

美国典型页岩气藏类型及勘探开发启示

朱彤¹, 曹艳¹, 张快²

(1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 成都理工大学 能源学院, 成都 610059)

摘要: 通过对比研究, 按照岩性组合、气藏压力和页岩矿物组成 3 个关键参数, 将美国典型页岩气藏划分为层状常压—低超压硅质页岩型 (Barnett 页岩)、层状超高压硅质—钙质页岩型 (Haynesville 页岩) 和互层状超高压钙质页岩型 (Eagle Ford 页岩) 3 类。与美国页岩气藏相比, 四川盆地及周缘页岩气具有多领域、多层系、多类型的特点, 可划分为盆缘层状常压—低超压硅质页岩型 (彭水、昭通五峰—龙马溪组页岩)、盆内层状超高压硅质页岩型 (涪陵、长宁、富顺五峰—龙马溪组页岩)、盆内互层状超高压钙质—黏土质页岩型 (涪陵、元坝大安寨段页岩) 3 大类。借鉴美国的成功经验, 开展与之相适应的页岩气开发工程技术对策和经济评价, 是实现中国多类型页岩气藏商业性开发的关键。

关键词: 岩性组合; 气藏压力; 页岩矿物; 页岩气; 美国; 四川盆地

中图分类号: TE132.2

文献标识码: A

Typical shale gas reservoirs in USA and enlightenment to exploration and development

Zhu Tong¹, Cao Yan¹, Zhang Kuai²

(1. *Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China;*

2. College of Energy Resources, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China)

Abstract: Through the comparative studies on the geological parameters of typical shale gas reservoirs, according to lithologic combination, reservoir pressure and shale mineral composition, the typical shale gas reservoirs in USA are divided into three categories: the layered ordinary-overpressure siliceous shale type (taking Barnett as the representative), the layered super-high pressure siliceous-calcium shale type (taking Haynesville as the representative) and the interbedded super-high pressure calcium shale type (taking Eagle Ford as the representative). Compared to those in USA, the shale gas reservoirs in the Sichuan Basin and the surrounding area are featured by multiple fields, layers and types. They are also divided into three categories: layered ordinary-low overpressure siliceous shale type on basin margin (taking Pengshui and Zhaotong Wufeng-Longmaxi Formation shale as the representative), layered super-high pressure siliceous shale type inside basin (taking Fuling, Changning and Fushun Wufeng-Longmaxi Formation shale as the representative), interbedded super-high pressure calcium-clay shale type inside basin (taking Fuling and Yuanba Da'anzhai segment as the representative). Learned from the successful exploration and development experience of similar shale gas reservoirs in USA, targeting to carry out development and engineering technology research and economic evaluation of different type shale gas reservoirs, this is the key to realize the effective development of multiple type shale gas reservoirs in China.

Key words: lithologic composition; reservoir pressure; shale mineral; shale gas reservoir; USA; Sichuan Basin

美国是世界上页岩气商业性开发最成功的国家。特别是 1999 年以来, 水平井和分段压裂技术的采用, 使美国页岩气产量呈现出快速增长趋势。从 1999 年的 $112 \times 10^8 \text{ m}^3$ 到 2013 年 $2\,650 \times 10^8 \text{ m}^3$ [美国能源部 (ODC)、EIA], 14 年净增了 24 倍以上, 2013 年美国页岩气产量约占天然气总产量的 38.6%。美国页岩气产

量如此巨大的增长, 除了得益于美国 5 大页岩气系统中 Barnett 页岩气产量的稳定持续增长外, 更得益于 2009 年后 Haynesville、Eagle Ford、Marcellus 等不同类型页岩气藏产量的大幅增长。其中位于路易斯安那的 Haynesville 在 2011 年页岩气年产量达到 $689 \times 10^8 \text{ m}^3$, 超过 Barnett, 成为当年美国最大的页岩气生产区块。

1 影响页岩气藏勘探开发的关键因素

通过对美国主要含页岩气盆地 Barnett、Haynesville、Eagle Ford 等典型页岩气藏地质特征参数研究表明^[1-2],这些页岩气藏虽然在生烃条件、成因类型、储集条件上具有相似性,但在页岩岩性组合、矿物组成、气藏压力、埋深等地质特征参数上存在较大差异,特别是页岩岩性组合(层状、互层状)、气藏压力(常压、超压、超高压)和页岩矿物组成(硅质、钙质、黏土)3个直接影响页岩气藏产量变化趋势和压裂改造工程工艺技术的关键参数存在差异。

