

# 储气库可靠性一体化分析方法研究

虞维超<sup>1</sup>, 薛鲁宁<sup>2</sup>, 黄维和<sup>3</sup>, 张也<sup>1</sup>, 温凯<sup>1</sup>, 宫敬<sup>1\*</sup>

1 中国石油大学(北京)油气管道输送安全国家工程实验室, 北京 102249

2 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, 廊坊 065000

3 中国石油天然气股份有限公司, 北京 100007

\* 通信作者, ydgj@cup.edu.cn

收稿日期: 2016-08-05

国家自然科学基金(51504271) 和国家十三五科技重大专项(2016ZX05066005-001) 联合资助

**摘要** 地下储气库作为大型天然气管网系统的重要组成部分, 确保其安全可靠运行对保障管网系统的供气能力尤为重要。本文针对枯竭油气藏型地下储气库的工艺特点和功能分区, 将储气库系统工艺流程分为采气工艺和注气工艺; 功能区块分为地下储层、注采井系统和地面系统。通过注采井系统将地下储层和地面系统联系起来, 并采用基于一体化的可靠性分析方法, 计算给定注采任务下, 储气库系统的运行可靠性。最后, 以某储气库为例, 对其运行可靠性进行评价。

**关键词** 地下储气库; 运行可靠性; 一体化分析; 地下储层; 注采井系统; 地面系统

随着天然气需求的增加, 天然气管网系统作为天然气输送的主要方式之一, 其在能源安全和经济发展中的地位日益提升。因此, 如何提高管网系统的供气安全, 保障用户供气已经成为当前的研究热点。天然气需求受季节和气温的波动较大, 而供给相对稳定, 为满足供需平衡, 必须采用调峰措施来保障管网系统安全平稳供气。地下储气库(Underground Gas Storage, UGS)、高压长输管道的末段储气能力、以及调峰型LNG(Liquefied Natural Gas, LNG)接收站均可在匹配峰荷和增加供气可靠性等方面发挥重要作用。特别是地下储气库, 其作用主要可以分为两大方面: 一方面在管网系统正常工作时, 可以用于季节性调峰, 即在用气低谷时将富余天然气注入储气库内储存, 在用气高峰时将储气库内天然气提取供给用户; 另一方面在意外事故导致管道系统供气中断时, 它们可以作为应急气源, 提高供气可靠性<sup>[1]</sup>。因此, 地下储气库的安全可靠运行对保障管网系统的供气能力和提高系统的供

气可靠度具有重要意义<sup>[2]</sup>。

根据国际天然气联盟(IGU)的统计数据显示, 自1915年在加拿大安大略省Welland气田建成第一座地下储气库以来, 截至2015年, 全球在运营的地下储气库约630座, 其中枯竭油气藏型占78%。我国于20世纪70年代在大庆油田开始尝试地下储气库建设, 1999年建成第一座真正意义上的商业调峰储气库, 即天津大港大张坨地下储气库<sup>[3]</sup>。截止到2015年年底, 我国共建立11座地下储气库, 其中10座是枯竭油气田型储气库, 1座盐穴型储气库, 总的工作气量176亿立方米, 主要分布在环渤海和东部地区<sup>[4]</sup>。从储气库类型来看, 主要包括枯竭油气藏型、含水层、盐穴和岩洞, 其中枯竭油气藏型地下储气库应用最为广泛, 其可靠性研究也是本文研究的重点。枯竭油气藏型地下储气库其全寿命期可细分为五个阶段: 规划阶段、设计阶段、施工阶段、运营阶段和废弃阶段, 国内外研究重点在前四个阶段, 每个阶段都有不安全因素存

引用格式: 虞维超, 薛鲁宁, 黄维和, 张也, 温凯, 宫敬. 储气库可靠性一体化分析方法研究. 石油科学通报, 2017, 01: 102-114

YU Weichao, XUE Luning, HUANG Weihe, ZHANG Ye, WEN Kai, GONG Jing. An integration method for evaluating the operating reliability of underground natural gas storage. Petroleum Science Bulletin, 2017, 01: 102-114. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.01.010

在<sup>[5]</sup>。截至到2008年全球枯竭油气藏型地下储气库的事故共16起,事故发生率约为3%。美国为储库事故高发区,共计14起,约占事故总数的88%,而发生在加利福尼亚州的事故高达11起,占总数的69%<sup>[6]</sup>。

由此可知,储气库在运营阶段,其可靠运行受到诸多因素影响,且储气库一旦失效,会造成较大的人员伤亡和经济损失,因此对储气库运行可靠性进行研究具有重要意义和价值。储气库具有“高产低产变化频繁、高压低压变化强烈、周期注采长期使用”的特点,需要其具有“注得进、采得出、存得住”的功能<sup>[7]</sup>,对于储气库可靠性的研究,具有其独特之处,目前国内外学者也对这方面做了大量研究。

## 1 储气库可靠性研究现状

储气库是由多类型单元组成的复杂系统,基于其功能分区,将储气库系统分为地下储层、注采井系统和地面系统。其中地面系统设备单元按注采气工艺特点,分为注气工艺设备,包括过滤器、压缩机、空冷器、高压管段及阀门,以及采气工艺设备,包括阀门、分离器、空冷器、换热器、压力管道等。

根据失效数据统计,枯竭油气藏型地下储气库主要存在三种事故类型:储库密闭性问题、注采井或套管的结构损坏和地面设施的失效<sup>[8]</sup>,国内外对于枯竭油气藏储气库可靠性研究也主要集中在这三方面。

储气库失效事故大部分与储库密闭性有关<sup>[9]</sup>,文献[10]针对储气库泄漏而造成的运行过程中气体从储层迁移、泄露到地面的事故,对气体迁移机理、迁移路径和对应的风险进行研究,并提出了相应的预防措施。文献[11]将凸集模型引入到储气库不活动断层滑移非概率可靠度分析中,建立了断层滑移极限状态函数和储气库断层滑移非概率可靠度计算模型。文献[12-13]对影响断层滑移可靠性的主要因素进行了分析,采用地质力学和数值模拟的方法,确定孔隙压力为断层可靠性最敏感因素。文献[14]采用响应面方法分析储气库注气过程对断层可靠性的影响,并得到断层参数的变化对断层可靠性有较大影响的结论。文献[15]以板中北储气库为例,综合定性和定量方法,系统评价了板中北储气库断层封闭完整性。文中在采用了目前通用的断层封闭完整性评价方法:泥岩涂抹因子计算方法<sup>[16]</sup>和断层泥质比率法的同时,还使用自然伽马多元回归法定量评价断层封闭完整性。文献[5]从储气库岩体材料受力破坏角度出发,采用摩尔-库伦准则建立储气库盖层极限状态方程,并利用蒙特卡

洛算法计算盖层可靠度。

套管是储气库采出注入的通道,它的运行安全直接关系到储气库注采任务能否顺利完成,是油气储库运营的重要枢纽。据统计,套管损坏所造成储气库事故约占储气库事故总数的31%<sup>[17]</sup>。因此,对套管进行安全评价和可靠性研究显得十分重要。传统的套管安全评价不考虑套管运行过程中的不确定性因素,采用安全系数法对套管强度进行评价<sup>[18]</sup>。针对传统的安全系数方法的不确定性,文献[19]基于结构可靠度理论和随机原理,采用量化风险评价的方法,考虑套管运行过程中的各种不确定性因素,计算套管在不同荷载下结构可靠度。文献[20]考虑了储气库运营过程中储库套管受到储气内压、材料参数和几何尺寸等不确定性因素的影响,建立了盐岩储气库的套管结构模型和基于Von Mises屈服准则的套管结构功能函数,应用响应面法结合蒙特卡洛抽样计算获得储库在高压和低压运行条件下套管结构可靠度的变化规律。文献[21]依托973课题——油气储库群运营中的灾变风险评估与调控机制,研究了套管在不同风险因子下的失效概率变化情况。文献[22]对套管的设计和套损修复提出可行建议和措施。文献[23]通过对三维套管-水泥环-围岩系统失效概率及敏感性因素进行分析,得出采气阶段,由储气库腔体应力状态和体积变形规律确定的最大采气降压速率不会影响套管系统的安全性。文献[24]基于故障树模型,提出采用可靠性理论对套管寿命进行预测的方法,并根据套管损坏数据,对模型结果加以验证。

