

巴中地区凉高山组湖相页岩储层 孔隙特征及控制因素

解祎恬¹, 胡明毅^{1,2}, 魏思乐^{1,2,3}, 邓庆杰^{1,2}, 罗浩渝⁴

(1. 长江大学 地球科学学院, 湖北 武汉 430100; 2. 长江大学 南方复杂页岩油气地质与开发湖北省重点实验室, 湖北 武汉 430100; 3. 长江大学 油气资源与勘探技术教育部重点实验室, 湖北 武汉 430100; 4. 四川省油气勘探开发有限公司, 四川 成都 610000)

摘要:四川盆地巴中地区凉高山组是页岩油气勘探的重点区域。以凉高山组湖相页岩储层为研究对象,基于岩心、薄片观察和XRD矿物等测试资料,建立研究区页岩岩相分类体系;采用扫描电镜、低温氮气吸附实验等测试方法,研究储层孔隙类型和孔径分布,探讨储层孔隙特征及控制因素。结果表明:研究区湖相页岩共识别中高碳纹层状粉砂质页岩岩相、低碳中厚层状混合质泥岩岩相和含碳中厚层状粉砂质页岩岩相3种类型,中高碳纹层状粉砂质页岩岩相物性最好,含碳中厚层状粉砂质页岩岩相物性最差;孔隙类型主要为黏土矿物片间孔、长石颗粒溶孔、有机质孔和少量微裂缝,孔径以介孔为主,大孔最少,微孔介于二者之间。研究区页岩储层物性受多种因素耦合控制,其中岩相和沉积环境决定原生孔隙的发育质量,发育纹层构造和具有高黏土矿物含量岩相的储层物性最好;有机质类型和热演化程度决定有机质孔的发育程度,热演化程度高有助于次生有机质孔形成;早成岩时期压实作用和胶结作用破坏孔隙结构,中成岩时期有机酸溶蚀和黏土矿物转化为储集空间改善提供关键条件。该结果为四川盆地湖相页岩勘探开发提供指导。

关键词:四川盆地;巴中地区;凉高山组;页岩;岩相划分;储层物性;控制因素

中图分类号:TE122.2 **文献标识码:**A **文章编号:**2095-4107(2025)06-0016-16

0 引言

页岩油是一种以低孔低渗页岩作为储集层的自生自储非常规油气资源,全球资源潜力巨大^[1-2]。随页岩油气勘探开发的兴起,中国陆相页岩油勘探取得突破性进展,陆相页岩油资源量约为 2.83×10^{10} t^[3]。鄂尔多斯盆地东南部三叠系延长组^[3-4]、四川盆地侏罗系凉高山组、渤海湾盆地济阳拗陷古近系沙河街组^[5]、苏北盆地高邮凹陷古近系阜宁组^[6-7]和准噶尔盆地吉木萨尔芦草沟组^[8]等实现陆相页岩层系工业油流突破,其中四川盆地侏罗系凉高山组湖相富含有机质页岩储层是重要勘探目标层位^[9-10]。

有关四川盆地页岩储层的研究,多集中于同相异期的自流井组大安寨段和东岳庙段页岩气储层孔隙结构特征和发育影响因素^[11-15],对上覆凉高山组页岩储层的孔隙结构研究不具体,主控因素分析不深入,储层微观特征及孔隙发育影响因素方面的研究少。页岩储层孔隙发育受沉积环境、有机质丰度和成岩作用等因素影响,朱彤等^[16]、车正强等^[17]认为储层发育受沉积环境控制,碳酸盐岩占主导的最大湖进期碳酸盐岩湖泊沉积有利于页岩储层的发育;刘忠宝等^[18]认为岩相是储层物性发育的主要控制因素,页岩矿物成分及岩相类型决定孔隙类型并影响孔隙度。李进等^[19]和李跃纲等^[20]发现高演化湖相页岩储层具有高脆性和高含气性等特点,成岩作用和构造作用对储层的孔隙结构及裂缝发育具有重要影响。尹嘉^[21]和姜龙燕等^[22]认为超压保存作用是页岩油富集的主要原因,超压环境导致深层黏土质页岩和硅质页岩具有高孔隙度和高孔隙体积特征,有助于油气储存。

与自流井组大安寨段页岩相比,凉高山组泥页岩在沉积环境、矿物组分、有机质来源及含量等方面存在差异,凉高山组页岩孔隙结构具有特殊性。凉高山组湖相页岩有机质一般来源于浮游生物和陆源植物,有机质丰富,矿物成分具有高黏土矿物特征。因埋藏深度不同,有机质成熟度存在较大差异,成岩作用对

收稿日期:2025-07-04;编辑:朱秀杰

基金项目:国家科技重大专项(2025ZD1400205)

作者简介:解祎恬(2001—),女,硕士研究生,主要从事地质学方面的研究。

通信作者:胡明毅,E-mail: humingyi65@163.com

凉高山组页岩孔隙结构的改造更复杂,导致孔隙结构与其他盆地页岩油储层相比更具有非均质性,孔隙类型多样。以巴中地区凉高山组湖相页岩为研究对象,采用野外岩心观察、薄片鉴定、XRD 全岩矿物分析、氩离子抛光扫描电镜,以及氮气吸附、高压压汞实验等方法,在页岩岩相划分基础上研究不同岩相类型页岩储层的物性,探讨孔隙特征及发育影响因素,为湖相页岩油气勘探开发提供依据。

1 区域地质概况

四川盆地是中国重要的含油气盆地之一,位于扬子板块西部(华南板块西北缘),是典型的大型叠合盆地,经历多期构造演化,形成复杂的构造—沉积格局,整体上呈长轴沿北东向展布的菱形形态^[23]。巴中地区位于四川盆地北部,属于川北低平构造区,与米仓山构造带接壤(见图 1(a))。

凉高山组(J₂l)是四川盆地侏罗系中统的重要层段,形成于中侏罗世,主要分布于盆地东部和中部^[24],演化受控于燕山早期构造活动和古气候变化。凉高山组主要发育三角洲—滨浅湖沉积体系,早侏罗世及中侏罗世早期,湖盆核心区域位移变化不大,四川盆地北部受大巴山推覆体向南逆冲的影响,沉积中心发生由西向北的迁移^[25-26],有多次湖进、湖退的发展过程^[27]。基于研究区地层序列的岩性组合特征,凉高山组垂向序列划分为一段、二段和三段;根据沉积旋回,凉高山组二段(凉二段)进一步细分为下、中、上 3 个亚段^[28]。富有机质页岩层系主要赋存于凉二中亚段与凉二下亚段沉积单元(见图 1(b))。

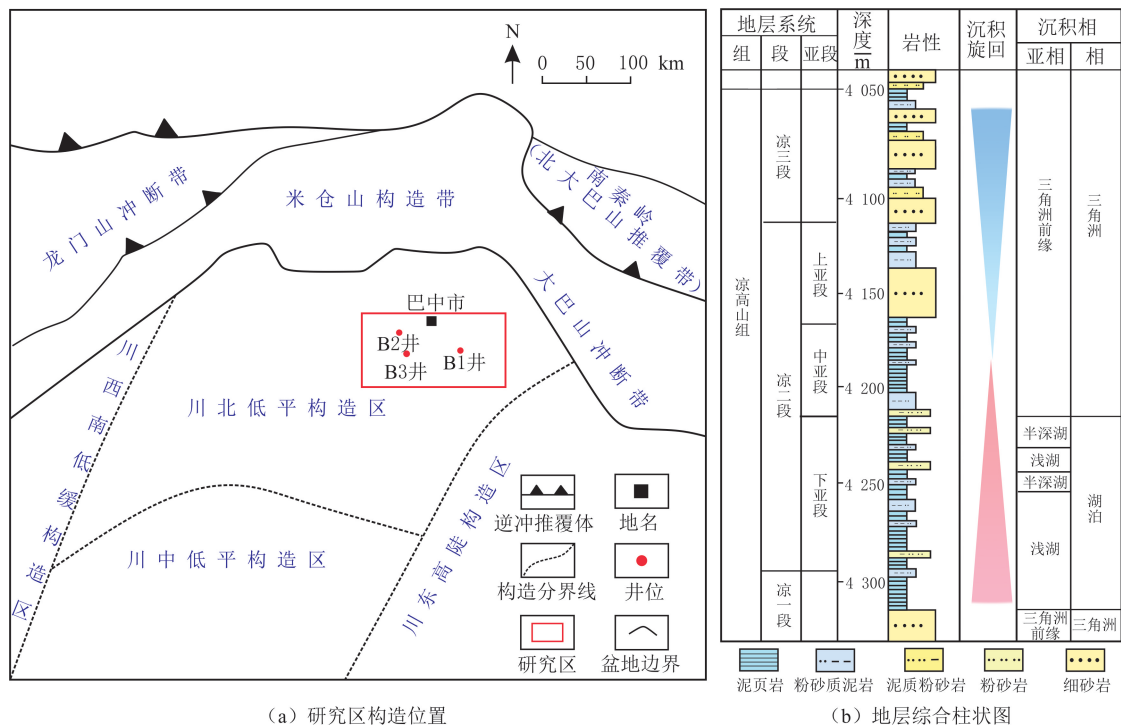


图 1 研究区构造位置及凉高山组综合柱状图(据文献[23]修改)

Fig.1 Research area tectonic location and comprehensive stratigraphic column of the Lianggaoshan Formation(modified by reference[23])

2 岩相划分及特征

凉高山组页岩主要由黏土矿物和石英构成,含少量长石和碳酸盐矿物(见图 2)。黏土矿物体积分数为 30.30%~68.30%,平均为 54.10%,成分以绿泥石(体积分数为 25.00%)为主,含少量的高岭石和伊利石;石英体积分数为 27.10%~57.60%,平均为 37.70%;长石以斜长石为主,含钾长石;碳酸盐矿物体积分数很少,为 0.50%~11.60%,平均为 3.03%。

根据三端元四组分页岩岩相分区划分方案^[18],结合矿物组分和总有机碳质量分数分区,明确研究区岩相划分方案。研究区页岩岩相划分为黏土质页岩、混合质泥岩、粉砂岩和灰(云)岩 4 个岩相大类,进一

