

中国石油勘探与生产

工程技术座谈会报告集

2003

采油(气)

石油工

中国石油勘探与生产 工程技术座谈会报告集 (2003)

采 油(气)

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):采油(气)/
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 7-5021-4524-9

I. 中…

II. ①中… ②中…

III. ①石油工程-学术会议-文集

②石油开采-学术会议-文集

IV. TE-53

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2004)第 121898 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:21.5

字数:550 千字 印数:1—1500 册

定价:70.00 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

《中国石油勘探与生产工程技术座谈会报告集》(2003)

编 委 会

主 任:刘宝和

副主任:刘振武 胡文瑞

委 员:(按姓氏笔画为序)

冉新权 孙 宁 孙为群 刘圣志 刘希俭 吴 奇
吴国干 张 镇 赵政璋

编 审 组

组 长:冉新权

副组长:刘德来 赵 明 韩 红

成 员:(按姓氏笔画为序)

物 探:王喜双、李建军 赵邦六 阎世信 曾 忠
测 井:刘国强 李国欣 陆大卫 金 鼎 欧阳健 周灿灿
赵培华 姜文达
钻 井:毛蕴才 刘玉石 陈 光 陈祖锡 汪海阁 余金海
林 建 杨光胜 郑新权 胡世杰 唐雪平
采油(气):弓 麟 王连刚 闫熙照 张仲宏 张绍礼 杨能宇
魏顶民
地面工程:王怀孝 李 丰 李建民 汤 林 苏春梅 张可刚
张效羽 孟宪杰

编 辑 组

组 长:闫熙照

副组长:李 丰 王宇芬

成 员:(按姓氏笔画为序)

方代煊 付 红 郑吉妹 赵冬梅 高 迎 鲁海汝

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 '吴逸凡' (Wu Yifan). The signature is fluid and stylized, with the first character '吴' being particularly prominent.

2004 年 1 月

目 录

股份公司采油采气工程技术现状与需求	吴 奇(1)
油气田井下作业技术现状及发展	张凤山(18)
大港高含水油田综合治理工艺技术需求与展望	马先平 唐 庆 刘庆娥 李学义(28)
复杂断块高含水油田综合治理作业新技术	崔会凯(36)
长庆低渗透油气藏开发技术需求及展望 朱国君 姚晓翔 赵振峰 孙应民 慕立俊 付钢旦 黄伟(52)	
长庆低渗透油气藏压裂改造工艺技术及新进展 宋振云 李康民 李志航 李 勇 任雁鹏(63)	
稠油开发技术需求与进展	李 博(79)
稠油井下作业技术及新进展	蔡长宇(89)
塔里木油田深井超深井采油技术需求与展望	周理志 陈 竹 马红英 孙 军(105)
复杂气藏增产工艺技术	叶登胜(147)
井下大修作业新工艺新技术	彭梓东 王立中 刘文启 郑保东(158)
从系统工程的高度,全面预防套管损坏 ... 林 凯 杨 龙 史交齐 宋 治 韩新利(174)	
国外几项采油工艺技术新进展	何艳青 王晶玫(183)
新疆油气藏采油作业新技术	潘竞军 赵志辉 卢世庆(191)
试油技术的形成及发展方向	张绍礼(203)
低渗储层的试油(气)配套技术的形成与发展 戴平生 于振东 张锁成 高 平 蔡 山 回春兰 张卫国 林玉玺(225)	
大港油田低渗储层及滩海试油技术应用与需求	李东平 肖景华 郭秀庭 王宏声(251)
塔里木试油技术应用及发展方向	张福祥 刘德海 姜学海 李元斌 钱春江(264)
地层测试技术新进展	朱礼斌 王 莉 王晓勇(306)
油气井射孔技术新进展	朱世和 门孟东 周 武(325)

股份公司采油采气工程技术现状与需求

吴 奇

(中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司)

采油采气工程作为油气勘探开发的重要组成部分,认真贯彻勘探开发一体化战略,紧密结合油气勘探的需要,形成了适应不同油气藏的配套技术,对全面完成中国石油天然气股份有限公司(以下简称股份公司)油气生产任务、降低油气生产操作成本、提高勘探开发水平和效益,做出了积极贡献。

面对未来,股份公司油气勘探开发对采油采气工程提出了更高要求,技术难度越来越大。因此,要大力推动技术进步,不断提高管理水平,努力实现股份公司持续有效快速发展。

一、股份公司采油采气工程技术现状

1. 采油采气工程技术现状

股份公司采油采气工程系统按照勘探开发一体化的战略方针,紧密结合油气勘探开发的需要,研究形成了高含水油田综合治理、低渗透油藏经济开发、稠油储量有效动用、气藏有效开发、超深及复杂类型油藏采油以及试油试气和完井配套技术,基本满足了股份公司“九五”以来油气勘探开发的需要。

