

“马—广”输油管线减阻剂加注实验及分析

王玉伦

惠州市大亚湾华德石化有限公司 广东 惠州 516211

摘要：本研究针对“马—广”输油管线停用中间站工况，开展10~30ppm减阻剂加注实验。结果表明：20ppm时增输率达峰值43.6%，10ppm和30ppm时分别为9.5%和28.9%，呈现明确的“过峰回落”趋势与边际效益递减现象；低粘度油品减阻响应优于高粘度油品，物性选择性效应显著。以20ppm运行，年可增输260万吨，同时停用园洲站年节电约640万度，但系统可靠性随之下降。建议以20ppm为基准浓度、按油种动态配剂，并将减阻剂加注与清管作业及备用泵组建设协同实施，以实现提量、降本与保安全的综合优化。

关键词：“马—广”输油管线；减阻剂；实验

引言：“马—广”输油管线全长173.5km，设计年输量1300万吨，沿线设有南边灶和园洲两座泵站。受上游资源变化影响，管线长期低负荷运行，拟停用园洲中间站以降低运营成本。但停泵后输量将从1860m³/h降至1400~1500m³/h，降幅约20%~25%，难以满足下游需求。减阻剂可在不改变设备条件下有效降低摩阻、提升输量。本研究通过10~30ppm现场加注实验，考察不同浓度下的增输效果，分析油品物性、系统可靠性及经济性影响，为管线运行优化提供依据。

1 “马—广”输油管线概况

“马—广”线原油管线是一条从马鞭洲输油首站出发，经过9.0km的海底管线后在东联登陆，之后沿澳霞大道进入南边灶油库，在南边灶油库经加压至园洲站进一步加压后输至广州末站，该线全长173.5km，管道内径590mm，最大的操作压力6.0MPa，原油输送量最高可达1860m³/h，如果停中间泵站的接力泵，原油输送量大约在1400~1500m³/h。本次试验的目的是停中间泵站，通过在南边灶油库加注减阻剂来考察提量效果。

1.1 实验管线参数

表1 “南—广”线管道基本情况

始点	终点	管径 (mm)	设计操作 压力,MPa	输送距离 (Km)	输送流量 (m ³ /h)
南边灶油库	广州	590	6.0	158.4	1450

1.2 原油参数和混合比例

表2 试验期间管线原油参数

原油名称	粘度(50℃), mm ² /s	密度, g/cm ³
阿曼	12.0	871.1
萨杜恩	11.94	889.8
吉拉索	7.659	871.6
达混	311.65	906.7
伊朗重	8.757	874.2

续表：

原油名称	粘度(50℃), mm ² /s	密度, g/cm ³
纳波	160.6	931.1
沙重	14.33	890.8
沙轻	4.226	856.8

表3 试验期间管线原油混合比例

原油名称	阿曼	萨杜恩	曼/达	伊重/ 纳波	沙重/ 轻/纳	曼/达	索/达
混合比例 (%)	100	100	75:25	95:05	45:45:10	75:25	75:25

其中，含硫油如沙轻、沙重、伊重、阿曼和吉拉索相对密度低，粘度小，高酸原油如达混、纳波油密度高，粘度大。而经混合后的管输油，密度基本相近，但粘度会成倍增，具体可根据混合原油粘度模型（Arrhenius 模型）测算。

2 减阻剂的作用机理和影响因素以及效果评价

2.1 减阻剂的作用机理

减阻剂是专为减少原油管道阻力而设计的高分子聚合物产品，其作用机理尚无统一论，主要有湍流脉动抑制说、粘弹说、有效滑移说等观点。减阻剂仅在紊流状态下有效，与层流不同，紊流中阻力损失由黏滞力和惯性力共同构成，雷诺数越大则惯性力损失越显著。注入减阻剂后，高分子长链分子通过抑制微观湍流的形成，减少管道总压力损失，雷诺数越大效果越明显^[1]。研究表明，管道流体沿径向分为紊流核心、层流底层和过渡区，减阻剂主要在过渡区发挥作用。减阻剂对剪切较为敏感，经过三通、弯头、阀门及离心泵时，高分子长链可能被打断，导致减阻性能下降甚至失效。

