

文章编号:0253-9985(2010)03-0288-12

中国上扬子区下古生界页岩气形成条件及特征

董大忠,程克明,王玉满,李新景,王社教,黄金亮

(中国石油天然气股份有限公司 勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:从露头、钻井、岩心等资料出发,以沉积、地球化学、储层及含气性等为重点,对上扬子区下寒武统筇竹组和下志留统龙马溪组页岩气形成的地质条件与特征进行了初步探索,指出上扬子区早古生代的浅海-深水陆棚沉积环境控制了筇竹组、龙马溪组富有机质黑色页岩的发育与分布,深水陆棚沉积中心黑色页岩厚度最大;黑色页岩有机碳含量(*TOC*)普遍较高,平面上富有机碳黑色页岩(*TOC* > 2%)与深水陆棚相分布一致,纵向上富有机碳黑色页岩集中发育在各组的中下部-底部,连续厚度约30~50 m,有机碳含量在4%以上;黑色页岩脆性矿物丰富、含量大,粘土矿物单一、无蒙脱石,与美国产气页岩相似;基质孔隙、微裂缝发育,成丝状、网状及蜂窝状分布,岩心实测孔隙度为2%~16%,具有较好的孔、渗能力;黑色页岩钻井气显示活跃,岩心含气量在最低工业开发含气门限之上,等温吸附模拟甲烷吸附能力强,综合含气性特征与北美产气页岩类似。总体认为,中国上扬子区下古生界筇竹寺组、龙马溪组具有优越的页岩气形成地质条件,是较现实的页岩气勘探开发领域。

关键词:富有机质页岩;页岩气藏;页岩气形成条件;下古生界;上扬子区

中图分类号:TE122.1 **文献标识码:**A

Forming conditions and characteristics of shale gas in the Lower Paleozoic of the Upper Yangtze region, China

Dong Dazhong, Cheng Keming, Wang Yuman, Li Xinjing, Wang Shejiao and Huang Jinliang

(PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China)

Abstract: With focus on the sedimentary, geo-chemistry, reservoir, and gas potential, a preliminary study is performed on the forming conditions and characteristics of the shale gas in the Lower Silurian Longmaxi Formation and the Lower Cambrian Qiongzhu Formation in the Upper Yangtze region by using outcrop, drilling, and core data. The results indicate that an Early Paleozoic shallow-deep water shelf sedimentary environment controlled the development and distribution of the organic-rich black shale in the formations. The black shale is the thickest in the depocenter on the deep water shelf. Their *TOC* values are generally high. Horizontally, the distribution of organic rich black shale (*TOC* > 2%) is in accordance with that of the shelf. In contrast, vertically, they mainly occur in the middle-lower and bottom parts of the formations and have a continuous thickness of 30–50 m and a *TOC* value over 4%. Being similar to the gas-bearing shale in America, the black shale is rich in brittle minerals, but unitary in clay mineral type, and contains no smectite. The matrix contains well-developed pores and micro-fissures, occurring in threadlike, netted and honeycomb shapes. The measured porosity of core samples ranges from 2% to 16%, indicating moderate poroperm characteristics. Active gas shows occur during drilling in the black shale. Gas content of core samples is above the industrial development threshold. Isothermal adsorption simulation of the samples also shows a high methane adsorption capacity. The overall gas potential is similar to

收稿日期:2010-04-08。

第一作者简介:董大忠(1962—),男,教授级高级工程师、博士,油气发展战略、非常规油气地质、勘探与开发技术。

基金项目:中国石油集团公司科技攻关项目(2008B-0502)。

that of the shale in North America. In summary, the two formations in the Upper Yangtze region have favorable geological conditions for forming shale gas reservoirs and therefore shall be considered as the practical targets of shale gas exploration and production.

Keywords: organic-rich black shale, shale gas reservoir, forming condition for shale gas, Lower Paleozoic, Upper Yangtze region

传统油气勘探开发中,富有机质黑色页岩或页岩组合一般被认为是油气藏的源岩和盖层。近年来,富有机质黑色页岩或页岩组合已逐渐被认为是极具油气成藏潜力的非常规储层,可以形成页岩气藏。页岩气的勘探开发在北美的发展速度惊人^[1],2009年页岩气产量已接近或超过 $950 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[2,3],占北美天然气总产量的12%。不难看出,在油气需求量不断增大的形势下,非常规油气资源的接替,乃至取代常规油气资源只是一个时间问题。

我国页岩气资源潜力巨大。在南方、华北和塔里木地区广泛发育古生代海相富有机质页岩,鄂尔多斯、河西走廊、准噶尔、吐哈等盆地存在石炭-二叠系、三叠-侏罗系煤系碳质页岩,松辽、渤海湾、柴达木等盆地有第三系湖相富有机质页岩。初步估算页岩气资源量约为 $(86 \sim 166) \times 10^{12} \text{ m}^3$,是目前我国陆上常规天然气资源量的2~3倍。

上扬子区是中国古生代海相富有机质页岩最发育的地区之一^[4,5]。下古生界寒武系筇竹寺组和志留系龙马溪组的富有机质黑色页岩最为发育,厚度大、分布广、有机碳含量(TOC)高、脆性矿物丰富、热演化程度高、微裂缝发育,常规油气勘探证实为上扬子区古生界震旦系、石炭系等大中型气田和大量古油藏的重要烃源岩,并已在页岩中见丰富气显示及工业气流。

1 页岩气基本内涵与特征

1.1 页岩气基本内涵

页岩气是产自极低孔隙度、渗透率及富有机质页岩中的天然气,其储层是富有机质的细粒页岩^[1]。换言之,页岩气是滞留在富有机质页岩中的天然气聚集形成的气藏。因此,页岩气是以富有机质页岩为气源岩、储层以及封盖层,不间断供气、持续聚集而形成的连续聚集型天然气藏。

页岩气储层与其他非常规储层的差异在于页岩储层富含有机质。页岩气储层类型多种多样。美国页岩气储层岩石学特征表明,页岩气不仅储存在富有机质页岩中,也广泛赋存于基质孔隙、层理及微裂缝发育的富有机质泥岩(非易破碎的页岩)中,或以薄层状与富有机质页岩互层或呈夹层于粉砂岩、细砂岩中^[6]。不同盆地页岩储层组合不同,但页岩气赋存机理一致。页岩气或以吸附气形式吸附在有机质或粘土颗粒表面,或以游离气形式储存在页岩基质孔隙或微裂缝中。页岩基质孔隙和微裂缝是游离气的储存空间,也是吸附气解吸进入井筒的转化空间。

1.2 页岩气主要特征

理论上,沉积盆地中只要有演化至生气阶段的富有机质页岩,就可能有页岩气形成;已发现大量常规油气盆地,若源岩为页岩,则定会有页岩气。在含油气盆地中找到富有机质、生气的页岩并不难,但要找到渗透性好、脆性好、易压裂的富有机质、生气的页岩则具挑战性。有利页岩气远景区带需具备4个基本特征^[7]:①有机碳含量高;②热成熟度达生气阶段以上;③有效厚度大;④脆性矿物含量丰富。

北美页岩气的勘探开发实践表明^[6](表1),页岩气有生物成因和热成因两种,以热成因为主。生物成因气有水产出,热成因气一般不含水。页岩气的形成具严格的地球化学条件^[8,9],其中有机质碳含量、热成熟度、有效厚度是页岩气形成的三大基本要素。一般地,有机碳含量要求大于2%,最好在2.5%~3.0%或以上;热成熟度,除生物成因气外,要求 R_o (镜质体反射率)大于1.1%;有效厚度要求满足前面两要素的页岩连续稳定、区域分布、厚度在15 m以上,若有机碳含量小于2%,则厚度要在30 m以上。因此,有机碳含量丰富、热成熟度高、厚度大是决定含气性的关键参数。

