

Haishang You Qi Shui

Chuli Gongyi Ji Shebei

海上油、气、水 处理工艺及设备

戴静君
毛炳生
张联盟 编著



武汉理工大学出版社

Wuhan University of Technology Press

图书在版编目(CIP)数据

海上油、气、水处理工艺及设备/戴静君,毛炳生,张联盟编著. —武汉:武汉理工大学出版社,
2002. 11
ISBN 7-5629-1869-4

I. 海…

II. ① 戴… ② 毛… ③ 张…

III. ① 海上石油开采-水处理-技术 ② 海上石油开采-水处理设备

IV. TE5

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2002)第 096964 号

武汉理工大学出版社出版发行
(武汉市珞狮路 122 号 邮政编码 430070)
各地新华书店经销
武汉理工大印刷厂印刷

*

开本:787×1092 1/16 印张:16 字数:410 千字
2002 年 11 月第 1 版 2002 年 11 月第 1 次印刷
印数:1~1000 册 定价:24.00 元

前 言

在油气田开采过程中,原油处理是重要的工艺环节。原油处理是将开采出来的原油在海上采油平台或生产油轮上进行油、气、水的分离、净化、计量和外输;伴生气经除液后利用或送到火炬系统烧掉;污水进污水处理系统处理,符合排放标准后排放入海中;原油进一步处理后得到合格的商品油存储或外输。要达到这一目的,油、气、水处理工艺和设备的选择和设计是非常重要的,它的选择和设计是否合理,将直接影响到油田开发和生产的效果和经济效益。因此,作者编著了《海上油、气、水处理工艺及设备》一书,汇编了海上油、气、水处理工艺原理,典型的工艺系统流程,相关的设备选择原则和设计原理,为海上的油、气、水处理工艺和设备的选择与设计提供一些参考意见。但读者在使用中要根据实际的生产条件和设计要求对本书的内容进行分析,选择应用。

本书主要内容包括:油气分离工艺及系统流程的选择原则与设计原理、原油脱水和脱盐、原油稳定工艺及系统流程、污水处理工艺及原油输送泵、油气分离器、原油处理设备和水处理设备结构组成、工作原理、设备选择原则和参数选择与设计方法,并对我国海上油田的一些典型工艺系统进行了分析。

本书中第三章、第五章、第九章、第十章和第十一章由戴静君编写,第一章、第二章的第二至四节、第四章、第六章、第七章和第八章由毛炳生编写,第二章的第一节由张联盟编写。

由于编者水平有限及时间仓促,其中错误和不妥之处在所难免,恳请各位读者在应用中给以批评指正。同时,对在本书的编写过程中给予帮助和支持的所有人员表示衷心的感谢。

作 者

2002年8月

目 录

第一章 绪论	(1)
第一节 海上油气集输的任务和生产流程	(1)
一、海上油气田生产的特点	(1)
二、海上油气集输系统	(2)
第二节 海上油气集输方式	(4)
一、海上油气集输方式	(4)
二、油气集输方式的选择原则	(4)
第三节 海上油气集输工程发展过程	(5)
第二章 油、气、水分离	(7)
第一节 油井流体特性	(7)
一、原油	(7)
二、凝析油	(11)
三、天然气	(11)
四、水	(16)
五、杂质和外来物质	(17)
第二节 油气分离方法	(17)
一、平衡分离	(17)
二、机械分离	(17)
第三节 油气分离方法及特点	(18)
一、油气分离机理	(18)
二、油气多级分离的计算	(18)
三、分离效果分析	(23)
四、分离级数的选择	(25)
五、分离压力的选择	(26)
第四节 油气分离系统方案设计	(27)
一、海上油气分离系统方案设计时应考虑的问题	(27)
二、典型油、气、水分离系统分析	(27)
第三章 油气分离器	(31)
第一节 油气分离器概述	(31)
一、油气分离器的主要功能	(31)
二、油气分离器的次要功能	(31)
三、对油气分离器的要求	(32)
四、油气分离器的分类	(32)
五、分离器的型号规格	(33)

