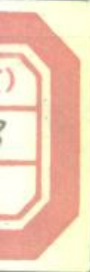


萨尔图油田北部开发区 油藏工程论文集

蒋德珍 主 编
郭万奎 副主编

石油工业出版社



萨尔图油田北部开发区 油藏工程论文集

蒋德珍 主 编
郭万奎 副主编

石油工业出版社

内 容 提 要

《萨尔图油田北部开发区油藏工程论文集》一书,集中了大庆石油管理局第三采油厂的主要科研成果和经验总结。内容包括油田地质、油藏工程、开发试验、计算机应用、开发监测。本书从油田开发理论、矿场试验和应用等方面进行了较系统的论述。适合于油田开发工程技术人员参阅。

97067/50

图书在版编目 (CIP) 数据

萨尔图油田北部开发区油藏工程论文集/蒋德珍主编

北京:石油工业出版社,1996.5

ISBN 7-5021-1748-2

I. 萨...

II. 蒋...

III. 油藏开发-文集

IV. TE34-53

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (96) 第 07612 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)

安达市第一印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 16½ 印张 412 千字 印 1—1200

1996 年 5 月北京第 1 版 1996 年 5 月大庆第 1 次印刷

ISBN 7-5021-1748-2/TE·1483

定价: 15.00 元

序 言

大庆油田萨北开发区自 1963 年投入开发,于 1966 年 5 月正式成立第三采油厂。担负着萨北开发区建设和试验任务。30 年来,在大庆石油管理局的领导下,我们紧紧围绕着延长油田稳产,提高最终采收率这个中心,坚持“两论”起家的基本功,坚持不断探索创新,使萨北开发区的油田开发工作达到了较高的水平。年产 $700 \times 10^4 \text{t}$ 以上连续稳产 14 年,被中国石油天然气总公司评为“高效开发油田”。

30 年来,全厂共取得科研成果 405 项,推广应用新技术 450 项。其中 3 项获得国家奖励,有 5 项获得省部级奖励,科技论文 729 篇。实践证明,萨北开发区高产稳产是依靠科技进步和科学管理,不断实践、不断提高认识地下油水分布的规律的结果,是全体开发工作者,特别是油田广大科技人员艰苦奋斗、锐意探索的结晶。

为了纪念大庆石油管理局第三采油厂开发建设 30 周年,总结 30 年来我厂开发地质、开发试验、油田监测等方面的经验和科技成果,特别是高含水后期实施“稳油控水”方针,坚持三个结构调整的作法对指导萨北开发区今后的稳产将起到重要的作用。为此,编辑出版了《萨尔图油田北部开发区油藏工程论文集》,希望这本论文集能对全厂从事油田开发的专业技术人员和其他有关人员有所帮助。

回顾我厂开发建设 30 年取得的丰硕成果,为大庆油田高产稳产五千万吨做出了重大的贡献。展望未来,任重道远。我们要继续“发扬大庆精神搞好二次创业”,为大庆油田高产稳产五千万吨实现第 3 个 10 年稳产再做新贡献。

张 广 成

1996 年 3 月 25 日

目 录

萨北开发区注水开发的实践与效果	蒋德珍 (1)
-----------------------	---------

油 田 地 质

萨北开发区河流—三角洲沉积对比方法的应用	黄淑兰 尚凤玲 (12)
北二西、北三西断块区断层变化的认识	周立人 宋忠林 (16)
萨北开发区储量复算研究	周立人 肖玉灿 (19)
萨北开发区萨、葡、高油层水淹层解释	周立人 朱淑华 于会宇 (26)
对二次加密调整油层地质特征的再认识	肖玉灿 张永皎 (31)
萨北开发区寻找高效调整井的做法	于会宇 马利民 (35)
萨北开发区表外储层地质特征研究	周立人 郑玉梅 (40)

油 藏 工 程

北二区东部二次加密调整的实践	蒋德珍 郭万奎 马丽薇 徐景钧 (45)
对萨北开发区自喷转抽的几点认识	曾锡康 马丽薇 (51)
萨北过渡带四条带开发方案的评价	蒋德珍 张允秀 王艳凤 蒋荣康 (58)
影响薄油层固井质量的因素	姜秀芬 (63)
北二区西部提高厚油层采收率及挖潜方法研究	王 杰 姜秀芬 马丽薇 (68)
不同完井方式对产能的影响分析	徐景钧 马丽薇 (74)
油田开发过程中吸水指数变化规律研究	郭万奎 王 杰 苗丰裕 王艳凤 (79)
北二区西部调整井完钻后对油层及油水分布的认识	廖炎光 蒋德珍 曾锡康 (83)
萨北开发区高含水后期结构调整方法研究	张英志 杨晓春 麻成斗 黄金凤 (97)
对油田自然递减规律的初步认识	陈巧玲 (105)
萨北开发区北三区中低渗透层加密井网效果分析	李传美 李秀兰 (112)
油田动态监测系统工程管理	冯志康 田家祥 杨兴明 郑文庭 (120)
萨北开发区套管损坏机理研究	曾树堂 徐法社 (129)
“八 五”期间套管防护技术	苗丰裕 曾树堂 李桂芳 (137)

开 发 试 验

对萨北开发区套损区更新调整试验的效果分析及几点认识	张广成 王 杰 曾树堂 杨树宝 李 奎 (145)
北三区东部萨尔图油层井网调整试验的效果分析及几点认识	王康顺 张立有 郎松梅 杨玉兰 (151)
萨北东部过渡带自喷转抽降压试验	蒋德珍 杨令甲 葛宗豪 (158)
北三区西部注采系统调整试验	孙占平 曾锡康 郭万奎 (163)

对北二区东部高台子油层井网加密调整试验的效果分析及认识

.....	张立有	郎松梅	杨玉兰 (167)
萨北东部过渡带井网加密试验效果分析与认识	曾锡康	张英志	王静华 (172)
北二区东部表外储层开采试验	曾锡康	刘永娟	张立有 (176)
萨北开发区北二区东部井网三次加密试验效果分析	郭万奎	王春波	林 丽 (181)
小井距特高含水期注聚合物矿场试验效果分析	周天才	杜兴家	(186)
厚层试验区葡 I 1-3 层高含水后期聚合物驱矿场试验方案实施效果	雷重辉	李国淑	王裕龙 (191)
北二东注天然气矿场试验效果研究	李国淑	杜兴家	张 敏 (196)
萨北北三区西部萨 II 10-16 层注聚合物矿场试验效果分析	杜兴家	王裕龙	于 才 (203)
小井距萨 I 4+5 层注胶束溶液驱油矿场试验	雷重辉	李国淑	王裕龙 (214)

