



低渗透油田增效开采技术

胡博仲 主编



(北京)

355

59

Petroleum Industry Press

石油工业出版社



PDG

登记号	124189
分类号	TE355
册次	009

低渗透油田增效开采技术

胡博仲 主 编

徐志良 孙冠杰 副主编



石油0117006

石 油 工 业 出 版 社

内 容 提 要

全书共分五章,分别为注水工艺技术、举升工艺配套技术、地面集输工艺技术、油层改造挖潜及其它工艺技术、钻井完井工艺技术。书中的内容总结了大庆油田外围低渗透油田较成熟的增效开采工艺技术,可供从事油田开发的现场技术人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

低渗透油田增效开采技术/胡博仲主编.
北京:石油工业出版社,1998.8
ISBN 7-5021-2391-1

I. 低…
I. 胡…
Ⅱ. 低渗透油田-石油开采
N. TE355

中国版本图书馆 CIP 数据核字(98)第 22816 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印刷厂排版
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 5.75 印张 144 千字 印 1—3000
1998 年 8 月北京第 1 版 1998 年 8 月北京第 1 次印刷
ISBN 7-5021-2391-1/TE·1983
定价:15.00 元

参加本书编写人员

主 编	胡博仲		
副主编	徐志良	孙冠杰	
绪 论	胡博仲	周 望	
第一章	王权杰	李淑英	高永莲
	丛德军	刘遵权	王殿庆
第二章	付国太	王明学	樊 英
	刘洪军	马英健	张 柏
	赵凯力		
第三章	王树杰	张志超	陈德春
	孙殿国	董经武	孙庆宏
第四章	金东明	李 清	李海龙
	赵恩远	刘志鹏	刘 锐
	姚 华		
第五章	白 玉	赵毓棠	王德金
	侯维前		

序

加快低渗透油田勘探和开发,是我国陆上石油工业持续稳定发展的重要战略方向。目前,国内已经探明或投入开发的低渗透油田主要集中在陆相沉积盆地,由于沉积和成岩过程的影响,使低渗透储层的孔隙结构和表面物理性质更为复杂,不仅开采难度明显增大,而且经济效益也随之变差。为了适应石油工业发展需要,中国石油天然气总公司从80年代开始,就组织开展了低渗透油田开发配套技术研究和攻关。特别是“八五”以来,通过各油田及有关院校的共同努力,在继续深化对低渗透油田地质和开发特点认识的基础上,初步形成了配套的增效开采方法及工艺技术,有效地改善了这类油田的总体开发经济效益。

实践证明,坚持依靠科技进步是提高低渗透油田开发水平和经济效益的基本途径。由于低渗透油田开发是一项涉及石油地质、油藏、钻井、采油和地面工程等多种专业技术的系统工程,只有针对不同油田的具体特点,大力发展实用配套的增效开采技术,认真抓好早期油藏评价、合理井网部署、优质高效钻井、整体改造油层和简化地面工程等关键环节,才能有效地增加经济可采储量,改善总体开发效益。

由胡博仲主编的《低渗透油田增效开采技术》,主要介绍了近几年大庆长垣外围低渗透油田开发中的采油新工艺新技术。这些工艺技术具有很强的针对性和实用性,“八五”以来,不仅在大庆长垣外围低渗透新油田开发中,而且在大庆长垣内部老油田低渗透油层调整挖潜中,均得到了广泛应用,取得了显著的经济效益。这本书的编辑出版,将有助于采油工程系统的专业技术交流,促进增效工艺技术发展,并将为有关领导干部和专业科技人员提供必要的参考。

在当前国际石油价格持续低迷的情况下,低渗油田的开发更具有挑战性。我相信,随着石油科技的不断创新,低渗透油田开发将再展宏图,为提高我国油田开发整体水平和推动石油工业发展,作出新的贡献。



1998年6月26日

前 言

大庆油田同国内外许多大型油田一样,随着勘探和开发程度不断加深,低渗透油田在总探明储量和已动用储量中所占的比例越来越高,在保持和推动石油工业发展中所发挥的作用也越来越大。截止1997年底,大庆长垣外围低渗透油田已探明地质储量10.14亿吨,动用地质储量2.91亿吨,年产油量达到343万吨,并先后建成朝阳沟和宋芳屯——升平两个年产原油百万吨级的低渗透油田,在大庆油田实现年产原油5000万吨以上连续22年稳产中,发挥了重要作用。

大庆长垣外围低渗透油田是从1986年开始正式投入规模开发的,至今已有12年了。在此期间,随着我国从计划经济逐步转向社会主义市场经济,如何进一步改善低渗透油田开发总体经济效益,已成为广大油田开发工作者关注的焦点。由于低渗透油田的地质特征和开发特点与中、高渗透油田有很大差异,不能照抄照搬中、高渗透油田开发那一套作法,而只有从低渗透油田实际出发,坚持以经济效益为中心,尽快研究出一套增效开采新方法、新工艺和新技术,才能使低渗透油田开发更好地适应社会主义市场经济发展需要。

多年的实践使我们认识到,改善低渗透油田开发总体经济效益的基本途径,有以下三条:

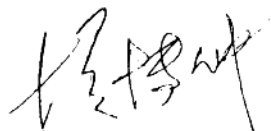
一是向开发方案要效益。就是要做好油藏早期评价工作,在搞清低渗透储层及构造特征的基础上,优化编制整体开发方案,研究建立有效的驱动体系,科学确定注采井网并及时进行调整和完善,通过提高单井可采储量来改善总体开发经济效益。

二是向工程技术要效益。就是针对低渗透油田的具体特点,研究发展实用配套的钻井、测井、采油和地面建设等增效工程技术,既能够大幅度降低开发总投资,以较少的投入获得同样的产出,也可以实施增产措施提高油井产能,以同样的投入获得更多的产出,通过增加经济可采储量来改善其总体开发经济效益。

三是向经营管理要效益。就是根据低渗透油田开发难度大、经济效益差的实际情况,向有关方面争取优惠政策,鼓励企业充分挖掘低丰度贫矿的石油资源潜力。企业内部要改革油田管理模式,转变经营机制,积极推行富有活力的管理方式,通过深化改革实现减员增效。

《低渗透油田增效开采技术》是在石油工业出版社的指导和帮助下编辑出版的。这本书主要汇集了“八五”以来大庆外围低渗透油田开发中比较成熟的增效工艺技术。全书共分五章,分别为注水工艺技术、举升工艺配套技术、地面集输工艺技术、油层改造挖潜和其它工艺技术以及钻井完井工艺技术。各章分别由大庆外围各采油厂、局采油工艺研究所、钻井工艺研究所和油田设计院的专业科技和管理人员编写。由于低渗透油田增效开采涉及多项专业技术,而本书只汇集了部分专业内容,其技术适应范围主要为低渗透砂岩油藏,因此它只能作为从事这方面工作的同行们参考。我们出版这本书的主要目的,是向专家及同行们介绍大庆外围低渗透油田增效工艺技术发展情况,以期加强这方面的技术交流,更好地推动我国低渗透油田开发工作。但因编者水平有限,本书不当和疏漏之处难以避免,恳请专家及同行们批评指正。

本书在编写过程中,得到了王玉普、王林、刘建新、赵忠诚、袁铁燕、薛振宇等同志的大力支持和帮助,在此一并表示感谢。



1998年6月30日

目 录

绪 论	(1)
第一章 注水工艺技术	(9)
第一节 不排液直接投注技术	(9)
第二节 就地打水源井, 简易流程注水技术	(11)
第三节 电泵注水技术	(11)
第四节 分层注水工艺技术	(13)
第五节 注水井增注技术	(16)
第二章 举升工艺配套技术	(19)
第一节 螺杆泵采油配套技术	(19)
第二节 提捞采油配套技术	(30)
第三节 “五小”采油技术	(41)
第四节 无油管采油技术	(44)
第五节 油水井防盗技术	(48)
第三章 地面集输工艺技术	(55)
第一节 单管环状电加热集输流程	(55)
第二节 单管树状电加热集输流程	(55)
第三节 实行两级布站, 软件量油技术	(57)
第四节 电热膜保温集输技术	(58)
第四章 油层改造挖潜及其它工艺技术	(60)
第一节 热气酸解堵技术	(60)
第二节 高能气体复合压裂技术	(62)
第三节 低渗透储层自生热压裂改造技术	(63)
第四节 中深井一次压裂多层技术	(66)
第五节 水平井多段压裂技术	(69)
第六节 斜直井分层压裂技术	(72)
第五章 钻井与完井工艺技术	(75)
第一节 小井眼钻井完井技术	(75)
第二节 丛式井钻井完井技术	(78)
第三节 水平井钻井完井技术	(82)

绪 论

到 1996 年底, 大庆外围已探明 20 个低渗透低产油田, 含油面积 2290.6km^2 , 地质储量 $9.32 \times 10^8\text{t}$ 。自 1982 年以来, 已先后有 12 个油田投入开发, 其含油面积为 473.3km^2 , 动用地质储量达 $2.70 \times 10^8\text{t}$ 。1996 年底共有各类井 5693 口, 其中油井开井 3304 口, 注水井开井 1403 口。1996 年产油 $313.41 \times 10^4\text{t}$, 采油速度 1.29%, 综合含水 24.05%。截止 1996 年底, 已累计采油 $1907 \times 10^4\text{t}$, 采出程度 7.81%, 累计注采比 2.6。

“八五”以来, 在外围低渗透油田开发工作中, 向开发方案要效益, 向工程技术要效益, 向经营管理要效益。针对大庆外围低渗透油田特点。坚持把油田地质、油藏、钻井、采油和地面集输工程作为一个有机整体, 发展应用一套增效开采技术, 为增加大庆低渗透油田的经济可采储量, 加快这类油田的开发速度, 创造了有利条件。大庆外围油田年产油量由 1990 年的 $146 \times 10^4\text{t}$ 增长到 1997 年的 $343 \times 10^4\text{t}$, 在大庆油田实现年产原油 $5000 \times 10^4\text{t}$ 以上稳产中发挥了重要作用。

