

盐岩层中天然气存储洞室围岩长期变形特征

Long-term deformation characters of salt rock surrounding a gas storage cavern

王贵君

(北京科技大学, 北京 100083)

摘 要: 采用有限差分法软件 FLAC^{3D} 对一天然气存储地下盐岩洞室围岩的流变数值分析表明, 由于盐岩的大流变特性, 盐岩层中的稳定应力场具有静水压力的特征, 这一点对围岩的稳定有十分重要的意义。在设计平均天然气内压 6 MPa 条件下, 当达到设计使用年限(80 a) 时, 洞室的剩余存储能力仍保有初始存储能力的 27.5%。考虑模型尺寸效应及模型边界条件的影响, 计算结果为相对保守的可靠估计。

关键词: 天然气存储; 盐岩洞室; 流变; 体积收敛

中图分类号: TU 452

文献标识码: A

文章编号: 1000- 4548(2003) 04- 0431- 05

作者简介: 王贵君(1956-), 男, 黑龙江人, 博士, 副教授, 2001 年毕业于德国弗莱贝格工业大学, 现为北京科技大学博士后, 主要从事岩土力学和岩土工程方面的研究工作。

WANG Gui-jun

(University of Science and Technology Beijing, Beijing 100083, China)

Abstract: The numerical creep analyses on salt rock surrounding a gas storage cavern using the FDM-software FLAC^{3D} show that, since salt rock creeps heavily under stress, the stable stress field in the salt rock strata has the characters of hydrostatical pressure, which is very important for the stability of salt rock surrounding a cavity. Under an average inner gas pressure of 6 MPa, which is designed for a salt cavern located at 1000 m to 1340 m depth, the surplus storage capability of the cavern will remain 27.5% of the original capability after 80 designed operation years. Taking into account the scale and boundary condition effects of the model, the numerical results have been proved to be a relatively conservative reliable valuation.

Key words: gas storage; cavern in salt rock; creep; volume convergence

0 引 言*

随着生产和生活对能源需求的大量增加, 同时, 可持续发展对环境保护的要求大大提高, 用于能源载体(天然气、石油、石油液化气、压气、水蒸气等) 中转加压、存储的盐岩洞室工程日益重要。盐岩具有流变性、少裂隙、低孔隙率、低渗透率的工程性质; 盐岩洞室一般埋藏较深(直至 4000 m), 很多系由水溶法采盐的盐矿的地下盐穴。因此, 在洞室设计中必须考虑盐岩材料和洞室的特殊性。一方面, 必须考虑盐岩的非线性材料性质特征, 以使设计达到安全可靠、经济的目的; 另一方面, 这些洞室不可能像用其它开挖方法形成的洞室那样, 人员不可能进入, 不可能采用传统的支护结构来增加洞室的稳定性及限制围岩的位移; 实施现场量测和监控需要很高的技术力量和经济实力。作为洞室优化设计的基础, 对此类洞室围岩的长期变形特性及承载能力做出符合实际的评价, 具有十分重要的意义。

本文介绍利用有限差分法应用软件 FLAC^{3D} 针对一地下天然气存储盐岩洞室进行的洞室围岩在不同内

压条件下的长期稳定性和长期变形特性的研究结果, 确定洞室的存储能力、设计存储界限压力, 分析研究内压变化对洞室围岩长期收敛变形的影响, 预测存储洞室的使用寿命。对影响数值分析结果的因素也进行了较详尽的分析。

1 存储场和洞室模型

所研究的位于盐岩层中的存储场包括 8 个高压天然气存储洞室, 服务于平抑生产生活用气高峰及吸纳用气低谷时富余天然气^[1]。这些洞室(盐穴) 近似为圆柱形, 直径为 40 ~ 50 m, 洞室间距约为 280 m。选定其中的 K2 洞室研究。洞室直径约 40 m, 顶部位于 1000 m 深处, 其上为一 50 m 长的“瓶颈”。水溶法采盐结束时洞室底部位于 1270 m 深处, 其下为大约 70 m 深的水溶法采盐时形成的充满盐渣的“井靴”(图 1)。此洞室库容为 41 万 m³。

为简便, 将盐岩洞室看作由圆柱形体加上下两端

* 基金项目: 教育部留学回国人员科研启动基金资助项目
收稿日期: 2002- 11- 18

部半球形体组成的轴对称空腔。数值模型取埋深 820 ~ 1520 m 范围进行研究。模型宽度和厚度均取 140 m。在 FLAC^{3D} 中, 没有预设成型的球体模型可利用。采用其中的 FISH 编程语言, 开发了半球体模型。将两端部半球体与洞室的圆柱形体相拼合, 得到的单一洞室的计算模型如图 2 所示。

