

FIELD GATHERING AND TRANSFERRING OF NATURAL GAS

天然气矿场集输

天然气开采工程丛书

(四)

林存瑛 主编



石油工业出版社



登录号	100529
分类号	TE86
种次号	013

天然气开采工程丛书 (四)

天然气矿场集输

林存瑛 主编



石油工业出版社

内 容 提 要

《天然气开采工程丛书》共分六个分册：《气田开发地质》、《气藏工程》、《采气工程》、《天然气矿场集输》、《天然气处理与加工》和《输气管道工程》，本书是其中之一。

本书以工程技术为主，总结了我国 40 年来气田天然气集输工程经验，详细阐述了气田集输工艺及设备、管网布置、系统防腐蚀及自动化等方面的理论、方法、技术，以及国内外该领域的最新进展。

本书可供从事天然气矿场集输的工程技术人员、大专院校有关专业师生阅读和参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

天然气矿场集输/林存瑛主编.

北京：石油工业出版社，1997.6

(天然气开采工程丛书；4)

ISBN 7-5021-1942

I. 天…

II. 林…

III. 天然气-油气集输

IV. TE86

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (97) 第 02007 号

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)

石油工业出版社印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 19½ 印张 480 千字 印 1-2000

1997 年 6 月北京第 1 版 1997 年 6 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-1942-6/TE·1633

平装定价：38.00 元

精装定价：43.00 元

《天然气开采工程丛书》编辑委员会

中国石油天然气总公司编辑委员会

主 任 李虔庚

副 主 任 冈秦麟 王乃举 张家茂 滕耀坤

编 委 蒋其凯 曾宪义 罗英俊 孟慕尧 潘国潮 李海平

李希文 吕德本 叶敬东 张卫国 徐文渊 周学厚

王季明 王鸣华 文楚雄

四川石油管理局编辑委员会

主 任 滕耀坤

副 主 任 徐文渊 周学厚 王季明 冉隆辉 刘同斌

编 委 (以姓氏笔划为序)

王全生 王鸣华 许可方 陈中一 陈赓良 李联奎

杨光鲜 范恩泽 金裕方 张 化 侯德明 章申远

游开诚 舒世容

《天然气矿场集输》分册 编写组

主 编 林存璞

副 主 编 章申远

编写人员 林存璞 章申远 郑竹村 余汉成 唐明华

何名轩 蒋长春

统 审 周学厚

序

40年来,我国气田开发经验不断丰富,已逐步形成一套适合我国气田开发特点的技术。为了系统总结经验,提高气田开发技术水平,迎接我国天然气工业的大发展,中国石油天然气总公司科技发展局组织了长期从事气田开发、具有较高理论水平和丰富实践经验的技术人员,系统编写了这套丛书,即《气田开发地质》、《气藏工程》、《采气工程》、《天然气矿场集输》、《天然气处理与加工》和《输气管道工程》,共六个分册。

我国是世界上天然气开采和利用最早的国家,早在公元前301年汉末晋初时,就开始了采气熬盐,开创了世界最古老的“卓筒井”钻井、“窿盆”排水采气、“亮筒子”试气、“补腔”修井,“显号”识别裂缝以及“通腔”划分连通系统,这些都已成为世界石油史上光辉的一页,也是浅层低孔隙低渗透裂缝-孔隙型有水气田开采的宝贵经验。但解放前,我国天然气开采技术停滞不前,处于十分落后的局面,直到新中国成立,才开始较大规模工业化的勘探与开发,气田由旧中国的两个增加到现在的116个,年产气大幅度增加,已成为我国国民经济发展不可缺少的能源。目前陆上天然气勘探有了新的发展,海上崖13-1大气田也已开始投入开发,这为我国“九五”期间天然气进一步加快发展创造了条件。

我国已开发气田的地质条件复杂,开采的技术难度较大,绝大多数气田储层为低孔隙低渗透,具有边、底水。以碳酸盐岩为主的中、小型气田,其微细裂缝为渗流通道,非均质性严重,主力气田多为含硫气田,使生产建设面临一系列技术难题。正是在这种复杂和困难的条件下,我国的技术人员经历了多年的探索,不断地实践—认识—再实践—再认识,引进和应用新技术、新方法和新装备,加深了对我国气田开发基本规律的认识,完善配套了天然气上、下游工程,使我国天然气工业得到了发展,气田开发水平步入现代技术水平。

我国天然气开发具有40年的经验,这是十分宝贵的,认真系统地总结经验,必将对我国天然气工业的发展起到积极的推动和指导作用。随着我国新气田、大气田的不断发现,将有一大批技术人员加入气田开发队伍,这套丛书不仅是矿场技术人员很好的参考书,也是石油大专院校很好的教材。我相信,随着我国天然气工业的发展,今后我国气田开发的技术水平将会不断完善和提高。



