

PetroChina

中 国 石 油

改善二次采油配套技术论文集

中国石油勘探与生产分公司 编



石油工业出版社
Petroleum Industry Press

内 容 提 要

本文集精选了中国石油勘探与生产分公司 2002 年召开的“改善二次采油配套技术应用现状及下步攻关方向研讨会”的典型报告和优秀论文。这些论文从不同的侧面总结了中国石油“九五”以来围绕提高水驱采收率、改善二次采油一些好的做法与经验,包括沉积相研究与油藏描述、地质建模与数值模拟、剩余油监测与挖潜、井网优化与超前注水、储层保护与改造、注水调整与工艺进步等方面的技术研究成果和成功实例,并针对存在问题明确了今后一个时期的科技攻关目标和发展方向。

本书可供油气田开发系统各级领导和有关技术人员参考,也可供院校、科研院所有关专业技术人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

改善二次采油配套技术论文集/中国石油勘探与
生产分公司编. —北京:石油工业出版社, 2003.6

ISBN 7-5021-4241-X

I. 改…

II. 中…

III. 二次采油-配套-技术-文集

IV. TE357-53

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2003)第 026474 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)

河北省欣航测绘院印刷厂印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 19.25 印张 480 千字 印 1—1300

2003 年 6 月北京第 1 版 2003 年 6 月河北第 1 次印刷

ISBN 7-5021-4241-X/TE·2976

定价: 50.00 元

编 委 会

主 任：闫存章

副主任：张正卿 李松泉

编 委：胡海燕 岳登台 曲海潮

前 言

2002 年 11 月，中国石油勘探与生产分公司在北京召开了“改善二次采油配套技术应用现状及下步攻关方向研讨会”。会议的主要目的是贯彻落实 2001 年在河北廊坊召开的中国石油天然气股份有限公司油气田开发技术座谈会精神，总结二次采油技术研究成果，制定改善二次采油技术发展纲要，推动二次采油技术进步。

中国石油所属油田以陆相沉积为主，油藏类型多样，地质条件复杂，二次采油技术所能达到的采收率水平还比较低。借鉴国际先进的油田开发技术，自大庆油田发现并投入开发以来，以注水补充能量为基础的二次采油技术始终是油田开发的主导技术。低渗透油田、灰岩裂缝油田、较低粘度的稠油油田、弱挥发性油田等，大多数仍是采取注水开发方式。到“八五”末，各油区主力油田基本完成细分开发层系及加密井网调整，平均采出可采储量的 63.9%，综合含水 75.85%，油田总体已经处于高含水、高采出程度开发阶段。

“九五”以来，老油田开发调整对象地质情况更加复杂，剩余油更加分散。其复杂性表现在：一是储层的非均质性与水淹状况的复杂性；二是在水驱油过程中多相流体交互分布，这种分布既包括层间的，也包括层内的在平面和剖面上的多相流体穿插、错叠。这些复杂性决定了油藏描述的困难度，并影响到测试仪器、设备识别的准确度和工艺技术的有效性。再者，除大庆喇、萨、杏油田外，适合其它油田的三次采油技术还不成熟或难以形成规模化、经济化的生产能力。尽管中国石油多数老油田已处于高含水、高采出程度开发阶段，但依靠二次采油技术配套调整仍是当前和今后一个时期挖掘油田剩余油生产潜力及增加可采储量的主导措施。因此，要积极开展科技研究，加强新工艺、新技术推广应用，通过实施改善二次采油工程，进一步提高已动用储量的水驱采收率，增加可采储量，达到低成本高效开发老油田的目的，为中国石油的稳定发展做出更大的贡献。

为了使油田开发系统的工程技术人员和管理决策人员更好地学习和借鉴改善二次采油配套技术的研究成果、经验和实例，我们特将这次会议的报告汇编出版。

目 录

开拓创新 推动二次采油技术进步	勘探与生产分公司油藏管理处 (1)
推进技术进步 改善二次采油 为开创陆相油田开发新水平而奋斗	岳登台 (9)
二次采油技术和发展方向	胡永乐 杨思玉 王燕灵 贾文瑞 (18)
大庆油田改善二次采油配套技术应用现状及下步攻关方向	石成方 程保庆 杜庆龙 韩修庭 王金钟 周锡生 兰丽凤 (40)
深化油藏认识 运用综合配套技术 不断提高辽河油田注水开发水平	程仲平 武 毅 司 勇 蒋有伟 林 平 (79)
新疆油田提高二次采油开发效果配套技术研究 ...	刘世英 尚建林 覃建华 石 彦 (89)
靖安长 6 油藏高效开发二次采油配套技术	高春宁 朱广社 陈德平 李坪东 何崇康 (101)
加强开发技术研究与应用 提高塔里木油田开发水平和效益	冯积累 施 英 张银联 白景春 (116)
吉林油田改善二次采油配套技术应用及攻关方向	钟显彪 王岚岚 石 磊 张炳亮 李明军 (125)
华北油田实施“调水增油”工程的实践与认识 ...	赫恩杰 罗承建 高 珉 赵 英 (143)
以油藏描述为基础 配套工艺技术为手段 改善大港油田二次采油开发 效果	窦松江 马立军 赵 明 李之燕 (158)
吐哈弱挥发低渗透油田中含水期调整技术及效果	刘永军 王前荣 孙欣华 王茂显 (172)
玉门油田改善二次采油配套技术应用现状及下步攻关方向	袁玉刚 景士宏 赵金辉 左晓红 (191)
川中油田二次采油配套技术	李长忠 漆明勇 陈 平 张 健 (199)
青海油田改善二次采油配套技术	屈信忠 朱玉洁 唐光明 贾英兰 杨万萍 (206)
冀东复杂油田改善开发效果配套技术研究与应用	郝建明 苏景学 吴晨洪 郑家鹏 薛云松 (222)
安塞油田长 6 油层注采调整技术	赵继勇 熊维亮 柳良仁 (236)
锦 16 块 (西) 高含水后期注水开发配套技术	潘 庆 廖家彬 王佩虎 赵辰军 (246)
深化油藏认识 抓好技术配套 努力改善沈 84—安 12 块注水开发效果	郝春联 王海生 朱宝龙 石利华 (256)
完善发展二次采油配套技术 为吉林油田可持续发展提供技术支撑	许 为 张立明 黎政权 王殿军 (267)
注水为主 吞吐为辅 实现曙 1—6—12 块高效开发	周万山 董旭昊 刘奇鹿 李洪海 (282)
大庆油田套损综合防护技术研究	王松波 毕艳昌 (291)

