

川中地区二叠系茅口组深层灰岩基质孔隙发育与保持机理

文 龙¹, 罗 冰¹, 张本健¹, 彭瀚霖¹, 李文正^{2,3,4}, 刘一锋⁵, 沈安江^{2,3,4}, 张玺华¹, 袁海峰¹, 胡安平^{2,3,4}

(1. 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院, 四川 成都 610400; 2. 国家能源碳酸盐岩油气重点实验室, 浙江 杭州 310023; 3. 中国石油集团碳酸盐岩储层重点实验室, 浙江 杭州 310023; 4. 中国石油 杭州地质研究院, 浙江 杭州 310023; 5. 浙江大学, 浙江 杭州 316021)

摘要:目前,已发现的深层碳酸盐岩大油气田大多分布于孔隙型白云岩储层和岩溶缝洞型灰岩储层中。但近年来四川盆地蓬深12井和南充2井的发现证实,深层二叠系茅(茅口组)二段发育一套孔隙型灰岩储层,这一发现突破了传统的储层地质认识,成为当前的研究热点。基于岩心和薄片观察、储层地球化学特征分析以及井-震联合的储层识别和追踪,取得3项地质认识:①深层茅二段发育孔隙型生屑灰岩储层,储集空间以粒间孔、生物体腔孔、铸模孔和溶孔为主,这些孔隙形成于沉积和表生环境。其中,蓬深12井储层厚度为24.80 m,实测孔隙度平均值为5.1%,渗透率平均值为 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。②揭示早期油气充注和异常超压(超压封存箱)是沉积和早表生期形成的孔隙在深层得以保持的关键因素。断续分布的多孔生屑灰岩被相对致密的泥晶灰岩包裹,在深层超高温的夹持下导致生屑滩内部局部异常超压的形成,茅二段储层的底板为茅一段致密泥晶灰岩、顶板为吴家坪组互层的致密泥岩和灰岩,在致密顶底板的夹持下,形成了茅二段区域异常超压。③孔隙形成与保持机理揭示,断续分布的多孔生屑滩、早期油气充注、单滩体异常超压和区域异常超压是茅二段孔隙型灰岩储层规模发育的条件,该储层具有侧向断续分布特点,通过井-震联合,在顶底板和生屑滩体识别的基础上,预测有利生屑灰岩滩储层分布面积为 $9.5 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。上述认识奠定了深层发育孔隙型灰岩储层的理论基础,拓展了四川盆地深层灰岩储层勘探新领域,对其他盆地深层灰岩储层勘探具重要借鉴价值。

关键词:孔隙形成与保持;异常超压;孔隙型灰岩储层;深层;茅口组;川中地区

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Formation and preservation mechanisms of matrix pores in deep limestones: A case study of the Maokou Formation, central Sichuan Basin, China

WEN Long¹, LUO Bing¹, ZHANG Benjian¹, PENG Hanlin¹, LI Wenzheng^{2,3,4}, LIU Yifeng⁵, SHEN Anjiang^{2,3,4},
ZHANG Xihua¹, YUAN Haifeng¹, HU Anping^{2,3,4}

(1. Research Institute of Exploration and Development, Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610400, China; 2. State Energy Key Laboratory of Carbonate Oil and Gas, Hangzhou, Zhejiang 310023, China; 3. Key Laboratory of Carbonate Reservoirs, CNPC, Hangzhou, Zhejiang 310023, China; 4. Hangzhou Research Institute of Geology, PetroChina, Hangzhou, Zhejiang 310023, China; 5. Zhejiang University, Hangzhou, Zhejiang 316021, China)

Abstract: Presently, large-scale oil and gas fields discovered in deep carbonate rocks are predominantly distributed within porous dolomite reservoirs and fractured-vuggy karst limestone reservoirs. However, recent discoveries in wells Pengshen 12 and Nanchong 2 in the Sichuan Basin confirm the presence of porous limestone reservoirs in the 2nd member of the deep Maokou Formation (also referred to as the Mao 2 Member). This finding challenges the traditional geological understanding of reservoirs, establishing the porous limestone reservoirs as a hot research topic. In this study, geological insights are gained using core and thin section observations, geochemical analysis of reservoirs, and reservoir identification and tracking through well-tied seismic interpretation. The results indicate that porous bioclastic

收稿日期:2024-07-05;修回日期:2025-02-17。

第一作者简介:文龙(1977—),男,博士、高级工程师,天然气勘探地质综合研究。E-mail:wenlong@petrochina.com.cn。

通信作者简介:沈安江(1965—),男,博士、教授级高级工程师、博士研究生导师,海相碳酸盐岩成储成藏研究和实验技术研发。E-mail:shenaj_hz@petrochina.com.cn。

基金项目:国家自然科学基金企业创新发展联合基金项目(U23B20154);国家自然科学基金面上项目(42372169)。

limestone reservoirs are present in the Mao 2 Member. The dominant storage spaces include intergranular pores, biological cavity pores, moldic pores, and dissolved pores, which are formed in sedimentary and supergene environments. Specifically, the reservoir encountered in drilling well Pengshen 12 exhibits a cumulative thickness of 24.80 m, an average measured porosity of 5.1%, and an average measured permeability of $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. Early hydrocarbon charging and the presence of anomalous overpressure (overpressured compartments) are identified as key factors contributing to the deep preservation of pores formed during the sedimentary and early supergene stages. The intermittently distributed porous bioclastic limestones are wrapped by relatively tight micritic limestones, resulting in the formation of local anomalous overpressure within bioclastic shoals under the influence of ultra-high temperatures at great depths. Reservoirs in the Mao 2 Member are sandwiched by the floor of tight micritic limestones of the Mao 1 Member and the roof of tight mudstones interbedded with limestones from the Wujiaping Formation. This configuration facilitates the formation of regional anomalous overpressure in the Mao 2 Member. The mechanisms underlying pore formation and preservation suggest that the large-scale porous limestone reservoirs in the Mao 2 Member are developed under a combination of favorable conditions: intermittently distributed porous bioclastic shoals, early hydrocarbon charging, local anomalous overpressure within individual shoals, and regional anomalous overpressure. These reservoirs exhibit a laterally intermittent distribution. Based on the identification of bioclastic shoals, the roof and floor of the member, it is predicted through well-tied seismic interpretation that favorable bioclastic limestone shoal reservoirs cover an area of $9.5 \times 10^4 \text{ km}^2$. These insights provide a theoretical foundation for the occurrence of porous limestone reservoirs in deep parts, expanding the exploration targets of deep limestone reservoirs in the Sichuan Basin. Additionally, this study offers a valuable reference for the exploration of deep limestone reservoirs in other basins.

Key words: pore formation and preservation, anomalous overpressure, porous limestone reservoir, deep-buried reservoir, Maokou Formation, Central Sichuan Basin

引用格式: 文龙, 罗冰, 张本健, 等. 川中地区二叠系茅口组深层灰岩基质孔隙发育与保持机理[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(4): 1233–1249. DOI: 10.11743/ogg20250414.

WEN Long, LUO Bing, ZHANG Benjian, et al. Formation and preservation mechanisms of matrix pores in deep limestones: A case study of the Maokou Formation, central Sichuan Basin, China[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(4): 1233–1249. DOI: 10.11743/ogg20250414.

随着中-浅层(埋深 < 4 500 m)油气资源的开采和资源量衰减, 进入深层(埋深 4 500 ~ 6 000 m)乃至超深层(埋深 > 6 000 m)寻找油气资源成为保障中国能源安全的必然选择^[1-2]。四川盆地元坝、安岳和塔里木盆地哈拉哈塘、顺北、富满等大油气田的发现表明, 中国深层碳酸盐岩层系蕴藏着丰富的油气资源, 已成为重要的勘探接替领域。然而, 已经发现的油气田均分布于古老(古生界 + 震旦系)深层孔隙型白云岩储层和岩溶缝洞型灰岩储层中^[3-6], 孔隙型灰岩储层主要分布于中-浅层或中-新生界碳酸盐岩地层中^[7-8]。在深层成岩环境下, 白云岩的抗压实、压溶性远大于灰岩, 因此白云岩不易压溶, 有利于孔隙的保持。超压产生的破裂可以改善孔隙度和渗透率, 而灰岩容易压溶, 压溶产物充填孔隙, 导致孔隙被破坏^[9], 正常条件下, 深层孔隙型灰岩储层难以形成。此外, 大型岩溶缝洞的保持深度在万米以上^[10]。这是目前被普遍接受的深层主要发育孔隙型白云岩储层和岩溶缝洞型灰岩储层的解释方案。

近年来, 四川盆地油气勘探证实深层二叠系茅(茅口组)二段发育了一套孔隙型灰岩储层。其中, 蓬深12井茅二段埋深 5 910 ~ 6 015 m, 岩性为泥晶灰岩夹生屑灰岩, 生屑灰岩的实测孔隙度平均值 5.10%, 渗透率平均值 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 南充2井茅二段埋深 5 960 ~ 6 050 m, 该井未取心, 岩性为泥晶灰岩夹生屑灰岩, 生屑灰岩测井解释孔隙度平均值 5.70%, 渗透率平均值 $0.37 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。蓬深12井和南充2井孔隙型灰岩储层的发现突破了传统储层地质认识的局限, 深层孔隙型灰岩储层的发育是个别现象还是普遍规律以及孔隙得以保持的地质背景等问题正成为研究热点。

本文基于岩心和薄片观察, 探讨茅二段灰岩储层孔隙特征、成因和分布规律, 基于封闭成岩体系下茅二段生屑滩体温度和压力变化的理论计算结果以及储层地球化学特征研究, 揭示茅二段孔隙型灰岩储层的成因和孔隙保持机理, 最后基于储层发育主控因素认识, 运用井-震联合技术编制茅二段滩体、茅一段底板以及吴家坪组顶板分布图, 预测茅二段孔隙型灰岩储层

分布范围。结果显示四川盆地深层茅二段发育孔隙型灰岩储层,断续分布的多孔生屑滩体、单滩体异常超压和区域异常超压是规模优质储层发育的主控因素,分布面积达 $9.5 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。上述认识奠定了深层发育孔隙型灰岩储层的理论基础,拓展了四川盆地深层灰岩储层勘探新领域,对其他盆地深层灰岩储层勘探具有重要的借鉴价值。

1 区域地质背景

四川盆地可划分为川东高陡构造带、川南低陡构造带、川北低陡构造带、川中平缓构造带、川西南低陡构造带和川西低陡构造带6个二级构造单元^[11],研究区位于川中平缓构造带(图1a)。四川盆地二叠系由下而上依次为下二叠统梁山组、中二叠统栖霞组和茅口组以及上二叠统吴家坪组和长兴组,其中茅口组由下而上可划分为茅一段、茅二段、茅三段和茅四段。茅一段发育泥晶灰岩、泥质泥晶灰岩和眼球状灰岩组合;茅二段下部为泥晶灰岩,中部为泥晶灰岩夹生屑灰岩,上部为生屑灰岩夹白云岩;茅三段以生屑灰岩为主偶夹白云岩;茅四段为泥晶灰岩。吴家坪组为互层的泥岩和灰岩,长兴组为泥晶灰岩夹生物礁灰岩(图1d)。四川盆地茅二段沉积期,在江油—盐亭—蓬安—邻水一带发育以滩相沉积为特征北西—南东走向的台缘带,滩体大多发生白云石化,形成泥晶灰岩夹薄层白云岩储层的地层序列,滩带以北为斜坡—盆地相沉积,滩带以南为浅水碳酸盐台地,台内洼地及断续发育的生屑滩大面积分布^[12-15](图1b)。四川盆地经历了多幕次的构造运动,分别为桐湾运动、加里东运动、云南运动、东吴运动和印支运动(早幕+晚幕)^[16](图1c),桐湾运动控制了川中古隆起灯影组和龙王庙组大气田的成

