

四川盆地安岳气田震旦系台缘带和台内地区天然气成藏差异性及其勘探领域

李 剑^{1,2}, 杨春龙^{1,2}, 谢武仁¹, 芮宇润³, 王晓波^{1,2}, 张 璐^{1,2}, 谢增业^{1,2}, 郭泽清¹

[1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石油天然气集团有限公司天然气成藏与开发重点实验室, 河北 廊坊 065007; 3. 中国矿业大学(北京)地球科学与测绘工程学院, 北京 100083]

摘要:四川盆地安岳气田是中国迄今为止发现的最大规模的海相碳酸盐岩气田, 探明天然气地质储量 $1.03 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 其中震旦系灯影组占56.3%。目前灯影组勘探开发主要围绕灯影组四段台缘带展开, 且台缘带单井产能明显高于台内地区。基于台缘带和台内地区天然气地球化学特征及气藏对比关系, 结合成藏条件分析, 探讨其成藏差异性。研究表明:①灯影组台缘带较台内地区天然气甲烷氢同位素明显偏重, 对应寒武系源岩古水体介质盐度高于震旦系, 反映由台缘带到台内地区震旦系烃源岩贡献比例的增加;②台缘带与台内地区储层在岩石类型、储集空间等方面一致, 但台缘带储层内部溶蚀孔洞发育程度强于台内地区, 主要受控于丘滩发育程度和表生岩溶作用强度;③台缘带和台内地区成藏组合存在差异, 台缘带紧邻裂陷内烃源岩, 储层侧向对接烃源岩, 存在旁生侧储、上生下储等多种成藏组合, 而台内地区距裂陷内烃源岩较远, 需要通过沟通油、源的断裂输导油气, 成藏组合单一;④震旦系-寒武系烃源岩贡献比例的不同和优质储层发育位置及组合类型的差异, 是导致台缘带和台内地区产能差异巨大的主要原因。川西北蓬莱—剑阁地区是未来深层灯影组台缘带的有利勘探领域, 古隆起围斜部位台地内部构造-岩性气藏是灯影组台内地区主要有利勘探区。

关键词:台内地区; 台缘带; 成藏差异; 碳酸盐岩; 寒武系; 震旦系; 安岳气田; 四川盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Differences of natural gas accumulation and play fairways in the marginal zone and interior of Sinian platform in Anyue gas field, Sichuan Basin

LI Jian^{1,2}, YANG Chunlong^{1,2}, XIE Wuren¹, RUI Yurun³, WANG Xiaobo^{1,2}, ZHANG Lu^{1,2}, XIE Zengye^{1,2}, GUO Zeqing¹

[1. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 2. Key Laboratory of Gas Reservoir Formation and Development, CNPC, Langfang, Hebei 065007, China; 3. College of Geoscience and Surveying Engineering, China University of Mining & Technology (Beijing), Beijing 100083, China]

Abstract: Anyue gas field in the Sichuan Basin is the largest marine carbonate gas field discovered so far in China, with discovered gas-in-place of $1.03 \times 10^{12} \text{ m}^3$, of which gas in Dengying Formation accounts for 56.3%. In recent years, the exploration and development of Dengying Formation mainly focus on its 4th member (Deng 4 Member) in the marginal zone of platform, and the single well productivity of the platform marginal zone is markedly higher than that of the platform interior. In the study, we discuss the differential gas accumulation based on the geochemical characteristics of natural gas and the correlation between gas reservoirs in the platform marginal zone and the interior, combined with the analysis of accumulation conditions. The results show that the hydrogen isotope value in methane of natural gas in the platform margin zone is obviously larger compared with the platform interior, and the salinity of the paleowater medium of the Cambrian source rocks is correspondingly higher than that of the Sinian source rocks, which reflects the contribution increase of the Sinian source rocks from the platform marginal zone to interior. Second, the reservoirs in the two zones are consistent in multiple aspects like the rock type and reservoir space, but the dissolved pores or cavities of reservoirs in the platform marginal zone is better developed

收稿日期:2022-06-06;修订日期:2022-11-15。

第一作者简介:李剑(1966—),男,博士、教授级高级工程师,天然气地球化学与油气成藏。E-mail:lijian69@petrochina.com.cn。

通讯作者简介:杨春龙(1989—),男,博士、工程师,天然气地球化学与油气成藏。E-mail:yangchunlong69@petrochina.com.cn。

基金项目:中国科学院A类战略性先导科技专项(XDA14010403);中国石油天然气股份有限公司创新基金项目(2020D-5008-01);国家自然科学基金项目(41973068)。

than that in the platform interior, which is mainly controlled by the development extent of mound-shoals and the intensity of epigenetic karstification. Third, there are differences in source-reservoir assemblages between the two zones. The platform marginal zone is adjacent to the source rocks in the rift with its reservoir laterally juxtaposed with the source rocks, resulting in various source-reservoir assemblages such as the side source rock-lateral reservoir assemblage as well as the upper source rock-lower reservoir assemblage. However, the platform interior is located far away from the source rocks in the rift, and faults rooted in source rocks are needed to transport the hydrocarbons, resulting in single-type source-reservoir assemblage. Fourth, the difference in the contribution between the Sinian and Cambrian source rocks and the differences in the development position and assemblage type of high-quality reservoirs are the main reasons for the huge differences in productivity between the two zones. Penglai-Jian'ge area in northwestern Sichuan Basin is a favorable play fairway for deep hydrocarbon exploration in the Dengying Formation of platform marginal zone in the future, while the surrounding slope areas of paleo-uplift are favorable for exploration of structural-lithologic gas reservoirs in the Dengying Formation of platform interior.

Key words: platform interior, platform marginal zone, accumulation difference, carbonate rock, Cambrian, Sinian, Anyue gas field, Sichuan Basin

引用格式:李剑,杨春龙,谢武仁,等. 四川盆地安岳气田震旦系台缘带和台内地区天然气成藏差异性及其勘探领域[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(1): 34-45. DOI: 10. 11743/ogg20230103.

LI Jian, YANG Chunlong, XIE Wuren, et al. Differences of natural gas accumulation and play fairways in the marginal zone and interior of Sinian platform in Anyue gas field, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(1): 34-45. DOI: 10. 11743/ogg20230103.

2011年在四川盆地川中古隆起GS1井震旦系灯影组获得日产 $128.25 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的高产工业气流,发现了安岳气田(图1a),由此四川盆地下古生界-震旦系天然气勘探取得重大成果^[1-12]。截至2020年底,安岳气田已探明天然气地质储量 $1.03 \times 10^{12} \text{ m}^3$,是中国迄今为止发现的最大规模的海相碳酸盐岩气田^[13-14],其中灯影组占56.3%^[13],显现出良好的勘探前景。据统计,2020年底灯影组四段(灯四段)气藏天然气探明地质储量已累计达 $5.940 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。GS1井获得突破后,发现了德阳-安岳大型克拉通内裂陷^[6,12],裂陷内沉积厚层筇竹寺组烃源岩,裂陷两侧则发育灯影组碳酸盐岩台地边缘带(以下称台缘带),与台缘带相对应的为台内地区(图1b)。其中西部台缘带天然气探明地质储量 $4.350 \times 10^8 \text{ m}^3$,单井平均测试产能大于 $40 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;东部台内地区面积远大于西部台缘带,但天然气探明地质储量仅为 $1.590 \times 10^8 \text{ m}^3$,单井平均测试产能小于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;远小于台缘带的单井产能^[15]。2020年以来PT1井在灯影组二段(灯二段)测试获日产 $121.98 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的高产气流^[16-17],ZJ2井在灯二段测试获日产 $3.60 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的气流^[18],均显示灯影组台缘带丘滩体具有较大的勘探潜力。

四川盆地在震旦纪灯影期—寒武纪筇竹寺期发生的桐湾运动,形成了高石梯-磨溪、资阳-威远两个桐湾期巨型古隆起和德阳-安岳古裂陷^[17-19]。古裂陷的形成控制了寒武统烃源岩的生烃中心,高石梯-磨溪古隆起控制了上震旦统灯影组优质储集层的形成与

展布^[17]。震旦系灯影组为混积台地之上沉积的碳酸盐岩台地建造^[15],其分布范围广,下伏上震旦统陡山沱组,上覆下寒武统麦地坪组及筇竹寺组^[9],为灯影组气藏的形成提供了良好的烃源及保存条件(图1c),其中台缘带靠近德阳-安岳裂陷边缘,与下寒武统烃源岩侧向接触^[15],较台内地区具备更优越的成藏条件。在勘探部署中,灯影组勘探逐步由台缘带向台内地区拓展,但台缘带与台内地区单井产能差异明显,原因是其成藏条件存在较大区别。本文系统分析了台缘带和台内地区天然气地球化学特征和储层特征,并对比两类地区的成藏条件,探讨不同地区天然气的来源及成藏模式差异,以期四川盆地灯影组天然气勘探拓展提供依据。

