

天然气凝析液管道水合物堵管风险研究

阮超宇, 史博会, 宋尚飞, 丁麟, 柳扬, 黄启玉, 宫敬*

中国石油大学(北京)油气管道输送安全国家工程实验室/石油工程教育部重点实验室/城市油气输配技术北京市重点实验室, 北京 102249

* 通信作者, ydgj@cup.edu.cn

收稿日期: 2016-08-03

摘要 水合物的形成与堵塞问题是深海油气资源开发的主要风险之一, 准确预测水合物堵管的概率是保障油气管线流动安全的基础。本文将基于可靠性的极限状态方法, 引入水合物堵塞风险计算中, 建立了基于水合物生成及凝析液流动特性的数学模型。综合考虑管道运行参数的不确定性, 运用LHS和POD方法对堵塞风险的极限状态方程进行求解, 实现了以概率形式定量描述天然气凝析液管道中水合物堵塞的风险, 能够比较准确预测水合物堵管时间和堵管位置, 为天然气凝析液管道防堵提供理论支持。

关键词 水合物; 壳模型; 堵管概率; 可靠性; LHS和POD算法

0 引言

水合物是由主体分子和客体分子在一定温度和压力的条件下, 按非化学配比形成的一种外形像冰、但晶体结构与冰不同的固态化合物^[1]。一旦满足条件, 主体分子和客体分子会快速结合形成水合物晶体, 随着水合物晶体相互接触, 发生聚并形成较大的聚集体, 增加水合物浆液的黏度或沉积在管道内壁, 从而减小管道流通截面积, 直至堵塞管道, 严重影响深海油气田的开发。由于传统的水合物抑制方法存在显著的技术局限性且成本较高等一系列问题^[2-3], 促使国内外研究人员必须寻求水合物风险控制技术。近年来, 国内外学者对流动体系中水合物形成机理及其流动特性, 进行了深入系统地研究^[4-7]。但完整的水合物风险管理必须包括水合物堵管风险的预测与评估, 目前主要研究成果如下:

王武昌等^[8-9]通过建立简化的无量纲参数 C_h , 表征水合物颗粒的聚并和剪切趋势, 从而对水合物浆液的流动安全问题进行定性判定。科罗拉多矿业大学水

合物研究中心开发并已嵌入OLGA的CSMHyK^[10]模块可用于模拟油基体系中的水合物生成及浆液流动特性, 并通过浆液粘度的变化来判断水合物堵管的风险。Statoil油田将基于风险控制的水合物动力学技术应用到水合物风险控制中^[11], 该技术在判定水合物堵管可能性时, 考虑了地形、含水和水合物诱导期等因素对管道流动特性的影响, 为含水合物管道的流动安全保障问题提供优化运行的平台。Morgan等^[12]采用决策树的方法, 考虑过冷度、抑制剂、含水量和管径等不同参数对水合物堵管概率的影响, 定性分析了堵管概率。

虽然国内外学者对水合物的风险控制有一定的研究, 但是并没有给出定量计算水合物堵塞风险概率的方法。因为水合物的成核和生长是一个非常复杂的化学变化过程, 会受到热力学和动力学等多种因素的共同影响, 这些参数都具有显著的不确定性, 再加上水合物浆液流动的随机性, 更增加了定量计算水合物堵管概率的难度^[13]。

针对参数的不确定性, 目前在航空航天、汽车、电子和结构工程等领域已普遍采用了基于可靠性的设

引用格式: 阮超宇, 史博会, 宋尚飞, 丁麟, 柳扬, 黄启玉, 宫敬. 天然气凝析液管道水合物堵管风险研究. 石油科学通报, 2016, 02: 257-269
RUAN Chaoyu, SHI Bohui, SONG Shangfei, DING Lin, LIU Yang, HUANG Qiyu, GONG Jing. Study of hydrate plugging risk in gas-condensate pipelines. Petroleum Science Bulletin, 2016, 02: 257-269. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.02.021

计与评价方法^[14]。基于可靠性的设计与评价方法是一种概率设计方法,其核心思想是综合评价各个随机变量对系统安全的影响,并使用系统在某一特定极限状态下的失效概率将风险进行量化表征。将可靠性作为管道安全性的衡量标准,有助于实现总体风险的一致性,以最小的成本达到既定的安全目标。在石油天然气管道工程可靠性研究中,针对管道结构的设计与评价,国际标准化组织和加拿大标准协会相继发布了基于可靠性的管道输送系统设计与评价方法^[15]。国内学者也针对大型油气管网系统可靠性、基于可靠性的设计与评价指标等进行了相关的研究^[16-22],将可靠性理论引入石油天然气管道工程领域。在原油管道流动安全保障研究中,张劲军等^[22]将可靠性理论和方法与含蜡原油管道停输再启动安全评价模型相结合,建立原油管道凝管问题的极限状态方程,提出基于可靠性的输油温度确定方法。

本文针对水合物的风险控制,借鉴管道可靠性分析方法,基于可靠性理论建立水合物堵管极限状态方程,运用超立方拉丁(Latin Hypercube Sampling, LHS)抽样,蒙特卡洛(Monte Carlo)算法和最佳正交分解(Proper Orthogonal Decomposition, POD)算法生成随机变量样本空间和物理场初始样本矩阵,运用本课题组的水合物壳双向生长模型等研究成果^[23-24],模拟了不同因素影响下水合物浆液流动过程中的堵管概率,提供一种新的定量预测水合物堵管风险的方法,为改善和优化水合物管理策略提供有力的理论支持。

1 水合物堵管风险评估模型

1.1 天然气凝析液管道水合物生长过程的物理及数学描述

水合物形成和生长机理是进行天然气凝析液管道水合物堵塞风险研究的基础,单纯依赖水合物热力学相平衡闪蒸计算不足以描述水合物形成与生长过程的多阶段性。Sloan^[25]提出可将水合物结晶生长过程分为溶解、诱导和成长3个过程。根据物质平衡原理,李明川等^[26]建立了3个阶段的质量数学模型与反应速率模型。刘芙蓉^[27]提出水合物结晶生长过程分为气体溶解、水合物骨架形成、气体扩散和气体吸附4个阶段。这些研究表明,水合物的形成和生长过程是多阶段的,会受到热力学、动力学和传质与传热等因素的共同影响。Lee^[28]通过对水合物形成和分解的实验研究,观测到水合物会随机地以一个点或者多个点的形式开始

结晶生长,同时水合物晶体会在短时间内形成一个水合物层包裹住水滴表面,然后以壳体形式双向生长。在多相管流中游离水易与油相形成油包水乳状液,当水合物开始生成时,迅速在分散于连续油相中的水滴表面形成壳体^[29-31],会阻碍水滴与油相中溶解的水合物客体分子继续接触,从而成为水合物连续生长的阻力。水合物的连续生长依赖于水合物客体分子从连续油相向水合物壳体与水滴接触内表面的连续扩散,以及水分子受到毛细吸力从分散水相向水合物壳体与连续油相接触面的连续渗透^[32-33]。同时,水合物实现连续生长还有赖于水合物生成热能够快速释放。因此,当外界环境满足水合物的形成条件时,水合物的连续生长还需同时具备以下要素:足够的结晶动力学驱动力、连续的气体分子和水分子的传质以及水合物生成热的快速传导。

本课题组针对油包水乳状液条件下的水合物生长问题展开了一系列系统的研究,建立了如图1所示水合物壳双向生长模型^[34]。该模型基于热力学相平衡和水分子渗透理论^[35-36],计算水合物客体分子浓度变化和水分子渗透速率^[34],通过热量传递模型预测水合物壳两侧的温度^[37-40],再以此热力学条件和平衡条件下气体分子的浓度差作为水合物形成与生长的结晶动力学驱动力,从而将多相流动中油包水乳状液中影响水合物形成与生长的热力学、动力学和传质与传热等因素有机地结合起来。

水合物壳内半径随时间的变化速率表达式如下:

$$-\frac{dr_{in}}{dt} = \frac{\beta M_w}{\rho_w} \times \sum_{i=1}^n \left[\frac{\Omega_i C_{H_2O,i} - \Omega_{eq,i} C_{eq,i}}{1/K_i^* + \Omega_i (r_{in}^{\Delta i - 1})^2 (1/r_{in}^{\Delta i - 1} - 1/r_{out}^{\Delta i - 1}) / D_{f,i}} \right] \quad (1)$$