1.1 页岩岩性组合

页岩沉积相研究表明,页岩岩石学特征是页岩气成藏的重要控制因素,其中岩性组合的不同显示沉积环境的差异。北美典型页岩气藏赋存的泥页岩主要为暗色或者黑色细颗粒沉积,呈现层状或薄互层状的特点。如德克萨斯州福特沃斯盆地石炭系 Barnett 页岩发育于远离物源区的较深的静水缺氧海相环境,主力产气层上 Barnett 页岩和下 Barnett 页岩以层状的硅质泥岩为主,缺乏粗粒的陆源碎屑物质^[3-4],有利于优质页岩发育和有机质的保存。上侏罗统 Haynesville 页岩是一套在相对半封闭沉积环境下发育的层状富含有机质的钙质和硅质泥页岩,其中,硅质泥岩沉积于海平面上升期间的静水环境,随着海平面稳定和回落,层状和生物扰动钙质泥页岩沉积于富氧的浅海环境;钙质优质页岩发育于古水流自东南方向上涌至浅滩所形成的富有机质的环境^[5]。上白垩统 Eagle Ford 页岩为相对高能、浅水、高位海退沉积环境,分为上下两

段,上段为互层含生物虫孔的薄层钙质页岩,下段为富有机质薄层钙质页岩^[6-7]。与层状 Barnett 页岩相比,Eagle Ford 页岩具页岩夹薄层灰岩的特点,并有更多的陆源碎屑沉积。

1.2 页岩气藏压力和矿物组成

通过对美国 Barnett 页岩和 Haynesville 页岩、Eagle Ford 页岩气藏初始日产量及递减特征调研分析表明(图1)^[8],位于 Tarrant、Wise、Denton 和 Parker 县核心地区的 Barnett 页岩,压力系数为 0.8~1.1,为常压—低超压页岩气藏,2003—2009 年所钻的 838 口水平井初始单井平均日产量为 $(5.4\sim 6.2)\times 10^4\text{ m}^3$,产量变化具有初始产量不高、产量缓慢递减的特点,第 1 年的产量递减率为 45%~55%。位于 Bienville、Bossier、Caddo、De Soto、Red River 和 Sabine Parishes 县核心地区的 Haynesville 页岩气藏,压力系数 1.6~2.07,为超高压页岩气藏,2008—2009 年所钻的 275 口水平井初始单井平均日产量为 $(27.6\sim 54.5)\times 10^4\text{ m}^3$,产量变化具有初始产量高、产量快速递减的特点,第一年产量递减率高达 65%。位于 Dimmit、De Witt、La Salle、Live Oak、McMullen 和 Webb 县核心地区的 Eagle Ford 页岩气藏,压力系数 1.35~1.8,为超高压页岩气藏,由 2009 年分析的 46 口水平井初始单井平均日产量 $(14.2\sim 28.7)\times 10^4\text{ m}^3$,产量变化与 Haynesville 一样,也具有初始产量高、产量快速递减的特点,半年的产量递减率为 60%。

