

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.943>



华南地区海相页岩气差异富集构造模式

包汉勇¹, 张柏桥¹, 曾联波², 刘超¹, 李凯¹,
罗兵¹, 梁榜¹, 刘皓天¹, 龙幼康¹

1. 中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院, 湖北武汉 430223

2. 中国石油大学地球科学学院, 北京 102249

摘要: 华南海相页岩层系生烃后大多经历了多期复杂的构造叠加改造, 形成了多类型的构造样式, 且不同样式页岩气富集程度差异明显。通过对华南数十口页岩气探井及涪陵页岩气田 300 多口开发井的分析测试、测井及地震资料的详细解剖, 并结合实钻效果分析, 建立了一套直接与间接指标相结合适用于华南海相页岩含气性评价的指标体系; 并针对华南典型的挤压构造背景, 在重点考虑构造紧闭程度(宽缓、窄陡及破碎)和构造形态(正向、负向及斜向)差异性的基础上, 提出了 24 种表征页岩气差异富集的构造模式。指出在区域构造背景相同的前提下, 宽缓型构造模式是页岩气富集的最有利模式, 窄陡型次之, 破碎型最差。

关键词: 华南; 海相; 页岩气; 差异富集; 构造模式; 石油地质。

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2019)03-0993-08

收稿日期: 2018-12-29

Marine Shale Gas Differential Enrichment Structure Models in South China

Bao Hanyong¹, Zhang boqiao¹, Zeng Lianbo², Liu Chao, Li Kai¹,
Luo Bing¹, Liang Bang¹, Liu Haotian¹, Long Youkang¹

1. *Exploration and Development Research Institute, SINOPEC Jiangnan Oilfield Company, Wuhan 430223, China*

2. *College of Geoscience, China University of Petroleum, Beijing 102249, China*

Abstract: Most of the marine shale strata in South China have undergone poly-cycle complex structural superimposition and reformation after hydrocarbon generation, forming many types of structural styles, and the enrichment degree of shale gas in different styles is obviously different. Based on the analysis, testing and the detailed anatomy of the logging and seismic data in dozens of shale gas exploration wells in South China, and more than 300 development wells in the Fuling shale gas fields, a set of direct and indirect indicators for shale gas bearing evaluation in South China are established combining with actual drilling results. Based on the typical background of extrusion structure in South China, focusing on the structural tightness (broad, narrow and steep, fractured) and structural forms (positive, negative and oblique), 24 structural models representing the differential enrichment of shale gas are proposed. Under the premise of the same macroscopic structural background, the broad structural model is the most favorable mode for shale gas enrichment, followed by the narrow-steep type, and the fractured type is the worst.

Key words: South China; marine; shale gas; differential enrichment; structure models; petroleum geology.

基金项目: 国家科技重大专项 (Nos. 2016ZX05060, 2017ZX05036-003-008); 中国石化“十条龙”科技攻关项目 (No. ZKK0218002); 中国石化科技项目 (No. P17014-2)

作者简介: 包汉勇 (1981—), 男, 博士, 高级工程师, 主要从事油气勘探开发研究. OCRID: 0000-0002-4657-9375. E-mail: geobhy@sina.com

引用格式: 包汉勇, 张柏桥, 曾联波, 等, 2019. 华南地区海相页岩气差异富集构造模式. 地球科学, 44(3): 993-1000.

我国华南地区页岩发育层系多,分面范围广,资源规模较大.近年来,该地区海相页岩气勘探开发发展迅速,上扬子地区四川盆地及周缘的涪陵、长宁—威远、昭通等地已先后在五峰组—龙马溪组和牛蹄塘组获得商业突破(郭旭升,2014;赵文智等,2016;包汉勇等,2018;孙健和包汉勇,2018),与之毗邻的中扬子地区黄陵隆起周缘,也在五峰组—龙马溪组、水井沱组、陡山沱组获得工业发现(翟刚毅等,2017),表明华南地区页岩气具备良好的勘探开发前景.与此同时,针对华南海相页岩气的赋存方式、高产富集机理等的研究也已成为学术界近年关注的热点,一批理论成果如“二元富集”理论(郭旭升,2014)、“阶梯运移、背斜汇聚、断—滑控缝、箱状成藏”模式(郭彤楼和张汉荣,2014)、“五位一体”的成藏要素组合(金之钧等,2016)等为华南页岩气的勘探提供了有益借鉴.但对于页岩气富集程度的表征及华南页岩气差异富集的构造模式还未有过系统论述.为此,本文通过对华南地区海相页岩含气性评价指标体系的系统研究,在重点结合区域构造变形特征及大量钻井详细解剖的基础上,建立了华南海相页岩气差异富集的构造模式.

1 页岩含气性评价指标体系

与常规天然气主要以游离态存在不同,页岩气多以吸附态和游离态赋存于页岩中(Curtis, 2002),加之页岩气开发层系通常埋深较大、相关分析测试技术和测井解释技术才刚起步等影响因素,目前单一指标很难精确判别页岩含气性的高低.为此,本文认为可以从直接表征页岩含气性的指标入手,在对综合影响华南海相页岩含气性的主控因素分析基础上,系统开展页岩含气性的评价.

