

普通高等教育船舶类规划教材

海上油气集输

HAISHANG
YOUQI JISHU

肖祖骐 李长春 编著



北京)

6

上海交通大学出版社

(沪)新登字 205 号

内 容 简 介

本书根据海洋油气集输的任务,主要叙述油田原油的采集、初步加工处理、短期储存及外输的整个集输过程。对油、气、水处理所用设备、作用原理和处理流程作了详尽的介绍,也对集中的工艺管路设计、平台上部设备的布置原则作了论述。因此,通过本书的学习,不仅对海洋油气集输的全套工艺过程有一个完整的概念,而且可对油气集输的工艺流程进行初步的设计工作。

本书为高等学校海洋工程专业教材,也可供从事海洋工程工作的工程技术人员使用和参考。

205/10

海 上 油 气 集 输

出 版: 上海交通大学出版社
(上海市华山路1954号·200030)
发 行: 新华书店上海发行所
印 刷: 立信常熟印刷联营厂
开 本: 787×1092(毫米) 1/16
印 张: 9.75

字 数: 236,000
版 次: 1993年 1 月 第1版
印 次: 1993年 1 月 第1次
印 数: 1—1,425
科 目: 288—321

ISBN 7-313-01146-6/TE·3

定 价: 2.90 元

出版说明

根据国务院国发(1978)23号文件批转试行的“关于高等学校教材编审出版若干问题的暂行规定”，中国船舶工业总公司负责全国高等学校船舶类专业教材编审、出版的组织工作。

为了做好这一工作，中国船舶工业总公司相应地成立了“船舶工程”、“船舶动力”两个教材委员会和“船电自动化”、“惯性导航及仪器”、“水声电子工程”、“液压”、“水中兵器”五个教材小组，聘请了有关院校的教授、专家60余人参加工作。船舶类专业教材委员会(小组)是有关船舶类专业教材建设的研究、指导、规划和评审方面的专家组织，其任务是做好高等学校船舶类专业教材的编审工作，为提高教材质量而努力。

在总结前三轮教材编审、出版工作的基础上，根据国家教委对“八·五”规划教材要“抓好重点教材，全面提高质量，适当发展品种，力争系统配套，完善管理体制，加强组织领导”的要求，船舶总公司于1991年又制定了《1991—1995年全国高等学校船舶类专业规划教材选题》。列入规划的选题共107种。

这批教材由各有关院校推荐，同行专家评阅，教材委员会(小组)评议，完稿后又经主审人审阅，教材委员会(小组)复审，然后分别由国防工业出版社、人民交通出版社以及有关高等学校的出版社出版。

为了不断地提高教材质量，希望使用教材的单位和广大师生提出宝贵意见。

中国船舶工业总公司教材编审室
1992年5月

前 言

本书为1991~1995年中国船舶工业总公司船舶工程教材委员会的指令性计划教材。系根据1991年该委员会通过的“海上油气集输”大纲编写的，可供高等学校海洋工程专业学生使用，计划学时数为36学时。

随着我国海洋石油工业的蓬勃发展，迫切需要培养一批从事海洋工程，尤其是海上油气集输方面工作的专门人材。为此，上海交通大学船舶制造系于1978年成立了海洋工程专业，并于1984年招收了首批该专业的学生。同时，“海上油气集输”也被列为该专业的一门必修课程。

海上油气开发在我国是一门新兴工业，就世界而言也是一门日新月异的高科技。同时，它也是一门综合性的专门技术。目前，我国有关高等院校的海洋工程专业所编写的教科书和教材，大多偏重于海工结构，尚缺少讲述油气田生产设施方面的书籍。国外海上油气集输虽已是一门成熟技术，但无这方面的系统专著；许多石油公司都有培训技术人员的教材，但也互相保密，未见公开出版。1987年作者为满足教学上的需要，编写了我国第一本有关海上油气集输方面知识的油印讲义，经过5届学生的使用，参考了兄弟院校有关教师对本讲义的评阅意见，并根据船舶工程教材委员会所通过的相应大纲，对原油印讲义进行了删节和修改，并在各章后附上了适量的思考题，而最终形成了本教材。

本书概括了油气集输领域所必需掌握的基础理论，对油气生产各系统的功能均作了简明的叙述，并介绍了生产实践中实际使用的计算公式和设计方法。同时，对目前世界海上油田所采用的最新科技成果也作了必要的介绍。

本书的编写得到了章文蔚、方雅玲等同志的大力帮助，主审罗建勋高级工程师在许多方面提出了极宝贵的意见和建议。在此一并表示衷心的感谢。

教材建设是一项长期的工作，由于作者水平有限，本书难免存在不少缺点，敬请广大读者和使用本教材的兄弟院校师生继续提出宝贵意见，以期在今后的教学实践中使本教材得到不断改进和完善。

编 者

1992年1月

目 录

第1章 绪 论

§ 1—1 海上油气集输的研究任务和生产流程	1
§ 1—2 海上油气集输方式	4
§ 1—3 海上油气集输工程发展简史	5
§ 1—4 我国海上石油开发概况	7

