

油气地面工程 科技成果专辑 [2003]



中国石油规划总院

石油工业出版社

中国石油规划总院

油气地面工程科技成果专辑

[2003]

王道满 张秀丽 主编

江苏工业学院图书馆
藏书章

石油工业出版社

内 容 提 要

本“专辑”每年出版一辑。主要选编油气地面工程所属专业（油气集输、储运；油气水处理；长输管道；油气田化学、计量、自控、机械、设备；以及防护、建筑等专业）获局级二等奖以上（含二等奖），或获国家专利，或通过了专家鉴定并达到本行业领先水平的部分科研、设计、工程建设和生产技术改造等方面的对发展和推广应用油气地面工程技术有重要作用的新成果。本“专辑”适合相关专业的科研、工程技术、管理人员和大专院校的师生阅读。这是一本有实用价值的参阅资料。

图书在版编目（CIP）数据

油气地面工程科技成果专辑 2003/王道满等主编 —北京：石油工业出版社，2004.9

ISBN 7-5021-4694-6

I. 油…

II. 王…

III. ①油田开发—地面工程—科技成果—汇编

②气田开发—地面工程—科技成果—汇编

IV. TE3

中国版本图书馆 CIP 数据核字（2004）第 064719 号

油气地面工程科技成果专辑

2003/王道满 张秀丽 主编

出版发行：石油工业出版社

（北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011）

网 址：www. petropub. com. cn

总 机：（010）64262233 发行部：（010）64210392

经 销：全国新华书店

印 刷：大庆日报社印刷厂排版印刷

2004 年 9 月第 1 版 2004 年 9 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本：1/16 印张：14

字数：300 千字 印数：1—2000 册

ISBN 7-5021-4694-6/TE·3273

定价：20.00 元

（如出现印装质量问题，我社发行部负责调换）

版权所有，翻印必究

编辑委员会成员

主 任：贾金会

常务副主任：胡通年

副 主 任：何庆华 杨育之 王天增 邢英明 王 文

委 员（以姓氏笔画为序）：

丁世宣	王怀孝	王兴增	王道满	王惠敏
田中玮	田效山	卢怀宝	吕俊怀	吕宣义
刘世禄	李士富	李明义	何思孝	何宗平
陈茂祥	陈 娟	张 金	张新慧	张素花
张登庆	张桂霞	张克刚	杨启万	杨天吉
杨祖佩	杨世海	杨湘岱	狄连成	宋祥林
郑钦祥	周 平	孟凡彬	胡孝伯	侯玉江
姚士洪	赵 帅	钟喜梅	郭揆常	郭野愚
郭文奇	袁中立	徐洪德	黄鹤奎	蒋光璞
程文江	程宗明	董 旭	韩景宽	薛振奎

目 录

库鄯线混输新星稠油工艺研究	李 立	王晓梅(1)
吐哈西部葡北油田气水交替混相驱油地面工艺	王全占 范春焱 李悦然	张薇娜(5)
马惠宁输油管线节能技术研究	张冬敏	张立新(8)
液—液旋流分离技术在胜利油田的应用	张 建	郭长会(16)
三元复合驱系统材质优化试验研究	雷松华 张 昆	杨柏兰(20)
大庆油田高含水后期采出液破乳剂及加药工艺技术	张秀虹 董 化 赵福龙	翟庆英(27)
引进水处理设备所用药剂的国产化研究	郑海英 王文如	底国彬(35)
KYYC 原油预处理剂在注聚合物采出液处理中的应用	黄尚中 周玉贺 罗伟福	史爱娜(39)
冷一原油集中处理站总承包模式	郭文奇 齐建华 魏学斌	张维志(44)
王家岗高温高盐油田采出水外排处理工艺研究		祝 威(50)
牙哈凝析气田地面工艺及配套技术	裴 红 郭野愚 赵守义 宋清平	曹 婧(55)
长庆气田第二天然气净化厂新技术研究	王登海 杨世海	刘 玮(61)
天然气储气库地面配套优化技术研究	崔红霞 纪良才 徐占友 崔 涛	王德喜(65)
靖安—咸阳管道输油工艺技术	夏 政 林 罡 王 璐 李永军	穆冬玲(70)
长输管道地质灾害治理研究		王 鸿(75)
湿陷性黄土地区长输管道工程灾害治理	杨晓秋	宋德琦(78)
干空气吹扫干燥技术在输气管道除水干燥中的应用	郝建斌 孙 盛	常景龙(83)
X70 大口径螺旋焊管国产化研制	杨春雨 张克修 李中祥	关兴士(88)
D1450 弯管机设计及工艺控制技术	李玉卓 许天鹰 翟付业	卫 洪(93)
PCM - A 管道多功能切割机的研制	梁君直	张 锋(97)
FloBoss™103 在天然气流量计量中的应用	郭晓明 朱瑞苗 刘成林	郑志武(99)
聚丙烯酰胺相对分子质量及分布的测定方法	张瑞泉 乔丽艳 叶 坚	高旭东(104)
GPS 线路测量动态数据处理及静态联合作业方法	李相庭	刘新枝(109)
大口径天然气管道内涂层涂敷作业线的研制	焦如义 张 瑛 杜宝银 刘全利	韩利华(115)
热煨弯管环氧粉末外防腐作业线的研制	焦如义 刘全利 彭忍社	张 瑛(120)
G10 管道高强度涂料的研制	白树彬	李建忠(124)
天然气管道内涂层减阻技术的应用研究	刘广文 钱成文	于树青(129)
注蒸汽管道高效长寿命保温技术	郑其俊	王 伟(140)
钢储油罐新型防腐涂料产品的开发	王德锋	李建忠(145)
新疆石西油田集输系统结垢腐蚀调查与防护技术	杨旭明 文中新	赵 波(152)

