

引用格式:彭勇民,龙胜祥,何希鹏,等.彭水地区常压页岩气储层特征及有利区评价[J].油气藏评价与开发,2020,10(5):12-19.

PENG Y M, LONG S X, HE X P, et al. Characteristics of normal-pressure shale gas reservoirs and evaluation of its favorable areas in Pengshui[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(5): 12-19.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.05.002

彭水地区常压页岩气储层特征及有利区评价

彭勇民^{1,2},龙胜祥¹,何希鹏³,唐建信³,聂海宽^{1,2},高玉巧³,薛冈³,凡渝东⁴,刘雨林²

(1.中国石化石油勘探开发研究院有限公司,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;4.中国地质调查局油气资源调查中心,北京100083)

摘要:基于地质、测录井和实验分析资料,运用建立的页岩气储层定量表征方法,开展了彭水地区上奥陶统五峰组一下志留统龙一段常压页岩气储层研究,认为①—⑤小层内的优质页岩储集空间以有机质孔隙、页理缝或层理缝为主。FIB(聚焦离子束)测得的算术平均孔径以中孔为主(20~50 nm),而体积加权平均孔径为大孔(100 nm),这表明大孔是总体积和孔隙度的主要贡献者。岩心尺度裂缝导致气测突然降低或增高和小层级别的页岩气发生迁移。Maps新方法表明:隆页1井①小层的层理缝是张开且连续的,张开宽度为4.69 μm;顺层剪切缝的张开宽度为1.1~2.67 μm,层理缝与顺层剪切缝的面孔率之和为1.39%,约占样品总孔隙度的1/3,说明层理缝与天然构造缝是主要的页岩气储层空间。与超压页岩气藏相比,常压区页岩储层的孔隙度略低,高角度缝及层理缝更发育。根据常压页岩气的储层评价参数与标准,对武隆向斜①—⑤小层页岩段进行评价,I类储层有利区为620.22 km²。

关键词:下志留统;常压页岩气;岩石相;储层评价;彭水地区

中图分类号:TE37

文献标识码:A

Characteristics of normal-pressure shale gas reservoirs and evaluation of its favorable areas in Pengshui

PENG Yongmin^{1,2}, LONG Shenxiang¹, HE Xipeng³, TANG Jianxin³, NIE Haikuan^{1,2}, GAO Yuqiao³, XUE Gang³, FAN Yudong⁴, LIU Yulin²

(1.Sinopec Petroleum exploration and Development Research Institute Co., Ltd, Beijing 100083, China; 2.Sinopec Key Laboratory of Shale Oil/Gas Exploration and Production Technology, Beijing 100083, China; 3.East China oil and gas branch of Sinopec, Nanjing 210019, Jiangsu, China; 4.Oil & Gas Survey of China Geological Survey, Beijing 100083, China)

Abstract: Based on geological, logging and experimental analysis data, normal-pressure shale gas reservoir of Upper Ordovician Wufeng Formation to Lower Silurian Longmaxi Member in Pengshui area has been researched by the established quantitative characterization method, and it is found that the reserving space of high-quality shale in ①—⑤ layers is mainly composed of organic pores and bedding joints. The arithmetic average aperture measured by FIB nanotechnology with higher resolution ranges is from 20 to 50 nm, being mainly mesopores. However, the volume weighted average aperture is 100 nm, being macropore. In terms of the measured pore volume, macropore is the main contributor to total volume and porosity. Core-scale fractures lead to the abrupt decrease or increase of gas logging and the migration of shale gas at layer-level. The new method, Maps, show that the bedding joints in layer① of well-Longye-1 are open and continuous with an opening width of 4.69 μm, and the opening width of bedding shear joint is 1.1~2.67 μm. The sum of plane porosity for bedding and bedding shear joints is 1.39%, which accounts for about 1/3 of the total porosity of the sample. It confirms the important contribution of bedding fracture and natural tectonic fracture for shale gas reservoir spaces. Comparing with the overpressure shale gas reservoirs, the porosity of shale reservoir in normal-pressure area is slightly low, and the high-angle seam and bedding joints are more developed. A new parameters and criteria method for evaluating normal-pressure shale gas reservoirs has been established. By this method, favorable reservoir area of type I reservoir is of 620.22 km² in layer ① to ⑤ of Wulong syncline.

Key words: Lower Silurian, normal-pressure shale gas, petrological facies, reservoirs evaluation, Pengshui

收稿日期:2020-05-11。

第一作者简介:彭勇民(1965—)男,博士,教授级高工,主要从事非常规、常规油气勘探与油气藏描述研究。地址:北京市海淀区学院路31号,邮政编码:100083。E-mail: Pengym.syky@sinopec.com

基金项目:国家重点研发计划“煤层气、页岩气及现代煤化工关键技术标准研究”(2018YFF0213802);国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程”(2016ZX05061)。

近几年来,常压页岩气领域已成为我国研究热点,四川盆地之外分布较广的常压型页岩气藏^[1],面积大、资源广。彭页 HF-1 井试气获得的产量最高为 $2.52 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,实现了中国南方盆缘复杂构造带残余向斜的海相常压页岩气勘探突破。2019年,四川盆地边缘南川地区胜页2井压裂试气获产量 $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,取得了常压页岩气商业发现,具有良好的开发潜力。

