

大庆油田 特高含水期开发若干问题 认识与思考

计秉玉 著



石油工业出版社

内 容 提 要

本书是作者担任大庆油田副总地质师期间(2001—2007年)在一些开发技术会议上所作技术报告的汇编,主要内容为大庆油田当时的开发技术总结、开发矛盾与潜力分析和开发技术发展方向等方面的认识,涉及精细地质研究、水驱调整、三次采油、低渗透油田开发、勘探开发信息化建设及开发管理等多个方面。

本书可供油田开发技术研究人员与技术管理人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

大庆油田特高含水期开发若干问题认识与思考/计秉玉著.
北京:石油工业出版社,2012.7
ISBN 978-7-5021-9127-6

I. 大…

II. 计…

III. 高含水期-油田开发-技术报告-大庆市

IV. TE34

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2012)第 130814 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址: www.petropub.com.cn

编辑部:(010) 64523587

发行部:(010) 64523620

经 销:全国新华书店

印 刷:保定彩虹印刷有限公司

2012 年 7 月第 1 版 2012 年 7 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:13.75

字数:162 千字 印数:1—1000 册

定价:55.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

前 言

大庆油田的开发为国民经济发展做出了重大贡献，创造出长期高产稳产的世界纪录，诞生了大庆精神。所形成的大庆长垣多层砂岩油层的分层开采、多次加密和化学驱油技术得到世界公认，大庆外围低渗透油田的开发独具特色，形成了相关理论和技术系列，开创了“三低”油田上产与稳产接替的新局面。大庆油田开发史就是一部科技攻关史。

我有幸在大庆油田工作 25 年，在大庆油田这个大舞台上得到培养、锻炼和成长，有幸得到大庆精神的熏陶，有幸与那么多具有开拓和奉献精神的专家、同事携手奋斗……。我在大庆油田度过了美好时光，那段经历成为了我人生最美好的组成部分。

我在大庆油田担任副总地质师期间，对当时大庆油田开发方面一些重大问题进行了思考，并多次在油田开发技术座谈会上做技术报告。在一些共同奋斗多年的同事们的建议和帮助下，现将这些技术报告整理出版，希望对大家有所帮助，尤其是对新同志了解当时油田开发所面临的问题、技术攻关思路和研究成果有所益处。

感谢在大庆油田工作期间给予我大量帮助，在我离开大庆后仍给予关心的各位领导与同事；感谢大庆油田对我的信任得以让这本技术报告集能够出版，感谢报告完成过程中提出建议、提供帮助的同事们。祝大庆油田在开发技术上不断取得创新，创立百年辉煌。

目 录

深化油藏认识 搞好技术创新 开创油田开发新局面

- 在大庆油田 2001 年开发技术座谈会上的报告 1
- 一、2001 年油田开发工作取得的主要成绩 1
- 二、对当前油田开发中几个问题的认识 5
- 三、2002 年油气田开发重点工作安排 47

解放思想 开拓创新 进一步提高油田开发水平

- 在大庆油田 2002 年开发技术座谈会上的报告 54
- 一、大力推进多学科油藏研究, 实现现代化油藏管理 55
- 二、加强水驱调整工作, 努力实现“111”工作目标 60
- 三、加大三次采油技术研究应用力度, 努力实现“210”
工作目标 67
- 四、发展外围油田开发技术, 努力实现年产 $500 \times 10^4 \text{t}$
奋斗目标 74
- 五、夯实气田开发基础工作, 开创天然气开发新局面 79

夯实基础 创新技术 大力推进“11599”工程

- 在大庆油田 2003 年开发技术座谈会上的报告 84
- 一、2003 年油田开发工作取得的主要成绩 84
- 二、大庆油田开发技术攻关方向 92
- 三、2004 年油气田开发重点工作 98

