

典型碳酸盐岩大气田规模聚集差异性及其主控因素

——以四川盆地安岳气田和鄂尔多斯盆地靖边气田为例

邹才能^{1,2}, 谢增业^{1,2}, 李 剑^{1,2}, 张 璐^{1,2}, 杨春龙^{1,2}, 崔会英^{1,2}, 王晓波^{1,2}, 郭泽清^{1,2}, 潘松圻^{1,2}

(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)

摘要:四川盆地安岳气田和鄂尔多斯盆地靖边气田分别是中国迄今为止发现的总体规模最大和单层规模最大的两个海相碳酸盐岩特大型气田。基于对成藏体系理论中的气藏源-位结构、油气成藏过程及关键要素时-空配置等的解剖,认为安岳气田和靖边气田发育多种源-位结构,烃源体-圈闭体高效配置,但安岳气田为继承性古隆起上的古油藏裂解气“原位”聚集成藏,而靖边气田为斜坡背景构造转换枢纽带调整成藏。三大关键因素控制安岳和靖边两类大气田的规模富集:①烃源体均经历异常热事件,热流值超过70 mW/m²的热事件持续时间约70 Myr,不同类型烃源体已充分裂解并形成以甲烷为主的气体,气源充足;②发育有利岩相叠加岩溶作用的多层叠置规模优质储集体,有良好的储集空间;③发育构造、构造-岩性、地层-岩性、岩性等多类型规模圈闭体,具备规模有效聚集场所。古油藏范围内或邻近烃源体的高能滩体与岩性致密带匹配区是下一步寻找规模天然气聚集的有利勘探领域。

关键词:碳酸盐岩;震旦系;寒武系;奥陶系;安岳气田;靖边气田;四川盆地;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.3 **文献标识码:**A

Differences and main controlling factors of large-scale gas accumulations in typical giant carbonate gas fields: A case study on Anyue gas field in the Sichuan Basin and Jingbian gas field in the Ordos Basin

ZOU Caineng^{1,2}, XIE Zengye^{1,2}, LI Jian^{1,2}, ZHANG Lu^{1,2}, YANG Chunlong^{1,2},
CUI Huiying^{1,2}, WANG Xiaobo^{1,2}, GUO Zeqing^{1,2}, PAN Songqi^{1,2}

(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)

Abstract: Anyue gas field in the Sichuan Basin and Jingbian gas field in the Ordos Basin are two giant marine carbonate gas fields with the largest overall scale and the largest single-layer scale respectively discovered in China so far. Based on the analysis of the source-location structure of gas reservoirs, the process of gas accumulation and the space-time configuration of key play elements during reservoir generation, we consider that Anyue and Jingbian gas fields are characterized by a variety of source-location structure types and source-trap configuration of high efficiency. However, Anyue gas field is of “in-situ” accumulation of pyrolysis gas from paleo-oil reservoirs in inherited paleo-uplift, while Jingbian gas field is of adjusted accumulation in the structural transformation zone of a slope. There are three key factors controlling the large-scale enrichment of Anyue and Jingbian gas fields. First, the hydrocarbon source rocks underwent abnormally thermal events, with the duration of thermal events with a heat flow value over 70 mW/m² being about 70 Myr. Different types of kerogen got fully cracked to generate methane-dominated gases in large amount. Second, the multi-layered reservoirs of large scale and high quality are well developed due to the modification of favorable lithofacies by karstification. Third, many types of large-scale traps are well developed including structural, structural-lithologic, stratigraphic-lithologic and lithologic traps, being favorable for large-scale and effective accumulation of gas. The areas

收稿日期:2022-05-30;修订日期:2022-11-16。

第一作者简介:邹才能(1963—),男,博士、中国科学院院士,常规油气地质理论与实践、非常规油气地质学、能源发展战略。E-mail: zcn@petrochina.com.cn。

通讯作者简介:谢增业(1965—),男,教授级高级工程师,油气地球化学与成藏综合研究。E-mail: xiezengye69@petrochina.com.cn。

基金项目:中国科学院A类战略性先导科技专项(XDA14010403);中国石油科技项目(2021DJ0604,kt2020-01-03)。

with ideal configuration relationship between high-energy beach body and lithologically tight zone within paleo-oil reservoirs or adjacent to hydrocarbon source rocks are favorable for discovering large-scale gas accumulation in the near future.

Key words: carbonate rock, Sinian, Cambrian, Ordovician, Anyue gas field, Jingbian gas field, Sichuan Basin, Ordos Basin

引用格式:邹才能,谢增业,李剑,等. 典型碳酸盐岩大气田规模聚集差异性及其主控因素——以四川盆地安岳气田和鄂尔多斯盆地靖边气田为例[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(1): 1-15. DOI: 10. 11743/ogg20230101.

ZOU Caineng, XIE Zengye, LI Jian, et al. Differences and main controlling factors of large-scale gas accumulations in typical giant carbonate gas fields: A case study on Anyue gas field in the Sichuan Basin and Jingbian gas field in the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(1): 1-15. DOI: 10. 11743/ogg20230101.

2017年以来,中国天然气产量增长已连续5年超百亿立方米^[1],但天然气储量增长压力和难度大,尤其是近十余年来,中国新发现气田以深层-超深层、复杂碳酸盐岩和非常规气田为主^[2]。四川盆地和鄂尔多斯盆地是深层-超深层碳酸盐岩天然气储量增长的重要领域,探明了中国单体规模和总体规模均居首位的安岳特大型和单层规模最大的靖边特大型海相碳酸盐岩气田。经过多年的研究,已建立受“四古”控制的四川盆地古老碳酸盐岩大气田^[3-8]、受古地貌控制的鄂尔多斯盆地岩溶古地貌大气田^[9-11]等多项成藏富集理论,但天然气成藏地质条件的复杂性和特殊性,导致两大盆地天然气富集成藏呈现出较大差异。基于成藏体系

理论^[12-13]中的源-位结构、油气成藏过程及关键要素时-空配置等分析,明确两类大气田天然气规模富集的主控因素,以期为寻找下一个新的万亿立方米级大气区提供地质依据。

1 气田概况

安岳气田地处四川盆地中部(图1a),位于川中古隆起东端,即高石梯-磨溪地区,是中国近年来发现的新元古界-下古生界碳酸盐岩特大型气田^[8]。截至2020年底,安岳气田震旦系-寒武系累计探明天然气地质储量 $1.04 \times 10^{12} \text{ m}^3$,年生产天然气能力约为

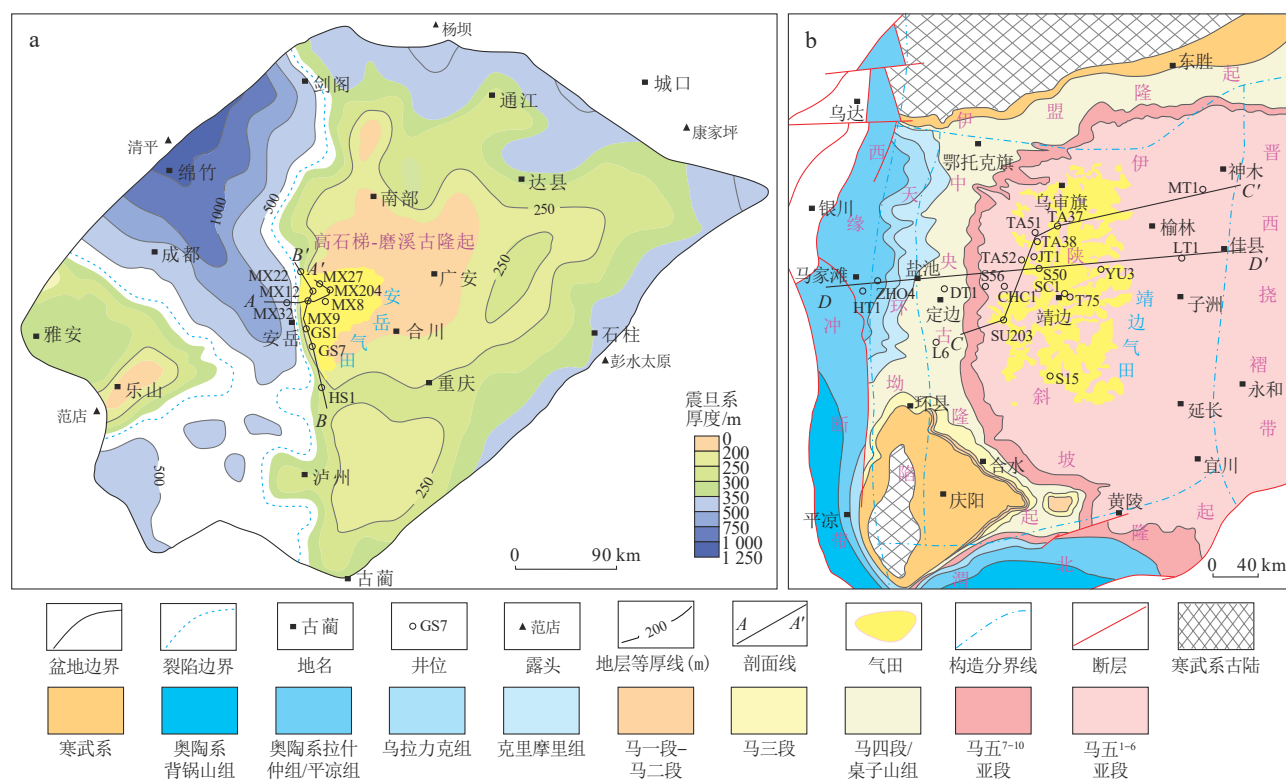


图1 四川盆地安岳气田(a)与鄂尔多斯盆地靖边气田(b)地理和构造位置(据文献[6,15]修改)

Fig. 1 Maps showing the locations of Anyue gas field in the Sichuan Basin (a) and Jingbian gas field in the Ordos Basin (b)
(Modified from references [6] and [15])

