

四川盆地东部中上寒武统洗象池群 油气成藏条件与主控因素

孙自明, 孙 炜, 林娟华, 马 强
(中国石化 石油勘探开发研究院, 北京 102206)

摘要:以露头 and 钻井资料为基础, 在对四川盆地东部中上寒武统洗象池群油气成藏条件分析的基础上, 结合钻井勘探成果, 探讨油气成藏主控因素, 明确了洗象池群的有利勘探方向。洗象池群储层以泥晶和粉晶白云岩为主, 储集空间主要为白云石晶间孔、晶间溶孔和溶洞等, 储层品质一般较差; 纵向上, 洗象池群具有下寒武统筇竹寺组 and 上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组 2 套烃源岩; 志留系泥页岩 and 下奥陶统泥质岩类可分别作为洗象池群的区域盖层 and 局部盖层; 优质储层是洗象池群油气成藏的必要前提, 源—储配置样式及其有效性是油气成藏的关键; 尽管研究区洗象池群具有上、下 2 套烃源岩供烃的可能, 但受中寒武统膏盐岩层的阻隔, 下伏下寒武统筇竹寺组烃源岩生成的油气难以向上运移到洗象池群聚集藏, 而盐上层系发育的一系列断背斜空间上易于构造出五峰组—龙马溪组烃源岩与洗象池群储层有效的源—储配置形式, 有利于洗象池群形成“新生古储”油气藏。

关键词: 主控因素; 源—储配置; 油气成藏条件; 洗象池群; 寒武系; 四川盆地东部

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

Hydrocarbon accumulation conditions and main controlling factors of the Middle–Upper Cambrian Xixiangchi Group in the eastern Sichuan Basin

SUN Ziming, SUN Wei, LIN Juanhua, MA Qiang

(SINOPEC Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 102206, China)

Abstract: The petroleum geological elements and main controlling factors of the Middle–Upper Cambrian Xixiangchi Group in the eastern Sichuan Basin were systematically analyzed on the basis of geological outcrops and drilling data. Results showed that the reservoir lithology of the Xixiangchi Group was mainly micritic and silt-crystal dolomites, and the reservoir space was dominated by dolomite inter-crystalline pores, inter-crystalline dissolved pores and karst caves, etc., at the meantime, the reservoir quality is generally poor. The Xixiangchi Group was vertically composed by two sets of source rocks strata: the underlying Lower Cambrian Qiongzhusi Formation and the overlying Upper Ordovician Wufeng Formation–Lower Silurian Longmaxi Formation. The Silurian shale and the Lower Ordovician argillaceous rocks acted as regional and local cap rocks of the Xixiangchi Group. High-quality reservoirs are the necessary prerequisite for hydrocarbon accumulation in the Xixiangchi Group, and the source–reservoir spatial configuration and its effectiveness are the key factors to hydrocarbon accumulation. Though the Xixiangchi Group could have been charged by natural gas generated from the underlying and the overlying source rocks, it is difficult for the natural gas generated from the underlying source rocks to migrate up to the Xixiangchi Group due to the barrier of the Cambrian gypsum layers. However, the faulted anticlines developed over the Cambrian gypsum layer were favorable for hydrocarbon accumulation because they could change and construct a series of effective source–reservoir spatial configuration between the Wufeng–Longmaxi source rocks and the Xixiangchi reservoirs, and finally formed reservoirs with “young source in old reservoir” in the Xixiangchi Group.

Key words: main controlling factor; source–reservoir spatial configuration; hydrocarbon migration and accumulation element; Xixiangchi Group; Cambrian; eastern Sichuan Basin

四川盆地为大型叠合含油气盆地, 天然气资源极为丰富。近年来, 盆地中部高石梯—磨溪地区在

震旦系灯影组和下寒武统龙王庙组天然气勘探获得重大发现^[1–3], 探明了安岳气田。中上寒武统

洗象池群的油气发现始于 2004 年盆地中部威远气田的老井复查,探明天然气储量 $85.08\times10^8\text{ m}^3$,勘探前景良好^[4-6]。

受威远气田油气发现的启示,洗象池群日益受到勘探家和石油地质工作者的关注并被寄予厚望,被作为继震旦系灯影组和下寒武统龙王庙组之后的天然气后备勘探领域和接替层系。但由于整体勘探程度相对较低,尤其盆地东部勘探程度更低,多数探井失利。据不完全统计,截至 2020 年底,四川盆地东部已有 15 口探井钻遇洗象池群,唯平桥 1 井获得工业气流,完井测试获气产量为 $25.13\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$,其他探井钻井过程中多见气显示或异常,说明盆地东部洗象池群含气较为普遍,但测井解释和中途/完井测试结果又多为水层、含水低产气层或干层等。如焦石 1 井洗象池群测试结果为干层(含气),丁山 1 井完井测试产微气和水,林 1 井 5 个含气层段测井解释均为水层,等等。这一方面反映了盆地东部洗象池群具备基本的油气成藏条件和较好的勘探前景,另一方面又突出说明了该区洗象池群油气成藏的复杂性和勘探的高难度。

目前对洗象池群的研究多集中于盆地中部地区,研究内容主要涉及层序地层^[7-12]、岩相古地理^[13-15]与储层特征^[16-22]等方面,而针对盆地东部

复杂构造区洗象池群油气成藏条件及成藏控制因素的研究则很少,较之盆地中部地区其勘探程度也更低,制约了油气勘探部署。基于此,本文以露头 and 钻井资料为基础,在对四川盆地东部洗象池群油气成藏条件分析的基础上,结合钻井勘探成果,探讨了油气成藏主控因素,明确了有利勘探方向,以期对勘探决策部署提供理论依据。