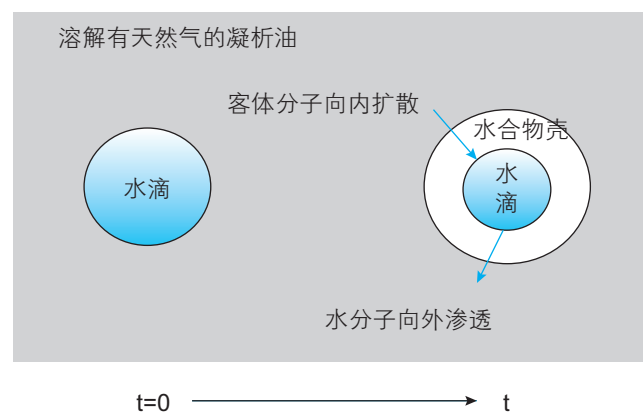


图1 水合物壳双向生长模型示意图

Fig. 1 Schematic diagram of hydrates inward and outward growth shell model

$$V_{w,H/W} = \frac{4}{3} \pi \left[\left(r_{in}^{\Delta t-1} \right)^3 - \left(r_{in}^{\Delta t*} \right)^3 \right] \quad (2)$$

其中, r_{in} 为计算时步 Δt 时水合物壳的内径, m; t 为时间, s; β 为水合物的结构常数; M_w 为水分子的摩尔质量, g/mol; ρ_w 为水的密度, kg/m³; n 为天然气中水合物分子组分的个数; i 为水合物客体分子组分编号; Ω_i 、 $\Omega_{eq,i}$ 为水合物/水界面热力学条件及平衡条件下组分 i 的浓度参数, mol·MPa/m³; $C_{H/O,i}$ 、 $C_{eq,i}$ 为在水合物/油界面热力学条件下及平衡条件下组分 i 的浓度参数, mol·MPa/m³; K_i^* 为组分 i 的动力学生成系数, mol/(MPa·s·m²); $D_{f,i}$ 为组分 i 在水合物半径处的扩散率, m²/s; $r_{in}^{\Delta t-1}$ 和 $r_{out}^{\Delta t-1}$ 分别为在计算时步 $\Delta t-1$ 时水合物壳的内外半径, m; $V_{w,H/W}$ 为水合物形成与生长所消耗的水分子总体积, m³; $r_{in}^{\Delta t*}$ 为计算时步 Δt 内水合物向内生长的壳内径, m。

在时步 Δt 内, 水分子渗透到 H/O 界面形成水合物的总体积 $V_{w,H/O}$, 可表达如下:

$$V_{w,H/O} = \frac{\pi \varepsilon_H \sigma \Delta t}{4 \mu_w \left(r_{out}^{\Delta t-1} - r_{in}^{\Delta t*} \right)} \quad (3)$$

其中, ε_H 为水合物孔隙度结构参数, m³; σ 为水与凝析液烃相的界面张力, N/m; μ_w 为水的黏度, Pa·s。

将傅里叶定律应用到水合物生成热量传递模型, 描述水合物壳两侧的边界条件如下:

$$\frac{\lambda_w}{\lambda_w + \lambda_L} \frac{Q_{heat}^{\Delta t}}{4 \pi \Delta t \left(r_{in}^{\Delta t} \right)^2} = - \lambda_w \left. \frac{dT}{dr} \right|_{r=r_{in}^{\Delta t}} \quad (4)$$

$$\frac{\lambda_L}{\lambda_w + \lambda_L} \frac{Q_{heat}^{\Delta t}}{4 \pi \Delta t \left(r_{out}^{\Delta t} \right)^2} = - \lambda_L \left. \frac{dT}{dr} \right|_{r=r_{out}^{\Delta t}} \quad (5)$$

其中, λ_w 和 λ_L 分别为水和凝析液烃相的导热系数, W/K·m; $Q_{heat}^{\Delta t}$ 为水合物生成释放的总热量, J; $r_{in}^{\Delta t}$ 和 $r_{out}^{\Delta t}$ 分别为根据计算时步 Δt 内水合物壳双向生长水的总消耗量, 经体积转变系数 1.25 调整后的水合物壳内外半径。

方程(4)和方程(5)可预测计算时步 Δt 内水合物壳两侧的温度变化。再以此热力学条件为下一计算时步的初始条件, 继续模拟水合物壳的双向生长。水合物生成释放的总热量可表达为:

$$Q_{heat}^{\Delta t} = \Delta H \frac{\rho_w}{M_w} \left(V_{w,H/W} + V_{w,H/O} \right) \quad (6)$$

其中, ΔH 为每摩尔水分子形成水合物释放的能量, kJ。

为了建立天然气-水合物浆液流动过程中的热力和水力计算模型, 做如下假设:

- (1) 液相流体不可压缩;
- (2) 流体不对外界做功, 外界也不对流体做功;
- (3) 气液相横截面在微元管段内不变。

在以上 3 点假设的基础上, 基于一维双流体模型建立的天然气-水合物浆液流动准稳态机理模型推导过程如下^[24]:

气相连续性方程:

$$\frac{\partial}{\partial x} (\rho_G A_G U_G) = \Gamma_G A \quad (7)$$

水合物浆液相连续性方程:

$$\frac{\partial}{\partial x} (\rho_{SL} A_{SL} U_{SL}) = -\Gamma_G A \quad (8)$$

其中, ρ_G 和 ρ_{SL} 分别为天然气相和水合物浆液相的密度, kg/m³; A_G 和 A_{SL} 分别为天然气相和水合物浆液相的截面积, m²; U_G 和 U_{SL} 分别为天然气相和水合物浆液相的速度, m/s; A 为管道的截面积, m²; Γ_G 和 Γ_{SL} 分别为水合物生成时, 天然气相与液相间的质量传递速率, 满足气相质量消耗速率等于水合物浆液相质量增加速率, kg/(m³·s)。

气相动量守恒方程:

$$\frac{\partial (\rho_G A_G U_G^2)}{\partial x} - \Gamma_G A U_G = -\tau_G S_G - \tau_1 S_1 - \rho_G g A_G \sin \alpha \quad (9)$$

水合物浆液相动量守恒方程:

$$\frac{\partial (\rho_{SL} A_{SL} U_{SL}^2)}{\partial x} + \Gamma_G A U_G = -\tau_{SL} S_{SL} + \tau_1 S_1 - \rho_{SL} g A_{SL} \sin \alpha \quad (10)$$

联合方程(9-10), 得到气相与水合物浆液相的组合同量守恒方程, 如下:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial (\rho_G U_G^2)}{\partial x} - \frac{\partial (\rho_{SL} U_{SL}^2)}{\partial x} \\ & \Gamma_G U_G \left(\frac{1}{R_{SL}} + \frac{1}{R_G} \right) \\ & = \frac{\tau_{SL} S_{SL}}{A_{SL}} - \frac{\tau_G S_G}{A_G} - \\ & \tau_1 S_1 \left(\frac{1}{A_G} + \frac{1}{A_{SL}} \right) + (\rho_{SL} - \rho_G) g \sin \alpha \end{aligned} \quad (11)$$

其中, τ_G 、 τ_{SL} 和 τ_1 分别为天然气相、水合物浆液相和两相界面处的剪切应力, MPa; S_G 、 S_{SL} 分别为天然气相和水合物浆液相湿周, m。 α 为管道的倾角, rad;

浆液粘度计算模型^[41]:

$$\mu = 31\,000 \mu_0 \phi^{2.375} \gamma^{-0.2302 \ln \phi - 0.88} \exp(0.001\,7 \gamma_0) \quad (12)$$

其中, μ 为水合物浆液的黏度, Pa·s; μ_0 为连续相

的黏度, Pa·s; ϕ 为水合物的体积分数; γ 为剪切速率, s^{-1} ; γ_0 为制备乳状液时剪切速率, s^{-1} 。

水合物生成过程中会放出热量, 其数学描述方程为^[24,41-42]:

$$T_{out} = T_c + (T_{in} - T_c) \exp\left(-\frac{\Delta X}{L_r}\right) + \frac{L_r}{C_{pm}} \left(C_{pm} C_{JT} \frac{d\phi}{dx} - g \sin \alpha + \frac{Q_{heat} \Delta t}{W_m \Delta t \Delta X}\right) \left[1 - \exp\left(-\frac{\Delta X}{L_r}\right)\right] \quad (13)$$

$$L_r = \frac{W_m C_{pm}}{U \pi D_0} \quad (14)$$

其中, T_{in} , T_{out} , T_c 分别表示微元管段入口、出口及环境温度, K; L_r 定义为松弛距离, m; W_m 表示通过管道截面气液混合物的总质量流量, kg/s; C_{pm} 和 C_{JT} 分别表示管道内混合物的等压热容和气体相的焦汤效应系数, J/kg·K 和 K/MPa; U 表示管道内流体与周围环境之间的总传热系数, W/m²·K; D_0 表示管道的外径, m。

