

凝析气田双相流长输海管解堵技术试探

周守为

渤海采油公司

摘要

1993年3月11日锦州20—2凝析气田直径304.8 mm(12 in)、长50 km的油气双相混输海底管道发生了堵塞事故,经过作业人员8天的努力,终于使管道解堵恢复正常生产。本文就事故发生的原因、解堵的方法、经验教训等一系列问题进行了详细地分析、探讨,可供今后开发其它气田进行长距离双相混输管道的设计和管理时借鉴。

关键词: 凝析气田 双相流长输海底管道 解堵

一、锦州20—2凝析气田海底管道及附属设施

锦州20—2凝析气田的一期工程由两座海上固定平台、一座陆地油气分离厂和两条海底管道组成,其流程见图1。

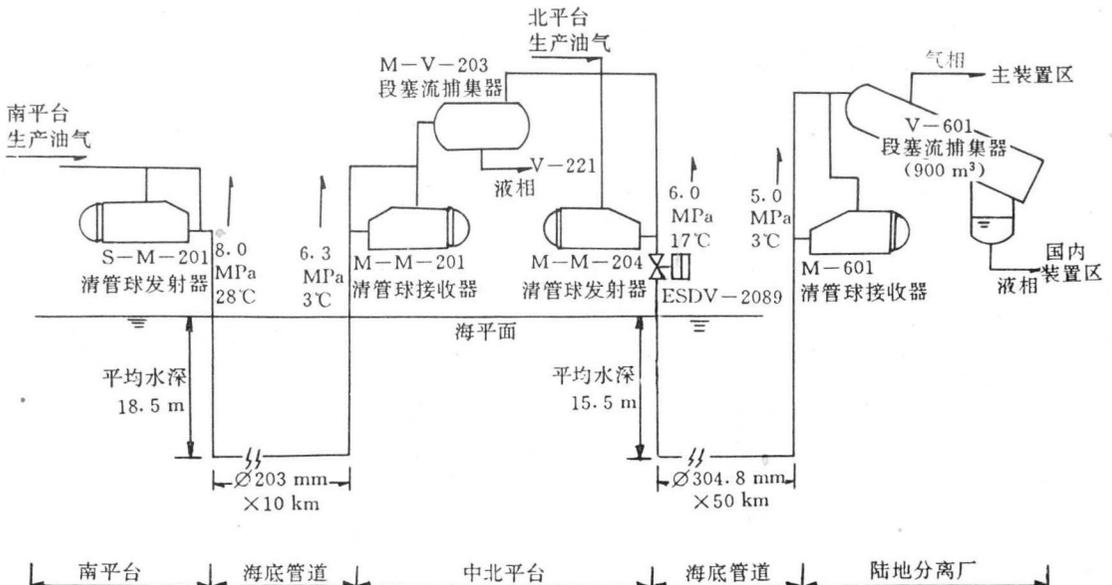


图1 锦州20—2凝析气田海底管道及附属设施安装示意图

二、事故的发生

1993年3月10日,天然气日处理量80万 m^3 。按常规上午9:00由中北平台向陆地发射美国产直径317 mm新清管器一枚(海管内径305 mm),清管器经7小时到达陆地终端。陆地化验乙二醇含量35.5%,生产正常。

3月11日上午8:00,根据生产要求,产气量提高到110万 m^3/d 。10:00按常规进行通球,海上发射四川产直径306 mm清管器一枚。当时,海管压力上游为6.38 MPa,下游压力为5.1 MPa。通球后,上游压力马上达到8.0 MPa,引起高压关断(ESDV-2089)。采取M-204放空后,压力由8.0 MPa降至0 MPa,5分钟后清管器自动反弹出来,并带有50 l左右结构疏松的水化物。10:30恢复正常生产,并加大入海处乙二醇(MEG)的注入量(0.03 kl/h)。以后4个多小时生产正常。14:50在上游压力6.1 MPa,下游压力5.08 MPa的情况下,再次向海管发送四川产直径300 mm清管器一枚,结果入海处压力迅速升至8.7 MPa。海底管道堵塞,上、下游生产被迫中止。

三、国外两相混输管系堵塞事故实例

由于我国处理这类事故是第一次,没有任何经验,因此我们查阅了一些国外解堵实例。

1969年利比亚Zelten到Marsa EI Brega直径914 mm(36 in)、长170 km的两相混输管道因机械故障出现了两次停输。经过改进段塞流捕集器设计和操作规程,管道至今运行正常。

