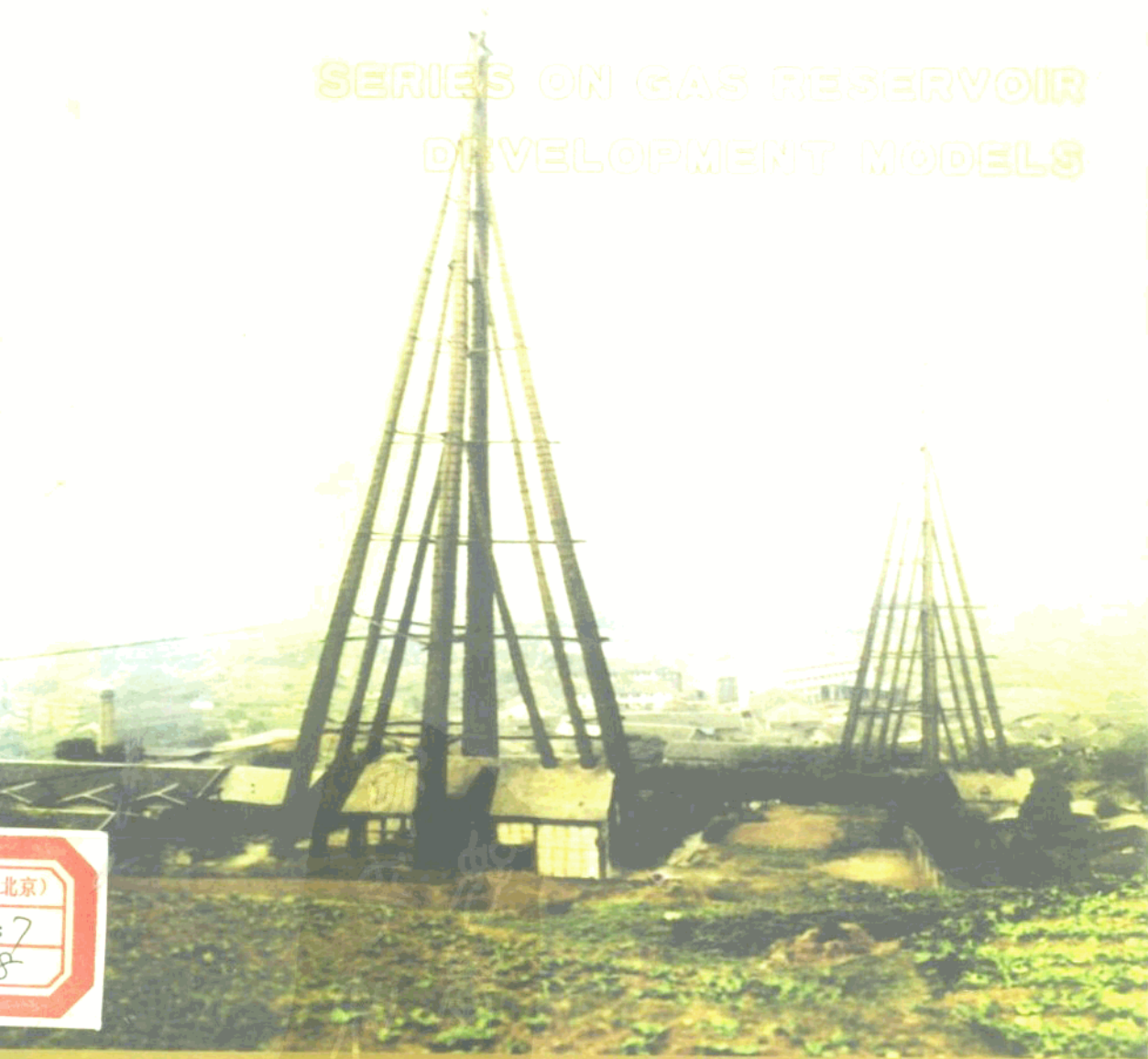


总论

冈泰麟 主编

气藏开发模式丛书

SERIES ON GAS RESERVOIR
DEVELOPMENT MODELS



石油工业出版社

《总论》编写及编审人员名单

主 编：冈秦麟

编写人员：

第 一 章 冈秦麟

第 二 章 冈秦麟

第 三 章 阎云和 罗自立 邹绍林 钟孚勋 李 允
王起京 陈建军 陈桂芳 田信义 李光耀 王 阳

审定人员：冈秦麟

责任编辑：张书芹

序

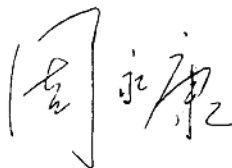
总结我国不同类型气藏开发模式及工艺技术，并组织出版一套系统的丛书，这在我国还是首次。这套书的出版，对于适应我国天然气工业发展的需要，促进我国气田开发技术水平的提高，必将产生重要的作用。

为了总结我国气田开发的经验，更好地指导今后工作，中国石油天然气总公司科技局组织了石油科研院所、高等院校和油气田企业中有丰富实践经验，又有较高理论水平的老、中、青科研人员，组成“不同类型气藏开发模式及工艺技术系列”课题研究组。这个课题组由108名同志组成，在四年的时间里，做了大量深入细致的调研分析、室内试验和数值模拟等工作，取得可喜的研究成果。这些研究成果，最终都体现在这套书中。

这套书内容比较丰富，既介绍了不同类型气藏的开发模式和开采工艺，又介绍了一套系统的气藏开发实用技术方法；既有对不同类型气田开发实例的剖析，又有在实践基础上形成的新理论和新认识；既有对国内气田开发经验的系统总结，又有对国外气田开发做法的介绍。因此，这套书是我国气田开发方面比较系统的著作。

这套书指导性比较强。由于主要来自于对实践经验的总结，因此对国内气田开发具有现实的指导意义，其中许多研究成果已用于指导新气田的开发，提高了气田开发的科学性、预见性和经济效益。比如关于低渗透区一部分天然气可通过高渗透区气井采出的新认识和新方法，已用于大天池等新气田的开发设计，大大减少了钻井数，提高了气田开发水平。我们也应当看到，由于我国较早投入开发的气田多集中在四川盆地，在区域上有较大的局限性，因此，这套书中总结的开发模式类型较少，有待于今后进一步充实和丰富。