第2章 采油井生产过程和设备

§ 2—1 自喷井	12
§ 2—2 机械采油	18
§ 2—3 水下采油工艺	26

第3章 原油处理

§ 3—1 油气分离	41
§ 3—2 原油脱水和脱盐	54
§ 3—3 原油稳定	64
§ 3—4 油气计量	68

第4章 天然气处理

§ 4—1 天然气脱水	73
§ 4—2 气体放空火炬	82

第5章 注水和污水处理

§ 5—1 注水系统	94
§ 5—2 含油污水处理	98

第6章 原油储存与运输

§ 6—1 原油储存	103
§ 6—2 原油装载	106
§ 6—3 海底输油(气)管道	111
§ 6—4 浮式生产系统运动对工艺设备设计的影响	114

第7章 平台工艺管路

§ 7—1 液体管路的水力计算	118
§ 7—2 气体管路的水力计算	122

• 1 •

§ 7—3 油气混输管路	123
§ 7—4 采油井井口温度计算	124
§ 7—5 平台管路的设计考虑	127

第 8 章 海上油(气)田工程设计

§ 8—1 可行性研究	131
§ 8—2 工程设计	138

主要参考文献

第1章 绪 论

§ 1—1海上油气集输的研究任务和生产流程

从海底下开采出来的原油和天然气，经过采集、初步加工处理、短期储存，再经单点系泊等设施装船外运或经海底管道外输，这全套工艺通常是在海上平台上完成的，我们把它称为海上油气集输。

一、海上油气集输的研究任务

海上油气集输主要任务有：

- (1) 采油采气 从油井采出原油、天然气(有时还有水)经采油树及管汇送往处理装置。
- (2) 油气处理 在平台上进行油井计量；油、气及游离水进行三相分离；分离出的原油进行脱水、稳定、计量后送往油罐或油轮暂时储存；分离出天然气经脱水、部分天然气供平台作燃料使用，其余天然气或外输或送火炬燃烧；分离后的污水一般经处理后排放。
- (3) 原油储运 储存的原油经加压、计量后，或通过管道，或经运输油轮送往用户。
- (4) 二次采油工艺 二次采油的目的是提高采收率，主要方法有注水、注气等。海上油田的注水工艺往往划入油气集输工艺一起设计、施工。注水工艺主要有取水、水质处理、注水等。

油气集输是油气田开发的一个重要环节。

我国陆上油田，如大庆、胜利等，经过二十多年的生产实践，已初步形成了一套与油田生产相适应的油气集输工艺技术，每年采出、处理和外输一亿多吨原油。

海上油气集输的基本工艺和陆上相似。但海上由于平台空间限制，要求设备安装更紧凑，安全和自动化技术要求更高，相应投资也大得多。

二、油气集输生产流程

平台上油气集输处理工艺比较集中，仪表自控系统比较复杂。如果你跨上一座采油平台、满眼都是管道、阀门、容器、泵、和仪表，让人眼花缭乱甚至感到神秘莫测。不过对内行来说，只要顺着流程分析，所有环节就一清二楚了。

图1—1是英国北海某油田实际使用的流程图(Process flow diagram)，因该图比较典型，此处用其作一系统分析。

井口采的油、气、水混合物，由阀组进行切换，切换方式可手动或自动(遥控)。

在使用水下采油树或井口平台等情况下，由于井口到生产管汇距离较远、管输温度较低，因此往往要使用清管器接收装置，来接收油井井口发送过来，用以清除管道结蜡的清管器。

每口单井采的油、气、水混合流体，都将按规定的的时间间隔要求，轮流经测试管汇输往计量分离器进行计量测试。在计量分离器中，气、液二相分离，液相中的油和水也部分分离。在分离器出口管道中装有计量仪表，分别对油、气、水三相进行计量。因为油中还含有

