

四川盆地及周缘下寒武统页岩气 成藏主控因素与勘探方向

燕继红, 李启桂, 朱祥

(中国石化勘探分公司, 成都 610041)

摘要: 运用最新的页岩气勘探理论及模拟实验结果, 对四川盆地及周缘地区下寒武统页岩气成藏基本地质条件及主控因素进行了研究。该区下寒武统暗色泥页岩发育, 可划分为“被动陆缘型”和“拉张槽型”2种类型。前者具有品质好、厚度巨大、分布范围广等特点, 页岩气成藏物质基础条件优越, 但底板条件差, 构造变形强烈, 页岩气保存条件受到挑战; 后者达到了基本烃源岩标准, 虽单层厚度薄, 但具有纵向发育层段多、顶底板条件良好、构造变形弱等特点。高演化程度影响了暗色泥页岩的含气性, 不利于页岩气富集成藏; 顶底板条件是页岩气藏早期形成的前提; 构造条件是页岩气藏后期得以保存的关键。勘探有利区为盆内绵阳—乐至—隆昌—长宁地区及周缘城口—巫溪、鄂西宜恩—鹤峰、湘西花垣—张家界、贵州镇远等地区。

关键词: 热成熟度; 保存条件; 主控因素; 页岩气; 下寒武统; 四川盆地及周缘

中图分类号: TE132.2

文献标识码: A

Main factors controlling shale gas accumulation and exploration targets in the Lower Cambrian, Sichuan Basin and its periphery

Yan Jihong, Li Qigui, Zhu Xiang

(Exploration Branch of SINOPEC, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: We studied the basic geological conditions and main controlling factors for shale gas accumulations in the Sichuan Basin and its periphery based on the latest theories for shale gas exploration and modeling results. Dark shale deposited in the Lower Cambrian can be defined as passive continental shale and tensional trough shale. The passive continental shale has good quality, great thickness and wide distribution. It has favorable basic conditions for shale accumulation, but the bottom plates are unfavorable and the structural deformation is extensive, thus the preservation conditions for shale gas are unfavorable. Tensional trough shale has reached the standard of basic hydrocarbon rocks, though the thickness of single shale interval is limited. It developed many vertical layers with good top and bottom plates and weak structural deformation. High thermal evolution degree restricted the gas-bearing capacity of dark shale, which was unfavorable for shale gas enrichment. Top and bottom seals are necessary when shale gas reservoirs were formed during the early stage. Tectonic conditions are important for the preservation of shale gas during the late stage. The favorable area for shale gas exploration is Mianyang-Lezhi-Longchang-Changning in the Sichuan Basin, Chengkou-Wuxi in the northeastern Sichuan Basin, Yien-Hefeng in the western Hubei, Huayuan-Zhangjiajie in the western Hunan, and Zhenyuan in Guizhou.

Key words: thermal maturation; preserving condition; main controlling factor; shale gas; Lower Cambrian; Sichuan Basin and its periphery

下寒武统是中国南方海相页岩气勘探的重要层系之一。2012年四川盆地内JS1井压裂求产获 $2.88 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 页岩气流, 2015年JY1HF井获 $8.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 页岩气工业气流, 给四川盆地及周缘地区下寒武统页岩气勘探突破带来了希望, 但仍面临

诸多困难。众多学者对该区下寒武统暗色泥页岩基本特征、富集条件及页岩气资源潜力等进行了研究^[1-10], 但对被动大陆边缘沉积背景和拉张槽沉积背景下沉积的2种暗色泥页岩缺乏对比认识, 对高演化、复杂构造背景下的下寒武统页岩气成藏主控

因素尚不明确。本文对不同沉积背景下的下寒武统暗色泥页岩特征进行了对比研究,明确了高演化背景下复杂构造地区下寒武统页岩气成藏主控因素,以期推动四川盆地及周缘地区下寒武统页岩气的勘探。

1 沉积背景

从震旦纪晚期开始,上扬子地区逐步进入稳定的热沉降阶段,并形成“两盆夹一台”的构造格局,在台地南北两侧发育被动大陆边缘和一些海湾体系。大陆的裂解和海底的扩张作用,促进了热液和火山的活动,浮游生物和藻类繁盛,为有机质的富集奠定了物质基础;同时大陆的裂解为下寒武统暗色泥页岩的沉积提供了足够的容纳空间,且长期处于稳定的深水环境,形成了一套沉积厚度大、有机质含量高、岩性均质性强的“被动陆缘型”暗色泥页岩沉积建造。

同时从梅树村期到筇竹寺期,上扬子碳酸盐岩台地内发生了以地壳不均衡升降为主的兴凯地裂运动,发育了绵阳—长宁拉张槽(图 1)。一方面,拉张槽的形成成为下寒武统的沉积提供了容纳空间,另一方面,拉张槽周缘的古陆为其巨厚碎屑岩沉积提供了充足的物源。当拉张槽与广海水体循环不畅时,在拉张槽内形成滞留的沉积环境,水体安静,沉积了“拉张槽型”富含有机质的暗色泥页岩。

通过对盆内 JS1、JY1 等井与盆外 HY1、EY1 等井的研究发现,发育于盆内、外的下寒武统暗色泥页岩特征存在明显差异,2 种暗色泥页岩沉积于截然不同的环境,分属不同的岩石类型。为方便讨

