

# 页岩气井产能表征方法研究

刘 华<sup>1,2</sup>, 王卫红<sup>1,2</sup>, 王妍妍<sup>1,2</sup>, 谷红陶<sup>3</sup>, 金冰焱<sup>4</sup>

(1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 100083; 2. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 3. 中国石化华东油气分公司南川页岩气项目部, 重庆 408400; 4. 中国石油大学(北京), 北京 102249)

**摘要:**常规气藏气井的产能主要用无阻流量作为衡量指标,通过试气、试采资料确定无阻流量,评价气井产能。页岩气由于地质特征和渗流机理的特殊性,用什么指标表征页岩气井的产能存在争议。结合国内实际页岩气井的测试与生产资料,提出不同开发阶段页岩气井的产能可以用无阻流量、可采储量和产气量三类指标进行表征。用无阻流量表征页岩气井产能时,建立了涪陵主体区“一点法”经验公式,产能系数 $\alpha$ 值为0.25。针对多工作制度的产能测试,多流量法在涪陵具有较好的适应性。用可采储量表征页岩气井产能时,在页岩气井进入递减阶段之前选用页岩气压裂水平井非稳态产能评价方法,进入递减阶段后采用经验递减法预测页岩气井的可采储量。对于定产生产的页岩气井,可以优选相同油嘴下的试气产量表征页岩气井产能。研究成果为页岩气井生产动态分析及开发技术政策制定奠定了基础。

**关键词:**页岩气; 产能评价; 无阻流量; 可采储量; 经验递减分析

中图分类号: TE37

文献标识码: A

## Productivity characterization method of shale gas wells

LIU Hua<sup>1,2</sup>, WANG Weihong<sup>1,2</sup>, WANG Yanyan<sup>1,2</sup>, GU Hongtao<sup>3</sup>, JIN Bingyao<sup>4</sup>

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Accumulation Mechanism and Effective Development, Beijing 100083, China; 2. Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China; 3. Nanchuan Shale Gas Project Department, Sinopec East China Oil and Gas Company, Chongqing 408400, China; 4. China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China)

**Abstract:** The productivity of gas wells in conventional gas reservoirs is mainly measured by open flow rate. The open flow rate is determined by gas test and production test data to evaluate the productivity of gas wells. Because of the particularity of geological characteristics and seepage mechanism, it is controversial to use which indexes to characterize the productivity of shale gas wells. Combined with the testing and production data of actual shale gas wells in China, it is proposed that the productivity of shale gas wells in different development stages can be characterized by three kinds of indexes—unhindered flow rate, recoverable reserves and gas production. When the productivity of shale gas wells is characterized by open flow, the empirical formula of “one point method” in Fuling main area is established, and the reservoir capacity ( $\alpha$ ) is 0.25. For the production capacity test of multiple work systems, the multi-flow method has better adaptability in Fuling. When the productivity of shale gas wells is characterized by recoverable reserves, before shale gas wells enter the decline stage, the unsteady productivity evaluation method of shale gas fractured horizontal wells is selected; while after entering the decline stage, the recoverable reserves of shale gas wells can be predicted by empirical decline method. For shale gas wells with fixed production, the gas test production of the same oil nozzle can be optimized to characterize the productivity of shale gas wells. The research results lay a foundation for the dynamic analysis of shale gas well production and the formulation of development technology policy.

**Key words:** shale gas, productivity evaluation, open flow, recoverable reserves, empirical decline analysis

常规气藏气井的产能主要用无阻流量作为衡量指标,以产能试井理论为基础,通过试气、试采资料确定气井产能方程和无阻流量,评价气井生产能力。

我国页岩气资源丰富<sup>[1]</sup>。页岩气地质特征、渗流机理不同于常规气藏,页岩储集空间复杂,赋存方式独特,基质渗透率特低,传质方式多样,水平井体积

收稿日期:2019-07-02。

第一作者简介:刘华(1972—),男,博士,高级工程师,从事页岩气渗流机理和气藏工程方面的研究。通讯地址:北京市海淀区学院路31号,邮政编码:100083。E-mail:liuhua2008.syky@sinopec.com

基金项目:国家科技重大专项“彭水常压页岩气勘探开发示范工程”(2016ZX05061-013);中国石化科技部项目“川南深层页岩气开发气藏工程技术研究”(P17014);中国石化科技部十条龙项目“深层页岩气综合评价及开发技术政策”(P18058-1)。

