

四川盆地“槽-隆”控制下的寒武系筇竹寺组页岩储层特征及其差异性成因

何 晓¹, 郑马嘉², 刘 勇¹, 赵 群³, 石学文⁴, 姜振学⁵, 吴 伟⁴, 伍 亚², 宁诗坦⁵, 唐相路⁵, 刘达东⁵

[1. 中国石油 西南油气田分公司, 四川 成都 610051; 2. 中国石油 西南油气田分公司 开发事业部, 四川 成都 610051; 3. 中国石油 勘探开发研究院, 北京 100083; 4. 中国石油 西南油气田分公司 页岩气研究院, 四川 成都 610051; 5. 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]

摘要:四川盆地寒武系筇竹寺组是继五峰组-龙马溪组后页岩气勘探开发的重要接替层位,目前在德阳-安岳裂陷槽中心和槽缘部署的Z201井和WY1井页岩气勘探取得良好效果,但裂陷槽内筇竹寺组页岩储层发育特征仍不清楚。以槽内中心Z201井和槽缘WY1井为重点,结合其他页岩气勘探开发资料,系统分析了研究区筇竹寺组页岩各小层矿物特征、有机地化特征、储层及储集空间特征、含气性特征。研究结果表明:①筇竹寺组可划分为8个小层,页岩整体以脆性矿物为主,总有机碳含量(TOC)普遍大于1%,为优质烃源岩,且槽内TOC高于槽缘,具备良好的生气条件。②筇竹寺组页岩有机孔与无机孔均发育,槽内孔隙发育更好,具有极高的含气量。1,3,5和7小层黑色页岩储层品质较好,5小层储层品质最优。③德阳-安岳裂陷槽控制了筇竹寺组页岩储层发育,槽内Z201井钻遇的筇竹寺组页岩储层优于槽缘WY1井。④乐山-龙女寺古隆起控制筇竹寺组页岩有机质演化程度,古隆起内筇竹寺组有机质热演化成熟度普遍低于古隆起外,隆起区适中的热演化程度具备大规模富气的条件。筇竹寺组页岩储层各项条件较好,是未来页岩气勘探开发的主要接替区域。

关键词:德阳-安岳裂陷槽;乐山-龙女寺古隆起;储层特征;页岩气;筇竹寺组;寒武系;四川盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Characteristics and differential origin of Qiongzhusi Formation shale reservoirs under the “aulacogen-uplift” tectonic setting, Sichuan Basin

HE Xiao¹, ZHENG Maja², LIU Yong¹, ZHAO Qun³, Shi Xuewen⁴, Jiang Zhenxue⁵, WU Wei⁴, WU Ya², NING Shitan⁵, TANG Xianglu⁵, LIU Dadong⁵

[1. Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610051, China; 2. Petroleum Development Division, Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610051, China; 3. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 4. Shale Gas Research Institute, Southwest Oil and Gas Field Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610051, China; 5. National Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China]

Abstract: The Qiongzhusi Formation, following the Wufeng-Longmaxi formations, has been recognized as a promising target for future shale gas exploration and exploitation in the Sichuan Basin. Presently, notable achievements have been made in shale gas exploration in wells Z201 and WY1, drilled at the center and margin of the Deyang-Anyue aulacogen, respectively. However, there is a lack of clear understanding of the Qiongzhusi Formation shale reservoirs occurring in the aulacogen. Focusing on wells Z201 and WY1, coupled with other data on shale gas exploration and exploitation, we systematically analyze the mineral and organic geochemical characteristics, reservoir and storage space characteristics, and gas-bearing properties of each shale in the Qiongzhusi Formation in the study area. Key findings are outlined as follows. (1) The Qiongzhusi Formation shales in the study area can be divided into eight layers, predominantly

收稿日期:2023-10-28;修回日期:2024-03-18。

第一作者简介:何晓(1969—),男,博士、高级工程师,常规和非常规油气开发研究及技术管理。E-mail: hexiao@petrochina.com.cn。

通信作者简介:姜振学(1963—),男,博士、教授,常规和非常规油气形成与分布、资源评价。E-mail: jiangzx@cup.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(42372144);中石油西南油气田分公司蜀南气矿2023年度科研计划项目(XNS蜀南矿JS2023-539)。

composed of brittle minerals overall. This formation generally exhibits total organic carbon (TOC) content exceeding 1 %, suggesting high-quality source rocks. Furthermore, the TOC content is higher within the aulacogen than on its margin, indicating favorable gas generation conditions. aulacogen (2) Both organic and inorganic pores are found in the Qiongzhusi Formation shales, more prevalent within the aulacogen, contributing to extremely high gas content. Black shale reservoirs in layers 1, 3, 5, and 7 exhibit high quality, especially the layer 5. (3) The quality of shale reservoirs in the Qiongzhusi Formation is governed by the Deyang-Anyue aulacogen. Specifically, reservoirs encountered in drilling well Z201, situated within the aulacogen, exhibit superior characteristics compared to those in well WY1 located at the margin. (4) The degree of organic matter evolution in the Qiongzhusi Formation shales is significantly influenced by the Leshan-Longnusi paleo-uplift. The organic matter generally tends to be less mature within than outside. The moderate-degree organic matter evolution within the paleo-uplift creates conditions favorable to large-scale gas enrichment. Therefore, high-quality Qiongzhusi Formation shale reservoirs are identified as a major successor play for future shale gas exploration and exploitation.

Key words: Deyang-Anyue aulacogen, Leshan-Longnusi paleouplift, reservoir characteristics, shale gas, Qiongzhusi Formation, Cambrian, Sichuan Basin

引用格式:何骁,郑马嘉,刘勇,等. 四川盆地“槽-隆”控制下的寒武系筇竹寺组页岩储层特征及其差异性成因[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 420–439. DOI: 10. 11743/ogg20240209.

HE Xiao, ZHENG Maja, LIU Yong, et al. Characteristics and differential origin of Qiongzhusi Formation shale reservoirs under the “aulacogen-uplift” tectonic setting, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 420–439. DOI: 10. 11743/ogg20240209.

中国四川盆地海相页岩气勘探开发已取得重大突破,探明地质储量超 $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$,形成多个千亿方级页岩气大气区,盆地页岩气开采也已形成规模,连续4年页岩气年产量超 $150 \times 10^8 \text{ m}^3$,2022年产量达到 $240 \times 10^8 \text{ m}^3$,与2020年相比增长了20%,逐渐成为中国天然气开采的重要领域^[1-3]。目前,页岩气勘探开发主体是深度2 500~3 500 m的中、深层为主的五峰组-龙马溪组页岩,并且已在四川盆地多地区取得了商业突破和规模效益的开发^[4-6]。而在深度3 500~4 500 m的深层页岩中,针对早期尚未实现商业开发的寒武系筇竹寺组转变勘探思路,借鉴五峰组-龙马溪组页岩气突破经验,中国石油和中国石化陆续在四川盆地德阳-安岳裂陷槽及其周缘的寒武系筇竹寺组页岩中取得重大勘探突破^[7,8]。其中,中国石油在Z201井测试压力47.8 MPa,天然气稳定日产量 $73.88 \times 10^4 \text{ m}^3$,单井EUR(评估最终可采储量)超过 $1.7 \times 10^8 \text{ m}^3$,落实该产层段资源量 $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。中国石化西南石油局部署的JS103HF探井获高产、稳产工业气流,日产天然气 $25.86 \times 10^4 \text{ m}^3$,评价落实地质资源量 $3878 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

四川盆地德阳-安岳裂陷槽控制沉积相和地层分布,槽内为低能、还原-弱氧化环境的深水陆棚相,有利于有机质保存和优质烃源岩发育,地层沉积厚度最大,沉积相带条件比较好^[9-11]。在新一轮勘探中,筇竹寺组页岩在裂陷槽内和槽缘广泛存在气测异常,展现出了巨大的页岩气资源潜力。裂陷槽东侧威远背斜部

署的页岩气井高产、连续,其中Z201井获得日产量 $73.88 \times 10^4 \text{ m}^3$,WY1井也获得了极高产气量。但裂陷槽南部产量较低,不同页岩气井的产量存在较大差异,严重制约了寒武系页岩气增储上产。筇竹寺组深层页岩气井产量差异较大,存在一系列科学及生产问题亟待解决。其中,资中地区筇竹寺组在裂陷槽内以深水陆棚相、槽外以浅水陆棚相为主,岩性以炭质页岩、粉砂质页岩和粉砂岩为主^[12,13]。但不同岩性间的储层差异尚未厘清,特别是纯页岩型、粉砂质页岩型的储层特征和潜力不明,筇竹寺组页岩纵向上优势储层分布尚未明确,对储层的差异性表征不明。

本研究基于前人研究成果和生产资料,以四川盆地裂陷槽内、外的不同沉积相带中典型筇竹寺组页岩气井(以Z201井和WY1井为例)为主要研究对象,通过对筇竹寺组页岩的矿物组成、岩石物性、储集空间及孔隙详细表征,在垂向和横向上对页岩气储层特征进行解剖和对比,明确页岩气储层的差异性特征,并以此为指导,为四川盆地筇竹寺组页岩勘探开发潜力区做出下一步部署计划。

1 地质背景

研究区位于四川盆地中南部,构造位置属于川中平缓构造带、川西南低褶皱构造带北部和川南低陡构造带北部(图1)。四川盆地自震旦纪以来,受到多期构造运

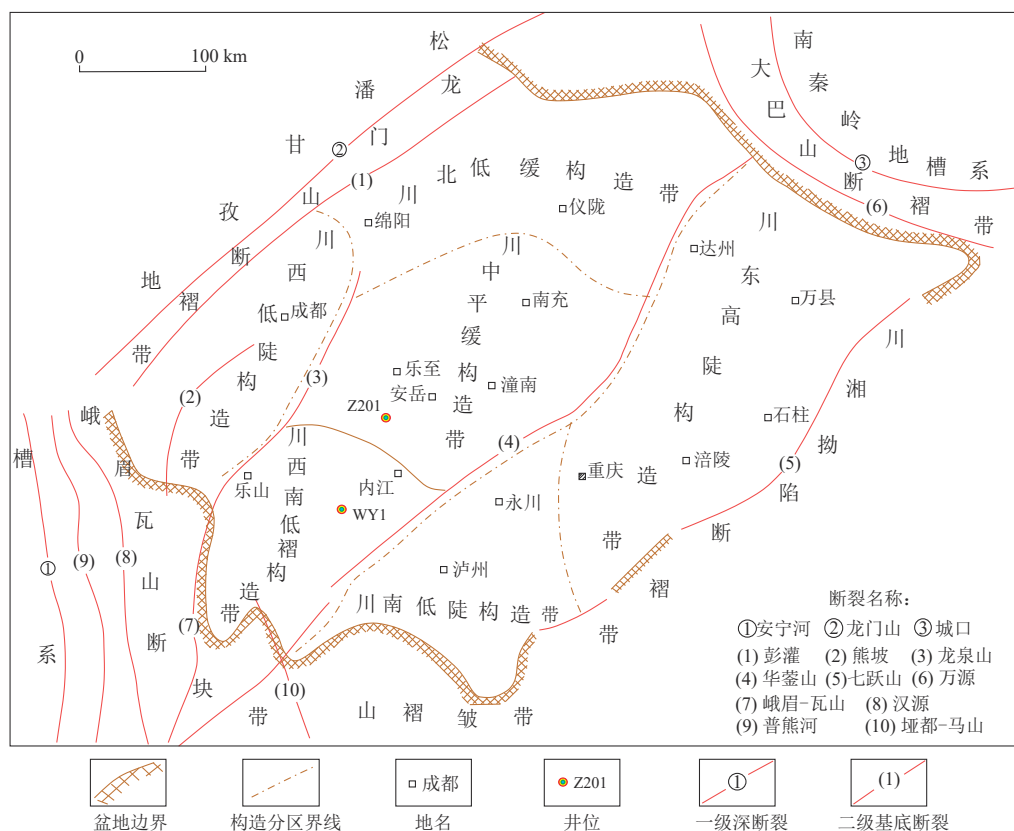


图1 四川盆地构造及典型井位置(根据文献^[17-19]修改)

Fig. 1 Map showing the regional structures and typical well locations of the Sichuan Basin (modified after references [17-19])

动叠加,构造和沉积的多旋回使其发育海、陆两相的叠合盆地,其中震旦系—中三叠统是以碳酸盐岩沉积为主的海相沉积,在印支运动背景下,盆地整体抬升,内部遭受不同程度剥蚀,大规模海侵结束,由浅海台地转变为内陆湖盆的海—陆过渡相沉积,侏罗系—古近系发育一套碎屑岩的陆相沉积^[14-16]。四川盆地在纵向上发育了巨厚的沉积岩,形成多套生—储—盖组合的油气地层。

四川盆地中南部受震旦纪多幕次桐湾运动构造影响,在拉张构造背景下德阳—安岳裂陷槽开始形成,并在后期受到加里东期和印支期构造运动影响,川中南形成乐山—龙女寺古隆起的格局,这使得裂陷槽出现一定的抬升^[12, 20]。在“槽—隆”模式的构造背景影响下,具备形成大中型油气田的地质基础,宏观控制了油气藏的分布,具有优越的烃源岩和油气富集条件,其中以寒武系筇竹寺组页岩为生烃条件最好的一套烃源岩,为油气近源成藏提供了充足的物质基础。

2 页岩储层发育特征

根据沉积旋回、岩性组合特征、电性特征、古生物和地球化学特征对筇竹寺组进行了划分,自下而上可

分为第一段和第二段,第一段可分为第一¹亚段和第一²亚段,进一步细分为8个小层,其中第一¹亚段包括1小层—4小层,第一²亚段包括5小层和6小层,第二段包括7小层和8小层,其中1, 3, 5和7小层为黑色页岩段,2, 4, 6和8小层为粉砂质页岩或粉—细砂岩段。位于槽内中心的Z201井筇竹寺组厚度最大,地层厚度向裂陷槽外逐渐变薄(表1)。

表1 四川盆地筇竹寺组分层及厚度统计

Table 1 Statistics of the stratigraphic division and thickness of the Qiongzhusi Formation in the Sichuan Basin

