

西部某原油管道冬季安全运行总结与思考

孙法峰 田旭东 尚 义 张丙辰 陈 颀

中国石油北京油气调控中心, 北京 100007

摘 要:为减少管道冬季运行的安全隐患,降低能耗,西部某原油管道从运行环境和油品物性等方面采取了一系列举措,包括从单一油品的顺序输送到四种油品的混合输送;从全线启炉到一站式启炉;从外输温度 $50\sim 55\text{ }^{\circ}\text{C}$ 降至 $35\sim 40\text{ }^{\circ}\text{C}$ (余热回收)等。对比混合输送和单一油品顺序输送,及热媒油换热和油油换热(即余热回收)的优缺点,得出混合输送和余热回收更具优越性,不仅有利于冬季安全运行(增加冬季安全停输时间,避免凝点异常反弹等),还极大地降低了管道能耗,其中四混油的外输也为管道冬季常温输送提供了理论支持。

关键词:西部原油管道;顺序输送;混合输送;加热方式;换热方式;节能降耗

DOI: 10.3969/j.issn.1006-5539.2015.02.004

0 前言

西部某原油管道干线全长 $1\,545\text{ km}$,设计输量 $2\,000\times 10^4\text{ t/a}$,设计压力 8.0 MPa 。2007 年投产至今已安全平稳运行 7 a,运行排量维持在 $800\sim 2\,600\text{ m}^3/\text{h}$,外输油品为哈萨克斯坦油(以下简称“哈国油”)、塔里木油、北疆油、吐哈油及几种油品的混合油。该管道冬季运行分为冷热油交替^[1-2]、加热或热处理、冷热油交替三个阶段,外输方式由单一油品的顺序输送到四种油品的混合输送,启炉方式由多站式启炉、两站式启炉到一站式启炉,换热方式从热媒油换热到油油换热(余热回收),是现役原油管道中冬季运行方式最多变的管道。依据管道“安全经济”的运行原则,加上油品外输物性好转和外界环境的改善,油品外输方式有所改变,加热方式和换热方式也随之改善,使冬季运行能耗大幅度降低,既保障了管道安全平稳运行,也达到了节能降耗的目的。

通过近几年管道运行的历史数据和相关资料^[2-9],对冬季运行采取的不同加热方式、换热方式和油品输送方式进行分析比较,为多油品管道冬季安全运行提供依据和技术支持。

1 沿线油温及地温分析

运用 SCADA 系统采集的数据分析了近几年冬季运

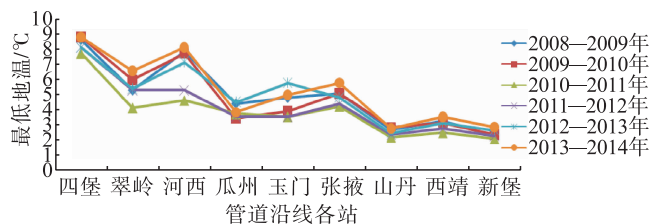


图1 管道沿线各站最低地温变化趋势

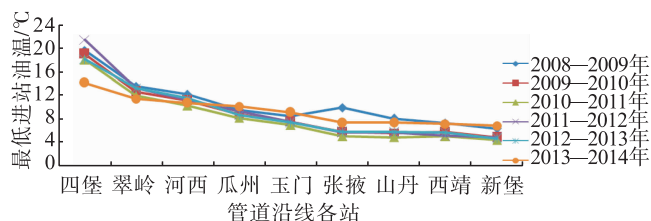


图2 管道沿线各站最低进站油温变化趋势

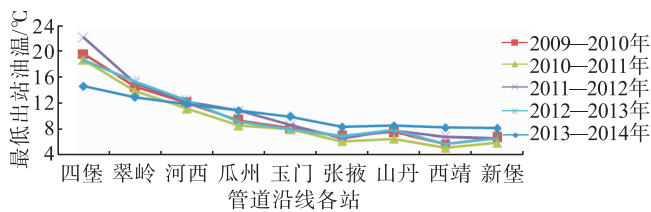


图3 管道沿线各站最低出站油温变化趋势

行期间管道进出站油温和地温温度场变化(见图1~3),得出:

收稿日期:2014-09-03

作者简介:孙法峰(1984-),男,山东德州人,工程师,硕士,从事长输原油管道调控和管理工作。

1) 进出站油温和地温变化趋势基本一致(除热处理站场外),进出站油温一般比地温高 2~7℃,出站油温一般比进站油温高 0.75~2℃(一般为启泵温升)。

2) 温降幅度较大一般出现在启炉站场和紧邻的下一站场,温降可达 15~20℃。如首站至四堡站温降最大,一般油品的凝点反弹也较大;以玉门站为界,其上游温度明显呈降低趋势,四堡站至玉门站温降达 5~10℃,张掖站至兰州段温降变化幅度较小,此区域冬季油温大体变化一致,基本维持在 8℃左右温度范围值内。

3) 全线各站最低油温一般出现在每年 2 月中旬至 3 月中旬,全线最低油温在山丹站至新堡站区段,一般在 6~7℃。

4) 最低地温变化趋势同油温差不多,一般在西靖站及前后站场,最低地温为 2.7℃(发生在 2009 年 3 月新堡站)。

5) 以时间来划分,随着换热方式和外界环境等条件的转变,油温和地温较往年有所回升,更有利于油品的安全输送。

2 油品输送方式

鄯兰管段外输哈国油、塔里木油、北疆油、吐哈油以及以上油品两种、三种或四种的掺混油,掺混比例达 80 余种,其中两混 4 种,四混 4 种,其余多为三混,一般哈国油比例低于 30%,塔里木油比例达 45%以上。2007—2009 年冬季运行为混油(两混)、哈国油、塔里木油、吐哈油顺序输送,2009—2013 年为混油(三混和两混)和吐哈油交替输送,2013 年 7 月至今为混油(四混、三混和两混)顺序输送,吐哈油不单独外输。

2.1 单一油品物性分析

单一油品包括哈国油、塔里木油、北疆油(稀油/稠油)、吐哈油(轻质油和中质油等),其中哈国油和塔里木油物性较好(空白凝点在 0℃以下,塔里木油空白凝点一般-10℃以下),对管道的安全性影响较小。而北疆油和吐哈油含蜡较高,其中北疆稠油为高黏易凝油品,55℃黏度达 100 MPa·s,15℃时 20 s⁻¹ 运动黏度达 1 000 MPa·s(一般不单独外输),吐哈油为低凝高含蜡原油,极易对管道的安全运行造成风险^[5-6]。因此提出多种油品混合输送方式。

2.2 典型混油物性分析

因近几年上游输送处理方式改变,单一油品物性也随之改善(见表 1、图 4),为油品掺混的多样性提供了帮助^[7],通过室内和外输试验可满足管道外输条件。

对多种典型混油的外输凝点进行跟踪,分析其凝点变化(见表 2)。

对比多种典型混油,除 H-3 外,其它沿线各站凝点均低于 0℃,且油品凝点在玉门站进站反弹较大,但远低于进站温度,H-6 至 H-65 玉门站以后凝点基本一致,总

表 1 单一油品(鄯善站)冬季空白凝点测试结果

年份	测试点数 / 个			空白凝点 /℃		
	北疆油	哈国油	吐哈油	北疆油	哈国油	吐哈油
2007—2008 年	127	275	86	-2.7	-1.2	5.1
2008—2009 年	146	250	76	-4.5	-0.8	-1.5
2009—2010 年	141	192	126	-0.5	-2.4	-2.7
2010—2011 年	147	199	140	0.6	-1.7	-4.4
2011—2012 年	188	213	125	-0.9	-2.1	-7.1
2012—2013 年	151	204	104	-7	-6.9	-9.6
2013—2014 年	123	356	85	-15.8	-8.2	-10

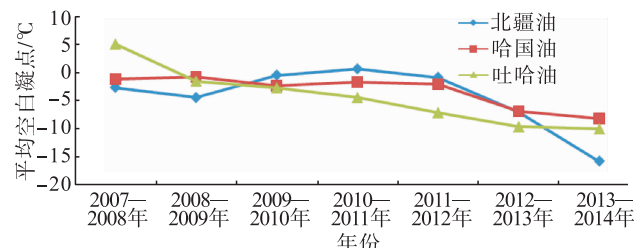


图 4 单一油品冬季空白凝点变化趋势

结得出:

1) 投产初期,两混油试探性外输,几乎全线站场启炉,H-1 的外输凝点均低于 0℃,但个别站场凝点反弹较大,H-3(首站加降凝剂)的凝点反弹明显高于 H-1,因为 2007—2008 年上游来油哈国油物性较差,而北疆油较好,致使掺混油品空白凝点较高,加上重复热处理(中间站场重复热处理温度低于 40℃)、高速剪切和管道剪切等原因,造成凝点大幅度反弹,虽满足外输条件^[10-11],但不建议塔里木油和哈国油掺混外输。

2) 三混油 H-4 至 H-7(2009 年外输),沿线凝点均在 0℃以下,对于未加剂的油段,沿线各站的凝点略有逐渐上升的趋势。各站的平均凝点比平均油温低 10℃以上,其中:H-4 加剂油段的凝点明显低于未加剂油段的凝点,低约 8℃,而加剂 25×10⁻⁶ 和 50×10⁻⁶ 各站的凝点测试结果相当,可见该比例的混合油加剂 25×10⁻⁶ 即可取得较为稳定的改性效果;与 H-4 相比,H-5 中塔里木油的比例减小,北疆油的比例增大,所以在沿线各站的凝点较 H-4 的略高,但沿线各站的平均凝点仍在-1℃以下,加剂的油品凝点明显降低,但玉门站进站凝点反弹较大,兰州站进站凝点几乎与首站相同;H-6 在玉门站加热的情况下,下游各站凝点明显低于不加热情况,在两种情况下,玉门站下游各站凝点基本相当,原因为玉门

表 2 多种典型混油冬季外输各站凝点测试数据统计

批次号 掺混比例		首站 /℃		四堡站 /℃				河西站 /℃				瓜州站 /℃				玉门站 /℃	
		c	d	a	b	c	d	a	b	c	d	a	b	c	d	a	b
H-1	T : B=50 : 50	50	-7.7	24	-13	42	-8	24	-13	51	-9	21	-7	22	-7	20	-7.4
H-3	T : H=50 : 50	51	-0.7	22	0.5	42	9	25	3	56	4.3	-	-	-	-	23	1.4
H-4	T : H : B=51 : 24.3 : 24.7	53	-3.6	-	-	-	-	15	-3	16	-2	-	-	-	-	14	-1
H-4/25	T : H : B=51 : 24.3 : 24.8	53	-11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12	-8.6
H-4/50	T : H : B=51 : 24.3 : 24.8	53	-11	-	-	-	-	15	-14	16	-12	-	-	-	-	14	-8.1
H-5	T : H : B=40 : 25 : 35	54	-9.3	-	-	-	-	12	-9	13	-7	-	-	-	-	9	-1.5
H-5/25	T : H : B=40 : 25 : 35	52	-11	-	-	-	-	12	-11	13	-8	-	-	-	-	10	-4.3
H-6	T : H : B=50 : 30 : 20	52	-8.9	-	-	-	-	11	-10	12	-8	-	-	-	-	8.3	-2.5
H-6*	T : H : B=50 : 30 : 20	52	-8.9	-	-	-	-	11	-10	12	-8	-	-	-	-	8.3	-2.5
H-7	T : H : B=51 : 31 : 18	51	-8.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.9	-3.6
H-49	T : B=85 : 15	50	-7.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.3	-6.1
H-49#	T : B=85 : 15	37	-8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.2	-3.4
LC-2	T : H=30 : 70	12	-9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.8	-14
H-62#	T : B : TH=51 : 15 : 34	38	-12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-1.7
H-65	T : H : B : TH=44 : 12 : 15 : 29	16	-5.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	-3.2