宝浪油田腐蚀因素和防护技术研究 罗立新 张献波 牛耀玉 李文革(163)

天然气三甘醇脱水橇装装置 冯凯生 刘荣鑫 常益民(170)

两种新型高效加热炉的研制 孙占华 孟 岚 韦振光 王立功 景 深(179)

滩海固定平台 35kV 开关柜及变压器的研制 杨黎鹏(184)

中国石油 ERP 总体设计方案研究 王 华(189)

胜利油田聚丙烯酰胺工业化开发工程设计 邹 伟(195)

永安油田油气集输工程设计 李新如 尹家双(202)

沙埕油田地面工程建设设计 尹家双 李新如(206)

胜利油田滨五污水处理站改造工程设计 王振玉 刘德绪 牛 军(210)

场地滑坡研究及治理技术 任兴文 陈鸿斌 曹 力 卢朝辉 徐 捷(214)

《油气地面工程科技成果专辑》编委会召开第 17 次工作会议

2003 年 10 月 27 日至 11 月 2 日,《油气地面工程科技成果专辑》编辑委员会(以下简称编委会)在广西北海市召开了第 17 次工作会议。编委会常务副主任胡通年主持会议。会议审定了编入 2003 年度“成果专辑”的 43 个项目的 43 篇论文;讨论并通过了“油气地面工程科技成果专辑编辑委员会工作条例”;邀请了石油天然气管道科学研究院、管道公司、中油辽河工程有限公司,以及日本千代田化工建设株式会在会上介绍了所取得的重要科研、工程建设成果,所能承揽的科研、工程建设等业务范围;进行了这次会议与下次会议承办单位的交接。最后,编委会主任贾金会就进一步办好“成果专辑”、努力做好编委会工作及编委会的发展方向等问题,作了讲话。

这次会议,在承办单位中国石油规化总院领导王凤元、葛雁冰的精心组织安排和会务人员杨华珍、谢华等的积极工作和热情服务下,取得圆满成功。

库鄯线混输新星稠油工艺研究

李立 王晓梅

(中国石油管道公司科技中心)

内容提要: 分析了库鄯线的管输能力、运营现状及塔里木和新星原油的物性,在大量室内研究基础上提出:在新星油、塔里木油的混合比例不大于 3:7,混合油密度小于 0.880g/cm^3 的条件下混输,能够保证库鄯线安全、平稳的运行,并经过了现场试验验证。文章还给出了库鄯线全年混输新星稠油的工艺运行方案。本项目在现场试验中创经济效益 347.5×10^4 元。若本文介绍的研究成果投入实际应用,可创纯经济效益 1.2915×10^8 元/a。库鄯线新星原油输送技术研究及经济评价项目于 2002 年通过了中国石油天然气股份公司组织的验收,2002 年获中国石油管道公司技术创新二等奖。

主题词: 稠油 输送 混合 工艺 配比 塔里木 鄯善

1999 年新星石油公司在新疆塔河附近发现一个储量 $(5 \sim 7) \times 10^8\text{t}$ 的整装油田,其产能建设预计在 2000 年可达 200 多万吨,2004 年可达 400 多万吨。当时采用汽车和火车外运原油。如果新星原油经库鄯线外输,对中国石油天然气股份有限公司来说,不仅能增加运营收入,而且可使处于低输量运行状态的库鄯线和轮库线在最佳工艺条件下输油,获得最大经济效益。对于新星石油公司来讲,不仅可节约大量运费,而且当产量有较大增长后不需要建造更多的储存油罐,减少大量固定投资。显然,新星原油经库鄯线的输送方案是一个最佳的原油外输方案,也是股份公司与新星公司的双赢方案。

库鄯输油管道是一条常温输送管线,输送低粘的塔里木原油。塔里木原油 5°C 时粘度只有 $28.63\text{mPa} \cdot \text{s}$,而新星油以稠油为主,稠油比例占 80% 以上。经测试新星稠油 5°C 时粘度高达 $110400\text{mPa} \cdot \text{s}$,是塔里木原油的 3700 倍,因此需进行大量试验研究,确定新星、塔里木混合油物性与配比规律,确定不同季节常温输送混合油中新星稠油的最大掺入比。同时,研究库鄯线减压阀对新星、塔里木混合油流变性的影响;加入新星稠油后库鄯线大落差地段工艺条件的控制及结蜡规律;评价加入新星稠油后对塔里木原油炼制方面的影响;制定库鄯线全年常温输送新星、塔里木混合油的工艺方案。

