

湿天然气管道紧急停输放空速率研究

苗 建¹ 王 凯² 刘政洪¹ 付 峻¹

1. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东 深圳 518067;

2. 中海油研究总院, 北京 100028

摘 要:流花 19-5 气田海底管道输送未经处理的湿天然气,紧急停输时间通常不超过 12 h,采用缓慢放空策略既能有效抑制水合物产生,又可避免经济上的浪费。利用 PVTsim 8.0 和 OLGA 7.2 商用软件模拟,研究了该管道在不同放空速率下对应的温度变化及水合物生成风险,指明了放空阀开度与恒放空速率之间的匹配关系。结果表明,紧急停输的最佳放空速率宜取 2 000 m³/h,对应的放空阀开度建议取 10%。

关键词:湿天然气管道;紧急停输;水合物;放空速率

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2016.02.001

0 前言

流花 19-5 气田(以下简称气田)位于南海珠江口盆地,平均水深约 185 m,2013 年 12 月底投产,高峰日产气 82×10^4 m³,并伴有一定量的凝析油和生产水。气田最高井口压力 19 MPa,最低环境温度 14.4 ℃,处于水合物生成区域。水下回接管道如采用单层管输送,则有水合物生成。由于依托的番禺 30-1 平台(以下简称平台)不具备安装乙二醇再生装置的空间,并考虑大量甲醇注入涉及到经济、环保、安全等问题,故采用双层保温管方案(预留的平台立管未保温)。尽管如此,管道在某些特殊工况下,尤其是发生紧急停输时,如果操作不当存在水合物生成风险,引发“冰堵”事故,给气田的安全经济运行造成十分不利的影响^[1-5]。根据管道运行参数以及水合物生成的条件,通过预测或监测管道内水合物生成情况,在管道产生“冰堵”时,放空可作为一种有效的水合物抑制、解堵措施^[6-14]。鉴于此,气田应充分利用泄压放空系统^[15-18],实现对水合物风险的有效控制。

本文针对流花 19-5 海底管道,停输时间不超过 12 h 的紧急停输工况,利用 PVTsim 8.0 和 OLGA 7.2 商用软

件,研究了不同放空速率时,管道在停输过程中沿线温度、压力的变化特征,以及对应的水合物生成风险,推荐了最佳放空速率及其匹配的放空阀开度,为现场放空速率的控制提供理论依据。

1 气田生产流程

1.1 气田水下处理工艺

该气田采用水下生产系统,依托平台进行开发。气田 2 口水下井口采气树(A1H、A2H),生产的湿天然气

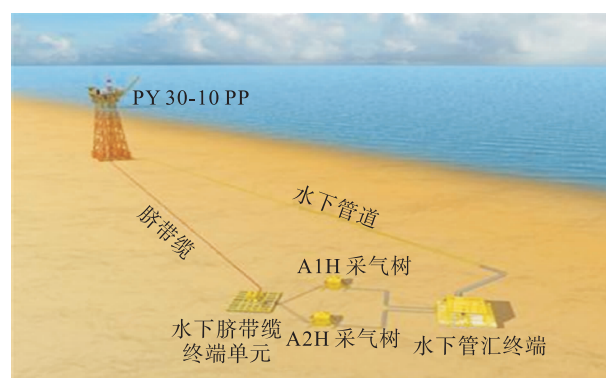


图 1 气田水下总体流程示意图

收稿日期:2015-11-09

基金项目:中国海洋石油总公司京直地区青年创新课题“流花 19-5 气田水下回接管道水合物风险在线检测管理系统研制及实施”(JZTW 2015 KJ 14)

作者简介:苗 建(1983-),男,江苏连云港人,工程师,硕士,现主要从事海上石油天然气开发工作。

经气嘴节流后,通过跨接管(JUMPER)分别连接到水下管汇(PLEM),再进入到 DN 300、11.7 km 双层保温海管,输送至已建的中心平台,与平台生产的流体共同进入相应的工艺流程进行处理。气田水下总体流程示意图见图 1,气田水下工艺流程见图 2。

1.2 气田水上处理工艺

平台上各生产井生产的流体经气嘴节流后汇合,经生产管汇进入生产分离器进行油、气、水三相分离。生产分离器分离出的天然气,经冷却器冷却至 40℃ 后,与段塞流捕集器分离出的气体混合,然后进入三甘醇脱水系统进行脱水处理;生产分离器和段塞流捕集器分离出的凝析油分别进入对应的凝析油处理系统中进行脱水处理。生产分离器和段塞流捕集器分离出的生产水汇

合后,进入水力旋流器处理达标后排入大海。

经三甘醇脱水系统处理的合格干气与经凝析油聚结分离器脱水合格后的凝析油混合,通过 365 km 海底管线输至陆地天然气终端处理厂作进一步处理。气田水上工艺流程图见图 3。

