



中国石油大学（北京）学术专著系列

海洋油气混输管道 流动安全保障

宫 敬 王 玮 著



科学出版社

海洋油气混输管道流动 安全保障

宫 敬 王 玮 著

科 学 出 版 社

北 京

内 容 简 介

本书针对海底油气混输管道中可能出现的流动安全问题,在综述国内外学者的研究成果和进展的基础上,根据笔者团队多年来的实验和理论研究和工程技术应用现状,阐述了原油水乳化及复杂管流、油/气/水混输管道固相蜡沉积、天然气水合物形成及发展、海底油气混输管道立管系统严重段塞、凝析油气混输管道瞬变流动等流动安全保障的关键技术,并提出对未来该领域研究的展望和预测。

本书可供高等院校油气储运专业和石油工程专业本科生及研究生,以及从事海底石油管道和海上石油生产系统设计、运行及科学研究的人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

海洋油气混输管道流动安全保障/宫敬,王玮著. —北京:科学出版社, 2016. 02

ISBN 978-7-03-046657-0

I. ①海… II. ①宫… ②王… III. ①海上油气田-油气混输-管道流动-安全技术 IV. ①TE832

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2015)第 306619 号

责任编辑:万群霞 / 责任校对:杜伟利

责任印制:张 倩 / 封面设计:耕者设计工作室

科学出版社出版

北京东黄城根北街 16 号

邮政编码:100717

<http://www.sciencep.com>

北京通州皇家印刷厂印刷

科学出版社发行 各地新华书店经销

*

2016 年 2 月第 一 版 开本: 720×1000 1/16

2016 年 2 月第一次印刷 印张: 18 1/4 插页: 8

字数: 370 000

定价: 128.00 元

(如有印装质量问题,我社负责调换)

序

随着海洋油气田的开发向深水进军,油气混输管道的建设规模、长度和敷设深度正在显著增加。在深水区恶劣的自然环境中,不仅管网的结构设计、施工作业等方面有诸多难题,而且多相混输工艺、运行调控等涉及流动安全保障的技术也面临严峻的考验。如天然气水合物的形成和堵塞、油、气、水三相混输过程中油水乳状液的转相、管壁结蜡和立管内严重段塞流的形成、海底油气集输系统内工况的瞬息多变等,都会使海洋油气田的运行调度险情频发。国外石油业界从 20 世纪 80 年代就开始研究这些问题,但由于原油物性的特点,对结蜡和乳状液等关注较少。

中国石油大学的前身——北京石油学院从 20 世纪 60 年代初参加大庆油田开发时就开始研究油气混输工艺,曾在 1964 年全国科技大会上获得国家发明奖。在张英、王迪两位教授的领导下,建成了我国第一套气液混输工艺的模型试验管道。自 80 年代中以来,中国石油大学(北京)又相继建设了原油结蜡、油水乳状液转型、多相混输等多项实验装置。

20 世纪 90 年代中期,宫敬教授到中国石油大学(北京)参加研究工作,嗣后又挑起了多相流研究项目负责人的重担,承担了国家油气重大专项、国家自然科学基金项目中有关深水油气混输管线流动安全保障方面的研究。多年来,他们的团队综合应用基础理论、结合模型试验研究及现场测试,取得了可为工程设计提供技术支撑的创新成果,为下一步的工程应用奠定基础。

该书集成了他们多年的研究过程及成果,从管流介质的基础物性、多相管流的流型转变、瞬变过程,到流动安全保障的计算模型和控制方法,均做了系统的阐述。希望该书能为从事油气混输工艺设计及运行管理的工程技术人员提供借鉴和启示,也可以作为高等院校油气储运、石油工程专业学生的选修教材。

严大凡 教授

中国石油大学(北京)

前 言

近年来,随着老油田进入开发中后期和国际社会对能源需求的不断增长,各石油公司都增大了对滩海、海洋、沙漠、极地及深海等恶劣自然环境下石油资源的开发利用。海上油气田开发深度不断增加,海底管线的铺设深度和长度也不断增加。深水恶劣的自然环境不仅对深水浮式平台、水下生产系统、海上作业等提出了苛刻的要求,也使运行和工作在那里的连接各个卫星井、边际油田及中心处理系统之间的从几千米、几十千米乃至数百千米海底管线面临更为严峻的考验。来自油田现场的资料表明,由于多相流自身组成、海底地势起伏、运行操作等带来的一系列问题,如固相生成(水合物、析蜡)、段塞流等已经严重威胁生产的正常进行及海底生产系统和混输管线的安全运行,由此引起的险情频频发生。

