

四川盆地外围常压页岩气勘探开发进展与攻关方向

郭彤楼¹, 蒋 恕², 张培先³, 曾 萍⁴

(1 中国石化 西南油气分公司, 成都 610041;
2. 中国地质大学(武汉) 构造与油气资源教育部重点实验室, 资源学院, 武汉 430074;
3. 中国石化 华东油气分公司, 南京 210019; 4. 中国石化 勘探分公司, 成都 610041)

摘要: 首先简要介绍了美国常压页岩气的基本地质情况和生产特征, 以及造成页岩气常压或低压的原因, 再以四川盆地外围武隆、彭水、道真等残留向斜上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气藏的勘探开发为例, 通过对比, 指出美国常压、低压页岩气藏与四川盆地外围常压页岩气的最大差别有 3 点: 一是美国页岩气藏的厚层富有机质页岩连续分布面积大; 二是绝大多数有机质热演化程度不高、吸附气含量高, 多采用直井生产; 三是页岩沉积后期经历的构造运动期次少、强度低。采用超轻支撑剂的氮气泡沫水平井压裂在美国 Big Sandy 地区 Ohio 低压页岩气开发中取得了成功。通过对 3 个残留向斜勘探开发进展的分析, 提出改造期次、强度、埋深、分布面积等是盆外残留向斜保存条件差异的主要因素, 也是导致地层压力系数和产量差异的主要原因; 基于此, 提出了下步盆地外围常压页岩气勘探开发与技术攻关建议。

关键词: 常压页岩气; 勘探开发; 压裂; 热演化程度; 五峰组—龙马溪组; 四川盆地外围

中图分类号: TE132.2

文献标识码: A

Progress and direction of exploration and development of normally-pressured shale gas from the periphery of Sichuan Basin

GUO Tonglou¹, JIANG Shu², ZHANG Peixian³, ZENG Ping⁴

(1. SINOPEC Southwest Company, Chengdu, Sichuan 610041, China; 2. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education, School of Earth Resources, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan, Hubei 430074, China;
3. SINOPEC East China Company, Nanjing, Jiangsu 210019, China;
4. SINOPEC Exploration Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: This study firstly introduces the geology and production characteristics of the typical normally-pressured shale gas plays in the U.S. and analyzes the origins of normal pressure and under-pressure. The normally-pressured shale gas reservoirs from the periphery of Sichuan Basin are then characterized using the E & P cases of the Upper Ordovician Wufeng to Lower Silurian Longmaxi formations in the Wulong, Pengshui and Daozhen areas. The comparison between normally- and under-pressured shale gas reservoirs in the U.S. and China reveals that: (a) U.S. shales with large thickness are widely distributed; (b) U.S. shales have relatively lower maturity compared to Chinese marine shales; and (c) U.S. shales experienced fewer tectonic events after deposition. Nitrogen foam and ultra-light proppant have been successfully used for the hydraulic fracturing of the under-pressured Ohio shale in the Big Sandy area. Based on the analysis of the exploration and development progress of three residual synclines, it is apparent that the tectonic period and strength, burial depth and distribution area are the main factors for the difference of preservation conditions of residual synclines outside the basin, and are also the main reasons for the difference of formation pressure coefficient and production. Based on this, the paper puts forward some suggestions for further theoretical and technical research on normally-pressured shale gas from the periphery of the basin.

Key words: normally-pressured shale gas; exploration and production; hydraulic fracturing; thermal evolution degree; Wufeng-Longmaxi formations; periphery of Sichuan Basin

四川盆地在上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组的勘探开发取得了快速发展, 先后在涪陵、长宁、威远等建成商业气田, 在盆地边缘的南川、丁山、昭通等地区产建工作也在积极展开, 预计到

收稿日期: 2020-07-20; 修订日期: 2020-08-23。

作者简介: 郭彤楼(1965—), 男, 博士, 教授级高级工程师, 从事油气地质勘探与构造地质研究。E-mail: tlguo@163.com。

基金项目: 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)和中国石化科技项目“南川复杂构造带页岩气勘探开发关键技术研究”(P19017-3)联合资助。

2020 年底页岩气年产量有望突破 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。同时在四川盆地外围,针对五峰组—龙马溪组的勘探工作,也一直在进行,已在彭水、武隆、道真等残留向斜取得勘探突破,开发试验工作正在积极开展(图 1)。

我国常压页岩气在勘探开发方面还处于初始阶段,对常压页岩气藏的地质特点、分布与形成机制,特别是勘探开发工艺技术等方面还存在诸多不适应^[1-8]。本文以彭水、武隆、道真 3 个残留向斜为主要对象,通过分析北美地区典型常压页岩气产区的地质与生产特征,探讨四川盆地外围常压页岩气勘探开发进展、存在问题与攻关方向,以期常压页岩气下步勘探开发提供参考依据。

1 美国典型常压页岩气藏的地质和生产特征

1.1 Big Sandy 地区上泥盆统 Ohio 页岩气藏

1.1.1 地质特征

Big Sandy 页岩气产区位于 Appalachian 盆地的中部高原区,包括肯塔基州、田纳西州、弗吉尼亚州、西弗吉尼亚州以及俄亥俄州 5 州的一部分,主要为上泥盆统页岩层段,厚度从西南部的 30 m 增加到东北部的近 760 m,主力产层黑色页岩净厚度也逐渐增大,最大可达约 120 m^[9]。Big Sandy 地区

从西南到东北,总有机碳 (TOC) 含量逐渐减小,从 Perry 区的 3.5% 减小到 Jackson 区的 1.56%^[10]。镜质体反射率 (R_o) 西部多数介于 0.6%~1.0% 之间,东部地区最高达到 1.5%^[11](图 2)。干酪根为多类型混合^[12-13],测井孔隙度值为 1.5%~11%,平均为 4.3%^[14],渗透率小于 $0.000 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[15-16]。ROWAN^[17]建立的盆地模型表明,在 Big Sandy 北部(俄亥俄—西弗吉尼亚边界附近),基底泥盆系页岩约在 325~330 Ma(中密西西比世)进入生油窗,约在 230 Ma(中三叠世)进入生气窗。

