

引用格式:赵培荣.焦石坝地区茅一段储层特征及天然气勘探潜力[J].油气藏评价与开发,2021,11(5):772-781.

ZHAO Peirong. Reservoir characteristics and gas exploration potential of Permian Mao-1 Member of Maokou Formation in Jiaoshiba Area[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(5): 772-781.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.05.016

## 焦石坝地区茅一段储层特征及天然气勘探潜力

赵培荣

(中国石化油田勘探开发事业部,北京 100728)

**摘要:**近年来,中国石化借鉴非常规天然气思路,加强川东地区二叠系天然气勘探,在涪陵焦石坝及其邻区多口井茅口组一段获得工业气流,揭示了该区茅一段天然气勘探的良好前景。通过对焦石坝地区茅口组一段碳酸盐岩层序地层及沉积特征、生烃条件、储层微观孔隙结构特征、含气性进行系统分析,结果表明:①茅一段可分为2个四级沉积旋回和8个小层,主要发育灰泥灰岩、泥晶灰岩、瘤状灰泥灰岩、瘤状泥晶灰岩4种岩性;②茅一段 TOC(总有机碳含量)平均含量介于0.75%~0.87%,整体上属于中等有机质丰度的碳酸盐岩烃源岩,泥晶灰岩、瘤状泥晶灰岩有机质丰度相对较低,灰泥灰岩、瘤状灰泥灰岩有机质丰度相对较高,有机质类型以 I 型为主、II 型为辅; $R_o$ (镜质体反射率)介于1.71%~2.18%,平均1.97%,处于高一过成熟度阶段;③茅一段整体为特低孔、特低渗储层,局部层位表现出裂缝性储层特点,储集空间以有机质孔、黏土矿物成岩收缩缝和矿物颗粒粒缘缝为主,碳酸盐矿物溶蚀孔次之,孔径分布以介孔和大孔为主;④茅一段天然气组分以甲烷为主,重烃含量较低,为典型的干气, $\delta^{13}C_1$ 介于-31.25‰~-31.12‰, $\delta^{13}C_2$ 介于-35.28‰~-31.23‰, $\delta^{13}C_3$ 介于-34.87‰~-34.66‰,为典型的油型气,烷烃系列碳同位素发生反转,呈现出 $\delta^{13}C_1 > \delta^{13}C_2 > \delta^{13}C_3$ 特征,揭示茅一段天然气为高过成熟阶段的烃源岩干酪根裂解气与早期形成的液态烃裂解成气的混合产物;⑤茅口组一段具有自生自储的特点,为一套介于页岩储层与裂缝性储层之间的特殊碳酸盐岩储层,需要借鉴页岩气勘探思路,加强甜点层段评价和适应性工程工艺技术攻关,促进天然气的规模上产和效益开发。

**关键词:**碳酸盐岩;有机质丰度;成熟度;储层微观孔隙;茅一段;天然气;页岩气;焦石坝地区

中图分类号:TE132

文献标识码:A

### Reservoir characteristics and gas exploration potential of Permian Mao-1 Member of Maokou Formation in Jiaoshiba Area

ZHAO Peirong

(Sinopec Oilfield Evaluation & Production Department, Beijing 100728, China)

**Abstract:** In recent years, Sinopec has used the unconventional natural gas idea to strengthen the Permian natural gas exploration in eastern Sichuan and obtained industrial gas flow in the first member of Maokou Formation of several wells in Jiaoshiba of Fuling and its adjacent area, revealing a good prospect for natural gas exploration. In this paper, the sequence stratigraphy, sedimentary characteristics, hydrocarbon generation conditions, micro pore structure characteristics and gas bearing property of Mao-1 Member in Jiaoshiba area are systematically analyzed. The results show that: ① Mao-1 member can be divided into two fourth-order sedimentary cycles and eight small layers, which mainly develops four kinds of lithology such as Limestone, micritic limestone, nodular limestone and nodular micritic limestone. ② The average TOC of the Mao-1 Member ranges from 0.75% to 0.87%, which on the whole, belongs to carbonate source rock with medium organic matter abundance. The organic matter abundance of micritic limestone and nodular micritic limestone is relatively low, while the organic matter abundance of limestone and nodular limestone is relatively high. The type of organic matter is mainly type I and supplemented by type II.  $R_o$  ranges from 1.71% to 2.18%, with an average of 1.97%. ③ The Mao-1 Member is an ultra-low porosity and permeability reservoir, and the local layers show the characteristics of fractured reservoir. The reservoir space is mainly composed of organic pores, diagenetic contraction fissures of clay minerals, and grain margin fractures of mineral particles, followed by dissolution pores of carbonate minerals. Moreover, the pore size distribution is mainly mesoporous and macroporous. ④ The natural gas of Mao-1 member is mainly composed of methane

收稿日期:2021-06-30。

作者简介:赵培荣(1971—),男,博士,高级工程师,从事石油地质综合研究。地址:北京市朝阳区朝阳门北大街22号,邮政编码:100728。  
E-mail:kmzpr@126.com

基金项目:国家自然科学基金创新发展联合基金项目“海相深层油气富集机理与关键工程技术基础研究”(U19B6003)。

with low heavy hydrocarbon content, which is typical dry gas;  $\delta^{13}\text{C}_1$  ranged from  $-31.25\%$  to  $-31.12\%$ ,  $\delta^{13}\text{C}_2$  is between  $-35.28\%$  and  $-31.23\%$ ,  $\delta^{13}\text{C}_3$  is between  $-34.87\%$  and  $-34.66\%$ , which is a typical oil type gas. The carbon isotope of alkane series is reversed, showing a trend of change  $\delta^{13}\text{C}_1 > \delta^{13}\text{C}_2 > \delta^{13}\text{C}_3$ . According to the characteristics, the natural gas from Mao-1 Member is the mixture of kerogen cracking gas and liquid hydrocarbon cracking gas. ⑤ Mao-1 Member has the characteristics of self-generated and self-reservoired, which is a set of special carbonate reservoir between shale reservoir and fractured reservoir. It is necessary to learn from shale gas exploration experience, strengthen sweet spot interval evaluation and adaptive engineering technology research, and promote the large scale production and benefit development of natural gas.