第二节 油气两相分离器	(37)
一、两相分离器的结构组成	(37)
二、两相分离器的工作原理	(42)
三、油气分离器的工艺计算	(44)
四、两相分离器尺寸计算	(55)
五、分离器结构尺寸设计计算基本步骤	(58)
六、分离器质量的检验标准	(59)
七、两相分离器计算示例	(59)
第三节 油、气、水三相分离器	(64)
一、三相分离器的分类及结构组成	(64)
二、三相分离器的工作原理	(66)
三、三相分离器的界面控制	(68)
四、有关分离装置的某些问题	(69)
五、三相分离器的工艺计算	(71)
六、三相分离器的尺寸计算	(72)
七、三相分离器计算示例	(77)
第四章 原油处理工艺	(82)
第一节 概述	(82)
一、原油的含水和含盐带来的影响	(82)
二、出矿合格原油指标	(83)
三、油水分离方法	(83)
四、各种油水分离方法的特点	(84)
第二节 原油热化学脱水	(85)
一、原油热化学脱水机理	(85)
二、热化学脱水工艺流程简介	(86)
第三节 原油电脱水	(87)
一、电场技术	(87)
二、原油电脱水脱盐机理	(89)
三、原油电脱水要达到的质量指标	(92)
四、设计技术参数的确定	(92)
五、原油电脱水工艺设计要求	(93)
六、原油脱水系统设计应考虑的因素	(93)
七、典型原油脱水系统分析	(93)
第四节 原油电动态脱盐技术	(94)
一、电动态脱盐技术	(94)
二、电动态脱盐技术特点	(95)
三、电动态脱盐装置主要内件及其特性	(95)
四、静电混合周期	(95)
五、流花油田动态脱盐技术应用分析	(96)

第五节 原油稳定	(97)
一、概述	(97)
二、负压稳定	(98)
三、微正压稳定	(100)
四、分馏法稳定	(101)
第六节 原油处理工艺系统简介	(104)
一、原油处理过程和技术要求	(104)
二、原油处理主要工艺和设施	(105)
第五章 原油处理设备	(111)
第一节 沉降罐	(111)
一、沉降罐的结构组成	(111)
二、沉降罐的工作原理	(112)
三、沉降罐工作效率的衡量标准及影响因素	(112)
第二节 加热脱水处理器	(114)
一、立式加热脱水处理器	(114)
二、卧式加热脱水处理器	(116)
三、静电处理器	(117)
四、加热处理器设计步骤	(117)
五、加热处理器设计示例	(118)
第六章 水处理工艺系统	(123)
第一节 含油污水处理方法	(123)
一、含油污水水质、处理目的及要求	(123)
二、污水处理方法	(124)
第二节 污水处理工艺流程	(128)
一、海上污水处理流程	(128)
二、渤西油气处理厂按 COD 指标控制含油污水生物处理实例	(131)
三、涠洲岛陆地终端污水处理实例	(133)
第三节 开式排放系统及其污水	(136)
一、非含油污水排放系统	(137)
二、含油污水排放系统	(137)
三、开式排放系统的操作	(137)
第四节 注水及水质处理	(138)
一、注海水	(138)
二、污水回注	(143)
三、注地下水	(144)
四、混注	(145)
第七章 水处理设备	(147)
第一节 隔油罐	(147)
一、隔油罐的结构分类	(147)