1.2 水合物堵管极限状态方程

基于可靠性的设计与评价方法核心思想是综合评价各个随机变量对系统安全的影响, 并使用系统在某一特定极限状态下的失效概率来将风险进行量化表征。此方法的实施可以分为以下几步: (1) 通过对每种失效方式已识别的相关失效模式, 建立相应的极限状态方程; (2) 通过各个变量的不确定性分布, 建立极限状态方程中各个变量的概率分布模型; (3) 求解该极限状态方程, 计算其失效概率。极限状态方程的确定是该方法的关键, 而水合物的堵管机理则是极限状态方程的理论基础。近年来各国学者^[43-49]对水合物的堵管机理进行了大量研究, 但是由于水合物颗粒行为多样性以及多相流动的复杂性, 目前水合物堵管机理仍缺乏一个公认的、统一的认识。

Turner^[43]首先提出了在以油相为主的油气水三相混输体系中水合物生成、聚并和堵塞的机理模型, 将管路堵塞的过程分为: 成核-生长-聚集-堵塞几个过程。堵塞的机理主要是水合物体积分数增加, 大量颗粒粘附和聚并。继而, Sum^[44]提出了在以气体为主的体系中水合物的堵管机理, 首先水相会在管壁表面形成一层水膜, 之后水膜转化为水合物层, 随着水合物体积分数的增加, 水合物层的生长、变厚使得管路流动变得狭窄, 强烈的剪切将水合物层剥落并沉积在管道底部, 从而堵塞管道。Joshi^[45]则研究了高含水体系

中水合物堵管的机理, 通过分析环路压降的变化, 总结出水基体系水合物堵管的3个过程: ①水合物颗粒生成、均匀分布, 体系压降平稳; ②水合物体积分数达到临界值, 水合物颗粒开始呈现不均匀分布, 体系压降迅速增加; ③随着水合物体积分数的不断增加, 管道底部出现水合物颗粒沉积床, 引起流动的不稳定性, 体系压降剧烈波动, 最终造成管路堵塞。提出水基体系中堵管的主要原因是水合物体积分数增加导致水合物颗粒的不均匀分布和堆积引起的。

基于以上分析发现, 不论是油基、水基或是以气体为主的体系, 水合物的体积分数都是引起水合物堵管的主要因素, 因此本文选用水合物体积分数建立极限状态函数, 即:

$$W(x_i) = \phi_{Hyd} - \phi_{max} \quad (15)$$

式中: x_i 为管道沿线第 i 个节点位置参数; ϕ_{Hyd} 为管道沿线第 i 个节点的水合物体积分数; ϕ_{max} 为临界水合物体积分数。

ϕ_{max} 的值直接影响水合物堵管概率的计算结果。对于临界体积分数的确定, 首先参考相关学者的已发表的实验数据: 图2给出了Camargo^[46]的研究结果, 当水合物体积分数达到27%时, 水合物浆液的粘度也达到一个较高的值, 水合物堵塞风险较高; 图3给出了Giovanny^[47]对不同载液量体系进行的水合物生成实验, 当水合物体积分数达到20%左右时, 管路压降增大, 水合物管道堵塞; 表1给出了Young^[48]对不同含水量体系进行实验的结果, 数据显示当水合物达到15%~30%时, 管路都发生堵塞。图4给出了本实验室高压水合物环路在不同的含水和压力条件下进行的水合物堵管实验, 得到环路堵塞时的体积分数, 当环路发生堵塞时, 水合物体积分数的范围在20%~30%之间, 实验结果与文献^[47-49]的结果是相符的, 临界体

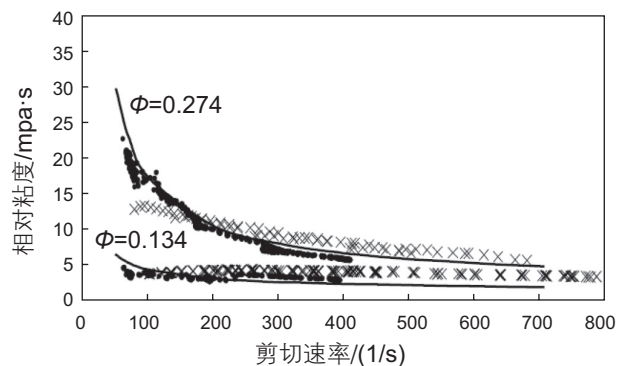


图2 不同体积分数对相对粘度的影响 (0.134 和 0.274)^[47]

Fig. 2 Effect of volume fraction (0.134 和 0.274) on the relative viscosity^[47]

积分数均在 25% 左右浮动，因此本研究中 ϕ_{max} 的值取 25%。

2 极限状态方程的求解：随机变量模拟算法

计算水合物堵管概率的核心是计算失效概率，目前普遍采用的方法有解析法和 Monte-Carlo 方法。解析

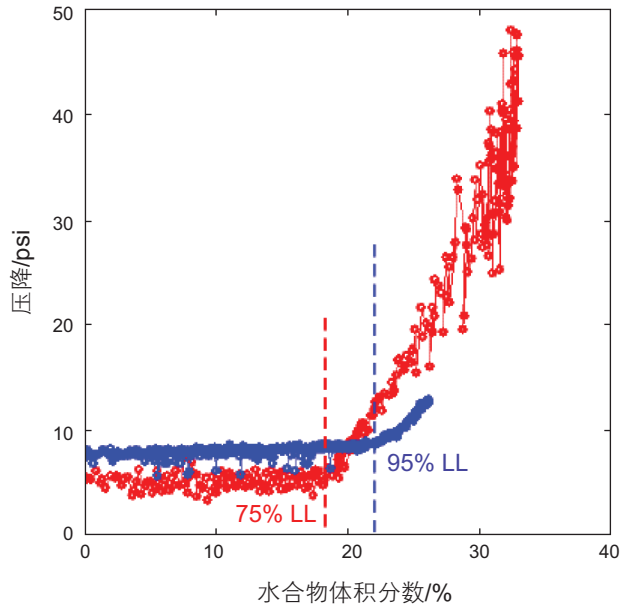


图 3 不同载液量对压降的影响 (75% 和 95%)^[48]
 Fig. 3 Effect of Loading Liquid (75% and 95.%) on relative pressure drop^[48]

法是将随机变量转换为标准概率空间内互相独立的正态分布变量，并通过简化积分区域的边界来近似成概率积分。这种方法具有速度快、结果准确的优点，但是需要明确所研究问题的解析函数且该函数必须一阶可导^[49]。Monte-Carlo 方法也称随机模拟法，是一种以概率统计理论为指导的数值计算方法。利用随机数来解决计算问题，当抽样次数足够多时，可认为其获得的结果为准确解，是研究多变量复杂系统以及不确定性过程的强有力的工具^[50]。尽管解析法具有计算快，结果准确的优点，但仅适用于简单问题，对于水合物堵塞概率这样的复杂问题，只能采用 Monte-Carlo 方法。

Monte Carlo 算法基于概率统计理论的 Bernoulli 大数定理^[51]：假设随机事件 X 的概率为 $P(X)$ ，其在 N 次独立抽样试验中发生的次数为 m ，可知随机事件 X 发生的频率为 m/N ，则对于任意给定的实数 $\varepsilon > 0$ 有：

表 1 Young 实验结果^[49]

Table 1 Experimental results of Young^[49]

