基于 OLGA 的海底管道水合物的生成和影响因素分析

王海秀[1,2]，练章华[1]，王树立[3]

（1. 西南石油大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室　成都　610500；
2. 广东石油化工学院 广东省非常规能源工程技术研究中心　茂名　525000；
3. 常州大学 江苏省油气储运技术重点实验室　常州　213164）

摘要：海底管道是海洋油气输送的重要纽带。为解决海底管道面临的水合物生成和堵塞问题，文章结合海底多相流管道水合物生成的数学模型，采用 OLGA 对海底管道不同含水率、气油比和流量下水合物的生成情况进行数值模拟。研究结果表明：在某海底管道的工艺参数条件下，水合物生成风险随着含水率和流量的增大而降低，随着气油比的增大而增加；海底水平管路和立管都有可能生成水合物，尤其立管常是水合物最大生成量的位置；模拟结果可为海底管道水合物的防治和保障海底管道的安全运行提供参考。

关键词：海底管道；水合物；含水率；气油比；流量

中图分类号：TE832；P756.2　　**文献标志码**：A　　**文章编号**：1005－9857(2021)02－0087－06

The Hydrate Formation and Its Influencing Factors in Submarine Pipeline by Using OLGA

WANG Haixiu[1,2], LIAN Zhanghua[1], WANG Shuli[3]

(1. Southwest Petroleum University, State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu 610500, China; 2. Guangdong Research Center for Unconventional Energy Engineering Technology, Guangdong University of Petrochemical Technology, Maoming 525000, China; 3. Changzhou University, Jiangsu Key Laboratory of Oil-gas Storage and Transportation Technology, Changzhou 213164, China)

Abstract: Submarine pipeline was an important link of offshore oil and gas transportation. In order to solve the problem of hydrate formation and blockage faced by submarine pipeline, this paper combined with the mathematical model of hydrate formation in submarine multiphase flow pipeline, OLGA was used to simulate the hydrate formation under different watercut, gas-oil ratio and flow rate. The results showed that the risk of hydrate formation decreases with the increase of watercut and flow rate, and increases with the increase of gas-oil ratio under the condition of process

收稿日期：2020-04-12；**修订日期**：2021-01-29

基金项目：国家自然科学基金面上项目(51974271)；广东省非常规能源工程技术研究中心开放基金项目(GF2018B008)；江苏省油气储运技术重点实验室开放课题项目(CY201701).

作者简介：王海秀，博士研究生，研究方向为油气储运安全工程

通信作者：练章华，教授，博士，研究方向为油气井工程与安全领域的计算机仿真

parameters of a submarine pipeline, hydrate may be formed in both horizontal pipeline and riser, especially the riser, which was often the location of the maximum hydrate generation. The simulation results provided guidance for hydrate prevention and control of submarine pipeline to ensure its safe operation.

Keywords: Submarine pipeline, Hydrate, Watercut, Gas-oil ratio, Flow

0 引言

海底管道是海洋油气的主要输送方式，也是海洋石油的“生命线”。随着海洋油气开发加速向深水和超深水延伸，海底管道发挥的重要作用越来越凸显，海底管道的流动安全保障问题也备受关注。

海底管道低温、高压的集输环境为水合物的生成提供极为便利的条件，而水合物一旦生成将对多相流动和传热特性产生显著影响，可使管道流通面积缩小、表面粗糙度增加和压降增大，导致管道和设备堵塞，降低油气产量，影响正常生产，甚至引起管道停输事故[1]，带来巨大的经济损失。

在海底油藏的不同开采时期，管输体系的流量、气油比和含水率均会发生变化。开采初期的含水率较低，并有伴生天然气；开采中后期的含水率逐渐升高，油以乳化油滴的形式分散在连续水相中[2]，不同多相体系的堵塞机理不尽相同[3]。Camargo 等[4]研究油包水型乳状液体系，提出水合物颗粒因黏聚力的作用而形成水合物聚集体，由于体系黏度增大和流动性降低而堵管；吕晓方等[5-6]发现低流速下的水合物颗粒易聚并，并观察到一临界流速。然而现有研究未考虑体系中量变化对水合物生成的影响，因此本研究针对海底管道不同时期量发生的变化，对不同含水率、气油比和流量下管道中水合物的生成情况进行模拟分析并得出影响规律，为海底管道水合物的防治以及保障海底管道的安全运行提供参考。

