

广西雪峰山南缘石炭系寺门组储层特征及其控制因素

刘自亮^{1,2}, 张明何^{1,2}, 刘四兵^{1,2}, 王均杰³, 郝景宇³, 陈义才^{1,2}, 周月^{1,2}

(1. 成都理工大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610059; 2. 成都理工大学 能源学院, 四川 成都 610059; 3. 中国石化 勘探分公司, 四川 成都 610041)

摘要:广西雪峰山南缘石炭系寺门组具有较好的油气成藏背景条件, 查明寺门组储层的形成发育机制及其控制因素对该区油气勘探具有重要意义。利用野外露头、钻井和岩心资料, 结合运用扫描电镜、铸体薄片、包裹体和孔-渗分析等手段, 明确了广西雪峰山南缘石炭系寺门组储层的基本特征, 探讨了储层发育的控制因素及优质储层形成模式和有利区分布。研究表明, 寺门组储层岩石类型主要为细粒石英砂岩和岩屑质石英砂岩; 储集空间包括原生粒间孔、次生溶蚀孔和裂缝; 储层类型属于孔隙-裂缝型和孔隙型, 整体呈低孔、低渗特征。储层质量主要受沉积、成岩及构造作用的共同控制; 沿岸砂坝、砂泥质滨岸和混合坪微相控制了寺门组储层砂体的分布; 强烈的压实作用是储层致密化的最主要原因, 造成的孔隙损失率约85.2%; 溶蚀作用使储层质量得到有效提升(增孔量约2.3%); 构造裂缝极大地促进了储层的输导能力, 使局部地区仍具备优质储层发育的物性条件。最后, 建立了储层发育模式, 预测研究区存在德胜和洛埠2个有利储层分布区。

关键词: 储层特征; 储层发育模式; 储层有利区分布; 致密砂岩; 寺门组; 石炭系; 雪峰山南缘

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Reservoir characteristics and controlling factors of the Carboniferous Simen Formation at the southern margin of Xuefeng Mountain, Guangxi Zhuang Autonomous Region, China

Liu Ziliang^{1,2}, Zhang Minghe^{1,2}, Liu Sibing^{1,2}, Wang Junjie³, Hao Jingyu³, Chen Yicai^{1,2}, Zhou Yue^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 2. College of Energy, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 3. Exploration Company, SINOPEC, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: The Carboniferous Simen Formation located at the southern margin of Xuefeng Mountain in Guangxi Zhuang Autonomous Region of China is of good hydrocarbon accumulation conditions. It is of great significance to finding out the formation and development mechanism and controlling factors of Simen Formation reservoirs regarding the petroleum exploration therein. An integration of field outcrop observation and various data including drilling and core, scanning electron microscopy (SEM), casting thin section, inclusions, as well as porosity and permeability, is applied to clarify the basic characteristics of the Carboniferous Simen Formation reservoir at the southern margin of Xuefeng Mountain; and meanwhile the factors controlling reservoir development, formation mode of high-quality reservoirs, and distribution of play fairways are discussed. The research results show that the reservoir rocks of Simen Formation mainly include fine-grained quartzite sandstone and detrital quartzite sandstone, which are dominated by reservoir spaces of primary intergranular pores, secondary dissolved pores and fractures. The reservoirs are of the pore-fracture type and pore type, characterized by low porosity and low permeability as a whole. On the other hand, sedimentation, diagenesis and tectonism jointly control the reservoir quality, that is, microfacies of coastal sand bar, sandy-argillaceous shore and mixed flat control the distribution of reservoir sand bodies in the Simen Formation. Strong compaction is the primary

收稿日期: 2022-03-22; 修订日期: 2022-05-05。

第一作者简介: 刘自亮(1978—), 男, 博士、副教授, 沉积学、储层地质学。E-mail: bugliu2001@163.com。

通讯作者简介: 张明何(1999—), 男, 硕士研究生, 沉积学。E-mail: 1102553662@qq.com。

基金项目: 国家重点研发计划专项(2018YFC0604201); 油气藏地质及开发工程国家重点实验室(成都理工大学)开放基金项目(PLC20190103)。

cause for tight reservoirs, which could result in a pore loss rate of about 85.2%, while dissolution effectively improves the reservoir quality (with a porosity rise of about 2.3%), and structural fractures greatly promote the carrier system of the reservoirs with some areas still favorable for the development of high-quality reservoirs in terms of physical conditions. Finally, a model for the reservoir development is established, by which two favorable areas for reservoir distribution of Desheng and Luobu counties are mapped in the study area.

Key words: reservoir characteristics, reservoir development model, play fairway distribution, tight sandstone, Simen Formation, Carboniferous, southern margin of Xuefeng Mountain

引用格式:刘自亮,张明何,刘四兵,等. 广西雪峰山南缘石炭系寺门组储层特征及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(4): 902-916. DOI: 10.11743/ogg20220413.

Liu Ziliang, Zhang Minghe, Liu Sibing, et al. Reservoir characteristics and controlling factors of the Carboniferous Simen Formation at the southern margin of Xuefeng Mountain, Guangxi Zhuang Autonomous Region, China [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(4): 902-916. DOI: 10.11743/ogg20220413.

随着油气资源需求的日益增长,致密砂岩油气藏已成为现今非常规油气勘探的热点之一^[1-6]。大量研究表明致密砂岩储层总体具有物性差、非均质性强、孔隙结构复杂和成岩改造程度高等特点^[7-8],其形成和分布受沉积、成岩和构造作用的共同控制,压实作用和胶结作用是储层致密化的主要因素^[9-16]。

广西雪峰山南缘石炭系生烃条件良好^[12-24],发育一套致密砂岩储层^[25-27],具有良好的油气勘探潜力,受到油气产业部门和石油地质学家的关注。针对研究区广西雪峰山南缘下石炭统寺门组致密储层形成的层序地层与充填模式^[28-31],沉积环境与有利相带分布^[28-29, 31-35]等基础地质研究已有一些优秀的成果,奠定了良好的研究基础。但是,关于这套致密砂岩储层的时空分布、优质储层成因和控制因素等制约油气勘探的关键地质问题还有待深入讨论。本文在前人研究的基础上,通过研究区的20余条露头剖面、308件露头样品以及204件东塘1井岩心样品的详细观察,综合利用铸体薄片、扫描电镜、阴极发光和物性等分析化验资料,对雪峰山南缘寺门组碎屑岩储层的基本特征及其形成发育的控制因素进行了详细讨论,建立了优质储层的发育模式,为研究区石炭系碎屑岩储层预测和油气勘探提供基础资料。

1 区域地质背景

雪峰山南缘桂中坳陷是位于广西壮族自治区中北部的次级构造单元,其北部为雪峰山隆起,西部紧临黔南坳陷和南盘江坳陷,东部与大瑶山隆起和桂林坳陷相接(图1a),主要以寒武系浅变质岩为基底,属于晚古生代海相沉积坳陷^[36-39]。早石炭世,桂中地区基本继承了泥盆纪台-盆相间的沉积格局^[25, 39],发育台地、

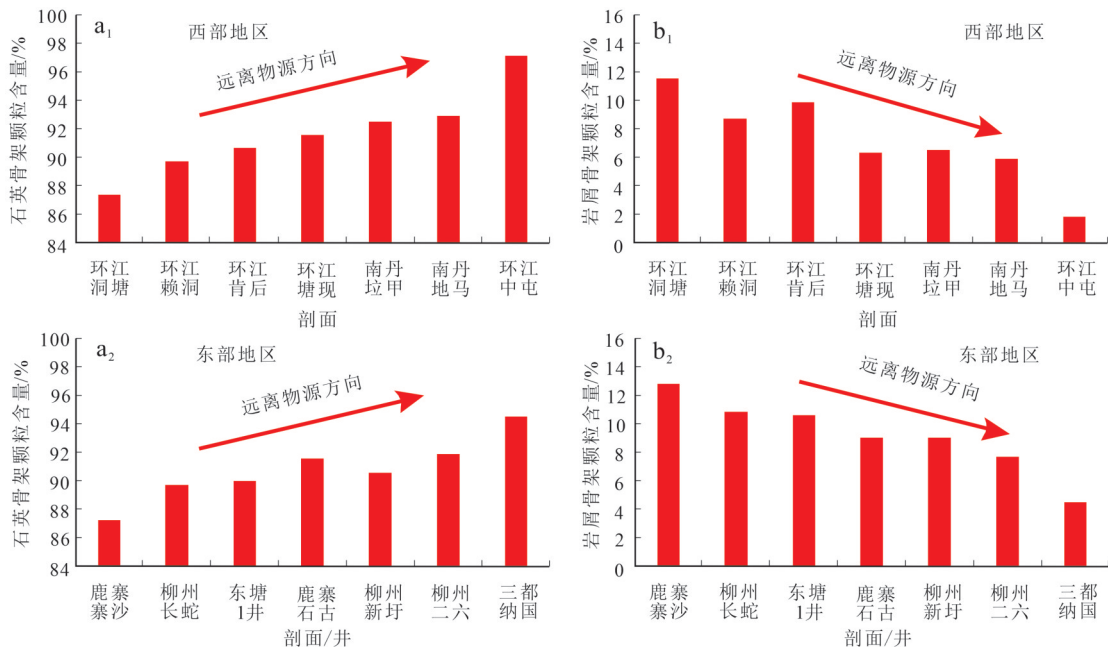
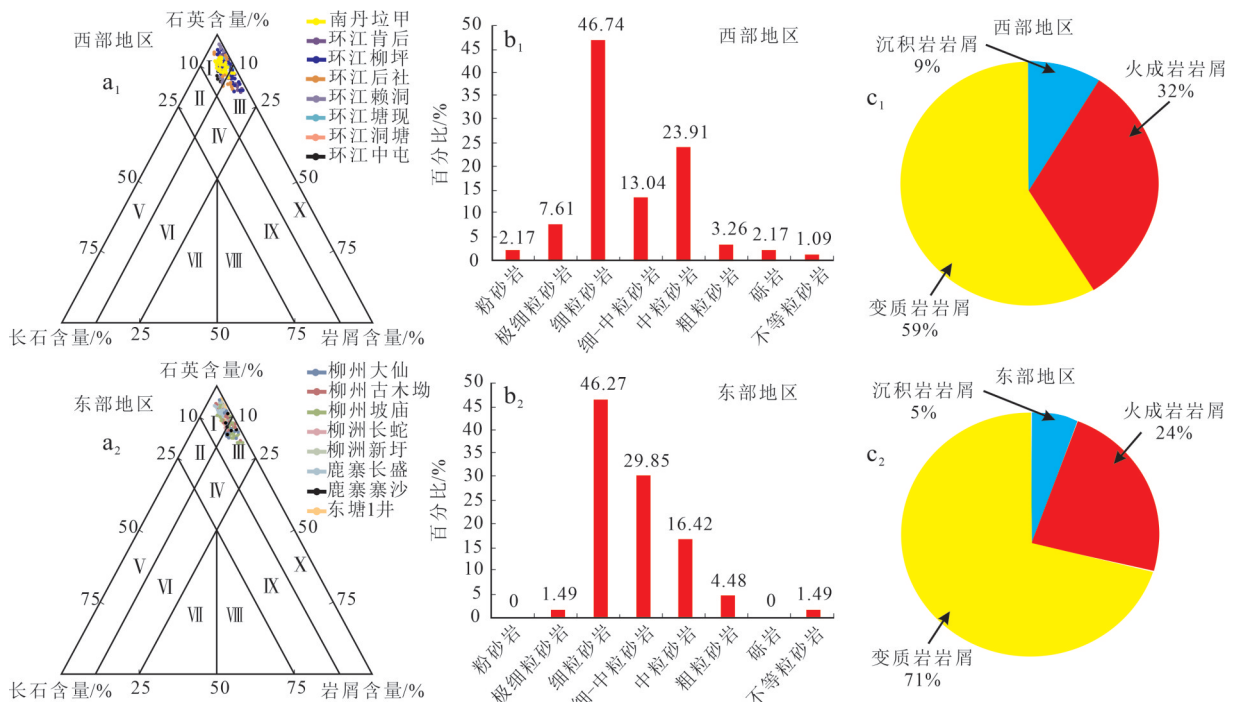
台盆、滨岸和混积陆棚等相带。台盆相主要出现在早石炭世早期,分布在鹿寨-宜山一线,与南丹-河池台盆相通,两侧发育宽阔的浅水台地相^[32]。早石炭世晚期,桂中地区发生了大规模的海退,台盆、台地相逐渐萎缩,随着陆源碎屑供应增加,碎屑滨岸沉积范围不断扩大^[32-33]。

