

四川盆地筇竹寺组与龙马溪组页岩气地质条件及富集模式

郑马嘉¹, 吴洪波², 赵萌¹, 伍亚¹, 赵文韬², 陈康军¹, 姜振学³,
王丹丹³, 刘达东³, 唐相路³, 孙浩鹏⁴

(1. 中国石油西南油气田分公司 开发事业部, 四川 成都 610051; 2. 中国石油西南油气田分公司 蜀南气矿, 四川 泸州 646001; 3. 中国石油大学(北京) 油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249; 4. 德仕能源集团油气增产研究院, 四川 成都 610500)

摘要:四川盆地筇竹寺组页岩气富集模式认识不清。基于测录井数据、岩心铸体薄片观察、全岩 X 线衍射、总有机碳质量分数、有机质拉曼测定、孔隙度测试、场发射扫描电镜观察、大视域拼接及全孔径表征等实验方法, 研究筇竹寺组与龙马溪组富有机质层段页岩气富集地质条件, 分析筇竹寺组与龙马溪组页岩气富集控制参数, 建立筇竹寺组与龙马溪组页岩气富集模式。结果表明: 四川盆地筇竹寺组受多期沉积旋回控制, 富有机质页岩纵向叠置厚度大, 长石质量分数高, 储集空间以无机质孔隙为主; 裂缝发育程度低, 以高角度裂缝为主。纵向上表现为多级封存箱结构封闭的富集模式; 平面上表现为槽内原地滞留富集、槽缘—槽外原地滞留及侧向传导的富集模式。龙马溪组以有机质孔为主, 裂缝发育程度高, 主要发育高角度缝和层理缝, 纵向为单一封存箱结构, 自封闭富集。页岩气富集受优质页岩与超压系统协同控制。该结果为四川盆地深层—超深层与页岩气高效勘探提供指导。

关键词:页岩气; 富集模式; 富集地质条件; 筇竹寺组; 龙马溪组; 四川盆地

中图分类号: TE122.2 **文献标识码:** A **文章编号:** 2095-4107(2025)05-0045-16

0 引言

页岩气是中国最具潜力的非常规资源之一, 近两年中国页岩气产量突破 $2.5 \times 10^{10} \text{ m}^3$ ^[1-2]。四川盆地下志留统龙马溪组页岩整体含气性好, 为当前页岩气开发的主力层系。下寒武统筇竹寺组页岩勘探突破井较少^[3-4], 随资中—威远地区(德阳—安岳裂陷槽及槽缘)和井研—犍为地区的页岩气勘探突破^[4-6], 筇竹寺组页岩气资源展现良好的前景。

筇竹寺组页岩整体埋深较大, 热演化程度高, 构造演化复杂。页岩气富集受控于多种因素, 包括沉积环境、富有机质页岩发育程度、烃源岩有机地球化学特征、矿物组成、储层孔隙发育特征、裂缝特征和储层保存条件等^[7-8]。人们提出龙马溪组页岩气“二元”“三元”^[9]“五性一体富集”^[10]“源—盖控藏富集”^[11-12]等理论。筇竹寺组页岩气有利区优选多遵循构造改造稳定、热演化程度低及埋藏深度适中原则^[13]。雍锐等^[14]对资中筇竹寺组富有机质页岩层提出页岩气“槽—隆富集模式”; 郭彤楼等^[15]对槽外粉砂质页岩段提出页岩气输导层富集模式。人们研究龙马溪组与筇竹寺组含气差异, 明确筇竹寺组低产及失利井的影响因素^[16-17], 有关筇竹寺组高产井与龙马溪组页岩气富集地质因素对比较少, 两套层系页岩气富集地质因素差异不明确, 筇竹寺组页岩气富集模式亟需建立。

以四川盆地资中地区筇竹寺组 5 小层页岩和川南龙马溪组龙一¹ 亚段富有机质页岩为研究对象, 采用测录井数据、钻井岩心铸体薄片观察、全岩 X 线衍射、总有机碳质量分数、有机质拉曼测定、孔隙度测试、场发射扫描电镜观察、大视域拼接及全孔径表征等实验方法, 对比筇竹寺组与龙马溪组页岩气富集地质条件(生—储—保条件)差异, 明确页岩气富集控制因素, 建立页岩气富集模式, 为四川盆地深层海相页岩气高效勘探开发提供指导。

收稿日期: 2025-05-15; 编辑: 刘丽丽

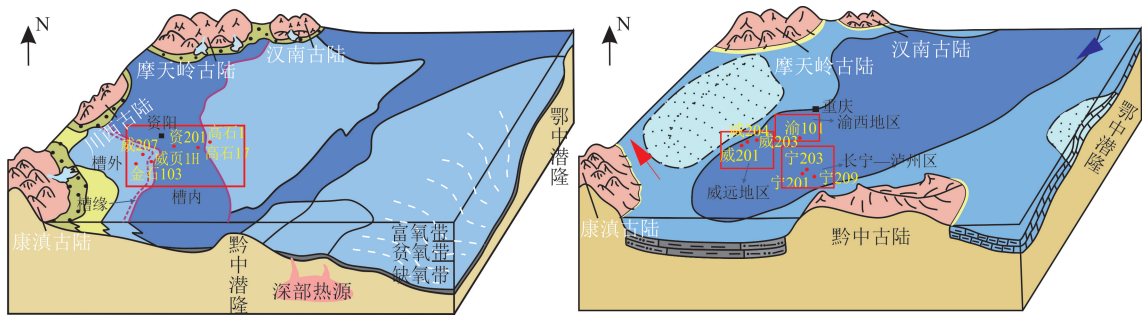
基金项目: 国家自然科学基金企业联合基金项目(U24A20592)

作者简介: 郑马嘉(1988—), 男, 博士, 高级工程师, 主要从事油气地质工程管理方面的研究。

通信作者: 姜振学, E-mail: jiangzx@cup.edu.cn

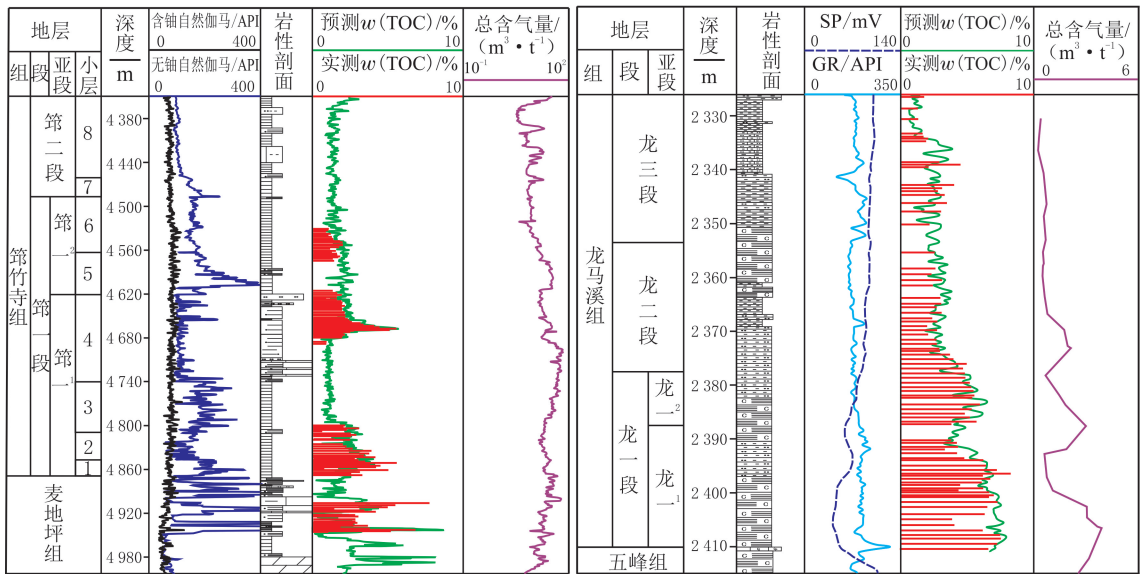
1 区域地质概况

早寒武世筇竹寺组沉积时期,上扬子板块处于拉张背景,海平面持续上升。受裂陷槽控制,拉张槽内为深水陆棚沉积,向东西两侧逐渐过渡为浅水陆棚和滨岸相^[16-18],沉积速率快。周围古陆(如康滇古陆、川西古陆、摩天岭古陆及汉南古陆)隆升剥蚀加剧,向近海提供大量物源(见图1(a))。筇竹寺组纵向水体变化频繁,导致富有机质页岩和粉砂岩叠置。中上部为浅水陆棚相粉砂质页岩和粉砂岩,下部为深水陆棚相黑色页岩。优质页岩厚度超过40 m(见图1(c))。根据岩性、电性、地球化学及古生物特征,将筇竹寺组划分为第一段和第二段。第一段进一步划分为第一¹亚段(1—4小层)和第一²亚段(5—6小层),第二段进一步划分为7和8小层。其中,1、3、5、7小层为黑色页岩段;2、4、6、8小层为粉砂质页岩或粉—细砂岩段,目前页岩气重点开发层位为5小层。



(a) 筇竹寺组沉积模式

(b) 龙马溪组沉积模式



(c) 筇竹寺组综合柱状图

(d) 龙马溪组综合柱状图

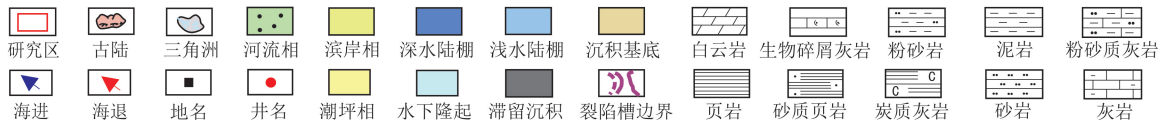


图1 四川盆地筇竹寺组、龙马溪组沉积模式及地层综合柱状图(据文献[13,19]修改)

Fig.1 Sedimentary model and stratigraphic comprehensive histogram of Qiongzhusi Formation and Longmaxi Formation in Sichuan Basin(modified by references[13,19])

早志留世龙马溪组沉积时期,经历晚奥陶世五峰组沉积晚期冰期作用的气候变暖,导致大规模海侵和海平面上升,在滞留缺氧的沉积环境中沉积一套富有机质的深水陆棚相硅质页岩^[20-22]。最大海泛面后,海平面缓慢下降,在弱还原、闭塞水体环境中沉积半深水—浅水陆棚相含有机质硅质页岩(见图1(b))。随海平面持续下降,沉积环境演变为弱还原—弱氧化环境的浅水陆棚相,沉积一套低有机质黏土质页岩;

一次小规模的海侵作用导致浅水陆棚相、低有机质含灰黏土质页岩沉积。在水体持续变浅的大背景下,四川盆地最终整体演变为弱氧化环境浅水陆棚亚相,不利于有机质沉积与保存。根据岩性、自然伽马曲线和水体进退差异,龙马溪组富有机质层段为龙一¹亚段下部(见图 1(d))。