2.2 减阻剂的影响因素

减阻剂效果受多因素影响。雷诺数是关键条件，只有达到一定数值后减阻剂才起作用，且在一定范围内减

阻效果随雷诺数增大而上升。减阻剂种类与浓度的影响显著,分子量越大、分子链越长则效果越好;随着浓度增加减阻效果增大,但增长速率递减,存在最佳浓度,超过后效果反而降低。当量管径越小,减阻效果越好。原油含水量越低,管壁粗糙度越小,减阻效果越优。这些影响因素在实践中需综合考量,以确定最优加注方案。

2.3 减阻剂的效果评价

减阻剂效果通过减阻率或增输率进行定量评价。减阻率是指在流量恒定时,流体管段两端摩阻压降降低的百分率,通过对比相同流量下减阻与非减阻状态的摩阻压降计算得出。增输率则是在流动压力恒定时,加入减阻剂后流量的增加率。二者从不同角度反映减阻剂性能:减阻率侧重于压降降低,增输率侧重于输量提升。实际工程中,增输率更直观地体现减阻剂的经济效益,是评价减阻剂现场应用效果的首选指标。

3 现场试验情况

3.1 试验方案

本次试用的减阻剂由悬浮在植物油中的高分子量的聚阿尔法烯烃聚合物组成。不含有分散剂,没有任何表面活性物质,也不含任何金属组分,对后续设备、管线和工艺无任何不良影响。试验时南边灶油库启1400m³/h组泵正输,出站压力稳定在5.7MPa,进行一组空白实验和三组加注浓度分别为30ppm, 20ppm和10ppm的添加减阻剂实验,得出数量数据。

3.2 试验过程

7月15日11:08开始加注30ppm减阻剂,7月16日1:50由于加剂泵出口法兰破裂,停泵更换法兰,2:43更换好重新启动加剂泵;16日14:00充满管线,18:00该浓度试验结束。试验期间,外输3个不同油种:阿曼(12mm²/s)、萨杜恩(13.5mm²/s)、曼/达(25mm²/s)。

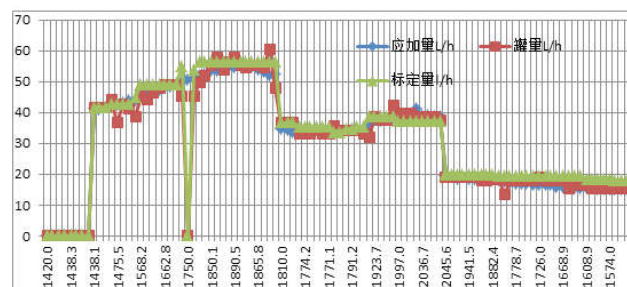
7月16日18:00开始加注20ppm减阻剂,17日13:00充满管线,22:00该浓度试验结束。试验期间,外输2个不同油种:伊朗重(8.76mm²/s)、重/轻/鲁/纳(25mm²/s)。

7月17日23:00开始加注10ppm减阻剂,19日2:00充满管线,6:00该浓度试验结束。试验期间,外输3个不同油种:重/轻/鲁/纳(25mm²/s度)、曼/达(25mm²/s)、索/达(25mm²/s)。

3.3 注剂控制

本次试验共注剂约3.5罐,每罐净重850kg,共计2975kg;由于注剂系统没有注剂计量仪表,注剂量的大小以每小时输油管线实际输油量计算的理论应注剂量为参考,统计药剂罐每小时的液位差,计算实际药剂注入量,同时参考计量泵开度所对应的标定注剂量,将实际注剂量和应注剂量进行对比,按每小时修正一次,并记录数据。

本次试验按罐液位计量共计注剂2812kg,按注剂泵开度标定量统计注剂量共计2889kg,注剂情况基本吻合。具体的注剂控制过程如图1所示:



从试验过程的注剂情况看,除了7月16日1:50由于加剂泵出口法兰破裂,停泵更换法兰,2:43重新启动加剂泵所引起的短暂停注外,其余加剂情况控制正常。

3.4 实验结果

实验在未加减阻剂之前,取原油的平均流量1434.1m³/h作为本次实验的原油流量对比空白数据。当减阻剂加注量为30ppm为时,输油线流量平均外输量1839.6m³/h,获得了约28.9%的增加量;减阻剂加注量为20ppm为时,稳定流量2031m³/h,增输率达到43.6%。减阻剂加注量为10ppm,稳定流量1567m³/h,增输率约为9.5%,如图2所示。