研究区包括柳城斜坡、罗城凸起、环江凹陷、宜山凹陷及其周缘等地,下石炭统自下而上为尧云岭组、英塘组、黄金组、寺门组和罗城组^[33]。寺门组包含一个三级层序,主要为滨岸-潮坪相沉积体系^[31],由东北到西南依次发育后滨、前滨和临滨亚相(图1b),岩性以中-薄层细砂岩、泥岩夹薄煤层为主(图1c)。由于来自雪峰山古陆和大瑶山岛的物源控制了研究区东、西部碎屑岩储层的分布^[25],为准确理解储层成因的差异,将研究区分为东、西两个部分进行对比分析,其中西部地区包括南丹、环江和罗城等地,东部地区包括鹿寨、柳城、柳州和东塘1井地区(图1b)。

2 储层特征

2.1 岩石学特征

寺门组砂岩骨架颗粒以石英颗粒含量较高(平均90.82%),岩屑颗粒(平均7.38%)和长石颗粒(平均1.80%)含量较低为典型特征。空间上,西部地区由北往南、东部地区由东往西,都呈现出石英颗粒含量逐渐升高(图2a₁, a₂)、岩屑颗粒含量逐渐降低(图2b₁, b₂)的特征,体现了搬运距离对骨架颗粒成分的影响。砂岩成分成熟度西部地区(平均13.5)高于东部地区(平均11.3),反映了不同物源沉积体系的差异。但砂岩整体特征仍具有很强的相似性,具体表现在岩石类型

图2 雪峰山南缘西部、东部地区寺门组砂岩石英(a₁, a₂)及岩屑骨架颗粒含量(b₁, b₂)Fig. 2 Contents of quartz (a₁, a₂) and skeletal detritus grains (b₁, b₂) in the Simen Formation at the western and eastern parts of the southern margin of Xuefeng Mountain图3 雪峰山南缘西部、东部地区寺门组砂岩类型(a₁, a₂)、岩性分布(b₁, b₂)及岩屑类型(c₁, c₂)Fig. 3 Rock types (a₁, a₂), lithological types (b₁, b₂) and detritus types (c₁, c₂) of the Simen Formation sandstone in the western and eastern parts of the southern margin of Xuefeng Mountain

I. 石英砂岩; II. 长石质石英砂岩; III. 岩屑质石英砂岩; IV. 长石岩屑质石英砂岩; V. 长石砂岩; VI. 岩屑质长石砂岩; VII. 岩屑长石砂岩; VIII. 长石岩屑砂岩; IX. 长石质岩屑砂岩; X. 岩屑砂岩

裂缝和次生孔隙的占比明显高于露头(表1),则是由于深埋环境下压实作用的影响使原生粒间孔大幅减少,同时裂缝沟通溶蚀流体促进溶蚀孔隙的形成。

1) 原生粒间孔

寺门组砂岩储层原生粒间孔多呈三角形或不规则多边形(图4a,b),孔径变化较大,普遍在10~80 μm,

表1 雪峰山南缘寺门组储层孔隙类型构成

Table 1 Pore types of the Simen Formation reservoirs at the southern margin of Xuefeng Mountain

地区	孔隙类型占比/%			总面孔率/%
	原生粒间孔	次生溶蚀孔	裂缝	
西部地区	30	58	12	4.42
东部地区	33	61	6	2.96
东塘1井	13	72	15	1.93

孔隙连通性较好,这些特征也与储层骨架颗粒中石英含量较高的高成分成熟度一致。

2) 粒间溶孔

该套储层粒间溶孔发育(图4a,c,d),常见颗粒间杂基、胶结物溶蚀和长石、岩屑颗粒边缘溶蚀,孔径较大,通常在20 μm 以上,反映了该套储层的溶蚀作用较强,但也常见高岭石、伊利石集合体充填于粒间溶孔,降低了储层质量(图4d)。

3) 颗粒溶孔

常见长石、岩屑等易溶颗粒的溶蚀,形成粒内溶孔和铸模孔(图4c,e)同时,也可见到云母、伊利石和高岭石等蚀变矿物的溶蚀形成的粒内微孔(图4f)。颗粒溶孔的孔径大小不一,孔径可达100 μm ,而粒内微孔孔径在100~1 000 nm。

4) 裂缝

主要由构造作用或压裂作用产生的高角度裂缝和微裂缝(图4g—i),裂缝宽度普遍介于10~40 μm ,极个别裂缝宽度可达160 μm ,多呈北东向延伸、有主系。裂缝内多以方解石充填为主,易溶解,常见沿缝溶蚀形成溶蚀孔洞,改善了储层质量,有利于优质储层的形成。

2.3 物性特征

孔-渗数据统计分析(西部地区样品111件,东部地区样品134件)表明,寺门组储层孔隙度平均值为

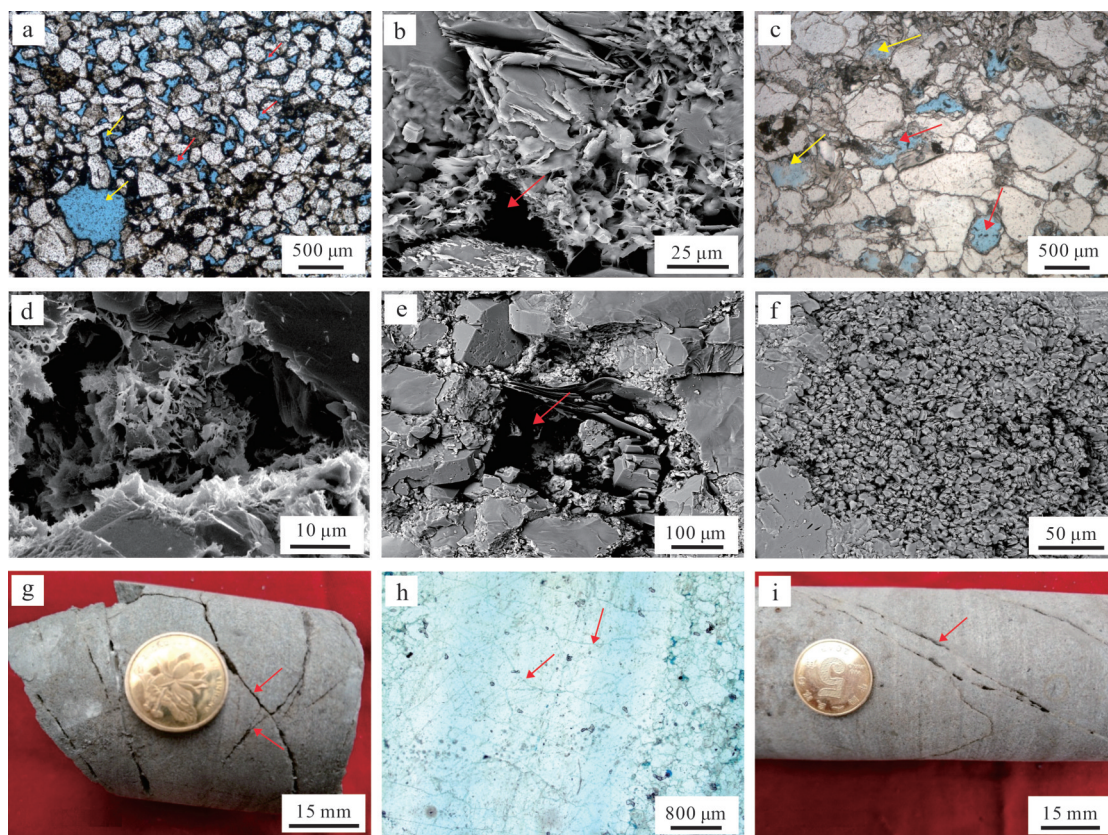


图4 雪峰山南缘寺门组储层储集空间类型及特征

Fig. 4 Micrographs and pictures showing space types and characteristics of the Simen Formation reservoirs at the southern margin of Xuefeng Mountain

a. 粒间孔(红色箭头)和粒间溶孔(黄色箭头),环江赖洞剖面,单偏光; b. 三角形粒间孔(红色箭头),东塘1井,埋深677.2 m,扫描电镜; c. 粒间溶孔(红色箭头)和粒内溶孔(黄色箭头),柳州新圩剖面,单偏光; d. 粒间溶孔被片状高岭石和片丝状、毛发状伊利石集合体充填,柳州长蛇剖面,扫描电镜; e. 长石颗粒溶蚀形成铸模孔(红色箭头),东塘1井,埋深660.6 m,扫描电镜; f. 长石颗粒向高岭石转化,溶蚀形成的微孔,东塘1井,埋深1 021.9 m,扫描电镜; g. 多期次裂缝(红色箭头),东塘1井,埋深589.4 m,岩心; h. 网状微裂缝(红色箭头),南丹地马剖面,单偏光; i. 高角度缝(红色箭头),方解石半充填,东塘1井,埋深663.5 m,岩心

