



王志武 刘恒 袁庆峰 陈大方 编著

大庆油田 “稳油控水” 系统工程

中国工业出版社

大庆油田“稳油控水”系统工程

王志武 刘 恒 编著
袁庆峰 陈大方

石油工业出版社

内 容 提 要

本书总结回顾了“八五”期间大庆油田开发工作所取得的伟大成就。书中从“稳油控水”系统工程的内涵、高含水期油田储量潜力的研究、“稳油控水”技术的操作和应用以及“稳油控水”的模式和科学管理等方面,介绍了这一时期的开发实践,以便全国其他油田在工作中借鉴。

本书可供从事油田开发工作的科研人员及有关院校师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

大庆油田“稳油控水”系统工程/王志武等编著.

北京:石油工业出版社,2000.4

ISBN 7-5021-2941-3

I. 大…

II. 王…

III. 油田开发-研究-文集

IV. TE34-53

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2000) 第 14959 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)

北京普莱斯特录入排版中心排版

北京密云华都印刷厂印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 9 印张 230 千字印 1—2000

2000 年 4 月北京第 1 版 2000 年 4 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-2941-3/TE·2285

定价:20.00 元

前 言

1990年,大庆油田开发已历经了30年,原油年产量在5000万t以上,逐年处于稳步上升的态势也已持续了15年,看来1985年提出的“年产原油五千万吨,再稳产十年”的目标,经过努力是可以实现的局面也逐步明朗化了。届时,大庆油田广大职工,包括一直关心大庆油田发展的上级部门和有关人士除了以喜悦的心情欢庆大庆油田所取得的伟大胜利的同时,又无不以急切的目光,冷静下来,面对一下油田开发的现实,油田采出程度已达23.84%,可采储量的采收率也已达59.3%了,油田综合含水已达78.96%并接近80%了。整个油田已进入到高含水期中后开采阶段,储采比开始下降,水油比急剧上升已是这一阶段开采的显著特点和面临的严峻现实。

在这种情况下,迫切需要回答的问题是尖锐的,是具体的。如何增加新的可采储量,尽可能谋求储采比平衡,在今后的5年以较高水平实现“再稳产十年”的目标,并为油田长期持续发展打好基础,创造一个良好的条件;如何避免由于水油比急剧上升,液量增长过猛所导致的地面建设调整频繁,工作迫于奔命,投入费用大量增加,风险接踵而至的极为复杂的态势呢?

其实,在采出相应储量下,控制水油比上升,始终是追求和考核注水开发油田效果的主要标志之一,人们为之做了不懈的努力,积累了不少经验,至今,研究工作仍在深入发展。

问题在于油田开采进入高含水期后,不仅剩余可采储量减少,挖潜难度增大,而且由于水油比的快速上升,液量急剧增长,就更一步加重对油田稳产的威胁。

任何一个矛盾的解决,无不依赖于对事物客观实际的判断方法的选择和其利弊的分析,以及实践对它所作出的检验。

大庆油田是一个典型的内陆湖盆条件下形成的大型油田。地质环境的演化,湖泊的收缩变迁,筑成了一个完整的河流三角洲沉积体系和多套生油、储油层组合的复合油藏。成百个不同性质油层的纵向叠加和形态各异的砂体在平面上的展布,显示了极其复杂的非均质性。注水开发以后,虽经多次调整,仍顽强地以其开采上的非均衡性显示着它原来的特性。正因为人们认识了这个特点是非均质、多油层开采过程中的基本矛盾,以“差异性”为契机,考虑各种办法,采用各种技术,使油田开发工作向更加有效的方向发展。

差异就是潜力。谋求潜力为现实,一直是石油工作者们对油田开采规律和其依附条件的认识的无穷,相应地,也显示着他们能否驾驭这个规律和利用各种条件不断向有利方面转化的能力与能动地追求。这种追求是有限的,也是有为的;是困难的,也是乐在其中的。

首先是“稳油”。应该承认在一定的开采条件下,随着开采时间的延伸,可采储量逐渐减少,减产是一个不可改变的过程,那么进一步细分开采层系、调整注水关系、改变驱动方向等等,储采关系虽得不到相应的平衡,但可采储量也会出现一定的增幅,它既在情理之中,也被众多实践所证实。何况,对一个油区的稳产来讲,其它新的可采储量的投入和新的采油方法的应用,总会有助于资源基础的增强,总是有益于油田更长时间的稳产,这就是我们开始讲的解决资源的出路也要向外扩张一些,既要向老油田挖潜要一点,也要向勘探取得的新储量要一点,还要依赖新的技术向三次采油新方法要一点。当然,立足点还是要建立在老油田富有成效的挖潜工作上。只要油田精细描述再提高一些,区分和判断油层动用情况的技术跟上,有一套保证油田调整措施效果的方法,随之油田稳产的形势也就会向好的方向发展。

影响油田稳产的另一个棘手问题，就是液量猛升带来的威胁，油田生产条件更加复杂了，效益下滑，风险增加也都将接踵而来。不难看出能否抑制液量上升过猛，正是这个阶段影响大局的主要矛盾和主要方面了。面对现实，我们不能不对原确定的在高含水开采期的主要依赖大量提液维持稳产的技术政策重新审议，在反复论证的基础上，提出了今后油田开发政策和提高油田开采效果，必须要把长期稳产与控制液量更好地统一起来，寻求一条既要“稳油”，又要减缓液量增加过猛严格控制含水上升的新路子。

选择注水方式开发油田，不仅是为了补充油藏能量，使之保持旺盛的生产能力，究其目的和归宿还是为了有效地动用更多的储量，扩大水驱的效果，提高最终采收率。因此，注水和注好水两个方面应该始终科学地联系在一起，不但有效地统一在扩大水驱储量的目标上，而且，在某一阶段里，对抑制含水上升成为可能，而客观面对的井间、层间、层系间，甚至井排间、区块间等所呈现的开采上的多种不均衡性，正是藉以施展人们才能，进行各种有效调整、使之向预期方面转化的条件，无疑，这是谋求“稳油控水”新路子的良好契机，从某种意义上讲，就是它的理论依据。

