

文章编号:1009-9603(2018)05-0072-08

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2018.05.010

## 渝东南彭水—武隆地区常压页岩气生产特征

何希鹏,张培先,房大志,梅俊伟,何贵松,卢比  
(中国石化华东油气分公司勘探开发研究院,江苏南京210011)

**摘要:**渝东南彭水—武隆地区五峰组—龙马溪组为常压地层,通过野外剖面调查、钻井岩心观察及页岩实验测试等,结合5口常压页岩气井试采数据,系统分析常压页岩气的地质及生产特征。研究表明,研究区五峰组—龙马溪组优质页岩为深水陆棚沉积,具有厚度大(大于20 m),总有机碳含量高(为2%~6%),硅质含量高(大于45%),物性中等(孔隙度为2%~5%),微裂缝发育,保存条件中等,页岩气藏为常压(地层压力系数为0.8~1.2)等地质特征。分析彭水—武隆地区页岩气井生产过程中的返排特征、流体性质、产气量及压力变化规律等,认为常压页岩气具有自喷、诱喷和人工举升3种生产模式,可以划分为低气液比、两相过渡、稳定生产3个生产阶段,且进入稳定生产期,常压页岩气具有初期产量较低,但递减较慢的特征。

**关键词:**常压页岩气 超压页岩气 生产特征 五峰组—龙马溪组 彭水—武隆地区 渝东南

中图分类号:TE337.2

文献标识码:A

## Production characteristics of normal pressure shale gas in Pengshui–Wulong area, southeast Chongqing

HE Xipeng, ZHANG Peixian, FANG Dazhi, MEI Junwei, HE Guisong, LU Bi

(Research Institute of Exploration and Development, SINOPEC East China Oil & Gas Company, Nanjing City, Jiangsu Province, 210011, China)

**Abstract:** The Wufeng and Longmaxi Formation in Pengshui–Wulong area of southeast Chongqing is a normal pressure formation. The geological characteristics and production characteristics of normal pressure shale gas were systematically analyzed based on field geological survey, observation of cores from shale wells, shale tests, and production data of 5 normal pressure shale gas wells. The Wufeng and Longmaxi Formation in Pengshui–Wulong area was deposited in deep continental shelf with large thickness (more than 20 meters), high total organic carbon content (about 2%–6%), high siliceous content (more than 45%), medium physical property (porosity 2%–5%), micro–fissure development, medium preservation condition and normal pressure (formation pressure coefficient 0.8–1.2). According to the characteristics of flowback, fluid properties, production and pressure variation in the process of shale gas well production in Pengshui–Wulong area, the normal pressure shale gas has three production modes—natural flowing, induced flowing and artificial lifting. Three stages can be divided as low gas–liquid ratio stage, two–phase transition stage and stable production stage. Entering the stable production stage, the normal pressure shale gas has the characteristics of low initial production and slow decline rate.

**Key words:** normal pressure shale gas; overpressure shale gas; production characteristics; Wufeng and Longmaxi Formation; Pengshui–Wulong area; southeast Chongqing

常压页岩气是指气体以吸附态和游离态赋存于暗色页岩中,地层压力系数为0.8~1.2,产层为正常压力系统的页岩气藏。常压页岩气在中国南方

广泛分布,是页岩气勘探开发的主要类型。常压页岩气资源丰度低,单井产量较低,但暗色页岩分布面积广,页岩气资源总量大,前景广阔。

收稿日期:2018-05-10。

作者简介:何希鹏(1970—),男,云南宣威人,高级工程师,硕士,从事非常规油气勘探开发与管理工作。联系电话:(025)58611158, E-mail: hexp.hdsj@sinopec.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),中国石化科技部项目“渝东南盆缘转换带页岩气富集主控因素研究”(P18057-2)。

中国南方超压页岩气主要分布于四川盆地内部威远、富顺—永川、长宁和焦石坝等地区,其地层压力系数普遍较高<sup>[1-3]</sup>。常压页岩气勘探主要分布于四川盆地外部齐岳山断裂以东—雪峰山推覆带以西的湘鄂西—武陵褶皱带等地区。渝东南彭水—武隆地区位于四川盆地外部的武陵褶皱带,该区经历了多期构造运动,地层以常压为主<sup>[4-5]</sup>。自十二五以来,常压页岩气的勘探力度逐渐加大,中国石化重点在四川盆地东南缘的渝东南及周缘地区开展工作,主要以盆地外部残留向斜志留系为主要研究目的层系,分别在彭水—武隆地区的多个向斜部署探井,并取得了勘探突破。2012年在彭水地区桑柘坪向斜部署彭页1井,其龙马溪组地层压力系数为0.96,压裂试气获得 $2.52 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d的工业气流。2015年在武隆向斜南翼部署隆页1井,其龙马溪组地层压力系数为1.08,压裂试气获得 $4.6 \times 10^4 \sim 6.4 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d的工业气流<sup>[4]</sup>,实现了常压页岩气勘探的重要突破。

常压页岩气的产量低、成本高,仍未实现大规模的商业开发。为此,笔者以渝东南彭水—武隆地区为例,系统分析常压页岩气的形成、地质特征及典型井生产特征,明确常压页岩气生产规律,以期作为开发政策的合理制定提供理论和技术指导,也为常压页岩气的经济有效开发奠定基础。

