

输送工艺

克—独管线清管技术的应用及效果

虞坚中 闵希华 齐文元

新疆石油管理局输油公司 (新疆 克拉玛依市)

提 要 克—独输油管线是我国修建最早的一条长输管线, 长期处于低效率运行。为彻底解决管壁结蜡问题, 在调查分析、试验的基础上, 对管线进行了改造, 以适应清管技术的要求。管线经过整治后, 采用清管技术获得成功, 并取得较大的经济效益和社会效益。文中, 介绍了工作中的经验和教训。

主题词 *输油管线 *结蜡 *清管 清管器 收发 (克拉玛依—独山子)

多年来, 我国第一条长距离输油管线, 克—独管线, 一直处于低效率运行, 虽经采取热洗等措施, 但终究未解决管线内壁结蜡的根本问题。近几年来, 随着油田石油产量的提高和原油加工量的增长, 该管线的输油量也随之增加。原管线低效率运行状况, 已不能满足生产的要求。为了完成任务, 不得不采用加热、提高运行压力等措施, 造成了大量的能源浪费。为此我们在详细调查、分析、试验的基础上, 于1982年开始了该管线的清管工作, 收到了明显的效果。同时也为小口径管道清管技术的扩大应用, 创出了一条新路, 积累了经验。

1 管线现状调查及分析

1.1 现状调查

克—独线由两条并行敷设的管线组成: 一条是由 $\phi 159 \times 6$ (7、8) 与 $\phi 168 \times 7$ (8) 串联而成, 称为主管, 始建于1958年; 另一条是由 $\phi 219 \times 8$ 与 $\phi 273 \times 10$ 串联

而成, 称为三管, 始建于1960年。两条线有中间泵站5座, 有首、末油库2座。由于始建于防腐技术的问题, 管线腐蚀严重, 在1962~1964年进行过大修理。所以两条管线状况极为复杂, 而现有资料所剩无几, 要掌握全面的第一手资料, 必须作大量、细致、艰苦的现场调查工作。

1.1.1 管线现状

两条管线原设计没有清管流程和设施。干线上在相同位置分别有10座截断阀池, 在这些阀池中, 于截断阀两侧分别装有测温插孔, 放空、排污线以及两干线相互连通管线等。据剖口查看, 这些管线多为插入焊接, 对通球影响很大。两条管线的变径位置没有记载, 为清管增加了难度。

1.1.2 管壁结蜡情况

采用定点剖口检查和清管流程改造时检查两种方式, 进行结蜡情况的调查, 其结果见表1、表2。

表1 主管结蜡情况调查表

剖口位置 /km	时间	原管内径 /mm	现管内径 /mm	结蜡厚度 /mm	结蜡状况	
					表面	蜡层
7	1981.8	145	143,144	<1	光滑	较硬
14	1981.8	145	125	10	不平	松软
21	1981.8	145	101	22	不平	松软
26.5	1981.8	145	144	0.5	光滑	较硬
37	1981.8	145	129	8	不平	松软
64	1985.6	152	132	10	不平	松软
78	1985.7	152	82	35	不平	松软
85	1983.7	152	72~76	38~40	不平	松软
110	1986.5	152	142	5	不平	松软
119	1987.5	152	138	7	不平	松软
141	1986.5	152	142	5	不平	松软

表2 三管结蜡情况调查表

剖口位置 /km	时间	原管内径 /mm	现管内径 /mm	结蜡厚度 /mm	结蜡状况	
					表面	蜡层
9	1983.5	203	199	2	光滑	较硬
30.5	1988.4	203	197	3	光滑	较硬
61	1981.6	203	189	7	不平	松软
71	1985.7	203	185	9	不平	松软
105	1986.4	253	217	3	光滑	较硬
127	1986.4	253	245	4	不平	较硬

1.1.3 结蜡的组成

通过剖口检查,取出粘在管壁上的结蜡样品进行化验,其结果见表3。

表3 管道结蜡化验结果情况表

构成物	含油量/%	含蜡/%	胶质沥青质/%
含量	41~44	40~42	13
构成物	砂/%	水/%	密度
含量	1.5~4.0	0.5~1.0	0.8907~0.9035