论,本文称之为“拉张槽型”泥页岩和“被动陆缘型”泥页岩。

2 页岩气成藏基本地质条件

2.1 下寒武统暗色泥页岩发育特征

最新钻井揭示,上扬子地区南北两侧的被动大陆边缘下寒武统总体为一个向上变浅的沉积序列,“被动陆缘型”富有机质泥页岩主要发育在下部,沉积厚度大、分布范围广、总有机碳(TOC)含量高、岩性均质性强。鄂西渝东 EY1 井、黔南坳陷 HY1 井优质泥页岩厚度分别为 112 m 和 79 m(图 2),其平面上主要分布在四川盆地东北部南江—镇巴—巫溪、鄂西—渝东、黔北地区。

与长期处于稳定的深水被动陆缘沉积环境相比,上扬子克拉通内拉张槽沉积环境则呈现出相对变化动荡的特点,暗色泥页岩主要在水体安静的滞留沉积环境时期沉积,“拉张槽型”暗色泥页岩纵向上发育层段多,单层厚度不大,TOC 相对较低,岩性非均质性强,其范围主体限制在拉张槽内。如 ZY1 井下寒武统共发育 4 套富有机质泥页岩,自下向上厚度分别为 60,62,8,7 m;JY1 井也发育 4 套富有机质泥页岩,自下向上厚度分别为 21,15,24,43 m(图 2),暗色泥页岩分布范围限于拉张槽发育的地区。

2.2 TOC 和硅质含量特征及相关关系

2.2.1 TOC 和硅质含量分布特征

根据四川盆地及周缘 107 个下寒武统暗色泥页岩岩心样品统计,TOC 位于 0.43%~7.05%,平均达到 3.72%。TOC 统计分布频率显示,TOC 大于 2% 样品数占了全部样品数的 72%(图 3),表明下寒武统暗色泥页岩 TOC 整体含量高。代表“被动陆缘型”的 HY1 井 41 个样品 TOC 平均值达到了 6.97%,JQ1 井 51 个样品 TOC 平均值达到了 6.13%;而代表“拉张槽型”的 JY1 井 5 个暗色泥页岩发育层段 TOC 值为 0.33%~4.63%,平均值为 0.63%~1.87%,JS1 井暗色泥页岩发育层段 10 个岩屑样品 TOC 平均值 0.56%,表明“被动陆缘型”暗色泥页岩有机质含量比“拉张槽型”暗色泥页岩的高。

对四川盆地及周缘地区下寒武统 178 个泥页岩样品硅质含量统计,最高可达 80%,平均 42.8%,硅质含量 40%~60% 占了样品数量的 56.7%(图 4),其中位于拉张槽内的 JY1 井硅质含量为 44.9%(ECS 测井),JS1 井为 37%(8 个样);而位于被动陆缘的 HY1 井石英含量为 44.7%(62 个样),EY1 井为 49.7%(99 个样),JQ1 井为 31%(9 个样),拉

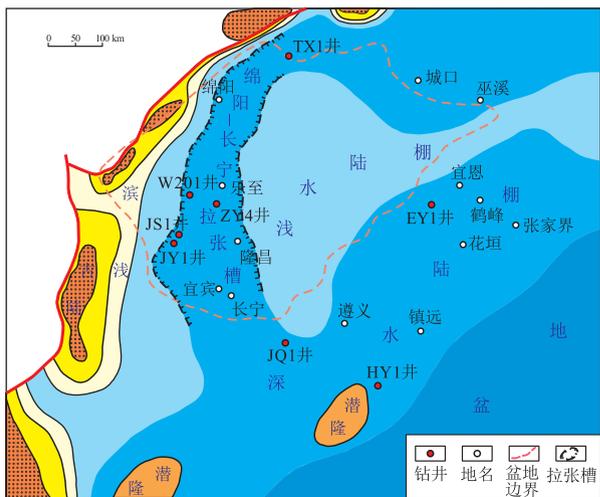


图 1 四川盆地及周缘地区早寒武世沉积相分布

Fig.1 Sedimentary facies during the Early Cambrian in the Sichuan Basin and its periphery

