

文章编号: 1000-8241(2013)12-1304-04

深层洞穴型油藏改建地下储气库的可行性

张静楠¹ 闫锋¹ 常宝华² 闫玉鹏³ 宋莉君³

1. 中国石油管道科技研究中心油气管道输送安全国家工程实验室, 河北廊坊 065000; 2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院渗流力学研究所, 河北廊坊 065000; 3. 中原石油勘探局钻井三公司, 河南濮阳 457000

摘要: 为了研究深层洞穴型油藏改建地下储气库的可行性, 以洞穴型油藏地质特征为基础, 通过 MATLAB 编程计算注入压力, 分析深层洞穴型油藏改建地下储气库的可行性, 推导建立库容预测数学模型, 并通过物理模拟实验验证库容预测数学模型的可靠性。研究表明: 洞穴型油藏改建为储气库具有一定的可行性, 但对地面注入压力条件要求较高, 地面注入压力上限为 45 MPa, 日注气量为 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时最优; 物理模拟实验可较好地模拟洞穴型油藏注气采油过程, 并可形成储气库; 实验库容大小与数学模型计算结果误差较小, 所建库容计算模型具有一定的可靠性。(图 7, 参 6)

关键词: 地下储气库; 深层洞穴型; 建库; 库容

中图分类号: TE822

文献标识码: A

doi: 10.6047/j.issn.1000-8241.2013.12.010

Feasibility of reconstructing deep cave reservoir into underground gas storage

Zhang Jingnan¹, Yan Feng¹, Chang Baohua², Yan Yupeng³, Song Lijun³

1. National Engineering Laboratory of Transportation Safety of Oil & Gas Pipeline, PetroChina Pipeline R & D Center, Langfang, Hebei, 065000; 2. Permeation Fluid Mechanics Institute, Research Institute of Petroleum Exploration and Development-Langfang, Langfang, Hebei; 3. No. 3 Drilling Company of Zhongyuan Petroleum Exploration Bureau, Puyang, Henan, 457000

Abstract: In order to study the feasibility of reconstructing deep cave reservoirs into underground gas storages, program in MATLAB programming was made to calculate injection pressure, derive and establish prediction mathematical model for storage capacity based on the geological characteristics of cave reservoirs, and physical simulation experiments were conducted to verify the reliability of mathematical model for storage capacity prediction. The results show that reconstructing deep cave reservoirs into underground gas storages is feasible to some extent, but the requirement in injection pressure is strict. The upper limit of injection pressure is 45 MPa and the best gas injection rate is $10 \times 10^4 \text{ m}^3$ per day. The physical simulation experiment can simulate the process of gas injection and oil production in cave reservoirs, which can form gas storage at the same time. There is little error between storage capacity in the experiment and the simulated result from mathematical model, suggesting that the storage capacity mathematical model has a certain degree of reliability. (7 Figures, 6 References)

Key words: underground gas storage, deep cave, database building, storage capacity

近年来, 由于天然气消费需求不断增长、天然气消费结构的改变、调峰以及天然气战略储备要求等诸多因素的共同作用, 我国对地下储气库的需求快速增长。我国地下储气库建设与发展面临着建库地质资源少, 地下储气库设计、建造技术与复杂建库地质条件不相适应等瓶颈问题^[1]。目前, 枯竭气藏改建地下储气库技术基本成熟, 现已在大庆油田萨尔图建成 1[#] 和 2[#] 储气库, 在华北地区建成大张沱、板 876 和板中北高点地下储气库^[2]。随着西气东输管道的建成投产, 现正着

手建设刘庄储气库等。枯竭油藏改建地下储气库技术正处于探索阶段, 相关技术亟待完善, 含水层油藏建库在我国尚无先例, 因此, 在油藏和含水层储气库领域进行实验和探索, 已成为我国储气库建库技术发展的必然趋势之一^[1,3]。

洞穴型油藏采用注气方法提高开发效果时, 一般洞穴系统上部会形成一定体积的次生气顶, 置换洞穴系统内的剩余油, 从而提高原油采收率。考虑该类油藏连通性较好, 洞穴内以活塞式驱替为主, 在注气增油