1) 高含水油田综合治理技术

股份公司东部及西部 20 世纪 80 年代以前投入开发的油田,已相继进入高含水和高采出程度的“双高”开采阶段,地下剩余油高度分散,多年的挖潜措施使得层间、平面差异逐渐变小,调整余地越来越小,控水稳油综合治理的难度越来越大。但是无论从地质储量、剩余可采储量还是从原油产量上看,这些进入“双高”开采阶段的老油田仍然是股份公司今后一段时期内原油生产的主力油田。围绕这类油田目前开发的特点,形成了以偏心式和空心式为主体的分层注水工艺,包括机堵、化堵和深部调剖调驱的堵水调剖工艺,以有杆泵为主、包括电潜泵、螺杆泵和气举的人工举升工艺,以分层注聚、防偏磨为代表的聚驱配套工艺。近几年重点研究发展了细分注水、深部调驱和聚驱配套工艺,有效地改善了高含水油田的开发效果。

(1) 细分注水技术。

针对原分注工艺要求封隔器卡距一般不小于 8m,分段的隔层厚度一般不小于 3m,以致不能适应高含水后期薄油层薄夹层的分注问题,研究了偏心式、同心集成式细分注水技术。

同心集成式细分注水技术可实现 4 个层段以内的分层注水。其突出优点一是可使封隔器的卡距由原来的 8m 降到 2m,分段的隔层厚度由 3m 降到 1m;二是分层流量和压力可同步测试;三是测调时间由普通偏心井的 4~5d 降低到 2~3d,提高了测试效率。目前大庆油田累计应用 205 口井,统计 80 口细分注水井,分层注水层段由 232 个增加到 304 个。

表 1 杏 4-6 区西块北部细分注水效果表

项目 效果	单井分 注层段 (个)	层段内 渗透率 级差	渗透率级差 ≤ 4 层段控制(%)			含水 上升率 (%)	自然 渗透率 (%)	可采储量 ($\times 10^4$ t)
			层数	砂岩厚度(m)	有效厚度(m)			
前	3.31	9.10	36.6	35.3	32.1	2.14	15.58	25
后	6.15	5.47	74.9	74.1	64.6	0.99	9.78	35

(2) 细分堵水技术。

大庆油田研制了非卡瓦支撑式细分堵水管柱,主要创新点一是将封隔器和堵水器设计为一体的封堵器,工具长度仅 1.07m,卡距可缩小到 1.1m,可多级应用,具有分层、堵水和不开井 3 种功能;二是非卡瓦式支撑器,可将丢手管柱定位于选定的任一套管接箍处,解决了工具在井下准确定位的问题。

采用这套技术,解决了与高含水层隔层较小的薄差油层,实验应用了 26 口井,解决了油井生产过程中细分堵水问题,取得了较好的应用效果,达到了细分挖潜的目的。

(3) 可调层找水堵水技术。

为了解决多层高含水井堵水时找水难等问题,研究了在不动管柱的条件下,具有找水、堵水和调整堵水层位的 3 种找堵水技术。其中机械式可调层找水堵水技术,不但实现了可重点调层的问题,封隔器还具有密封率高,可取可钻双重解封及防砂卡的功能,从而扩大了可调层找水堵水技术的应用范围。

(4) 螺杆泵采油技术。

螺杆泵具有泵效高、能耗低、一次投资少等优点,与举升条件相同的抽油机相比,投资可降低 10%~15%,节电 40%。最近几年在生产厂家改进泵组质量的同时,各油田分公司研究应用了井下杆管防倒转装置、扶正装置、锚定装置,改进了抽油杆螺纹连接结构,使井下管杆的机械性能、工作状况有了较大改进,从而有效延长了螺杆泵的使用寿命。

如大庆油田 2002 年共有螺杆泵井 750 口,与 2001 年相比增加 337 口。2001 年以前投用的 370 口螺杆泵井平均免修期达 421d,其中 103 口井免修期超过 500d,16 口井超过 1000d。华北油田分公司稠油油藏现有螺杆泵井 132 口,针对要求排量低的特点,采用了调速转机,平均检泵周期达到 720d,其中最长的井检泵周期达到 2390d。大港油田分公司在港东、港西应用大排量螺杆泵代替 $\phi 70$ mm 以上大泵和电泵 48 口井,实现提液增油 17816t,累计节电 $269.5 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。

(5) 有杆泵节能与优化技术。

① 节能抽油机和节能装置已大规模应用。

在股份公司加大推广节能设备和技术的指示精神下,节能抽油机和节能装置已在各油田大规模应用。截至 2001 年底,各种节能抽油机已发展到 18 种,节能电机 18 种,节能配电箱 38 种,使用各种节能抽油机 13522 台,占抽油机总数的 17.3%,年节约资金 9523.52×10^4 元。使用各种节能电机 17882 台,年节约资金 4634.55×10^4 元,使用各类节能配电箱 17166 台,年节约资金 3441×10^4 元。这三项节能设备在生产中的推广应用,年节约资金 1.76×10^8 元。在削减成本方面做出了贡献。