1.3 火炬放空系统

平台火炬放空系统主要包括高压火炬分液罐、高/低压火炬头、点火盘和回收泵。作为平台的生产安全泄压系统,来自生产处理系统、燃料气系统和闭式排放罐的气体各自进入高/低压火炬头燃烧排放,高压气体分液罐分出的液体由回收泵打回生产分离器入口作进一步处理。气体放空速率由放空调节阀控制。

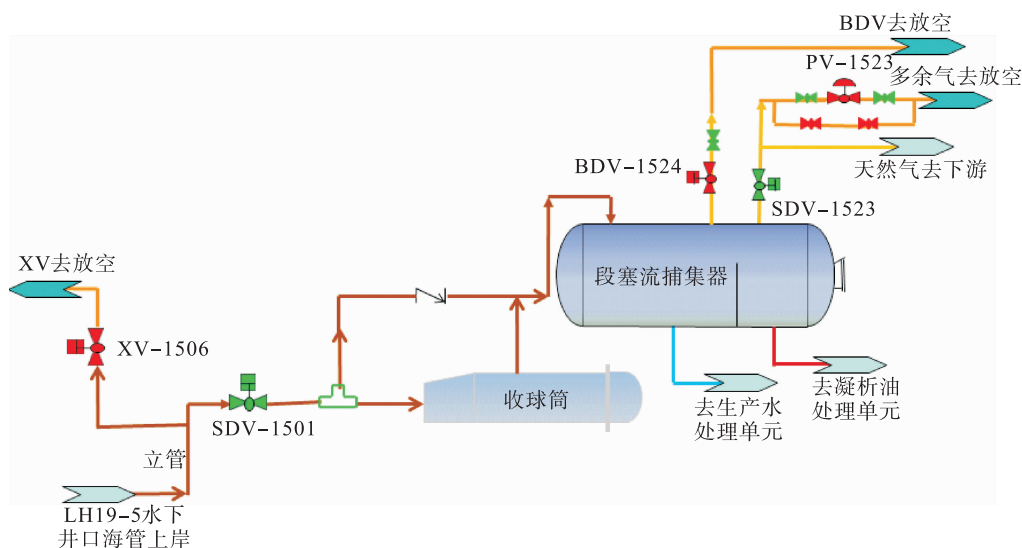


图2 气田水下工艺流程

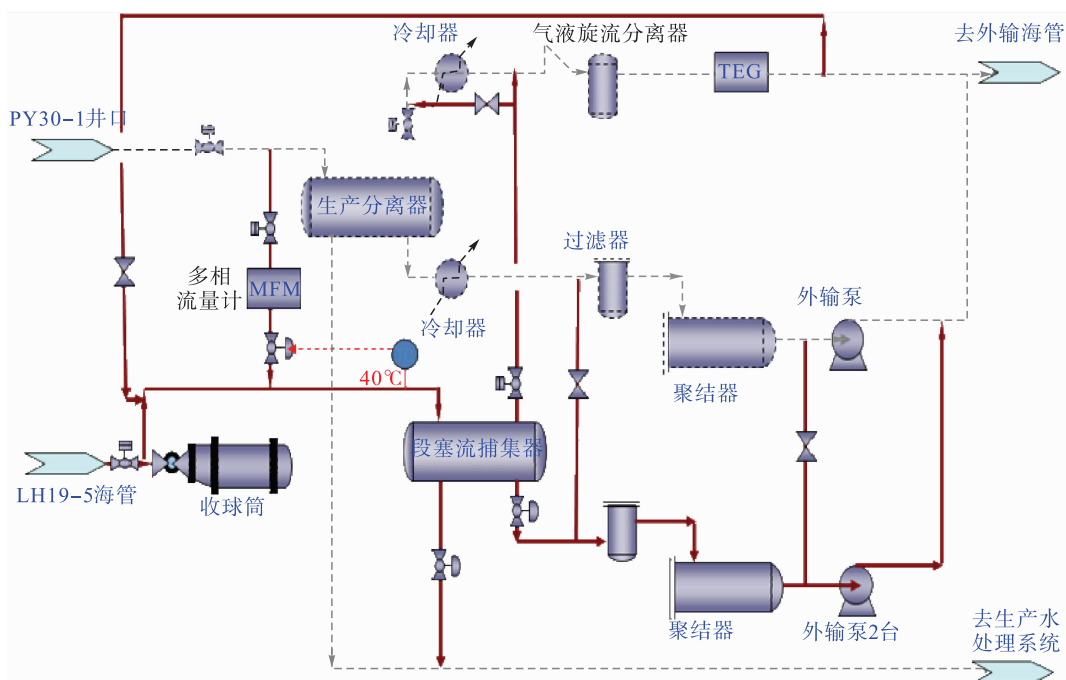


图3 气田水上工艺流程图

2 基础数据

2.1 流体性质

2.1.1 天然气性质

天然气组分定期分析结果表明,该气田的气体组分以甲烷为主,甲烷体积含量约 83.9 %~92.57 %,CO₂ 体积含量 0.57 %~4.35 %,N₂ 体积含量 0.33 %~1.65 %。天然气相对密度为 0.642 9~0.766 8。某日平台段塞流捕集器出口气体组分取样分析见表 1。

