

页岩气勘探开发中的几个地质问题

郭彤楼

(中国石化华东油气分公司,江苏南京 210019)

摘要:以常压页岩气藏勘探开发中的几个地质问题为研究对象,探索进行了常压页岩气藏分类,着重分析泥页岩的有机碳含量变化、热演化程度与孔隙度的关系。在此基础上,进一步研究含气量与这几个地质因素相互间的制约及其与初始产量的关系,同时对照国内外典型页岩气藏实例,探讨不同压力梯度页岩气运移对气藏初始产量的控制作用。明确指出,盆(内)缘过渡型常压页岩气藏和盆外残留型常压页岩气藏,页岩气的运移补充能量存在差异。虽然存在散失,但由于盆内页岩分布面积大,页岩气的运移补充充足,盆(内)缘过渡型常压气藏具有较高的初始产量和较好的商业效益;盆外残留型常压气藏,页岩分布面积有限,运移补充不充分,属于偏低常压,初始产量较低。要实现商业开发,还需要大力攻关增产与降本技术。

关键词:常压页岩气藏;压力梯度;运移补充;初始产量;效益开发

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

A few geological issues in shale gas exploration and development

GUO Tonglou

(Sinopec East China Oil and Gas Company, Naging, Jiangsu 210019, China)

Abstract: Based on several geological problems in the exploration and development of the normal pressure shale gas reservoir, its classification is explored. For that, the relation between the change of organic carbon content, the degree of thermal evolution and porosity in shale are analyzed. On this basis, the relation between gas content and these geological factors, and between the gas content and initial production are further studied. At the same time, compared with the typical shale gas reservoirs at home and abroad, the controlling effect of shale gas migration with different pressure gradients on the initial production of gas reservoirs is discussed. It is clearly pointed out that there are differences in the energy supply for shale gas migration between transitional normal pressure shale gas reservoir at the margin of (or in) the basin and residual normal pressure shale gas reservoir outside the basin. Although there exists loss, because of the large distribution area of shale in the basin and the sufficient migration and replenishment of shale gas, the transitional normal pressure gas reservoirs at the margin of (or in) the basin have higher initial production and better commercial benefit. While for the residual normal pressure gas reservoirs outside the basin, as they have limited shale distribution area and insufficient migration replenishment, they belong to low pressure reservoir and have low initial production. In order to realize the commercial development, it is necessary to make more breakthroughs in the technologies of increasing production and reducing cost.

Key words: normal pressure shale gas reservoir, pressure gradient, migration and replenishment, initial production, benefit development

近年来,我国页岩气勘探开发取得快速发展,涪陵页岩气田累产超过 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$,2018年产量超过 $60 \times 10^8 \text{ m}^3$,全国页岩气产量超过 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。对比中国与美国页岩气的勘探开发史可知,美国的页岩气商业开发始于低压页岩气,理论技术成熟于常压页岩气,推广应用到超压页岩气;而中国则相反,页岩

气的产量几乎全部来自超高压区,首先在超高压地区取得商业发现^[1-2]。近几年,我国加大了对盆缘地区常压页岩气的勘探攻关,先后在南川、武隆等地区取得常压页岩气的突破,实现了商业开发,形成了适用于常压页岩气勘探开发的地质评价与技术,对推动常压页岩气的勘探开发具有积极的示范作用^[3]。

收稿日期:2019-09-04。

作者简介:郭彤楼(1965—),男,博士,教授级高工,本刊第二届编委会委员,从事油气地质勘探与构造地质研究。通讯地址:江苏省南京市建邺区江东中路315号中泰国际广场6号楼,邮政编码:210019。E-mail:tlguo@163.com

