

四川盆地西部中二叠统茅口组 油气地质条件及勘探潜力

宋晓波^{1,2}, 隆轲², 王琼仙², 许国明²

(1 成都理工大学沉积地质研究院; 2 中国石化西南油气分公司勘探开发研究院)

摘要 四川盆地西部中二叠统茅口组为碳酸盐岩浅水缓坡相沉积,高能浅滩亚相颗粒岩发育。茅口组沉积末期,研究区古表生岩溶作用强烈,有利于岩溶储层发育。中二叠统发育栖霞组和茅口组碳酸盐岩、梁山组泥质岩等多套烃源岩,烃源岩厚度大,品质较好;各套烃源岩从中三叠世末起相继达到生烃高峰,资源潜力大。茅口组中上部发育两类储层:裂缝-孔洞型(或裂缝型)储层和白云岩孔隙型储层。钻井及露头剖面揭示茅口组含气性好。高能滩相沉积区与岩溶斜坡带叠合区是茅口组储层发育的有利地区。茅口组之上的区域盖层发育,保存条件好。认为川西地区茅口组具有良好的天然气勘探前景。

关键词 四川盆地西部; 茅口组; 沉积特征; 油气地质条件; 勘探潜力

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

中二叠统茅口组是四川盆地重要的含油气层系,经过半个世纪的勘探实践,已相继在盆地南部发现了一批中小型气田及含气构造,展示了其良好的勘探前景。茅口组在盆地西部的埋藏相对较深(在大部分地区埋深超过5 000 m),钻井较少,油气发现主要集中在盆地西北部,而在西中部至今尚无钻井钻达茅口组。长期以来,前人对茅口组的研究主要立足于整个四川盆地的沉积相、古岩溶及勘探选区^[1-8],而针对盆地西部茅口组油气地质条件的研究较薄弱,因而油气勘探潜力一直认识不清。本文根据近年来笔者积累的大量野外露头资料,结合研究区内及邻区钻探成果和部分地震资料,通过对区域构造-沉积特征的再认识以及对研究区油气地质条件分析,对该区茅口组的勘探潜力作了评价,旨在为寻找该区下一步的油气勘探战略方向提供参考。

1 构造-沉积特征

研究区位于四川盆地西部(图1)。中二叠统茅口组在区内发育良好,其上与上二叠统龙潭组呈假整合接触,分界标志主要是龙潭组底部的一套区域上稳定分布的铝土质泥页岩;其下与中二叠统栖霞组整合接

触(图2)。茅口组在西部地区厚140~300 m,以大套生物碎屑灰岩、藻屑灰岩、微晶灰岩为主,夹中—细晶白云岩、白云质灰岩及薄层黑色泥页岩。茅口组自下而上一般分为四个岩性段,如图2所示。

海西运动晚期,对四川盆地有两大地质事件影响最大,一是古特提斯洋的打开与关闭,从此盆地西部的构造和沉积演化都打上了“特提斯”的烙印;二是峨眉地幔柱隆升^[9-11]以及地幔柱对岩石圈的动力冲击所引发的大规模地壳差异抬升,这一般称为东吴运动,大规模的岩浆底侵作用与峨眉山玄武岩的喷发,使盆地西部的构造和沉积格局发生了重大改变。

随着古特提斯洋打开,本区迎来了古生代以来一次最大规模海侵,由台地周缘逐步向台内扩展。至中二叠世,上扬子浅海覆盖整个台地,主要为碳酸盐大缓坡沉积^[8]。在台地内部,沉积相带的展布和发育,与峨眉地幔柱的活动也密切相关。有研究指出,中二叠世栖霞期,以四川为主体的上扬子板块西北部因峨眉地幔柱活动,形成了穹隆状水下隆起,古地貌特征表现为西南部较高,并平缓地向东及东北方向降低,岩相上从动荡的浅水沉积特征向安静的较

收稿日期: 2015-05-08; 改回日期: 2015-11-26

宋晓波: 1983年生,硕士研究生,工程师。主要从事石油天然气勘探研究工作。通讯地址: 610059 四川省成都市高新区吉泰路688号中国石化西南油气分公司勘探开发研究院。E-mail: sxbtop@163.com

