

中国水平井 应用实例分析

主 编 王家宏

副主编 罗治斌 赵 明



**CHINA
HORIZONTAL
WELL**

石油工业出版社

中国水平井应用实例分析

主 编 王家宏
副主编 罗治斌 赵 明

石油工业出版社

内 容 提 要

本书主要介绍了有关水平井技术的国内外现状,以及国内水平井在底水油藏、断块油藏、裂缝油藏、稠油油藏、中高含水油藏、低渗透油藏、薄互层油藏和凝析气藏中的应用情况和国外水平井在天然气藏、低渗透油藏中的应用,并总结了经验和教训。

本书可供石油工业从事水平井技术开发、应用的工程技术人员和石油院校师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

中国水平井应用实例分析/王家宏主编.

北京:石油工业出版社,2003.1

ISBN 7-5021-3766-1

I. 中...

II. 王...

III. 水平井-油气钻井-技术-中国

IV. TE243

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2002)第 028982 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 14.5 印张 370 千字 印 1—2000

2003 年 1 月北京第 1 版 2003 年 1 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-3766-1/TE·2749

定价:50.00 元

前 言

20 世纪 90 年代中期,在我国水平井配套技术不断趋于完善的基础上,水平井技术在新油田开发、老油田调整挖潜上,应用更加广泛并取得了显著的效果。为了全面搞清我国水平井技术应用状况,总结经验,不断扩大水平井技术应用范围,提高油田开发总体效益,由集团公司科技发展部组织,开展了水平井技术应用调查研究,《中国水平井应用实例分析》一书为该调研项目的成果。调查研究表明,油气藏类型适应性研究、水平段位置设计优化、定向钻井、储层保护、完井射孔、测井测试、数值模拟预测等技术的完善和提高,对水平井技术的应用起到了推动和促进作用。

截至 1999 年 8 月底我国已累积完钻水平井 293 口,根据可对比井统计,钻井成功率为 94%,项目成功率为 71.9%。在 10 种油藏类型中,带气顶的底水油藏、稠油蒸汽吞吐、薄油层油藏及高含水(断块)边底水油藏剩余油挖潜方面,配套技术完善、项目成功率高;碳酸盐岩裂缝油藏、气藏已见到较好的效果;低渗透、特低渗透、超稠油、高含水人工注水油藏项目成功率较低。调查研究结果不但为水平井应用积累了一定的经验,也为在我国的油藏的具体条件下水平井技术发展指出了方向。

全书由九章和两个附录组成,内容包括国内外水平井技术发展现状和国内外不同类型油藏的水平井应用评价及应用范例。特别是国内水平井应用范例,介绍了 8 种类型油气藏水平井应用的 21 个区块和 46 口典型井的开采状况、认识和经验教训,值得广大石油科技人员参考。

除编委会的成员外,参加编写工作的同志还有:牛玉杰、郑俊德、王振彪、翟桂新、张建琦、刘秋桂、刘晓燕、王良善等,在此表示衷心的感谢,同时也向国内参与水平井技术开发研究和实践的广大科技人员致敬。

王家宏
2002 年 12 月

《中国水平井应用实例分析》编写人员名单

主 编：王家宏

副主编：罗治斌 赵 明

成 员：李凡华 王家禄 李明忠 李晓平 程林松

孙民生 宋文杰 江同文 汪正德 钟太贤

张 琪 杜志敏 赵金海 易发新

目 录

第一章 国内外水平井技术发展概况	(1)
第一节 水平井在国外的应用情况.....	(1)
第二节 国外水平井新技术.....	(4)
第三节 国内水平井技术应用情况	(12)
第四节 国内水平井技术现状	(17)
第二章 底水油藏中的水平井	(22)
第一节 我国底水油藏中的水平井应用情况	(22)
第二节 塔中 4 油田的水平井	(25)
第三节 彩南油田的水平井	(43)
第三章 断块油藏中的水平井	(46)
第一节 我国断块油藏水平井应用情况	(46)
第二节 断块油藏中的水平井实例	(49)
第四章 裂缝油藏中的水平井	(64)
第一节 裂缝油藏中水平井的应用情况	(64)
第二节 裂缝油藏中水平井实例	(65)
第五章 稠油油藏中的水平井	(86)
第一节 我国稠油油藏水平井应用情况	(86)
第二节 稠油油藏中的水平井实例	(89)
第三节 超稠油油藏中的水平井实例.....	(116)
第六章 中高含水油藏中的水平井	(123)
第一节 我国中高含水油藏中的水平井应用情况.....	(123)
第二节 中高含水油藏中的水平井范例.....	(125)
第七章 低渗透油藏中的水平井	(138)
第一节 我国低渗透砂岩油藏水平井应用情况.....	(138)
第二节 低渗透油藏中的水平井实例.....	(140)
第八章 薄互层油藏中的水平井	(164)
第一节 概况.....	(164)
第二节 全区开采情况.....	(174)
第三节 单井实例.....	(178)
第四节 经验教训和认识.....	(182)
第九章 凝析气藏中的水平井实例	(185)
第一节 概况.....	(185)
第二节 全区开采情况.....	(191)
第三节 YH23—1—H2 水平井	(191)
附录 1 国外水平井开发天然气藏实例	(196)
附录 2 国外水平井开发低渗透油藏实例	(209)
参考文献	(225)

第一章 国内外水平井技术发展概况

水平井技术于 1928 年提出, 20 世纪 40 年代付诸实施, 已成为一项非常有前途的油气田开发、提高采收率的重要技术。到了 20 世纪 80 年代相继在美国、加拿大、法国等国家得到广泛工业化应用, 并由此形成一股研究和应用水平井技术的高潮。如今, 水平井钻井技术已日臻完善, 并以此为基础发展了水平井各项配套技术。目前, 国外水平井技术的发展主要有以下两大特点:

- ①水平井技术由单个水平井向整体井组开发、多底井、多分支水平井转变;
- ②应用欠平衡钻井技术, 减少钻井液对油层的浸泡和损害, 加快机械钻速, 简化井下矛盾, 使水平井、多底井、多分支井在较简化的完井技术下就可以达到高产。