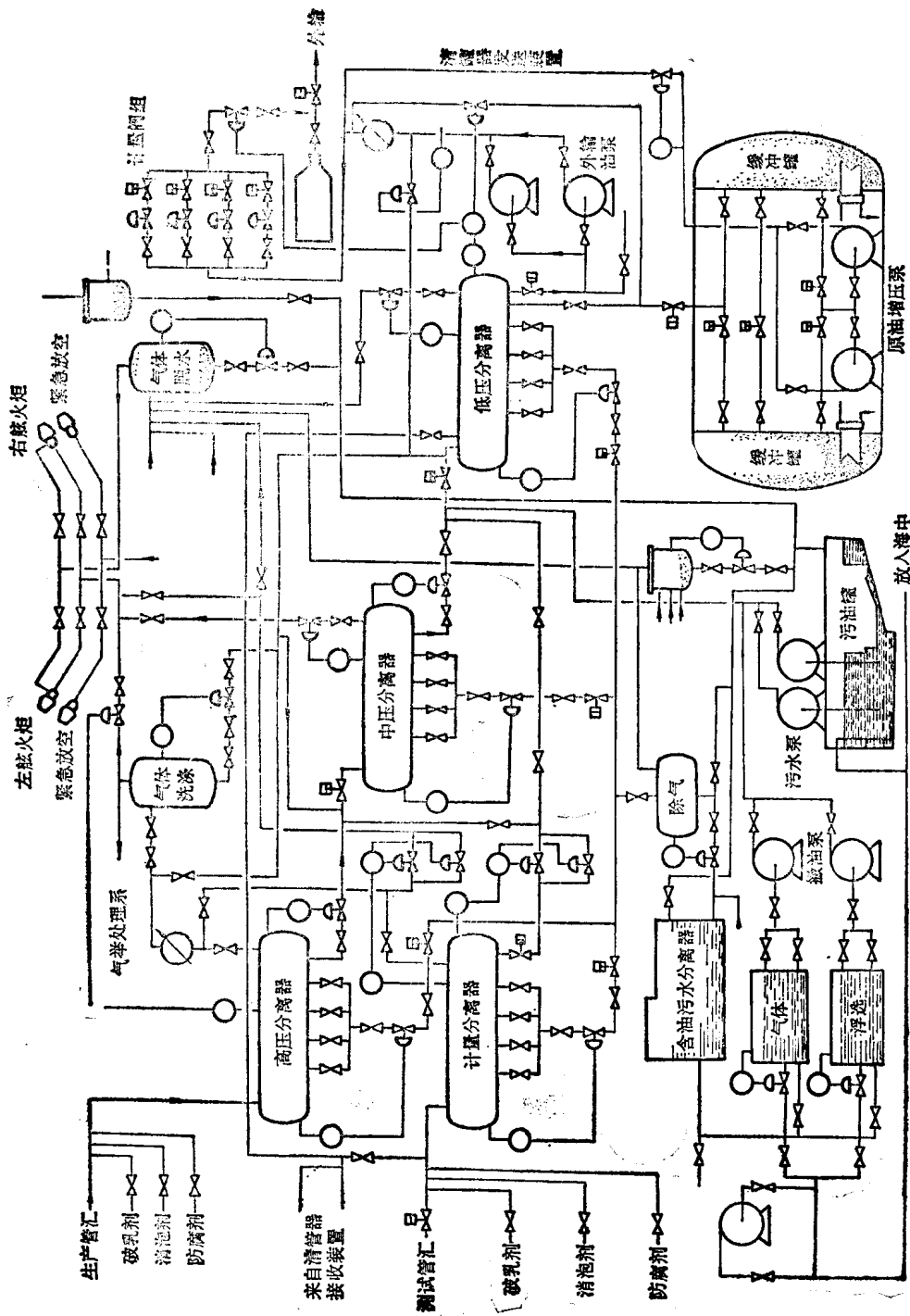


图 1-1 油气集输处理流程图

部分乳化水，所以管道中还有含水分析仪以检测出油中含水量，将其积算到水量中去。三相计量通常由控制盘控制，并由电脑自动积算和打印报表。

其余各井的混合流体，包括单井计量之后又混合的流体，通过生产管汇再先后进入高压、中压、低压生产分离器进行三级油气分离。采用三级分离的目的是提高分离效果，并起到稳定原油的作用。

分离出来的原油因还含有乳化水，一般需再进入脱水器进一步破乳、脱水(本图没有此流程)，才能使处理后的原油达到合格外输的要求。原油还需经缓冲罐或油罐暂时储存。缓冲罐比油罐容积小得多，因此在平台上仅占不大的空间，经济上较为合理。但容积小就是缓冲量小，如果外输采用通过管道将油泵送至岸上的方法，因管道工作稳定，对储存量无严格要求，因此可使用缓冲罐。但若是采用油轮来外输原油的采油平台，因受气候等因素干扰，油轮很可能不能按计划到达和开航，为了保证不至于频繁关井和保持正常生产，必须有7~15天的安全储存容积，就是说在海上必须有储存用油轮或油罐。

输到岸上的长距离输油管线应当使用清管器，它不仅能起到清除积蜡效果，还能清除施工期间留下的脏物，管道低凹处的积水等。对输气管线来说，使用清管器清除积液也是十分重要的。

所有分离器中都有液位控制装置，及测温测压仪表。

视油温和油品凝固点、粘度情况，系统中有时需增设加热设备。系统中压力不够之处，还需设增压泵。为了消泡、破乳、防腐蚀和防止石蜡沉积等需要，系统中往往需注入不同的化学药剂。

高、中压分离器分出的天然气经脱去水分后，一部分可供平台上燃气轮机和加热炉等处作燃料，另一部分经三级加压后可供注气或气举使用。注气是一种提高采收率的方法，气举是一种采油手段。多余的天然气送往平台左右两舷伸出的火炬燃烧臂烧掉。低压分离器分出的气体因压力不够，往往只能作密封用气或直接送火炬烧掉。火炬燃烧臂处有时还有两个紧急放空头，以备突然停止用气时，天然气因无出路而造成系统压力升高引起危险。

如果油田产气量较大，又不打算用注气方法回注到油层，还可考虑另铺设一条管线将气送往岸上(本流程没有)。这样为输送天然气需设有处理装置，例如采用三甘醇脱水等法来降低露点以防管道中产生水化物而堵塞管道。

分离器的脱水器分出的含油污水，除气后进行二级污水处理。第一级靠重力进行分离，第二级用气体浮选的办法。二级分离后的污水中如果含油量减少到符合国家规定的排放标准，则可排放到海中。如果达不到标准则需重复处理。在水质条件较差或要求较高的场合，往往还需进行过滤处理(本流程图没有)，过滤后的水可外排，也可重新回注到油层之中。注水和注气一样，也是提高采收率的一种方法。二级污水处理中浮上的污油，自流或用泵打到污油罐，进一步沉降后，面上的浮油用泵打到低压分离器重新处理。污水处理过程中往往也需加入絮凝剂、浮选剂等化学药品。