一、在地质、油藏工程方面, 初步形成油藏综合评价、砂体预测、方案优化和“两早、三高、一适时”的注水开发技术, 为低渗透油田增效开采提供了必要的地质开发基础

1. 搞好低渗透油藏的综合评价, 努力提高外围油田储量动用程度

到 1997 年底, 大庆外围油田已探明而未动用的地质储量为 $7 \times 10^8\text{t}$, 主要储层为葡萄花和扶扬油层。葡萄花油层埋藏深度 1400~1600m, 孔隙度一般达 15%~22%, 平均空气渗透率 $20 \times 10^{-3} \sim 200 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。扶、杨油层埋藏深度 2000~2200m, 孔隙度为 11%~14%, 平均空气渗透率仅有 $1 \sim 5 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。通过对宋芳屯油田葡萄花油层与榆树林油田扶、杨油层的产能进行对比, 前者的单位厚度采油指数要比后者高出 7.4 倍 (见表 1)。

表 1 大庆外围油田不同储层产能对比

油田	层位	采油强度 (t/d·m)		单位厚度采油指数 (t/MPa·d·m)	
		探井	开发井	探井	开发井
宋芳屯	葡萄花	2.5	1.2	0.3129	0.2113
榆树林	扶余、扬 大城子	0.67	0.29	0.0292	0.0286

葡萄花油层虽然自然产能相对较高, 但由于油层层数少, 单井一般仅能钻遇 2~3 层, 单层厚度仅有 0.5~1.5m, 因而储量丰度很低, 而扶、杨油层的储量丰度也很低, 这两套油层若单独开采, 其经济效益都很差。但在两套油层的叠加含油区内由于储量丰度有所增加, 通过组合开采可提高其经济可采储量。1996 年在模范屯油田 9 口井上进行葡、扶合采, 平均单井初期日产油 13.3t, 三个月后为 8.5t。预计肇州油田 182.7km^2 叠加含油区, 采用同井合采

方式进行开采,可新增动用储量 $1.39 \times 10^6 \text{t}$ 。为此,需研究发展一套能适应层间跨距大(460~750m)、储层物性和产能差异大的同井双层合采开发工艺技术,以进一步提高外围低渗透油田储量动用程度。

2. 研究应用目的层砂体预测技术,努力提高开发钻井成功率

为了加快“两江”地区油田开发,降低钻井投资,“八五”期间,研究应用以地震——地质综合预测为核心的目的层砂体预测技术,利用地震频率高值区辅以波形畸变特征预测砂体发育区,结合密测网地震资料作出精细构造图,综合解释油层较厚的区域及断失位置。在此基础上,通过对相对高丰度区块进行优选和井位设计优化,使宋芳屯、模范屯油田开发钻井成功率由70%提高到95%左右,无效或低效井的比例明显下降,取得了较好的效益。尽管如此,由于大庆外围油藏类型比较复杂,有的油田砂体更小更薄,现有技术已很难适应。今后,还需进一步加强开发地震研究工作,继续解决2000m以下扬大城子油层预测技术,努力提高开发钻井成功率。

3. 优化方案确定合理井距,努力提高水驱采收率

近两年,通过认真总结朝阳沟和榆树林油田小井距开发现场试验,对低渗透油田合理井距问题,取得了新的认识。

朝阳沟油田210m井距开发区位于生产试验区南块,开采扶、扬油层的平均渗透率 $11 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,单井有效厚度4.3m,水驱控制程度77.9%。经过10年注水开发,平均单井产油 $0.54 \times 10^4 \text{t}$,采出程度达21.03%,目前采油速度为2%。与小井距开发区相邻的试验区北块,井距为300m,油层渗透率 $20 \times 10^{-3} \sim 30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均单井有效厚度9.7m,水驱控制程度86.1%。两个区块同时投产和转注,300m区块目前采出程度为15.28%,采油速度1.21%,均比210m区块低三分之一左右(表2)。

表2 朝阳沟油田不同井距开发效果对比

井距 (m)	K ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	单井有效厚度 (m)	水驱控制程度 (%)	采油速度 (%)	采出程度 (%)
210	11	4.3	77.9	2.0	21.03
300	20—30	9.7	86.1	1.21	15.28

在榆树林油田试验区300m反九点井网的基础上,分别布置了210m反九点和300m五点井网几个完整的井组。从注水开发过程中几种井网系统的采油强度变化曲线看,210m反九点井网,注水见效后的稳定采油强度为投产初期的80%,而300m五点井网只有53.4%,300m反九点井网仅为41.4%。据开采同一主力层的相邻油井统计,210m与300m井距相比,前者注水见效时间仅2.5个月,后者达8个月;前者采出 $1 \times 10^4 \text{t}$ 原油含水上升2.06个百分点,后者上升4.49个百分点。

上述试验结果告诉我们,通过优化设计,按照砂体发育情况适当缩小井距,是提高水驱采收率和总体开发经济效益的有效途径。

4. 确定“两早、三高、一适时”的注水原则,努力改善低渗透油田注水开发效果

大庆外围油田从芳2井开始注水以来,经过十多年的实践,基本证实了早注水有利于补充驱油能量,获得足够高的产量;早分层有利于控制注入水的突进,延缓见水时间,降低含

水上升速度。采用较高注采井数比,有利于提高水驱控制程度;在注水初期采用较高注采比,有利于油井尽早见效;注高质量的水,有利于保持注水效果。由于外围油田地质条件较复杂,对注水开发过程的认识不可能一次完成,因此,要因地制宜不失时机地进行注采系统调整。如将裂缝较发育的朝阳沟油田轴部,逐渐转为沿裂缝的线状注水;在断层密集、面积不大的窄条带搞一注一采;有的地区逐步向五点法过渡。通过适时调整注采系统,尽可能地提高水驱采收率,改善低渗透油田注水开发效果。