基金项目:“十三五”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)。

1 页岩气藏的分类

据天然气藏分类国家标准(GB/T 26979—2011),按照地层压力系数(α_p)划分, $\alpha_p < 0.9$ 为低压气藏, $0.9 \leq \alpha_p < 1.3$ 为常压气藏, $1.3 \leq \alpha_p < 1.8$ 为高压气藏, $\alpha_p \geq 1.8$ 为超高压气藏。20 世纪美国五大页岩气田 Barnett、New Albany、Ohio、Antrim、Lewis,除 Barnett 页岩气田地层压力系数在 0.43~0.44 psi/ft(也有资料认为压力系数为 0.48 psi/ft^[4],1 psi=0.006 895 MPa,1 ft=0.304 8 m)为常压外,其他 4 个气田地层压力系数都小于 0.40 psi/ft,甚至低至 0.15 psi/ft^[5],属于低压气藏。再从 Marcellus、Haynesville、Bossier、Barnett、Fayetteville、Muskwa、Woodford、Eagle Ford、Utica、Montney 这 10 个美国页岩气田地层压力系数来看^[4],只有 Haynesville 为超高压页岩气,Marcellus、Bossier 为高压页岩气,其余 7 个页岩气田地层压力系数 0.44~0.52 psi/ft,属常压页岩气田。对照上述分类标准,我国实现规模商业开发的涪陵、长宁、威远等页岩气田,都属于高压页岩气田。

从页岩气成因的角度,页岩气可分为生物成因、热成因及二者混合形成 3 类^[6]。

本文重点讨论常压页岩气藏的分类。从气藏压力分布特点来讲,美国的常压页岩气田基本在盆地范围内连续分布,且表现为在埋深大的地区,地层热演化程度和压力高;向盆地边缘热演化程度降低,地层压力系数也降低,如 Marcellus 页岩气在盆地东北部表现为常压和高压,向西南逐渐过渡为常压和低

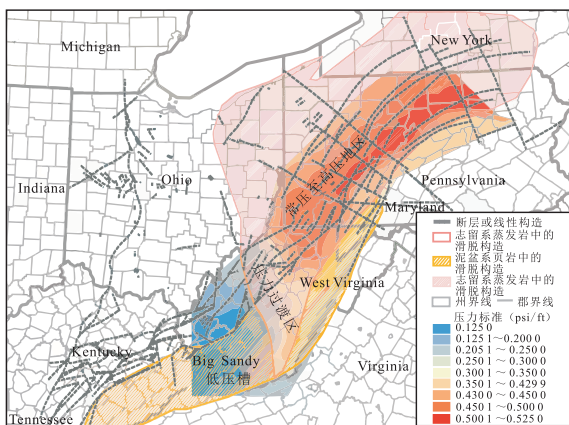
压,和热演化特征高度一致(图 1)^[6];Barnett 页岩气也表现出相同的特点。而中国南方页岩气则不具有此特征或不完全具有此特征,即地层压力、热演化程度、埋深没有很好的对应关系^[7]。中国南方常压页岩气藏分布有 3 个特点:①分布于盆内或盆缘,属于埋深变浅或受保存条件变差所致,由高压变为常压,比如平桥构造主体向西南地层尖灭区,就由高压过渡为常压,丁山地区也是如此,由深部的 DY2 井的高压向浅部构造高部位的 DY1 井、DY3 井过渡为常压(表 1);②位于盆内但页岩层系上部地层剥蚀,顶板的封盖作用遭到破坏,如威远龙马溪组上部地层剥蚀区,页岩气藏表现为常压,而向地层保存较为完整的地区,则又表现为高压;③四川盆地之外的页岩地层残留区,无论背斜还是向斜,都表现为常压甚至低压,如彭水、武隆地区(图 2)。