准备注水的油田，虽可用污水处理后回注，但从经济上考虑，实际生产中大量使用的方法还是直接抽取海水，经过滤、脱氧、杀菌等处理后，用高压注水泵注向油层。

以上概略介绍了通常海上采油平台油气集输处理的主要流程情况。详细工艺及原理、计算等将在其他章节中逐一介绍。

§ 1—2 海上油气集输方式

一、三种海上油气集输方式

海上油气集输方式是按完成油气集输任务的可利用环境位置而区分的。一般可以分为全

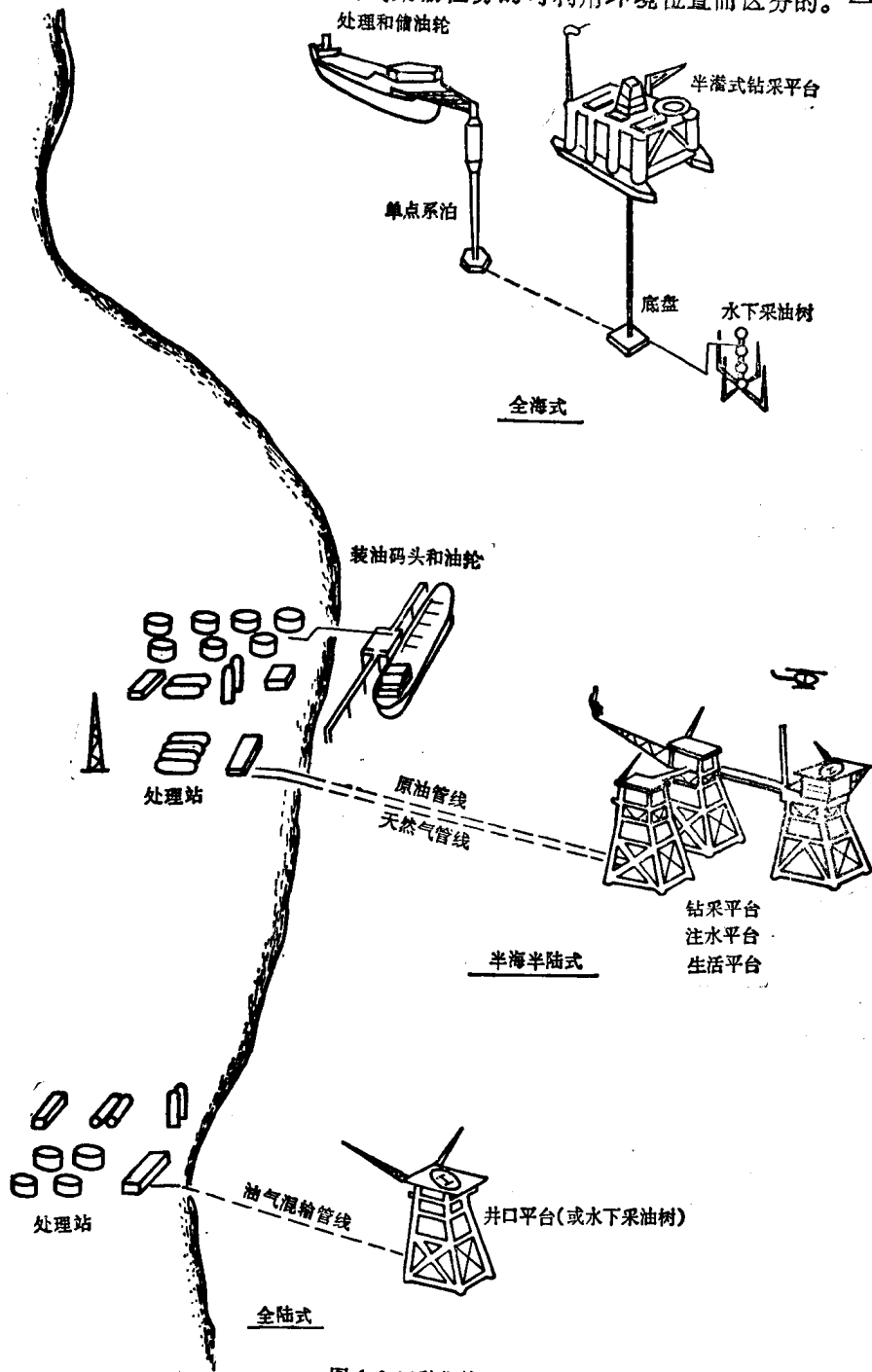


图 1-2 三种集输方式示意图

海式、半海半陆式和全陆式。由于方案的不同，对储运方式及工艺设备布局带来较大的影响。图1—2反映了海上三种不同集输方式。

1. 全陆式集输方式

全陆式是指原油从井口采出后直接由海底管线送到陆上，油气分离、处理、储存全在陆上进行，这种集输方式只能用于离岸很近的油田。由于海上作业工程量少，因而投资省、投产快。但这种集输方式因受井口压力的限制对离岸远的油田不适用，而且集输管线因是油气水三相混输，管内摩阻大，要求管径也相应增大。

2. 半海半陆式集输方式

半海半陆式指集输系统的部分工艺设施在海上，部分在陆上。一般是采集、分离、计量、脱水等在海上。原油经海底管线运送到陆上进行稳定、储存、中转等。该集输方式适应性较强，不论远海、近海都可采用。但该方式必须铺设海底管线，对海底地形复杂，或原油性质不适宜管输的情况，不宜采用这种方式。

3. 全海式集输方式

全海式指原油从采出直到外输的所有集输过程全在海上进行。它适宜位于远海、深海的油田。由于该方式多数采用浮式设施，费用相应较低，因此一些离岸较远的低产油田，边际油田也往往采用这种方式。

二、选择集输方式的原则

选择集输方式是海上油田开发研究的第一步，影响选择的因素很多。必须在掌握大量资料基础上进行综合经济分析比较，才能得到合理的方案。主要影响的因素如下：

- (1) 油气藏情况：包括油田面积、可采储量、开采方法、油气井生产能力、开采年限、油气性质等；
- (2) 油田位置：油田离岸距离、岸上码头情况或建港条件、油田附近有无岛屿等；
- (3) 环境条件：油田水深、海底地形、海水和土壤性质、气象、海况、地震资料等；
- (4) 油气销售方向：原油内销还是出口，到消费中心距离、输送路线是水路还是陆路等；
- (5) 海上施工技术：承制海上结构的工厂及海上施工、运输、铺管等技术水平和设备条件等；
- (6) 其他条件：如原油价格、材料价格、临时设备重复利用的可能性、投资、操作费用、经济评价后的盈利情况等。

