

双层储气库注采动态影响研究

——以X储气库为例

王 伟, 朱兆龙, 冯心雨*, 卢 青, 赵艳秋, 元 杰

重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2024年10月28日; 录用日期: 2024年11月29日; 发布日期: 2025年1月8日

摘 要

单井注采动态是影响储气库应急调峰和能源战略储备功能的重要指标, 研究气井的注采动态对储气库建设具有重要意义。本文以四川盆地川东南X储气库为例, 利用数值模拟方法对储气库注采动态进行了多因素的分析。建立了储气库单井模型并通过生产历史拟合的方式对模型进行了调整。设置了20组对比方案, 对单井的注采能力和多因素影响下气井的注采动态进行了分析。模拟表明: 储气库在上、下限压力下合注合采的气井产能分别为 $323 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $427 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; 对比方案计算结果得到气井的产量和产量贡献率随着渗透率的减小而逐渐减小, 上层的产量贡献从0.4逐渐趋于0; 选择合理的气井配产量, 能够有效延长稳产时间; 当上下层压力比大于1.04时, 气井出现“倒灌”现象, 当压力比为1时, 上层与下层最初的产量贡献比约为3/7。层间差异是影响X储气库注采动态的重要原因, 分析各主控因素对储气库注采动态的影响可以进一步调节储气库的运行参数, 为同类型储气库的运行提供参考。

关键词

双层储气库, 渗透率, 产能贡献, 数值模拟, 注采能力

Study on the Dynamic Impact of Gas Injection and Production in Double-Layer Gas Storage

—A Case Study of X Gas Storage

Wei Wang, Zhaolong Zhu, Xinyu Feng*, Qing Lu, Yanqiu Zhao, Jie Yuan

School of Petroleum Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: Oct. 28th, 2024; accepted: Nov. 29th, 2024; published: Jan. 8th, 2025

*通讯作者。

文章引用: 王伟, 朱兆龙, 冯心雨, 卢青, 赵艳秋, 元杰. 双层储气库注采动态影响研究[J]. 矿山工程, 2025, 13(1): 46-52.
DOI: 10.12677/me.2025.131007

Abstract

The dynamic injection and production of single wells is an important indicator affecting the emergency peak-shaving capabilities and energy strategic reserve functions of gas storage facilities. Studying the injection and production dynamics of gas wells is significant for the construction of gas storage facilities. This paper uses the X gas storage facility in the southeastern Sichuan Basin as an example and employs numerical simulation methods to analyze the injection and production dynamics under multiple influencing factors. A single-well model for the gas storage facility was established, and the model parameters were adjusted through production history fitting. Twenty comparison schemes were set up to analyze the injection and production capacity of the single well and the dynamics of gas wells under various influencing factors. The simulations indicate that the combined injection and production capacity of the gas wells at upper and lower pressure limits is $323 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ and $427 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, respectively. The results from the comparison schemes show that the production and contribution rate of the gas wells gradually decrease as permeability decreases, with the upper layer's contribution falling from 0.4 to nearly 0. Selecting an appropriate production allocation for the gas wells can effectively extend stable production time. When the pressure ratio between the upper and lower layers exceeds 1.04, "backflow" occurs in the gas wells; when the pressure ratio is 1, the initial production contribution ratio between the upper and lower layers is approximately 3/7. Interlayer differences are a significant factor affecting the injection and production dynamics of the X gas storage facility. Analyzing the influence of the main controlling factors on the injection and production dynamics can further adjust the operational parameters of the gas storage facility, providing a reference for the operation of similar gas storage facilities.

Keywords

Double-Layer Gas Storage, Permeability, Productivity Contribution, Numerical Simulation, Injection and Production Capacity

