

海上油气长线混输方法评述

郑之初 赖英旭

(中国科学院力学研究所,北京 100080)

摘要 随着国民经济发展和陆上油田的急需补充,海上油气开发日益受到关注,发展趋势从近海大陆架走向深海开发,因此海上油气产出后的输送方法成为重要的关键技术。陆上油田的分相输送安全可靠,增压和计量技术简单、精确,然而由于海底管线建造费用昂贵和高效分离器的限制,分相输送的方法不十分理想。混相输送是国内外工程技术界盼望实施的技术途径之一,但油田中混相增压泵的效率受流态影响极大,混相计量技术精度和合适的仪器型式,这些都是必须解决的问题,然后才能实施油气混输。加上我国沿海地质和海洋环境的差异对不同油品的产出油,如:稠油、凝析油、含蜡、水化物生成等复杂情况,更使油气混输方法异彩纷呈,如添加剂、水环、加热保温等等。本文在对各种输送方法评论的基础上,提出一种蒸汽直接射入油气中升温降粘的输送方法,此法在陆上油田短距离输送中获得较好效果,这里试图对用于海上混输方案和可行性进行探讨。

关键词 混相输送,蒸汽引射,稠油

1 混输的必要性

石油作为一种战略资源,在我国的能源结构中占据着很大的比重。然而,我国陆上石油生产受探明储量制约,产量增长趋缓,从 1993 年起便由净出口转为净进口,随着国民经济的高速发展,油气自给能力日益下降,每年的缺口额达到 7000 万~8000 万吨,已成为进口大国。今后 5~10 年内,我国石油缺口额将会达到 1 亿~1.5 亿吨,每年为此付出外汇将达 200 亿~300 亿美元,它将影响我国国民经济的快速发展。因此依靠我国自己的科研技术进行海上油田的开发,已成为工业部门急需解决的重大技术问题。

在过去的 20 年里,我国沿海油气勘探不断有新的发现,正处于勘探的上升阶段,储量和产量迅速增长(见图 1 和图 2),海洋石油在我国油气生产中占据着越来越重要的位置。而且海上油田具有勘探成功率高、储层规模大、高孔、高渗、高采收率、单井产量高等优点。2000 年,我国渤海油田发现 20 亿吨的大储量油田群后,海洋石油发展形式有了新的飞跃。党中央、国务院及时调整我国石油发展战略,把重点放在海洋石油的发展上,明确要求 2005 年海洋石油产量达到 4000 万吨,渤海达到 2000 万吨。所以渤海油田的高效经济开发成为未来 5 年海洋石油发展的关键。另外,据国内外专家预测,我国海域油气资源潜在储量非常丰富,发展潜力很大^[1]。

随着生物驱油等提高采收率技术的日益完善,原油的输送就成为制约生产的瓶颈,因而对原油输送方法的研究成为当务之急。管道运输是能源运输的主要手段,在美欧等经济发达国家,原油和成品油大多采用管道输送。我国也在 1986 年发布的国家技术政策要点中着重指出“管道运输具有投资省,建设周期短,占地少,运量大的突出优点,要尽快发展成品油管道运输,积极进行陆上及海上油田原油管道输送技术开发。改进高凝固点、高粘度原油的输送技术,采用降粘降凝技术,大力降低能耗,争取在 1990 年达到世界 70 年代水平”^[2]。

根据国际发展趋势,海洋资源开发一定会遵循从海滩到大陆架,从大陆架到大陆坡,从大陆坡到深海递进的方式。我国东海、南海海洋石油的开发已经由大陆架走向大陆坡,下一个目标是由大陆坡走向深海。所以长线输送既是当前海洋石油所需的技术重点,又为深海开发提供了技术储备。

