

DOI: 10.7652/xjtuxb201403014

盐穴战略储油库注采运行方案的优化分析

牛传凯, 谭羽非, 宋传亮

(哈尔滨工业大学市政环境工程学院, 150090, 哈尔滨)

摘要: 为了研究储油库运行参数和溶腔蠕变对地下战略储油库稳定性的影响,并分析地下储油库战略储存的不同运行方案,由传热学和流体动力学理论,建立了溶腔内热质交换和溶腔蠕变模型。利用美国 BH101 盐岩战略储油库从 1990 年到 1998 年的实测数据对模型进行验证,模型预测的最大相对误差控制在 15%之内,可较好地满足工程精度的要求。对拟建的金坛盐穴战略储油库的几种典型运行方案进行了分析,结果表明:适当减少原油注采周期之间的平衡稳定时间可以缓解溶腔蠕变,并能增加注采时间,有利于地下战略储油库溶腔的稳定;原油战略储存的开始阶段应使卤水井口与大气相通,待溶腔内油卤稳定之后再封闭卤水井有利于储油库的安全运行。

关键词: 战略储油库;溶腔蠕变;方案分析;战略储存

中图分类号: TE822 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-987X(2014)03-0072-07

Optimization for Injection-Production Operation Scheme for Strategic Petroleum Storage in Salt Cavern

NIU Chuankai, TAN Yufei, SONG Chuanliang

(School of Municipal & Environment Engineering, Harbin Institute of Technology, Harbin 150090, China)

Abstract: To investigate the effect of the operation parameters and rock cavity creep on the stability of the underground strategic petroleum storage, and analyze the different operation schemes of strategic storage, the mathematic model for heat and mass transfer in solution cavity and rock cavity creep is established based on heat transfer and fluid dynamics theory. The actually measured data of the USA BH101 strategic petroleum storage in salt cavern (1990-1998) are adopted to verify this model and the maximum relative error gets bellow 15%, which meets the request of engineering precision. Then the typical operation schemes of the recommended Jintan strategic petroleum storage in salt cavern are discussed. It is suggested that appropriate shortening equilibration storage time after oil injected and produced into the reservoir slows creep contraction of cavity and extends the injection-production time, which is in favor of the stability of underground strategic petroleum storage; the brine wells ought to be connected with atmosphere during the initial stage of oil strategic storage, and they should be closed while the cavities become stable.

Keywords: strategic petroleum reservoir; dissolved cavity creep; scheme analysis; strategic storage

盐穴型战略储油库一般位于地下千米岩层以下,一般不会受到自然灾害、火灾、战争等因素的影响,具有占地小、成本低、使用寿命长、可保证油品质量等经济优势,很多国家都已开始使用^[1],但我国因

收稿日期: 2013-09-18。 作者简介: 牛传凯(1985—),男,博士生;谭羽非(通信作者),女,教授,博士生导师。 基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51276048);国家“十一五”科技攻关重点资助项目(2006BAB03B09)。

网络出版时间: 2014-01-13

网络出版地址: <http://www.cnki.net/kcms/detail/61.1069.T.20140113.1636.002.html>

建设周期较长、技术和经验匮乏等原因,尚未有地下盐穴战略储油库。随着我国石油消费量和进口量的大幅度增加,为了保障国家的能源战略资源,降低国际石油价格的大幅变动而导致的的社会不稳定因素,在我国建设地下战略储油库(SPR)已成为战略石油储备领域的一项十分迫切的工作^[2]。

盐穴型战略储油库采用卤水置换法进行注采,即将原油泵入溶腔置换出卤水,或将卤水注入溶腔置换出原油,完成对原油的注采和储存。这种方法在注采和储存原油时,原油与卤水之间、卤水与溶腔壁面都要发生热量交换,使储油库周围盐岩产生蠕变收缩,导致腔内压力发生变化,容易造成腔内流体的渗漏。目前,国外对盐穴型战略储油库的研究重点多放在盐岩特性、溶腔形态等因素对储油库的稳定性方面^[3-4],而对溶腔内油卤的热工性能,以及储油库的储存和注采运行方面的研究较少。

本文根据热质传递和流体动力学理论,建立了油卤与盐岩溶腔的热质交换和溶腔蠕变模型,根据美国BH101盐岩战略储油库多年的实际运行测试数据对模型进行了验证。结合我国金坛地区的地质特征,采用该验证模型对我国拟建的金坛盐穴战略储油库的多种储油和注采运行方案进行模拟分析和预测,提出储油和注采过程的优化运行条件。研究成果为我国战略储油库的建设提供了方案论证依据,并为运行提供了技术支撑。

