

引用格式:陈玲,孙伟,周亚彤.常压页岩气藏储量起算标准研究:以渝东南地区武隆区块五峰组—龙马溪组页岩气藏为例[J].油气藏评价与开发,2025,15(1):49-55.  
CHEN Ling, SUN Wei, ZHOU Yatong. Study on reserve calculation standards for normal-pressure shale gas reservoirs: A case study of Wufeng-Longmaxi Formation shale gas reservoir in the Wulong block of southeastern Chongqing[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(1): 49-55.  
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.01.006

## 常压页岩气藏储量起算标准研究

——以渝东南地区武隆区块五峰组—龙马溪组页岩气藏为例

陈玲,孙伟,周亚彤

(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:**常压页岩气藏与高压页岩气藏在地质特点、生产特征等方面具有显著差异,现行页岩气藏储量起算标准主要是基于页岩气勘探初期投入情况和高压页岩气生产规律确定的。随着渝东南地区武隆、道真等区块常压页岩气的突破,有必要结合常压页岩气的地质特点、技术经济指标和生产规律等,针对性开展储量起算标准研究。基于盈亏平衡原理,分析了经济参数对起算标准的敏感性,结合常压页岩气生产动态,建立了符合其特征的储量起算标准计算模型。以武隆区块为例,结合技术参数和投资、成本费用、气价等经济参数,开展了不同埋深条件下储量起算标准测算,分析了测算结果变化规律。建议在埋深介于2000~7000 m的情况下,常压页岩气单井储量起算标准介于 $2.0 \times 10^4 \sim 5.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。常压页岩气藏储量起算标准的研究对规范的修订具有重要参考意义,有利于推动四川盆地外部常压页岩气藏探明储量的新增和规模建产。

**关键词:**常压页岩气;渝东南;武隆区块;储量起算标准;五峰组—龙马溪组;盈亏平衡原理

中图分类号:TE328

文献标识码:A

## Study on reserve calculation standards for normal-pressure shale gas reservoirs: A case study of Wufeng-Longmaxi Formation shale gas reservoir in the Wulong block of southeastern Chongqing

CHEN Ling, SUN Wei, ZHOU Yatong

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

**Abstract:** Significant differences exist in the geological and production characteristics between normal-pressure shale gas reservoirs and high-pressure shale gas reservoirs. The current shale gas reserve calculation standards are primarily based on the initial investment in shale gas exploration and the production patterns of high-pressure shale gas. With breakthroughs in normal-pressure shale gas exploration in blocks such as Wulong and Daozhen in southeastern Chongqing, it is imperative to conduct targeted research on reserve calculation standards by considering the geological characteristics, technical and economic indicators, and production patterns of normal-pressure shale gas. Based on the break-even principle, this study analyzed the sensitivity of economic parameters to reserve calculation standards and developed a calculation model tailored to the characteristics of normal-pressure shale gas according to the production performance of atmospheric shale gas. Taking Wulong block as an example, the reserve calculation standards were estimated at different burial depths by incorporating technical parameters and economic factors such as investment, costs, and gas prices. The variation patterns in the calculation results were analyzed. It was suggested that the reserve calculation standards for single well in normal-pressure shale gas reservoirs ranged from  $2.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  to  $5.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  when the burial depth was 2000 m to 7000 m. The study of reserve calculation standards for normal-pressure shale gas provides valuable insights for revising relevant standards, facilitating the addition of proven reserves and large-scale production of normal-pressure shale gas outside the Sichuan Basin.

**Keywords:** normal-pressure shale gas; Southeastern Chongqing; Wulong block; reserve calculation standards; Wufeng and Longmaxi Formation; break-even principle

收稿日期:2024-07-24。

第一作者简介:陈玲(1979—),女,本科,助理研究员,从事油气项目经济评价和储量计算研究。地址:南京市建邺区江东中路375号金融城9号楼,邮政编码:210011。E-mail:cling0119@163.com

基金项目:中国石化科技项目“四川盆地及周缘资源评价”(P23221);中国石化科技项目“渝东南地区浅层页岩气勘探开发关键技术”(P24115)。

中国页岩气资源丰富,截至2023年底,共发现8个页岩气田,探明地质储量为 $2.96 \times 10^{12} \text{ m}^3$ <sup>[1-4]</sup>。地质矿产行业标准《页岩气资源量和储量估算规范: DZ/T 0254—2020》对高压页岩气藏储量估算具有重要的指导意义,有效推动了高压页岩气效益开发,建成了涪陵、威远、长宁、昭通等大型页岩气田,年产气量达到 $250 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。现行页岩气产量起算标准是基于页岩气勘探初期投资、成本水平和高压页岩气生产规律等综合确定的,当气藏埋深介于(2 000, 3 000] m时,水平井试采3个月的单井平均日产气量下限标准为 $4.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ ;当气藏埋深大于3 000 m时,水平井试采3个月的单井平均日产气量下限标准为 $6.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ <sup>[5]</sup>。近些年来,随着工作的不断深入,页岩气勘探逐步从盆内转向四川盆地外部,由高压区域向常压区域扩展,工程工艺技术水平大幅提升,页岩气勘探开发成本大幅降低。勘探对象的多元化和经济技术条件的变化,势必导致储量起算标准与现行规范呈现一定的不适应性。