新疆油田这两年凡新增加的抽油机全部选择节能型。长庆油田已使用节能抽油机 3215 台,占采油井数的 61.2%。

②优化抽汲参数提高系统效率技术。

抽汲参数是影响抽油井系统效率的重要因素之一,近几年开展了以提高举升系统效率、降低成本为目标的抽汲参数优化研究,结合抽油井的生产参数、流体性质、井下技术状况等,对抽油机的抽汲参数、杆管组合进行优化后,有效地提高了试验井的抽油系统效率。

大港油田作业一区抽油井经过系统优化后,平均系统效率由 27.7% 提高到 36.2%,增加了 8.5 个百分点,单井年可节电 $1.8 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$; 华北油田雾迷山组油藏对 25 口井实施优化处理后,平均单井系统效率由 44.2% 提高到 55.8%,增加了 11.6 个百分点。目前正在准备扩大试验规模,为大规模应用这项节能新技术做准备。

(6)聚驱配套技术。

到 2002 年底,大庆油田已有 $3.6 \times 10^8 \text{ t}$ 储量投入聚驱开发。随着聚驱开采规模逐年扩大,尤其是一类油层注聚结束后,进入二类油层上下返阶段,注聚井的层间矛盾也越来越突出,对分层注入工艺、上下返封堵技术以及抽油杆防偏磨技术提出了更高要求。

①聚驱分注技术。

以单管同心环形降压槽为主体的聚驱分注管柱,可实现聚合物在低粘损情况下的 2~3 层分注。井下节流芯长度在 2.5m 以内,粘度损失率小于 4.2%。目前全油田应用 87 口井,规模不断扩大。

为满足多层分注的要求,研制了环形降压槽结构的偏心分注管柱,可实现 6 层分注,已试验应用 11 口井。

②聚驱上下返封堵技术。

针对聚驱原上下返封堵费用高、施工周期长等问题,研究了新型上下返封堵技术,并已进入现场试验应用 17 口井。

③聚驱抽油杆防偏磨技术。

针对聚驱采油井抽油杆偏磨问题,在几年的攻关研究中,从机理研究入手,通过室内模拟测试和现场试验,研究并应用了大流道三级泵、全井扶正、统一杆径、旋转井口等防偏磨措施,有效地克服法向力和下行阻力的影响,使抽油机检泵周期进一步延长。

到 2002 年底,已有 2100 口聚驱井采用了防偏磨措施,平均检泵周期达到了 404d,与措施前相比延长了 127d。

2)低渗透油田经济开采技术

“九五”以来,股份公司新投入开发的低渗透储量比例不断增加,采油工程系统以降低操作成本、增加单井产能为中心,发展应用了以开发压裂、多裂缝压裂和酸压为代表的储层改造工艺,以提捞采油、小井眼开采为代表的简易采油工艺,以及完井保护油层、增注分注等配套工艺,近几年储层改造技术又有了较大发展。

(1)引进应用主流压裂设计软件。

采用集团购买的方式,引进了国际先进通用的 FracproPT 压裂裂缝模拟系统,汉化后将 218 套软件配备到各油田分公司和服务公司及相关部门,通过培训,较好地掌握了压裂设计技术,能够依据隔层实际地应力来模拟裂缝增长扩展过程,压后可根据实际施工参数、泵注程序随施工时间变化曲线进行历史拟合,对裂缝几何尺寸和储层物性进行评估,为同一区块后续施工提供设计依据,从而提高了股份公司单井压裂设计和应用水平,缩短了与国外压裂设计的差距,在大型压裂、复杂地应力条件下压裂和探井压裂中发挥了重要作用。

(2)薄隔层压裂技术。

为了提高大庆长垣内部薄差层的动用程度,解决与高含水层相邻的薄差层因隔层厚度小无法改造的难题,研究了适用于油田细分挖潜和三次加密井压裂完井的薄隔层压裂技术。该工艺由 K344 导压平衡保护封隔器等组成压裂管柱,可实现不动管柱坐压两层保护隔层。

该技术共推广应用了 74 口井,保护隔层 93 个,一次工艺成功率 100%,有 3 口井最小隔层厚度为 0.4m。

(3) 二氧化碳压裂技术。

为了减少水力压裂对油气层特别是对低渗透油气层和强水敏油气层的伤害,大庆、长庆、吉林、辽河等油田先后应用了这套技术。大庆油田在先期试验研究和引进 CO_2 压裂车组的基础上,形成了泡沫质量 70%、携砂能力强的 CO_2 泡沫压裂液,应用了多层压裂可返排管柱,建立了恒定内相优化设计方法,取得了技术突破。