开拓创新 推动二次采油技术进步

勘探与生产分公司油藏管理处

摘 要 本文介绍了“九五”以来改善二次采油技术的发展与创新，包括：油藏精细描述和数值模拟技术、剩余油挖潜技术和储层改造与防伤害技术。提出了改善二次采油技术的发展方向和目标。

“九五”以来，中国石油总体处于高含水、高采出程度开发阶段。围绕老油田稳产和增加可采储量的问题，各油田不断发展、创新及配套适合本油田特点的改善二次采油技术，通过稳油控水及区块综合治理，在实际工作中见到了显著的成效。但随着油田开发程度的不断加深，对改善二次采油技术的要求越来越高。因此，继续“开拓创新，推动二次采油技术进步”，仍是中国石油油田开发的核心技术和主要工作。下面就“九五”期间股份公司（系中国石油天然气股份有限公司简称，下同）在改善二次采油技术方面取得的成果和下步工作思路提出建议，供大家讨论。

一、“九五”以来改善二次采油技术的发展与创新

（一）油藏精细描述和数值模拟技术取得重大进展

1. 形成常规和专项结合的油田动态及剩余油分布监测技术

1) 注入剖面测井技术

主要包括：

- ①新型放射性同位素载体示踪测井；
- ②注入剖面五参数组合测井仪；
- ③脉冲中子氧活化测井仪；
- ④能谱水流测井仪。

2) 产出剖面测井技术

主要包括：

- ①分离式低产液产出剖面测井仪；
- ②阻抗式过环空测井找水仪；
- ③产出剖面连续测井仪。

3) 套损监测技术

主要包括：

- ①十六独立臂井径仪；
- ②四十独立臂井径成像仪；
- ③小直径井壁超声电视测井仪；

- ④方位测井;
- ⑤噪声/井温组合测井检测套管漏液和窜槽。

4) 固井质量评价技术

- ①电磁探伤测井仪;
- ②CAST-V 超声成像测井仪。

5) 剩余油评价测井技术

- ①双源距碳氧比能谱测井;
- ②中子寿命测井;
- ③薄差层水淹层测井解释技术;
- ④生产动态与测井资料评价油层剩余油饱和度技术;
- ⑤地震技术, 包括四维地震和井间地震。

2. 形成以大庆油田精细地质研究、大港油田精细油藏描述为代表的地质研究与建模技术

大庆油田以河流—三角洲沉积露头精细解剖和现代沉积成果为指导, 在密井网条件下, 依据油田密井网测井资料和大型河流—三角洲特有的沉积规律与模式, 应用层次分析、模式预测等先进思路 and 手段, 采用沉积学方法建立起泛滥—分流平原相以及三角洲前缘相各类储层的精细地质模型。运用多元统计、地质统计、分形理论和神经网络等技术定量表征储层的非均质性, 描述砂体几何形态的统计规律, 建立定量表征储层三维形态的地质知识库, 系统地建立了长垣河流—三角洲相 11 类储层的精细地质模型。对各类砂体的模式化预测性描述和定量化表征, 不仅使砂体的几何形态和规模更加真实可信, 有助于判断砂体的成因类型, 而且能够进一步揭示砂体的内部建筑结构和物性非均质特征, 预测其开发效果和剩余油分布, 为高含水后期开发调整和提高采收率提供基础和依据。大量的钻井资料和生产动态资料证实了描述的可靠性和实用性。这些研究成果被广泛地用于油田二次、三次加密调整、三次采油方案设计、注采系统完善、综合挖潜措施、治理低效井和套损防治等工作中, 成为高含水后期油田调整挖潜不可缺少的基础和依据。

大港油田针对高含水、高采出程度油田综合挖潜与调整, 坚持从基础地质研究入手, 集油藏地质、油藏工程、岩石力学、渗流力学、现代油水井测试等研究为一体, 以单砂体和流动单元为基本研究对象, 通过重建精细的油藏地质模型, 开展剩余油分布研究, 搞清并量化油砂体的潜力分布与大小, 最终以经济评价为依据确定综合调整挖潜部署方案。油藏精细描述工作中做到前期工作和后期工作相结合, 静态资料与动态资料相结合, 研究单位和生产单位相结合。逐步配套完善了老油田精细构造研究、沉积微相研究、低电阻层和水淹层评价、流动单元的空间结构研究、储层物性与流体动态变化空间分布规律研究、储层预测及地质建模、剩余油监测分析、油藏动态分析决策系统应用、地质建模与数模一体化技术应用、方案经济评价等十项技术和方法。管理到位, 措施有效。自 1998 年开始实施油藏精细描述以来, 累计增加可采储量 $580 \times 10^4 \text{t}$, 近 85% 的老区钻井井位、60% 的措施挖潜工作量来自与油藏描述成果。