页岩储层的研究已取得了一些长足的进展。在微观孔隙结构研究方面:有些地质家通过图像直接法,如氩离子抛光扫描电镜、纳米 CT、聚焦离子束(FIB)实验测量及图像肉眼观察等,认为五峰—龙马溪组有机质孔为优势储集空间,孔径为中孔至大孔($2 \sim 200 \text{ nm}$)^[2-5],通过间接法,如氮气吸附法、高压压汞法等,认为属于微孔与介孔^[6-8];另外一些学者提出,优质页岩的储集空间以有机质孔、层理缝为主,且页岩孔隙连通性较好^[9-10]。在储层裂缝研究方面:常压区大多位于四川盆地之外的构造复杂区,页岩储层中常见断层及派生的次生裂缝,对页岩气保存至关重要^[11]。四川盆地东南缘的丁山地区中,距离齐岳山断裂较近的DY1井高角度缝发育,导致保存条件与含气性变差^[12]。一些研究者认为昭通地区南侧页岩储层的北东、北西向中—高角度缝异常发育时,开发井的产量很低,对应在露头上可见缝长 $2 \sim 10 \text{ m}$ 、缝间距 0.4 m ^[13]的中—高角度裂缝;但是,另一些学者认为,裂缝有利于页岩气的保存与富集。涪陵页岩气田大量的页理缝改善了储渗能力,有利于高产^[8]。徐政语等^[14]提出昭通地区罗场向斜页岩变形相对较弱、高角度微裂缝欠发育的 I_3 与 I_4 小层有利于高产。此外,国外的Barnett页岩中的天然裂缝有利于储渗、压裂改造和增产^[15]。

国外常压页岩气开发经验和成果对我国常压页岩气开发具有重要启发作用。美国费耶特维尔(Fayetteville)页岩区是目前唯一成功开发的常压页岩气田,既有高产井,又有中低产井,早在2009年,钻井数就已达到2014口^[16],年产气量达 $144.53 \times 10^8 \text{ m}^3$ [美国能源信息署(EIA),2013年发布]。该气藏典型水平井垂深为1676 m,TOC(总有机碳含量)介于 $1.7\% \sim 9.8\%$ ^[17],平均 4.04% ^[18], R_o (镜质体反射率)介于 $1.2\% \sim 3.0\%$,孔隙度约 $2\% \sim 8\%$ ^[16],总含气量为 $1.7 \sim 6.2 \text{ m}^3/\text{t}$,地层压力系数为0.9。氩离子抛光扫描电镜测量有机质孔大小为 $5 \sim 50 \text{ nm}$,3D FIB测量有机质孔众数大小为 30 nm ^[19]。通过大数据、递减率

和数值模拟,认为Fayetteville页岩气开发区的高性能或高产量井占比达50%以上,并且高产井与高页岩气资源丰度、高TOC、天然裂缝、水平段长度、压裂段数总体上呈现正相关,因此,与水平井方位平行的天然裂缝是高产量的关键因素^[16]。

国内外研究说明,关于页岩储层的孔隙大小、裂缝发育程度的认识存在分歧,常压页岩气储层评价研究也较为薄弱,这些均有待深入探讨。

1 地质背景

彭水地区主要为南川区至彭水县一带(图1),构造上处于川东南武陵褶皱带,属川东南—湘鄂西“槽—挡”过渡区的西侧,构造形态特征为NE向复向斜和复背斜相间分布。

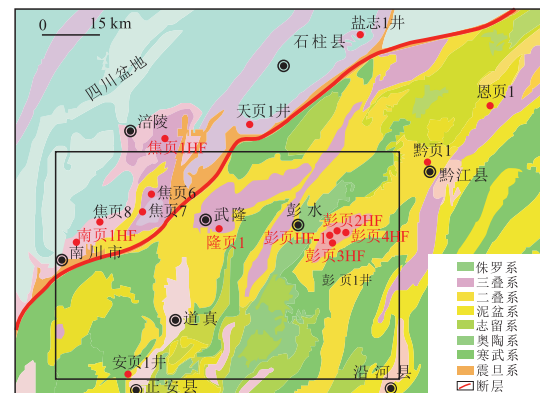


图1 彭水地区武陵向斜

Fig.1 Wulong Syncline in Pengshui area

彭水区目的层为上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组下部含气页岩段,厚约220 m,可进一步细分为9个小层(图2)。受深水陆棚相与古陆控制^[1],自西向东,①—⑤小层优质页岩从隆页1井至彭页1井向江南古陆方向出现上超变薄的现象,由隆页1井的32 m变薄至彭页1井的24 m,其页岩气富集条件优良。①—⑤小层页岩层段的TOC平均为3.45%, R_o 平均为2.50%。纵向上,自下而上TOC总体呈减小的趋势;侧向上,隆页1井的TOC高于焦页1井,彭页1井最低,脆性矿物含量为71.2%,可压性好。现场测试含气量平均为 $2.13 \text{ m}^3/\text{t}$,彭页1井显示以吸附气为主,游离气次之^[11]。