表 1 平台段塞流捕集器出口气体组分取样分析结果

A 01 H		A 02 H	
组分	体积含量 /(%)	组分	体积含量 /(%)
CO ₂	5.57	CO ₂	3.93
N ₂	0.35	N ₂	0.36
C ₁	86.98	C ₁	87.77
C ₂	4.47	C ₂	4.79
C ₃	1.66	C ₃	1.88
iC ₄	0.34	iC ₄	0.39
nC ₄	0.36	nC ₄	0.44
iC ₅	0.12	iC ₅	0.17
nC ₅	0.08	nC ₅	0.12
C ₆₊	0.07	C ₆₊	0.15

注:C₆₊ 的平均摩尔质量为 120,相对密度 0.75。

2.1.2 凝析油性质

该气田的凝析油含量较低,为 41.0~39.6 g /m³。取样分析表明,地面凝析油密度 0.775 2~0.764 1 g /cm³,黏度 0.715~0.773 mPa·s,凝固点<-27℃。

2.1.3 地层水性质

该气田总水矿化度 2 620~2 690 mg /L,密度 1.005 7~1.005 9 g /cm³,按照苏林分类为氯化钙型水。生产分离器的水样总矿化度低,各种离子含量少,可以判断为凝析水。

2.2 管道数据

管道相关数据见表 2,管道路由见图 4。

表 2 管道数据表

参数	数值
外管外径 /mm	457.0
内管外径 /mm	342.9
保温层厚度 /mm	35
保温层密度 /(kg·m ⁻³)	50±10
防腐层厚度 /mm	3
防腐层密度 /(kg·m ⁻³)	940
内腐蚀余量 /mm	6
设计压力 /MPa	24.61
设计温度 /℃	92
介质密度 /(kg·m ⁻³)	181.8
安装温度 /℃	14.4

注:管道保温层材料采用聚氨酯泡沫,防腐层材料采用 3 层 PE。

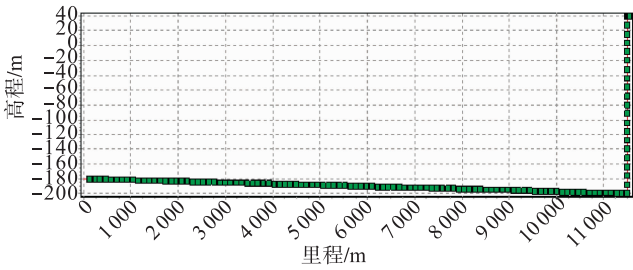


图 4 海管路由

2.3 环境数据

气田海域泥温统计数据见表 3。选取 14.4℃作为环境温度。

表 3 气田海域泥温统计数据

海底层次 /m	最大 /℃	最小 /℃	平均 /℃
0	16.5	14.4	15.4
-1	16.7	14.7	15.7
-2	17.0	15.0	16.0
-3	17.3	15.8	16.5

2.4 运行工况

管道停输前主要运行数据见表 4。

表 4 管道停输前主要运行数据

参数	数值
气量 /(m ³ ·d ⁻¹)	412 000
凝析油 /(m ³ ·d ⁻¹)	29
水 /(m ³ ·d ⁻¹)	6.3
入口压力 /MPa	10.3
入口温度 /℃	60
出口压力 /MPa	10.0
出口温度 /℃	23.5
凝析油 /m ³	20
水 /m ³	6

3 模拟研究

3.1 停输分析

图 5 给出了不同停输时刻管道沿线温度分布的变化曲线。由图 5 可见,在停输开始时刻,海底管道沿线温度缓慢下降,末端立管由于未加保温层,温度下降较快;随着停输时间的延长,管道沿线温度整体下降,但在海底管道和立管交汇处出现小幅“隆起”,其原因是海底管道沿途地形呈下倾分布(参见图 4),停输后管道积液在重力作用下不断向平台端聚集,不同时刻管道沿线持液率分布见图 6,由于凝析油和水的容积比热远大于天然气,故比前段海底管道和后段立管中气体冷却得慢,出现了温度峰值,且停输时间越长,液体聚集越彻底,温降差别越大,“隆起”越明显;需要特别指出的是,在停输各时刻,管道出口温度均是沿线温度的最低值,而管道压力