3. 形成以百万节点为代表的油藏数值模拟技术

随着油田开发进程的深化和科技进步, 油藏数模技术越来越显示出重要的指导作用。各油田公司研究院都基本配置了 VIP、ECLIPSE、CMG、SURE 等常用油藏数模软件的其中之一。大庆、新疆等还配置了并行 VIP, 可满足百万节点容量的大型方案运算。大庆油田为

适应高含水后期开发层系多、井网复杂、开采对象变差等特点,在引进适合百万节点模型模拟计算的并行VIP模拟软件及计算机的基础上,开展了油藏精细数值模拟技术研究,解决了数据处理、精细计算、数据修改、历史拟合等一系列的技术问题,成功地完成了实际区块百万节点数值模拟研究,并在剩余油预测等方面达到了较高的精度。重点解决了以下几项关键技术:

- ①实现了建模过程的计算机处理,使数值模型建立的速度大大提高;
- ②精细建模与模拟计算中时间步精确控制技术,保证了模拟结果的质量;
- ③模拟参数场的交互更新技术,克服了数据无法修改的问题;
- ④工艺措施拟合的数字化技术,实现了油水井工艺措施的精确模拟。

适合百万节点模型的模拟技术研究工作的完成,标志着大庆油田的数值模拟工作已由对油田的等效模拟阶段进入到接近实际油藏的精细模拟阶段。主要采油厂配备了微机集群数模软件,该技术的推广应用,将大庆油田的调整挖潜提供更多更有价值的依据。

(二) 剩余油挖潜技术更加完善配套

1. 水平井、侧钻井提高平面波及程度技术

塔里木油田针对底水和薄砂层油藏,大力推广应用水平井钻井采油技术。到2001年底,在11个油田投产水平井89口,占各类开发井总数的20%,其中侧钻水平井数只占水平井总数的5%。已累计生产原油 $889 \times 10^4 \text{t}$,占塔里木油田总累计产量25%。其中,2001年产量占42%,有3口井累计产量超过 $100 \times 10^4 \text{t}$ (生产6年时间)。水平井井深以4000~6000m居多,水平段200~500m,大于500m水平段的井数已超过10口。1999年10月完钻的DH1-H1井,最大井深6452m,最大垂深5784m,裸眼段最长4949.62m,造斜点最深5552.11m。在钻探井型上,老区调整井占41%,新区钻井占28%,滚动钻井占31%。新疆等油田也正在加快水平井钻井采油技术的综合利用。

冀东、吐哈、新疆、长庆、大庆等油田也在加快应用水平井技术开发油田的步伐。

老井开窗侧钻技术在辽河、吐哈等油田得到广泛应用。2001年,辽河油田依靠侧钻恢复停产井168口,增加日产油水平606t,年内生产原油 $14.8 \times 10^4 \text{t}$;吐哈油田累计完成侧钻水平井13口,主要在善鄯、温米、红南等老油田实施。在投产时间平均不到一年的情况下,累计增产 $1.8 \times 10^4 \text{t}$,显示出良好的增产挖潜前景。

2. 细分注水和整体调驱改善剖面动用程度技术

1) 细分注水工艺技术

针对封段隔层缩小、非均质多油层剩余油挖潜的要求,细分注水技术仍以偏心配水工艺为主,着重发展完善了以下工艺:

- ①研究应用无压差压缩式封隔器,解决普通可洗井封隔器密封率低的问题;
- ②进一步完善同心集成式细分注水、偏心测试配套技术,解决传统偏心注水管柱测调工序繁琐、测调效率低的问题;
- ③研制桥式偏心分层注水及测压技术,解决偏心分注井分层段压力测试问题;
- ④化学浅调剖技术,解决因井况、封隔层更薄的注水井的细分注水问题;
- ⑤定量水嘴,解决因注水压力波动而引起分层注水量变化的问题。

股份公司分层注水井由1996年的9728口增加到2001年的15107口,分注率由50.2%上升到51.5%,分注合格率保持在74%左右。其中,大庆油田到2001年底共有注水井16765口,实施分层井11693口,分注率70.5%,分注合格率75.4%。

2) 整体调驱技术

新疆、华北、大港、辽河等油田,针对储层纵向动用差异大的矛盾,结合调剖与化学剂驱油的特点,利用聚合物弱交联的特点,在低压力下连续注入,使调驱剂能够进入油层深度后成胶,增加高渗透层水流阻力,改变液流方向,提高水驱油效率,从而形成适合区块或开发单元的整体调驱技术。单井注入量为 $2000 \sim 5000 \text{m}^3$,调驱半径 $10 \sim 15 \text{m}$;个别井用量更高,调驱剂用量达 $8000 \sim 10000 \text{m}^3$ 。主要有 CDG、黄胞胶、LC、“2+3”等调驱形式。新疆油田在克拉玛依八区、百 21 井区、红 18 等区块进行了 40 多个井组的深度调驱,累计增油 $4.1 \times 10^4 \text{t}$,平均每个井组增油近 1000t 。中国石油勘探开发研究院还对深度凝胶处理适应油藏条件、凝胶在裂缝中的流动机理、裂缝或大孔道中凝胶用量设计方法等方面进行了研究,有效地指导了油田生产。

3. 低渗透油田超前注水技术

长庆油田针对新建生产能力的三叠系长 6 低渗透油田注水能力低、油井受效时间长等特点,在吸取同步注水保持地层压力开采的先进做法上,创造性的试验并推广了超前注水技术。2001 年,在安塞油田长 6、靖安油田五里湾一区长 6 及华池油田华 152 区长 3 等区块共实施超前注水井组 29 个,建产能 $16 \times 10^4 \text{t}$ 。通过压力监测,注水井投注后地层压力稳中有升,安塞油田王窑区在超前注水 3 个月后,地层压力上升 5%。通过 80 口可对比井分析,初期单井产能提高 21%,月单井平均递减有所减缓。