表 1 不同地区含气量、产量、压力系数

Table 1 Gas content, production and pressure coefficient in different areas

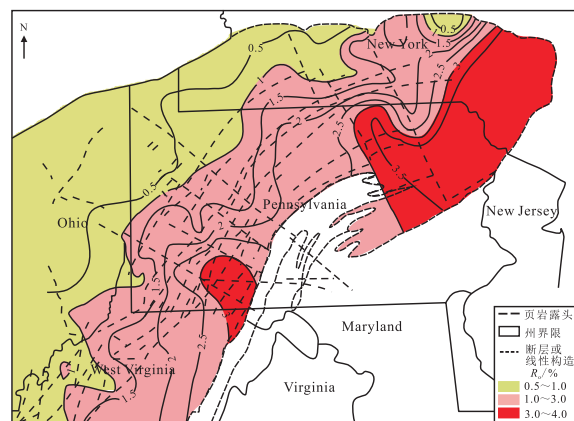
井号	解吸气含量/ (m ³ ·t ⁻¹)	总含气量/ (m ³ ·t ⁻¹)	产量/ (10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)	压力 系数
DY1	(0.79~1.89)/1.15	(0.99~4.02)/2.12	3.40	0.98
DY2	(0.75~1.88)/1.35	(3.83~9.85)/6.78	10.50	1.49
DY3	(0.53~1.01)/0.72	(1.98~4.65)/3.08	2.50~3.50	1.08
DY4	(0.49~1.35)/0.94	(2.36~8.98)/5.17	20.56	1.45
DY5	(0.65~1.30)/0.92	(3.43~12.74)/6.40	16.33	1.45
JY10	(0.88~1.29)/1.11	(2.48~4.17)/3.48	19.60	1.18
JY10-B	(1.62~2.23)/1.94	(2.47~4.12)/3.30	9.01	1.12
LY1HF	(0.51~1.00)/0.82	(1.18~3.55)/2.38	4.60	1.08
PY1	(0.67~1.27)/0.90	(1.30~2.30)/1.90	2.52	0.96

注:解吸气含量和总含气量为(最小值~最大值)/平均值



注: 1 psi=0.006 895 MPa; 1 ft=0.304 8 m

a. 压力梯度分布



b. 成熟度 (R_o) 分布

图 1 阿巴拉契亚盆地 Marcellus 页岩压力梯度、成熟度 (R_o) 分布(根据参考文献[6])

Fig. 1 Distribution of pressure gradient and R_o of Marcellus Shale in Appalachian Basin(according to reference [6])

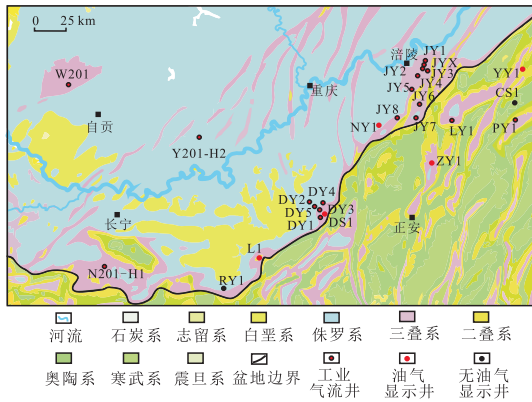


图2 四川盆地主要页岩气井分布

Fig.2 Distribution of main shale gas wells in Sichuan Basin

基于以上分析,南方常压页岩气藏可分为3种类型:盆内(缘)过渡型常压气藏、盆内剥蚀型常压气藏和盆外的残留型常压气藏。

2 页岩气勘探开发中的几个地质问题

基于对中国南方和美国页岩气地质特点的分析,探讨了中国式页岩气成藏富集主控因素及勘探开发的关键问题,提出了中国式页岩气地质特点,包括:构造演化阶段多,构造类型复杂,断裂发育,页岩层系连续分布面积小,寒武系、志留系两套主要页岩层系现今的热演化程度和埋深没有对应关系等,并对影响页岩气富集的主要因素如裂缝、构造类型、页岩气运移、含气量等进行了分析和探讨^[7-9]。但随着勘探开发的不断深入,资料不断丰富、问题也不断产生,有必要再对一些地质问题作出进一步探讨。

2.1 有机碳和孔隙度的关系

总体而言,页岩有机碳含量越高,孔隙度越大;但不是有机碳含量越高,孔隙度总是同步正向增大。MILLIKEN等选取阿巴拉契亚盆地 Marcellus 页岩成熟度不同的两口井,研究了总有机碳和有机质孔隙度之间的关系,通过致密岩石分析方法测量的体积孔隙度在总有机碳低于5.6 wt%时,与体积孔隙度正相关;总有机碳值含量高于5.6 wt%时这种相关性在低成熟度井中消失,在高成熟度井中相关性减小(图3)^[10]。

而对于成熟度区间相同的页岩,其孔隙度总体随总有机碳值增高而增高,但总有机碳值大于5%时,页岩孔隙度随总有机碳增高增加幅度有限,可能与有机质孔隙保存条件有关,高总有机碳页岩岩石