以四川盆地常压页岩气藏为例,主要发育于盆缘及四川盆地外部褶皱带,以武隆区块、道真区块、彭水区块为典型代表,页岩气资源量超 $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$ <sup>[6-8]</sup>。经过10余年的攻关探索,成功实施探评井15口、井组3个,取得了多个勘探突破,落实了有利区,同时也验证了四川盆地外部常压页岩气藏具有“初期产量低、递减慢、稳产时间长”的特点。虽经过多轮次的提产降本攻关,实现了井组效益动用,但难以达到现行储量规范起算标准,制约了探明储量的申报和探转采工作。应用盈亏平衡原理和现金流量法,开展了储量起算标准敏感性分析,建立了符合常压页岩气特征的产量起算标准计算模型。以武隆区块常压页岩气藏为例,根据目前实际完钻井投资、操作成本,开展了不同价格、不同埋深条件下起算标准测算,分析了测算结果的变化规律,给出了相关建议。常压页岩气藏储量起算标准的研究对地质矿产行业标准《页岩气资源量和储量估算规范: DZ/T 0254—2020》的修订具有重要参考意义,有利于推动四川盆地外部常压页岩气探明储量的新增和规模建产等工作。

## 1 常压页岩气藏概况

### 1.1 常压页岩气藏特征

常压页岩气藏与高压页岩气藏在地质方面既有一定相似性,又有部分差异性<sup>[9-10]</sup>。渝东南地区常压页岩气与高压页岩气均处于深水陆棚有利沉积相带,主要发育五峰组—龙马溪组黑色富碳、富硅、富笔石页岩,优质页岩厚度、总有机碳含量、孔隙度、矿物含量等静态指标相似,

资源禀赋较好。武隆区块总有机碳含量大于2%的页岩厚度介于29~34 m,有效储层段平均孔隙度为4.70%,矿物含量平均为69.3%。常压页岩气地区一般改造作用较强,地层抬升剥蚀幅度大,受其影响,页岩含气量和压力系数有所降低,吸附气占比增加。武隆区块地层压力系数介于0.9~1.1,含气量介于 $3.3 \sim 5.5 \text{ m}^3/\text{t}$ ,吸附气占比大于45%<sup>[11-12]</sup>。

### 1.2 生产动态特征

常压页岩气地层能量偏弱,呈现总含气量偏低,吸附气占比偏高的特点。压裂投产初期以排液为主,产气量较低,随着返排时间增长,产气量不断增加,后期产气量逐渐稳定,产量递减慢,具有长期稳产、生产周期长的特点,常压和高压页岩气生产规律对比曲线见图1。

常压页岩气呈现出见气晚、排水期长、返排率高、气液比低、低压稳产能力强、递减慢等生产动态特征。可以将其划分为低气液比阶段、两相过渡阶段、稳定生产阶段<sup>[13]</sup>。

1) 低气液比阶段:在压裂返排早期,因主缝网中的压裂液快速回流至井筒,造成气液比低、日排液量高。随着返排的持续,近井地带压力降低,气体开始排出,从纯液相逐渐过渡到气液混相。

2) 两相过渡阶段:随着近井压力释放,地层弹性驱动能逐步发挥作用。此阶段返排液量减少,气液比快速上升。因地层能量的衰减和井口压力的降低,产气量出现递减趋势。

3) 稳定生产阶段:地层气体弹性能成为主要驱动力,主要靠气流进行携液。此阶段以产气为主,气液比相

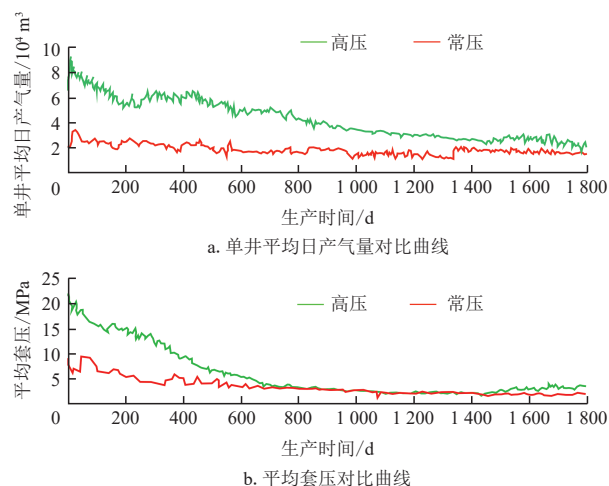


图1 常压和高压页岩气生产规律对比曲线  
Fig. 1 Comparison of production pattern curves between normal-pressure and high-pressure shale gas