科学技术是第一生产力，努力提高科技水平，是走上以经济效益为中心发展轨道的一条重要途径。我国有丰富的天然气资源，努力寻找和开发天然气资源，需要大力提高天然气勘探开发的技术水平。石油战线的科技工作者担负着光荣而艰巨的任务，需要进行艰苦的努力和不懈的探索。



1995年9月7日

丛书前言

我国不同类型气藏开发模式及工艺技术系列的课题研究,是为了适应我国天然气工业即将大发展的需要,也是为了更好地提高气田开发的科学性、预见性和自觉性。

1988年中国石油天然气总公司科技发展局和原天然气司组织有关专家研究了课题内容、技术路线、技术关键、模式类型选择、气田开发基础技术方法以及承担课题单位的选择等。由于我国天然气田主要集中在四川盆地,地质条件复杂、开采难度大,一批气田现已开采了20~30年。为了开发好这些气田,四川石油管理局做了大量的工作,积累了丰富的经验。因此,系统总结这些气田的开发经验,并掌握其发展规律,将会提高全国各地区气田开发的技术水平。

为此,中国石油天然气总公司科技发展局决定编写《气藏开发模式》丛书,共分五册:

《总论》

《中国五类气藏开发模式》

《气藏开发应用基础技术方法》

《气藏和气井动态分析及计算程序》

《国外六类气藏开发模式及工艺技术》

本套丛书由四川石油管理局、西南石油学院、中原石油勘探局、中国石油天然气总公司勘探开发科学研究院万庄分院和中国石油天然气总公司信息所等单位的一批有丰富实践经验和较高理论水平的专家承担。系统地开展了气藏开采历程的剖析、室内机理研究、国内外气藏研究方法的整理和筛选,在重新建立地质模型基础上,采用数值模拟方法重新优化设计以及开展我国气田开发适用的计算机软件等研究。本课题始终在19名专家组成的技术领导小组领导下进行工作,已于1993年完成。

本套丛书的出版,将大大提高我国气田开发的科学性和预见性,是一套实用性很强的气田开发技术丛书,也是适用的技术工具书。

随着我国投入开发的气田不断增加,更多的气藏类型有待我们进一步总结,从而不断完善和丰富我国气田开发的理论及工艺技术。

中国石油天然气总公司科技发展局

1994年8月2日

前 言

20 世纪以来,随着世界石油工业的发展,大批气田陆续被发现并投入开发,气田开发也越来越显露出其特殊的开发规律。随着世界科学技术的发展,尤其是油田开发技术的发展,使气田开发技术不断丰富和完善,现已逐步形成独立的学科。气田开发已从单个气井简单的开闸门采气,发展到以渗流力学理论为基础,应用科学的计算方法,对整体气田进行合理高效开发。

我国是天然气开采历史悠久的国家,但天然气工业的发展,还是在新中国成立以后。我国已发现、开发的气田主要分布在四川盆地,近年来又陆续在陕甘宁盆地、南海、柴达木盆地、塔里木盆地和吐鲁番盆地发现了一批气田。

我国气田类型多,一般储层物性差,以碳酸盐岩双重介质储层为主,天然气大多含酸性气体。40 年来,我国气田开发经验不断丰富,逐步形成一套适合我国气田开发特点的技术。为了进一步提高气田开发决策的科学性、预见性和气田开发的经济效益,进一步完善气田开发理论,以适应我国天然气工业的大发展,很需要对已投入开发的不同类型典型气田开发的全过程进行全面剖析,系统总结经验,重新优化开发设计,进一步认识其开采规律,使经验上升到理论,从而达到更好地指导新气田的高效开发。

1988 年开始开展“不同类型气藏开发模式及工艺技术系列”课题研究。主要是在大量实践经验系统总结的基础上,开展机理研究和重新优化部署,进一步分析、认识不同类型气田开发的基本规律,提高气田开发重大技术决策的科学性和预见性,以适应我国天然气工业发展的需要。内容包括以下三个部分:

一、我国五种类型开发模式及工艺技术系列

主要是深入剖析典型气田开发全过程,对不同开发阶段的认识、做法和开发效果进行总结,在此基础上,开展室内试验、数值模拟机理研究及重新优化部署,并借鉴国外相似气田经验,进一步认识其基本规律,从定性的经验认识上升到定量的科学化的理论。经对当时已开发的 87 个气田初步划分类型和筛选,在四川盆地确定了具有代表性的碳酸盐岩储层四种类型四个典型气藏,即似均质气驱气藏,以相国寺石炭系气藏为典型,代表了四川盆地目前最主要产气层——石炭系气藏和部分三叠系气藏,这是具有较好储层条件和驱动类型的气藏;非均质气驱含硫气藏,以卧龙河气田嘉五¹—嘉四³气藏为典型,四川盆地绝大多数整装较大气田均属此类型;非均质底水驱气藏,以威远气田震旦系气藏为代表,它是我国最早开发、储量最大、地质条件复杂的底水气田,积累了十分丰富的经验和教训,四川盆地也有一批边、底水活跃气田;多裂缝气田,以 60 年代初投产的纳溪气田为典型,代表了四川盆地绝大多数中、小气田和我国东部油区复杂断块、岩性小气田。另外,在我国东部开发较早的中原油区选择了低渗透块状砂岩气驱气藏,以文 23 沙四气藏为典型,代表了我国东部砂岩气田。以上五类典型气藏,除文 23 沙四气藏开采时间较短外,其它四个气藏基本上已走过了开发全过程,有的开发好,有的早期不理想,调整后效果较好,有的开发不好。

二、建立和系统整理完善四个有关气田开发的应用技术基础方法

主要是针对气田开发进行气藏分类;研究合理地、科学地划分气田开发阶段和确定开发

指标的方法；系统整理和筛选国内外常规气藏工程方法，并应用微机进行节点分析和数模方案优化；考虑开发部署和调整措施于一体的气田开发经济效益分析方法。这些方法是气田开发生产需要而建立的，填补了我国气田开发的空白，使气田开发技术工作更加科学化、规范化、系统化，更加适应矿场应用。

三、国外六类气藏开发模式及工艺技术

在对国外 300 多个气田调研基础上，针对我国五类气藏和海上最大气田——崖 13—1 气田，筛选出六种相似气藏，即前苏联奥伦堡气田、法国的拉克气田和梅永气田、前苏联的乌克蒂尔气田、前苏联的谢别林卡气田、美国的奥卓拉气田和安德森 L 气藏、英国的莱曼气田和泰国的埃拉温气田，进行较系统地、有针对性地全面分析。

