

复杂构造区页岩气富集特征

——以四川盆地东南部丁山地区下古生界五峰组—龙马溪组为例

卢志远^{1,2},何治亮^{2,3,4},余川⁵,叶欣^{2,3,6},李东晖^{2,3,6},杜伟^{2,3,6},聂海宽^{2,3,6}

[1. 中国地质大学(北京) 能源学院,北京 100083; 2. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室,北京 100083;

3. 中国石油化工集团公司 页岩油气勘探开发重点实验室,北京 100083; 4. 中国石油化工股份有限公司 科技部,北京 100728;

5. 重庆地质矿产研究院,重庆 400042; 6. 中国石化 石油勘探开发研究院,北京 100083]

摘要:川东南丁山地区是四川盆地页岩气主要勘探开发区,尽管已有多口井获得高产页岩气试气产量,但由于递减速率快和估算的最终可采储量(EUR)低,导致该区尚未获得商业开发。为了明确复杂构造区页岩气成藏富集特征,预测有利目标区,通过岩心观察、笔石带识别与对比以及扫描电镜观察等手段,对川东南丁山地区五峰组—龙马溪组页岩岩石类型、展布特征、储集类型和含气量等进行了分析。研究结果表明:川东南丁山地区五峰组—龙马溪组页岩岩石类型主要包括硅质页岩、含灰—灰质页岩、粘土质页岩和粉砂质页岩4种,其中优质页岩为WF2—LM4笔石带的硅质页岩,厚度介于6~10 m。储集空间主要包括有机质孔、矿物质孔和微裂缝,靠近盆地边缘无沥青充填的溶蚀孔相对发育,反映了较差的页岩气保存条件。与涪陵页岩气田的对比分析表明,丁山地区五峰组—龙马溪组WF2—LM4笔石带硅质页岩厚度较薄,在靠近盆缘断裂带的地区埋藏较浅,页岩气藏压力系数低,为浅层常压页岩气藏;向盆内方向压力系数增加,埋深较大,属于深层超压页岩气藏。建议在川东南地区WF2—LM4笔石带硅质页岩厚度大、埋藏适中和保存条件较好的地区开展页岩气的勘探工作。

关键词:笔石带;构造抬升;储集空间;优质页岩;页岩气;五峰组—龙马溪组;下古生界;川东南地区

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Characteristics of shale gas enrichment in tectonically complex regions —A case study of the Wufeng-Longmaxi Formations of Lower Paleozoic in southeastern Sichuan Basin

Lu Zhiyuan^{1,2}, He Zhiliang^{2,3,4}, Yu Chuan⁵, Ye Xin^{2,3,6}, Li Donghui^{2,3,6}, Du Wei^{2,3,6}, Nie Haikuan^{2,3,6}

[1. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China;

2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100083, China;

3. Key Laboratory of Shale Oil & Gas Exploration & Production, SINOPEC, Beijing 100083, China; 4. Department of Science and Technology, China Petroleum & Chemical Corporation, Beijing 100728, China; 5. Chongqing Institute of Geology and Mineral Resources, Chongqing 400042, China; 6. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China]

Abstract: The Dingshan area in southeastern Sichuan Basin is one of the focal points for shale gas exploration and development in China. Despite some promising test results achieved from several wells drilled in the area, the subsequent rapid production decline rate and low EUR estimations make their development uneconomical. To tackle the problem, efforts were exerted to the characterization of shale gas accumulations and predication of potential exploration targets in such areas. The representative Wufeng-Longmaxi Formation shale in the Dingshan area was chosen to conduct analyses of the shale rock types, distribution characteristics, reservoir types and gas content by means of core observation, identification and correlation of graptolite belts and scanning electron microscope (SEM) observation. The results show that there are four types of shale: siliceous shale, lime-calcareous shale, clayey shale and silty shale. Among them, the siliceous shale in the graptolite belt of the second member of the Wufeng Formation and the fourth member of the

收稿日期:2020-05-14;修订日期:2020-11-24。

第一作者简介:卢志远(1992—),男,博士研究生,石油地质。E-mail:1443306099@qq.com。

通讯作者简介:何治亮(1963—),男,博士、教授级高级工程师,石油与天然气地质。E-mail:hezhihang@sinopec.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(91755211, 41872124)。

Longmaxi Formation (WF2 – LM4) is potentially high-quality shale rocks with a thickness of 6 m to 10 m. The reservoir space is mainly organic-matter pores, mineral pores and micro-fractures. The dissolution pores that are well developed near the margin of the basin are found to be no signs of asphalt, indicating a poor preservation condition for shale gas. Compared with the Fuling shale gas field, the siliceous shale rocks in the graptolite belts in the Dingshan area are thinner, with those buried shallow in the faulting zone near the edge of the basin containing shallow normal-pressure gas reservoirs of low formation pressure coefficients, and those distributed basinward having deep, over-pressure gas reservoirs of high pressure coefficient. It is suggested that the exploration of shale gas should be focused on parts with large thickness, moderate burial depth and good preservation conditions in the WF2 – LM4 zones of southeastern Sichuan Basin.

Key words: graptolite belt, tectonic uplift, reservoir space, high-quality shale, shale gas, Wufeng-Longmaxi Formations, Lower Paleozoic, southeastern Sichuan Basin

四川盆地及其周缘是中国页岩气勘探开发的主战场^[1-3],随着勘探开发进一步深入,石油地质学者逐渐对页岩气储集层构造改造、页岩气富集成藏及后期保存条件等有了科学认识^[4-8]。川东南丁山地区位于四川盆地东南缘,构造复杂^[9]。前人研究认为川东南地区上奥陶统五峰组(O_3w)–下志留统龙马溪组(S_1l)海相页岩气富集特征主要包括:①五峰组–龙马溪组沉积早期为深水陆棚相沉积环境,优质页岩($TOC \geq 2\%$)横向分布稳定,厚度为20~40 m^[6,10-11];②页岩脆性矿物含量普遍较高,以硅质矿物为主,含量自下而上总体呈降低趋势;③储层微观类型主要包括有机质孔、矿物质孔和微裂缝3类,有机质孔较发育,为页岩气赋存提供了有利储集空间。但是,由于丁山地区后期经历了多期次构造运动,页岩气保存条件复杂,气藏压力从常压到超压均有发育,丁山地区部署的DY1井,DY2井,DY3井,DY4井和DY5井等页岩气探井,试采获得良好的页岩气流,但由于递减迅速和EUR低等原因,尚未获得商业开发。

为了更清晰地认识川东南丁山地区五峰组–龙马溪组页岩气成藏特征,指导下一步高效勘探开发,本文通过笔石页岩生物–自然伽马(GR)地层对比、扫描电镜观察和现场含气量解吸等手段,研究了川东南丁山地区五峰组–龙马溪组页岩岩石类型、展布特征、储集空间类型和含气量,从“建造–改造”角度分析了丁山地区页岩气富集特征,以期为中国海相复杂构造环境中更广泛的页岩气勘探开发提供参考。

1 地质背景

四川盆地经历了海相和陆相两大沉积演化地质时期,发育了海相、海–陆过渡相和陆相3类富含有机质页岩,是中国天然气产出最多的沉积盆地^[12],也是中国页岩气研究较为深入的地区之一。川东南丁山地区位

于川南低陡构造带及川东高陡构造带的接合部位,勘探面积约 $10 \times 10^2 \text{ km}^2$ (图1a)。构造特征主要是由高陡背斜带和断裂带组成的隔挡和隔槽式褶皱组成,成排成带平行排列。研究区地层发育较为完整,从下到上发育元古界震旦系、下古生界、上古生界二叠系和中生界,地表出露三叠系,缺失泥盆系,石炭系和新生界^[13]。研究区海相页岩主要发育在上奥陶统五峰组(O_3w)和下志留统龙马溪组(S_1l),根据古生物、测井、岩性和岩石类型等特征,进一步将五峰组–龙马溪组自上而下划分为上段和下段。研究表明:有机质页岩主要发育在下段,这一部分自上而下可以细分为1—4号小层^[14-15]与西北部的焦石坝地区相比,丁山地区的页岩气成藏地质条件基本相似,但是工程地质更为复杂。

2 样品和测试

本次研究中的页岩样品主要来自川东南丁山地区DY1井和DY2井五峰组–龙马溪组,钻井位置见图1b。

2.1 页岩岩石类型分析

岩石类型划分在页岩沉积过程和沉积环境分析中具有重要意义^[16]。本次研究中,主要通过露头观察、岩心描述和薄片分析等手段,对川东南丁山地区五峰组–龙马溪组页岩进行分析。选取硬度适中的岩石标本,切成厚度为0.03 mm,面积大于 $15 \text{ mm} \times 15 \text{ mm}$ 的薄片,研磨抛光处理之后,将薄片置于偏光显微镜下进行矿物成分和结构特征的观察。

