

盐穴地下储油库热质交换及蠕变

卜宪标^{1,2}, 谭羽非², 李炳熙², 宋传亮²

(1. 中国科学院广州能源研究所, 510640, 广州; 2. 哈尔滨工业大学市政环境工程学院, 150090, 哈尔滨)

摘要: 为了确保盐穴储油库的密闭性和安全性,建立了油、卤水和围岩的热交换模型以及由于温度变化而引起的溶腔压力变化模型,同时建立了岩盐蠕变和渗透模型.通过 TDMA 算法对模型进行了求解,结果表明,油在 7 a 的放置过程中,温度升高了 8.635 ℃,压力升高了 8.97 MPa,即温度升高 1 ℃压力约升高 1 MPa.另外,盐穴的蠕变量随着放置时间的增加而减小.岩盐的渗透率很小,油的渗透量可以忽略.温度变化对溶腔压力有重要的影响,油和卤水的热膨胀系数与可压缩系数的比值决定了温度变化对压力的影响程度.在实际注油时,要准确测量油和卤水的可压缩系数和热膨胀系数,以便对溶腔内液体的温度和压力做出正确的预测和判断.

关键词: 盐穴储油库;地下油库;热交换;蠕变;渗透

中图分类号: TE822 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-987X(2009)11-0104-05

Heat and Mass Transfer and Creep in Underground Oil Storage with Cavern

BU Xianbiao^{1,2}, TAN Yufei², LI Bingxi², SONG Chuanliang²

(1. Guangzhou Institute of Energy Conversion, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China; 2. School of Municipal and Environmental Engineering, Harbin Institute of Technology, Harbin 150090, China)

Abstract: To ensure cavern tightness and safety, the models of heat transfer between oil, brine and surrounding rock, thermal pressurization rate, halite creep, and seepage were established and TDMA algorithm was adopted to solve them. The results suggest that the temperature and the pressure will increase by 8.635 ℃ and 8.97 MPa in seven years storage process, respectively, i. e., an approximate value of 1 MPa/℃. The creep rate will decrease with the increase in storage time, and the penetration could be neglected due to little penetrability. In addition, temperature will have significant influence on the cavern pressure and the influence will be determined by the ratio between the thermal expansion coefficient and the compressibility factor (α/β) of both oil and brine. It appears that the thermal expansion coefficient and the compressibility factor of both oil and brine should be measured precisely so that the liquid temperature and pressure in caverns can be predicted accurately.

Keywords: cavern oil storage; underground oil storage; heat exchange; creep; permeation

近年来,国际市场石油价格高低徘徊,为了确保石油供应的安全,许多国家都通过立法建立了各自的战略石油储备保障体系,以备紧急情况下动用.随着经济的快速发展,我国的石油消费量和进口量逐年增加,石油对外依存度已超过 40%.我国尽快尽早建立完备的战略石油储备已成当务之急,因此选

择合适的储备方式也就摆在了首要位置^[1].

盐穴型石油储库是利用地下较厚的盐层或盐丘,采用人工方式在盐层或盐丘中制造洞穴形成储存空间来存储石油.国外已经存在不少成功的大型战略储油库,美国有 500 多个盐质洞穴.我国虽在岩盐开采、溶腔以及利用岩盐溶穴进行天然气储存^[2-3]

等方面有了不少经验和技術储备,但尚未有大型岩盐溶腔储油库建成^[4].在未实施地下储油以前进行一些前期研究很必要,可为将来的地下储油做好必要的技术储备^[5].

