

海底长输油管道缩径模拟实验及计算分析

王 威 鲁 瑜 罗 峰 张宗超 郭 庆
(中海石油(中国)有限公司天津分公司,天津 300452)

摘 要 为了研究海底长输油管道运行过程中管道内径、流体流通面积和输油能力变化规律。以渤海 X 油田原油外输海管为例,通过砂(泥)沉积特性模拟实验及沉积临界流速理论计算,并根据实际温降、压降分析,确认了管内砂沉积及管道缩径的可能性。研究表明,海底长输油气管道在长期运行过程中,管线内泥沙沉积造成了管线缩径,原油流通面积减小,压降增大,输油能力不断下降。
关键词 海底 长输油管道 缩径量 模拟实验 计算分析 渤海
中图法分类号 TE832.36; **文献标志码** A

海底长输油气管道清管是提高海管输送能力,减小管道的腐蚀,完善海管内检测及加强海管完整性管理的重要环节,对海上油田安全生产具有重要意义^[1,2]。然而,海底长输油气管道在长期运行过程中,输送介质中夹带少量杂质、油污泥等在管线内沉积^[3-5],使管道内径、压力、流通面积、输送能力等预测更加复杂,如果出现卡球等紧急情况,对海底长输油气管道清管以及油田安全生产带来极大挑战^[6-9]。因此,有必要对海底长输油气管道运行过程中内径、流通面积和输送能力变化规律进行研究^[10-12]。为此,以渤海 X 油田原油外输海管为例,在开展长输油管道砂(泥)沉积特性模拟实验的基础上,进行了沉积临界流速理论计算,并根据实际温降、压降分析,探讨管道内径、压力、流通面积、输送能力等变化规律。为渤海 X 油田外输海管通球方案的制定,确保通球作业的安全性提供理论指导。

1 海管参数简介

渤海 X 油田位于渤海辽东湾南部海域,东经 120°43′~121°05′,北纬 39°52′~40°12′的范围内。该油田原油外输海管作为输送原油的“大动脉”,将

渤海 X 油田低含水原油(含水约 5%)输送至陆地终端进行进一步处理。该海管具体参数如下。
1.1 海管设计参数
表 1 给出了海管设计参数。

表 1 渤海 X 油田外输海管设计参数表	
Table 1 The design parameters of the external transport pipeline of Bohai X oilfield	
参数	数值
长度/km	69.5
容积/m ³	12 455
外径/mm	内管 OD 508 外管 OD 660.4/508
壁厚/mm	内管 15.9 外管 12.7/15.9 (ID 476.2)
钢级	内管 API 5L X60 外管 API 5L X52/ API 5L X60
埋深/m	1.5
设计压力/MPa	12
最大操作压力/MPa	8.8
最大操作温度/℃	75
最大液体流量/(m ³ ·d ⁻¹)	22 359.1
水深/m	31
海床温度/℃	-1.4~25.6

1.2 海管运行参数
表 2 给出了海管运行参数。

表 2 渤海 X 油田外输海管运行参数表							
Table 2 The operating parameters of the external transport pipeline in Bohai X oilfield							
输送介质	入口压 力/MPa	入口 温度/℃	出口压 力/MPa	出口温 度/℃	日输油 量/(m ³ ·d)	日输水 量/(m ³ ·d)	含水率 %
油水混输	4.2	69	0.55	65	18 300	1 281	7

注:表中数据为 2014 年随机选取数据。

2 砂(泥)沉积特性实验研究

2.1 砂在水中的沉积实验研究

2.1.1 实验仪器与药品

(1)仪器:250 mL 量筒 1 支、250 mL 细口瓶 1 支、

2016 年 5 月 18 日收到 国家“十二五”科技重大专项 (2011ZX05057)、中国海洋石油渤海石油管理局生产研究项目(2012BHTJ-P-017)资助
第一作者简介:王 威,男,博士,工程师。研究方向:油气地质、油气田开发与开采、油气集输与处理工艺等。E-mail:804367605@qq.com。
引用格式:王 威,鲁 瑜,罗 峰,等. 海底长输油管道缩径模拟实验及计算分析[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(5): 181—184
Wang Wei, Lu Yu, Luo Feng, et al. Simulation experiment and calculation analysis of submarine long-distance oil pipeline[J]. Science Technology and Engineering, 2017, 17(5): 181—184