整个课题由四川石油管理局、中原石油勘探局、石油勘探开发科学研究院廊坊分院、石油信息研究所以及西南石油学院等单位一批有丰富实践经验和较高理论水平的老、中、青科技人员承担。从完成的工作量、对气田系统剖析的深度和广度、对气田开发形成的规律性的认识，都是我国气田开发前所未有的，为了加强研究过程中的技术指导，提高研究水平，成立了专家指导组，由冈秦麟任组长，成员有李道品、孟慕尧、黄延章、李世伦、袁庆峰、李允、杨贤梅、余盛高、王鸣华、陈桂芳、方维奎、阎云和等。课题于 1993 年完成，并通过中国石油天然气总公司验收和鉴定。1994 年三个课题获中国石油天然气总公司和四川省科技进步二等、三等奖，两个课题形成了石油行业标准。

课题研究成果已用于我国气田开发，改善了老气田的开发效果，指导了新气田高效开发，并为“稀井广探、少井高产”勘探开发方针的实现创造了条件，为科学高效开发气田提供了理论和实践经验。

冈秦麟

1996.9.25

目 录

第一章 绪论.....	(1)
第二章 气田开发特点和基本规律.....	(5)
第一节 气田开发与油田开发的区别.....	(5)
第二节 我国气田的基本特点.....	(6)
第三节 气田开发基本规律的几点认识.....	(7)
第三章 气藏开发模式及气藏工程应用基础方法简介.....	(16)
第一节 碳酸盐岩气驱气藏开发模式及工艺技术系列——相国寺气田石炭系气藏	(16)
第二节 碳酸盐岩底水气藏开发模式及工艺技术系列——威远气田震旦系气藏.....	(23)
第三节 碳酸盐岩非均质含硫气藏开发模式及工艺技术系列——卧龙河气田 嘉五 ¹ ——嘉四 ³ 气藏.....	(32)
第四节 碳酸盐岩多裂缝系统气田开发模式及工艺技术系列——纳溪气田.....	(37)
第五节 低渗透块状砂岩气藏开发模式及工艺技术系列——文 23 气田沙四气藏 ...	(43)
第六节 国外六种类型气藏开发模式及工艺技术系列综述.....	(47)
第七节 气藏分类研究.....	(54)
第八节 气藏开发阶段划分及最佳开发指标确定.....	(60)
第九节 气藏工程分析方法.....	(63)
第十节 气田开发经济评价方法.....	(67)
第十一节 气藏、气井动态分析及计算程序.....	(70)
封面照片：中国最古老的自贡气田天然气开采现场	
封面摄影：王彪	

第一章 绪 论

一、大发展的世界天然气工业

天然气作为一种优质、洁净的燃料和原料,在世界经济发展中起着越来越重要的作用。世界天然气工业发展可划分为三个阶段。

(1) 初级阶段。

1945年以前,世界天然气产量的增长是缓慢的,其特点是伴随油田勘探开发,出现了伴生气和发现了气田。此阶段世界天然气产量以美国占主导地位,它的天然气年产量占世界天然气总产量的90%。20世纪初,在勘探石油背斜理论指导下,随着物探技术的兴起,石油勘探地区转移,发现了一批气田,使天然气储量1945年达到 $4.2 \times 10^{12} \text{m}^3$,年产天然气突破 $1000 \times 10^8 \text{m}^3$ (达 $1145 \times 10^8 \text{m}^3$),美国天然气在一次能源结构中占到5%。

(2) 全球发展阶段。

1945—1960年。1945年第二次世界大战结束,世界经济处于恢复和发展时期,天然气工业得到了发展,天然气地质理论和勘探技术发展很快,天然气勘探活动遍及全球,世界天然气探明储量达到了 $17 \times 10^{12} \text{m}^3$,年产气量达 $4483 \times 10^8 \text{m}^3$ 。天然气开始作为重要的化工原料和部分顶替煤炭作为燃料,天然气在世界一次能源结构中达到13%。由于石油工业的发展,使煤炭在一次能源结构中由61%下降到52%。此阶段美国天然气工业高速发展,探明储量达 $7.4 \times 10^{12} \text{m}^3$,占世界总储量的43%;年产气量达 $3561 \times 10^8 \text{m}^3$,占世界总年产气量的79.4%,处于世界领先地位。此阶段前苏联天然气工业开始起步,探明储量达 $1.9 \times 10^{12} \text{m}^3$,年产气量 $453 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

(3) 天然气工业大发展时期。

1960年以后,天然气成因、天然气地质、天然气地球化学、气藏工程以及气藏相态等理论有了重大发展,高分辨率地震、数值模拟、现代试井以及天然气冷冻液化等新技术有了重大突破,特别是各国对环境保护的重视,洁净燃料的需求越来越强烈,更加推动了天然气工业的发展。天然气勘探、开发的领域和深度不断扩展,由陆地发展到海洋;由探油兼探气发展到按天然气聚集规律和找气方法专探天然气;从发现常规天然气发展到发现凝析气、非常规天然气、煤层气、生物气等。发现了西西伯利亚北部一批特大气田、西欧的北海气田以及东南亚海上、中东等地区气田。全世界天然气探明储量猛增到 $136 \times 10^{12} \text{m}^3$,年产气量也超过了 $2 \times 10^{12} \text{m}^3$,此阶段突出的是前苏联天然气工业进入了高速发展阶段,探明储量达 $49.5 \times 10^{12} \text{m}^3$,占全世界总储量的36%;年产气量达 $7880 \times 10^8 \text{m}^3$,为世界总产量的39%,使前苏联天然气年产量、探明储量跃居世界第一。美国1970年年产气量达最高峰 $6204 \times 10^8 \text{m}^3$ 之后,进入了缓慢下降阶段。现在按热当量折算,全世界天然气探明储量已超过原油探明储量,1980—1990年,世界天然气的消费量增长35%;煤的消费量增长22%;石油的消费量增长4%。天然气在一次能源消费结构中占20%(表1.1),天然气工业已与世界经济发展密切联系,美国、西欧、日本、前苏联等工业发达国家的天然气总消费量已占世界总消费量的80%,说明文明的、现代化的世界需要天然气工业的大发展。

表 1.1 世界一次能源消费构成表

年	1940	1950	1960	1970	1980	1990
一次能源						
煤炭, %	58	61.1	52	35.2	30.8	29
石油, %	14	27	32	42.2	44.2	36
天然气, %	4	9.8	14	19.9	21.5	19.5
其他, %	3	2.1	2	2.7	3.5	15.5

