

# 四川盆地东部邻水—丰都地区茅二A亚段 沉积演化特征及油气地质意义

徐 娟<sup>1</sup>, 庾 聪<sup>1</sup>, 蔡家兰<sup>1</sup>, 陈守春<sup>1</sup>, 王 欣<sup>1</sup>, 汪飒黎<sup>1</sup>, 刘 昇<sup>2</sup>, 陈卫东<sup>1</sup>, 唐思琪<sup>2</sup>  
(1. 中国石油西南油气田分公司 重庆气矿, 重庆 401120; 2. 西南石油大学 地球科学与技术学院, 四川 成都 610500)

**摘 要:**根据测井、录井和岩心薄片资料,采用地球化学分析测试方法,研究四川盆地东部邻水—丰都地区茅口组二段A亚段(茅二A亚段)展布特征、沉积演化特征和油气地质意义。结果表明:受构造运动、海平面升降及古地貌影响,茅二A亚段出现台凹分异的格局,沉积早期至晚期,各小层滩体具有向北迁移延伸的趋势,凹陷面积逐步缩减,滩体面积逐步增大;茅二A亚段自身烃源来自区内垫江一带凹陷—斜坡区的泥质灰岩及有机质泥岩,总有机碳质量分数分布在0.43%~5.17%之间,镜质体反射率介于2.08%~2.28%,为有效烃源岩,处于过成熟深部高温生气阶段;向上变浅的沉积旋回影响储层的垂向发育,旋回顶部茅二A亚段滩体储层发育,为裂缝—孔洞型储层;不同烃源与茅二A亚段优势相带储层通过运移通道沟通,与志留系烃源构成“下生上储”、与上二叠统龙潭组烃源构成“上生下储”的成藏组合、与茅二A亚段凹陷—斜坡区自身烃源构成“旁生侧储”的成藏组合。该结果为研究区茅口组规模滩相的勘探提供指导。

**关键词:**四川盆地东部;邻水—丰都地区;茅口组;展布特征;沉积特征;成藏条件

**中图分类号:**TE122.2 **文献标识码:**A **文章编号:**2095-4107(2025)03-0053-15

## 0 引言

四川盆地东部(川东)茅口组勘探有利区为“一高带一斜坡”,“一高带”为邻水—丰都高带,“一斜坡”为达州—开江岩溶斜坡<sup>[1-3]</sup>,自对四川盆地中二叠统茅口组天然气勘探以来,邻水—丰都一带茅口组白云岩和岩溶是勘探的热点地区、层系和领域<sup>[4-6]</sup>。茅口组沉积早期,以开阔台地沉积为主,在沉积中晚期出现相带分异,演变为镶边碳酸盐岩台地沉积。茅口组沉积后,遭受早成岩期岩溶作用,茅口组二段(茅二段)及以上地层受到不同程度的剥蚀,形成岩溶缝洞系统,改善致密碳酸盐岩物性,形成岩溶储层。此外,茅二段上部发育构造—热液型白云岩,沿邻水—丰都一带断裂带发育分布,其形成也与岩溶系统有关,岩溶系统沟通深部幔源和海源流体等白云石化流体,在浅埋藏期发生白云石化而形成白云岩储层<sup>[7]</sup>。茅口组探明储量主要集中于茅二段,已发现板东、卧龙河、新市、泰来、双龙和麦子山等气藏。

人们研究四川盆地中二叠统茅口组的沉积演化和成藏条件<sup>[8-12]</sup>,黎荣等厘清四川盆地茅口组的沉积相类型和沉积演化模式<sup>[8]</sup>;根据含海泡石(滑石)层系厚度,刘树根等对四川盆地中二叠统构造—沉积格局进行刻画<sup>[9]</sup>;李珊分析烃源岩、储层和天然气成因类型与来源,明确四川盆地茅口组油气成藏模式,建立白云岩储层的油气成藏模式<sup>[10]</sup>;根据钻井和野外露头资料,刘昇等采用元素地球化学测试和烃源岩测试等方法,研究川东地区茅口组孤峰段深水沉积展布特征,明确川东地区茅口组的沉积演化特征及成藏条件<sup>[11]</sup>;王兴志等采用地球化学测试和地球物理测试等方法,对中二叠世晚期广元—旺苍海槽展布进行刻画,明确茅口组沉积晚期硅质深水沉积与滩相储层的源储配置关系<sup>[12]</sup>。

四川盆地茅口组在沉积相和成藏条件等方面取得研究进展,但是邻水—丰都地区茅口组重要产层(茅二A亚段)的沉积演化特征和成藏条件认识不清<sup>[13-15]</sup>。笔者综合测井、录井和岩心资料,结合区域沉积—构造格局,利用地球化学分析测试方法,探讨沉积演化对研究区成藏条件的影响,为区带内茅口组规模滩相的勘探提供参考。

收稿日期:2024-01-27;编辑:陆雅玲

基金项目:中国石油西南油气田公司重大科技专项(20230301-04)

作者简介:徐 娟(1987—),女,工程师,主要从事天然气勘探方面的研究。

通信作者:陈守春,E-mail: chenshouchun@petrochina.com.cn

### 1 区域地质概况

四川盆地位于扬子板块西部,为呈北东向延展的菱形构造兼沉积的大型含油气叠合盆地,印支期由海相沉积环境转变为陆相沉积环境,形成四川盆地的雏形,喜马拉雅期的构造运动加剧盆地的褶皱和升降,构造格局更加复杂。震旦纪—中三叠世以海相碳酸盐岩沉积为主;从晚三叠世开始,四川盆地以陆相碎屑岩沉积为主<sup>[16]</sup>。四川盆地东部以华蓥山为界,东至齐岳山,地表共分布 7 排北北东向的高陡背斜带,出露侏罗系红色地层。高陡背斜为延伸近千米的具有多高点的长条形背斜带(见图 1(a)),核部多出露三叠系碳酸盐岩<sup>[17]</sup>。

研究区位于四川盆地东部邻水—丰都地区,地处华蓥山东麓。区域地质构造属于川东褶皱带,由华蓥山、铜锣山和明月山三条平行背斜和其间的两个向斜控制,形成山地与丘陵平行相间的“三山两槽”地貌,属于川东平行褶皱低山丘陵区(见图 1(a)),区域发育北东—北西向深大断裂<sup>[18-19]</sup>,其中北西—南东向的 15# 断裂带横贯研究区,晶粒白云岩带沿 15# 断裂带分布<sup>[5]</sup>。茅口组自下而上划分为茅一段—茅四段,茅二段和茅一段又划分为 A、B、C 三个亚段,研究区茅一段—茅三段发育完整,但受东吴运动影响,地层抬升剥蚀,局部地区残留茅四段<sup>[2]</sup>。茅口组与上覆龙潭组呈假整合接触,与下伏栖霞组呈整合接触,区内整体为海相碳酸盐岩沉积<sup>[20-21]</sup>。茅一段—茅二 B 亚段沉积期,勉略洋持续扩张,区内沉积—构造分异小,发生由北向南的大范围海侵,发育低能的泥粉晶灰岩。茅二 A 亚段—茅三段沉积期,勉略古洋盆开始消减俯冲,在海西期拉张环境下,受东吴运动影响,区内基底断裂开始活动<sup>[22]</sup>,导致海平面差异上升,区内台凹分异,台凹边缘局部地区开始发育高能的晶粒云岩和生屑灰岩,其中茅二 A 亚段多发育晶粒云岩,茅三段以生屑灰岩为主<sup>[23-24]</sup>(见图 1(b))。

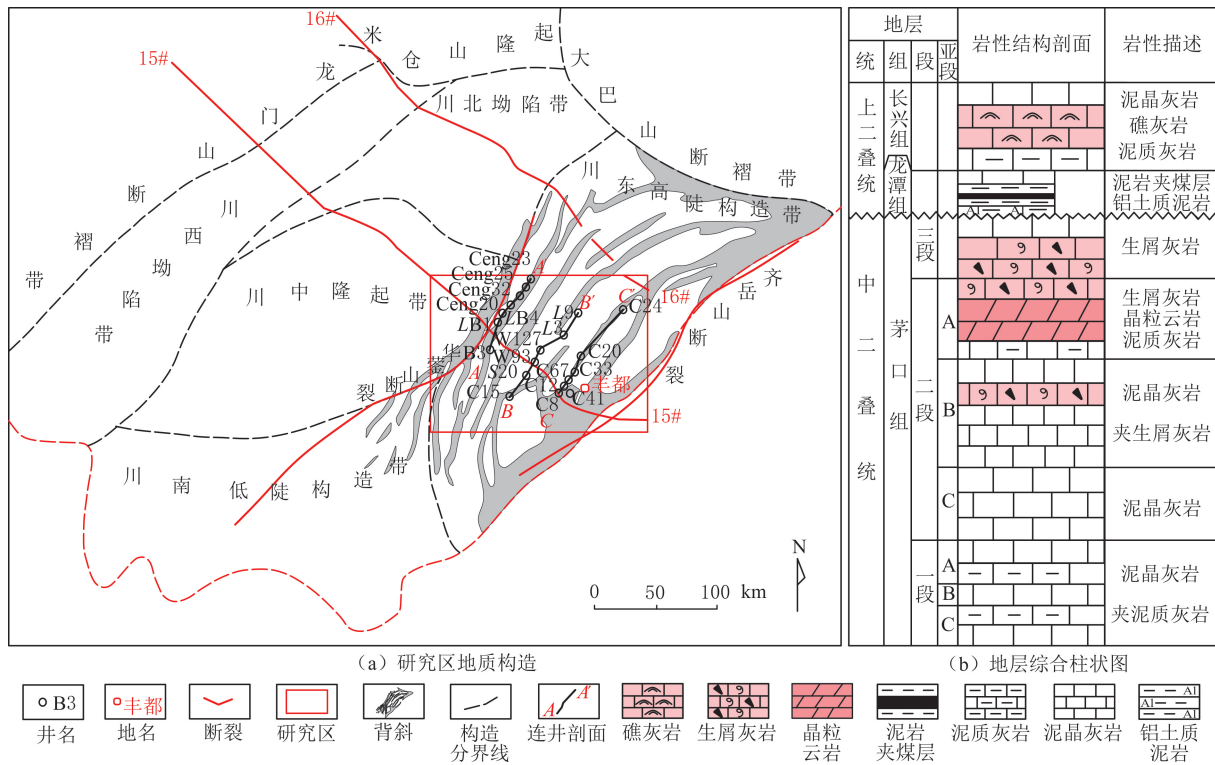


图 1 研究区地质构造及地层综合柱状图  
Fig. 1 Geological structure and comprehensive stratigraphic columnar of the study area