1.1 直接指标

(1)含气量.含气量的高低直接决定了页岩中天然气的富集程度,目前常用现场解吸法、测井解释法和等温吸附法等来表征页岩的含气性;其中现场解

吸法是直接利用刚出筒的岩心开展含气量测试,多被认为是含气性表征最客观的方法.但从华南多口海相页岩气井实测含气量与试气效果对比来看,当实测含气量较低,如低于 $2\text{ m}^3/\text{t}$ 时,测试产量通常较低;而当含气量较高,如在 $4\text{ m}^3/\text{t}$ 以上时,单井在可压性大体相当的情况下,测试产量并不一定会随含气量的增加而增加.这是因为目前页岩含气量测试方法最早源自埋深较浅、以吸附气为主的煤层气,对于游离气占相当比重、埋深较大的页岩气而言,受井筒环境、出筒时间、温压条件等的影响无法准确归一化处理,损失气量难以有效恢复,用此法测得的总含气量可能难以真实反映页岩含气性(刘莉等,2018),因而只能作为含气性评价的参考指标.

(2)含气饱和度.含气饱和度是指在原始地层状态下,页岩中天然气占连通孔隙的总体积百分比.涪陵页岩气田开发实践表明(表 1),当含气饱和度大于 65% 时,测试产量多在 $20\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 以上;而在饱和度小于 50% 时,测试产量多小于 $10\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$.含气饱和度目前主要采用岩心实测法和测井解释法求取,实测时要在油基泥浆体系下,基于密闭取心的方式先通过测定含水饱和度后,再由总孔隙体积减去含水饱和度体积占比得到.但因目前针对超压环境页岩气密闭取心技术还不尽完善,出筒岩心温压条件和气水赋存状态发生明显变化,测试的含水饱和度也会存在差异,所以含气饱和度也只能是重要参考指标.

(3)电阻率.储层孔隙中气体不导电,电阻率较高;而当有地层水存在时,伴生的 NaCl、KCl 或 Na_2SO_4 等导电性较好,电阻率较低,因此可以用电阻率来评价含气性的好坏.从华南已钻的多口页岩气失利井来看,如上扬子的 RY1 井,目的层电阻率在 $1\sim 10\text{ }\Omega\cdot\text{m}$ 之间;中扬子湘鄂西地区的 LY1 井,电阻率仅 $0.67\text{ }\Omega\cdot\text{m}$.这些井均未见到明显的油气显示,含气性较差,其共同特点就是电阻率较低,多低于 $10\text{ }\Omega\cdot\text{m}$.另外,从涪陵地区高产井的电阻率来看,多大于 $20\text{ }\Omega\cdot\text{m}$.笔者发现页岩低电阻率除与

表 1 涪陵页岩气田含气性评价指标体系
Table 1 Gas-bearing evaluation index system of Fuling shale gas field

指标 类型	含气饱和度 (%)	电阻率 ($\Omega\cdot\text{m}$)	实测含气量 (m^3/t)	水平井气测 全烃值(%)	孔隙度 (%)	地层压力 系数
I 类	>65	>20	>4	>10	>4	>1.3
II 类	50~65		2~4	5~10	3~4	1.1~1.3
III 类	<50	<20	<2	<5	<3	<1.1

高的含水饱和度密切相关外,还与高演化导致吸附气量急剧减少有关,当页岩热演化程度过高,如 $R_o > 3.5\%$ 时,有机质会逐渐石墨化,页岩吸附能力会随之明显变弱,吸附气含量明显降低,从而页岩含气性整体偏低。

(4)水平井气测显示.水平井钻井液中的气体一部分为钻进过程中页岩破碎释放出的气体,另一部分为井筒周围页岩储层中渗流扩散而来的气体.因而气测显示越好,反映游离态的气体越多,含气性也就越好.涪陵页岩气田测试产量在 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上的井,水平井气测全烃值平均多在20%以上;测试产量在 $10 \times 10^4 \sim 20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的井,水平井气测全烃值平均多在10%~20%之间;而当测试产量小于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,水平井全烃值也多低于10%.但因气测值受多种工程参数和地质因素的影响,气测值也只是含气性表征的一个重要参数。

1.2 间接指标

除了上述直接指标能有效表征页岩含气性外,也可从影响页岩含气性的储集性能和保存条件等指标来间接反映含气性。

(1)孔隙度.孔隙度的大小决定了页岩储气空间的多少,当页岩气逸散后,受上覆地层压实作用的影响,孔隙度会逐渐变小,孔隙度与含气量呈明显的正相关(刘莉等,2018).华南大量钻井表明:当孔隙度大于4%时,页岩含气性较好,单井产量也较高,如涪陵页岩气田焦石坝区块实测孔隙度多在4%~7%之间,威远—长宁地区页岩孔隙度多在3%~7%之间(马新华和谢军,2018).而当孔隙度较低时,如低于3%时,含气性会明显变差,如湘鄂西区的LY1和HY1井,孔隙度分别只有1.61%和1.17%,实测含气量也多低于 $2 \text{ m}^3/\text{t}$,表明孔隙度能很好表征页岩含气性。