盐穴储油库的油在溶腔内储备的过程中,由于卤水与油共存于溶腔内,故油与卤水、溶腔内流体与壁面均发生热传递.同时,由于岩盐的渗透性,油和卤水都要向岩盐发生渗漏,且围岩压力和溶腔内液体的压力不等会造成溶腔发生蠕变,从而导致溶腔体积发生变化.地下储油最重要的就是安全,为确保油库的完整性,文献[6]指出目前比较实用的方法是氮气测压法.该方法虽然能够监测出微小的泄漏,但不能频繁测试,而且花费巨大.解决的办法之一就是采用数学模型来计算溶腔的压力,当计算的压力和溶腔的监测压力出现较大差异时,可能意味着泄漏. Berest^[7]的研究指出,在充满卤水的盐穴内,卤水温度升高 1℃,溶腔压力约升高 1 MPa.为了确定温度和压力变化对油库完整性的影响程度,本文依据热工理论、渗透理论和蠕变理论,建立了储库内不同流体在密闭溶腔中的温度、压力变化,以及由于渗透而造成的原油质量变化和由于蠕变而引起的溶腔体积变化的数学模型,为确保盐穴储油库的密闭性、安全性提供了理论依据.

1 模型的建立

1.1 热交换模型

对于油在溶腔内的长期储备过程,以溶腔壁面为研究对象,分别针对卤水、油以及围岩,两两建立热量传导方程^[6-9].假设溶腔为轴对称圆柱体,在水平方向上,距离溶腔壁面无穷远处的温度为定值.由于围岩与卤水、油之间存在温度差,所以围岩与卤水、油之间存在热传递,用下式描述围岩中的温度场

$$\frac{\partial T_s}{\partial t} = \frac{K_s}{\rho_s c_s} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T_s}{\partial r} \right) \right) \quad (1)$$

$r_0 < r < r_\infty$

式中: r_0 为溶腔半径; r_∞ 为距离溶腔中心无穷远处的点与溶腔中心的距离; T_s 为围岩的温度,℃; K_s 为岩盐的导热系数; ρ_s 为围岩的密度; c_s 为围岩的比热容; t 为时间,d.

当 $r=r_0$ 时,溶腔壁面的温度等于与之接触的液体温度.整个溶腔内油的温度按相等处理^[6-7],油、卤水与溶腔壁面的换热以离散的形式给出

$$Q_{s,o} = -K_s \frac{(T_{o,0,p} - T_{o,1,p})}{r_0 - r_1} \Delta t 2\pi r_0 h f_o \quad (2)$$

$$Q_{s,b} = -K_s \frac{(T_{b,0,p} - T_{b,1,p})}{r_0 - r_1} \Delta t 2\pi r_0 h f_b \quad (3)$$

式中: $Q_{s,o}$ 、 $Q_{s,b}$ 分别为油、卤水上一时刻通过溶腔壁面传递的热量,J; $T_{o,0,p}$ 、 $T_{b,0,p}$ 分别为油、卤水上一时刻的温度; $T_{o,1,p}$ 表示和油接触的围岩第一个节点上一时刻的温度; $T_{b,1,p}$ 表示和卤水接触的围岩第一个节点上一时刻的温度; r_1 为围岩第一个节点(见图1)与溶腔轴心的径向距离; Δt 为时间步长; h 为溶腔长度,m; f_o 、 f_b 分别为溶腔中油与卤水所占的体积分.

油和卤水之间的对流换热表示如下

$$Q_m = -H\pi r_0^2 (T_{o,0,p} - T_{b,0,p}) \Delta t \quad (4)$$

式中: Q_m 为上一时刻油和卤水之间传递的热量; H 为对流换热系数.

文献[6]给出了美国多个盐穴储油库的运行数据, H 的取值参考了文献[6]中的数据.