1 震旦系灯影组气藏特征

四川盆地震旦系灯影组勘探开发主力区主要包括高石梯、磨溪和龙女寺区块,构成以川中古隆起为主的安岳气田,2020年以来,PT1井在灯二段取得重大突破后,开启古隆起北斜坡的大规模勘探。灯影组纵向上发育灯二段和灯四段两套气层,平面上高石梯、磨溪和龙女寺区块以及PT1井区整体含气。

1.1 气藏埋深及温度-压力特征

安岳气田及古隆起北斜坡蓬莱地区灯二段和灯四段气藏属于超深层、高温和常压气藏。灯四段气藏

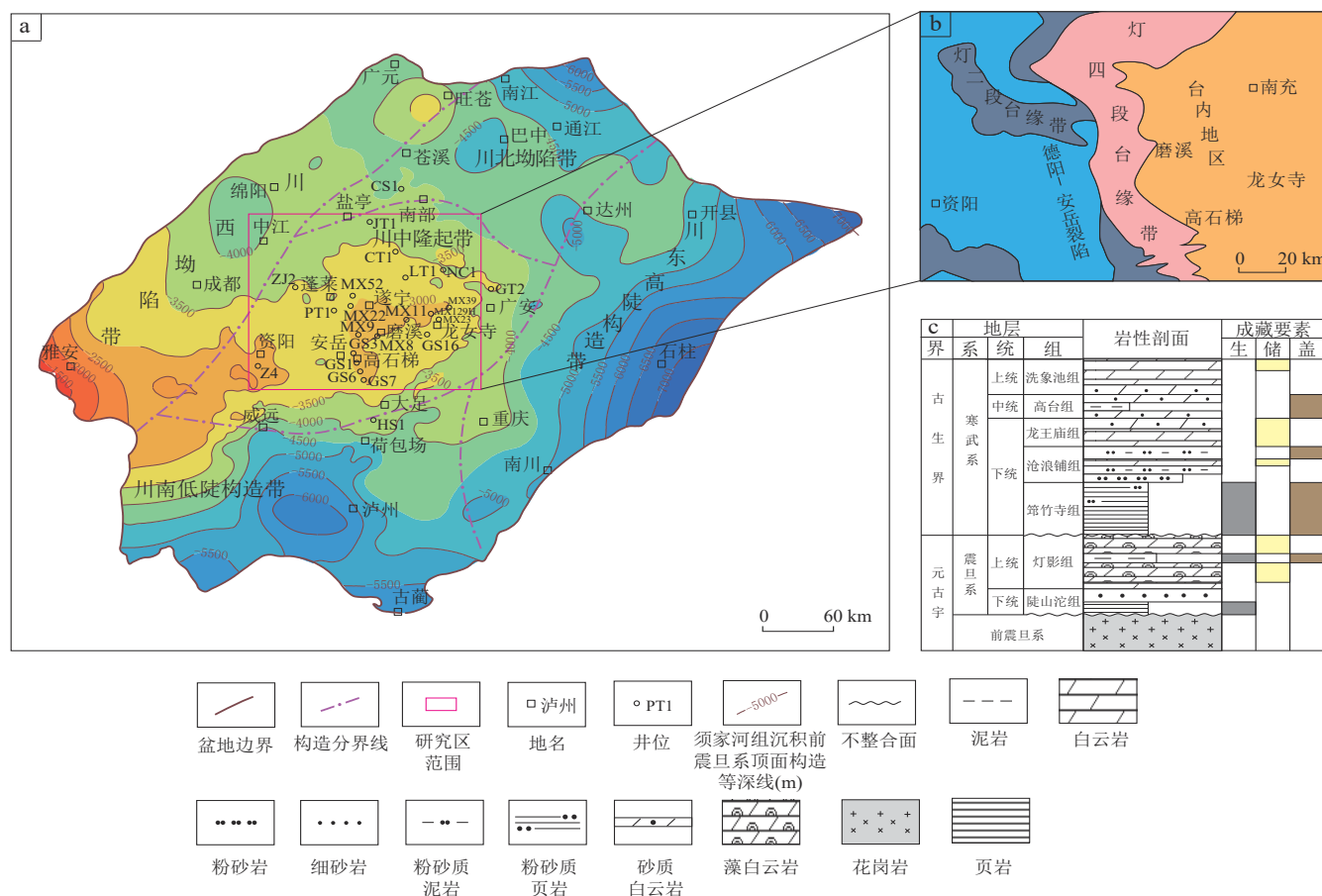


图1 四川盆地安岳气田位置及灯影组台缘带和台内地区分布特征

Fig. 1 Maps of Anyue gas field and distribution of the Dengying Formation in platform marginal zone and interior, Sichuan Basin

a. 研究区位置, 据参考文献[17]修改; b. 台缘带分布范围; c. 地层综合柱状图

埋深 5 000 ~ 5 100 m, 产层中部地层压力为 56.57 ~ 56.63 MPa, 气藏压力系数 1.06 ~ 1.13, 气藏中部温度 149.60 ~ 161.00 °C。灯二段气藏埋深 5 300 ~ 5 400 m, 产层中部地层压力为 57.58 ~ 59.08 MPa, 压力系数 1.06 ~ 1.10, 气藏中部地层温度 155.82 ~ 159.91 °C。安岳气田的主体中, 寒武系龙王庙组与灯影组在压力系数方面差距较大, 而震旦系整体为常压, 台缘带与台内地区差别不大。

1.2 天然气性质

灯四段气藏属于中-低含硫, 中含二氧化碳, 微含丙烷、氩和氮的干气气藏。其天然气相对密度为 0.607 9 ~ 0.633 6, 天然气以甲烷为主, 含量 91.22 % ~ 94.75 %, 硫化氢含量 1.00 % ~ 1.62 %, 二氧化碳含量 4.83 % ~ 7.39 %, 微含丙烷、氩和氮。灯二段气藏属于中-高含硫(图2), 含二氧化碳, 微含丙烷、氩和氮的干气气藏。其天然气相对密度为 0.626 5 ~ 0.632 6, 甲烷平均含量 91.03 %, 硫化氢含量 0.58 % ~ 3.19 %, 二氧化碳含量

4.04 % ~ 7.65 %, 微含丙烷、氩和氮。从天然气组成来看(图2), 川中地区灯影组台缘带和台内地区天然气组成差别较小。

2 烃源岩发育差异性

据勘探成果及前人研究, 目前普遍认为与震旦系天然气相关的烃源岩有 4 套: 陡山沱组黑色页岩、灯影组三段(灯三段)泥岩、灯影组富藻云岩、筇竹寺组巨厚黑色泥岩和页岩。陡山沱组黑色泥页岩在扬子地区非常发育, 是良好的烃源岩^[20-21], 也是中国新元古界震旦系最为重要的烃源岩层系之一^[22-23]。野外露头显示湖北宜昌地区及川东北城口地区发育厚度较大的陡山沱组优质黑色泥页岩。中国地质调查局油气资源调查中心在湖北宜昌地区部署的 ZD1 井和 EYY1 井也发现了陡山沱组页岩气^[22-23], 川东北地区沉积厚度可达 100 ~ 200 m, 主要发育在陡山沱组二段(陡二段)和陡四段, 陡二段发育滨岸-潮坪-潟湖-混积陆棚、浅水陆棚、深

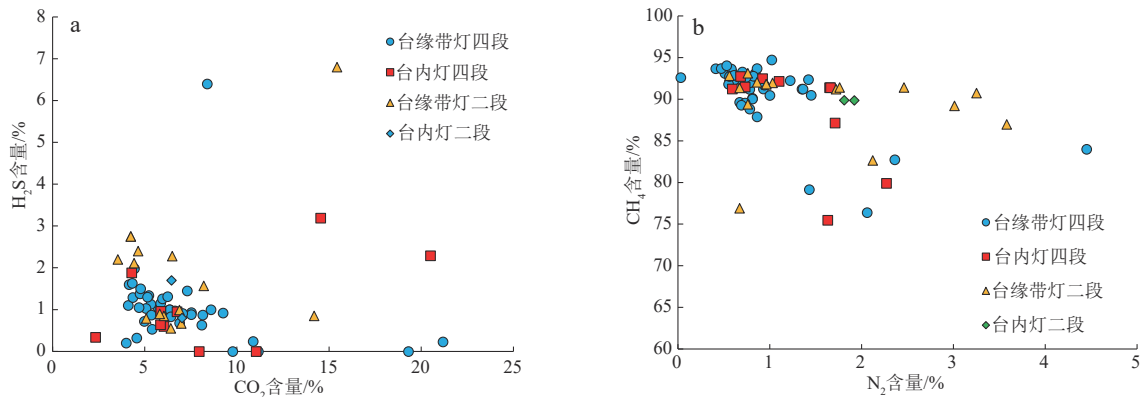


图2 川中地区震旦系灯影组台缘带和台内地区天然气组成特征(部分数据据文献[17])