Copyright © 2025 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

储气库在解决城市季节性调峰问题时, 首先要考虑双层的层间差异、分层产能对气井注采动态的影响。X 储气库由于沉积原因形成的纵向上相互距离较近、层状叠置形成的储层[1]。由于两层的压力差异和地层性质的不同, 那么在开采过程中气井的压力动态和分层产量必然也受这些因素的影响。两个层位在地质特征上存在一些区别, 主要体现在上层薄下层厚, 薄的层位气体在储层中的流动路径较短, 储层内的岩性比较单一[2]。由于不同储层之间可能存在地质特性上的差异, 包括岩性、渗透性等, 这些差异会影响气体的储集和流动。不同层之间表现出一定程度的非均质性, 由于受到沉积和成岩等地质条件的差异影响, 小层之间往往表现出明显的非均质性, 因此各层对整体产量的贡献存在差异[3]。气井的稳产能力与分层储量规模配置关系密切。此外, 不同层位的压力差异也会对注采过程造成影响, 压力较高的层位会向压力低的层位倒灌气体, 进而影响储气库的运行效率[4]。储气库气井动态研究的方法主要是通过试井理论分析和物理模拟两种方法。试井理论分析通过对气井的压力和流量数据进行分析, 能够揭示气井的流动特性和储气库的行为[5]。这种方法通常使用数学模型来预测气井在不同操作条件下的性能。物理模拟则通过实验室或现场的物理模型, 直接观察和测量气体在储气库中的流动情况。物理模拟可以

提供更直观的信息，帮助研究人员理解复杂的流动模式和相互作用[6]。

目前，试井理论分析和物理模拟是研究储气库注采动态的两种重要方法。虽然试井理论分析方法可以准确描述储气库的注采动态，但在多种因素相互影响下，数学模型的建立、求解和计算变得异常复杂。物理模拟通过对储气库进行注采模拟，能够直接反映其注采动态，但受到人力财力的限制，导致实验条件不完善。

数值模拟方法成为一种有效解决上述问题的选择。本论文采用数值模拟方法，研究在多重因素影响下 X 储气库的注采动态特征，探讨各因素的影响规律，为双层储气库的高效运行提供参考。这种方法能够较好地克服试井理论分析和物理模拟方法的局限性，为分析双层储气库注采动态提供了参考。

2. 储气库数值模拟模型的建立

利用 tNavigator 软件，以 X 储气库为地质背景，建立双层储气库的单井模型(如图 1 所示)。该模型没有天然水体能量作为补给，也不需要考虑应力敏感的影响。在模型的高部位布置 1 口穿过两层的直井，井筒的半径为 0.1 m。模型平面尺寸为 1750 m × 750 m，平面网格尺寸为 50 m × 50 m，模型纵向厚度为 270 m，模型网格数为 14,175 个。其模型的上 6 层网格组成储气库嘉二²层，中间第 7 层死网格为隔层，下 20 层网格组成储气库嘉二¹~嘉一层。该模型的纵向渗透率设置为平面渗透率的 0.1 倍。上层的嘉二²气藏有效厚度 9.5 m，静毛比为 0.158，有效孔隙度为 4.6%。下层嘉二¹~嘉一气藏有效厚度 15.3 m，静毛比为 0.077，有效孔隙度为 5.4%。

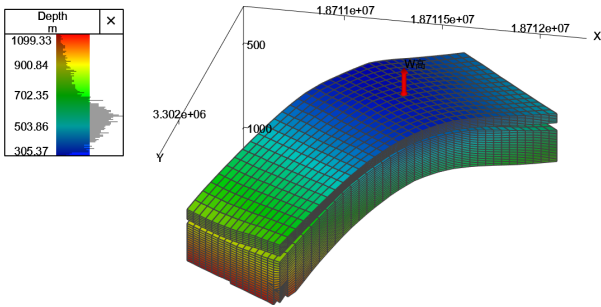


Figure 1. Single-well model of double-layer gas storage
图 1. 双层储气库单井模型

通过生产历史拟合的方式对储气库单井模型进行调整，从单井注气量与压力的拟合情况来看(如图 2 所示)，拟合效果较好，经历史拟合调整后的模型有较高的可信度，也为后面注采能力的预测和各方方案的对比奠定了坚实的基础。