4. 动态配水技术

华北岔河集油田通过多年对油田动态配水方法的研究,从经验配水、经验公式配水发展到现今的动态优化配水。以油藏为研究对象,用某一注水井向周围各生产井流动方向的液体流量比例作为“劈分系数”,周围各注水井向某一生产井流动方向的液体流量比例作为“比例系数”,在规划的各生产井产液量和保持油层压力水平条件下,以提高油藏水驱开发效果、降低含水上升率为目标,建立起注水井合理配注的计算数学模型,开发出适用软件。“九五”以来,岔河集油田年均动态调配注水井 150 井次,增油量占全油田总产量的 2.3%,含水上升率控制在 0.9% 以下。

5. 水动力学调整技术

针对油田高含水、剩余油高度分散的特点,各油田都在研究和试验利用水动力学方法改善油田开发效果。华北任丘雾迷山组油藏“八五”初期开展控注降压试验、“八五”末开展停注降压试验,主要机理就是利用油藏压力降低时的岩石体积膨胀、储集空间收缩和岩块的滞水排油及油水重力分异作用,更多地采出岩块系统中的剩余油。统计降压开采期间共增产油量 $96.8 \times 10^4 \text{t}$ (占可采储量的 0.8%),少产水 $100 \times 10^4 \text{m}^3$,减少注水量 $3506 \times 10^4 \text{m}^3$,获得明显的经济效益。

(三) 储层改造与防伤害技术为增产增效发挥了保障作用

1. 储层改造技术

1) 压裂增产增注技术

在常规压裂、限流压裂、高砂比等压裂技术的基础上,近几年又应用 CO_2 泡沫压裂工艺技术、清洁压裂液技术及先进的压裂设计软件,开展了压、注、采整体压裂工艺优化技术研究等,基本保持了与世界先进压裂技术应用同步。发展应用了低温快破胶、田青胶、低伤害、高温等类型的压裂液,基本满足油田开发需要。目前股份公司老井年压裂 2500 口井次,年增产在 $130 \times 10^4 \text{t}$ 以上,占各类措施年增油量的 20% 左右;注水井压裂改造 500 井次,增

加注水量 $240 \times 10^4 \text{m}^3$ ，为油田稳产和挖潜发挥了重要作用。

2) 酸化技术

在盐酸、土酸系列配方的基础上，发展研究新型土酸、硝酸粉末、复合酸等系列的油水井解堵技术。大庆油田用新型土酸对老区二次加密井和外围低渗透油田的注水井进行增注措施，单井初期平均日增注达 25m^3 ，有效期达 5 个月以上。油井复合酸清垢解堵技术在大庆、华北二连油田应用比较有效。股份公司每年对油井实施酸化解堵措施近 700 井次，增油 $13 \times 10^4 \text{t}$ 以上；对注水井实施增注措施 1000 井次，年增加注水量 $800 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

2. 储层保护技术

在钻井上，采用无固相钻井液，近平衡钻井、欠平衡钻井方式，加强管理，做好钻、测、录、试、投等工序衔接，尽量缩短入井液对储层的伤害时间；

在采油上，采用低伤害压井液或不压井作业；精细水质处理，除油、隔氧、杀菌、降铁、控制机杂，定期洗井，加防垢剂等。

股份公司通过改善二次采油技术的综合应用，对老油田增强稳产基础、提高水驱采收率发挥了十分重要的作用。具体表现在：

①水驱规模不断扩大。注水开发油田由 143 个增加到 185 个，注水开发地质储量由 $84.8 \times 10^8 \text{t}$ 增加到 $93.2 \times 10^8 \text{t}$ ，注水井数由 1.73 万口增加到 2.93 万口，日注水平由 $168.4 \times 10^4 \text{m}^3$ 增加到 $192.7 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

②注水结构和产液结构得到调整。一是注水井增长大于油井增长，6 年来，注水井增长 69%，而油井只增长了 65%；二是单井年注水量呈下降趋势，由 $3.1 \times 10^4 \text{m}^3$ 下降到 $2.2 \times 10^4 \text{m}^3$ ，点弱面强的注水方式便于平面和剖面的注水结构调整；三是产液量增长大于注水量增长，6 年间，注水量年增加 $2200 \times 10^4 \text{m}^3$ ，增长率约 4%，产液量年增长 $2900 \times 10^4 \text{t}$ ，增长率约 7%。

③剩余可采储量采油速度保持在 8.8% 的稳定水平上。

④老油田采收率提高。1996～2001 年，老油田新增可采储量 $3.06 \times 10^8 \text{t}$ ，占全部新增可采储量的 53.5%，提高采收率 3.3 个百分点（包括聚驱和稠油）。

虽然改善二次采油技术在老油田挖潜稳产中发挥了重要作用，但当前油田开发仍存在以下主要问题。一是股份公司已开发油田总的采收率（包括聚驱、稠油等）还不高，为 35%。而且除大庆外，其它油田平均采收率只有 25%。二是尽管水驱储量增加，但总的比例未增，维持在 85% 左右，水驱采油量呈下降趋势。三是年注水增长量大，由 1995 年的 $5.4 \times 10^8 \text{m}^3$ 增长到 2001 年的 $6.7 \times 10^8 \text{m}^3$ 。油田（区块）之间注采平衡差异大，大庆、吉林、玉门等油区累计注采比大于 1；环渤海湾各油区、新疆、长庆、塔里木等油区，总体注水欠平衡。四是存水率下降，年存水率由 1996 年的 0.42 下降到 2001 年的 0.27，耗水量增加，水驱效率降低，注水成本上升。