Fig. 2 Composition characteristics of natural gas in the Sinian Dengying Formation of platform marginal zone and interior in central Sichuan Basin (some data modified from reference [17])

a. H₂S-CO₂含量交会图; b. CH₄-N₂含量交会图

水陆棚-海盆相,陡四段发育滨岸-陆棚-海盆沉积相,但在川中地区未有钻井钻揭陡山沱组烃源岩,目前仅有预测厚度^[24-26],川西北野外露头发现有优质烃源岩,部分学者结合野外剖面 and 地震资料编制了陡山沱组烃源岩分布图(图3a)。灯三段以碎屑岩为特征,由于相对海平面快速上升,四川盆地整体沉积一套厚度较薄、颜色较深的泥岩。盆地内主要发育陆棚沉积,自川西向川中、川南盆地四周依次由浅水陆棚、混积陆棚向深水陆棚演化,水体逐渐加深,普遍发育含凝灰质的蓝灰色泥页岩,该套碎屑岩沉积是四川盆地灯影组的重要标志层,灯三段碎屑岩沉积厚度较薄,一般只有数米到数十米,烃源岩厚度只在川中及北部地区相对较厚^[27],可达10~30 m左右(图3b),如GK1井灯三段灰黑色页岩厚度35.5 m。震旦系灯影组的沉积环境主要是碳酸盐局限台地及陆棚^[18]。灯二段和灯四段沉积时期,藻类大量发育,形成大面积分布的藻云坪和藻丘,厚度可达200~400 m(图3c),在不同环境下形成形态各异的藻类岩石结构,部分学者认为其具有生烃能力,生烃量可达 $169 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[25]。筇竹寺组沉积期海水入侵面积最大,水体总体上较为安静,以发育陆棚相为特征,沉积物以泥页岩为主夹少量细粉砂岩和白云岩。物源主要来自盆地的西部和西北部的古陆,该时期海水能量较低,在盆地内沿德阳-安岳裂陷沉积了大套的泥页岩,在GS17井厚度可达500 m以上。该时期地层沉积厚度主要呈北东-南西向展布,从西北向南东方向具有增厚的特点,从台地边缘到台地内部,筇竹寺组烃源岩厚度减小(图3d)。

从4套相关烃源岩基础地球化学统计数据看(表1),震旦系干酪根碳同位素重于寒武系,灯影组藻

云岩最重,有机质丰度最高的是陡山沱组泥岩,但目前川中地区厚度分布未知,其次为筇竹寺组泥页岩,最低的为灯影组藻云岩。最主要的差别是台缘带(裂陷槽)和台内地区的厚度,筇竹寺组泥页岩台缘带比台内地区厚10~180 m,震旦系烃源岩台缘带和台内地区厚度差异不大,综合来看,对于台缘带,最优质的烃源岩是筇竹寺组泥页岩,而对于台内地区,由于筇竹寺组烃源岩厚度减小,而且震旦系烃源岩层内源-储配置较好,因而其重要性相对台缘带更加突出。

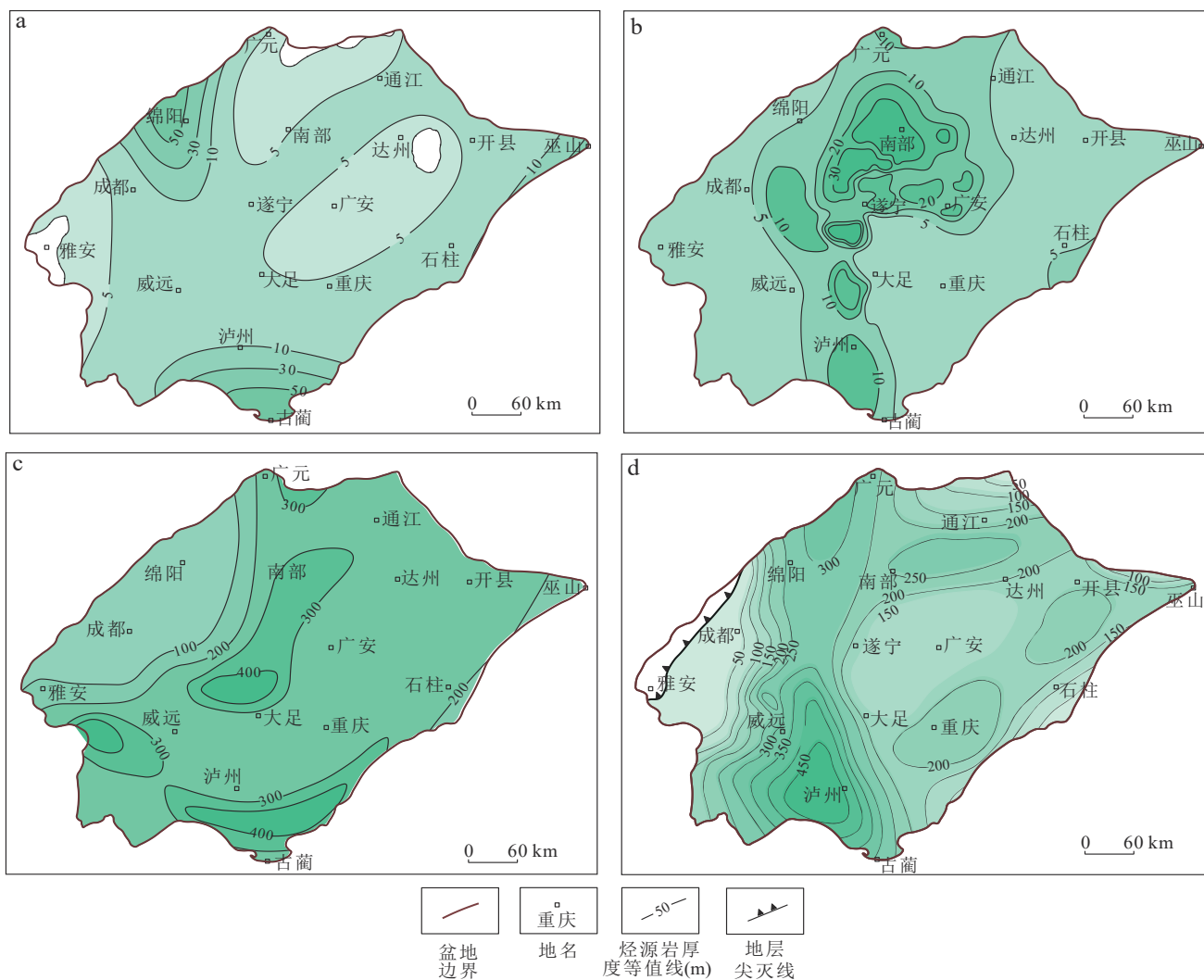
3 储层发育特征

3.1 相似特征

台缘带和台内地区储层共性特征主要为岩石类型和储集空间,如田兴旺等^[15]根据台缘带和台内地区岩心观察和薄片、岩石物性等实验分析,台缘带和台内地区灯影组储集层在岩石类型和储集空间方面具有相似性。储集岩石类型均以藻凝块云岩、藻叠层云岩及(藻)砂屑云岩为主,储集空间包括溶蚀孔洞、孔隙和裂缝,以粒间孔和孔洞为主(图4)。

3.2 差异特征

从台缘带到台内地区,丘滩有利沉积微相的单层厚度呈减薄趋势,且台内地区有利沉积微相呈薄互层分布,表明台内地区水体深浅变化频繁。导致台内地区储层厚度薄,平均厚度为36 m,单层厚度仅为3~5 m,非均质性更强,储层品质较差;而台缘带灯四段藻丘、颗粒滩体发育程度高,储层横向上连续稳定分布,平