第一节 水平井在国外的应用情况

在水平井的数量方面, 目前世界上应用水平井技术较多、技术水平较高的是美国和加拿大。20 世纪 90 年代初期, 两国的水平井完钻井数几乎呈指数增长。据统计, 截至 1996 年 6 月 30 日, 在美国已钻水平井 7800 口, 加拿大 4500 口, 此时全世界已钻水平井 15000 多口。1995 年、1996 年全世界共钻水平井 3000 多口, 约占当年钻井总数的 5% (图 1—1)。到 2000 年底, 全世界的水平井井数超过了 24000 口, 其中绝大多数都属于美国和加拿大两国。

美国的水平井技术相对于其他国家发展较早。据美国能源部门统计, 在美国, 水平井的最大作用是横穿多个裂缝 (占了水平井总数的 53%), 其次是延迟水锥与气锥的出现 (占总数的 33%)。另外使用最少的是以下 3 个方面: 水驱占 9%、提高原油采收率占 9% 和避开目的层上部地表的限制。在美国大约有 90% 的水平井的目的层是在碳酸盐岩地层内, 有报告称只有 54% 的水平井项目是成功的, 而水平井的技术成功率却高达 95%。加拿大的水平井技术应用也非常活跃, 大多数井的地层在 Saskatchewan, 尤其是那里的重油油藏。在重油油藏内, 水平井在提高采收率方面的应用占了 41%。加拿大的水平井技术相对于美国来说发展的较晚, 但发展速度很快, 只用 5 年时间, 加拿大的水平井无论从技术上还是从年完钻井数上都赶上了美国 (图 1—2)。

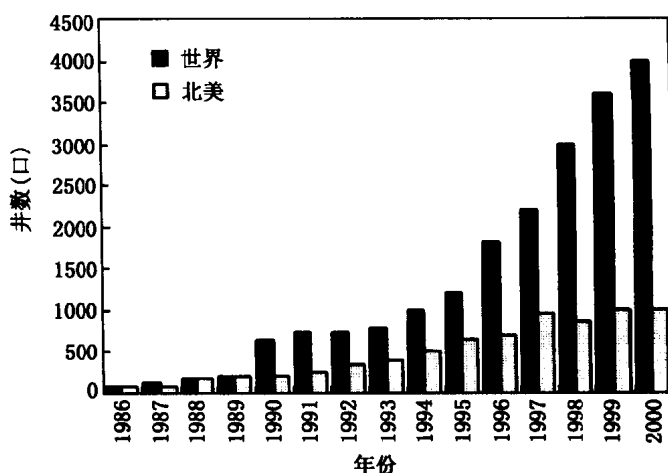


图 1—1 世界水平井增长情况图

加拿大的水平井主要应用在阿尔伯达省和萨斯喀彻温省。萨斯喀彻温省的水平井应用最

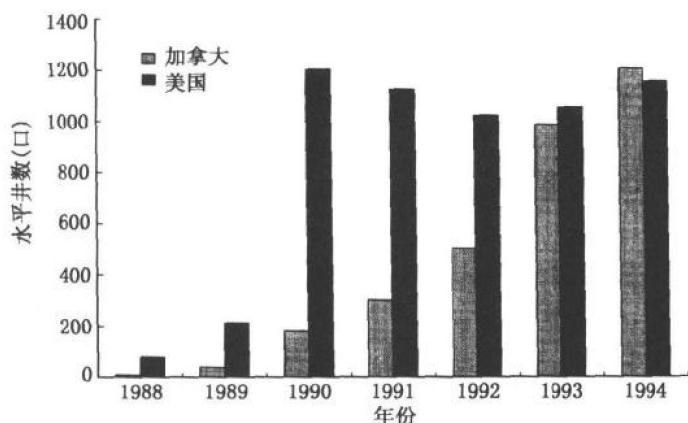


图 1—2 20 世纪 90 年代初期加拿大、美国水平井完钻井数

1—3)。

水平井技术是一项非常有潜力、有优势的新技术，但其风险也较大。在水平井应用较多的地方，其成功率较高，但在新区钻水平井成功率就偏低。水平井成功率各个地区不同，取决于该地区的开发经验和油藏质量。在北美，水平井总成功率在 60% 左右，而在其他的某些地区成功率很低，甚至几乎为零（如西得克萨斯的 Spraberry 走向带）。与此相反，美国和加拿大某些地区的成功率很高。同样，在世界其他地方的一些海上油田以及中东的陆上油田，水平井的成功率也很高。美国和加拿大的资料表明，水平井平均增加可采储量 8%~9%，相当于原油地质储量的采收率提高 0.5%~2%。据报道，在北海、中东和南美，增加的采收率更高。利用水平井技术增加可采储量的成本应与发现新储量的平均成本以对比。对世界各地 102 个公司的调查表明，全世界寻找并开采新储量的平均成本大概是 4.5 美元/bbl。因此，低成本的水平井将成为增加新储量的有效工具。在增加产量和提高采收率方面，水平井在世界各地的许多油田都取得了成功。平均来讲，水平井的稳定产能是直井的 2~5 倍，许多高渗气藏超过了 5 倍。目前，在许多油田，水平井都是油田开发的主力。估计在北海的挪威地区，水平井产量约占 30%，而丹麦许多油藏的水平井产量所占的比例比直井还要多。在 Danish 的海上油田，水平井技术以及其他措施可望将最终采收率提高 3 倍。在沙特，利用水平井技术可望将采收率提高大约 5%~10%，即增加可采储量近 $(125\sim250) \times 10^8 \text{ bbl}$ 。据估算，加拿大的水平井平均比直井多生产 2.3 倍的原油，水平井的第一年产量高出直井 3 倍。