2 常压页岩气储层特征

与超压页岩气藏相比,常压区有机质孔隙形态

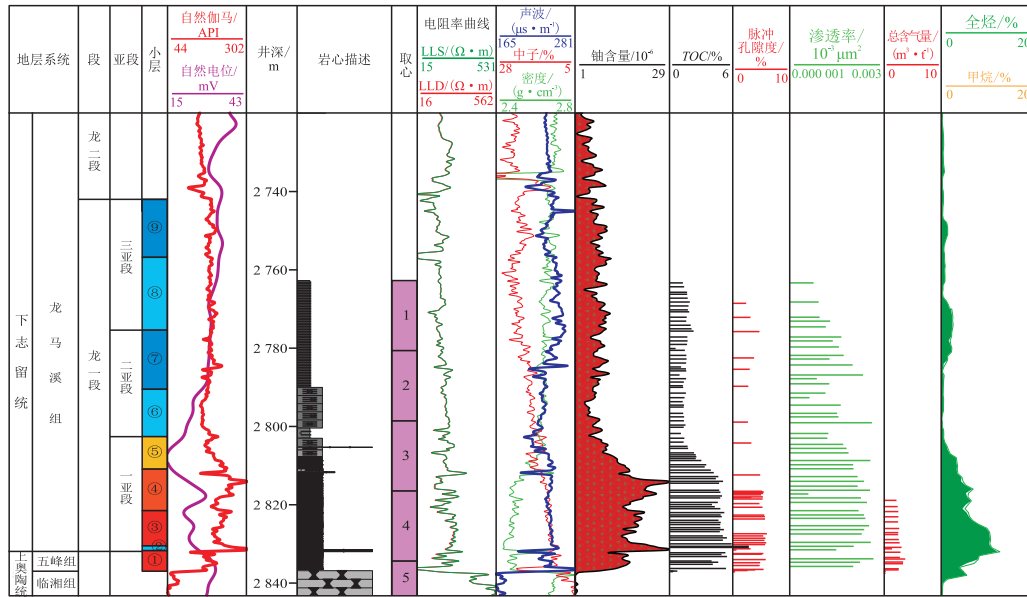


图2 隆页1井页岩气富集条件

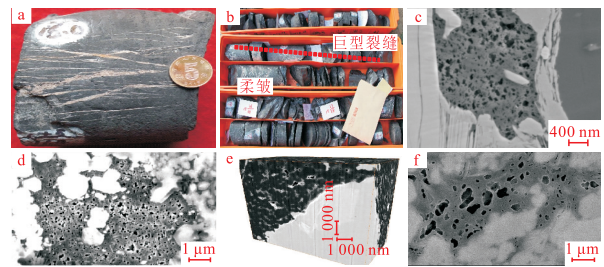
Fig. 2 Shale gas enrichment conditions of well-Longye-1

多呈长条状, 储集空间以有机质孔隙、页理缝为主, 并且高角度缝及层理缝更发育。

2.1 页岩岩心尺度裂缝特征

岩心尺度裂缝发育的差异性反映了小层级别的页岩气迁移及富集程度。研究发现常压区天然裂缝尤其是高角度缝较为发育^[12-13], 并且岩心多尺度裂缝导致气测突然降低或增高, 小层级别的页岩气发生迁移。

通过隆页1井岩心观察发现多类型、多期次的裂缝: 第一期为层理缝或页理缝, 形成于早、晚成岩期之间; 第二期和第三期为构造成因的高角度裂缝, 切穿页理缝与层面, 时间上均晚于页理缝(图3a)。^①小层见大型裂缝^[9], 勘探实践结果揭示^①小层的TOC高, 则气测也应高, 但其气测突然降低, 对比焦页1井的钻探工程参数, 如泥浆密度、泥浆黏度和钻时, 推测TOC高而气测突然降低的现象是页岩气沿裂缝向上迁移至^③小层的结果(图2)。根据隆页1井岩心观察与成像测井资料分析, 发现该井水平缝与页理缝较发育, 层理缝密度为54层/m^[20], 以^①、^③、^⑤小层为最好, ^④小层属于中等。另外, ^①小层高角度裂缝十分发育(图3b, 表1), 裂缝纵向上延伸最长为1.3 m, 为断裂派生的次生裂缝, 属大型、巨型裂缝。^①小层大型高角度裂缝引起气体向上迁移而造成气测偏低, 相反, 观察超压区的焦页1井发现^①小层见裂缝共计8条, 裂缝长0.5~30 cm, 一般长10 cm, 仅发育小、中型裂缝。裂缝发育程度与规模的差异表明: 由



a. 隆页1井^①小层岩心照片: 多条垂直裂缝被方解石填充; b. 彭页1井: 裂缝导致^①小层气测偏低; c. 彭页1井: 深2 138.15 m, 有机质孔大小为178~208.4 nm, 氩离子抛光, 8×10⁴倍; d. 隆页1井: 深2 823.47 m, 有机质孔大小为50~200 nm, 氩离子抛光, 4×10⁴倍; e. 彭页1井^③小层, 深2 147.04 m, 有机质孔径为19.3~311.5 nm, 大孔被压实变形, 小孔被封闭, 3D FIB, 8×10⁴倍; f. 焦页1井, 深2 405.1 m, 有机孔大小平均为4~47.6 nm, 氩离子抛光, 2×10⁴倍

