

胡博仲
主编

大庆油田 高含水期稳油控水 采油工程技术

石油工业出版社



《大庆油田高含水期稳油控水采油工程技术》

编 委 会

主 编：胡博仲

副主编：谢平安 周 望 徐志良

委 员：李安璜 蔡汉川 董福洲 王主恩 岳广胜
周清华 柴连善 刘富润 陆昆江 王玉山
王松林 海中兴 金东明 徐慎荣 陆仁桓
唐 录 赵学昌 王宝春 刘顺生 李 志
王 林 周继德 李 伟 程兆惠 孙冠杰
刘镇嘉

《大庆油田高含水期稳油控水采油工程技术》

主 要 编 写 人

第一章	胡博仲	徐志良		
第二章	陆明龙	刘方玉	王宝春	徐志良
第三章	周清华	程兆惠	谭友贵	张传军
第四章	周继德	刘文兴	张 录	魏继德
第五章	程兆惠	赵学昌	李井刚	李 冰
第六章	杜 信	白晋魁	李 伟	陈 水
第七章	赵学昌	李 伟	李井刚	徐伯承
第八章	王雅茹	于盛田	王维良	梁福民
第九章	李 伟	陈 凤	高树生	杨 雪
第十章	孟令尊	王德喜		
第十一章	李绪波	张大任		
第十二章	王主恩	赵齐禄	李延洲	孙冠杰
第十三章	徐志良			

序

大庆油田是我国目前最大的陆相非均质、多油层砂岩油藏，也是完全依靠我国自己的力量，第一个全面实施注水开发的大型油田。35年来，大庆油田已累计生产原油13.4亿吨，不仅获得了显著的经济效益，促进了我国石油工业和国民经济的发展，而且创出了连续20年保持年产原油5000万吨以上稳产的最新记录，达到了目前世界同类型油田注水开发的最高水平。

认真总结大庆油田在注水开发过程中实现长期高产稳产的经验，对进一步提高砂岩油田注水开发水平和整体经济效益，更好地贯彻落实石油工业“稳定东部、发展西部”的战略方针，起到一定的作用。

作为一名长期从事油田地质、开发技术研究和油藏管理的工作者，我亲身经历并参与了大庆油田35年的开发建设，深深感到大庆油田注水开发之所以能够达到今天这样的水平，是党中央、国务院的正确领导和全国人民大力支援的结果；是油田历届领导班子和广大职工发扬“爱国、创业、求实、奉献”的大庆精神，同心协力艰苦奋斗的结果；是坚持依靠科技进步，不断加深对地下油层的认识，大力发展完善注水开发新方法、新工艺、新技术的结果。

“八五”期间，针对大庆油田新增可采储量技术难度明显增大和高含水期油田开发整体经济效益急剧下降这两个主要问题，在调查研究国内外注水开发油田大量资料的同时，认真总结分析了“七五”期间大庆油田开展的一系列先导性矿场试验结果，立足大庆油田的基本地质特征和注水开发特点，集中群众智慧，决定实施“稳油控水”系统工程，以求改变国内外类似大庆这样的油田，一旦进入高含水期开采，不是产油量大幅度下降，就是整体经济效益急剧下滑的被动局面。

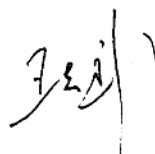
实施这项系统工程的总体思路是：通过增加薄差油层为主的可采储量，为实现“稳油”提供资源基础；通过调整高含水主力厚油层的产液量为实现“控水”创造必要条件。为此，组织多学科开展协同攻关，形成了主要包括油田地质、油藏工程、测井、钻井和采油工程等5个专业126项技术组成的大庆油田继续保持年产原油5000万吨以上稳产技术系列。

以这套技术系列为依托，“八五”期间大庆油田通过实施“稳油控水”系统工程取得了明显效果。与国家审定的同期规划预测指标相比，5年累计多产油610.86万吨，少产液2.48亿吨，实现了年产原油5500万吨稳中有升，综合含水率少上升6.06个百分点，总计增收节支150亿元，不仅取得了巨大的经济效益，而且使大庆油田实现了连续20年保持年产原油5000万吨以上稳产，并为进一步把稳产期间延长到2000年提供了可靠的技术保障，这在世界同类型油田开发中是前所未有的。

1995年9月，“大庆油田高含水期‘稳油控水’系统工程”荣获中国石油天然气总公司科技进步特等奖；1996年3月被评为1995年全国十大科技成果的第二名；1996年12月，荣获1996年度国家科技进步特等奖，为大庆油田注水开发增添了新的光彩。

由胡博仲同志主编的《大庆油田高含水期稳油控水采油工程技术》，比较系统地介绍了大庆油田实施“稳油控水”系统工程中，研究发展完善起来的一套采油新工艺新技术。这些技术有很强的针对性和实用性，在实现油田“稳油控水”目标中发挥了重要作用。通过这本书，可以从一个侧面了解大庆油田实施“稳油控水”系统工程所遇到的主要技术问题及其解决途径，可以说，它的出版无疑是十分有意义的。