在停输后很快达到平衡,沿线差别不大,因此,管道出口位置是水合物生成风险的最高点,出口压力、温度可作为放空速率大小控制的判别依据。

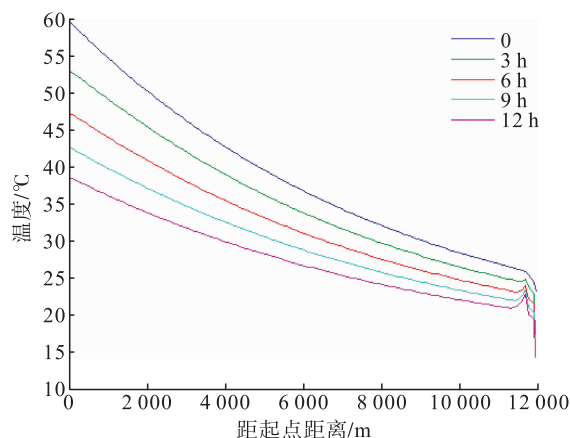


图5 不同停输时刻管道沿线温度分布

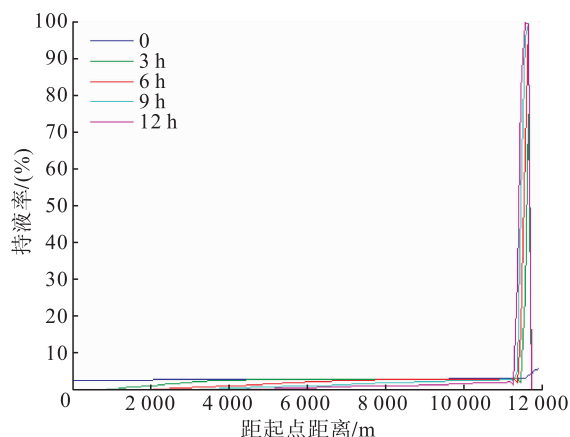
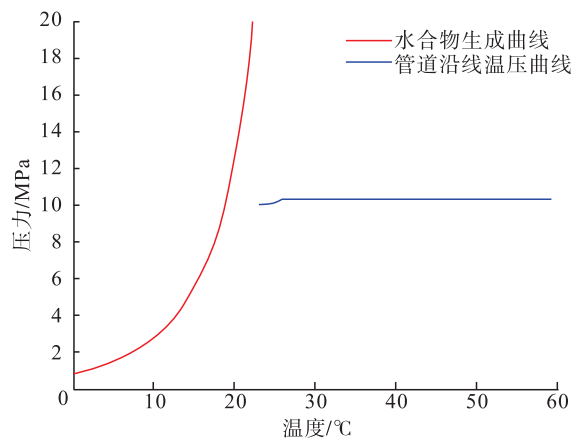


图6 不同停输时刻管道沿线持液率分布

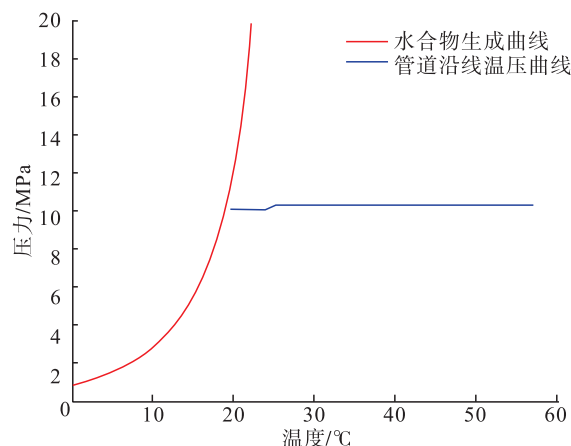
图7给出了停输开始及1 h后管道沿线温度压力曲线及水合物生成曲线。结果显示,停输刚开始(等同于“正常输送”)时,温度压力曲线处于水合物生成区域之外,且距水合物曲线尚有一段距离,此时管道没有水合物生成风险;停输1 h后,温度压力曲线向左移动,接近水合物曲线边缘,此时若继续停输,且不采取任何措施,管道将有水合物生成风险。因此,如果紧急停输持续时间在1 h内,管道可不放空,否则应立即启动放空程序或其他水合物防止措施。

3.2 放空速率分析

图8给出了0~5 000 m³/h放空速率条件下,管道出口温度随时间的变化曲线。由图8可见,管道放空时,可将管道前段温度相对较高的气体(见图5)送至管道后段,延缓温度的下降,故管道出口温度均比不放空时要高,该模拟特征同现场运行经验一致。当放空速率为1 000 m³/h时,泄压较慢,管道前段气体到达后段的量较少,故在前8 h相比较3 000~5 000 m³/h的高放空速率,温度下降得更快而同时因管道前段“流失”的气体较



