

PetroChina

中 国 石 油

内部资料

注意保密

中国石油天然气股份有限公司 2003 年效益评价经验交流论文集

中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司 编

2003

石油工业出版社
Petroleum Industry Press

中国石油天然气股份有限公司

2003 年效益评价经验交流论文集

中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司 编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书全面总结了中国石油天然气股份有限公司已开发油气田效益产量评价工作开展 5 年来的主要经验和成果,13 个油区分别从综合管理、效益评价的主要做法、降本增效、单井评价、措施评价等几个主要方面详细介绍了各自的做法、取得的成果以及面临的问题,明确了今后效益评价工作发展的方向和目标。

本书可供油气开发、生产、经营领域的科研、管理人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

中国石油天然气股份有限公司 2003 年效益评价经验交流
论文集/中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司编.
北京:石油工业出版社,2003.12

ISBN 7-5021-4421-8

I. 中…

II. 中…

III. 油气田-效用分析-文集

IV. TE32-53

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2003)第 094324 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)
北京乘设伟业科技排版中心排版
石油工业出版社印刷厂印刷
新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 8.75 印张 224 千字 印 1—1500

2003 年 12 月北京第 1 版 2003 年 12 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-4421-8/TE·3099

内部发行

编委会成员名单

主 任：刘圣志

副主任：赵贤正 张广杰

编 委：孙寄萍 陈玉寒 唐 玮 董伟宏

何 刚 王合营

序

1998 年对石油工业来讲是不平凡的一年,一方面国内原油、成品油价格与国际市场接轨,使石油企业直接面对国际市场的竞争;另一方面受东南亚金融危机和国际市场油品供大于求的影响,导致原油价格大幅度下跌,并长期处于低迷状态,巨大的差额利润使我国东南沿海成品油走私猖獗,大大的冲击了国内成品油市场,迫使当时的中国石油天然气集团公司大量关井压产,给石油工业带来了巨大的经济损失。

面对严峻的形势,中国石油清醒地认识到市场经济的残酷性,必须转变经营观念,牢固树立以经济效益为中心的经营思路。要想在激烈的国内外市场竞争中立于不败之地,就必须首先用效益这把尺子搞清油田的生产经营现状。正是在这样的背景下,原中国石油天然气集团公司油气开发部首次组织开展了大规模的效益产量普查工作。通过这次普查,第一次把产量按效益进行分类,摸清了生产经营现状,这项工作的开展标志着“中国石油开发战线告别粗放经营模式,真正向效益目标和集约经营转变”。股份公司上市以后,效益评价工作成为了一项日常工作,并给这项工作赋予了新的内涵,成为股份公司特别是勘探与生产分公司低成本战略的具体举措。

通过五年来的实践,效益评价工作从无到有,经历了一个不断探索、不断完善的过程,评价方法也不断改进,目前已经形成了基本完善的评价工作管理体制和运行机制,精细化管理的理念深入人心。同时效益评价工作的决策支持作用逐步增强,为实现产量规模和效益的统一创造了条件,为低成本战略的实施提供了决策依据。

通过辛勤的努力和不断探索,效益评价工作取得了突出的成绩,同时在工作中也积累了很多宝贵的经验。为使评价工作更加深入地开展,勘探与生产分公司组织有关油气田编辑了本论文集,收集了各油区 19 篇交流材料,文章各有特色,内容涉及精细管理、单井评价、高成本区块治理等多方面内容,希望能为油气田效益评价工作的继续深入开展提供借鉴。

刘冀和

目 录

综合管理

大庆低效油田综合治理情况及认识.....	赵忠良 李 红 董志林(3)
深化效益评价 加强成本控制 为快速高效发展奠定基础	赵跃进 朱长荣 冉玉霞等(11)
积极探索 务求实效 推进效益产量评价工作不断深化 ...	刘长富 尚树林 杨延辉等(19)
深化效益评价工作 探索低成本高效益发展之路	纪树范 高绍山 张 英等(25)
已开发油田操作成本规律及预测分析	唐 玮 杨 丽(32)