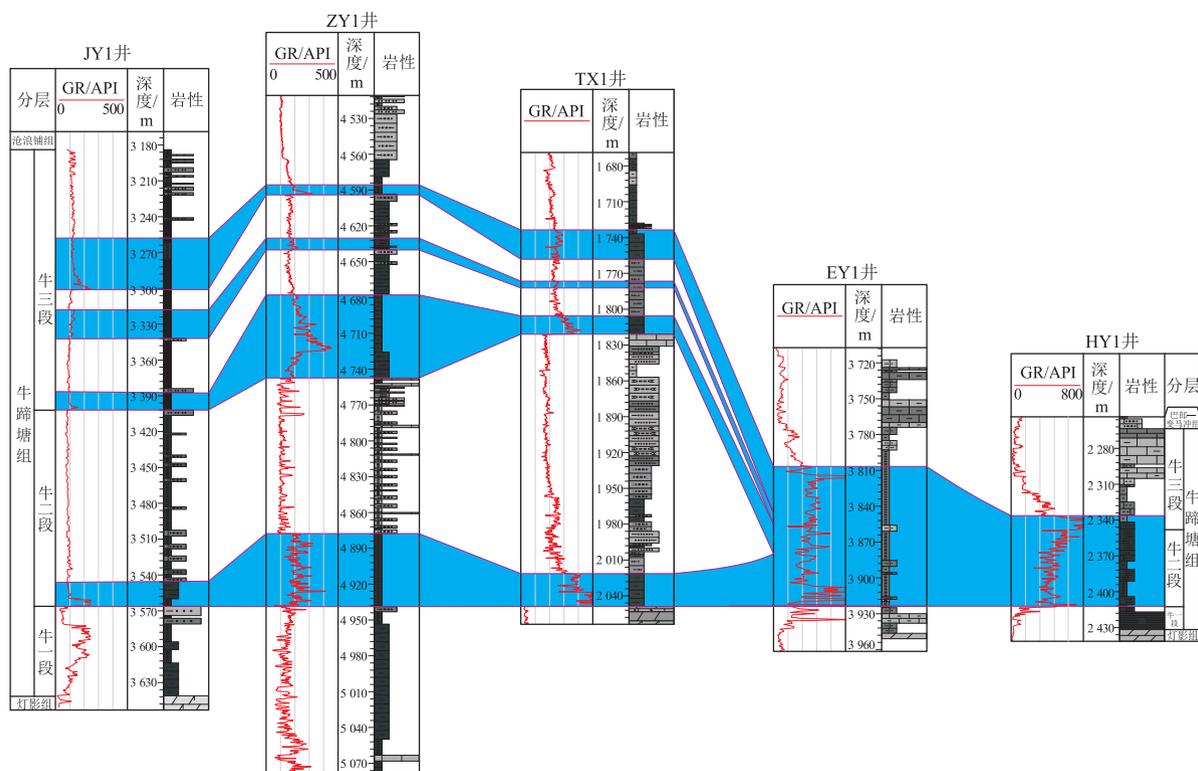


图 2 四川盆地及周缘地区下寒武统暗色泥页岩厚度对比

Fig.2 Thickness of dark shale in the Lower Cambrian in the Sichuan Basin and its periphery

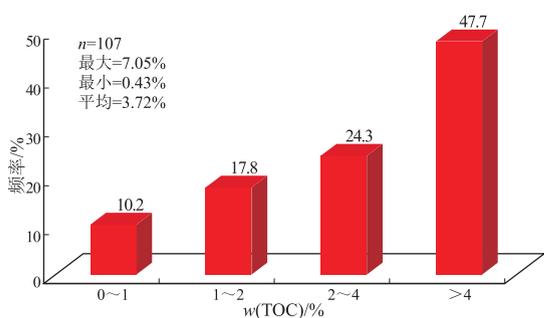


图 3 四川盆地及周缘下寒武统暗色泥页岩有机碳含量

Fig.3 TOC content of dark shale in the Lower Cambrian in the Sichuan Basin and its periphery

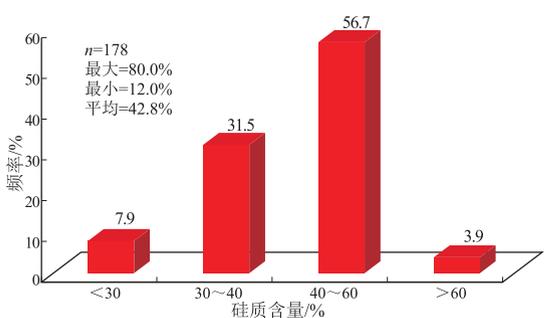


图 4 四川盆地及周缘下寒武统暗色泥页岩硅质含量

Fig.4 Silicon content of dark shale in the Lower Cambrian in the Sichuan Basin and its periphery

张槽型与被动陆缘型泥页岩硅质含量基本相当,但硅质含量整体都高,表明岩石的可压性好。

2.2.2 TOC 和硅质含量相关关系

通过研究发现,不同沉积背景下沉积的暗色泥页岩 TOC 和硅质含量相关关系有所不同。代表“被动陆缘型”沉积的 JY1 井下寒武统暗色泥页岩 TOC 与硅质含量相关性好,耦合特征明显(图 5a),表明“被动陆缘型”暗色泥页岩品质好,有利于页岩气“双甜点”的形成;而代表“拉张槽型”沉积的 JY1 井暗色泥页岩 TOC 和硅质含量关系不明显,耦合特征不明显^[11](图 5b),推测拉张槽内的石英可能以外源成因为主。

2.3 储集条件

根据四川盆地及周缘下寒武统 194 个暗色泥页岩心样品孔隙度统计,深水陆棚优质页岩孔隙度主要分布于 1.0%~4.0%,平均 1.9%,其中 2%~4% 的样品占了整个样品数量的 42.3%,表明下寒武统泥页岩孔隙度较为发育。

根据王玉满等^[12]的孔隙构成百分比计算模型,对 JY1 井和 HY1 井进行了孔隙度构成计算。JY1 井泥页岩中黏土矿物孔占了总孔隙的 80% 以上,有机质孔不到总孔隙的 20%,剩余的为脆性矿物孔^[11](图 6a);而 HY1 井泥页岩黏土矿物孔只占了总孔隙的 30% 左右,有机质孔达到了 60%,脆性矿物孔 10%(图 6b)。由此可见,“拉张槽型”泥页岩与“被动陆缘”泥页岩由于矿物成分差异,造

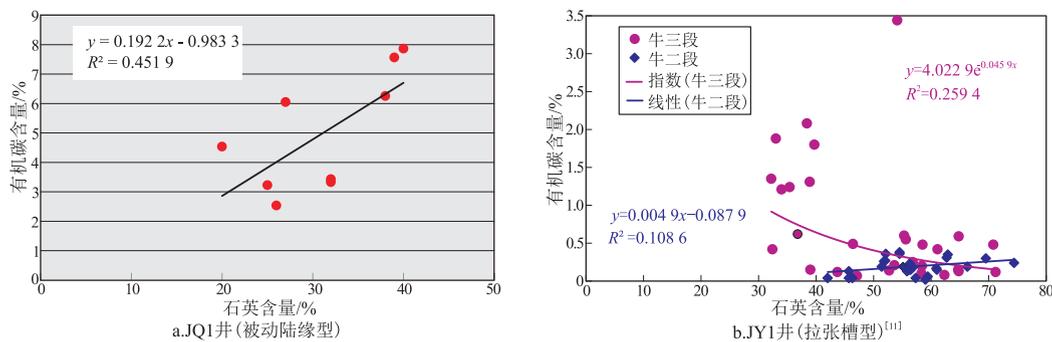


图 5 四川盆地及周缘下寒武统暗色泥页岩 TOC 和硅质含量关系

Fig.5 TOC content vs. silicon content of dark shale in the Lower Cambrian in the Sichuan Basin and its periphery