1. 库鄯输油管道概况

库鄯输油管道总长 476km,管径为 610mm,壁厚为 7.1 ~ 11.1mm,材质为 API-X65(其中 X60 占 40km)。管道沿线海拔最高点 1560.2m,最低点 -99.3m,最大落差约 1660m。管道采用 FPE 三层复合防腐涂层(其中 FBE 涂层占 60km)与阴极保护相结合的防腐办法。还采用常温密闭输送工艺及 SCADA(监控与数据采集)系统等先进技术。设计输量 $(500 \sim 1000) \times 10^4\text{t/a}$,一期工程建成输量 $500 \times 10^4\text{t/a}$ 。全线设有库尔勒首站、马兰中间站(一期工程只设收、

发球系统)、觉罗塔格减压站、鄯善末站(与外运油库合建)共4座站场。首站出站最高设计压力为8.0MPa。

2. 新星稠油、塔里木原油及两者混合油物性

新星稠油、塔里木原油的物性见表1。

表1 原油的基本物性

项 目	密 度 (g/cm ³)	凝 点 (℃)	含蜡量 (%)	胶沥含量 (%)	粘 度(mPa·s)						
					5℃	10℃	15℃	20℃	25℃	30℃	40℃
新星稠油	0.9613	-12	1.52	19.2	110400	47510	26060	11860	6908	4160	1655
塔里木原油	0.8485	-9	7.77	7.09	28.63	24.97	19.65	14.02		7.68	5.04

不同配比的新星、塔里木混合油密度、凝点、粘温关系见表2,不同配比的新星、塔里木混合油粘温曲线见图1。

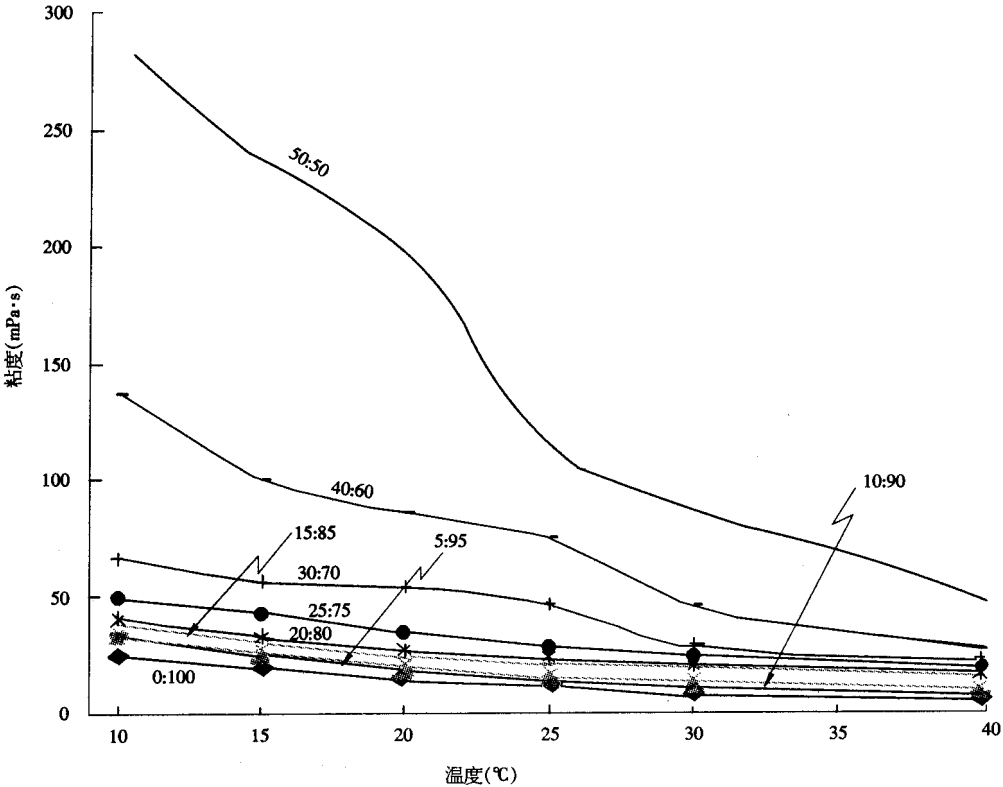


图1 不同配比的新星、塔里木混合油的粘温曲线

3. 库鄯线混输新星稠油现场试验

3.1 预试验

为了保证现场试验的成功,于2001年5月15日进行了6h的预试验。本次现场试验采用

的原油混合比例控制方法,即轮库线来油直接进给油泵,新星原油罐旁接,通过控制主泵转速来调节新星油与塔里木原油的混合比例,事实证明此法可行。混油段顺利通过首站给油泵、主泵、中间站、减压站减压阀,于2001年5月23日到达末站。在试验过程中,分别在首站、中间站、减压站和末站对混油段原油的物性、流变性进行了跟踪测试,测试结果表明,管线中2种原油混合基本均匀,并且利用调节给油泵和主泵的转速,控制了管中混合油的比例。

表2 不同配比的新星、塔里木混合油密度、凝点、粘温关系

比例* (%)	凝点 (℃)	标准密度 (g/cm³)	混合油粘度 (mPa·s)					
			10℃	15℃	20℃	25℃	30℃	40℃
0	-9	848.5	24.97	19.65	14.02	11.3	7.68	5.04
5	-22	852.7	34.09	23.46	17.49	13.67	10.72	8.27
10	-24	858.3	32.3	26.43	20.15	16.45	12.66	10.32
15	-28	863	36.45	28.51	24.29	20.97	18.97	13.95
20	-32	868.4	40.38	32.74	26.98	23.93	21.2	17.58
25	-35	873.2	49.21	42.21	34.34	28.65	24.56	20.12
30	-38	880	66.28	56.15	54.33	46.93	30.12	23.56
40	-40	884.9	137	100.1	86.12	75.57	46.66	27.72
50	-24	889.7	282.9	236.2	196.8	114.6	87.69	48.25
100	-12	961.3	47510	26060	11860	6908	4160	1655