追求最大可能的注水效率，进行储采、液量、含水三者在强化与抑制之间的合理调整，实现稳油与控水的目标优化，使在新的生产格局下运行，这就是“稳油控水”方针的主要内涵。

实践“稳油控水”显然是一项庞大的系统工程，它需要一个较长时间的规划，要有一个分步实施的具体方案，要有一套足以保证其效果的有力技术措施，还要有一套严密的质量保证和组织管理体系，而每一要素又无不浸透着强有力的统一指挥，对科技进步的渴求以及严格的科学管理工作。

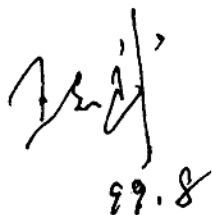
从1991年至1995年，在全油田推行“稳油控水”系统工程以来，可采储量有了增长，原油产量稳中有升，综合含水控制取得了大大好于预想的效果，地面改造工程和一些重要技术设施的投入也明显地节省下来，整个油田不但顺利地实现了稳产20年的目标，而且也为今后争取更长时间的稳产创造了一定的条件。

在特定的油藏条件下和特定的开发阶段里形成的“稳油控水”系统工程，是一种新的有效的开采体系，它成功地指导了大庆油田高含水期的开发工作。但它毕竟是一种新事物，许多方面必然存在着不完善性和局限性，具体工作中也存在着这样和那样的纰漏，有待进一步斟酌、改进和增添新的内容，本书的发表也旨在批判中发展。

“稳油控水”系统工程在大庆油田全面推行的过程中得到了原中国石油天然气总公司领导的指导和关怀，也得到了原总公司各业务部门的大力支持，这里表示衷心的感谢。

“稳油控水”系统工程的成功是大庆油田全体职工坚持和发扬“两论”起家基本功，顾全大局，勇于实践，辛勤劳动的结果，喜悦属于他们！

需要特别说明的是，文中涉及资料较多，应该说都是大庆油田开发多年来在科技研究工作上的历史性积累，是广大科技人员共同劳动的成果。



1998

目 录

第一章 “稳油控水” 系统工程的内涵	(1)
第一节 油田概况和开采历史	(1)
第二节 实现“稳油控水” 目标的工作重点和效果	(6)
第三节 油田开发技术获得新的进展	(8)
第四节 实施好“稳油控水” 系统工程的经验	(10)
第二章 高含水期“稳油控水” 储量潜力研究	(13)
第一节 高含水期新增地质储量潜力	(13)
第二节 精细地质研究的发展和应用	(15)
第三节 表外储层潜力研究	(19)
第四节 厚油层剩余油研究	(28)
第五节 高含水期油田可采储量	(39)
第三章 “稳油控水” 技术的操作和应用	(54)
第一节 高含水期剩余油分布形态	(54)
第二节 层系细分和井网加密调整	(61)
第三节 强化注水与细分注水技术	(67)
第四节 提高油井产能新技术	(73)
第五节 高含水后期油田控水技术	(76)
第六节 聚合物驱油技术的准备和应用	(77)
第七节 外围油田开发	(83)
第四章 高含水期“稳油控水” 模式和科学管理	(95)
第一节 “稳油控水” 是非均质油田高含水后期开发的新模式	(95)
第二节 “稳油控水” 技术的理论依据	(97)
第三节 油田开发科学管理评价方法	(109)
附录 王志武同志 1992 年 8 月 21 日在原中国石油天然气总公司局长、 书记座谈会上的发言	(126)

第一章 “稳油控水”系统工程的内涵

注水开发的油田,进入高含水期开采之后,产油量递减加快,如果主要用提高产液量的办法来保持产量不降或少降,则液油比增长速度急剧加快,产水量大幅度增加。如果此时一定要求产油量不降,则面临的困难是很大的。然而当时的国家计划又不允许产量下降,这就要求我们在困难中求发展,通过努力实践,大胆探索,发展科技研究和科学试验,努力寻找一个相对来说投资少、效益高、步子稳、风险小、稳产时间长的办法,努力使原油年产量保持稳定,同时把产水量增长幅度,控制到最低水平。这就是“稳油控水”系统工程的目标。至1990年,大庆油田开发建设已经过30年,油田综合含水已接近80%,进入高含水后期开发阶段,油田继续稳产面临很大困难,当时油田的基本情况和开采历史简述如下。

第一节 油田概况和开采历史

一、地质概况

大庆油田是中国目前最大的油田,也是世界上十几个特大油田之一。

大庆油田位于松辽盆地的中央部分,松辽盆地是中、新生代时期亚洲古陆上最大的内陆湖沉积盆地之一,盆地面积约 $26 \times 10^4 \text{ km}^2$,内部广泛分布着侏罗系、白垩系和第三系的地层,总厚度达6000m以上。大庆油田的生油层、储油层和盖层属下白垩系的青山口组、姚家组和嫩江组地层,有很厚的生油岩发育于盆地的中央部位,从北而南延伸的河流—三角洲相砂岩体镶嵌生油岩之中,组成了很好的生油、储油和盖层组合。

储油层为下白垩系的一套内陆湖盆的河流—三角洲相沉积的碎屑岩,在这段沉积过程中,多次发生不同规模的湖进和湖退,形成了许多相带不同、规模大小不同、旋回性差异及岩性物性有很大差别的各式各样的砂体,在纵向上互相穿插、交织在一起,平面上不同相带频繁变化,构成了十分复杂的储集层沉积体系,非均质性十分严重,表现为:

从钻井剖面的纵向上看,油层分布井段长,油层层数多,单层厚度较薄,层间差异很大,目前开采的主要目的层萨、葡、高三套油层井段长达300~500m;单井可钻遇不同性质的油层几十至上百个单层,从这些单层的岩心上观察,最薄的只有几厘米,而最大的有10~20m厚,前者多为河间薄层砂或前缘席状砂,后者则为河床砂。单层空气渗透率从接近于零,最大可达 $4000 \sim 5000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,总的来看,纵向上砂、泥岩间互分布,而砂层中薄层、厚层,低渗透层、高渗透层又相互交错,给油田开发带来很大的困难。