(2)孔隙结构.孔隙结构对含气性的表征体现在孔径大小和结构形态上.保存条件较好,气体充注度较高,页岩生排烃过程中形成的不规则形、圆形或次圆形孔隙会被气体充注,且孔径较大;反之,当保存条件变差时,气体逸散,孔隙承压能力降低,孔隙多以椭圆形或扁平状为主,且孔径较小(舒逸等,2018)。

(3)地层压力.由于强烈挤压、压实不均衡等构造作用,以及如生排烃、粘土矿物脱水和水热增压等流体膨胀作用都会导致页岩地层形成异常高压,一旦超压环境在后期构造演化中遭受破坏,页岩中的气体会快速排出,地层压力降低,甚至形成常压(胡东风等,2014).从华南页岩气勘探开发实践来看,地

层压力系数越大,则含气性越好,单井产量也会越高,如焦石坝主体区为宽缓的断背斜,压力系数普遍大于1.3,含气性好,单井测试产量多在 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上;焦石坝西南区由一系列断鼻组成,发育多条断裂,压力系数降至1.1~1.3,单井测试产量多在 $5 \times 10^4 \sim 12 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;焦石坝南部的梓里场断背斜,因受乌江断裂带的影响,保存条件较差,压力系数多小于1.1,单井测试产量低于 $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

2 华南地区海相页岩层系典型页岩气富集构造模式

影响页岩气富集的关键因素主要是原始生烃物质基础及后期的保存条件.事实上,对于华南地区而言,几套主力页岩层,如五峰—龙马溪组、牛蹄塘组等多发育于深水陆棚沉积环境,富有机质页岩厚度大,有机质含量较高,有机质类型好,多为I—II₁型(孙健和包汉勇,2018);这些均表明页岩原始生烃物质基础好,华南页岩气的富集主要受后期保存条件的影响,而保存条件的好坏又主要受控于后期差异性的构造改造.整体来看,构造对页岩气保存条件的影响表现在两方面,一是与构造变形变位的时间早晚密切相关,如华南地区构造抬升剥蚀时间越早,张性断裂及与之伴生的开启缝越发育,页岩中气体散失也就越多;另外,构造变形程度也会直接影响到页岩气的保存条件(Bowker, 2007; Engelder *et al.*, 2009),与北美整体处于大的克拉通背景不同,华南地区海相页岩大规模生烃后,经历了多期构造叠加改造,构造变形越强,保存条件通常会越差,含气性就越低。

华南地区位于环太平洋构造域与特提斯构造域的交接部分,自元古代以来,经历了板块之间和板块内部多期构造叠加改造(Shu *et al.*, 2011).其中,印支—早燕山期的构造挤压变形奠定了现今整体的构造格局,因而本文基于该挤压构造背景,在重点考虑不同产状逆断层及褶皱的组合基础上,从构造形态(正向、负向及斜面)和紧闭程度(宽缓、窄陡及破碎)入手,划分出24种华南海相页岩气差异富集的构造模式(图1).挤压构造背景下依据页岩储层的顶底指向关系可分为正向、负向及斜面构造,当页岩储层中间高、周缘低时为正向构造;当页岩储层中间低、周缘高时为负向;而当页岩储层顶底倾向和倾角一致时为斜面构造.依据构造形态,正向构造可分为背

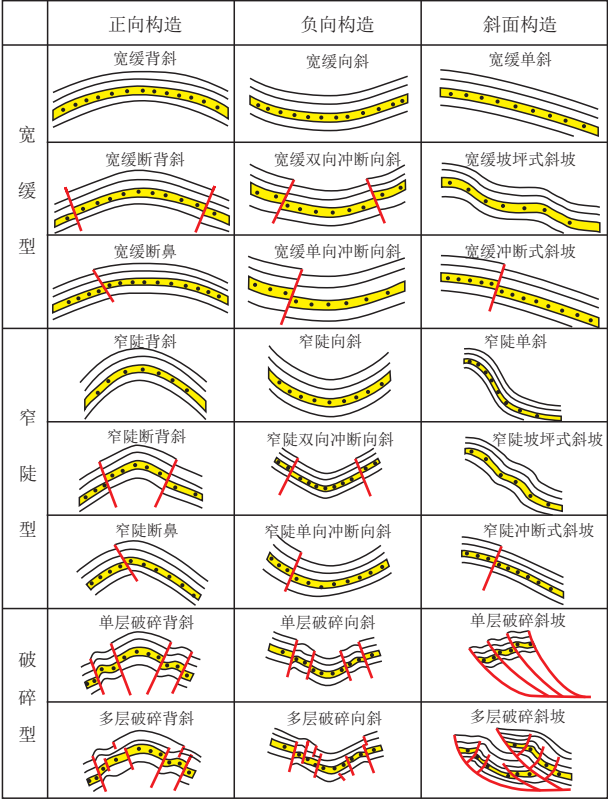


图 1 华南海相页岩气差异富集构造模式

Fig.1 Structural pattern of differential enrichment of marine shale gas in South China