## 1 常压页岩气地质特征

### 1.1 构造及沉积特征

#### 1.1.1 构造特征

彭水—武隆地区主要经历了加里东期、印支期、燕山期和喜马拉雅期等多期构造运动<sup>[6]</sup>,形成一系列线型—弧形断褶带,由NE向的背斜和向斜相间构成(图1);其志留系页岩主要分布于残留向斜,埋深适中(1 500~4 000 m),背斜部位的志留系页岩多被剥蚀殆尽。加里东期和印支期的构造运动主要以隆升为主,形成NNE向褶皱,主要分布于湘鄂西鹤峰—来凤断裂以东,在彭水—武隆地区则分布较少。燕山早期和晚期构造作用对彭水—武隆地区的影响最为显著,燕山早期受NW向挤压作用影响,在研究区形成NE向断层及褶皱,波及齐岳山断裂以东;燕山晚期受SN向压扭走滑作用影响,形成现今研究区东西分带、南北分块的构造格局,且构造变形波及华蓥山断裂以东。喜马拉雅构造运动以垂直隆升为主,导致四川盆地外部地层被大量剥蚀,形成近EW向褶皱,主要分布于四川盆地内部。

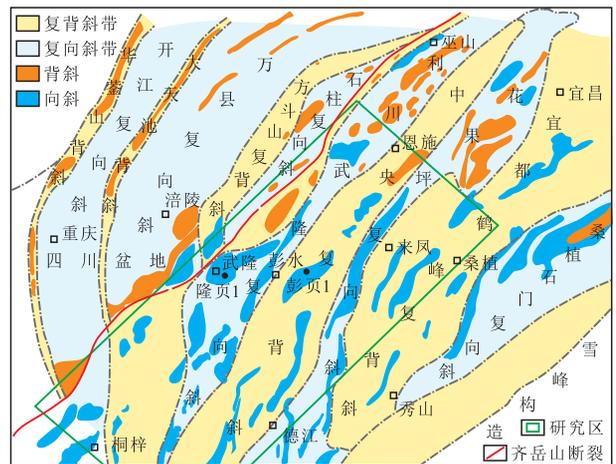


图1 渝东南区域构造划分

Fig.1 Regional tectonic division of southeast Chongqing

磷灰石裂变径迹及页岩气单井埋藏史研究表明,彭水—武隆地区由东至西构造抬升时间逐渐变晚,由距今165 Ma推迟至距今95 Ma<sup>[7]</sup>。且改造强度逐渐变弱,页岩层受到的后期改造和散失作用时间逐渐变短,地层保留更全,靠近四川盆地的页岩气保存条件呈整体变好的趋势,有利于页岩气富集。

分析渝东南构造演化、隆升时间、变形期次、保存条件及地层压力系数发现,龙马溪组页岩的地层压力系数呈现规律性变化;自四川盆地至盆地外部—雪峰造山带,地层压力系数逐渐降低,由超压逐渐过渡为常压。研究表明,齐岳山断裂以西四川盆地内部龙马溪组的地层压力系数为1.2~2.0,以超压页岩气为主;齐岳山断裂以东四川盆地外部彭水—武隆地区以常压页岩气为主,地层压力系数为0.8~1.2,武隆、道真、桑柘坪等残留向斜深部位的地层压力系数可能大于1.1,齐岳山断裂东西两侧的四川盆地盆缘区南川—白马地区地层压力系数为1.1~1.3,为超压—常压过渡带(图2)。

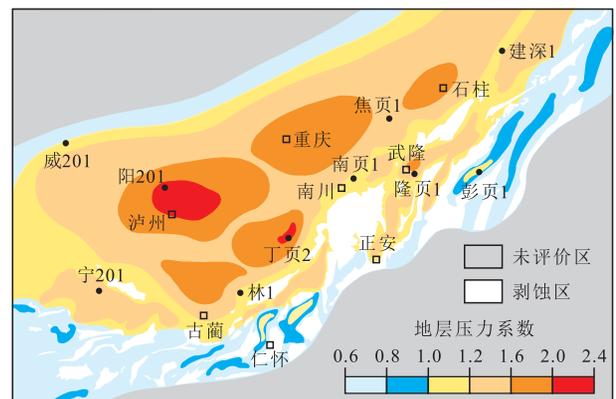


图2 渝东南及周缘地区龙马溪组页岩地层压力系数分布

Fig.2 Distribution of formation pressure coefficient of the Longmaxi Shale Formation in southeast and the peripheral areas of Chongqing

### 1.1.2 沉积特征

晚奥陶世—早志留世,彭水—武隆地区处于川中古陆、黔中隆起与雪峰隆起所围限的滞留盆地深水陆棚沉积相的有利部位,沉积五峰组—龙马溪组黑色富碳、富硅、富笔石页岩。彭水—武隆地区暗色页岩厚度为90~110 m,总有机碳含量(TOC)大于2%的优质页岩的厚度为20~40 m,主要发育于五峰组和龙马溪组下部,为研究区志留系页岩气勘探的主要目的层段。

深水陆棚相优质页岩具有高有机质丰度、高脆性、高物性、高含气性的“四高”特征。处于深水陆棚不同沉积位置的优质页岩的厚度存在差异。临近盆地中心水体较深(大于200 m),优质页岩的厚度较大。向川中古隆起、黔中隆起及雪峰隆起等物源方向,受古隆起影响,水体逐渐变浅,沉积相由深水、半深水陆棚相逐渐过渡为浅水陆棚、滨岸相,且优质页岩厚度逐渐减薄,在仁怀以南逐渐尖灭。丁山—林滩场地区受水下古隆起影响,优质页岩的厚度为20~30 m,较东北部南川—焦石坝—武隆地区优质页岩的厚度薄5~10 m左右。受沉积微相控制,以焦石坝—武隆地区为优质页岩的沉积中心,从焦石坝到武隆、彭水地区优质页岩的厚度从35~40 m逐渐变为20~30 m<sup>[2-5,8]</sup>。