对于海洋石油开发,国内外学术界和工业界从 20 世纪 80 年代就开始研究海洋油气混输管道的流动安全保障问题,进行了大量的基础研究、应用基础研究和实践。国家自然科学基金委员会、国家科技重大专项、863 计划、中国海洋石油总公司、中国石油天然气股份有限公司等均有立项开展相关研究。

笔者在油气混输管流领域的研究已积累近 15 年,出版本书意在整理这近 15 年的研究成果,包括海洋油气混输管道流动安全保障所涉及的油水两相管流、蜡沉积、水合物及严重段塞流等。本书内容皆来自笔者所承担的国家自然科学基金项目、“十一五”、“十二五”国家油气重大专项等项目,以及与国内外同行专家进行沟通和交流的思想,是国内外油气混输管流领域这些年的研究热点。本书部分成果还有待进一步完善后在未来深水油气混输管道设计和运行中发挥作用,还有一部分前瞻性创新成果将为本领域技术的进一步发展奠定基础和支持。

全书共 6 章。第 1 章对海洋油气混输管道流动安全保障所涉及的油水两相管流、蜡沉积、水合物及严重段塞流等问题进行概括说明;第 2 章阐述原油、水两相流动特性,包括乳状液特别是高黏原油/稠油水乳状液的性质;第 3 章为对深水海底混输管道蜡沉积问题开展研究所取得的成果进行详述;第 4 章对混输管道水合物流动安全保障相关的基础问题进行论述,并对抑制剂在防治混输管道水合物堵塞中的应用进行简要说明;第 5 章介绍严重段塞流产生的机理、主要特性及影响因素,并结合作者研究成果,重点阐述近年来新出现的自由站立式立管严重段塞流的研究进展;第 6 章以双流体模型作为基础,推导适用于多种流型工况的气、液两相

管流压力波速预测的统一模型,给出天然气-凝析液混输管道停输及再启动过程的数值模拟。

本书得到中国石油大学(北京)学术出版专著基金的资助;感谢国家科技重大专项“深水流动安全设计与流动管理技术”(编号:2011ZX05026-004-003)、“深水流动体系中水合物和蜡的沉积预测与控制技术”(编号 2008ZX05026-004-003),国家自然科学基金重点项目“深水环境下易凝高黏原油-天然气输送系统流动保障基础问题研究”(编号:51134006),优秀青年基金项目“油气储运”(编号:51422406),面上项目“深水油气混输管线水合物浆液形成理论与流动规律研究”(编号:51274218)、“稠油-气-水三相水平管流流动规律研究”(编号:50674097),国家自然科学基金青年基金项目“流动体系油包水乳状液微观特性对气体水合物生成传质传热影响机理研究”(编号:51306208)及霍英东教育基金会青年教师基金“油水复杂流动条件下石蜡固相沉积的实验与预测、预防、清除技术研究”(编号:142021)对海洋油气混输管道流动安全保障研究的支持和对笔者多年研究工作的大力支持。本书第2章由王玮执笔,第4章由史博会执笔,其余章节由宫敬执笔;研究生段继森、王鹏宇、王平、吕晓方、王智、全青、丁麟、杨居衡、陈洸、高歌、杨璐等参与了本书图表、数据的整理工作,在此向他们表示感谢。感谢于达教授对第1章提出的修改意见。感谢中国石油大学(北京)油气管道输送与流动安全保障小组的老师 and 研究生的支持与帮助。