斜、断背斜及断鼻；负向构造可分为向斜、单向冲断向斜和双向冲断向斜；斜面构造可分为单斜、坡坪式斜坡和冲断式斜坡等。依据构造的紧闭程度并参照典型褶皱的分类，当构造的长轴与短轴之比小于 3：1，且翼间角大于 30°时为宽缓构造；构造长轴与短轴之比大于 3：1，且翼间角小于 30°时为窄陡构造。考虑到断裂的多少对页岩含气性及可压性的影响较明确，当一个构造内受多条断裂切割时，又划分出一类破碎型构造；其中，又依据页岩气层及相邻上覆顶板受单层断裂或多层断裂的控制又分为单层破碎型和多层破碎型。

3 构造模式对页岩气富集的影响

为明确不同构造模式对页岩气富集的影响，参考前文总结的涪陵页岩气田含气性评价指标体系及标准（表 1），笔者选取了 10 多口典型井开展具体解剖。

3.1 宽缓型构造模式对页岩气富集的影响

(1)宽缓背斜型——威远区块（W201 井）。威远

区块构造上属于川中隆起川西南低褶构造带，整体处于一个大的穹隆背景，地层平缓，大规模断裂不发育，过 W201 井、W202 井剖面显示其属于宽缓背斜的构造样式（图 2a）。威远区块页岩整体为高一超压环境，压力系数为 1.3～1.9，实测孔隙度为 5%～6%，含气量为 4～6 m³/t，含气饱和度为 65%，水平井全烃显示值在 16%左右（刘洪林等，2016；翟刚毅等，2017；郭伟，2018）。从这些页岩气含气性评价指标来看，区块整体含气性较好，综合评价为 I 类；单井测试产量较高，如 W204 井压裂获得了 16.5×10⁴ m³/d 的工业气流，W202H2-4 井测试产量为 28.77×10⁴ m³/d（郭伟，2018）。

(2)宽缓向斜型——长宁区块（N201 井）。长宁区块位于川南低褶带与娄山褶皱带之间，构造特征主要受后者控制，中间平缓，南北为缓坡，主体为长宁背斜南翼宽缓向斜构造。过 N201 井和 N203 井剖面显示，该区域为一宽缓向斜构造样式（图 2b），区内仅发育少数几条中小尺度的断裂。该区地层压力系数分布在 1.5～2.03 之间，整体为高一超压环境，含气饱和度平均在 70%左右，实测孔隙度为 4%～8%，总含气量为 1.9～6.5 m³/t，证实其也具备较好的含气性，综合评价也为 I 类。从单井测试来看，该区单井产量高，如长宁 H26-2 井测试产量为 29.1×10⁴ m³/d，长宁 H7-3 井测试产量为 29.34×10⁴ m³/d（刘洪林等，2016；潘仁芳等，2016）。

(3)宽缓断背斜型——焦石坝区块（JY1 井）。焦石坝断背斜位于大耳山—石门断裂下盘，属隐冲—滑脱褶皱变形区，构造主体为北东向，地层平缓，一般小于 5°，且断裂不发育。区块东部受大耳山断层控制，形成了有效的页岩气侧向封堵，对页岩气保存起到重要作用（图 2c）。构造主体区下部优质页岩段实测孔隙度大于 4.5%，含气饱和度为 65%～70%，地层压力系数为 1.35～1.55，含气性整体评价也为 I 类。水平井测试产量普遍大于 20×10⁴ m³/d。

(4)宽缓单斜型——宜昌区块（YY2 井）。宜昌区块构造上位于中扬子中部的宜昌斜坡带，地处秦岭—大别与江南雪峰两大造山带的对冲干涉区，且受黄陵隆起砥柱作用影响，构造整体变形较弱。该区域为一向北西方向抬升的单斜构造，地层较平缓，地层倾角多小于 10°。区内深大断裂不发育，构造相对简单。已钻的 YY2 井五峰—龙马溪组实测孔隙度为 1.8%～6.7%，平均为 3.66%，以纳米级有机孔为主；含气量为 1.03～3.33 m³/t，平均为 2.0 m³/t。测井解释含气饱和度在 60%～65%之间，水平井全烃