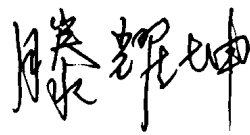
一九九六年七月二十一日

序

四川盆地是一个面积约 $18 \times 10^4 \text{km}^2$ 的大型含气盆地。在前震旦系变质岩和火成岩的基底上，沉积了厚达 6000~12000m 的海、陆相地层，为天然气的生成、运移、聚集和保存提供了有利条件。现已证实，震旦系、奥陶系、石炭系、二叠系、三叠系均蕴藏着丰富的天然气。但盆地的地质情况极其复杂，储集层绝大多数为低孔、低渗的裂缝性碳酸盐岩，多数气田有边、底水，且具有井下温度高、地层压力高、天然气含硫化氢高等特点，这给勘探开发工作带来了诸多困难。

四川开采利用天然气的历史悠久，但大规模的勘探开发是在新中国成立以后。40 多年来，四川石油管理局的广大职工，以求实、创新、勇于实践的精神，攻克了天然气勘探、开发、钻井、采气、集输、处理、加工等领域一个个技术难关，创造了一套适应四川复杂地质条件的勘探开发技术，探明了占全国 40% 的天然气地质储量，使天然气产量占居全国总产量的 41%，占纯气藏产气量的 80%，为我国西南地区工农业发展做出了重大贡献，使四川成为我国天然气工业的重要基地。

《天然气开采工程丛书》是根据中国石油天然气总公司的要求而编写的。为此，四川石油管理局成立了由长期从事天然气事业、理论造诣深、实际经验丰富的专家组成的编辑委员会和 30 余名高级工程师组成的六个编写组，对 40 多年来四川在天然气开发方面的实践经验，特别是近十多年来在技术攻关、科学研究以及引进、消化国外先进技术方面的成果进行全面、系统总结，因此，这套“丛书”不仅较全面地反映了四川天然气开发的科技进步，同时也从一个侧面反映了多年来我国在天然气开采诸方面所取得的巨大成就。40 年，在历史的长河中是很短暂的，但若能通过这 40 年的经验总结对今后全国天然气工业的发展有所启迪、有所促进，我们将感到十分欣慰，我想，这也是广大气田开发科技工程技术人员对这套“丛书”的期望。



一九九六年七月

前 言

气田天然气集输工程是气田地面建设的核心工程。天然气矿场集输系统包括集输工艺、总图运输、系统防蚀、自动化控制以及建筑结构、通信、供排水及环保、供配电等各个方面。本书仅从气田天然气矿场集输涉及的集输工艺、管网布置、系统防蚀及自动化等方面作较为集中的介绍。

本书与天然气集输领域内的理论著作和教科书不同，也与设计手册有别；以工程技术为主，也兼顾基本理论，是在总结我国特别是四川近 40 年来气田天然气集输工程经验的基础上，对气田集输工程设计、建造、运营等方面提出一些观点和意见。可供从事天然气集输、防蚀、自控仪表及相关专业的工程技术人员和高等院校的师生参阅。

全书共分七章。第一章由章申远编写，第二章由郑竹村编写，第三章由林存瑛编写，第四章由郑竹村、蒋长春编写，第五章由余汉成编写，第六章由唐明华编写，第七章由何名轩编写。在编写的过程中，四川石油管理局《天然气开采工程丛书》编辑委员会对本书的编写大纲进行了审查，周学厚、游开诚、金裕方等专家对本书进行了主审，江士昂、苗承武等专家提出了许多建设性的意见，在此一并致谢。

我国天然气矿场集输技术经历了近 40 年的实践，积累了不少的经验，但由于编者水平有限，难免存在一些不足和错误，恳请读者批评指正。

目 录

第一章 天然气矿场集输工程概况	(1)
第一节 我国天然气矿场集输工程发展概况.....	(1)
第二节 四川气田集输工程技术概况.....	(3)
第三节 我国天然气矿场集输工程技术发展展望.....	(10)
第二章 天然气集输工艺	(15)
第一节 集输工艺流程.....	(15)
第二节 气田天然气矿场分离.....	(24)
第三节 液烃矿场稳定.....	(35)
第四节 水合物的形成及防止.....	(47)
第五节 集输工艺系统的安全保护.....	(61)
第三章 集输管线	(65)
第一节 集输管线及其分类.....	(65)
第二节 集输管线工艺计算.....	(66)
第三节 集气管网.....	(85)
第四节 线路工程.....	(92)
第五节 清管技术.....	(108)
第四章 天然气增压集输	(111)
第一节 气田天然气增压.....	(111)
第二节 往复式压缩机.....	(114)
第三节 气田压气站工艺设计.....	(151)
第四节 喷射器.....	(157)
第五章 集输工艺设备	(162)
第一节 分离设备.....	(162)
第二节 加热换热设备.....	(192)
第三节 阀门.....	(206)
第六章 矿场集输系统腐蚀与防护	(220)
第一节 集输系统的腐蚀.....	(220)
第二节 集输系统腐蚀机理及分类.....	(221)
第三节 集输系统防蚀原则.....	(230)
第四节 集输系统的防蚀方法.....	(232)
第五节 集输系统管线、储罐防腐蚀.....	(250)
第七章 矿场集输自动化	(258)
第一节 自动化管理系统.....	(258)
第二节 集输站场管理.....	(263)
第三节 检测与控制.....	(269)
参考文献	(300)