### 2 地层展布特征

地层的时空展布是沉积演化的基础。茅口组沉积后,受中二叠世晚期峨眉地幔柱引发的东吴运动影响,地层差异抬升,接受风化剥蚀和大气降水淋滤,川东地区茅二 B 亚段—茅四段遭受不同程度的剥蚀。根据单井分层资料,研究区邻水—丰都地区剥蚀下限达到茅三段,全区保留茅三段及以下地层<sup>[25-26]</sup>。在

地层沉积前的原始厚度分布相对稳定的背景下,沉积的地层厚度反映古地貌的地势高低<sup>[2]</sup>。利用研究区钻井分层资料,绘制茅二 A 亚段厚度沉积前茅一段—茅二 B 亚段厚度图(见图 2),邻水—丰都地区茅一段—茅二 B 亚段厚度分布稳定,在广安—长寿一带有所减薄,指示茅二 A 亚段沉积前古地貌趋于均一化,分析茅二 A 亚段小层沉积时古地貌。

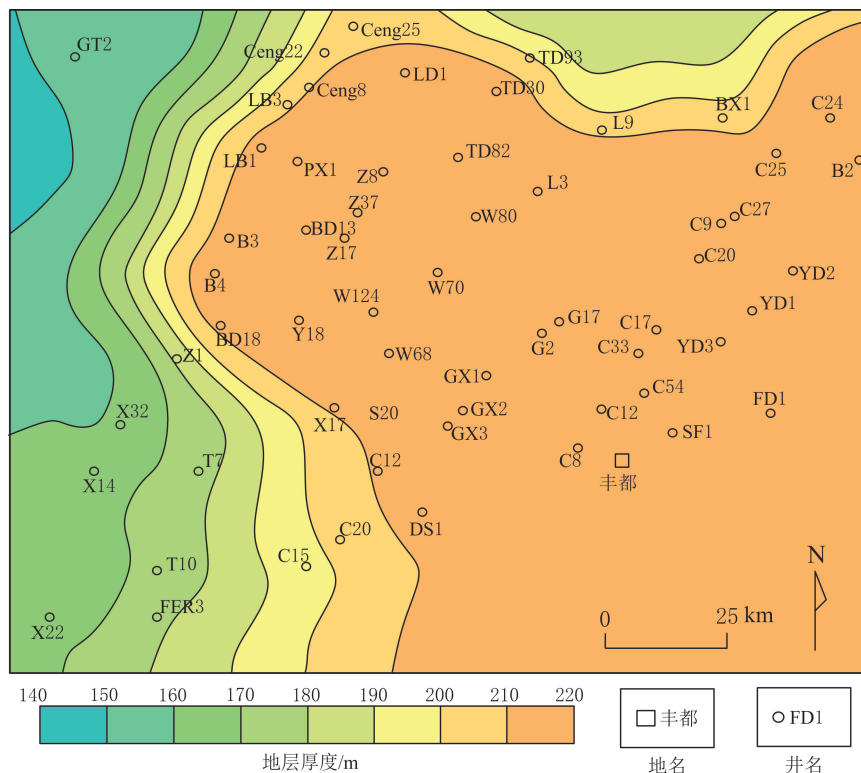


图 2 研究区茅一段—茅二 B 亚段厚度分布

Fig. 2 Thickness distribution of Mao 1 Member to Mao 2 B Submember in the study area

利用研究区 75 口单井测井、录井资料,进行茅二 A 亚段小层划分,茅二 A 亚段内部 GR 测井曲线三分特征明显(见图 3),划分为 3 个小层,各小层以 GR 突变半幅点作为小层分界面。茅二 A 亚段以 GR 突变半幅点与上覆茅三段和下伏茅二 B 亚段为界。GR 测井曲线形态具有分区性:(1)以 C41 和 W93 井

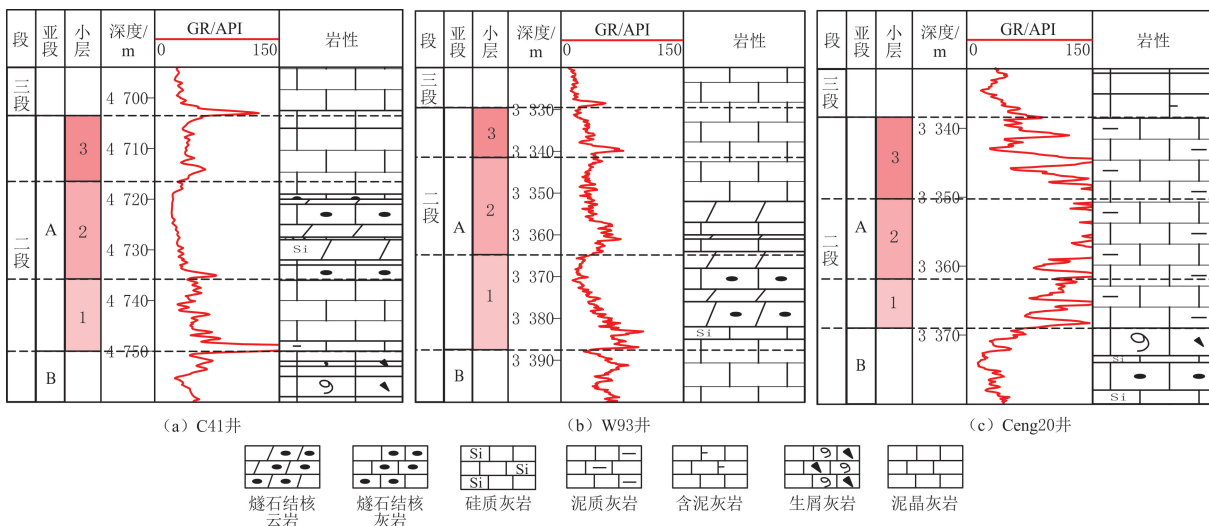


图 3 研究区钻井岩电特征综合柱状图(钻井位置见图 1)

Fig. 3 Composite litho-electric characteristics diagram of wells in study area(drilling position is shown in fig. 1)

为例(见图3(a-b)),GR变化幅度较小,3个小层由下至上GR由高变低,测井曲线形态呈钟型,代表沉积水体由深变浅的3个旋回;(2)以Ceng20井为例(见图3(c)),GR变化幅度较大,测井曲线形态呈锯齿状,第2小层GR最高,代表沉积水体最深。

在对研究区75口钻井茅二A亚段小层划分的基础上,分别以各小层底部拉平,建立北东—南西向连井对比剖面,绘制茅二A亚段3个小层地层平面分布图(见图4、图5(a-c))。研究区北东—南西向地层具有隆凹相间的分布格局,由第1小层至第3小层,古地貌低势有逐渐向北收缩的趋势。茅二A亚段厚度整体在25~65 m之间,内部3个小层厚度介于5~25 m,其中,第1小层厚值区沿邻水—丰都一带呈北西—南东向展布,邻水—丰都以北发育大面积薄值区(见图5(a));第2小层厚值区由丰都一带向北延伸,在丰都—石柱地区最厚,为25 m,薄值区收缩重庆市垫江一带和忠县以北(见图5(b));第3小层薄值区分布于垫江一带(见图5(c))。茅二A亚段总体上在广安—邻水—丰都一带较厚,古地貌位置较高,北部垫江一带薄(见图5(d)),可能是在垫江地区由基底断裂拉张作用形成古地貌低势,海侵时水体停滞,导致地层沉积有限<sup>[22]</sup>。

### 3 沉积演化特征

根据测井、岩心和薄片资料,结合川东地区茅口组区域构造演化和沉积相划分方案<sup>[8]</sup>,研究区为碳酸盐岩台地沉积模式,将研究区茅二A亚段沉积相划分为开阔台地、台地边缘、斜坡和凹陷4个亚相(见表1),其中,开阔台地颗粒滩微相岩石类型以浅灰或深灰色颗粒灰岩为主,台地边缘滩微相以浅灰色亮晶颗粒灰岩和晶粒云岩为主,斜坡亚相以深灰色泥晶灰岩和含泥灰岩为主,凹陷亚相以暗色泥质灰岩、有机质泥岩为主(见图6)。

茅二A亚段颗粒滩与GR具有较好的相关关系,建立沉积相测井解释模型,进行单井沉积相刻画:开阔台地颗粒滩,GR<30 API,呈钟型;台地边缘滩,GR<20 API,呈微幅齿化箱型;颗粒滩/边缘滩—滩间海,30 API<GR<40 API,呈中幅锯齿型;凹陷、斜坡亚相,GR>40 API,呈大幅尖指型(见表1、图7)。

