

文章编号:1673-8926(2009)02-0116-05

四川盆地页岩气与煤层气勘探前景分析

黄籍中

(成都市老年科技工作者协会)

摘要:页岩气与煤层气是非常规气勘探的重要领域,国外早已进入实质性商业勘探开发。我国从本世纪初对页岩气关注渐增。页岩气以吸附、溶解、游离状态存在,形成于暗色高炭泥质烃源岩中。该文根据四川盆地烃源岩研究成果,论证了上二叠统龙潭组煤系利于煤层气成藏,有利区块位于华蓥山及其东南侧与南端地带。该地带以烟煤为主,瓦斯含量高、埋藏浅。上三叠统须家河组煤系,煤岩瓦斯含量低,有利页岩气成藏。有利区块有二:一是川西南威远背斜周缘及川南之北段区块;二是米仓山前缘,目的层埋藏较浅。油系泥质烃源岩有利页岩气成藏的层系是下侏罗统,有利区块位于川东北、川北有机质成熟度高的高陡构造翼部及盆地边缘浅埋带。下志留统龙马溪组、下寒武统筇竹寺组暗色泥质烃源岩,在盆地内早期有利页岩气成藏。现今因成熟度剧增,不利页岩气保存,而且目的层埋深大,可在老气田“立体勘探”时关注。但在大巴山靠盆地一侧,江南古陆西北缘,其有机质成熟度有降低的趋势,不失为页岩气成藏的有利地带。

关键词:页岩气;煤层气;煤系气;烃源岩;勘探;四川盆地

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

0 引言

页岩气、煤层气列为非常规气勘探的重要领域。国外页岩气勘探开展较早,并已取得商业性实质进展。国内,自本世纪起关注渐增。有关论文已发表多篇。张金川教授等在这方面作“舆论”导向^[1~3],成效显著。然而,要进入实质性勘探开发,为时尚远,这是因为“性价比”所限。页岩气成藏隐蔽性、高难度、高风险,单井气产量一般较低,多以钻井数较多来获取总产能。如美国 Appalachian 盆地页岩气井大于 6 000 口,年产量 $(14\sim 20)\times 10^8\text{ m}^3$;Michigan 盆地到 2003 年钻井大于 7 700 口,累计产气量大于 $500\times 10^8\text{ m}^3$ 。对国有大型能源企业来说,常规气尚大有作为,非常规气(煤层气)方兴未艾,所以难顾及页岩气的实质性勘探。看来,鼓励民企、地方政府投入,在现阶段比较现实,应该是“上策”之举。

笔者以四川盆地烃源岩研究为基础,分析论证海相、陆相两大类油系、煤系烃源岩的展布与潜力,评估页岩气、煤层气有利发育成藏的地区,旨在抛砖引玉。

1 四川盆地泥质烃源岩发育,有利页岩气、煤层气成藏

1.1 四川盆地页岩气、煤层气资源的物质基础

四川盆地以富产天然气而著称国内外(富气盆地)。在古生界至中三叠统海相碳酸盐岩沉积的基础上,发育前陆晚三叠世、侏罗纪至白垩纪陆相碎屑岩沉积,称谓四川叠合盆地。盆地面积为 $19\times 10^4\text{ km}^2$;沉积岩累积厚度逾 10 000 m(川西),一般在 6 000~8 000 m。受乐山—龙女寺加里东隆起、泸州—开江印支期隆起、川西江油—中坝、考泉—新场—丰谷镇、平落坝—观音寺—龙泉山燕山期隆起剥蚀、沉积^[4,5]的影响,在区域上发育“四下二上”6套烃源岩系^[6]。“四下”(下寒武统、下志留统、下二叠统、下侏罗统)属油系烃源岩;“二上”(上二叠统、上三叠统)属煤系烃源岩。盆地外侧尚发育上震旦统陡山沱组油系烃源岩(图1)。

油系烃源形成多组油气藏。早期成油于古隆起,形成古油藏。随着埋深增加,有机质成熟度增高,古油藏热降解—裂解成古气藏(含干酪根增生

收稿日期:2008-07-24;修回日期:2009-02-10

作者简介:黄籍中,1934年生,男,教授级高级工程师,长期从事石油天然气地质地球化学研究。地址:(610051)成都市华油路143号华油苑二栋三单元102室。电话:(028)86015496。E-mail:hjz1933@163.com