1 多相流管道水合物的生成机理

多相流管输体系水合物的生成已引起学者的广泛关注，其中以含油气水三相的油主导体系研究最为成熟(图 1 和图 2)。

由图 1 可以看出，水合物的生成与堵塞过程分为 4 个阶段。(1)油水乳化：大部分水在流动剪切作

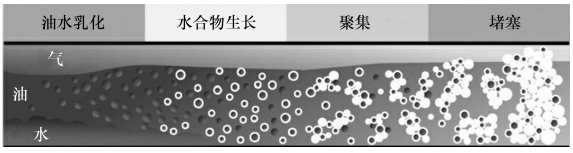


图 1 含油气水三相的油主导体系水合物的生成与堵塞过程[7]

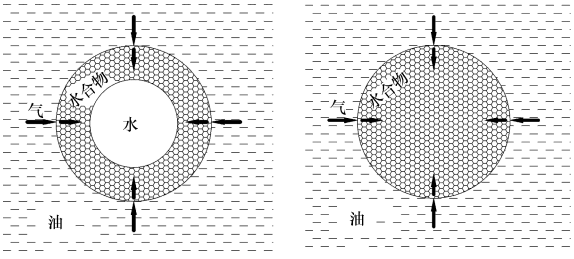


图 2 水合物生成的物理模型

用下以水滴形式完全分散于连续油相中，形成油包水型乳状液。②水合物生长：当体系的温度和压力满足水合物生成条件后，水合物在水滴与油相的界面处生成，并逐渐形成壳状将水滴包裹住；水合物壳的厚度随着被裹住的水滴不断转化成水合物而增大，直至水滴消耗完毕，或因传热和传质限制仍有部分水滴未完全转化而停止[7]，水合物颗粒粒径与水滴初始粒径基本一致，未发生明显变化。③聚集：水合物颗粒凝聚成大的水合物聚集体，使得水合物浆液体系的黏度增大和流动特性降低[8]；目前关于管输中水合物的聚集原理尚无明确定论，许多学者认为水合物聚集体因水合物颗粒间黏聚力的作用而形成[9-11]。④堵塞：聚集持续进行，水合物聚集体不断增大，水合物浆黏度也进一步增大，当水合物体积分数大于 30%以及体系黏度大于 1 000 cP 时[12]，管道堵塞。

目前较成熟的水合物生成与堵塞预测模型是基于上述机理的 OLGA-CSMHyK 动力学模型，其

已成功应用于工业生产中水合物堵塞的预测，在流动安全保障行业具有一定的认可度[13]。

2　数学模型

2.1　多相流管道温度压力

基于能量守恒原理，多相流管道温度场方程为：

$$-\frac{\partial}{\partial z}(A\sum_{i=1}^{3}(\rho_i E_i C_{pi} v_i)T)-2\pi\frac{T-T_e}{R_t}=0 \quad (1)$$

式中：A 为管道截面积；$i=1$、2、3，分别表示气相、油相和水相；ρ_i 为各相密度；E_i 为各相体积分数；C_{pi} 为各相定压比热容；v_i 为各相流速；T 为管道温度；T_e 为外界环境温度；R_t 为热阻，且 $R_t=\frac{1}{\alpha_1 r}+\frac{1}{\lambda_1}\ln\frac{r+\delta_1}{r}+\frac{1}{\lambda_2}\ln\frac{r+\delta_1+\delta_2}{r+\delta_1}$；$\alpha_1$ 为流体至管内壁的对流传热系数；r 为管道半径；λ_1 和 λ_2 分别为管材和绝热材料的热导率；δ_1 和 δ_2 分别为壁厚和绝热层厚度。

