

中国石油勘探与生产 工程技术座谈会报告集

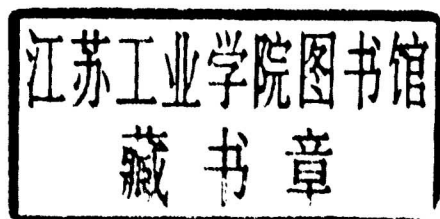
2003

钻 井

石油工业出版社

中国石油勘探与生产 工程技术座谈会报告集 (2003)

钻 井



石油工业出版社

图书在版编目(CIP)数据

中国石油勘探与生产工程技术座谈会报告集(2003):钻井/
中国石油天然气集团公司,中国石油天然气股份有限公司编.
北京:石油工业出版社,2004.5
ISBN 7-5021-4548-6

I. 中…

II. ①中… ②中…

III. ①石油工程-学术会议-文集

②油气钻井-学术会议-文集

IV. TE-53

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2003)第 126800 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

总 机:(010)64262233 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印刷

2004 年 5 月第 1 版 2004 年 5 月第 1 次印刷

787 毫米×1092 毫米 开本:1/16 印张:16

字数:400 千字 印数:1—1500 册

定价:60.00 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

序

中国石油天然气集团有限公司在 2003 年工作会上,提出了建设具有国际竞争力的跨国企业集团的奋斗目标,明确了集团公司及股份公司“十五”后三年的主要工作任务。近年来,我们坚持“油气并举”,发展主营业务,加大先进适用勘探开发工程技术的应用力度,不断有新的突破,油气勘探开发形势良好。专业化工程技术服务队伍持续重组,提高了服务质量,增强了市场竞争力。针对各种复杂的勘探对象和各种复杂油气藏,依托重点项目,组织了一系列勘探与生产工程技术攻关,初步形成了油气勘探开发配套工程技术,在开辟油气勘探领域、保障地质目标实现、提高勘探开发效益等方面,发挥了十分重要的作用。与油气勘探开发地质和油气藏开采技术进步同步发展的是,工程技术进步正在日益为实现集团公司建设具有国际竞争力的跨国企业集团做出新的贡献。

虽然工程技术进步对油气勘探开发做出了重大贡献,但还应该清醒地看到,随着勘探程度的逐步提高和重点勘探区域向西转移以及油气藏类型日趋复杂,工程技术面临着许多挑战,要克服技术瓶颈,满足油气勘探开发在新形势下的需要,任务还相当艰巨。我们还需要解放思想,提高认识,团结协作,共同推动油气勘探开发配套的工程技术进步。

2003 年 7 月 8 日到 11 日,中国石油勘探与生产工程技术座谈会在北京召开。这次会议是中国石油天然气集团公司重组以来,召开的级别最高、规模最大、涉及工程技术专业最全的一次工程技术研讨盛会。

在这次会议上,各单位以文字、图片、实物展览等多种形式,充分展示了近年来在勘探开发工程技术方面所取得的丰硕成果。这些成果,涉及各个专业领域,内容丰富,各具特色,有些在国内领先,有些具有国际先进水平。各单位交流的成功经验和做法,实用性和针对性强,特别是油公司与技术服务公司携手合作,共同推进工程技术进步方面的一些典型经验,很有参考和借鉴意义。

为了更好地推广应用这次会议总结出来的成熟主导技术,推动工程技术进步,会议组织者对这次工程技术会议上介绍的研究成果、生产技术和管理经验等方面的报告精选精编,汇集出版这套《中国石油勘探与生产工程技术座谈会报告集》(2003),按专业分为物探、钻井、测井、采油(气)和地面工程五个分册,以便于各级管理人员、工程技术人员和现场操作人员在总结和交流勘探开发工程技术攻关成果和经验的基础上,分析和了解勘探开发工程技术的应用现状、存在问题和未来几年勘探开发对工程技术的需求;了解各专业技术服务公司工程技术能力与水平和发展方向;了解和分析国际、国内勘探开发工程技术与发展趋势,进而根据需求分析与预测,研讨下一步勘探与生产工程技术发展方向以及分工与合作。希望本报告集的出版,能进一步促进中国石油勘探开发与工程技术领域之间的相互了解和协作,共同推进新技术的应用。

A handwritten signature in black ink, appearing to read '吴震' (Wu Zhen), written in a cursive style.

2004 年 1 月

目 录

强化科技攻关 加强钻井新技术应用 努力提高勘探开发整体效益	郑新权 汪海阁 毛蕴才 (1)
国外石油工程技术发展现状与趋势	王同良 张运东 薛红兵 (27)
不断攻克深井钻井技术难题 实现塔里木油田油气资源战略接替	仲文旭 梁红军 尹 达 刘 鹏 (44)
多分支井钻井与完井技术的应用	刘乃震 (56)
高压水射流径向水平井技术在锦检 1 井中应用	李永和 (62)
不断推进钻井技术进步 促进川渝油气持续快速增长	陈 刚 (68)
伊朗空气、空气泡沫钻井技术工艺	陈 光 (82)
长庆欠平衡钻井技术新进展	刘硕琼 雷 桐 张汉林 (94)
大庆油田钻井完井技术	周英操 杨智光 弓玉杰 肖志兴 翟洪军 王洪潮 耿晓光 和传键 (102)
窟窿山逆掩推覆带钻井技术及难点	孙梦慈 刘新云 于文华 陈志学 王宝成 朱敬祖 (134)
精细勘探中钻井技术的实践与认识	李东平 杨 勇 肖景华 (152)
大位移井钻井新技术及新进展	路继臣 冯林先 齐月魁 张文华 (162)
不断完善侧钻井技术 提高老油田采收率	曹传文 (178)
复杂井固井新技术与发展	高永会 (189)
钻具失效分析预测预防技术进展	王新虎 冯耀荣 杨 龙 (203)
新疆油田高压和低压易漏地层钻井新技术	刘占魁 陆海泉 (217)
国外钻井完井技术新进展	王同良 李万平 高月光 (231)

强化科技攻关 加强钻井新技术应用

努力提高勘探开发整体效益

——中油股份勘探开发钻井技术需求

郑新权 汪海阁 毛蕴才

(中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司)

