

引用格式:张国辉,徐德月,李佳慧,等.油藏型储气库周期注采渗流和库容特征物理模拟[J].油气藏评价与开发,2025,15(6):1139-1146.

ZHANG Guohui, XU Deyue, LI Jiahui, et al. Physical simulation of seepage and reservoir capacity characteristic during cyclic injection and production in reservoir-type gas storage[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(6): 1139-1146.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.06.021

油藏型储气库周期注采渗流和库容特征物理模拟

张国辉¹, 徐德月¹, 李佳慧¹, 绪磊², 黄亮¹, 马健¹, 李娜¹, 张禄¹

(1. 中国石油冀东油田分公司, 河北唐山 063000; 2. 唐山市自然资源和规划局, 河北唐山 063000)

摘要:油藏型储气库流体渗流涉及油气水三相,其库容空间不仅包含气置换液的孔隙空间,油气间还存在溶解与组分传质作用。为明确周期注采过程中油气水互驱相渗特征和储气空间的组成,基于油藏型储气库运行工况,开展了多轮次气水、油水、气油互驱相渗实验及多周期注采长岩心仿真物理模拟实验,分析了两相互驱渗流规律、周期注采气驱液效率及油气相态变化,研究了储气库周期注采渗流能力、驱油效率及库容空间的变化规律。实验结果表明:①多轮次两相互驱过程中,水相会降低气相、油相的渗流能力,不利于储气库建库扩容;②采用“地层压力下气驱到极限采收率+上下限压力循环注采”的建库模式进行长岩心建库物理模拟,模型最终驱油效率达65.11%,其中水驱采油20%,气驱采油37.51%,循环注采占7.6%。连续气驱阶段是主要提采阶段,循环注采阶段为建库形成阶段;③长岩心气驱液置换的孔隙体积是库容量的主要组成部分,占比超70%,残余油溶解气和残余油收缩孔隙体积占比不足30%。第14轮次注采气后,库容量和工作气量均趋于稳定,二者主要受含气饱和度影响。因此,建议在油藏型储气库建库中,不宜急于进行衰竭采气,应优先实施“提采”策略,再开展“建库”工作。保持地层压力气驱油,待达到极限采收率后,再进行循环注采建库,以充分提高油水采出程度,进而提升库容量和工作气量。

关键词:油藏型储气库;多轮次两相互驱;渗流特征;长岩心物理模拟;库容量;工作气量

中图分类号:TE341

文献标识码:A

Physical simulation of seepage and reservoir capacity characteristic during cyclic injection and production in reservoir-type gas storage

ZHANG Guohui¹, XU Deyue¹, LI Jiahui¹, XU Lei², HUANG Liang¹, MA Jian¹, LI Na¹, ZHANG Lu¹

(1. PetroChina Jidong Oilfield Company, Tangshan, Hebei 063000, China; 2. Tangshan Natural Resources and Planning Bureau, Tangshan, Hebei 063000, China)

Abstract: The fluid seepage in oil reservoir-type gas storage involves three phases of oil, gas, and water. The storage capacity not only includes the pore space for gas displacement of liquid, but involves dissolution and component mass transfer between oil and gas. To elucidate the relative permeability characteristics of multiphase displacement among oil, gas, and water and the composition of the gas storage space during cyclic injection and production, multiple cycles of gas-water, oil-water, and gas-oil multiphase displacement and relative permeability experiments were conducted, along with long-core physical simulation experiments under multi-cycle injection and production, based on the operational parameters of reservoir-type gas storage. The seepage patterns of two-phase mutual displacement, gas displacing fluid efficiencies, and fluid saturation changes during cyclic injection and production, and the changes in oil and gas phase states were analyzed. Furthermore, the variations in seepage capacity, oil displacement efficiency, and storage space during cyclic injection and production were investigated. The experimental result showed that: (1) during the processes of multi-cycle two-phase mutual displacement, the water phase reduced the seepage capacity of the gas phase and oil phase, which was unfavorable for the construction and expansion of gas storage facilities. The gas-oil mutual displacement process reduced the residual oil saturation and increased the volume of mobile fluid, which was conducive to the construction and expansion of gas storage facilities. (2) The physical simulation of long-core reservoir construction was performed using the approach of “gas displacement to ultimate recovery under formation pressure + cyclic injection and production within upper and lower pressure limits”. The model’s final oil displacement efficiency reached 65.11%, with 20% from water displacement, 37.51% from gas displacement, and 7.6% from cyclic injection and production. The continuous gas displacement stage was the primary recovery enhancement stage, while the cyclic injection-production stage served as the reservoir construction stage. (3) The pore volume displaced by gas in long-core experiments constituted the main part of the storage capacity, accounting for more than 70%, while the pore volume of

收稿日期:2024-11-28。

第一作者简介:张国辉(1982—),女,硕士,高级工程师,主要从事复杂断块油气藏储层相渗及敏感性特征评价、储气库建库驱动机理方面的研究。

地址:河北省唐山市路北区新华西道51号甲区,邮政编码:063004。E-mail: ghuizhang2007@163.com

基金项目:中国石油冀东油田分公司重大重点科研项目“不同类型油气藏库容空间评价与快速达容技术研究及应用”(KF2022B04)。

solution gas in residual oil and residual oil shrinkage accounted for less than 30%. The storage capacity and working gas volume tended to stabilize after the 14th injection-production cycle, primarily influenced by the gas saturation. Therefore, it is recommended that in the construction of reservoir-type gas storage, premature depletion-driven gas production should be avoided. Instead, a “recovery enhancement” strategy should be prioritized before “reservoir construction”. Reservoir pressure during gas-oil displacement should be maintained until the ultimate recovery efficiency is achieved, after which cyclic injection and production can be implemented to construct the reservoir. This can adequately increase oil and water recovery degree, thereby increasing the storage capacity and working gas volume.