挑战开发极限 持续创新发展 不断提高喇萨杏油田采收率

- 在 2003 年中国石油采收率会议上的报告 110
- 一、喇萨杏油田基本情况 111

二、喇萨杏油田高含水期提高采收率主要做法	112
三、工作体会	131
四、下步攻关方向	139
对大庆油田油藏研究工作的几点认识	
——在大庆油田 2005 年开发技术座谈会上的报告	
(油藏部分)	142
一、继续深化多学科油藏研究与精细油藏描述工作	142
二、对喇萨杏油田开发矛盾与潜力的认识	147
三、特低渗透储层开发研究要加强系统性	156
四、海拉尔盆地复杂油藏开发的主要特点及重点工作	163
加快油田信息化步伐 不断提升勘探开发技术水平	
——在大庆油田 2005 年开发技术座谈会上的报告 (信息部分)	
.....	166
一、大庆油田信息化建设历程回顾	166
二、大庆油田信息化建设的定位与部署	167
三、地球科学与钻井系统和上游生产信息系统建设情况	
.....	170
四、大庆油田信息化建设分析与思考	181
五、今后重点工作	185
大庆油田油藏研究及信息化建设工作新进展	
——在大庆油田 2006 年开发技术座谈会上的报告	189
一、低渗透储层油藏工程研究新进展	189
二、对加强低渗透储层动用的两点看法	198
三、多学科集成化油藏研究主要进展及设想	204
四、勘探开发信息化建设研究新进展	208

深化油藏认识 搞好技术创新 开创油田开发新局面

——在大庆油田 2001 年开发技术座谈会上的报告

2001 年，油田开发系统针对开发中出现的新情况、新问题，做了大量艰苦细致的工作，取得了可喜的成绩。在此基础上，11 月份油田公司组织广大科技人员就水驱调整、三次采油、外围油气田开发和套损综合防治等专题展开了广泛、深入的讨论，广大代表发表了许多好的看法和建议。结合会议研讨情况，主要讲 3 个方面的内容。

一、2001 年油田开发工作取得的主要成绩

2001 年是“十五”规划的第一年，油田开发系统广大员工按照油田公司发展的总体要求，以经济效益为中心，认真搞好长垣“两驱”调整和措施优化，加快外围油田开发步伐，圆满完成了油田开发生产任务，年产油 $5150 \times 10^4 \text{t}$ ，实现了原油 $5000 \times 10^4 \text{t}$ 以上第 26 年的高产稳产。

1. 全面完成储层精细描述工作，为油田开发调整奠定了基础

在当代沉积学理论指导下，采用储层层次分析法，将大庆油田的整套河流—三角洲相储层划分为 6 个描述层次。并采用储层模式预测描述方法，描述了井间砂体的连续性、方向性、砂体几何形态、厚度和渗透率的分布规律，实现了对地下储层的深层次

精细解剖，目前这一技术已在大庆油田得到了广泛应用。

经过3年多的艰苦努力，全面完成了大庆长垣萨葡高油层38000多口井的储层精细描述工作，共编制单砂层微相分布图7500多幅，并将这一成果应用于高含水后期调整挖潜的各个领域，使油田精细地质研究工作进入了一个新阶段，同时培养了一批年轻的储层描述技术人才。

2. 精细搞好长垣水驱综合调整，继续保持较好开发效果

长垣老区2001年在深化精细地质研究的基础上，以“五项控制”为重点，精细搞好油田开发综合调整工作。全油田调整注水井方案共3300口，注采系统调整油井转注94口，共实施油井压裂、换泵等措施2599口，进一步改善了两类油层的动用状况，水驱综合受效新增可采储量 $203 \times 10^4 \text{t}$ 。同时，采油一厂至采油四厂开辟了4个“五项控制”综合治理示范区，均取得较好效果。