1 研究区地质概况

四川盆地东部地理位置横跨四川、重庆、贵州和湖北等省市,区域构造上是指位于齐岳山断裂至华蓥山断裂之间的区域,北以万源断裂和大巴山相接,南达古蔺—长宁一带,南北长约 500 km,东西宽约 120~170 km,面积约 $7\times10^4\text{ km}^2$ (图 1)。

四川盆地东部的基底由下部深变质结晶基底和上部中元古界冷家溪群及上元古界板溪群中浅变质基底组成^[23-25],基底之上为由碎屑岩、碳酸盐岩和蒸发岩构成的厚达万米的沉积盖层,地层从南华系至第四系。其中,中上寒武统洗象池群是一套浅海相碳酸盐岩沉积^[5-8,17-18],根据岩性组合,自下而上分为 3 段:下段以含泥质、陆源砂质白云岩和细粉晶白云岩为主,局部夹薄层颗粒白云岩、云质泥岩和云质砂岩,具石膏假晶;中段以细粉晶白云岩

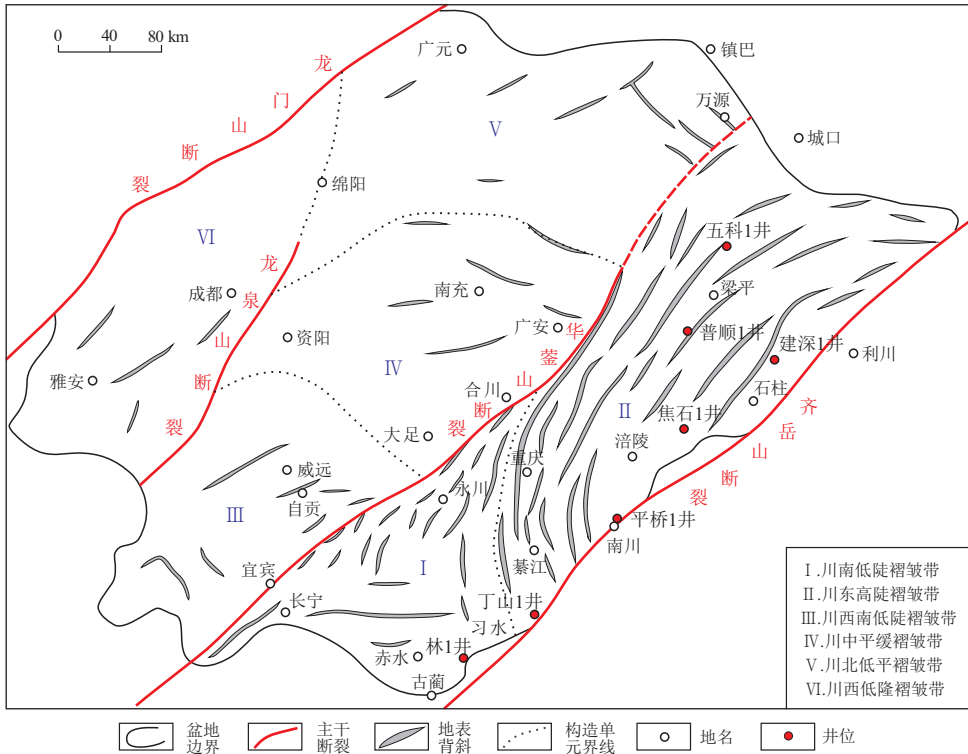


图 1 四川盆地构造区划

据参考文献[21]修改。

Fig.1 Structural divisions of Sichuan Basin

和颗粒白云岩为主,颗粒类型主要为砾屑、砂屑和鲕粒;上段以灰色薄—厚层状泥粉晶白云岩为主,夹颗粒白云岩、泥质白云岩和藻白云岩等,近顶部多含硅质条带或硅质团块。

从构造特征看,平面上,研究区地表褶皱发育,背斜高陡窄长,向斜宽阔平坦,构成典型的隔挡式构造(图1);纵向上,该区基底之上发育的中下寒武统膏盐岩、志留系泥页岩和三叠系嘉陵江组—雷口坡组膏盐岩3套主要滑脱层控制了沉积盖层的垂向差异构造变形^[26-27],其中,中下寒武统膏盐岩滑脱层对盖层构造变形的控制作用最为独特,滑脱层之上地层变形强烈,发育成排成带分布的褶皱—冲断构造,有利于形成背斜和断背斜等类型的圈闭;而滑脱层之下的震旦系—中下寒武统除盆缘受齐岳山断裂影响变形较为强烈外,远离盆缘向盆地内地区则变形微弱。

2 油气成藏条件

2.1 烃源条件

四川盆地东部下古生界主要发育筇竹寺组和五峰组—龙马溪组黑色泥页岩等2套烃源岩(图2)。

盆地东部的筇竹寺组烃源岩一般厚度较小,多为30~100 m,其中盆地东缘利川—石柱—南川—习水—古蔺一带厚度小于30 m。烃源岩有机碳含量较低,品质较差,如焦石1井,筇竹寺组厚度为133 m,岩性为灰—深灰色泥岩和灰质泥岩,夹薄层泥质灰岩,底部为灰黑色泥页岩;根据21个暗色泥岩样品实测数据,有机碳含量介于0.52%~2.21%之间,平均0.78%;暗色泥页岩有机碳含量大于0.5%的厚度为20 m,大于1.0%的厚度为2 m,大于2.0%的优质烃源岩的厚度仅为1.0 m;有机质类型为I型。区域上,筇竹寺组烃源岩热演化程度较高,盆地东北部 R_o 一般大于4.0%,盆地东南部相对较低, R_o 为3.0%~4.0%;焦石1井 R_o 在3.50%~3.59%之间。