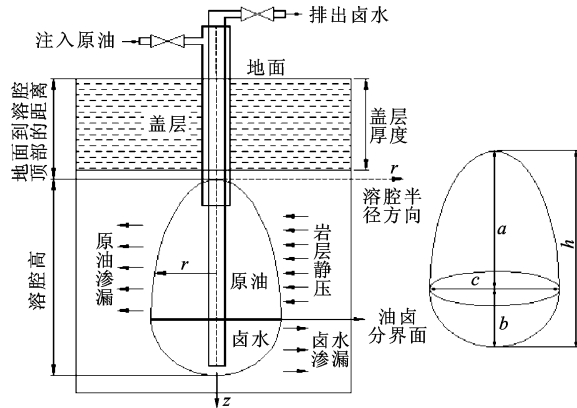
1 数学模型的建立

1.1 热量交换模型

如图1所示,采用水溶建腔法建造的盐穴储油库为两头小、中间大的椭球体,岩层一般为层状各向异性介质^[5-6],即纵向异质性较大而横向异质性较小。在水平方向上,同一深度处的岩层和流体温度变化不大,忽略水平方向上的温度变化,设距离溶腔壁面无穷远处的温度为定值。由于周围岩层与卤水、原油之间存在一定的温差,所以相互之间存在热量传递。溶腔内流体物性参数随深度而变化,水平方向流体与岩层的渗流对溶腔的影响较小,认为溶腔内水平方向流体物性参数相同。

根据储油库的物理模型,建立如图1所示的柱形坐标系,其中以溶腔顶部中心处为原点,取中心管轴向下为 z 轴正方向,建立盐岩溶腔储油库与周围岩层的导热微分方程

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{K}{\rho c} \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) + \frac{q_v}{\rho c} \quad (1)$$



a :最大直径中心到溶腔顶部的距离; b :最大直径中心到溶腔底部的距离; c :溶腔最大直径; h :溶腔总深度; r :某一深度处的溶腔半径

(a)溶腔与储层分布

(b)溶腔内部尺寸

图1 盐穴储油库溶腔模型示意图

式中: K 为盐岩导热系数; ρ 为盐岩的密度; c 为盐岩的比热容; q_v 为由原油注采产生的内热源。

在 $r=r_0$ 处,原油和卤水与溶腔壁面的热量交换以离散形式可分别表示为

$$Q_o = -K \frac{(T_{o0} - T_{o1})}{r_0 - r_1} \Delta t 2\pi r_0 h f_o \quad (2)$$

$$Q_b = -K \frac{(T_{b0} - T_{b1})}{r_0 - r_1} \Delta t 2\pi r_0 h f_b \quad (3)$$

原油与卤水分界面上的热量传递方程为

$$Q_l = -H\pi r_0^2 (T_{o0} - T_{b0}) \Delta t \quad (4)$$

式中: Q_o 、 Q_b 分别为原油、卤水与溶腔壁面的换热量; Q_l 为原油与卤水界面的换热量; T_{o0} 、 T_{b0} 分别为与壁面相接触的原油、卤水上一个时刻的温度; T_{o1} 、 T_{b1} 分别为与原油、卤水相接触的盐岩第一个节点上一个时刻的壁面温度; f_o 、 f_b 分别为溶腔内原油与卤水的体积分数; Δt 为计算的时间间隔; r_0 为溶腔半径; r_1 为盐岩壁面第一节点到溶腔轴心的径向距离; H 为对流换热系数,其取值参考了文献[7]中的运行测试数据。

1.2 热压变化率模型

溶腔内流体的热膨胀会导致溶腔压力变化,但由于2种流体的热膨胀系数和压缩率不同,从而导致原油和卤水界面发生运移^[8-9]。建立热压变化率方程如下

$$\frac{\partial P_o}{\partial t} = \left(\beta_o V_o \frac{\partial T_o}{\partial t} - \frac{\partial V_o}{\partial t} \right) \frac{\kappa_o}{V_o} \quad (5)$$

$$\frac{\partial P_b}{\partial t} = \left(\beta_b V_b \frac{\partial T_b}{\partial t} - \frac{\partial V_b}{\partial t} \right) \frac{\kappa_b}{V_b} \quad (6)$$

$$\frac{\partial P_c}{\partial t} = \frac{\partial P_o}{\partial t} = \frac{\partial P_b}{\partial t} \quad (7)$$