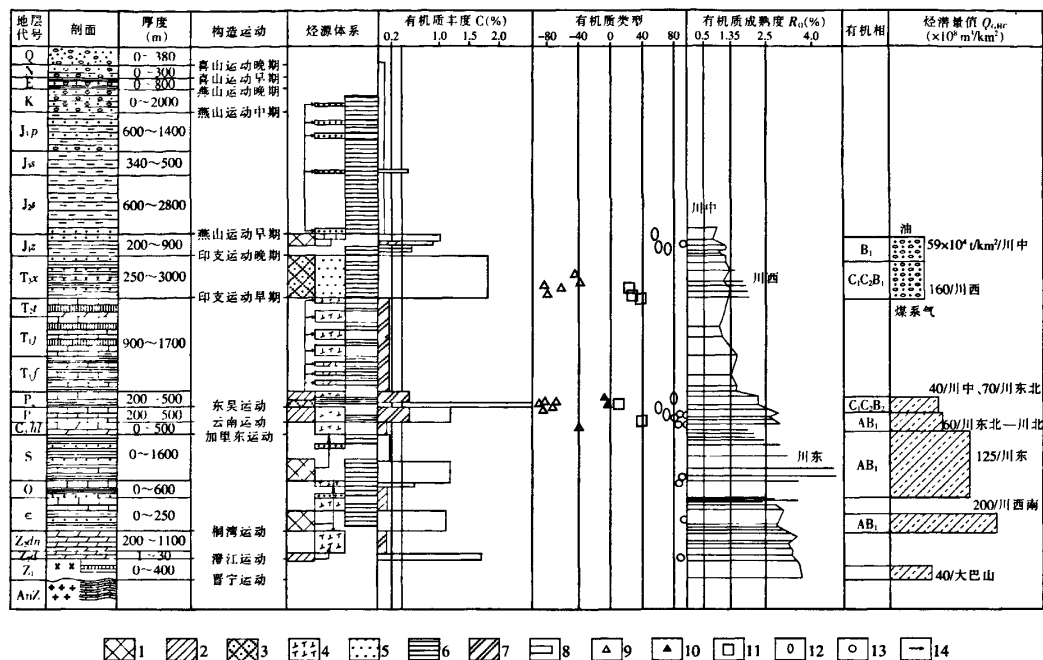


图1 四川盆地主要烃源体系简图(据文献[6]补充)

Fig. 1 Sketch map showing main hydrocarbon source sequences of Sichuan Basin

1.泥质烃源岩;2.碳酸盐烃源岩;3.煤系烃源岩;4.碳酸盐储集层;5.碎屑岩储集层;6.盖层;7.碳酸盐岩;8.泥质岩;9.Ⅲ₁型有机质;10.Ⅲ₂型有机质;11.Ⅱ₂型有机质;12.Ⅱ₁型有机质;13.Ⅰ₁型有机质;14.构造

气)。今气藏是喜山运动随盆地形成若干构造、构造-岩性圈闭,重新分配、形成的。

煤系烃源一般形成气藏。由图1可见,多烃源、多储集岩(体),是现今多气藏的必然结果,也是四川盆地气田的特色。随着勘探深度、广度的展开,据不完全统计,已发现上百个气田,其中大于或等于 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 气田已达数十个;气藏数有几百个。探明储量已逾 $10\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$,但仍不及资源量的20%,表明常规气领域勘探潜力仍很大。近期,又在老气田开展“立体勘探”,不少老气田的老气井、干井、水井焕发青春^[7],为四川天然气增储上产增添了活力。

页岩气成藏于泥质烃源岩,属源藏合一型,以吸附(含溶解)及游离态赋存。富有机质泥质烃源岩成气,为有机质(干酪根、微石油……)、矿物等所吸附、溶解,其吸附、溶解量随有机质成熟度增高而增加。但当热演化进一步加深,一般在 R_o 大于2%时,气吸附、溶解量随之减弱(称脱附、溶解……);页岩页理及地质营力导致的裂缝是游离气赋存的空间。换言之,页岩气成藏的先决条件是高有机质含量的泥质烃源岩,在合适的热成熟度阶段,有利吸附及

