

含边底水复杂油气藏型储气库交互注采动态模拟

朱华银^{1,2,3}, 李 春^{1,2,3}, 屠 坤^{1,2,3}, 石 磊^{1,2,3}, 武志德^{1,2,3}, 张 敏^{1,2,3}

(1. 国家能源地下储气库研发中心, 河北 廊坊 065007;

2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;

3. 中国石油集团油气地下储库工程重点实验室, 河北 廊坊 065007)

摘要:相对于常规气藏的“缓慢”衰竭开发, 储气库是反复注采的“高速”生产过程, 一般是在一年内完成由“注气成藏”到“采气衰竭”的全过程, 因此其生产动态特征与气藏开发存在显著差异。通过建立岩心物理模型与实验方法, 开展不同采气速率、不同储层含水条件下交互注采物理模拟实验研究, 分析不同工况条件下的注采气与压力变化特征, 以及边底水的侵入动态。结果表明, 含水饱和度低、物性好的储层内气体动用能力强, 受采气速率影响小, 可在储气库生产中大流量采气, 而物性较差、含水较高的储层, 大流量生产会在地层内产生较大压差, 离井筒较远储层内的气体动用受限。边底水能量越强, 越需要控制注采速率, 以降低气水的指进, 避免影响孔隙空间的有效动用能力。该研究成果可为储气库储层孔隙动用能力研究及运行参数设计提供重要依据。

关键词:气藏型储气库; 降压曲线; 模拟实验; 生产动态; 注采速率

中图分类号: TE327

文献标志码: A

Simulation of injection-production dynamics for underground gas storage in complex gas reservoirs with edge and bottom water

ZHU Huayin^{1,2,3}, LI Chun^{1,2,3}, TU Kun^{1,2,3}, SHI Lei^{1,2,3}, WU Zhide^{1,2,3}, ZHANG Min^{1,2,3}

(1. National Energy Underground Gas Storage Research and Development Center, Langfang 065007, China;

2. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China;

3. CNPC Key Laboratory of Underground Oil & Gas Storage Engineering, Langfang 065007, China)

Abstract: Compared with the “slow” depletion development of conventional gas reservoirs, gas storage is a “high-speed” production process of repeated injection and production, which is generally completed with in a one-year production cycle from “gas injection and accumulation” to “depletion and recovery”. Therefore, its production dynamic characteristics are significantly different from those of gas reservoir development, which needs to be further studied. By establishing a core physical model and experimental methods, the physical simulation experiments of injection and production at different injection-production rates and under different water-bearing conditions were carried out to analyze the characteristics of gas injection and production and pressure changes under different working conditions, as well as the intrusion dynamics of edge-bottom water. The results show that the gas production ability is strong in reservoirs with low water saturation and good physical property and is less affected by the gas production rate, which can produce large flow gas in the gas storage. However, in reservoirs with poor physical properties and high water content, the high flow production will produce a large pressure difference in the formation and the gas production in the reservoir far away from the wellbore is limited. The stronger the edge-bottom water energy is, the more necessary it is to control the injection-production rate to reduce the fingering of

收稿日期: 2025-05-26

基金项目: 中国石油天然气集团有限公司科学研究与技术开发项目(2022DJ83)

作者简介: 朱华银(1967—), 男, 重庆人, 教授级高级工程师, 博士, 主要从事油气层物理、储层渗流机理及油气地下储库工程研究工作. E-mail: zhy69@petrochina.com.cn

gas and water and avoid affecting the effective utilization capacity of pore space. The research results provide an important basis for the study of pore space capacity of gas storage and the design of operating parameters.

Key words: underground gas storage; pressure drop curve; simulation experiment; production performance; injection-production rate

自1916年美国利用枯竭气藏建成首座储气库,目前世界在役储气库约700座,可分为气藏型、盐穴型、水层型和矿坑型,我国目前已建的储气库主要为气藏型和盐穴型两类^[1-4],其中气藏型储气库又包括砂岩和碳酸盐岩两类。受我国复杂地质条件的影响,储层多具有孔隙结构复杂、物性差、非均质性强等特征,且多数气藏存在边底水。水侵对气藏生产具有较大影响,学者对此开展了大量研究。