由热平衡可得

$$Q_{s,o} + Q_{in} = V_o \rho_o c_o (T_{o,0,n} - T_{o,0,p})$$

$$Q_{s,b} - Q_{in} = V_b \rho_b c_b (T_{b,0,n} - T_{b,0,p})$$

则油和卤水的当前温度计算如下.当没有流体注入和采出时

$$T'_{o,0,n} = T_{o,0,p} + \frac{(Q_{s,o} + Q_{in})}{V_o \rho_o c_o} \quad (5)$$

$$T'_{b,0,n} = T_{b,0,p} + \frac{(Q_{s,b} - Q_{in})}{V_b \rho_b c_b} \quad (6)$$

当有流体注入和采出时

$$T_{o,0,n} = T'_{o,0,n} + \frac{(T_{o,in} - T'_{o,0,n})V_{o,in}}{V_o + V_{o,in} - V_{o,out}} \quad (7)$$

$$T_{b,0,n} = T'_{b,0,n} + \frac{(T_{b,in} - T'_{b,0,n})V_{b,in}}{V_b + V_{b,in} - V_{b,out}} \quad (8)$$

式中: $T_{o,0,n}$ 、 $T_{b,0,n}$ 为有注采时油和卤水当前时刻的温度; $T'_{o,0,n}$ 、 $T'_{b,0,n}$ 为无注采时油和卤水当前时刻的温度; $V_{o,out}$ 、 $V_{b,out}$ 分别为油和卤水的采出体积,m³; $V_{o,in}$ 、 $V_{b,in}$ 分别为油和卤水的注入体积; $T_{o,in}$ 、 $T_{b,in}$ 分别为油和卤水的注入温度; ρ_o 、 ρ_b 分别为油和卤水的密度; c_o 、 c_b 分别为油和卤水的比热容; V_o 、 V_b 分别为溶腔内油和卤水的体积.

由于油和卤水具有可压缩性和热膨胀性,溶腔内液体温度的变化将引起溶腔内的压力变化^[7],其表达式如下

$$\left. \begin{aligned} P_i &= \frac{\alpha \dot{T}_i}{\beta} \\ \beta &= \beta_c + f\beta_o + (1-f)\beta_b \\ \alpha &= f\alpha_o + (1-f)\alpha_b \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

$$\dot{T}_i = \frac{\rho_o f V_{c_o} \dot{T}_o + \rho_b (1-f) V_{c_b} \dot{T}_b}{\rho_o f V_{c_o} + \rho_b (1-f) V_{c_b}} \quad (10)$$

$$\dot{T}_o = T_{o,0,n} - T_{o,0,p} \quad (11)$$

$$\dot{T}_b = T_{b,0,n} - T_{b,0,p} \quad (12)$$

式中: V 为溶腔的总容积; $\dot{T}_i$ 为溶腔内油和卤水的平均温度变化; $\dot{T}_o$ 、 $\dot{T}_b$ 分别为油和卤水的温度变化; $\dot{P}_i$ 为溶腔内液体压力变化; β 为油和卤水的平均可压缩系数; β_o 、 β_b 分别为油和卤水的可压缩系数; β_c 为岩盐的可压缩系数; α 为油和卤水的平均热膨胀系数; α_o 、 α_b 分别为油和卤水的热膨胀系数。

1.2 蠕变模型

本文不考虑蠕变引起的溶腔形状变化,假设地下岩盐溶腔经蠕变后仍为规则的圆柱体。由于瞬态蠕变维持时间较短,故本文的溶腔体积收敛模型中仅考虑稳态蠕变。结合本文选用的稳态蠕变本构关系表达式,考虑黏性地层中地层水平主应力与上覆地层应力近似相等,借鉴文献[6-7,9]得到盐穴蠕变体积收敛的近似式如下

$$\frac{\dot{V}}{V} = -3^{1/2} \left[\frac{3^{1/2}}{n} (P_\infty - P_i) \right]^n A \exp \left(-\frac{Q}{RT_i} \right) \quad (13)$$

式中: $\dot{V}$ 为溶腔总容积的变化量; n 为指数; A 为蠕变方程中的常数; Q 为岩盐的活化能; R 为通用气体常数; P_∞ 为溶腔周围岩盐的地层压力,即围岩压力。