Big Sandy 地区上泥盆统 Ohio 页岩主要为不整合面之下的“Catskill 三角洲”向上变粗的沉积序列的一部分。Catskill 三角洲并未发育主干流,而是由诸多小河流组成的,延伸至浅海陆棚^[18],底部为中泥盆统 Hamilton 组 Marcellus 页岩,但仅在东北地区(西弗吉尼亚州)可见,厚度较小(图 3)。中上部为上泥盆统 West Falls 组 Rhinestreet 段页岩到 Cleveland 页岩之间的多段黑色富气页岩,与灰色/灰绿色页岩、粉砂岩和细粒砂岩互层,主力页岩产层为 West Falls 组 Rhinestreet 段页岩、俄亥俄页岩的上、下 Huron 段页岩和 Cleveland 段页岩,统称为 Ohio 页岩。Big Sandy 地区下密西西比统地层缺失较多,仅可见薄层的 Bedford 砂岩、Berea 砂岩和 Sunbury 页岩。下二叠统到第三系之间地层缺失,

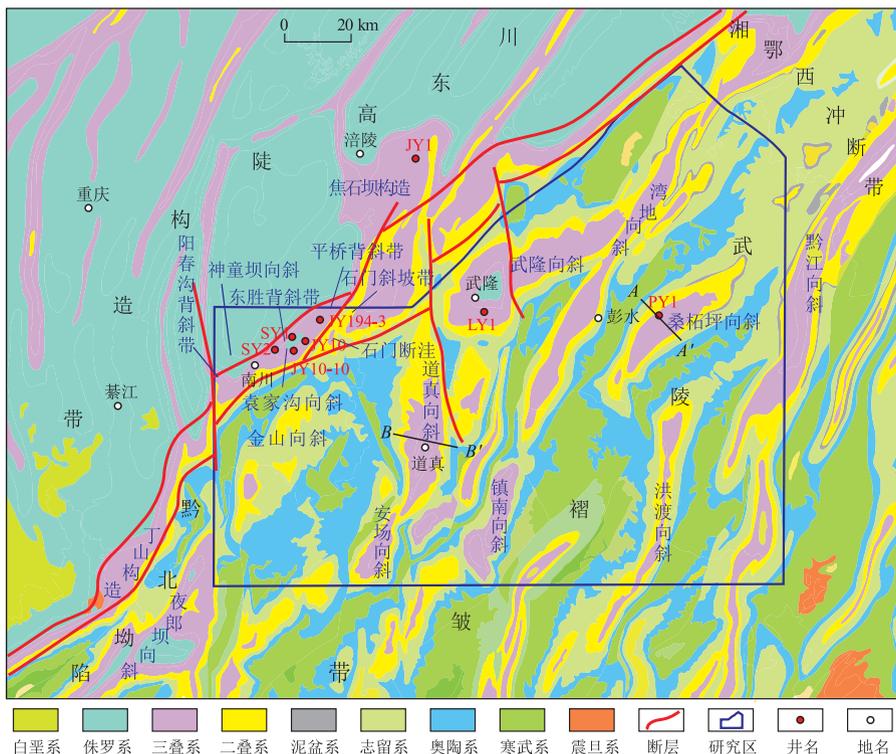


图 1 四川盆地东南缘武陵褶皱带区域地质概况

Fig.1 Geological setting of Wuling fold belt, southeastern margin of Sichuan Basin

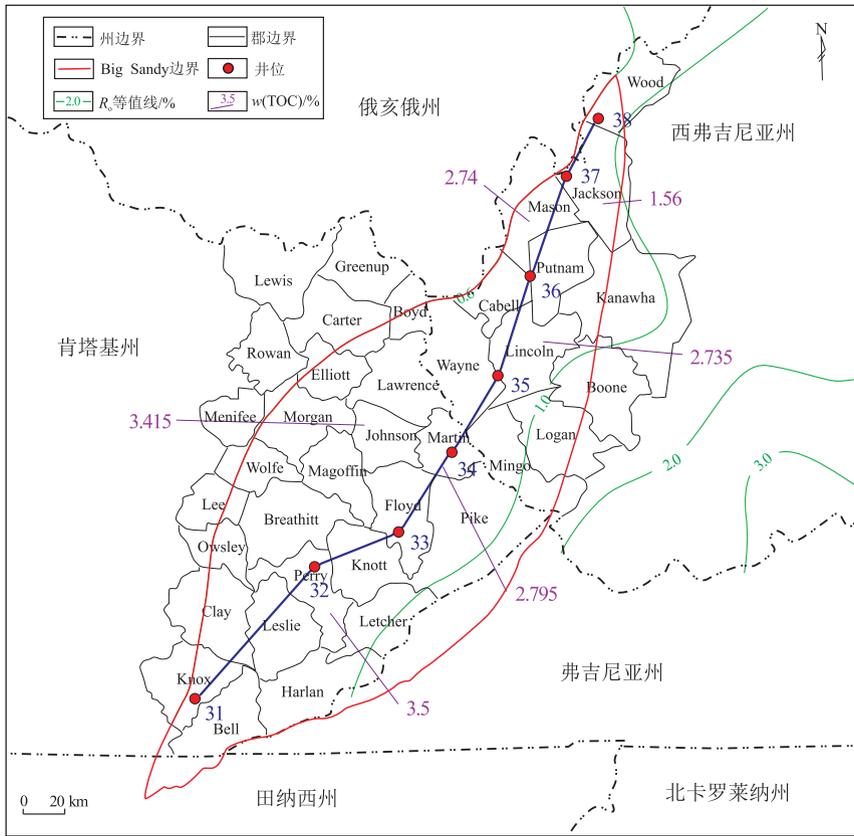


图 2 美国 Appalachian 盆地 Big Sandy 页岩气产区成熟度 (R_o) 与有机质含量 (TOC) 分布
数据来自文献[10,17]。

Fig.2 Distribution of maturity (R_o) and organic matter content (TOC) in Big Sandy shale gas-producing area of Appalachian Basin, USA