一、引言

随着油气勘探开发程度的不断提高,油气勘探对象日益复杂,老油田大多数已经进入高含水和高采出程度的开采后期,新投入开发的储量品位逐年变差,控制投资和降低成本的压力越来越大。钻井作为勘探开发过程中的重要环节,其费用占勘探开发投资的 50% 以上,近年来中国石油天然气股份有限公司(以下简称中国石油)年钻井井数在 7000 ~ 8000 口之间,年进尺在 $(1100 \sim 1300) \times 10^4 \text{m}$ 之间(见图 1)。钻井速度的高低、钻井质量的优劣在很大程度上影响着勘探开发的进程和整体效益。

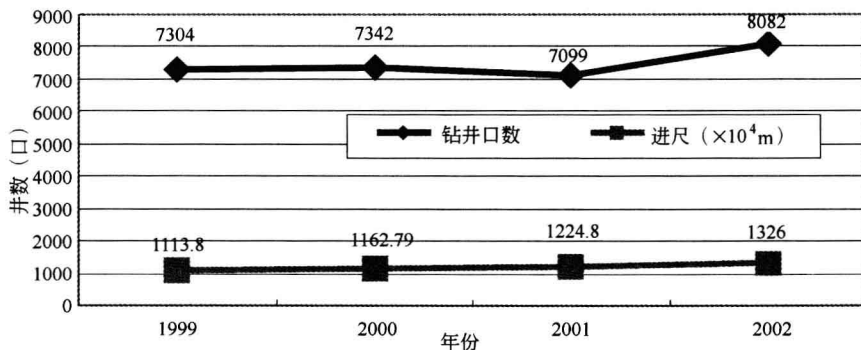


图 1 中国石油近年来钻井数与进尺图

近年来通过油公司、服务公司的共同努力,加强了钻井基础研究工作,开展了以三压力预测为基础的钻井优化设计,加强了钻井新技术应用,钻井技术在很多方面都取得了长足进步,具体体现在:定向井已发展成为常规钻井技术之一,占总井数的比例已经接近 40%;西部复杂深井钻井速度得到明显提高,钻井周期逐年缩短;水平井、欠平衡钻井得到进一步推广应用;开展了分支井钻井、空气钻井、大位移井钻井等新技术尝试和应用,钻井技术的进步在提高中国石油勘探开发整体效益上发挥了重要作用。

二、股份公司成立三年来钻井技术取得的进步

1. 钻井技术整体上得到稳步提高

随着甲乙方管理体制的逐步理顺、服务公司装备和管理水平的提高,钻井速度稳步提高,由1990年的7.63m/h上升到2000年的10.4m/h和2002年的11.32m/h。近两年,深井钻井速度提高尤其突出,其中4000~6000m深井段机械钻速提高最多,2002年是1999年机械钻速的一倍多。由于加强了管理,钻井效率逐步提高,生产时效由1998年的89%上升到2002年的91.76%;复杂时效和事故时效逐年下降,其中事故时效由1998年的2.41%下降到2002年的1.77%,复杂时效由1998年的3.44%下降到2002年的2.72%,反映出整体钻井技术水平的进步。由于钻井速度的稳步提高,平均队年进尺2001年首次突破了 3×10^4 m,2002年队年进尺与1998年相比高出了24%。

由于地表条件的约束和开发方式的要求,定向井、丛式井已成为常规技术在生产中得到广泛应用,定向井占总井数的比例越来越大,2001年达到创记录的39.5%(见图2)。

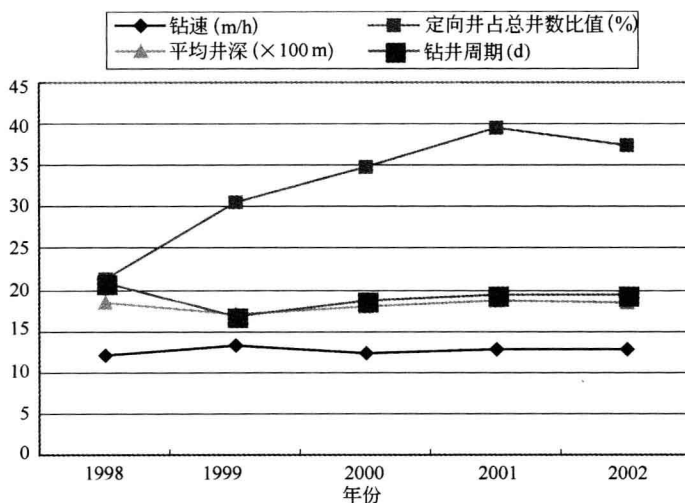


图2 中国石油近年来定向井钻井指标

2. 西部复杂深井钻井速度明显提高

2002年中国石油完成深井90口,平均井深5266m。近年来中国石油深井钻井技术稳步提高,表现为深井单井钻头用量不断下降,单只钻头的平均进尺稳步增加,2001年深井钻头单井用量已下降到25.5只;钻井时效逐步提高,深井钻井周期逐年下降,到2002年深井钻井周期已缩短到140d(见图3和图4),同时创造了一批新的深井纪录(见表1),完成了东秋8井、西5井、迪那201井等一批高难度的复杂深井,促进了克拉2、迪那2、柯深101等高压油气藏的勘探开发。

表1 近年来创造的深井钻井纪录

井号	井深(m)	钻井周期(d)
解放137	4580	16.35
轮南26-5	5010	21.85
牙哈23-1-5	5053	41.6
哈得8	5600	47.63
东河4-4-6	6180	82.17

