

油田特高含水期 不加热集输技术

YOUTIAN TEGAO HANSHUIQI BUJIARE JISHU JISHU

刘 扬 刘晓燕 韩国有 著

石油工业出版社

油田特高含水期 不加热集输技术

王长庚 王长庚 王长庚 王长庚 王长庚 王长庚 王长庚 王长庚 王长庚 王长庚

王长庚 王长庚 王长庚 王长庚 王长庚 王长庚 王长庚 王长庚 王长庚 王长庚



油田特高含水期不加热集输技术

刘 扬 刘晓燕 韩国有 著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书从试验及理论两个方面,对特高含水期不加热集输的技术界限及水力热力计算方法进行研究,并介绍了开发的不加热集输辅助运行管理软件。主要内容涉及油气集输、高等工程热力学、高等传热学、多相流体力学、数学物理方法、试验技术及计算机技术等多学科和领域,有助于多相流学科的发展,具有重大的学术和应用价值。

本书可供石油院校教师和研究生参考使用,也可供有关专业科研人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

油田特高含水期不加热集输技术 /刘扬,刘晓燕,韩国有著.
北京:石油工业出版社,2009.1

ISBN 978-7-5021-6660-1

I. 油…

II. ①刘…②刘…③韩…

III. 油气集输 - 研究

IV. TE86

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2008) 第 095086 号

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

编辑部: (010) 64523574 发行部: (010) 64523620

经 销: 全国新华书店

印 刷: 石油工业出版社印刷厂

2009 年 1 月第 1 版 2009 年 1 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本: 1/16 印张: 9.5

字数: 170 千字

定价: 40.00 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

前 言

我国绝大部分油田所产原油为高含蜡、高凝点、高粘度的“三高”原油。为了保证原油正常集输，早期油气集输系统普遍采用以油田气为燃料的加热输送工艺，即采取向油井产出的油气水混合物内掺高温水或热水伴热等措施，提高油气水的温度，使油井产出的油气安全有效地收集和输送。油气集输流程可分为集油、脱水、稳定和储运四个工艺阶段，其能耗也分别由集油、脱水、原油稳定处理和转油能耗（稳定能耗）及储运能耗四部分组成。其中，集油部分能耗约占集输系统总能耗的 60% ~ 80%，因此设法降低集油能耗是集输流程节能的关键。

我国各油田每集输 1t 原油平均耗气 15 ~ 35m³。大庆油田每集输 1t 原油平均耗气 27m³，油田年耗气达 $13 \times 10^8 \text{m}^3$ ，集油能耗已占地面工程总能耗的 78%，能耗巨大。目前随着油田开发的深入，我国东部陆上油田大部分已进入开发后期，绝大多数油井综合含水率已超过 85%，部分油井已达到 95%。由于水的比热容几乎是原油的 2 倍，含水率越高，集输原油加热能耗越大。随着油井综合含水的上升，油田面临着水、电、气等所用能源紧缺的局面，严重地影响着油田的开发生产，因此，节能降耗已成为油田至关重要的亟待解决的问题。

对油井实施不加热集油是矿场油气集输系统节能降耗的主要措施之一，是国内外油田地面工程中的一项针对含蜡原油的新工艺。它与双管掺液工艺相比，可节省投资 30%，降低能耗 48%，经济效益显著。不加热集油技术已从初级阶段发展到基本成熟阶段，从温暖地区油田逐步推进到高寒地区油田，从物性好的低含蜡、低凝点、低粘度原油扩展到物性较差的高含蜡、高凝点、高粘度原油。虽然我国许多油田在不加热集油工艺技术研究方面取得了一些成果，但这一技术的发展还未完结；不加热集油的基础理论仍不完善，对影响不加热集油的若干因素仍存在不同看法及争议；“三高”原油低产井的不加热集油问题尚未得到解决；对不加热集输界限的确定方法及水力热力计算方法的研究缺乏系统的试验及理论依据；不加热集输运行管理缺乏科学的手段。

本书从试验及理论两个方面，对特高含水期不加热集输的技术界限及水力热力计算方法进行探讨，并介绍了开发的不加热集输辅助运行管理软件。本书主要内容如下：

(1) 研制利用集油管道内的特高含水油气水混合物进行流型及压降、温降测试的试验装置,并安装在大庆油田两个不同的特高含水采油区块;利用所研制的试验装置,测试油水混合物在不同产液量、产气量、含水率、温度等条件下特高含水期油气水的管输流型、油水的流动状态及压降、温降等参数,为特高含水安全混输界限确定及水力热力计算方法研究奠定基础。