溶解气的赋存;在页理及构造缝发育带有利游离气赋存。煤层气成藏于煤系高炭泥质烃源岩及煤层自身成气赋存。煤层特有的网络多孔结构发育,具高吸附功能。因此,煤层是较佳的储集体。煤层气仍以吸附及游离状态赋存。其赋存量与页岩气雷同,即在适宜的热演化阶段,以烟煤类含气量高,当然亦与成烃(源)量相关。

不言而喻,四川盆地泥质烃源岩发育,为页岩气、煤层气成藏,奠定了物质基础。

1.2 煤系烃源岩与煤层气、页岩气

上二叠统龙潭组、上三叠统须家河组煤系烃源岩发育区有利于煤层气、页岩气成藏,四川盆地煤系烃源岩发育于上二叠统龙潭组、上三叠统须家河组。将二者有利煤层气、页岩气成藏的基本地质参数列于表1。

早二叠世末,四川盆地受东吴运动影响,抬升为陆。下二叠统遭受不同程度剥蚀、夷平。在此基础上沉积上二叠统龙潭组。从岩相分析,自西向东可分5个相带:①喷发玄武岩相(茂汶—宝兴—美姑一线以西);②河流沼泽沉积火山碎屑岩相(宝兴—仁寿—宜宾一线以西);③湖坪含煤砂泥岩相(成

表 1 上二叠统龙潭组、上三叠统须家河组煤层气、页岩气成藏类比
Table 1 Comparison of forming condition of shale gas and coal-bed methane reservoirs between Upper Permian Longtan Formation and Upper Triassic Xujiahe Formation

层系	岩相岩性	暗色泥质岩 厚度(m)	煤层厚度 (m)	有机质丰度 C(%)	有机质类型 [*]		有机质成熟度 R _o (%)	评估
					δ ¹³ C _k (‰)	TI		
上三叠统 须家河组 (T _{3x-h})	滨湖沼泽相,砂 页岩含煤建造	100~1500 (川东南薄 川西厚)	烟煤为主,一般 较薄,累厚可达 28	0.4~10, 平均 2 左右, 一般 2~3	-24~-27	-40~-80 Ⅲ型	0.7~2.3,成熟— 高成熟早期,川西 南—川南,1 左右	威远及川西南— 川南北段,页岩 气成藏有利
上二叠统 龙潭组 (P _{2l})	滨海潮坪沼泽 相,页岩碳酸盐 岩含煤建造	0.25~125(多 数小于 100)	川东南烟煤为 主,川南南侧无 烟煤累厚 5~10	0.5~13, 平均 3 左右, 一般 3~5	大于-26	0~-80 Ⅲ型 局部富氢	1.5~3.5,高-过 成熟期,川东 南,2 左右	华蓥山及其东南、 南侧,有利煤层 气成藏

注: * δ¹³C_k(‰) 为酪根碳同位素值; TI = $\frac{a \times 100 + b \times 50 + c \times (-75) + d \times (-100)}{100}$ 有机质类型指数。其中: a, b, c 分别表示腐泥、壳质、镜质、惰质组, %

都—永川—习水一线以西)及潮坪含煤砂泥岩、灰岩相(成都—大竹—南川一线以西);④局限海湾生物泥晶灰岩相(成都—大竹—南川一线以东);⑤开阔海台地泥晶生物灰岩相(川西北江油—广元—旺苍—绵竹地带)。第③相带是煤系发育地带,是煤层气成藏的有利区带。该区煤层埋藏较浅,煤岩含瓦斯量较高,一般可达 10~20 m³/t 以上。因此,华蓥山主背斜及其东南侧和南端,应该是煤层气发育的有利区带;而潮坪含煤砂泥岩相有利页岩气成藏。

中三叠世末,四川盆地受印支运动影响,中三叠统随上扬子海盆上升为陆,广遭剥蚀。其幅度以泸州隆起最大,剥蚀已至 T_{1j}³。在此基础上,因海水西撤,在上三叠世早期,盆地西部尚沉积一套浅海相碎屑岩、泥灰岩建造(垮洪洞组)。随之与海水隔绝,早前陆盆地模式,沉积砂泥岩含煤建造。煤系主要发育于 T_{3x-h} 一、三、五层段,其余层段中,有时也发育煤层煤线。上三叠统须家河组含煤建造暗色泥质岩累积厚度可达 1 500 m,一般数百米;煤层累积厚度可达 28 m。属河湖—滨湖沼泽相沉积。川西深埋地腹,川西南威远背斜周缘及川南北段地层埋

