

海底输油管道停输重启工艺研究

王金强 (山东莱克工程设计有限公司, 山东 东营 257026)

摘要: 渤海某中心处理平台作为该区域油田的核心枢纽, 担负着卫星平台来液处理、低含水原油和天然气外输的任务。在中心平台长时间停产时, 原油外输海管内滞留的原油温度下降、粘度上升, 导致外输重启压力显著升高、甚至超过外输泵输送能力。本文以该中心处理平台为例, 系统分析海管停输时间与外输重启压力的规律, 结合现场实际运行数据探寻降低外输重启压力的措施。研究结果可以缩短该中心平台恢复生产的时间, 减少停产期间产量损失, 为渤海同类型中心平台停输重启提供可借鉴的工程解决方案, 对保障海上原油外输系统高效、稳定运行具有重要实践意义。

关键词: 中心平台; 海底输油管道; 停输重启; 越站

中图分类号: TE832 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167 (2026) 007-0127-03

Study on Shutdown and Restart Process of Subsea Oil Pipelines

Wang JinQiang (Shandong Laike Engineering Design Co., Ltd., Dongying Shandong 257026, China)

Abstract: A central processing platform in the Bohai Sea serves as the key regional hub, handling fluids from satellite platforms and exporting low-water-cut crude oil and natural gas. Prolonged shutdowns cause the crude oil trapped in the export pipeline to cool and thicken, significantly increasing restart pressure—potentially beyond the capacity of the export pumps. This paper analyzes the correlation between shutdown duration and restart pressure for this specific platform and identifies mitigation measures using real operational data. The findings can reduce recovery time and production losses, offering an engineering solution for similar Bohai platforms and supporting the efficient, stable operation of offshore export systems.

Keywords: Central Processing Platform; Submarine Oil Pipeline; Shutdown and Restart; Bypass Operation

渤海某中心处理平台(下文简称“中心平台”)将卫星平台来液进行油、气、水分离, 低含水原油和天然气通过不同海管分别输送至陆地联合站; 含油污水处理为合格注水后进行回注。中心平台作为该区域油田的核心枢纽, 其运行的连续性与稳定性直接关系到整个油田的生产效益。在实际生产运营过程中, 受设备检修、能力提升改造、极端天气或海况等因素影响, 中心平台往往不可避免地面临长时间停产、停输的情况。

在停输期间, 海管^[1]内滞留的原油处于低温海水环境中, 由于缺乏热源补充, 管内流体温度会随停输时间而逐渐下降。中心平台辖区原油粘度随温度下降上升较快, 大幅度增大停输重启压力。当停输重启压力超过外输泵的最大输送能力, 增加了“憋泵”或管线超压破裂的风险, 同时当中心平台操作人员发现外输超压时需关停卫星平台来液, 延长了复产时间、增大躺井风险和停产的产量损失。

鉴于此, 本文以该中心平台和外输海管为具体研究对象, 针对其停产前海管重启压力过高的工程难题, 结合现场实际运行数据, 系统分析海管停输时间^[2]与停输重启压力之间的内在关联规律。在此基础上, 通过理论分析与实践验证, 提出降低重启压力和产量损失的优化技术措施。

1 系统简介

中心平台外输液量 17786m³/d (含水约 73%); 外输压力和温度是 1.7MPa 和 61℃; 陆地联合站端压力和温度是 0.3MPa 和 59.7℃。输油海管规格采用双壁管保温结构, 内管规格 $\Phi 457 \times 14.3$, API 5L PSL2 X56 级钢管、外管规格 $\Phi 570 \times 12.7$, API 5L PSL2 X56 级钢管; 长度 13.2km, 保温材料为聚氨酯泡沫塑料, 埋深为 1.5m (顶标高)。

原油物性: 原油密度 933.5kg/m³ (20℃)、平均凝固点 -2℃、析蜡点 30℃、平均含硫量 0.24%、含蜡 8.64%、胶质 23.49%、沥青质 1.29%。含水原油的粘温数据详见表 1。

表 1 含水原油在不同温度和含水率下的粘度

样品及含水 %	原油不同温度 (°C) 下的粘度 (MPa · s)					
	30	40	50	60	70	80
50%	4127	2746	1704	1148	741.3	478.9
55%	3448	2411	1319	800.5	509.9	311
60%	1025	626.5	330.5	175.8	101.2	61.70
70%	776.2	426.6	241.0	134.40	77.29	44.42
80%	514.6	288.4	173.2	97.50	56.52	29.51
90%	247.1	150.4	89.96	56.03	32.88	19.04

2 停输重启压力校核

停输后海管内存液温度下降、粘度不断上升, 导致重启压力不断变大。平台外输缓冲罐设置保温和伴热, 可以在海管停输期间将外输原油温度稳定在

表 2 海管停输时间及对应停输重启压力

停输时间, h	0	12	24	36	48	60	72
中心平台端温度, °C	61.0	56.4	52.1	48.2	44.6	41.4	38.4
陆地端温度, °C	59.7	55.2	51.0	47.2	43.6	41.0	37.5
停输重启压力, MPa	1.71	1.92	2.15	2.40	2.67	2.99	3.34