表 1 安岳气田和靖边气田基本参数

Table 1 Statistics of basic parameters of Anyue and Jingbian gas fields

气田		安岳气田	靖边气田
气田地理位置		四川省和重庆市境内	陕西省和内蒙古自治区境内
区域构造位置		川中古隆中斜平缓构造带	鄂尔多斯盆地陕北斜坡中部
发现井(年份)		GS1井(2011)和MX8井(2012)	SC1井和YU3井(1989)
发现井测试产量		GS1井灯二段天然气 $102\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$; MX8井龙王庙组天然气 $190\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$	SC1井奥陶系天然气 $5.984\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$; YU3井奥陶系天然气 $6.800\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$
气藏特征	储量	探明 $1.04\times 10^{12}\text{ m}^3$;可采 $0.68\times 10^{12}\text{ m}^3$	探明 $0.90\times 10^{12}\text{ m}^3$;可采 $0.54\times 10^{12}\text{ m}^3$
	含气面积	$2\,725\text{ km}^2$	$11\,715\text{ km}^2$
	产层埋深	龙王庙组 $4\,500\sim 4\,700\text{ m}$;灯影组 $5\,050\sim 5\,500\text{ m}$	$2\,900\sim 3\,900\text{ m}$
	压力系数	寒武系 $1.53\sim 1.67$;震旦系 $1.11\sim 1.14$	$0.78\sim 1.00$
	气藏温度	龙王庙组 $140\sim 145\text{ }^\circ\text{C}$;灯影组 $150\sim 170\text{ }^\circ\text{C}$	$93\sim 128\text{ }^\circ\text{C}$
	含气饱和度	$71.3\%\sim 82.3\%$,平均 77.5%	$65.0\%\sim 80.0\%$,平均 72.6%
	圈闭类型	构造、构造-地层、岩性-地层、构造-岩性、岩性圈闭	地层-岩性、岩性-地层、构造-岩性、岩性圈闭
	流体性质	干气	干气
烃源岩		下寒武统筇竹寺组页岩;震旦系(灯三段、陡山沱组)页岩; 灯影组碳酸盐岩	上古生界石炭系-二叠系煤系烃源岩;下古生界奥陶系海相碳酸盐岩烃源岩
储层	沉积相带	台缘带丘滩、台内颗粒滩	蒸发台地的含膏云坪、膏云坪;台缘鲕粒滩、台内鲕粒滩
	层位	寒武系龙王庙组、震旦系灯影组	奥陶系马家沟组
	主力产层	龙王庙组、灯影组四段	马五 ¹ 、马五 ² 、马五 ⁴ 亚段
	主要岩性	龙王庙组为颗粒(砂屑、鲕粒)白云岩和晶粒(细晶、粉晶)白云岩; 灯四段为藻凝块白云岩、藻叠层白云岩、藻纹层白云岩和砂屑白云岩; 灯二段为藻砂屑白云岩、藻凝块白云岩和藻叠层白云岩	(含)膏模孔细-粉晶云岩和粉晶云岩;微生物白云岩、斑状粉晶白云岩和斑状灰质白云岩
	有效厚度	龙王庙组 $12.6\sim 36.4\text{ m}$;灯影组 $23.6\sim 45.1\text{ m}$	$2.6\sim 8.1\text{ m}$
	有效孔隙度	龙王庙组 $3.4\%\sim 4.8\%$;灯影组 $3.2\%\sim 3.8\%$	$4.0\%\sim 9.0\%$
	储集空间 孔隙类型	中-小型溶洞、粒内溶孔、粒间溶孔、晶间溶孔、残余粒间孔 裂缝-孔洞型、裂缝-孔隙型	膏模孔、残余粒间(溶)孔、晶间(溶)孔、溶洞、裂缝 孔隙型、裂缝-溶孔型
	盖层	中寒武统高台组砂-泥岩;下寒武统筇竹寺组页岩;灯三段页岩	石炭系本溪组铝土质泥岩,泥质白云岩,含膏泥白云岩,致密白云岩、灰岩
盖层		筇竹寺组页岩;上二叠统龙潭组页岩	石炭系-二叠系陆相泥质岩;奥陶系膏盐岩

$170\times 10^8\text{ m}^3$ ^[14]。靖边气田地处于鄂尔多斯盆地中部(图1b),是中国首次在陆上海相碳酸盐岩地层中发现和探明的大型非常规隐蔽型岩溶风化壳古地貌气藏^[9,15],位于陕北斜坡的中部。截至2020年底,靖边气田探明天然气地质储量 $0.90\times 10^{12}\text{ m}^3$,累计生产天然气约 $950\times 10^8\text{ m}^3$ 。安岳气田和靖边气田基本参数见表1。

2 成藏体系特征

2.1 成藏体系及其结构分类

油气成藏体系是自然界中自然产生并存在的油气体系,是将含油气系统的“从烃源岩到圈闭”思路转变为“从圈闭到烃源岩”的反向追溯,尤其针对多源、多

期、多类型混合的复杂油气成藏过程,溯源会更有意义^[13]。油气成藏体系包括了形成油气藏的一切必要元素以及这些要素之间的有效配置,体现了“元素-结构-功能”的有机结合。元素即成藏要素,包括烃源体、输导体和圈闭体,烃源是物质基础,圈闭是勘探目标,输导是纽带;结构主要揭示“源-位”匹配关系;功能(形成油气藏)是油气成藏体系研究的核心,是烃源、输导、圈闭三者相互作用的结果^[12]。基于成藏体系研究思路,金之钧等^[13]总结出天然气成藏体系的6种源-位结构,即“单源一位”(如页岩气、煤层气等)、“单源二位”(未经明显的二次输导,包括各种源内型天然气藏、源内裂缝型气藏或就近聚集的源缘型气藏等)、“单源三位”(经明显的二次输导)、“二源二位”、“二源三位”以及“三源三位”。

2.2 气藏结构

根据前人对成藏体系的划分方案,明确了安岳气田和靖边气田的气藏结构及其成藏体系特征(表2)。安岳气田龙王庙组气藏属于早期“单源三位”结构,由断裂输导(图2a),晚期古油藏原位裂解,源-储一体(相当于“单源一位”);灯影组气藏包括早期“二源二位”和“二源三位”结构(图2b),晚期古油藏原位裂解,源-储一体(“单源一位”)。靖边气田奥陶系不同组合气藏的结构也存在差异,上组合为“单源二位”结构,由不整合面、侵蚀古沟槽输导;中组合为“二源三位”结构,由不整合面、断裂-裂缝-储集层输导;下组合主要属于“单源三位”结构,烃源岩和储层虽同为奥陶系,但源、储间有致密层分隔,需由断裂/裂缝沟通输导(图2c)。

2.3 天然气成因及成藏过程

除靖边气田奥陶系上组合的天然气主要源于石炭系-二叠系煤系烃源岩,以干酪根热裂解气为主外,奥陶系中-下组合的油型气和安岳气田震旦系-寒武系天然气均以原油裂解气为主,经历了由古油藏—古气

藏—调整定型的演化过程。

2.3.1 天然气成因类型

谢增业等通过源于下马岭组页岩的原油、原始干酪根与残余干酪根的黄金管模拟实验,建立了原油裂解气与干酪根裂解气的 $\ln(C_1/C_2)-\ln(C_2/C_3)$ 鉴别图版^[16]。将安岳气田和靖边气田的分析数据点入该图版(图3),可见安岳气田灯影组和龙王庙组天然气主要为原油裂解气,与利用天然气 C_6-C_7 轻烃组成确定其为聚集型原油裂解气^[17]的结论相吻合。鄂尔多斯盆地上古生界煤型气主要为干酪根裂解气,落入原油裂解气演化轨迹线以下的奥陶系天然气主要属于原油裂解气,靠近原油裂解气演化轨迹线之上则为以原油裂解气为主的混合气,ZHO4井奥陶系页岩气是源内既有干酪根裂解气、又有原油裂解气的混合气代表,MT1井马四段等中-下组合部分天然气类似于ZHO4井页岩气,呈现出混合气特征,这与其具有良好的封闭条件、聚集了早期和晚期天然气有关。

天然气乙烷碳同位素值($\delta^{13}C_2$)具有较强的母质类型继承性,是判识天然气成因类型的重要指标,一般将 $\delta^{13}C_2=-28\%$ 或 -29% 作为判识油型气和煤型气的界

表2 安岳气田和靖边气田成藏体系特征

Table 2 Characteristics of the accumulation system in Anyue and Jingbian gas fields

气田		安岳气田		靖边气田		
气藏		震旦系灯影组	寒武系龙王庙组	奥陶系上组合	奥陶系中组合	奥陶系下组合
构造位置		四川盆地川中古隆起高部位		鄂尔多斯盆地中部伊陕斜坡构造转换枢纽带		
气藏结构要素	烃源体	早期二源:筇竹寺组+震旦系烃源岩;晚期古油藏裂解	早期单源:筇竹寺组烃源岩;晚期古油藏裂解	单源:石炭系-二叠系煤系烃源岩	二源:石炭系-二叠系+奥陶系烃源岩	单源为主:奥陶系烃源岩
	聚集体/圈闭体和储层	相控岩溶型储层与构造圈闭和盖层构成圈闭体;相控岩溶型储层与致密围岩和盖层构成岩性、地层-岩性圈闭体		岩溶储层与致密围岩和盖层构成地层-岩性和岩性圈闭体	颗粒滩型储层、膏溶型储层与致密围岩和盖层构成地层-岩性、岩性圈闭体	颗粒滩型储层与致密围岩和盖层构成地层-岩性、岩性圈闭体
	输导体	源-储接触面、断裂/裂缝	断裂/裂缝	不整合面、侵蚀古沟槽	不整合面、断裂/裂缝	断裂/裂缝
油气成藏过程	烃源体供烃期	多期持续供烃:志留纪、二叠纪—早侏罗世成油期,中侏罗世—晚白垩世成气高峰期		石炭系-二叠系烃源岩持续供烃:晚三叠世—早白垩世成油期,晚白垩世进入成气高峰期;奥陶系烃源岩持续供烃:晚三叠世—晚侏罗世主要成油期,早白垩世进入成气高峰期		
	圈闭体形成和改造	桐湾期—早加里东期成储,二叠纪峨眉运动改造	加里东期成储,二叠纪峨眉运动改造	加里东期成储,海西期—印支期深埋,燕山期东部抬升		
	输导体形成和改造	桐湾期形成不整合面;早加里东期形成走滑断裂,经历东吴、印支、燕山运动的改造		加里东期形成不整合面、侵蚀沟槽	奥陶纪同沉积断裂活动、加里东运动、海西运动和燕山运动等形成断裂、裂缝	
	油气藏形成和改造	海西期—印支期古油藏,燕山期古气藏;喜马拉雅期调整改造最终定型		白垩纪成藏;燕山期构造反转	三叠纪末—早白垩世古油气藏,白垩纪末古气藏;早白垩世末(燕山期)构造反转	
油气富集关键结构		早期“二源二位”和“二源三位”结构;晚期古油藏原位裂解,源-储一体(“单源一位”)	早期“单源三位”结构,断裂输导;晚期古油藏原位裂解,源-储一体(“单源一位”)	“单源二位”结构,源-储紧邻,枢纽带调整成藏	“二源三位”结构,不整合面、断裂-裂缝-储集层输导	“单源三位”结构,断裂/裂缝输导