秒表 1 个、天平(精度 0.000 1 g)1 台、分液漏斗 1 支。

(2) 药品:南堡油田清管砂样、清水。

2.1.2 实验方案

(1) 量筒量取 500 mL 水,砂的垂直沉降距离为 25 cm。

(2) 将 1.0 g 砂同时放入水中,利用秒表对砂的沉积时间进行计量。

(3) 对上述实验过程进行多次实验测量,研究砂的沉积速度。

(4) 利用斯托克斯公式对实验结果进行理论验证。

2.1.3 实验数据

实验结果列于表 3。

表 3 砂在水中的沉积实验数据表
Table 3 The experimental data of sand deposition in water

实验编号	砂量/g	水量/mL	沉积时间/s
1	1.0	500.0	7.53
2	1.0	500.0	8.47
3	1.0	500.0	7.40
4	1.0	500.0	6.75
5	1.0	500.0	6.84
6	1.0	500.0	7.18
7	1.0	500.0	8.07
8	1.0	500.0	22.97
9	1.0	500.0	6.78

实验结果表明:砂在水中的沉积时间为 6.75 ~ 22.97 s。

2.2 砂在油水中的沉积实验研究

2.2.1 实验仪器与药品

(1) 仪器:250 mL 量筒 1 支、250 mL 细口瓶 1 支、秒表 1 个、天平(精度 0.000 1 g)1 台、分液漏斗 1 支、酒精灯 1 台、坩埚钳 1 支、铁架台 1 台、蒸发皿 1 个。

(2) 药品:南堡油田清管砂样、原油样品、石油醚。

2.2.2 实验方案

量筒量取 100 mL 水,50 mL 油样,放入坩埚。用天平称取 10.0 g 砂样。

(1) 将油水混合样加热到 70 ℃,然后将砂样投入混合液中,搅拌均匀。

(2) 将油、水、砂混合液立即转入分液漏斗,静置后分离。

(3) 利用石油醚对分离出的砂样进行清洗。

(4) 对清洗后的砂样进行干燥、称量。

2.2.3 实验结果

实验结果列于表 4。

表 4 砂在油水中的沉积实验数据表
Table 4 The experimental data of sand deposition in oil and water

实验编号	砂量/g	水量/mL	油样/mL	沉积砂质量/g	沉积比例/%
1	10.0	100.0	50.0	5.43	54.3
2	10.0	100.0	50.0	8.26	82.6

实验结果表明,在油水混合物中,砂在水中的沉积量为总砂量的 54.3%~82.6%;原油中的砂悬浮量为 17.4%~45.8%。由此可知海管底部水相中可能存在砂的沉积。

3 管内砂沉积临界流速分析

选取 2012 年 5 月 10 日渤海 X 油田外输海管运行数据作为砂沉积计算参数。如表 5 所示。

表 5 渤海 X 油田外输海管运行数据表
Table 5 The operation data table of oil pipeline of Bohai X oilfield

油流量/ (m ³ ·d ⁻¹)	水流量/ (m ³ ·d ⁻¹)	入口压 力/MPa	入口温 度/℃	出口压 力/MPa	出口温 度/℃
17 710	5 593	4.15	71	0.49	68

目前,对非均质流临界流速的计算主要依靠经验公式,分为均匀颗粒和非均匀颗粒沉积流速计算两类^[7-10]。影响砂沉积临界流速的主要因素包括管径,砂的浓度、密度、颗粒级配、大小及形状等,使用经验公式时必须符合其适用范围。现针对渤海 X 油田外输海管的具体情况,对砂沉积的临界流速做详细计算。