4.4%,主要介于1.0%~3.0%和3.0%~5.0%(图5a₁,a₂);渗透率平均值为 $8.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,呈双峰分布,主要在小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和大于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 两个区间(图5b₁,b₂)。对比东、西部地区孔-渗数据差异,发现西部地区样品的孔隙度大于5.0%的样品数量占39.64%,渗透率大于 $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的占22.85%;东部地区样品孔隙度大于5.0%的占21.64%,渗透率大于 $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的占19.49%。西部地区样品孔-渗相关性较差,孔隙度渗透率变化较大(图6a₁),储层的渗流性能与孔隙发育程度关系不大,渗透能力的改善主要与裂缝有关,储层类型主要为孔隙-裂缝型。东部地区的孔-渗相关性明显好于西部地区,孔隙度变化较小,渗透率变化较大(图6a₂),说明该区的孔隙结构较为简单,裂缝对储层的储集性能仍有很好的促进作用,储层类型主要为孔隙型。东塘1井寺门组储层呈低孔高渗(孔隙度平均值为2.44%,渗透率平均值为 $1.68 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)的特征,随着埋深的增加,寺门组孔隙度整体呈下降趋势(图6b₁),说明埋深在一定程度上加剧了寺门组砂岩储层的致密化;而渗透率与埋深的相关性较差(图6b₂)则印证了东塘1井裂缝较为发育的特点。

综上所述,寺门组储层总体呈低孔低渗特征,但西部的物性条件优于东部,具备优质储层发育的条件。两个地区之间储层物性的差异,可能跟研究区寺门组沉积期北部雪峰山古陆和东部大瑶山岛两支物源体系控制下的储层物质基础差异有关^[25]。

2.4 储层类型及分布

雪峰山南缘寺门组储层经历了多期构造作用的改造^[18,29-30,39],不同地区储集性能差异较大,参考前人致密砂岩储层的分类标准^[40-41],将研究区寺门组储层分为较好、中等、较差和非储层4类,将I类储层定义为相对优质储层(表2)。

纵向上,寺门组发育4期储层砂体,其中第三期砂体孔隙度最高,平均值为6.19%,渗透率平均值为 $1.53 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于I类储层;其次为第四期砂体和第一期砂体,孔隙度平均值分别为4.97%和4.57%,渗透率平均值分别为 $1.60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $3.74 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于II类储层;第二期砂体物性条件最差,孔隙度平均值为4.50%,渗透率平均值仅为 $0.20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于III类储层。平面上,西部地区的环江中屯剖面物性条件最好,平均孔隙度达到10.36%,平均

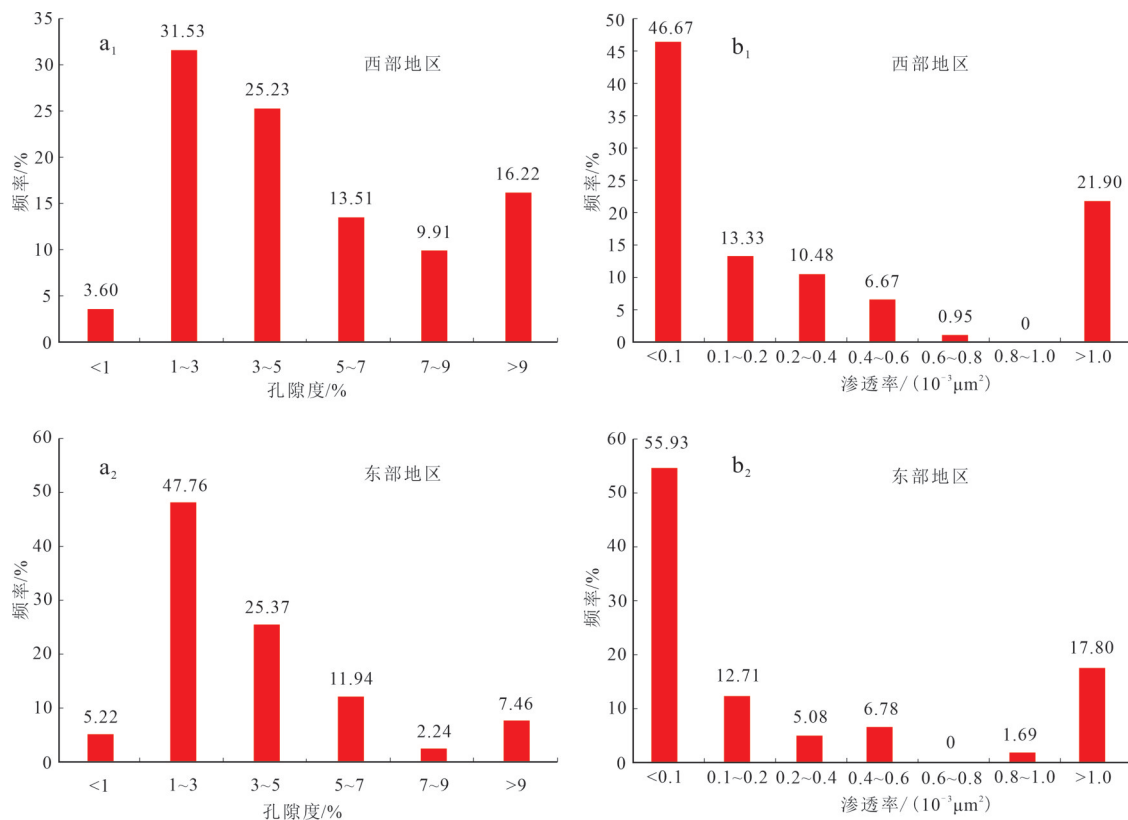


图5 雪峰山南缘西部、东部地区寺门组孔隙度(a₁,a₂)及渗透率(b₁,b₂)分布

Fig. 5 Histograms showing the porosity (a₁,a₂) and permeability (b₁,b₂) of the Simen Formation reservoirs in the western and eastern parts of the southern margin of Xuefeng Mountain

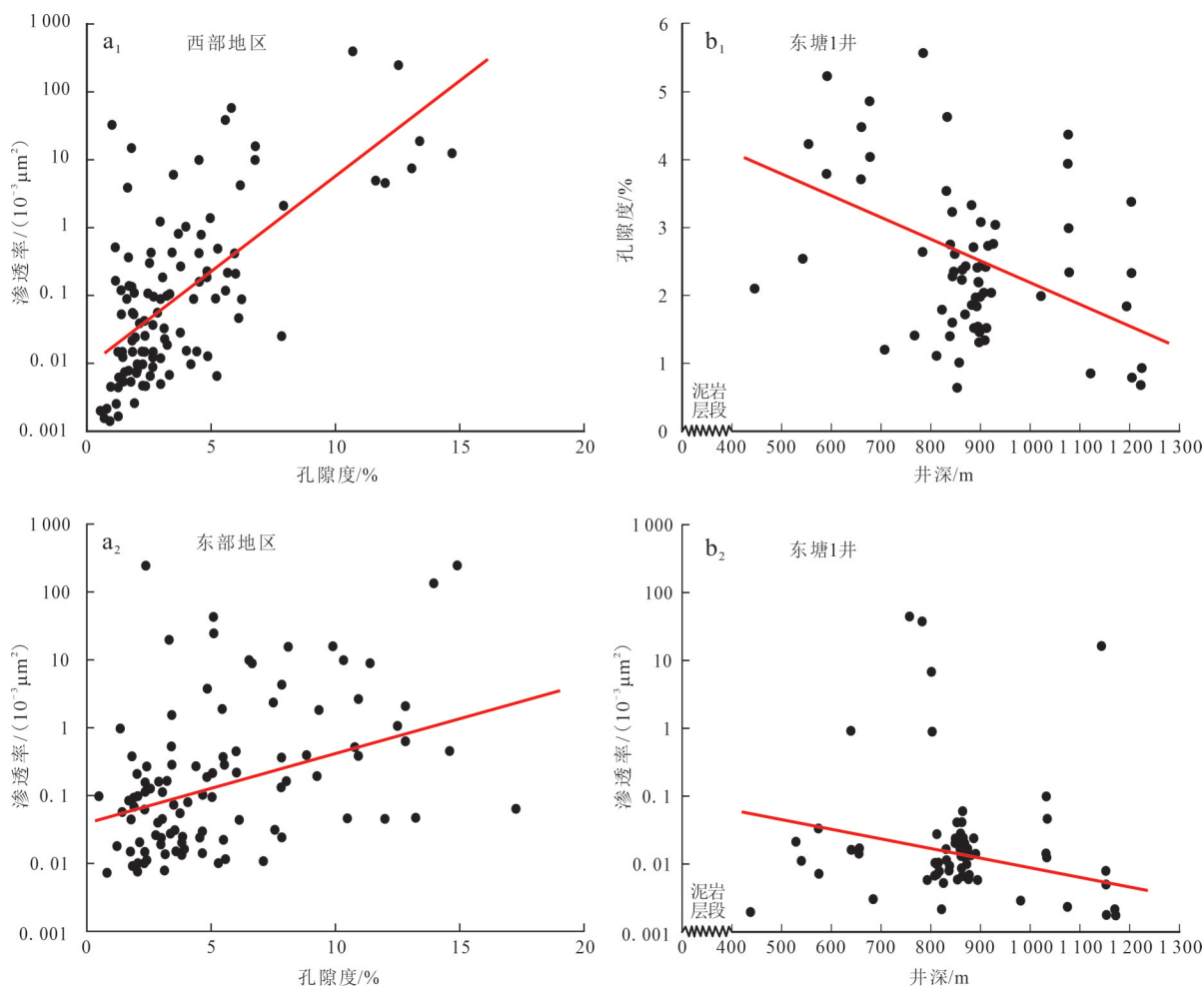


图6 雪峰山南缘西部(a₁)、东部(a₂)地区寺门组孔-渗关系及东塘1井寺门组孔隙度(b₁)和渗透率(b₂)随深度的变化
Fig. 6 Porosity-permeability correlation of the Simen Formation in the western (a₁) and eastern (a₂) parts of the southern margin of Xuefeng Mountain and the variation of porosity (b₁) and permeability (b₂) with depth of the Simen Formation in Well Dongtang 1