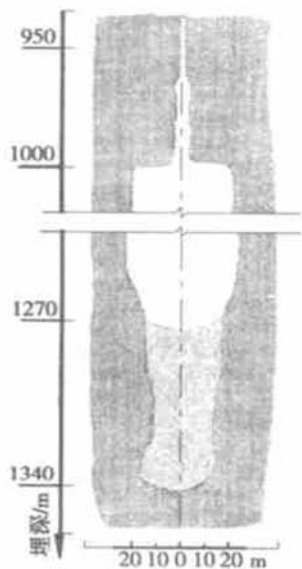


图 1 原洞室尺寸

Fig. 1 Geometry of cavern

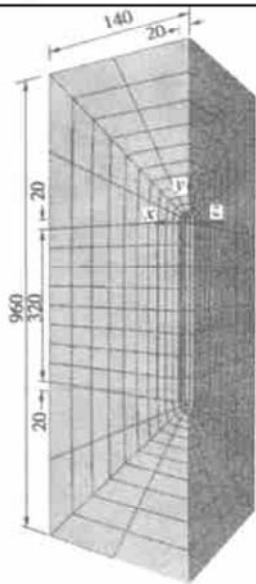


图 2 计算模型

Fig. 2 Numerical model

由于模型是轴对称的, 所以假定在对称面(即 $x = 0$ 平面、 $z = 0$ 平面)及模型底面($y = -640$ 平面)的法向位移均为零, 外部边界($x = 140$ 平面、 $z = 140$ 平面)为应力边界。模型顶部作用有由上覆岩层自重产生的压力。在模型中, 荷载仅考虑岩层的自重应力(初始自重应力在模型范围内为 21.3~39.5 MPa)和天然气内压变化。假设盐穴成洞 1.5 a 后充注天然气, 且

不考虑充气过程, 一次施加全部给定内压。假定模型中岩石介质是均质、各向同性的, 介质内温度恒定。

2 盐岩的强度和蠕变特性

埋藏在地表下 1000 m 深处的盐岩, 一般比浅埋的力学强度要高。根据岩芯测试结果^[2], 盐岩的强度特性符合 Mohr-Coulomb 准则, 其长期强度指标粘聚力约为 3.5 MPa, 内摩擦角约为 30°, 单轴抗拉强度约为 0.5 MPa。盐岩材料变形和强度参数汇总如表 1 所示。

表 1 盐岩变形和强度参数

Table 1 The parameters for deformation and strength of salt rock

压缩模量 /GPa	剪切模量 /GPa	泊松比	黏聚力 /MPa	抗拉强度 /MPa	内摩擦角 /(°)
68.3	26.9	0.31	3.5	0.5	30

盐岩的蠕变变形很大。一般地, 盐岩的总变形包括 3 或 4 部分: 弹性变形、初始蠕变变形、稳定蠕变变形和可能的加速蠕变变形。在长期变形的情况下, 弹性变形、初始蠕变变形与稳定蠕变变形相比很小; 在温度变化不大的情况下, 盐岩的稳定蠕变速率基本为一常量。根据研究结果^[1-5], 下列蠕变模型适于盐岩的稳定蠕变:

Burgers 模型

$$\dot{\epsilon}(t) = \sigma \left[\frac{1}{3\eta_k} \cdot \exp\left(-\frac{G_k}{\eta_k} \cdot t\right) + \frac{1}{3\eta_m} \right]; \quad (1)$$

根据 Serata

$$\dot{\epsilon}(t) = \frac{3}{2} \sigma \left[\frac{1}{3\eta_b} \cdot \exp\left(-\frac{G_b}{\eta_b} \cdot t\right) + \frac{1}{3\eta_a} \left(1 - \frac{\tau_0^*}{\tau_0}\right) \right]; \quad (2)$$

根据 Langer

$$\dot{\epsilon}(t) = \sigma \left[\sum_{i=1}^3 \frac{1}{2\eta_{k_i}} \cdot \exp\left(-\frac{G_{k_i}}{\eta_{k_i}} \cdot t\right) + \frac{1}{2\eta_m} \right]; \quad (3)$$