组,其中茅口组由下而上可划分为茅一段、茅二段、茅三段和茅四段。茅一段发育泥晶灰岩、泥质泥晶灰岩和眼球状灰岩组合;茅二段下部为泥晶灰岩,中部为泥晶灰岩夹生屑灰岩,上部为生屑灰岩夹白云岩;茅三段以生屑灰岩为主偶夹白云岩;茅四段为泥晶灰岩。吴家坪组为互层的泥岩和灰岩,长兴组为泥晶灰岩夹生物礁灰岩(图1d)。四川盆地茅二段沉积期,在江油—盐亭—蓬安—邻水一带发育以滩相沉积为特征北西—南东走向的台缘带,滩体大多发生白云石化,形成泥晶灰岩夹薄层白云岩储层的地层序列,滩带以北为斜坡—盆地相沉积,滩带以南为浅水碳酸盐台地,台内洼地及断续发育的生屑滩大面积分布^[12-15](图1b)。四川盆地经历了多幕次的构造运动,分别为桐湾运动、加里东运动、云南运动、东吴运动和印支运动(早幕+晚幕)^[16](图1c),桐湾运动控制了川中古隆起灯影组和龙王庙组大气田的成

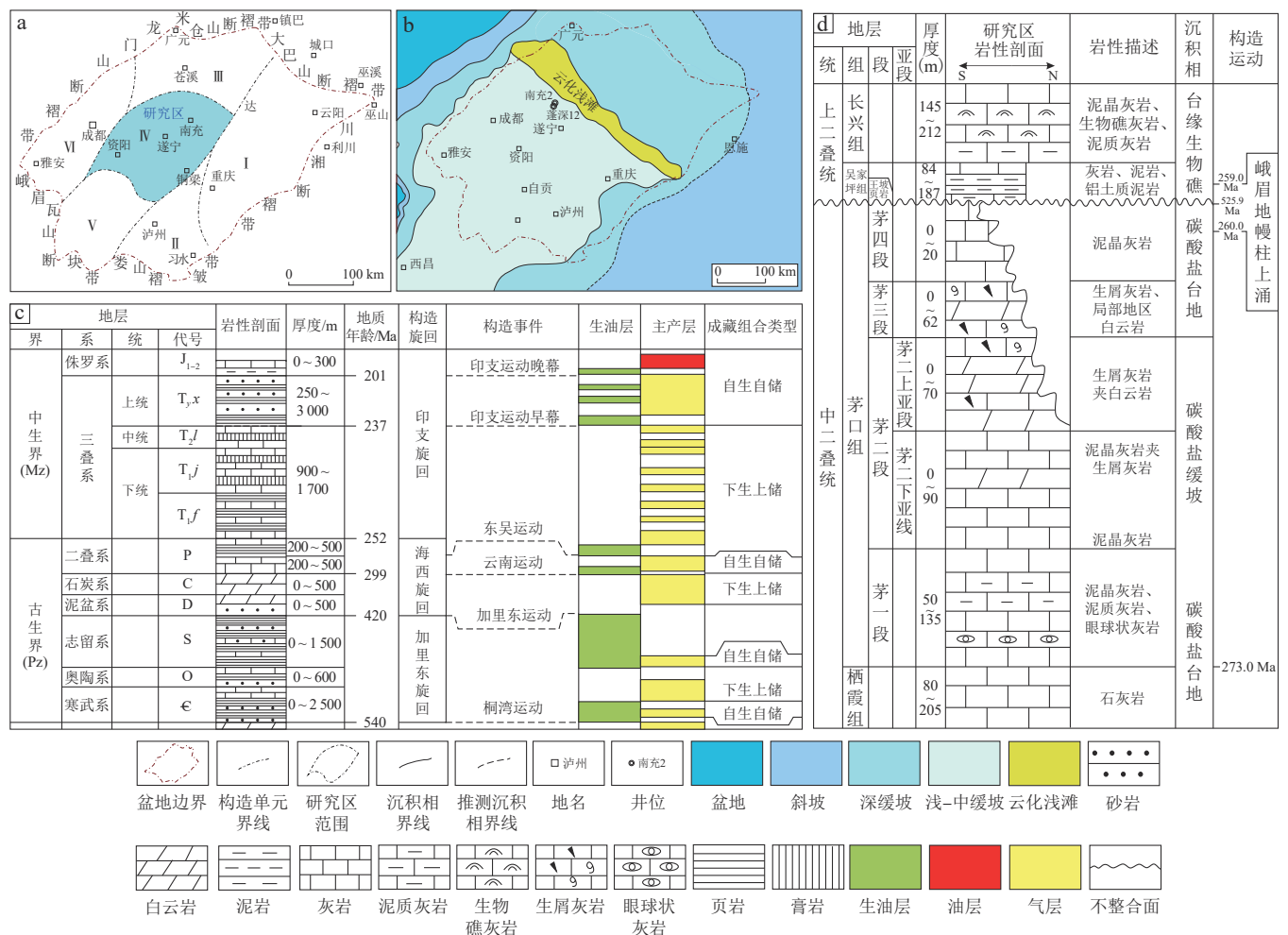


图1 四川盆地地质背景^[20]

Fig. 1 Regional geological setting map of the Sichuan Basin^[20]

a. 二叠纪构造区划与工区位置; b. 二叠系茅二段沉积期岩相古地理; c. 古生代—中生代构造演化柱状图; d. 二叠纪地层序列柱状图
I. 川东高陡构造带; II. 川南低陡构造带; III. 川北低陡构造带; IV. 川中平缓构造带; V. 川西南低陡构造带; VI. 川西低陡构造带

藏^[17-18],云南运动控制了栖霞组-茅口组沉积期古地貌及滩体的发育^[19-20],东吴运动控制了茅口组顶部岩溶储层和长兴组礁、滩复合体储层的发育^[21-22],印支运动控制了二叠纪-三叠纪天然气成藏^[23-27]。

2 孔隙型灰岩储层分布与孔隙成因

2.1 孔隙型灰岩储层分布

蓬深12井和南充2井均位于茅二段上亚段沉积期江油—盐亭—蓬安—邻水滩带以南的浅水碳酸盐台地上。蓬深12井茅二段埋深5 910~6 015 m(图2a),上亚段发育4期成滩旋回,生屑滩累计厚度24.80 m,岩性为生屑灰岩,孔隙度主体介于3.90%~8.90%,平均值为5.10%,渗透率主体在 $(0.01 \sim 0.10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,气测异常活跃,测井解释为差气层或气-水同层(图2b),可能与目的层系构造位置偏低,位于气-水界面附近有关,但证实茅二段发育一套滩相孔隙型生屑灰岩储层。南充2井茅二段埋深5 960~6 050 m,未取心,上亚段测井解释生屑滩体厚20 m,测井解释孔隙度平均值为5.70%,渗透率平均值为 $0.37 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,气测异常活跃,测井解释为气-水同层(图2c),与目的层系比蓬深12井构造位置更为偏低有关。另外,蓬深12井和南充2井在茅三段下部的薄层生屑灰岩中见气测异常或气层,进一步说明目的层系构造位置的高低与含气性/含水性之间存在着密切的关系(图2a,c)。

2.2 孔隙型灰岩储层特征与孔隙成因

蓬深12井岩心和薄片镜下显微特征揭示,茅二段灰岩孔隙的载体是生屑灰岩,显孔以粒间孔、生物体腔孔、铸模孔和早表生期溶蚀扩大孔为主,另有大量的微孔隙,可划分为4个向上变浅的成滩旋回(图2b),显孔主要位于向上变浅旋回上部的生屑灰岩中(图3),下部生屑泥晶灰岩则以微孔隙为主。

蓬深12井取心段(埋深5 910~5 940 m)由下而上4期成滩旋回特征如下:

第一成滩旋回(埋深5 936~5 940 m):下部为泥晶生屑灰岩,生屑以藻屑为主,少量苔藓虫、蜓、有孔虫、双壳、腹足和棘皮类碎屑,低能滩,高GR(自然伽马值)和高RT(深侧向电阻率)特征,显孔不发育,实测孔隙度0.50%~2.00%,平均值为1.10%;中、上部为(泥)亮晶生屑灰岩,生屑类型同下部,中、低能滩,低GR和低RT特征,体腔孔和溶孔,实测孔隙度2.40%~

3.20%,平均值为2.60%。

第二成滩旋回(埋深5 919~5 936 m):下部为泥晶生屑灰岩,生屑类型同第一成滩旋回,低能滩,中、高GR和高RT特征,显孔不发育,实测孔隙度1.50%~2.00%,平均值为1.70%;中、上部以亮晶生屑灰岩为主,生屑类型同第一成滩旋回,中、高能滩,低GR和低RT特征,体腔孔、铸模孔和溶孔,实测孔隙度2.50%~8.90%,平均值为5.10%。

第三成滩旋回(埋深5 915~5 919 m):下部生屑泥晶灰岩与泥晶生屑灰岩互层,生屑类型同第一成滩旋回,低能滩或滩间,高GR和高RT特征,显孔不发育,实测孔隙度0.65%~2.70%,平均值为1.80%;中、上部以(泥)亮晶生屑灰岩为主,生屑类型同第一成滩旋回,中、低能滩,低GR和低RT特征,体腔孔和溶孔,实测孔隙度2.00%~6.10%,平均值为4.00%。

第四成滩旋回(埋深5 910~5 915 m):下部生屑泥晶灰岩与泥晶生屑灰岩互层,生屑类型同第一成滩旋回,低能滩或滩间,高GR和高RT特征,显孔不发育,实测孔隙度0.72%~2.30%,平均值为1.90%;中、上部以(泥)亮晶生屑灰岩为主,生屑类型同第一成滩旋回,中、低能滩,低GR和低RT特征,铸模孔、体腔孔和溶孔,实测孔隙度3.60%~7.60%,平均值为4.60%。

第二成滩旋回是储层的主要发育期。从储层发育位置、显孔类型和特征分析,上述孔隙均形成于沉积和早表生环境。生物体腔孔和粒间孔是沉积期形成的原生孔隙,铸模孔和溶括孔形成于早表生期大气淡水的溶蚀,这些孔隙均具有组构选择性特征,并位于成滩旋回的上部,进一步证实了这些孔隙形成于埋藏前的沉积环境和早表生大气淡水成岩环境。向上变浅旋回的上部容易发育中、高能生屑滩体,更容易暴露接受早期大气淡水溶蚀形成溶孔,埋藏环境形成的溶蚀孔洞是非组构选择性的,晚表生期大气淡水溶蚀作用的对象是岩石而非沉积物,形成大型岩溶缝洞而非组构选择性溶孔^[28-30],与茅二段灰岩基质孔隙特征和产状完全不同。

储层地球化学特征进一步揭示上述孔隙形成于沉积和早表生环境。成滩旋回中、上部的(泥)亮晶生屑灰岩和亮晶生屑灰岩含有大量方解石胶结物,充填于显孔中。7个样品的方解石胶结物具有类似大气淡水的稀土元素配分特征^[31-32](图4a),铈同位素值明显小于同期海水值^[33-35](图4b),与同层位(云质)泥晶灰岩围岩和硅质云岩的铈同位素特征相近,但与台缘带受晚期热液改造的同层位的中晶白云岩和粗晶白云岩相