Keywords: reservoir-type gas storage; multi-cycle two-phase mutual displacement; seepage characteristics; long-core physical simulation; storage capacity; working gas volume

中国地下储气库以气藏型为主,占比超80%,当前建库类型单一,难以满足国内天然气保供需求的持续增长。油藏型储气库作为新兴的储气库类型,通过气驱采油协同储气库建设,建库同时实现老油田稳产与提高采收率,是增加储气调峰能力和老油田绿色可持续发展的重要方向之一^[1-9]。流体互驱渗流规律和库容变化特征是储气库注采运行和达容达产的关键因素,孙军昌等^[10]通过多轮次气水互驱相对渗透率曲线得到气藏型储气库周期注采过程中,气水相渗曲线存在明显的滞后效应,并对储气库运行初期过渡带井产能有重要影响;刘涛等^[11]和孙春柳等^[12]利用不同维度实验对气藏型储气库注采运行物理仿真模拟实验,得到孔隙空间动用和扩容机理;石磊等^[13]利用核磁共振法研究了水侵气藏型储气库孔隙空间渗流和动用差异特点,得出多轮次气水交互驱替,气相渗流能力降低,气水两相区收窄;何学良等^[14]通过实验模拟得到水淹枯竭气藏型储气库多周期注采后气体相对渗透率增加,水相相对渗透率减小,气体指进严重,工作气量损失;刘伟等^[15]基于多周期注采相态实验、多轮次气水、气油两相互驱相渗实验及多周期注采一维物理模拟实验,分析了挥发性油藏储气库建库流体相态变化、渗流规律和库容特征;唐康等^[16]利用非稳态法开展了复杂油藏型储气库多周期相渗实验,建立了气水、气油相渗图版;司宝等^[17]进行定压和定时两种开发模式下储气库运行实验,给出这两种开发模式下的达容规律。油藏型储气库地下流体流动涉及油气水三相,渗流规律比气藏型储气库更复杂,多轮次互驱的流体渗流特征及可动流体饱和度的变化影响气体的渗流能力和储气空间^[18-23]。

鉴于油藏型储气库多周期注采渗流特征和实际注采工况下库容变化复杂性,以冀东油田某油藏型储气库为对象开展研究。该油藏目前综合含水率超过85%,原油采出程度为20%,原始地层压力为22.5 MPa,压力系数为1.0,饱和压力为20.7 MPa,油藏温度为87.5 °C,属正常温压系统。储气库设计运行上限压力为27 MPa,下限压力为10 MPa。地层原油溶解气油比为125.2 m³/m³,注入气为LNG气体(甲烷含量93%)。受构造控制,油藏呈顶部气、底部油的分布特征,为气顶油藏类型。选取该油藏岩心开展多轮次气油、气水、油水相渗实验,设计“地层压力

下气驱到极限采收率+上下限压力循环注采建库”的气驱提采协同建库的长岩心模型实验方案,并据此进行物理模拟。实验充分利用长岩心高差形成的次生气顶,发挥气顶气压与重力驱油协同作用,结合注气与排液操作,探索提高原油采收率及扩大建库库容的方法,旨在为同类型储气库建库提采技术方案提供参考。

1 实验研究

1.1 气油相态及混相特征

1.1.1 周期注采地层油相态特征

在储气库周期注采过程中,注入气和原油多次接触,经过多周期的组分传质和抽提作用,最后达到两相平衡状态。注入气对原油的抽提作用以及原油的相态变化,会影响注气上限压力库容空间的大小和组成。基于已有周期相平衡实验成果,对储气库周期注采过程中的气油相态变化展开分析。

原油经过10个轮次注干气采气后,气油比降低,体积系数减小,原油体积收缩。从图1和图2可以看出,注入气—原油周期注采前5个轮次注入气对原油抽提作用强,主要抽提原油中轻质组分,致使气油比降低,体积系数减小,原油体积收缩。6个轮次后趋于稳定,说明注入气和原油的组分传质变弱,达到相平衡状态。

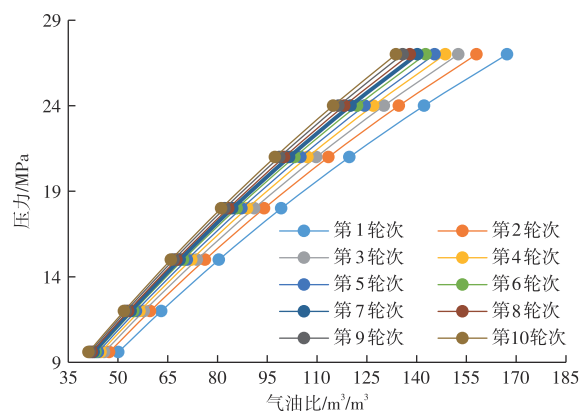


图1 原油溶解气油比随注采轮次变化曲线

Fig. 1 Variation curves of solution gas-oil ratio of crude oil with injection-production cycles

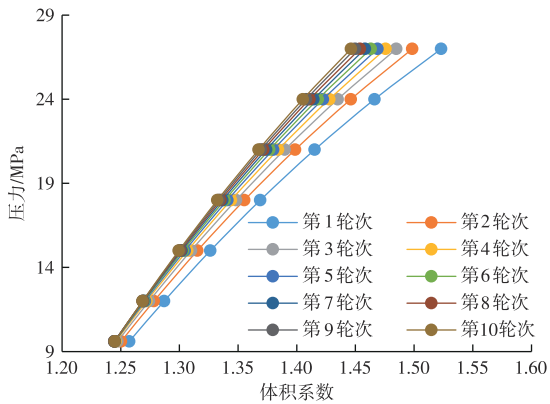


图2 原油体积系数随注采轮次变化曲线

Fig. 2 Variation curves of volume factor of crude oil with injection-production cycles