限于学术水平,书中难免存在不妥之处,恳请读者批评指正。

宫敬教授

2015年8月于北京

目 录

序	
前言	
第 1 章 概述	1
1.1 海底管道中的多相流动	2
1.1.1 海底油气集输管道	2
1.1.2 海底输油管道和输气管道	4
1.2 海底管道中的原油水乳化及复杂流动	5
1.3 海底管道的结蜡和固相沉积问题	7
1.4 海底管道中水合物堵塞与流动安全	8
1.5 天然气-凝析油混输管道的瞬变流动	10
1.6 小结	12
参考文献	12
第 2 章 原油、水两相黏度及流动特性	13
2.1 乳状液黏度模型	13
2.1.1 乳状液黏度影响因素	13
2.1.2 乳状液黏度预测模型	17
2.1.3 有效介质理论	20
2.1.4 界面活性成分对乳状液表观黏度的影响	24
2.2 反相及其预测模型	25
2.2.1 反相影响因素	25
2.2.2 反相预测模型	28
2.3 油、水两相管流	33
2.3.1 油、水两相流动	33
2.3.2 流型转换准则	42
2.3.3 油、水两相压降模型	48
2.4 小结	51
参考文献	52
第 3 章 管道蜡沉积问题	56
3.1 蜡沉积实验研究方法	56
3.1.1 冷板与冷指实验装置	56

3.1.2	环道实验系统	58
3.1.3	蜡沉积厚度测量方法	59
3.1.4	沉积物组分的测定	69
3.2	单相蜡沉积机理及预测模型	72
3.2.1	蜡沉积机理	72
3.2.2	单相蜡沉积预测模型	75
3.3	油、气两相蜡沉积	82
3.3.1	油、气两相管流蜡沉积规律	83
3.3.2	油、气两相管流蜡沉积预测模型	84
3.3.3	油、气两相分层流蜡沉积数值计算	87
3.3.4	油、气两相间歇流蜡沉积	93
3.4	油、水两相蜡沉积	95
3.4.1	油包水型乳状液蜡沉积	95
3.4.2	胶凝现象	99
3.4.3	油、水分层流蜡沉积	106
3.4.4	蜡沉积预测模型	107
3.5	存在问题	109
3.5.1	温度对蜡沉积的影响	110
3.5.2	油、水两相流蜡沉积研究	110
3.5.3	油、气、水三相蜡沉积研究	110
	参考文献	110
第4章	混输管道水合物流动安全保障	116
4.1	气体水合物的基本性质	116
4.2	混输管道水合物生成机理	118
4.2.1	水合物热力学模型	118
4.2.2	水合物动力学模型	122
4.3	混输管道水合物流动特性及流动不稳定性	144
4.3.1	混输管道水合物流动黏度特性	144
4.3.2	混输管道水合物流动阻力特性	149
4.3.3	混输管道水合物流动的不稳定性	160
4.4	低剂量抑制剂在防治混输管道水合物堵塞中的应用	165
4.4.1	动力学抑制剂	165
4.4.2	阻聚剂	166
4.5	混输管道水合物流动安全保障问题展望	167
	参考文献	168

第 5 章 海底混输管道的严重段塞流机理	179
5.1 严重段塞流概述及预测	179
5.1.1 严重段塞流概述	179
5.1.2 严重段塞流的理论预测	180
5.2 严重段塞流特性	181
5.2.1 L 形立管严重段塞流特性	181
5.2.2 柔性立管严重段塞流特性	182
5.3 严重段塞流模拟	205
5.3.1 L 形立管严重段塞流模拟	205
5.3.2 柔性立管严重段塞流模拟	208
5.3.3 OLGA 模拟研究	216
5.4 严重段塞流的控制	221
5.4.1 气举法	221
5.4.2 节流法	227
5.4.3 节流-气举联合控制法	228
5.4.4 其他控制方法	229
5.5 展望	229
参考文献	230
第 6 章 天然气凝析液管路的瞬变分析	233
6.1 两相流瞬态模型	233
6.1.1 均相模型	234
6.1.2 漂移模型	236
6.1.3 双流体模型	237
6.2 气、液两相管流压力波动分析	238
6.2.1 双流体模型的特征分析	238
6.2.2 不同流型下的波动分析	242
6.3 天然气凝析液管道双流体模型的建立	251
6.3.1 连续方程	252
6.3.2 动量方程	252
6.3.3 能量方程	253
6.3.4 瞬态模型通式	254
6.3.5 补充方程及封闭关系	255
6.4 瞬态模型的数值求解	257
6.4.1 瞬态基本方程的离散	257
6.4.2 气体流动的 AUSM 格式	259