2.2 页岩生物地层划分

前人从不同方面对页岩地层进行了对比划分^[15,17]。依据页岩中的笔石特征,纵向上将五峰组–龙马溪组分为13个笔石带(有些地方不发育观音桥

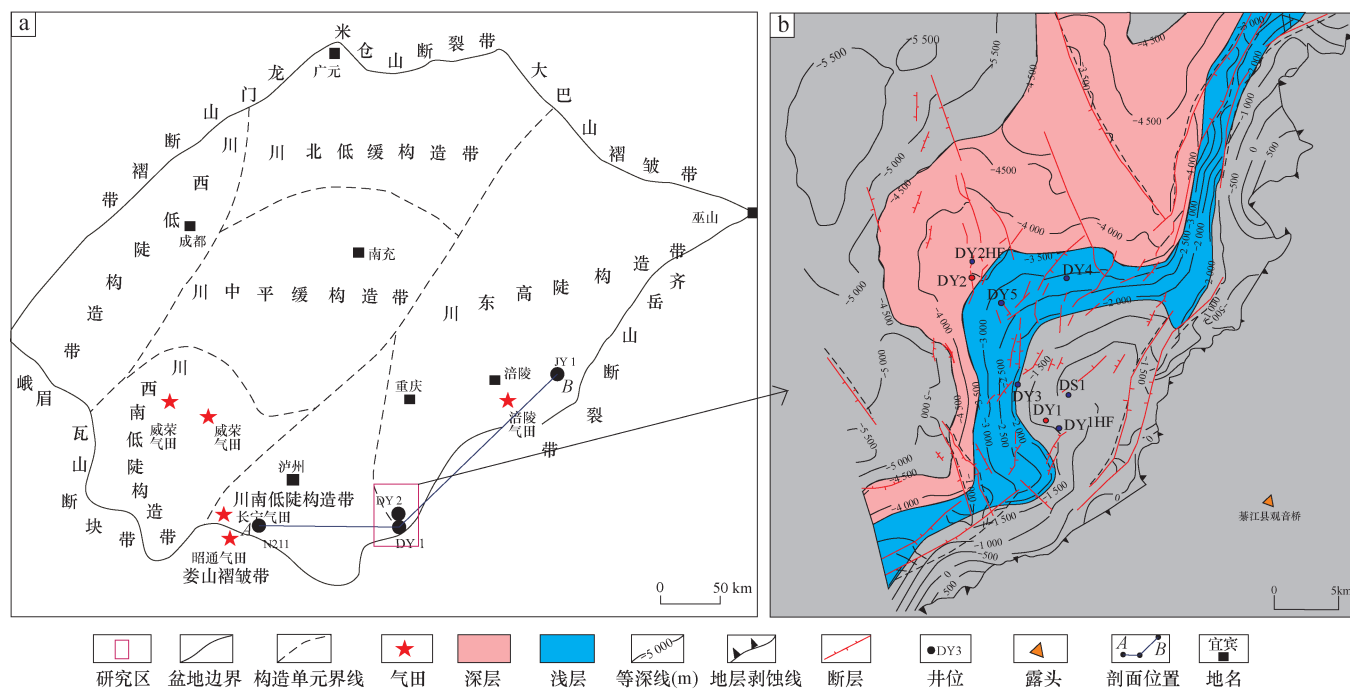


图1 川东南丁山地区区域位置(a)与构造(b)

Fig. 1 Location (a) and tectonic (b) maps of the Dingshan area, southeastern Sichuan Basin

层), 从下至上分别为 WF1, WF2, WF3, WF4, LM1, LM2, LM3, LM4, LM5, LM6, LM7, LM8 和 LM9^[14-15]。页岩笔石带的精细划分与对比使得人们对于四川盆地页岩地层研究有了重新认识, 实践证明笔石带是页岩气勘探开发的地层“标尺”^[15, 18]。由于取心井数量有限, 聂海宽等^[17]使用测井曲线 (GR) 对页岩进行划分, 根据 GR 测井曲线的各个局部峰初步确定各个笔石带的位置, 某个局部峰在向上 (浅层) 方向上邻近的局部最小值或最大值所对应的半幅值可确定为该局部峰值所对应笔石带的上边界, 也即上覆笔石带的下边界。

2.3 孔渗分析

2.3.1 氩离子抛光-扫描电镜观察

挑选合适的页岩样品, 切割成约 10 mm × 10 mm × 3 mm 的样品, 选定抛光面 (一般为垂直于页岩层理, 以获取页岩不同层理间的信息), 使用不同粒度的砂纸 (从粗到细) 对其进行打磨, 打磨成适合氩离子抛光用的光滑薄片^[19-20]。然后将样品固定在抛光仪上, 抽真空, 检测依据国标/T 18295—2001 和中国石油天然气标准 SY/T 5162—1997, 使用 15 ~ 25 kV 电压, 70 ~ 90 μA 电流, 4.0 ~ 6.5 束斑, 利用高能氩离子束进行抛光处理。

在中国石化无锡石油地质研究院实验研究中心, 使用 Quanta200/IE350 环境扫描电子显微镜 (YQ)

08012, 分析了 DY2 井 3 个下志留统龙马溪组页岩样品 (DY2-1 样品 6.2 cm 柱子, 深度是 4 350.85 m (S₁l); DY2-2 样品 6.2 cm 柱子, 深度是 4 352.85 m (S₁l); DY2-3 样品 6.2 cm 柱子, 深度是 4 356.00 m (S₁l)), 样品经过加镀金膜。

2.3.2 储层孔渗测量

使用 QK-98 气体孔隙率仪对 DY2-2 和 DY2-3 样品进行孔隙度分析, 检测依据 SY/T 5336—2006, 温度是 25 °C, 湿度是 65%。DY2-2 样品干重 34.349 g, 压力读数 2 410.58 Pa, 视密度 2.55 g/cm³, 测量孔隙度是 4.35%, DY2-3 样品干重 30.565 g, 压力读数 1 886.68 Pa, 视密度 2.56 g/cm³, 测量孔隙度 5.62%, 孔隙结构绝大部分以微-中孔为主, 大孔相对不发育, 孔喉半径大多小于 20 nm。使用 GDS-90F 型气体渗透率测定仪在 0.100 6 MPa 大气压, 温度 25 °C, 湿度 65%, 对 DY2-2 样品进行检测, 样品长 2.686 cm, 直径是 2.534 cm, 岩性是黑色炭质页岩, 测试依据 SY/T 5336—2006。对样品进行了 3 次测量, 第一次压差 0.070 7 MPa, 流量是 0.1 mL, 用时 9.79 s, 测量的渗透率是 0.104 × 10⁻³ μm², 第二次压差 0.071 3 MPa, 流量是 0.1 mL, 用时 9.78 s, 测量的渗透率是 0.103 × 10⁻³ μm², 第三次压差 0.071 8 MPa, 流量是 0.1 mL, 用时 9.56 s, 测量的渗透率是 0.105 × 10⁻³ μm²。渗透率的平均值是 0.104 × 10⁻³ μm²。

2.4 页岩含气量

页岩含气量计算是生产研究过程中重要环节,前人提出了不同条件下的页岩气含量计算方法^[21-22]。解吸法是页岩含气量评价中应用非常广泛的一种直接测量方法^[23-24]。现场解吸是指在钻井现场采集刚刚钻出的岩心,在一定的温度下进行解吸并测定气体含量的过程^[25]。本文利用中国石化无锡石油地质研究院实验研究中心自主研发的快速现场解吸仪,对该地区典型页岩气井的解吸气量、损失气量和残余气量进行测定计算。解吸过程中,一阶解吸温度采用泥浆循环温度,二阶温度采用 110℃。在测试中,提上井口的岩心迅速装入密闭容器中,在模拟地层温度条件下测量页岩中的自然解吸气量。残余气量是通过将解吸后的岩心粉碎求取的。根据实测解吸气量和解吸时间的平方根回归计算损失气量。仪器每 30s 记录一个解吸数据,在约 12h 的解析过程中会记录下 1 440 个左右的数据,从而实现对解吸过程的全表征^[24]。

3 结果

3.1 页岩岩石类型

根据页岩颜色、岩性、颗粒大小、矿物组成和有机碳含量的不同,本研究将川东南主要页岩(颗粒直径 < 4 μm)岩石类型分为硅质页岩、含灰-灰质页岩、粘土质页岩和粉砂质页岩 4 种类型。不同岩性的页岩储集空间和含气量等都存在差异,页岩岩性的精细刻画对于预测有利区带具有重要意义。