1.1.2 注入气与原油的混相特征

根据已有LNG注入气与原油的细管实验结果,分析原油的混相特征。由图3可知,注入气与原油的最小混相压力为43.4 MPa,这意味着在储气库所设定的上下限压力范围内无法达成混相条件。细管实验结果也揭示了在气驱油达到混相状态之前,压力越高,气驱油效率就越高。因此,在油藏气驱提采过程中保持较高压力,有利于提高驱油效率。

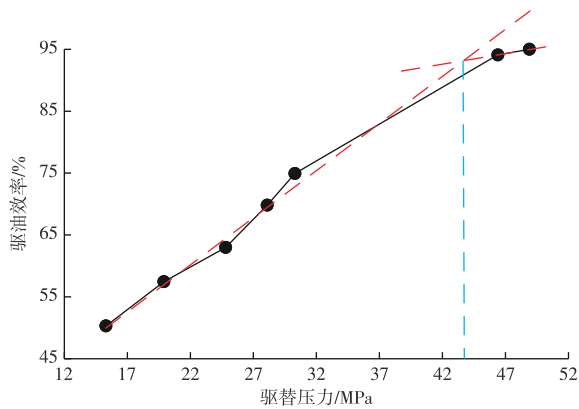


图3 驱油效率与压力的关系曲线

Fig. 3 Relationship curve between oil displacement efficiency and pressure

1.2 多轮次相渗实验

1.2.1 实验岩心及实验流体

采用冀东油田某油藏型储气库的天然柱状岩心开展

实验,表1列出了实验岩心的基本数据。实验所用油品为研究区块地层油和采出气配制的活油,水为模拟地层水,气选用储气库实际注入的气体(即甲烷含量为93%的混合气)。实验过程中,模拟了地层的真实温度和压力条件。

1.2.2 实验步骤

多轮次相渗实验具体操作步骤如下:

- 1) 对实验所用岩心进行洗油、烘干处理,并测量其孔隙度和渗透率。
- 2) 对岩心实施抽空处理,确保其充分饱和地层水,并测量此时岩心的孔隙体积。
- 3) 将处理好的岩心装入夹持器,接着给整个实验系统加热至87.5 °C,同时加压至地层压力22.5 MPa。
- 4) 待系统压力和温度稳定后,采用非稳态法开展气水、油水、气油相渗实验。
- 5) 调换岩心在夹持器中的方向,再次重复上述相渗实验流程,完成5个轮次后,结束实验。

1.2.3 实验结果

气水、油水和气油互驱相渗实验端点值变化如图4、图5所示。两相流体相对渗透率端点值的变化(图4),随着互驱轮次的推进,气、水、油相的相对渗透率下降明显。多轮次互驱使残余在孔隙内分散的气泡、液滴增多,进而导致流动阻力增大,相对渗透率降低。图5呈现的是流体饱和度变化曲线,在经历5轮次气水、油水两相互驱后,残余气、束缚水、残余油饱和度均有所增加,气水、油

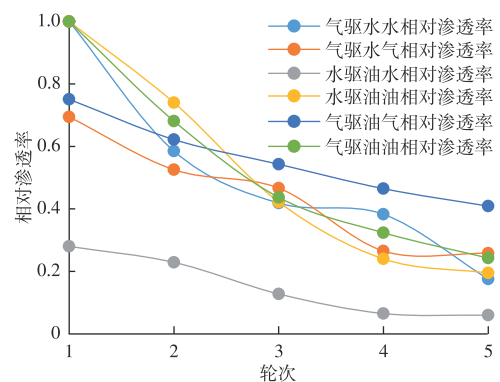


图4 两相互驱端点相对渗透率曲线

Fig. 4 Relative permeability curves at endpoints of two-phase mutual displacement

表1 多轮次相渗岩心基本数据

Table 1 Basic data of cores under multiple cycles of relative permeability

岩心号	直径/cm	长度/cm	孔隙度/%	气体渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	实验温度/°C	实验内容
7	2.5	5.37	29.82	891.64	87.5	气水相渗
10	2.5	5.40	29.22	583.73	87.5	气油相渗
2	2.5	4.58	29.48	763.13	87.5	油水相渗

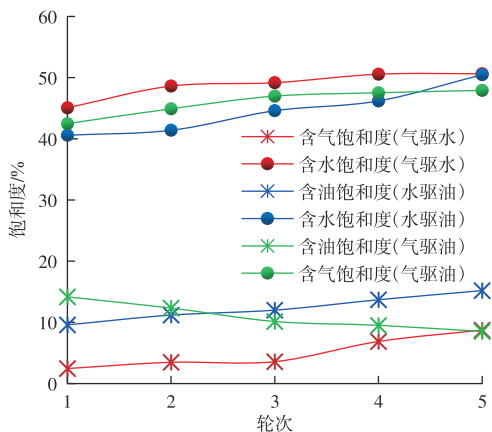


图5 两相互驱端点流体饱和度变化

Fig. 5 Variation of fluid saturation at endpoints of two-phase mutual displacement

水两相共渗区变窄,可动流体空间缩减,有效库容减少;而在完成5轮次气油两相互驱后,残余气饱和度增加,残余油饱和度降低,驱油效率得以提升,可动流体空间增大,有效库容相应增加。