(2) 测试油气水混输管道管输特性。在试验管道及大庆油田实际运行的集油管道上测试不同产液量、含气量、含水率,不同埋深条件下特高含水期油气水多相流混输埋地管道的进出口温度及压力,得到温降及压降值,为集输管道生产运行管理及水力热力计算方法研究提供基础数据。

(3) 给出有代表性的国内外气液两相流及油气水多相流压降及相关参数的水力计算方法,将计算结果与测试结果进行对比分析。并根据实测数据研究出适合特高含水期的油气水多相混输管道水力计算方法。

(4) 研究特高含水期多相流热力计算方法。对典型土壤现场取样,测试土壤冻结及非冻结状态热物性;在严寒地区不同深度处埋设土壤温度测试传感器,测试典型地势的土壤温度场并进行分析,提出气温突变对混输管道运行管理方案的影响;考虑大气环境温度的年周期性变化,建立土壤温度场计算数学模型;对计算及测试结果进行对比分析;研究冻结与非冻结状态土壤热物性参数对自然温度场计算结果的影响;充分考虑气体的焦耳-汤姆逊效应、管道倾斜、土壤自然温度场的年周期性变化及时间延迟的影响,建立油田特高含水期油气水多相混输埋地管道温降计算数学模型,并将计算与测试结果进行对比分析,验证温降计算模型的正确性。

(5) 介绍所开发的“特高含水期油气水混输管道安全输送辅助运行管理软件”。该软件可根据每口井的具体情况,模拟计算计量间回油温度及井口压力全年运行图,提出油气水混输管道运行管理方案。

本书是作者依据与大庆油田合作的科研项目研究成果撰写而成的,其内容涉及油气集输、高等工程热力学、高等传热学、多相流体力学、数学物理方法、试验技术及计算机技术等多门学科和领域,是复杂的多相流问题;其研究成果为油田特高含水期不加热集输系统运行管理提供理论参考及科学依据,有助于多相流学科的发展,具有重大的学术和应用价值。

由于作者水平有限,错误及疏漏之处在所难免,敬请专家及读者批评指正。

作 者

2008年4月

目 录

第一章 概述	(1)
1.1 不加热集输技术研究现状	(1)
1.2 不加热集输关键技术	(3)
1.3 油气水多相流流型的研究现状	(6)
1.4 油气水多相流混输管道压降的研究现状	(12)
1.5 油气水多相流混输管道温降的研究现状	(15)
第二章 油气水混输试验方案及试验装置设计	(17)
2.1 引言	(17)
2.2 试验相似分析	(17)
2.3 试验装置方案设计	(20)
2.4 本章小结	(30)
第三章 特高含水期油气水管输特性及安全技术界限试验	(31)
3.1 引言	(31)
3.2 喇嘛甸油田油气水管输特性及安全混输技术界限试验	(31)
3.3 杏北油田油气水管输特性及安全混输技术界限试验	(36)
3.4 本章小结	(58)
第四章 特高含水期油气水混输埋地管道水力计算	(59)
4.1 引言	(59)
4.2 气液两相混输管道的流动参数和术语	(60)
4.3 气液两相管流的特点和处理方法	(65)
4.4 典型冲击流压降计算模型	(68)
4.5 混输管道中介质的物性参数	(78)
4.6 典型冲击流压降模型误差分析	(81)
4.7 Baker 模型修正	(82)
4.8 冲击流压降修正模型误差分析	(82)
4.9 应用实例	(83)
4.10 本章小结	(85)
第五章 油气水混输埋地管道热力计算	(86)
5.1 引言	(86)

5.2	严寒地区土壤热物性参数测试	(86)
5.3	土壤自然温度场测试与分析	(94)
5.4	严寒地区土壤自然温度场计算及影响因素分析	(101)
5.5	土壤自然温度场计算与测试值对比分析	(113)
5.6	油气水混输埋地管道温降计算模型建立	(118)
5.7	井口温度计算与实测值对比分析	(125)
5.8	本章小结	(128)
第六章	特高含水期不加热集油辅助运行管理软件及应用	(130)
6.1	引言	(130)
6.2	软件适用范围	(130)
6.3	软件运行环境	(130)
6.4	软件结构	(131)
6.5	软件功能	(131)
6.6	软件应用示例	(133)
6.7	本章小结	(135)
参考文献		(136)