3.1.1 硅质页岩

川东南地区五峰组-龙马溪组页岩厚度为 20 ~ 70 m,主要发育黑色、灰黑色炭质页岩夹薄层粉砂岩,见大量的笔石化石及黄铁矿颗粒。丁山地区龙马溪组底部以含硅质、炭质笔石页岩为主,向上灰质、粉砂质含量增加。硅质页岩主要分布在五峰组-龙马溪组下部,发育水平层理。*TOC* 含量介于 3% ~ 6%,硅质含量通常大于 35%,最高达 70%,硅质常呈微晶-隐晶质、不定形及似球粒结构,主要来源于生物成因与成岩作用,黄铁矿呈斑点状(图 2a)。硅质页岩内生物化石发育,可见笔石、海绵骨针、放射虫、藻类体和疑源类等化石及生物碎屑。Loucks 等^[26]对德克萨斯州沃斯堡盆地的巴奈特页岩研究之后发现富硅质泥页岩主要含纳米孔,而大多数纳米孔都与有机质颗粒有关^[26]。聂

海宽等^[2]研究表明,硅质格架内的有机质孔是页岩气的主要赋存空间。

3.1.2 含灰-灰质页岩

这一类页岩中碳酸盐含量明显增加,介于 10% ~ 40%,硅质含量介于 25% ~ 50%,粘土矿物含量介于 25% ~ 50%。硅质以自生石英和生物石英为主,发育少量陆源石英(图 2b)。岩石中纹层发育,层间界线较为清晰且连续,表现为浅色方解石纹层与灰黑色泥页岩互层,主要分布在五峰组底部和龙马溪组下段的上部。这一岩石类型主要是在水体底层富有机质埋藏的缺氧带深水陆棚环境中形成的^[28]。

3.1.3 粘土质页岩

粘土质页岩主要分布在龙马溪组下段中上部及五峰组底部,粘土矿物含量大于 40% ~ 50%,发育水平层理和块状层理。粘土质页岩内可见顺层分布的硅质海绵骨针等生物化石,内部被微晶石英充填,局部方解石交代。粘土质页岩中粘土矿物主要为伊利石、伊蒙混层及少量绿泥石(图 2c),成岩过程中随着压实作用加强,表现出平行排列的特征,有机质常富集在粘土矿物间,受控于粘土矿物粒间孔形态,呈断续状分布,测井曲线上表现为自然伽马(*GR*)相对高值。

3.1.4 粉砂质页岩

粉砂质页岩主要发育在龙马溪组中上部,发育平行层理、透镜状层理及韵律性层理。炭质粉砂质页岩主要是由生物碎屑、有机质与粘土矿物呈复合体缓慢沉降至海底形成^[29]。石英含量低于硅质页岩(图 2d),介于 30% ~ 40%,主要由陆源粉砂构成。薄片上可见亮色粉砂质纹层与暗色含有机质泥岩纹层相间。粉砂质页岩 *TOC* 含量相对较低,一般介于 0.5% ~ 2.0%。

3.2 页岩空间发育特征

焦石坝地区 JY1 井 WF2—LM4 厚度为 24.62 m, *TOC* 值为 3.77%。长宁地区 N211 井 WF2—LM4 厚度为 39.00 m, *TOC* 值为 3.60%。丁山地区 DY1 井 WF2—LM4 厚度仅为 7.53 m(图 3), *TOC* 平均为 3.52%。3 口井 *TOC* 含量值相近,且均属于过成熟阶段,但 WF2—LM4 笔石带页岩厚度相差较大。在减薄/缺失 WF2—LM4 部分笔石页岩带的地区,页岩层段主要保留了 LM5 及其以上的笔石页岩带。该笔石带页岩的储集空间主要为矿物质孔,有机质孔为辅,相应的页岩气以游离态赋存为主、吸附态为辅^[30],使得

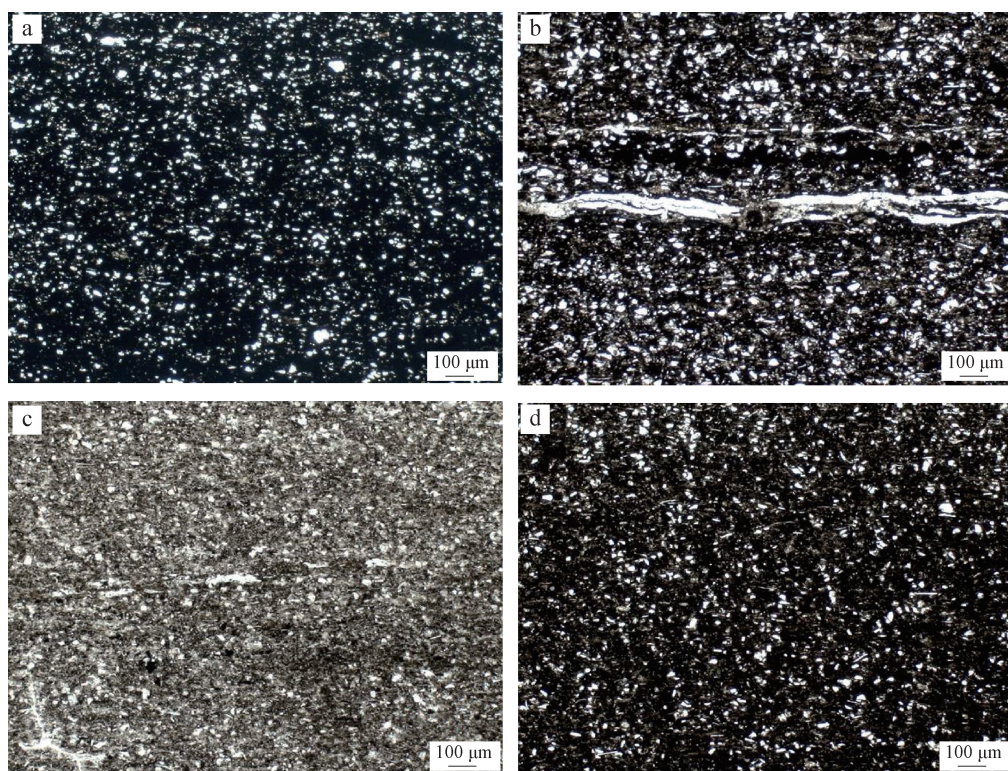


图2 川东南丁山地区主要岩石类型

Fig. 2 Main rock types in the Dingshan area, southeastern Sichuan Basin

a. 綦江县安稳镇露头, 硅质页岩, 岩片主要由炭质和粘土矿物组成, 其次为硅质、氧化铁和碎屑颗粒等; b. 綦江县安稳镇露头, 灰质页岩, 岩片主要以炭质、碎屑颗粒和粘土矿物为主, 碳酸盐矿物呈散均匀分布粒间或与碎屑颗粒条带状聚集; c. 綦江县安稳镇露头, 粘土质页岩, 岩片主要为粘土矿物, 其次炭质、碳酸盐矿物和碎屑颗粒等; d. 綦江县安稳镇露头, 粉砂质页岩, 岩片主要分布碎屑颗粒和粘土矿物等, 其次为炭质和碳酸盐矿物等, 碎屑颗粒主要是石英、岩屑和细长条状云母类

页岩气更容易发生运移逸散。在后期地层的多次抬升剥蚀过程中, LM5 及其以上的笔石页岩带上覆压力降低, 页岩气散失严重, 含气量下降, 且总含气量低于 WF2—LM4 笔石带页岩^[31]。

3.3 页岩储集空间类型

不同学者在对页岩孔隙的研究过程中, 从不同的研究角度对页岩孔隙进行了分类。根据该区页岩镜下观察结果, 本文将页岩孔隙划分为有机质孔、矿物质孔(粒间孔、粒内孔和溶蚀孔)及微裂缝。

3.3.1 有机质孔

页岩有机质孔是页岩储集物性评价中主要的研究对象, 有机质孔的发育程度受有机质成熟度和有机质类型控制。丁山地区下古生界海相页岩干酪根以 I 型和 II₁ 型为主, 生烃母质类型主要是低等浮游生物(藻类体、腐泥无定形体及少量动物碎屑), 有机质处于成熟—过成熟热演化阶段^[24], 为储层孔隙发育奠定了良好的物质基础和外部条件。

扫描电镜揭示了研究区页岩以纳米有机质孔为

主。孔隙形态各异, 平面上以椭圆形、圆形和窄缝状为主, 空间上表现为管柱状、蜂窝状和洞穴状等(图 4a—c)。前人研究发现, 对于不同成熟度的页岩, 只有当镜质体反射率高于 0.9% 的页岩样品中有机质才发育孔隙^[32-33]。川东南丁山地区等效镜质体反射率 2.01%~3.80%, 平均为 2.84%。属于高过成熟阶段, 导致有机质孔大量发育, 成为该区页岩储层主要的孔隙类型之一。与北美页岩相比, 中国南方页岩成熟度普遍较高^[24], 由于在埋藏过程中压实作用降低了页岩中主要的矿物质孔(粒间孔、粒内孔和溶蚀孔), 有机质孔对页岩气储集的贡献较北美海相页岩更高。

