

油气田自动化

毛宝瑚 郑金吾 刘敬彪 编著

石油大学出版社

油气田自动化

毛宝珩 郑金吾 刘敬彪 编著

石油大学出版社

图书在版编目(CIP)数据

油气田自动化/毛宝瑚主编. —东营:石油大学出版社,
2004.3

ISBN 7-5636-1934-8

I. 油... II. 毛... III. ① 油田开发-自动化系统
② 气田开发-自动化系统 IV. TE3

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2004)第 024861 号

书 名: 油气田自动化
作 者: 毛宝瑚 郑金吾 刘敬彪 编著

责任编辑: 周洁韶

封面设计: 傅荣治

出 版 者: 石油大学出版社(山东 东营 邮编 257061)

网 址: <http://sunctr.hdpu.edu.cn>

电子信箱: upcpres@mail.hdpu.edu.cn

印 刷 者: 沂南县汇丰印刷有限公司

发 行 者: 石油大学出版社(电话 0546-8395977)

开 本: 185×260 印张: 19.875 字数: 552 千字 插页: 15

版 次: 2005 年 1 月第 1 版第 1 次印刷

印 数: 1-1000 册

定 价: 31.00 元

前言

Foreword

自动化技术是当今社会发展迅速的一项高新技术。油气田自动化是自动化技术在油气田生产过程中的应用。20多年来,我国油气田自动化事业取得了突飞猛进的发展,进入一个崭新的阶段,成果显著。全面系统地总结这些成果,以便有关专业的大学生尽快掌握相关知识是编写本教材的目的。

油气田开发生产过程是一项复杂的系统工程,是多学科、多技术的综合应用。本书将以采油为中心、油气集输与处理等生产过程为对象,其内容分为三篇:第一篇油气田生产过程自动化,以井口、计量站、联合站(或集中处理站)、油库和长输管道等生产环节为对象,系统、简要地介绍工艺原理流程与自动化方案;第二篇系统地介绍油气田自动化应用的工业计算机系统,重点编写了 SCADA(监控与数据采集)系统、DCS(分布式控制系统)和 FCS(现场总线控制系统);第三篇选编了两个典型的油气田自动化应用实例和一个输油管道自动化系统。

本书是在总结信息与控制工程学院自 1996 年以来进行《油田自动化》课程教学经验的基础上编写的。在编写过程中得到了石油规划总院、胜利石油管理局勘察设计研究院、新疆石油管理局勘察设计研究院、廊坊石油管道局设计院、大庆石油管理局勘察设计研究院等单位与同行们的大力支持。中国石油电子商务局的张恩怀高级工程师对教材作了全面审校并提出了修改意见。在这里我们表示衷心的感谢。

本书第一篇由毛宝瑚教授编著、第二篇由郑金吾教授编写、第三篇由刘敬彪副教授编写。由于编者水平有限,书中难免会有缺点和不足之处,恳请读者批评指正。

毛宝瑚
2004 年 8 月

目 录

Contents

绪 论	1
一、油气田自动化的主要对象与特点	1
二、油气田自动化的主要内容与组成框架	3
三、油气田自动化的意义	8
四、我国油气田自动化的发展状况	9
思考题	10

第一篇 油气集输与处理过程自动化

第一章 井口与计量站自动化	11
第一节 井口自动化	11
一、示功图测试与诊断	16
二、抽油机驱动电机控制单元	26
三、井口自动化新技术	31
第二节 计量站自动化	39
一、采用分离法的计量站自动化方案	39
二、三相流量测量	47
三、海上平台紧急关断系统	53
思考题	54
第二章 接转站与联合站自动化	55
第一节 接转站自动化	55
一、缓冲罐液位控制	56
二、应用变频调速装置 VFD 节能原理	58
三、某接转站缓冲罐液位调节系统	62
第二节 联合站自动化	64
一、三相分离器测控系统	65
二、电脱水装置测控系统	67
三、加热炉自控系统	69

四、蒸汽锅炉控制系统	84
五、原油稳定装置测控系统	89
六、天然气处理过程测控系统	95
七、注水系统自动化	101
思考题	105
第三章 油库与长输管道自动化	107
第一节 油库储运系统自动化	107
一、油库的工艺流程	107
二、自动计量	111
三、油罐密闭控制系统	117
四、油罐区消防系统自动化	120
五、石油装车鹤管自动化	121
第二节 长输管道自动化	123
一、长输管道工艺流程	124
二、机泵组控制	127
三、输油站自动控制	135
四、长输管道检漏	142
思考题	149

第二篇 油气田计算机测控系统

第一章 监控与数据采集系统(SCADA)	150
第一节 概述	150
第二节 远程终端单元(RTU)	152
一、RTU 应用实例	152
二、RTU 硬件配置	157
三、RTU 应用程序	163
第三节 数据传输	167
一、数据通信系统组成	167
二、ISO 的开放系统互连参考模型(OSI)	177
第四节 SCADA 系统主站	182
一、主站配置	182
二、主站硬件	184
三、主站软件	187
第五节 应用实例——Wellsnet 井网信息控制系统	196
一、中心控制室	197
二、中继站	200
三、底层终端	200
思考题	201
第二章 分布式控制系统(DCS)	202

