



普通高等教育“十五”国家级规划教材

高等院校石油天然气类规划教材

气田开发方案设计

李士伦 等主编



石油工业出版社
Petroleum Industry Press

普通高等教育“十五”国家级规划教材
高等院校石油天然气类规划教材

气田开发方案设计

李士伦等 主编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书为普通高等教育“十五”国家级规划教材。

本书是在作者长期教学积累和科研应用实践的基础上,根据气田和凝析气田开发方案设计和编制的技术要求,对气田开发方案设计的过程作了系统的阐述。主要内容包括:气田开发概论、气藏地质模型、气藏类型和驱动方式、层系划分和井网部署、气井试采、生产制度和产能评价、气井不稳定试井分析和气藏数值模拟简介、钻采工程和地面工程设计、开发方案(地下部分)经济评价、凝析气藏开发方案设计简介、气田开发实例及附录——气藏工程计算软件说明。

本书可作为石油工程本科专业的教材,也可作为石油工程专业研究生、成人教育及相近专业的参考教材,同时可供气田开发工程技术和生产管理人员学习参考。

图书在版编目(CIP)数据

气田开发方案设计/李士伦等主编.

北京:石油工业出版社,2006.5

普通高等教育“十五”国家级规划教材.高等院校石油天然气类规划教材

ISBN 7-5021-5567-8

I. 气…

II. ①李…②郭…③孙…④刘…

III. 气田开发—高等学校—教材

IV. TE37

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2006)第 063137 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:www.petropub.cn

发行部:(010) 64210392

经 销:全国新华书店

印 刷:石油工业出版社印刷厂

2006 年 5 月第 1 版 2006 年 5 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:21.25

字数:540 千字 印数:1—2500 册

定价:32.00 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

我国是世界上发现和利用天然气最早的国家之一。我国古代,在天然气地质、钻井、开采、集输和加工利用上都曾创造过光辉灿烂的成就。只是在近百年来,由于封建统治和列强入侵,我们落后了。新中国成立以来,天然气工业获得了很大的发展。在新世纪里,我国的天然气工业更加引起了人们的高度重视,从改善我国能源结构、减轻大气污染及发展大西北的长远利益出发,天然气将是我国国民经济新的增长点,“西气东输”工程已经成为国家建设大西北的重大工程。为了迎接我国天然气工业的大发展,需要认真做好人才和技术的准备。天然气是不可再生的一次能源,勘探和开发气田与凝析气田都要花费大量的资金,因此科学、合理、高效、经济地开发好这类气田非常重要,而气田开发方案是指导开发的重要技术文件,它是气田产能建设、生产运行管理、长输管道立项与建设、市场开拓和重大下游用气工程决策的依据,各大石油公司都高度重视气田与凝析气田开发方案的编制、优化、审查,保证开发指标合理、技术先进实用和开发效益最优。

西南石油大学地处四川天然气工业老基地,所以在“石油工程”新教改专业中专门设立了天然气专业模块,以适应我国天然气工业大发展对相应专门技术人才的需要。我们在气田开发开采方面已逐步形成了系列教材,《气田开发方案设计》一书系2002年由国家教育部确定的普通高等教育“十五”国家级规划教材,它是已出版的《天然气工程》和《气田与凝析气田开发》的姐妹篇,形成了天然气系列教材。本书具有设计性、综合性的特点,是为期2~3周的本专业课程设计和12周左右的毕业设计的重要指导书。学习此课程,实为四年大学所学全部课程知识的总结,综合运用这些课程知识,能提高综合分析能力、设计能力和实践能力。

全书由李士伦、郭平、孙雷、刘建仪主编。其中前言和第一章由李士伦编写;第二章主要由胡雪涛编写,还有胡勇(中国石油西南油气田分公司)、张明录(中国石油长庆油田分公司)、邓瑞建(中国石化中原油田分公司)和陈召佑(中国石化华北分公司);第三章由李士伦、郭平编写;第四章由李士伦、郭平、马力宁(中国石油青海油田分公司)编写;第五章由黄全华、郭平、李士伦编写;第六章由刘启国、张茂林、李士伦、郭平编写;第七章由刘先涛编写;第八章由刘建仪、李士伦编写;第九章由孙雷、彭彩贞、姜贻伟(中国石化中原油田分公司)、李士伦编写;第十章由孙雷、何志雄、李士伦、王仲林和温灵祥(中国石油吐哈油田分公司)编写;气藏工程计算软件由郭平开发研制,说明由郭平编写。我校博士生李苗、彭远景等参与了教材编写工作。在此衷心感谢西南石油大学印刷厂黎明、朱小兰对教材编写的大力支持。

