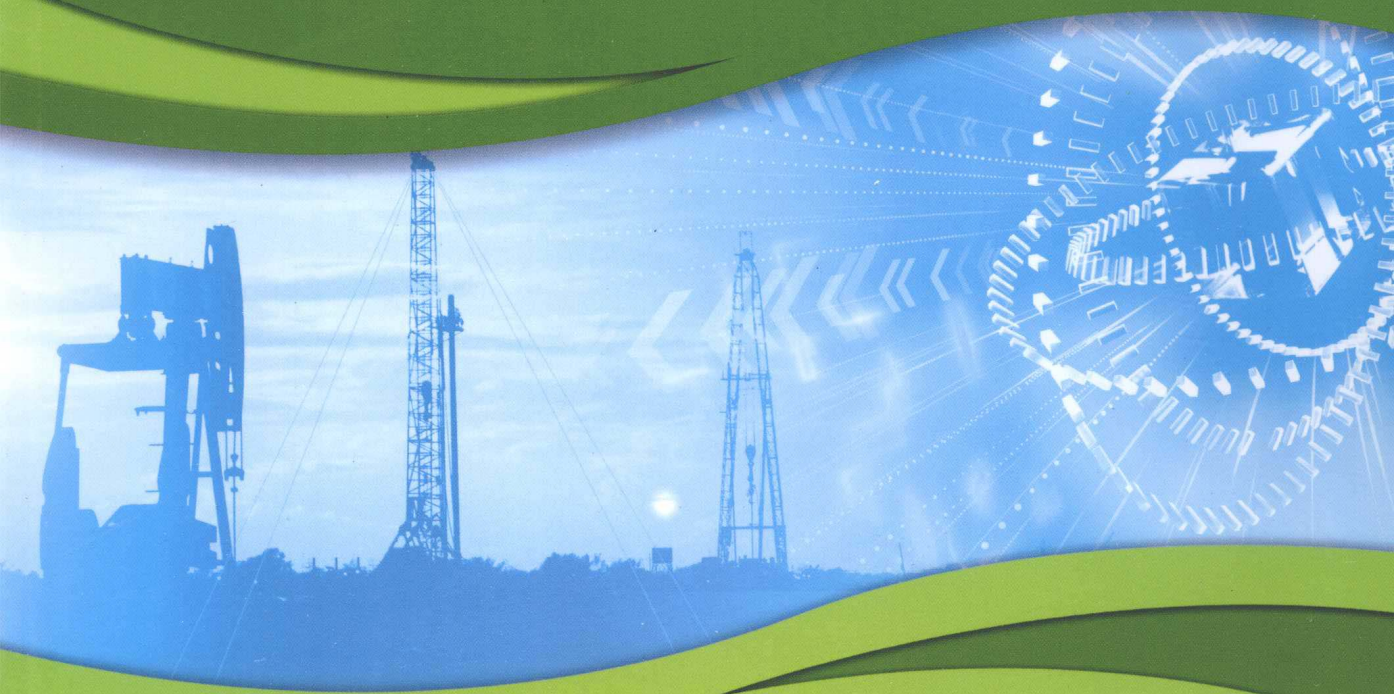


油气集输仪表自动化

王克华 ◎ 著



石油工业出版社

油气集输仪表自动化

王克华 著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书比较系统地介绍了油气集输工艺及监控要求,油气集输测控仪表,计算机集散控制系统(DCS)及数据采集与监控系统(SCADA)在油气集输系统中的应用,油气集输生产过程自动化典型案例、应用实例和一些新的测控方法。

本书可作为高等学校石油类专业的仪表自动化教学用书,亦可供从事油田自动化的专业技术人员及石油类专业工程技术人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

油气集输仪表自动化/王克华著.

北京:石油工业出版社,2012.5

ISBN 978-7-5021-9045-3

I. 油…

II. 王…

III. 油气集输-自动化仪表

IV. TE974

中国版本图书馆CIP数据核字(2012)第089411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: <http://pip.cnpc.com.cn>

编辑部:(010)64523574 发行部:(010)64523620

经 销:全国新华书店

印 刷:北京晨旭印刷厂

2012年5月第1版 2012年5月第1次印刷

787×1092毫米 开本:1/16 印张:18.5

字数:471千字

定价:37.00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

油气集输自动化是自动化技术在油气田集输生产过程中的具体应用。油气集输是油气田石油与天然气的收集、处理和运输生产过程，是油气田开发的重要生产环节。油气集输生产地域范围点多、面广、线长，给生产管理造成了困难。实现油气集输自动化，为保证油气田安全生产和平稳优化运行提供了有效的技术保障，具有重要的意义。

20 世纪 90 年代以来，国内掀起了建设信息化企业的热潮。石油企业与其他国内特大型企业一样，也在致力于企业信息化建设。目前，国内各油气田、管道储运及石油化工企业均已建成覆盖全局、以光纤为主要媒介的内联网络，拥有上网计算机数十万台，基本保证了科研、生产、经营管理等信息的沟通。

我国各油田经过近几十年的勘探开发，目前有些油田已进入开发中后期，勘探开发难度越来越大，结构性矛盾日益突出，生产成本居高不下，已经制约了油田的发展。

油气田企业的中心任务是油气开发。油气开发作为油气田的核心业务，面临着稳产老区块、探索新区块、提高采收率，实现高速、高效开发等现实问题。当前，国内油气田开发企业提出了提高核心竞争力，建设信息化数字油田，实现持续、稳定发展目标战略；力图通过信息化实现企业再造，加强数字油田建设，提高现代化管理水平、降低生产成本、提高经济效益。

数字油田是企业发展战略的关键环节，是企业现代化的基本标志，是提高企业核心竞争力的重要手段，是体制创新、管理创新的重要途径。油气田生产自动化监控和数据自动化采集是建设数字油田的重要基础。在石油、天然气生产过程中，特别是在油气田勘探开发中、下游的油气集输生产中，只有实现全面的自动化监测、控制及数据上传，才能满足生产运行、管理和监控需求，实现降低消耗、安全生产、减轻员工劳动强度，提高工作效率和管理水平，保证油气田企业管理、经营与决策的信息化与现代化。