对于地面系统的可靠性研究,文献[25]采用RBI(基于风险的检验)技术,分析和确定地下储气库地面系统风险等级和风险值,并提出提高系统安全性的措施。文献[26]基于API581对地下储气库站场进行了风险评价,根据各设备存在的风险因素不同,将站场设备分为压缩气体单元、气体处理单元和管段单元进行风险分析,并根据分析结果,提出了降低站场风险的措施。文献[27]对压缩机系统危险因素进行辨识,建立压缩机失效的事故树模型;并基于RCM理论对压缩机系统进行FMEA分析;且对压缩机爆炸事故危害进行研究。文献[28]采用有限元分析方法对储气库注气压缩机在注气过程中故障情况进行动态故障模拟分析。文献[29-30]开展了以可靠性为中心的维修决策分析,建立了地下储气库注采压缩机风险评价方法,制定了针对故障原因的维修策略与任务。文献[31]重点研究了几个影响地下储气库系统可靠性置信区间下限确定的特定部件(储气罐、集输管线和安全阀等),

根据构成储气库系统的特定部件(储气罐、集输管线和安全阀等)寿命的分布不同,构建相应的模型。

以上针对地下储气库运行可靠性的研究,都只是对储气库系统某一单元或设备进行的分析,缺乏对储气库整体的可靠性评价,而且对于设备可靠性的评价,大部分是基于结构可靠度原理,没有将储气库注采工艺分析和可靠性计算结合,不能够反映设备实际运行情况。本文的研究是在吸收总结储气库各组成单元可靠性研究的基础上,提出有别于一般站场的可靠性分析方法,将储气库工艺计算与可靠性评价相结合,突出储气库周期注采的特点,形成一套适用于储气库可靠性分析的一体化评价方法。

## 2 基于储层状态空间模型的储气库运行可靠性一体化评价方法

### 2.1 储气库可靠性一体化评价方法框架

储气库可靠性一体化评价方法包括三个层级,如图1所示:较低层级的系统注采气工艺计算;中间层级的基于工艺计算结果的设备单元可靠度评价;最高层级的基于系统可靠性理论,给定工况下储气库系统的运行可靠性评价。

### 2.2 储气库系统工艺计算

储气库系统包括注入、采出天然气两类工艺。具体为,注气工艺流程:干线天然气来气经进站过滤器处理,由往复压缩机增压和出口油过滤器气净化,

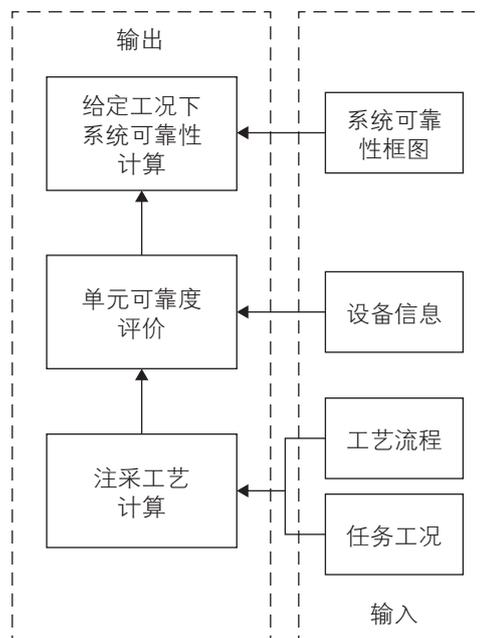


图1 储气库可靠性一体化评价方法框图

Fig.1 Flowchart for evaluating operating reliability of UGS

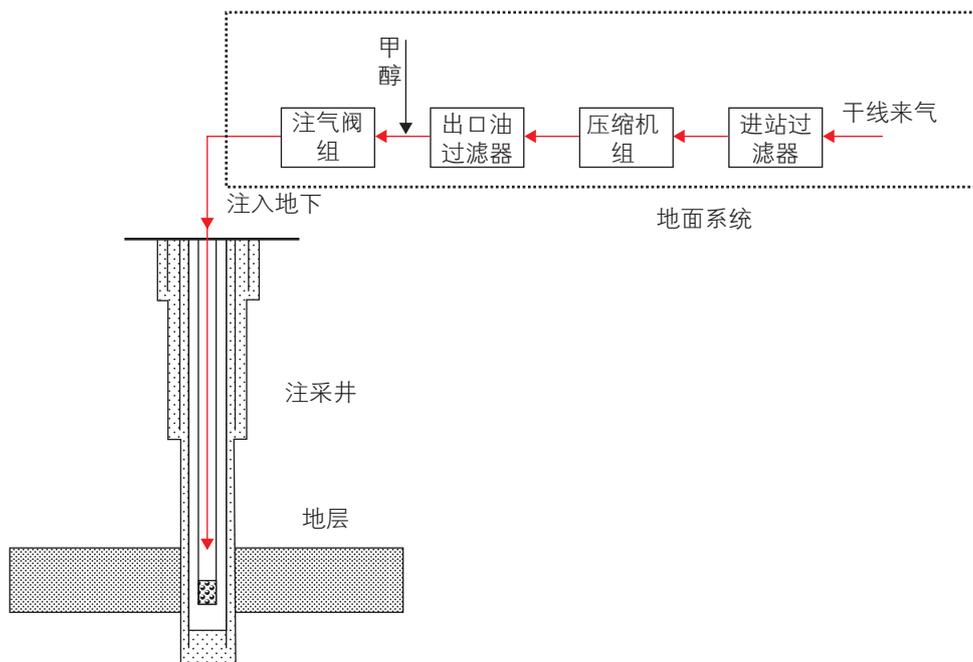


图2 注气工艺流程图

Fig.2 Flow chart of gas injection process



部深度,  $m$ ;  $f$  为油管阻力系数。

(2) 对于注气工艺, 井底和井口压力关系为

$$P_{wf} = P_{wh} \left\{ e^{2N_{gp}} + \frac{N_{fp}}{2N_{gp}} \left[ 1 - e^{2N_{gp}} \right] \right\}^{0.5} \quad (3)$$

$$\text{式中: } N_{fp} = \frac{4\bar{Z}fW_g^2RT_{wh}L}{P_{wh}^2A^2d_hM_g}; \quad N_{gp} = \frac{M_ggL_t \cos \alpha_t}{\bar{Z}RT}; \quad M_g$$

为注入气体分子量,  $\text{kg/mol}$ ;  $g$  为重力加速度,  $9.8 \text{ m/s}^2$ ;  $\alpha_t$  为油管的倾角,  $^\circ$ ;  $L_t$  为油管长度,  $m$ ;  $T$  为地层温度,  $K$ ;  $R$  为气体常数,  $8.3143 \text{ KJ/(KmolK)}$ ;  $T_{wh}$ , 井口温度,  $K$ ;  $A$ , 油管界面的流动面积,  $m^2$ ;  $d_h$ , 油管内径,  $m$ ;  $W_g$  气体质量流量,  $\text{kg/s}$ 。