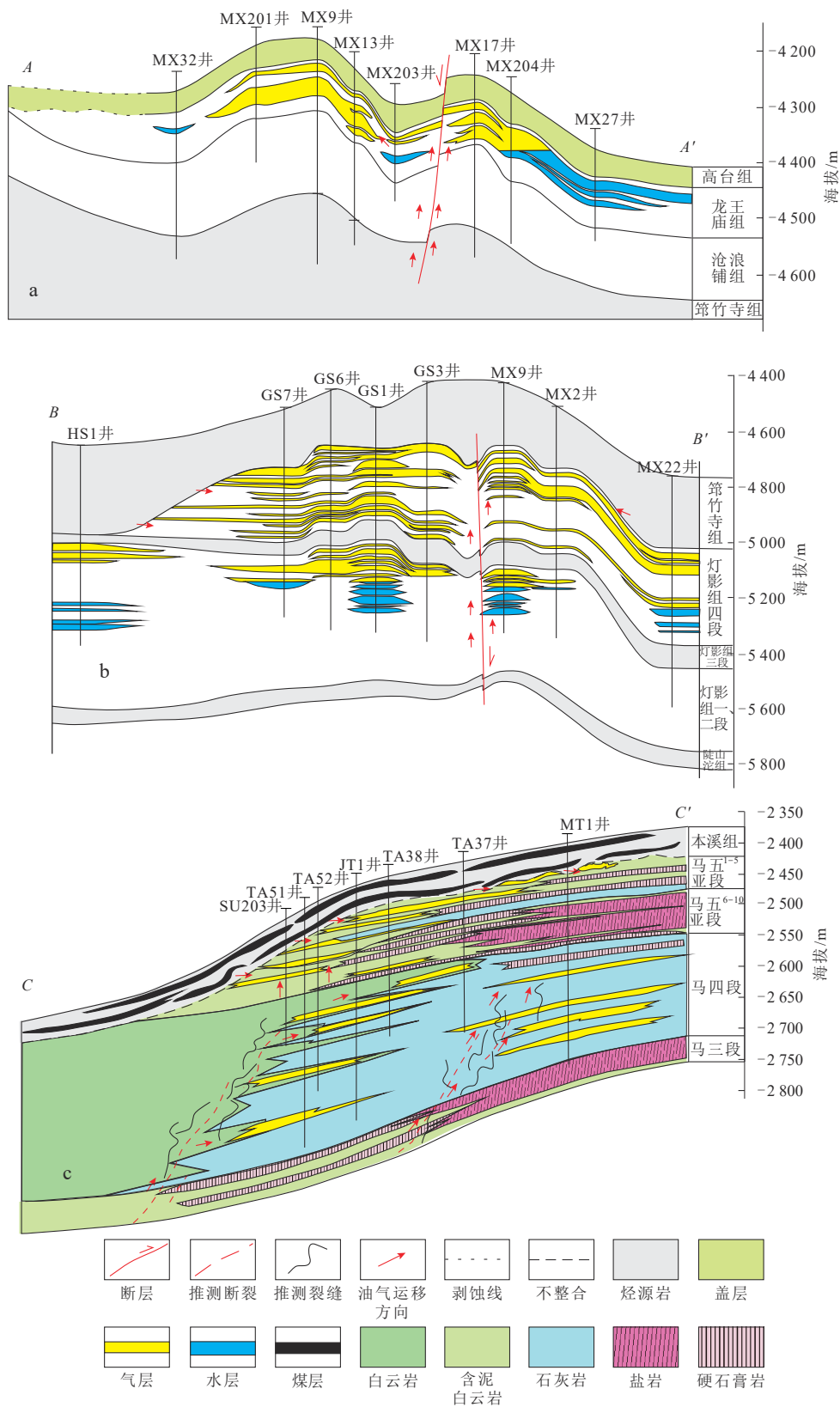
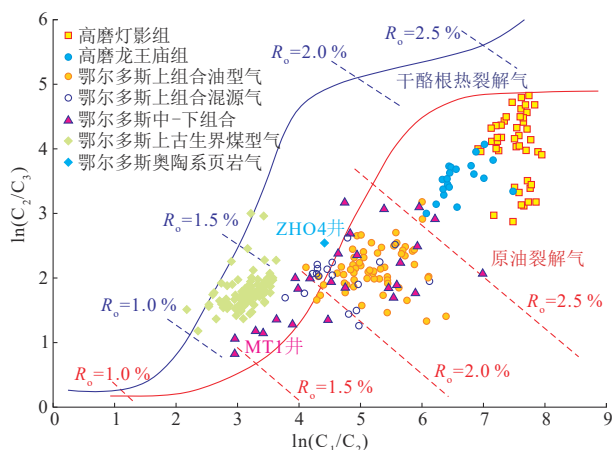


图2 安岳气田龙王庙组(a)、灯影组(b)与靖边气田奥陶系(c)气藏源-位结构
(剖面位置见图1)

Fig. 2 Diagrams of the source-location structures for the Longwangmiao Formation (a) and Dengying Formation (b) of Anyue gas field, and the Ordovician of Jinbian gas field (c)
(See Fig. 1 for the section location)

图3 安岳气田与靖边气田天然气成因类型判别图^[16]Fig. 3 Diagnostic plot of the genetic types of natural gas in Anyue and Jingbian gas fields^[16]

限^[18-19],但当热演化程度极高,甚至乙烷作为反应底物开始裂解时,这一阶段的同位素分馏更加明显,剩下的乙烷含量越少, $\delta^{13}\text{C}_2$ 越大^[20],安岳气田灯影组气藏属于此类情况;另外,当乙烷等重烃气体与地层中的含硫物质发生反应(硫酸盐热化学还原反应,即TSR反应)生成硫化氢时,随着乙烷参与反应程度的加大,气藏中剩余乙烷的 $\delta^{13}\text{C}$ 将增大,靖边气田奥陶系盐下部分气藏属于此类。因此,当存在这些极端条件时,用 $\delta^{13}\text{C}_2$ 来判别天然气成因类型会出现偏差,需谨慎用。

安岳气田灯影组天然气甲烷碳同位素值($\delta^{13}\text{C}_1$)在 $-34.1\text{‰} \sim -31.0\text{‰}$,均值为 -32.9‰ , $\delta^{13}\text{C}_2$ 在 $-33.6\text{‰} \sim -26.0\text{‰}$,均值为 -28.4‰ ;龙王庙组天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 在 $-33.7\text{‰} \sim -32.1\text{‰}$,均值为 -32.8‰ , $\delta^{13}\text{C}_2$ 在 $-35.3\text{‰} \sim -30.5\text{‰}$,均值为 -32.7‰ 。可见,两个层系 $\delta^{13}\text{C}_1$ 基本一致,但 $\delta^{13}\text{C}_2$ 差异大,这与不同烃源的贡献比例大小有关。前人研究表明,龙王庙组天然气主要源于筇竹寺组烃源岩,灯影组天然气是筇竹寺组与震旦系烃源岩共同贡献的混源气^[21-25]。震旦系烃源岩的热演化程度高于筇竹寺组,当源于筇竹寺组烃源的灯影组气藏混入源自震旦系烃源的天然气时,混合气的成熟度将增高,相应地 $\delta^{13}\text{C}_2$ 将增大;灯影组、龙王庙组天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 变化不大,与过成熟阶段 $\delta^{13}\text{C}_2$ 增大的幅度远大于 $\delta^{13}\text{C}_1$ 有关^[24,26-27]。灯影组和龙王庙组天然气甲烷氢同位素值($\delta\text{D}_{\text{CH}_4}$)的差异进一步说明其生源不同。由图4可见,龙王庙组天然气 $\delta\text{D}_{\text{CH}_4}$ 在 $-138\text{‰} \sim -132\text{‰}$,均值为 -134‰ ;灯影组天然气 $\delta\text{D}_{\text{CH}_4}$ 变化大,介于 $-158\text{‰} \sim -135\text{‰}$,呈规律性分布,靠近德阳-安岳古裂陷的台缘带相对较大,以 $\delta\text{D}_{\text{CH}_4} > -144\text{‰}$ 为主,台地内的相对较小,以 $\delta\text{D}_{\text{CH}_4} < -144\text{‰}$ 为主,这一分布格局主要与不同时代烃

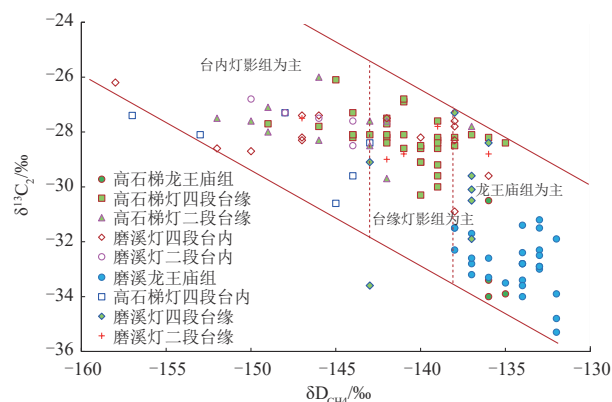


图4 安岳气田天然气乙烷碳同位素值与甲烷氢同位素值关系 (部分数据引自文献[22-24])

Fig. 4 Correlation between ethane carbon isotope and methane hydrogen isotope of natural gas in Anyue gas field (Part of the data quoted from references [22] to [24])

源岩的贡献大小有关。筇竹寺组烃源岩沉积时的水体介质盐度比震旦系烃源岩的大^[24],源岩水体介质盐度越大,天然气 $\delta\text{D}_{\text{CH}_4}$ 越大。因此,当源于筇竹寺组烃源的天然气混入源自震旦系烃源的天然气时,混合气的 $\delta\text{D}_{\text{CH}_4}$ 将减小,震旦系烃源的贡献越大, $\delta\text{D}_{\text{CH}_4}$ 越小。这表明,由台缘带向台地内,震旦系烃源对灯影组气藏的贡献增大。

