

输油管道运行优化分析算例

孟振虎

(江苏工业学院, 江苏 常州 213016)

摘 要: 对长 902.8 km, 包括了 19 个热泵站的原油管道算例进行分析。结果显示, 文章中的方法工程精度良好, 软件具有多种分析功能: 问题目标函数一般不满足非线性规划方法获全局最优解所必需的凸性或单峰条件, 适当处理是必要的; 进泵原油粘性对泵流量影响较小, 对泵扬程尤其对泵效影响较大, 忽略进泵粘液影响会带来较大误差; 在探讨管壁结蜡、允许管压及泵特性等约束对运行优化影响基础上, 提出了管壁结蜡危险区概念; 低的管道允许承压会增大出站节流损失; 管壁结蜡、允许管压、进站压力及泵特性等约束条件值相互影响, 关系紧密, 合理确定相关约束值对优化方案的实用性、安全性及经济性有重要意义。

关键词: 输油管道; 运行优化; 全局最优解; 泵粘液特性; 结蜡处理; 约束值影响

中图分类号: TE973.8

文献标识码: A

0 引言

参考文献^[1,2]建立的输油管道运行优化目标函数及约束条件具有泵管耦合逐站计算特点。在提出了泵的粘液影响修正系数动态查取方法并实现了泵粘液特性动态换算后, 解决了进泵原油粘性对泵性能从而对运行优化影响的处理, 分析并提出了管壁凝蜡对管线散热及水力摩阻影响处理方法。而优化模型的泵管耦合特点, 可以保证相关输送工艺规定真正形成对目标函数有效约束, 并使直接给出最佳进站油温下全线运行优化方案成为可能^[1,2]。相对于泵管解耦模型, 参考文献^[1,2]方法物理意义清晰, 约束条件明确, 与实际联系紧密, 方案的实用性有明显的优点。应用非线性规划方法寻优时, 为获问题全局最优解, 目标函数应满足凸性或至少单峰性条件, 输油管道运行优化目标函数是否满足此条件也在文中进行了讨论, 而此问题此前很少见过讨论。基于参考文献^[1]方法编制了计算软件, 为验证方法及分析软件的正确性, 了解泵管耦合逐站计算模型特点, 研究问题目标函数性状, 分析忽略进泵原油粘性产生的误差范围, 讨论管壁结蜡及约束值变化对运行优化的影响, 并为今后增加软件功能提供必要

基础, 对长 902.8 km, 包括 19 个热泵站的原油长输管道算例就不同影响条件进行了大量计算, 获得了不少有用的结论, 本文就算例计算结果进行初步分析讨论, 所得结论提供同行及工程实际参考。

1 算例计算参数及目标函数特点

算例计算参数: 管道规格为 $\Phi 529 \times 8$, 全长 902.8 km, 19 个热泵站, 单线, 无分输点, 站间距及站标高, 站间平均地温 T_0 和传热系数 K 见表 1, 输量 $900 \text{ m}^3/\text{h}$, 大庆原油, 主要物性参数: 20°C 密度比为 0.87, 反常点 37°C , 正常凝点 32°C , 60°C 热处理并考虑到动态因素, 输送阶段凝点和析蜡点分别取 24°C 和 42°C , 管壁凝蜡层导热系数 λ_b 取 $0.16 \text{ W}/\text{m} \cdot \text{K}$, 其余物性如热容、粘温关系取自参考文献^[3]。各站配置 DKS750—550, DZ250N $\times 340 \times 4$, DKS450—550 各 2 台, 视需要并联或单泵运行, 相应清水单泵最低效率约束值 $\eta_{\min}$ 分别为 0.546, 0.547, 0.475。燃油低发热值 q_1 取 $41\,000 \text{ kJ}/\text{kg}$, 综合炉效率取 0.8, 电机效率取 0.97, 燃油及电价为: 1.45 元/kg, 0.86 元/度, 站内摩阻开炉站取 15 m, 其余取 5 m。工艺约束条件: 允许最高油温 $t_{\max}$ 为 70°C , 末站最低允许进站油温取 32.5°C , 允许管

收稿日期: 2003-02-06; 修回日期: 2003-06-02

作者简介: 孟振虎(1950-), 男, 江苏常熟人, 副教授, 工学硕士, 主要从事石油和天然气储运研究和教学工作。电话(0519)