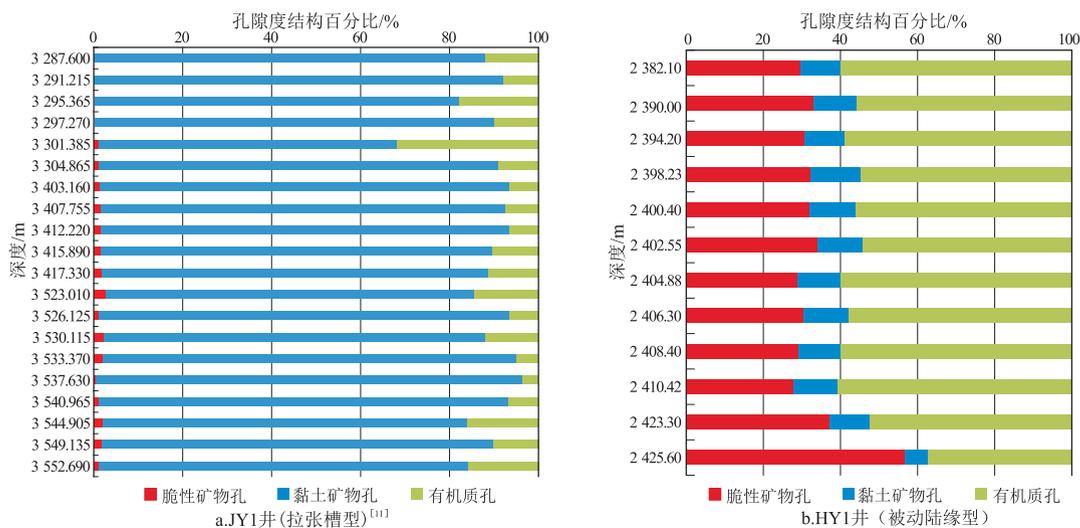


图 6 四川盆地及周缘地区下寒武统暗色泥页岩孔隙度百分比构成

Fig.6 Porosity percentage of dark shale in the Lower Cambrian in the Sichuan Basin and its periphery

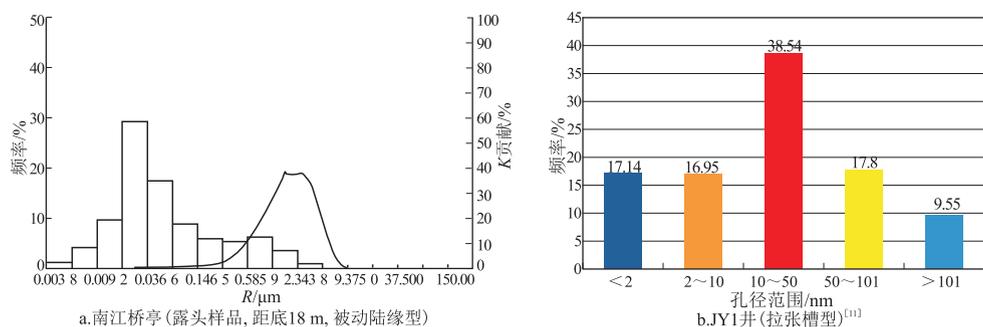


图 7 四川盆地及周缘地区下寒武统暗色泥页岩孔径分布

Fig.7 Pore diameter of dark shale in the Lower Cambrian in the Sichuan Basin and its periphery

成了其基质孔隙构成上的差异,“拉伸槽型”泥页岩孔隙以黏土矿物孔为主,而“被动陆缘”泥页岩以有机质孔为主。因此,沉积环境决定了岩石特征,而岩石特征决定了基质孔隙的构成。

从孔径分布特征方面来看,下寒武统泥页岩孔隙结构以中—微孔为主,孔径在 2~50 nm 范围分布。南江桥亭下寒武统筇竹寺组剖面页岩样品压汞分析显示,页岩基质微小孔隙、裂隙孔径分布范

围较宽,呈现出双峰形态(图 7a);JY1 井下寒武统泥页岩孔径的分布具有同样的特征,孔径分布广,以 10~50 nm 大小孔径为主,其次是 2~10 nm 大小的孔径^[11](图 7b)。