通过上述工作，长垣水驱自然递减率和年均含水上升值比2000年分别减缓了1.69和0.85个百分点，水驱开发继续保持较好效果。

3. 努力提高聚驱开发效果，聚驱年产油量达到 $953 \times 10^4 \text{t}$

2001年，针对各注聚区块的开采阶段和动态变化特点，围绕如何进一步提高采收率这一中心，各有关采油厂都加大了综合调整力度。同时，还积极组织开展了采油六厂二类油层上返聚合物驱油试验、多段塞深度调剖试验、清水配制暴氧污水稀释抗盐聚合物驱油试验，以及采油二厂南三区东部CDG调驱扩大试验，并都取得了阶段性成果。截至2001年年底，大庆油田已投注18个聚合物驱工业化区块，年注聚合物干粉达 $6.49 \times 10^4 \text{t}$ ，加上三采试验区年产油 $953 \times 10^4 \text{t}$ ，聚驱已成为大庆油田提高原油采收率和产量接替的主要措施。

4. 外围油田新区勘探开发一体化取得新进展，已开发区块综合治理取得新成效

2001 年继续加大了开发前期工程评价力度，保证了新区上产工作的顺利进行。全年钻井 768 口，基建井 780 口，建成产能 $66 \times 10^4 \text{t}$ ，开发井钻井成功率达 99.22%。尤其是在未探明地区，较好地贯彻了 2000 年度开发技术座谈会上苏树林总经理对勘探开发一体化工作的要求。在新肇、海拉尔、葡 31 等 3 个区块评价过程中，与勘探密切结合，17 口开发控制井同时承担了详探评价及提交储量的任务，节省了勘探投资，并部署开发井 209 口，完钻 157 口，建成产能 $11.91 \times 10^4 \text{t}$ 。这样不仅为 2001 年勘探新增含油面积 175.9km^2 、石油探明储量 $6609 \times 10^4 \text{t}$ ，也为新增探明储量的加快动用创造了条件。

已开发区块继续围绕中高含水葡萄花油层提高采收率，以及改善特低渗透扶杨油层开发效果两个方面开展综合治理工作。葡萄花油层坚持以精细地质研究成果为指导，继续开展精细调整挖潜，在高含水井压裂、低效井治理等方面取得了较好效果。特低渗透扶杨油层继续坚持分类研究、分类治理的做法，并积极探索了井网加密、渗吸采油等改善开发效果的途径，同时系统进行了注气、热采等新的开发方式可行性研究。

在气田开发方面，加大了前期评价力度，对未动用区块的储量及产能进行了综合评价，深化了对气田开发潜力的认识。

2001 年，外围油田年产油量 $427 \times 10^4 \text{t}$ ，产气 $1.78 \times 10^8 \text{m}^3$ ，为完成全公司油气生产任务做出了贡献，也为“十五”后 3 年的生产运行奠定了良好基础。

5. 依靠科技创新，油田监测工作取得新进展

在生产测井技术方面，全面推广应用了注入、产出剖面组合测井工艺、阻抗式过环空找水仪和小直径超声成像仪；研制成功

了 $\phi 20\text{mm}$ 产出剖面组合测井仪，实现了对小井眼等特殊井的产出剖面常规测量；研制了组合氧活化测井仪、连续氧活化测井仪，提高了聚驱井的测井时效和测量精度。在开发测井技术方面，根据不同油田、不同区块和不同井别的特点，优化了测井系列。在试井技术方面，研发了注水井偏心桥式管柱分层测压、长关油井和抽油机井分层测压技术，为了解分层压力状况提供了有效手段。同时，进一步推广完善了同心集成式细分注水配套测试技术。

6. 科技攻关取得突出进展，先导性试验效果显著

按照油田公司 2000 年度油田开发技术座谈会提出的要求，2001 年油田开发系统共组织开展了 93 项科研课题攻关，完成了 43 项，新技术推广 17 项。一是全面完成了油田精细地质描述研究攻关任务，发展完善了高含水后期剩余油综合描述方法及综合挖潜技术。二是具有公司自主知识产权的表面活性剂研制和工业化生产取得重大突破，以其为主剂的三元复合驱油体系已投入工业性现场试验。三是组织开展了 46 项矿场试验，其中水驱综合调整挖潜、三次加密、泡沫复合驱、二类油层聚驱上返、“两相结合”、外围油田扶杨油层井网加密、渗吸采油、葡扶合采等试验，均取得了新的进展或突破。