表2 雪峰山南缘寺门组砂岩储层分类评价

Table 2 Classification and evaluation of sandstone reservoirs of the Simen Formation at the southern margin of Xuefeng Mountain

类别	孔隙度/%	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	评价结果
I类	>6	>0.8	较好储层
II类	6~4	0.8~0.3	中等储层
III类	4~2	0.3~0.1	较差储层
IV类	<2	<0.1	非储层

渗透率达到 $3.90 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 东部地区的鹿寨寨沙和柳州长蛇剖面物性条件表现相对较好, 平均孔隙度都在 7.00% 左右, 渗透率分别为 $8.77 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $2.98 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 垠甲、背后等剖面物性条件一般, 平均孔隙度超过 5.00%, 平均渗透率大于 $1.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 其余剖面物性条件表现较差(图7)。

综上所述, 相对优质储层主要分布于第三期砂体, 平面上主要分布于中屯、寨沙和长蛇等地。相比其他

三期砂体, 第二期砂体较低的渗透率特征可能与该期砂体较薄、砂体中裂缝不发育有关。不同地区储层的孔隙度(平均值分布在 1.19% ~ 10.36%)、渗透率(平均值分布在 $0.047 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 8.77 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) 差异较大则可能反映了储层中发育较多的裂缝。

3 储层发育控制因素

3.1 沉积环境对储层发育分布的控制

结合前人研究成果^[42-44], 通过研究区野外露头层序界面识别(图8a—d), 认为寺门组发育1个三级层序和4个四级层序。周期性海平面变化控制了沉积相时空分布, 是优质储层发育的物质基础。在寺门组沉积期间, 处于三级海平面上升阶段^[31], 沉积可容纳空间增大, 随着来自北面和东面两条物源的持续供给^[25], 砂质碎屑在滨岸地区大面积分布, 泥质细粒碎屑物则被进一步

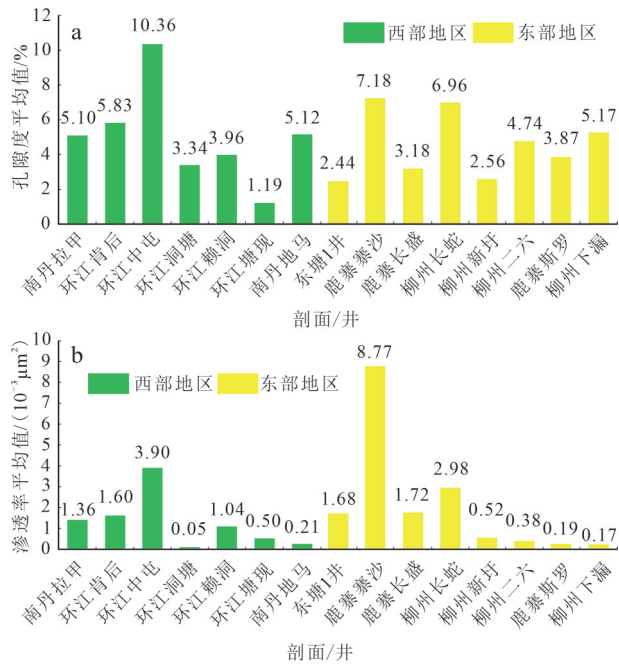


图7 雪峰山南缘寺门组西部(a)、东部(b)地区不同剖面孔-渗对比

Fig. 7 Comparison of porosity and permeability of the Simen Formation on different sections in the western (a) and eastern (b) parts at the southern margin of Xuefeng Mountain

搬运到水体较深的槽盆区,碎屑滨岸沉积不断扩大,砂体不断变厚,集中发育在环江、柳州及其周缘等地。

寺门组主要发育沿岸砂坝、砂泥质滨岸、泥坪、混合坪及潟湖等微相(图8e—i,图9)。对比不同沉积微相下储层物性的差异(图10a,b),处于相对高能沉积环境的砂泥质滨岸、沿岸砂坝和混合坪微相储层物性表现较好,孔隙度平均值分别为5.2%,4.3%和3.8%,渗透率平均值超过 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;而处于低能沉积环境的潟湖和泥坪微相储层物性条件较差,孔隙度平均值低于2%,渗透率平均值低于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,难以形成优质储层。砂岩粒度与储层物性的关系^[45-47]也反映了临滨和混合坪沉积中相对较粗的砂岩颗粒更有利于储集空间的形成,表明高能的沉积水体环境对寺门组储层物性具有很好的促进作用。这些特征均反映了沉积环境对砂岩组分、结构的控制作用,进而影响砂岩储层的物性条件^[48-49]。

3.2 构造裂缝对优质储层的控制

雪峰山南缘桂中地区经历了多期构造事件的改造^[50],具有良好的裂缝形成条件。统计发现,约18.1%的薄片发育1~2条裂缝,约5.3%的薄片发育3~5条裂缝,约22.3%的薄片发育了5条以上裂缝,说明研究区内裂缝普遍发育。同时,研究区西部裂缝

比东部发育,也体现了西部地区物性相对较好和孔-渗相关性较差的特征。

寺门组储层中的构造裂缝主要形成于中成岩晚期一晚成岩阶段,以燕山期和喜马拉雅期微裂缝和高角度缝为主^[18]。微裂缝大幅增加孔隙之间的连通性,提升储层的渗流能力,是寺门组储层局部低孔隙度、高渗透率的重要原因。同时,高角度缝还能提供通道,促进溶蚀作用发育,常在微裂缝周围发育串珠状溶蚀孔(图4i)。

寺门组储层的孔-渗相关性和埋深-渗透率相关性较差,说明储层的储集和渗透性能除了受孔隙发育程度影响外,还在一定程度上依赖于构造裂缝形成的渗滤通道。在优质储层相对发育的中屯(孔隙度平均值10.36%,渗透率平均值 $3.90 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)、寨沙(孔隙度平均值7.18%,渗透率平均值 $8.77 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)和长蛇(孔隙度平均值6.96%,渗透率平均值 $2.98 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)等地,构造裂缝都极大地促进了储层的输导能力,发育较多孔隙-裂缝型储层。这表明成岩中、后期构造运动产生的裂缝是改善储-渗性能的关键,对优质储层的发育分布具有明显控制作用。

3.3 成岩作用及对储层质量的控制

研究区寺门组具有埋深大、时间长以及演化程度高等特点,经历了复杂的成岩作用过程。

3.3.1 压实作用

压实作用是寺门组储层的主要成岩作用之一,主要发生在早成岩时期。随着早期快速埋深,上覆地层压力加大,沉积物被不断压实,岩屑、云母等塑性颗粒发生破碎、扭曲及变形(图11a),碎屑颗粒紧密堆积,颗粒之间多呈线-凹凸接触(图11b),大量原生孔隙被破坏、充填,导致寺门组储层的孔-渗条件大幅下降。如东塘1井的岩心相较于地表样品更致密(图7a),说明强压实作用加剧了寺门组储层的致密化程度。

寺门组砂岩分选较好,分选系数 S_0 在1.1~1.3。按照砂岩的初始孔隙度计算公式($\Phi_i = 20.91 + 22.90/S_0^{[51]}$)得出寺门组储层的初始孔隙度在40.0%左右,实测孔隙度平均值4.4%,胶结作用损失孔隙度(胶结物含量)平均值3.8%,溶蚀作用增加孔隙度平均2.3%,得出压实作用损失孔隙度(=初始孔隙度-胶结物损失孔隙度-实测孔隙度+溶蚀增加孔隙度^[52])为34.1%。从压实率的计算结果来看,寺门组储层由压实作用造成的孔隙损失率达到了85.2%左右,说明强烈的压实作用是影响储层质量的第一要素。

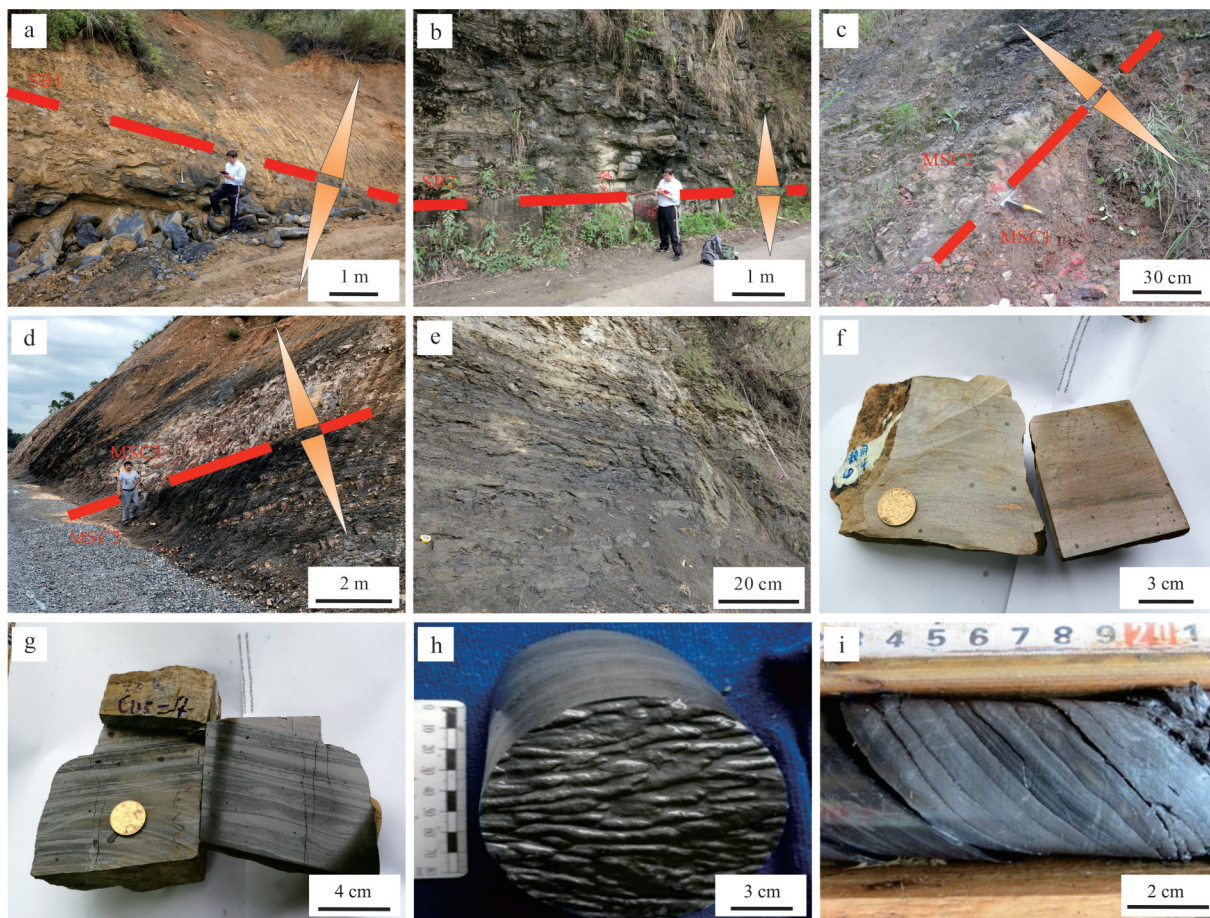


图8 雪峰山南缘寺门组层序界面及沉积微相识别标志

Fig. 8 Pictures showing the markers to identify sequence boundaries and sedimentary microfacies of the Simen Formation at the southern margin of Xuefeng Mountain