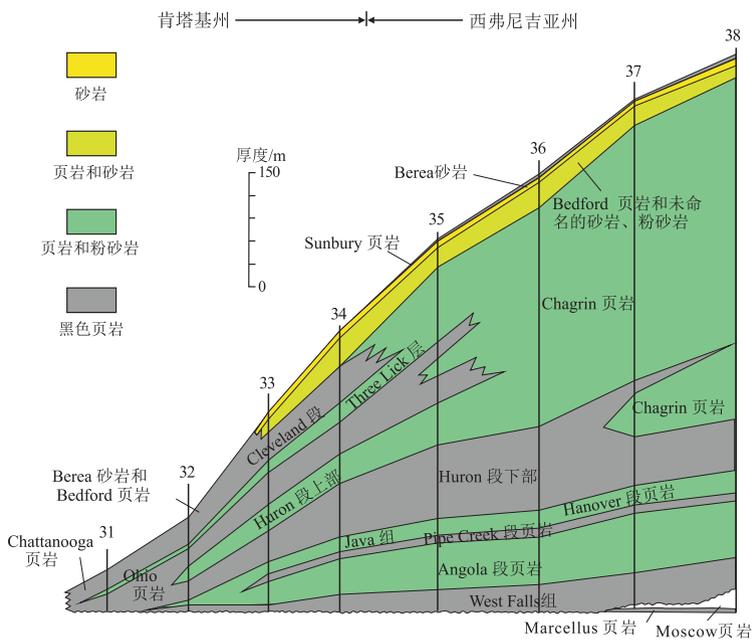


图 3 美国 Appalachian 盆地 Big Sandy 页岩气产区北东—南西向地层剖面
据参考文献[9],井位见图 2。

Fig.3 NE-SW stratigraphic correlation in Big Sandy shale gas-producing area of Appalachian Basin, USA

反映了长期抬升和地层剥蚀造成了 Big Sandy 低压的 Ohio 页岩气藏。

1.1.2 生产特征

Big Sandy 地区 Ohio 页岩中商业天然气生产

始于 1921 年,钻井超过 3 800 口,生产一直持续到现在。Big Sandy 气田平均完井厚度约在 15 ~ 91 m^[19],其中 Ohio 页岩的 Cleveland 和 Huron 段以及 West Falls 组 Rhinestreet 段页岩的天然气地质储量约为 $2.2 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[10,20]。由于 Ohio 页岩中构造复杂和天然裂缝分布的不均,初始产量变化较大,自然产量大于 8 476 m³/d 的井在没有任何增产方法的情况下自然完井是很平常的,但产量低的井需要压裂。由于 Big Sandy 地区 Ohio 页岩具有非常低的孔隙度和渗透率、高的水敏性和发育的天然裂缝,氮气泡沫压裂比水力和泡沫压裂更适合。WOZNAK 研究结果表明氮气泡沫压裂的采收率提高了 28%^[21]。通常压裂的时候用超轻的支撑剂取代传统的 2 000~2 500 袋 20/40 目砂支撑剂,总用量(质量)只有传统的十分之一^[22]。每口井储量在 $(283 \sim 2 832) \times 10^4 \text{ m}^3$ 。典型直井 30 年的产量为 $850 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

1.1.3 低压的成因

Big Sandy 天然气产区从肯塔基州的 Pine Mountain 地块向东北方向延伸至肯塔基州和西弗吉尼亚州的 Rome 槽地(图 4)^[23]。由于该地区位于 Rome 槽地和 Perry - Pike 县隆起及 Arches Fork

和 Burning Springs 背斜区,导致该地区地质历史期间构造复杂,YOUNG^[24]通过钻井证实了南部 Pine Mountain 地块泥盆系页岩中存在近水平压缩型滑脱运动,同时证明了该滑脱运动明显促进了富有机质黑色页岩的孔缝发育和压力释放。中部地处伸展—压缩型滑脱运动的过渡带,CHARPENTIER 等^[20]认为 Rome 槽地晚古生代正断层的垂直运动与 Pine Mountain 冲断作用共同导致了泥盆系页岩中裂缝孔隙的增加和地层压力的释放。SHUMAKER^[25]提出在北部 Rome 槽地伸展型滑脱变形使得富有机质黑色页岩孔缝增加和压力释放。而且 Ohio 页岩沉积后,只沉积了部分石炭系,然后就是长期的沉积间断,所以导致了该地区地层压力较低。

1.2 美国其他常压页岩气藏的地质和生产特征

目前美国成功开采的常压和低压页岩气田包括 Ohio, Marcellus, Lewis, Antrim, Barnett, Fayetteville 和 Niobrara 页岩。表 1 列出了美国典型常压和低压页岩气藏的构造、沉积、地化、岩石物理、压力、含气量和产量特征等信息。这些页岩多数发育于前陆盆地陆棚沉积环境,部分像 Antrim 页岩发育于克拉通构造沉积背景。典型储层的岩相为硅质页岩,有机质含量基本都高于 2%,成熟度主要分布于低成熟的生物气和高成熟的热成因气 2 个单元。孔隙度在 2%~12% 之间。压力系数均小于 1.2,大部分小于 0.9,其中 Ohio, Lewis, Antrim 和 Fayetteville 页岩总体处于低压环境。而 Barnett 和 Marcellus 页岩处于压力系数为 1 附近的常压区。大部分低压页岩气藏中吸附气含量超过 50%。大部分单井日产在 850 ~ 14 160 m³,部分压力系数在 1.2 的 Marcellus 页岩日产可以达到 85 000 ~ 100 000 m³。Barnett 和 Marcellus 常压页岩气平均直井产量可高达 $3 964 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。Marcellus 常压区水平井单井产量超过 $1 \times 10^8 \text{ m}^3$ (表 1)。

从图 5 美国典型常压的 Fayetteville 及 Barnett 页岩和超压的 Marcellus, Muskawa, Montney 及 Haynesville 页岩气生产曲线可见,常压页岩气藏的初始产量和月产量均比超压页岩气藏低,但月产量递减速率比超压页岩气藏低。该曲线统计的 Marcellus 页岩大部分来自于超压区的页岩气藏。但由于 Appalachian 盆地构造复杂,盆地西南地区为常压,所以 Marcellus 页岩是介于常压和超压之间。即使在 Marcellus 页岩超压区,由于压力系数比 Haynesville 页岩等低,其产量比典型超压页岩气藏低,但其产量高于压力比其低的 Barnett 和 Fayetteville 页岩。