压裂改造是其主要开发技术,开发过程中存在吸附气解吸、扩散现象。

中国石化涪陵焦石坝龙马溪组页岩气成功商业开发以来,开发人员一直在讨论不同生产阶段页岩气井的产能应该用什么指标表征和衡量。结合中国石化涪陵、川南及常压页岩气大量的气藏工程开发实践,总结提出在不同的开发阶段可以采用不同的指标表征页岩气井的产能,认为可以用无阻流量、产气量和可采储量3类指标表征页岩气井产能。具体如下:

1) 无阻流量:结合涪陵实际试气资料,建立了涪陵龙马溪组页岩气井试气初期“一点法”, $\alpha$ 系数值为0.25,评价结果主要反映页岩气井压裂改造裂缝系统的初始产能,该方法在其他区块应用时要注意方法的适用性;针对多工作制度的产能测试,多流量法评价地层压力值与实测值吻合度高,该方法在涪陵具有较好的适应性;对于进入拟稳态阶段的页岩气水平井,可以采用建立的二项式方程确定气井无阻流量,该方法要求流动进入拟稳态阶段,对物性较差的页岩气井实用性不强。

2) 可采储量:在页岩气井进入递减阶段之前,更适合用页岩气压裂水平井非稳态产能评价方法预测页岩气井产能。目前国内外学者建立了相关产能预测模型,在应用过程中要密切注意方法的假设条件,同时需要考虑压裂液返排和裂缝闭合对产能预测的影响;进入递减阶段后,国内外广泛采用经验递减分析方法预测页岩气井的可采储量,应用过程中要综合考虑不同区块页岩气井的实际地质条件和方法的适用条件,优选出适合该区块的经验递减分析方法。经验递减分析方法下步需要考虑产液量大对产能预测带来的影响。

3) 产气量:在同一区块,页岩气地质条件相近,试气阶段可以初步采用相同油嘴下的工作制度表征页岩气井产能,在应用过程中要密切关注压力和产液量,在不同区块应结合地质和开发实际优选油嘴。

上述研究为不同生产阶段页岩气井的产能表征提供了有效方法,也为页岩气井生产动态分析及开发技术政策制定提供了技术支撑。

## 1 用无阻流量表征页岩气井产能

目前中国石化在国内已开发页岩气田主要包括涪陵海相高压页岩气田及彭水常压页岩气田,开发初期储层地层压力大于30 MPa,而实验结果表明该区龙马溪组储层条件下的兰氏压力为6~7 MPa<sup>[2-3]</sup>。

由于地层压力远高于兰氏压力,试气阶段吸附气解吸量非常小,因此试气阶段暂不考虑吸附气解吸的影响,可以采用常规气藏评价气井产能的方法——用无阻流量表征页岩气井的产能。根据目前涪陵海相页岩气试气资料相对丰富的特点,针对涪陵主体区的多工作制度测试资料,可以采用多流量法评价气井产能,建立了涪陵龙马溪组主体区页岩气井试气初期“一点法”经验公式。

### 1.1 多流量法

页岩储层渗透率极低,生产过程中关井次数少,页岩储层的原始地层压力难以获取。若页岩气井在系统测试时没有测得地层压力,采用“多流量法”开展产能评价,可以同时计算目前地层压力和无阻流量。

“多流量法”要求气井正常生产过程中,至少改变3次工作制度(产量由小到大),每个工作制度生产至稳定状态。利用至少3组对应稳定的产量、井底流压,联立求解方程组,得到当前的地层压力和无阻流量。

结合涪陵龙马溪组页岩气井实际产能测试资料,优选产能测试资料品质相对较好的页岩气井开展“多流量法”评价。为了验证“多流量法”评价地层压力的准确性,优选在产能测试前刚刚开展静压测试的8口页岩气井,对比多流量法计算的地层压力与实测压力,可以看出通过产能测试资料计算的地层压力与实测压力高度吻合(图1)。从图1中可以看出,B井地层压力的计算误差最大,约7.1%。分析原因主要是由于测静压后1个月才开展多流量测试,气井生产导致地层压力降低。其余页岩气井地层压力的计算值与预测值误差为0.8%~4.1%,平均误差仅2.3%。根据计算的地层压力,评价8口井的无阻流量为(35~68) $\times 10^4$  m<sup>3</sup>/d,平均值为41.5 $\times 10^4$  m<sup>3</sup>/d。