靖边气田奥陶系天然气主要为干气,干燥系数以 $0.976 \sim 0.999$ 为主,少量为 $0.804 \sim 0.944$ (图5a),但盐上(马五¹-马五⁵亚段)与盐下(马五⁶亚段及以下)天然气特征差异大:盐上天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 较大,为 $-37.3\text{‰} \sim -30.7\text{‰}$,均值为 -33.5‰ , $\delta^{13}\text{C}_2$ 为 $-37.5\text{‰} \sim -23.6\text{‰}$,均值为 -30.4‰ ;盐下天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 总体较小,为 $-45.7\text{‰} \sim -32.4\text{‰}$,均值为 -39.7‰ , $\delta^{13}\text{C}_2$ 为 $-35.6\text{‰} \sim -22.6\text{‰}$,均值为 -28.8‰ 。部分奥陶系天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 偏大主要与其硫化氢(H_2S)含量较高有关^[28-29],此情形下不能仅凭 $\delta^{13}\text{C}_2$,而是需要结合 $\delta^{13}\text{C}_1$ 来综合确定成因类型。正常演化情况下,随成熟度增高, $\delta^{13}\text{C}_1$ 增大, $\delta^{13}\text{C}_1$ 与 $\delta^{13}\text{C}_2$ 发生倒转, $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_1$ ($\Delta^{13}\text{C}_{2-1}$)逐渐减小,直至 $\Delta^{13}\text{C}_{2-1} < 0$ 。图5b为 $\delta^{13}\text{C}_1 - \Delta^{13}\text{C}_{2-1}$ 关系图,从图上可见上古生界的煤型气与奥陶系油型气具有不同的演化趋势,LT1井、JT1井、T75井和TA38井等盐下天然气由于 H_2S 含量高而导致 $\delta^{13}\text{C}_2$ 明显偏大时,呈现出与煤型气相似的演化趋势,但这并不是其真实特征的反映,因此,在此情形下需谨慎用 $\delta^{13}\text{C}_2$ 来确定天然气成因类型。也正是因为有许多奥陶系天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 较大,产生了对天然气来源的争论。煤系烃源岩对奥陶系马家沟组盐上气藏有贡献基本无异议^[30-31],但盐下气藏的天然气来源却存在不同观点,有上生下

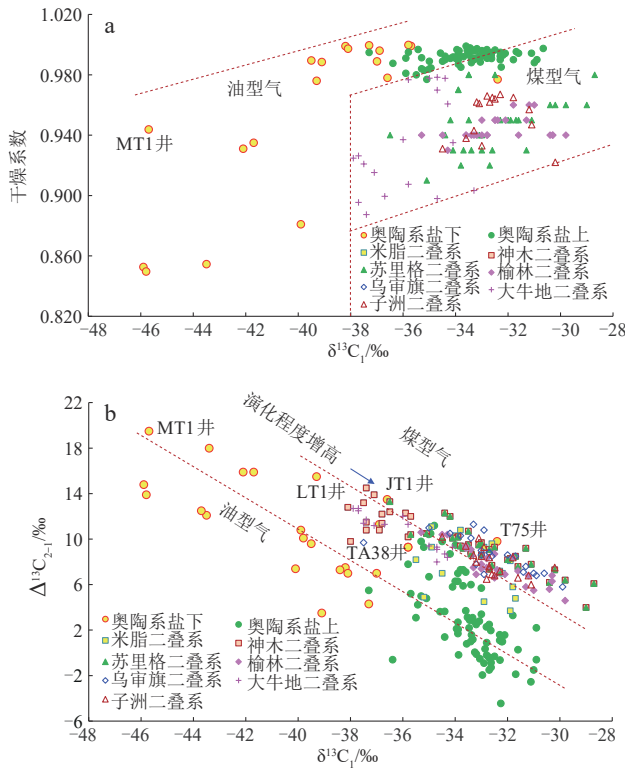


图5 鄂尔多斯盆地天然气甲烷碳同位素值与干燥系数(a)、乙烷—甲烷碳同位素差值(b)关系(部分数据引自文献[28,31])

Fig. 5 Correlation of carbon isotope of methane with dryness coefficient (a) and carbon isotope differences between ethane and methane (b) of natural gas in the Ordos Basin (Part of the data quoted from references [28] and [31])

储^[32]、自生自储^[28-29,33]及混合来源^[15,34-35]等。2021年6月在盆地东部米脂地区首次在马四段获得高产气流的MT1井,其 $\delta^{13}C_1$ 与 $\delta^{13}C_2$ 分别为 -45.7‰ 和 -26.2‰ , H_2S 含量为 50.13 g/m^3 ^[15], TSR反应使 $\delta^{13}C_2$ 增大,而不是其真实的原始特征。MT1井天然气轻烃组成特征以正构烷烃和链烷烃为主,环烷烃和芳烃含量相对较低(图6),表明其成因类型主要为腐泥型,主要与奥陶系自身烃源岩有关。

2.3.2 烃源岩生烃演化

四川盆地和鄂尔多斯盆地具有大体相似的热流值,都为“冷盆”,都经历过一次异常增热事件,但热事件发生的时间有较大差异。如四川盆地震旦纪—早二叠世为稳定低热流阶段,热流值为 55 mW/m^2 ,中—晚二叠世出现热流高峰,峰值达 85 mW/m^2 ,且超过 70 mW/m^2 的热事件持续时间约为 70 Myr ,三叠纪热流值开始逐渐降低,侏罗纪至今的热流值基本保持在 64 mW/m^2 ^[26];鄂尔多斯盆地从早古生代—晚古生代,地温梯度由 $24\sim 26\text{ °C/km}$ 降为 $22\sim 24\text{ °C/km}$,早古生代热流均值大致为 60 mW/m^2 ^[27],

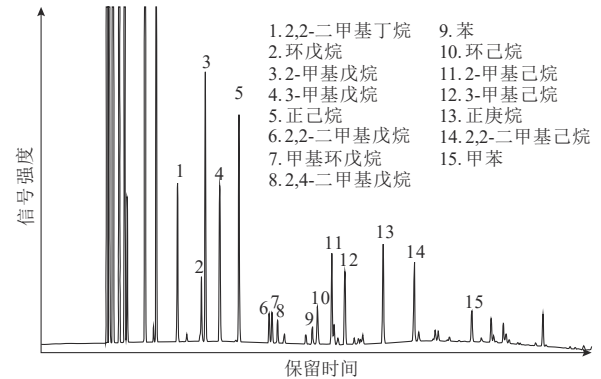


图6 鄂尔多斯盆地MT1井奥陶系马四段天然气轻烃组成
Fig. 6 Light hydrocarbon compositions of natural gas in the 4th member of the Ordovician Majiagou Formation in well MT1 in the Ordos Basin

晚古生代石炭纪—二叠纪大致为 55 mW/m^2 ,三叠纪—侏罗纪主要为 $55\sim 60\text{ mW/m}^2$,随后热流值逐渐上升,早白垩世晚期达到最高约 90 mW/m^2 ,且热流值超过 70 mW/m^2 的热事件持续时间约为 70 Ma ,随后热流值逐渐降低,现今为 66 mW/m^2 左右^[38]。四川盆地比鄂尔多斯盆地提前经受“高热流值”,导致其成烃高峰期相对较早,成油期主要为二叠纪—早侏罗世,成气高峰期主要为中侏罗世—晚白垩世(图7a),现今震旦系—寒武系气藏天然气已全部为干气,干燥系数 $0.995\sim 0.999$;而鄂尔多斯盆地奥陶系烃源岩成油期主要是晚三叠世—早、中侏罗世,早白垩世已生成的油发生裂解及烃源岩进入高—过成熟大量生气阶段,上古生界煤系烃源岩在中、晚侏罗世—早白垩世大量生成天然气(图7b),现今奥陶系气藏天然气干燥系数主要为 $0.944\sim 0.999$ 。

2.3.3 油气充注史

流体包裹体是研究油气充注史的一种常用方法。基于流体包裹体的检测结果,结合研究区构造演化、沉积埋藏史及烃源岩生烃演化史等分析了油气充注史。所测包裹体为溶蚀孔、洞、缝或裂缝中充填的以白云石、自生石英和方解石为宿主矿物的原生包裹体。安岳气田灯影组、龙王庙组与烃类伴生的盐水包裹体均一温度分布范围宽,为 $81\sim 253\text{ °C}$,主峰值 $120\sim 180\text{ °C}$,其阶段性不明显,其中,灯影组在石英矿物中检测出较多大于 180 °C 的包裹体(图8a);龙王庙组整体上以 $120\sim 180\text{ °C}$ 为主,大于 180 °C 的占比相对较低(图8b)。结合研究区沉积埋藏史及烃源岩生烃演化史,认为三叠纪—白垩纪是川中古隆起油气充注的主要时期,且具有多期次“准连续”充注的特点,以灯影组(图7a)为例,志留纪,震旦系烃源岩已进入生油期,第

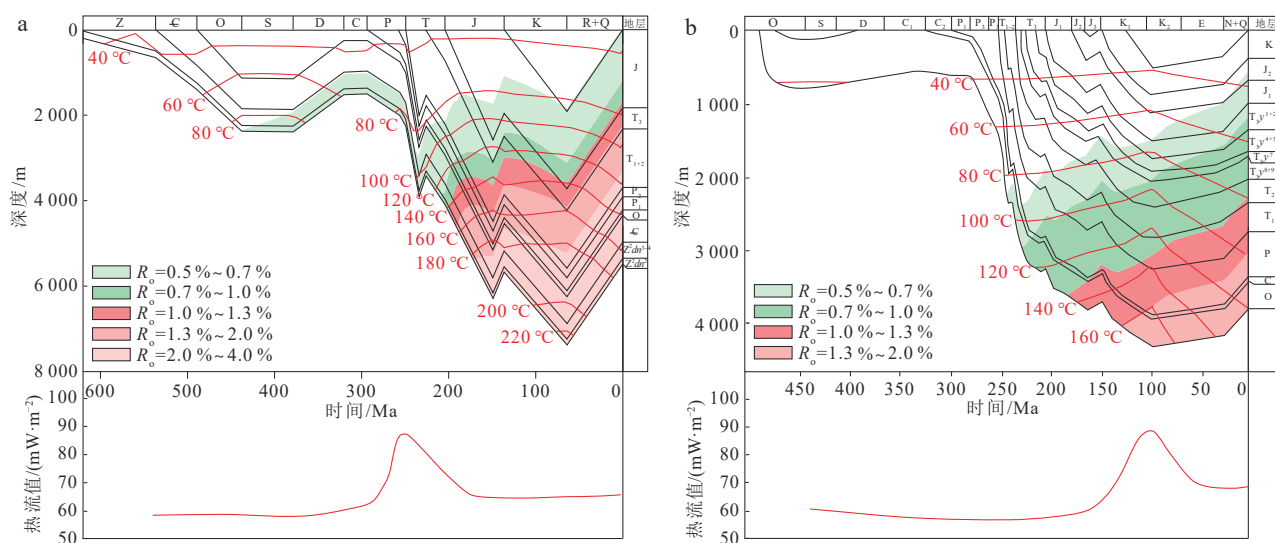


图7 四川盆地(a)和鄂尔多斯盆地(b)埋藏史及热演化史(据文献[36-38]修改)

Fig. 7 The burial and thermal history of the Sichuan (a) and Ordos (b) basins (Modified from references [36] to [38])