效益评价的主要做法

强化基础管理 适应新体制要求 努力提高油田效益评价工作水平	刘 斌 郭福军 许 艳(39)
深化效益评价工作 加强油藏经营管理	张德友 田 伟(46)
推进和深化效益评价工作 促进油田生产经营管理精细化	冯俊山 余 芳 张 园等(51)
创新管理 严控成本 提高油田效益评价工作水平	徐建辉 宋俊新 张 俊等(60)
积极推广效益评价 为提高开发效益服务	杨 震 王明生 肖 君等(66)
完善油气田效益评价 提高油气开发效益	项之能 张丽君 钟 毅等(69)

降本增效

积极开展综合治理工作 努力降低原油操作成本	许 艳(79)
用区块成本核算方法指导投资方向 全面提升油田经营开发水平	宋 昆 崔泽庆 李 靖等(82)
贯彻低成本开发战略 实现超稠油持续 高效开发	刘长东 杨立新 郝喜顺等(93)
强化油藏经营管理 实施低成本战略 全面提高稠油开发经济效益	徐建辉 宋俊新 张 宇等(103)

单井评价

单井经济核算软件的开发与应用.....	王福生 宋玉权 吕佳伟等(111)
强化单井效益评价 探索油藏经营新途径.....	张恩臣 张福刚 田宜高等(115)
吉林油田采油三厂油井单井“效益工程”.....	周恒涛 周蕴光 魏兆胜等(121)

措施评价

坚持低成本发展战略 不断深化效益评价工作——玉门采油厂“油井措施效益评价”及
“节能降耗”工作成效分析 张虎俊 刘军平(129)

综合管理

大庆低效油田综合治理情况及认识

赵忠良 李 红 董志林

(大庆油田有限责任公司)

摘 要 大庆外围油田大部分是低效油田和区块,油田开发经济效益差。针对低效油田的实际,通过对低效油田采取简化注采系统、加强注水开发管理等措施,降低注水运行成本。积极采用新工艺、新技术、新设备,进行节能技术改造。推行作业区管理体制,加强成本核算,加强经营管理等措施,控制经营成本。利用体制优势实现油田经济有效开发。

主题词 低效油田 综合治理 效益

一、低效油田概况及存在的主要问题

大庆油田经过 42 年的开发,依靠技术进步和科技创新,使大庆油田年产原油 $5000 \times 10^4 \text{t}$ 以上稳产长达 26 年。截止到 2002 年底,全油田已动用地质储量 $48.64 \times 10^8 \text{t}$,可采储量 $22.94 \times 10^8 \text{t}$ 。共开发建设了 29 个油田或区块,含油面积为 2289.17km^2 ,共投产油水井 51582 口。其中外围油田共开发建设了 22 个区块,含油面积为 912.2km^2 ,共投产油水井 10718 口。

根据 2001 年底对大庆油田 71 个油田或区块的效益评价,全油田共有 15 个区块属于低效油田(单位操作成本在 8 美元/桶以上),占评价区块总数的对 21.1%,其主要开发数据及单位操作成本见表 1。

