

主 编 王家帮 王世民
副主编 吴安东 陈保钢
杨永彪 邓江红



茨榆坨油田 勘探开发技术

 辽宁科学技术出版社

茨榆坨油田勘探开发技术

主 编 王家帮 王世民
副主编 吴安东 陈保钢
杨永彪 邓江红

辽宁科学技术出版社

沈阳

内 容 提 要

茨榆坨油田管理牛居、青龙台、茨榆坨、铁匠炉、科尔沁、交力格、前河、广发、钱家店 9 个油田。本书主要反映了茨榆坨油田近几年在油田勘探开发、油气集输、经营管理等方面取得的优秀成果,有油田勘探、开发、管理等方面的成功经验,也有先进技术的介绍及推广,具有较高的理论水平和实践指导意义。本书可供从事石油地质、油藏工程、采油工程、实验研究等专业的科技人员和石油院校相关专业师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

茨榆坨油田勘探开发技术/王家帮,王世民主编. 沈阳:
辽宁科学技术出版社,2006.10

ISBN 7-5381-4837-X

I. 茨… II. ①王…②王… III. 油气勘探—研究—盘锦市
②油田开发—研究—盘锦市 IV. ①P618.130.8②TE34

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2006)第 106696 号

出版发行:辽宁科学技术出版社

(沈阳市和平区十一纬路 25 号 邮编:110003)

印 刷:辽河石油报印刷厂

幅面尺寸:184mm×260mm

印 张:16.5

插 页:4

印 数:1-1000 册

出版时间:2006 年 10 月第 1 版

印刷时间:2006 年 10 月第 1 次印刷

责任编辑:李丽梅

特约编辑:《特种油气藏》编辑部

封面设计:张士勋

版式设计:徐云杰

责任校对:东 戈

定 价:80.00 元

联系电话:024-23284354

E-mail:lnstp@mail.lnpgc.com.cn

《茨榆坨油田勘探开发技术》编委会名单

主 编	王家帮	王世民		
副主编	吴安东	陈保钢	杨永彪	邓江红
成 员	李福山	王春艳	于 萍	邱衍辉
	周福臣	杨仕萍	赵艳秋	侯成贵

前 言

茨榆坨采油厂管理牛居、青龙台、茨榆坨、铁匠炉、科尔沁、交力格、前河、广发、钱家店 9 个油田。牛居、青龙台、茨榆坨、铁匠炉油田位于辽河盆地东部凹陷北部,主要含油气层系为下第三系沙河街组沙三段、沙二段、沙一段及东营组,埋藏深度为 1470 ~ 3200m,为断块多、面积小、油气水关系复杂、油层连通差的复杂断块油藏;科尔沁、交力格、前河、广发油田位于开鲁盆地陆家堡凹陷,主要发育侏罗系九佛堂组、沙海组和阜新组三套含油层系,埋藏深度 460 ~ 2011m,为低渗透油藏。探明含油面积 132.06km^2 ,探明石油地质储量 $17349 \times 10^4\text{t}$ 。探明含气面积 28.8km^2 ,探明天然气地质储量 $98.36 \times 10^8\text{m}^3$ 。

茨榆坨采油厂于 1983 年底建厂,至今已 23 年。牛居、青龙台、茨榆坨油田 1983 年投入开发,1985 年达到产油高峰,1985 年底开始注水开发。科尔沁、交力格等油田 1993 年投入开发,1994 年产量达到高峰后,便进入快速递减阶段。

“十五”以来,全厂干部员工以硬管理、硬攻坚的工作作风和工作魄力,精雕细刻,深挖潜力,滚动勘探以“老区扩展找边界、老区内部找新层、老区周边找新块、老区新带找发现”为指导思想,学习运用成熟的勘探技术,加强地质基础研究工作,综合应用各种信息,实现老资料复查规模化,寻找勘探潜力区,不断扩大勘探增储成果;油田开发以“夯实老区稳产基础,加快产能建设步伐,优化油田开采工艺”为主线,依靠技术进步和科学管理,不断攻克油田开发中遇到的难题。

本书汇集了茨榆坨采油厂近几年在油田勘探、油田开发、油气集输、经营管理等方面取得的优秀成果,这些成果是长期从事油田勘探开发、管理工作的有关领导、专家、科技工作者汗水和智慧的结晶。殷切期望本书的出版能为油田开发提供有益的经验,也为石油工作者提供借鉴和参考。由于编者水平有限,书中定有疏漏和不足之处,敬请读者批评指正。