a. 三级层序底界面SB1,上部为寺门组灰黑色泥岩,下部为黄金组灰黑色泥晶灰岩夹泥岩,环江塘现剖面; b. 三级层序顶界面SB2,上部为罗城组灰黑色生物碎屑灰岩,下部为寺门组灰黑色泥岩,环江塘现剖面; c. 四级层序MCS1与MCS2界面,上部为灰黑色泥岩,下部为灰白色石英砂岩,鹿寨石古剖面; d. 四级层序MCS2与MCS3界面,上部为灰黑色泥岩,下部为浅灰色细砂岩,鹿寨石古剖面; e. 泥坪微相,水平层理,环江塘现剖面; f. 沿岸砂坝微相,小型交错层理,环江赖洞剖面; g. 混合坪微相,透镜状、波状层理,鹿寨长胜剖面; h. 砂泥质滨岸微相,泥质粉砂岩,波痕构造,东塘1井,埋深825.0 m; i. 泻湖微相,以水平层理为主的复合韵律层理,东塘1井,埋深719.1 m

3.3.2 胶结作用

研究区寺门组储层的胶结物以自生方解石和自生石英为主。早期方解石形成于浅埋藏阶段,呈连晶式和孔隙式产出,具有较高的负胶结物孔隙度(图11c),中-晚期方解石多充填于粒间溶孔和粒内溶孔中(图11d)。硅质胶结物常见自生石英形成的加大边或石英颗粒以他型粒状集合体的形态充填于孔隙内(图11e,f)。

方解石胶结物含量与储层物性呈明显的负相关(图12a₁, a₂);而硅质胶结物由于来源多样,与储层物性关系复杂,其含量与孔隙度呈较弱的负相关,与渗透率相关性不明显(图12b₁, b₂);总胶结物含量与储层物性的关系总体呈负相关(图12c₁, c₂),当总胶结物含量

超过8%时,储层的孔隙度和渗透率都明显降低。说明胶结作用,尤其是方解石胶结作用对寺门组储层物性条件影响较大。

从胶结程度来看,寺门组胶结作用减孔量(胶结物含量)平均3.8%左右,胶结作用孔隙损失率在9.5%左右。另外,砂岩胶结物含量与负胶结物孔隙度投点图^[53],显示大部分样品位于左下侧区域(图13),也说明寺门组储层的化学成岩作用较弱,胶结作用对储层质量的影响较小。

3.3.3 溶蚀作用

寺门组储层中大部分骨架颗粒发育溶蚀现象,是形成次生孔隙的直接途径^[54],形成粒间、粒内溶孔以及少量铸模孔(图4),对储层质量产生积极影响^[55-57]。

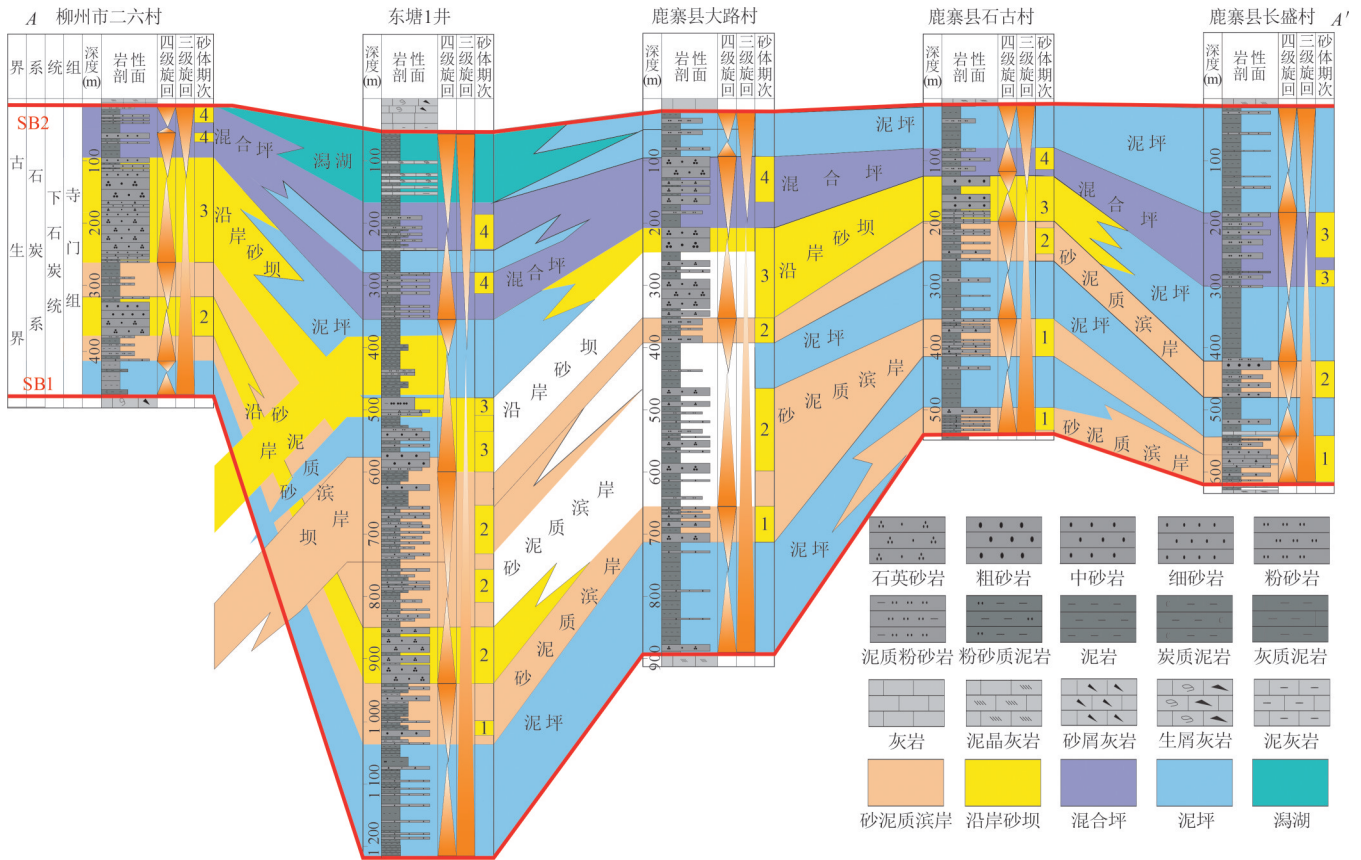


图9 雪峰山南缘寺门组层序地层与沉积相连井剖面(剖面位置见图1)

Fig. 9 Cross-well correlation of the sequence stratigraphy and sedimentary facies in the Simen Formation at the southern margin of Xuefeng Mountain (see Fig. 1 for the section location)

SB1. 三级层序底界面;SB2. 三级层序顶界面

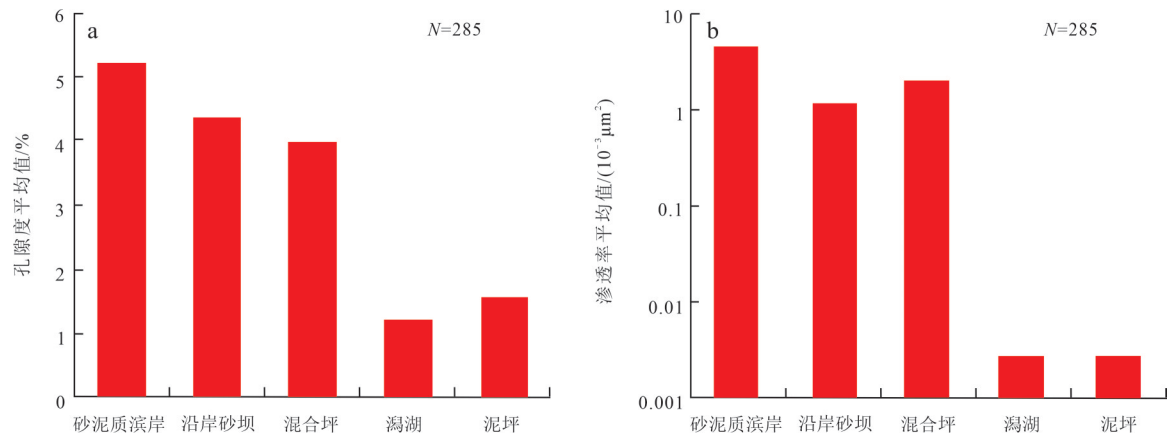


图10 雪峰山南缘寺门组沉积微相与孔隙度(a)及渗透率(b)关系

Fig. 10 Correlation between sedimentary microfacies and porosity (a) and between sedimentary microfacies and permeability (b) of the Simen Formation at the southern margin of Xuefeng Mountain

东塘1井寺门组储层溶蚀作用普遍强于野外露头样品,东、西部地区寺门组储层的溶蚀程度相当,溶蚀产生的次生孔隙均在60%左右(表1),主要发育两期溶蚀作用。早期溶蚀形成于早成岩阶段,此时埋深较浅,主要由不稳定长石溶解形成少量次生孔隙,在持续埋

深过程中受到强压实作用的破坏难以保存下来。晚期溶蚀作用形成于深埋环境,主要发生在中成岩阶段,伴随着生烃高峰,有机酸注入,大量钾长石、钠长石溶蚀形成次生孔隙,溶蚀作用增孔量大约为2.3%,使储层质量得到有效提升。