近年来，各油气田先后建成了勘探开发数据库等服务于油田开发和生产经营管理的多种数据库。数字油田建设方兴未艾。

近 20 年以来，随着信息技术、计算机技术、数字通信技术和自动化技术的不断发展，生产自动化系统在油气田生产中的应用越来越广。针对油气田特点的检测仪表、控制装置、专家系统等软硬件不断创新与进步，油气田自动化应用水平不断提高，其重要作用越来越凸显，自动化系统已经在油田开发中有不可替代的重要作用。实现油气田自动化，为数字油田建设提供准确、可靠的基础数据，通过精细管理、节能降耗、提高竞争力，从而使石油企业走上良性发展的道路。

但是，油气田生产涉及的专业门类多，仪表自动化系统改造、更新的速度不断加快，自动化专业技术人员相对缺乏，许多基层生产单位没有专业应用维护人员，现场自动化设备运行状态较差，很多自动化系统没有真正发挥应有的作用，有的形同虚设，造成了很大的投资浪费。自动化系统监控功能与生产数据的采集上报远远不能满足企业信息化、数字化管理的需求。因此，企业需要从战略的角度重视油田自动化工作，厂矿基层各级要设置专门的岗位

和技术人员，加强自动化设备的管理和维护，保证自动化系统的周期检修，增加维护资金。工程技术人员和生产管理人员需要不断更新知识、加强培训、增强专业技能。企业要克服重视投资建设、轻视管理维护的做法，使自动化系统成为油气田不可或缺的神经中枢。

本书面向采油、集输、注水、天然气和轻烃处理、海上采油及原油与天然气外输岗位的工程技术人员、管理人员，帮助他们：了解油田自动化的发展趋势，熟悉油气集输生产过程中数据采集、通信与控制技术；掌握常见检测与控制仪表的结构原理及使用；了解计算机集散控制系统（DCS）、数据采集与监控系统（SCADA）在油气集输系统中的典型应用；提高解决生产过程中遇到的技术问题的能力。

全书共分五章。第一章油气集输工艺及监控要求，介绍了油气集输流程、工艺、设备以及油水井、站库、长输等集输系统的监控要求；第二章油气集输自动化概述，介绍了油气集输监测控制系统的一般组成、特性，典型控制系统的特征；第三章油气集输仪表，介绍了常用压力、物位、流量、温度等参数的测量仪表和可燃及有毒气体检测、原油含水分析等集输专用仪表，对数字控制器和电动、气动执行器也进行了介绍；第四章计算机测控系统，介绍了油气田典型应用的监测控制与数据采集系统（SCADA）和集散控制系统（DCS）；第五章油气集输生产过程自动化，介绍了从油水井井口到计量站、转油站、联合站、注水系统、油气外输系统等典型自动化控制的应用实例和一些新的控制方法。

考虑到自动化专业技术人员缺乏对集输工艺的了解，而工程技术人员缺乏对自动化系统的学习，本书希望在两者之间进行沟通，建立集输工艺与自动化系统的联系。书中一方面介绍了油气集输流程、工艺、设备以及油水井、站库、长输等集输系统的监控要求；另一方面介绍了油气集输监测控制系统的组成与应用、油气集输仪表的结构原理及维护，进而按油气集输生产的过程介绍了典型自动化控制的应用实例和一些新的控制方法。

全书力求以典型性、针对性、实用性、先进性的原则，按油气集输生产处理过程组织内容，介绍目前国内油气集输系统常用的检测与控制仪表，以及典型的计算机测控系统。内容上以应用为目的，够用为原则，适当拓宽知识范围，尽量照顾各专业的需要；力求深入浅出，着眼于为实际应用服务，重视仪表的安装、应用知识。

本书在编写过程中得到了多方面的支持与协助，在此深表感谢。本书部分内容与插图参考了有关仪表厂的产品说明书，在此一并表示感谢。

由于作者水平有限，书中错误、不妥之处在所难免，恳请读者批评指正。

王克华

2011年12月

目 录

第一章 油气集输工艺及监控要求	1
第一节 油气集输的意义及任务	1
第二节 油气集输流程	3
第三节 油气集输系统监控要求	7
第二章 油气集输自动化概述	31
第一节 油气集输自动化的意义、内容及要求	31
第二节 自动化系统的组成及特性	34
第三节 基本控制规律	41
第四节 典型控制系统	44
第三章 油气集输仪表	56
第一节 测量误差及仪表性能	56
第二节 压力检测仪表	59
第三节 物位检测仪表	73
第四节 流量检测仪表	86
第五节 温度检测仪表	108
第六节 油气集输专用测量仪表	115
第七节 自动调节仪表	130
第四章 计算机测控系统	143
第一节 计算机控制系统的基本组成	143
第二节 监测控制与数据采集系统	146
第三节 Wellsnet 井网信息监控系统	165
第四节 集散控制系统	170
第五节 JX-300XP DCS 系统	176
第五章 油气集输生产过程自动化	210
第一节 油井监控与计量	210
第二节 计量站自动化	231
第三节 转油站自动化	240
第四节 联合站自动化	243
第五节 注水系统自动化	255
第六节 油库储运系统自动化	263
第七节 长输管道自动化	275
参考文献	289

第一章 油气集输工艺及监控要求

第一节 油气集输的意义及任务

一、油气集输的意义

油气集输是指油气田矿场原油和天然气的收集、处理和运输生产过程。其主要任务是把分散的各油井的油气水混合产出物集中起来，经过一定的工艺处理过程，使之成为符合外销标准的原油、天然气、轻烃产品以及符合外排或地层回注标准的污水，经过计量后外输至用户。