压一般取 6.0 MPa。考虑到进泵压头要求,末站和中间站最小允许进站压力分别取 0.25、0.292 MPa,由于允许管压和管壁结蜡状况对运行优化影响较大,不同取值优化方案差异较大,故进行专门研究,具体取值讨论相关结果时给出。此外参考文献^[1]中约束条件(7),(13)及(14)式中最小出站压力 $p_{\min}$,最小站间温降 $\Delta t_{\min}$ 及结蜡危险区下限结蜡厚度 $\delta_{\max}$ 随站间管线地形条件动态确定。

关于泵特性约束,给定输量下泵组合主要方式为单泵或双泵并联,现有泵配置理论上任一泵站可用泵组合方式有 9 种,经初步分析,有 3 种泵组合方式因泵本身特性或因不满足参考文献^[1]中(10),(11)式约束条件而不能进入计算过程,余下 6 种泵组合方式是否满足参考文献^[1]中(7),(10),(11)式约束条件,在计算过程中确定。此 6 种泵组合方式及工作点参数见表 2。算例均按先进泵后进炉工艺分析。

表 1 算例计算参数/900 m ³ ·h ⁻¹					
泵站号	标高 / m	管线号	地温 T_0 / °C	传热系数 K / W·(m ² ·K) ⁻¹	站间距 / km
1	100	1—2	4.88	2.3	50.1
2	120	2—3	4.88	2.3	50.0
3	200	3—4	4.9	2.3	50.1
4	150	4—5	4.9	2.25	50.0
5	100	5—6	4.9	2.25	50.3
6	80	6—7	4.925	2.25	50.0
7	120	7—8	4.925	2.21	51.0
8	100	8—9	4.925	2.21	49.9
9	100	9—10	4.95	2.21	50.5
10	100	10—11	4.95	2.30	50.5
11	200	11—12	4.97	2.19	50.3
12	150	12—13	4.97	2.19	50.1
13	100	13—14	5.0	2.19	49.9
14	80	14—15	5.0	2.17	50.5
15	120	15—16	5.0	2.17	50.1
16	100	16—17	5.05	2.17	49.9
17	0.0	17—18	5.05	2.16	50.1
18	-80.0	18—19	5.05	2.15	50.0
19	0.0				

表 2 输量条件下泵组合方式及清水工作点参数/ 900 m ³ ·h ⁻¹							
序号	泵组合方式	泵运行工作点参数(单泵)				站开泵功 率/ kW	站开泵费用 / 元·h ⁻¹
		Q / m ³ ·h ⁻¹	H / m	η / %	N / kW		
1	DKS750— 550(单)	900	455. 81	68. 51	1 390. 39	1 433. 39	1 232. 72
2	DZ250N× 340× 4(单)	900	571. 12	82. 72	1 442. 9	1 487. 53	1 279. 27
3	DKS750— 550(双并)	450	605. 33	60. 56	1 044. 45	2 153. 51	1 852. 02
4	DKS450— 550(双并)	450	543. 23	60. 03	942. 12	1 942. 51	1 670. 56
5	DZ250N× 340× 4(双并)	450	663. 15	70. 41	984. 13	2 029. 13	1 745. 05
6	DKS750— 550 和	530. 35	584. 29	65. 46	1 125. 57	2 049. 51	1 762. 58
	DKS450— 550(并联)	346. 95	584. 29	55. 92	862. 45		

由于采用非线性规划方法进行寻优,有必要首先讨论目标函数在 24~40.5℃寻优区内是否满足凸性或至少单峰性条件^[4,5]。到目前为止,给出任意输油管道都适用的显式目标函数并就其进行严格数学讨论仍有困难,但就具体管线而言,给定输量和相应约束条件下目标函数的数解和图解形式是可以得到的,由具体算例结果研究其一般特点,在问题通用性研究仍存在数学困难的情况下常用的。为了解目标函数基本特点,对允许管压为 6.0、5.0 MPa 且部分管段存在厚 20 mm 蜡层的结蜡区及 6.0 MPa 允许管压但无结蜡区三种情况,以 0.25℃为间隔在寻优区间计算相应点目标函数值并绘制成曲线图 1。由图 1 可见,三条曲线均呈多峰,局部锯齿形,且在出现结蜡及当允许管压较低时峰数增多,表明问题目标函数在给定搜索范围并不满足凸性或单峰性条件。此种特性解释如下:在给定进站油温寻优范