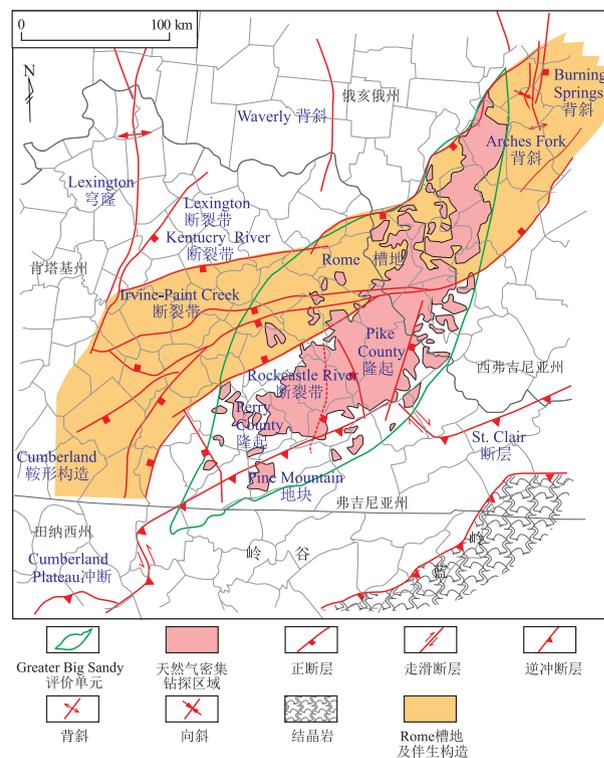


图 4 美国 Appalachian 盆地 Big Sandy 页岩气田及周边构造简图

据参考文献[20]。

Fig.4 Tectonic units in and around Big Sandy shale gas-producing area of Appalachian Basin, USA

表1 美国已经开发的典型常压页岩特征

数据来自参考文献[27-28]。

Table 1 Characteristics of typical normally-pressured shales developed in USA

| 页岩气藏 | 地区 | 地层时代 | 构造沉积背景 | 岩性 | 有机碳含量/% | 成熟度/% | 孔隙度/% | 压力系数 | 吸附气含量占比/% | 单井日产/ 10 ⁴ m ³ | 平均直井产量/ 10 ⁴ m ³ | 平均水平井产量/ 10 ⁸ m ³ |
|--------------|--------------------------------|-------|-------------|--------------------|---------|---------|-------|------------------|--------------|-----------------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------------------------|
| Ohio | Appalachian 盆地 Big Sandy 地区 | 上泥盆统 | 前陆 浅海陆棚 | 富含有机质及 石英页岩夹粉砂岩 | 2~6 | 0.6~1.5 | 2~6 | 0.5~0.7 | 50 | 850~14 160 | 283~1 416 | 水平井少 |
| Lewis | San Juan 盆地 | 上白垩统 | 前陆近海 | 富含有机质及 石英页岩夹粉砂岩 | 0.6~3.2 | 0.8~1.5 | 3~5 | 0.50~0.52 | 60~85 | 2 830~5 660 | 283~1 416 | 水平井少 |
| Marcellus | Appalachian 盆地西南 | 中泥盆统 | 前陆陆棚— 斜坡 | 硅质— 黏土页岩 | 2~8 | 1.3~3 | 2~7 | 0.7~1.2 (常压区) | 40 | 14 160~10 1940 | 3 964 | 85~113 |
| Antrim | Michigan 盆地 | 上泥盆统 | 克拉通 | 硅质页岩 | 11 | 0.4~0.6 | 9 | 0.7~0.8 | 70 | 1 132~14 160 | 2 124 | 水平井少 |
| Fayetteville | Arkoma 盆地 | 密西西比系 | 前陆陆棚 | 硅质页岩 | 2~10 | 1.5~4 | 4~5 | 0.8~1 | 50 | 14 160 | 566~1 699 | 17~57 |
| Niobrara | Denver 盆地 | 上白垩统 | 前陆陆棚 | 细粒白垩页岩 | 1.5~4 | 1 | 7~12 | 0.6~0.98 | 生物气区 大于70 | 850~1 416 | | |
| Barnett | Fort Worth 盆地 | 密西西比系 | 前陆盆地 | 硅质页岩 | 2~7 | 1~2 | 4~10 | 1~1.2 (常压区) | 35 | 16 990~87 780 | 3 964 | 71 |

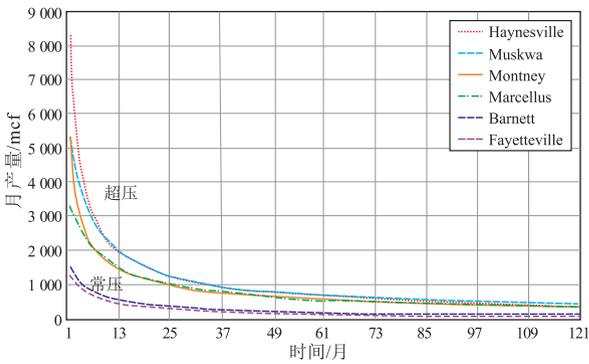


图5 美国典型页岩月产量递减曲线
据参考文献[26]。

Fig.5 Decline curves of monthly production for typical shale gas plays in USA

2 四川盆地外围常压页岩气开发进展

四川盆地及周缘常压页岩气藏与高压、超高压页岩气藏具有相似的沉积背景,但后期经历的构造改造不同,从而造成两者具有明显的地质差异性。以川东南地区盆地内缘的南川、焦石坝地区和盆地外围的武隆、彭水等地区为例(焦石坝地区属高压,南川、武隆、彭水等地区为常压),两者在沉积环境、静态指标等方面具有一定相似性。两者同处于滞留盆地深水陆棚相沉积,富碳富硅富笔石页岩

发育^[29]。四川盆地东部及盆地外围五峰组—龙马溪组 $w(\text{TOC}) > 1\%$ 的页岩段厚度一般在89~115 m,分为9个小层, R_o 介于2.2%~3.0%;优质页岩 $[w(\text{TOC}) > 2\%,$ 下部5个小层]厚度为24~40 m,TOC含量为2%~6%;从硅质含量、黏土矿物含量、孔隙度、泊松比、杨氏模量等参数来看,下部明显优于上部^[2,6-8](表2)。常压区优质页岩厚度和孔隙度略低于高压区,但整体来看静态评价指标基本相当(表2,3),但常压页岩气藏与高压、超高压页岩气藏产量和最终可采储量(EUR)差异很大^[30-31]。