藏浅或出露地表。T_{3x} 厚 600 m 左右,煤以烟煤为主,一般瓦斯含量较低。在一些构造、断层遮挡圈闭下,对页岩气成藏有利。其次是米仓山南前缘,区域地层多以向南倾斜展布,T_{3x-h} 埋藏较浅。当有构造、断层圈闭时,亦是页岩气成藏的有利地区。

1.3 泥质烃源岩与页岩气

下寒武统筇竹寺组、下志留统龙马溪组、下侏罗统自流井组油系泥质烃源岩发育区有利页岩气成藏。四川盆地油系泥质烃源岩主要发育于下寒武统筇竹寺组、下志留统龙马溪组、下侏罗统自流井组。三者有利页岩气成藏的基本地质参数见表 2。

1.3.1 下侏罗统的页岩气

下侏罗统自流井组在晚三叠世内陆湖泊相基础上沉积。盆地边缘以浅湖相紫红色泥质岩、砂岩、泥灰岩团块沉积为主,向盆地中心相变为黑色页岩、介壳灰岩间互夹粉砂岩建造。有 3 个明显的沉积旋回,即由紫红色泥岩开始,向上渐变为黑色页岩、介壳灰岩或粉砂岩。暗色泥质岩是优质油系烃源岩,在川中一带处于成熟期,形成若干油田。向北、向东北,有机质成熟度增高至高成熟期,是页岩气成藏

表 2 下寒武统筇竹寺组、下志留统龙马溪组、下侏罗统自流井组页岩气成藏类比
Table 2 Comparison of shale gas reservoirs forming condition among Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Lower Silurian Longmaxi Formation and Lower Jurassic Ziliujing Formation

层系	岩相岩性	暗色泥质岩 厚度(m)	有机质丰度 C(%)	有机质类型		有机质成熟度 R _o (%)	评估
				δ ¹³ C _k (‰)	TI		
下侏罗统 自流井组 (J _{1z})	湖相页岩、介壳 灰岩、砂岩建造	川东平均 142 川中平均 45	川东平均 1.13 川中平均 1.19	一般-29 左右	60 左右	川东 1±,川东北 1.5~2±,川中 1±	川东北—川北地区成熟 度高,利于页岩气 成藏
下志留统 龙马溪组 (S _{1l})	盆地相—陆棚相 暗色泥质岩建造	川东南大于 300	0.1~4.88, 一般 1.1 左右	一般-31 左右	≥60	>2.5	川东南成熟度高,埋藏深, 不利页岩气保存。利于 常规气成藏
下寒武统 筇竹寺组 (C _{1q})	盆地相—陆棚 相暗色泥质岩 建造	川南、川西南 300 左右	0.2~9.98, 一般 1~2 左右	一般-31 左右	≥80	>2.5~4	川南、川西南成熟度高, 埋藏深,不利页岩气保 存,利于常规气成藏

的有利地区,即川东北、川北是勘探页岩气的有利地区。在埋藏较浅或裸露地带,如华蓥山北段、川东北高陡构造的翼部,应该是页岩气成藏的靶区。

1.3.2 下志留统的页岩气

下志留统马龙溪组与奥陶系五峰组连续沉积,沉积物来源于西侧康滇古陆及东南侧的江南古陆。古陆前缘常形成凹陷带,沉积物堆积厚,如湘鄂西、大巴山、龙门山等地区。靠盆地东南部沉积也较厚,下部为暗色富含笔石的页岩。表明沉积环境平静,有机质含量较丰富,是四川盆地主力烃源岩。向上渐变为灰、灰绿色页岩夹生物灰岩。川东南地区为碎屑岩建造,向西、向南变为粉砂岩、灰岩或生物灰岩、泥灰岩夹页岩,可形成常规气藏。马龙溪组暗色泥质岩属盆地相—广海陆棚相沉积。受乐山—龙女寺加里东隆起影响,暗色泥质烃源岩残留于东、南、北方向,以川东、川南—川西南等地发育,最厚等于或大于 600~650 m。有机质含量较高,现今有机质成熟度较高,已达高成熟—过成熟早期^[8],并非页岩气成藏的有利期。该区应该是常规气(碎屑岩、碳酸盐岩或风化壳储集)的勘探区。

