

# 磨溪雷一<sup>1</sup>气藏可采储量评价研究

袁 权<sup>1</sup>, 易 劲<sup>1</sup>, 胡世强<sup>1</sup>, 胡 燕<sup>1</sup>, 赵玄之<sup>1</sup>, 李祖兵<sup>2</sup>

<sup>1</sup>中国石油西南油气田分公司川中油气矿, 四川 遂宁

<sup>2</sup>复杂油气田勘探开发重庆市重点实验室, 重庆

Email: lizubing708@163.com

收稿日期: 2020年11月6日; 录用日期: 2021年6月17日; 发布日期: 2021年6月24日

## 摘 要

磨溪雷一<sup>1</sup>气藏储层非均质性强, 总体具有中孔、特低渗的特征, 各区块开采时储量动用程度、储层认识程度及先后有差异, 给气藏各区块可采储量的准确评价带来了难度; 若单一使用某种方法评价可采储量, 往往误差较大, 难以合理指导提采计划。首先利用目标层位井下岩心设计并开展了低渗、高渗、高低渗串联衰竭式开采模拟实验, 以研究储层渗透率及配产对采收率的影响, 并初步标定目标储层采收率范围; 然后利用类比法, 根据前人对不同气藏类型、废弃条件的研究成果, 进一步对目标储层采收率进行细化; 接着利用产量递减法, 根据气藏不同区块正常生产井递减率统计结果, 优化目标储层采收率; 最后利用压降法, 根据目标区块典型井实际关井数据获得最为合理的目标储层采收率, 并合理预测各区块可采储量。该方法在磨溪雷一<sup>1</sup>气藏的合理应用, 有效指导了气藏后续提采措施的实施, 并为非均质性强、储层认识度不够的气藏如何合理预测可采储量提供了借鉴作用。

## 关键词

磨溪雷一<sup>1</sup>气藏, 非均质强, 合理预测, 可采储量, 采收率

# Study on the Accurate Evaluation of Recoverable Reserves in Moxileiyi<sup>1</sup> Gas Reservoir

Quan Yuan<sup>1</sup>, Jin Yi<sup>1</sup>, Shiqiang Hu<sup>1</sup>, Yan Hu<sup>1</sup>, Xuanzhi Zhao<sup>1</sup>, Zubing Li<sup>2</sup>

<sup>1</sup>PetroChina Southwest Oil and Gas Field Branch Chuanzhong Oil and Gas Mine, Suining Sichuan

<sup>2</sup>Chongqing Key Laboratory of Complex Oil and Gas Field Exploration and Development, Chongqing

Email: lizubing708@163.com

Received: Nov. 6<sup>th</sup>, 2020; accepted: Jun. 17<sup>th</sup>, 2021; published: Jun. 24<sup>th</sup>, 2021

文章引用: 袁权, 易劲, 胡世强, 胡燕, 赵玄之, 李祖兵. 磨溪雷一<sup>1</sup>气藏可采储量评价研究[J]. 地球科学前沿, 2021, 11(6): 814-826. DOI: 10.12677/ag.2021.116076

## Abstract

The reservoir heterogeneity of Moxi Lei-1<sup>1</sup> gas reservoir is strong, with the characteristics of medium porosity and ultra-low permeability. There are differences in the degree, the understanding of reservoir and sequence of reserves utilization in each exploited block, which makes it difficult to accurately evaluate the recoverable reserves. It is difficult to reasonably guide the production plan and its error is often large if a single method is used to evaluate the recoverable reserves. In order to study the influence of reservoir permeability and allocation on recovery ratio, and preliminarily demarcate the recovery range of the target reservoir, firstly the depletion simulation experiments with the low permeability, high permeability and low-high permeability series by using the target layer cores were designed and carried out. Then analogy method was applied according to the previous research results of the different reservoir types and the abandoned conditions in further refining the recoverable reserves of the target reservoir. Further, production decline method is used to optimize the target reservoir recovery according to the statistical results of normal production decline rate in different wells. Finally, pressure-drop method is used to obtain the most reasonable recovery according to the actual shut-in data of typical wells, and reasonably predict the recoverable reserves in each block. The application of this method in Moxi Lei-1<sup>1</sup> gas reservoir can effectively guide the implementation of subsequent measures for enhancing recovery ratio, and provide a reference for how to reasonably predict the recoverable reserves of gas reservoirs with strong heterogeneity and insufficient understanding.

## Keywords

Moxi Lei-1<sup>1</sup> Gas Reservoir, Strong Heterogeneity, Reasonable Prediction, Recoverable Reserves, Recovery Ratio

Copyright © 2021 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

## 1. 引言

磨溪雷一<sup>1</sup>气藏自 1994 年投入开采以来, 已经持续稳产达 20 年。气藏分为东、中、西三个区域, 中端为开发主体, 东、西两端随着技术进步及开发需要逐渐扩大勘探及开采, 因此三个区域开发程度存在很大差异。目前气藏中端、西端均表现出递减趋势, 中端、西端年递减率分别为 8.65% 及 9.08%; 气藏东端整体产量低及维持稳产, 未表现出递减趋势。中端的采出程度最高, 属于已完全开发, 储量已全部动用, 截止到稳产期末(2014 年 5 月)采出程度达到 44.33%; 其次是气藏西端、东端。整个气藏形成了明显的“边高中低”的压降漏斗(如图 1 所示), 截至到 2019 年中端、西端、东端的平均地层压力分别为 12.56 MPa、17.87 MPa、25.46 MPa。