图3 彭水地区页岩孔隙类型与特征

Fig. 3 Types and characteristics of shale pore in Pengshui area

东向西, 构造的改造作用逐渐减弱^[20]。

2.2 多尺度多类型孔隙的定量表征

针对常规手段不能刻画页岩储层基质中的纳米级尺度孔隙的问题, 从肉眼、定量、三维观测角度上开展了多尺度多类型孔隙的定量表征, 通过集成纳米CT、氩离子抛光扫描电镜、3D FIB、Maps实验等高分辨率纳米测试增强技术, 建立了页岩气储层定量表征方法与相应流程。

具体的流程为: 第一步, 利用成本稍低、技术先进成熟的纳米CT、氩离子抛光扫描等实验测试技术, 从微米级视域范围内直观、快速地肉眼观察页岩无

表1 彭水地区彭页1井岩心裂缝描述
Table 1 Core fracture description of well-Pengye-1 in Pengshui area

顶深/m	底深/m	岩性	沉积构造
2 150.0	2 150.8	笔石炭质页岩	笔石种属单一,个体开始变大,黄铁矿条带0.8 cm,高角度缝5条,裂缝长50 cm,黄铁矿结核,3.5 cm×0.9 cm
2 150.8	2 152.3	笔石炭质页岩	裂缝发育,方解石充填
2 152.3	2 153.4	笔石炭质页岩	方解石纹层,笔石发育,细小直笔石,少量类似壳类生物碎片,笔石种属单一,无黄铁矿纹层及结核
2 153.4	2 155.1	炭质页岩	多条方解石充填缝,最长1.3 m,顶部15、16块方解石脉,21块高角度缝、网状缝,笔石密集2.1 cm×0.15 cm
2 155.1	2 156.2	炭质页岩	煤化断口光滑,贝壳状断口,方解石充填高角度缝
2 156.2	2 157.0	硅质页岩	高角度方解石缝,27块褶皱变形构造,网状裂缝,3 mm
2 157.0	2 158.0	炭质页岩	染手,大量笔石,种属较多,向上炭质含量增高,零星片状碎片,33块1.6 cm×0.2 cm,密集发育
2 158.0	2 158.5	硅质页岩	黄铁矿斑,少量笔石,少量不连续方解石纹层,高角度缝0.6 cm×0.3 cm
2 159.5	2 160.2	瘤状灰岩	第5块高角度方解石缝,后被溶蚀,缝长1 m,缝宽6 mm

机孔、有机质等页岩基质孔隙及发育程度;第二步,基于更高分辨率的3D FIB实验测试技术,定性与定量从微米级视域范围内观察基质孔隙的三维大小、体积分布与孔隙连通性;第三步,基于Maps实验测试新方法及5级倍率(原大、1 000倍、2 000倍、5 000倍、20 000倍),可以从毫米级、厘米级视域范围内定量描述不同尺度有机孔的纳米孔大小、多尺度多类型孔隙面孔隙率、孔隙与页理缝或层理缝占比,以及连通性研究。通过此方法,可建立页岩储层孔隙网络模型,为测井评价、页岩气分子模拟、数值模拟提供约束和依据。

重点针对隆页1井、彭页1井,选择高TOC、高含气量、高气测的①和③小层进行取样,采用该表征方法,开展有机质孔的发育特征对比研究。

2.2.1 有机质孔形态大小和体积

常压与超压区的有机质孔隙形态、大小具有差异性,常压区有机质孔隙的长条状孔与多边形孔增多、小孔数量减少,孔隙的连通性均较差。

从氩离子抛光扫描电镜看,常压区的彭页1井长条状孔较多,有机质小孔数量少(图3c),仍属于大孔^[7],大孔被压实变形、小孔被封闭。隆页1井③小层最大孔径为280.0 nm,平均孔径为52.6 nm,属于大孔(图3d)。超压区的焦页1井有机质孔呈椭圆形,有机质孔以中孔为主(4~47.6 nm),因被超压保护致使小孔数量多(图3f),与杨文新等(2018)^[9]对涪陵地区,王运海(2018)^[21]对平桥地区,朱汉卿等(2018)^[22]对昭通地区的有机质孔隙属于细孔的结论相一致,其中,杨文新等提出直径小于20 nm的孔隙占总孔隙80%以上。

随着分辨率的提高,通过统计FIB实验测量数据

和每块样品的10 000多个孔隙数据,发现彭页1井③小层页岩的孔径一般为19.3~311.5 nm,算术平均孔径为49.2 nm,属于中孔,与肖佃师等^[6]依据吸附—压汞等全孔径表征方法所获得的彭水地区70%孔体积集中在孔径小于25 nm的认识较相符。但是,体积加权的平均孔径大小达117.1 nm,属于大孔,尽管这些大孔个数占比为14.3%,其孔隙体积之和的占比却高达77.4%(图4a、图4c)。对比超压带,焦页1井③小层孔径为10.7~885.2 nm,算术平均孔径为22.8 nm,比彭页1井的小,但其体积加权的平均孔径大小则达132.0 nm,属于大孔,比彭页1井的大,大孔个数占比为14.8%,其孔隙体积之和的占比为89.8%(图4b、图4d)。因此,常压带彭页1井可能因为保存条件变差导致大孔压扁、小孔闭合、算术平均孔径变大、体积加权平均孔径变小。总体来看,体积加权平均孔径大于100 nm,比以往的大多数学者所得出的算术平均孔径要大得多。何陈诚等(2018)^[23]应用场发射扫描电镜的实验结果发现,龙马溪组一段下部页岩样品孔径在50~900 nm的有机孔隙相对最发育,同样,高玉巧等(2018)^[24]的研究结论也支持有机质孔属于大孔的认识。