步划分为黏土质页岩、粉砂质页岩、灰质页岩、混合质泥岩、粉砂岩、泥质粉砂岩、灰质粉砂岩和灰(云)岩 8 个岩相小类,其中包括 4 个页岩岩相区、3 个粉砂岩岩相区和 1 个灰(云)岩岩相区。由研究区野外岩心照片(见图 3)可知,以厚度 ≤ 0.01 、 $0.01\sim 0.10$ 、 $0.10\sim 0.50$ 、 $0.50\sim 1.00$ 、 ≥ 1.00 m 为构造分级界限,将层理划分为纹层状、薄层状、中层状、厚层状和块状 5 类。巴中地区凉高山组 170 个页岩样品的总有机碳质量分数分级界限为 0.5%、1.0%、1.5% 和 2.0%^[18],统计分析表明,页岩总有机碳质量分数主要分布在 $\leq 0.5\%$ 、 $0.5\%\sim 1.0\%$ 、 $1.5\%\sim 2.0\%$ 3 个区间,各区间占比分别为 27.65%、31.76%、20.00%;总有机碳质量分数介于 $1.0\%\sim 1.5\%$ 和 $\geq 2.0\%$ 的样品占比较低,分别为 12.94% 和 8.24%。以总有机碳质量分数 $\leq 0.5\%$ 、 $0.5\%\sim 1.0\%$ 、 $1.0\%\sim 1.5\%$ 、 $1.5\%\sim 2.0\%$ 作为分级范围,将研究区页岩定义为含碳、低碳、中碳和高碳 4 种。研究区高碳页岩的总有机碳质量分数平均为 1.89%,中碳页岩的总有机碳质量分数平均为 1.15%,低碳页岩的总有机碳质量分数平均为 0.89%,含碳页岩的总有机碳质量分数平均为 0.39%。

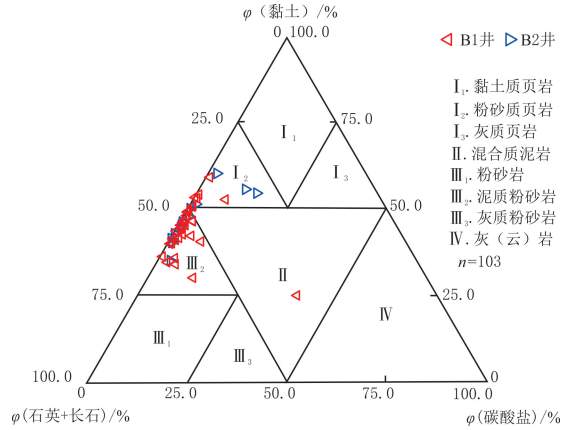
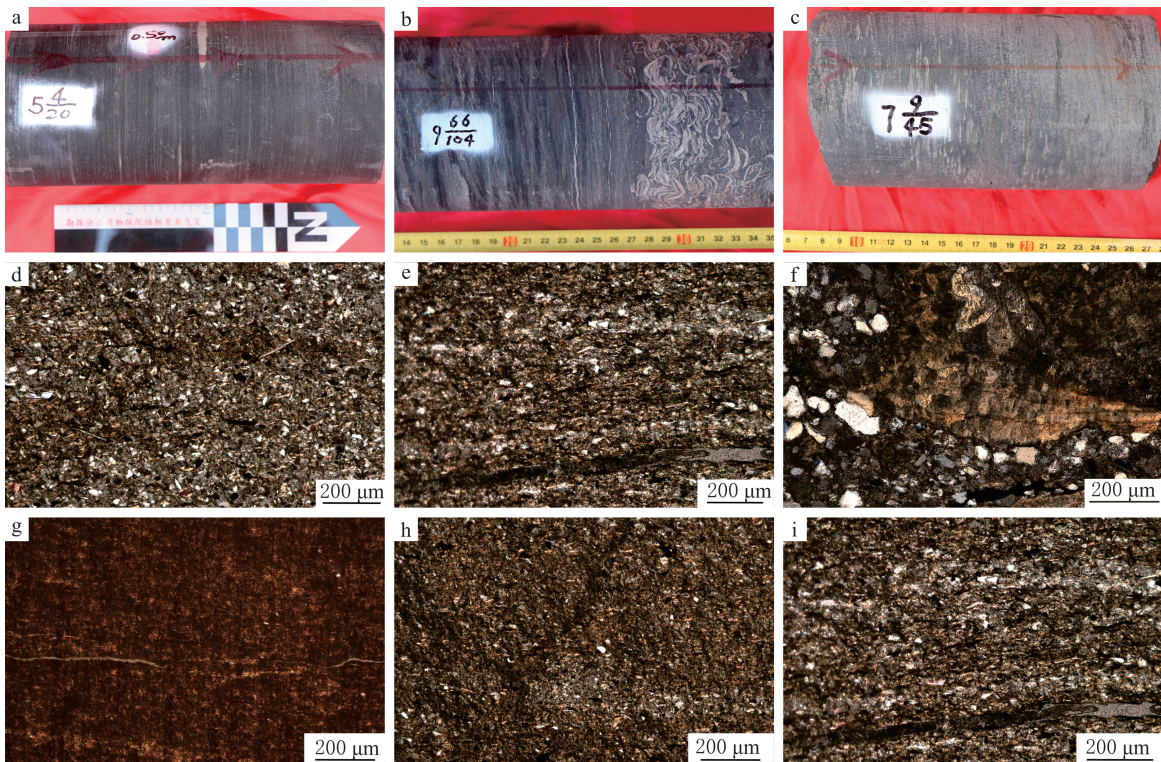


图 2 巴中地区凉高山组湖相页岩岩石组分三端元图

Fig. 2 Ternary diagram of shale composition of Lianggaoshan Formation, Bazhong Area



(a) 灰黑色粉砂质页岩, B2井, 3 919.02 m, 岩心照片; (b) 深灰色含介壳粉砂质页岩, B2井, 3 964.05 m, 岩心照片; (c) 灰色泥岩, B2井, 3 931.27 m, 岩心照片; (d) 粉砂质页岩, B2井, 3 977.54 m, 薄片显微照片; (e) 粉砂质页岩, B2井, 3 981.45 m, 薄片显微照片; (f) 粉砂质页岩, B2井, 3 940.43 m, 薄片显微照片; (g) 灰黑色粉砂质页岩, B2井, 3 928.63 m, 薄片显微照片; (h) 深灰色泥岩, B2井, 3 960.22 m, 薄片显微照片; (i) 灰黑色粉砂质页岩, B1井, 4 179.23 m, 薄片显微照片

图 3 巴中地区凉高山组湖相页岩层段储层岩心及薄片显微照片

Fig. 3 Reservoir core and thin-section photomicrographs of lacustrine shale intervals in the Lianggaoshan Formation, Bazhong Area

根据全岩矿物—总有机碳质量分数构造分级的岩相划分方案,在巴中地区凉高山组页岩储层中,识别

中高碳纹层状粉砂质页岩岩相、低碳中厚层状混合质泥岩岩相和含碳中厚层状粉砂质页岩岩相(见表1)。其中,中高碳纹层状粉砂质页岩主要发育于凉二下亚段,在部分岩心上可见粉砂质纹层,镜下可见粉砂泥质结构,粉砂碎屑与隐晶状黏土矿物混合,粉砂碎屑以石英为主,呈次棱一次圆状,有机质呈斑点状、弯曲拉长状分散分布;低碳中厚层状混合质泥岩主要发育于凉二下亚段和凉三段,发育泥质结构和粒屑结构,主要由隐晶状黏土矿物、介壳及粉砂碎屑组成,介壳由方解石颗粒组成,有重结晶现象;含碳中厚层状粉砂质页岩多发育于凉三段,发育粉砂结构,主要由石英组成,含少量长石和岩屑,石英颗粒可见不规则溶蚀边,长石可见双晶,部分颗粒碳酸盐化,粒间主要是分布不均匀的隐晶质黏土矿物。

表1 巴中地区凉高山组湖相页岩储层岩相特征

Table 1 Lithofacies characteristics of lacustrine shale reservoirs in the Lianggaoshan Formation, Bazhong Area

岩相类型	岩石类型	孔隙度/ %	有机质类型	黏土矿物 体积分数/%	石英 体积分数/%	层理密度/ (条·m ⁻¹)	镜质组反射率/ %
中高碳纹层状粉砂质页岩	灰黑色泥岩、深灰色粉砂质页岩	5.13	II ₁ —II ₂	56.28	36.15	3.64	
低碳中厚层状混合质泥岩	灰黑色泥岩	3.18	II ₃	54.16	38.74		1.38~1.93
含碳中厚层状粉砂质页岩	灰色泥质粉砂岩、深灰色粉砂质页岩	2.19	III	50.21	40.49		

3 孔隙特征

页岩储层广泛发育纳米级孔隙,孔隙类型复杂多样,划分方案较多^[29-31],其中最具代表性的划分方案是页岩储层储集空间大小及储集空间的矿物基质、结构、成因等。LOUCKS R G^[32]提出以粒间孔、粒内孔和有机质孔为主的泥页岩孔隙分类方案,广泛应用于陆相页岩油储层孔隙类型分类。根据划分方案和研究区扫描电镜照片,按成因机制、孔隙大小及分布等分析凉高山组湖相页岩孔隙类型、成因机制、孔径及分布特征(见表2)。

表2 巴中地区凉高山组湖相页岩储层孔隙类型及特征

Table 2 Pore types and characteristics of lacustrine shale reservoirs in the Lianggaoshan Formation, Bazhong Area

孔隙类型	成因机制	孔径/nm	分布特征
黏土矿物片间孔	由无序排列的黏土矿物板片之间晶格构成的开放孔隙	20~240	近圆形、近三角形和少量片状孔隙,分布在黏土矿物间
粒间孔	颗粒间溶蚀孔	50~200	常呈港湾状溶蚀边缘,孔隙形态多样,为近圆形、狭长条带状或多边形
黏土矿物层间孔	由矿物结构、成岩流体和应力共同控制而形成的孔隙	20~35	顺层理分布,呈长条状
粒内孔	长石颗粒内溶蚀孔	30~100	孔隙形态多样,呈近圆形、近三角形和不规则多边形
	黏土矿物晶间孔	30~300	呈长轴缝状或不规则多边形
有机质孔	原生有机质孔主要是干酪根显微组分自带的,次生有机质孔为由有机质生烃作用和成岩作用形成的孔隙	50~300	多以圆形为主,也见三角形、多边形和不规则长条状
微裂缝	受构造作用、沉积作用或成岩作用共同影响	100~200	贯穿颗粒或发育在泥质纹层或岩性界面间