批次号 掺混比例		玉门站 /℃		张掖站 /℃				山丹站 /℃				新堡站 /℃				末站 /℃	
		c	d	a	b	c	d	a	b	c	d	a	b	c	d	a	b
H-1	T : B=50 : 50	50	-6.3	-15	-4	21	-4	15	-4	17	-2	12	-9	19	-5	17	-5.2
H-3	T : H=50 : 50	55	2	-	-	-	-	-	-	-	-	18	6.1	37	10	19	9.8
H-4	T : H : B=51 : 24.3 : 24.7	45	-3.7	-	-	-	-	10	0	32	-1	-	-	-	-	12	-0.7
H-4/25	T : H : B=51 : 24.3 : 24.8	50	-9.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12	-11
H-4/50	T : H : B=51 : 24.3 : 24.8	51	-10	-	-	-	-	10	-9	19	-5	-	-	-	-	12	-8.9
H-5	T : H : B=40 : 25 : 35	50	-6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	-9.4
H-5/25	T : H : B=40 : 25 : 35	50	-8.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	-9.9
H-6*	T : H : B=50 : 30 : 20	51	-6.3	10	-8	11	-6	8	-8	10	-9	5.6	-9	7.7	-6	11	-8
H-6	T : H : B=50 : 30 : 20	8.9	-3.7	10	-4	11	-4	8	-2	9.6	-2	-	-	-	-	12	-3.7
H-7	T : H : B=51 : 31 : 18	9.6	-3.9	10	-5	11	-4	-	-	-	-	-	-	-	-	13	-4.6
H-49	T : B=85 : 15	9.3	-3.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.6	-3.1
H-49#	T : B=85 : 15	8.9	-3.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.3	-3
LC-2	T : H=30 : 70	11	-12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.2	-11
H-62#	T : B : TH=51 : 15 : 34	11	-0.6	-	-	8.2	-1	-	-	8.4	-2	-	-	8.9	-2	8.8	-2.8
H-65	T : H : B : TH=44 : 12 : 15 : 29	12	-2.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.7	-3

注:T 为吐哈油,B 为北疆油,H 为哈国油,TH 为吐哈油,a 为进站油温,b 为进站凝点,c 为出站油温,d 为出站凝点,* 为玉门站加热,# 为首站余热回收,/25 或/50 为首站加剂 25×10⁻⁶ 或 50×10⁻⁶ 降凝剂。

站下游各站进出站油温变化不大,温度场已建立,泵的高速剪切和管道剪切对其影响不大;H-7 为首站一站式加热外输,油品的凝点均低于-3℃,而玉门站下游凝点变化趋势与 H-6 玉门站不加热一致,说明一站式加热可满足外输要求,中间站场加热炉可作为安保炉,有效降低能耗。

3)运行后期,上游来油物性改善,哈国油和北疆油凝点均低于-5℃,对比 LC-2 和 H-3,前者冬季常温下输送各站平均凝点均低于-8℃,既运行平稳又节约燃料;H-49 在首站余热回收装置^[8-9]投运后外输凝点与投运前基本一致,节约燃油近 30%。

4)三混油 H-62 在玉门站进站凝点反弹最大,是由

吐哈油的加入和加热急降处理等造成,但玉门至末站凝点一致;四混油 H-65 实现常温输送,外输油品物性明显优于 H-62 加热输送的油品物性。为此,含吐哈油的混油外输,提高了油品的进站温度和运行排量,可满足不同炼厂的需求,降低了吐哈油单一外输的风险,使干线分

输灵活多变,极大地降低了能耗,仅 2014 年一季度比去年同期节约燃料 $3\,328.6\times10^3\text{ kgce}$,降低成本 1 000 万元。

2.3 顺序输送和混合输送的优缺点

单一油品顺序输送与混合油品交替输送的优缺点可知混合油品交替输送更优(见表 3)。

表 3 单一油品顺序输送和混合油品交替输送的优缺点

优缺点	单一油品顺序输送	混合油品交替输送(大罐掺混)
优点	外输进度一般不受油源影响,可随意改变外输批次顺序和批次量; 首站、末站及分输站油品交接计量方便,对油品质量影响较小	多种油品的混合原油输送无需加降凝剂,热处理温度较低;沿线启炉站场较少,一般首站启炉即可达到外输要求,能耗大幅度降低; 冬季安全停输时间为 48 h 以上,可满足管道低输量和间歇输送,不易造成凝管或管线停输再启动困难; 混合输送可满足北疆油和吐哈油等高凝高含蜡原油的外输,甚至常温输送;可减少下游炼厂分储油品的库容占用量,掺混过程从炼厂前移到管道企业,可节省炼厂自行掺混油品时间至少 24 h
缺点	冬季运行时部分油品需加降凝剂,如哈国油、吐哈油等,一般北疆油不单独外输; 物性相近的油品顺序输送时,凝点反常,如加剂吐哈油与哈国油,混油段凝点达 30 ℃ 以上; 因油品种类较多(“三高”),物性不同,输送工艺复杂,全线启炉较多,能耗较大; 冬季安全停输时间为 24~30 h,低排量下易造成凝管等危害	外输进度易受掺混进度的影响,批次顺序和掺混比例一般无规律; 油品的掺混比例变化易导致物性反弹,需做好前期物性室内和现场跟踪试验以满足外输要求; 对于不同类型的混油(兰成油、玉炼油、兰炼油等)必须油品和掺混罐号对应,否则会出现油品外输凝点反弹,增加管道运行风险; 混油的交接计量一般较单种油品复杂,需管道企业和炼厂达成一致