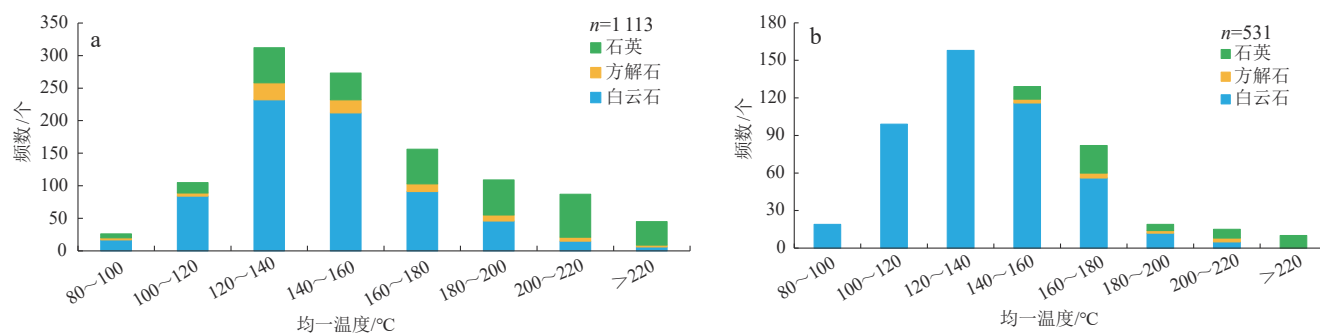


图8 安岳气田灯影组(a)和龙王庙组(b)储层流体包裹体均一温度频数直方图

Fig. 8 Histogram of homogenization temperatures of fluid inclusions in the Dengying Formation (a) and Longwangmiao Formation (b) in Anyue gas field

竹寺组烃源岩处于未成熟阶段;二叠纪前,由于构造抬升作用,生烃过程停止;二叠纪—三叠纪,震旦系、寒武系烃源岩处于生油高峰阶段,此阶段主要在白云石及石英矿物中捕获均一温度介于80~120℃的包裹体;早、中侏罗世,烃源岩处于成熟—高成熟的湿气生成阶段,白云石及石英矿物中包裹体均一温度介于120~180℃;晚侏罗世—白垩纪,烃源岩进入干气生成阶段,白云石和石英矿物中包裹体均一温度大于180℃,尤其以石英矿物中捕获的包裹体为主;白垩纪末以来,构造抬升,处于古气藏调整定型阶段。

靖边气田奥陶系马家沟组储层裂缝和溶蚀孔中充填方解石中的盐水包裹体均一温度介于110~230℃,大体分为两个时期,其中,均一温度110~160℃主要反映早白垩世之前的液态烃类的充注;160~230℃主要反映早白垩世以来的气态烃类充注^[39]。

2.3.4 天然气藏形成演化

天然气地球化学特征^[16,23-24]、储层沥青分布规律^[7,24]、气藏形成地质背景^[3,5-6,8]等从不同角度揭示安岳气田主要为桐湾期高石梯—磨溪继承性古隆起上的古油藏裂解气“原位”聚集成藏,也就是安岳气田的形成经历了志留纪、二叠纪—晚三叠世(海西期—印支期)的古油藏形成期、早侏罗世—晚白垩世(燕山期)的古气藏形成期及喜马拉雅期的气藏调整定型期(图9a—c)。

靖边气田处于伊陕斜坡带,由上古生界煤系与奥陶系腐泥型烃源岩双源供烃成藏。对于奥陶系上组合的煤型气藏,其形成演化经历了燕山期构造反转前的由东向西运移,转变为燕山期构造反转后的自西向东运移^[40]。对于中—下组合,尤其是下组合油型气,则与安岳气田有相似之处,即经历了古油藏—古油藏裂解—古气藏及气藏调整定型过程(图10a—e),但其古

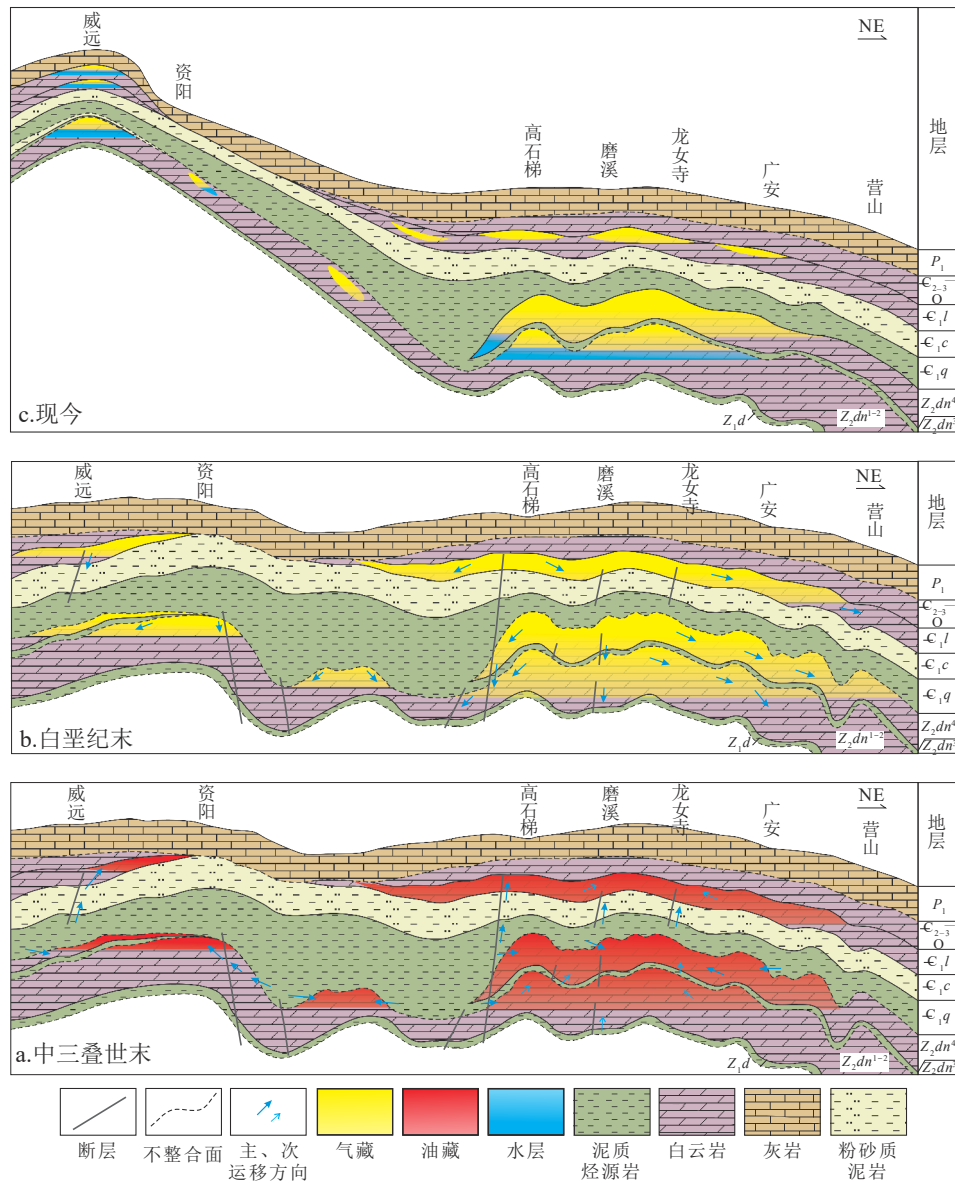


图9 四川盆地安岳气田天然气藏形成演化模式

Fig. 9 The formation and evolution pattern of gas reservoirs of Anyue gas field in the Sichuan Basin

油藏厚度、面积等比安岳气田小,最终聚集位置发生了变化,即裂解气异地成藏。天然气组分 $\ln(C_1/C_2)$ 和 $\ln(C_2/C_3)$ 数据表明中-下组合油型气属于原油裂解气。奥陶系烃源岩演化程度主体已处于过成熟阶段,但天然气 $\delta^{13}C_1$ 却依然很小,以 $\delta^{13}C_1 < -38\%$ 为主,最低达 -45.9% ,这主要与中-下组合储层非均质性强、成藏体系内的封闭性好、早期的干酪根热裂解气、古油藏裂解气未造成大量散失、现今气藏内聚集的是不同演化阶段裂解的混合气体等有关。

3 规模富集主控因素

安岳气田与靖边气田分别是古油藏裂解气和斜坡

背景构造转换枢纽带富集成藏的典型代表,两大类型大气田规模富集成藏主要受控于三大关键因素。

3.1 热演化程度高,烃源体已充分裂解成气

烃源岩成烃的物质基础即有机质丰度和成烃母质的品质即干酪根类型决定了其原始生烃潜力的大小,而有机质的热演化程度则是控制其能否大规模成气的关键。安岳气田与靖边气田的烃源体均已演化至高-过成熟阶段,为天然气大规模富集提供了充足气源。

安岳气田灯影组、龙王庙组天然气主要源于震旦系和寒武系腐泥型烃源岩^[5-7, 23-25],无论是液态烃时期的“二源二位”“二源三位”和“单源三位”结构的烃源体(烃源岩),还是古油藏裂解时期的“单源一位”结构的

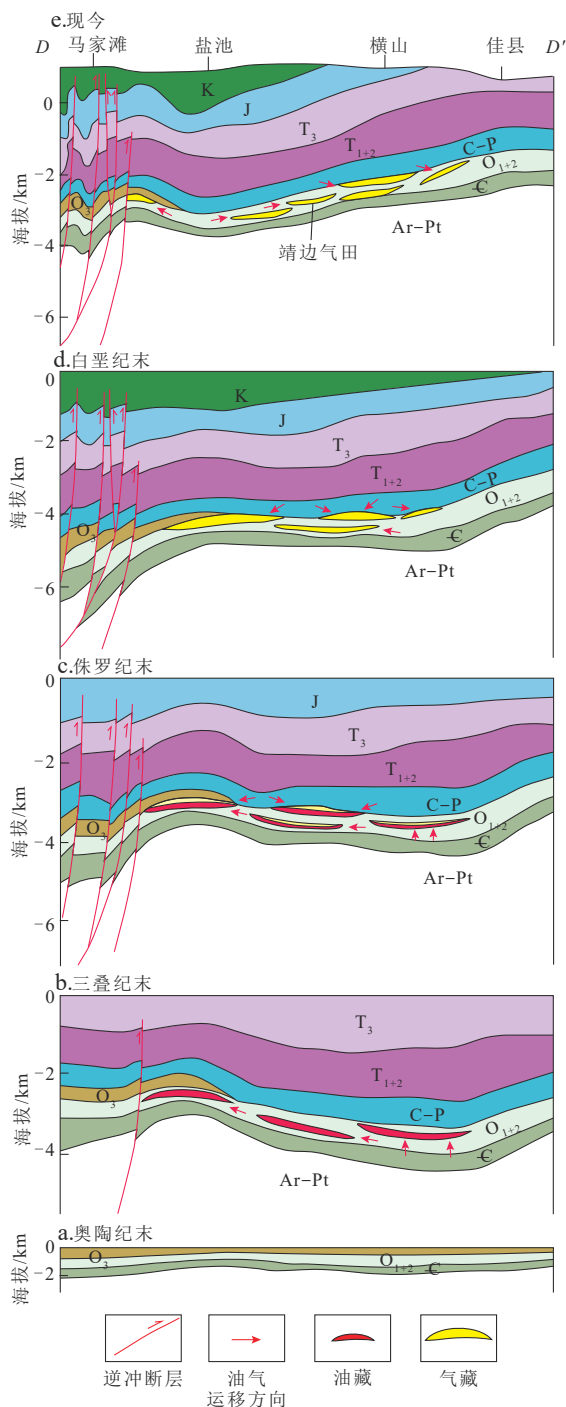


图10 鄂尔多斯盆地靖边气田天然气藏形成演化模式
(剖面位置见图1)