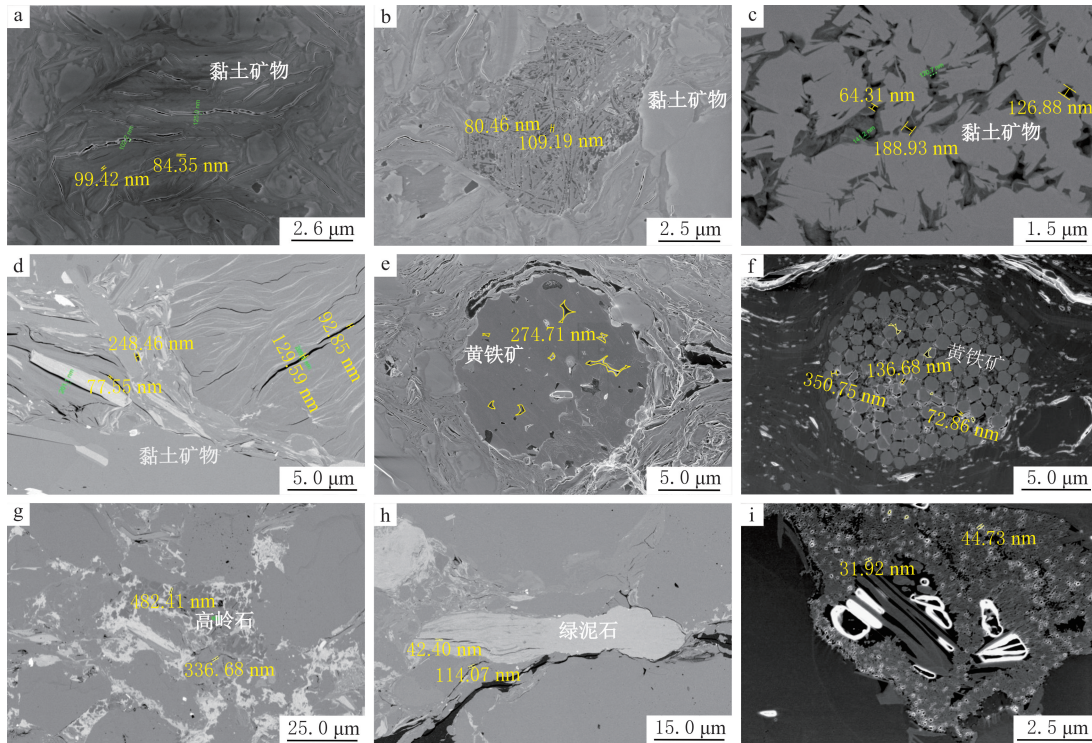
3.1 孔隙类型

巴中地区凉高山组页岩储层孔隙类型多为粒间孔和粒内孔,局部发育有机质孔和微裂缝。按孔隙形成时间分为原生孔隙和次生孔隙,研究区原生孔隙以残余粒间孔为主,受后期成岩作用而形成的次生孔隙

很少,一般为颗粒溶孔和粒间溶孔。颗粒溶孔多由有机酸溶蚀而形成,常呈港湾状溶蚀边缘,孔隙形态多样,既有近圆形、亚三角形等不规则多边形孔,也有长条状孔缝。有机质孔是由有机质热演化生烃而形成的孔隙。微裂缝一般贡献的面孔率约为 0.05%。

3.1.1 粒间孔

粒间孔包括黏土矿物片间孔、颗粒间溶蚀孔和黏土矿物层间孔。黏土矿物片间孔主要由无序堆叠的黏土矿物晶片间格架形成,孔隙结构分为近圆形、近三角形和顺层理延伸的狭长条带状 3 种典型形态,孔径为 20~240 nm。受刚性颗粒主导的颗粒支撑结构影响,原始粒间孔多呈亚三角形(见图 4(a))。该类孔隙结构具有较高的结构稳定性与宽喉道特征,可以有效抵御由机械压实作用导致的孔隙缩小,从而在成岩演化中优先保存为近三角形的孔隙。颗粒间溶蚀孔多受生物作用而将有机质转化成有机酸,页岩中碳酸盐、长石矿物等易溶的碎屑颗粒遭受溶蚀,形成溶蚀孔(见图 4(b-c)),孔径受早期沉积的矿物颗粒大小影响,为 50~200 nm,广泛发育于中高碳纹层状粉砂质页岩。黏土矿物层间孔由矿物结构、成岩流体和应力共同控制而形成,一般顺泥质薄层的微层理分布,呈长条状(见图 4(d)),孔径为 20~35 nm。



(a) 黏土矿物片间孔, B3井, 3 505.16 m; (b) 黏土矿物溶蚀孔, B3井, 3 542.50 m; (c) 书页状高岭石晶间孔, B3井, 3 606.43 m; (d) 黏土矿物收缩形成的收缩缝, B2井, 3 977.54 m; (e) 黄铁矿粒间孔, B3井, 3 981.45 m; (f) 草莓状黄铁矿集合体晶间孔, B2井, 3 940.43 m; (g) 高岭石晶间孔, B2井, 3 945.11 m; (h) 绿泥石晶间孔, B2井, 3 941.74 m; (i) 金红石晶间孔, B2井, 3 929.61 m

图 4 巴中地区凉高山组中高碳纹层状粉砂质页岩岩相矿物基质孔

Fig. 4 Matrix pores within the mineral framework of the medium-high carbon laminated silty shale lithofacies in the Liangaoshan Formation, Bazhong Area

3.1.2 粒内孔

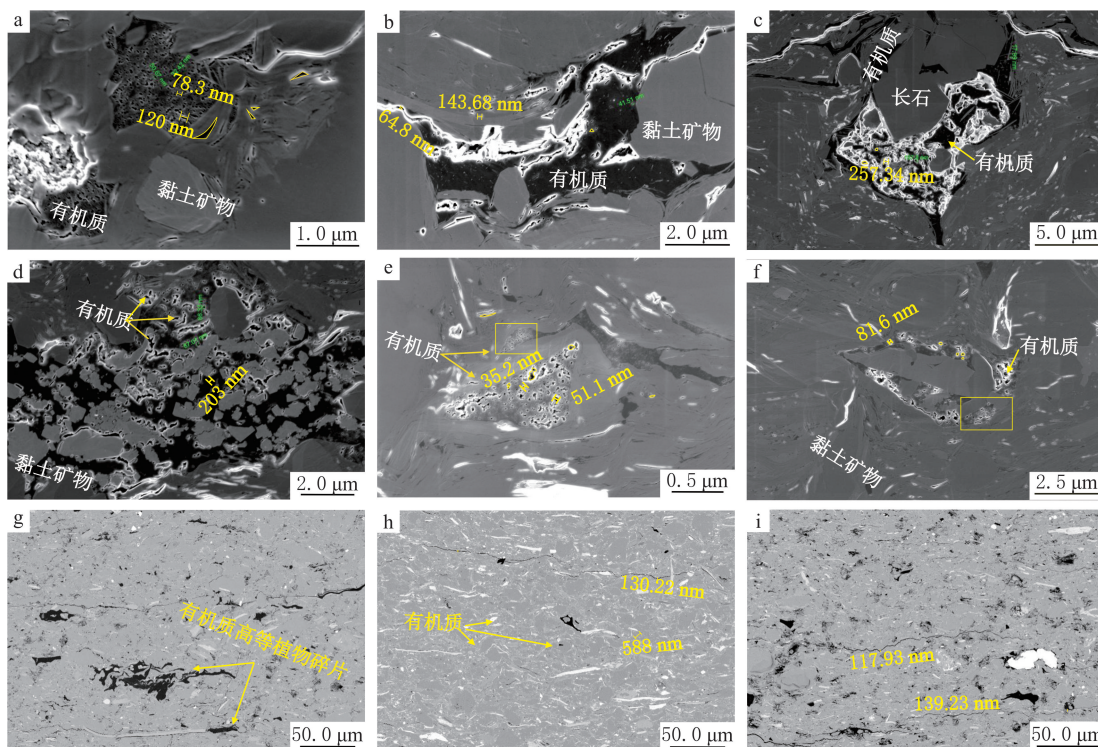
粒内孔包括长石颗粒内溶蚀孔和黏土矿物晶间孔。长石颗粒内溶蚀孔主要发育于中高碳纹层状粉砂质页岩,在低碳和含碳岩相中发育少,成因与酸性成岩流体沿矿物解理面的选择性溶蚀作用密切相关,孔隙空间多保留长石晶体残余骨架结构,孔隙呈不规则边缘及多尺度孔径分布特征,孔径跨度从亚微米级至微米级,形成典型次生溶蚀孔隙。黏土矿物晶间孔形成于成岩期黏土矿物定向重排与脱水收缩过程,孔隙几何形态具有多态性,包括近三角形、长轴缝状及类圆形等(见图 4(d、g-i))。该类孔隙在黏土基质内部可以形成局部连通的微孔喉系统,孔径集中分布于 30~300 nm。在研究区还原性半深湖—深湖相沉积环境

中,早期成岩阶段发育的草莓状黄铁矿集合体内部普遍存在自形晶粒间孔(见图4(e-f))。该类孔隙受黄铁矿立方晶系生长机制控制,多呈亚三角形与均一化孔径分布,刚性晶格结构可以有效抵抗压实改造,是深层储层微纳米孔隙保存的重要载体。

3.1.3 有机质孔

有机质孔是页岩储层微观孔隙中重要的孔隙类型之一^[33]。在巴中地区凉高山组湖相富含有机质页岩储层中,有机质孔隙发育程度受控于成岩作用与热演化成熟度的耦合效应。B2井有机质孔整体欠发育,在有机质富集的地区零星分布,为近圆形、气泡状和椭圆状(见图5(a-d))。块状及顺层条带状有机质内原生孔隙网络稀疏,碎屑颗粒包覆的有机质内发育微米级张性裂隙,成因可能与生烃增压诱导的晶格应变释放有关。

B1井薄片观察可见高等植物碎片,多发育不规则状、蜂窝状有机质孔(见图5(e-g))。黏土矿物包覆的微体有机质内赋存离散的近圆形孔隙,孔径 ≤ 30 nm,受限于有机质—矿物界面脆—塑性转换域的差异收缩效应;草莓状黄铁矿单体间存在有机质,发育次生溶蚀孔隙,呈近圆形或不规则多边形(见图4(f)),孔径一般 ≤ 50 nm,与硫化物和有机质热化学还原反应相关。