层系	岩性	TOC/%	E_{qVR_o} /%	裂隙槽厚度/m	台内厚度/m	$\delta^{13}C_{\text{干酪根}}$ /‰	资料来源	
寒武系	筇竹寺组	泥页岩	0.50 ~ 8.49(1.95)	1.84 ~ 2.40	50 ~ 300	40 ~ 120	-36.0 ~ -31.0(-33.3)	文献[26]
	灯三段	泥岩	0.50 ~ 4.73(0.87)	3.16 ~ 3.21	5 ~ 30	5 ~ 25	-33.4 ~ -28.5(-32.0)	文献[18,26]
震旦系	灯影组	藻云岩	0.20 ~ 3.67(0.61)	1.97 ~ 3.46	100 ~ 300	200 ~ 300	-32.8 ~ -23.8(-29.4)	文献[25]
	陡山沱组	泥岩	0.50 ~ 14.17(2.91)	2.08 ~ 3.82	10 ~ 30	0 ~ 10	-31.5 ~ -30.3(-30.8)	文献[25]

地区储层孔喉直径在 $0 \sim 0.5 \mu\text{m}$,而台缘带孔洞发育密度大,中洞和大洞发育程度更高,孔喉直径主要分布于 $0.2 \sim 2.0 \text{ mm}$ 。因此从实验结果来看,台缘带的储层物性比台内地区要好,且储层高孔段相对于台内地区更发育^[15]。本研究按照岩石类型统计的灯四段台缘带与台内地区孔隙度对比图显示,台缘带物性均优于台内地区。

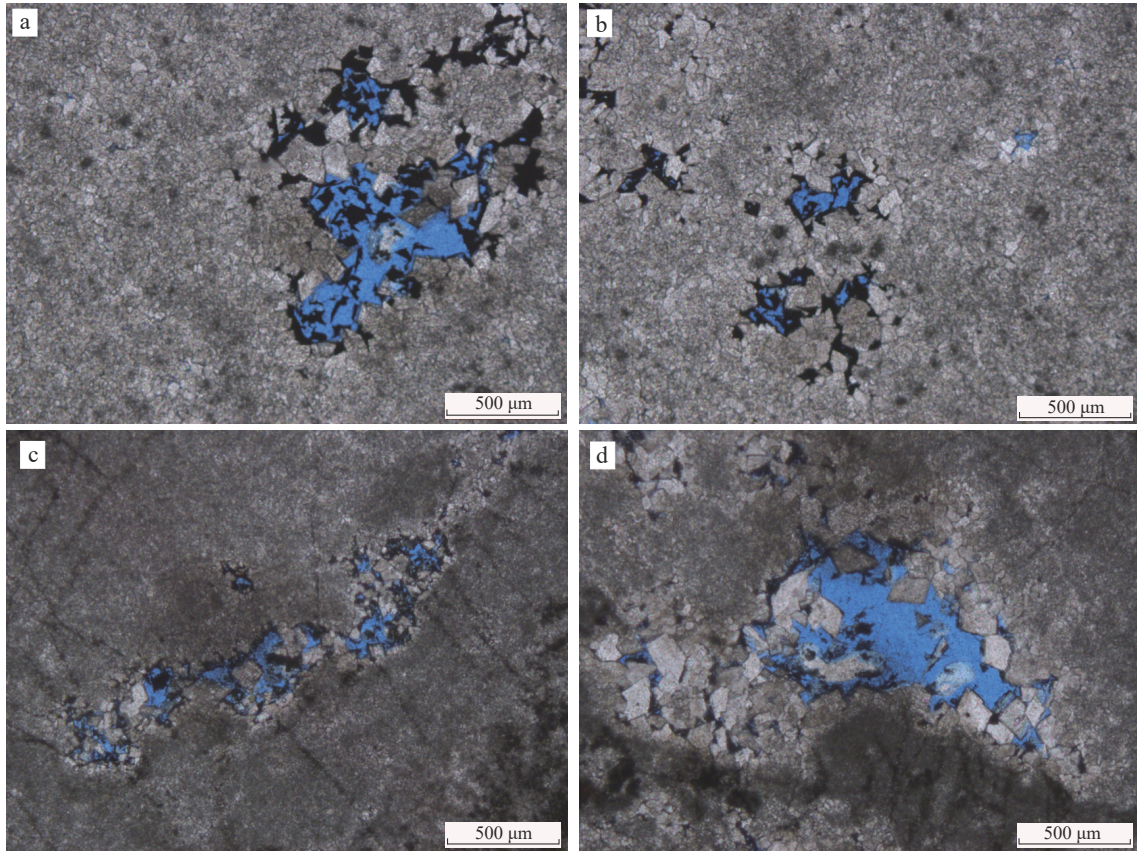


图 4 川中古隆起台缘带和台内地区灯四段储层铸体薄片特征照片

Fig. 4 Micrographs showing the characteristics of cast thin sections of reservoir rock samples from the Deng 4 Member reservoir in the platform marginal zone and interior of paleo-uplift in central Sichuan Basin

a, b. GS18 井, 埋深 5 135. 6 m, 砂屑白云岩(台内地区); c, d. MX105 井, 埋深 5 345. 5 m, 砂屑白云岩(台缘带)

由于磨溪区块构造变形弱,以发育微裂缝为主,因此不同于台缘带储集类型以裂缝-孔隙(洞)为主,台内地区的储集类型以孔洞型为主,裂缝-孔洞型储层仅在局部井段发育。

从台缘带和台内地区储层差异性对比表(表2)综合来看,灯影组储层主要发育在灯二段、灯四段下部及上部。物性、储集空间及储层厚度方面,台缘带相对更多地发育裂缝-孔洞型储层,单层厚度和累积厚度均大于台内地区,丘滩体占比及表生岩溶方面,台缘带丘滩体发育优

于台内地区;且其厚度占地层比超过 50 %,表生岩溶的影响深度也远高于台内地区^[27]。对应到单井产量上,台内地区多小于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,台缘带多大于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

3.3 差异性影响因素

台缘带与台内地区震旦系储层发育的差异性与多期构造运动的影响有关,魏国齐等^[18]将裂陷演化分为 4 个阶段,分别是形成期(灯一段-灯二段沉积期)、发展期(灯三段-灯四段沉积期)、充填期(麦地坪组-筇

表 2 安岳气田灯四段台缘带和台内地区储层差异性对比

Table 2 Differences of Deng 4 Member reservoir between the platform marginal zone and interior in Anyue gas field

相区	储层岩性	物性、孔洞发育程度	储集空间类型	储层厚度	丘滩体占地层比	表生岩溶强度	单井产量 / $(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$
台缘带	砂屑云岩、藻凝块云岩、藻叠层云岩	孔洞发育程度高,孔喉结构好,物性较好	溶孔、裂缝-孔洞	单层厚度普遍大,累计厚度 60 ~ 130 m	丘滩体发育,厚度占地层比 > 50 %	强度大,影响深度达 200 m	$> 10 \times 10^4$
台内地区	凝块云岩、砂屑云岩、藻纹层云岩	孔洞发育程度低,孔喉结构差,物性变差	裂缝-孔洞	单层厚度较小,累计厚度 30 ~ 50 m	丘滩体欠发育,厚度占地层比为 30 % ~ 50 %	强度中等,影响深度 < 100 m	$< 10 \times 10^4$

竹寺组沉积期)和消亡期(沧浪铺组-龙王庙组沉积期),其中形成期和发展期对应拉张背景,不同碳酸盐台地构造动力学背景,形成不同的沉积模式和沉积体系,控制了不同类型规模储集体的发育规律。拉张动力学背景下,台地受力作用集中或构造相对软弱地区,会出现大量正断层,进而导致相对高低的古地貌背景,差异古地貌进一步决定了碳酸盐岩的沉积类型。灯影组有利储集相带是微生物丘滩和颗粒滩,按发育位置划分,主要有台缘带微生物丘滩储层和台内地区丘滩2类储层,而丘滩间及开阔台地富含硅质白云岩相均不利于储层的发育(图5)。随海平面升降,一期丘滩体沉积后,发生层间岩溶作用和白云石化作用,产生大量溶蚀孔和晶间孔,多期丘滩体叠置沉积后,发生风化壳岩溶作用,产生大量孔、洞,后期埋藏溶蚀和烃类注入有机酸溶蚀,形成大量溶孔、洞,与晚期破裂作用共同作用形成优质储层。整体来看,德阳-安岳裂陷控制了灯影组台缘带储层的发育,在裂陷边缘沉积了厚层丘滩体白云岩储层,古隆起则控制了台内地区丘滩体的沉积^[28],台内地区丘滩体规模较小、单个丘滩体厚度较薄,多期丘滩体叠加厚度也远低于台缘带。

4 天然气来源差异

天然气组分方面,震旦系较寒武系天然气含有较高的 CO_2 等非烃气体,台缘带与台内地区并无明显差别。由于台缘带至台内地区震旦系-寒武系烃源岩发育具有明显差异,且安岳气田具有明显的近源聚集特征,所以其可能存在母源特征参数的不同。天然气同位素方面,天然气甲烷和乙烷碳同位素前人已有大量研究^[11,12-14,16-17],结果显示无明显差别,震旦系台缘带和