渝东南五峰组—龙马溪组页岩的TOC变化规律与页岩分布规律基本一致,不同的沉积相带控制页岩发育的层位及横向变化,也控制页岩的有机质丰度。研究区五峰组—龙马溪组的TOC值自上而下呈升高趋势,五峰组和龙马溪组下部优质页岩段TOC平均值大于2%,最高超过7%。平面上,渝东南优质页岩的TOC值普遍大于2%,以涪陵—武隆地区为中心,TOC平均值达4.94%,南川—綦江一带

TOC平均值大于3.3%,彭水、仁怀等地区的TOC平均值一般为2%~3.5%,与深水陆棚相沉积中心相吻合,彭水以东、仁怀以南的TOC值呈逐渐降低的趋势。研究区五峰组—龙马溪组页岩的镜质组反射率( $R_o$ )一般为2.2%~2.8%,反映其成熟度适中,处于生干气阶段。

### 1.2 常压页岩气与超压页岩气地质特征对比

以彭水—武隆地区常压页岩气和焦石坝地区超压页岩气为代表<sup>[2-5,9]</sup>,分别从构造位置、页岩品质、储层物性、保存条件和气藏特征等5个方面21个小项分析二者之间的差异性。结果(表1)表明,超压页岩气具有高压、高产、高丰度等地质特征<sup>[1-5]</sup>,而常压页岩气则具有不同的地质特征。

从页岩品质来看,彭水—武隆地区常压页岩气和焦石坝地区超压页岩气均处于深水陆棚相优质页岩有利沉积区。其中,彭水—武隆地区常压页岩气优质页岩的厚度略有减薄、孔隙度有所降低,但其总有机碳含量、镜质组反射率、硅质含量和粘土矿物含量等静态指标与超压页岩气基本一致。

从保存条件来看,常压页岩气主要分布于四川盆地外部的残留向斜,且页岩分布不连续,构造样式相对单一,以残留向斜或斜坡为主。超压页岩气主要分布于四川盆地内部或盆缘,页岩分布连续,构造样式丰富,发育背斜型、斜坡型和向斜型页岩气藏。

有机孔隙发育是衡量页岩储层物性的重要标准,也是页岩气高产的重要因素<sup>[5,10-11]</sup>,在地层压实过程中,超压系统有利于页岩有机孔隙的保存,有效地支撑了孔隙结构,地层压力系数越高,页岩孔隙发育越好<sup>[10]</sup>。页岩储层压力对其物性影响较大,彭水—武隆地区等盆地外部常压页岩气区的五峰

表1 常压页岩气与超压页岩气地质特征对比

Table1 Comparison of geological characteristics between normal pressure shale gas and overpressure shale gas

类型	构造位置	页岩品质		储层物性			保存条件				气藏特征						
		优质页岩厚度/m	总有机碳含量/%	孔隙度/%	孔径/nm	微裂缝	构造改造强度	构造样式	页岩分布特征	断层发育程度	地层产状/(°)	埋深/m	地层压力系数	地温梯度/(°C·hm <sup>-1</sup> )	含气量/(m <sup>3</sup> ·t <sup>-1</sup> )	资源丰度/(10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> ·km <sup>-2</sup> )	
超压页岩气	盆内、盆缘弱变形区	35~40	2~4	4~6	大于10 nm孔径所占比例超过40%	发育—较发育	较弱	背斜、斜坡、向斜	连片分布	发育较少、规模小	<10	2 300~4 500	>1.2	2.8~3.0	4~6	游离气所占比例大于60%	>10
常压页岩气	盆外褶皱区(残留向斜)	20~30	3~5	2~5	大于10 nm孔径所占比例为20%~30%	发育	较强	残留向斜	分布于残留向斜	较发育	>20	1 500~3 500	0.8~1.2	2.4	2~5	游离气所占比例小于60%	5~8

组—龙马溪组优质页岩的孔隙度偏低,一般为2%~5%,但微裂缝相对发育,而超压页岩气区的孔隙度一般为4%~6%。

从气藏特征分析,常压页岩气的埋深大部分小于3 500 m,地温及地层压力梯度较小,地层压力系数小于1.2,页岩含气量偏低,且吸附气含量所占比例较大,超过40%,资源丰度较低。但四川盆地外部埋深适中的常压页岩气的分布面积较广,总资源量较大。

综上所述,渝东南彭水—武隆地区常压页岩气的地质特征决定其生产特征及规律的特殊性。

## 2 常压页岩气生产特征

由于页岩储层具有低孔特低渗透的特点,因此页岩气开发通常采用水平井大型水力分段压裂改造的方式。彭水—武隆地区五峰组—龙马溪组页岩埋深一般为2 000~3 500 m,地层压力系数为0.9~1.2,目前投产水平井水平段的长度为1 200~1 500 m,分15~20段压裂,一般单井用液量为20 000~35 000 m<sup>3</sup>,加砂量为800~1 200 m<sup>3</sup>,每米用液量为18~28 m<sup>3</sup>/m,每米加砂量为0.7~0.9 m<sup>3</sup>/m。由于常压页岩气的天然弹性驱动能不充足,压裂后放喷测试,初期主要以排液为主,产气量低,随着返排液量的不断增加,井筒动液面下降,产气量不断增加。当返排率为10%时,产气量上升至 $0.5 \times 10^4 \sim 1.5 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d;返排率为15%时,产气量为 $2 \times 10^4 \sim 3 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d;返排率为20%时,产气量逐渐稳定,为 $3 \times 10^4 \sim 5 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d;之后稳产2~3 a再缓慢递减,与超压页岩气的生产特征明显不同<sup>[12-13]</sup>。