根据动量守恒原理，多相流管道压力场方程为：

$$\frac{\partial}{\partial z}(A\sum_{i=1}^{3}\rho_i E_i v_i^2)+A\mathrm{g}\sin\theta\sum_{i=1}^{3}\rho_i E_i+\frac{\mathrm{d}(Ap)}{\mathrm{d}z}+\frac{\mathrm{d}F_r}{\mathrm{d}z}=0 \quad (2)$$

式中：g 为重力加速度；θ 为管道倾角；p 为管道压力；$\frac{\mathrm{d}F_r}{\mathrm{d}z}$ 为流体与管壁之间的摩擦力。

2.2　水合物生成温度压力

基于 Vander Waals-Platteuw 模型[14]，建立水合物相平衡方程：

$$\frac{\Delta\mu_w^0}{RT_0}-\frac{\Delta C_{pw}^0 T_0-\Delta h_w^0-\frac{b}{2}T_0^2}{R}\left(\frac{1}{T}-\frac{1}{T_0}\right)-\frac{\Delta C_{pw}^0-bT_0}{R}\ln\frac{T}{T_0}-\frac{b}{2R}(T-T_0)+\frac{\Delta V_w}{RT}(p-p_0)=\sum_i v_i\ln(1+\sum_j C_{ji}f_j)+\ln x_w \quad (3)$$

式中：T_0 和 T 分别为标准状态和水合物生成的温度；p_0 和 p 分别为标准状态和水合物生成的压力；$\Delta\mu_w^0$、ΔC_{pw}^0、Δh_w^0 和 ΔV_w 分别为标准状态下水在空水合物相与水相间的化学位差、比热容差、摩尔焓差和体积差；R 为气体常数，取 8.314 J/(mol·K)；i 为水合物晶格空穴类型；j 为客体分子类型数目；v_i 为 i 型空腔的百分比；C_{ji} 为 j 组分在 i 型空腔的 Langmuir 常数；f_j 为气体组分 j 的逸度；b 为热容的温度系数；x_w 为富水相中水的摩尔分数。

当输送管道中添加醇类抑制剂时，上述方程中的 $\ln x_w$ 变成 $\ln\gamma_w x_w$，其中 γ_w 为富水相中水的活度系数。

基于上述多相流管道温度压力和水合物生成温度压力，当管道沿程某处温度低于此处压力下的水合物生成温度，或沿程某处压力高于此处温度下的水合物生成压力时，该处将有水合物生成。

2.3　水合物体积分数

水合物颗粒一旦形成，即相互凝聚成水合物聚集体，基于颗粒间黏聚力与剪切力之间的稳态平衡，由非线性方程得出水合物聚集体直径：

$$\left(\frac{d_A}{d_p}\right)^{4-f}-\frac{F_a[1-(\phi/\phi_{\max})(d_A/d_p)^{3-f}]^2}{d_P^2\mu_0\gamma[1-\phi(d_A/d_p)^{3-f}]}=0 \quad (4)$$

式中：d_A 为水合物聚集体直径；d_p 为水合物颗粒直径；f 为分形维数，取 2.5；F_a 为颗粒间黏聚力，取 50 mN/m；ϕ 为水合物占流体的体积分数；$\phi_{\max}$ 为水合物浆中水合物最大体积分数，取 4/7；μ_0 为油相黏度；γ 为剪切速率。

由于水合物聚集的分形结构，水合物的有效体积分数为：

$$\phi_{\mathrm{eff}}=\phi\left(\frac{d_A}{d_p}\right)^{3-f} \quad (5)$$

3　数值模拟

3.1　基础数据

某海底水平输送管道长为 56 000 m，立管长为 210.086 m，二者的内径为 304.8 mm、外径为 323.8 mm，管道粗糙度为 46 μm，外壁传热系数为 500 W/(m²·K)，整个水平输送管道处于 4℃海水中，立管出口环境温度为 25℃。