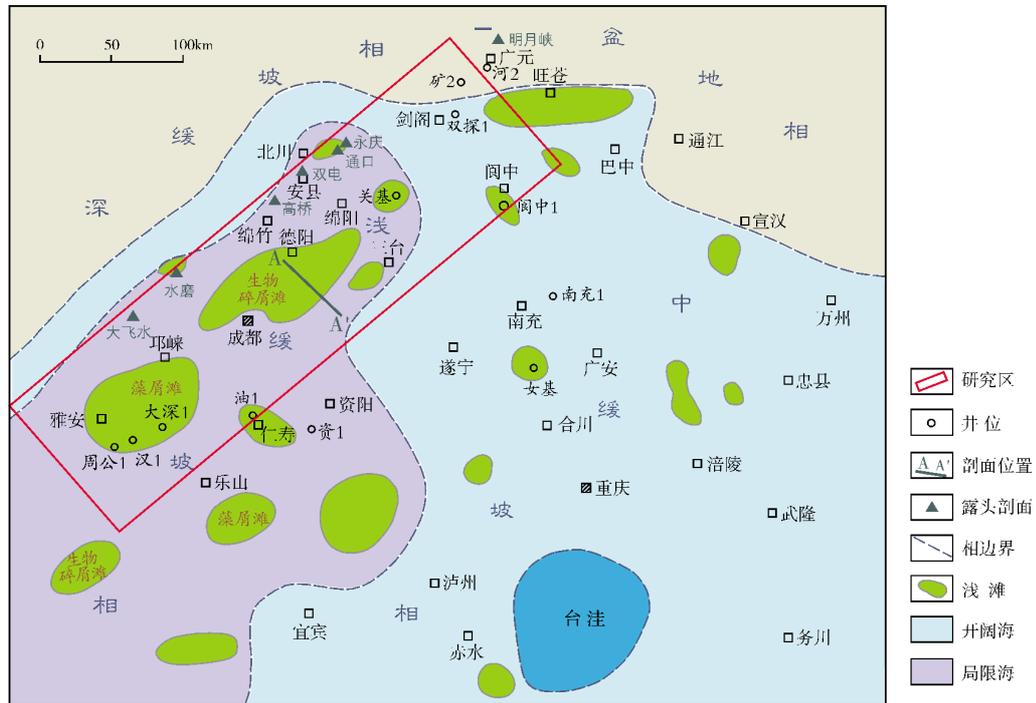


图1 四川盆地西部中二叠世茅口期岩相古地理及研究区位置图

深水沉积特征过渡^[12]。笔者认为,这一特征在茅口期沉积时得到了继承和发展,受峨眉地幔柱进一步上隆的应力作用影响,西部—西南部一带处于水体更浅的浅缓坡,高能浅滩大面积连片分布(图1)。

野外地质调查表明,位于盆地西缘龙门山中南段的北川永庆、绵竹高桥、大邑大飞水、三江水磨等地的茅口组剖面均有浅水高能滩相发育(图1),剖面的岩性以灰色亮晶生物碎屑灰岩、砂屑灰岩为主(图3a),局部可见珊瑚礁块灰岩(图3b)、海绵礁块灰岩(图3c),为浅缓坡点礁沉积,厚5~15 m,有利于形成储层。盆地内钻井揭示,盆地西部—西南部一带的茅口组中,藻屑灰岩、生物碎屑灰岩发育,沉积巨厚,如大深1井的颗粒灰岩厚度达120~200 m。统计表明,盆地内茅口期二时和三时是两个重要的成滩期^[6-7],该时期的滩体呈弧形带沿盆地边缘(西部—南部)分布,岩性主要为浅灰色块状、亮晶胶结的红藻和绿藻灰岩(这也是泸州地区中二叠统产层的主要储集岩)。

另外,通过对三维地震剖面的解释发现,研究区部分地区茅口组的地震相出现“丘状、杂乱、断续、相位能量不稳定”的反射特征(图4),这一特征与盆地内钻井揭示的二叠系—三叠系礁滩相的反射特征具