通过进一步分析表明,页岩气藏产量递减快慢的差异,与页岩矿物组成和气藏压力密切相关。Barnett 页岩气藏产量递减缓慢,主要得益于该页岩

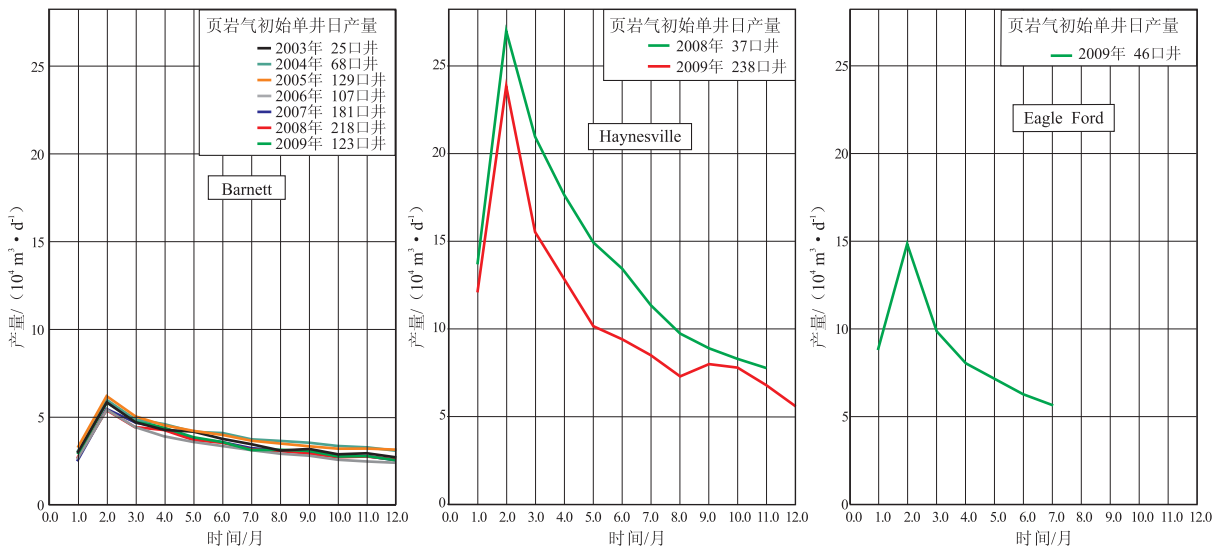


图1 美国 Barnett、Haynesville 和 Eagle Ford 页岩气藏初始单井平均日产量^[8]

Fig.1 Averaged daily production rate per well for Barnett, Haynesville and Eagle Ford shale gas

首先具有较高的硅质含量和杨氏模量,有利于水力压裂随时间的传导;其次存在大量的开启和闭合的天然裂缝网络,随着时间有效控制裂缝的完整性,有利于减少天然气产量的下降。此外 Barnett 页岩由于具有非常低的应力,导致在生产过程中,对不发育或无支撑裂缝的影响较小,有利于裂缝连通。与 Barnett 页岩型气藏相比, Haynesville 和 Eagle Ford 页岩气井均具有快速递减的特征,表现为斜率较陡的递减率。Haynesville 和 Eagle Ford 页岩由于具有较低的硅质含量,较高钙质含量,导致岩石杨氏模量较低,脆性较差,且具超高压的特征,当压力下降时,高应力可能影响已开启的水力压裂裂缝网络,导致系统整体裂缝导流能力的下降。对于 Haynesville 和 Eagle Ford 高压页岩气藏,气体从裂缝网络产出的速度比气体从裂缝网络基质中解析到裂缝网络的速度快,是引起初始产量递减较快的原因。由于初始递减率是因裂缝系统的导流能力随时间变化引起的,后期递减率则更多的与基质物性相关。由于各盆地间基质储集性没有太大差别,从而递减率差异不大,后期不同盆地的产量递减趋势是相同的。因此天然裂缝发育和高气藏压力是影响页岩气藏产量变化的关键因素(图 2)^[8]。

1.3 页岩矿物组成的影响

由于 Barnett 页岩与 Eagle Ford 页岩在矿物组成上存在差异,因此导致其在可压性及压裂液、支撑剂选择上存在着不同^[9]。

Barnett 页岩矿物组成以硅质为主,岩石脆性强,天然裂缝发育,应力各向异性较弱,因此在压裂工程中仅用低砂比滑溜水就可以沟通天然裂缝,形成复杂的裂缝网络,且因杨氏模量高(约为 47.7 GPa),使得很少有支撑剂嵌入。Eagle Ford 页岩矿物组成以钙质为主,岩石脆性较弱,各向异性较强,

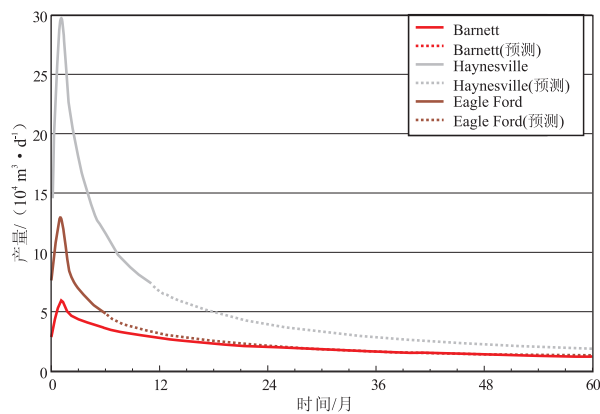


图 2 美国典型页岩气盆地单井平均日产量变化趋势^[8]

Fig.2 Averaged absolute daily yield trends for single well within parts of North American shale gas basins

易产生较多的水平裂缝,且因杨氏模量低(13.6 GPa),岩石相对柔软,容易引起支撑剂嵌入(图 3)^[9],因此低砂比的小粒径支撑剂不会像 Barnett 页岩那么有效,而含有更高砂比的大直径颗粒支撑剂的混合压裂液体系才会充分提高像 Eagle Ford 钙质型页岩的导流能力,克服嵌入和多相流问题。在实际压裂生产过程中,Eagle Ford 页岩气藏混合压裂液(滑溜水、线性胶、交联剂)处理要比滑溜水压裂液处理效果更好,用高砂比的大颗粒直径支撑剂能产生更高的导流能力,从而获得高产(图 4)^[9]。