* 代表新星原油占混合油的比例。

3.2 正式试验

经过前期准备工作和预试验,混合油比例定为25:75(新星:塔里木)。2001年5月23日12:00正式开始试验,2001年5月30日混油头顺利通过减压站,2001年6月3日混油头到达末站。期间于2001年6月1日0:00停输10h,14:00停

表3 新星、塔里木混合原油物性测试数据

取样时间 (月·日·时)	取样地点	标准密度 (g/cm³)	凝点 (℃)	粘度(mPa·s)	
				15℃	20℃
5.23~6.1	首站主泵后	0.8745	-12	38.39	26.83
5.18.10:50~13:50	中间站	0.8726	-22	32.69	26.48
5.23.11:20~15:20	减压站阀前	0.8747	-18	32.17	26.62
5.23.11:20~15:20	减压站阀后	0.8747	-21	32.55	26.52
5.23.24.22:50~4:20	末站取样口	0.8743	-22	32.18	26.12

输24h后再启动,2001年6月4日物性跟踪测试结束。2001年6月13日19:00混输油尾到达末站。在试验过程中,进行了混合油物性及流变性跟踪测试、停输再启动、大落差试验、减压站减压阀流通量测试、混合油分层测试以及运行参数的采集。在库鄯首站、中间站、减压站和末站,共取混合油样105个,其物性、流变性的测试数据见表3。

4. 全年混输新星稠油工艺运行方案

根据室内和现场试验结果,制定了库鄯线全年混输新星稠油的工艺运行方案。配比为25:75(新星稠油:塔里木原油)的混合油在不同季节的输送工艺方案见表4。

表4 混合油全年输送工艺方案

项 目	首 站	马兰站	高 点	减压站	低 点	末 站
进/出站温度(℃)	/27.60	21.2/21.2	21.0/21.0	21.0/21.20	22.0/22.0	22.2
进/出站压力(MPa)	/7.85	3.48/3.48	0.05/0.05	5.93/1.72	9.11/9.11	0.4/
进/出站温度(℃)	/21.50	15.0/15.0	13.2/13.2	13.0/15.10	15.0/15.0	15.3/
进/出站压力(MPa)	/7.96	3.54/3.54	0.05/0.05	5.88/1.81	9.16/9.16	0.4/
进/出站温度(℃)	16.7/	10.2/10.2	9.3/9.3	9.2/11.00	9.8/9.8	10.1/
进/出站压力(MPa)	/8.00	3.58/3.58	0.05/0.05	5.86/1.85	9.20/9.20	0.4/

全年输送混合油 $500 \times 10^4 \text{t}$ 注:春、夏、秋、冬四季的输量均为 14286t/d 。

5. 经济效益分析及预测

5.1 经济效益分析

现场试验增输了 $3.5 \times 10^4 \text{t}$ 新星原油,管输费按 $0.2 \text{元}/(\text{t} \cdot \text{km})$ 计算,加上原油化验费和储存费,总共增加管输收入 $360.5 \times 10^4 \text{元}$ 。但是由于混合油粘度是塔里木原油的 2 倍,密度也由原来的 $0.8485 \text{g}/\text{cm}^3$ 增加到 $0.8745 \text{g}/\text{cm}^3$,由此增加了输油主泵和大罐搅拌器的电耗。增加的管输费减去电和燃油 2 项增加的费用,既得现场试验的纯效益 $347.5 \times 10^4 \text{元}$ 。

5.2 经济效益预测

库鄯线设计输量为 $500 \times 10^4 \text{t/a}$,而现在只有 $370 \times 10^4 \text{t/a}$,处于低输量状态。根据工艺计算,在不增加任何设备的条件下,有能力增输新星原油 $130 \times 10^4 \text{t/a}$,这样管输费将增加 $1.339 \times 10^8 \text{元}$,减去增加的燃油和电耗费用 $0.0475 \times 10^8 \text{元}$,纯经济效益可达 $1.2915 \times 10^8 \text{元/a}$ 。

根据新星公司的发展,原油产量增加很快。2002 年为 $327 \times 10^4 \text{t}$,2005 年将达到 $604 \times 10^4 \text{t}$,到时可建设库鄯线二期工程,其设计输量将达到 $1000 \times 10^4 \text{t/a}$,经济效益更加可观。

6. 结 论

(1)塔里木原油同新星稠油经旁接管线掺合后,混合比较均匀。管流时间越长,混合越均匀。尽管混合油的物性受泵、阀和管流的剪切影响,但恢复性较好。

(2)测试结果表明,2 种原油混合后,其凝点低于新星稠油和塔里木油凝点,在常温输送过程中,不会造成凝管。停输 20h 后仍能正常启动。

(3)根据室内和现场试验,综合分析对比了运行参数。初步认为:混合比不大于 3:7(新星稠油:塔里木油),混合油的密度小于 $0.880 \text{g}/\text{cm}^3$,能保证库鄯线的安全、平稳运行。