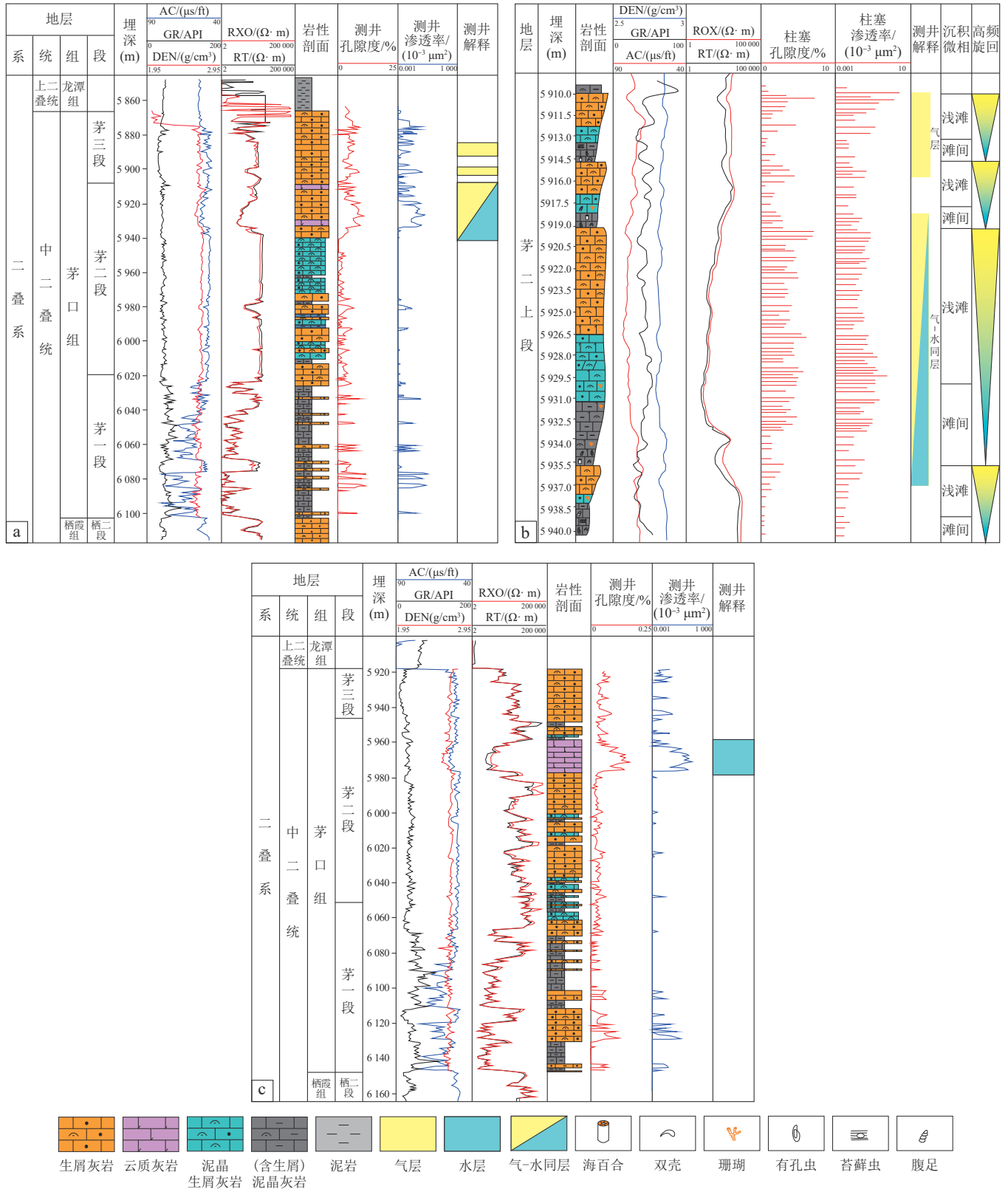


图2 川中地区茅二段孔隙型生屑灰岩储层分布

Fig. 2 Distribution of porous bioclastic limestone reservoirs in the Mao 2 Member, central Sichuan Basin

a. 茅口组地层序列与蓬深12井茅口组“四性”关系; b. 蓬深12井茅二段上亚段岩心岩性柱状图; c. 茅口组地层序列与南充2井茅口组“四性”关系

比,明显偏低,结合稀土元素配分特征,反映受同期淡水的影响。与同期海水相比氧稳定同位素值明显偏

负、碳稳定同位素值略为偏正^[36](图4c),反映受同期淡水的影响,但与同层位受晚期热液改造的中晶白云

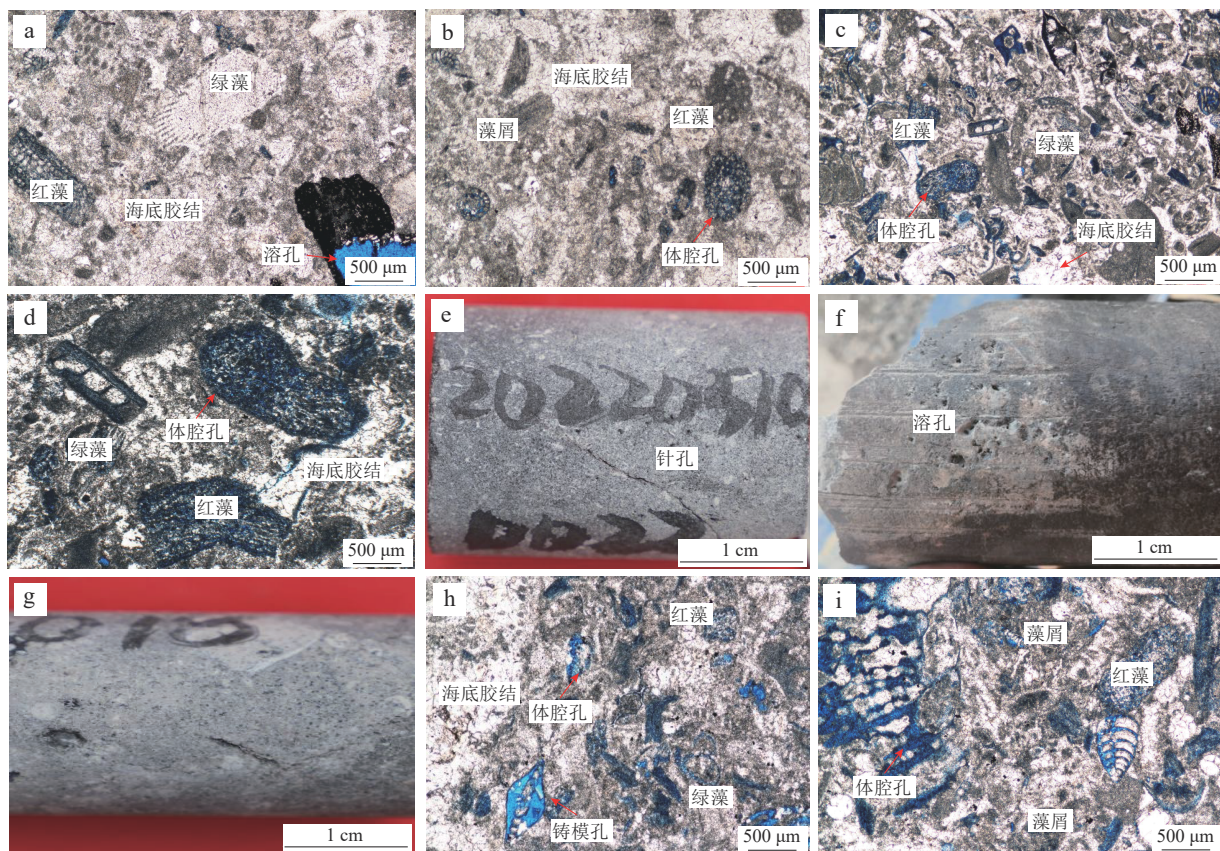


图3 川中地区蓬深12井茅二上亚段生屑灰岩孔隙类型和特征显微照片

Fig. 3 Types and characteristics of pores in bioclastic limestones in the Mao 2 Member, central Sichuan Basin

a. 泥晶生屑灰岩,以藻屑(红藻、绿藻)为主,溶孔,埋深5 936.20 m,第一成滩旋回,铸体薄片,单偏光;b. 泥晶生屑灰岩,以藻屑(红藻、绿藻)为主,体腔孔,埋深5 936.20 m,第一成滩旋回,铸体薄片,单偏光;c. 泥晶生屑灰岩,以藻屑(红藻、绿藻)为主,体腔孔,埋深5 932.00 m,第二成滩旋回,铸体薄片,单偏光;d. 泥晶生屑灰岩,以藻屑(红藻、绿藻)为主,体腔孔,埋深5 932.00 m,第二成滩旋回,铸体薄片,单偏光;e. 泥晶生屑灰岩,以藻屑(红藻、绿藻)为主,针孔,埋深5 932.00 m,第二成滩旋回,岩心;f. 泥晶生屑灰岩,以藻屑(红藻、绿藻)为主,针孔,埋深5 929.86 m,第二成滩旋回,岩心;g. 泥晶生屑灰岩,以藻屑(红藻、绿藻)为主,溶孔,埋深5 929.86 m,第二成滩旋回,岩心;h. 泥晶生屑灰岩,以藻屑(红藻、绿藻)为主,体腔孔和铸模孔,埋深5 929.86 m,第二成滩旋回,铸体薄片,单偏光;i. 泥晶生屑灰岩,以藻屑(红藻、绿藻)为主,体腔孔,埋深5 929.86 m,第二成滩旋回,铸体薄片,单偏光

岩和粗晶白云岩相比明显偏正;方解石胶结物U-Pb同位素年龄为 $260.1 \text{ Ma} \pm 1.5 \text{ Ma}$,与地层年龄相当(图4d)。这些证据不但证实了方解石胶结物形成于大气淡水成岩环境,更进一步证实了显孔的形成时间早于方解石胶结物,为埋藏前沉积和早表生成岩环境的产物。

2.3 孔隙型灰岩储层评价

不同成滩旋回和同一成滩旋回的不同阶段,储层物性差异均较大,显示了茅二段生屑灰岩储层强烈的非均质性。储层孔隙度主体介于3.90%~8.90%,平均值为5.10%(图5a),渗透率主体在 $(0.001 \sim 0.1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图5b),总体为一套高孔、低渗储层。储集空间除相对孤立的显孔(体腔孔和铸模孔等)外,还有大量的微孔隙,这是导致孔隙度与渗透率相

关性较差的主要原因(图5c)。气体法测得的孔隙度包括显孔和微孔的总体积,相对孤立的显孔对渗透率的贡献有限,微孔的渗透率通常小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,导致储层高孔、低渗的特征。3个微孔隙样品(取自第二成滩旋回下部的泥晶生屑灰岩或生屑泥晶灰岩中,无显孔)实测孔隙度1.7%~2.1%,渗透率 $(0.003 \sim 0.045) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;压汞曲线更说明微孔隙对储层的贡献(图5d),驱替压力介于1.63~9.82 MPa,喉道半径平均值为0.15 μm ,分选好,汞饱和度为75%~90%,微孔隙连通性好,作为天然气的储集层是有效的。