3 成藏主控因素分析

3.1 2 种类型暗色泥页岩成藏差异

通过对四川盆地及周缘地区下寒武统 2 种不

表1 四川盆地及周缘地区下寒武统“被动陆缘型”和“拉张槽型”2种暗色泥页岩类型特征对比及成藏差异

Table 1 Features and accumulation differences between passive continental shale and tensional trough shale in the Lower Cambrian in the Sichuan Basin and its periphery

| 特征 | 被动陆缘型 | 成藏影响 | 拉张槽型 | 成藏影响 |
|----------|--------------------------------------|---|---------------------------------------|-----------------------------------|
| 岩石矿物成分特征 | 脆性矿物含量为主,黏土矿物含量不超过40%;TOC和硅质矿物耦合特征明显 | 硅质以生物成因为主,利于页岩“双甜点”形成 | 黏土矿物含量为主,脆性矿物一般不超过40%;TOC和硅质矿物耦合特征不明显 | 硅质以化学成因为主,可成藏 |
| 地化特征 | 岩性均质性好 | 目的层厚度大,利于页岩气规模成藏 | 岩性非均质性强 | 纵向上发育多套目的层,虽单层厚度小,仍可成藏 |
| 地化特征 | TOC含量高 | 烃源条件优越,可规模成藏 | TOC达到了基本烃源岩条件 | 可生烃成藏 |
| 储集特征 | 以有机质孔隙为主 | 提供有效储集空间 | 以黏土矿物孔为主 | 对储集空间基本无贡献 |
| 纵向发育特征 | 单层厚度大,分布在下寒武统底部 | 大部分地区受震旦系灯影组和下寒武统之间不整合面影响,底板条件变差,不利于页岩气聚集成藏 | 暗色泥页岩发育层段多,但单层厚度小,主要分布在下寒武统中、下部 | 发育在下寒武统中部的暗色泥页岩层段顶底板条件良好,页岩气可聚集成藏 |
| 平面展布特征 | 主体位于四川盆地外 | 构造变形强,页岩气藏后期保存受到严重影响 | 主体位于四川盆地拉张槽内部 | 构造运动变形弱,有利于页岩气藏后期保存 |
| 底板特征 | 大部分地区为震旦系灯影组和下寒武统不整合接触,底板条件差 | 不整合面成为油气逸散通道,页岩气聚集成藏条件差 | 可选择下伏的碎屑岩为下寒武统中部的暗色泥页岩层段底板 | 厚度达100余m的碎屑岩可作为页岩气成藏的良好底板条件 |
| 综合评价 | 物质基础好,在顶底板条件良好的前提条件下可规模成藏,但保存条件是关键 | | 有成藏物质基础和良好的顶底板条件,可形成工业成藏 | |

同类型泥页岩发育特征进行对比发现,“被动陆缘型”下寒武统暗色泥页岩物质基础好,高TOC和高硅质含量两者之间的耦合特征决定了其优良的品质,可规模成藏,但保存条件成为了下寒武统页岩气成藏的关键;“拉张槽型”暗色泥页岩虽然只达到了烃源岩条件,且单层厚度薄,但发育于下寒武统中部的暗色泥页岩具有良好的顶底板条件,且纵向上发育多套烃源岩,从量上弥补了泥页岩品质上的不足,仍可形成工业性气藏(表1)。

3.2 高演化程度的影响

泥页岩的热演化程度主要受时间和温度的控制,其不同地质时期的热成熟度状态对油气资源的勘探评价有着重要的意义。热演化程度对泥页岩的影响主要表现在其含气性方面,具体表现在泥页岩的生烃能力、吸附能力、有机质孔隙发育等方面。四川盆地及周缘地区下寒武统暗色泥页岩热演化程度整体明显偏高,处于过成熟—高成熟演化阶段, R_o 在2.7%~6.2%之间,主体在3.0%~3.5%,存在3个高演化区:通南巴—普光—涪陵地区、沿河—正安—遵义地区、川西南及滇北地区,其他地区演化程度相对较低。

通过对JY1井、威201井、CS1井、EY1井等多口井下寒武统SEM照片观测发现,虽然泥页岩TOC值相当或更高,但随着热演化程度的增高,有机质孔隙度反而有降低的现象(图8)。

同时,热模拟实验表明,当泥页岩热演化 R_o 值在 $0.7\% < R_o < 3.5\%$ 时,泥页岩孔隙以大孔为主;当 $R_o > 3.5\%$ 时大孔大幅减少,介孔和微孔增加,孔隙总体积减少^[13](图9)。由此认为,高演化程度对下寒武统泥页岩有机质孔隙有明显的影 响,因而进一步影响其含气性。

泥页岩的高演化程度对其吸附能力也有影响。模拟实验表明,页岩最强吸附能力出现在 R_o 在2.6%左右,此时页岩有机质孔发育,且有机质孔表面粗糙,页岩吸附的比表面积达到最大;而随着热演化程度继续升高,虽然有机质孔继续增大,但孔隙开始变得光滑,比表面积缩小,页岩吸附能力变差,从而影响泥页岩的含气性^[13]。

但目前热演化对下寒武统暗色泥页岩含气性的影响机理仍需进一步研究,因此,在进行下寒武统页岩气勘探选区时应考虑高演化程度对页岩成藏的影响,在下寒武统整体演化程度高的背景中寻找低演化程度的地区,采取“高中找低”的原则,提高评价选区的准确性和科学性。

3.3 保存条件

3.3.1 顶底板条件

顶底板为直接与含气页岩层段接触的上覆及下伏地层,其与页岩气层间的接触关系和其性质的好坏对含气页岩的保存条件非常关键,优越的顶底板条件是页岩气层具有良好保存条件的基础。