到目前为止,股份公司共实施 200 多口井,其中大庆油田 2002 年底共施工 53 口井,其中,开发井 39 口井,探井 9 口,气井 5 口,平均压后返排率在 60% 以上。油井压后增液强度平均为水基压裂的 1.5~2.5 倍,5 口气井的平均增产倍数为 6.5 倍。

3) 稠油油田蒸汽热采技术

稠油在股份公司原油产量构成中占有重要地位,目前形成了以蒸汽吞吐、浅层蒸汽驱、特超稠油开采为核心的稠油热采工艺。针对稠油油藏蒸汽吞吐开发主力区块进入高轮次开采阶段,开发效果差、蒸汽驱开发效果不理想、超稠油开发成本高等问题,近年来紧紧围绕提高采收率和降低成本,开展了多项科研攻关和现场推广应用,在超稠油开发、中深层蒸汽驱等方面取得了重大进展。

(1) 超稠油开采技术。

辽河油田开展了以降低操作成本为核心的超稠油开采的技术攻关,形成了以蒸汽吞吐、中频电加热举升、注采一体化管柱、燃煤—燃气介质炉保温伴热以及解堵降粘、综合防砂、调剖堵水等超稠油开采配套技术。应用这些新工艺、新技术,有效地动用了超稠油资源,目前辽河油田杜 84、杜 32、杜 212 等超稠油区块,年产量已达到 $196.7 \times 10^4 \text{t}$,操作成本由初期的 1000 元/t 降低到 430 元/t。

(2) 齐 40 中深层汽驱先导试验获得成功。

辽河中深层蒸汽驱开采在世界上都是高难度的,它涉及深层注汽隔热技术、注入压力、注入强度优化技术、生产供液能力改善和生产井防砂及高温抽油技术。辽河在齐 40 试验区块蒸汽吞吐开采阶段采出程度达 24.0%,平均单井日产 3.5t,吞吐效果逐年下降的情况下,于 1998 年 1 月开始进行蒸汽驱先导试验。在精心研究编制汽驱方案的基础上,采油工程方面采用吞吐引效、加密射孔、加深泵挂、环空定期补氮等技术措施,保证了试验的顺利进行。至 2002 年 12 月,试验区平均采油速度为 6.7%,单井日产油 7.7t,蒸汽阶段采出程度达 33.6%,累计采出程度已达 57.6%,预计最终采收率可达到 60% 以上,表明齐 40 中深层汽驱试验获得成功。

(3) 浅层稠油蒸汽驱开发形成规模。

新疆六、九区浅层蒸汽驱在对油藏地质及油藏开发动态进行深入分析研究的基础上,近年来通过井网加密、开发动态分类调整、高温调剖等措施,蒸汽驱开发效果不断提高。目前蒸汽驱井组已达 500 多个,年产油量达到 $100 \times 10^4 \text{t}$,做到连续 7 年产油量保持稳定,油气比提高到 0.22,采油速度提高到 2% 以上。

4) 天然气藏开采技术

截至 2002 年底,股份公司已探明天然气储量 $3.50 \times 10^{12} \text{m}^3$,当年生产天然气

$224.7 \times 10^8 \text{ m}^3$, 随着西气东输战略的实施, 股份公司天然气开发已经进入了一个高速发展的新时期。目前在天然气开采方面已经形成现代完井、储层保护、排水采气、气藏改造、中低含硫气田防腐等配套工艺技术, 近几年技术上的新发展是:

(1) 采气工程完井设计技术。

应用现代完井工程理论和节点分析系统方法, 建立了包括完井方式优化、油管尺寸和生产套管尺寸优选、套管程序优化以及储层敏感性评价在内的采气工程完井设计技术, 高质量地完成了牙哈凝析气藏、克拉 2 超高压高产气藏的采气工程完井设计, 与斯伦贝谢、壳牌等国外大石油公司研究结果对比表明, 我们的完井工程设计已达到国际先进水平。

(2) 侧钻水平井采气技术。

磨溪气田为提高单井产能, 在磨 75 井开展了侧钻水平井采气试验。试验过程中与地质、油藏条件紧密结合, 采用了无线随钻监测导向、优质钻井液、定向射孔等先进的工艺技术, 成功地完成了水平段长达 516m 的侧钻完井施工, 使日产气量由原来的 $2.8 \times 10^4 \text{ m}^3$ 提高到 $5.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。为了进一步增加产能, 又研究应用了连续油管拖动注酸、液氮转向、变排量注酸等胶凝酸改造技术, 使该井日产气量进一步提高到 $17.9 \times 10^4 \text{ m}^3$, 效果十分显著。