**Keywords:** carbonate rock, organic matter abundance, maturity, reservoir micro pores, Mao-1 Member, natural gas, shale gas, Jiaoshiaba Area

中二叠统栖霞组和茅口组是四川盆地天然气勘探开发的重要层系,勘探潜力大,但勘探程度低<sup>[1]</sup>。近年来,随着四川盆地深层海相碳酸盐岩天然气基础研究的深入和勘探力度的不断加强,在栖霞组、茅口组、峨眉山玄武岩等多层系、多领域取得了天然气勘探新进展,展现出良好的天然气勘探前景<sup>[2-4]</sup>。

四川盆地茅口组根据沉积特征、岩性及电性特征,可明显分为三段:①茅一段沉积时期,四川盆地整体为碳酸盐岩缓坡沉积,川西南地区以内缓坡沉积为主,位于正常浪基面与平均低潮线之间,发育受生物扰动的层状灰泥灰岩;川东南地区以外缓坡沉积为主(图1),位于风暴浪基面与密度跃层之间,在涪陵焦石坝地区沉积了一套高伽马的含泥灰岩、泥质灰岩。②茅二段沉积时期,海平面整体下降,水动力增强,以开阔台地相沉积为主,发育开阔台地生屑滩亚相沉积,生屑灰岩含量增加,焦石坝处于中缓坡沉积环境,介于正常浪基面与风暴浪基面之间,沉积了一套中伽马、高电阻的泥晶灰岩。③茅三段沉积时期,受峨眉地裂运动和拉张构造应力影响,川北开江至梁平一带快速下沉形成相对深水区,开江—梁平陆棚初具雏形,在焦石坝地区沉积了一套低伽马、高电阻的细粉晶灰岩。茅口组一段长期以来被业界认可为一套碳酸盐岩烃源岩,茅二段—茅三段的滩相和风化壳古岩溶型储层储集性能较好,为茅口组天然气勘探的主力层系,已经累计发现了300多个岩溶缝洞型气藏<sup>[5]</sup>。

在常规油气勘探过程中,多口井曾在茅一段钻遇过良好的天然气显示,但多被认为是烃源岩裂缝气显示,未对其针对性地开展储层评价与测试工作<sup>[5]</sup>。近年来,中国石化借助于非常规天然气的研究思路,在川东南涪陵地区兼探井JS1井、YH1井、DS-1井茅一段开展直井酸化测试,获得日产工业气流分别为: $1.67 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $3.06 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $5.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,揭示了川

东南地区茅一段碳酸盐岩层系较大的天然气勘探潜力。关于茅一段储层特征,李蓉等<sup>[6]</sup>对威远地区A1井茅一段瘤状灰岩储层成因分析认为,埋藏过程中海泡石形成大规模滑石化成岩孔隙为A1井茅一段瘤状灰岩储层做出较大贡献;郭彤楼<sup>[7]</sup>、张培先等<sup>[8]</sup>对川东南南川地区MY1、DS-1井茅一段储层特征进行分析,认为茅一段碳酸盐岩储层具有炭质泥岩、灰质泥岩、泥质灰岩和生屑灰岩4种岩性,发育有机质孔、溶蚀孔、粒缘缝和收缩缝等多种储集空间类型,具有源储一体、连片分布的特点。近期,中国石化在焦石坝地区针对茅一段部署实施的评价水平井FM1HF井压裂测试获得日产气流为 $4.02 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,并在JY66-1井、JY30-6井、JY34-8井等多口井见到较好的气测显示,揭示了该区茅口组一段具有较大的资源潜力,但茅一段天然气地质条件的研究较为薄弱,需在层序地层及岩相分析的基础上,开展不同类型岩相的生烃条件与储层特征研究,为该区茅一段碳酸盐岩非常规天然气的勘探提供决策依据。

## 1 沉积特征

焦石坝地区茅一段沉积时期,水体较深、水动力较弱,整体为外缓坡沉积相带,主要发育灰泥灰岩、泥晶灰岩、瘤状灰泥灰岩、瘤状泥晶灰岩4种岩性。根据岩性和电性特征,可将茅一段划分为2个四级沉积旋回和8个小层(图2)。其中,①、②、③、⑤、⑥、⑦小层岩性以深灰—黑灰色灰泥灰岩、瘤状灰泥灰岩为主;④、⑧小层岩性以灰—深灰色泥晶灰岩为主(表1)。

灰泥灰岩主要由碳酸盐岩及黏土矿物组成,含有少量硅质,局部单层厚度较大,生物碎屑含量为5%~30%,主要为红藻、绿藻、蠕、有孔虫、珊瑚、介形虫、棘皮类、苔藓等,为水体较深、水动力较弱时期