3 灰岩基质孔隙保持机理

深层孔隙型白云岩储层具相控性,礁、滩沉积是基础^[9,29],川中地区茅二段滩相生屑灰岩是储集空间发

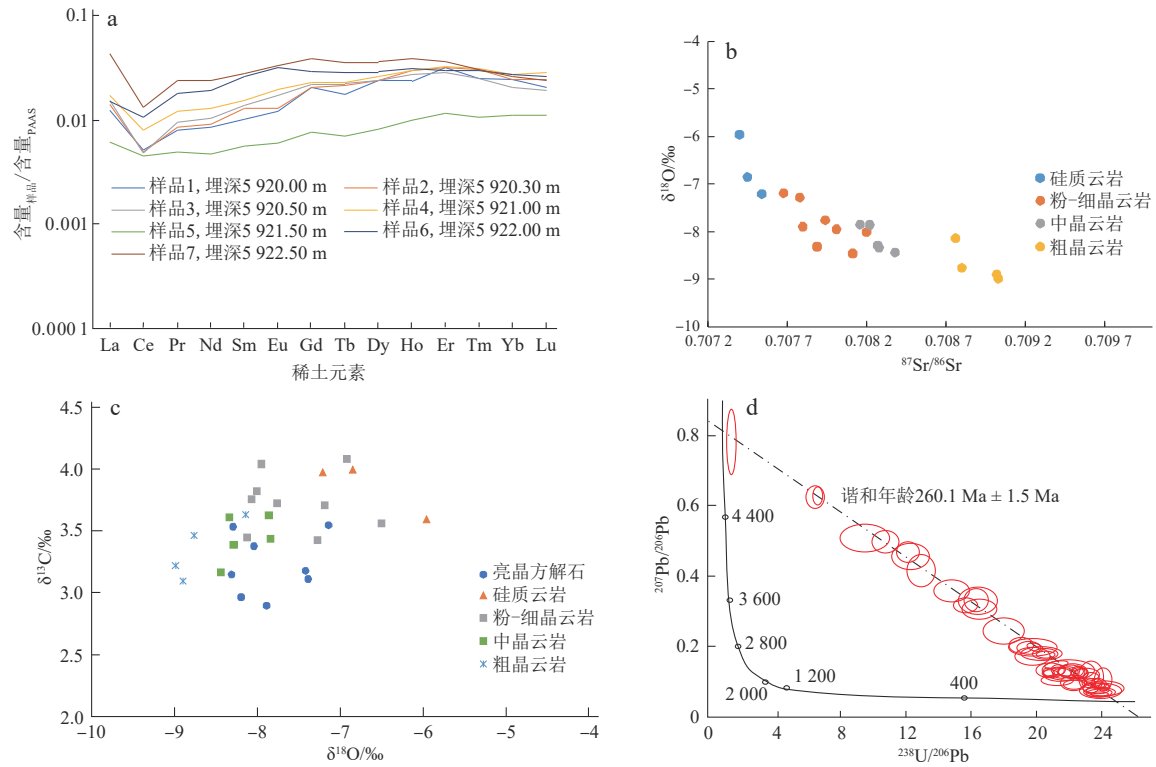


图4 川中地区茅口组成滩旋回中、上部生屑灰岩中方解石胶结物地球化学特征

Fig. 4 Geochemical characteristics of calcite cements in the middle-upper part of bioclastic limestones within the shoaling cycle in the Maokou Formation, central Sichuan Basin

a. 稀土元素配分模式;b. 锶同位素特征;c. 碳-氧稳定同位素特征;d. 激光U-Pb同位素年龄

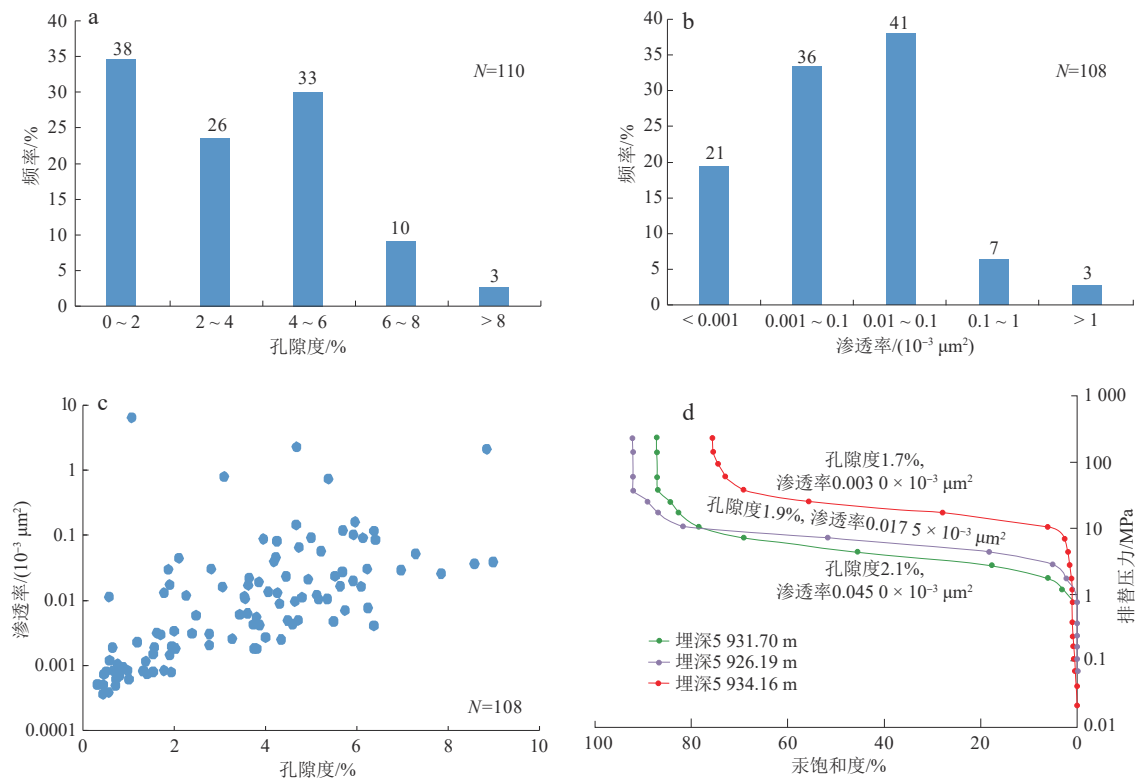


图5 川中地区茅二段生屑灰岩储层物性评价

Fig. 5 Assessment results of the physical properties of bioclastic limestone reservoirs in the Mao 2 Member, central Sichuan Basin

a. 孔隙度频率分布直方图;b. 渗透率频率分布直方图;c. 孔隙度-渗透率关系;d. 蓬深12井微孔隙样品压汞曲线

育的载体,同样具有相控性。问题的关键是正常地质背景下深层难以形成孔隙型灰岩储层,因此,茅二段灰岩孔隙的保持必然有其特殊的地质背景。

3.1 早期油气充注是灰岩孔隙得以保持的关键

茅二段为多孔的生屑灰岩滩体沉积组合,呈准层状和斑状断续分布特征,初始孔隙度取值40%,生屑灰岩滩体周缘被相对致密的泥晶灰岩包裹,泥晶灰岩的初始孔隙度远小于被包裹的生屑灰岩滩体沉积组合,多孔的生屑灰岩滩体沉积组合在持续埋藏和增温过程中可视为处于封闭-半封闭的成岩体系。茅二段地质历史上最大埋深约7 500 m,最大古地温约182.5 °C,现今埋深约6 000 m,温度约150.0 °C。

深层灰岩孔隙保持机制一般与早期油气充注、长期浅埋-晚期突然深埋、异常超压(封存箱)等特殊地质背景有关。首先通过对研究区及邻区磨溪145井和南充2井构造-埋藏史的研究发现,研究区茅口组表现出持续渐进的埋藏过程(图6),因此川中地区茅口组可以排除存在长期浅埋-晚期突然深埋的特殊地质背景的可能性。

前人研究表明四川盆地中部地区茅口组气藏的气源主要来自于筇竹寺组烃源岩,龙潭组煤系烃源岩以及茅一段和吴家坪组泥灰岩烃源岩是茅口组天然气藏的重要补充^[37]。川中地区中二叠统茅口组主要经历了3期成藏事件:第一期为晚二叠世一早三叠世下寒武统筇竹寺组烃源岩生成的原油充注形成古油藏;第二期为中侏罗世一早白垩世油藏裂解形成气藏;第三期为晚白垩世喜马拉雅期构造抬升气藏调整形成现今混合气藏^[38]。中二叠统天然气主要为筇竹寺组烃源

岩生成的原油裂解气,混有少量中二叠统自身烃源岩的贡献,川中地区发育的继承性断裂具有较好的沟通源储作用,证实了川中地区茅口组存在早期油气充注的特殊地质背景。研究区灰岩微观特征显示,蓬深12井区灰岩中发育大量的铸模孔,在部分铸模孔中可见沥青和方解石胶结物先后不完全充填(图7),证实在方解石胶结物大规模充填之前,灰岩储层中存在早期油气充注,而早期油气充注是灰岩储层孔隙得以保持的重要控制因素。

3.2 单滩体异常超压是灰岩孔隙得以保持的重要因素

异常超压(超压封存箱)是导致深层茅口组灰岩孔隙得以保持的关键控制因素,流体热增压是形成茅口组异常超压的重要机制^[39],而且随着埋深加大和温度升高,流体热增压是一个持续的地质过程。地质流体的温度、压力和体积等参数存在一定的关系。20世纪50年代,Redlich和Kwong提出RK方程用以计算地质流体的各项参数^[40]:

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V(V+b)\sqrt{T}} \quad (1)$$

式中: p 为压力,MPa; T 为温度,K; V 为摩尔体积,L/mol; R 为摩尔气体常数,取8.31 J/(mol·K); a , b 是由流体属性决定的参数。在此基础上,后续提出许多修正的RK方程^[41-43],能够更准确地计算地质流体的温压状态。

在封闭成岩体系中,流体密度是一定的,在埋藏过程中,地层温度在地温梯度作用下不断升高,如果地层孔隙的体积保持不变或者变化很小,则流体压力必然

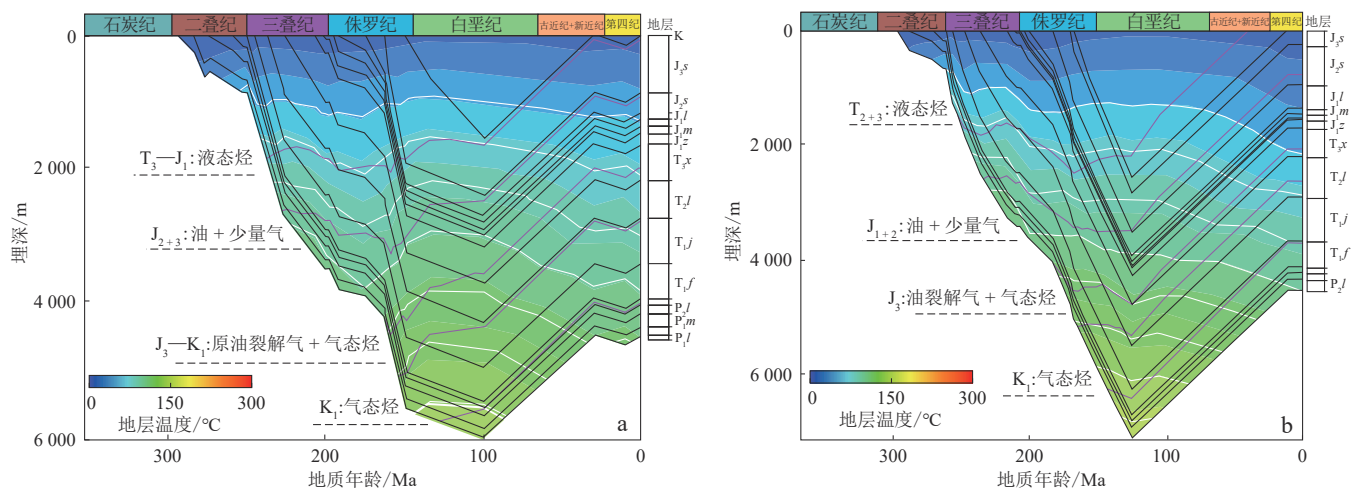


图6 川中地区二叠系构造-埋藏史剖面

Fig. 6 Profiles showing the tectonic and burial histories of the Permian strata, central Sichuan Basin