表 1 美国页岩气主要特征^[6]
Table 1 List of the main features of U. S. shale gas

盆地名称	沃斯堡	阿科马	Woodford	Haynesville	Marcellus	Antrim	New Albany	圣胡安
页岩名称	Barnett	Fayetteville	Mississippian	D ₃	J ₃	D ₃	D ₃	K ₂
页岩时代	Mississippian	Mississippian	D ₃	J ₃	D ₂	D ₃	D ₃	K ₂
盆地面积/km ²	38 100	88 000		14 000	281 000	316 000		
含气面积/km ²	12 950~15 500	23 310	28 490	9 000~13 000	246 050	31 080	112 665	10 000
深度/m	1 981.20~2 926.08	304.80~2 286.60	1 828.80~3 352.80	3 048.40~4 114.80	475.20~2 590.80	182.88~731.56	152.40~1 493.50	914.00~1 829.00
净厚度/m	30.48~182.88	6.10~76.20	36.58~67.06	60.96~91.44	15.24~304.00	21.34~36.58	15.24~121.90	61.00~91.00
TOC, %	2.0~7.0/4.5(均值)	2.0~9.8	1.0~14.0	0.5~4.0	3.0~12.0	1.0~20.0	1.0~25.0	0.4~2.5
R _o , %	1.1~2.0	1.2~>4.0	1.1~3.0	2.2~3.0	1.5~3.0	0.4~0.6	0.4~0.8	1.6~1.9
总孔隙度, %	4.0~5.0	2.0~8.0	3.0~9.0	8.0~9.0	10.0	9.0	10.0~14.0	3.0~55.0
含气量/(m ³ •t ⁻¹)	8.50~9.91	1.70~6.23	5.66~8.50	2.83~9.34	1.70~2.83	1.13~2.83	1.13~2.27	0.40~1.30
含水饱和度, %	25.0~35.0	15.0~50.0		15.0~20.0	12.0~35.0			
产水量/(m ³ •d ⁻¹)	0	0	0	0	0	0.8~79.5	0.8~79.5	0
储层压力/(10 ⁻¹ MPa)	204.0~272.0	—		204.0~272.0	34.0~136.0	~27.2	20.4~40.8	
井控范围/km ²	0.24~0.65	0.32~0.65	2.59	0.16~2.27	0.16~0.65	0.16~0.65	0.32	0.32
原始地质储量/(10 ¹² m ³)	9.259 7	14.725 0	6.513 0	20.303 3	42.475 5	2.152 1	4.530 7	1.738 9
技术可采储量/(10 ¹² m ³)	1.246 0	1.178 0	0.322 8	7.107 7	7.419 1	0.566 3	0.543 7	0.566 4
资源丰度/(10 ⁸ m ³ •km ⁻²)	7.15	6.30	2.29	8.71	1.73	0.69	0.42	1.74
平均单井可采储量 (水平井)/(10 ⁸ m ³)	~0.75	~0.62		1.27~2.41	~1.06			
采收率, %	13.5	8.0	5.0	35.0	17.5	26.0	12.0	33.0
初始产量/ (10 ⁴ m ³ •d ⁻¹)	—	0.57~1.17		—	—	0.17	0.07~0.21	0.28~0.57
水平井	1.42~11.30	2.80~9.90		7.10~28.30	1.42~11.30	—	~5.70	

同时,该区页岩气大面积富集、连续分布,与有效气源岩范围相当。页岩气资源量大,总体资源丰度低,局部富集,形成“甜点”。此外,不是所有含气页岩都能有效开发、成为有商业价值的页岩气产层,因为页岩的孔隙度、渗透率比煤和致密砂岩的还要低,有效开发页岩气需要先进的钻、完井技术与增产改造措施^[8]。

2 中国上扬子区下古生界页岩气形成条件与特征

2.1 上扬子区下古生界富有机质黑色页岩沉积背景

上扬子区是扬子地台的一部分,指川、渝、黔、滇、鄂、湘等所属区域。上扬子区在约8亿年前后发生的晋宁运动中形成了地台统一的基底,其后的沉积-构造演化历史可划分为两个大的演化阶段^[5,9,10]:印支运动前的海相地台发展阶段和印支运动后的陆相沉积发育阶段。地台发育期形成了广布全地台的海相沉积盖层(局部含冰碛层);印支运动使海水撤离地台,形成了以四川盆地为代表的陆相沉积。整个演化过程中形成了总厚度约6 000~12 000 m的沉积岩,其中上三叠统一始新统的陆相沉积岩厚度约2 000~5 000 m,震旦系一中三叠统的海相沉积岩厚度约4 000~7 000 m。震旦系一中三叠统海相沉积层序中,区域性地发育了6套海相富有机质黑色页岩:二叠系的龙潭组富有机质黑色页岩、泥盆系的罗富组富有机质黑色页岩、志留系的龙马溪组富有机质黑色页岩、奥陶系的五峰组富有机质黑色页岩、寒武系的筇竹寺组富有机质黑色页岩和震旦系的陡山沱组富有机质黑色页岩。此外,在多个时代还发育有局部分布的海相富有机质黑色页岩^[11]。据广泛的地表露头地质调查和钻井地层复查,上扬子区下寒武统筇竹寺组海相富有机质黑色页岩、上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组海相富有机质笔石页岩区域分布稳定,岩性基本特征与美国主要产气页岩特征相似。

2.2 上扬子区下古生界富有机质黑色页岩分布特征

海相富有机质黑色页岩一般形成于沉积速率

较快、水体条件较为封闭、有机体丰富的台地或深水陆棚环境中,通常与大规模水进过程相关联^[5]。上扬子区震旦纪一早奥陶世属板块扩张裂陷发育阶段,海水广泛侵入、生物繁盛,形成克拉通盆地、大陆边缘盆地及大陆边缘裂谷盆地等沉积环境。其中,四川盆地主体为浅水陆棚沉积环境,围绕盆地周缘为深水陆棚沉积环境。按其沉积岩厚度、岩石组合及生物群落等特征,这一时期四川盆地周缘可识别出陕南-川北、川东-鄂西和川南3个深水陆棚沉积体系。下寒武统筇竹寺组富有机质黑色页岩岩性组合为深灰色、黑色页岩、碳质页岩、硅质页岩、粉砂质页岩和粉砂岩,四川盆地内厚度一般为300~500 m,盆地周缘厚度为750~1 125 m。上扬子区奥陶纪-志留纪为俯冲拼合发育阶段,沉积环境为克拉通、周缘前陆及前陆隆起上的坳陷沉积。奥陶纪早期为两个海侵间的沉积,海平面升降变化大、震荡频繁,形成了一套碳酸盐岩与泥质岩互层的岩石组合。晚奥陶世五峰期-志留纪早期,海水再次大规模侵入上扬子区,沉积体系继承了早寒武世的沉积体系。四川盆地除围绕川中古隆起为浅水陆棚沉积体系外,盆地周边的陕南-川北、川东-鄂西和川南3个深水陆棚沉积体系范围进一步扩大,形成了深灰色-黑色笔石页岩、碳质页岩、硅质页岩、粉砂质页岩夹泥质粉砂岩沉积组合,自下而上岩石颜色逐渐变浅、砂质含量逐渐增加、有机质含量逐渐降低。下部浮游生物笔石丰富,可富集成富笔石黑色页岩,沉积岩厚度在四川盆地一般为100~500 m,盆地周缘厚度一般在700 m以上。

尽管筇竹寺组和龙马溪组两套页岩的有机碳含量变化范围大(表2),但整体特征表现为高有机碳含量。筇竹寺组页岩有机碳含量在0.01%~22.15%,平均为1.49%~5.15%,多数剖面或地区有机碳平均含量大于2%;龙马溪组页岩有机碳含量在0.06%~8.65%,平均为1.88%~4.36%,同样是多数剖面或地区的有机碳含量在2%以上。热成熟度 R_o 表现为高-过成熟特征,区域上除川西北、川中、黔北-黔南为相对低成熟区外,其余地区均为高-过成熟区。

图1为上扬子区下寒武统筇竹寺组与下志留统龙马溪组两套黑色页岩中有机碳含量大于2.0%的富有机质页岩厚度图。下寒武统筇竹寺组黑色页岩中有机碳含量大于2.0%的富有机质黑色页岩