对稳定,返排液量及井口压力逐步降低并趋于稳定。

以生产周期较长的LY1井为例,现代产量分析法表明其生产特征符合双曲递减模型,前三年递减率分别为25.7%、18.3%、17.1%,生产末期递减率降低至5.2%,产量递减规律预测模型见图2。单井技术可采储量为 $0.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,第一年累计产气量仅占技术可采储量的12%。

## 2 常压页岩气工程工艺技术进展

近些年来,页岩气勘探逐步从盆内转向四川盆地外部,由高压区域向常压区域扩展,工程工艺技术水平大幅提升,页岩气勘探开发成本大幅降低。2011年以来,钻井技术按照“单项攻关、集成配套”的思路,实现了从学习借鉴到自主创新的重大突破,各项技术经济指标不断刷新<sup>[14]</sup>,武隆区块钻井投资、压裂投资总体呈下降趋势,实际费用见图3。

### 2.1 钻井工程技术水平持续提升

根据钻井地质特点,通过优化井身结构、标准化设备配套、地质工程一体化导向等措施,显著提高了钻井效

率,钻井周期年均降幅达到5.3%,机械钻速提升了8.7%。通过“气密封+水泥低返+水基顶替”等多项固完井配套技术,平均完井时间缩短至5.5 d,最短仅需2.7 d,固井质量和压后井筒完好率均达到100%,单井固井费用降低了19%。通过技术集成应用,取得了显著的钻井提速降本效果。LY5-1HF井完钻井深达5 100 m,B靶垂深为3 845 m,钻井周期为20 d,单日最高进尺达712 m,平均机械钻速为17.55 m/h,机械钻速提升了46%,单井钻井成本由4 118万元下降至1 924万元<sup>[15]</sup>,降本效果显著。

### 2.2 压裂工程持续优化升级

压裂工程经历了引进探索、优化提升和创新集成3个发展阶段,工艺参数不断提高,配套技术持续升级,形成了以“复杂缝网+经济型材料+全电装备”为主体的压裂技术2.0版<sup>[16-17]</sup>。采用“多簇密切割+强化加砂+暂堵促缝”的压裂改造工艺,改造体积提升45%。引入“以砂代陶”的新方法,支撑剂主体采用石英砂,成本降低67%。同时,采用高效降阻剂,形成简化的滑溜水配方,单方药剂成本降低91%。应用全电动压裂装备,压裂时效提升到了3.8段/d,施工费用压缩了48%。通过2.0版本技术的集成应用,压裂成本由前期的4.0万元/m下降至0.96万元/m。

### 2.3 精细管理持续增产增效

针对常压页岩气井能量低、产量低、易积液的特点,细分生产阶段差异化管理<sup>[18]</sup>。初期控压延长自喷期,通过合理配产有效降低应力敏感效应,根据临界携液流量及时优化管柱,保证单井经济可采储量。中期排液阶段,以“稳定生产”为核心,推广应用“复合”工艺,以泡沫排采、放喷排液、气举助排等提高气井生产时率。措施阶段,以“降压排采”为核心,开展地面增压、人工举升、储层增能等措施,降低气藏废弃压力,提高单井经济可采储量。

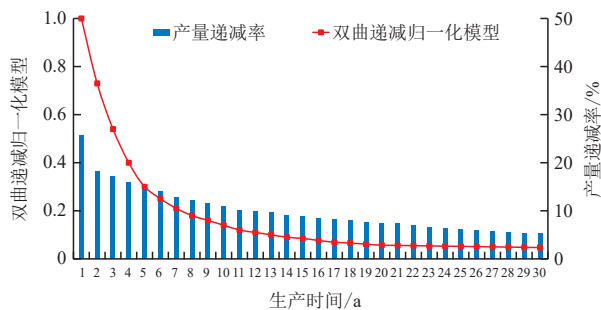


图2 渝东南地区彭水—武隆区块LY1井产量递减规律预测模型<sup>[13]</sup>

Fig. 2 Prediction model of production decline pattern of well LY1 in Pengshui-Wulong block of southeastern Chongqing<sup>[13]</sup>