3.3.2 矿物质孔

1) 粒间孔

丁山地区粒间孔主要是矿物(伊利石、高岭石、蒙脱石、方解石和石英等)晶粒之间的微孔隙(图 4c)。随着埋深增加, 页岩上覆压力不断增大, 有机质和粘土充填在矿物颗粒间, 使得孔隙空间减小。由于压实和胶结作用, 在较老和埋藏较深的泥页岩中粒间孔的量

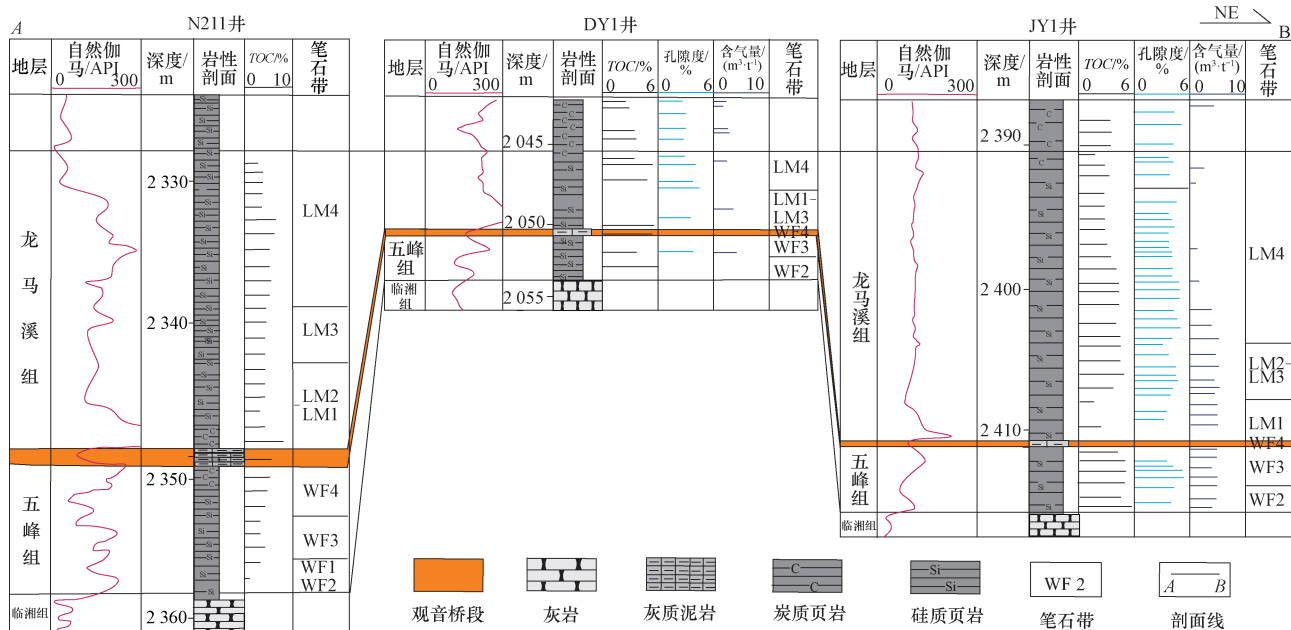


图3 四川盆地边缘 N211 井 - DY1 井 - JY1 井 WF2—LM4 厚度连井对比 (剖面位置见图 1a)

Fig.3 Thickness correlation of graptolite belts in WF2 - LM4 across Wells N211, DY1, and JY1 (see Fig. 1a for the cross section location)

显著降低。石英、方解石和长石等周边的胶结作用也会破坏粒间孔。单井自上而下随着脆性矿物含量的增加与粘土矿物含量的降低,矿物粒间孔中脆性矿物孔比例逐渐增加,粘土矿物孔比例逐渐降低;但随着 TOC 含量的增加,孔隙内有机质充填比例上升,残留有效粒间孔占比逐渐降低。

2) 粒内孔

粒内孔主要包括原生孔隙和在后期成岩过程中形成的孔隙(图 4d—e)。由于受埋深压实作用的影响,随着深度的增加,粒内孔同样呈减小的趋势。粒内孔主要发育在自形黄铁矿和碳酸盐岩等晶形较好、晶体粗大的矿物集合体中,形态大都不规则,多为成岩作用导致的晶格缺陷所致,与溶蚀孔有所区别。研究区黄铁矿较为发育,较强还原环境中形成的草莓状黄铁矿晶粒之间存在的纳米级孔隙可以作为油气储存的空间^[34](图 4d)。粒内孔孔径一般为数十纳米到几百纳米,个别可达微米级。此类孔隙发育较局限,充填程度高,且占页岩微观孔隙比例较低,对储集空间贡献较小。

3) 溶蚀孔

研究区五峰组 - 龙马溪组页岩中溶蚀孔主要发育在碳酸盐(方解石和白云石)颗粒中(图 4f)。溶蚀孔的形成主要是后期构造抬升过程中,成岩流体进入页岩储层,石英颗粒发生溶蚀作用形成粒内溶蚀孔,或者是页岩中的方解石在酸性流体的作用下形成的颗粒溶蚀孔。溶蚀孔的形状主要有圆形、三角形、多边形或

不规则形状(图 4f)。对于颗粒和晶体溶蚀形成的铸模孔,则完全继承了原始矿物的形状^[35]。镜下观察发现,丁山地区五峰组 - 龙马溪组页岩发育无沥青充填的溶蚀孔,溶蚀孔对于页岩气富集和保存具有重要意义^[2]。

3.3.3 微裂缝

对于页岩气藏,除了孔隙之外,裂缝也是页岩气富集研究中重点关注的储集空间^[36](图 4f—i)。川东南五峰组 - 龙马溪组页岩微裂缝宽度一般为数十纳米,长度一般为数微米。裂缝的发育不仅增加了游离气的储集空间,同时也有利于吸附气的解析。在成岩过程中,颗粒收缩,形成粒间缝,或者是颗粒与有机质边缘形成的微裂缝(图 4h),在某种程度下,裂缝发育对孔隙产生有积极意义,裂缝与孔隙的相互叠置与连通有利于页岩气在储层中运移。通常,微裂缝较为发育的页岩气藏,其含气量也较好。

3.4 含气量

含气量是页岩含气性研究中的重要参数之一,对于页岩气资源评价、有利区优选以及产量预测等具有重要意义。一般来说,页岩含气量主要通过等温吸附法、测井解释法及现场解吸法来获得^[37]。通过页岩现场解析,求得川东南丁山地区 DY1 井解吸数据恢复的总含气量为 3.07 m³/t, DY2 井解吸数据恢复的总含气量为 6.79 m³/t(表 1)。