上述情况表明，水平井既有利于提高产量，又可增加可采储量。这明确说明，水平井是一种非常有效的油藏经营工具，因此在许多地区，都由水平井构成战略性的开采计划，以提高现有油田的采收率。例如在英国，利用各种提高采收率技术可望增加 $53 \times 10^8 \text{ bbl}$ 原油，而商业部预期利用水平井所达到的产量就为 $24 \times 10^8 \text{ bbl}$ 。

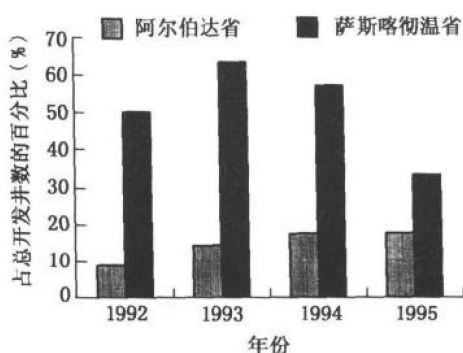


图 1—3 阿尔伯达省、萨斯喀彻温省水平井应用对比图

在水平井适用油藏类型方面，国外的水平井技术主要应用在以下几种油（气）藏：薄层油藏、天然裂缝油藏、存在气锥和水锥的油藏、存在底水锥进的气藏。另外，水平井在开采重油、水驱以及其他提高采收率措施中也正在发挥越来越重要的作用。目前，在加拿大的萨斯喀彻温省和阿尔伯达省的重油油藏中已钻了 900 多口水平井，其中许多油藏有底水层。用直井开采有底水、厚度薄的重油油层，由于产水量过大，不可能有经济意义。另外，由于注入蒸汽易于进入底水层，在这种油藏中注蒸汽也无效果。水平井无需注入蒸汽，即能提高产能 4~5 倍。因此，钻一口水平井一次性的投入，不仅提高了产能，而且极大地节约了注蒸汽所需的管线、燃料及相关设备的费用。因此，在加拿大，许多水平井被用于冷采重油油藏。

除此之外，在水驱、混相驱以及热力采油的项目中，水平井的作用也越来越明显。目前在注水开发中后期的油藏中已钻了很多水平井。在低渗油藏，水平井可按直线驱动方式设计井网，从而提高波及效率，并最终提高注水能力和产油能力。注入能力和产能的提高，减少了油藏能量的补充时间，注水见效早。另外非常重要的一点，是这类油藏采用直井注水开发根本没有经济效益可言。然而目前，采用水平井注水开发已有成功的实例，其中一些项目在低成本下提高了原油采收率，增加了可采储量。在加拿大的 Pembina 油田，水平井进行水驱开发并未取得商业上的成功。分析原因表明，水平井钻遇高含水区，水相渗透率高，产油能力较低。这说明，含水饱和度及相对渗透率是决定水平井进行水驱开发能否成功的重要参数。

在美国得克萨斯州西部的混相驱以及加拿大礁岩油藏垂直混相驱中也应用了水平井技术。加拿大的许多这类项目取得了商业上的成功，提高了采收率。另外，加拿大还在实施一些热采项目，利用一口或几口水平井注汽以利于重力泄油。据统计，目前加拿大有 100 多口水平井正在用于热采增油。

虽然水平井成功的例子很多，但是失败的例子也不罕见。从这些成功或失败井的实际资料中可以看出，以下这些参数很大程度上决定了一个水平井项目最终的成功与否，这些参数是：地层损害、地质的不确定性、井眼的大小和井距、钻井和完井成本、油井寿命，其他参数还有垂向渗透率、井的排列方向、水饱和度（水驱中）、井位、油藏压力以及是否可以钻多口水平井等。如果一口水平井不能达到预期的产量，大多数是由于以下原因造成的：生产井段小于水平段长度、地层伤害、垂向油藏渗透率低。总的来说水平井失败的主要原因有以下三个方面。

一、遇到的地质条件出乎意料

1980~1992 年间，Elf Aquitaine 参与了 82 口复杂结构井钻井，成功率 84%。在那些失败井中，目标确定不当是造成失败的主要原因。三维地震有助于确定水平井目标，但不能详细描述水平井所遇到的油藏。另外油藏的非均质性也造成了沿水平段各井段采油和注水情况的多样性，这很可能导致采油或注水的有效井段长度小于水平段长度。尽管可以利用各种先进工具与技术，但由于各种不能预料的地质条件而最终导致水平井失败，仍是失败井的主要原因。钻井风险是石油工业的固有风险，技术进步减少了这种风险，但并不能完全消除。

二、地层伤害和出砂

对于低渗油藏地层伤害更加敏感。目前，由于无损害或低损害钻井液及欠平衡钻井的进步，从整体来看，地层伤害造成的失败率正在不断地下降。除了地层伤害之外，世界某些地区的疏松砂岩也存在防砂和筛管失败的问题。筛管封堵显著降低了油井产能和油井寿命。一

般而言，水平井单位长度的产量小于直井。因此，如果出砂主要是由于油藏中流体速率高造成的，那么可以利用水平井降低出砂问题。据报道，有些疏松重油砂岩的一些水平井经过5~6年的生产，也未出现防砂问题。

三、水平井井筒内的压降高于油藏内的压降

在低压气藏及一些重油油藏中，由于井筒内压力接近于油藏压力，减少了井眼底部液量的吸入，同时，当水平段长度超过一定限度时，产能也不再增加。

第二节 国外水平井新技术

近年来，由于新方法新技术的出现，水平井的钻井成本大大降低，钻井成功率也大大提高。正是由于这些新技术、新工具的出现，促使了水平井技术的飞速发展。这些新技术、新方法主要包括以下几种：老井侧钻、多分支井、挠性连续管欠平衡钻井、大位移井等。