6.4.3 天然气-凝析液的瞬态求解	262
6.5 天然气-凝析液管道工程算例分析	265
6.5.1 工程实例 1:陆上管道甲模拟分析	266
6.5.2 工程实例 2:海底管道乙模拟分析	271
6.6 小结	278
参考文献	278

彩图

第 1 章 概 述

随着我国经济的发展,能源的需求量不断上涨,能源缺口继续扩大,石油进口总量逐年攀升,2014 年我国石油净进口量为 3.08 亿 t,石油对外依存度达到 59.5%^[1]。为保障石油供给安全,我国开辟了多条能源进口通道,其中包括中亚油气管道、中俄油气管道、中缅油气管道、海上 LNG 接收终端等大型能源设施。与此同时,我国也在加快进行非常规油气资源开发和海洋油气资源的开发。

国际上,随着北海、墨西哥湾等海上油气田的陆续建成投产,海洋石油开发进入快速发展时期,墨西哥湾、巴西、西非钻探和作业水深记录不断刷新,海洋开发已将目光投向 3000m 的深水油气资源。我国的海洋油气资源十分丰富,根据第三次全国石油资源评价结果,中国海洋石油资源量为 246 亿 t,占全国石油资源总量的 23%;海洋天然气资源量为 16 万亿 m³,占总量的 30%,这些资源是我国能源安全的重要保障^[2]。20 世纪 70 年代中期,我国石油工业开始进军海洋,至今相继建成了渤海、东海及南海东部和西部等浅海油气田,形成了 5000 万 t/a 的生产能力,实现了海上“大庆”的目标。自 21 世纪初以来,我国海上石油开发向深海迈进,“海洋石油 981 深水钻井平台”、“海洋石油 201 深水铺管船”等关键装备已投入使用,我国首个千米以上水深的油气田开发成功指日可待。随着我国深水石油开发技术的进步和成熟,我国将有能力在南海西沙、中沙和南沙等海域建设石油生产基地,再进一步将有可能跻身于深蓝石油强国之列。

海上油气田有井口平台、生产平台(或中心平台,CEP)、水下采油树、浮式生产船(FPSO)和陆上终端等生产设施,海底管道是生产设施之间的纽带,通过海底管道将它们连接构成石油生产系统。管道输送是海上石油生产设施之间物流运转的唯一方式,海底管道的作用相当于海上油气田生产的命脉。我国渤海某井口平台的油气集输管道发生过绝热不良,导致出现管道初凝管现象,不得已只能维持春夏秋冬生产,冬季置换轻质油品后停输。某海上油田的上岸输气管道曾因水合物堵塞断流使油田一度停产并影响到了城市居民的用气。我国南海的一条海底输油管道由于保温失效而使管道报废,之后又敷设了一条新的管道。更为严重的是海底管道泄漏,它不仅使油田生产中断,而且会污染海洋甚至引发生态灾难。2010 年 5 月 13 日,美国墨西哥湾“深水地平线”钻井平台事故中海底管道漏油导致众多野生动物死亡,并且威胁到海岸地区渔民的生计。在我国的海域内也发生过多起海底石油管道泄漏事故。海底石油管道的事故有些源自外部因素^[3](船舶抛锚、航道作业、渔业活动、海水运动等),也有自身的原因(严重冲击流、管流物堵塞、固相沉积