基于多轮次两相渗流特征分析可知,水的存在会增大气、油两相渗流阻力,致使气、油的渗透率降低,可动流体空间缩减,最终使得有效库容量减小。因此,在油藏型储气库建库过程中,应选择在含水饱和度较低时转气驱建库,这样更有利于增加库容量、提升建库效果。

1.3 长岩心物理模拟实验

1.3.1 实验岩心及流体

选取目标油藏同一层位且深度相近的10~15块短岩心,通过串联拼接的方式,制成长度约为1.2 m的长岩心。长岩心的基础数据详见表2。实验所使用的油、水、气与周期相渗实验保持一致。

1.3.2 实验方案设计及步骤

基于多周期相渗实验结果可知,水相对气驱提采和储气库建库扩容具有不利影响。当前,该油藏水驱采出程度为20%,综合含水率已高达85%,在此情况下转气驱提采协同建库可取得最佳效果。细管实验结果表明,高压环境有助于提高驱油效率,文献[24]也对此给出了相同论证。因此,在开展上下限压力之间的循环注采作业前,应先维持地层压力进行气驱采油,以充分挖掘地层内的剩余油,实现提采与建库的双重目标。据此设计的实

验方案为:油藏形成后进行水驱采油,直至原油采出程度达到20%;随后在保持地层压力的条件下进行气驱采油,直至不再出油;最后进行上下限压力循环注采以完成建库。此外,结合研究区块油藏的构造特征,将长岩心模型倾角设定为 15° 。

实验步骤如下:

1) 实验准备:短岩心串联拼接成长岩心装入岩心夹持器,恒温箱加热至地层温度 87.5°C 。

2) 成藏模拟:地层活油以 0.1 mL/min 流速由高部位入口端注入岩心驱水,直到不再出水,模拟成藏过程。

3) 水驱采油:地层水由低部位以 0.1 mL/min 恒速注入驱油至原油20%采出程度后停止,模拟油藏水驱开发过程。

4) 气驱采油:注入气以 0.1 mL/min 速度由高部位入口端恒速注入岩心驱油,直到出口端不出油。

5) 循环注采建库模拟:①入口注气至上限压力:高部位入口端注气至储气库上限压力 27 MPa ;②两端采气排液至下限压力:打开岩心夹持器两端阀门,采气排液至下限压力 10 MPa ;③重复步骤①②几个轮次,直到单个轮次采气量不再变化,累积排液量不再变化,完成循环注采建库模拟过程。

1.3.3 实验结果

图6展示了长岩心气驱建库物理模拟的累积驱油效率情况。实验结果表明:在水驱油和气驱油初期,驱油效率呈现出快速上升的趋势。当注入量为 0.7 HCPV (注入流体体积占孔隙体积的倍数)时,气体发生突破,气油比迅速增大,此后驱油效率逐渐趋于平稳。最终,气驱油效率达到 57.51% ,相较于水驱,提高了 37.51% 。随后,在上下限压力之间进行了15个轮次的循环注采操作,这一过程中又有一部分原油被驱出,循环注采阶段的驱油效率为 7.60% 。综合3个阶段,累积驱油效率达到 65.11% 。驱油效率的主要增长阶段集中在恒速气驱阶段。这是因为在该阶段,岩心内剩余油量较多,且地层倾角的存在使得高部位注气端易形成次生气顶。气体分子扩散性强,在气顶气压与重力的共同作用下,可进入岩心中更为细小的孔隙,从而扩大波及范围,提高原油采出程度。当气驱到极限采收率后,循环注采建库阶段仍可使原油采出程度提高近8个百分点。在循环注采阶段,由于上下限压力间存在较大压差变化,因此,压差驱动成为该阶段主要的驱动机理。

表2 长岩心实验基础数据

Table 2 Basic data of long-core experiments

长度/m	直径/cm	孔隙度/%	气测渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	束缚水饱和度/%	实验温度/ $^\circ\text{C}$	实验压力/MPa
1.2	2.5	19.6	166.7	35.14	87.5	10.0~27.0

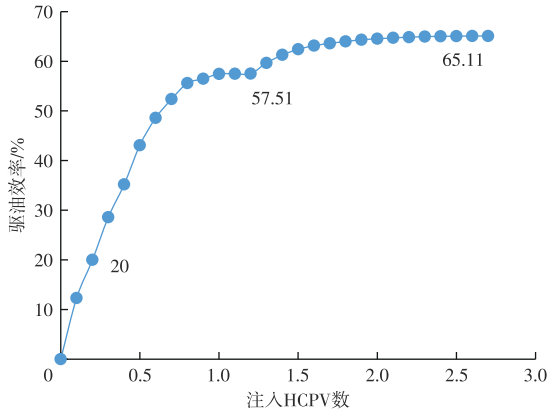


图6 长岩心气驱建库模拟累积驱油效率

Fig. 6 Cumulative oil displacement efficiency in long-core gas-displacement reservoir construction simulation

图7呈现了各流体饱和度随实验进程的变化曲线。在气驱阶段,孔隙内大量的油和水被气体置换出来,岩心的含油和含水饱和度迅速降低,而含气饱和度则快速上升。气窜现象发生,此时岩心中的油和水无法再被有效动用,油、气、水饱和度逐渐趋于稳定。气驱结束时,含气饱和度达到32.08%,含油饱和度为27.56%,含水饱和度为40.36%。进入循环注采阶段后,在压差驱动的作用下,岩心中又有少量的油水被驱出。因此,油、水饱和度再次缓慢下降,而含气饱和度持续上升。经过15个轮次的循环注采,达到极限状态,各饱和度不再发生变化。最终,含气饱和度为42.45%,相较于气驱阶段提高了约10%,含水饱和度降至34.92%,含油饱和度降至22.63%。

