

中、上扬子地区常压页岩气勘探前景

——以湘中坳陷下寒武统为例

郑和荣¹,彭勇民^{1,2},唐建信³,龙胜祥^{1,2},刘光祥¹,高波¹,何希鹏³,王运海³,顾志翔¹

(1. 中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083; 2. 中国石化页岩油气勘探开发重点实验室,北京 100083;

3. 中国石化华东油气分公司,江苏南京 210019)

摘要:中、上扬子地区常压页岩气领域是一个备受关注的新热点,湘中坳陷下寒武统属于盆外常压页岩气领域的典型例子。基于2条野外露头实测剖面,8条观察剖面,1口浅钻井和地震等第一手资料,开展了湘中坳陷下寒武统页岩气地质特征研究。该坳陷下寒武统具有优越的页岩气形成条件,其中,黑色炭质页岩、硅质页岩形成于有利的大陆斜坡-盆地相深水环境,连续厚度超过150 m,优质页岩厚度为50~90 m;黑色页岩TOC值介于1.12%~22.07%,平均为4.64%, R_o 平均为2.78%。页岩储集空间包括有机质纳米孔、溶蚀孔、黄铁矿晶间孔、粘土矿物晶间孔、岩心尺度高角度裂缝以及层理缝等,以有机质孔为主;有机质纳米孔因泄压后暴露于地表而呈现为长条、不规则多边形,孔径大小为21.8~328.4 nm;地表样品见到大量的淡水成因的次生溶蚀孔和构造成因的裂缝,孔隙度介于2.22%~8.7%,平均为6.05%;矿物主要以石英为主,平均含量为61.2%,其次为粘土矿物,平均含量为23.5%,脆性矿物含量平均为73.38%。等温吸附实验测试表明页岩平均吸附能力为5.95 m³/t。通过综合地质方法,预测了下寒武统新层系I类页岩气有利区面积为8766.1 km²;在龙山凸起两侧,下寒武统埋深多在3000~4000 m,保存条件较好,具有良好的页岩气勘探前景。

关键词:深水硅质页岩;常压页岩气;下寒武统;湘中坳陷;中上扬子

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

Exploration prospect of normal-pressure shale gas in Middle and Upper Yangtze regions: A case study of the Lower Cambrian shale in Xiangzhong Depression

Zheng Herong¹, Peng Yongmin^{1,2}, Tang Jianxin³, Long Shengxiang^{1,2}, Liu Guangxiang¹,Gao Bo¹, He Xipeng³, Wang Yunhai³, Gu Zhixiang¹

(1. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China;

2. Key Laboratory of Shale Oil and Gas Exploration & Production, SINOPEC, Beijing 100083, China;

3. East China Oil & Gas Company, SINOPEC, Nanjing, Jiangsu 210019, China)

Abstract: The domain of normal pressure shale gas in the Middle and Upper Yangtze region is a new focus of attention, with a typical case of the Lower Cambrian shale gas in the Xiangzhong Depression. Based on two measured outcrop sections, eight observation outcrop sections, one shallow-drilling and seismic data, we studied the geological characteristics of the Lower Cambrian shale gas in the Xiangzhong Depression. The study area is favorable for the generation of shale gas. The Lower Cambrian black-carbonaceous and siliceous shales were deposited under deep-water environments for favorable slope and basinal facies, with a continuous thicknesses of more than 150 m and a high-quality shale thickness of 50-90 m. The TOC of the black shales ranges between 1.12% and 22.07%, averaging at 4.64%; and the reflectance of vitrinite (R_o) averages 2.78%. The shale reservoir space consists of organic-matter nanopores, dissolved pores, intergranular pores of pyrites and clay minerals, high-angle fractures, bedding-parallel fractures, and so on, but the organic-matter nanopores are dominant. The organic-matter nanopores occur in strips or irregular polygons due to pressure relief and exposure to the surface, with aperture size ranging from 21.8 nm to 328.4 nm. Samples from the surface are observed to be filled with many secondary dissolved pores of meteoric water origin, and cracks due to tectonic stress. The porosity ranges between

收稿日期:2019-06-01;修订日期:2019-08-01。

第一作者简介:郑和荣(1962—),男,博士,教授级高级工程师,石油地质研究及油气勘探科研生产管理。E-mail: zhengherong_syky@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05061);国家重点研发计划(2018YFF0213802)。

2.0% and 8.7%, averaging at 6.05%. Quartz predominates the mineral composition of shales, averaging at 61.2%. Clay minerals rank second, averaging at 23.5%. Brittle mineral content averages 73.38%. Large number of isothermal adsorption experiments have indicated that its average adsorption capacity is $5.95 \text{ m}^3/\text{t}$. Favorable zones of Type I shale gas in the new interval of Lower Cambrian were predicted to distribute in an area of $8\,766.1 \text{ km}^2$, by comprehensive geological methods. It is proven that the exploration potential of shale gas is significant in the both sides of the Longshan uplift, where the burial depth of the Lower Cambrian is mostly between 3 000 m and 4 000 m, a favorable condition for preservation.

Key words: deep-water siliceous shale, normal-pressure shale gas, Lower Cambrian, Xiangzhong Depression, Middle and Upper Yangtze regions

近几年来,常压页岩气领域业已成为我国研究前沿和勘探热点,中国南方地区除四川盆地超压型页岩气藏外,盆外分布广泛的常压型页岩气^[1-2](图1a),面积大,资源多。

目前,中、上扬子地区常压页岩气领域已展示出良好的开发潜力。首先,页岩气钻井实践揭示四川盆地边缘南川地区胜页2井压裂试气超过 $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平桥背斜以南的金佛山斜坡焦页10井近 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,均取得了克拉通盆地类型的页岩气商业发现。同时,在隔档式褶皱带的相对稳定区,如武隆向斜与彭水向斜,页岩气勘探上获得了隆页1井试气超过 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,彭页1井 $2.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的重要突破。其次,在大陆边缘盆地以东的中扬子地区宜昌斜坡带,鄂宜页1HF井(镜质体反射率 R_o 为 2.31%)于2017年压裂测试获得 $6.02 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 常压页岩气流^[3]。镇巴地区城地1井、南江地区天星1井、湘西北地区的慈页1井以及黔中隆起的黄页1井均见到页岩气流和很好的油气显示(图1a),这些失利井(如秀页2井)原因在正文中阐述。以西的金石1井2012年直井压裂试气得到页岩气 $2.78 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,2014年钻探的金页1HF井(R_o 为 2.9%)压裂测试页岩气 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。针对我国常压页岩气的进展,认为有利的深水沉积相、好的页岩气储层品质等是商业发现和重要突破的关键因素^[1,3],而失利井则主要是因为保存条件变差所致。前人认为雪峰构造带西北侧下寒武统的页岩储层品质较好,属于深水陆棚与盆地相^[4-6],有机碳含量(TOC)值高达 8.28%~15.00%^[7-11],优质页岩厚度达到 52 m 以上^[10-11];有机质孔发育并以中孔^[11]或微孔^[12]为主,下部的含气量平均为 $2.0 \text{ m}^3/\text{t}$ 以上^[4,13];这里的渝东-湘鄂西、川东北、中扬子地区页岩气勘探潜力较大^[4,7-10]。

国外常压页岩气开发要早得多,对坚定我国常压页岩气勘探开发的信心具有重要启发作用。美国阿克玛玛盆地(Arkoma Basin)晚石炭世费耶特维尔(Fayetteville)页岩区是目前唯一开发成功的常压页岩气

田,既有高产井,又有中、低产井;它早在2004年就启动开发,仅用6年时间至2009年钻井数据达到2014口^[14],年产量达 $144.53 \times 10^8 \text{ m}^3$ (EIA,2013发布^①)。该气藏典型水平井垂深为 1 676 m, TOC 值介于 1.7%~9.8%^[15],平均为 4.04%^[16], R_o 介于 1.2%~3.0%,孔隙度一般为 2%~8%^[14],总含气量为 1.7~6.2 m^3/t ,地层压力系数是 0.90,地层温度为 57℃,脆性矿物含量为 39%~72%。氩离子抛光扫描电镜测量有机质孔大小为 5~50 nm,3D FIB 测量有机质孔众数大小 30 nm^[15]。根据 Fayetteville 页岩气开发区的大数据、投产 36 个月以上的 EUR 资料,划分出高性能井(即高产量井)、中等性能井与低性能井^[14];通过动态分析、递减率和数值模拟,认为高性能或高产量井占比达 50%以上,并且其与高的页岩气资源丰度、高 TOC 、天然裂缝、水平段长度以及压裂段数总体上呈现正相关,与水平井平行的天然裂缝是高产量的关键因素^[14]。