### 2.1 生产方式划分

常压页岩气生产方式与地层能量、压裂体积改造效果具有密切关系。分析彭水—武隆地区5口井近5 a的试采数据及生产特征,认为常压页岩气具有

自喷、诱喷及人工举升3种生产方式(表2)。

当地层能量相对较充足、地层压力系数大于1.05时,水平井压裂后通过优化管柱可实现自喷生产。在压裂后放喷初期,通过套管敞喷方式最大程度排液,提高返排率,生产过程中随地层能量的逐渐减弱,一般返排率达到20%左右需下入管柱,管柱下深至水平段中部以增大生产压差,提升携液能力,维持长期携液采气自喷生产。

当地层压力系数为1.0~1.05时,气井在压裂后投产初期难以实现压裂液的持续返排,需采用诱喷方式,按照快速排液、提高返排率的原则,通常将电潜泵直接下入水平井造斜点附近加快排液。随着返排率提高,产液量逐渐降低,产气量逐渐稳定,气液比逐步增高,满足常压页岩气自喷条件后再直接下入管柱或采用气举辅助诱喷方式实现自喷连续生产<sup>[14-15]</sup>。

当地层能量较弱,地层压力系数小于1.0时,压裂后难以直接返排,采用气举诱喷的方式无法实现自喷生产,通常采用电潜泵排液实现连续生产。初期采用大排量电潜泵下深至造斜点附近以快速降低动液面和井底压力,提升气液比。当返排率达到50%以后,地层供液能力不断下降,采用小排量电潜泵下深至最上部炮眼位置启抽,实现持续稳定排水采气;在后期低产液阶段,优化为变频小排量泵或射流泵以维持排水采气。

常压页岩气自喷生产时,气体为连续相,液体以颗粒形式被气体携带至地面。当气体流速降低时,其携液能力也会降低,导致井筒形成积液。为保障气井不积液,气井产量须大于临界携液流量。中外许多学者已提出计算气井临界携液流量的数学公式,目前常用的临界携液流速模型有Turner模型、Coleman模型、Nosseir模型、李闵模型和杨川东模型。这5种模型均以液滴模型为基础,进而推导出临界携液流量公式<sup>[16-18]</sup>,其中Coleman模型适用

表2 常压页岩气生产方式及生产阶段划分  
Table2 Division of production mode and stage in normal pressure shale gas well

生产方式	储层条件				稳定产量/ (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	生产阶段			
	构造位置	埋深/m	地层压力系数	缝网改造		投产初期	低气液比阶段	两相过渡阶段	稳定生产阶段
自喷	武隆向斜翼部	2 500~3 500	> 1.05	单一缝所占比例为15%, 复杂及剪切缝所占比例为85%	3	油嘴控制放喷			下管柱自喷生产
诱喷	桑柘坪向斜核部	2 500~3 000	1.0~1.05	单一缝所占比例为42%, 复杂及剪切缝所占比例为58%	1.5~2	油嘴控制放喷		快速排液 (造斜点附近)	下管柱 自喷生产
人工举升	桑柘坪向斜翼部	2 000~2 500	< 1.0	单一缝所占比例为56%, 复杂及剪切缝所占比例为44%	1~1.5	油嘴控制放喷	快速排液 (造斜点附近)	小泵深抽 (炮眼上部)	变频小 泵深抽

于井口压力小于3.25 MPa的低压井临界携液流量的计算<sup>[17]</sup>,对彭水—武隆地区常压页岩气井适用性较好,其表达式为

$$Q_{sc} = \frac{11.125 \times 10^4 A \left[ \frac{\sigma(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g^2} \right]^{0.25} p}{TZ} \quad (1)$$

式中:  $Q_{sc}$  为临界携液流量,  $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ;  $A$  为油管内径横截面积,  $\text{m}^2$ ;  $\sigma$  为气体界面张力,  $\text{N/m}$ ;  $\rho_l$  为气体密度,  $\text{kg/m}^3$ ;  $\rho_g$  为液体密度,  $\text{kg/m}^3$ ;  $p$  为井口压力,  $\text{MPa}$ ;  $T$  为井口温度,  $\text{K}$ ;  $Z$  为井口温度和压力条件下的气体偏差系数。

在实际生产过程中,临界携液流量的主要影响因素为井口压力和油管内径横截面积,这两者与临界携液流量呈正相关。常压页岩气井一般表现为井口低压稳定产气,下入小尺寸的管柱所需临界携液流量越小,越有利于实现自喷生产。

根据彭水—武隆地区常压页岩气井的试采参数,采用Coleman模型计算临界携液流量,确定常压页岩气井自喷生产需满足3个条件:大于临界携液流量、生产压差大于9 MPa以及气液比大于  $600 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ,与研究区5口井的现场生产特征基本吻合。试采分析结果表明,地层压力系数越大,单位压降下产能增幅越高,自喷生产时间越长。储层压裂改造缝网越复杂,改造体积越大,进入稳定生产阶段的时间越短,气液比越高。