二、改善二次采油技术的发展方向和目标

总的来看，在当前及今后一个相当长的时期，原油生产仍是中国石油发展创效的核心业务，发展的形势要求股份公司原油产量保持相对稳定或上升，这就对承担油气勘探和生产的单位和部门提出了更高的技术和管理要求。为此，在认真总结“九五”以来改善二次采油所做的各项工作及取得的成绩和经验基础上，今后必须坚持以油藏精细描述为基础，以剩余油

监测和认识为依据,以先进工艺技术为手段,从技术、管理和经营诸多方面扎实推进改善二次采油工程。

(一) 发展方向

- ①精细注水,改善储量动用程度;
- ②稳油控水,控制含水上升速度;
- ③技术创新,提高水驱采收率。

(二) 工作目标

- ①股份公司年度注水量增长速度减缓或基本不增;
- ②“十五”末水驱储量、注水采油量均保持在85%的水平;
- ③油田含水上升率控制在1%以内;
- ④“十五”末股份公司总的采收率稳定在35%以上。

(三) 工作部署

1. 继续推动技术进步

主要从推广和发展配套两方面而言。中国石油油田类型多而复杂,绝大多数为陆相沉积,非均质性十分严重,导致注水开发过程中水驱油的不均匀性,尤其是进入中高含水期后,多层见水,地下油水关系复杂,水洗程度差异大。要不断取得调整及综合治理的好效果,在很大程度上取决于对油藏的认识程度,许多油田高效开发的经验证明认识油藏的重要性。近年来,大庆油田的精细地质研究、大港油田的精细油藏描述所取得成果,为我们树立了进一步改善二次采油技术、提高老油田开发水平的典型范例。

1) 发展高含水油田剩余油分布预测集成技术,扩大应用范围,提高对油藏的认识程度

一是要努力完善动态监测系统,优化监测项目,提高资料利用率。各油田公司应按照《动态监测条例》的要求,根据不同类型油藏及所处的开发阶段制定科学合理的动态监测系统和监测系列,优化监测项目,淘汰利用率低的项目,要保证监测费用。逐步增加井间地震、井间示踪和井间试井监测数量,开展井间电位和井间电磁波现场试验,推广硼中子测井、水淹层测井等剩余油监测技术,为油藏精细描述提供必要的监测资料。

二是要加强油藏精细描述和数值模拟技术的应用,提高集成水平。取得三维资料的老油田,尽可能按照油田开发的要求进行精细目标处理和解释。综合利用钻录测资料、岩心分析资料、沉积相分析资料等,不断修正地质模型;充分利用监测资料和生产动态资料进行历史拟合,由定性直观描述向定量三维空间的预测描述发展。要研制或引进适合我国油藏特点的油藏精细描述与数模一体化的集成技术,提高工作效率,缩短研究周期,及时为油田调整及治理提供依据。各油田公司应有计划、有步骤地安排部分综合治理油田开展油藏精细描述和数模工作。按油藏类型对不同储层条件、构造特征、流体特征和开发动态分别进行典型解剖,找出规律性认识,对剩余油分布按砂体做出定量描述,进而确定主体技术措施,以做出很好的示范和开端。要增大建模和数模软件引进量,培训技术骨干,使采油厂地质工程研究部门至少拥有1~2套数模软件,通过3~5年的普及,希望能达到较高的应用水平,满足开发生产的需要。

2) 加强工艺技术的配套应用,努力扩大水驱波及体积

油田调整及综合治理最终要靠工艺技术来实现。挖掘剩余油潜力,主要依靠6项技术。

一是钻调整井,这是高含水油田挖潜的主要手段之一。根据剩余油研究成果和挖潜方案

的部署，在保证经济有效的情况下在剩余油富集区钻调整井。塔里木油田在水平井的应用上介绍了很好的经验与做法，希望其它油田在有条件的油藏加强水平井、分枝井、随钻测井等技术的引进与应用。

二是细分注水，这是改善纵向吸水状况的有效手段之一。目前股份公司分注率为51.5%，平均单井分注3.3段。要利用充足的剖面测试资料，对有条件的井进一步细分注水，重点发展3000~3500m井深注水井的分注技术，力争“十五”末平均单井分注层段保持在3.3段，而分注率提高到55%。

三是化学深度调剖（驱）技术。2000年，股份公司化学调驱井次仅占注水井开井数的2.8%，占未分注井数的8.3%。随着大剂量深度化学调驱技术日渐成熟，应加大推广应用力度，“十五”末力争达到注水井开井数的5%~6%，改善注水井的层间和层内吸水状况，扩大水驱波及范围。

四是注采关系调整。高含水油田的注采系统调整应进一步强化，根据水驱特征、能量保持水平、注入水纵向和平面波及情况研究注采井网或开采层系的适应性。在经济有效的前提下进行开发井网或层系调整，逐步提高注采井数比，增加连通厚度和受效方向。套损严重的油田，要加强对储层应力及合理注水强度的研究，依靠注采系统和注水强度的调整，减少套损井数。

五是水动力学调整。在井网或开发层系基本不调整的情况下，应结合油田实际适时开展水动力学调整，如周期注水、脉冲注水、交替注水等。依靠人为控制注水量和产液量产生一定幅度的变化，使储层渗流场内压力和流体发生改变，达到改善水驱波及状况的目的。

六是水质改性。注入水一般取自浅层地下水或地表水，或掺入产出污水，可能出现与产层水不配伍现象，特别是对低渗透储层影响很大。重点油田应开展配伍性研究，通过水质改性降低注入水对储层的伤害，达到扩大水驱波及体积的效果。