二、在采油工程方面,发展应用了增效注采及增产增注技术,为提高单井产能和降低投资及成本提供了工程技术保证

1. 外围低渗透油田增效注水技术

基本形成水质处理、不排液直接转注、卧式电泵注水、小流量分层注水技术和短流程供水注水系统,为改善注水开发效果提供了技术手段。

水质处理:由原来的锰砂除铁、接触过滤、化学除氧、加药杀菌、精细过滤简化为两级过滤处理。即注入水进泵前先经低压精细过滤处理,进泵增压后通过防腐管线到达井口,再经高压精细地滤处理进入井中。从高西油田实施结果看,除含铁量超标外,主要指标均达到规定标准。这样,既可减少集中建站和处理费用,又能满足低渗透油层对水质的要求。

不排液直接转注:采用穿透深度可达400mm的YD—89弹射孔,减轻了地层被污染所造成的伤害。同时采用温度高、密度低、洗涤能力强的热泡沫混气水进行洗井,有效地解除近井地带的堵塞,恢复油层吸水能力。近两年,大庆外围有262口井应用这项技术实现了不排液直接转注,平均单井节约装机排液费用5~7万元,并能实现注采同步早注水。

卧式电泵注水:针对电泵工作由垂直状态变为水平状态的特点,研究解决了水平、密封、振动、轴向力和同心度等技术问题,基本形成了入口压力小于1MPa和大于12MPa的常压和增压注水电泵系列,密封方式有盘根式、机械式和潜水式三种结构;安装方式有撬装和地面固定两种方式。1994年以来,已在外围油田推广应用66台套,证明卧式电泵注水具有压力稳定、运行平稳、工作可靠、管理方便的优点,为实现分散水源、不建注水站创造了条件,与同规格柱塞泵相比,平均单泵($600\text{m}^3/\text{d} \times 27\text{MPa}$)可节约投资13万元,具有较好的经济效益。

小流量分层配水:针对外围低注入量注水井分注难的问题,研究应用了能适应日注水量 20m^3 以上、单层日配注 10m^3 以上的小流量分层配水管注,主要由渗镍油管、Y341—114封隔器和双水嘴配水器组成。龙虎泡油田全面推广应用这项技术后,分层注水率一直保持在85%左右,分注合格率在75%左右,使该油田自然递减率由5.58%降为4.42%;含水上升率由3.0%降为2.0%;地层压力由10.1MPa升至11.76MPa。

短流程供水注水系统:过去外围油田由于集中建注水站,使高压注水半径平均达3~5km。近两年,研究采用就地打井分散水源,通过低压供水和卧式电泵注水,使高压注水半径缩小到0.5~1km,节约基建投资32.6%。其主要流程为:水源井→锰砂除铁罐→低压精细过滤→管道防垢器→卧式电泵注水→单井配水高压精细过滤→注水井。

2. 外围低渗透油田增效采油技术

研究应用了“五小”机采装置、螺杆泵采油、油层保护、软件间接量油技术和单管集油系统,在降低采油成本和提高有效时率中发挥了重要作用。

“五小”机采装置:由于外围油田开采层位较深,单井产量又偏低,因而有杆泵的抽汲参数应尽量采用长冲程——低冲次,以改善机、杆、泵的受力状况,降低冲程损失和漏失量,提

高抽油泵效。据此,对原有抽油机进行改造,将冲次由每分钟6、9、12次降低到4、6、8次;冲程分别增加0.5m和1.1m。与之配套将2½"油管改为2"油管;将7/8"+3/4"抽油杆改为5/8"+3/4"小杆组合;将常规泵改为长冲程小泵,将常规井口改为简易防盗井口。据宋芳电油田试验区统计,采用“五小”机采装置与常规装置相比,平均单井可节约资金5.96万元,相当原投资额的25.5%。

螺杆泵采油:研究成功国产高扬程、低排量螺杆泵及10项配套技术,先后在外围油田100多口油井上推广。由于螺杆泵采油具有设备少、投资低、能耗小、适应性强的优点,与同规格抽油机相比,平均单井可节约一次性投资5~6万元,在低渗透油田开采中具有良好应用前景。

油层保护:为了防止采油过程中对低渗透油层的伤害,外围各油田普遍加强了对完井液、压裂液和修井液的质量监控。采用低伤害完井液与负压射孔配套,有效改善了井底附近的完善程度。采用低残渣香豆胶和胍胶压裂液以及自生热压裂技术,减少了残渣对地层的伤害,提高了压后返排率。为防止热水洗井清蜡对地层的伤害,先后研制应用DL—1、CTG—2、CY—4多种防蜡降粘剂,取得了较好的效果。朝阳沟油田经过近三年的努力,形成了防蜡剂系列及制造厂,建立了相应的组织机构和现场加药制度,全厂已基本实现不用热水洗井清蜡。