围,存在若干与全线泵炉运行方式有关的温度段,在任一温度段内,随进站油温提高必须相应提高出站加热油温以保证正常输送,虽总温降和总摩阻变化尚未达到可以改变全线泵炉启用方式的程度,若管线未设置泵调速设施,则全线动力费用主要受进泵原油粘性变化影响,费用变化不会太大,此时目标函数曲线变化趋势以加热费变化为主。但当进站油温进一步变化并进入另一温度段,全线温降和摩阻水平达到了可调整原有泵炉运行方式的程度,随运行泵炉调整变化,费用产生阶跃变化,目标函数的多峰及上升锯齿形特点正是不同进站油温选择引起全线泵炉运行方式相应变化的反映。因而采用非线性规划法在总体搜索区内寻优不能保证一定获得全局最优解,为获得全局最优解,适当处理是必须的。有多种处理方法,无论何种方法其实质都是首先确定总体寻优区内多峰目标函数全局最优解所处且满足凸

性或至少单峰性的较小区间, 再在此较小区间搜索以获得问题全局最优解。应说明, 动力费随泵组合不同而异, 图 1 目标函数曲线均以经济性最好的泵组合为绘制依据, 不同点处运行方案对应的泵组合并不完全相同。此外, 结蜡状况或允许管压不同, 目标函数形状也不同, 同为 6.0 MPa 允许管压, 20 mm 结蜡状况曲线在大部分区域内位于无结蜡曲线下方, 表明大部分情况运费低于无结蜡状况, 即此结蜡程度对运行经济性的影响是正面的, 由图 1 还可见, 同为 20 mm 结蜡状况, 5.0 MPa 允许管压状况曲线位于 6.0 MPa 曲线的上方, 表明低允许管压使运费上升, 总体运行经济性下降。

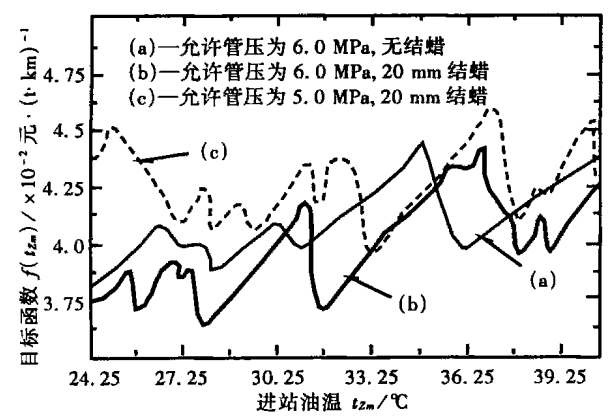


图 1 算例目标函数曲线

2 进泵原油粘性影响

为研究忽略进泵原油粘性产生的影响, 按 6.0 MPa 允许管压及无结蜡条件, 比较了按清水泵特性(情况 1)和粘液泵特性(情况 2)两种情况计算结果。两种情况最佳进站油温相同, 均为 28.297℃, 热站启用方式及加热油温也相同, 但全线泵站运行方式有差异, 并因此影响到总费用。表 3 给出了不同泵组合时两种情况下全线动力费用和总运费比较。由表 3 可见, 因泵效最高且全线开泵台数最少, 两算例

条件下最佳泵组合均为泵组合 2, 忽略粘液对泵影响的结果是使动力费和总运费分别被低估 10.13% 和 4.03%, 采用其它泵组合的情况下低估范围分别在 9.51%~14.15% 和 3.99%~6.44% 之间, 表明优化分析时泵的原油粘性影响不可忽略。表 3 中也给出了采用不同泵组合时的运行经济性排序、出站节流损失和富余能头, 出站节流损失是为保证管线安全而必须将高于允许管压的部分泵压头消耗于出站阀门, 富余压头则是密闭输送条件下各站来油剩余压头累积而在末站出现的高于最低进站压力要求而造成的多余压头。进行比较是因为此两部分能量通过调整存在再利用可能性。为进一步研究进泵原油粘性对优化分析的影响, 表 4 给出了两种情况下最佳方案的泵运行方式及泵工作点参数比较, 由表 4 可见, 按清水泵特性, 各开泵站的站开泵费及泵工作点相同。当考虑粘液泵特性时, 由于各站进泵油温不同而造成的粘性差异对泵性能影响, 使各站泵工作点及站开泵费不同, 其中流量修正系数均为 1.0, 表明在目前进泵粘液范围泵流量不受影响, 扬程修正系数在 0.977~1.0 之间, 虽对泵工作扬程影响不大, 但对全线泵方案已有影响。由于泵扬程较清水情况为低, 在目前站内摩阻及进站压力约束条件值下, 压力越站位置发生变化, 这正是表 4 两种情况开泵站位置不同的原因。若进泵原油粘度进一步增大, 影响将更明显, 说明按清水泵特性处理虽简化了分析, 但所得方案极有可能在实施时出现问题。原油粘性对泵效影响最为明显, 以泵组合 2 为例, 泵效粘液修正系数在 0.856~0.964 之间, 泵工作点效率则在 70.81%~79.74% 之间, 较按清水泵特性处理, 泵效降低 2.98%~11.91%, 这正是全线动力费用被低估 10.13% 的原因之一。