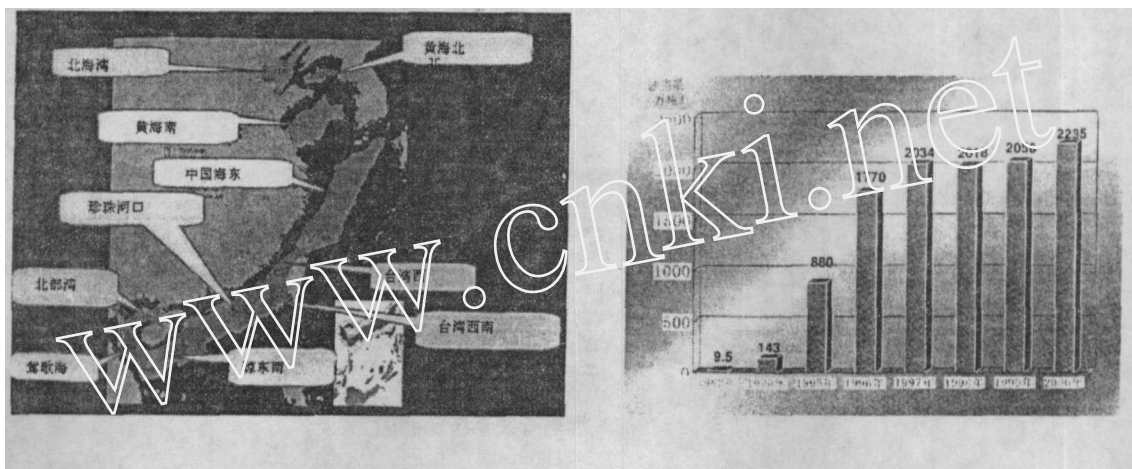


图 1 我国近海油田分布

图 2 油气产量增长状况

2 混输方法评述

从海底产出的石油通常是油、气(天然气或油田伴生气)、水以及其他杂质组成的多相流体。如果采用陆上油田的分相输送方法,需要研制适合海上平台使用的高效分离器,而海底管线建造费用也增加许多,所以混相输送是国内外工程技术界盼望实施的关键技术途径。但这种油气水混相流体混相输送(输送方案如图 3 所示),问题比较复杂,如管道内出现不同的流态,压降、阻力、流量随流态的变化而变化;混合液中的砂对多相泵和多相计量仪有很大的磨蚀和破坏作用,必须进行多相流除砂;混合液有时会形成气栓,对泵和分离器的性能影响很大,必须进行段塞的监控。

鉴于多相输送技术可观的经济效益和广阔的应用前景,发达国家对这项新技术的开发研制十分重视,早在 80 年代初,就采取以科研机构、石油公司、设备公司三方合作的方式,投入大量的人力、物力,从事与之有关的研究工作。大约 10 年前,法国石油研究总院 (IEP)、法国石

油公司(TOTAL)和挪威石油公司 STATOIL 三方合作,开始实施著名的“海神计划”,其研究内容涉及到油气多相混输泵、多相计量装置的开发研制、多相管流的动态模拟技术的研究、水下井口、水下动力供应问题以及深水遥测遥控技术等多个方面。巴西作为开发主战场,从1990年起开展了一系列关于深水开发的研究课题,PROCAP、PROCAP2000、PROCAP3000都有关于水下多相增压泵、计量和海底管线流动安全与保障方面的专题研究。目前国际上有很多关于多相混输的研究成果,但大部分都是针对轻油的。我国原油大部分粘度高、含蜡多,品质与国外的差别比较大,这些成果只能作为借鉴,难以直接应用,所以还必须针对我国的油品进行多相混输的研究^[1]。