概括地说，从油井、气井产出物到油气田初级产（成）品之间所有的油气生产过程均属油气集输范畴。油气集输生产过程内容及相应关系见图 1-1。

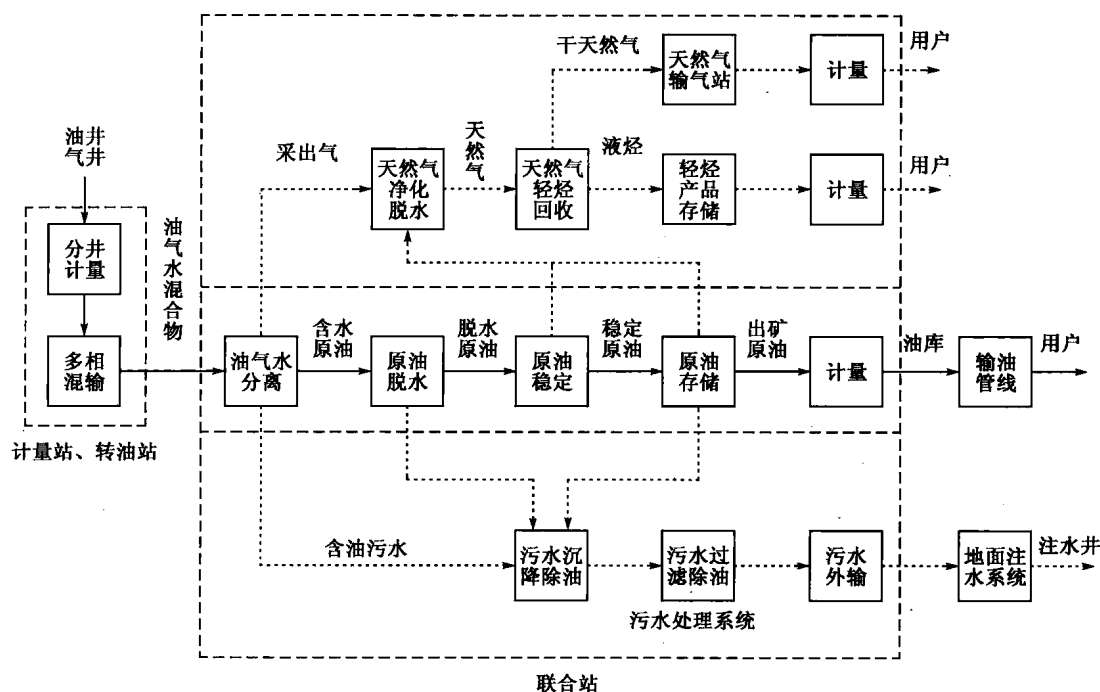


图 1-1 油气集输生产流程框图

图 1-1 中所示的油气集输过程中，油气井的产出物经单井管线到计量站进行单井计量或分队计量后，经混输管线输送到转油站或油气集输联合站（集中处理站）。在联合站内首先进行油气水三相分离，分离后得到的含水原油，进一步进行原油脱水。脱水后的原油再进行稳定处理，脱去易挥发的石油气，稳定后的原油输至油库，经长输管道外输。在稳定过程中得到的石油气送至轻烃回收装置进一步处理。从气液分离过程中得到的采出气进行脱水干

燥、脱硫净化等处理后，得到的天然气再进行轻烃回收处理，将其分割为含甲烷 90% 以上的干天然气和液化石油气、轻质油等轻烃产品，其中的干天然气输至天然气输气站外输，液烃产品可直接外销。从油水混合物中脱出的含油污水及泥砂等，进行除油、脱氧、防腐等处理，外输至地面注水系统回注地层或外排。

二、油气集输的任务

油气集输的工作内容主要包括：油气计量、集油集气、油气水分离、原油脱水、原油稳定、原油储存外输、天然气净化、轻烃处理、输油输气和污水处理等工艺环节。

1. 油气计量

在生产过程中根据管理内容不同的需要，油气计量分为三级。

三级计量是油井油气产量计量，主要用于供油藏动态分析，由计量站完成。目前，因受油气分离程度的限制，不可能达到高精度。油田内部含水原油的生产计量精度控制在 5% 以内，油气田内部生活用气计量精度控制在 7% 以内。

二级计量是油田管理交接计量，作为接转站至联合站、联合站至油库或外输首站之间在管理上交接的依据，是油气田生产管理用的各生产单元的油气产量计量。例如，在各接转站出口流量计量，在联合站各入口及出口流量计量。油田内部净化、稳定原油的生产计量精度控制在 1% 以内，油气田内部集气过程的生产计量精度控制在 5% 以内。

一级计量是外输外运到用户的一种商业贸易计量，无论国内、国外都予以重视，它涉及油气田和用户的经济利益。另外，外销的油气都是经过处理的合格产品，有条件达到高精度的计量。一级计量是油气计量中精度最高的，油田外输原油的交接计量准确度要求在 0.35% 以内。

2. 集油集气

根据油田采油区块的油藏特性、开发方案、油气特性、地形地貌等条件确定油气集输工艺流程和布站方式，将分散的各油井生产的油气水混合物输送到计量站、接转站、联合站进行计量、分离和处理。

一般情况下，油气水混合物从油井经计量站混输到接转站。若接转站为非密闭接转时，油气在接转站上进行分离后，油气分输，分别进联合站、天然气处理站进行处理；当接转站为密闭接转时，油气混输进联合站。

3. 油气水分离

油气水分离是在联合站集中对油气水混合物分离成液体和气体，并将液体中的游离水分离出来，原油成为低含水原油，必要时分离出油砂等固体杂质。

4. 原油脱水

原油脱水是将初步油水分离的原油进行进一步脱水，使原油含水率达到外输标准。例如，对于石蜡基原油，其含水量要求不大于 0.5（质量分数）。

5. 原油稳定

原油稳定是将原油中的甲烷至丁烷等轻组分脱出并回收，使原油的饱和蒸气压低于当地大气压，成为在常压下不易挥发的稳定原油。

6. 原油储存外输

原油储存外输是将处理后的原油暂时储存在本站净化油罐中，或者直接输送到油库、外

输首站进行储存或外输。

7. 天然气净化

在联合站或接转站分离出来的油田伴生气、天然气井产出气输送到天然气处理站进行脱水、脱盐、脱硫、除尘处理，实现天然气净化，保证天然气外输质量和管线输送安全，使之达到商品天然气的标准后外输、销售。

8. 轻烃处理

轻烃处理生产通常称为轻烃回收。将油气集输工艺过程中所得到的天然气，进一步加工，分割为以戊烷（ C_5 ）以上组分为主的轻质油、以丁烷（ C_4 ）和丙烷（ C_3 ）为主的液化气及以甲烷（ C_1 ）和乙烷（ C_2 ）为主的天然气干气分别外输与销售。