第一节 概述	202
一、DCS 发展	202
二、DCS 系统结构	204
三、DCS 体系结构典型示例	205
第二节 DCS 的硬件组成	209
一、DCS 的系统网络 SNET	209
二、DCS 的现场 I/O 控制站	210
三、DCS 的操作员站	211
四、DCS 的工程师站	213
五、HS2000 的硬件组成	214
第三节 DCS 的软件组成	219
一、运行系软件	219
二、开发系软件	219
三、HS2000 的软件组成	220
第四节 应用实例——输油站计算机监控系统	224
思考题	226
第三章 现场总线控制系统 (FCS)	227
第一节 概述	227
一、现场总线的发展	227
二、基金会现场总线的特征	232
第二节 FCS 的硬件组成	235
一、接口设备	235
二、现场总线仪表	236
三、外围设备	240
第三节 FCS 的软件组成	242
一、现场总线组态软件 SYSCON	242
二、常用功能块	242
三、监控软件	246
四、设备管理	246
第四节 应用实例——炼油厂现场总线控制系统	247
一、系统硬件配置	247
二、控制策略组态	248
思考题	253

第三篇 典型油气田自动化系统概览

第一章 X 油田自动化系统	254
第一节 概述	254
第二节 SCADA 实时监控系统	255
一、抽油机井场	256

二、采注计量站	256
三、集中处理站	257
四、中心控制室	259
五、SCADA 系统主站软件配置	261
第三节 X 油田 SCADA 系统功能特色	262
第四节 公司数据中心	265
思考题	269
第二章 Y 油田自动化系统	270
第一节 概述	270
一、Y 油田所处环境与特点	270
二、Y 油田工艺流程	270
三、Y 油田自动化系统功能	272
第二节 Y 油田自动化系统组成	272
一、DCS 系统	272
二、变配电自动化系统	276
三、消防自动化系统	279
第三节 油气集输与处理自动化系统	279
一、选井计量	279
二、生产分离器 MBD-221/222	280
三、换热器 HBG-231/241、232/242	281
四、热脱水器 MAD-251/252	281
五、储油罐 ABJ-311/312/313/314	282
第四节 水处理与注水系统测控系统	282
一、原油外输与计量	282
二、污水处理系统	283
三、清水处理系统	284
四、注水系统	285
第五节 SCADA 系统	285
第六节 装置安全系统 FSS	287
第七节 就地控制系统	288
一、热媒加热炉测控系统	289
二、仪表风系统	289
思考题	290
第三章 A—B 输油管道自动化系统	291
第一节 A—B 输油管道自动化系统的特点	291
一、站级控制采用了分散控制策略	291
二、采用技术先进的 SCADA 系统	293
三、采用分级的控制方式	293
四、采用冗余技术,提高系统的可靠性	293
五、线路远程控制截断阀监控	293

六、减压站 PRS(PRESSURE REDUCING STATION)保护控制	294
七、分控中心与首站控制室合建	294
第二节 A—B 输油管道 SCADA 系统硬件配置	294
一、分控中心 SCC	294
二、站控系统 SCS	296
三、远程终端单元 RTU	300
第三节 应用软件系统 ASS	301
一、预估与实时模型	301
二、优化模型	302
三、软件部分要点	303
四、诊断模型 DM(Diagnostic Model)	303
五、在线和离线预估模型	304
六、人机接口 MMI	305
思考题	306
参考文献	307

绪 论

一、油气田自动化的主要对象与特点

油气田自动化是自动化技术在油气田生产过程中的应用。就油气田的整个开发过程而言,首先在于寻找埋藏在地下的油气藏。通过石油地质、物探部门确定油气藏的可开采价值。对于有工业开发前景的油气藏,在主管部门组织之下确定油气田开发方案并指导有关部门付诸实现。一般包括:由钻井队伍打生产井与注水井(或注蒸汽井);由油气田建设部门承担从井口到外输的地面油气集输及处理装置建设和注水(或注蒸汽、或气举所需的压气站)系统建设;由电力部门承担供配电系统建设。当一块油气田建设完成后,由采油部门负责组织生产。根据市场经济需要,要做到科学开发油气田,保持油气田稳产、高产,不断提高采收率,必须及时掌握油气层及井口各项动态参数,进行油藏描述与分析,根据油气田的开发情况制定相应的技术措施。为保证地面油气集输及处理系统安全平稳运行,生产出合格的原油、天然气和回收轻烃,并输送到石化厂或其他用户,还需一套服务保障系统,如井下作业、机修、泵公司、检测中心等。