2.1 勘探开发进展

自2009年以来,四川盆地之外针对龙马溪组、牛蹄塘组的页岩气勘探,一直在不间断地进行^[33],但除在桑柘坪、武隆等残留向斜获得工业气流外,其他地区尚未取得实质性突破。因此,本文主要介绍桑柘坪、武隆、道真等盆地外围残留向斜的勘探开发进展,以此为例来探索盆地外常压页岩气的潜力与攻关方向。

2.1.1 桑柘坪向斜

桑柘坪向斜位于四川盆地之外的“槽—挡”转换带,背斜主体出露下古生界,桑柘坪向斜地表为下三叠统嘉陵江组所覆盖,最大埋深4 km,构造简

表2 四川盆地东南缘不同区块典型井龙一段页岩评价参数对比

Table 2 Evaluation parameters of shale from first member of Longmaxi Formation in typical wells in different blocks, southeastern margin of Sichuan Basin

| 地区 | 代表井 | 龙一段(①—⑨小层) | | | | | | | |
|-----|---------|------------|--------------------|-------|----------|--------|--------|------|----------|
| | | 厚度/m | $w(\text{TOC})/\%$ | 孔隙度/% | $R_o/\%$ | 石英含量/% | 黏土含量/% | 泊松比 | 杨氏模量/GPa |
| 武隆 | LY1 | 97 | 2.67 | 3.90 | 2.56 | 46.81 | 35.67 | 0.21 | 42.78 |
| 桑柘坪 | PY5 | 112 | 1.80 | 3.33 | 2.99 | 43.66 | 34.75 | 0.25 | 39.66 |
| 南川 | JY194-3 | 111 | 2.01 | 3.45 | 2.72 | 47.16 | 34.71 | 0.21 | 39.41 |
| 焦石坝 | JY1 | 89 | 2.35 | 4.28 | 2.50 | 38.21 | 41.62 | 0.18 | 35.00 |

表 3 四川盆地东南缘不同区块典型井优质页岩段评价参数对比
Table 3 Evaluation parameters of high-quality shale section in typical wells in different blocks, southeastern margin of Sichuan Basin

| 地区 | 代表井 | 优质页岩(龙一段①—⑤小层) | | | | | | | |
|-----|---------|----------------|----------|-------|-------------------|--------|--------|------|----------|
| | | 厚度/m | w(TOC)/% | 孔隙度/% | R _o /% | 石英含量/% | 黏土含量/% | 泊松比 | 杨氏模量/GPa |
| 道真 | ZY1 | 31 | 3.5 | 4.77 | 2.45 | 52.57 | 26.56 | 0.22 | 22.50 |
| 武隆 | LY1 | 32 | 4.4 | 4.21 | 2.58 | 62.56 | 25.59 | 0.20 | 41.04 |
| 桑柘坪 | PY5 | 24 | 2.9 | 4.23 | 3.17 | 47.32 | 32.73 | 0.21 | 35.83 |
| 南川 | JY194-3 | 35 | 3.2 | 3.77 | 2.72 | 54.87 | 28.64 | 0.18 | 40.54 |
| 焦石坝 | JY1 | 38 | 3.6 | 5.86 | 2.65 | 48.56 | 31.53 | 0.15 | 33.00 |

单,断层不发育,龙马溪组从深凹向两侧以单斜形式出露地表(图 1,图 6)。2011 年以来,先后钻探页岩气探井 5 口,进展见表 4。这 5 口井都是采用电潜泵排水采气,且都属于常压低产,地层压力系数 0.96~1.03,从试采情况来看,埋深大、地层压力系数高,产量也相对高。

2.1.2 武隆向斜

武隆向斜位于四川盆地外围齐岳山断裂以东,齐岳山断裂以西为焦石坝构造,二者地表皆为嘉陵江组,差别是武隆地区为盆外向斜,焦石坝地区为盆内缘背斜(图 1)。武隆地区已钻探并测试了 3 口井,正在进行一个平台 4 口开发井组试验攻关。

LY1 井 2015 年 11 月完成测试,测试稳定日产气为 4.6×10⁴ m³,自喷生产。2016 年 1 月开始试采,截至 2020 年 7 月,日产气 12 631 m³,累计试采 1 626 d,开井天数 1 382 d,累产气 3 582×10⁴ m³,

平均日产气 25 919 m³。

LY2 井 2018 年 2 月测试稳定日产气 9.22×10⁴ m³。2018 年 9 月开始试采,截至 2020 年 7 月,日产气 10 468 m³,累计试采 679 d,开井天数 619 d,累产气 1 431×10⁴ m³,平均日产气 23 118 m³。

武隆地区优质页岩厚 32 m,孔隙度 4.21%,含气量 4.83 m³/t,地层压力系数 1.06,这些参数与焦石坝等盆地内缘基本一致,高于彭水地区(表 2,表 3)。

2.1.3 道真向斜

道真向斜位于四川盆地外围齐岳山断裂以东,紧邻四川盆地,地表出露地层为嘉陵江组,与盆地内焦石坝背斜同受一条南北向走滑断裂控制;不同的是焦石坝背斜呈北东向展布,道真向斜呈南北向展布。道真向斜前期钻探了 2 口浅井,未获突破。2019 年钻探 ZY1 井,2020 年 1 月测试获得稳定气产量(5~6)×10⁴ m³/d。