第一章 概 述

本章主要介绍油田不加热集输技术研究现状、存在的问题及关键技术。由于集油管道多数为油气水多相流动,因此本章还将重点介绍油气水多相流流型、压降及温降的国内外研究现状。

1.1 不加热集输技术研究现状

为了提高原油流动性,我国各油田通常采用加热输送的方式,因此原油集输过程存在大量的能耗。在集输流程能耗中,主要是热能消耗,约占 90% ~ 97%,而动力(电)消耗只占 3% ~ 10%。因此,如果集输过程不额外加热,即采用不加热集输流程,将产生可观的经济效益^[1, 2]。

为降低原油集输的自耗气量,合理利用油田气资源,从 20 世纪七八十年代,我国胜利、中原、辽河、长庆、吉林、华北、江苏、河南、大庆等油田相继开展了油气水混输不加热输送工艺的试验研究。迄今,已成功研究了自然不加热集输及化学辅助、通球辅助、掺常温水辅助等若干不加热集输技术,并在生产中应用^[3]。

大庆油田从 1975 年开始探索油井不加热集油途径。20 世纪 80 年代,大庆油田已进入特高含水开采阶段,原油集油能耗已占地面工程总能耗的 78%,集吨油自耗气已达到 27m^3 ,年耗气 $13 \times 10^8\text{m}^3$ 。油田工业自耗气与油田新兴的化工用气供需不平衡矛盾日趋尖锐。为了缓解此矛盾,1982 年开始,大庆油田开展了不加热集油工业性试验,首先在萨中南一区 8 口电泵井上,试验成功了适用于高产液油井的不加热集油工艺,并在全油田电泵井推广应用。1984—1986 年又先后建立了具有不同工艺特点,适用于中低产液量油井的萨西 5 号站、杏北 612 站、龙虎泡试验站。配套完善了单管投球、环状热洗流程和中频电热保护 3 种不加热集油工艺。“七五”期间开展了“萨南油田不加热集油工艺技术试验研究”,对萨南含水原油流变性及管道结蜡规律进行了试验。并针对大庆高寒地区“三高”原油性质及不同运行工况,给出了 4 种不加热集油工艺及配套技术,在当时萨南油田 70% 油井推广应用,在国内高寒地区 1147 口油井实现了不加热集油^[2]。

大庆油田经过二十多年不断探索和研究,采用国内外混输不加热集油新工艺、新技术、新设备,已经逐步形成了 9 种具有不同特点的不加热集油工



艺^[2-5]。

(1) 常规单管自然不加热集油。

常规单管自然不加热集油是将油井原有的掺水管道停掺扫线，依靠油井生产时的自身压力和温度，将液体通过集油管道输送到计量间。

(2) 常规双管不加热集油。

常规双管不加热集油是把原有掺水管道改为集油管道，对井口和计量间做局部改造，实现主、副管同时输油。

(3) 常规双管掺常温水不加热集油。

该工艺以中转站为单元中心，计量间所输送的液量进“三合一”游离水脱除器进行沉降分离后，一部分水直接进掺水泵返输到计量间。

(4) 原油流动性能改进剂掺常温水不加热集油。

原油流动性能改进剂是改进原油流动性能，促进油水转相的化学药剂。在原油集输过程中应用此药剂，可起到降阻、降粘、降低井口回压的作用，从而达到掺常温水集油的目的。采用化学药剂进行集油是不加热集油技术的新尝试。

20 世纪 90 年代中期以来，大庆油田开展了以进口低温原油分散减阻剂辅助的原油低温集输技术试验，取得了明显技术效果。在此基础上，于 1999 年开发出了价格仅为进口产品一半（9600 元/t）的低温原油分散减阻剂，为有效降低原油集输过程耗气量及原油生产成本开辟了一条新途径。自 2000 年以来，大庆老油田和外围油田 2300 余口井的试验和应用结果表明，采用向油井采出液中加入低温原油分散减阻剂的技术措施，可使原油集输温度普遍降低 $8 \sim 10^{\circ}\text{C}$ ^[6]。