式中： $\frac{\partial P_o}{\partial t}$ 、 $\frac{\partial P_b}{\partial t}$ 、 $\frac{\partial P_c}{\partial t}$ 分别为溶腔内原油、卤水和溶腔压力随时间的变化率； $\frac{\partial T_o}{\partial t}$ 、 $\frac{\partial T_b}{\partial t}$ 分别为原油与卤水温度随时间的变化率； $\frac{\partial V_o}{\partial t}$ 、 $\frac{\partial V_b}{\partial t}$ 分别为原油与卤水的体积变化率； κ_o 、 κ_b 分别为原油与卤水的体积弹性模量； β_o 、 β_b 分别为原油与卤水的热膨胀系数。

联立式(5)~式(7),得到

$$\frac{\partial P_c}{\partial t} = \left(\beta_b V_b \frac{\partial T_b}{\partial t} + \frac{\beta_o \kappa_o \partial T_o / \partial t - \beta_b \kappa_b \partial T_b / \partial t}{\kappa_o / V_o + \kappa_b / V_b} \right) \frac{\kappa_b}{V_b} \quad (8)$$

盐岩溶腔内由于热压变化,使得溶腔内的液体与周围盐层的压力差发生变化,导致溶腔内的原油、卤水向周围盐层渗透,在溶腔壁面处的渗透方程采用下式表示^[10]

$$\frac{\partial P_s}{\partial t} = \frac{k}{\mu_l(\varphi\alpha_1 + \alpha_c)} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P_s}{\partial r} \right) \right) \quad (9)$$

式中： P_s 为盐层孔隙中的流体压力； k 为围岩盐层的渗透率； μ_l 为流体中原油(或卤水)的动力黏度， $l = o, b$ ； α_1 、 α_c 分别为流体、围岩盐层的可压缩系数。

1.3 溶腔蠕变模型

由于蠕变引起的溶腔形状变化较小,而瞬态蠕变维持时间较短,故本文的溶腔蠕变模型中仅考虑稳态蠕变的影响。笔者在中国石油集团钻井工程技术研究院储库工程实验室,通过电液伺服压力试验机对采集的金坛地下储油库的盐岩岩心进行了溶腔测试实验。通过对金坛地区不同位置、不同地层处的岩心进行大量力学性能测试,并采用美国 SPR 实际工程中常用的溶腔蠕变收缩的本构方程模型^[11]进行数据拟合,得到适合金坛地区的盐岩溶腔蠕变的收缩率公式为

$$\Delta V_c = 1.803\,5V_c \left\{ 0.96 \exp \left(-\frac{4\,257}{T} \right) \cdot [0.483\,9(P_\infty - P_i)]^{3.12} \right\} \Delta t \quad (10)$$

式中： ΔV_c 为溶腔体积变化； P_∞ 为溶腔无穷远处压力； P_i 为溶腔内的压力。

2 模型验证求解

表 1 为美国 Big Hill 的 BH101 盐岩战略储油库物性参数与相关工作参数,表 2 为该库 1990 年 9 月至 1998 年 12 月之间的石油注采和储存的工作情况^[12]。根据上一节提出的数学物理模型,采用 ANSYS 中的网格划分模块将模型进行网格划分^[13-14],

对划分的网格进行无关性分析^[15],模拟计算该储油库运行过程中溶腔温度、压力以及溶腔体积的蠕变情况,并与美国 SPR 项目对 BH101 储油库的实际监测的运行数据^[16]进行了比较,从而验证了模型的正确性。

表 1 BH101 储油库物性参数及相关参数	
参数	数值
溶腔顶部深度/m	690.68
溶腔底部深度/m	1 272.86
最大溶腔半径/m	35.51
盐岩导热系数/kW·(m·K) ⁻¹	483.45
油卤界面换热系数/kW·m ⁻² ·K ⁻¹	215.05
卤水比热容/kJ·(kg·K) ⁻¹	3.465
原油比热容/kJ·(kg·K) ⁻¹	1.902
盐岩比热容/kJ·(kg·K) ⁻¹	0.985
地温梯度/K·km ⁻¹	25.85
原油注入温度/K	302.32
溶腔初始温度/K	293.15

表 2 BH101 储油库运行工作过程		
时间段	注采情况	石油累计注入体积/m ³
1990-09-01~1990-12-31	注入	318 500
1991-01-01~1992-09-01	储存	318 500
1992-09-02~1992-10-01	注入	637 000
1992-10-02~1993-02-01	储存	637 000
1993-02-02~1993-03-01	注入	2 546 000
1993-03-02~1993-04-01	注入	3 182 000
1993-04-02~1993-07-01	储存	3 182 000
1993-07-02~1993-08-01	采出	2 545 000
1993-08-02~1993-12-01	注入	4 296 000
1993-12-02~1998-12-30	储存	4 296 000