含水量 /%	水的转换率 /%	水合物体积分数
100	28	0.32
80	17	0.17
60	38	0.27
40	32	0.15
20	42	0.10

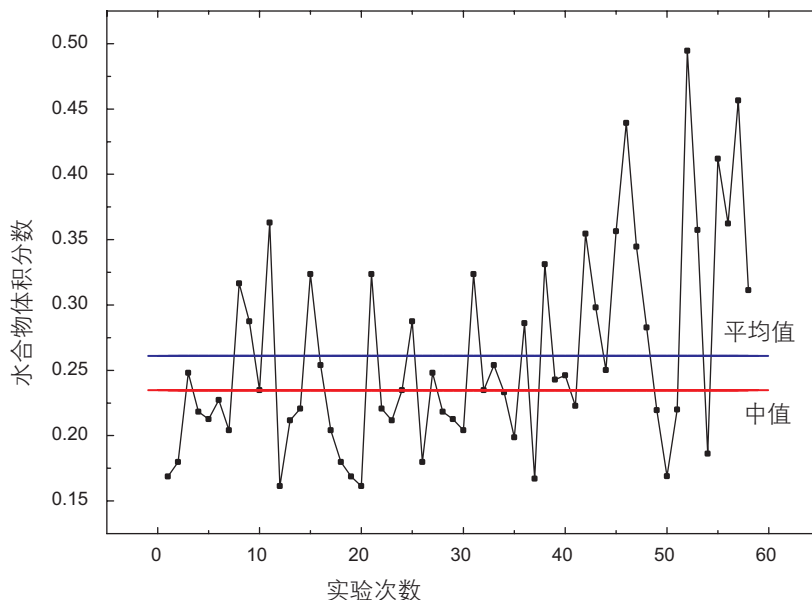


图 4 环路实验堵管数据统计
 Fig. 4 Statistics of experimental data of hydrate plugging

$$\lim_{N \rightarrow \infty} P \left\{ \left| \frac{m}{N} - P(X) \right| < \varepsilon \right\} = 1 \quad (16)$$

N 趋向于无穷大时,事件 X 在 N 次独立抽样试验中发生的频率接近于事件 X 在一次试验中发生的概率 $P(X)$,其收敛性依赖于独立随机参量的个数,抽样次数越多越精确。对于一般简单问题,抽样次数为 $10^4 \sim 10^6$ 即可;对于复杂问题,模拟抽样次数非常多,需要消耗大量的时间进行计算。应用Monte-Carlo随机抽样计算水合物堵管概率时,为保证其模拟结果的收敛性和准确性,模拟过程中往往需要加大抽样次数,但这大大增加了计算量。为了克服这一困难,本文采用分层抽样方法(LHS方法)对已知概率分布的参数进行抽样,减少抽样次数;引入特征正交分解方法(POD)算法,降低计算次数,减少计算时间。

2.1 LHS随机抽样算法的实现

LHS抽样是一种小样本分层抽样方法,在模拟小概率事件中具有明显优势。其核心思想是在指定随机变量抽样 M 次后,将 $0 \sim 1$ 区间划分成 M 个相互不重叠的等值区间,而后在每个小区间随机抽取一个值,保证每个值的概率都是 $1/M$ 。图5为LHS方法的抽样示意图。采用子区间中值作为随机数或根据公式(17)计算。

$$U_i = \frac{V}{M} + \frac{i-1}{M} \quad (17)$$

式中, $i=1 \sim M$, V 表示 $0 \sim 1$ 上均匀分布随机数, U_i 表示第 i 个子区间上随机数。对于任意一个子区间,有且仅有一个随机数:

$$\frac{i-1}{M} < U_i < \frac{i}{M} \quad (18)$$

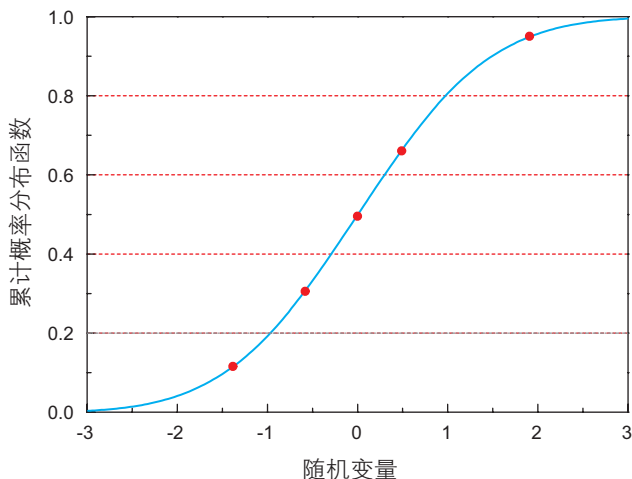


图5 LHS抽样示意图

Fig. 5 Schematic of LHS sampling

式中, $(i-1)/M$ 和 i/M 分别是第 i 个子区间的下边界和上边界。

在研究天然气凝析液管道运行的相关参数的不确定性时,各个随机变量的分布情况是多样的,可能是某种具有数学表达式的经典分布,如正态分布和威布尔分布等,也可能是某种未知的,甚至不能用数学表达式完整正确描述的分布类型。本文通过统计和分析现有的实验数据和现场数据,初步判断管道入口参数的概率分布函数,然后进行抽样,此种抽样结果与实际的统计抽样结果有一定的偏差^[52-53]。为使所抽取的样本能够尽可能准确、合理地表达出参数的分布类型,同时可以实现对不同的分布类型采用统一的算法进行抽样,本文采用拉丁超立方抽样实现对样本进行随机抽样。以均值为28、标准差为1的正态分布为例,图6和图7分别为当抽取样本容量均为2000时,蒙特卡罗、拉丁超立方的结果。比较可见,当抽样个数均为2000时,拉丁超立方抽样更符合样本的分布,效果更好。

2.2 特征正交分解方法(POD)算法

对于由偏微分方程组成的流体力学方程,POD方法是一种非常有效的降维方法。其实质是在最小二乘意义下提供能够代表已知数据的一组正交基,用这组正交基对未知变量进行线性近似,得到具有适当逼近度而自由度又较少的低维近似模型,从而达到简化物理模型、节省计算时间和计算负荷的目的^[54]。由于POD方法在最小二乘意义下是最优的,所以该方法有完全依赖数据而不对数据做任何先验假设的性质。类似的方法已经有比较广泛的应用,例如对动力系统进行了低维描述^[55],以及在文献^[56]中首次被提到的瞬像方法。在奇值分析和样本识别中,该方法称为Karhunen-Loeve展开^[57];在统计学中,该方法称为主成分分析(PCA)^[58];在地球物理流体动力学和气象科学中,该方法称为经验正交函数方法(EOF)^[59-60]。

在LHS算法抽取的随机变量样本空间中,使用POD方法选择其中少量样本进行数值计算,构成初始样本矩阵,通过POD正交分解初始矩阵,得到能够描述该物理问题的基函数库,其余大部分样本则通过简单的代数运算就可以得到。该方法避免了数值模拟过程中基于大量样本的重复计算,实现高精度下的快速模拟分析。POD算法的实施步骤主要由3个部分组成:生成基础样本空间,尽量保证基础样本的均匀覆盖;对样本空间进行奇异值分解,求得特征值和基函数;根据基函数和样本空间,计算对应的谱系数,

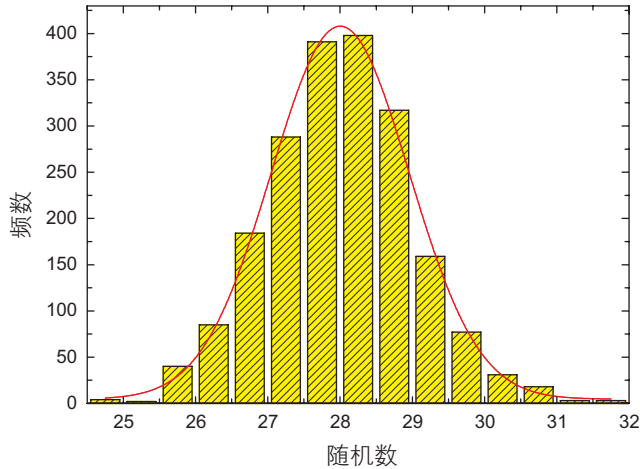


图6 蒙特卡罗样本量为2000
Fig. 6 Monte Carlo sampling (sample number being 2000)

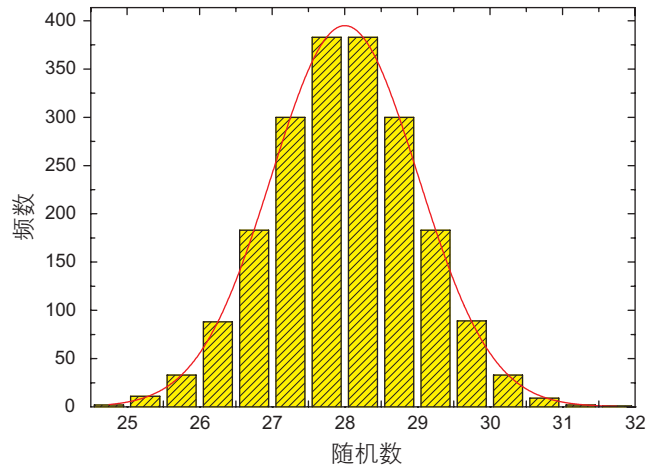


图7 拉丁超立方样本量为2000
Fig. 7 LHS sampling (sample number being 2000)