根据孔隙体积的统计与分形理论,认为①—⑤小层优质页岩的有机质孔中的大孔决定有机质孔隙总体积及其孔隙度,尽管典型井对比表明大孔个数占比少(15%),但其孔隙体积占比多(80%),所以,体积加权平均孔径为100 nm,属于大孔,从孔隙体积来看大孔是总体积的主要组成部分,气体主要赋存于有机质大孔之中。美国阿克玛盆地(Arkoma Basin)晚石炭世费耶特维尔(Fayetteville)常压页岩气藏的储层有机质孔大小为5~50 nm(氩离子抛光扫描电镜测量),众数大小为30 nm(3D FIB测量),对比发

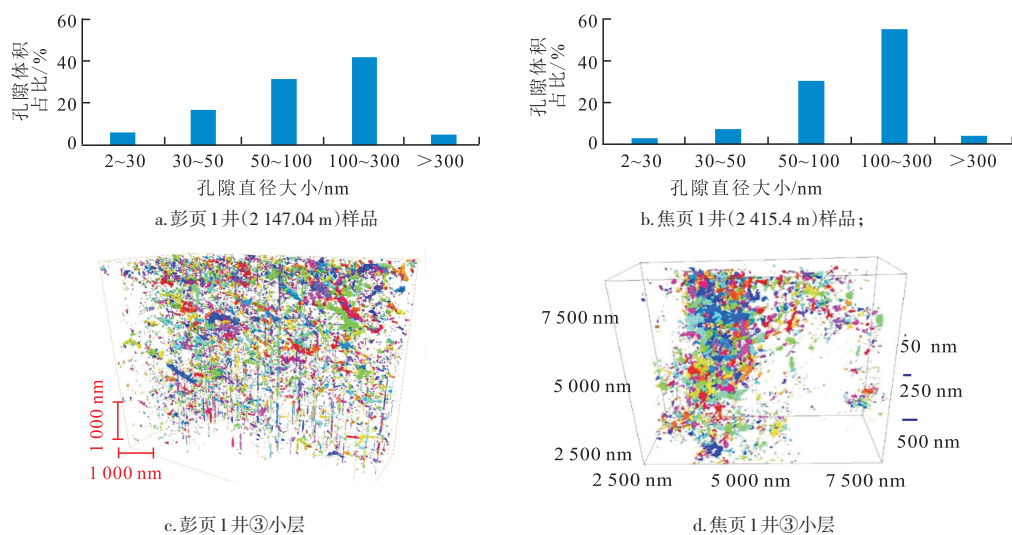


图4 页岩储层孔径大小与孔隙体积特征

Fig. 4 Pore diameter size and volume characteristics of shale reservoirs

现,彭水——武隆常压区孔隙的孔径要稍大^[18]。

2.2.2 Maps 实验与多尺度孔隙的定量表征

采用孔隙结构的定量表征方法,开展了隆页1井多个深度的样品采集与Maps实验。其中,隆页1井①小层样品是顺层切取并抛光的小块,TOC为3.93%,总孔隙度为4.67%。Maps实验结果表明:①小层的层理缝是张开且连续的,张开宽度为4.69 μm ,估算其面孔率为0.53%;顺层剪切缝的张开宽度为1.1~2.67 μm (图5),估算其面孔率为0.86%。有机质纳米孔孔径最大为172.8 nm,平均孔径为37.03 nm。可以看出:层理缝与顺层剪切缝的面孔率之和为

1.39%,占样品总孔隙度的29.7%,这说明裂缝对总孔隙度的贡献约1/3,印证了层理缝与天然构造缝的重要性,Fayetteville页岩的天然裂缝对孔隙的重要性也是如此^[16]。

从图5可以看出:样品中的有机质颗粒(黑点)是星点分布且孤立的(图5a、图5c),从放大图像看,单个有机质颗粒内的算术平均有机孔大小属于中孔,个别为大孔(图5d、图5e、图5f、图5g),有机质颗粒之间基本不连通,单个有机质颗粒内部的有机质孔的连通性也较差。对于层理缝来说,肉眼下或在岩心手标本上看起来似乎是闭合的,但是,不论是层理缝或页理缝,还是高角度缝,从Maps实验结果看则是张开且连通的,成为重要的储气与渗流通道,层理缝可见到较多的局部分支,且分支之间也是连通的。

2.3 页岩储层物性特征

与超压页岩气藏相比,常压区页岩储层的孔隙度略低,一般介于3%~5%^[24]。彭页1井含气页岩段的7个样品的岩心实测孔隙度平均为2.91%(图6a),①—⑤小层的4个样品岩心实测孔隙度为2.05%;隆页1井①—⑤小层的34个样品以1~2 m间隔均匀分布,其孔隙度为4.6%~5.5%,平均为4.95%,比较高;焦页10井①—⑤小层的27个样品以1~3 m间隔均匀分布,其岩心实测孔隙度平均3.29%。总体上,隆页1井页岩段孔隙度纵向上具有“上下部高、中间低”的三分特征,渗透率呈现了“上部低、下部高”的特