二、亟待发展的我国天然气工业

我国天然气工业的发展可划分为两个阶段。

(1) 古老的天然气开采阶段。

我国是世界上最早开采和利用天然气的国家。早在公元前 301 年汉末晋初时代, 不仅在四川和陕西发现了天然气, 并开始了人工钻井、排水采气, 而且利用天然气熬盐, 开创了世界最古老的“卓筒子”钻井工艺, 使用了冲击式顿钻, 发明了竹套管、木质井架、“扇泥筒”捞岩屑。宋末元初 (公元 1300 年), 采气技术有了很大的发展, 针对四川自流井气田裂缝性储层和气水同产的特征, 采用“显号”识别裂缝、“通腔”划分连通系统、“亮筒子”试气、“补腔”修井、“岩口薄”记录每口井钻井地质资料, 尤其是“窰盆”排水采气技术, 使裂缝性浅气层的一大批低压小产气水井的开采得到了很大发展。1835 年钻成了世界第一口千米深井——兴海气井, 1880 年钻成了日产气量高达百万立方米的磨子井, 当时被称为“古今第一大火井”。到 1885 年自流井气田日产气高达 $100 \times 10^4 \sim 120 \times 10^4 \text{ m}^3$, 天然气完全代替了煤作燃料熬盐, 使自贡盐业飞速发展, 年产盐达 $15 \times 10^4 \text{ t}$, 被誉为中国的盐都。自流井气田历史上总共有采气井达到 312 口, 截至 1985 年累积采气 $208.9 \times 10^8 \text{ m}^3$, 1985 年还有浅气井 63 口, 日产气 $13.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。由于旧中国的落后, 尽管四川盆地有丰富的天然气资源, 但长期以来我国天然气开采局限在自贡地区较浅气层, 应用古老的开采方法。因此, 至到 1949 年新中国成立前, 我国天然气年产量也仅 $1100 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

(2) 现代天然气工业起步与发展阶段。

新中国成立以后, 50 年代开始集中对四川盆地进行天然气勘探。80 年代以后加快了勘探、开发步伐。随着技术和装备的发展, 从以地面地质、重磁力普查和详查为主, 发展到以数字地震和现代测井系列为主; 从以浅层地面构造为目标 (仅找到了一批小气田) 发展到以深层潜伏构造为目标, 找到了一批中、大型气田; 从以气井为开采对象采气, 发展到对气藏整体进行科学开发; 从主要在四川盆地找气, 发展到全国各大盆地, 并在陕甘宁、塔里木、柴达木、松辽等盆地及海上找到了许多大、中型气田; 从油气兼探逐步发展到天然气专探; 天然气年产量以油田伴生气为主发展到现在以气井产气量为主。截至目前已找到 125 个气田, 年产气量由 1949 年的 $0.11 \times 10^8 \text{ m}^3$ 提高到 1995 年的 $160 \times 10^8 \text{ m}^3$, 解决了十几个大化肥厂、化工厂的工业用气问题, 并为北京、天津、沈阳、郑州、成都、重庆等大城市及数百个中、小型企业提供燃料。天然气在全国一次能源结构中占 2% (表 1.2); 在四川省一次能源结构中达到 17%, 成为四川省经济发展的重要能源, 也逐步成为我国国民经济中不可替代的重要能源。四川盆地已成为我国天然气工业的主要生产基地, 在天然气工业发展中积累了丰富的经验, 培养了一批人才, 这为我国天然气工业的更大发展创造了条件。

表 1.2 全国一次能源消费构成表

年 一次能源	1949	1962	1970	1980	1990
煤炭, %	96.3	91.4	81.6	69.5	74.2
石油, %	0.7	4.8	14.1	23.7	19.0
天然气, %	—	0.9	1.2	3.0	2.0
其他, %	3.0	2.9	3.1	3.8	4.8

我国天然气资源潜力很大。天然气生成的有利条件是陆相沉积, 生气母质以腐植型干酪根为主, 煤层和煤系地层是天然气生成的重要领域。我国以陆相沉积的特点著称于世, 煤的储量居世界第一位。全国天然气资源评价, 天然气资源量达 $38 \times 10^{12} \text{m}^3$, 另外煤层气深度小于 1000m 的资源量为 $16 \times 10^{12} \text{m}^3$, 而目前我国已探明天然气储量仅 $1 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。

近年来, 我国已陆续在南海、陕甘宁、四川盆地发现了大气田, 在塔里木、吐鲁番、柴达木等盆地发现了丰富的天然气及一批气田和凝析气田, 这些都证实我国天然气资源是丰富的。随着我国国民经济高速发展, 城市环境保护条件的改善, 必将促使我国天然气工业加快发展。

三、我国气田开发技术的发展

世界最早开发的气田是我国四川盆地的自流井气田, 钻井始于晋朝, 宋朝开始在浅层大量采气和利用天然气煎盐, 18 世纪 30 年代以后, 开始在井深千米的三叠系香溪群的裂缝性砂岩中采气。在长期的采气实践中, 不断总结经验和探索, 在低压低产天然气开采技术上, 开创出一套较完善的采气工艺, 采用了木质井架、顿钻钻井。1865 年, 李榕在《自流井记》中写道“钻井必须了解地下地质”, 当时根据楠竹筒(即“扇泥筒”)提捞的岩屑情况及气井产气、产水的变化, 发现了产层的裂缝性; 用泥制成打印工具, 放入井中了解裂缝产状, 发现了“水缝”、“火缝”——即“气缝”、“立缝”、“平缝”; 用注粗糠和水的方法, 判断各井的连通性, 称为“通腔”——即证实裂缝系统; 另外, 凭肉眼观察地面构造轴线, 了解断层、裂缝与气水的关系, 得出了在构造顶部裂缝发育带布井可获得高产井等, 开创了世界气田最早的开发地质工作。在开采技术上, 创造性地发明了“窟窿”采气井口, 具备储气、分气装置, 可使天然气正常采出, 又能从井中抽汲盐水进行排水采气, 也能下入修井工具作业。在修井方面, 有一整套竹制的提、捞、修的工具。这些都是世界天然气开采史上的创举, 是世界石油史上光辉的篇章。