### 2.2.3 地面系统水力计算

(1) 高压管段水力-热力计算模型

参照规范<sup>[34]</sup>, 对高压管道进行水力计算:

$$Q_{sc} = 1051 \left[ \frac{(P_1^2 - P_2^2)d^5}{\lambda Z \Delta \bar{T} L_p} \right]^{0.5} \quad (4)$$

式中:  $Q_{sc}$  为储气库注采气量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $P_1$  为输气管道计算段的起点压力(绝),  $\text{MPa}$ ;  $P_2$  为输气管道计算段的终点压力(绝),  $\text{MPa}$ ;  $d$  为输气管道内直径,  $\text{cm}$ ;  $\lambda$  为水力摩阻系数;  $Z$  为气体压缩系数;  $\Delta$  为气体的相对密度;  $\bar{T}$  为气体的平均温度,  $K$ ;  $L_p$  为输气管道计算段的长度,  $\text{km}$ 。

(2) 注气压缩机组工艺计算模型

$$N_s = \frac{1}{1000} \frac{\gamma}{\gamma-1} P_s V_1 \left( \varepsilon^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right) \frac{Z_1 + Z_2}{2Z_1} \frac{1}{\eta} \frac{1}{\eta_m} \frac{1}{\eta_t} \quad (5)$$

式中:  $N_s$  为压缩机组的实际轴功率,  $\text{kW}$ ;  $\gamma$  为气体的绝热指数;  $P_s$  为压缩机组进口状态下压力,  $\text{Pa}$ ;  $Z_1$  为压缩机进气条件下气体压缩机系数;  $Z_2$  压缩机排气条件下气体压缩系数;  $\eta$  为压缩机组的绝热系数;  $\eta_m$  为压缩机组的机械效率;  $\eta_t$  为压缩机组传动效率。

(3) 地面气体处理设备如过滤器、分离器、换热器和空冷器, 其水力-热力计算模型与常规天然气站场的计算方法相同。

## 2.3 设备可靠度计算

设备单元可靠度计算主要采用基于运行工况的评价方法。对于设备单元, 都有其运行负荷承受的上限或是临界值, 当设备实际运行工况在临界值以下时, 认为是可靠运行; 当运行工况超过其临界值, 则认为发生失效, 不能满足任务要求。根据设备运行工况超过临界值后的失效后果不同, 将其分为基于结构破坏

的硬失效评价方法和基于停机保护的软失效评价方法。

### 2.3.1 基于结构破坏的硬失效评价方法

(1) 地层可靠度模型

对于注气流程, 采用拉伸破坏(压裂)准则, 建立其极限状态方程:

$$g_{\text{reservoir}} = \frac{2\sigma_h - \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} P_r + T_0}{2 - \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu}} - P_w \quad (6)$$

对于采气流程, 基于摩尔库伦失效准则, 建立其极限状态方程:

$$g_{\text{reservoir}} = P_w - \frac{\sigma_v - \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} P_r - C_0}{2 - \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu}} \quad (7)$$

式中:  $P_w$  为井筒压力,  $\text{MPa}$ ;  $\sigma_v$  为井眼受轴向应力,  $\text{MPa}$ ;  $\sigma_h$  为最小水平地应力,  $\text{MPa}$ ;  $C_0$  为单轴抗压强度,  $\text{MPa}$ ;  $\nu$  为泊松比;  $\alpha$  为biot系数, 与岩性有关, 无量纲;  $T_0$  为材料的抗拉强度,  $\text{MPa}$ 。

$g_{\text{reservoir}} \leq 0$  表示地层处于失效状态, 地层可靠度为  $R_{\text{reservoir}} = 1 - \text{Prob}(g_{\text{reservoir}} \leq 0)$ 。

(2) 套管可靠度模型

根据石油天然气行业标准<sup>[35]</sup>, 得到套管受压破坏极限状态方程, 其表达式为:

$$g_{\text{casing}_1} = P_{ba} - P_t \quad (8)$$

其中:

$$P_{ba} = 0.875 \left( \frac{2\sigma_y t}{D_c} \right) \times$$

$$\left[ \frac{r_i^2}{\sqrt{3r_o^4 + r_i^4}} \frac{\sigma_a}{\sigma_y} + \sqrt{1 - \frac{3r_o^4}{3r_o^4 + r_i^4} \left( \frac{\sigma_a}{\sigma_y} \right)^2} \right];$$

套管受拉破坏极限状态方程, 其表达式为:

$$g_{\text{casing}_2} = T_a - P_t \quad (9)$$

其中  $T_a = 9.5 \times 10^{-4} A_p \sigma_y (25.623 - 0.083 581 D_c)$ 。

式中:  $P_t$  为套压,  $\text{MPa}$ ;  $P_{ba}$  为套管三轴抗内压强度,  $\text{MPa}$ ;  $T_a$  为套管三轴抗拉强度;  $r_i$  为管材内半径,  $\text{mm}$ ;  $r_o$  为管材外半径,  $\text{mm}$ ;  $\sigma_a$  为轴向应力;  $\sigma_y$  为屈服强度,  $\text{MPa}$ ;  $t$  为壁厚,  $\text{mm}$ ;  $D_c$  管材外径,  $\text{mm}$ ;  $A_p$  为管材截面积,  $\text{mm}^2$ ,  $A_p = 0.785(D_c^2 - D_{ci}^2)$ ;  $D_{ci}$  为管材内径,  $\text{mm}$ 。

利用公式(8)和公式(9), 得到套管可靠度计算公式:  $R_{\text{casing}} = 1 - \text{Prob}[(g_{\text{casing}_1} \leq 0) \cup (g_{\text{casing}_2} \leq 0)]$ 。

(3) 油管可靠度模型

油管受压破坏极限状态方程的表达式为

$$g_{\text{tubing}_1} = P_{\text{ba}} - P_t \quad (10)$$

其中:

$$P_{\text{ba}} = 0.875 \left( \frac{2\sigma_y t}{D_c} \right) \times \left[ \frac{r_i^2}{\sqrt{3r_o^4 + r_i^4}} \frac{\sigma_a}{\sigma_y} + \sqrt{1 - \frac{3r_o^4}{3r_o^4 + r_i^4} \left( \frac{\sigma_a}{\sigma_y} \right)^2} \right];$$

受拉破坏极限状态方程, 其表达式为

$$g_{\text{tubing}_2} = T_a - P_t \quad (11)$$

其中  $T_a = 9.5 \times 10^{-4} A_p \sigma_y (25.623 - 0.083 581 D_c)$ 。

式中:  $P_t$  为油管压力, MPa,  $P_{\text{ba}}$  为油管三轴抗压强度, MPa;  $T_a$  为油管三轴抗拉强度, MPa; 其他参数含义与公式(8)-(9)相同。

利用公式(10)和公式(11), 得到油管可靠度计算公式:  $R'_{\text{tubing}} = 1 - \text{Prob}[(g_{\text{tubing}_1} \leq 0) \cup (g_{\text{tubing}_2} \leq 0)]$ 。

油管可靠度考虑冲蚀作用的影响, 包括两个部分: 累计冲蚀作用和当前冲蚀作用。考虑累积冲蚀作用时, 油管可靠度为

$$R''_{\text{tubing}} = \left( 1 - \frac{N_c}{NT} \right) R'_{\text{tubing}} \quad (12)$$

式中:  $N_c$  为超过临界冲蚀流量的累积天数,  $N$  为年均注采天数,  $T$  为运行时间, 年。如果当前注采流量超过临界冲蚀流量, 则再考虑当前冲蚀作用的影响:

$$R_{\text{tubing}} = \left( 1 - \frac{N_c}{365T} \right) \left( \frac{q_{\text{sc}} - q_{\text{critical}}}{4q_{\text{critical}}} \right) R'_{\text{tubing}} \quad (13)$$