文中虽仅给出表 2 三种泵型及其组合处理结果, 分析方法同样适用于其它泵型。

以下计算结果均按粘液泵性能处理。

表 3 进泵原油粘性对动力费及总运费的影响($t_{zm}=28.297^{\circ}\text{C}$)

泵组合 方案号	动力费/ $\times 10^{-2}$ 元 $\cdot(\text{t}\cdot\text{km})^{-1}$			总运费/ $\times 10^{-2}$ 元 $\cdot(\text{t}\cdot\text{km})^{-1}$			出站节流损失和富余能头/m			经济性 排序
	情况 1	情况 2	相差 /%	情况 1	情况 2	相差 /%	情况 1	情况 2	相差 /%	
1	1.620 2	1.774 3	9.51	3.859 7	4.013 8	3.99	267.5	218.9	-18.16	2
2	1.478 1	1.627 9	10.13	3.717 6	3.867 4	4.03	734.2	685.7	-6.61	1
3	1.872 4	2.137 3	14.15	4.111 9	4.376 8	6.44	402.6	402.6	0.0	4
4	1.930 3	2.184 9	13.17	4.169 7	4.424 0	6.10	511.1	493.2	-3.51	5
5	1.764 4	2.013 6	14.13	4.003 9	4.253 1	6.22	807.3	807.3	0.0	3
6	2.036 6	2.284 4	12.17	4.276 1	4.523 9	5.80	839.6	839.6	0.0	6

表 4 全线泵运行方案及泵工作点参数比较(泵组合 2)

按清水泵特性					按粘液泵特性									
泵 站 点	流量 /m ³ ·h ⁻¹	扬程 /m	效率 /%	开泵 费用 /元·h ⁻¹	泵 站 号	进泵 油温 /℃	原油 粘度 /mm ² ·s ⁻¹	粘液泵特性 修正系数			流量 /m ³ ·h ⁻¹	扬程 /m	效率 /%	开泵 费用 /元·h ⁻¹
								K_Q	K_H	K_η				
1	900	571	82.7	1 279.3	1	32.50	78.14	1.0	0.99	0.91	900	565	75.28	1 407.5
3	900	571	82.7	1 279.3	2	36.493	44.87	1.0	0.998	0.945	900	570	78.17	1 361.6
6	900	571	82.7	1 279.3	5	28.297	139.94	1.0	0.977	0.856	900	558	70.81	1 480.5
8	900	571	82.7	1 279.3	7	28.297	139.94	1.0	0.977	0.856	900	558	70.81	1 480.5
10	900	571	82.7	1 279.3	10	36.464	45.06	1.0	0.998	0.945	900	570	78.17	1 361.6
13	900	571	82.7	1 279.3	12	35.944	48.43	1.0	0.997	0.941	900	569	77.84	1 366.8
15	900	571	82.7	1 279.3	15	28.297	139.94	1.0	0.977	0.856	900	558	70.81	1 480.5
18	900	571	82.7	1 279.3	18	42.214	28.87	1.0	1.0	0.964	900	571	79.74	1 331.6

3 管壁结蜡问题

为研究管壁结蜡对运行优化的影响,其它条件不变,按 6.0 MPa 允许管压,计算了当量平均结蜡厚度为 0~55 mm 范围的 12 个算例,表 5 为算例优化结果总体比较。结论之一是,结蜡状况不同,给定输量下全线经济运行方案也不同。此外总体上全线水力总摩阻随结蜡加重而上升,直接结果是必须增加开泵站以保证全线正常运行。两种程度结蜡范围值得注意:其一是 0~25 mm 结蜡范围,水力摩阻随结蜡厚度增加上升但幅率不算太大,最佳进站油温除 25 mm 状况外其余相差不大,总运费与无结蜡状况持平甚至有所下降,表明通过优化调整达到了充分利用凝层热阻降低加热费用的目的,也说明只要及时调整运行方案,算例条件下此结蜡范围不会对运行经济性造成影响;其二是≥40 mm 结蜡范围,此时水力摩阻随结蜡加重急剧上升,总摩阻和动力费分别上升至无结蜡状况的 1.78~1.93 倍,动力费在总运费中所占比例则从无结蜡状况的 42.1%上升至 60.6%~69.5%。为降低动力费对总运费的影响,并维持合理的上升水平,利用凝蜡热阻降低加热费用同时提高进站油温以降低摩阻上升速率十分必要,应用本文方法可自动实现上述目的。计算显示,正是通过优化调整使燃油费降至无结蜡状况的 74.7%~56.4%,仅使总运费增加 9.14%~16.7%。注意到上述结果及≥25 mm 结蜡范围时最佳进站油温随结蜡加剧呈总体上升之势便会认识到,此种趋势正是本文方法为减缓结蜡造成的摩阻急剧上升势头并力图使运费始终处于经济状态的自然反映,其中 25 mm 结蜡程度的算例结果最能说明这点,在该状况下通过提高进站油温,抑制了总摩阻快速上升,降低了动力费用上升幅度,由于蜡层热阻