有相似性,因此认为该地区应为高能滩相沉积区。向东及东北方向,高能滩相藻屑灰岩、生物碎屑灰岩等颗粒灰岩的沉积明显减少。

茅口期末,受东吴运动影响,遭受区域性剥蚀和岩溶作用,形成茅口组顶部不整合面,研究区处于古岩溶斜坡带^[9],除绵竹高桥—安县双电局部出露茅口组二段外,其余大部分地区出露茅口组三段,剥蚀厚度为100~153.7 m(表1)。总体上,西部在晚二叠世沉积前与南部(泸州一带)茅口组气藏分布区具有相似的岩溶古地貌背景,有利于岩溶型储层发育。

2 油气地质条件

2.1 烃源及资源条件

据研究,在四川盆地大部分地区,中二叠统烃源岩和下伏志留系烃源岩为茅口组的主力气源岩^[3]。尽管西部的志留系已遭严重剥蚀,但中二叠统沉积时,生物繁茂,富含有机质,且具较强的还原环境条件,对有机质的保存和转化十分有利,因而茅口组历来都被生油专家认为是四川盆地巨厚的碳酸盐岩中最好的生油层^[13-14];同时,中二叠统还发育有泥质烃源岩,主要发育在下伏梁山组中,栖霞组和茅口组下

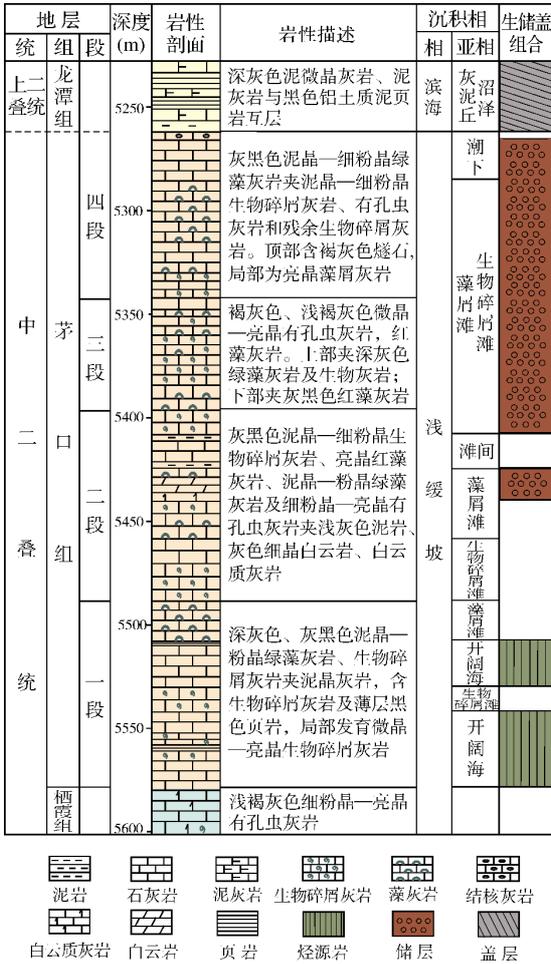


图2 四川盆地西部中二叠统茅口组综合柱状图

部也可见黑灰色泥质岩夹层。因此,二叠系本身就具备良好的生烃能力。统计表明,盆地西部中二叠统烃源岩分布较广,厚度较大,品质较好(表2),从中三叠世末起相继达到生烃高峰。总体上,中二叠统烃源岩条件优越。

经初步计算,西部地区中二叠统烃源岩中的天然气总资源量为 $11755 \times 10^8 \text{ m}^3$ (表3),资源潜力大。

2.2 储集条件

露头剖面调查及钻井揭示,茅口组储层岩性主要为生物碎屑灰岩、砂屑灰岩、白云质灰岩、灰质白云岩及细晶白云岩,储集空间有小溶洞、裂缝、晶间孔、粒间(溶)孔、粒内溶孔等(图5),储层厚6~61m(表4)。按储集空间类型,储层可划分为两大类:与裂缝相关的裂缝-孔洞型或裂缝型储层和白云岩孔隙型储层。