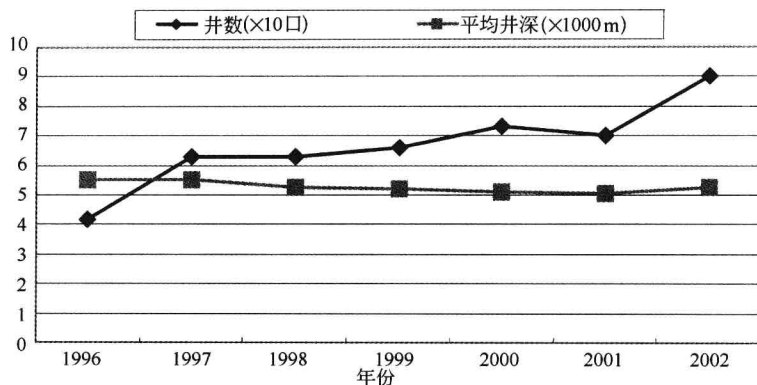


图3 1996~2002年中国石油深井钻井数图

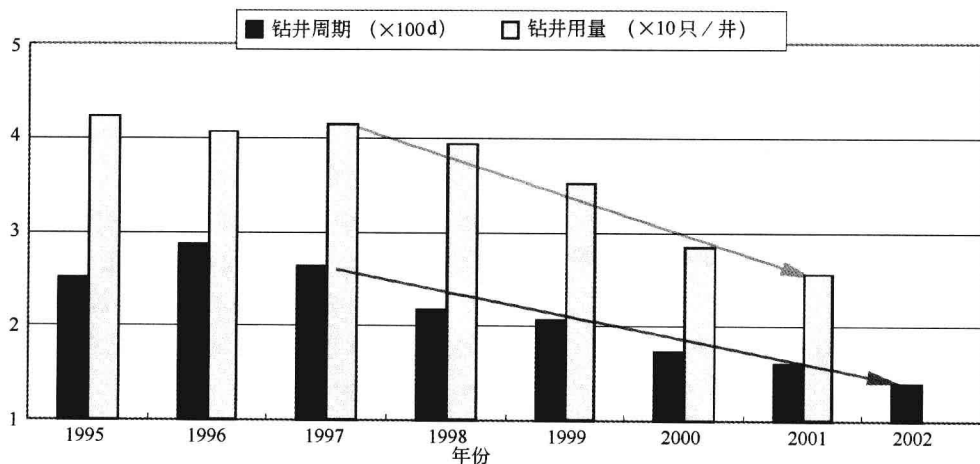


图4 1995~2002年中国石油深井钻井周期和钻头用量图

尽管塔里木山前如却勒、迪那地区钻井难度还很大,但沙漠腹部、轮南等地区 6000m 开发井实现了一个队一年可以钻两口,5000m 开发井一年可以钻 4 口井。目前在轮南、塔中、哈德逊、牙哈等区块完成 1 口 5000m 左右的直井,钻井周期一般在 60d 以内,其中,轮南 26-5 井,完钻井深 5010m,钻井周期仅为 21.85d。

针对玉门青西地区钻井速度比较慢的问题,在加强岩石可钻性、压力预测等研究的基础上,技术上通过井身结构优化、钻头优选、防斜措施的实施,管理上通过建立激励机制,钻井速度也逐年提高(见图 5),2002 年有两口深井实现了 4 个月完钻的突破。

3. 水平井应用效果显著,已成为有效的开发手段

截至 2002 年,中国石油共完成水平井 248 口,其中 2000~2002 年完成水平井 104 口(见图 6),占中国石油历年所钻水平井总数的 41.9%,2002 年更是中国石油水平井应用飞跃发展的一年,全年完成水平井 50 口(见图 7)。

近年来一方面是加强了油藏描述,另一方面是随钻地质导向技术的应用提高了对油藏地质不确定性的认识,提高了水平井的地质成功率,推进了水平井的应用。2002 年水平井应用地质效果明显,水平井产量均达到直井产量的 3 倍以上,进一步增强了各油田应用水平井的信心。特别是塔里木油田分公司应用水平井整体开发薄油藏取得了显著的经济效益,代表着中

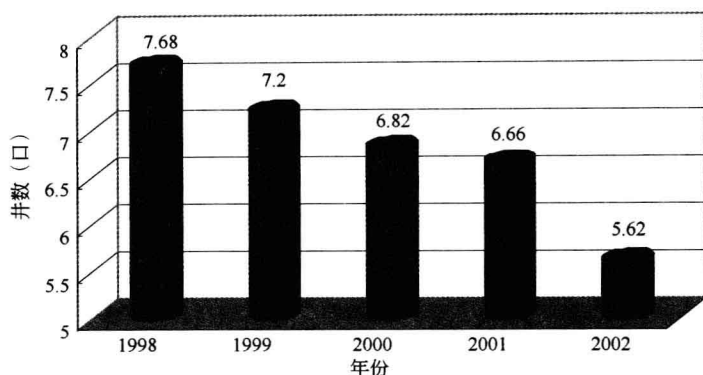


图 5 玉门青西近年来钻井周期对比图

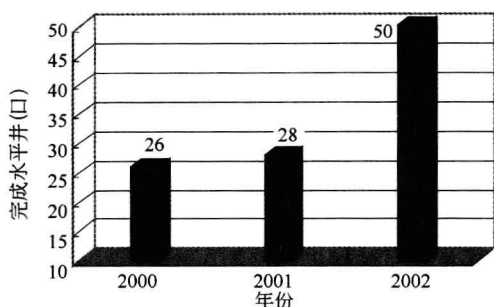


图 6 中国石油近年来水平井应用对比

国石油的最高水平,为各油田公司应用水平井树立了样板,冀东、大庆、四川油田水平井的成功应用对渤海湾、松辽盆地、四川盆地扩大水平井应用将产生推动作用。

1) 水平井在塔里木油田的应用

塔里木自塔中 4 油田采用水平井开发以来,到目前已完成各类水平井 129 口(见图 8),其中双台阶水平井 26 口;完钻水平井平均井深 5050m,其中位移超过 1000m 的水平井有 3 口,钻遇油层最薄的

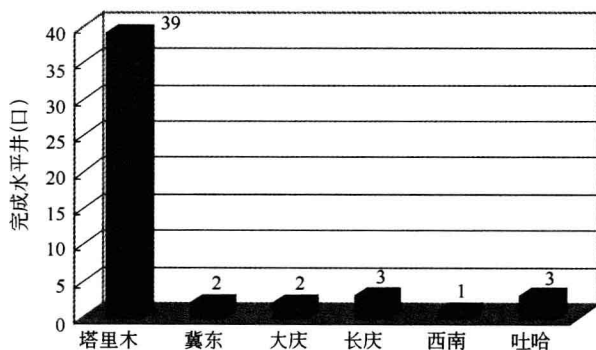


图 7 中国石油各油田 2002 年水平井应用图

水平井 TZ111 井油层厚度只有 0.5~0.9m。截止到 2002 年底,塔里木水平井产量平均是直井的 3~4 倍,水平井占开发井总井数的 25%,而水平井产量已经占油田总产量的 45%,水平井成本已下降为直井的 1.5 倍(见图 9),水平井开发效益十分明显。