Fig. 10 The formation and evolution pattern of gas reservoirs of Jingbian gas field in the Ordos Basin
(See Fig. 1 for the section location)

烃源体(古油藏),均演化至过成熟的生气阶段,已完全裂解,其裂解产物以甲烷为主,天然气干燥系数大于0.995。靖边气田奥陶系上组合气藏的烃源体是上古生界石炭系-二叠系广覆式煤系烃源岩,中组合气藏的烃源体是石炭系-二叠系煤系烃源岩和下古生界奥

陶系腐泥型烃源岩^[15,33-35,41-42],下组合气藏的烃源体主要是奥陶系腐泥型烃源岩。这些烃源体的等效镜质体反射率除榆林-神木地区小于2.0%外,其他区域均大于2.0%,总体上处于高-过成熟阶段,天然气干燥系数主要为0.944~0.999,部分介于0.850~0.855。

3.2 发育有利岩相叠加岩溶作用的优质储层,储集空间大

安岳气田和靖边气田均发育有利岩相叠加岩溶作用的规模优质储集体,储集空间主要是中-小型溶洞、粒内溶孔、粒间溶孔、晶间溶孔和残余粒间孔等,储层类型主要是裂缝-孔隙型和裂缝-孔隙型。储层有效厚度厚、有效孔隙度相对低或有效厚度薄、有效孔隙度相对高均可形成天然气的大规模富集。

四川盆地德阳-安岳古裂陷除控制优质烃源岩的发育外,还控制灯影组规模储集体发育与展布,在裂陷东、西两侧广泛发育灯影组二段(简称灯二段,下同)、灯影组四段(简称灯四段,下同)台缘带丘滩体;裂陷内发育灯二段孤立丘滩体;台地内则发育灯二段、灯四段及龙王庙组等大面积分布的颗粒滩体。储集岩类型灯二段以藻砂屑白云岩、藻凝块白云岩和藻叠层白云岩为主,灯四段主要为藻凝块白云岩、藻叠层白云岩、藻纹层白云岩和砂屑白云岩^[4,8,43];龙王庙组主要为颗粒(砂屑、鲕粒)白云岩和晶粒(细晶、粉晶)白云岩^[8,44]。优质储层是台缘丘滩相、台内颗粒滩相等高能相带滩体,叠加准同生期大气淡水溶蚀与白云岩化、表生岩溶、埋藏溶蚀和构造碎裂等多期成岩作用的结果^[8,43-45]。台缘带丘滩相储层的发育规模及储集性能明显优于台内相区,如灯影组丘滩相储层厚度为60~180 m、孔隙度为3.8%~6.0%;而台内相区平均孔隙度小于2.0%,储层厚度多为30~70 m^[4]。总体上,安岳气田优质储层以厚层、相对低孔为主,各气藏平均有效厚度为12~45 m,平均有效孔隙度主要为2.9%~3.8%。

鄂尔多斯盆地奥陶系主要发育岩溶型和颗粒滩型两种类型白云岩储层^[46]。岩溶型储层发育于蒸发台地的含膏云坪和膏云坪微相,靖边气田奥陶系主力产层马五段储层属于该类型,储层岩石类型主要是(含)膏模孔细粉晶云岩和粉晶云岩,储集空间为膏模孔、溶洞及微裂缝,储集类型主要是孔隙型和裂缝-溶孔型,前者孔隙度一般在5.6%~10.0%,渗透率在 $(1.0 \sim 11.5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;后者孔隙度一般为4%~8%,渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[9]。盆地中东部马一段和马三段也发育该类型储层。颗粒滩型储层主要发育于台缘鲕粒滩和台内鲕粒滩微相,盆地中东部马四段和马家沟组中组合发育此类储层,主要储集空间为残余粒间(溶)孔、

晶间(溶)孔和溶洞,米脂地区MT1井等钻揭的马四段储层的有利储集相带是台内丘,储层主要的岩石类型是微生物白云岩、斑状粉晶白云岩和斑状灰质白云岩^[47]。总体上,靖边气田有效储层以薄层、相对高孔为主,各气藏平均有效厚度为2.6~8.1 m,平均有效孔隙度为4.0%~7.4%。

3.3 发育多类型有效圈闭体,具备规模聚集场所

安岳气田和靖边气田均发育多类型大型圈闭体,为规模成藏提供有效聚集场所。

安岳气田主要发育两大类型的圈闭体,即以相控(台地边缘相、台内滩相)岩溶型储层与构造圈闭及上覆封盖层构成的构造圈闭体,以相控岩溶型储层与致密围岩及上覆封盖层构成的岩性、地层-岩性圈闭体(图2a, b)。圈闭体的有效性是决定产气产水的关键,如磨溪地区龙王庙组构造-岩性气藏,整体处于平缓构造部位,受重力分异作用影响,构造相对高部位富含储层沥青的MX9, MX16和MX29井,日产气达 $(10.45 \sim 154.29) \times 10^4 \text{ m}^3$,翼部的MX31井仅日产气 $0.29 \times 10^4 \text{ m}^3$;处于磨溪平缓构造围斜部位的MX47井和MX32井,沥青含量也达1.0%~2.3%,气、水同产,日产气达 $38.75 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产水为 170.4 m^3 ;处于高石梯构造单斜部位的GS28井,其沥青含量为1.0%~2.0%,表明曾经有液态烃类聚集,但后期发生过构造调整,上倾方向可能缺乏封堵条件而成为无效圈闭体,测试日产水 75.8 m^3 。因此,巨型圈闭体的继承性发育控制天然气规模有效富集,安岳气田已探明天然气地质储量 $1.04 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。灯二段气藏是受构造圈闭控制、具有底水的构造圈闭气藏,圈闭面积大、幅度高,高石梯、磨溪地区的圈闭面积分别为 520 km^2 和 570 km^2 ,圈闭幅度分别为200 m和160 m^[8]。这一巨型圈闭是桐湾期高石梯-磨溪古隆起继承性发育形成的^[6]。灯四段圈闭则由台内古裂隙、古隆起联合控制,西侧与下寒武统页岩侧向接触,形成地层遮挡;桐湾期高石梯-磨溪古隆起经历多期次构造演化后,高石梯-磨溪地区处于乐山-龙女寺古隆起倾末端,气藏构造下倾方向受构造控制,为构造-地层圈闭,已证实以海拔-5230 m构造线和高石梯-磨溪西部灯四段尖灭线形成的巨型构造-地层圈闭面积达 7500 km^2 ,且整体含气^[8]。龙王庙组气藏主要受乐山-龙女寺古隆起控制,处于古隆起东段,为构造-岩性复合圈闭气藏,磨溪主高点圈闭面积达 510 km^2 ,气藏高部位的磨溪-龙女寺构造整体含气,气藏西侧为滩相储层尖灭形成的岩性遮挡,气藏北部受构造控制,低部位含水。

靖边气田主要发育岩性、地层-岩性圈闭体,不同

组合气藏略有差异(图2c),其中,上组合主要为岩溶风化壳储层与致密围岩和上覆石炭系-二叠系盖层构成地层-岩性和岩性圈闭体;中组合气藏主要是颗粒滩型储层、膏溶型储层与致密围岩和上覆封盖层构成地层-岩性、岩性圈闭体;下组合主要是颗粒滩型储层与致密围岩和上覆封盖层构成地层-岩性、岩性圈闭体。靖边气田有效圈闭体含气面积主要为 $20 \sim 300 \text{ km}^2$,部分介于 $300 \sim 600 \text{ km}^2$,均值为 165 km^2 。大型圈闭体与成藏要素的有效配置是天然气形成有效富集的关键。如盆地中东部奥陶系马四段,在靖边气田西部鄂托克旗一定边一带有利于储集体发育的台缘滩相区主要产水,产气井主要分布在马五段膏盐岩分布区(图11),这与烃源体-储集体-圈闭体的时空配置有较大关系。鄂托克旗一定边一带在马四段沉积期为暴露剥蚀区^[15],属于台缘滩相沉积,有利于优质储集体的发育,因此,烃源体与圈闭体有效匹配成为控制成藏的关键因素。鄂托克旗一定边一带的石炭系-二叠系烃源岩直接覆盖在马四段之上,有利于石炭系-二叠系烃源岩生成的油气侧向或向下充注至马四段聚集成藏,但从整个盐下天然气的地球化学特征分析结果来看,天然气主要呈现出以腐泥型为主的特征,表明盐下气藏的烃源体主要源自奥陶系自身,而奥陶系马一段-马三段烃源岩主要分布于鄂托克旗一定边一带以东地区(图11)。在早白垩世末烃源岩达到排烃高峰期之前,区域构造格局为西高东低,油气自东向西运移;早白垩世之后,盆地东部抬升、西部沉降,油气运移方向调整为自西向东。因此,烃源岩在早白垩世末以来生成的天然气主要向上倾方向的东部运移,难以在下倾方向的台缘滩相优质储集体发育区富集,上倾方向的封堵则成为富集成藏的关键,靖边气田西部普遍产水区可能与上倾方向缺失膏盐岩封盖有一定关系,地层水矿化度的规律性变化揭示圈闭体的封闭条件是自西向东变好,如鄂托克旗一定边一带为 $60 \sim 80 \text{ g/L}$,乌审旗-靖边一带为 $120 \sim 460 \text{ g/L}$,神木-米脂一带为 $410 \sim 510 \text{ g/L}$ 。