由上可见,油气田整个生产过程是一项复杂的系统工程,是多学科、多技术的综合应用。大体包括地质、物探、测井、钻井、采油、油气集输及处理、供配电系统和服务保障系统。应该指出,当一块油气田投入生产之后,是以采油为中心的综合企业。石油生产过程中的每个环节,都有自身的自动化内容,如物探过程中地震波信号的检测、传输及处理;测井过程井下各参数的检测、传输及处理;钻井过程中随钻测量及优化钻进;在服务保障系统中还会有各种自动顺序控制等。本书不可能包罗万象,其主要对象是井口作业、油气集输及处理和注水系统。是以采油为中心的地面系统自动化。

以采油为中心的地面系统工艺流程如图1所示,主要有井口(生产井及注水或注蒸汽井)、计量站、接转站、联合站(或集中处理站)、油库、长输管道组成。

生产井的作用是将地下油气水举升到地面。油气田开采初期,油层往往具有较大的能量,原油依靠油层自身能量可由井下流至地面,这类油井称自喷井。在开采过程中随着油层能量的不断消耗,不足以把原油举升到地面,必须采取人工举升方法以补充能量,使原油提升到地面。常用的人工举升方法有各种抽油设备及气举法。

生产井的油气水产量是重要的油藏分析参数,必须实时计量,由于我国单井产量大多在每天几吨到几十吨,往往8~12口生产井设一个计量站,巡回计量每口井油、气、水产量。

若干计量站集输到一个接转站,初步进行气、液两相分离,并把气、液(含油和水)分输到联合站。

通常一个完整的地质构造,建立一个联合站,用于汇集本块油气田各接转站来的油气水并进行计量。做进一步油气水分离,包括电脱水、原油稳定、天然气处理等,同时具备一定的原油储存能力,生产出合格的天然气干气和稳定原油。通过轻烃回收,生产出液化气及轻油产品。

为了提高油藏采收率,使油气田保持稳产高产,要采取多项工艺措施。我国油气田开发的

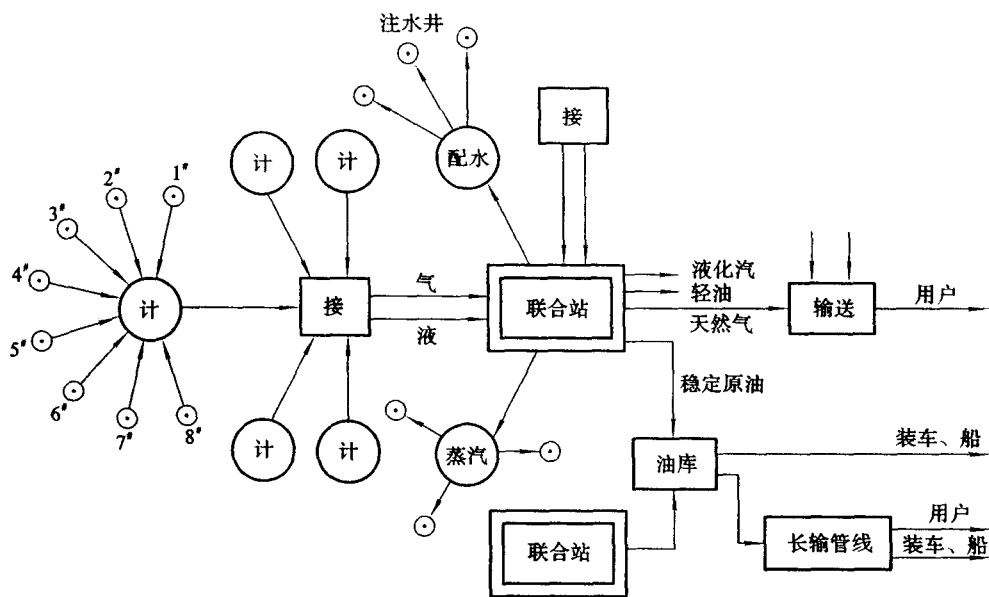


图1 油气集输及处理过程流程框图

经验表明,早期注水是有效的提高油藏采收率措施。东部油气田注水系统一般不包括在联合站内,为使本书系统化,将注水系统纳入联合站。注水系统包括水源处理、注水站、配水间及注水井。水源处理包括水源及水质处理、污水处理。对于高粘原油,往往采取注高压蒸汽工艺,利用蒸汽把热能带进油层,使原油粘度大幅度下降,流动性提高,增加采收率。注蒸汽系统包括水质处理、蒸汽锅炉、配注间及注汽井。

较大的油气田往往有多个地质构造,相应会有多个联合站,须设置专门的原油库。如某油田,设置四个油库,保障有计划的外输及油气田正常生产。

原油外输方式有铁路、公路、轮船及长输管道。目前主要以长输管道外输为主体,由于长输管道外输具有运输量大、密闭安全、能耗少、运费低、便于管理、易于实现远程集中监视等优点,所以成为主要外输方式。