第一章 天然气矿场集输工程概况

第一节 我国天然气矿场集输工程发展概况

我国天然气的开发利用有悠久的历史。据史料记载，东汉时期（公元 25~219 年）在临邛（今四川邛崃县）、鸿门（今陕西临潼）等地，已开始用天然气就地煮盐。到清代中后期（公元 18~19 世纪）天然气的利用已有一定规模，并出现了用竹制笕管等引送火井天然气到煮盐灶户的情况。笕管一般长一丈五尺（约 5m），管径四寸（约 130mm），将笕管首尾相接，从火井接到灶户。规模较大、用气量较多的灶户需从多口井集气，而一些产气量较大的火井则又往往需将天然气分输到多个用户。于是，在一定范围内形成了我国早期的“天然气集输管网”。

天然气真正大规模勘探开发还是在 1950 年以后，主要集中在四川地区。50 年代四川气田集输工程建设主要配合气田试采，向附近用户如炭黑厂供气，但输气的范围有限，工程也较简单。1958 年随着我国工业、农业、国防、交通运输的发展，对能源和原料需要量的急增，天然气工业也得到迅速的发展，天然气集输工程建设规模不断扩大，技术水平也不断提高。

天然气集输技术的发展，经历了一个较长的时间，由以单个气田为集输单元发展到多气田集输系统组合，进而形成大型集输系统。发展过程大致可分为以下四个阶段：

50 年代到 60 年代中期属气田集输技术发展的初级阶段。天然气的集输主要采用单井集气流程。天然气在井口采出后经加热、节流、常温分离后脱除天然气中的游离水、油及机械杂质，经计量后直接输往用户。为防止天然气节流降压时产生水合物形成冰堵，矿场多采用蒸汽夹套管加热，井场设锅炉供汽。在集输过程中凝析油回收技术没有得到解决，回收率低。气田生产管理以每个气田为一生产单元。这个时期的集输过程均为手动操作，采用的设备性能差，生产效率低，天然气未进行净化、脱水处理，没有完整的水、电、通信等配套工程，仅能适应局部地区供气。

从 60 年代到 70 年代中期，新气田相继开发，生产井与日俱增，气田集输技术也随之迅速发展。这个时期是四川气田建设过程中集输技术发展的关键阶段。

1965 年 10 月在四川纳溪气田建成第一个含四口井的多井集气站。当时多井集输流程的控制水平虽然很低，但解决了原有以单井为生产单元的分散管理中存在的困难，充分显示出集中管理的优越性。此后，多井集气站又相继在威远、东溪等气田建成，从此多井集输流程很快在全川推广。

为了从天然气中回收液烃，1964 年 12 月在四川沈公山气田建成了处理能力为 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的沈 1 井低温分离试验装置。利用天然气自身压力，通过节流膨胀制冷，在 $-10 \sim -18^\circ\text{C}$ 低温下进行一级分离，在 -25°C 进行二级分离，然后计量外输。凝析油收率比常温流程收率大大提高，经济效益明显增加，且避免了凝析油在管道中析出，改善了输气管道运行情况。1971~1983 年间在四川先后建成了卧龙河 1, 2, 3 号低温分离站及中坝低温分离站，其设计处理能力共达 $710 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

为适应含硫气田的开发,先后开展了高压含硫气田集输工程的抗硫材质评选、设备加工制造,以及安装施工技术要求等方面的课题研究,攻克了防蚀和管道保护技术关键。通过试验,掌握了脱硫和硫磺回收工艺,并利用国内的技术设备,在威远、东溪气田建成两座含有硫磺回收装置的天然气净化厂。这样,初步解决了含硫气田的集输、净化、防蚀等问题。

为了提高气田集输系统的管理水平,1971年在兴隆场气田建成有线压力遥测生产试验装置,初步实现了对分散气井进行压力遥测的目的。1973年在卧龙河气田建成了较完善的气井井场遥测、遥控、通讯装置,最多有7口井进行集中管理,经过生产运行试验,效果较好。70年代后期,在威远气田也建设了井场“三遥”装置,但终因缺乏配件、管理水平跟不上,以及因电源不稳定、通道故障等原因,致使这些装置未能发挥作用而被废弃。

随着气田集输工艺技术改进,主要工艺设备也进行了研制和比选,如分离器、自动放水器、加热设备等。并提出天然气“喷射式”增压器及天然气涡轮发电机的研究。这一阶段的工作为四川气田建设积累了宝贵经验,打下了坚实的技术基础,对四川气田以后建设起了重要作用。