在单井沉积相刻画的基础上,建立北西—南东向沉积相连井对比剖面(见图8)。研究区茅二A亚段沉积时期出现明显的相带分异,中部以北地区(B剖面W127井、C剖面C12井以北)出现台凹格局,3个小层横向上滩体发育较为连续。

采用滩地比方法,对茅二A亚段小层进行沉积相平面展布研究。根据区域构造背景,茅口组沉积中晚期,勉略古洋盆由扩张转为消减阶段,同时在海西期拉张背景下,受东吴运动及峨眉地裂运动影响,川东地区基底断裂开始活动,导致邻水—丰都一带产生差异升降<sup>[11]</sup>,由横贯研究区的15#基底断裂带的拉张裂陷作用形成台地边缘沉积。在拉张作用影响下,茅二A亚段沉积早期(茅二A亚段第1小层沉积时期),广安—邻水—丰都(15#断裂附近)地区地层较厚(见图5(a)),位于沉积古地貌高点,发育台地边缘亚相,内部古地貌相对高点发育台地边缘滩微相(见图9(a)),水体能量高且动荡,颗粒淘洗作用明显,沉积物主要为干净明亮的亮晶颗粒灰岩和晶粒云岩(见图6),滩体间低势部位发育滩间海微相;茅二A亚段沉积中期(茅二A亚段第2小层沉积时期),受东北向海退影响,颗粒滩及边缘滩向东北方向延伸(见图9(b));茅二A亚段沉积晚期(茅二A亚段第3小层沉积时期),海水进一步向北部退去,台地边缘亚相围陷的垫江地区过渡为凹陷—斜坡亚相(见图9(c)),水体较深,沉积物以深灰色泥质灰岩、泥微晶灰岩为主(见图6),围绕垫江地区发育较高能的边缘滩体。由茅二A亚段沉积早期至晚期,各小层滩体具有向北延伸迁移的趋势,凹陷面积明显缩减,整体上,滩体面积增大,水体能量变高(见图9(d))。

## 4 油气地质意义

### 4.1 沉积演化对烃源的影响

对研究区茅口组15个样品进行天然气碳同位素测试(见表2),结合石炭系、三叠系嘉陵江组和茅口组天然气碳同位素数据分析天然气成因<sup>[27-31]</sup>。利用乙烷碳同位素组成分析天然气成因,以 $\delta^{13}C_2$ 在-30‰(‰,PDB)作为腐泥型(油型气)与腐植型(煤型气)成因天然气的划分界限,轻于-30‰的为油型气,

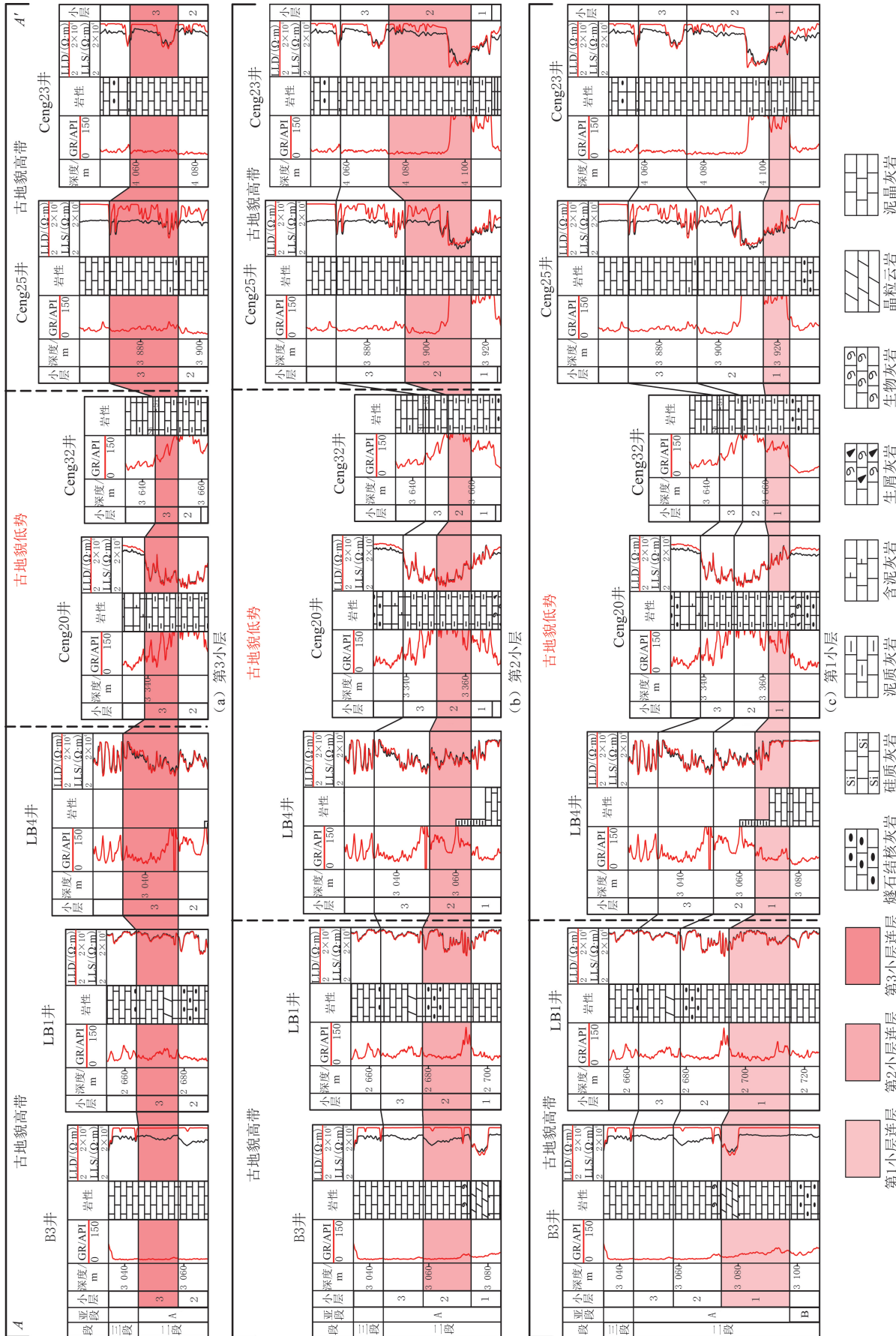


图 4 研究区茅二 A 亚段北东—西向连井剖面 (剖面位置见图 1)  
Fig. 4 NE-SW well correlation profile of Mao 2 A Submember in the study area (profile position is shown in fig. 1)

重于-30‰的为煤型气。根据研究区各层位天然气乙烷碳同位素组成(见图10),研究区茅口组大多品乙烷碳同位素轻于-30‰,与石炭系天然气碳同位素相似(主要来源于下志留统烃源岩)<sup>[30]</sup>,以腐泥油型气为主,表明茅口组天然气主要来源于志留系烃源岩。研究区茅口组少数样品乙烷碳同位素重于-30‰,与嘉陵江组的相似(主要来源于上二叠统龙潭组煤系烃源)<sup>[32]</sup>,以腐殖煤型气为主,表明茅口组天然气来源于龙潭组煤系烃源。茅口组大部分样品的 $\delta^{13}C_1$ 、 $\delta^{13}C_2$ 比石炭系的重,且存在同位素倒转现象,与茅口组天然气自身烃源的贡献有关。