参量描述:管道内径为 476.24 mm;水密度为 1 000 kg/m³;砂为花岗岩材质,密度取为 2.7 × 10³ kg/m³,体积浓度 C_v = 0.003%,取砂粒粒径 0.06 mm 进行计算。

3.1 按照非均匀颗粒计算的临界流速

分别采用与砂粒粒径无关的卡察斯基公式和舒克公式,以及与砂粒粒径有关的王可钦公式进行计算。

3.1.1 卡察斯基公式

$$\left[\frac{U_{cr}}{(gD)^{\frac{1}{4}}} \right]^{1-Z\frac{1}{3}} = 0.73 + 0.04C_w^{1.21} e^{0.055C_w} + 1.678 \times 10^{14} C_w^7$$

式中,C_w为砂粒质量浓度,C_w按下式计算:

$$C_w = \frac{\gamma_s}{\gamma_m} C_v = 0.0081\%$$

式中,C_v为体积浓度,即浆体中固体颗粒的体积与浆体体积之比,γ_s为固体颗粒容重,γ_m为浆体容重,即单位体积的浆体所具有的质量,γ_m = γ + (γ_s - γ)C_v = 1 000.051;Z 为指数,取 0.28;D 为管内径,476.24 mm;g 为重力加速度,取 9.8 m/s²。

公式适用范围:煤及矿砂等材料;密度范围 1.385~5.25 g/cm³;管径范围为 98~800 mm。故满足上述条件,将参数数值代入,可得 $U_{cr}=0.463$ m/s。

3.1.2 舒克公式

$$U_{cr}=2.43\left[2gD\left(\frac{\rho_s-\rho}{\rho}\right)\right]^{\frac{1}{2}}\frac{C_v^{\frac{1}{3}}}{C_d^{\frac{1}{4}}}$$

式中, ρ_s 为固体颗粒密度; ρ 为浆体密度; C_d 为固体颗粒阻力系数,取为常数 0.45。

将参数数值代入,可得 $U_{cr}=0.246$ m/s。

3.1.3 王可钦公式

$$U_{cr}=9.6\left[gD\left(\frac{\gamma_s-\gamma_m}{\gamma_m}\right)\right]^{\frac{1}{2}}\left(C_v\frac{d}{D}\right)^{\frac{1}{4}}$$

式中, d 为砂粒粒径,取 0.06 mm。

将参数数值代入,可得 $U_{cr}=0.212$ m/s

3.2 按照均匀颗粒计算的临界流速

采用杜兰德公式进行计算,沉积临界速度的计算与粒径有关。

杜兰德公式

$$U_{cr}=(Fr)_L\left[2gD\left(\frac{\rho_s-\rho}{\rho}\right)\right]^{\frac{1}{2}}$$

式中, $(Fr)_L$ 是固体颗粒及体积浓度的函数,可查表。

将参数数值代入,可得临界速度: $U_{cr}=2.39$ m/s。

按照非均匀颗粒算得砂沉积的最小临界流速为 0.463 m/s,按照均匀颗粒算得砂沉积的最小临界流速为 2.39 m/s。而模拟计算水相的速度值约为 1.04 m/s,大于非均匀颗粒沉积临界速度值 0.463 m/s,而小于均匀颗粒下的沉积临界速度值 2.39 m/s。因此,管线内存在砂沉积可能。

4 管道缩径量计算分析

4.1 温降分析

根据 2001—2014 年的生产数据(2005 年部分数据不准确,这里没有采用),做温降、流量与时间关系图(图 1)。

由图 1 可以看出,在管线运行初期,温降随季节变化较为明显,冬季温降较大,夏季温降较小;2010 年以后,管道输量有所增加,温降减小,符合输油管道流量增加温降减少的规律;2014 年的温降明显小于管线投产初期的温降,总传热系数明显低于设计值,可能是由于管线内砂沉积导致管道截面减小,进而传热面积减小造成的。