软件间接计量:针对外围油田单井产量低而计量难度大的问题,研究应用液面恢复法和功图计算法软件间接计量技术,并研制成功相应的测试仪表。与实测资料对比,计量误差在±10%以内,基本适应外围油井计量管理需要。目前,外围油田推广液面法计量1194口井,功图法计量375口井,合计占油井总数的34%,不仅大幅度降低了计量费用,而且为简化原油集输流程创造了条件。

电热保温集输油技术:“八五”期间,外围油田由单管环状渗水流程发展到高西油田的单管树状电热集输流程,1996年又在徐家围子油田研究应用单管环状电热集输流程。井口用电加热器升温,阀组间用混输泵掺热油来保证集油环的供热,油气分离器及200m³储油罐用电加热棒伴热,工艺管线采用自限式电热带伴热。

单管环状电热集输流程与原渗水流程相比,由于电加热原油降粘破乳效果好,降低了集油过程中的压力损失和井口回压,有利于原油生产和脱水。与树状电热集输流程相比,由于没有端点井,使集油环上的油井可根据需要进行启、停,不会出现管道堵塞。1996年徐家围子应用此流程,平均单井节约8.32万元,46口油井共节资382.72万元。

3. 外围低渗透油层压裂技术

一次压裂多层工艺:针对榆林油田压裂层数相对较多、层间跨隔又较大的特点,研制成功能把普压、限流法和投球法压裂结合起来新型压裂管柱,可实现用一趟管柱压开5个层段,有效降低了压裂作业施工费用。同时,在搞清楚压裂裂缝形态及方位的基础上,应用计算机程序进行优化设计,优选低伤害压裂液和高强度支撑剂。榆林油田应用这项技术与常规分层压裂相比,一次能多压开1.5~2.5条裂缝,比常规压裂多增油25%~40%。

高能气体复合压裂技术:这项技术的特点是首先对目的层采用高能气体压裂,使近井地带形成多条呈放射状的径向微裂缝,然后再进行常规水力压裂,将微裂缝进一步延伸扩展,增加出液厚度,降低渗透阻力,提高压裂改造效果。对外围特低渗透油层采用高能气体压裂,不仅可降低水力压裂时的施工压力,而且爆燃后的热效应有利于降低原油粘度和解除蜡堵。据1996年13口井统计,复合压裂与同地区水力压裂相比,采液和采油强度分别多增加0.97和0.41(表3)。

表3 大庆外围油田复合压裂与同区块普压对比表

区块	项目	对比井数 (口)	压裂厚度		采液强度 增加值 (t/d·m)	采油强度 增加值 (t/d·m)
			砂岩 (m)	有效 (m)		
太南	复合压裂	2	3.5	3.3	2.71	2.11
	普压	2	4.5	3.1	1.60	1.11
葡萄 花	复合压裂	3	7.2	4.5	4.95	2.15
	普压	3	7.0	5.2	1.73	0.87
朝阳 沟	复合压裂	8		14.0	0.37	0.18
	普压	8		19.4	0.28	0.24
平均	复合压裂	13		10.7	1.79	0.93
	普压	13		14.4	0.82	0.52

自生热复合压裂技术：这项技术是用热化学药剂代替压裂前置液，将其注入油层后产生大量气体和热量，有利于压裂液破胶彻底和提高返排率，同时有利于原油流动，可以改善压裂效果，增加油井产量，第十采油厂1996年现场试验4口井，均取得较好的增产效果。试验表明：4口试验井的返排率平均达到48.3%，比同区块普压井的32.2%提高16.1个百分点。4口试验井的初期日增油量平均为6.6t，比同区块普压井的5.64t提高0.96t；采油强度平均为每米每日1.389t，比同区块普压井的0.68提高0.709。与普压井相比，4口井多投入17.2万元，而目前已累积多增油469.8t，获纯效益18.2万元，其中3口井目前仍然有效，效益还将进一步提高。

小井眼分层压裂技术：针对4½"套管井分层压裂管柱尺寸小、排量难以提高、容易出现砂卡的问题，设计了两种压裂工艺方案。一是预置式分层压裂：即在完井时随4½"套管将预置式工作筒下到欲压裂层位的上下夹层部位，施工时采用插入式分层压裂管柱进行压裂，一次可压两层以上。一种是封隔器分层压裂：即采用K341—95封隔器和K341—95导压喷砂封隔器组成分层压裂管柱，用投球打滑套方式进行分层压裂，在4½"套管内一次可压两层以上，其特点是灵活方便，可任意选择压裂层位，但工艺较预置式分层压裂复杂。

这两套方案1996年分别在芳84—78井和芳82—76井上实施后均获得成功。芳84—78井采用预置式分压工艺，一次压两层，加砂18m³，平均砂比35.5%，最高砂比42%，压裂前后对比，日产油从4.5t增加到10.4t。芳82—76井采用封隔器分压工艺，一次压两层，加砂12m³，平均砂比28.9%，压裂前后对比，日产油从1.7t增加到6.3t。