等),或两者兼有(流固耦合振动破坏^[4])。海底管道的流动安全问题主要是指管内的流动受阻或引发管道和设备破坏的问题。

海水深度在 400m 以内属于常规水深^[5],浅海油气田的油气井一般集中在井口平台,油井产物在井口平台汇合后通过海底油气集输管道送到生产平台(中心平台),在中心平台进行气液分离,初步脱水,然后由海底输油、输气管道送到陆上终端,注水开发的油田还有海底输水管道。有些油田在海上安装固定式单点系泊系统,泊接浮式生产船,海底集输管道通过单点系泊系统把油井产物送到浮式生产船上。海底油气集输管道中基本是油、气、水(或砂)多相流动,海底输油管道中基本是油、水两相流动,海底输气管道中输送的是经过初步处理或未处理的天然气(一般是天然气凝析液管道)。连接各平台的海底油气集输管道和输水管道包括平台立管和海底管段多为 U 形结构,海底输油、输气管道一般距离较长,剖面为 L 形结构。水深在 400m 以上便认为是深海,1500m 以上的是超深海^[5]。深海油气田的水面生产设施均为浮式,井口装置基本建在海底,通过管道与浮式生产船或浮式平台相连。有的油气田甚至把部分生产设施也建在海底,将多口井的产物汇集处理后再送到水面生产设施中。深海石油管道中常见的是多相流动。

与陆上油田相比,海上油田自然环境恶劣,海上生产设施成本高、空间小、交通不便,很多海上油气田将部分生产设施建在陆上,通过海底管道与之相连,海底管道的长度从几十千米到几百千米,运行参数受上游平台和下游处理厂约束或受上游水下生产系统和下游生产平台约束,给管道的设计和运行管理增加了难度。自 20 世纪 90 年代初开始,针对墨西哥湾深水油田开发中存在的与流动风险相关的技术难题,国际石油工业界逐渐形成了流动保障技术领域,并在近 20 年得到蓬勃发展。

1.1 海底管道中的多相流动

海底石油管道按功能划分为海底油气集输管道、海底输油管道、海底输气管道,有时也将用于油田注水的海底输水管道归属于海底石油管道,它们大多都存在多相流动的问题。

1.1.1 海底油气集输管道

浅海油田的井口平台上集中了多口井的采油树,在平台上汇合各油井产物进行计量,然后通过集输管道送到生产平台或浮式生产船。油井产物包含原油、天然气和水,有时也含砂,所以集输管道中是三相(或四相)流动,如果油水混合比较均匀,把它们合称为液相,也可以说是气、液两相流动。石油多相流动是流体力学的一个新兴的分支,自 20 世纪 70 年代以来,随着海上石油的开发而迅速发展。在管

道流动中各相的存在有很多种形式,把这种现象称为流动形态,简称为流型。有的学者划分出几十种流型,大多数学者认为气、液两相流动存在气泡流、气团流、分层流、波浪流、段塞流、环状流和雾状流 7 种流型^[6]。流型变化、相含率和相流速等差异使多相流动的行为十分复杂,因此,给管道的设计和运行管理带来困难,同时也导致出现管道流动安全问题,经理论研究和实践证明最具破坏性的流型是段塞流。影响流型的因素有很多,其中最主要的有相含率、相流速、相物性和管道路由的形状。图 1.1 为海洋油气混输管道集输系统示意图。

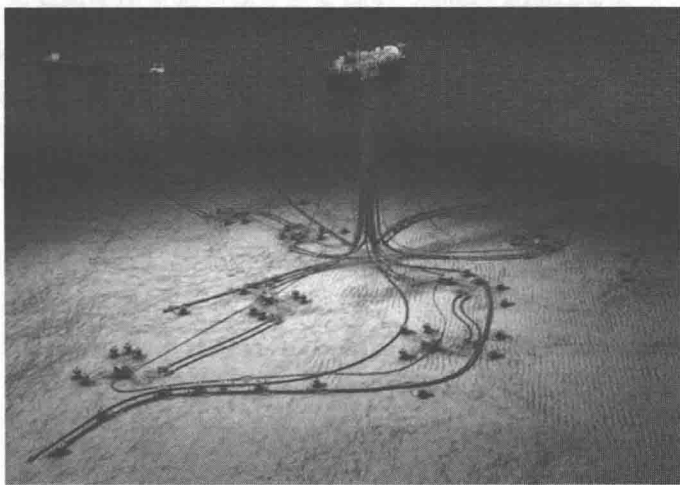


图 1.1 海洋油气混输管道集输系统示意图^[7](文后附彩图)