受加里东运动影响,五峰组—龙马溪组在四川盆地残留厚度不一,其中以盆地东部保存较好,地层厚度在150~600 m之间;岩性主要为深灰、灰黑色薄层硅质、碳质泥页岩,富含笔石化石。优质烃源岩主要分布在五峰组—龙马溪组下部,厚度为40~140 m(图3);有机碳含量为2%~7%,氯仿沥青“A”平均为0.002%,干酪根以I型为主,属好—优质烃源岩。川东南地区热演化程度相对较低, R_o 在2%~2.6%之间,其他地区 R_o 多大于3.8%,处于过成熟演化阶段,以生成干气和裂解气为主。

2.2 储集条件

盆地东部洗象池群储层岩性以泥晶白云岩和粉晶白云岩为主,少部分为细晶白云岩、生屑灰岩和颗粒灰岩等,储层非均质性强,物性普遍较差,多以低孔—特低孔和特低渗储层为特征。储集空间主要为白云石晶间孔、晶间溶孔和溶洞,少量为缝合线和裂缝等。如建深1井(图4),通过对47块岩心样品进行实测,孔隙度分布在1.41%~6.41%之间,平均孔隙度2.57%,其中以低—特低孔隙度为主,局部为中孔隙度;渗透率变化较大,为 $(0.002\ 4\sim314.253)\times10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,平均为 $0.02\times10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,总体以特低渗透率为主,由于裂缝改造,局部也可发育中—高渗透率储层。普顺1井钻遇的洗象池群厚度197 m,主要为灰色泥粉晶白云岩,岩心表面溶蚀孔、洞发育,多数被石膏全充填,少量为方解石充填;镜下薄片观察,发育少量溶蚀孔,晶间孔和粒间孔欠发育;测井解释孔隙度为1.3%~3.1%,渗透率为 $(0.001\sim0.033)\times10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,整体物性亦较差。

2.3 盖层条件

四川盆地东部志留系残存厚度较大,岩性以泥质粉砂岩、粉砂质泥岩及泥页岩为主,且泥岩分布

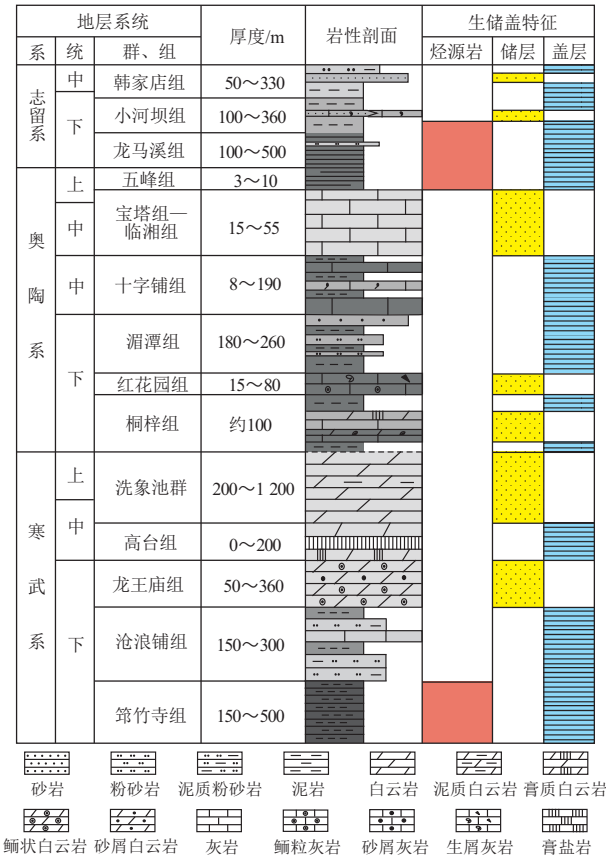


图2 四川盆地东部下古生界地层综合柱状图
Fig.2 Comprehensive stratigraphic histogram of the Lower Palaeozoic strata in eastern Sichuan Basin