根据油气田自身特点、规模,会有不同的油气集输及处理流程。图1所示流程与我国大部分油气田基本相符。对于油井少、单井产量高的油气田,不设计量站及接转站,从油井采出的原油直接进入联合站处理。关于联合站内所包括的生产环节,各油气田有所差异。如注水系统及注蒸汽系统单独列为生产环节,只有大型油气田才具备原油稳定、天然气处理系统,它将把若干联合站的油气集中处理。

油气田实现生产过程自动化必须考虑的特点是:

(1) 原油是一种多组分碳氢化合物的混合物,同时还含有水、砂、蜡、盐、 H_2S 等杂质

碳氢化合物是易燃易爆物质,要求我们予以高度重视。实现自动化使用的测控仪表及现场控制设备必须采用防爆技术,最好是本质安全防爆技术。另外,对可能产生火灾、爆炸的环节提供检测及消防保护的手段。原油也可以视为由气相、液相(油和水)、固相组成的混合物,在不同压力和温度条件下相态之间可以相互转化。如在温度上升、压力下降情况下,液相可以转化为气相;反之,气相也可以转化为液相。在温度很低情况下原油甚至会失去流动性。此外,原油成分和产量在不同油气田有明显区别,即使同一油气田不同油井也有差异,甚至同一

油井随开采时间的延续也会有较大区别,如随着生产过程的延续,轻组分减少、重组分增多、含水量上升等。也就是说油气田生产的工况是经常变动的,给生产参数的检测与自动控制造成一定的困难。

(2) 油气田所处地理环境条件一般比较恶劣,大多处在荒原、沙漠、滩海、沼泽、戈壁之中

我国东部油气田大多处在荒原与沼泽地区,而西部油气田大多处在戈壁、沙漠之中,存在温差大、风沙大或潮湿等现象,加上许多设备露天安装,这就要求实现自动化的测控仪表与装置能适应较为恶劣的环境条件,尤其是处在戈壁、沙滩之中的西部油气田及海上油气田,对自动化要求高。

(3) 油气田生产单元在地域分布方面是点多、面广、线长

油气田油气集输系统呈星形分布,点多、面广;而长输管道呈线形分布,管道长度从几百到几千公里。实现油气田自动化,必须适应这些特点。早在 20 世纪 40~50 年代,出现三遥技术(遥测、遥控、遥讯),60 年代中期,在电子技术迅速发展的基础上,形成了监控与数据采集系统(SCADA 系统),油气田中联合站由于是集中处理,采用了分布式控制系统(DCS)。当前,自动化程度高的油气田都是采用 SCADA 系统与 DCS 二种技术的巧妙结合。

(4) 油气集输与处理过程相对于炼油化工过程而言,是一种粗加工

油气田的任务在于科学地从地下采出石油,分离成合格的原油及天然气,通过轻烃回收生产出液化气及轻油,生产工艺简单一些,控制精度要求不如石化过程高,但由于上述三个特点,要求自动化测控仪表及装置可靠性高、工作要“皮实”,加之生产人员不允许过多,需要多种保护措施。在油气田自动化系统中,常常使用可编程逻辑控制器(PLC)或可编程控制器(PC)。

应该指出,我国油气田自动化的发展历史比石油化工自动化要短,因此在自动化系统设计、安装调试、维护管理方面的经验与水平较低。充分认识实现油气田自动化所要考虑的特点,认真研究具体油气田情况及对自动化的要求,不断跟踪自动化技术新动态,有利于开创出油气田自动化的新局面、新水平。

二、油气田自动化的主要内容与组成框架

油气田自动化的主要内容包括以下几个方面:

(1) 自动计量

指油气产量、注水量(或注蒸汽量)和能耗(主要是耗电量,其次为油气田内部油气耗量)的计量。根据油气田开发、管理及销售要求和可能,分作三种类型的计量。一是供油藏动态分析用的油、气、水产量计量,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;二是油气田生产管理用的各生产单元的油气产量计量。如在各接转站出口流量计量、联合站各入口及出口流量计量;三是外销用的商品量计量,此项计量无论国内、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,也有条件达到高精度的计量。油气田生产所需的能源主要是电力和燃料,它是油气田开发成本的主要内容之一,也需要对它精确计量。

(2) 自动检测

为保证油气田生产过程正常平稳运行,完成计划指标与质量指标,必须及时准确地对各种工艺参数、设备参数、环境参数进行实时测量,如井口套压、油压、回压、温度;各种油罐液位、三相分离器与电脱水器的油水界面;长输管道中间站的入口、出口的温度与压力;各种机泵组与压缩机的压力、温度、振动、转速等参数。随着我国生产的不断发展、文明程度的不断提高,环保意识的不断增强,实现油气田自动化必须充分重视环境参数测量。原油是挥发性很强的物

质,在集输过程中,特别是油库会挥发出油气,既污染环境也危及安全;油气田使用的各种加热炉、锅炉也会排出有害气体;原油中分离出的污水水质危害性也很大,这些参数应纳入到自动监控范围内。