综上所述,安岳气田和靖边气田最有利的成藏体系结构是以古油藏为烃源体的“单源一位”和以煤系烃源岩为主的“单源二位”结构;“二源二位”和“单源三位”结构也已获得重大突破,是未来重要勘探领域;圈闭体的有效性是天然气最终能否保存下来的关键。因此,在以古油藏为烃源体、主要属于“单源一位”结构(“源内”成藏)的安岳型大气田勘探中,台缘带、台内颗粒滩相沉积的高能丘滩体与致密岩层及上覆封盖层匹配好的区域是下一步勘探的有利领域,已基本证实北斜坡蓬莱气区具备超万亿立方米资源规模。尽管鄂尔

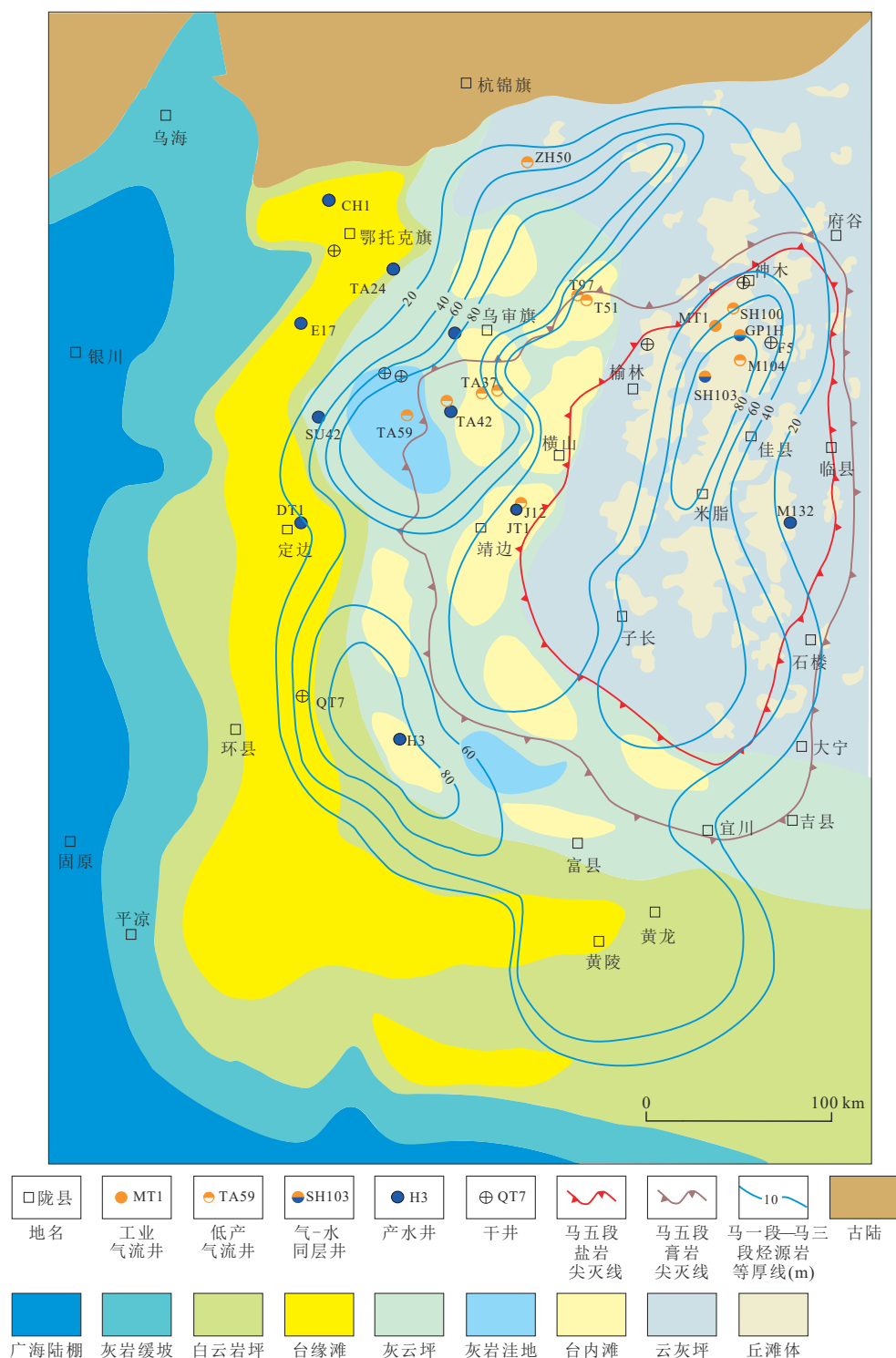


图 11 鄂尔多斯盆地中-东部奥陶系马四段气-水分布与成藏要素叠合图(据文献[15]修改)

Fig. 11 Play element map with gas-water distribution overlaid of the 4th member of the Ordovician Majiagou Formation in the central and eastern Ordos Basin (Modified from reference [15])

多斯盆地奥陶系中-下组合天然气也以原油裂解气为主,但古油藏裂解气为异地聚集,在发育有利储集体区域内,天然气的富集成藏主要受控于烃源体与圈闭体的有效配置,紧邻神木—米脂、乌审旗—靖边等奥陶系烃源发育区,颗粒滩体与致密岩性带匹配区是下一步

寻找盐下规模富集天然气的重要勘探方向。

4 结论

1) 安岳气田和靖边气田分别代表迄今为止总体

规模最大和单层规模最大的海相碳酸盐岩特大型气田,发育多种源-位结构,其中,安岳气田主要属于“单源一位”,即古油藏裂解气“原位”聚集成藏;靖边气田为斜坡背景构造转换枢纽带调整成藏,已探明气藏以“单源二位”为主。

2) 安岳气田震旦系-寒武系和靖边气田奥陶系中下组合油型气均具原油裂解气特征,其中靖边气田奥陶系盐下油型气甲烷碳同位素值较小,与其发育膏盐岩盖层、聚集早期-晚期裂解的混合气有关。

3) 三大关键因素控制安岳和靖边两类大气田规模富集,即烃源体热演化程度高,不同类型烃源体已充分裂解形成以甲烷为主的气体;发育有效厚度厚、有效孔隙度相对低或有效厚度薄、有效孔隙度相对高的规模储集体;发育构造、构造-岩性、地层-岩性、岩性等多类型规模有效巨型圈闭体。古油藏范围内或邻近烃源体的高能滩体与岩性致密带匹配区是下一步寻找规模天然气聚集的有利勘探领域。