影响,虽进站油温提高,燃油费用并未显著提高,结果总费用仍维持在无结蜡情况水平。由表 5 还可见,当凝层≥40 mm,全线水力总摩阻随结蜡加重急剧上升,并开始有泵组合因无力提供足够扬程克服站间摩阻而无法启用,当结蜡达 55 mm 时,全线泵配置的所有组合或者由于自身扬程,或者由于允许管压等原因,无一能满足正常输送要求,阻塞凝管危险显著增大,表 5 中可用泵组合数目一栏中数据清楚给出了此结果。据此可认为此结蜡范围是算例条件下的结蜡危险区。若允许管压小于算例目前的 6.0 MPa,结蜡危险区域还会扩大,慎重处理极为必要。还应指出,55 mm 结蜡程度出现的全线无泵组合可用的危险局面,除与结蜡程度和允许管压有关外,与末站进站油温取值也有关系。当然在结蜡达一定程度并出现摩阻急剧增大情况后,一般都会着手清管,真正在此结蜡范围运行并不多见,给出此结果的目的主要说明结蜡状况下优化调整对运行经济性的重要意义。表 5 还给出了各种方案下结蜡段长度与管线总长度之比,软件也设计有给出全线结蜡范围分布及相应水力坡降功能,以提供清管需要参考,由于篇幅原因不再深入。

4 管道承压能力的影响

管道承压能力受强度控制,设计阶段已被确定,且随服役期限和使用情况调整,是保证运行安全必不可少的条件之一。

为研究管道承压能力与运行经济性关系,不改变参考文献^[1]算例其它参数仅改变允许管压约束值,对 4.0~7.0 MPa 管压范围 8 个无结蜡状况算例进行了分析,表 6 为主要分析结论。由表 6 可见,尽管此范围内最佳进站油温相近,热站启用数目相同,燃油费用及全线水力摩阻相差不大,但随允许管

压下降, 泵站和机泵启用数目增加, 动力费及总费用上升, 相同输量下 4.0 MPa 允许管压时总运费为 7.0 MPa 时的 1.2 倍。结论是明显的: 在允许管压值较低时, 为保证运行安全, 超过允许管压的相当部分泵压头不得不消耗于出站阀门上。此结论不仅对表 2 所用泵组合, 对其它泵组合也成立, 图 2 给出的不同允许管压下各泵组合节流损失比较也说明此点。泵组合 1, 2, 5 输量条件下工作扬程分别约在 450, 565, 663 m 左右, 在 4.0 MPa 允许管压时, 全线总节流损失分别为 670.1, 1 817.2 770.1 m, 当允许管压提高到 7.0 MPa 时, 节流损失分别降至 0.0, 65.1, 87.3 m, 减少 670.1, 1 751.9, 2 682.8 m, 影响极为显著。虽没有统计, 但目前我国不少管线允许管压一般为 4.2~5.0 MPa, 出站节流损失不会是小数, 尽管还受到管径及输量等影响, 但允许管压是其最重要影响因素之一是不容置疑的。此外, 进出站、进出泵炉及其它站内阀门开度一般控制在 70% 甚至更低, 再加上其它节流元件, 站内摩阻可能也大于计算取值。设法降低节流损失可以进一步降低运输