表 1 15 个低效区块的主要开发数据及操作成本

序号	油田名称	含油面积 (km^2)	地质储量 (10^4t)	可采储量 (10^4t)	油藏中深 (m)	平均渗透率 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	地下原油粘度 ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	油井数 (口)	水井数 (口)	单井产油 (t/d)	年均综合含水 (%)	单位操作成本 (美元/bbl)
1	升平	47.0	2546	730.0	1793	70.0	7.0	321	152	2.7	47.7	9.27
2	杏西	9.0	248	88.0	1450	148.0	2.9	35	26	1.5	73.4	21.94
3	高西	3.5	127	25.4	1490	49.0	1.9	42	13	0.9	50.5	26.38
4	敖古拉	9.6	431	86.2	1270	173.0	5.1	86	45	2.2	72.6	11.25
5	金腾	1.5	57	15.0	1710	22.8	6.8	10	3	0.7	76.5	10.54
6	齐家	0.9	155	48.0	1780	136.6	4.3	7	8	3.8	76.9	9.94
7	龙南	3.3	88	22.0	1730	31.2	3.4	58	16	1.2	37.4	11.91
8	布木格	9.7	234	51.7	1710	40.2	1.7	77	24	1.4	24.8	9.77
9	龙虎泡高台子	56.0	1756	350.4	1790	0.5	1.4	455	152	1.6	28.4	9.00
10	朝背斜翼部	45.1	2490	398.0	1130	9.0	12.7	418	171	1.5	23.8	11.44
11	翻身屯	30.9	2249	295.0	1165	6.9	11.5	240	119	1.7	25.1	17.64

续表

序号	油田名称	含油面积 (km^2)	地质储量 (10^4t)	可采储量 (10^4t)	油藏中深 (m)	平均渗透率 ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	地下原油粘度 ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	油井数 (口)	水井数 (口)	单井产油 (t/d)	年均综合含水 (%)	单位操作成本 (美元/bbl)
12	薄荷台	21.1	1121	147.0	1150	3.3	5.2	265	74	1.0	18.0	13.23
13	榆树林东部	16.0	1217	243.0	1950	2.8	4.8	142	60	1.7	11.6	11.57
14	榆树林南部	18.1	1564	235.0	2100	1.4	4.8	196	67	0.8	9.6	9.54
15	榆树林西部	12.5	520	78.0	2400	1.4	4.8	95	28	2.2	13.3	8.22
合 计		284.2	14803	2812.7				2447	958			

从表 1 可见,15 个低效区块总含油面积 284.2km^2 ,地质储量共 $1.48 \times 10^8\text{t}$,可采储量共 $0.28 \times 10^8\text{t}$,油层中部深度为 $1130 \sim 2400\text{m}$,平均渗透率为 $(0.5 \sim 173) \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,地下原油粘度为 $1.4 \sim 12.7\text{mPa}\cdot\text{s}$,建成油水井总数共 3405 口,其中油井 2447 口(开井 1889 口),注水井 958 口(开井 723 口),单井平均产油量为 $0.7 \sim 3.8\text{t/d}$,年均综合含水率为 $9.6\% \sim 76.9\%$,单位操作成本为 $8.22 \sim 26.38$ 美元/桶。

以上低效区块均属于外围油田,其共同特点是油藏埋藏深、储量丰度低、单井产量低、油层渗透率低、原油物性差、地面建设环境差,有些油田在开发初期就处于经济开发下限,国外称其为“边际油田”。这些油田在产量稳产期过后,很快就转变为低效油田。若不及时对低效和即将变成低效的油田或区块采取综合防治措施,低效油田的数量将逐年上升,影响大庆油田的可持续发展战略目标的实现。

二、低效油田防治措施及效果

1. 实施油田开发综合调整,改善油田开发效果

1) 优化注采系统,提高水驱动用储量

升平油田通过注采系统调整,2001~2002 年共转注老井 20 口,新增水驱储量 $77.3 \times 10^4\text{t}$,日减少产水量 90m^3 ,日增加产油量 10.7t 。

敖古拉油田塔 5 井区的萨尔图层为油气同层,为了提高油层开采的经济效益,先在构造高部位、油气富集区进行开采,开采时应连片、集中在几个井组。油水井同步补孔,以保证该层开采初期能量得到及时有效的补充。2001 年共补孔油井 2 口,补开 17 个层,累计增油 3941t ,补孔水井 3 口,补开 5 个层,累计注水 $2.117 \times 10^4\text{t}$,使砂岩水驱控制程度由原来的 65.8% 提高到 66.2% ,使水驱控制储量提高了 $0.8 \times 10^4\text{t}$ 。