4.2 压降分析

选用 2014 年海管低含水(不大于 5%)运行工

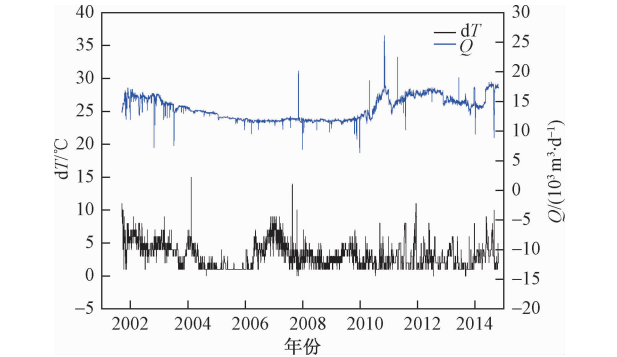


图 1 温降、流量与时间关系图
Fig. 1 Temperature drop, flow and time diagram

况校核海管的工艺状态。对目标管道的流动情况计算可知,管道内流体处于层流和湍流的过渡区。可根据管道设计参数和实际运行参数校核管道压降。实际压降与计算压降的对比结果如表 6 所示。

表 6 实际压降与计算压降对比
Table 6 Comparison of actual and calculated pressure drop

时间	输送量/ (m ³ ·d ⁻¹)	含水率/ %	实测压 降/MPa	计算压 降/MPa	偏差/%
2014-05-02	16 994.03	4.5	3.98	3.04	23.6
2014-05-07	16 917.92	4	4.07	3.02	25.8
2014-06-24	17 702.65	5.5	4.18	3.26	22
2014-07-12	17 755.05	5	3.5	3.27	7

由表 6 可知,管线计算压降小于实际压降,可能是由于管道缩径导致。可根据管道实际压降和输量等参数,计算管道缩径情况。实际压降与管径变化关系如表 7 所示。

表 7 实际压降与管径变化关系
Table 7 The relationship between the actual pressure drop and the diameter

时间	实际压 降/MPa	实际内 径/mm	计算内 径/mm	缩径量/ mm
2014-05-02	3.98	476.2	446.2	30
2014-05-07	4.07	476.2	441.2	35
2014-06-24	4.18	476.2	456.2	20
2014-07-12	3.5	476.2	471.8	5

由表 7 可知,管线计算内径小于实际内径,说明管道内可能存在缩径情况,导致管道实际压降变大。由软件计算管道缩径量在 5~35 mm 之间,可以作为清管方案设计参考。

5 结论与建议

(1)按照非均匀颗粒算得砂沉积的最小临界流速为 0.463 m/s,按照均匀颗粒算得砂沉积的最小临界流速为 2.39 m/s。模拟计算水相的速度值约 1.04 m/s,大于非均匀颗粒沉积临界速度值 0.463 m/

s,而小于均匀颗粒下的沉积临界速度值 2.39 m/s。因此,渤海 X 油田原油外输海管内存在砂沉积现象。

(2)渤海 X 油田原油外输海管在长期运行过程中,管线内泥沙沉积,造成了管线缩径,原油流通面积减小导致压降增大。另外,随海管运行时间增加,管道的温降减小,同样说明管道可能存在缩径现象。根据实际压降计算管道缩径量为 5~35 mm。