(4)现场试验检验了库鄯线减压阀的流通能力。混合油在通过减压阀时,没有发现减压阀堵塞现象。这说明密度和粘度较大的新星、塔里木混合油能顺利通过减压阀。

(5)经过对比分析,室内实验与现场试验结果基本一致。

(6)现场试验输送新星原油 $3.5 \times 10^4 \text{t}$,增加纯收入 $347.5 \times 10^4 \text{元}$ 。该成果一旦应用于生产,必将产生非常可观的经济效益。

吐哈西部葡北油田气水交替 混相驱油地面工艺

王全占 范春焱 李悦然 张薇娜

(中国石油集团工程设计公司华北分公司)

内容提要:吐哈西部葡北油田是我国首次进行气水交替混相驱开发试验的油田。该试验工程被列为国家“九五”重点攻关课题。为满足混相驱的特殊要求,地面工程采用了15项新工艺、新设备、新技术、新材料,解决了多项技术难题,采收率达到66.32%。它的成功将成为我国石油工业提高原油采收率的重要尝试,其地面工程也将成为这一领域的一个典型。该项目于2001年获中国石油天然气集团公司优秀工程设计三等奖。

主题词:气水交替 葡北油田 混相驱 地面工艺 注气 注水 设备 材料

吐哈西部葡北油田于1997年正式投入开发。根据北京石油勘探开发科学研究院和吐哈石油勘探开发指挥部共同完成的“葡北油田勘探开发方案设计”确定的开发方案,葡北油田在国内首次采用气水交替混相驱的开发方式,采收率达到66.32%。同时,经集团公司批准正式立项为国家“九五”重点攻关课题。

1. 混相驱开发对地面工艺的要求

为了满足混相驱开发工艺需要,要求地面工艺做到:最小混相驱注入气组成 $C_1 + N_2 \leq 80.09\%$, $C_2 + C_3 \geq 8.23\%$, $C_4 \geq 1.68\%$,富化度大于216K;注入气与地层原油混相的最小压力为33MPa;注水井口压力为20MPa;单井最大注气量为 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,单井最大注水量为 $150 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

根据上述要求,地面工艺首先对注入气进行了筛选。利用葡北油田自产伴生气的组成,筛选适宜的地面油气温度和分离压力,使之满足最小混相注入气组成的要求。经过方案初选,油气分离压力为20MPa,温度为35℃时,经增压后注入地层的伴生气组成: $C_1 + N_2 = 78.36\% < 80.09\%$, $C_2 + C_3 = 17.38\% > 8.23\%$, $C_4 = 5.26\% > 1.68\%$,富化度 $228 \text{ K} > 216 \text{ K}$,满足最小混相注入气组成要求,故此确定将葡北油田原油在20MPa,35℃条件下分离出的伴生气,作为注气气源。结合其他地质开发方面的要求,进一步确定了所需装置设备的其他设计参数。

注气规模 $36 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (0℃, 101.325kPa); 注气压力 35MPa (井口 30MPa, 井底 37MPa);

注水压力 25MPa (井口 20MPa, 井底 50MPa);

单井最大注气量 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (0°C , 101.325kPa); 单井最大注水量 $150\text{m}^3/\text{d}$ 。

2. 注气(水)工艺流程

2.1 注气流程

油水两相分离器来的伴生气经计量进注气压缩机入口分离器,分出的气相经注气压缩机增压后最大压力为 35MPa(A) ,温度为 132°C ,进配气配水间,在配气配水间通过配气阀组实现气量调配、计量,气水切换及对主要工艺参数的检测,再经 $\phi 83\text{mm} \times 15\text{mm}$ 的单井管线分别输至 7 口注入井,在注气(水)井口与采气树有安全阀一翼的油管相连,实现油管注气(水)。注气和注水共用一套注入管网,一套计量孔板。

由注气压缩机的两个级间分离器分出的液相返回注气压缩机入口分离器,入口分离器的液相经过滤器过滤后进高压柱塞泵,增压到 35MPa(A) 左右,注入压缩机出口汇管,和高压天然气一起分配到各注入井口。此外,为保证注入气的富化度,高压柱塞泵的入口还留有液化气快速接头,在富化度低时补充适量液化石油气,以确保注入气组分满足开发要求。

在注气汇管设有温度、压力检测远传,并有取样口,可以随时取样分析化验,以监测混相驱的实施情况。

2.2 气水交替流程

第一年 2 口井注气,5 口井注水,每年切换一次,11 年后全部改为注水。

气水切换:由注气切换为注水时,采用水泥车临时高压注水,待油管中的天然气被水驱替完成后,再改为正常压力注水,并将注气管线用盲板切断。

水气切换:先向单井管线中注入少量甲醇,而后切换成注气,并将注水管线切断。

2.3 注甲醇流程

注甲醇与注液化石油气共用两台高压柱塞泵。甲醇从泵出口经单流阀在配气(水)间分别注入各单井管线。此外,在泵进口处接一马牙扣接头,泵出口引一条管线到甲醇罐液相出口,利用高压柱塞泵向甲醇罐补充甲醇。这套装置仅用于气水切换时临时解冻,不作为正常生产流程。