一、老井侧钻技术

从经营的角度讲，老井侧钻水平井的成本如果接近或低于一口新的直井的成本，那么它的投资一定低于从地面钻一口新水平井的投资。而且，如果直井已钻遇有效层位，那么侧钻水平井的风险比钻一口新的水平井也要小很多。正是由于成本和风险的原因，近年来老井侧钻的数量越来越多。以美国得克萨斯州中南部的 Gidding 油田为例，该油田受深部构造隆起作用影响，形成典型的局部分布破裂带。有些老井钻遇了多个裂缝带，而有些老井则没有。对那些没有钻遇裂缝带的老井进行侧钻。这些井在没有侧钻前，即使压裂，产量也只有 5 ~ 8m³/d，且产量递减很快。但采取老井侧钻措施后，单井产量猛增至 24m³/d。如今，美国的 Gidding 油田已把老井侧钻作为该油田今后发展的主要方针。另外，Oryx 能源公司在南得克萨斯州 Pearsall 油田也利用老井侧钻的方法取得了优异的成绩，见表 1—1 所示。

从表中可以看出，这 4 口老井在侧钻水平井后的初步产量为以前的 5~40 倍。生产 7~50 个月后，稳定产量仍为以前老井的 5~40 倍。这证明采用老井侧钻的办法可获得巨大的增产效果与经济效益。

二、多分支井技术

多分支井技术于 20 世纪 70 年代末期产生，它是水平井技术的集成和发展。指的是在一口主井眼（直井、定向井、水平井）中钻出若干进入油（气）藏的分支井眼，其主要优点是能够进一步扩大井眼同油气层的接触面积、减小各向异性的影响、降低水锥水窜、降低钻井成本，而且可以进行分层开采。目前，全世界已钻成上千口分支井，最多的有 10 个分支。

表 1—1 侧钻水平井效果分析表

井 号	侧钻前日 产油量 (m ³ /d)	侧钻前累 积油量 (m ³)	水平段 长度 (m)	侧钻后日产 油量 (m ³ /d)	侧钻后累积 油量 (m ³)	当前日产 油量 (m ³ /d)	侧钻费用 (×10 ³ 美元)
Bagget No.7	0.795	20034	73.152	17.013	5883	7.155	
Bagget No.11	1.113	10335	42.672	5.724	2544	6.042	
Bagget No.9	2.385	27825	289.56	53.742	8586	34.185	685
Panther hdlo No.11	1.908	11130	522.732	80.613	795	80.613	700

多分支井可以从一个井眼中获得最大的总水平位移，在相同或不同方向上钻穿不同深度的多套油气层，特别是通过老井（死井）分支侧钻到由于水锥等原因造成的死油区和最上部射孔段以上油层中的“阁楼油”，可大幅度增加油气层裸露面积和延长油气井寿命，进而使死井复活，提高油（气）采收率，提高油（气）井产量，多分支井井眼较短，大部分是尾管和裸眼完井，而且一般为砂岩油藏。

随着中、小曲率半径水平井技术的成熟，从 1991 年开始，在美国得克萨斯州的奥斯汀白垩构造上钻成反向对称的双水平井，1993 年在加利福尼亚州近海的 Dos Cuadras 油田钻成三分支井和加拿大的 Pelican 湖油田钻成开发薄层油藏的三分支井，1994 年又有加拿大的沙斯卡切望的 Midale 油田的反向对称双分支井。到 1995 年，美国在各类型的 315 口井中完成了 852 口分支井，平均每口井 2.7 个分支，其中 72% 为采油井、25% 为采气井、2% 为注水井、1% 为储气井。到 1999 年 3 月，国外双分支水平井总水平段长度达到 4550.1m（该井垂深 1389.9m），多分支水平井总水平段长度达到 8318.9m（该井垂深 1410m）。多分支井井身剖面见图 1—4。

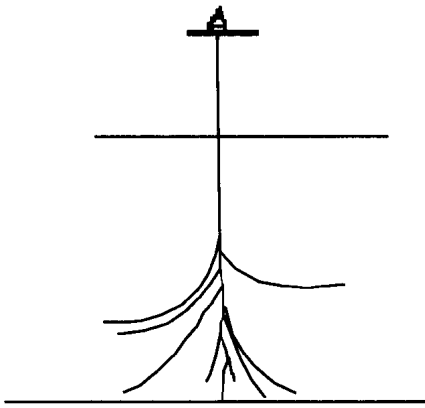


图 1—4 多分支井井身剖面图

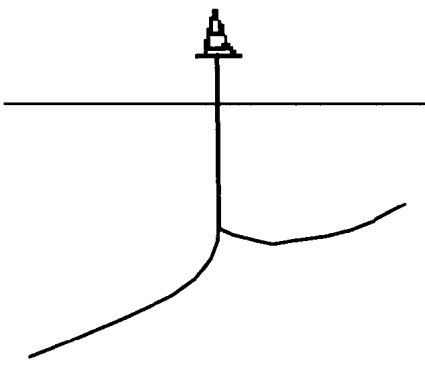


图 1—5 上倾分支和下倾分支图

（一）分支井的设计

多分支井的井身设计因油藏的类型不同而不同，就国外一般分单层、多层和块状油藏来讨论。对于单一产层，以钻反向双分支井较为常见。一般是先钻上倾方向的分支井。不过如果下倾方向生产潜能较高，则先钻下倾方向分支井，这样可以在因为某种原因而无法钻上倾方向分支井时，将产量损失降至最低。世界上总水平段长度最长的反向双分支井是 Texaco 公司在 Brookeland 油田钻成的，总水平段长度达 3404m，其中上倾分支水平段长 1636m，下倾方向分支水平段长 1768m，见图 1—5。

对于多产层油藏开采的多分支水平井通常采用上中下分布的多分支水平井（图 1—6），也可采用反向多层分布的分支水平井（采用分支回接系统，见图 1—7），在同一直井中把成排的分支井钻到不同的生产层中来开采多层油藏。出于完井的要求，对于多层油藏，一般先钻上层分支井，这样可以使井眼底