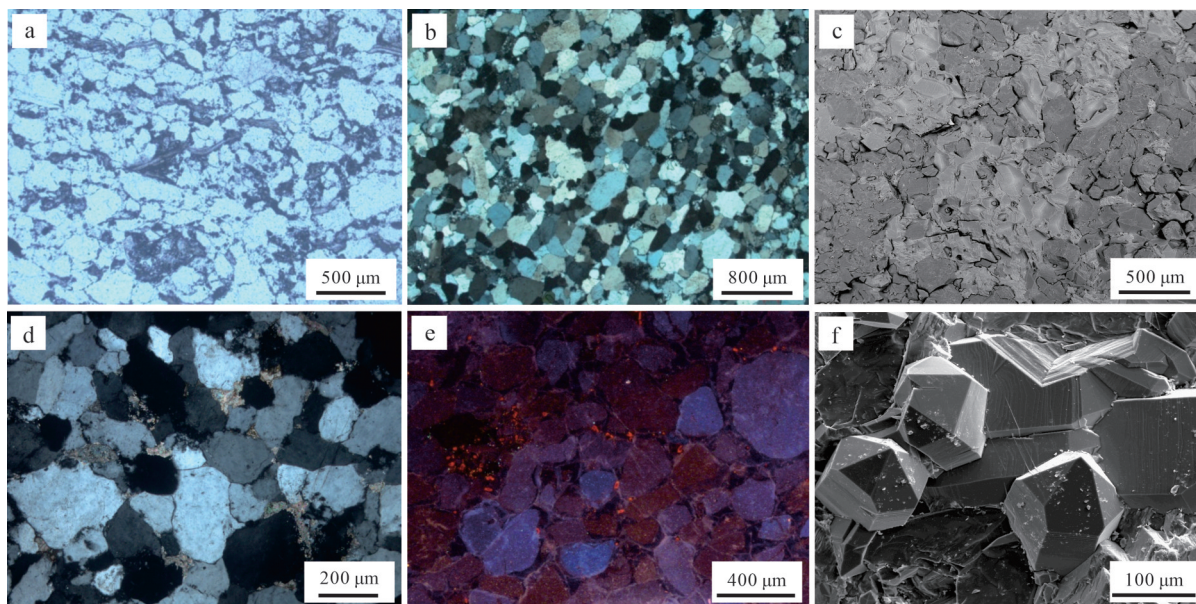


图11 雪峰山南缘寺门组储层砂岩镜下特征

Fig. 11 Microscopic characteristics of reservoir sandstones in the Simen Formation at the southern margin of Xuefeng Mountain

a. 云母压实断裂,东塘1井,埋深456.6 m,单偏光; b. 线-凹凸接触,环江水源剖面,正交光; c. 连晶式方解石胶结,东塘1井,埋深1 121.7 m,扫描电镜; d. 部分斑点状方解石充填于长石溶孔内,鹿寨长盛剖面,正交光; e. 自生石英不发光,环江水源剖面,阴极发光; f. 次生石英加大作用,东塘1井,埋深1 121.7 m,扫描电镜

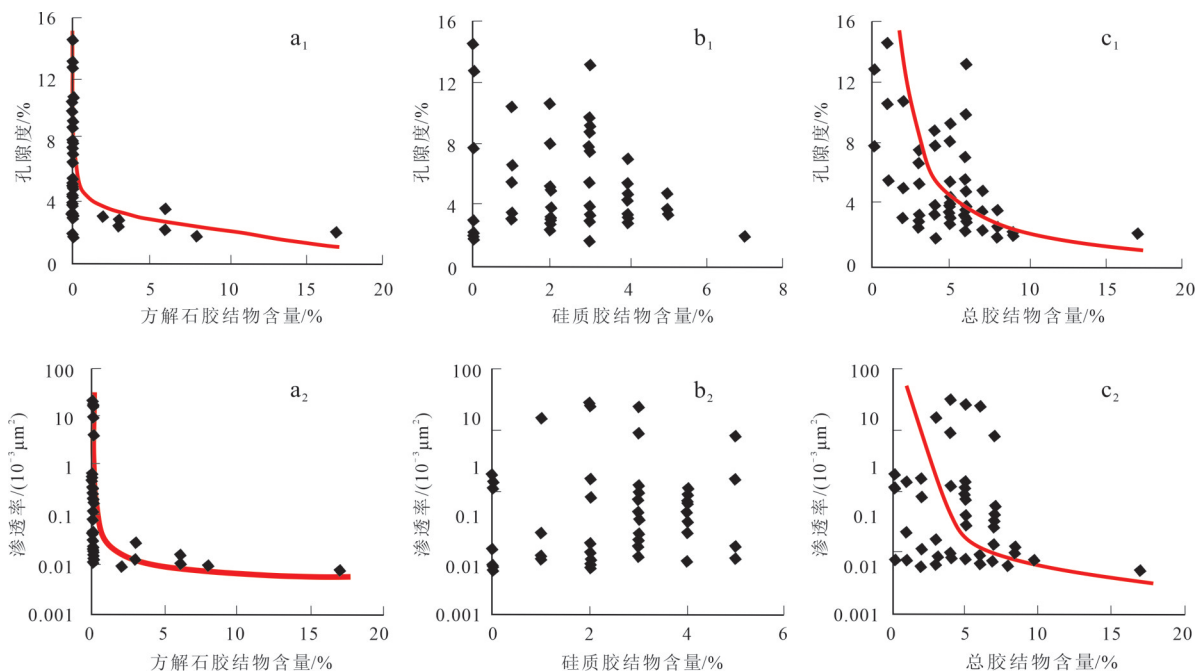
图12 雪峰山南缘寺门组方解石胶结物、硅质胶结物及总胶结物含量与孔隙度(a_1, b_1, c_1)、渗透率(a_2, b_2, c_2)关系

Fig. 12 Relationship between calcite cement content, siliceous cement content, total cement content and porosity (a_1, b_1, c_1) or permeability (a_2, b_2, c_2) in the Simen Formation at the southern margin of Xuefeng Mountain

3.4 有利储层分布区预测

研究区东、西部寺门组储层虽然分属不同的物源体系,但总体上储层的基本特征、沉积背景及形成机制都具有很强的相似性,认为寺门组在研究区内存在一

种优质储层发育模式(图14):沿岸砂坝、砂泥质滨岸和混合坪是形成寺门组储层形成的物质基础,强烈的压实作用是导致寺门组储层整体致密的最主要原因,成岩中、后期的晚期溶蚀作用使储层质量得到微弱提升,晚期构造运动产生的大量裂缝极大地促进了储层

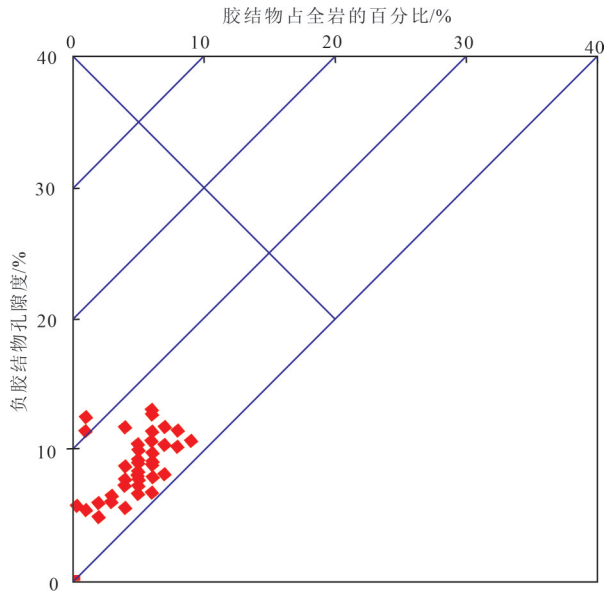


图13 雪峰山南缘寺门组储层负胶结物孔隙度与胶结物含量投点图

Fig. 13 Plot showing minus-cement porosity and cement content in the Simen Formation reservoirs at the southern margin of Xuefeng Mountain

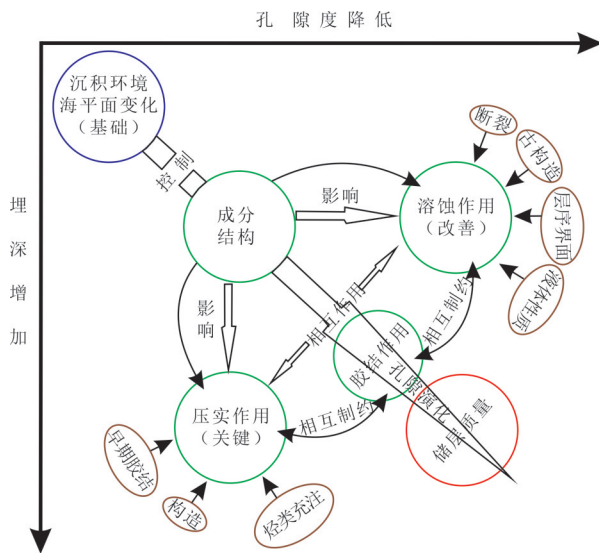


图14 雪峰山南缘寺门组储层发育模式

Fig. 14 Sketch diagram showing the reservoir development model of the Simen Formation at the southern margin of Xuefeng Mountain

的输导能力,局部地区具备优质储层发育的物性条件,如在研究区的德胜和洛埠为有利储层分布区。

德胜地区位于环江县德胜镇西侧,处于雪峰古陆物源区的临滨相区。北侧的中屯剖面寺门组地层约80 m厚,其中砂岩厚度为29 m,砂岩连续厚度可达15 m,岩性主要为灰色中厚层状中-粗粒石英砂岩,砂岩单层连续厚度可达15 m。露头样品测试孔隙度平

均值为10.36%,渗透率平均值为 $3.90 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,储层中裂缝发育,属于I类储层中的孔隙-裂缝型储层,显示了较好的储集条件。

洛埠地区位于柳州市以北,鱼峰区洛埠镇以南,处于大瑶山岛物源区的临滨相区。北侧的长蛇村剖面寺门组地层厚度为423 m,砂岩厚度为192 m,岩性主要为灰色、灰褐色中-厚层状细-中粒砂岩,砂岩单层连续厚度可达十几米。露头样品测试孔隙度平均值为10.48%,渗透率平均值为 $2.98 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,储层中裂缝发育,属于I类储层中的孔隙-裂缝型储层,显示了较好的储集条件。

4 结论

1) 广西雪峰山南缘石炭系寺门组储层砂岩类型单一,以细粒石英砂岩和岩屑质石英砂岩为主,分选较好,磨圆一般,接触关系主要为线接触和线-凹凸接触,填隙物成分包括粘土杂基、方解石胶结物、石英胶结物和少量铁质胶结物。研究区西部地区储层储集空间优于东部地区,其类型包括原生粒间孔(约30%)、次生溶蚀孔(约60%)和裂缝(约10%)。

2) 研究区寺门组储层总体属于低孔-低渗型储层,西部地区裂缝较为发育,储层孔-渗相关性较差,主要为孔隙-裂缝型储层,东部地区储层孔-渗相关性较好,多为孔隙型储层。相对优质储层在横向上主要分布在中屯、寨沙和长蛇等地,在纵向上主要分布在第三期砂体中。

3) 通过对研究区储层控制因素分析,认为沿岸砂坝、砂泥质滨岸和混合坪微相控制了储层砂体的分布,强烈的压实作用是储层致密化的最主要原因,造成的孔隙损失率约85.2%,胶结作用孔隙损失率约9.5%,溶蚀作用增孔量约2.3%,使储层质量得到有效提升,构造裂缝极大地促进了储层的输导能力,使局部地区仍具备优质储层发育的物性条件。

4) 综合研究区寺门组储层发育的区域构造背景、有利相带分布,有利储层控制因素及发育模式,预测研究区存在德胜和洛埠2个有利储层分布区,储层砂体展布较好,孔隙度、渗透率水平较高,储层中裂缝发育,属于I类储层中的孔隙-裂缝型储层,显示了较好的储集条件。

致谢:感谢中国石油大学(北京)朱筱敏教授在本文完成过程中给予的多次指导和帮助!