井号	地层	深度/m	层厚/m
Z201井	第二段	4 292.0 ~ 4 487.1	195.1
	第一段	第一 ¹ 亚段	4 487.1 ~ 4 621.1
		第一 ² 亚段	4 462.1 ~ 4 868.3
WY1井	第二段	4 167.5 ~ 4 243.2	75.7
	第一段	第一 ¹ 亚段	4 243.2 ~ 4 364.7
		第一 ² 亚段	4 364.7 ~ 4 477.5
W207井	第二段	2 987.5 ~ 3 049.1	61.6
	第一段	第一 ¹ 亚段	3 049.1 ~ 3 144.7
		第一 ² 亚段	3 144.7 ~ 3 247.5

2.1 页岩矿物组分特征

页岩的矿物组成通常能够指示沉积环境的变化,不同的矿物组成特征能够反映出不同的构造和沉积环境^[21, 22]。岩心X射线衍射分析数据表明,筇竹寺组页岩矿物以石英、长石和黏土矿物为主要矿物成分,整体以脆性矿物(石英+长石+碳酸盐)为主,其中Z201井石英含量在7.5%~85.5%,平均为40.2%;长石含量在1.5%~53.5%,平均为27.3%;黏土矿物含量在2.8%~37.2%,平均为19.5%;白云石、方解石和黄铁矿的平均含量分别为5.6%,3.3%和4.0%(图2a)。WY1井石英含量在11.5%~50.4%,平均为34.1%;长石含量在7.7%~34.1%,平均为20.5%;黏土矿物含量在9.3%~53.3%,平均为36.6%;白云石、方解石和黄铁矿的平均含量分别为4.9%,1.3%和2.5%(图2b)。这2口典型井均表现出筇竹寺组下部页岩石英含量相对较高,上部黏土矿物含量较高,中部长石含量较高。其中,Z201井以3小层脆性矿物含量最高,平均为89.5%,向上逐渐降低,脆性矿物以石英为主,黏土矿物含量在除3小层和5小层外,均高于20%,最高达30.7%。不同井位的黏土矿物含量差异最大,处于

槽缘的WY1井黏土矿物含量高于槽内Z201井,主要是因为槽缘WY1井更为靠近康滇古陆,受陆源碎屑物质的影响更为强烈,并且槽缘沉积相以粉砂泥质深水陆棚相为主,水体深度低于槽内炭泥质深水陆棚相^[13, 23]。

2.2 有机地球化学特征

2.2.1 有机质丰度

有机质丰度能够很好地反映页岩生烃能力和页岩气的赋存状态^[24]。有机质丰度的表征参数主要包括总有机碳含量(TOC),氯仿沥青“A”含量以及总烃含量。考虑到整个四川盆地筇竹寺组页岩处于过成熟阶段,主要采用TOC对筇竹寺组各小层有机质丰度进行表征与评价。槽内Z201井页岩储层平均TOC为2.54%,根据页岩气评价标准,Z201井为优质烃源岩。在Z201井不同层位上比较,有机质丰度有所差异,1小层TOC最高,平均可达4.41%,3小层和5小层页岩TOC次之,平均分别为2.77%和2.31%,表现出TOC随着地层自下而上逐渐降低的趋势(图3a)。纵向上,TOC变化大,其主要因为筇竹寺组粉砂质含量高,2,4,

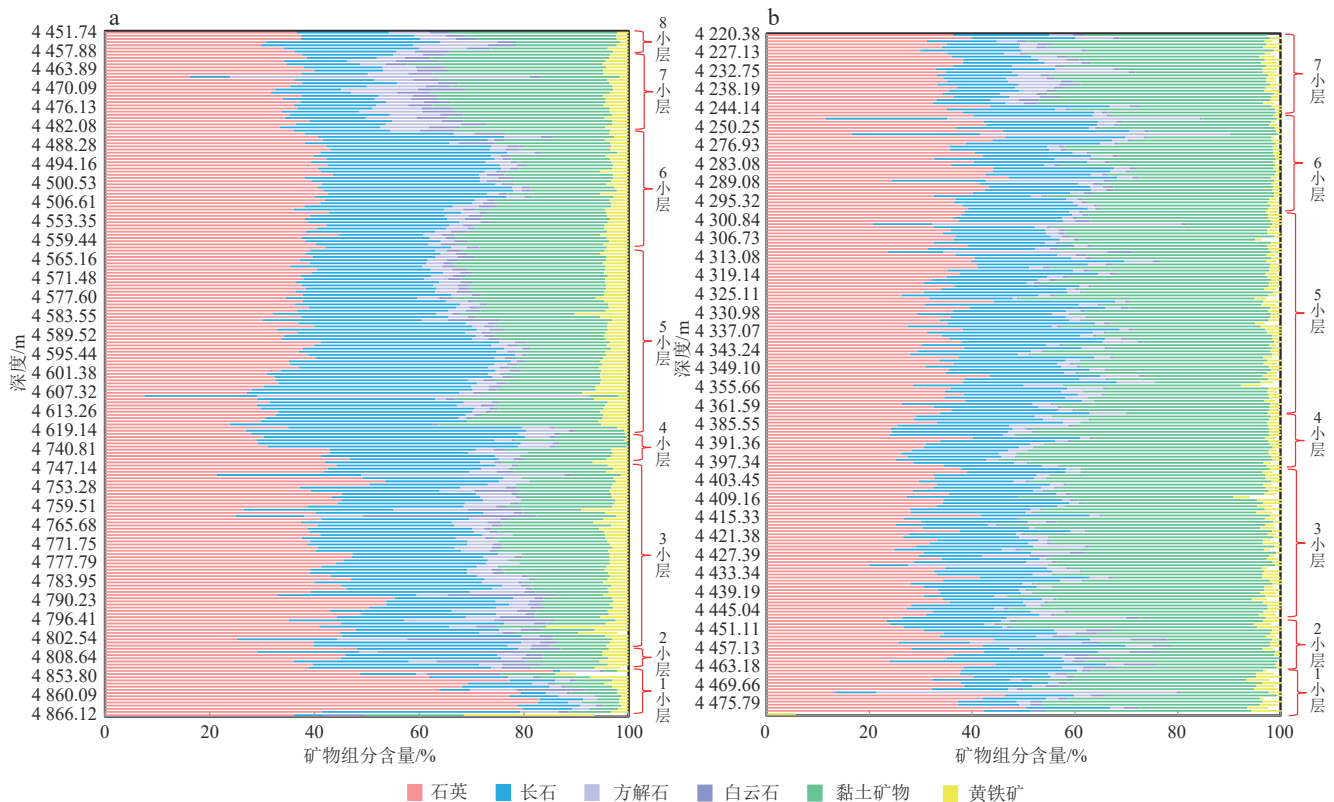


图2 四川盆地筇竹寺组页岩矿物组分分布

Fig. 2 Mineral compositions of Qiongzhusi Formation shales in the Sichuan Basin

a. 槽内,Z201井; b. 槽缘,WY1井

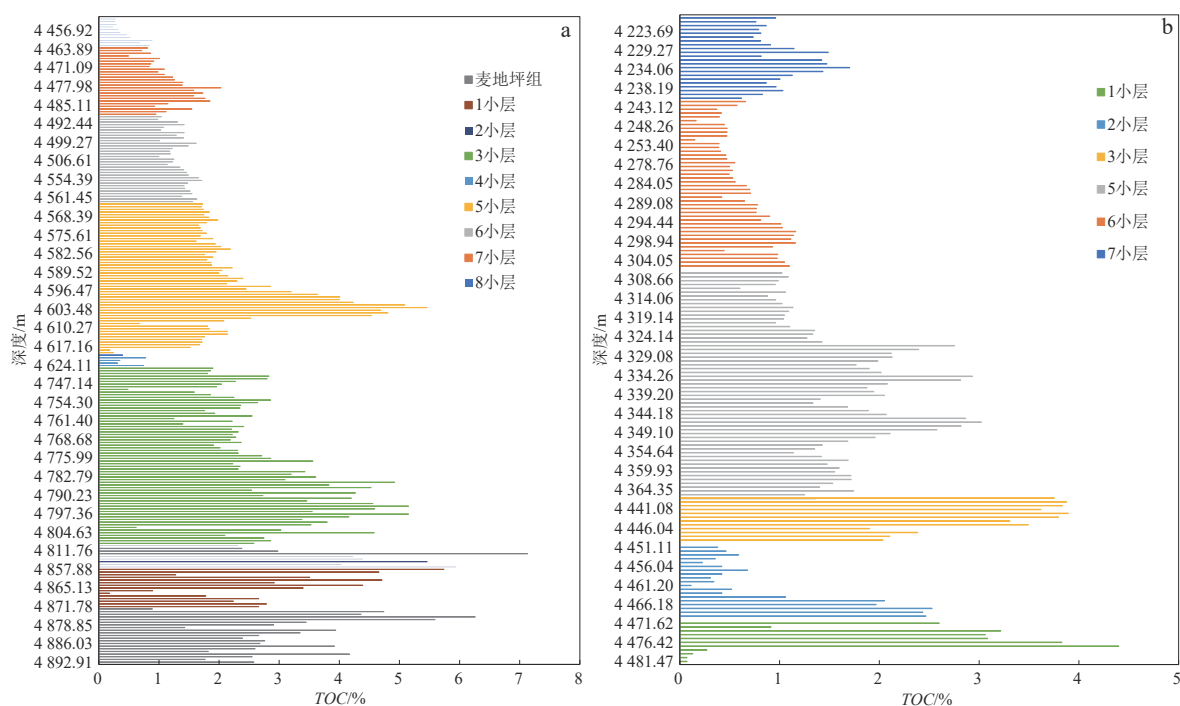


图3 四川盆地筇竹寺组页岩TOC分布

Fig. 3 Distributions of the TOC content in Qiongzhusi Formation shales in the Sichuan Basin

a. 槽内,Z201井;b. 槽缘,WY1井

6和8小层为粉砂质页岩层段,1,3,5和7为纯页岩层段,具有纹层构造,在镜下,粉砂质页岩纹层较为发育,

同时TOC也较低(图4a—f)。对TOC与纹层宽度和数量的相关性进行分析,发现筇竹寺组页岩纹层与有机

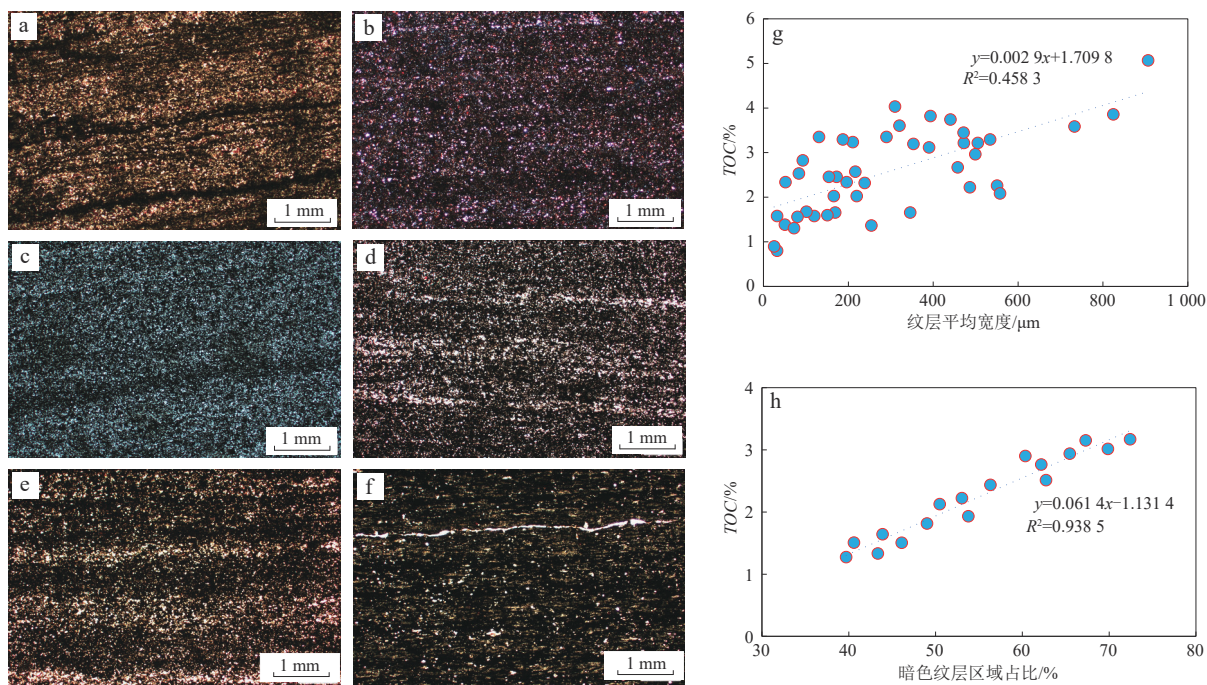


图4 四川盆地Z201井筇竹寺组页岩纹层光学显微镜下照片及TOC与纹层相关性

Fig. 4 Optical microscope images of laminae in the Qiongzhusi Formation shales in well Z201 in the Sichuan Basin and the correlations between the laminae and TOC content

a. 埋深4451.58 m, TOC=0.28%, 7小层, 单偏光; b. 埋深4473.58 m, TOC=1.13%, 7小层, 正交偏光; c. 埋深4502.89 m, TOC=1.18%, 6小层, 单偏光; d. 埋深4495.53 m, TOC=1.32%, 6小层, 单偏光; e. 埋深4500.77 m, TOC=1.49%, 6小层, 单偏光; f. 埋深4861.73 m, TOC=3.71%, 1小层, 单偏光; g. TOC与纹层平均宽度相关性; h. TOC与暗色纹层区域占比相关性

碳含量相关性较强,单个纹层宽度越宽,暗色纹层占比越大, TOC 越高(图4g,h),说明纹层对 TOC 具有一定的控制作用,但对于有机质富集的差异,仍需进一步探讨。在同一层位不同井位的比较中,发现裂陷槽内Z201井有机质丰度高于槽缘WY1井,WY1井筇竹寺组各小层 TOC 普遍在1%~2%(图3b),越接近槽内 TOC 越高。