表 2 磨 75-H 井增产效果评价

项目 效果	地压 (MPa)	流压 (MPa)	气产量 ($\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)	一点法无阻流量 ($\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)
酸化前	24.21	21.55	5.6106	14.5616
酸化后	24.21	20.10	17.9316	35.9950

(3) 油套分采技术。

青海东部气藏具有储层疏松、含气井段长的特点, 采气生产中出砂严重。为控制出砂, 大部分井生产压差只能控制在地层压力的 10% 以内。生产压差小加剧了长井段内的层间干扰, 常规完井管柱难以实现长井段开采, 严重限制了气井产量。针对这个问题, 青海油田试验应用了油套分采技术, 据涩 3-2 井、涩 4-8 井、涩 4-11 井 3 口井统计, 措施后单井日产气 ($8 \sim 10$) $\times 10^4 \text{ m}^3$ 左右, 是措施前的一倍, 并在涩 3-6 井成功实现了油套环空内的流压测试, 达到了控制压差防砂和提高单井产量的双重作用。

5) 超深及复杂类型油藏开采技术

以塔里木为代表的深层和超深油藏, 其特点是储层深、压力高, 以青西为代表的特殊类型油藏, 地质状况复杂, 有效补充能量困难。这些油藏开采难度很大, 经多年攻关研究, 现已初步形成了水平井开采、人工举升、储层压裂酸化等开采配套技术。

(1) 水平井应用技术。

塔里木油田继塔中 4CIII 油组和塔中 16 油田以水平井为主成功开采后, 在哈德逊油田利用水平井整体开发, 在 2m 厚的油层成功地钻成阶梯式水平井, 实现了原来认为是边际油田的高效开发。到 2002 年底, 塔里木油田已钻垂深大于 4000m 的水平井 74 口, 占总井数的 20%, 年产油量占总产量的 50% 以上, 实现了少井高产的目标, 取得了非常好的经济效益。

(2) 有杆泵深抽技术。

塔里木深井人工举升工艺在电泵、气举规模应用的基础上, 随着 H 级抽油杆和玻璃纤维抽油杆质量的提高和长柱塞泵、油管锚定、抽油杆扶正、有杆泵减载等深抽配套技术的完善, 全

油田有 90 口有杆泵井的平均泵挂深度达到了 2500m,检泵周期 664d,其中 15 口井泵挂超过 2800m,最大下泵深度为 3200m,试验应用的有杆泵减载装置,悬点载荷下降 8% ~ 19%。

(3)低渗非均质复杂岩性储层酸压技术。

针对玉门油田的特点,研究建立了降阻酸酸压 + 多组分酸闭合酸化技术,取得了显著效果(表 3)。

表 3 玉门青西特殊岩性油藏酸压效果统计表

井号	工艺类型	酸压前产量 (t/d)	酸压后产量 (t/d)	实际累计产量 (t)
柳 102	稠化酸 + 闭合酸	7.49	99.65	38437.4
柳 1	前置液 + 稠化酸 + 闭合酸	11.07	23.59	3883.7
隆 1	稠化酸 + 闭合酸	9.06	22.41	4050.1
隆 101	前置液 + 稠化酸 + 闭合酸	0	36.18	11254.4
累计				57625.6

6)试油试采技术

试油是勘探与开发的重要环节,是油气储层产能评价的关键步骤。目前股份公司已形成钻井中途测试、优质试油压井液和射孔液、油管传输负压射孔、地层测试、地层测试与油管传输负压射孔联作、抽吸排液求产、地面油气水分离计量、电缆与机械桥塞封隔油层、储层改造、测试资料处理、解释等配套技术。近几年试油技术主要有以下几个新发展:

(1)低渗储层试油配套技术。

①射孔优化设计,实现深穿透和复合射孔,提高油气产量。

编制了射孔优化设计软件,先后在 7 个区块、1123 口井推广应用,统计结果表明,应用该技术后,平均采油强度提高在 10% 左右,达到了提高油井产能的目的。

大庆、吉林油田应用 1MD3 弹射孔 502 口井。通过对已投产井效果统计分析,应用 1MD3 弹射孔工艺射孔的井与应用普通射孔工艺射孔的井相比,采液强度平均提高 20% 左右。

复合射孔工艺技术是一项集射孔工艺与高能气体压裂于一体的高效完井技术。目前,针对不同的井况和地层条件,已形成分体式、一体式、外套式和二次增效复合射孔技术系列,应用规模不断扩大。

②储层参数预测技术。

为了准确地预测储层产量、选择合理的试油方法和射孔方式,采取分地区、分层位对地层压力与油气层中部深度和孔隙度进行回归分析的方法,得到了目前试油所能涉及到的大多数地区的地层压力预测公式。应用这些预测公式进行了 1000 多层的地层压力预测,准确率可达到 85% 以上。