2 储层特征

2.1 有机地球化学

龙马溪组页岩有机质类型以 I 型为主,含少量 II₁ 型($\delta^{13}C_1$ 平均为 -29.6‰)^[23-24],总有机碳质量分数($w(\text{TOC})$)普遍 $>3.0\%$,最高区域位于渝西和长宁地区(见图 2(a));镜质体反射率(R_o)为 $2.0\% \sim 4.0\%$ (长宁地区的最高)(见图 2(d))。筇竹寺组页岩有机质类型为 I 型, $\delta^{13}C_1$ 平均为 -33.1‰ ^[25], $w(\text{TOC})$ 为 $0.5\% \sim 6.6\%$,裂隙槽 5 小层的平均为 2.3% ,向裂隙槽外逐渐降低。资中地区乐山—龙女寺古隆起有机质热演化程度低, R_o 为 $3.2\% \sim 3.6\%$,平均为 3.4% (见图 2(a,d)),古隆起外有机质发生石墨化^[14]。筇竹寺组 $w(\text{TOC})$ (平均为 2.0%)低于龙马溪组(平均为 3.0%)的,筇竹寺组干酪根碳同位素更低,有机质类型更好,为标准腐泥型干酪根。

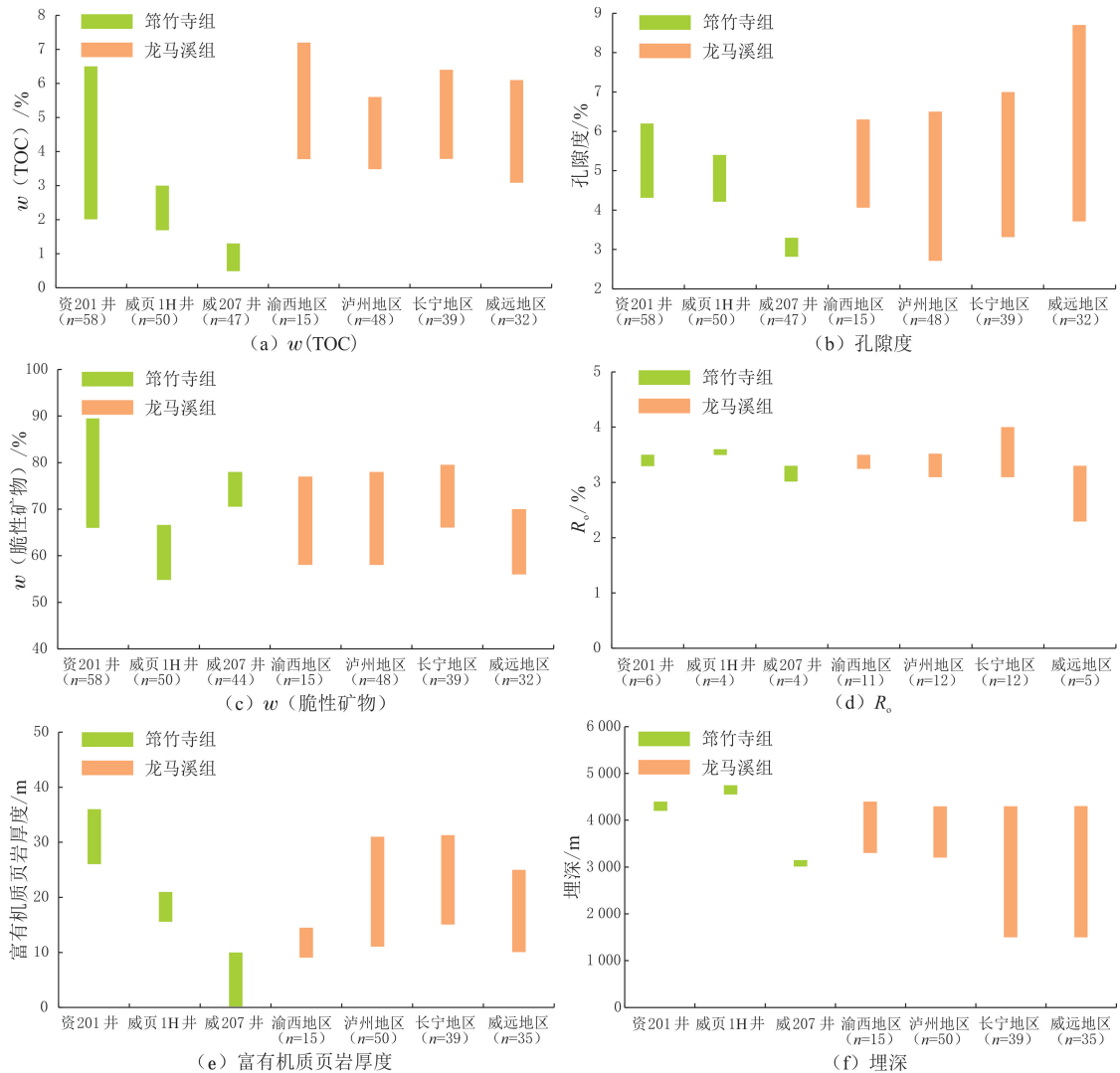


图 2 四川盆地筇竹寺组与龙马溪组储层参数特征

Fig. 2 Reservoir parameter characteristics of Qiongzhusi Formation and Longmaxi Formation in Sichuan Basin

2.2 矿物组成

研究区筇竹寺组和龙马溪组矿物组成以石英、黏土矿物为主,筇竹寺组 $w(\text{长石矿物})$ 显著偏高,在

20.0%~30.0%之间, w (石英矿物)略低(见图3)。筇竹寺组由裂隙槽内向槽外 w (长英质矿物)逐渐减少、 w (黏土矿物)逐渐增多(见图3(a-b))。剖面上,龙一段 w (长石矿物)介于2.0%~14.0%,平均为6.4%, w (石英矿物)介于10.2%~68.6%,平均为42.5%; w (石英矿物)自底部向上逐渐减少、 w (黏土矿物)逐渐增加(见图3(c))。

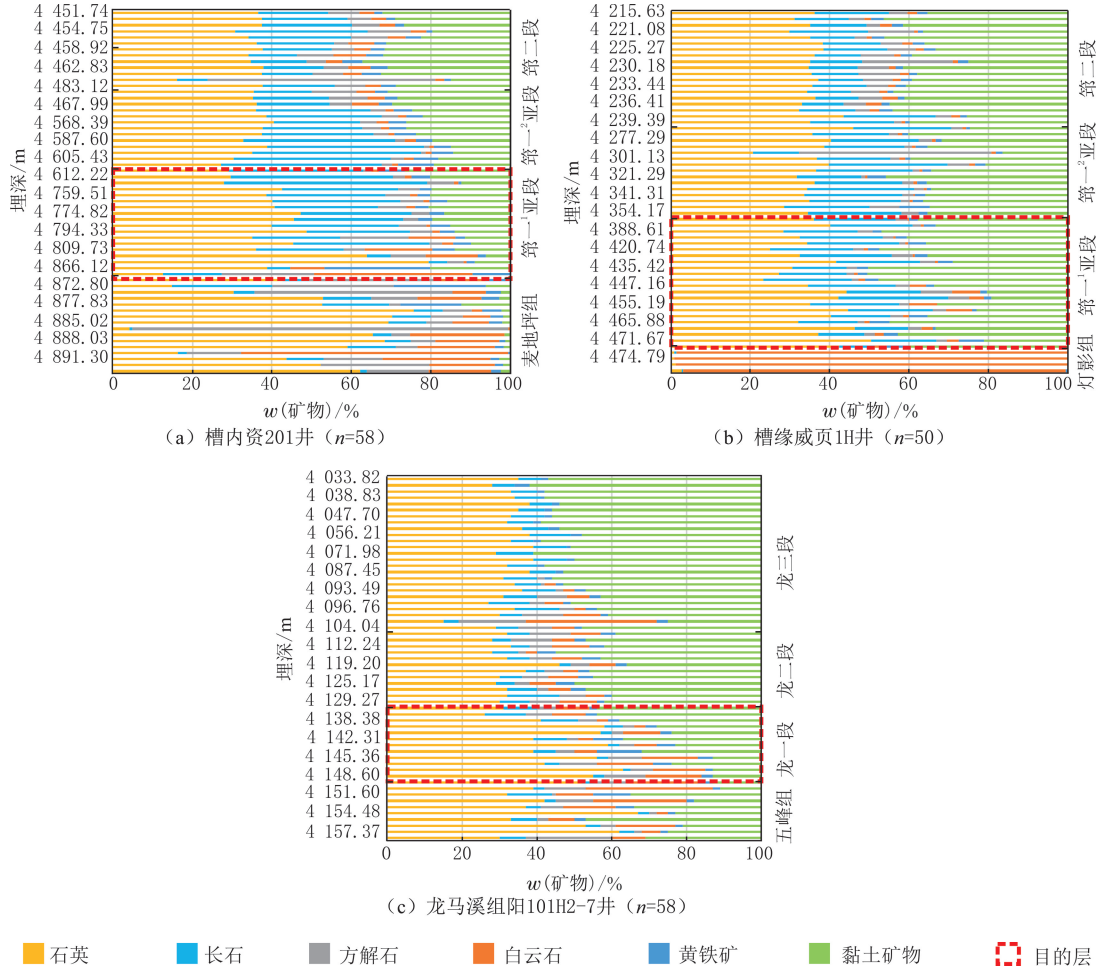


图3 四川盆地筇竹寺组和龙马溪组储层矿物组成条形图

Fig. 3 Mineral composition bar chart of Qiongzhusi Formation and Longmaxi Formation in Sichuan Basin

龙马溪组脆性矿物质量分数为50.0%~80.0%,以石英为主,石英主要为生物成因微晶石英、黏土矿物转化微晶石英,少量为陆源碎屑石英颗粒^[26-30],纵向上,自下而上脆性递减;平面上,长宁地区 w (脆性矿物)最高(见图2(c))。筇竹寺组 w (脆性矿物)为55.0%~89.0%,受物源及沉积快速充填影响,以陆源碎屑石英和长石为主。资201井纵向各小层 w (脆性矿物)介于66.0%~89.5%,平均为76.5%,威页1H井纵向各小层 w (脆性矿物)介于54.8%~66.6%,平均为60.8%,与龙马溪组泸州地区及长宁地区等(59.2%~78.1%)基本相当(见图2(c))。筇竹寺组纵向各小层脆性相差不大,由裂隙槽内向槽外脆性逐渐变小。

2.3 沉积构造及物性特征

龙马溪组富有机质页岩厚度稳定(20~30 m)且连续分布(见图2(e)),埋深为1 500~4 500 m,沉积水体安静,沉积物粒径较小且均匀。纹层发育较少,偶见陆源硅质纹层。宏观上,偶见硅质条带和硅质透镜体发育,厚度为1 cm左右,主要发育龙一¹亚段^[16]。孔隙度较高的地区位于长宁和威远地区(见图2(b)),孔隙度与 w (TOC)和 w (石英矿物)呈正相关关系,压力因数越高,相关关系越好(见图4(f))。由于龙马溪组石英主要为生物碎屑、黏土矿物转化和少量陆源碎屑的混合成因^[31-32], w (TOC)与石英质量分数相关关系不明显(见图4(e))。