厚度分布(图 1a)呈现川南、黔北和川东北 3 个高值区^[5]。川南高值区分布于资阳—宜宾—泸州—珙县—威信一带,南北向展布,该高值区有机碳含量大于 2.0%的富有机质黑色页岩累计厚度最大约 400 m,自北(资阳)而南(珙县)厚度逐渐增加,中心区位于自贡—威信地区;黔北高值区分布于黔北遵义—翁安—麻江—凯里一带,东西向展布,有机碳含量大于 2.0%的富有机质黑色页岩累计厚度最大

约 127 m,中心区位于贵阳—瓮安地区,麻江地区(羊跳大桥剖面,梁狄刚,2005)有机碳含量最高达 22.15%,为上扬子区下寒武统筇竹寺组黑色页岩有机碳含量最高的地区之一;川东北为第三高值区,其分布相当于川南、黔北两个高值区的范围,涉及陕南的镇巴、镇平—川东北的云阳、城口、巫山—湘西—鄂西等广大地区,有机碳含量大于 2.0%的富有机质黑色页岩累计厚度为 160~180 m。

表 2 上扬子区下古生界黑色页岩厚度与地球化学特征

Table 2 Thickness and geochemical characteristics of black shale in the Lower Paleozoic of the Upper Yangtze region

地区	页岩厚度/m		TOC, %						R_o , %	
	ϵ_{1q}	S_{1l}	ϵ_{1q}			S_{1l}			ϵ_{1q}	S_{1l}
			最小值	最大值	平均值	最小值	最大值	平均值		
陕南-川东北	180~200	80~130	0.16	11.07	3.45	0.07	7.35	2.62	0.63~4.12	2.89~3.04
川北	60~199	40~80	0.12	8.63	2.50	0.06	8.65	2.90	3.20~4.35	2.94~4.12
川东	60~200	40~80	0.21	8.77	2.91	0.24	6.67	2.47	2.67~4.34	2.30~3.80
川中	15~20	—	0.40	4.43	1.49	0.26	6.13	4.36	2.05~3.65	1.95~2.66
川西南	80~100	40~130	0.10	7.99	2.15	0.08	4.24	1.88	2.67~3.45	2.53~2.81
川东南	20~40	40~80	0.01	6.48	3.12	0.10	8.28	2.78	3.23~3.53	2.55~3.28
川南	200~400	80~120	0.91	7.24	3.31	0.45	9.84	2.93	2.04~3.89	2.71~3.25
黔北-黔南	100~120	40~60	0.19	22.15	5.15	0.56	6.24	2.01	2.53~3.90	1.97~2.89
滇东	80~180	80~120	0.83	8.02	3.53	0.27	7.21	2.14	3.21~4.00	2.01~3.45
湘西	60~180	40~60	0.63	13.52	4.51	0.71	4.90	2.55	2.79~3.86	2.32~2.78

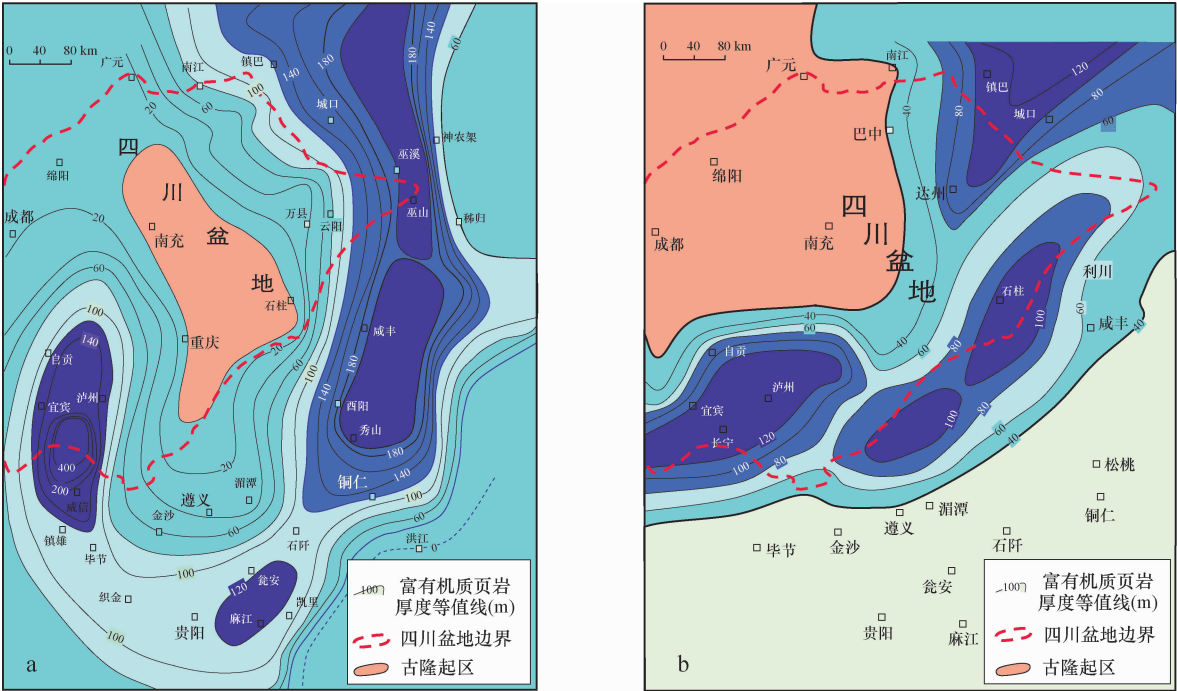


图 1 上扬子区下古生界有机碳含量大于 2.0%的富有机质页岩等厚图

Fig. 1 Isopach map of organic-rich shale with TOC > 2.0% in the Lower Paleozoic of the Upper Yangtze region

a. 下寒武统筇竹寺组黑色页岩; b. 下志留统龙马溪组黑色页岩

上扬子区下志留统龙马溪组黑色页岩中有机碳含量大于2.0%的富有机质黑色页岩分布同样有3个高值区(图1b)。第一高值区位于川南地区,北东-南西向展布,包括自贡—泸州—宜宾—长宁及以西地区,有机碳含量大于2.0%的富有机质黑色页岩累计厚度最大在120 m以上;第二高值区位于川东—鄂西地区,南至綦江—酉阳—石柱,北东-南西向展布,有机碳含量大于2.0%的富有机质黑色页岩累计厚度最大在100 m以上;第三高值区位于川东北地区,南起达州,北到城口—镇巴,并向东北方向开口扩展,有机碳含量大于2.0%的富有机质黑色页岩累计厚度在80~120 m或以上。

上扬子区下寒武统筇竹寺组及下志留统龙马溪组有机碳含量大于2.0%的黑色页岩厚度分布特征与深水陆棚沉积相带的分布十分一致,表明沉积相带控制了富有机质黑色页岩的发育。有机碳含量平面统计特征与厚度反映关系一致,有机碳含量区域变化总体受沉积相带控制,沿四川盆地川中古隆起向盆地周缘有机碳含量一般呈增加趋势,即从浅海台地相到深水陆棚相有机碳含量增高。剖面特征反映(图2)为两套富有机质黑色页岩中-下部层段有机碳含量高,为高富有机质页岩段,有机碳含量普遍大于2%。因此,上述两套富有机质黑色页岩有机碳含量大于2.0%的厚度高值区及中-下段富有机碳层段是页岩气成藏地质条件最有利地区和最为有利层段。

2.3 上扬子区下古生界富有机质黑色页岩储层特征

据露头与岩心观察、岩石薄片分析、X-衍射、扫描电镜、岩心测试与测井资料解释等结果,上扬子区下古生界下寒武统筇竹寺组和下志留统龙马溪组两套富有机质黑色页岩储层具有如下特征。

两套黑色页岩性脆质硬,节理和裂缝发育(图3),裂缝在三维空间成网络状分布。大量裂缝已被方解石等次生矿物充填,部分呈原始开启状态存在。岩石薄片显示,页岩由石英等多种碎屑矿物与富有机质粘土矿物构成平行纹层,局部碎屑矿物富集,裂缝清晰可见,大量微裂缝细如发丝,大裂缝部分被沥青或硅质充填,显然有过油气聚集或通过其中。