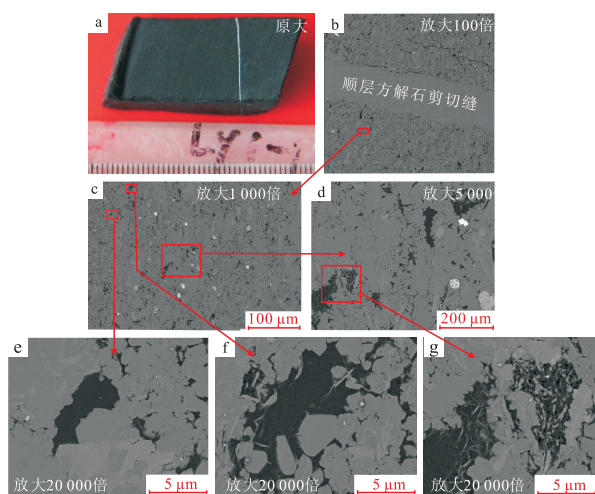


图5 隆页1井①小层Maps实验结果

Fig. 5 Maps experimental results of layer ① of well-Longye-1

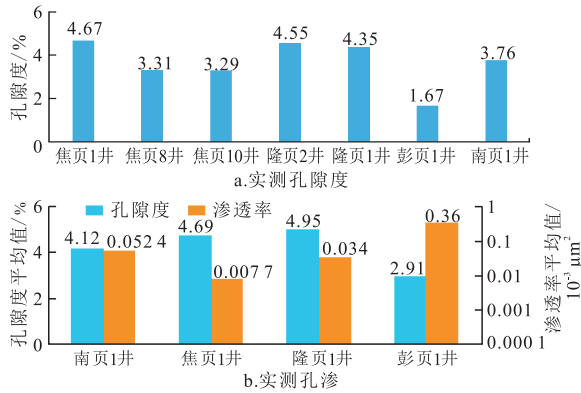


图6 不同钻井优质页岩孔隙度与渗透率对比
Fig. 6 Comparison of porosity and permeability of high quality shale from different wells

征(图2)。此外,彭页1井受裂缝的影响(图3b),出现渗透率异常高而孔隙度中等的现象(图6b)。超压区的焦页1井孔隙度为4.67%,比彭页1井高出较多。

3 常压页岩气储层评价

根据广泛的调研与大量的开发井数据,选取了TOC、储层性能和含气性参数,新制定了适用于常压页岩气储层评价的参数与标准(表2),适用于大面积、区域性的页岩气储层分类评价,而对于小面积的局部构造(或向斜、背斜等),在个别地质评价参数平面上变化不大,宜考虑灵活应用主要因素或评价参数加权重的方式,开展储层分类评价。

针对武隆向斜这个局部构造,采用主要因素加权重的方式,开展储层分类评价,具体流程分为三步。

第一步,考虑剥蚀区或保存条件,常压区处于构造与次生的天然裂缝复杂区、靠近剥蚀区或界线上,对页岩储层的含气性影响很大,由于武隆向斜TOC、优质页岩厚度在平面上变化不大,均属于一类,因此,结合隆页1井等钻井实际与试气结果,确定含气性、孔隙度为主要因素,TOC、优质页岩厚度等为次要因素,对含气性、孔隙度、TOC、优质页岩厚度分别赋

予0.5、0.3、0.1、0.1的权重。

第二步,制作TOC、储层性能和含气性等单个评价参数的相应平面分布图,并将这些图件进行叠合,得到页岩储层综合参数分布平面图。

第三步,在综合参数分布平面图上,根据评价参数标准和不同权重,通过多参数或多变量叠合法,综合确定不同类别储层区的边界,评价出不同类型的页岩气储层有利区。

根据上述方法,结合岩石相与高、低产原因认识,选择目前勘探开发的主要层系,常压区五峰—龙马溪组龙一段含气页岩层①—⑤小层开展储层评价。根据评价结果将储层分为I、II、III类,面积分别为620.22 km²、206.64 km²和256.36 km²(图7)。重点描述I类储层有利区,面积为620.22 km²,优质页岩平均厚度为32.6 m,TOC平均为4.22%,含气量平均为3.41 m³/t,钻遇①—③小层主力页岩气产层。隆页1HF水平井采用10 mm油嘴,试气产量为9.22×10⁴ m³/d,隆页2HF水平井采用20 mm油嘴,试气产量为6.49×10⁴ m³/d,均为中产井。该区属于有利的深水陆棚相,以富碳高硅页岩岩石相为主,有机质纳米孔占优势,大小为37.03~52.7 nm,层理缝发育,大型、巨型高角度缝较少,综合评价为有利区。