裂缝-孔洞型或裂缝型储层 基质孔隙度和渗透率低,主要为低孔、低渗储层。岩性总体上较致密,但受东吴运动古岩溶作用的影响,茅口组中上部局部溶蚀孔洞发育。如研究区东部阆中1井茅口组 6 442.0~6 447.9m、6 506~6 512.5 m 气层段(距茅口组顶 102 m)的岩性主要为细粉晶—泥晶灰岩、生物碎屑灰岩、砂屑灰岩,属浅水缓坡生物碎屑滩及滩间亚相沉积。据钻井岩心分析,其中 6 447.74~6 447.91 m 的岩心段中发育三个溶洞及多个溶孔,溶洞大小 5 mm×10 mm,白云石半充填; 6 510.49~6 510.71 m 的岩心段中普遍见溶孔,大小 0.5~1.5 mm,并见溶洞 3 个,直径 3~6 mm 不等,洞深 2~5 mm,多被方解石半充填,溶洞连通性好(图 5a)。2014 年,盆地西北部双鱼石构造双探 1 井(位置见图 1)茅口组测试获 $126.77 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (无阻流量为 $701 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)高产工业气流,其茅口组储层的岩性为白云质灰岩(厚 3m)、豹斑灰岩(厚 6m),属中缓坡相沉积,常规测井资料指示其基质孔隙欠发育,阵列声波能量衰减明显,定性为典型的裂缝型储层。在研究区西部龙门山一带,广元明月峡、北川通口、安县双电等露头剖面中也普遍见到含油的裂隙存在。这些井和露头的信息,为本研究区提供了重要依据。

表1 四川盆地西部东吴运动剥蚀后茅口组保留层位各段厚度及估计剥蚀厚度

井名或露头点	m														完整厚度值	
	高桥	河2井	双电	女基井	矿2井	通口	关基井	阆中1井	资1	大飞水	油1井	汉1井	大深1井	周公1井	范围	平均
上覆层	P _{3l}	P _{3l}	P _{3l}	P ₃	P _{3l}	P _{3w}	P _{3l}	P _{3w}	P ₃	P _{3l}	P ₃	P _{3β}	P _{3β}	P _{3β}		
P _{2m}	P _{2m} ⁴	/	/	/	/	/	/	/	39.5	90.7	69.8	129.0	85.5	101.0	85.5~129.0	105
	P _{2m} ³	/	/	/	29.0	15.9	27.2	9.0	42.9	41.5	49.0	54.5	29.0	49.5	29.0~52.0	46
	P _{2m} ²	104.0	93.5	124.1	112.0	90.1	88.3	94.2	78.6	113.6	126.3	91.7	70.5	91.0	70.5~126.3	96
	P _{2m} ¹	57.0	83.5	73.6	50.0	84.0	117.2	22.7(未见底)	80.0	70.5	64.4	90.5	88.5	89.0	50.0~117.0	82
下伏层	P _{2q}	P _{2q}	P _{2q}	P _{2q}	P _{2q}	P _{2q}	P _{2q}	P _{2q}	P _{2q}	P _{2q}	P _{2q}	P _{2q}	P _{2q}	P _{2q}		
P _{2m} 厚度合计	161.0	177.0	197.7	191.0	190.0	232.7	—	201.5	265.1	330.4	306.5	317.0	315.0	369.0		
P _{2m} 被剥蚀厚度	151.2	153.7	151.2	122.2	135.3	124.0	142.2	108.3	65.7	14.5	35.4	0	0	0		

注:“/”表示地层被剥蚀。P_{2q} 栖霞组; P_{2m} 茅口组; P_{3l} 龙潭组; P_{3w} 吴家坪组; P_{3β} 峨眉山玄武岩



(a) 亮晶生物碎屑、砂屑灰岩。浅缓坡生物碎屑滩亚相。大飞水剖面。岩石薄片(-), ×20

(b) 珊瑚礁块灰岩。浅缓坡点礁亚相。永庆剖面(局部)