与气藏衰竭式开发导致的地层压力“单向缓慢下降”不同,储气库生产运行采用大流量的多周期注采,地层压力交替变化,储层内的气水变化与渗流更加复杂。人们利用现场生产资料和室内实验等对气藏开发动态及边底水的侵入特征开展了大量研究,如文献[5-9]通过建立数值模拟和相关实验方法,研究不同类型储层的水侵机理与特征,总结气藏开发的水侵类型及评价方法。然而对于含边底水的储气库生产来说,大流量交互注采导致边底水与天然气交互驱替,气水两相运聚分布与渗流均较复杂,难以掌握其生产动态特征,影响了气库的扩容达产和高效运行。为此,江同文等^[10]通过数值模拟和微观驱替等实验开展了气水相渗、建库气驱机理、多周期注采过程的气水渗流规律及其对库容量和注采能力的影响以及储集空间动用能力等研究,提高了对储气库交互注采过程气水渗流特征的认识,形成了评价储气空间动用能力的评价方法,为我国复杂地质条件下的储气库建设和注采运行提供支撑。但由于我国地下储气库建设运行时间较短,现有储气库多处于扩容达产阶段,加之地质条件复杂,尤其是针对非均质性强的裂缝-孔隙型气藏^[11-14],改建储气库后的生产动态特征及边底水侵入规律难于把握,需加强对储气库的生产动态和运行规律研究。文献[14-19]通过生产动态与现场测试开展了储气库运行过程的动态模拟研究,获取了相关运行的动态参数,为库容参数设计及运行优化提供依据。总体来说,前人在气藏开发方面建立了水侵物理模拟方法,但在储气库方面,少有人针对交互注采过程中气水运移动态开展物理模拟实验研究。本研究利用某碳酸盐岩气藏岩心,制备典型的孔洞型和裂缝型模型,仿真模拟复杂孔隙结构储层在不同情景下的储气库生产,研究不同生产条件下的产量与压力变化以及边底水的侵入特征,探讨含边底水复杂气藏型储气库的生产动态,为缝洞型碳酸盐岩气藏型储气库的建库设计和运行优化提供科学依据,对于裂缝型砂岩气藏型储气库也具有参考意义。

1 实验模型和方法

针对储气库多周期运行特点,利用储气库注采仿真模拟实验装置,模拟储气库注采气运行过程,研究周期注采生产特征及库容动用情况。实验装置主要由岩心夹持器、岩心模型、注采气装置、计量系统、水体模拟系统和数据采集控制系统等组成(图1),可根据实验要求精确控制注采气流量,并全程监测岩心模型内部的压力变化,实现从气藏建库至周期注采的物理模拟及数据跟踪采集。

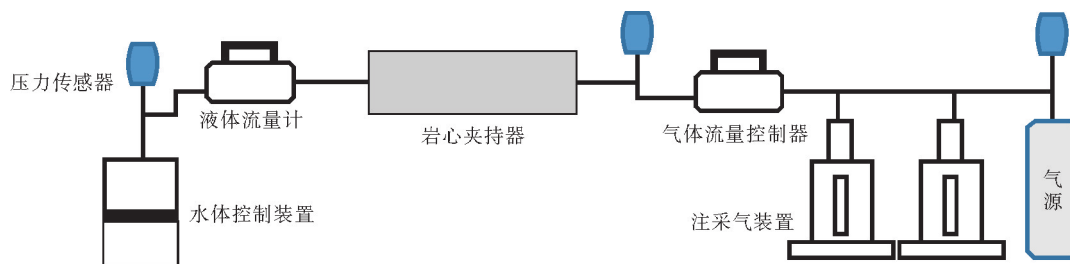


图1 实验装置及流程示意图

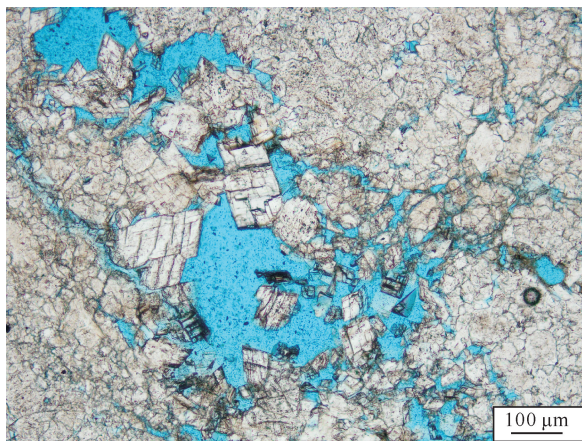
Fig. 1 Schematic diagram of experiment setup and process

1.1 实验岩心模型参数

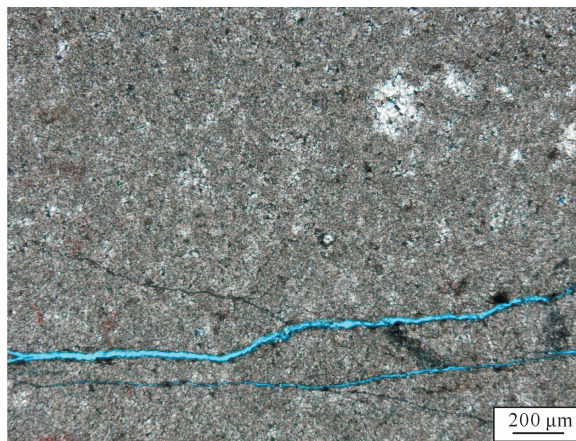
实验选取某碳酸盐岩气藏岩心,组成两组全直径岩心模型,分别代表孔洞型储层和裂缝型储层,两组模型的初始含水饱和度 S_{wi} 均为地层原始条件,详细参数见表 1。其中,孔洞型模型由 A 和 B 两块岩样拼接组成,岩性为粉晶白云石,孔隙较发育,孔隙类型以溶洞为主,其次为晶间溶孔,见少许黏土矿物收缩缝和溶蚀缝,溶洞直径为 2~3 mm,晶间溶孔直径为 30~500 μm (图 2(a))。裂缝型模型由 C 和 D 两块岩样拼接组成,岩性为泥晶白云石,孔隙不发育,但发育构造-溶蚀裂缝,裂缝被方解石、白云石和石英等充填,裂缝宽 10~30 μm (图 2(b))。实验用气为氮气,实验用水为模拟地层水。实验参考储气库的储层特征和运行方案设计,模拟储气库的运行压力为 10~28 MPa,按流量高中低设计多种情况,模拟岩心孔隙中的不同含水状态(控制含水饱和度)和边水水体能量(水体倍数)特征。