相对来说,位于被动大陆边缘盆地以南的湘中坳陷属于中扬子地区常压页岩气领域的构造稳定带之一,该坳陷常压油气一直未取得重大突破,但页岩气勘探值得期待。本文以此坳陷为例阐述页岩气前景。

湘中坳陷面积约为 $2.25 \times 10^4 \text{ km}^2$,具有“三凹两凸”的构造格局^[2](图1b),龙山凸起将北部涟源凹陷和邵阳凹陷分开。早古生代属于扬子大陆边缘斜坡沉积,其中,留茶坡组为一套区域性厚为 10.5~50.0 m 的大陆斜坡相灰黑色硅质岩夹炭质页岩。下寒武统发育一套厚为 150.2~800.0 m 的大陆斜坡-盆地相硅质页岩与炭质页岩构成的细粒沉积物,下段为黑色硅质岩或硅质页岩,中段为灰黑色硅质页岩与炭质页岩,上段为黑色页岩夹少量灰岩与砂岩;中、下段为优质烃源岩或含气页岩段。晚古生代中、上泥盆统台盆相、下石炭统沼泽相和上二叠统龙潭组沼泽相黑色页岩为优质烃源岩^[4,6]。

湘中油何在? 这是我国著名地质学家关士聪在1983年给出的有待破解的一道科学命题^[17]。湘中地

① 美国能源信息署(EIA). 全球页岩油气资源评价报告,2013.

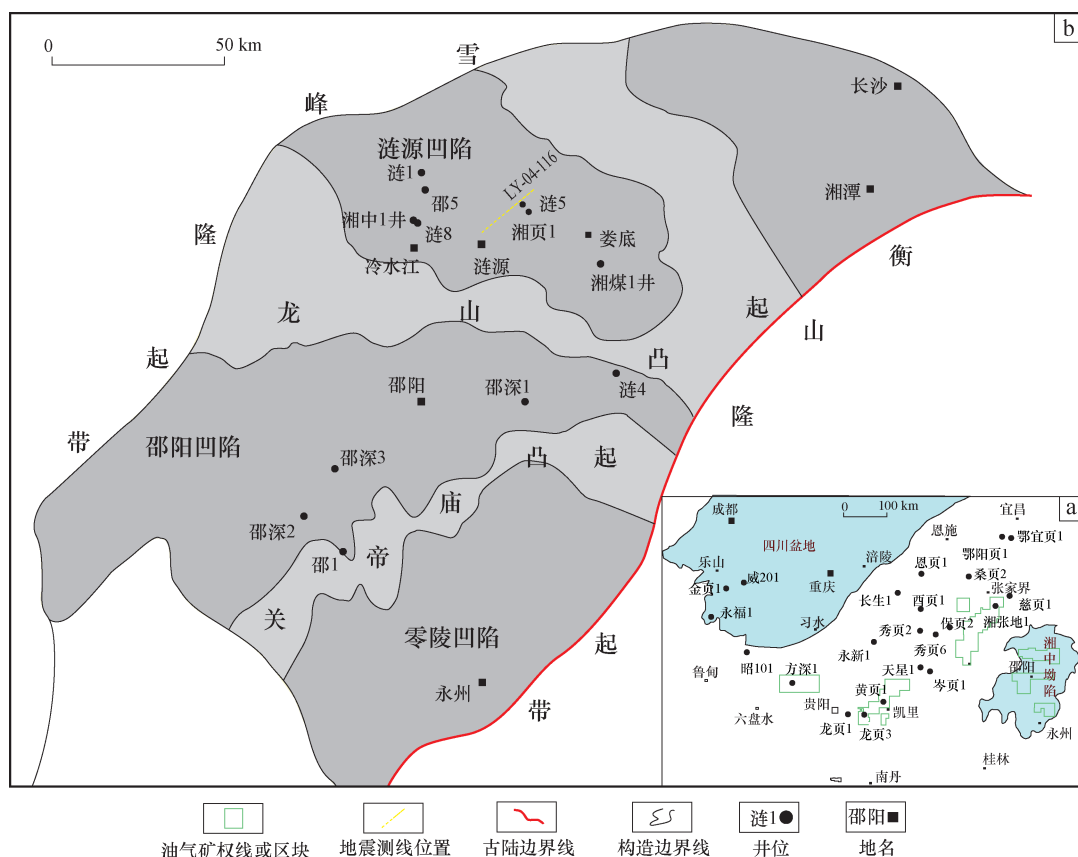


图1 中、上扬子地区常压页岩气井与湘中坳陷构造分区(据顾志翔等^[2],修改)

Fig. 1 The distribution of normal-pressure shale gas wells in Middle and Upper Yangtze regions and the structural division of Xiangzhong Depression (Modified after Gu et al. ^[2])

区油气勘查工作起步于20世纪60年代,1991—1999年期间湘冷1井401.0~411.8 m井段裸眼酸洗后获瞬时常规天然气产量6 880 m³/d,2011年湘页1井大隆组约600 m井段直井压裂试气获得了2 409.9 m³/d页岩气流^①,其他井如涟1井等均失利;但是,至今仍然未取得常规油气、非常规页岩气重大突破与商业发现。在常规气方面,自20世纪70年代的湘中地质会战以来^[17],主攻上二叠统龙潭组(P₂L)、下石炭统测水组(C₁c)以及中、上泥盆统等目的层已成为相当一段时期的油气勘探方向。该区上古生界具有优良的天然气成藏要素,台盆相的深水与沼泽相交^[18],台盆相页岩的有机质含量高,具备良好的生气烃源岩^[19-20],下石炭统高演化源岩以生气为主且生气高峰期晚三叠世^[21],具有良好的砂岩与灰岩储层^[17],圈闭形成早(早于印支期)^[19]。然而,构造破坏作用是该坳陷常规气富集的一个关键问题^[22]。刘喜顺进一步提出该坳陷上二叠统龙潭组因喜马拉雅运动强烈剥蚀、保存欠佳而失去了勘探意义^[23];不过,他认为下石炭统—中、

上泥盆统在印支期形成的油气藏遭受燕山运动破坏而变为次生气藏,燕山期形成的油气藏是源岩二次生烃的原生气藏。在非常规页岩气方面,该坳陷因湘页1井的二叠系页岩气发现而成为非常规油气研究热点;2000年以来在湘中坳陷二叠系海陆过渡相沼泽相^[2,24]与页岩气资源评价^[2]、泥盆系—石炭系海相页岩生储^[24]与成藏条件^[4]等方面取得了较大的进展;认为该坳陷保存条件对上古生界页岩气富集至关重要^[2],并具有一定的页岩气勘探潜力^[5]。同时,湘中地区下寒武统页岩气的研究热度也逐渐增加^②,具深水盆地相的生物成因的硅质岩夹炭质页岩、硅质页岩^[26-27],在双峰一带黑色页岩拥有高的TOC值(1.49%~17.40%)^[12]。然而,湘中坳陷下寒武统这个新层系的油气勘探一直处于薄弱环节。一是因为20世纪70年代深层井邵深2井(井深3 058 m)未获工业油流(图1),该井2 433 m井深之后的暗色页岩TOC值过低以及地震测量未获深层反射、钻井成本高昂与技术条件考虑而放弃深层与下寒武统^[17];二是较