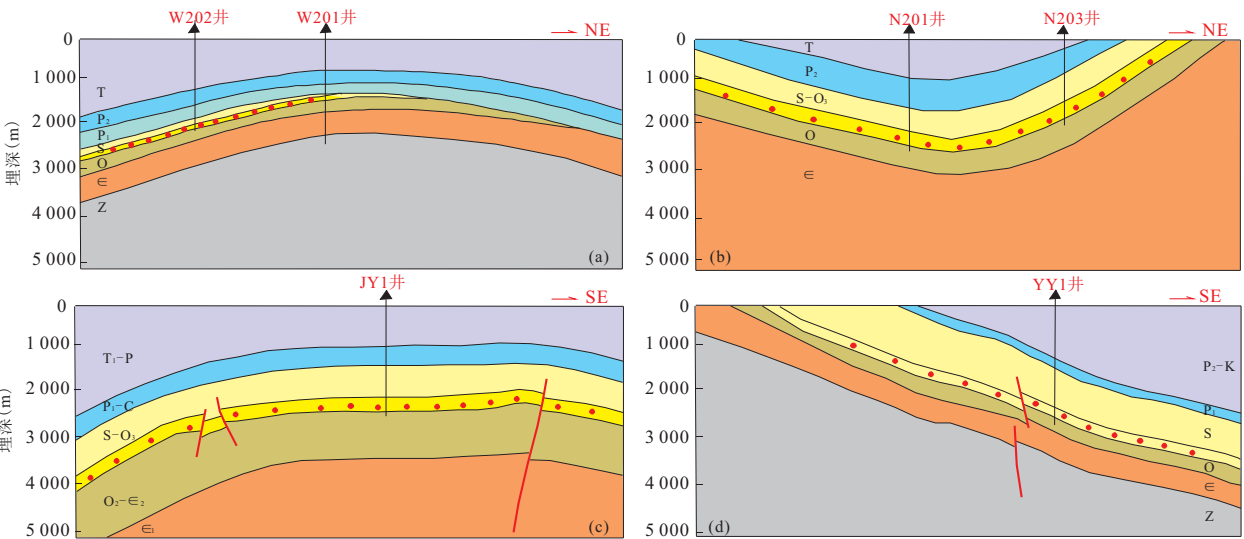


图 2 “宽缓型”页岩气富集构造模式
Fig.2 Shale gas enrichment structure model of “broad type”
a.宽缓背斜型;b.宽缓向斜型;c.宽缓断背斜型;d.宽缓单斜型

显示值平均在 15% 左右,预测地层压力系数为 1.15~1.3,为常压环境;综合来看,除地层压力略低外,其他指标均指向该区域整体具备较好的含气性,含气性整体评价为Ⅱ类.近期钻探的鄂 YY2 井测试产量为 $5.93 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,也获得了工业突破,表明中扬子地区这种宽缓单斜型的构造仍具备较好的勘探前景.

3.2 窄陡型构造模式对页岩气富集的影响

(1)窄陡断背斜型——涪陵平桥区块(JY8 井).平桥断背斜位于石门—金坪断裂下盘,属隐冲—滑脱褶皱变形区,与焦石坝断背斜相同,受北东向断层(平桥西断层)控制.构造主体地层倾角较焦石坝断背斜变大,一般为 $10^\circ \sim 15^\circ$,断裂发育程度较低.从构造形态上看,平桥断背斜属窄陡型(图 3a).JY8 井实测孔隙度为 3%~4%,含气饱和度在 65%左右,水平井全烃平均值为 10%~15%,页岩层段电阻率在 $20 \sim 50 \Omega \cdot \text{m}$ 之间,地层压力系数为 1.5~1.6,含气性表征指标优越,但较焦石坝宽缓断背斜略有降低,含气性整体评价为Ⅰ类.总体来看,隐冲—滑脱褶皱区内窄陡型断背斜页岩含气性较好,富集程度较高,但受构造变形强度的影响,较宽缓型有所变差,但测试产量仍可达 $10 \times 10^4 \sim 20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$.

(2)窄陡向斜型——彭水区块(PY1 井).彭水区块位于齐岳山断裂以东的桑拓坪向斜,构造上为一北东走向狭长的窄陡向斜(图 3b),构造翼部目的层出露,遭受剥蚀,导致页岩气的侧向逸散.地层压力系数小于 1(PY1 井和 PY3 井在 0.9~1 之间),为常

压气藏,实测孔隙度为 3%左右,水平井全烃平均值为 8.2%,含气量为 $1.34 \sim 2.3 \text{ m}^3/\text{t}$,含气性整体评价为Ⅱ类.从 PY1 和 PY3 井水平井测试产量来看,位于向斜边缘的 PY1 井单井测试产量为 $2.52 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,靠近向斜轴部的 PY3 井测试产量为 $3.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (翟刚毅等,2017),表明窄陡向斜也可具备中等含气性,也能获得一定的产量.

(3)窄陡双向冲断向斜型——涪陵白涛区块(JY49-A 井).白涛区块位于涪陵焦石坝区块的东南部,边界受北东走向的石门 1 号和 2 号逆冲断层控制,构造形态呈一狭长的双向冲断向斜(图 3c),除两条边界断裂外,向斜内部断裂不发育.已钻的 JY49-A 井测井解释含气饱和度在 55%左右,地层压力系数为 1.1~1.2,水平井全烃值为 8.9%,测井解释孔隙度为 3.7%,总含气量为 4%左右,区内多口井测试产量在 $5 \times 10^4 \sim 8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,含气性综合评价为Ⅱ类.

3.3 破碎型构造模式对页岩气富集的影响

(1)单层破碎背斜型——湘鄂西利川区块(LYA 井).LYA 井所在的区块位于湘鄂西侏罗山系褶皱带利川复向斜的中部,向斜较宽缓,但因紧邻齐岳山断裂带,区块内断裂较发育,地层较破碎,多被切割成小的断块(图 4a).已钻的 LY1 井五峰—龙马溪组下部页岩实测孔隙度为 1.04%~4.93%,平均仅 2.98%;含气量为 $0.18 \sim 0.49 \text{ m}^3/\text{t}$,平均仅 $0.26 \text{ m}^3/\text{t}$.从取心及成像测井上看,页岩层高角度裂缝较发育,地震剖面上波组不连续,反射较杂乱.综