管道所输送的流体组分为：N_2 为 0.68%，CO_2 为 0.55%，CH_4 为 54.87%，C_2H_6 为 4.84%，C_3H_8 为 2.25%，iC_4 为 2.16%，nC_4 为 2.54%，iC_5 为 2.47%，nC_5 为 5.25%，C_6 为 5.58%，C_{7+} 为 18.81%；C_{7+} 分子量为 350 kg/kmol，密度为 870 kg/m³；水密度为 1 108 kg/m³。基于 OLGA 建立海管模型(图 3)。

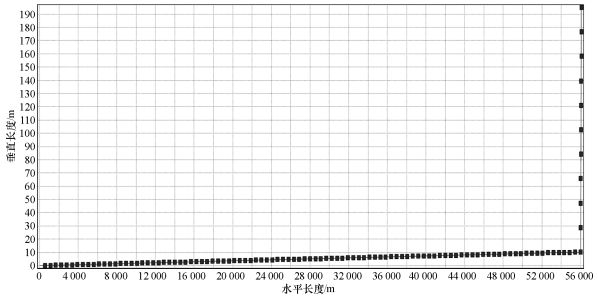


图 3 海底多相流管道路由

3.2 模拟结果

在不同含水率、不同气油比和不同流量下，分别模拟海底管道水合物的生成情况。

3.2.1 含水率

假定管道终点压力为 50 bar，起点温度为 50℃，产油量为 4 000 m^3/d，气油比为 100，流体含水率的变化对海底管道沿程水合物生成的影响如图 4 所示。

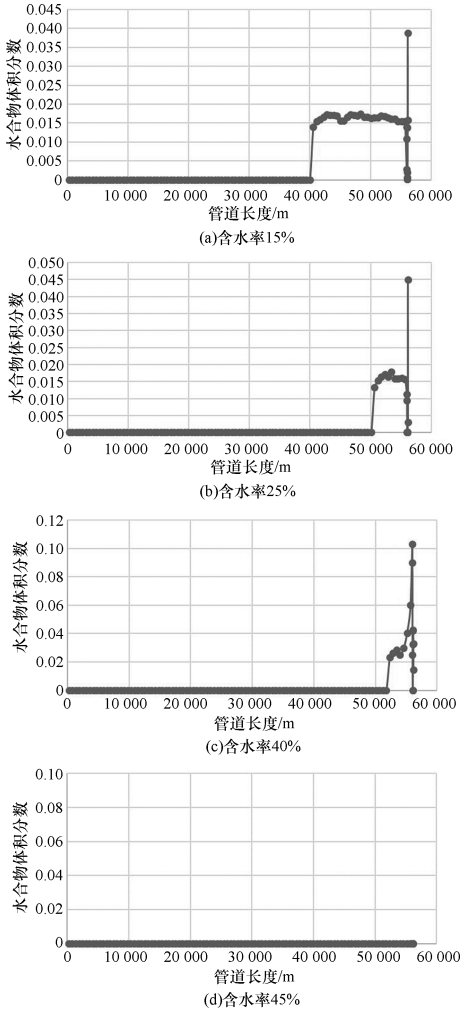


图 4 不同含水率下管道沿线水合物的生成情况

水合物初始生成位置与起点的距离随含水率的增大而变远，且水合物生成范围变小；这是由于水的比热容大于油和气，管段温降减小。水平管路的水合物体积分数变化平缓，而立管段则急剧上升到峰值后又逐渐下降，最后趋于 0，缘于水平管路压力缓慢降低，而立管压力快速下降。水合物体积分数的峰值随含水率的增大而增大，当含水率由 15% 增至 40%时，峰值由 0.038 8 增至 0.103 0；但当含水率进一步增大时，截面持液率和摩阻增大，须消耗更多的压能举升流体，使压降增大，加之高含水率下气相在水中的溶解度较低，水合物难以成核，因此当含水率达到 45%时，整个管道已无水合物生成。