弄清气藏可采储量分布, 是评价气藏开发潜力, 指导气藏下步挖潜的重要前提[1] [2] [3]。然而, 磨溪雷一<sup>1</sup>气藏气井井筒条件普遍较差, 且单井产量通常较低, 为满足携液要求, 往往使用小油管进行生产, 上述限制条件严重影响动态监测工作的开展。另外, 磨溪雷一<sup>1</sup>气藏属于低渗气藏, 储层情况复杂, 非均质性较严重, 给可采储量评价增加了难度。磨溪雷一<sup>1</sup>气藏勘探开发时间跨度超过 30 年, 所采用开采技术及稳产、增产措施有较大区别, 因此各区块及气井工况也存在一定差异。所以难以单独使用一种

方法去准确评价气藏可采储量，需结合不同方法的优点进行综合分析[4] [5] [6]。本文利用衰竭式开采实验模拟了非均质性及不同配产对气井可采储量的影响，进一步结合类比法、产量递减法、压降法，分析并精细评价了不同类型井的可采储量，有效指导了气藏后续提采措施的实施。

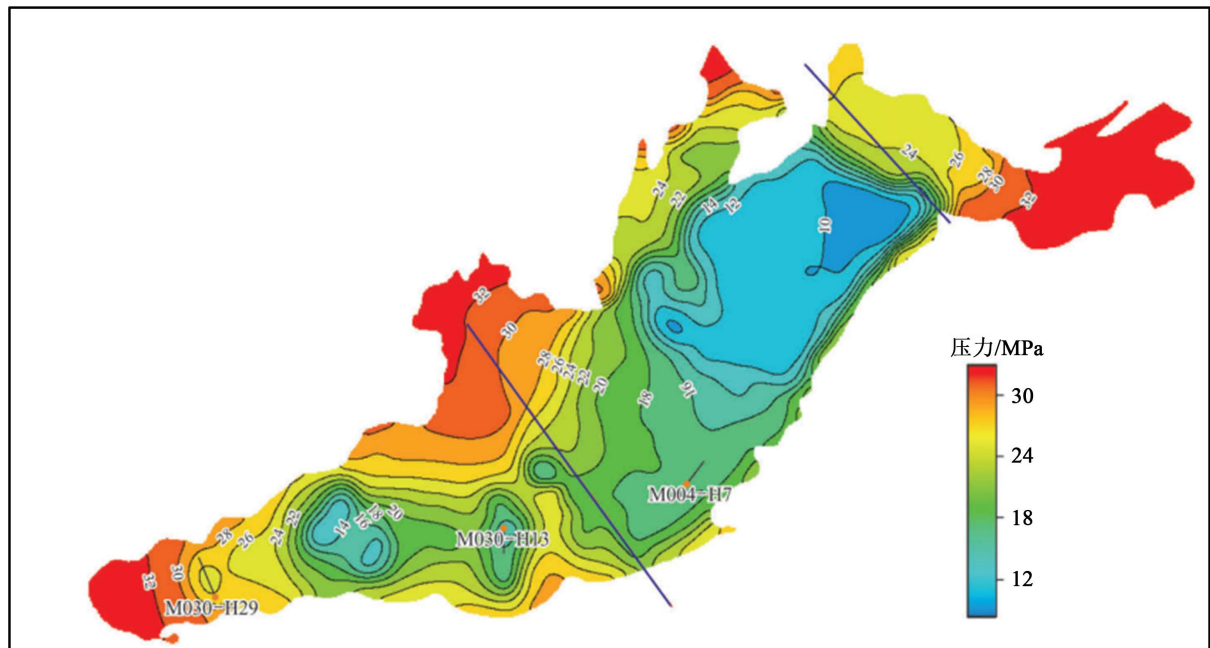


Figure 1. Isobaric diagram of  $T_2I_1$  gas reservoir in Moxi gas field

图 1. 磨溪气田雷一<sup>1</sup>气藏等压图

## 2. 可采储量评价方法优选

磨溪雷一<sup>1</sup>气藏开发井数超过百口，工况类型多且复杂：首先，该气藏属于低渗、带边水的含硫干气藏，气井开采过程中，存在井筒腐蚀、水淹、压力降低快等现象，通过滚动扩边、水平井开发、旧井试修、排水采气、增压开采等措施维持稳产，这些措施使部分井生产数据波动加剧，增加了评价难度及结果多解性[4]；另外，各区块储量动用程度、储层认识程度及先后存在差异，同区块各单井之间井型、工艺措施也存在差异，因此难以用同一种方法来评价所有气井可采储量[4] [5] [6]。

虽然通过计算及统计分析单井可采储量得到气藏可采储量最为精细及合理，但是工作量大，对各单井储层、井筒认知程度要求高[6]；且部分井生产动态数据变化较大，对最终计算结果也会产生影响[4]；所以，通过综合分析气藏规律较单个分析气井现象更为合理。另外，对于储层认识不深的井，因为数值模拟法、解析法所需参数多、计算复杂，会存在人为误差，反而只需要产气数据的产量递减法更加准确；对于中端、西端储层认识较深的井，只需要产气数据的产量递减法计算更加便捷[4] [5] [6] [7] [8]。综上，本文优选不同渗透率岩心串联衰竭式开采模拟实验、类比法、气藏综合产量递减法及压降法来分析磨溪雷一<sup>1</sup>气藏可采储量，这四种方法的适用性如表 1 所示。

总的来说，对于采用多种方法计算采收率，每种方法的物理意义、使用的条件和计算结果都不尽相同[6]。实验法适用于开发早期的气藏，模拟中采收率的主要影响因素为小尺度下低渗条件对气藏采收率的影响；类比法适用于开发早期的气藏，将开发早期的气藏类比已经成熟开发的区块，需要使用的各项类比资料比较多，只有在各个条件都比较接近的气藏才能进行类比，精度一般；产量递减法适用于开发中后期出现递减的气藏，适用于各种驱动机理的气藏，该方法基于一定的递减阶段的产量数