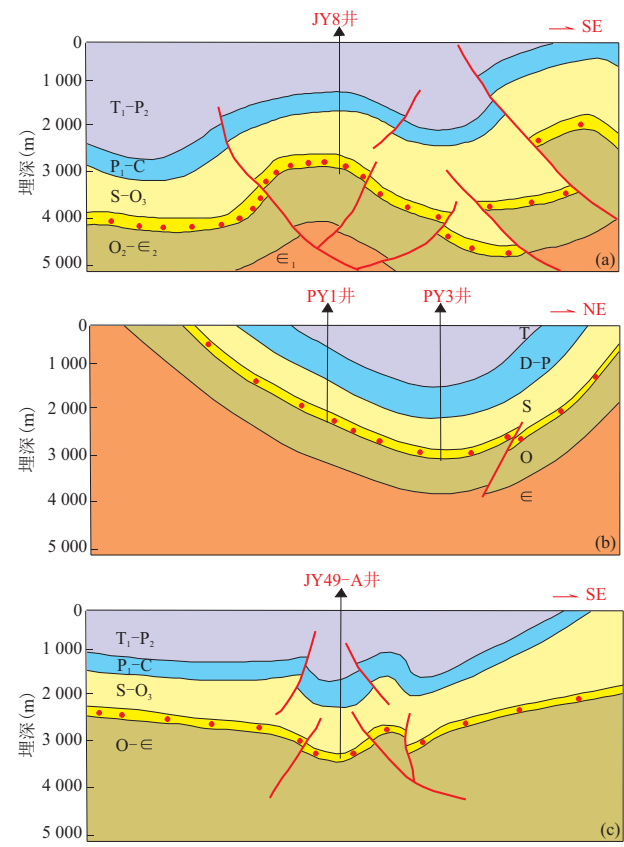


图 3 “窄陡型”页岩气富集构造模式

Fig.3 Shale gas enrichment structure model of “narrow and steep type”

a.窄陡断背斜型;b.窄陡向斜型;c.窄陡双向冲断向斜型

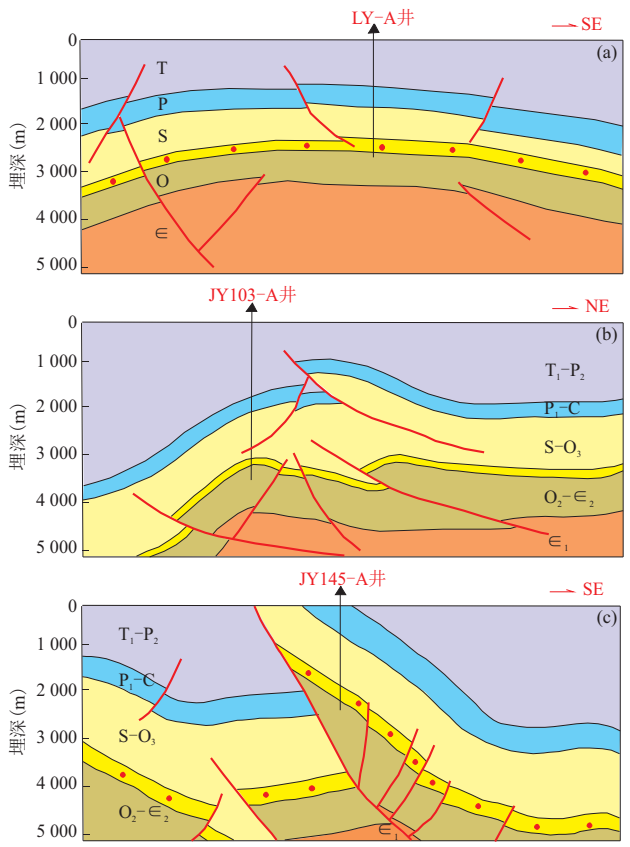


图 4 “破碎型”页岩气富集构造模式

Fig.4 Shale gas enrichment structure model of “fractured type”

a.单层破碎背斜型;b.多层破碎型断背斜;c.多层破碎斜坡型

合来看该区域含气性较差,含气性整体评价为Ⅲ类,因而没有侧钻水平井及开展测试求产。

(2) 多层破碎型断背斜——涪陵梓里场区块 (JY103-A)。梓里场区块位于乌江断裂的下盘,属隐冲—滑脱褶皱变形区,为一北东走向、受多条断裂切割较破碎的断背斜。受乌江断裂走滑性质的影响,上覆地层与目的层构造形态差异较大,表明该断背斜内部构造复杂,目的层较为破碎,纵向封盖性能差 (图 4b)。区内焦页 103-A 井实测孔隙度仅 2.1%,含气饱和度为 38%,水平井气测全烃值只有 4.47%,电阻率也小于 20 Ω·m,按含气性评价标准仅为Ⅲ类,水平井测试产量为 0.1×10⁴~0.2×10⁴ m³/d,表明页岩气富集程度低。

(3) 多层破碎斜坡型——石门—金坪区块 (JY145-A)。石门—金坪区块位于涪陵石门—金坪断裂的上盘,受强烈挤压应力的影响,该构造断裂发育程度高,地层倾角为 15°~30°,构造形态窄陡,区内多条断裂发育,整体为一多层破碎性斜坡。页岩气保存条件较差 (图 4c)。JY145-A 井实测孔隙度小于