2. 加强科学管理

二次采油是一项比较复杂的系统工程，应从系统工程的观念出发，加强科学管理。一是按不同油藏类型、不同含水阶段制定二次采油技术调整对策。要对未注水油藏进行注水可行性分析，对已开发油田注水效果进行评价并提出改善水驱调整措施，对特高含水油田（指处于经济开采边缘）进行开发方式和开采方式转换研究，包括降压、停注水、三采（化学驱、微生物、注气）、机采方式变换、深抽等，直至最终废弃。各油田公司也要制定年度改善二次采油工作的部署，主要包括：动态监测方案，注水效果评价，未注水区块注水可行性分析与方案设计，已注水油田改善二次采油状况研究与注采调整部署，水平井、分枝井、调驱、细分注水等挖潜调整工作安排，其它改善二次采油的措施。

二是加强对配注的三级管理。按照股份公司—地区公司—采油厂对油区（油田）、油藏（区块、开发单元）、单井的配注进行三级管理，提高区块、单井配注的科学性与合格率。对达不到配注要求的注水井采取增注措施，每季度或半年进行一次动态配水调整，推广应用动态配水软件，提高区块、单井的配注合格率。要制定考核制度，把注水配注完成情况和其它注水工程作为辅助生产指标进行组织、检查和落实。

三是加大油田稳油控水和综合治理力度，不断提高水驱采收率。改善二次采油工程，最终要通过稳油控水和综合治理来发挥它的作用。在经济有效的前提下，要树立减小自然递减、控制含水上升速度就是增产、增储、增效（削减成本）的观念；要不断扩大稳油控水和综合治理规模，加强研究，加大治理力度，改善老油田开发效果，确保油田生产形势的稳

定。

3. 制定合理有效的经营方针

股份公司油田开发总体已经进入高含水、高采出程度阶段，平均含水 83%，可采储量采出程度 70%。见水井数占 82%，含水大于 80% 的井数占见水井总数的 50%。对含水小于 80% 的生产井，应加强注水，合理放大生产压差，依靠提高产液量来减缓原油产量的递减；对含水大于 80% 的生产井，应加强注水结构和产液结构调整，以稳液开采方式为主。股份公司应总体上控制注水量的增长，在油区之间、油田之间、开发单元之间及注水井之间做好注水量的宏观调控，做好注水井平面和剖面调整工作；加大科技投入，使技术创新和推广有机结合；管理到位，全面做好改善二次采油技术应用的系统工程，使老油田开发效果进一步得到改善，水驱采收率不断提高，同时成本得到有效控制。

4. 更新观念，加快发展

一是在对老油田的地质认识方面要敢于突破传统模式的束缚，敢于否定自己。用新的技术和发展的眼光重新审视过去，提出新的看法和观点，指导老油田的进一步挖潜。

二是在新技术的应用上要打破传统的思维定式，提倡创新精神，加大推广应用力度。经验无疑是一笔巨大的财富，但如果总满足于经验，技术就很难发展。

三是要正确认识新技术推广与提高经济效益之间的关系。好的新技术，应用后就应该提高经济效益。如果达不到提高经济效益的目的，应用新技术就失去了意义。

四是研究发展技术要注重技术的可推广性。注重可推广性，就是要有载体。在技术研发阶段，就要想到并妥善加以解决。

五是要注重技术交流和对外合作。只有广泛参与才能实现真正意义上的交流，才能形成浓厚的学术氛围，推动技术的发展。

六是要特别注重提高技术人员素质。第一层次是专家层次，这几年中青年一代已经担起技术骨干的重任，完成了新老交替。但技术权威性无论是在数量上还是在质量上都是不够的，应当引起足够的重视。第二层次是一般技术人员的素质仍有待于提高。要建立有效的人员培训及交流制度，确保技术人员有过硬的专业素质和技能。

推进技术进步 改善二次采油 为开创陆相油田开发新水平而奋斗

岳登台

(勘探与生产分公司)

摘 要 本文在论述改善二次采油重要性和必要性的基础上,分析了提高油藏注水采收率的影响因素,介绍了改善二次采油中需要不断发展认识油藏的配套技术和需要不断完善注水开发的配套技术,提出了加强改善二次采油基础研究和关键技术攻关的建议。

在 2001 年 10 月召开的中国石油天然气股份有限公司油气田开发技术座谈会上,刘宝和副总裁所作的“推动技术进步,深化内部改革,为创造油气田开发更大经济效益而奋斗”的报告中,明确指出已开发油田总体上进入高含水高采出程度阶段,产量明显出现递减趋势(图 1、图 2),在分析了油气田开发存在的主要矛盾,尤其是石油资源不足仍然是制约油田发展的主要因素的情况下,提出技术发展对策的六大系列技术,首先是改善二次采油技术,经过一年来的贯彻实施,进一步加深了对改善二次采油的认识,这次改善二次采油配套技术及发展方向研讨会,是进一步落实改善二次采油的部署和措施,具有重要的战略意义。