的同时可将其改建为地下储气库,既可以提高原油采收率,又可以缩短建库周期,节约建库成本。通过注气模拟实验,寻找注气采油开发规律,结合理论推导,建立该类油藏改建地下储气库库容的计算方法,以期为储气库建设及研究方向提供指导。

1 洞穴型油藏地质特征

洞穴型油藏在塔里木盆地分布较为广泛,埋深一般超过 5 000 m,储层基质孔渗极低,基本不具备储渗能力,封闭性好;地下洞穴是主要储集空间,连通性好,且普遍存在一定程度的底水^[4]。该类油藏以大型洞穴系统为主要储集体,洞穴内部流动阻力相对较小,系统内具有统一的油水界面及压力系统^[5]。该类油藏钻井资料经常显示其具有钻具放空、泥浆漏失等特点,塔河油田资料显示,部分油井钻具放空可达数十米;地震资料显示其具有明显的“串珠”特征,部分洞穴系统的累

积自喷产量可达数十万吨,可见部分地下洞穴系统规模较大。若此类油藏可改建为地下储气库,将获得规模较大的储气空间。

塔河油田和塔里木油田部分区块以该类型油藏为主,每个洞穴系统分布一口井或几口井,以自喷生产方式为主,目前多采用单井注水吞吐或井组注水措施提高原油采收率。注水后,采收率仍较低,部分油井开展了注气矿场试验,取得了较好的开发效果^[5]。

2 洞穴型油藏改建地下储气库基本原理

当洞穴型油藏采取注气采油措施时,在洞穴顶部会形成次生气顶,置换溢出点位置以上的原油。当油气界面下降至溢出点时,油井开始产气,油气同产,继续注气开发,直至生产井完全产气时,即可作为储气库运行(图 1,红色表示原油,蓝色表示地层水,黄色表示天然气)。

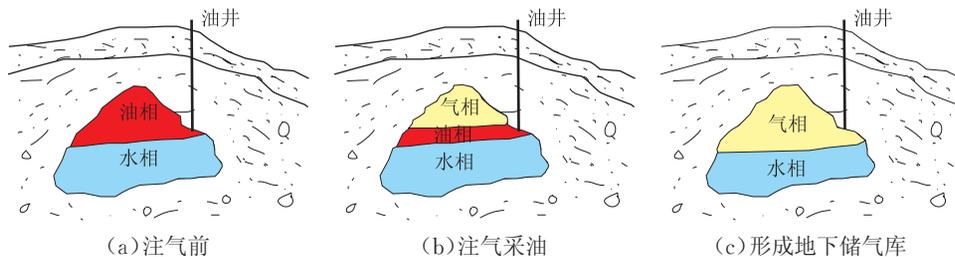


图 1 洞穴型油藏改建储气库原理示意图

通过对洞穴型油藏注气采油开发过程进行研究,分析该类油藏改建储气库的可行性。首先,对储备能力、经济效益及井口注入压力等关键技术进行分析,主要考虑井筒多相条件下压力损失,计算不同注气速度时井口所需注入压力;其次,通过理论分析,推导库容计算模型;第三,通过物理模拟方法,了解洞穴型油藏注气采油过程及开发特征,认识建库过程;最后,将实验数据与理论计算结果对比,分析验证模型的可靠性。

3 改建地下储气库可行性分析

3.1 储备能力、经济效益及关键技术

根据国外从储备能力和经济效益考虑的建库经验,枯竭油气田储气库适宜深度约 1 500 m^[6],但洞穴型油藏埋深一般超过 5 000 m,因此,注入压力成为其能否改建储气库的重要制约因素之一。以井筒多相管流 Beggs-Brill 方法为基础,通过 MATLAB 编程计算