本书是改革后的石油工程专业教材,也可作为现场专业技术人员的参考书和继续工程教育的参考材料。

由于编者水平有限,书中难免有缺点和不足之处,恳请读者批评指正。

李士伦 教授

2004年12月12日

目 录

第一章 气田开发概论	(1)
第一节 未来能源和天然气.....	(1)
第二节 气田的地质和开发特征.....	(4)
第三节 对气田开发的一些基本认识和经验.....	(17)
第四节 气田开发阶段和系列开发方案.....	(18)
第五节 气田、凝析气田开发方案编制内容和流程、动态分析内容.....	(26)
第二章 气藏地质模型	(35)
第一节 概述.....	(35)
第二节 气藏地质特征描述.....	(35)
第三节 三维地质模型的建立.....	(45)
第四节 气藏及凝析气藏储量计算与评价.....	(58)
第五节 采收率及可采储量估算.....	(70)
第三章 气藏类型和驱动方式 (类型)	(74)
第一节 气藏类型.....	(74)
第二节 气藏驱动方式 (类型)	(80)
第四章 层系划分和井网部署	(91)
第一节 开发层系划分与组合.....	(91)
第二节 开发层系划分与组合的实例.....	(93)
第三节 井网部署.....	(98)
第四节 开发井网部署实例.....	(110)
第五章 气井试采、生产制度和产能评价	(117)
第一节 试采任务与内容.....	(117)
第二节 气井产能测试.....	(118)
第三节 气井合理配产.....	(127)
第六章 气井不稳定试井分析和气藏数值模拟	(135)
第一节 气井不稳定试井分析.....	(135)
第二节 气藏数值模拟方法简介.....	(167)
第七章 钻采工程和地面工程设计	(177)
第一节 气井完井方法概述.....	(177)
第二节 钻采工程设计.....	(179)
第三节 地面工程设计.....	(191)
第八章 开发方案 (地下部分) 经济评价	(203)
第一节 气田开发方案经济评价概论.....	(203)
第二节 气田开发方案投资、成本与利税.....	(205)
第三节 气田开发方案财务评价.....	(212)

第四节	气田开发方案国民经济评价.....	(216)
第九章	凝析气藏开发方案设计简介.....	(224)
第一节	凝析气藏主要地质和开发特征.....	(224)
第二节	凝析油气体系相态特征.....	(228)
第三节	凝析气藏数值模拟方法.....	(235)
第十章	气田开发实例.....	(260)
第一节	典型开发实例分析.....	(260)
第二节	俄罗斯梅德维日巨型气田.....	(300)
第三节	法国拉克高含硫气田.....	(308)
第四节	俄罗斯乌克蒂尔大凝析气田.....	(316)
附录	气藏工程计算软件说明.....	(323)

第一章 气田开发概论

第一节 未来能源和天然气

能源问题事关重大,要超前思维,尽早着手寻找未来新能源。世界能源发展的总趋势是向低碳化演变、最终向无碳化方向发展。从环保和优质能源出发,21世纪将是天然气世纪,它将成为世界能源市场上首选的燃料。据2000年预测,世界常规天然气资源量达到 $435.9 \times 10^{12} \text{m}^3$,非常规天然气资源的潜力非常巨大,我们应做到超前研究。

中国石油资源超过 $1000 \times 10^8 \text{t}$,天然气资源超过 $47.9 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。我国天然气工业将进入高速发展时期。天然气是一种重要的不可再生的矿产资源,它既是洁净、高质的燃料,又是宝贵的化工原料,要充分利用和合理保护天然气资源,加强对气田开发宏观控制和管理。

我国气田、凝析气田开发科技发展的重点是:低渗透砂岩气田的经济、有效的开发开采技术;深层异常高压气藏高效开发开采技术;多层、长井段、有边水、疏松砂岩气藏开发开采技术;高含硫气藏安全、有效开发开采技术;深层凝析气藏开发开采技术。在发展“认识气藏”方面科学技术的同时,要特别关注“改造气藏”方面的科学技术,“工欲善其事,必先利其器”。

一、寻找未来新能源

1. 能源是人类生存、发展的基本条件,也是生物进化的关键因素

科学技术的发展和日益高涨的环境保护浪潮向我们提出了能源优质化的要求,为能源低碳化创造前提,成为能源优质化、低碳化以至无碳化的强大推动力量。从环境保护和优质能源出发,21世纪将成为天然气世纪。

2. 要超前思维,寻找未来新能源

中国是一个能源不很充足的国家,能源问题的现状和未来应该引起我们更大的关注。

要努力寻找矿物燃料的替代能源,它们主要有:太阳能、海洋能、核能、水力发电、其他新能源和可再生能源(如 H_2 能源等)。

太阳是地球能量的源泉,其利用方式主要有发电和风能利用。英国BP和壳牌石油公司近期投资10亿美元用于太阳能开发利用。我国近期投资8000万美元,建立20万个太阳能房顶计划。德国的风力发电装机容量世界第一。中国名列世界第八,到2005年达到 $150 \times 10^4 \text{kW}$ 。

海洋能包括温差能、潮汐能、波浪能等,印度和日本合作建立了海洋温差能发电实验装置。

核电在未来能源中可能将担当起可持续发展能源的主角,除发电外,还可为城市供热。

水力发电,全球水资源达 $39784 \times 10^{12} \text{W} \cdot \text{h}$,经济可开发的也达 $964 \times 10^{12} \text{W} \cdot \text{h}$,如果按照 $1000 \text{kW} \cdot \text{h} = 0.085 \text{t}$ 石油计算,全球经济可开发的年发电量相当于全球石油资源量的23倍。中国水电设备容量占总容量23.5%,达到 $65.09 \times 10^9 \text{W}$ 。

总之，由于天然气利用的热效率高，环境效益好，发展利用天然气已成为当今世界能源发展的潮流，人类将进入天然气时代。但是，最终必将进一步降低能源的含碳量，即可再生的太阳能和 H_2 能源取代现有大部分的矿物能源，成为最主要的能源。新能源前景乐观，需要我们从现在开始投入大量人力和物力来加以研究。