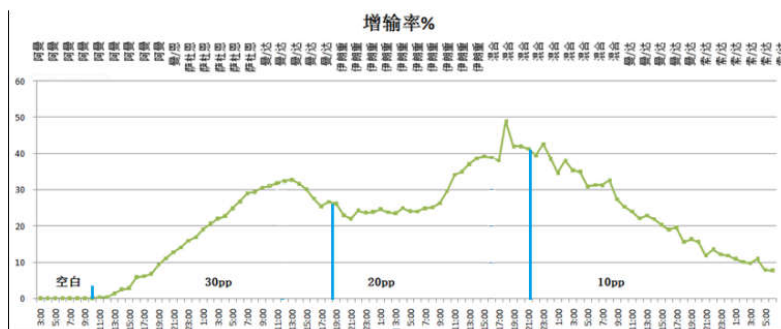


图2 减阻剂添加不同浓度下原油增输率

3.5 实验结果分析

3.5.1 增输率随浓度的非单调性趋势与边际效益分析

实验数据呈现反直觉现象：增输率不随浓度单调上升。10ppm至20ppm时增输率由9.5%跃升至43.6%，增幅达34.1个百分点，边际效益极高；但浓度翻倍至30ppm时增输率反降至28.9%，较20ppm降低14.7个百分点。这一“过峰回落”验证了存在最佳浓度的理论——过量高分子链在管壁附近相互缠结，增大近壁区有效黏度，阻碍动量传递，导致效果劣化。20ppm不仅输量最大（2031m³/h），且单位浓度增输效率（2.18%/ppm）远高于30ppm（0.96%/ppm），后者已进入边际效益递减区，构成经济负收益区间。

3.5.2 油品物性对减阻响应的选择性效应及其机理

不同油种对减阻剂响应差异显著。30ppm阶段，阿曼（12mm²/s）与萨杜恩（13.5mm²/s）低粘度油品增输率稳定在28%~30%，而曼/达混合油（25mm²/s）下滑至约25%。20ppm阶段，伊朗重（8.76mm²/s）增输率接近47%，而重/轻/鲁/纳混合油（25mm²/s）回落至40%。低粘度油品雷诺数更高、湍流强度更大，减阻剂“锚定效应”更显著；高粘度原油黏滞力占优，湍流脉动被阻尼消解，增输效果打折。若管线长期混合输送，须动态调整浓度，避免“低粘过剂、高粘欠效”的匹配失当^[2]。

3.5.3 停泵运行下的能耗替代效应与系统可靠性代价

停用园洲中间站后，仅靠南边灶泵组加注减阻剂即实现2031m³/h输量，超设计值9.2%。正向效益显著：年节约640万度，减少维护及人力成本，综合年运行成本降低400~500万元。但安全代价不容忽视：停泵后全线压力完全依赖首站单级提供，系统冗余度从二级降至单级，首站故障将导致全线中断。

4 “马—广”输油管线加入减阻剂的预计效果

4.1 扩能增效效果

“马—广”输油管线按1300万吨/年设计，扩能潜力有限。实验表明，按保守20%增输率计，年可增输260万吨。建议以20ppm为经济最优浓度运行，而非单纯追求更高浓度，避免边际效益递减。

4.2 安全补偿效果

减阻剂可补偿管道腐蚀、结蜡导致的输量衰减和摩阻升高，将运行压力拉回安全区间，但无法替代物理清管。建议与智能清管周期联动，每两年基线检测校准补偿量，防止内壁恶化被掩盖^[3]。

结束语

实验表明，20ppm为减阻剂最佳经济浓度，增输率达43.6%，而30ppm浓度下效果反降至28.9%，存在明确峰值与边际效益递减现象，建议以20ppm为基准浓度并根据油品粘度动态微调。低粘度油品对减阻剂响应更敏感，高粘度油品效果欠佳，应建立“粘度—浓度—增输率”对照表，实现按油种动态配剂。停用中间站节能效益显著，但以系统冗余度下降为代价，须综合评估节电收益与备用泵组投资之间的平衡，不宜盲目长期停站。

参考文献

- [1]司晓冬,罗明良,李明忠,等. 压裂用减阻剂及其减阻机理研究进展[J]. 油田化学,2021,38(4):732-739.
- [2]李亭,何美琪,李少明,等. 非常规油气开采压裂用减阻剂的研究现状及展望[J]. 科学技术与工程,2024,24(17):7014-7023.
- [3]张玉斌. 运营中原油码头输油管线受损的整体更换工艺[J]. 中国高新科技,2024(8):35-36,39.