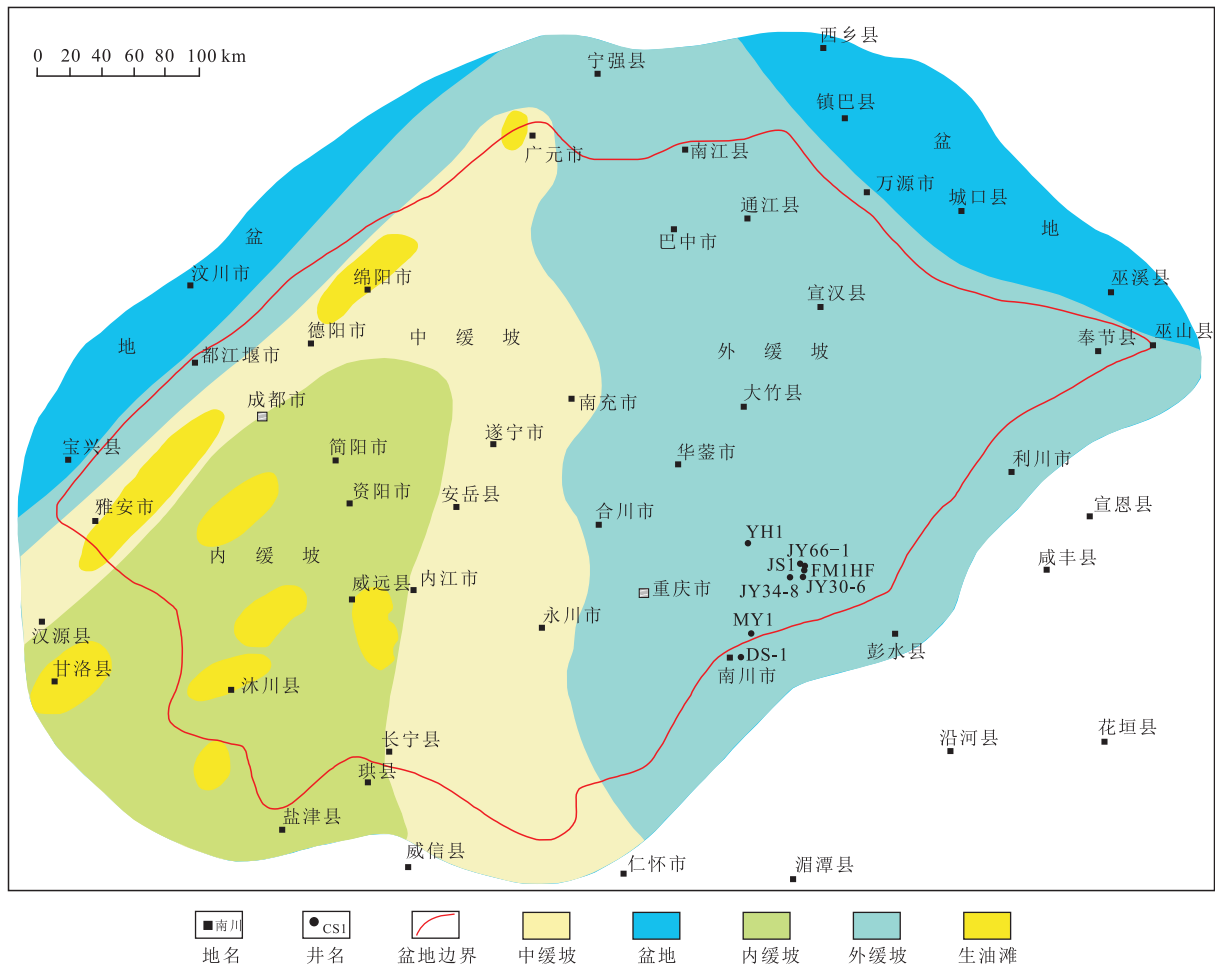


图1 四川盆地茅一段沉积相图

Fig. 1 Sedimentary facies of the first member of Maokou Formation, Sichuan Basin

沉积产物,发育于三级层序的海进体系域(图2),岩石颜色整体较深、物性较好、TOC较高。测井表现为中低自然伽马,一般介于44~56.5 API,平均49 API;密度相对较低,介于2.1~2.64 g/cm<sup>3</sup>,平均2.5 g/cm<sup>3</sup>;电阻率整体较低,介于6~36 Ω·m,平均19 Ω·m。FMI(地层微电阻率扫描成像测井)静态图上呈暗黑色低阻特征,动态图显示为明暗相间的团块状或条带状。泥晶灰岩主要为一套块状灰岩、含生屑灰岩,单层厚度大,可达数米,生物碎屑含量介于5%~30%,主要为红藻、绿藻、蠕、有孔虫、珊瑚、介形虫、棘皮类、苔藓等,一般为泥晶方解石胶结,为碳酸盐高速沉积期产物,发育于三级层序的高水位体系域。测井表现为中低伽马,一般36~67 API,平均46.5 API;密度中等,介于2.55~2.7 g/cm<sup>3</sup>,平均2.68 g/cm<sup>3</sup>;电阻率整体较高,介于955~27 450 Ω·m,平均12 050 Ω·m;FMI成像静态图呈块状、亮黄色高阻特征。瘤状灰岩由灰泥灰岩及泥晶灰岩按照不同比例组合而成,反

映了沉积时期水动力及含氧量变化较频繁的特征,可进一步分为瘤状灰泥灰岩和瘤状泥晶灰岩。当灰泥灰岩比例大于50%时,为瘤状灰泥灰岩,整体颜色较深,泥晶灰岩呈小瘤状悬浮与大量灰泥灰岩之间,主要发育在茅口组一段下部;当泥晶灰岩比例大于50%时,为瘤状泥晶灰岩,整体颜色较浅,灰泥灰岩充填于大量泥晶灰岩瘤体的缝隙之间,主要发育在茅口组一段上部。瘤状灰泥灰岩在测井上表现为中低伽马,一般30.5~65 API,平均45 API;密度中—高,介于2.65~2.75 g/cm<sup>3</sup>,平均2.7 g/cm<sup>3</sup>;电阻率相对较低,40~230 Ω·m,平均173 Ω·m;FMI成像静态图为暗黄色,动态图可见暗黑色低阻背景下黄色相对高阻的瘤状团块。瘤状泥晶灰岩测井表现为中低伽马,分布在43~50 API,平均46 API;密度中—高,介于2.50~2.77 g/cm<sup>3</sup>,平均2.68 g/cm<sup>3</sup>;电阻率相对较高,在252~2 785 Ω·m,平均927 Ω·m;FMI成像静态图为黄色,动态图可见瘤状结构(图2)。

表1 焦石坝地区茅一段各小层主要岩性及测井响应特征

Table 1 Main lithology and logging response characteristics of each small layer in Mao-1 member of Jiaoshiba Area

地层		主要岩性	测井响应特征		
段	小层		电阻率	GR值	三孔曲线振幅
茅一段	⑧	泥晶灰岩	高	较高	不明显
	⑦	瘤状灰泥灰岩、瘤状泥晶灰岩 泥晶灰岩	较低	较低	不明显
	⑥	瘤状灰泥灰岩、瘤状泥晶灰岩	较低	高	不明显
	⑤	瘤状灰泥灰岩	较低	较低	变化不明显
	④	泥晶灰岩	高	较低	变化不明显
	③	灰泥灰岩、瘤状灰泥灰岩	低	高	波动
	②	瘤状灰泥灰岩、瘤状泥晶灰岩	较上下层段略有升高		变化不明显
	①	灰泥灰岩、瘤状灰泥灰岩	低	高	波动