① 中国石化华东油气分公司. 华东局2011年中国南方页岩气参数井井位地质论证. 南京:中国石化华东油气分公司,2011。

② 彭勇民. 南海相页岩气形成条件与主控因素研究. 北京:中国石化石油勘探开发研究院,2014。

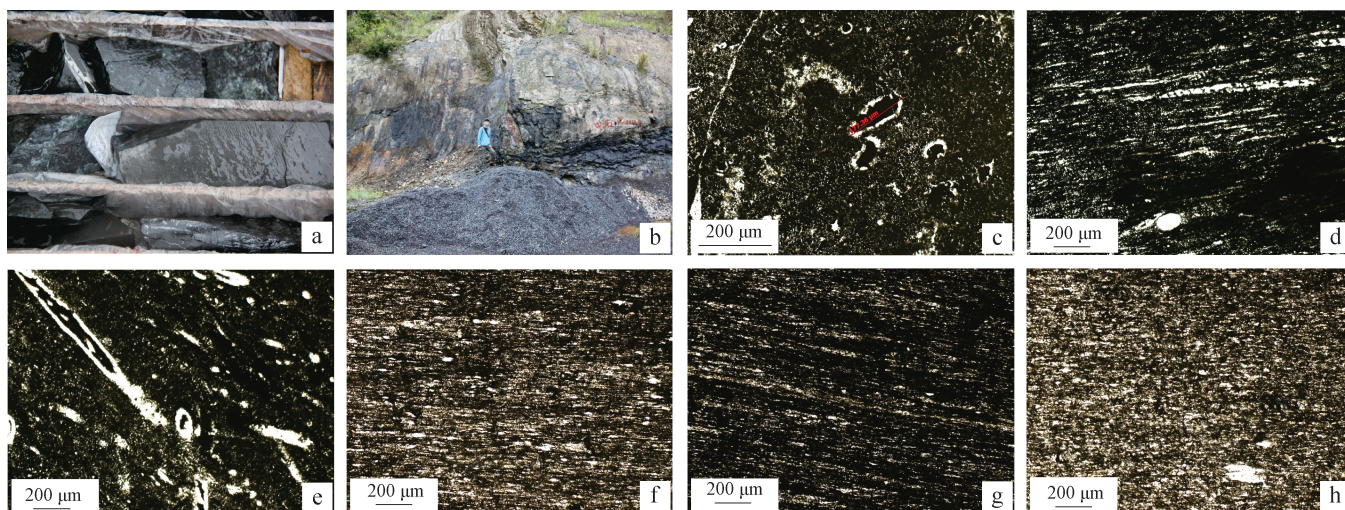


图3 湘中坳陷下寒武统页岩照片

Fig. 3 Photos showing the features of the Lower Cambrian shales in Xiangzhong Depression

a. 黑色硅质页岩与炭质页岩, 双峰县石牛, zk08 浅井岩心, 井深 90 ~ 92 m, 牛蹄塘组; b. 硅质页岩与炭质页岩, 祁东县马杜桥乡西冲露头, 牛蹄塘组; c. 黑色硅质页岩, 炭质与沥青、放射虫、硅质海绵骨针和高角缝裂缝, 样号 zk08-4, 双峰县石牛, zk08 浅井, 井深 17 m, 薄片(-), 牛蹄塘组; d. 黑色炭质页岩, 硅质海绵骨针、层理缝与方解石纹层发育, 样号 XC-04, 祁东县西冲露头剖面, 薄片(-), 牛蹄塘组; e. 硅质页岩, 放射虫、硅质海绵骨针, 样号 ZJ-07, 曾家露头, 薄片(-), 牛蹄塘组; f. 黑色含粉砂炭质页岩, 层理缝与云母、粉砂质纹层发育, 样号 CJ-13, 冷水江市陈家露头剖面, 薄片(-), 牛蹄塘组; g. 黑色含粉砂质页岩, 云母、粉砂质纹层发育, 样号 CY-02, 新宁县茶园头露头剖面, 薄片(-), 牛蹄塘组; h. 黑色含硅炭质页岩, 生物硅、少量粉砂平行页理均匀分布, 样号 YX-04, 洞口县江口镇月溪乡露头剖面, 薄片(-), 牛蹄塘组

海绵骨针(图 3e); 陈家剖面的黑色含粉砂炭质页岩在显微镜下可见到, 层理缝与云母、粉砂质纹层发育(图 3f); 茶园头剖面的黑色含粉砂质页岩在显微镜下可见到云母、粉砂质纹层(图 3g); 月溪剖面的黑色含硅炭质页岩在显微镜下可见到生物硅(即由生物作用形成的石英矿物)、少量粉砂平行页理均匀分布(图 3h)。

值得一提的是, 现今的龙山凸起因构造抬升剥蚀而出露震旦系至下古生界, 下寒武统下段硅质页岩与炭质页岩厚度明显变薄至 57 m, 为湘中坳陷最薄者; 位于该凸起的茶园头剖面代表下寒武统下段的中、上部, 与其他剖面相比粉砂质增多并以黑色页岩为主, 反映水体变浅, 推测当时存在水下隆起。

沉积相对富有机质页岩形成具有控制作用, 受大陆斜坡相深水沉积的影响, 本区有机质非常富集, 实验测试数据显示 TOC 值含量高(表 1)。最高者为湘中坳陷东侧的石牛与西冲剖面, 以及西侧的陈家剖面。其中, 石牛剖面 and zk08 浅井, 下寒武统优质页岩(指 TOC ≥ 2% 的连续页岩段)厚度为 96.2 m, 16 件样品有机碳含量分布在 2.12% ~ 22.07%, 平均可达 4.64%(图 4); 1 个样品的 R_o 为 2.5%, 表明已进入过成熟的干气阶段, 页岩未变质; R_o 类似于金页 1 井 2.9% 与黄页 1 井 3.01%。西冲剖面优质页岩厚度为 87.8 m, 17 件样品有机碳含量分布在 1.23% ~ 22.09%, 平均可达 5.65%; 3 个样品的 R_o 为 3.4%, 表明已进入过成熟的干气阶段,

页岩未变质。陈家剖面优质页岩厚度为 65.0 m, 13 件样品有机碳含量分布在 1.03% ~ 6.00%, 平均为 3.95%。

此外, 玄八冲剖面或曾家剖面优质页岩厚度为 59.7 m, 4 件样品有机碳含量分布在 1.12% ~ 10.67%, 平均为 7.56%。袁家坳剖面优质页岩厚度为 62.8 m, 10 件样品 TOC 分布在 2.01% ~ 3.45%, 平均为 2.69%(图 4); 1 个样品的 R_o 为 2.91%, 表明已进入过成熟的干气阶段, 页岩未变质。月溪剖面因上部断层的影响, 所观察到的优质页岩厚度大于 37.3 m, 12 件样品有 TOC 分布在 1.51% ~ 4.95%, 平均可达 3.74%。因此, 下寒武统页岩尽管成熟度较高, 但未发生变质。

对比来看, 湘中坳陷下寒武统页岩具有高的 TOC 值优势, 与四川盆地以北的南江地区天星 1 井和镇巴地区的城地 1 井相当; 但好于四川盆地及周缘地区下志留统的厚约 40 m 优质页岩, 其平均 TOC 值为 3.20% ~ 3.65%^[28-29]。与美国五大页岩气盆地相比, TOC 值相当, 但优质页岩厚度大。Barnett, Haynesville, Marcellus 和 Doig 页岩的 TOC 值均为 4.77% 以上, 优质页岩或有效厚度为 15 ~ 61 m, 高产区 R_o 为 1.8% ~ 2.0%^[30-33]; 伊利诺斯盆地上泥盆统 New Albany 页岩 TOC 值达到 4%, 优质页岩厚度为 21 ~ 37 m^[34]。加拿大西加盆地泥盆系 - 石炭系 Lower Besa River 组(贝萨河组)页岩 TOC 值大于 5.7%, Horn River 组与 Muskwa 组(霍恩河组和穆斯夸组)TOC 值大于 3.0% 的页

岩厚度累计达 200 m,属于超高压页岩气藏^[35]。为-30.3‰,除 3 个样品干酪根碳同位素较重,介于-27.9‰~-26.3‰外,其余样品的碳同位素值均小于-28‰;这表明有机质类型以腐泥型(I 型)为主。

从有机质类型看,湘中地区 27 件黑色页岩的干酪根碳同位素分布在-33.1‰~-26.3‰(表 1),平均

表 1 湘中坳陷下寒武统页岩有机地球化学参数

Table 1 Organic geochemistry parameters of the Lower Cambrian shales in Xiangzhong Depression