通过井间对比,每个单层在平面上类型变化大,砂体稳定性差,分布大小和形态十分复杂,萨、葡、高油层按沉积条件大体可分为三个大区:喇嘛甸油田以辫状河流相沉积为主,靠河道上游,条带状分布,岩性较粗,主要为中、细粒砂岩,单砂体较厚,平面上岩性呈突变的很多,曾经分析41对井距只有30~50m的同井场对子井,占总厚度24.14%的砂体,仅在其中一口井中出现,而在另一口井相对应的层位就尖灭了。河道砂的两侧有天然堤和决口扇砂体,河道砂体间分布的是层很薄,岩性物性差的薄层砂。萨尔图油田为河湖的滨岸摆动带,大多数砂体的湖

岸线在萨北、萨中地区,以分流河道砂体为主,西部也发育辫状河、曲流河砂体。由于这些油层沉积时水流急,碎屑物源丰富,冲刷和坍塌现象严重,故油层也具有条带状、宽度大、下切深、颗粒粗和渗透率高等特点,渗透率一般可达 $1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上。而其它的河间砂和前缘席状砂,则层薄,渗透率一般均小于 $200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。同一砂岩组内,由于上单元下切影响,有的平面上连续性遭破坏,连通性变差。到油田南部萨南及杏树岗地区,以内前缘和外前缘相的席状砂体为主,萨南地区发育有较多的水下分流砂体,向南渐变为内前缘、外前缘相,砂体单层厚度变薄,岩性变差,砂颗粒变为砂或粉砂,储层不管是总厚度还是层数都变少,油层形态为较窄的条带状河道砂、成片分布的薄层席状砂和形态不规则的零星分布的小砂体。

大庆油田从北到南,储层物性变化见表 1-1。

表 1-1 大庆长垣油层物性变化表

油 田 (区块)		层 位	含油面积 (km ²)	有效厚度 (m)	有效孔隙度 (%)	渗透率(×10 ⁻³ μm ²)		含油饱和度 (%)
						空气渗透率	有效渗透率	
大庆 长垣	喇嘛甸	萨、葡、高	100.0	萨、葡 47.7 高 11.0	25.0~26.0	葡 I ₁₋₂ :1654 其它 291~857	葡 I ₁₋₂ :400~50 其它 200~300	60.0~75.0
	萨 北	萨、葡、高	118.8	萨、葡 30.5 高 3.94	24.0~26.0	120~3600	40~1200	60.0~70.0
	萨 中	萨、葡、高	161.3	萨、葡 28.2 高 6.54	24.0~26.0	300~2500	200~500	60.0~70.0
	萨 南	萨、葡、高	182.9	萨、葡 19.4 高 1.91	23.0~26.0	萨 320~565 葡 338~1280	萨 200~300 葡 300~320	60.0~70.0
	杏 北	萨、葡、 高 I	197.9	17.08	23.0~24.0	50~5380	30~1220 平均 194	60.0~70.0
	杏 南	萨、葡	156.2	13.0	22.0~24.0		平均 176	60.0~70.0
	太平屯	葡	152.5	0.8~10.0	23.0	180~300	124	60.0~70.0
	高台子	葡	47.5	2.5~6.0	22.0~23.0	226	53	65.0~70.0
	葡 北	葡	157.7	0.5~7.1	23.0~24.0	150~300	105	62.0~65.0
	葡南一 放包塔	葡	149.2	1.0	23.0	162.7		62.0~65.0
合 计			1423.9					62.0

各个单砂体内非均质严重。大庆油田的储油砂岩是长石-石英砂岩,长石含量较高,孔隙系统内的粘土矿物,主要以高岭石为主,伊利石次之,泥质含量占 10%~15%。按不同地区不同油层沉积环境和条件的差异,不同油层,层内非均质特点和组合关系也不一样。根据单油层层内纵向上渗透率组合特点及水驱开发效果的不同,结合其沉积韵律,一般区分为 5 种非均质类型。包括正韵律油层、复合韵律油层、多段多韵律油层、薄油层和少数反韵律油层。分地区

各种类型油层所占厚度比例不同,开采效果也不相同。

大庆油田的原油属石蜡基型,含蜡量高达 20%~30%,凝固点高,脱气原油凝固点一般为 25~30℃。原油含硫普遍低于千分之一,总烃含量在 80%左右,其中饱和烃占 60%左右,芳烃 20%,非烃及沥青质占 20%左右。油田北部原油中胶质含量较高,因此原油粘度和密度由南向北逐渐增加。原始气油比为 45,体积系数为 1.12,饱和压力自北向南由 11.0MPa 逐步降低到 6.4MPa。原油性质变化见表 1-2。

表 1-2 大庆长垣油田原油性质变化

项 目 油 田	饱和压力 (MPa)	原始气油比 (m ³ /t)	体系系数	粘度(mPa·s)		相对密度	含 胶 (%)
				地 层	地 面 (50℃)		
喇嘛甸	10.49	48.5	1.122	9.6	21.6	0.8640	14.3
萨尔图	9.10	47.2	1.122	9.4	20.4	0.8583	14.3
杏树岗	7.56	44.4	1.112	6.6	14.1	0.8520	11.2
太平屯	6.80	40.4	1.115	6.4	11.6	0.8485	9.9
高台子	6.93	40.5	1.122	6.9	15.8	0.8533	8.1
葡萄花	6.40	45.4	1.124	4.9	10.4	0.8393	6.3
敖包塔	7.65	44.4	1.123	6.1	16.3	0.8556	10.3

油田水性属重碳酸钠型,总矿化度 6000~9000mg/L,氯离子含量 2000~3000mg/L,北低南高。油田北部在油水界面以上层段,原油受到氧化,胶质、沥青质增加,形成高度约 50m 的稠油段,原油粘度要比正常粘度增加一倍到几倍。这个稠油段的存在,影响了边水在开发中的驱油作用。南部地区在油水界面以上,虽无明显的稠油段,但储油层岩性变细,渗透性变差,砂岩延伸面积小,边水的驱动作用也小。