通过基函数与谱系数的简单运算实现物理场的重构。POD模拟计算与数值模拟结果的对比如图8所示。图中红色线代表运用POD模拟求得的沿线压力、温度和水合物体积分数的值，黑色则是由数值模拟算法求得，两者的计算结果误差很小，从而验证了POD算法模拟管道中水合物浆液流动的准确性。

2.3 水合物堵塞概率的计算

基于可靠性理论和定量风险评估方法，借鉴管道结构可靠性分析的思想，采用POD & LHS算法计算天然气凝析液水合物堵塞风险的概率程序框图见图9，主要步骤简要介绍如下：

(1) 根据入口参数估算沿线压力和温度，判断是否满足水合物生成条件；不满足则进入下一时步，满足

则进入(2)；

(2) 当满足水合物生成条件后，首先运用水合物生长模型计算得到水合物的体积分数和水合物的生成热，再根据天然气水合物浆液流动机理模型进行计算，生成基础样本矩阵，其次输入随机变量的分布参数，运用LHS进行抽样，用POD算法加速求解，最后根据极限状态方程求解水合物浆液堵管概率。

3 实例计算和结果分析

某长距离输送管线全长100 km，规格 $\Phi 660 \times 7$ mm，内壁粗糙度0.015 mm，埋深处地温 7°C ，总传热系数为 $1.5 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ ，入口压力为7 MPa，入口温度为 28°C ，流量为 67.6 kg/s ，含水量

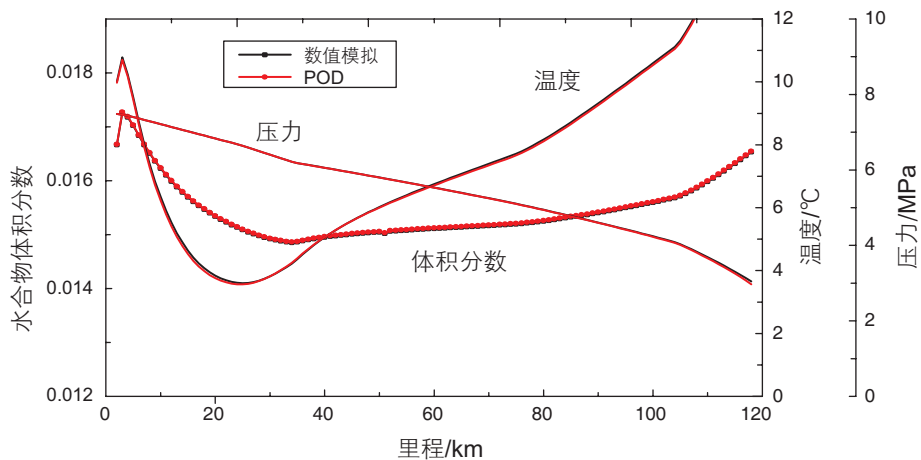


图8 POD算法插值与数值模拟计算结果对比
Fig. 8 Comparison of POD interpolation and numerical simulation

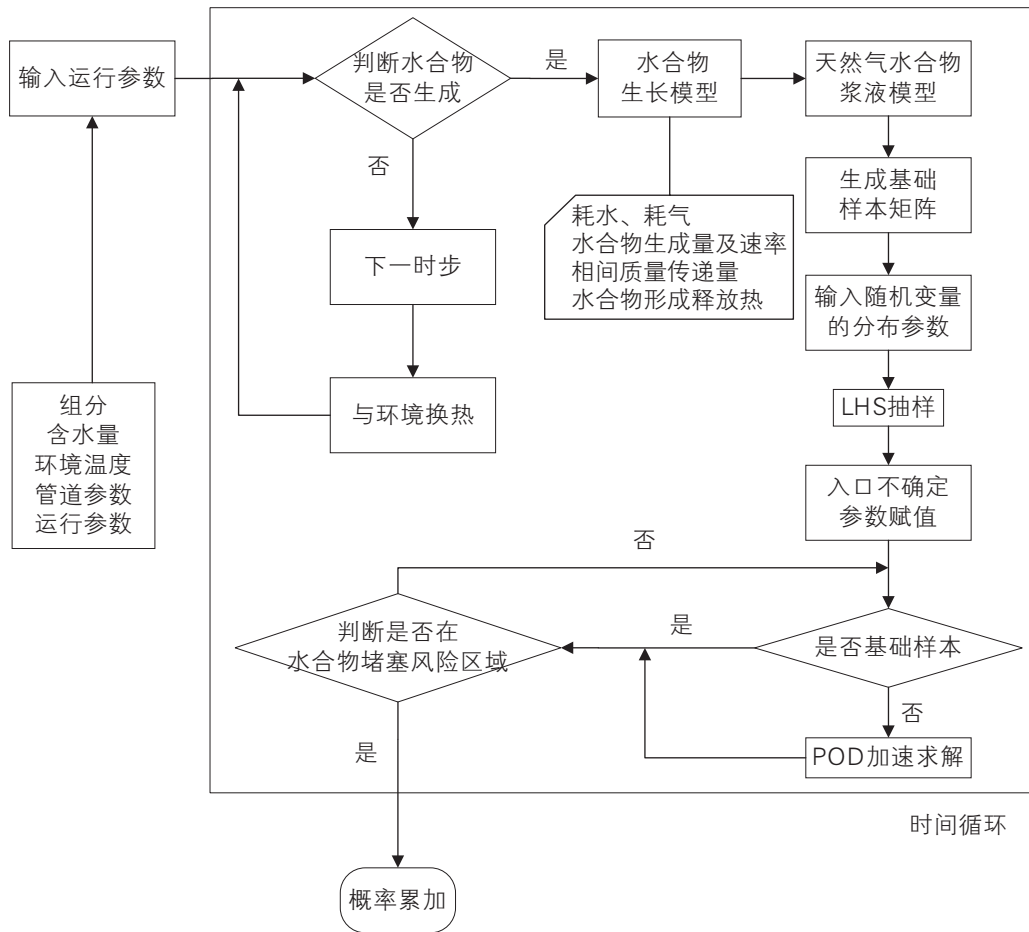


图9 水合物堵管概率程序设计思路

Fig. 9 Programming for calculating probability of hydrate plugging

表2 天然气凝析液组分数据

Table 2 Composition of natural gas condensate

组分	摩尔分数/%	组分	摩尔分数/%	组分	摩尔分数/%	组分	摩尔分数/%
C ₁	69.515	C ₂	0.993	C ₃	1.986	iC ₄	0.397
nC ₄	0.993	iC ₅	5.154	nC ₅	6.306	C ₆	6.813
C ₇ ⁺	4.379	N ₂	0.058	CO ₂	3.406	总计	100

表3 随机变量分布模型及分布参数取值

Table 3 Distribution models and model parameters of the stochastic variables

随机参数	入口压力/MPa	入口温度/°C	入口流量/(kg/s)
正态分布	N(7.0, 0.9 ²)	N(28.0, 1 ²)	N(67.6, 1 ²)

30%，输送气质见表2，沿线里程和高程见图10，水合物生成曲线见图11。在天然气凝析液流动过程中，考虑管道入口压力、温度和流量的波动，对管道沿线各节点水合物堵塞风险的概率进行预测，利用LHS抽样算法对管道入口压力、温度和流量进行随机抽样。

该算例所需入口随机变量的概率分布参数，见表3。

用LHS随机抽取2000个入口压力、温度和流量样本值(服从表3中的正态分布)，再利用POD插值重构该管道的压力场和温度场，计算全线各节点水合物堵管概率风险。如图12所示，这里只给出里程第50