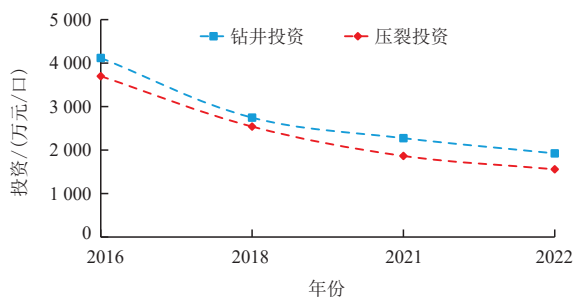


图3 渝东南地区武隆区块钻井投资、压裂投资分析

Fig. 3 Investment analysis of drilling and fracturing in Wulong block of southeastern Chongqing

## 3 储量起算标准研究

### 3.1 原理与方法

储量起算标准是储量估算应达到的最低经济条件,主要依据盈亏平衡原理,以开发井投入、产出达到平衡时计算的单井产量作为标准。具体计算中,以现有技术经济条件为依据,测算评价期内回收开发井投资、生产费用和相关税费的单井最低经济可采储量,并由此测算出不同稳产年限和递减率下的初期稳定日产气量,作为储量起算标准<sup>[19-20]</sup>。

采用现值法,将投入和产出均折算为评价起始年的净现值为0作为极限,且由于储量起算标准是在内部收益率为0时的单井日产气量,基本公式见式(1):

$$N_{PV} = \sum_{t=1}^T (C_t - C_0)_t = 0 \quad (1)$$

式中: $N_{PV}$ 为项目净现值,单位万元; $C_t$ 为评价期内页岩气井的现金流入,单位万元; $C_0$ 为评价期内页岩气井的现金流出,单位万元; $t$ 为年序号; $T$ 为项目期,单位a。

现金流入是页岩气的销售收入,与累计产量、气价、商品率有关。现金流出包括投资、经营成本、销售税金及附加、所得税等。投资主要包括气井的钻井投资、采气工程投资和地面配套投资;成本费用主要为经营成本,分为固定成本和可变成本;税费主要包括资源税、城市维护建设税和教育费及附加等,可取页岩气综合税费。

单井最低累计产气量的计算公式为:

$$N_{\min} = \frac{I_d + I_f + I_c + C_f}{R_0(P - T_{ax} - C_v)} \quad (2)$$

式中: $N_{\min}$ 为单井最低累计产气量,单位 $m^3$ ;  $I_d$ 为钻井投资,单位元/井;  $I_f$ 为单井采气投资,单位元;  $I_c$ 为单井地面建设工程投资,单位元;  $C_f$ 为单井固定成本,单位元/a;  $R_0$ 为页岩气商品率,%;  $P$ 为页岩气销售价格,单位元/ $m^3$ ;  $T_{ax}$ 为综合税费,单位元/ $m^3$ ;  $C_v$ 为可变操作成本,单位元/ $m^3$ 。

在获取单井最低累计产气量的基础上,结合常压页岩气生产动态规律,给定不同年份递减率,可建立页岩气储量起算标准图版。

### 3.2 起算标准影响因素敏感性分析

以武隆区块五峰组—龙马溪组页岩气藏为例,开展储量起算标准影响因素敏感性分析,进而为储量起算标准条件的选取提供依据。在当前技术经济条件下,将页岩气价格、投资、固定成本和可变成本等参数分别进行 $\pm 10\%$ 、 $\pm 20\%$ 的变化,计算由此带来单井初期最低稳定日产气量的变化,敏感性分析结果见图4。

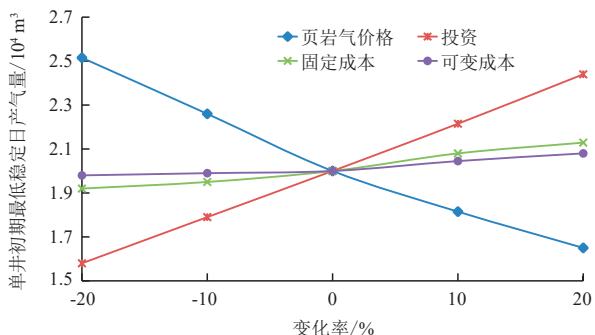


图4 起算标准敏感性分析

Fig. 4 Sensitivity analysis of reserve calculation standards

单因素敏感性分析表明:单井初期最低稳定日产气量与投资、固定成本、可变成本呈正相关,与页岩气价格呈负相关。对单井初期最低稳定日产气量影响从大到小的因素依次为投资、页岩气价格、固定成本和可变成本,其中页岩气价格和投资敏感性较强,其次为固定成本和可变成本。页岩气价格受多种因素影响,未来走势具有波动性,尽管具体价格难以精确预测,但多家预测机构分析认为整体趋势可能是波动上升的。测算中可以当前基准门站价格为基础,考虑不同的增幅进行多种价格测算;近十年来,页岩气井投资随着工程技术的提升呈现不断下降的趋势,未来投资降低仍是页岩气发展的必然趋势。考虑到近年来单井投资降幅50%以上,且起算标准的制定应为未来降本留有一定空间,可以当前投资水平开展测算,但应结合突破深度进行细化。现行规范在气藏埋深大于3 000 m时采用统一起算标准,当前3 500~5 000 m埋深的深层页岩气取得了战略突破,投资作为影响起算标准的敏感因素,应当细化埋深大于3 000 m时的投资情况;页岩气开发成本整体呈现下降的趋势,同时受开发阶段的影响,后期维护成本存在上升的风险,考虑到成本因素对起算标准的影响较弱,可以当前实际成本条件开展测算。