岩石表面性质属弱亲油型,但在注入水的长期冲洗下可转变为弱亲水型。储层在纵向上层数很多,高、中、低渗透层,厚、薄油层交互分布,剖面上可分为萨尔图、葡萄花、高台子三大套油层,由 41~13 个砂岩组组成。从北向南由泛滥平原相向三角洲前缘相过渡,油层渐次变薄,由最北喇嘛甸油田的近 130 个层、平均有效厚度 67.4m 到南部杏树岗油田减为近 40 个层,有效厚度变为 15~20m。从北到南岩石表面的弱亲油性也逐步减弱。

大庆油田的油层压力略高于静水柱压力,大部分油井具有自喷能力。油田北部三个高点面积大,构造比较完整,油层延伸较广,因此,油田各部分、各油层均属统一的压力系统,压力与油层埋藏深度呈线性关系,有统一的油水界面。南部油层渗透性变差,延伸面积变小,油层被断层切割,因而各断块形成各自的压力系统和各自的油水界面,局部地区出现水夹层和油夹层。而最北部的喇嘛甸油田高点的原始油层压力和饱和压力几乎相等,未溶解的天然气在高点形成一个气顶。

二、开采简史

目前统称的大庆油田,包括大庆长垣内的喇嘛甸、萨尔图、杏树岗、太平屯、高台子、葡萄花、敖包塔油田以及大庆长垣外围的升平、龙虎泡、杏西、齐家、金腾、敖古拉、朝阳沟、宋芳屯、榆树林、模范屯、头台等油田。

大庆油田是一个缺乏边水驱动条件的大油田。在油田北部原始地饱压差小,弹性能量很小。在1960年投入开发的初期,根据计算和矿场试验资料统计,在油层压力下降到饱和压力的弹性开采阶段,只能采出约1%的地质储量。当油层压力降到饱和压力以下,地下原油开始脱气,油层内和井壁附近油相渗透率迅速下降,原油粘度成倍提高,增大了原油在油层中的流动阻力,降低油井产油量和油田采收率,当时按溶解气驱方式开采,预测到油田废弃时采收率只能达到15%,所以利用天然能量开发大庆油田,油井产量稳不住,油田高产期很短,管理困难,一次采收率是很低的。

1960年大庆油田投入开发的当年,在油田的中心部位,开展了十大开发现场试验。根据试验结果,在研究油田开发方案时,采用了“早期内部切割注水,保持油层压力”的开发方针。

以后的实践又认识到在早期注水保持油层压力的原则下,对非均质严重的多油层油田,必须进行早期分层注水,努力保持各个油层压力的相对稳定。

到1975年底,经过15年的开发建设,大庆原油年产量达到 $4625.96 \times 10^4 \text{t}$,油田综合含水上升到30.65%。在编制十年总体规划时,提出了“高产上五千万吨,稳产十年”的开发指标。大庆油田进入了高产稳产的开发阶段。当时提出十年稳产,分两个阶段部署:

第一阶段,从1976~1980年的“五五”期间,主要的技术政策是“四个立足”。即立足于高渗透率主力油层,立足原有井网,立足于自喷开采,立足于前15年发展的工艺技术,保持油田年产 $5000 \times 10^4 \text{t}$ 稳产。主要的技术界限是,油层压力每年提高0.1~0.2MPa;年含水上升率控制在3.5%左右,5年后的综合含水不超过50%;老井的综合递减率控制在3%以内。

从1981年起,油田进入10年稳产的第二个阶段,即“六五”期间。因油田的含水上升加快,稳产难度显著增加。这个阶段采取的主要技术政策是实施“三个转变”。油田调整方式以原有井网、采用分层注水为主的综合调整转变到钻加密调整井为主的井网加密调整;开采方式由自喷开采逐步转到全面机械采油;调整挖潜的对象从高渗透率主力油层逐步转移到中低渗透率的非主力油层。针对“五五”期间开发实践中出现的问题,采取的主要技术界限是:注水井井底压力降到油层破裂压力以下;含水上升率控制在2.5%左右,年综合含水上升不超过3.1%;老井的综合递减率控制在5%以内;储采平衡系数保持在10左右。这个阶段,首先是通过钻调整井,细分开发层系,使中低渗透率油层组成独立的注采系统开采,提高储量的动用程度,增加可采储量。

10年过后到1985年底,大庆油田实现了“高产上五千万吨,稳产十年”的开发目标。这第二个五年原油年产量由1980年的 $5150.11 \times 10^4 \text{t}$ 上升到 $5528.88 \times 10^4 \text{t}$ 。5年间原油年产量增长近 $380 \times 10^4 \text{t}$,使大庆油田登上了年产原油 $5500 \times 10^4 \text{t}$ 的新高峰。

从1986年到1995年的“七五”和“八五”期间,大庆油田进入第二个十年稳产阶段。“七五”规划制定的十年稳产目标是 $5300 \times 10^4 \text{t}$ 以上再稳产十年。“七五”期间,要求按年产原油 $5500 \times 10^4 \text{t}$ 组织油田稳产工作。开发最早的喇、萨、杏油田要依靠科学技术的发展,保持年产原油 $5000 \times 10^4 \text{t}$ 以上稳产,到1990年全油田的综合含水控制在85%以内。