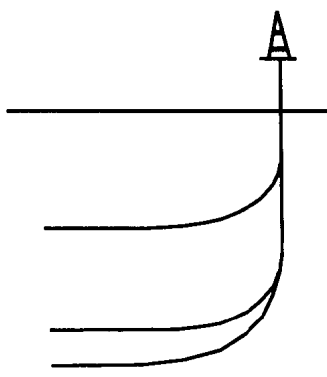


图 1—6 多个油层的开采图

边侧钻更容易进行。操作上，可裸眼侧钻出分支井，也可套管开窗钻出分支井或通过分支回接系统钻出分支。

在杂乱无章分布着高产层地块的块状油藏，在纵向裂缝发育的油气藏或在复杂的地质条件下，能否提高原油产量和地质采收率的决定因素是分支井筒的数量。最好的办法是以众多的分支井筒密集地（相互间隔 30~80m）贯穿生产层整个厚度。如黑海油气田开采局为了加密原来的井网，钻了一些分支水平井，长度为 100~150m，纵深达到 600~1500m，地层压力不超过静水压力，投产后日产原油 70~140t/d，而当时邻近井日产量仅为 9~15t/d（图 1—8）。

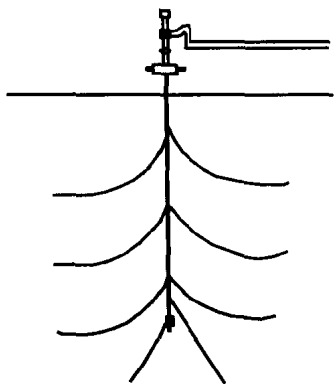


图 1—7 使用分支回接系统
开采多个油层图

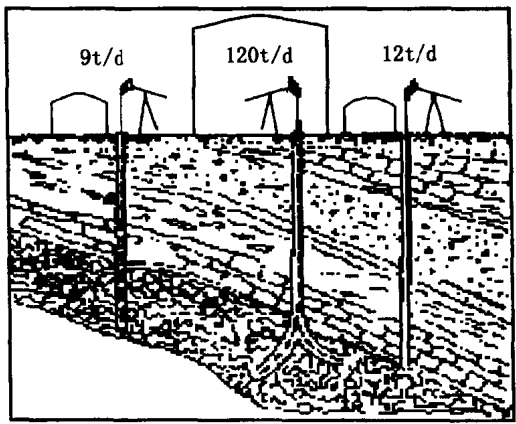


图 1—8 块状油藏内的分支水平井

在井眼轨道设计方面，分支井井眼轨道与水平井相同，可根据具体情况选定长、中和短半径水平井井身剖面。曲率半径为 12~30m 的短半径水平井能够降低钻井费用，缩短钻井时间，又具有钻分支井的灵活性，还允许将泵下放到更低的位置，因此正在得到越来越多的应用。分支井井径一般较小，不过 Texaco 勘探开发公司认为，钻大直径（215.9mm）与小直径（171.35~165.1mm）分支井具有同样的成本效益，而在大直径井眼中更容易处理复杂情况。

（二）分支井的钻井工艺

在多分支井钻井工艺方面，最早是从简单的套管段铣开窗侧钻、裸眼完井开始的，这种多分支井具有成本低、钻井工具简单、工艺简单的特点，缺点是无法重入各个分支井和井壁可能坍塌等问题。在这之后又出现了以割缝衬管完井并可进入最低层多分支井的结构模式，但仍不具备选择重入性、机械连接性和水力完整性。从 1993 年以来，预开窗侧钻分支井、固井回接至主井筒套管技术得到了进一步的发展，该技术具有主井筒与分支井筒间的机械连接性、水力完整性和选择重入性，能够满足钻井、固井、测井、试油、注水、油层改造、修井及分层开采的要求，其缺点是操作较为复杂，可靠性需要进一步改进。目前国外主要采用以下 4 种方法钻出分支井。

1. 开窗侧钻

多采用可回收空心造斜仪器侧钻而较少采用段铣方法，目前可回收空心造斜器的回收率已大于 95%，现已出现了集成的造斜器及铣刀，可通过一次起下钻作业完成造斜器的定向、坐放及套管开窗，如 Sperry-Sun 公司的 RDS 系统。

2. 预设窗口

将一个特制的留有窗口的短节接到套管柱中，窗口由易钻的复合材料组成，下井后用专用工具打开窗口。

3. 裸眼侧钻

运用封隔器及造斜器不仅能进行低边侧钻，也可以实现高边侧钻，还可以直接进行裸眼侧钻，或打水泥塞，然后从水泥塞中造斜，或下裸眼造斜器进行侧钻。

4. 井下分支系统 (Down hole splitter system)

这是一种集侧钻、完井于一体的多用途系统。它便于在主井眼和分支井眼钻出后安装回接完井管柱。

(三) 分支井的完井技术

分支井作为水平井与定向井的集成与发展，其技术难点不再是钻井工艺技术而是完井技术。同水平井及直井相比，分支井完井要复杂的多，主要是分支井根部的连接密封以及分支井眼能否再次进入的问题。目前，国外分支水平井的完井方法主要有 3 种：裸眼完井、割缝衬管完井和侧向回接系统完井。裸眼完井较为常见，但易出现井壁坍塌等问题。割缝衬管完井虽然能克服这一缺陷，但安装比较困难。如果水平段的岩性比较硬可用裸眼完井或割缝衬管完井，一般较软岩石可用水平井回接系统完井。实际操作中，可根据具体情况进行设计。1992 年 Torch 能源咨询公司开发了一种在反向双分支井中坐放两个割缝衬管柱的完井方法，在该公司钻的一口反向双分支井中获得了成功，这是第一口采用割缝衬管方法完井的反向双分支井。以下为两个完井方法的实例。

1. 纵向垂直裂缝分支井

该方法的实质是当前分支井眼固井后加深，并且将分支井井眼套管的尾管部分安装在主井眼内，并在随后加深时钻碎。如图 1—9 所示，主井眼 1 钻到第一分支井眼 2 的设计分支深度，用造斜器钻进第一分支井眼 2，下带尾管 3 的套管并固井，然后利用造斜器在分支井眼的反倾斜方向钻进主井眼，主井眼 1 加深到第二分支井眼 5 的设计分支井位置，钻进分支井眼 5 并用带有尾管 6 和部分覆盖第二分支井眼设计分支位置的套管加固，封固带有尾管 6 的套管上部，继续钻进主井眼达到设计深度。在结束主井眼钻进时，下入生产套管 8。在下入生产套管 8 之前，分支井眼的进口 4 和 7 清洗粉砂，主井眼 1 与分支井眼 2 和 5 的连同槽是经过在入口 4、7 位置上射孔窗 9 和 10 来实现的。