1949 年新中国成立以后, 随着四川盆地天然气勘探工作的展开, 不断发现地层深部具有工业性开采价值的气田, 并开始应用常规气藏工程方法, 对气田进行整体开发方案设计以及含硫气的净化处理, 气井装备的防腐技术也得到了发展。但由于四川盆地气田地质条件十分复杂, 对双重介质的碳酸盐岩储层和严重的非均质性认识不足, 威远气田的初期开发地质工作简单, 设计规模过大, 生产达不到指标, 过早水窜, 产量连年大幅度递减; 另外四川盆地发现的一大批多裂缝系统气田, 由于产气产水、高产低产, 变化很大, 使气田开发不能用整装气田常规开发技术开发, 一度出现有气井无气田的局面, 气田开发采取了单个气井为对象的简单采气。

80 年代以来, 我国气田开发技术有了长足的发展。在认真总结勘探开发经验的基础上, 借鉴国外先进技术, 改造和更新了装备, 应用了多次覆盖数字地震、现代测井系列, 现代试

井、数值模拟和排水采气等新技术，强化了气井资料的录取，重视了储层类型、裂缝分布、气水关系、驱动类型、采气工艺的研究，对四川盆地复杂的地质条件和开采特点开始有了规律性的认识。气藏描述由原全盆地区域地质层序储层类型的定性模式发展到每个气藏量化地质模型；气田开发手段由仅应用常规气藏工程方法发展到应用现代试井、生产测井、数值模拟优化方案，预测生产动态和开发指标；气井生产由原来基本上开闸门采气发展到保护气层、改造气层、排水采气、增压开采、高压低压分输等；气田管理。由以气井为开采对象发展为以气藏，气田为开发对象，制定气藏试采方案，重视早期气藏描述，应用数值模拟技术，编制气藏开发方案和调整方案，并按设计开发指标组织生产，按气田开发条例和标准规范化管理，使我国气田开发步入科学化现代气田开发阶段。80年代以来投产的新气田，基本做到了7~8年的稳产期，大幅度降低了气田产量的递减，恢复了一大批水淹停产井，采气工艺已成为气田稳产的重大措施。

第二章 气田开发特点和基本规律

第一节 气田开发与油田开发的区别

石油开采的早期,天然气的出现是与原油相伴而被采出。因此,较长时期以来,天然气只做为油田开发的副产品,尽管有气田的发现,但气田开发技术也是依附于油田开发。20世纪以来,随着气田的不断发现,气田开发越来越显露出其特殊性,人们逐步认识到气田开发与油田开发的差别,从而形成了独立的气田开发理论,大大提高了气田开发水平,推动了天然气工业的高速发展。

渗流力学是开发地下流体资源的理论基础。影响渗流特征的因素主要是流体的性质及其储集和渗流的空间,油田和气田在这两方面差别是很大的。一般原油的粘度要高于天然气粘度2~3个数量级,根据达西定律,流体粘度与流体通过多孔介质的流量成反比。天然气可以通过物性很差的储层。储气层物性可远较储油层差,尽管如此,低渗储气层仍具有可供工业性开采的条件。另一方面,由于相态的不同,气态的天然气具有不可忽略的可压缩性,并受压力、温度影响很大,渗流规律不仅要考虑渗流速度受压力梯度的影响,而且要考虑状态方程。这些特点对气田开发有很大影响,具体体现在以下几个方面:

(1) 储气层物性一般比油层差,不能用一般油层的录井、测井、固井和完井方法来识别气层和保护气层。要求适应天然气储层反应的测井系列和解释方法以及防止气层污染的工艺技术,这已成为长期以来油、气兼探过程中影响气层发现的重要原因。

(2) 一般气井井距大,开发井数少。这就增加了我们对气藏认识的难度。特别应重视每口单井的系统资料录取,需要更多地应用高、新技术,以预测气层变化和进行气藏描述。

(3) 弹性气驱衰竭式开采是气田的最佳开发方式,采收率可达70%~90%,而油田采用保持压力开采是最佳方式。完全不同的开发方式,导致不同的开发程序、井网部署、层系划分原则,完全不同的开采动态特征和工艺技术。衰竭式开采,使层间干扰小,更具有合采条件;气藏压力的下降,使后期钻井、修井困难和气层污染,不利于多次布调整井和修井,加上水侵入气藏易形成“水锁”现象,不仅气相渗透率下降,而且使采收率降低。气田依靠自身原始地层压力,在开采过程中不断降压,可压缩性的天然气体积不断膨胀,就可获得很高的采收率。因此,气田开发要采取一切防水侵和排水技术,尽量延长无水采气期,并在整个气田开发系统的每个环节最有效地利用气层压力。

(4) 有别于油藏的气藏工程计算方法。油藏工程计算方法是建立在渗流速度向量与引起渗流的压力场之间的线性渗流规律上。对气田开发,气态的天然气具有可压缩性和高的渗流速度,出现紊流和惯性力,其渗流微分方程不仅包括连续方程和运动微分方程,而且包括状态方程。另外,凝析气田还要应用相态理论,考虑多组分的变化,这些远比油藏工程更复杂的因素,构成了独立的气藏工程计算方法的理论基础。

(5) 采气工艺有别于采油工艺。一般气层物性差,因此,要求更严格的气层保护和更强化的气层改造技术。世界上特大型的压裂施工都是在气田上进行。气田采用衰竭式开采,随着气田开采过程的延长,气层压力下降,使后期气田开发调整更加困难,在气层压力低于静

水柱压力下, 钻井和修井泥浆漏失, 造成气层严重污染, 致使一批新完钻的调整井不产气; 同时, 由于后期压力低, 外输气困难, 需增压开采。另一方面, 气田开发要严格防止水侵, 不需要油田开发的注水工艺技术, 而是需要有效的排水采气工艺, 其它还有气井一般井口压力高、含硫气腐蚀严重。根据以上特点, 气田开发更要做好一次布井、高质量完井、排水采气, 还要发展负压完井、修井工艺技术、压缩机增压技术, 防腐技术、耐高压装备及安全技术措施。

(6) 由于天然气的贮存困难制约气田开发, 因而, 气田开发更直接依赖市场的需求, 气田的开发规模、稳产期, 必须根据所供市场用气计划、外输管网来安排, 上下游须同步建设。

以上看出, 从气层识别、气藏描述、开发程序、布井方法、层系划分、气藏工程计算方法、采气工艺直到气田经营, 已形成一整套独立的气田开发的方法、技术、理论和管理。我们只有更好地遵循气田开发自身的基本规律, 才能做到科学高效地开发气田。