台内地区的主要差别为天然气甲烷氢同位素,其 $\delta\text{D}_{\text{CH}_4}$ 值不仅受其源岩热演化程度和有机质类型影响,而且也受沉积环境的水介质盐度制约。一般情况下 $\delta\text{D}_{\text{CH}_4}$ 值随母源成熟度增高和水介质盐度增大而变大^[29-32]。

不同学者采用多种方法对扬子地区南华系大塘坡组-志留系龙马溪组烃源岩古水体盐度进行了研究^[33-37],结果表明,下寒武统筇竹寺组(牛蹄塘组)的古水介质盐度属于咸水-半咸水^[34],是新元古代一早古生代烃源岩中古盐度最高的;受晚奥陶世阿石极期(五峰期)-早志留世蓝达芙里早期(龙马溪期)的南极冰盖以及上扬子地区三面为古陆的半封闭陆表海盆影响,五峰期-龙马溪期上扬子海处于古赤道附近的低纬度区,大量的雨水降落及河流淡水注入使得海水强烈淡化^[36],导致龙马溪组烃源岩盐度由于全球冰川融化而低于筇竹寺组^[35-37]。谢增业等^[17]通过黏土矿物中硼和钾元素含量确定古盐度大小的方法,得到四川盆地及周缘大塘坡组、陡山沱组、灯三段、筇竹寺组及龙马溪组烃源岩的古盐度分别为6.9‰~17.0‰、4.4‰~17.3‰、4.5‰~10.3‰、5.7‰~44.2‰和7.2‰~22.7‰,各层系古水介质盐度平均值属筇竹寺组的最高,震旦系泥岩均低于筇竹寺组。在有机质相同类型即热演化相似程度的条件下,甲烷氢同位素受沉积环境的水介质盐度的制约,源于筇竹寺组的天然气甲烷氢同位素应重于源于震旦系天然气的甲烷氢同位素。

四川盆地震旦系灯二段和灯四段天然气甲烷氢同位素均表现出自台缘带向台内地区变轻的趋势,甲烷氢同位素这一变化特征说明靠近古裂陷内和古裂陷生烃中心,震旦系储集层(包括灯二段和灯四段)接受寒武系气源贡献概率较大,甲烷氢同位素对应较重,远离寒武系裂陷,进入台内地区,甲烷氢同位素变轻

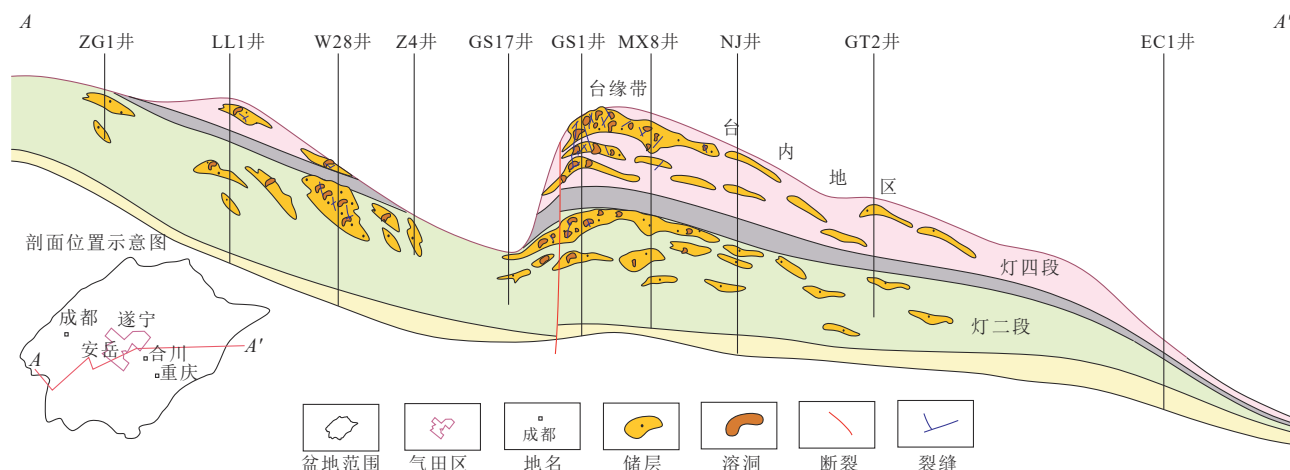


图5 四川盆地震旦系灯影组储层发育模式(据参考文献[4])

Fig. 5 Growth model of the Sinian Dengying Formation reservoir in the Sichuan Basin (according to reference[4])

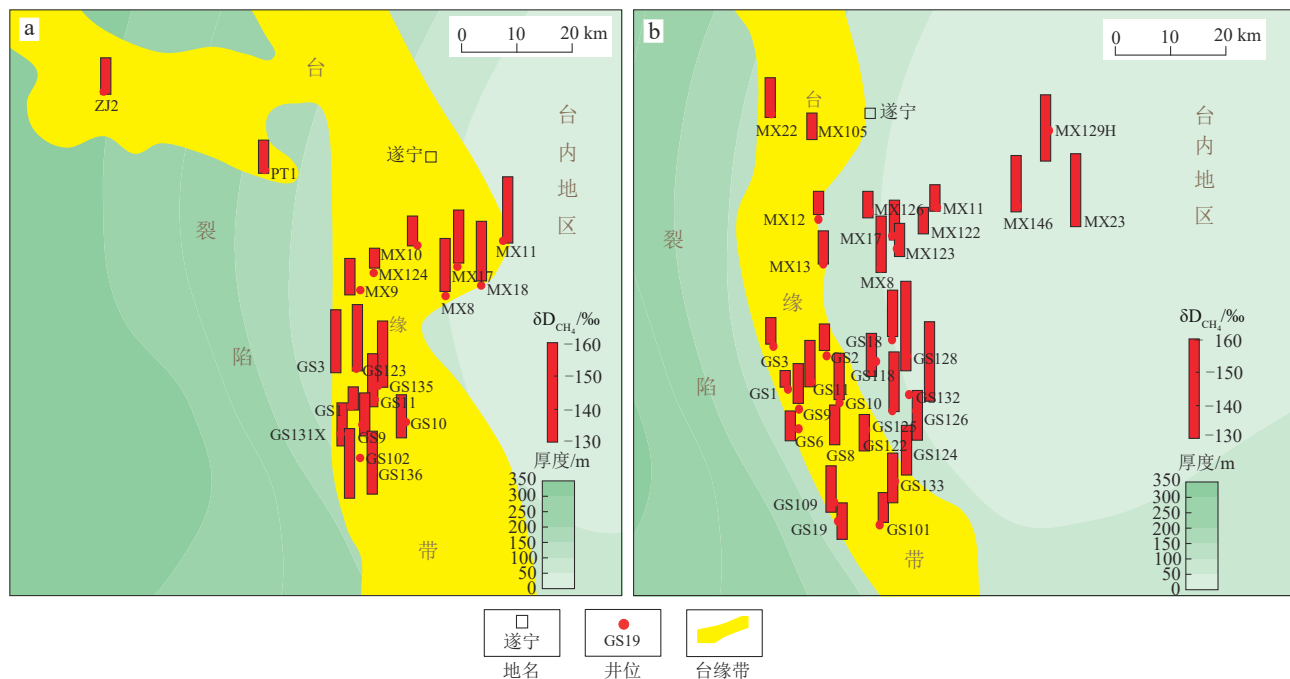


图6 川中古隆起震旦系灯影组台缘带和台内地区天然气 δD_{CH_4} 分布(底图及部分数据参考文献[13])

Fig. 6 δD_{CH_4} distribution of natural gas from the Sinian Dengying Formation in platform marginal zone and interior of the paleo-uplift in central Sichuan Basin (base map and some data modified from reference[13])

a. 灯二段; b. 灯四段

(图6),随着寒武系烃源岩厚度减薄,震旦系烃源岩对天然气贡献相对增大。

如果甲烷氢同位素与烃源岩古水盐介质有关,那么某种程度上能够证明自台缘带到台内地区震旦系烃源岩贡献相对增大。据黄士鹏等^[32]研究成果,甲烷氢同位素随成熟度增加而稳定变重,但四川盆地震旦系-寒武系天然气在高-过成熟阶段出现反转,随成熟度增大而变轻,且同一层内也有明显随成熟度增加而变轻的趋势。这说明除了气源之外,有机-无机相互作用等也有可能影响甲烷氢同位素的变化^[38-39]。另外从干燥系数来看,天然气的干燥系数从台缘带向台内地区逐渐增大(图7),结合现今灯影组普遍表现常压,而上伏龙王庙组却发育超压^[40],综合分析认为天然气存在从台缘带向台内地区横向运移的可能。