3. 主要工艺设备选型及参数

(1) 注气压缩机(国外引进,电机驱动)2 台,其一级进口压力为 2.0MPa ,进口温度为 35°C ;三级出口压力为 35MPa ,出口温度为 132°C ;排量为 $18 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (0°C , 101.325kPa);所配防爆电机功率为 925kW (10kV , 50Hz);

(2) 高压柱塞式计量泵(2J-T400/40B)2 台(一开一备),其排量为 400L/h ,出口压力为 40MPa ,防爆电机功率为 11kW (380V , 50Hz);

(3) 甲醇储罐 $\text{PN}0.6\text{MPa}$ 1 台;

(4) 放空分液罐 $\text{PN}0.6\text{MPa}$ 1 台;

(5) 事故放空火炬 $\text{DN}350\text{mm}$ 1 座, $H = 36\text{m}$ 。

4. 新工艺、新技术、新设备、新材料的选用

气水交替混相驱在我国油田开发中是首次采用,与其配套的地面工程设计也是一个全新课题,在整个装置的设计过程中,采用的新工艺、新技术、新设备、新材料有 15 项。

(1) 采用的新工艺、新技术: 注气注水共用一套注入管网, 共用一个配气(水)间; 注气注水共用一套计量孔板; 利用临时高压注水置换油管中的伴生气, 解决注气和注水的差压, 实现由注气到注水的切换; 采用临时注甲醇的方法解决由注水切换为注气时可能出现的水化物冻堵问题; 利用注气压缩机三级出口伴生气的较高温度解决单井注气(水)管线中湿气的冻堵问题; 在甲醇注入装置的高压柱塞泵进口预留接口, 可注入液化石油气富化注入气以利混相, 也可注入示踪原子来监视混相驱实施情况; 大型往复式压缩机的振动问题得到了妥善解决。采用环氧树脂水泥砂浆固定压缩机底座解决其机械振动; 采用适当放大压缩机出口配管管径来缓冲高压气介质的脉冲振动; 利用 CAESERII 软件对整个管系进行应力分析计算; 通过管道的柔性设计解决了压缩机出口管线的热膨胀问题; 采用北美地区通用的功能强大的 HYSYS 计算软件, 对注入气组成进行模拟计算。

(2) 选用的新设备、新材料: 首次采用大功率电动往复式压缩机; 首次采用出口压力为 40MPa 的高压柱塞泵用于注气; 在温度较高的埋地管路上使用了耐高温的防腐胶带; 采用了 PN42MPa 的法兰连接双闸板平板闸阀; 在注气(水)井口使用了可调压式自动紧急切断阀, 以防井喷; 整个高压系统均使用 20G 钢制作的耐高压无缝钢管。

5. 装置运行状况及达到的目标

葡北油田 $36 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 气水交替注入装置自 1998 年 9 月 1 日建成投产以来, 运行平稳。第一周期 7 口井全部投注, pb5-2、pb2-4 两口井注气, pb3-9、pb3-2、pb3-7、pb4-10、pb5-3 等 5 口井注水, 达到配注要求。1999 年 9 月按混相驱方案要求进行分批切换, pb3-7、pb3-2 井注水改注气, pb5-2 和 pb2-4 井注气改注水, 其他 3 口井仍然注水。至今该装置平稳运行, 注气压缩机、注水泵、配气配水间、单井注入管线、注气井口均经受了考验。

马惠宁输油管线节能技术研究

张冬敏 张立新

(中国石油管道公司科技中心)

内容提要: 室内及现场试验的研究结果表明,马惠宁线管输原油降低综合处理温度试验前、后的原油低温流动性基本相同,原油综合处理温度降低到 75℃ 的运行工艺是可行的。马惠宁管线采用 75℃ 综合处理温度运行工艺后,与 85℃ 综合处理运行工艺相比,油耗可降低 10.2%。提出并实现了年输量在 $180 \times 10^4 \sim 200 \times 10^4 \text{ t}$ 时,6~9 月采用不加热运行工艺,比原二、四、六运行方案(2 个月不加热输送)延长了 1.3 个月的不加热输送时间,节约燃料油 296.7t。在采用新的运行工艺条件所确定的管线技术改造方案和新的运行工艺方案后,节约技术改造设备投资 200 余万元。该项目于 2001 年通过中国石油管道公司科委组织的验收,2002 年获中国石油管道公司科技创新二等奖。

主题词: 原油 流变性 综合处理 温度 管线 技术改造 优化 运行方案

马惠宁管线节能技术研究是在已获得很好节能效果的热处理及综合处理输油工艺基础上,再次对该线做更深层次的、难度更大的节能技术研究。在管线增输技术改造方案及节能技术研究中,在室内和现场大量试验研究的基础上,提出并实现了工业管线应用降低管输原油综合处理温度到 75℃ 的运行工艺和输量达到 $180 \times 10^4 \sim 200 \times 10^4 \text{ t/a}$ 条件下,全线采用 3.3 个月不加热输送运行工艺,从而使马惠宁管线的输油工艺技术得到了充分的扩展和创新,同时在管线增输技术改造和生产运行等方面取得了明显的经济效益。