表 4 重庆市东南部桑柘坪向斜页岩气井生产参数

Table 4 Production parameters of shale gas wells in Sangzheping syncline, southeastern Chongqing city

| 代表井 | 测试时间 | 测试日产气量/10 ⁴ m ³ | 关井前日产气量/10 ⁴ m ³ | 累计试采天数/d | 开井天数/d | 累产气量/10 ⁴ m ³ | 平均日产气量/10 ⁴ m ³ | 备注 |
|-----|---------|---------------------------------------|----------------------------------------|----------|--------|-------------------------------------|---------------------------------------|------------------|
| PY1 | 2012.07 | 2.52 | 0.62 | 1 431 | 786 | 666.7 | 0.85 | |
| PY2 | 2015.02 | 1.11 | 0.48 | 386 | 279 | 147.0 | 0.53 | |
| PY3 | 2013.04 | 3.80 | 0.69 | 1 177 | 1 028 | 931.0 | 0.91 | |
| PY4 | 2014.05 | 2.68 | 0.83 | 667 | 542 | 515.3 | 0.95 | |
| PY5 | 2019.07 | 3.50 | | 184 | 179 | 219.2 | 1.96 | 刚投产,每天 15 h 以销定产 |

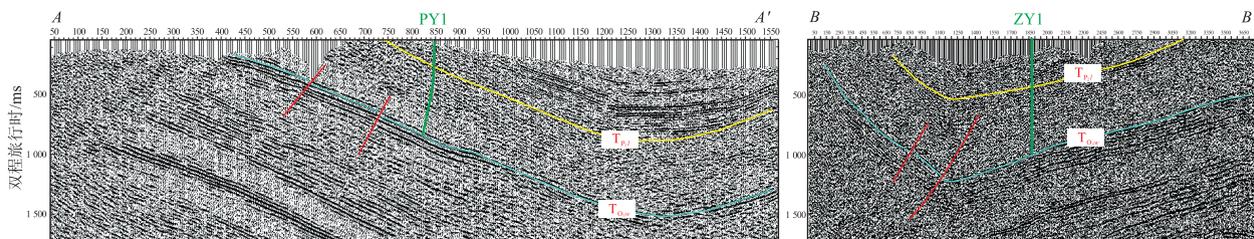


图 6 四川盆地东南缘过 PY1、ZY1 井地震剖面
测线位置见图 1。

Fig.6 Seismic profile crossing wells PY1 and ZY1, southeastern margin of Sichuan Basin

2.2 残留向斜页岩气富集关键因素

从盆地内缘的焦石坝、南川到盆地外部的武隆、道真和桑柘坪等残留向斜,从地层、沉积、矿物组成和有机地化指标等特征方面,前人做了大量的对比研究^[32-34],表2,3表明,桑柘坪向斜优质页岩厚度及 TOC 含量与武隆、焦石坝等地区存在一定差异,其他几个地区各项指标基本相当。因此,作者认为构造改造造成的保存条件差异,是导致地层压力系数和产量差异的主要原因。

四川盆地从渝东到渝东南地区,构造样式表现为盆内以宽向斜、窄背斜的隔挡式变形带为主,构造变形强度相对较弱;盆外为窄向斜、宽背斜的隔槽式变形带为主,构造变形强烈;盆缘为“槽—挡”过渡带,构造变形介于上述二者之间(图1)。构造改造强弱的差异直接体现在:

(1) 抬升剥蚀造成的残留地层分布面积的差异。从龙马溪组优质页岩埋深大于 500 m 和 1 500 m 来看,3 个向斜面积分别为:武隆向斜 1 160 km², 891 km²;道真向斜 713 km², 368 km²;桑柘坪向斜 550 km², 360 km²。

(2) 从构造改造的期次来看,不同构造单元遭受构造变形起始时间的早晚和变形期次不同。武隆、桑柘坪和焦石坝地区页岩最大埋深基本一致,但抬升时间自东向西逐步变新,PY1 井反映桑柘坪向斜在距今 120 Ma 时开始抬升,LY1 井反映武隆向斜在距今 95 Ma 时开始抬升,而 JY1 井反映焦石坝背斜在距今 85 Ma 时开始抬升。改造期次上,流体包裹体测温表明,盆地外多经历 2~3 期构造改造,而盆地内渝东地区一般经历了燕山和喜马拉雅 2 期改造。

(3) 从桑柘坪、武隆到南川等盆内地区,游离气含量明显变大,地层压力系数也是逐步变高(表5)。

(4) 断层对页岩气保存条件的影响。断距不超过有机质页岩的厚度(约 100 m)的逆断层,对页岩气整体保存条件影响很小,实践证明,小断距反向逆断层有利于页岩气的保存(图6)。

表5 四川盆地东南缘典型井地层压力系数与游离气含量

Table 5 Formation pressure coefficient and free gas content of typical wells, southeastern margin of Sichuan Basin

| 代表井 | 地层压力系数 | 游离气比例/% | 测试日产气量/10 ⁴ m ³ | 套压/MPa |
|---------|--------|---------|---------------------------------------|--------|
| JY194-3 | 1.32 | 64.9 | 34.3 | 20.7 |
| LY1 | 1.08 | 56.0 | 4.6 | 10.1 |
| PY1 | 0.96 | 43.7 | 2.52 | 2.68 |

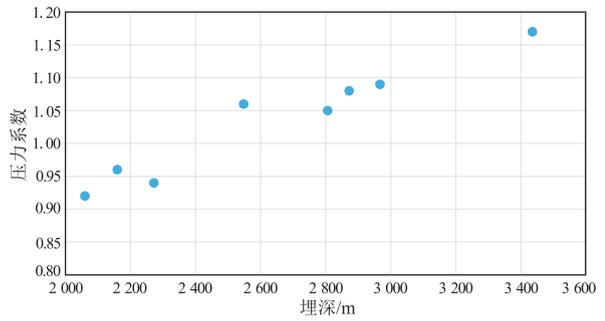


图7 四川盆地及周缘残留向斜地层压力系数与埋深关系

Fig.7 Relationship between formation pressure coefficient and burial depth in residual syncline in Sichuan Basin and its periphery

(5) 适度的埋藏深度也是常压页岩气保存的必要条件。Appalachian 盆地泥盆系页岩自西南部 Big Sandy 低压页岩气产区、常压页岩气产区,过渡到东北部高压页岩气分布区,其基底都受 Rome 槽地和滑脱作用控制^[35],其差别似乎只是来自于埋深的差异。从研究区盆地外 8 口井的地层压力系数与埋深的对比关系来看,印证了此认识(图7)。