二、隔油罐的结构组成及工作原理	(147)
三、隔油罐类型的选择	(148)
四、隔油罐尺寸选择	(149)
第二节 板式聚结器	(150)
一、平行板除油器	(150)
二、波纹板除油器	(151)
三、交叉流分离器	(153)
第三节 过滤器	(153)
一、过滤罐	(154)
二、重力式无阀滤罐	(155)
三、单阀过滤罐	(155)
第四节 浮选设备	(156)
一、溶解气浮设备	(156)
二、分散气浮设备	(157)
第五节 海上污水处理设备的选择	(159)
一、海上油田污水处理设备选择的基本原则	(159)
二、海上污水处理设备设计所需的资料	(159)
三、排放污水水质	(159)
四、设备选择步骤	(160)
五、设备技术规格	(161)
六、设计计算示例	(162)
第六节 真空脱氧塔	(164)
一、术语	(164)
二、脱氧塔的结构和工作原理	(164)
三、真空脱氧塔的参数计算	(166)
四、超重力场脱氧装置	(171)
第八章 油田输油系统概述	(172)
第一节 油田输油特点	(172)
一、输液量变化大	(172)
二、输送介质的粘度变化大	(172)
三、油气集输的原油含气	(172)
四、油田采出的原油含泥砂	(172)
五、原油和轻烃都是易燃易爆介质	(172)
六、泵的连续运转	(172)
第二节 输油系统概况	(173)
一、一般原油输送	(173)
二、稠油输送	(174)
三、轻油输送	(174)
四、水力活塞泵动力液输送	(175)

第九章 离心泵	(176)
第一节 离心泵概述	(176)
一、离心泵的基本结构组成	(176)
二、离心泵的工作原理	(176)
三、离心泵的分类	(177)
四、离心泵的特点	(178)
第二节 离心泵基本理论	(178)
一、离心泵的特性参数	(178)
二、液体在泵内的运动	(179)
三、离心泵基本方程式	(181)
第三节 离心泵特性	(182)
一、离心泵的特性	(182)
二、离心泵的特性曲线	(182)
三、离心泵的能量损失及效率	(182)
四、离心泵的性能换算	(186)
五、离心泵输油系统的特点	(193)
第四节 离心泵选择计算	(198)
一、离心泵的选择原则	(198)
二、离心泵选择的内容	(198)
三、离心泵选择的步骤	(198)
第十章 往复泵	(202)
第一节 往复泵概述	(202)
一、往复泵的结构组成	(202)
二、往复泵的工作原理	(202)
三、往复泵的分类	(202)
第二节 往复泵基本参数计算	(203)
一、往复泵排量的计算	(203)
二、排量不均度	(206)
三、往复泵泵压和有效压头的概念	(206)
四、往复泵功率和效率的计算	(207)
五、往复泵排量和轴功率的换算	(209)
第三节 泵液缸内压力变化规律	(209)
一、往复泵管路中液体流动特点	(209)
二、液缸内压力变化规律	(210)
三、安装高度的计算	(212)
第四节 空气包	(212)
一、空气包的作用原理	(212)
二、空气包参数计算	(214)
第五节 往复泵的特性	(215)

一、往复泵特性曲线	(215)
二、管路特性曲线	(215)
三、泵的临界特性曲线	(215)
第六节 往复泵的选择与应用	(216)
一、往复泵的选择原则	(216)
二、往复泵的选择步骤	(216)
第十一章 螺杆泵及其它容积式泵	(217)
第一节 单螺杆泵	(217)
一、单螺杆泵发展综述	(217)
二、螺杆泵结构组成及工作原理	(217)
三、螺杆泵基本参数计算	(219)
四、单螺杆泵的型线	(220)
五、单螺杆泵的性能分析	(222)
第二节 双螺杆泵	(223)
一、双螺杆泵发展综述	(223)
二、双螺杆泵结构	(224)
三、双螺杆泵内部工作过程分析	(224)
四、内部工作过程的回流分析	(226)
五、双螺杆泵的转矩	(226)
六、双螺杆泵特性曲线	(226)
七、多相流双螺杆泵的应用实例	(227)
第三节 其它容积式泵	(229)
一、旋转活塞泵	(229)
二、TLB 型稠油泵	(230)
附录	(231)
参考文献	(244)

第一章 绪 论

为了满足油气开采和储运的要求,将分散的油井产物,分别测得各单井的原油、天然气和采出水的产量后,汇集、处理成出矿原油、天然气、液化石油气及天然汽油,经储存、计量后输送给用户的油田生产过程称为油气集输过程。对于海洋石油开采过程中的油气集输过程,主要是在海上平台将海底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。