随着我国石油工业的不断发展，相信在取得丰硕物质成果的同时，必将会有更多、更好的精神成果，呈现在广大读者的面前。



1996年12月

目 录

第一章 概 论	1
第一节 大庆油田“八五”期间继续稳产的主要问题及有利条件.....	1
第二节 大庆油田高含水期“稳油控水”采油工程技术概述.....	2
第二章 射孔完井和采油过程中的油层保护技术	7
第一节 射孔参数对油层产能的影响.....	7
第二节 射孔工艺技术	13
第三节 射孔完井液保护油气层技术	20
第四节 固井水泥胶结质量评价测井技术	25
第五节 采油过程中的油层保护	28
参考文献	28
第三章 分层注水工艺技术	29
第一节 注入水水质处理技术	30
第二节 注水井热泡沫混气水洗井试注工艺技术	35
第三节 分层注水工艺技术	39
第四节 注水井增注工艺技术	50
第五节 注水井化学调剖工艺技术	61
第六节 合理注水压力界限	67
第七节 卧式潜油电泵注水	69
第八节 注水井分层测试工艺技术	75
参考文献	85
第四章 高含水期的机械采油	86
第一节 有杆泵采油	86
第二节 潜油电泵配套工艺技术.....	107
第三节 螺杆泵采油配套技术.....	125
参考文献.....	130
第五章 分层压裂工艺技术	131
第一节 油井压裂在油田高含水期和高含水后期开发阶段应用与效果.....	131
第二节 降低油井压裂隔层厚度提高难采储层动用程度.....	133
第三节 分层压裂工艺技术.....	138
第四节 油井压裂基础工作.....	149
第五节 油层水力压裂集约化管理.....	157
参考文献.....	166
第六章 分层找水与堵水技术	167
第一节 油井找水技术.....	167
第二节 油井机械堵水技术.....	177

第三节 油井化学堵水技术·····	189
参考文献·····	200
第七章 油、水井套管防护与大修技术·····	201
第一节 套损机理认识及防护措施·····	201
第二节 套损井监测技术·····	214
第三节 油、水井大修技术·····	222
参考文献·····	236
第八章 非常规井采油工艺技术·····	237
第一节 丛式定向井采油工艺技术·····	237
第二节 斜直井采油工艺技术·····	245
第三节 水平井采油工艺技术·····	247
第四节 小井眼采油工艺技术·····	249
第九章 波动采油技术·····	252
第一节 超声波采油技术·····	252
第二节 水力振荡解堵采油技术·····	255
第三节 低频振动处理油层工艺·····	259
第四节 井下低频电脉冲采油技术·····	263
第五节 高能气体压裂技术·····	268
参考文献·····	272
第十章 井下作业配套技术·····	274
第一节 “五不十配套”机械化作业技术·····	274
第二节 “五不十配套”技术应用效果·····	277
第十一章 油井计量技术·····	279
第一节 油气计量分离技术·····	279
第二节 油中含水测量技术·····	283
第三节 两相计量技术·····	286
第四节 三相计量技术·····	290
第五节 转油站计量技术·····	292
第十二章 注采系统节能降耗技术·····	295
第一节 油田注水节能技术·····	295
第二节 机采井节能技术·····	296
第三节 地面集输节能技术·····	299
参考文献·····	301
第十三章 三次采油配套工艺技术·····	302
第一节 聚合物驱配套工艺技术·····	302
第二节 注气配套工艺技术·····	305
参考文献·····	307
附录 大庆油田“稳油控水”的实践及认识·····	308

第一章 概 论

大庆油田属世界上特大型非均质、多油层砂岩油田,目前大庆长垣内外已有 18 个油田投入开发,动用含油面积 1780.37km^2 ,投产井 30312 口,其中采油井 20784 口;注水井 9528 口。大庆喇嘛甸、萨尔图和杏树岗三个主力油田的油层深度在 1200m 左右,油层总厚度达 100~150m,可分为 80~120 个小层,其中单层最厚的可达 30m,最薄的只有 0.2m;渗透率最高的可达 $1.2\mu\text{m}^2$,最低的只有 $0.004\sim 0.005\mu\text{m}^2$ 。

第一节 大庆油田“八五”期间继续稳产的主要问题及有利条件

大庆油田于 1960 年投入开发,1976 年达到年产原油 $5000\times 10^4\text{t}$ 。1980 年油田综合含水率达 60.4%。转入高含水期开采以后,研究应用了以油田开发动态监测、开发指标预测、井网(一次)加密调整、钻井完井、采油工艺和地面原油集输等 6 个方面组成的高产稳产注水开发技术,不仅实现了年产原油 $5000\times 10^4\text{t}$ 以上第一个 10 年稳产,而且在技术上保证了油田稳产期延长到 1990 年。