为提高勘探效益,在以往 Cl^- 、 I^- 水性判别方法的基础上,进一步研究 D 函数法、紫外光谱方法、聚类分析法等多种判别方法,形成了探井水性综合判别技术,解决了低孔、低渗、岩性油气藏水性判别的难题。通过现场实际应用 300 多层,符合率达 94% 以上。

(2)低渗、低产油田的高效试采技术。

近年来发展了 IPR、图版试采定产方法。图版法在扶杨油层应用 12 口井,实际产量与计算产量对比,平均相对误差 4.65%。不稳定 IPR 曲线定产法在卫 1-22-2 井进行试采试验,

曲线对应产量与实际产量相符,证明不稳定 IPR 曲线方法定产是可行的(表 4)。

表 4 理论曲线定产与实际产量对比表

井号	初始压力 (MPa)	饱和压力 (MPa)	平均流压 (MPa)	理论定产 (m ³ /d)	实际产量 (m ³ /d)	相对误差 (%)
卫 1-22-2	10.61	4.71	7.66	3.31	3.3	0.3
卫 1-28-4	13.7	4.71	9.2	6.4	6.3	1.5
卫 1-30-4	14.49	4.71	9.6	14.3	14	2.1

(3)深井高压及含硫化氢储层试油配套技术。

塔里木和西南油气田分公司针对本地区深井、高压及含硫化氢油气藏的特点,经过多年的攻关研究及探索和生产实践,初步形成了适合本地区的深井、高压及含硫化氢储层试油配套技术。这套技术成功地完成了克拉 2、迪那地区多口高压探井的测试任务,以及罗家寨、铁三坡、邛西、黎雅庙地区多口深井、高压及含硫化氢油气井的测试任务,为这些油田增储上产做出了贡献。

(4)大港射孔—测试—排液求产三联作技术。

在以前射孔—测试联作技术的基础上,进一步发展为射孔—测试与水力泵排液求产技术的联作,不但可使单层试油周期缩短 3~6d,节约直接投资 $(5\sim 10)\times 10^4$ 元,更重要的是为准确确定探井产能提供了更可靠的技术。

官 125 井的枣五层位,地层测试平均液面 320m,折油 4.71t/d,产量较低,后采用水力泵求产,连续排液 28h,泵压 20MPa,日产油 50.4t,产量提高 10 倍。

7)油水井套管大修新技术

针对不同套损类型,形成了包括侧钻、补贴、打通道等在内的套损井修复工艺,近几年重点研究发展了小通径错断井打通道技术、液压密封加固技术,5½in^① 套管中深部取换套技术和侧斜修井技术,使大修技术能力有了进一步提高。

(1)小通径错断井打通道技术。

针对通径小于 70mm 错断井通径小、断口横向位移大、纵向上存在一定断距、易返吐破碎岩块,断口含有落物等特点,研究了领眼锥铣、偏心锥铣、楔形扩张 3 种找通道方法,高效长锥面锥铣、凹形磨铣两种扩通道方法,以及定向法和环形射流聚能切割法两种打通道新方法,并配套了五大系列 30 余种相应的专用井下工具,使小通径错断井打通道技术进一步发展,施工成功率由过去的 28.9%提高到 45.9%,打开的通道内径大于 φ120mm,能够满足落物打捞、密封加固、取套换套等大修工艺的要求。

(2)大通径密封加固技术。

针对原有 φ100mm 密封加固器内通径相对较小,与分层注采工艺配套适应性较差的问题,2001 年研究了 φ106mm 加固技术,适用于经整形后通径大于 φ120mm 的活动型错段、外漏、破裂等不同壁厚的 φ140mm 套损井密封加固,完成 14 口井现场试验,成功率达到 100%。2002 年上半年开展了 φ110mm 大通径密封加固技术研究,优化设计了燃气动力装置和锚定机构,加固管采用 20Cr 外径 φ120mm,内径 φ110mm 的无缝钢管。现场试验 9 口井,全部成功。

(3)5½in 套管中深部取换套技术。

① 1in=0.254m,下同。

在原来 300m 深度取换套技术的基础上,研究了新型套铣头,改进了套铣筒液压活动装置以及新旧套管对接密封技术,使取换套深度达到 900m 以上,适用于外漏、破裂、变形、错断且带有管外封隔器和扶正器的套损井,2001~2002 年共施工 196 口井,成功率 100%,最深取换套深度达到 1116.2m。

(4)侧斜修井工艺技术。

侧斜修井技术主要用于套损部位在 900m 以下、彻底报废原井射孔层位的套损井,具有利用原井场、不新增占地面积、不需要重新铺设地面输油管线、不影响原井网部署和开发方案的优点,修复后的油水井通径和新钻井相同,固井质量和井身质量接近直井水平。