表 1 实验模型基本参数
Table 1 Basic parameters of core sample

岩心模型	样号	长度/cm	直径/cm	孔隙度/%	渗透率/mD
孔洞型	A	13.51	6.95	7.7	3.378
	B	14.57	6.95	6.3	1.417
裂缝型	C	12.22	6.95	2.0	0.860
	D	13.58	6.95	2.8	0.658



(a) 岩样A



(b) 岩样C

图 2 岩样镜下铸体薄片孔隙结构特征

Fig. 2 Microscopic pore structure characteristics of rock samples

1.2 模拟实验流程

注采模拟包括前期准备、建库、循环注采等实验步骤,实验过程中首先依据设计流程连接装置(图 1),然后根据不同设计要求开展实验。实验过程中需记录时间、气液流量、压力,最后在实验结束后对实验数据进行统计分析,具体实验步骤如下。

- 1) 前期准备。岩样烘干或抽真空饱和水。将准备好的岩样装入岩心夹持器,连接好设备,加载环压,气驱使模型达到设计的初始含水饱和度,模拟边底水时,需在一端连接水体控制装置(图 1);
- 2) 成藏阶段。通过流量控制器向模型注入气体,达到实验要求的成藏压力;
- 3) 衰竭开采。以小流量模拟气藏生产向外采气,至枯竭压力;
- 4) 建库阶段。向模型注入气体至运行下限压力,平衡一定时间后,继续注气至气库运行上限压力,关闭模型端口,等待模型压力达到平衡;

- 5) 采气阶段。通过流量控制器定流量采气,气库运行至下限压力后,关闭端口阀门停止采气;
- 6) 循环注采。以定流量向模型注气至气库运行上限压力,关闭模型端口至模型内部压力达到平衡,再按第 5)步要求采气;如此反复注采,并根据设计调整实验设置参数,直到完成全部实验。

2 压降与产量分析

根据岩心模型的气藏地质特征和实验条件,对孔洞型岩心模型,建立两种含水饱和度(S_{wi} 分别为 21.54%和 43.31%),模拟 5 种采气流速(40、100、200、300、500 mL/min),分别对岩心模型的压力下降、气体采出以及水侵等特征进行分析;由于裂缝型岩心模型较致密、物性差,因此采用干岩样建立较高含水状态($S_{wi}=39.37\%$)进行模拟实验,分别模拟 4 种采气流速 Q (40、100、200、300 mL/min)的岩心模型特征。

2.1 气体压力下降特征

如表 2 所示,对于孔洞型模型,当含水饱和度较低时($S_{wi}=21.54\%$),岩石孔隙内的气体流动顺畅,受到的毛管阻力较小,随着气体的采出,岩心模型两端压力同步下降,且两端压差很小,但随着采气流量的增大,两端压差略有增大(图 3),至采气端压力降至下限 10 MPa 时,不同采气流速(40、100、200、300、500 mL/min)生产后的岩心两端压差分别为 0.02、0.10、0.26、0.56、0.75 MPa,且岩心两端的剩余压差随采气流速的增加呈线性增长。当岩心模型含水饱和度增大后($S_{wi}=43.31\%$),气体流动受阻,采气过程中岩心模型两端压差增大(图 4),说明外围或远端的气体补给受限。比较上述两种含水状态,储层岩石孔隙内的含水量对远端孔隙气体动用能力的影响较大,当采气降至下限压力 10 MPa 时,高含水状态与低含水状态产生的两端剩余压差超过 1 MPa。

表 2 不同流速生产至下限压力时岩心模型两端压差

Table 2 Pressure difference between the two ends of the core model at different flow rates to the lower limit pressure

流速 Q /(mL/min)	孔洞型		裂缝型	
	$S_{wi}=21.54\%$	$S_{wi}=43.31\%$	$S_{wi}=0$	$S_{wi}=39.37\%$
40	0.02	—	0.25	6.73
100	0.10	1.28	0.75	9.14
200	0.26	1.50	1.49	9.00
300	0.56	2.09	2.15	10.29
500	0.75	—	—	—

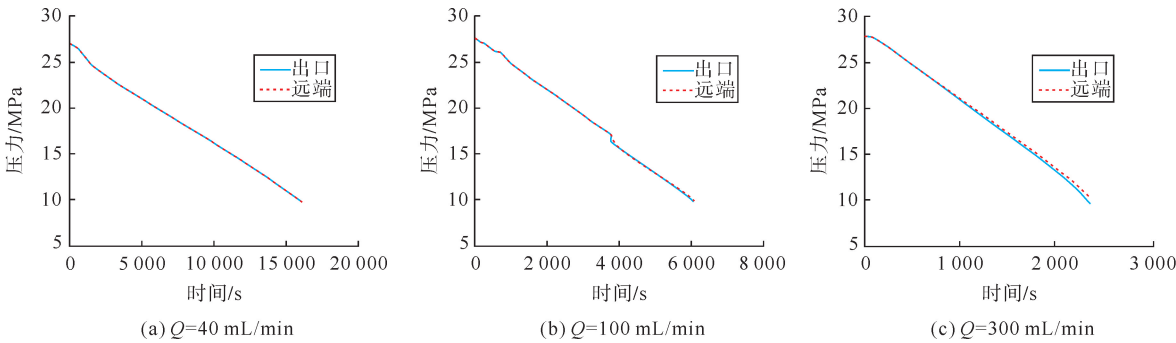


图 3 孔洞型模型($S_{wi}=21.54\%$)采气压降曲线

Fig. 3 Pressure drop curve of pore model ($S_{wi}=21.54\%$)