筇竹寺组富有机质页岩厚度受裂隙槽控制,裂隙槽内 5 小层厚度为 40.6 m(见图 2(c))^[18],向两侧储层厚度变薄^[17,33-35]。埋深普遍更大(>3 000 m)(见图 2(f)),孔隙度为 3%~4%,略小于龙马溪组的(见图 2(b))。受沉积环境和沉积作用的影响,发育粉砂质纹层及碎屑流构造(见图 5(g-j)),颗粒粒径由裂隙槽内向槽外增大,为 18.8~28.8 μm(见图 5(a-f))。筇竹寺组孔隙度与 $w(\text{TOC})$ 、黏土矿物、长石矿物质量分数具有一定正相关关系(见图 4(a,c-d)),与石英矿物质量分数相关关系不明显(见图 4(b))。裂隙槽内 $w(\text{TOC})$ 高有利于有机质孔发育,黏土及易溶蚀的长石矿物对无机孔贡献较大。石英矿物主要为陆源成因,对孔隙空间贡献少。

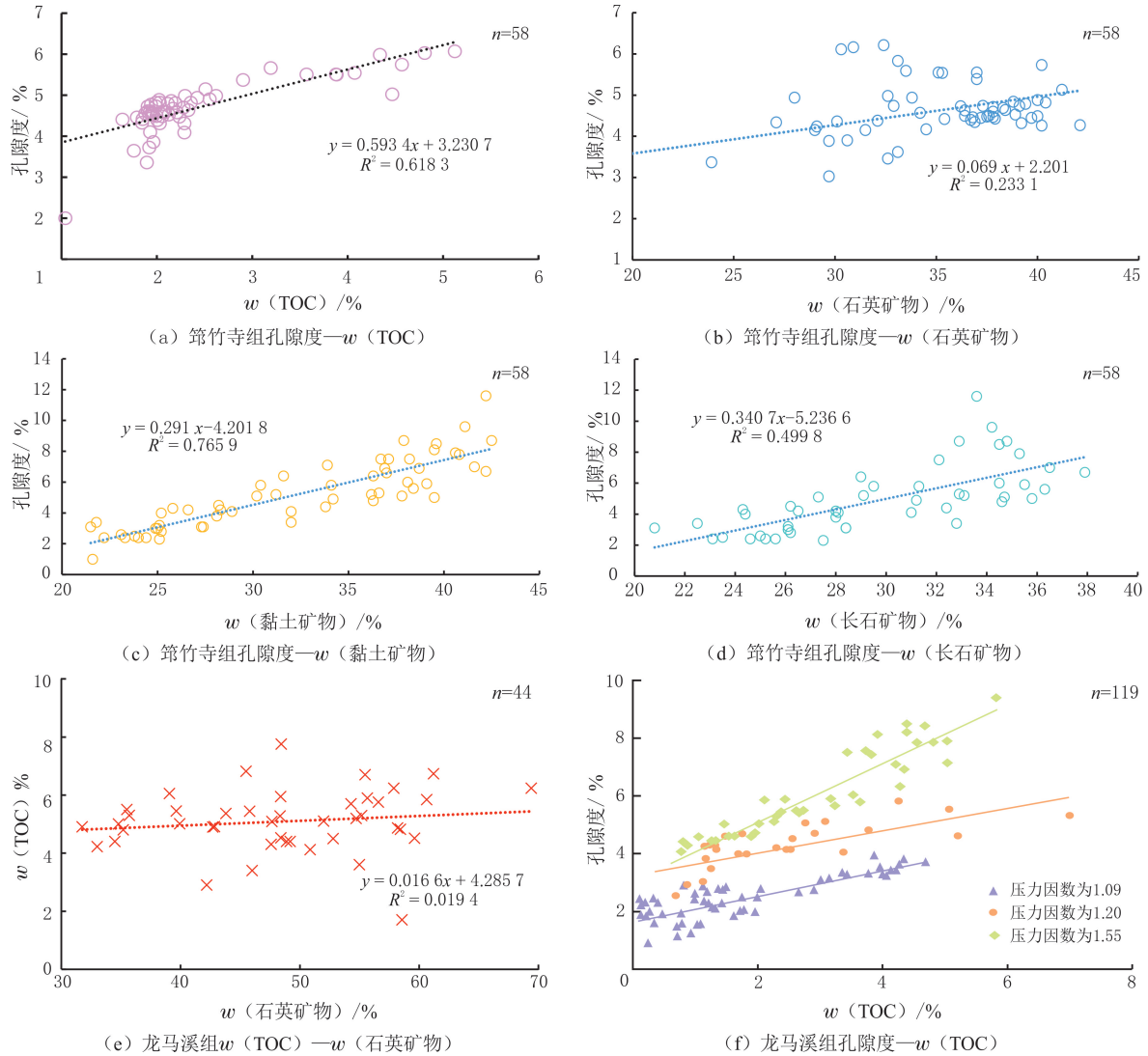


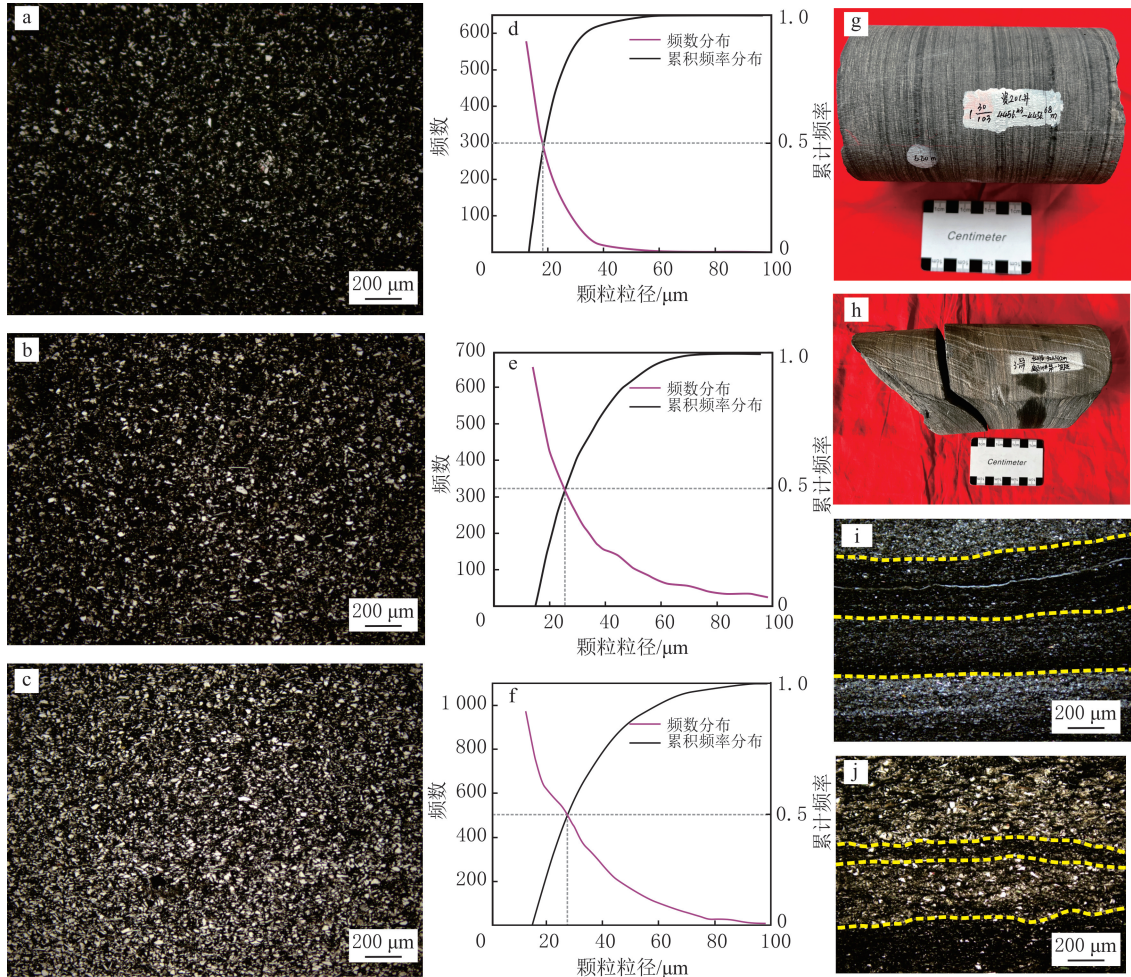
图 4 四川盆地筇竹寺组和龙马溪组孔隙度、 $w(\text{TOC})$ 及矿物组成的相关关系

Fig. 4 Correlation diagram of porosity, organic matter content and mineral composition of Qiongzhusi Formation and Longmaxi Formation in Sichuan Basin

2.4 孔隙结构

根据筇竹寺组和龙马溪组典型井的扫描电镜、大视域拼接扫描观察及全孔径表征实验结果,龙马溪组储集空间以有机质孔和黏土矿物粒间孔为主(见图 6(g-l)),储集空间以孔径<100 nm 的微孔和介孔为主(见图 6、图 7(b-d)),孔隙多呈墨水瓶形,有机质孔自底部向上逐渐减少^[36-40]。筇竹寺组裂隙槽内发育有机质孔和无机孔,有机质孔相较于龙马溪组的更小、更密(见图 6(a))。裂隙槽内至槽外有机质孔逐渐变少(见图 6(a-e)),有机质周围的刚性矿物骨架对孔隙保存起一定作用(见图 6(e))。裂隙槽南部处于乐山—龙女寺古隆起外,有机质热演化程度高,有机质石墨化,有机质孔不发育(见图 6(f))。筇竹寺组以无