第二节 我国气田的基本特点

我国陆上现有气田 125 个, 探明地质储量 $1.1 \times 10^{12} \text{m}^3$, 年产天然气 $160 \times 10^8 \text{m}^3$, 其中气井年产气 $95 \times 10^8 \text{m}^3$, 油井伴生气年产气 $65 \times 10^8 \text{m}^3$ 。在我国已发现的气田中, 四川盆地有 89 个, 占 71%, 年产气量占全国气田产气量的 78%。其它 36 个气田分散在十个油气区, 除陕中大气田、中原的文 23 气藏、柴达木盆地的台南、涩北一、二、四气藏、吐哈的丘东及塔里木牙哈等气田具有一定含气面积、构造较完整外, 多数属于复杂断块及岩性控制的小气田和油田的气顶气。

我国现已发现气田的地质条件复杂, 集中表现在气田小、低渗透、多裂缝、多断块、井深以及天然气多含酸性气体, 这些情况增加了气田开发的技术难度和降低了经济效益。

现已发现的气田中, 地质储量大于 $1000 \times 10^8 \text{m}^3$ 的 2 个, 大于 $300 \times 10^8 \sim 500 \times 10^8 \text{m}^3$ 的 6 个, 大于 $100 \times 10^8 \text{m}^3$ 的气田只有 14 个。气田储量小、分散, 必将增加开发建设投资, 影响经济效益。前苏联共发现气田 1500 个, 其中地质储量大于 $1000 \times 10^8 \text{m}^3$ 的就有 51 个, 总地质储量高达 $39 \times 10^{12} \text{m}^3$, 平均每个气田地质储量 $7600 \times 10^8 \text{m}^3$ 。实际气田中还有 8 个地质储量超过 $1 \times 10^{12} \text{m}^3$, 这样, 一个特大气田的地质储量就相当我国气田今天的总探明储量, 而年产气量还高于我国气田总产量。因此, 我国天然气工业的发展, 应重视大、中型气田的勘探。

我国已发现气田的储层物性一般较差。绝大多数气田储层岩性为碳酸盐岩, 基本上是以低孔隙为储气空间, 微细裂缝为渗流通道。一般孔隙度在 5% 左右, 有效渗透率低于 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。如四川盆地早期开发的最大气田——威远气田, 平均孔隙度仅 2.2%, 有效渗透率 $2.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 四川盆地相对储层物性最好的石炭系平均孔隙度 6%, 有效渗透率为 $5 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。全盆地气田平均储量丰度每千平方米低于 $1 \times 10^8 \text{m}^3$ (仅 0.6), 平均单井日产气仅 $2.4 \times 10^4 \text{m}^3$; 近几年陕甘宁盆地新发现的陕中大气田储层孔隙度 5% ±, 有效渗透率也仅 $3.74 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。前苏联气田储层孔隙度一般在 20% 左右, 渗透率大于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的占 51%, 一般气井单井日产均在 $90 \times 10^4 \sim 100 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

我国陆上现已开发气田具有的低丰度、低孔隙、低渗透、低单井日产特点, 在开发同等储量和产量要求下, 需要生产建设的面积大、井数多, 这将带来投资大和管理费用高。低渗

透气田采收率一般比高渗透气田低,为了提高气井单井日产和采收率,还必须应用保护气层、改造气层等新技术。这些都使我国气田开发的工作量加大、技术难度增加。

我国气田不仅小,而且一批气田、气藏又被多个裂缝、断层、岩性分割,形成多个不同水力学系统的开发单元,彼此储层物性、气水关系及开采特征不同。此类气田占已发现气田总数的76%,每个独立的开发单元地质储量平均不到 $1 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。往往一口井就是一个开发单元,使得认识气藏和开发好这样的气田技术难度增大、工作量大、投资也大,不仅勘探气田困难,开发好这类气田也不容易,需要更多的资金投入和技术。这也正是较长时期受技术和装备条件限制、影响我国天然气工业发展的重要原因。但这些世界少有的复杂地质条件,也使我国积累了开发复杂气田的经验。

另外,我国主要气田产层多在3000~5000m,井深大于3000m的探明储量占总探明储量的55.2%,而美国、前苏联气井井深都在2000m左右。我国主要气田天然气均含一定量(1%~4%)的硫化氢,不脱硫净化不能外供销售,回收硫磺量又少。这些又增加了资金的投入,并影响经济效益。

尽管我国气田开发技术难度较大,目前产量较低,但其天然气资源丰富,目前勘探程度较低,现有气田特征还不能反映全貌。近年来,已开始找到一些储层物性较好的大、中型气田。随着更多新技术的应用、技术水平的提高、装备的更新,将会加快大气田、高产气田的发现,使我国天然气工业得到更大的发展。

第三节 气田开发基本规律的几点认识

一、取全、取准每口探井的静、动态资料,早期识别储层类型、驱动类型是开发好气田的基础

天然气具有特低粘度,易渗流的特点,为气田开发采用稀井(大井距)创造了条件。这一特点有利于少钻井、减少投资,但由于气田上井少,增加了认识气藏的难度,特别是气田开发早期,气藏储层的基本特征和驱动类型认识的错误,将导致气田开发方案设计和建设的严重失误。因此,气田上每口探井、详探井将成为宝贵的获取直接气藏资料十分重要的手段。相国寺、威远、文23、汪家屯等气田开发过程正反两方面的经验,充分反映出储层类型和驱动类型对气田开发全过程的重大影响。

相国寺石炭系气藏,1977年在第一口探井获工业气流后,一方面补做地震多次覆盖剖面,重新解释地震资料,并结合探井钻井数据,基本搞清了构造形态和断层分布,明确了圈闭类型;另一方面,很重要的是对所有探井、详探井的石炭系进行了全层系取心;每口井采用了较先进的全套测井系列;第一口探井相18完井测试后,及时转入试采,相继3口探井出气后关井,观察井间干扰情况,了解井间连通水动力学系统;并对以上4口探井及时试采,开展稳定和不稳定试井、全气藏关井、实测静、动地层温度及对大量气、水样进行分析。由于每口探井资料录取齐全、详探与试采结合,尽管是四川盆地首次发现石炭系气藏,但在第一口探井产气后仅两年,就基本搞清了相国寺石炭系储层是以角砾云岩为主,受强烈风化剥蚀,层薄并有侵蚀窗,微裂缝发育,孔缝搭配成网状,储层物性好,试井有效渗透率可高达 $24 \times 10^{-3} \sim 97 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,岩心基质渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,明确储层为大面积连通的裂缝—孔隙类型;气井产能高,有不活跃边水,为弱弹性水驱驱动类型。正是由于建立在静、动态全面资料基础上,对气藏基本特征做到早期认识符合实际,使容积法计算储量与