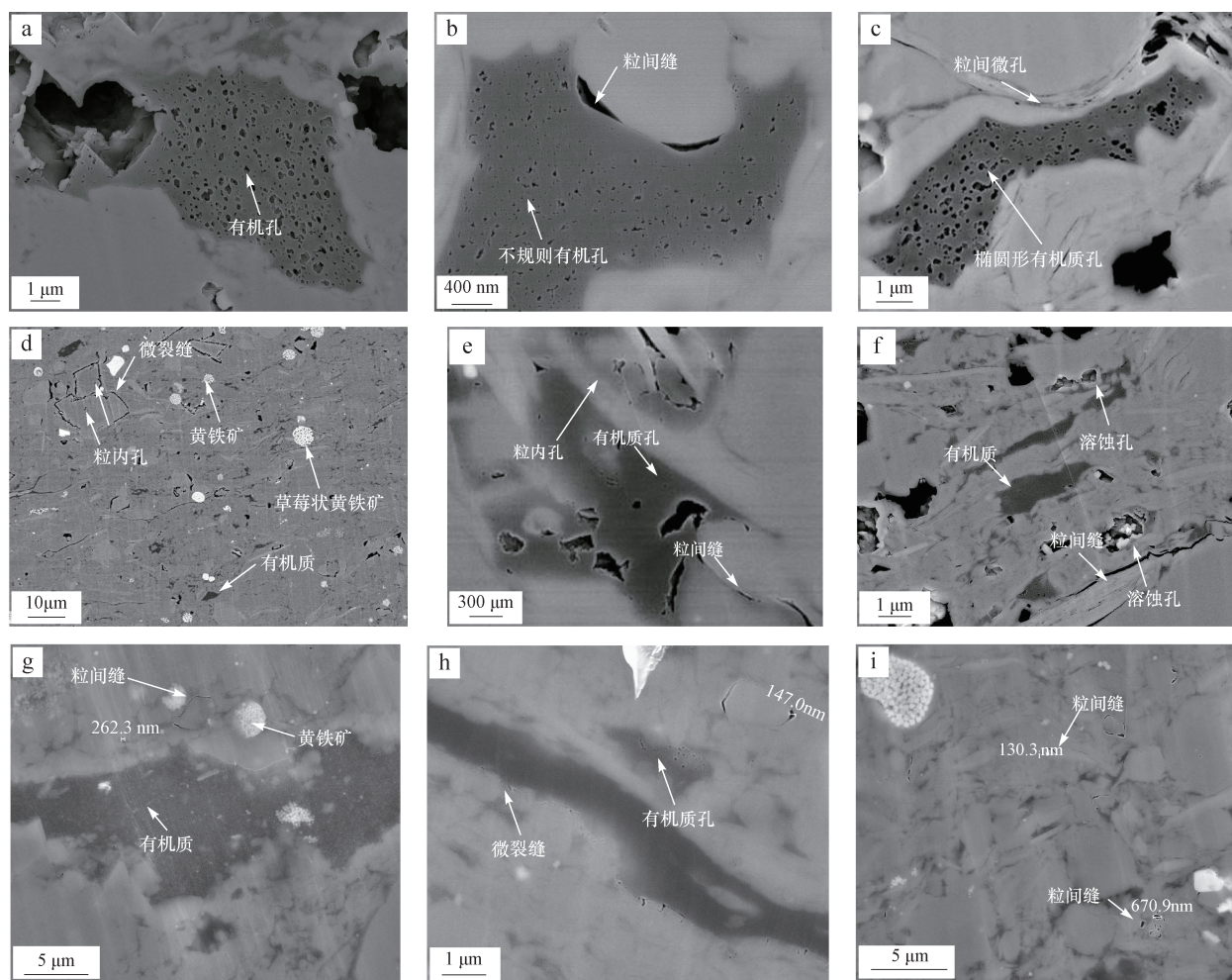


图 4 川东南丁山地区志留系龙马溪组孔缝类型

Fig. 4 Types of pores and fractures in the Dingshan area, southeastern Sichuan Basin

a. 兴文县麒麟乡露头;蜂窝状,大量有机质孔;b. 綦江县安稳镇露头;有机质孔(不规则状);c. 兴文县麒麟乡露头;粒间微孔和有机质孔;d. 綦江县安稳镇露头;粒内孔,多孔固体沥青充填黄铁矿骨架;e. 綦江县安稳镇露头;粒内孔、微裂缝;f. 兴文县麒麟乡露头;晶内溶蚀孔,多边形、不规则状;g. DY2 井, S_1l ,埋深 4 358.6 m;微孔隙主要分布在有机质内部,微裂缝;h. DY2 井, S_1l ,埋深 4 356.0 m;条带状有机质内部孔隙发育较差,可见残余的矿物颗粒粒缘微缝隙;i. DY2 井, S_1l ,埋深 4 358.8 m;粒间缝

表 1 川东南綦江丁山地区优质页岩气层段主要参数统计(据魏祥峰等,2017^[27])

Table 1 Statistics of main parameters of high-quality shale gas reservoir in the Dingshan area, Qijiang, southeastern Sichuan Basin(modified after reference^[27])

井号	深度/m	厚度/ m	有机地化指标			物性		含气性		矿物含量			产量/ (10 ⁴ m ³ · d ⁻¹)
			TOC/ %	R _o / %	有机质 类型	孔隙度/ %	渗透率/ (10 ⁻³ μm ²)	油气 显示	总含气量/ (m ³ · t ⁻¹)	硅质/ %	碳酸盐/ %	粘土/ %	
DY1	2 028.0 ~ 2 054.0	7.53	3.52	2.14	I	3.03	0.716	差	3.07	40.0	10.0	38.0	3.45
DY2	4 332.0 ~ 4 367.5	9.75	3.95	2.24	I	4.98	0.104	好	6.79	38.9	15.6	36.8	10.57
JY1	2 378.0 ~ 2 415.0	24.62	3.77	2.65	I	4.65	0.187	好	5.85	44.8	9.7	34.3	—

4 讨论

4.1 富有机质页岩空间展布

深水陆棚优质泥页岩是决定页岩气规模成藏的主

要地质因素之一^[38]。聂海宽等(2016)和 Jin 等(2018)认为五峰组—龙马溪组底部 WF2—LM4 具有沉积速率低、有机质类型好、有机碳含量高和生烃能力强等特点,具备良好的生烃物质基础^[1,7]。与焦石坝和长宁相比,丁山地区五峰组 WF2—WF4 至龙马溪组底部 LM1—LM4 笔石带页岩厚度较薄(图 5),WF2—

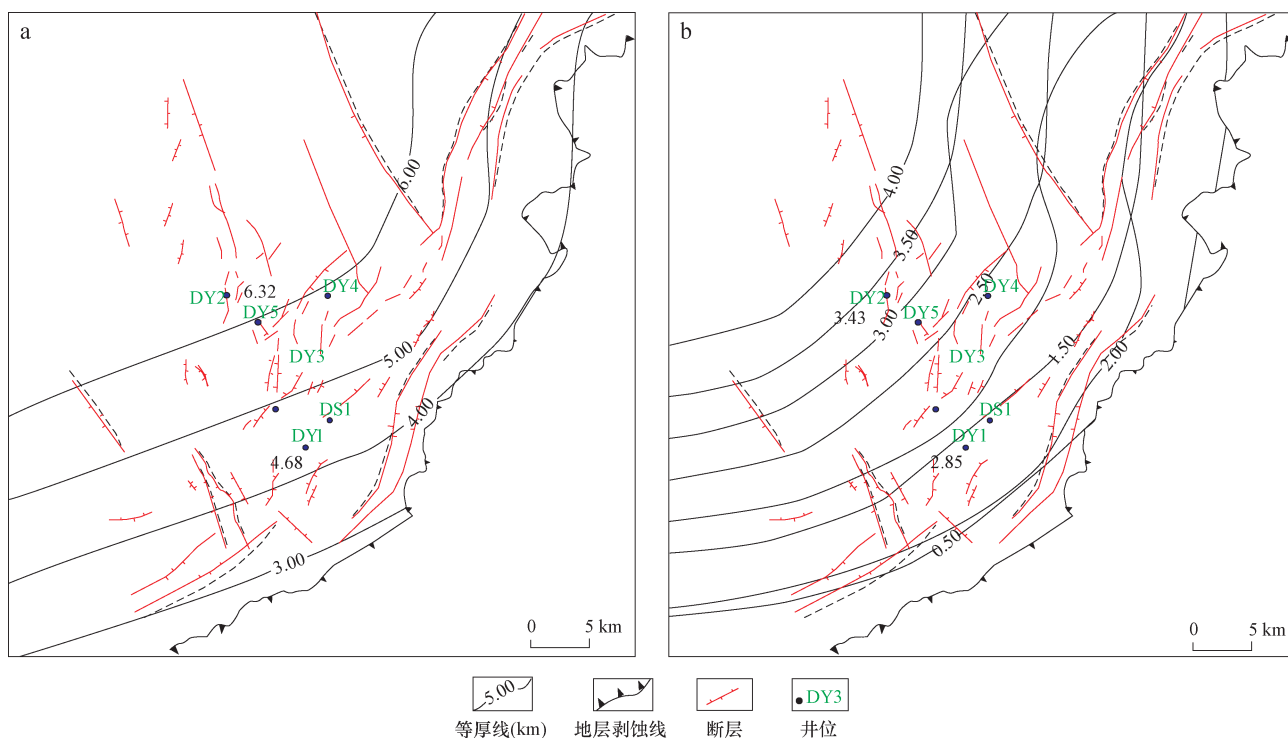


图5 川东南丁山地区优质页岩等厚线(据聂海宽等,2017^[40])

Fig.5 Thickness contour of high-quality shale in the Dingshan area, southeastern Sichuan Basin (modified after reference^[40])

a. WF2—WF4 笔石页岩厚度等值线;b. LM1—LM4 笔石页岩厚度等值线

LM4 总厚度小于 10 m,且后期构造抬升活跃,溶蚀孔发育,保存条件较差,页岩“建造-改造”^[5]条件均不十分理想。前人研究表明,晚奥陶世—志留纪早期,华南上扬子区南部发育黔中古隆^[39],导致丁山地区发育水下高地,使得这一地区五峰组—龙马溪组底部黑色页岩厚度较薄^[40],WF2—LM4 笔石页岩带明显减薄或缺失。这种由于 WF2—LM4 笔石页岩带层段部分缺失而形成的页岩气藏,前人用“先天不足”来加以概括^[41]。