(c) 海绵礁块灰岩。浅缓坡点礁亚相。水磨剖面。岩石薄片(-), ×40

图3 四川盆地西部中二叠统茅口组礁滩特征

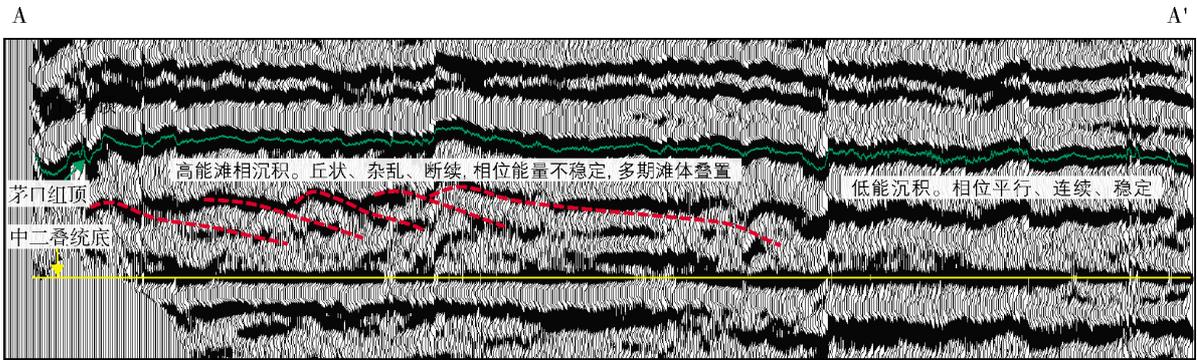


图4 四川盆地西部中二叠统茅口组地震相特征(剖面位置见图1)



(a) 白云质灰岩。发育溶孔和溶洞。阆中1井 6510.49~6510.71m。岩心

(b) 砂屑灰岩。沥青浸染。高桥剖面(局部)

(c) 砂屑灰岩。裂隙发育, 充填沥青。高桥剖面(局部)



(d) 生物碎屑灰岩。裂缝发育, 打开后见油苗显示, 有浓油味。通口剖面(局部)

(e) 生物碎屑藻屑灰岩。笔管藻内沥青稠油充填。大飞水剖面。岩石薄片(-), ×40

(f) 亮晶藻砂屑灰岩。发育晶间孔。双电剖面(局部)。岩石薄片(-), ×40

图5 四川盆地西部中二叠统茅口组储层特征

表2 四川盆地西部中二叠统烃源岩地球化学特征统计表

层系	烃源岩岩性	厚度(m)	TOC (%)		有机质类型	R _o (%)	烃源岩评价
			平均值	最大值			
中二叠统	泥灰岩、石灰岩	100~150	0.345	3.63	II _b —II _a	1.72~1.83	好
	泥质岩	>10	1.56	1.59	II _a —I	0.64~0.71	好

表3 四川盆地西部中二叠统天然气资源量表

层位	计算面积(km ²)	生气量(×10 ⁴ m ³)	排聚系数(%)	气资源量范围(×10 ⁴ m ³)	气资源量期望值(×10 ⁴ m ³)
中二叠统	44281	1960572	0.35~0.85	6862~16665	11755

表4 四川盆地西部及邻区部分茅口组露头剖面及钻井储层特征

露头或钻井	储层岩性	气层厚度(m)	岩心孔隙度(%) (样品数)	测井孔隙度(%)	储集空间	洞、裂缝发育程度	含油气性或产气量(×10 ⁴ m ³ /d)
北川通口	生物碎屑灰岩	—	1.0(24)	—	裂缝,小溶洞	发育	见沥青、油苗
关基井	细晶白云岩	6	—	5.0	裂缝及晶间(溶)孔	发育	产气量 4.88
阆中1井	生物碎屑灰岩、粉晶灰岩、白云质灰岩夹白云岩	61	0.7(77)	2.6~7.9	粒内孔、粒间孔、溶蚀孔、铸模孔、裂缝	中等,局部发育	产气量 0.12 (测试不完全)
大深1井	细粉晶藻灰岩、生物碎屑灰岩	23.4	0.8(67)	0.9~4.0	裂缝,溶蚀孔	发育	产气量 1.46