a) 停输开始



b) 停输1 h

图7 不同时刻管道沿线温度压力曲线及水合物生成曲线

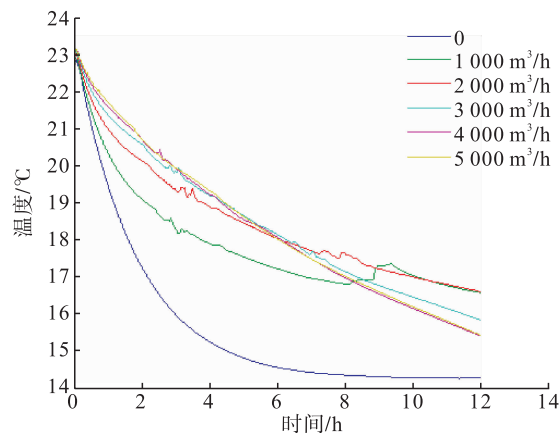


图8 不同放空速率条件下管道出口温度随时间的变化

少,温度在8 h后反而超过高放空速率的温度。当放空速率为3 000~5 000 m³/h时,随放空速率的变化管道出口温度差异并不明显。当放空速率为2 000 m³/h时,与1 000 m³/h的低放空速率相比,出口温度在前9 h明显较高,9 h后两者接近;与3 000~5 000 m³/h的高放空速率相比,出口温度在前6 h稍低,但在6 h后发生明显逆

转,故在整体上高于高放空速率温度。因此,从延缓温度降低的角度,在停输 12 h 内,放空速率控制在 $2\,000\text{ m}^3/\text{h}$ 附近能取得相对较好的效果。

不难理解,在管道泄压放空过程中,压力和温度同时下降,两者共同作用是否会产生水合物。显然,放空速率不同,温度和压力的下降速度也不同。图 9 给出了在不同放空速率条件下,典型时刻管道沿线温度压力曲线及水合

物生成曲线。由图 9 可见,当放空速率为 $1\,000\text{ m}^3/\text{h}$ 时,温度压力曲线与水合物生成曲线相交,表明放空速率过小,压力降低效应不够补偿温度降低效应,会生成水合物;当放空速率为 $3\,000\sim 5\,000\text{ m}^3/\text{h}$ 时,温度压力曲线距水合物生成曲线外侧一定距离,表明放空速率偏快,压力降低效应除抵消温度下降效应之外,还有一定的富余,此范围内的放空速率虽能抑制水合物产生,但放气量较多,

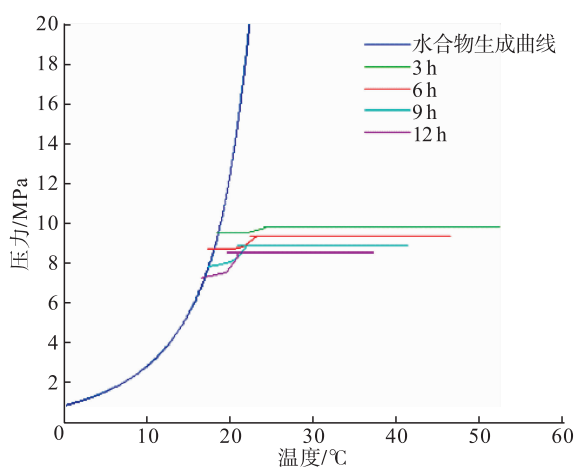
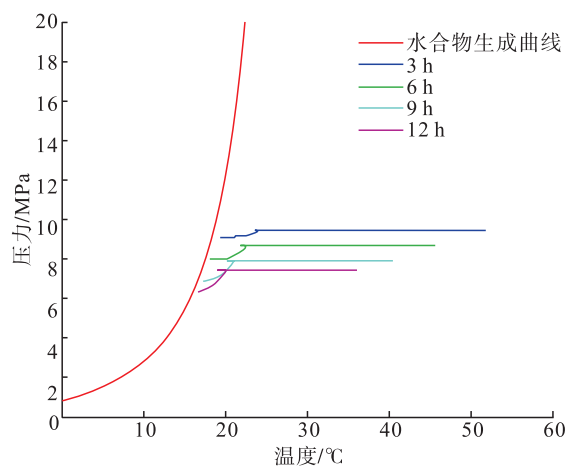
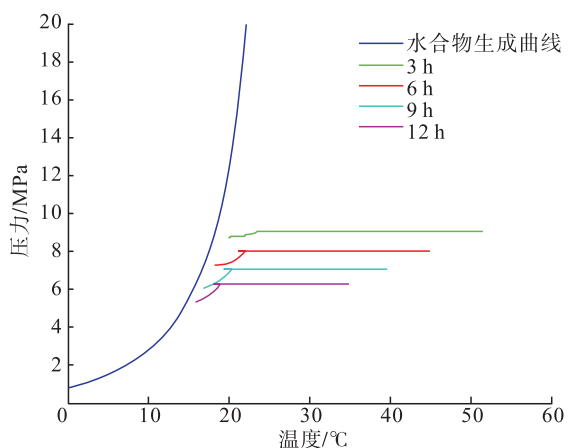
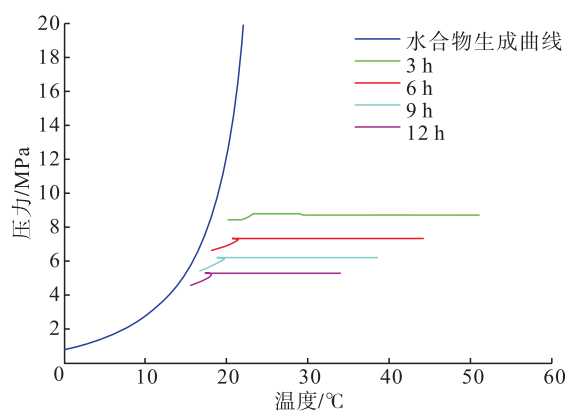
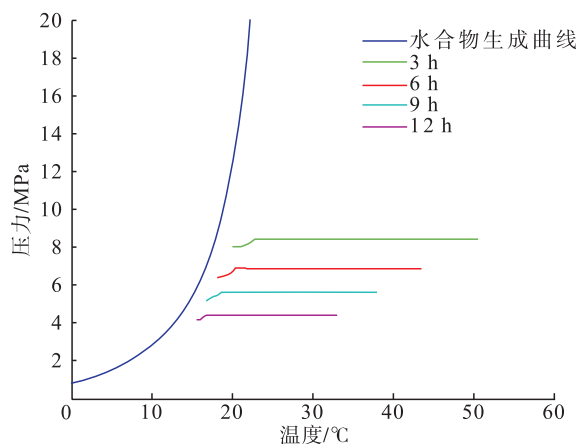
a) $1\,000\text{ m}^3/\text{h}$ 放空速率b) $2\,000\text{ m}^3/\text{h}$ 放空速率c) $3\,000\text{ m}^3/\text{h}$ 放空速率d) $4\,000\text{ m}^3/\text{h}$ 放空速率e) $5\,000\text{ m}^3/\text{h}$ 放空速率