翻身屯、薄荷台、朝背斜翼区块由于储层物性差、原油物性差,300m 井网条件下不能建立有效的驱动体系。通过注采系统调整,从 1999~2002 年共实施油井转注 31 口,使井区连通层增加 61 个,增加连通厚度 150.3m ,增加连通方向 138 个,提高水驱控制程度 14.7% ,新增水驱动用储量 $68.8 \times 10^4\text{t}$;在冀部地区注水井转抽共 8 口井,到 2002 年底,已经累计增油 16256t ,平均单井增油 2032t 。

2) 加强注水开发管理,降低注水运行成本

高西油田自 1995 年投入开发以来,成本一直较高,为了减少无效注水,对 2 口无效注水井关井,减少无效注水 $4.01 \times 10^4\text{m}^3$;2001 年该油田采取注水提捞方式开发,并在捞油区采取周

期注水方式,减少低效注水 $1.85 \times 10^4 \text{m}^3$;2002 年在精细地质研究的基础上,转注水淹井 1 口,使注水地区控制程度由原来的 56.5% 增加到 61.9%,使周围 6 口油井受效,综合含水由 39.7% 稳定在 42.9%,累计增油 120t。

布木格油田由于葡萄花层系油层发育少,单向连通比例高,水驱控制程度低,注水调整难度大,只有通过周期注水控制油井含水上升速度。2001~2002 年共对 17 口井实施周期注水,共减少注水量 $20.07 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

龙南油田葡萄花层发育层数少,砂体发育零散,水驱控制程度只有 62.7%,其中占 41 井只有 57.8%。为了降低无效注水,2001~2002 年共细分调整 2 口井,降低配注 $20 \text{m}^3/\text{d}$,累计减少注水 4500m^3 ;高含水关井 2 口,节约电费 38.66 万元;龙南 16-20 井 P I 32 注水后,沿裂缝水淹龙 16-20 井,综合调整后,累计减少无效注水 3150m^3 。

杏西油田已开发 20 年之久,已经进入高含水期开采,油井多层、多方向见水,油水井连通状况差,注水利用率低,2000 年北块注采比高达 4.58。2001~2002 年对北块边部关井 2 口,停注无效注水层 3 个,减少低效注水 $3.978 \times 10^4 \text{m}^3$;层段周期注水 1 口井 2 个层段,减少注水 5400m^3 ;全井周期注水 1 口,减少注水 3450m^3 。注采比下降到 2.06。

2. 加强采油工程管理和工艺研究,控制采油工程成本

采油工程领域主要针对各油田的不同特点,采取压裂、堵水、解堵、优化机采运行参数、研究应用“双断”治理技术等措施,从增油降水、节能降耗、降低维护性作业比率等方面,进一步挖掘井筒潜力,控制采油工程成本。

1) 采取增油降水措施

为了探索水淹井和含水上升井的有效治理途径,在新站油田开展了区块整体堵缝调剖试验和井组堵缝调剖试验,以缓解平面和层间矛盾,减轻裂缝对注水开发的不利影响,重点选择高含水井和含水上升井相对集中的区块或井组,作为调剖的主要对象,调剖后,到 2002 年 10 月底,已累计增油 815t,累计降水 867m^3 。

布木格油田通过对 2 口井开展 CO_2 压裂试验,考虑扶杨油层的地质特点,对支撑剂类型、用量及压裂工艺等进行优化。实施后,见到了较好的效果。如布 60-22 井压前不出油,压后初期日产油 11.7t/d,后日产油 11.3t/d。

龙南油田 2002 年在黑帝庙油层的 4 口油井上开展了微生物降粘试验,使单井平均产液达 3.6t/d,产油 3.2t/d,含水 11.1%,平均单井口增油 2.25t,累计增油 2758t。

2001~2002 年榆树林东、南、西部采取油井压裂共 24 口井,实现年增油 6162t;油井酸化 12 口,实现年增油 624t;油井堵水 7 口,实现年增油 656t;低效井综合治理 35 口,实现年增油 1928t。