二、天然气将是继木柴、煤炭和石油之后的第四个能源时代

1. 世界天然气资源

2000 年第十六届世界石油大会上专家预测，世界常规天然气探明和未探明资源量达 $435.85 \times 10^{12} m^3$ 。2001 年世界累积探明的天然气总储量为 $150.19 \times 10^{12} m^3$ 。2000 年已累积采出天然气 $67.8 \times 10^{12} m^3$ ，世界天然气年产量 $2.39 \times 10^{12} m^3$ ，剩余可采储量储采比为 63。俄罗斯探明的天然气储量最大，达 $48.14 \times 10^{12} m^3$ ，占世界总储量 32.1%（2000 年）。美国的产气量最大，达 $5556 \times 10^8 m^3$ （2000 年）。世界非常规天然气资源（包括致密砂岩气、煤层气、水合物固态气和水溶气等）相当丰富，据不完全和粗略估计，全球煤层气资源量可能超过 $210 \times 10^{12} m^3$ 。有一种埋藏于深海和冻土带以下的甲烷水合物（Methane hydrates）日益受到重视，对它的资源量估计大多处于猜测，最近公布的数字相差幅度有所缩小，在 $(3000 \sim 30000) \times 10^{12} m^3$ 之间。

2. 世界天然气市场

生活在工业发达地区的 10 亿人口消耗了近世界 60% 的能源。2000 年全世界消耗了 $6460 \times 10^8 m^3$ 天然气，其中北美占 31%，独联体国家占 27%，欧洲占 20%。到 2020 年单美国的用气量将增到 $9520 \times 10^8 m^3$ 。

南北美洲主要在地区内平衡。俄罗斯主要向欧洲供气，荷兰、挪威和英国都是产气国，但因用量大，还需要俄罗斯和非洲国家供应，阿尔及利亚、尼日利亚、利比亚和埃及是非洲主要产气国。亚洲主要产气国是印度尼西亚、马来西亚和文莱等国，还有澳大利亚。出口对象目前主要是日本、韩国和台湾地区，并主要以 LNG（液化天然气）形式输送。日本、韩国等还从中东进口一部分天然气。

3. 天然气输送

天然气大致有以下几种输送方式：管道输送、液化天然气（LNG）输送、以及电输送、气体转化为液体产品（GTL）输送。

目前，较多的是采用管道输送和在 $-162^\circ C$ 下液化天然气（LNG）输送。2001 年世界天然气总贸易量为 $5542 \times 10^8 m^3$ ，其中管道输送占 74.2%，液化天然气（LNG）输送占 25.8%。

4. 天然气利用

自 1981 年以来，世界能源总消耗量增加了 38%，其中天然气增加了 65%，煤增加了 28%，而石油仅增加了 12%。

天然气的主要应用有：

1) 发电

这是天然气用量最大的领域，随着“联合循环气体透平”（CCGT）新技术的发展，用天然气发电的增长速度很快。

2) 合成气（Syngas）

用天然气制 H_2 ，供炼油厂各种加氢工艺使用已呈上升的趋势。合成气生产化肥尿素（合成氨）。合成气生产甲醇，从甲醇出发又生产许多高价值的化工产品，如甲醛、甲酸和二

甲基醚（DME）等。DME 是很有潜力的化工产品，将来很可能会替代一般柴油燃料以及作为燃料电池的 H_2 源，其物理化学性质与液化气（LPG）很接近。

3) 气体到液体燃料（GTL，Gas to Liquid）

这里是气体到液体燃料，而合成气是气体到化工产品（GTP）。世界探明的天然气储量，目前大约有一半未充分和经济地得到开采和利用。GTL 所产的发动机燃料不含硫、芳香烃和氮，是极好的清洁燃料，目前有许多公司投入相当力量来开发这项新工艺。

三、2020 年中国国民经济生产总值（GDP）翻两番目标下石油天然气工业发展战略

到 2020 年，中国将全面建设成小康社会，国民经济生产总值（GDP）要翻两番，达到 4 万亿美元。

2020 年中国和世界经济发展与能源消费主要指标见表 1-1。

表 1-1 2020 年中国和世界 GDP 和主要能源消费指标

国别	GDP 10^{12} 美元	人均 GDP 美元	能耗 10^8 toe	人均能耗 toe/人	单位 GDP 能耗 toe/ (10^6 美元)
中国	4.1	2778	18.25	1.24	4.45
全世界	55.3~65.2	7133~8408	117.00~138.20	1.51~1.78	2.12

注：1toe=0.9t 原油=1000m³ 天然气，按热值当量折合。

我国能耗为世界平均水平 3 倍，日本的 7 倍，能源利用效率也远比巴西、印度尼西亚低，必须从高耗能的发展模式向绿色模式转变。每出产 1t 产品，中国钢铁厂平均消耗能源为日本、韩国的两倍，只有 5% 的办公楼、居民楼达到他们规定的最低节能标准。中国消耗的燃料有 2/3 是煤，到 2020 年对天然气消耗由 3% 上升到 10% 左右。荷兰壳牌石油集团与数家化肥厂签协议把煤炭转化为燃烧效率更高的合成气技术，通用电气公司正在生产一种极其畅销的燃气轮机。

根据 1994 年第二次资源评价，全国石油资源量为 940×10^8 t，而当前已超过 1000×10^8 t，可采资源量在 $(110 \sim 140) \times 10^8$ t，2000 年底探明可采储量 60.95×10^8 t（占可采资源量一半左右），已累计采出 36.44×10^8 t。2000 年全国石油产量 1.65×10^8 t，2010 年后，在现有技术条件下缓慢下降，2020 年年产约 1.6×10^8 t 左右。