三、在技术配套优化方面，初步形成五种增效开采方式，为提高低渗透油田总体开发效益进行了有益的探索

应用上述增效技术，结合外围各油田实际进行配套优化，分别开辟了敖包塔、高西、芳607—908地区及徐家围子等增效开采试验区，目前，已初步形成以下5种增效开采方式：

1. 以高西油田为代表的5½"套管直井增效开采方式

在采油工程和地面建设上应用了“双十”技术，实现了“十不”。

10项注水采油技术：

(1) 采用杆式泵抽油技术，实现检泵不起油管；

(2) 采用化学清防蜡技术，实现油井不用热水洗井；

- (3) 采用软件量油技术, 不建计量站;
- (4) 改型抽油机及简易防盗井口;
- (5) 采用两级精细过滤进行水质处理, 不建大型水质处理站;
- (6) 采用热泡沫混气水洗井技术, 实现不排液直接投注;
- (7) 小油管分层注水技术;
- (8) 采用解堵增注技术, 实现注水井不洗井;
- (9) 简易注水井口;
- (10) 低注入量注水井测试技术。

10 项地面建设新工艺、新技术:

- (1) 采用单管电加热集油流程, 不建掺水伴热流程;
- (2) 采用单管加热一级布站集油技术, 不建阀组间;
- (3) 电加热输油技术;
- (4) 短流程密闭注水技术;
- (5) 采用分散水源就地注水技术, 不建集中水源;
- (6) 卧式电泵注水技术, 不建注水站;
- (7) 采用撬式变电所, 不建固定变电所;
- (8) 车载电解堵技术;
- (9) 修建砂石路、土路, 不建沥青路;
- (10) 配电线路、集油管线和道路的综合优化设计。

高西油田建成年产油 4×10^4 t 规模, 总投资为 7929.36 万元, 平均单井投资 172.3 万元, 比常规开采节约投资 12.8%。其中, 钻井完井不节资, 地面及采油工程投资由 2991.36 万元降到 1980.36 万元, 节资率达 36.1% (表 4)。经过两年的生产实践, 证明这套开采方式能适应大庆地区气候条件, 对平均单井日产油 ≥ 2 t 的低产油田, 是一种效益较好的开采方式。

表 4 高西油田与常规开采对比表

内容 \ 项目		钻井	射孔	地面及采油	平均单井	总计
常规开采方式投资 (万元)		5184	765	2991.36	194.4	8940.76
高西开采 方 式	投资 (万元)	5184	765	1980.36	172.3	7929.36
	节约率 (%)	0	0	36.1	12.8	12.8

2. 以芳 607—908 地区为代表的小井眼增效开采方式

试验区共布油水井 68 口 (油井 47 口, 水井 21 口), 其中 $4\frac{1}{2}$ " 套管井 12 口, 4" 套管井 56 口。采油工程应用的主要技术是:

- (1) “五小”机采装置配套技术 (即小机、小杆、小泵、小管及小采油树);
- (2) “两小”注水技术 (即小管、小井口);
- (3) 化学防蜡降粘技术;
- (4) 软件量油技术;
- (5) 小井眼分层压裂技术;
- (6) 不排液投注技术;
- (7) 小井眼分层注水技术。

芳 607—908 地区建成年产能 $4.94 \times 10^4 \text{t}$, 总投资为 15024 万元, 平均单井投资 220.95 万元, 比常规开采节约投资 5.7%。其中, 钻井完井节资率为 9.0%; 地面建设不节资; 采油工程节资率为 25% (表 5)。

表 5 $4\frac{1}{2}$ " 小井眼与 $5\frac{1}{2}$ " 套管井对比表

内容 \ 项目		钻井完井	地面建设	采 油	平均单井	总 计
常规开采方式投资 (万元)		5985.51	8314.3	1581.67	233.55	15881.48
小井眼 开采方式	投资 (万元)	5444.23	8314.3	1265.47	220.95	15024
	节约率 (%)	9.0	0	25	5.7	5.7

由于 $4\frac{1}{2}$ " 套管的注水、举升、堵水和压裂技术已基本配套, 而常规 $4\frac{1}{2}$ " 套管由于承压能力不适应压裂施工要求, 因此目前小井眼开采应以 $4\frac{1}{2}$ " 套管为宜。同时, 正积极采取措施提高 $4\frac{1}{2}$ " 套管井的承压能力, 随着这一问题的解决, 小井眼开采效益将进一步得到提高。

3. 提捞采油增效开采方式

这种采油方式就是采用活动式抽油装置对低产油井进行定期提捞。由于油井无油管、无抽油机、无抽油泵、无抽油杆, 只装简易井口, 地面又不需建集输管网、计量站、中转站和热洗流程, 因而可大幅度降低采油和地面工程建设投资。

为了确定提捞采油的经济效益及其应用界限, 对抽油机采油和提捞采油进行了对比分析。以朝阳沟油田为例, 抽油机井按采油树、机、管杆、装机、用电、清防蜡药剂、检泵作业、维护保养、井口阀组、地面集输油系统建设、高低压电路 12 项总费用折算, 平均单井年生产费用为 9.13 万元。提捞采油年生产费用按下式计算:

$$M = \frac{365q}{Q} \left(\frac{m}{d \cdot i} + \frac{R + G}{K \cdot i} \right)$$