裂缝型模型较致密,岩心的孔隙度和渗透率均较低,即使在孔隙内不含水的情况下($S_{wi}=0$),随着气体的采出,岩心模型两端的压差也逐步增大,且随采气流速的增大而增大趋势更加明显(图 5),至采气端压力降至下限压力 10 MPa 时,不同采气流速($Q=40$ 、100、200、300 mL/min)生产后的岩心两端压差分别为

0.25、0.75、1.49、2.15 MPa。当裂缝型模型含水饱和度 S_{wi} 增至 39.37% 时,气体流动受阻更为严重,造成岩心模型两端压差显著增大(图 6),采气端压力降至下限压力 10 MPa 时,岩心模型两端压差为 6.73~10.29 MPa,说明外围或远端的气体补给受限,动用量很小。

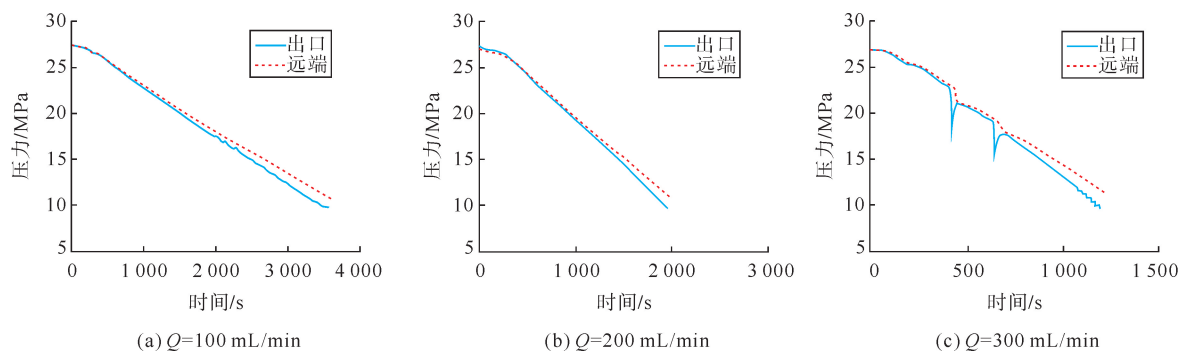


图 4 孔洞型模型 ($S_{wi}=43.31\%$) 采气压降曲线

Fig. 4 Pressure drop curve of pore model ($S_{wi}=43.31\%$)

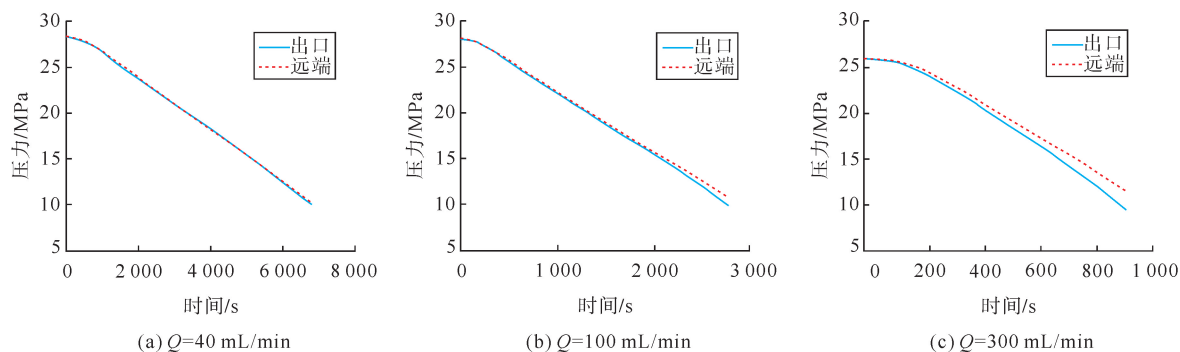


图 5 裂缝型模型 ($S_{wi}=0$) 采气压降曲线

Fig. 5 Pressure drop curve of fracture model ($S_{wi}=0$)