1.3.3 下寒武统的页岩气

下寒武统筇竹寺组是在晚震旦世桐湾运动影响下,导致盆地整体抬升,灯影组灰岩广遭剥蚀的基础上沉积的一套暗色泥质岩。西部龙门山、宝兴、天全一带上隆为物源供给区,海水由东南方侵入。盆地西北为扇三角相,西为三角洲相,向东南过渡为广海陆棚碎屑岩相、广海陆棚碳酸盐岩相沉积建造。暗色泥质岩在盆地内以川西南最厚,为 36~384 m;川南 40~324 m;川东 21~280 m;川中 25~180 m;川北 25~120 m;川西 0~140 m;大巴山地区 300~400 m;湘鄂西最厚,大于 550 m。有机质含量较为丰富,高者可达 10%,一般在 1%~2%。具备形成页岩气的物质基础。但因盆地内有机质成熟度高,多已进入高成熟—过成熟期, R_o 为 2.5%~6%,不利于页岩气的成藏。但在盆地边缘,如大巴山、湘鄂西(江南古陆西北缘),有机质成熟度相对较低,有利页岩气的成藏。

2 页岩气、煤层气勘探区块选评

基于对页岩气、煤层气成藏机制的认识,富含有机质的烃源层具有适宜的热成熟度(高成熟早期至成熟期, R_o 为 1%~2.5%),埋藏深度较浅(一般小于 1 200 m)是勘探优选的原则。5 套有利成藏的烃

源岩及其勘探区块分布见图 2。

(1) 煤层气成藏的有利层系是上二叠统龙潭组煤系。有利区块是华蓥山及其东南侧及南端地带。该区块煤层发育,以烟煤为主,瓦斯含量较高,目的层埋藏较浅,可操作性强。

(2) 页岩气成藏的有利层系有二:①下侏罗统油系烃源岩,发育于深湖相。川中处于成熟期,产油为主。向北、向东北有机质成熟度增高,产气率增加,有利于页岩气成藏。华蓥山北段及川东北高陡构造的翼部是勘探页岩气的有利靶区。②上三叠统须家河组煤系,页岩有机质含量高,有机质成熟度除川西深埋区较高外,其它地区 R_o 多在 1%~2%,有利页岩气成藏与保存。勘探区以川西南地区威远背斜周边及川南之北段目的层埋藏较浅的区段有利。其次是川北米仓山南侧目的层埋藏较浅的区带^[9]。在勘探页岩气时亦可兼探煤层气。

(3) 上志留统龙马溪组及下寒武统筇竹寺组油系泥质烃源岩发育,早期应该是页岩气成藏的有利期。后因深埋地腹,有机质成熟度增高, R_o 为 2.5%~4%,处于高成熟晚期至过成熟期,不利页岩气成藏,不适宜页岩气勘探,但在老气田开展“立体勘探”时可兼探。在盆地边缘有机质成熟度相对较低的地带,如江南古陆西北缘、大巴山东南缘^[10],仍不失为勘探页岩气的有利区块。

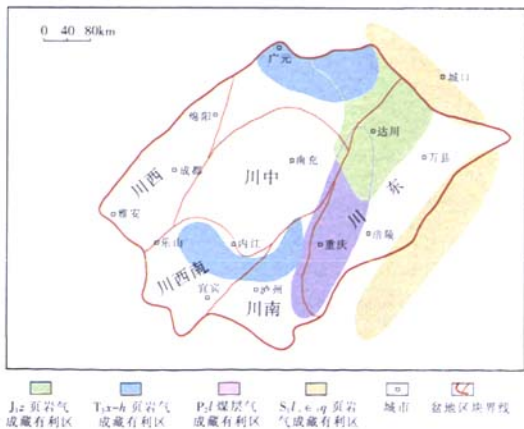


图 2 四川盆地页岩气、煤层气成藏有利区图

Fig. 2 Sketch map showing the favorable areas of shale gas and coal-bed methane reservoirs in Sichuan Basin

3 结语

四川叠合盆地发育海相、陆相两大类 5 套烃源层,是形成页岩气、煤层气的基础。

P_2l 、 T_3x-h 煤系烃源层系, 有利煤层气成藏。页岩气成藏以 T_3x-h 有利, P_2l 煤层气以华蓥山及其东南侧与南端一带勘探有利。 T_3x-h 页岩气成藏有利区块有二: 一是川西南威远背斜周缘及川南北段一带; 二是米仓山前缘地带, 在勘探页岩气时可兼探煤层气。