2 美国典型页岩气藏划分及勘探开发特征

根据页岩岩性组合、气藏压力和页岩矿物组成 3 个关键参数,将美国页岩气藏划分为层状常压—低超压硅质页岩型、层状超高压硅质—钙质页岩型和互层状超高压钙质页岩型 3 大类型(表 1)^[1-9]。

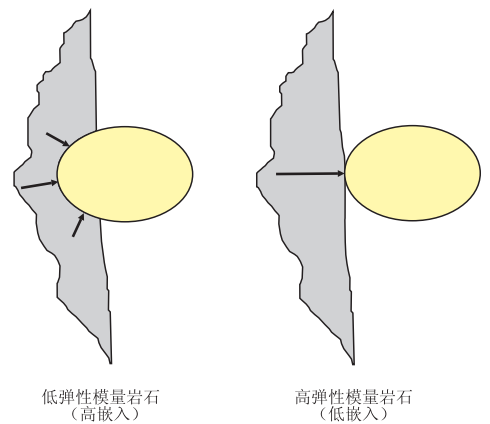


图 3 不同弹性模量岩石支撑剂嵌入应力分布^[9]

Fig.3 Embedment stress distribution for different elastic modulus rock proppant

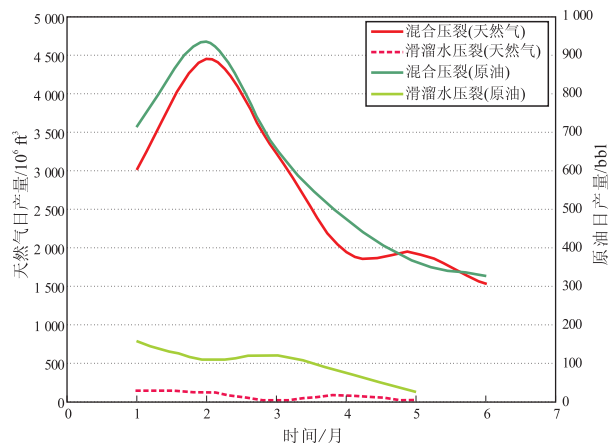


图 4 美国 Eagle Ford 页岩混合压裂液井与滑溜水压裂液井日产量对比^[9]

Fig.4 Comparison over daily production between mixed fracturing fluid well and slick water fracturing fluid well for Eagle Ford shale in USA

表1 美国不同页岩气藏类型及特征参数对比^[1-9]

Table 1 Typical shale gas reservoirs in USA and comparison over characteristic parameters

项 目		层状常压— 超压硅质页岩型	层状超高压硅质— 钙质页岩型	互层状超高压 钙质页岩型
盆地名称		福特沃斯	Sabine 隆起	马沃里克盆地
页岩名称		Barnett 页岩	Haynesville 页岩	Eagle Ford 页岩
层位		石炭系	上侏罗统	上白垩统
埋藏深度/m		1 981~2 591	3 048~4 115	1 200~4 270
泥页岩有效厚度/m		15~61	61~91.44	30~90
有机地 化参数	$w(\text{TOC})/\%$	2.0~7.0/4.5	0.5~4	2.8~6.5/4.7
	类型	I—II	I—II	I—II
	$R_o/\%$	1.1~2.2	2.2~3.2	1~1.7
	成因类型	热成因	热成因	热成因
孔隙度/%		4.0~5.0	8~9	2~10
含气量/($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)		8.5~9.91	2.83~9.36	2.8~5.7
吸附气含量/%		40~60	10	10~20
矿物 组成	硅质/%	35~50/45	14~35	15~20
	钙质/%	8.5~12.0	30~50	55~60
	黏土矿物/%	25~32/27		5~45/20
压力系数		0.8~1.1	1.6~2.07	1.35~1.8
初始单井平均日产气量/ 10^4 m^3		5.4~6.2	27.6~54.5	14.2~28.7
递减率		第1年为45%~55%	第1年为65%	半年为60%
杨氏模量/GPa		高(47.7)		低(13.6)
砂比		低	低—中	高
支撑剂		小粒径	中粒径	大粒径
压裂液体系		滑溜水	滑溜水、线性胶	混合压裂液 (滑溜水、线性胶、交联剂)

2.1 层状常压—低超压硅质页岩型

该类型以福特沃斯盆地 Barnett 页岩为代表。富有机质黑色页岩主要为层状硅质页岩,有机质丰度高(2.0%~7.0%),有机硅含量高(30%~50%),钙质含量少(<15%),以热成因为主,吸附气含量较高(40%~60%),压力系数0.8~1.1,具常压—低超压的特点。其初始单井平均日产气量小于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$,第1年单井递减率为45%~55%,压裂上可采用低砂比的小粒径支撑剂的滑溜水压裂液体系。