2) 优化机采运行参数,提高抽油设备效率,降低维护性作业比率

升平油田通过试验建立了抽油参数动态数据库,开发设计软件,随着动液面参数的变化及时调整抽汲参数,保证抽油设备在最优的抽汲参数下运行。2002 年结合综合调整工作,加大了低效井治理力度,共调小生产参数 45 口井,平均泵效提高 4.9%,换小泵径 12 口井;平均泵效提高 6.1%。

2001~2002 年在新站、杏西油田进行了合理流压试验 3 口井,平均流压由 2.71MPa 调整到 3.7MPa,平均单井日产油由 1.5t/d 上升到 1.8t/d,含水稳定,泵效由 18.2% 上升到 24.5%。通过在 29 口井上应用,累计增油 808t。

2002 年对杏西油田 3 口井进行抽汲参数优化,改善了油油泵的工作状况,对降低维护性作业比率起到了积极的作用。

3) 研究应用“双断”治理技术,减少检泵井次

升平油田积极研究应用杆、管“双断”治理技术,使杆、管“双断”率由1995年的70%降到2002年的42%,2002年油井检泵93井次,与2001年同期相比,少检泵55井次,创效益321.7万元。

2001~2002年在新站11口井、杏西2口井上进行全井加扶正器试验,平均免修期已达143天;在新站3口、龙南油田1口偏磨严重的井下入油管锚,以降低和消除油管纵向伸缩和横向摆动产生的危害,平均免修期已达233天。

4) 低效机采井转提捞,降低吨油操作成本

2001~2002年在龙南油田20口低效井、敖古拉油田50口低效井进行拆机捞油,减少维护性作业9井次,降低维护作业比率0.07。

2001年对高西油田实施了全油田捞油,经济效益显著提高,吨油操作成本下降了186.78元。

朝阳沟油田自1996年开始,在翼部进行提捞采油技术的试验研究工作,到2002年底共有128口抽油机井转提捞采油,使吨油操作成本下降了92元。

3. 优化地面工程系统,进行节能技术改造,降低运行能耗

针对低效油田的特点、开发变化趋势及地面系统存在的主要问题,地面系统采取的措施主要有:

1) 积极采用新工艺、新技术、新设备,进行节能技术改造

为了提高油田的开发效益,改善低效油田开发经营效果,我们积极采用了一些节能效果较好的电热管集油、加流动改进剂降低集油温度、机泵安装变频调速装置节电、抽油机安装节能拖动装置、用真空加热炉代替锅炉采暖、采用智能高温辐射器代替电加热采暖、配电系统安装三级无功补偿装置等新工艺、新技术、新设备,进行节能技术改造,降低油田操作成本。

2001年在升平油田升一联地区采用加流动改进剂试验,逐步降低了掺水温度,使掺水温度控制在65℃以内,回油温度控制在40~42℃之间,减少了加热炉及掺水泵的运行台数,实现年节电 $42 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$,节气 $44 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

2002年在在龙虎泡、新站油田3座联合站的4台输油泵、1台污水泵、1台注水泵安装变频调速装置,实现年节电 $75.37 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。

在高西油田采暖系统改造时,采用了智能高温辐射器,代替原来的电加热器,使用电功率由原来的120kW降至78.9kW。

在朝阳沟油田对10kV线路和抽油机电机安装电容无功补偿装置,在27条油井干线上安装了33台电容器组,总容量16500kVA,线路功率因数由原来的0.6提高到0.9,实现年节电 $722.7 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$,安装300台抽油机电动机无功补偿装置,总容量3750kVA,使电动机功率因数由原来的0.4提高到0.61,实现年节电 $119.25 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。