经过两年的科研攻关和现场试验,这项技术已基本成熟。2000 年施工侧斜井 108 口,修井成功率 96.8%;2001 年应用 199 口井,修井成功率 100%。

(5)套管防腐工艺。

长庆油田针对套管腐蚀严重的问题,研究应用了丛式井组阴极保护、牺牲阳极及深层保护和厚壁套管三项保护措施,在靖安油田 ZJ4 井、ZJ2 井区和五里湾以及马岭、樊家油田共应用 650 多口井,见到了较好的效果,穿孔率减少 72%~94%。

2.采油采气技术在勘探开发中发挥了重要作用

上述采油采气配套技术规模应用后,在改善油气藏勘探开发效果上发挥了重要作用。

1)实施勘探开发一体化战略效果显著

根据股份公司勘探开发一体化的战略部署,采油采气工程对勘探试油早期介入,依靠储层改造、生产井身结构优化设计等技术优势,加快了对勘探储量的认识,加快了主体采油工艺技术的形成,加快了勘探向开发的转化,在改善勘探成果上发挥了重要作用。

(1)促进轮南奥陶系潜山勘探开发进程。

针对轮南奥陶系潜山油气藏储层埋深 5000m 以上、储层温度大于 120℃以及以基质低孔低渗、天然裂缝发育、非均质严重的特点,在勘探试油中应用了稠化酸酸压、降阻酸等改造工艺,大幅度提高了单井产能;针对轮西稠油的特点,在试采中应用了掺稀油井筒降粘开采方式;针对储层补充能量困难的特点,初步论证了未来可行的举升方式,并据此研究了配套的井身结构。在勘探开发系统的共同努力下,2002 年 6 月轮南奥陶系潜山油气藏已有 11 口井投入试采,日产水平 680t,累积产油 19.4×10^4 t。

(2)提前介入,优化主体工艺,提高方案设计的可靠性。

吉林油田采油工程系统坚持超前介入勘探试油试采,超前研究优选实现效益开发的主体技术,提高采油工程方案的针对性和准确性,使产能评价更准确、储量转化为产能更快捷。

如针对英台油田薄互层、边底水、临层水等特点,设计了射压联作、高砂比和脱砂压裂、快速返排等针对性强的改造方案,待新区全面开发后共实施 112 口井 160 层,工艺成功率 96.6%,平均单井日产油 9.2t,比预测产能提高了 2 倍,为英台新区全面效益开发奠定了坚实基础。

(3)优化井身结构,提高克拉 2 气藏单井试气产能。

针对克拉 2 气藏早期探井泥浆漏失严重、井筒尺寸小以致影响气井产能的问题,采气工程早期介入,在优选油管尺寸的基础上,确定了生产套管尺寸,并采用技术套管封掉了储层上部的膏泥岩层。根据这个方案,克拉 205 井采用 $4\frac{1}{2}$ in 油管、7in 生产套管完井后,有效地减少了对储层的伤害,降低了井筒沿程阻力,试采最高日产气 300×10^4 m³,为客观评价克拉 2 气藏的储量和生产能力提供了充分的依据。

2)提高低品位储量的动用程度

最近几年,股份公司新增探明储量中,低品位储量的比例不断增加。针对这个形势,采油工程不断研究改善以特超稠油开采和高效压裂改造为核心的工艺技术,提高了低品位储量的动用程度,如:辽河油田研究应用了高效注汽、注采防冲一体化管柱等综合配套工艺,成功地动用了特超稠油储量共计 $10229 \times 10^4 \text{t}$,占稠油总动用储量的 13%,已成年 $300 \times 10^4 \text{t}$ 的生产规模,2002 年产油 $290 \times 10^4 \text{t}$ 。

长庆靖安油田南部 ZJ60 井区应用开发压裂作为主体技术,经过井网系统与人工裂缝系统的优化后,一次采油期单井产量比邻区提高 $2 \sim 3 \text{t/d}$,二次采油期平均单井产量比邻区提高 1.0t/d ,至 2001 年 2 月累计增产原油 $18 \times 10^4 \text{t}$,新增利税 4600×10^4 元。

吉林大情字井油田黑 46、黑 43 区块,通过压裂改造,单井日产油由压前的 $0.15 \sim 1.97 \text{t/d}$ 提高到 $5 \sim 13.99 \text{t/d}$,成为储量有效动用的重要手段。

3)有效遏制了作业工作量的上升,降低了油田操作成本

2002 年股份公司油水井作业总工作量为 108802 井次,在油水井总数增加 6675 口的条件下,作业总工作量比 2001 年减少 1310 井次,单井作业井次由 0.94 次降低到 0.88 次。若以 2001 年单井作业 0.94 次的水平计算,2002 年相当减少作业 7421 井次,节省作业费用 2.23×10^8 元(表 5)。