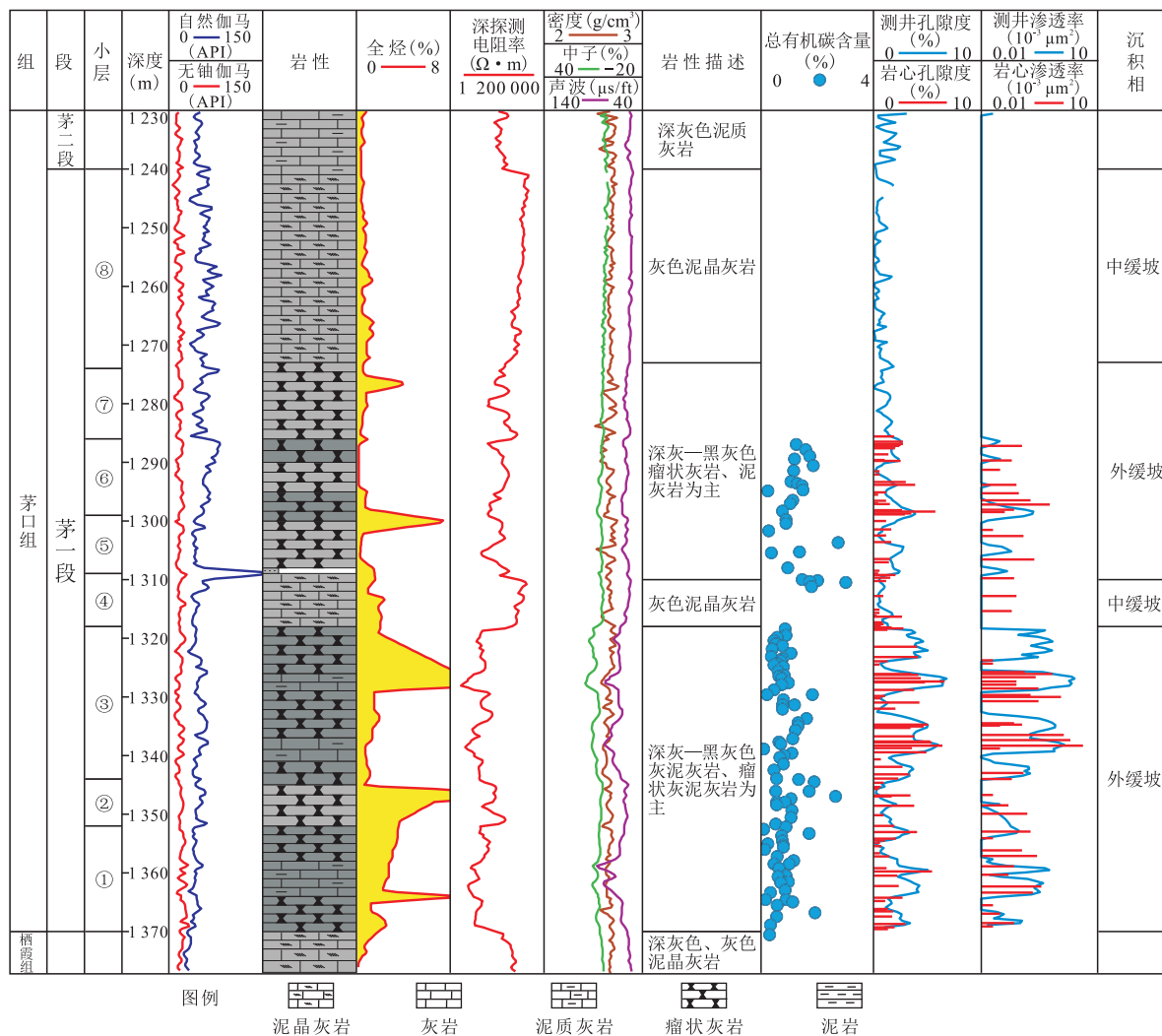


图2 茅口组一段储层综合评价

Fig. 2 Reservoir comprehensive evaluation of Mao-1 Member in Well-FY66-1

## 2 地球化学特征

### 2.1 有机质丰度

涪陵地区茅口组一段烃源岩厚度较大,介于50~75 m。关于海相碳酸盐岩作为烃源岩的有机质丰度下限目前仍然存在不同的划分标准<sup>[9-11]</sup>。其中,陈建平<sup>[11]</sup>建立的中国古生界海相烃源岩生烃潜力评价等级划分标准认为,对于腐泥型(II型)有机质而言, $TOC$ 小于0.5%时,为非烃源岩; $TOC$ 介于0.5%~0.75%时,烃源岩等级为差; $TOC$ 介于0.75%~1.5%时,烃源岩等级为中等; $TOC$ 介于1.5%~2.0%时,烃源岩等级为好; $TOC$ 介于2.0%~4.0%时,烃源岩等级为很好; $TOC$ 大于4.0%时,烃源岩等级为极好。

JY66-1井茅一段116个样品的 $TOC$ 介于0.04%~2.89%,平均0.87%,其中,非烃源岩占19.83%,差烃源岩占28.45%,中等烃源岩占39.66%,好烃源岩占9.48%,很好烃源岩占2.59%(图3)。

JY34-8井茅一段126个样品的 $TOC$ 介于0.04%~2.45%,平均0.75%,其中,非烃源岩占28.57%,差烃源岩占24.60%,中等烃源岩占39.68%,好烃源岩占6.35%,很好烃源岩占0.79%。

整体而言,属于中等有机质丰度的碳酸盐岩烃源岩。从岩石类型来看,泥晶灰岩、瘤状泥晶灰岩有机质丰度相对较低,灰泥灰岩、瘤状灰泥灰岩有机质丰度相对较高。

### 2.2 有机质类型

有机质类型是反映烃源岩质量的重要指标,是决定有机质生烃能力和生烃属性的重要因素<sup>[12-13]</sup>。

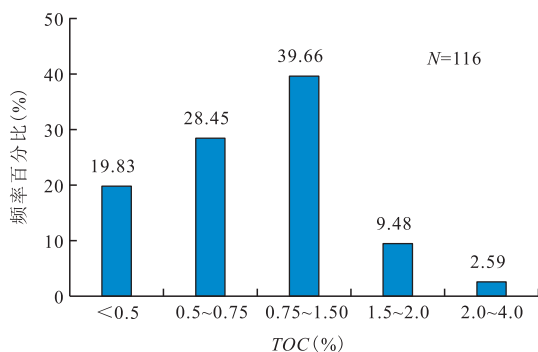


图3 FY66-1井茅口组一段 $TOC$ 分布直方图

Fig. 3  $TOC$  distribution histogram of Mao-1 Member in Well-FY66-1

干酪根碳同位素是进行烃源岩有机质类型划分的一项重要参数,按照南方海相页岩干酪根碳同位素变化特征及类型划分方案<sup>[10]</sup>(图4), $\delta^{13}C_{PDB}$ 小于-29‰为腐泥型(I型), $\delta^{13}C_{PDB}$ 介于-29‰~-26.0‰为腐殖腐泥型(II型), $\delta^{13}C_{PDB}$ 大于-26.0‰为腐殖型(III型)。

测定的涪陵焦石坝地区茅一段4个碳酸盐岩烃源岩样品 $\delta^{13}C_{PDB}$ 介于-26.8‰~-30.1‰,揭示有机质类型以I型为主、II型为辅,表明茅一段烃源岩有机质类型较好,以含类脂化合物为主,是一种生油潜能大的烃源岩类型。茅一段 $\delta^{13}C_1$ 介于-31.25‰~-31.12‰, $\delta^{13}C_2$ 介于-35.28‰~-31.23‰, $\delta^{13}C_3$ 介于-34.87‰~-34.66‰,为典型的油型气,呈现出 $\delta^{13}C_1 > \delta^{13}C_2 > \delta^{13}C_3$ ,具有倒转特征,揭示茅一段天然气为高过成熟阶段的烃源岩干酪根裂解气与早期形成的液态烃裂解成气的混合产物。

### 2.3 有机质成熟度

对焦石坝地区茅口组一段镜质体反射率测试结果为:JY34-8井茅一段烃源岩 $R_o$ 为1.94%;JY66-1井烃源岩样品 $R_o$ 介于1.71%~2.18%,平均1.97%。测试结果表明烃源岩热演化程度很高,处于高一过成熟度阶段。

## 3 储层物性与孔隙结构特征

### 3.1 储层物性特征

对FY66-1井茅一段储层102个样品孔隙度的测试分析结果为:孔隙度介于0.008%~6.080%,平均值为1.36%。其中,孔隙度小于2%的样品占

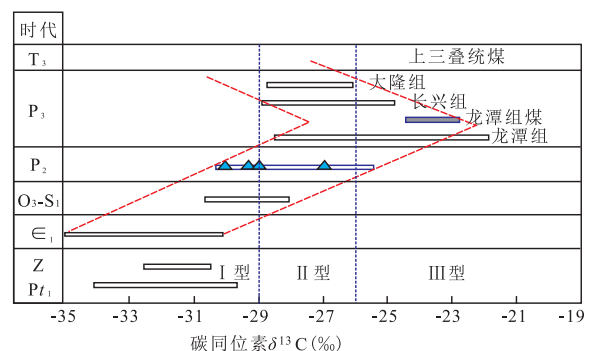


图4 上扬子区各烃源岩层系及焦石坝茅一段干酪根碳同位素分布

Fig. 4 Distribution of carbon isotopic composition of kerogen in source rock series of upper Yangtze area and Mao-1 Member of Jiaoshiha Area