a. 磨溪145井; b. 南充2井

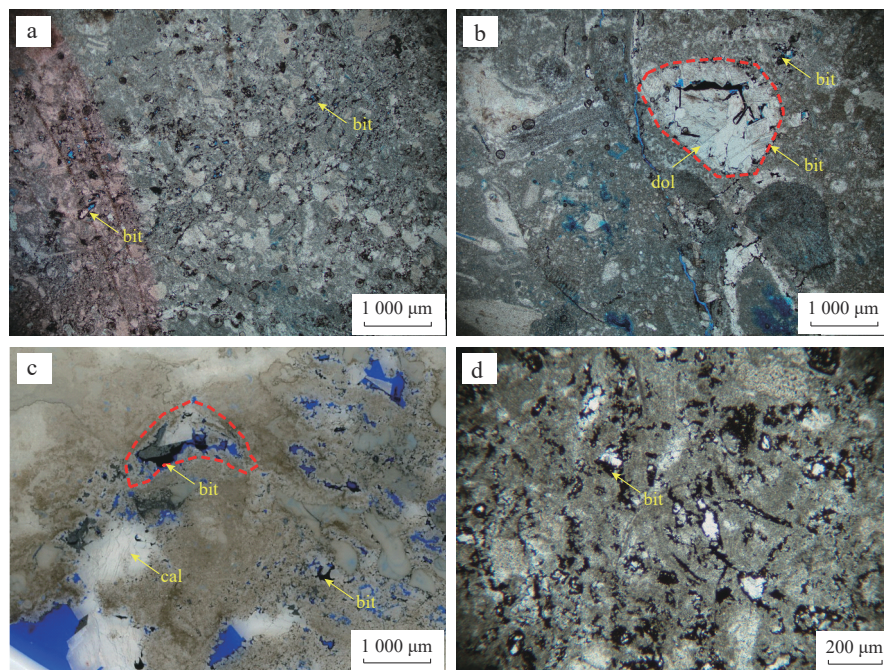


图7 川中地区蓬深12井茅二段生屑灰岩孔隙及沥青充填特征显微照片

Fig 7 Pores and their bitumen-filling characteristics in bioclastic limestones in the Mao 2 Member, central Sichuan Basin

a. 泥晶生屑灰岩,生物颗粒内溶孔发育,沥青不完全充填,埋深5 925.18 m,铸体薄片,单偏光;b. 泥晶生屑灰岩,铸体孔依次充填沥青和白云石胶结物,埋深5 920.16 m,铸体薄片,单偏光;c. 泥晶生屑灰岩,铸模孔和溶孔发育,依次充填沥青和方解石胶结物,埋深5 928.16 m,铸体薄片,单偏光;d. 泥晶生屑灰岩,溶孔充填沥青和方解石胶结物,埋深5 929.61 m,铸体薄片,单偏光
(bit为沥青;dol为白云石;cal为方解石。)

随着温度的升高而增大^[44-45]。这是一个等组成-等容的流体体系,根据热力学相关理论,对于成分已知的水盐体系,除了在高温、高压条件下的均一化状态外,还存在一个相对低温、低压条件下的相变点,该点的体系属于气、液临界状态。在确定了体系成分和对应相变点的温度和压力后,可确定唯一等容线,据此可计算出等容过程中每一阶段流体的温度和压力。

本文选择了一组针对水-盐体系修正的方程^[46]来计算流体等容线。假设川中地区茅口组滩体在沉积时封存了盐度正常的海水(等效为浓度3.5%的NaCl盐水溶液),并且孔隙在成岩过程中完全被海水充满。另外,本文假设了36.2、52.2和80.3℃这3个成岩系统起始封闭温度,其对应的流体等容线气-液相变点分别为(30℃,0.004 MPa),(40℃,0.007 MPa)和(60℃,0.019 MPa)。按四川盆地平均地温梯度[2.5℃/(100 m)]计算,减去地表温度25℃,35℃(封闭起始温度)的埋深约400 m,50℃的埋深约1 000 m,75℃的埋深约2 000 m。按四川盆地平均压力系数1.5计算,35℃、50℃和75℃对应的起始压力分别为6、15和30 MPa。可以发现,在这种地质背景下,如果成岩系统在近地表(35℃)或浅埋藏(50℃和75℃)阶段达到封闭状态,那么在持续埋藏过程中,孔隙流体压

力随温度升高急剧增大(表1;图8a)^[44-45],单纯的流体热增压完全可以实现如此幅度的超压,而且封闭起始温度越低,相同深度对应的热力学计算压力越大。当然,实测地层压力小于热力学计算结果是由于滩体并非处于完全封闭成岩系统(半封闭)的缘故,越接近封闭成岩体系,实测地层压力越接近热力学计算结果,反之,则越接近区域平均地层压力,当然,还与封闭起始温度有关。

川中地区茅口组压力系数介于1.1~1.5,但据磨溪5、磨溪36、磨溪48、磨溪151和磨溪156等典型井茅口组的实测数据,区域地层压力为70~108 MPa,最大压力系数可达1.8~1.9,远高于川中地区茅口组的平均区域地层压力和压力系数(图8c)。这显然属于被相对致密泥晶灰岩包裹的多孔生屑滩体在持续埋深增温过程中形成的超压系统,超压系统内外流体的相互不交流阻止了水-岩反应的持续发生,导致孤立生屑滩体形成^[47-49]。超压系统的发育与川中地区长期处于相对稳定的构造环境和发育的致密隔挡层有关^[50]。

茅口组异常超压(超压封存箱)导致的封闭成岩体系,阻止了生屑滩体成岩体系内外的物质(流体)交流,降低了压实、压溶和胶结减孔的风险^[51-52]。处

表1 川中地区茅口组滩体异常超压热力学计算结果

Table 1 Thermodynamic calculation results of anomalous overpressure in the shoals of the Maokou Formation, central Sichuan Basin

成岩系统 封闭起始温度/℃	温度/℃	对应地层埋深/m	计算地层压力/MPa (压力系数1.5)	实测地层压力/MPa	热力学计算异常 超压/MPa
35	35 ^a	400	6.00	—	6.00
	50	1 000	15.00	—	20.80
	75	2 000	30.00	—	57.35
	100	3 000	45.00	—	93.90
	125	4 000	66.00	72.90	140.40
	150	5 000	75.00	90.66	186.90
	175	6 000	90.00	108.21	239.25
	200	7 000	105.00	—	291.60
50	50 ^a	1 000	15.00	—	15.00
	75	2 000	30.00	—	45.20
	100	3 000	45.00	—	84.50
	125	4 000	66.00	72.90	130.55
	150	5 000	75.00	90.66	176.60
	175	6 000	90.00	108.21	228.40
	200	7 000	105.00	—	280.20
75	75 ^a	2 000	30.00	—	30.00
	100	3 000	45.00	—	60.50
	125	4 000	60.00	72.90	105.35
	150	5 000	75.00	90.66	150.20
	175	6 000	90.00	108.21	200.75
	200	7 000	105.00	—	251.30

注:^a代表成岩系统封闭温度,即从此温度(埋藏深度)开始,滩体处于完全封闭成岩系统,茅口组现今埋深4 000~6 000 m,故只有该深度段实测的地层压力;“—”代表未统计或无测量结果。

于相对封闭成岩体系的生屑滩体在持续埋藏过程中孔隙度的下降幅度应该远小于正常地质背景,这很好地解释了深层茅口组生屑滩体灰岩孔隙得以保持的原因。

3.3 区域异常超压导致孔隙型灰岩储层规模发育

川中地区二叠系强超压系统导致茅口组孔隙型生屑滩灰岩储层规模发育。四川盆地是一个异常超压极其发育的盆地,纵向上可以划分出多个不同的压力系统^[53-54]。川中地区侏罗系以常压为主,但近年在天府气区的沙二段致密砂岩中揭示出有异常低压的存在^[55]。从上三叠统须家河组开始,包括整个古生界海相地层在内都普遍发育超压。图8b是川中地区各层系的实测压力数据,须家河组地层压力系数为1.1~1.4,嘉陵江组的压力系数大于2.0,二叠系压力系数为1.8~1.9,寒武系压力系数为1.5~1.6,灯影组又重新回归到常压状态,压力系数为1.0~1.1。根据实测

压力数据和盖层发育情况,可将川中地区纵向上划分出6个相互独立的压力系统:侏罗系正常压力系统、上三叠统弱超压系统、中-下三叠统超强超压系统、二叠系强超压系统、寒武系中强超压系统和震旦系正常压力系统^[56-57](图8c)。上三叠统弱超压与煤系地层欠压实有关,中-下三叠统超强超压与膏岩层发育密切相关。二叠系和寒武系分属两个不同的超压系统,其中二叠系超压强度更高,与三套致密隔挡层的发育有关,分别为茅一段致密泥晶灰岩、吴家坪组互层的致密泥岩和泥晶灰岩、飞仙关组一段致密泥晶灰岩与泥岩隔挡层。在川中北斜坡地区,二叠系和寒武系超压系统的差异更大,二叠系的压力系数可达到2.0以上,寒武系的压力系数只有1.6左右^[56-57]。

4 孔隙型灰岩储层预测

川中地区深层茅口组生屑滩灰岩孔隙(包括微孔

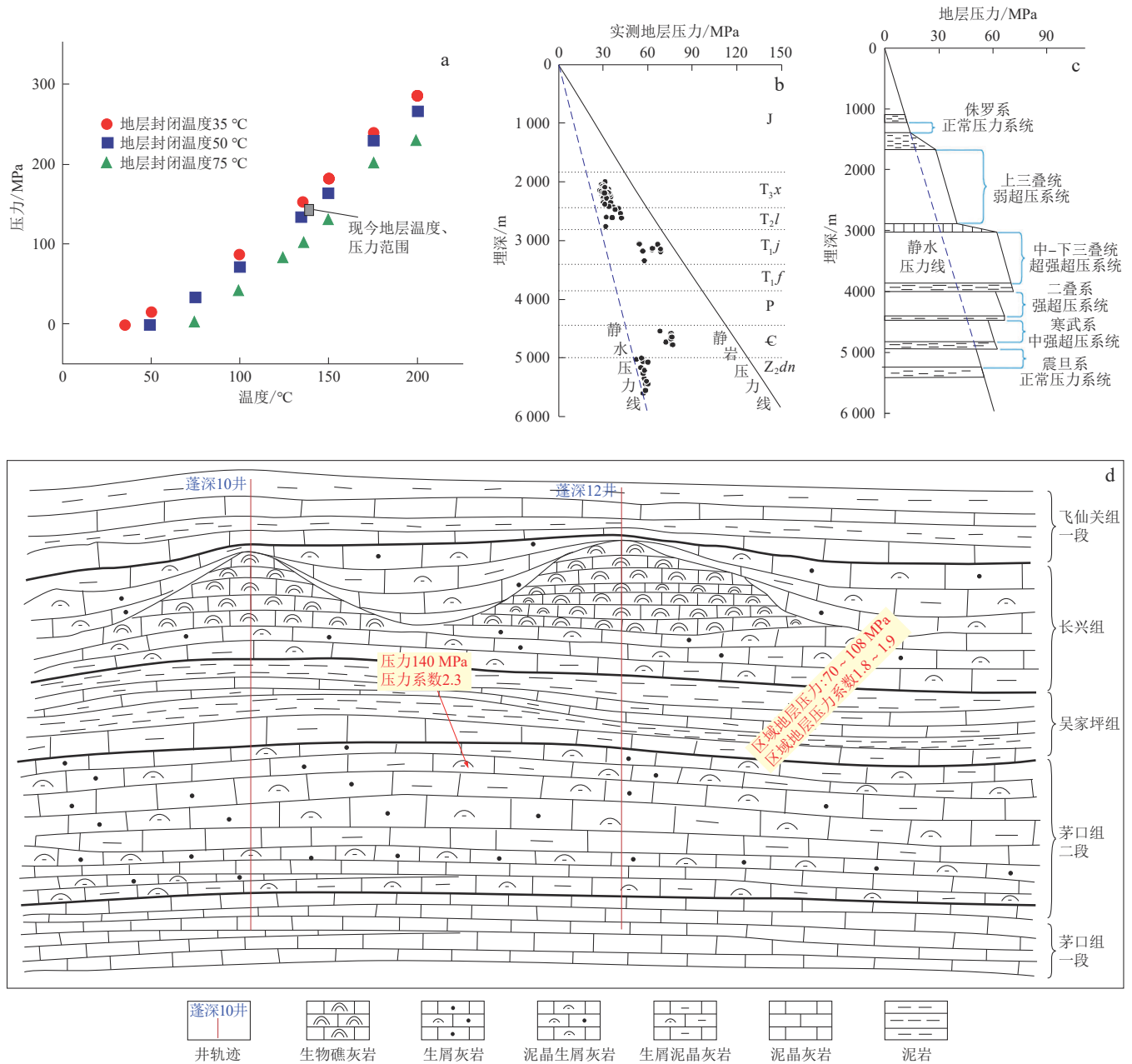


图8 异常超压热力学计算结果与川中地区二叠系异常超压剖面

Fig. 8 Comparison of thermodynamic calculation results of and a profile for anomalous overpressure in the Permian strata, central Sichuan Basin

a. 封闭成岩体系下茅口组生屑滩体温度和压力变化的理论计算结果; b. 各层系实测地层压力; c. 各层系压力系统划分; d. 茅口组单礁滩体异常超压与区域异常超压模式示意图