涪陵龙马溪组实际应用表明,采用该方法可以

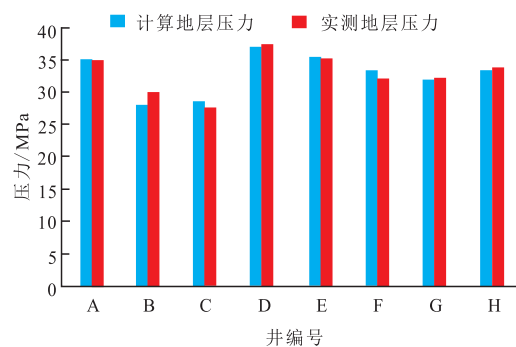


图1 涪陵页岩气井计算地层压力与实测地层压力  
Fig. 1 Comparisons between calculated formation pressure and measured formation pressure of shale gas wells in Fuling

同时评价地层压力和气井无阻流量,评价地层压力值与实测值吻合度非常好,表明该方法在涪陵主体区具有较好的适应性。

## 1.2 二项式法

当气井生产达到SRV拟稳态生产阶段,考虑地层向裂缝的变质量流和主裂缝内高速非达西效应,通过叠加原理建立了页岩气多段压裂水平井拟稳态阶段产能方程<sup>[4]</sup>,并以此为理论依据可以开展气井多工作制度的产能评价。页岩气多段压裂水平井拟稳态产能方程为:

$$\Psi_e - \Psi_{wf} = Aq_{gsc} + Bq_{gsc}^2 \quad (1)$$

式中:  $A = \frac{1}{2n} \frac{z_e \sqrt{c}}{k_m h} \frac{p_{sc} T}{z_0 T_{sc}} \frac{1}{1 - e^{-\sqrt{c}x_f}} (1 + S)$ ;  $B = \frac{1}{4n^2} \frac{z_e \sqrt{c}}{k_m h} \times \frac{p_{sc} T}{z_0 T_{sc}} \frac{1}{1 - e^{-\sqrt{c}x_f}} D$ ;  $\Psi_e$ 为页岩储层压力对应的拟压力,MPa;  $\Psi_{wf}$ 为页岩气井井底压力对应的拟压力,MPa;  $q_{gsc}$ 为气井标准状态下的产气量,  $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

页岩气压裂水平井在拟稳态(SRV整体泄压)流动阶段产能方程仍然满足二项式形式,只是产能方程系数A、B计算公式不一样。如果已知地层压力,仍然可以按照常规二项式形式评价页岩气井产能,该方法在投产初期评价的无阻流量主要反映裂缝系统的初始产能。页岩储层物性差、渗透率低,气井在投产早期存在压裂液返排,二项式产能曲线容易倒转。对于地层压力取值偏小或由于积液造成井底流压偏小造成二项式曲线凹向压差轴的情况,此时可对二项式采用C值校正法进行产能评价。

针对涪陵一期主体区,早期试气井中约25%可以采用二项式法进行评价,二项式评价的页岩气井无阻流量为  $(15 \sim 165) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

结合南川区块早期3个工作制度以上的试气资料(15口井),试气资料状况表明工作制度主要从大到小,每个制度主要测试4~8h,最短试气时间仅2h,均未实测井底流压,多数井没有实测原始地层压力。测试时返排率差异较大,返排率1.45%~13.68%,其中11口井返排率小于5%。针对上述3个制度以上的试气井采用二项式产能评价方法,均出现倒转。初步分析有以下原因:测试产量采用由大到小的递减序列且测试时间偏短;产液量计量不准或井底存在积液情况。

## 1.3 一点法

常规气藏“一点法”公式适用的条件主要包括:①测试压力点必须达到稳定;②地层流体为单相,对

于仅有1~2个工作制度的测试井,或者二项式曲线倒转的气井,可以优选单点测试数据,通过“一点法”确定气井测试段的无阻流量。

结合涪陵龙马溪组页岩气田早期实际测试资料,优选开展产能系统测试且资料品质好的5口页岩气井,采用二项式进行产能评价,根据评价结果初步建立涪陵主体区“一点法”的产能评价系数值(表1)。可以看出,涪陵页岩气田“一点法”和陈元千“一点法”的 $\alpha$ 系数值相等, $\alpha=0.25$ ,则无阻流量经验公式为:

$$q_{AOF} = \frac{6q_g}{\sqrt{1 + 48p_D} - 1} \quad (2)$$

式中: $p_D$ 为无因次压力,  $p_D = 1 - \left(\frac{p_{wf}}{p_R}\right)^2$ ;  $q_{AOF}$ 为测试段无阻流量,  $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ;  $p_R$ 为平均地层压力,MPa;  $p_{wf}$ 为井底流动压力,MPa;  $q_g$ 为气井产量,  $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