机质孔占优(见图 7(a,c-d)),多呈平行板状或狭缝形,孔径在 100~1 000 nm 之间。

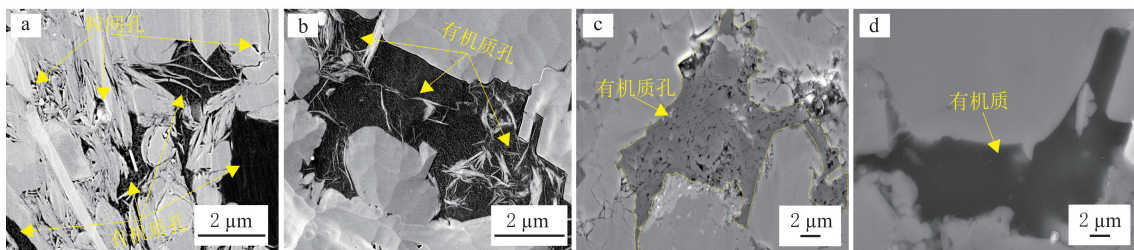


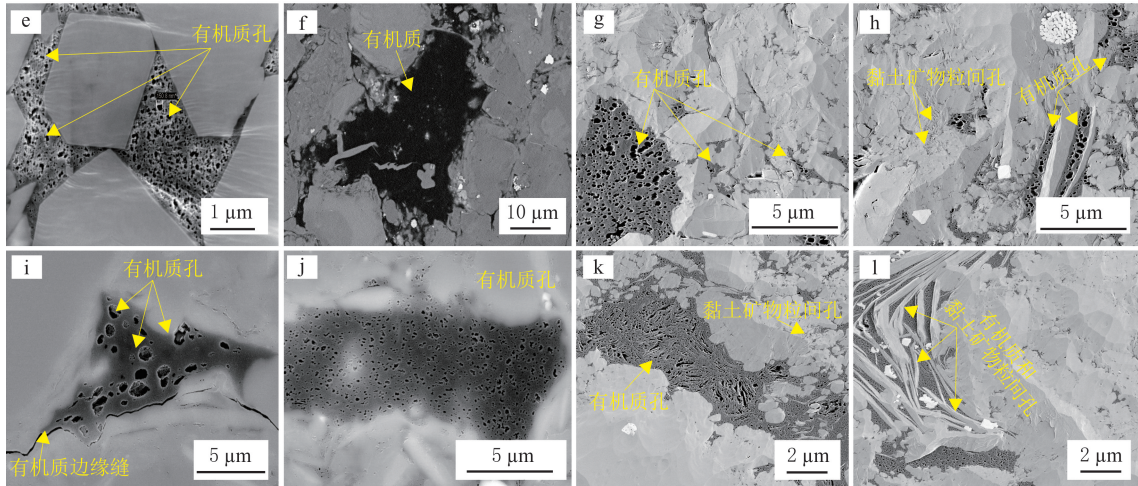
(a) 槽内资201井5小层薄片照片; (b) 槽缘威页1H井5小层薄片照片; (c) 槽外威207井5小层薄片照片; (d) 槽内资201井5小层粒径分布; (e) 槽缘威页1H井5小层粒径分布; (f) 槽外威207井5小层粒径分布; (g) 资201井纹层岩心照片; (h) 威页1H井滑塌沉积构造岩心照片; (i) 资201井纹层镜下薄片; (j) 威207井纹层镜下薄片

图 5 四川盆地德阳—安岳裂陷槽内、槽外第竹寺组岩心、沉积构造薄片及颗粒粒径分布

Fig. 5 Core, sedimentary structural thin sections and particle size distribution of Qiongzhusi Formation inside and outside Deyang-Anyue rift trough in Sichuan Basin

筇竹寺组沉积时期处于拉张背景,沉积古地貌分为裂陷槽内、槽缘斜坡及槽外。对于槽内深水相,陆源碎屑输入及快速埋藏,长石矿物质量分数高,与富有机质页岩共生。富有机质页岩生烃时产生有机酸,酸性流体与长石发生反应,发育一定程度的溶蚀孔隙。裂陷槽外孔隙数量整体少于槽内的,槽内无机孔径为 100 nm~1 μm,槽外无机孔径主要集中在 100~300 nm 之间(见图 7(a,c-d))。筇竹寺组资 201 井页岩孔隙发育程度与泸州地区龙马溪组页岩的相似,且纵向上无机孔的面孔率 5 小层>3 小层>1 小层>7 小层(见图 7(a))。





(a) 有机质孔和粒间孔, 筇竹寺组第一²亚段, 资201井 (槽内); (b) 有机质孔, 筇竹寺组, 高石17井 (槽内); (c) 有机质孔, 筇竹寺组, 资4井 (槽内); (d) 有机质, 筇竹寺组, 威207井 (槽外); (e) 有机质孔, 筇竹寺组, 威页1H井 (槽缘); (f) 有机质, 筇竹寺组, 宁206井 (槽南); (g-i) 有机质孔及黏土矿物粒间孔, 龙马溪组, 黄205井; (j-l) 有机质孔及黏土矿物粒间孔, 龙马溪组, 宁203井

图 6 四川盆地德阳—安岳裂陷槽内、槽外筇竹寺组及龙马溪组扫描电镜照片

Fig. 6 SEM images of Qiongzhusi Formation outside the inner trough of Deyang-Anyue rift and Longmaxi Formation in Sichuan Basin

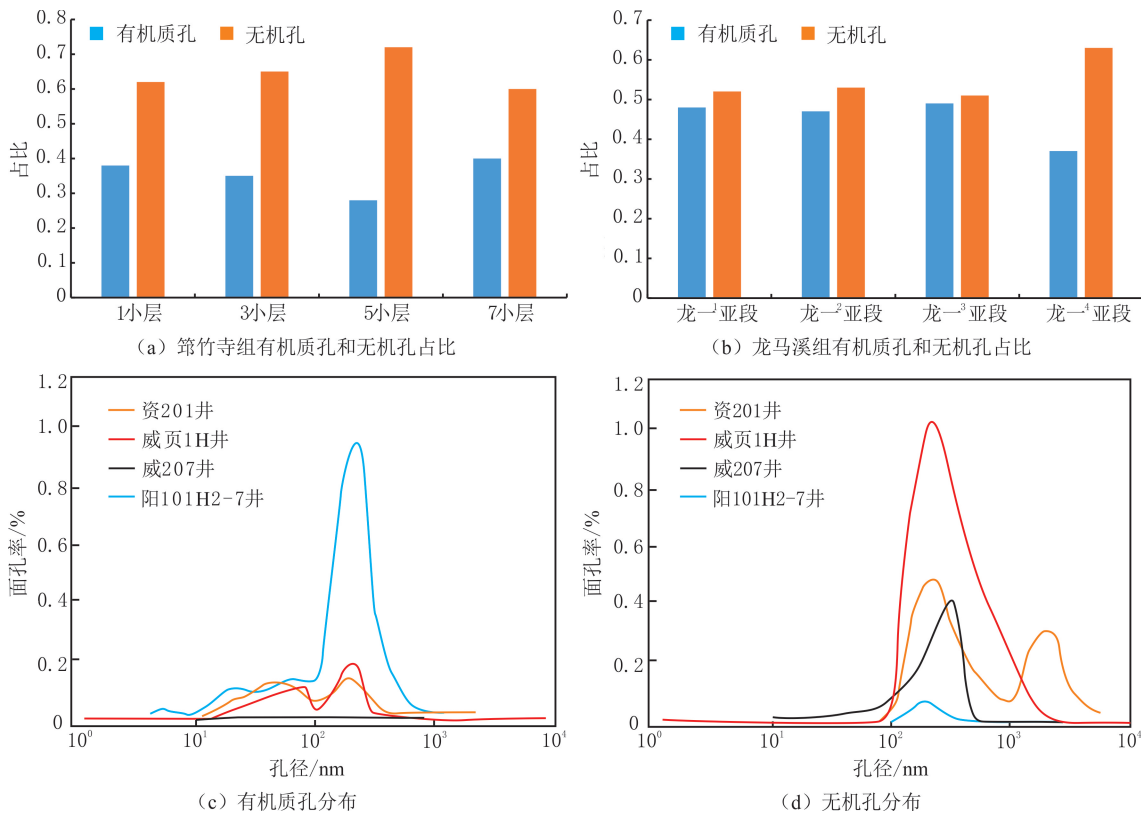


图 7 四川盆地筇竹寺组和龙马溪组储层孔隙及孔隙结构特征

Fig. 7 Reservoir pore and pore structure characteristics of Qiongzhusi Formation and Longmaxi Formation in Sichuan Basin

2.5 含气性

根据测井参数与现场解析气含量敏感性分析, 优选敏感性参数进行多元线性回归, 得到测井解释总含气量。筇竹寺组和龙马溪组页岩储层总含气量分别介于 3.53~5.84 和 4.40~7.37 m³/t, 龙马溪组主要

富气层段位于龙一¹亚段底部,筇竹寺组 4 套储层的含气性由下向上增大,其中 5 和 7 小层的含气量普遍大于 2.5 m³/t^[14-15]。分别对吸附气和游离气进行建模,得到吸附气量和游离气量,确定游/吸比。筇竹寺组游离气占比在 60%~80%之间,吸附气占比在 20%~40%之间,龙马溪组游离气占比在 50%~80%之间,吸附气占比在 20%~50%之间,二者游/吸比超过 7:3,具有较好的含气性(见图 8)。筇竹寺组页岩与龙马溪组页岩储层品质差异不大,脆性矿物质量分数和累计厚度略高, $\omega(\text{TOC})$ 、 R_o 、含气性及游/吸比相当,孔隙度略有降低,具有良好的页岩气成藏条件。

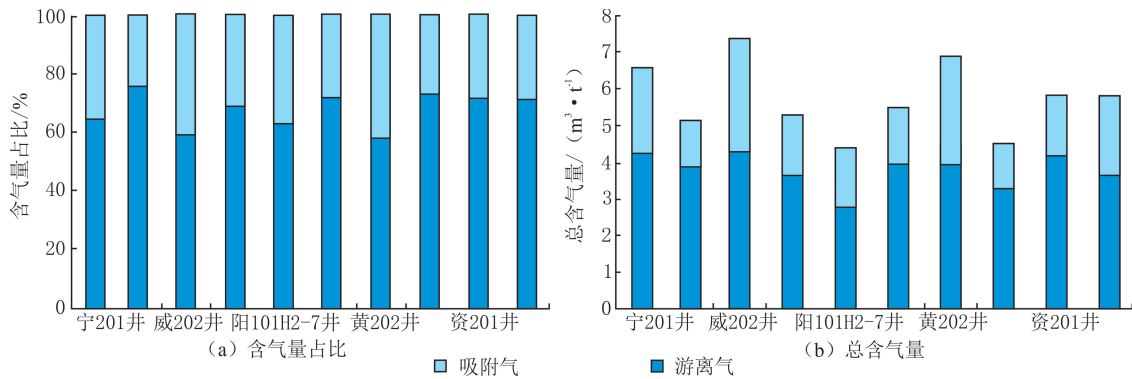


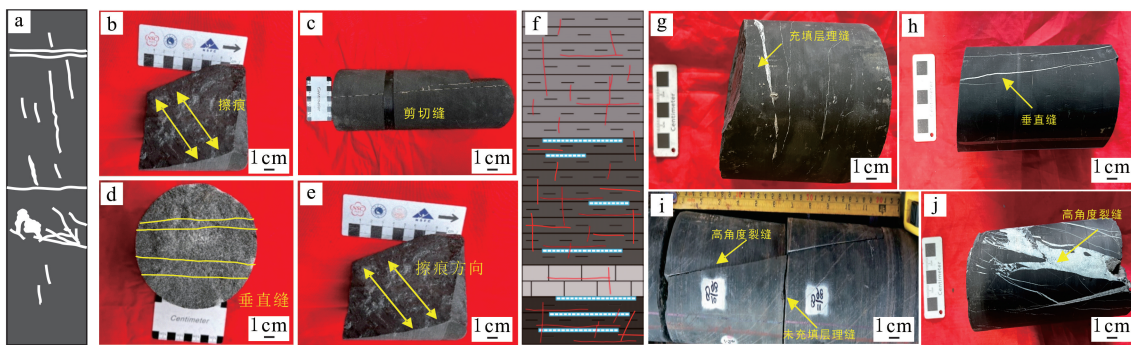
图 8 筇竹寺组 5 小层与龙马溪组龙一¹小层页岩游离气、吸附气含气量占比和总含气量