2. 双侧向水平井的衬管完井

美国火炬能源公司近年来完成了双反向水平井 Basden No.1—H。该井是采用割缝衬管完井的，图 1—10、图 1—11 是 Basden No.1—H 双反向水平井的完井结构示意图。

如图 1—10 所示，首先将带有 $\Phi 89\text{mm}$ 割缝尾管的 $\Phi 140\text{mm}$ 尾管段和尾管挂下入井内。Hyf10 II 型尾管挂用水力释放工具下放， $\Phi 89\text{mm}$ 尾管的井底弯接头大约为 6° ，带井底弯接头的目的是为了给尾管定向，以便准确下入第一分支井眼。同时，使用地面自动记录陀螺仪给开有窗口的 $\Phi 140\text{mm}$ 尾管定向，以便窗口能准确对准第二分支井眼。尾管挂下至直井段 $\Phi 178\text{mm}$ 套管内某一适当深度，然后释放尾管。如图 1—11 所示，将 $\Phi 73\text{mm}$ 尾管和 $\Phi 73\text{mm} \times \Phi 178\text{mm}$ 贯眼封隔器总成下至窗口的顶部，用陀螺仪进行定向和校准后下放 $\Phi 73\text{mm}$ 尾管，通过窗口进入第二分支井即可完井。

(四) 钻分支井成本对比

由美国及俄罗斯的分支水平井钻井分析指出，一口带水平分支井筒的分支井，钻井和完

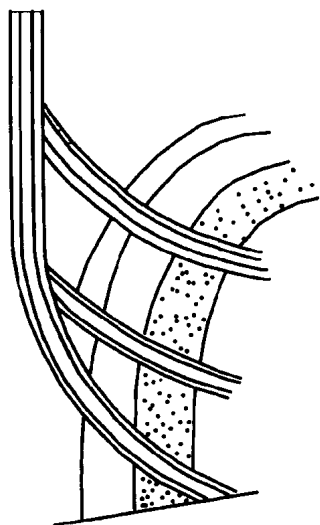


图 1—9 纵向垂直裂缝分支井的完井示意图

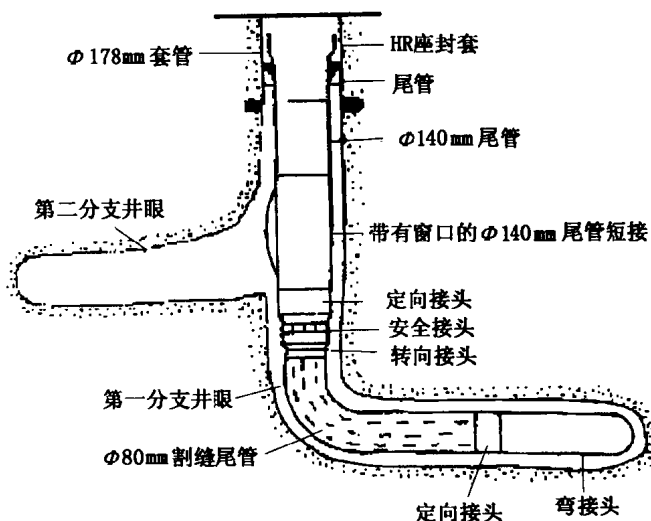


图 1—10 第一分支井下尾管示意图

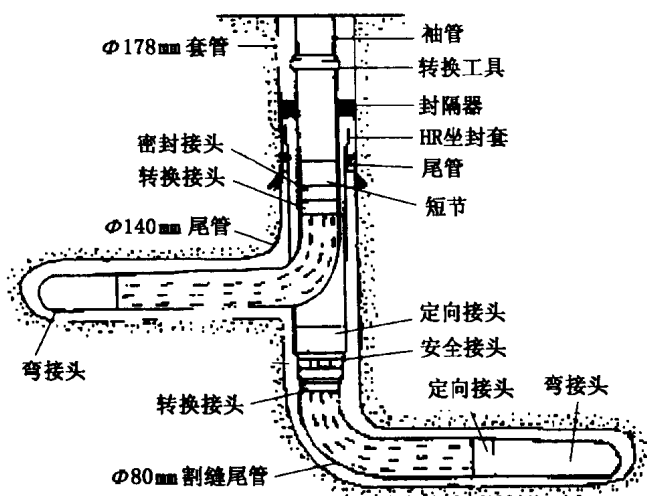


图 1—11 第二分支井下尾管示意图

井的预算总成本约为 50 万美元，其中一半用于钻常规垂直井眼，另一半用于钻分支井筒。因此，若从现有的旧井眼钻分支井筒，可节约一半成本。对于接近晚期的油田来说，利用旧井侧钻分支井筒是很合算的。如果原井是裸眼完井，仅安装楔形斜向器即可侧钻，成本最低。当从套管内侧钻分支井筒时，需磨铣套管，与裸眼完井的情况相比代价就很大。但如果把老井套管开窗侧钻与一口新井作成本比较，还是从现有老井套管开窗侧钻合算得多（图 1—12）。

三、挠性连续管欠平衡钻井

美国石油学会在 RP53 规范中定义：负压钻井（欠平衡钻井）是指在钻井过程中允许地层流体进入井内、循环出井并在地面得到控制的一种钻井方式，具体特征如下。

- ① 井内钻井液的循环压力低于所钻地层的压力，形成负压状态；
- ② 负压钻井时，所钻地层内的流体进入井内，并随着钻井液一同从井眼内被循环出井，利用井控装置控制井口压力，并对井内环空流体施加回压，以控制油、气入侵；
- ③ 钻井液、油、气以及岩屑在地面被有效分离，分离后的钻井液可循环使用；
- ④ 负压条件可自然产生，也可采用人工方式，如使用天然气、氮气、空气及泡沫等。

