum Geology, 2009, 26(6): 916–927.
- [25] KO L T, LOUCKS R G, ZHANG Tongwei, et al. Pore and pore network evolution of Upper Cretaceous Boquillas (Eagle Ford-equivalent) mudrocks: Results from gold tube pyrolysis experiments[J]. AAPG Bulletin, 2016, 100(11): 1693–1722.
- [26] LOUCKS R G, REED R M. Scanning-electron-microscope petrographic evidence for distinguishing organic-matter pores associated with depositional organic matter versus migrated organic matter in mudrocks [J]. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 2014, 64: 713.
- [27] SING K S W. 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, 1985, 57(4): 603–619.
- [28] 曹茜. 鄂尔多斯盆地延长组长7段富有机质泥页岩储层微孔隙特征及表征技术[D]. 成都: 成都理工大学, 2016.
CAO Qian. Characterization and techniques of micropores in organic-rich shale of Chang 7th of Yanchang Formation, Ordos Basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2016.
- [29] ROUQUEROL J, AVNIR D, FAIRBRIDGE C W, et al. Recommendations for the characterization of porous solids (Technical Report) [J]. Pure and Applied Chemistry, 1994, 66(8): 1739–1758.
- [30] 张洋洋. 陆相页岩储层孔隙结构多尺度表征方法研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2022.
ZHANG Yangyang. Study on the multi-scale characterization of pore structure in continental shale reservoir [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2022.
- [31] ZHANG Quanpei, YANG Chen, GU Ye, et al. Microscopic pore-throat structure and fluid mobility of tight sandstone reservoirs in multi-provenance systems, Triassic Yanchang Formation, Jiuyuan area, Ordos Basin [J]. Energy Geoscience, 2025, 6(2): 100407.
- [32] 丁文龙, 王垚, 王生晖, 等. 页岩储层非构造裂缝研究进展与思考[J]. 地学前缘, 2024, 31(1): 297–314.
DING Wenlong, WANG Yao, WANG Shenghui, et al. Research progress and insight on non-tectonic fractures in shale reservoirs [J]. Earth Science Frontiers, 2024, 31(1): 297–314.
- [33] 杨超, 贺永红, 雷裕红, 等. 鄂南三叠系延长组自生成岩矿物成因及期次[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2019, 41(4): 45–54.
YANG Chao, HE Yonghong, LEI Yuhong, et al. The genesis and period of authigenic diagenetic mineral in Triassic Yanchang Formation, the southern Ordos Basin [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2019, 41(4): 45–54.
- [34] 徐同台, 王行信, 张有渝, 等. 中国含油气盆地粘土矿物[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003: 422–456.
XU Tongtai, WANG Xingxin, Zhang Youyu, et al. Clay minerals of petroliferous basins in China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003: 422–456.

- [35] HU Haiyan, HAO Fang, LIN Junfeng, et al. Organic matter-hosted pore system in the Wufeng-Longmaxi (O_3w-S_1) shale, Jiaoshiha area, eastern Sichuan Basin, China [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2017, 173: 40–50.
- [36] 陈杨, 金鑫, 黄一舟, 等. 鄂尔多斯盆地 Toarcian 大洋缺氧事件时期菱铁矿的成因及其地质意义 [J/OL]. *沉积学报*: 1–25 [2025–05–26]. <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2024.126>.
- CHEN Yang, JIN Xin, HUANG Yizhou, et al. Origin and geological significance of siderite during the Toarcian Oceanic Anoxic Event in the Ordos Basin [J/OL]. *Acta Sedimentologica Sinica*: 1–25 [2025–05–26]. <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2024.126>.
- [37] 曾联波, 马诗杰, 田鹤, 等. 富有机质页岩天然裂缝研究进展 [J]. *地球科学*, 2023, 48(7): 2427–2442.
- ZENG Lianbo, MA Shijie, TIAN He, et al. Research progress of natural fractures in organic rich shale [J]. *Earth Science*, 2023, 48(7): 2427–2442.
- [38] MATHIA E J, REXER T F T, THOMAS K M, et al. Influence of clay, calcareous microfossils, and organic matter on the nature and diagenetic evolution of pore systems in mudstones [J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2019, 124(1): 149–174.
- [39] SLATT R M, O'BRIEN N R. Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: Contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks [J]. *AAPG Bulletin*, 2011, 95(12): 2017–2030.
- [40] BIAN Ruikang. The formation and evolutionary characteristics of organic matter and pyrites in the continental shales of the 3rd submember of Chang 7 Member, Yanchang formation, Ordos Basin, China [J]. *Energy Geoscience*, 2024, 5(2): 100250.
- [41] XU Xiang, ZENG Lianbo, TIAN He, et al. Controlling factors of lamellation fractures in marine shales: A case study of the Fuling Area in eastern Sichuan Basin, China [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 207: 109091.
- [42] EMMANUEL S, ELIYAHU M, DAY-STIRRAT R J, et al. Impact of thermal maturation on nano-scale elastic properties of organic matter in shales [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, 70: 175–184.
- [43] CURTIS J B. Fractured shale-gas systems [J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(11): 1921–1938.
- [44] YUAN Bin, WANG Yongqing, WEI Nan. The effects of fracturing fluid retention on permeability of shale reservoirs [J]. *Energy Procedia*, 2019, 158: 5934–5939.
- [45] JARVIE D M. Shale resource systems for oil and gas: Part 2—shale-oil resource systems [M]//BREYER J A. *Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st Century*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2012: 89–119.
- [46] 黄振凯, 郝运轻, 李双建, 等. 鄂尔多斯盆地长7段泥页岩层系含油气性与页岩油可动性评价——以H317井为例 [J]. *中国地质*, 2020, 47(1): 210–219.
- HUANG Zhenkai, HAO Yunqing, LI Shuangjian, et al. Oil-bearing potential, mobility evaluation and significance of shale oil in Chang 7 shale system in the Ordos Basin: A case study of Well H317 [J]. *Geology in China*, 2020, 47(1): 210–219.
- [47] ZHANG Cunjian, HU Qinhong, WANG Qiming, et al. Effects of solvent extraction on pore structure properties and oil distribution in shales of alkaline lacustrine basins [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2025, 171: 107207.
- [48] ZHANG Cunjian, HU Qinhong, YANG Shengyu, et al. Hierarchical cluster and principal component analyses of multi-scale pore structure and shale components in the Upper Triassic Chang 7 Member in the Ordos Basin of northern China [J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2024, 261: 106001.
- [49] YANG Feng, NIE Sijia, JIANG Shu, et al. Occurrence characteristics of mobile hydrocarbons in lacustrine shales: Insights from solvent extraction and petrophysical characterization [J]. *Energy & Fuels*, 2024, 38(1): 374–386.
- [50] WANG Xiaojun, SONG Yong, GUO Xuguang, et al. Pore-throat structure characteristics of tight reservoirs of the Middle Permian Lucaogou formation in the Jimsar Sag, Junggar Basin, northwest China [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 208(Part A): 109245.

(编辑 王迪)