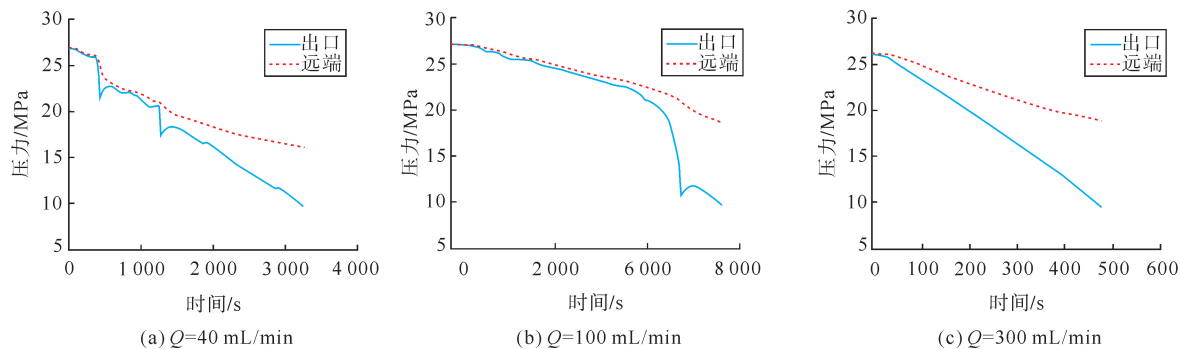


图 6 裂缝型模型 ($S_{wi}=39.37\%$) 采气压降曲线

Fig. 6 Pressure drop curve of fracture model ($S_{wi}=39.37\%$)

2.2 注入气体采出程度分析

实验中,每次注气使岩心模型的上限压力达 28 MPa,采气结束的下限压力设置为 10 MPa。为便于对比不同条件时气体的采出情况,计算每次采气结束后的采出气量与注入总气量的比值(即采出程度,相当于工作气比例),如表 3 所示。

对于孔洞型模型,当含水饱和度较低时,采出程度为 61.86%~62.76%,基本不受采气流量的影响,随含水饱和度的增大,采气流量增加,采出程度略有降低,对比两种含水条件的采出程度可知,低含水条件的采

出程度高于高含水条件,说明岩石孔隙内的含水量对气体流动和动用能力产生一定影响,且含水饱和度越高,气体流动能力越差,越不易采出,这一特征对于物性较差的裂缝型模型表现更为明显。

表 3 不同流速生产至下限压力时岩心模型的气体采出程度

Table 3 Gas recovery of the core model at different flow rates to the lower limit pressure %				
流速 $Q/(mL/min)$	孔洞型		裂缝型	
	$S_{wi}=21.54\%$	$S_{wi}=43.31\%$	$S_{wi}=0$	$S_{wi}=39.37\%$
40	61.85	—	63.46	51.45
100	62.67	60.46	60.97	46.60
200	62.76	60.08	60.87	45.88
300	61.14	57.94	59.81	45.18
500	62.51	—	—	—

对于裂缝型模型,当岩心模型不含水时,随采气流速的增大,采出程度略有降低;而当岩心含水较多时,随采气流速的增大,采出程度明显降低,且降低幅度较大。对比两种含水条件下的采出程度可以看出,在相同生产流速下,不含水模型的采出程度比含水模型高约 12%~15%,说明对于物性较差的储层,含水饱和度的增大,会显著影响其中的气体流动,使气体流动能力变差,并在地层内产生较高的压差,使远离井底的储层孔隙空间动用能力降低。

3 水侵特征及其对孔隙空间动用能力的影响

利用孔洞型岩心模型,依据目标气藏储层的束缚水饱和度范围,确定初始含水饱和度为 21.54%,分别进行存在不同水体边底水时的注采模拟,水体量分别设置为孔隙体积的 20 倍、50 倍和无限大(恒压水体),其中对 20 倍水体进行不同采气流速的模拟,采气流速分别为 40、100、200、300 mL/min。

当岩心模型远端存在水体时,采气过程开始时岩心两端的压力基本呈同步下降,但随着气体的采出,远端水侵入岩心,因远端水的压力下降速率降低,使两端压力下降速率产生差异,两端压差逐渐增大。如果水体大小固定不变(20 倍水体),而改变采气流速时,随着采气流速的增大,出口端压力下降加快。由于远端被水侵入,使气体流动受阻,向出口端的供气能力降低,因此两端压差增大的趋势更明显,当出口端的下限压力降至 10 MPa 时,在不同采气流速模拟时的两端压差达 6.17~9.86 MPa。因此,随着采气流速 $Q(40、100、200、300\text{ mL/min})$ 的增大,两端的压差也增大,说明模型内有更多气体残留

表 4 孔洞型模型($S_{wi}=21.54\%$)在 20 倍水体时采气模拟结果

Table 4 Gas production simulation results of pore model ($S_{wi}=21.54\%$) obtained at 20 times water body		
流速 $Q/(mL/min)$	模型两端压差/MPa	采出程度/%
40	6.17	53.00
100	8.34	50.11
200	9.18	46.71
300	9.86	42.95

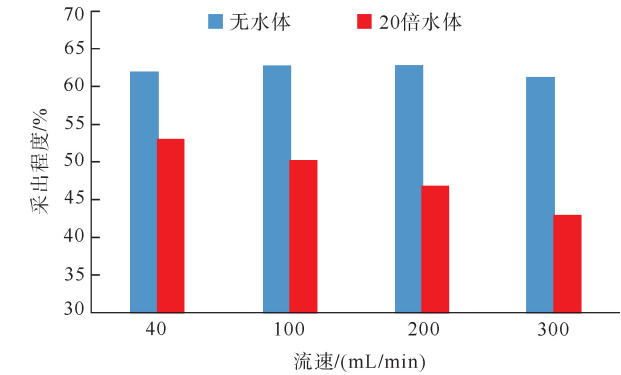


图 7 无水体和 20 倍水体模拟实验采出程度比较

Fig. 7 Recovery comparison of no water and 20 times water body simulation experiment