费用, 正确确定站内摩阻有助于优化结果更符合实际。较高的允许管压不仅可增加管线工作弹性, 有效利用油流摩擦热, 且可极大降低出站节流, 对运行经济性是有利的。无论何种泵组合, 总运费基本趋势随允许管压下降而上升, 此点图 3 不同泵组合在不同允许管压下的总运费比较也清楚地给出。因而, 适量增加壁厚, 采用较高强度钢以提高管道承压能力, 尽管投资有所增大, 但对管线输量调节和运行经济性均有好处, 总体是有益的。由图 3 还可见, 低允许管压(<5.0 MPa)下, 泵工作扬程大小排序与其节流损失大小排序基本一致, 表明在低允许管压下, 由于管道承压受限, 高的泵工作扬程并不一定能得到充分利用, 由表 2 可见尽管泵组合 2 的效率比泵组合 1 高 13 个百分点, 但管压≤4.5 MPa 时, 运行经济性低于泵组合 1 也证明了此点。因此在为管线选择泵型时, 除考虑泵效外, 输量范围内泵工作扬程和允许管压合拍并使其充分获得利用也是十分必要的。

表 5 不同结蜡厚度时优化结果总体比较

凝油层 厚度 /mm	最佳进 站油温 /℃	费用/ $\times 10^{-2}$ 元 $\cdot (\text{t}\cdot \text{km})^{-1}$			结蜡段流速和长度比				总水力 摩阻 /m	启用 热站 数目	启用 泵站 数目	最佳 泵组合 序号	平均 泵效 /%	可用 泵组合 数目
		电	燃油	总费用	流速 / $\text{m}\cdot \text{s}^{-1}$	剪速 / s^{-1}	牛顿流 长/%	非牛顿 流长/%						
0	28.297	1.627 87	2.239 48	3.867 34	1.21	18.86	22.21	51.15	3 724.8	9	8	2	75.21	6
5	29.249	1.636 26	2.106 24	3.742 48	1.26	20.01	24.58	49.723	3 983.8	9	8	2	74.80	6
10	27.876	1.655 11	2.110 78	3.765 89	1.31	21.25	18.18	49.04	4 212.7	7	8	2	73.76	6
15	28.884	1.832 64	2.011 73	3.844 4	1.36	22.60	20.11	47.89	4 516.1	7	9	2	75.11	6
20	27.812	2.060 28	1.544 84	3.605 12	1.42	24.06	22.28	60.5	5 294.2	6	10	2	74.17	6
25	33.278	1.990 99	1.815 2	3.806 2	1.48	25.66	34.76	35.67	5 230.9	9	10	2	77.10	6
30	33.764	2.376 7	1.637	4.013 7	1.55	27.39	38.81	34.96	5 812.9	9	12	2	77.55	6
35	35.561	2.358 11	1.745 3	4.103 41	1.62	29.29	45.43	20.58	5 988.1	9	12	2	78.16	5
40	33.764	2.557 28	1.663 4	4.220 68	1.70	31.37	35.59	31.93	6 639.2	6	13	2	78.09	5
45	30.302	2.986 8	1.262 19	4.249	1.78	33.64	27.43	50.92	8 076.6	4	15	2	77.07	5
50	36.605	3.137 47	1.376 16	4.513 6	1.87	36.15	56.86	15.59	8 344.0	7	16	2	78.38	4
55	39.93	—	—	—	1.96	38.91	35.84	14.61	7 349.8	—	—	—	—	0

表 6 允许管压约束值改变时优化结果比较

允许 管压 /MPa	最佳进 站油温 /℃	费用/ $\times 10^{-2}$ 元 $\cdot (\text{t}\cdot \text{km})^{-1}$			总水力 摩阻 /m	总富余 能头 /m	总节流 损失 /m	启用 热站 数目	启用 泵站 数目	泵炉同 时启用 站数目	最佳 泵组合 序号	平均 泵数 /%
		电	燃油	总费用								
4.0	30.302	1.920 87	2.474 9	4.395 8	3 589.9	831.7	670.1	9	10	4	1	63.71
4.25	28.297	1.948 87	2.239 5	4.188 4	3 724.8	685	493.4	9	10	4	1	62.77
4.5	28.294	1.902 88	2.239 1	4.142 0	3 725.0	716	494.6	9	10	1	1	64.52
5.0	28.732	1.594 78	2.289 77	3.884 5	3 694.5	742.9	700.3	9	8	2	2	77.04
5.5	28.732	1.610 59	2.289 77	3.900 4	3 694.5	731.8	527.2	9	8	3	2	76.20
6.0	28.297	1 627 87	2.239 48	3.867 34	3 724.8	688.3	287.4	9	8	4	2	75.21
6.5	28.732	1.414 25	2.289 77	3.703 99	3 694.6	161.6	114.7	9	7	3	2	75.89
7.0	28.297	1.419 25	2.239 48	3.658 73	3 724.8	126.0	65.1	9	7	3	2	75.56