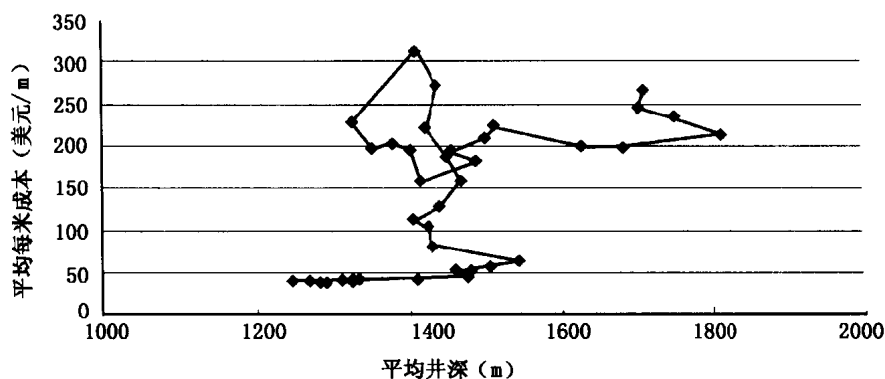


图 1—12 美国陆上平均井深与每米钻井成本对应关系图

挠性连续管钻井技术是 20 世纪 90 年代以来开始应用的，1991 年钻了 3 口井，1992 年钻了 11 口井，1993 年约 25 口，而到了 1995 年约有 50 口。挠性连续管钻井，由于其对井场无严格要求，移动性好，起下钻无需接单根，能通过管进行开窗侧钻等优点，近年来发展很快。1995~1996 年挠性连续管钻井技术与负压钻井技术的结合逐渐成熟起来。目前，以挠性连续管柱为手段的负压钻井在技术上和经济上都获得了巨大的成功。这两项技术的结合，大大地提高了水平井的钻速，降低了成本，同时也大大降低了钻井对产层造成的损害。在加拿大，一些石油公司曾报道：与常规钻井方法相比，运用欠平衡钻井技术甚至可使水平井产量提高 10 倍。欠平衡钻井技术的关键是产生和保持欠平衡状态（有自然和人工诱导两种基本方法）、井控技术、产出流体的地面处理和电磁随钻测量技术等。欠平衡钻井技术的应用前景很好，根据 Maurer Engineering 公司的调查结果，1994、1995 年运用该技术所钻井数分别占全美钻井数的 7.2% 和 10.0%。图 1—13 为该公司的调查与预测结果。

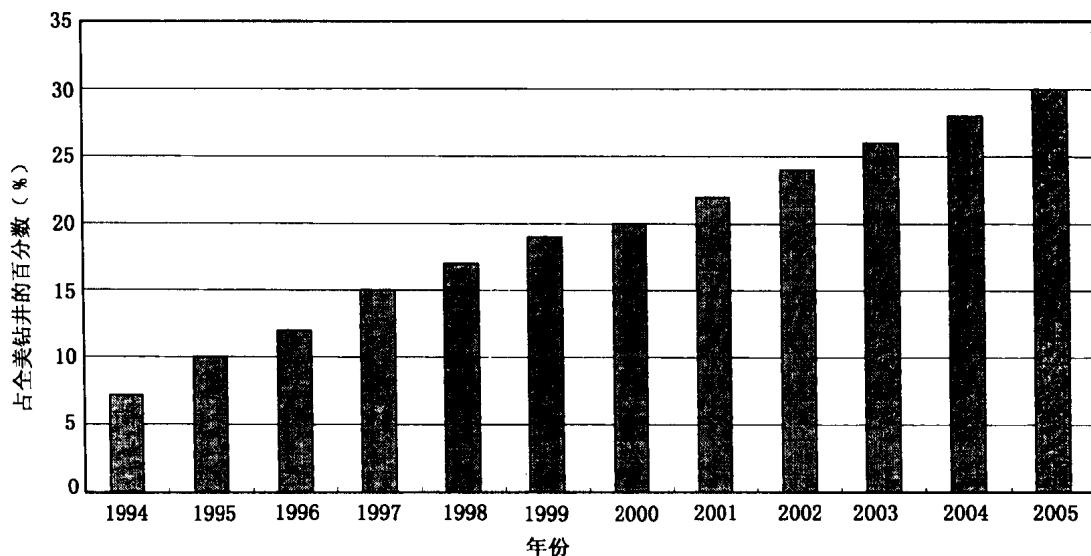


图 1—13 欠平衡钻井调查与预测结果

四、大位移井技术

大位移井 (ERD) 通常定义为水平位移与垂直深度之比 (HD/TVD) 大于 2.0 的井。大位移井中, 当井斜角等于或大于 86° 时称之为大位移水平井。特大位移井是指 HD/TVD 大于 3.0 的井。如果大位移井因地质或工程原因在设计轨迹中改变方位则称为三维大位移井。大位移井技术作为水平井技术的一个发展方向, 出现于 20 世纪 20 年代的美国, 在进入 20 世纪 90 年代后成为钻井技术发展的重要方面。目前, 在北海、英国南部海岸的 Wytch Farm 油田以及美国加利福尼亚州南部近海的 Pt. Pedmales 油田大位移井钻井活动非常活跃, 而且也取得了很大的成功。例如, 在挪威北海 Statfjord 油田北部用大位移井技术取代原方案, 估计可使开发成本至少节约 1.2 亿美元。在加利福尼亚州南部近海的 Pt. Pedmales 油田, 1989 年 Unocal 公司提出运用大位移井技术开发该油田的方案, 5 年间共钻大位移井 9 口, 与原开发方案相比, 开发成本节约近 1 亿美元。在英国 Wytch Farm 油田, 运用大位移井技术 (已钻 14 口) 代替原开发方案, 开发成本可望节约 1.5 亿美元, 而且可以提前 3 年生产。