70年代后期到80年代中期,四川气田建设规模迅速扩大,气田集输技术水平得到不断发展和提高,建设规模由十多个气田扩展到几十个气田,建成了区域性管网,在卧龙河、中坝、渠县等地兴建了7座大型天然气净化厂,30多套脱硫、脱水、硫磺回收及尾气处理等装置,含硫天然气的处理能力已达 $1000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上,开发高压、高含硫、凝析油含量较高的气田集输技术日趋成熟。为确保天然气产能,提高设计和施工的速度与质量,1975年5月先后完成了处理量为 $200 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的5.5MPa级“含硫及不含硫凝析油低温分离站”、处理量为 $200 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的7.5MPa级“含硫凝析油气田低温分离站”,以及“自动控制气井井口装置”、“自动控制多井集气站”等定型设计。在这一时期,为了合理使用气井压能和降低管输压力,在产水井井口采用了井口气液分离和气体单相输送工艺。研制了高效水套加热炉、扩散、螺旋式分离器及新型换热设备等。

四川气田经过30多年的勘探、开发,到80年代中期,有相当部分气田采出程度在60%以上,个别气田超过80%,部分气田已进入产量递减期,有些气井井口流动压力已不能进入高压集气管网。为了适应这种情况,采用高、低压两套管网分输。高压气进入输气干线,向远离气田的用户供气,低压输气管道向当地用户就近供气。低压管道起点输气压力一般在0.9~2.5MPa。当时川南、川西南矿区在13个气田上建成了两套完整的高、低压集输管网,以充分利用地层压力多输气,推迟上气田增压设备的时间。当气田低压气井的压力降至天然气已不能进入集气系统时,气田采取低压采气、增压集气办法。四川气田采取两种增压方式,即采用天然气“喷射器”和压缩机增压。

1981年四川气田先后在川南、川西南矿区的阳高寺、牟家坪等气田推广应用天然气“喷射器”,利用地层能量,用高压气井的气抽带低压气井的气,此举效果显著。抽带气量在 $1000 \sim 70000 \text{ m}^3/\text{d}$,低压气压力范围在0.05~3MPa,高压气压力范围在2.3~11MPa。据1983年不完全统计,有9口井使用天然气“喷射器”后全年增产 $224 \times 10^4 \text{ m}^3$,使原来间竭生产的低压小产量气井提高了产输量,恢复了连续生产。

1982年开始先后在威远气田、兴隆场、付家庙、卧龙河等气田建设了天然气增压站,使用的机型均为往复式压缩机,所配动力有电动机,也有燃气发动机;所用压缩机组主要是引进的DPC整体式燃气发动机压缩机和部分国产机组。

1988年开始建设的川中磨溪气田具有单井产量低、井数多、井距小、井口流动温度低

的特点。采用了枝状与放射状相结合的集气管网，全部采用分区块撬装集气装置，达到了设计定型化，施工预制化，现场装配适应建设周期短，占地面积少的要求。磨溪气田采用的“撬装式集气装置”，适用于含硫气田及集气压力小于9.5MPa的各种集气站和井场装置。

80年代，在四川气田集气装置上采用了一些改进的仪表、设备。例如，采用了单针双笔压力记录仪，精度为1.5级，自动记录井口的油、套管压力；两进两出水套加热炉，在自然通风条件下热效率可达80%以上；分离器采用高效分离元件，分离效率可达99%，比同直径重力式分离器处理量大4倍；还采用了高低液位报警磁浮子液位计，该液位计有连续显示液体高度，高低液位声光报警，自动排液等功能。

随着四川气田的开采，气田水逐年增加。在这一时期兴建了三废处理装置，采用扩容蒸发、多级闪蒸法和熬盐等方法处理气田水。此外还有一部分气田水向深部气层回注，如威远气田的卤水除熬盐外还将剩余卤水回注至10口井中，回注能力为2500m³/d。川南矿区污水回注率达12%，达标排放率为88%。目前正进一步开展对氯根及其它污染物（如砷、钡等）处理试验。

四川气田开发建设30多年来，取得了巨大成就。在这几十年间我国天然气气田地面工程建设的规模从小到大，集输技术从简单到能适应各种条件的气田开发建设。已掌握了对高压气田、低压气田、含硫气田、含凝析油及产水气田等各种类型气田开发建设技术，满足了我国气田建设的需要。

第二节 四川气田集输工程技术概况

四川已投入开采的气田特点是：数量多、分布广、单个气田大多数储量不大。同一个气田上多数具有多个产气层，同一气层有的又分割为若干互不连通或连通性很差的天然气储集单元。同一气田上不同储层产出的天然气其组成不同，储层温度、压力等都有较大变化。天然气中H₂S含量不等，最高的达490g/m³（32%）。凝析油含量随天然气采出程度而下降，水的产出也随天然气采出程度及地层水活跃程度而异。气藏的原始地层压力从几兆帕到几十兆帕，最高达70~80MPa。