参 考 文 献

- [1] 王蓓,高芸,胡迺丹,等. 2021年中国天然气发展述评及2022年展望[J]. 天然气技术与经济, 2022, 16(1): 1-9, 16.
WANG Bei, GAO Yun, HU Yidan, et al. China's natural-gas industrial development: 2021 review and 2022 outlook [J]. Natural Gas Technology and Economy, 2022, 16(1): 1-9, 16.
- [2] 焦方正. 非常规油气之“非常规”再认识[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(5): 803-810.
JIAO Fangzheng. Re-recognition of “unconventional” in unconventional oil and gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(5): 803-810.
- [3] 杜金虎,汪泽成,邹才能,等. 古老碳酸盐岩大气田地质理论与勘探实践[M]. 北京:石油工业出版社, 2015.
DU Jinhu, WANG Zecheng, ZOU Caineng, et al. Geologic theory and exploration practice of ancient large carbonates gas field[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015.
- [4] 杜金虎,汪泽成,邹才能,等. 上扬子克拉通内裂陷的发现及对安岳特大型气田形成的控制作用[J]. 石油学报, 2016, 37(1): 1-16.
DU Jinhu, WANG Zecheng, ZOU Caineng, et al. Discovery of intra-cratonic rift in the Upper Yangtze and its control effect on the formation of Anyue giant gas field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(1): 1-16.
- [5] 邹才能,杜金虎,徐春春,等. 四川盆地震旦系-寒武系特大型气田形成分布、资源潜力及勘探发现[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3): 278-293.
ZOU Caineng, DU Jinhu, XU Chunchun, et al. Formation, distribution, resource potential and discovery of the Sinian-Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3): 278-293.
- [6] 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.
- [7] 魏国齐,杜金虎,徐春春,等. 四川盆地高石梯-磨溪地区震旦系-寒武系大型气藏特征与聚集模式[J]. 石油学报, 2015, 36(1): 1-12.
WEI Guoqi, DU Jinhu, XU Chunchun, et al. Characteristics and accumulation modes of large gas reservoirs in Sinian-Cambrian of Gaoshiti-Moxi region, Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(1): 1-12.
- [8] 杨跃明,杨雨,杨光,等. 安岳气田震旦系-寒武系气藏成藏条件及勘探开发关键技术[J]. 石油学报, 2019, 40(4): 493-508.
YANG Yueming, YANG Yu, YANG Guang, et al. Gas accumulation conditions and key exploration & development technologies of Sinian and Cambrian gas reservoirs in Anyue Gas Field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(4): 493-508.
- [9] 何自新,郑聪斌,王彩丽,等. 中国海相油气田勘探实例之二 鄂尔多斯盆地靖边气田的发现与勘探[J]. 海相油气地质, 2005, 10(2): 37-44.
HE Zixin, ZHENG Congbin, WANG Caili, et al. Cases of discovery and exploration of marine fields in China (part 2): Jingbian Gas Field, Ordos Basin [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2005, 10(2): 37-44.
- [10] 杨华,黄道军,郑聪斌. 鄂尔多斯盆地奥陶系岩溶古地貌气藏特征及勘探进展[J]. 中国石油勘探, 2006, 11(3): 1-5, 12.
YANG Hua, HUANG Daojun, ZHENG Congbin. Characteristics of gas reservoir and exploration achievement for Ordovician paleokarst landform in Ordos Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2006, 11(3): 1-5, 12.
- [11] 杨华,付金华,魏新善,等. 鄂尔多斯盆地奥陶系海相碳酸盐岩天然气勘探领域[J]. 石油学报, 2011, 32(5): 733-740.
YANG Hua, FU Jinhua, WEI Xinshan, et al. Natural gas exploration domains in Ordovician marine carbonates, Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(5): 733-740.
- [12] 周波,李慧莉,云金表,等. 基于成藏体系理论的碳酸盐岩含油气区带评价方法——以塔里木盆地寒武系为例[J]. 石油实验地质, 2020, 42(1): 132-138.
ZHOU Bo, LI Huili, YUN Jinbiao, et al. Petroleum accumulation system evaluation of carbonate oil and gas: A case study of Cambrian in Tarim Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2020, 42(1): 132-138.
- [13] 金之钧,张金川,唐玄. 非常规天然气成藏体系[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 58-68.
JIN Zhijun, ZHANG Jinchuan, TANG Xuan. Unconventional natural gas accumulation system [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 58-68.
- [14] 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.
- [15] 何海清, 郭绪杰, 赵振宇, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系盐下马四段天然气成藏新认识及勘探重大突破[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(3): 429-439.
- HE Haiqing, GUO Xujie, ZHAO Zhenyu, et al. New understandings on gas accumulation and major exploration breakthroughs in subsalt Ma 4 Member of Ordovician Majiagou Formation, Ordos Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(3): 429-439.
- [16] 谢增业, 李志生, 魏国齐, 等. 腐泥型干酪根热降解成气潜力及裂解气判识的实验研究[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27 (6): 1057-1066.
- XIE Zengye, LI Zhisheng, WEI Guoqi, et al. Experimental research on the potential of sapropelic kerogen cracking gas and discrimination of oil cracking gas [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(6): 1057-1066.
- [17] 李剑, 李志生, 王晓波, 等. 多元天然气成因判识新指标及图版[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(4): 503-512.
- LI Jian, LI Zhisheng, WANG Xiaobo, et al. New indexes and charts for genesis identification of multiple natural gases [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(4): 503-512.
- [18] 戴金星. 天然气碳氢同位素特征和各类天然气鉴别[J]. *天然气地球科学*, 1993, 4(2/3): 1-40.
- DAI Jinxing. Stable carbon and hydrogen isotopic characteristics and identification of various types of natural gas [J]. *Natural Gas Geoscience*, 1993, 4(2/3): 1-40.
- [19] 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.
- [20] 吴伟, 罗超, 张鉴, 等. 油型气乙烷碳同位素演化规律与成因 [J]. *石油学报*, 2016, 37(12): 1463-1471.
- WU Wei, LUO Chao, ZHANG Jian, et al. Evolution law and genesis of ethane carbon isotope of oil type gas [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(12): 1463-1471.
- [21] 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.
- [22] 魏国齐, 谢增业, 白贵林, 等. 四川盆地震旦系一下古生界天然气地球化学特征及成因判识[J]. *天然气工业*, 2014, 34 (3): 44-49.
- WEI Guoqi, XIE Zengye, BAI Guilin, et al. Organic geochemical characteristics and origin of natural gas in the Sinian-Lower Paleozoic reservoirs, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(3): 44-49.
- [23] 魏国齐, 谢增业, 宋家荣, 等. 四川盆地川中古隆起震旦系一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.
- [24] 谢增业, 李剑, 杨春龙, 等. 川中古隆起震旦系一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.
- [25] 谢增业, 魏国齐, 李剑, 等. 四川盆地川中古隆起带震旦系一二叠系天然气地球化学特征及成藏模式[J]. *中国石油勘探*, 2021, 26(6): 50-67.
- XIE Zengye, WEI Guoqi, LI Jian, et al. Geochemical characteristics and accumulation pattern of gas reservoirs of the Sinian-Permian in central Sichuan uplift zone, Sichuan Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(6): 50-67.
- [26] 李友川, 孙玉梅, 兰蕾. 用乙烷碳同位素判别天然气成因类型存在问题探讨[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(4): 654-664.
- LI Youchuan, SUN Yumei, LAN Lei. Discussion on the recognition of gas origin by using ethane carbon isotope [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(4): 654-664.
- [27] 王铜山, 耿安松, 熊永强, 等. 塔里木盆地海相原油及其沥青质裂解生气动力学模拟研究[J]. *石油学报*, 2008, 29(2): 167-172.
- WANG Tongshan, GENG Ansong, XIONG Yongqiang, et al. Kinetic simulation study on generation of gaseous hydrocarbons from the pyrolysis of marine crude oil and its asphaltene in Tarim Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2008, 29(2): 167-172.
- [28] 孔庆芬, 张文正, 李剑锋, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系盐下天然气地球化学特征及成因[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(3): 423-432.
- KONG Qingfen, ZHANG Wenzheng, LI Jianfeng, et al. Geochemical characteristics and genesis of Ordovician natural gas under gypsolyte in Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(3): 423-432.
- [29] 党文龙, 高岗, 刘建平, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组盐下天然气成因类型及来源[J]. *天然气地球科学*, 2022, 33 (2): 207-217.
- DANG Wenlong, GAO Gang, LIU Jianping, et al. Genetic types and sources of the subsalt natural gas in the Ordovician Majiagou Formation, Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33 (2): 207-217.
- [30] 徐旺林, 胡素云, 李宁熙, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系中组合内幕气源特征及勘探方向[J]. *石油学报*, 2019, 40 (8): 900-913.
- XU Wanglin, HU Suyun, LI Ningxi, et al. Characteristics and exploration directions of inner gas source from the middle assemblage of Ordovician in Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(8): 900-913.
- [31] 戴金星, 房忱琛, 于聪, 等. 中国煤成大气田及气源[M]. 北京: 科学出版社, 2014.

- DAI Jinxing, FANG Chenchen, YU Cong, et al. Large coal-formed gas fields and gas source in China[M]. Beijing: Science Press, 2014.
- [32] 杨华, 包洪平, 马占荣. 侧向供烃成藏——鄂尔多斯盆地奥陶系膏盐岩下天然气成藏新认识[J]. 天然气工业, 2014, 34(4): 19–26.
- YANG Hua, BAO Hongping, MA Zhanrong. Reservoir-forming by lateral supply of hydrocarbon: A new understanding of the formation of Ordovician gas reservoirs under gypsolyte in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(4): 19–26.
- [33] 李伟, 涂建琪, 张静, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组自源型天然气聚集与潜力分析[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(4): 521–530.
- LI Wei, TU Jianqi, ZHANG Jing, et al. Accumulation and potential analysis of self-sourced natural gas in the Ordovician Majiagou Formation of Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(4): 521–530.
- [34] 姚泾利, 包洪平, 任军峰, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系盐下天然气勘探[J]. 中国石油勘探, 2015, 20(3): 1–12.
- YAO Jingli, BAO Hongping, REN Junfeng, et al. Exploration of Ordovician subsalt natural gas reservoirs in Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2015, 20(3): 1–12.
- [35] 任军峰, 刘新社, 喻建, 等. 鄂尔多斯盆地中东部奥陶系盐下天然气成藏特征及勘探方向[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(6): 125–140.
- REN Junfeng, LIU Xinshe, YU Jian, et al. Characteristics of natural gas accumulation and exploration target of the Ordovician subsalt in the central and eastern Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(6): 125–140.
- [36] 邱楠生, 刘雯, 徐秋晨, 等. 深层-古老海相层系温压场与油气成藏[J]. 地球科学, 2018, 43(10): 3511–3525.
- QIU Nansheng, LIU Wen, XU Qiuchen, et al. Temperature-pressure field and hydrocarbon accumulation in deep-ancient marine strata[J]. Earth Science, 2018, 43(10): 3511–3525.
- [37] 于强. 鄂尔多斯盆地中东部地区古生界热演化史与天然气成藏[D]. 西安: 西北大学, 2012.
- YU Qiang. The Paleozoic thermal evolution history and natural gas accumulation of the central and eastern parts of Ordos Basin[D]. Xi'an: Northwest University, 2012.
- [38] 任战利, 祁凯, 李进步, 等. 鄂尔多斯盆地热动力演化史及其对油气成藏与富集的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(5): 1030–1042.
- REN Zhanli, QI Kai, LI Jinbu, et al. Thermodynamic evolution and hydrocarbon accumulation in the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(5): 1030–1042.
- [39] 吴小力, 徐旺林, 李荣西, 等. 鄂尔多斯盆地中东部奥陶系马家沟组硫化氢成因——来自流体包裹体的证据[J]. 石油学报, 2022, 43(2): 250–261.
- WU Xiaoli, XU Wanglin, LI Rongxi, et al. Genesis of hydrogen sulfide in Ordovician Majiagou Formation, mid-eastern Ordos Basin: Evidence from fluid inclusions[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(2): 250–261.
- [40] 郭彦如, 付金华, 魏新善, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系碳酸盐岩成藏特征与模式[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(4): 393–403.
- GUO Yanru, FU Jinhua, WEI Xinshan, et al. Natural gas accumulation and models in Ordovician carbonates, Ordos Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(4): 393–403.
- [41] 涂建琪, 董义国, 张斌, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组规模性有效烃源岩的发现及其地质意义[J]. 天然气工业, 2016, 36(5): 15–24.
- TU Jianqi, DONG Yiguo, ZHANG Bin, et al. Discovery of effective scale source rocks of the Ordovician Majiagou Fm in the Ordos Basin and its geological significance[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(5): 15–24.
- [42] 徐旺林, 李建忠, 刘新社, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系下组合天然气成藏条件与勘探方向[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 549–561.
- XU Wanglin, LI Jianzhong, LIU Xinshe, et al. Accumulation conditions and exploration directions of Ordovician lower assemblage natural gas, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 549–561.
- [43] 文龙, 王文之, 张健, 等. 川中高石梯-磨溪地区震旦系灯影组碳酸盐岩岩石类型及分布规律[J]. 岩石学报, 2017, 33(4): 1285–1294.
- WEN Long, WANG Wenzhi, ZHANG Jian, et al. Classification of Sinian Dengying Formation and sedimentary evolution mechanism of Gaoshiti-Moxi area in central Sichuan Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2017, 33(4): 1285–1294.
- [44] 徐春春, 沈平, 杨跃明, 等. 乐山-龙女寺古隆起震旦系一下寒武统龙王庙组天然气成藏条件与富集规律[J]. 天然气工业, 2014, 34(3): 1–7.
- XU Chunchun, SHEN Ping, YANG Yueming, et al. Accumulation conditions and enrichment patterns of natural gas in the Lower Cambrian Longwangmiao Fm reservoirs of the Leshan-Longnusi Paleohigh, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(3): 1–7.
- [45] HOU Lianhua, YANG Fan, YANG Chun, et al. Characteristics and formation of Sinian (Ediacaran) carbonate karstic reservoirs in Dengying Formation in Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Research, 2021, 6(2): 144–157.
- [46] 周进高, 付金华, 于洲, 等. 鄂尔多斯盆地海相碳酸盐岩主要储层类型及其形成机制[J]. 天然气工业, 2020, 40(11): 20–30.
- ZHOU Jingao, FU Jinhua, YU Zhou, et al. Main types and formation mechanisms of marine carbonate reservoirs in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(11): 20–30.
- [47] 周进高, 席胜利, 任军峰, 等. 鄂尔多斯盆地米脂地区奥陶系马四段沉积新认识与有利储集相带[J]. 天然气工业, 2021, 41(12): 28–37.
- ZHOU Jingao, XI Shengli, REN Junfeng, et al. New understanding of the sedimentation of the 4th Member of Ordovician Majiagou Formation in the Mizhi area of the Ordos Basin and its favorable reservoir facies belts[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(12): 28–37.