表1 涪陵地区页岩气井“一点法”系数对比

Table 1 Comparison of "one point method" coefficient of shale gas wells in Fuling

井号	$\alpha$	二项式评价结果/ ( $10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ )	“一点法”(12 mm 油嘴) 评价结果/( $10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ )
A1	0.32	58.82	59.91
A2	0.25	56.57	58.93
A3	0.26	43.17	43.28
A4	0.18	92.58	100.22
A5	0.25	63.73	69.10
平均值	0.25	61.40	63.79

在“一点法”产能评价过程中,需要选取生产时间较长、相对稳定、液量较少的工作制度进行评价,结果更具有代表性。该系数值有待于通过更多该区域的实际产能测试井进行验证。

结合涪陵地区页岩气井试气资料现状,针对试气多制度中的每个工作制度均用“一点法”进行评价,同时针对多工作制度采用二项式进行评价,评价结果优先选用二项式评价结果;针对二项式出现异常的情况,则选用“一点法”,选取生产时间相对较长、产水量少的“一点法”评价结果。

## 2 用可采储量表征页岩气井产能

由于页岩气井试气阶段的产能仅反映压裂改造裂缝系统的产能,没有反映吸附气解吸及改造区外围补给等页岩气的特点。页岩气开发实践表明,开发过程中应更多选用可采储量表征页岩气井的产能。

## 2.1 非稳态产能预测方法

页岩储层基质渗透率极低,气井生产过程中非稳定流动阶段持续时间长,因而非稳态产能变化规律更能代表页岩气井实际生产能力,因此,页岩气井需更多利用非稳态产能预测方法评价页岩气井产能。

目前,国内外针对页岩气多段压裂水平井产能评价和预测的解析方法大致可以划分为裂缝等效法、三线性流法、双孔线性流法和五线性流法<sup>[5-10]</sup>。上述方法基本原理如下:考虑页岩气解吸和扩散效应,在页岩气双孔渗流综合微分方程的基础上,根据页岩气多段压裂水平井渗流场流线具有长期非稳态线性流动特点,将压裂水平井简化为三区或五区线性流渗流物理模型,建立页岩气多段压裂水平井非稳态渗流及产能模型,通过拉普拉斯变换对模型进行求解,得到气井在定产及定压生产时的气井产量和井底流压随时间变化的解析解。

对于五线性流模型,考虑井底气流汇聚影响的气井井底无因次拟压力为:

$$\bar{\psi}_{wD} = \frac{\pi}{F_{CD}u\sqrt{c_0(u)}\tanh(\sqrt{c_0(u)})} + \frac{S_c}{u} \quad (3)$$

式中:  $\bar{\psi}_{wD}$  为气井井底无因次拟压力;  $F_{CD}$  为裂缝无因次导流能力;  $S_c$  为裂缝中的气流汇聚引起的表皮因子;  $u$  代表拉普拉斯变量;  $c_0(u)$  代表裂缝到井筒的拉普拉斯函数;  $\tanh$  代表双曲正切函数。

考虑井底气流汇聚影响的气井井底无因次流量为:

$$\bar{q}_D = \frac{1}{u^2\bar{\psi}_{wD}} \quad (4)$$

式中:  $\bar{q}_D$  为气井井底无因次流量。

利用上述模型,当已知地质和压裂参数后,可以直接预测气井产量和压力变化;也可以根据生产动态数据,反求未知地质及压裂参数,预测气井产量变化。这种方法评价产能不仅需要气井的产量数据,而且需要有较准确的井底压力数据,并且气井产量和压力波动不大。

以平桥南区焦页 AA 井为例说明页岩气井产能预测流程:根据气井生产动态资料计算单井动态储量,进而反算 SRV 改造区大小,用此值约束气井生产历史拟合降低多解性,最终得到该井的储层及压裂改造参数,并基于拟合参数预测气井的可采储量。焦页 AA 井的生产历史拟合见图 2,焦页 AA 井生产历史拟合基础上的生产指标预测见图 3,预测结果显示焦页 AA 井 30 年末累产气量  $0.76 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