尽管不同井的压裂改造会存在差异,对产量造成影响,但综合来看富有机质页岩厚度薄是主要的原因。往区块西部深层走,靠近川南深水陆棚,页岩厚度大,品质更好,单井产量也较高(表1)。

4.2 溶蚀孔对储层的影响

本次研究发现丁山地区发育一定数量的溶蚀孔,当较多溶蚀孔连在一起,可能形成溶蚀缝(图6a)。无沥青充填的溶蚀孔表明在页岩气保存过程中,构造活动频繁,页岩气藏保存条件差。页岩中的基质孔不仅是沉积时期形成的原生孔,更主要的是岩石在埋藏成岩过程中不稳定矿物溶解形成的次生粒内孔和粒间孔^[35,42]。溶蚀作用形成的粒间孔在一定程度上增加了气藏的有效孔体积,改善储集空间,但溶蚀孔并不一

定对页岩气富集保存总是有利的。在页岩气大量生成之前形成的溶蚀孔会为页岩气储集提供空间,对页岩气富集有利。在生气窗之后地层抬升过程中形成的溶蚀孔,表明当时地层发生了强烈的流体活动,从而破坏页岩气藏流体系统,对页岩气藏造成破坏,使得大量页岩气散失^[5],最终导致页岩气藏含气量降低。在某些情况下,粘土矿物含量(自生伊利石和钠长石等)和其他填充物填充溶蚀孔,也会降低孔隙度。在盆外露头区,现今溶蚀作用更强,溶蚀孔也更发育。可以预测的是,在川东南丁山地区,从盆地边缘(以 DY1 井为例)(图6a)向盆地内部(以 DY2 井为例)(图6b),溶蚀作用减弱,溶蚀孔发育较少(甚至不发育),表明地下水活跃程度减弱,页岩气的保存条件逐渐变好。

4.3 微裂缝发育特征

川东南地层构造活动较为复杂,逆冲—褶皱构造组合变形强烈,具晚中生代—新生代多期构造运动叠加的特征^[43-44],且越靠近盆外,滑脱或褶皱变形越强烈^[7]。后期的构造抬升对页岩气有较大影响,不同时期的抬升作用,使得页岩再埋藏过程中热演化程度、保存条件以及埋深等特征发生变化,对页岩气富集成藏是一把“双刃剑”^[3]。

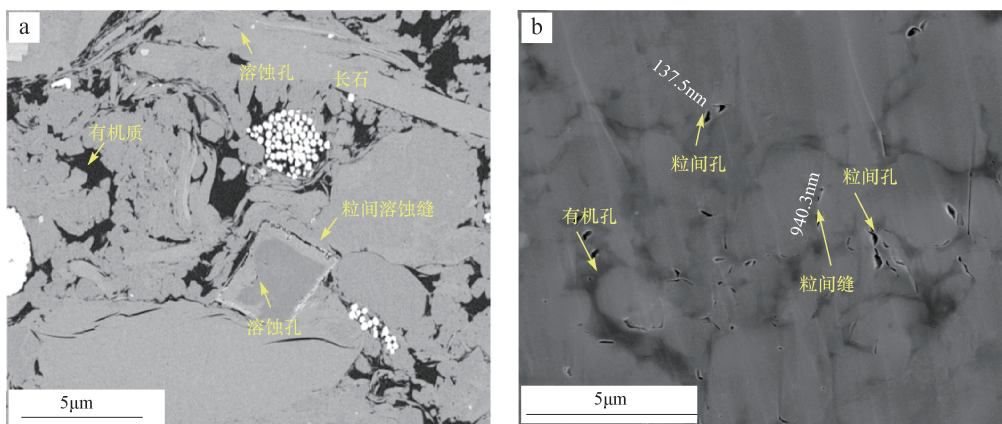


图6 川东南丁山地区(盆地边缘和盆地内部)龙马溪组孔隙发育特征对比

Fig. 6 Comparison of pore development characteristics of Longmaxi Formation in the Dingshan area at the margin of and inside southeastern Sichuan Basin

a. DY1 井,埋深2 049.5 m,白云石表面去白云化,边缘溶蚀缝隙发育; b. DY2 井,埋深4 358.6 m;发育粒间孔、有机质孔,不发育溶蚀孔,DY2 井

结合丁山地区埋藏史与流体包裹体特征^[13],发现DY2井和DY5井流体活动在燕山晚期抬升初期最为活跃,古埋深介于5 500~6 300 m,距今70~80 Ma;DY4井除最大埋深抬升初期外,距今70 Ma缓慢抬升期开始,流体活动较为持续,一直持续至距今10 Ma左右;DY1井流体活动主体集中在喜马拉雅晚期5~15 Ma时期,晚期构造改造强度与泄压程度较大,现今地层压力系数已降至1.08^[45]。多期次的构造抬升一方面使含气页岩层段之上的上覆岩层和区域盖层减薄或剥蚀,导致区域性压力变小,改善页岩储层物性,提高页岩气井的产量。但是,另一方面也易使盖层中的脆性部分破裂或已封闭的断裂(含微裂缝)重新开启,降低盖层的封闭能力。如果抬升剥蚀的幅度较大,那么整个含气页岩段之上的盖层可能被完全破坏,导致页岩游离气散失、吸附气解吸,从而造成总含气量的降低。通过对四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组页岩气富集的研究,何治亮等^[3]认为抬升产生微裂缝但没有出现大的穿层裂缝或断裂是最理想的,即“裂而不破”更有利于页岩气富集成藏。丁山地区裂缝多期次发育^[13,45],靠近齐岳山断裂,埋藏较浅的构造部位,页岩气容易发生大规模逸散,不利于页岩气保存^[38]。现场钻井发现,齐岳山断裂附近的DY1井和DY3井钻遇常压页岩气藏,含气量低,表明后期成藏过程中,天然气逸散强烈。

4.4 页岩气“甜窗”

通过对水力压裂效果和页岩气产量数据的大量统计分析,发现页岩气高产层段主要集中在岩层的某一深度段。基于此,何治亮等^[4]提出页岩气地下“甜窗”

的概念。这一概念不仅包括地质上的原始沉积条件、成岩过程(地质建造作用)以及后期适度的构造变形改造与抬升剥蚀(地质改造作用)的有机组合^[5],还包括开发过程中水平井钻井条件及可压性等。研究表明,四川盆地及周缘甜窗通常的顶界深度为2 000~2 700 m,底界为4 000~4 200 m,由于不同地区页岩储层特征存在差异,现今地层埋藏深度较深,在水平井施工过程中,地层脆性矿物含量不足,压裂起缝难度大,底界可能延伸到4 500~5 000 m^[4]。川东南丁山地区勘探开发中,发现五峰组-龙马溪组优质页岩埋深在3 500~4 500 m(深层)的面积明显大于埋深在1 800~3 500 m(中浅层)的面积(图1b)。深层地区页岩气藏压力系数普遍较高,页岩气保存条件好,基于这一认识,认为寻找深层五峰组-龙马溪组优质页岩“甜窗”是下一步勘探开发需要重点突破的方向。

4.5 产量特征分析

多期次构造活动导致盆缘地区多表现为常压页岩气藏^[46-47],如DY1井,压力系数为1.06,试采最高产气量为 $3.45 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,含气量 $2.0 \sim 5.0 \text{ m}^3/\text{t}$,产量 $3.45 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (表1)。在向盆地内部深层方向,页岩气藏压力增加,多表现为页岩气测试产量高,但后期稳产时间短,EUR递减快,如DY2井,压力系数为1.78,含气量 $4.0 \sim 7.0 \text{ m}^3/\text{t}$,产量 $10.57 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,试采最高产气量为 $10.53 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。DY2井和DY1井优质页岩厚度相差较小,但含气量和产量都相差较大,分析导致这一差异的主要原因,一方面是页岩气保存程度不同,气藏压力系数大的DY2井经历的构造活动相对较弱。另一方面,靠近盆地内部,溶蚀孔不发育也是重

要原因。统计 DY2HF 井 2016 年 7 月 11 日到 2019 年 12 月 11 日产量发现,油压控制在 14.48 MPa,日产气 $0.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,年产气 $16.40 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,反排率 63.84%,到 2019 年 12 月 11 号,累计产气 $1\,543.26 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。中后期随着油压的降低,水平井相对稳定的生产一段时间。在不考虑工程方面因素的情况下,丁山地区的气井相较邻区普遍产量低,后期生产过程中发现 EUR 也低。

5 结论

1) 川东南丁山地区五峰组—龙马溪组页岩岩石类型主要分为 4 种,包括硅质页岩、含灰—灰质页岩、粘土质页岩和粉砂质页岩,其中优质页岩为 WF2—LM4,厚度介于 6~10 m,与涪陵页岩气田相比较薄,这可能受黔中隆起向盆地方向延伸形成的丁山水下高地影响。

2) 研究区储集空间主要包括有机质孔、矿物质孔和微裂缝。矿物质孔分为粒间孔、粒内孔和溶蚀孔,溶蚀孔是页岩气保存过程中需要重点关注的孔隙类型。丁山地区无沥青充填的溶蚀孔较发育,对页岩气保存具有重要影响,反映了地质历史时期较活跃的构造抬升活动。

3) 盆地边缘构造活动频繁,页岩厚度较薄,页岩气散失严重,向盆地内部方向页岩品质变好,厚度变大,保存条件也变好。丁山地区盆地内部埋藏较深的页岩地层面积远大于浅层页岩地层面积,在页岩气勘探过程中,寻找川东南 WF2—LM4 笔石带硅质页岩厚度大、埋藏适中、保存条件较好的“甜窗”地区是开展页岩气研究需要重点关注的方向。

致谢:文中引用了中国石化石油勘探开发研究院、江汉油田分公司、勘探分公司和华东油气分公司等单位的宝贵资料,在此一并表示衷心感谢。向编辑老师和审稿专家致以诚挚的谢意!