1. 管线情况及原油物性

马惠宁线为非保温管线,分为马惠段和惠宁段。马惠段管径 $\phi 325\text{mm} \times 7\text{mm}$,全长 164km,混输二厂、三厂原油(以下称靖马油);惠宁段管径 $\phi 377\text{mm} \times 7\text{mm}$,全长 106km,混输二厂、靖马、红井子原油。马惠宁管线投产后,全线进行了低输量改造。改造后的管线最大输量为 $160 \times 10^4 \text{ t/a}$ 。全线除曲子首站和石空末站外,中间设 3 座热泵站,6 座加热站(见表 1)。

表 1 马惠宁线管输原油物性及流变参数

来油地点	密度 (g/cm^3)	凝点 ($^{\circ}\text{C}$)	含蜡量 (%)	胶质沥青质 (%)	析蜡点 ($^{\circ}\text{C}$)	反常点 ($^{\circ}\text{C}$)	25℃粘度 ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	5℃屈服值 (Pa)
二厂	0.8541	17.0	14.38	4.73	35.0	22.0	23.0	3.85
靖马	0.8521	17.5	17.85	6.16	35.3	22.0	24.1	5.59
红井子	0.8490	8.0	19.10	5.50	38.0	20.0	18.8	11.11

2. 75℃综合处理输油工艺研究

“马惠宁线超低输量输送工艺研究”课题在 1993 年曾对降低综合处理温度进行了单一因素的、短时间的现场试验考察。试验后,在马惠宁管线运行中并未应用。此次降低综合处理温度现场试验与“马惠宁线超低输量输送工艺研究”试验的不同点在于:

(1) 马惠宁线所输原油发生了变化。马惠线原来单输二厂原油,现为混输二厂与靖马原油,靖马来油物性及流变性变化幅度较大。

(2) 根据原油物性的变化,调整了降凝剂配方,提高了原油在析蜡高峰区间的抗剪切性和低温流变性。

(3) 降凝剂的加剂量大幅度降低。此次现场试验的加入量为 12.5 ~ 25g/t。

(4) 超低输量试验期间的运行工况与此次有所不同。前者为 1 台加热炉 2 台泵,原油在析蜡高峰区间未经输油泵的高速剪切,后者为 2 台加热炉 4 台泵,原油在析蜡高峰区间恰好在洪德至山城站间,在此温度段,原油经过 2 次泵的高速剪切。

(5) 此次试验综合考察了管线各种因素对降低综合处理的影响。

2.1 75℃综合处理室内和现场试验条件

75℃综合处理室内实验条件为:添加 GY-2 降凝剂 25g/t。依据 1999 年冬季现场运行参数,以各站段的实际温降梯度进行室内模拟降温。

75℃综合处理现场试验条件为:曲子首站添加 GY-2 降凝剂 12.5 ~ 25g/t。

现场试验以流量划分为 3 个阶段:

(1) 大排量 260 ~ 300m³/h。曲子、惠安堡 2 站 75℃综合处理,曲子、洪德、山城、惠安堡 4 站各启运 1 台 KDY280 输油泵;(2) 中排量 230 ~ 240m³/h。曲子、惠安堡 2 站 75℃综合处理,曲子、洪德、山城、惠安堡 4 站各启运 1 台 KDY280 输油泵;(3) 小排量 140 ~ 180m³/h。曲子、惠安堡 2 站 75℃综合处理,曲子、山城 2 站各启运 1 台 DY155 输油泵,洪德、惠安堡 2 站为压力越站。

2.2 室内及现场试验结果

75℃综合处理室内实验和现场试验前(85℃综合处理)、后(75℃综合处理)的流变参数见表 2。现场试验前、后管输流量 300m³/h,管线热力、水力分布见图 1、图 2。

由表 2 可知,马惠宁线现场 85℃与 75℃综合处理效果相比,各站在 10℃、20s⁻¹下测试的表观粘度值,相差最大值在 20mPa·s 以内,凝点相差 1℃。可以认为

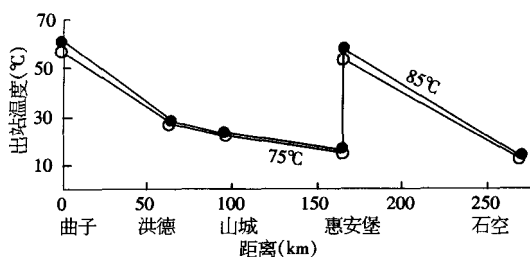


图 1 马惠宁线现场试验沿线热力分布
曲子、惠安堡原油出站温度为出换热器温度

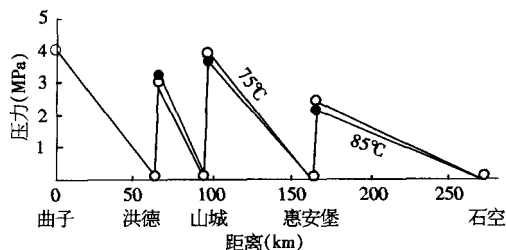


图 2 马惠宁线现场试验沿线水力分布

85℃与75℃综合处理的原油低温流变效果基本相当。由图1、图2也可看出,在管输量大致相同的条件下(300m³/h),85℃与75℃综合处理沿线的2条热力分布曲线基本重合,同时沿线2条水力分布曲线也基本重合,这充分说明在降低综合处理温度前、后,原油流变特性及运行工况基本相同。这说明马惠宁管线降低综合处理温度到75℃是可行的。室内原油流变性实验结果比现场试验结果偏大,室内预测的运行参数值偏保守。