一、大庆油田“八五”期间继续稳产所面临的主要问题

进入“八五”期间以后,随着油田综合含水率上升和开采油层性质的进一步变差,要继续保持年产原油 $5000\times 10^4\text{t}$ 以上稳产,原有的开发工艺技术已很难适应,必须针对“八五”油田开发新对象和新特点,研究发展一套新方法和新技术。当时,在国内外同类型油田中,高含水期的开发模式有两种:一种是以俄罗斯罗马什金油田为代表的“提液稳油”模式,其稳产期一般为 7~10 年;一种是以加拿大帕宾那油田为代表的“稳液降油”模式,其稳产期一般为 6~8 年。而大庆油田到 1990 年底综合含水率已高达 78.96%,并已连续 15 年保持年产原油 $5000\times 10^4\text{t}$ 以上稳产,在这样的条件下要继续延长油田稳产期,面临的主要问题如下。

1. 新增可采储量的技术难度明显增大

可采储量是油田稳产的资源基础。“八五”期间,大庆油田要继续保持 $5000\times 10^4\text{t}$ 以上原油稳产,必须每年新增相应的可采储量,才能使油田生产具有足够的后劲。由于大庆油田经过“八五”以前 30 年的开发,好油层和一般差油层都已投入开采,剩下来的大部分是高度分散、砂泥交混的薄差油层。目前国内外对这类油层既不算储量更不进行开采,因而也就没有一套现成的开发工艺技术。要把这一部分储量有效地动用起来,需研究解决 0.2m 以上薄油层开采一系列高难技术问题。

2. 油田开发总体经济效益将急剧变差

大庆油田是采用注水补充地下驱油能量的方式进行开发的。进入高含水期开采以后,随着油田综合含水率上升,液油比将急剧上升,即在采出 1t 原油的同时要采出更多的水。据测算,大庆油田如果沿用“提液稳油”的办法,只稳油不控水,“八五”期间油田综合含水率将由 78.96% 上升到 86.36%;同期年产液量将由 $2.61\times 10^8\text{t}$ 猛升到 $4.23\times 10^8\text{t}$;年注水量也将由 $3.31\times 10^8\text{m}^3$ 激增到 $4.49\times 10^8\text{m}^3$ 。这不仅会导致钻井、采油、供电、供水和地面建设工程

量的大幅度增加,进而使近期油田开发总体经济效益急剧变差,特别当综合含水率高达86.36%时,将给“九五”以致更长时期油田稳产带来极为不利的影响,其长期经济效益也很不理想。解决这一问题的主要技术难点是:如何在保持原油产量稳定的前提下,有效地控制油田总产水量的增长幅度,在总体上取得“稳油控水”的开发效果。这是当时国内外同类型油田尚未解决的新问题。

二、大庆油田,“八五”期间继续稳产的有利条件

针对上述问题,要在高含水期油田开发中实现“稳油控水”,大庆油田的有利条件是:

1) 从地质条件上看:大庆油田是一个非均质很严重的多油层砂岩油藏,这一基本地质特征,决定了注水开发的不均衡性,加上不同地区投入开发的时间有先有后,即使进入高含水后期开采阶段,不同区块、井网、井点和油层的水淹程度和储量动用程度仍然存在差别。这些差别为在平面上和纵向上挖掘各类油层潜力,创造了必要条件。

2) 从先导性试验看:“七五”期间,先后开展了“提液稳油”、“区块堵水”、“二次加密调整”、“注采系统调整”和“表外储层开采”等一系列先导性矿场试验。这些试验结果,一方面对单一措施在油田稳产中的作用做出了评价,另一方面也为高含水期油田实现“稳油控水”提供了依据。如杏北油田在“七五”期间通过采取综合措施,严格控制产液量增长幅度,除新增926口调整井的产能建设外,没有增加其它地面改造工作量,五年间年产油量由 $731.98 \times 10^4 \text{t}$ 增加到 $834.7 \times 10^4 \text{t}$,综合含水由75.78%下降到75.40%。有力地证明了只要路子对头,措施得当,在一定时间内实现“稳油控水”是完全可以办到的。

3) 从开采技术上看:通过“七五”攻关,使机械采油条件下的分层开采、高效优质钻加密调整井、低渗透油田开采、套损井防护及大修等多项技术的框架和主体部分已经确立,通过进一步完善配套,能基本适应近期油田“稳油控水”需要。

4) 从时机选择上看:从 $5000 \times 10^4 \text{t}$ 稳产的含水率-产液量关系曲线可以看出,产液量拐点出现在含水率80%附近,随后的产液量将随含水率上升而急剧增长。而“七五”期末,大庆老区综合含水率正在80%左右,说明从“八五”开始力争实现“稳油控水”,在时机上选择不仅是及时的,也是最佳的。

第二节 大庆油田高含水期“稳油控水”采油工程技术概述

根据大庆油田高含水期“稳油控水”的需要,针对高含水期油田调整挖潜对象的新特点,在大庆油田分层开采技术的基础上,发展形成了一套高含水期“稳油控水”采油工程技术。其主要内容概述如下。

一、按照“注够水必须注好水”的开发原则,发展完善分层定量注水工艺技术,努力提高注水质量

按照注够水必须注好水的原则搞好注水结构调整,是搞好产液结构和储采结构调整的基础。注够水,就是要按照产液结构调整的需要,使注水量与液油比的上升幅度同步增长,在新的开发条件下实现新的注采平衡,以保持油层有足够的驱油能量。注好水,就是要按照不同井网和油层的水淹特点,在控制高含水、高产液井层注水量的同时,使低含水井层注进水并注够水,以提高各类油层特别是低含水差油层的水驱储量动用程度。