根据油气集输任务和油气集输工程的内容,需要配套相应的油气集输设备,这些设备主要包括输油泵、油气分离设备、原油稳定设备、天然气处理设备、污水处理设备等。

第一节 海上油气集输的任务和生产流程

一、海上油气田生产的特点

海上油气田的生产就是将海底油(气)藏中的原油或天然气开采出来,经过采集、油气水初步分离与加工、短期的储存、装船运输或经海管外输的过程。由于海上油气的生产是在海洋平台或其它海上生产设施上进行,因而海上油气的生产与集输,有其自身的特点。

1. 海上生产设施应适应恶劣的海况和海洋环境的要求

海上平台要经受各种恶劣气候和风浪的袭击,经受海水的腐蚀,经受地震的危害。为了确保海洋平台的安全和可靠地工作,因此,对海上生产设施的设计和建造提出了严格的要求。

2. 满足安全生产的要求

由于海上采出的油气是易燃易爆的危险品,各种生产作业频繁,发生事故的可能性很大。同时,受平台空间的限制,油气处理设施、电气设施、人员住房可能集中在同一平台上,因此对平台的安全生产提出了极为严格的要求。要保证操作人员的安全,保证生产设备的正常运行和维护。安全系统包括:火气探测与报警、紧急关断、消防、救生与逃生。海上生产设施的安全系统以自动为主,手动为辅。

3. 海上生产应满足海洋环境保护的要求

油气生产过程对海洋的污染:一是正常作业情况下,油田生产污水以及其它污水的排放;二是各种海洋石油生产作业事故造成的原油泄漏。因此,海上油气生产设施应设置污水处理设备,使之达标排放,还应备有原油泄漏的处理设施。

4. 平台上的设备更紧凑、自动化程度更高

由于平台规模大小决定了投资的多少,因此要求平台上的设备尺寸要小,效率高,布局要紧凑。对于某些浮式生产系统上的设备来说,还要考虑船体的摇摆对油气处理设备的影响。另外由于平台上操作人员少,因而要求设备的自动化程度高,一般都设置中央控制系统来对海上油气集输和公用设施运行进行集中监控。

5. 要有可靠、完善的生产生活供应系统

海上生产设施远离陆地,从几十公里到上百公里不等,因此必须建立一套完善的供应系统以满足海上平台的生产和生活需求。

一般情况下,陆上要建立对海上设施的供应基地,供应基地的大小与海上生产设施的规模有关。供应的方式一般有两种:一是供应船向海上平台提供供给;二是直升飞机向平台运送物资和人员。供应船是向平台供给的主要工具。

供应船向平台提供生产作业用物资、生产/生活用水、燃料油、备品备件以及操作人员等。

直升飞机主要向平台运送人员以及少量急需的物资,并向平台人员提供紧急救助服务。

为了接收和储备生产物资和生活用品,海上生产设施要配备以下相关的设备和装置:

起吊物资和人员用的吊机、供应船靠船件、供直升机起降用的停机坪、储备和输送燃料油和淡水的储罐和输送泵、储藏备品备件的库房等。

一般情况下,海上生产辅助设施应有 7~10d 的自持能力,以保证正常的生产运行和人员生活。

6. 独立的发电/配电系统

海上生活设施的电气系统不同于陆上油田所采用的电网供电方式,海上油田一般采用平台自发电集中供电的形式。

一般情况下,海上平台利用燃气透平驱动发电机发电,并通过配电盘将电源送到各个用电场所,平台群中平台间的供电是通过海底电缆实现的。

发电机组的台数和容量应能保证其中最大容量的一台发电机损坏或停止工作时,仍能保证对生产作业和生活用的电气设备供电。

除主发电机外,有些平台还设置备用发电机组,以满足连续生产的需要。

为确保生产和生活的安全,平台上设有独立的应急电源,应急电源包括:应急发电机、蓄电池组和交流不间断电源(UPS)。

应急发电机设置的作用是,当主发电机出现故障或发生应急关断时,满足消防、应急照明等设备的需求。

应急发电机应在主电源失效的情况下,确保 4s 之内自动启动和供电,供电时间为 18h。

7. 可靠的通讯系统是海上生产和安全的保证

通讯系统对于海上安全生产是必不可少的,它的主要任务是在油田生产过程中,保证平台与外界、平台与平台之间以及平台内部能够进行有效地、可靠地通讯联系,使海上生产安全有效地运行。