9. 输油输气

将原油、天然气、液化石油气等达到外销标准的产品经计量后外输给用户称为输油输气。

10. 污水处理

将油气水分离、原油脱水、原油存储及天然气净化过程中脱出的污水，进入污水处理站进行沉降、过滤除油、脱氧、防腐等一系列处理，使之达到油田地层回注或外排质量标准，根据需要回注地层或外排。

第二节 油气集输流程

油气集输流程（简称集输流程）是完成油气集输任务的工艺处理过程。根据油田的开采方式、油气性质不同，采用的油气集输流程也不同。

一、油气集输流程分类

按加热方法不同，集油流程分为：不加热集油流程、掺热水集油流程、热水伴热集油流程、井场加热集油流程。

按密闭程度不同，集油流程分为：油气密闭混输集油流程、油气不密闭分输集油流程。

按油气集输系统布站方式不同，集油流程分为：三级布站流程（设置有计量站、接转站和集中处理站）、二级布站流程（设置有计量站和集中处理站）、一级布站流程（油井直接进集中处理联合站）。

按井口到计量站或到接转站集油管线的根数不同，集油流程分为：单管集油流程、双管集油流程、三管集油流程。

目前，我国各油田开发初期大部分是采用加热输送的集输方式。该方式通常是将加热后的油井产物以树状管网收集到计量站，计量出油、气、水量后，再混输到集中处理站进行处理。整个过程利用井口的压力提供能量，无须设置加压设备。如果油井产物所具有的能量不能直接进入集中处理站，则在计量站和集中处理站间增设接转站，增加混输泵加压输送。

油田开发中后期，油井采出液中含水，温度较高，粘度较小，输送阻力减小，一般采用井口不加热集输流程。

二、典型油气集输流程

以下介绍我国各油田常用的几种典型流程。通过流程的学习，掌握油气集输过程各环节监控自动化的一般要求。

1. 加热集输流程

加热集输流程如图 1-2 所示。油井产物经井口火筒加热炉加热后，进计量站分离计量，再经计量站水套加热炉加热后，混输至接转站或集中处理站。

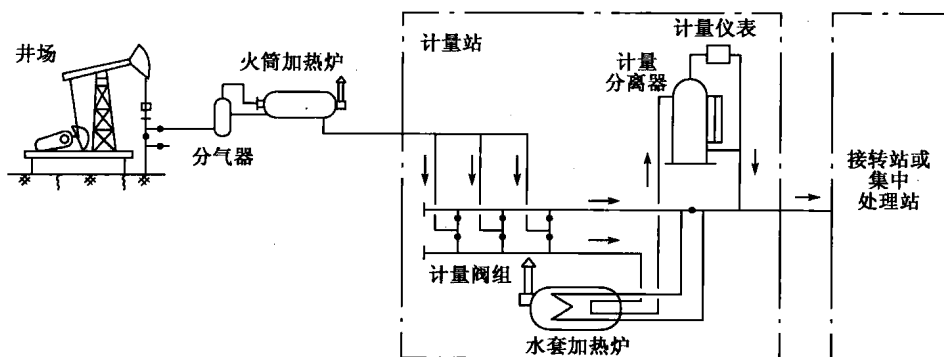


图 1-2 井口加热集输流程

2. 伴热集输流程

伴热集输流程是一种用热介质对集输管线进行伴热的集输流程。常用的伴热介质有蒸汽和热水。图 1-3 所示为热水伴热集输流程，通过设在接转站内的加热炉对循环水进行加热。去油井的热水管线单独保温，对井口装置进行伴热。回水管线与油井的出油管线共同保温在一起，对油管线进行伴热。

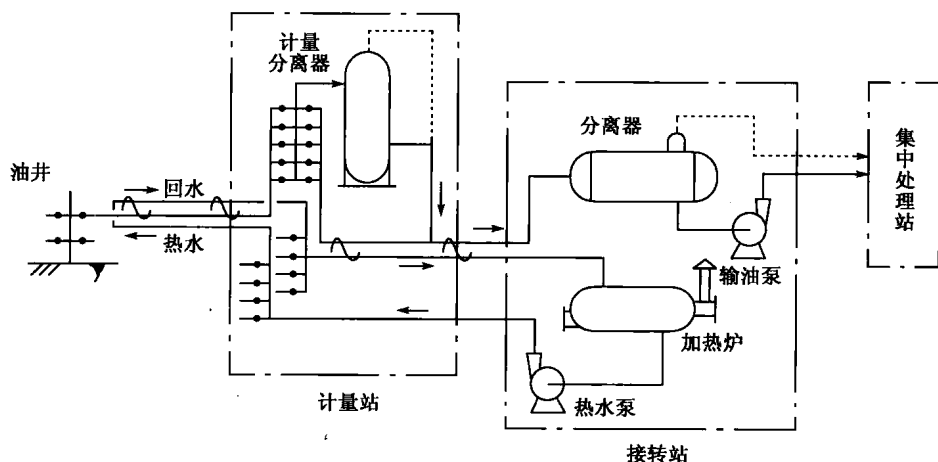


图 1-3 热水伴热集输流程

3. 掺合集输流程

掺合集输流程是将具有降粘作用的介质掺入井口出油管线中，以达到降低油品粘度、实现安全输送的目的。常用作降粘介质的有蒸汽、热稀油、热水和活性水等。图 1-4 所示为掺热活性水集输流程。通过一条专用管线将热活性水从井口掺入油井的出油管线中，使原油

