

“八五”新技术推广成果丛书（二）

NEW

油田开发综合配套技术应用

中国石油天然气总公司新技术推广中心编



石油工业出版社

《油田开发综合配套技术应用》

编 委 会

主 任：石宝珩

主 编：孙 平

副 主 编：郭丽芳

编 委：(按姓氏笔画排列)

孔凡群	王汉民	王绍滩	王建新	计兆红	历汉全
孙 平	刘栓拘	刘富润	孙孟茹	李景勤	李专寿
任汝星	沃玉进	汪东进	张武威	张守军	张卫国
杨培山	杨海滨	罗承建	胡博仲	赵树栋	郝 兴
俞 力	郭丽芳	钱家骥	高 珉	高书胜	剧世峰
袁 谋	彭 进	董旭昊	谭 璋	谭旭东	甄国新
熊光绶	蔡志刚	蹇永学			

序 言

一般来讲,科学技术成果并不就等于第一生产力,只有将科技成要变为生产应用技术,成为生产活动的组成部分时,才能真正体现“科学技术是第一生产力”的作用。

在科技成果转化成为生产力之前,它仅是一种以知识形成存在的、潜在的生产力。“转化”就是把它变为现实的、直接的、物质的生产力。这是一个需要时间,更需要解决一系列问题的物化过程。特别是在建立社会主义市场经济体制进程中,更要加速科技成果工程化、商品化、产业化。在这个转化过程中,就科技自身来讲,要解决后续实验、二次开发、工艺、安全、成本等问题。就企业应用部门来讲,要解决资金、厂房、人员培训等问题。抓好这个转化过程是科技工作的重要任务。

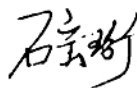
先进、成熟、实用的单项技术固然重要,但它只能解决生产过程中一个环节上的问题。如果针对某一工程,将单项技术配起套来,形成综合配套技术的应用,就能发挥总体优势,产生十倍、百倍的效果,获得巨大的经济效益和社会效益。

“八五”期间,针对油田勘探、开发、生产建设面临的困难,提出了向科技要储量、要产量、要效益。为此,中国石油天然气总公司制定了加速科技成果转化的规划和计划,确定了新技术推广“1115工程”,并专门组建了新技术推广中心,要求充分利用计划和市场两种机制,加速科技成果向现实生产力的转化。

针对生产的难题,并与勘探、开发、生产建设的部署密切配合,从实际出发,按照“实际、实用、实效”的原则,组织了油气勘探、油田开发、钻井工艺、地面建设四方面共10项综合配套技术的推广应用。通过几年的推广实践、示范应用,10项综合配套技术都取得了显著成果,形成了技术系列,取得了直接的经济效益和社会效益。通过推广应用也培养了一批人才。

科技成要只有在经过实践,总结形成“模式”,并上升成理论时,才具普遍应用价值。为此,我们将10项综合配套技术按专业划分为四类,编辑出版《“八五”新技术推广成果丛书》,包括《油气勘探综合配套技术应用范例》,《油田开发综合配套技术应用》,《钻井综合配套技术及新型钻井液应用范例》及《石油新技术荟萃》。

《“八五”新技术推广成果丛书》是众多科技人员和参与实践的广大职工的共同成果。出版这些“八五”实践的成果,对今后石油新技术推广工作是很有意义的。



一九九六年八月三十日

前 言

为了贯彻石油工业“稳定东部、发展西部”的战略方针，按照中国石油天然气总公司领导提出的向科技要储量、要产量、要效益，要针对油田实际，将多项技术配套，在一个地区实施、形成规模效益的精神，“八五”期间，中国石油天然气总公司将配套技术的推广应用作为新技术推广的重要内容，以获得好的效益。

从实际出发，按照“实际、实用、实效”的原则，1993年以来，在油田开发、采油方面，确立了大庆喇嘛甸、胜利胜坨七断块、辽河曙175块、华北和江苏低渗透小断块等不同类型的油田为开发、采油综合配套项目，作为中国石油天然气总公司“八五”重点新技术推广项目，发挥总体优势，取得整体效益。各承担单位在实施过程中，投入了很大人力、物力，认真组织、不断地发展、完善，很好地完成了综合配套项目，不但取得了很好的经济效益，而且为石油工业培养了一批既有理论知识、又能解决实际问题的能打善战的技术人才。

全书共五篇，第一篇由大庆石油管理局组织编写。全篇共三章，第一章由胡志辉、刘雨晨、董清秋、梁文福编写，冀宝发审；第二章由范国永、张宝忠、乔敏、吴志春编写，王德喜审；第三章由陈武汉、李文甫、梁志武、阮文渊、刘立新、樊文杰编写，刘富润审。全篇由杨文升、王玉平整理，刘富润审定。

第二篇由胜利石油管理局编写。全篇共七章，第一章由王汉民、孙孟茹编写；第二章由周建林编写；第三章由翟所斌编写；第四章由梁开芳编写；第五章由黄日成编写；第六章由袁谋编写；第七章由崔红霞编写。全篇由谭璋、孔凡群、王汉民、郝兴、计兆红、张武威、孙孟茹审核、定稿。