2.2 层状超高压硅质—钙质页岩型

该类型以 Haynesville 页岩为代表。富有机质页岩主要为层状硅质—钙质页岩型,有机质丰度较高(0.5%~4%),页岩总体矿物组成中以钙质为主,含量较高(30%~50%),硅质含量较低(14%~35%),地层超压,压力系数1.6~2.07,超压裂缝发育,以游离气为主,占90%。气藏产层的孔隙度在8%~14%,绝大多数游离气储存在非有机质骨架。该类型初始单井平均日产气量大于 $20 \times 10^4 \text{ m}^3$,第1年单井递减率大于60%,压裂上可采用低—中砂比的较大直径颗粒支撑剂的滑溜水、线性胶压裂液体系。

2.3 互层状超高压钙质页岩型

该类型以 Eagle Ford 页岩为代表。富有机质页岩主要为互层状钙质页岩,页岩矿物组成以钙质为主,含量较高(55%~60%),硅质含量较低(15%~20%),黏土含量较低(5%~45%)。地层超压,压力系数1.35~1.8,超压裂缝发育,以游离气为主,占80%~90%。该类型初始单井平均日产气量大于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$,第1年单井递减率大于60%,压裂上采用高砂比的大直径颗粒支撑剂的混合压裂液体系。

3 四川盆地及周缘页岩气类型及启示

美国主要产气页岩经历的生烃史较简单,成熟度相对较低,多为1.0%~3.5%,处在成熟阶段,页岩总体上经历的破坏运动较少和较弱,对页岩气的保存极为有利。中国页岩气形成条件虽然复杂,但资源潜力较大,具有较好的页岩气资源前景及开发潜力^[10]。中国南方海相页岩具有“一老(时代老)三高(有机碳、成熟度、脆性矿物)三复杂(构造、热史、地面)”的特点,其中四川盆地及周缘海相页岩热演化程度偏高(多为2.5%~4%),埋深大(>3 500 m),

经历多期构造改造,保存条件差异性较大^[11-14]。而四川盆地陆相层系页岩层系具互层状、二低[有机质丰度偏低(1%~3%)、演化程度偏低(1.2%~2%)]、一高[黏土含量偏高(>40%)]、一强(非均质性强的特点^[15-16])。

3.1 四川盆地及周缘页岩气类型

依据本文对美国典型页岩气藏类型所选取的页岩岩性组合、页岩矿物组成和地层压力 3 个关键参数,结合页岩气所处的区域位置,将四川盆地及周缘页岩气划分为盆缘层状常压—低超压硅质页岩型、盆内层状超高压硅质页岩型、盆内互层状超高压钙质—黏土质页岩型 3 大类型(表 2)。

3.1.1 盆缘层状常压—低超压硅质页岩型

以彭水、昭通海相下志留统五峰—龙马溪组页岩为代表。埋藏深度较浅(2 000~3 000 m),富有机质黑色页岩厚度大(80~110 m),岩性为含碳质、硅质泥页岩,属海相深水陆棚沉积。有机质含量高(平均 4.2%),演化程度适中(2.2%~2.8%);页岩矿物组成以硅质为主(平均 44%),钙质含量较低(平均 5.8%),吸附气含量较高(平均 58%);地层压力系数 0.9~1.1,为近常压。该区水平井初始最高日产气量 $2.5 \times 10^4 \text{ m}^3$,试采稳定日产气 $2 \times 10^4 \text{ m}^3$ 左右。该类型与福特沃斯盆地 Barnett 页岩气藏特征相似。

3.1.2 盆内层状超高压硅质页岩型

以涪陵、长宁、富顺海相下志留统五峰—龙马

溪组页岩为代表。埋藏较深(2 500~4 500 m),富有机质黑色页岩厚度大(70~120 m),岩性为含碳质、硅质泥页岩,属海相深水陆棚沉积。有机质含量高(平均 2.5%),演化程度适中(2.2%~3.1%);页岩矿物组成硅质含量高(平均 48%),钙质含量较低(平均 4.8%),可压性好,吸附气含量 45%,地层压力系数 1.5~2,为超高压。该类型水平井初始最高日产气量 $(15 \sim 45) \times 10^4 \text{ m}^3$,试采稳定日产气 $(6 \sim 8) \times 10^4 \text{ m}^3$,产量递减较快,在层状、超高压方面与 Haynesville 页岩气藏特征相似,在页岩矿物组成上与 Haynesville 页岩相近。