因此,构造改造的强弱差异决定了页岩气的保存条件,也就决定了地层的压力系数、含气量和产量。

3 攻关方向

从地质条件对比来看,美国页岩沉积后期经历的构造运动期次少和改造强度低、页岩连续分布面积大,表1表明,低压、常压页岩气的页岩有机质热演化程度大多小于 1.5%,页岩吸附气含量都大于 50%,且以直井生产为主;而表1中演化程度相对较高的 Barnett, Marcellus, Fayetteville 页岩吸附气含量都小于 50%,且以水平井生产为主。我国南方地区则恰恰相反,龙马溪组页岩改造强度大、残留页岩分布面积小,有机质热演化程度基本全部大于 2.5%。有研究认为,节理中的甲烷抑制了水的充填和矿化,使得页岩中的节理保存为未充填的渗透通道^[36],那么构造改造与页岩气成藏的配置,就至关重要。因此,多期强构造改造条件下的高有机质热演化程度的页岩气的保存机理,依然是盆地外围残留页岩分布区攻关研究的重点,页岩气对保存条件的要求也必然更高;同时,美国低有机质热演化程度的页岩气开发,也启示我们,低有机质热演化页岩气对保存条件的要求也会相应降低;从四川盆地及周缘来讲,以龙马溪组等为代表的高有机质热演化程度的页岩,其常压页岩气要从盆地边缘保

存条件好的地区逐步扩展到盆地外缘保存条件好的地区;对演化程度较低的页岩,比如四川盆地侏罗系自流井组,可以探索断层相对发育的地区,裂缝发育可能有助于页岩气的稳产。

从工程技术适应性来看,目前在四川盆地针对龙马溪组的页岩气的钻完井技术,在 3 800 m 以浅的高压、超压领域,已形成配套技术,基本可满足现有经济技术条件下的商业开发。但在常压、低产页岩气领域,目前的技术手段还不能满足商业开发的需要。从残留向斜区已取得突破的 9 口井的分析来看,工程降本依然是关键:一是如何加强井身结构、钻井液等的适应性研究,保证在构造复杂区打好井、打成井的前提下提高钻速;二是美国采用超轻支撑剂的氮气泡沫水平井压裂在 Big Sandy 地区 Ohio 低压页岩气开发中取得了成功应用,我们应针对盆地外围应力差异系数大(0.27~0.34)、压裂难以形成复杂缝网的难题开展技术攻关,形成适当的工艺技术、支撑剂、压裂液体系,既能降低成本,又能提升压裂改造效果,实现常压页岩气较长时间的稳产,提高单井估算的 EUR。

今年恰逢敬爱的朱夏先生诞辰 100 周年,逝世 30 周年,谨以此文表示深切的怀念!

参考文献:

- [1] 马永生,蔡勋育,赵培荣.中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J].石油勘探与开发,2018,45(4):561-574.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. China's shale gas exploration and development: understanding and practice [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 561-574.
- [2] 赵文智,李建忠,杨涛,等.中国南海相页岩气成藏差异性比较与意义[J].石油勘探与开发,2016,43(4):499-510.
ZHAO Wenzhi, LI Jianzhong, YANG Tao, et al. Geological difference and its significance of marine shale gases in South China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 499-510.
- [3] 邹才能,赵群,董大忠,等.页岩气基本特征、主要挑战与未来前景[J].天然气地球科学,2017,28(12):1781-1796.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, DONG Dazhong, et al. Geological characteristics, main challenges and future prospect of shale gas [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(12): 1781-1796.
- [4] 郭彤楼.页岩气勘探开发中的几个地质问题[J].油气藏评价与开发,2019,9(5):14-19.
GUO Tonglou. A few geological issues in shale gas exploration and development [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(5): 14-19.
- [5] 金之钧,白振瑞,高波,等.中国迎来页岩油气革命了吗? [J].石油与天然气地质,2019,40(3):451-458.
JIN Zhijun, BAI Zhenrui, GAO Bo, et al. Has China ushered in

- the shale oil and gas revolution? [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 451-458.
- [6] 郭彤楼.中国式页岩气关键地质问题与成藏富集主控因素[J].石油勘探与开发,2016,43(3):317-326.
GUO Tonglou. Key geological issues and main controls on accumulation and enrichment of Chinese shale gas [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(3): 317-326.
- [7] 方志雄.中国南方常压页岩气勘探开发面临的挑战及对策[J].油气藏评价与开发,2019,9(5):1-13.
FANG Zhixiong. Challenges and countermeasures for exploration and development of normal pressure shale gas in southern China [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(5): 1-13.
- [8] 何希鹏,齐艳平,何贵松,等.渝东南构造复杂区常压页岩气富集高产主控因素再认识[J].油气藏评价与开发,2019,9(5):32-39.
HE Xipeng, QI Yanping, HE Guisong, et al. Further understanding of main controlling factors of normal pressure shale gas enrichment and high yield in the area with complex structure of the southeast area of Chongqing [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(5): 32-39.
- [9] DE WITT W JR, PERRY W J JR, WALLACE L G. Oil and gas data from Devonian and Silurian rocks in the Appalachian Basin; U.S. Geological Survey miscellaneous investigations series map [DB/OL]. [2020-08-02]. [http://pubs. er. usgs. gov/ publication/i917B](http://pubs.er.usgs.gov/publication/i917B).
- [10] KUUSKRAA V A, WICKS D E. Technically recoverable Devonian shale gas in West Virginia [R]. Washington: Lewin and Associates, Inc., 1984: 1-119.
- [11] ROWAN E L, RYDER R T, REPETSKI J E, et al. Initial results of a 2D burial/thermal history model, central Appalachian Basin, Ohio and West Virginia [R]. [s.l.]: U. S. Geological Survey Publication, 2004: 1-28.
- [12] ZIELINSKI R E, McIver R D. Resource and exploration assessment of the oil and gas potential in the Devonian shales of the Appalachian Basin [R]. Miamisburg; U.S. Department of Energy, 1982, 1-326.
- [13] MILICI R C. Autogenic gas (self sourced) from shales: an example from the Appalachian Basin [M]//HOWELL D G. The future of energy gases. [s.l.]: U.S. Geological Survey Professional Paper 1570, 1993: 253-278.
- [14] BOSWELL R M, HEIM L R, WRIGHTSTONE G R, et al. Play Dvs: Upper Devonian Venango sandstones and siltstones [M]//ROEN J B, WALKER B J. The atlas of major Appalachian gas plays. Morgantown; West Virginia Geological and Economic Survey, 1996: 63-69.
- [15] KENDRICK D. Horizontal well stimulation; what we know and what to look for [C/OL]// Indiana Oil and Gas Association Annual Dinner Meeting and Expo, Indiana, October 2, 2009, Indiana Oil and Gas Association, Indiana [2020-08-02]. <https://www.indianaoga.org/annual-meeting.html>.
- [16] WRIGHTSTONE G. Marcellus shale: geologic controls on pro-