4 结论

1) 与超压相比,彭水地区五峰组一下志留统龙

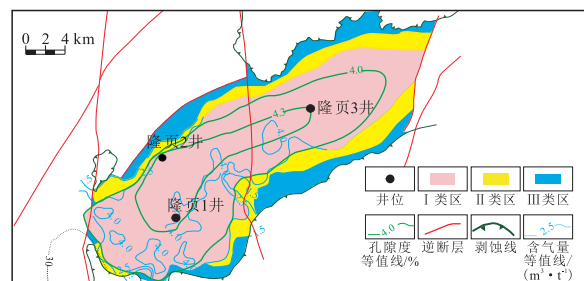


图7 武隆向斜①—⑤小层页岩段储层分类评价
Fig. 7 Classification and evaluation of shale reservoir in layer ①—⑤ of Wulong syncline

表2 常压页岩气储层评价参数与标准

Table 2 Parameters and its Standard for reservoirs evaluation of normal-pressure shale gas

评价类别	优质页岩厚度/m	TOC/%	孔隙度/%	脉冲衰减法渗透率/10 ⁻³ μm ²	常规渗透率/10 ⁻³ μm ²	孔径大小/nm	含气量/(m ³ ·t ⁻¹)
好(I类)	≥30	≥3.0	≥4	≥500	≥0.100	≥10	≥2.5
中(II类)	[15,30)	[2,3)	[2,4)	[100,500)	[0.010,0.100)	[2,10)	[1.5,2.5)
差(III类)	<15	<2.0	<2	<100	<0.010	<2	<1.5

一段优质页岩厚度稍薄(24~35 m),页岩储层的孔隙度略低(3.5%~5.0%),高角度缝及层理缝更发育。

2) ①—⑤小层内的优质页岩储集空间以有机质孔隙、页理缝为主。从孔隙体积来看,大孔是主要组成部分,层理缝和天然裂缝的总面孔率占样品总孔隙度的29.7%。

3) 建立了常压页岩气储层评价参数与标准,结合压裂试气结果,评价出武隆向斜①—⑤小层页岩段 I 类储层有利区为 620.22 km²。

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 Z X, HE X P. 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] 郑和荣,彭勇民,唐建信,等.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[J].石油与天然气地质,2019,40(6):1155-1167.
ZHENG H R, PENG Y M, TANG J X, et al. Exploration prospect of normal pressure shale gas in Middle and Upper Yangtze regions: A case study of the Lower Cambrian shale in Xiangzhong Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1155-1167.
- [3] 郭旭升,李宇平,刘若冰,等.四川盆地焦石坝地区龙马溪组页岩微观孔隙结构特征及其控制因素[J].天然气工业,2014,34(6):9-16.
GUO X S, LI Y P, LIU R B, et al. Characteristics and controlling factors of micro-pore structures of Longmaxi Shale Play in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 9-16.
- [4] 张烈辉,郭晶晶,唐洪明,等.四川盆地南部志留统龙马溪组页岩孔隙结构特征[J].天然气工业,2015,35(3):22-29.
ZHANG L H, GUO J J, TANG H M, et al. Pore structure characteristics of Longmaxi shale in the southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(3): 22-29.
- [5] 薛冰,张金川,唐玄,等.黔西北龙马溪组页岩微观孔隙结构及储气特征[J].石油学报,2015,36(2):138-149.
XUE B, ZHANG J C, TANG X, et al. Characteristics of microscopic pore and gas accumulation on shale in Longmaxi Formation, northwest Guizhou[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(2): 138-149.
- [6] 肖佃师,赵仁文,杨潇,等.海相页岩气储层孔隙表征、分类及贡献[J].石油与天然气地质,2019,40(6):1215-1225.
XIAO D S, ZHAO R W, YANG X, et al. Characterization, classification and contribution of marine shale gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1215-1225.
- [7] 苑丹丹,卢双舫,陈方文,等.渝东南地区彭页1井泥页岩微观孔隙结构特征[J].特种油气藏,2016,23(1):49-53.
YUAN D D, LU S F, CHEN F W, et al. Shale microscopic pore structure characterization in Well Pengye 1 of Southeast Chongqing[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(1): 49-53.
- [8] 张士万,孟志勇,郭战峰,等.涪陵地区龙马溪组页岩储层特征及其发育主控因素[J].天然气工业,2014,34(12):16-24.
ZHANG S W, MENG Z Y, GUO Z F, et al. Characteristics and major controlling factors of shale reservoirs in the Longmaxi Fm, Fuling area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(12): 16-24.
- [9] 杨文新,李继庆,赵江艳,等.四川盆地涪陵地区龙马溪组页岩微观孔隙结构定性定量研究[J].石油实验地质,2018,40(1):97-102.
YANG W X, LI J Q, ZHAO J Y, et al. Qualitative and quantitative study of micro-pore structures of Longmaxi Formation shale in Fuling area, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(1): 97-102.
- [10] 伍岳,樊太亮,蒋恕,等.海相页岩储层微观孔隙体系表征技术及分类方案[J].地质科技情报,2014,33(4):91-97.
WU Y, FAN T L, JIANG S, et al. Characterizing techniques and classification methods for microscope pore system in marine shale reservoir[J]. Geological Science and Technology Information, 2014, 33(4): 91-97.
- [11] 郭彤彬,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 T L, ZHANG H R. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration & Development, 2014, 41(1): 28-36.
- [12] 黄仁表,魏祥峰,王强.四川盆地东南缘丁山地区页岩气成藏富集的关键控制因素[J].海相油气地质,2017,22(2):25-30.
HUANG R B, WEI X F, WANG Q. Key factors of shale gas accumulation in Dingshan area of southeastern Sichuan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2017, 22(2): 25-30.
- [13] 王适择,李忠权,郭明,等.川南长宁地区龙马溪组页岩裂缝发育特征[J].科学技术与工程,2013,13(36):10887-10898.
WANG S Z, LI Z Q, GUO M, et al. Developmental characteristics of Longmaxi Formation shale fissure in Changning of South of Sichuan Area[J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(36): 10887-10898.
- [14] 徐政语,梁兴,王希友,等.四川盆地罗场向斜黄金坝建产区五峰组-龙马溪组页岩气藏特征[J].石油与天然气地质,2017,38(1):132-143.
XU Z Y, LIANG X, WANG X Y, et al. Shale gas reservoir characteristics of the Wufeng- Longmaxi Formations in Huangjinba construction block of the Luochang Syncline, the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(1): 132-143.
- [15] GALE J F W, REED R M, HOLDER J. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 603-622.
- [16] XIAO Y T, VAN DEN BOSCH R H, Liu F, et al. Performance evaluation in data rich Fayetteville Shale Gas Plays-- Integrating physics-based reservoir simulations with data driven approaches for uncertainty reduction[C]// paper IPTC-14940- MS presented at the International Petroleum