油系泥质烃源层系在盆地内以 J_1z 成藏有利, 有利区带位于成熟度增高的川东北高陡构造翼部及盆地边缘地带。 S_1l 、 C_1q 油系烃源层早期在盆地内有利页岩气成藏, 现今成熟度增高, 又深埋地腹, 不利页岩气藏的保存。但可在老气田开展“立体勘探”时关注。在江南古陆西北缘、大巴山东南缘有机质成熟度有减低的趋势, 现今埋藏浅, 应该是页岩气成藏的有利区带。

在钻探部署时, 勿忘裂缝性气田勘探“一占三沿”——占高点, 沿长轴、沿断层、沿扭曲的成功原则。

参考文献:

- [1] 张金川, 金之均, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15-18.
- [2] 张金川, 薛会, 卞昌蓉, 等. 中国非常规气勘探刍议[J]. 天然气工业, 2006, 26(12): 53-56.
- [3] 赵群, 王红岩, 刘人和, 等. 世界页岩气发展现状及我国勘探前景[J]. 天然气技术, 2008, 2(3): 11-14.
- [4] 黄籍中. 从四川盆地看古隆起成藏两重性[J]. 天然气工业, 2009, 29(2): 12-17.
- [5] 郭正吾. 四川盆地西部浅层致密砂岩天然气勘探模式[J]. 天然气工业, 1997, 17(3): 5-9.
- [6] 黄籍中, 陈盛吉, 宋家荣, 等. 四川盆地烃源体系与大中型气田形成[J]. 中国科学: D 辑, 1996, 26(6): 504-510.
- [7] 吴月先, 钟水清, 潘用平, 等. 四川盆地气田“立体勘探”新进展[J]. 岩性油气藏, 2009, 21(1): 128-132.
- [8] 黄籍中. 从有机质成熟度看四川盆地地下古生界天然气勘探[J]. 天然气工业, 2007, 27(8): 6-8.
- [9] 谢邦华, 陈盛吉, 黄纯虎, 等. 米仓山前带油气成藏地质条件分析[J]. 天然气勘探与开发, 2007, 30(2): 18-20.
- [10] 黄籍中, 姜怀诚. 四川盆地奥陶系天然气成因探讨[J]. 石油学报, 1986, 7(4): 11-22.

Exploration prospect of shale gas and coal-bed methane in Sichuan Basin

HUANG Ji-zhong

(The Aged Technology Workers Association of Chengdu, Chengdu, 610041, China)

Abstract: The exploration of shale gas and coal-bed methane is an important field of the non-conventional gas exploration. The shale gas reservoir formed in dark-colored high-carboniferous argillaceous hydrocarbon source rocks with the mechanism of adsorption-dissolution-free existence. Based on the study result of hydrocarbon source rocks of Sichuan Basin, it is demonstrated that Longtan Formation of Upper Permian is favorable to form coal-bed methane reservoir. The favorable areas are located in Huaying Mountains, and its southeastern side and southern side. The strata of this region mainly contain bituminous coal with the superiority of high gas content and shallow burying. For low gas content, the coal measures of Upper Triassic Xujiahe Formation are favorable for the accumulation of shale gas. There are two advantageous areas: the one includes the periphery of Weiyuan Anticline (which is located in southwestern Sichuan Basin) and the north part of southern Sichuan Basin, while another area is frontier area of Micang Mountain with shallow buried target. The argillaceous hydrocarbon source sequence of petroliferous strata, being favorable for the accumulation of shale gas, is Lower Jurassic. The favorable areas are located in the precipitous structural flanks and shallow buried fringe of northeastern and northern parts of Sichuan Basin. The dark-colored argillaceous hydrocarbon source rocks of Lower Silurian Longmaxi Formation and Lower Cambrian Qiongzhusi Formation are favorable for the accumulation of shale gas in early-middle maturation period. At present, these sequences are unfavorable to preserve shale gas, due to the sharply increased organic maturity and deeply buried target zones. In frontier side of Daba Mountain and northwestern fringe of Jiangnan Ancient Land, organic maturity has a trend of decrease, so these areas are favorable for accumulation of shale gas too.

Key words: shale gas; coal-bed methane; coal measure gas; source rocks; exploration; Sichuan Basin

(编辑 张景廉)