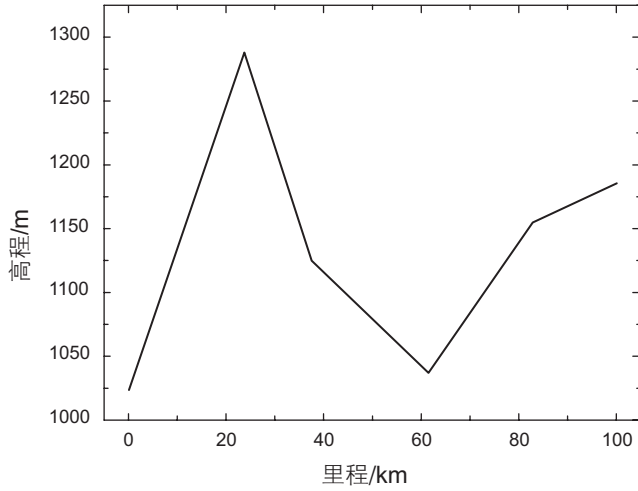


图 10 管道沿线里程 - 高程分布图
Fig. 10 Mileage-elevation distribution along the pipeline

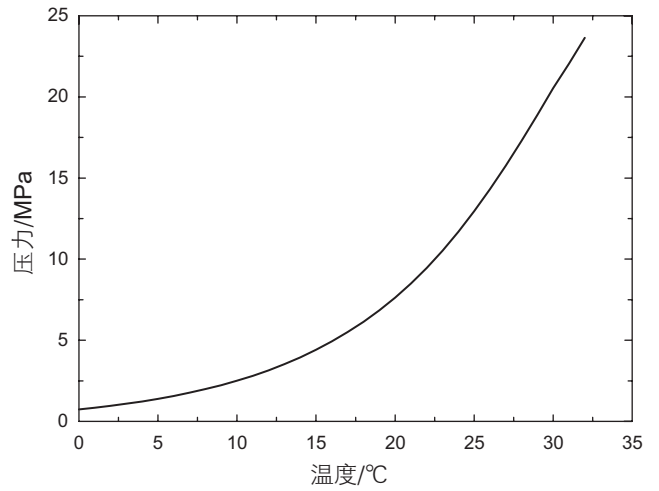


图 11 水合物生成曲线
Fig. 11 Hydrate formation curve

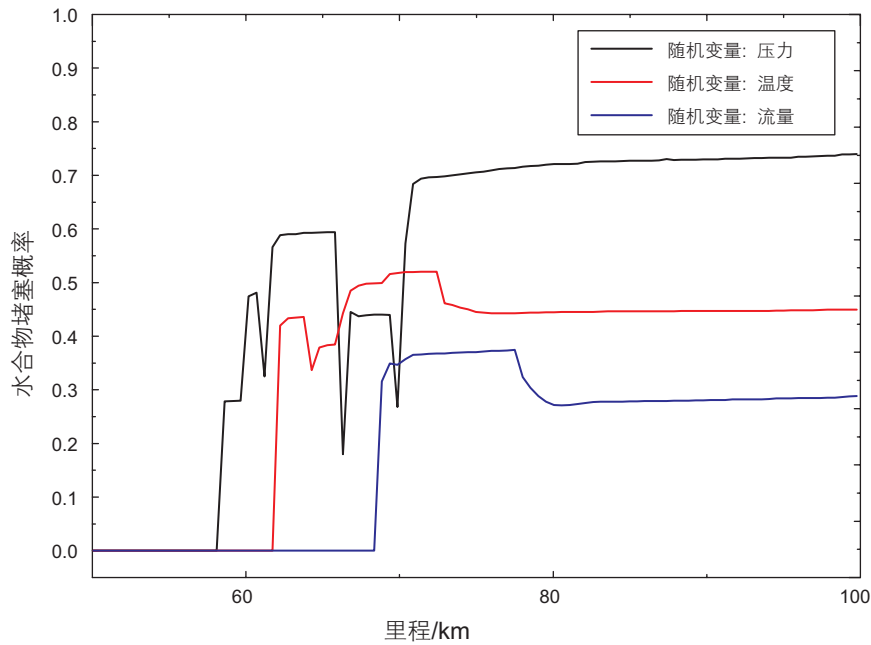


图 12 随机变量对水合物堵管概率的影响
Fig. 12 Influence of random variables on hydrate plugging probability

个节点以后的值，50 个节点之前各节点的水合物堵管概率为零。对比图中 3 条线，可以看出，由于入口参数的随机变化，管道沿线的水合物堵塞概率开始大于零的节点及各节点的水合物堵管概率值均发生变化。不同的随机变量对结果的影响程度不同，本算例的入口随机参数对水合物堵管概率影响程度由大到小依次为压力>温度>流量。

图 13 给出了样本个数对水合物堵管概率的影响。可见，样本个数对概率曲线有微弱的影响，主要原因

是由于采用拉丁超立方取样方法，使得样本分布均匀，抽样结果再现性更高。

图 14 给出了水合物堵管概率随时间变化图。由图可见，在初始时刻，管道 60 km 处的堵塞概率为 0.146，在管道的末端堵管概率降低到了 0.072，堵塞概率呈现先增大后减小又增加再减小，最终达到一个平稳的值。主要原因是由于管道的高程引起的，在 60 km 处是管道的低洼段，含水量较高，从而水合物更易大量生成，导致堵管。随着时间的增加，管道同

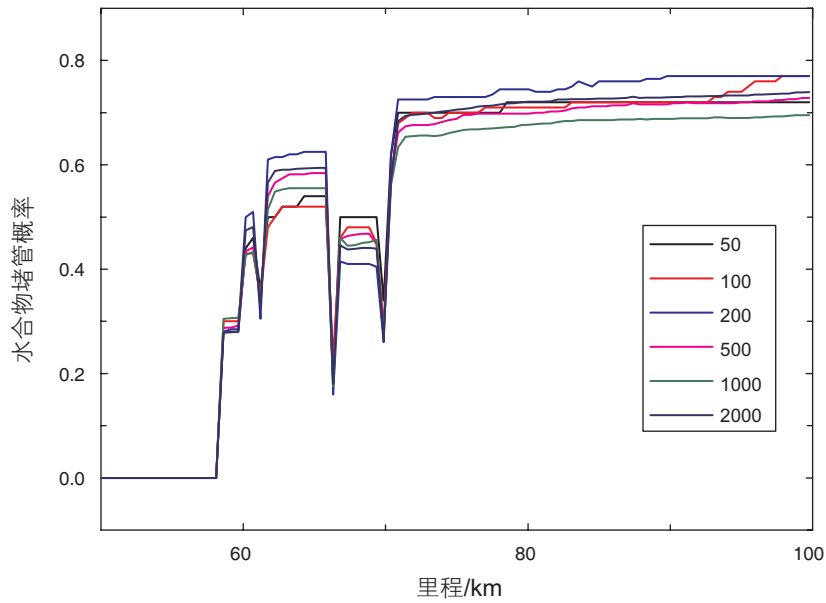


图 13 不同样本个数对水合物堵管概率的影响 (压力)

Fig. 13 Influence of different number of inlet pressure on hydrate plugging probability