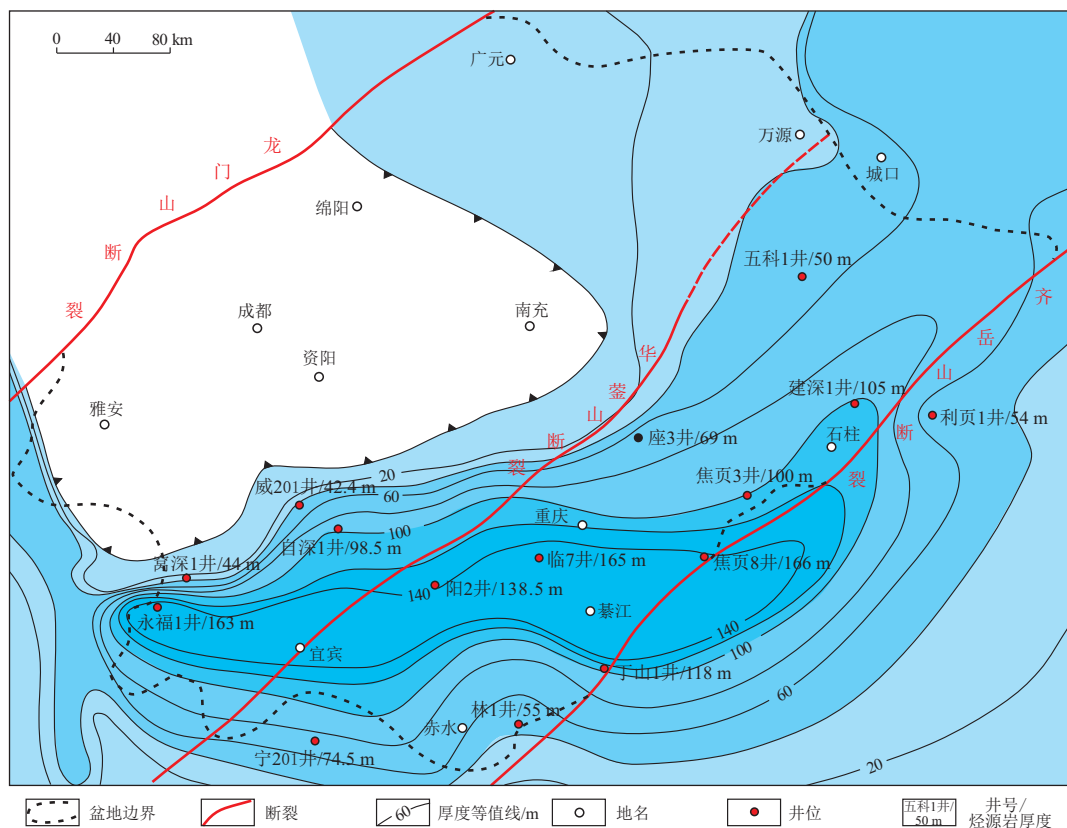


图 3 四川盆地东部及邻区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组烃源岩等厚图
Fig.3 Isogram of source rocks of Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation in the eastern Sichuan Basin and its periphery

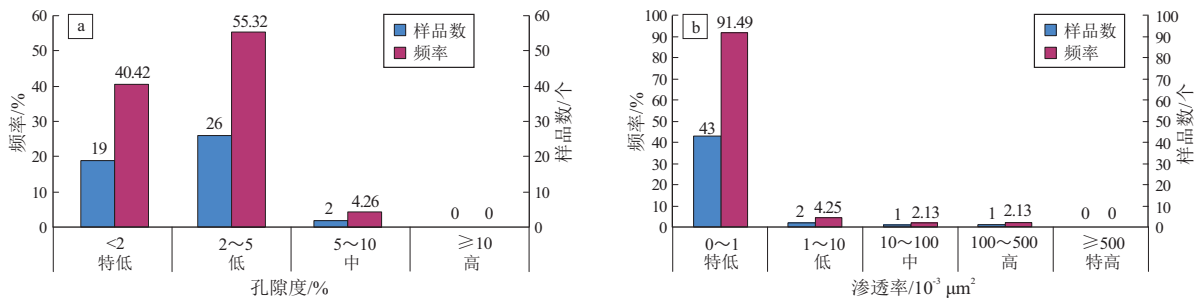


图 4 四川盆地建深 1 井寒武系洗象池群孔隙度(a)和渗透率(b)频率分布
Fig.4 Frequency distribution of porosity (a) and permeability (b) of Xixiangchi Group in well Jianshen 1, Sichuan Basin

稳定,可作为洗象池群的区域性盖层。区域上,四川盆地志留系在川中隆起核部已剥蚀殆尽,向盆地东部厚度逐渐增大,在川东南地区厚度为 600~700 m,在川东地区厚度达 800~1 000 m。习水良村志留系韩家店组露头剖面揭示,该区韩家店组上部为厚层泥岩,下部为厚层泥岩夹薄层灰岩透镜体,泥岩单层厚度最大为 152.0 m,累计厚度达 291.6 m;根据 15 个泥岩样品的测试结果,泥岩盖层的突破压力介于 5~18 MPa 之间,大多数分布于 13.93~18 MPa,中值半径为 2.37~3.93 nm,封闭高度达 1 250~1 746 m,遮盖系数大于 100%,属于 II 类盖层,具有较好的封盖能力。

下奥陶统桐梓组—湄潭组泥质岩类也较发育,尤其是湄潭组,下段以灰绿色、黄绿色页岩为主,夹粉砂岩、砂质页岩及薄层状生物碎屑灰岩;上段为薄—中厚层状灰岩、生物碎屑灰岩或瘤状灰岩与砂质页岩互层;这套地层在川东南地区连续分布,厚度 162~288 m,单层厚度 3~15 m,可作为局部盖层。