计 算 机 应 用

测井曲线数字化技术研制及应用	王 杰	孙文德	郑为键 (216)
SUN 工作站系统工具软件管理系统研究		王 伟	(221)
北三区西部葡一组块状注水开发效果研究		游庆田	(223)
油田开发数据库的建立及应用	张爱平	王焕芹	(227)

油 田 开 发 监 测

对注水井同位素测试资料应用的初步探讨	王家宏	姜秀芬	(231)
用液面恢复法确定抽油机井地层压力	夏瑞华	卢开朗	(238)
低压井压力计算方法	夏 青	左宝芝	(251)
过环空集流参数组合测井仪的研制		李长寿	(255)

萨北开发区注水开发的实践与效果

蒋 德 珍

摘 要 大庆油田萨北开发区是一个多油层砂岩油田,非均质十分严重。采用早期注水,保持油层能量方式开采。在注水过程中,相继采取了不断细分开发层系,采用不同的井网,不断改善和提高了吸水 and 出油剖面。特别是在高含水后期根据油田地下油水分布的状况实施了“稳油控水”和注水结构调整,有效地提高了注水波及体积,获得了较好的开采效果。

一、油田概况

萨北开发区位于大庆长垣萨尔图构造北部。油田面积 118.8km^2 ,地质储量 $61290 \times 10^4\text{t}$ 。构造形成时伴生一些中小正断层,垂直断距一般为 $30 \sim 80\text{m}$,延伸长度 $1 \sim 3\text{km}$ 。油藏有统一的油水界面,属同一水动力系统。

产层是萨尔图、葡萄花和高台子油层,为下白垩系一套河流—湖相沉积的碎屑岩,埋藏深度 $900 \sim 1200\text{m}$ 。剖面上有 $60 \sim 70$ 层含油砂层,油层有效渗透率一般为 $0.04 \sim 1.2\mu\text{m}^2$ 。油层单层厚度从 0.2m 到十几米。高渗透油层和低渗透油层、厚油层和薄油层交互分布。

产层的孔隙率为 $24\% \sim 28\%$ 。纯油区原始含油饱和度为 $70\% \sim 80\%$,油水过渡带为 $60\% \sim 70\%$ 。岩石表面润湿性:萨尔图、葡萄花油层为偏亲油,高台子油层为弱亲水。

原油属石蜡基原油,含蜡量为 $25\% \sim 30\%$,脱气原油凝固点为 $25 \sim 30^\circ\text{C}$ 。油藏原油粘度为 $8 \sim 12\text{mPa} \cdot \text{s}$,原油相对密度 (D_4^{20}) 为 $0.85 \sim 0.86$ 。地下原始溶解气油比为 $46 \sim 49$ 。饱和压力为 $9 \sim 11.2\text{MPa}$ 。原始地层压力为 $11.1 \sim 11.4\text{MPa}$,地层压力略高于饱和压力。压力系数为 $1.05 \sim 1.08$ 。边水不活跃,天然能量补给差。

二、注水开发历程及效果

萨北开发区是 1963 年正式投入开发建设,30 年来已投入开发油水井 3123 口,总井网密度 $26.29\text{口}/\text{km}^2$ 。其中采油井 2091 口,注水井 984 口,注采井数比为 $1:2.03$ 。到 1995 年底已累积生产原油 $18250 \times 10^4\text{t}$,采出地质储量的 29.78% ,采出可采储量的 77.96% 。1995 年生产原油 $569.2 \times 10^4\text{t}$,采油速度为 0.93% ,剩余可采储量采油速度为 8.0% 。地层压力为 10.72MPa ,总压差为 -0.69MPa ,流动压力为 3.92MPa ,生产压差为 6.80MPa ,综合含水为 86.69% ,年含水上升为 0.16% 。油田累积生产天然气 $821250 \times 10^4\text{m}^3$,累积注水 $85251 \times 10^4\text{m}^3$,累积注采比 1.04 。

30 年来,我们贯彻执行了大庆油田高产稳产调整原则,针对不同开发阶段的生产特点,在

合理多层注水上下功夫并采取了有针对性的调整措施，圆满地完成了各种生产任务，年产原油 $715 \times 10^4 \text{t}$ 以上稳产 12 年，为大庆油田年产 $5000 \times 10^4 \text{t}$ 作出了应有的贡献。油田开发创出高水平，1990 年被总公司评为“高效开发油田”。

萨北开发区的开发历程是我们科学地运用“两论”不断开拓，不断认识油层，不断改造油层的 30 年。也是我们艰苦奋斗，保持油田高效开发的 30 年。

30 年来，经过合理分层注水，层系细分调整，自喷转抽和二次加密调整 4 个阶段。针对不同开采阶段油田生产中暴露出的矛盾，我们不断总结经验，以科研和开发现场试验为先导，不断探索改善油田开发效果的方法，取得了显著的效果及经济效益。

油田自全面注水开发后，大体经历了 4 个阶段：

1. 主力油层挖潜稳产阶段（1963—1980）

油田处于中低含水采油自喷开采阶段，稳产的关键是开发好主力油层。萨北开发区的萨Ⅱ1-3、萨Ⅱ7-9、萨Ⅱ10-16、葡Ⅰ1-4、葡Ⅰ5-7 共 5 个主力油层地质储量占全区的 58.5%。因此，主力油层稳产也即是全区的稳产。此阶段对主力油层挖潜，采取了 3 个方面的调整措施，从而实现了主力油层及全区的高产稳产。一是，全面恢复主力油层压力，充分发挥主力油层生产能力，特别是加强点状注水，挖掘第二排间（低压区）主力油层潜力；二是，抓住时机，搞好主力油层层间接替，实现全区稳产；三是不断提高地层压力，加大压差，保持油井旺盛的生产能力。