塔里木水平井技术突出体现在薄砂层油藏的开发上,哈得 4 油田石炭系薄砂层油藏属于超深(大于 5000m)、低幅度(22m)、薄油层(0.6~2.0m)油藏。油藏 2 号砂层厚度一般为 0.6~1.2m,3 号砂层厚度 1.5~1.7m 之间,2、3 号砂层之间为泥岩夹层,厚度为 3.4m 左右,最初完成的哈得 2 井(直井)投产初期日产原油仅为 23t。为提高薄砂层油藏的开发效益,在 HD1-1 井实施了双台阶水平井钻井(见图 10),获得日产 180t 的高产油气流,是直井产量的 8 倍。

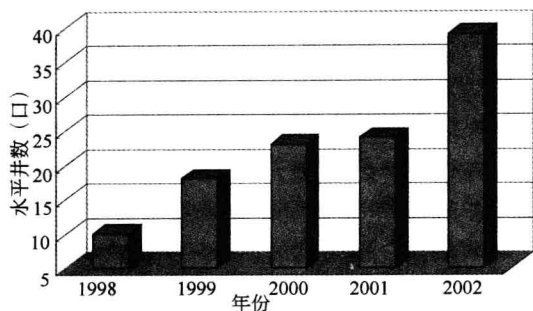


图8 塔里木近年来水平井应用图

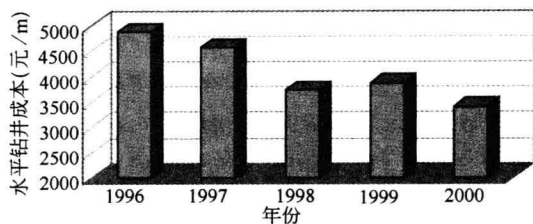


图9 塔里木近年来水平井钻井成本图

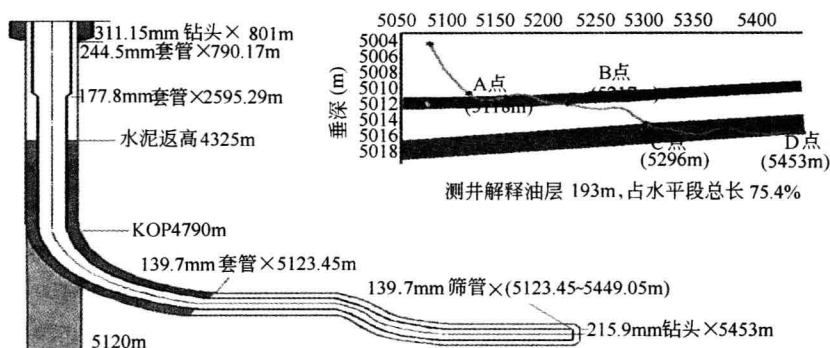


图10 HD1-1水平井井身结构图

HD1-1井获得高产为哈得4油田高效开发指明了方向,目前哈得4油田已成功钻成了22口超薄油层阶梯水平井。哈得4油田通过整体水平井开发方案的实施,开发井数比直井开发井网井数减少近2/3,减少井数60~79口,仅此项就节约投资 1.8×10^8 元人民币。

为解决薄层内水平井眼控制问题,塔里木油田加强了地质导向系统(见图11)的应用,根据地地质导向系统随钻伽马、随钻电阻率测井资料,结合加密岩屑录井进行综合预测,确定钻头在地层中的位置,通过单弯马达和MWD及时调整井眼轨迹,提高薄油层水平井眼钻遇率。通过地质导向技术的综合应用,目前哈得4油田水平井油藏钻遇率已接近90%。

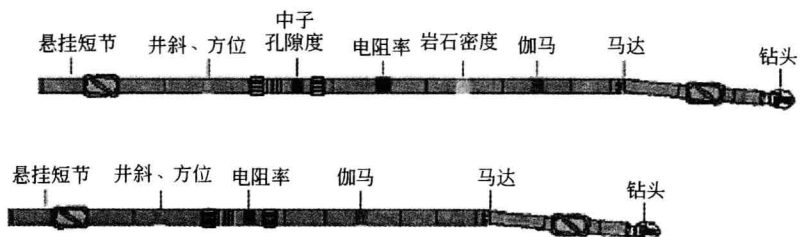


图11 地质导向系统组成图

地质导向系统由电阻率、伽马、岩石密度、中子孔隙度等传感器组成。能够在钻进作业进行的同时,实时测取地质参数,准确划分地层界面,有利于准确钻达和在目的层中钻进。地质导向系统准确度在 $\pm (0.10 \sim 0.50)m$ 。

2) 水平井在冀东油田底水油藏中的应用

冀东柳赞油田位于渤海湾盆地黄骅坳陷北部的南堡凹陷的东北部。柳 102 区块位于柳赞油田高柳断层下降盘的柳南地区,钻遇地层自上而下为第四系平原组、上第三系明化镇组、馆陶组及下第三系东营组地层。该区主要目的层是明化镇组和馆陶组(见图 12、图 13)。