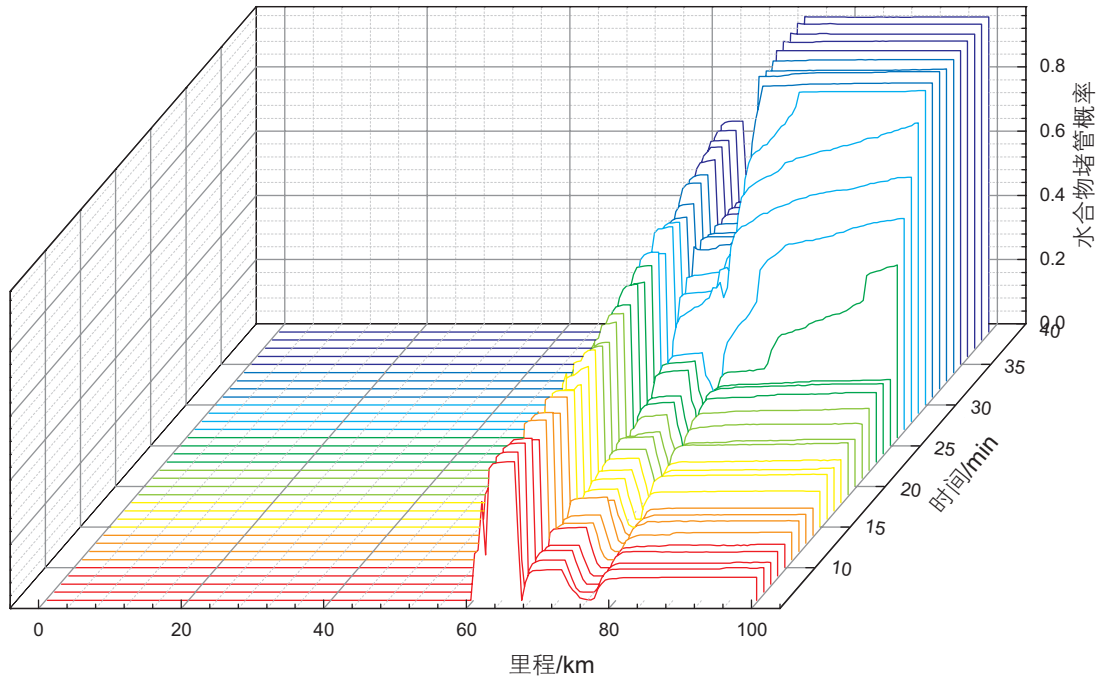


图 14 管道沿线不同时段水合物堵管的概率

Fig. 14 Probability of hydrate plugging at different time along the pipeline

一位置的水合物堵塞概率也在逐渐增加并在 35 min 时达到最大值, 分析其原因主要是由于随着时间的增加, 水合物的生成量再逐渐增加, 体积分数变大, 最终导致堵管概率增大。

4 结论

在天然气凝析液长距离输送管道的流动安全保障

中,对于水合物堵管概率的分析是整条管线流动安全评价的基础,只有控制住管线堵塞概率,才可能进一步控制管线内流体的流动特性。在过去的10年间,在水合物堵管机理和水合物浆液输送技术等方面取得了很大程度的发展,但水合物的堵管风险多停留于定性分析的阶段。

本文提供了一个能够定量评估水合物堵塞风险的计算模型,该模型结合了水合物生长和运输模型,能够实现沿管线压力、沿管线温度及水合物的生长等过程的预测,该模型直观地描述了天然气凝析液管道中水

合物的堵管概率。结果表明不同随机变量及样本个数均会对管道水合物堵管概率计算值产生影响,且影响程度不同;随着时间的增加,管道不同的位置的堵塞概率呈现出不同的结果。

需要说明的是,计算得到的水合物的堵管概率并不是最终的结果,还需要根据计算结果提出有效的降低水合物堵管概率的措施,才能达到管道运行的可接受概率。这是因为目标安全水平是将可靠性分析应用于管道流动安全性评价必不可少的条件,但本研究在此阶段并未涉及此方面内容。

参考文献

- [1] 陈光进,孙长宇,马庆兰. 气体水合物科学与技术[M]. 化学工业出版社, 2007. [CHEN G J, SUN C Y, MA Q L. Science and technology of gas hydrate[M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2007.]
- [2] SLOAN E D. Natural gas hydrates in flow assurance[M]. USA: Gulf Professional Publishing, 2011: 1-191.
- [3] SLOAN E D, KOH C A. Clathrate hydrates of natural gases, 3rd edition London. Taylor & Francis Inc, 2007: 99.
- [4] FIDEL-DUFOUR, GRUY F, HERRI J M. Experimental characterization and modelling of the rheological properties of methane hydrate slurries during their crystallisation in a water in dodecane emulsion under laminar flowing[J]. Chemical Engineering Science, 2005, 61(1): 505-515.
- [5] KAKAI H, KAR S, MANDAL A, et al. Methane hydrate formation and dissociation in oil-in-water emulsion[J]. Energy & Fuels 2014, 28(7): 4 440-4 446.
- [6] GREAVES D, BOXALL J, MULLIGAN J, et al. Hydrate formation from high water content-crude oil emulsions[J]. Chemical Engineering Science 2014, 63(18): 4 570-4 579.
- [7] TUTNER D J, MILLER K T, SLOAN E D. Methane hydrate formation and an inward growing shell model in water-in-oil dispersions[J]. Chemical Engineering Science 2009, 64(18): 3 996-4 004.
- [8] WANG W, FAN S, LIANG D. Experimental study on flow characteristics of tetrahydrofuran hydrate slurry in pipelines[J]. Journal of Natural Gas Chemistry, 2010, 19(3): 318-322.
- [9] WANG W, FAN S, LIANG D. A model for estimating flow assurance of hydrate slurry in pipelines[J]. Journal of Natural Gas Chemistry, 2010, 19(4): 380-384.
- [10] ZERPA L E, SLOAN E D, SUM A K. Overview of CSMHyK: A transient hydrate formation model[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012, 98: 122-129
- [11] KINNARI K, HUNDSEID J, LI X Y, et al. Hydrate management in practice[J]. Journal of Chemical & Engineering Data, 2015, 60 (2): 437-446.
- [12] Morgan J E P, Zakarian E. Development of a quantitative approach to risk based flow assurance[C]. Offshore Technology Conference. 2015.
- [13] Tom Z, Maher N, Martin M. Target reliability levels for onshore gas pipelines[C]. International Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canada, 2005:.
- [14] International Organization for Standardization. Petroleum and natural gas industries pipeline transportation systems-reliability based limit state methods: ISO16708-2006[S]. Eeneva: ISO, 2006.
- [15] Canadian Standards Association. CSA Z662-2007 Oil and gas pipeline system[S]. Mississauga: CSA, 2007.
- [16] 黄维和. 大型天然气管网系统可靠性[J]. 石油学报, 2013, 34(02): 401-404. [HUANG W H. Reliability of large-scale natural gas pipeline network[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(02): 401-404.]
- [17] 艾慕阳. 大型油气管网系统可靠性若干问题探讨[J]. 油气储运, 2013, 32(12): 1 265-1 270. [AI M Y. Discussion on issues regarding the reliability of large-scale oil and gas pipeline network systems[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2013, 32(12): 1 265-1 270.]
- [18] 温凯, 张文伟, 宫敬, 等. 天然气管道可靠性的计算方法[J]. 油气储运, 2014(7): 729-733. [WEN K, ZHANG W W, GONG J, et al. Computation of gas pipeline reliability[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2014(7): 729-733.]
- [19] 范慕炜, 宫敬, 伍阳, 等. 天然气管网可靠性评价方法研究现状[J]. 油气储运, 2015, (36): 343-348. [FAN M W, GONG J, WU Y, et al. Research status of reliability evaluation of gas pipeline network[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2015, (36): 343-348.]
- [20] 苏怀, 张劲军, 杨楠, 等. 大型天然气管网可靠性评价方法研究进展[J]. 油气储运, 2016(01): 7-15. [SU H, ZHANG J J, YANG N,