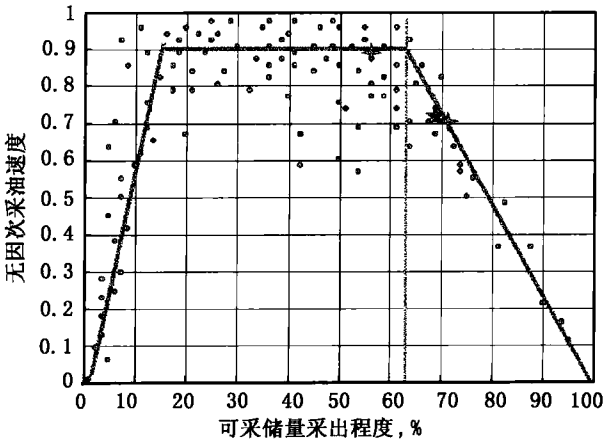


图 1 国内主要油田开采模式图

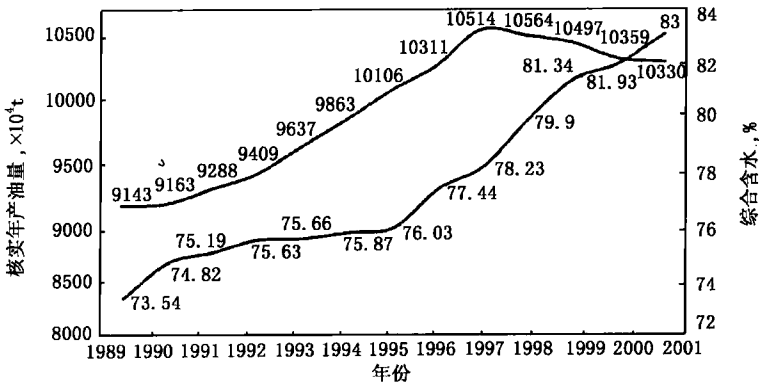


图 2 中油股份公司原油产量与含水曲线

一、改善二次采油的重要性与必要性

根据 2000 年底已开发油田开发方式归类分析, 注水开发油田地质储量 $97.6 \times 10^8 \text{t}$, 占总投入地质储量 $107.7 \times 10^8 \text{t}$ 的 90.6%, 可采储量 $35.5 \times 10^8 \text{t}$, 占总投入可采储量 $37.8 \times 10^8 \text{t}$ 的 93.9%, 年产油 $8922 \times 10^4 \text{t}$, 占总年产油量 $10359 \times 10^4 \text{t}$ 的 86.2%。这充分说明, 陆相油田注水开发仍是主要方式, 注水开发提高采收率仍是主导技术。

又据 199 个油田按开采程度统计分类来看, 采出可采储量大于 60%、综合含水大于 80% 的老油田 79 个, 开发动用地质储量 $79.4 \times 10^8 \text{t}$, 占统计开发储量的 77.61%, 年产油量 $7355 \times 10^4 \text{t}$, 占统计年产油量的 75.8%, 平均采出可采储量的 73.91%, 剩余可采储量的采油速度 8.17%。

大部分老油田已进入开发后期, 随着开采程度的加深, 地下油水关系越来越复杂, 剩余油分散, 给油田稳产和调整挖潜带来的难度越来越大。贯彻中国石油天然气股份有限公司以经济效益为中心持续发展的精神, 对于油藏管理来讲, 就是如何从油田开发的实际情况出发, 合理采用各种有效方法和手段, 以获得最大的经济采收率。到目前, 已开发油田的总采收率 35.11%, 是不高的。处于高含水后期开发的老油田, 仍然是生产上的主力, 产量多, 剩余可采储量多, 其潜力也最大, 仍然是今后调整挖潜的主要对象。

还有, 我国陆相油田, 除大庆喇、萨、杏油田外, 一般砂体规模较小, 断层多, 断块小, 因油层物性、温度及流体性质等因素影响, 相当一部分油田, 尤其是埋藏较深的低渗透复杂油藏及复杂断块油藏不具备三次采油的技术经济条件, 也主要通过改善二次采油提高开发效果。

随着工艺技术的进步, 新的开采方法的应用, 采收率还会不断提高, 可采储量还会有较大的增长。因此, 改善二次采油及提高水驱采收率仍是中石油, 尤其是东部各油田工作的重点, 是有效开发的重要途径, 是实现可持续发展的重要物质来源。

二、影响油藏注水采收率的因素及其变化

注水采收率是由水驱油效率和注水波及系数组成。通常认为, 水驱油效率主要取决于油层固有的原始地质特征。对于一个具体油藏来说, 采用一般注水方法和采油工艺措施, 是不易改变水驱油效率的。注水波及系数则取决于人们对油藏地质特征的认识程度, 以及采取的措施是否适应客观实际。在一定的地质条件下, 进行的措施效果好一些, 注水波及体积可能高一些, 反之就差一些。

国内外油田开发大量实践资料表明, 影响注水采收率的客观地质因素主要是储集层物性、油层非均质性、孔隙结构、原油粘度及储集层被断层切割的复杂程度。

影响注水采收率的人为因素主要是三个方面: 一是油藏开发层系的划分与调整是否合理, 是否有利于改善层间矛盾, 增加油层动用厚度; 二是井网密度是否合理, 是否适应油层非均质严重的特点, 是否具有较高的水驱储量控制程度, 尤其是低渗透裂缝性油藏的开发, 井网部署如何实现与天然裂缝和人工裂缝的优化配置, 以取得最佳的技术经济效益; 三是采油工艺技术和增产措施应用的效果, 工艺技术和增产措施的针对性及适应性强, 不仅对提高油井单井产量起重要作用, 而且有利于提高油藏采收率, 反之会伤害油层和影响采收

率。

在油田进入高含水期后，由于长期水冲洗和各种人为措施的影响，地下相态、饱和度、原油粘度、地层水矿化度、储集层结构及岩石表面性质等都在不断变化，使影响采收率的因素变得更为复杂，这是我们在研究和应用提高采收率的方法时必须重视的问题。

处于高含水后期开采的油田，由于此时采出程度已高，一般采出可采储量的 65% 以上，又经层系、井网多次调整，地下水关系十分复杂，在纵向上和平面上，油水层犬牙交错，镶边搭桥，剩余油呈分散状态。薄差油层油水关系变得更为复杂。但油水运动规律还是可循的，水淹特征是与不同类型沉积相的宏观与微观结构模式密切相关的。据大庆油田开采 30 多年钻的密闭取心井资料分析（图 3），主力油层剩余油主要分布在油层上部，上下部驱油效率相差 2~4 倍，强水洗厚度范围 40% 左右。若是复合韵律油层，其水淹特征要复杂得多。