第三篇由辽河石油勘探局组织编写。全篇共三章，编写人张守军、剧世锋、高书胜、董旭昊、蹇永学、李专寿，参加编写的还有邹祥骏、丁淑梅、周元敬、张金燕、仲伟仁、佟鑫森、宛新生、张洪江、鲁笛、刘启林、肖才治、宋福军、周润泽、邢景奎、戴英伟、钟喜东。全篇由任汝星、李景勤审核、定稿。

第四篇由华北石油管理局组织编写。全篇共四章，第一、四章由胡海燕、周大勇、李建新编写；第二章由胡海燕、杜玉洪编写；第三章由张满库、王文英、卢修峰、李书阁、李振华、肖云编写。全篇由王亚洲、胡海燕整理，王亚洲录入，杨培山、赵树栋、王绍滩、罗承建、彭进、高珉、刘栓拘审核，最后由蔡志刚审阅、定稿。

第五篇由江苏石油勘探局组织编写。全篇共四章，由谭旭东、沃玉进、钱家骧、杨海滨、甄国新编写。汪东进、俞力、熊光绶、厉汉全审核、定稿。

大庆喇嘛甸油田高含水后期开发节能配套技术是一项关于油藏工程、采油工程、“机、电、热”一体化的系统工程。在提高全油田整体经济效益的前提下，建立起了“地下、地面一齐抓”，“开源”与“节流”并举的立体节能新模式。内容包括9个方面60项技术改造与新技术推广、6个方面16项科研攻关项目，经中国石油天然气总公司节能测试中心对23项技术指标测试，完全达到总公司要求的技术指标和经济指标，发展和完善了大庆油田高含水开采后期油田开发、地面工程建设、节能降耗、少投入、多产出的油气资源综合利用配套技术，为提高油田整体开发水平，为实现“稳定东部、发展西部”的石油工业战略方针作出了贡献。该

项目四年内总投资 2.36×10^8 元,增收节支 12.76×10^8 元,推广期增收节支费扣除投资总费用节余 10.4×10^8 元。

胜坨油田坨七断块沙二段特高含水期综合治理配套技术是针对坨七断块特高含水期的特点,采用油藏工程与采油工程相结合形成配套系列,内容包括剩余油分布研究,有效提液配套技术、有效注水配套技术、堵水调剖配套技术和深化管理配套技术,在 14 个方面配套应用了 39 个单项技术。通过配套技术实施,与实施前相比,三年内增产原油 12.94×10^4 t,减少液量 105×10^4 t,减少注水量 98×10^4 m³,机采系统效率为 32.5%,注水系统效率 55.4%,增加可采储量 $62 \times 10^4 \sim 141 \times 10^4$ t,提高采收率 1.2%~2.5%,总产值增加 8850.96×10^4 元,上交利税增加 8107.32×10^4 元,投入产出比为 1:6.37。

曙光油田 175 块为主的稠油开采配套技术是从油藏工程、采油工程、地面工程三个方面应用 32 项技术配套对 175 块进行综合治理,在认识油田特征的基础上找准措施方向,提出间歇汽驱等调整意见。采油工程方面推广了选注、防砂、化学降粘、人工地震、侧钻等措施,地面工程应用了提高注汽干度、降低热损失、保护环境、自动监测等技术,三年来生产原油 32.5×10^4 t,采油速度平均达到 2.39%,三年收益 7708×10^4 元,投入产出比为 1:6.36。

低渗透断块油藏改善开发效果配套技术是针对华北油田低渗透、小断块油藏开发实际,在 13 个区块重点推广了包括动态监测和油藏描述技术、储层保护技术、井网调整技术、酸化压裂技术、强注强采技术、分层治理技术 6 个方面 47 个单项技术,通过在 133 口井(包括注水井)上的推广应用,采油速度提高 0.47%,增加可采储量 242.5×10^4 t,提高采收率 4%,综合含水由改造前的 47.8%下降到 1995 年的 47.3%,累计增产原油 65.5×10^4 t。

“低渗低产(Ⅲ类)是储量调整改造配套工艺技术”是“八五”后三年通过引进、推广配套形成的一套适合江苏油田低渗透复杂断块油藏特点的配套工艺技术。短流程注水在 13 个油藏使用;压裂工艺技术已形成“二个优化、四个精心、四项监测、八项技术”,在五个油田 74 口井上使用,获得很好的效果。屏蔽暂堵泥浆工艺技术和 PEB 烧结管精细过滤技术、系统保护油气层技术等亦普遍采用。调整改造后的低渗透低产区块,采油速度由 0.57%提高到 1.21%,储量动用程度由 58%提高到 80%,注水储量由 30%提高到 70%,注水采收率由 11%提高到 19.5%。调整增油 12×10^4 t,直接投入产出比 1:7.1。建成 100×10^4 t 产能的投资比总公司平均水平低 1.24×10^8 元,使江苏油田 1995 年跨上年产 100×10^4 t 的台阶。