2.2.2 有机质热演化成熟度

适中的热演化成熟度和良好的干酪根类型有利于页岩气的产出和保存^[25,26]。在槽内Z201井中,通过页岩激光拉曼光谱图可以看出D峰与G峰峰位移动间距较小,反映成熟度较小,纵向各储层热成熟度(镜质体反射率 R_o)在3.29%~3.44%,平均值为3.36%,热演化成熟度适中;槽内GS17井页岩D峰与G峰峰位移动间距较大,反映成熟度较高, R_o 范围在3.54%~3.60%;槽外W201井页岩D峰与G峰峰位移动间距较小,反映成熟度较小,范围在3.02%~3.33%(图5;表2)。槽内页岩成熟度普遍高于槽外。通过页岩干酪根碳同位素分析, $\delta^{13}C$ 的平均值在-30‰左右,母质来源为藻类和疑源类,生烃母质主要为I型干酪

根^[27,28],类型好,有着较强的生油气的能力。此外,乐山-龙女寺古隆起内页岩热成熟度相对低于古隆起外,表现出古隆起控制了筇竹寺组页岩的热演化程度(图5b—d)。因此,筇竹寺组页岩具有高有机质丰度、适中的成熟度和良好的生烃母质的特征,并且在裂陷槽内的筇竹寺组有机化学特征要优于槽外。

2.3 储集空间类型及特征

2.3.1 孔隙特征

裂陷槽筇竹寺组页岩微观孔隙类型丰富,结合扫描电镜观测,分为无机孔和有机孔,孔隙按孔径大小又可分为宏孔(>50 nm)、介孔(2~50 nm)、微孔(<2 nm)。无机孔主要为矿物碎屑颗粒骨架间保留下来的孔隙。筇竹寺组页岩与龙马溪组页岩不同,前者发育各类无机孔,且发育数量多,特别是石英、长石、方解石和白云石等脆性矿物孔隙发育程度好,整体含量高,对储集空间贡献大。槽内Z201井无机孔孔径以200~600 nm和1~3 μm 为主(图6d,f),无机孔孔径相对较大,以宏孔为主。

有机孔主要见于有机质内部,有机质生烃的同时

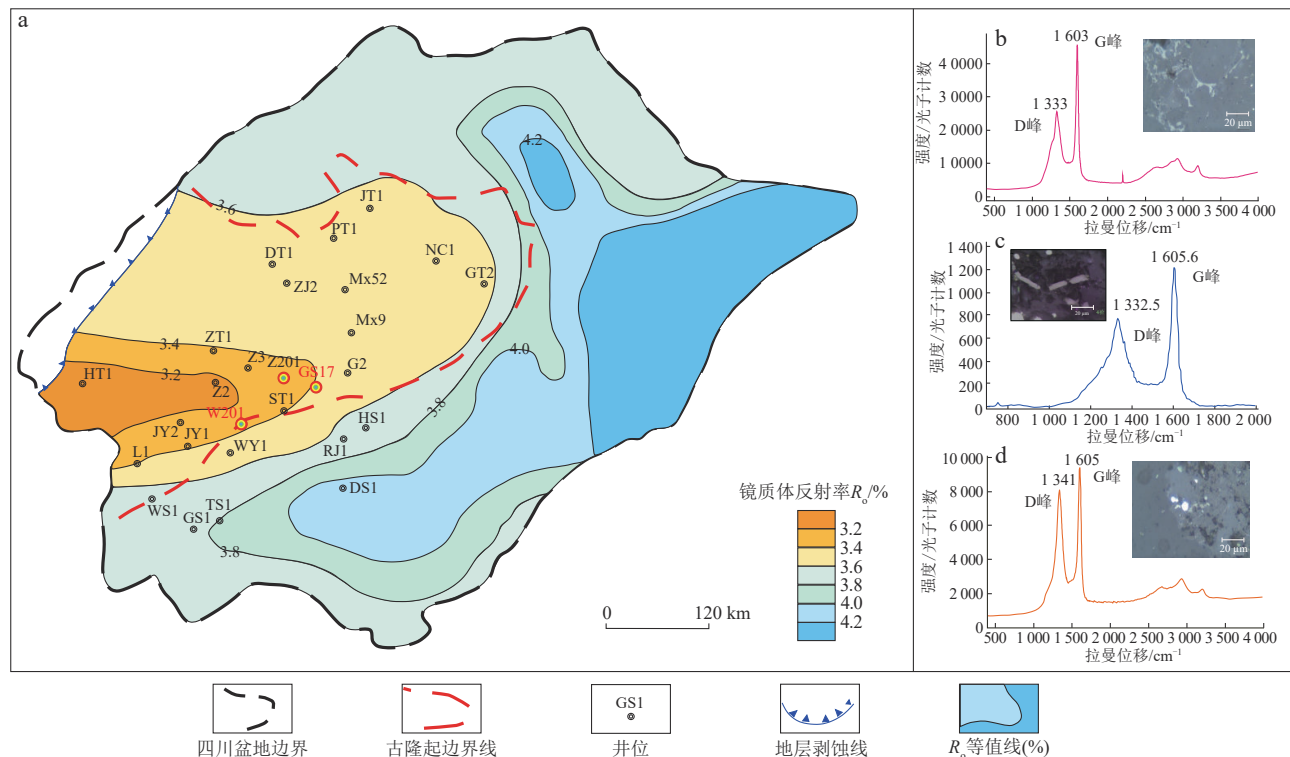


图5 四川盆地乐山-龙女寺古隆起边界及有机质热演化程度

Fig. 5 Boundaries of the Leshan-Longnansi paleouplift in the Sichuan Basin and the degree of organic matter thermal evolution within the paleouplift

a. 有机质成熟度(镜质体反射率 R_o)等值线平面图;b. Z201井页岩激光拉曼光谱;c. GS17井页岩激光拉曼光谱;d. W201井页岩激光拉曼光谱

表2 四川盆地筇竹寺组页岩 R_o (拉曼)值及干酪根碳同位素统计

Table 2 Statistics of R_o (derived using Raman spectroscopy) and kerogen carbon isotope values of the Qiongzhusi Formation shales in the Sichuan Basin

样品位置	井名	层位	埋深/m	R_o (拉曼)/%		$\delta^{13}C$ (干酪根)/‰	
				范围	平均值	范围	平均值
槽内	Z201	筇竹寺组	4 893. 29	3. 29 ~ 3. 44	3. 36	-29. 93 ~ -28. 61	-29. 41
	GS17	筇竹寺组	4 976. 86	3. 54 ~ 3. 60	3. 57	-31. 05 ~ -28. 23	-30. 04
	N206	筇竹寺组	1 863. 57	3. 71 ~ 3. 75	3. 74	-31. 42 ~ -29. 86	-31. 14
	N208	筇竹寺组	3 237. 97	3. 72 ~ 3. 81	3. 78	-30. 12 ~ -27. 59	-29. 55
槽外	W201	筇竹寺组	2 822. 42	3. 02 ~ 3. 33	3. 22	-31. 86 ~ -27. 74	-30. 23
	JS1	筇竹寺组	3 280. 52	3. 41 ~ 3. 50	3. 46	-31. 00 ~ -29. 30	-30. 58
	PT1	筇竹寺组	3 280. 52	3. 38 ~ 3. 52	3. 44	-34. 08 ~ -30. 64	-32. 33

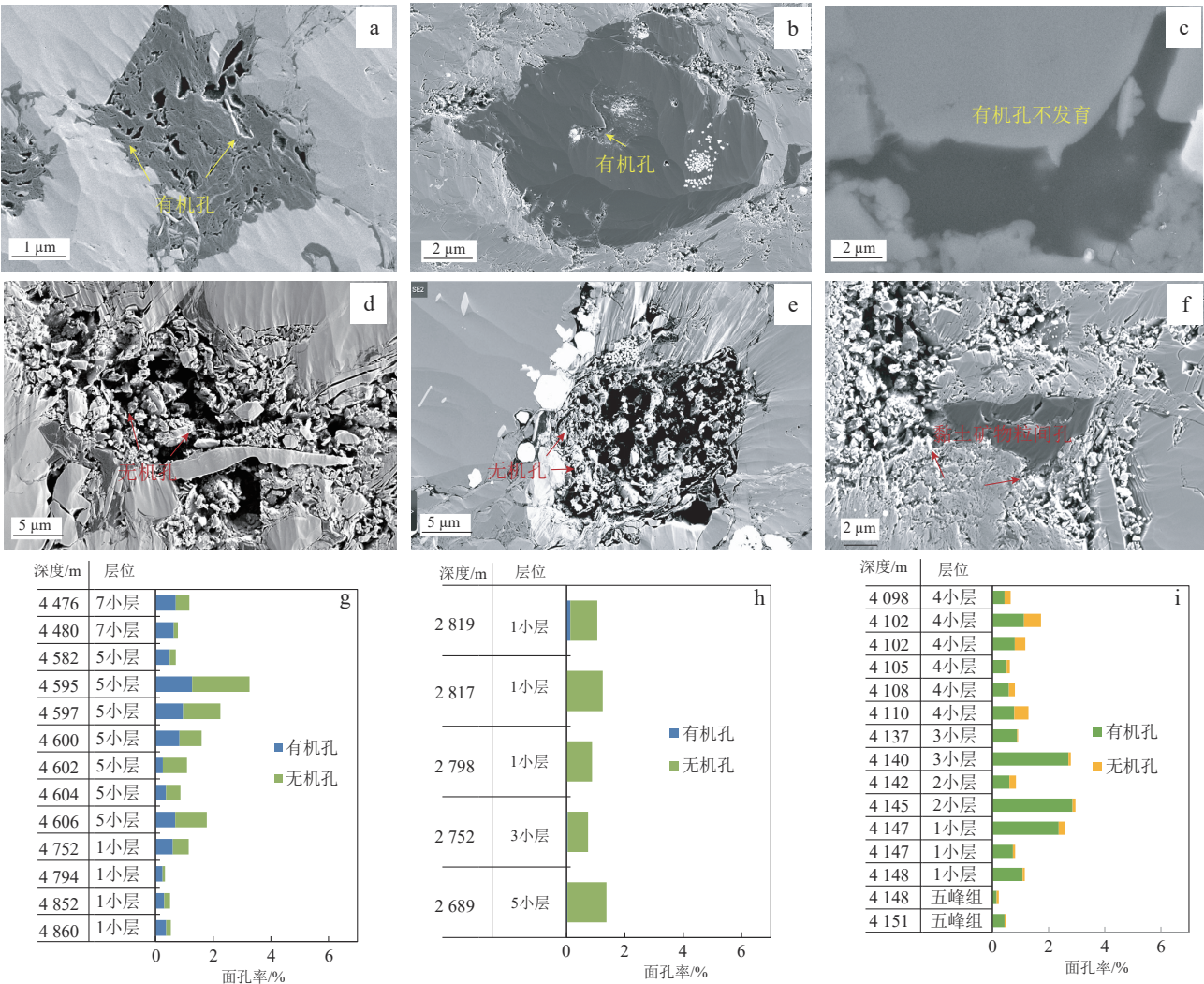


图6 四川盆地筇竹寺组页岩储层孔隙类型镜下特征照片及筇竹寺组、龙马溪组各小层不同孔隙类型占比纵向分布特征

Fig. 6 Microscopic characteristics of pores of various types in the Qiongzhusi Formation in the Sichuan Basin and the vertical distribution of each pore type' proportions in all the layers of the Qiongzhusi and Longmaxi formations in the Sichuan Basin

a. Z201井,有机孔发育,槽内,埋深4 458. 74 m,SEM;b. WY1井,有机孔较发育,槽缘,埋深4 296. 97 m,SEM;c. W201井,有机孔不发育,槽外,SEM;
d. Z201井,无机孔发育,埋深4 458. 74 m,槽内,SEM;e. WY1井,无机孔发育,槽缘,埋深4 296. 97 m,SEM;f. W201井,黏土矿物粒间孔,槽外,埋深2 771. 30 m, SEM;g. Z201井,筇竹寺组,槽内;h. W201井,筇竹寺组,槽外;i. Y101H井,龙马溪组

会留下有机质孔,有机质表面可吸附热演化过程中产生的烃类气体,主要赋存吸附剩余未排出的游离气体^[29]。槽内有机孔发育程度高,Z201井有机孔孔径以20~60 nm为主(图6a,b),但槽外有机孔发育程度较低,与龙马溪组相比缺乏孔径大于100 nm的有机孔(图6g—i),其主要受乐山-龙女寺古隆起影响,古隆起高部位总体是张性背景,而裂陷槽为古隆起上拉张而成,底部发育张性断裂,筇竹寺组基本只受到重力负荷作用,缺乏构造挤压作用^[30,31],可能是裂陷槽内成岩作用压实较弱的原因,导致槽内有机孔发育好,槽外发育差。槽内Z201井纵向上有机孔发育有所差异,其主要与TOC相关,高TOC小层与高有机孔具有高度相关性。

筇竹寺组页岩孔隙度主要受到裂陷槽的控制。槽内Z201井各储层孔隙度均为最高,1,3,5和7小层平均孔隙度分别为3.12%,3.82%,4.60%和4.39%,其中3小层孔隙度最高,最高可达6.21%(表3)。槽内孔隙度高于槽外,槽外筇竹寺组页岩孔隙度总体较低,北段槽外威远地区5小层和7小层相对更高,南段槽外仅发育1小层,且孔隙度较低,约为1%。槽内渗透率5小层和7小层明显优于3小层和1小层,整体为低-中孔低渗的储层特征。

综上,结合面孔率定量分析孔隙发育状况,可知裂陷槽内筇竹寺组页岩有机孔和无机孔均有发育,槽内Z201井储层面孔率从大到小分别为5,7,3和1小层,其有机孔含量低于龙马溪组,无机孔含量高于龙马溪组;槽外以WY1井为例,筇竹寺组页岩主要发育无机孔。槽内地区孔隙发育良好,适合页岩的富集和保存,且高脆性矿物和微裂缝有利于后续的页岩气开发。