3.1.3 盆内互层状超高压钙质—黏土质泥页岩型

以涪陵、元坝陆相下侏罗统大安寨段页岩为代表。埋藏较深(2 500~4 500 m),岩性以富有机质泥页岩夹薄层介屑灰岩、砂岩为特征,泥页岩厚度 30~80 m,有机质含量平均 1.4%;有机质类型以 II₂ 型为主, R_o 介于 1.4%~1.9%。矿物组成以钙质和黏土矿物为主(钙质矿物平均 35%,黏土矿物平均 33%),次为硅质(碎屑石英)平均为 26%;吸附气含量 20%~50%,地层压力系数 1.4~2.1,为超高压。直井初始最高日产气量在 $(11 \sim 50) \times 10^4 \text{ m}^3$ 。该类型与 Eagle Ford 页岩气藏特征相似。

3.2 页岩气经济有效开发的启示和对策

四川盆地及周缘页岩气具有多领域、多层系、多类型的特点。近期,在四川盆地内部及周缘海、陆相领域,通过水平井及多级分段压裂技术,取得

表 2 四川盆地及周缘页岩气类型及特征参数

Table 3 Comparison over shale gas types and geological parameters for Sichuan Basin and its peripheral

项 目	盆缘层状常压— 低超压硅质页岩型	盆内层状超高压 硅质页岩型	盆内互层状超高压 钙质—黏土质页岩型	
页岩名称	五峰—龙马溪组页岩	五峰—龙马溪组页岩	大安寨段页岩	
层位	上奥陶—下志留统	上奥陶—下志留统	下侏罗统	
沉积环境	海相	海相	湖相	
埋藏深度/m	2 000~3 000	2 500~4 500	2 500~4 500	
泥页岩有效厚度/m	80~110	70~120	30~80	
有机地 化参数	$w(\text{TOC})/\%$	2~5/4.2	0.6~3.6/1.4	
	类型	I	II ₂	
	$R_o/\%$	2.3~2.8	2.2~3.1	1.4~1.9
孔隙度/%	4.4	2.5~7.1	1.3~8.4/4.3	
含气量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1})$	1.34~3.9	0.4~5.2	1.4~1.7	
吸附气含量/%	58	45	20~50	
矿物 组成	硅质/%	34~58/44	34~80/48	22~39/26
	钙质/%	2.3~14.6/5.8	2.3~11.8/4.8	24~53/35
	黏土矿物/%	20.7~50.4/29.2	22.6~51.8/32	19~67/33
压力系数	0.9~1.1	1.5~2.0	1.4~2.1	
单井日产气量/ 10^4 m^3	1~2.5	15~45	11~50	
典型页岩气区	彭水、昭通	涪陵、长宁、富顺	元坝、涪陵	
与美国相似页岩气类型	与 Barnett 页岩相似	与 Haynesville 页岩相近	与 Eagle Ford 页岩相近	

了页岩气重大突破和重要进展。针对下古生界海相领域,下志留统龙马溪组页岩在川东南涪陵区块、川南威远、长宁区块获页岩气日产量 $(15\sim 45)\times 10^4\text{ m}^3$ 的商业性突破,实现了涪陵焦石坝页岩气的商业性开发;在四川盆地东南缘的彭水、昭通地区也获得了页岩气日产量 $(1\sim 2.5)\times 10^4\text{ m}^3$ 的低产气流。针对中生界陆相领域,在川东南涪陵、川东北元坝地区下侏罗统大安寨段获页岩气日产量 $(11\sim 50)\times 10^4\text{ m}^3$ (直井),在鄂西渝东建南地区的东岳庙段获页岩气日产量 $1.2\times 10^4\text{ m}^3$ (水平井压裂),由此展示了四川盆地及周缘不同类型页岩气良好的勘探开发前景。

四川盆地及周缘海、陆相页岩气藏与美国不同类型页岩气藏具有较好的可比性。目前美国已实现了商业开发,而四川盆地由于页岩气资源形成的地质和地面条件复杂,四川盆地东南缘的彭水、昭通地区埋深虽浅,但保存条件差、产量较低、地面条件复杂、投资相对较高,目前经济效益较差,未能实现商业开发。四川盆地内部的海陆相页岩受埋深大(多大于4 000 m)、勘探开发成本高、工程技术不适应、投资大等因素的影响,制约了页岩气的商业开发进程。因此,降本、增产、规模化是实现中国多类型页岩气藏的经济有效开发的关键。