剖面名称(代号)	岩性	TOC/%			R _o /%		干酪根 δ ¹³ C/‰
		最小	最大	平均(样数)	平均(样数)	平均(样数)	
石牛(SN)	硅质页岩	2.12	22.07	10.70(16)	2.5(1)		-31.8
西冲(XC)	炭质页岩	1.23	22.09	5.65(17)	3.4(3)		-29.9(2)
陈家(CJ)	炭质页岩	1.03	6.00	3.95(13)	—		-29.6(3)
太芝庙(TZM)	硅质炭质页岩	—	—	4.69(1)	—		—
蕨坪(JP)	炭质页岩	—	—	2.36(2)	3.0(1)		—
袁家坳(YJ)	炭质页岩	2.01	3.45	2.69(10)	2.9(1)		-28.1(2)
龙山(LS)	炭质页岩	—	—	1.74(1)	2.0(1)		-29.9(1)
月溪(YX)	炭质页岩	1.51	4.95	3.74(12)	—		-27.0(2)
曾家垅(ZJ)	硅质页岩	1.12	10.67	7.56(4)	—		-29.9(1)
茶园头(CY)	黑色页岩	—	—	1.10(1)	2.8(1)		-27.0(1)
涠洲(WZ)	硅质页岩	1.48	21.27	6.92(11)	2.9(2)		-30.3(2)

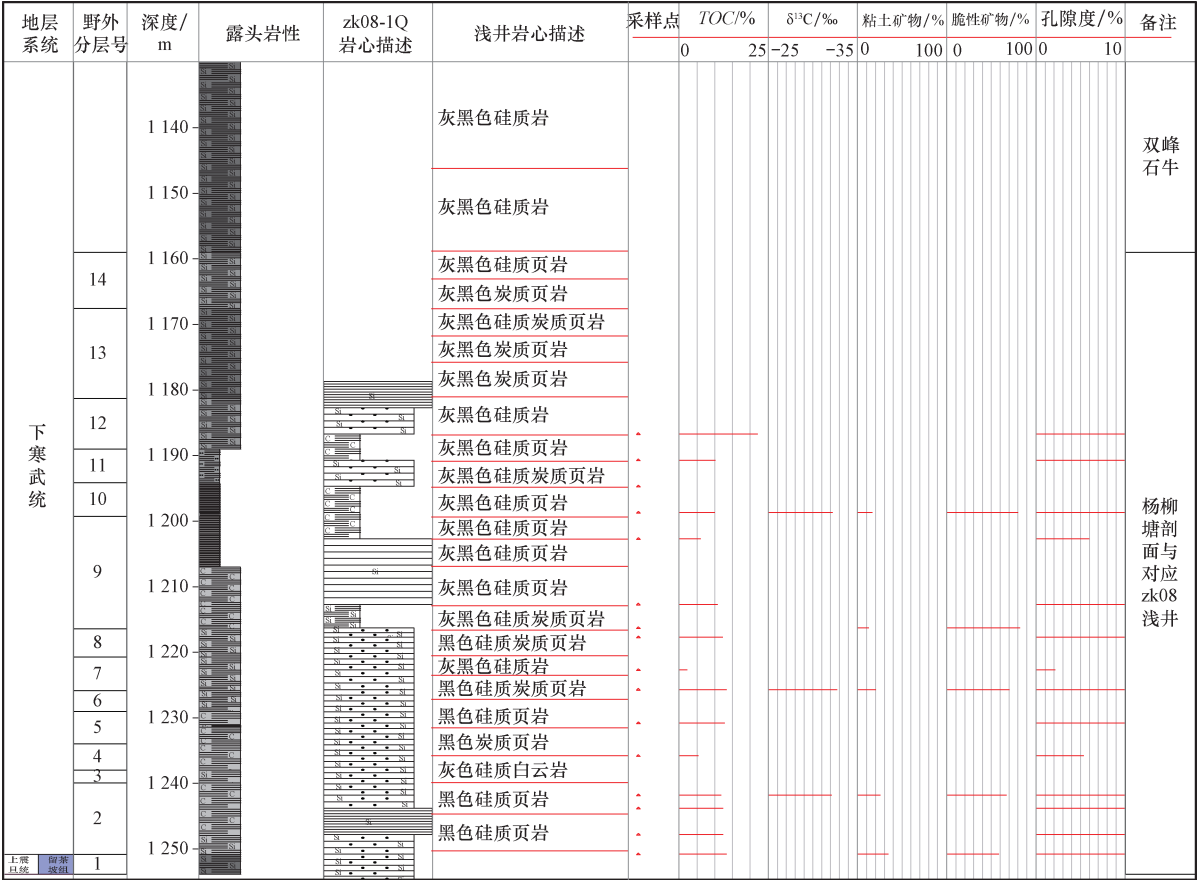


图 4 湘中坳陷双峰县石牛下寒武统页岩段实测地层综合柱状图

Fig. 4 The field measured column of the Lower Cambrian shale intervals in Shiniu, Shuangfeng County

总之,下寒武统页岩有机质丰度高(普通大于3.5%),类型好(以I型为主),处于过成熟阶段且未发生变质,对页岩气成藏有利。

2 页岩储集性能与吸附特征

利用野外露头与浅钻井岩心的系统采样与实验分析,包括61件薄片、17件扫描电镜、23件物性测定以及4件等温吸附实验测试,开展了富有机质页岩的储集性能、吸附特征研究。

湘中坳陷下寒武统页岩储层的储集空间发育,类型多样,包括有机质纳米孔、黄铁矿晶间孔、粘土矿物晶间孔、溶蚀孔、层理缝或页理缝、高角度缝和极少量的分布于石英与长石间的碎屑粒间孔等(图5),以有机质孔为主。有机质纳米孔因泄压后暴露于地表而形成条、不规则多边形的纳米孔(图5c,f),粒径大小为21.8~328.4 nm;黄铁矿晶间孔与粘土矿物晶间孔孔径大小在几百个纳米,黄铁矿集合体呈园形状球体且内部纳米大小、规则排列的黑色空心或假孔为单个黄铁矿晶体因抛光磨掉留下的幻影孔(图5e页理缝的右下)。页理缝或层理缝在肉眼下似闭合但在电镜下呈张开状态(缝宽或张开度为1.26 μm)。与钻井地下不同的是,地表样品见大量的大气淡水成因的溶蚀孔

(图5b)与构造成因的高角度裂缝(图5a),钻井岩心是极少或罕见的;这也是导致地表样品的孔隙度偏大的主要原因。

值得一提的是,具幻影孔的黄铁矿集合体(图5e)被不少地质学家误当作藻类或细菌类化石,这是不妥的;放大后,可以看到这些规则的、清晰边界的黑色空心或假孔多为四边形、六边形印模,实为单个黄铁矿晶形因抛光、磨掉而留下来的拟铸模孔(图5g,h)。

物性测定表明,孔隙度介于2.2%~12.2%,平均为6.05%(图6),储集性能好。其中,钻深310.8 m的ZK08浅井3个岩心样品的孔隙度介于2.22%~8.65%,平均为5.49%。14个露头样品中,有5个页岩样品因高角度裂缝、溶蚀孔和钻取小柱塞样时的人工裂缝,引起孔隙度偏高且均大于12%。例如,月溪剖面因人工裂缝而高达23.97%,这类数据需要扣除,仅作参考。扣除受裂缝影响的9个露头样品的孔隙度为3.01%~12.20%,平均为7.56%,明显高于浅井zk08。

与相邻的四川盆地和雪峰构造带北部下寒武统页岩相比,具有类似于宜昌地区宜地2井或鄂阳页1井的储集性能,略好于四川盆地威远地区的金页1井,好于黔中隆起的黄页1井与中扬子的恩页1井;与志留统页岩相比则差一些。总之,湘中坳陷下寒武统页岩储集性能较好。