2) 结合老油田改造,对集油工艺流程和系统布局进行优化调整

目前,大庆部分小油田或区块经过多年开采后,随着部分高含水井关井、低效井转提捞和油井转注及单井产量下降,使地面集油系统能耗不断上升。这些油田或区块在地面系统管道出现较大范围的腐蚀穿孔问题后,如果维持原来的集油工艺不变,进行更新改造,不仅每年需要投入较大的改造资金,而且能耗的上升问题也得不到解决,油田的开发效益将越来越差。为此,地面工程系统结合老油田改造,对已建的集油工艺流程和系统布局进行优化调整。即将部分双管掺水流程改为单管环状掺水流程,减少更新改造工程投入,降低集油掺水耗热,控制能耗的上升速度。

2001~2002年,我们结合老油田改造,分别对龙虎泡、高台子和葡南油田的葡五联地区等

进行了集油工艺流程和系统布局的优化调整。这些油田目前还不属于低效油田,但若不采取防治措施,很快就会转变成低效油田。

(1) 龙虎泡油田治理情况:

龙虎泡油田随着开发状况的变化,油井由 221 口减少到 99 口,地面系统设备负荷率低、能耗高,埋地管线及站内容器等腐蚀严重,影响油田正常生产。2001 年,对龙虎泡油田的集油环进行大环变为小环调整,大管径集油变为小管径集油,取消阀组间 1 座,同时将 2 座供热站变为 2 座阀组间,集油管道长度减少了 16.4km。调整方案实施后,年节省运行成本 272 万元。

(2) 高台子油田治理情况:

高台子油田存在的问题主要有三个方面:一是产油量下降幅度大,集输吨油耗气不断升高。2001 年该油田产油量为 $22.9 \times 10^4 \text{t/a}$,与 1985 年高峰产油 $51.68 \times 10^4 \text{t/a}$ 相比,下降幅度达到 44.3%,而油井总数却比 1958 年上升了 48.9%。单井产油、产气量的大幅下降,不仅使吨油耗电上升,而且集输吨油耗气不断上升,导致吨油操作成本上升。二是转油站负荷率低,多数不超过 30%。三是基础设施腐蚀老化严重,在已建的 471.2km 的集输油管道中有 268.3km 是 1983 年建设的,近几年来,每年腐蚀穿孔数量日趋增加,腐蚀穿孔率高达 0.43 次/(a·km);在已建 35 座计量间中有 22 座投产于 1983 年,均为 82 型车厢式,地板及外壁腐蚀,底部管线穿孔严重,生产维修难度大,危及安全生产。

针对这些问题,对该油田地面集输油系统进行了采油方式、集油工艺流程、系统布局及能力规模的优化调整。通过经济论证,将 61 口产油量低于 1.18t/d 的抽油机井转为提捞采油井,计划关井及转注井共 34 口,在剩余的 224 口机采井中,维持目前双管掺水流程不变的油井有 47 口,改为环状掺水集油流程的油井 177 口,井站重新布局,计量间总数由原来的 35 座减少到 17 座(其中有 8 座为集油阀组间),根据转油站的运行现状和目前的分布情况,可废除 1 座、保留 4 座。

该调整方案于 2002 年实施后,集输能耗大幅度下降,在产油量由调整前的 663t/d 降到调整后的 576t/d 的情况下,日掺水量由 6265m^3 降到 4264m^3 ,日生产耗气量由 27202m^3 降到 20376m^3 ,日耗电量由 $8266 \text{kW} \cdot \text{h}$ 降到 $5994 \text{kW} \cdot \text{h}$ 。集输吨油耗气由 $41.0 \text{m}^3/\text{d}$ 下降到 $35.4 \text{m}^3/\text{d}$;调整后,减少转油站 1 座、计量站 18 座、集输油管道长 191.5km,减少了今后的生产维护工作量。简化集油工艺后,年节省运行费用 598 万元;采用提捞采油较抽油机采油年节省成本投入为 233.6 万元,扣除年增加清防蜡剂费用 68.25 万元,年获经济效益 763 万元。