2.3.2 天然裂缝特征

天然裂缝是页岩气的重要储集空间,其分布形态、特征及规律对于页岩气的流动及后期压裂效果均有重

要影响。裂缝的形成主要与岩石脆性、有机质生烃、地层孔隙压力、水平应力差异、断层和褶皱等因素相关^[32-34]。本次研究主要通过岩心观察、成像测井、地震预测等方法对筇竹寺组页岩储层天然裂缝进行研究。从成像测井上可以看出,槽内Z201井在1,3,5和7黑色页岩小层均发育少量裂缝,其中5小层相对较发育(图7a)。

天然裂缝在5小层内纵向上平均每间隔5 m重复出现一次,角度在70°~80°,经过计算和模型恢复,建立Z201井裂缝发育模式,在水平方向上每1.8 m和纵向上每5 m的间隔距离发育一条70°~80°高角度主裂缝和少数次级低角度裂缝(图7b)。通过槽缘WY1井岩心观察,同样观察到天然裂缝发育程度总体较低(图7c),表明在裂陷槽所发育的筇竹寺组地层受构造活动较弱,天然裂缝发育较少。

2.4 含气性特征

2.4.1 含气饱和度

四川盆地筇竹寺组页岩具有高含气饱和度特征,有利于页岩气的流动,具有页岩气高产量。纵向分布而言,在1,3,5和7小层之间,含气饱和度整体自下而上呈现出增大—减小—增大—减小的特征,以5小层中部和3小层下部为含气饱和度最高层段(图8a,b)。

含气饱和度在平面分布上也存在差异,结合以往筇竹寺组页岩气井测试成果,绘制裂陷槽及邻区各小层含气饱和度等值线图(图9)。槽内Z201井含气饱和度在1小层介于53.10%~88.20%(平均76.31%),在3小层介于67.30%~83.40%(平均76.01%),在5小层介于66.80%~84.90%(平均74.91%),在7小层介于60.00%~63.30%(平均63.70%),槽缘WY1井含气饱和度在1小层介于52.50%~91.30%(平均63.90%),在3小层介于73.30%~91.40%(77.43%),在5小层介于61.50%~81.80%(平均74.89%),在7小层介于48.70%~69.90%(平均57.60%)。

2.4.2 含气量

综合资中地区筇竹寺组不同井的页岩气总含气量(游离气和吸附气含量总和)、含水饱和度测试和气测录井数据,证实了在不同层段上和平面上页岩含气性具有明显的差异。槽内Z201井总含气量在3.4~9.7 m³/t,平均为7.4 m³/t,其中吸附气含量在1.5~3.1 m³/t,平均为2.2 m³/t,游离气含量在0.3~7.6 m³/t,平均为

表3 四川盆地Z201井筇竹寺组有利储层孔隙度

Table 3 Porosity of favorable reservoirs in the Qiongzhusi Formation in well Z201 in the Sichuan Basin

地层	储层编号	样品数/个	孔隙度/%		
			最大值	最小值	平均值
第二段	7小层	26	5.29	1.60	4.39
第一 ¹ 亚段	5小层	58	6.21	1.39	4.60
	3小层	64	4.76	1.42	3.82
第一 ² 亚段	1小层	14	4.64	1.20	3.12
麦地坪组	MDP	28	6.26	0.18	2.86
合计		190	6.21	0.18	3.91

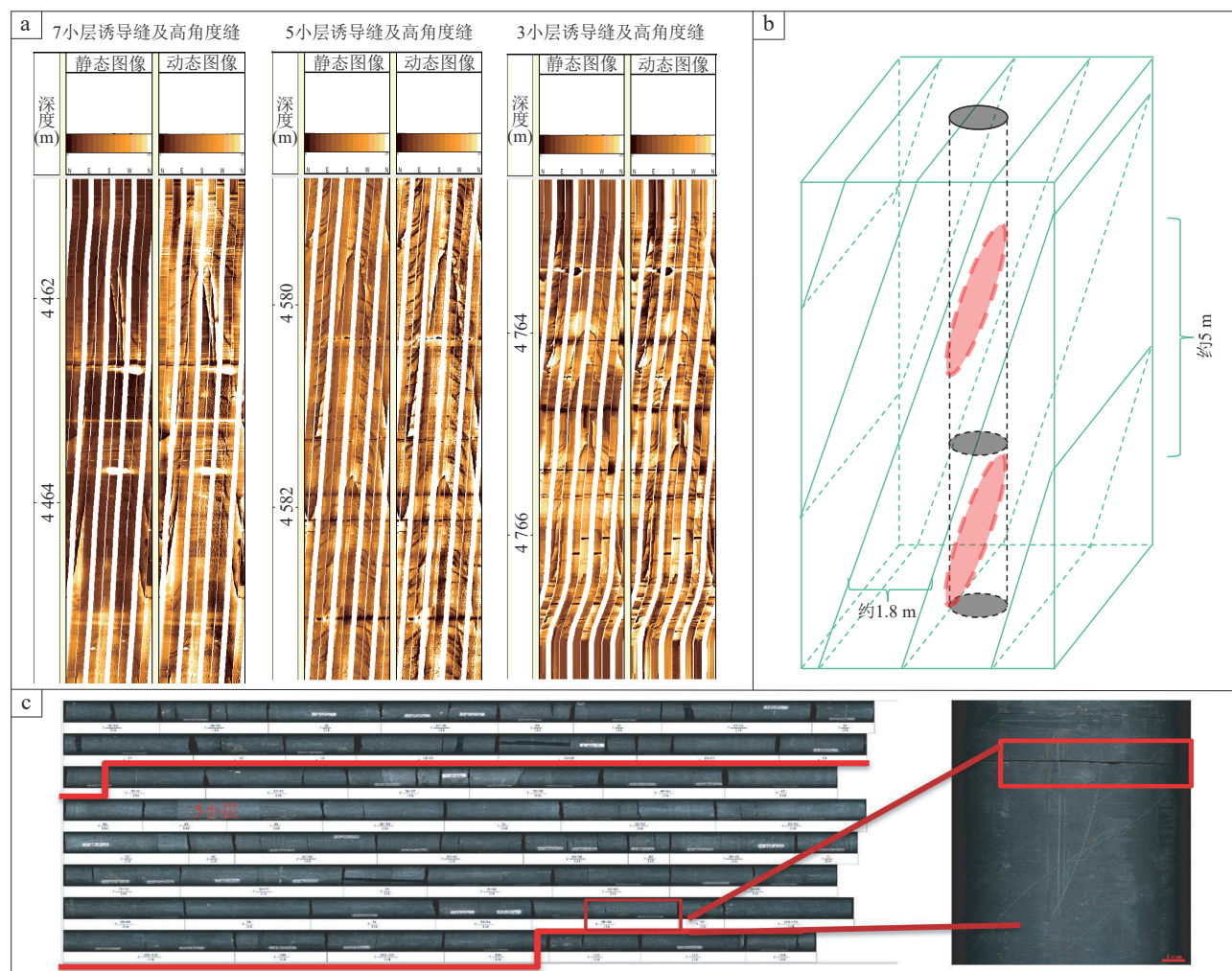


图7 四川盆地筇竹寺组Z201井和WY1井页岩储层裂缝特征

Fig. 7 Fracture characteristics of the Qiongzhusi Formation in wells Z201 and WY1 in the Sichuan Basin

a. Z201井,成像测井;b. Z201井,裂缝发育模式;c. WY1井,5小层岩心特征

5.2 m³/t,含水饱和度在14.7%~32.2%,平均为22.6%,全烃含量在20.0%~40.0%(图8c,图10a);槽缘WY1井测得3小层和5小层的含气性,总含气量在7.2~8.2 m³/t,平均为7.7 m³/t,其中吸附气含量在1.8~2.0 m³/t,游离气含量在5.2~6.4 m³/t,含水饱和度在13.6%~22.6%,全烃含量在1.2%~17.1%;槽外ST1井总含气量在5.4~6.5 m³/t,平均为6.3 m³/t,其中吸附气含量在1.8~1.9 m³/t,平均为1.9 m³/t,游离气含量在3.6~4.7 m³/t,平均为4.4 m³/t,含水饱和度在12.9%~22.5%,平均为21.4%,全烃含量在5.0%~18.2%(图8d,图10b)。

前期勘探表明了四川盆地筇竹寺组页岩具有高含气量,具有商业开采的价值,其中以5小层储层含气量最高,品质最好。同时,发现在裂隙槽内部及边缘地区的Z201井和WY1井的含气性要远高于槽外ST1井,证实槽内页岩的品质优,具有良好的生烃和成储的条件,

有利于页岩气的富集和保存。

3 页岩储层展布特征

3.1 储层分类

页岩储层的分类评价方法较为局限,没有统一的标准。目前需要针对于四川盆地筇竹寺组页岩建立一套适用性强的储层分类标准。《页岩气资源/储量计算与评价技术规范》中储层评价参数包括页岩有效厚度、含气量、TOC、 R_o 和脆性矿物含量。

由于页岩孔隙度对游离气含量影响大,因此将孔隙度也作为页岩储层评价指标之一。通过调研国内外各大页岩气田的储层特征发现,储层品质对气井产量有重要影响。页岩储层品质影响因素多,大致可以分为生气潜力、储集物性、可压裂性和含气性等4大类

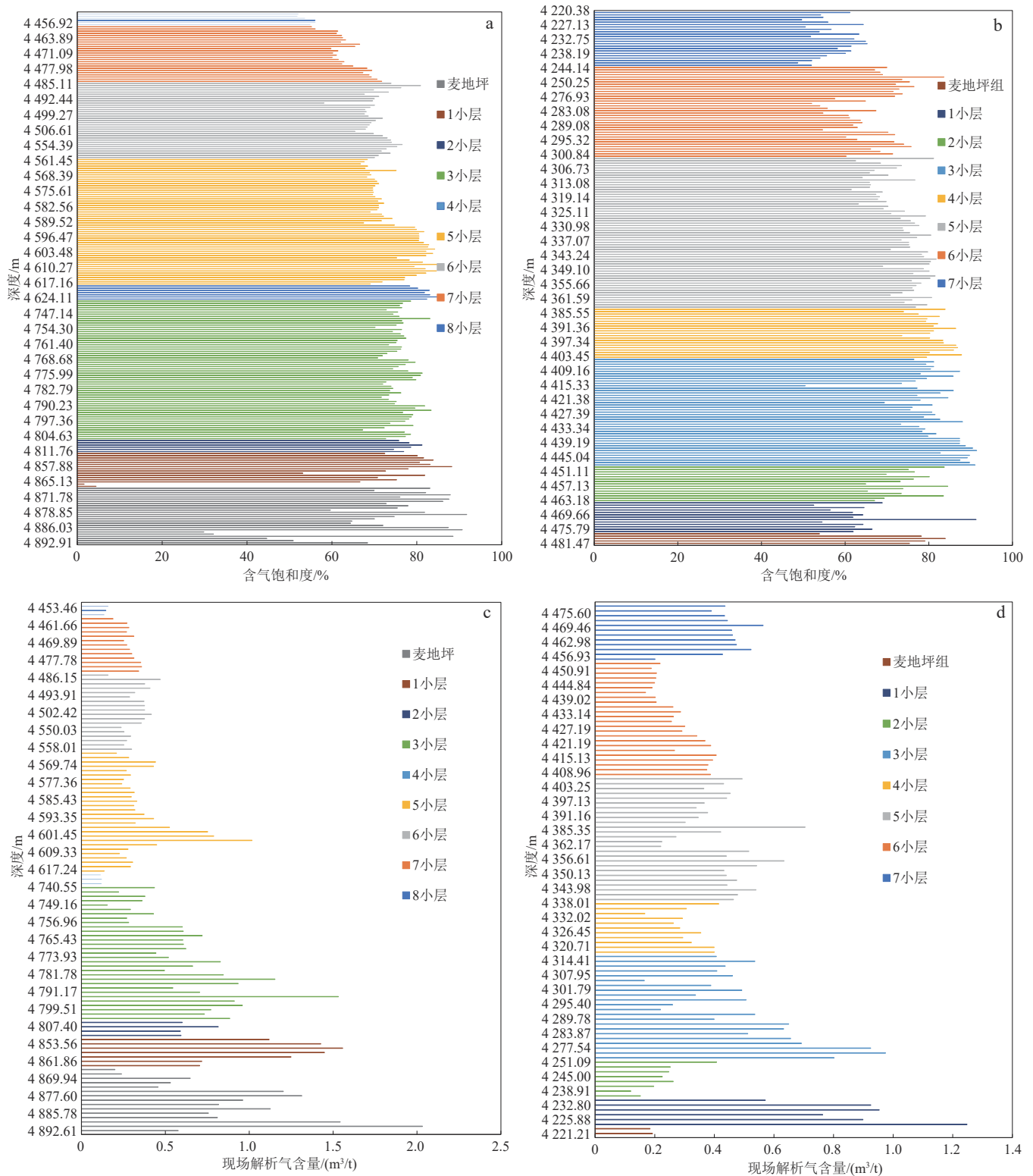


图8 四川盆地筇竹寺组页岩储层纵向含气饱和度分布与现场解析气含量

Fig. 8 Vertical distributions of the gas saturation and field desorbed gas content in the Qiongzhusi Formation in the Sichuan Basin