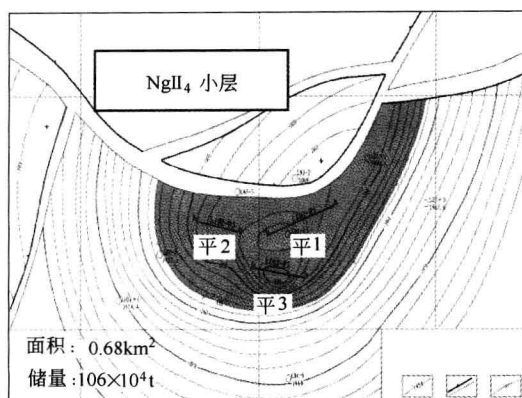


图 12 冀东柳赞油田明化镇组油藏图

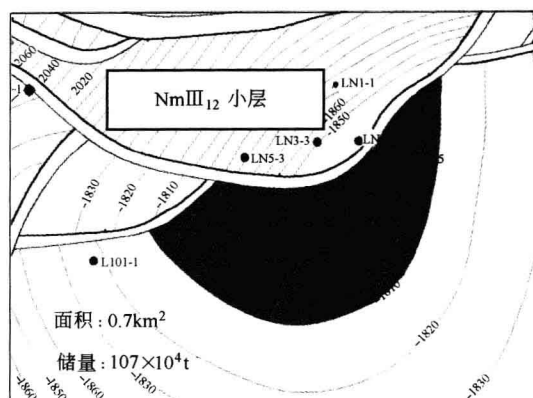


图 13 冀东柳赞油田馆陶组油藏图

柳 102 区块自 1990 年 5 月钻探的柳 21X1 井发现上第三系油藏,到 2002 年 6 月,柳 102 区块上第三系馆陶组 II 4 层累计产油 $3.85 \times 10^4 \text{t}$,累计产水 645698m^3 ,综合含水达 73.4%。如何更有效地开发该底水油藏,控制含水上升,提高采收率,成为亟待解决的问题。

从 2002 年到目前为止共进行了 5 口水平井的试验应用,取得了很好的地质效果。通过采用随钻地质导向技术,油层钻遇率达 100%。5 口井投产初期原油日产量分别为 L102 - P1 井 132.2t/d、L102 - P2 井 102.4t/d、L102 - P3 井 107.5t/d、L102 - P4 井 117.3t/d、L102 - P5 井 99.8t/d,平均产量达到 111.8t/d,是该地区直井初期产量的 3~4 倍,并有效地控制了含水率。5 口水平井投资平均是直井的 1.7 倍,水平段平均长 233m。

3) 水平井在四川含硫气藏中的应用

四川磨溪气田由于井下积液,油管、套管腐蚀严重,影响了气田的开发效益。磨 75 - H 水平井是磨 75 - 1 井的侧钻水平井,完钻斜深 3278m,水平段长 516m,在雷一¹ 储层(产层厚 3m)内横穿 398m,酸化后测试初期日产气 $17.9 \times 10^4 \text{m}^3$,是直井产量的近 7 倍。而原磨 75 - 1 井试油获得日产天然气 $3.16 \times 10^4 \text{m}^3$,1991 年 2 月投产至侧钻前,日产天然气仅为 $2.7 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

磨 75 - H 水平井在技术上创造了川渝地区水平段长度和固井长度纪录,探索了含硫气田高效开发模式,提高了气藏开采速度,降低了由于井底酸性积液对油、套管腐蚀所带来的损失,对实现含硫气田高效开发具有十分明显的意义。

4) 水平井在大庆油田薄油层中的应用

大庆肇 55 - 平 46 水平井位于松辽盆地北部中央坳陷区三肇凹陷南部,目的层为葡萄花油层,根据该区直井电测资料统计,单井平均含油砂岩厚度 4.8m,平均有效厚度 2.7m,平均有效孔隙度 19.58%,空气渗透率 $75 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

肇 55 - 平 46 水平井设计剖面为中半径水平井,完钻井深 2188.67m,水平段长度 629.3m,水平位移 838.16m,全井最大井斜角 92.34° ,在 0.4~0.6m 薄油层内钻成水平段 629.3m,通过随钻测井技术应用,全井砂岩钻遇率 60.81%。

该井投产初期日产原油 80m^3 ,目前日产量稳定在 $10 \sim 20 \text{m}^3$,是同区直井产量的 4~5 倍,该井的成功实践对松辽地区薄层开发提高水平井应用将具有积极的推动作用。

4. 全过程欠平衡钻井技术的应用开拓了勘探领域,提高了勘探开发效果

继通过欠平衡钻井发现了大港千米桥油田以来,欠平衡钻井在各油田得到了进一步推广,完善了包括泡沫、天然气、雾化、充气、泥浆不同循环介质欠平衡方式,进行了全过程不压井作业,完善了欠平衡钻、完井配套技术。以全过程欠平衡钻井技术为主导的井筒技术的配套应用,拓宽了勘探领域,提高了对水敏性、复杂岩性、裂缝性、低压储层的认识,在四川须家河碎屑岩储层、大庆深层火山岩及砾岩等储层油气发现中发挥了重要作用。

截至目前,中国石油累计实施欠平衡钻井 120 口。其中 2002 年各油田公司实施欠平衡钻井 20 口,地质有效率 46.15%,各油田应用情况见图 14。到目前为止,除冀东油田外,中国石油各油田公司均实施了欠平衡钻井,其中以新疆、大港和四川实施欠平衡钻井数量最多。

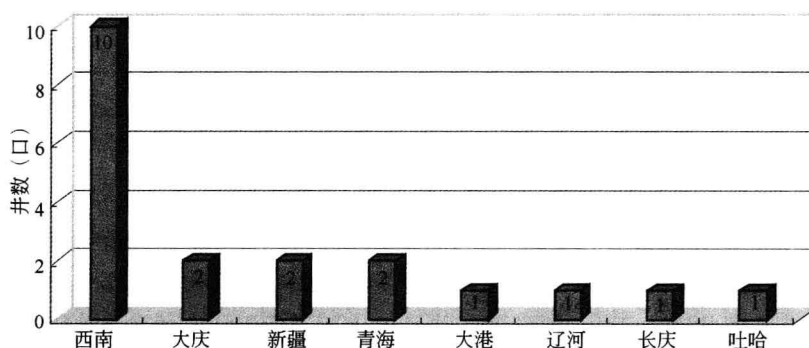


图 14 2002 年中国石油各油田欠平衡实施情况

1) 西南油气田分公司欠平衡钻井技术应用

邛西 3 井是川西邛西潜伏构造上的一口预探井,目的层为须家河须二段。邛西构造位于四川盆地川西地区,1992 年至 1995 年先后在该构造上钻探了邛西 1 井、邛西 2 井,邛西 1 井获天然气 $700\text{m}^3/\text{d}$ 、邛西 2 井获天然气 $5200\text{m}^3/\text{d}$ 。根据室内岩石物性评价分析,川西碎屑岩储层中伊蒙混层、伊利石和部分泥晶泥石主要以薄膜附着在孔隙壁上或颗粒表面,遇水将膨胀或分散、运移,在孔隙中形成网络状分布,形成粘土桥,从而堵塞喉道,使得渗透率降低,实验室分析表明储层水敏性伤害十分严重。