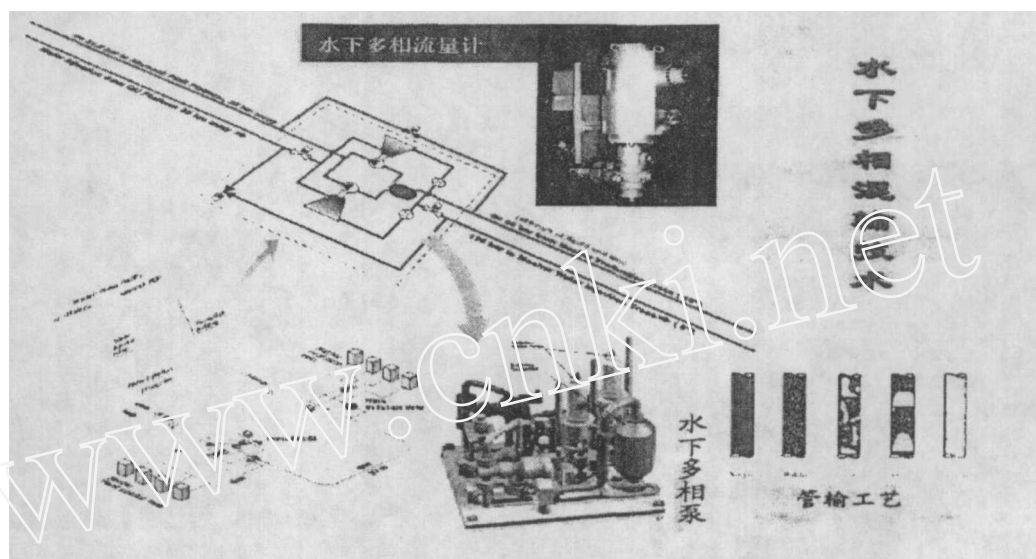


图3 海底油气混输管线系统示意图

目前稠油输送方法的研究基本上都集中在对原有管道输送工艺的改进,常用的输送方法有掺稀输送、水力输送、添加化学试剂输送和加热输送方法等^{[3][4]}。

2.1 稀释输送工艺

稀释输送工艺就是在高粘原油中加入石油产品、液化石油气和低粘原油等烃类稀释剂,便可以改善其流变特性。稀释剂的密度和粘度越小,它对稠油的降粘能力越强。此工艺已在国内外广泛应用,例如,美国库欣特到芝加哥的原油输送管道就采用了稀释方法,输送液中含70%原油,10%天然气汽油,9%柴油和渣油,6%丁烷和5%丙烷,输送效果显著。奥里诺科河[南美洲北部]外输稠油工程中,总计304km的输油管道也采用了稀释输送工艺^[5]。此工艺虽然操作简单,效果明显,但输送结束后需将稀释油从原油中分离。如果一个油田不同的油区既产重质高粘原油又产低粘原油,采用稀释输送工艺解决粘稠原油的外输是十分有利的,否则就需要专门铺设一条稀释油输送管道,影响了原油成本的降低。

2.2 水环输送工艺

它是上世纪发展起来的一种稠油输送技术。其减阻机理是:在管道中靠近管壁的高剪切区被低粘相液体所占据并形成液环,使高粘相液体在管心流动,不与管壁直接接触,从而达到

减阻的目的^[6]。委内瑞拉在长 1km、管径 203mm 的水环试验管道上进行了数年试验。在最佳条件下,水环工艺的输油效率是纯油输送的 $\mu_o/2\mu_w$ 倍,其中 μ_o 和 μ_w 分别是油与水的动力粘度。可见与纯油输送相比,水环输油工艺的输油效率增加了许多倍^[7]。到 80 年代后期,我国的工程技术人员针对大庆和下辽等油田也开展了这方面的研究和试验工作。液环输送中,最理想的流型是同心圆环的两相流动,然而在实际输送中因两相流密度不相等,从而造成核心油流上浮,形成偏心流。作为液体流动还存在着液流稳定性问题,虽然现在有学者提出用粘弹性液体代替水作为液环液体,以克服偏心现象,但到底能维持到多长的输送距离保证液环的存在,还有待于研究和试验的证实。在一定的输油量中,随着注入喷嘴的水量的变化,呈现出各种不同的流动型态,当增加水量时,核心油流可被冲成栓状,当加入水的流量过少时,管内水成为非连续相,所以需要寻找最佳注入水量。当遇到管线的弧变或变径的情况时,液环会被破坏。这些因素都是液环输送中的难题。

2.3 添加化学试剂输送工艺

此工艺是向原油中添加化学试剂以达到降凝、减阻的作用。原油是个复杂的化学体系,其组成千差万别,是石蜡基还是环烷基,以及胶质沥青质含量、石蜡含量、碳素分布情况等都不相同,所以需要添加的化学试剂也因油品不同而不同。根据添加化学试剂的种类此工艺又可分为添加降凝剂输送工艺和添加减阻剂输送工艺。