a. 槽内,Z201井,含气饱和度;b. 槽缘,WY1井,含气饱和度;c. 槽内,Z201井,现场解析气含量;d. 槽缘,WY1井,现场解析气含量

别^[35, 36],分别选取 TOC 、孔隙度、脆性指数和含气量4项静态参数进行页岩储层分类,并从横向和纵向上对筇竹寺组页岩进行储层展布特征分析(表4)。

3.2 页岩储层纵向展布特征

四川盆地德阳-安岳裂陷槽主要控制着筇竹寺组

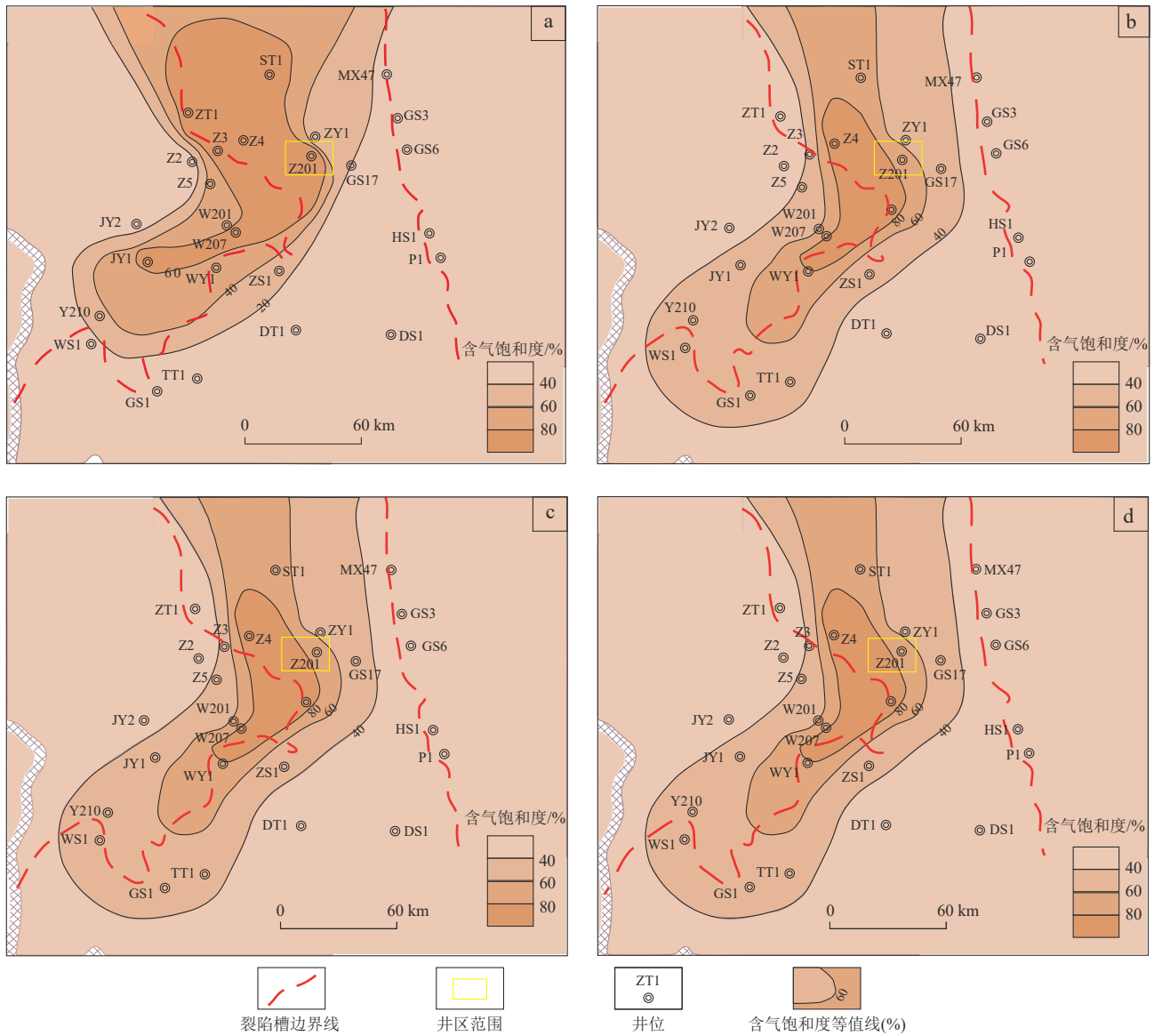


图9 四川盆地裂陷槽及邻区筇竹寺组页岩储层小层含气饱和度等值线图

Fig. 9 Contour maps showing the gas saturation in several layers of the Qiongzhusi Formation in the Deyang-Anyue aulacogen and its periphery in the Sichuan Basin

a. 1小层;b. 3小层;c. 5小层;d. 7小层

表4 四川盆地筇竹寺组页岩储层分类标准^[37-40]

Table 4 Criteria for classification of Qiongzhusi Formation shale reservoirs in the Sichuan Basin^[37-40]

参数	储层分类		
	I类	II类	III类
TOC/%	≥2	1~2	<1
有效孔隙度/%	≥4	2~3	<2
脆性指数/%	≥55	35~55	100
含气量/(m ³ /t)	≥2	1~2	<2

厚度和沉积相分布,筇竹寺组在裂陷槽内为深水陆棚相,槽外为浅水陆棚相,槽内、槽外构造相对简单,无明显

的断裂构造带^[41-42]。筇竹寺组底界埋深在4 100~5 050 m,自南西向北东逐渐增大,为超深层页岩。裂陷槽内筇竹寺组最厚,厚度超过500 m,Z201井筇竹寺组厚度为576 m,且底部发育厚层的麦地坪组。裂陷槽缘筇竹寺组厚度为300~450 m,WY1井筇竹寺组厚度为310 m,且底部麦地坪组薄;裂陷槽外筇竹寺组厚度小于300 m,一般缺失麦地坪组(表1)。依据储层分类标准,TOC≥2%的黑色页岩主要分布于1,3,5和7小层,槽内Z201井I类储层主要在1,3和5小层中,储层厚度大。槽外WY1井储层品质较差,I+II类储层分布于3和5小层中,储层厚度较小(表5)。

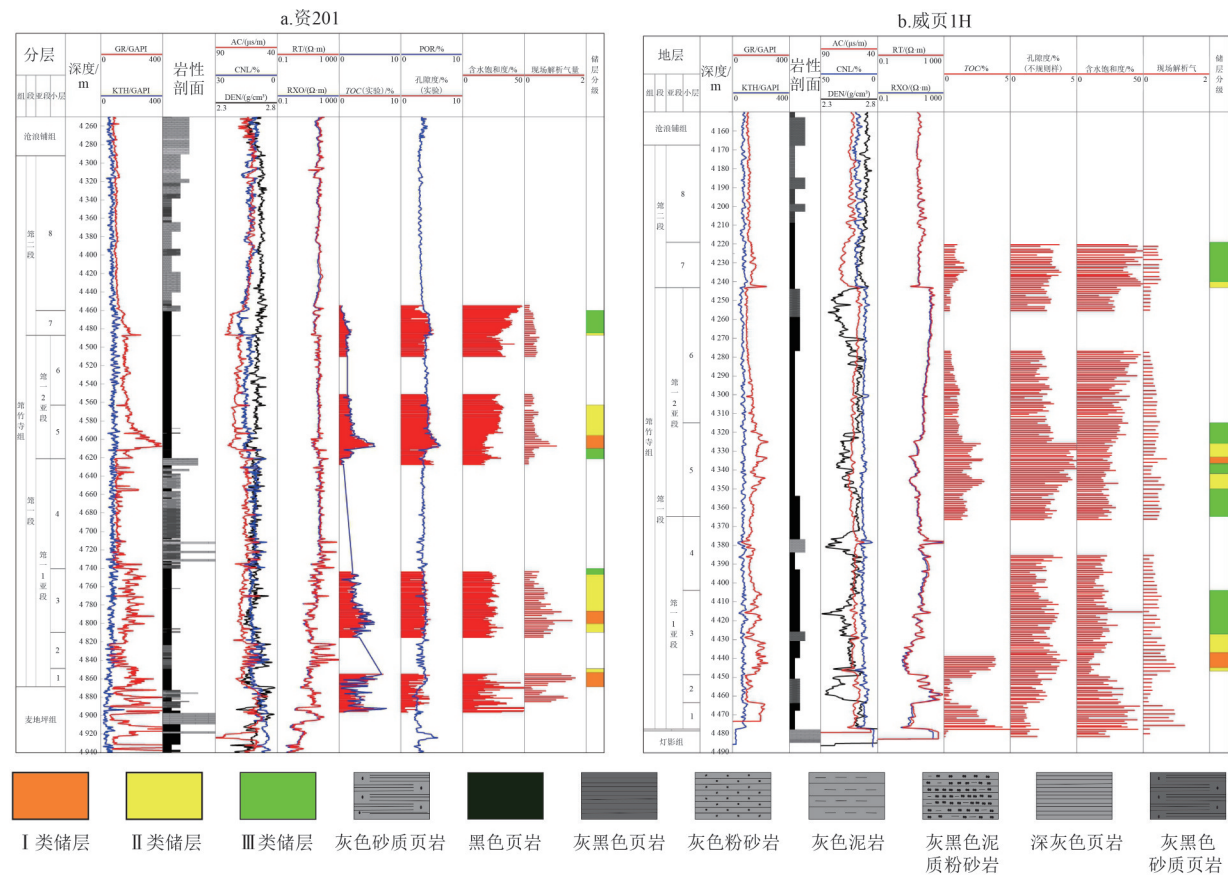


图 10 四川盆地筇竹寺组页岩储层测井评价综合柱状图

Fig. 10 Composite column showing the log evaluation of the Qiongzhusi Formation in the Sichuan Basin

a. Z201 井; b. WY1 井

表 5 四川盆地 Z201 井和 WY1 井筇竹寺组页岩储层参数 ($TOC \geq 2\%$)

Table 5 Parameters of the Qiongzhusi Formation shale reservoirs ($TOC \geq 2\%$) in wells Z201 and WY1 in the Sichuan Basin																	
井名	地层	小层 编号	起始 深度/m	终止 深度/m	地层 厚度/m	储层 厚度/m	有效孔 隙度/%	含水 饱和度/%	黏土 矿物 含量/%	碳酸盐 矿物 含量/%	石英 含量/%	脆性 指数/%	吸附气 $TOC\%$	游离气 含量/ (m^3/t)	总含 气量/ (m^3/t)	储层 类型	
Z201	第二段	7	4 460.9	4 487	26.1	2.4	4.8	32.2	24.3	0	63.0	69.0	2.1	1.5	5.7	7.2	Ⅱ类
	第一 ² 亚段	5	4 563.2	4 620.9	57.7	40.6	4.8	25.4	21.3	1.4	64.0	71.2	2.8	1.7	6.3	8.0	Ⅰ类
	第一 ¹ 亚段	3	4 740.4	4 809.3	68.9	15.0	3.9	25.3	13.6	12.5	63.1	80.4	2.7	1.7	5.0	6.6	Ⅰ类
		1	4 846.9	4 868.8	21.9	4.1	3.9	24.7	9.6	12.4	67.0	83.8	3.2	1.9	5.0	6.8	Ⅰ类
WY1	第二段	7	4 219.1	4 243.2	24.1	0.6	4.0	37.8	34.9	6.2	45.4	57.0	2.1	1.4	3.7	5.2	Ⅱ类
	第一 ² 亚段	5	4 314.9	4 364.7	49.8	18.0	4.4	22.6	34.2	3.2	48.1	63.1	2.5	1.6	6.4	8.0	Ⅰ+Ⅱ 类
	第一 ¹ 亚段	3	4 403.9	4 448.7	44.8	23.0	3.7	19.3	35.8	2.2	47.4	66.2	2.8	1.7	5.8	7.5	Ⅰ+Ⅱ 类
		1	4 463.5	4 477.5	14.0	0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Ⅲ类

注:WY1井下伏为灯影组,1小层气体散失。“—”为无数据。

3.3 页岩储层平面展布特征

在对筇竹寺组页岩储层纵向研究的基础上,结合

裂隙槽的相控特征和筇竹寺组页岩厚度进行平面展布特征分析。研究区主要位于裂隙槽内中段地区,向东西延伸至裂隙槽外。裂隙槽内发育着麦地坪组,与筇

竹寺组整合接触,沉积厚度大,最厚可达203 m。而槽外总体上缺失麦地坪组,与灯影组不整合接触。麦地坪组、筇竹寺组和沧浪铺组沉积时裂隙槽地貌差异被不断沉积充填,筇竹寺组逐渐向两侧槽外高地超覆,筇竹寺组厚度和沉积地貌整体受到裂隙槽控制^[30]。

因此,裂隙槽控制着筇竹寺组页岩地层厚度和沉积时期有机质富集和矿物组成的差异,进而控制着储层的展布,为明确储层平面展布,结合各井筇竹寺组页岩纵向储层厚度,绘制了筇竹寺组页岩储层类型连井剖面图(图11)。对比分析可知:裂隙槽中心页岩储层发育套数最多,储层发育最好,共发育4套页岩储层,以Ⅰ类和Ⅱ类储层为主,页岩储层集中发育在1、3和5小层。槽缘页岩储层发育较好,发育3套页岩储层,多为Ⅱ类储层,其次为Ⅰ类储层;储层集中于筇竹寺组中段3小层和5小层。槽外储层品质差,仅发育1套储层,多数储层为Ⅱ类和Ⅲ类储层。

4 页岩储层品质差异性成因

4.1 德阳-安岳裂隙槽控制储层发育

下寒武统沉积时期,由于受多期旋回构造-沉积作用,在快速海侵和缓慢海退的情况下,德阳-安岳裂隙槽水体深度大,还原性强,在该区域上填平补齐发育了一套范围广、厚度大的筇竹寺组黑色页岩^[43-45]。在平面上整体呈现出南北宽、中间窄的哑铃状构造分布,

并且裂隙槽具有东西分带和南北分段的特征^[46, 47]。裂隙槽东西向地貌变化整体控制筇竹寺组平面相带差异,裂隙槽南北向地貌变化整体控制筇竹寺组沉积,因此地层厚度与裂隙槽展布具有高度相关性,地层厚度较薄的区域与裂隙槽位置高度匹配(图12a),由此可以推测地层厚度受到裂隙槽沉积的影响。Z201井和WY1井在不同的沉积相带上,主要表现为Z201井位于沉积中心的槽内深水泥陆棚相带上,地层厚度大,而WY1井在槽缘的深水含粉砂质泥棚相带之上,地层厚度小于槽内相带。因此,在构造-沉积分异作用下,导致了在不同部位的筇竹寺组页岩地层厚度、矿物组成和有机质富集出现差异。