在PT1井突破后,Zhu等^[41]通过研究储层沥青和潜在烃源岩的无机地球化学信息(微量元素和稀土元素),探讨了川中灯影组和龙王庙组高成熟天然气的来源,认为筇竹寺组和灯三段的沉积环境不同,烃源岩的氧化-还原敏感参数 $[V/(V+Ni), Mo/Ni, \delta Ce$ 和 $Ce/Y]$ 和物源敏感参数 $[La/Co$ 和 $La/Sc]$ 存在明显差异,可作为气-源对比的依据。研究显示在地质演化过程中,两套烃源岩生成的原油在灯四段古油藏中充分混合,即台缘带筇竹寺组模糊了灯三段烃源岩的特征。据此推

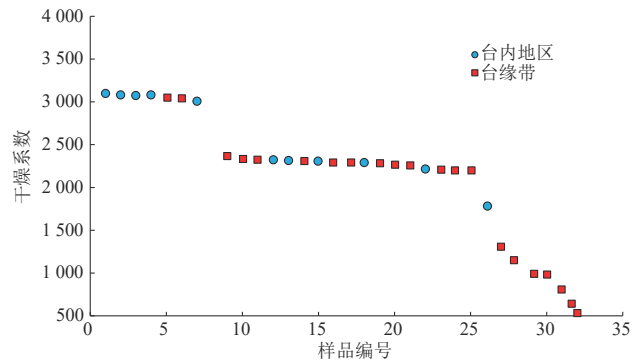


图7 四川盆地震旦系灯四段台缘带和台内地区天然气干燥系数(C_1/C_{2-5})(部分数据据文献[14,17])

Fig. 7 Dry coefficients (C_1/C_{2-5}) of natural gas from the Sinian Deng 4 Member reservoirs in the platform marginal zone and interior in the Sichuan Basin (some data modified from references [14, 17])

断,台内地区筇竹寺组烃源岩较薄,相比之下,震旦系烃源岩的贡献相对台缘带明显一些。

5 成藏模式差异性

四川盆地震旦系台缘带和台内地区由于储层、烃源岩发育的差异性,其成藏组合及成藏模式亦存在差异性。目前在灯二段和灯四段发现工业气层,灯三段

和下寒武统筇竹寺组泥岩为直接盖层,区域性分布的上二叠统泥岩为区域盖层,两者共同作用,对震旦系-寒武系天然气的富集起到重要封盖作用(图8)。

5.1 台缘带成藏模式

台缘带成藏组合主要为侧向充注型,即新生古储,裂隙内巨厚的下寒武统筇竹寺组泥岩与震旦系灯四段储层侧向对接,在三叠纪一早侏罗世,大量生油,形成古油藏,至中侏罗世一早白垩世,在继承性发育的古圈闭内,液态烃原位大量裂解,天然气优先聚集于台缘带优质储层内成藏。受高石梯-磨溪同沉积正断层控制的陡边界(俗称陡坎)影响,震旦系烃源岩也会有一定程度的垂向充注,自生自储,但其物质基础与筇竹寺组相差较远,所以仍然以下寒武统烃源岩的贡献为主,目前高磨地区灯影组探明天然气地质储量主要集中在灯四段,储量为 $5\,908\times 10^8\text{ m}^3$,而灯四段台缘带在此地区与筇竹寺组侧向对接配置最优越。

5.2 台内地区成藏模式

由台缘带至台内地区,台内地区规模储层主要发育在高石梯-磨溪古隆起的核部^[28],台内地区丘滩体

规模较小、呈透镜状,核部的藻丘和颗粒滩较厚,向翼部变薄,滩间发育相对致密封隔带,阻止了来自裂隙槽内寒武系油气的长距离侧向运移,加之筇竹寺组烃源岩厚度减薄,震旦系烃源岩的垂向运移贡献相对凸显,即自生自储的比例相对增加。

6 勘探建议

6.1 台缘带勘探领域

安岳气田发现十年以来,在川中古隆起灯四段已经取得巨大的成果,至2020年川中古隆起北斜坡地区灯二段的重大突破,川中地区已整体进入规模勘探开发阶段,裂隙北侧勘探程度较低,赵文智等^[13]通过分析地震剖面反射特征指出灯影组底界可能发育陡山沱组泥页岩,厚度可达50~100 m,而川西北地区沿裂隙边缘发育灯影组陡坡加积型台缘带^[42],蓬莱-剑阁地区是未来深层灯影组台缘带的有利勘探领域。

6.2 台内地区勘探领域

与裂隙控制的台缘带不同,古隆起对台内地区的

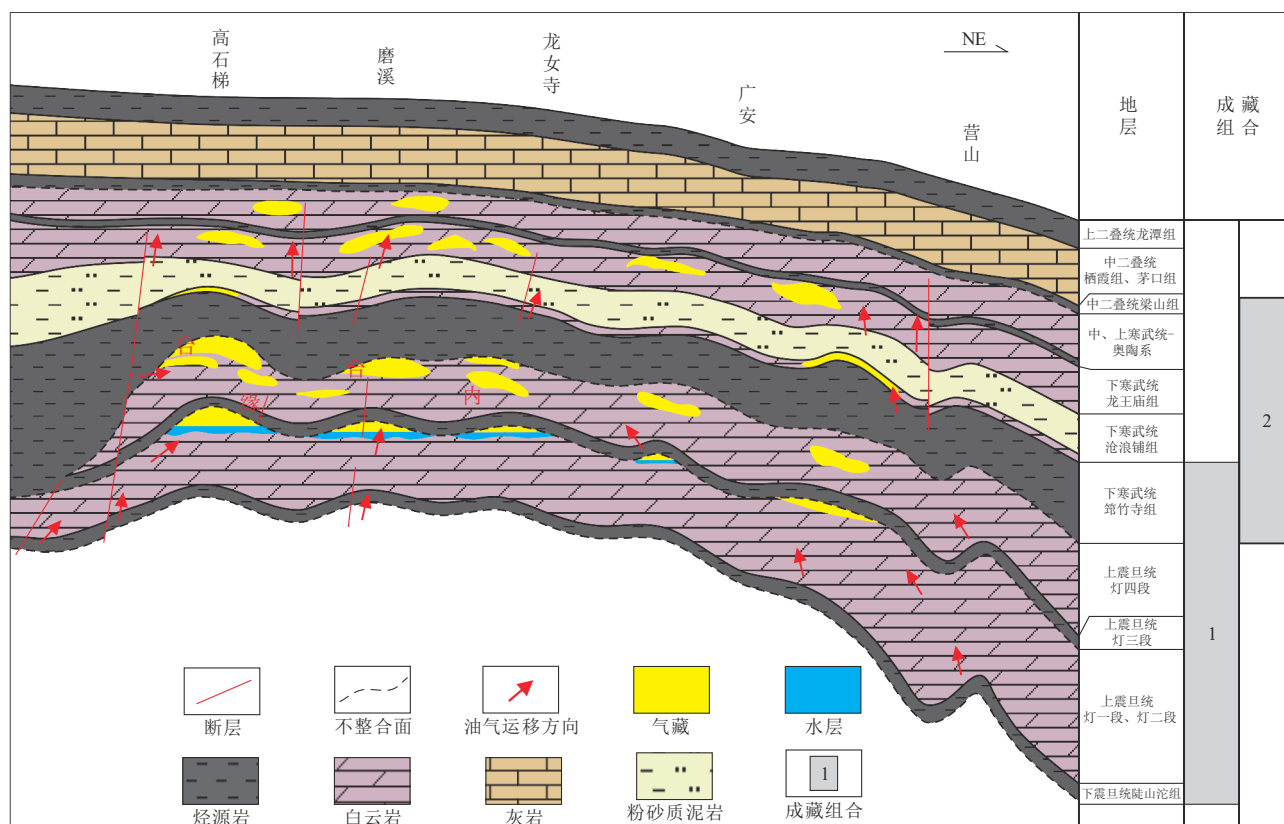


图8 四川盆地震旦系灯影组台缘带和台内地区成藏模式

Fig. 8 Hydrocarbon accumulation modes of the Sinian Dengying Formation in the platform marginal zone and interior in the Sichuan Basin

规模储层发育起到至关重要的控制作用,古隆起可控制台内地区规模丘滩体沉积、白云石化作用、层间岩溶、风化壳岩溶以及破裂作用等^[28],与震旦系台内地区沉积相匹配的主要是川中高石梯-磨溪古隆起,其围斜部位台地内部构造-岩性气藏是灯影组台内地区主要的有利勘探区。