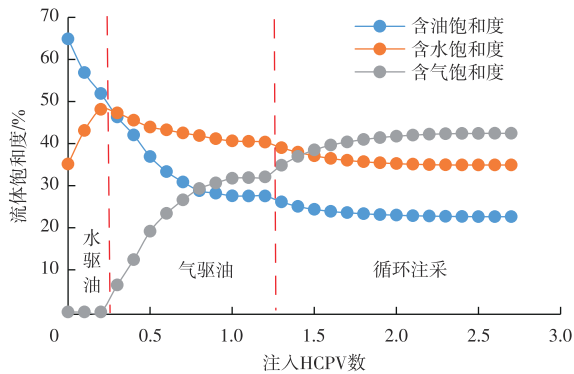


图7 长岩心气驱建库模拟饱和度变化

Fig. 7 Saturation variation in long-core gas-displacement reservoir construction simulation

2 气驱建库库容变化特征

2.1 库容计算模型推导

2.1.1 连续气驱阶段

连续气驱阶段完成后,长岩心内含气饱和度达到

32.08%,已形成一定规模的储气库容。此时,库容量主要由两部分组成,气驱液孔隙体积 Q_1 和残余油溶解气量 Q_2 ,因此,该阶段库容量可以表示为:

$$Q = Q_1 + Q_2 \quad (1)$$

$$Q_1 = V_{\varphi} S_g / B_g \quad (2)$$

$$Q_2 = V_{\varphi} S_o (1 - E_R) R_{si} \quad (3)$$

式中, Q 为库容量,单位mL; Q_1 为气驱液孔隙体积形成的库容量,单位mL; Q_2 残余油溶解气量形成的库容量,单位mL; V_{φ} 为长岩心孔隙体积,单位mL; S_g 为长岩心含气饱和度,%; B_g 为注入气地层压力下的体积系数,单位 m^3/m^3 ; S_o 为长岩心原始含油饱和度,%; E_R 为长岩心各阶段驱油效率,%; R_{si} 为原油相应压力下溶解气油比,单位 m^3/m^3 。

由天然气压缩状态方程可以得到

$$B_g = Z \frac{273 + t}{293} \frac{p_{sc}}{p} \quad (4)$$

将(2)(3)(4)代入(1)得:

$$Q = V_{\varphi} S_g \frac{293}{Z (273 + t)} \frac{p}{p_{sc}} + V_{\varphi} S_o (1 - E_R) R_{si} \quad (5)$$

式中: Z 为天然气压缩因子; t 为地层温度,单位 $^{\circ}C$; p_{sc} 为天然气标准状况下压力,单位MPa; p 为地层压力,单位MPa。

2.1.2 循环注采阶段

循环注采阶段作为建库储气采气的核心阶段,完整模拟了储气库从建库到实际运行的全过程。在此阶段,储气库的稳定库容量逐步形成,标志着油藏开发从以提采为主向以储气功能为主的平稳过渡。此时库容量主要由三部分组成:气驱液孔隙体积 Q_1 、残余油溶解气量 Q_2 和残余油收缩孔隙体积 Q_3 。因此,该阶段库容量可以表示为:

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 \quad (6)$$

$$Q_3 = V_{\varphi} S_o (1 - E_R) (1 - B_{o1}/B_{o2}) / B_{g1} \quad (7)$$

$$B_{g1} = Z_1 \frac{273 + t}{293} \frac{p_1}{p_1} \quad (8)$$

将 Q_1 、 Q_2 、 Q_3 代入(6)式中得:

$$Q = V_{\varphi} S_g \frac{293}{Z (273 + t)} \frac{p_1}{p_{sc}} + V_{\varphi} S_o (1 - E_R) R_{si} + V_{\varphi} S_o (1 - E_R) (1 - B_{o1}/B_{o2}) \frac{293 p_1}{Z_1 (273 + t) p_{sc}} \quad (9)$$

式中: Q_3 为残余油收缩孔隙体积形成的库容量,单位mL; B_{o1} 为循环注采注气阶段注气前压力下原油的体积系数,单位 m^3/m^3 ; B_{o2} 为循环注采注气阶段上限压力下原油的体积系数,单位 m^3/m^3 ; B_{g1} 为循环注采注气阶段上限压力

下注入气的体积系数,单位 m^3/m^3 ; Z_1 为循环注采注气阶段上限压力下天然气压缩因子; p_1 为循环注采注气阶段注气上限压力,单位 MPa。

由式(9)可知,影响气驱液孔隙体积 Q_1 的变量参数为含气饱和度 S_g ,随着每个周期含气饱和度的增加而增大,是储气库库容的主要组成部分。残余油溶解气量 Q_2 则受残余油量和残余油溶解气油比 R_{si} 控制,长岩心和相平衡实验结论显示,随着注采周期的进行,残余油量和 R_{si} 都是逐渐减小的,所以 Q_2 也是逐渐变小的。由相平衡实验可知,残余油收缩孔隙体积 Q_3 是由于注入气对原油的抽提作用导致的原油体积收缩而产生的,这部分体积随着残余油量的减少而变小,随着残余油体积系数的减小而增大,整个循环注采周期的变化趋势是这两部分综合作用的结果。

循环注采阶段采气结束后,气库压力下降到下限压力,有一部分气体滞留在长岩心内,这就是储气库垫气量,垫气量用以保证储气库采气末期的下限压力和调峰时的应急供气等^[25],垫气量属于储气库损耗气,是必不可少的一部分。垫气量主要由两部分组成,下限压力下气驱液孔隙体积 Q_{d1} 和下限压力下残余油溶解气量 Q_{d2} 。

$$Q_d = Q_{d1} + Q_{d2} \quad (10)$$

$$Q = V_\varphi S_g \frac{293}{Z(273+t)} \frac{p_2}{p_{sc}} + V_\varphi S_o (1 - E_R) R_{si} \quad (11)$$