3 油品启炉方式

加热炉加热方式一般分为直接式和间接式,西部某原油管道采用的是间接式加热,即加热炉加热热媒介质,通过热媒介质和冷油换热。

该管道 2007 年投产后,开始顺序输送北疆油、塔里木油、吐哈油和哈国油。这四种油凝点差异大:北疆油和吐哈油凝点约为 15 ℃,哈国油和塔里木油凝点约为-12 ℃。为防

止低温凝管,需提高外输热处理温度,且考虑到投运初期因油品的物性等综合原因,全线 11 座工艺站场均启炉,耗油量极大,几乎占管道能耗的 70%。随着上游单种油品的改善和新掺混技术(两混、三混甚至四混)的采用,启炉站场、台数 and 启炉时间(见表 4)大幅度缩减,由全线启炉到四站启炉再到首站一站式启炉,甚至部分油品常温输送,降低了管道耗油量(见表 5)。同时期相比,单耗减少近 60%,仅为 $30\text{ kgce}/(10^4\text{ t}\cdot\text{km})$ 以下,达到了国际先进水平。

表 4 不同时期启停炉时间对比

启炉时间	停炉时间	外输油品	启炉站场
2007-12-15	2008-05-18	两混油、塔里木油、哈国油、吐哈油	所有油品热处理或加热,除翠岭站外各站都有启炉
2008-11-12	2009-04-16	两混或三混油为主,塔里木油、哈国油、吐哈油	除西靖、新堡站外各站都启炉,以鄯善站和玉门站为主,其余站 12 月中旬至 1 月上旬运行
2009-11-23	2010-04-07	三混油为主,吐哈油、哈国油	以鄯善站一站启炉为主,中间站启炉为辅
2010-11-20	2011-05-01	三混油为主,吐哈油顺序输送	鄯善一站式启炉
2011-11-13	2012-04-04	三混油为主,吐哈油顺序输送	鄯善一站式启炉
2012-12-03	2013-04-10	两混、三混油为主,吐哈油	鄯善一站式启炉,投用余热回收装置
2014-01-20	2014-03-20	四混、三混和两混油,冷热交替输送	鄯善一站式启炉,投用余热回收装置

表 5 不同启炉方式下全线耗油量对比

启炉方式	外输总量/t	耗油/t	合标煤/t	单耗/(kgce· (10 ⁴ t·km) ⁻¹)
全线启炉	3 731 143.367	45 208.625	64 648.333 75	112.146 807 6
四站启炉	1 704 275.105	17 909.849	25 611.084 07	97.265 713 7
首站启炉	3 078 860.504	9 808.033	14 025.487 19	29.484 886 45

4 油品换热方式

管道大多站场采用间接换热方式,即热媒介质和冷油换热,换热后的原油外输出站温度控制在 55 ℃ 以内。但这样不仅破坏了管道的防腐层,而且造成了能源的极大浪费。因此在首站原有换热系统上新增油油换热器(见图 5),即余热回收装置^[8-9],对比两种介质换热,余热回收优势明显(见表 2、6)。

表 6 热媒换热和余热回收优缺点对比

优缺点	热媒油换热	余热回收
优点	启输时出站温度短时间内(0.5 h)可达到外输条件(45℃以上); 停输时(包括紧急停输)热媒油换热区及汇管处油温降温速度慢,约 2℃; 间接加热式系统压降较小,一般控制在 0.2 MPa 内,运行时不会造成主泵入口压力过低等; 可满足不同物性原油的冬季外输条件,包括高凝高黏高含蜡原油	相同排量下,加热炉耗油耗气量相对较小,可节约能耗近 40%,备用炉增加,极大减小冬季运行甩炉等风险; 出站温度明显下降(高凝点油 47℃左右,低凝点油 35℃左右),极大降低了对管道防腐层的破坏; 停输再启动期间,出站温度变化不大,基本维持在停输前状态
缺点	相同排量下,加热炉耗油耗气量相对较大,备用加热炉少; 停输时出站温降较大,易造成油品物性反弹; 管道紧急停输再启输时换热器汇管油温过高易造成输油泵甩泵; 出站油温高(一般维持 55℃左右),对管道防腐层造成极大破坏	冬季运行时,压降较小(0.3 MPa 以内)可满足外输压力需求,但非冬季运行期间,压降较大(高黏油 0.5 MPa 以上),易造成主泵进口压力过低甩泵; 目前适用于物性较好油品外输,对凝点过高或反常油品有待进一步探讨; 停输再启动期间,热媒油换热器区停输时油温降幅相对较大,启输时油温异常超高,易造成部分原油凝点反弹,对运行不利