岩石X-衍射分析表明,下志留统龙马溪组富有机质黑色页岩中脆性矿物含量为37.1%~71.2%,粘土矿物含量为37.4%~48.3%。脆性

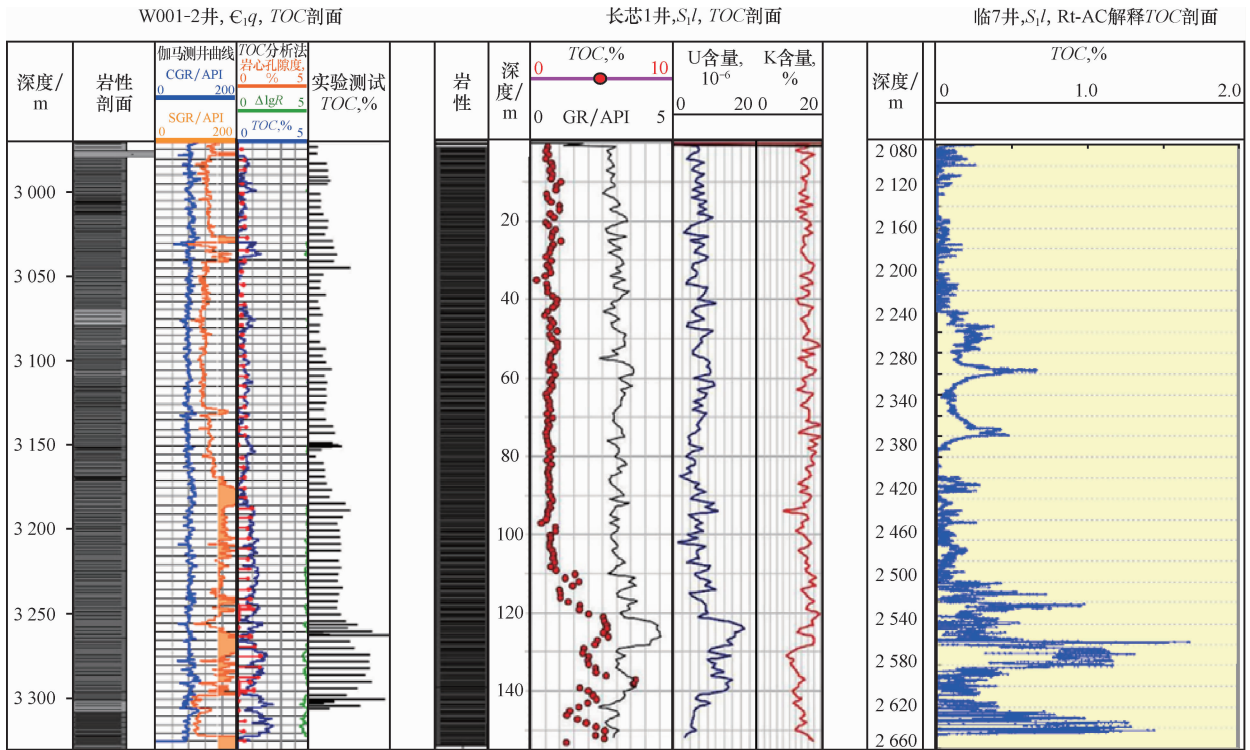


图2 上扬子区下古生界富有机质黑色页岩地球化学剖面特征

Fig.2 Geochemical profiles of the Lower Paleozoic organic-rich shale in the Upper Yangtze region



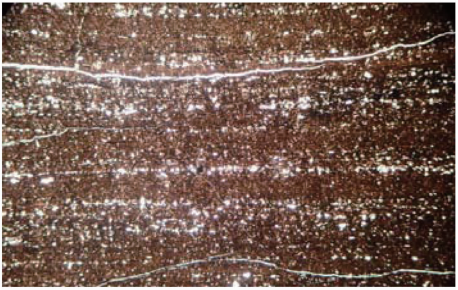
a.长芯1井岩心, S₁l, 黑色页岩, 网格状裂缝



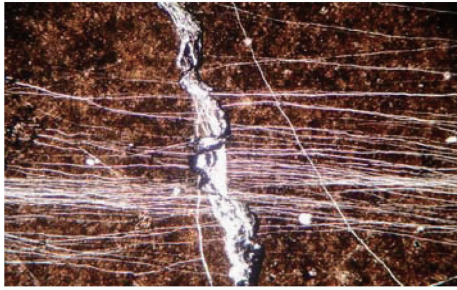
b.城口石溪河剖面, C₁q, 黑色页岩, 细微网格状裂缝



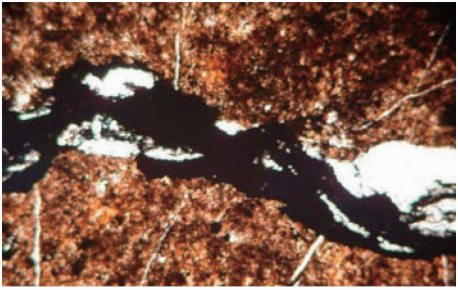
c.南江沙滩剖面, C₁q, 粉砂与富有机质纹层



d.长宁双河剖面, S₁l, 粉砂、有机质纹层与裂缝



e.城口石溪河剖面, S₁l, 裂缝中沥青和硅质全充填



f.长宁剖面, S₁l, 裂缝中沥青和玉髓半充填

图 3 上扬子区下古生界富有机质黑色页岩裂缝特征

Fig. 3 Fractures of the Lower Paleozoic organic-rich shale in the UpperYangtze region

矿物中,石英含量为 24.3%~43.5%,钾长石和斜长石含量为 4.3%~10.8%,方解石含量为 8.5%~16.9%;粘土矿物中,含伊利石 52.0%~80.0%、绿泥石 10.0%~20.0%、高岭石 0~6.0%,不含蒙脱石。下寒武统筇竹寺组富有机质黑色页岩中,脆性矿物含量为 40.0%~80.8%,粘土矿物含量为 21.1%~56.4%。脆性矿物中,石英含量为 28.0%~52.0%,钾长石和斜长石含量为 11.4%~32.3%,方解石含量为 0.8%~14.5%;粘土矿物中,含伊利石 56.0%~93.0%、绿泥石 12.0%~27.5%、高岭石 0~12.0%,不含蒙脱石。矿物特征表明,上扬子区筇竹寺组、龙马溪组两套富有机质黑色页岩脆性矿物含量丰富,粘土矿物演化程度高,以稳定矿物为主,缺乏蒙脱石等膨胀性粘土矿物。

电子显微特征显示,页岩微孔隙和微裂隙非

常发育,孔隙类型丰富(图 4),有矿物间微孔隙、粘土片间微缝隙与微孔隙、矿物颗粒溶蚀铸模微孔隙、溶蚀杂基内孔隙、粒内溶蚀微孔隙以及微裂缝等。微孔隙直径一般为 0.1~1 μm、部分 1~8 μm,细微裂缝规模一般在 10~23 μm。微孔隙分布呈蜂窝状,连通性差。据华蓥山红岩煤矿龙马溪组页岩储层常规物性分析、威 001-2 井筇竹寺组页岩储层物性 GRI 分析与五科 1 井、阳 63 井和阳深 2 井龙马溪组页岩储层物性斯伦贝谢测井物性模型解释结果,发现露头与岩心实测孔隙度龙马溪组页岩为 2.43%~15.72%、平均 4.83%,筇竹寺组页岩为 0.34%~8.10%、平均 3.02%,测井解释孔隙度龙马溪组页岩为 1.00%~5.00%,说明筇竹寺组、龙马溪组两套页岩基质孔隙、裂缝发育,具有较好的储、渗条件。