图 9 不同放空速率条件下典型时刻管道沿线温度压力曲线及水合物生成曲线

造成天然气的浪费,放空速率越大,浪费的天然气越多;当放空速率维持在 $2\,000\text{ m}^3/\text{h}$ 时,温度压力曲线分布于水合物生成曲线外侧附近,表明放空速率适中,压力降低效应与温度降低效应大致相当,在确保不会生成水合物的前提下,放气量略有盈余,同时结合图 8 中 $2\,000\text{ m}^3/\text{h}$ 放空速率体现出的温度优势,最佳放空速率宜选择 $2\,000\text{ m}^3/\text{h}$ 。

3.3 放空阀开度分析

在该气田的实际操作中,需要通过调整放空阀开度来控制放空速率及放空气量。当放空阀开度一定时,放空速率 $q(t)$ 随时间不断衰减,如果保证在任意时刻 t ,通过放空阀的累积放气量 Q_v 与按恒定最佳放空速率 q_0 折算的累积放气量 Q_0 的差值 $f(t)$ 不小于 0,即

$$f(t) = Q_v - Q_0 = \int_0^t q(x) dx - q_0 t \geq 0 \quad (1)$$

式中: f 为气量差值, m^3 ; t 为时间, h ; Q_v 为 t 时间内实际放空气量, m^3 ; Q_0 为 t 时间内理论放空气量, m^3 ; q 为实际放空速率, m^3/h ; q_0 为理论放空速率, m^3/h 。

$f(t) \geq 0$ 则能保证在放空过程中不产生水合物, $f(t)$ 越小,天然气的浪费也越少。需要指出的是,式(1)同样适用于放空阀开度调整的情形。

图 10 给出了 5%~50% 放空阀开度对应的累积放气量,不同放空阀开度对应的典型时刻管道沿线温度压力曲线及水合物生成曲线见图 11。由图 10 可见,当开度取 5% 时,累积放气量曲线位于放空速率为 $2\,000\text{ m}^3/\text{h}$ 时累积放气量曲线下方,放空 12 h 的总气量仅为 $14\,200\text{ m}^3$,不能满足式(1)要求,同时,管道温度压力曲线与水合物生成曲线相交(见图 11 a)),会有水合物生成;当开度取 10% 时,在放空过程的任意时刻,累积放气量均大于按放空速率 $2\,000\text{ m}^3/\text{h}$ 折算的累积放气量(图 10 中虚线),满足式(1)要求,并且管道温度压力曲线居水合物生成曲线外侧(见图 11 b)),因此能有效抑制水合物产生。