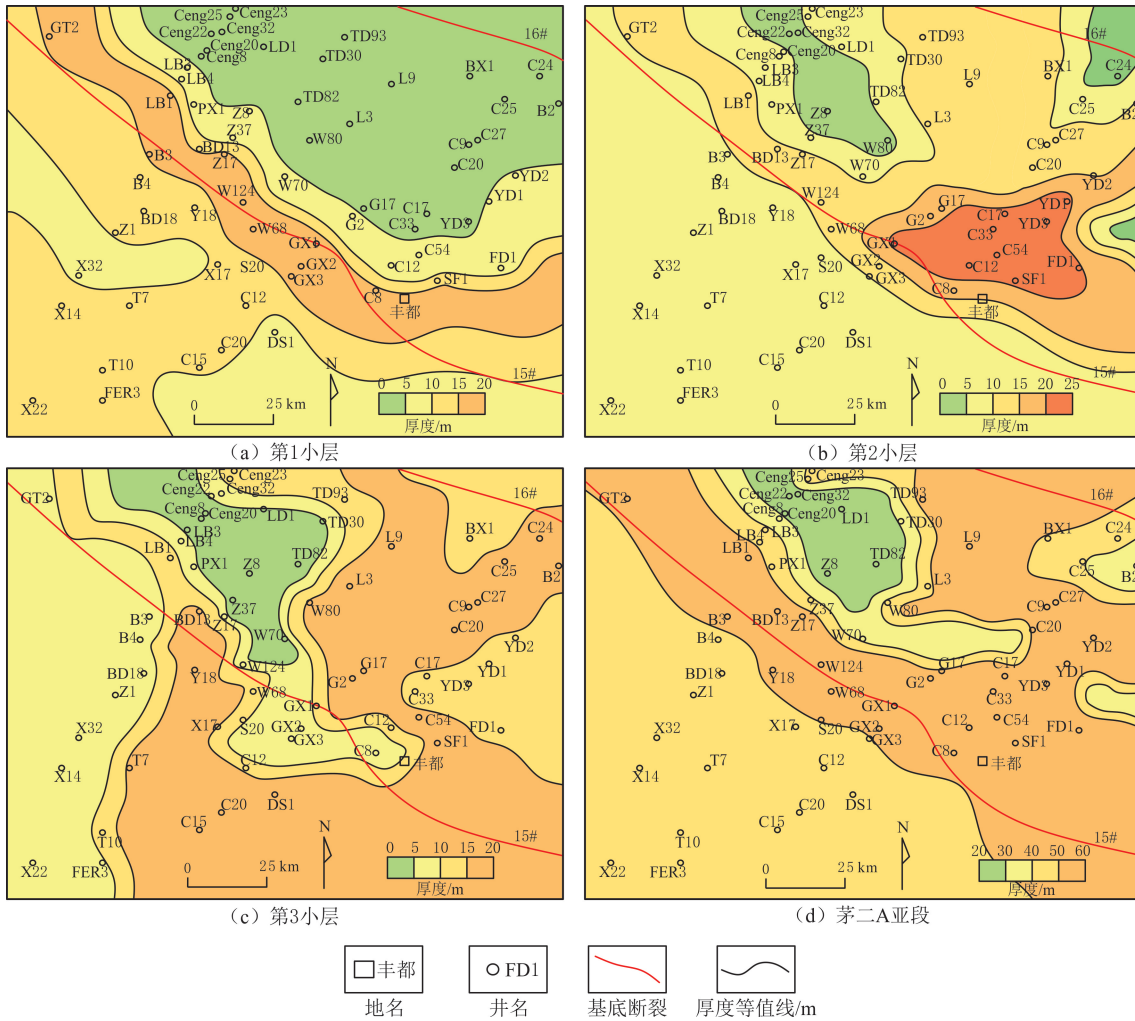


图5 研究区茅二A亚段及各小层地层厚度分布  
Fig. 5 Thickness distribution of Mao 2 A Submember and each layer in the study area

表1 研究区茅二A亚段沉积相划分及测井解释图版

Table 1 Sedimentary facies division and log interpretation chart of Mao 2 A Submember in the study area

沉积体系	亚相	微相	岩性	测井解释图版			
碳酸盐岩台地	开阔台地	颗粒滩	泥晶/亮晶颗粒灰岩、灰质云岩	颗粒滩	边缘滩	滩间海	斜坡-凹陷
		滩间海	含颗粒泥晶灰岩、泥晶灰岩	GR<30 API	GR<20 API	30 API<GR<40 API	GR>40 API
	台地边缘	边缘滩	亮晶颗粒灰岩、晶粒云岩				
		滩间海	含颗粒泥晶灰岩、泥晶灰岩				
	斜坡	—	含泥灰岩、泥晶灰岩	钟型	齿化箱型	锯齿型	尖指型
凹陷	—	泥质灰岩、有机质泥岩					

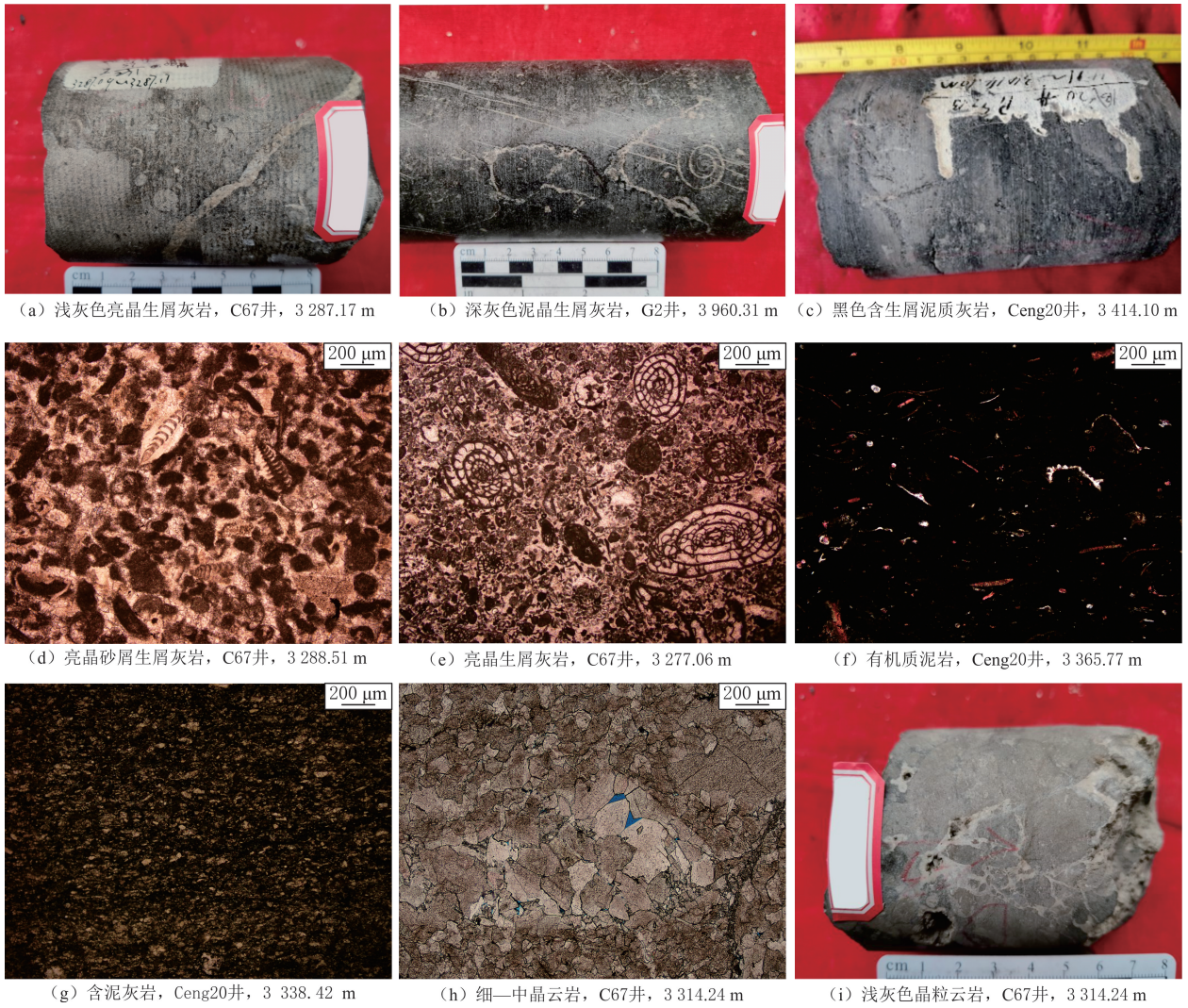


图 6 研究区茅二 A 亚段宏观、微观岩石学特征

Fig. 6 Macro and micro petrological characteristics of Mao 2 A Submember in the study area

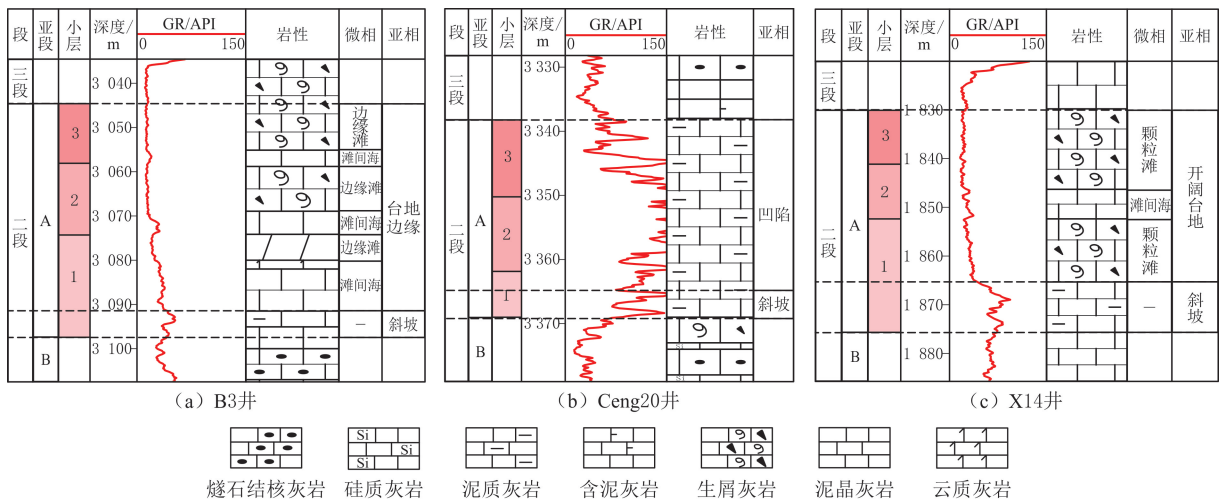


图 7 研究区茅二 A 亚段沉积相综合柱状图

Fig. 7 Comprehensive stratigraphic column of sedimentary facies for Mao 2 A Submember in the study area