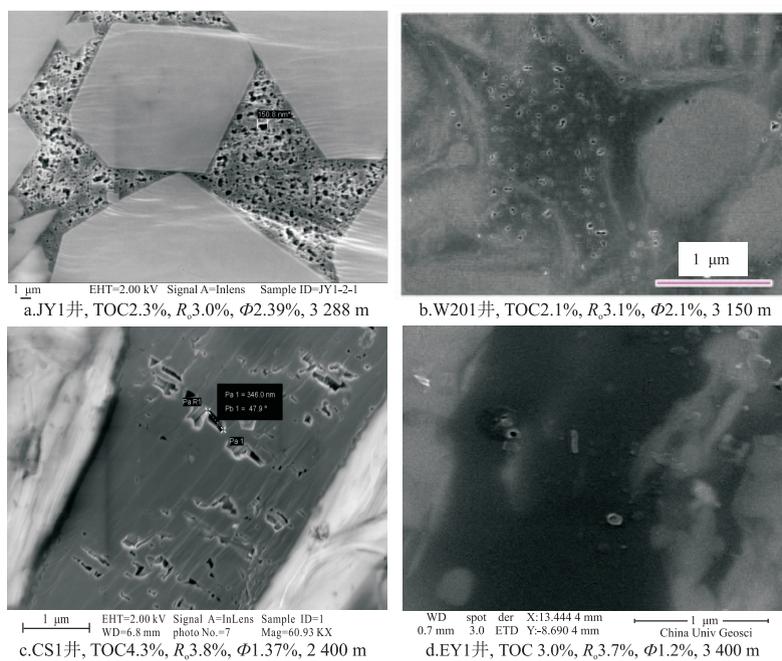


图 8 四川盆地及周缘下寒武统暗色泥页岩有机质孔扫描电镜图片

Fig.8 SEM photos of pores in organic matters in dark shale in the Lower Cambrian in the Sichuan Basin and its periphery

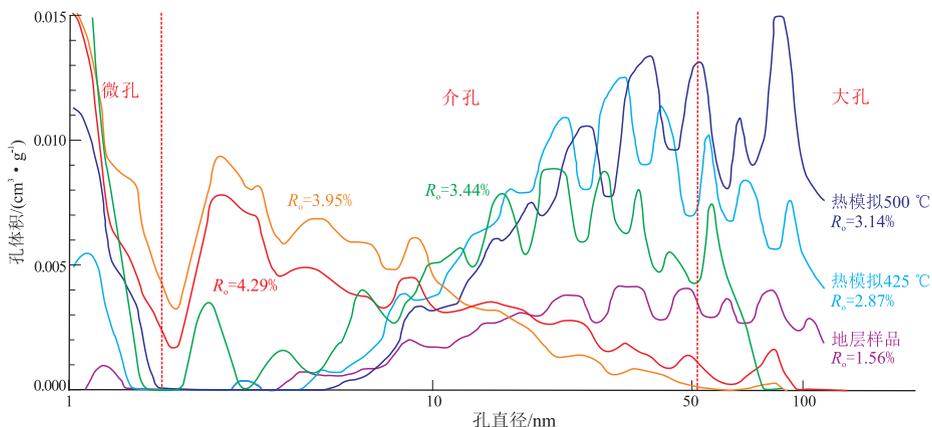


图 9 暗色泥页岩不同热演化阶段孔容与孔径变化^[13]

Fig.9 Changes of pore volume and pore width of dark shale in various thermal evolution stages

前人研究表明,从晚震旦世灯影组沉积期到早寒武世共发生了 2 次不同类型的构造活动,一个为灯影组沉积期的桐湾运动,特点是以地壳的升降运动为主,共 3 幕,造成了地层的抬升、剥蚀,形成了在中国南方广泛分布的不整合面^[14];随后在早寒武世麦坪组沉积期到筇竹寺组沉积期发生了兴凯地裂运动,特点是以地壳的拉张为主,共 2 幕,形成大量的断层和裂缝^[15]。早期形成的下寒武统页岩气一部分沿断裂、不整合面、孔洞等构成的输导体系运移到具有储集能力的上、下储集体中,形成常规气藏,如威远震旦系灯影组气田、安岳龙王庙特大型气田等^[16];另一部分页岩气则沿断裂和不整合面散失,页岩气藏遭破坏,如 FS1 井,虽然其下

寒武统暗色泥页岩厚度 99 m, 平均 TOC 为 2.7%, 但测试产微气。而位于拉张槽内的 JY1 井下寒武统中部的泥页岩距风化壳 305 m, 底板厚 180 m, 主要岩性为粉砂岩、泥质粉砂岩及页岩,岩性致密,形成了良好的底板封闭条件;顶板厚 102 m, 主要岩性为粉砂质泥岩和泥岩,岩性致密,顶板封闭条件良好,因此尽管页岩气层单层厚度小,但由于顶底板封闭条件良好,仍获 $8.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 页岩气工业气流。由此可见,顶底板条件是早期页岩气藏能否形成的关键,特别是灯影组和下寒武统之间的地层接触关系将直接影响下寒武统页岩气藏的底板条件。

但四川盆地及周缘地区依然存在不受这 2 次

构造运动影响的地区,震旦系灯影组与下寒武统为连续沉积,地层之间为整合接触关系,下寒武统页岩气仍具有良好的顶底板条件,为页岩气聚集成藏的有利区。川东北城口明月、陕西镇坪屏风寨、湖南古丈龙鼻嘴、湖南凤凰水打田及贵州镇远镇页1井等野外露头 and 钻井资料揭示,灯影组顶部岩性为黑色—灰黑色硅质岩、硅质泥岩,与上覆下寒武统泥页岩呈整合接触关系。根据相控法则,对四川盆地及周缘地区灯影组与下寒武统整合接触的范围进行了判别,将四川盆地及周缘地区震旦系灯影组沉积晚期与早寒武世早期沉积相图进行叠加,2个时期同为深水沉积的重合区即深水沉积连续分布区为整合分布区,沉积相演化不连续(跳相)的区域为不整合分布区。综合判别灯影组与下寒武统整合接触的范围大致分布在中上扬子克拉通被动大陆南、北边缘,川东北城口—巫溪、鄂西宜恩—鹤峰、湘西花垣—张家界、贵州镇远等地区,是下寒武统页岩气藏底板条件有利地区。