该阶段全区注采比由 0.71 提高到 1.01，平均总压差由 -0.85MPa 恢复到 0.84MPa ，生产压差由 2.26MPa 提高到 2.75MPa ，全区年产油保持在 $684 \times 10^4 \text{t}$ 至 $720 \times 10^4 \text{t}$ 。阶段采油 $9934.86 \times 10^4 \text{t}$ ，上缴 67.55 亿元，上缴与投资相比为 23.6 倍。

2. 层系细分调整稳产阶段（1981—1985）

萨北开发区经过主力油层调整挖潜实现稳产到 1980 年已进入高含水采油期，主力油层出现了综合递减。为了提高非主力油层井网控制程度，改善差油层的开发效果，实现全区稳产，从 1981 年开始陆续投产加密调整井 382 口，投注水井 138 口，建成能力 $250 \times 10^4 \text{t}$ 。调整井投产后改善了全区的开发效果，使全区年产油由 $716 \times 10^4 \text{t}$ 逐年提高到 1984 年的 $830 \times 10^4 \text{t}$ ，达到了历史最高水平。采油速度由 1.17% 提高到 1.35%，含水上升率由 2.71% 减缓到 1.29%。全区水驱储量增加 $11714 \times 10^4 \text{t}$ ，单井平均增加 $23.7 \times 10^4 \text{t}$ ，可采储量增加 $3784.6 \times 10^4 \text{t}$ ，平均单井增加 $7.7 \times 10^4 \text{t}$ 。该阶段累积产油 $3971.38 \times 10^4 \text{t}$ ，上缴 32.2 亿，上缴为投产的 7.5 倍。

3. 全面转抽提高排液量稳产阶段（1986—1990）

萨北开发区 1984 年注水压力已高达 16.0MPa ，地层压力高于原始压力 1.39MPa ，要进一步减缓递减，必须降低井底流压，放大生产压差，提高排液量，从 1985 年至 1990 年实现了自喷转机械采油开采方式。在这期间，年产液由 $2734 \times 10^4 \text{t}$ 提高到 $4139 \times 10^4 \text{t}$ ，采液速度由 4.88% 提高到 7.06%。压力系统得到了合理调整，注水压力由 16.0MPa 下降到 14.8MPa ，总压差由 1.39MPa 调到 -0.09MPa ，生产压差由 2.57MPa 增加到 5.86MPa ，5 年共转抽增油 $116.27 \times 10^4 \text{t}$ ，该阶段产油 $3488 \times 10^4 \text{t}$ ，上缴 27.6 亿，上缴为投资的 3.9 倍。

4. 高含水后期二次加密调整稳油控水稳产阶段（1991—1995）

萨北开发区 1990 年底综合含水高达 85.96%，进入高含水后期采油阶段，为了提高特低油层的动用程度，实现全区稳产，从 1991 年至 1995 年全纯油区进行了二次加密调整。陆续投产调整井 1039 口，投注水井 360 口，采油井 679 口，建成生产能力 $168 \times 10^4 \text{t}$ 。由于二次加

密调整对象,井网部署,及射孔方案合理,加密调整后提高了特低渗透油层的水驱控制程度,由56.2%提高到85.3%,增加了可采储量,平均单井增加可采储量 $1.62 \times 10^4 \text{t}$,使全区增加可采储量 $1682 \times 10^4 \text{t}$,对稳产及结构调整起到了重要作用。

在二次加密调整的同时,充分利用了区块、井间及各层系的含水、压力及动用差异,实施了“注水、产液、储采”3个结构调整,坚持了“稳油控水”方针和“3,6,9,10”系统工程。立足于地下不均匀分布的剩余油,力求“注够水还要注好水,提高液量还要控制含水”的开发调整原则。通过3个结构调整,特别是在注水上采取细分、单卡,区别对待的作法,实现了高含水后期产量稳定上升,含水“五年不过一”的高水平。该阶段累积生产原油 $2856 \times 10^4 \text{t}$,比规划多生产原油 $15 \times 10^4 \text{t}$ 。实现了高含水后期“八五”期间产油量稳定并略有增加,年产量由“七五”期间每年下降 $30 \sim 40 \times 10^4 \text{t}$ 转为由 $564 \times 10^4 \text{t}$ 上升到 $576 \times 10^4 \text{t}$,综合含水实现了“五年不过一”的高水平,按规划综合含水由1990年的85.96%上升到90.07%,

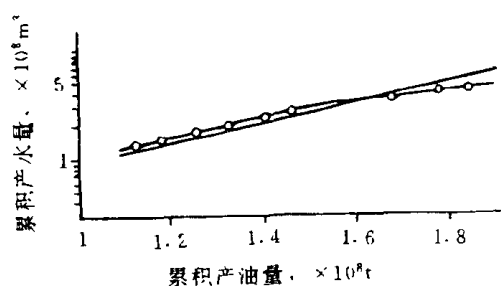


图1 萨北开发区水驱特征曲线
(1982年—1995年)

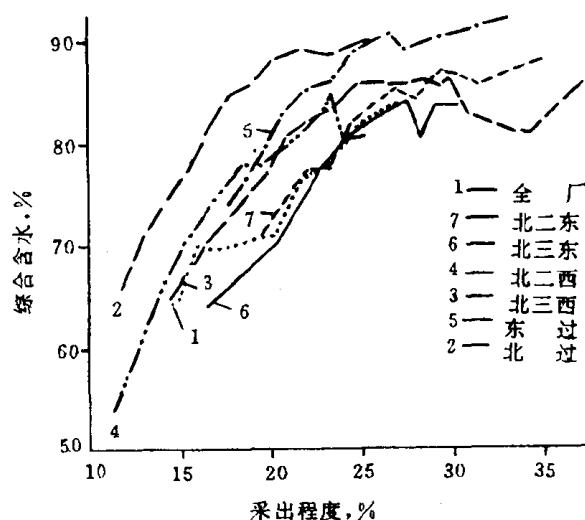


图2 萨北开发区综合含水与采出程度关系曲线

实际1995年综合含水为86.69%,5年仅上升0.73个百分点,比规划低3.38个百分点。在比规划少上措施520口井的情况下,多生产原油 $15 \times 10^4 \text{t}$,少产液 $3521 \times 10^4 \text{t}$,少注水 $831 \times 10^4 \text{m}^3$,获得了较好的经济效益,而且开发水平不断提高。“八五”期间由于投产二次加密井,以及合理搞好新老井的注水结构调整增加可采储量 $2288 \times 10^4 \text{t}$,储采平衡系数为0.80,全区储采比一直保持在12~13合理范围内。各项开发指标均达到高含水后期的较高水平。油田自然递减,综合递减分别为9.42%和7.21%,分别比“七五”减缓1.58、0.11个百分点。存水率与水驱指数分别由0.21、1.25增加到0.37、2.26。油田注水合格率,油田分层注水率,分别达到80.17%、88.77%的高水平,为油田注水开发创造了条件。