根据 1994 年第二次资源评价，全国天然气资源量为 38×10^8 m³，而当前已达到 47×10^{12} m³。到 2002 年底，全国探明气田 193 个，其中中国石油天然气股份有限公司 155 个，中国石油化工股份有限公司 33 个，中国海洋石油股份有限公司 6 个，探明天然气储量 337267×10^{12} m³，年产天然气 316×10^8 m³（其中气层气 225×10^8 m³），今后天然气将进入高速开发时期，最高年产量将达到 $(1200 \sim 1400) \times 10^8$ m³，到 2020 年预计达到 1200×10^8 m³。中国煤层气储量较丰富，但又特别复杂，至今未获重大突破。天然气水合物和其他形式的非常规天然气，目前还未评价。

中国石油和天然气工业发展受两个条件制约：一是受资源条件的制约，随着国民经济的快速发展，石油需求量急增，年进口量已超过 1×10^8 t；二是受环境制约，环境保护问题是中国能源、中国石油天然气工业，乃至经济发展的制约条件。2020 年要想油气在能源消费结构中的比重达到 35% 左右，那么石油产量要达到 $(4 \sim 4.5) \times 10^8$ t，天然气产量要达到 $(3000 \sim 3500) \times 10^8$ m³，即使这样，据有关专家估计，那时的国内石油自给率也不足 40%，天然气自给率也只有 45% 左右（见表 1-2），见参考文献 [1]，[2]，[3]。

表 1-2 中国近期天然气储量、产量和需求量预测

项 目		1997 年	2010 年	2020 年
累计天然气探明地质储量 10^8m^3		31100	50935~56035	74175~81485
生产量预测 10^8m^3	气层气		590~690	895~1115
	渗解气		70~80	75~85
	总 计		660~770	970~1200
天然气需求量, 10^8m^3			900~1000	1800~2000
年均新探明地质储量 $10^8\text{m}^3/\text{a}$			2500~3000 (2004—2010 年) 1500~2500 (2011—2020 年)	
累计新增探明地质储量 10^8m^3			35000~46000 16800~20000 (目前未动用)	
气层气储采比		14 : 1 (1990 年)	41 : 1 (1995 年)	77 : 1 (2000 年)

注：2005 年前可达到供需基本平衡；2010 年后，国内供气已不能满足需求；2020 年预计缺口 $(500\sim 800)\times 10^8\text{m}^3$ 。

面临这样严峻的形势，我国能源发展的方针应该是：

- (1) 引导和适当控制石油消费。
- (2) 积极发展新能源、可再生能源和热电联产 (CCGT)。
- (3) 大力开发煤炭净化和高效利用技术。
- (4) 将节能作为国家长期的基本国策。

在力争 2020 年石油天然气在能源消费结构中占 35% 左右的目标下，要立足国内和国际两个市场、两个油气资源。在这期间，力争国内新增石油储量 $(30\sim 35)\times 10^8\text{t}$ ，与此同时，利用国际资源，重点是中东地区和周边国家。还要做好布局、产品结构和管理方式的调整。东部地区石油产量将呈下降趋势，西部地区 and 海域将呈稳步上升趋势。天然气则以西部和海洋为主。2020 年国内原油生产能力力争保持在 $1.6\times 10^8\text{t}$ ，天然气生产能力可望达到 $(1200\sim 1400)\times 10^8\text{m}^3$ ，按照油气当量计算 (1000m^3 气为 0.9t 油)，天然气的比重将占 2/5。还应该采取四项基本政策措施：

(1) 积极促进区域性国际能源与经济合作，建立俄罗斯、中亚和我国的能源合作体系，建立国际石油天然气大通道。

(2) 充分利用和适当保护国内油气资源，保证石油天然气的储备和安全。

(3) 积极开展煤层气、水合物气新矿物能源研究，鼓励石油企业积极参与新的可再生能源开发。

(4) 积极鼓励国内石油、非石油企业参与国际石油市场投资，努力向国内提供油气产品。

第二节 气田的地质和开发特征

我们面对的多是复杂的、特殊的气田和凝析气田，自新中国成立以来，经历了 50 余年的开发实践，已经初步形成和发展了一套新的开发理论、方法和工艺技术系列，我们的气田、凝析气田开发的综合实力大大增强，我们取得了一些开发复杂、特殊气田与凝析气田的

规律性认识。

我们所研究和工作的对象——气田与凝析气田，涉及从钻探发现到全面开发的全过程，周期性很长，认识和改造的过程也很长。我们的专业面也很宽，涉及到多种学科专业，我们研究和开发的对象又是流体矿藏，它不同于固体的煤矿和金属矿藏，“上天”固然难，但“下地”也不容易，其复杂性在于：

- (1) 油气藏埋藏的隐蔽性和模糊性。
- (2) 油气藏地质情况的复杂性和非均质性。
- (3) 获取大量地质、生产信息的非确定性。
- (4) 解决石油天然气生产问题的经验性，世上没有两个完全相同的油气藏。
- (5) 油气藏开发过程的系统性。
- (6) 油气勘探开发的风险性。
- (7) 油、气、水等地层流体渗流的复杂性。

一、气田开发的特殊性

气田开发与油田开发有共同性，经验可以互相借鉴，但更应特别考虑区别于油田开发的特殊性。天然气既是驱动能量，又是开采对象。它是不可再生的一次性洁净的、优质的能源，而且又是宝贵的石油化工原料。其特殊性主要表现在：

- (1) 在纵向上，气藏比油藏要分布广泛得多。
- (2) 气藏保存的条件比油藏要严格得多。
- (3) 光靠岩屑录井不易发现气层，而要采取综合的方法和技术。
- (4) 气体的粘度大约比水要小 100 倍，它比原油的粘度要小 2~3 个数量级。所以，气井生产时气体比原油的渗流速度高得多，能出现紊（湍）流和惯性力，因此气体在近井地带渗流往往破坏达西直线渗流定律，常用不同于油藏液体渗流的非线性方程，描述非线性渗流的偏微分方程至今还没有精确值，更具有复杂性。此外，气体从地层边界向气井井底渗流所造成的压力损失主要集中在井周围地带。改善近井带渗流条件至关重要。油田开发的井网井距也不能照搬到气田开发中来，气井的井距要大得多。
- (5) 气体的压缩性比岩石、油和水大得多，为此，气体渗流方程中的压力值最好用拟压力函数来表示。