3.3.2 构造保存条件

后期构造运动改造强度是油气藏破坏与散失的根本原因,构造运动引起地层隆升剥蚀、褶皱变形、断裂切割、地表水的下渗以及压力体系的破坏,同时还因构造动力和应力作用使盖层岩石失去塑性,封闭保存条件变差。

四川盆地及周缘地区下寒武统页岩气藏先后经历了桐湾运动、兴凯地裂运动、加里东运动、海西运动、印支运动、燕山运动和喜马拉雅运动等多期构造运动的影响,地层历经了多次构造升降、抬升和剥蚀,构造运动改造强烈。从盆外到盆内,由于构造运动表现出的主滑脱层和构造样式的差异,构造变形强度逐渐变小,页岩气保存条件也逐渐变好^[17]。位于盆外的EY1井下寒武统岩心高陡裂缝发育,岩屑普遍见方解石,平均有机碳含量虽然高达6.09%,但全烃显示微弱,最高仅0.08%。同样位于盆外的黔西黄平区块的HY1井,虽然下寒武统气测显示活跃,现场含气量最好达到了1.8 m³/t,但由于断裂发育,压裂时沟通了断层,产出淡水,仅获418 m³/d的低产气流。而到了构造作用影响较弱的盆内,地层变形弱,无通天断层,保存条件明显变好。如位于盆内威远地区的W201井获工业气流1.08×10⁴ m³/d,JS1井2.88×10⁴ m³/d, JY1井4.05×10⁴ m³/d。

由此可见,构造稳定及局部构造弱变形区是页岩气保存条件的有利区,在下寒武统页岩气选区评价时,可在构造改造强的背景中寻找构造改造作用

弱的地区作为构造保存条件有利区,即采取“强中找弱”的原则选取保存条件有利区。

4 结论

(1) 沉积环境决定了页岩气成藏的物质基础,泥页岩热演化程度和保存条件是下寒武统页岩气成藏的主要控制因素,于此,拟定了“高中找低,强中找弱”的基本勘探思路,确定四川盆地及周缘地区下寒武统页岩气勘探方向。

(2) 盆内构造变形弱,可寻找演化程度相对低,顶底板条件好的下寒武统中上部“拉张槽型”富有机质页岩作为勘探目的层,其勘探有利区主要分布在四川盆地西部绵阳—乐至—隆昌—长宁地区;盆外构造改造强烈,但仍可积极寻找构造变形相对弱、演化程度相对低、底板条件好的地区,以“被动陆缘型”下寒武统底部暗色泥页岩为勘探目的层,其勘探有利区主要分布在四川盆地周缘川东北城口—巫溪、鄂西宜恩—鹤峰、湘西花垣—张家界、贵州镇远等地区。

参考文献:

- [1] 程克明,王世谦,董大忠,等.上扬子区下寒武统筇竹寺组页岩气成藏条件[J].天然气工业,2009,29(5):40-44.
Cheng Keming, Wang Shiqian, Dong Dazhong, et al. Accumulation conditions of shale gas reservoirs in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, the upper Yangtze region[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 40-44.
- [2] 秦建中,陶国亮,腾格尔,等.南海相优质页岩的成烃生物研究[J].石油实验地质,2010,32(3):262-269.
Qin Jianzhong, Tao Guoliang, Tenger, et al. Hydrocarbon-forming organisms in excellent marine source rocks in South China[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2010, 32(3): 262-269.
- [3] 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,2009,14(3):10-14.
Chen Bo, Lan Zhengkai. Lower Cambrian shale gas resource potential in upper Yangtze region[J]. China Petroleum Exploration, 2009, 14(3): 10-14.
- [4] 张金川,边瑞康,荆铁亚,等.页岩气理论研究的基础意义[J].地质通报,2011,30(2/3):318-323.
Zhang Jinchuan, Bian Ruikang, Jing Tieya, et al. Fundamental significance of gas shale theoretical research[J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2/3): 318-323.
- [5] 聂海宽,张金川,李玉喜.四川盆地及其周缘下寒武统页岩气聚集条件[J].石油学报,2011,32(6):959-967.
Nie Haikuan, Zhang Jinchuan, Li Yuxi. Accumulation conditions of the Lower Cambrian shale gas in the Sichuan Basin and its periphery[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(6): 959-967.
- [6] 孙玮,刘树根,冉波,等.四川盆地及周缘地区牛蹄塘组页岩气概况及前景评价[J].成都理工大学学报(自然科学版),2012,39(2):170-175.
Sun Wei, Liu Shugen, Ran Bo, et al. General situation and pros-

pect evaluation of the shale gas in Niutitang Formation of Sichuan Basin and its surrounding areas[J].Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition),2012,39(2):170-175.

[7] 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(2):272-279.
Hu Mingyi, Deng Qingjie, Hu Zhonggui. Shale gas accumulation conditions of the Lower Cambrian Niutitang Formation in Upper Yangtze region[J].Oil & Gas Geology,2014,35(2):272-279.

[8] 徐祖新,郭少斌,乔辉,等.页岩气储层孔隙结构分形特征研究[J].非常规油气,2014,1(2):20-25.
Xu Zuxin, Guo Shaobin, Qiao Hui, et al. Researches on fractal characteristics of micro pore structure for shale gas[J].Unconventional Oil & Gas,2014,1(2):20-25.