式中 M ——提捞采油单井年均生产费用;

d ——提捞车组有效使用天数, 六年按 1560 天计;

i ——车组每天捞油井数, 按每天捞 4 口;

R ——年燃料油费用, 1 个车组按 4 万元计;

K ——1 个车组的年工作天数, 按 260 天计;

G ——车组年人工费用, 按 4 万元计;

q ——每井次捞油量, 按恢复 200m 液柱捞一次, 每次可捞油 2t 计;

q ——单井平均日产油量;

m ——车组投资, 按 80 万元计。

计算结果表明, 提捞采油与抽油机采油方式相比, 在单井日产油低于 2.4t 时, 产量越低采油和地面工程的节省效益越好。

但是必须看到, 提捞采油只能节约采油和地面工程费用, 随着单井产量降低, 要形成一定规模的生产能力, 其钻井完井投资将成倍增加, 因而其开发总体经济效益, 不能单从能否节约采油和地面工程费用来衡量, 而应以建成规模生产能力的总费用来衡量。测算表明, 当单井日产油低于 0.5t 时, 建成百万吨产能仅钻井投资将超过 40 亿元。因此一般来讲, 这种采油方式的适应范围是日产油 2.4t 以下的老井, 有利于延伸采油井的经济有效开采年限。对新区新井应根据具体条件进行经济论证后, 才能确定其是否适于提捞采油。

4. 丛式定向井、斜直井和水平井增效开采方式

对一些具有特殊地质、地貌条件的油田,可通过打丛式定向井,将9~12口井建成在同一井场上,用高架罐贮油,然后通过集油站外运。与直井开采相比,丛式定向井具有占地少、地面建设投资少、适应性强、管理方便等优点。据现有丛式定向井组的初步分析表明,当丛式井的钻井费用为直井的1.6~1.8倍时,其总投资与常规井接近。如果丛式井的钻井费用能控制在直井的1.3倍以下,其效益是明显的。对油层渗透性很差但厚度较大且原生裂缝较发育的油田,可考虑采用水平井或斜直井方式进行开采,以提高其单井产能。从技术上讲,目前丛式井已基本形成配套开采技术,而斜直井和水平井开采由于井数较少,其开采技术和效益评估都有待进一步做工作。

5. 以敖包塔油田为代表的螺杆泵增效开采方式

1995年,敖包塔油田集中安装了30台国产(延吉)螺杆泵,与六型抽油机相比,节省一次性投资243万元,节省安装费30万元,合计273万元。由于延吉制造的螺杆泵本身质量尚未完全过关,使试验井平均检泵周期只有120天左右,效果不理想。为此,决定1997年由采油工艺研究所负责选配检测北京制造的螺杆泵,搞好工艺技术的完善配套,并与第七采油厂共同完成设计施工,力争平均检泵同期达到18个月左右,努力提高国产螺杆泵的应用水平。

上述五种开采方式各有其适应范围及优缺点,今后应针对不同油田特点进行优化组合,以进一步降低开发总投资。对于一般低渗透油田,可将井筒尺寸定为4½"或4"再辅之高西油田的增效开采技术;对于低产零散油井或小区块,可在4½"井筒内采用提捞采油;对于特殊地质、地貌的油田,可采用丛式井开采,配合高西油田的地面增效开采技术;还可将螺杆泵采油完善后应用到5½"直井和小井眼开采方式上。

众所周知,外围油田的增效开采是一个涉及油田地质、油藏、钻井、采油及地面工程等多专业、多环节的系统工程,只有各专业各系统都努力降低投资,才能取得更好的增效开采效果。根据榆树林和头台油田实际总投资折算,采用常规开采方式建成百万吨产能因井深和单井产能不同,所需投资大体为30~35亿元,其中钻井、地面及采油工程各占总投资的比例大体为45%、45%和10%。目前通过钻4½"和4"小井眼可分别降低钻井投资9%和17%(相当总投资的4.05%~7.56%);采用增效注、采和集输工艺技术,可分别降低采油工程投资30%~35%(相当总投资的2%~3.5%);降低地面工程投资30%~35%(相当总投资的13.5%~15.75%)。这三大块合计可降低总投资的20.55%~26.9%。如果在现有基础上再努力一把力,使这三块合计达到降低总投资的25%~30%,那么,外围油田建百万吨产能投资可控制在21~26亿元。为此,必须坚持以效益为中心,通过进一步加强外围油藏地质研究,采用一小(小井眼)、二活(活动采油、活动注水)、三配套(注水、采油、地面建设)增效开采工艺技术,以进一步增加外围低渗透油田的经济可采储量,开创外围油田开发新局面。

第一章 注水工艺技术

低渗透油田渗透率低、非均质严重、层间矛盾大、注水井单井单层配注量低,实现分层注水开发难度大,对注水工艺技术要求比较严格。大庆油田在低渗透油田开发过程中,逐步发展完善形成了适用、有效、经济的增效注水工艺技术,满足了低渗透油田注水开发需要。

第一节 不排液直接投注技术

常规的注水井投注技术是先进行一定时间的排液,然后再注水,其目的是排除近井地带的污染,恢复油层渗透率,降低地层压力,保证转注井顺利吸水。

近几年,大庆油田在注水井投注方式上有了新的发展,实现了不排液直接投注。

一是节省了一次装机投资和拆、装机工作量;