上述 5 个“配套技术”的推广应用,不但取得较好的经济效益,更重要的是在油田开发上能针对不同类型的油藏特点,采用综合配套技术系列,取得常规技术所得不到的较好的开发效果,为同类型油藏的开发具有借鉴和指导意义,同时也为今后新技术推广应用树立了典范。

本书是一本开发采油新技术的荟萃,对从事开发、采油的工作人员有一定的指导意义。

目 录

第一篇 喇嘛甸油田高含水后期开发配套调整技术.....	(1)
第一章 油田开发.....	(3)
第一节 油田地质特征及开采简况.....	(3)
第二节 油田开发调整.....	(5)
第二章 采油工程配套技术	(25)
第一节 二次加密井投产配套技术	(25)
第二节 油田注水工艺技术	(26)
第三节 采油工艺技术	(28)
第四节 稳油控水配套工艺	(30)
第三章 油田地面工程节能配套技术	(37)
第一节 喇嘛甸油田特高含水期原油流变性研究	(37)
第二节 油井不加热集输技术	(40)
第三节 分压分质注水技术	(44)
第二篇 坨七断块沙二段特高含水开发期综合治理配套技术	(49)
第一章 综合治理总体部署	(52)
第一节 油藏特征与开发现状	(52)
第二节 综合治理目标与工作量安排	(56)
第三节 综合治理配套技术	(57)
第二章 精细油藏研究	(63)
第一节 油层对比与分类评价	(63)
第二节 沉积相研究	(65)
第三节 测井资料二次评价与储层参数再认识	(69)
第四节 建立三维油藏地质模型	(72)
第五节 精细油藏数值模拟与剩余油分布	(73)
第三章 注水结构调整	(78)
第一节 注水结构调整的必要性	(78)
第二节 优化地面注水管网及泵站布局	(78)
第三节 注水结构调整的配套技术	(79)
第四节 注水结构调整管理	(81)
第五节 注水结构调整的效果评价	(82)
第四章 堵水调剖	(83)
第一节 特高含水开发期与堵水调剖的关系	(83)
第二节 堵水方案设计优化	(83)
第三节 堵水工艺配套技术的改进与应用	(84)

第四节 现场实施及效果评价	(89)
第五章 产液结构调整	(93)
第一节 产液结构调整的必要性	(93)
第二节 产液结构调整的可行性	(94)
第三节 产液结构调整实施	(98)
第四节 产液结构调整效果	(99)
第六章 管理与节能	(101)
第一节 资料录取新技术	(101)
第二节 抽油工况管理技术	(103)
第三节 节能降耗技术	(105)
第四节 油井综合效益评介	(108)
第七章 综合治理配套技术应用评价	(111)
第一节 完成部署目标	(111)
第二节 开发效果评价	(112)
第三节 配套技术适应性评价	(118)
第四节 经济效益评价	(118)
第三篇 辽河油田曙 175 块稠油开采系统配套技术	(121)
第一章 油藏工程	(123)
第一节 油藏地质特征	(123)
第二节 油藏工程设计	(129)
第三节 注蒸汽开发监测技术	(135)
第四节 跟踪数值模拟	(139)
第五节 注蒸汽开采效果评价	(147)
第六节 结论与建议	(163)
第二章 采油工程	(165)
第一节 完井工程	(165)
第二节 分层注汽及隔热技术	(174)
第三节 机械采油	(178)
第四节 防砂技术	(184)
第五节 调剖技术	(187)
第三章 地面工程	(194)
第一节 注汽系统	(194)
第二节 小站集输工艺	(198)
第三节 稠油集中处理	(202)
第四节 联合站稠油污水利用	(204)
第五节 稠油溶解气回收装置	(206)
第四篇 华北油田低渗透断块油藏改善开发效果配套开采技术	(211)
第一章 油藏地质特征与开采特点	(214)

第一节 油藏地质特征.....	(214)
第二节 开采特点.....	(218)
第二章 技术经济评价与方案设计.....	(227)
第一节 开发调整技术经济评价.....	(227)
第二节 综合治理方案目标设计.....	(233)
第三章 配套开采技术应用与效果.....	(238)
第一节 井网层系调整技术.....	(238)
第二节 动态监测技术.....	(250)
第三节 储层保护技术.....	(255)
第四节 注水工艺技术.....	(265)
第五节 增产增注工艺技术.....	(269)
第六节 人工举升深抽配套技术.....	(275)
第四章 实例及总体效果评价.....	(283)
第一节 典型区块综合治理实践.....	(283)
第二节 总体开发效果评价.....	(288)
第三节 经济效益评估.....	(292)
参考文献.....	(295)
第五篇 江苏油田低渗低产储量调整改造配套工艺技术.....	(297)
第一章 油田地质与油藏工程研究.....	(300)
第一节 概况.....	(300)
第二节 主要地质特征.....	(302)
第三节 油藏工程研究.....	(307)
第二章 钻井完井工艺配套技术.....	(317)
第一节 保护油层的钻井工艺技术.....	(317)
第二节 其它钻井工艺技术.....	(322)
第三节 完井工艺技术.....	(323)
第三章 采油工程配套技术.....	(327)
第一节 机械采油工艺.....	(327)
第二节 注水工艺.....	(330)
第三节 油层解堵、增产工艺技术.....	(334)
第四节 CO ₂ 吞吐增油技术.....	(338)
第四章 经济评价.....	(340)
第一节 区块综合评价及区块优选.....	(340)
第二节 区块调整改造经济效益分析.....	(343)