根据上述原则要求,“八五”期间在以往工作的基础上,发展完善了一套分层定量注水工艺技术。这套技术主要包括:适用于低渗透差油层试注和不排液直接投注的热泡沫混气水洗井工艺技术;适用于日注水量 $30\sim 1000\text{m}^3$ 的分层配水和验封技术;适用于恢复低渗透层吸水能力的解堵增注技术;适用于提高难注层注水效果的注水井多裂缝压裂增注工艺技术;适用于套损井分层注水的化学调剖工艺技术;适用于提高低渗透层注水强度的分质分压注水工艺技术;适用于完善注采系统的套损井大修及小直径分层配水工艺技术。

“八五”期间,通过广泛应用上述工艺技术,使油田注水状况有了明显改善,注水质量有了很大提高。五年间,在 6339 口注水井上应用了分层注水技术,使油田分注率由 1990 年底的 41.7% 提高到 1995 年底的 71.9%。在 1300 多口新井和转注井上应用热泡沫混气水洗井技术,使 90% 左右的井达到配注方案要求,其中有 466 口井实现了不排液直接投注。在老区全面推广应用分质分压注水技术,使基础井网与调整井网的注水效果有了明显改善。同时,在 2168 井次上应用各类增注技术,累计增注 $1681.1\times 10^4\text{m}^3$ 。五年间,通过不断发展分层注水技术和加大措施工作力度,使油田注水结构得到了有效调整。1995 年与 1990 年相比,基础井网注水量由 $24309.5\times 10^4\text{m}^3$ 降至 $17635.2\times 10^4\text{m}^3$,占油田总注水量的比例由 75.9% 降至 44.3%;调整井网注水量由 $7707.8\times 10^4\text{m}^3$ 增加到 $22173.3\times 10^4\text{m}^3$,占油田总注水量的比例由 24.1% 上升到 55.7%;为实现“稳油控水”目标奠定了坚实基础。

二、按照高含水期“提液必须控水”的开发原则,发展完善堵水、换泵和压裂工艺技术,努力提高增油控水效果

把油井堵水作为控制特高含水井层产水量的主要措施,努力实现“降水增油”。为此,在找水堵水上,发展形成以直接测试、模拟测试和综合判断为主的大排量机采井找水技术;以 4 大类 32 种机械堵水管柱和以水玻璃氯化钙和氰凝为主的单液法化堵技术。5 年堵水 2316 口井,降水 $1560.18\times 10^4\text{m}^3$,增油 $55.2\times 10^4\text{t}$,平均单井日降水 65.2m^3 、日增油 1.81t。

把自喷转抽和换泵作为调整不同含水井层产液量的重要措施,努力实现在提液的同时多增油、少增水。为此,在机械采油上,发展完善了有杆泵 10 项配套技术、电潜泵 10 项配套技术和螺杆泵 10 项配套技术。五年转抽和换泵 2911 口井,增油 $266.91\times 10^4\text{t}$,平均单井日增油 6.8t。

把油井压裂作为挖掘低含水、低产液量差油层潜力的主要措施,努力实现增油控水。为此,在压裂工艺上,发展完善了投球法多裂缝压裂、高砂比分层压裂、定位平衡压裂和复合压裂为主的油层改造技术。五年老区老井压裂 3556 口,增油 $605.37\times 10^4\text{t}$,平均单井日增油 9.9t。

把钻调整井作为提高低渗透差油层储量动用程度的主要措施,努力实现增油控水。为此,在完井工艺上,发展完善了限流压裂、平衡限流压裂完井和深穿透、无杆堵、负压射孔完井技术。五年老区投产新井 6048 口,产油 $828.36\times 10^4\text{t}$,平均单井日产油 10.2t。

通过发展应用上述技术,“八五”期间,大庆喇萨杏油田共计增油 $1755.84\times 10^4\text{t}$,而增水只有 $1066.1\times 10^4\text{m}^3$,相当使油田综合含水率少上升 4.94 个百分点,在实现“稳油控水”目标中发挥了关键作用,见表 1-2-1。

表 1-2-1 大庆喇萨杏油田措施效果表

年 度	堵 水			转抽换泵		压 裂		新 井		小 计	
	井数 口	增油 ×10 ⁴ t	降水 ×10 ⁴ m ³	井数 口	增油 ×10 ⁴ t	井数 口	增油 ×10 ⁴ t	井数 口	增油 ×10 ⁴ t	井数 口	增油 ×10 ⁴ t
1991	352	7.78	180.59	792	89.06	495	80.33	1110	162.37	2749	339.54
1992	438	10.35	268.58	528	57.49	656	116.30	1171	195.66	2793	379.8
1993	473	10.30	398.82	484	47.78	691	121.84	1508	186.23	3156	366.15
1994	512	11.27	418.70	591	38.89	865	142.28	1262	149.05	3230	341.49
1995	541	15.5	235.63	516	33.69	869	144.62	997	135.05	2923	328.26
合 计	2316	55.20	1560.18	2911	256.91	3556	605.37	6048	828.36	14851	1755.84