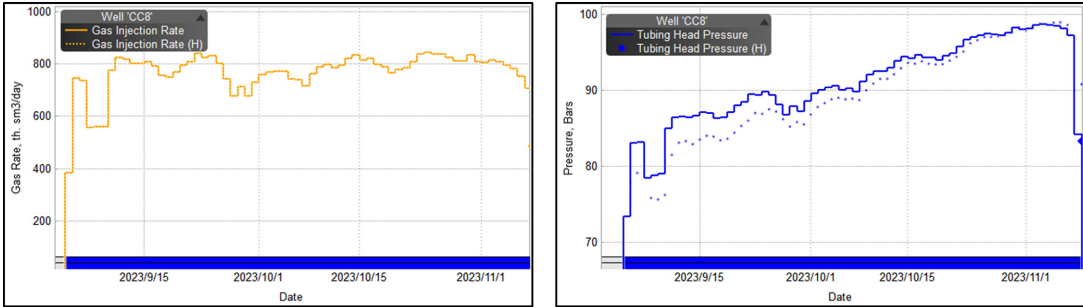


Figure 2. Production history matching
图 2. 生产历史拟合

首先利用储气库机理模型对储气库的单井注采能力进行预测，然后针对可能影响双层气藏注采动态的相关因素，从上下层渗透率倍比、初始压力、气井配产量展开研究(如表 1 所示)。

Table 1. Relevant parameters of different simulation schemes
表 1. 不同模拟方案的相关参数

研究因素	对比方案	渗透率(mD)		压力(MPa)		配产 (10 ⁴ m ³ /d)	研究因素	对比方案	渗透率(mD)		压力(MPa)		配产 (10 ⁴ m ³ /d)
		下层	上层	下层	上层				下层	上层	下层	上层	
渗透率倍比	1	246					初始压力比	11			14.3		
	2	123						12			13.8		
	3	61	61		14.3	50		13			11.4		
	4	12						14			9.5		
	5	6						15	123	61	8.2	14.3	100
配产量	6					60		16			7.2		
	7					75		17			6.4		
	8	122	61		14.3	90		18			5.7		
	9					105		19			5.2		
	10					120		20			4.8		

3. 注采动态的影响因素分析

3.1. 单井注采能力评价

双层储气库的合注合采是指在储气库运行过程中，通过合理的注气和采气策略，实现各个层位之间的协同注采。这种注采方式可以有效地利用各层的产能，最大限度地提高储气库的工作效率。在双层储气库合注合采的过程中，需要考虑各个层位的渗透率、压力分布等因素，以制定合适的注采方案。合理的合注合采策略，可以有效平衡各个层位之间的产能差异，提高储气库整体运行效率，实现多层储气库的季节调峰和能源储备的目的。

通过数值模拟方式预测出储气库在单层或者双层两种不同的注采方式下注采能力随不同初始压力的变化。储气库在上限压力 14 MPa 情况下双层合采的最大产能为 $427 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，在下限压力 6 MPa 情况下双层合注的最大产能为 $323 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (如图 3 所示)。通过对比储气库双层和单层的注采能力，发现合采合注更有利于提高储气库的运行效率。

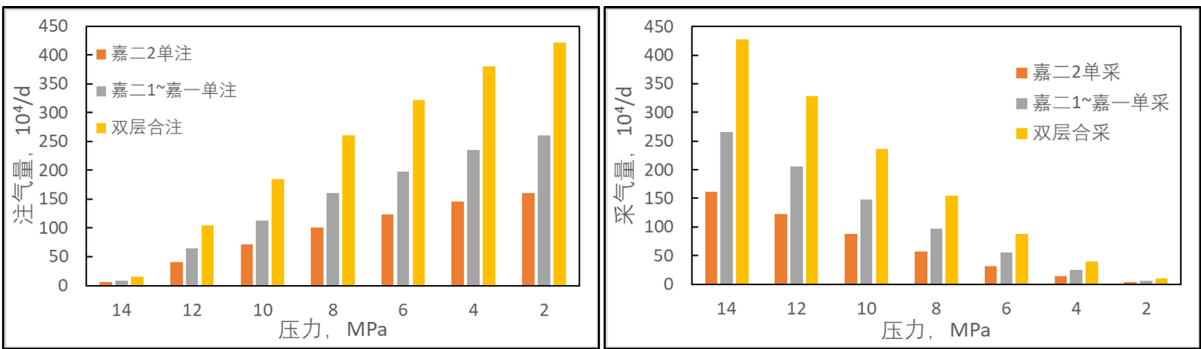


Figure 3. Comparison chart of gas injection and production capacity prediction
图 3. 注采气能力预测对比图