为解决水敏性储层的伤害问题,及时发现和保护油气层,西南油气田分公司与四川石油管理局联合,在装备、技术攻关的基础上实施了邛西 3 井欠平衡作业,该井井身结构及泥浆密度选择见图 15。该井通过不压井起下钻具、带压取心、带压测井和不压井下油管完井作业等欠平衡钻井配套技术的实施,及时发现了 3 个含气层段:(1)3487.00 ~ 3488.80m;(2)3494.00 ~ 3496.71m;(3)3526.00 ~ 3528.00m。裸眼完井后测试获得日产气量 $43.13 \times 10^4\text{m}^3$ 的高产气流,无阻流量 $77 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$,井口油压为 20.63MPa,井口套压为 26.07MPa,取得了川西地区邛西构造油气勘探的重大突破,拓展了勘探领域。

继邛西 3 井全过程不压井欠平衡钻井作业之后,西南油气田公司又相继在川中潼南 1 井、川南井浅 2 井和邛西 4 井等井上进行了全过程欠平衡作业,发现了潼南香溪群油气藏、南井构造须家河气藏。潼南 1 井完井测试日产气 53000m^3 、油 3.2t;井浅 2 井完井测试须五、须二段日产气 109800m^3 ;邛西 4 井采用 $\phi 35\text{mm}$ 孔板完井测试,获天然气产量 $84.47 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$,稳定油压 15.31MPa,套压 30.1MPa,邛西 4 井的高产为邛西构造的进一步勘探打下了坚实基础。川西天然气不含硫,距离市场近,邛西 3 井完井后 4 个月即并入管线投产,目前稳定产量 20×10^4

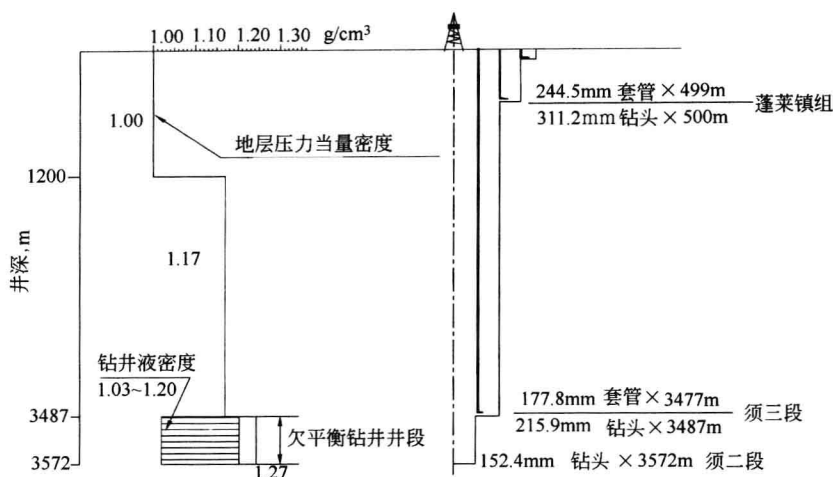


图 15 邳西 3 井井身结构及实际钻井液密度示意图

m^3/d ,邳西 4 井完井后 18d 即并入管线投产,目前以 $28 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的产量稳定生产。

通过 4 口井的实践,全过程欠平衡钻井技术得到了不断发展和完善。在测井资料录取上,基于邳西 3 井带压测井时由于井口回压低、井底气体膨胀影响了声波资料的质量,潼南 1 井测井时控制井口套压为 $3.5 \sim 5.0 \text{ MPa}$,保证了常规测井资料的质量。在取心作业上,通过改进取心筒,提高了取心收获率,进行了带压井壁取心,进一步完善了取心配套技术。邳西 4 井实施了欠平衡取心 40.8m,取心收获率 100%,弥补了邳西 3 井物性资料欠缺的遗憾。潼南 1 井、邳西 4 井还进行了井壁取心,弥补了取心资料,为储量的升级及后期评价工作提供了资料基础。在录井上,通过电磁流量计加强了产气量的适时分析和分离器前后色谱分析,提高了对新钻遇油气层及流体性质的识别,应用了超声波泥浆槽液面探测,及时指导井控作业。在装备配套上,研究开发了旋转防喷器、不压井作业装置等设备,提高了欠平衡钻井作业效率和安全性。西南油气田分公司目前已将全过程欠平衡钻井作为该类地层勘探开发的主导技术。

2) 大庆油田欠平衡钻井技术应用

针对大庆深层砂砾岩、火山岩复杂岩性储层的勘探,大庆油田坚持应用欠平衡钻井技术及及时识别、评价这类复杂岩性储层,通过卫深 5 井和肇深 11 井等 4 口井的成功应用,及时发现了深层气层,取得了良好地质效果。

卫深 5 井采用水包油钻井液作为循环介质进行欠平衡钻井,进入登娄库组砂砾岩地层后中途钻杆测试,4.5mm 油嘴求产获得 $57347 \text{ m}^3/\text{d}$ 的工业气流,发现了砂砾岩储层;肇深 11 井也在登娄库组获 $6660 \text{ m}^3/\text{d}$ 的低产气流,通过欠平衡钻井的及时发现,提高了对复杂岩性储层的识别。继卫深 5 井、肇深 11 井欠平衡钻井的成功应用,2002 年在徐深 1 井实施近平衡钻井(由于设备原因未实施欠平衡钻井),中途测试发现了火山岩复杂储层。

目前大庆油田已将欠平衡钻井作为深层砂砾岩、火山岩复杂岩性储层勘探的必要手段。

3) 新疆油田欠平衡钻井技术应用

欠平衡钻井曾经在新疆小拐油田砾岩储层勘探开发中发挥了重要作用,取得了良好的地质效果,也促进了新疆油田欠平衡钻井技术的发展。2002 年在石南油田 SN4003 井通过实施充氮气泥浆欠平衡钻井,获得了三工河组($J_1 s_1$)气藏的原始产能,中途测试获 $120000 \text{ m}^3/\text{d}$ 高产天

然气,对比同一构造上邻井基 003、基 005 同一储层采用常规钻井测试产量仅达到 7000m³/d、3000m³/d,进一步证实了欠平衡钻井在储层发现和保护上的作用。