式中:  $q_{\text{critical}}$  为临界冲蚀流量,  $\text{m}^3/\text{d}$ 。

#### (4) 水泥环可靠度模型

采用摩尔库伦准则<sup>[36-37]</sup>, 建立水泥环破坏的极限状态方程

$$g_{\text{cement}} = \frac{2R_o^2 \sigma_h - C_o (R_o^2 - R_i^2)}{[(1 - \tan^2 \theta) R_i^2 + (1 + \tan^2 \theta) R_o^2]} - P_{\text{wf}} \quad (14)$$

式中:  $C_o$  为水泥石单轴抗压强度, MPa;  $\theta$  为破坏面角, °;  $\sigma_h$  为平均水平地应力, MPa;  $R_o$  为水泥环外径, mm;  $R_i$  为水泥环内径, mm。

利用公式(14), 得到水泥环可靠度为:

$$R_{\text{cement}} = 1 - \text{Prob}[g_{\text{cement}} \leq 0]$$

综上, 通过上述可靠度模型可以计算在不同工况情况下, 套管、油管和水泥环的可靠度:  $R_{\text{casing}}$ 、 $R_{\text{tubing}}$  和  $R_{\text{cement}}$ , 从而得到注采井可靠度:

$$R_{\text{single\_well}} = R_{\text{casing}} \cdot R_{\text{tubing}} \cdot R_{\text{cement}} \quad (15)$$

#### (5) 管道可靠度模型:

储气库站场内高压管道主要是受腐蚀缺陷影响, 本研究考虑管道内含有多个腐蚀缺陷情况。对于随机选择的腐蚀缺陷, 管道发生爆裂失效的极限状态方程<sup>[38]</sup>为:

$$g_{\text{pipeline}} = P_{\text{bf}} - P_{\text{op}} = \begin{cases} 1.8 \frac{t\sigma_u}{D} \left( \frac{1 - \frac{d_a}{t}}{1 - \frac{d_a}{Mt}} \right) - P_{\text{op}} & SMYS > 241 \\ 2.3 \frac{t\sigma_u}{D} \left( \frac{1 - \frac{d_a}{t}}{1 - \frac{d_a}{Mt}} \right) - P_{\text{op}} & SMYS \leq 241 \end{cases} \quad (16)$$

其中

$$M = \begin{cases} \sqrt{1 + 0.627 5 \frac{l^2}{Dt} - 0.003 375 \frac{l^4}{D^2 t^2}} & \frac{l^2}{Dt} \leq 50 \\ 0.032 \frac{l^2}{Dt} + 3.3 & \frac{l^2}{Dt} > 50 \end{cases} \quad (17)$$

式中:  $P_{\text{bf}}$  为管道爆裂压力, MPa;  $P_{\text{op}}$  为管道内压, MPa;  $d_a$  为缺陷平均深度, mm;  $t$  为管道壁厚, mm;  $l$  为缺陷长度, mm;  $D$  为管道直径, mm。

基于公式(16), 得到单个缺陷下管道可靠度:  $R'_{\text{pipeline}} = 1 - \text{Prob}[g_{\text{pipeline}} \leq 0]$ 。当管道含有  $n(n \geq 1)$  个缺陷时, 管道系统结构可靠度可以由下式计算:

$$R_{\text{pipeline}} = (R'_{\text{pipeline}})^n \quad (18)$$

### 2.3.2 基于停机保护的软失效评价方法

对于地面系统大部分设备单元, 例如压缩机、分离器、过滤器等, 设备实际运行工况超过临界值, 会导致其性能参数超过安全阈值而出现设备停机保护情况。因此, 对于此类设备, 分析其设备停机保护的软失效情况, 采用基于运行状态的可靠度分析方法对其可靠度进行评价。

#### (1) 压缩机可靠度模型

注气压缩机是储气库的核心设备, 只有压缩机安全可靠运行, 才能保证整个储气库的正常运转。对于注气压缩机的可靠度评价, 主要有基于故障树可靠性建模、基于重要单元结构的可靠度建模、基于故障数据的可靠度建模和基于运行工况的可靠度建模<sup>[39-40]</sup>。前3种方法存在两大问题: 1) 对压缩机故障数据需求较高; 2) 不能反映不同的注气工况下压

压缩机实际运行状态。因此，针对缺乏压缩机故障数据，以及需要将注气工艺和可靠性评价结合的需求，本文采用基于运行工况的可靠度建模方法对压缩机可靠度进行评价。

建立往复式压缩机基于运行状态的极限状态方程，其表达式为

$$g_{\text{compressor}} = N_{\text{set}} - N_s \quad (19)$$

其中： $N_{\text{set}}$  为压缩机最大轴功率，kW。

采用公式(19)，得到压缩机可靠度计算公式：

$$R_{\text{compressor}} = 1 - \text{Prob}[g_{\text{compressor}} \leq 0]$$

(2)分离器、过滤器、换热器和空冷器可靠度模型

地面系统其他设备单元，如过滤器、空冷器、换热器和分离器等设备，属于压力容器，建立以下极限状态方程，即

$$g_{\text{filter}} = P_{\text{set\_filter}} - P_{\text{op}} \quad (20)$$

$$g_{\text{cooler}} = P_{\text{set\_cooler}} - P_{\text{op}} \quad (21)$$

$$g_{\text{exchanger}} = P_{\text{set\_exchanger}} - P_{\text{op}} \quad (22)$$

$$g_{\text{separator}} = P_{\text{set\_separator}} - P_{\text{op}} \quad (23)$$

其中： $P_{\text{set\_filter}}$ 、 $P_{\text{set\_cooler}}$ 、 $P_{\text{set\_exchanger}}$ 、 $P_{\text{set\_separator}}$  分别为过滤器、空冷器、换热器和分离器最大允许压力，MPa； $P_{\text{op}}$  为设备在不同工况下实际运行压力，MPa。

采用公式(20)–(23)，可以得到过滤器、空冷器、换热器和分离器单元可靠度：

$$R_{\text{filter}} = 1 - \text{Prob}[g_{\text{filter}} \leq 0],$$

$$R_{\text{cooler}} = 1 - \text{Prob}[g_{\text{cooler}} \leq 0],$$

$$R_{\text{exchanger}} = 1 - \text{Prob}[g_{\text{exchanger}} \leq 0]$$

$$\text{和 } R_{\text{separator}} = 1 - \text{Prob}[g_{\text{separator}} \leq 0]。$$

### 2.4 储气库可靠性一体化评价方法

储气库系统是一个典型的多级分层系统，按功能分区可以分为地下储层、注采井系统和地面工程系统，

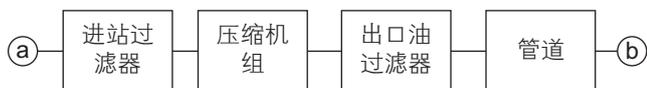


图4 储气库注气工艺地面系统可靠性框图

Fig. 4 Reliability block diagram of gas injection process

通过注采井系统将地下储层和地面系统相联系。基于单元可靠度评价结果，采用系统可靠性理论，可以对各子系统的可靠性进行评价。

(1)对于地面系统，按照实际注采气工艺的可靠性框图，如图4和图5所示，采用系统可靠性理论评价其可靠性。

注气工艺时：

$$R_{\text{surfacesystem}} = R_{\text{filter}} \cdot R_{\text{compressor}} \cdot R_{\text{filter}} \cdot R_{\text{pipeline}} \quad (24)$$