## 2.2 生产阶段划分

通过生产井的试采分析,根据气液比、井口压力、返排率等参数可以将彭水—武隆地区常压页岩气生产划分为低气液比、两相过渡及稳定生产3个阶段。

### 2.2.1 低气液比阶段

在压裂返排初期,由于压裂液的侵入,近井地带的缝网压力高于地层原始压力,主裂缝中的压裂液通过封闭压缩可以快速返排回流至井筒,呈现出气液比低、日排液量高的特征;随着主裂缝中的流体逐渐返排,日产液量降低,且从初期的纯液相逐渐变为气液混相,因此井筒流体的密度逐渐减小,在该阶段呈现出压力、产气量快速上升的趋势。随着返排率的逐渐提高,日产液量呈现快速下降趋势;当返排率达到15%时,日产液量由早期的  $300 \text{ m}^3/\text{d}$  下降至  $50 \text{ m}^3/\text{d}$ ,气体逐渐向井筒流动,井口套压开始升高,由2 MPa升至15 MPa,日产气量逐渐升至  $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,但该阶段气液比相对较低(小于  $1000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ )。

### 2.2.2 两相过渡阶段

随着近井地带裂缝中的压裂液返排,缝网封闭压缩能逐渐减弱,缝网压力与地层原始压力相当,此时地层原始的弹性驱动能逐渐成为主要驱动力。在该阶段返排过程中,返排液量减少,气液比快速上升,地层能量逐渐衰减,井口压力开始降低,产气量递减。当返排率达20%时,套压由15 MPa降至5 MPa,日产液量由  $50 \text{ m}^3/\text{d}$  降至  $5 \text{ m}^3/\text{d}$ ,日产气量由  $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  降至  $2.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,气液比由  $1000 \text{ m}^3/\text{m}^3$  升至  $5000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。

### 2.2.3 稳定生产阶段

随着气井返排的不断进行,井筒地带缝网压力小于地层原始压力,储层中的气体不断经缝网流入井筒,流体驱动力主要为地层气体弹性能,返排液主要靠自喷生产的气流携带产出至井口。在该阶段返排过程中以产气为主,气液比相对稳定,返排液量及井口压力逐渐降低并趋于稳定。当返排率超过25%时,套压为4.5~5.0 MPa,日产液量为4~5  $\text{m}^3/\text{d}$ ,日产气量为  $2 \times 10^4 \sim 3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,气液比大于  $5000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (图3)。

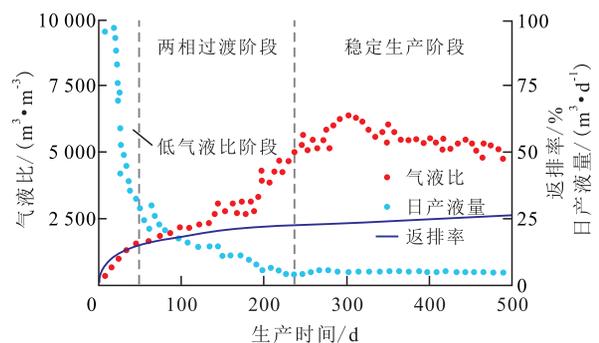


图3 彭水—武隆地区隆页1井不同生产阶段的生产曲线

Fig.3 Well Longye1 production curves of different stages in Pengshui-Wulong area

页岩气属于有边界的人工气藏,压力和产能是气井能量的直观表现,开采过程中可等效为能量的释放过程,可借鉴常规天然气藏的弹性产率来评价研究区常压页岩气不同生产阶段的递减特征。弹性产率指单位压降下依靠气藏中的弹性驱动能采出的气体体积。研究表明:彭水—武隆地区隆页1井在不同生产阶段呈现出弹性产率逐渐增大的特征(图4);其中,低气液比阶段单位压降累积产气量为  $78 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,气液两相过渡阶段为  $143 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,稳定生产阶段增至  $332 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

## 2.3 产量递减规律

目前针对页岩气产量递减规律的研究主要有3种方法<sup>[19-21]</sup>:①基于基质和裂缝耦合的气体渗流机

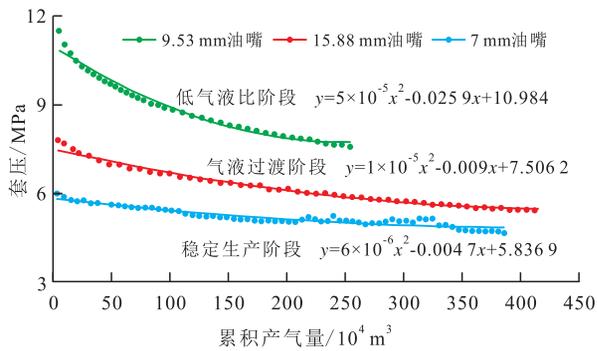


图4 彭水—武隆地区隆页1井不同生产阶段套压与累积产气量的关系

Fig.4 Relationship between casing pressure and cumulative production in different stages of Well Longye 1, Pengshui-Wulong area