Fig. 8 Comparative analysis of free gas, adsorbed gas, and total gas content in Qiongzhusi Formation and Long₁¹ sublayer in Longmaxi Formation

3 保存条件

3.1 裂缝特征

四川盆地筇竹寺组与龙马溪组经历多期构造运动,包括加里东、印支及喜马拉雅运动等^[13,38]。筇竹寺组受桐湾运动影响显著,在裂陷槽内底部 1 小层与麦地坪整合接触,在槽缘和槽外底部 1 小层与灯影组不整合接触,导致 1 小层页岩气逸散^[41-42]。资中地区构造简单,以单斜为主,断裂少,规模小^[41-43]。由裂陷槽内典型井(资 201 井)筇竹寺组 5 小层裂缝素描图(见图 9(a-e))可知,筇竹寺组裂缝密度小,裂缝特征简单,多为高角度缝,延伸远,长度为 60~70 cm,多被充填(见图 9(a-c)),裂缝密度为 10~20 条/m^[44]。槽外威远地区粉砂质页岩裂缝较发育,裂缝通常终止于富有机质页岩段(见图 9(d)),喜马拉雅期威远地区隆升幅度大,裂缝发育,富有机质页岩层段可见擦痕及镜面(见图 9(e))。龙马溪组经历燕山晚期构造破坏和喜马拉雅期叠加改造,裂缝密度高(以 NE、NNE 向为主)(见图 9(f)),断裂级别不高,主要为 II 级和



(a) 资201井5小层裂缝素描图, 筇竹寺组; (b) 高角度裂缝, 筇竹寺组; (c) 剪切缝, 筇竹寺组; (d) 垂直缝、层理缝, 筇竹寺组; (e) 擦痕, 筇竹寺组; (f) 五峰—龙马溪组裂缝素描图; (g) 垂直缝, 龙马溪组; (h) 高角度裂缝, 龙马溪组; (i) 高角度裂缝和未充填层理缝, 龙马溪组; (j) 充填层理缝, 龙马溪组

图 9 四川盆地筇竹寺组和龙马溪组岩心裂缝发育特征

Fig. 9 Core fracture development characteristics of Qiongzhusi Formation and Longmaxi Formation in Sichuan Basin

Ⅲ级断层,泸州地区断裂较发育。龙一¹亚段天然裂缝最发育(见图 9(f,i)),下部裂缝密度较顶部的大(见图 9(i-j)),主要为层理缝和高角度缝(见图 9(g-i)),裂缝宽度小,延伸短,大多被充填,含气性与裂缝密度具有较好一致性,裂缝密度为 20~30 条/m^[45]。

3.2 顶底板及压力因数

龙马溪组保存条件受控于顶底板封闭性、断层封闭性及地层压力因数^[26-27,46]。当龙马溪组距剥蚀线的距离在 20 km 以内时,地层压力因数一般与距剥蚀线的距离呈正相关关系。断层断距过大造成页岩气藏的封闭性较差^[39-40]。压力因数 2.00 区域含气量较 1.00 区域的约高 35%^[13,28-29]。

裂隙槽内筇竹寺组与麦地坪组整合接触,顶底板发育且封闭性强(资 201 井压力因数为 2.01),孔隙发育,微裂缝纵向延伸,有利于页岩气保存。麦地坪组缺失/剥蚀,槽外筇竹寺组直接与灯影组接触,1 小层生烃期大量生烃,层内为超压,属于开放体系,开始沿不整合面大量向外排烃,烃类向下运移。喜马拉雅期古隆起再次活化,槽外威远地区抬升幅度大,1 小层底部现存裂缝开启,气体沿层间滑脱缝散失。槽外压力系统进一步被破坏(威 201 井压力因数为 1.01),导致 1 小层有机质丰度高但含气量较低。筇竹寺组和龙马溪组页岩气含量与压力因数呈正相关关系(见图 10)。储层压力因数高,有利于孔隙和微裂缝保持,储集空间内充盈页岩气,储层含气量高。

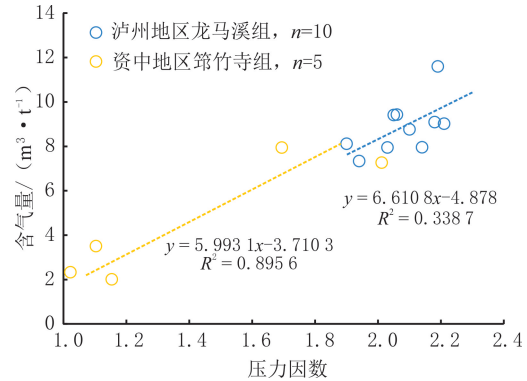
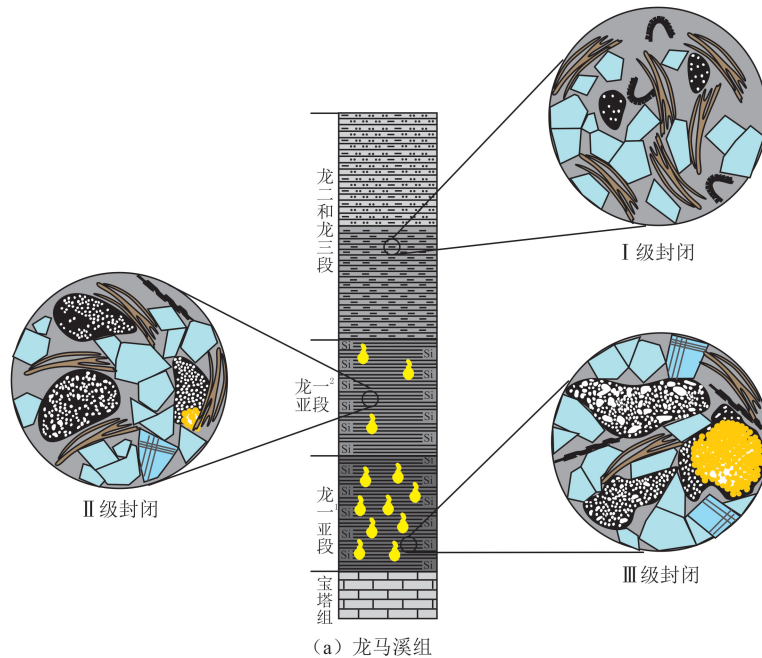


图 10 四川盆地筇竹寺组和龙马溪组含气量与压力因数相关关系

Fig. 10 Correlation between gas content and pressure coefficient of Qiongzhusi Formation and Longmaxi Formation in Sichuan Basin

3.3 压力与封存系统

研究区龙马溪组为单一封存箱结构,气藏为上部高含水贫有机质的黏土质页岩对下部低含水富有机质的硅质页岩封闭,为三级封存体系。其中,第Ⅰ级为顶底板封闭(如龙二和龙三段)和宝塔组对龙一段的封闭;第Ⅱ级为龙一²亚段内部对龙一¹亚段的封闭;第Ⅲ级为龙一¹亚段页岩自封闭^[30,47-49](见图 11(a))。



(a) 龙马溪组

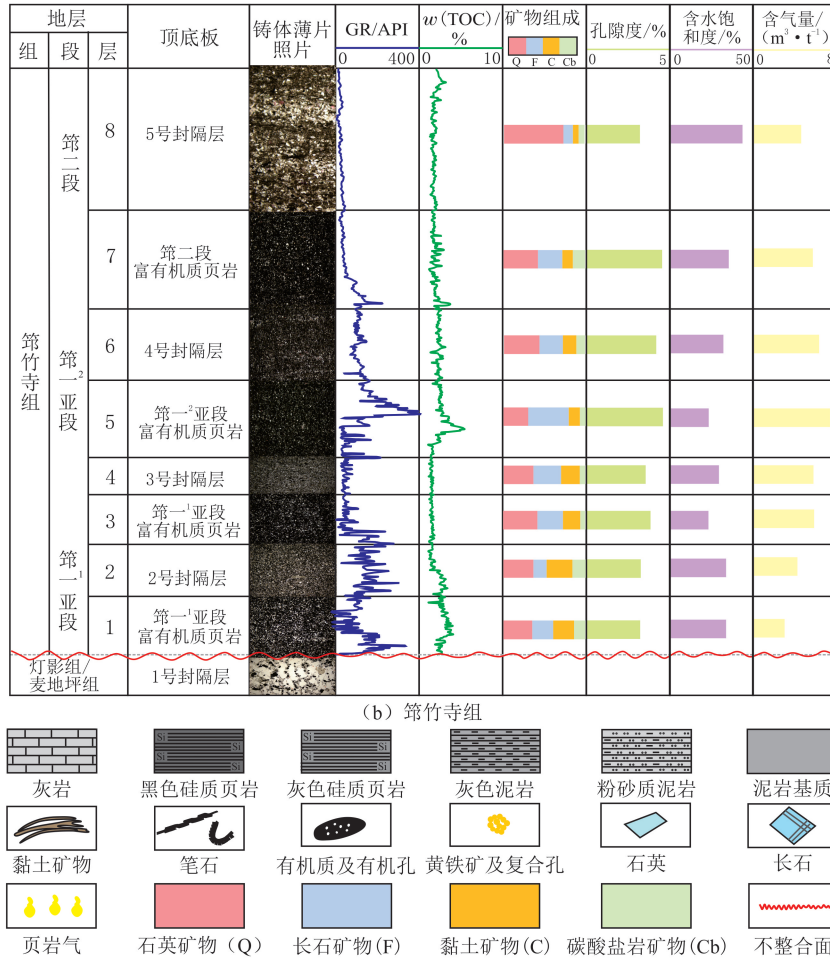


图 11 四川盆地筇竹寺组和龙马溪组富有机质层段及其顶底板封隔层分布 (据文献[47,49]修改)

Fig. 11 Distribution of organic-rich intervals and their roof and floor seals in Qiongzhusi Formation and Longmaxi Formation, Sichuan Basin(modified by references[47,49])

研究区筇竹寺组沉积特征为纵向页岩及粉砂质页岩叠置,发育 4 套富有机质层段和 4 套对应的顶底板封隔层。除顶底板外,内部为多级毛细管力物性封闭,且存在多个封存箱结构(见图 11(b))。1 号封隔层为第一段的底板,受桐湾运动影响,与筇竹寺组呈整合和不整合接触。2、3、4 和 5 号封隔层发育于筇竹寺组,与富有机质层段呈整合接触,厚度分别为 37.6、118.7、76.2 和 168.9 m。2 号封隔层是 1 和 3 小层富有机质层段的顶底板,岩性以砂质页岩和粉砂质泥岩为主,孔隙度为 3.25%。3 号封隔层是 3 和 5 小层富有机质页岩层段的顶底板,岩性为粉砂质页岩,孔隙度为 3.53%。4 号封隔层是 5 和 7 小层的顶底板,岩性为粉砂质页岩,孔隙度为 4.14%。5 号封隔层是 7 小层的顶板,孔隙度为 3.18%。1 号封隔层无论是毛细管封闭还是油气分子吸附作用比 2、3、4 和 5 号封隔层的弱。