前文所述,槽内Z201井平均脆性矿物含量达76.5%,槽缘WY1井平均脆性矿物含量为60.8%,两口井矿物成分差异大。靠近槽缘斜坡的WY1井受康滇古陆陆源碎屑的影响大,矿物以石英、长石碎屑和黏土矿物发育为主,而Z201井矿物以热液成因的硅质矿物为主^[49]。WY1在相对高碎屑输入和低古生产环境,黑色页岩沉积颜色较浅,而Z201井与之相反,在构造-沉积分异和陆源碎屑的影响下,不同相带的矿物组成出现了差异。

U/Th元素含量比值能够指示水体的氧化还原环境,以U/Th比值大于1.25为强还原环境。槽内Z201井5小层页岩U/Th比值最高可达4.90,强还原段页岩厚度达29.0~51.4 m;槽缘WY1井5小层页岩U/Th比值最高可达2.40,强还原段页岩厚度达8.0~32.0 m。

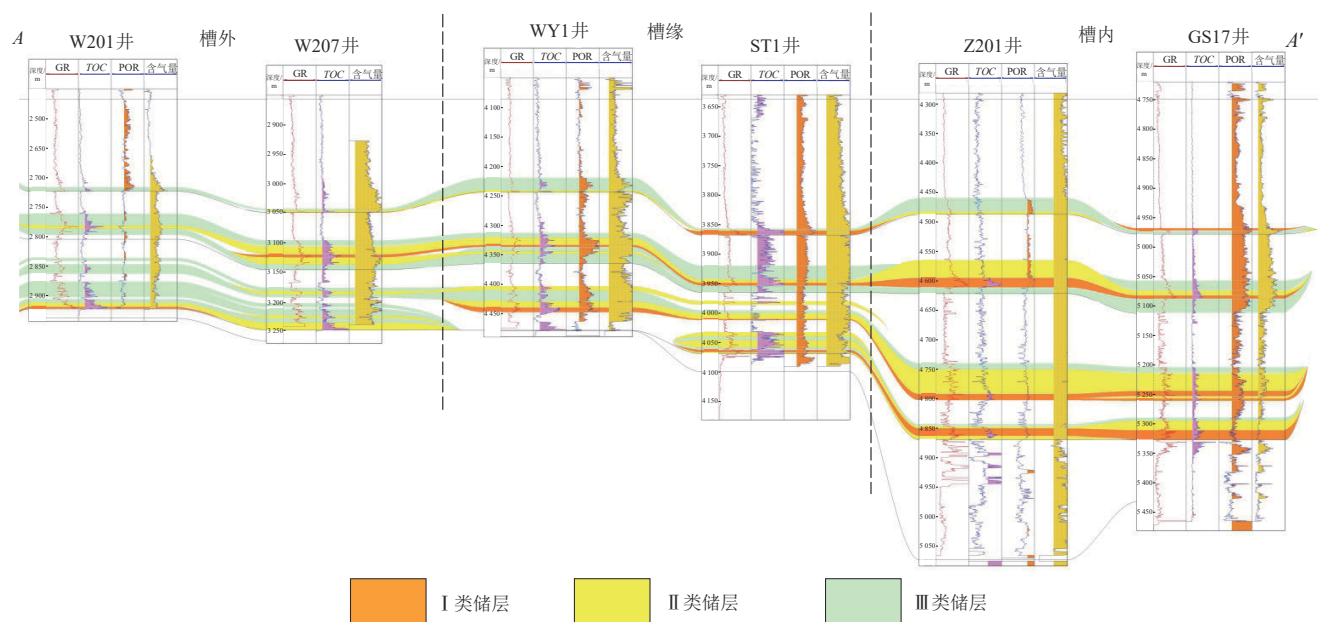


图11 四川盆地德阳-安岳裂隙槽筇竹寺组东西页岩向储层连井剖面(剖面位置见图15)

Fig. 11 WE-oriented well-tied cross-section of reservoirs in the Qiongzhusi Formation, Deyang-Anyue aulacogen, Sichuan Basin

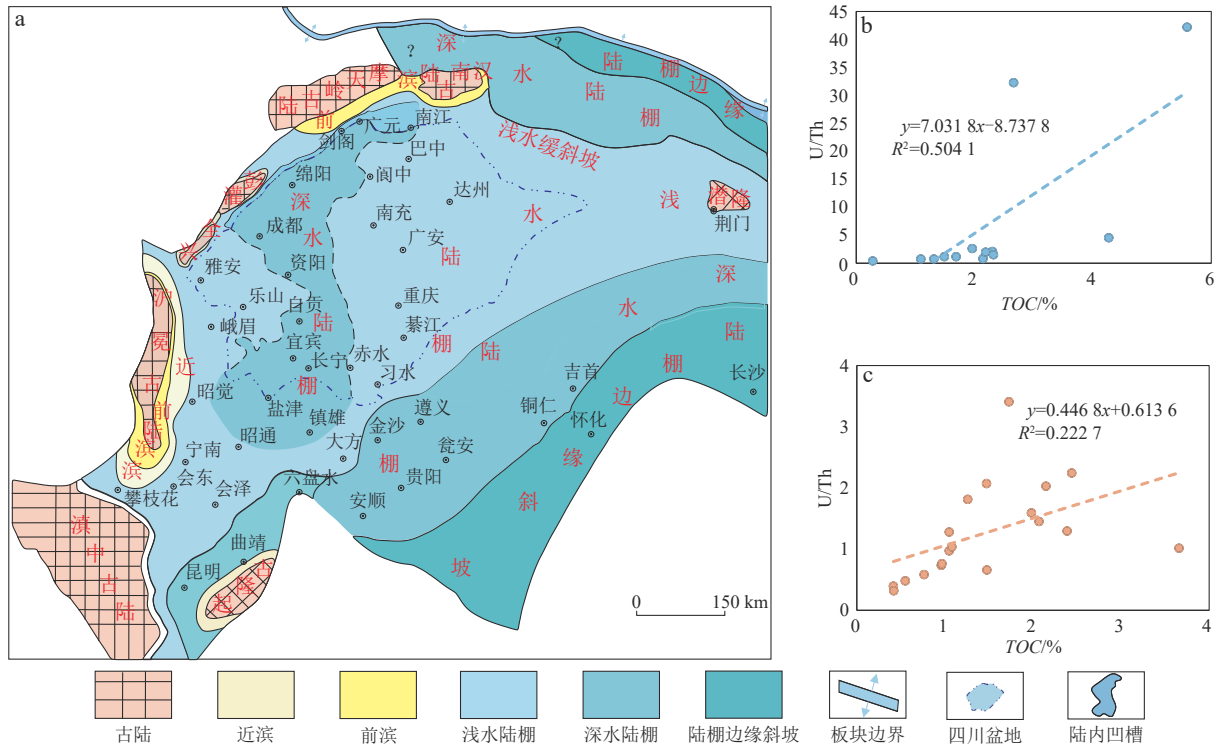


图12 上扬子板块沉积环境特征及筇竹寺组页岩U/Th元素含量比值与TOC关系(根据文献[45, 48]修改)

Fig. 12 Sedimentary environment of the Upper Yangtze Plate and the relationships between the U/Th ratio and TOC content in the Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin (modified after references [45, 48])

a. 上扬子板块沉积环境平面图;c. Z201井页岩TOC与U/Th比值关系;WY1井页岩TOC与U/Th比值关系

这说明槽内沉积中心水体深,还原性强。同时,Z201井页岩TOC与U/Th比值呈正相关性(图12b),而WY1井页岩TOC与U/Th比值的相关性较弱(图12c),表明了沉积还原环境越强,越有利于有机质的富集^[50]。

4.2 乐山-龙女寺古隆起控制储层演化程度

上述研究表明,裂陷槽内Z201井筇竹寺组页岩储层发育优于槽缘WY1井,前者具备页岩气高产的先决条件,但是否有大规模、稳定持续的页岩气产出还要看页岩气保存条件和有机质热演化程度是否合适。在德阳-安岳裂陷槽拉张后沉积的筇竹寺组页岩又受到了乐山-龙女寺古隆起构造抬升的影响(图13a)。前人研究表明:古隆起内的ZY1,GS1和ST1井页岩电阻率高而古隆起外的TT1井和HS1井的页岩电阻率极低(图13b),并且古隆起内页岩电阻率与埋深呈负相关关系,电阻率展布规律与古隆起地貌高度耦合,对应电阻率 $10\ \Omega\cdot\text{m}$ 下限,古隆起内页岩埋深下限为7 200 m;古隆起外页岩经历埋藏和隆升作用,电阻率普遍低于 $10\ \Omega\cdot\text{m}$,现今埋深界限约为5 500 m。而页岩电阻率受热成熟度和埋深共同控制,通常情况下,优质页岩储层的测井解释为高电阻率和高含气饱和度。因此

在测井资料解释到的高电阻率地层中往往能够发现有利富集层段^[51]。说明古隆起上筇竹寺组页岩的高电阻率指示着有机质的成熟度较低,具有适中的生烃能力,具备页岩气成藏条件。

同时,被古隆起抬升的筇竹寺组页岩持续处于高部位,压实作用相较于古隆起外更弱,页岩矿物颗粒以点接触和面接触为主,形成大量矿物粒间孔,发育大量的无机孔隙和有机孔隙,孔隙性好。而古隆起外页岩矿物颗粒以凹凸接触和缝合线接触为主,无机孔隙较发育,孔隙性差。Z201井页岩含气量高于WY1井,表明位于隆起之上的Z201井页岩储层孔隙发育空间优于WY1井。

4.3 槽-隆叠合控制储层品质

构造-沉积分异控制了德阳-安岳裂陷槽的筇竹寺组页岩储层发育,而乐山-龙女寺古隆起则控制了储层的演化程度^[7, 52-54]。通过单因素分析法综合分析影响筇竹寺组页岩储层品质的因素可以发现,裂陷槽主要控制了筇竹寺组页岩矿物组成、有机质富集及孔隙特征这3类因素,具体体现为:在裂陷槽内筇竹寺组页岩储层各项参数指标均优(图14),I类和II类储层

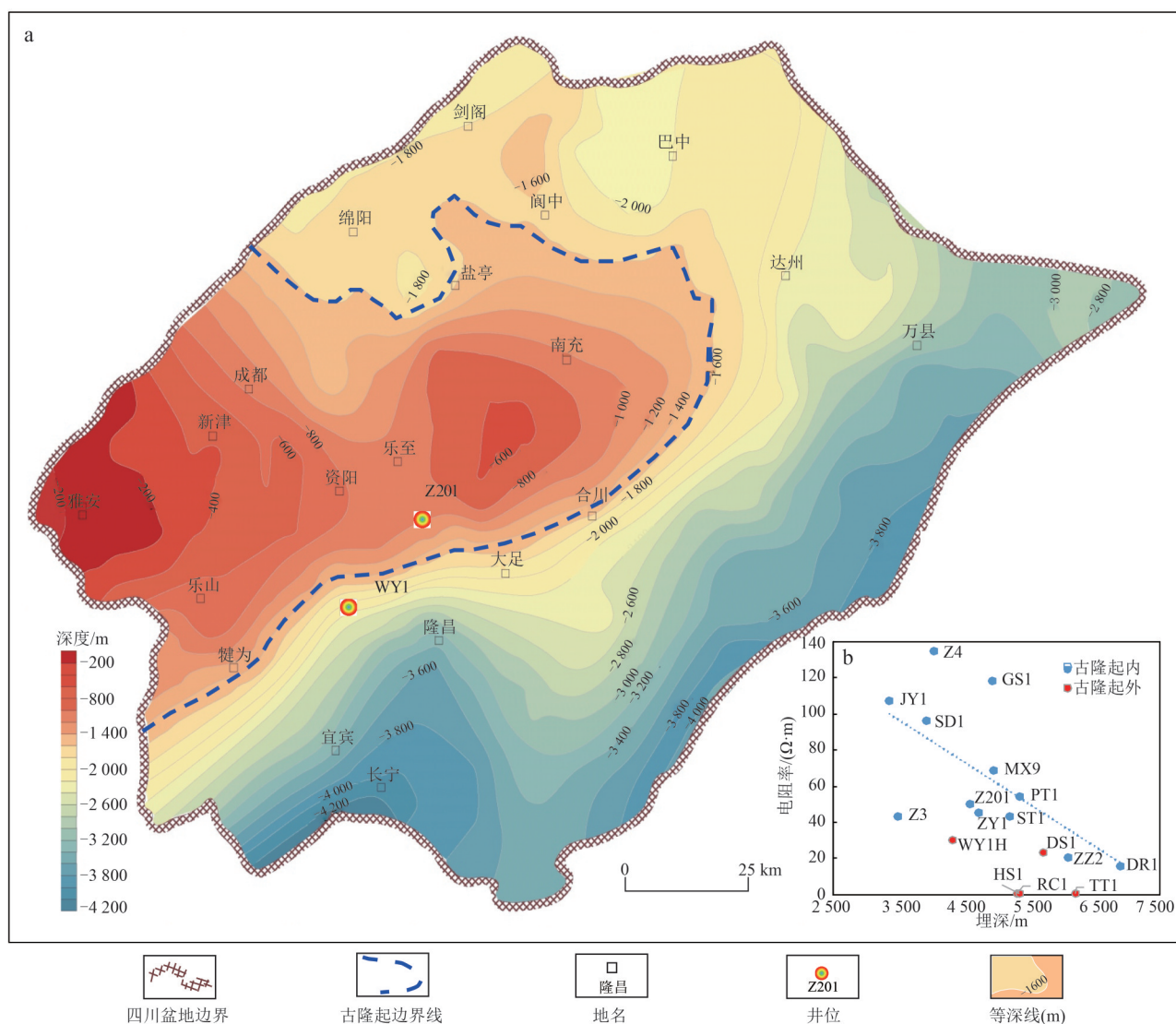


图13 四川盆地乐山-龙女寺古隆起范围(a)及筇竹寺组5小层页岩储层电阻率与埋深关系(b)

Fig. 13 Map showing the range of the Leshan-Longnvsi paleouplift and the relationship between resistivity and burial depth of layer 5 in the Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

厚度大,有利于页岩气生成、保存和产出;在乐山-龙女寺古隆起的背景下,筇竹寺组埋深作用降低,受温度和压力的影响较小,因此隆起内筇竹寺组有机质热演化成熟度普遍低于隆起外,适中的热演化程度使得隆起内具备大规模富气的条件(图15)。