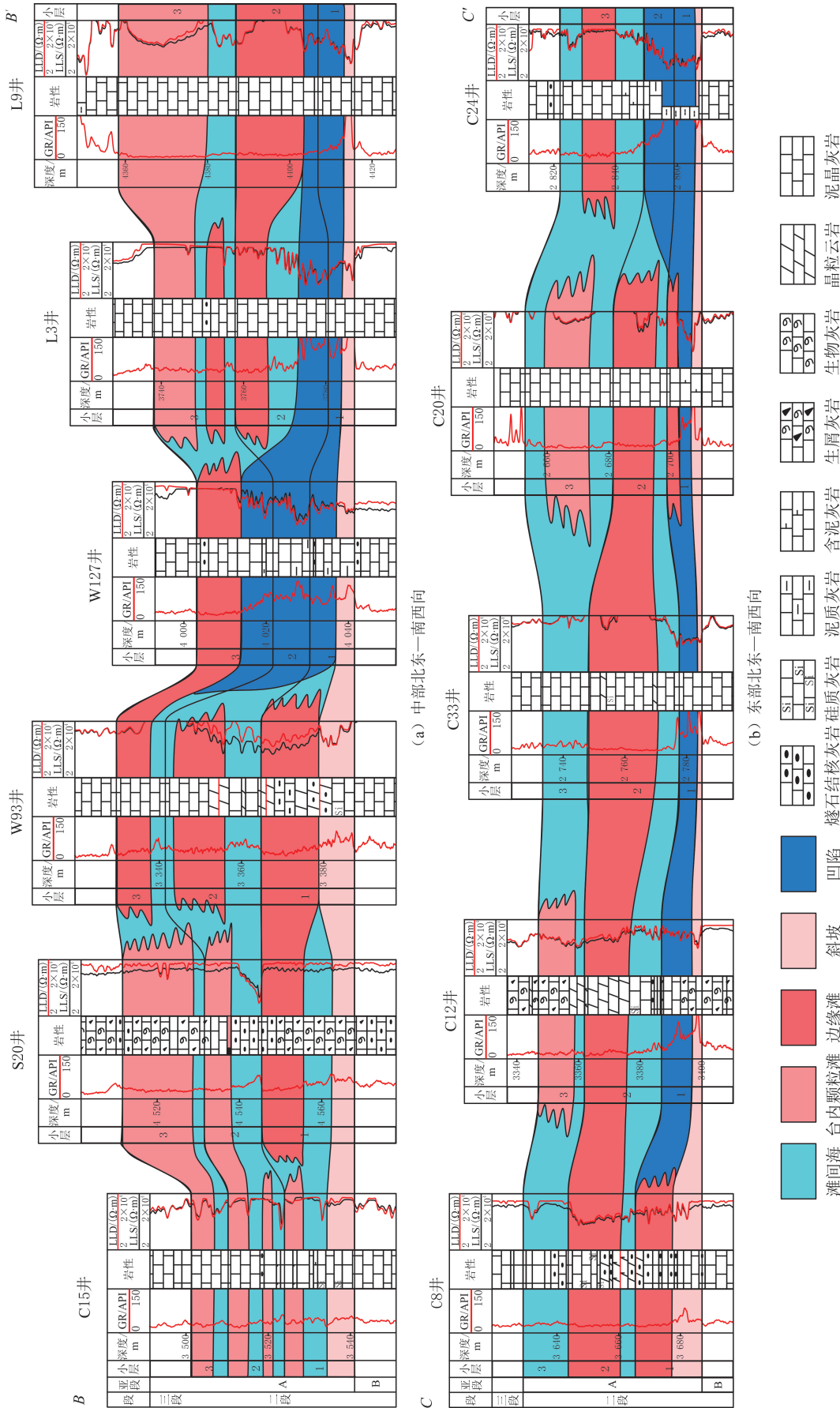


Fig. 8 The NE-SW oriented sedimentary correlation cross-profile of the study area(profiles positions are shown in fig. 1)

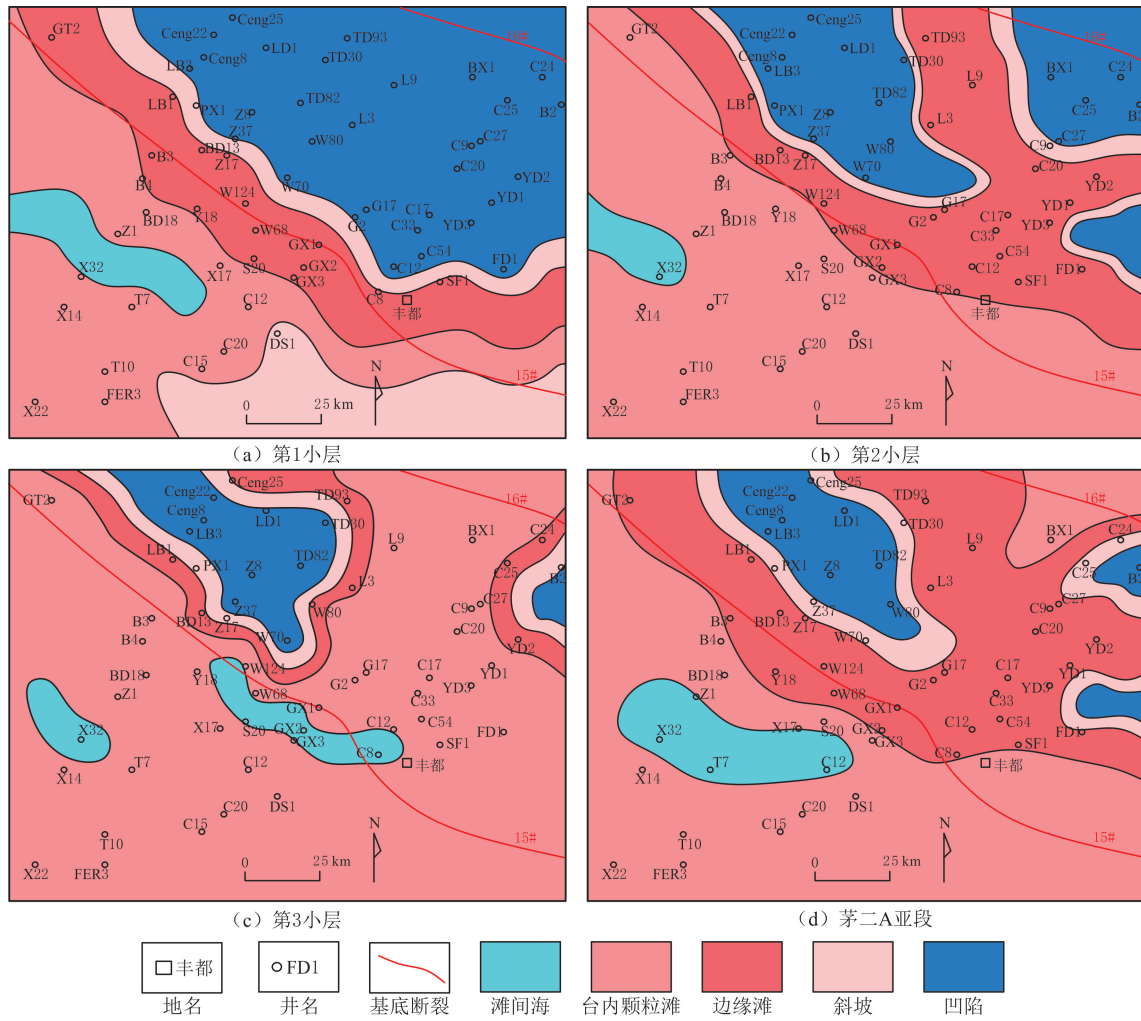


图 9 研究区茅二 A 亚段及各小层沉积相分布  
Fig. 9 Distribution of sedimentary facies of Mao 2 A Submember and each layer in the study area

表 2 研究区茅口组天然气碳同位素

Table 2 Carbon isotopes of natural gas in the Maokou Formation in the study area

样品编号	$\delta^{13}C_1/\text{‰}$	$\delta^{13}C_2/\text{‰}$	样品编号	$\delta^{13}C_1/\text{‰}$	$\delta^{13}C_2/\text{‰}$
1	-30.16	-28.23	9	-30.89	-33.24
2	-30.67	-28.66	10	-29.83	-31.80
3	-31.01	-31.87	11	-31.01	-33.30
4	-30.65	-33.54	12	-30.47	-33.57
5	-31.07	-33.93	13	-32.41	-34.87
6	-31.38	-33.99	14	-32.44	-34.11
7	-31.22	-29.04	15	-30.51	-32.71
8	-31.63	-34.24			

邻水—丰都地区茅口组以志留系烃源为主,同时存在上二叠统龙潭组和中二叠统茅口组自身烃源的混合。茅二 A 亚段自身烃源来源于研究区垫江一带凹陷—斜坡区具有一定供烃能力的泥质灰岩及有机质泥岩。对茅二 A 亚段各小层凹陷—斜坡区样品进行总有机碳质量分数( $w(\text{TOC})$ )和镜质体反射率( $R_o$ )测试,结果见表 3。由表 3 可知, $w(\text{TOC})$ 分布在 0.43%~5.17%之间,绝大部分样品达到烃源岩标准( $w(\text{TOC}) > 0.50\%$ ), $R_o$ 介于 2.08%~2.28%,平均为 2.19%, $R_o > 2.00\%$ 指示泥质灰岩和含泥灰岩为有效烃源岩,且处于过成熟深部高温生气阶段,能够作为自身良好的烃源。

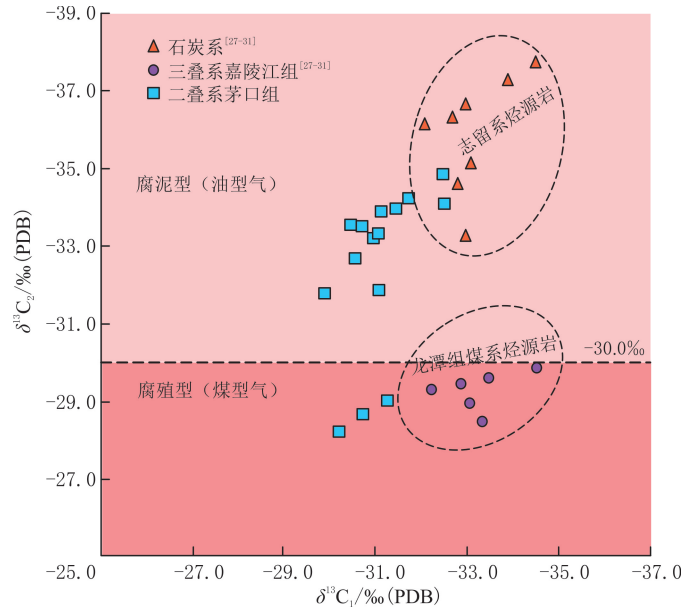


图 10 研究区石炭系—三叠系天然气碳同位素组成  
Fig. 10 Carbon isotopic comparison of natural gas in Carboniferous to Triassic strata in the study area