由图 2 可知:初始时刻由于原油注入量较少,卤水和原油从地层吸热较快,温度升高也较快;从第 730 d~第 1 180 d 期间,原油的间断性注入、储存和采出导致溶腔内原油温度在 323.32 K 周围波动,而溶腔内卤水温度持续升高,且在第 1 065 d 处超过原油温度,在之后的长期储存过程中,溶腔内原油和卤水的温度平稳升高,最终趋于动态平衡。

由图 3 可知:开始时刻溶腔压力为 11.85 MPa;经过第一阶段的注入和储存,压力升高到 15.41 MPa;从 1992-10-02~1993-12-01 分别多次注入、储存和

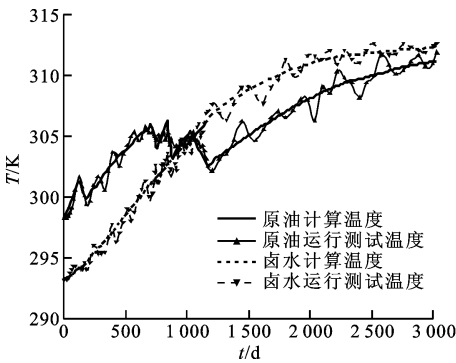


图 2 溶腔温度随时间的变化

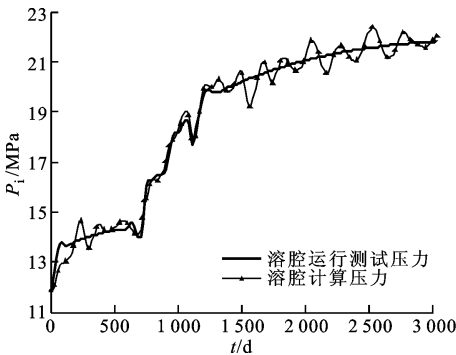


图 3 溶腔压力随时间的变化

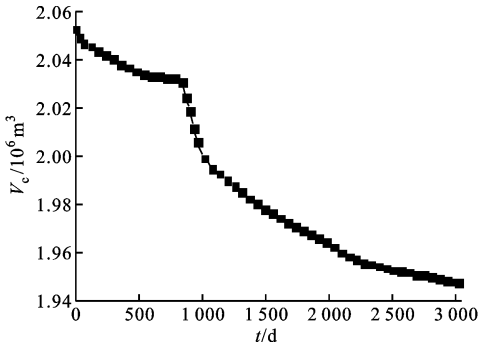


图 4 溶腔体积随时间的变化

3 金坛战略储油库方案的模拟分析

3.1 储油库可行方案

借鉴美国战略储油库工程的实际操作工序,利用金坛盐穴的地质数据,对我国江苏金坛地下储油库可研报告中论述的 3 个典型的注采和储存方案进行模拟计算和动态预测。金坛地下储油库溶腔的设计体积为 $2.5 \times 10^5 \text{ m}^3$,有效体积为 $2.0 \times 10^5 \text{ m}^3$ 。计算中部分物性参数见表 3,其他物性参数与表 1 相同。

表 3 模拟计算中所用到的参数

参数	数值
石油密度/ $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$	851
卤水密度/ $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$	1 125
石油动力黏度/ $\text{Pa} \cdot \text{s}$	1.81×10^{-2}
卤水动力黏度/ $\text{Pa} \cdot \text{s}$	1.21×10^{-3}
溶腔高度/m	110
最高运行压力/MPa	22.5
井口注油温度/K	308.3
盐岩密度/ $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$	2 160
盐岩渗透率/ m^2	$10^{-20} \sim 10^{-13}$
石油热膨胀系数/ K^{-1}	6.12×10^{-4}
卤水热膨胀系数/ K^{-1}	4.41×10^{-4}
溶腔最大直径/m	54.5
最低运行压力/MPa	12
地温梯度/ $\text{K} \cdot \text{km}^{-1}$	25.55

采出原油,溶腔内的压力升高较快,达到 19.79 MPa;在之后的长期储存过程中,溶腔内压力缓慢增长,至 1998 年底溶腔内压力稳定在 21.95 MPa,且小于地层压力 24.5 MPa,形成了长期稳定储存的战略储油库。