### 3.3 各项经济参数取值

#### 3.3.1 单井投资估算

武隆区块页岩气藏采用水平井大规模水力加砂压裂,并利用天然弹性能量衰竭式开发方式。建设工程投资主要包括钻井工程投资、采气工程投资、地面工程投资。钻井工程投资主要由垂直段、造斜段和水平段3个部分投资构成,随钻井深度和水平段长度的增加钻井投资相应增加。采气工程投资主要由施工费用、支撑剂费用、滑溜水配方费用和配液费用构成,压裂投资主要受压裂规模的影响,通常随着水平井段长度的增长,压裂级数增加,压裂投资随之增大。地面工程投资主要包括集气工程、供水工程、系统配套等费用。

根据经济评价规范及各项工程成本参数,结合目前实际钻井投资情况,新井钻采投资按照相同水平段长、不同埋深进行分类估算。不同埋深每米进尺钻井投资2 900~7 000元;水平段每米压裂投资5 000~20 000元;单井地面工程投资估算为625万元。不同埋深对应开发井投资为(2 337~10 385)万元(表1)。

#### 3.3.2 成本参数及税费

武隆区块成本参数采用生产要素法根据实际情况取值。与井相关的费用主要包含材料费、动力费、员工工资

表1 渝东南地区武隆区块不同埋深开发井投资

Table 1 Investment of development wells at different burial depths in Wulong block of southeastern Chongqing

气藏埋深/ m	水平段长度/ m	钻井采气投资				单井地面工程 投资/万元	合计/ 万元
		钻井单价/(元/m)	钻井费用小计/万元	压裂单价/(元/m)	压裂费用小计/万元		
1 000	1 800	2 900	812	5 000	900	625	2 337
2 000	1 800	3 300	1 254	6 200	1 116	625	2 995
3 000	1 800	3 800	1 824	11 500	2 070	625	4 519
4 000	1 800	4 300	2 494	12 500	2 250	625	5 369
5 000	1 800	5 000	3 400	15 000	2 700	625	6 725
6 000	1 800	5 800	4 524	18 000	3 240	625	8 389
7 000	1 800	7 000	6 160	20 000	3 600	625	10 385

及福利、井下作业费、测井试井费、厂矿管理费、安全生产费、维护及修理费等,单井固定成本取值104.83万元/a。与产量相关的费用主要包含运输费、增压开采费、气水处理费、天然气净化费,可变成本取值0.086元/m<sup>3</sup>。

气价取重庆基准门站价格为1.395元/m<sup>3</sup>(不含税),天然气商品率95%,商品综合税率包含资源税、城市维护建设税和教育费及附加等,城市维护建设税按增值的7%计算。教育费附加费率为3%,地方教育附加费征收标准为2%,按实际缴纳的增值税额为计税依据。资源税按照《财政部 税务总局关于对页岩气减征资源税的通知》(财税[2018]26号)要求,自2027年12月31日之前,对页岩气资源税(按6%的规定税率)减征30%,实际税率为4.2%。2028年及以后按照销售额的6%计取。单位税费0.074元/m<sup>3</sup>、0.099元/m<sup>3</sup>。

### 3.4 储量起算标准测算

#### 3.4.1 单井最低累计产气量分析

基于单井最低累计产气量计算公式,结合武隆区块页岩气藏相关参数,计算了不同气价、不同气藏埋深下的单井最低累计产气量。结果表明:单井最低累计产气量在相同气藏埋深时随气价的上涨不断下降,下降的绝对幅度呈线性趋势;单井最低累计产气量在相同气价时随气藏埋深的增加不断增加,且埋深越大,增加的绝对幅度越大。

具体来看,按基准门站气价1.395元/m<sup>3</sup>,水平井段长度为1 800 m条件下,气藏埋深3 000 m时,单井最低累计产气量为5 265×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>;埋深在4 000 m时,单井最低累计产气量为6 231×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>;埋深在5 000 m时,单井最低累计产气量为7 336×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>(图5)。