由于蠕变而引起的压力变化为

$$\dot{P}_i = -\dot{V}/\beta V \quad (14)$$

$$T_i = \frac{\rho_o f V c_o T_o + \rho_b (1-f) V c_b T_b}{\rho_o f V c_o + \rho_b (1-f) V c_b} \quad (15)$$

1.3 渗透模型

由于岩盐是多孔介质,溶腔内液体和围岩孔隙存在压力差,因此导致液体发生渗透,用下式表示油和卤水向围岩的渗透

$$\frac{\partial P_s}{\partial t} = \frac{k}{\mu \beta_s} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P_s}{\partial r} \right) \right) \quad (16)$$

$$r_o < r < r_\infty$$

$\beta_s = \phi \beta_b + \beta_c$; $\mu = \mu_b$ (下层卤水向围岩渗透时)

$\beta_s = \phi \beta_o + \beta_c$; $\mu = \mu_o$ (上层油向围岩渗透时)

式中: P_s 为周围岩盐孔隙中液体压力; μ 为动力黏度; μ_b 为卤水动力黏度; μ_o 为油动力黏度; k 为围岩渗透率; β_s 为总的可压缩系数; ϕ 为岩盐的孔隙度。

初始时刻溶腔内全是卤水,温度为 35℃,压力为 12 MPa。溶腔壁面的温度等于与其接触的液体温度,无穷远处的围岩温度按地温梯度计算,地温梯度 $T_{\text{grad}} = 25.55^\circ\text{C}/\text{km}$ 。

2 方程的离散及求解方法

式(1)~(16)采用控制容积法^[10]进行离散,离

散网格的划分如图 1 所示,溶腔高度方向(z 方向)上划分为 200 个网格,围岩径向(r 方向)上划分为 1 000 个网格。式(1)~(16)采用 TDMA^[11]算法进行求解。

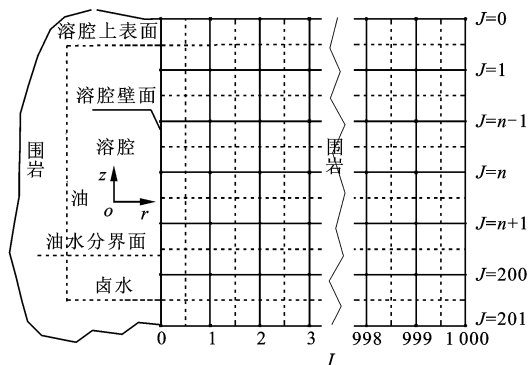


图1 离散网格

3 计算结果分析

本文利用金坛盐穴型天然气地下储气库的部分地质数据作为计算参数,计算中用到的数据见表 1。储油库的井筒长 1 km,溶腔为圆柱形,长度 200 m,直径 40 m。岩盐储油库初始时刻溶腔内全是温度为 35℃的卤水,然后向溶腔内注入温度为 35℃的油,注入速率为 90 d 注入整个溶腔容积的 80%。90 d 注油结束后,溶腔封闭,在无注采的情况下进行放置,放置条件为溶腔内的液体压力 P_i 不能超过围岩压力(即地层压力 22 MPa)。采用式(1)~(16)求解注油和放置过程中油和卤水的温度和压力变化,以及蠕变量和渗透量。

表1 计算中用到的数据

r_∞/m	1 020	$\rho_b/\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$	1 200
$K_s/\text{J} \cdot (\text{m} \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{d})^{-1}$	4.836×10^5	$c_b/\text{J} \cdot (\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})^{-1}$	3 246.6
$\rho_s/\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$	2 200	β_b/MPa^{-1}	2.7×10^{-4}
$c_s/\text{J} \cdot (\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})^{-1}$	780.95	β_c/MPa^{-1}	1.3×10^{-4}
$H/\text{J} \cdot (\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{d})^{-1}$	3.066×10^5	β_o/MPa^{-1}	6×10^{-4}
$\rho_o/\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$	900	$\alpha_b/^\circ\text{C}^{-1}$	4.4×10^{-4}
$c_o/\text{J} \cdot (\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})^{-1}$	1 710.2	$\alpha_o/^\circ\text{C}^{-1}$	7×10^{-4}
$A/\text{MPa}^{-n} \cdot \text{a}^{-1}$	0.885 9	n	3.1
$Q/\text{J} \cdot \text{kmol}^{-1}$	34 088 630	$R/\text{J} \cdot (\text{kmol} \cdot ^\circ\text{C})^{-1}$	8 314.3
k/m^2	10^{-20}	$\mu_b/\text{mPa} \cdot \text{s}$	1.2
$\phi/\%$	5	$\mu_o/\text{mPa} \cdot \text{s}$	30