7. 油田生产管理信息系统日趋完善，计算机在油田开发中的应用进一步得到加强

经过 3 年的努力，大庆 PDPMIS 软件已在各采油厂全面推广应用，基本实现了油田开发生产信息标准化、网络化管理，达到了生产数据的录入、处理、汇总与上报一体化。在开发数据库基础工作中，结合“十五”规划编制，对全油田油水井动态历史数据和静态基础数据进行了全面审核、补充，进一步提高了动静态数据库的质量。

各单位还加大了计算机软件开发应用力度，采油一厂开发了动静态分析集成网络系统，采油七厂开展了油藏研究一体化软件应用，研究院微机机群并行数值模拟技术取得成功，VIP - Polymer 软件开发应用取得新进展，进一步提高了油田开发信息化与油藏管理水平。

二、对当前油田开发中几个问题的认识

1. 深化精细地质研究成果应用，搞好水驱开发的精细调整

2001 年大庆长垣水驱生产原油 $3818 \times 10^4 \text{t}$ ，仍然在大庆油田原油产量中占主导地位。但是经过 40 年的开发调整，大庆长垣水驱已采出地质储量的 36.67%，采出可采储量的 74.56%，年底综合含水高达 88.39%，即将进入特高含水期开采阶段，调整难度越来越大。主要表现在：一是各套层系间的含水基本接近，靠层系间结构调整的余地小；二是剩余油在平面上和空间上分布高度分散，调整挖潜的效果逐步变差；三是新井的储量品位下降，新增可采储量明显减少，对控制递减的贡献值变小；四是年套损井数多、持续时间长，且油层部位损坏速度加快，套损形势日趋严峻。

水驱开发中存在的矛盾与问题，需要我们把调整工作深入到层系内部，深入到区块单元，细化到单砂体，依靠创新技术，以多学科油藏研究为手段，通过“三精三化”，达到“五个清楚”，实现“五个控制”。“三精三化”即：精细地质研究“深化”，精细剩余油预测“量化”，精细挖潜措施“优化”；“五个清楚”即：特高含水部位清楚，剩余油富集部位清楚，注采不完善单元清楚，异常压力层位清楚，窜槽套损井段清楚；“五个控制”即：控制产油量递减幅度，控制含水上升速度，控制产液量增长幅

度，控制注水量增长幅度，控制套管损坏速度。

1) 积极开展多学科油藏研究，为实现精细调整挖潜提供有效手段

多学科油藏研究在西方已经成为油田开发技术的一种“时尚”，国外大多数石油公司都已组成多学科项目组。认为通过多学科有机结合，多种技术综合研究，可使油藏描述更加准确，才能更好地实现剩余油精细挖潜，才能以最少的成本费用获取更高的采收率。