借鉴美国相似类型页岩气藏产量递减规律开展四川盆地及周缘不同类型页岩气藏经济评价,在15年评价期、气价(含税)1 820元/千方、商品率95%、页岩气补贴逐步由400元/千方降到300元/千方再降到200元/千方、税前内部收益率为15%等相同条件下,盆缘彭水、昭通五峰—龙马溪组常压—低超压硅质页岩型在第一年平均日产量 $2\times 10^4\text{ m}^3$ 的情况下,单井总投资(含地面工程投资)需控制在3 000万元左右;盆内涪陵、长宁、富顺五峰—龙马溪组层状超高压硅质页岩型在第一年平均日产量 $5\times 10^4\text{ m}^3$ 的情况下,单井总投资(含地面工程投资)需控制在5 000万元左右;盆内涪陵、元坝大安寨段互层状超高压钙质—黏土质泥页岩型在第一年平均日产量 $5\times 10^4\text{ m}^3$ 的情况下,单井总投资(含地面工程投资)需控制在4 300万元左右。

4 结论

根据页岩岩性组合、气藏压力和页岩矿物组成3个影响页岩气藏产量变化趋势和可压性的评价关键参数,对美国 and 四川盆地及周缘页岩气类型进行了划分,其中四川盆缘彭水、昭通五峰—龙马溪组层状常压—低超压硅质页岩型与福特沃斯盆地

Barnett页岩相似,四川盆内涪陵、长宁、富顺五峰—龙马溪组层状超高压硅质页岩型与Haynesville页岩相似,四川盆内涪陵、元坝大安寨段互层状超高压钙质—黏土质泥页岩型与Eagle Ford页岩气藏相似。因此,在四川盆地及周缘页岩气勘探开发过程中,应充分认识到3种类型页岩气藏特征的差异,借鉴美国相似类型的页岩气藏产量变化趋势和压裂工程工艺技术的成功经验,开展与之相适应的开发工程技术对策和经济评价,通过降本、增产,规模化实现四川盆地不同类型页岩气藏的商业性开发。

参考文献:

- [1] 《页岩气地质与勘探开发实践丛书》编委会.北美地区页岩气勘探开发新进展[M].北京:石油工业出版社,2009.
Editorial Committee of "Shale gas geology and exploration and development practice series".New progress of shale gas exploration and development in North America[M].Beijing:Petroleum Industry Press,2009.
- [2] 李新景,胡素云,程克明.北美裂缝性页岩气勘探开发的启示[J].石油勘探与开发,2007,34(4):392-400.
Li Xinjing, Hu Suyun, Cheng Keming. Suggestions from the development of fractured shale gas in North America[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(4): 392-400.
- [3] Hickey J J, Henk B. Lithofacies summary of the Mississippian Barnett Shale, Mitchell 2 T. P. Sims well, Wise County, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 437-443.
- [4] Loucks R G, Ruppel S C. Mississippian Barnett Shale: Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 579-601.
- [5] Hammes U, Frébourg G. Haynesville and Bossier mudrocks: A facies and sequence stratigraphic investigation, East Texas and Louisiana, USA[J]. Marine and Petroleum Geology, 2012, 31(1): 8-26.
- [6] Hentz T F, Ruppel S C. Regional stratigraphic and rock characteristics of Eagle Ford shale in its play area: Maverick Basin to East Texas Basin [C]. AAPG Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas, USA, 2011.
- [7] Fairbanks M D, Ruppel S C. High resolution stratigraphy and facies architecture of the Upper Cretaceous (Cenomanian-Turonian) Eagle Ford Formation, Central Texas [C]. AAPG Annual Convention and Exhibition, Long Beach, California, 2012.
- [8] Baihly J D, Altman R M, Malpani R, et al. Shale gas production decline trend comparison over time and basins [C]. Paper SPE prepared at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 2010.
- [9] Stegent N A, Wagner A L, Mullen J, et al. Engineering a successful fracture-stimulation treatment in the Eagle Ford shale [C]. Paper SPE prepared at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 2010.
- [10] 张金川,姜生玲,唐玄,等.我国页岩气富集类型及资源特点[J].天然气工业,2009,29(12):109-114.
Zhang Jinchuan, Jiang Shengling, Tang Xuan, et al. Accumulation

types and resources characteristics of shale gas in China[J].Natural Gas Industry,2009,29(12):109-114.

[11] 董大忠,程克明,王玉满,等.中国上扬子区下古生界页岩气形成条件及特征[J].石油与天然气地质,2010,31(3):289-299.
Dong Dazhong, Cheng Keming, Wang Yuman, et al. Forming conditions and characteristics of shale gas in the Lower Paleozoic of the Upper Yangtze region, China[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(3): 289-299.