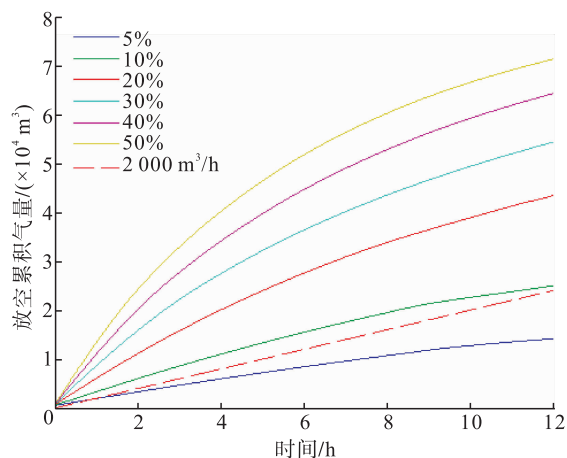
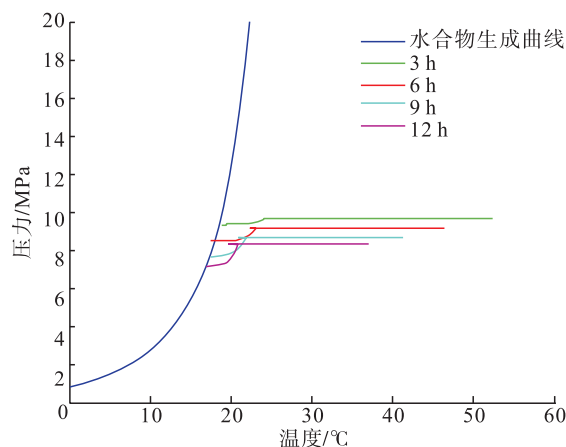
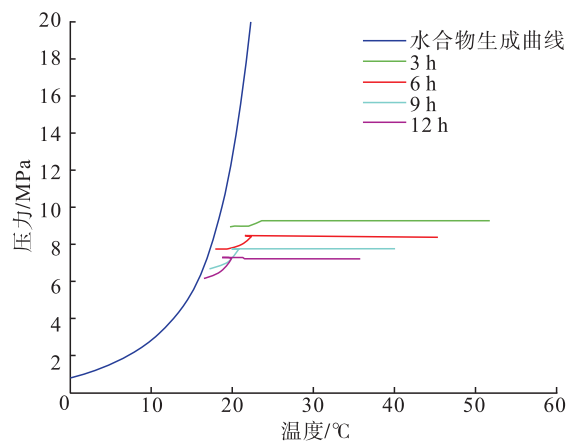


图 10 不同放空阀开度对应的累积放气量



a) 放空阀开度 5%



b) 放空阀开度 10%

图 11 不同放空阀开度对应的典型时刻管道沿线温度压力曲线及水合物生成曲线

4 结论

对流花 19-5 气田湿天然气管道紧急停输工况,对停输 12 h 内的放空过程利用 PVTsim 8.0 和 OLGA 7.2 商用软件进行了模拟研究,得到管道停输 1 h 后,如果不采取水合物防控措施,则会有水合物生成风险;放空速率恒定时,最佳放空速率宜取 $2\,000\text{ m}^3/\text{h}$,既能有效防止水合物生成,又可最大限度地减少天然气的浪费;用放空阀开度调节控制放气速率时,需要确保通过放空阀的累积放气量不低于按恒定最佳放空速率折算的累积放气量,最佳匹配阀门开度建议取 10%。针对流花 19-5 气田提出缓慢放空策略及最佳放空速率研究方法,可以推广到其他类似气田。

参考文献:

- [1] Sloan D, Koh C, Amadeu K S. Natural gas-hydrate in flow assurance [M]. Netherlands: Gulf Professional Publishing, 2011: 1-10.