(3) 自动报警与保护

为适应油气田特点、保证安全生产(人员、设备及环境安全)、防止和控制事故、提高生产率,必须在实现油气田自动化过程中,对自动报警与保护方面予以足够的重视。尤其在海上平台、无人值守的场所、油气处理装置密集之处与油库。对涉及人身、设备、环境安全的参数测量超出正常范围时,发出报警信息,提示操作人员关注危险趋势,人工或自动采取有效措施,防止有关事故发生。自动保护是当某些参数达到或超出危险值时,自动采取紧急保护措施。油气田自动化中常见的紧急停车(ESD-Emergency ShutDown)就属于其主要内容之一,如海洋平台上紧急关井、大型机泵组与压缩机组事故状态下紧急停车、消防系统的自动启动等。油气田自动化系统中,凡属重要场合常采用双重保护,用模拟量检测越限作为报警信号,以声、光、图像方式提醒操作人员;用开关量测试手段判别危险量,如压力、温度、液位、振动开关等,这些开关动作表明参数已达危险状态,必须采用紧急措施,常用的自动化工具是 PLC 或 PC。

(4) 自动调节与控制

油气输送与处理过程中要用到各种规格的加热炉、锅炉、电脱水装置、分离器、原油稳定装置、天然气处理装置、长输管道密闭输送工艺等。为保证生产过程平稳与优化运行、应用了各种自动调节及控制技术。自动调节一般指连续性生产过程的控制,如加热炉出口温度调节系统、缓冲罐液位调节系统、油罐密闭调节系统等。自动控制含义较宽,除了连续性生产过程控制之外,还包括顺序控制、连锁保护,如输油管道中清管器的收发控制、石油装车鹤管自动化、加热炉启动与停车顺序控制等。

(5) 数据采集、传输、储存、处理、显示与打印

当代电子技术、计算机技术、通信技术、网络技术与自动化技术的发展为实现油气田自动化创造了良好的物质条件,使我们有可能集管理、控制为一体的高度规划自动化系统,不同的管理层次有不同的管理业务。从总公司级、管理局级到采油厂之间利用计算机网络作数据传输,根据不同层次要求处理数据、保存有关数据、向下一层发出指导性指令。采油厂级是油气田生产的直接管理与开发单位,需要从井口(生产井及注水井)、计量站、接转站和联合站各装置实时采集各种参数数据并进行处理,通过画面动态显示生产过程,根据运行情况采取相应控制措施。如从井口抽油机示功图测试数据,判断是否应该关井;注水井注入压力与流量是否需要调整等。经过处理的参数要保存入档,以便进行历史趋势对照,并为局级提供所需数据。此外从管理角度还要打印报表与文件。

关于实现油气田自动化按照集管、控一体化的计算机网络体系如图 2 所示,大体分为四个层次。

(1) 过程控制层

过程控制层是最基层的控制,它的测控仪表与装置直接安装在油气田各生产环节,如井口各种压力与温度、井下压力、示功图测量、抽油机启停控制或冲程与冲次控制;计量站选井控制及油气水计量;接转站中缓冲罐液位控制;联合站内加热炉出口温度控制、电脱水装置油水界面及出口含水量控制以

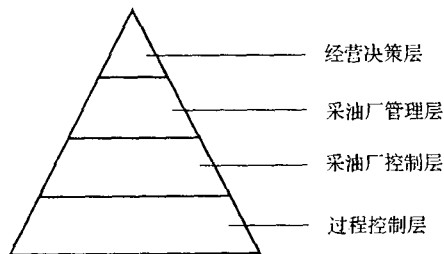


图 2 油气田自动化层次结构

及原油稳定装置和天然气处理装置各种参数控制等。过程控制层的职能是按照控制要求实现各生产环节的自动化,同时向高层提供各生产单元的参数与状态量。

(2) 采油厂控制层

采油厂控制层不和油气田各生产环节直接发生关系,而是站在采油厂一级高度发布指令或修改过程给定值 SP(SetPoint),对过程控制层进行远程控制,其职能是通过过程控制层取得各种信息进行分析诊断,并接收更高层经过数据处理(如油藏描述)后返回的指令对下层进行控制。大体包括涉及该块油气田整个安全生产的事故处理;本块油气田生产过程控制的优化运行等;同时向高层提供所需信息。

(3) 采油厂管理层

如前所述,油气田自动化范围只限于从井口、油气集输及处理和注水(或注蒸汽)部分,而采油厂管理层业务不限于此,还有计划组织、调度及其他业务管理。例如根据油气田综合分析,采取压裂、酸化、修井、补打生产井等措施,是采油厂控制层及过程控制层所不能包括的。

(4) 经营决策层

经营决策层是最高管理层次,它可以是局级管理,甚至到总公司级管理,局级管理包括若干采油厂管理层,还有其他单位如地质、测井、销售等,根据市场经济需求,结合本局各油气田状况做出重要决策。