未被采出,气体采出程度(53.00%、50.11%、46.71 和 42.95%)降低(表 4)。同时,与不存在边底水的实验结果相比(表 2 和表 3),20 倍水体的侵入使远离出口端储层内的气体难于采出,压力下降缓慢,采出程度降低 8.85%~18.19%(图 7),说明水侵会影响储气库的工作气量,对于边底水能量较强的气藏型储气库或含

水层储气库,应合理降低单井产能,优化采气速率,尽可能降低因边底水的快速指进而损失工作气量。

由图8不同水体大小的模拟实验表明,水体越大,水侵能量越大,此时出口采气后的压力下降,而远端的水体侵入保持能量,致使两端的压差也越来越大(图8)。水体的侵入严重干扰了气体的采出,如果均以100 mL/min流量模拟采气,至下限压力10 MPa时,无水体、20倍水体、50倍水体的采出程度分别为62.67%、50.11%、43.71%。而极端情况的无限大水体时的采出程度只有27.13%,说明水体越大,气体采出程度越低,原因是水体能量增大后,水体侵入增强,出口很快见水,影响气体采出,尤其在极端情况的无限大水体时,远端始终保持原始高压,出口采气后,水体迅速侵入并窜至出口,使气体封闭难以采出(相当于气井水淹)。由图8(d)可以看出,开始采气后出口压力迅速下降,降至一定程度后出口见水,进而水淹封闭,不再产气,出口压力的逐渐回升使岩心孔隙内的气体难以采出,导致采出程度很低。

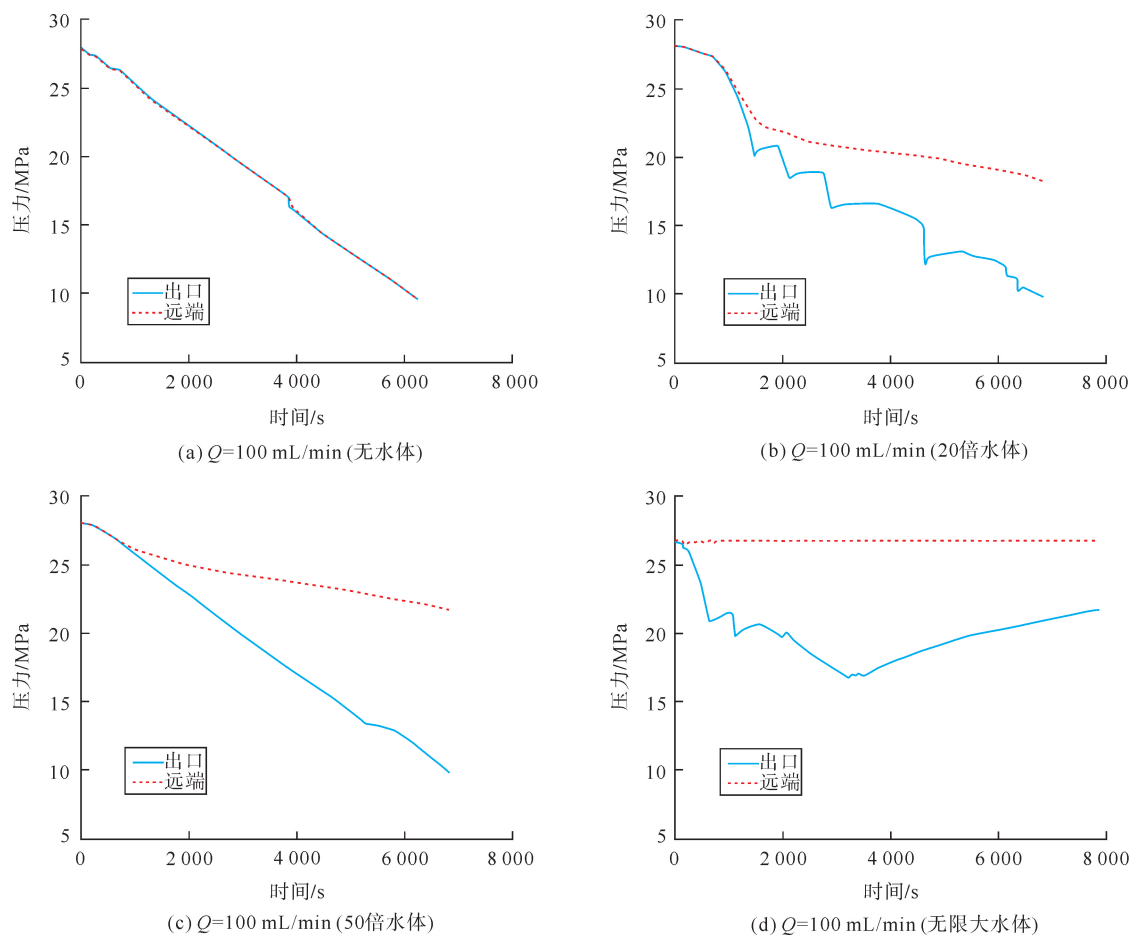


图8 孔洞型模型在不同水体大小时的采气压降曲线

Fig. 8 Pressure drop curves of pore model under different water bodies

前人研究^[8-9]表明,多孔介质内含水会对气体渗流产生较大的影响,随着含水饱和度的增大,气相渗流能力大幅下降。存在边底水的气藏开发衰竭后,会有不同程度的水侵,改建储气库后,在储气库交互注采工况下,气水产生往复驱替^[17-18]。实验表明,对于均质性储层,边底水基本呈活塞式向前推进,水逐渐侵入岩心,侵入速度相对缓慢;对于裂缝性储层,边底水首先沿连通的裂缝快速突进^[19-20],然后再沿裂缝向周围的基质扩散,裂缝开度越大,渗透率越高,水侵速率越快,形成严重的指进现象。