分析图 2 和图 3 可知,溶腔压力和温度的实测数据有一定的波动,主要是因为深部地下岩层中,压力和温度受到地震精度、溶腔内流体和岩层的不均匀性、岩层断裂和岩层的不同岩性的影响,其中地震精度和岩层地质结构的不均匀性影响较大。由分析结果可知,溶腔温升的最大相对误差为 14.96%,溶腔压力变化的相对误差为 11.23%,模型计算数据能够满足工程计算的精度,说明本文提出的模型能够很好地模拟地下储油库的注采和长期储存过程。

由图 4 可知,在储油库的整个注采和储存过程中,溶腔体积由开始的 $2.052 5 \times 10^6 \text{ m}^3$ 减小到 $1.947 9 \times 10^6 \text{ m}^3$,体积损失 $0.104 65 \times 10^6 \text{ m}^3$,溶腔蠕变收缩率为 5.1%。溶腔在之后的长期稳定储存阶段,蠕变过程减缓,这是因为储存过程中溶腔内压力增长缓慢,且溶腔内的温度升高对盐岩蠕变有一定抑制作用。

(1)方案 1:原油在溶腔内稳定储存 1 a 后,在 90 d 内采出储库内原油总量的 90%,然后为 90 d 的回注过程,再经过 185 d 的稳定储存之后进行下一个采油过程,如此计算 10 个循环注采和储存周期。

(2)方案 2:原油在溶腔内稳定储存 1 a 后,先进行采油和回注过程,注采量和时间同方案 1,然后是为期 550 d 的稳定储存过程,如此计算 10 个循环注采和储存周期。

(3)方案3:原油在储油库内稳定储存50 a,储油库的初始条件同方案1。

3.2 方案模拟分析

针对前面提到的3种盐穴战略储油库的注采和储存运行方案进行模拟分析,并对不同的注采和储存方案进行比较,以优化战略储油库的运行方案。

3.2.1 方案1的模拟分析 溶腔内温度变化如图5所示:在第一年的石油储存阶段,卤水温度升高较快,这是由于溶腔中卤水体积仅为储库总容量的20%,且在溶腔下方,周围温度较高的岩层向卤水传热所致;之后的采油阶段,注入的卤水温度较低,而石油也大量采出,故腔内卤水和石油温度都降低。

溶腔内压力和体积变化如图6、图7所示,溶腔内原油体积由开始的 $2.0155 \times 10^5 \text{ m}^3$ 变为最终的

$2.0268 \times 10^5 \text{ m}^3$,而盐岩溶腔体积由最初的 $2.5201 \times 10^5 \text{ m}^3$ 变为最终的 $2.5038 \times 10^5 \text{ m}^3$,其蠕变收缩为 $1.52 \times 10^3 \text{ m}^3$,蠕变率为0.578%,年均蠕变收缩率为0.0547%,稳定性较好。溶腔压力由第1次采油时的14.02 MPa变为第10个储存周期末的14.24 MPa,增幅仅为1.57%。

3.2.2 方案2的模拟分析 由图8可知,石油和卤水的温度从初始时刻的302.3 K和291.19 K变化为最终的301.63 K与302.13 K。与方案1的注采储存方式相比石油温度升高幅度略小,卤水最终温度稍低,可见这2种注采方式对溶腔内温度影响不大。

由图9分析可知,由于长期的循环注采和储存,溶腔内的压力不断增大,由采油初始阶段的14.02 MPa增大到第10个储存周期末的15.83 MPa,因此在储油库运行过程中要对卤水井口进行监控,以免原油在长期储存的过程中从卤水井口溢出。从图10中可以看出,盐岩溶腔体积由初始时刻的 $2.5193 \times 10^5 \text{ m}^3$ 变为最终的 $2.4925 \times 10^5 \text{ m}^3$,其蠕变收缩为 $2.66 \times 10^3 \text{ m}^3$,总蠕变收缩率为1.055%,年均收缩率为0.0527%,比第1种方案的溶腔蠕变收缩程度有所减小,而原油体积由开始阶段的 $2.0155 \times 10^5 \text{ m}^3$ 变为最终的 $2.053 \times 10^5 \text{ m}^3$,增幅比方案1大。