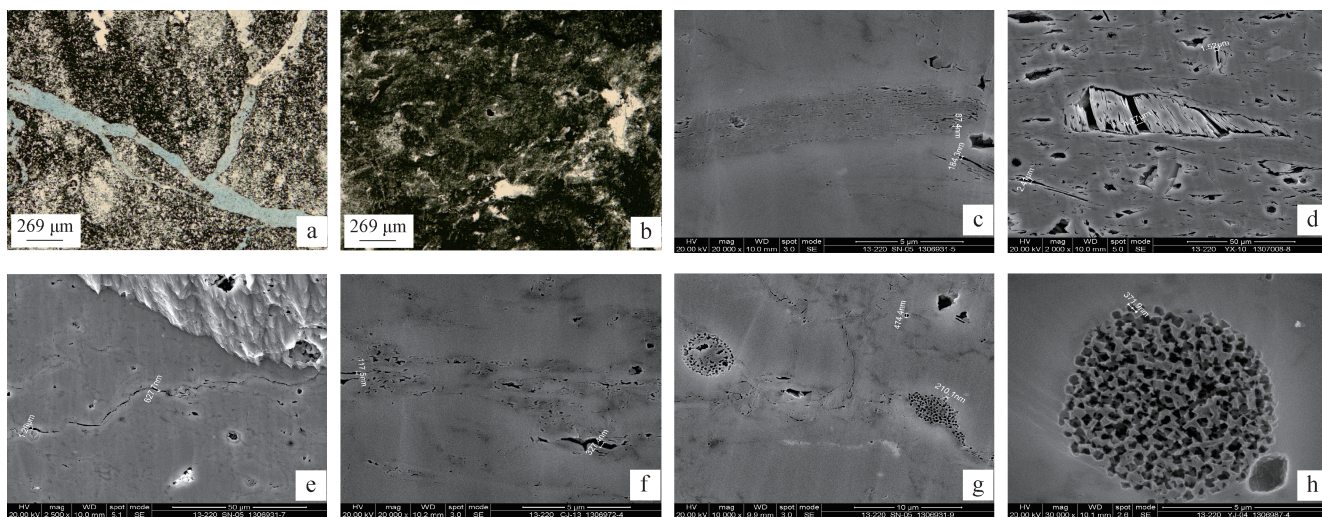


图5 湘中坳陷下寒武统页岩储层储集空间特征

Fig. 5 Characteristics of the reservoir space in the Lower Cambrian shale layers in Xiangzhong Depression

a. 硅质页岩,孔隙未见发育,网状缝宽0.03~0.10 mm,局部未被充填,样号 zk08-4, zk08 浅井,铸体薄片(-); b. 硅质页岩,硅质放射虫、硅质海绵骨针颗粒受地表淡水溶蚀而成的次生溶孔,样号 XC-04,西冲露头剖面,铸体薄片(-); c. 炭质页岩,有机质与大量的压扁长条状纳米孔,样号 SN-05,石牛剖面,氩离子扫描电镜; d. 炭质页岩,粘土质絮凝粒与伊利石粘土矿物晶间孔,样号 YX-10,新化县月溪,氩离子扫描电镜; e. 炭质页岩,页理缝或层理缝在肉眼下似闭合但电镜下张开宽1.26 μm ,样号 SN-05,双峰县石牛杨柳塘剖面,氩离子扫描电镜; f. 黑色页岩,有机质与地表卸压后的压扁、长条与多边形纳米孔,样号 CJ-13,陈家剖面,氩离子扫描电镜; g. 炭质页岩,单个黄铁矿集合体的拟铸模孔,内部多个规则的、清晰边界的黑色空心或假孔呈四边形、六边形印模,样号 SN-05; h. 炭质页岩,单个黄铁矿集合体的拟铸模孔,内部多个规则的、清晰边界的黑色空心或假孔呈四边形、六边形印模,样号 YJ-04

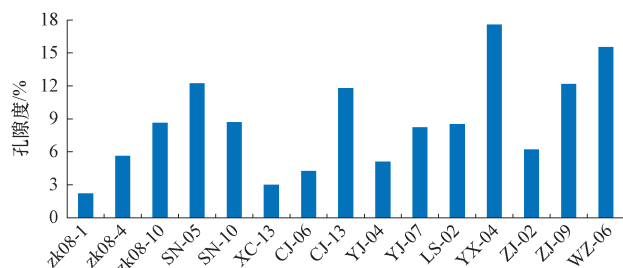


图6 湘中坳陷下寒武统页岩物性分布

Fig. 6 Petrophysical properties of the Lower Cambrian shales in Xiangzhong Depression

其中,对于下寒武统页岩气中等产量井,金页1井主力页岩气层的 TOC 值较低,平均为 1.12%,以有机质孔与粘土矿物层间孔为主;在孔隙为 2 ~ 50 nm 的中孔范围,2 ~ 10, 10 ~ 20 以及 20 ~ 50 nm 各占 1/3,平均为 15 nm,孔径较小;孔隙度为 2.39%。中扬子地区宜地2井紧靠鄂阳页1井,其优质页岩的 TOC 值高,平均为 3.2%,以有机质孔和粒内溶蚀孔为主,孔隙主要为 20 ~ 30 nm 的中孔,有机质孔较大;孔隙度是 3.1%,该井单个有机质颗粒挑选最发育的有机质孔面孔率为 9.81%,较低。

对于下寒武统页岩气极低产井或空井,黄页1井优质页岩的 TOC 值很高,平均为 6.93%,以有机质孔为主,无机质孔基本不发育;孔隙为 2 ~ 10 nm 的中孔,有机质孔小,孔隙度为 1.95%,相对很低,主要由后期保存条件差导致页岩气散失而引起孔径压扁、撕裂与变小,孔隙度降低。类似地,恩页1井 TOC 很高,平均为 6.09%,孔隙直径为 2 ~ 15 nm 的中孔,孔隙度为 2.13%,较低。慈页1井发育 52 m 的富有机质页岩, TOC 值很高,达到 6.09% 以上;孔隙直径为 2 ~ 25 nm

的中孔,孔隙度约为 2%,数值较低^[9]。

对于该坳陷之外的西北侧张家界与常德地区露头样品测量孔隙度平均为 9.5%,孔喉均值为 10.2 ~ 16.3 nm^[11],与湘中坳陷露头样品的物性相当。

对于下志留统页岩气高产井,涪陵地区的焦页1井主力页岩气层或优质页岩段的 TOC 值高,平均为 3.6%,有机质孔占 60% 以上,以有机质孔为主;孔隙为 16 ~ 50 nm 的中孔,孔径大,孔隙度为 4.8%,相对最高;焦页11-4井单个有机质颗粒挑选最发育的有机质孔面孔率为 36.0%,该值较高。

总体来说,与下志留统钻井相比,除下寒武统 TOC 值变高外,页岩储层具有孔隙直径小、孔隙度低以及单个有机质颗粒的面孔率低等特征。

通过等温吸附实验方法,分析研究了 zk08 浅井页岩的等温吸附特征,探讨了页岩储层吸附能力。4 件样品的 TOC 值分别为 9.93%, 10.77%, 11.72% 和 13.20%,测试数据表明,30 °C 和 10 MPa 条件下平均最大吸附气量达到 5.95 m³/t (图7), TOC 值越高则相同温压条件下的吸附能力越强;从图7看出,湘中坳陷下寒武统页岩超出国内的焦页1井与彭页1井下志留统龙马溪组页岩的吸附能力。

3 矿物组成与可压性

通过全岩 X-射线衍射测试,分析了湘中地区下寒武统页岩岩石矿物组成与变化特征。矿物组成中主要以石英为主,次为粘土矿物(图8)。其中,石英含量为 35% ~ 77%,平均含量为 61.2%;粘土矿物含量为 12% ~ 34%,平均含量为 23.5%,粘土矿物以伊利石

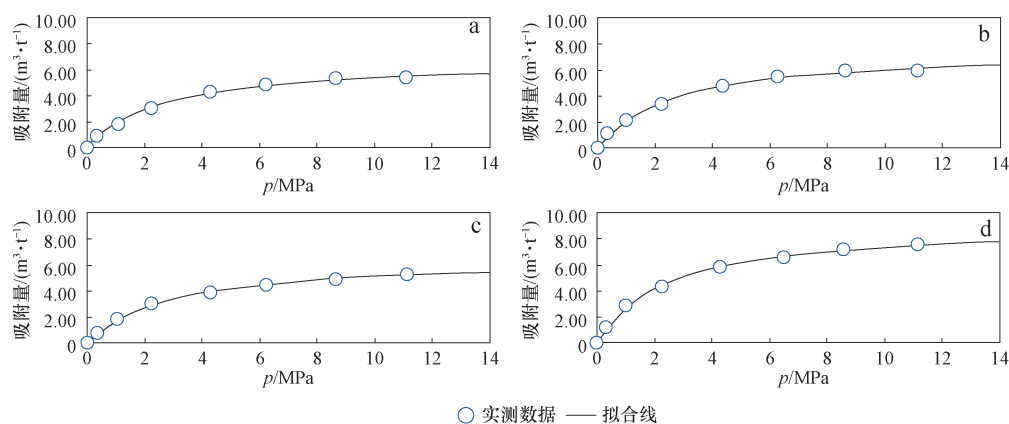


图7 湘中坳陷下寒武统页岩等温吸附实验结果

Fig. 7 Isothermal adsorption experiment results of the Lower Cambrian shales in Xiangzhong Depression

a. 硅质炭质页岩, TOC 为 9.93%, 样号 zk08-5, zk08 浅井; b. 硅质页岩, TOC 为 10.77%, 样号 zk08-9, zk08 浅井; c. 硅质炭质页岩, TOC 为 11.72%, 样号 zk08-15, zk08 浅井; d. 硅质炭质页岩, TOC 为 13.20%, 样号 zk08-19, zk08 浅井