对不同情景时的注采模拟结果表明,孔洞型模型孔隙内含水较低时,气体采出程度较高,基本不受流速的影响(表3),表明对含水饱和度较低的纯气带或不含水的气藏型储气库,气井配产的大小,对孔隙空间动用能力的影响不大。但对于含水饱和度较高的储层或气水过渡带,随孔隙含水饱和度的增加,注采过程中的

气体流动引起水的流动,储层孔隙空间两相渗流关系趋于复杂,局部区域形成残余气和束缚水,导致含气孔隙中气相渗流能力和空间动用效率降低。边底水能量越强,注采流速越大,越容易产生气水的剪切互锁,含气孔隙空间的动用效率越低。对于裂缝型模型为代表的裂缝性储层,由于基质渗流能力远远低于裂缝渗流能力,沿裂缝选择性快速水侵,封闭基质孔隙内的气体,受注采流速和水体能量的影响更加显著。

4 结论

本研究建立了不同类型储层岩心实验模型,通过多情景模拟储气库注采运行,分析注采速率、孔隙含水状态、边底水大小对储气库生产的影响。结果表明,当储层物性好,含水饱和度较低时,气藏内的气体动用能力强,受采气速率影响小,可在储气库生产中大流量采气;而储层物性较差,孔隙内含水较高的气藏,大流量生产时会在地层内产生较大的压差,离井筒较远的储层内气体动用受限,因此需要优化其单井产量,或布置合理的井网,使储层充分动用,获得最佳的工作气量。边底水能量越强,水侵影响越严重,越需要控制注采速率,以降低气水的指进,避免影响孔隙空间的有效动用能力。该研究成果对存在边底水的碳酸盐岩气藏型储气库的建库设计和运行优化具有指导作用,对于裂缝性砂岩气藏型储气库也具有参考意义。

参考文献:

- [1] 马新华,郑得文,魏国齐,等. 中国天然气地下储气库重大科学理论技术发展方向[J]. 天然气工业,2022,42(5):93-99.
MA Xinhua,ZHENG Dewen,WEI Guoqi,et al. Development directions of major scientific theories and technologies for underground gas storage[J]. Natural Gas Industry,2022,42(5):93-99.
- [2] 施锡林,马洪岭,章雨豪. 高杂质盐矿已有溶腔大规模储气技术研究进展[J]. 山东科技大学学报(自然科学版),2020,39(4):55-65.
SHI Xilin,MA Hongling,ZHANG Yuhao. Advances of large-scale gas storage technology in existing salt caverns in high-insoluble salt formations[J]. Journal of Shandong University of Science and Technology(Natural Science),2020,39(4):55-65.
- [3] 李春,闵忠顺,何海燕,等. 国内地下储气库库址变化新趋势与发展建议[J]. 石油钻探技术,2024,52(3):153-158.
LI Chun,MIN Zhongshun,HE Haiyan,et al. New trend and development suggestions for change of underground gas storage sites in China[J]. Petroleum Drilling Techniques,2024,52(3):153-158.
- [4] 马洪岭,施锡林,章雨豪. 盐穴储气库垫底气利用方案研究[J]. 山东科技大学学报(自然科学版),2020,39(4):72-78.
MA Hongling,SHI Xilin,ZHANG Yuhao. Research on the withdrawal of cushion gas in salt cavern gas storage[J]. Journal of Shandong University of Science and Technology(Natural Science),2020,39(4):72-78.
- [5] 范昭宇,宋兆杰,朱绍鹏,等. 水驱气藏水侵及开发效果主控因素数值模拟研究[J]. 断块油气田,2025,32(1):141-146.
FAN Zhaoyu,SONG Zhaojie,ZHU Shaopeng,et al. Numerical simulation study on main controlling factors of water invasion and development effect of water-driven gas reservoirs[J]. Fault-Block Oil and Gas Field,2025,32(1):141-146.
- [6] 惠栋,胡勇,李滔,等. 典型底水气藏开发特征及适宜开发对策启示[J]. 油气地质与采收率,2023,30(1):101-111.
HUI Dong,HU Yong,LI Tao,et al. Development characteristics of typical bottom water gas reservoirs and enlightenment of suitable development countermeasures[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2023,30(1):101-111.
- [7] 杨扬,赖雅庭,张心怡,等. 含水致密气藏特征、开发风险与有效动用对策:以苏里格气田含水区为例[J]. 中国石油勘探,2023,28(6):121-133.
YANG Yang,LAI Yating,ZHANG Xinyi,et al. Characteristics,development risks and effective producing countermeasures of water-bearing tight gas reservoir:A case study of water-bearing area in Sulige Gasfield[J]. China Petroleum Exploration,2023,28(6):121-133.
- [8] 宋伟,奎明清,李江涛,等. 柴达木盆地涩北强水侵气藏稳产关键技术与开发对策[J]. 天然气工业,2023,43(12):37-45.
SONG Wei,KUI Mingqing,LI Jiangtao,et al. Stable production technologies and development strategies for the Sebei gas pool with severe water intrusion in the Qaidam Basin[J]. Natural Gas Industry,2023,43(12):37-45.
- [9] 徐轩,梅青燕,陈颖莉,等. 气藏水侵与开发动态实验综合分析方法[J]. 天然气地球科学,2020,31(10):1355-1366.
XU Xuan,MEI Qingyan,CHEN Yingli,et al. Experimental analysis method for water invasion and development performance of gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience,2020,31(10):1355-1366.