80.39%, 孔隙度介于2%~4%的样品占13.73%, 孔隙度介于4%~6%的样品占3.92%, 孔隙度介于6%~8%的样品占1.96%。FY66-1井茅一段储层渗透率变化范围较宽, 介于 $(0.006 \sim 36.64) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其中, 渗透率小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占15.60%; 渗透率介于 $(0.01 \sim 0.10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占57.80%; 渗透率介于 $(0.1 \sim 1.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占14.68%; 渗透率介于 $(1.0 \sim 10.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占10.09%; 渗透率大于 $10.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占1.83% (图5)。从4种岩性的物性特征来看, 泥晶灰岩孔隙度介于0.01%~1.36%, 瘤状泥晶灰岩孔隙度介于0.15%~2.78%, 瘤状灰泥灰岩孔隙度介于0.11%~3.95%, 灰泥灰岩孔隙度介于0.39%~6.08%, 结果表明灰泥灰岩和瘤状灰泥灰岩储层物性相对较好。

而对FY34-8井茅一段储层126个样品孔隙度的测试分析结果为: 孔隙度介于0.4%~4.8%, 平均值为2.0%。其中, 孔隙度小于2%的样品占52.38%, 孔隙度介于2%~4%的样品占45.24%, 孔隙度介于4%~6%的样品占2.38%, 无孔隙度大于6%的样品。FY34-8井茅一段储层渗透率变化范围也较宽, 介于 $(0.039 \sim 120) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其中, 渗透率介于

$(0.01 \sim 0.1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占35.71%, 渗透率介于 $(0.1 \sim 1.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占52.38%, 渗透率介于 $(1.0 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占7.94%, 渗透率介于 $(10 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占3.17%; 渗透率大于 $100.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占0.79% (图5)。

按照石油天然气行业标准《油气储层评价方法: SY/T 6285—2011》的规定, 碳酸盐岩储层孔隙度介于4%~12%为低孔储层, 孔隙度小于4%为特低孔储层, 渗透率介于 $(10 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为中渗储层, 渗透率介于 $(1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为低渗储层, 渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为特低渗储层。结合涪陵焦石坝地区茅口组一段储层物性特征 (图5) 可以看出: 该段整体为特低孔、特低渗储层, 部分层段为低孔、低渗—中渗储层, 由于孔隙度与渗透率无相关性, 这些渗透率较好的层段为裂缝性储层。

### 3.2 储层孔隙结构特征

对JY66-1井茅口组一段岩心进行液氮—高压汞联合测试分析表明, 孔径介于2~50 nm的中孔提供了主要的孔体积, 孔隙体积占比达到50%左右; 孔径大于50 nm的大孔提供了次要的孔体积, 孔隙体

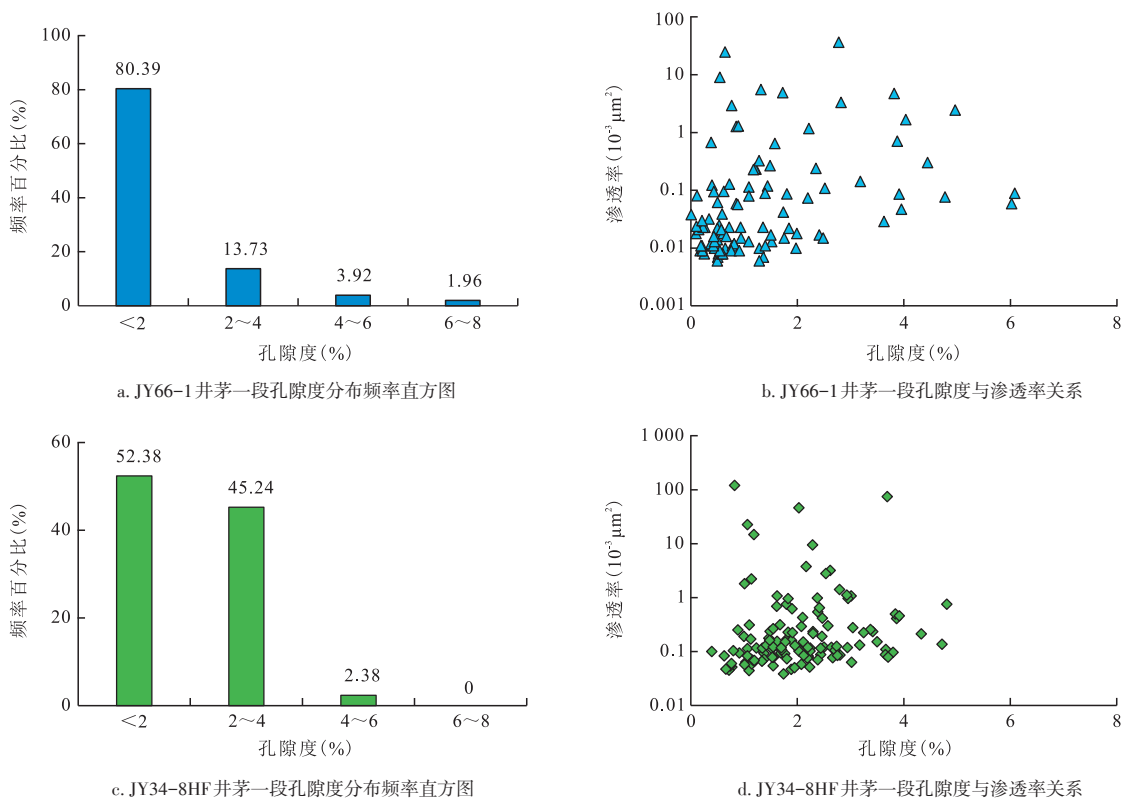


图5 涪陵焦石坝地区茅口组一段储层物性特征

Fig. 5 Reservoir physical properties of Mao-1 Member in Jiaoshiba Area, Fuling

积占比达到34%左右;小于2 nm的微孔所占的孔体积比例很小,孔隙体积占比仅为16%左右(图6)。由此可见,茅口组一段储层中大孔比例高。与之不同,焦石坝龙马溪组页岩储层以微孔和中孔为主,大孔占比较小,其中,JY1井中值孔径分布范围为2.88~4.72 nm,平均中值孔径为3.6 nm,微孔—中孔占96%<sup>[14]</sup>,对比表明茅口组一段储层连通性更好。因此,茅口组一段为一套介于页岩储层与常规储层之间的特殊碳酸盐岩储集层。

## 4 储层储集空间类型及特征

关于四川盆地茅口组二段、三段白云岩储层特征,前人进行的诸多研究认为川中—川东地区茅口组储集层岩性主要为细晶—中晶白云岩、硅质云岩、灰质白云岩、白云质灰岩等,储集空间以晶间孔、晶间溶孔、溶蚀孔洞和裂缝为主<sup>[15-16]</sup>。由于茅口组一段为中缓坡—深缓坡沉积环境,水体相对比较深,主要沉积富含有机质的灰泥灰岩、泥晶灰岩,具有自生自储的特征,故对于该套储层的认识还存在一定的认识分歧<sup>[7-8]</sup>。借鉴前人对页岩储层储集空间分析及分类方案<sup>[17-20]</sup>,充分利用岩石薄片、氩离子抛光扫描电镜、高压压汞—氮气吸附联合测定及物性测试等多种技术方法,对焦石坝地区茅口组一段储层孔隙结构类型进行了分析,并对主要孔隙类型的影响控制因素进行了探讨。