采气工艺时：

$$R_{\text{surfacesystem}} = R_{\text{pipeline}} \cdot R_{\text{separator}} \cdot R_{\text{cooler}} \cdot R_{\text{separator}} \cdot R_{\text{exchanger}} \cdot R_{\text{separator}} \quad (25)$$

(2)对于注采井系统，在给定的任务下，只需所有N口井中，存在k口井正常工作即可，可以简化为k/n冗余系统，采用递归算法或通用生成算法，计算注采井系统可靠性：

$$R_{\text{wellsystem}} = \sum_{l=k}^N \binom{N}{l} (R_{\text{single\_well}})^l (1 - R_{\text{single\_well}})^{N-l} \quad (26)$$

因此，储气库系统运行可靠性为：

$$R_{\text{UGS}} = R_{\text{reservoir}} \cdot R_{\text{wellsystem}} \cdot R_{\text{surfacesystem}} \quad (27)$$

其详细的一体化分析流程如图6所示。

### 3 算例

采用某枯竭气藏型地下储气库实际生产数据，基于本文提出的可靠性模型，评价该储气库在注采气期间系统的运行可靠性。在算例计算时，进行以下假设：

- (1) 不考虑辅助生产系统对储气库可靠性的影响；
- (2) 设备单元采用确定的失效判据；
- (3) 设备的状态相互独立；
- (4) 不考虑各子系统之间可靠性的相互影响。

该储气库位于环渤海地区，已运行15年，共有17口可注可采井。采用拟合方法得到地下储气库地层压力和地下储量的关系：

$$P_r = 1.7775Q_{\text{in}} - 1.9397$$

其中： $Q_{\text{in}}$  为地下储量，亿 $\text{m}^3$ 。

由实际生产数据可知，该储气库地层压力正常区



图5 储气库采气工艺地面系统可靠性框图

Fig. 5 Reliability block diagram of gas production process

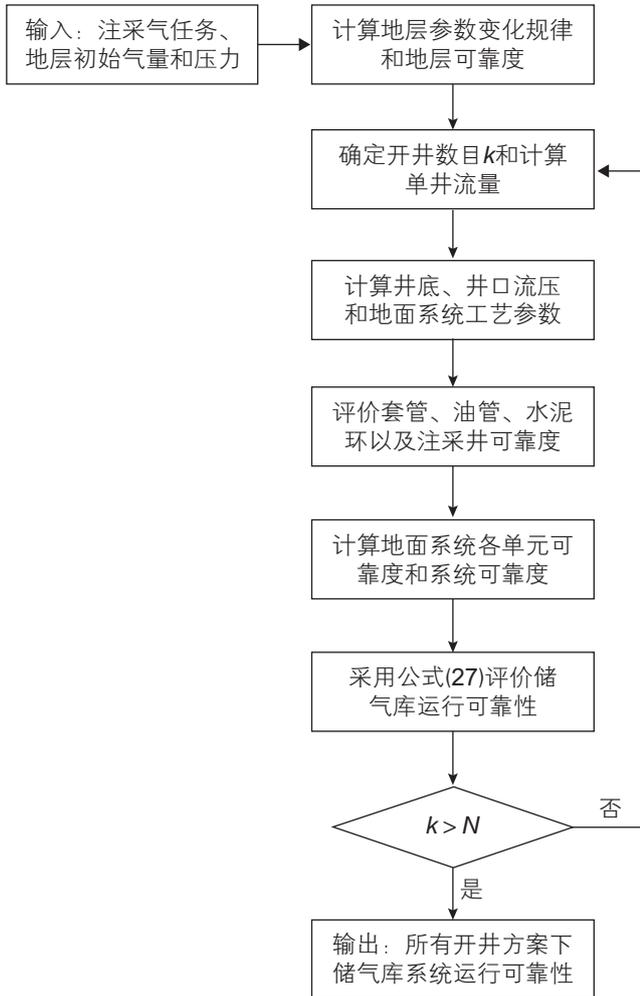


图6 储气库可靠性一体化分析流程

Fig. 6 Procedure for evaluating the operating reliability based on the integration method

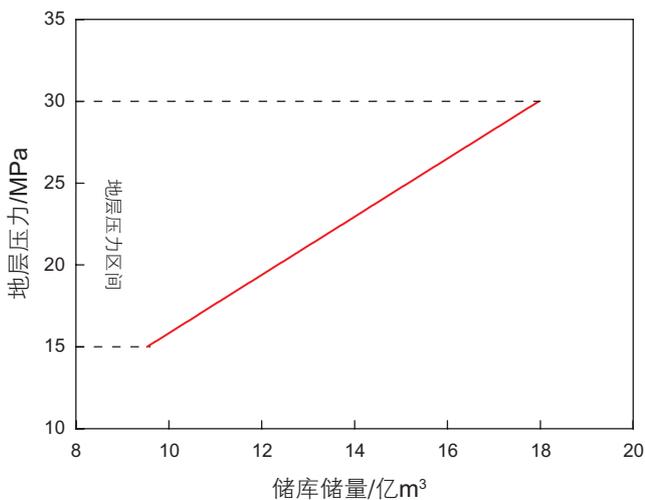


图7 储气库地层压力与储库储量关系

Fig. 7 Relationship between reservoir pressure and inventory of UGS

间为 15~29.77 MPa(见图 7)。

### 3.1 注气算例

储气库系统注气前地层压力 25.5 MPa, 现需注气 320 万 m<sup>3</sup>/d, 注气时间为 30 天, 储气库冲蚀累计天数 0 天。注气站干线来气压力 2.7 MPa。注气站与注采平台的注气管线采用  $\Phi 219 \text{ mm} \times 18 \text{ mm}$  无缝钢管(X60 材质)。

需要注意的是, 储气库运行工况和系统可靠性与储气库开井方案即开井数目直接相关。以开 10 口井为例, 计算在此开井方案下, 系统的工艺参数以及设备

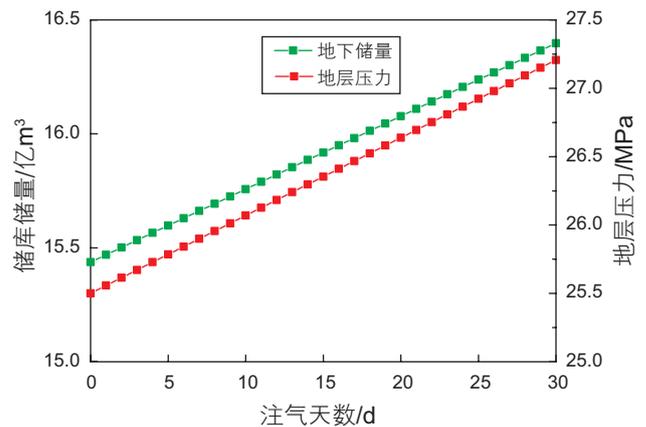


图8 注气期内地层压力随注气时间变化

Fig. 8 Dependence of reservoir pressure on the time of injection cycle

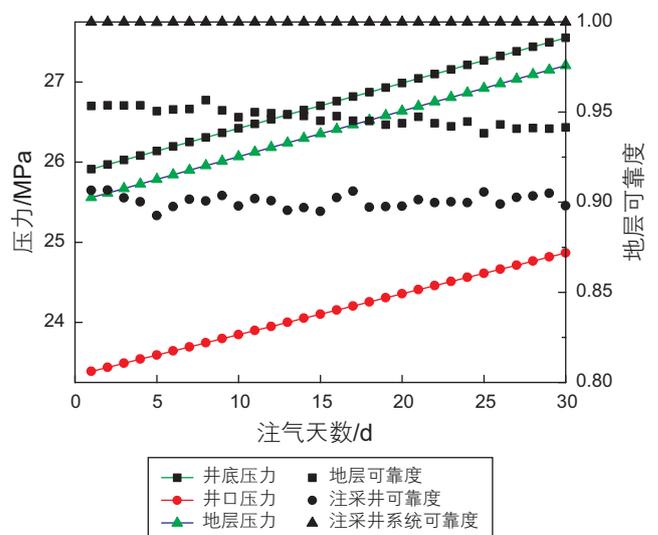


图9 开井数为 10 时, 地层压力、井底流压、井口压力、地层可靠度和注采井系统可靠度变化随注气时间变化

Fig. 9 Dependence of reservoir pressure, bottom-hole pressure, wellhead pressure, reliability of reservoir and reliability of well system on the time of injection cycle when  $k=10$