(a) 纳米级有机质孔, B2井, 3 940.43 m; (b) 固体沥青—黏土矿物复合体内发育有机质孔, B2井, 3 959.29 m; (c-d) 有机质孔, B2井, 3 928.21 m; (e) 蜂窝状有机质孔, B1井, 4 237.91 m; (f) 有机质孔, B1井, 4 222.46 m; (g) 有机质高等植物碎片, B1井, 4 237.91 m; (h) 微裂缝, B2井, 3 964.97 m; (i) 微裂缝, 有机质孔发育差, B2井, 3 929.61 m

图5 巴中地区凉高山组中高碳纹层状粉砂质页岩岩相有机质孔和微裂缝

Fig. 5 Organic matter pores and microfractures of the medium-high carbon laminated silty shale lithofacies in the Lianggaoshan Formation, Bazhong Area

3.1.4 微裂缝

除原生孔隙外,页岩储层还包含由构造作用引起的层间微裂缝。微裂缝形成受控于烃源岩热演化阶段的有机质生烃增压效应、成岩期差异压实和构造应力作用,多沿岩性异质界面发育,如黏土矿物的砂质纹层界面、层状有机质的硅质条带接触面或黏土矿物晶格滑移面。在富有机质页岩中,微裂缝常呈平行纹层或网状分布于有机质、黄铁矿和黏土矿物互层带,表现为100~200 nm张性裂隙或剪切滑脱缝(见图5(g-i)),裂缝延伸性及连通性受控于矿物组构各向异性与成岩胶结强度,有助于提升储层渗流能力。

不同岩相发育的孔隙类型也有差异,中高碳纹层状粉砂质页岩岩相黏土无机孔和有机质孔较为发育,

黏土无机孔占主导,孔隙结构明显较低碳和含碳泥页岩岩相的好,岩心中观察到发育大量页理缝。低碳中厚层状混合质泥岩岩相发育少量黏土矿物相关的无机孔,不发育有机质孔。含碳中厚层状粉砂质页岩岩相中可见由黏土矿物收缩形成的收缩缝和少量黄铁矿集合体晶间孔,有机质孔不发育。

3.2 孔径分布特征

根据 IUPAC 的分类标准^[34],将页岩孔隙分为微孔(孔径 ≤ 2 nm)、介孔(孔径为 2~50 nm)和大孔(孔径 ≥ 50 nm)。从研究区 B1 和 B2 井中选取具有代表性的 29 个样品,分别进行氮气吸附和高压压汞实验。采用压汞—吸附联测法分析实验数据,表征页岩全孔径分布,以总孔体积为基准获取孔径分布特征^[35]。

巴中地区凉高山组页岩储层全孔径分布(见图 6)表明,页岩孔径分布具有三峰形态,介于 0.8~20 000.0 nm,以介孔为主,其次为微孔,大孔占比小。其中,B1 井中高碳纹层状粉砂质页岩岩相微孔占比为 25.6%,介孔占比为 62.5%,大孔占比为 11.9%;低碳中厚层状混合质泥岩岩相微孔占比为 20.3%,介孔占比为 69.1%,大孔占比为 10.6%;含碳中厚层状粉砂质页岩岩相微孔占比为 19.7%,介孔占比为 69.7%,大孔占比为 10.6%。B2 井中高碳纹层状粉砂质页岩岩相微孔占比为 16.7%,介孔占比为 63.8%,大孔占比为 19.5%;低碳中厚层状混合质泥岩岩相微孔占比为 17.4%,介孔占比为 71.1%,大孔占比为 11.5%;含碳中厚层状粉砂质页岩岩相微孔占比为 19.5%,介孔占比为 69.9%,大孔占比为 10.6%。

总体上,B1、B2 井中高碳纹层状粉砂质页岩岩相的物性,比低碳中厚层状混合质泥岩和含碳中厚层状粉砂质页岩岩相的好,总孔隙体积和总有机碳质量分数更高,B1 井大孔较 B2 井的更发育。

4 控制因素

4.1 岩相与沉积环境

岩相与沉积环境控制储层孔隙度。凉高山组湖相页岩储层平均孔隙度为 1.88%~4.18%,不同岩相之间孔隙度差异较大。研究区中高碳纹层状粉砂质页岩岩相孔隙度最高,平均为 4.18%;含碳中厚层状粉砂质页岩岩相孔隙度最低,平均为 1.88%;低碳中厚层状混合质泥岩岩相孔隙度介于二者之间,平均为 2.78%。

不同岩相孔隙度差异原因:一是中高碳纹层状粉砂质页岩岩相沉积环境多为缺氧、弱还原—还原的半深湖泥微相,在深水低能水动力条件下,大量碎屑颗粒堆积于水体底部,沉积的有机质不容易受到上部含氧量较高的水体影响,有机质的保存条件好^[36],含碳中厚层状粉砂质页岩岩相沉积环境多为三角洲前缘水下分流河道与支流间湾微相,水体较浅,水动力较强,碎屑颗粒受水动力影响较大,不利于碎屑颗粒沉积与有机质保存;二是中高碳纹层状粉砂质页岩岩相比较其他岩相具有显著发育的纹层构造,纹层界面处易形成层理缝与缝合线构造,有效沟通孔隙,增强油气渗滤能力;三是中高碳纹层状粉砂质页岩岩相黏土矿物体积分数较高,为 52.10%,页岩孔隙度与黏土矿物体积分数具有明显正相关关系(见图 7(a)),表明黏土矿物片间孔及层间孔等无机孔对总孔隙度具有显著影响。

石英碎屑颗粒对页岩孔隙的发育具有双重影响。当石英体积分数低于 46.50%时,多以基质支撑为主,对孔隙的贡献有限^[37-38],页岩总孔隙度偏低,孔隙度与石英体积分数呈负相关关系。当石英体积分数大于 46.50%时,石英颗粒之间可以形成足够的石英颗粒骨架,保护粒间孔不被破坏,增强页岩抗压实能力,孔隙度与石英体积分数呈正相关关系(见图 7(b))。

4.2 有机质

有机质影响有机质孔发育。有机质孔是页岩储集空间的重要组成部分,形成受干酪根生烃演化过程控制^[34]。总有机碳质量分数是生烃潜力的核心指标,通过生烃增压和体积收缩影响孔隙发育。随总有机碳质量分数的增加,研究区 2 口井的孔隙度和孔体积逐渐增加,孔隙比表面积逐渐增大。总有机碳质量分数与孔隙度、孔体积、比表面积具有较好的正相关关系(见图 8),总有机碳质量分数高的页岩具备双重优势,既增强烃类生成物质基础,又通过纳米级有机质收缩缝提升储集空间连通性^[31]。

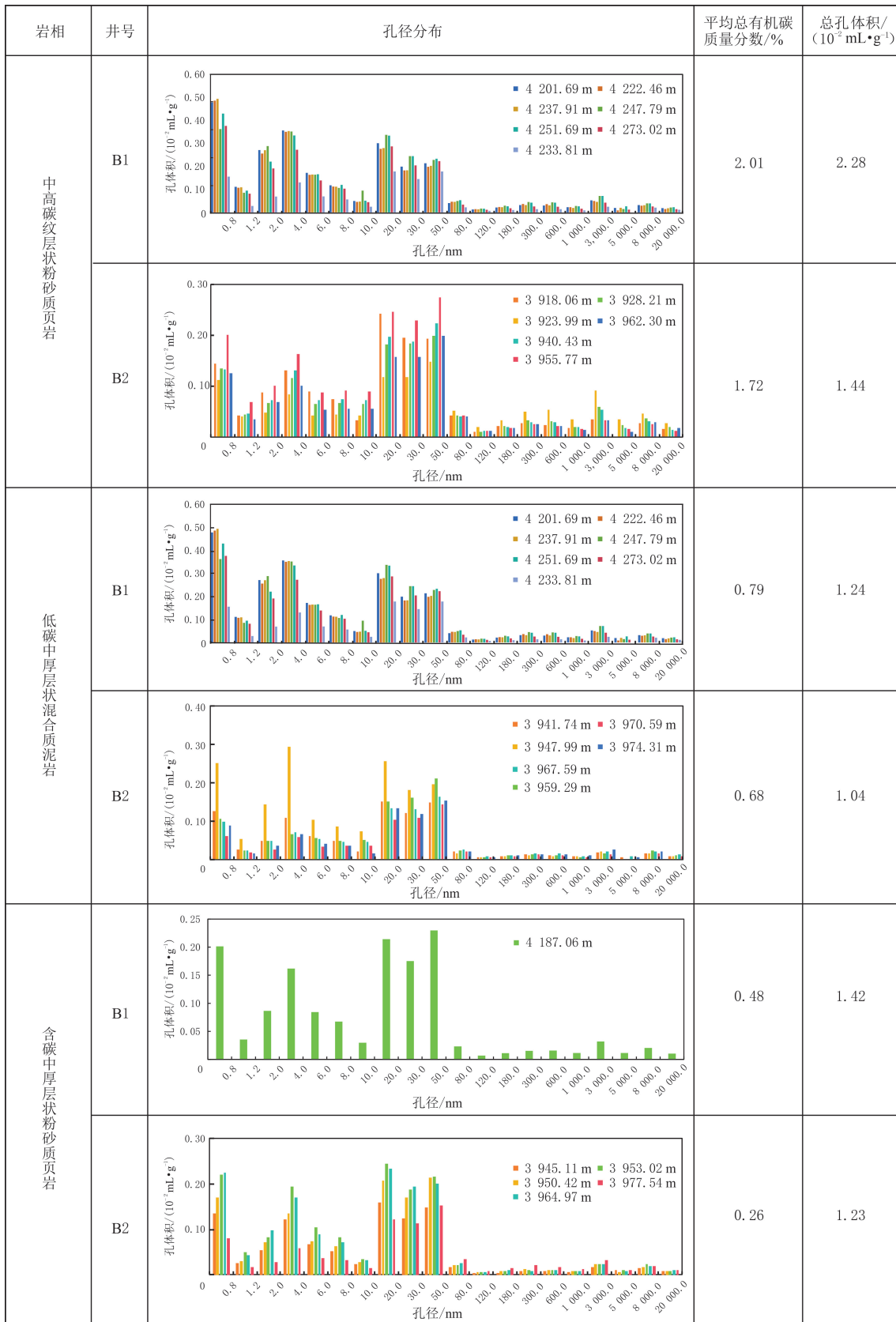


图 6 巴中地区凉高山组页岩储层全孔径分布直方图

Fig. 6 Histogram of full pore size distribution in the shale reservoir of the Liangaoshan Formation, Bazhong Area