在 90 d 注油结束后,封闭溶腔进行放置。经计算可知,在放置第 7 a 结束时,溶腔内液体的压力达到 21.93 MPa,接近围岩的地层压力。由图 2 可知,在放置过程中,开始时刻油和卤水的温度升高较快。

这是因为开始时刻围岩的温度高于溶腔内部液体的温度,两者温差较大,传热较快,所以油和卤水的温度升高较快,温度的升高导致溶腔内部压力升高(见图 3),温度升高快导致压力升高也快。

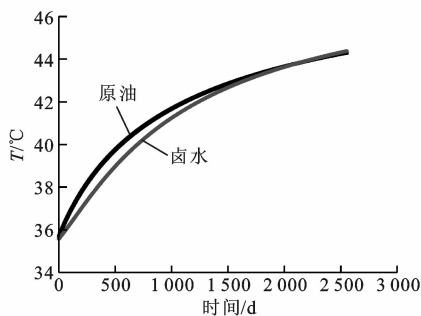


图 2 连续放置 7 a 油和卤水的温度随时间的变化

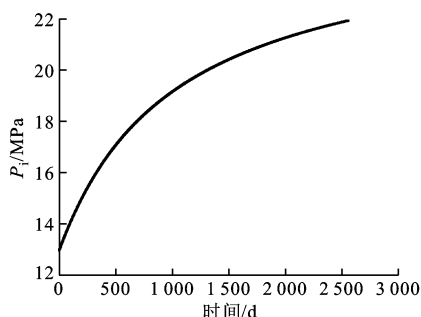


图 3 连续放置 7 a 溶腔液体压力随时间的变化

在第 1~3 a 放置期间,蠕变引起的溶腔内液体压力升高分别为 0.33、0.097 和 0.029 8 MPa,而温度升高引起的溶腔内液体压力升高分别为 2.95、1.83 和 1.23 MPa. 在以后几年的放置过程中,温度和蠕变对溶腔内压力的影响逐渐减小。

在第 1、4 和 7 a 放置期间,油的渗透量分别为 5.86×10^{-7} 、 1.67×10^{-6} 和 $2.057 \times 10^{-6} \text{ m}^3$,卤水的渗透量分别为 3.66×10^{-6} 、 1.044×10^{-5} 和 $1.285 \times 10^{-5} \text{ m}^3$. 可见,随着放置时间的延长,溶腔内的压力升高导致油和卤水的渗透量都是增加的. 由于围岩的渗透率小,液体向围岩的渗透量较小,可以不予考虑。

由上面的分析可知,温度的变化对压力变化的影响起主导作用. 在 7 a 的放置过程中,油和卤水的平均温度由 35°C 升高到 44.3°C ,升高了 8.635°C ,压力由 12.96 MPa 升高到 21.93 MPa,升高了 8.97 MPa,温度升高 1°C 压力约升高 1 MPa. 温度和压力的关系是由式(9)决定的,在式(9)中, α/β 的大小决定了温度变化对压力的影响程度,这和文献[6-7]得出的结论是一致的。