萨北开发区经过早期注水保持油层压力,不同开发阶段根据地下油水分布特点,合理分层注水,不断改善油层动用状况,油田开发指标达到世界先进水平。

萨北开发区自1974年采油速度(按可采储量计算)达3%以上,已连续稳产12年,其中1983年至1986年采油速度达3.5%以上创萨北开发区最高水平。根据水驱特征曲线预测在现有井网条件下,水驱采收率可达

41.39% (图1)。自1982年以来,储采比一直保持在12~13水平上 (图2)。

萨北开发区的主要开发指标与美国有名的大油田威明顿油田和前苏联的阿尔兰油田的开发指标相比,达到了先进水平。这两个油田油藏性质与萨北开发区相近,都属背斜构造砂岩油田,孔隙度均在22%~30%,空气渗透率在 $0.04 \sim 1.5 \mu\text{m}^2$,原油粘度相接近。威明顿油田

采油速度 2.5% 以上稳产 9 年, 阿尔兰油田采油速度 2.5% 以上稳产 10 年, 而萨北开发区 3% 的采油速度稳产 12 年, 萨北开发区采油速度高, 稳产时间长, 稳产期末的采出程度比威明顿, 阿尔兰油田分别高 1.97% 和 7.2%。

三、注水开发的实践

注水开发油田的水驱采收率, 决定注入水的驱油效率和波及体积。驱油效率主要受储层孔隙结构、流体与岩石表面性质以及注入水占孔隙体积倍数等因素的影响。对一个油田而言, 如果不改变注入水的物理化学性质, 其驱油效率的平均值基本是一定的。因此, 注水开发油田要获得较高的水驱采收率, 关键在于扩大注入水的波及体积。

萨北开发区是一个非均质多油层砂岩油田, 油藏原油粘度比较高, 油层的饱和压力也比较高。大部分地区接近原始地层压力。油藏的弹性能量小, 根据试采和计算统计, 在油层压力降低到饱和压力时的弹性开采阶段, 只能采出 1% 左右的地质储量。因此, 从稳产需要和提高采收率的目的出发, 萨北开发区从投入开发到高含水后期始终坚持注水保持油层压力, 不断扩大注入水波及体积, 实现较长时期的高产稳产。

1. 合理划分层系, 不断提高水驱控制程度

萨北开发区开发初期主要针对主力油层的油层特性划分为萨尔图层系, 葡萄花加高台子层系, 两套层系注水开发。葡萄花采用 2.8km 切割距布三排生产井, 用较大的排距开发; 萨尔图层系采用 1.8~2.1km 切割距布三排生产井, 用小切割距开发; 过渡带采用 300~350m 井距的四点法面积注水开发。但是, 油田投入注水以后, 分层资料及动态监测资料表明, 层系划分较粗, 层间矛盾比较突出, 主力油层控制程度高, 均在 90% 以上。而中低渗透油层在原井网中水驱控制程度仅 56.2%。其中, 断层损失占 8.1%, 形态损失占 20.2%, 注采不协调损失占 15.5%。由此可见, 中低渗透油层水驱控制程度低, 主要是由于油层分布零星, 形态不规则, 井网密度小, 对油层控制不住所造成的。针对上述情况, 1972 年在北二区东部进行了一次加密调整, 1980 年开始在北三区及北二区西部对葡二组及高台子油层采用 250×300m 反九点面积注水开发, 并进行层系油层调整, 井网密度由 8.7 口/km² 增加到 21.56 口/km²。1990 年又针对特低渗透油层进行了二次加密调整。由于层系逐步细分, 缩小井距使薄差油层的水驱控制程度由 56.2% 提高到 85.3%, 提高了 29.1 个百分点。

2. 提高水驱波及体积, 不断改善吸水及出油剖面

多油层注水开发过程中, 由于各油层渗流阻力的差异, 导致各小层吸水及动用的差异。因此, 注水首先沿高渗透油层突进, 在平面上沿高渗透油层舌进, 造成了开采过程中的层间与平面矛盾。因此, 在注水开发全过程中, 如何增加吸水厚度, 提高波及体积是至关重要的。

萨北开发区在改善吸水剖面方面主要采取两大措施:

(1) 合理分层注水。就是把以注水井为中心的高渗透油层和低渗透油层, 高含水 and 低含水、未见水层组合成不同性质的注水层段, 对高渗透、高含水层控制注水, 对未见水、低含水层加强注水。注水井一般分成 4~6 个层段, 多的可达到 8 个层段。在分层注水中, 特别要细分单卡高含水层及高含水部位, 采取降低注水强度, 停止注水, 改变液流方向, 提高低含水、非来水方向的注水强度, 实现层间及平面调整。

(2) 搞好动态监测, 不断提高挖潜措施效果, 增加动用厚度。油田投入注水开发后, 地

下油水分布、各小层的吸水及动用状况是在不断地变化,如何及时掌握油层吸水及出油状况,才能有针对性地提高挖潜措施效果。开发30年来,始终重视取全取准第一性资料,建立完善的油田监测系统。监测系统包括压力监测、注入、产出剖面监测、流体性质监测、井下技术监测4个子系统。各监测系统有明确的监测内容,落实到井,并有年、季、月的监测工作计划。以1995年为例,油田测压率100.6%,其中定点测压率100%,注水井测压率100.0%;产出剖面测试率121.0%,吸水剖面测试率102.6%。此时,水淹层解释1039口,密闭取心井12口,试油11口,61层段,测相渗透率曲线55条,毛管压力曲线189条,高压物性取样28支,所有这些资料对改善分层吸水状况及动用状况起到了重要作用。如:“八五”期间,针对注水井不吸水层段采取增注措施466井次,增加注水量 $317.73 \times 10^4 \text{m}^3$,对不出油的井层压裂363口井,年累积增油 $59.42 \times 10^4 \text{t}$,分别使特低渗透油层的吸水厚度增加20.4个百分点,出油厚度增加19.5个百分点。