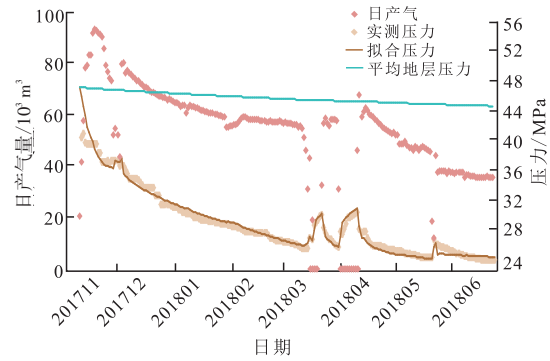


图2 焦页 AA 井生产历史拟合情况

Fig. 2 Fitting situation of production history of well-Jiaoye-AA

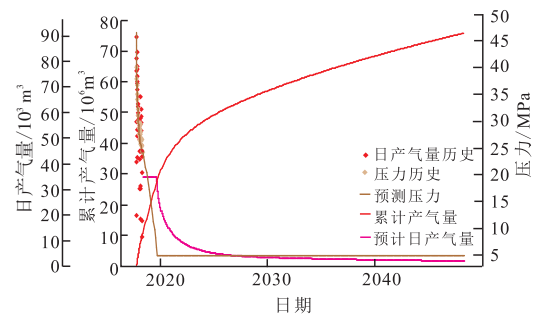


图3 焦页 AA 井生产指标预测

Fig. 3 Production index prediction of well-Jiaoye-AA

利用该方法对平桥南区试采时间比较长的气井开展生产历史拟合,压裂改造参数解释结果显示平桥南区页岩气井压裂裂缝半长  $40 \sim 90 \text{ m}$ ,裂缝导流能力为  $(0.14 \sim 1.37) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ ,改造区天然裂缝渗透率为  $(0.005 \sim 0.029) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

页岩气多段压裂水平井生产过程中,压力传播慢,不稳定线性流动期长,压裂参数(有效裂缝条数、裂缝半长)难确定,该分析方法存在多解性,需结合多种不同途径确定模型参数,尽量降低拟合不确定性。

## 2.2 经验递减法

经验递减分析方法不需要大量的地质和工程参数,应用简单方便,常用来分析气井产量递减。国外页岩气(包括致密气)井产量递减分析方法主要包括改进的 Arps 双曲递减法、幂律指数递减法、扩展指数递减法和 Duong 递减法等。

改进的 Arps 方法适用于定压降产阶段,气井生产完全进入边界控制时的产量递减分析,拟合的  $b$  随时间逐步减小,该方法中的最低递减率  $D_{\min}$  需要相对长期的生产数据才能确定(或者同一区块其他老井来确定)。从北美页岩气田的应用情况看,总体上改进的 Arps 模型预测结果乐观。

幂律指数递减法<sup>[11-14]</sup>能够根据早、中期不稳定流阶段的生产数据进行产量拟合和递减预测,快速确定气井可采储量的上、下限值。随着开发时间的延长,该方法预测的结果比Arps方法更为可靠。

扩展指数递减方法(SEPD)<sup>[15]</sup>用于预测致密气和页岩气井产量递减分析,与Arps递减分析相比,该方法有如下优势:①预测的产量或可采储量(EUR)是有范围限制的;②可以不依赖拟合前的数据预处理(如异常数据剔除)。由于涪陵页岩气田早期以定压生产为主,结合国内页岩气井的生产实际,该方法对于国内进入递减且生产时间较长的页岩气井具有比较广泛的应用。

DUONG<sup>[16]</sup>根据裂缝延伸理论推导得到的产量模型。其分析流程为:①检查校正生产数据;②确定系数 $a$ 和 $m$ ;③确定初始产量 $q_1$ ;④可采储量预测。

总体上经验递减分析法需要的参数少,但要求页岩气井定压递减生产半年以上。由于国内外页岩气地质条件、压裂改造工艺和开采方式的差异,对于进入递减生产时间较长的页岩气井,目前主要优选扩展指数模型进行递减分析,如川南某深层页岩气井采用该方法预测可采储量为 $0.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。迫切需要在国外研究基础上深化页岩气井产量递减预测方法研究,生产初期阶段需要深化定产变压和变产变压等工作方式下的产量递减方法研究,形成一套简单有效、适应性强的页岩气井产能预测方法,为页岩气藏经济有效开发提供理论支撑。

### 2.3 数值模拟法

相比于生产动态分析,数值模拟方法可以考虑更复杂的储层特征和流动机理,具有更精细、更接近页岩气藏真实特征的特点。基于精细地质建模研究成果、Petrel建模结果及现有的生产历史资料,建立页岩气井的数值模拟模型,对气井进行生产历史拟合,可以预测气井的生产指标。

基于川南AB井相关地质和压裂改造参数建立页岩气多段压裂水平井数值模拟模型,裂缝网格周围采用局部对数加密,根据实验测试结果兰氏体积、兰氏压力分别设置为 $3.3 \text{ m}^3/\text{t}$ 、 $6.5 \text{ MPa}$ ,相渗曲线借鉴涪陵岩心测试数据。