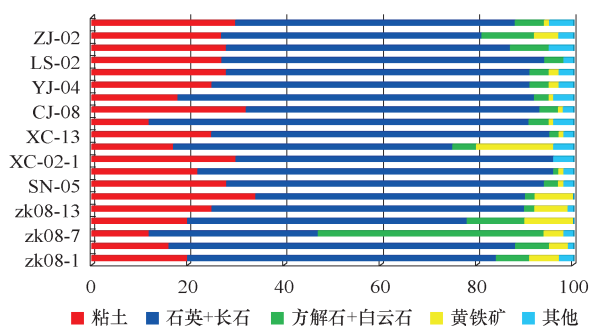


图8 湘中坳陷下寒武统页岩矿物组成特征

Fig. 8 Mineral composition of the Lower Cambrian shales in Xiangzhong Depression

为主。斜长石含量为1%~3%,平均为1.52%;方解石含量为1%~43%,平均为5.0%;黄铁矿含量为1%~16%,平均为4.66%。总体而言,页岩脆性矿物含量高,平均为73.38%,脆性指数为66.0%~87.6%,平均为75.9%,粘土矿物含量低于40%;从矿物组成看,页岩可压性评价为一类;该区下寒武统页岩具有高脆性,对于储层压裂改造非常有利。

4 保存条件

研究区构造复杂,保存条件是影响页岩气富集的关键因素之一。根据断裂与盖层的连续性,结合页岩气井试气结果,开展了页岩气保存条件研究。

从图9可以看到,较大断裂已斜切了湘页1井及穿透了下石炭统盖层,压裂试气产量低,说明下石炭统页岩

岩气的保存条件变差。从平面上看,上部构造层断裂发育,每隔1 km发育1条断层,并且大多数是通天断裂^[22](图9),反映了上古生界的构造变形比较强烈。

另外,从区域地质图上看,该坳陷二叠系、石炭系和泥盆系目的层受抬升剥蚀的影响已大部暴露地表^[9],而本区又是丘陵地貌,沟谷(或水沟)纵横,山丘相对高差在300~1 000 m,沟谷往往也是通天断层在地表的起点(图9);燕山期的通天断层或较大断裂切割盖层,造成大部分区域封盖失效^[6-7]或者保存条件变差;湘页1井低产可能受到了保存条件变差的影响。与此同时,这些沟谷两侧的陡峭山壁加上页岩中的层理缝(或页理缝)和高孔渗储层,导致页岩气发生侧向迁移至沟谷或通天断层处而散失。这些垂向上的通天断层与水平方向上的输导层是破坏上古生界原生油气藏的根本原因。中上扬子地区以下寒武统为目的层的黄页1井、龙页3井、岑页1井、秀页2井、保页2井、长生1井、慈页1井以及恩页1井等10多口页岩气探井均受此影响,它们在寒武系或奥陶系或志留系层位开孔钻探,均失利或仅有很低的页岩气流。相反,中扬子地区鄂宜页1井被上白垩统地层覆盖,类似于四川盆地内部的中新生代“厚棉被”封盖作用,保存条件相对较利;这也是该井取得重要突破的原因。图10地质剖面图从纵向更加详细说明了通天断裂与目的层暴露地表情况以及地质结构;在切过涟源凹陷的近东西向地质构造剖面中,具有浅、深双层结构现象;其中,浅层结构即上部构造层以隔档式褶皱和双冲断层系为典型

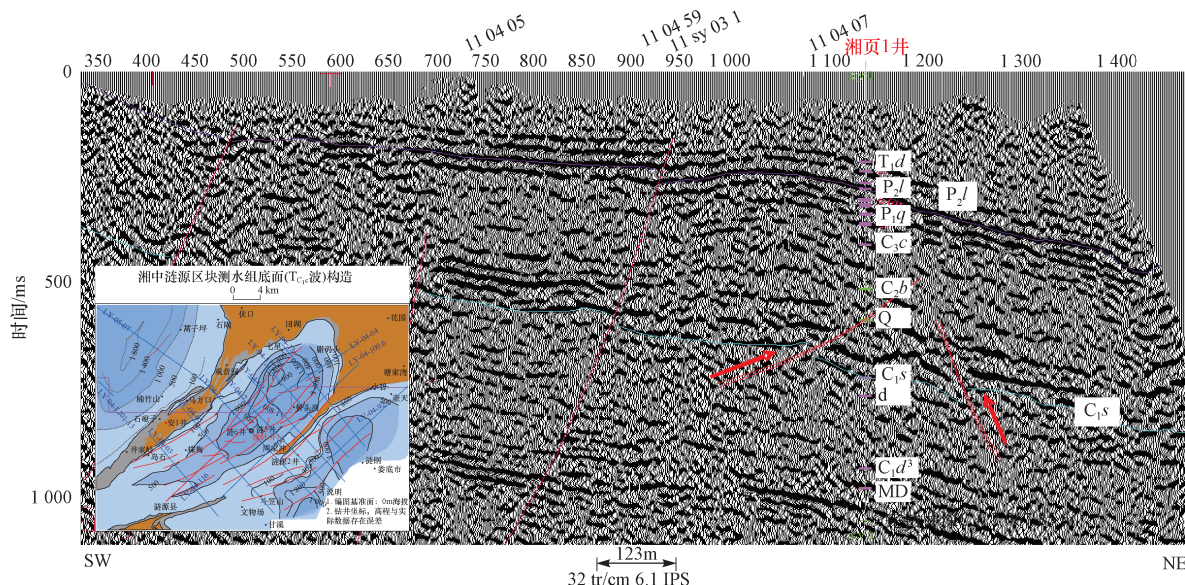


图9 北东向过湘页1井地震-地质解释剖面(地震测线LY-04-116位置见图1)

Fig. 9 The seismic and geological interpretation of a NE section through-Well Xiangye 1

(see Fig. 1 for the location of seismic survey line LY-04-116)

5 有利区块预测

综合上述研究认识,结合油气显示等,采用叠合法对湘中坳陷下寒武统页岩气有利区进行了预测。

考虑到该区下寒武统烃源岩有机碳含量高($TOC > 2.0\%$)、厚度较大(普遍大于 150 m)的实际,以页岩气保存条件为关键,选取 TOC 和 R_o 主要评价参数,制定参数评价标准,评价出 I、II 和 III 类区(图 12)。

在湘中坳陷之内的保存条件较好的地区,将 $TOC > 3\%$ 和 R_o 介于 $2.0\% \sim 3.5\%$ 的区域评价为 I 类有利区;将 $TOC > 2\%$ 和 $R_o < 3.5\%$ 的区域评价为 II 类有利区;在湘中坳陷之外的保存条件较差的地区,以及下寒武统目的层暴露地表的剥蚀区及以剥蚀线 3 km 以内的区域^①,共同评价为 III 类不利区。

预测结果表明,湘中坳陷下寒武统发育 I 类有利

区、Ⅱ类1较有利区各1个。其中,Ⅰ类有利区面积较大,为8 766.1 km²,沿龙山隆起周边分布,呈东西向延伸;涟源区块的866.5 km²以及邵阳区块的2 388.27 km²位于Ⅰ类有利区内;这些Ⅰ类区属于非常有利的下斜坡深水沉积环境;可将其作为页岩气勘探的优先区。Ⅱ类较有利区的面积次之,沿Ⅰ类有利区的南、北两侧分布,同样呈东西向延伸;涟源区块的1 994.659 km²以及邵阳区块的550.4 km²位于Ⅱ类有利区内;可望成为潜在的页岩气勘探接替区。Ⅲ类不利区面积大,但是均位于湘中拗陷之外,因保存条件很差,不利于页岩气成藏。

综上所述,湘中坳陷面积可观,达 20 000 km²;下寒武统黑色炭质页岩、硅质页岩非常发育,连续厚度大于 150 m,处于有利的大陆斜坡-盆地相带;TOC 值高;保存条件较好,龙山凸起两侧埋深多在 3 000 ~ 4 000 m,页岩气勘探前景良好。