3. 厚油层层内采取“部分射孔”,改善层内水驱开发效果

萨北开发区厚油层发育,仅纯油区萨葡油层有效厚度达37.5m,地质储量为 $3.67 \times 10^8 \text{t}$,占全区地质储量的60%。厚油层主要属于泛滥平原及分流河道砂体,为中、高渗透油层,层内非均质十分严重,纵向上渗透率级差为8~10倍,具有明显的正韵律性。如北二区西部1995年加密调整的葡一组油层,纵向上非均质严重,据取心井萨206井资料统计,渗透率大于 $1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油层占18%, $1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间的油层占24%, $200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间的油层占34%,小于 $200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油层占24%(图3)。

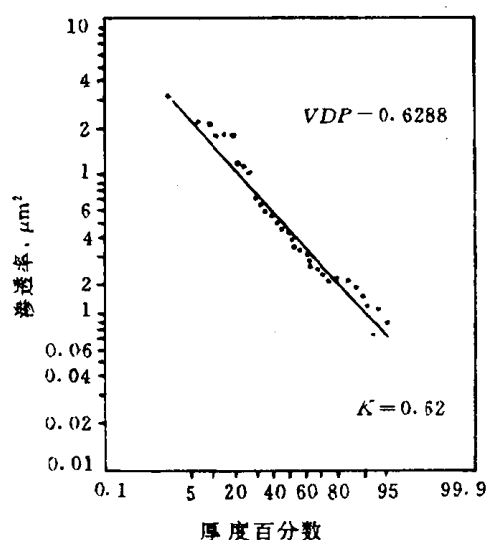


图3 萨206井葡一组油层非均质特性

葡一组油层平面上渗透率及厚度变化较大,有效厚度变化范围0~19.1m,渗透率变化范围 $10 \times 10^{-3} \sim 1410 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。葡一组分6个时间单元,单元内隔层不发育,但渗透率级差大,层内级差大于5的厚度占57.7%。说明层内差异大,非均质严重。根据水淹层解释资料,剩余油主要集中在厚油层的顶部,平均含水饱和度只有32.7%,而中、下部平均含水饱和度高达50.9%。

根据葡一组厚油层非均质严重,剩余油集中在顶部。在编制射孔方案时,采取了先射开顶部未见水或低含水部位的剩余油的做法,取得了较好的开发效果。对比15口部分射孔井,投产初期日产液为95t,日产油22.4t,含水只有76.4%,生产一年单井累积产油5483t。而33口全部射孔井投产初期日产液144t,日产油18.2t,综合含水87.3%,年均单井累积产油3839t,比全部射孔单井平均一年多产油1644t,综合含水低10.9个百分点。可见,部分射孔井比全部射孔井含水低、产量高,起到了挖掘厚油层顶部剩余油的作用。

例如:北2-丁5-P39与北2-丁5-P37是两口条件接近的试验井组,两口井的葡I1-4厚层内均发育有岩性夹层,5-7层内发育有物性夹层,只是北2-丁5-P39井射开了顶部低含水部位,北2-丁5-P37井射开了全部油层,投产初期两口井的含水分别为36%和93%,日产油分别为52t和10t,初期含水相差57个百分点,日产油相差42t;目前两口井的含水分别为

77.8%和 95.0%，仍差 17.2 个百分点，日产油分别 50t 和 11t，相差 39t，两口井在 1995 年内累积产油分别为 13690t 和 4015t（表 1）。

表 1 北二西井组聚合物驱试验综合表

井 号	射孔 方式	投产 时间	射 开		射 开 层 位	初 期			目 前			累积 产油 (t)
			砂岩 (m)	有效 (m)		液 (t)	油 (t)	含水 (%)	液 (t)	油 (t)	含水 (%)	
北 2-丁 5-P39	部分	1995.1	11.7	9.9	葡 11-2 上, 葡 15-7 上	82	52	36.0	216	50	77.8	13690
P37	全部	1994.10	24.4	20.6		141	10	93.0	215	11	95.0	4015
北 2-4-P47	部分	1994.12	11.6	11.1	葡 11-3 上, 葡 15-7 下	80	56	30.0	217	17	92.0	9854
P45	全部	1995.1	20.9	15.8		118	7	94.4	107	6	94.3	4100

北 2-4-P47 井和北 2-4-P45 井同样是两口条件接近的试验井组，两口井厚油层内均无岩性或物性夹层，只是北 2-4-P47 井射开了顶部，北 2-4-P45 井射开了全部油层。投产初期两口井含水分别为 30%和 94.4%，日产油分别为 56t 和 7t，分别相差 64.4 个百分点和 49t 油；目前含水分别为 92%和 94.3%，日产油分别为 17t 和 6t。但北 2-4-P47 井 1994 年 12 月投产后到 1995 年 6 月，含水一直在 74.1%以下，其年累积产油量达到 9854t，北 2-4-P45 井投产后含水高关井，即使不关井累积产油为 4099t，比北 2-4-P47 井少产油 5755t，起到了挖掘厚层顶部剩余油的作用。

4. 依靠科技进步，实施合理分层注水

在油田注水开发过程中，不同的开采阶段，主要开采对象、调整原则和稳产的技术措施是不同的。但注水开发油田，“注够水，注好水”是贯穿在其全过程。随着开发时间的延伸，稳产的难度增加，合理分层注水的难度也在增加，依靠科技进步是实现合理注水开发的保证。在油田注水开发调整方面从自喷找水到机采井环空找水，注水井同位素吸水剖面测井，同位素找窜、找漏，磁性定位，多臂井径，方位测井，1980 年开始推广了 755-2 配水管柱，使单井封隔器级数由 3.4 段增加到 5.4 段，平均单井日增水量 57m³，有效地控制了含水上升。为了减缓层间矛盾推广了机械堵水，滑套配产堵水，丢手堵水，选择性堵水，平衡法化学堵水和高强度化学堵水技术。为了增加出油厚度，推广运用了普通压裂，选择性压裂，限流压裂、堵压结合。为了增加吸水厚度在注水井上实施了普遍酸化、稠油段酸化，强排酸酸化，及压裂与注水结合，压裂与射孔相结合的配套技术。为合理分层注水，提高开发水平起了重要作用（表 2）。