同时,为避免过往船只对平台的碰撞,平台上设置了雾笛导航系统,当海上有雾时,雾笛鸣响;当夜晚降临时,航行灯向周围海域平射出光束,表示出平台的位置和大小。

二、海上油气集输系统

海上油气田的集输系统要根据采油方式、油品性质以及投资回收等问题进行确定。

1. 油气的开采和汇集

海上油气的开采方式与陆上基本相同,分为自喷和人工举升两种。

目前国内海上油气田常用人工举升方式,为电潜泵采油。

由于电潜泵井需进行检泵作业,因此平台上需设置可移动式修井机进行修井作业,或用自升式钻井船进行修井。

采出的井液经采油树输送到管汇中,管汇分为生产管汇和测试管汇。

测试管汇分别将每口井的产出井液输送到计量分离器中进行分离并计量。

一般情况下,在计量分离器中进行气液两相分离,分出的天然气和液体分别进行计量。液相采用油水分析仪测量含水率,从而测算出单井油气水产量。

生产管汇是将每口油井的液体汇集起来,并输送到油气分离系统中去。

2. 油气处理系统

从生产管汇汇集的井液输送至三相分离器中,三相分离器将油、气、水进行初步分离。

分离出的原油因还含有乳化水,往往需要进入电脱水器进一步破乳、脱水,才能使处理后的原油达到合格的外输要求。

分离出的原油如果含盐量比较高,会对炼厂加工带来危害,影响原油的售价,因此有些油田还要增加脱盐设备进行脱盐处理。

为了将原油中的轻烃组分脱离出来,降低原油在储存和运输过程中的蒸发损耗,需要进行原油稳定,海上油田原油稳定的方法采用级次分离工艺,最多级数不超过三级。

处理合格的原油需要储存。储存的方法一般有两种:一是在平台上建原油储罐,另一种是在浮式生产储油轮的油舱中储存。一般情况下,海上原油的储存周期为7~10d。

储存的合格原油经计量后可以用穿梭油轮输送走,也可以建长距离海底管线直接输送到陆上。分离器分离出的天然气进入燃料气系统中,燃料气系统将天然气脱水后分配到各个用户。平台上的用户一般为:燃气透平发电机、热介质加热炉、蒸汽炉等。对于某些油田来说,天然气经压缩可供注气或气举使用。低压天然气可以作为密封气使用,也可以用做仪表气。多余的天然气可通过火炬臂上的火炬头烧掉。

分离器分离出的含油污水进入含油污水处理系统中进行处理。

3. 水处理系统

水处理系统包括含油污水处理系统和注水系统。常规的含油污水处理流程为:从分离器分离出来的含油污水首先进入斜板隔油器中进行油水分离,然后进入气浮选器进行分离,如果二级处理后仍达不到规定的含油指标时,可增设砂滤器进行三级处理,处理合格后的污水排入海中。

近年来发展了水力旋流器处理含油污水。水力旋流器处理量大,占地面积小而得到广泛使用,但对高密度稠油油田的含油污水处理效果不好。

注水系统从注水的来源不同而分为三类:注海水、注地层水和污水回注。

海水注水系统是海洋石油生产的一大特色。海水通过海水提升泵抽到平台甲板上,经粗、细过滤器过滤掉悬浮固体,再进入脱氧塔中脱去海水中的氧,脱氧后的海水经增压泵、注水泵注入到地层中去。