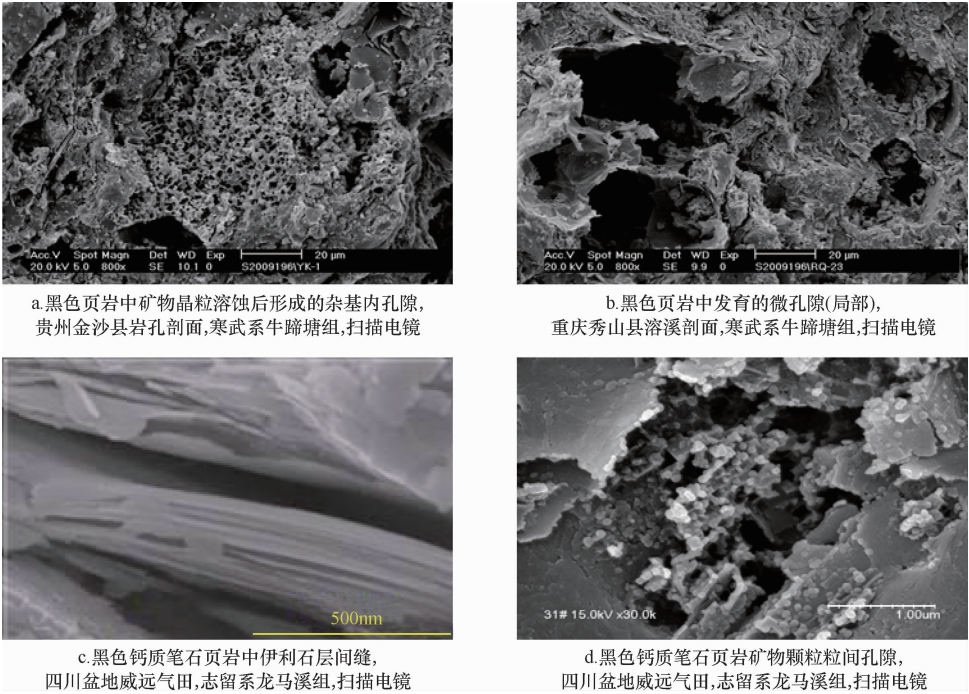


图4 上扬子区下古生界富含有机质黑色页岩微孔隙与微裂缝特征

Fig. 4 Characteristics of micro-pores and micro-fractures in the Lower Paleozoic organic-rich shale of the Upper Yangtze region

2.4 上扬子区下古生界富含有机质黑色页岩含气性特征

对四川盆地天然气勘探中钻遇上述两套黑色页岩的老井复查,统计、分析富有机质页岩段的气显示特征,并在威远气田、长宁构造分别开展了2口深井、1口地质浅井共3口钻井取心的含气量测试和等温吸附模拟。研究发现,筇竹寺组和龙马溪组富含有机质黑色页岩的含气性可与北美产气页岩相比,达到了最低商业开发含气门限(0.5~0.8 m³/t),具备形成商业性页岩气藏的前景。

常规天然气勘探开发钻井中,有120余口井钻遇筇竹寺组和龙马溪组富含有机质黑色页岩。龙马溪组富含有机质黑色页岩段有20余口井见不同程度气显示(表3),四川盆地南部有15口井32个层段见良好气显示,阳63、隆32等4口井测试获得低产气流;筇竹寺组富含有机质黑色页岩段有46口井见气显示,四川盆地西南部有41口井68个层段见良好气显示,威5井测试获2.45×10⁴ m³/d的工业气流^[12]。

钻井气显示呈现3个明显特征:①气显示普遍,井段多、岩性多。显示井段至少有2段,多者4~5段,岩性有纯黑色页岩、粉砂质页岩和粉砂岩,

剖面上构成以黑色页岩为主体、多种岩石同时含气的黑色页岩含气组合。②气显示不受局部构造控制。威远地区筇竹寺组的气显示不仅在威远构造的轴部、翼部有分布,在威远气田的气-水边界外的东、西、南、北各个方向都有分布。③气显示段存在异常压力系统。龙马溪组页岩段的钻井泥浆比重一般为1.3~1.8 g/cm³,最高达2.3 g/cm³,高于上、下层段的泥浆比重,并且在龙马溪组页岩段并不含水,异常压力的存在应与地层中烃类气体的存在有关。

上扬子区下寒武统筇竹寺组和下志留统龙马溪组两套黑色页岩井下岩心含气性测试结果表明,其含气潜力较好,达到了有开采价值的页岩气藏要求的最低含气量与吸附气含量。地质浅井——长芯1井(S₁l)在井深20~120 m井段8个样品测试的下志留统龙马溪组黑色页岩的含气量为0.08~0.25 m³/t,平均为0.15 m³/t。从含气量的绝对数值看,其含气性较差;但若考虑20~120 m井深范围属风化氧化带,则可认为属较好含气性,且随深度增加含气性变好。该井80, 110, 120 m 3个深度点岩心的等温吸附曲线(70℃等温)特征中,在压力为8.5 MPa时页岩甲烷吸附能力分别为为0.71, 0.66, 1.05 m³/t。对比美国

表 3 上扬子区下古生界黑色页岩部分钻井气显示特征

Table 3 Gas shows in some wells penetrating the Lower Paleozoic black shale in the Upper Yangtze region					
构造	井号	层位	井段/m	钻井显示	岩性
威远	威 5	下寒武统筇竹寺组	2 795.00 ~ 2 798.00	井喷 15 ~ 20 m,酸前产气 2.46 × 10 ⁴ m ³ /d,酸后 产气 1.35 × 10 ⁴ m ³ /d	碳质页岩含白云石脉
	威 18		3 644.60 ~ 3 647.60	井涌	磷灰质页岩
	威 22		2 988.50 ~ 2 989.00	井涌,后效气浸	粉砂岩及磷灰质页岩
	威 3		2 822.00 ~ 2 827.00	气浸	黑色页岩、砂岩
	威 9		2 482.25 ~ 2 486.00	井涌	黑色页岩、粉砂岩
	威 4		3 048.00 ~ 3 103.25	气测异常	黑色页岩、粉砂岩
资阳	资 1		3 811.00 ~ 3 816.00	气测异常	黑灰色泥质粉砂岩
	资 7		3 666.00 ~ 3 934.00	气测异常	粉砂岩、砂质页岩
长宁	宁 2		1 837.50 ~ 1 845.00	井漏	白云质、硅质页岩
大窝顶	窝深 1		4 263.00 ~ 4 264.00	井漏	灰色粉晶白云质灰岩
			4 351.60 ~ 4 352.85	井漏	泥质粉砂岩、砂质页岩
天官堂	宫深 1		4 613.50 ~ 4 618.24	井漏	粉砂岩、硅质页岩
威远	威 4	下志留统龙马溪组	1 837.00 ~ 1 856.25	气测异常	灰黑色、黑色页岩
	威 21		1 545.25 ~ 1 545.50	气测异常	深灰色页岩
	威 64		1 489.00 ~ 1 491.00	气测异常	深灰色泥岩
	威寒 8		1 559.91 ~ 1 584.28	中途测试产气 202 m ³ /d	泥灰岩、碳质页岩
川南	阳深 2		3 457.00 ~ 3 469.00	井涌、气浸	黑色页岩
	阳 63		3 505.00 ~ 3 518.50	井涌井喷,酸化测试产气 3 500 m ³ /d	深灰黑色页岩
	阳 9		2 874.50 ~ 2 880.00	井涌、井喷,酸化产微量气	深灰页岩夹灰岩条带
	宫深 1		2 811.60 ~ 2 816.08	井漏	灰黑色碳质页岩
	付深 1		3 545.00 ~ 3 546.00	气浸	深灰色页岩
	隆 32		3 164.20 ~ 3 175.20	井喷、井漏,测试产气 1 948 m ³ /d	灰黑色碳质页岩
	太 15		4 085.00 ~ 4 087.00	后效气浸	黑色碳质页岩
	临 7		2 561.50 ~ 2 562.00	气测异常	灰黑色碳质页岩
川东南	丁山 1			气测异常	黑色页岩
鄂西	河 2		228.70 ~ 584.90	测试产气 240 m ³ /d	黑色页岩