5. 高含水后期实施“稳油控水”和三个结构调整，提高注入水利用率

“稳油控水”坚持以分层注水为基础，以“三个结构调整”为手段的开发调整思路。这是高含水后期萨北油田取得成就的关键。

非均质多油层油田，层间、平面、层内的非均质性造成注入水不均匀推进，纵向上和平面上存在很大差异，结果表现在：一是含水上升快，二是最终采收率低。因此不断扩大水淹体积，控制含水上升速度，增加可采储量才能获得较好的开发效果。稳油控水结构调整的出发点就是针对非均质多油层油田在注水开发过程中的不平衡状况，有计划地采用各种调整控制措施，调整不同开发单元的开采程度上的差异，这个开发调整思路是符合油田客观实际的。5 年来我们精心地研究了各类油层的水淹特征和动用特点，以分层注水为基础，实施“3，6，

9, 10”系统工程, 有针对性地采取了各种挖潜措施, 做了大量优化“三个结构”的工作。“八五”以来油水井各项调整工作量总计达到 3114 井次。其中水井工作量达到了每百口 212 井次, 使全区年注水量达到 $6457 \times 10^4 \text{m}^3$, 较“七五”末期增加了 $1370 \times 10^4 \text{m}^3$, 注采比由 1.04 提高到 1.30, 保证了在钻关影响的情况下地层压力逐年恢复。在水井调整中以提高分注率和增加薄差油层的动用程度为工作的重点, 5 年中分层水井增加了 468 口, 分注率提高了 26.47 个百分点, 水井压裂酸化 466 井次, 是“七五”的 3.58 倍, 上述工作使差油层的注水强度得到了大幅度提高。在油井上通过薄、差油层的压裂调参换泵和高含水层的堵水改善了油层在平面和层间的动用状况。在新井的调整上开展精细地质研究, 使投产初期含水控制在 40% 左右, 单井日产油达到 8t 以上。5 年的稳油控水立足于挖潜剩余油, 三个结构调整上下功夫, 取得较好的开发效果, 主要作法如下。

(1) 千方百计增加可采储量

千方百计增加可采储量, 保持较大的储采系数是稳油控水的基础, 也是全区取得稳产形势的重要保证。“八五”期间萨北开发区在增加可采储量上采取了全方位的进攻性措施:

①全面更新完善注采系统。5 年中更新油水井 121 口, 共修复套损井 218 口, 做到了修复井比套损井多 75 口井, 保证了全区注水状况的根本改善, 全区注采井数比由“七五”末期的 1:2.53 提高到 1995 年的 1:2.03, 5 年中更新水井 74 口, 累积注水 $675.25 \times 10^4 \text{m}^3$, 修复后的水井累积注水 $474.14 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

②进行二次加密调整, 提高薄、差油层的动用程度。5 年中共钻二次加密井 1039 口, 其中水井 360 口, 使全区的水驱控制程度由“七五”末期的 78.4% 提高到目前的 92.3%。特别是有效厚度在 0.5m 以下的薄、差油层水驱控制程度由 56.2% 提高到目前的 85.3%。5 年中二次加密井累积注水 $3322.3 \times 10^4 \text{m}^3$, 扩大了水淹体积改善了动用程度, 使全区增加可采储量 $1869 \times 10^4 \text{t}$, 占总增加可采储量的 81.68%, 对稳产起到了重要作用 (表 2)。

表 2 萨北开发区剩余可采储量采油速度变化统计

年 度	可采 储量 (10^4t)	年增加可采储量构成 (10^4t)					累积产油 (10^4t)	剩余可采 储量 (10^4t)	年产油 (10^4t)	剩余可 采储量 采油速度 (%)	储 采 比
		投产 井数 (口)	单井 增加	新井 增加	综合 调整	小 计					
1990	23075	129	2.36	304	143	447	15394.24	7681	601.67	7.83	12.77
1991	23479	204	1.73	353	51	404	15959.02	7520	564.78	7.51	13.31
1992	23945	262	1.48	388	78	466	16528.02	7417	569.00	7.67	13.04
1993	24400	236	1.57	370	85	455	17105.02	7295	577.00	7.91	12.64
1994	24983	284	1.66	471	112	583	17681.03	7302	576.01	7.89	12.68
1995	25363	293	0.98	287	93	380	18250.23	7113	569.20	8.00	12.50
小计		1279	1.46	1869	419	2288			2856.0		

③采取压裂改造措施, 增加老井中差油层的动用储量。5 年中共对 495 口油井和 125 口注水井进行了压裂措施, 是“七五”期间的 6.25 倍, 总压裂砂岩厚度达到 7741m, 是“七五”期间的 6.84 倍, 使差油层的动用程度得到了明显提高。

④不断提高水井分注率,增加薄、差油层吸水厚度。5年中全区分层注水井总井数从“七五”末期的362口增加到目前的830口,分层注水总层段数由1706个增加到目前的3440个,其中老井细分作业调整253口,是“七五”期间的2.66倍,全区的分注率由62.3%提高到88.77%。

⑤在高含水油井上采取堵水措施,努力扩大平面上的波及体积。5年中共堵水247口,累积降水达到 $239.97 \times 10^4 \text{m}^3$,对比见到平面效果的57口油井,平均单井日产液增加25t,日产油增加4.0t,含水下降0.8个百分点。

上述5个方面的油水井综合挖潜措施有效地增加了薄、差油层的储量动用程度,扩大了水淹体积。5年中稳油控水的综合措施共增加可采储量 $419 \times 10^4 \text{t}$,使全区采收率提高了1.82个百分点。

(2) 切实抓好注水结构调整

“八五”期间充分利用二次加密及更新调整的有利时机,精心研究各区块、层系、井间的含水、压力差异,搞好注水结构调整。

①根据不同区块的含水、压力差异实施注水结合调整。“八五”期间,共对全区239口井的449个层段进行注水结构调整。其中控制注水237层段日注水减少 7647m^3 ,加强注水212层段增加注水 4690m^3 ,因新注水井与老采油井连通状况不同、压力水平不一、含水级别各异,采取了不同的调整幅度。