§ 1—3 海上油气集输工程发展简史

海上油气集输方式是从全陆式转变为半海半陆式，再从半海半陆式发展出全海式。从海上石油工业发展的历史可以回顾出这个演变过程。

1907年在美国加利福尼亚的Summerland钻出了历史上第一口海上油井。之后十年钻了几十口海上油井，这些井离岸很近，最远的不过150m。钻井在木桩栈桥上进行，栈桥加宽的地方就是钻井平台，钻机移走后就是采油平台。一共建了11条栈桥，长度从90m到150m不等，每条栈桥上钻6到8口井，栈桥上铺设管线。这些油井都是自喷井，原油靠地层压力输到岸上，进行处理和储存。这是最早的海上油气集输系统，是全陆式。

第一次世界大战前后在马拉开波湖和里海发现油田，人工岛由长堤与岸上相连，堤上铺设管线。到30年代，由于水深增加，改用固定平台开采，平台与平台之间用栈桥相连，并有一条栈桥通往岸上。栈桥上铺设各种管线和电缆，还可通行汽车。处理和存储设备都放在岸上。委内瑞拉马拉开波湖先用木桩平台开采，后发现木桩蛀虫十分猖獗，木桩寿命仅6~8个月，故改用混凝土桩，最后改用钢桩，原油都送到岸上处理储存。因此，里海和马拉开波湖的初期油气集输也采用了全陆式。

1938年墨西哥湾近海发现了石油。但这个石油资源丰富的大陆架从50年代起才大规模开发。70年代末该处约有1900个采油(气)平台，其中部分为多井平台，最多的一个平台上有32口井。

墨西哥湾油田的集输，最初是将油井出油管通到栓在平台上或抛锚停泊在平台附近的驳船上，驳船装满后由拖轮拖往岸上，油井停产，等候驳船回来；有的用两条驳船轮流接运；有的在平台上安装一个油罐作暂时储存，再由驳船运输；也有的用管线把原油送至岸上。这些都是全陆式。

后来，为了提高运输效率，原油改在海上处理，把分离出来的气体在海上烧掉，沉淀出来的污水则倾入海中，后因美国外陆架管理局禁止这样做，勒令石油公司把污水运回岸上处理，以免污染海水，于是才不再在海上脱水，而把脱气后的所谓“湿油”运到岸上脱水，直到海上污水处理设备试验成功后，才重新在海上脱水。所有这些都是半海半陆式。

1951年墨西哥湾开采了第一个气田。天然气在平台上脱水并分离出凝析油，然后再把凝析油与天然气混输到岸上，进行最后处理。墨西哥湾的许多气田至今还沿用此法。这也是半海半陆式。

同年在波斯湾发现了Safaniya大油田，离岸约5km，水深约6m。波斯湾开采的海上油田大多数在海上分离气体，就地烧掉，原油则送到岸上。1969年在Safaniya油田北部安装的一套生产系统由三个平台组成，即分离与泵平台，动力平台和生活平台。气体在海上烽火台上烧掉，原油用海底管线送到岸上中转库。这也是半海半陆式。

1955年在墨西哥湾安装了一套大型海上原油集输系统，名为“尤金岛油田生产集输系统”。油田水深12m，离岸64km，用75km长的300mm直径海底管线把油和气分别输送到岸上。这也是半海半陆式。

此后，墨西哥湾油田普遍推广海底管线集输技术。不过，离岸较远的孤立小油田还是用驳船接运。此外，新发现的油田，在通往岸上的海底管线铺设之前，也有用驳船接运的。离岸太远、铺设海底管线不经济的油由也用驳船运油。

1960年墨西哥湾在离岸96km、水深30.5m处的一个油田，平均日产量约360t，采用三个平台开采，一个生产平台，装有1000t储罐；一个储罐平台，容量1200t；一个生活平台，装有450t储罐。三个平台之间有栈桥相通。油罐内的油用驳船运往炼厂。形成了全海式集输系统。在当时，在这样的产量、水深和离岸远近的条件下，这种平台储存加驳船运输的作法比用海底管线输油经济，但1964年10月的一次百年一遇的巨风把这些装有储罐的平台摧毁。后来用系泊在浮筒上的储驳代替，只化了三个月的时间就恢复油田的生产。

1960年墨西哥湾第一次采用了利用油水置换原理的海底储罐，容量约为4100t。油水交界面上并未发生乳化现象。

1960年(一说1958年)出现单点系泊系统。

1969年澳大利亚巴斯海峡的Marlin和Barracouta等气田相继开采,前者用24口井平台,后者用10口井平台,集输方式为在海上进行初步分离后,用海底管线输送到岸上。

1966年开始投产的波斯湾Falch油田为世界上第一个采用大型海底储罐的海上油田。该油田离岸93km、水深42.5m,最高日产量达18 000t左右。原油在集油平台和处理平台上分离,储存在总容量近 30×10^4 t的三个海底储罐和两艘单点系泊的储驳中。有两套供油轮系泊和装油的设备,可以同时为两艘大型油轮装油,一套设备的装油能力为每小时4 800t,另一套为每小时13 700t。分离出来的天然气除了在平台用作各种动力机械和加热器的燃料外,多余的在海上烧掉。

这是世界上第一个大型全海式集输系统。

1970年发现的北海挪威海域Ekofisk油田和英国海域Forties油田都是大型油田,前者年产可达 $1\ 000 \times 10^4$ t,后者可达 $2\ 000 \times 10^4$ t。

Ekofisk油田水深74.5m,离挪威海岸270km,离英国海岸289km,离德国埃姆登390km,但挪威岸边有海沟,故该油田油管铺到英国 Teesport,气管铺到德国埃姆登,该油田从1971年起就边生产边开发。当时兼作原油储罐用的处理平台尚未建成,利用两艘系泊在浮筒上的运油驳船生产,多余气体在海上烧掉。输气管线完成后,全部伴生气输往德国。