那么工作气量为:

$$Q_g = Q - Q_d \quad (12)$$

式中: Q_d 为垫气量,单位 mL; Q_{d1} 为气驱液孔隙体积形成的垫气量,单位 mL; Q_{d2} 为残余油溶解气量形成的垫气量,单位 mL; Q_g 为工作气量,单位 mL; p_2 为循环注采注气阶段注气下限压力,单位 MPa。

2.2 库容变化特征分析

由式(5)、(9)、(10)、(12)计算长岩心模型的库容量、垫气量和工作气量,结果见图8—图10。

长岩心模型气驱采油阶段是气驱提采的主要阶段,也是形成储气库容的主要阶段,这一阶段结束后大概形成最终库容量的72%,循环注采阶段形成最终库容量的28%。如图8所示,循环注采阶段气驱液孔隙体积 Q_1 随着注采轮次的进行逐渐增大,残余油溶解气量 Q_2 逐渐降低,第14轮次含气饱和度达到最大时趋于稳定。残余油收缩孔隙体积 Q_3 只有第2个轮次比第1个轮次增加,之后缓慢降低,主要因为第2轮次注气后原油的体积系数变化幅度最大(图2),原油体积收缩占主导作用,所以 Q_3 表现为增加。之后体积系数变化较小,残余油量减少占主导作用,所以 Q_3 表现为缓慢降低。在 Q_1 、 Q_2 和 Q_3 的共

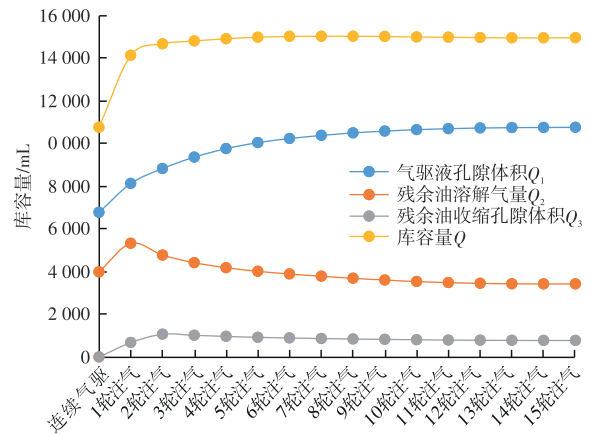


图8 长岩心模型库容量变化

Fig. 8 Variation in storage capacity in long-core model

同作用下,总库容量 Q 先增加,在第7轮次注气后达到最大值,之后由于 Q_2 和 Q_3 的减小出现降低趋势,但降幅比较小,在4%以内,最后随着含气饱和度、残余油量及残余油相态逐渐平稳,稳定在14.9 L左右。

从图9所呈现的数据可以清晰看出,在循环注采建库储气采气的过程中,库容量各组成部分的占比呈现出明显的动态变化特征。其中,气驱液孔隙体积 Q_1 的占比随着注采轮次的推进逐渐增加,而残余油溶解气量 Q_2 和残余油收缩孔隙体积 Q_3 的占比则逐渐减少。经过15个轮次的循环注采后,各部分占比趋于稳定,分别为72%、23%和5%。这一结果充分表明,气驱液孔隙体积 Q_1 是库容量的主要构成部分,其占比超过70%,在储气库容量形成过程中发挥着主导作用。

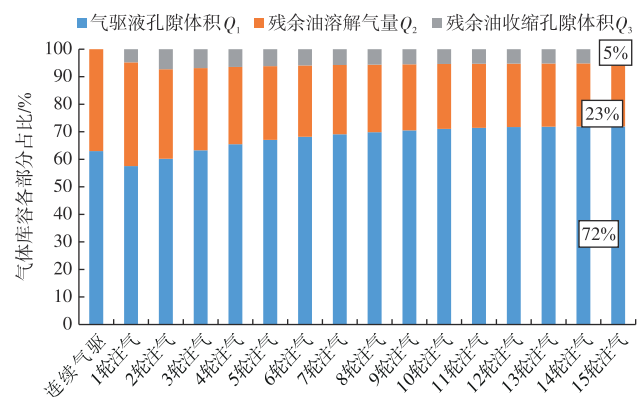


图9 长岩心模型气体库容占比

Fig. 9 Proportion of gas storage capacity in long-core model

图10则展示了工作气量占库容量百分比的变化情况。随着注采轮次的持续进行,工作气量整体呈现出逐渐增加的趋势。在第5轮次采气后,工作气量达到最大值,此后由于垫气量的增加,工作气量出现少量减少,最终稳定在9.9 L左右。从占比变化来看,自第2轮次起,工作气量占比逐渐降低,经过12个轮次后趋于稳定,由