从计算机网络的组成角度来说,由采油厂管理层到局或总公司经营决策层可以用广域网(WAN)实现。而采油厂控制层则可用局域网(LAN)实现。“油气田自动化”一书的重点内容是介绍过程控制层与采油厂级控制层。

目前能为油气田过程控制层与采油厂控制层提供的工业计算机系统有:可编程逻辑控制器 PLC(Programmable Logic Controller)及可编程控制器 PC(Programmable Controller);监控与数据采集 SCADA(Supervisory Control And Data Acquisition)系统及分布式控制系统 DCS(Distributed Control System),还有 20 世纪 90 年代出现的现场总线控制系统 FCS(Fieldbus Control System)。基于微处理器为核心的可编程逻辑控制器 PLC 已取代传统的继电器控制,为顺序控制和联锁保护提供了有效的手段,可编程控制器 PC 是 PLC 功能的延伸,引入了模拟量的 PID 控制,PLC 和 PC 适宜于现场设备的就地控制,如机泵组、压缩机组、锅炉及加热炉等生产设备顺序启停与参数调节。SCADA 系统是在遥控、遥测、通信技术基础上用计算机系统实现的测控系统,它适于点多、面广、线长的油气集输过程。SCADA 系统由位于控制中心的主站和处在现场生产环节的远程终端单元 RTU(Remote Terminal Unit)组成。主站与 RTU 之间通过远距离通信系统相互联系。DCS 是分布式计算机控制系统,一般分上位机与若干下位机。下位机进行生产过程实时控制,上位机则进行数据处理、画面显示、打印及优化控制。DCS 适用于生产装置比较集中、模拟参数测控量比较多的连续性生产对象,如用作油气处理功能的联合站。FCS 是 DCS 的进一步发展,在仪表及控制装置中已实现智能化,用现场总线将主机与现场测控设备连接起来,由现场仪表与控制设备完成测控功能,无需 DCS 中下位机,真正做到了功能分散。

根据具体油气田的特点及对自动化程度的要求,可以用 PLC 或 PC、SCADA 系统、DCS 或 FCS 和现场仪表与控制设备构成各种自动化方案。图 3 是用 DCS 与 SCADA 系统构成的油气田自动化方案。油气田各生产环节用 RTU 远程终端单元实时测控,并将采集的数据经过通信设备发向 SCADA 主站。油气田各生产环节可以是生产井、注水井、计量站或配水间、接转站等,对它们进行实时测控的 RTU 可以有不同的硬件与软件配置,主站对各 RTU 采集的数据进行处理、归档。联合站采用 DCS,对站内各环节如油气分离、电脱水、加热炉、原油稳定、天然气处理、污水处理、注水装置等进行控制,通过模拟量输入模块 AI(Analog Input)将现场生产环节

温度、压力、流量、液位、物性传感器或变送器的规范信号(标准毫伏范围、电阻范围、1~5 V 或 4~20 mA)送入计算机内;通过数字量输入模块 DI(Digital Input)将反映生产设备的各种状态量(如位置开关、压力、流量、液位、温度、振动、电流开关)及脉冲计数信号(转速、流量、频率)送入计算机内;各种参数经计算机处理、判别后作出控制,通过模拟量输出模块 AO(Analog Output)产生 4~20 mA 或标准范围(如 1~5 V)的控制信号,使执行机构、变频调速器动作,实现连续调节;通过数字量输出模块 DO(Digital Output)控制交流接触器、电磁阀、电动阀等,实现顺序控制及自动保护功能。在控制中心,SCADA 系统主站与 DCS 上位机之间利用串行口进行通信,由 DCS 上位机系统完成数据总体处理、显示与打印、通过广域网 WAN(Wide Area Network)与高层通信。我国西部一些油田自动化系统属于这种模式。

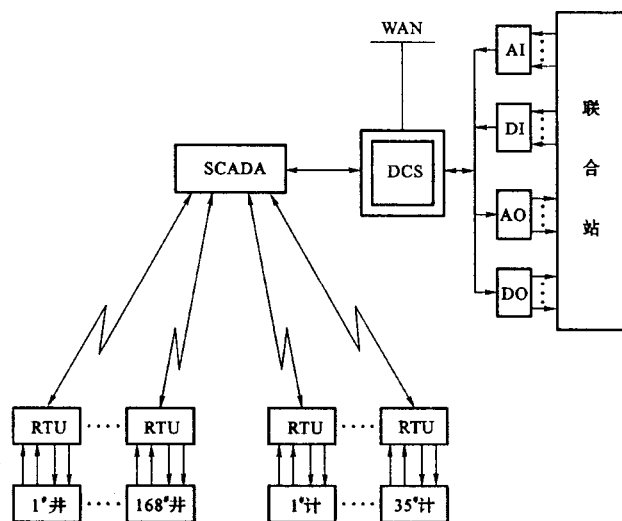


图3 DCS 与 SCADA 构成的油气田自动化方案

对于联合站内生产装置较少或自动化程度要求不高的情况下,可以用 SCADA 系统实现。如图 4 所示,由于控制中心距联合站较近,可以采用有线通信。联合站内各生产环节用 RTU