含蜡原油对降凝剂的选择性和注入量很敏感,现阶段与多种原油匹配的降凝剂尚不存在,必须单独对每一种原油研究减凝性影响并优选适用的降凝剂,或针对原油特性研制或复配相应的降凝剂^[8-10]。

2.4 加热输送工艺

温度对原油粘度的影响很大。温度升高,粘度降低;相反,粘度升高。反映粘度与温度的最可靠的数据是通过实验测得,由于油品的多样性,虽然进行了大量的实验研究,迄今没有得到比较理想的反应粘度与温度关系的数学公式。现在常用的公式是,对于大部分原油,粘度随温度升高指数衰减。基于这个原因,加热输送是迄今为止对高粘稠油最普遍的一种输送手段^[11]。按照加热方式可分为直接加热和间接加热两种方式。

此方法虽然行之有效,但在降低能耗方面仍存在一些问题。我国的输油管道绝大多数都是加热输送,每年要消耗几十万吨燃料油,占整个管输量的 0.5%^[12]。另外口径较小,输送量不大的热输管道需要设置较多的加热站,这给管理工作也带来了许多困难。因此,如何降低输油能耗,提高输油效率,越来越受到人们的重视。

3 蒸气降粘输送方法

本文提出的蒸气引射直接加热方法是将蒸气以无界射流的形式注入到稠油中,蒸气射流引射稠油并与其掺混,释放出的汽化潜热直接加热稠油。在辽河油田上进行了此工艺的现场实验,实验证明蒸气引射直接加热方法是加热稠油、提高输送效益的有效途径之一,为输送工艺的改进提供了可靠依据^[13]。

在国内外文献总结的基础上,我们设计了一种新型的无界引射器,图4是引射器示意图。引射器分内中外三层,最内层是输油管道,管壁上开有几个斜孔,孔内安装了喷嘴。蒸气通过入口进入到引射器的中间层(加热层),按输油管内流动参数选定入口压力保证蒸气由喷嘴以一定高速射入到输油管道。喷嘴的个数和倾斜角选定以达到两种介质在较短距离内均匀混合为原则,本文采用喷嘴倾斜角与流动方向成 45° 夹角,4个喷嘴沿管壁均匀分布,这样蒸气从上下左右4个方向与稠油混合,提高了加热效率。设计中将喷嘴分别安装在两个横截面上(相对的喷嘴在同一截面上),稠油与两股蒸气射流混合后再与另外两股射流混合,这种分段混合方式保证了蒸气与稠油的高效掺混。为防止引射器壁向外传热而影响蒸气的质量,设计了保温层(外层),蒸气从另一入口流入,在保温层的螺旋导流槽中流动。它与加热用的蒸气有相同的参数,起到很好的保温作用。由此可知,引射器的混合室与被引射流体通道直接相连且直径相同,引射流体通过沿混合室壁周向均匀分布的几个喷嘴进入混合室,蒸气通过喷嘴以无界射流方式直接射入稠油中。这种引射器在很大程度上防止了稠油堵塞管道,保证输送工艺的正常实现。