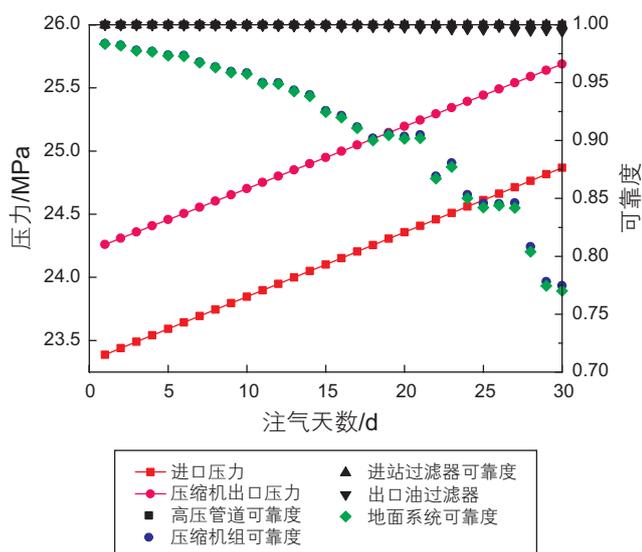


图 10 开井数为 10 时, 压缩机出口压力, 管道、压缩机、进站过滤器和出口油过滤器可靠度随注气时间变化  
Fig. 10 Dependence of discharge pressure, reliability of pipeline, compressor units, filters on the time of injection time when  $k=10$

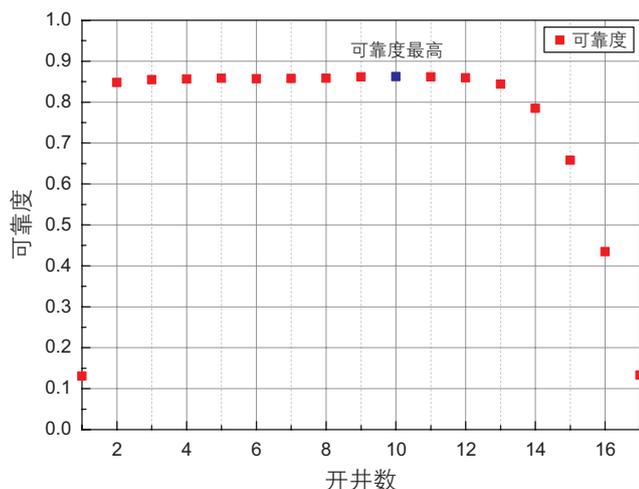


图 11 给定注气任务时, 系统在不同开井方案下可靠性计算结果  
Fig. 11 Operating reliability of underground gas storage for case of gas injection

单元可靠度。

采用文中提出的方法, 计算注气期内地层压力、井底压力、井口压力、压缩机出口压力随注气时间的变化情况以及地层可靠度、注采井系统可靠度和地面系统可靠度变化情况, 最终得到储气库系统运行可靠度(图 8-图 11)。工艺计算结果表明, 储气库在开 10 口井时, 油管的气体流量小于油管最大冲蚀流量, 油管未发生冲蚀。

通过本文提出的方法, 可以计算储气库系统在不同开井方案即开井数目下, 系统运行可靠性。由计算结果可知, 当开井数为 10 时, 储气库系统完成给定注气任务的运行可靠性最高, 为 0.862 21。地面设备除注气压缩机外, 存在较大冗余, 且易于管理和维修, 因此其可靠度要高于地下系统各单元, 可靠度趋近于 1; 储气库注气工艺运行可靠性主要受地层可靠度和压缩机组可靠度影响。

### 3.2 采气算例

储气库采气前地层压力 30 MPa, 需采气 500 万  $\text{m}^3/\text{d}$ , 采气时间 10 天, 储气库冲蚀累计天数 0 天。井口节流阀后控制压力为 6.5 MPa。注采平台与集气站的集气管线采用  $\Phi 325 \text{ mm} \times 8 \text{ mm}$  螺旋焊缝钢管(X60 材质)。

储气库运行工况和系统可靠性与储气库开井方案即开井数目直接相关, 本文以开 10 口井为例, 计算在此开井方案下, 完成给定采气任务的系统可靠度。

首先, 计算地层压力、井底压力、井口压力随采气时间变化规律, 以及地层可靠度、注采井系统可靠度和地面系统可靠度变化规律, 最终得到储气库系统可靠度(图 12-图 14)。

由工艺计算可知, 储气库在开 10 口井的情况下, 油管的气体流量小于油管最大冲蚀流量, 油管未发生冲蚀。且因该储气库采用井口节流、中压集输工艺, 在采气量不超过最大允许采气量时, 地面设备冗余度高, 易于管理和维修, 设备的可靠度趋近于 1。

采用本文提出的方法, 可以计算储气库系统在不同开井方案即开井数目下, 系统运行可靠性。由计算结果可知, 当开井数为 10 时, 储气库系统完成给定采

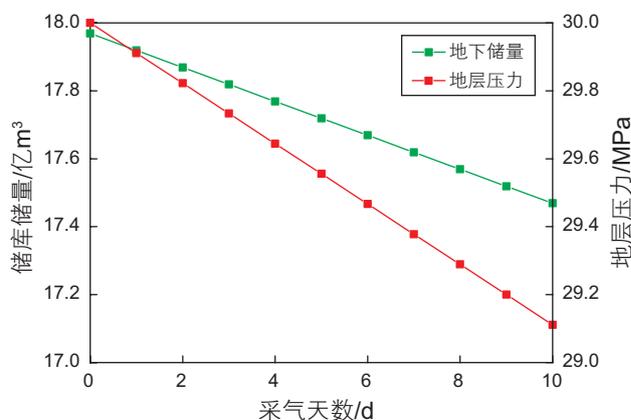


图 12 采气期内地层压力随采气时间变化  
Fig. 12 Dependence of reservoir pressure on the time of production cycle

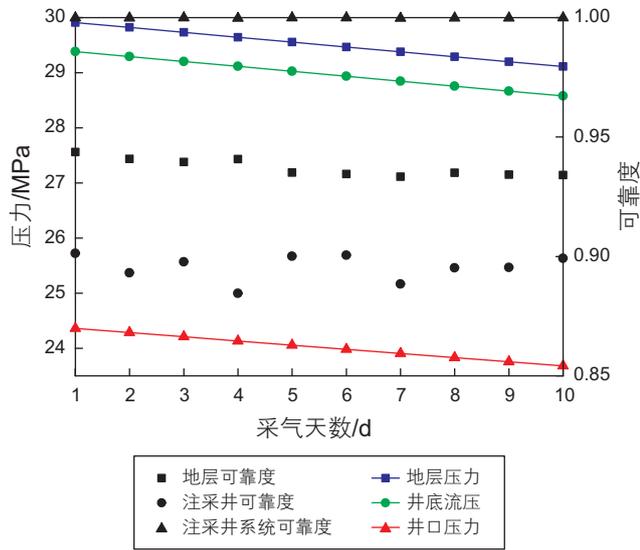


图 13 开井数为 10 时, 地层压力、井底流压、井口压力、地层可靠度和注采井系统可靠度变化随采气时间变化

Fig. 13 Dependence of reservoir pressure, bottom-hole pressure, wellhead pressure, reliability of reservoir and reliability of well system on the time of production cycle when  $k=10$