将以上因素进行多因素叠合评价^[55-57],综合分析表明,在槽-隆叠合区位置的筇竹寺组页岩储层各项因素均为最优,槽-隆叠合模式下能够控制着筇竹寺组页岩储层品质。以Z201井为中心的储层发育最好,而位于叠合区边缘的WY1井同样具有良好的储层品质,总体而言,Z201井的储层品质优于WY1井。但对于四川盆地的页岩气储层边界,还需要进行下一步的研究,以便完善四川盆地筇竹寺组页岩气富集模式机理。

5 结 论

1) 德阳-安岳裂陷槽不同构造部位上筇竹寺组页岩储层具有差异性,槽内Z201井和槽缘WY1井页岩矿物组成基本一致,但组分占比存在较大差异。槽内脆性矿物含量高于槽缘,而黏土矿物含量低于槽缘,表明槽内更有利后期压裂改造。总体上,Z201井页岩储层TOC大于WY1井,孔隙类型以有机孔和无机孔为主,孔隙发育良好,天然裂缝发育程度较低,含气性高,说明Z201井的储层条件更优越。

2) 德阳-安岳裂陷槽控制着筇竹寺组页岩储层发育。槽内筇竹寺组页岩储层发育好,I类和II类储层厚度大。Z201井纵向共发育1,3,5和7小层等4套黑

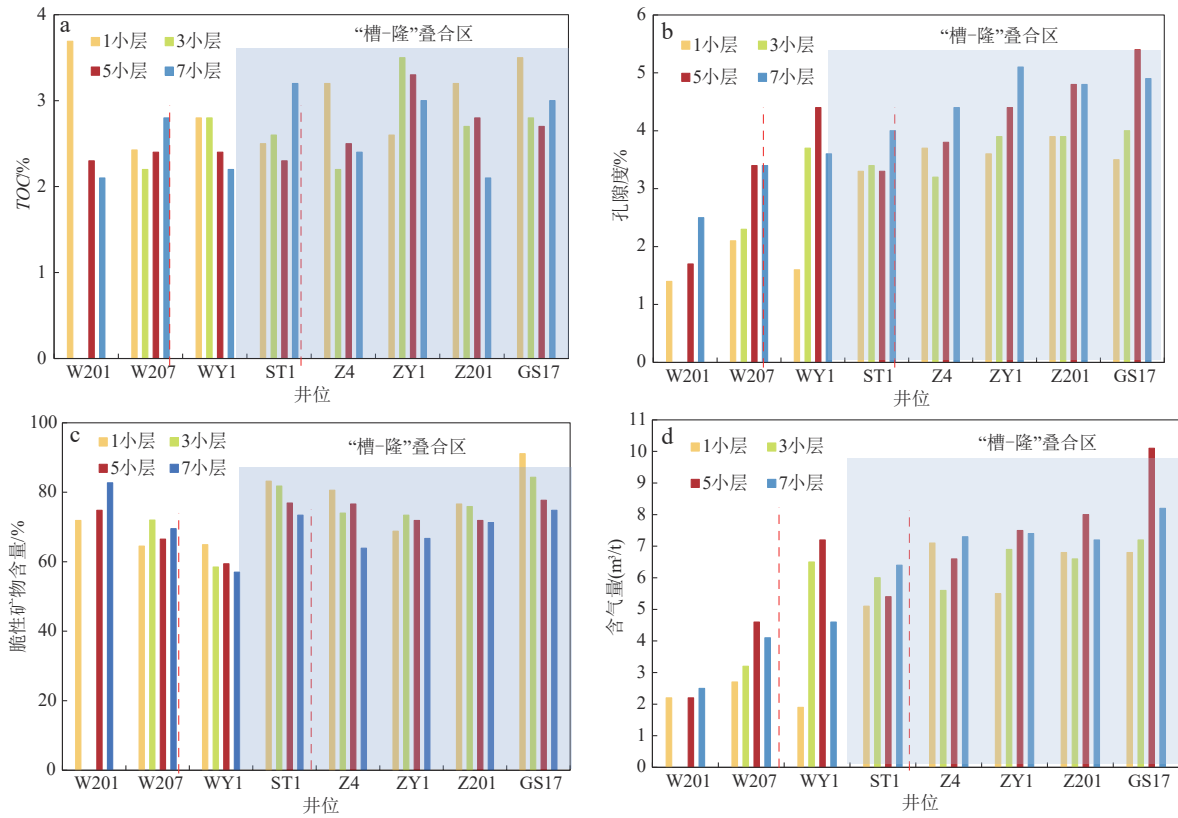


图14 四川盆地筇竹寺组各井储层参数分布

Fig. 14 Distribution of key reservoir parameters for the Qiongzhusi Formation in different wells in the Sichuan Basin

a. TOC; b. 孔隙度; c. 脆性矿物含量; d. 含气量

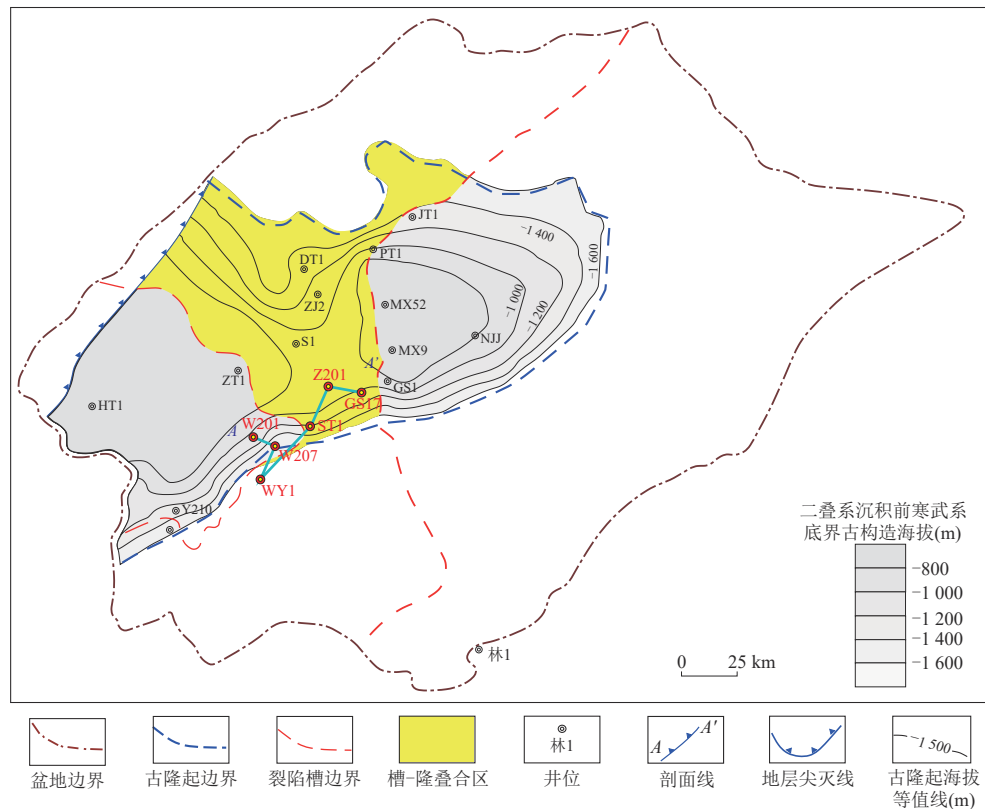


图15 四川盆地“槽-隆”叠合区分布范围

Fig. 15 Distribution of the superimposed aulacogen-uplift zone in the Sichuan Basin

色页岩储层, I类和II类储层总厚度为62.1 m,以5小层储层为最优,其I类储层厚度为40.6 m,3小层次之,其I类储层厚15.0 m。储层厚度向裂隙槽边缘东、西两侧逐渐减薄,至槽缘WY1井I和II类储层厚度17.6 m,同样以5小层储层为最优。说明在裂隙槽控制下,页岩储层存在差异性。

3) 乐山-龙女寺古隆起控制筇竹寺组页岩储层演化程度,古隆起内筇竹寺组有机质热演化成熟度普遍低于隆起外,适中的热演化程度使得隆起内具备大规模富气的条件。因此在槽-隆叠合区内,筇竹寺组页岩储层各项指标均为最优,是未来勘探开发的重要区域。

参 考 文 献

- [1] 杨雨,汪华,谢继容,等. 页岩气勘探新领域:四川盆地开江-梁平海槽二叠系海相页岩气勘探突破及展望[J]. 天然气工业, 2023, 43(11): 19-27.
YANG Yu, WANG Hua, XIE Jirong, et al. Exploration breakthrough and prospect of Permian marine shale gas in the Kaijiang-Liangping Trough, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(11): 19-27.
- [2] 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 of Ordovician-Silurian in the Sichuan Basin and its surrounding areas, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(4): 648-659.
- [3] 董大忠,梁峰,管全中,等. 四川盆地五峰组-龙马溪组页岩气优质储层发育模式及识别评价技术[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 96-111.
DONG Dazhong, LIANG Feng, GUAN Quanzhong, et al. Development model and identification evaluation technology of Wufeng-Longmaxi Formation quality shale gas reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 96-111.
- [4] 张君峰,周志,宋腾,等. 中美页岩气勘探开发历程、地质特征和开发利用条件对比及启示[J]. 石油学报, 2022, 43(12): 1687-1701.
ZHANG Junfeng, ZHOU Zhi, SONG Teng, et al. Comparison of exploration and development history, geological characteristics and exploitation conditions of shale gas in China and the United States and its enlightenment[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(12): 1687-1701.
- [5] 邹才能,杨智,张国生,等. 非常规油气地质学理论技术及实践[J]. 地球科学, 2023, 48(6): 2376-2397.
ZOU Caineng, YANG Zhi, ZHANG Guosheng, et al. Theory, technology and practice of unconventional petroleum geology[J]. Earth Science, 2023, 48(6): 2376-2397.
- [6] 吴建发,张成林,赵圣贤,等. 川南地区典型页岩气藏类型及勘探开发启示[J]. 天然气地球科学, 2023, 34(8): 1385-1400.
WU Jianfa, ZHANG Chenglin, ZHAO Shengxian, et al. Typical types of shale gas reservoirs in southern Sichuan Basin and enlightenment of exploration and development[J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34(8): 1385-1400.
- [7] 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 areas for exploration and development of marine shale gas in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(1): 91-109.
- [8] 马新华,张晓伟,熊伟,等. 中国页岩气发展前景及挑战[J]. 石油科学通报, 2023, 8(4): 491-501.
MA Xinhua, ZHANG Xiaowei, XIONG Wei, et al. Prospects and challenges of shale gas development in China[J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(4): 491-501.
- [9] 魏国齐,杨威,谢武仁,等. 四川盆地震旦系-寒武系天然气成藏模式与勘探领域[J]. 石油学报, 2018, 39(12): 1317-1327.
WEI Guoqi, YANG Wei, XIE Wuren, et al. Accumulation modes and exploration domains of Sinian-Cambrian natural gas in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(12): 1317-1327.
- [10] 杨梅华,左银辉,段新国,等. 四川盆地寒武统筇竹寺组烃源岩灶演化及其对成藏的启示[J]. 地球科学, 2023, 48(2): 582-595.
YANG Meihua, ZUO Yinhui, DUAN Xinguo, et al. Hydrocarbon kitchen evolution of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the Sichuan Basin and its enlightenment to hydrocarbon accumulation[J]. Earth Science, 2023, 48(2): 582-595.
- [11] 杨帅杰,王伟锋,张道亮,等. 川东北地区筇竹寺组优质烃源岩分布特征及形成环境[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(4): 507-517.
YANG Shuaijie, WANG Weifeng, ZHANG Daoliang, et al. Distribution characteristics and formation environment of high quality source rocks of Qiongzhusi Formation in northeastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(4): 507-517.
- [12] 谢武仁,姜华,马石玉,等. 四川盆地德阳-安岳裂陷晚震旦世-早寒武世沉积演化特征与有利勘探方向[J]. 天然气地球科学, 2022, 33(8): 1240-1250.
XIE Wuren, JIANG Hua, MA Shiyu, et al. Sedimentary evolution characteristics and favorable exploration directions of Deyang-Anyue Rift within the Sichuan Basin in Late Sinian-Early Cambrian[J]. Natural Gas Geoscience, 2022, 33(8): 1240-1250.
- [13] 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 the pattern of