参 考 文 献

- [1] Nelson P H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(3): 329-340.
- [2] Xi K L, Cao Y C, Jähren J, et al. Diagenesis and reservoir quality of the Lower Cretaceous Quantou Formation tight sandstones in the southern Songliao Basin, China [J]. Sedimentary Geology, 2015, 330: 90-107.
- [3] Zou C N, Yang Z, Zhu R K, et al. Progress in China's unconventional oil & gas exploration and development and theoretical technologies [J]. Acta Geologica Sinica (English Edition), 2015, 89(3): 938-971.
- [4] L Y, Zhou D H, Wang W H, et al. Development of unconventional gas and technologies adopted in China [J]. Energy Geoscience, 2020, 1(1-2): 55-68. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2020.04.004>.
- [5] Huang W B, Lu S F, Osman S H. Quality grading system for tight sandstone reservoirs in the Quantou 4 Member, southern Songliao Basin, Northeast China[J]. Interpretation, 2017, 5(4): 1-60.
- [6] Yin X D, Jiang S, Chen S J, et al. Impact of rock type on the pore structures and physical properties within a tight sandstone reservoir in the Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Science, 2020, 17(4): 896-911.
- [7] Zou C N, Zhu R K, Liu K Y, et al. Tight gas sandstone reservoirs in China: Characteristics and recognition criteria [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012, 88-89(2): 82-91.
- [8] 王伟明, 卢双舫, 李杰, 等. 致密砂岩储层微观孔隙特征评价——以中国吐哈盆地为例[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(10): 1828-1836.
Wang Weiming, Lu Shuangfang, Li Jie, et al. Analyses of micro-pore structural characteristics of tight sandstone reservoirs: A case study in Turpan-Hami Basin, northwestern China[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(10): 1828-1836.
- [9] Nabawy B S, Geraud Y, Rochette P, et al. Pore-throat characterization in highly porous and permeable sandstones[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(6): 719-739.
- [10] Liu M J, Liu Z, Liu J J, et al. Coupling relationship between sandstone reservoir densification and hydrocarbon accumulation: A case from the Yanchang Formation of the Xifeng and Ansai areas, Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration & Development, 2014, 41(2): 185-192.
- [11] 赖锦, 王贵文, 孟辰卿, 等. 致密砂岩气储层孔隙结构特征及其成因机理分析[J]. 地球物理学进展, 2015, 30(1): 217-227.
Lai Jin, Wang Guiwen, Meng Chenqing, et al. Pore structure characteristics and formation mechanisms analysis of tight gas sandstones[J]. Progress in Geophysics, 2015, 30(1): 217-227.
- [12] 钟红利, 张凤奇, 赵振宇, 等. 致密砂岩储层微观孔喉分布特征及对可动流体的控制作用[J]. 石油实验地质, 2021, 43(1): 77-85.
Zhong Hongli, Zhang Fengqi, Zhao Zhenyu, et al. Micro-scale pore-throat distributions in tight sandstone reservoirs and its constrain to movable fluid [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(1): 77-85.
- [13] 施欣园, 庞雄奇, 王克, 等. 鄂尔多斯盆地华庆地区致密砂岩油藏成藏条件研究[J]. 特种油气藏, 2021, 28(6): 20-26.
Shi Xinyuan, Pang Xiongqi, Wang Ke, et al. Study on accumulation conditions of tight sandstone reservoirs in Huaqing area, Ordos Basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(6): 20-26.
- [14] 惠威, 薛宇泽, 白晓路, 等. 致密砂岩储层微观孔隙结构对可动流体赋存特征的影响[J]. 特种油气藏, 2020, 27(2): 87-92.
Hui Wei, Xue Yuze, Bai Xiaolu, et al. Influence of micro-pore structure on the movable fluid occurrence in tight sandstone reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(2): 87-92.
- [15] 刘俊杰. 鄂尔多斯盆地致密砂岩储层高温高压动态渗吸实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(5): 161-168.
Liu Junjie. Dynamic imbibition experiment of the high-temperature high-pressure tight sandstone reservoirs in Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(5): 161-168.
- [16] Chen H, Zhu X, Chen C, et al. Diagenesis and hydrocarbon emplacement in the Upper Triassic Yanchang Formation tight sandstones in the southern Ordos Basin, China[J]. Australian Journal of Earth Sciences, 2017, 64(7): 957-980.
- [17] 周雁, 朱东亚, 孟庆强, 等. 桂中盆地页岩气地质条件及潜力分析[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2014, 41(5): 529-537.
Zhou Yan, Zhu Dongya, Meng Qingqiang, et al. Geological conditions and exploration potential of shale gas in Central Guangxi Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2014, 41(5): 529-537.
- [18] 楼章华, 尚长健, 姚根顺, 等. 桂中坳陷及周缘海相地层油气保存条件[J]. 石油学报, 2011, 32(3): 432-441.
Lou Zhanghua, Shang Changjian, Yao Genshun, et al. Hydrocarbon preservation conditions in marine strata of the Guizhong Depression and its margin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(3): 432-441.
- [19] 谭旭航, 王雁, 侯明才, 等. 桂中坳陷南丹地区中-下泥盆统塘丁组富有机质页岩储层特征[J]. 天然气勘探与开发, 2017, 40(2): 26-31.
Tan Xuhang, Wang Yan, Hou Mingcai, et al. Characteristics of Tangding Formation organic-rich shale in Nandan area, Guizhong Depression[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2017, 40(2): 26-31.
- [20] Zhu Z H, Yao G S, Lou Z H, et al. Upper Paleozoic marine shale characteristics and exploration prospects in the northwestern Guizhong Depression, South China[J]. Journal of Ocean University of China, 2018, 17(4): 773-790.
- [21] 李小林, 李委员, 王瑞湖, 等. 桂中坳陷东部下石炭统鹿寨组泥页岩有机地球化学特征[J]. 科学技术与工程, 2018, 18(9): 39-45.
Li Xiaolin, Li Weiyuan, Wang Ruihu, et al. Organic geochemical characteristics of the shales of the Lower Carboniferous Luzhai Formation in the east of Guizhong Depression[J]. Science Technology and Engineering, 2018, 18(9): 39-45.
- [22] 毛佩筱, 王星星, 吴凯凯, 等. 桂中坳陷西北部下石炭统岩关组泥页岩储层特征研究: 以环页1井为例[J]. 地质科技情报, 2018, 37(3): 169-176.