- [10] 江同文,齐桓,王正茂,等.水侵气藏型储气库全周期高效建设微观模拟实验[J].石油勘探与开发,2024,51(1):182-189.
JIANG Tongwen, QI Huan, WANG Zhengmao, et al. Microscopic simulation experiment on efficient construction of underground gas storages converted from water-invaded gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(1):182-189.
- [11] 游利军,孟森,康毅力,等.气藏型储气库储层损害机理与保护技术对策[J].油气藏评价与开发,2021,11(3):395-403.
YOU Lijun, MENG Sen, KANG Yili, et al. Formation damage mechanism and protection measures for gas field storage [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3):395-403.
- [12] 谢俊,梁会珍,郭睿,等.碳酸盐岩储气库多轮次强注强采流体互驱机理研究现状[J].中国海洋大学学报(自然科学版),2018,48(6):88-95.
XIE Jun, LIANG Huizhen, GUO Rui, et al. Research status of the fluid displacement mechanism during the multi-rounds strong injection-production for the carbonate rock underground gas storage[J]. Periodical of Ocean University of China, 2018, 48(6):88-95.
- [13] 徐俊杰,王起京,许明,等.碳酸盐岩底水气藏型储气库动态特征及水淹机制[J].油气储运,2019,38(5):522-527.
XU Junjie, WANG Qijing, XU Ming, et al. Dynamic characteristics of underground gas storage rebuilt from carbonate gas reservoir with bottom water and the water flooding mechanism of its well[J]. Oil and Gas Storage and Transportation, 2019, 38(5):522-527.
- [14] 王子倩,杨成生,侯祖行,等.辽河油田区 InSAR 形变监测与开采参数反演[J].山东科技大学学报(自然科学版),2025,44(1):53-64.
WANG Ziqian, YANG Chengsheng, HOU Zuhang, et al. InSAR deformation monitoring and extraction parameter inversion in Liaohe Oilfield Area[J]. Journal of Shandong University of Science and Technology(Natural Science), 2025, 44(1):53-64.
- [15] 秦正山,何勇明,丁洋洋,等.边水气藏型储气库运行动态参数计算方法及应用[J].断块油气田,2024,31(4):698-706.
QIN Zhengshan, HE Yongming, DING Yangyang, et al. Calculation method and application of operational dynamic parameters of the edge-water gas reservoir gas storage[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2024, 31(4):698-706.
- [16] 马新华,郑得文,申瑞臣,等.中国复杂地质条件气藏型储气库建库关键技术与实践[J].石油勘探与开发,2018,45(3):489-499.
MA Xinhua, ZHENG Dewen, SHEN Ruichen, et al. Key technologies and practice for gas field storage facility construction of complex geological conditions in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3):489-499.
- [17] 叶萍,施金铃,王权国,等.水淹气藏型地下储气库提高库存动用关键技术:以板中北储气库为例[J].天然气工业,2023,43(10):141-148
YE Ping, SHI Jinling, WANG Quanguo, et al. Key technologies for improving storage utilization of flooded gas-reservoir UGSs: A case study of the Banzhongbei underground gas storage[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(10):141-148.
- [18] 朱思南,孙军昌,魏国齐,等.水侵气藏型储气库注采相渗滞后数值模拟修正方法[J].石油勘探与开发,2021,48(1):166-174.
ZHU Sinan, SUN Junchang, WEI Guoqi, et al. Numerical simulation-based correction of relative permeability hysteresis in waterinvaded underground gas storage during multi-cycle injection and production[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1):166-174.
- [19] 张军建,常象春,吕大炜,等.双碳目标下煤层发育区 CO₂ 地质封存研究与评价[J].煤炭科学技术,2023,51(增1):206-214.
ZHANG Junjian, CHANG Xiangchun, LYU Dawei, et al. Carbon dioxide geological storage system in coal seam development area under the premise of double carbon target[J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(S1):206-214.
- [20] 穆星,孟涛,石泉清,等.济阳坳陷太古宙基岩储层特征及油气成藏模式[J].现代地质,2025,39(3):787-800.
MU Xing, MENG Tao, SHI Quanqing, et al. Archean basement rock reservoir characteristics and hydrocarbon accumulation model in Jiyang Depression[J]. Geoscience, 2025, 39(3):787-800.

(责任编辑:高丽华)