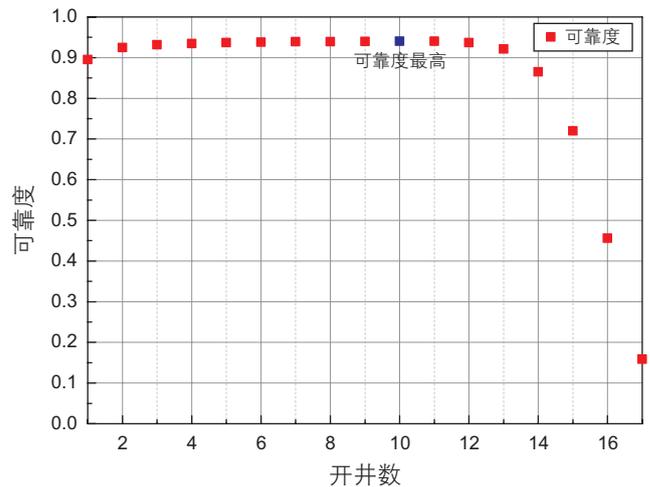


图 14 给定采气任务时, 系统在不同开井方案下的可靠性计算结果

Fig. 14 Operating reliability of underground gas storage for case of gas production

气任务的运行可靠性最高, 为 0.940 65。

通过上述两个算例可知: 1) 储气库在不同的开井方案即开井数目下, 系统运行可靠性不同, 需要选择最优的开井数, 以确保系统可靠性最高; 2) 储气库系统注气时, 系统可靠度主要受压缩机组和地层可靠度影响; 采气时, 地面系统采用井口节流、中压集输的工艺, 当采气量不高于最大允许采气量时, 地面系统可靠度趋近于 1, 系统可靠度主要受地层可靠度影响; 3) 本文提出的一体化方法可以对储气库完成给定注采任务的能力进行评价或预测。

### 4 结论

储气库可靠性一体化分析是储气库可靠性评价的关键。以往的研究只是对储气库各子单元的可靠度进行分析, 对整体可靠性的研究较少。本文提出的储气库运行可靠性一体化分析方法, 将储气库按工艺流程分为注气工艺流程和采气工艺流程; 按功能分区分为地下储层、注采井系统和地面系统。根据储气库的工

艺特点将储气库各个功能分区联系起来, 采用文中提出的可靠性一体化评价方法, 计算给定任务下储气库系统的运行可靠性, 计算结果能够反映系统完成给定注采气任务的能力。通过本文研究得到以下结论:

(1) 储气库系统设备单元可靠度的评价中, 地下储层、注采井和管道侧重的是结构安全, 采用结构可靠度计算方法进行分析; 地面系统大部分设备单元, 例如压缩机、分离器、过滤器等, 采用的是基于设备运行状态的可靠度计算方法进行分析。

(2) 储气库运行工况和系统可靠性与开井方案即开井数目  $k$  直接相关, 实际运行时, 需要选择最优的开井数, 以确保系统运行可靠性最高。

(3) 通过一体化的可靠性分析方法, 可以计算在给定任务情况下, 储气库系统的运行可靠性, 为储气库系统运行管理、事故维修提供技术支持。

### 致谢

本研究得到中国石油大学(北京)石油工程学院彭焱博士研究生的大力帮助, 在此表示诚挚的感谢。

### 参考文献

[1] 苏欣, 张琳, 李岳. 国内外地下储气库现状及发展趋势[J]. 天然气与石油, 2007, 25(04): 1-4. [SU X, ZHANG L, LI Y. Status and development trend of foreign underground gas storages[J]. Natural Gas & Oil, 2007, 25(04): 1-4.]  
 [2] 吴建华. 储气库注采系统节点分析及其应用[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2014. [WU J H. The node analysis and application on

- injection-production system of the gas storage[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2014.]
- [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.[DING G S, XIE P. Current situation and prospect of Chinese underground natural gas storage[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(6): 111–113.]
- [4] 丁国生, 李春, 王皆明, 等. 中国地下储气库现状及技术发展方向[J]. 天然气工业, 2015, 35(11).[DING G S, LI C, WANG J M, et al. The status quo and technical development direction of underground gas storages in China[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(11).]
- [5] 张益炬. 枯竭油气藏型地下储气库方案优选及安全性评价方法研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2014.[ZHANG Y J. Study on scheme optimization and safety assessment of depleted oil and gas reservoirs underground gas storage[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.]
- [6] EVANS D J, WEST J M. An appraisal of underground gas storage technologies and incidents, for the development of risk assessment methodology[M]. Nottingham: British Geological Survey, 2008.
- [7] 马小明, 赵平起. 地下储气库设计实用技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2010.[MA X M, ZHAO Q P. Practical technology for design of underground gas storage[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.]
- [8] 谢丽华, 张宏, 李鹤林. 枯竭油气藏型地下储气库事故分析及风险识别[J]. 天然气工业, 2009, 29(11): 116–119.[XIE L H, ZHANG H, LI H L. Accident analysis and risk identification of underground gas storage rebuilt upon the depleted oil and gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(11): 116–119.]
- [9] 纪文栋. 盐穴地下储气库的密闭性研究[D]. 北京: 中国科学院研究生院, 2012.[JI W D. Study on sealing of underground gas storage in salt cavern[D]. Beijing: Graduate University of Chinese Academy of Sciences, 2012.]
- [10] GUREVICH A E, ENDRES B L, ROBERTSON J O, et al. Gas migration from oil and gas fields and associated hazards[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 1993, 9(3): 223–238.
- [11] 于本福, 闫相祯, 杨恒林, 等. 凸集模型非概率可靠性在储气库不活动断层滑移评估中的应用[J]. 石油学报, 2014(03): 577–583.[YU B F, YAN X Z, YANG H L, et al. Non-probabilistic reliability analysis of dead fault slip in underground gas storage based on convex model[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014(03): 577–583.]
- [12] WALTERS D A, WANG J, SETTARI A. A geomechanical methodology for determining maximum operating pressure in SAGD reservoirs[C]. SPE Heavy Oil Conference Canada. Society of Petroleum Engineers, 2012.
- [13] RUTQVIST J, BIRKHOLZER J, CAPP A, et al. Estimating maximum sustainable injection pressure during geological sequestration of CO<sub>2</sub> using coupled fluid flow and geomechanical fault-slip analysis[J]. Energy Conversion and Management, 2007, 48(6): 1798–1807.
- [14] ROHMER J, BOUC O. A response surface methodology to address uncertainties in cap rock failure assessment for CO<sub>2</sub> geological storage in deep aquifers[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2010, 4(2): 198–208.
- [15] 阳小平, 程林松, 何学良, 等. 地下储气库断层的完整性评价[J]. 油气储运, 2013(06): 578–582.[YANG X P, CHENG L S, HE X L, et al. Faults integrity assessment of underground gas storage[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2013(06): 578–582.]
- [16] LINDSAY N G, MURPHY F C, WALSH J J, et al. Outcrop studies of shale smears on fault surface[M]. London: Blackwell Publishing Ltd. 2009: 113–123.
- [17] 吴晓宇. 枯竭油气藏储气库套管力学分析及安全评价[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2013.[WU X N. Depleted reservoirs gas storage casing mechanical analysis and safety evaluation[D]. Qingdao: China University of Petroleum, 2013.]
- [18] API Bulletin 5C3. Bulletin on formulas and calculations of casing, tubing, drill pipe and line properties[S]. New York: API Production Department, 1994.
- [19] LIAO H, GUAN Z, LONG G. Quantitative risk assessment on safety and reliability of casing strength for oil and gas wells[J]. Energy Procedia, 2012, 17(Part A): 429–435.
- [20] 向文, 张强勇, 蔡兵. 盐岩地下储气库套管运行安全的可靠性分析研究[J]. 岩土力学, 2014(S2): 379–385.[XIANG W, ZHANG Y Q, CAI B. Reliability analysis of casing of underground salt rock gas storage during operation period[J]. Rock and Soil Mechanics, 2014(S2): 379–385.]
- [21] 蔡兵. 盐岩地下储库套管运行安全风险评价与分析研究[D]. 济南: 山东大学, 2013.[CAI B. The risk assessment and the safety analysis of underground gas casing in salt rock[D]. Jinan: Shandong University, 2013.]
- [22] 张凤伟. 盐岩储气库套管的破坏模式和安全性分析[D]. 济南: 山东大学, 2012.[ZHANG F W. The failure mode and safety analysis of the salt rock casing for the gas storage[D]. Jinan: Shandong University, 2013.]
- [23] 刘健, 宋娟, 张凤伟, 等. 多随机因素作用下储气库套管运行期安全性分析[J]. 岩土力学, 2012(12): 3721–3728.[LIU J, SONG J, ZHANG F W, et al. Safety analysis of casing of gas storage influenced by stochastic factors during operation period[J]. Rock and Soil Mechanics, 2012(12): 3721–3728.]
- [24] 王国荣, 刘清友, 何霞. 套管可靠性寿命预测[J]. 天然气工业, 2002, 22(5): 53–55.[WANG G R, LIU Q Y, HE X. Casing reliability life prediction[J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(5): 53–55.]
- [25] 戴洪峰. 基于RBI地下储气库地面工艺系统安全评价方法研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2013.[DAI F H. Safety evaluation