理的简化解析方法;②考虑储层和流体复杂因素及渗流、解析等机理的数值模拟方法;③利用已有生产数据进行回归的典型递减曲线法。这3种方法各具特点且适用于不同的生产阶段。简化解析方法是建立数学模型,包括页岩气解吸、非稳态扩散、基质-裂缝耦合流动数学模型,推导出页岩气井产能公式的解析解,但目前对中国页岩气的渗流规律尚未获得明确认识,相关参数主要参考国外页岩气田的取值,计算结果的可靠性还有待于进一步分析。数值模拟方法是通过数值模拟手段来模拟分析页岩气解吸、基质孔隙度、渗透率、天然裂缝分布、扩散系数以及滑脱效应等对页岩气产能的影响,但其参数确定和软件选取缺少统一标准,实际应用过程中多解性强。典型递减曲线法是基于气井实际产量数据进行拟合分析,进而判断产量递减规律;其中Arps典型递减曲线法<sup>[22-23]</sup>的使用条件为单井试采2 a以上,且井底压力保持定值,生产进入拟稳态流阶段。根据彭水地区静压测试资料进行地层压力拟合,结果表明,常压页岩气井试采初期的地层能量衰竭较快,一般地层压力系数的下降速率为0.001 0~0.001 7 d<sup>-1</sup>;进入稳定生产阶段,地层压力系数衰竭至0.5~0.6,能量衰竭逐渐平缓,地层压力系数的下降速率为0.000 14~0.000 15 d<sup>-1</sup>。目前隆页1井已试采2.5 a,进入稳定生产阶段,可以采用Arps典型递减曲线法研究常压页岩气井的产量递减规律。

通过在半对数坐标对日产气量与生产天数的关系交会,求得隆页1井Arps典型递减曲线法的初始递减率为0.385。该井生产第1年的平均日产气量为3.5×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,按照Arps典型递减曲线法不同模型的递减指数求取30 a的累积产气量。结果表明,递减指数分别为0,0.5和1时,累积产气量分别为

3 614×10<sup>4</sup>,5 741×10<sup>4</sup>和8 249×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,可见不同的递减指数对累积产气量具有明显影响。

为进一步获取隆页1井准确的递减指数,通过流动物质平衡法和现代产量递减分析法评价累积产气量。采用流动物质平衡法计算隆页1井经济可采储量为5 361×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,其中吸附气所占比例为37%,游离气所占比例为63%。利用现代产量递减分析法中的Blasingame典型递减曲线对气井生产数据进行拟合,可考虑不同生产阶段变井底流压生产以及流体PVT变化,通过拟合确定隆页1井经济可采储量为5 465×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>。由此可见,2种方法拟合结果的吻合度较高,计算结果可靠。此外,采用类比法,参考北美已成熟开发的Barnett页岩气产量递减经验,其气田地层压力系数为1.0~1.2,通过对Barnett页岩气田典型井的分析发现,单井产量模型与双曲递减模型相符<sup>[23]</sup>,第1年产量递减率为65%<sup>[24]</sup>,第2年产量递减率为34%,30 a累积产气量为5 545×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>。

综上所述,彭水—武隆地区隆页1井经济可采储量为5 413×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,通过重新拟合确定隆页1井的单井生产符合双曲递减模型,将归一化的拟合产量进行数学变换,选取最大的初始归一化拟合产量,进而求取日产气量与最高日产气量的比值,建立彭水—武隆地区常压页岩气单井产量递减模型。结果(图5)表明,研究区常压页岩气生产第1,2,3年的产量递减率分别为29.8%,18.3%,17.1%;生产末期的产量递减率为5.2%。

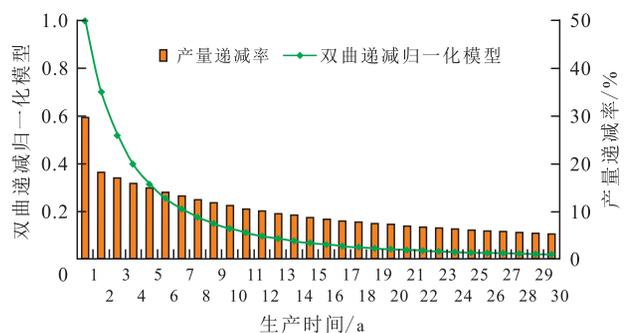


图5 彭水—武隆地区隆页1井常压页岩气单井产量递减模型

Fig.5 Single well production decline model of normal pressure shale gas in Well Longye 1, Pengshui-Wulong area

在页岩气开采初期主要以裂缝中的游离气为主,且保持较高的产量;随着衰竭式开发,游离气产量不断降低,而赋存在有机质表面的吸附气逐渐解吸,从而在生产后期表现为持续稳产特征<sup>[25]</sup>。不同地区页岩气井的产量递减规律存在较大差异,超压页岩气井的初期产气量高,但递减较快,常压页岩

气井的初期产气量低,但递减慢(表3)。分析认为,超压页岩气的地层压力较高,页岩气赋存状态以游离气为主,初期产气量较高,衰竭开发中难以降至解吸压力,导致吸附气贡献较少;此外气藏压力下降易造成裂缝闭合,进而影响已开启水力压裂缝的导流能力,导致初期产气量递减较快。而常压页岩气埋深较浅,地层压力较低,吸附气含量较高,页岩气衰竭开发过程中易达到解吸压力,使吸附气更早解析出来,因此其生产过程具有产量递减较慢的特征。

表3 不同页岩气田单井产量递减率统计<sup>[19,24]</sup>  
Table3 Statistics of production decline rate of single well in different shale gas fields<sup>[19,24]</sup>

气田	地层压力系数	产量递减率 /%			
		第1年	第2年	第3年	生产末期
美国 Barnett	1.0~1.2	65	34	19	6
美国 Haynesville	1.6~2.0	82	45	30	9
焦石坝气田	1.3~1.6	67.3	28.8	23.7	
武隆常压页岩气 (隆页1井)	1.08	29.8	18.3	17.1	5.2