近年来由于环境保护的要求,经处理后的含油污水也回注到地层中去。

水源井注水是从采水地层,利用深井泵将地层水抽出,经粗、细过滤器滤掉悬浮颗粒达到要求后,经注水泵将地层水注入到油层中。

以上概述了通常的油气集输处理工艺流程情况,详细的油气水处理工艺流程、原理、选择计算等将在后面章节介绍。

第二节 海上油气集输方式

一、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。一般可分为全海式、半海半陆式和全陆式三种。由于方案的不同,对储运方式及工艺设备的布局带来较大的影响。

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、油气集输方式的选择原则

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的基础上进行综合经济分析比较,才能得到合理的方案。主要影响因素包括如下六点:

1. 油气藏情况

主要指油田面积、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

主要指离岸距离、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

主要指油田水深、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

主要指原油是内销还是出口,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

它包括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. 其它条件

主要指原油价格、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。

第三节 海上油气集输工程发展过程

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

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 10 年钻了几十口海上油井,这些油井离海岸很近,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 6~8 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 20 世纪 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。处理和储存设备都放在岸上。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 年在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 20 世纪 50 年代起才大规模开发。20 世纪 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。墨西哥湾油田的油气集输,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到岸上。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,后来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,原油则运到岸上。1969 年在 Safaniya 油田的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。这也是半陆半海式。

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,这也是半陆半海式。

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田也用驳船运油。

1960年墨西哥湾在离岸96km、水深30.5m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,容量为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。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做法比用海底管线输油经济,但1964年10月的一次百年一遇的飓风把这些装有储罐的平台摧毁。后来用系泊在浮筒上的驳船代替,只花了三个月时间就恢复了油田的生产。

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18000t左右。原油在集油平台和处理平台上分离,储存在总容量近3万t的三个海底储罐和两艘单点系泊储驳中。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4800t/h,另一套为13700t/h。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的全海式集输系统。

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,前者年产量可达100万t,后者可达200万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完成,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年英国北海油田投产的Buckan油田是个小油田,可采储量仅为67万t,高峰日产量9600t。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,采用了全海式集输方式。

自1967年6月渤海1井投产,经过23年海上采油,特别是在1982年中国海洋石油总公司成立后海上采油得到迅速发展。目前已拥有33个采油平台,年产量达到1800万t的水平。在这23年中海上采油工程吸收了国内外先进的技术和经验,已形成了一套较为完整的体系。目前,由于海上油气集输技术和自动化水平的提高,海上油气集输方式多采用全海式,有的海上采油平台已做到全自动化控制,实现无人操作。

第二章 油、气、水分离

从井口采油树出来的原油和天然气都是碳氢化合物的混合物。天然气是由分子量较小的组分所组成,在常温常压下呈气态;原油由分子量较大的组分所组成,在常温常压下呈液态。在油藏的高温高压条件下,天然气溶解在原油中。当油气混合物从地下沿井筒向上运动到达井口并续而沿出油管、集油管流动时,随着压力的降低,溶解在液相中的气体不断析出,并随其组成、压力和温度条件形成了一定比例的油气共存混合物。而且原油和天然气混合物中还含有其它杂质,为了满足产品计量、平台处理、储存、外输和使用的要求,有必要将它们进行处理,以获得合格的产品。

第一节 油井流体特性

油井液体中含有原油、凝析油、自由气、溶解气、凝析蒸气、水、杂质和外来物质。

一、原油

石油是一种极其复杂的烃类和非烃类的混合物。人们已从石油中提炼出 200 多种纯化合物。限于技术上的困难,石油中到底有多少种化合物目前还说不清楚。

石油中所含的烃类主要有:(1)正构烷烃(C_nH_{2n+2});(2)异构烷烃($i-C_nH_{2n+2}$);(3)环烷烃(C_nH_{2n});(4)芳香烃(C_nH_{2n-6})。石油中的非烃类主要有氧、氮、硫的化合物以及胶质、沥青质。石油分离所得的天然气中常含有二氧化碳、硫化氢、氮、氦、水蒸气等杂质,原油中常含有水、砂和各种盐类。