3.2.2 气油比

设定管输流体含水率为 40%，其他条件保持不变，模拟流体气油比的变化对海底管道沿程水合物生成的影响(图 5)。

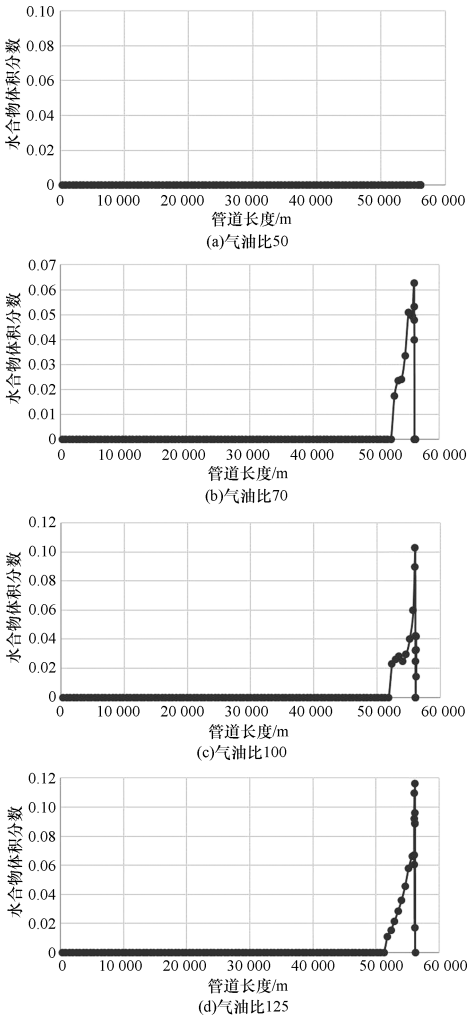


图 5 不同气油比下管道沿线水合物的生成情况

当气油比为 50 时，管道中无水合物生成；这是由于此时流体中的气体含量低，没有足够的气体与水接触而生成水合物。随着气油比进一步增大，气体含量升高，管道中开始出现水合物；气油比越大，气体的低比热容和焦汤效应的影响越显著，管段温降越大，水合物初始生成位置距起点越近，水合物生成范围越扩大。水合物体积分数的峰值均出现在立管段，且随气油比的增大而增大，当气油比由 70 增至 125 时，峰值由 0.062 7 增至 0.116 2，管道堵塞风险增加；这是因为立管处的截面持气率增大，摩阻降低，举升流体所须压能减小，流体压力增大，更有利于水合物的生成。

3.2.3　流量

设定管输流体含水率为 40%，气油比为 100，其他条件保持不变，模拟流量变化时海底管道沿程水合物的生成情况（图 6）。

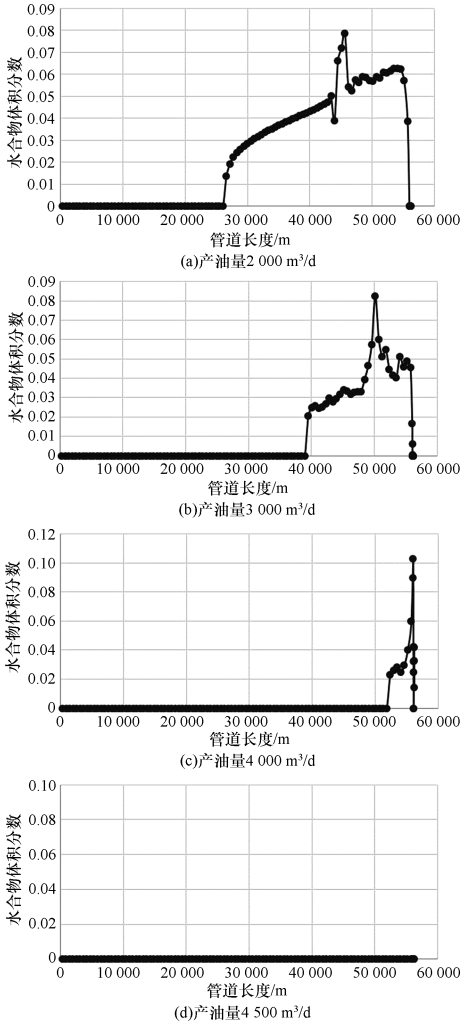


图 6　不同流量下管道沿线水合物的生成情况

随着流量的增大，管段温降减小，水合物初始生成位置与起点的距离变远，水合物生成范围缩小。水合物体积分数的峰值随流量的增大而增大，当流量由 2 000 m^3/d 增至 4 000 m^3/d 时，峰值由 0.078 6 增至 0.102 9，且峰值位置从水平管后移到立管段；这是因为随着流量的增大，流体对水合物的冲刷和携带作用增强，水合物颗粒在立管段重新聚集。当流量继续增大时，流体流速增大，气体扰动加强，抑制水合物的聚集，加之高流速可维持高的流体温度，不利于水合物的生成，因此当流量达到 4 500 m^3/d 时，管道中无水合物生成。