产气页岩的等温吸附曲线,该井页岩的吸附能力与圣胡安盆地白垩系 Lewis 页岩相近。威远气田两口注水井——W001 - 2 井 (ϵ_1q 3 140.19 ~ 3 306.58 m 的13 个样品) 和 W001 - 4 井 (ϵ_1q 2 780.33 ~ 3 083.10 m 的 14 个样品) 27 个样品测试的下寒武统筇竹寺组黑色页岩的含气量为 0.43 ~ 6.02 m³/t。W001 - 2 井 ϵ_1q 含气量平均为 0.76 m³/t,最大含气量为 1.56 m³/t;W001 - 4 井 ϵ_1q 含气量平均为 2.82 m³/t,最大含气量为 6.02 m³/t。两口井的含气量与美国产气页岩的含气量相当,具有较好的开采前景。在压力为 6.00 ~ 7.56 MPa、温度为 30 ~ 70℃ 下的 7 个等温吸附试验模拟中,筇竹寺组页岩甲烷吸附能力为 1.35 ~ 4.50 m³/ t,其中有 60%样品的甲烷吸附能力大于 2.0 m³/ t,高于北美部分产气页岩的甲烷吸附能力。由此可以初步判定,下寒武统筇竹寺组存在商业性页岩气形成条件。

3 威远地区下寒武统筇竹寺组页岩气藏地质特征

威远地区下寒武统筇竹寺组页岩气藏位于乐山- 龙女寺古隆起东南部上斜坡带(图 5)。筇竹寺组厚 300 ~ 500 m,埋深 2 500 ~ 3 000 m。岩性组合由上至下分为 6 个岩性小段:第 1 岩性段为灰绿色、紫红色粉砂岩、云质粉砂岩夹深灰色页岩,具较高电阻率;第 2 岩性段为深灰色、灰黑色页岩夹云质粉砂岩,为中值电阻率;第 3 岩性段为深灰色砂质页岩,为中值电阻率;第 4 岩性段为黑色页岩夹深灰色粉砂岩,具低电阻率、高伽马值;第 5 岩性段以深灰色砂质页岩为主,夹深灰色粉砂岩,为中值电阻率;第 6 岩性段为深灰色砂质页岩、灰黑色页岩、碳质页岩夹深灰色粉砂岩,底部为一套“硅磷层”,具低值电阻率、高伽马值。

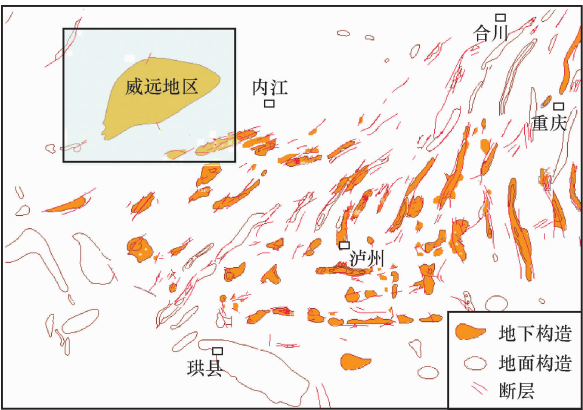


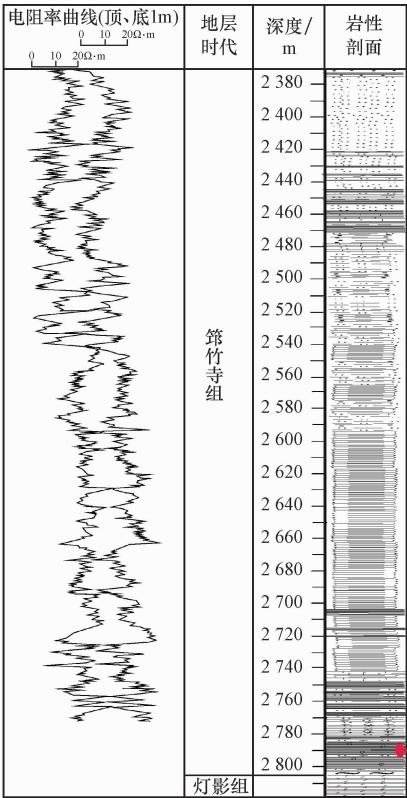
图5 四川盆地威远地区下寒武统筇竹寺组页岩气藏位置示意图

Fig. 5 Sketch map showing the locations of shale gas reservoirs in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation of Weiyuan area, the Sichuan Basin

筇竹寺组页岩厚度为200~340 m,富有机质、高伽马值页岩厚度为100~195 m;有机碳含量为0.76%~6.46%,平均为1.33%~1.73%; R_o 值为2.56%~3.14%;脆性矿物石英、长石、方解石含量为48.2%~78.7%,平均为61.8%;粘土矿物伊利石、云母和绿泥石含量为17.3%~47.5%,平均为29.2%;孔隙度为0.34%~8.10%,平均为3.85%。

威远地区在107口井中钻揭筇竹寺组,41口井68个层段在页岩或页岩组合中见气测异常、气浸、井涌和井喷等不同级别气显示,显示率为31.7%。威5井在筇竹寺组下部(井深2 797.4~2 797.6 m)的碳质页岩层段,放空0.2 m、微漏、后井喷,喷高15~22 m,中途测试获日产气 $2.46 \times 10^4 \text{ m}^3$,是迄今我国在页岩层段中获工业气流的唯一一口井(图6)。

威远地区筇竹寺组页岩中气显示井不仅出现在威远气田范围内,在气田气-水边界以外也有良好气显示(图7)。在威远气田西南部远离气-水边界16 km的威18井,筇竹寺组3 361.5~3 647.6 m有3个井段见不同程度气浸、井涌等气显示;在气田北部的威15井远离气-水边界5 km,井深2 999.5~3 068.0 m的筇竹寺组页岩段出现气测异常;气田南部距气田气-水边界2 km的威14井,在筇竹寺组中、下部井深2 835.5~2 858.0 m页岩层段出现气测异常;气田东部远离气-水边界的威4井,在井深3 048.00~3 103.25 m的页岩层段发生气浸。上述特征表明,虽然威远



- 2 783.20~2 799.85 m, 取心7.455 m, 岩性为黑色碳质页岩, 裂缝发育, 309处冒气, 裂缝以页岩层间缝为主, 孔隙-缝洞率达3.34%
- 钻井过程中, 2 797.4~2 797.6 m, 放空0.2 m, 并发生漏失和强烈井喷, 喷高15~22 m, 气测后效明显, 全烃0.3%~12.6%, 重烃0.12%~1.40%
- 2 797.4~2 797.6 m井段, 裸眼测试, 获日产气 $2.46 \times 10^4 \text{ m}^3$, 酸化后测试获日产气 $1.35 \times 10^4 \text{ m}^3$

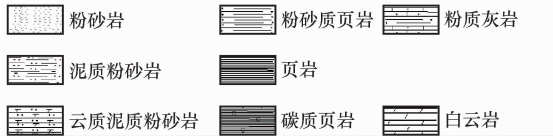


图6 威5井下寒武统筇竹寺组页岩气钻井显示特征

Fig. 6 Shale gas shows during drilling of the well Wei-5 in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation

地区筇竹寺组富有机质页岩(有机碳平均含量2%~3%及有效厚度平均30~40 m)远不如坳陷区发育,但页岩层段的气显示度高达31.7%,说明页岩裂缝较发育,并具较好基质孔隙;特别是该区筇竹寺组页岩气显示分布并不受威远气田的构造及气-水边界限制,表明页岩气藏的分布与局部构造关系不大,而与有效页岩分布关系密切。显示级别较高的点群可能正是页岩气藏勘探开发的“甜点”。进一步分析表明,这些气显示并非受威远震旦系气田的影响或与之相关,而是与筇竹