- Technology Conference, 15– 17 November 2011, Bangkok, Thailand.
- [17] ZUMBERGE J, FERWORN K, BROWN S. Isotopic reversal (‘rollover’) in shale gases produced from the Mississippian Barnett and Fayetteville formations[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2012, 31(1): 43–52.
- [18] BAI B J, ELGMATI M, ZHANG H, et al. Rock characterization of Fayetteville shale gas plays[J]. *Fuel*, 2013, 105: 645–652.
- [19] 能源行业页岩气标准化技术委员会.页岩气藏描述技术规范:NB/T 14001—2015[S].北京:中国电力出版社,2015.
Shale Gas Standardization Technical Committee. Specification of shale gas reservoir description: NB/T 14001—2015[S]. Beijing: China Electric Power Press, 2015.
- [20] 何希鹏,何贵松,高玉巧,等.渝东南盆缘转换带常压页岩气地质特征及富集高产规律[J].*天然气工业*,2018,38(12):1–14.
HE X P, HE G S, GAO Y Q, et al. Geological characteristics and enrichment laws of normal–pressure shale gas in the basin–margin transition zone of SE Chongqing[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(12): 1–14.
- [21] 王运海.四川盆地平桥地区五峰—龙马溪组页岩微观孔隙特征研究[J].*石油实验地质*,2018,40(3):337–344.
WANG Y H. Micro–pore characteristics of shale from Wufeng–Longmaxi formations in Pingqiao area, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(3): 337–344.
- [22] 朱汉卿,贾爱林,位云生,等.昭通示范区龙马溪组页岩微观孔隙结构特征及吸附能力[J].*油气地质与采收率*,2018,25(4):1–6.
ZHU H Q, JIA A L, WEI Y S, et al. Characteristics of microscopic pore structure and methane adsorption capacity of shale in the Longmaxi Formation in the Zhaotong area[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2018, 25(4): 1–6.
- [23] 何陈诚,何生,郭旭升,等.焦石坝区块五峰组与龙马溪组一段页岩有机孔隙结构差异性[J].*石油与天然气地质*,2018,39(3):472–484.
HE C C, HE S, GUO X S, et al. Structural differences in organic pores between shales of the Wufeng Formation and of the Longmaxi Formation’s first Member, Jiaoshiba Block, Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(3): 472–484.
- [24] 高玉巧,蔡潇,张培先,等.渝东南盆缘转换带五峰组—龙马溪组页岩气储层孔隙特征与演化[J].*天然气工业*,2018,38(12):15–25.
GAO Y Q, CAI X, ZHANG P X, et al. Pore characteristics and evolution of Wufeng–Longmaxi Fms shale gas reservoirs in the basin–margin transition zone of SE Chongqing[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(12): 15–25.

(编辑 余聪)

《油气藏评价与开发》2020年专题征稿通知

为贯彻落实习近平总书记关于“加大勘探开发力度,把论文写在祖国的大地上”的指示精神,2020年《油气藏评价与开发》陆续出版了“常压页岩气”“缝洞型油气藏”“CO₂驱油提高采收率”“煤层气”“页岩气勘探与开发”五期专辑,即将出版“聚合物驱油”专题。

2021年筹划出版“深层页岩气”“页岩气储层评价”“深海天然气及其水合物成藏与评价”“致密气勘探开发技术”“CO₂驱油提高采收率”“煤层气”等专题,欢迎从事相关研究的科技人员发表真知灼见,积极投稿。

投稿指南:详见官网 <http://red.magtech.org.cn>

联系人:李颖洁 联系电话:15895894582

附:

专题征稿时间表

专题	征稿截止日期
深层页岩气(特约主编郭彤楼)	2020年10月31日
页岩气储层评价(特约主编胡宗全)	2020年11月30日
深海天然气及其水合物成藏与评价	2021年1月31日
致密气勘探开发技术	2021年3月31日
CO ₂ 驱油提高采收率	2021年4月30日
煤层气	2021年5月31日

《油气藏评价与开发》编辑部

2019年9月5日