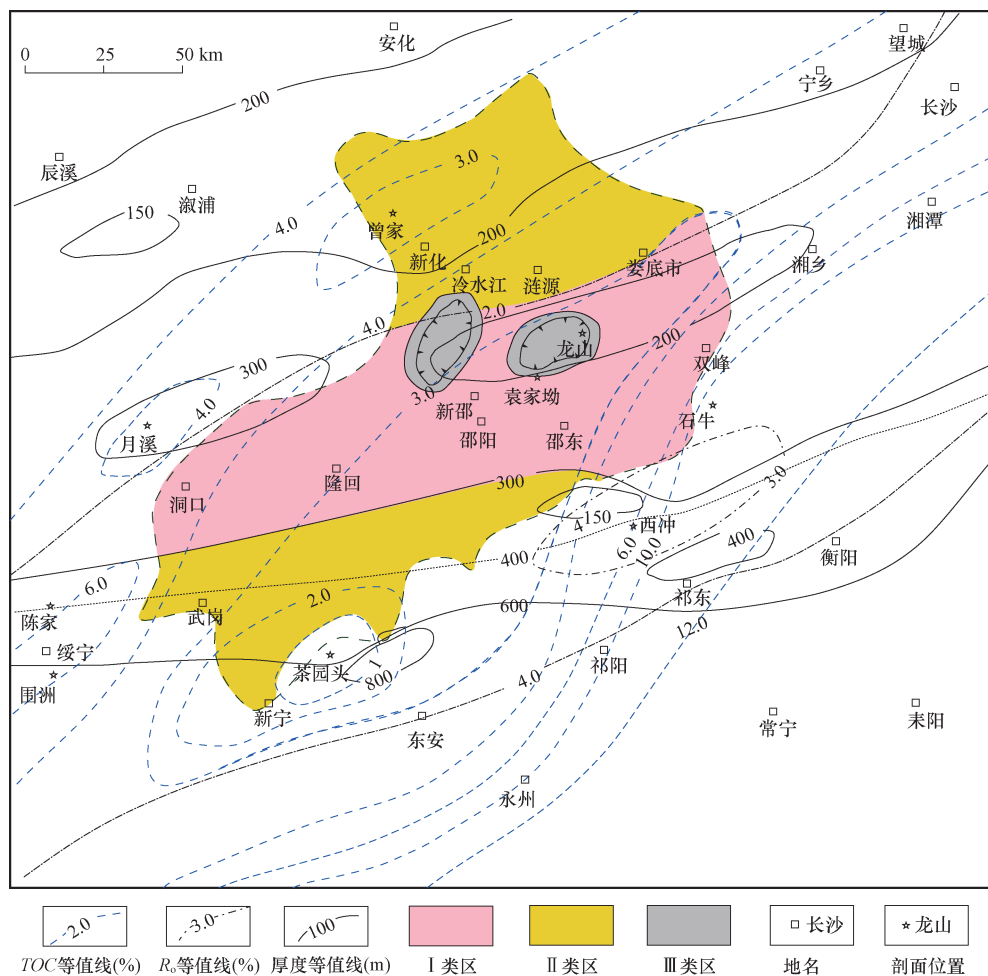


图 12 湘中坳陷下寒武统页岩气有利区预测

Fig. 12 The prediction of favorable shale gas areas in the Lower Cambrian in Xiangzhong Depression

① 彭勇民. 彭水武隆地区页岩气富集主控因素及开发技术政策研究. 北京: 中国石化石油勘探开发研究院, 2016.

6 结论及建议

1) 常压页岩气勘探前景较好,南江地区、镇巴地区、宜昌斜坡、湘中地区以及黔中隆起等均有望取得更多的勘探突破。湘中坳陷下寒武统常压页岩气具有优越的形成条件,该新层系的黑色炭质页岩、硅质页岩形成于大陆斜坡-盆地相深水环境,厚度大于150 m,优质页岩厚度为50~90 m; TOC 平均为4.64%, R_o 达到2.78%;有机质纳米孔发育,孔径为21.8~328.4 nm,平均孔隙度为6.05%;脆性矿物含量为73.38%;等温吸附气量达 $5.95\text{ m}^3/\text{t}$ 。

2) 湘中坳陷下寒武统页岩气具有良好的保存条件,埋深适中,该新层系是页岩气勘探的潜在领域,应加强研究及勘探力度。

3) 湘中坳陷保存条件是页岩气勘探的最大风险因素,在中新生界至上古生界构造层之中断裂较发育,下古生界构造与埋深因二维地震测线极少而具有很大不确定性;建议加大勘探力度,部署2~3条二维地震工作量,落实下寒武统构造与保存条件。

参 考 文 献

- [1] 方志雄,何希鹏.渝东南武隆向斜常压页岩气形成与演化[J].石油与天然气地质,2016,37(6):819-827.
Fang Zhixiong, He Xipeng. Formation and evolution of normal pressure shale gas reservoir in Wulong Syncline, Southeast Chongqing, China[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 819-827.
- [2] 顾志翔,彭勇民,何幼斌,等.湘中坳陷二叠系海陆过渡相页岩气地质条件[J].中国地质,2015,42(1):288-299.
Gu Zhixiang, Peng Yongmin, He Youbin, et al. Geological conditions of Permian sea-land transitional facies shale gas in the Xiangzhong depression[J]. Geology in China, 2015, 42(1): 288-299.
- [3] 郑和荣,胡宗全.中国前中生代构造-岩相古地理图集[M].北京:地质出版社,2010:7-8,11-12.
Zheng He-rong, Hu Zongquan. Pre-Mesozoic tectonic-lithofacies palaeogeography Atlas of China. Beijing: Geological Publishing House, 2010, 7-8, 11-12.
- [4] 陈孝红,王传尚,刘安,等.湖北宜昌地区寒武系水井沱组探获页岩气[J].中国地质,2017,44(1):188-189.
Chen Xiaohong, Wang Chuanshang, Liu An, et al. The discovery of the shale gas in the Cambrian Shuijingtuo Formation of Yichang area, Hubei Province [J]. Geology in China, 2017, 44(1): 188-189.
- [5] 曹清古,韦庆亮,肖秋苟,等.湘中坳陷下石炭统孟公坳段页岩气成藏条件及勘探前景[J].海相油气地质,2015,20(03):43-49.
Cao Qinggu, Wei Qingliang, Xiao Qiugou, et al. Gas accumulation and exploration prospect of Lower Carboniferous Menggongao shale in Xiangzhong Depression[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2015, 20(03): 43-49.
- [6] 胡明毅,邓庆杰,胡忠贵.上扬子地区下寒武统牛蹄塘组页岩气成藏条件[J].石油与天然气地质,2014,35(02):272-279.
Hu Mingyi, Deng Qingjie, Hu Zhonggui. Shale gas accumulation conditions of the Lower Cambrian Niutitang Formation in Lower Yangtze region[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(02): 272-279.
- [7] 陈波,兰正凯.上扬子地区下寒武统页岩气资源潜力[J].中国石油勘探,2009,3:10-14.
Chen Bo, Lan Zhengka. Lower Cambrian shale gas resource potential in Lower Yangtze region[J]. China Petroleum Exploration, 2009, 3: 10-14.
- [8] 肖正辉,杨荣丰,冯涛,等.湘西北下寒武统牛蹄塘组页岩气成藏条件及其勘探潜力分析[J].湖南科技大学学报(自然科学版),2012,27(1):50-54.
Xiao Zhenghui, Wang Qiren, Yang Rongfeng, et al. Reservoir-forming conditions and exploration potential of shale gas in Lower Cambrian Niutitang Formation, Northwestern Hunan [J]. Journal of Hunan University of Science & Technology (Natural Science Edition), 2012, 27(1): 50-54.
- [9] 王鹏万,陈子焯,贺训云,等.黔南坳陷下寒武统页岩气成藏条件与有利区带评价[J].天然气地球科学,2011,22(3):518-524.
Wang Pengwan, Chen Zhiliao, Huo Xunyun, et al. Accumulation of Lower Cambrian Niutitang shale gas and prediction of potential area in Qiannan Sag[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(3): 518-524.
- [10] 肖拥军,雷隆贤,杨仙,等.湘西北页岩气勘探慈页1井地质背景及钻探效果[J].西部探矿工程,2016,3:70-75.
Xiao Yongjun, Lei Longxian, Yang Xian, et al. Geological background and drilling effect of Well Cisha 1 for shale gas exploration in Northwest Hunan [J]. West-china Exploration Engineering, 2016, 3: 70-75.
- [11] 秦明阳,郭建华,黄俨然,等.四川盆地东缘湘西北地区牛蹄塘组页岩储层特征及影响因素[J].石油与天然气地质,2017,38(05):922-932.
Qin Mingyang, Guo Jianhua, Huang Yanran, et al. Characteristics and influencing factors of shale reservoirs in the Niutitang Formation of northwestern Hunan Province, and east margin of Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(05): 922-932.
- [12] 王晓龙,蔡宁波.湖南省下寒武统牛蹄塘组页岩孔隙结构特征[J].中国煤炭地质,2016,28(1):33-40.
Wang Xiaolong, Cai Ningbo. Pore geometry features in Lower Cambrian Niutitang Formation shale, Hunan Province [J]. Coal Geology of China, 2016, 28(1): 33-40.
- [13] 黄俨然,杨荣丰,肖正辉,等.湘西北下寒武统牛蹄塘组页岩含气性影响因素分析[J].岩性油气藏,2017,25(4):11-16.
Huang Yanran, Yang Rongfeng, Xiao Zhenghui, et al. Influencing factors of shale gas-bearing property of Lower Cambrian Niutitang Formation in northwestern Hunan [J]. Lithologic Reservoirs, 2017, 25(4): 11-16.
- [14] Yitian Xiao, Rainer van den Bosch, Faye Liu, et al. Evaluation in data rich fayetteville shale gas plays-Integrating physics-based reservoir simulations with data driven approaches for uncertainty reduction [J]. International Petroleum Technology Conference, 2012, IPTC 14940:1-19.
- [15] John Zumberge, Kevin Ferworm, Stephen Brown. Isotopic reversal ('rollover') in shale gases produced from the Mississippian Barnett