风 501 井采用欠平衡钻井技术,钻井过程中见到良好显示,点火火焰高 8m 左右,完钻后压裂在风城组获日产油 42.7m³、日产天然气 2808m³,而邻井风 5 井同层压裂初产仅 6.7m³/d。

欠平衡钻井除在及时发现和保护储层上的重要作用外,在提高机械钻速方面也有广泛的用途。长庆陕 242 井、苏 35-18 井通过天然气欠平衡钻井,机械钻速提高 9.28~9.65 倍。实践表明,欠平衡钻井能够最大限度地发现和保护油气层,解放钻速,减少钻井事故与复杂井况,代表钻井技术的一个发展方向。

5. 加强钻井设计,逐步形成以发现和保护油气层为核心的配套钻井技术

2002 年,中国石油下发了新的钻井设计规范,强调了将孔隙压力、破裂压力、坍塌压力三压力预测作为钻井设计的基本依据,以提高钻井设计的科学性。目前部分油田已将三压力预测列入钻井设计基础工作,充分利用声波测井(阵列声波、偶极子声波、长源距声波、声波时差)信息、地震层速度信息、岩心室内实验资料进行科学的孔隙压力、破裂压力和坍塌压力三压力预测(见图 16),在三压力预测的基础上,将钻井液密度确定与体系优化、井身结构优化、近(欠)平衡钻井、低回压固井有机地结合在一起,充分体现了工程服从于地质的目的,紧密围绕发现和保护油气层,降低侵入、缩短浸泡,做到了优化钻井,取得了良好的地质效果。

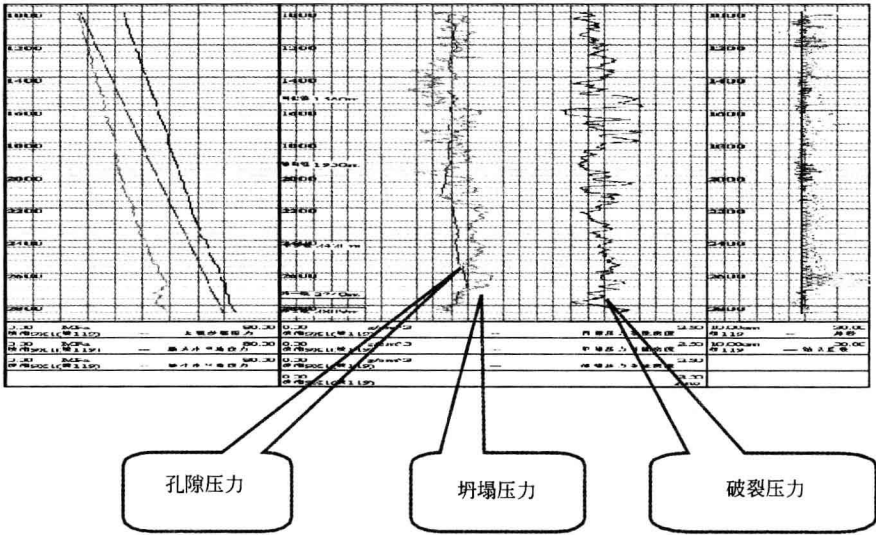


图 16 三压力预测图

1) 大港油田以发现和保护油气层为核心的钻井配套技术应用

大港油田近两年来通过井身结构优化、近平衡钻井、低回压固井的实施,在中浅层勘探中见到了良好的地质效果。歧南 9X1 井等一批探井通过三压力预测,改变了该地区传统井身结构,针对目的层确定了合理的钻井液密度,降低了液柱压力,实施了近平衡钻井,采用无固相甲酸盐钻井液钻开油气层,钻井过程中油气显示明显活跃,确保了油气发现。由于提高了钻井液的抑制性,钻井施工中未发生复杂和事故,井眼规则,固井作业采用低密度水泥浆,通过配套钻井技术的应用,从而有效地保护了油气层。

另一个典型的例子是港深 18X3 井,该井使用低固相钾盐聚合物钻井液体系,作业中严格

要求配置双离心机及除砂器、除泥器等固控设备,始终把钻井液密度控制在 $1.05 \sim 1.08 \text{g/cm}^3$ 范围内,通过优化泥浆体系、近平衡钻井的实施,及时发现了油气层(油花占槽面 60%),采用 NAVI 泵试油获日产油 121t。而相距 500m 的邻井港 5013 井采用密度为 1.17g/cm^3 的钻井液,对应层位则没有显示。

通过以发现和保护油气层为核心的配套技术的应用,中浅层测试地层表皮系数均为负值,探井 30t/d 以上高产井的比例明显提高,由前几年平均 15% 提高到了 2002 年的 35.7% (见图 17);措施改造工作量由前几年平均 30% 降低到了 2002 年的 7.1% (见图 18),节省了大量改造作业费用,取得了良好的地质效果和经济效益。

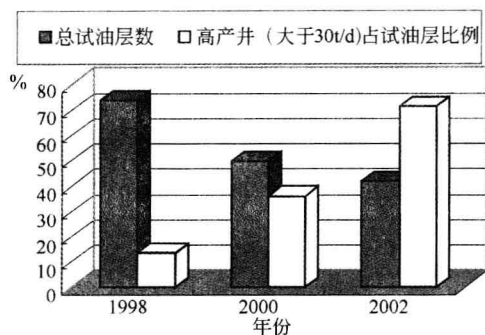


图 17 大港油田近年来高产井比例图

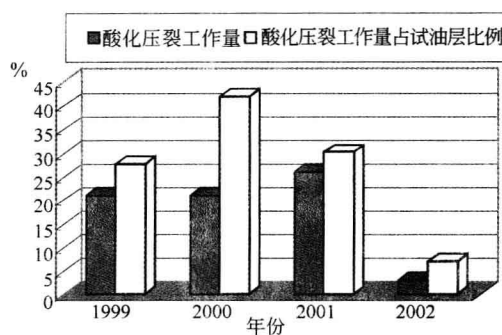


图 18 大港油田近年来酸压工作量变化图

2) 大庆油田以发现和保护油气层为核心的钻井配套技术应用

大庆油田徐深 1 井位于徐家围子断陷中部长发育的长条形鼻状隆起构造上,完钻井深 4548m。该井通过以发现和保护油气层为核心的配套技术应用,在近平衡钻井过程中在登娄库组、营城组火山岩见到良好显示,营城组综合解释气层和差气层 6 层累计厚度 400.4m。钻至井深 3636m 时气测全烃最大值 22.97%,基值为 4.54%,中途测试获 $68354 \text{m}^3/\text{d}$ 的工业气流,实现了松辽盆地深层天然气勘探的重大突破。