组构更易于压实,不利于有机质孔隙保存(图4)^[11]。对高过成熟度页岩,有机碳含量和孔隙度的关系,在总有机碳为3%左右出现了相反的趋势,页岩的孔隙度逐渐增大;当总有机碳含量大于3%,随着总有机碳含量增大,页岩的孔隙度逐渐减小(图5)^[12]。

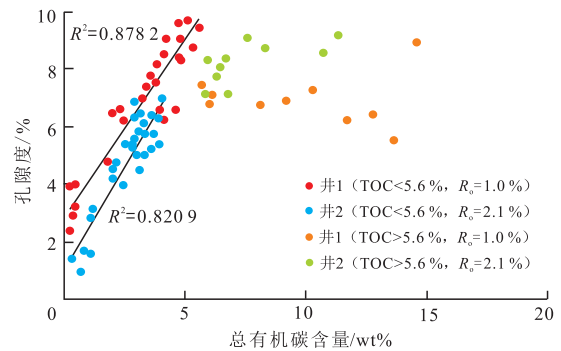


图3 不同成熟度(R_o)页岩总有机碳含量和孔隙度关系 (根据文献[10])

Fig.3 Relation between TOC and porosity of shale with different R_o (according to reference [10])

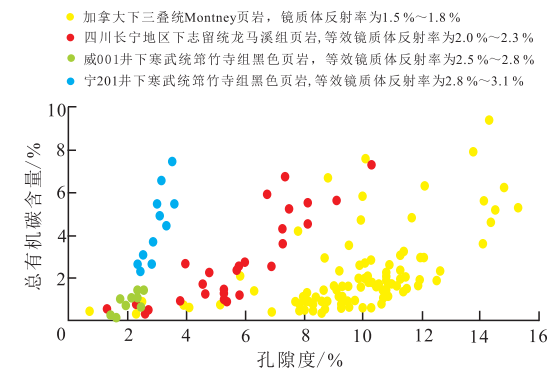


图4 海相有机质页岩有机碳含量和孔隙度关系 (根据文献[11])

Fig.4 Relation between TOC and porosity of marine organic shale (according to reference [11])

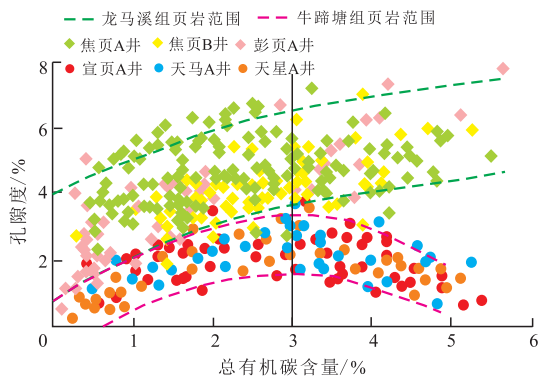


图5 海相有机质页岩有机碳含量和孔隙度关系 (根据文献[12])

Fig. 5 Relation between TOC and porosity of marine organic shale (according to reference [12])

在页岩成熟度、总有机碳含量相近的条件下,保存条件决定了有机碳和孔隙度的相关性,保存条件好,二者相关性就强,反之就差。四川盆地外围彭水地区PY1井总有机碳平均含量3.31%,平均孔隙度2.91%,日产气量低于 $3 \times 10^4 \text{ m}^3$,压力系数为0.96,孔隙度与总有机碳含量相关性较差,甚至在孔隙度小于2%时,总有机碳含量和孔隙度呈负相关关系。四川盆地内缘JY10井总有机碳平均含量3.2%,平均孔隙度3.3%,日产气量大于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$,压力系数为1.18,孔隙度与总有机碳含量相关性较好。涪陵页岩气田发现JY1井总有机碳含量平均值为3.5%,平均孔隙度为4.8%,地层压力系数为1.55,日产气量大于 $20 \times 10^4 \text{ m}^3$ (图2、图6)。