动态法储量以及后来的数值模拟储量基本一致。开发上针对气藏特征,从投产初期就采取了压低边部气井产量,主要依靠顶部气井生产,控制边水推进,并进一步搞清了边水能量,落实了驱动类型为弹性气驱。为此,相国寺石炭系气藏,不仅两年就投入了全面开发,更重要的是气藏开发设计以实际情况为基础,设计的产能规模和采取的采气技术措施合理,使气藏达到设计生产规模条件下连续稳产8年,现采出程度已达87%,预计最终采收率可达90%以上,取得了很好的开发效果。威远震旦系气藏生产被动的教训,从反面说明了早期对气藏储层类型和驱动类型认识上的错误,尽管后期开展了大量工作,至今仍无法扭转生产被动的局面。威远震旦系气藏的开发,正处于60年代“文化大革命”动乱当中,目的层取心不系统,震旦系白云岩厚达650~700m,单井取心仅15~20m,而且收获率仅16%~40%,还有20口气井没有测井资料,加上地质条件十分复杂的特低孔低渗透裂缝—孔隙型底水气藏,原有的技术手段落后,更不适应气田开发,所用的常规测井系列只能作定性解释,储层特征是依据乐山震旦系地层剖面,从而得出储层为“洞连洞”、“缝连缝”、“洞缝相连”,属似孔隙性砂岩大面积分布的高渗透高产大气田,尽管外围已有8口井产水,含气范围内有30口井钻到水层,但水层取资料很少,初期错误地认为气藏为弹性气驱驱动类型。这些对储层类型、驱动类型的错误认识,导致地质储量计算值高于后期证实值的4倍,开发方案设计生产规模也大大高出生产能力,初期气井生产采用大压差(高达15MPa左右),采出程度仅2.8%气井就开始见水,生产8年气藏全面水窜,年产气量远低于设计指标就开始大幅度降产,年递减率高达32.6%,被迫停建了一个脱硫厂,已投产的脱硫厂也因气量不足而达不到设计处理能力,预计最终采收率仅31%。80年代后,重新补打取心井,进行了系统全取心,收获率高达90%以上;采用了国外先进的孔隙度测井系列、裂缝识别测井系列以及生产测井;应用了现代试井技术、数值模拟技术,逐步认识储渗体是低孔隙、低渗透的透镜体状分布,孔隙是储气空间,裂缝是渗流通道,属裂缝—孔隙型底水气藏,重新计算了天然气储量、水体储量,基本搞清了底水的封闭性和水侵能量,控制了生产压差和采气速度,开展了大规模排水采气,预计可提高采收率9%。但这些正确的做法为时已晚,仅在采气速度不足1%的条件下稳产了3年,气藏已形成多个水封死气区,地下仍剩余地质储量约 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$,开采难度已很大。威远震旦系气藏开采的教训是深刻的,说明了重视每口井资料录取、采用新技术、早期正确识别储层类型和驱动类型对气田开发的重大影响。

二、有效利用气藏压力是提高气田经济采收率和高效开发的重要途径

合理开发气田实质上就是要最充分有效地利用天然气弹性能量,达到最高的采收率 and 经济效益。

天然气具有很高的弹性能量,由高压到低压,体积成百倍、千倍增大。理论上,当气田地层压力等于零时,可采出全部天然气。为此,气田最佳开发方式为衰竭式开采,即通过不断合理的降低地层压力,增加累积产气量。实际上,由于储层的非均质性、渗流阻力、采气工艺技术水平及废弃压力的限制,降低了采收率。

天然气开采过程应尽量降低无效的能量损失。在天然气开采系统中,能量的损失主要分为三部分,即气层的渗流阻力、气井井筒举升天然气过程中的能量损失以及天然气流经地面流程、装置的压力损失和确定的废弃压力。在合理的采气速度下,这几部分损失的压力最小,将会获得最高的采收率。

1. 气层中压力损失

影响气层渗流阻力的主要因素,宏观上主要反映在有效渗透率的高低。有效渗透率高,

说明天然气被采出过程中渗流阻力小,消耗的能量小,表现出生产压差小。在一定的气产量下,井底压力较高,这样就使自喷期长,为采出更多天然气、获得更高的采收率创造条件。相反,有效渗透率低,生产压差大,自喷期短,较早进入上压缩机增压采气,不仅采收率低,也影响经济效益。卧龙河嘉五¹—嘉四³气藏轴部高渗透区($5 \times 10^{-3} \sim 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)生产压差0.6~1MPa,仅消耗原始地层压力的4.3%左右;而翼部低渗透区($< 5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)生产压差高达5~10MPa,消耗掉原始地层压力的20%~40%。

为了降低渗流阻力,主要应采取:

(1) 改造气层,降低生产压差,这已成为低渗透气田开发的重要工艺技术。据卧龙河气田嘉五¹—嘉四³气藏6口酸化井统计,不仅日产气量由 $6.7 \times 10^4 \text{m}^3$ 提高到近 $50 \times 10^4 \text{m}^3$,而且生产压差降低了4~5MPa,使渗流阻力消耗的地层压力由原40%下降到21%左右。

(2) 确保天然气在气层中单相渗流,保持高的气相渗透率。卧龙河气田嘉五¹气藏气水相渗透率曲线明显地反映出水相渗透率仅10%时,气相渗透率已等于零;威远气田5口井产水前后试井结果表明,平均无阻流量下降40%,一大批气井被水淹停产,停产时的地层压力高达16MPa左右,相当于原始地层压力的55%能量被无效损失。为此,气田开发最重要的技术措施就是防止边、底水侵入气藏。

(3) 降低气井井眼附近渗流阻力,强化气层保护和气井的完井。因为一般气层比油层渗透率低,而气井又比油井具有更高的渗流速度,井眼附近形成的压降漏斗更为严重。为此,一方面防止钻井液、修井液、水化物以及元素硫等对气层的污染。另一方面,采取尽量降低井眼附近渗流阻力的方法。荷兰格罗宁根高产大气田,单井日产气高达 $250 \times 10^4 \text{m}^3$,为了降低井眼附近过大的压力损失,采取了8~10口井集中钻井组合,相当一口特大直径气井开采,达到扩大井眼直径、降低能量损失的目的。