3 成藏主控因素

3.1 储层

优质储层是洗象池群油气成藏的必要条件,盆地东部洗象池群具有发育优质规模储层的沉积背景,但不同地区差异显著。

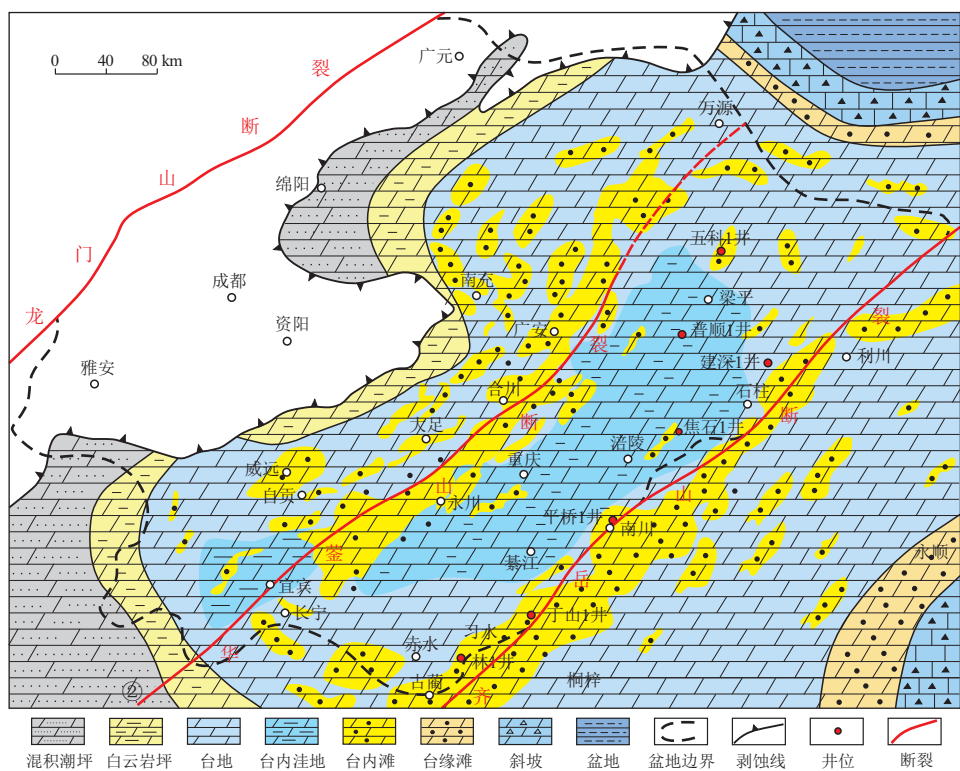


图5 四川盆地东部及邻区寒武系洗象池群岩相古地理
据参考文献[5,8,13,16-18]修改。

Fig.5 Lithofacies paleogeographic map of Xixiangchi Group in the eastern Sichuan Basin and its periphery

洗象池群沉积时期,四川盆地及周缘总体呈现出西北高、东南低的古地理格局,整体特征为镶边碳酸盐岩台地^[8,13-17],台缘带位于湖南张家界—黄平一带,四川盆地为大范围的局限台地相碳酸盐岩沉积,其中,盆地东部梁平—重庆—宜宾一带为台内洼地^[8,13](图5),颗粒滩总体上较不发育,储层品质较差,不利于油气成藏。如焦石1井,洗象池群厚度为643 m,以灰—深灰色泥晶—细晶白云岩为主,夹灰岩和膏岩;颗粒滩储层主要位于中上部,厚度合计为55.8 m/5层,占洗象池群总厚度的8.67%;根据岩心观察,岩性整体较致密,溶蚀孔洞较发育但分布不规则,并多被方解石、白云石和石英全充填(图6a);储层物性较差,以3类储层主,实测孔隙度为1.01%~2.32%,平均1.43%;渗透率为 $(0.002\sim0.646)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均 $0.092\times10^{-3}\mu\text{m}^2$;对井段2 920~3 027 m进行测试,结果为干层。

在台内洼地四周,尤其是其东、西两侧的水下高地,分别沿南充—合川—大足—自贡和利川—石柱—南川—习水—古蔺各发育一条台内颗粒滩带^[5,8,13,16-18](图5)。根据野外露头观察,东侧颗粒滩带平面上几乎连片分布,颗粒类型包括砾屑、砂屑和鲕粒(图6b),常见冲刷构造和多种类型的交错层理等沉积构造(图6b,c),且准同生溶蚀作

用强烈,溶蚀孔洞顺层大量发育(图6d),可形成优质规模储层,有利于油气聚集成藏。

平桥1井位于东侧颗粒滩带,在洗象池群共取心2次,心长合计36.06 m,以灰色粉细晶白云岩和砾屑白云岩为主,夹薄层泥晶白云岩和泥质白云岩,局部见硬石膏斑块、岩溶角砾和微裂缝等(图6e,f);成像测井资料显示局部层段裂缝发育,为裂缝—孔隙型储层,测井孔隙度为2.5%~4.5%。对井段3 039~3 125 m试气获工业气流,良好的储层品质是其获得突破的重要因素。

3.2 源—储配置

源—储配置样式及其有效性对洗象池群油气成藏具有重要的控制作用。四川盆地东部寒武系—志留系发育完整,中上寒武统洗象池群存在下寒武统筇竹寺组 and 上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组2套烃源岩供烃的可能。理论上讲,位于筇竹寺组烃源岩之上的洗象池群烃源条件较为有利,但受区内广泛发育且平面上连续分布的中寒武统高台组膏盐岩层的阻隔,加之盆地东部较少发育切穿膏盐岩层的通烃源断裂,筇竹寺组烃源岩生成的油气难以向上运移到洗象池群并聚集成藏。