纵向存在两类封闭系统。一类为半封闭一半开放系统,由 3、5、7 小层富有机质层段及其 3、4 和 5 号封隔层作为顶底板构成的;另一类为 1 小层、2 号封隔层作为顶板和 1 号封隔层作为底板构成的开放系统。槽内、槽外封存系统存在一定差异,槽内发育的 4 个封存箱结构属于半封闭一半开放系统,槽外发育的 4 个封存箱结构为 3 个半封闭一半开放系统和 1 个开放系统。纵向毛细管封闭能力差异显著。

4 地质条件及富集模式

4.1 龙马溪组

研究区龙马溪组页岩气富集受“二元”或“三元”模式控制,主控因素包括:(1)沉积条件。优质页岩连

续厚度 > 20.0 m, 为气源充足物质基础及压裂改造提供必要条件; (2) 气源条件。ω(TOC) 高、I—II 型干酪根及适度热演化程度 (R_o 为 2.0%~3.5%) 保障持续生烃; (3) 储集—改造条件。为有机质孔—缝发育提供良好的储集空间, 脆性矿物质量分数高 (> 40.0%), 有利于缝网形成; (4) 保存条件。自封闭保存体系下, 超压—常压可成藏, 但远离深大断裂和剥蚀区 (如威远—渝西古隆起), 含气性最优。

龙马溪组页岩气富集模式可分为两类: 深部气源向构造稳定区 (平缓浅洼、完整背斜、缓斜坡) 持续供烃; 深部洼陷受“通天”断裂或剥蚀作用而逸散。按照构造样式, 龙马溪组有利区类型包括古隆起及斜坡区 (威远—渝西区块), 埋深浅, 热演化程度低, 构造简单, 持续深部供烃; 沉积洼陷区 (泸州—渝西区块南部), 富有机质页岩厚度大, 生烃强度高; 浅洼富集区 (长宁区块), 盆山结合部浅洼带保存条件较优; 盆内超压—常压区, 顶底板完整, 富气层段发育高角度裂缝, 为页岩气提供储集空间 (见表 1、图 12(a))^[12]。

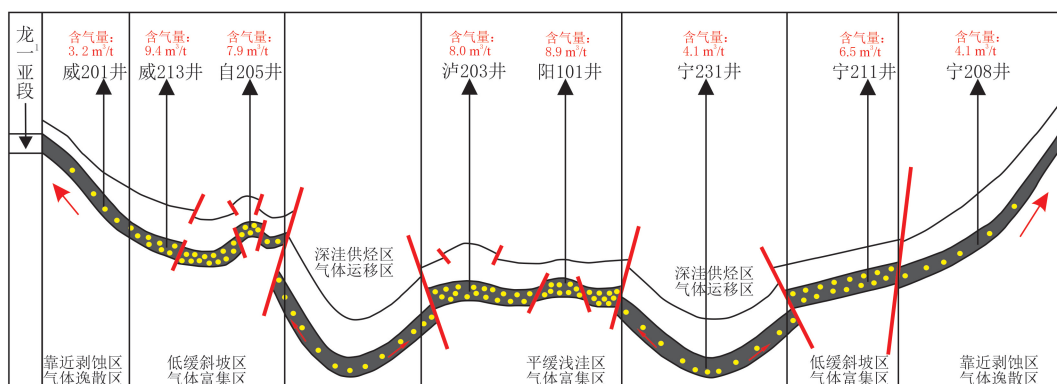
4.2 筇竹寺组

研究区筇竹寺组页岩气富集主控因素体现四元耦合效应: (1) 德阳—安岳裂陷槽内深水陆棚环境, 优质页岩连续厚度大于 50.0 m, ω(TOC) 大于 2.0%; (2) 乐山—龙女寺古隆起周缘热演化程度适中^[14, 50-52]; (3) 筇竹寺组近源快速沉积, 形成长英质粉砂—泥岩互层, 长石溶蚀促进无机孔发育; 纵向上 3—7 小层整体具备较好的物性, 无机质孔发育提供良好的储集空间; (4) 筇竹寺组纵向发育隔层和多个封存箱结构, 孔隙保持好, 页岩气有效富集。垂向上, 筇竹寺组底部 1 和 2 小层靠近底板古风化壳, 储层压力最先下降, 气体散失, 失去储层超压保护, 储层孔隙最先被破坏; 远离底板相对较远的中段 (3—7 小层) 最富气; 侧向上, 裂陷槽内有机质丰度高, 生烃物质最为丰富, 长英质矿物质量分数高, 储集空间以无机孔为主, 储层为超压, 裂陷槽中心滞留富集, 裂陷槽东段气体向灯影组大量运移, 形成常规气藏; 裂陷槽西段向威远斜坡运移, 喜马拉雅期抬升幅度过大, 气体压力过早下降, 整体含气性较差。槽缘—槽外筇竹寺组页岩气为原地滞留及侧向输导富集模式 (见表 1、图 12(b))。

表 1 四川盆地筇竹寺组与龙马溪组富有机质层段页岩气富集地质条件

Table 1 Comparison of geological factors of shale gas enrichment in organic-rich intervals of Qiongzhusi Formation and Longmaxi Formation in Sichuan Basin

地层	生烃物质基础			储集条件				保存条件			
	富有机质页岩厚度/m	ω(TOC)/%	R_o /%	埋深	有机质类型	ω(脆性矿物)/%	孔隙度/%	孔隙结构	裂缝发育特征	顶底板封闭性	压力系统
龙一 ₁ 亚段	10~40	0.5~4.5	2.00~4.00	浅层—深层	以 I 型和 II ₁ 为主	50.0~80.0	2.3~8.3	以纳米级有机质孔为主	产气层段微裂缝发育	封闭性好	多为超压
筇竹寺组 5 小层	40~60	1.0~4.0	3.22~3.57	以深层为主	以 I 型为主	60.0~80.0	3.0~5.0	以无机质孔为主	产气层段微裂缝较少发育	底板是否发育为关键	常压—超压



(a) 龙马溪组

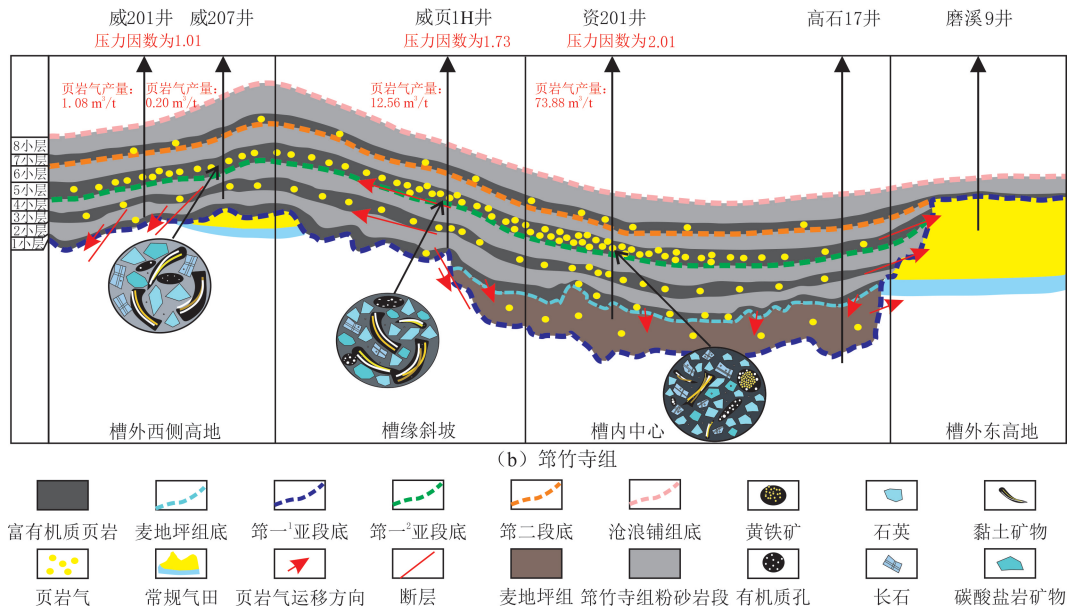


图 12 四川盆地德阳安岳裂陷槽筇竹寺组和龙马溪组页岩气富集模式
Fig. 12 Shale gas enrichment model of Qiongzhusi Formation in Deyang-Anyue rift trough and Longmaxi Formation in Sichuan Basin

5 结论

(1) 四川盆地龙马溪组和筇竹寺组发育于深水陆棚环境, 有机质、石英和长石质量分数高, 有机质热演化程度较高。筇竹寺组有机质类型更优, 生烃潜力大, 埋深更大, 富有机质页岩厚度更优 (裂陷槽内的 > 40.0 m)。二者脆性矿物质量分数相近, 筇竹寺组长石矿物质量分数高, 石英矿物质量分数和孔隙度略低。筇竹寺组页岩以无机孔为主, 龙马溪组以有机质孔为主。龙马溪组孔隙度受 $\omega(\text{TOC})$ 、石英矿物质量分数及压力因数控制; 筇竹寺组页岩孔隙度与 $\omega(\text{TOC})$ 、黏土矿物质量分数及长石矿物质量分数具有一定相关关系。

(2) 研究区筇竹寺组受桐湾运动影响, 裂陷槽外筇竹寺组直接与灯影组接触, 页岩气逸散严重, 构造简单区裂缝密度较低, 多被充填。龙马溪组经历多期构造改造, 裂缝发育 (以 NE 向为主), 裂缝宽度小、延伸短, 含气性与裂缝密度呈正相关关系。龙马溪组为单一封存箱结构。筇竹寺组纵向为页岩及粉砂质页岩叠置, 发育多个封存箱结构, 保存条件优。

(3) 研究区龙马溪组页岩气富集受优质页岩与超压系统作用。筇竹寺组裂陷槽内 $\omega(\text{TOC})$ 较高, 乐山—龙女寺古隆起有机质热演化程度适中; 近源快速充填为筇竹寺组无机孔发育提供良好的储集空间; 顶底板厚度大, 隔层发育, 多个封存箱结构立体封闭使页岩气有效富集。筇竹寺组富集模式为页岩气槽内原地滞留、槽缘—槽外原地滞留及侧向输导。

参考文献 (References):

- [1] 郭彤楼. 中国页岩气发展的回顾与思考: 从志留系到寒武系[J]. 油气藏评价与开发, 2025, 15(3): 339-348.
GUO Tonglou. Review and reflection on shale gas development in China: from Silurian to Cambrian[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(3): 339-348.
- [2] 聂海宽, 张金川, 金之钧, 等. 论海相页岩气富集机理: 以四川盆地五峰组—龙马溪组为例[J]. 地质学报, 2024, 98(3): 975-991.
NIE Haikuan, ZHANG Jinchuan, JIN Zhijun, et al. Enrichment mechanism of marine shale gas: a case study of the Wufeng-Longmaxi Formations in the Sichuan Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2024, 98(3): 975-991.
- [3] 朱光有, 赵坤, 李婷婷, 等. 中国华南地区下寒武统烃源岩沉积环境、发育模式与分布预测[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1567-1586.
ZHU Guangyou, ZHAO Kun, LI Tingting, et al. Depositional environment, development model, and distribution prediction of Lower Cambrian source rocks in South China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1567-1586.