编 者

2006 年 8 月

目 录

第一部分 勘探开发

认清潜力,加强管理,不断提高注水开发水平	王家帮 杨永彪 周福臣 田 文(3)
“三老”资料复查工作实践与认识	邵建中(14)
牛居油田电性图版的完善及应用效果分析	牟 勇 孙华富 刘 丹 宋润禾(17)
茨榆坨油田岩性油气藏勘探实践及认识	隋金栋(21)
辽河油田龙 10 块沙三一段流动单元三维建模	李玉君(26)
科尔沁油田“十一五”开发指标预测	田 文 程彦武 谢 宇(31)
好 1 块实施注水开发试验建议	王锡明 王亚实 蒋德辉 郭鹏程 杨 解(36)
茨榆坨构造带北段构造储层及油气富集浅析	张艳秋(40)
青龙台油田龙 10 块剩余油分布规律研究	田 文 丁 群(45)
低渗透油藏注水开发认识及调整对策	曾 艳(49)
低电阻油层挖潜在茨榆坨油田的应用	张艳秋(53)
牛 74 块深层特低渗油藏早期注水开发研究及效果分析	宋润禾 牟 勇 杨 灿(58)
辽河东部凹陷北部地区油气聚集带的形成与分布	郭鹏程(62)
陆西凹陷包 15—好 1 井区储层评价及研究	魏艳春(65)
牛 74 块深层低渗透油藏勘探开发实践及认识	邵建中(71)
牛、青、茨油田天然气潜力分析及挖潜对策	田 文(74)
低渗油藏水力压裂方案优化研究	牟 勇 杨士萍 刘 丹 宋润禾(80)
茨 78 断块恢复注水开发主要做法及效果评价	张艳秋(85)
包 1 块完善注水的主要做法	张雪梅 杨士萍 曾 艳(90)
茨 613 断块挖潜的主要做法及效果分析	杨 灿 张学萍(94)
牛居油田水层挖潜研究及应用	田 文(97)

第二部分 采油工艺

青龙台油田出砂规律及防排砂配套技术的研究与应用	吴安东 王明军 曹亚明 于 萍(105)
优化深抽配套工艺技术的应用	陈宝钢 吴庆莉 刘 涛 范国先 郭 玲 贺 信(110)
茨 601 区配套采油工艺技术的研究应用	吴庆莉 邱衍辉 刘 涛 范国先 付翠玲 任孝元(115)
加重杆剪切式油井管柱泄油技术	韩雨生 张玉臣 贺 信 付翠玲(119)
茨 13 块开采配套技术	李福山 邱衍辉 于 萍 王春艳(125)
牛 74 块注水防膨工艺研究	胡阳阳 张玉臣 韩雨生 付翠玲 贺 信 王艳秋(128)
包 14 断块低渗透油藏开采技术评价及增产措施优选研究	王艳秋 张玉臣 于 萍 付翠玲(133)

深抽油井管杆偏磨因素分析及防治	吴庆莉 范国先 邱衍辉 刘 涛 任孝元 付翠玲(137)
垂直射流复合解堵技术应用研究	王艳秋 付翠玲 胡阳阳 周志双(141)
实施“三定三落实”管理,提高捞油产量	毕远智 刘汉波 刘万强 夏墨菊(143)
油井防砂后生产参数优化方法探讨	于 萍 谢 宇(147)
聚胺酯涂层油管防蜡机理及应用效果	黄军彦 邱衍辉 刘 威 赵艳秋(150)
气井防砂工艺技术的研究与应用	刘 涛 曹亚明 王桂杰 吴庆莉 高洪新(156)
机采井整体优化技术的应用	吴庆莉 刘 涛 邱衍辉 范国先 贺 信(159)
几种油井热洗方法的应用分析	刘汉波 毕远智 刘万强 夏墨菊(162)
改进压裂防砂技术,提高茨9区停产井复产效果	于 萍(166)
科尔沁油田防偏磨优化技术研究与应用	贺 信 张玉臣 付翠玲 吴庆莉 高洪新 王艳秋(169)
电爆震解堵技术	付翠玲 张玉臣 贺 信 吴庆莉 侯成贵(172)
茨629块配套采油技术	刘 涛 吴庆莉 杨淑芹(175)
有杆泵冲程损失影响因素探讨	刘 威(178)
螺杆泵安全护罩的研制与应用	邓江红 侯成贵 付翠玲 贾玉林(181)