大庆油田在“七五”期间,加强了油田稳产的基础工作,做了大量的挖潜调整。从开发规划

的实施结果,各项指标都比规划预计的要好。一是油田原油生产连续5年保持较高水平稳产。“七五”期间油田已进入高含水开采期,油田含水上升,老油井产量递减速度加快是油田稳产的主要难点。采取有针对性的各项有效技术措施,控制油井含水上升速度。通过油田层系调整,加强油田注水基础工作。在“七五”后期又加快长垣外围低渗透率油田的投产开发。由于稳产基础工作得到加强,5年来原油生产始终稳定在 $5555 \times 10^4 \text{t}$ 以上。累计产油 $27798 \times 10^4 \text{t}$,与规划年产 $5500 \times 10^4 \text{t}$ 相比,累积超产原油 $298 \times 10^4 \text{t}$ 。二是油田含水上升低于规划指标,年产液量增长得到有效控制。全油田的综合含水由1985年底的73.2%上升到1990年的78.96%,5年平均年含水上升1.15%,比规划每年少升0.65%。年产液量的增长由过去每年增长 $1500 \times 10^4 \text{t}$ 以上,逐年降到1990年产液量只增长 $762.5 \times 10^4 \text{t}$ 。产液量的增长速度由每年增长10%以上,逐年降到1990年底的年增长5%左右。在保持注采平衡的原则下,5年少注水 $3500 \times 10^4 \text{m}^3$ 左右。在稳产的基础上,每年少注水、少产液、少耗电,大大提高了油田高含水期保持稳产的经济效益。三是油井产量自然递减率控制在9%以内,低于规划要求的10%,综合递减率控制在4%以内,低于规划要求的6%的指标。四是通过加强以注水为重点的调整工作,“七五”最后两年实现了注采平衡,年注采比为1.04,做到当年注入液与采出液相当,油层压力不再继续下降并有所回升。五是“七五”期间组织油田各方面的力量,总结老区经验,在长垣外围几个油田开发试验的基础上,采用新的工艺技术,使外围5个特低渗透率油田投入开发。到1990年底,已投注水井415口,投产油井1375口,年产油 $146 \times 10^4 \text{t}$ 。因储油层薄,储量丰度低,大部分都属岩性油藏,靠机械抽油生产,平均单井日产油只有3~4t。从总体上来讲,外围低产油田的逐步投入开发为全油田的接替稳产做出了一定贡献。

但是进入“八五”之后,要继续保持高产稳产,面临着许多新的问题:

一是调整井增储上产效果明显下降:由于油田一次加密调整即将结束,进行二次加密调整的对象将转向剩余油高度分散的低渗透薄油层。新钻调整井平均单井增加的可采储量将由“六五”的 $6.28 \times 10^4 \text{t}$ 、“七五”的 $4.37 \times 10^4 \text{t}$ 降为“八五”预测的 $1.90 \times 10^4 \text{t}$;平均单井日产油量将由“六五”的15t、“七五”的13.5t降至“八五”的9t左右。

二是工艺措施增产增注效果逐步变差:由于以开采方式转变为主的油田压力系统调整基本结束,随着措施井层的含水率升高和物性变差,各项措施的增产增注效果逐步变差。其中老区老井压裂平均单井日增油将由“七五”末期的9t预计至“八五”期末将降为4.5t。老井措施年增油量将由“七五”末期的 $220 \times 10^4 \text{t}$,降到“八五”的 $180 \times 10^4 \text{t}$ 左右。全油田老井综合递减率上升,各项工艺措施的经济效益将明显下降。

三是套管损坏井对稳产的影响日益增大:随开采年限的增长,预测“八五”期间将新增套损井1100~1300口,全油田当年套管大修队伍的修复井数又不能与当年套损井数持平,按此预测到“八五”期末,全油田待修套损井将达到3000口左右,这不仅会影响注采系统完善程度,还会直接影响油田继续稳产。

四是外围低渗透油田开采难度大、效益低:“八五”期间,为了弥补老区产量递减,外围朝阳沟、榆树林等低渗透油田将陆续投入开发。由于这类油田的油层物性差,单井产能低,加上开采工艺技术尚不配套,很难适应外围油田上产要求。

五是三次采油短期内难以形成规模生产能力:“七五”末期,聚合物驱油小型先导性试验虽取得明显进展,但工业规模试验尚未进行,同时该项工程涉及面较宽,一些相应的配套装备和技术在短期内很难完全过关,“八五”期间还要加大试验力度,短期内很难形成规模的产量接替能力。

面对上述问题,当时可借鉴的国内外同类型油田高含水期开发模式有两种: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7~12年,稳产期末综合含水不超过80%。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,稳产期末综合含水在70%左右。大庆油田1990年底综合含水已高达78.96%,并已连续15年保持年产原油5000万吨以上稳产。在这样的条件下,继续保持油田稳产的途径有两条:一条是只稳油不控水,另一条是既稳油又控水。如果走前一条路,采用单纯提高产液量的办法保持原油稳产,大庆油田的综合含水率,将由“七五”末期的78.96%上升到“八五”末期的87%,其中,喇、萨、杏主力油田的综合含水将由80.23%上升到89.9%。全油田年产液量也将由 $2.61 \times 10^8 \text{t}$ 上升到 $4.23 \times 10^8 \text{t}$,平均每年净增长 $3233 \times 10^4 \text{t}$,比“六五”和“七五”平均年增液量提高一倍以上。

这样做的结果:一是会给钻井和采油工程,特别是地面集输和供水、供电工程改造,带来难以承受的压力,使油田生产建设出现全面紧张的局面。二是在各项稳产措施效果变差的情况下,将进一步增加工作量和投资额,进而使油田开发效益大幅度下降。三是由于“八五”期末全油田和主力油田的综合含水率预计将分别高达87%和89.9%,这样会给“九五”以至今后更长时期的油田稳产,造成极为不利的影响。

由此看来,只稳油不控水不仅影响近期经济效益,而且不利于更长时期的稳产,其长期经济效益也很不理想。这就要求我们要发挥大庆油田开发初期的精神,即**艰苦奋斗、自力更生、实事求是、大胆创新**。对那些客观条件允许,经过努力可能办到的事情,应该积极地去研究、去探索、去实践。经过努力,找到一个相对来说投资少、效益高、步子稳、风险小、稳产时间长的新的稳产办法。

第二节 实现“稳油控水”目标的工作重点和效果

根据对油田实际情况和存在问题的分析,按“稳油控水”的基本观点为实现“稳油控水”的目标,“八五”期间的5年主要做好以下重点工作。

一、坚持注够水、注好水,搞好注水结构调整,是实现“稳油控水”目标的基础

五年中,依据油田开采状况,合理调整了注采系统,改善了注采关系,满足了注采平衡,并开始了细分层注水工作,5年全油田共转注水井4569口,注采井数比由1990年的2.42降到1995年的2.18,转注井数为“七五”期间的1.72倍。