不同油田的石油在组成上有很大差异,同一油田、不同油层和油藏所产石油的组成亦有差别,即使同一口油井,在不同的开采阶段,石油组成亦有变化。但在一段不太长的时期内,同一口油井产物的组成可看作是不变的,因而从油井井口不断流出的石油可作为有固定组成的多元体系加以研究。

1. 原油的密度

(1) 密度的定义

密度是单位体积内所含物质在真空中的质量,其单位是 kg/m^3 。

我国国家标准规定 $20^\circ C$ 时的密度为石油和液体石油产品的标准密度,以 ρ_{20} 表示。如果是在其它温度下测得的密度,则用 ρ_t 表示,称为视密度。

油品的相对密度是油品密度与规定温度下水的密度之比,量纲为 1。常以 $4^\circ C$ 的水(其密度近似为 $1g/cm^3$)为比较基准。用 d_t^4 表示温度 t 时油品的相对密度。

我国和前苏联常用的相对密度为 d_{20}^{20} ,欧美各国常以 $15.6^\circ C$ 油品密度与 $15.6^\circ C$ 纯水密度之比作为相对密度,表示为 $d_{15.6}^{15.6}$ 。

欧美各国常用 API 重度表示油品密度,以 $^\circ API$ 表示,简称 API 度。与通常密度的观念相反, $^\circ API$ 数值愈大,密度愈小。

(2) 不同密度之间的换算

我国用 20℃ 密度作为石油及油品的标准密度, 西欧和美国等采用 60°F API 和相对密度 d_{60}^{60} 作为石油及油品的标准密度。

当 $d_{15.6}^{15.6} < 1$ 时, °API 与 $d_{15.6}^{15.6}$ 之间有以下关系:

$$1^\circ \text{API} = \frac{141.5}{d_{15.6}^{15.6}} - 131.5 \quad (2-1-1)$$

相对密度 d_4^{20} 和 $d_{15.6}^{15.6}$ 之间的换算可按式进行:

$$d_4^{20} = d_{15.6}^{15.6} - \Delta d \quad (2-1-2)$$

Δd 值如表 2-1-1 所示。

表 2-1-1 Δd 值

$d_{15.6}^{15.6}$	Δd	$d_{15.6}^{15.6}$	Δd
0.7000~0.7100	0.0051	0.8400~0.8500	0.0043
0.7100~0.7300	0.0050	0.8500~0.8700	0.0042
0.7300~0.7500	0.0049	0.8700~0.8900	0.0041
0.7500~0.7700	0.0048	0.8900~0.9100	0.0040
0.7700~0.7800	0.0047	0.9100~0.9200	0.0039
0.7800~0.8000	0.0046	0.9200~0.9400	0.0038
0.8000~0.8200	0.0045	0.9400~0.9500	0.0037
0.8200~0.8400	0.0044		

(3) 影响原油密度的因素

原油的密度与原油的化学组成、温度和压力等条件有关。

① 温度对密度的影响

温度升高时, 原油体积膨胀, 因而密度减小。原油在不同温度下密度的换算, 可通过 GB1885—83 石油计量换算表进行。如已知 20℃ 时油品密度, 则 0~50℃ 范围内其它温度下的密度可按式计算

$$\rho_t = \rho_{20} - \zeta(t - 20) \quad (2-1-3)$$

式中 ρ_t ——温度 t (℃) 时油品密度, kg/m³;

ρ_{20} ——20℃ 时油品密度, kg/m³;

ζ ——石油密度温度系数, kg/(m³ · °C)。

$$\zeta = 1.828 - 0.00132\rho_{20}$$

在 20~120℃ 范围内, 原油的密度为

$$\rho_t = \frac{\rho_{20}}{1 + \alpha(t - 20)} \quad (2-1-4)$$

780 ≤ ρ_{20} < 860 时, $\alpha = (3.038 - 2.638 \times 10^{-3} \rho_{20}) \times 10^{-3}$;

860 ≤ ρ_{20} ≤ 960 时, $\alpha = (2.513 - 1.975 \times 10^{-3} \rho_{20}) \times 10^{-3}$ 。

② 压力对密度的影响