这里根据长垣水驱实际，对以精细地质研究为基础的多学科油藏研究与应用思路进行论述（图1）。

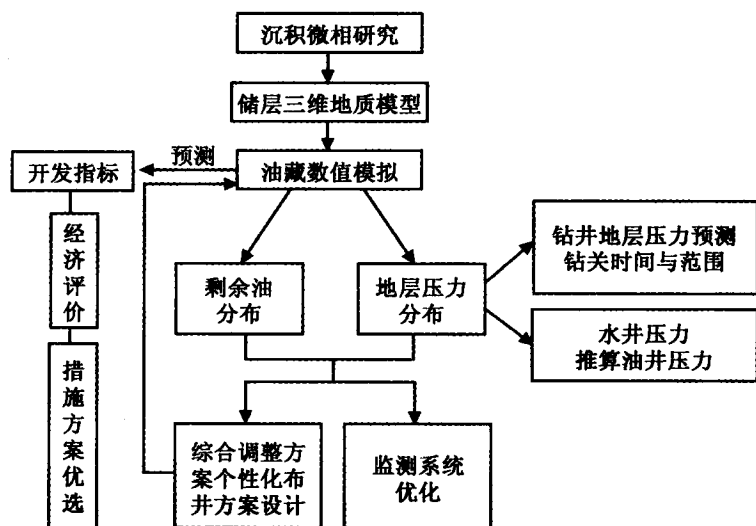


图1 多学科油藏研究流程图

(1) 根据沉积微相研究成果，建立储层三维地质模型。

储层数字化是数字化油田的技术核心，是油藏现代化管理的基础，也是油层描述的最高层次。实现储层数字化，形成储层数据体的技术就是人们常说的地质建模，主要是基于变差函数为基础的地质统计学和近年来出现的随机建模技术。尤其是前者目前

已经比较成熟，国外已开发出一些商品化软件，例如研究院^①引进的 Fast Tracker，Landmark 公司的 DTOP - VIP 数据软件中的 Gridgenr 模块。国内也开展了大量研究，如采油七厂与北京勘探开发研究院合作研制的三维地质建模软件，大庆研究院“九五”期间研制的 ISGR 软件（已在大庆油田推广）。但目前这些软件还没有成为广大地质研究人员的工具，地质统计分析技术还没有更好地与沉积学理论结合起来。在大庆油田，已经完成了大量的储层沉积微相研究工作，在此基础上完全可以应用地质统计分析技术，形成一套具有大庆油田特色的沉积微相控制的地质建模技术。

可以设想两种实现途径。第一种是利用井点单层数据（以油田开发静态库为基础），由建模软件自动生成数据体，再根据沉积微相图，通过人机联作进行修改，既保持了井点数据与实际数据相一致，又符合沉积学理论，实现了储层数字化。这一技术具有可操作性，可以作为精细地质研究的深化，由地质人员完成。第二种途径是将沉积微相相带边界线数字化，在微相内进行地质统计预测，然后再考虑微相间的连接，这是下一步需要攻关的课题。

（2）开展油藏数值模拟研究，预测剩余油分布特征。

在三维数据体基础上（必要时可进行网格粗化），即可进行油藏数值模拟研究。在 20 世纪 60 年代，大庆油田就已着手开展油藏数值模拟，目前已有多种商品化软件。其应用技术也被一些油藏工程师所掌握，但还没有成为各种措施优化、编制综合调整方案的常规工具。其原因：一是模拟人员对油田开发实际情况了解不够，还没有真正发挥数模的作用；二是历史拟合所需时间

① 指大庆油田勘探开发研究院，下同——编者注。

过长。

历史拟合的目的是建立更为可靠的地质模型。大庆喇萨杏油田井网比较密，并且开展了大量的沉积微相研究，可以提供比较准确的地质模型。因此，应该根据大庆油田这一实际，简化历史拟合工作（重点拟合全区指标或个别重点井，同时参考分层测压和吸水、产液剖面资料），节约计算工作量。

喇萨杏油田目前的剩余油研究方法主要是“神经网络方法”和“综合判断方法”，并且认为“综合判断方法”更为准确。这是因为后者考虑了砂体发育情况、注采井网及吸水、产液剖面资料，但其缺点是一种经验性、定性的方法。

由于剩余油分布特征既取决于储层的地质条件，又取决于井网部署方式和开发历史，所有这些都可以通过油藏数值模拟定量地表征出来。因此，充分利用精细地质研究成果，以三维地质模型为基础，用油藏数值模拟方法研究剩余油，将是一种更有前景的方法。

数值模拟生成吸水、产液剖面及小层压力结果后，就可以与可靠的实际测试资料对比，有效地应用测试结果，进一步完善数值模型，从而更准确地确定剩余油，这在下一步工作中应予以重视。

（3）通过油藏数值模拟，预测地层压力分布特征。

油藏工程理论表明，地层压力分布特征完全取决于储层发育情况、井网完善程度和措施情况，因此说地层压力是可以预测的。在沉积微相研究基础上，预测地层压力分布的最好工具就是油藏数值模拟。通过油藏数值模拟，可以将油水井间、不同层段间的地层压力联系起来，统一到整个油藏压力系统上来；可以通过水井测压信息和部分油井测压信息，推测整个地层压力的空间分布，从而预测不同层段的地层压力和未测井的油井地层压力；