井筒内压力损失,根据物质平衡方程,计算注入压力的变化情况,分析井口注入压力条件。设定计算参数为:洞穴系统体积 $50 \times 10^4 \text{ m}^3$,井深 5 200 m,上限压力 59 MPa,下限压力 52 MPa。计算结果表明:日注气量不同时,井口所需注入压力不同,日注气量越小,所需注入压力越小,使洞穴系统达到上限压力所需时间越长;日注气量为 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时,最大注入压力与时间曲线出现“拐点”(斜率最大),表明该条件下所需注入压力与时间条件最优(图 2)。

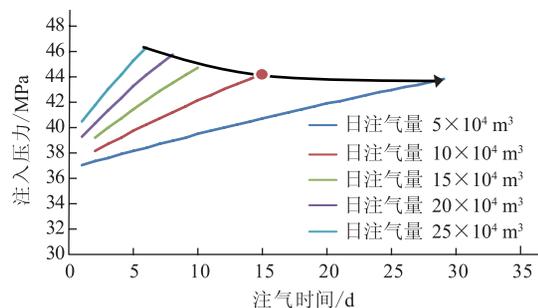


图 2 储气库井口注入压力与注气时间的关系曲线

利用枯竭油藏或油藏气顶建造储气库,具有密闭性好、储气安全可靠、所需垫底气极少、注入气利用率高等优点。但该方法也存在一定缺陷,即需将部分油井改造成天然气注采井,原油集输系统也要改为气体集输系统,建造周期长,需试注、试采运行,检验、考核费用较高等^[6]。由于洞穴型油藏目前采用注气方法提高采收率,现场施工工艺已经进行了改造,大大缩短了建库周期,节约了建库成本,但后期储气库的运行成本高于普通储气库。

在注气技术方面,牙哈凝析气藏采用国外压缩机组进行注气开发,最大单井日注气量可达 $60 \times 10^4 \text{ m}^3$,井口注入压力可达 52 MPa,现有技术完全可以进行深层洞穴系统的建库。

此外,从库址角度考虑,我国天然气的主要流向是由北向南、由西向东,天然气主要消费区集中在东北、环渤海和长江三角洲地区,故具备建设地下储气库的气藏资源基本已经纳入储气库建设规划,但仍无法满足这些地区未来的调峰需要^[1]。因此,调峰与战略储备的双重要求表明,在拥有较多枯竭油气藏资源的西部地区,建设地下储气库不失为更好的选择。

3.2 库容预测模型

针对洞穴型油藏,分析前期注气采油过程,以弹性理论为基础,结合物质平衡方程,在不考虑岩石压缩能力的条件下,推导库容预测模型,其计算式为:

$$Q_o^1 B_o = (V_o^1 C_o + V_w^1 C_w) d p_1^1 \quad (1)$$

式中: Q_o 为油相周期产量, m^3 ; B_o 为油相体积系数; V_o 、 V_w 分别为洞穴系统内油相、水相体积, m^3 ; C_o 、 C_w 分别为油相、水相压缩系数, MPa^{-1} ; p_1 为周期采油时压力, MPa; 上标 1、2、3 表示注气周期。

油井见水后,进行注气开采,抑制油井含水上升,补充洞穴系统的能量,当油井注入体积 ΔV_g 气体后,压力变化 $d p_2^2$,洞穴系统内压力恢复至相对平衡状态。系统内油气水体积弹性膨胀变化量一定,储层条件下注入气体的体积与洞穴系统内注气前后油水的变化量相同,则有:

$$V_o^3 = (V_o^1 - Q_o^1 B_o) (1 + C_o d p_1^1) (1 + C_o d p_2^1) \quad (2)$$

$$V_w^3 = [V_w^1 (1 + C_w d p_1^1)] (1 + C_w d p_2^1) \quad (3)$$

式中: p_2 为周期注油时的压力, MPa;