注:原油析蜡温度为16~33℃。

1.1.4 管道运行情况

据运行情况记载,该管线在投产初4年多的时间内曾输送过原油。自投产到1976年采取加热输送工艺,1976年到现在采取常温输送工艺,油温在10~40℃范围内,在此期间每年进行过1~2次的部分管段加热清洗工作。近年来,除停产检修期外,三管及主管在首站至三站段全年运行,而三站至独山子段的主管只是夏季运行,冬季因结蜡严重自然堵管,无法运行。

1.2 现状分析

(1)要实现清管,必须进行大量的技术改造工作,使其工艺流程能满足清管技术的要求。由于各泵站间有变径管段,清管必须分段进行。根据目前技术状况,应该先易后难,有步骤地进行。

(2)两条管线结蜡都比较严重,但主管比三管更严重。从化验分析和现场调查情况看,大部分结蜡比较松软,用清管器是可以刮下来的。

(3)根据管线运行情况看,造成管壁结蜡的主要原因是,该管线所输原油中含有13%~15%的石蜡,在加热输送期间由于出站油温高于析蜡点,进站油温低于析蜡点,造成出站段结蜡较轻,而进站段结蜡较厚的状况,实现常温输送后,常年在低于析蜡温度以下运行,而造成全线结蜡。

(4)难度比较大,存在着工艺流程不完善、结蜡严重、管线为变径管线,管线上有截断阀和插入分支线等,这些状况都将影响到清管工作的进行。

从上述情况看,虽然存在困难,但通过调查和分析较全面地掌握了第一手资料,采取有效的措施,应用清管技术是有保障的。

2 清管过程和采取的措施

我们对管线现状进行了分析,借鉴了国内外的一些经验,拟定了整个清管方案。从1982年开始了清管技术的应用,历经6年,

取得成功,达到了预期的效果和目的。

2.1 清管过程

清管工作的全过程,经历了4个阶段。

2.1.1 1982年初~1983年底为试验准备阶段

这一阶段的主要工作:设计并选择了清管器;清管器通过指示器;梯型螺纹快开盲板;收发球筒;改造工艺流程等。对总站至三站段管线进行了技术改造,其中安装收发球筒4套,切除及改造干线阀池8座,以及管壁结蜡情况的进一步调查等。通过这一阶段的工作摸清了该管线的结蜡分布规律,使其具备了清管器收、发作业的条件,为下步工作创造了条件。

2.1.2 1982年初~1984年底为试验阶段

本阶段重点是总站至三泵站管段投放清管器,通过清管,其效果显著,管道运行效率大幅度提高,其中主管由原来的49.4%提高到96.5%;三管由原来的91.19%提高到98.7%以上。实践证明,克一独管线虽然情况复杂,清管难度大,但是经过努力是可以采用清管技术的。从清管效果看,进行的技术改造是成功的。

2.1.3 1984年~1987年为应用准备阶段

本阶段主要对三站至独山子站的干线、阀池进行技术改造,同时利用克一独线泵站技术改造的机会,完善了该段管线的清管器收、发系统。

2.1.4 1985年~1988年为应用阶段

我们采用边改造边清管的办法,用4年多的时间完成了主管三站至独山子站、三管五站至独山子站的清管工作。三管三站至五站的两级管线均为DN200和DN250变径管,因没有成型的变径清管器,虽然有收、发系统,也未能投放清管器。在上述工作完成后,克一独线全线大部分管段均进入正常投放清管器的工作,以保持管线在高效率状态下运行。

2.2 清管措施与经验

在6年多的清管技术应用工作中,走过不少的弯路,既有成功的经验,也有失败的教训。针对当时出现的问题,我们采取了有效的措施。

2.2.1 对干线上三通等进行特殊处理

对于原设计没有清管器收发系统的管线增设了收发系统。干线上清管器要经过的三通,也必须进行特殊处理,如加装档条,异径三通加筛管等,DN50以下的三通可以不做处理。另外,收球筒中要有容下清管器的鼠笼,防止蜡集中后使筒上三通挡条损坏,清管器进泵或进罐,特别是小管线易出现类似问题。