4　结语

本研究基于 OLGA 对不同含水率、不同气油比和不同流量下海底多相流管道的水合物生成情况进行模拟分析。研究结果表明：含水率、气油比和流量对水合物生成的影响不一，水合物生成风险随含水率增大而降低、随流量增大而降低、随气油比增大而增加；海底水平管路和立管都有可能生成水合物，尤其立管段常是水合物生成量最大的位置，须对这些部位开展重点预防。

由于海底油藏采出物处于动态变化中，须严密监测各项指标，掌握不同因素对水合物生成的影响规律，有助于采取有效措施防止水合物生成，保障管道流动安全。海底多相流管道水合物生成和堵塞机理较复杂且影响因素众多，不同主导体系水合物生成机理的确定和模型的建立是未来管道流动安全保障领域的研究重点。

参考文献

[1]　雷云，余建星，吴朝晖，等.基于模糊 ANP 的海底管道失效风险综合评价[J].中国安全科学学报，2019，29(5)：178－184.

[2]　宋光春，李玉星，王武昌，等.油气管道水合物堵塞机理研究进展[J].化工进展，2018，37(7)：2473－2481.

[3]　柳扬，史博会，吕晓方，等.油基水基及部分分散体系水合物堵管机理[J].科学通报，2017，62(13)：1365－1376.

[4]　CAMARGO R，PALERMO T. Rheological properties of hydrate suspensions in an asphaltenic crude oil[C].Yokohama：The 4th International Conference on Gas Hydrates，2002.

[5]　吕晓方，王莹，李文庆，等.天然气油基水合物浆液流动实验[J].天然气工业，2014，34(11)：108－114.

[6]　吕晓方，胡善炜，于达，等.基于在线颗粒分析仪的水合物生成

特性实验研究[J].实验技术与管理,2014(31):84－88.

[7] TURNER D J,MILLER K T,SLOAN E D.Methane hydrate formation and an inward growing shell model in water-in-oil dispersions[J].Chem Eng Sci,2009,64:3996－4004.

[8] TURNER D J,KLEEHAMMER D M,MILLER K T,et al. Formation of hydrate obstructions in pipelines:hydrate particle development and slurry flow[C].Trondheim:The 5th International Conference on Gas Hydrates,2005.

[9] AUSTVIK T,XIAOYUN L I,GJERTSEN L H.Hydrate plug properties:formation and removal of plugs[J].Annals of the New York Academy of Sciences,2006,912(1):294－303.

[10] PALERMO T, FIDEL-DUFOUR A, MAUREL P, et al. Model of hydrates agglomeration-application to hydrates formation in an acidic crude oil[C].Barcelona:The 12th International Conference on Multiphase Production Technology,2005.

[11] PAUCHARD V,DARBOURET M,PALERMA T,et al.Gas hydrate slurry flow in a black oil prediction of gas hydrate particles agglomeration and liner pressure drop [C]. Edinburgh:The 13th International Conference on Multiphase Production Technology,2007.

[12] ZERPA L E,AMAN Z M,JOSHI S,et al.Predicting hydrate blockages in oil,gas and water-dominated systems[C].Houston:Offshore Technology Conference,2012.

[13] LIU C W,LI M Z,ZHANG G D,et al.Direct measurements of the interactions between clathrate hydrate particles and water droplets[J].Phys Chem Chem Phys,2015,17(30): 20021－20029.

[14] VANDER WAALS J H,PLATTEEUW J C.Clathratesolutions [J].Advances in Chemical Physics,1959,2(1):1－57.