形成水包油型的乳状液，以达到降低油品粘度的目的。该流程适用于高粘度原油的集输，但流程复杂，管线、设备易结垢，后端需要增加破乳、脱水等设施。

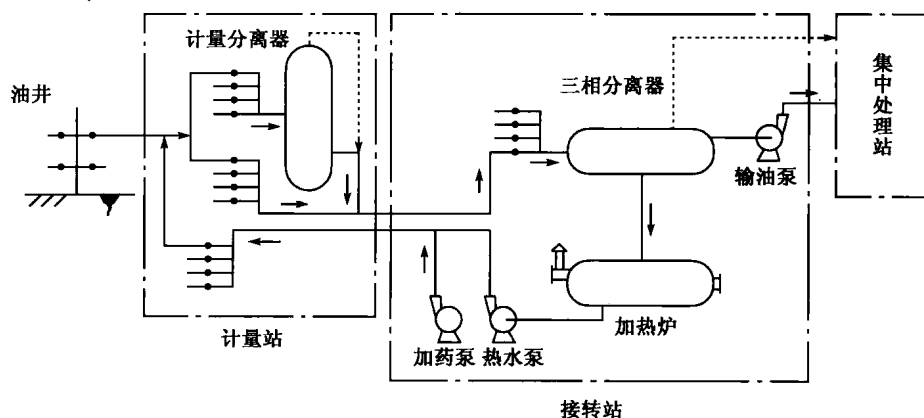


图 1-4 掺热活性水集输流程

4. 不加热集输流程

图 1-5 所示为井口不加热集输流程。随着油田开采进入中、后期，由于油井产液中含水的增高，使采出液的温度有所提高，采出液可能形成水包油型乳状液，从而使得输送阻力大为减小，为井口不加热、油井产物在井口温度和压力下直接混输至计量站创造了条件。

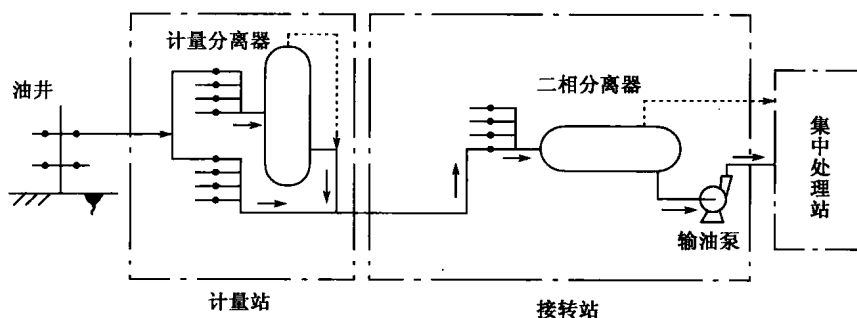


图 1-5 井口不加热集输流程

5. 开式集输流程

开式集输流程是指油井产物从井口到外输之间的所有工艺环节当中，在储油罐处是与大气相通的，如图 1-6 所示。这种流程运行管理的自动化水平要求不高，参数容易调节，但油气的蒸发损耗大，能耗大。

6. 密闭集输流程

密闭集输流程是指油井产物从井口到外输之间的所有工艺环节都是密闭的，不与大气接触，如图 1-7 所示。这种流程减少了油气的蒸发损耗，降低了能耗，但由于整个系统是密闭的，若局部出现参数波动，会影响到整个系统，要求运行管理的自动化水平较高。