因此,就有机碳含量和孔隙度关系而言,有机碳含量过高,孔隙度反而会下降。保存条件好,有机碳含量和孔隙度会有较好的对应关系,二者的相关性,

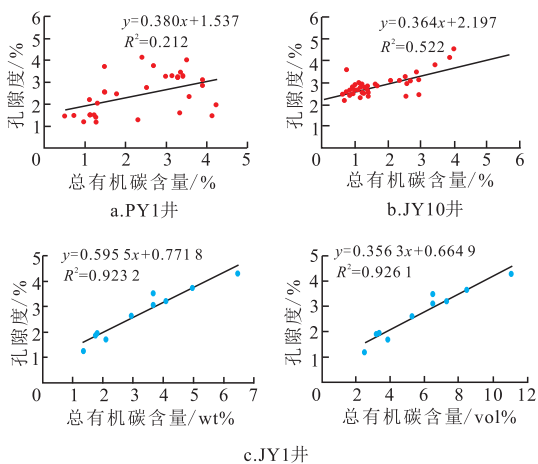


图6 三口井总有机碳含量与孔隙度关系

Fig. 6 Relation between TOC and porosity of three wells

在某种程度上,能反映地层压力特征和产量大小。

2.2 热演化程度和孔隙度的关系

热演化程度决定了有机质孔隙度的发育程度和孔径大小。但对于具体的成熟度指标,不同学者有不同的看法。

低成熟度下不发育有机质纳米孔。如Barnett成熟度0.52%的页岩,只在有机质颗粒边缘发育少量粒间孔,内部也不存在非均质性^[13]。LOUCKS等^[14]比较了成熟度小于0.7%和大于0.8%的页岩有机质纳米孔的发育情况,认为前者不发育纳米孔、内部也不存在非均质性,有机质颗粒中纳米孔丰度与镜质体反射率的强相关性表明,孔隙形成是有机质(干酪根)热成熟和转化的结果。

CURTIS^[15]认为成熟度不能单独作为孔隙度预测的指标,有机质组分可能使有机质孔隙的形成和保存复杂化(2012年用Woodford不同成熟度样品、2011年用Marcellus成熟样品得出同样结论);比较了Woodford页岩(成熟度为0.9%),未发现有机质纳米孔,认为次生纳米孔的产生是因为油向气的转化;还比较了Marcellus页岩成熟度大于1.1%(包括大于临界值3.1%)的样品,并未发现孔径和孔隙密度随成熟度增大而变大,但孔径随成熟度增大而变小。即使在同一个样品中,也会出现部分有机质孔隙发育,另一部分不发育有机质孔隙的现象,可能与有机质组分有关(图7)。还认为,应在更大视域、更大成熟度范围再做研究。

也有学者认为孔隙度主要受演化程度控制而非总有机碳含量^[10],且热演化程度增长至一定程度后,孔隙度开始下降,镜质体反射率大于2.88%的样品,

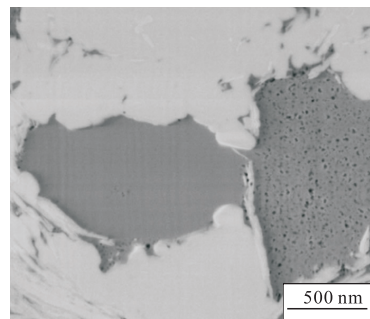


图7 BSE成像下有机质孔隙发育情况(样品为成熟度1.4%的Woodford页岩,根据文献[15])

Fig. 7 Pore development of organic matter by BSE (The sample is the Woodford shale with $R_o=1.4\%$, according to reference [15])

单位总有机碳含量孔隙度比热成熟度低的样品降低25%以上^[6]。这表明,随着成熟度增高,孔隙度的总体增加可能有一个门限值,超过该门限,残余流体包裹体及其相关矿物沉淀可能填充较早形成的孔隙,从而显著降低孔隙度。