根据 Boresi

$$\dot{\epsilon}(t) = m \cdot a \cdot \sigma^n \cdot t^{m-1}; \quad (4)$$

根据 Menzel

$$\dot{\epsilon}(\epsilon) = a \cdot \sigma^n \cdot \epsilon^m. \quad (5)$$

如果考虑温度(热能)的影响, 则盐岩的稳定蠕变速率符合下列规律:

根据 Lomenik

$$\dot{\epsilon}(t) = m \cdot a \cdot \sigma^n \cdot T^l \cdot t^{m-1}; \quad (6)$$

根据 Lubby

$$\dot{\epsilon}(t) = \sigma \left[\frac{1}{3\eta_k(\sigma)} \cdot \exp\left(-\frac{G_k(\sigma)}{\eta_k(\sigma)} \cdot t\right) + \frac{1}{3\eta_m(\sigma, T)} \right]; \quad (7)$$

根据 Carter

$$\dot{\epsilon}(t) = A \cdot \exp\left(-\frac{Q}{RT}\right) \cdot \sigma^n \quad (8)$$

上述各式中 $\eta_k, \eta_m, \eta_b, \eta_t, \eta_{k_i}, G_k, \tau_0^*, \tau_0, a, m, n, \mu, A, Q, R$ 均为材料参数。

大量的针对盐岩的实验室和现场常温和高温测试数据验证了式(8)在地下盐岩天然气存储洞室工程及核废料贮存洞室工程中的适用性,式(8)获得了广泛的应用。Lux 和 Hunsche 等都研究了本天然气存储场盐岩的流变特性,认为式(8)可以很好描述此盐岩的稳定蠕变^[1~3]。本文亦采用式(8)作为盐岩的蠕变模型,其中各材料参数的物理意义如下: A, n 为系数; Q 为材料的激活能; R 为气体热力学常数; T 为材料的绝对温度。

根据实测资料^[3], $A = 0.18 \text{ (MPa}^{-5} \cdot \text{d}^{-1}\text{)}$, $Q = 54 \text{ (kJ} \cdot \text{mol}^{-1}\text{)}$, $n = 5$ 。而 $R = 8.3144 \text{ (J} \cdot \text{mol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}\text{)}$, $T = 302 \text{ K}$ 。这样,式(8)可写成

$$\dot{\epsilon} = 8.23 \times 10^{-11} \cdot \sigma^5, \quad (8a)$$

式中,应力 σ 单位为 MPa, 时间 t 单位为 d。

3 流变岩体中稳定初始应力场的静水压力特征

盐岩的大流变使其具有与液体相近的特征,盐岩层中的稳定初始应力场与静水中的应力场相同。这一结论同文献[4, 5]所得结论相同。

在 FLAC^{3D} 程序中,也同其它应用软件一样,开挖前的初始应力场可以通过赋值或给定边界条件后计算求得。由于盐岩的大流变性,要经过(赋值后)较长时间的计算,才能获得稳定的应力场。计算结果显示,不论赋值后盐岩层中的应力场如何分布,不论材料的体积弹性模量和剪切弹性模量(或杨氏模量和泊松比)取值大小,稳定初始应力场中一点的各向应力分量总趋于一致,即具有静水压力的特征。有洞室存在时,这种一点的各向应力分量相等的趋势仍然很明显,而且洞室附近的围岩应力因流变释放能量而减小,呈现抽水井周围水压力特征。

4 围岩塑性区和变形分布特征

水溶法采盐结束后,洞室内可能(部分)充有盐水和盐渣。洞室用于存储天然气前,必须将其中的液体排出。洞室在设备安装和运营过程中,洞室内压可能为零,也可能随用气高峰季节变化。洞室启用后,内压过小,不利于经济运营,也不利于洞室安全;受设备和洞室承受内压能力的限制,内压又不能过大。实际内

压变化为周期性的,设计最小和最大内压分别为 2 MPa 和 9 MPa,平均为 6 MPa^[5]。分析中分别采用 0, 2, 5, 8 MPa 的内压进行计算。在初期阶段,当内压为零(洞室未充气)时,洞室围岩塑性区的深度达 15 m;在内压为 5 MPa 时,洞室围岩塑性区的深度大约为 6 m。随着时间的增长,经过盐岩的蠕变,岩体中的应力势能逐步转化为变形能,洞周及附近的应力集中得以释放,围岩中的应力分量又趋于一致,围岩塑性区缓慢减小。由于盐岩的整体性好,又具有很好的延展性,尽管围岩内有塑性区产生,洞室围岩整体仍然是稳定的。