结合压裂施工情况建立不等长裂缝模型,裂缝半长分别为 $80 \text{ m}$ 、 $60 \text{ m}$ 、 $40 \text{ m}$ ,并将气藏划分为改造区及未改造区,基于模型对已有的压力数据进行历史拟合,历史拟合结果见图4。

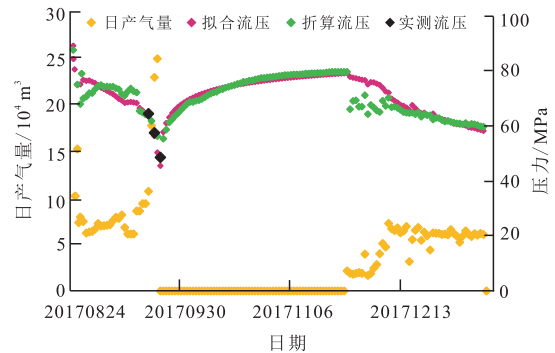


图4 川南AB井生产历史拟合结果

Fig. 4 Fitting result of production history of well-AB in Southern Sichuan

在此基础上假设气井按 $5.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的配产进行生产,井口外输压力下降至 $2 \text{ MPa}$ 之后转为定压生产,预测该井30年末累产气为 $0.81 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

### 2.4 物质平衡法

针对定容封闭页岩气藏,根据物质平衡方程推算废弃地层压力条件下的技术可采储量(图5),方程如下:

$$Q_{\text{EUR}}(p=p_{\text{ab}}) = \left[ 1 - \frac{(p/Z^*)_{p=p_{\text{ab}}}}{(p/Z^*)_{p=p_1}} \right] G \quad (5)$$

式中: $G$ 为页岩气井动态总储量, $10^8 \text{ m}^3$ ;  $p_1$ 为初始地层压力,MPa;  $p_{\text{ab}}$ 为废弃地层压力,MPa;  $Q_{\text{EUR}}(p=p_{\text{ab}})$ 为废弃地层压力下的累计产气量,即物质平衡法计算的技术可采储量, $10^8 \text{ m}^3$ ;  $Z^*$ 为考虑吸附气解吸等因素修正的偏差因子。

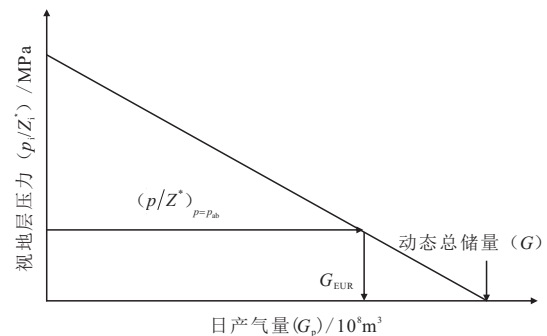


图5 物质平衡法评价页岩气井可采储量

Fig. 5 Evaluating recoverable reserves of shale gas wells by material balance method

### 2.5 经验公式法

针对涪陵一期主体区的页岩气井,结合页岩气井生产动态预测的可采储量与 $12 \text{ mm}$ 油嘴的试气产量,可以看出预测的可采储量与 $12 \text{ mm}$ 油嘴初始

试气产量存在较好的线性关系(图6)。从图6可以看出初始产量越高,可采储量也越高。根据此经验关系式,可以根据试气产量直接预测页岩气井的可采储量。

该关系式基于涪陵一期主体区,在川南深层页岩气井的适用性还需要进一步论证。

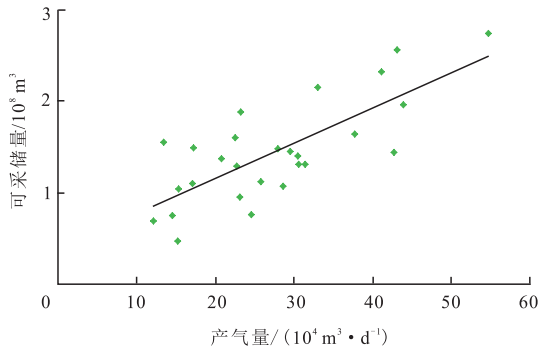


图6 涪陵一期主体区可采储量与12 mm油嘴试气产量关系曲线

Fig. 6 Relation between recoverable reserves and gas test production of 12 mm nozzle in Phase I main area of Fuling