3) 玉门油田以发现和保护油气层为核心的钻井配套技术应用

玉门青西油田储层为泥云岩、砾岩等复杂岩性储层,储层裂缝发育,为了解决储层污染问题,玉门油田在优化泥浆体系的同时,坚持近平衡钻井,提高了油气发现和保护。尤其是 2002 年,通过采用裂缝封堵等油气层保护措施、优化钻井液体系,近平衡钻井的实施取得了明显的地质效果,投产的 3 口开发井均直接获得了日产超百方的高产,节约了改造费用,赢得了投产时间。

此外冀东油田也已经建立了油田各区块孔隙压力、破裂压力和坍塌压力三压力预测剖面,用于指导井身结构设计和钻井液密度选择,最大限度地减少了对地层的伤害。

6. 加强老井侧钻,提高了老油田采收率

近年来各油田均加强了老井侧钻工作,通过老井再利用,提高了对剩余油的开发,同时由于减少了新井钻井,降低了开发投入,取得了良好经济效益。2002 年中国石油共钻侧钻井 238 口(见图 19),主要集中在辽河油田。

辽河油田作为全国最大的稠油、高凝油生产基地,勘探开发进入中后期以后,增储、稳产的形势十分严峻,老油区油气水井状况逐渐变差,使相当数量油井不能正常生产,特别是稠油油田套管损坏十分严重,累计达 1000 多口井。另外,据统计辽河油田 1999 年低产、低效、停产井约 5000 口,2001 年达到 6719 口,每年平均以 500 口井的速度递增。如何提高老油田的储量动

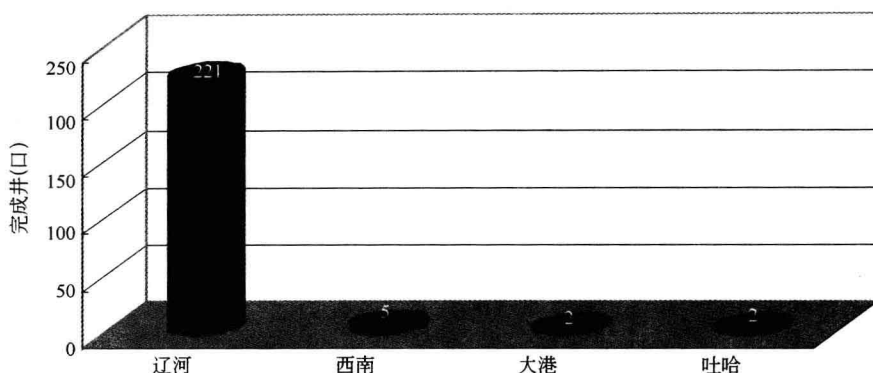


图 19 中国石油 2002 年侧钻井统计图

用程度、提高剩余油开发潜力？辽河油田在挖掘低产、低效、停产井、套损井的潜力上取得了较好的经济效益，2000～2002 年平均每年完成侧钻井 210 口，当年新增原油产量达到了 $20 \times 10^4 \text{t}$ 左右，见图 20。截止到 2001 年年底，累计增产原油 $620 \times 10^4 \text{t}$ ，直接创效 10.015×10^8 元，累计创效 24.94×10^8 元，侧钻井技术为辽河油田创造了巨大的经济效益。

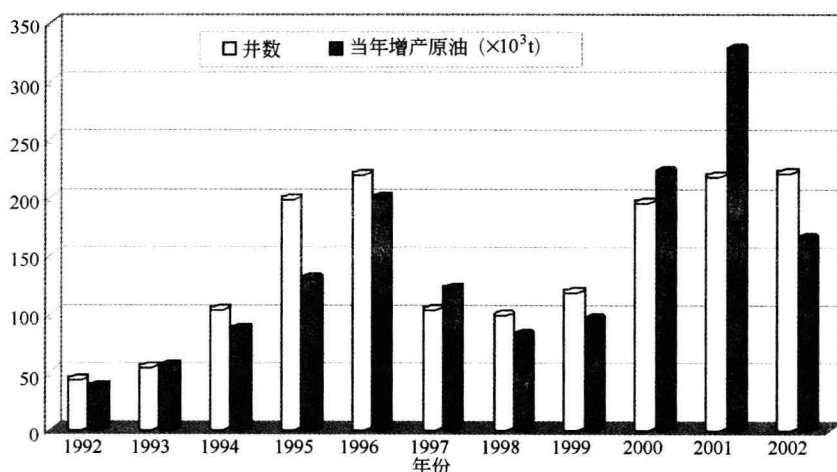


图 20 辽河油田历年侧钻井及当年增产情况图

侧钻井技术作为老油田挖潜增产的一项重要技术手段已经在辽河油田大面积推广应用，经过无方向侧钻、定向侧钻和整体调整老油田开发 3 个阶段的发展，已形成配套的工艺技术。为改善侧钻井开发效果，辽河油田还实施了侧钻水平井，也取得了明显效果。静 17 块通过 4 口侧钻水平井，除静 31-59CP 井未钻至设计目的层外，静 33-71CP、静 29-59CP、静 31-67CP 等 3 口井均获得了较好的开发效果，3 口井初期日产油 37.8t，平均单井日产油 9.3t，含水 13.7%，日产量为邻近直井的 3～4 倍。欢 127-81-479CP 井为一口中短半径侧钻水平井，完钻井深 1290m，投产莲花油层深度 1107.5～1268.9m，注汽开采已经两个轮次，平均日产量 7.02t/d。而该区块直井平均单井日产 1.8t/d，与同区块相比，该井日产水平是常规井的 3.9 倍，在提高采收率的同时，为进一步提高稠油藏开发速度进行了有益的探索。

7. 开展了空气钻井、分支井钻井等新技术试验

1) 针对漏失性地层防漏和研磨性地层提速，开展了空气钻井试验