3.2. 上下层渗透率倍比的影响

双层储气库中不同层位的渗透率对产量有着显著的影响。主要体现在高渗透层产量高,通常情况下,具有较高渗透率的层位能够提供更大的渗流通道,气体能够更容易地流过这些层位,因此高渗透层往往具有更高的产量。低渗透层产量受限,低渗透层由于渗透率较低,气体流动受到限制,产量较高渗透层明显降低。因此,在双层储气库的运行中,充分考虑不同层位的渗透率对产量的影响是至关重要的,有助于优化储气库运行方案,提高储气库的运行效率。

通过模拟第 1~5 组对比方案来分析双层的渗透率倍比从 0.25~10 下产量与产量贡献率的变化规律(如图 4 所示)。随着上层渗透率比下层渗透率的渗透率倍比从 0.25~10 变化,上层渗透率减小,产量以及产量贡献率也相应地减小,上层的产量贡献从 0.4 逐渐趋于 0。

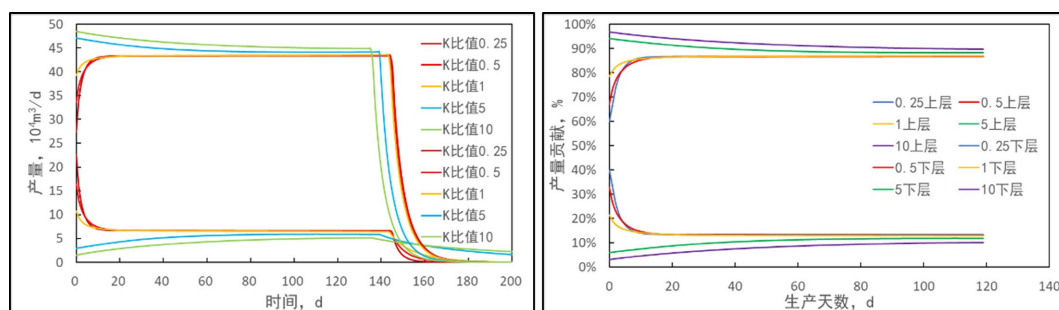


Figure 4. Variation of two-layer production and production contribution rate with permeability contrast ratio
图 4. 两层产量与产量贡献率随渗透率倍比的变化

3.3. 气井配产量的影响

通过模拟第 6~10 组对比方案来分析气井配产量为 $40 \sim 120 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 下双层产量与产量贡献率随时间的变化规律(如图 5 所示)。模拟发现所有的对比方案都是先进行一段时间的稳产,然后再逐渐开始产量递减。随着配产量的逐渐增大,产量递减发生的时间越早。产量进入递减期后储气库上层产量贡献率逐渐升高,储气库下层的产量贡献率逐渐降低。因此,为达到储气库的稳定注采的要求下气井配产不适合过大。通过对比各方案的计算结果发现采用注 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 采 $75 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的方式,既能满足储气库快速注采的要求,又能延缓递减期到来的时间。

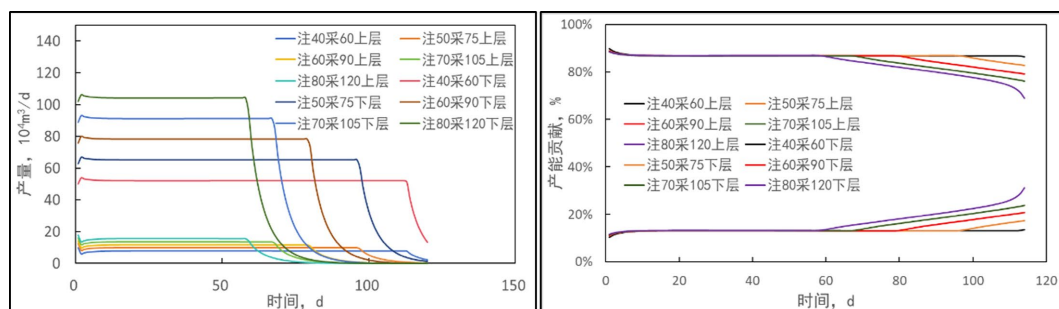


Figure 5. Variation of two-layer production and production contribution with allocation volume
图 5. 两层产量与产量贡献随配产量的变化