### 3 用产气量表征页岩气井产能

在涪陵龙马溪组页岩气井产能评价过程中发现,部分气井评价的无阻流量值相同,但生产动态表现出非常大的差异(单位压降下的累产气量、可采储量等)。结合页岩气井产能评价及生产动态经验,总结认为在地质和测试条件基本相同情况下,可以选取相同油嘴下的试气产量表征气井产能;对于放喷生产的页岩气井,可以采用试采初期的平均产量表征页岩气井产能。

#### 3.1 试气产量

涪陵龙马溪组主体区页岩气井的实际试气资料(表1、图6)表明二项式产能评价结果与选取12 mm油嘴工作制度的评价结果非常接近(误差3.9%)。

涪陵主体区早期的试气资料表明:试气总时间主要为10~40 h(图7),试气时各井排液时间见图8,总体上压裂液返排率低,其有32口井的返排率低于2%,仅焦页DD井的返排率超过10%。总体上,由于涪陵主体区主要采用6 mm、8 mm和12 mm三个油嘴试气,试气工作制度的测试时间相对稳定,试气时返排液量很小,可以考虑选用12 mm油嘴的试气产量表征页岩气井的产能。结果表明,采用12 mm油

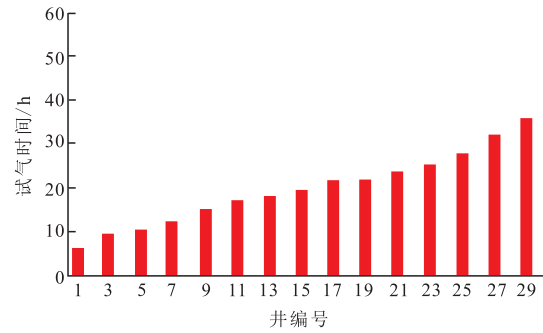


图7 涪陵主体区试气时间

Fig. 7 Gas testing time of main areas in Fuling

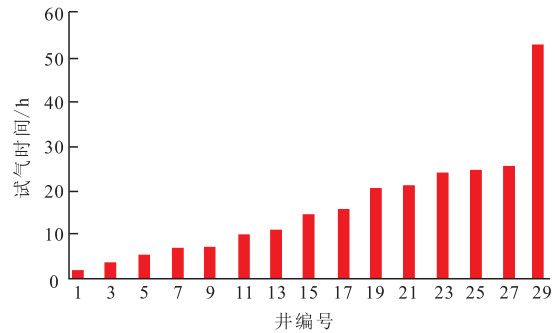


图8 涪陵主体区试气排液时间

Fig. 8 Liquid discharge time of main areas in Fuling

嘴试气时主体区平均产量最高,东部次之,西南部明显偏低,与地质认识一致,表明该指标可以作为涪陵一期主体区页岩气井产能的表征指标之一。

#### 3.2 试采初期平均产量

目前中国石化涪陵以及威荣页岩气田,生产方式主要以先定产后定压为主,即气井存在一定时间的稳产期,而国外及中国石油页岩气井主要采用放喷(限压)模式生产,通过分析气井生产动态和产量递减规律,可建立气井产能预测经验公式。该类型气井可以采用试采初期的平均产量(月或年)表征页岩气井的产能。

以Haynesville为例,大多数页岩气井采用放喷方式投产,初期通过自喷排液实现降压,见气高峰一般为30~120 d以后,平均为60 d。不同的气井初始产量规模差别较大,但单井产气特征类似,均表现为初期产量高且递减快、后期产量递减慢的特征,气井产水量变化特征与产气量类似,早期产水高,之后快速下降。

通过分析该气田气井动态和产量递减规律,可建立气井产能预测经验公式。Haynesville页岩气井

可采储量( $Q_{EUR}$ )与初始产量(第一个月平均产量)的相关性为0.69(图9),二者的经验关系式分别为:

$$Q_{EUR}=0.0327q_i+0.159 \quad (6)$$

式中: $q_i$ 为气井第一个月产气量, $10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。

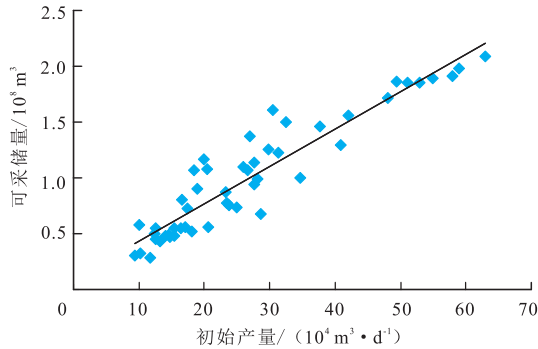


图9 可采储量与初始产量关系曲线

Fig. 9 Relation between recoverable reserves and initial production

## 4 结论

1) 提出针对不同开发阶段页岩气井的产能可以用无阻流量、可采储量和产气量3类指标进行表征。

2) 用无阻流量表征页岩气井产能,建立了涪陵主体区“一点法”经验公式, $\alpha$ 系数值为0.25;针对多工作制度的产能测试,多流量法在涪陵具有较好的适应性。