白云岩孔隙型储层 主要发育于茅口组二段和三段中^[15],厚度较薄,但孔隙发育,含气性好。2014年8月,相邻的盆地中部地区南充1井(位置见图1)茅口组二段钻揭13m厚白云岩,储集空间主要为晶间溶孔(平均孔隙度3.9%),测试获44.74×10⁴m³/d高产天然气流。而研究区内早已钻揭该类储层,如关基井产层段7154~7160m,储层岩性主要为细晶白云岩,结晶颗粒粗,为浅水缓坡滩相沉积,储集空间以白云石晶间孔和晶间溶孔为主,完钻后测试该段获4.88×10⁴m³/d工业气流。

2.3 盖层及保存条件

研究区上二叠统龙潭组岩性均以页岩夹少量灰岩为主,厚度一般为100~150m,可以作为茅口组储层的良好直接盖层。另外,研究区上覆的三叠系嘉陵江组—雷口坡组内部膏岩发育,累计厚度在50~450m之间;上覆上三叠统—白垩系陆相层系发育巨厚泥页岩、粉砂质泥岩,由西向东逐渐增厚,其累计厚度在320~1600m之间。它们均可作为茅口组区域间接盖层。

川西坳陷区内不发育“通天”大断裂,地层水主要为CaCl₂型,保存条件总体很好。

3 勘探潜力

从整个四川盆地来看,盆地内部茅口组烃源条件及保存条件均较好,盆地西部亦如此,成藏的关键在于储层。

尽管整个盆地钻达茅口组的井已超过1500口(包括专探井1000余口,主要分布于除西部以外的其他地区),但由于盆地中浅滩相颗粒岩展布的局限(不含盆地西部),且无成规模的白云石化作用加以改造,导致优质储层并非层状大规模地分布,储层的发育主要受控于古岩溶和裂缝,岩石整体较致密,孔隙度一般小于2%,储集空间主要为裂缝和古岩溶孔洞。所发现的气藏类型也主要为孤立裂缝气藏、连通裂缝气藏、古岩溶气藏和连通裂缝—古岩溶复合气藏等^[6],单个气藏规模较小。

而在盆地西部则有所不同,一方面,本区茅口组的构造沉积背景有利于规模碳酸盐岩储层的形成,特别是沉积背景,与其他地区相比,由于受峨眉地幔柱中期活动的影响,西部—西南部地区在沉积时水体更浅、能量更高,在其所形成的水下穹隆状隆起带及斜坡带沉积了大规模的滩相颗粒岩;同时,浅水沉积有利于早期白云石化作用,从而形成一定规模的

层状白云岩,为该区茅口组规模碳酸盐岩储层的形成奠定了重要的岩性基础。另一方面,研究区处于东吴运动古岩溶斜坡带,滩相颗粒岩容易受表生溶蚀作用的改造而形成有效的储集空间(图5)。据邻区钻井资料统计表明,钻遇茅口组时约50%的钻井放空现象出现在距侵蚀面顶80m范围内,因此茅口组储层总体上距顶部古侵蚀面越远,溶洞越不发育,这也说明东吴运动古表生期岩溶作用对茅口组储层具有明显的控制作用。因此认为,盆地西部茅口组具有良好的油气勘探前景,可能找到一定规模孔隙型或裂缝-孔隙型气藏,而高能滩相沉积区与岩溶斜坡带的叠合区则是茅口组储层发育的有利地区。

4 结 论

(1)受峨眉地幔柱中期活动影响,盆地西部处于穹隆状水下隆起较高部位,沉积了大量的滩相生物碎屑灰岩、藻屑灰岩、砂屑灰岩等颗粒岩类。茅口期末,受东吴运动影响,抬升暴露剥蚀,川西地区又整体处于古岩溶斜坡带,古表生岩溶作用强烈,有利于岩溶储层发育。

(2)盆地西部茅口组具有良好的油气勘探前景,在高能滩相沉积区与岩溶斜坡带的叠合区有望找到一定规模的孔隙型或裂缝-孔隙型气藏。

参 考 文 献

[1] 肖笛,谭秀成,山述娇,等.四川盆地南部中二叠统茅口组古岩溶地貌恢复及其石油地质意义[J].地质学报,2014,88

(10):1992-2001.