据, 预测结果较为可靠; 压降法适用于各类气藏, 计算结果的精度依赖于气藏(井区)平均地层压力的准确性。

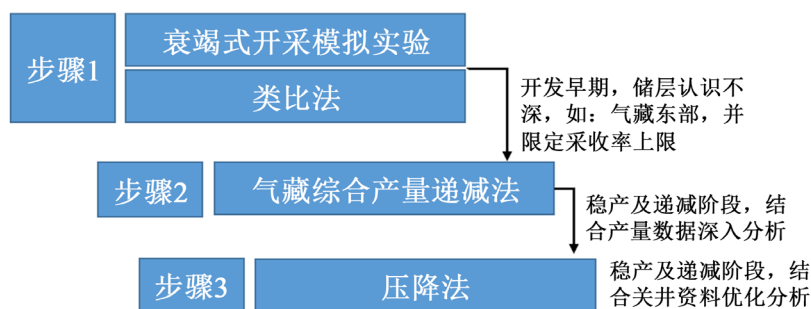
**Table 1.** Selection of methods for evaluating recoverable reserves of Moxi  $T_2I_1^1$  gas reservoir

**表 1.** 磨溪雷一<sup>1</sup>气藏可采储量评价方法选用

方法	适用阶段	资料条件	适用性
衰竭式开采模拟实验	开发早期	岩心及衰竭开采模拟实验装置	在储层未知情况下, 可以通过井下岩心, 模拟非均质性及配产对采收率影响, 结果有较大误差
类比法	开发早期	类似或邻近已开发气藏	在储层未知情况下, 可以类比类似气藏近似计算, 精度一般
气藏综合产量递减法	递减期	气藏累计产气量	适用于已经递减的气藏, 结果较为准确
压降法	稳产期、递减期	3次以上关井资料及原始压力、温度和岩石物性参数	需要关井资料, 存在局限性, 结果较为准确

### 3. 适用于磨溪雷一<sup>1</sup>气藏可采储量评价方法应用

因为磨溪雷一<sup>1</sup>地区气井类型复杂, 井数多, 难以用数值模拟法、解析法等这类需要储层认识程度深、参数多、操作复杂、工作量多的方法来逐个分析单井的可采储量, 因此本文优选了衰竭式开采模拟实验、类比法、气藏综合产量递减法及压降法来层层深入分析磨溪雷一<sup>1</sup>气藏的可采储量, 如图 2 所示。



**Figure 2.** Flow chart of recoverable reserves analysis of Moxi  $T_2I_1^1$  gas reservoir

**图 2.** 磨溪雷一<sup>1</sup>气藏可采储量分析流程图

虽然衰竭式开采模拟实验及类比法只能应用于气藏开发早期, 评价结果也存在较大误差, 但是对于储层认知不深的磨溪雷一<sup>1</sup>气藏东端地区却是非常适用的, 且对于气藏中端、西端也可以限定采收率上限[9]。进一步结合气藏综合产量递减法, 利用气藏综合产气递减曲线分析气藏的可采储量, 该方法只需产气量数据, 不受储层、井筒参数的影响。最后, 利用压降法分析关井压力恢复资料来优化分析磨溪雷一<sup>1</sup>气藏可采储量。

#### 3.1. 衰竭式开采模拟实验

磨溪雷一<sup>1</sup>气藏储层总体具有中孔、特低渗的特征, 且具有较强的非均质性, 开采时储量动用程度及先后有差异。为研究储层渗透率对采收率的影响, 设计开展了低渗、高渗、高低渗串联衰竭式开采模拟实验[6] [10]。

## 1) 实验方法

a) 选取渗透率小于 0.1 mD 和大于 1 mD 的岩心各两组(如表 2 所示), 按渗透率大小分为低渗层和高渗层;

**Table 2.** Rock sample base data sheet

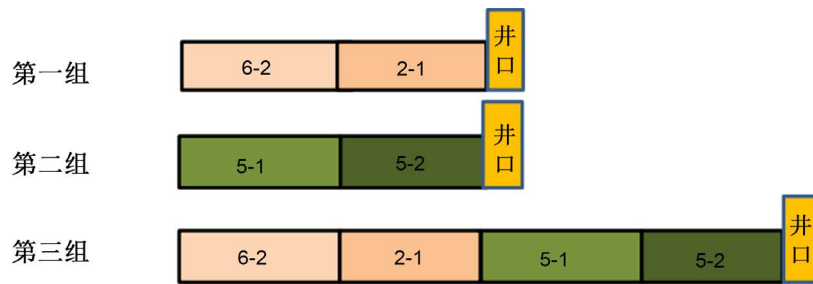
**表 2.** 岩样基础数据表

样品编号	长度(cm)	直径(cm)	孔隙度(%)	渗透率(mD)	平均渗透率(mD)
6-2	7.209	3.777	5.2	0.027	0.035
2-1	7.603	3.757	3.8	0.043	
5-1	7.282	3.768	12.2	5.96	6.23
5-2	6.248	3.776	11.9	6.50	

b) 首先开展第一组实验, 模拟低渗储层定产量衰竭开采, 如图 3 所示, 按单位截面过气速度相似原理折算实验室配产, 设计的五种不同配产条件为: 50 mL/min, 100 mL/min, 200 mL/min, 500 mL/min, 1000 mL/min, 分别模拟 0.1 至  $5 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d 的实际产气量(如表 3 所示)。

c) 开展第二组实验, 如图 3 所示, 模拟高渗储层定产量衰竭开采, 配产条件同第一组;

d) 第三组开展高渗层和低渗层串联组合后定产量衰竭开采实验, 高渗层连接出口, 低渗层位于外围, 配产条件同第一组, 如图 3 所示, 高低渗串联组是为了模拟近井带高渗区和外围低渗区。