3) 用可采储量表征页岩气井产能,在页岩气井进入递减阶段之前,可以选用页岩气压裂水平井非稳态产能评价方法,下步需要考虑压裂液返排和裂缝闭合对产能预测的影响;进入递减阶段后,可以采用经验递减法预测页岩气井的可采储量,下步需要考虑产液对产能预测带来的影响。

4) 对于定产生产的页岩气井,可以优选相同油嘴下的试气产量表征页岩气井产能,该方法在应用过程中要关注压力和产液量。

### 参考文献

- [1] 董大忠,邹才能,李建忠,等.页岩气资源潜力与勘探开发前景[J].地质通报,2011,30(2-3):324-336.
- [2] 李治平,李智锋.页岩气纳米级孔隙渗流动态特征[J].天然气工业,2012,32(4):50-53.
- [3] 刘华,王卫红,陈明君,等.页岩储层多尺度渗流实验及数学模型研究[J].西安石油大学学报,2018,33(4):66-71.
- [4] 刘华,胡小虎,王卫红,等.页岩气压裂水平井拟稳态阶段产能评价方法研究[J].西安石油大学学报,2016,31(2):76-81.
- [5] 段永刚,魏明强,李建秋,等.页岩气藏渗流机理及压裂井产

能评价[J].重庆大学学报,2011,34(4):62-65.

- [6] 徐兵祥,李相方,HAGHIGHI M,等.页岩气产量数据分析方法及产能预测[J].中国石油大学学报(自然科学版),2013,37(3):119-124.
- [7] 谢亚雄,刘启国,王卫红,等.页岩气藏多段压裂水平井产能预测模型[J].大庆石油地质与开发,2016,35(5):163-169.
- [8] BELLO R O, WATTENBARGER R A. Modelling and analysis of shale gas production with a skin effect[C]// paper PETSOC-2009-082 presented at the Canadian International Petroleum Conference, 16-18 June 2009, Calgary, Alberta, Canada.
- [9] AHMADI H A, ALMARZOOQ A M, WATTENBARGER R A. Application of linear flow analysis to shale gas wells—field cases[C]// paper SPE-130370-MS presented at the SPE Unconventional Gas Conference, 23-25 February 2010, Pittsburgh, Pennsylvania, USA.
- [10] ANDERSON D M, NOBAKHT M, MOGHADAM S, et al. Analysis of production data from fractured shale gas well[C]// paper SPE-131787-MS presented at the SPE Unconventional Gas Conference, 23-25 February 2010, Pittsburgh, Pennsylvania, USA.
- [11] JOHNSON N L, CURRIE S M, ILK D, et al. A simple methodology for direct estimation of gas-in-place and reserves using rate-time data[C]// paper SPE-123298-MS presented at the SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, 14-16 April 2009, Denver, Colorado, USA.
- [12] CURRIE S M, ILK D, BLASINGAME T A, et al. Application of the “continuous estimation of ultimate recovery” methodology to estimate reserves in unconventional reservoirs[C]// paper SPE-138155-MS presented at the Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, 19-21 October 2010, Calgary, Alberta, Canada.
- [13] ILK D, RUSHING J A, PEREGO A D, et al. Exponential vs. hyperbolic decline in tight gas sands—understanding the origin and implications for reserves estimates using Arps’ decline curves[C]// paper SPE-116731-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 September 2008, Denver, Colorado, USA.
- [14] MCBANE R A, THOMPSON T W. Exploration/production studies of the dovonian gas shales[C]// paper SPE-12833-MS presented at the SPE Unconventional Gas Recovery Symposium, 13-15 May 1984, Pittsburgh, Pennsylvania, USA.
- [15] VALKO P P, LEE W J. A better way to forecast production from unconventional gas wells[C]// paper SPE-134231-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19-22 September 2010, Florence, Italy.
- [16] DUONG A N. An unconventional rate decline approach for tight and fractured-dominated gas wells[C]// paper SPE-137748-MS presented at the Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, 19-21 October 2010, Calgary, Alberta, Canada.

(编辑 黄颖)