7 结论

1) 灯影组台缘带较台内地区天然气甲烷氢同位素明显偏重,反映由台缘带到台内地区震旦系烃源岩贡献比例的增加,由台缘带到台内地区天然气干燥系数变大,指示天然气具有从台缘带到台内地区运移的可能;台缘带储层内部溶蚀孔洞发育程度强于台内地区,平均测试产量高于台内地区。

2) 台缘带储层侧向对接裂陷槽内厚层烃源岩,存在旁生侧储、上生下储等多种成藏组合,而台内地区距裂陷内烃源岩较远,烃源岩厚度较薄,需要通过沟通油源的断裂输导油气,成藏组合单一。

3) 据台缘带与台内地区成藏模式与天然气来源的差异可以推测,川西北蓬莱-剑阁裂陷边缘是未来深层灯影组台缘带的有利勘探领域,而川中古隆起围斜部位台地内部构造-岩性气藏是灯影组台内地区主要的有利勘探区。

参 考 文 献

- [1] 马新华. 四川盆地天然气发展进入黄金时代[J]. 天然气工业, 2017, 37(2): 1-10.
MA Xinhua. A golden era for natural gas development in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(2): 1-10.
- [2] 马新华, 闫海军, 陈京元, 等. 四川盆地安岳气田震旦系气藏叠合岩溶发育模式与主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(6): 1281-1294, 1333.
MA Xinhua, YAN Haijun, CHEN Jingyuan, et al. Development patterns and constraints of superimposed karst reservoirs in Sinian Dengying Formation, Anyue Gas Field, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(6): 1281-1294, 1333.
- [3] 杨程宇, 文龙, 王铁冠, 等. 川中隆起安岳气田古油藏成藏时间厘定[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(3): 492-502.
YANG Chengyu, WEN Long, WANG Tieguan, et al. Timing of hydrocarbon accumulation for paleo-oil reservoirs in Anyue Gas Field in Chuansong Uplift[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(3): 492-502.
- [4] 罗冰, 杨跃明, 罗文军, 等. 川中古隆起灯影组储层发育控制因素及展布[J]. 石油学报, 2015, 36(4): 416-426.
LUO Bing, YANG Yueming, LUO Wenjun, et al. Controlling factors and distribution of reservoir development in Dengying

Formation of paleo-uplift in central Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(4): 416-426.

- [5] 乔占峰, 张哨楠, 沈安江, 等. 塔里木和四川盆地白云岩规模优质储层形成与发育控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(1): 92-104.
QIAO Zhanfeng, ZHANG Shaonan, SHEN Anjiang, et al. Controls on formation and development of large-sized high-quality dolomite reservoirs in the Tarim and Sichuan basins [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1): 92-104.
- [6] 魏国齐, 杨威, 杜金虎, 等. 四川盆地震旦纪一早寒武世克拉通内裂陷地质特征[J]. 天然气工业, 2015, 35(1): 24-35.
WEI Guoqi, YANG Wei, DU Jinhu, et al. Geological characteristics of the Sinian-Early Cambrian intracratonic rift, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(1): 24-35.
- [7] 陈娅娜, 沈安江, 潘立银, 等. 微生物白云岩储集层特征、成因和分布——以四川盆地震旦系灯影组四段为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(5): 704-715.
CHEN Yana, SHEN Anjiang, PAN Liyin, et al. Features, origin and distribution of microbial dolomite reservoirs: A case study of 4th Member of Sinian Dengying Formation in Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(5): 704-715.
- [8] 罗平, 王石, 李朋威, 等. 微生物碳酸盐岩油气储层研究现状与展望[J]. 沉积学报, 2013, 31(5): 807-823.
LUO Ping, WANG Shi, LI Pengwei, et al. Review and prospectives of microbial carbonate reservoirs [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2013, 31(5): 807-823.
- [9] 田兴旺, 张玺华, 彭瀚霖, 等. 川中高石梯-磨溪地区震旦系灯影组四段气藏产能差异[J]. 新疆石油地质, 2019, 40(6): 673-679.
TIAN Xingwang, ZHANG Xihua, PENG Hanlin, et al. Productivity differences of gas reservoirs in the fourth member of Sinian Dengying Formation in Gaoshiti-Moxi area, central Sichuan Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(6): 673-679.
- [10] 王文之, 杨跃明, 文龙, 等. 微生物碳酸盐岩沉积特征研究——以四川盆地高磨地区灯影组为例[J]. 中国地质, 2016, 43(1): 306-318.
WANG Wenzhi, YANG Yueming, WEN Long, et al. A study of sedimentary characteristics of microbial carbonate: A case study of the Sinian Dengying Formation in Gaomo area, Sichuan Basin [J]. Geology in China, 2016, 43(1): 306-318.
- [11] 杨跃明, 文龙, 罗冰, 等. 四川盆地乐山-龙女寺古隆起震旦系天然气成藏特征[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 179-188.
YANG Yueming, WEN Long, LUO Bing, et al. Hydrocarbon accumulation of Sinian natural gas reservoirs, Leshan-Longnüsi paleohigh, Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 179-188.
- [12] 魏国齐, 杨威, 杜金虎, 等. 四川盆地高石梯-磨溪古隆起构造特征及对特大型气田形成的控制作用[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(3): 257-265.
WEI Guoqi, YANG Wei, DU Jinhu, et al. Tectonic features of

- Gaoshiti-Moxi paleo-uplift and its controls on the formation of a giant gas field, Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(3): 257-265.
- [13] 赵文智, 谢增业, 王晓梅, 等. 四川盆地震旦系气源特征与原生含气系统有效性[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(6): 1089-1099.
- ZHAO Wenzhi, XIE Zengye, WANG Xiaomei, et al. Sinian gas sources and effectiveness of primary gas-bearing system in Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(6): 1089-1099.
- [14] 魏国齐, 谢增业, 杨雨, 等. 四川盆地中部北斜坡震旦系—寒武系大型岩性气藏形成条件[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(5): 835-846.
- WEI Guoqi, XIE Zengye, YANG Yu, et al. Formation conditions of Sinian-Cambrian large lithologic gas reservoirs in the north slope area of central Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(5): 835-846.
- [15] 田兴旺, 彭瀚霖, 王云龙, 等. 川中安岳气田震旦系灯影组四段台缘—台内区储层差异及控制因素[J]. *天然气地球科学*, 2020, 31(9): 1225-1238.
- TIAN Xingwang, PENG Hanlin, WANG Yunlong, et al. Analysis of reservoir difference and controlling factors between the platform margin and the inner area of the fourth member of Sinian Dengying Formation in Anyue Gas Field, central Sichuan [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2020, 31(9): 1225-1238.
- [16] 赵路子, 汪泽成, 杨雨, 等. 四川盆地蓬探1井灯影组灯二段油气勘探重大发现及意义[J]. *中国石油勘探*, 2020, 25(3): 1-12.
- ZHAO Luzi, WANG Zecheng, YANG Yu, et al. Important discovery in the second member of Dengying Formation in Well Pengtan1 and its significance, Sichuan Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(3): 1-12.
- [17] 谢增业, 李剑, 杨春龙, 等. 川中古隆起震旦系—寒武系天然气地球化学特征与太和气区的勘探潜力[J]. *天然气工业*, 2021, 41(7): 1-14.
- XIE Zengye, LI Jian, YANG Chunlong, et al. Geochemical characteristics of Sinian-Cambrian natural gas in central Sichuan paleo-uplift and exploration potential of Taihe gas area [J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(7): 1-14.
- [18] 魏国齐, 杨威, 谢武仁, 等. 克拉通内裂陷及周缘大型岩性气藏形成机制、潜力与勘探实践——以四川盆地震旦系—寒武系为例[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(3): 465-477.
- WEI Guoqi, YANG Wei, XIE Wuren, et al. Formation mechanisms, potentials and exploration practices of large lithologic gas reservoirs in and around an intracratonic rift: Taking the Sinian-Cambrian of Sichuan Basin as an example [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(3): 465-477.
- [19] 魏国齐, 李剑, 杨威, 等. 中国陆上天然气地质与勘探[M]. 北京: 科学出版社, 2014.
- WEI Guoqi, LI Jian, YANG Wei, et al. *Geology and exploration of onshore gas in China* [M]. Beijing: Science Press, 2014.
- [20] 王文之, 肖文瑶, 和源, 等. 四川盆地震旦系陡山沱组烃源岩地球化学特征与有机质富集机制[J]. *高校地质学报*, 2019, 25(6): 860-870.
- WANG Wenzhi, XIAO Wenyao, HE Yuan, et al. Geochemical characteristics of the Sinian Doushantuo Formation source rocks of the Sichuan Basin: Implications for the organic matter accumulation [J]. *Geological Journal of China Universities*, 2019, 25(6): 860-870.
- [21] 彭波, 刘羽琛, 漆富成, 等. 鄂西地区陡山沱组页岩气成藏地质条件研究[J]. *地质论评*, 2017, 63(5): 1293-1306.
- PENG Bo, LIU Yuchen, QI Fucheng, et al. Study on the accumulation conditions of shale gas in Doushantuo Formation in western Hubei [J]. *Geological Review*, 2017, 63(5): 1293-1306.
- [22] 张道亮, 杨帅杰, 王伟锋, 等. 川东北—鄂西地区下震旦统陡山沱组烃源岩特征及形成环境[J]. *石油实验地质*, 2019, 41(6): 821-830.
- ZHANG Daoliang, YANG Shuaijie, WANG Weifeng, et al. Source rock characteristics and depositional environment of Lower Sinian Doushantuo Formation in northeastern Sichuan and western Hubei [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2019, 41(6): 821-830.
- [23] 张家政, 朱地, 慈兴华, 等. 湖北宜昌地区鄂阳页2井牛蹄塘组和陡山沱组页岩气随钻碳同位素特征及勘探意义[J]. *石油学报*, 2019, 40(11): 1346-1357.
- ZHANG Jiazheng, ZHU De, CI Xinghua, et al. Characteristics of carbon isotope while drilling and exploration significance of shale gas in Niutitang and Doushantuo formations in Well Eyangye-2, Yichang, Hubei, China [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(11): 1346-1357.
- [24] 汪泽成, 刘静江, 姜华, 等. 中—上扬子地区震旦纪陡山沱组沉积岩相古地理及勘探意义[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(1): 39-51.
- WANG Zecheng, LIU Jingjiang, JIANG Hua, et al. Lithofacies paleogeography and exploration significance of Sinian Doushantuo depositional stage in the Middle-Upper Yangtze region, Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(1): 39-51.
- [25] ZOU Caineng, WEI Guoqi, XU Chunchun, et al. Geochemistry of the Sinian-Cambrian gas system in the Sichuan Basin, China [J]. *Organic Geochemistry*, 2014, 74: 13-21.
- [26] 魏国齐, 谢增业, 宋家荣, 等. 四川盆地川中古隆起震旦系—寒武系天然气特征及成因[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(6): 702-711.
- WEI Guoqi, XIE Zengye, SONG Jiarong, et al. Features and origin of natural gas in the Sinian-Cambrian of central Sichuan paleo-uplift, Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(6): 702-711.
- [27] 徐会林, 罗文军, 徐伟, 等. 磨溪震旦系灯影组台内优质储层主控因素[J]. *天然气勘探与开发*, 2021, 44(3): 11-18.
- XU Huilin, LUO Wenjun, XU Wei, et al. Main factors controlling intraplate quality reservoirs of Sinian Dengying