### 4.1 无机孔

焦石坝地区茅口组一段储层无机矿物质孔包括粒内孔隙和粒间孔隙。

#### 4.1.1 粒内孔隙

粒内孔发育在颗粒内部,成因类型多样,包括因

颗粒部分或全部溶蚀而形成的铸模孔隙、化石内孔隙、草莓状黄铁矿颗粒内的晶间孔隙、黏土矿物和云母矿物颗粒内部的层间孔、球状粒或粪球粒内的孔隙等<sup>[18]</sup>。

焦石坝地区茅口组一段粒内孔主要发育黏土矿物层间孔(图7a、图7c、图7f)、碳酸盐矿物溶蚀作用形成的铸模孔隙(图7b)、碳酸盐矿物颗粒表面溶蚀孔(图7b、图7c、图7f)、草莓状黄铁矿颗粒内的晶间孔隙(图7e、图7g)等。其中,黏土矿物层间孔是在成岩作用过程中,片状黏土矿物由于受到强压实作用,发生定向排列、弯曲变形而形成的,多呈狭缝型或楔形,孔径多为微米级,茅一段黏土矿物多与沥青呈矿物沥青集合体形式存在(图7e、图7g、图7h)。碳酸盐次生溶蚀孔孔径变化范围较宽,但多呈孤立状,连通性差。草莓状黄铁矿晶间孔多为沥青所充填,发育有机质孔(图7e、图7g)。

#### 4.1.2 粒间孔隙

粒间孔隙是在刚性矿物颗粒及晶体之间,经过压实作用和胶结作用后存在的残余孔隙空间,是碳酸盐岩矿物颗粒间或晶体间的后期溶蚀孔隙,主要包括粒间孔和晶间孔(图7b、图7c、图7d)。早期较大孔径的粒间孔隙多被沥青充填并发育有机质孔,仅残留部分较小的粒间孔隙;粒间或晶间溶蚀孔常沿粒缘缝发育,并通过粒缘缝相互沟通(图7c、图7d)。

### 4.2 有机质孔

有机质孔是指发育在有机质内部的孔隙,孔隙一般呈不规则状、泡状或椭圆状,其长度一般介于5~300 nm(图7e、图7g、图7h、图7k)。茅口组一段有机质孔隙主要有两种赋存形式:一种是固体沥青内的有机质孔,其外部边界形状主要受到无机矿物

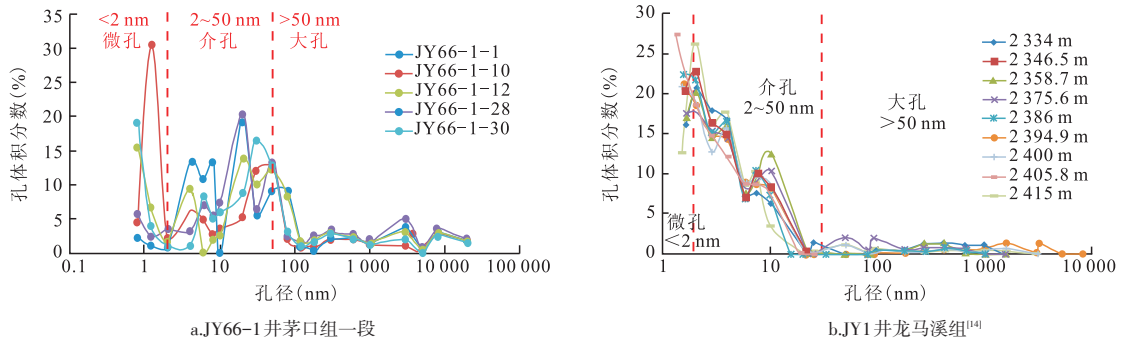


图6 焦石坝地区茅口组一段与龙马溪组页岩储层孔径分布对比

Fig. 6 Comparison of pore size distribution of shale reservoirs of Mao-1 Member and Longmaxi Formation in Jiaoshiha Area

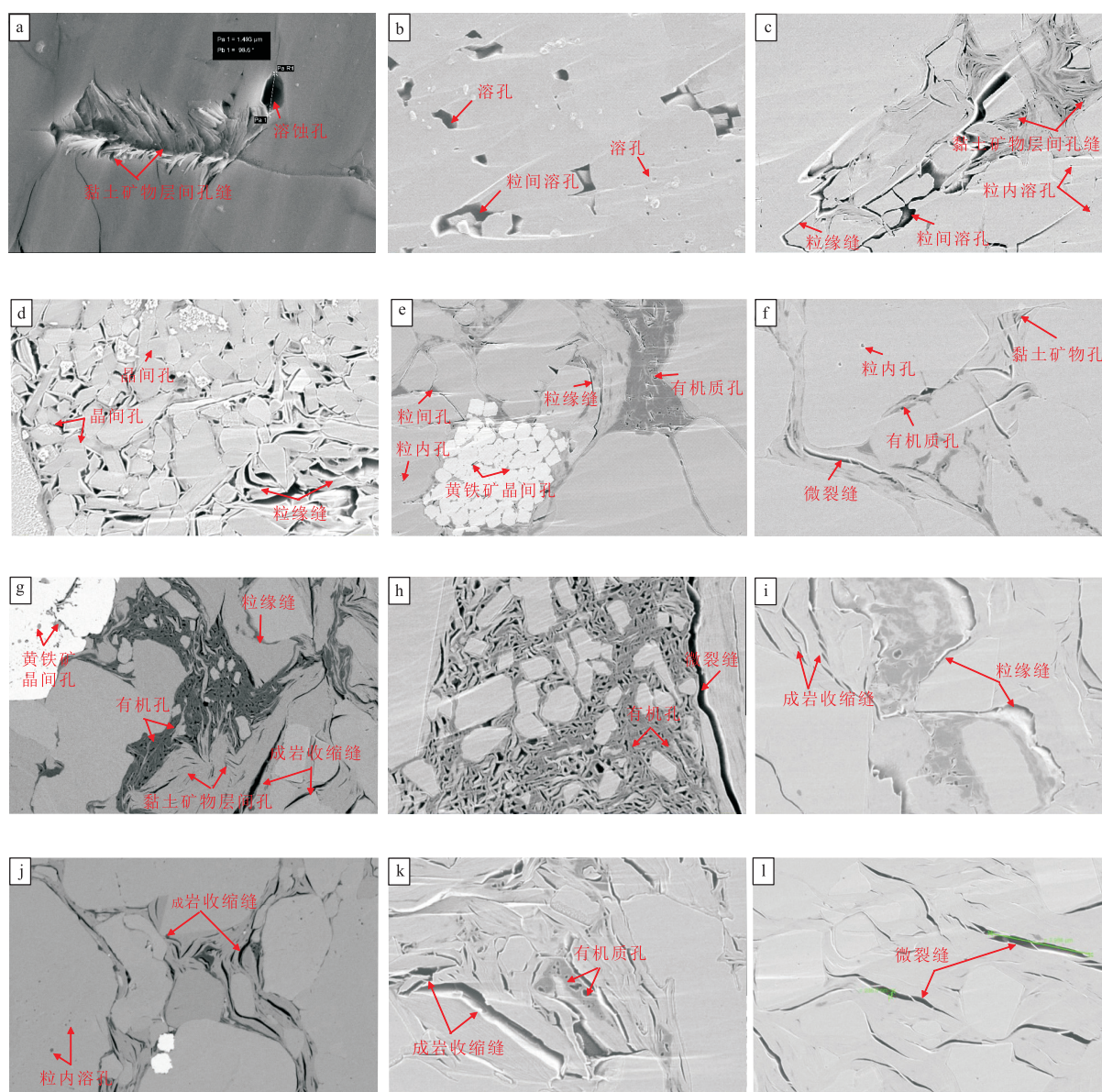
颗粒间的孔隙形态控制,如黏土矿物层间孔缝、黄铁矿晶间孔、脆性矿物粒间孔等(图7e、图7f、图7k);另一种是矿物颗粒与沥青基质形成的集合体,矿物颗粒为沥青所包围(图7g、图7h)。从沥青赋存状态和茅一段烃源岩热演化程度较高可知,茅一段有机质孔主要形成于烃源岩早期,并充注于粒间孔、黏土矿物层间孔等储集空间中的液态烃,经过热裂解作用而形成的产物。