表 3 研究区茅二 A 亚段烃源岩有机质丰度及成熟度特征

Table 3 Characteristics of organic matter abundance and maturity of Mao 2 A Submember in the study area

样品	层位	亚相	岩性	$\omega(\text{TOC}) / \%$	$R_o / \%$
1	第 1 小层	凹陷	泥质灰岩	5.17	2.18
2	第 1 小层	斜坡	含泥灰岩	1.57	2.21
3	第 2 小层	凹陷	泥质灰岩	6.97	2.26
4	第 2 小层	凹陷	泥质灰岩	5.56	2.08
5	第 3 小层	斜坡	含泥灰岩	0.43	2.28
6	第 3 小层	凹陷	泥质灰岩	4.32	2.14

茅二 A 亚段沉积早期至晚期,凹陷—斜坡区范围逐步收缩,自身供烃逐渐减少(见图 9)。茅二 A 亚段沉积早期,台地边缘滩沿邻水—丰都一带展布,东北部为凹陷区,面积较大,可提供大部分自身烃源;茅二 A 亚段沉积中期,台地边缘滩及台内颗粒滩向东北部延伸,滩体面积扩大,储层物质更丰富,东北部凹陷收缩至垫江、石柱和忠县一带,自身供烃减少;茅二 A 亚段沉积晚期,主要凹陷区收缩至垫江和忠县一带,边缘滩随凹陷区收缩,台内颗粒滩面积逐渐扩大,自身供烃减少。

#### 4.2 沉积演化对储层的影响

根据研究区 C12 井测井孔隙度、岩心实测孔隙度和储层测井解释结果,分析沉积演化对储层垂向发育的影响。向上变浅的沉积旋回影响储层的垂向发育,海平面下降导致沉积序列变浅和间歇暴露,在旋回顶部发育滩体,滩体孔隙度较高,C12 井茅口组储层以生屑灰岩和晶粒云岩为主,发育在茅二 A 亚段台地边缘滩和开阔台地颗粒滩中。茅一段—茅二 B 亚段发育多个向上变浅的滩间海—颗粒滩沉积旋回,纵向发育多套滩体,由于沉积期沉积水体整体较深,滩体沉积能量较弱,岩性致密,物性较差,孔隙不发育,在茅一段底部滩体发育段测井解释为一套储层且为干层;茅二 A 亚段—茅三段发育凹陷—斜坡—边缘滩—台内颗粒滩的沉积旋回,凹陷—斜坡沉积的泥页岩和泥质灰岩孔隙度较差,基质孔隙不发育,岩心孔隙度介于 0.35%~0.79%。随海平面逐渐下降,旋回上部发育台地边缘滩和台内高能滩,发育生屑灰岩和晶粒云岩,生屑灰岩孔隙度介于 0.50%~4.90%,受茅口组顶部岩溶作用影响,溶蚀缝洞发育,在晶粒云岩中

见不同程度的硅化,孔隙度介于 0.90%~3.10%,主要发育晶间孔,在孔隙中见硅质充填,孔隙度小于生屑灰岩的(见图 11)。

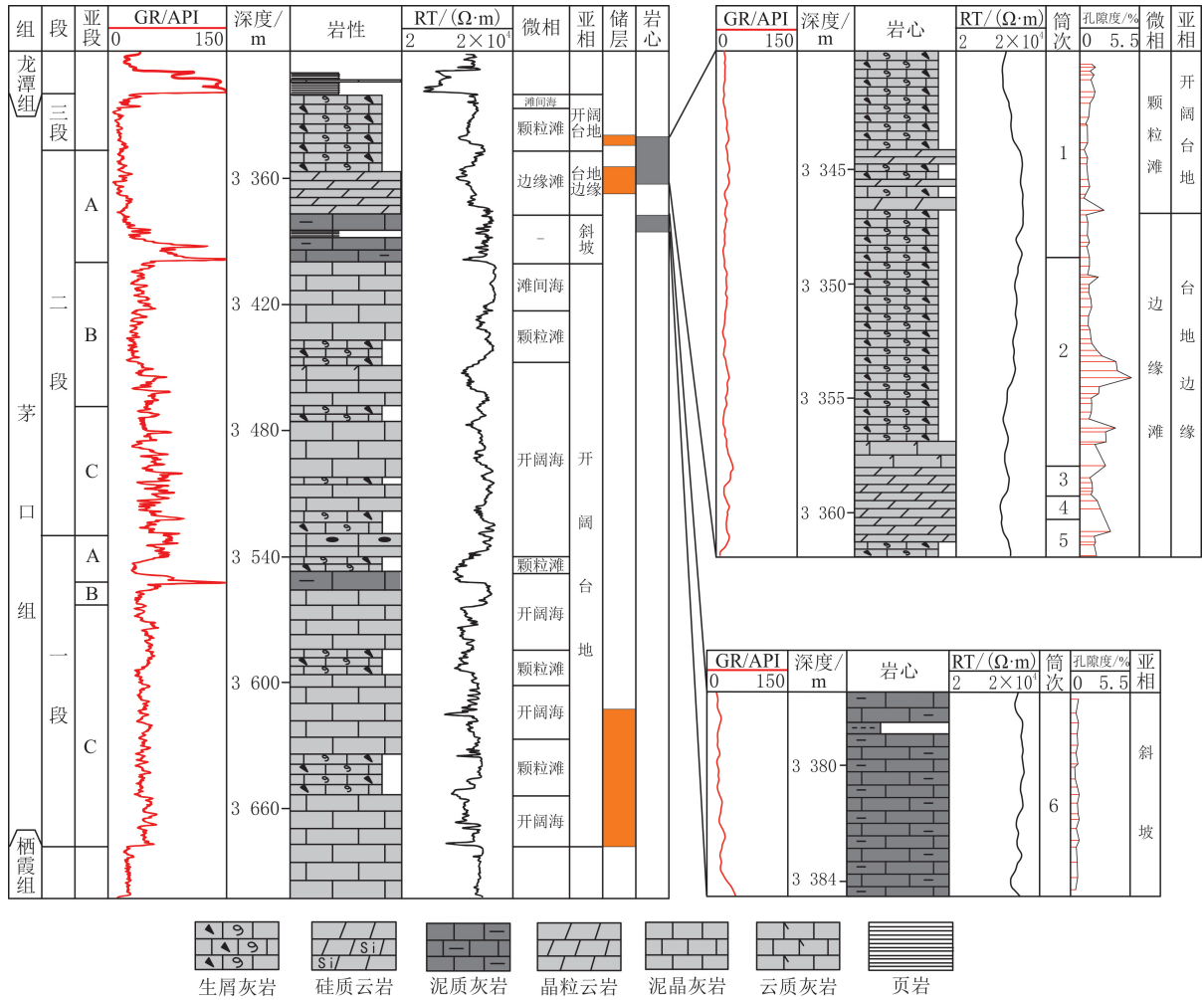


图 11 C12 井沉积相—储层综合柱状图

Fig. 11 Comprehensive histogram of sedimentary facies reservoir of well C12

茅二 A 亚段发育开阔台地颗粒滩和台地边缘滩等高能滩体,为储层提供充足的物质。储集岩主要为亮晶颗粒灰岩、硅质云岩及晶粒云岩。颗粒滩亮晶颗粒灰岩孔隙度介于 0.34%~10.72%,平均为 1.79%;边缘滩内部亮晶颗粒灰岩孔隙度介于 0.44%~4.92%,平均为 1.29%。边缘滩内部硅质云岩孔隙度介于 0.20%~8.63%,平均为 2.45%。边缘滩内部晶粒云岩孔隙度介于 0.89%~2.88%,平均为 1.54%(见表 4)。总体上,边缘滩储层物性优于颗粒滩储层的。储集空间有孔、洞、缝三大类,其中,孔隙主要有粒间孔、晶间(溶)孔等,以晶间(溶)孔及小型溶洞为主(见图 12),为裂缝—孔洞型良好储层。

表 4 研究区茅二 A 亚段储集岩物性

Table 4 Physical properties of reservoir rocks of Mao 2 A Submember in the study area

微相	岩性	孔隙度/%			样品数
		平均	最大	最小	
颗粒滩	亮晶颗粒灰岩	1.79	10.72	0.34	261
	硅质云岩	2.45	8.63	0.20	112
边缘滩	晶粒云岩	1.54	2.88	0.89	13
	亮晶颗粒灰岩	1.29	4.92	0.44	94