注气后进行自喷开采,只考虑溶洞内流体弹性能量变化,本轮次累积产油 Q_o^2 ,压力变化 $d p_1^2$,则有:

$$Q_o^2 B_o = (V_o^3 C_o + V_w^3 C_w + V_g B_g C_g) d p_1^2 \quad (4)$$

式中: V_g 为洞穴系统内气相体积, m^3 ; B_g 为气体体积系数; C_g 为气体压缩系数, MPa^{-1} 。

将式(4)中右侧压力变化项移至左侧,可以得到累产液与压降之比,即弹性产率(单位压降下的累积产液能力),则式(4)变换为:

$$\frac{Q_o^3 B_g}{d p_1^3} = V_o^3 C_o + V_w^3 C_w + V_g B_g C_g \quad (5)$$

设气体体积系数为常数,则式(5)符合下式模式:

$$y = a x + b \quad (6)$$

其中: $a = V_g B_g$, $b = V_o^3 C_o + V_w^3 C_w$, $x = C_g$ 。

弹性产率与气体压缩系数呈线性关系,截距 b 与油水体积及油水压缩系数有关,斜率 a 与溶洞内气顶体积有关,由此拟合曲线可求得库容,代入累积注气量,可计算得到损失气量。

3.3 物理模拟实验与结果

通过金属空腔容器模拟地下深层洞穴,通过岩心模拟油井裸眼段与洞穴间的裂缝系统,设空腔内原油体积一定(100 mL),分别连接 1 倍及 5 倍的水体,故洞穴总体积分别为 200 mL 和 600 mL,两个模型分别进行三轮次注气吞吐实验,上限压力 20 MPa,下限压力 11 MPa,溢出点位置为空腔模型中部。

实验结果表明:周期压力随着注气轮次的增加而递减变缓,周期采出程度逐渐增大(图 3)。每轮次注气后生产时累产液与压降关系曲线呈明显上升趋势,且随注气轮次增加,曲线上升幅度增大,表明洞穴内弹性能量逐渐增强(图 4)。

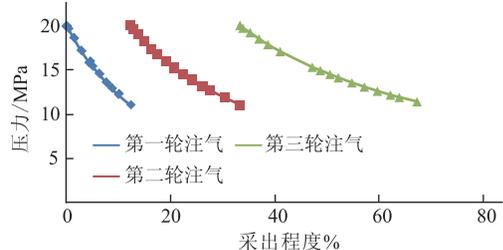


图 3 洞穴型油藏注气采油压力与采出程度关系曲线(5倍水体)

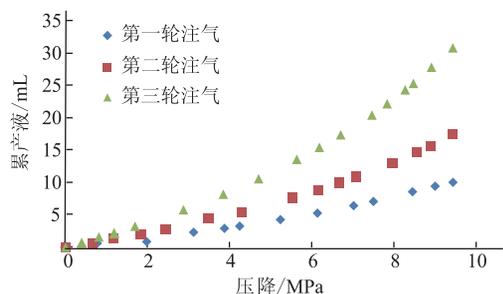


图 4 洞穴型油藏注气累产液与压降关系曲线(1倍水体)

根据采出量与注气量关系曲线(图5), 1倍底水注气后期置换效率大于5倍底水注气后期置换效率, 表明随注气轮次的增加, 注气置换能力逐渐增强, 且底水规模越小, 置换能力变化率越大。

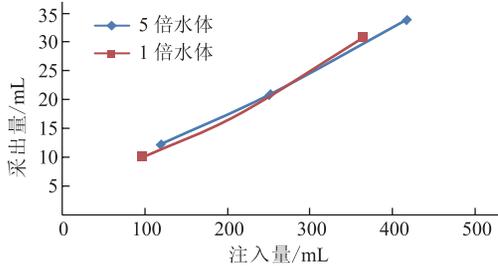


图5 洞穴型油藏采出量与注入量关系曲线

3.4 模型验证

根据PVT资料可得压力与气体压缩系数曲线, 由累产液与压降关系曲线数据进一步可得弹性产率与气体压缩系数关系曲线(图6), 拟合分析后可知两者关系为线性曲线, 符合上述理论分析。三轮次注气后气顶地下体积为6.065 mL、18.628 mL和33.931 mL, 实际注入体积为96.66 mL、212.65 mL和363.44 mL, 折算至20 MPa下体积为5.8 mL、12.1 mL和18.8 mL, 可知累积注入体积为5.8 mL、17.9 mL和34.8 mL。由于实验过程无气窜发生, 注入气全部用于生成次生气顶, 计算误差相对较小(2.5%~4.6%), 证明该计算模型具有一定准确性, 可用于计算洞穴型油藏改建地下储气库各阶段的库容量。