[12] 孟庆峰,侯贵廷.页岩气成藏地质条件及中国上扬子区页岩气潜力[J].油气地质与采收率,2012,19(1):11-14.
Meng Qingfeng, Hou Guiting. Geological controls on shale gas play and potential of shale gas resource in upper Yangtze region, China [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(1): 11-14.

[13] 冯爱国,张建平,石元会,等.中扬子地区涪陵区块海相页岩气层特征[J].特种油气藏,2013,20(6):15-19.
Feng Aiguo, Zhang Jianping, Shi Yuanhui, et al. Characteristics

of marine shale gas play in fuling block in the Middle Yangtze Area[J].Special Oil & Gas Reservoirs,2012,20(6):15-19.

[14] 葛忠伟,樊莉.页岩气研究中应注意的问题[J].油气地质与采收率,2013,20(6):19-22.
Ge Zhongwei, Fan Li. Some notable problems about shale gas in the scientific research [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(6): 19-22.

[15] 何发岐,朱彤.陆相页岩气突破和建产的有利目标:以四川盆地侏罗统为例[J].石油实验地质,2012,34(3):246-251.
He Faqi, Zhu Tong. Favorable targets of breakthrough and built-up of shale gas in continental facies in Lower Jurassic, Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(3): 246-251.

[16] 朱彤,包书景,王烽.四川盆地陆相页岩气形成条件及勘探开发前景[J].天然气工业,2012,32(9):16-21.
Zhu Tong, Bao Shujing, Wang Feng. Pooling conditions of non-marine shale gas in the Sichuan Basin and its exploration and development prospect [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(9): 16-21.

(编辑 徐文明)

~~~~~  
(上接第 711 页)

[26] 傅强,孙喜天,刘永斗.鄂尔多斯晚三叠世湖盆特征恢复及地质意义[J].同济大学学报:自然科学版,2009,37(11):1537-1540.  
Fu Qiang, Sun Xitian, Liu Yongdou. Geologic significance and re-establishment of basin character in Late Triassic of Ordos Basin [J]. Journal of Tongji University: Natural Science, 2009, 37(11): 1537-1540.

[27] 文华国,郑荣才,唐飞,等.鄂尔多斯盆地耿湾地区长6段古盐度恢复与古环境分析[J].矿物岩石,2008,28(1):114-120.  
Wen Huaguo, Zheng Rongcai, Tang Fei, et al. Reconstruction and analysis of paleosalinity and paleoenvironment of the chang6 member in the Gengwan region, Ordos Basin [J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2008, 28(1): 114-120.

[28] 张才利,高阿龙,刘哲,等.鄂尔多斯盆地长7油层组沉积水体及古气候特征研究[J].天然气地球科学,2011,22(4):

582-587.  
Zhang Caili, Gao Along, Liu Zhe, et al. Study of character on sedimentary water and palaeoclimate for Chang 7 oil layer in Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(4): 582-587.

[29] 邱欣卫.鄂尔多斯盆地延长组凝灰岩夹层特征和形成环境[D].西安:西北大学,2008.  
Qiu Xinwei. Characteristics and forming environments of tuffs in Yanchang formation in Ordos Basin [D]. Xi'an: Northwest University, 2008.

[30] 杨友运.印支期秦岭造山活动对鄂尔多斯盆地延长组沉积特征的影响[J].煤田地质与勘探,2004,32(5):7-9.  
Yang Youyun. Influence of Qinling Orogenic Movements in Indo-Chinese Epoch to sedimentary characteristics of Yanchang formation in Ordos Basin [J]. Coal Geology & Exploration, 2004, 32(5): 7-9.

(编辑 徐文明)

~~~~~  
(上接第 717 页)

[41] 徐永昌.天然气成因理论及应用[M].北京:科学出版社,1994:236-255.
Xu Yongchang. Theory and application of natural gas genesis [M]. Beijing: Science Press, 1994: 236-255.

[42] 金之钧,胡文瑄,张刘平,等.深部流体活动及其油气成藏效应[M].北京:科学出版社,2007:133-142.
Jin Zhijun, Hu Wenxuan, Zhang Liuping, et al. Deep-derived flu-

id and its effect on hydrocarbon accumulation [M]. Beijing: Science Press, 2007: 133-142.

[43] Lin L H, Hall J, Lippmann-Pipke J, et al. Radiolytic H₂ in continental crust: Nuclear power for deep subsurface microbial communities [J]. Geochemistry Geophysics Geosystems, 2005, 6(7): Q07003. doi: 10.1029/2004GC000907.

(编辑 黄娟)