同样地,洗象池群与位于其上的五峰组—龙马溪组烃源岩之间也发育有下奥陶统泥页岩,尤其是

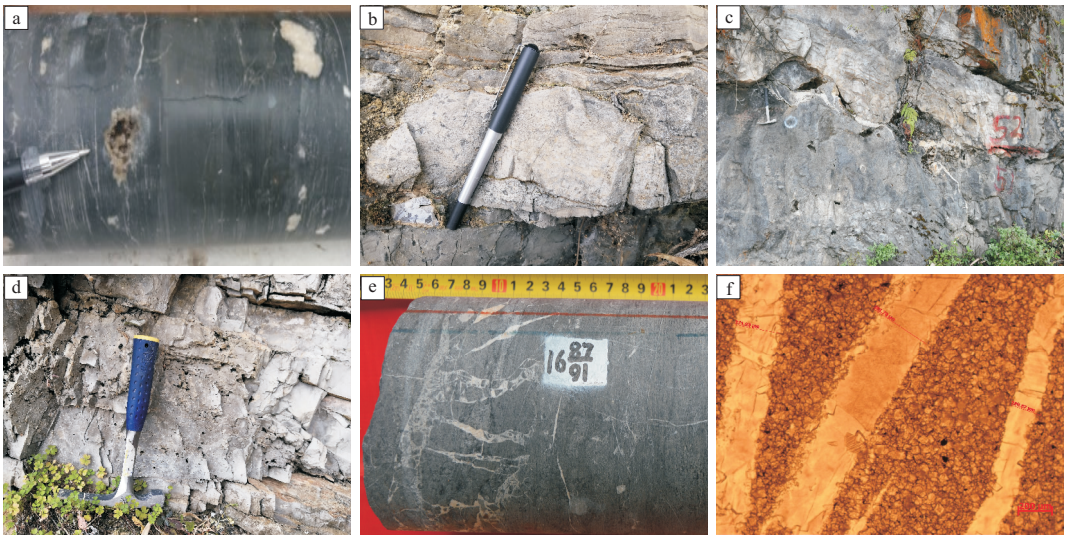


图 6 四川盆地东部寒武系洗象池群沉积构造、溶蚀现象与裂缝

a. 粉晶白云岩, 半充填和全充填溶蚀孔洞, 焦石 1 井, 2 934.39~2 934.89 m; b. 薄层砾屑白云岩, 底部发育 2~3 个冲刷面, 仁怀坛长镇; c. 灰色与浅灰色厚层粉晶白云岩, 冲刷面, 习水永安镇; d. 中厚层白云岩, 溶蚀溶孔发育, 仁怀坛长镇; e. 灰色细粉晶白云岩, 发育岩溶角砾岩, 平桥 1 井, 3 122.85~3 140.81 m; f. 粉晶白云岩和微裂缝, 裂缝为白云石充填, 平桥 1 井, 3 135.21 m

Fig.6 Sedimentary structures, karstification and fractures of the Xixiangchi Group in the eastern Sichuan Basin

涪潭组, 区域分布范围广且厚度稳定, 可以作为洗象池群的良好盖层, 因此, 从源—储纵向配置情况看(图 2), 五峰组—龙马溪组烃源岩生成的油气难以向下直接充注到洗象池群储层。但区内大量发育的逆冲断裂可以改变这种源—储配置样式的初始形式, 并为形成有效的源—储配置样式创造有利条件。这些断裂主要形成于燕山晚期—喜马拉雅期, 与背斜共生, 构成断背斜构造圈闭, 空间上可以构造出有效的“源—储侧向对接”或“新生古储”等多种源—储配置形式, 有利于洗象池群油气成藏。

平桥含气构造位于盆地东缘, 是以高台组膏盐岩为底板滑脱层发育起来的断背斜构造圈闭(图 7), 由于断裂切割, 造成五峰组—龙马溪组烃源岩与洗象池群储层在空间上侧向对接, 油气直接从烃源层或通过断裂向洗象池群运移并聚集成藏, 形成“源—储侧向对接和新生古储”成藏组合。

平桥 1 井天然气地球化学分析表明, 洗象池群以甲烷气为主, 含量为 95.46%~95.56%, 非烃类气体主要为 CO_2 、 N_2 和 H_2S ; 天然气组分具有 $\delta^{13}\text{C}_1 > \delta^{13}\text{C}_2$ 和 $\delta^{13}\text{C}_2 < \delta^{13}\text{C}_3$ 的特点, 与川东石炭系气藏的碳同位素特征接近, 而与焦石坝页岩气 $\delta^{13}\text{C}_1 > \delta^{13}\text{C}_2 > \delta^{13}\text{C}_3$ 的碳同位素特征和不含 H_2S 差异明显; 此外, 平桥 1 井洗象池群天然气 CO_2 的碳同位素较重, 为 $-5.92\text{‰} \sim -5.464\text{‰}$, 显示为无机成因, 可能是甲烷气与洗象池群含膏碳酸盐岩发生 TSR 反应所致。上述特征表明, 洗象池群天然气主要为来源于五峰组—龙马溪组高演化烃源岩的干酪根降解

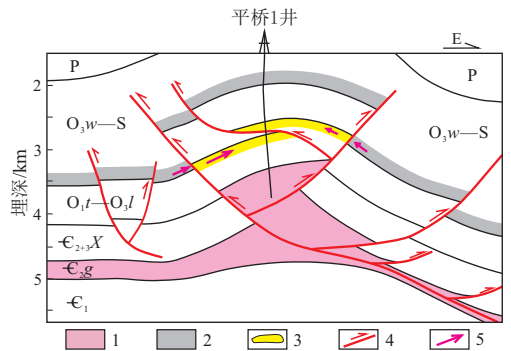


图 7 四川盆地东部平桥构造气藏成藏模式

E_{2+3}g . 高台组; E_{2+3}X . 洗象池群; $\text{O}_1\text{t}-\text{O}_3\text{l}$. 下奥陶统桐梓组—上奥陶统临湘组; $\text{O}_3\text{w}-\text{S}$. 上奥陶统五峰组—志留系
1. 含膏盐岩; 2. 上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组烃源岩;
3. 洗象池群气藏; 4. 逆断层; 5. 油气运移方向

Fig.7 Hydrocarbon migration and accumulation pattern of Pingqiao gas-bearing structure in the eastern Sichuan Basin

气, 证实了这种“源—储侧向对接”源—储配置样式的有效性, 同时也反映出该区油气成藏以近源、垂向短距离运移和聚集为主要特征。

4 结论

(1) 受区域岩相古地理控制, 洗象池群沉积时期, 四川盆地东部梁平—重庆—宜宾台内洼地的东、西两侧发育颗粒滩带, 是优质规模储层发育的有利地区。但储层非均质性较强, 储层物性一般较差, 多以低孔—特低孔和特低渗储层为特征。