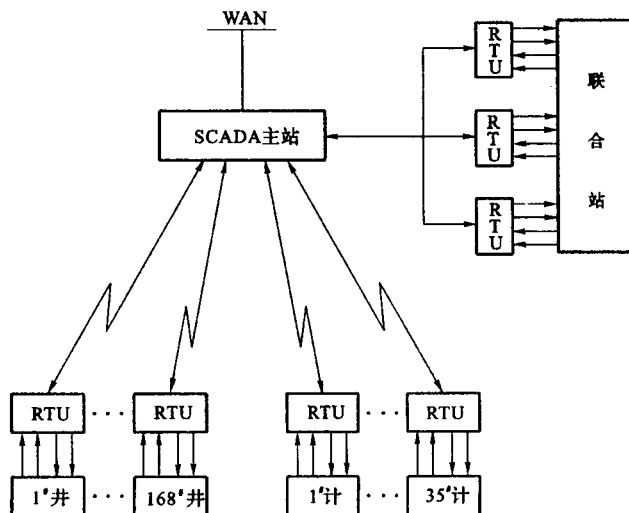


图4 由 SCADA 系统构成的油气田自动化方案

实现实时测控。SCADA 主站完成现场数据采集处理、画面显示、打印报表;根据数据处理判别结果向各 RTU 发布控制信息与修改各调节回路给定值 SP。通过广域网 WAN 向高层传送所需数据,接收高层返回指令。

长输管道广泛采用 SCADA 系统。实现方案如图 5 所示,由于长输管道从首站至末站距离远,有若干中间站,每站设置一个远程终端单元 RTU,完成站内实时测控功能。通过光纤、微波、卫星等通信手段与主站交换信息。图 5 仅示出首站 RTU 与主站关系,该站包括油罐检测系统、输油泵就地测控系统及计量系统。由此可见 RTU 功能比井口与计量站 RTU 要多,主站(SCADA)从各站 RTU 采集信息并予处理。主站计算机按冗余配置并设有操作、打印、画面显示等外设。目前一般按局域网分布,同时通过广域网将信息上传到数据处理系统。

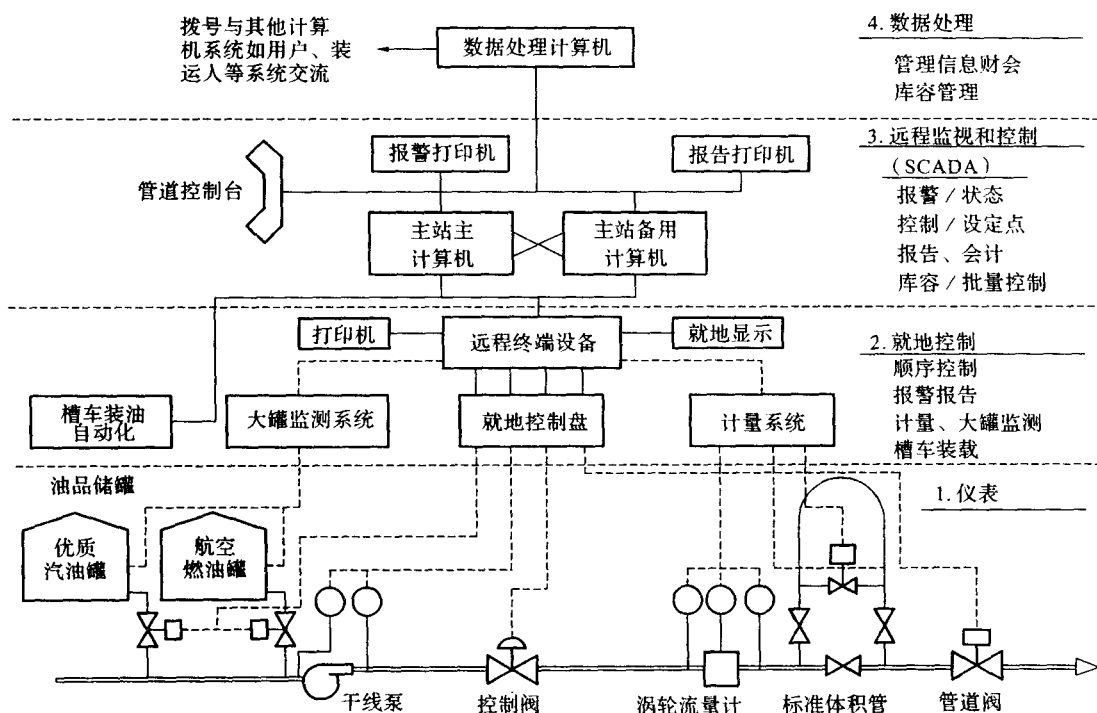


图 5 输油管道 SCADA 系统

对于长距离输油管道,为便于管理常常采用图 6 所示 SCADA 系统方案,其特点是按地域把主站分成二级,设置分控中心(次主站)与主控中心(主站),将距中心较近的各站 RTU 与之通信,再通过分控中心向主控中心通信,以达到远程监控目的。