(5) 单管通球辅助不加热集油。

单管通球辅助不加热集油是指依靠辅助通球清蜡，实现单管不加热集油。

(6) “一站两制”不加热集油。

在原常规掺常温水不加热集油的中转站系统中，对新投产的一批低产液、低含水油井进行技术改造：对于老井，计量间仍采用常规掺常温水不加热集油方式，而对于新投产的低产液、低含水油井则掺入经加热炉加热的高温水。这一集油方式既能满足高产液井掺常温水不加热集油的需要，又可以保证低产液、低含水油井的安全生产。

(7) “三不”复合试验不加热集油。

在中转站进行不加热、不热洗、部分井不掺水的“三不”复合试验，同时采取井下清防蜡“四配套”（磁短节、强磁防蜡器、啮合式尼龙刮蜡片、点滴加药）措施，使油井不热洗。

(8) 单管环状产液不加热集油。

将一座计量阀组间的几口井用一条集油管道串联成一个环状,环的一端由计量阀组间提供掺水,另一端则把油井生产的油气水集输到计量阀组间的集油汇管中。

(9) 单管环状及放射状(电热辅助)不加热集油。

单管环状及放射状(电热辅助)不加热集油流程是将一座计量阀组间的几口井用一条集油管道串联成一个环状,并在井口安装电加热器的集油方式;单管放射状(电热辅助)不加热集油方式是在一座计量间的高产液井中采用单管不加热集油方式,而低产液井停止掺水,并在井口安装电加热器进行电热辅助的集油方式,进而整座计量间实现单管集油。

这些不加热集油工艺,已在大庆油田、萨尔图、喇嘛甸、杏树岗油田应用,到1993年年底,全大庆油田有5080余口井实现了常年性或季节性不加热集油^[2]。大庆油田共有4万多口油井,还有四分之三以上的油井没有实现不加热集油。大庆油田已把推广不加热集油技术作为地面工程节能降耗,提高油田总体经济效益的重要技术措施。

上述9种不加热集油工艺中,最简单、最经济的方式是常规单管自然不加热集油及常规双管掺常温水不加热集油,因为这两种不加热集油方式既不需要对流程进行任何改造,又不需要采取任何辅助措施。但规定常规单管自然不加热集油方式仅适用于产液量在80t/d以上、含水率大于75%、井口距计量间在450m以内、单井回油温度不低于32℃、回压不超过0.5MPa的电泵及抽油机井;而常规双管掺常温水不加热集油方式则适合于中转站所辖的电泵井或高产液井较多的情况。为保障安全生产要求,单井掺水量保证在0.8~1.0m³/h,计量间回油温度不低于35℃^[3,4]。由于大庆油田老油井产液量大部分在20~50t/d之间,产液量在80t/d以上的井较少,再加上回油温度及井口到计量间集油管道的长度要求,因此常规单管自然不加热集油应用范围非常小。另外,由于要求计量间回油温度不低于35℃,使得常规双管掺常温水不加热集油方式受到很大的限制。这些限制条件都是在1995年给出的,而目前油井含水率超过85%,已进入特高含水期,油气水混合物的水力及热力特性都发生了较大的变化,应研究新的适用条件,使得不加热集油的工作进一步深化。

1.2 不加热集输关键技术^[7]

1.2.1 不加热集油技术界限

不加热集油技术界限是指实施不加热集油的限制条件。



胡博仲、李昌连及宋承毅等人提出,所谓技术界限应是可操作的,但切忌“一刀切”,且应因地制宜采取不同技术措施。根据大庆萨南和其他油田的实践经验,提出了大庆高寒地区不加热集油技术界限:(1)产液量高于 100t/d,含水率高于 80%,井口温度高于 40℃ 的电泵井、抽油井,均可实现不加热自然集油,但要注意地面集油管道和井口防冻保温。(2)产液量在 60t/d 以上的抽油井可进行单管和双管出油不加热集油,但冬季井口应采用自限式电热保温,停产后再启动应采用活动式工频电热解堵装置。(3)产液量在 60t/d 以下的抽油井则采用双管掺常温水不加热集油,但井口可采用化学点滴清防蜡和井筒强磁防蜡技术措施^[2]。