1981年英国北海投产的Buckan油田是个小油田,可采储量仅 670×10^4 t,高峰日产9 600t。采用海底完井、浮式平台。方案比较时放弃了用输油管线的设想,这些都采用了全海式集输方式。

§ 1—4 我国海上石油开发概况

我国海上石油勘探是从60年代开始的。1975年渤海第一座海上试验采油平台投产,揭开了中国海上石油开发的序幕。近年来我国海上石油进入了利用外资和技术合作勘探开发的新阶段,并在渤海、黄海、东海、南海都已发现了油气显示,其中渤海和南海的部分区块已投入了开发。到1990年底为止,我国投产的海上油田有5个。

一、埕北油田

渤海的埕北油田,是中日合作开采的第一个海上油田。该油田属穹窿背斜构造,上部有气顶。构造面积 11.5km^2 ,平均井深1850m,水深约16m。根据埕北油田的构造形态,油田划分为A、B二区。选用全海式油气集输系统,即采油、油气处理、储存、装船等工艺全在海上完成。A区在西部,部署了一座能钻28口井的钻井采油平台和一座公用设施及住房平台。钻采平台上除安装钻井设备和采油井口外,还装有油气分离、原油脱水、脱盐、污水处理及注水等设施(流程见图1—3)。公用设施和住房平台装有发电、燃油系统、直升机甲板、居住等设施和一个悬臂火炬。B区除部署了和A区完全一样的钻采平台与公用设施平台外,另加一座储罐平台和一座海上输油码头与两个系船墩。两区之间,由一条长1.6km的海底输油管线相连,可使A区的原油输往B区储存并外运。

埕北油田可采储量约 $500 \times 10^4\text{m}^3$,计划连续采油20年,高峰期年采油量为 $44 \times 10^4\text{m}^3$ 。油田开发费用约为2.8亿美元,其中中方投资额占51%。

1985年10月1日,B区第一船原油运出,开始商业性生产,1986年生产原油 16.8×10^4 t。

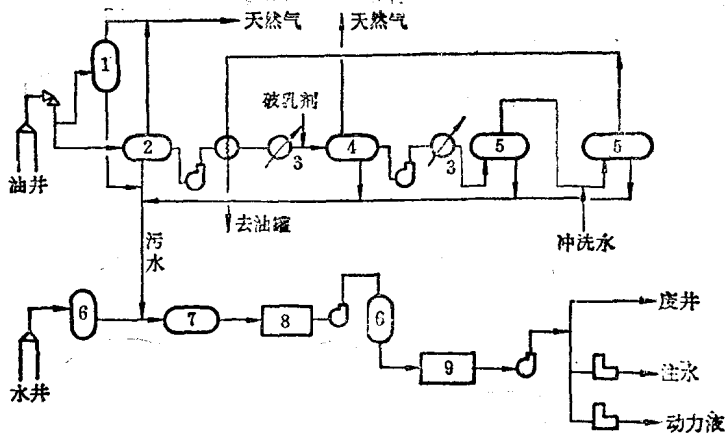


图 1-3 埕北油田主体工艺流程

- | | | | |
|-----------|----------|--------|---------|
| 1—计量分离器; | 2—三相分离器; | 3—加热器; | 4—热处理器; |
| 5—电脱水脱盐器; | 6—砂过滤器; | 7—凝聚器; | 8—气浮选器; |
| 9—水罐冲罐 | | | |

1990年生产原油 41×10^4 t。埕北油田的总体布置见图 1-4。

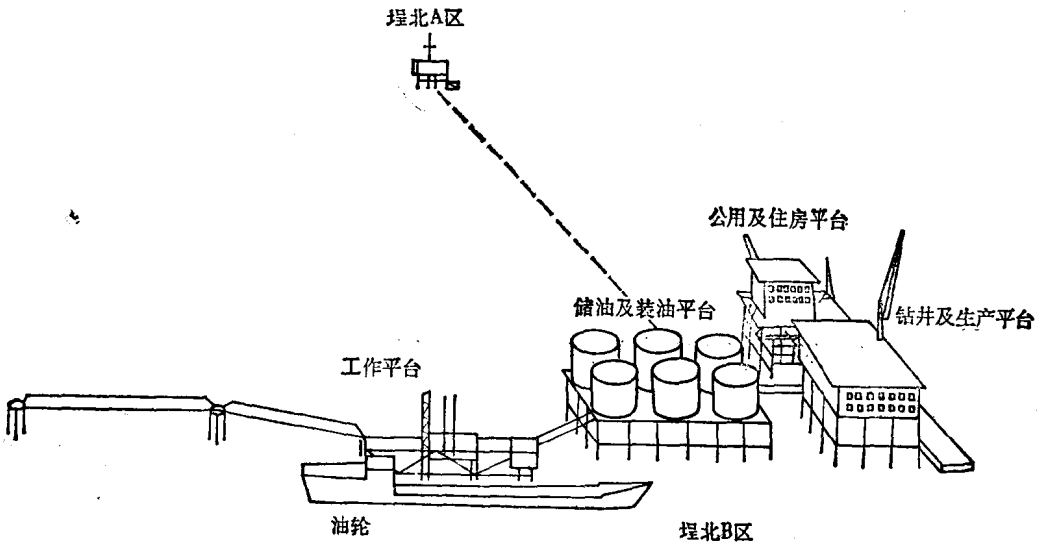


图 1-4 埕北油田布置图

二、涠10—3油田

1986年8月投产的涠10—3油田,是我国南海投入开发的第一个油田。由中国海洋石油总公司和法国道达尔公司为首的四国五家公司合作开发。涠10—3油田位于南海北部湾涠洲岛的西南方,长7.5km,宽2.7km,含油面积约15km²。