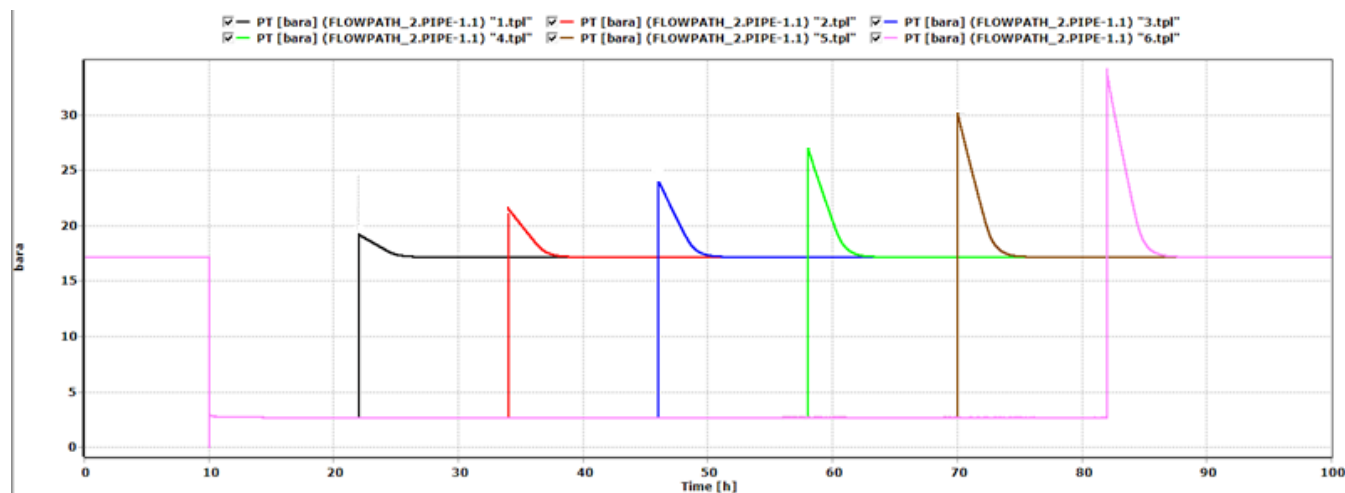


图 1 停输时间及对应停输重启压力

注：图中从第 10h 开始停产，横坐标为运行时间 (h)，纵坐标为运行压力 (bar)。

表 3 停输前掺水量及对应停输重启压力

掺水速度, m ³ /d	0	500	1000	1500	2000	2500	3000
3h 内掺水量, m ³	0	63	125	188	250	313	375
外输液量, m ³ /d	17786	18286	18786	19286	19786	20286	20786
外输含水率, %	75.4	76.1	76.7	77.3	77.9	78.4	79.0
外输压力, MPa	1.71	1.78	1.84	1.91	1.98	2.04	2.12
中心平台端温度, °C	44.65	44.73	44.75	44.79	44.82	44.85	44.89
陆地端温度, °C	43.56	43.63	43.71	43.78	43.85	43.91	43.99
停输重启压力, MPa	2.67	2.66	2.66	2.65	2.64	2.64	2.63

61℃；冬季海泥温度按 5℃考虑。不同停输时间对应停输重启压力计算结果统计详见表 2。

该中心平台共设置 4 台原油外输泵 (Q=300m³/h, H=250m)。通过上述计算得：当平台停产 / 外输海管停输约 30h 时，停输重启压力为 2.5MPa 基本达到外输泵能力上限。因此，当预计平台停产 / 外输海管停输时间超过 30h，需限制停输重启液量或通过其他措施延长安全停输重启时间^[3]。多相流软件计算结果示意详见图 1。

3 延长安全停输重启时间的措施

按照平台运行经验，非计划性停产（事故关停）一般在 24h 内可恢复生产，停输重启压力不会超过平台原油外输泵最大能力。而计划性停产（停产检修或改造）一般在 2d~7d，停输重启压力将在第 30h 超过平台原油外输泵最大能力。本文选取“停输前掺水”、“停输前置换”、“停输前升温”和“越站外输”四种延长安全停输重启时间的措施进行研究。

3.1 停输前掺水

停输前 3h 依托平台注水系统向外输海管掺水，

增大外输原油含水率，降低外输原油粘度随温度下降的上升速度，从而降低停输重启压力。以停输时间 2d 为例，具体计算结果详见表 3。

从计算结果可以看出：停输前向外输海管掺水对停输重启压力影响较小。

3.2 停输前升温

停输前 3h 依托平台热媒系统对外输原油升温，增大相同停输时间对应海管内存液温度、降低存液粘度，从而降低停输重启压力。以升温 5℃（外输温度从 61℃升至 65℃）为例，具体计算结果详见表 4。

从计算结果可以看出：停输前对外输原油升温对降低停输重启压力效果较好，同样停输时间对应停输重启压力可降低 0.16~0.32MPa。但需要加热负荷较大 1088kW，需消耗大量天然气或电能经济效益^[4]较差。