第一篇 喇嘛甸油田高含水后 期开发配套调整技术

第一章 油田开发

第一节 油田地质特征及开采简况

一、概 况

喇嘛甸油田位于黑龙江省大庆市,地形较为平坦,为草原覆盖区,地面海拔高度为145~152m。油田北部地势较低,地下水位也比较浅,在雨季形成沼泽。

喇嘛甸油田是受构造控制的层状砂岩气顶油田,东西宽6~7km,南北长16km,含油面积100km²,原油地质储量为 $81742 \times 10^4 \text{t}$,1995年底标定可采储量为 $30882 \times 10^4 \text{t}$ 。气顶面积32.3km²,天然气储量为 $54.7 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

1960年在喇72井首次获得工业性油流。1964年至1966年完成了详探工作,1973年正式投入开发。从1975年年产油上升到 $1000 \times 10^4 \text{t}$ 之后,连续稳产了14年,平均年产油 $1150 \times 10^4 \text{t}$ 。至1995年底,累积产油 $2.27 \times 10^8 \text{t}$,采出地质储量的27.9%,采出可采储量的73.66%,综合含水达到了88.69%,油层压力为10.55MPa,总压差-0.83MPa。

二、构造、断层特征

喇嘛甸油田是大庆长垣二级构造带上北端的一个构造高点,南与萨尔图构造高点之间被一平缓的构造鞍部相隔,其构造形态西翼较陡,倾角为12°~20°;东翼比较平缓,倾角约为4°~6°,轴向北东21°方向延伸,为一不对称的短轴背斜构造。构造被两组北西方向延伸的大断层切割,将构造分成南、中、北三大块。构造总共发育大小断层75条,均为正断层,断层走向以北西向为主。

三、储层和流体性质

喇嘛甸油田的储集层以砂岩和泥质粉砂岩为主,属下白垩系松花江群,大部分为河流—三角洲相沉积,高台子油层下部为湖相沉积。储集层岩石颗粒较粗,但磨圆度比较差。以泥质胶结为主,胶结类型为接触型。储集层岩石的润湿性,由上至下从偏亲油逐步变化为弱亲水。储集层的有效孔隙度为26%,束缚水饱和度23.5%,原始含油饱和度为76.5%。

油田自下而上沉积了高台子、葡萄花和萨尔图三套油层,共划分为8个油层组,37个砂岩组,97个小层,平均单井钻遇70个小层,平均砂岩厚度112m,有效厚度72.0m。

喇嘛甸油田油层层间差异较大,大体可分为三类油层:一类油层是大面积稳定分布的高渗透层葡I1~2,有效渗透率 $0.4 \sim 0.5 \mu\text{m}^2$,空气渗透率为 $1.3 \sim 1.7 \mu\text{m}^2$ 。岩石颗粒较粗,中砂含量在50%以上,粒度中值在 $0.13 \sim 0.21 \text{mm}$ 。岩石孔隙直径比较大,孔隙中值在0.1mm左右。大于2m有效厚度层的钻遇率在90%以上。二类油层是大面积分布的中低渗透层萨I1~3、萨II1~3、萨III4~7,有效渗透率为 $0.2 \sim 0.3 \mu\text{m}^2$,空气渗透率 $0.5 \sim 0.9 \mu\text{m}^2$ 。岩石颗粒较细,中砂含量在10%~20%,粒度中值 $0.09 \sim 0.16 \text{mm}$ 。岩石孔隙中值在0.06mm。大

于2m有效厚度层的钻遇率在60%以上。三类油层是油层条带状零散分布的。除上述四个油层外的其它层,有效渗透率一般小于 $0.2\mu\text{m}^2$,空气渗透率小于 $0.5\mu\text{m}^2$ 。岩石颗粒更细,中砂含量小于10%,粒度中值为 $0.07\sim 0.13\text{mm}$ 。岩石孔隙中值小于 0.06mm 。

喇嘛甸油田厚油层占的储量比例大,单层有效厚度大于4m的厚油层占总厚度的60%以上。这些厚油层以多段多韵律为主,大部分为几个沉积单元叠加而成,层内非均质比较严重。

喇嘛甸油田原油流体性质如下:

原油类型:石蜡基型;

地面原油粘度: $22.9\text{mPa}\cdot\text{s}$;

地下原油粘度: $10.3\text{mPa}\cdot\text{s}$;

原油相对密度:0.879;

原始气油比: $48\text{m}^3/\text{t}$;