可以为减少压力监测点、优化压力监测系统提供定量依据。运用上述模拟结果，还可为钻加密调整井时的地层压力预测和钻关时间与范围的确定提供更为可靠的依据。

（4）通过油藏数值模拟，实现开发调整措施优化。

开发地质人员可根据数模预测的剩余油分布和油层压力场，比较容易地分析形成剩余油相对富集区和异常压力层产生的原因，并有针对性安排诸如钻井、补孔、压裂、堵水、转注、细分注水等措施。同时，用数值模拟虚拟油田开发过程，预测出各种措施的开发指标变化趋势，并在此基础上评价经济效果，从而有效地实现措施的优化和精细挖潜。

不能否认，精细地质研究还不可能把油层发育情况完全搞清，各种测试资料也存在一定误差，再加上油藏工程师的经验等原因，油藏数值模拟结果还不一定十分准确。但可以肯定地说，多学科有机结合的油藏研究，必将是大庆油田今后开发技术的一个发展趋势。这种方法实现了以精细地质研究为基础的静态储层数字化，实现了流体分布和压力分布变化过程的数字化，同时具有较强的可操作性（图1）。“工欲善其事，必先利其器”，2002年老区各厂应各选取一个示范区块，成立专门项目组，由开发部组织协调，研究院提供技术支持与人员培训，开展区块的多学科研究应用，在实践中积累经验，有效优化措施，改善开发效果，降低投资成本，使大庆油田水驱开发水平再上新台阶。

2) 深化层系内部结构调整,通过精细挖潜改善水驱开发效果

针对不同层系的开发形势，应采取不同的技术政策，以多学科集成研究为手段，把调整工作细化到单砂体，实施不同的精细挖潜方式。

（1）基础井网和一次加密调整井要着重挖掘低渗透部位剩余油。

基础井网和一次加密调整井经过几十年的开发调整,已处于特高含水和高含水开发后期开采阶段。面临的形势:一是可采储量采出程度高,分别为 82.58% 和 64.04%;但剩余可采储量多,分别为 $19287 \times 10^4 \text{t}$ 和 $14871 \times 10^4 \text{t}$,剩余可采储量采油速度低,分别为 4.99% 和 6.53%。二是综合含水高,2001 年底综合含水分别为 92.24% 和 87.96%,是水驱开发中含水最高的两套层系。

①基础井网和一次加密调整井薄差油层存在的剩余油,应继续通过细分开采挖掘潜力。因为对这部分油层而言,即使在聚驱后也不能很好动用,依然需要水驱调整进行挖潜。

在水井方面:一是要继续加强“细分”和“重分”分层注水工作,减缓层间矛盾,挖掘薄差油层层间剩余油。2001 年共完成 283 口井,使周围 586 口油井见到调整效果,日产油量增加 266t,综合含水下降 0.65 个百分点。二是要积极推广应用和完善浅调剖技术。统计 2001 年采油二厂实施的 40 口井,调整后注水压力上升 0.61MPa,日注水量减少 101m^3 ;127 口未措施采油井,日产液下降 101t,日产油增加 34t,综合含水下降 0.49 个百分点。分析调剖前后有吸水剖面资料的 20 口注水井,高含水层注水强度由 $16.02 \text{m}^3 / (\text{d} \cdot \text{m})$ 下降到 $9.59 \text{m}^3 / (\text{d} \cdot \text{m})$,低含水层由 $6.80 \text{m}^3 / (\text{d} \cdot \text{m})$ 上升到 $6.93 \text{m}^3 / (\text{d} \cdot \text{m})$ 。