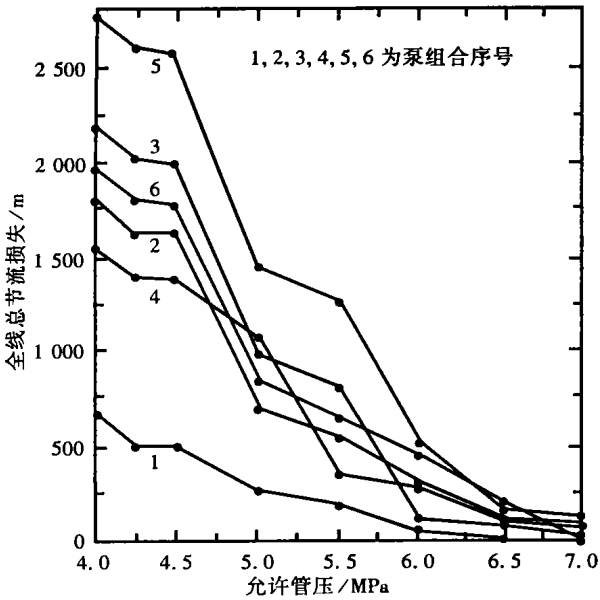


图2 不同允许管压下全线总节流损失比较

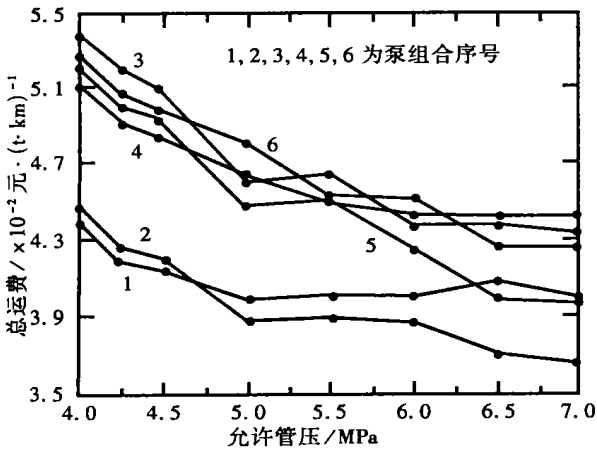


图3 不同允许管压下全线总运费比较

5 结论

a)输油管道运行优化目标函数一般呈多峰及局部锯齿形,且随约束值及结蜡状况变化而变,总体搜索区内不一定满足凸性或单峰条件,应用非线性规划方法寻优时为保证获得全局最优解,适当处理是

必要的。

b)结蜡状况、管道承压能力、进站压力和末站进站油温要求、泵特性等约束条件相互影响、关系密切。引入泵管耦合、逐站计算、粘性泵特性动态换算方法及保证工艺条件形成对目标函数的真正约束是获得符合实际的优化方案并使其走向实用的必要条件之一。

c)原油粘性对泵性能的影响在运行优化分析时不可忽略。若忽略此种影响,按算例粘度范围,动力费和总运费将被低估达 10%和 4%以上,且会给优化方案实施带来问题。

d)输油管道经济运行方案随结蜡状况而变,根据结蜡状况进行运行方案调整对充分利用凝层热阻,降低运费上升速率,保证运行安全有重要意义。

e)6.0 MPa 允许管压时算例条件最佳进站油温及运费随结蜡状况变化趋势:≥25 mm,随结蜡加剧上升,<25 mm,进站油温相差不大,通过优化调整有可能使总运费持平甚至低于无结蜡状况。

f)最佳泵组合一般具有高效、工作扬程与相邻站间摩阻匹配及全线泵启用的台数少等特点,但在管道承压能力较低时,出站节流损失增大,输送成本增高,为提高运行经济性,设法使工作扬程与允许管压及站间摩阻合理匹配以使其获得充分利用极为必要。

参考文献:

[1] 孟振虎. 输油管道运行优化理论与方法的分析[J]. 天然气与石油, 2004, 22(1): 18-22.
[2] 孟振虎, 陈毅忠, 马平. 输油管道运行优化实用分析[J]. 油气储运, 2002, 21(4): 9-13.
[3] 严大凡. 输油管道设计与管理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1986. 55-82.
[4] 陈宝林. 最优化理论与算法[M]. 北京: 清华大学出版社, 1989. 9-31.
[5] 范鸣玉, 张莹. 最优化技术基础[M]. 北京: 清华大学出版社, 1982. 93-120, 237-254.