- Mao Peixiao, Wang Xingxing, Wu Kaikai, et al. Characteristics of shale gas reservoir in the Lower Carboniferous Yanguan Formation, northwestern Guizhong Depression: A case study of Well Huanye 1 [J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2018, 37(3): 169-176.
- [23] 覃英伦, 张家政, 王玉芳, 等. 广西桂中坳陷(桂融页1井)石炭系鹿寨组页岩气重要发现[J]. *中国地质*, 2021, 48(2): 667-668.
- Qin Yinglun, Zhang Jiazhen, Wang Yufang, et al. Discovery of shale gas by Guirongye-1 Well within Carboniferous Luzhai Formation in Guizhong Depression, Guangxi [J]. *Geology in China*, 2021, 48(2): 667-668.
- [24] 陶金雨, 胡宗全, 申宝剑, 等. 滇黔桂盆地桂中坳陷下石炭统台槽相页岩沉积特征与沉积模式[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(2): 365-377.
- Tao Jinyu, Hu Zongquan, Shen Baojian, et al. Sedimentary characteristics and model of platform-trough shale in the Lower Carboniferous, Guizhong Depression, Dianqiangui Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(2): 365-377.
- [25] 张矿明, 范志伟, 马成宪, 等. 桂中地区下石炭统寺门组物源特征与岩相古地理分析[J]. *东北石油大学学报*, 2018, 42(6): 10-21+5-6.
- Zhang Kuangming, Fan Zhiwei, Ma Chengxian, et al. Analysis of the provenance and lithofacies palaeogeography sedimentary facies in Simen Formation in the Lower Carboniferous in Guizhong area [J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2018, 42(6): 10-21+5-6.
- [26] 赵冠华, 张福强, 张德高, 等. 桂中沙塘聚煤盆地大埔背斜构造对天然气储存的制约[J]. *中国煤炭地质*, 2020, 32(12): 47-54.
- Zhao Guanhua, Zhang Fuqiang, Zhang Degao, et al. Constraint on natural gas storage from Dapu Anticline in Shatang coal accumulation basin, central Guangxi [J]. *Coal Geology of China*, 2020, 32(12): 47-54.
- [27] 梁雨晨, 张同昕, 刘自亮, 等. 桂中地区石炭系寺门组砂岩储层特征研究[J]. *山东化工*, 2020, 49(6): 132-134+140.
- Liang Yuchen, Zhang Tongxin, Liu Ziliang, et al. Study on sandstone reservoir characteristics of Simen Formation of carboniferous system in central Guangxi [J]. *Shandong Chemical Industry*, 2020, 49(6): 132-134+140.
- [28] 彭军, 陈洪德, 田景春, 等. 川滇黔桂地区石炭系层序地层研究[J]. *沉积学报*, 2000, 18(2): 190-197.
- Peng Jun, Chen Hongde, Tian Jingchun, et al. Sequence stratigraphy study on the Carboniferous Strata in Sichuan, Yunnan, Guizhou and Guangxi [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2000, 18(2): 190-197.
- [29] 焦大庆, 马永生, 邓军, 等. 黔桂地区石炭纪层序地层格架及古地理演化[J]. *现代地质*, 2003, 17(3): 294-302.
- Jiao Daqing, Ma Yongsheng, Deng Jun, et al. The sequence-stratigraphic framework and the evolution of paleogeography for Carboniferous of the Guizhou and Guangxi areas [J]. *Geoscience*, 2003, 17(3): 294-302.
- [30] 梅冥相, 孟庆芬, 易定红, 等. 黔桂地区石炭系层序地层格架及海平面变化[J]. *地球学报*, 2004, 25(1): 39-46.
- Mei Mingxiang, Meng Qingfen, Yi Dinghong, et al. Carboniferous sequence framework in Guizhou and Guangxi, southern China [J]. *Acta Geoscientica Sinica*, 2004, 25(1): 39-46.
- [31] 梁雨晨, 刘自亮, 陈义才, 等. 桂中坳陷中北部下石炭统寺门组层序与沉积相分析[J]. *西北地质*, 2020, 53(2): 27-41.
- Liang Yuchen, Liu Ziliang, Chen Yicai, et al. Analysis of sequence and sedimentary facies in Simen Formation in of Lower Carboniferous in the north-central Guizhong Depression [J]. *Northwestern Geology*, 2020, 53(2): 27-41.
- [32] 赵明鹏, 陈敏. 广西罗城-鹿寨地区石炭系沉积相类型及沉积环境演化[J]. *地质论评*, 1995, 41(6): 517-524.
- Zhao Mingpeng, Chen Min. Sedimentary facies types and evolution of depositional environments of the Carboniferous Strata in the Luocheng-Luzhai Region, Guangxi [J]. *Geology review*, 1995, 41(6): 517-524.
- [33] 隆轲. 黔南-桂中地区石炭纪层序岩相古地理特征及演化[D]. 成都: 成都理工大学, 2010.
- Long Ke. Carboniferous sequence lithofacies palaeogeography characteristic and its evolution in South Guizhou and Middle Guangxi [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2010.
- [34] 胡东风, 魏志红, 刘若冰, 等. 桂中坳陷下石炭统黑色页岩发育特征及页岩气勘探潜力[J]. *天然气工业*, 2018, 38(10): 28-37.
- Hu Dongfeng, Wei Zhihong, Liu Ruobing, et al. Development characteristics and shale gas exploration potential of the Lower Carboniferous black shale in the Guizhong Depression [J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(10): 28-37.
- [35] 黄恒, 颜佳新, 余文超. 广西宜州裂陷槽晚古生代演化与早石炭世沉积锰矿分布[J]. *古地理学报*, 2020, 22(5): 1001-1011.
- Huang Heng, Yan Jiaxin, Yu Wenchao, et al. Evolution of Yizhou Aulacogen in Guangxi during Late Paleozoic and distribution of manganese deposits in Early Carboniferous [J]. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 2020, 22(5): 1001-1011.
- [36] 贺训云, 姚根顺, 贺晓苏, 等. 桂中坳陷桂中1井沥青成因及油气成藏模式[J]. *石油学报*, 2010, 31(3): 420-425+431.
- He Xunyun, Yao Genshun, He Xiaosu, et al. Bitumen genesis and hydrocarbon accumulation pattern of Well Guizhong-1 in Guizhong Depression [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(3): 420-425+431.
- [37] 汪凯明. 桂中坳陷泥盆系页岩气成藏条件浅析[J]. *中国地质*, 2013, 40(2): 430-438.
- Wang Kaiming. Shale gas accumulation conditions of Devonian Strata in Guizhong Depression [J]. *Geology in China*, 2013, 40(2): 430-438.
- [38] 查云龙. 桂中坳陷泥盆系沉积相及岩相古地理研究[D]. 荆州: 长江大学, 2015.
- Zha Yunlong. A research of Devonian sedimentary facies and litho-paleogeographic in Guizhong Depression, Guangxi [D]. Jingzhou: Yangtze University, 2015.
- [39] 周雯, 姜振学, 仇恒远, 等. 桂中坳陷下石炭统鹿寨组页岩气成藏条件和有利区预测[J]. *石油学报*, 2019, 40(7): 798-812.
- Zhou Wen, Jiang Zhenxue, Qiu Hengyuan, et al. Shale gas accumulation conditions and prediction of favorable areas for the Lower

- Carboniferous Luzhai Formation in Guizhong[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(7): 798-812.
- [40] 杨磊, 张健飞, 江喻. 川东北地区须家河组砂岩储层特征[J]. *石油地质与工程*, 2010, 24(5): 9-12+141.
- Yang Lei, Zhang Jianfei, Jiang Yu. Characteristics of Xujiahe Fm sandstone reservoir in Northeast Region of Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2010, 24(5): 9-12+141.
- [41] 崔改霞, 卢帆雨, 王松, 等. 陇东地区盒8段致密砂岩储层分类评价[J]. *石油地质与工程*, 2021, 35(3): 44-49.
- Cui Gaixia, Lu Fanyu, Wang Song et al. Classification and evaluation of tight sandstone reservoir of He 8 member in Longdong area[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2021, 35(3): 44-49.
- [42] Mahnaz S B, Asadollah M, Reza M H, et al. Facies analysis and sequence stratigraphy of the Qal'eh Dokhtar Formation (Middle-Upper Jurassic) in the West of Boshrouyeh, East Central Iran[J]. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 2017, 91(5): 1797-1819.
- [43] 刘自亮, 邓昆, 施泽进, 等. 四川盆地寒武统龙王庙组浅水碳酸盐岩台地沉积相特征及模式[J]. *古地理学报*, 2020, 22(3): 504-522.
- Liu Ziliang, Deng Kun, Shi Zejin, et al. Sedimentary facies and model of shallow water carbonates platform of the Lower Cambrian Longwangmiao Formation in Sichuan Basin[J]. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 2020, 22(3): 504-522.
- [44] 施振生, 朱筱敏, 张亚雄, 等. 四川盆地上三叠统沉积储层研究进展与热点分析[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(4): 784-800.
- Shi Zhensheng, Zhu Xiaomin, Zhang Yaxiong, et al. Advances and trending topics in sedimentary reservoir research of the Upper Triassic Xujiahe Formation, Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(4): 784-800.
- [45] 徐伟, 李正宇, 刘艺萌, 等. 渤中25-1油田沙三段重力流沉积模式及油气地质意义[J]. *沉积学报*, 2018, 36(3): 557-569.
- Xu Wei, Li Zhengyu, Liu Yimeng, et al. Depositional models and petroleum geological significance of gravity flows deposits of the Third Member of the Shahejie Formation in Bozhong 25-1 oil field, Bohai Sea area[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2018, 36(3): 557-569.
- [46] 朱筱敏, 葛家旺, 吴陈冰洁, 等. 珠江口盆地陆丰凹陷深层砂岩储层特征及主控因素[J]. *石油学报*, 2019, 40(S1): 69-80.
- Zhu Xiaomin, Ge Jiawang, Wu Chenbingjie, et al. Reservoir characteristics and main controlling factors of deep sandstone in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(S1): 69-80.
- [47] Liu X, Wang F, Liu B J, et al. Factors controlling hydrocarbon accumulation in Jurassic Reservoirs in the southwest Ordos Basin, NW China[J]. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 2020, 94(2): 467-484.
- [48] 刘自亮, 朱筱敏, 廖纪佳, 等. 鄂尔多斯盆地西南缘上三叠统延长组层序地层学与砂体成因研究[J]. *地学前缘*, 2013, 20(2): 1-9.
- Liu Ziliang, Zhu Xiaomin, Zhang Yaxiong, et al. Sequence stratigraphy and genesis of sand bodies of the Upper Triassic Yangchang Formation in the southwestern margin of Ordos Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 2013, 20(2): 1-9.
- [49] 刘畅, 张道旻, 李超, 等. 鄂尔多斯盆地临兴区块上古生界致密砂岩气藏成藏条件及主控因素[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(5): 1146-1158.
- Liu Chang, Zhang Daomin, Li Chao, et al. Upper Paleozoic tight gas sandstone reservoirs and main controls, Linxing Block, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(5): 1146-1158.
- [50] 吴国干, 姚根顺, 徐政语, 等. 桂中坳陷改造期构造样式及其成因[J]. *海相油气地质*, 2009, 14(1): 33-40.
- Wu Guogan, Yao Genshun, Xu Zhengyu, et al. Structural patterns and origin of tectonic reformation in Guizhong Depression[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2009, 14(1): 33-40.
- [51] Beard D C, Weyl P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand[J]. *AAPG Bulletin*, 1973, 57(2): 349-369.
- [52] 孙海涛, 钟大康, 王威, 等. 四川盆地马路背地区上三叠统须家河组致密砂岩储层成因分析[J]. *沉积学报*, 2021, 39(5): 1057-1067.
- Sun HaiTao, Zhong Dakang, Wang Wei, et al. Origin analysis of a tight sandstone reservoir for the Xujiahe Formation of the Upper Triassic at the Malubei area in the Sichuan Basin, China[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2021, 39(5): 1057-1067.
- [53] Housekencht D W. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones[J]. *AAPG Bulletin*, 1987, 71(6): 633-542.
- [54] 田景春, 谭先锋, 林小兵, 等. 箕状断陷湖盆不同构造区带成岩作用特征及差异性研究: 以东营凹陷沙河街组为例[J]. *现代地质*, 2009, 23(4): 683-690.
- Tian Jingchun, Tan Xianfeng, Lin Xiaobing, et al. Research on diagenetic difference of various structural belts in the halfgraben-like rift lake basin: Taking Shahejie Formation in Dongying Depression as an example[J]. *Geoscience*, 2009, 23(4): 683-690.
- [55] 彭军, 吴慧明, 韩浩东, 等. 巴楚地区东河塘组致密砂岩储层成岩相研究[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(2): 245-255+279.
- Peng Jun, Wu Huiming, Han Haodong, et al. Study on diagenetic facies of the Donghetang tight sandstone reservoirs in Bachu area[J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(2): 245-255+279.
- [56] Ding B, Liu H X, Zhang C, et al. Mineralogy, fluid inclusion and H-O-C-S stable isotopes of Mengqiguer uranium deposit in the southern Yili Basin, Xinjiang: Implication for Ore Formation[J]. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 2020, 94(5): 1488-1503.
- [57] 叶素娟, 杨映涛, 张玲. 四川盆地川西坳陷上三叠统须家河组三段和五段“甜点”储层特征及分布[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(4): 829-840.
- Ye Sujuan, Yang Yingtao, Zhang Ling. Characteristics and distribution of “sweet spot” reservoirs in the third and fifth members of Upper Triassic Xujiahe Formation, Western Sichuan Depression, Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(4): 829-840.

(编辑 梁 慧)