体积系数:1.118;

压缩系数: $8.2\times 10^{-4}/\text{MPa}$;

凝点: 26°C ;

含蜡量:23%;

含胶质、沥青:17.9%;

原始地层压力:11.27MPa;

饱和压力:10.70MPa;

气顶气的甲烷含量:98.0%,相对密度:0.5484;

溶解气的甲烷含量:94.6%,相对密度:0.5921;

油层水类型:重碳酸钠型,粘度: $0.6\text{mPa}\cdot\text{s}$;

矿化度:7150mg/L;

氯离子含量:2270mg/L。

四、油藏类型、油气水分布

喇嘛甸油田是一个受构造控制的层状气顶油藏。油、气、水分布受构造控制,气在构造顶部,边部有边水衬托,平面上油气呈环带状分布,由中间向外可分为气区、油气过渡带、纯油区、油水过渡带、水区。气顶面积自上而下变小,最大的萨Ⅰ组 32.2km^2 ,最小的萨Ⅲ组仅 1km^2 左右。

油层埋藏深度810~1200m,井深920m(海拔高度-770m)以上为气顶,井深1100m以上为纯油段(地面原油粘度为 $18\sim 20\text{mPa}\cdot\text{s}$),井深1100~1190m为稠油段(地面原油粘度 $24\sim 57\text{mPa}\cdot\text{s}$),井深在1190~1210m为油水过渡段。各类油层均为同一水动力系统,并具有统一的油气界面和油水界面。构造的含油高度280m,含气高度90m左右。

五、开采简况

1972年至1973年编制了喇嘛甸油田开发方案,决定采用两套层系一套半井网反九点法面积注水方式进行开采。设计油井750口,注水井294口,井网密度为 $10.4\text{井}/\text{km}^2$ 。地面集输能力是按照年产 $800\times 10^4\text{t}$ 原油、含水到40%的生产规模设计建设的。

1973年4月份开始钻井,6月份进行了油水井和计量站的建设,7月份投产了第一批油井,8月份开始注水,当年产油 $125\times 10^4\text{t}$,1974年钻完开发方案设计的全部油水井1044口。到1975年底,建成投产了64座计量站、3座联合站和1座注水站的主体工程,初步建成了年产 $800\times 10^4\text{t}$ 的生产规模。投入开发23年来,油田经历了开发建设、挖潜稳产、层系调整、全

面转抽、注采系统调整、二次加密调整阶段,目前正在聚合物驱主力油层加密调整。

截止 1995 年底全油田油水井共有 3831 口井,采油井 2383 口,其中电泵井 484 口,抽油机井 1899 口,注水井 1448 口,井网密度 38.31 井/ km^2 。联合站 7 座,注水站 22 座,配水间 80 座,污水处理站 11 座,中转站 50 座,集油计量站 267 座。

1995 年 12 月日产液 $17.9 \times 10^4 \text{t}$,日产油 $2.03 \times 10^4 \text{t}$,综合含水 88.69%,日注水 $28.1 \times 10^4 \text{m}^3$,累积注水 $11.53 \times 10^8 \text{m}^3$,累积产油 $22747 \times 10^4 \text{t}$,采出地质储量的 27.92%,采出可采储量的 73.66%,剩余可采储量 $8135 \times 10^4 \text{t}$,剩余可采储量的采油速度为 9.06%,储采比为 11.04。

第二节 油田开发调整

油田开发是一个不可逆的过程,联系油田不同含水阶段的开发特点,研究制定符合油田实际的调整原则和政策界限是一项十分重要的任务。随着油田开发和采油工艺技术的进步,不断提高了油田开发水平。喇嘛甸油田以增加可采储量为目标,“八五”期间开展了注采系统调整、二次井网加密调整和实施稳油控油水战略措施的调整,已经取得了较为成功的经验;三次采油矿场试验,对厚油层挖潜展现了良好的前景,已经在全油田推广应用;三次井网加密调整试验时间较短,有待于进一步观察。

一、注采系统调整技术

1. 注采系统调整的必要性

油田注水开发过程中,注采系统和压力系统是相互联系、相互制约的。压力系统建立在一定的注采系统基础上,注采系统起决定性作用;同时压力系统的合理与否又是评价注采系统的重要方面。随着油田含水的不断上升和开采方式由自喷转为全面机械采油,采液量的增长幅度超过注水井注水能力,注采关系失调的矛盾更加突出,导致了油田地层压力下降,限制了产液量的进一步提高,原有注采系统已不能适应高含水开发后期油田稳产的要求。

大庆油田的开发实践表明,非均质多油层中粘砂岩油田,在含水 80% 时,只采出 50%~60% 的可采储量,油田开发要经历一个相当长的高含水采油期。不断提高油田产液量成为这一时期实现油田稳产、减缓产量递减的主要措施之一。