**Figure 3.** Experimental group and core location drawing

**图 3.** 实验组次与岩心位置图

**Table 3.** Table of experimental production matching scheme

**表 3.** 实验配产方案表

实验参数/(mL/min)	现场产量/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)	实验参数/(mL/min)	现场产量/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)
20	0.10	200	1.0
50	0.25	500	2.5
100	0.5	1000	5.0

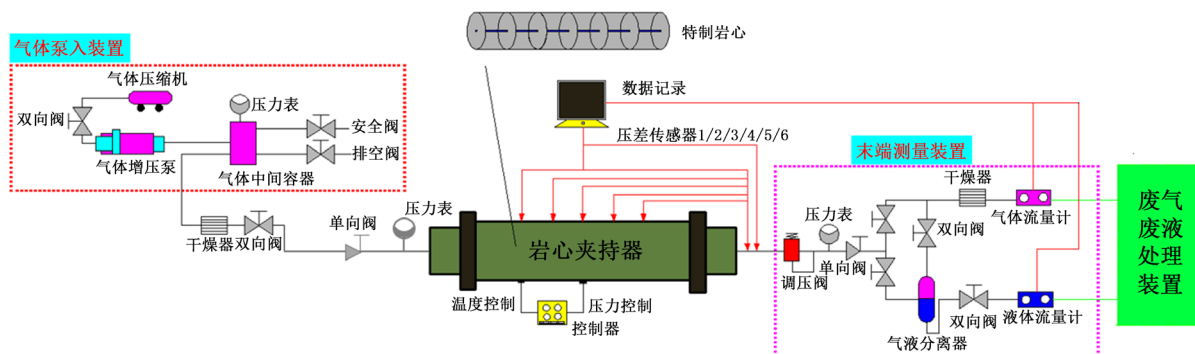
## 2) 实验步骤

实验装置如图 4 所示, 该装置由气体泵入装置、岩心夹持器部分及末端测量部分组成。基于该装置, 详细实验步骤如下:

a) 选取渗透率小于 0.1 mD 和大于 1.0 mD 岩样各两组, 搜集整理岩样渗透率、孔隙度、长度、直径数据, 将岩心烘干, 放干燥器内放置至室温;

b) 将岩心装入夹持器, 连接围压系统、气体增压系统、压力传感器、流量控制器、数据采集系统;

- c) 打开数据采集系统设定配产和数据采集时间间隔, 加围压 37.5 MPa, 给岩心注气 32.6 MPa, 并检漏及调试整个系统;
- d) 平衡 4 小时以上, 压力平衡后, 打开出口气体截止阀开始实验;
- e) 气体流量到达废弃流量或不产气时结束实验, 导出实验数据。



**Figure 4.** Depletion mining simulation experimental equipment  
**图 4.** 衰竭式开采模拟实验装置

### 3) 实验结果分析

按第一组到第三组的顺序开展实验, 实验结果如表 4 所示, 数据处理分析结果为:

a) 低渗层及高低渗串联组随着配产增加, 稳产时间和稳产期采收率大幅下降, 低渗层采收率介于 77.7%~83%, 高低渗串联组采收率介于 86%~94%之间; 高渗层供气能力强, 稳产期采收率达到 94%以上, 稳产结束后气藏很快废弃;

b) 对于低渗层及高低渗串联组, 废弃产量越高, 采收率越低, 不同配产间采收率差距越大; 对于高渗层, 不同配产, 废弃时累产气及采收率差别不大, 不同废弃条件下的采收率均达到 99%以上;

c) 对于高低渗串联组, 近井带高渗区储量动用程度基本达到 100%; 废弃产量越高, 低渗区储量动用程度/采收率越低, 所以高低渗组合气藏综合采收率主要受外围低渗区制约, 综合来看低渗透层高采可较为有效地动用低渗透区的储量。

根据磨溪雷一<sup>1</sup>气藏单井配产情况, 配产取  $2.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  较为合适, 以单井产量  $< 0.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  作为废弃条件[6], 低渗组岩心采收率为 78.0%, 高渗组气藏采收率可达 99.0%, 高低渗组气藏采收率可达 91.9%。以本次复核的地质储量  $284.10 \times 10^8 \text{ m}^3$  为基础, 以低渗组岩心采收率实验结果为采收率取值, 标定气藏的可采储量为  $221.60 \times 10^8 \text{ m}^3$ ; 以高渗组岩心采收率实验结果为采收率取值, 标定气藏的可采储量为  $281.26 \times 10^8 \text{ m}^3$ ; 以高渗组岩心采收率实验结果为采收率取值, 标定气藏的可采储量为  $261.09 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

**Table 4.** Simulation results of series failure mining of cores with different permeability

**表 4.** 不同渗透率岩心串联衰竭式开采模拟实验结果

配产		不同流量下采收率(%)		
mL/min	废弃瞬时流量/mL/min	低渗组	高渗组	高低渗串联组
50	50	80.6	99.3	93.9
	20	83	99.9	94.2
100	100	67.4	99	91.9
	50	68.1	99.5	92.1
	20	79.5	99.9	92.3

Continued

	200	51	98.1	88.4
200	50	65.5	99.7	88.9
	20	78.5	99.8	91.6
	500	30.6	95.9	80.9
500	50	65.8	99	86.9
	20	78	99	91.9
	1000	19.2	94.2	75.4
1000	50	65.7	99.5	86.6
	20	77.7	99.6	91.9