在该油田试生产阶段中,集输系统主要分三部分。井口平台、单点系泊装置和浮式生产储油轮。是全海式集输系统。

井口平台总高约79m,其中水下部分40m,主要由导管架、底层甲板、主甲板、上层甲板

和直升飞机甲板等组成,总重1 667t。其主要功能是:

- (1) 回接并安装采油井口、保护油井;
- (2) 支撑各种设备,包括管汇、测试分离器、井口控制盘等;
- (3) 进行单井测试、下钢丝绳测压等作业。

单点系泊装置主要用于系泊油轮,并能使之随海流和风向而转动,从而使油轮总是迎着风向,在海中保持最大限度的稳定。台风到来前,油轮还可迅速解脱,驶离现场。单点系泊的上部安装有多通道的高压旋转头,用于输送油、气、水等流体。从采油井口出来的原油,通过1.5km长的海底输油管线,再经单点系泊上的软管输送到处理油轮上。另外,系泊装置的近海面部位还装有一个直径29m可转动的防撞圈,以防油轮直接撞坏系泊装置本体。

命名为“南海希望号”的浮式生产储油轮是涠10—3油田的核心设备,油轮长298m、宽46m,载重量可达 17.4×10^4 t。它具有两个功能:

- (1) 对油、气、水进行处理,包括油气分离、脱水、污水处理、注水、油井产量、压力、温度等参数的遥测与井口遥控等综合控制;
- (2) 储存处理后的原油,并卸到定期而来的运输油轮上。

此外,储油轮上还有一个可供百人住宿的生活区和一个直升飞机甲板。

涠10—3油田的原油性质较好,相对密度0.833,粘度(50℃)5.95mPa.s,含硫仅0.077%,凝固点33.9℃,是低硫石蜡基轻质原油。

为期两年的评价性试生产阶段中,预计年产原油 $60 \sim 70 \times 10^4$ t,1986年投产后开井4口,截止年底生产4个多月,共产原油 16×10^4 t。1990年生产原油 26×10^4 t。

三、BZ28—1 油田

BZ28—1油田在1989年投产,也是中日合作开发的油田。

BZ28—1油田开发工程选用了类似涠10—3的浮式生产储油方式,和埕北油田相比,海上施工作业周期较短,工程量较小,它由一座单点系泊和一艘生产处理储油轮构成工程主体,南、北两座井口平台各自通过1.7km的海底管线(包括电缆)与单点系泊连接起来。

每座井口平台仅布置4口生产井,钻井工作由自升式钻井平台完成,钻完井后,自升式钻井平台撤离,油井回接到井口平台上。这样,既降低了投资,又缩短了油田建设周期。井口平台上还设有计量分离器、清蜡设备、应急居住设施、化学剂注入设备、清管器等,平台顶部为直升飞机甲板。平台的供电由浮式生产储油轮上的发电装置通过海底电缆供给。

由于渤海水浅、有冰、淤泥层厚、有地震,给单点系泊装置的设计带来很大困难。目前世界上单点系泊类型大约有12种,已建成投入使用的单点系泊约150个。但至今还没有一个在有冰的海域使用过。这次推荐了一种固定塔架式的单点系泊装置。

BZ28—1油田选用的生产处理储油轮储油能力为52 000t,原油设计处理能力约 $1 900 \text{ m}^3/\text{d}$ 。其主要设备有:

- (1) 原油处理、储存、外输设备,包括油气分离器、原油脱水、污水处理设施、计量和装油设备、储油仓等;
- (2) 公用设施,包括电站、锅炉、海水、淡水系统、压缩空气站、消防设备、生活污水处理设备、中央控制室、居住舱室等。

BZ28—1油田1989年5月投产后,截止年底生产7个多月,共产原油 17×10^4 t。1990年产量

为 $19 \times 10^4 \text{t}$ 。

四、BZ34—2/4E 油田

BZ34—2/4E油田位于渤海中部，距渤海石油公司塘沽基地约100km，水深约20m，油田由BZ34—2构造和BZ34—4构造的东部断块组成，初期以弹性水驱和溶解气驱方式开采，两年后开始注水。

油田选用两座固定式井口平台，海底管线、一座固定式单点系泊(SPM)和一艘浮式生产储油轮(FPSU)进行生产。

靠北的2EP生产平台，负责开采BZ34—2构造内的6口生产井，最高日产油量为 1750m^3 ，原油经长1400m，直径 $16'' \times 10''$ 的双层海底管线，再经单点系泊和生产储油轮相连。靠南的4EP生产平台，负责开采BZ34—4E断块的2口生产井，最高日产量约 420m^3 。所产原油经长2900m，直径为 $14'' \times 8''$ 的双层海底管线输送到生产储油轮。

浮式生产储油轮有分离、脱水等处理设施，并预留了安装气举设备的位置，以备油田生产末期进行气举作业。油轮上储油舱的储油能力为 $5.2 \times 10^4 \text{t}$ 。注水设备也安装在储油轮上，经过单点系泊和 $6''$ 、 $4''$ 海底管线分别向BZ34—2构造和BZ34—4E断块注水，在BZ34—2构造的5口注水井，单独设置在1座注水平台上，称2EW注水平台。而BZ34—4E断块的1口注水井则与2口生产井同在4EP生产平台上。

浮式生产储油轮上还有供电装置，由3台2500kw的燃气轮机发电机组组成。另有可供69人居住的生活区。

BZ34—2/4E油田于1990年7月投产，当年产油量约为 $23 \times 10^4 \text{t}$ 。

五、惠州21—1 油田

1990年9月投产的惠州21—1油田是我国南海珠江口盆地投入开发的第一个油田，由中国海洋石油总公司和意大利AGIP、美国Chevron和Texaco这三家外国公司合作开发。