(2) 四川盆地东部志留系残存厚度较大, 岩性以粉砂质泥岩及泥页岩为主, 分布稳定, 可作为洗象池群的区域性盖层。下奥陶统泥质岩类也较发

育,厚度较大且区内连续分布,可作为直接盖层。

(3)四川盆地东部下古生界主要发育筇竹寺组和五峰组—龙马溪组 2 套烃源岩,它们均有向洗象池群储层供烃的可能,但受中寒武统高台组膏盐岩层的阻隔,筇竹寺组烃源岩生成的油气难以向上运移到洗象池群。而盐上逆冲断裂的发育可以改变五峰组—龙马溪组烃源岩与洗象池群储层源—储配置的初始形式,空间上可构造出有效的“源—储侧向对接”样式,有利于洗象池群油气成藏。

(4)优质储层是洗象池群油气成藏的必要前提,源—储配置样式及其有效性是油气成藏的关键,近源、垂向短距离运聚是洗象池群油气成藏的主要特征,断背斜圈闭有利于形成有效的源—储配置样式,形成“新生古储”油气藏。

参考文献:

[1] 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.

[2] 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 Chunchun, 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.

[3] 魏国齐,杨威,谢武仁,等.四川盆地震旦系—寒武系大气田形成条件、成藏模式与勘探方向[J].天然气地球科学,2015,26(5):785-795.

WEI Guoqi, YANG Wei, XIE Wuren, et al. Formation conditions, accumulation models and exploration direction of large gas fields in Sinian-Cambrian, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(5): 785-795.

[4] 林怡,钟波,陈聪,等.川中地区古隆起寒武系洗象池组气藏成藏控制因素[J].成都理工大学学报(自然科学版),2020,47(2):150-158.

LIN Yi, ZHONG Bo, CHEN Cong, et al. Geological characteristics and controlling factors of gas accumulation of Xixiangchi Formation in central Sichuan Basin, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2020, 47(2): 150-158.

[5] 石书缘,王铜山,刘伟,等.四川盆地寒武系洗象池组储层特征及天然气勘探潜力[J].天然气地球科学,2020,31(6):773-785.

SHI Shuyuan, WANG Tongshan, LIU Wei, et al. Reservoir charac-

teristic and gas exploration potential in Cambrian Xixiangchi Formation of Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(6): 773-785.

[6] 徐世琦,代宗仰,蒋小光,等.古隆起区带寒武系洗象池群成藏条件与勘探前景分析[J].天然气勘探与开发,2006,29(4):4-8.

XU Shiqi, DAI Zongyang, JIANG Xiaoguang, et al. Oil and gas exploration prospects of Cambrian Xixiangchi Member in palaeo-uplift zone [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2006, 29(4): 4-8.

[7] 贾鹏,李明,卢远征,等.四川盆地寒武系洗象池群层序地层划分及层序地层格架的建立[J].地质科技情报,2017,36(2):119-127.

JIA Peng, LI Ming, LU Yuanzheng, et al. Sequence stratigraphic subdivision and establishment of sequence stratigraphic framework in the Cambrian Xixiangchi Group of Sichuan Basin [J]. Geological Science and Technology Information, 2017, 36(2): 119-127.

[8] 李伟,樊茹,贾鹏,等.四川盆地及周缘地区中上寒武统洗象池群层序地层与岩相古地理演化特征[J].石油勘探与开发,2019,46(2):226-240.

LI Wei, FAN Ru, JIA Peng, et al. Sequence stratigraphy and lithofacies paleogeography of Middle-Upper Cambrian Xixiangchi Group in Sichuan Basin and its adjacent area, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(2): 226-240.

[9] 梅冥相.上扬子区寒武系娄山关群白云岩层序地层格架及其古地理背景[J].古地理学报,2007,9(2):117-132.

MEI Mingxiang. Sequence stratigraphic framework and its palaeogeographic setting for the Loushanguan Group dolostones of Cambrian in Upper Yangtze region [J]. Journal of Palaeogeography, 2007, 9(2): 117-132.

[10] 井攀,黄加力,百成钢,等.四川盆地洗象池组层序地层及沉积相研究现状[J].山东化工,2016,45(11):65-66.

JING Pan, HUANG Jiali, BAI Chenggang, et al. The present research situation of sequence and sedimentary facies of Xixiangchi Formation of Sichuan Basin [J]. Shandong Chemical Industry, 2016, 45(11): 65-66.

[11] 张帆,文应初,强子同.四川盆地寒武系洗象池群碳酸盐岩向上变浅沉积序列[J].矿物岩石地球化学通报,1999,18(1):23-28.

ZHANG Fan, WEN Yingchu, QIANG Zitong. Upward shallowing sequences of Cambrian carbonate rocks in the Xixiangchi Group in the Sichuan Basin [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 1999, 18(1): 23-28.

[12] 王瀚,李智武,刘树根,等.扬子地台北缘城口地区上寒武统洗象池组风暴沉积特征及其地质意义[J].石油实验地质,2019,41(2):176-184.

WANG Han, LI Zhiwu, LIU Shugen, et al. Sedimentary characteristics and geological significance of tempestites in the Upper Cambrian Xixiangchi Formation, Chengkou area, northern margin of the Yangtze Platform [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(2): 176-184.