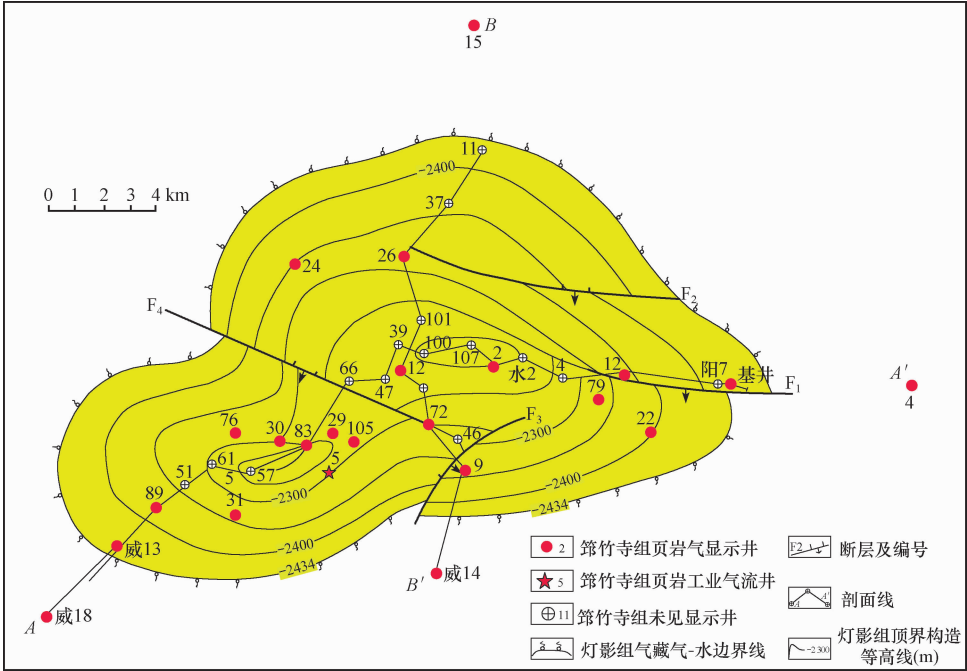


图 7 威远地区下寒武统筇竹寺组页岩气藏气显示平面分布

Fig. 7 Planar distribution of gas shows during drilling in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation of Weiyuan area

寺组富含有机质页岩有效页岩(有机碳含量大于 2.0%的黑色页岩)的分布范围或筇竹寺组页岩气藏的分布范围有关。

筇竹寺组页岩气藏东西向剖面(图 8 中的 AA',剖面位置见图 7)上的 10 口井,在筇竹寺组页岩段见气显示 24 段,每口井平均约 2.4 段显示,威 13 井显示段最多(5 段)。在 24 个显示段中,分布于筇竹寺组底部的气显示有 4 口井 5 段,占总显示的 21%;分布于中下部的有 7 口井 13 段,占总显示的 54%;分布于中部的有 3 口井 4 段,占总显示的 17%;分布于上部的有 2 口井 2 段,占总显示的 8%。纵向上,79%的显示井段位于筇竹寺组的中下部及下部,与筇竹寺组富含有机质(有机碳含量大于 2.0%)黑色页岩位于中下部密切相关。气藏南北向剖面(图 8 中的 BB')上的 6 口井总显示井段 10 段。位于筇竹寺组底部的显示有 2 口井 2 段,占总显示的 20%;位于中下部的显示有 4 口井 4 段,占总显示的 40%;位于中部的显示有 1 口井 1 段,占总显示的 10%;位于上部的显示有 2 口井 3 段,占总显示的 30%。纵向上,60%的显示位于筇竹寺组中下部,表明筇竹寺组页岩气受富含有机质有效黑色页岩分布的控制,底部接近灯影组风化壳而易产生裂隙也可能是气显示率高的因

素之一。

为进一步分析威远地区筇竹寺组页岩气显示与岩性的关系,统计了 16 口井 34 个显示段的岩性。统计结果是:岩性为磷灰质页岩的显示 1 段,占总显示的 3%;岩性为黑色碳质页岩的显示 2 段,占总显示的 6%;岩性为灰质粉砂岩的显示 6 段,占总显示的 18%;岩性为灰黑色砂质、粉砂质页岩的显示 25 段,占总显示的 73%。灰黑色砂质、粉砂质页岩是 34 个显示段中的主要岩性,表明此类页岩的基质孔隙相对较高,裂缝相对较发育,储集的游离气数量较大,并具有较大能量。值得注意的是,绝不能仅以此显示来判断页岩气藏的存在与否,因为以吸附态为主的页岩气在钻井过程中不一定会出现强烈的气显示。94%以上的页岩气藏需要经过储层大型压裂改造后才能获得具有商业价值的气流,这是页岩气藏的重要特征。

4 结论

1) 中国南方古生界发育多套海相富含有机质黑色页岩。上扬子区下古生界下寒武统筇竹寺组及下志留统龙马溪组页岩气形成条件较好,是较现实的页岩气勘探开发领域。

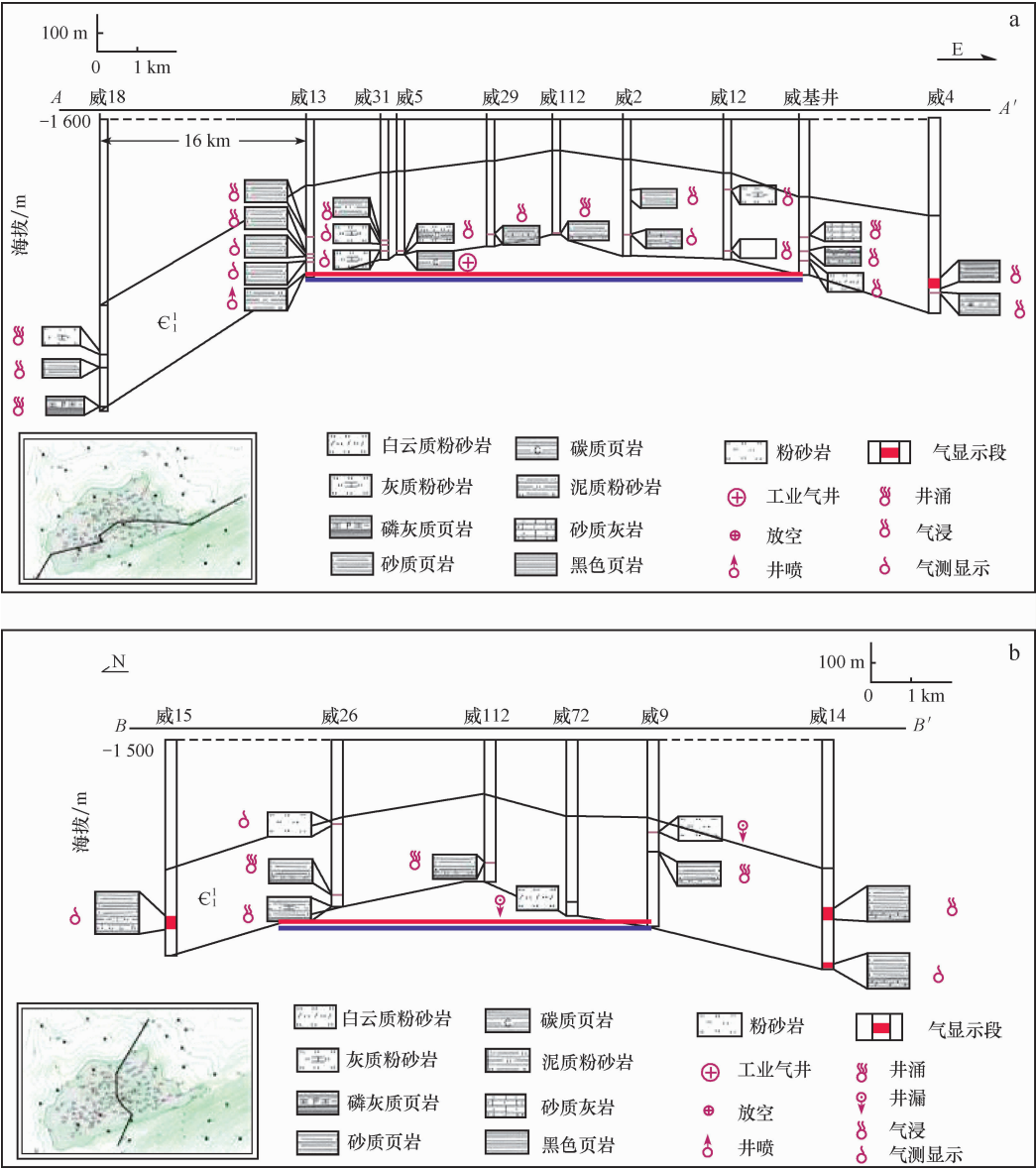


图8 威远地区下寒武统筇竹寺组页岩气藏气显示剖面分布

Fig. 8 Vertical distribution of gas shows during drilling in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation of Weiuan area