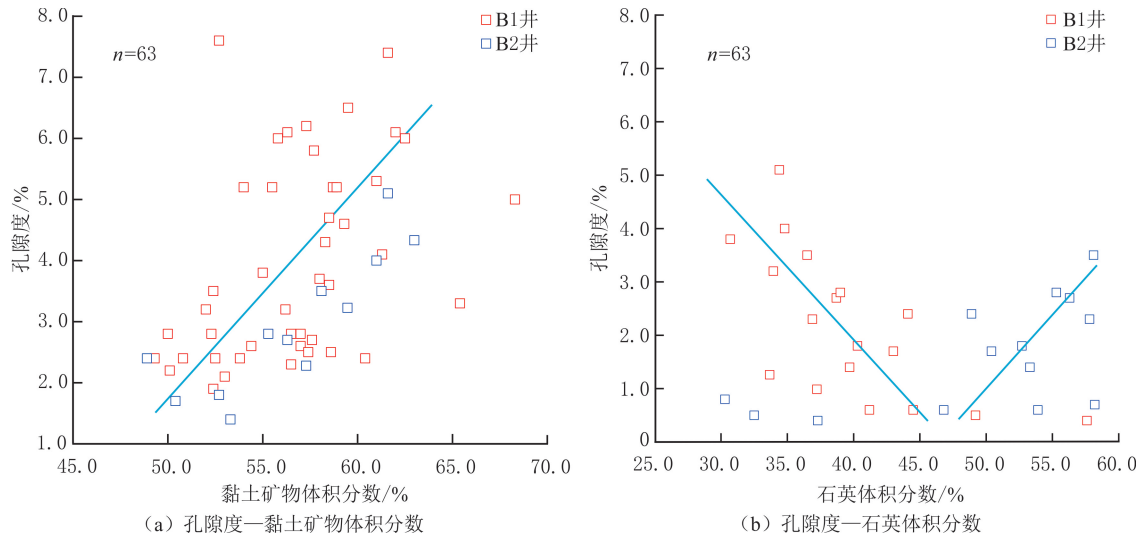


图 7 研究区页岩储层孔隙度与黏土矿物、石英体积分数相关关系

Fig. 7 Correlation between porosity and volume fractions of clay minerals and quartz in the shale reservoir of the study area

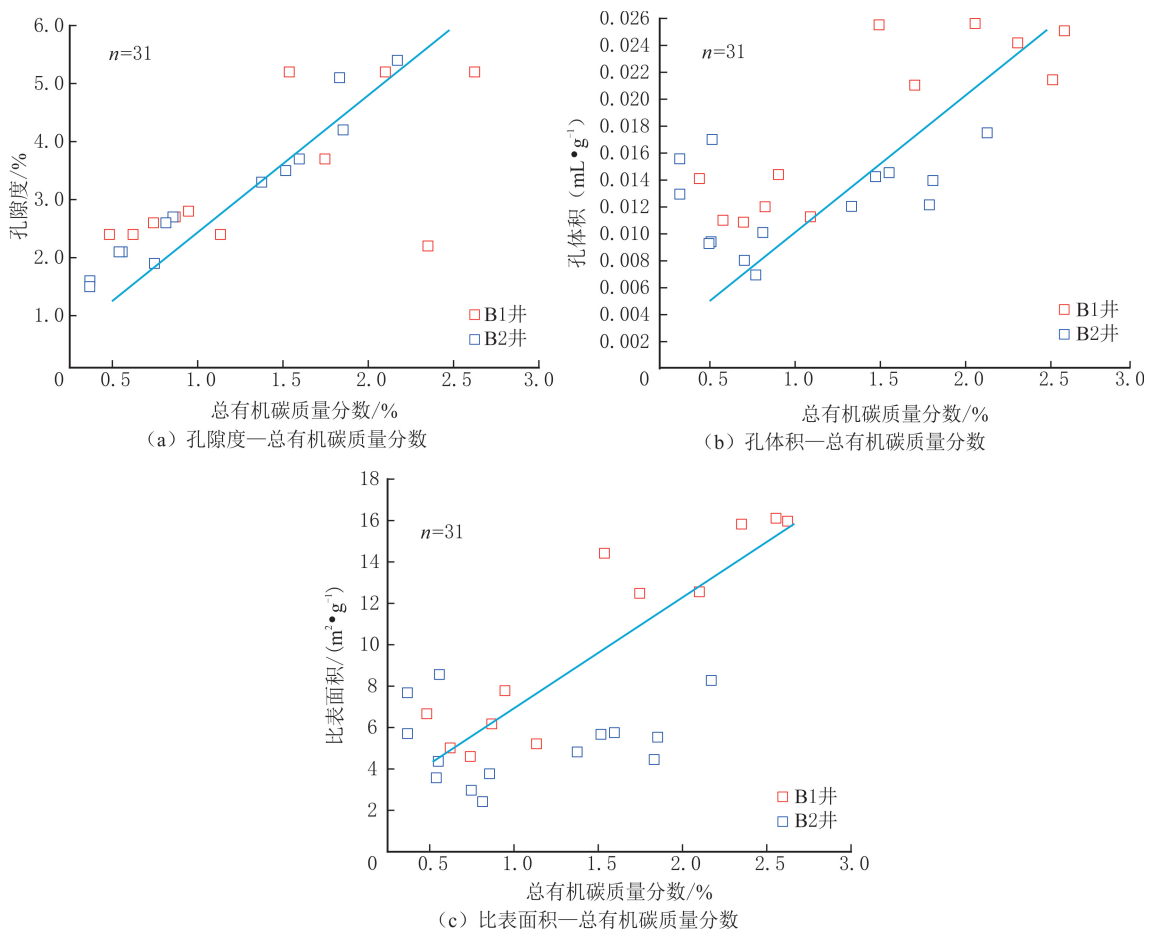


图 8 巴中地区凉高山组页岩储层总有机碳质量分数与孔隙度、孔隙体积、比表面积关系

Fig. 8 Crossplot of TOC versus porosity, pore volume and specific surface area in the shale reservoir of the Lianggaoshan Formation, Bazhong Area

4.2.1 有机质类型

有机质类型是孔隙发育的先决条件, I 型干酪根结构简单, 有机质颗粒较小, 生成的有机质孔较少, 孔

径也较小;相较于 I 型干酪根, II 型干酪根结构更复杂,在热演化过程中更易形成有机质孔。在液态烃类排出后,以生油为主的 I 型和 II 型干酪根残余有机质内易形成较大的孔隙;以生气为主的 III 型干酪根形成的孔隙较为有限^[39]。研究区页岩储层干酪根类型见图 9。由图 9 可知,研究区凉高山组沉积期为半深湖—三角洲相环境,干酪根类型整体为 II—III 型,凉二下亚段为 II₁—II₂ 型,凉二中亚段和上亚段以 II₂—III 型为主;深湖相较好,有利于大规模有机质孔的发育。镜质体反射率 $R_o = 0.5\%$ 和 $R_o = 1.3\%$ 是热演化程度的两个关键点,当 $R_o < 0.5\%$ 时,处于未成熟阶段;当 R_o 为 $0.5\% \sim 1.3\%$ 时,处于低成熟阶段,HI 为 $400 \sim 600 \text{ mg/g}$;当 $R_o > 1.3\%$ 时,处于过成熟阶段。

有机质显微组分是造成有机质孔发育程度不同的原因。B1、B2 井有机质显微组分构成具有显著差异,B1 井有机质显微组分主要为壳质组和镜质组,体积分数在 $50\% \sim 90\%$ 之间,多数大于 75% ;B2 井有机质显微组分是腐泥组富集,腐泥组体积分数在 $50\% \sim 75\%$ 之间,含少量壳质组和镜质组(见图 10)。

4.2.2 有机质热演化程度

干酪根类型越好,物性越好。B1 井干酪根类型较 B2 井的略差,但 B1 井总有机碳质量分数与总孔体积优于 B2 井的,原因是两口井的有机质热成熟度不同。热演化程度主导孔隙形态及空间分布的非均质特征^[40-41]。镜质体反射率 R_o 对储层物性具有阶段性调控作用,受有机质成熟度的控制,有机质孔发育随成熟度增加而增加,至高成熟期时有机质孔最为发育^[42-43]。根据烃源岩演化划分方案^[44],结合研究区平均总有机碳质量分数,当 B2 井的 $R_o = 1.44\%$ 时,为高成熟早期,滞留烃裂解生气,开始形成次生有机质孔;当 B1 井的 $R_o = 1.82\%$ 时,为高成熟晚期,接近过成熟干气,大量液体烃裂解成气,大量次生有机质孔发育(见图 11)。

4.3 成岩作用

成岩作用影响无机孔和有机质孔发育。页岩孔隙演化经历复杂漫长的形成过程,成岩作用对页岩孔隙发育有两方面的影响:一方面,通过早期机械压实和胶结作用对孔隙压缩,减小原生孔隙;另一方面,借助矿物转化及溶蚀作用,实现次生孔隙再生。将压实作用、胶结作用、自生石英的产生和伊利石绿泥石化归为破坏性成岩作用,将溶蚀作用和有机质热演化生烃生成次生有机质孔视为建设性成岩作用。凉高山组沉积初期,页岩的原生孔隙度为 65.0% ;早成岩阶段,受压实作用和胶结作用影响,原生孔隙快速衰减,