- and Fayetteville formations [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2012, 31(1): 43–52.
- [16] Baojun Bai, Malek Elgmati, Hao Zhang, et al. Rock characterization of Fayetteville shale gas plays [J]. *Fuel*, 2013, 105(3): 645–652.
- [17] 关士聪, 袁捷, 许鸣光. 雪峰飞来乎? 湘中油何在 [J]. *石油与天然气地质*, 1983, 4(1): 116–120.
- Guan Shicong, Yuan Jie, Xu Mingguang. Is Mt. Xuefeng a nappe where is oil and gas of Central Hunan [J]. *Oil & Gas Geology*, 1983, 4(1): 116–120.
- [18] 罗小平, 刘军, 徐国盛, 等. 湘中坳陷泥盆—石炭系海相泥页岩地球化学特征及等温吸附性能 [J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2012, 39(2): 206–214.
- Luo Xiaoping, Liu Jun, Xu Guosheng, et al. Geochemical characteristics and isothermal adsorption properties of the Devonian-Carboniferous marine mud shale in the Xiangzhong depression, Hunan, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2012, 39(2): 206–214.
- [19] 陈正辅. 湖南湘中坳陷泥盆—石炭系的生油地球化学特征及找油气方向 [J]. *石油实验地质*, 1981, 3(4): 245–258.
- Chen Zhengfu. The geochemical features of oil generation in Devonian-Carboniferous of Xiang-Zhong Depression, Hunan and the direction in oil and gas exploration [J]. *Experimental Petroleum Geology*, 1981, 3(4): 245–258.
- [20] 王明艳, 郭建华, 旷理雄, 等. 湘中坳陷涟源凹陷烃源岩油气地球化学特征 [J]. *天然气地球科学*, 2010, 21(5): 721–726.
- Wang Mingyan, Guo Jianhua, Kuang Lixiong, et al. Geochemical characteristics and evolution of the hydrocarbon source rocks from Lianyuan Depression in the Middle of Hunan province [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2010, 21(5): 721–726.
- [21] 旷理雄, 郭建华, 朱锐, 等. 涟源凹陷流体包裹体特征与天然气成藏 [J]. *大地构造与成矿学*, 2007, 31(2): 251–256.
- Kuang Lixiong, Guo Jianhua, Zhu Rui Luo, et al. Characteristics of fluid inclusions and formation process of natural gas reservoirs in Lianyuan sag [J]. *Geotectonica et Metallogenia*, 2007, 31(2): 251–256.
- [22] 刘磊. 湘桂地区构造运动对油气藏破坏作用研究 [D]. 山东东营: 中国石油大学(华东), 2010: 8–13.
- Liu Lei. Research on destruction of tectonic movements on oil and gas reservoirs in Xiangguia area [D]. Dongying, Shandong: China University of Petroleum (East China), 2010: 8–13.
- [23] 刘喜顺. 湘中坳陷含油气保存条件研究 [J]. *新疆石油天然气*, 2008, 4(2): 15–20.
- Zhang Linting, Meng Ningning, Leng Chunpeng. Resources prediction and accumulation conditions of shale gas of Xikuangshan Formation of Lower Devonian in Middle Hunan Depression [J]. *Xinjiang Oil & Gas*, 2008, 4(2): 15–20.
- [24] 敬乐, 潘继平, 徐国盛, 等. 湘中坳陷海相页岩层系岩相古地理特征 [J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2012, 39(2): 215–222.
- Jing Le, Pan Jiping, Xu Guosheng, et al. Lithofacies-paleogeography characteristics of the marine shale series of strata in the Xiangzhong depression, Hunan, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2012, 39(2): 215–222.
- [25] 黄俨然, 曹运江, 杨荣丰, 等. 湘中坳陷泥盆系页岩气生储特征及勘探潜力研究 [J]. *非常规油气*, 2017, 4(3): 8–14.
- Huang Yanran, Cao Yunjiang, Yang Rongfeng, et al. The characteristics of shale gas generation and accumulation and its exploration potential in Devonian, Xiangzhong Depression [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2017, 4(3): 8–14.
- [26] 张亚冠, 杜远生, 徐亚军, 等. 湘中震旦纪—寒武纪之交硅质岩地球化学特征及成因环境研究 [J]. *地质论评*, 2015, 61(3): 499–510.
- Zhang Yaguan, Du Yuansheng, Xu Yajun, et al. Geochemical characteristics of siliceous rocks during the transition from Sinian (Ediacaran) to Cambrian in central Hunan and its implication for genesis and sedimentary environment [J]. *Geological Review*, 2015, 61(3): 499–510.
- [27] 梁薇, 牟传龙, 周恩恩, 等. 湘中—湘南地区寒武纪岩相古地理 [J]. *古地理学报*, 2014, 16(1): 41–54.
- Lian Wei, Mou Chuanlong, Zhou Kenken, et al. Lithofacies palaeogeography of the Cambrian in central and southern Hunan Province [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2014, 16(1): 41–54.
- [28] 郑和荣, 高波, 彭勇民, 等. 中上扬子地区下志留统沉积演化与页岩气勘探方向 [J]. *古地理学报*, 2013–15(5): 645–656.
- Zheng Herong, Gao Bo, Peng Yongmin, et al. Sedimentary evolution and shale gas prospect direction in the Lower Silurian of Middle-Lower Yangtze area [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2013–15(5): 645–656.
- [29] Jiang Zaixin, Guo Ling, Liang Chao. Lithofacies and sedimentary characteristics of the Silurian Longmaxi shale in the southeastern Sichuan Basin, China [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2013, 2(3): 238–251.
- [30] Loucks Robert G, Ruppel Stephen C. Ruppel. Mississippian Barnett shale: Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas [J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 579–601.
- [31] Martineau D F. History of the Newark East field and the Barnett Shale as a gas reservoir [J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 399–403.
- [32] Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, et al. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential [J]. *AAPG Bulletin*, 2005, 89(2): 155–175.
- [33] Chalmers C R, Bustin R M, Power I M. Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area and field emission scanning electron microscopy/transmission electron microscopy image analyses: Examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus and Doig units [J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(6): 1099–1119.
- [34] Stevenson D L, Dickerson D R. Organic geochemistry of the New Albany Shale in Illinois, Illinois State geological survey [J]. *Illinois Petroleum*, 1969, 90: 1–160.
- [35] Ross D J K, Bustin R M. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian-Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation [J]. *AAPG Bulletin*, 2008, 92(1): 87–125.