#### 3.4.2 单井初期最低稳定日产气量

根据试采井归一化生产数据拟合递减趋势,采用双

曲递减模型(初始递减25.7%),建立单井产量预测模型,将不同气价、不同埋深的单井最低累计产气量转换成单井初期最低稳定日产气量(图6)。

不同条件下单井初期最低稳定日产气量表明:相同埋深时单井初期最低稳定日产气量随着气价的增加而降

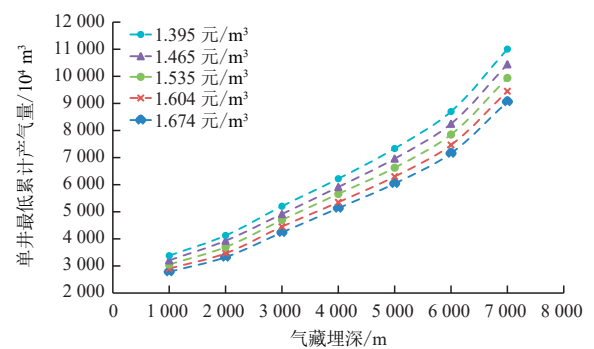


图5 不同条件下单井最低累计产气量

Fig. 5 Minimum cumulative gas production of single well under different conditions

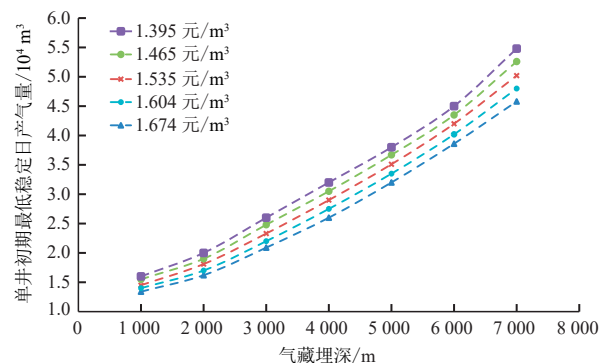


图6 不同条件下单井初期最低稳定日产气量

Fig. 6 Minimum initial production of single well under different conditions

低,降低的绝对值呈线性趋势;相同气价时单井初期最低稳定日产气量随着埋深的增加而增加,增加幅度呈上升趋势。基准门站气价1.395元/m<sup>3</sup>条件下,当气藏埋深为3 000 m,单井初期最低稳定日产气量为2.6×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,相较现行规范降低1.4×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>;当气藏埋深为4 000 m,单井初期最低稳定日产气量为3.2×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,相较现行规范降低2.8×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>;当气藏埋深为5 000 m,单井初期最低稳定日产气量为3.8×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,相较现行规范降低2.2×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>(表2)。

表2 渝东南地区武隆区块基准门站气价下不同埋深单井产气量测算

Table 2 Production calculation of single well at different burial depths under gate station benchmark gas price in Wulong block of southeastern Chongqing

气藏埋深/ m	单井最低累计产气量/ 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	单井初期最低稳定日产气量/ 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>
1 000	3 479	1.6
2 000	4 125	2.0
3 000	5 265	2.6
4 000	6 231	3.2
5 000	7 336	3.8
6 000	8 692	4.5
7 000	11 005	5.5

## 4 结论与建议

1) 近年来,页岩气勘探逐步从高压走向常压,工程技术水平大幅提升,勘探开发成本大幅降低,有必要对现行页岩气储量起算标准进行修订。

2) 针对常压页岩气藏初产低,递减慢的动态特征,以武隆区块为例应用盈亏平衡原理对储量起算标准进行了测算,建立了不同气价、不同埋深产量起算标准图版。

3) 建议以当前门站价格测算方案为基础给定储量起算标准。对于埋深介于[2 000,3 000) m的水平井,单井初期最低稳定日产气量设定为2.0×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>;埋深介于[3 000,4 000) m的水平井,单井初期最低稳定日产气量设定为2.6×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>;对于埋深介于[4 000,7 000] m的水平井,单井初期最低稳定日产气量设定为3.2×10<sup>4</sup>~5.5×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>。