对于这样一个细长的盐岩洞室,显然它的中间部位为软弱部位。流变变形在中间部位比端部要大很多。比如,在洞室内压为 5 MPa,计算时刻达 6 a 时,洞周水平位移量值在中间部位达 1.652 m,而在两端部约为 0.50 m,在洞顶和洞底的下沉和起鼓分别为 0.66 m 和 0.43 m。变形后的洞室轮廓变为纺锤形,如图 3 所示。

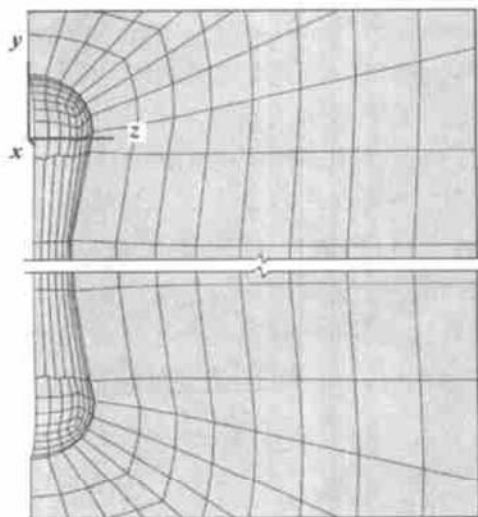


图3 洞室运营 6 a 变形后的轮廓
(最大径向变形 1.652 m)

Fig. 3 Outline of cavern after 6 operation years
(maximum radial deformation 1.652 m)

5 洞室体积收敛特征及模型尺寸与边界条件效应

洞室体积收敛由洞室径向收敛、顶板沉降和底板起鼓组成。式(8)描述的蠕变模型是近似线性的收敛—时间关系。分析中计算了不同天然气内压作用下 8.5 a 的洞室体积收敛。当模型截面宽度为 200 m 时,洞室体积收敛和时间的关系如图 4 所示。在内压为 0, 2, 5, 8 MPa 时, 8.5 a 以后的洞室体积收敛分别为 19.4%, 14.6%, 9.0%, 5.1%。按照这个蠕变模型,在设计平均天然气内压为 6 MPa 时,经过 80 a(设计使用

年限) 的运营, 洞室存储能力将为启用时刻初始存储能力的 27.5%, 即 11.3 万 m^3 。而当平均天然气内压为 2 MPa 时, 仅经过 42 a 的运营, 洞室存储能力即已下降为启用时刻初始存储能力的 27.5%。

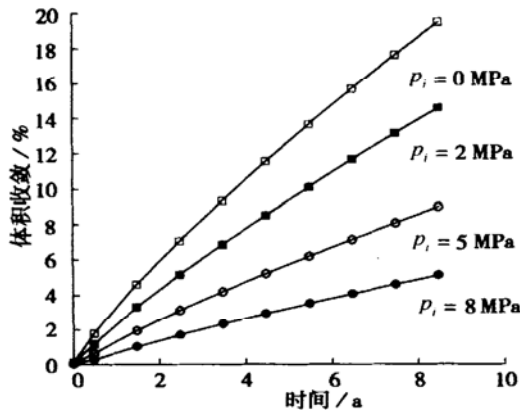


图 4 不同内压 p_i 作用下洞室体积收敛随时间的发展 (模型宽度 200 m)

Fig. 4 Dependence of the volume convergence on time under different inner pressures p_i (model width 200 m)

当洞室天然气内压周期性变化时, 围岩应力也呈周期性变化。图 5 所示为洞室内压周期性变化(最大最小内压分别为 2 MPa 和 9 MPa)时围岩应力的变化情况。洞室周边上一点的径向应力 σ_r 基本上反映了天然气内压的变化; 环向应力 σ_θ 也呈周期性变化, 但每个循环之后的应力绝对值缩小, 向径向应力靠近。这就是说, 围岩的流变作用使围岩内最大最小主应力趋于一致, 使围岩应力呈现静水压力特征。

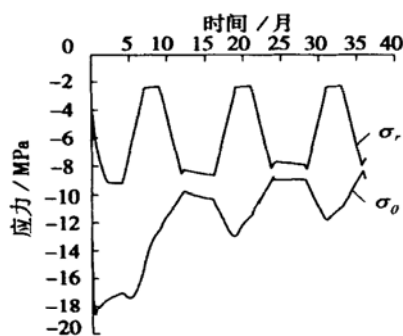


图 5 洞室周边节点径向应力 σ_r 与环向应力 σ_θ 的随天然气内压变化

Fig. 5 Radial and tangential stresses at a node on the cavern wall

与天然气内压和围岩应力的周期性变化相适应, 围岩的变形也呈周期性变化, 但总体趋势仍然是随时间而增大。图 6 所示为洞室体积收敛随时间的发展情况, 综合反映洞室的周边位移。比较图 5 中围岩应力的周期变化可以看出, 当天然气内压升高时, 洞室体积随之增大; 在内压保持最大值时段, 洞室体积收敛十分