(6) 天然气开发开采与油气地面集输和矿场加工紧密相连，这一点对凝析气藏的开发尤为突出。

(7) 气藏的采收率高，衰竭式开发是定容气驱气藏最佳的开发方式，天然气采收率可达到 70%~90% 以上，平均 85%。

地层水对天然气开采的影响极大，除了它提供能量的有利一面外，还应认识其另一面，即水是润湿相，气是非润湿相，水总是沿缝、孔壁呈连续流动，气则常是断续流动，会造成绕流和卡断，被水所封闭，水驱气的剩余气饱和度在 15%~50% 的很大范围变化，砂岩岩样可高达 35%，非均质碳酸盐岩样可达 50%。水侵入近井地带后，大幅度地降低气相相对渗透率，从而影响气井产量，严重的可导致停喷。

(8) 钻井过程中压力控制要求高，井身结构和油、套管耐压、严密性要求高。防喷要求高，气体喷射迅猛。常要防止 H_2S 和 CO_2 气体的毒害和腐蚀。

(9) 气井开采的安全性要求也高，井身结构、井口和井场设备耐压高和密封性要求高，防火、防爆安全可靠性要求高，专有水合物防治问题，含 H_2S 和 CO_2 气藏存在防腐、防毒

及脱除问题。

(10) 气层—气井—矿场—输气干线—用户形成紧密相连的系统工程，气田开发在很大程度上受控于市场，产销之间存着相当紧密的关系。气田开发通过管网相连，把全国、本油气区、本气田形成一个大的供气系统，因此可以实行本油气区内部、相关油气区间乃至全国的成组气田开发，达到全局最优。

二、我国主要类型气藏（田）的地质和开发特征

我国主要气田类型开发所需技术见表 1-3 及参考文献 [3]。

表 1-3 我国主要气田类型开发简述

气田类型	典型气田	储量比例	气田特点	所需技术、理论
水驱气田	四川威远气田	35%	边水舌进，底水锥进	控制采气速度，排水采气，整体治水
浅层疏松砂岩气田	青海涩北气田	14%	易出砂，长井段多层合采，纵向上含有不同气水边界的多层气田	出砂控制，储层变形和流固耦合渗流
异常高压气田	塔里木克拉-2 气田	19%	高温，异常高压，大产量，岩石变形	井控，高温高压测试，井下管柱和采气设备耐压高
高含硫气田	四川罗家寨气田、普光气田	10%	H ₂ S 腐蚀、防止大气污染，硫沉积和堵塞（地层、井筒和地面设备）	防腐、净化技术
凝析气田	塔里木牙哈凝析气田、雅克拉凝析气田	22%	气液两相渗流，提高单井产量，提高凝析油采收率	注气保持压力，油气分离和加工
低渗气田	长庆、大牛地气田	32%	非均质，低渗透，低产能	气层改造，水平井，储层预测

1. 凝析气藏（田）

凝析气藏通常指地下聚集的烃类物质在原始储层压力和温度下，汽煤油馏分及少量高分子烃类物质呈均一的蒸气状态，其基本特点是在原始地层条件下，天然气和凝析油呈单一的气相状态，并且在地层温度保持恒定的条件下，在一定压力范围内符合反凝析规律，即在地层压力下降的一定范围内（从上露点压力降到最大凝析压力），凝析油从气相中析出并粘附在岩石孔隙表面，它的开发既不同于干气气藏，又不同于油藏，它是经济价值很高的天然矿藏，在原始地层条件下处于气相状态，所以应属气藏范畴。有关地质、开发特征参见第九章。

针对凝析气藏地质、开发特点，在凝析气藏开发上应特别注意：

(1) 准确取样和凝析气 PVT 相态分析评价是凝析气田开发的基础，必须不失时机地在凝析气井投入开采时就要取得合格的样品，并且必须相应地发展一套先进适用的油气取样和实验分析技术。

(2) 对于高含凝析油的凝析气藏（含量超过 600g/m³ 以上），要考虑保持压力开发和注入工作介质（烃类富气、干气、N₂、CO₂ 以及特定条件下的气水交替和注水等）优选的技术经济可行性论证。

(3) 凝析气田开发的地下和地面两大开发系统结合得特别紧密，要千方百计地提高中间

烃 ($C_2 \sim C_6$) 和凝析油 (C_{7+}) 的地面回收率。

(4) 带油环凝析气藏开发过程中要正确发挥油气水三相驱动力的作用, 要恰当地控制油气、油水两个界面的运动, 要合理选择开发方式。

(5) 要拓展气液固 (蜡、沥青质、元素硫和水合物等) 相态、注气过程的相态、近临界态相态、多孔介质相态、渗流过程的相态 (相对渗透率曲线、近井带饱和度分布和凝析油临界流动饱和度等研究) 和凝析气与地层水体系的相态研究, 开发出新的并能更好指导这类气藏开发的数模软件及相应的注、采气工艺技术。

(6) 注气保持压力开发凝析气藏要特别发展以下八项配套技术: 注气开发的气藏描述技术; 注气开发凝析油气相态分析技术; 注气开发气藏工程技术; 注气开发多组分数值模拟技术; 注气开发钻井完井工艺技术; 注气开发注、采工艺技术; 注气开发动态监测技术和注气开发地面工艺技术。