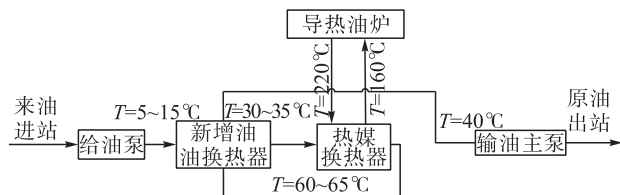


图 5 余热回收装置示意图

5 结论

冬季沿线进出站油温、沿线地温的变化、油品的物性(凝点、黏度等)决定着油品是否加热处理、外输温度、启停加热炉的时间等,对比总结出:

1)通过对管道沿线油温和地温的历史变化趋势分析得出,玉门站为全线的转折点,其上游温降较大,必须考虑热历史对油品物性的影响;其下游温降平缓,需着重考虑高速剪切对油品物性的影响。

2)对单一油品和混合油品的物性对比分析得出,单一油品的物性越好掺混后油品越易于外输,其中吐哈油的掺混外输为管道常温输送提供依据,单耗 30 kgce/(10⁴ t·km)以下,达到了国际先进水平;对比顺序输送和掺混输送方式,对于油品多且物性较复杂的管道而言,掺混外输优势明显,为多油品管道运行提供借鉴。

3)混合输送在西部某原油管道的应用改变了管道冬季运行的格局,大大减少了启炉台数,缩短了冬季运行时间,降低了管道能耗;余热回收装置的投运,降低了外输温度,保护了管道防腐层,更有利于管道冬季运行。

参考文献:

[1] 邢晓凯,孙瑞艳,王世刚.西部原油管道冷热油交替输送过

程温度场[J].北京工业大学学报,2013,39(4):614-618.

Xing Xiaokai, Sun Ruiyan, Wang Shigang. Temperature Field of Batch Transportation of Cool and Hot Oil in Western Crude Pipeline [J]. Journal of Beijing University of Technology, 2013, 39(4): 614-618.

[2] 邱姝娟,张进军,张强,等.西部原油管道冷热交替输送技术研究[J].石油工程建设,2011,37(4):59-62.

Qiu Shujuan, Zhang Jinjun, Zhang Qiang, et al. Research on Hot and Cold Batch Transportation for West Oil Pipeline [J]. Petroleum Engineering Construction, 2011, 37(4): 59-62.

[3] 李鸿英,张劲军,凌霄,等.西部原油管道加剂改性输送含蜡原油管输模拟试验研究[C]//中国化学会,中国力学学会.第九届全国流变学学术会议论文摘要集.长沙:中南林业科技大学,2008:145.

Li Hongying, Zhang Jinjun, Lin Xiao, et al. Study on Simulation of Agent Modified Waxy Crude Oil Pipeline Transportation in Western Crude Oil Pipeline [C]//Chinese Chemical Society, The Chinese Society of Theoretical and Applied Mechanics. China Ninth National Rheology In Academic Conference, Changsha: Central South University of Forestry and Technology, 2008: 145.

[4] 邱姝娟,张强,庞贵良,等.西部原油管道停输再启动现场工业试验研究[J].石油工程建设,2010,36(2):5-7.

Qiu Shujuan, Zhang Qiang, Pang Guiliang, et al. Experiment and Research on Shutdown and Restart in West Oil Pipeline Operation [J]. Petroleum Engineering Construction, 2010, 36(2): 5-7.

[5] 于涛,刘松,殷炳纲,等.热历史对西部原油管道外输吐哈油物性的影响[J].油气储运,2012,31(2):125-127.

Yu Tao, Liu Song, Yin Binggang, et al. The Effects of Thermal

(下转第 52 页)