4) 修订储量起算标准对释放盆缘和四川盆地外部常压页岩气资源具有重要意义,可进一步带动常压页岩气勘探和效益建产。

### 参考文献

- [1] 李敏,刘雅利,冯动军,等.中国海相页岩气资源潜力及未来勘探方向[J].石油实验地质,2023,45(6):1097-1108.  
LI Min, LIU Yali, FENG Dongjun, et al. Potential and future exploration direction of marine shale gas resources in China[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(6): 1097-1108.
- [2] 聂海宽,党伟,张珂,等.中国页岩气研究与发展20年:回顾与展望[J].天然气工业,2024,44(3):20-52.  
NIE Haikuan, DANG Wei, ZHANG Ke, et al. Two decades of shale gas research & development in China: Review and prospects[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(3): 20-52.
- [3] 蔡勋育,周德华,赵培荣,等.中国石化深层、常压页岩气勘探开发进展与展望[J].石油实验地质,2023,45(6):1039-1049.  
CAI Xunyu, ZHOU Dehua, ZHAO Peirong, et al. Development progress and outlook of deep and normal pressure shale gas of SINOPEC[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(6): 1039-1049.
- [4] 邹才能,赵群,丛连铸,等.中国页岩气开发进展、潜力及前景[J].天然气工业,2021,41(1):1-14.  
ZOU Caineng, ZHAO Qun, CONG Lianzhu, et al. Development progress, potential and prospect of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 1-14.
- [5] 全国自然资源与国土空间规划标准化技术委员会.页岩气资源量和储量估算规范:DZ/T 0254—2020[S].北京:中国标准出版社,2020.  
National Technical Committee for Standardization of Natural Resources and Territorial Spatial Planning. Specification for estimation of shale gas resources and reserves: DZ/T 0254—2020 [S]. Beijing: China Standards Press, 2020.
- [6] 周德华,何希鹏,张培先.渝东南常压与高压页岩气典型差异性分析及效益开发对策[J].石油实验地质,2023,45(6):1109-1120.  
ZHOU Dehua, HE Xipeng, ZHANG Peixian. Typical difference analysis and benefit-oriented development countermeasures of normal and high pressure shale gas in southeastern Chongqing[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(6): 1109-1120.
- [7] 姚红生.南川地区浅层常压页岩气吸附解吸机理与开发实践[J].天然气工业,2024,44(2):14-22.  
YAO Hongsheng. Adsorption and desorption mechanism and development practice of shallow normal pressure shale gas in Nanchuan area[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(2): 14-22.
- [8] 龚月,高和群,李小越,等.四川盆地及周缘页岩气赋存方式展布特征研究[J].非常规油气,2023,10(2):49-56.  
GONG Yue, GAO Hequn, LI Xiaoyue, et al. Study on the distribution characteristics of occurrence modes of shale gas in the Sichuan Basin and its periphery[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(2): 49-56.
- [9] 何梅朋.武隆地区五峰组—龙马溪组优质浅层常压页岩储层发育特征及含气性影响因素[J].非常规油气,2023,10(3):64-73.  
HE Meipeng. Development characteristics and gas-bearing factors of high-quality shallow ordinary-pressure shale reservoirs in Wufeng-Longmaxi Formation in Wulong Area[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(3): 64-73.
- [10] 刘莉,蔡进,陈学辉,等.重庆武隆地区五峰组—龙马溪组页岩气地质条件分析:以黄莺乡剖面为例[J].非常规油气,2023,10(4):12-21.  
LIU Li, CAI Jin, CHEN Xuehui, et al. Analysis of shale gas geological conditions of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Wulong Area, Chongqing: Take Huangying Township profile as an example[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(4): 12-21.
- [11] 云露,高玉巧,高全芳.渝东南地区常压页岩气勘探开发进展及下步攻关方向[J].石油实验地质,2023,45(6):1078-1088.  
YUN Lu, GAO Yuqiao, GAO Quanfang. Progress and research direction of normal-pressure shale gas exploration and development