②在投注更新与二次加密水井的同时,合理匹配新老注水井的注入水量。共对121口水井的205个层段进行结构调整,减少注水 4505m^3 ,从含水率与注水强度关系得出各类油层不同含水时的注水强度,当老层系含水为88%,新层系含水为60%时,老层系注水井的注水强度是新层系注水井注水强度的2.15倍。据此,原层系注水强度在 $20 \sim 24 \text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ 之间的纯油区东部注水井的初始注水强度确定为 $8 \sim 10 \text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$;而原层系注水强度只有 $15 \sim 17 \text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ 的纯油区西部则确定为 $6 \sim 8 \text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ 。从而保证了更新井、二次加密井与老注水井注水量合理匹配关系,使二次加密井的注水量达到了增加 53699m^3 的同时,新增989个与老采油井的连通方向,有效地实施了新、老井注水结构调整。

③采用多种措施改造差油层及狠抓分层注水质量,实现注水状况的进一步好转。非均质砂岩油田最终采收率的高低,很重要一部分取决于薄、差油层在开发全过程的吸水能力。高含水后期,严重的层间干扰,又加剧了这种矛盾。根据这一特点,1990年厂领导明确提出:“水井作业要优先保证,要全方位地重视注水质量”。一方面针对二次加密注水井地层条件差,实行转前酸洗与后期压裂、酸化、补孔相结合的方法增加其注水量,5年共上增注措施466井次,增加注水 $317.73 \times 10^4 \text{m}^3$,措施井次与增加水量分别比“七五”多336口和 $184.62 \times 10^4 \text{m}^3$;另一方面,狠抓注入水质及提高分注率工作,5年新建投产注水站4座,含油污水深度处理站4座,更换含油污水处理站滤料过滤罐49台,清洗注水站大罐23座,冲洗地面注水干线136条1080km,大修改造含油污水处理站4座,在修改造注水站1座。在实现二次加密调整井分质注水的同时,原井网注入水质也明显提高。并对新转注的二次加密注水井注够水圈后立即分层试配,克服了新井转注前的产量、压力大幅度下降的局面。

④加强现场跟踪管理,增强细分调整与零星调整力度。“八五”期间,全区水井共调整2184口井的4781层段,增加注水 12472m^3 ,并对253口井的941个层段细分调整,增加注水层段263个,有效地满足了“稳油控水”的需要(表3)。

表3 萨北开发区“八五”期间注水井细分调整效果

年 度	井 数 (口)	调 整 前				调 整 后			
		油 压 (MPa)	层 数 (个)	配 注 (m ³)	实 注 (m ³)	油 压 (MPa)	层 数 (个)	配 注 (m ³)	实 注 (m ³)
1990	19	13.05	75	2135	1921	13.51	91	2030	1898
1991	21	11.33	110	4560	4113	11.16	124	3830	3850
1992	37	12.37	139	4870	5073	12.64	169	5010	4834
1993	25	13.26	82	3020	2849	12.95	98	2575	2561
1994	99	11.82	357	11395	10513	12.11	486	13340	12539
1995	71	11.66	253	6470	5700	11.88	327	7655	6664
小 计	253		941				1204		

通过以上工作,使萨北开发区“八五”期间年均注水量增长速度得到有效控制,各套层系的注水状况有了较好改善。1995年老井年注水 $4832.9 \times 10^4 \text{m}^3$,较1990年减少 $223.1 \times 10^4 \text{m}^3$,减少了4.41%。除基础井网外,其它层系的注水量都有所增加,从注水上初步实现了高含水层控注与低含水层系增水的结构调整设想。同时四类油层的注水强度及分层吸水状况也得到调整。对比1990年前投注的360口分层井,全区的注水强度从 $18.09 \text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ 下降到 $17.31 \text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$,其中主₁层注水强度从 $13.00 \text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ 下降到 $10.89 \text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$;非₂层从 $20.20 \text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ 上升到 $21.24 \text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ 。分层吸水状况也表现为这一特点,对比全区109口相同井数水井的有效厚度吸水百分数达到78.42%,较1990年增加6.19个百分点。

(3) 实施分类治理方法,调整产液结构

油田进行结构调整的最终结果体现在产液与含水的结构变化上。在进行结构调整时,如何有效控制基础井网产液量的增加,一、二次加密井提液的同时控制含水上升就成了“稳油控水”的中心环节。

①精心编制油井措施方案合理调整产液结构。在油田注水质量得到较好改善的基础上,产液与含水结构的调整要靠各项增油控水措施去体现。为此,我们一是加大油井措施工作力度,“八五”对全区压裂、堵水、换泵分别达到363口、247口和205口,分别比“七五”多148口、180口和80口,使结构调整工作得到有效落实。二是坚持“深化油层认识,优化方案设计,强化施工管理”,加强注水和机泵参数调整的三化一优加强系统工程管理方法,增强甲方意识,及时解决施工过程的难题,使全区“八五”各项措施在井数增多近一倍的情况下,效果好于“七五”水平。

②对不同层系油井宏观控制,实施分类治理方法。即:基础井网坚持“以控为主”,采取堵水及结构调整方法实现控液,一次调整井网提控并重,二次调整层系大幅度提液的总体开发原则,并对各套层系不同含水级别的油井分类区别对待,收到较好效果,使全区产液增长幅度明显减少。“七五”期间,平均年产液增加 $157.96 \times 10^4 \text{t}$,年产液增长率为4.56%;而“八五”期间5年产液只增加 $31.15 \times 10^4 \text{t}$,其中基础井网5年产液下降 $611.03 \times 10^4 \text{t}$,下降了16.92%,一、二次调整层系5年分别增加 $26.96 \times 10^4 \text{t}$ 和 $443.31 \times 10^4 \text{t}$,全区产液增长的势头得到有效控制,基础与一次调整层系的递减也保持在“七五”的水平上,没有出现加大的

趋势。同时，全区综合含水上升速度也得到有效控制，5年只上升0.73个百分点。

通过以注水为中心的扎实工作，使萨北开发区含水上升速度远远低于规划预测。根据1990年驱替特征曲线预测，到1995年全区综合含水将达到92.86%，而实际只有86.53%，较预测低6.33个百分点。其中新井投产控制全区含水上升1.81个百分点，占28.59%，3项措施减缓含水上升1.49个百分点，占23.54%，而结构调整一项减缓含水上升3.03个百分点，占47.87%。从而有效地实现了综合含水“五年不过一”的设想，“稳油控水”目标得到较好体现（表4）。