- et al. Research on reliability assessment methods for large gas pipeline network[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2016, (01): 7-15.]
- [21] 薛鲁宁, 郑洪龙, 周利剑, 等. 油气管网可靠性计算方法评述[J]. *油气储运*, 2016(02): 124-129. [XUE L N, ZHENG H L, ZHOU L J, et al. Reliability calculation methods for oil and gas pipeline network[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2016, (02): 124-129.]
- [22] 张劲军, 宇波, 于鹏飞, 等. 基于可靠性的含蜡原油管道停输再启动安全性评价方法[J]. *石油科学通报*, 2016, 01: 154-163. [ZHANG J J, YU B, YU P F, et al. Reliability-based approach to the assessment of restartability of waxy crude pipelines[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2016, 01: 154-163.]
- [23] 史博会. 天然气-凝析液管道中水合物的生长流动规律研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2012. [SHI B H. Study on the characteristics of hydrate growth and flow in gas-condensate multiphase pipelines[D]. Beijing: China University of Petroleum-Beijing, 2012.]
- [24] 宫敬, 史博会, 吕晓方. 多相混输管道水合物生成及其浆液输送[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2013, 37(05): 163-167. [GONG J, SHI B H, LV X F. Gas hydrate formation and hydrate slurry flow in multiphase transportation system[J]. *Journal of China University of Petroleum*, 2013, 37(05): 163-167.]
- [25] SLOAN E D, FLEYFELJR F. A molecular mechanism for gas hydrate nucleation from ice[J]. *AIChE Journal*, 1991, 37(9): 141-151.
- [26] 李明川, 樊栓狮. 天然气水合物形成过程3阶段分析[J]. *可再生能源*. 2010, 28(5): 80-83. [LI M C, FAN S S. Analysis on the three stages in the formation of natural gas hydrates[J]. *Renewable Energy Resources*. 2010, 28(5): 80-83.]
- [27] 陈孝彦, 何小社, 何晓霞, 等. 天然气水合物生成动力学机理的研究[J]. *西安交通大学学报*. 2004, 38(1): 85-88. [CHEN X Y, HE X S, HE X X, et al. Study on kinetics of natural gas hydrate formation[J]. *Journal of Xian Jiaotong University*. 2004, 38(1): 85-88.]
- [28] JU D L, SUSILO R, ENGLEZOS P. Methane-ethane and methane-propane hydrate formation and decomposition on water droplets[J]. *Chemical Engineering Science*, 2005, 60(15): 4 203-4 212.
- [29] TURNER D J, TALLEY L. Hydrate inhibition via cold flow – no chemicals or insulation[C]. Vancouver: The 6th International Conference on Gas Hydrate, Vancouver, 6-10 July, 2008.
- [30] GONG J, SHI B H, ZHAO J K. Natural gas hydrate shell model in gas-slurry pipeline flow[J]. *Journal of Natural Gas Chemistry*, 2010, 19: 261-266.
- [31] DALMAZZONE D, HAMED N, DALMAZZONE C. DSC measurements and modeling of the kinetics of methane hydrate formation in water-in-oil emulsion[J]. *Chemical Engineering Science*, 2009, 64: 2 020-2 026.
- [32] LEE J D, SUSILO R, ENGLEZOS P. Methane-ethane and methane-propane hydrate formation and decomposition on water droplets[J]. *Chemical Engineering Science*, 2005, 60: 4 203-4 212.
- [33] MOUDRAKOVSKI I L, MCLAURIN G E, RATCLIFFE C I. Methane and carbon dioxide hydrate formation in water droplets: spatially resolved measurements from magnetic resonance micro imaging[J]. *Journal of Physical Chemistry B*, 2004, 108: 17 591-17 595.
- [34] SHI B H, GONG J. An inward and outward natural gas hydrates growth shell model considering intrinsic kinetics, mass and heat transfer[J]. *Chemical Engineering Journal*, 2011, 171: 1 308-1 316.
- [35] MORI Y H, MOCHIZUKI T. Mass transport across clathrate hydrate films—a capillary permeation model[J]. *Chemical Engineering Science*, 1997, 52(20): 3 613-3 616.
- [36] YAPA P D, ZHENG L, Chen F H. A model for deepwater oil/gas blowouts[J]. *Marine Pollution Bulletin*, 2001, 43(7-12): 234-241.
- [37] UCHIDA T, EBINUMA T, KAWABATA J. Microscopic observation of formation processes of clathrate-hydrate films at an interface between water and carbon dioxide[J]. *Journal of Crystal Growth*, 1999, 204: 348-356.
- [38] MORI Y H. Estimating the thickness of hydrate films from their lateral growth rates: Application of a simplified heat transfer model[J]. *Journal of Crystal Growth*, 2001, 223: 206-212.
- [39] MOCHIZUKI T, MORI Y H. Clathrate-hydrate film growth along water/hydrate-former phase boundaries-numerical heat transfer study[J]. *Journal of Crystal Growth*, 2006, 290: 642-652.
- [40] MOCHIZUKI T, MORI Y H. Clathrate-hydrate film growth along water/hydrate-former phase boundaries: numerical analyses of mass and heat transfer to/from a hydrate film in relation to its growth[C]. Vancouver: The 6th International Conference on Gas Hydrate, British Columbia, Canada, 6-10 July, 2008.
- [41] 赵建奎. 混输管道水合物浆液流动特性研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2009. [ZHAO J K. Study on flow properties of hydrate slurry in multiphase pipeline[D]. Beijing: China University of Petroleum-Beijing, 2009.]
- [42] 邓道明. 天然气-凝析液混输管流特性模拟研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2005. [DENG D M. Modeling gas-condensate two-phase flow in pipelines[D]. Beijing: China University of Petroleum-Beijing, 2005.]
- [43] TURNER D. Clathrate hydrate formation in water-in-oil dispersions[D]. Colorado: Colorado School of Mines, 2005.
- [44] AMADEU K S, CAROLYN A K, SLOAN E D. A comprehensive view of hydrates in flow assurance: Past, Present, and Future, Proceedings of the 8th International Conference on Gas Hydrates (ICGH8-2014), Beijing: 2014.
- [45] AMAN Z M, BROWN E P, SLOAN E D, et al. Interfacial mechanisms governing cyclopentane clathrate hydrate adhesion/cohesion[J]. *Physical Chemistry Chemical Physics*, 2011, 13(44): 19 796-19 806.

- [46] CAMARGO R, PALERMO T. Rheological properties of hydrate suspensions in an asphaltenic crude oil[C]. YOKOHAMA: The 4th International Conference on Gas Hydrates, 2002.
- [47] GIOVANNY A G, PATRICK G L, AMAN Z M. Hydrate formation flowloop experiments[C]. Beijing: Proceedings of the 8th International Conference on Gas Hydrates, 2014.
- [48] YOUNG H S, JAKYUNG K, KYUCHUL S, et al. Hydrate plug formation risk with varying water cut and inhibitor concentrations[J]. *Chemical Engineering Science*, 2015, 126: 711-718.
- [49] BUDIMAN M. A conditioned Latin hypercube method for sampling in the presence of ancillary information[J]. *Computers & Geosciences*, 2006.
- [50] ANDREW C. PHIL H. Quantifying the probability of failure during the pre-commissioning hydrotest. Proceedings[C], Calgary: International Pipeline Conference, Paper No. IPC 2006-10335.
- [51] 肖刚, 李天柁. 系统可靠性分析中的蒙特卡罗方法[M]. 北京: 科学出版社, 2003: 4-5. [XIAO G, LI T T. Monte Carlo method in system reliability analysis[M]. Beijing: Science Press, 2003: 4-5.]
- [52] RUAN C Y, DENG D M, GENG L, et al. Study on hydrate formation probability in deep-sea wet-gas pipelines[C]. Korea: Asia Symposium on Computational Heat Transfer and Fluid Flow, 2015.
- [53] 涂多运. 湿气管线流动安全评估[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2013. [TU D Y. Flow safety evaluation of wet-gas pipelines[D]. Beijing: China University of Petroleum-Beijing, 2013.]
- [54] PHILIP H, JOHN LL, BERKOOZ G. Turbulence, coherent structures, dynamical systems and symmetry[M]. Cambridge: Cambridge University Press, 1996.
- [55] BERKOOZ G, HOLMES P, LUMLEY J L. The proper orthogonal Decomposition in analysis of turbulent flows[J]. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 1993, 25: 539-575.
- [56] SIROVICH L. Turbulence and the dynamics of coherent structures: Part I-III[J]. *Quarterly of Applied Mathematics*. 1987: 45(3): 561-590.
- [57] FUKUNAGA K. Introduction to statistical pattern recognition[C]. Academic Press, Professional, Inc, 1990.
- [58] JOLLIFFE I T. Principal Component Analysis[M]. New York Springer, 2002.
- [59] MAJDA A J, Timofeyev I, Vanden E E. Systematic strategies for stochastic mode reduction in climate[J]. *Journal of the Atmospheric Sciences*, 2003, 60: 1 705-1 722.
- [60] SELTEN F. Baroclinic empirical orthogonal functions as basis functions in an atmospheric model[J]. *Journal of the Atmospheric Sciences*, 1997, 54: 2 100-2 114.

Study of hydrate plugging risk in gas-condensate pipelines

RUAN Chaoyu, SHI Bohui, SONG Shangfei, DING Lin, LIU Yang, HUANG Qiyu, GONG Jing

National Engineering Laboratory for Pipeline Safety/MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering/Beijing Key Laboratory of Urban Oil and Gas Distribution Technology, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

Abstract Hydrate formation and plugging are the main risks in the process of deep sea oil production. The prediction of hydrate plugging probability is the foundation of the safe operation of gas-condensate pipelines. In this paper, by introducing a limit state method of reliability to hydrate plugging risk calculation, we established a mathematical model based on hydrate formation and flow properties. We comprehensively considered the uncertainty of pipeline operation parameters and we used Latin Hypercube Sampling(LHS) and Proper Orthogonal Decomposition(POD) methods to solve the limit state equation of plugging risk. Probability analysis of hydrate plugging in gas-condensate pipelines has been realized.

Keywords hydrate; growth shell model; plugging probability; reliability; LHS and POD

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.02.021

(编辑 马桂霞)