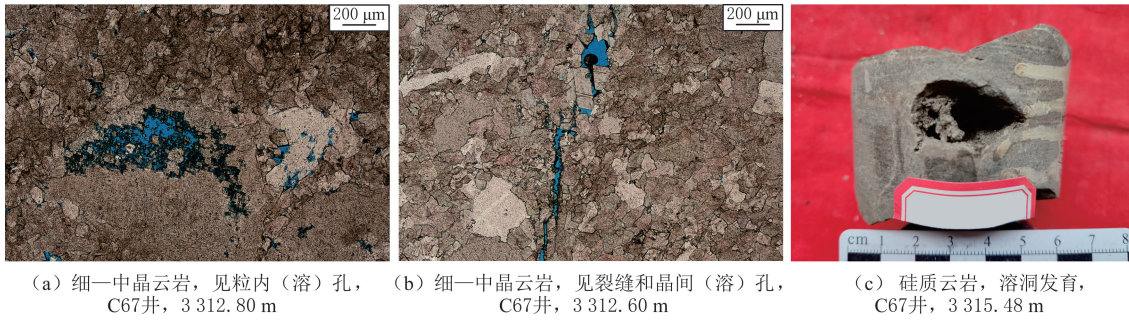


图 12 研究区茅二 A 亚段储集空间宏、微观岩石学特征

Fig. 12 Macro and micro petrological characteristics of reservoir space of Mao 2 A Submember in the study area

### 4.3 运移条件

研究区发育多种类型的油气运移通道,包括不整合面、岩溶孔洞缝和断裂等。区域不整合面是凹陷烃源向台内和台缘供烃的运移通道,研究区石炭系与下二叠统、中二叠统与上二叠统之间的不整合面,为油气的侧向运移和垂向运移提供良好的通道。受中二叠世晚期东吴运动影响,茅口组顶部的风化壳岩溶体系发育,油气通过岩溶孔洞缝在储层内运移,沟通储层孔隙,同时在区域构造演化的影响下,研究区发育由基底延伸至三叠系的基底断裂,也成为沟通上覆、下伏和侧向烃源岩与储层的通道。茅口组沉积中晚期气藏存在多源供烃,以志留系烃源为主,形成上二叠统龙潭组和中二叠统茅口组自身烃源的混合(见图 13)。

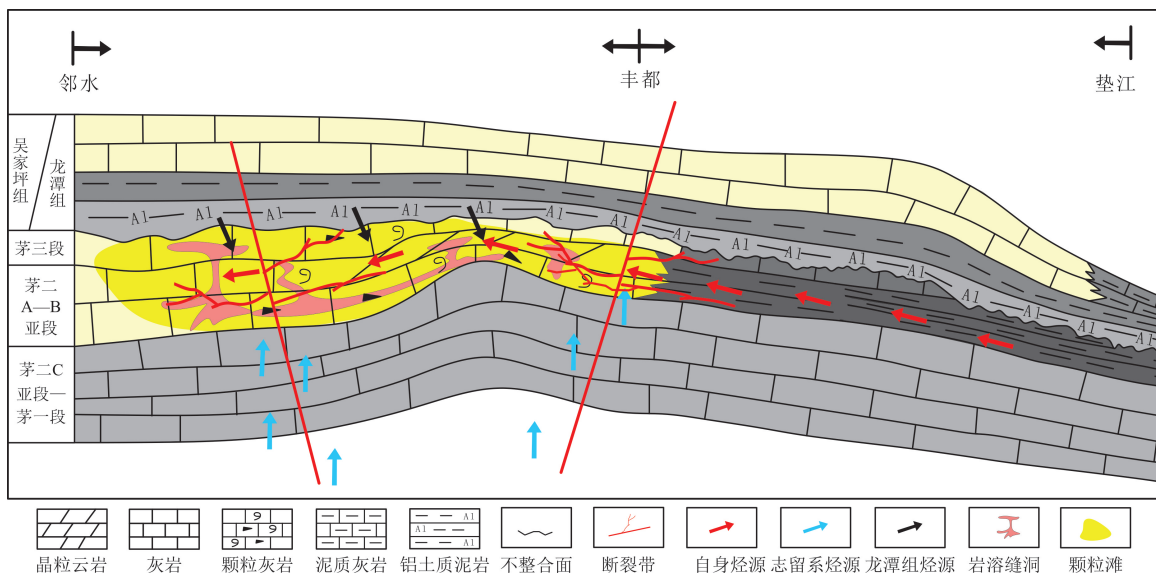


图 13 邻水—丰都—垫江地区茅口组中晚期成藏模式

Fig. 13 Reservoir forming model of the middle and late Maokou Formation in Linshui-Fengdu-Dianjiang Area

### 4.4 成藏组合

研究区茅二 A 亚段台地边缘滩及台内颗粒滩等优势相带内储层发育,主要为裂缝—孔洞型储层,为油气储集的良好场所;不整合面、岩溶孔洞缝和断裂形成油气运移聚集成藏的输导体系。烃源与优势相带储层通过运移通道沟通,与志留系烃源构成“下生上储”、与上二叠统龙潭组烃源构成“上生下储”的成藏组合。此外,台地边缘相围陷的凹陷—斜坡区水体较深,沉积物以深灰色泥质灰岩、有机质泥岩为主,为茅二 A 亚段良好的自身烃源,烃源侧向运移至台地边缘滩及台内颗粒滩储层并聚集成藏,形成“旁生侧储”的成藏组合。

## 5 结论

(1)四川盆地东部邻水—丰都地区受东吴运动及峨眉地裂运动影响,基底断裂开始活动,导致邻水—

丰都一带产生差异升降,由横贯研究区的15#基底断裂带的拉张裂隙作用形成台凹分异的格局。受海平面升降影响,在古地貌高点发育高能滩体,在古地貌低势处发育凹陷—斜坡沉积。

(2)邻水—丰都地区茅口组以志留系烃源为主,存在上二叠统龙潭组和中二叠统茅口组自身烃源的混合。茅二 A 亚段自身烃源来源于研究区垫江一带凹陷—斜坡区具有一定供烃能力的泥质灰岩及有机质泥岩, $w(\text{TOC})$ 分布在 $0.43\% \sim 5.17\%$ 之间,绝大部分样品达到烃源岩标准( $w(\text{TOC}) > 0.50\%$ ), $R_o$ 介于 $2.08\% \sim 2.28\%$ ,指示泥质灰岩和含泥灰岩为有效烃源岩,为茅二 A 亚段良好的烃源。

(3)研究区向上变浅的沉积旋回影响储层的垂向发育,海平面下降导致沉积序列变浅和间歇暴露,旋回顶部茅二 A 亚段滩体储层发育于台地边缘滩和开阔台地颗粒滩。孔隙主要有粒间孔、晶间(溶)孔等,以晶间(溶)孔及小型溶洞为主,为裂缝—孔洞型良好储层。

(4)茅二 A 亚段储层与志留系烃源构成“下生上储”、与上二叠统龙潭组烃源构成“上生下储”、与茅二 A 亚段凹陷—斜坡区自身烃源构成“旁生侧储”的成藏组合。

## 参考文献(References):

- [1] 黎霆, 诸丹诚, 李海平, 等. 中二叠统茅口组白云岩发育机理: 以川中—川东地区为例[J]. 现代地质, 2020, 34(2): 345-355.  
LI Ting, ZHU Dancheng, LI Haiping, et al. Genetic mechanism of dolomite in Middle Permian Maokou Formation: case study of Central and Eastern Sichuan Basin[J]. Geoscience, 2020, 34(2): 345-355.
- [2] 陈卫东, 陈义才, 徐发波, 等. 四川盆地东部中二叠统茅口组地层划分、对比与岩溶古地貌恢复[J]. 天然气工业, 2021, 41(6): 27-36.  
CHEN Weidong, CHEN Yicai, XU Fabo, et al. Stratigraphic division and correlation and karst palaeogeomorphology restoration of the Middle Permian Maokou Formation in the Eastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(6): 27-36.
- [3] 张坦, 贾梦瑶, 孙雅雄, 等. 四川盆地南部中二叠统茅口组岩溶古地貌恢复及特征[J]. 岩性油气藏, 2024, 36(1): 111-120.  
ZHANG Tan, JIA Mengyao, SUN Yaxiong, et al. Restoration and characteristics of karst paleogeomorphology of Middle Permian Maokou Formation in Southern Sichuan Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2024, 36(1): 111-120.
- [4] 熊晓军, 陈容, 袁野, 等. 四川盆地卧龙河构造茅口组岩溶储层地震预测[J]. 石油学报, 2021, 42(6): 724-735.  
XIONG Xiaojun, CHEN Rong, YUAN Ye, et al. Seismic prediction of karst reservoirs of the Maokou Formation in Wolonghe structure of Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(6): 724-735.
- [5] 李让彬, 段金宝, 潘磊, 等. 川东地区中二叠统茅口组白云岩储层成因机理及主控因素[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(9): 1347-1357.  
LI Rangbin, DUAN Jinbao, PAN Lei, et al. Genetic mechanism and main controlling factors of the Middle Permian Maokou Formation dolomite reservoirs in the Eastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(9): 1347-1357.
- [6] 胡东风, 王良军, 黄仁春, 等. 四川盆地东部地区中二叠统茅口组白云岩储层特征及其主控因素[J]. 天然气工业, 2019, 39(6): 13-21.  
HU Dongfeng, WANG Liangjun, HUANG Renchun, et al. Characteristics and main controlling factors of the Middle Permian Maokou dolomite reservoirs in the Eastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(6): 13-21.
- [7] 刘宏, 马腾, 谭秀成, 等. 表生岩溶系统中浅埋藏构造—热液白云岩成因: 以四川盆地中部中二叠统茅口组为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 916-927.  
LIU Hong, MA Teng, TAN Xiucheng, et al. Origin of structurally controlled hydrothermal dolomite in epigenetic karst system during shallow burial: an example from Middle Permian Maokou Formation, Central Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(6): 916-927.
- [8] 黎荣, 胡明毅, 杨威, 等. 四川盆地中二叠统沉积相模式及有利储集体分布[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(2): 369-379.  
LI Rong, HU Mingyi, YANG Wei, et al. Sedimentary facies model and favorable reservoir distribution of the Middle Permian in Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(2): 369-379.
- [9] 刘树根, 文龙, 宋金民, 等. 四川盆地中二叠统构造—沉积分异与油气勘探[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2022, 49(4): 385-413.  
LIU Shugen, WEN Long, SONG Jinmin, et al. Sedimentary topography and tectonic differentiation on the Middle Permian platform and hydrocarbon exploration in Sichuan Basin, SW China[J]. Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition), 2022, 49(4): 385-413.
- [10] 李珊. 四川盆地二叠系茅口组烃源岩发育分布及成藏模式[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2021: 40-55.  
LI Shan. The distribution of source rocks and hydrocarbon accumulation model of the Permian Maokou Formation in Sichuan Basin [D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2021: 40-55.
- [11] 刘昇, 范存辉, 张本健, 等. 四川盆地东部中二叠统茅口组孤峰段展布特征及其油气地质意义[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 993-1008.