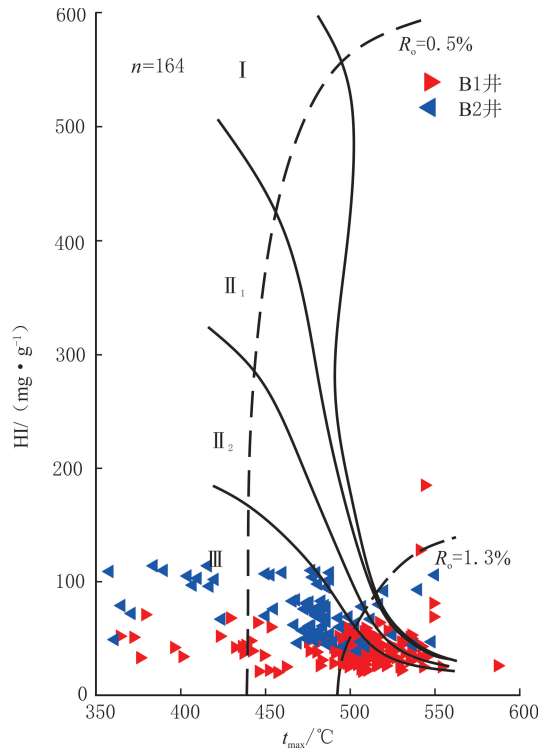


图 9 巴中地区凉高山组页岩储层干酪根类型
Fig. 9 Kerogen types in shale reservoirs of the Lianggaoshan Formation, Bazhong Area

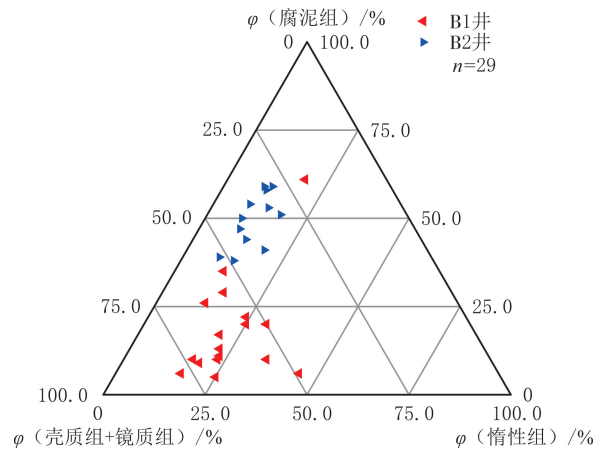


图 10 巴中地区凉高山组 B1、B2 井干酪根显微组分
Fig. 10 Maceral composition of kerogen from wells B1 and B2 in the Lianggaoshan Formation, Bazhong Area

孔隙度为 3.2%，随埋深增加，有机质热演化产生的有机酸促使长石及碳酸盐岩发生溶蚀作用，形成次生溶孔^[45]；中成岩阶段，以黏土矿物转化和有机质生烃为主导，蒙脱石逐渐转化成伊利石，晶格塌陷，形成黏土晶间孔，干酪根热解产生蜂窝状有机质孔，二者共同构成页岩的储集空间^[46]，孔隙度为 5.0%（见图 12）。

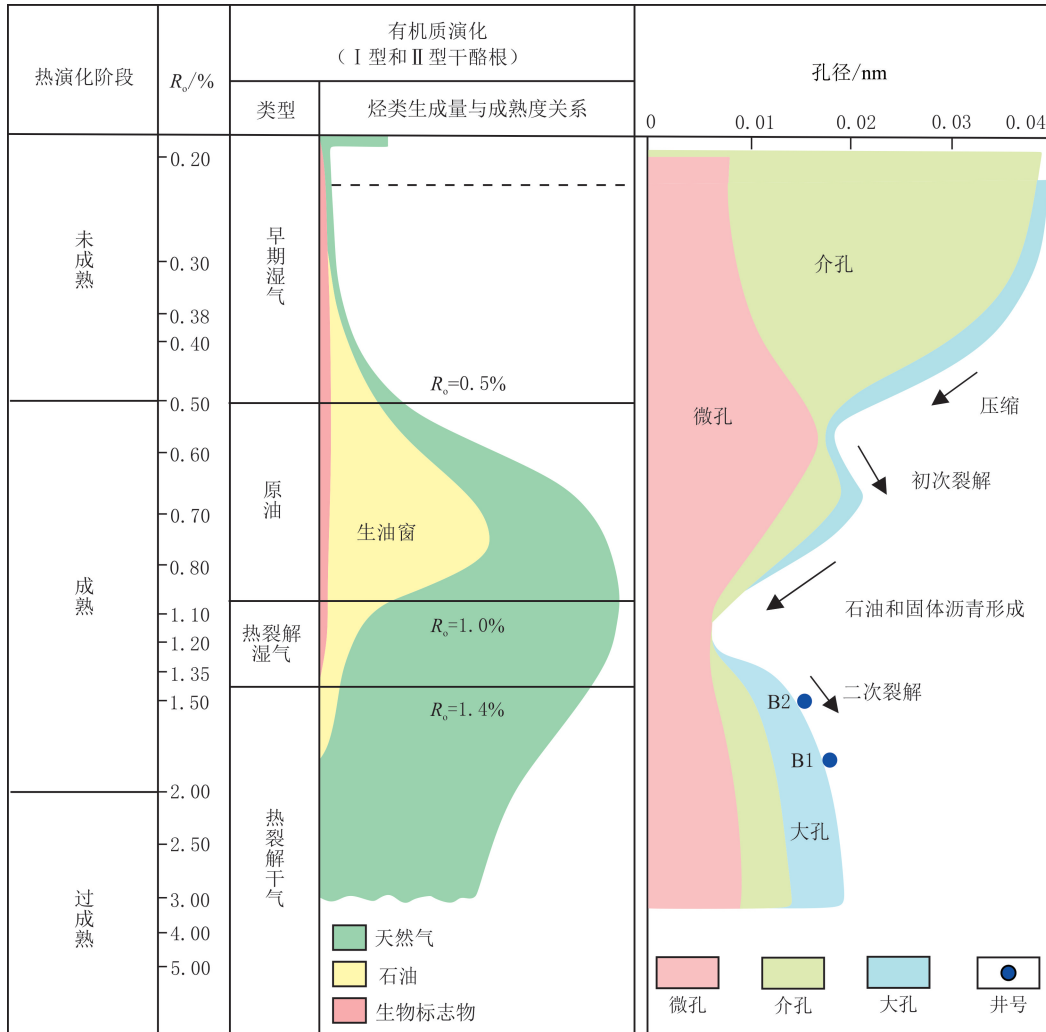


图 11 巴中地区凉高山组有机质热演化生烃与孔隙结构演化模式(据文献[44]修改)

Fig. 11 Hydrocarbon generation from organic matter thermal evolution and pore structure evolution model of the Lianggaoshan Formation, Bazhong Area(modified by reference[44])

成岩过程表现为显著的非均质性，泥质纹层发育纳米级黏土孔和有机质孔，粉砂质纹层受刚性颗粒支撑而孔隙连通性好。晚成岩阶段的黏土矿物不再发生转化，储集空间受控于塑性变形引起的孔隙结构重组，石英次生加大及绿泥石化导致有效孔隙度降低。成岩流体作用具有双重影响，早期溶蚀增孔与晚期胶结破坏交替作用，形成动态演化孔隙体系。

页岩孔隙主要来源于凉高山组早期沉积，部分来源于黏土矿物转化与有机质生烃作用。页岩孔隙在成岩演化过程中呈阶段性变化，早—中期受机械压实作用和胶结作用影响，以孔隙减少为主，晚期受黏土矿物转化和有机酸溶蚀影响，以孔隙小幅增加为特征。成岩演化规律是决定研究区页岩储层物性评价的关键条件。

研究区凉高山组湖相页岩储层物性及微观孔隙特征，受沉积环境、热演化史及成岩环境等因素耦合影响。总有机碳质量分数、全岩矿物组分、干酪根类型和热演化程度等因素控制孔隙类型。岩相与沉积环境控制孔隙度，中高碳纹层状粉砂质页岩岩相沉积于半深湖泥微相，不受上部浅水扰动干扰，在缺氧条件下，有机物降解速度大幅降低，有利于有机质的保存和富集。深水弱动力沉积有机质多为 II 型干酪根，结构复

杂,多为腐泥质显微组分,在热演化过程中可以生成大量次生有机质孔。在温暖湿润气候条件下,物源区母岩更容易发生风化和矿物转化作用,随埋深增加,热演化程度加剧,有机质大量裂解生烃,有机质孔数量大幅增加,产生有机酸,发生溶解作用,页岩中的方解石、白云石等被溶解,形成次生溶蚀孔隙。蒙脱石在有机酸的作用下脱水转化成伊利石,形成黏土矿物晶间孔,蒙皂石伊利石化对有机反应中释放的氢和水具有吸附作用,以及向有机质生烃反应提供氢离子的能力,促进有机质的裂解生烃。