1989~1990 年挪威钻成的 Statfjord C—10 井水平位移 5000m, 1991 年在该油田 C—3 井钻出的水平位移为 6100m, 1992~1993 年间钻成的 C—2 创下了当时的世界纪录, 水平位移 7000m, 1994 年的 C—26 井则进一步将纪录提高到 7853m (测深 9327m, 垂深 2770m), 见图 1—14。

到了 1995 年的 9 月, BP 勘探公司在 Wytch Farm 油田钻了第 7 口大位移井 LM—05SP 井, 水平位移达到 8035m (测深 8700m), 又创新纪录。1997 年 6 月在中国南海东部钻成的西江 24—3—A14 井水平位移是 8060.7m。在此期间, 大位移井技术逐渐成熟。BP 公司于 1993 年开始在陆上向港湾内钻大位移定向井, 在完成的 11 口定向井中, 其产量由原来的 $1112\text{m}^3/\text{d}$ 提高到 $1908\text{m}^3/\text{d}$ 以上, 相当于原来所钻 28 口井产量的 2 倍。1998 年 BP 公司在英国 Wytch Farm 油田钻了一口大位移井 M11 井, 其水平位移首次超过了 10000m, 达到 10114m (总井深 10658m, 垂深 1605m)。1999 年 7 月, 该公司在同一油田完钻大位移井 M16SPZ 井, 水平位移达到了 10728.4m (总井深 11278m, 垂深 1637m), 又创下了新的世界纪录。目前, 国外大位移井的技术发展状况见图 1—15 所示。

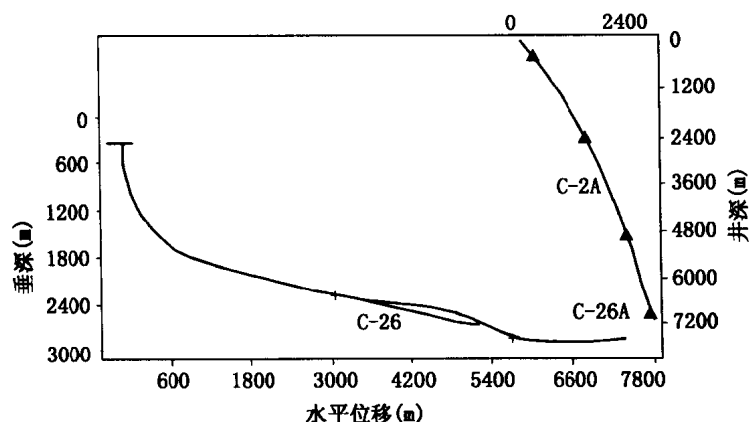


图 1—14 挪威北海 C26/C26A 大位移井的井身剖面图

随着基础学科的发展和科学技术的进步以及新设备的不断出现, 大位移井的各项参数指

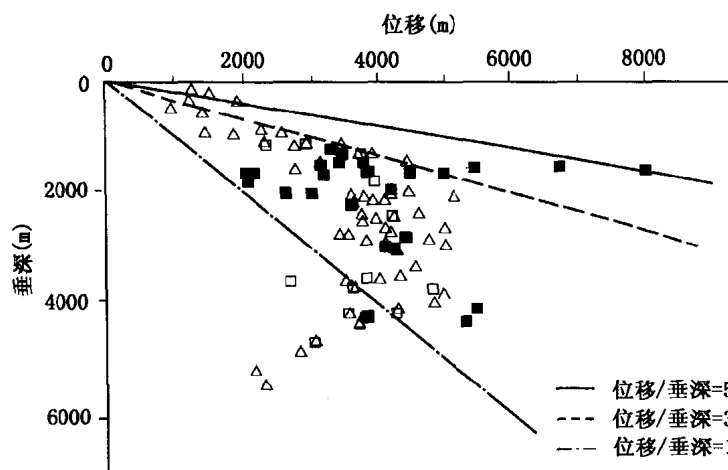


图 1—15 世界大位移井发展趋势图

标（位移、斜深等）的世界纪录不断被打破，表 1—2 即为纪录的变化情况。

表 1—3 是国外典型大位移井的钻井情况和有关数据。

表 1—2 大位移井世界纪录变化情况表

作 业 者	井 号	地 点	总垂深 (m)	位 移 (m)	测 深 (m)
BP 阿莫科公司	M—16SPZ 123d	英国 Wytch Farm 油田	1636.8	10728.0	11277.9
道达尔公司	CN—1 128d	阿根廷 Ara 油田	1656.3	10585.1	11184.0
BP 公司	M—11Y	英国 Wytch Farm 油田	1605.1	10113.6	10657.9
BP 公司	M—14	英国 Wytch Farm 油田	1794.7	8937.3	9556.7
Norsk Hydro 公司	30/6—C—26A	挪威北海 Oseberg 油田	2770.0	7852.9	9326.9
菲利普斯公司	24—3A—14	中国西江油田	2984.9	8062.0	9235.7
BP 公司	MFF—19C	北海 enmark 油田	2156.2	7644.7	9031.5

表 1—3 国外典型大位移井的有关参数和钻井液类型表

作 业 者	位 置	井 号	造斜点 深度 (m)	造斜率 (°/30m)	最大 井斜 (°)	最后 井斜 (°)	垂直 深度 (m)	水平 位移 (m)	测量 深度 (m)	位移/ 垂深 (m)	测量 深度/ 垂深 (m)	驱动 方式	钻井液 类型
加州联合油公司	美国加州	C—30	85	12~16	95	88	294	1485	1734	5.1	5.09	动力水 龙头	水基
加州联合油公司	美国加州	A—21	290	4~6	86	68	1534	4472	5094	2.9	3.3	顶驱	水基
挪威国家石油 公司	挪威北海	C—2	396	0.5~1.5	83	70	2788	7290	8761	2.6	3.1	顶驱	酯基
挪威国家石油 公司	挪威北海	C—26					2770	7850	9300	2.83	3.36		