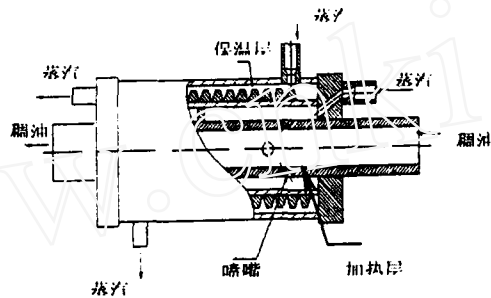


图4 无界引射器示意图

我们将加工好的蒸汽引射器安装在辽河油田特稠油井区的30m输油管线上进行性能测试实验,油井参数如表1所示。

在性能试验中,首先确定引射器的个数和在管道上的安装位置,这些是由管线的保温条件、蒸汽压力、原油初始温度等多种因素决定的。在距输油管线入口2m左右处安装了第一个引射器,用于考核引射器的加热性能;在距输油管出口的2m左右处安装了第二个蒸汽引射器,用于考核管线停输后再启动时清除油管中残油的能力和维持等温输送的能力,工艺流程和现场照片见图5。在每一个蒸汽引射器的蒸汽管道入口处都安装了稳压阀、逆止阀和开启阀。稳压阀的作用是调节和稳定喷嘴的入口压力,从而调节进入油管中的蒸气流量,逆止阀可以防止稠油和蒸气倒流。输油管和蒸汽管分别安装了压力和温度传感器,用来监控输送压降和油温的变化。在引射器的前后端分别安装了取样阀门,可以通过测量油样含水率来计算所用的蒸气量。

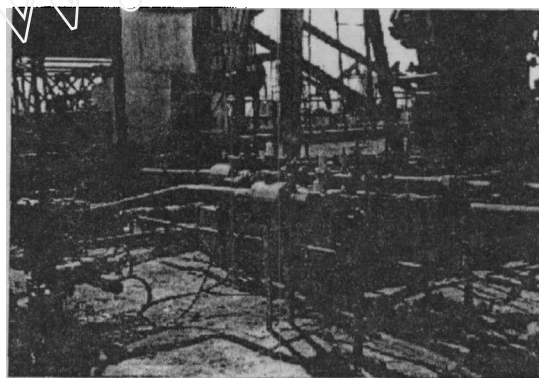
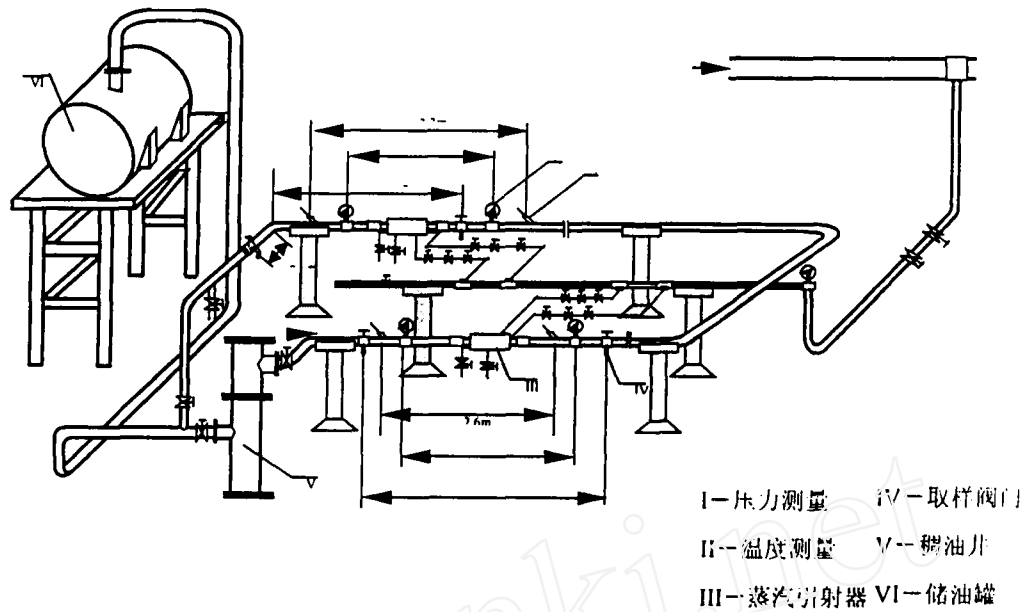