(3)在通球作业中应加充分考虑海管缩径、流通面积、压降等变化规律,应针对清管球在海管中破碎、卡堵等作业风险,做好相应的风险分析和评估,并制定相应的应急预案。

参 考 文 献

- 王维斌.长输油气管道大数据管理架构及应用.油气储运,2015;34(03):229—232
Wang Weibin. Big data management framework and its application in long-distance oil/gas pipeline. Oil & Gas Storage and Transportation, 2015;34(03):229—232
- 关中原,高 辉,贾秋菊.油气管道安全管理及相关技术现状.油气储运,2015;34(05):457—463
Guan Zhongyuan, Gao Hui, Jia Qiuju. Oil/gas pipeline safety management and its technology status. Oil & Gas Storage and Transportation, 2015;34(05):457—463
- 冯庆善.管道完整性管理实践与思考.油气储运,2014;33(03):229—232
Feng Qingshan. Practice and cogitation on pipeline integrity management. Oil & Gas Storage and Transportation, 2014;33(03):229—232
- 喻西崇,吴九军.海底混输管道清管过程的数值模拟研究.中国海上油气,2005;17(3):203—207
Yu Xichong, Wu Jiujun. A numerical simulation study on pigging process in multiphase subsea pipeline. China Offshore Oil & Gas, 2005;17(3):203—207
- 李玉星,寇 杰,唐建峰,等.多相混输管路清管技术研究.石油学报,2002;23(5):101—105
Li Yuxing, Kou Jie, Tang Jianfeng, et al. Experiment study of pigging technology for multiphase flow in pipe—lines. Acta Petrolei Sinica, 2002;23(5):101—105
- 李玉星,冯叔初,王新龙.气液混输管路清管时间和清管球运行速度预测.天然气工业,2003;23(4):99—102
Li Yuxing, Feng Shuchu, Wang Xinlong. Prediction of pigging time and velocity for tow phase flow in pipelines. Natural Gas Industry, 2003;23(4):99—102
- 丁 浩,李玉星,冯叔初.水平气液混输管路清管操作的数值模拟.石油学报,2004;25(3):24—27
Ding Hao, Li Yuxing, Feng Shuchu. Pigging operation simulation for horizontal flow of gas and liquid in pipeline. Acta Petrolei Sinica, 2004;25(3):24—27
- 喻西崇,安维杰,吴应湘,等.海底混输管道瞬态过程中稳定平衡时间和总持液量变化规律研究.中国海上油气,2004;16(6):414—421
Yu Xichong, An Weijie, Wu Yingxiang, et al. Study on variation rule of stabilized equilibrium time and total liquid in ventory in transient flow process in subsea multiphase pipeline. China Offshore Oil & Gas, 2004;16(6):414—421
- 喻西崇,任彦兵,郭亚玲.海底混输立管段瞬态流动规律及其敏感性分析.中国海上油气,2007;19(2):60—64
Yu Xichong, Ren Yanbing, Wu Yaling. The analysis of transient flow characteristics and sensitivity in the riser of subsea multiphase pipeline. China Offshore Oil & Gas, 2007;19(2):60—64
- 王荧光.苏里格气田集输管线清管过程瞬态模拟.天然气工业,2009;29(11):94—99
Wang Yingguang. Transient simulation of the pigging process of gathering pipelines at the Sulige Gas Field. Natural Gas Industry, 2009;29(11):94—99
- 刘文超,孙仁金.对我国油气管道建设运营的战略思考.油气储运,2015;34(02):139—144
Liu Wenchao, Sun Renjin. Strategic discussion on construction and operation of oil and gas pipelines in China. Oil & Gas Storage and Transportation, 2015;34(02):139—144
- 姚 伟.油气管道安全管理的思考与探索.油气储运,2014;33(11):1145—1151
Yao Wei. Thinking and exploration on the safety management of oil/gas pipeline. Oil & Gas Storage and Transportation, 2014;33(11):1145—1151

Simulation Experiment and Calculation Analysis of Submarine Long-distance Oil Pipeline

WANG Wei, LU Yu, LUO Feng, ZHANG Zong-chao, GUO Qing

(CNOOC (China) Limited-Tianjin, Tianjin 300452, P. R. China)

[Abstract] In order to research of submarine pipeline operation in the process of fluid flow area and transportation capacity variation. To Bohai X oils likely lost sea pipe as an example, through the deposition properties of sand (mud) simulation experiment and critical deposition velocity theory calculation, and according to the actual temperature drop, IR drop analysis, confirmed the possibility of reduced diameter tube sand deposition and the pipeline. Research shows that: the seabed oil and gas pipeline in the long run, sediment deposition in the pipeline caused reduced diameter pipeline, crude oil flow area is reduced, increase the pressure drop, oil capacity of declining.

[Key words] submarine long distance oil pipeline shrinkage Simulation experiment calculation analysis Bohai