- [2] 姜自然,陆正元,吕宗刚,等.四川盆地东吴期泸州古隆起与茅口组碳酸盐岩缝洞储层分布[J].石油实验地质,2014,36(4):411-415.
- [3] 陈宗清.四川盆地中二叠统茅口组天然气勘探[J].中国石油勘探,2007,12(5):1-11.
- [4] 江青春,胡素云,汪泽成,等.四川盆地茅口组风化壳岩溶古地貌及勘探选区[J].石油学报,2012,33(6):949-960.
- [5] 黄先平,杨天泉,张红梅.四川盆地中二叠统沉积相及其勘探潜力区研究[J].天然气工业,2004,24(1):10-12.
- [6] 胡明毅,胡忠贵,魏国齐.四川盆地茅口组层序岩相古地理特征及储集层预测[J].石油勘探与开发,2012,39(1):45-55.
- [7] 向娟,胡明毅,胡忠贵,等.四川盆地中二叠统茅口组沉积相分析[J].石油地质与工程,2011,25(1):14-19.
- [8] 刘宝珺,许效松.中国南方岩相古地理图集[M].北京:科学出版社,1994:132-135.
- [9] 罗志立.中国西南地区晚古生代以来地裂运动对石油等矿产形成的影响[J].四川地质学报,1981,2(1):1-22.
- [10] 罗志立.峨眉地裂运动和四川盆地天然气勘探实践[J].新疆石油地质,2009,30(4):419-424.
- [11] 宋谢炎,王玉兰,曹志敏,等.峨眉山玄武岩、峨眉地裂运动与幔热柱[J].地质地球化学,1998,26(1):47-52.
- [12] 张廷山,陈晓慧,刘治成.峨眉地幔柱构造对四川盆地栖霞期沉积格局的影响[J].地质学报,2011,85(8):1251-1264.
- [13] 黄籍中,张子枢.四川盆地阳新统天然气的成因[J].石油勘探与开发,1982,9(1):12-25.
- [14] 程耀黄,陈盛吉.四川盆地气源与勘探[J].天然气工业,1982,2(1):27-34.
- [15] 廖小漫,张本健,徐后伟,等.川西地区中二叠统储集层成岩作用[J].新疆石油地质,2012,33(3):312-315.

编辑:赵国宪

Petroleum Geology Conditions and Exploration Potential of Middle Permian Maokou Carbonate Rock in Western Part of Sichuan Basin

Song Xiaobo, Long Ke, Wang Qiongqian, Xu Guoming

Abstract: High-energy shoal subfacies grainstone widely develops in Middle Permian Maokou carbonate shallow gentle slope in the western part of Sichuan Basin. Effected by Dongwu uplifted movement, karstic reservoirs developed in this region due to intensive hypergenic karstification at the end of Maokou age. Several sets of thick and good source rocks, such as Middle Permian Qixia and Maokou carbonate rocks, and thick Liangshan mudstone rock, developed during Middle Permian epoch. Every set of source rocks reached to the fastigium of hydrocarbon generation in succession and supplied great hydrocarbon potential. Two types of reservoirs develop in the middle to upper parts of Maokou Formation, one is fractures-void (or fractured) and another is dolostone pore. Drilling and outcrop data reveal both of them are of good gas-bearing potential. The favorable exploration area is in the superimposed zone of high-energy shoal with palaeokarst slope. The preservation condition is good due to the widely developing regional cap rock. It is deemed that there is good gas prospecting in Maokou Formation.

Key words: Middle Permian; Maokou Fm.; Sedimentary characteristics; Petroleum geology condition; Exploration Potential; Sichuan Basin

Song Xiaobo: Mater degree in progress. Add: Exploration and Development Research Institute of Southwest Branch Company, SINOPEC, 688 Jitai Rd., Chengdu, Sichuan, 610059, China