7. 海上油气集输流程

根据海上油气田开发的特点，目前海上油气生产和集输系统主要有半海半陆式和全海式两种流程。

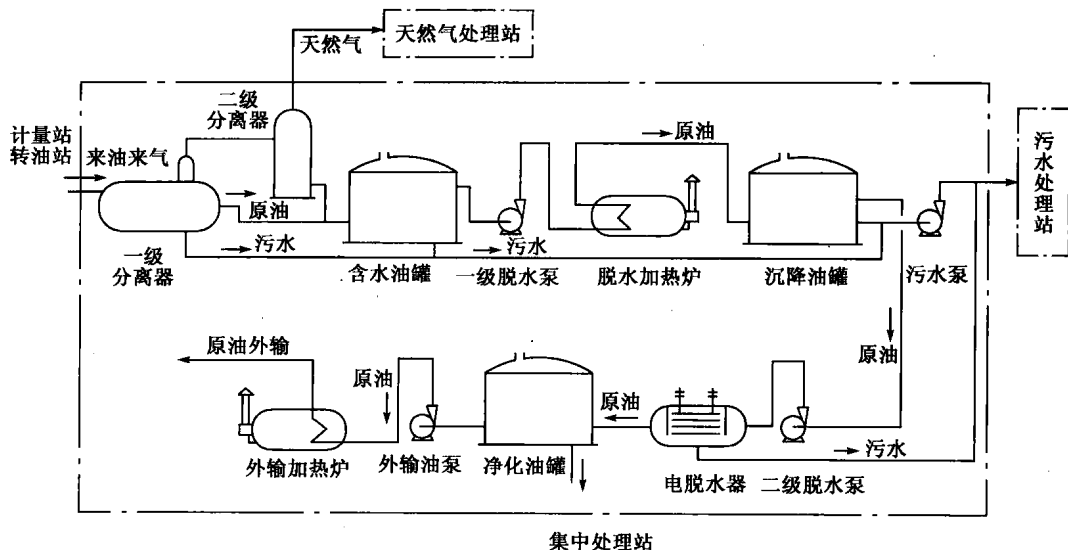


图 1-6 开式集输流程

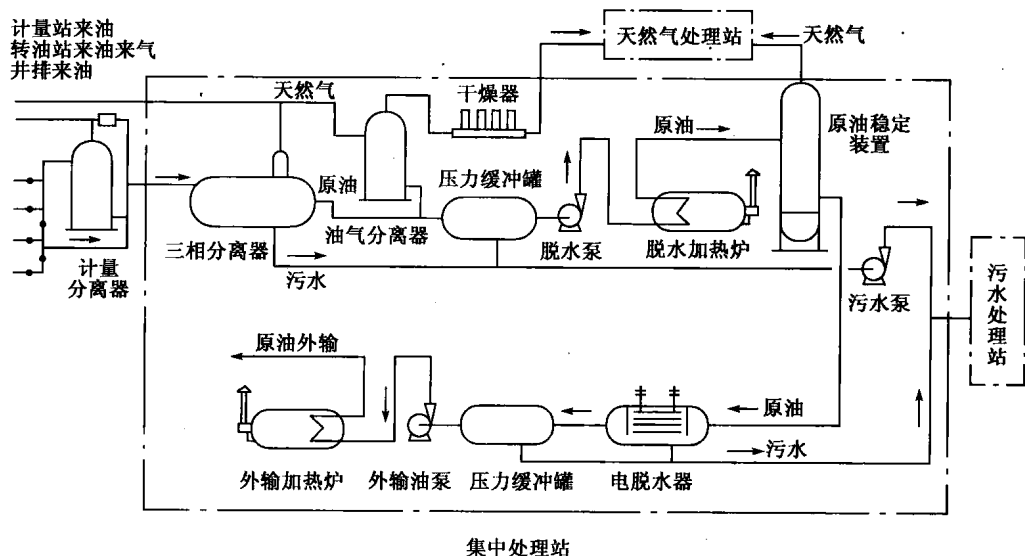


图 1-7 密闭集输流程

1) 半海半陆式集输流程

半海半陆式油气生产与集输系统由海上平台、海底管线和陆上终端等部分组成，如图 1-8 所示。海上平台包括井口平台和生产平台。油井产物在井口平台上进行油气计量后，通过海底集输管线输往生产平台进行分离、计量、脱水、净化等处理。达到质量标准的原油、污水和天然气经海底输油管线送往陆上油气终端。原油由储罐储存或直接装船外销；净化处理后的天然气用于海上平台的发电、加热炉以及生产人员的生活用气，剩余天然气输往陆上终端进行轻烃回收等进一步处理。若天然气剩余量较小时，则在平台火炬上燃放。

2) 全海式集输流程

在图 1-9 所示的全海式集输流程中，油气的生产、集输、处理、储存等环节均是在海上进行，处理后的原油也在海上直接装船外运。这样可以避免铺设长距离的海底管线，并可

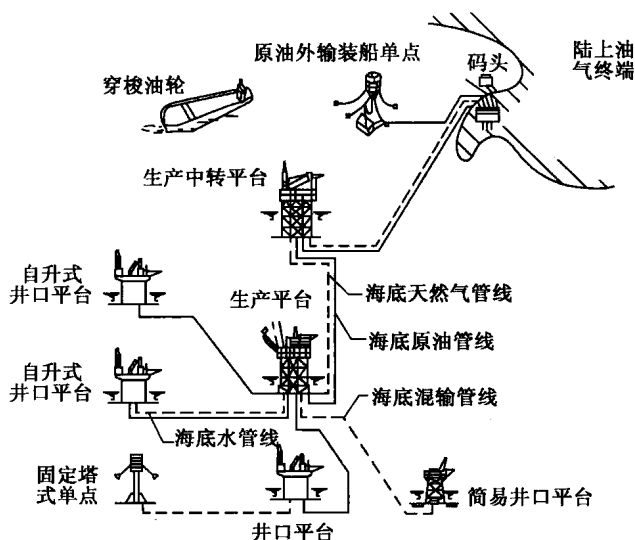


图 1-8 半海半陆式油气生产系统

省去陆上油气终端，可以较大幅度地降低开发建设成本，提高经济效益，减小海底管线维护费用。但海底装置及海上生产平台、输油装置建设费用高，管理难度大。

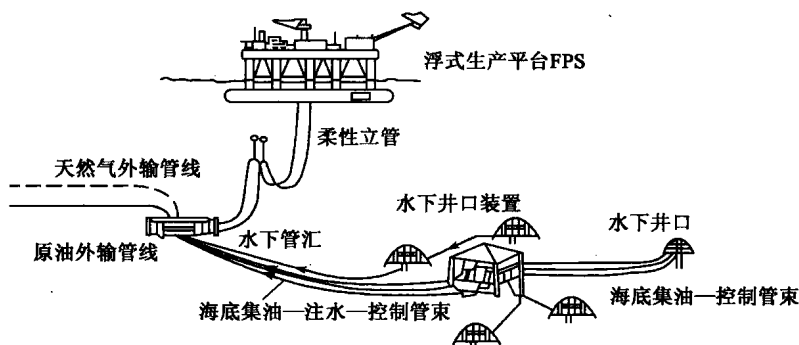


图 1-9 全海式油气生产系统

第三节 油气集输系统监控要求

一、井口采油设备监控要求

石油的开发是通过钻井过程把油气藏打开，利用油气藏自身储存的能量或其他机械方法，通过油井把石油从井底开采出来。

油气田的中心任务和最终目标是将深埋于地下的原油，经济有效地开采到地面上来。目前，采油的基本方法有两类：一类是依靠油层自身的能量将油举升到地面的自喷采油方法；另一类则是借助人工补充能量将原油采至地面的人工举升或机械采油方法。

1. 自喷井采油设备

自喷井的井口装置如图 1-10 所示，由套管头、油管头和采油树组成。

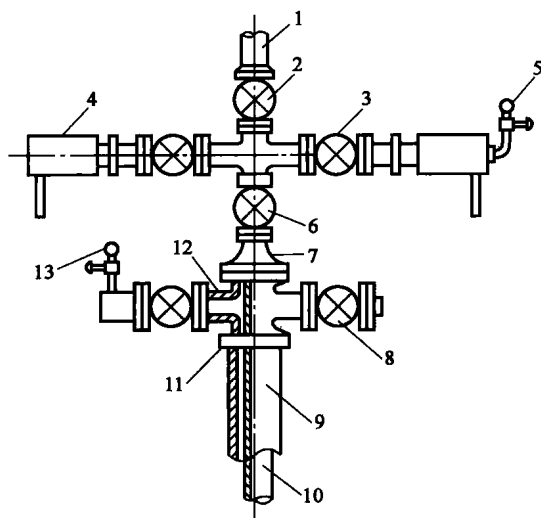


图 1-10 双翼井口装置

1—防喷管；2—清蜡阀门；3—生产阀门；4—油喷套；5—油管压力表；6—总阀门；7—油管头；8—套管阀门；9—油层套管；10—油管；11—套管头；12—四通；13—套管压力表

井口装置用于悬挂套管、油管。密封套管与油管之间的环形空间，把油井自喷出的油气混合物引至地面油气集输系统。

井口装置中间防喷管和清蜡阀门，用于清蜡或通过井下测量仪器，以便对井下压力、温度、流量等生产参数进行测试。

下层的套管分支连通套管空间，由套管阀门控制。一侧装有套管压力表，用于测量套管压力；另一侧可以安装井下动液面回声测量仪，用于测量油管—套管环形空间中的井下动液面高度。在进行修井、洗井、酸化压裂等施工时，安装工艺管线，以便进行气液循环。