- [4] 梁霄,马韶光,李郭琴,等.上斜坡区筇竹寺组沉积环境及其页岩气勘探潜力:以四川盆地威远一地区威207井为例[J].地质科技通报,2022,41(5):68-82.
LIANG Xiao, MA Shaoguang, LI Guoqin, et al. Sedimentary environment and shale gas potential of the Qiongzhusi Formation in the upper slope area: a case study of well Wei 207 in the Weiyuan Area, Sichuan Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2022,41(5):68-82.
- [5] 雍锐,吴建发,吴伟,等.四川盆地寒武系筇竹寺组页岩气勘探发现及其意义[J].石油学报,2024,45(9):1309-1323.
YONG Rui, WU Jianfa, WU Wei, et al. Discovery and significance of Cambrian Qiongzhusi Formation shale gas in the Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024,45(9):1309-1323.
- [6] 梁峰,姜巍,戴赟,等.四川盆地威远—资阳地区筇竹寺组页岩气富集规律及勘探开发潜力[J].天然气地球科学,2022,33(5):755-763.
LIANG Feng, JIANG Wei, DAI Yun, et al. Enrichment patterns and exploration potential of shale gas in the Qiongzhusi Formation, Weiyuan-Ziyang Area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2022,33(5):755-763.
- [7] 葛忠伟,史洪亮,周桦,等.川南寒武系筇竹寺组拉张槽边缘型页岩气地质特征及富集高产地质因素研究[J].非常规油气,2025,12(1):19-29.
GE Zhongwei, SHI Hongliang, ZHOU Hua, et al. Geological characteristics of shale gas and research on enrichment and high production geological factors at edge of the tension trough of Cambrian Qiongzhusi Formation in Southern Sichuan[J]. Unconventional Oil & Gas, 2025,12(1):19-29.
- [8] 郭旭升,胡宗全,申宝剑,等.中国页岩油气源—储耦合类型划分及勘探意义[J].石油学报,2024,45(11):1565-1578.
GUO Xusheng, HU Zongquan, SHEN Baojian, et al. Classification and exploration significance of source-reservoir coupling types for shale oil and gas in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024,45(11):1565-1578.
- [9] 郭旭升.南方海相页岩气“二元富集”规律:四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J].地质学报,2014,88(7):1209-1218.
GUO Xusheng. “Binary enrichment” mechanism of marine shale gas in Southern China: insights from the Longmaxi Formation shale gas exploration in the Sichuan Basin and its periphery[J]. Acta Geologica Sinica, 2014,88(7):1209-1218.
- [10] 王志刚.涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示[J].石油与天然气地质,2015,36(1):1-6.
WANG Zhigang. Major breakthroughs in Fuling shale gas exploration and development and their implications[J]. Oil & Gas Geology, 2015,36(1):1-6.
- [11] 金之钧,胡宗全,高波,等.川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J].地学前缘,2016,23(1):1-10.
JIN Zhijun, HU Zongquan, GAO Bo, et al. Controlling factors of enrichment and high yield of shale gas in the Upper Ordovician Wufeng-Longmaxi Formations, Southeastern Sichuan Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2016,23(1):1-10.
- [12] 聂海宽,金之钧,边瑞康,等.四川盆地及其周缘上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气“源—盖控藏”富集[J].石油学报,2016,37(5):557-571.
NIE Haikuan, JIN Zhijun, BIAN Ruikang, et al. “Source-seal coupling control” enrichment of shale gas in the Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi Formations, Sichuan Basin and its periphery[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016,37(5):557-571.
- [13] 姜鹏飞,吴建发,朱逸青,等.四川盆地海相页岩气富集条件及勘探开发有利区[J].石油学报,2023,44(1):91-109.
JIANG Pengfei, WU Jianfa, ZHU Yiqing, et al. Enrichment conditions and favorable exploration areas of marine shale gas in the Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023,44(1):91-109.
- [14] 雍锐,石学文,罗超,等.四川盆地寒武系筇竹寺组页岩气“槽—隆”富集规律及勘探前景[J].石油勘探与开发,2024,51(6):1211-1226.
YONG Rui, SHI Xuewen, LUO Chao, et al. “Trough-uplift” enrichment pattern and exploration prospects of Cambrian Qiongzhusi Formation shale gas in the Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024,51(6):1211-1226.
- [15] 郭彤楼,邓虎成,赵爽,等.四川盆地寒武系筇竹寺组新类型页岩气形成机理与勘探突破[J].石油勘探与开发,2025,52(1):1-13.
GUO Tonglou, DENG Hucheng, ZHAO Shuang, et al. Formation mechanism and exploration breakthrough of a new type of shale gas in the Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025,52(1):1-13.
- [16] 葛勋,李王鹏,郭彤楼,等.川东南林滩场地区五峰组—龙一段页岩储层特征及含气性影响因素[J].东北石油大学学报,2024,48(2):16-26.
GE Xun, LI Wangpeng, GUO Tonglou, et al. Shale reservoir characteristics and gas-bearing influencing factors of Wufeng Formation-Long 1 Member in Lintanchang Area, Southeastern Sichuan Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2024,48(2):16-26.
- [17] 龙虹宇,张亚,和源,等.川中古隆起北斜坡下寒武统沧浪铺组一段混合沉积特征及模式[J].东北石油大学学报,2025,49(2):19-29.
LONG Hongyu, ZHANG Ya, HE Yuan, et al. Mixed sedimentary characteristics and model of the first member of Canglangpu Formation of Lower Cambrian in northern slope of Central Sichuan paleo-uplift[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2025,49(2):19-29.

- [18] 刘瑞崑,周文,徐浩,等.层序格架下构造—沉积分异对页岩气储层特征的控制:以四川盆地西南部筇竹寺组为例[J].沉积学报,2023,41(5):1478-1494.
LIU Ruiyin, ZHOU Wen, XU Hao, et al. Control of tectonic-sedimentary differentiation on shale gas reservoir characteristics under sequence framework: a case study of the Qiongzhusi Formation in Southwestern Sichuan Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2023,41(5):1478-1494.
- [19] ZHENG Majia, LONG Hui, WU Ya, et al. Comparative analysis of shale gas enrichment and high yield geological conditions of Wufeng-Longmaxi Formation and Qiongzhusi Formation in Southern Sichuan Basin[J]. Geofluids, 2024,1:4656943.
- [20] 熊小辉,王剑,余谦,等.富有机质黑色页岩形成环境及背景的元素地球化学反演:以渝东北地区田坝剖面五峰组—龙马溪组页岩为例[J].天然气工业,2015,35(4):25-32.
XIONG Xiaohui, WANG Jian, YU Qian, et al. Elemental geochemical inversion of the depositional environment of organic-rich black shale: a case study of the Wufeng-Longmaxi Formations in the Tianba Section, Northeastern Chongqing[J]. Natural Gas Industry, 2015,35(4):25-32.
- [21] 陈旭,樊隽轩,张元动,等.五峰组及龙马溪组黑色页岩在扬子覆盖区内的划分与圈定[J].地层学杂志,2015,39(4):351-358.
CHEN Xu, FAN Junxuan, ZHANG Yuandong, et al. Division and delineation of the Wufeng and Longmaxi black shales in the Yangtze Covered Area[J]. Journal of Stratigraphy, 2015,39(4):351-358.
- [22] 王玉满,董大忠,李新景,等.四川盆地及其周缘下志留统龙马溪组层序与沉积特征[J].天然气工业,2015,35(3):12-21.
WANG Yuman, DONG Dazhong, LI Xinjing, et al. Sequence and sedimentary characteristics of the Lower Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its periphery[J]. Natural Gas Industry, 2015,35(3):12-21.
- [23] 聂海宽,李沛,党伟,等.四川盆地及周缘奥陶系—志留系深层页岩气富集特征与勘探方向[J].石油勘探与开发,2022,49(4):648-659.
NIE Haikuan, LI Pei, DANG Wei, et al. Enrichment characteristics and exploration directions of deep shale gas in the Ordovician-Silurian formations, Sichuan Basin and its periphery[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022,49(4):648-659.
- [24] 王红岩,周尚文,赵群,等.川南地区深层页岩气富集特征、勘探开发进展及展望[J].石油与天然气地质,2023,44(6):1430-1441.
WANG Hongyan, ZHOU Shangwen, ZHAO Qun, et al. Enrichment characteristics, exploration progress, and prospects of deep shale gas in Southern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023,44(6):1430-1441.
- [25] 王恒,张航,马华灵,等.四川盆地东部下寒武统筇竹寺组烃源岩评价[J].成都理工大学学报(自然科学版),2024,51(5):727-744.
WANG Heng, ZHANG Hang, MA Hualing, et al. Evaluation of Lower Cambrian Qiongzhusi Formation source rocks in the Eastern Sichuan Basin[J]. Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition), 2024,51(5):727-744.
- [26] 王丹丹,姜振学,杜威,等.气藏抬升过程中孔隙结构差异特征及演化模式:以四川盆地及周缘五峰组—龙马溪组页岩储层为例[J].地质学报,2025,99(4):1381-1397.
WANG Dandan, JIANG Zhenxue, DU Wei, et al. Differential pore structure evolution during reservoir uplift: a case study of the Wufeng-Longmaxi shale reservoirs in the Sichuan Basin and its periphery[J]. Acta Geologica Sinica, 2025,99(4):1381-1397.
- [27] 边瑞康,孙川翔,聂海宽,等.四川盆地东南部五峰组—龙马溪组深层页岩气藏类型、特征及勘探方向[J].石油与天然气地质,2023,44(6):1515-1529.
BIAN Ruikang, SUN Chuanxiang, NIE Haikuan, et al. Types, characteristics, and exploration directions of deep shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi Formations, Southeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023,44(6):1515-1529.
- [28] 王笑奇.长宁地区五峰—龙马溪组页岩气成藏过程及富集机制研究[D].北京:中国矿业大学,2022:1-203.
WANG Xiaoqi. Shale gas accumulation process and enrichment mechanism of the Wufeng-Longmaxi Formations in the Changning Area[D]. Beijing: China University of Mining and Technology, 2022:1-203.
- [29] 徐翔.四川盆地东南部海相页岩多尺度裂缝及对含气性影响研究[D].北京:中国石油大学(北京),2023:1-142.
XU Xiang. Multi-scale fractures in marine shale and their impact on gas-bearing properties: a case study of the southeastern Sichuan Basin[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2023:1-142.
- [30] 刘忠宝,王鹏威,聂海宽,等.中上扬子地区寒武系页岩气富集条件及有利区优选[J].中南大学学报(自然科学版),2022,53(9):3694-3707.
LIU Zhongbao, WANG Pengwei, NIE Haikuan, et al. Enrichment conditions and favorable area selection of Cambrian shale gas in the Middle-Upper Yangtze Region[J]. Journal of Central South University(Science and Technology), 2022,53(9):3694-3707.
- [31] NIE Haikuan, LIU Quanyou, LI Pei, et al. Quartz types, formation mechanism, and its effect on shale oil and gas enrichment: a review[J]. Earth-Science Reviews, 2024:105011.
- [32] 赵建华,金之钧,金振奎,等.四川盆地五峰组—龙马溪组含气页岩中石英成因研究[J].天然气地球科学,2016,27(2):377-386.
ZHAO Jianhua, JIN Zhijun, JIN Zhenkui, et al. The genesis of quartz in Wufeng-Longmaxi gas shales, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2016,27(2):377-386.