隙)发育和保持受控于3个因素:①台内点状或斑状发育的生屑滩是孔隙发育的物质基础;②早期油气充注和单滩体异常超压是灰岩孔隙得以保持的关键;③区域异常超压导致孔隙型灰岩储层规模发育。上述认识为四川盆地茅口组孔隙型生屑滩灰岩储层预测提供了依据。

要预测茅二段孔隙型生屑滩灰岩储层的分布,首先要在井上识别出生屑滩发育的井段,然后运用井-

震联合技术追踪生屑滩的横向展布。从露头剖面茅口组岩性特征分析结果来看,生屑滩是非常发育的,生屑滩的累计厚度约占地层总厚度的50%以上,而蓬深12井茅二段下亚段录井及测井解释均为泥晶灰岩,上亚段录井及测井解释为泥晶灰岩夹生屑灰岩;茅三段底部的气层也解释为泥晶灰岩,很可能存在生屑灰岩解释上的漏洞。南充2井也存在同样的问题,茅二段上亚段的气-水同层段和茅三段底部的气测异常段

均解释为泥晶灰岩。据此,应用视岩石结构数测井计算技术,重新解释了蓬深12井和南充2井的岩性组合(图9a,b),生屑灰岩占地层总厚度比例由30%提升到50%以上。由于生屑灰岩滩呈准层状没有明显的地层加厚,内部反射结构与泥晶灰岩差异也不大,不同于礁滩复合体有明显的碳酸盐岩建隆和杂乱反射结构特征,同样存在生屑灰岩地震解释上的漏洞。据此,挑选典型地震剖面,井-震联合标定重新解释生屑灰岩滩,生屑灰岩占地层总厚度比例大幅提高。基于生屑灰岩滩丰度的重新认识,修编了四川盆地茅二段岩相古地理图,重新刻画了生屑灰岩滩的分布(图10),生屑灰岩滩沿台内洼地周缘及台内古地貌高点呈断续状规模分布。

由于茅一段和吴家坪组致密隔挡层(底板和顶板)对茅口组区域异常超压形成和灰岩孔隙保持的重要控制作用,要预测茅口组孔隙型生屑灰岩储层的分布,需落实茅一段和吴家坪组致密隔挡层的分布,再将茅二段生屑滩体分布图、茅一段和吴家坪组致密隔挡层分布图叠合,重合部位即构成茅二段孔隙型生屑灰岩储层平面分布图。基于区域地质资料和茅一段与吴家组岩相古地理图^[58-59],发现茅一段和吴家坪组致密隔挡层的分布范围覆盖了茅二段台缘和台内生屑滩的分布范围,故可以推断茅二段台缘和台内生屑滩均具备区域异常超压形成的地质背景和孔隙保持条件,台内孔隙型灰岩储层的发育不是个别现象,而

是普遍规律,生屑滩分布代表了孔隙型灰岩储层的分布(图10)。

5 结论和讨论

5.1 结论

1) 深层茅二段发育孔隙型生屑灰岩储层,储集空间以粒间孔、生物体腔孔、铸模孔和溶孔为主,形成于沉积和表生环境,蓬深12井储层厚24.80 m,实测孔隙度平均值5.1%,实测渗透率平均值 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2) 早期油气充注和异常超压(超压封存箱)是沉积和早表生期形成的孔隙在深层得以保持的两大主要因素。断续分布的多孔生屑灰岩被相对致密的泥晶灰岩包裹,在深层超高温的夹持下导致生屑滩内部局部异常超压的形成,茅二段储层的底板为茅一段致密泥晶灰岩、顶板为吴家坪组互层的致密泥岩和灰岩,在致密顶底板的夹持下,导致茅二段区域异常超压的形成。

3) 孔隙形成与保持机理揭示断续分布的多孔生屑滩、早期油气充注以及单滩体异常超压和区域异常超压是茅二段孔隙型灰岩储层规模发育的条件,具侧向断续分布特点,运用井-震联合技术,在顶底板和滩体识别基础上,预测有利生屑灰岩滩储层分布面积 $9.5 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。

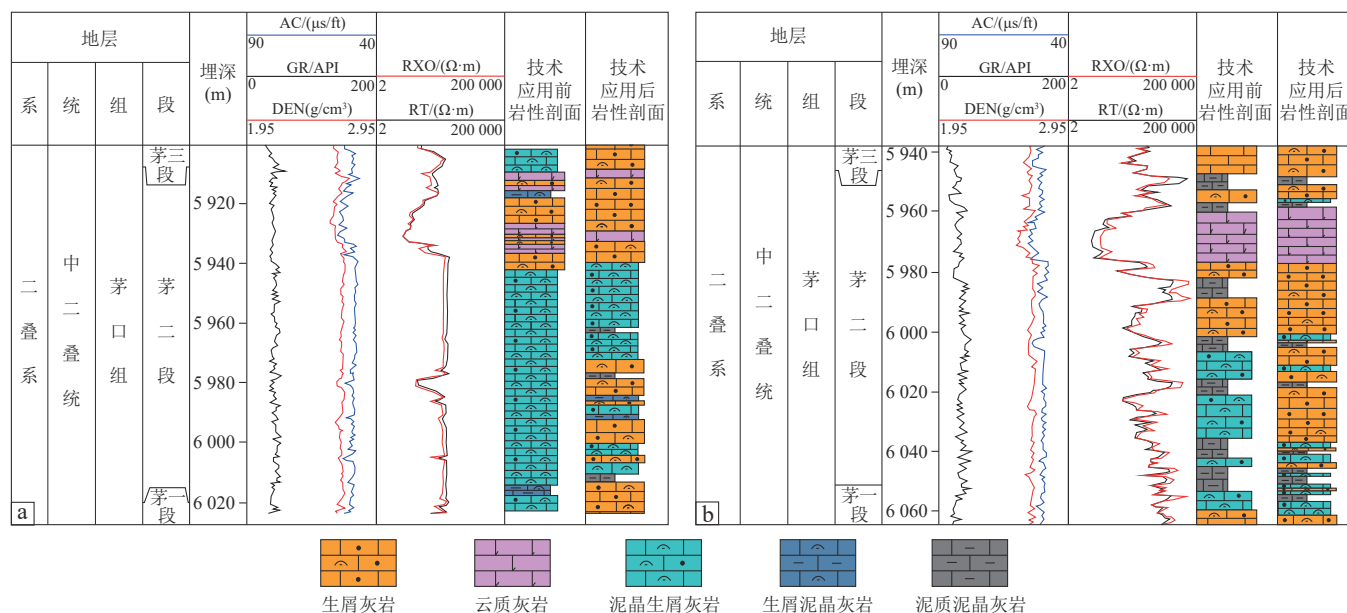


图9 四川盆地茅二段生屑滩体井-震联合识别剖面

Fig. 9 Profiles showing the well-tied seismic identification of bioclastic shoals in the Mao 2 Member, Sichuan Basin

a. 视岩石结构数测井计算技术应用前、后蓬深12井岩性组合测井解释对比; b. 视岩石结构数测井计算技术应用前、后南充2井岩性组合测井解释对比

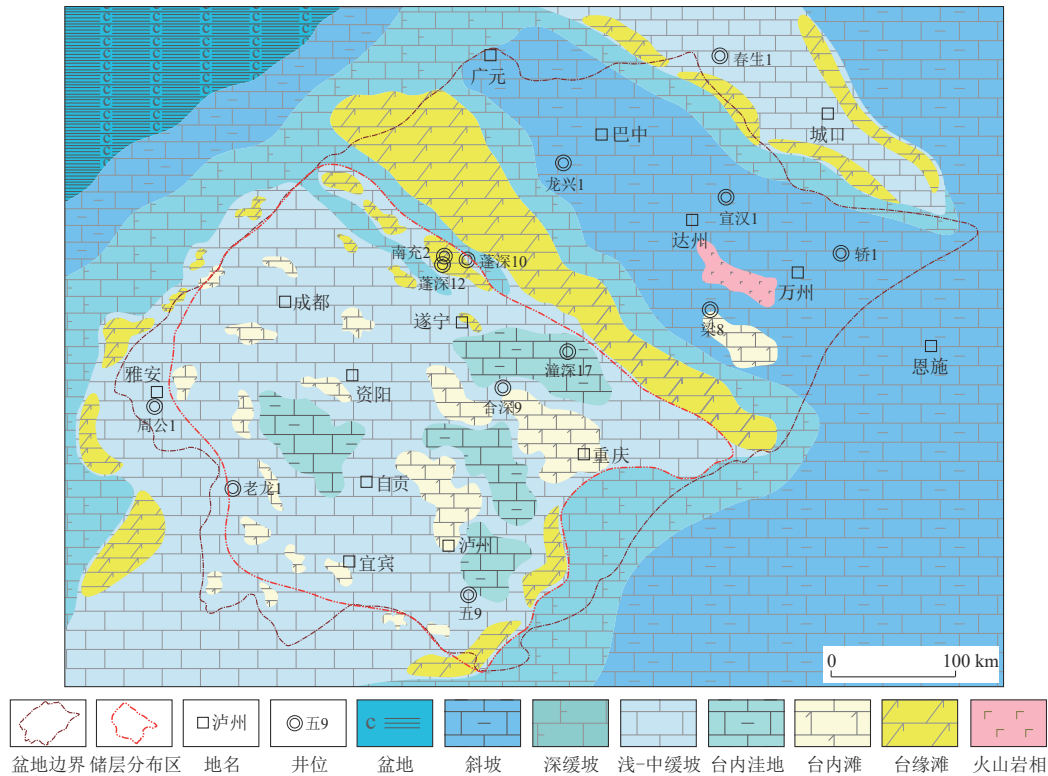


图10 四川盆地茅二段生屑滩体和孔隙型灰岩储层平面分布

Fig. 10 Planar distribution map of bioclastic shoals and porous limestone reservoirs in the Mao 2 Member, Sichuan Basin