海底管道特殊的路由形状能导致出现严重段塞流。严重段塞流动表现为周期性、大幅度的压力波动及间歇出现较长的液塞,由此产生的剧烈流量变化和压力波动可能造成下游装置关闭、停产,甚至摧毁管道或生产装置。业内公认下倾管接上流立管的 L 形管道是引发严重段塞流的重要因素。如果井口平台相对较浅,则通向生产平台的管道就是下倾管,在生产平台立管底部最容易积液封闭管道截面形成段塞流。在国内外的海上油田中都发生过因这种管型导致出现严重段塞流的问题。海底油气集输管道的长度一般为几千米、十几千米或更长,长距离多相输送管道有可能产生更不利的超长段塞。

气液混输管道立管段也容易出现严重段塞流问题。浅海油田的生产设施多建在刚性的导管架式平台上,海底管道的立管段固定在导管架上与海底段管道形成 L 形结构,在我国,浅海油田海底管道立管的长度短的有几十米,长的有一百多米,最长不过 200m。浅海立管被认为是刚性的,其存在的主要问题是长段塞和压力波动对生产设施的影响。在深海环境下,因为水深的变化、海水的运动和管道不能固定,海底管道立管的力学特性也从刚性变为柔性,在设计上为了适应管道的运动,在立管管道

底部设大弧度弹性弯管、S形弯管或采用自由站立式立管(free standing hybrid riser, FSHR)。

自 20 世纪 70~80 年代以来,世界海洋油气勘探开发迅速发展,由此成功开发了欧洲北海和美国墨西哥湾大陆架油气资源。90 年代以后,油气资源的开发范围逐步扩展至西非、南美及我国等各大洲海域,作业水深也不断被刷新。目前,海洋油气钻井平台的工作水深已超过 3000m,生产平台的工作水深也达到了 2000m^[8],伴随发展起来的是多样化海底油气管道立管结构和立管工艺系统。海底管道是海底井口和海上处理平台的连接纽带,立管系统是海底管道中工作环境最严酷、工作状态最复杂的部分,也是海底管道最关键、最薄弱的部分,立管的结构型式也随着水深的增加而发生变化。浅海管道主要是刚性立管,深海管道多为柔性立管或混合立管,立管的类型从经典的 L 形立管、悬链式立管(SCR)、顶端张紧式立管(TTR)、S 形立管到近年来出现的自由站立式立管、垂直通路式立管(CVAR)系统等。深水的特殊环境、不断增长的输送距离及地形起伏,加之存在水平、倾斜、竖直管等多种管型(图 1.2),使得立管系统内易产生严重段塞流或地形段塞流问题。对于严重段塞流问题,国际上有很多关于 L 形立管的研究成果,本书主要介绍严重段塞流产生的机理、主要特性及影响因素,并结合笔者研究成果,重点阐述近年来新出现的自由站立式立管严重段塞流的研究进展。

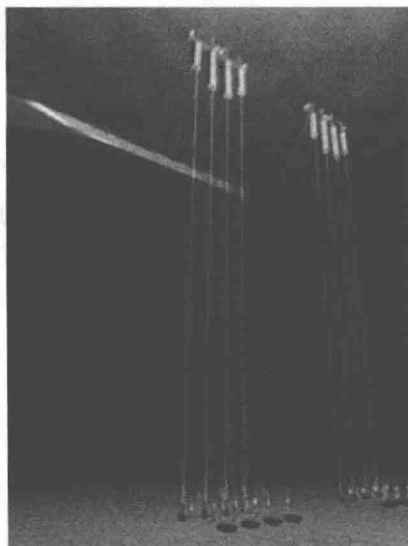


图 1.2 海洋管道混合立管系统示意图^[9](文后附彩图)

1.1.2 海底输油管道和输气管道

海上油田的生产平台相当于陆上油田中常见的转油站,它接收各井口平台的

产物,进行油、气、液初步分离,然后通过管道输往陆地终端或下游生产设施。如果油田产气较多,则建设独立的输油、输气管道进行气液分输,故称为海底输油管道和海底输气管道,产气量少的油田没有输气管道(SZ36-1 油田),海上气田一般没有输油管道。海底输油管道比海底集输管道的管径大、距离长,我国海底输油管道长度一般有 40~80km,输气管道则更长,一般可长达一百千米至数百千米,我国最长的海底输气管道长度近 800km。