- [33] 郑马嘉,郭兴午,伍亚,等. 四川盆地德阳—安岳裂陷槽寒武系筇竹寺组超深层页岩气地质工程一体化高产井培育实践与勘探突破[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(3): 58-68.
ZHENG Majia, GUO Xingwu, WU Ya, et al. Geological-engineering integration for high-yield well development and exploration breakthroughs in ultra-deep shale gas of the Cambrian Qiongzhusi Formation, Deyang-Anyue rift trough, Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(3): 58-68.
- [34] 吴冬,邓虎成,熊亮,等. 四川盆地及其周缘下寒武统麦地坪组—筇竹寺组层序充填和演化模式[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(3): 764-777.
WU Dong, DENG Hucheng, XIONG Liang, et al. Sequence filling and evolution of the Lower Cambrian Maidiping-Qiongzhusi Formations in the Sichuan Basin and its periphery[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(3): 764-777.
- [35] 杨一茗,石学文,刘文平,等. 四川盆地德阳—安岳裂陷槽中段筇竹寺组沉积演化模式与有利相带优选[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(12): 2106-2120.
YANG Yiming, SHI Xuewen, LIU Wenping, et al. Sedimentary evolution model and favorable facies selection of the Qiongzhusi Formation in the Central Deyang-Anyue rift trough, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(12): 2106-2120.
- [36] 李东升,高平,盖海峰,等. 川东南地区龙马溪组页岩有机质纳米孔隙结构表征[J]. 现代地质, 2023, 37(5): 1293-1305.
LI Dongsheng, GAO Ping, GAI Haifeng, et al. Characterization of organic matter nanopore structure in Longmaxi Formation shale, Southeastern Sichuan Basin[J]. Geoscience, 2023, 37(5): 1293-1305.
- [37] 邵德勇,张瑜,宋辉,等. 中上扬子地区寒武系页岩储层特征及其主控因素探讨[J]. 西北大学学报(自然科学版), 2022, 52(6): 997-1012.
SHAO Deyong, ZHANG Yu, SONG Hui, et al. Characteristics and controlling factors of Cambrian shale reservoirs in the Middle-Upper Yangtze Region[J]. Journal of Northwest University(Natural Science Edition), 2022, 52(6): 997-1012.
- [38] 佟恺林,周安富,罗强,等. 四川盆地泸州中部地区龙马溪组构造裂缝期次及演化模式[J]. 东北石油大学学报, 2024, 48(5): 17-26.
TONG Kailin, ZHOU Anfu, LUO Qiang, et al. Stages and evolution models of tectonic fractures in Longmaxi Formation in Central Luzhou, Sichuan Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2024, 48(5): 17-26.
- [39] 谢国梁,刘树根,焦堃,等. 受显微组分控制的深层页岩有机质孔隙:四川盆地五峰组—龙马溪组有机质组分分类及其孔隙结构特征[J]. 天然气工业, 2021, 41(9): 23-34.
XIE Guoliang, LIU Shugen, JIAO Kun, et al. Microscopic component-controlled organic pores in deep shale: classification and pore structure characteristics of organic matter in the Wufeng-Longmaxi Formations, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(9): 23-34.
- [40] 谢国梁,焦堃,刘瑞崑,等. 四川盆地及周缘筇竹寺组与五峰组—龙马溪组页岩孔隙结构对比[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2024, 51(5): 813-832.
XIE Guoliang, JIAO Kun, LIU Ruiyin, et al. Comparative study on pore structures of Qiongzhusi and Wufeng-Longmaxi shales in the Sichuan Basin and its periphery[J]. Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition), 2024, 51(5): 813-832.
- [41] 梅庆华. 四川盆地乐山—龙女寺古隆起构造演化及其成因机制[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2015: 1-220.
MEI Qinghua. Tectonic evolution and genetic mechanism of the Leshan-Longnüsi paleo-uplift in the Sichuan Basin[D]. Beijing: China University of Geosciences(Beijing), 2015: 1-220.
- [42] 孙川翔,聂海宽,熊亮,等. 从“源盖控烃”探讨四川盆地威远地区深层页岩气田富集高产地质因素[J]. 海相油气地质, 2022, 27(2): 135-145.
SUN Chuanxiang, NIE Haikuan, XIONG Liang, et al. Geological factors controlling enrichment and high yield of deep shale gas in the Weiyuan Area, Sichuan Basin: insights from “source-seal coupling control”[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2022, 27(2): 135-145.
- [43] 梁瀚,文龙,冉崎,等. 四川盆地龙门山前北段构造演化特征及其油气地质意义[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(3): 478-490.
LIANG Han, WEN Long, RAN Qi, et al. Tectonic evolution characteristics and petroleum geological significance of the Northern Longmen Shan Piedmont, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(3): 478-490.
- [44] 雍锐,吴建发,刘勇,等. 多期次构造运动背景下深层页岩天然裂缝发育特征及其油气地质意义:以四川盆地资阳地区下寒武统筇竹寺组页岩为例[J]. 天然气工业, 2025, 45(5): 1-16.
YONG Rui, WU Jianfa, LIU Yong, et al. Delopment characteristics of natural fractures in deep shale in the context of multiphase tectonic movement and their petroleum geological implications: a case study on the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation shale in the Ziyang Area of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(5): 1-16.
- [45] 何建华,李勇,邓虎成,等. 川东南永川地区龙马溪组页岩储层构造裂缝特征及期次演化研究[J]. 地学前缘, 2024, 31(3): 298-311.
HE Jianhua, LI Yong, DENG Hucheng, et al. Study on tectonic fracture characteristics and stage evolution of Longmaxi shale reser-

- voir in Yongchuan, Southeastern Sichuan Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 2024,31(3):298-311.
- [46] 高键, 李慧莉, 何治亮, 等. 渝东彭水地区常压页岩气压力演化与富集保存[J]. *天然气工业*, 2022,42(8):124-135.
GAO Jian, LI Huili, HE Zhiliang, et al. Pressure evolution and preservation of normal-pressure shale gas in the Pengshui Area, Eastern Chongqing[J]. *Natural Gas Industry*, 2022,42(8):124-135.
- [47] 刘瑞崑. 四川盆地威远地区筇竹寺组页岩气储层特征及富集规律[D]. 成都: 成都理工大学, 2023:1-170.
LIU Ruiyin. Reservoir characteristics and enrichment patterns of Qiongzhusi Formation shale gas in the Weiyuan Area, Sichuan Basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2023:1-170.
- [48] 郭旭升, 胡东风, 俞俊杰, 等. 页岩自封闭性与页岩气保存的微观机理研究[J]. *石油实验地质*, 2023,45(5):821-831.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, YU Linjie, et al. Microscopic mechanisms of shale self-sealing and gas preservation[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023,45(5):821-831.
- [49] 张昆. 复杂构造背景海相页岩气保存机理与评价方法[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2019:1-123.
ZHANG Kun. Preservation mechanism and evaluation methods of marine shale gas under complex structural settings[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2019:1-123.
- [50] 杨景辉. 扬子区下寒武统筇竹寺组海相页岩有机质微石墨化过程对孔隙的控制机制[D]. 北京: 中国矿业大学, 2024:1-108.
YANG Jinghui. The control mechanism of the organic Matter micrographitization process on pores in marine shale of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the Yangtze Area[D]. Beijing: China University of Mining & Technology, 2024:1-108.
- [51] 闵华军. 扬子板块西南缘下寒武统筇竹寺组高过成熟页岩储层特征及形成机理[D]. 成都: 成都理工大学, 2020:1-211.
MIN Huajun. Characteristics and formation mechanism of highly over-mature shale gas reservoirs in Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the Southwestern Yangtze plate[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2020:1-211.
- [52] 王玉满, 董大忠, 程相志, 等. 海相页岩有机质碳化的电性证据及其地质意义: 以四川盆地南部地区下寒武统筇竹寺组页岩为例[J]. *天然气工业*, 2014,34(8):1-7.
WANG Yuman, DONG Dazhong, CHENG Xiangzhi, et al. Electric property evidences of the carbonification of organic matters in marine shales and its geologic significance: a case of the Lower Cambrian Qiongzhusi shale in Southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2014,34(8):1-7.

.....

(上接第 33 页)

- [31] 费李莹, 王仕莉, 苏昶, 等. 准噶尔盆地盆 1 井西凹陷东斜坡侏罗系三工河组油气成藏特征及控制因素[J]. *天然气地球科学*, 2022,33(5):708-719.
FEI Liying, WANG Shili, SU Chang, et al. Characteristics of hydrocarbon accumulation and its controlling factors in Jurassic Sangonghe Formation in the east slope of well Pen-1 western depression in Junggar Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022,33(5):708-719.
- [32] 宋涛, 黄福喜, 汪少勇, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷侏罗系油气藏特征及勘探潜力[J]. *中国石油勘探*, 2019,24(3):341-350.
SONG Tao, HUANG Fuxi, WANG Shaoyong, et al. Characteristics and exploration potential of Jurassic oil and gas reservoirs in Mahu Sag of the Junggar Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2019,24(3):341-350.
- [33] 卢红刚, 罗焕宏, 骆飞飞, 等. 玛湖凹陷 MH1 井区上乌尔禾组扇控大面积成藏条件与成藏模式[J]. *特种油气藏*, 2021,28(1):42-50.
LU Honggang, LU Huanhong, LU Feifei, et al. Fan controlled large-area accumulation conditions and mode of Upper Wuerhe Formation in MH1 Well Zone of Mahu Sag[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2021,28(1):42-50.
- [34] 姜伟, 王志维, 刁志龙, 等. 准噶尔盆地中拐凸起东斜坡上乌尔禾组常规一致密油藏主控因素及成藏模式[J]. *东北石油大学学报*, 2024,48(2):1-15.
JIANG Wei, WANG Zhiwei, DIAO Zhilong, et al. Main controlling factors and accumulation model of conventional-tight reservoirs in the Upper Uerhe Formation of the eastern slope of Zhongguai Uplift, Junggar Basin[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2024,48(2):1-15.
- [35] 雷德文, 阿布力米提, 唐勇, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷百口泉组油气高产控制因素与分布预测[J]. *新疆石油地质*, 2014,35(5):495-499.
LEI Dewen, ABULIMIT, TANG Yong, et al. Controlling factors and occurrence prediction of high oil-gas production zones in Lower Triassic Baikouquan Formation of Mahu Sag in Junggar Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2014,35(5):495-499.