SELECTED ABSTRACTS

NATURAL GAS AND OIL

(QUARTERLY)

Vol.22 No. 2(Total No. 196)Jun. 2004

SPECIAL SUBJECT: UNDERGROUND NATURAL GAS STORAGE

Function and Effect of Underground Natural Gas Storage

Wu Zhonghe, He Yu (China Petroleum Engineering Co., Ltd. Southwest Company, Chengdu, Sichuan, 610017, China) **NGO** 2004, 22(2): 1~4

ABSTRACT: Introduced are function and effect of underground natural gas storage, expounded are current situation and development of underground natural gas storage in the world and stated is the necessity of underground natural gas storage construction in our country.

KEY WORDS: Natural gas; Underground natural gas storage; Function; Necessity

Geological Condition Requirement and Selection of Underground Natural Gas Storage

Xian Zhiwei, Xie Zhen (China Petroleum Engineering Co., Ltd. Southwest Company, Chengdu, Sichuan, 610017, China) **NGO** 2004, 22(2): 5~7

ABSTRACT: Expounded are types, features, geological configurations and selection of underground natural gas storage.

KEY WORDS: Natural gas; Underground natural gas storage; Type; Selection

Construction Technique of Underground Natural Gas Storage

Yan Guangcan, Wang Xiaoxia (China Petroleum Engineering Co., Ltd. Southwest Company, Chengdu, Sichuan, 610017, China) **NGO**, 2004, 22(2): 8~14

ABSTRACT: Expounded are construction technologies of underground natural gas storage, such as storage design, site selection, determination of main parameters and usage of station processes and equipments.

KEY WORDS: Natural gas; Underground natural gas storage; Design; Process; Construction

Operation Management and Technical and Economical Estimate

Xiong Guangde, ZhuXiao (China Petroleum Engineering Co., Ltd. Southwest Company, Chengdu, Sichuan, 610017, China) **NGO**, 2004, 22(2): 15~18

ABSTRACT: Expounded are optimization techniques for operation management of underground natural gas storage in the world and economical estimates are made to underground natural gas storage in investment cost, operation expenditures, investment recovery period and economical benefits.

KEY WORDS: Natural gas; Underground natural gas storage; Optimization; Economical benefit; Estimate

OIL & GAS TRANSPORTATION AND STORAGE

Decision Analysis on Integrity Maintenance of Oil and Gas Pipelines

Chen Liqiong, Liu Kun, Lu Xiaogang (Southwest Oil College, Chengdu, Sichuan, 610500, China)

Li Dayong (Sichuan Huacheng Oil Gas Engineering Construction Supervisory Co., Ltd. Chengdu, Sichuan, 610051, China)

Li Wei (Sichuan Oil and Gas Construction Engineering Co., Ltd. No. 2 Branch, Chengdu, Sichuan, 610215, China) **NGO** 2004, 22(2): 19~22

ABSTRACT: The integrity maintenance of the aged pipeline net is a main task of pipeline companies. However, the maintenance budget is restricted by economy, so the manager must decide how to distribute maintenance resources. Decision analysis is put forward to optimize measures of pipeline integrity maintenance. Based on decision tree analysis, established is a mathematic model of decision analysis of the pipeline integrity. Pilot studies are also made on some variables such as character variable, decision variables, probability of consequence occurring and utility function. Some suggestions are made on pipeline risk assessment and integrity maintenance.

KEY WORDS: Integrity maintenance; Oil and gas pipeline; Decision analysis; Mathematic model

Calculation Example of Optimization Analysis on Oil Pipeline Operation

Meng Zhenhu (Jiangsu Industry College, Changzhou, Jiangsu, 213016, China) **NGO**, 2004, 22(2): 23~28

ABSTRACT: Analysis is made on the calculation example of a crude oil pipeline of 902.8km with 19 heated pump stations. The results show that the described method has excellent accuracy and can meet engineering requirements. Many useful viewpoints are put forward through analyzing these data.

KEY WORDS: Oil pipeline; Operation optimization; Global optimal solution; Pump viscosity behavior; Wax deposition; Influence caused by constraint values

Discussion on Baoying LNG Supply Station Construction

Liu Jiang (Jiangsu Oil Field Project Supervisory Department, Yangzhou, Jiangsu, 225009, China)

Zhang Changwei (Jiangsu Oil Field Oil Construction Office, Jiangdu, Jiangsu, 225261, China) **NGO** 2004, 22(2): 29~31