三、按照“防修并举”的原则要求，发展应用油、水井套管防护及大修技术，努力实现当年大修井数与套损井数相持平

如何减缓套损井对油田生产的不利影响，是高含水期油田开发生产中的一个突出问题。“八五”期间，按照当年大修井数与套损井数相持平的要求，我们坚持一手抓防护一手抓大修，取得了明显成效。五年总计大修套损井 1496 口，而同期新增套损井为 1115 口，实现了阶段持平有余，使全油田减少了 381 口待修套损井。

通过加强套损机理研究，认识到成片套损与零星套损在特点和机理上有“三同三不同”，并在此基础上，从三个方面完善补充了十五条防护措施。通过这些措施的逐步落实，使油田套损速度得到了有效控制，平均年套损井数由“七五”期间的 315 口降低到“八五”期间的 251 口，相当五年少损坏 470 口井。与些同时，大力加强大修技术攻关，增强大修配套施工能力，形成解卡打捞、整形加固、套管补贴、取套换套、电泵井处理和报废井处理 6 项套管大修技术，使“八五”期间年均大修井数由“七五”期间的 141 口上升到 299 口。

四、按照“因地制宜”的原则要求，加快发展非常规井眼开采技术，努力扩大油田开发新领域

进入 80 年代以来，随着世界石油和天然气工业的迅速发展，对一些具有特定的地质、地理和地貌条件的油田，采用不同于常规垂直井眼的特殊井眼进行开采，有力地促进了油气勘探和开发领域的扩大。大庆油田在 80 年代中后期，就开始研究应用丛式定向斜井开采技术。“八五”以来，又先后开展了水平井、斜直井和小井眼井开采技术试验研究。目前，已基本形成由分层注水、堵水、机械举升、油层压裂、防蜡降粘和测试诊断为主要内容的丛式定向斜井开采工艺技术、斜直井开采工艺技术和 114.3mm (4½in) 小井眼井开采工艺技术。同时，研究应用了水平井射孔一测试联作工艺技术和水平井多段压裂工艺技术。上述技术的研究成功，为进一步拓宽大庆油田开发领域，改善高含水期油田开发效果，提供了新的技术手段。

五、按照“求实创新”的原则要求，积极开展波动采油试验研究，努力开辟高含水期增产增注技术新途径

波动采油是 80 年代兴起的一项新技术，主要通过各类声波、爆炸冲击波和电磁波对油层进行解堵处理，以达到增产增注的目的。与常用的机械或化学处理方法相比，波动采油技术

具有适应范围大、对油层伤害小、工艺设备少、施工费用低的优点，采油厂、矿容易掌握，使用方便，因而在高含水后期有着良好的应用前景。

从 80 年代中期开始，大庆油田就进行了这方面的试验研究。“八五”期间，进一步把室内研究同现场试验结合起来，有力地促进了这项技术的发展。目前，已基本形成由超声波、低频电脉冲、低频振动、水力振荡和高能气体冲击波压裂组成的波动采油技术系列，应用规模正逐步扩大，在改善高含水后期增产增注措施效果上，发挥着日益重要的作用。

六、按照“开发与节约并重”的原则要求，积极推行节能一体化，努力降低高含水期注采系统能耗

大庆油田既是国家重点能源生产基地，也是全国能源消耗大户，全油田用电量是全省的 1/4，全国的 1%，特别是油田进入高含水期开发后，能源消耗将随注采总液量的增加而急剧上升。在这种情况下，必须坚持“开发与节约并重”的原则，一方面要千方百计搞好油田开发，为国家生产更多的石油；一方面要尽可能地降低能耗增长幅度，为国家节约更多的能源。按照这一原则要求，从“六五”期间的单井单机单项节能为主、“七五”期间的五大系统节能为主，发展到“八五”期间的地下地面一体化总体节能为主，并于 1992 年在喇嘛甸油田开辟了综合节能降耗“示范区”，主要发展应用了注水、采油、集输系统三套节能技术。

“八五”期间，通过广泛应用这套节能技术，使油田注采系统耗电量仅由 1991 年的 $37.42 \times 10^8 \text{kW} \cdot \text{h}$ 增加到 1995 年的 $45.71 \times 10^8 \text{kW} \cdot \text{h}$ ，平均年增 $1.66 \times 10^8 \text{kW} \cdot \text{h}$ ，比“七五”期间降低 40.4%，5 年累计节电 $15 \times 10^8 \text{kW} \cdot \text{h}$ ，有效缓解了油田供电紧张的局面（见表 1-2-2）。

表 1-2-2 大庆油田注采耗电量对比表

年 份	注水年耗电量 $\times 10^8 \text{kW} \cdot \text{h}$	机采年耗电量 $\times 10^8 \text{kW} \cdot \text{h}$	年 合 计 $\times 10^8 \text{kW} \cdot \text{h}$
1991	20.40	17.02	37.42
1992	21.28	18.15	39.43
1993	22.23	19.15	41.38
1994	23.48	19.47	42.95
1995	25.72	19.99	45.71
总计	113.11	93.78	206.89