总体来说，实验法无法考虑大尺度条件下储层类型、储层渗流条件以及开采方式、工艺技术水平、井筒等条件对气藏采收率的影响，实验结果较为理想。

### 3.2. 类比法

磨溪雷一<sup>1</sup>气藏属于受构造圈闭控制的具有统一水动力系统和基本统一的气水界面的层状孔隙性气藏，气藏低渗特征明显，伴有边水，但不活跃。气藏开采过程中视地层压力( $P/Z$ )与气藏累积采出量( $G_p$ )之间具有较好的线性相关性，如图5所示。因此，根据物质平衡原理和气藏储渗特征，进一步明确磨溪气田雷一<sup>1</sup>气藏是以气体弹性能量为主要驱动能量的定容低渗孔隙性气藏。

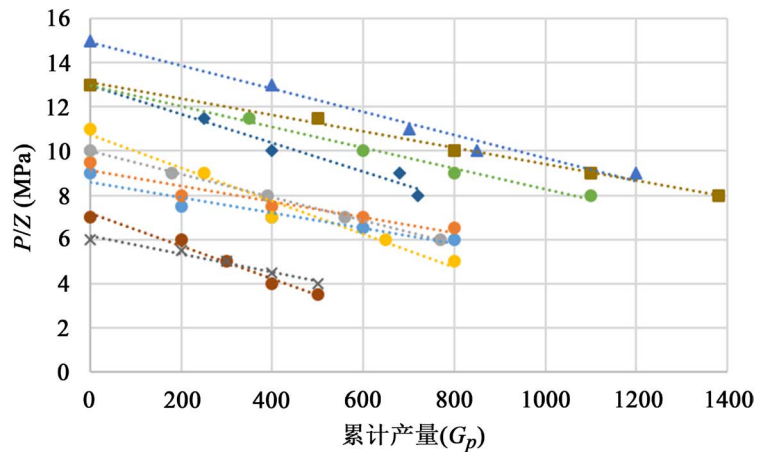


Figure 5. Relation curve between apparent formation pressure  $P/Z$  and cumulative production  $G_p$  of some developed Wells in Moxi T<sub>2</sub><sup>1</sup> gas reservoir

图5. 磨溪雷一<sup>1</sup>气藏部分已开发井视地层压力  $P/Z$  与气藏累积采出量  $G_p$  关系曲线

压降法( $P/Z$ )适用于到达边界流的气井[11]，对于处于开发早期的气井难以准确评价；另外，需要通过关井来检测井底压力；若利用单井作为范例来判断整个气藏的采收率，存在很大的误差；不妨参考类似气藏来获取该气藏的采收率范围，后续利用气藏综合产量递减法及压降法来进行优化。

假设废弃相对压力  $\psi_a = (P_a/Z_a)/(P_i/Z_i)$ ， $P_i$ 、 $P_a$  分别为气藏原始地层压力及废弃地层压力，MPa； $Z_i$ 、 $Z_a$  分别为气藏原始压缩因子及废弃时压缩因子。根据前人对不同气藏类型、废弃条件的研究成果，如表5所示，针对磨溪气田雷一<sup>1</sup>气藏基本情况取废弃相对压力  $\psi_a = 0.40 \sim 0.50$ ，计算气藏采收率为

50%~60%。以本次复核的地质储量  $284.10 \times 10^8 \text{ m}^3$  为基础, 标定气藏的可采储量为  $142.05 \sim 170.46 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

**Table 5.** Abandonment conditions of different types of gas reservoirs

**表 5.** 不同类型气藏的废弃条件

气藏类型	适合条件	经验公式	废弃相对压力 $\psi$
定容裂缝型	含弱弹性水驱	$P_a/Z_a = (0.25 \sim 0.05) P_i/Z_i$	$\psi_a = 0.05 \sim 0.25$
强水驱裂缝型	/	$P_a/Z_a = (0.6 \sim 0.3) P_i/Z_i$	$\psi_a = 0.30 \sim 0.60$
定容高渗孔隙型	$K > 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	$P_a/Z_a = (0.2 \sim 0.1) P_i/Z_i$	$\psi_a = 0.10 \sim 0.20$
定容中渗孔隙型	$K = 10 \sim 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	$P_a/Z_a = (0.4 \sim 0.2) P_i/Z_i$	$\psi_a = 0.20 \sim 0.40$
定容低渗孔隙型	$K = 1 \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	$P_a/Z_a = (0.5 \sim 0.4) P_i/Z_i$	$\psi_a = 0.40 \sim 0.50$
定容致密型	$K < 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	$P_a/Z_a = (0.7 \sim 0.5) P_i/Z_i$	$\psi_a = 0.50 \sim 0.70$

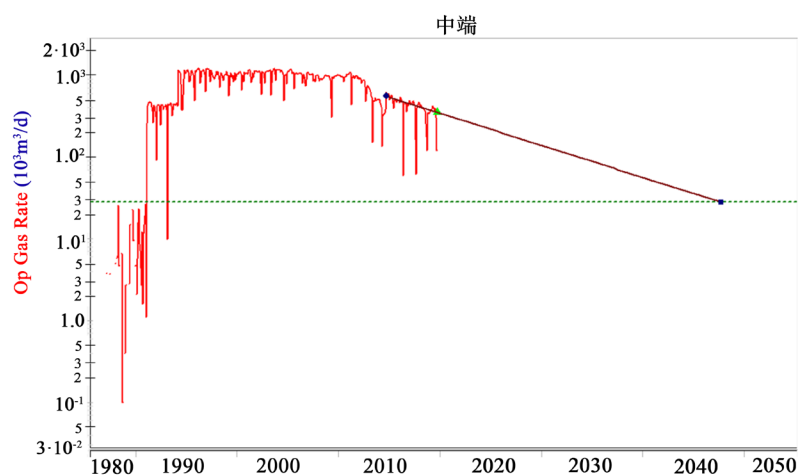
### 3.3. 气藏综合产量递减法

Arps 产量递减法为最经典的产能评价方法, 其公式[12] [13]为:

$$q = \frac{q_r}{(1 + bDt)^{1/b}} \quad (1)$$

上式中,  $q_r$  表示气井开始递减的产量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $b$  表示递减指数, 无因次;  $D$  表示递减率,  $\text{d}^{-1}$ ;  $t$  表示递减时长,  $\text{d}$ 。当  $b = 1$  时为调和递减, 当  $b = 0$  时为指数递减,  $b = 0 \sim 1$  时为双曲递减。