缓慢; 当天然气内压降低时, 洞室体积收敛速度很大。在本文所述天然气内压变化的情况下, 在最初 3 a 时间里, 平均收敛速度可达 1%/a。这与按天然气内压为常量, 且其值等于变化压力的平均值(这里此值为 6 MPa)时计算的结果十分接近(比较图 4)。

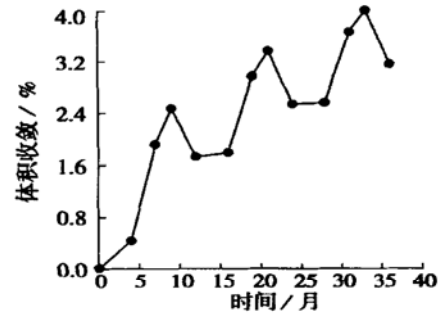


图 6 洞室体积收敛随天然气内压的变化

Fig. 6 Convergence of the cavern volume induced by the inner gas pressure

这里还需要说明的是, 在同一流变模型条件下, 围岩的流变变形、洞室的体积收敛的计算结果不仅取决于内压, 还和模型的边界条件及模型尺度有关。在应力边界条件下, 当模型宽度分别为 140 m 和 200 m 时, 不同内压作用下计算流变时间 6 a 的洞室体积收敛如图 7 曲线 a 和 b 所示。只有当内压大于 15 MPa 时, 洞室体积收敛才很小。

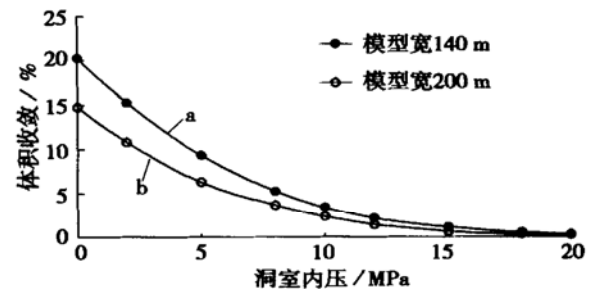


图 7 计算 6 a 的两种模型宽度的洞室体积收敛随内压变化(应力边界条件)

Fig. 7 Dependence of the volume convergence on the inner pressure after 6 years with two different widths of model (stress boundary condition)

还可以看出, 当洞室围岩内有效应力较大(原岩应力与洞室内压之差较大)时, 要取得较合理稳定的计算结果, 在应力边界条件下, 模型尺寸要足够大; 按照弹塑性理论取用 5~8 倍洞室半径的范围, 已不适于流变性岩层的情况。所取计算范围较小时, 所得变形较大。这是因为, 边界上的应力距洞室较近, 较易传至洞室附近, 外部能量容易经流变转化为变形能。当洞室围岩内有效应力较小(原岩应力与洞室内压之差较小)时, 模型尺度对计算结果的影响也较小。当内压大于 15

MPa,洞室范围内原岩应力为26~35 MPa时,在模型宽度为140 m和200 m时所得到的洞室运营6 a后的收敛值达到一致。在实际工程中,洞室在这样大的内压下运行仍是安全的,且可能更经济^[6]。

在固定位移边界条件下,洞室体积收敛值随模型尺度的变化较小。模型宽度只要大于10倍的洞室半径,就可以消除模型尺度对洞室体积收敛的影响,如图8中曲线b所示。而在应力边界条件下,要消除这种影响必须使模型的计算范围取得足够大,例如使模型宽度大于洞室半径的14倍(图8中曲线a)。当模型尺寸较小时,采用应力边界条件获得的收敛值比采用位移边界条件获得的收敛值要大;模型尺度越小,计算结果就相差越大。只有当洞室尺寸足够大(比如大于洞室半径15倍)时,采用应力边界条件与采用位移边界条件获得的洞室体积收敛值才一致。在图8中,蠕变时间仍为6 a,洞室天然气内压为5 MPa。