二是避免了排液后地层压力下降和渗透率不能完全恢复造成产量递减。

树34试验区同步注水与东16区块早注水,都取得了良好效果。树34试验区投产初期,地层压力前4个月平均月下降仅为0.35MPa,而树32(排液4~5个月),试验区前3个月平均下降1.16MPa;树34试验区采油强度为0.60t/d·m,与其它两个井区基本持平,投产1年后,单井日产油田7.3t下降到5.4t,递减幅度为26%,明显低于树32试验区的54%和树322井区的63%。目前树34试验区已开发两年,平均单井日产油仍保持在5.4t,采油强度0.45t/d·m,高于其它两个井区,使油田开发效益有所提高。

一、不排液直接投注技术原理

为了使注水井不排液直接注水达到配注要求,试注工艺必须满足两个条件:

(1) 要能较好地解除钻井、完井、射孔过程中造成的近井地带伤害,并具有一定的增注作用;

(2) 要做到彻底洗井,洗井过程中不能伤害油层。

1. 先进的射孔完井技术

YD—89弹负压射孔技术。其特点是在射孔的瞬时地层产生负压,冲洗射孔孔道在钻井、固井时侵入的钻井液滤液,减轻压实带的压实程度。YD—89弹穿透能力强,一般可达400mm,孔密、孔径也都相应增大,提高了地层的完善程度。

高能气体增效射孔技术。高能气体增效射孔是在YD—89弹负压射孔的基础上,通过高能气体压裂在近井地带产生多条不规则的裂缝,从而进一步提高地层的完善程度。

2. 热泡沫混气水洗井技术

热泡沫混气水洗井是以热泡沫混气水为洗井液,主要由70℃以上的热水、发泡剂和空气组成。作业施工时,用压风机和水泥车将空气和加有发泡剂的热水混合后从油管中替入井内,即形成了热泡沫混气水洗井液。其工作原理,一是利用热泡沫气液界面面积大,且其中分布表面活性剂分子,加上热力作用,可以较好地清洗井壁油污及蜡泥堵塞;二是利用热泡沫混气水粘度较高,并具有一定的弹性,在替喷、洗井时可以相对彻底地带出清洗下来的污物;三

是利用混气水密度小于 1.0g/cm^3 的热泡沫,可以防止低压地层洗井时洗井液进入地层而引起的伤害;四是利用洗井后的气举作用,给地层造成一定程度的冲击,可以较好地解除地层堵塞。

将热泡沫混气水试注工艺,与冷洗冷注、热洗热注和混气洗井相比较,可以看出:

(1) 与冷洗冷注比较,热泡沫混气水试注时,在热和表面活性剂的作用下,蜡和原油不会结块,由于温度高使原油粘度降低,有利于井液流动,使地面泵压明显降低,可以减轻甚至防止井筒杂质在洗井过程中进入油层而引起伤害,它优于冷洗冷注;

(2) 与热洗热注工艺比较,热泡沫洗井时,由于泡沫与管壁接触面积相对减少,泡沫内温度不易流失。洗井液中所含的表面活性剂,可防止井壁附近油、水接触面上的油层伤害。洗井时的气举负压冲击作用可有效地解除近井地带堵塞;

(3) 与混气水试注工艺比较,热泡沫混气水洗井时,在发泡剂的作用下,泡沫是稳定的,气液是一个整体,在施工过程中一般不会出现气、水分离,可以降低替喷压力,可以防止洗井液漏失,并具有较好的携带能力。

二、不排液直接转注应用效果

不排液直接转注技术在大庆外围新开发低渗透油田得到了推广应用,取得了较好的效果。

1994 年转注的头台油田茂 9—茂 111 区块转注的 39 口注水井,全部采用不排液直接转注技术,初期平均注水压力在 8.1MPa 下,日注水 34.8m^3 ,完成单井配注 $38.7\text{m}^3/\text{d}$ 的 90%,基本上达到配注要求,且吸水能力基本和压裂不排液投注井接近。1995 年投注的敖包塔油田的 35 口注水井,不排液直接转注后,在平均注水压力为 8.14MPa 下,平均单井注水 28.4m^3 ,完成配注的 118%。见表 1—1。

表 1—1 不排液转注初期效果表

项 目 试验 区块	投注 时间	平均单 井配注 (m^3/d)	初期平均 单井注水 压力 (MPa)	初期平均 单井注水量 (m^3/d)	完成配注 百分比 (%)	注水 井数 (口)
头台茂 9—茂 111 区块	1994 年 7 月	38.7	8.1	34.8	90.0	39
敖包塔油田	1995 年	24	8.14	28.4	118	35

不排液转注与排液转注对比,具有以下优点:

(1) 可实现新开发油田油水井同步投产,尽快完善注采系统,及时补充地层能量,恢复地层压力,避免低压区块的出现,使油井保持旺盛的生产能力。

(2) 不用拆装机、不用打基础、不用建地面输油管线、不但减少了基建投资,且具有较高的实用价值和经济效益。

三、不排液直接转注经济效益分析

不排液直接转注与排液转注井对比,可减少资金投入,可节省一次性投资。