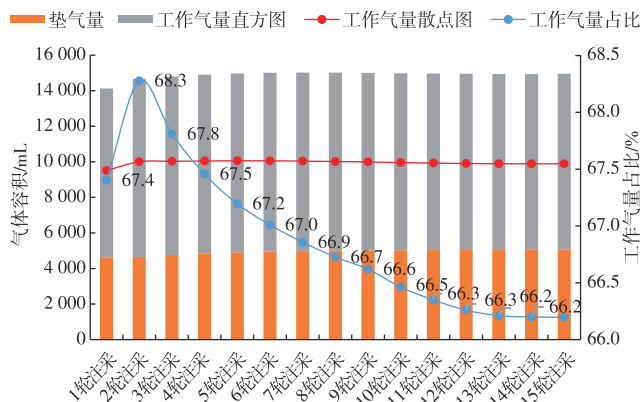


图10 长岩心模型工作气量占比变化

Fig. 10 Variation in working gas volume proportion in long-core model

最初的68.3%降低至66.2%，降幅为2.1%。总体而言，工作气量占比的变化幅度相对较小，说明储气库在循环注采过程中运行较为稳定，工作气量与库容量之间的关系保持相对恒定。这些数据和结果对于深入理解储气库在循环注采阶段的运行机制和容量变化规律具有重要意义，能够为储气库的优化设计和高效运行提供有力的数据支持和理论依据。

气驱液孔隙体积 Q_1 是总库容量的主要组成部分，影响 Q_1 的关键因素为储气库的上限压力 p_1 和含气饱和度 S_g ，上限压力 p_1 越高，含气饱和度 S_g 越大， Q_1 就越大，库容量和工作气量也越大。因此，在储气库建库运行过程中，应优先“提采”再“建库”，推荐保持地层压力气驱油，达到极限采收率后再进行循环注采建库，可以充分提高油水采出程度，扩大气体波及体积，提高含气饱和度，有利于提高库容量和工作气量；还可以在保证储气库安全的前提下，适当增加储气库上限压力，降低下限压力，扩大压力运行区间，来增加库容量和工作气量。

3 结论

1) 多轮次两相互驱，水相增加气油两相渗流阻力，使气、油的渗透率降低，有效库容量降低，气油两相互驱能够增加驱油效率，增加建库空间，所以油藏型储气库建库过程中，含水饱和度越低转气驱建库，越有利于库容量的增加，建库效果越好。

2) 针对目标油藏开发现状，提出“气驱到不出油+上下限压力循环注采”的长岩心模型建库模式，模型最终驱油效率为65.11%，其中水驱采油20%，气驱采油37.51%，循环注采7.6%，连续气驱阶段是长岩心模型的主要提采阶段，循环注采阶段是建库形成阶段，最终的含气饱和度为42.45%。

3) 长岩心气驱液置换的孔隙体积是库容量的主要

组成部分，占比超过70%。库容量在第7轮次注气后达到最大，工作气量在第5轮次采气后达到最大，第14轮次注采气后，库容量稳定在14.9 L，工作气量9.9 L，工作气量占比66.2%。

4) 油藏型储气库库容量和垫气量主要受含气饱和度和储气库运行上下限压力范围影响。建库时，应优先“提采”再“建库”，推荐保持地层压力气驱油，达到极限采收率后再进行循环注采建库，可以充分提高油水采出程度，有利于提高库容量和工作气量。

参考文献

- [1] PERREAUX M, BONTEMPS C, EGERMANN P. Reitbrook case study: Enhancing oil recovery through the underground gas storage activity[C]//Paper SPE-174647-MS presented at the SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, August, 2015.
- [2] COFFIN P, LEBAS G. Converting the Pécorade oil field into an underground gas storage[J]. SPE Projects, Facilities & Construction, 2008, 3(1): 1-6.
- [3] MI L, GUO Y, LI Y, et al. Evaluation of the dynamic sealing performance of cap rocks of underground gas storage under multi-cycle alternating loads[J]. Energy Geoscience, 2024, 5(4): 100319.
- [4] 江同文, 王锦芳, 王正茂, 等. 地下储气库与天然气驱油协同建设实践与认识[J]. 天然气工业, 2021, 41(9): 66-74.
JIANG Tongwen, WANG Jinfang, WANG Zhengmao, et al. Practice and understanding of collaborative construction of underground gas storage and natural gas flooding[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(9): 66-74.
- [5] 糜利栋, 曾大乾, 刘华, 等. 天然气地下储气库智能化建设关键技术及其发展趋势[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 581-592.
MI Lidong, ZENG Daqian, LIU Hua, et al. Key technologies and development trends for intelligent construction of underground gas storage facilities[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 581-592.
- [6] 杨俊丰, 罗敏, 彭海军, 等. 注气提采与战略储气库协同建设经济评价: 以塔里木油田A油藏为例[J]. 天然气技术与经济, 2020, 14(6): 72-78.
YANG Junfeng, LUO Min, PENG Haijun, et al. Economic evaluation on collaborative constructing gas injection EOR and strategic gas storage: Examples from A oil reservoirs, Tarim oilfield: An example from A oil reservoirs in Tarim oilfield[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2020, 14(6): 72-78.
- [7] 丁国生, 魏欢. 中国地下储气库建设20年回顾与展望[J]. 油气储运, 2020, 39(1): 25-31.
DING Guosheng, WEI Huan. Review on 20 years' UGS construction in China and the prospect[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2020, 39(1): 25-31.
- [8] 糜利栋, 曾大乾, 李遵照, 等. 中国石化地下储气库智能化建设进展及展望[J]. 世界石油工业, 2023, 30(6): 88-95.
MI Lidong, ZENG Daqian, LI Zunzhao, et al. Progress and prospect of intelligent of Sinopec underground gas storage[J]. World Petroleum Industry, 2023, 30(6): 88-95.
- [9] 糜利栋, 曾大乾, 刘华, 等. 中国石化地下储气库一体化综合平台研发与应用[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(6): 781-788.