### 4.3 微裂缝

焦石坝地区茅口组一段发育成岩收缩缝、矿物粒缘缝、构造裂缝等多种微裂缝类型(图7)。

#### 4.3.1 成岩收缩缝

成岩收缩缝是指成岩过程中由于蒙脱石向伊利石的成岩转化过程中体积减小而形成的裂缝。微裂



注:a.黏土矿物层间孔,溶蚀孔,JY66-1井,1 286.5 m;b.溶蚀孔,JY34-8HF井,1 616.5 m;c.黏土矿物层间孔,溶蚀孔,粒缘缝,JY30-6HF井,1 120.65 m;d.晶间孔,粒缘缝,JY34-8HF井,1 651.4 m;e.黄铁矿晶间孔,有机质孔,溶蚀孔,JY34-8HF井,1 587.20 m;f.黏土矿物层间孔,粒内溶孔,有机质孔,微裂缝,JY34-8HF井,1 610.65 m;g.有机质孔,黄铁矿晶间孔,黏土矿物层间孔,粒缘缝,成岩收缩缝,JY66-1井,1 352.3 m;h.有机质孔,微裂缝,JY34-8HF井,1 663.60 m;i.粒缘缝,成岩收缩缝,JY30-6HF井,1 178.45 m;j.成岩收缩缝,粒内溶孔,JY66-1井,1 358.85 m;k.成岩收缩缝,有机质孔,JY34-8HF井,1 633.15 m;l.微裂缝,JY34-8HF井,1 626.12 m。

图7 涪陵焦石坝地区茅一段储层微观孔隙结构特征

Fig.7 Characteristics of micro pore structure of Mao-1 Member in Jiaoshiba Area, Fuling

缝多呈平直状,缝宽介于10~200 nm,大部分在50 nm左右;长度介于160~960 nm,最大可以达到1 300 nm。倾向和倾角不固定,连通性较好且开度变化大,常见于茅口组一段下部黏土矿物含量较高的层段(图7j、图7k)。

#### 4.3.2 矿物粒缘缝

矿物粒缘缝是指沿碳酸盐岩或石英矿物颗粒界面处形成的裂缝,主要为碳酸盐岩或石英矿物颗粒受力时,在矿物颗粒边缘产生的微裂缝。该类型的裂缝主要沿矿物颗粒或有机质边缘分布,多呈一定弧度,延伸不远,倾向和倾角不固定。缝宽约10~400 nm,多数在50 nm左右,连通性好,在茅口组一段下部黏土矿物及碳酸盐岩矿物含量均较高的层段比较常见(图7c、图7d、图7i、图7j)。

#### 4.3.3 构造裂缝

构造微裂缝是由于构造应力作用而形成的微裂缝,主要发育在碳酸盐岩矿物颗粒内部及边缘,宽度多在0.1~2  $\mu\text{m}$ ,一般比较平直,少有胶结物充填且连通性好,可作为气体的渗流通道,也是连接微观孔隙与宏观裂缝的桥梁(图7l)。在氩离子抛光扫描电镜下观察发现,高角度构造裂缝为方解石充填现象,以及灰质泥岩较为发育的水平层理缝。

应用Maps对JY66-1井茅一段主要孔隙类型的贡献比例进行统计分析,结果表明:矿物颗粒粒缘缝孔隙度占比最高,介于14%~75%,平均45.5%;有机质孔占比16%~64%,平均31.3%;成岩收缩缝及黏土矿物层间孔孔隙度占比介于8%~73%,平均23.2%。从各样品的岩性特征来看,灰泥灰岩和瘤状灰泥灰岩有机质孔含量相对较高。

## 5 茅口组一段天然气勘探潜力分析

### 5.1 地质条件分析

焦石坝地区茅口组一段储层分布稳定,厚度为50~75 m,有机质丰度较高,整体上属于中等有机质丰度的烃源岩,有机质类型以I型为主、II型为辅, $R_o$ 介于1.71%~2.18%,处于高一过成熟度阶段,有利于天然气的生成。另外,茅一段储层具有低孔特低渗特点,主要发育矿物颗粒粒缘缝、黏土矿物成岩收缩缝、有机质孔、黏土矿物层间孔及碳酸盐岩次生溶蚀孔等多种储集空间类型,且以矿物颗粒粒缘缝、黏土矿物收缩缝为主,储层孔隙度与渗透率之间无相关关系,部分层位渗透率很高,显示出裂缝型储层特征。茅口组一段储层中有机质孔占有较大的比例,且主体吼道直径分布在20~50 nm,与焦石坝地区五峰组一龙马溪组页岩储层具有一定的相似性(表2),但茅一段储层中大孔比例较高,矿物颗粒粒缘缝、成岩收缩缝及黏土矿物层间孔占比比较大,局部层位渗透率高达 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上,对于后期压裂后缝网的沟通和天然气的运移具有重要作用。

### 5.2 储层的含气性分析

从储层的含气性来看,焦石坝地区茅口组一段储层具有较好的含气性,钻井过程中普遍明显的气测异常,气测录井综合评价为气层或含气层,如JY19-5HF井气测全烃0.83%~24.92%;JY48-1HF井全烃1.20%~12.40%,测试火焰高达20 m;JS1井气测全烃0.33%~65.49%,通过对1 208~1 297 m直井段射孔酸压测试,日产气 $1.67 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。针对JS1井实施的茅一段评价水平井FM1HF井,1 001 m处水

表2 焦石坝地区茅一段与五峰组一龙马溪组优质页岩段地质条件对比

Table 2 Comparison of geological conditions between Mao-1 Member and high quality shale member of Wufeng-Longmaxi Formation in Jiaoshiba Area