一、四川气田集输流程

四川多数气田天然气由气井井场装置采出后经加热、节流、分离、调压、计量进入集气支线，经集气干线输至脱硫厂或输气管线。

1. 单井集输流程

所有矿场处理的工艺过程均在井场进行，经处理后的天然气在集气站汇集并经分离、调压、计量后输至脱硫厂或输气管线。

单井集气多用于高压、超高压以及大产水气井。有些气田在气井出水以后，为克服气水混输压力降过大，遂将多井集气改为单井集气，以适应天然气采出条件变化的特点。如威远气田，由于气井大量产水，井口回压过大，迫使气井减产。为此将一些产水量较大的气井改为单井集输，以稳定气井产能。

2. 多井集气流程

除高压气井的气需在井场节流减压外，一般气井井场仅有井口装置和缓蚀剂注入装置。天然气通过采气管线输到集气站后，所有集气工艺过程都在集气站进行，即集气站对各井来

气按常温或低温工艺流程分别进行加热（或注醇）、节流、分离（低温站尚需换冷、回收）、调压、计量后进入集气干线输至集气总站，外输至脱硫厂或输气干线。

3. 气田集输管网

气田集输管网由采气管线和集气管线组成，集气管线又分为集气支线和集气干线。

气田集输管网按其敷设的几何形状可分为树枝状、放射状、环状，其型式的选用取决于气田的形状及大小、地形地貌、天然气组成特性及用户要求等。并通过技术经济比较后确定。

采用单井集气流程的天然气在井场进行分离除尘，脱除气中的液、固体杂质，呈单相流输入管线。

采用多井集气流程，天然气在井场未进行分离处理，从气井采出的天然气在井口流动压力和流动温度状态下，天然气中含有饱和水；井口采出的天然气中还携带有游离水、液态烃、岩屑、泥浆、井筒腐蚀物等杂质，这些液体和固体杂质都随天然气携带进入采气管线。

四川气田地层复杂，为适应天然气开采过程压力、流量及产水量的变化，采气管线管径除根据输气量、输气压力等因素通过计算确定外，一般选择时留有一定裕量。四川气田采气管线、集气支线常用的管线管径有：DN50、DN65、DN80、DN100、DN150 等。其钢管材质选用 20 号钢、09MnV 等，以适应抗硫化氢腐蚀要求。集气干线系指集气站到脱硫厂或外输站的管线。天然气在管内为单相流输送，常用的管径有 DN100 至 DN500，但因管材质量、施工遗留物及天然气中未脱除干净的其它杂质等因素，使管内气阻较大。

四川气田集气管网压力等级的确定受到气田压力状况、气质、管材、施工技术等因素影响，分高压、中压和低压三种：

高压集气：压力（一般）在 10MPa 以上，多为井场装置至集气站的采气管线采用。如卧龙河、中坝气田的采气管线均按 16MPa 设计。

中压集气：压力在 1.6MPa 至 10MPa 之间，多为集气站至脱硫厂的集气管线采用，其压力与脱硫厂生产压力相适应。如卧龙河天然气净化总厂设计压力为 6.4MPa，与之配套的集气管线设计压力为 10MPa。垫江天然气净化分厂设计压力为 4MPa，与之配套的集气管线设计压力为 6.4MPa。一些直接进入输气干线的不含硫或微含硫天然气的集气管线一般按 4.0~8.0MPa 设计。

低压集气：压力在 1.6MPa 以下。一些气田到开采后期，井口压力下降，不能进入输气干线，当不采取增压措施时则采用低压集气供给邻近用户。如阳高寺气田压力降至 0.16MPa 以下，便就近输至炭黑厂和泸州市供民用。

二、低温分离

通常所称的低温分离站，系指高压常温集气和低温分离回收装置的组合，利用地层能量节流降压致冷，用低温分离的方法脱除天然气中的凝液。

从 1971 年到 1983 年四川先后在卧龙河气田建成三套低温回收凝析油装置，在中坝气田建成一套此装置。生产实践证明，用低温分离法从凝析油含量较低的高压天然气中回收凝析油是行之有效的办法。该工艺的特点是工艺流程及设备简单，运行可靠，维修方便，操作范围弹性大，适于高压大流量条件，流量和压力易于调节。当气层压力下降过低时，该种致冷方法是不适用的。低温分离的采用取决于气田实际储量和采收率；四川气田 C_5 以上含量一般都较低，通常只有 $5\sim 50\text{g}/\text{m}^3$ ，个别凝析气田可达 $50\text{g}/\text{m}^3$ 以上。对于凝析油含量低产气

量大的气田，考虑了资源的合理利用及气质要求，采用低温分离法回收凝析油。已建的低温分离回收装置的生产实践证明经济上是合理的。四川凝析气田使用的低温分离原理流程基本一致，可分以下几部分：