七、按照“夯实基础”的原则要求，大力搞好高含水期油井计量技术改造，努力控制原油输差

油井计量是油田开发生产的一项重要基础工作。油田进入高含水期开采后，油井计量技术难度明显增大，原油输差逐步上升，给油田生产管理和措施效果评价带来了新的问题。“八五”期间，通过狠抓油井计量技术改造，到 1995 年底，全油田已建成两相计量装置 1018 座，投入使用 913 座，使用率为 90%，使用井数 66%；三相计量装置 142 座，投入使用 115 座，使用率为 81%，投用井数 66%；两相和三相计量装置合计计量井数占全油田总井数 60.4%。全油田 41 个采油矿全部实现分矿计量，有 302 个采油队具备了分队计量的条件，占总数 317 个采油队的 95%。通过油井计量技术改造，全油田原油输差得到了有效控制，为搞

好油田开发生产管理奠定了可靠的基础。

八、按照“超前、配套、实用、高效”的原则要求，加快三次采油配套工艺攻关，努力为延长油田稳产期创造条件

三次采油是大庆油田高含水后期延长稳产期的一项战略措施。“八五”期间，先后开展了注聚合物驱油、注 CO_2 和注天然气驱油矿场试验，通过综合对比，确定注聚合物驱进入工业化推广应用。在此基础上，还开展了三元复合驱现场试验，取得了令人鼓舞的效果。

为了适应三次采油技术发展的需要，在加快完善聚合物分层注入和分层测试技术的同时，开展了聚合物驱上返封堵技术、解堵增注技术和采出井举升技术的研究和应用。不仅保证了三次采油矿场试验的正常进行，也为聚合物工业化应用，提供了有力的技术保障。

上述八个方面的工艺技术，与油藏工程、测井、钻井工程技术配套应用，在“八五”期间油田“稳油控水”中发挥了重要作用。与国家审定的“八五”规划指标相比，全油田5年累计生产原油 $27919.55 \times 10^4 \text{t}$ ，比同期规划多生产原油 $611.55 \times 10^4 \text{t}$ ，实现了年产原油 $5500 \times 10^4 \text{t}$ 稳产略有上升；5年累计产液 $13.73 \times 10^8 \text{t}$ ，比同期规划少产液 $2.48 \times 10^8 \text{t}$ ；5年油田综合含水仅由 78.96% 上升到 80.23%，比同期规划少上升 6.13 个百分点；在高含水期油田开发中实现了“稳油控水”。5年累计增收节支达 150×10^8 元，不仅取得了显著的经济效益，使大庆油田实现了连续 20 年保持年产原油 $5000 \times 10^4 \text{t}$ 以上稳产，并为进一步把稳产期延伸到 21 世纪，提供了有力的技术保障。

随着大庆油田开发形势的发展，高含水期“稳油控水”工艺技术必将不断完善配套，并将在大庆油田二次创业实现稳产新目标中，发挥更大、更好的作用。

第二章 射孔完井和采油过程中的油层保护技术

自 1932 年美国加利福尼亚州洛杉矶 MO 油田首次采用射孔完井方法以来, 至今已有 63 年的历史。这种完井方法对油井产能的大小有很大的影响。如果射孔作业恰当, 可以在很大的程度上减缓钻井对储层的损害, 使油井的产能达到甚至超过理想无污染裸眼井的产能; 如果射孔作业不当, 射孔本身会对储层造成极大的伤害, 甚至超过钻井损害, 从而使油气井产能很低。因此, 对射孔技术要十分重视。

第一节 射孔参数对油层产能的影响

射孔完井是目前应用最多的一种完井方法(完井方法可以有多种, 此不赘述), 但人们一直怀疑油井产能应该比实际的产量高, 国内外许多学者经过室内及现场研究发现了导致产能下降的一些问题, 说明射孔完井是一种损害完井。

一、射孔对产层的伤害机理

1. 射孔过程对油层的伤害

目前油田应用的射孔弹绝大部分为聚能射孔弹。而聚能射孔弹的成形药柱爆炸以后, 产生出高温($2000\sim 5000^{\circ}\text{C}$)、高压($10^3\sim 10^4\text{MPa}$)的冲击波, 凹槽内的紫铜金属罩受到来自四面八方的向药柱轴心的挤压作用。在这种压力作用下, 金属罩的部分金属变为速度达 1000m/s 的微金属流, 这股高速射流在遇到障碍物时, 产生约 $3\times 10^4\text{MPa}$ 的压力, 从而穿透套管、水泥环及地层岩石, 形成一个孔眼。但射流所遇到的障碍物并未消失。套管、水泥环、岩石受到高温、高压射流冲击后变形、破碎和压实, 在射孔孔道的周围就会形成一个压实罩, 实验室研究认为这一压实破碎层厚约 $0.64\sim 1.27\text{cm}$, 渗透率为原始渗透率的 $7\%\sim 20\%$ 。