(1) 原井网油水井数比较大,注采关系失调,限制了油田产液量的进一步提高。

注水开发过程中,注采关系是否协调取决于油层的吸水指数和采液指数及相应的注采压差。油田开发初期,含水较低,较少的注水井就能够实现注采平衡,这时靠不断调整注水井的工作制度就能够实现注水量与采液量的同步增长,起主要作用的是注水井的注水压力。随着含水上升,采液指数增长的幅度越来越大,产液量大幅度增加,注水量需要越来越大。由于油水井数比高,注水井负担过重,注水压力已接近油层破裂压力,靠调整注水井工作制度提高注水量受到了多种客观条件的限制。在不断提高产液量、实现油田稳产、减缓产量递减的客观要求下,吸水指数与采液指数的对应关系成为决定开发过程中注采关系是否协调的主要矛盾。

根据注采平衡原理可推知,在注采压差基本稳定、油田总井数一定的条件下,油田最高产液量的合理油水井数比等于吸水指数与采液指数比值的平方根,即:

$$R = \sqrt{\frac{J_w}{J_L}}$$

式中 R ——合理油水井数比;

J_w ——吸水指数, $\text{m}^3/(\text{MPa} \cdot \text{d})$;

J_L ——采液指数, $\text{t}/(\text{MPa} \cdot \text{d})$ 。

根据喇嘛甸油田取心井资料所做的相对渗透率曲线计算, 各套层系的合理油水井数比在相应的含水条件下为 1.65~1.86, 而油田实际油水井数比均大于 3。

(2) 由于油水井数比高, 在机械采油的条件下, 油田压力系统不合理, 原油在地层中严重脱气。

对于高饱和油田, 地层压力水平的高低、压力系统是否合理, 直接影响油田的开发效果。喇嘛甸油田原始地饱压差只有 0.76MPa, 1990 年底总压差降至 -1.35MPa, 地饱压差已经达 -0.59MPa, 有 60% 的采油井地层压力低于饱和压力, 同时采油井平均流动压力也只有 5.5MPa。大量统计资料表明, 在油井流动压力高于饱和压力或等于饱和压力时, 油井采液(油)指数一般只与含水有关。油井转抽后, 由于地层压力和流动压力低于饱和压力, 在油井周围和油层中较大范围内脱气, 形成油气水三相流动, 此时采液(油)指数不但与含水有关, 也与地层压力的高低有关。例如, 喇嘛甸油田萨尔图油层采油井, 在含水 87% 时, 若地层压力在原始压力附近, 在流动压力接近饱和压力的自喷开采条件下, 采液指数 $81\text{t}/(\text{MPa} \cdot \text{d})$, 抽油开采后地层压力下降到 10.3MPa, 流动压力降为 6.21MPa, 采液指数只有 $41\text{t}/(\text{MPa} \cdot \text{d})$, 油井采液指数下降幅度过大, 给提高排量、减缓产量递减增加了难度和措施工作量。应用物质平衡原理, 计算出在注水压力不超过油层破裂压力的条件下, 不同压力系统下的自然递减率和含水的变化关系, 地层压力每下降 1MPa, 产量自然递减率增加 1% (表 1-1-1)。

表 1-1-1 不同压力系统下递减率与含水关系

静压, MPa	综合含水, %	75	80	85	90
10.5	流压, MPa	6.9	6.7	6.5	6.4
	递减率, %	14.69	14.06	12.47	9.57
11.5	流压, MPa	8.5	8.3	8.2	8.1
	递减率, %	13.43	12.86	11.41	8.76

由油、气、水三相渗透率曲线测定结果可知, 在 (IDI) 饱和历程条件下 (即含水和含气饱和度增加, 含油饱和度降低), 油、气饱和度的变化并不影响水相的渗透能力; 相反, 三相系统中的油相相对渗透率下降的幅度远大于任何两相系统在相同含水饱和度时的下降幅度, 同时三相流动时的含水和含气饱和度的变化范围又远小于任何两相系统流动时的变化范围。因此, 三相流动时阻力大, 残余油饱和度较高。在 (IDD) 饱和历程条件下 (与 IDI 饱和历程不同的是含气饱和度降低), 三相共渗区范围较小, 但残余油饱和度仍达到 30.1%。地层中三相流动的出现降低了水驱采收率。

喇嘛甸油田注采系统调整数值模拟的研究表明, 不论哪种井网 (反九点法、五点法、行列井网), 保持原始压力开采效果最好, 低于饱和压力下开采, 水驱采收率降低, 开采效果差, 水驱采收率相差 4%~7% (表 1-1-2)。

表 1-1-2 不同压力系统下各种井网的水驱采收率

项 目	反九点法			五 点 法			行 列		
	103	101	104	204	201	203	302	301	303
地层压力, MPa	11.2	10.4	8.5	11.1	10.7	9.8	11.1	10.5	9.0
水驱采收率, %	36.8	34.9	29.3	36.9	35.0	32.5	37.5	36.5	33.5