磨溪雷一<sup>1</sup>气藏 2014 年起开始递减, 总体表现出指数递减规律。气藏年递减率 7.98%; 中端、西端年递减率  $D$  分别为 8.65% 及 9.08%, 递减速度基本一致, 分别如图 6、图 7 所示; 东端处于接替稳产阶段。



**Figure 6.** Production forecast diagram of the central part of  $T_{211}$  gas reservoir in Moxi

**图 6.** 磨溪雷一<sup>1</sup>气藏中端产量预测图



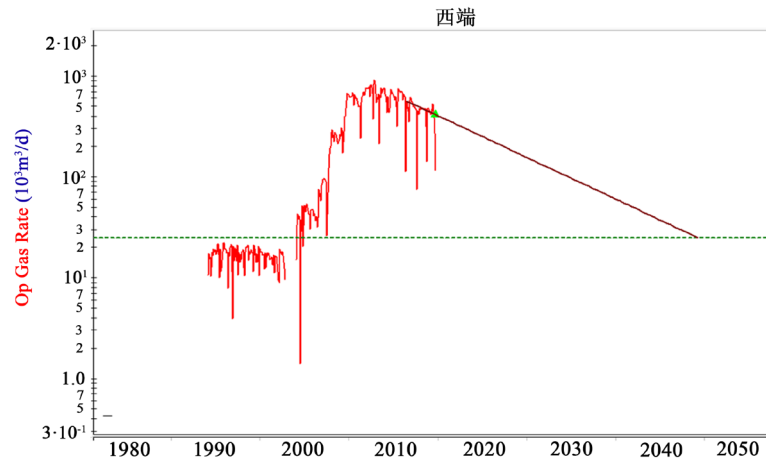


Figure 7. Production forecast diagram of the western part of T<sub>2</sub>1<sub>1</sub> gas reservoir in Moxi

图 7. 磨溪雷一<sup>1</sup>气藏西端产量预测图

气藏综合产气量  $q < 2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ , 即单井产气量  $q < 0.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  作为废弃条件[6], 并结合目前正常生产井递减率进行预测, 拟合及预测结果如图 8 所示, 利用指数递减法计算得:

- 1) 中端可采储量为  $95.80 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 由此计算出该区块相对于地质储量  $159.76 \times 10^8 \text{ m}^3$  的采收率为 59.96%;
- 2) 西端可采储量  $38.76 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 由此计算出该区块相对于地质储量  $96.40 \times 10^8 \text{ m}^3$  的采收率为 40.21%, 表明气藏西端低渗薄储量动用困难;
- 3) 磨溪雷一<sup>1</sup>气藏东端目前未表现出递减趋势, 考虑到东端气水关系复杂, 可采储量取西端采收率较为合适, 由此计算出该区块相对于地质储量  $27.94 \times 10^8 \text{ m}^3$  的可采储量为  $11.23 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

标定气藏可采储量合计  $145.79 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 按地质储量  $284.10 \times 10^8 \text{ m}^3$  计算采收率为 51.32%。

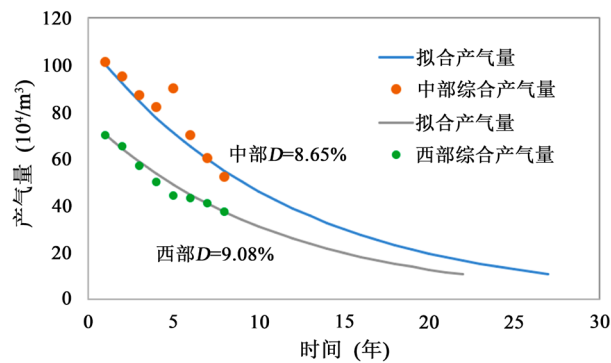


Figure 8. Fitting curve of comprehensive gas production in the middle and west end of Moxi T<sub>2</sub>1<sub>1</sub> gas reservoir

图 8. 磨溪雷一<sup>1</sup>气藏中部和西端地区综合产气量拟合曲线

### 3.4. 压降法

按单井产量  $0.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  作为废弃产量条件[6], 按井口废弃压力 1 MPa (增压)折算井底压力为 3.7 MPa, 代入气藏内某口典型水平井二项式产能方程[14] [15]:

$$p_R^2 - p_{wf}^2 = 7.6984q_{sc} + 0.5388q_{sc}^2 \quad (2)$$

得到磨溪雷一<sup>1</sup>气藏平均废弃地层压力  $P_a = 3.80$  MPa, 视废弃地层压力  $P_a/Z_a = 3.91$  MPa。

### 1) 气藏中端

磨溪雷一<sup>1</sup>气藏中端开发区已取得了各个阶段 10 余次的关井测压数据, 历次计算得中端开发区地层压力如表 6 中所示。目前中端的采出程度已较高, 已有丰富的动态资料, 不管是从井网、还是采出程度来看, 气藏属于完全已开发, 储量已全部动用, 从而提高了储量复核的准确性。本次计算的中端已开发区压降可采储量  $118.3 \times 10^8 \text{ m}^3$  (图 9), 压降曲线具有较好的线性关系。