经上述分析可知,在给定洞室内压(2~9 MPa)、模型宽度为7~10倍的洞室半径的条件下,尽管计算结果受各种因素的影响可能不很精确,但前述洞室设计使用年限期间发生的体积收敛作为相对保守的估计仍然是可靠的。

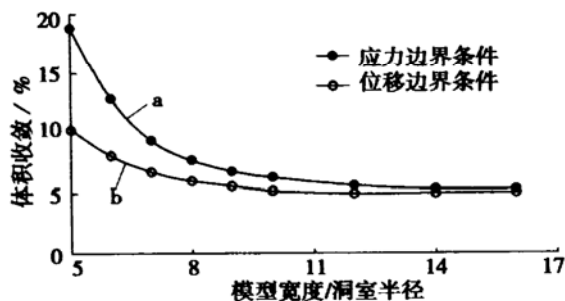


图8 两种边界条件下洞室体积收敛随模型宽度变化
(内压5 MPa, 计算时间6 a)

Fig. 8 Dependence of the volume convergence on the model width with two different boundary conditions (under an inner pressure of 5 MPa after 6 years)

6 结论和建议

通过对一天然气存储地下盐岩洞室围岩的流变数值分析,可以得出如下结论:

(1) 由于盐岩的大流变特性,盐岩层中的稳定应力场一点的各个应力分量趋于相等,具有静水压力的特征,这一点对围岩的稳定有十分重要的意义。

(2) 适当提高天然气内压,可减小洞室围岩的塑性区,延长洞室的使用寿命,提高经济效益。在所研究的存储场中,在天然气内压的最大值达9 MPa到15 MPa

时,洞室仍为安全的。在天然气内压为2 MPa时,洞室围岩也是稳定的,只是使用寿命大大缩短。

(3) 洞室体积随天然气内压波动而变化,但总体趋势是体积收敛,而且在波动内压作用下得到的体积收敛值与相应的恒定内压(其值为波动内压的平均值)作用下得到的收敛值一致。

(4) 在设计平均天然气内压6 MPa条件下,当达到设计使用年限(80 a)时,洞室的剩余存储能力仍保有初始存储能力的27.5%。考虑模型尺寸效应及模型边界条件的影响,计算结果为相对保守的可靠估计。

另外,在进行数值分析时,必须合理选择模型尺寸和边界条件。对于单一洞室而言,模型尺寸必须足够大。例如,在轴对称情况下,模型宽度取大于或等于洞室半径的14倍时,方能消除模型尺寸效应的影响。对于所研究存储场的洞室分布,还应该考虑洞室之间的相互影响。存储场边缘洞室和存储场内部洞室围岩所受应力会不尽相同,尚须对此进行深入研究。

建议加强存储场内气体、液体和盐岩的力学、流体力学和热力学耦合作用及其时间效应研究,以期获得更安全可靠、经济的洞室设计。

参考文献:

- [1] Karl Heinz Lux. Gebirgsmechanischer Entwurf und Felderfahrungen im Salzkavernenbau [M]. Ferdinand Enke Verlag Stuttgart, 1984.
- [2] Bundesanwaltschaft für Geowissenschaften und Rohstoffe. Geotechnisches Verhalten verschiedener Salzgesteine Teilprojekt I, Langzeitverhalten von Salzgesteinen: Abschlußbericht zum Forschungsvorhaben KWA 5502 8/R1. Hannover, 1988.
- [3] Bundesanwaltschaft für Geowissenschaften und Rohstoffe. Thermomechanisches Verhalten von Salzgesteinen: Abschlußbericht zum Forschungsvorhaben Förderkennzeichen 02E85420 [R]. Hannover, 1996.
- [4] Wang Guijun. Charakterisierung der Verschiebung und der zeitabhängigen Wirkung eines Feldes von großen Gaskavernen im Salzstock [A]. Förster W, Heinrich F, Azzam R (Herausgeber). Veröffentlichungen des Institut für Geotechnik der Technischen Universität Bergakademie Freiberg, Heft 1999-5 [C]. 1999.
- [5] Wang Guijun. Untersuchungen zum Kriechverhalten des eine kugelige Gasspeicherkaverne umliegenden Salzgebirges [A]. Azzam R, Heinrich F, Klapperich H (Herausgeber). Veröffentlichungen des Institut für Geotechnik der Technischen Universität Bergakademie Freiberg, Heft 1999-3 [C]. 1999.
- [6] Beckel S, Crotagino F, Quast P. Speicherung von Erdgas in Kavernen [J]. gw - gas erdgas, 1982, 123(2): 68.