集气部分：由各井来的高压气进站后分离，计量。

低温分离部分：喷注防冻抑制剂。气体预冷、节流膨胀、低温分离，凝液收集。

回收部分：凝析油稳定，油醇分离，凝析油储存及输送，抑制剂再生与储存。

放空及排污：气体放空，污油污水排放，储存及处理。

1991年四川中坝低温站在总结生产实践的基础上对原工艺流程设计进行了改进。

(1) 在高压集气装置气液分离后增设了一套凝析油闪蒸分离装置，使高压分离出来的油醇液计量后输至稳定装置，解决了稳定装置进料不稳定问题，避免了闪蒸气放空，减少了大气污染，增加了天然气回收量。

(2) 在乙二醇提浓塔顶部增加了提浓塔外回流系统，使塔顶温度得到控制，使再生乙二醇收率计算值可达99.7%。大大减少塔顶冷凝水中乙二醇含量，减少污水处理难度。

(3) 改进了主要工艺设备：如改进了换冷器管板设计，使管板厚度减少了三分之二，减少了钢材，解决了锻件加工制造困难；改进了乙二醇注入阀结构，使乙二醇喷注雾化与天然气混合更加均匀；采用了抗 H_2S 腐蚀仪表，提高了测量精度并使生产更安全。工艺设备的改进减少了环境污染。

根据四川凝析气田特点，采用低温分离技术，较之常温分离，凝析油收率成倍提高。目前四川已建成的四座低温分离站，其设计能力可达 $710 \times 10^4 m^3/d$ ，对四川气田开发起到积极作用。当然，在经济合理、技术可行的前提下，也可选择如膨胀机致冷法、油吸收法，以及吸附法等回收凝析油技术。

四川气田除采用节流膨胀法致冷外，也采用膨胀机致冷法和热分离机致冷法。

膨胀机法：1987年四川中坝气田建成膨胀机致冷回收天然气中丙、丁烷的装置。天然气通过透平膨胀机降压膨胀致冷，从天然气中回收丙、丁烷。同时利用降压膨胀释放出的能量带动同轴压缩机，使干气升压外输。该膨胀机处理量为 $30 \times 10^4 m^3/d$ ，进口压力3.75MPa，进口温度 $-60^\circ C$ ，出口压力1.88MPa，出口温度 $-84.8^\circ C$ 。采用国产LTQ-12500型中压透平膨胀机，绝热效率达71%，丙烷收率69%，丁烷收率为95%，每天可生产液化气14t。该机具有致冷流程简单、效率高、操作条件弹性较大、致冷量易于调节，以及装置紧凑、操作方便、对原料气变化适应性强、运转可靠等特点。

热分离机法：该法是利用热分离机使气体压缩，然后通过一个特殊的冷发生器，使气体膨胀后致冷。四川气田研制的旋转式热分离器，处理量为 $5 \times 10^4 m^3/d$ ，回收轻烃效率达60%。安装在川中八南输气管线末站，已运行五年。该机有效地利用气体本身压力能，无需外加其它能源，即可致冷。它的结构比膨胀机简单，安装维修方便；转子温度高，不需低温润滑；转子转速低，不容易出事故，适应性强，对进口温度、压力、流量等变化有较强的适应性，但等熵效率比膨胀机低。

三、低压气增压

四川部分气田已进入开采的中、后期，所产低压天然气已不能进入集气管网。根据四川气田特点，采用的增压办法一种是：喷射器，使高压气携带低压气，增压增产；另一种办法是采用压缩机增压。

1. 天然气喷射器增压

天然气喷射器增压是利用高压天然气通过喷射器时,以很高的速度喷出,把在喷射器喷嘴前的低压气带走,即根据高压气引射低压气的原理,使低压气达到升压的目的。四川石油管理局于1963年曾在川南阳高寺气田进行过试验,1981年再次研究并取得成果,并先后在川南、川西南矿区推广使用,增压效果显著。例如在四川阳高寺气田,用阳7井压力为1.8MPa的天然气把阳1井与阳8井压力为0.25MPa的天然气升压到0.5MPa,提高了外输能力,使阳1井产气量从 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 提高到 $2.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。四川牟家坪气田利用牟8井压力为11.8MPa的天然气把牟6井的低压气由1MPa提高到2.7~3.1MPa,压比约为2.6~3.1。牟6井使用喷射器后,提高外输气量约60%。阳8井、牟6井和牟11井等原属间歇生产井,使用喷射器后都能连续生产。

四川气田集输系统采用天然气喷射器用高压气携带低压气的类型有一口高压井带一口低压井;两口高压井带一口低压井;一口高压井带两口低压井。

四川气田大多数具有多产层和多裂缝的特点。一些气井到了开发中后期,进入低压小产量阶段,需要增压;而另一部分刚投产的井却是高压高产井,需要把高压降至使用压力,压能白白损失。天然气喷射器在气田开发中利用高压气井压力能使低压气增压,且投资和运营费用少,效果显著,喷射器的应用在四川气田低压气开采中起到了积极作用。