### 2) 气藏西端

目前气藏西端的采出程度已较高, 形成了明显的“边高中低”的压降漏斗。该井区的动态资料已经较为丰富, 可以满足压降储量的计算条件, 历次计算得中端开发区地层压力如表 6 中所示。本次计算的西端已开发区压降储量  $42.75 \times 10^8 \text{ m}^3$  (图 10), 压降曲线具有较好的线性关系。

### 3) 气藏东端

气藏东端由于气水关系复杂, 气井受产水影响较大, 累计投产井数仅 6 口, 目前开井 3 口。东端整体测压资料少, 不满足井区压降储量的计算条件, 考虑到井区投产井数少, 井控程度较低, 各气井井控范围叠合面积小, 采用单井集合法计算井区可采储量误差相对较小, 即以单井可采储量为基础进行累加计算气藏东端井区可采储量为  $10.82 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

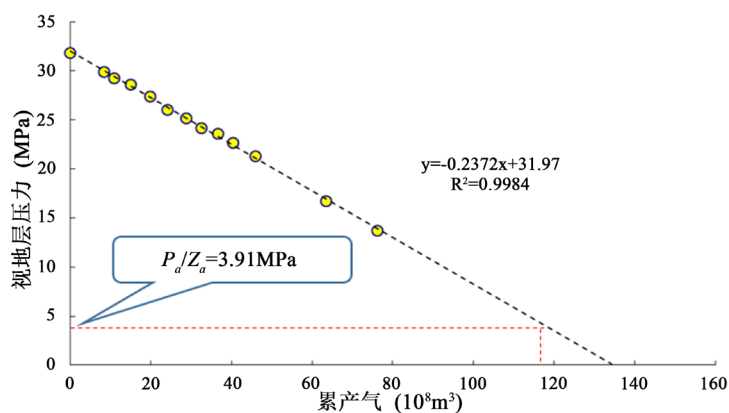


Figure 9. Reserve analysis diagram of pressure drop in the middle of Moxi  $T_{11}^1$  gas reservoir

图 9. 磨溪雷一<sup>1</sup>气藏中端压降储量分析图

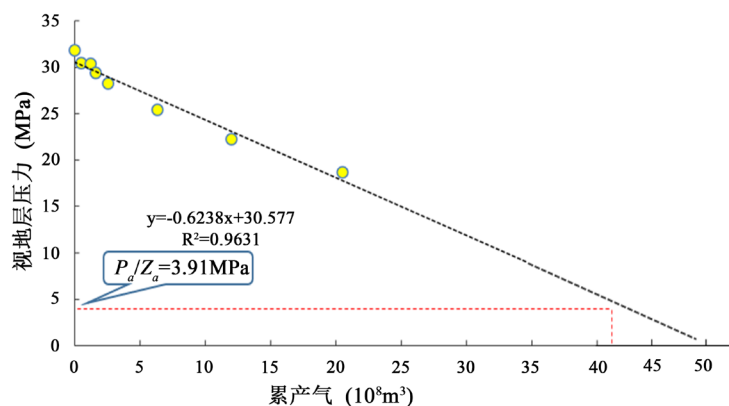


Figure 10. Reserves analysis diagram of pressure drop in the west of Moxi  $T_{11}^1$  gas reservoir

图 10. 磨溪雷一<sup>1</sup>气藏西端压降储量分析图

**Table 6.** Summary of previous verification of pressure drop parameters in the middle end of Moxi T<sub>2</sub>l<sub>1</sub><sup>1</sup> gas reservoir**表 6.** 磨溪雷一<sup>1</sup>气藏中端历次压降参数核实汇总表

井区	时间	累产气(10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> )	地层压力(MPa)	视地层压力(MPa)
中端	1987.11	0	32.61	31.81
	1994.04	5.87	30.14	29.87
	1995.10	9.26	29.34	29.25
	1996.11	13.09	28.43	28.58
	1998.01	20.54	26.87	27.36
	1999.03	24.04	25.38	26.00
	2000.06	27.63	24.36	25.14
	2001.06	31.35	23.34	24.19
	2002.08	35.17	22.81	23.6
	2003.05	38.97	21.76	22.65
	2004.08	43.11	20.34	21.31
	2009.04	60.72	15.83	16.71
	2013.05	73.30	12.95	13.70
	2017.06	79.99	12.56	13.29
西端	1993.02	0	32.74	31.81
	2004.02	0.53	30.94	30.45
	2007.09	1.24	30.87	30.4
	2008.01	1.64	29.61	29.36
	2009.03	2.56	28.24	28.24
	2011.04	6.33	24.96	25.45
	2013.06	12.01	21.42	22.25
	2017.06	20.53	17.78	18.69

#### 4. 磨溪雷一<sup>1</sup>气藏可采储量准确评价

对于气藏采收率进行标定或研究提高气藏采收率的方法，应弄清影响气藏采收率的因素。根据天然气气藏采收率计算公式[6]：

$$E_R = (1 - \psi_a) + E_p \psi_a + \omega \psi_a \quad (3)$$

式中， $\psi_a$  为废弃相对压力， $E_p$  为储层变容系数， $\omega$  为水侵体积系数。对于具体气藏，储层变容系数  $E_p$  只与废弃相对压力  $\psi_a$  有关，因此采收率的高低主要取决于水侵强度和废弃相对压力大小。影响气藏水侵强度和废弃相对压力  $\psi_a$  的因素包括储层类型、可动水体大小、储层渗流条件、驱动类型、开采方式、工艺技术水平、输气压力等。