全油田年注采比由“七五”末的1.07逐步提高到1995年1.28,累积注采比已达1.03。同时加强了分层注水工作,注水井分注率由1990年的41.7%提高到1995年71.0%,5年增加分层注水井4338口,分层注水合格率由20.0%提高到79.6%,油田注水质量明显提高,为实现“稳油控水”目标提供了保证。并且开始了进一步的细分层注水工作,全油田细分注水井达到6763口,工作进一步做细,分层状况更加合理,为改善开发效果拓宽了途径。

二、充分利用油田多层非均质特点,搞好产液和储采结构调整

“八五”期间以井间及层间含水差异为依据,以优化开发区块的储采及产液结构为目标,分析每一口油井的实际情况按照提高油田增油措施效果为目的的“3,6,9,10”措施效果工程的要求(即在喇、萨、杏油田,每一口油井上堵水措施,要求平均日增油3t,转抽、换泵一口井,要求

日增产 6t,油井压裂要求平均单井日增油 9t,投产一口新井,要求日产达 10t(不含二次加密井和油田新增井)。制定和实施产液结构调整方案,较好地控制了老井产量递减和全油田含水上升速度。5 年来,完成了 100 多万井次油田监测工作量,为“七五”期间的 1.5 倍,深入地进行了油藏潜力分析和储层再认识,为开展产液结构调整提供了可靠的依据。在方案编制过程中针对油田开发现状,采用了即分区块、分层系、分井的优化措施,简称“三分一优”的方法,按照含水率的高低,分开发区确定不同的调整重点;在开发区内,按开采对象及投产时间,把油井分为基础井网井、“六五”期间投产井、“七五”期间投产井和“八五”期间投产井 4 类,分别制订控、提液方案;同类油井,按含水率高低分级,具体落实不同的调整措施和指标;从开发区到单井,方案和设计都要经过优选。努力提高各项措施的单井效果,全面实现产液结构调整方案。“八五”期间油井压裂、转抽、三换、堵水及大修等几项生产措施共计实施了 17126 井次,增油 $1070.16 \times 10^4 \text{t}$,实现了规划增油指标。

三、提高二次加密调整方案水平,不断改善二次加密井的开发效果

“八五”期间,喇、萨、杏油田开始全面进行二次加密调整,5 年共完钻 4917 口,投产二次加密井 4185 口,新建产能 $1274 \times 10^4 \text{t}$,为保持油田稳产发挥了重要作用。为了改善和提高二次加密井的开发效果,从提高方案设计水平和对部分地区加密井投产初期产能低、含水高,达不到方案设计指标进行二次治理两个方面,做了大量工作。主要采取了以下 5 项措施:

- (1)从完善单砂体注采关系入手编制射孔方案,控制初含水,协调好新、老井注采关系;
- (2)尽量缩短注水井排液时间,及时转注,努力做到同步注水,以便恢复油层压力和油井产能;
- (3)注水初期,根据油层压力低的实际状况用 1.5~2.3 的较高注采比注水,使油井尽早见效;
- (4)有针对性地选用先进的完井工艺,提高二次加密井产能;
- (5)每口井均进行水淹层解释,作为射孔的主要依据。

通过上述工作,使二次加密井投产初期平均单井日产油达到 7.6t、含水 49.3%,70% 的井达到了方案设计要求的指标。通过综合治理,部分投产后产能低、含水上升快的区块也见到了治理成效,改善了开发效果。

四、发展低渗透油田开发技术,不断提高外围油田的产量接替能力

大庆长垣外围投入开发的油田基本上都属于低渗透、低丰度、低产能的“三低”油田。“八五”期间针对这些油田投产后水驱控制程度低、油层压力低、油井产量低的状况,开展了专项治理,发展和完善了以地震预测砂体为核心的一套综合地质研究技术和“两早三高一时” (即早期注水、早期分层注水;高注采比、高水驱控制程度、高压注水和适时进行注采系统调整) 的注水开发技术,提高了外围油田开发效果,使外围油田基本上实现了经济有效开发。“八五”期间外围开发井钻井成功率始终保持在 95% 以上,5 年共钻井 2553 口,建产能 $198.74 \times 10^4 \text{t}$ 。年产油由 1990 年的 $145.99 \times 10^4 \text{t}$,提高到 1995 年的 $292.41 \times 10^4 \text{t}$,实现了产量翻番。

五、开展了聚合物驱油工业性试验,使聚合物驱油技术步入了大面积推广应用的新阶段

大庆油田聚合物驱油自 1972 年以来,经过 20 多年艰苦努力,特别是通过“七五”、“八五”国家重点科技攻关,加强了与国内外的技术交流和技

场试验步伐。“八五”期间先后开辟了9个试验区,各试验区均见到了效果,实践证明,注聚合物驱油能提高采收率10%以上,注1t聚合物增产原油150t左右,聚合物驱油可以在油田上大面积推广应用。

六、油田各项开发指标均取得较好的效果

1. 原油产量年年超过规划指标

“八五”规划全油区5年产油 $27308 \times 10^4 \text{t}$,实际产油 $27919.55 \times 10^4 \text{t}$,比规划多生产原油 $611.55 \times 10^4 \text{t}$ 。其中喇、萨、杏油田5年规划产油 $24976 \times 10^4 \text{t}$,实际产油 $25497.86 \times 10^4 \text{t}$,比规划多产油 $521.86 \times 10^4 \text{t}$ 。

2. 产水量增长幅度下降,油田含水上升率变缓慢

通过实施“稳油控水”,“八五”期间比规划少产水 $25771.7 \times 10^4 \text{m}^3$,使油田含水比规划少上升6.13%,1995年含水仅达到80.23%,其中喇、萨、杏油田比规划少产水 $25972.56 \times 10^4 \text{m}^3$,含水比规划少上升6.07%,1995年含水仅达到81.43%。

3. 分层注水工作见效,在保持压力回升的条件下,注水量比规划减少

通过实现分层注水及细分层注水使油田油层压力稳定回升,与规划相比全油田少注水 8340.32万 m^3 ,其中喇、萨、杏油田比规划少注水 $10518.77 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

4. 稳产措施效果好,新增可采储量超过了“八五”规划要求

“八五”期间5年增加可采储量 $22769 \times 10^4 \text{t}$,比规划的 $20194 \times 10^4 \text{t}$ 多增加 $2575 \times 10^4 \text{t}$,到1995年底全油田可采储量增加到 $20.45 \times 10^8 \text{t}$ 。