2. 压缩机增压

70年代中期,四川气田为适应气田开发需要,与国内有关压缩机制造厂合作进行了气田用压缩机的研制。到80年代初先后研制出6RMY、2MT8-5/14-44型燃气摩托压缩机、2M16-12.9/16-54、2D8-4/54-74型燃气发动机—压缩机及2D16-10.4~14.4/5-68型天然气压缩机。同时从美国AJAX公司购进了DPC-115、DPC-230型撬装式燃气发动机压缩机,并先后建成兴3井、威6井、付家庙、卧龙河等增压站。通过一段时间运行后可以看出,DPC型、2D16-10.4~14.4/5-68型及M1、M2型压缩机具有较多的优点。DPC型整体燃气发动机压缩机具有传动效率高、机组配套齐全(包括启动、冷却、润滑、燃料、点火、控制等系统)的优点,压缩机、发动机及各系统的设备、管道、阀件全部组装在一个撬式底座上。用户仅需接上需压缩的天然气、燃气机用的燃料气,即可启动。仪表及点火用电由自身发电供应。我国生产的2D16-10.4~14.4/5-68型天然气压缩机为对称平衡型、两列、两缸、双作用变工况机组,运转平稳,机组配套齐全,用电动机作动力不需专用净化气管线供应燃料。但该机组为固定式机组,布置成二层楼式,系统设备、管道现场安装不易拆迁。80年代末,在总结国内外机组优缺点后,研制出M1、M2型压缩机,并很快在各气田推广使用。通过多年运行,四川气田用压缩机的选型应考虑以下几个问题:

(1) 压缩机型应选用往复式压缩机,以适应四川气田开发后期其产量与井口压力递减快、变化幅度大的特点。

(2) 机组系统配套应齐全、不需外水外电,以适应边远山区使用。

(3) 机组宜为全天候,不建厂房。整体撬装,便于拆迁。

(4) 动力机视电力及净化气情况,可为电动机或燃气发动机。

为了开采更多天然气适应四川气田需要,应考虑引进或研制井口用小型压缩机;使用非净化气的燃气发动机压缩机;压缩机产品应形成系列,以适应用户需要。

四、气田集输的自控与计量技术

1. 气田集输系统自动化

四川气田 30 多年来,虽多次建成了集气自控实验装置,但都未能推广实施。70 年代以前,通常采用常规仪表,压力、温度、液位就地显示。工艺过程基本处于手动操作阶段,依靠人工计算出每日产量。70 年代以后根据气田生产发展的实际状况,开始了自控设备研制,并取得了成果,实现了站场部分的自动监测和控制。目前使用的自控设备有:

(1) 单针双笔压力指示记录仪,这种仪器可同时在气井井口就地指示和自动记录油压和套压。它利用长周期大力矩钟表机构驱动,不需供电或压缩空气。可连续自动记录 7~15d。该记录仪已在四川、新疆等气田广泛使用。

(2) 气动安全切断阀,当采气管线发生事故,压力突然下降时,气动安全切断阀会立即关闭采气管线和水套加热炉气源以保护井口,它是实现井口无人值守的关键设备之一。

(3) 气井高压自力式调节器,它是利用力平衡原理,由主调节阀、气压给定阀、指挥阀、恒节流小针、气源过滤器五个单体和信号、控制、充放气三个气路组成控制系统。不需外来能源,利用被调介质压力推动执行机构,改变阀芯开度达到调节天然气压力和流量的目的。该调节器精度高($<3\%$)易损件寿命长,噪声低于 90dB。既可调压力又可调流量。目前四川气田和新疆马庄气田使用的气井高压自力式调节器有 PN32、DN25 和 PN16、DN25 两种规格。

(4) 自动排水系统,在分离器上配套安装了自动排水装置,解决了人工排水可能造成的天然气损失。四川气田研制成功的自动排水系统 LCA-Ⅱ 型节电型自动排水系统,由 UHZ-55 型磁浮子液位计、节电型液位控制器和气源处理装置、排水阀、普通电瓶 5 部分组成。磁浮子液位计具有高低液位控制排水、直观显示液位高度的特点,以车用蓄电池作工作电源每月充电一次,使用压力 $p \leq 13\text{MPa}$,运行可靠,在四川、新疆等气田推广使用。

2. 流量计量

四川气田天然气流量计量长期以来主要采用孔板计量法。孔板流量计的精度虽低于涡轮流量计,但它具有坚固耐用、性能可靠、维修方便等优点,孔板计量约占我国天然气流量计量的 95% 以上。