井号	地层	厚度 (m)	平均TOC (%)	有机质 类型	平均 $R_o$ (%)	平均孔隙度 (%)	孔隙类型	孔径分布占比(%)			矿物组成占比(%)			压力 系数
								<2 nm	2~50 nm	>50 nm	黏土矿物	石英	碳酸盐岩	
JY66-1	$P_2m^1$	36.9	0.87	I—II <sub>1</sub>	1.97	1.36	有机质孔占31%; 黏土矿物孔缝占 23%;脆性矿物孔 缝占46%	16	50	34	14.9	8.5	75.3	1.22
JY1HF	$O_3w-S_{1l}$	38	3.52	I—II <sub>1</sub>	2.6	4.52	有机质孔占51%; 黏土矿物孔缝占 43%;脆性矿物孔 缝占6%	19	77	4	34.6	44.4	9.72	1.55

平井段全烃1.14%~12.74%,平均2.1%,测井揭示气层518 m/8层,酸压测试天然气日产量 $4.02 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。从天然气组成来看,JS1井茅一段天然气中 $\text{CH}_4$ 、 $\text{C}_2\text{H}_6$ 、 $\text{C}_3\text{H}_8$ 含量分别为92.23%、0.70%、0.11%;干燥系数 $C_i/C_{i-1}$ 达到0.99;非烃气体含量较低,主要为 $\text{CO}_2$ 、 $\text{N}_2$ ,含量分别为3.69%和3.11%。从烷烃气的碳同位素来看,JS1井 $\delta^{13}\text{C}_1$ 介于-31.25%~31.12%, $\delta^{13}\text{C}_2$ 介于-35.28%~31.23%, $\delta^{13}\text{C}_3$ 介于-34.87%~34.66%,揭示其为典型的油型气。烷烃系列碳同位素发生反转,呈现出 $\delta^{13}\text{C}_1 > \delta^{13}\text{C}_2 > \delta^{13}\text{C}_3$ 特征,结合茅一段天然气组分为典型的干气特征,且热演化程度高, $R_o$ 平均达1.97%,说明茅一段天然气为高一过成熟阶段的烃源岩干酪根裂解气与早期形成的液态烃裂解成气的混合产物。

### 5.3 勘探潜力分析

川东南地区茅一段为一套介于页岩储层与常规储层之间的特殊的碳酸盐岩储集层,具有页岩气藏和裂缝型气藏的共生特点,该套储层分布稳定,初步预测川东南地区茅一段埋深1 000~4 500 m,有利区面积为3 000  $\text{km}^2$ ,具有自生自储、低孔特低渗、局部发育裂缝、大面积连续分布的特点,且含气性好,多口井压裂测试获得高产气流,资源潜力大。针对该种类型的天然气藏,建议借鉴非常规页岩气评价思路,并加强甜点层段、甜点区的综合评价<sup>[21]</sup>,开展适应性的工程工艺技术攻关,进一步促进涪陵地区茅一段天然气规模上产和效益开发。

## 6 结论

1) 根据岩性和电性特征,焦石坝地区茅一段可分为2个四级沉积旋回和8个小层,主要发育灰泥灰岩、泥晶灰岩、瘤状灰泥灰岩、瘤状泥晶灰岩4种岩性。

2) 茅一段有机质丰度较高,整体上属于中等有机质丰度的碳酸盐岩烃源岩,从岩性类型来看,灰泥灰岩、瘤状灰泥灰岩 TOC 相对较高。茅一段有机质类型好,以 I 型为主、II 型为辅,且热演化程度较高,处于高一过成熟度阶段,有利于天然气的生成。

3) 焦石坝地区茅一段储集空间以矿物颗粒粒缘缝、黏土矿物成岩收缩缝和有机质孔为主,黏土矿物层间孔、碳酸盐矿物溶蚀孔次之,储层孔径分布以介孔为主,大孔次之,微孔占比相对较小,茅一段整

体为特低孔、特低渗储层。

4) 焦石坝地区茅一段天然气组分以甲烷为主,重烃含量较低,为典型的干气; $\delta^{13}\text{C}_1$ 介于-31.25%~-31.12%, $\delta^{13}\text{C}_2$ 介于-35.28%~-31.23%, $\delta^{13}\text{C}_3$ 介于-34.87%~-34.66%,为典型的油型气。烷烃系列碳同位素发生反转,呈现出 $\delta^{13}\text{C}_1 > \delta^{13}\text{C}_2 > \delta^{13}\text{C}_3$ 特征,揭示茅一段天然气为高一过成熟阶段的烃源岩干酪根裂解气与早期形成的液态烃裂解成气的混合产物。

5) 焦石坝地区茅一段孔隙度与渗透率无相关性,局部层位渗透率高,表现出裂缝性储层特点。茅一段具有自生自储的特点,为一套介于页岩储层与裂缝性储层之间的特殊的碳酸盐岩储集层,该种类型的天然气藏需要借鉴页岩气勘探思路,加强甜点层段评价和适应性工程工艺技术攻关,以便进一步促进天然气的规模上产和效益开发。

### 参考文献

- [1] 张健,周刚,张光荣,等.四川盆地中二叠统天然气地质特征与勘探方向[J].天然气工业,2018,38(1):10-20.  
ZHANG Jian, ZHOU Gang, ZHANG Guangrong, et al. Geological characteristics and exploration orientation of Mid-Permian natural gas in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(1): 10-20.
- [2] 魏国齐,杨威,刘满仓,等.四川盆地大气田分布、主控因素与勘探方向[J].天然气工业,2019,39(6):1-12.  
WEI Guoqi, YANG Wei, LIU Mancang, et al. Distribution rules, main controlling factors and exploration directions of giant gas fields in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(6): 1-12.
- [3] 杨跃明,杨雨,文龙,等.四川盆地中二叠统天然气勘探新进展与前景展望[J].天然气工业,2020,40(7):10-22.  
YANG Yue ming, YANG Yu, WEN Long, et al. New exploration progress and prospect of Middle Permian natural gas in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(7): 10-22.
- [4] 郭旭升,胡东风,黄仁春,等.四川盆地深层—超深层天然气勘探进展与展望[J].天然气工业,2020,40(5):1-14.  
GUO Xusheng, HU Dongfeng, HUANG Renchun, et al. Deep and ultra-deep natural gas exploration in the Sichuan Basin: Progress and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(5): 1-14.
- [5] 胡东风,王良军,张汉荣,等.碳酸盐岩烃源岩气藏的发现及其油气地质意义——以四川盆地涪陵地区中二叠统茅口组一段气藏为例[J].天然气工业,2020,40(7):23-33.  
HU Dongfeng, WANG Liangjun, ZHANG Hanrong, et al. Discovery of carbonate source rock gas reservoir and its petroleum geological implications: A case study of the gas reservoir in the first Member of Middle Permian Maokou Formation in the Fuling area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(7): 23-33.
- [6] 李蓉,苏成鹏,石国山,等.川南地区茅口组一段瘤状灰岩储层成因[J].天然气地球科学,2021,32(6):1-10.  
LI Rong, SU Chengpeng, SHI Guoshan, et al. The discussion of the genesis of nodular limestone reservoirs of the first period of

(下转第792页)