2%,含气饱和度低于 35%,地层压力系数小于 1.3,按含气性评价标准为Ⅲ类,很好地证实了破碎型的斜坡区也不利于页岩气的富集。

4 讨论

不同构造模式很好地反映了构造变形的强弱,也控制了页岩气的差异富集程度。整体来看,宽缓型的构造模式页岩气富集程度要高于窄陡型,更要明显好于破碎型。目前我国实现商业开发的几大页岩气田如涪陵页岩气田为宽缓断背斜,威远页岩气田为宽缓背斜,长宁页岩气田为宽缓向斜,说明宽缓背景下的构造模式是华南多期构造叠加改造背景下最有利的构造模式。另外,中扬子腹地的宜昌区块也属宽缓的斜坡背景,尽管与上扬子相比,晚期经历了更为复杂的构造叠加改造,但受黄陵隆起砥柱作用等影响,仍能保存相对宽缓的构造形态,证实其保存条件也较好,未来很有可能成为我国南方又一新的页

岩气商业产建区域。而对于窄陡型的构造模式来说,只要所在区域未经历后期大规模的抬升剥蚀和应力释放,依然具备较好的含气性,例如,前文论述的窄陡断背斜型的涪陵页岩气田平桥区块,保存条件较好,含气性评价整体属于Ⅱ类,单井测试产量多超过 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;盆外窄陡的彭水桑木场向斜,在埋深较浅、地层压力较低(压力系数低于1)的背景下,也依然能获得 $2 \times 10^4 \sim 3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的工业气流,表明窄陡的构造模式在整体破坏不严重的情况下,依然是页岩气富集的有利构造模式。但对于破碎型的构造模式而言,无论是涪陵梓里场多层破碎背斜型构造模式,还是盆外的湘鄂西利川单层破碎背斜型构造模式,页岩气富集程度均较低。

评价不同构造模式对页岩气富集的影响时,要注重宏观区域背景的解剖,例如在华南地区判识宽缓型与窄陡型哪种构造模式更有利于页岩气富集时,可以说上扬子地区宽缓型的构造模式含气性整体要好于窄陡型的模式,更要优于破碎型的模式,但不能简单对比中扬子地区宽缓型与上扬子区窄陡型谁更利于页岩气富集。这是因为区域构造背景不同,构造作用的时间和区域动力学背景存在差异,页岩气散失的时间早晚和散失的方式也会明显不同,因而,用构造模式的差异判别含气性的高低时一定要在相同的构造背景下比较才有意义。

紧闭程度相当的情况下,正向、斜面和负向构造模式对页岩气富集程度的控制作用并不明显,并不会像常规气藏那样,背斜好于斜坡和向斜。如前文提到的宽缓向斜模式的长宁区块、宽缓背斜模式的威远区块和宽缓断背斜模式的焦石坝区块,含气性均较好,测试产量也都较高,这可能与页岩纵向渗透率低有关,纵向上大规模运移作用有限,导致构造形态对页岩气扩散、运移的指向性不明显。

5 结论

(1)针对单一指标难以精确判别页岩含气性的现状,本文提出了用直接与间接指标综合判别页岩含气性的指标体系,为页岩气含气性的评价提供了新的思路。

(2)在考虑华南关键变形变位为挤压的构造背景下,重点考虑构造的紧闭程度和构造形态系统提出了24种表征华南页岩气富集的构造模式。

(3)综合华南大量钻井分析,笔者认为在区块构造背景大体相同的前提下,宽缓型构造模式页岩气

富集程度要好于窄陡型构造模式,更要优于破碎型构造模式。

References

- Bao, H. Y., Zhang, B. Q., Shu, Z. G., et al., 2018. Application of Isotopic Thermochronology in Shale Gas Exploration and Development—Case from South China. *Earth Science*, 43(6): 1861—1871 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.600>
- Bowker, K. A., 2007. Barnett Shale Gas Production, Fort Worth Basin: Issues and Discussion. *AAPG Bulletin*, 91(4): 523—533. <https://doi.org/10.1306/06190606018>
- Curtis, J. B., 2002. Fractured Shale-Gas Systems. *AAPG Bulletin*, 86(11): 1921—1938. <https://doi.org/10.1306/61eeddb-173e-11d7-8645000102c1865d>
- Engelder, T., Lash, G. G., Uzcátegui, R. S., 2009. Joint Sets that Enhance Production from Middle and Upper Devonian Gas Shales of the Appalachian Basin. *AAPG Bulletin*, 93(7): 857—889. <https://doi.org/10.1306/03230908032>
- Guo, T. L., Zhang, H. R., 2014. Formation and Enrichment Mode of Jiaoshiba Shale Gas Field, Sichuan Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 41(1): 28—36 (in Chinese with English abstract).
- Guo, W., 2018. Differentiation Analysis on Shale Gas Production of the Horizontal Wells in Sichuan Weiyuan Block. *Science Technology and Engineering*, 18(1): 228—233 (in Chinese with English abstract).
- Guo, X. S., 2014. Rules of Two-Factor 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*, 88(7): 1209—1218 (in Chinese with English abstract).
- Hu, D. F., Zhang, H. R., Ni, K., et al., 2014. Main Controlling Factors for Gas Preservation Conditions of Marine Shales in Southeastern Margins of the Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 34(6): 17—23 (in Chinese with English abstract).
- Jin, Z. J., Hu, Z. Q., Gao, B., et al., 2016. Controlling Factors on the Enrichment and High Productivity of Shale Gas in the Wufeng-Longmaxi Formations, Southeastern Sichuan Basin. *Earth Science Frontiers*, 23(1): 1—10 (in Chinese with English abstract).
- Liu, H. L., Wang, H. Y., Fang, C. H., et al., 2016. The Formation Mechanism of Over-Pressure Reservoir and Target Screening Index of the Marine Shale in the South China. *Earth Science Frontier*, 23(2): 48—54 (in Chinese with English abstract).