我国天然气流量计量方法,60 年代以前主要是参照美国 AGA NO3 号报告(天然气孔板计量),当时的计量工具粗糙,结构尺寸及计算取值也无统一模式。1958 年国家计量局推荐采用原苏联部长会议量具计器委员会 27—54 规程作为我国暂行规程。1965 年四川石油管理局编制了企业标准“测量天然气流量的孔板计量安装检定使用和管理规程”,使天然气计量逐步走向正轨。1983 年原石油工业部组织编制了“天然气流量和标准孔板计量方法”,统一了我国天然气流量计量方法。

孔板节流装置曾采用法兰和环室取压,由于环槽沉积脏物,因此需经常清洗。80 年代后较多地采用法兰取压。1978 年研制成孔板阀新型取压装置,有高级型、简易型和普通型。高级型可不停气换孔板。产品最大压力 10MPa,最大口径 DN500,已成系列产品。采用 CWD 圆盘记录仪配合流量积算器,人工取值计算流量。80 年代以后开始使用计算机系统采集参数,流量自动处理计算。

五、气田集输工程的主要工艺设备

1. 加热设备

四川气田一般气井流动压力高，流动温度低。外输前节流降压，产生温降，易于在管道中生成水合物堵塞管道。防止水合物生成有多种方法，采用较多的是加热法和注入防冻抑制剂法。四川气田开发初期，各井、站加热天然气主要采用锅炉和套管换热器。其中锅炉是以小型立式水管锅炉为主，容量为 $0.4 \sim 1 \text{ t/h}$ ，压力为 $0.6 \sim 0.8 \text{ MPa}$ ，大型集气站也有选用卧式锅炉，其容量为 $1.5 \sim 2 \text{ t/h}$ ，压力为 0.8 MPa 。随着气田的开发，产气量和气井压力逐渐下降，需要供热保温的热量日趋减少，有的仅冬季供热保温，锅炉运行仅在三分之一额定负荷以下。因此，有的集气站锅炉使用年限短，使用效率低且操作管理复杂。

水套炉具有结构简单、操作方便、水质要求不高、投产快、易搬迁等优点，四川气田对水套炉使用越来越广泛，现已基本上取代锅炉。水套炉是中、小型井、站较理想的加热设备。

70 年代末较普遍使用的是简易水套加热炉，其规格有：加热炉壳体直径为 426 mm ，盘管压力等级为 16 MPa ；壳体直径为 630 mm ，盘管压力等级为 16 、 32 MPa 等。但此种水套炉燃烧方式落后，过剩空气无控制，漏风很大，炉膛温度低，热效率低，燃料消耗大，施工周期长，并需另砌炉膛燃烧室和烟囱，搬迁困难。针对上述缺点又研制出撬装式水套炉，其炉体采用整体快装结构，改进了燃烧及传热方式，热效率达 80% 以上，并完成了压力为 $\text{PN}16$ 、 32 ，热负荷为 5×10^4 、 5.6×10^4 、 10×10^4 、 $12 \times 10^4 \text{ cal/h}$ (21×10^4 、 23×10^4 、 42×10^4 、 $50 \times 10^4 \text{ kJ/h}$) 等系列产品供生产需要。目前四川井、站使用较多的为两进、两出水套加热炉，它具有热效率高、投资省、占地面积小及操作管理简便等优点。四川磨溪气田对原水套炉结构、部件进行了改进，采用了撬装式水套炉，可以整体搬迁。为解决水套炉烟囱、烟箱的腐蚀问题，目前正进行新一代水套炉设计。

从井场到集气站的采气管线，在冬季由于沿线温降大，易发生水合物堵塞，除采用加热法外还可采用注入防冻抑制剂解决这一问题。如中坝气田的中 24 井，日产天然气 $15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，采气管线管径为 $\text{DN}100$ ，压力为 11 MPa ，井口距中坝低温站 5.6 km 。虽井口加热但冬季仍经常发生冰堵，后改为在井口注入浓度为 $80\% \sim 85\%$ 的乙二醇，解决了冰堵，并在中 18、21、23、40、42 井推广应用，效果良好。但井口注醇防冻受到供电是否可靠的限制。

2. 分离器

四川气田矿场集输多年来一直采用立式重力分离器，用以分离天然气中从井下携带出来的水、凝析油及它其固体杂质。它最大的优点是使用范围宽，适应性强，能用于产量和流动压力递减快、变化幅度大的气田。此外，还具有结构简单、操作可靠、噪声小、气流通过时压降小、分离效果显著等优点。70 年代以前使用的重力分离器主要由分离、沉降及储液三部分组成。

70 年代中后期为了提高分离效果，除去小液（尘）粒，在重立式分离器上部安装了捕雾器，获得了较好的分离效果。

旋风分离器是利用气流从切线方向进入分离器产生离心力来分离各种尘粒。虽然分离效果好，处理能力强，但由于它对处理量和原料气携尘量变化较敏感，多用在压力较稳定、气量变化幅度不大的地方。80 年代研制成功循环式分离器。它由两个有效分离段构成，第一段所有自由液滴及大部分夹在大气流中的液滴靠离心力分离；第二段把剩余夹在气体中的少量液滴采