2) 上扬子区下古生界下寒武统筇竹寺组及下志留统龙马溪组页岩形成于与海湾体系密切相连的深水陆棚沉积相, 富含有机质黑色页岩发育、区域分布、厚度大、有机碳含量高、脆性矿物丰富、热演化高- 过成熟, 页岩气形成条件优越。常规油气勘探开发中已揭示, 川南威远地区下寒武统筇竹寺组及泸州—隆昌地区下志留统龙马溪组是页岩气勘探开发有利地区。

3) 威远地区筇竹寺组黑色页岩在多井、多层段钻遇气测异常、气浸、井涌和井喷等不同级别的天然气显示。威5井获工业性页岩气产量, 表明了威远地区筇竹寺组页岩气藏是我国目前认识的

第一个页岩气藏。

参 考 文 献

1 《页岩气地质与勘探开发实践丛书》编委会. 北美地区页岩气勘探开发新进展[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009. 164 ~ 180, 217 ~ 242

2 董立. 我国需要尽快开展页岩气的勘探开发[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(2): 254

3 Kuuskraa V A, Stevens S H. Worldwide gas shales and unconventional gas: a status report[EB/OL]. [2009 - 12]. <http://www.rpsea.org/attachments/articles/239/KuuskraaHandoutPaperExpandedPresentWorldwideGasShalesPresentation.pdf>

(14):1 531 ~ 1 534

10 关平. 辽河盆地第三系成岩作用与有机质成熟作用的关系[J]. 石油与天然气地质,1989,10(1):23 ~ 29

11 陆现彩,苗德玉. 烃源岩中可溶有机质与粘土矿物结合关系——以东营凹陷沙四段低熟烃源岩为例[J]. 地质科学,1999,34(1):69 ~ 77

12 Guo Shaohui,Li Shuyuan,Qin Kuangzong. CS₂/NMP extraction of immature source rock concentrates [J]. Organic Geochemistry, 2001,31:1 783 – 1 795

13 蔡进功. 泥质沉积物和泥岩中有机粘土复合体[M]. 北京:科学出版社,2004. 53 ~ 143

14 Mayer L M. Surface area control of organic carbon accumulation in continental shelf sediments[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta,1994,58:1 271 – 1 284

15 Mayer L M. Relationships between mineral surfaces and organic carbon concentrations in soils and sediments[J]. Chemical Geology,1994,114:347 – 363

16 Theng B K. Formation and properties of clay-polymer complexes [M]. Amsterdam:Elsevier,1979. 1 – 154

17 Hedges J I,Keil R G. Sedimentary organic matter preservation:an assessment and speculative synthesis [J]. Marine Chemistry, 1995,49:81 – 115

18 Mayer L M,Schick L L. Organic matter in small mesopores in sediments and soils[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta,2004,68:3 863 – 3 872

19 Ransom B,Bennett R H,Baerwald R,et al. TEM study of in situ organic matter on continental margins:occurrence and the “mono-layer” hypothesis[J]. Marine Geology,1997,138:1 – 9

20 Chenu C,Plante A F. Clay-sized organo-mineral complexes in a cultivation chronosequence:revising the concept of the primary organo-mineral complexes [J]. European Journal of Soil Science, 2006,57:596 – 607

21 Parbhakar A,Cuadros J,Mark A,et al. Adsorption of L-lysine on montmorillonite[J]. Colloids and Surfaces,2007,307:142 – 149

22 Sheng G,Royd S A. Relation of water and natural organic compounds in the interlayers of mixed Ca/Trimethylphenlammonium-smectite[J]. Clays & Clay Mineral,1998,46(1):10 – 17

23 Carrado K A. Synthetic organo- and polymer-clays:preparation characterization,and materials applications [J]. Appl Clay Sci,2000,17:1 – 23

24 Satterberg J,Amarnson T S,Leard E J,et al. Sorption of organic matter from four phytoplankton species to montmorillonite,chlorite and kaolinite in seawater[J]. Marine Chemistry,2003,81:11 – 18

25 Yariv S,Cross H. Organic-clay complexes and interaction [M]. New Nork:Marcel Dekker,2002. 39 – 174

26 Cai Jingong,Bao Yujin,Yang Shouye,et al. Research on preservation and enrichment mechanisms of organic matter in muddy sediment and mudstone [J]. Science in China (Series D:Earth Science),2007,50(5):765 – 770

27 Williams L B,Canfield B,Voglesonger K M,et al. Organic molecules formed in a ‘primordial womb’ [J]. Geology, 2005, 33 (11):913 – 916

28 Keil R G,Montlucon D B,Prahl F G,et al. Sorptive preservation of labile organic matter in marine sediments[J]. Nature,1994,370:549 – 552

29 王新洲. 烃源岩有机质热演化过程中碳氢含量的变化[J]. 石油与天然气地质,1993,14(3):223 ~ 228

30 Kennedy M J,Pevear D R,Hill R H. Mineral surface control of organic carbon in black shale [J]. Science,2002,295:657 – 660

31 Freitas A F,Mendes M F,Coelho G L V. Thermodynamic study of fatty acids adsorption on different adsorbents[J]. J Chem Thermodynamics,2007,39:1 027 – 1 037

32 Weaver C E. Possible uses of clay minerals in research for oil [J]. AAPG Bulletin,1960,44(9):1 505 – 1 578

33 洪志华,陈致林,殷沫,等. 东营凹陷牛 58 井沙三段中下部有机质分布特征[J]. 石油与天然气地质,1991,12(3):292 ~ 298

34 Seewald J S. Organic-inorganic interactions in petroleum-producing sedimentary basins[J]. Nature,2003,426(20):327 – 333

35 王行信,王国力,蔡进功,等. 有机粘土复合体与油气生成 [M]. 北京:石油工业出版社,2006. 93 ~ 159

(编辑 李 军)

(上接第 299 页)

4 董大忠,程克明,王世谦,等. 页岩气资源评价方法及其在四川盆地的应用[J]. 天然气工业,2009,29(5):33 ~ 39

5 梁狄刚,郭彤彬,边立曾,等. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(三):南方四套区域性海相烃源岩的沉积相及发育的控制因素[J]. 海相油气地质,2009,14(2):1 ~ 19

6 US Department of Energy,Office of Fossil Energy,National Energy Technology Laboratory. Modern shale gas development in the United States;a primer[EB/OL]. [2009 – 04]. http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/EPreports/Shale_Gas_Primer_2009.pdf

7 Rogner H H. An assessment of world hydrocarbon resources[J]. Annual Review of Energy and the Environment,1997,22:217 – 262

8 Boyer C. 页岩气藏的开发[J]. 油田新技术(斯伦贝谢公司),2006,(3):18 ~ 31

9 陈更生,董大忠,王世谦,等. 页岩气藏形成机理与富集规律初探[J]. 天然气工业,2009,29(5):17 ~ 21

10 王清晨,林伟. 中国南方古生界海相烃源岩的主变形期[J]. 石油与天然气地质,2008,29(5):582 ~ 588

11 沃玉进,汪新伟. 中、上扬子地区地质结构类型与海相层系油气保存意义[J]. 石油与天然气地质,2009,30(2):177 ~ 187

12 李建忠,董大忠,陈更生,等. 中国页岩气资源前景与战略地位[J]. 天然气工业,2009,29(5):11 ~ 16

(编辑 李 军)