4. 加强经营管理,控制生产运行成本

在低效油田治理过程中,经过不断探索和挖潜油田管理的潜力,使低效油田的开发效益得到提高。从生产规模不断扩大的实际出发,通过建立、完善作业区这种新的管理模式,优化人力资源配置,解决劳动组织上存在的设置不合理和工作效率不高的问题。井通过加强成本核算与管理,刚性考核,形成有效的约束和激励机制。

1) 推行作业区管理体制

针对传统管理模式下存在的“大而全、小而全”管理层次多、职能交叉等问题,从适应油田公司建立现代企业制度的新形势出发,积极探索,建立并推广了作业区管理模式。2001 年后在采油矿实施了作业区管理体制,减少了作业区和基层小队干部指数。

采油作业区机关只设 1 个办公室,采油矿机关工作人员减少了 40%~60%。在机构整合中富余下来的大批岗位操作工经过培训后转岗分流到新开发的油田。二线服务单位缩编减员,运输大队、器材站、生活服务大队等通过缩编减员可以减少部分人员。生产辅助单位实行

专业化重组,作业大队、电力维修大队等单位通过分离、解体和重组减少人员编制。整合前线基层队,三线富余人员陆续转岗到前线后,为了持久保持增井增产不增人,把人员挖潜的着力点转移到了生产一线,在作业区通过竞争上岗,建立并逐步完善了新的人力资源动态管理机制。并通过薪酬制度改革,强化了激励约束机制,促进了员工技术素质和工作质量的提高,提高了工作效率,挖掘了人员潜力。

2)加强成本核算

(1)强化预算管理,形成有效的约束和激励机制:

预算的制定是否科学、合理,预算的执行是否严肃、认真以及预算的考核是否客观、全面都将影响成本的执行效果。基于预算的重要性,首先完善了各类井、站等 30 多项材料定额及车辆修理等单项费用标准;其次,在此基础上按照各基层单位的生产规模、作业工作量、设备以及人员数量等,详细测算各单位的操作成本。

(2)加强成本管理,向精细成本管理要效益:

坚持“成本超支一票否决制”,强化成本控制手段,全面系统地控制生产成本。精细成本管理,完善了三级成本管理网络,即:公司、基层队(室)、班组。将成本指标自上而下逐级分解,真正做到了“纵向到底、横向到边、落实到岗、责任到人”。既调动了员工参与成本管理的积极性,也增强了员工的责任感,有效地控制了各项直接消耗。

完善成本管理体系,坚持把降低生产成本贯穿于工作的每一个环节,按照“全面性、系统性、责权利相结合”的原则控制生产成本。完善成本控制的激励和约束机制,把成本控制与工资、奖金挂钩,奖优罚劣,充分调动广大干部、员工节支降耗的积极性。完善内部经营责任制,建立完善指标体系和考核办法,加强经营管理的动态跟踪,实行连带责任考核,进一步提高经济效益,实现经济效益的最大化。

3)重建考核体系,实施精细管理

2002 年重新完善了年度考核指标体系,使指标项目更趋于具体、便于操作、便于考核。一是结合油田的生产经营实际调整了产量指标、安全生产、效益指标、质量指标的考核,增加了各项指标的考核权重,加大了对产量指标、成本费用指标的考核力度。二是明确责任,实施月度考核,并将考核结果与当月奖金挂钩,保证年度各项经营管理指标的完成。

5. 解放思想、转变观念、探索新的经营机制

在低效油田治理过程中,根据油田的具体实际,把改革管理体制与改进开发生产方式相结合,努力实现外围油田的经济有效开发。

1)组建小油公司,利用体制优势实现油田经济有效开发

新肇油田是采油九厂的一个区块,如果按常规的模式开发,将突破经济有效开发的界限。为了便这些储量资源得到有效动用,我们积极探索降低投资的途径,在依靠技术创新的同时,打破常规,大胆实践,尝试经营管理体制创新。