### 3 结论

渝东南彭水—武隆地区位于滞留盆地深水陆棚相优质页岩沉积区,其五峰组—龙马溪组优质页岩厚度为20~30 m,总有机碳含量为3%~5%,硅质含量为40%~70%,与焦石坝地区优质页岩静态评价指标基本一致,但孔隙度偏低,一般为2%~4%,微裂缝较发育,且后期经历多期构造改造。研究区五峰组—龙马溪组以发育常压页岩气藏为主,地层压力系数较低(为0.8~1.2);其页岩主要分布于残留向斜内部,埋深适中,主要为1 500~3 500 m,资源丰度为 $4 \times 10^8 \sim 8 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,分布面积广、资源总量大,勘探开发前景广阔。常压页岩气受地层压力系数和压裂改造效果影响,具有自喷、诱喷、人工举升3种生产方式。当地层压力系数大于1.05时,通过优化管柱可实现自喷生产;地层压力系数为1.0~1.05时,前期电潜泵快速排液,满足自喷条件后,下入管柱或采用气举诱喷方式达到自喷连续生产;地层压力系数小于1.0时,可以通过电潜泵排液连续生产。依据产气量、产液量和地层压力等变化特征,可以将常压页岩气的生产过程划分为低气液比、两相过渡、稳定生产3个阶段,进入稳定生产阶段后弹性产率逐渐增大,整体上常压页岩气符合单井产量递减模型中的双曲递减模型,具有初期产量递减快,后期产量递减慢的特征,相比超压页岩气,

常压页岩气的地层压力中低、能量低、单井产量较低,但具有长期稳产、生产周期长的特点。明确常压页岩气生产规律,可以指导开发政策的合理优化,为常压页岩气大规模开发奠定基础。

#### 参考文献:

- [1] 董大忠,邹才能,杨桦,等.中国页岩气勘探开发进展与发展前景[J].石油学报,2012,33(增刊1):107-114.  
DONG Dazhong, ZOU Caineng, YANG Hua, et al. Progress and prospect of shale gas exploration and development in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(Supplement 1): 107-114.
- [2] 郭旭升,胡东风,魏志红,等.涪陵页岩气田的发现与勘探认识[J].中国石油勘探,2016,21(3):24-37.  
GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEI Zhihong, et al. Discovery and exploration of Fuling shale gas field [J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(3): 24-37.
- [3] 郭彤楼,曾萍,等.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,2017:247-271.  
GUO Tonglou, ZENG Ping, et al. Geological characteristics, resource potential, and key factors for shale gas in the tectonically complex region [M]. Beijing: Science Press, 2017: 247-271.
- [4] 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 Zhixiong, HE Xipeng. Formation and evolution of normal pressure shale gas reservoir in Wulong Syncline, Southeast Chongqing, China [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 819-827.
- [5] 何希鹏,高玉巧,唐显春,等.渝东南地区常压页岩气富集主控因素分析[J].天然气地球科学,2017,28(4):654-664.  
HE Xipeng, GAO Yuqiao, TANG Xianchun, et al. Analysis of major factors controlling the accumulation in normal pressure shale gas in the southeast of Chongqing [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(4): 654-664.
- [6] 马力,陈焕疆,甘克文,等.中国南方大地构造和海相油气地质[M].北京:地质出版社,2004:59-82.  
MA Li, CHEN Huanjiang, GAN Kewen, et al. Geotectonics and marine petroleum geology in southern China [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2004: 59-82.
- [7] 梅廉夫,刘昭茜,汤济广,等.湘鄂西—川东中生代陆内递进扩展变形:来自裂变径迹和平衡剖面的证据[J].地球科学:中国地质大学学报,2010,35(2):161-174.  
MEI Lianfu, LIU Zhaoqian, TANG Jiguang, et al. Mesozoic intra-continental progressive deformation in Western Hunan-Hubei-Eastern Sichuan Provinces of China: Evidence from apatite fission track and balanced cross-section [J]. Earth Science: Journal of China University of Geosciences, 2010, 35(2): 161-174.
- [8] 冉天,谭先锋,陈浩,等.渝东南地区下志留统龙马溪组页岩气成藏地质特征[J].油气地质与采收率,2017,24(5):17-26.  
RAN Tian, TAN Xianfeng, CHEN Hao, et al. Geological features of shale gas accumulation in the Lower Silurian Longmaxi Formation, Southeast Chongqing [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(5): 17-26.
- [9] 刘成林,葛岩,范柏江,等.页岩气成藏模式研究[J].油气地质