彭钰洁等^[17]用张家口—怀来地区下马岭组低成熟度富有机质泥页岩开展了模拟实验,原始样品总有机碳含量为4.23%,干酪根类型为I型,成熟度(R_o)为0.62%,模拟温度分别为350℃、400℃、450℃、500℃、550℃、600℃,页岩成熟度相应达到了1.04%、1.83%、2.04%、2.46%、2.84%、3.12%,得出下列结论:①页岩有机质在热演化过程中,随着有机质成熟度升高,其孔隙度呈线性增长,微孔和介孔明显增多,介孔孔径为30~50 nm的孔隙增加更为显著,而孔径大于10 000 nm的宏孔逐渐减少,这与有机质热演化导致的有机质孔大量生成以及孔隙富集导致的骨架坍塌有关,且随热演化过程加深孔隙连通性逐渐变好;②有机质热演化过程直接影响了页岩气赋存空间,吸附气与游离气赋存空间均有随孔隙孔径增大而升高的趋势,但呈现不同的增加速率,指示页岩气从纳米孔中的形成随热演化加深,气体由吸附状态逐渐大量析出,游离至大孔空间中的赋存转变过程。

综合来看,有机质孔隙度发育受控于热演化程度,既有上限也有下限。对中国南方几套页岩气来讲,目前志留系(五峰组—龙马溪组)页岩演化程度对孔隙度的控制总体是正相关;寒武系页岩的演化程度总体偏高,对孔隙度发育起抑制作用。二叠系页岩成熟度差异较大^[8],前文提到的美国页岩气成熟度和孔隙度的几种关系都存在。

2.3 含气量(显示)与产量的关系

BOWKER^[18]认为Barnett页岩高产区存在5个影响含气性的因素:①有机碳含量,页岩气勘探目标总有机碳值应在2.5%~3.0%;②页岩厚度,大于15 m、30 m厚的富有机质页岩足以产出商业气流;③成熟度,热演化程度应处于生气窗;④孔隙度和含水饱和度,Barnett页岩高产区的孔隙度为5.5%,含水饱和度为25%;⑤黏土矿物含量应小于50%。然而,在这5个因素基本相似的情况下,页岩气的含气性、产量差别可以很大,如表1列出的一些井,这表明静态指标仅可作为页岩含气性判别的基础,实践中更应

关注保存、构造等动态因素。对比表1不同构造、不同压力系数的单井总含气量和产量后发现,含气量和产量总体上还是呈正相关关系,因此,总含气量是判断页岩气产量高低的一个关键因素。

2.4 关于页岩气运移

郭彤楼曾提出页岩气存在阶梯运移,即“相邻低部位孔缝中天然气置换式向上微距离运移,保证聚散平衡,一个个相邻孔缝的阶梯式运移,实现了大范围的页岩气向背斜(正向构造)的汇聚”^[2]。从勘探实践来看,页岩气的运移是一个不争的事实,如平桥背斜主体向露头区,地层压力系数由高压(大于1.3)向常压变化,这表明存在页岩气的散失,但与彭水地区相比,其压力系数、产量都要高得多。比较盆(内)地边缘金佛斜坡和盆外残留向斜的彭水地区会发现,二者最大的区别是虽然距露头区都较近,但盆地内页岩是大面积分布的,而盆外彭水地区残留地层,页岩分布面积有限。盆缘向露头区有散失,但还有来自盆内页岩气的运移补充(表1中的JY10井和JY10-B井);而盆外残留区,运移补充不充分,因此总体压力低、产量低(表1中的PY1井和LY1HF井)。

2.5 不同压力梯度的页岩都能实现效益开发

四川盆地目前已建成的页岩气田,如涪陵、长宁、威远等页岩气田都是高压甚至超压页岩气田。美国的Fayetteville、Haynesville等页岩气田也具有比较高的压力梯度^[6],但常压甚至低压页岩发育区也能实现页岩气的效益生产。Appalachian盆地Marcellus页岩气自北东向南西由超压向常压、低压转化,在常压和低压区的Big Sandy气田自19世纪20年代末开始生产,目前仍有数千口井在生产,至1986年已累产2.5TCF($707.92 \times 10^8 \text{ m}^3$)的页岩气^[6]。Barnett页岩气压力系数1.0~1.2,与武隆地区LY1HF井和金佛地区JY10井区相当(表1),平均埋深2 400 m,初期产量 $6.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,第一年平均产量 $3.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,第一年递减率65%,第二年递减率26%,累产气量 $6 132 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。LY1HF井产量模型符合双曲递减,埋深2 500 m,压力系数1.08,初期产量 $4.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,第一年产量递减到 $2.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,递减率39%,三年累产超过 $3 000 \times 10^4 \text{ m}^3$,预计可累产气 $6 614 \times 10^4 \text{ m}^3$,二者递减特征基本一致(图8)。JY10井区属盆缘过渡型常压气藏,具有较高的初始产量和较好的商业效益;LY1HF井区属盆外