(4) 气井产量应控制在产气方程曲线的直线段,防止由于过高的采气量,造成渗流处于较大阻力的非直线段。为此,应重视气井定期试井,监测流态的变化,并调整气井的产量。

2. 井筒中的压力损失

天然气在垂直管道中流动的流动方程看出,影响井筒压力损失的主要因素是油管直径、流量和井深。当存在气水两相流动时,还有混合气柱的比重和流态。法国拉克气田具有高的有效渗透率,生产压差仅为原始地层压力的0.7%,而井筒为了防止硫化氢腐蚀采用2.5~4in双油管,造成井筒损失占原始地层压力的29%,使气田投产7~8年就需上压缩机生产。为了充分有效地利用气田能量,集中研究、解决了硫化氢防腐技术,采取了放大油管尺寸,5in单油管生产,使井筒压差由19.8MPa下降到0.4MPa,井筒损失仅占原始地层压力的0.6%,使气井生产井口油管压力由34.5MPa上升到54MPa,自喷稳产生产22年,稳产期采出程度达80%左右,直到1983年以后才上压缩机,取得了很好的技术经济效益。我国气田开发中,不论产量大小,基本上都使用2.5in油管,井筒损失一般都占原始地层压力的16%~20%,尤其气井产水后,井筒损失更大。据威远气田统计,当气水比为 $9\text{m}^3/10^4\text{m}^3$ 时,井筒压降由原产纯气时的6MPa上升到10.1MPa,井筒压降占原始地层压力的30%。随着产水量不断增加,井筒损失加大,井口压力大幅度降低,一大批气井停喷停产;仍生产的井,也因井口压力过低而外输气困难,被迫外输管线降压和大批上压缩机增压外输,不仅生产被动,采收率低,而且经济效益变差。

3. 地面流程的压力损失

主要是要从地下和地面综合技术经济优化,确定合理的外输压力。较低的外输压力,可

增加自喷产气量。根据气体在水平管道中流动的基本方程,可选择经济的管径和外输压力。但气田开发从上游到下游是一个紧密相连的系统工程。外输压力高、外输管径小、投资少,但这就要求气井井口压力高,势必造成气井过早上压缩机,并提高了废弃压力。因此,外输压力的确定,必须是地质与工程结合,技术与经济结合,生产与市场结合。我国主要产气区——四川盆地,多数是中、小型复杂裂缝性气田,新、老气田交叉,新、老井交错,统一的外输压力,必然造成一批低压气田、低压井的天然气外输困难,被迫大批建增压站。罗马尼亚主要产气区——特兰西尼亚盆地,为了适应这种情况,采用了 4MPa, 2.5MPa, 0.9~1.4MPa 三套管网,使更多气井延长了自喷生产期,获得了较好开发效果。

从以上三部分压力损失分析可看出,气田开发整个系统中气藏压力的合理利用直接关系到气田高效开发。因此,气田开发应以气田能量的合理利用为核心,搞好气藏开发设计、钻采工艺、动态监测和地面工程设计。

三、开发井集中部署在高渗透区是平面非均质气田实现少井高产、高效开发的基本布井原则

非均质气田开发表现出单井产量高低差别很大,一般气田低渗透区多分布在边部或翼部,这些地区气井产量低,甚至很难正常产气。通过对卧龙河嘉五¹—嘉四³非均质气藏开发历程系统剖析、渗流机理研究,并重新优化开发设计,从实践和理论上否定了非均质气田均匀布井、均衡开发的传统观念和低效的布井方法。

卧龙河嘉五¹—嘉四³气藏的非均质性突出表现在储层渗透率在构造不同部位上可划分出高渗区和低渗区,相应气井产量也分别为高产井和低产井。气藏共有气井 33 口,经 20 年开采,采出地质储量近 80%,其中 98% 的气量是由轴部高渗透区 14 口气井产出的。轴部高渗透区气井无阻流量都在 $100 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上,生产压差仅 0.3MPa。如卧 3 井,日产 $40 \times 10^4 \sim 70 \times 10^4 \text{ m}^3$,稳定生产 10 年;边部无阻流量仅 $2 \times 10^4 \sim 5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。单井日产气低于 $1 \times 10^4 \text{ m}^3$,而生产压差高达 2~10MPa,产量递减快,不能连续生产,多为间歇生产井,其中 5 口井还不能投产。全气藏正常生产井全部为轴部高渗透区的 14 口生产井;从气藏压力观察,翼部观察井压力随轴部高渗透区采气而下降,说明边部低渗透区的天然气向轴部高渗透区不断补充;另外,从开采过程动态法压降储量的不断增加也得到证明,1977 年全气藏累积产气 $14.78 \times 10^8 \text{ m}^3$ 时,计算压降储量为 $128 \times 10^8 \text{ m}^3$;1986 年累积产气 $81.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 时,计算压降储量为 $142.6 \times 10^8 \text{ m}^3$;1990 年累积产气 $102.7 \times 10^8 \text{ m}^3$ 时,压降储量达到 $159.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

应用数值模拟技术,开展了在气藏不同渗透区重新进行不同布井方式和气井数的优化研究,发现了在轴部高渗透区集中布井,不仅可少井高产,而且随开采时间延长,高渗区累积产气量增加,高渗区压力大幅度下降,形成较大的低压区,而低渗区采出气量少,压力下降幅度小,形成高压区,这就使高、低渗透区出现较大压差,促使低渗透区的天然气向高渗透区渗流,从而揭示出非均质性气田从高渗透区可以采出低渗透区的大量天然气。这种非均质气田采气机理具有普遍应用性,我国绝大多数气田储层都表现出明显的平面非均质性,如威远气田,含气面积 216 km^2 ,但仅在构造顶部 40 km^2 范围内裂缝发育,是主要产气区,顶部气井仅占全气田井数的 25%,而累积产气量却占全气藏采气量的 83%,初期日产气大于 $30 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的 16 口井,全都位于裂缝发育的高渗透区,均匀布井在低渗透区的 53 口井均为低产气井或非工业气井,这种低效井占气田总钻井数的 60%。采用非均匀的集中高渗透区布开发井原则,已在—批新气田开发应用,并取得好效果。四川平落坝香二气藏推广应用,少