- Formation, Moxi Block, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2021, 44(3): 11-18.
- [28] 杨威, 魏国齐, 谢武仁, 等. 古隆起在四川盆地台内碳酸盐岩丘滩体规模成储中的作用[J]. *天然气工业*, 2021, 41(4): 1-12.
YANG Wei, WEI Guoqi, XIE Wuren, et al. Role of paleouplift in the scale formation of intra-platform carbonate mound-bank body reservoirs in the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(4): 1-12.
- [29] SCHOELL M. The hydrogen and carbon isotopic composition of methane from natural gases of various origins[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1980, 44(5): 649-661.
- [30] XIE Zengye, LI Jian, LI Zhisheng, et al. Geochemical characteristics of the Upper Triassic Xujiahe Formation in Sichuan Basin, China and its significance for hydrocarbon accumulation[J]. *Acta Geologica Sinica-English Edition*, 2017, 91(5): 1836-1854.
- [31] NI Yunyan, LIAO Fengrong, GAO Jinliang, et al. Hydrogen isotopes of hydrocarbon gases from different organic facies of the Zhongba Gas Field, Sichuan Basin, China [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 179: 776-786.
- [32] 黄士鹏, 段书府, 汪泽成, 等. 烷烃气稳定氢同位素组成影响因素及应用[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(3): 496-508.
HUANG Shipeng, DUAN Shufu, WANG Zecheng, et al. Affecting factors and application of the stable hydrogen isotopes of alkane gases[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(3): 496-508.
- [33] 郑海峰, 宋焕新, 杨振瑞, 等. 湖北神农架地区南华系大塘坡组元素地球化学特征[J]. *地球科学与环境学报*, 2019, 41(3): 316-326.
ZHENG Haifeng, SONG Huanxin, YANG Zhenrui, et al. Element geochemical characteristics of Datangpo Formation of Nanhua system in Shennongjia area of Hubei, China[J]. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 2019, 41(3): 316-326.
- [34] 夏威, 于炳松, 孙梦迪. 渝东南YK1井下寒武统牛蹄塘组底部黑色页岩沉积环境及有机质富集机制[J]. *矿物岩石*, 2015, 35(2): 70-80.
XIA Wei, YU Bingsong, SUN Mengdi. Depositional setting and enrichment mechanism of organic matter of the black shales of Niutitang Formation at the bottom of Lower Cambrian, in Well Yuke 1, southeast Chongqing [J]. *Journal of Mineralogy and Petrology*, 2015, 35(2): 70-80.
- [35] 陶树, 汤达祯, 周传祯, 等. 川东南-黔中及其周边地区下组合烃源岩元素地球化学特征及沉积环境意义[J]. *中国地质*, 2009, 36(2): 397-403.
TAO Shu, TANG Dazhen, ZHOU Chuanyi, et al. Element geochemical characteristics of the lower assemblage hydrocarbon source rocks in southeast Sichuan-central Guizhou (Chuandongnan-Qianzhong) region and its periphery areas and their implications to sedimentary environments [J]. *Geology in China*, 2009, 36(2): 397-403.
- [36] 成汉钧, 王玉忠. 五峰期上扬子淡化海成因之探讨[J]. *地层学杂志*, 1991, 15(2): 109-114.
CHENG Hanjun, WANG Yuzhong. A discussion on the genesis of the Wufengian desalinated sea in the Upper Yangtze sea [J]. *Journal of Stratigraphy*, 1991, 15(2): 109-114.
- [37] 章乐彤. 重庆地区富有机质页岩地球化学特征及地质意义[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2019.
ZHANG Letong. Geochemical characteristics and geological significance of organic-rich shale in Chongqing area [D]. Beijing: China University of Geosciences(Beijing), 2019.
- [38] 吴伟, 罗冰, 罗文军, 等. 再论四川盆地川中古隆起震旦系天然气成因[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(8): 1447-1453.
WU Wei, LUO Bing, LUO Wenjun, et al. Further discussion about the origin of natural gas in the Sinian of central Sichuan paleo-uplift, Sichuan Basin, China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(8): 1447-1453.
- [39] 张水昌, 何坤, 王晓梅, 等. 深层多途径复合生气模式及潜在成藏贡献[J]. *天然气地球科学*, 2021, 32(10): 1421-1435.
ZHANG Shuichang, HE Kun, WANG Xiaomei, et al. The multi-path gas generation model and its potential contribution to petroleum accumulation in deep formations [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(10): 1421-1435.
- [40] 郭泽清, 梁坤, 吴培红, 等. 古老碳酸盐岩古油藏储量计算方法探讨——以四川盆地安岳气田灯影组为例[J]. *地质学报*, 2022, 96(1): 317-329.
GUO Zeqing, LIANG Kun, WU Peihong, et al. Discussion on reserve calculation method of paleo oil reservoir in ancient carbonate—a case study from the Dengying Formation of the Anyue Gas Field in Sichuan Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2022, 96(1): 317-329.
- [41] ZHU Lianqiang, LIU Guangdi, SONG Zezhang, et al. Reservoir solid bitumen-source rock correlation using the trace and rare earth elements-implications for identifying the natural gas source of the Ediacaran-Lower Cambrian reservoirs, central Sichuan Basin [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2022, 137: 105499.
- [42] 谢武仁, 杨威, 汪泽成, 等. 台缘带特征、形成主控因素及其对油气成藏的控制: 以四川盆地灯影组为例[J]. *地质科学*, 2021, 56(3): 867-883.
XIE Wuren, YANG Wei, WANG Zecheng, et al. Characteristics and main controlling factors on the development of a platform margin belt and its effect on hydrocarbon accumulation: A case study of Dengying Formation in Sichuan Basin [J]. *Chinese Journal of Geology*, 2021, 56(3): 867-883.

(编辑 梁 慧)