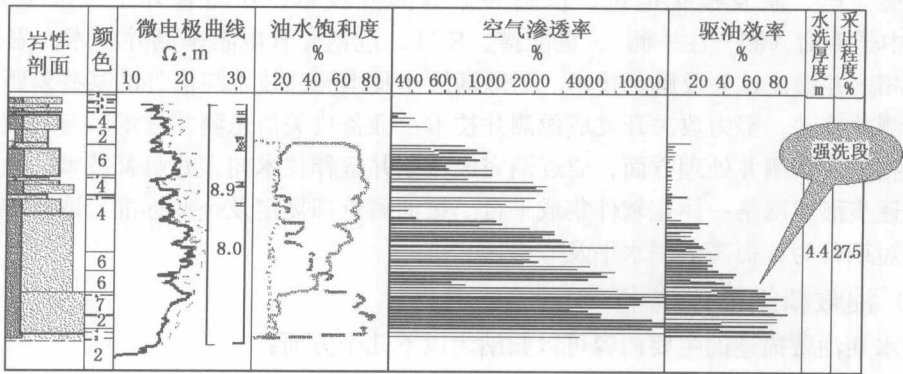


图 3 密闭取心检查井取心分析结果

从理论上分析，注水开发过程中始终存在流体运移与孔隙介质间的相互作用和影响，即流固耦合问题，孔隙介质骨架变形或表面性质的变化对储集层孔隙度、渗透率是有影响的。

储层经过长期水冲洗，油层孔隙度及渗透率发生变化，胜利孤岛油田中一区馆 3 组开发初期空气渗透率 $1115 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，含水 88% 时，密闭取心测定为 $13124 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，增大几十倍，孔隙度比原来增大 5%，从而加大了油层的非均质程度。

在低渗透油田注水开发过程中，因地层压力下降造成渗透率伤害是一个突出特点，而且这种变化一般是不可逆的。

在注水开发过程中普遍存在岩石表面性质由亲油向亲水转变，剩余原油粘度及密度增大的趋势。

因此，在油田进入高含水期后，储层非均质性加剧，在研究堵水、调剖等措施时，应当考虑储层的变化。为改善二次采油，就要不断深化油藏及剩余油分布规律的研究，这是油藏管理义不容辞的责任。

三、需要不断发展认识油藏的配套技术

中国陆上油田绝大多数为陆相储层，构造复杂，非均质严重，原油粘度除西部部分油田外多数偏高，石油地质特点决定了注水开发过程中水驱油的不均匀性，尤其是进入高含水期

后, 见水层数多, 地下油水关系复杂, 水淹程度差异很大。能够不断取得综合调整的好效果和较高的开发水平, 在很大程度上依赖于对油藏的认识程度。

为提高调整挖潜效果, 各油田都在不断加大对剩余油分布研究的力度, 从静态到动态, 从宏观到微观, 从定性到定量分析剩余油潜力及分布特点, 已从层间深入到层内的韵律段。随着时间的推移, 油田地下情况将变得更加复杂, 必须不断地对地下情况进行再认识, 这是正确进行决策的基础和依据。这就需要不断发展认识油藏、搞准地下情况的配套技术。

(一) 油藏动态监测技术

除了广泛应用国内已有的动态监测技术外, 推广应用好引进的先进测井装备与测试技术。围绕搞清油藏剩余油分布状况, 要努力发展井间地震、电磁波监测技术; 井间化学示踪和同位素示踪技术; 在分阶段钻取密闭取心资料的前提下, 发展油田地球化学分析技术; 发展高精度、高分辨率“找水仪”, 以及利用注采剖面测井资料求取油层剩余油饱和度的技术; 裸眼井发展介电、激发极化电位、核磁共振等测井技术; 在套管井中发展双探头 C/O (RST)、中子寿命 (测一注一测)、氯能谱、RFT、过钢套管电阻率测井技术; 发展高含水期多层多相多井渗流试井及解释技术。为逐渐缩小我国测井技术与国外的某些差距, 要继续发展数控测井技术, 努力攻关开发成像测井技术, 准备攻关信息测井技术。努力发展硬件设备和配套技术。在测井处理方面, 要逐渐完成从单井解释技术向多井解释技术、油藏描述技术过渡; 逐步形成网络一体化软件集成平台。按油藏管理规定及企业标准, 取全取准各项资料, 防止短期行为, 提高应用水平及效果。

(二) 油藏精细描述技术

高含水期油藏描述的主要内容可以归纳为以下几个方面:

- ①微构造研究;
- ②沉积微相研究;
- ③流动单元划分与对比;
- ④层内及微观非均质性;
- ⑤剩余油空间分布确定;
- ⑥建立储层预测模型。

需要发展完善的主要技术和方法:

①剩余油分布动态监测资料。包括水淹层测井解释、密闭取心资料等的处理与分析方法。

②微地质界面研究技术。即通常说的微构造研究, 必须建立在准确的细分层基础上, 应用较密井网资料和小间距等高线法的微构造研究技术, 以及用三维地震或高分辨地震资料精细解释法的微构造研究技术。

③细分沉积微相研究技术。包括纵向上细分到时间单元; 平面上细分到沉积微相, 建立起识别各种微相的标志; 勾绘沉积成因储层参数图, 建立精细储层地质模型; 在精细地质模型研究的基础上, 动静结合, 分析剩余油分布特征; 寻找高效调整井, 提高储量动用程度。

④储层物性动态变化空间分布规律研究技术。包括岩心分析、地质统计等多种资料信息的综合分析预测。

⑤流动单元空间结构研究技术。流动单元是具有相同渗流特征的岩相组合。在一个小层或单砂体内部可细分出多个流动单元, 也可能就是一个, 即油砂体本身。不同流动单元的水