此外射孔弹爆炸时所形成的残余物也极易堵塞射孔孔道, 由于射孔弹性能不良, 聚能射孔弹中的紫铜罩约有 30% 的金属质量转化为金属射流, 其余部分以较低的速度跟在射流后面移动, 与套管、水泥环、岩石等的碎片一起堵塞已射开的孔道。这种堵塞非常牢固、坚硬, 酸化及生产流体的冲刷也难以将其消除。

2. 射孔参数不合理产生的地层伤害

射孔参数是指孔深、孔密、相位、孔径等。由于射孔参数的选择不当, 将引起射孔效率的严重降低。图 2-1-1 是 0° 相位的布孔所形成的井底流线分布示意图。

从图 2-1-1 中可以看出, 在井筒较远处流动是径向流, 从平面内观察流体是径向流入, 从垂直面观察流线

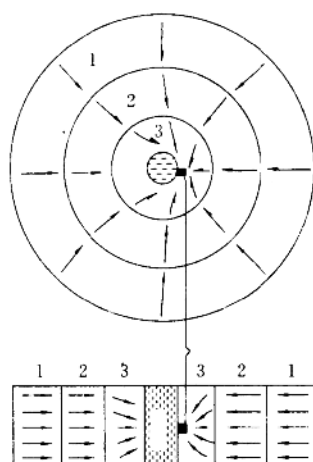


图 2-1-1 0° 相位井底流线分布示意图

1—径向流; 2—井径向流; 3—非径向流

则是平行于油层的顶部和底部。从井眼附近的某处开始出现流线的汇集而变为非径向流,此时尽管水平面内流线不再是径向的,但垂直面内流线仍然平行于地层的上、下层面,这段为非径向流1相,此时已产生了部分附加压降。再往内某一位置开始,流线开始汇集而流向孔眼,而井眼、套管和水泥环变成了流动障碍,此时垂直面流线也不再平行于地层面,称为非径向流2相,从水平面和垂直面流线都汇集流向孔眼,从而附加压降急剧增加。

射孔参数越不合理,附加压降越大,油气井的产能将越低。

3. 射孔液对油层的伤害

射孔液对油层的伤害包括固相和液相侵入两方面。侵入的结果是降低地层的绝对渗透率和油的相对渗透率。如果射孔弹能够穿透钻井泥浆污染带,则射孔液的污染不但使井底附近的地层受到钻井伤害以后再进一步受到射孔液的危害,而且还使钻井伤害区以远的未受伤害地层也受到射孔液的危害。液相侵入对地层的伤害主要表现在三个方面:粘土膨胀、发生水锁、破坏孔隙内油流的连续性。固相侵入时对地层的伤害主要表现在两个方面:堵塞孔隙的喉道、固相颗粒侵入减少地层孔隙的有效直径。

4. 射孔压差对产层的伤害

所谓射孔压差是指射孔液柱压力和地层流体压力之差。如果采用正压差射孔(即液柱压力高于地层孔隙压力),在射开油层的瞬间,井筒中的射孔液就会压入射孔孔道,并侵入地层产生伤害,并且在射孔时由于正压差的存在可使已射开的孔被一些固相物质(岩屑、爆炸残余物等)堵塞和压实。同时还可能加重了压实带的压实作用程度,从而降低了孔眼的导流能力。相反,若地层流体压力高于射孔时液柱压力即为负压射孔,在此负压差的作用下地层流体可向井筒产生一个回流,冲洗射孔孔道解除固相堵塞,并可缓解压实作用,从而提高射孔效果。

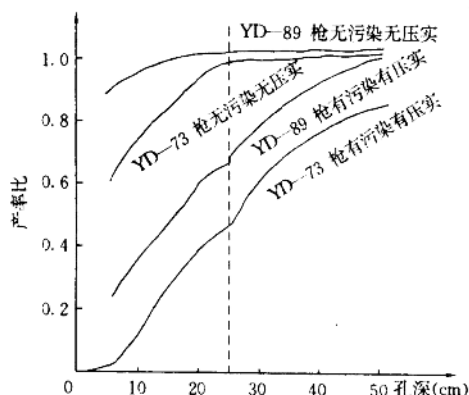


图 2-1-2 孔深对产率比的影响

二、射孔参数对射孔井产能的影响

目前研究射孔参数与射孔参数定量规律的方法不外乎两种,即数值模拟和电模拟两种,而最为常用的是数值模拟方法。进入70~80年代以来,国内外的研究者又运用了先进的有限元方法研究存在泥浆污染和压实的三维射孔问题,使该问题的研究进入了一个新时期。

1. 孔深对产能的影响

图2-1-2是无污染有压实情况下产率比(实际产量与理论产量之比)与孔深的关系曲线。从图中可以看出,油井产率比随孔深的增加而增大,它是条减速递增的曲线,即开始时孔深对生产能力的的作用更明显。并且在射孔穿透深度等于泥浆污染深度时曲线出现拐点——曲线上翘,也就是说当射孔穿透深度大于泥浆污染深度时,随孔深的增加而产量增加的幅度变大。