将各种方法计算的中端、西端、东端可采储量汇总，如表 7 所示，可以明显看出：

1) 压降法计算的气藏采收率与类比法较为一致，均为 60% 左右，两种方法可相互印证，表明计算结果精度较高，因此磨溪雷一<sup>1</sup>气藏中端、西端、东端、整个气藏的可采储量分别为  $118.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $42.75 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $10.82 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $171.87 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

2) 气藏综合产量递减法计算的气藏采收率低于类比法及压降法，表明磨溪雷一<sup>1</sup>受井筒条件及开采方式的限制，无法达到同类型气藏及压降法中设置的废弃条件，为提高采收率的主攻方向之一；

3) 虽然衰竭式开采模拟实验使用井下岩心模拟非均质性及配产对采收率的影响,但是无法考虑大尺度条件下储层类型、储层渗流条件以及开采方式、工艺技术水平、井筒等条件对气藏采收率的影响,实验结果较为理想,仅作为气藏极限采收率的参考。

**Table 7.** Statistic table of calculation results of recoverable reserves and recovery factor of Moxi  $T_2I_1$  gas reservoir

**表 7.** 磨溪雷一<sup>1</sup>气藏可采储量、采收率计算结果统计表

计算方法	可采储量( $10^8 \text{ m}^3$ )	采收率(%)
实验法	低渗: 221.60	低渗: 78.0
	高渗: 281.26	高渗: 99.0
	高低渗: 261.09	高低渗: 91.9
类比法	气藏: 170.46	气藏: 60
产量递减法	中端: 95.80	中端: 59.96
	西端: 38.76	西端: 40.21
	东端: 11.23	东端: 40.21
	气藏: 145.79	气藏: 51.32
压降法	中端: 118.30	中端: 74.05
	西端: 42.75	西端: 44.35
	东端: 10.82	东端: 38.73
	气藏: 171.87	气藏: 60.50

## 5. 结论

磨溪雷一<sup>1</sup>气藏为大型低渗孔隙气藏的典型,勘探开发年限较长,井数、井的类型多,各区块储量动用程度、储层认识程度及先后存在差异,采用单井集合法计算气藏可采储量工作量大;因此,优选衰竭式开采模拟实验、类比法、气藏综合产量递减法、压降法对磨溪雷一<sup>1</sup>气藏进行综合分析,可为其他大型气藏可采储量的准确评价提供借鉴作用。

1) 实验法在气藏开发早期可作为获取采收率的参考手段,但无法考虑大尺度条件下储层类型、储层渗流条件以及开采方式、工艺技术水平、井筒等条件对气藏采收率的影响,实验结果较为理想;

2) 气藏综合产量递减法计算的气藏采收率低于类比法及压降法,表明磨溪雷一<sup>1</sup>受井筒条件的限制,无法达到同类型气藏及压降法中设置的废弃条件;

3) 单一可采储量评价方法存在局限,综合使用优选的评价方法可以减少应用误差。

## 参考文献

- [1] 甘笑非, 欧家强, 蔡珺君, 等. 四川盆地磨溪地区雷一<sup>1</sup>亚段气藏开发中后期高精度数值模拟[J]. 天然气勘探与开发, 2019, 42(3): 101-108.
- [2] 陈元千. 确定气藏可采储量的方法[J]. 中国海上油气, 1991(2): 15-24+64.
- [3] 李海涛. 天然气工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2017.
- [4] Wang, K., Jiang, B., Li, H., Liu, Q., Bu, C., Wang, Z. and Tan, Y. (2020) Rapid and Accurate Dynamic Reserves Evaluation for Different Types of Shale-Gas Wells: Production-Decline Analysis Methods. *International Journal of Coal Geology*, **218**, Article ID: 103359. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2019.103359>
- [5] Wang, K., Li, H., Wang, J., Jiang, B., Bu, C., Zhang, Q. and Luo, W. (2017) Predicting Production and Estimated Ultimate Recoveries for Shale Gas Wells: A New Methodology Approach. *Applied Energy*, **216**, 1416-1431. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.119>
- [6] 蔡珺君, 占天慧, 邓庄, 等. “动态法”产能方程在高压气藏开发中的应用——以四川盆地安岳气田为例[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(5): 72-79.

- [7] 虞绍永, 姚军. 非常规气藏工程方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2013.
- [8] 李新玲, 阮基富, 李开放. 磨溪气田雷一<sup>1</sup>气藏储层建模研究及方法优选[J]. 天然气勘探与开发, 2008, 31(4): 5-9.
- [9] 高树生, 刘华勋, 叶礼友, 等. 页岩气井全生命周期物理模拟实验及数值反演[J]. 石油学报, 2018, 39(4): 435-444.
- [10] 赵坤山. 压降法计算地质储量在低渗气藏中的研究及应用[J]. 天然气技术与经济, 2018, 12(4): 32-34+82.
- [11] Arps, J.J. (1945) Analysis of Decline Curves. *Transactions of the AIME*, **160**, 228-247.  
<https://doi.org/10.2118/945228-G>
- [12] 王科, 李海涛, 李留杰, 等. 3 种常用页岩气井经验递减方法——以四川盆地威远区块为例[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(7): 946-954.
- [13] 李晓平, 张烈辉, 刘启国. 试井分析方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009.
- [14] Kats, R. and Volgin, E. (2010) Evaluation of Remaining Recoverable Reserves in Water-Flooded Areas. *SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition*, Moscow, 26-28 October 2010, Article No. SPE 138081-MS.  
<https://doi.org/10.2118/138081-MS>
- [15] 阮基富, 欧家强, 李新玲, 等. 应用水平井技术高效开发低渗气藏实践-以磨溪气田雷一<sup>1</sup>气藏为例[J]. 石油地质与工程, 2014, 28(4): 126-131.