5. 取得了较好的经济效益

大庆油田“八五”期间,由于贯彻“稳油控水”的开发方针,实施“3,6,9,10”措施增油工程,对油田开发进行“注水(原来称含水结构调整,但在实际操作时,油井含水主要是通过注水井的注水结构调整来实现的,所以后来又称注水结构调整)、产液、储采”3个结构调整,有效地控制了油田含水上升,降低了产液量和注水量的增长幅度,并使产油量比规划还有所增加,减少了地面工程量,获得了巨大的经济效益。据测算,同原“八五”规划比,由于多产原油、少产液、少注水、少作业、少用电、少建站和少建线路、管道等,实现了“少投入,多产出”,共增收节支获得经济效益 150×10^8 元左右。

第三节 油田开发技术获得新的进展

在实施“稳油控水”系统工程的过程中,加强了对油田开发技术的研究,在许多学科均取得新的进展。

一、发展了油藏开发地质技术,丰富了油藏开发地质学

针对长垣外围低渗透油田开发前期准备工作和长垣内部老油田高含水期开发调整以及三次采油的需要,经过多年攻关,发展完善了低渗透复杂油藏开发地震描述和老油田密井网条件下的精细油藏描述两套技术。这两套技术的形成,不仅解决了油田开发实际问题,而且还从以下两方面丰富和发展了油藏开发地质学:一是发展了开发地震学,明确了开发地震学的概念和作用,提出了开发地震学包括精细的二维及三维地震资料,经过精细处理,解决油田开发过程中油藏描述的五大问题,即探构造(开发过程中以探微幅度构造为主)、查断层(开发过程中的

查断距小于 10m 的小断层为主)、找砂岩(确定砂体的大小和分布形态)、辨流体(分辨油、气、水界面,判断砂体内的流体类型)、求参数(用地震资料求储层的孔、渗、饱等有关物性参数)。这五方面的研究我们都做了尝试,前三方面研究和应用已取得较好效果,后两方面的工作正在逐步展开。二是丰富了油藏开发地质学内容,明确了油藏精细地质描述的概念,提出油藏精细地质研究的内容为:应用综合地质方法识别油藏的微幅度构造;判断断距 5~10m 的小断层;纵向上细分代表储层最小沉积单元的单砂层;平面上细分储层的沉积相;精细地研究储层内部建筑结构,定量确定井间物性参数;用多种手段综合地分析储层孔隙结构;最后定量地建立起储层三维地质模型。上述技术的发展,在油藏开发地质的研究领域,上了一个台阶。

二、建立非均质多层大油田多次认识分阶段开发理论,扩展了油藏工程学研究内容

以不断深化的地质研究和油藏精细描述为基础,进一步研究了油田高含水期的各种储量潜力,并完善了不同开采阶段的可采储量测算技术;发展了油田开发不同时期油层动用状况的监测和研究方法;提出了以油层静态分布状况为基础,以开发系统层系划分、井网形式、注采系统为依据,以生产动态反映作检验的油层剩余油综合分析研究方法,揭示了水驱非均质砂岩油田开发过程中具有普遍意义的宏观和微观剩余油分布形式。随着非均质多油层油田不同开发阶段,对各类储层地质特征、动用条件及开采工艺技术要求等方面认识的不断丰富和深化,与其相适应在整个开发过程中必须多次布井,多次调整、分阶段开发。而且要把井网形式的变化,注采系统的调整,注采关系的完善,注采平衡的保持列为油田开发调整和油藏工程学的重要研究内容。因而,水驱开发多层砂岩油田,首先井网要控制住大多数油层;其次,井网控制住的部分油层中,水驱控制程度也要高;在水驱控制的部分中还要有较大的水驱波及厚度、波及面积和较高的驱油效率。因此油田采收率将由传统的水驱波及面积、波及厚度及驱油效率 3 个系数的乘积变为井网控制系数、水驱控制程度和水驱波及面积、波及厚度及驱油效率 5 个参数的乘积。另外,也认识到,油田开发是一项持续时间很长的复杂系统工程,必须把系统工程和优化理论引入油藏工程学中,作为研究和认识油层及分阶段选择优化布井方案和开发设计的重要依据,以便经济有效地开发好油田。

三、提出“稳油控水”结构调整技术,建立起高含水期油田开发新模式

“稳油控水”结构调整技术的提出,开创了水驱多层砂岩油田高含水后期的开发新模式。用三分一优(分区块、分层系、分井优化调整措施)的方法进行三个结构的调整,既控制了产液量,降低了产水量的增长幅度,又保持了产油量的稳定或减少其递减幅度。避免了国内外现有的提液稳产、稳液降产、降液控水 3 种开发模式的缺点,保证了油田经济高效开发。

“稳油控水”作为一项系统工程,又促进了油田开发 9 项技术的配套、完善和发展,它们是:

- (1)以细分沉积相为重点的精细地质研究技术;
- (2)以注采结构优化为重点的综合调整技术;
- (3)以可采储量测算为重点的开发指标预测及规划优化技术;
- (4)以薄层为重点的水淹层测井及解释技术;
- (5)以提高薄层固井质量为重点的调整井固井及防窜封窜技术;
- (6)以控制高产液量机采井产水量为重点的找水堵水技术;
- (7)以薄差层改造挖潜为重点的压裂工艺技术;
- (8)以提高油、水井利用率为重点的套管防护及大修工程技术;

(9)以水质深度处理和油田注采系统节能为重点的地面工程技术。

“稳油控水”系统工程也是一套科学的油田开发管理制度和方法,既有统一的工作目标,又有不同的技术要求;既协调了不同工种、不同技术部门的关系,又促进了各工种、各技术部门的发展,使油田向集约型的科学管理方向迈进了一步。