上层的油管分支连通油管空间，由生产阀门控制。一侧安装油嘴和油井输油（气）管线，用于控制油（气）井产量，并将产出的油气用一定的压力输往计量站或转油站。油管压力由油管压力表指示。另一侧装有油喷套，用于生产测试和防喷。在进行修井施工时，安装工艺管线。

油嘴为孔径 3~8mm 的节流元件，其作用是根据油藏能量的大小调节油井的采油量，防止油层能量消耗过快，使油层结构遭到破坏或出砂，并保持井底压力，按照地质开发方案进行平衡生产。

随着不断开采，油藏能量下降，油层压力逐渐降低，当剩余压力不足以将石油举升到地面时，需要采用人工举升方法进行采油。靠地层压力自然能量开采的油气田采收率很低，一般约为可开采石油的 30%。为了提高采收率，需要不断调整开采方案，发展二次采油，其主要工艺措施包括：注水驱油、注高压蒸汽降粘驱油、火烧油层采油等。为了提高油井产量，还可采取压裂、酸化、抽洗等工艺措施。

2. 机械采油设备

机械采油设备有无杆采油泵与有杆采油泵两种。有杆泵利用地面动力设备，通过抽油杆将动力传递给井下深井泵，带动其工作。目前应用最广泛的是游梁式抽油机、链条式抽油机、螺杆深井泵。无杆泵不用抽油杆，用电或流体能量驱动地下深井泵，主要有水力活塞

泵、电潜深井泵两种。

1) 游梁式抽油机

游梁式抽油机是当前应用最广泛的采油设备,如图 1-11 所示。三相异步电动机转动时通过皮带轮 17、减速箱 16 减速,使曲柄 15 绕轴旋转,驱动连杆 13,带动游梁 11 和驴头 10 做上下往复运动。经固定在驴头上的钢丝绳 9、悬绳器 8、光杆 7、抽油杆柱,使井下深井泵工作。

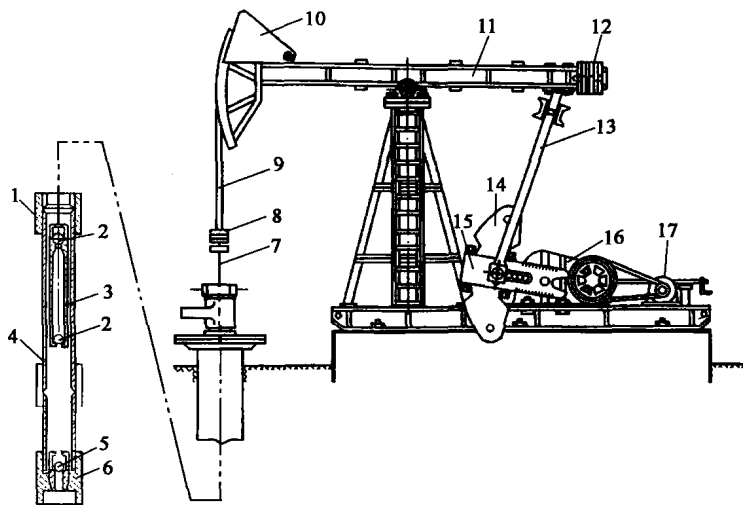


图 1-11 游梁式抽油机—深井泵装置

1—深井泵工作筒; 2—游动阀; 3—柱塞; 4—深井泵; 5—固定阀; 6—锥形座; 7—光杆; 8—悬绳器; 9—悬绳; 10—驴头; 11—游梁; 12—游梁平衡块; 13—连杆; 14—旋转平衡块; 15—曲柄; 16—减速箱; 17—电动机

深井泵的柱塞 3 与抽油杆柱连接,使柱塞 3 做上、下运动。

当柱塞 3 受抽油杆重力作用向下运动(下冲程)时,固定阀 5 受泵筒内液体压力作用关闭,而游动阀 2 受泵筒内液体压力开启,从而使泵筒内液体进入柱塞上方液柱区。

当柱塞 3 被抽油杆带动向上运行(上冲程)时,泵筒 1 内压力降低,油管与套管之间环形空间的液体推开固定阀 5 进入工作筒内。在柱塞上提过程中,游动阀 2 受柱塞上方液柱压力而关闭,并将其上方液体向井口举升。

在下冲程时,依靠巨大的抽油杆重力工作,电动机负荷很小,甚至处于发电机状态,而在上冲程过程中抽油机的电动机负荷很大。为克服这一矛盾,抽油机中设置平衡块 14、12,在下冲程时电动机驱动平衡块向上运动,储存能量,带到下冲程时平衡块与电动机一起做功,提油举升,平衡了电动机负载。

2) 螺杆式深井泵

井下泵筒采用的是旋转型螺杆泵,井口电动机带动抽油杆做旋转运动,驱动井下螺杆泵对液体升压,将原油举升到地面。螺杆式深井泵工作稳定、流量均匀、排量小,适用于粘稠油开采。

3) 电潜深井泵

电潜泵由潜油电动机、保护器、多级离心泵、铠装电缆与控制柜组成。电潜泵装在油管下部,电动机三相电源通过铠装电缆由地面提供。电潜泵具有排量大、扬程高、流量均匀、油管寿命长、地面设备简单、受气候变化影响小等优点。潜油电动机为密封式三相电动机,

工作电压为 600~2500V, 功率 10~125kW, 装在外径为 100~150mm 的钢管内, 内部充满变压器油, 用于绝缘防水。多级离心泵级数从 80 到 220 级不等, 排量 40~700m³/d, 扬程 1400~3000mH₂O, 泵效 44%~52%。

4) 水力活塞泵

水力活塞泵由地面部分与地下部分组成。地面部分包括油气分离器、沉降罐、地面泵机组。地下部分包括同心的双层油管、水力活塞泵和单流进油阀等组成。

驱动水力活塞泵工作用的动力液来自井下产出的油水产出物, 分离出的水由地面泵机组加压后成为动力液, 通过中心油管压入井下。高压动力液推动井下水力活塞泵做往复运动, 不断地从油井中抽取原油和废动力液一起从两层油管之间的环形空间流至地面的油气分离器。经分离器分离出液体至沉降罐, 沉降出的水作动力液重复使用。