[13] 谷明峰,李文正,邹倩,等.四川盆地寒武系洗象池组岩相古

- 地理及储层特征[J].海相油气地质,2020,25(2):162-170.
- GU Mingfeng, LI Wenzheng, ZOU Qian, et al. Lithofacies palaeogeography and reservoir characteristics of the Cambrian Xixiangchi Formation in Sichuan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2020, 25(2): 162-170.
- [14] 李皎, 何登发. 四川盆地及邻区寒武纪古地理与构造—沉积环境演化[J]. 古地理学报, 2014, 16(4): 441-460.
- LI Jiao, HE Dengfa. Palaeogeography and tectonic-depositional environment evolution of the Cambrian in Sichuan Basin and adjacent areas[J]. Journal of Palaeogeography, 2014, 16(4): 441-460.
- [15] 徐安娜, 胡素云, 汪泽成, 等. 四川盆地寒武系碳酸盐岩—膏盐岩共生体系沉积模式及储层分布[J]. 天然气工业, 2016, 36(6): 11-20.
- XU Anna, HU Suyun, WANG Zecheng, et al. Sedimentary mode and reservoir distribution of the Cambrian carbonate & evaporite paragenesis system in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(6): 11-20.
- [16] 林怡, 陈聪, 山述娇, 等. 四川盆地寒武系洗象池组储层基本特征及主控因素研究[J]. 石油实验地质, 2017, 39(5): 610-617.
- LIN Yi, CHEN Cong, SHAN Shujiao, et al. Reservoir characteristics and main controlling factors of the Cambrian Xixiangchi Formation in the Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2017, 39(5): 610-617.
- [17] 李文正, 周进高, 张建勇, 等. 四川盆地洗象池组储集层的主控因素与有利区分布[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 52-60.
- LI Wenzheng, ZHOU Jingao, ZHANG Jianyong, et al. Main controlling factors and favorable zone distribution of Xixiangchi Formation reservoirs in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 52-60.
- [18] 赵爱卫, 谭秀成, 李凌, 等. 四川盆地及其周缘地区寒武系洗象池群颗粒滩特征及分布[J]. 古地理学报, 2015, 17(1): 21-32.
- ZHAO Aiwei, TAN Xiucheng, LI Ling, et al. Characteristics and distribution of grain banks in the Cambrian Xixiangchi Group of Sichuan Basin and its adjacent areas [J]. Journal of Palaeogeography, 2015, 17(1): 21-32.
- [19] 朱光有, 张水昌, 梁英波. 四川盆地深部海相优质储集层的形成机理及其分布预测[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(2): 161-166.
- ZHU Guangyou, ZHANG Shuichang, LIANG Yingbo. Formation mechanism and distribution prediction of high-quality marine reservoir in deeper Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(2): 161-166.
- [20] 朱光有, 张水昌, 梁英波, 等. TSR 对深部碳酸盐岩储层的溶蚀改造: 四川盆地深部碳酸盐岩优质储层形成的重要方式[J]. 岩石学报, 2006, 22(8): 2182-2194.
- ZHU Guangyou, ZHANG Shuichang, LIANG Yingbo, et al. Dissolution and alteration of the deep carbonate reservoirs by TSR: an important type of deep-buried high-quality carbonate reservoirs in Sichuan Basin [J]. Acta Petrologica Sinica, 2006, 22(8): 2182-2194.
- [21] 蒋小琼, 管宏林, 刘光祥, 等. 四川盆地南川地区娄山关群碳酸盐岩成岩作用研究[J]. 石油实验地质, 2015, 37(3): 314-319.
- JIANG Xiaoqiong, GUAN Honglin, LIU Guangxiang, et al. Diagenesis of Middle and Upper Cambrian Loushanguan Group reservoirs in Nanchuan area, Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(3): 314-319.
- [22] 杨振恒, 胡宗全, 熊亮, 等. 深层页岩气源储耦合机理研究: 以川南地区 X 井为例[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(5): 20-27.
- YANG Zhenheng, HU Zongquan, XIONG Liang, et al. Gas storage characteristics and coupling characteristics of deep shale gas: a case study of well-X in southern Sichuan Basin, China [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(5): 20-27.
- [23] 陈克勇, 鲁洪江, 何怡坤, 等. 以古溶洞主导的白云岩岩溶储渗体分布模式[J]. 断块油气田, 2020, 27(1): 13-16.
- CHEN Keyong, LU Hongjiang, HE Yikun, et al. Distribution characteristics of dolomite reservoir-permeability systems determined by epikarstic paleocaves [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(1): 13-16.
- [24] 四川油气区石油地质志编写组. 中国石油地质志(卷十): 四川油气区 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1989.
- Compilation Group of Petroleum Geology of Sichuan Oil and Gas Area. Petroleum geology of China (V. 10): Sichuan oil and gas area [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1989.
- [25] 何颂根, 龙永平, 李永明, 等. 超深海相碳酸盐岩储层可压性主控因素[J]. 断块油气田, 2020, 27(5): 573-578.
- HE Songgen, LONG Yongping, LI Yongming, et al. Main controlling factors of fracability in ultra-deep marine carbonate reservoir [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(5): 573-578.
- [26] 颜丹平, 金哲龙, 张维宸, 等. 川渝湘鄂薄皮构造带多层拆离滑脱系的岩石力学性质及其对构造变形样式的控制[J]. 地质通报, 2008, 27(10): 1687-1697.
- YAN Danping, JIN Zhelong, ZHANG Weichen, et al. Rock mechanical characteristics of the multi-layer detachment fault system and their controls on the structural deformation style of the Sichuan-Chongqing-Hunan-Hubei thin-skinned belt, South Gansu, China [J]. Geological Bulletin of China, 2008, 27(10): 1687-1697.
- [27] 吴航, 邱楠生, 常健, 等. 川东多套滑脱层褶皱构造带形成物理模拟[J]. 地球科学, 2019, 44(3): 784-797.
- WU Hang, QIU Nansheng, CHANG Jian, et al. Physical simulation on development of multilayer detachment fold belt in eastern Sichuan [J]. Earth Science, 2019, 44(3): 784-797.

(编辑 黄娟)