罗升荣等人针对大庆萨南油田生产运行管理实际,给出了如下界限:常规双管掺常温水不加热集油适合于中转站所辖的电泵井或高产液井较多的情况,保证单井掺水量在 0.8 ~ 1.0m³/h,计量间回油温度不低于 35℃;常规单管不加热集油适用于产液量在 80t/d 以上、含水率大于 75%、井口距计量间在 450m 以内、单井回油温度不低于 32℃、回压不超过 0.5MPa 的电泵及抽油机井;双管不加热集油适用于产液量在 120t/d 以上、含水率大于 75%、井口距计量间在 500m 以内、单井回油温度不低于 32℃、主、副两管温差不大于 5℃、回压不超过 0.5MPa 的电泵及抽油机井^[4, 5]。

乔晶鹏等人根据大庆喇嘛甸油田原油在 35 ~ 42℃ 范围内有少量的蜡晶析出,而当原油温度低于 35℃ 时有大量蜡晶析出,造成原油粘度增大,流动趋于缓慢等特性,提出在特高含水期的生产管理中,回油温度下限应确定为 35℃。当计量间回油温度超过 35℃ 时可以实施常温输送^[8]。

1979 年中原文留油田投产运行,到 2004 年有油井 490 口,进站原油含水率已达到 80% 以上,其原油析蜡点 51℃,凝固点 31℃,温度高于 35℃ 时原油属于牛顿流体。因其井口温度均高于 40℃,实现了常温输送^[9, 10]。

大庆太南油田属长恒南部低产、低效、低渗透油田,为解决油田冬季生产天然气需求紧张问题,1999 年开展了掺流动改进剂常温集输试验。在现场试验前,就不同型号国产原油流动改进剂对太南油田油井采出液的适应性进行了室内试验,根据原油凝油粘壁温度及原油减阻率测试结果,推荐太南油田集输温度下限为 30℃,低于 35℃ 集输温度界限。实验初期加药量为 200g/t,现场试验验证了该界限合理,达到了节能降耗目的^[11]。大庆第二采油厂于 1997—1998 年在萨西 3 号站选用原油流动剂(KFI-64)进行常温集油试验。试验方法是通过掺水系统加药流程,在集油管道中加入原油流动性能改进剂。试验结果表明,试验井中有 30.6% 的井回油温度已低于原油凝固点(28℃),有 77.5% 的井回油温度在集输温度界限(35℃)以下,说明原

油流动改进剂确实起到了降阻、降粘作用,从而降低了集输界限^[12]。1999年大庆油田采油四厂在杏北油田两座转油站进行了国产原油流动改进剂常温集油现场试验,单井回油温度由试验前的 $38 \sim 44^{\circ}\text{C}$ 下降到 $25 \sim 33^{\circ}\text{C}$,大部分油井在低于原油凝固点(27°C)温度下集油^[13]。

由此可见,大庆油田所进行的常规单管自然不加热集油及掺常温水不加热集油,除要求油井有较大的产液量外,还要求进计量站温度控制在不低于 $32 \sim 35^{\circ}\text{C}$ 的技术界限。这些不加热集输界限多数是根据现场运行管理经验、原油本身物性及流变性室内试验研究结果给出的。在不加任何化学药剂的前提下,该温度界限均高于原油凝固点。然而油田进入特高含水期后(含水率大于85%),油井的总产液量不断上升,井口出油温度升高,含水率已超过原油的转相点,油水已形成水为外相,W/O型乳状液为内相的(W/O/W)水包油包水型复杂的乳状-悬浮液^[14, 15],即特高含水期,混输管道内油气水的流动状态及水力热力特性发生了较大变化,急需研究确定油气水混输管道不加热集输界限的更为科学的、切合实际的方法,并确定新的技术界限。

2003年,我们项目组曾在大庆喇嘛甸油田进行了特高含水冷输界限及管输特性探索性试验,探索了通过流型测试分析给出特高含水采油区块不加热输送界限的方法,给出了在不加任何药剂的条件下单管自然不加热输送温度界限为 23°C 。该界限比其原油凝固点低了 12°C ,且生产运行实践表明该界限合理。由此可见,原来依靠原油本身的物性及流变性等室内试验研究的结果确定不加热输送界限的方法已不适合特高含水期实际油气水的流动特性。油田进入特高含水期后,其集油的水力及热力条件都发生了根本的变化。因此,应采用更科学的方法,重新确定特高含水期各采油区块油气水混输界限,以便为油田安全经济运行提供技术支持^[16, 17]。