- MI Lidong, ZENG Daqian, LIU Hua, et al. Development and application of Sinopec integrated management platform for underground gas storage[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(6): 781-788.
- [10] 孙军昌, 胥洪成, 王皆明, 等. 气藏型地下储气库建库注采机理与评价关键技术[J]. *天然气工业*, 2018, 38(4): 138-144.
- SUN Junchang, XU Hongcheng, WANG Jieming, et al. Injection - production mechanisms and key evaluation technologies for underground gas storages rebuilt from gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(4): 138-144.
- [11] 刘涛, 李宜强, 丁国生, 等. 气藏型储气库空间动用规律及扩容机理仿真模拟[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(6): 1227-1233.
- LIU Tao, LI Yiqiang, DING Guosheng, et al. Simulation of pore space production law and capacity expansion mechanism of underground gas storage[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(6): 1227-1233.
- [12] 孙春柳, 侯吉瑞, 石磊, 等. 气藏型储气库注采运行物理模拟研究与应用[J]. *天然气工业*, 2016, 36(5): 58-61.
- SUN Chunliu, HOU Jirui, SHI Lei, et al. A physical simulation experimental system for injection-withdrawal operation of gas reservoir underground gas storage and its application[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(5): 58-61.
- [13] 石磊, 王皆明, 朱华银, 等. 水侵气藏型储气库气水微观渗流规律[J]. *天然气勘探与开发*, 2020, 43(1):58-62.
- SHI Lei, WANG Jieming, ZHU Huayin, et al. Microscopic percolation laws of gas and water in underground gas storages rebuilt from water-invasion gas reservoirs[J]. *Natural Gas Exploration And Development*, 2020, 43(1):58-62.
- [14] 何学良, 黄世军, 孙常伟, 等. 水淹枯竭气藏型储气库多周期注采气水相渗变化规律[J]. *油气储运*, 2015, 34(2): 150-153.
- HE Xueliang, HUANG Shijun, SUN Changwei, et al. Gas-water relative permeability variation in multi-cycle injection-production of underground gas storage in flooded depleted gas reservoir[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2015, 34(2): 150-153.
- [15] 刘伟, 王群一, 孙彦春, 等. 基于多轮次注采渗流实验分析的挥发性油藏储气库建库可行性评价[J]. *天然气工业*, 2022, 42(12): 65-71.
- LIU Wei, WANG Qunyi, SUN Yanchun, et al. Feasibility evaluation of underground gas storage construction from volatile oil reservoirs based on experimental analysis of flow in multicycle gas injection - production[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(12): 65-71.
- [16] 唐康, 廖新维, 闵忠顺, 等. 复杂类型储气库多周期注采相渗变化规律[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2023, 38(3): 81-87.
- TANG Kang, LIAO Xinwei, MIN Zhongshun, et al. Variation of relative permeability during multi-cycle injection-production of complex reservoir gas storage[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2023, 38(3): 81-87.
- [17] 司宝, 闫茜, 刘强, 等. 油藏型储气库与天然气驱油协同建设实验: 以葡北油田三间房组油藏为例[J]. *新疆石油地质*, 2023, 44(3): 321-326.
- SI Bao, YAN Qian, LIU Qiang, et al. Experiment on collaborative construction of reservoir-type underground gas storage and natural gas flooding: A case study of Sanjianfang formation reservoir in Pubei oilfield[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2023, 44(3): 321-326.
- [18] 张建国, 刘锦华, 何磊, 等. 水驱砂岩气藏型地下储气库长岩心注采实验研究[J]. *石油钻采工艺*, 2013, 35(6): 69-72.
- ZHANG Jianguo, LIU Jinhua, HE Lei, et al. Long core injection-production experiments study on water flooding sandstone gas reservoir type underground gas storage[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2013, 35(6): 69-72.
- [19] 丁国生, 王云, 完颜祺琪, 等. 不同类型复杂地下储气库建库难点与攻关方向[J]. *天然气工业*, 2023, 43(10): 14-23.
- DING Guosheng, WANG Yun, WANYAN Qiqi, et al. Construction difficulties and research directions of various complex UGSs[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(10): 14-23.
- [20] 曾大乾, 张广权, 杨小松, 等. 复杂油藏型地下储气库气藏工程关键参数设计方法[J]. *天然气工业*, 2023, 43(10): 24-33.
- ZENG Daqian, ZHANG Guangquan, YANG Xiaosong, et al. Design method of key parameters of gas reservoir engineering for complex reservoir type underground gas storages[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(10): 24-33.
- [21] 张中伟. 凝析气藏改建储气库渗流机理及应用研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2017.
- ZHANG Zhongwei. Research on percolation mechanism and application of conversion of a gas condensate reservoir into underground storage[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [22] 刘成均. 文96地下储气库注采渗流机理研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2014.
- LIU Chengjun. Study on injection-production seepage mechanism of Wen 96 underground gas storage[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.
- [23] 高涛. 底水火山岩储气库库容和工作气量主控影响因素定量评价[J]. *特种油气藏*, 2021, 28(3): 87-93.
- GAO Tao. Quantitative evaluation of main controlling factors of capacity and working gas volume of volcanic gas storage with bottom water[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2021, 28(3): 87-93.
- [24] 许振华, 龚宝强, 许振波, 等. 桥口油田天然气驱提高采收率室内实验研究[J]. *油田化学*, 2005, 22(3): 206-209.
- XU Zhenhua, GONG Baoqiang, XU Zhenbo, et al. A laboratory experimental study on natural gas injection for enhancing oil recovery in Qiaokou oil field[J]. *Oilfield Chemistry*, 2005, 22(3): 206-209.
- [25] 郭平, 杜玉洪, 杜建芬. 高含水油藏及含水构造改建储气库渗流机理研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012.
- GUO Ping, DU Yuhong, DU Jianfen. Study on seepage mechanism of gas storage rebuilt by high water-cut reservoir and water-bearing structure[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.

(编辑 徐佩)