(7) 衰竭式开发凝析气藏除发展上述有类同的技术外, 还特别要注意解决以下问题:

- ① 油气取样方法和工具的改进, 以及油气相态实验分析技术的拓展。
- ② 近井带凝析油析出和对气井产能影响机理及防治方法研究。
- ③ 凝析气井的产能和动态分析研究。
- ④ 凝析气井稳定和不稳定试井方法研究。
- ⑤ 凝析气井近井带凝析油饱和度分析和临界流动饱和度的实验和理论研究。
- ⑥ 凝析气藏水平井开采技术研究。
- ⑦ 凝析油气一些工程参数的测定研究等。

下面再就凝析气藏开发提高气井产量和保持压力开发的两项关键技术展开说明, 以拓展我们的思路。

1) 凝析气井增产技术

我国有许多凝析气藏凝析油含量中偏低, 处于保持压力开发的经济极限边缘, 且地露压差小, 多为饱和凝析气藏, 最大地层反凝析液析出量在地层孔隙中的饱和度常常小于临界流动饱和度, 不易流动。但反凝析液容易积聚在近井地带, 严重地影响气相渗透率和气井产量, 这是衰竭式开发凝析气藏中需要特别重视和解决的问题。目前有以下五种处理近井地带的方法:

(1) 注干气 (C_1 为主) 单井吞吐。

① 塔里木柯克亚凝析气田已作了现场试验, 有好效果并取得了经验。

② 俄罗斯柯米自治共和国西萨帕列克凝析气田于 20 世纪 90 年代初就实施了 9 口井, 其中 6 口井有效, 该气田埋深 4200~4300m, 地层渗透率 $(5 \sim 100) \times 10^{-3} \mu m^2$ ①, 孔隙度 6%~17%, 原始地层压力 35MPa, 现行地层压力 10~15MPa。

得到的认识是:

① 地层压力低于最大凝析压力 (油气相态处于正常蒸发区) 时, 气井处理效果比高于此压力时好。

② 未发现大量析出的凝析油再蒸发现象, 主要的增产机理是把凝析油挤向地层深处, 清扫近井地带。原则上处理半径应在 15~20m 左右 (但是按现行地层压力大小定, 地层能量充足时处理半径可大些)。

① $1mD=0.98692 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。

③应“对症下药”，产量降低原因主要是由反凝析液污染所引起的。

④如单井油井吞吐一样，所有操作变量如：注入干气总量、注入速度、注入压力、焖井时间和开井生产制度等都要优化，施工前一定要搞好实验研究和注气设计。

(2) CO₂ 处理凝析气井近井地带。

乌克兰季莫菲也夫凝析气田用泵向井底注 CO₂，处理后产量提高了 0.3~0.5 倍。

(3) 液态溶剂处理凝析气井近井地带。

这个“液态溶剂”名词略带假定的涵义，指在地层条件下处于液相状态的烃类物质，一般指富含 C₂~C₅ 组分的烃类混合物，在俄罗斯乌克蒂尔大凝析气田曾试验过，如果近井地带含有分散的原油时，那么更为有效。

(4) 采用富气处理凝析气井近井地带。

富气指脱了凝析油后富含 C₃~C₄ 组分的 C₁ 混合物，它可大大降低气体与凝析油界面张力。俄罗斯有实验证明，用富气处理近井地带可采出 35% 析出在近井地带的凝析油，而干气只有 12%~15%。又有实验证明，在 14.1MPa 下，若在凝析气中加入 40%（摩尔分数）C₃ 时，可使反凝析液所占的烃孔隙空间体积从 50% 下降到 20%。

(5) 甲醇前置段塞+干气处理凝析气井近井地带。

甲醇是一种易挥发的极性物质，能与水混合，它可作为驱替近井地带凝析油或水的双效溶剂，又能使地层水加速蒸发，使气液和液相间界面张力降低，从而降低克服水锁效应所需的启动压力，提高气相渗透率，改善气井产能。美国哈特斯·邦凝析气田气井注甲醇后，表皮系数由 0.68 降到 -1.9，气产量由 $7.08 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ 提高到 $14.2 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ ，凝析油由 $13.8 \text{ m}^3/\text{d}$ 上升到 $24.96 \text{ m}^3/\text{d}$ 。中国石油化工股份有限公司中原油气分公司也作了现场试验，初见效果。

2) 凝析气藏开发中、后期多种保持压力开发技术

(1) 注气开发技术：

有四种注气保持压力技术很有新意，值得我们重视，它们是凝析气藏开发后期地层压力低于最大凝析压力时的低压注干气；以储气库方式，同时后期开发凝析气藏；后期注 N₂ 开发部分水淹凝析气藏；气水交替注入开发凝析气藏。

①凝析气藏开发中后期低于最大凝析压力下的注气开发技术。

深层凝析气藏压力高，开发初期把气藏压力保持在上露点压力以上涉及问题多，注气设备、注气井完井和注气地面流程的生产安全要求高，设备价格昂贵，生产操作费用大，直接影响到凝析气田注气开发经济效益。若采取中、后期低压注气，尽管采收率不如开发初期注气，但却能弥补衰竭开发的某些不足，权衡经济、技术因素有时是可行的。