1973年澳大利亚Barracouta到Longford的管道停输一天。原因是试用二甘醇代替甲醇作水化物消除剂,二甘醇用量不够产生水化物。通过注入甲醇并使用三甘醇解决了停输问题。

1990年澳大利亚Silver Springs到Wallumbilla的管道发生了停输,停输是由水化物引起的仪表故障造成的。通过注入甲醇,清除水化物,恢复了正常生产。

国外经验表明:注入甲醇化解水化物比注入乙二醇效果要好得多。

四、事故处理

第一阶段 从堵塞开始到上游加注甲醇前,3月11日15:00~13日22:00共55小时。

1. 分析:初步判定为水化物生成或机械物堵塞。

2. 堵塞位置推算:将南北平台之间海管中的天然气泄放到中北平台与陆地之间的海管中,估算出清管器在距平台一侧170 m处。

3. 主要措施:

(1) 将下游压力由5.0 MPa降至1.8 MPa,约50~52小时;

(2) 增大上、下游压差约2小时(上游7.9 MPa,下游3.6 MPa,压差 Δp 达4.3 MPa,正常推动压差仅1.0~1.5 MPa);

(3) 用热水浇直径304.8 mm(12 in)海管入海处的大弯管2.5小时(以前有类似先例);

- (4) 上游放空反推,上游压力由 7.9 MPa 降至 1.2 MPa,下游 3.5 MPa,1 小时左右;
- (5) 上游加压正冲 6 次(上游压力 8.0 MPa,下游压力 3.5 MPa);
- (6) 加热 MEG 2 kl,保压 8.0 MPa,21 小时;
- (7) 加大气量,加大压差,正顶 3 次(上游压力 8.0 MPa,下游 1.8~1.9 MPa);
- (8) 加大乙二醇注入量。均无效。

第二阶段 从 3 月 13 日 22:00~14 日 18:00,推动后再次遇阻,共 20 小时。

1. 分析:认为水化物主要结在靠平台一侧,原因是

- (1) MEG 注入量偏低。3 月 9 日、10 日总注入量由正常的 9 kl/d 降至 6.3~6.7 kl/d;
- (2) MEG 回收量太大。3 月 6 日以后,回收量大于注入量;
- (3) 下游水相中 MEG 浓度变低。3 月 17 日,经取样发现中压分离器底部含 MEG 25% (正常为 35%);3 月 16 日取样发现段塞流捕集器底部含 MEG 13%~15% (由于此时下游已放压,段塞流捕集器上部水化物已经化解,含水量增加,此数仅供参考);
- (4) 3 月 11 日上午 8:00,产量已由 80 万 m³/d 升至 110 万 m³/d,气量增加,MEG 的注入量反而减少;
- (5) 新开 S₃ 井且温度比较高(64℃),水气较重,应相应增大 MEG 的注入量;
- (6) 3 月 10 日(事故前一天),采用美国产新清管器(直径 317 mm)通管正常,在产量 80 万 m³/d 的情况下,7 小时到达;
- (7) 3 月 11 日上午通球被反弹出来,且带有部分水化物;
- (8) 海管入海前有 4 个大弯,且入海前后气温、水温都较低,入海端的压力也较下游高(上游压力一般 6.5~7.0 MPa,下游压力 5.0 MPa)。

综合以上分析可以断定:海管堵塞由水化物造成,且水化物主要积结在靠平台一侧。

2. 措施:根据国外经验,甲醇对已结成的水化物有较好的化解作用,因此在上游加注了甲醇 5.2 m³(26 bbl)。加注以后上游压力保持 2.0 MPa,下游压力保持 1.68 MPa 达 6 小时。再升压推球,压力达 7.92 MPa。3.5 小时后,压力下降 3.5 MPa,比较缓慢(说明清管器虽有堵塞,但仍有漏气现象)。下午 1:09,当上游压力再增加到 7.34 MPa 时(开井 4 口),压力很快降至 2.8 MPa,而下游压力又很快由 1.6 MPa 升至 2.2 MPa,这一现象说明清管器在海管中已经移动。但 5 小时后气量增不上去,压力明显上升,最后压力高达 7.9 MPa。晚 6:00 被迫全部关井。第二阶段解堵失败。