2.2.2 认真筛选清管器

在整个清管过程中,我们曾用过7种型号、不同规格的清管器,根据现状情况及其功能进行选择使用。

2.2.3 对结蜡严重的小口径管线进行清管工作的措施

我们采用4种措施:①投球排蜡,②热洗,③从小到大投放清管器,④综合措施。

对于主管一般结蜡厚度小于5 mm时,可直接从小到大投放清管器;结蜡厚度在10mm以下时,采用短期正、反热洗25km左右,然后由小到大投放清管器;结蜡厚度在10~20mm时,分段(10km左右)热洗后,再由小到大投放清管器;结蜡厚度在20 mm以上时,采用投放小直径清管器,遇阻后根据情况逐段开孔排蜡,接着再采取分段正、反热洗,投放清管器的方法。从实际情况看,这几种措施行之有效。以上的结蜡厚度是根据实测参数反算的平均结蜡厚度。

对于三管,一般结蜡厚度小于10 mm时,可直接从小到大投放清管器。

上述投放清管器的间隔时间,一般以不超过24小时为宜,连续投放的间隔时间,一般以接收作业时间和集中蜡段不影响运行泵

的运行两个因素来确定,主、三管均为8小时左右。

2.2.4 正常投放时间的确定

主要根据原油含蜡量多少、结蜡速度、管道直径以及经济运行状况来确定,根据实测,主、三管正常投放清管器的时间为一周左右。

经过6年多的艰苦工作,采用上述方法,除三管三站~五站段没有彻底清管外,其余管段均应用了清管技术,效果很显著。

3 清管效果

由于克一独管线一直处于满负荷运行,直接测试、计算出准确节能效果是比较困难的。因此,只能从以下几方面综合地评价。

3.1 节能效果

从清管前后,运行情况对比,按不变输量,计算出节能效果如下:节电 $37.6 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h/a}$,节约柴油 521.25 t/a ,节约原油 721 t/a ,三项合计折合标准煤

1941.44 t/a 。

3.2 恢复了该管线的输油能力

清管后的输油能力有了较大幅度的提高,基本上达到了原设计水平,增加输油量 $30 \times 10^4 \text{ t/a}$ 左右(见表4)。该管线清管率(清管长度与总长度之比)达到了81.21%。

3.3 经济效益

根据管线清管前后的情况进行综合测算,即节能、增加输量、推迟该线改造期的节约资金,扣除成本费(即改造费、清管费),每年可为国家节约150万元,取得较大的经济效益。

3.4 社会效果

清管技术的应用,提高了我国第一条长距离输油管线技术管理水平,使该管线焕发出“青春年华”。另外,满足了油田上产和独山子炼油厂增加处理量的需要,对于繁荣新疆经济,做出了应有的贡献。

表4 管线清管前后效果对比表

管 段		主 管				三 管			
		出站压力 /MPa	输油温度 /℃	平均输量 /t·h ⁻¹	管道效率 /%	出站压力 /MPa	输油温度 /℃	平均输量 /t·h ⁻¹	管道效率 /%
清 管 前	首站~三泵站	8.5	37	32.3	49.4	6.5	27	178.5	91.1
	三泵站~四泵站	5.1	26	33	44.9				
	四泵站~五泵站			0	0				
	五泵站~六泵站	6.5	24	16.8	22.1	6.5	16	169.8	69.2
	六泵站~独山子站	6.5	23	41.7	54.9	6.5	16	169.8	69.2
清 管 后	首站~三泵站	8.5	39	60.8	96.5	6.5	26	195.7	98.7
	三泵站~四泵站	5.1	28	70.9	96.4				
	四泵站~五泵站	6.5	25	81	99.4				
	五泵站~六泵站	6.5	24	72.3	95.3	6.5	16	235.2	95.87
	六泵站~独山子站	6.5	23	73.2	96.5	6.5	16	235.2	95.8

(收稿日期:1991-10-08)

本文编辑:张明智