水力活塞泵具有排量调整范围大、水力效率高(可达 60%)、维修周期长、便于自动控制等特点, 适用于超深井、斜井和高粘、高含蜡原油的开采。

3. 井口采油设备监控自动化

1) 参数测量

从油藏分析角度, 希望从每口油井测出套管压力(套压)、油管压力(油压)、产油量、油气比、含水量、油管与套管之间的动态液位、井下压力及温度等参数, 通过这些参数与地下油气藏状态进行分析, 制订出指导油气田开发的方案。

从生产管理角度, 希望测出回压及井口出口原油温度, 以判断从油井至计量站的集输是否正常。对于广泛使用的游梁式抽油机, 希望测出示功图、电动机的电压与电流, 用于诊断抽油机工况等。

根据目前应用情况, 把井口参数分为常测参数与选测参数两种。常测参数有套压、油压、回压及油井出口温度。尽管产油量、产水量、油气比是重要参数, 但由于每口油井建立计量装置工艺复杂、成本高, 因此放在计量站解决。

选测参数有示功图、井下动态液位及井下压力与温度。对于海上采油平台, 需要火炬火焰检测及天然气浓度检测。其他有关设备参数, 随采油设备不同有所差别。

2) 自动保护与控制

(1) 各种采油设备控制: 电动机欠相、过载及回压过高保护; 抽油机延时顺序启动、示功图测试诊断, 实现空抽控制等。

(2) 海上平台井口装置紧急停车(ESD)控制: 海上油井因受施工场所与投资限制, 常常是若干油井集中在一个采油平台上, 油井大多为斜井。由于平台面积有限, 井口采油装置密集, 为确保安全生产, 每口油井装有地下与地上紧急关断阀, 以便在事故状态与紧急条件下能够就地、自动或遥控关闭。

(3) 油井产量控制: 对于自喷井只要控制油嘴直径即可控制产量; 对于气举井, 控制气举用的注气量及井口节流阀开度或气举周期可控制油井产量; 对于电潜泵、水力活塞泵及螺杆泵这类采油装置采取泵电动机无级调速方法可以控制油井产量; 对于广泛采用的有杆泵装置, 可以根据油井动态液位自动调整泵的冲次控制油井产量。

3) 辅助设备测控

辅助设备测控有清蜡设备、水套加热炉、水力活塞泵采油系统的沉降罐等设备的参数检测与控制。

二、计量站监控要求

油气集输过程中,计量站的任务是对所辖范围内的油气井进行集油、集气,并对各油气井产出的油、气、水产量进行计量。油气水实时计量数据,对于了解地层油气含量及产能的变化,进行油藏动态分析,优化生产参数、提高采收率具有重要的作用。

目前比较成熟的计量方法仍然是分离计量方法。分离法计量过程需要计量站设置计量分离装置(计量分离器、旋流分离器等),将气、液初步分离出来,再分别计量气、液的产量。油产量的计量可通过人工化验采出液含水率计算,也可通过含水分析仪测量含水率。

每座计量站汇集多口油井来油,通过选井阀组或自动选井装置选择其中的一口油井,被选中的油井来油至计量分离器进行气液分离并分别进行油、气、水计量。计量站流程如图 1-12 所示。

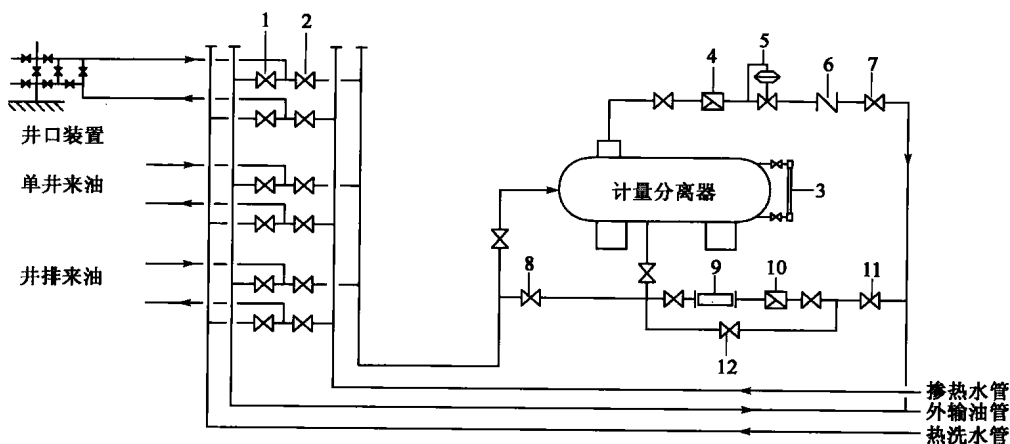


图 1-12 计量站工艺流程示意图

- 1、2、8—流程切换阀；3—玻璃管量油装置；4—天然气计量仪表；5—压力调节器；6—止回阀；
7—气平衡阀；9—含水仪；10—液量流量计；11—液平衡阀；12—旁通阀组

计量站自动化的主要内容包括：

- (1) 油井计量：包括选井装置的自动控制选井，油井的气、液产量计量，含水率测量，油、水产量计算。
- (2) 油井计量数据的远程数据采集与选井状态的监控。
- (3) 辅助系统监控：辅助设备，如加热流程、伴热流程、掺合流程中加热炉、泵状态及参数的测控。

三、接转站监控要求

接转站也叫转油站。它所承担的任务、规模一般是根据整个采油区块生产能力、生产集输水平、集输经济指标情况综合确定。

具有掺热水加热工艺的接转站流程如图 1-13 所示。来自单井、计量站的来液进入三相分离器，对油、气、水进行分离。分离后的油进行升压、计量后外输到联合站。分离出的天然气进入天然气除油器除油，计量后外输到天然气处理站或本站自用加热。分离出的水进入加热炉进行加热，然后分别通过掺水泵和热洗泵升压并计量后用于油井的掺水和热洗。

为保证外输至联合站的原油温度不至于过低，有的接转站需要设置加热炉。而有的接转站设有原油事故储罐，用作外输系统发生故障或本站停电时使用。在本站停电情况下，来油