- in southeastern Chongqing[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(6): 1078-1088.
- [12] 薛冈,熊炜,张培先. 常压页岩气藏成因分析与有效开发:以四川盆地东南缘地区五峰组—龙马溪组页岩气藏为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(5): 668-675.
- XUE Gang, XIONG Wei, ZHANG Peixian. Genesis analysis and effective development of normal pressure shale gas reservoir: A case of Wufeng-Longmaxi shale gas reservoir in southeast margin of Sichuan Basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(5): 668-675.
- [13] 何希鹏,卢比,房大志,等. 渝东南彭水—武隆地区常压页岩气生产特征[J]. *油气地质与采收率*, 2018, 25(5): 72-79.
- HE Xipeng, LU Bi, FANG Dazhi, et al. Production characteristics of normal pressure shale gas in Pengshui-Wulong area, southeast Chongqing[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2018, 25(5): 72-79.
- [14] 何希鹏,卢比,何贵松,等. 渝东南构造复杂区常压页岩气生产特征及开发技术政策[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(1): 224-240.
- HE Xipeng, LU Bi, HE Guisong, et al. Production characteristics and optimized development technologies for normal-pressure shale gas in the structurally complex areas of southeastern Chongqing[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(1): 224-240.
- [15] 姚红生,房启龙,袁明进,等. 渝东南常压页岩气工程工艺技术进展及下一步攻关方向[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(6): 1132-1142.
- YAO Hongsheng, FANG Qilong, YUAN Mingjin, et al. Progress of normal-pressure shale gas engineering technology in southeast Chongqing and the research direction of next steps[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(6): 1132-1142.
- [16] 周博成,熊炜,赖建林,等. 武隆区块常压页岩气藏低成本压裂技术[J]. *石油钻探技术*, 2022, 50(3): 80-85.
- ZHOU Bocheng, XIONG Wei, LAI Jianlin, et al. Low-cost fracturing technology in normal-pressure shale gas reservoirs in Wulong Block[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2022, 50(3): 80-85.
- [17] 蒋恕,李园平,杜凤双,等. 提高页岩气藏压裂井射孔簇产气率的技术进展[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(1): 9-22.
- JIANG Shu, LI Yuanping, DU Fengshuang, et al. Recent advancement for improving gas production rate from perforated clusters in fractured shale gas reservoir[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(1): 9-22.
- [18] 何希鹏,何贵松,高玉巧,等. 常压页岩气勘探开发关键技术进展及攻关方向[J]. *天然气工业*, 2023, 43(6): 1-14.
- HE Xipeng, HE Guisong, GAO Yuqiao, et al. Progress in and research direction of key technologies for normal-pressure shale gas exploration and development[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(6): 1-14.
- [19] 史毅,郑斌,张宇,等. 页岩油经济可采储量起算标准计算方法:以吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油为例[J]. *中国矿业*, 2021, 30(9): 181-187.
- SHI Yi, ZHENG Bin, ZHANG Yu, et al. Methods of determining commercial oil flow standard in shale reserves estimation: A case study of Permian Lucaogou formation in Jimusar depression[J]. *China Mining Magazine*, 2021, 30(9): 181-187.
- [20] 李晔. 致密砂岩气藏储量起算标准的确定及应用[J]. *石化技术*, 2020, 27(7): 117-118.
- LI Ye. Determination and application of reserve calculation standards for tight sandstone gas reservoirs[J]. *Petrochemical Industry Technology*, 2020, 27(7): 117-118.

(编辑 尹淑容)

(上接第48页)

- Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2022, 12(3): 462-467.
- [17] CAI M, WU H L, LIU P, et al. Intelligent calculation method of relative sonic attenuation and its application to fracture evaluation in tight sandstone reservoir[J]. *J. Pet. Sci. Eng.*, 2022, 218: 110968.
- [18] 苟其勇,丁拼搏,凌玮桐,等. 川南页岩地层裂缝地震物理模拟及敏感属性分析[J]. *石油物探*, 2023, 62(2): 314-326.
- GOU Qiyong, DING Pinbo, LING Weitong, et al. Seismic physical modeling and sensitive attribute analysis of fractures in the shale layer in the southern Sichuan Basin[J]. *Geophysical Prospecting for Petroleum*, 2023, 62(2): 314-326.
- [19] FAN H, LIU P, ZHAO H, et al. Forward modeling of P- and S-waves response of fractures intersected with horizontal wells in tight reservoirs[J]. *Front. Earth Sci.*, 2023, 11: 1149171.
- [20] 施振生,赵圣贤,赵群,等. 川南地区下古生界五峰组—龙马溪组含气页岩岩心裂缝特征及其页岩气意义[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(5): 1087-1101.
- SHI Zhensheng, ZHAO Shengxian, ZHAO Qun, et al. Fractures in cores from the Lower Paleozoic Wufeng-Longmaxi shale in southern Sichuan Basin and their implications for shale gas exploration[J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(5): 1087-1101.
- [21] 曹国滨,宁鹏鹏,刘斌,等. 三维克希霍夫积分法叠前时间偏移快速成像方法: CN202110883510.8[P]. 2024-02-10[2024-02-16].
- CAO Guobin, NING Pengpeng, LIU Bin, et al. Three dimensional Kirchhoff integration method for fast imaging of pre stack time migration: CN202110883510.8[P]. 2024-02-10[2024-02-16].
- [22] 张庄,章顺利,何秀彬,等. 川西坳陷须家河组二段裂缝发育特征及形成主控因素:以合兴场气田为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(5): 581-590.
- ZHANG Zhuang, ZHANG Shunli, HE Xiubin, et al. Development characteristics of fractures in the second member of Xujiahe Formation in Hexingchang Gas Field, western Sichuan Depression and their main control factors of formation: A case study of Hexingchang Gas Field[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(5): 581-590.
- [23] 邹榕,徐中祥,张晓明,等. 顺北和托甫台区块奥陶系断裂结构单元测井响应特征初探[J]. *油气藏评价与开发*, 2020, 10(2): 18-23.
- ZOU Rong, XU Zhongxiang, ZHANG Xiaoming, et al. Log response characteristics of Ordovician fracture unit in Shunbei and Tuofutai block[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(2): 18-23.

(编辑 常燕)