在长输管道各站内实现测控功能可以应用 PLC 或 PC。如站内罐区监控、机泵组选择性调节、加热炉及清管器收发控制、紧急停车 ESD、相距较近的干线截断阀控制等。实现方案如图 7 所示,各站内采用可编程控制器,它与主站的通信采用类似 RTU 与主站通信相同方式进行。总之,随着自动化工具不断发展,其组成框架模式还会有所变化。如目前正在加速发展的 FCS 应用到油气田自动化,对联合站及长输管道各站控制框架模式会有所变化。由于现场仪表及控制设备具有各种测控功能块,就地控制与仪表成为一体,像图 5 所示系统中就地控制与仪表可以合为一层。

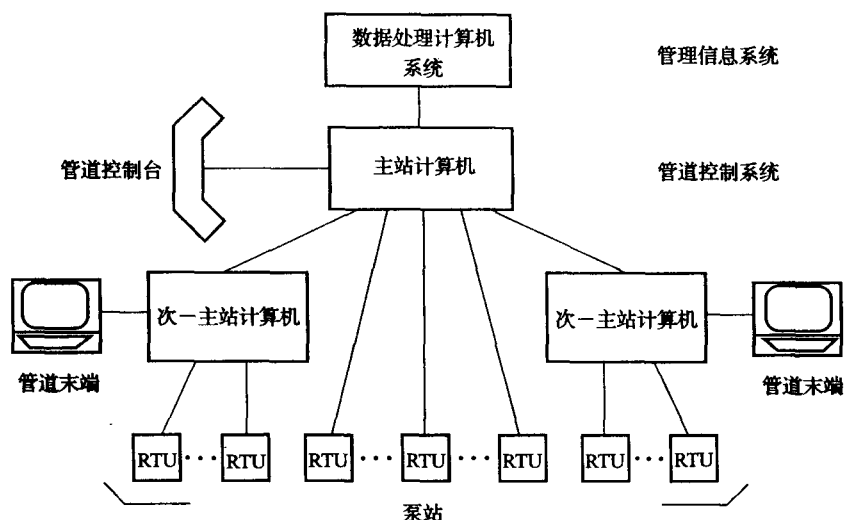


图6 长距离输油管道 SCADA 系统方案

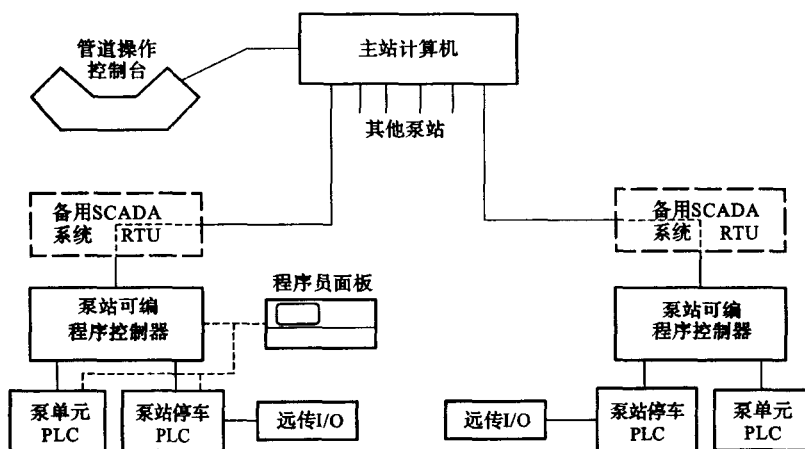


图7 用可编程控制器实现管道系统方案

三、油气田自动化的意义

油气田自动化是自动化技术在油气田生产过程中的应用,自动化技术是世界上发展迅速、应用广泛、最引人注目的高新技术之一,实现油气田自动化对生产有着重要的意义。

(1) 为油气田生产科学决策提供及时、准确的信息

正确的决策取决于正确的分析判断,正确的判断源于对石油生产过程中各种工艺、设备和环境参数及时、全面、准确的掌握,这些参数通过自动化系统可以满意地获得。

(2) 为保证油气田生产安全、平稳、优化运行提供有力的手段

油气生产及集输过程中的重要特点之一是油气本身就是易燃易爆物质。其点多、面广、线长给管理造成了困难。实现油气田自动化,对确保油气田生产安全、平稳、优化运行具有重要的意义。如长输管道输油过程,必须在确保安全生产前提下安排优化运行,以取得最好的经济效益。实现先进的工艺措施,往往需要自动化手段保证。如油罐密闭系统、油气密闭集输、海