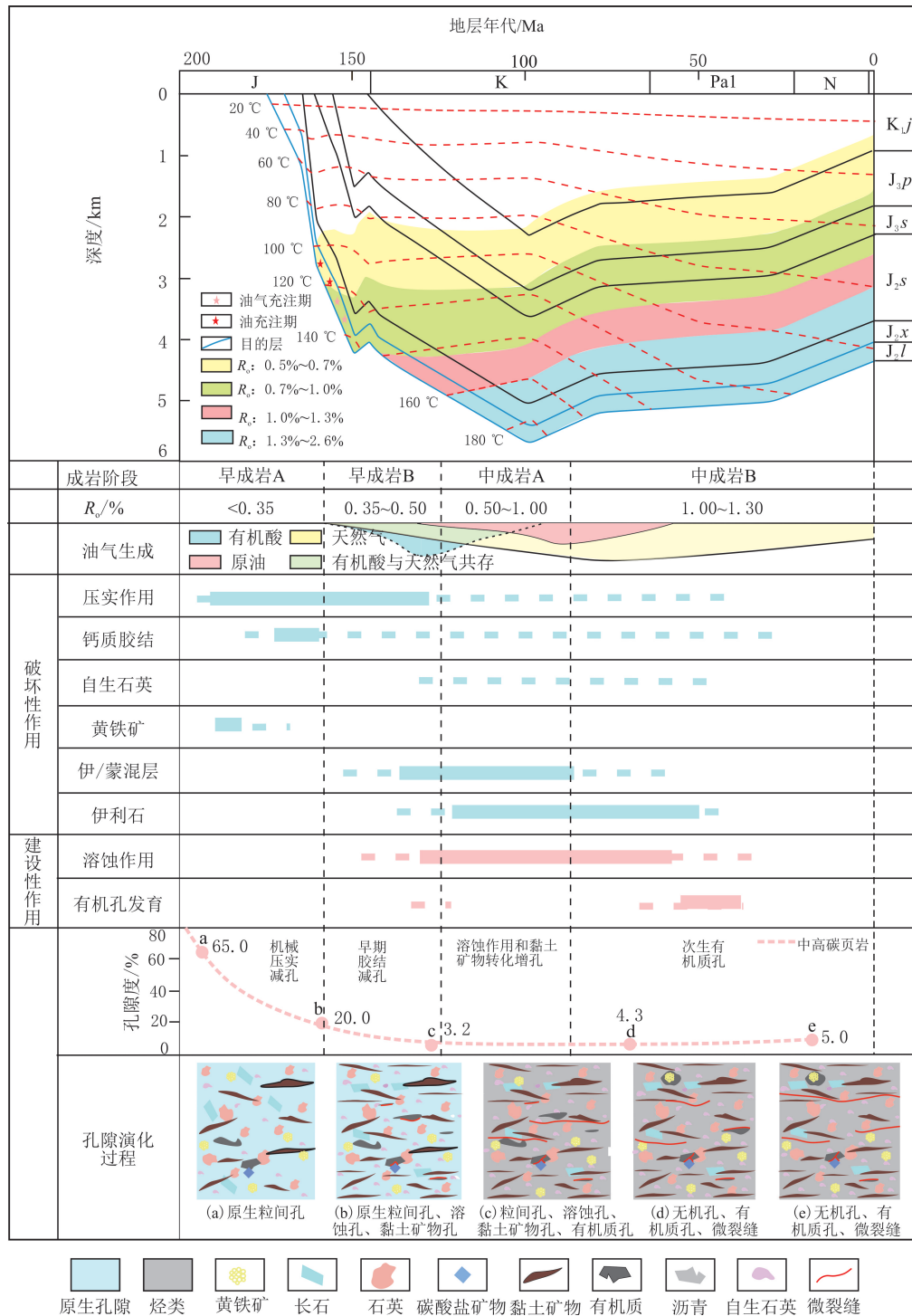


Fig. 12 The evolution of lacustrine shale reservoirs in the Lianggaoshan Formation, Bazhong Area

5 结论

(1)四川盆地北部巴中地区凉高山组湖相页岩识别中高碳纹层状粉砂质页岩、低碳中厚层状混合质泥岩和含碳中厚层状粉砂质页岩3种岩相类型,不同岩相之间物性差异较大。其中,中高碳纹层状粉砂质页岩岩相物性最好,含碳中厚层状粉砂质页岩岩相物性最差,低碳中厚层状混合质泥岩岩相物性在二者之间。

(2)研究区凉二段页岩储层孔隙类型多为粒间孔和粒内孔,局部发育有机质孔和微裂缝。粒间孔包括黏土矿物片间孔、颗粒间溶蚀孔和黏土矿物层间孔,粒内孔为长石颗粒内溶蚀孔和黏土矿物晶间孔。页岩孔径分布具有三峰形态,以介孔为主,大孔占比最小,微孔在二者之间。

(3)研究区页岩储层储集能力受多种因素控制。岩相和沉积环境决定原生孔隙和孔隙度,高黏土矿物体积分数岩相的储层物性好。有机质类型和热演化程度决定有机质孔发育,Ⅱ型干酪根和高成熟度有助于次生有机质孔形成。成岩作用影响孔隙发育,早成岩时期的压实作用和胶结作用破坏孔隙结构,中成岩时期的有机酸溶蚀和黏土矿物转化为储集空间改善提供关键条件。

参考文献(References):

- [1] 冯小龙,敖卫华,唐玄,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),2018,48(3):678-692.
FENG Xiaolong, AO Weihua, TANG Xuan. 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), 2018,48(3): 678-692.
- [2] 邹才能,朱如凯,董大忠,等.页岩油气科技进步、发展战略及政策建议[J].石油学报,2022,43(12):1675-1686.
ZOU Caineng, ZHU Rukai, DONG Dazhong, et al. Scientific and technological progress, development strategy and policy suggestion regarding shale oil and gas[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022,43(12):1675-1686.
- [3] NIU Xiaobing, LYU Chengfu, FENG Shengbin, et al. Lamina combination characteristics and differential shale oil enrichment mechanisms of continental organic-rich shale: a case study of Triassic Yanchang Formation Chang 7₃ Sub-member, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2025,52(2):316-329.
- [4] 付金华,牛小兵,淡卫东,等.鄂尔多斯盆地中生界延长组长7段页岩油地质特征及勘探开发进展[J].中国石油勘探,2019,24(5):601-614.
FU Jinhua, NIU Xiaobing, DAN Weidong, et al. The geological characteristics and the progress on exploration and development of shale oil in Chang 7 Member of Mesozoic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2019,24(5):601-614.
- [5] 李军亮,王民,秦峰,等.陆相富碳酸盐页岩纹层组合对页岩油富集的控制作用:以渤海湾盆地济阳拗陷古近系沙河街组页岩为例[J].石油与天然气地质,2025,46(2):392-406.
LI Junliang, WANG Min, QIN Feng, et al. Controlling effects of lamina assemblages on shale oil enrichment for lacustrine carbonate-rich shales: a case study of shales in the Paleogene Shahejie Formation Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025,46(2):392-406.
- [6] 李军,邹友龙,路菁.陆相页岩油储层可动油含量测井评价方法:以苏北盆地古近系阜宁组二段页岩油为例[J].石油与天然气地质,2024,45(3):816-826.
LI Jun, ZOU Youlong, LU Jing. Well-log-based assessment of movable oil content in lacustrine shale oil reservoirs: a case study of the 2nd member of the Paleogene Funing Formation, Subei Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024,45(3):816-826.
- [7] 邢乐乐,段宏亮,董足华,等.陆相页岩优势储集空间及其主控因素:以苏北盆地古近系为例[J/OL].断块油气田,1-12[2025-05-14].
<http://kns.cnki.net/kcms/detail/41.1219.TE.20250220.1857.002.html>.
XING Lele, DUAN Hongliang, DONG Zuhua, et al. Advantage reservoir space in continental shale and its controlling factors: a case study of Paleogene in Subei Basin[J/OL]. Fault-Block Oil & Gas Field,1-12[2025-05-14]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/41.1219.TE.20250220.1857.002.html>.
- [8] 陈旋,苟红光,张有锦,等.准噶尔盆地吉木萨尔凹陷北部芦草沟组高产页岩油特征及地质意义:以奇探1井为例[J].天然气地球科学,2025,36(1):1-12.
CHEN Xuan, GOU Hongguang, ZHANG Youjin, et al. Characteristics and geological significance of high-yield shale oil from the Lucaogou Formation in the Northern Jimsar Sag of Junggar Basin: a case study of well Qitan 1[J]. Natural Gas Geoscience, 2025,36(1):1-12.

- [9] 康家豪,王兴志,曾德铭,等. 岩相对于湖相页岩孔隙结构特征及孔隙演化的控制机理:以四川盆地中部侏罗系大安寨段为例[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(2): 491-509.
KANG Jiahao, WANG Xingzhi, ZENG Deming, et al. Effects of lithofacies on pore structure characteristics and evolution of lacustrine shales: a case study of the Jurassic Da'anzhai Member, Central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(2): 491-509.
- [10] 赵琳,鲜本忠,刘乙辰,等. 天文旋回约束下的湖相泥页岩岩相发育规律:以四川盆地凉高山组为例[J/OL]. 古地理学报, 1-19[2025-05-14]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.4678.P.20241230.1057.002.html>.
ZHAO Lin, XIAN Benzong, LIU Yichen, et al. Development patterns of shale facies under astronomical forcing: a case study of the Lianggaoshan Formation in Sichuan Basin[J/OL]. Journal of Palaeogeography, 1-19[2025-05-14]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.4678.P.20241230.1057.002.html>.
- [11] 张晨雨,刘子驿,王斌,等. 川中侏罗系自流井组大安寨段二亚段页岩油赋存特征[J]. 石油实验地质, 2024, 46(6): 1215-1225.
ZHANG Chenyu, LIU Ziyi, WANG Bin, et al. Occurrence characteristics of shale oil in the second submember of Da'anzhai Member of Jurassic Ziliujing Formation, Central Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(6): 1215-1225.
- [12] 张美洲,朱筱敏,姜振学,等. 陆相淡水湖盆页岩有机质富集主控因素研究:以四川盆地东北部侏罗系自流井组为例[J]. 古地理学报, 2023, 25(4): 806-822.
ZHANG Meizhou, ZHU Xiaomin, JIANG Zhenxue, et al. Main controlling factors of organic matter enrichment in continental freshwater lacustrine shale: a case study of the Jurassic Ziliujing Formation in Northeastern Sichuan Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2023, 25(4): 806-822.
- [13] 王濡岳,胡宗全,赖富强,等. 川东北地区下侏罗统自流井组大安寨段陆相页岩脆性特征及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 366-378.
WANG Ruyue, HU Zongquan, LAI Fuqiang, et al. Brittleness features and controlling factors of continental shale from Da'anzhai Member of the Lower Jurassic Ziliujing Formation, Northeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 366-378.
- [14] 舒志国,舒逸,陈绵琨,等. 陆相页岩岩相非均质性及其储层孔隙发育特征:以四川盆地自流井组东岳庙段页岩为例[J]. 地质科技通报, 2024, 43(2): 1-15.
SHU Zhiguo, SHU Yi, CHEN Miankun, et al. Lithofacies heterogeneity and reservoir pore development characteristics of continental shale: a case study of the Dongyuemiao shale of the Ziliujing Formation in the Sichuan Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2024, 43(2): 1-15.
- [15] 舒志国,周林,李雄,等. 四川盆地东部复兴地区侏罗系自流井组东岳庙段陆相页岩凝析气藏地质特征及勘探开发前景[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1): 212-223.
SHU Zhiguo, ZHOU Lin, LI Xiong, et al. Geological characteristics of gas condensate reservoirs and their exploration and development prospect in the Jurassic continental shale of the Dongyuemiao Member of Ziliujing Formation, Fuxing Area, Eastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 212-223.
- [16] 朱彤,龙胜祥,王烽,等. 四川盆地湖相泥页岩沉积模式及岩石相类型[J]. 天然气工业, 2016, 36(8): 22-28.
ZHU Tong, LONG Shengxiang, WANG Feng, et al. Sedimentary models and lithofacies types of lacustrine mud shale in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(8): 22-28.
- [17] 车正强,崔永旭,王泽宇,等. 川东北地区陆相页岩油气储层特征及控制因素[J]. 录井工程, 2025, 36(1): 130-136.
CHE Zhengqiang, CUI Yongxu, WANG Zeyu, et al. Characteristics and control factors of continental shale oil & gas reservoirs in Northeastern Sichuan Basin[J]. Mud Logging Engineering, 2025, 36(1): 130-136.
- [18] 刘忠宝,刘光祥,胡宗全,等. 陆相页岩层系岩相类型、组合特征及其油气勘探意义:以四川盆地中下侏罗统为例[J]. 天然气工业, 2019, 39(12): 10-21.
LIU Zhongbao, LIU Guangxiang, HU Zongquan, et al. Lithofacies types and assemblage features of continental shale strata and their significance for shale gas exploration: a case study of the Middle and Lower Jurassic strata in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(12): 10-21.
- [19] 李进,张洪安,王学军,等. 高演化湖相页岩储层特征及其主控因素:以普光地区中侏罗统千佛崖组千一段为例[J]. 断块油气田, 2021, 28(1): 1-8.
LI Jin, ZHANG Hongan, WANG Xuejun, et al. Reservoir characteristics of high-evolution lacustrine shale and its main controlling factors: a case study of the 1st member of Qianfoya Formation of Middle Jurassic in Puguang Area[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021, 28(1): 1-8.
- [20] 李跃纲,周安富,谢伟,等. 四川盆地南部泸州地区五峰组一龙₁亚段页岩岩相划分及储层发育主控因素[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 112-123.
LI Yuegang, ZHOU Anfu, XIE Wei, et al. Lithofacies division and main controlling factors of reservoir development in Wufeng Formation-Long₁ Sub-member shale in the Luzhou Region, South Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 112-123.