3.3 停输前置换

停输前 3h 依托平台注水系统用合格注水（58℃）对外输海管进行置换。不同停输时间对应停输重启^[5]压力计算结果统计详见表 5。

从计算结果可以看出：通过置换停输重启压力明

表4 海管停输时间及对应停输重启压力

停输时间, h	0	12	24	36	48	60	72
中心平台端温度, °C	66.0	60.9	56.3	52.1	48.2	44.7	41.5
陆地端温度, °C	64.7	59.7	55.2	51.1	47.2	44.3	40.6
停输重启压力, MPa	1.55	1.76	1.94	2.16	2.41	2.71	3.02

表5 海管置换后停输时间及对应停输重启压力

停输时间, h	0	12	24	36	48	60	72
中心平台端温度, °C	58.0	53.9	50.3	47.0	43.9	41.2	38.5
陆地端温度, °C	56.7	52.7	49.2	46.0	42.9	40.8	37.6
停输重启压力, MPa	1.17 ~ 1.4						
重启过程最大压力, MPa	0.88	1.85	1.89	2.01	2.14	2.37	2.55

显下降。但海管容积 1873m³, 中心平台需要通过陆地联合站和调水管线调水至平台后对输油海管进行置换。但是此措施将延长停产时间和陆地联合站水处理量。多相流软件计算结果示意详见图 2。

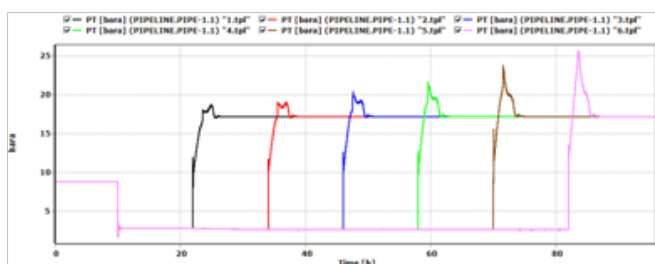


图2 停产前 3h 置换海管后停输时间及对应停输重启压力

注: 图中从第 10h 置换完成, 横坐标为运行时间 (h), 纵坐标为运行压力 (bar)。

3.4 越站外输

中心平台辖区共 27 座卫星平台, 通过 4 条主支线分别进入中心平台: A 平台支线与最近平台间海管尺寸 457*14.3、长度 3.6km; B 平台支线与最近平台间海管尺寸 457*15.9、长度 2.1km; C 平台支线与最近平台间海管尺寸 457*14.3、长度 1.5km; D 平台支线共 1 座卫星平台 (通过栈桥连接)。

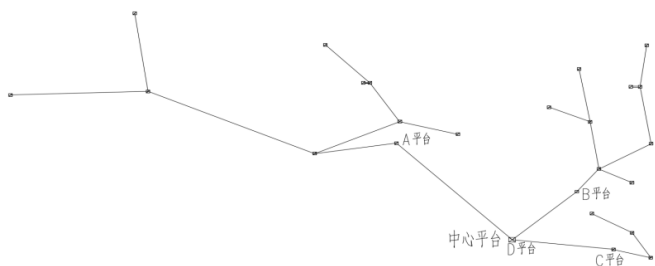


图3 中心平台辖区卫星平台示意图

将靠近中心平台的部分卫星平台保持生产, 依托中心平台设置的临时管线将卫星平台来液/气越站输送至陆地联合站。由于卫星平台最大允许运行压力为 2.5MPa, 所有首先选取合适的目标卫星平台和油井(产

量适中、距离中心平台近), 然后根据预估产液/产气量试算卫星平台回压是否满足要求。

应用效果: 计算结果可用于指导临时越站的卫星平台产能安排; 越站措施可以维持中心平台原油外输海管温度, 同时降低停输重启压力, 实现中心平台随时复产。

4 结论

通过以上研究可以得出:

第一, 中心平台需结合外输原油物性、海管规格和平台外输泵能力校核安全停输时间, 当平台计划停产时间超过安全停输时间, 需提前考虑配套的延长安全停输时间的措施。

第二, 相比于“停输前掺水”和“停输前升温”, “停输前置换”措施会更有效的降低停输重启压力, 但需考虑停输置换水量的来源。

第三, “越站外输”更加有效的保证了外输的稳定性同时减少了产量损失, 但需提前根据卫星平台位置、海管及产液/气情况校核卫星平台回压, 确保不超过平台设计压力。

参考文献:

- [1] 纪国庆. 输油管道安全停输时间的计算方法 [J]. 油气田地面工程, 2012(07):60-61.
- [2] 杜丽红. 输油管线停输及停输再启动工况研究 [J]. 科技与企业, 2015(04):177-178.
- [3] 刘礼豪. 提升油气管道输送性能的相关技术研究 [J]. 河南科技, 2018(11):142-143.
- [4] 陈荣, 张国辉, 王淑明, 曲昌萍. 重质原油输送管道的减阻和停输重启实验研究 [J]. 国外油田工程, 2008(11):47-49.
- [5] 李玉清, 朱作伟, 谢燕春, 耿永华. 海底管道安全停输时间及再启动研究与实践 [J]. 价值工程, 2019(06):53-55.