惠州21—1油田位于深圳东南方约160km处。构造面积 8.5km^2 ，平均井深3000m，水深115m，可采储量约 $400 \times 10^4 \text{t}$ ，计划采油5.5年，高峰日产油量为4300t，项目总费用约2.3亿美元，其中中方投资占51%。

惠州21—1油田主要工程内容有：

- (1) 一座15孔多井基盘，供予钻井用；
- (2) 钻15口井，其中10口油井，1口气井和4口注水井；
- (3) 一座4腿的钻井和采油平台，该平台下面安装有供予钻井用的水下基盘，平台将容纳辅助钻机、油井计量设备、一级分离设施、气举压缩机、生产管汇、火炬、采油和钻井/修井人员的居住区和其它各种必要的设施。
- (4) 一座有旋转接头的转塔式Turret单点系泊系统，用锚链固定，该单点系泊具有在受台风威胁的情况下迅速解脱的特点；
- (5) 一艘 $25 \times 10^4 \text{t}$ 排水量的浮式生产储油轮，油轮上具有的生产设施包括油气分离设备、发电设备、采出水处理设备、注水设备、并联和串联通过浮式软管给穿梭油轮装油的设施；
- (6) 平台和单点系泊之间铺设的三根海底管线(低压气、输油和注水管线)和一条15kV的电缆，管线距油轮1.85km(惠州21—1油田工艺流程简图见图1—5)。

命名为南海发现号的浮式生产储油轮，除了供惠州 21—1 油田使用外，同时还供 1991 年投产的惠州 26—1 油田共用。惠州 26—1 油田距该油轮 25km，可采储量 $700 \times 10^4 \text{t}$ ，预期开采 10 年，高峰日采油量为 4300t。

惠州 21—1 油田 1990 年原油产量 (9 月—12 月) 为 $14 \times 10^4 \text{t}$ 。

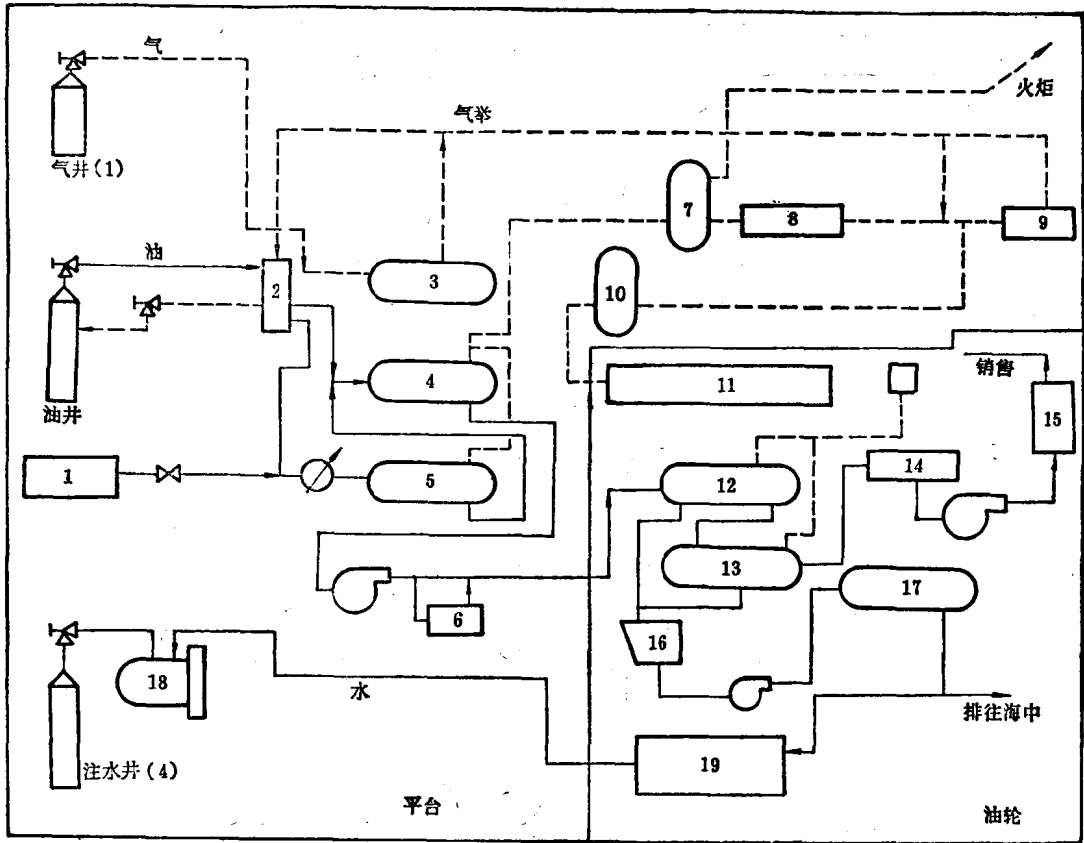


图 1-5 惠州 21—1 油田流程图

- | | | |
|------------|------------|------------|
| 1—置换液罐； | 2—管汇； | 3—高压气体分离器； |
| 4—生产分离器； | 5—计量分离器； | 6—再启动泵； |
| 7—气体净化器； | 8—1级气体压缩机； | 9—2级气体压缩机； |
| 10—燃料气脱水器； | 11—燃料气系统； | 12—生产分离器； |
| 13—脱水器； | 14—油罐； | 15—计量装置； |
| 16—污水罐； | 17—平板分离器； | 18—过滤器； |
| 19—注水单元 | | |

思考题

1. 海洋油气集输的主要任务是什么？
2. 试述海洋油气集输的方式及其选择原则。