- method examination of ground process system in underground gas storage based on RBI[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2013.]
- [26] WANG K, ZHAO X, LUO J, et al. Risk assessment of underground natural gas storage station[C]// International Pipeline Conference. American Society of Mechanical Engineers, 2010.
- [27] 孙一峰. 地下储气库压缩机系统风险性研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2014.[SUN Y F. Study on the risk of compressor system in underground gas storage[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.]
- [28] 王安琪, 胡瑾秋, 张来斌, 等. 地下储气库压缩机变工况下动态故障模式研究[J]. 中国安全科学学报, 2013, 23(8): 139.[WANG A Q, HU J Q, ZHANG L B, et al. Study on dynamic failure modes of underground natural gas storage reciprocating compressor under variable working condition[J]. China Safety Science Journal, 2013, 23(8): 139.]
- [29] 亓涛. 新型集成式压缩机技术[J]. 石油机械, 2011(10): 144–145.[QI T. The technology of novel integrated compressor[J]. China Petroleum Machinery, 2011(10): 144–145.]
- [30] 岑康, 涂昆, 熊涛, 等. 地下储气库注采压缩机可靠性维修管理模式[J]. 石油矿场机械, 2015(05): 72–79.[CEN K, TU K, XIONG T, et al. Reliability-centered maintenance mode for rejection and production compressors in underground natural gas strong[J]. Oil Field Equipment, 2015(05): 72–79.]
- [31] 骆正山, 王耀峰, 张大睿, 等. 基于指数型地下油气库系统可靠性置信区间研究[J]. 西安建筑科技大学学报(自然科学版), 2013(03): 434–438.[LUO Z S, WANG Y F, ZHANG D R, et al. Study based on reliability confidence interval of exponential typed underground oil-gas storage system[J]. Xi'an Univ. of Arch. & Tech. (Natural Science Edition), 2013(03): 434–438.]
- [32] 方亮, 高松, 沙宗伦. 地下储气库注气系统节点分析方法研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2000, 19(2).[FANG L, GONG S, SHANG Z L. A study on the node analysis method for gas injection system of underground gas storage bank[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2000, 19(2).]
- [33] 方亮. 地下储气库储采技术研究[D]. 大庆: 大庆石油学院, 2003.[FANG L. A study of injection and extraction technique of underground natural gas storage[D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, 2003.]
- [34] 中国石油天然气集团公司. 输气管道工程设计规范: GB 50251–2015[S]. 北京: 中国计划出版社, 2015.[China National Petroleum Corporation. Code for design of transmission pipeline engineering: GB 50251–2015[S]. Beijing: China Planning Press, 2015.]
- [35] 中国石油化工股份有限公司. 套管柱结构与强度设计: SY/T 5724–2008[S]. 北京: 石油工业出版社, 2008.[China Petroleum and Chemical Corporation. Casing string structure and strength design: SY/T 5724–2008[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.]
- [36] 曾德智, 林元华, 李双贵, 等. 非均匀地应力下水泥环界面应力分布规律研究[J]. 石油钻探技术, 2007, 35(1): 32–34.[ZENG D Z, LIN Y H, LI S G, et al. Study on stress distribution of cement sheath under non-uniform in-situ stress[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2007, 35(1): 32–34.]
- [37] 李勇, 刘硕琼, 王兆会. 水泥环厚度及力学参数对其应力的影响[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(4): 37–40.[LI Y, LIU S Q, WANG Z H. The influence of the thickness of the cement sheath and the mechanical parameters on the stress[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(4): 37–40.]
- [38] Canadian Standards Association. Oil and gas pipeline systems[S]. Canadian Standards Association, 2011.
- [39] 徐小平. 往复压缩机组动态风险评价方法研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2011.[XU X P. The methods of dynamic risk assessment on reciprocating compressors[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2012.]
- [40] 陈鹏霏. 往复式压缩机的可靠性分析与数字化研究方法[D]. 沈阳: 东北大学, 2009.[CHENG P F. Method of reliability analysis and digital study for reciprocating compressor[D]. Shenyang: Northeastern University, 2009.]

## An integration method for evaluating the operating reliability of underground natural gas storage

YU Weichao<sup>1</sup>, XUE Luning<sup>2</sup>, HUANG Weihe<sup>3</sup>, ZHANG Ye<sup>1</sup>, WEN Kai<sup>1</sup>, GONG Jing<sup>1</sup>

*1 National Engineering Laboratory for Pipeline Safety, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China*

*2 National Engineering Laboratory for Oil and Gas Pipeline Transportation Safety, China Petroleum Pipeline Science and Technology Research Center, Langfang 065000, China*

*3 PetroChina Co Ltd, Beijing 100007, China*

**Abstract** Underground natural gas storage in depleted oil and gas reservoirs is an important part of the large-scale natural gas pipeline network, and ensuring its safe and reliable operation is especially important to guarantee the gas supply capacity of the pipeline network system. According to the process characteristics and the function zoning of the Underground Gas Storage (UGS), the process is separated into the gas injection process and gas production process, and the function zoning is divided into reservoir, wells system containing multiple injection/production wells and surface system. In this paper, through the wells system, the reservoir and surface system are connected, and the operating reliability of Underground Gas Storage (UGS) under required gas injection and production tasks is calculated based on the integration method. Finally, the actual data of an underground natural gas storage is used to evaluate its operating reliability.

**Keywords** underground natural gas storage; operating reliability; integration method; reservoir; wells system; surface system

**doi:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.01.010

(编辑 马桂霞)