- [2] 周晓红,郝 蕴,衣华磊.荔湾3-1深水气田开发中心平台工艺设计若干问题研究[J].中国海上油气,2011,23(5):340-343.
Zhou Xiaohong, Hao Yun, Yi Hualei. Research on Process Design Issues of Central Platform in LW 3-1 Deepwater Gas Field Development [J]. China Offshore Oil and Gas, 2011, 23 (5): 340-343.
- [3] 杨少坤,代一丁,吕 音,等.南海深水天然气测试关键技术[J].中国海上油气,2009,21(4):237-241.
Yang Shaokun, Dai Yiding, Lv Yin, et al. Key Techniques of Gas Well Testing in South China Sea Deep Water [J]. China Offshore Oil and Gas, 2009, 21 (4): 237-241.
- [4] 范学平,段天须.尼日利亚A深海油田投产面临的问题及其应对措施研究[J].中国海上油气,2009,21(4):284-288.
Fan Xueping, Duan Tianxu. Commencing Production Problems and Their Solution Measures in Deep-water Oilfield A, Offshore Nigeria [J]. China Offshore Oil and Gas, 2009, 21 (4): 284-288.
- [5] 胡德芬,徐 立,李祥斌,等.天然气集输管线冬季冻堵及措施分析[J].天然气与石油,2009,27(1):21-25.
Hu Dengfen, Xu Li, Li Xiangbin, et al. Analysis on Winter Hydrate Block in Natural Gas Gathering and Transportation Pipeline and Countermeasure in Future [J]. Natural Gas and Oil, 2009, 27 (1): 21-25.
- [6] 吴德娟,胡玉峰,杨继涛.天然气水合物新型抑制剂的研究进展[J].天然气工业,2000,20(6):95-98.
Wu Dejuan, Hu Yufeng, Yang Jitao. Progress in Study of New Inhibitor for Natural Gas Hydrate [J]. Natural Gas Industry, 2000, 20 (6): 95-98.
- [7] 丁 乙,刘 骁.长输天然气管道冬季冻堵防治实例[J].油气储运,2012,31(4):318-319.
Ding Yi, Liu Xiao. The Research for Anti-freezing of Long Distance Pipeline [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2012, 31 (4): 318-319.
- [8] 李颖川,王志彬,钟海全.油套环空放空防止气井井筒生成水合物技术[J].石油学报,2010,31(2):318-321.
Li Yingchuan, Wang Zhibin, Zhong Haiquan. Annulus Pressure Unloading Technology Against Generation of Natural Gas Hydrate in the Wellbore of Gas Well [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31 (2): 318-321.
- [9] 衣华磊,周晓红,朱海山,等.深水气田水下井口开发水合物抑制研究[J].中国海上油气,2012,24(5):54-57.
Yi Hualei, Zhou Xiaohong, Zhu Haishan, et al. Research on Hydrate Inhibition in Deep Water Gas Field Development by Subsea Wellheads [J]. China Offshore Oil and Gas, 2012, 24 (5): 54-57.
- [10] 赵 义,丁 静,杨晓西,等.天然气水合物及其生成促进与抑制研究进展[J].天然气工业,2004,24(12):132-134.
Zhao Yi, Ding Jing, Yang Xiaoxi, et al. Research Progress of Gas Hydrate on Generation, Promotion and Inhibition [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24 (12): 132-134.
- [11] 张大椿,刘 晓.天然气水合物的形成与防治[J].上海化工,2009,34(4):17-19.
Zhang Dachun Liu Xiao. The Formation and Prevention of Natural Gas Hydrates [J]. Shanghai Chemical Industry, 2009, 34 (4): 17-19.
- [12] 梅明华,史福军,李 军,等.气井防堵措施及解堵方法探讨[J].石油化工应用,2010,29(9):56-60.
Mei Minghua, Shi Fujun, Li Jun, et al. Discussion on Gas Well Anti blocking Measures and Solving Method [J]. Petrochemical Industry Application, 2010, 29 (9): 56-60.
- [13] 苏 欣,张 琳,袁宗明,等.某气田集输管网水合物防治工艺分析[J].天然气技术,2007,1(4):47-49.
Su Xin, Zhang Lin, Yuan Zongming, et al. Analysis of Gas Hydrate Prevention and Control Technology in A Gas Field Gathering and Transportation Pipeline [J]. Natural Gas Technology, 2007, 1 (4): 47-49.
- [14] 陈廉良.天然气采输过程中水合物的形成与防止[J].天然气工业,2004,24(8):89-91.
Chen Gengliang. Formation and Prevention of Hydrate During Process of Gas Exploitation and Transmission [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24 (8): 89-91.
- [15] 孔吉民.对管线内天然气放空时间及放空量的探讨[J].石油化工应用,2005,24(4):18-20.
Kong Jimin. The Discussing on Gas Venting Time and Gas Venting Amount in Natural Gas Pipeline [J]. Petrochemical Industry Application, 2005, 24 (4): 18-20.
- [16] 李方圆,江 涛,李玉星,等.川气东送管道放空参数的计算[J].油气储运,2010,29(6):427-429.
Li Fangyuan, Jiang Tao, Li Yuxing, et al. Parameter Calculation of Relief Gas for Sichuan Gas-to-East Gas Pipeline [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2010, 29 (6): 427-429.
- [17] 乔正凡,郭启华,安建锋.高压天然气管道放空管路模拟分析[J].煤气与热力,2013,33(4):30-33.
Qiao Zhengfan, Guo Qihua, An Jianfeng. Simulation Analysis on Emptying of Natural Gas Pipeline [J]. GAS & HEAT, 2013, 33 (4): 30-33.
- [18] 刘 俊,张 磊,程小姣.基于SPS天然气管道紧急放空的动态模拟[J].石油化工应用,2013,32(11):80-83.
Liu Jun, Zhang Lei, Cheng Xiaojiao. Based on Dynamic Simulation of Natural Gas Pipeline Emergency Blow-down SPS [J]. Petrochemical Industry Application, 2013, 32 (11): 80-83.