- duction [R/OL]//AAPG Annual Convention, Denver Colorado, USA, June 7-10, 2009. [2020-08-05]. <http://www.searchanddiscovery.com/documents/2009/10206wrightstone/>.
- [17] ROWAN E L. Burial and thermal history of the central Appalachian Basin, based on three 2-D models of Ohio, Pennsylvania, and West Virginia [R]. [s.l.]: U.S. Geological Survey Publication, 2006; 1-35.
- [18] MILICI R C, SWEZEY C S. Assessment of Appalachian Basin oil and gas resources: Devonian shale; Middle and Upper Paleozoic total petroleum system; open-file report series 2006-1237 [R]. Reston, VA; U.S. Geological Survey, 2006.
- [19] ROEN J B, WALKER B J. The atlas of major Appalachian gas plays; West Virginia Geological and Economic Survey publication V-25 [R]. Morgantown: [s.n.], 1996; 1-201.
- [20] CHARPENTIER R R, DE WITT W JR, CLAYPOOL G E, et al. Estimates of unconventional natural gas resources of the Devonian shales of the Appalachian Basin [M]//ROEN J B, KEPFERLE R C. Petroleum geology of the Devonian and Mississippian black shale of eastern North America. [s.l.]: U.S. Geological Survey Bulletin 1909B, 1993; N1-N20.
- [21] WOZNIAK G, VACTOR R T, HINA D S. Completion optimization in the Lower Huron shale in Kentucky [C]//Proceedings of SPE Eastern Regional Meeting. Morgantown; Society of Petroleum Engineers, 2010; 17.
- [22] KENDRICK D E, PUSKAR M P, SCHLOTTERBECK S T. Ultra-lightweight proppants; a field study in the Big Sandy Field of eastern Kentucky [C]//Proceedings of SPE Eastern Regional Meeting. Morgantown; Society of Petroleum Engineers, 2005.
- [23] SHUMAKER R C. Porous fracture facies in Devonian shales of eastern Kentucky and West Virginia [M]//WHEELER R L, DEAN C S. Proceedings western limit of detachment and related structures in the Appalachian Foreland. [s.l.]: U.S. Department of Energy Morgantown Energy Technology Center DOE/METC/SP-80/23, 1980; 124-132.
- [24] YOUNG D M. Deep drilling through Cumberland overthrust block in southwestern Virginia [J]. AAPG Bulletin, 1957, 41(11): 2567-2573.
- [25] SHUMAKER R C. Structural parameters that affect Devonian shale gas production in West Virginia and eastern Kentucky [M]//ROEN J B, KEPFERLE R C. Petroleum geology of the Devonian and Mississippian black shale of eastern North America. [s.l.]: U.S. Geological Survey, 1993; K1-K38.
- [26] JARVIE D M. Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource systems [J]. Geologica Acta, 2014, 12(4): 307-325.
- [27] HILL D G, NELSON C R. Gas productive fractured shales: an overview and update [J]. Gas Tips, 2000, 6(2): 4-13.
- [28] 蒋恕, 唐相路, OSBORNE S, 等. 页岩油气富集的主控因素及误辩; 以美国、阿根廷和中国典型页岩为例 [J]. 地球科学, 2017, 42(7): 1083-1091.
- JIANG Shu, TANG Xianglu, OSBORNE S, et al. Enrichment factors and current misunderstanding of shale oil and gas: case study of shales in U.S., Argentina and China [J]. Earth Science, 2017, 42(7): 1083-1091.
- [29] 刘树根, 冉波, 郭彤楼, 等. 四川盆地及周缘下古生界富有机质黑色页岩; 从优质烃源岩到页岩气产层 [M]. 北京: 科学出版社, 2014.
- LIU Shugen, RAN Bo, GUO Tonglou, et al. From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir Lower Palaeozoic organic-matter-rich black shale in the Sichuan Basin and its periphery [M]. Beijing; Science Press, 2014.
- [30] 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 Jiaoshiaba Shale Gas Field, Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 28-36.
- [31] 郭彤楼, 曾萍. 复杂构造区页岩气地质特征、资源潜力与成藏关键因素 [M]. 北京: 科学出版社, 2017.
- GUO Tonglou, ZENG Ping. Geological characteristics, potential resources and key factors of shale gas enrichment in complex structure area [M]. Beijing; Science Press, 2017.
- [32] 张金川. 中国页岩气地质 [M]. 上海: 华东理工大学出版社, 2017.
- ZHANG Jinchuan. Shale gas geology of China [M]. Shanghai: East China University of Science and Technology Press, 2017.
- [33] JIANG Shu, TANG Xianglu, LONG Shengxiang, et al. Reservoir quality, gas accumulation and completion quality assessment of Silurian Longmaxi marine shale gas play in the Sichuan Basin, China [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2017, 39: 203-215.
- [34] HAO Fang, ZOU Huayao, LU Yongchao. Mechanisms of shale gas storage: implications for shale gas exploration in China [J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(8): 1325-1346.
- [35] ZAGORSKI W A, WRIGHTSTONE G R, BOWMAN D C. The Appalachian Basin Marcellus gas play: its history of development, geologic controls on production, and future potential as a world-class reservoir [M]//BREYER J A. Shale reservoirs: giant resources for the 21st century, AAPG memoir 97. [s.l.]: AAPG, 2012; 172-200.
- [36] ENGELDER T, LASH G G, UZCÁTEGUI R S. Joint sets that enhance production from Middle and Upper Devonian gas shales of the Appalachian Basin [J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(7): 857-889.