在海上油田,从井口平台到生产平台最后到陆上终端通常是一个完整密闭的生产系统,生产平台进行气液首次分离和初步原油脱水,所以输油管道中经常含有相当比例的水,同时也含有一定量的伴生气。含水原油在管道中流动的同时,管壁对流体的剪切作用、管道截面流速不均对流体的搅拌作用及重力的作用能使油水分层,油、水两相在输油管道中能呈现出乳化、分层和油水段塞等多种形态,经常是多种形态同时出现在一条管道中,随着管道沿程压力下降,还可能的气相逸出。海底输油管道大多是复杂的油、水两相加少量气相的混合流动。

海底输气管道主要输送气田的天然气和油田的伴生气,因为海上平台空间的限制不能深度脱烃、脱水,在海底输气管道中经常滞留液态烃和游离水,大多数海底输气管道中是以气相为主、少量含液的多相流动。早期海上油田的伴生天然气主要用于平台发电,多余的天然气通过火炬烧掉,随着油田开发的深入,我国某些海域已经初步建成了连接多个油气田与陆上终端的海底输气管网,在海底输气管网中不可避免地存在多相流动问题。

特别是在深水领域,由于温度、压力等参数的变化,海底油气管道都是多相输送管道。然而,伴随着海洋油气资源的勘探和开发,油气水多相管混输技术的相关问题和难题日益凸显,本书将围绕着油气水多相管混输面临的一些特殊问题进行阐述。

1.2 海底管道中的原油水乳化及复杂流动

在海底输油管道中,主要是原油水混合输送,稠油、含蜡油与水混合流动时容易发生乳化现象。我国的海上油田的稠油、含蜡油资源十分丰富,如绥中 36-1 油田、渤西油田、秦皇岛 32-6 油田、陆丰油田、涠洲油田等。这些原油中重质非烃含量较高,特别是其组成中的环烷酸、胶质、沥青质及固相颗粒等具有双亲及界面活性的天然乳化物质,使含水原油在开采及集输过程中极易生成较为稳定的油包水(w/o)型乳状液。到目前为止,对原油水乳化机理的研究尚不够充分,原油水在井下、采油树及管道内的乳化和油水相互掺混存在,呈现出复杂的流动特性,这个现象给管道的设计及运行带来诸多困难。

油、水两相流的研究最早可追溯至 20 世纪 50 年代,当时研究的目的是解决稠油

管输减阻的问题,因其应用难度大,研究者逐渐转入其他领域。随着油、气、水多相流研究的推进,人们发现必须进行油水流动的研究。对油、水两种互不相溶液体流动的研究相对于气、液两相流动而言开展较晚,主要的研究开展于 20 世纪 90 年代,研究水平和完善性也相对落后,多数命名和建立的油、水两相流型及转化准则是在充分借鉴气、液两相流动规律基础上提出的。新的想法及研究是围绕控制油、水流型以达到降低管流压降损失的目的,从而有效提高集输管道的输送效率、降低能耗。

随着石油开发不断地走向深水,以及深海的特殊环境及我国原油高黏易凝的特性,管输系统会遇到比陆上更严重的流动障碍与风险。如何科学准确地预测整个管道运行过程中油、水两相流动的流型和压降损耗等规律,特别是反相点及反相发生前油包水型乳状液的表观黏度,都成为管线设计和运行的迫切需求,对管道的安全和经济运行 also 具有重要意义。

原油与水形成油包水型乳状液后,其黏度显著升高且流动性恶化,有些乳状液常呈现出非牛顿流体的特性,这些因素增加了管道输送的难度。在集输或输油管道中,油、水的存在形式是变化和难以确定的:①在油田,不同开发阶段含水率不同,开发过程中原油的含水率逐渐增加,在早期是油包水型乳状液,后期可能发生反相转变成水包油型乳状液或水漂油型混合液;②在管道中可能有流型变化,在管道的入口因泵或油嘴的搅拌,油水混合比较均匀,在管道的中间流动时可能油水分离出现分层、水环或油水交替段塞等流型,在管道中出现什么样的流型很难预测也无法检测;③油水乳化与管流条件相关,乳状液的形成与油水掺混方式、温度和剪切强度等因素密切相关,管流条件对流体而言是一种比较弱的剪切,很难形成完全的乳状液,在管道内经常是油水相互包容或游离水与原油混合共存。