- LIU Sheng, FAN Cunhui, ZHANG Benjian, et al. Distribution characteristics of Gufeng Member of Middle Permian Maokou Formation in Eastern Sichuan Basin and its petroleum geological significance[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023,44(4):993-1008.
- [12] 王兴志,李博,杨西燕,等. 四川盆地北部中二叠世晚期“广元—旺苍”海槽特征及其油气地质意义[J]. *石油勘探与开发*, 2021,48(3):562-574.
- WANG Xingzhi, LI Bo, YANG Xiyan, et al. Characteristics of “Guangyuan-Wangcang” trough during Late Middle Permian and its petroleum geological significance in Northern Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021,48(3):562-574.
- [13] 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 Formation of the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2018,38(1):30-38.
- [14] 潘磊,徐祖新,李让彬,等. 川东南涪陵地区基底断裂特征与油气成藏[J]. *特种油气藏*, 2020,27(4):19-25.
- PAN Lei, XU Zuxin, LI Rangbin, et al. Basement fault characterization and hydrocarbon accumulation in Fuling of Southeastern Sichuan[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2020,27(4):19-25.
- [15] 徐祖新. 川东地区中二叠统茅口组天然气成因及气源[J]. *特种油气藏*, 2019,26(2):16-22.
- XU Zuxin. Genesis and source of gas in Middle Permian Maokou Formation of Eastern Sichuan Basin[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2019,26(2):16-22.
- [16] 杨雨,文龙,周刚,等. 四川盆地油气勘探新领域、新类型及资源潜力[J]. *石油学报*, 2023,44(12):2045-2069.
- YANG Yu, WEN Long, ZHOU Gang, et al. New fields, new types and resource potentials of hydrocarbon exploration in Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023,44(12):2045-2069.
- [17] 文华国,罗冰,钟克修,等. 川东地区三叠系嘉陵江组邻水—丰都台凹的发现及油气勘探意义[J]. *岩性油气藏*, 2023,35(1):12-24.
- WEN Huaguo, LUO Bing, ZHONG Kexiu, et al. Discovery of Linshui-Fengdu intra-platform depression of Triassic Jialingjiang Formation in Eastern Sichuan Basin and its significance for oil and gas exploration[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2023,35(1):12-24.
- [18] 葛勋,李王鹏,郭彤楼,等. 川东南林滩场地区五峰组—龙一段页岩储层特征及含气性影响因素[J]. *东北石油大学学报*, 2024,48(2):16-26.
- GE Xun, LI Wangpeng, GUO Tonglou, et al. Shale reservoir characteristics and gas-bearing influencing factors of Wufeng Formation-Long 1 Member in Lintanchang Area, Southeast Sichuan[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2024,48(2):16-26.
- [19] 王子涵,高平,冯越,等. 川东地区五峰—龙马溪组超深层页岩孔隙结构特征及主控因素[J]. *东北石油大学学报*, 2023,47(1):57-69.
- WANG Zihan, GAO Ping, FENG Yue, et al. Pore structure characteristics and main controlling factors of the ultra-deep shales of the Wufeng-Longmaxi Formation in Eastern Sichuan Basin[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2023,47(1):57-69.
- [20] 宋学锋. 川西北地区中二叠统茅口组沉积特征及模式[J]. *东北石油大学学报*, 2018,42(4):66-74.
- SONG Xuefeng. Sedimentary characteristics and sedimentary facies model of the Middle Permian Maokou Formation in Northwest Sichuan[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2018,42(4):66-74.
- [21] 白晓亮,郗诚,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.
- [22] 付小东,陈娅娜,罗冰,等. 四川盆地北部中二叠统茅口组孤峰段优质烃源岩特征及其油气地质意义[J]. *地质学报*, 2021,95(6):1903-1920.
- FU Xiaodong, CHEN Yana, LUO Bing, et al. Characteristics and petroleum geological significance of high-quality source rocks in the Gufeng Member of the Middle Permian Maokou Formation in the Northern Sichuan Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2021,95(6):1903-1920.
- [22] 任梦怡,汪泽成,江青春,等. 川南地区中二叠统茅口组碳酸盐岩储层孔隙特征与储层成因[J]. *东北石油大学学报*, 2021,45(3):32-43.
- REN Mengyi, WANG Zecheng, JIANG Qingchun, et al. The carbonate reservoir characteristics and pore genesis in the Middle Permian Maokou Formation, Southern Sichuan Basin[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2021,45(3):32-43.
- [23] 黄渊,李斌,孙健,等. 四川盆地东北部龙会场—铁山地区飞仙关组沉积演化与鲕滩储层分布规律[J]. *东北石油大学学报*, 2017,41(5):12-22.
- HUANG Yuan, LI Bin, SUN Jian, et al. Sedimentary evolution and oolitic-shoal reservoir distribution of the Feixianguan Formation in Longhuichang-Tieshan Area, NE Sichuan Basin[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2017,41(5):12-22.
- [24] 蒋航,张玺华,陈聪,等. 川北地区茅口中晚期斜坡相沉积特征及其油气地质意义[J]. *海相油气地质*, 2023,28(4):381-390.
- JIANG Hang, ZHANG Xihua, CHEN Cong, et al. Sedimentary characteristics of slope facies in mid-late stage of Moukou Formation in Northern Sichuan Basin and its petroleum geological significances[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2023,28(4):381-390.

- [25] 李大军,陈辉,陈洪德,等. 四川盆地中二叠统茅口组储层形成与古构造演化关系[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(5): 756-763.  
LI Dajun, CHEN Hui, CHEN Hongde, et al. Relationship between reservoir development in the Middle Permian Maokou Formation and paleostructure evolution in the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(5): 756-763.
- [26] 李延钧,梁艳,雷卞军,等. 川中—川南过渡带西部嘉二段天然气成因与来源[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(6): 820-823.  
LI Yanjun, LIANG Yan, LEI Bianjun, et al. Natural gas genesis for the section II of West Jialingjiang Formation in Middle Sichuan-South Sichuan transinonal belt[J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(6): 820-823.
- [27] 胡安平,陈汉林,杨树峰,等. 卧龙河气田天然气成因及成藏主要控制因素[J]. 石油学报, 2008, 29(5): 643-649.  
HU Anping, CHEN Hanlin, YANG Shufeng, et al. Origin of natural gas and main controlling factors of reservoirs in Wolonghe Gas Field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(5): 643-649.
- [28] 王顺玉,戴鸿鸣,王海清,等. 四川盆地海相碳酸盐岩大型气田天然气地球化学特征与气源[J]. 天然气地球科学, 2000, 11(2): 10-17.  
WANG Shunyu, DAI Hongming, WANG Haiqing, et al. Gas geochemistry characters and origin of large gas field in marine carbonates of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2000, 11(2): 10-17.
- [29] 戴金星,倪云燕,黄士鹏. 四川盆地黄龙组烷烃气碳同位素倒转成因的探讨[J]. 石油学报, 2010, 31(5): 710-717.  
DAI Jinxing, NI Yunyan, HUANG Shipeng, et al. Discussion on the carbon isotopic reversal of alkane gases from the Huanglong Formation in the Sichuan Basin, China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(5): 710-717.
- [30] 林雪梅,魏全超,郑晶,等. 川东涪陵地区二叠系长兴组天然气气源分析[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2020, 47(1): 28-34.  
LIN Xuemei, WEI Quanchao, ZHENG Jing, et al. Analysis on natural gas source of Permian Changxing Formation in Fuling Area, Sichuan Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition), 2020, 47(1): 28-34.
- [31] 孟昱璋. 四川盆地嘉陵江组岩相古地理与天然气成藏研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2011: 48-57.  
MENG Yuzhang. Study on lithofacies paleogeography and natural gas accumulation in the Jialingjiang Formation of the Sichuan Basin [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2011: 48-57.

.....

(上接第 28 页)

- [30] 尤丽,李才,张迎朝,等. 珠江口盆地文昌 A 凹陷珠海组储层碳酸盐胶结物分布规律及成因机制[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(6): 883-889.  
YOU Li, LI Cai, ZHANG Yingchao, et al. Distribution and genetic mechanism of carbonate cements in the Zhuhai Formation reservoirs in Wenchang-A Sag, Pear River Mouth Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(6): 883-889.
- [31] LI Tingwei, JIANG Zhenxue, LI Zhuo, et al. Continental shale pore structure characteristics and their controlling factors: a case study from the lower third member of the Shahejie Formation, Zhanhua Sag, Eastern China[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2017, 45: 670-692.