图5 蒸气加热输油系统现场调试图和照片

在引射器的性能试验取得成功以后,又将其安装在 300m 的输油管线上进行现场输油试验,图 6 和图 7 是我们进行现场试验时测得的温度和压降值。

表 1 试验井参数

项 目	主要指标
管内径	75mm
输油管长度	30m
输油压力	0.16MPa
输油温度	75°C
流量	21.6m ³ /d
含水率	19%

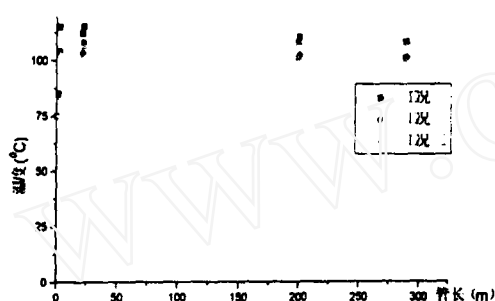


图 6 原油的温度变化测量值

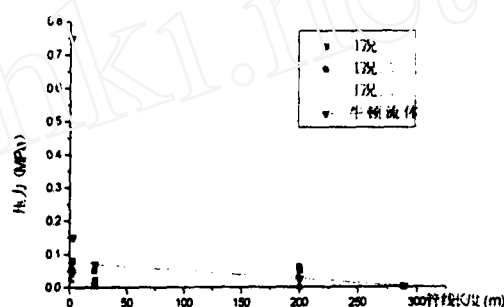


图 7 原油的压降测量值

从图 6 和图 7 中的数据可以看出,稠油经过第一个引射器后,温度迅速上升,说明蒸气通过引射器射到管中后,能在短距离内迅速与稠油混合并使油温升高,稠油的输送压降也随粘度升高而下降。

本文提出的蒸气引射直接加热方法热交换率高于列管式、螺旋式或板式换热器,输送中所需蒸气量少。此外,停输再启动时,用注入蒸气提高稠油温度可使管内残油流动,所以可替代清管球清除管内残油,简化了扫线工作。

4 海上混输方案的可行性分析

通过上述的陆上油田现场试验,蒸气引射加热输送方法有比较明显的输送效果,如果将其应用于海上油田的长线输送,与其他方法相比具有如下优点:

① 我国某些油田(如春晓油田群)的油井在长期开采后,产出液含水率很高,混输液在低温高压条件下容易生成水化物,从而堵塞管线。春晓油田计划对即将建设的油井采用对混合液先油水分离,然后再输送的方案(见图 8),此方法需要在平台上安装分离器。而蒸气加热方