为了提高经济效益,结合油藏和地面工程实际情况以及周边环境状况,与肇源县政府合资组建了大庆肇源新肇油田有限责任公司。新组建的小油公司在管理体制上具有一定的灵活性和自主经营权限,可以不受大庆油田分公司和大庆石油管理局关联交易的限制。利用这些优惠政策我们采取了以下几项措施:

(1)在产能建设中,各项工程施工、技术服务和材料采购都采取招标、议标的办法,降低了产能建设投资,实现了经济有效开发。

(2)在经营管理上,严格按照油公司体制规范运作,降低了成本,提高了效益。

2002 年,实现利润总额 1.289 亿元,总资产报酬率 22.41%,资本收益率 28.31%。
新肇油田不同体制下建设投资情况对比见表 2。

表 2 新肇油田不同体制下建设投资情况对比表

体 制	单井投资(万元)	百万吨产能建设投资(亿元)
常规体制	252.00	34.17
公司体制	164.49	25.87
差 值	87.51	8.30

2)建立小油公司体制和改进开发方式相结合,通过多种途径实现油田的经济有效开发

通过对后备区块的经济效益评价我们认识到,有的区块即使在小油公司的体制下开发仍然没有经济效益,要实现这类区块的经济有效开发,就必须打破常规,探索和尝试更加灵活多样的开发管理模式,进一步降低投资和成本。

新肇油田古 68 区块就是这样一个实例。该油田通过经济评价,在这两种体制下,都无法实现经济有效开发。

针对这种情况,我们大胆尝试了小油公司体制和改进开发方式相结合的新模式。具体采取了四条措施:

(1)在管理体制上,按照小油公司的模式运作,在钻井、测井、基建施工等环节,通过招标优化施工队伍,降低成本。

(2)在地面工艺上,不修路、不建集油和注水管网,实施提捞采油,利用活动设备注水,减少投资和运行费用。

(3)在土地征用上,与地方合作,以为地方提供捞油市场为条件,节约征地费用。

(4)在经营管理上,不设建制,不上队伍,节约人工成本。

通过采取这种灵活的开发管理模式,实现了经济有效开发。

古 68 区块在不同体制下建设投资情况对比见表 3。

表 3 古 68 区块在不同体制下建设投资情况对比表

项 目 模 式	总投资 (亿元)	平均单井投资 (万元)	百万吨产能建设投资 (亿元)
常规模式	1.50	214.74	59.7
小公司模式	1.13	161.74	44.96
新模式	0.64	91.86	18.6

到 2002 年底,古 68 区块已投产 72 口井,日捞油 50.8t,累计捞油 5327t,仅支出操作成本 133.18 万元,吨油操作成本 250 元。

三、结论与认识

(1)低效油田治理要油藏、采油、地面方案相结合。

通过油藏、采油、地面方案一体化开发油田,可以减少大量地面建设投资,是提高油田开发效益的有效的措施之一。低效油田的治理也要通过开发、地面、采油工艺、管理等紧密结合,才

能获得油田开发最佳效益。

(2)低效油田治理要远期与近期规划相结合。

低效油田的治理,必须结合中长期规划,制定合理的建设规模和治理措施,避免后期大量的调整工作量。

(3)低效油田治理,新建产能必须与老区改造相结合。

低效油田的治理,老区改造必须结合产能建设规划,同期规划、同期实施,这样可以避免重复工作量的发生,节省工程投资。

(4)低效油田治理,老区改造应与系统优化相结合。

低效油田的治理,老区改造必须与系统优化相结合,保证系统平稳、安全、高效运行。

(5)低效油田的治理,挖潜管理空间要与机制创新相结合。

低效油田的治理,不仅要改造工艺技术,更要不断地挖潜管理空间,探索新的管理机制,以求油田开发效益的最大化。

(6)低效油田的治理,要防治相结合。

低效油田的治理,要有前瞻性,不仅要对已经是低效的油田进行治理,同时也要对可能要进入低效油田的区块和井,采取必要的预防措施。