由上述分析看出,对于高饱和的注水开发油田,地层压力保持在饱和压力以上是十分重要的开发技术政策界限,在油田含水及油水井工作制度一定的条件下,压力系统与注采系统(注采井网)紧密相关,即与注采井数比紧密相关。在对喇嘛甸油田合理压力系统的研究中发现,如果不进行注采系统调整、增加注水井点、将油田地层压力恢复到原始压力附近,要保持较高的产油量是不可能的。但要在原始注采井网及油水井数比条件下,将油层压力恢复到原始压力附近,可能性也不大。总之,对于反九点法面积井网在高含水开发后期,通过注采系统调整、增加注水井点,可实现合理的压力系统,保持油田开发的良性循环。

2. 注采系统调整的方法

注采系统的调整是通过油井转注而实现的,调整的目的在于实现油田合理的压力系统,提高油井产液量,增加可采储量,控制含水上升速度。但是,注采系统调整后,要实现上述目的,还需要配以大量的油水井工作制度的调整,调整工作可归为两大方面:一是注采井网的调整,二是油水井工作制度的调整。

1) 注采井网的调整原则

对于反九点法面积井网进行注采系统调整,可以有多种油井转注方法。转注角井或边井形成五点法面积井网或行列井网,也可以转注某一方向的角井或边井,形成局部五点法或局部行列井网等(图1-1-1)。

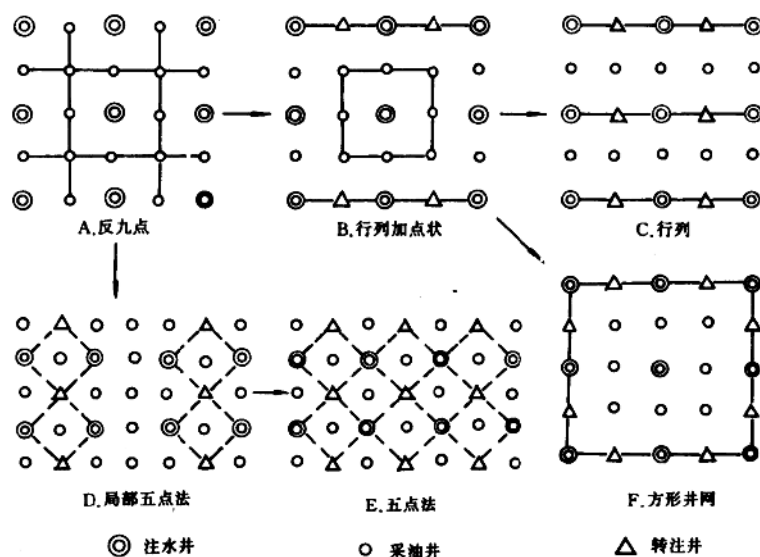


图1-1-1 反九点法不同注采系统调整方式示意图

油井转注后的效果与转注时机和转注方式紧密相关,在选择转注区块和转注方式时,应考虑以下几个问题。

一是要以压力系统是否合理为主要依据,确定该区块是否需要转注采油井进行调整。

二是转注方式的确定要考虑到地下的砂体形态和分布规律。河流相沉积为主的砂体,条带状分布特征明显,油井转注后注水方向尽可能与砂体延伸方向一致,这样有助于提高油层,

特别是低渗透率差油层的水驱控制程度。

三是转注井应选择含水较高的采油井。对于反九点法面积井网，边角井间含水是有差别，调整时全区综合含水越低，边角井含水差别就越大。

四是注采系统调整应根据合理油水井数比随含水上而逐渐降低的客观规律，选择合理的转注井数，使注水采油系统发挥最大的效力，调整工作不能一步到位，应为后期进一步调整留有余地。

五是注采系统调整时，油田大部分进入高含水开发后期，剩余油分布已相当零散和复杂。选择的注水方式要有利于剩余油相对集中和进一步的挖潜改造。

2) 油水井工作制度的综合调整

油井转注后油水井的综合调整是十分重要的，直接影响油井转注的效果，它包括油水井两个方面，最重要的是注水井工作制度的调整。

油井转注后注水井分层注水条件发生了变化。注采井数比提高，注水能力大幅度增加，从根本上改变了油田全面转抽以后注水量不能与采液量同步增长的被动局面。转注后尽管油井采液指数有所增加，但在转注后相当长的一段时期内，注水系统要强于采液系统，这有利于高含水开发后期在注采平衡条件下，靠不断增加产液量减缓产量递减。在油井转注前，由于注采井数比低，注水井负担过重，为实现注采平衡，考虑到机采井的生产条件，注水井主要靠工作制度调整（如分层注水井改笼统注水井）提高注水量，主力油层注水量增长幅度大，结果加剧了注水井的层间矛盾，削弱了分层注水调整层间矛盾和平面矛盾的作用，没有真正地做到“注好水”。油井转注后在分层注水井中控制高渗透高含水层段注水量，将笼统注水井改为分层注水井，都有利于提高低渗透差油层的注水量，进而减少层间矛盾和平面矛盾。同时由于油层非均质，特别是平面上的非均质，使得一部分油层在原注水井和转注井上发育程度差异比较大，利用这种差异可以较好地调整吸水剖面，采油井的转注提高了水驱控制程度，采油井受效方向增加，扩大了供油面积，为利用注水井分层调整来提高供油范围内的驱油效率创造了条件（表 1-1-3）。