- Liu, L., Bao, H. Y., Li, K., et al., 2018. Evaluation of Gas Content in Shale Reservoirs and Analysis of Influencing Factors in Fuling Shale Gas Field. *Petroleum Geology and Experiment*, 40(1): 58–63, 70 (in Chinese with English abstract).
- Ma, X. H., Xie, J., 2018. The Progress and Prospects of Shale Gas Exploration and Exploitation in Southern Sichuan Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 45(1): 161–169 (in Chinese with English abstract).
- Pan, R. F., Gong, Q., Yan, J., et al., 2016. Elements and Gas Enrichment Laws of Sweet Spots in Shale Gas Reservoir: A Case Study of the Longmaxi Fm in Changning Block, Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 36(3): 7–13 (in Chinese with English abstract).
- Shu, L. S., Faure, M., Yu, J. H., et al., 2011. Geochronological and Geochemical Features of the Cathaysia Block (South China): New Evidence for the Neoproterozoic Breakup of Rodinia. *Precambrian Research*, 187(3–4): 263–276. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2011.03.003>
- Shu, Y., Lu, Y. C., Bao, H. Y., et al., 2018. Three Typical Types of Shale Gas Preservation in the Fuling Shale Gas Field, Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 38(3): 31–40 (in Chinese with English abstract).
- Sun, J., Bao, H. Y., 2018. Comprehensive Characterization of Shale Gas Reservoirs: A Case Study from Fuling Shale Gas Field. *Petroleum Geology and Experiment*, 48(1): 1–12 (in Chinese with English abstract).
- Zhai, G. Y., Wang, Y. F., Bao, S. J., et al., 2017. Major Factors Controlling the Accumulation and High Productivity of Marine Shale Gas and Prospect Forecast in Southern China. *Earth Science*, 42(7): 1057–1068 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.085>
- Zhao, W. Z., Li, J. Z., Yang, T., et al., 2016. Geological Difference and Its Significance of Marine Shale Gases in South China. *Petroleum Exploration and Development*, 43(4): 499–510 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 包汉勇, 张柏桥, 舒志国, 等, 2018. 同位素热年代学在页岩气勘探开发中的应用: 以华南地区为例. *地球科学*, 43(6): 1861–1871. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.600>
- 郭彤楼, 张汉荣, 2014. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式. *石油勘探与开发*, 41(1): 28–36.
- 郭伟, 2018. 四川威远区块页岩气水平井产量差异分析. *科学技术与工程*, 18(1): 228–233.
- 郭旭升, 2014. 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. *地质学报*, 88(7): 1209–1218.
- 胡东风, 张汉荣, 倪楷, 等, 2014. 四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及其主控因素. *天然气工业*, 34(6): 17–23.
- 金之钧, 胡宗全, 高波, 等, 2016. 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气富集与高产控制因素. *地学前缘*, 23(1): 1–10.
- 刘洪林, 王红岩, 方朝合, 等, 2016. 中国南方海相页岩气超压机制及选区指标研究. *地学前缘*, 23(2): 48–54.
- 刘莉, 包汉勇, 李凯, 等, 2018. 页岩储层含气性评价及影响因素分析——以涪陵页岩气田为例. *石油实验地质*, 40(1): 58–63, 70.
- 马新华, 谢军, 2018. 川南地区页岩气勘探开发进展及发展前景. *石油勘探与开发*, 45(1): 161–169.
- 潘仁芳, 龚琴, 鄢杰, 等, 2016. 页岩气藏“甜点”构成要素及富气特征分析——以四川盆地长宁地区龙马溪组为例. *天然气工业*, 36(3): 7–13.
- 舒逸, 陆永潮, 包汉勇, 等, 2018. 四川盆地涪陵页岩气田 3 种典型页岩气保存类型. *天然气工业*, 38(3): 31–40.
- 孙健, 包汉勇, 2018. 岩气储层综合表征技术研究进展——以涪陵页岩气为例. *石油试验地质*, 48(1): 1–12.
- 翟刚毅, 王玉芳, 包书景, 等, 2017. 我国南方海相页岩气富集高产主控因素及前景预测. *地球科学*, 42(7): 1057–1068. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.085>
- 赵文智, 李建忠, 杨涛, 等, 2016. 中国南方海相页岩气成藏差异性比较与意义. *石油勘探与开发*, 43(4): 499–510.