1.2.2 油气集输管道水力热力计算方法

在油气田开采过程中,需要合理地将油、水及伴生气进行收集和输送,多相混输管道在油气田地面工艺管网中占很大的比例^[18]。据统计,在陆地油田,油气水混相输送管道的长度约占管网总长度的70%。与单相流动相比,气液多相流动非常复杂,油气水多相流动是最为复杂的流动^[19]。主要表现在气相及油水乳状液混输流型变化多、相态间能量损失大、流动不稳定;油气水混合物不仅通过管壁向外界散热,而且气液之间、油水之间还存在质量交换和能量交换^[20];多相混输管道的压降及温降相互耦合;混输埋地管道温降还受大气环境温度的周期性变化引起的土壤温度周期性变化、时间延迟及土壤变热物性等的影 响。由于油气水多相流混输管道水力热力状况复杂,人们仍然没有从根本上解决对它的流动特性进行准确预测的问题^[19],也没有适合



工程应用的特高含水期油气水混输埋地管道的水力及热力计算方法。因此,急需研究油田进入特高含水期后油气水混输埋地管道水力热力计算方法,为油田实施和推广不加热集油提供技术支持。

1.2.3 不加热集油运行管理方法

由于不加热集油基础理论及影响因素研究还不完善,目前不加热集输的运行管理还是以经验法为主,在理论指导下的科学规范的运行管理手段研究处于刚刚起步阶段。乔晶鹏等通过论述产油、产水、管径、管道长度、环境温度与计量间回油温度的关系,应用沿轴向温降的苏霍夫公式,确定了在不同环境温度下抽油机井的常温输送控制图。该常温输送控制图的建立,改变了油田常温输送工作中仅以含水、产液量为常温输送标准的思路,通过引入管径、管道长度、环境温度等与抽油机井回油温度密切相关的参数,使得喇嘛甸油田的油井常温输送工作开展得更加科学、规范^[8]。但该温控图在计算时,各月土壤温度为给定值,没有考虑土壤温度的年周期性变化及时间延迟,且管内介质沿程温降是以单相流体的苏霍夫计算公式为依据的,与工程实际有一定差距。因此,需在特高含水油气水多相流混输界限确定及水力热力方法研究的基础上,考虑土壤温度的年周期性变化及时间延迟,开发“特高含水期不加热集输辅助运行管理软件”。

1.3 油气水多相流流型的研究现状

特高含水期油气水混合物沿集油管道从井口到转油站的流动属于多相管流。因为不同的流型具有其独特的流动及传热特性,工程上对多相流系统进行事故分析时,常常发现由于流型不明确造成误算或误操作,因此油气水多相流流型的判别对特高含水期安全混输技术界限确定及水力、热力计算方法研究具有极为重要的实用意义^[21, 22]。

1.3.1 两相流流型的研究现状

对于石油工业中的油气水混合流动来说,由于液相中包括互不相容的油和水两种流体,所以它属于气液多相流动。但是,由于其流动的力学关系与气液两相流动有类似之处,所以一般也划归于气液两相流体力学的研究范畴^[23]。

为了便于研究,在气液两相流体力学中,常采用流动型态模型、均相流动模型、分相流动模型及漂移流动模型等简化的两相流动探讨其流动规律。将气液两相流动分成几种典型的流动型态,然后按流动型态分别研究其流动规律,这种处理方法称为流动型态模型。该模型处理法在数学上非常复杂,计算量也非常庞大,但由于它根据各种流型特点分析其特性并建立相应的关系式,能深入地研究两相流动的实质,因此这种模型不仅具有普遍意义,