四、总结出了一套适合于大庆长垣外围低渗透复杂油田开发的注水开发技术

这套技术的实质是,针对大庆长垣外围油田的地质开发特点,改善油田开发效果必须及时补充油层能量,保持较高的地层压力;选择适当的井网和注水方式,争取较高的水驱控制程度;有效地防止注入水沿裂缝窜流,充分利用裂缝系统,变水害为水利。这套技术的主要内容包包括:早注水(或叫同步注水),高压注水,高注采比注水,高注采井数比注水,分层注水,高水质标准注水,沿裂缝方向注水,较小的井距注水。

五、完成了聚合物驱配套技术研究,技术水平达到了世界领先地位

“八五”期间完成了“大庆油田聚合物驱完善配套技术研究”,通过先导性矿场试验和工业化试验,解决了聚合物驱油所必须依赖的关键技术,取得了包括室内研究、数值模拟、矿场试验、配注工艺、采出液处理及采油工艺等一大批科研成果,为进一步推广应用聚合物驱做了技术准备。

在室内建立了一套新的实验方法,研究了分子量及分子量分布与残余阻力系数、驱油效率的关系。测定了聚合物在注采过程中浓度、粘度和分子量变化规律,建立了不同分子量、不同水解度、不同矿化度计算聚合物各项参数的数学模型,为确定聚合物驱在油层中的工作参数提供了科学方法。

完善和发展了聚合物驱数值模拟软件,将黑油模型和聚合物驱油模型合成一体,大大加强了油藏描述的功能和对注采井各种工作制度的适应功能。同时完成了聚合物干粉厂和水源工程的建设以及各项矿场试验。为“九五”以后的全油田大面积进行聚合物驱三次采油创造了物质基础。

第四节 实施好“稳油控水”系统工程的经验

要实施好“稳油控水”系统工程,必须坚持勇于开拓进取和实事求是的科学精神,总结经验,有以下几点:

一、要坚持正确的油田开发方针,制定出符合油田开发实际的合理技术政策、技术界限

大庆油田 35 年来的开发,最重要的一条是坚持了正确的油田开发方针,针对油田各开发阶段制定了符合油田开发实际的合理技术政策、技术界限。特别是“八五”期间,针对油田综合含水高,液油比急剧增长,不同开发单元间水淹动用状况差异大的具体情况,提出了“稳油控水”的开发方针及一系列配套的战略决策,制定了相应的技术路线、工作标准,并确定了综合递减率、剩余可采储量、采油速度、压力恢复速度、含水上速度、采液速度、注采井数比及注采比等各项技术界限。大庆油田稳产 20 年及“八五”期间“稳油控水”的实践使我们深刻地认识到,油田必须紧紧依靠一个正确的油田开发方针,以及针对各开发阶段的变化制定出符合实际的开发技术政策、界限,才能保证各阶段规划部署的合理性;必须紧紧依靠科技的发展和进步,不

断采取新的技术措施才能使各阶段的规划部署得以实施。

二、工作起点要高,奋斗目标明确,始终瞄准世界油田开发先进水平

油田一进入“八五”高含水期开发,我们仍以世界同类大型砂岩油田,如前苏联的罗马什金油田、杜玛兹油田和美国的东得克萨斯油田等为对象,瞄准世界油田开发先进水平,开展了广泛深入的调查研究。不仅借鉴世界油田开发的先进经验和先进技术,更主要是靠“两论”走出了一条自己油田的开发道路,创立了高含水期“稳油控水”开发新模式,高起点地发展国外油田没有的高含水期结构调整开发新技术,赶超世界油田开发的先进水平。通过“八五”以来广大干部、科技人员和工人的艰苦奋斗,已经使大庆油田的开发从总体上超过了世界油田开发的先进水平,实现了油田高含水期“稳油控水”的奋斗目标,为我国现代化建设做出了重大贡献。

三、要坚持调查研究,取全取准第一性资料,为油田“稳油控水”开发提供扎实可靠依据

大庆油田的开发,始终坚持深入调查研究,取全取准第一性资料,使油田开发工作建立在具有充分科学实践依据的基础上。“八五”期间,油田广大职工为搞好“稳油控水”,继承发扬大庆石油会战期间严格、科学、实事求是的优良传统作风,取全取准油田各项资料,并完善油田监测系统,完成了100多万井次油田监测工作量,保证了第一性资料的齐全准确,为深入进行油藏潜力分析和储层再认识,提供了可靠依据。这样就能够正确把握油藏的客观变化趋势,认清油层潜力分布,及采取积极有效的技术措施,确保油田实现“稳油控水”的目标。

四、要有很强的超前意识,做到超前研究、超前试验,为下阶段开发提前做好技术准备

油田开发是一个连续运作的漫长过程,一定要有很强的超前意识,做到超前研究、超前试验,才能正确预计和把握未来,提前做好准备。“八五”期间“稳油控水”的实施,是通过提前进行调查研究,开展“稳油控水”示范区矿场试验,才确定了“稳油控水”的开发原则、具体作法。正是由于大庆油田的研究和开发试验工作始终走在油田生产的前面,提前研究问题,提前取得必要的认识和经验,才正确地指导了下一阶段油田生产工作。正是由于实施“六五”时研究“七五”、实施“七五”时研究“八五”,提前3~5年开展指导下阶段的试验研究工作,才保证了油田开发工作一直处于良性循环,最大限度地避免了开发工作部署中的失误。

五、要按系统工程方法进行科学管理,各工种、各学科、各技术业务部门协调作战,组织油田生产科技攻关

油田开发技术复杂,涉及面广,它包括了多种学科和专业的多种技术,这些技术之间又总是相互制约着的,一项重大开发措施的实施,单纯依靠某项技术往往很难收到成效的。因此必须从总体出发,用系统工程的概念组织联合攻关。在“八五”期间,将“稳油控水”作为一个系统工程,组织油田地质、油藏工程、测井、钻井、采油工艺、地面设计等多部门多学科联合攻关和运作,才保证了油田开发生产工作有序地运行。

六、要群策群力,坚持决策科学化、民主化

“八五”期间,采取了一套从矿到厂、从厂到局多层次、多形式进行科学、民主决策的好办法,对保证油田开发部署等大政方针的决策发挥了重要作用。每年各厂、矿都通过开展群众性油田开发动态分析会、“稳油控水”献计会、合理化建议等活动,让每一个职工为油田“稳油控