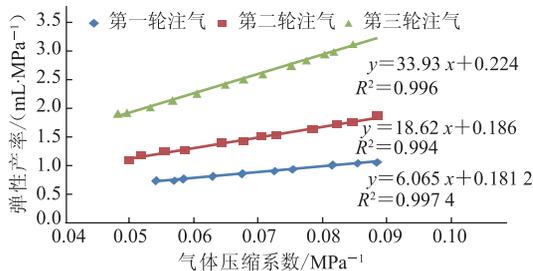


图6 弹性产率与气体压缩系数关系曲线

应用上述模型时, 通过多阶段注气采油, 洞穴上部气顶体积逐渐增大, 当油气界面达到溢出点时, 生产井见气, 此时达到库容上限(图7)。

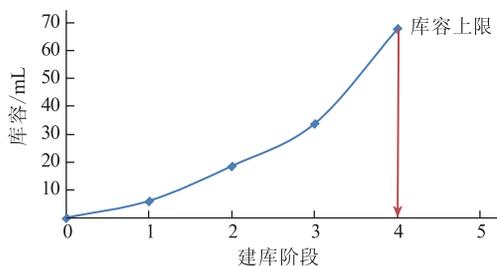


图7 建库各阶段库容变化曲线

4 结论与建议

(1) 洞穴型油藏在注气开发的同时可以改建为储气库, 注气吞吐过程即为建库过程, 洞穴型油藏改建为储气库具有一定可行性。

(2) 洞穴型油藏改建为储气库对地面注入压力条件要求较高, 日注气量越小, 所需注入压力越小, 使洞穴达到上限压力所需时间越长, 且地面注入压力上限为45 MPa, 日注气量 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时最优。

(3) 建立了库容计算模型, 结物理模拟实验结果进行计算分析, 误差为2.5%~4.6%, 所建库容计算模型具有一定可靠性。

(4) 地下深层洞穴型油藏流体物性差异大, 且多为封闭未饱和油藏, 选择建库对象时, 应充分分析注入气与原油物性, 选择地饱压差较小油藏, 有利于提高建库效率。

参考文献:

- [1] 丁国生. 中国地下储气库的需求与挑战[J]. 天然气工业, 2011, 31(12):90-93.
- [2] 李国兴. 地下储气库的建设与发展趋势[J]. 油气储运, 2006, 25(8):4-6.
- [3] 丁国生, 谢萍. 中国地下储气库现状与发展展望[J]. 天然气工业, 2006, 26(6): 111-113.
- [4] 张希明, 杨坚, 杨秋来, 等. 塔河缝洞型碳酸盐岩油藏描述及储量评估技术[J]. 石油学报, 2004, 25(1): 13-19.
- [5] 常宝华, 熊伟, 高树生, 等. 大尺度缝洞型碳酸盐岩油藏弹性开采特征分析[J]. 大庆石油地质与开发, 2011(5): 72-75.
- [6] 陈家新, 谭羽非, 余其铮. 天然气地下储气库规划设计要点[J]. 油气储运, 2001, 20(7): 13-16.

(收稿日期: 2013-02-05; 编辑: 孙伶)

作者简介: 张静楠, 助理工程师, 1984年生, 2011年硕士毕业于中国科学院流体力学专业, 现主要从事原油流动保障技术的研究工作。

电话: 0316-2176290; Email: kjzhangjn@petrochina.com.cn

Zhang Jingnan, MS.D, assistant engineer, born in 1984, graduated from Chinese Academy of Sciences, fluid mechanics, in 2011, engaged in the research of guarantee technologies for crude oil flow.

Tel: 0316-2176290, Email: kjzhangjn@petrochina.com.cn