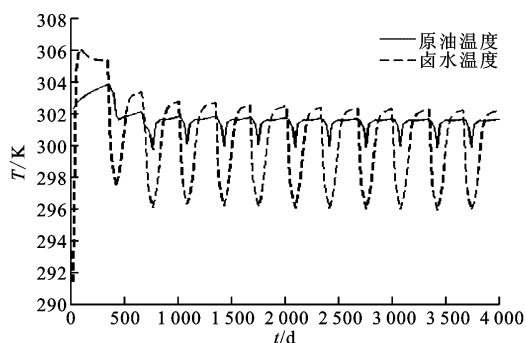


图5 方案1溶腔内的温度变化

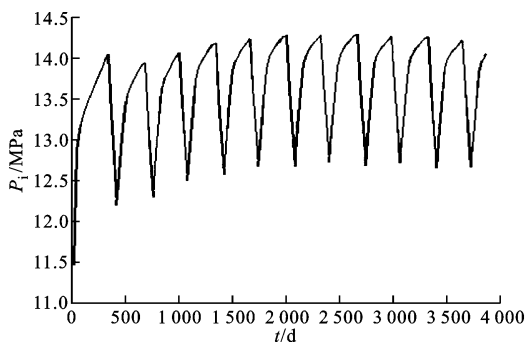


图6 方案1溶腔内的压力变化

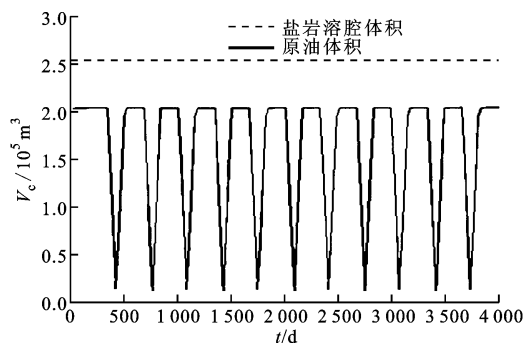


图7 方案1溶腔内的体积变化

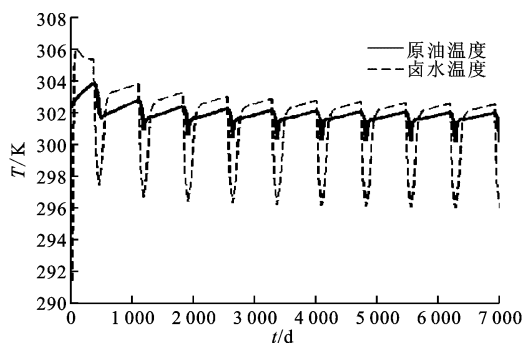


图8 方案2溶腔内的温度变化

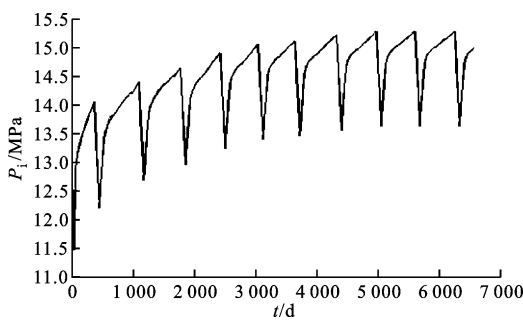


图9 方案2溶腔内的压力变化

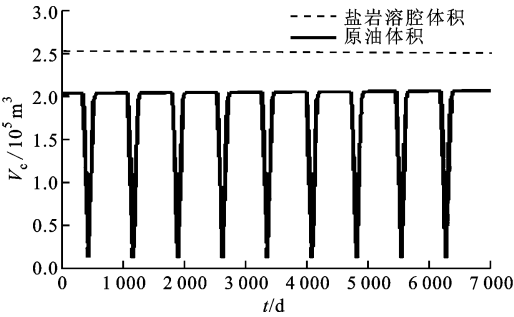


图 10 方案 2 溶腔内的体积变化

3.2.3 方案 3 的模拟分析 通过对图 11~图 13 的分析可知,经过 50 a 的稳定储存,原油和卤水的温度从初始时刻的 302.3 K、291.19 K 变化为最终的 313.44 K 和 313.62 K,溶腔内温度上升较为平缓,原油、卤水与周围岩层之间基本达到热平衡。在储存的开始阶段,溶腔压力由 11.5 MPa 快速增加