而且具有较高的精确性,是气液两相流动的研究方向^[23]。从 20 世纪上半叶起至今,人们对气液两相流的流型已经进行了大量的研究,目前在流动型态的划分上有两种方法:一种按流动外形划分为气泡流、气团流、分层流、波浪流、段塞流、环状流和弥散流;另一种按力学特性分为间歇流(包括气团流、段塞流)、分离流(包括分层流、波浪流和环状流)和分散流(包括气泡流、弥散流)^[24]。对于水平管中气液两相流动,流型图的研究也取得了相当的成就。1954 年, Baker^[25] 提出了一幅通用于各种介质的水平管流型分界图。该图在一段时间内得到了广泛应用。图的纵坐标、横坐标两组变量分别正比于气相质量速度和液、气相质量速度之比; Mandhane^[26] 通过大量实验获得 1000 多组数据,并依此作出水平管道流型分界图。Mandhane 的实验管径范围为 15 ~ 150mm,以空气-水为介质, Mandhane 流型图的适用范围比 Baker 流型图更广,但该流型图未考虑液体物性对流型影响; Tail 和 Dukler^[27] 对流型进行了全面的理论探讨,认为以试验观察为基础的流型分界图缺乏理论依据,又没有全面地考虑气液物性对流型的影响,所以作者从流型转变的机理入手,建立了相应的数学预测模型,根据管道各种参数可直接求两相管道的流型;在油田集输系统中,严格水平的管道是少有的, Brill^[28] 用空气-煤油、空气-润滑油为介质,在管径 38.1mm 的管道上进行了倾角对流型影响的试验,认为有些学者把流型分得过细,难于进行客观判别,主张把流型只分为气泡、分层、冲击及环状 4 种流型。通过试验,得出一组以无因次准则数表示的、适用于各种倾角的流型分界相关式; Stanislav 和 Kokal 等人^[29] 对内径为 25.8mm,倾角为 0°、1° 和 9° 的管道内油气两相间歇流的流型特征进行了研究,发现不同倾角的流型图是相似的,只是转换的边界出现位移; Wood^[30] 对内径为 50mm 的倾斜管道内气水两相流流型及其转换进行了研究,发现倾角对管内流型转变有着显著影响,并主要表现在层状流向间歇流的转变上;秦立森等人对内径为 25mm 的水平管内油气两相流动特性进行的研究发现,在一定的气压和流速下,大量小气泡混在油中,使原本透明的白油变成模糊的乳白色油气分散液。流型则取决于油气压力和速度,当气速足够大时,会产生气液分层流动,当气体压力和速度较小时,会产生段塞流;胡志华等人^[31] 对内径为 30mm 的水平管内油和空气两相流流型及其转换进行了研究,绘制了流型转换边界,采用量纲分析的方法建立了流型转换关联式。

由此可见,有关气液两相流动的流型问题,国内外学者已经做出了大量的研究工作,但这些研究大多数是在实验室内含有一段透明管(或全部透明管)的直径小于 50mm 的气液两相流实验环道上进行的,通过观察,根据管



流中气液两相的混合状态和流动特性等典型特征来定义各种流态。其使用的液相介质主要有白油、煤油、润滑油和水，气相介质几乎都是空气。而实际油田集输管道内流动的介质是原油、水及天然气的混合物，并且油气水混输管道直径均在 60mm 以上，因此以上气液两相流研究与油气混输实际有一定的差距。

油水两相流动也是石油工业中十分普遍的现象，对油水两相流流型的研究是油气水多相流研究的基础，其研究成果对油田集输管道的设计及运行管理有重要意义^[32]。但由于人们对油水两相流的复杂性重视程度不如气液两相流，因而研究水平也相对落后。1996 年 Trallera, Brill 等人公布研究结果^[33]，把水平管中油水两相流的流型成分离流及分散流两大类：分离流包括分层流 (ST) 和界面混合的分层流 (ST&MI)；分散流又可分为水为连续相和油为连续相两种，前者包括单纯的水层上方油分散在水中 (DO/W&W) 和水包油乳状液 (O/W)，后者分为油包水 - 水包油分散相 (DW/O&DO/W) 以及油包水乳状液 (W/O)，同时还提出了判断流型转变的方法。可以说上述成果将油水两相流流型的研究带到一个新的起点上；赵子刚、吴明等人^[14, 34]从大庆油田现场实际出发，通过室内试验及理论分析全面研究了高含水原油流变特性。研究表明，在转相点以后，形成了水为外相，W/O 型乳状液为内相的水包油包水型复杂的多重乳状液或乳状 - 悬浮液 (W/O/W)，其视粘度随含水量增加而降低；刘学等用 CD40 号机油和水为试验介质，在现场常用流速的范围内，在试验基地透明试验管段上用图像摄录仪进行了特高含水流型研究。试验条件下，油水呈层流流型、团状流流型及均匀油分散流型。层流流型的特点是油包水乳化液在管道上部流动，水相在管道下部流动，油相和水相之间有一过渡带，流速越低过渡带越薄，油水两相界面分明。团状流流型的特点是油相呈团状在管道上部流动，水在管道下部流动。均匀油分散流型在含水原油转相后出现，油水两相在管道截面上均匀分布，形成水包油型分散体系。