图 4 表示的是放置第 7 a 结束时,围岩的温度场分布. 由于地温梯度的影响以及围岩向油和卤水

的传热,导致围岩的温度沿深度和径向都是增加的。

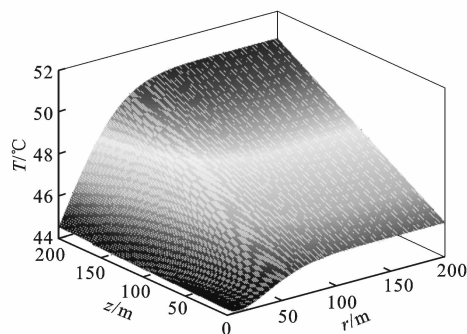


图 4 连续放置 7 a 围岩的温度场

4 结 论

通过计算和分析围岩、油和卤水两两之间的热交换以及蠕变和渗透,得到以下结论。

(1)在第 1、2 和 3 a 放置期间,由于蠕变引起的溶腔内液体压力升高分别为 0.33、0.097 和 0.029 8 MPa,由于温度升高引起的溶腔内液体压力升高分别为 2.95、1.83 和 1.23 MPa. 在以后几年的放置过程中,温度和蠕变对溶腔内压力的影响逐渐减小,可见温度对压力变化有决定性影响。

(2)围岩的渗透率为 10^{-20} m^2 ,在 7 a 的放置过程中,其最大年渗透量:油为 $2.057 \times 10^{-6} \text{ m}^3$,卤水为 $1.285 \times 10^{-5} \text{ m}^3$. 可见,由于围岩的渗透率很小,所以在实际工程应用中,可以不考虑渗透的影响。

我国的地下岩盐资源丰富、分布范围广,开展盐穴储油相关技术的研究与储库的建设将是我国战略储油领域内的一项重要工作。

参考文献:

- [1] 夏喜林,刘焯. 浅谈我国地下油库的建设[J]. 石油规划设计,2004,15(4):26-27.
XIA Xilin, LIU Ye. Primary study on the construction of underground oil storage in China[J]. Petroleum Planning & Engineering, 2004,15(4):26-27.
- [2] 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.
CHEN Jiaxin, TAN Yufei, YU Qizheng. Planning and design essentials on natural gas underground storages[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2001,20(7):13-16.
- [3] 谭羽非,曹琳. 盐穴天然气地下储气库运行过程的关键技术问题[J]. 管道技术与设备,2006,6(3):19-21.
TAN Yufei, CAO Lin. Critical technology problems in operation of natural gas storage caverns in salt formation[J]. Pipeline Technique and Equipment, 2006,6

- (3):19-21.
- [4] WEI Yiming, WU Gang. Empirical analysis of optimal strategic petroleum reserve in China [J]. *Energy Economics*, 2008,30(2):290-302.
- [5] 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.
- TAN Yufei, SONG Chuanliang. Analysis on technique points for strategic petroleum reserve utilizing underground salt carves[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2008,27(8): 1-4.
- [6] SANFORD B, BRIAN L E. Caveman version3.0: a software system for SPR cavern pressure analysis, SAND 2000-1751 [R]. California, USA: Sandia National Laboratories, 2000.
- [7] BEREST P, BERGUES J. A salt cavern abandonment test[J]. *Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2001, 38(3):357-368.
- [8] 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.
- [9] BEREST P, BROUARD B. Safety of salt caverns used for underground storage[J]. *Oil Gas Science Technology*, 2003, 58(4):361-384.
- [10] 姜华,席光. 对流项二次迎风插值格式在非结构化网格中的应用[J]. *西安交通大学学报*, 2006,40(11):1246-1249.
- JIANG Hua, XI Guang. Application of quadratic upwind interpolation of convective kinematics scheme in unstructured grids to solve Navier-Stokes equations [J]. *Journal of Xi'an Jiaotong University*, 2006, 40(11):1246-1249.
- [11] 陶文铨. 数值传热学[M]. 2版. 西安:西安交通大学出版社, 2001:28-47.

(编辑 荆树蓉)