- 与采收率,2010,17(5):1-5.
- LIU Chenglin, GE Yan, FAN Baijiang, et al. Study on shale gas accumulation mode[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2010, 17(5): 1-5.
- [10] 蔡潇, 王亮, 靳雅夕, 等. 渝东南地区页岩有机孔隙类型及特征[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(3): 513-519.
- CAI Xiao, WANG Liang, JIN Yaxi, et al. Types and characteristics of organic pore in shale gas reservoir of southeastern Chongqing area[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(3): 513-519.
- [11] 孙健, 包汉勇. 页岩气储层综合表征技术研究进展——以涪陵页岩气田为例[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(1): 1-12.
- SUN Jian, BAO Hanyong. Comprehensive characterization of shale gas reservoirs: A case study from Fuling shale gas field[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(1): 1-12.
- [12] 卞晓冰, 蒋廷学, 卫然, 等. 常压页岩气水平井压后排采控制参数优化[J]. *大庆石油地质与开发*, 2016, 35(5): 170-174.
- BIAN Xiaobing, JIANG Tingxue, WEI Ran, et al. Optimization of the controlling parameters of the post-frac flowback and production for normal-pressure shale-gas horizontal wells[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2016, 35(5): 170-174.
- [13] 王超, 石万忠, 张晓明, 等. 页岩储层裂缝系统综合评价及其对页岩气渗流和聚集的影响[J]. *油气地质与采收率*, 2017, 24(1): 50-56.
- WANG Chao, SHI Wanzhong, ZHANG Xiaoming, et al. Comprehensive evaluation of fracture system in shale reservoir and its influence on shale gas seepage and accumulation[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(1): 50-56.
- [14] 夏海帮, 袁航, 岑涛. 彭水区块页岩气生产井排采方式研究与应用[J]. *石油钻探技术*, 2014, 42(4): 21-26.
- XIA Haibang, YUAN Hang, CEN Tao. Study and application of drainage methods for shale gas wells in Pengshui Block[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2014, 42(4): 21-26.
- [15] 王玉海, 包凯, 陆俊华, 等. 彭水区块气举排水采气技术研究与应用[J]. *重庆科技学院学报: 自然科学版*, 2016, 18(3): 78-81.
- WANG Yuhai, BAO Kai, LU Junhua, et al. Research and application of gas lift drainage in Pengshui Block[J]. *Journal of Chongqing University of Science and Technology: Natural Sciences Edition*, 2016, 18(3): 78-81.
- [16] 熊健, 李凌峰, 张涛. 气井临界携液流量的计算方法[J]. *天然气与石油*, 2011, 29(4): 54-56.
- XIONG Jian, LI Lingfeng, ZHANG Tao. Calculation of critical liquid carrying flow rate in gas well[J]. *Natural Gas and Oil*, 2011, 29(4): 54-56.
- [17] 何顺利, 梁国华, 杨志, 等. 一种预测低压气井积液的新模型[J]. *油气井测试*, 2010, 19(5): 9-13.
- HE Shunli, LIAN Guohua, YANG Zhi, et al. A new model for predicting liquid loading in low energy wells[J]. *Well Testing*, 2010, 19(5): 9-13.
- [18] 赵金洲, 符东宇, 李勇明, 等. 基于格子 Boltzmann 方法的页岩气藏气体滑脱效应分析[J]. *油气地质与采收率*, 2016, 23(5): 65-70.
- ZHAO Jinzhou, FU Dongyu, LI Yongming, et al. Analysis on slippage effect in shale gas reservoir based on lattice Boltzmann method[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(5): 65-70.
- [19] 沈金才, 刘尧文, 葛兰, 等. 四川盆地焦石坝区块页岩气井产量递减典型曲线建立[J]. *天然气勘探与开发*, 2016, 39(2): 36-40.
- SHEN Jincai, LIU Yaowen, GE Lan, et al. Establishment of typical production-decline curves for shale gas wells, Jiaoshiba block, Fuling area[J]. *Natural Gas Exploration & Development*, 2016, 39(2): 36-40.
- [20] 李旭成, 李晓平, 强小军, 等. 页岩气产能分析理论及方法研究综述[J]. *天然气勘探与开发*, 2014, 37(1): 51-55, 59.
- LI Xucheng, LI Xiaoping, QIANG Xiaojun, et al. Theory and method for shale-gas productivity analysis[J]. *Natural Gas Exploration & Development*, 2014, 37(1): 51-55, 59.
- [21] 白玉湖, 陈桂华, 徐兵祥, 等. 页岩气产量递减典型曲线模型及对比研究[J]. *中国石油勘探*, 2016, 21(5): 96-102.
- BAI Yuhu, CHEN Guihua, XU Bingxiang, et al. Comparison of typical curve models for shale gas production decline prediction[J]. *China Petroleum Exploration*, 2016, 21(5): 96-102.
- [22] 王川杰, 袁续祖, 高威, 等. 威远气田页岩气井产量递减分析方法研究[J]. *天然气勘探与开发*, 2014, 37(1): 56-59.
- WANG Chuanjie, YUAN Xuzu, GAO Wei, et al. Methods to analyze production decline of shale-gas wells in Weiyuan Gas Field[J]. *Natural Gas Exploration & Development*, 2014, 37(1): 56-59.
- [23] 张荻菽, 李治平, 苏皓. 页岩气产量递减规律研究[J]. *岩性油气藏*, 2015, 27(6): 138-144.
- ZHANG Diqiu, LI Zhiping, SU Hao. Production decline trend of shale gas[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2015, 27(6): 138-144.
- [24] 刘竟, 徐海棠, 余果, 等. 四川盆地页岩气开发指标与开发潜力分析[J]. *天然气勘探与开发*, 2014, 37(2): 45-47, 52.
- LIU Jing, XU Haitang, YU Guo, et al. Development indices and potential of shale gas, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2014, 37(2): 45-47, 52.
- [25] 姚猛, 胡嘉, 李勇, 等. 页岩气藏生产井产量递减规律研究[J]. *天然气与石油*, 2014, 32(1): 63-66.
- YAO Meng, HU Jia, LI Yong, et al. Research on production decline regularity of production wells in shale gas reservoir[J]. *Natural Gas and Oil*, 2014, 32(1): 63-66.