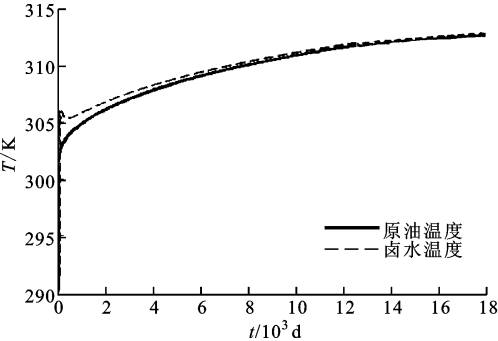


图 11 方案 3 溶腔内的温度变化

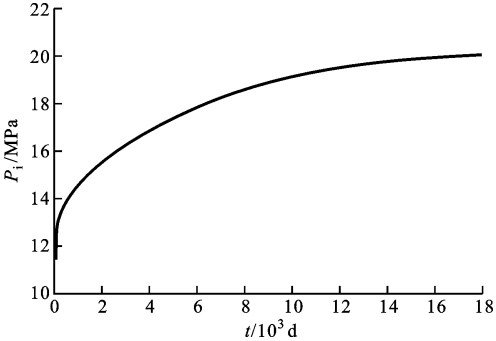


图 12 方案 3 溶腔内的压力变化

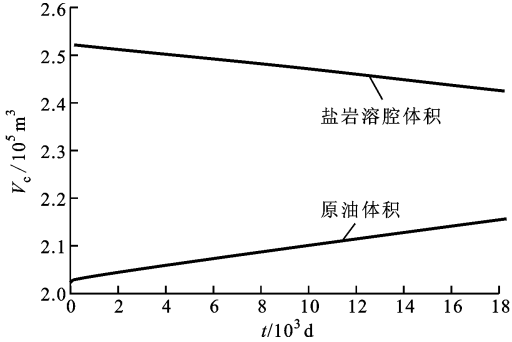


图 13 方案 3 溶腔内的体积变化

到 13.24 MPa,之后的长期储存过程压力增长缓慢,最终为 21.13 MPa,平均每年增长 0.157 MPa。盐岩溶腔体积由开始时刻的 $2.519 \times 10^5 \text{ m}^3$ 变为 $2.422 \times 10^5 \text{ m}^3$,溶腔的蠕变率为 3.87%,年均蠕变收缩率为 0.077 2%,而溶腔内原油体积由初始时刻的 $2.016 \times 10^5 \text{ m}^3$ 增大为 $2.153 \times 10^5 \text{ m}^3$,油卤界面变化较大。这是由于卤水流失,以及在温度变化过程中石油与卤水的不同热膨胀性和可压缩性所致。

分析方案 1 和方案 2 的 2 个注采储存过程可知,相邻注采周期之间的稳定储存平衡的时间越短,溶腔内的温度和压力变化幅度也就较小,溶腔的蠕变收缩率也较低,有利于储油库的稳定储存。另外,在总注采要求下,可以适当降低注采速率,以利于溶腔内流体的稳定,缩短稳定平衡的时间,因此方案 1 比方案 2 更优。方案 3 在长期稳定储油的过程中,溶腔内的压力和温度在初始阶段升高较快,容易引起热压膨胀,进一步加速溶腔的蠕变,因此应长期检测溶腔压力,保证溶腔稳定,并在长期储存的开始阶段,尽量采用溶腔卤水井与大气相通的开放工况,待溶腔内增压较慢、腔内油卤基本达到平衡时再进行封闭储存。

4 结 论

地下战略储油库的实际运行是一个复杂的过程。本文通过建立储油库内原油、卤水与盐岩地层之间的热质交换和溶腔蠕变模型,根据美国 BH101 战略储油库的长期运行数据,验证了该模型能够很好地计算地下储油库的注采和长期储存过程。运用该模型对我国拟建的金坛地下战略储油库论证方案中的经典方案进行分析计算和运行预测,得出在储油库的注采阶段,适当减少原油的稳定平衡时间能够较好地缓解溶腔蠕变,有利于稳定储油。在原油长期战略储存的开始阶段应使卤水井与大气相通,待溶腔内油卤稳定之后再关闭卤水井,有利于地下战略储油库的安全和稳定。研究成果为我国战略储油库的建设提供了方案论证依据,并为实际运行提供了技术支撑。

参考文献:

[1] BEREST P, BROUARD B. Safety of salt caverns used for underground storage [J]. Oil & Gas Science and Technology, 2003, 58(3): 361-384.
[2] 郭劲松. 地下储油库特性分析 [J]. 科技创新导报, 2011(9): 65-65.