3.4. 上下层压力比的影响

通过模拟第 11~20 组对比方案来分析上层与下层在不同初始压力下产量与产量贡献率的变化规律(如

图6所示)。随着下层初始压力比上层初始压力的压力比从1~3变化,当上层压力过低时,下层初始压力大于上层压力,将会导致井筒气体倒灌入上层。

当上下层压力比大于1.04时,上层开始出现倒灌现象,倒灌时间持续10天左右。当上下层压力比为1,不发生倒灌时,上层与下层最初的产量贡献比约为3/7。随着上层与下层压力比逐渐增大,上下产层开发初期的产量贡献差异也逐渐增加,层间干扰加强,倒灌时间增加。

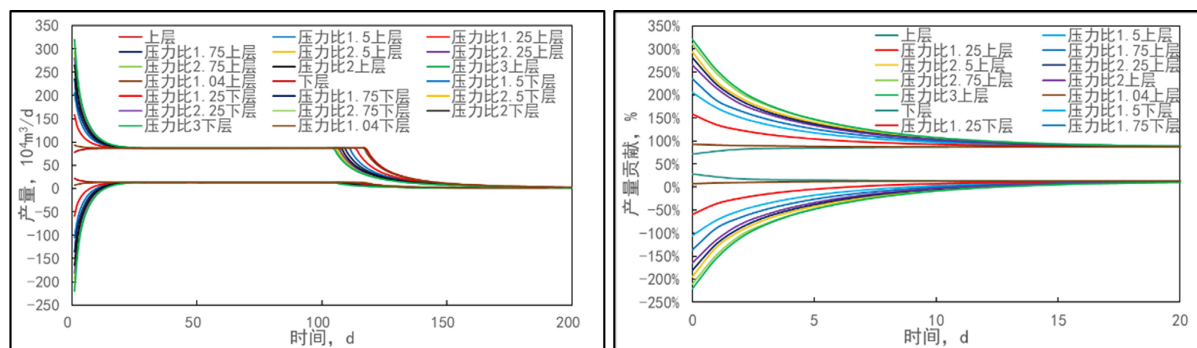


Figure 6. Variation of two-layer production and production contribution with pressure ratio

图6. 两层产量与产量贡献随压力比的变化

4. 结论

1) 在储气库注采动态研究方面,数值模拟方法相比于试井理论分析和物理模拟两种方法既简单有效,又节省人力财力。

2) X 储气库双层合注合采的最大产能分别为 $323 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $427 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。通过对比储气库双层和单层的注采能力,发现合采合注更有利于提高储气库的运行效率。

3) X 储气库随着上层渗透率的减小,产量以及产量贡献率也相应地减小,上层的产量贡献率从0.4逐渐趋于0;为达到储气库稳定注采的要求,气井配产不适合过大,随着递减期的进入,上层产量的贡献率逐渐上升,下层产量的贡献率逐渐下降,综合考虑采用注 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、采 $75 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的注产量;当上下层压力比大于1.04时,上层开始出现倒灌现象。当压力比为1,不发生倒灌时,上层与下层最初的产量贡献比约为3/7。随着压力比的增大,上下产层开发初期的产量贡献差异逐渐增加,层间干扰增强,倒灌时间增加。

4) 在多方面的因素影响下,X 储气库的注采动态变得异常复杂,需要进一步分析气井注采动态的主控因素进行解决,充分利用各层产能提升气井注采能力。

基金项目

重庆科技大学研究生科技创新项目“黄草峡储气库运行中硫化氢运移规律研究”(YKJCX2320104)。

参考文献

- [1] 向国富,王桂林,李萍萍,等. L 储气库生产运行动态分析与评价[J]. 石化技术, 2024, 31(9): 340-342+345.
- [2] 周春明,施金伶,叶萍,等. 大港油田驴驹河储气库注采渗流机理研究[J]. 录井工程, 2023, 34(4): 27-34.
- [3] 高继峰,银永明,公明明,等. 储气库注采工艺优化研究与应用[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2024, 46(1): 126-135.
- [4] 尤启东,王智林,奥立德,等. 枯竭层状砂岩气藏改建储气库注采能力评价——以 Z 气藏为例[J]. 复杂油气藏, 2022, 15(4): 76-80.

- [5] 李奇贤, 许江, 彭守建, 等. 多压力系统气藏合采物理模拟研究进展评述[J]. 煤炭科学技术, 2023, 51(9): 149-159.
- [6] 刘姣姣. 多层系气藏小层产气贡献变化特征研究[C]//西安石油大学, 陕西省石油学会. 2019 油气田勘探与开发国际会议论文集. 西安: 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 2019: 2.