[9] 余川,程礼军,曾春林,等.渝东北地区下古生界页岩含气性主控因素分析[J].断块油气田,2014,21(3):296-300.
Yu Chuan, Cheng Lijun, Zeng Chunlin, et al. Main controlling factor analysis on gas-bearing property of Lower Paleozoic shale in northeastern Chongqing Region [J]. Fault - Block Oil and Gas Field,2014,21(3):296-300.

[10] 马超,宁宁,王红岩,等.湘西—黔东地区牛蹄塘组页岩气勘探前景[J].特种油气藏,2014,21(1):38-41.
Ma Chao, Ning Ning, Wang Hongyan, et al. Exploration prospect of the Lower Cambrian Niutitang Formation shale gas in Xiangxi - Qiongdong area[J].Special Oil & Gas Reservoirs,2014,21(1):38-41.

[11] 熊亮,周维娜.西南分公司探区页岩气整体评价与目标优选[R].成都:中国石化西南分公司,2016.
Xiong Liang, Zhou Weina. Overall assessment and target optimization of shale gas in the exploration area of SINOPEC Southwest Oil & Gas Company [R]. Chengdu: SINOPEC Southwest Oil & Gas Company,2016.

[12] 王道富,王玉满,董大忠,等.川南下寒武统筇竹寺组页岩储

集空间定量表征[J].天然气工业,2013,33(7):1-10.
Wang Daofu, Wang Yuman, Dong Dazhong, et al. Quantitative characterization of reservoir space in Lower Cambrian Qiongzhusi shale, southern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2013,33(7):1-10.

[13] 朱杰平,何希鹏.华东分公司探区页岩气整体评价与目标优选[R].南京:中国石化华东分公司,2016.
Zhu Jieping, He Xipeng. Overall assessment and target optimization of shale gas in the exploration area of SINOPEC East China Company [R]. Nanjing: SINOPEC East China Company,2016.

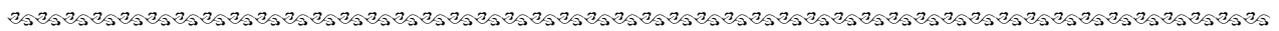
[14] 汪泽成,姜华,王铜山,等.四川盆地桐湾期古地貌特征及成藏意义[J].石油勘探与开发,2014,41(3):305-312.
Wang Zecheng, Jiang Hua, Wang Tongshan, et al. Paleo-geomorphology formed during Tongwan tectonization in Sichuan Basin and its significance for hydrocarbon accumulation [J]. Petroleum Exploration and Development,2014,41(3):305-312.

[15] 李伟,刘静江,邓胜徽,等.四川盆地及邻区震旦纪末—寒武纪早期构造运动性质与作用[J].石油学报,2015,36(5):546-556.
Li Wei, Liu Jingjiang, Deng Shenghui, et al. The nature and role of Late Sinian - Early Cambrian tectonic movement in Sichuan Basin and its adjacent areas [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015,36(5):546-556.

[16] Zeng Ping, Guo Tonglou. Enrichment of shale gas in different strata in Sichuan Basin and its periphery: The examples of Cambrian Qiongzhusi Formation and Silurian Longmaxi Formation [J]. Energy Exploration & Exploitation, 2015,33(3):277-298.

[17] 郭彤楼,张汉荣.四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J].石油勘探与开发,2014,41(1):28-36.
Guo Tonglou, Zhang Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiiba shale gas field, Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development,2014,41(1):28-36.

(编辑 徐文明)



(上接第 444 页)

[13] 俞凌杰,范明,陈红宇,等.富有机质页岩高温高压重量法等温吸附实验[J].石油学报,2015,36(5):557-563.
Yu Lingjie, Fan Ming, Chen Hongyu, et al. Isothermal adsorption experiment of organic-rich shale under high temperature and pressure using gravimetric method [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015,36(5):557-563.

[14] Zhang Tongwei, Ellis G S, Ruppel S C, et al. Effect of organic-matter type and thermal maturity on methane adsorption in shale-gas systems [J]. Organic Geochemistry, 2012,47:120-131.

[15] Ji Liming, Zhang Tongwei, Milliken K L, et al. Experimental investigation of main controls to methane adsorption in clay-rich rocks [J]. Applied Geochemistry, 2012,27(12):2533-2545.

[16] Ross D J K, Bustin R M. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs [J]. Marine and Petroleum Geology, 2009,26(6):916-927.

[17] 闫建萍,张同伟,李艳芳,等.页岩有机质特征对甲烷吸附的影响[J].煤炭学报,2013,38(5):805-810.
Yan Jianping, Zhang Tongwei, Li Yanfang, et al. Effect of the organic matter characteristics on methane adsorption in shale [J]. Journal of China Coal Society, 2013,38(5):805-810.

[18] Gasparik M, Bertier P, Gensterblum Y, et al. Geological controls on the methane storage capacity in organic-rich shales [J]. International Journal of Coal Geology, 2014,123:34-51.

[19] Merkel A, Fink R, Littke R. The role of pre-adsorbed water on methane sorption capacity of Bossier and Haynesville shales [J]. International Journal of Coal Geology, 2015,147-148:1-8.

[20] Gasparik M, Ghanizadeh A, Bertier P, et al. High-pressure methane sorption isotherms of black shales from the Netherlands [J]. Energy & Fuels, 2012,26(8):4995-5004.

[21] Rexer T F T, Benham M J, Aplin A C, et al. Methane adsorption on shale under simulated geological temperature and pressure conditions [J]. Energy & Fuels, 2013,27(6):3099-3109.

(编辑 韩 斌)