表2 室内预测值与现场试验前、后数据对比

站名		处理温度 (℃)	流量 (m ³ /h)	测试温度 (℃)	粘度 20s ⁻¹ (mPa·s)	凝点 (℃)
曲子	室内	75	150	10	143.0*	8.0
	现场	75	141~300		20.0~45.0	-3.5~1.0
		85	160~300		21.0~45.0	-3.5~1.0
洪德	室内	75	150	10~20	143.0~21.8	8.0~
	现场	75	141~300	10~20	110.0~10.3	-3.0~15.0
		85	160~300	10~15	91.0~85.0	-2.0~8.0
山城	室内	75	150	10~15	143.0~70.1	8.0~9.5
	现场	75	141~300	10~19	80.0~22.0	2.0~6.0
		85	160~300	10~15	91.0~44.0	3.0~6.0
惠安堡	室内	75	150			
	现场出站样	75	141~300	10	22.2~45.0	-3.0~0.0
		85	160~300	10	24.0~45.0	-3.0~1.0
	现场进站样	75	141~300	15~16	50~68	9.0~13.0
		85	160~300	15~16	47~80	8.0~11.0
石空	室内	75	150	10	143.0	8.0
	现场	75	141~300	10~15	190.0~80.0	6.0~11.0
		85	160~300	10~13	180.0~80.0	6.0~11.0

* 为室内慢速降温结果,现场曲子站粘度测试为快速降温结果。

2.3 结果分析与讨论

2.3.1 管输来油物性对75℃综合处理的影响

马惠线管输商业原油是由长庆油田采油二厂和靖马油组成的混合原油。2种原油中以靖马油组成最为复杂。靖马油是由靖安、吴旗、白豹、华池4个区块的原油组成。这4个区块的原油物性差别较大,并且每个区块原油的掺含量不是一个确定值。针对管输来油物性变化较大的特点,在现场试验期间对管线外输掺靖马油进行了统计,在大排量下掺靖马油量2660~3000m³/d,在小排量下掺靖马油量2369~2900m³/d,占管输原油外输量的41.7%~65.8%。与此同时,对靖马来油的流变性进行了监测。在测试温度10℃,剪切速率18s⁻¹下,靖马油的表观粘度在87~656mPa·s之间。由于二厂来油物性较稳定,管输原油流变性随靖马油的变化而发生相应的变化,同时这种变化还要受靖马与二厂来油的掺输比的影响。为保证降低综合处理温度后管线的安全、正常运行,应尽量使靖马、二厂来油分罐储存,并控制好2种来油的

掺输比例。对于管线外输原油,靖马:二厂原油不宜超过 1:1。

惠宁线管输原油由马惠线来油和红井子原油组成。在通常运行情况下,红井子原油在惠宁线外输油中的掺输比例不大于 15% (低于 40m³/h) 时,对惠宁线外输原油流变性及管线运行基本没有影响。

2.3.2 管输流量变化对 75℃ 综合处理的影响

管输原油流量的变化对沿线原油温度和沿线管道土壤温度场有较大的影响,因而导致原油流变性发生变化。根据实际生产需要,在 75℃ 综合处理现场试验期间,流量切换频率和变化幅度较大,平均 2~10d 切换一次流量,流量变化幅度从 150~300m³/h。沿线各站对原油流变性监测结果见表 3。

表 3 75℃ 综合处理管输流量切换对各站原油流变性的影响

站 名	流 量 (m ³ /h)	进站压力 (MPa)	取样温度 (℃)	测试温度 (℃)	表观粘度 18s ⁻¹ (mPa·s)	凝 点 (℃)
曲 子	303		43	10	21~23	-3~0
	155		42			
	288		42			
洪 德	303	0.06~0.07	27	10	17.5	-1
	155	1.95~2.05	22	15	431.5	
	288	0.06~0.07	24	10	20.7	-3
山 城	303	0.06~0.07	20	10	25.4	3
	155	0.06~0.07	18	10	29.0	4
	288	0.06~0.07	19	10	34.8	-2
惠安堡	303	0	16	10	445.2	10
	155	1.00~1.20	13	10	488.9	
	288	0	15	15	80.3	13

试验表明,除洪德站由大排量切换到小排量时,由于该站为压力越站,恰好原油进站温度在析蜡高峰区间,带压取样对原油低温流变性的测试影响较大以外,其他各站在流量切换时,原油流变参数变化不大。从管线实际运行工况可看出,在小排量试验期间,洪德—山城站间的运行压力是正常的,管线运行平稳。洪德站带压取样的原油流变测试结果,未能反映管线内原油的真实流变特性。

2.3.3 75℃ 综合处理运行条件下对管线停输再启动的影响

在降低综合处理温度现场试验期间,因打孔盗油,管线停输 4 次。每次停输 3~6h,累计停输 12h。由于短时间内管线停输较频繁,因此在同一管段中掺杂多种条件下的原油流变性,致使管线中的原油流变性较为复杂。在试验期间,对管线停输再启动前、后的原油流变参数,进行了测试与分析(表 4)。