- tectonic-depositional differentiation on shale gas reservoir characteristics within a sequence stratigraphic framework: A case study from the Qiongzhusi Formation in the southwestern Sichuan Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2023, 41(5): 1478-1494.
- [14] 杨光, 李国辉, 李楠, 等. 四川盆地多层系油气成藏特征与富集规律[J]. *天然气工业*, 2016, 36(11): 1-11.
- YANG Guang, LI Guohui, LI Nan, et al. Hydrocarbon accumulation characteristics and enrichment laws of multi-layered reservoirs in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(11): 1-11.
- [15] 刘树根, 焦堃, 张金川, 等. 深层页岩气储层孔隙特征研究进展——以四川盆地古生界海相页岩层系为例[J]. *天然气工业*, 2021, 41(1): 29-41.
- LIU Shugen, JIAO Kun, ZHANG Jinchuan, et al. Research progress on the pore characteristics of deep shale gas reservoirs: An example from the Lower Paleozoic marine shale in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 29-41.
- [16] 何文渊, 白雪峰, 蒙启安, 等. 四川盆地陆相页岩油成藏地质特征与重大发现[J]. *石油学报*, 2022, 43(7): 885-898.
- HE Wenyuan, BAI Xuefeng, MENG Qian, et al. Accumulation geological characteristics and major discoveries of lacustrine shale oil in Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(7): 885-898.
- [17] 刘昇, 范存辉, 张本健, 等. 四川盆地东部中二叠统茅口组孤峰段展布特征及其油气地质意义[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(4): 993-1008.
- LIU Sheng, FAN Cunhui, ZHANG Benjian, et al. Distribution characteristics of Gufeng Member of the Middle Permian Maokou Formation, eastern Sichuan Basin and its petrogeological significance[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(4): 993-1008.
- [18] 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 evolutionary model of the Lower Cambrian Maidiping-Qiongzhusi formations in Sichuan Basin and on its periphery[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(3): 764-777.
- [19] 张本健, 和源, 周刚, 等. 德阳—安岳裂陷北段沉积充填过程和充填模式[J]. *天然气勘探与开发*, 2023, 46(1): 1-10.
- ZHANG Benjian, HE Yuan, ZHOU Gang, et al. Sedimentary filling process and model of northern Deyang-Anyue rift, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2023, 46(1): 1-10.
- [20] 梅庆华, 何登发, 文竹, 等. 四川盆地乐山-龙女寺古隆起地质结构及构造演化[J]. *石油学报*, 2014, 35(1): 11-25.
- MEI Qinghua, HE Dengfa, WEN Zhu, et al. Geologic structure and tectonic evolution of Leshan-Longnvsi paleo-uplift in Sichuan Basin, China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(1): 11-25.
- [21] LOUCKS R G, RUPPEL S C. Mississippian Barnett Shale: Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas[J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 579-601.
- [22] 宁诗坦, 夏鹏, 郝芳, 等. 贵州牛蹄塘组黑色页岩岩相划分及岩相—沉积环境—有机质耦合关系[J]. *天然气地球科学*, 2021, 32(9): 1297-1307.
- NING Shitan, XIA Peng, HAO Fang, et al. Shale facies and its relationship with sedimentary environment and organic matter of Niutitang black shale, Guizhou Province [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(9): 1297-1307.
- [23] 熊亮, 邓虎成, 吴冬, 等. 四川盆地及其周缘下寒武统筇竹寺组细粒沉积特征与影响因素[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(5): 857-871.
- XIONG Liang, DENG Hucheng, WU Dong, et al. Fine-grained sedimentary characteristics and influencing factors of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Sichuan Basin and on its periphery[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2023, 45(5): 857-871.
- [24] 郝万鑫, 周飞, 陈果, 等. 柴达木盆地西部地区古近系—新近系烃源岩地球化学特征及其对形成机制的差异性响应[J]. *天然气地球科学*, 2023, 34(10): 1855-1870.
- HAO Wanxin, ZHOU Fei, CHEN Guo, et al. Geochemical characteristics and their differential responses to formation mechanisms of the Paleogene and Neogene source rocks in western Qaidam Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2023, 34(10): 1855-1870.
- [25] ZHANG Yifan, YU Bingsong, PAN Zhejun, et al. Effect of thermal maturity on shale pore structure: A combined study using extracted organic matter and bulk shale from Sichuan Basin, China [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 74: 103089.
- [26] 王玉满, 魏国齐, 沈均均, 等. 四川盆地及其周缘海相页岩有机质炭化区分布规律与主控因素浅析[J]. *天然气地球科学*, 2022, 33(6): 843-859.
- WANG Yuman, WEI Guoqi, SHEN Junjun, et al. Analysis on carbonization distribution and main controlling factors of organic matter in marine shale in Sichuan Basin and its periphery [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33(6): 843-859.
- [27] 何陈诚, 陈红汉, 肖雪薇, 等. 中—上扬子地区下寒武统筇竹寺阶泥页岩差异成气过程分析[J]. *地学前缘*, 2023, 30(3): 44-65.
- HE Chencheng, CHEN Honghan, XIAO Xuewei, et al. Differential shale gas generation in the Lower Cambrian Qiongzhusi stage in the Middle-Upper Yangtze region [J]. *Earth Science Frontiers*, 2023, 30(3): 44-65.
- [28] 饶松, 杨轶南, 胡圣标, 等. 川西南地区下寒武统筇竹寺组页岩热演化史及页岩气成藏意义[J]. *地球科学*, 2022, 47(11): 4319-4335.
- RAO Song, YANG Yinan, HU Shengbiao, et al. Thermal evolution history and shale gas accumulation significance of Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in southwest Sichuan Basin [J]. *Earth Science*, 2022, 47(11): 4319-4335.
- [29] 陈掌星, 冯东, 吴克柳, 等. 页岩气有机质和无机质吸附能力定量表征[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2023, 47(5): 65-75.

- CHEN Zhangxing, FENG Dong, WU Keliu, et al. Quantificational determination of methane adsorption in organic matter and inorganic matter of shale rocks [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2023, 47(5): 65-75.
- [30] 钟勇, 李亚林, 张晓斌, 等. 川中古隆起构造演化特征及其与早寒武世绵阳—长宁拉张槽的关系[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2014, 41(6): 703-712.
- ZHONG Yong, LI Yalin, ZHANG Xiaobin, et al. Evolution characteristics of Central Sichuan palaeouplift and its relationship with Early Cambrian Mianyang-Changning intracratonic sag [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2014, 41(6): 703-712.
- [31] 姜华, 汪泽成, 杜宏宇, 等. 乐山—龙女寺古隆起构造演化与新元古界震旦系天然气成藏[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(2): 192-200.
- JIANG Hua, WANG Zecheng, DU Hongyu, et al. Tectonic evolution of the Leshan-Longnsvi paleo-uplift and reservoir formation of Neoproterozoic Sinian gas [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(2): 192-200.
- [32] 李阳, 薛兆杰, 程喆, 等. 中国深层油气勘探开发进展与发展方向[J]. *中国石油勘探*, 2020, 25(1): 45-57.
- LI Yang, XUE Zhaojie, CHENG Zhe, et al. Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China [J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(1): 45-57.
- [33] 陆国青, 董少群, 黄立良, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组陆相页岩油储层测井裂缝智能识别[J]. *地球科学*, 2023, 48(7): 2690-2702.
- LU Guoqing, DONG Shaoqun, HUANG Liliang, et al. Fracture intelligent identification using well logs of continental shale oil reservoir of Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin [J]. *Earth Science*, 2023, 48(7): 2690-2702.
- [34] 马存飞, 孙文静, 曾令鹏, 等. 沧东凹陷孔二段页岩中基于岩心裂缝观测的构造裂缝规模解析[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2023, 47(4): 1-11.
- MA Cunfei, SUN Wenjing, ZENG Lingpeng, et al. Mathematical analysis of structural fracture scale in shale based on core fracture observation of the second member of Kongdian Formation in Cangdong Sag [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2023, 47(4): 1-11.
- [35] 梁兴, 单长安, 蒋佩, 等. 浅层页岩气井全生命周期地质工程一体化应用[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2021, 43(5): 1-18.
- LIANG Xing, SHAN Changan, JIANG Pei, et al. Geology and engineering integration application in the whole life cycle of shallow shale gas wells [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2021, 43(5): 1-18.
- [36] 沈均均, 杨丽亚, 王玉满, 等. 鄂西地区上奥陶统五峰组观音桥段成因及其页岩气地质意义[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2023, 47(2): 13-23.
- SHEN Junjun, YANG Liya, WANG Yuman, et al. Genesis of Guanyinqiao bed of the Upper Ordovician Wufeng Formation and its geological significance of shale gas in western Hubei [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2023, 47(2): 13-23.
- [37] 郭建林, 贾成业, 何东博, 等. 四川盆地川南地区五峰组—龙马溪组页岩储层分类评价[J]. *高校地质学报*, 2020, 26(3): 323-332.
- GUO Jianlin, JIA Chengye, HE Dongbo, et al. Classified evaluation of shale reservoirs in the Ordovician Wufeng to Silurian Longmaxi formations in the southern Sichuan Basin [J]. *Geological Journal of China Universities*, 2020, 26(3): 323-332.
- [38] 孙莹, 孙仁远, 刘晓强, 等. 基于竞争吸附的页岩气藏提高采收率机理[J]. *新疆石油地质*, 2021, 42(2): 224-231.
- SUN Ying, SUN Renyuan, LIU Xiaoqiang, et al. Mechanism of enhanced gas recovery in shale gas reservoirs based on competitive adsorption [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2021, 42(2): 224-231.
- [39] 王迎港, 申峰, 吴金桥, 等. 海相与陆相页岩微观特征差异及其对可压性的影响[J]. *新疆石油地质*, 2022, 43(1): 26-33.
- WANG Yinggang, SHEN Feng, WU Jinqiao, et al. Differences in microstructures between marine and continental shales and its influences on shale reservoir fracibility [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2022, 43(1): 26-33.
- [40] 舒红林, 何方雨, 李季林, 等. 四川盆地大安区块五峰组—龙马溪组深层页岩地质特征与勘探有利区[J]. *天然气工业*, 2023, 43(6): 30-43.
- SHU Honglin, HE Fangyu, LI Jilin, et al. Geological characteristics and favorable exploration areas of Wufeng Formation-Longmaxi Formation deep shale in the Da'an Block, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(6): 30-43.
- [41] WANG Zecheng, ZHAO Wenzhi, HU Suyun, et al. Control of tectonic differentiation on the formation of large oil and gas fields in craton basins: A case study of Sinian-Triassic of the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry B*, 2017, 4(2): 141-155.
- [42] ZHAO Lei, LIU Shugen, LI Guoqin, et al. Sedimentary environment and enrichment of organic matter during the deposition of Qiongzhusi Formation in the upslope areas—A case study of W207 Well in the Wei yuan area, Sichuan Basin, China [J]. *Frontiers in Earth Science*, 2022, 10: 867616.
- [43] STEINER M, LI Guoxiang, QIAN Yi, et al. Neoproterozoic to Early Cambrian small shelly fossil assemblages and a revised biostratigraphic correlation of the Yangtze platform (China) [J]. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 2007, 254(1/2): 67-99.
- [44] 梁峰, 姜巍, 戴赞, 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 law and resource potential of shale gas of Qiongzhusi Formation in Wei yuan-Zi yang areas, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33(5): 755-763.
- [45] 赵建华, 金之钧, 林畅松, 等. 上扬子地区下寒武统筇竹寺

- 组页岩沉积环境[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(4): 701-715.
- ZHAO Jianhua, JIN Zhijun, LIN Changsong, et al. Sedimentary environment of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation shale in the Upper Yangtze region[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(4): 701-715.
- [46] LI Rong, WANG Yongxiao, WANG Zecheng, et al. Geological characteristics of the southern segment of the Late Sinian—Early Cambrian Deyang—Anyue rift trough in Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(2): 321-333.
- [47] ZENG Fuying, YANG Wei, WEI Guoqi, et al. Structural features and exploration targets of platform margins in Sinian Dengying Formation in Deyang—Anyue Rift, Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(2): 306-320.
- [48] 邵德勇, 张六六, 张亚军, 等. 中上扬子地区下寒武统富有机质页岩吸水特征及对页岩气勘探的指示意义[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(7): 1004-1015.
- SHAO Deyong, ZHANG Liuliu, ZHANG Yajun, et al. The characteristics of water uptake for the Lower Cambrian shales in Middle-Upper Yangtze region and its implication for shale gas exploration [J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(7): 1004-1015.
- [49] 袁钰轩, 李一凡, 樊太亮, 等. 川西南地区下寒武统细粒沉积岩高精度层序地层特征及其充填演化模式[J]. 地学前缘, 2023, 30(6): 162-180.
- YUAN Yuxuan, LI Yifan, FAN Tailiang, et al. High-resolution sequence-stratigraphic characteristics and filling evolution model of Lower Cambrian fine-grained sedimentary rocks in southwestern Sichuan[J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(6): 162-180.
- [50] 程建, 郑伦举. 川南地区金页1井早寒武世烃源岩沉积地球化学特征[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(4): 800-810.
- CHENG Jian, ZHENG Lunju. Sedimentary geochemical characteristics of the Early Cambrian source rocks in Well Jinye 1 in southern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 800-810.
- [51] 乔辉, 贾爱林, 贾成业, 等. 页岩气储层关键参数评价及进展[J]. 地质科技情报, 2018, 37(2): 157-164.
- QIAO Hui, JIA Ailin, JIA Chengye, et al. Research progress in key parameters of shale gas reservoir evaluation [J]. Geological Science and Technology Information, 2018, 37(2): 157-164.
- [52] 李强, 柳广弟, 宋泽章, 等. 川中古隆起北斜坡构造演化及其对震旦系—寒武系油气成藏的控制[J]. 石油实验地质, 2022, 44(6): 997-1007.
- LI Qiang, LIU Guangdi, SONG Zezhang, et al. Influence of tectonic evolution of the northern slope in the central Sichuan paleo-uplift on the Sinian-Cambrian hydrocarbon accumulations [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2022, 44(6): 997-1007.
- [53] 何登发. 中国多旋回叠合沉积盆地的形成演化、地质结构与油气分布规律[J]. 地学前缘, 2022, 29(6): 24-59.
- HE Dengfa. Multi-cycle superimposed sedimentary basins in China: Formation, evolution, geologic framework and hydrocarbon occurrence [J]. Earth Science Frontiers, 2022, 29(6): 24-59.
- [54] 帅燕华, 李剑, 田兴旺, 等. 四川盆地川中—川西震旦系—三叠系天然气成藏分析及勘探意义[J]. 地质学报, 2023, 97(5): 1526-1543.
- SHUAI Yanhua, LI Jian, TIAN Xingwang, et al. Accumulation mechanisms of Sinian to Triassic gas reservoirs in the central and western Sichuan Basin and their significance for oil and gas prospecting [J]. Acta Geologica Sinica, 2023, 97(5): 1526-1543.
- [55] 朱德顺. 陆相湖盆页岩油富集影响因素及综合评价方法——以东营凹陷和沾化凹陷为例[J]. 新疆石油地质, 2019, 40(3): 269-275.
- ZHU Deshun. Influencing factor analysis and comprehensive evaluation method of lacustrine shale oil: Cases from Dongying and Zhanhua sags [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(3): 269-275.
- [56] 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 prospecting targets of Cambrian shale gas in Middle-Upper Yangtze [J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2022, 53(9): 3694-3707.
- [57] 王鹏万, 焦鹏飞, 贺训云, 等. 昭通示范区太阳—海坝浅层页岩气富集模式[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(3): 45-54.
- WANG Pengwan, JIAO Pengfei, HE Xunyun, et al. Shallow shale gas enrichment model of Taiyang-Haiba in Zhaotong demonstration area [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023, 47(3): 45-54.

(编辑 张玉银)