- [21] 尹嘉. 深层页岩超压的形成演化及对储层孔隙特征的影响[D]. 北京:中国地质大学(北京),2023;53-65.
YIN Jia. Study on generation and evolution of overpressure in deep shale and its influence on reservoir pore characteristics: an example from the Longmaxi Formation shale in the Southern Sichuan Basin[D]. Beijing: China University of Geosciences(Beijing), 2023; 53-65.
- [22] 姜龙燕,钱门辉,何发岐,等. 鄂尔多斯盆地富县地区三叠系延长组长7页岩油特征及其主控因素[J]. 石油实验地质,2024,46(5):941-953.
JIANG Longyan, QIAN Menhui, HE Faqi, et al. Characteristics and main controlling factors of Chang 7 shale oil in Triassic Yan-chang Formation, Fuxian Area, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024,46(5):941-953.
- [23] 钟雪峰,林良彪,余瑜,等. 四川盆地北部中侏罗统凉高山组致密砂岩储层特征与孔隙发育因素差异对比研究[J]. 矿物岩石,2025,45(2):171-185.
ZHONG Xuefeng, LIN Liangbiao, YU Yu, et al. Comparative study of reservoir characteristics and porosity development factors of tight sandstone reservoirs in the Lower Jurassic Lianggaoshan Formation in the Northern Sichuan Basin[J]. Mineralogy and Petrology, 2025,45(2):171-185.
- [24] 张釜源,祝海华,张本健,等. 四川盆地中侏罗统凉高山组物源特征及沉积演化模式[J]. 古地理学报,2025,27(4):886-902.
ZHANG Fuyuan, ZHU Haihua, ZHANG Benjian, et al. Provenance characteristics and sedimentary evolutionary model of the Middle Jurassic Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2025,27(4):886-902.
- [25] 刘君龙,纪友亮,张克银,等. 川西前陆盆地侏罗系沉积体系变迁及演化模式[J]. 石油学报,2016,37(6):743-756.
LIU Junlong, JI Youliang, ZHANG Keyin, et al. Jurassic sedimentary system transition and evolution model in Western Sichuan Foreland Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016,37(6):743-756.
- [26] JIA D, WEI G, CHEN Z, et al. Longmen Shan fold-thrust belt and its relation to the Western Sichuan Basin in Central China: new insights from hydrocarbon exploration[J]. AAPG Bulletin, 2006,90(9):1425-1447.
- [27] 张天舒,陶士振,吴因业,等. 层序演化对三角洲—滩坝沉积体系有利储层类型与分布的控制作用:以四川盆地中部侏罗系凉高山组为例[J]. 天然气地球科学,2019,30(9):1286-1300.
ZHANG Tianshu, TAO Shizhen, WU Yinye, et al. Control of sequence stratigraphic evolution on the types and distribution of favorable reservoir in the delta and beach-bar sedimentary system: case study of Jurassic Lianggaoshan Formation in Central Sichuan Basin, China[J]. Natural Gas Geoscience, 2019,30(9):1286-1300.
- [28] 易娟子,张少敏,蔡来星,等. 川东地区下侏罗统凉高山组地层-沉积充填特征与油气勘探方向[J]. 吉林大学学报(地球科学版),2022,52(3):795-815.
YI Juanzi, ZHANG Shaomin, CAI Laixing, et al. Strata and sedimentary filling characteristics of the Lower Jurassic Lianggaoshan Formation and its hydrocarbon exploration in Eastern Sichuan Basin[J]. Journal of Jilin University(Earth Science Edition), 2022,52(3):795-815.
- [29] 付小平,刘苗苗. 涪陵地区凉高山组富有机质泥岩微相特征及油气富集规律[J]. 断块油气田,2023,30(2):230-237.
FU Xiaoping, LIU Miaomiao. Microfacies characteristics of organic-rich mudstone and oil and gas enrichment law of Lianggaoshan Formation in Fuling Area[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023,30(2):230-237.
- [30] 邹才能,董大忠,王社教,等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发,2010,37(6):641-653.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010,37(6):641-653.
- [31] 邹才能,张光亚,陶士振,等. 全球油气勘探领域地质特征、重大发现及非常规石油地质[J]. 石油勘探与开发,2010,37(2):129-145.
ZOU Caineng, ZHANG Guangya, TAO Shizhen, et al. Geological features, major discoveries and unconventional petroleum geology in the global petroleum exploration[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010,37(2):129-145.
- [32] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores[J]. AAPG Bulletin, 2012,96(6):1071-1098.
- [33] 冯子辉,霍秋立,曾花森,等. 松辽盆地古龙页岩有机质组成与有机质孔形成演化[J]. 大庆石油地质与开发,2021,40(5):40-55.
FENG Zihui, HUO Qiuli, ZENG Huasen, et al. Organic matter compositions and organic pore evolution in Gulong shale of Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021,40(5):40-55.
- [34] THOMMES M, KANEKO K, NEIMARK A V, et al. Physisorption of gases, with special reference to the evaluation of surface area and pore size distribution(IUPAC Technical Report)[J]. Pure and Applied Chemistry, 2015,87(9/10):1051-1069.
- [35] 国家能源局. 页岩全孔径分布的测定压汞—吸附联合法:NB/T 14008—2021[S]. 北京:石油工业出版社,2021:1-10.
National Energy Administration. Analysis of full-scale pore size distribution of shale-method combined by mercury porosimetry and gas adsorption: NB/T 14008—2021[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2021:1-10.
- [36] 徐明慧,王峰,田景春,等. 湖相富有机质泥页岩岩相划分及沉积环境:以鄂尔多斯盆地长7₃亚段为例[J]. 沉积学报,2025,43(4):

- 1489-1506.
- XU Minghui, WANG Feng, TIAN Jingchun, et al. Classification of lacustrine organic-rich mud shale petrography and the depositional environment: an example from the Chang 7₃ Sub-member in the Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2025, 43(4): 1489-1506.
- [37] 戚明辉, 曹茜, 杨帅, 等. 川东南地区 X1 井自流井组富有机质页岩储集空间发育特征与主控因素[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2022, 49(4): 442-453.
- QI Minghui, CAO Qian, YANG Shuai, et al. The development characteristics of reservoir space structure and associated major controlling factors for Jurassic Ziliujing Formation organic-rich shale in well X1, Southeastern Sichuan, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition)*, 2022, 49(4): 442-453.
- [38] 李楠, 洪海涛, 赵正望, 等. 川东地区侏罗系大安寨段页岩储层特征及发育控制因素[J]. 断块油气田, 2024, 31(2): 187-196.
- LI Nan, HONG Haitao, ZHAO Zhengwang, et al. Characteristics and development controlling factors of shale reservoirs of Jurassic Da'anzhai Member in Eastern Sichuan Basin[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2024, 31(2): 187-196.
- [39] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett Shale[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2009, 79(12): 848-861.
- [40] LI F, WANG M, LIU S, et al. Pore characteristics and influencing factors of different types of shales[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 102: 391-401.
- [41] CURTIS M E, CARDOTT B J, SONDERGELD C H, et al. Development of organic porosity in the Woodford shale with increasing thermal maturity[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2012, 103: 26-31.
- [42] 马中良, 郑伦举, 徐旭辉, 等. 富有机质页岩有机孔隙形成与演化的热模拟实验[J]. 石油学报, 2017, 38(1): 23-30.
- MA Zhongliang, ZHENG Lunju, XU Xuhui, et al. Thermal simulation experiment on the formation and evolution of organic pores in organic rich shale[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(1): 23-30.
- [43] DONG T, HARRIS N B. The effect of thermal maturity on porosity development in the Upper Devonian-Lower Mississippian Woodford Shale, Permian Basin, US: insights into the role of silica nanospheres and microcrystalline quartz on porosity preservation[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2020, 217: 103-346.
- [44] MASTALERZ M, SCHIMMELMANN A, DROBNIAK A, et al. Porosity of Devonian and Mississippian New Albany shale across a maturation gradient: insights from organic petrology, gas adsorption, and mercury intrusion[J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(10): 1621-1643.
- [45] 邵红梅, 高波, 潘会芳, 等. 松辽盆地古龙页岩成岩—孔隙演化[J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(5): 56-67.
- SHAO Hongmei, GAO Bo, PAN Huifang, et al. Diagenesis-pore evolution for Gulong shale in Songliao Basin[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2021, 40(5): 56-67.
- [46] 腾格尔, 卢龙飞, 俞凌杰, 等. 页岩有机质孔隙形成、保持及其连通性的控制作用[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(4): 687-699.
- TENG Geer, LU Longfei, YU Lingjie, et al. Formation, preservation and connectivity control of organic pores in shale[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(4): 687-699.