2. 孔密对产能的影响

从图2-1-3中可以看出,产率比随孔密的增大而增大,但孔密增加到一定程度后,再增加

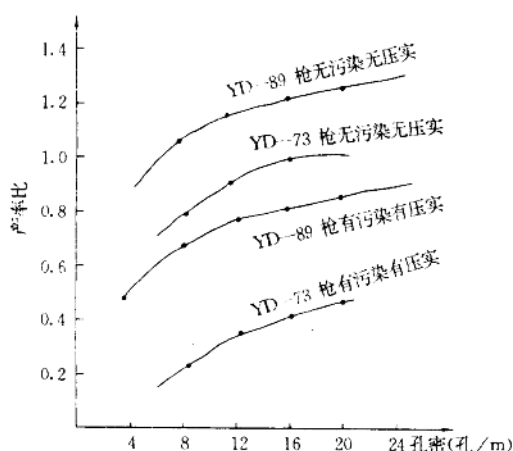


图 2-1-3 孔密对产率比影响

炸药的能量是一定的,故一般都倾向于牺牲孔径(直径为10mm左右即可),来换取较大的孔深。但这个结论不适用于稠油层、易出砂层等特殊储层。

4. 相位角对产能的影响

相位角是影响产能的一个重要参数,假设射孔深度相同,则 90° 相位角最好,产率比最高,其次为 180° , 0° 相位角最差, 120° 相位角与 90° 相位角在产能方面是基本相当的,见图2-1-4。

5. 射孔格式对产能的影响

射孔格式(孔的排列方式)不同对油井产能的影响亦不同,我们选用了七种射孔格式(见图2-1-5),由图2-1-5及不同相位角产率比与孔深关系计算结果(见图2-1-6)可看出,最有效的射孔格式是 90° 交错、 90° 平面、 180° 交错、 180° 平面、 0° 相位最低,在有污染有压实情况下,总的看来螺旋排列方式与交错方式在产率比方面相同, 90° 相位与 120° 相位相同。

5. 钻井和压实损害对油井产能的影响

射孔孔眼未穿透钻井损害区时,钻井损害程度(受损区渗透率与原始渗透率之比)对油井产能的影响最显著(见图2-1-7),因此减少泥浆和水泥浆对地层的伤害程度,对于提高油

孔密,其产能增加的幅度将变小,也就是说产能是随孔密的增加而减速递增的曲线,在孔密较小时,增加孔密对于油井产能的影响,较之在较大孔密时增加孔密,效果更明显,作用更大,美国学者的研究认为,13~26孔/m是以较低的成本达到最佳增产效果的最佳孔密范围。

3. 孔径对产能的影响

射孔孔径对油井产能的影响,在孔较浅时所起的作用比孔深时的大,由于目前所用弹型孔径变化范围较小,总的来说孔径对产能的影响较小,相对而言是一个不太重要因素,由于射孔弹

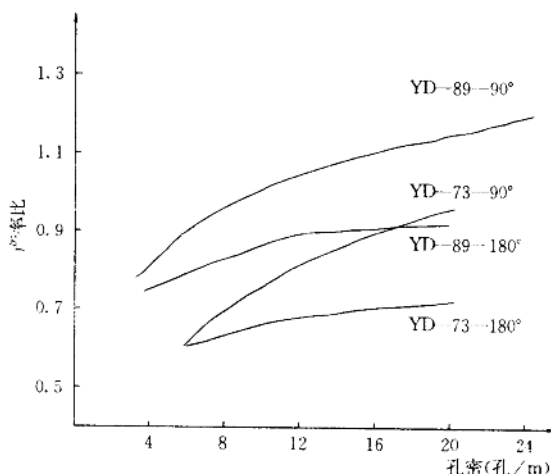


图 2-1-4 相位对产率比影响

俯视图							
正视图							
格式	0	180P	180C	90P	90C	90S	120S

图 2-1-5 射孔格式示意图

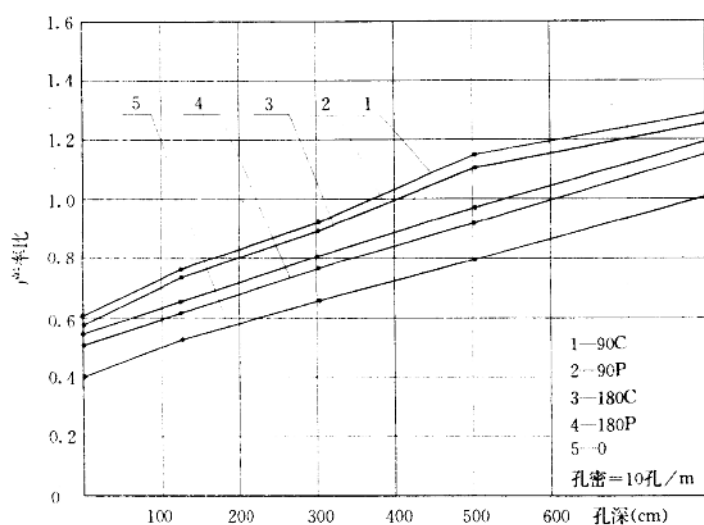


图 2-1-6 不同相位角产率比与孔深关系曲线