- GUO Jinsong. Characteristic analysis for underground oil storage [J]. Science and Technology Innovation Herald, 2011(9): 65-65.
- [3] ALKAN H, CINAR Y, PUSCH G. Rock salt dilatancy boundary from combined acoustic emission and tri-axial compression tests [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2007, 44(1): 108-119.
- [4] TENTHOREY E, NGUYEN D, VIDAL-GILBERT S. Applying underground gas storage experience to geological carbon dioxide storage: a case study from Australia's Otway basin [C]//10th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Amsterdam, Netherlands: SEP, 2011: 5534-5540.
- [5] 马也驰. 井间地震各向异性介质地震波场及参数分析研究 [D]. 西安: 长安大学, 2012.
- [6] 杜启振, 杨慧珠. 方位各向异性介质的裂缝预测方法研究 [J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2003, 27(4): 32-36.
- DU Qizhen, YANG Huizhu. Detection method for fractures in azimuthally anisotropic media [J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 2003, 27(4): 32-36.
- [7] SANDFORD B, BRIAN L E. Caveman version 3.0: a software system for SPR cavern pressure analysis, SAND 2000-1751 [R]. California, USA: Sandia National Laboratories, 2000.
- [8] MARKS A. 石油储存原理 [M]. 白鹏飞, 张志廉, 译. 北京: 石油工业出版社, 1990: 51-65.
- [9] 吴文, 杨春和, 侯正猛. 盐岩中能源(石油和天然气)地下储存力学问题研究现状及其发展 [J]. 岩石力学与工程学报, 2005, 24(S2): 5561-5568.
- WU Wen, YANG Chunhe, HOU Zhengmeng. Investigations on studied situations associated with mechanical aspects and development for underground storage of petroleum and natural gas in rock salt [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2005, 24(S2): 5561-5568.
- [10] 卜宪标, 谭羽非, 李炳熙, 等. 盐穴地下储油库热质交换及蠕变 [J]. 西安交通大学学报, 2009, 43(11): 104-108.
- BU Xianbiao, TAN Yufei, LI Bingxi, et al. Heat and mass transfer and creep in underground oil storage with cavern [J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2009, 43(11): 104-108.
- [11] 谭羽非, 宋传亮. 利用盐穴储备战略石油的技术要点分析 [J]. 油气储运, 2008, 27(8): 1-4, 15.
- TAN Yufei, SONG Chuanliang. Analysis on technique points for strategic petroleum reserve (SPR) utilizing underground salt caves [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2008, 27(8): 1-4, 15.
- [12] DAVID L L, TEKLU H. Feasibility report on alternative methods for cooling cavern oils at the U. S. strategic petroleum reserve, SAND 2005-1011 [R]. California, USA: Sandia National Laboratories, 2005.
- [13] MULLER M. Passing of instability points by applying a stabilized Newton-Raphson scheme to a finite element formulation: comparison to arc-length method [J]. Computational Mechanics, 2007, 40(4): 683-705.
- [14] BAJKOVA A T. Newton-Raphson method and stability of nonlinear information image-recovery techniques [J]. Radiophysics and Quantum Electronics, 2000, 43(10): 895-907.
- [15] 许广明. 地下流体渗流理论与数值模拟 [M]. 北京: 地质出版社, 2008: 45-52.
- [16] NORDBOTTEN J M, AAVATSMARK I, EIGESTAD G T. Monotonicity of control volume methods [J]. Numerische Mathematik, 2007, 106(2): 255-288.
- ### [本刊相关文献链接]
- 张杨, 厉彦忠, 谭宏博, 等. 天然气与电力长距离联合高效输送的可行性研究. 2013, 47(9): 1-7. [doi: 10.7652/xjtuxb201309001]
- 曹崢, 雷晓, 陈世通, 等. 海底沉积物层内 CO₂ 泄漏渗流与水合耦合规律研究. 2013, 47(9): 134-139. [doi: 10.7652/xjtuxb201309022]
- 吴明, 李明佳, 何雅玲, 等. 太阳能热发电用高温混凝土储热系统性能分析. 2013, 47(5): 1-5. [doi: 10.7652/xjtuxb201305001]
- 顾兆林, 张铭旭. 采用低温太阳能集热的旋转热浮力射流风能利用概念. 2013, 47(1): 7-10. [doi: 10.7652/xjtuxb201301002]
- 崔嵘, 李乃良, 戴毅, 等. S型柔性立管顶部节流对管内压力特性的影响. 2011, 45(10): 122-126. [doi: 10.7652/xjtuxb201110022]
- 胡其会, 张鸣远, 李景银, 等. 轴流式血泵水动力特性和生物相容性的数值模拟. 2011, 45(8): 118-122. [doi: 10.7652/xjtuxb201108021]
- 李乃良, 李文升, 郭烈锦, 等. S型柔性立管内空气-水两相流流型特征的实验研究. 2011, 45(7): 100-105. [doi: 10.7652/xjtuxb201107019]
- 刘培, 梁继东, 高伟, 等. 延安石油开采对周边黄土污染的调查分析. 2011, 45(7): 123-128. [doi: 10.7652/xjtuxb201107023]

(编辑 管咏梅 荆树蓉)