表 1-1-3 萨、葡油层注采系统调整后水驱控制程度变化

层 系	统计厚度, m	对 比	一向连通, m	二向连通, m	三向连通, m	四向连通, m	合 计, %
萨尔图	121.1	调前	15.0	80.0			95.0
		调后	2.8	5.2	17.7	72.6	98.3
葡 14 及以下	88.4	调前	31.8	45.7			77.5
		调后	19.8	25.7	34.8	12.0	92.3
合 计	209.5	调前	21.4	62.1			83.5
		调后	10.0	13.9	24.9	47.0	95.8

注水开发过程中，油水粘度比差异大，水驱油前缘不稳定、粘性指进和宏观水驱前缘的非均匀推进造成许多注水波及不到的死油区，地下原油粘度越高，波及不到的死油区越多。另外在两口采油井间分流线位置，也是剩余油的富集区。这部分剩余油开采难度大，国外在油田进入特高含水期，采用注水井停注改变液流方向，进行水动力学方法采油取得了较好的效果。但是对于多油层油田的注水开发，各个油层间情况大不相同，全井停注不可能适应各个油层。因此，在注采系统调整中，利用分层注水管柱，采取停层不停井的作法，既实现了某

一层段液流方向的转变,也满足了一些层对注水量的需要,保证了区块注采平衡和注水井周围机采井的正常生产。

从喇嘛甸油田注采系统调整实践看,依照压力系统的变化、产量恢复程度和采油井各种增产措施的实施情况,注采系统调整可分为三个阶段:一是转注初期压力恢复阶段;二是以提高产液量为主的产油量恢复阶段;三是合理压力系统下的综合调整稳产阶段。这三个阶段的长短与井网调整方式、油层性质、转注前压力水平、初期注采比及生产组织有关。每个阶段注水井工作制度调整的目的、原则和作法也有较大的差别。

实现油田合理的压力系统是注采系统调整的基本任务,油井转注后,注水系统要经历一个由强到弱的发展变化过程,转注初期很容易出现注采比过高,地层压力和含水上升较快的不合理现象。对于喇嘛甸油田低于饱和压力的地区,注采比达到1.07以上,地层压力才能稳定回升。当地层压力恢复到饱和压力以上时,注采比应趋近于1,使地层压力保持稳定。

在压力恢复阶段,转注井在采油时,附近油层形成较大范围的低压区,恢复其压力需要较多的注水量;另一方面,转注地区承担着原油生产任务。为尽快恢复地层压力,使采油井在转注后尽快见到明显效果,为下一阶段机采井配套增产措施的实施创造条件,这一阶段转注井的注水强度控制在原注水井的60%~70%,原注水井在高含水层段相应地减少注水量,区块注采比控制在1.2左右,半年内地层压力可回升0.27MPa左右。用1~2年的时间,可将地层压力恢复到原始压力附近。同地要努力控制好含水上升速度。

在提高产液量的产量恢复阶段,地层压力基本恢复到原始压力附近,采油井已见到明显的转注效果,随着机采井综合配套增产措施的逐步实施,调整区注采比降低,为使增产措施井有较长时间的增产、稳产效果,注水井的分层配注方案设计应以控制含水上升速度为指导思想,兼顾全区和井组的注采平衡,进一步调整局部井点的地层压力,考虑到还将有新的增产措施实施,注采比保持在1.05~1.1,使地层压力略高于原始压力,采油井保持旺盛的生产能力。

在合理压力系统下的调整阶段,压力系统趋于稳定,含水上升速度明显减缓,大量的增产措施基本完成。这时要加强转注井差油层的注水,原注水井高含水层大幅度降水,甚至停注,注采比控制在1.0~1.03。

上述三个阶段,注水井工作制度调整总的指导原则是转注井的注水强度相对提高。

在采油井综合配套增产措施上主要是靠放大生产压差来提高油井产液量和对采油井中的差油层采取压裂改造措施,改善油层的渗流条件。采取各种增产措施的时间与转注后注采比有关,在初期注采比较高的情况下,转注后3个月采油井流动压力就会明显上升,这时可采取调参、换泵等措施提高油井产液量;若注采比较低,注水井层间调整幅度较大,油井压裂改造措施选井选层的余地较大,压裂后增油效果明显,增产时间也较长,这种情况下压裂措施实施的就比较早。调整层系的油层性质对采取那种措施影响也较大,主力油层为主的层系,采油井以放大生产压差、提高产液量为主,非主力油层则以压裂改造与放大生产压差结合进行。不管采取那种方法,油井转注后增产措施相对集中在见效快的好油层为主的采油井中,这部分井含水相对较高,因此在转注初期,调整区块综合含水要上升1%~2%。

3. 数值模拟研究和调整方案优选

任何一个调整方案实施后,将在相当长的时期内发生作用。开发过程中不可能通过矿场