表 5 井下作业工作量统计表

年度	总井数 (口)	作业总量 (井次)	单井年作 业次数 (井次/a)	维护 工作量 (井次)	单井年 维护次数 (井次/a)	油水井 措施 (井次)	大修 (口)	油水井 免修井 (d)
1998	92382	98361	1.06	56396	0.61	32929	1861	598
1999	100945	103646	1.03	61145	0.61	33677	1976	603
2000	108458	103815	0.96	64410	0.59	30249	2179	615
2001	117012	110112	0.94	70362	0.60	29699	2621	607
2002	123687	108802	0.88	69690	0.56	28671	2771	648
1998 ~ 2002	+ 31305	+ 10441	- 0.18	+ 13294	- 0.05	- 4258	+ 910	+ 50

4)老井措施增油占总产量的 6% 以上,控制了油田递减

1998 ~ 2002 年,共实施老井增产措施 99269 井次,有效率 78.4%,累计增油 $3439.63 \times 10^4 \text{t}$,占同期股份公司原油产量的 6.6%,为股份公司控制油田递减、完成原油生产计划做出了积极贡献(表 6)。

表 6 老井措施增产量表

年度	措施井次	有效井次	有效率 (%)	当年增油 ($\times 10^4 \text{t}$)	占当年原油 产量比例 (%)	自然递减 (%)	综合递减 (%)
1998	20543	15790	76.9	673.2	6.27	11.48	5.26
1999	20644	15835	76.71	702.9	6.56	13.23	6.7
2000	18957	14867	78.4	666.97	6.4	12.41	6.02
2001	19854	16046	80.8	732.93	7.1	12.65	5.56
2002	19271	15307	79.4	663.63	6.4	11.65	5.23
合计	99269	77845	78.4	3439.63	6.6		

5)大修技术规模应用减小了套损危害

1998~2002年,共大修施工11441井次,恢复投产9385井次,修复投产率达到82.0%,当年恢复产油 $437.3 \times 10^4 \text{ t}$,恢复注水 $3093.4 \times 10^4 \text{ m}^3$,减小了套管损害的危害,在油田开发中发挥了重要作用(表7)。

表7 套损井大修效果表

年度	大修井数 (口)	修复投产井数 (口)	修复投产率 (%)	恢复产油 ($\times 10^4 \text{ t}$)	恢复注水 ($\times 10^4 \text{ m}^3$)	油水井利用率 (%)
1998	1886	1593	84.5	90.3	388.4	92.5
1999	1984	1657	83.5	70.0	480.8	92.0
2000	2179	1591	73.0	90.3	676.0	95.1
2001	2621	2195	83.7	96.3	649.4	94.5
2002	2771	2349	84.8	90.4	898.8	
合计	11441	9385	82.0	437.3	3093.4	

6)加快天然气开发,提高储量动用程度

依靠先进的采气工程技术,有效地加快了天然气藏的开发进程,提高了储量动用程度。

(1) 牙哈凝析气田建成年产 $50 \times 10^4 \text{ t}$ 的生产能力。

针对牙哈凝析气田储层压力高、地层压差小、需要早期循环注气保持压力开发的要求,采气工程认真研究编制工程总体方案,精心实施,解决了一系列技术难题,实现了地层压力50MPa条件下的循环注气开发,加快了牙哈凝析气田的开发进程。

(2) 靖边气田单井产量大幅度提高。

长庆油田应用酸压技术对靖边低渗碳酸盐岩储层实施有效改造,使单井日产气量由开发方案设计的 $(4 \sim 5) \times 10^4 \text{ m}^3$ 增加到 $8 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上,有效地提高了该气田的开采效益。

(3) 排水采气提高老气田的储量动用程度。

川渝气区针对不同气藏和气井产水情况,优选排水采气、排水找气工艺,“九五”期间排水采气措施增产天然气 $60 \times 10^8 \text{ m}^3$,威远气田增加可采储量 $56 \times 10^8 \text{ m}^3$,在改善老气田的开发效果中发挥了重要作用。

7)试油新技术为增储上产做出了贡献

最近几年,股份公司年试油1300~1500层,针对低渗低产层比例的不断增加,大量采用试油新工艺、新技术,每年获工业油气层390~540层,获工业油气井280~350口,为增储上产做出了贡献。

如长庆油田在陕北中生界低渗油层试油过程中,采用优化射孔、优化改造、排液求产等新技术,明显改善了试油效果,共上交探明原油储量数亿吨,为该区块的开发提供了可靠基础。

二、未来几年对采油采气工程技术的需求

今后几年,股份公司原油的储量不足,仍然是制约油田生产发展的主要因素。根据股份公司的业务发展战略,一方面要坚持勘探开发一体化的方针,努力多探明经济储量。另一方面要继续深化老油田的开发,不断提高采收率,努力延长油田的稳产期。此外,随着西气东输计划