第三阶段 从 3 月 14 日 18:00~3 月 19 日 12:25,共 114 小时。

1. 分析

- (1) 确定堵塞位置:初步判定球已移动 7 km 左右。
- (2) 球移动 7 km 的原因(如图 2 所示):
 - ① 加入 5.2 m³ 甲醇后,在上、下压差($\Delta p=0.32$ MPa)作用下,甲醇能够通过球流到下部分管内,起到化解水化物的作用;
 - ② 在球前 7 km 左右的管内约有 350~400 kl 轻质油和甲醇、乙二醇的混合液,这些混合液使这 7 km 左右管内积结的水化物易于化解(以前每天可清除海管内积液 350~400 kl);
 - ③ 由于球可移动,排除了机械堵塞的可能性。
- (3) 球移动后再次堵塞的原因:

① 由于 7 km 以外的海管裸露着,不在液相之中,易于结水化物;

② 在解堵第一阶段,上、下压差 Δp 达 5.0 MPa 以上,因堵塞并不严密,天然气由上游向下游泄漏,加速了水化物的生成;

③ 下游压力虽然降低,但保持 1.7 MPa 以上达 40~50 小时,仍具备结水化物的温度和压力条件。

2. 采取措施

(1) 继续降压解堵(第三阶段前 48 小时)

下游压力由 1.7 MPa 降至 0.5 MPa,低于 1.0 MPa(这是不结水化物的最高压力),时间长达 48 小时,而上游压力保持 2.5~3.0 MPa,以观察球是否运动;然后升压到 6.0 MPa,顶推 2.5 小时不动,也无漏泄现象;

(2) 上、下游彻底放压,并大量加注解堵剂(第三阶段中后 66 小时)

① 由下游向海底管道加注甲醇 72 m³(58 t),由于从分离厂到海岸边的登陆管道有爬坡现象,为保证甲醇流入海管,再用 60 m³ 液化气顶推;

② 上、下游彻底放压,直到上、下游压力降到 0.05~0.07 MPa(因为海管中轻油不断挥发,所以压力达不到 0);

③ 压力降到 1.0 MPa 以下 92 小时之后,上游升压顶推;当推力上升到 1.45 MPa 时压力不稳,说明球已被推动,继续顶推,压差控制在 1.3~1.4 MPa,气量控制在 7~25 万 m³/d,下游压力 0.2~0.3 MPa,约经 3 小时清管器到达下游(清管器前皮碗擦伤严重,后皮碗压裂)。海管解堵成功。

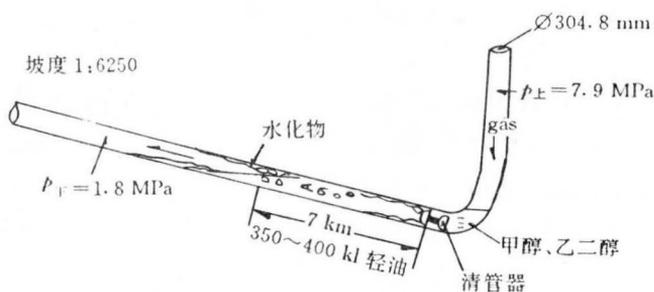


图 2 海管堵塞及解堵情况示意图

五、小 结

锦州 20-2 凝析气田这条长距离双相流混输海管,从试投产 7 个月的生产实践来看,很多情况与原设计都有较大的出入,特别是海管及与之配套的段塞流捕集器始终处于一种非正常的工作状态。无论是通球管理,还是对水化物形成机理的认识以及防止方法、加注 MEG 的管理等都还处于摸索阶段,至今也没有完全掌握其规律。通过对这次事故的处理,我们在长输海管解堵技术方面积累了一定的经验,这些经验可为以后其它海上气田的管理和设计提供借鉴。

1. 海管中一旦具备生成水化物的条件(低温、高压、天然气中饱和着水气),水化物就会在较短的时间内迅速形成,而且在一些地方越结越快,几小时就会产生严重的堵塞。因些多方面监测 MEG 的注入效果、检查注入浓度、了解 MEG 的配比情况是十分重要的。

2. 海管中一旦形成水化物,短时间内很难化解。

3. 对于海管中已形成的水化物,采用甲醇化解效果较好。国外经验以及我们这次解堵实