在油井方面:要加大差油层压裂改造和高含水层堵水力度,调整层间和平面矛盾,挖掘潜力。

②基础井网和一次加密调整井中高渗透、高含水的厚油层,在水驱阶段不宜强注强采,可通过周期注水的方法,挖掘低渗透部位潜力。

陆相沉积储层非均质严重的特点,决定了高渗透厚油层内的非均质性。从萨中地区精细地质研究后储量分布的结果看,纯油区地质储量的 43.9% 分布在有效厚度大于 2m 的油层中,这部分

油层水驱动用状况比较好，剩余油主要分布在层内的差部位。在水驱阶段，要通过周期注水的方法，使压力场重新分布，挖掘厚油层内部及顶部变差部位剩余油。几年来采用这种方法，既经济有效，又简单易行，可提高采收率 1 个百分点左右。2001 年在 5 个区块 213 口注水井开展周期注水工作，减缓自然递减和控制含水上升速度分别为 2.04 和 0.17 个百分点，效果比较显著。同时要加强高含水井堵水工作，这样既可减少低效、无效注入水的循环，有效控制产液量增长速度，控制操作成本，又能改变液流方向，减缓平面矛盾。

(2) 二次加密调整井要着重完善注采系统。

“八五”以来，通过二次加密调整井投产，为油田的 $5000 \times 10^4 \text{t}$ 以上稳产做出了突出贡献。这套井网到 2001 年底已采出可采储量的 50.18%，2001 年产油 $1517.49 \times 10^4 \text{t}$ 。但是由于这套井网始终处于高速开采状态，存在如下问题：

一是油水井数比例较高，目前为 1.73，其中 7 个区块油水井数比大于 2，同时二次加密注水井还需要为基础井网和一次加密调整井注水。

二是储层渗透率比较低，一般都小于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，而且表外储层占一定比例，油层渗流能力明显低于基础井和一次加密调整井。油井流动压力水平仍然比较低，3.0MPa 以下的井有 4218 口，占二次加密油井数的 62.62%，其中流动压力小于 1.0 MPa 的井有 510 口，提液潜力明显不足。

三是开采对象决定了这套井网单井控制的地质储量和可采储量少，平均单井控制可采储量 $1.2 \times 10^4 \text{t}$ ，比基础井网和一次加密调整井分别少 $8.8 \times 10^4 \text{t}$ 和 $1.8 \times 10^4 \text{t}$ 。同时，这套井网在以前的“三个结构”调整中，是加强注水和提高产液量的主要对象，使其剩余可采储量采油速度一直高于 8.0%，自然递减率在 15 %

以上。

四是注水压力高，目前接近或超过破裂压力注水的井占 49.5%。同时由于高压异常层不断增加，套损速度明显高于其他井网，10 年来共发现套损井 904 口，占已投产井数的 7.8%，对开发调整产生影响。

针对上述问题，二次加密调整井要以完善注采系统为核心，通过油井转注、补孔和利用三次加密井网的注水井等，进一步完善井组和单砂体的注采关系，提高水驱控制程度，合理调整压力系统。

2000 年底，在北二区西部开展了二次加密调整井注采系统调整试验。该区充分利用精细地质研究成果，在考虑与一次加密井衔接和加强套管防护的基础上，将油水井数比由 2.44 调整到 1.75，水驱控制程度由 60.81% 提高到 78.56%，采液指数提高 $5\text{t}/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ 。2001 年产量自然不递减，含水由 87.7% 下降到 83.9%，油井流压平均上升 0.12 MPa，年地层压力回升 0.15 MPa，提高采收率 1.02 个百分点，见到了较好的调整效果。总之，理论分析与实践表明，二次加密调整井注采系统调整后，可起到如下作用：

一是增加了注水井数，降低了注水井的启动压力，减轻了注水井负担，有利于控制套管损坏速度和加强套管防护工作。

二是提高了采油井的地层压力和流动压力，虽然油井井数相对减少，但整体产液能力保持稳定或有所提高，产油量增加，有利于控制含水上升速度和产油量递减幅度。

三是油井转注后，既改变了液流方向，又提高了油水井连通厚度比例，有利于可采储量的增加。

四是采油井地层压力提高后，为提高油井压裂等措施效果提供了保证。