从 1993 年起全俄天然气研究院以 P. M. 戴尔—萨尔基索夫教授为首的集体提出这种设想，由俄北方天然气公司在乌克蒂尔大型凝析气田实行大规模工业性回注干气试验，此时的地层压力已降到最大凝析压力以下（地层压力为 7~10MPa），由于有效果，试验还在扩大，若不注气，该凝析气田将有 $1 \times 10^8 \text{ t}$ 凝析油要损失在储层中。试验的目的为：a) 用干气置换（驱替）地层凝析气；b) 再蒸发在反凝析阶段已在气藏中析出的凝析油；c) 减缓地层压力下降速度；d) 阻挡边水进入凝析气区；e) 让生产井长期处于良好的工作状态；f) 提高凝析油的最终采收率。

下面列出集气站 YK-8 片区试验结果，表 1-4 中列出了在 1993 年 9 月 17 日—1998 年 1 月 1 日期间各井采出的烃类组分 (10^3 t)，采出的反凝析组分部分则由计算而成。

表 1-4 集气站 YK-8 片区各井采出烃类组分量

井号	采出的 $C_2 \sim C_4$ 组分, $10^3 t$		采出的 C_5+ 组分, $10^3 t$		采出的 C_2+ 组分, $10^3 t$	
	合计	采出的反凝析组分量	合计	采出的反凝析组分量	合计	采出的反凝析组分量
7	74.05	0	14.21	0	88.26	0
100	92.66	12.51	17.65	3.80	110.32	16.31
127	40.96	6.64	9.55	2.91	50.51	9.54
129	51.16	12.49	14.65	7.61	65.81	20.19
130	27.66	4.83	7.49	3.22	35.14	8.05
131	4.57	1.07	1.76	1.12	6.33	2.19
133	101.64	5.52	18.96	2.12	120.60	7.64
150	24.71	2.70	5.33	0.98	30.03	3.68
157	12.45	2.30	3.40	1.41	15.85	3.71
158	33.25	3.80	6.28	1.07	39.53	4.87
总计	463.11	51.86	99.27	24.23	562.38	76.18

②以储气库方式后期开发凝析气藏。

中国石油天然气集团公司在大港油田集团有限责任公司注气开发的大张坨凝析气田建立了储气库,还准备再在该区接近枯竭的凝析气藏中再建几个储气库。从气田开发角度出发,能否在作为储气库的同时,通过周期性地注入干气、采气,再蒸发一部分残留在储层中的凝析油,这样就能“一箭双雕”地解决储气和提高凝析油采收率问题。俄罗斯乌克蒂尔凝析气田开发后期有过这种双重功能的报道,即在编制储气库方案的同时,综合研究了四个开发设计方案。我们也有此想法,现又得到了国外的印证。结合我国情况要这样做还需解决以下几个问题: a) 在储气库设计时,开发与储运专业人员要互相结合; b) 现行管理体制要适当调整,让储气库管理的公司与油公司互相结合,共同管理; c) 要同时录取储气库和后期气田开发的相关资料。

③后期注 N_2 开发部分水淹的凝析气藏。

同中后期注 N_2 开发部分水淹气藏,参见水驱气藏部分。

④气水交替注入开发凝析气藏。

美国学者针对《东安休斯牧场》凝析气田的气(注 N_2)水交替开发方式做了实验和数值模拟研究,以克服连续注气中不利的流度比和容易气窜的通病,水常可封堵高渗透层,这样可迫使随后注入的气体渗透到以前未波及到的储层基质中去,从而可提高凝析气采收率,作者曾用三层层状数值模型作研究,气水交替比连续注气提高采收率的幅度大很多,达到 28%~42%。实验研究也表明,在连续注入 1.2 倍烃孔隙体积的气和水注入量条件下,高渗层 ($10 \times 10^{-3} \mu m^2$) 在底部、低渗透层 ($0.3 \times 10^{-3} \mu m^2$) 在顶部的情况,气水交替比连续注气法的采收率高出 40%。此方法早已成功地用于注气提高原油采收率方面。位于注水系统较完善的油区内的凝析气田(如大港),在经济技术条件允许下可做这方面的试验。

(2) 注水开发技术:

①注水开发带油环的凝析气藏和凝析气顶油藏早已在独联体和美国成功地应用,一般采用在油气边界和含油一侧进行“屏障注水”。

②与连续注气相比,水气交替注入法用气少,凝析油采收率高,注水系统齐全的油区内的凝析气田采用此法的经济可行性会更好,有条件可以试一试。

③国外凝析气藏直接注水的设想已提出近半个世纪了,但工业应用至今还没有,最近十几年有些文章,也只停留在实验和数值模拟研究上,主要问题是水驱后剩余气饱和度高,气井见水后气产量会迅速降低,就要采取排水采气工艺。在做出注水决策前一定要做好地质研究、实验、数值模拟、经济评价和有关钻采工艺等前期研究工作,采取慎重、积极、因地制宜的态度对待此项技术。我国大港油田在已接近废弃的凝析气田上做了注水的现场试验,有一定效果。

2. 低渗致密气藏(田)

根据我国标准,按储层物性对气藏分类,有效渗透率大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ [绝对渗透率为 $(>1 \sim 20) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、孔隙度大于 15%] 为低渗透气藏;有效渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (绝对渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、孔隙度小于 10%) 为致密气藏。我国这部分气藏的储量占总动用储量的比例愈来愈大。认识和掌握这类气藏的特殊规律(地质和开发特征)是开发好低渗致密气藏的前提。确定合理的开发方式、层系井网和气井生产制度是开发好这类气藏的基础。采用先进实用配套的工艺技术是开发好这类气藏的保证。

1) 低渗致密气藏的地质特征

(1) 构造特征:

①断裂活动引起一系列构造、地层的变化,改变储层埋藏条件,引起流体性质和压力系统的变异。低渗透断块气藏常是面积小、物性差、产能小和储量不大。

②透镜体在低渗致密砂岩储层中占相当大的比重,如何准确确定透镜状砂层的大小、形态、方位和分布,是能否成功开发这类气藏的关键。

③低渗致密储层的渗透能力低,导流能力差,但只要与裂缝搭配,就能形成相对高产的储层,因此对裂缝系统的研究是开发这类气藏的重要课题,裂缝主要对油气渗流作贡献,裂缝孔隙度一般不会超过 2%。根据国内外大量资料表明,在一定埋藏深度下天然裂缝在地下呈闭合状态,基本上表现为孔隙渗透特征,这些储层不经过压裂(酸化)工艺措施往往无自然产能。

(2) 储层特征:

低渗致密砂岩主要特征是非均质性强,低孔低渗和高含水饱和度。

①非均质性强。一般具有严重的非均质性,储层物性在纵横向的各向异性非常明显,厚度和岩性都不稳定。

②低孔低渗。孔隙结构研究能揭示储层内部的结构,是微观油气层物理研究的核心,这类储层的孔隙类型多样,孔喉半径小和泥质成分多。

a) 这类储层一般有粒间孔隙、次生孔隙、微孔隙和裂缝四种基本类型,粒间孔隙所占比例愈大,渗透率就越高。低渗致密砂岩受后生成岩作用的影响明显,并常伴随大量的微孔隙。

b) 不论何种成因,不论性质有何差异,这类砂岩具有孔隙连通,但喉道细小的特征。

c) 泥质含量高,并伴生大量自身粘土矿物,这又是低渗储层的一个明显特征。

渗透率是储层渗透能力的决定因素,由于孔喉小,微孔隙比重大,故渗透率很低,而且常规实验室测定的空气渗透率与实际储层条件下的渗透率差别很大,地层条件下的渗透率与上覆岩层压力有关。此外,埋藏愈深,压实、胶结和成岩作用愈强烈,所以渗透率随埋深的

加大、压力的增高而急剧地减小。这类储层岩石具有强烈的应力敏感特性，并且压力卸载后，渗透率往往恢复不到原值。

③高含水饱和度。一般这类气藏的共同特点是不出现分离的气水接触面，大多产水不大，但储层的含水饱和度很高，一般为 30%~70%，通常以 40% 作为估算储量的下限。

2) 低渗致密气藏的开发特征

(1) 单井控制储量和可采储量小，产量低，递减快，气井稳产条件差。

(2) 低渗透、非均质的地质特点决定了气井的自然产能低，有的甚至达不到工业产能的标准，大多数气井需经加砂压裂或压裂酸化（对碳酸盐岩储层）才能获得较高的产量或接近工业气井的标准，但随之而来的是投产后的递减率高。

(3) 气藏内主力气层采气速度较大，采出程度较高，储量动用充分，而非主力气层，采气速度低，储量基本未动用，现一般多为长井段开采，因此层间矛盾更加突出。

(4) 井筒积液严重，常给气井生产带来不利影响。

(5) 气井生产压差大，气藏单位地层压力降所获得的产气量就小。由于生产压降大，井口压力较低，所以可供利用的压力资源有限。

(6) 孔隙结构特征差异大，毛细管压力曲线都为细歪度型，细喉峰非常突出，喉道半径均值很小，排驱压力很高，这些特征会对气体渗流产生很大的影响。一般认为低渗致密储层中气体渗流特征与油藏油渗流特征有很大相似之处，有人认为它 also 存在着“启动压力”现象，并为低速非达西流。

(7) 国内外大致采用低渗致密气藏的十项配套工艺技术，它们是：

①钻井、完井和气层保护技术。如采用“特低固相”钻井液，达到低固相、低密度、低粘度和防塌、携砂能力强的要求。实行欠平衡钻井。实行空气和 N_2 钻井。要防止在压裂改造过程中对气层的再污染。

②优化射孔技术。如采用负压射孔、深穿透射孔等。

③气藏描述技术。如确定岩土矿物成分、含量和产状；开展沉积相和沉积微相研究，寻找有利相带；开展成岩作用和成岩史研究，确定次生孔隙在纵横向上的发育带；开展气藏类型研究，对储层不稳定性进行井间砂体的预测；开展地应力测定及裂缝系统早期识别研究；进行气藏构造、物性和含油气性及油气水布置的三维显示；开展测井系统的适应性试验，提高测井解释水平和解释模型的建立；通过露头观察、定向取心、应力大小及方向性分析，预测水力压裂的裂缝方位；用三维地震等方法进行砂体的预测；综合评价这类气藏开发的可行性。

④气藏工程分析技术。渗流机理这个重大理论问题（如非达西流，气体滑脱效应，“启动压力”和临界流动压力梯度等）仍需开展深入的研究和系统的实验。试井方法和技术也仍待完善和发展。

要发展适合低渗气藏快速、简便、有效的试井和动态分析方法。对于储层渗透率为几十毫达西、几个或零点几个毫达西的气藏，要采用多种型式的修正的稳定试井方法，以缩短时间和加快试井进程，并符合工程上所要求的精度，它们有：

a) 等时试井，气井在每个生产制度后，关井压力一定要恢复到开井前的地层压力 (p_i)，这是其必要的条件。

b) 快速等时试井，气井在每个生产制度后，关井压力不完全恢复到开井前的地层压力，约 $(0.95 \sim 0.98) p_i = p_{i\text{假定}}$ ，而且遵守条件： $p_{i\text{假定}} = p_{i2\text{假定}} = \dots = p_{in\text{假定}} = \text{const}$ ；每个