表4 萨北开发区含水构成

项 目		1990 年	1991 年	1992 年	1993 年	1994 年	1995 年
含 水 结 构 (%)	预 测	85.86	87.26	88.66	90.06	91.46	92.86
	新 井		-0.18	-0.84	-1.32	-1.64	-1.81
	压 裂		-0.10	-0.17	-0.39	-0.59	-0.82
	堵 水		-0.08	-0.25	-0.39	-0.53	-0.67
	换 泵		-0.02	0	-0.02	-0.01	0
	调 整		-0.87	-1.37	-1.93	-2.55	-3.03
全 区 (%)			86.01	86.03	86.01	86.14	86.53

四、潜力与展望

萨北开发区已进入高含水后期开采阶段，综合含水为86.69%。根据小井距注水开发全过程证明，高粘度原油的油田60%的可采储量将在高含水以后采出。因此，只有认清潜力分布，继续坚持合理注水调整，才能不断提高注水开发效果。

1. 老井的潜力是加强注水调整，继续实施“稳油控水”

(1) 老井油层动用差异依然存在。根据1995年全区263口吸水剖面资料统计，平均单井射开有效厚度15.9m，其中吸水厚度11.4m，占71.70%，且不吸水的油层中以薄、差油层和表外储层为主。其中独立型表外单井射开砂岩厚度7.59m，吸水厚度3.46m，只占45.6%。说明油层动用的差异仍然存在，“九五”期间通过继续加强分层注水和分层改造的力度，油层的动用状况将得到进一步提高，注水结构调整的余地依然存在。

(2) 已投产的油井中含水差异依然存在。统计全区1995年底2091口油井，在全区含水达86.69%的情况下，含水小于80%的油井仍有863口，占41.3%，产油占全区的47.36%。

(3) 各层系间压力差异依然存在。统计全区529口油井压力资料，全区总压差为-0.69MPa，已接近原始压力附近，总压差低于-1.5MPa的特低压力井仍在187口井，占测压井数的35.4%；从分层系上看，一次加密井和二次加密井的总压差为-1.12和-1.27MPa，通过深入治理低压，随着压力的恢复，油井的产液能力必将得到进一步提高。

(4) 油井压裂堵水换泵仍有一定潜力。到1995年底，全区已压裂油井1200口，占总井数的62.6%，已压裂的砂岩厚度占射开总厚度的39%，未压裂的井数为718口，扣除高含水井和套损油井，可继续压裂的油井数为385口，其砂岩厚度为8379.9m，有效厚度为2733.6m，其中“八五”期间投产的二次井319口，占可压裂井数的83%，这部分井虽然增油的幅度较

小,但仍可在“九五”期间发挥增产作用。

统计全区 1931 口流压资料,目前全区含水小于 80%,流压大于 5.0MPa 油井数共有 106 口井,“九五”期间通过换机换泵产液量会得到进一步的提高,对减缓全区产量的下降将起到重要作用。

(5) 水井细分调整的潜力。全厂目前还有两级三段以下水井 307 口 868 个层段,扣除套变及隔层不能细分井后还有 270 口井 760 个层段可以进一步细分调整。

通过“八五”实施稳油控水工作,虽然油田上井间、层系间和区块间差异在减小,但从上述资料分析中可以看出,“九五”期间老井继续实施稳油控水的潜力依然存在,“九五”期间老井产油量 $2092 \times 10^4 \text{t}$,占全区产量的 73.3%,充分认清老井的潜力,是继续贯彻稳油控水的基础和实现全区稳产的关键。

2. 表外储层潜力

解剖了北二区东部部分二次加密井的同位素吸水剖面资料和油井环空产液剖面资料,水井中表外储层的吸水厚度占 52.1%,油井中的产液厚度占 50.3%,即动用和吸水的厚度均在 50% 左右。

以上资料分析说明,独立型表外储层在二次加密后仍有 50% 左右未动用,不动用的表外储层中以岩性和物性更差的高台子油层为主,在注水井和油井上实施压裂改造措施可进一步增加二次井的出油厚度。

3. “九五”期间继续加密调整,提高水驱控制程度

(1) 萨北过渡带一次加密调整潜力

过渡带地区目前正在进行加密调整,根据北部过渡带地区已完钻井的水淹层资料统计,平均单井可调的砂岩厚度可达到 10m,有效厚度可达到 4.5m 左右,单井控制的可采储量可达到 $1.0 \times 10^4 \text{t} \sim 1.4 \times 10^4 \text{t}$,根据东部过渡带试验区的生产情况,投产初期单井产能可达到 5t 以上,整个过渡带加密以后全区可新增加可采储量 $630 \times 10^4 \text{t}$ 。

(2) 纯油区三次加密调整的潜力

根据二次加密调整井和表外储层分析,在二次加密调整井中,已射开的表外层中有 50%、表内层有 25% 左右的厚度动用不好,结合密井网试验区的情况认为,在纯油区的 4 个区块中除北三区西部以外,其它 3 个区块均可进行三次加密调整,可调砂岩厚度在 15m,3 个区块可布井面积 28.2km^2 ,布井 1400 口。按照单井增加可采储量 6000t 计算,共增加可采储量 $840 \times 10^4 \text{t}$ 。“九五”期间在纯油区东部进行三次加密调整,规划钻井 400 口,建成能力 $28.8 \times 10^4 \text{t}$,增加可采储量 $280 \times 10^4 \text{t}$ 。

上述 3 项调整措施实施后,全区可增加可采储量 $1223 \times 10^4 \text{t}$,加上老井综合调整措施增加的可采储量,预计全区在“九五”期间共可增加可采储量 $1801 \times 10^4 \text{t}$ 。

萨北开发区注水开发将由二次加密调整向三次加密转移,油田稳产的难度将进一步加大,油田继续实施分层注水的难度也较大。“九五”及以后的开发调整中要继续坚持稳油控水方针,立足油田合理注水,搞好三个结构调整,提高油田注水开发效果,总的目标是实现原油稳产 $570 \times 10^4 \text{t}$ 。“九五”期间生产原油 $2853 \times 10^4 \text{t}$,综合含水控制在 90% 之内。要通过深入地质研究,搞好细分注水,提高分层注水质量,不断完善注采系统,提高水驱控制程度及水驱波及体积,不断提高注水开发效果。