参 考 文 献

- [1] 宋振响,徐旭辉,王保华,等.页岩气资源评价方法研究进展与发展方向[J].石油与天然气地质,2020,41(5):1038-1046.
Song Zhenxiang, Xu Xuhui, Wang Baohua, et al. Advances in shale gas resource assessment methods and their future evolvement[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(5): 1038-1046.
- [2] 聂海宽,何治亮,刘光祥,等.中国页岩气勘探开发现状与优选方向[J].中国矿业大学学报,2020,49(1):13-35.
Nie Haikuan, He Zhiliang, Liu Guangxiang, et al. Status and direction of shale gas exploration and development in China[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2020, 49(1): 13-35.
- [3] 何治亮,聂海宽,张钰莹.四川盆地及其周缘奥陶系五峰组—志留系龙马溪组页岩气富集主控因素分析[J].地学前缘,2016,23(2):8-17.
He Zhiliang, Nie Haikuan, Zhang Yuying. The main factors of shale gas enrichment of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its adjacent areas[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(2): 8-17.
- [4] He Zhiliang, Li Shuangjian, Nie Haikuan, et al. The shale gas “sweet window”: “The cracked and unbroken” state of shale and its depth range[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 101, 334-342.
- [5] 何治亮,胡宗全,聂海宽,等.四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气富集特征与“建造—改造”评价思路[J].天然气地球科学,2017,28(5):724-733.
He Zhiliang, Hu Zongquan, Nie Haikuan, et al. Characterization of shale gas enrichment in the Wufeng-Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its evaluation of geological construction-transformation evolution sequence[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(5): 724-733.
- [6] 金之钧,胡宗全,高波,等.川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J].地学前缘,2016,23(1):1-10.
Jin Zhijun, Hu Zongquan, Gao Bo, et al. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi Formation, south-eastern Sichuan Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2016(1): 1-10.
- [7] 聂海宽,金之钧,边瑞康,等.四川盆地及其周缘上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩气“源—盖控藏”富集[J].石油学报,2016,37(5):557-571.
Nie Haikuan, Jin Zhijun, Bian Ruikang, et al. The “source-cap-hydrocarbon-controlling” enrichment of shale gas in Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin and its periphery[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(5): 557-571.
- [8] 王红岩,刘玉章,董大忠,等.中国南方海相页岩气高效开发的科学问题[J].石油勘探与开发,2013,40(5):574-579.
Wang Hongyan, Liu Yuzhang, Dong Dazhong, et al. Scientific issues on effective development of marine Shale[J]. Petroleum Exploration and development, 2013, 40(5): 574-579.
- [9] 何登发,李德生,张国伟,等.四川多旋回叠合盆地的形成与演化[J].地质科学,2011,46(3):589-606.
He Dengfa, Li Desheng, Zhang Guowei, et al. Formation and evolution of multi-cycle superposed Sichuan Basin, China[J]. Chinese Journal of Geology, 2011, 46(3): 589-606.
- [10] 梁狄刚,郭彤楼,陈建平,等.中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(一)南方四套区域性海相烃源岩的分布[J].海相油气地质,2008,13(2):1-16.
Liang Digang, Guo Tonglou, Chen Jianping, et al. Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in Marine Sedimentary regions, southern China (Part 1): Distribution of four suits of regional marine source rocks[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2008, 13(2): 1-16.
- [11] 胡东风.四川盆地东南缘向斜构造五峰组—龙马溪组常压页岩气富集主控因素[J].天然气地球科学,2019,30(5):605-615.
Hu Dongfeng. Main controlling factors on normal pressure shale gas

- enrichments in Wufeng-Longmaxi Formation on synclines, southeastern Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30 (5): 605 – 615.
- [12] 戴金星, 夏新宇, 卫延召, 等. 四川盆地天然气的碳同位素特征 [J]. *石油实验地质*, 2001, 23 (2): 115 – 121.
- Dai Jinxing, Xia Xinyu, Wei Yanzhao, et al. Carbon isotope characteristics of natural gas in the Sichuan Basin, China [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2001, 23 (2): 115 – 121.
- [13] 范存辉, 李虎, 钟城, 等. 川东南丁山构造龙马溪组页岩构造裂缝期次及演化模式 [J]. *石油学报*, 2018, 39 (4): 379 – 390.
- Fan Cunhui, Li Hu, Zhong Cheng, et al. Tectonic fracture stages and evolution model of Longmaxi Formationshale, Dingshan Structure, southeast Sichuan [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39 (4): 379 – 390.
- [14] 陈旭, 樊隽轩, 王文卉, 等. 黔渝地区志留系龙马溪组黑色笔石页岩的阶段渐进展布模式 [J]. *中国科学: 地球科学*, 2017, 47 (6): 720 – 732.
- Chen Xu, Fan Junxuan, Wang Wenhui, et al. Stage-progressive distribution pattern of the Lungmachi black graptolitic shales from Guizhou to Chongqing, central China [J]. *Science China (Terrae)*, 2017, 47 (6): 720 – 732.
- [15] 陈旭, 樊隽轩, 张元动, 等. 五峰组及龙马溪组黑色页岩在扬子覆盖区内的划分与圈定 [J]. *地层学杂志*, 2015, 39 (4): 351 – 358.
- Chen Xu, Fan Junxuan, Zhang Yuandong, et al. Subdivision and delineation of the Wufeng and Lungmachi black shales in the subsurface areas of the Yangtze Platform [J]. *Journal of Stratigraphy*, 2015, 39 (4): 351 – 358.
- [16] Abouelresh M O, Slatt R M. Lithofacies and sequence stratigraphy of the Barnett Shale in east-central Fort Worth Basin, Texas [J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96 (1): 1 – 22.
- [17] 聂海宽, 李东晖, 姜涛, 等. 基于笔石带特征的页岩等时地层测井划分方法及意义——以四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组为例 [J]. *石油学报*, 2020, 41 (3): 273 – 283.
- Nie Haikuan, Li Donghui, Jiao Tao, et al. Logging isochronous stratigraphic division of shale based on characteristics of graptolite zones and its significance: A case study of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41 (3): 273 – 283.
- [18] 邹才能, 龚剑明, 王红岩, 等. 笔石生物演化与地层年代标定在页岩气勘探开发中的重大意义 [J]. *中国石油勘探*, 2019, 24 (1): 1 – 6.
- Zou Caineng, Gong Jianming, Wang Hongyan, et al. Importance of graptolite evolution and biostratigraphic calibration on shale gas exploration [J]. *China Petroleum Exploration*, 2019, 24 (1): 1 – 6.
- [19] 焦淑静, 张慧, 薛东川. 泥页岩样品自然断面与氩离子抛光扫描电镜制样方法的比较与应用 [J]. *电子显微学报*, 2016, 35 (6): 544 – 549.
- Jiao Shujing, Zhang Hui, Xue Dongchuan. Application and comparison of fresh fracture secondary electron SEM and ion-milled backscatter SEM for shale sample preparation [J]. *Journal of Chinese Electron Microscopy Society*, 2016, 35 (6): 544 – 549.
- [20] 王亮, 章雄冬, 曹海虹. 页岩的氩离子抛光制样研究 [J]. *石油实验地质*, 2015, 37 (4): 525 – 529.
- Wang Liang, Zhang Xiongdong, Cao Huihong. Shale preparation using Ar-ion milling [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2015, 37 (4): 525 – 529.
- [21] 唐颖, 张金川, 刘珠江, 等. 解吸法测量页岩含气量及其方法的改进 [J]. *天然气工业*, 2011, 31 (10): 108 – 112.
- Tang Ying, Zhang Jinchuan, Liu Zhujiang, et al. Use and improvement of the desorption method in shale gas content test [J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31 (10): 108 – 112.
- [22] 左罗, 王玉普, 熊伟, 等. 页岩含气量计算新方法 [J]. *石油学报*, 2015, 36 (4): 469 – 474.
- Zuo Luo, Wang Yupu, Xiong Wei, et al. A new method to calculate the shale gas [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36 (4): 469 – 474.
- [23] 魏强, 晏波, 肖贤明. 页岩气解吸方法研究进展 [J]. *天然气地球科学*, 2015, 26 (9): 1657 – 1665.
- Wei Qiang, Yan Bo, Xiao Xianming. Research progress on the desorption methods of shale gas [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26 (9): 1657 – 1665.
- [24] 杨振恒, 魏志红, 何文斌, 等. 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩现场解吸气特征及其意义 [J]. *天然气地球科学*, 2017, 28 (1): 156 – 163.
- Yang Zhenheng, Wei Zhihong, He Wenbin, et al. Characteristics and significance of onsite gas desorption from Wufeng-Longmaxi Shales in southeastern Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28 (1): 156 – 163.
- [25] 韩元红, 范明, 申宝剑, 等. 富有机质页岩解吸气地球化学特征及其指示意义 [J]. *天然气地球科学*, 2017, 28 (7): 1065 – 1071.
- Han Yuanhong, Fan Ming, Shen Baojian, et al. The geochemical characteristics and significance of the desorption gas in organic-enriched shale [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28 (7): 1065 – 1071.
- [26] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett Shale [J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2009, 79 (12): 848 – 861.
- [27] 魏祥峰, 赵正宝, 王庆波, 等. 川东南黔江丁山地区上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩气地质条件综合评价 [J]. *地质论评*, 2017, 63 (1): 153 – 164.
- Wei Xiangfeng, Zhao Zhengbao, Wang Qingbo, et al. Comprehensive evaluation of geological conditions of the shale gas in upper Ordovician Wufeng Formation-Longmaxi Formation-lower Silurian Longmaxi Formation in Dingshan area, Qijiang, Southeastern Sichuan [J]. *Geological Review*, 2017, 63 (1): 153 – 164.
- [28] 陈旭, 布科, 阮亦萍, 等. 显生宙全球气候变化与生物绝灭事件的联系 [J]. *地学前缘*, 1997, (Z2): 127 – 132.
- Chen Xu, Bu Ke, Ruan Yiping, et al. Correlation between geologically marked climatic changes and extinctions [J]. *Earth Science Frontiers*, 1997, (Z2): 127 – 132.
- [29] 孙莎莎, 芮昀, 董大忠, 等. 中、上扬子地区晚奥陶世—早志留世古地理演化及页岩沉积模式 [J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39 (6): 1087 – 1106.
- Sun Shasha, Rui Yun, Dong Dazhong, et al. Paleogeographic evolution of the Late Ordovician—Early Silurian in Upper [J]. *Oil and Gas Geology*, 2018, 39 (6): 1087 – 1106.
- [30] Haikuan N, Zhijun J. Source rock and cap rock controls on the Upper

- Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation Shale Gas Accumulation in the Sichuan Basin and its Peripheral Areas[J]. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 2016, 90(3): 1059–1060.
- [31] 李东晖,刘光祥,聂海宽,等.焦石坝背斜上部气层开发特征及影响因素[J]. *地球科学*, 2019, 44(11): 3653–3661.
- Li Donghui, Liu Guangxiang, Nie Haikuan, et al. Development characteristics and influencing factors of Upper gas reservoir in Jiaoshiba anticline[J]. *Earth Science*, 2019, 44(11): 3653–3661.
- [32] Curtis M E, Cardott B J, Sondergeld C H, et al. Development of organic porosity in the Woodford Shale with increasing thermal maturity[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2012, 103, 26–31.
- [33] Pommer M, Milliken K. Pore types and pore-size distributions across thermal maturity, Eagle Ford Formation, southern Texas[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 184: 1–14.
- [34] Slatt R M, O'Brien N R. Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: Contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks[J]. *AAPG Bulletin*, 2011, 95(12): 2017–2030.
- [35] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(6): 1071–1098.
- [36] Gang Z, Wenlong D, Yaxiong S, et al. Fracture development characteristics and controlling factors for reservoirs in the Lower Silurian Longmaxi Formation marine shale of the Sangzhi block, Hunan Province, China[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(6): 1071–1098.
- [37] 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(Z1): 318–323.
- Zhang Jinchuan, Bian Ruikang, Jing Tieya, et al. Fundamental significance of gas shale theoretical research[J]. *Geological Bulletin of China*, 2011, 30(Z1): 318–323.
- [38] 郭旭升.南方海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J]. *地质学报*, 2014, 88(7): 1209–1218.
- Guo Xusheng. Rules of two-factors enrichment for marine shale gas in southern China——Understanding from the Longmaxi Formation shale gas in Sichuan Basin and its surrounding area. *Acta Geologica Sinica*, 2014, 88(7): 1209–1218.
- [39] 戎嘉余,陈旭,王怿,等.奥陶–志留纪之交黔中古陆的变迁:证据与启示[J]. *中国科学:地球科学*, 2011, 41(10): 1407–1415.
- Rong Jiayu, Chen Xu, Wang Yi, et al. Northward expansion of Central Guizhou Oldland through the Ordovician and Silurian transition: Evidence and implications (in Chinese)[J]. *Scientia Sinica(Terrae)*, 2011, 41(10): 1407–1415.
- [40] 聂海宽,张柏桥,刘光祥,等.四川盆地五峰组–龙马溪组页岩气高产地质原因及启示——以涪陵页岩气田 JY6–2HF 为例[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(3): 463–473.
- Nie Haikuan, Zhang Baiqiao, Liu Guangxiang, et al. Geological factors contributing to high shale gas yield in the Wufeng-Longmaxi Fms of Sichuan Basin: A case study of Well JY6–2HF in Fuling shale gas field[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(3): 463–473.
- [41] 聂海宽,汪虎,何治亮,等.常压页岩气形成机制、分布规律及勘探前景——以四川盆地及其周缘五峰组–龙马溪组为例[J]. *石油学报*, 2019, 40(2): 131–143.
- Nie Haikuan, Wang Hu, He Zhiliang, et al. Formation mechanism, distribution and exploration prospect of normal pressure shale gas reservoir: A case study of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2019, 40(2): 131–143.
- [42] Baruch E T, Kennedy M J, Lohr S C, et al. Feldspar dissolution-enhanced porosity in Paleoproterozoic shale reservoir facies from the Barney Creek Formation (McArthur Basin, Australia)[J]. *AAPG Bulletin*, 2015, 99(9): 1745–1770.
- [43] 郭彤楼,刘若冰.复杂构造区高演化程度海相页岩气勘探突破的启示——以四川盆地东部盆缘 JY1 井为例[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(4): 643–651.
- Guo Tonglou, Liu Ruobin. Implications from marine shale gas exploration break-through in complicated structural area at high thermal stage: Taking Longmaxi Formation in well JY1 as an example[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(4): 643–651.
- [44] 李双建,李建明,周雁,等.四川盆地东南缘中新代构造隆升的裂变痕迹证据[J]. *岩石矿物学杂志*, 2011, 30(2): 225–233.
- Li Shuanjian, Li Jianmin, Zhou Yan, et al. Fission track evidence for Mesozoic-Cenozoic uplifting in the southeastern margin of Sichuan basin[J]. *Acta Petrologica et Mineralogica*, 2011, 30(2): 225–233.
- [45] 何治亮,聂海宽,胡东风,等.深层页岩气有效开发中的地质问题——以四川盆地及其周缘五峰组–龙马溪组为例[J]. *石油学报*, 2020, 41(4): 379–391.
- He Zhiliang, Nie Haikuan, Hu Dongfeng, et al. Geological problems in the effective development of deep shale gas: a case study of Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi formations in Sichuan Basin and its periphery[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2020, 41(4): 379–391.
- [46] 庾秀松,陈孔全,罗顺社,等.四川盆地东南缘齐岳山断裂构造特征与页岩气保存条件[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(5): 1017–1027.
- Tuo Xiusong, Chen Kongquan, Luo Shunshe, et al. Structural characteristics of Qiyueshan Fault and shale gas preservation at the southeastern margin of Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(5): 1017–1027.
- [47] 聂海宽,何治亮,刘光祥,等.四川盆地五峰组–龙马溪组页岩气优质储层成因机制[J]. *天然气工业*, 2020, 40(6): 31–41.
- Nie Haikuan, He Zhiliang, Liu Guangxiang, et al. Genetic mechanism of high-quality shale gas reservoirs in the Wufeng Longmaxi Fms in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(6): 31–41.

(编辑 梁 慧)