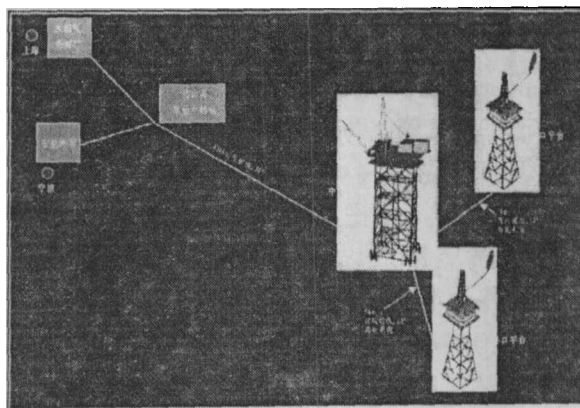


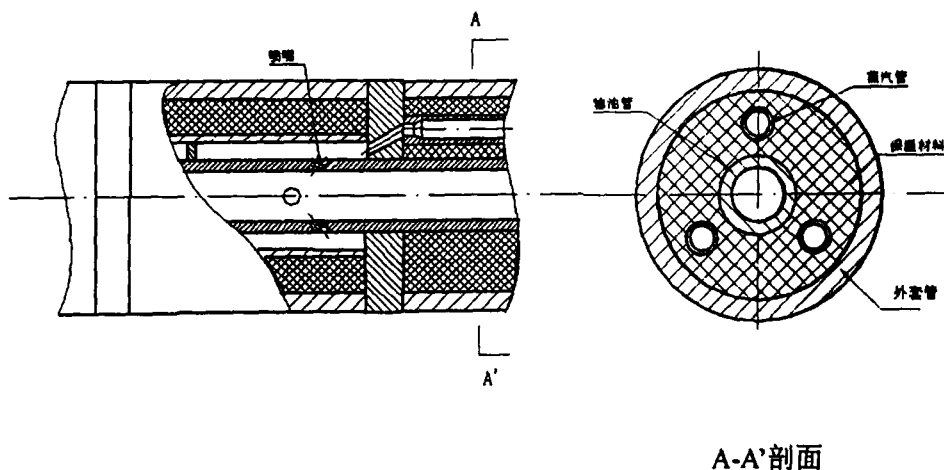
图8 春晓油田开发工程方案示意图

法是在高温情况下输送原油,从原理上避免了水化物的生成,比其他混输方法更具优越性。

② 稠油粘度降低后,输送压降也随之降低,因此可以减少增压站的数量。这对海上平台来说,将大大节省投资资金。

③ 它向稠油中仅注入适量蒸汽,蒸气冷凝后变成水,因此不改变油品品质,在输油终端进行油水分离即可得到原油。

④ 在深水区的密封问题令人关注,而本文引射器无转动部件,对工作区水深变化不敏感,同时,还可以减少如水下多相泵因振动造成管线泄漏等现象的发生,简化了水下生产系统的建设和安装要求。



A-A'剖面

图9 海底输油管线引射器安装示意图

蒸气加热输送工艺虽然在陆上油田的现场试验中取得了成功,但要将其应用到海上长线

输送,还需进一步改进和完善。首先,需要在陆上油田进行长线输送试验,以确定实现稠油等温输送所需的蒸气量及引射器的最佳安装位置。另外,还需对引射器的结构进行改进,以适应海上油田长线输送的需求。例如,去掉现有引射器的保温层,采用保温材料保温,这样不仅简化结构、减小引射器的体积,还可以降低对蒸气的需要量。

在海底管线铺设时,把将蒸气管线与输油管线用保温层连接在一起,这样既保证了蒸气管线的保温,又加强了对油管的保温效果。在保温层外再套装耐腐蚀钢管或其他新型材料管,防止海水侵蚀保温材料,管线的安装示意图见图9。

蒸气引射加热方法所需的蒸气量少,在油井到主平台距离内一般可控制在稠油流量的15%以下,所以可以在中心平台上安装一小型蒸气发生器,就可为卫星平台与井口平台之间、平台与岸上处理设施之间的海底混输管线提供蒸气。

本文提出的蒸气引射加热输送方法是为解决海上长线输送提供的一种新思路,研究工作和技术开发与现场实施、生产实际结合必定有一定距离,还需解决许多工艺问题以及相关领域或学科的问题。

参 考 文 献

- 1 中国科学院知识创新工程重大项目可行性研究报告. 中科院力学所, 2002. 1.
- 2 侯桐瑞. 贯彻管道运输技术政策提高管道运输综合能力. 油气储运, 18(7), 1999.
- 3 王鸿膺, 李自力, 冯叙初. 稠油乳化降粘输送试验研究. 中国海上油气(工程)1999, 11(2): 29~33.
- 4 曲梦扬等编著. 原油管道工程. 北京: 石油出版社, 1991.
- 5 Warren R. True, Orinoco projects choose dilution to move production, Oil & gas Journal, 1998, 96(42): 64~66.
- 6 马紫峰, 陈维恒. 液环输送渣油的试验研究. 油气储运, 1989, 8(4): 1~6.
- 7 刘天佑, 张秀杰. 粘稠油水环输送的参量选择. 石油学报, 1990, 11(4): 112~120.
- 8 张帆, 李旺, 邹晓波. 加降凝剂输油技术的现状及发展方向. 油气储运, 1999, 18(2): 22~25.
- 9 刘同春. 含蜡原油添加流动性改进剂的研究. 石油学报, 1992, 13(4): 121~125.
- 10 张帆, 李炯, 张衍礼. 原油长输管道应用降凝剂研究. 石油学报, 1992, 13(4): 126~135.
- 11 吴德兴. 超稠油集输的伴热技术与优化. 油气田地面工程, 2000, 19(2): 19~20.
- 12 李明, 陆品, 李兰. 提高原油管输效率的物理方法. 油气储运, 1999, 18(7).
- 13 赖英旭, 郑之初, 石在红, 吴应湘. 用于辽河油田的稠油管输新技术研究. 第七届全国海事技术研讨会文集, 2001, 407~412.