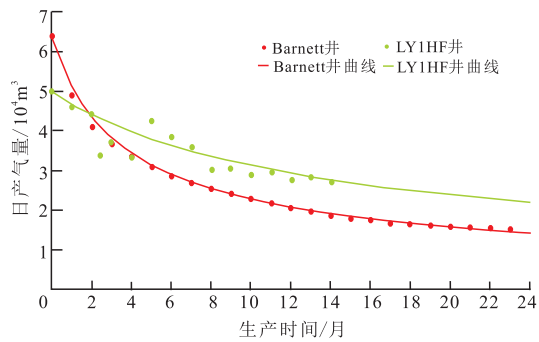


图8 Barnett典型井与LY1HF井生产曲线

Fig. 8 Production curve of typical Barnett well and well-LY1HF

残留型常压气藏,初始产量较低,要实现商业开发,还需大力攻关增产和降本技术。

3 结论

1) 南方常压页岩气藏分为3种类型:盆内(缘)过渡型常压气藏、盆内剥蚀型常压气藏和盆外的残留型常压气藏。

2) 一般而言,页岩有机碳含量越高,孔隙度越大;但不是有机碳含量越高,孔隙度总是同步正向增大。有机碳含量过高,孔隙度反而会下降。保存条件好,有机碳含量和孔隙度会有较好的对应关系,二者的相关性,在某种程度上,能反映地层压力特征和产量大小。

3) 总含气量和产量总体上呈正相关关系,但在复杂构造区中更应关注保存、构造等动态因素,含气量和产量总体上还是呈正相关关系,总含气量是判断页岩气产量高低的一个关键因素。

4) 页岩气存在层内运移,大面积分布的页岩即使离露头区较近也能实现商业性发现。

5) 实践证明,盆(内)缘过渡型常压气藏,具有较高的初始产量和较好的商业效益;盆外的残留型常压气藏,初始产量较低,要实现商业开发,还需大力攻关增产和降本技术。

参考文献

[1] 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.
[2] 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.
[3] 方志雄,何希鹏.渝东南武陵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.

[4] JARVIE D M. Shale resource systems for oil and gas: Part 1—Shale-gas resource systems[J]. AAPG Memoir, 2012, 97: 69-87.
[5] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T E, et al. Unconventional shale-gas systems: the Mississippian Barnett shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475-499.
[6] 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[J]. AAPG Memoir, 2012, 97: 172-200.
[7] 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.
[8] 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,2017:1-488.
[9] GUO T L, ZENG P. The structural and preservation condition for shale gas enrichment and high productivity in Wufeng-Longmaxi Formation, Southeastern Sichuan Basin[J]. Energy Exploration & Exploitation, 2015, 33(3): 259-276.
[10] MILLIKEN K L, RUDNICKI M, AWWILLER D N. Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania [J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(2): 177-200.
[11] 王飞宇,关晶,冯伟平,等.过成熟海相页岩孔隙度演化特征和游离气量[J].石油勘探与开发,2013,40(6):764-768.
[12] 徐壮,石万忠,翟刚毅,等.扬子地区下寒武统与下志留统黑色页岩孔隙度与有机碳关系差异性及其原因[J].地球科学,2017,42(7):1223-1234.
[13] POLLASTRO R M, JARVIE D M, HILL R J. Geologic framework of the Mississippian Barnett Shale, Barnett-Paleozoic total petroleum system, Bend arch—Fort Worth Basin, Texas: American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, 2007, 91(4): 405-436.
[14] 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.
[15] 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.
[16] CHUKWUMA K, BORDY E M, COETZER A. Evolution of porosity and pore geometry in the Permian White hill Formation of South Africa—A FE-SEM image analysis study[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 91: 262-278.
[17] 彭钰洁,刘鹏,吴佩津.页岩有机质热演化过程中孔隙结构特征研究[J].特种油气藏,2018,25(5):141-145.
[18] BOWKER K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.

(编辑 黄颖)