5.2 讨论

目前,面临的关键地质问题是异常超压背景下油气是如何运移至储集层的。理论上在这种异常超压背景下油气是不可能运移至储集层的,原因是此时的深层成岩域处于相对封闭的流体体系。但在漫长的地质历史演化过程中,封闭成岩体系和开放成岩体系是相互交替的^[60-62]。持续的构造稳定期,在区域/局部隔挡层的控制下,随埋深逐渐加大(流体热增压),导致封闭成岩体系(包括异常超压)的形成。幕式区域构造活动会导致封闭成岩体系被打破并转变为开放成岩体系,包括异常超压背景的解除,流体(包括油气)发生运移。每一期构造活动都是油气运移的关键时间点,具幕式运移的特征。四川盆地茅口组气藏的气源主要来自龙潭组煤系烃源岩和茅一段、吴家坪组泥灰岩烃源岩,经历了4期(中-晚三叠世液态烃、中侏罗世原油裂解气、晚侏罗世原油裂解气+气态烃和早白垩世气态烃)油气充注过程^[23-27],印支运动早幕和晚幕是四川盆地茅口组孔隙型灰岩储层天然气聚集的关键时间点,先期的异常超压不但有利于长兴组孔隙的保持,还为印支期油气成藏储备了储集空间,现今的异常超压更为油气藏在燕山期—喜马拉雅期的保存提供了有利的地质背景。

参 考 文 献

- [1] 庞雄奇, 林会喜, 郑定业, 等. 中国深层和超深层碳酸盐岩油气藏形成分布的基本特征与动力机制及发展方向[J]. 地质力学学报, 2020, 26(5): 673-695.
PANG Xiongqi, LIN Huixi, ZHENG Dingye, et al. Basic characteristics, dynamic mechanism and development direction of the formation and distribution of deep and ultra-deep carbonate reservoirs in China[J]. Journal of Geomechanics, 2020, 26(5): 673-695.
- [2] 贾承造, 张水昌. 中国海相超深层油气形成[J]. 地质学报, 2023, 97(9): 2775-2801.
JIA Chengzao, ZHANG Shuichang. The formation of marine ultra-deep petroleum in China[J]. Acta Geologica Sinica, 2023, 97(9): 2775-2801.
- [3] 杜金虎, 邹才能, 徐春春, 等. 川中古隆起龙王庙组特大型气田战略发现与理论技术创新[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3): 268-277.
DU Jinhu, ZOU Caineng, XU Chunhui, et al. Theoretical and technical innovations in strategic discovery of a giant gas field in Cambrian Longwangmiao Formation of central Sichuan paleo-uplift, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3): 268-277.
- [4] 马永生, 蔡勋育, 云露, 等. 塔里木盆地顺北超深层碳酸盐岩油气田勘探开发实践与理论技术进展[J]. 石油勘探与开发,

- 2022, 49(1): 1-17.
- MA Yongsheng, CAI Xunyu, YUN Lu, et al. Practice and theoretical and technical progress in exploration and development of Shunbei ultra-deep carbonate oil and gas field, Tarim Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(1): 1-17.
- [5] 杨雨, 姜鹏飞, 张本健, 等. 龙门山山前复杂构造带双鱼石构造栖霞组超深层整装大气田的形成[J]. *天然气工业*, 2022, 42(3): 1-11.
- YANG Yu, JIANG Pengfei, ZHANG Benjian, et al. Formation of ultra-deep integrated giant gas field in Qixia Formation of Shuangyushi structure in the foothill complex structural belt of Longmen Mountain [J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(3): 1-11.
- [6] 韩剑发, 王彭, 朱光有, 等. 塔里木盆地超深层千吨井油气地质与高效区分布规律[J]. *天然气地球科学*, 2023, 34(5): 735-748.
- HAN Jianfa, WANG Peng, ZHU Guangyou, et al. Petroleum geology and distribution law of high efficiency areas in ultra-deep kiloton wells in Tarim Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2023, 34(5): 735-748.
- [7] 王大鹏, 白国平, 徐艳, 等. 全球古生界海相碳酸盐岩大油气田特征及油气分布[J]. *古地质量学*, 2016, 18(1): 80-92.
- WANG Dapeng, BAI Guoping, XU Yan, et al. Characteristics and hydrocarbon distribution of the Paleozoic giant marine carbonate rock oil-gas fields in the world [J]. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 2016, 18(1): 80-92.
- [8] 余宽宏, 金振奎, 潘怡, 等. 全球显生宙碳酸盐岩储层及油气资源量分布特征[J]. *天然气地球科学*, 2012, 23(4): 748-755.
- YU Kuanhong, JIN Zhenkui, PAN Yi, et al. Phanerozoic carbonate reservoir characteristics and petroleum resource distribution in the world [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2012, 23(4): 748-755.
- [9] 沈安江, 赵文智, 胡安平, 等. 海相碳酸盐岩储集层发育主控因素[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(5): 545-554.
- SHEN Anjiang, ZHAO Wenzhi, HU Anping, et al. Major factors controlling the development of marine carbonate reservoirs [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(5): 545-554.
- [10] 郑兴平, 沈安江, 寿建峰, 等. 埋藏岩溶洞穴垮塌深度定量图版及其在碳酸盐岩缝洞型储层地质评价预测中的意义[J]. *海相油气地质*, 2009, 14(4): 55-59.
- ZHENG Xingping, SHEN Anjiang, SHOU Jianfeng, et al. A quantitative plate of collapsed karst cave depth and its application in geological prediction and evaluation of carbonate reservoir [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2009, 14(4): 55-59.
- [11] 何登发, 李德生, 张国伟, 等. 四川多旋回叠合盆地的形成与演化[J]. *地质科学*, 2011, 46(3): 589-606.
- HE Dengfa, LI Desheng, ZHANG Guowei, et al. Formation and evolution of multi-cycle superposed Sichuan Basin, China [J]. *Chinese Journal of Geology*, 2011, 46(3): 589-606.
- [12] 彭金宁, 杜崇娇, 李龙龙, 等. 四川盆地中二叠世岩相古地理及其油气地质意义[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(1): 49-59.
- PENG Jinning, DU Chongjiao, LI Longlong, et al. Lithofacies palaeogeography of Middle Permian in the Sichuan Basin and its petroleum geological significance [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2023, 45(1): 49-59.
- [13] 杨帅, 陈安清, 张玺华, 等. 四川盆地二叠纪栖霞—茅口期古地理格局转换及勘探启示[J]. *沉积学报*, 2021, 39(6): 1466-1477.
- YANG Shuai, CHEN Anqing, ZHANG Xihua, et al. Paleogeographic transition of the Permian Chixia-Maokou period in the Sichuan Basin and indications for oil-gas exploration [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2021, 39(6): 1466-1477.
- [14] 文龙, 张本健, 陈骁, 等. 四川盆地二叠、三叠系构造—沉积特征及有利勘探区带[J]. *天然气勘探与开发*, 2023, 46(4): 1-12.
- WEN Long, ZHANG Benjian, CHEN Xiao, et al. Permian and Triassic in Sichuan Basin: tectono-sedimentary characteristics and favorable exploration belts [J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2023, 46(4): 1-12.
- [15] 冯许魁, 杨雨, 朱亚东, 等. 四川盆地二叠纪礁滩体发育特征、分布模式及有利勘探区带[J]. *沉积与特提斯地质*, 2024, 44(2): 278-294.
- FENG Xukui, YANG Yu, ZHU Yadong, et al. Development characteristics, distribution patterns and favorable exploration zones of Permian reef shoals in Sichuan Basin [J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 2024, 44(2): 278-294.
- [16] 武赛军, 魏国齐, 杨威, 等. 四川盆地关键构造变革期不整合特征及其油气地质意义[J]. *科技导报*, 2015, 33(10): 93-100.
- WU Saijun, WEI Guoqi, YANG Wei, et al. Unconformity characteristics and its petroleum geological implication in key tectonic change stages, Sichuan Basin [J]. *Science & Technology Review*, 2015, 33(10): 93-100.
- [17] 武赛军, 魏国齐, 杨威, 等. 四川盆地桐湾运动及其油气地质意义[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(1): 60-70.
- WU Saijun, WEI Guoqi, YANG Wei, et al. Tongwan movement and its geologic significances in Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(1): 60-70.
- [18] 汪泽成, 姜华, 王铜山, 等. 四川盆地桐湾期古地貌特征及成藏意义[J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(3): 305-312.
- WANG Zecheng, JIANG Hua, WANG Tongshan, et al. Paleogeomorphology formed during Tongwan tectonization in Sichuan Basin and its significance for hydrocarbon accumulation [J]. *Petroleum*

- Exploration and Development, 2014, 41(3): 305–312.
- [19] 白晓亮, 郝诚, 和源, 等. 四川盆地中二叠统栖霞组层序地层特征及沉积演化模式[J]. 东北石油大学学报, 2020, 44(6): 33–42.
BAI Xiaoliang, XI Cheng, HE Yuan, et al. Sequence stratigraphic characteristics and sedimentary evolution model of the Middle Permian Qixia Formation in the Sichuan Basin [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2020, 44(6): 33–42.
- [20] 文龙, 罗冰, 张本健, 等. 深层灰岩孔隙发育与保持机理——以四川盆地中部上二叠统长兴组为例[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(2): 292–305.
WEN Long, LUO Bing, ZHANG Benjian, et al. Formation and preservation of pores in deep limestone reservoirs: A case study of Upper Permian Changxing Formation, central Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(2): 292–305.
- [21] 张亚, 陈双玲, 张晓丽, 等. 四川盆地茅口组岩溶古地貌刻画及油气勘探意义[J]. 岩性油气藏, 2020, 32(3): 44–55.
ZHANG Ya, CHEN Shuangling, ZHANG Xiaoli, et al. Restoration of paleokarst geomorphology of Lower Permian Maokou Formation and its petroleum exploration implication in Sichuan Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2020, 32(3): 44–55.
- [22] 何金海, 李国蓉, 彭博. 碳酸盐岩地震地貌学研究与应用——以四川盆地东北部上二叠统长兴组为例[J]. 海相油气地质, 2014, 19(4): 45–49.
HE Jinhai, LI Guorong, PENG Bo. Research and application of seismic geomorphology: A case of Changxing carbonate depositional system in the northeast of Sichuan Basin [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2014, 19(4): 45–49.
- [23] 梁东星, 胡素云, 谷志东, 等. 四川盆地开江古隆起形成演化及其对天然气成藏的控制作用[J]. 天然气工业, 2015, 35(9): 35–41.
LIANG Dongxing, HU Suyun, GU Zhidong, et al. Formation and evolution process of Kaijiang paleohigh in the Sichuan Basin and its controlling effects on gas pool formation [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(9): 35–41.
- [24] 韩应钧. 龙门山中南段地区印支运动和天然气勘探目标研究[J]. 天然气地球科学, 2002, 13(5/6): 66–73.
HAN Yingjun. Study on Indochinese movement and natural gas exploration targets in the south-central section of Longmen mountains [J]. Natural Gas Geoscience, 2002, 13(5/6): 66–73.
- [25] 陈蟒蛟, 谭开俊, 文龙, 等. 四川盆地中二叠统天然气成藏特征及巨大勘探前景[J]. 地学前缘, 2023, 30(1): 11–19.
CHEN Mangjiao, TAN Kaijun, WEN Long, et al. Natural gas accumulation characteristics and great exploration potential of the Middle Permian in the Sichuan Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(1): 11–19.
- [26] 汪泽成, 江青春, 黄士鹏, 等. 四川盆地中二叠统茅口组天然气大面积成藏的地质条件[J]. 天然气工业, 2018, 38(1): 30–38.
WANG Zecheng, JIANG Qingchun, HUANG Shipeng, et al. Geological conditions for massive accumulation of natural gas in the Mid-Permian Maokou Fm of the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(1): 30–38.
- [27] 白晓亮, 陈燕萍, 彭思桥, 等. 川中高磨地区中二叠统栖霞组天然气成藏条件及过程[J]. 天然气勘探与开发, 2023, 46(4): 80–90.
BAI Xiaoliang, CHEN Yanping, PENG Siqiao, et al. Geological conditions and process of gas accumulation in Middle Permian Qixia Formation, Gaoshiti-Moxi area, central Sichuan Basin [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2023, 46(4): 80–90.
- [28] 赵文智, 沈安江, 乔占峰, 等. 中国碳酸盐岩沉积储层理论进展与海相大油气田发现[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(4): 1–15.
ZHAO Wenzhi, SHEN Anjiang, QIAO Zhanfeng, et al. Theoretical progress in carbonate reservoir and discovery of large marine oil and gas fields in China [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(4): 1–15.
- [29] 沈安江, 陈娅娜, 蒙绍兴, 等. 中国海相碳酸盐岩储层研究进展及油气勘探意义[J]. 海相油气地质, 2019, 24(4): 1–14.
SHEN Anjiang, CHEN Yana, MENG Shaoxing, et al. The research progress of marine carbonate reservoirs in China and its significance for oil and gas exploration [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2019, 24(4): 1–14.
- [30] 赵文智, 沈安江, 胡素云, 等. 中国碳酸盐岩储集层大型化发育的地质条件与分布特征[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(1): 1–12.
ZHAO Wenzhi, SHEN Anjiang, HU Suyun, et al. Geological conditions and distributional features of large-scale carbonate reservoirs onshore China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(1): 1–12.
- [31] 肖钦仁, 袁海锋, 湛辰, 等. 川中北部地区茅口组白云岩成因分析——来自岩石学、原位地球化学及年代学证据[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(7): 1160–1186.
XIAO Qinren, YUAN Haifeng, CHEN Chen, et al. Analysis of dolomite genesis in the Maokou Formation, northern slope area of central Sichuan, China: Petrologic, in situ geochemical, and chronological evidence [J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(7): 1160–1186.
- [32] 王帅, 王甘露, 秦政, 等. 黔北地区茅口组古岩溶储层 稀土元素地球化学特征[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(1): 143–150.
WANG Shuai, WANG Ganlu, QIN Zheng, et al. Geochemical characteristics of rare earth elements in karst reservoirs in Maokou Formation, northern Guizhou Province [J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(1): 143–150.
- [33] 王良军, 李红, 曾韬, 等. 四川盆地东部茅口组白云岩成因:

- 来自岩石学、矿物学和地球化学的证据[J]. 古地学报, 2022, 24(5): 989-1016.
- WANG Liangjun, LI Hong, ZENG Tao, et al. Origins of dolostones of the Maokou Formation in eastern Sichuan Basin: Evidence from lithology, mineralogy, and geochemistry [J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2022, 24 (5): 989-1016.
- [34] 丁婷, 袁苗, 刘成林, 等. 四川盆地东部地区早中三叠世蒸发岩的锶同位素特征及其地质意义[J]. 岩石矿物学杂志, 2023, 42(6): 868-877.
- DING Ting, YUAN Miao, LIU Chenglin, et al. Characteristics of strontium isotope and the significance for the evaporites of Early and Middle Triassic in the eastern region of Sichuan Basin [J]. Acta Petrologica et Mineralogica, 2023, 42(6): 868-877.
- [35] 张军涛, 武重阳, 杨佳奇, 等. 富硅质碳酸盐岩储层地球化学特征及成因——以四川盆地泰来地区茅口组为例[J]. 断块油气田, 2023, 30(5): 790-798, 807.
- ZHANG Juntao, WU Zhongyang, YANG Jiaqi, et al. Geochemical characteristics and origin of silicon-rich carbonate reservoirs: A case study of Maokou Formation in Tailai area, Sichuan Basin [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2023, 30(5): 790-798, 807.
- [36] 王珏博, 谷一凡, 陶艳忠, 等. 川中地区茅口组两期流体叠合控制下的白云石化模式[J]. 沉积学报, 2016, 34(2): 236-249.
- WANG Juebo, GU Yifan, TAO Yanzhong, et al. The model of dolomitization jointly controlled by two-episode fluids in Maokou Formation in central Sichuan Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2016, 34(2): 236-249.
- [37] SHEN Chen, YUAN Haifeng, KUANG Mingzhi, et al. Sources of natural gas in the Middle-Permian carbonate succession in the central-northern Sichuan Basin, Southwest China [J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2024, 268: 106164.
- [38] 廖芸, 张建勇, 鲁鹏达, 等. 川中北斜坡中二叠统茅口组多期流体活动与成藏过程[J]. 天然气地球科学, 2023, 34(11): 1927-1940.
- LIAO Yun, ZHANG Jianyong, LU Pengda, et al. Multi-stage fluid activity and accumulation process of the Middle Permian Maokou Formation in the northern slope of central Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34(11): 1927-1940.
- [39] BARKER C. Aquathermal pressuring—role of temperature in development of abnormal-pressure zones: geological notes [J]. AAPG Bulletin, 1972, 56(10): 2068-2071.
- [40] REDLICH O, KWONG J N S. On the thermodynamics of solutions; an equation of state; fugacities of gaseous solutions [J]. Chemical Reviews, 1949, 44(1): 233-244.
- [41] SOAVE G. Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state [J]. Chemical Engineering Science, 1972, 27 (6): 1197-1203.
- [42] DE SANTIS R, BREEDVELD G J F, PRAUSNITZ J M. Thermodynamic properties of aqueous gas mixtures at advanced pressures [J]. Industrial & Engineering Chemistry Process Design and Development, 1974, 13(4): 374-377.
- [43] KERRICK D M, JACOBS G K. A modified Redlich-Kwong equation for H_2O , CO_2 , and H_2O-CO_2 mixtures at elevated pressures and temperatures [J]. American Journal of Science, 1981, 281(6): 735-767.
- [44] DRIESNER T. The system $H_2O-NaCl$. Part II: Correlations for molar volume, enthalpy, and isobaric heat capacity from 0 to 1000 °C, 1 to 5 000 bar, and 0 to 1 X_{NaCl} [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 2007, 71(20): 4902-4919.
- [45] MAO Shide, DUAN Zhenhao. The P, V, T, x properties of binary aqueous chloride solutions up to T=573 K and 100 MPa [J]. The Journal of Chemical Thermodynamics, 2008, 40(7): 1046-1063.
- [46] MAO Shide, DUAN Zhenhao. The P, V, T, x properties of binary aqueous chloride solutions up to T=573 K and 100 MPa [J]. The Journal of Chemical Thermodynamics, 2008, 40(7): 1046-1063.
- [47] 熊鹰, 谭秀成, 伍坤宇, 等. 碳酸盐岩储集层成岩作用中“孔隙尺寸控制沉淀”研究进展、地质意义及鄂尔多斯盆地实例 [J]. 古地学报, 2020, 22(4): 744-760.
- XIONG Ying, TAN Xiucheng, WU Kunyu, et al. Research advances, geological implication and application in Ordos Basin of the “pore-size controlled precipitation” in diagenesis of carbonate rock reservoir [J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2020, 22(4): 744-760.
- [48] 伍坤宇, 熊鹰, 谭秀成, 等. 储层孔隙系统“水-岩”反应结晶动力学研究进展 [J]. 沉积学报, 2022, 40(4): 996-1009.
- WU Kunyu, XIONG Ying, TAN Xiucheng, et al. Study of the crystallization kinetics for “water-rock” interactions in the reservoir pore-system: An overview [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2022, 40(4): 996-1009.
- [49] 谭秀成, 罗冰, 李卓沛, 等. 川中地区磨溪气田嘉二段砂屑云岩储集层成因 [J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(3): 268-274.
- TAN Xiucheng, LUO Bing, LI Zhuopei, et al. Jia-2 member doloarenite reservoir in the Moxi gas field, middle Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(3): 268-274.
- [50] WANG Xiaolin, HU Wenxuan, QIU Ye, et al. Fluid inclusion evidence for extreme overpressure induced by gas generation in sedimentary basins [J]. Geology, 2022, 50(7): 765-770.
- [51] BRADLEY J S, POWLEY D E. Pressure compartments in sedimentary basins: A review [M]//ORTOLEVA P J. Basin Compartments and Seals. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1994: 3-26.
- [52] 周兴熙. 封存箱辨义及主要类型 [J]. 石油实验地质, 2006, 28 (5): 424-429.
- ZHOU Xingxi. Discuss on meaning and mostly type of compartment [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2006, 28

- (5): 424-429.
- [53] LIU Yifeng, QIU Nansheng, XIE Zengye, et al. Overpressure compartments in the central paleo-uplift, Sichuan Basin, southwest China[J]. AAPG Bulletin, 2016, 100(5): 867-888.
- [54] 李伟, 谢武仁, 王雪珂. 四川盆地中西部区域性超压特征与天然气大规模聚集的关系[J]. 天然气工业, 2023, 43(12): 1-13.
- LI Wei, XIE Wuren, WANG Xueke. Relationship between regional overpressure characteristics and large-scale natural gas accumulation in the central and western Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(12): 1-13.
- [55] WANG Qiaochu, CHEN Dongxia, WANG Fuwei, et al. Origin and distribution of an under-pressured tight sandstone reservoir: The Shaximiao Formation, Central Sichuan Basin[J]. Marine and Petroleum Geology, 2021, 132: 105208.
- [56] 刘一锋, 邱楠生, 谢增业, 等. 川中古隆起寒武系超压形成与保存[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(8): 1439-1446.
- LIU Yifeng, QIU Nansheng, XIE Zengye, et al. The formation and preservation of overpressure in old formations: Taking the Cambrian in the central of Sichuan Basin as an instance [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(8): 1439-1446.
- [57] 刘一锋, 邱楠生, 谢增业, 等. 川中古隆起震旦系一下寒武统温压演化及其对天然气成藏的影响[J]. 沉积学报, 2014, 32(3): 601-610.
- LIU Yifeng, QIU Nansheng, XIE Zengye, et al. Characteristics and effects on gas accumulation of the Sinian-Lower Cambrian temperature-pressure field in the central paleo-uplift, Sichuan Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(3): 601-610.
- [58] 苏成鹏, 李蓉, 石国山, 等. 四川盆地及周缘中二叠统茅口组一段储集层特征及对油气勘探的启示[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(6): 1150-1161.
- SU Chengpeng, LI Rong, SHI Guoshan, et al. Reservoir characteristics of the first member of Middle Permian Maokou Formation in Sichuan Basin and its periphery and inspirations to petroleum exploration, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(6): 1150-1161.
- [59] 田雨, 张兴阳, 何幼斌, 等. 四川盆地晚二叠世吴家坪期岩相古地理[J]. 古地理学报, 2010, 12(2): 164-176.
- TIAN Yu, ZHANG Xingyang, HE Youbin, et al. Lithofacies palaeogeography of the Late Permian Wujiaping age of Sichuan Basin [J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2010, 12(2): 164-176.
- [60] 张守春, 张林晔, 王宇蓉, 等. 开放、封闭两种体系对比模拟确定深层烃源岩成烃机制——以东营凹陷沙四段烃源岩为例[J]. 天然气工业, 2010, 30(9): 15-18.
- ZHANG Shouchun, ZHANG Linye, WANG Yurong, et al. A study of hydrocarbon generation mechanism of deep source rocks based on the comparison of experimental simulations in open and closed systems: A case study from the Es₄ member in the Dongying Sag [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(9): 15-18.
- [61] HUNT J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments [J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(1): 1-12.
- [62] POWLEY D E. Pressures and hydrogeology in petroleum basins [J]. Earth-Science Reviews, 1990, 29(1/4): 215-226.
- (编辑 刘格云)