在油包水(w/o)型乳状液中水以液滴形式分散在油相中,如果油相分散于水相中,则变成水包油(o/w)型乳状液,或称反相,反相后乳状液的黏度大幅度下降。笔者所在课题组在研究中发现管流条件下原油水乳化、反相及黏度变化与其他的乳状液不同,首先是乳化并不充分;其次反相点普遍提前(在较低含水时就能发生反相),且往往反相不够彻底。管流条件下原油水乳化规律研究的主要目的是了解油水混合流动特性,为油水混输管道的设计和运行管理提供理论依据。油、水两相在混合输送中表观黏度的变化及反相问题一直受到国内外学者的高度重视,他们提出了一系列乳状液黏度及反相预测理论和模型。在乳状液黏度预测模型中有经验相关式也有理论模型,主流的思想是基于有效介质理论;反相模型目前主流的思想是流动乳化及系统自由能理论。本书关于原油水乳状液研究的目的在于解决油、水两相管流压降计算的问题,虽然取得一些进展,但油、水两相混合流动的问题十分复杂,到目前仍没有形成完整的油、水两相管流压降计算体系,需进一步研究与探索。本书第 2 章将对此进行较为系统的介绍。

1.3 海底管道的结蜡和固相沉积问题

我国的海上油田多产高黏、易凝原油,与陆上的石油管道相同,海底管道也存在结蜡问题。海底管道与陆上管道在运行与管理上的差别在于:①管道内的流动状态不同,陆上原油管道多为单相流动,海底管道主要是多相流动,多相流动时的结蜡过程更为复杂;②海底温度低、热损失大,海底管道环境温度明显低于同纬度陆上土壤温度,海水导热系数也远大于土壤,同样的管道在海底温降更快,更容易结蜡;③海底管道的运行控制难度更高,海底集输管道的上游可能是无人、无动力平台或海底,操控难度大;④海底环境恶劣不能对事故段管道进行现场处置,即便是在浅海也需要专业的潜水员才能勘察管道,而在深海人力不可及,所以如果管道在海底发生堵塞事故,几乎不能在现场实施疏通作业。因为海底环境的特殊性,随着海水深度的增加,管道的运行维护难度不断加大,如今海洋石油走向深水,深水流动安全保障面临着巨大挑战和困难。

在海上易凝、高黏原油的开发中,蜡、固相物沉积是混输(油、气集输)管道流动安全保障面临的重要问题,在深海油田水温低时这个问题更突出。原油在海底输油管道中流动时,因在海水中散热,输送一段距离后管壁处的油温可能降至析蜡点以下,熔解在原油中的蜡分子结晶析出,并首先在管壁上发生沉积。管道结蜡使流通面积较小,降低管道的输送能力,严重时能引发管道堵塞甚至断流的事故,进而可能造成油田停产。图 1.3 为蜡沉积层导致管道有效流通面积减小的照片。

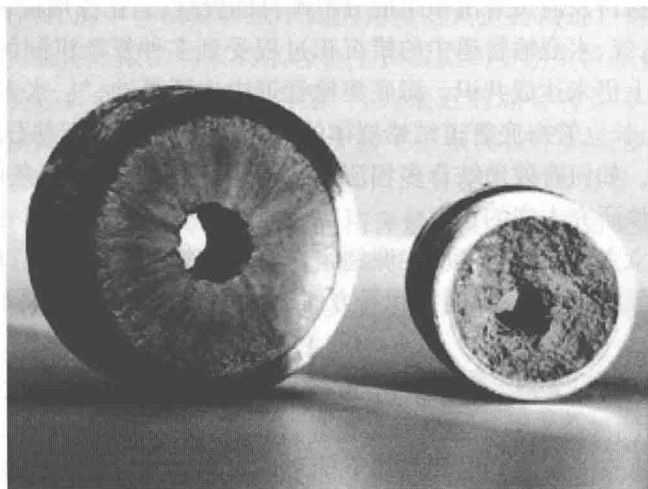


图 1.3 蜡沉积层导致管道有效流通面积减小^[10]

蜡、固相物沉积是一个复杂的问题,与原油组成、析蜡点、油温、油壁温差等诸