1.3.2 多相流流型的研究现状^[35]

石油工业中的油气水混合物多相流，与气液两相流相比，液液间的动量传递较强，升力影响较弱，表面自由能较小，使得界面波较短、分散相尺寸较小。由于存在着互不相溶的油水两相，其相互作用和分散程度对流动型态影响很大，所以油气水多相流的流型比两相流复杂得多，出现了不少新的流型。研究者们对多相流流型的研究结论也存在相当大的分歧^[36]。

在 20 世纪 90 年代以前，人们对油气水多相流的研究非常有限。1956 年 Sobocinski 在水平透明管中研究了空气、水、油的多相流，发现在低流量下

三相分层流动, 在高流量下出现了分散流动。1961 年 Tek 将双液相处理为单液相, 建立了用混合液体物性求解的压降关系式。1970 年 Schlichting 利用现场管道研究油气水多相流, 修正了 Lockhart 和 Martinelli 计算方法。1972 年 Bocharov 等人发表了油、水、天然气多相流动的现场试验结果, 指出油水乳状液反相时, 管道压降达到最大值。1974 年 Guzhov 等人将油气水多相流现场试验结果与两相流加以比较后指出, 把稳定油水乳状液的性质用于三相混合物的液相是不合适的。1976 年 Shean 建立了流型图, 并使用漂移流动模型来计算垂直管中的多相流动。

但是, 从 20 世纪 90 年代起, 情况发生了较大变化。生产的需要和技术的进步, 使油气水三相管流成为国际多相流领域研究的热点, 突出表现在许多发达国家利用高水平的试验环道和先进仪表进行多相流力学模型的实验研究, 取得了初步的成果^[37]。

1991 年, 德国汉诺威大学的 Stapelberg 等学者^[38]采用对比法, 对流型进行了研究。设计了两套试验环道, 管径分别为 23.8mm 和 59mm, 管道发展段长度为 10m 和 35m, 以白油为油相, 其密度为 858kg/m^3 、粘度为 $31.0\text{mPa}\cdot\text{s}$ 、油水表面张力为 53.5mN/m 、气相表观速度为 $0 \sim 4\text{m/s}$ 、液相表观速度为 0.226m/s 和 0.244m/s 、油水比为 0.25、0.5 和 0.75。他们指出, 假如不考虑油水之间的分散程度, 在水平管中, 观察到油气水多相流的流型与气液两相流相同。在低流量下, 油气水三相按其密度作分层流动, 增加气液流量, 先在油水界面上, 继而在油气界面上出现小波浪。流量继续增加, 波浪流变为段塞流, 但此时在液相中油水仍然分层流动。若再增加流量, 段塞流速增加, 油水开始掺混, 最后形成分散流动。因而可以用气液的流型图来描述油气水多相流的流型, 这一结论有一定的代表性。例如, 美国 Tulsa 大学的 Malinowsky 也持同样的观点。然而, 由于其研究集中在段塞流上, 液相为完全掺混的油水混合物, 故其结论存在局限性。

1992 年, 美国 Rensselaer 工业研究院的 Acikgoz 等学者^[39]发表了油气水多相流流型的研究成果。实验在恒温 $26 \pm 0.5^\circ\text{C}$ 下进行, 管径为 19mm, 管长为 5.78m, 其中流动发展段为 2.93m、实验段为 1.83m。选择类似北海原油的矿物油做油相, 25°C 时其粘度为 $116.4\text{mPa}\cdot\text{s}$ 、密度为 864kg/m^3 。在流型实验过程中, 气相表观速度为 $0.142 \sim 50\text{m/s}$ 、水相表观速度为 $0.004 \sim 0.6\text{m/s}$, 油相的表观流速为三个固定值 (0.043m/s , 0.09m/s 和 0.24m/s)。把以油或水为连续相的流动, 分别称为油基 (oil-based) 和水基 (water-based), 根据油基和水基的不同, 划分了以下 10 种流型: (1) 油基分散气团流; (2) 油基分散段塞流; (3) 油基分散分层 / 波浪流; (4) 油基分离分层 / 波浪流;