第三部分 综 合

创建学习型企业的探索与实践	陈艳飞 王淑萍 王会清(187)
“5321”安全管理法的提出与应用	谢 宇 刘彦岭 王 然(192)
应用现代化管理方法提高管、杆、泵质量	谢 宇(195)
油气开采成本全过程管理与控制	刘光明 林 旭(198)
运用系统工程模式,提高油田注水管理水平	乔伟雄 刘汉波 刘万强 毕远智(204)
工程造价预算五步审核	戴晓燕(209)
积极应对员工培训后流失风险	赵振敏 张延梅 王淑萍(212)
实行资金计划管理,实现资金的高效使用	邓江红 刘光明 杨长欣 李建勤(214)
浅谈采油教学软件开发对 HSE 管理的意义	王淑萍 陈艳飞(217)
人性化安全管理的创新与应用	邓江红 侯成贵 付翠玲(220)
实施单机核算管理,实现生产经济运行	许 媛 邹显育 王宏达(223)
使用小功率或减级注水泵实现节电效益最大化	许 媛 邹显育 王宏达(226)
提高队伍整体效应的管理	郭 玲(229)
应用企业信息门户推动茨榆坨采油厂信息化建设	林 旭(234)
采用分段控制分段达标方法实现污水水质合格	邹显育 许 媛(239)
生产运行系统的管理改革和方法创新	夏墨菊(243)
提升能力,建立科学的员工培训体系	邓亚君(248)
浅谈工程造价的预结算审核方法	周桂芬(252)
实施分段控制分级达标管理不断提高产品质量控制能力	许 媛 邹显育 陈玉林(255)

第一部分 勘探开发

认清潜力,加强管理,不断提高注水开发水平

王家帮 杨永彪 周福臣 田 文

(中油辽河油田公司茨榆坨采油厂,辽宁,辽中,110206)

摘要:“十五”期间,茨榆坨采油区注水工作以油藏研究为切入点,以“有效注水”为中心,按照“注上水,注好水”的原则,提高了低渗油藏注水开发水平,改善了复杂断块油藏开发效果。通过对注水主要成果进行分析和油藏开发水平的分类评价,对各开发单元目前的开发矛盾、存在问题、平面和层间潜力等进行了系统分析,提出了下步工作方向,为实现“十一五”期间产量目标提供保障。

关键词:复杂断块油藏;低渗透油藏;开发效果;注水;潜力分析;茨榆坨采油厂

1 地质概况

茨榆坨采油厂所辖油区包括辽河盆地东部凹陷北部、开鲁盆地及龙湾筒凹陷3个地区,油区面积 6410km^2 ,预测资源量 $6.997 \times 10^8\text{t}$ 。目前共发现牛居、青龙台、茨榆坨、铁匠炉、科尔沁、交力格、前河、广发、钱家店等9个油田,探明含油面积 132.06km^2 ,探明石油地质储量 $17349 \times 10^4\text{t}$ 。到“十五”末期,共有牛居、青龙台、茨榆坨、科尔沁、交力格5个油田投入开发,动用含油面积 80.2km^2 ,动用石油地质储量 $11421 \times 10^4\text{t}$ 。其主要油藏类型为复杂断块油田和低渗透油田,其特点是:牛居、青龙台、茨榆坨复杂断块油藏断层发育,断块碎小,共54个四级断块70个单元,其中有60个单元地质储量小于 $200 \times 10^4\text{t}$;科尔沁、交力格油田、牛74块、茨629块等低渗透油藏储层物性差,微裂缝发育。平均孔隙度为16%,平均渗透率为 $34.2 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均每米发育微裂缝为0.5条,平均裂缝宽度为 $0.3\mu\text{m}$,且上下层位的裂缝发育方向不相同(其中 JF^+ 北西南东向, JF^- 北东南西向)。

2 “十五”注水主要工作及成果

针对油藏特点、油区地表复杂以及油田注水开发中暴露出来的主要矛盾,“十五”期间按照“重点区块、重点层位及重点井组注上水、注够水、注好水”的工作原则,重点实施了转注、完善注采井网、完善分注工艺配套技术、注水系统改造等工作,油区注水工作取得一定效果。与“九五”相比,“十五”新增注水开发单元8个,增加注水地质储量 $868 \times 10^4\text{t}$,水驱储量动用程度提高5个百分点,达到标定采收率的开发单元增加4个,油田自然递减率下降了11个百分点,分注工艺技术基本满足油田注水要求,注采系统效率有了较大提高,水质得到了改善。

2.1 积极探索低渗透油田注水开发新模式,提高低渗透油田开发效果

2.1.1 加强基础研究,科学编制开发方案

(1)在落实构造的基础上,开展储层沉积相研究。牛74块沙二储层属冲积扇相扇中亚相,其微相为辫状沟道和沟道间,在250m井距下,储层连通系数67%。茨629沙三储层为一套扇三角洲前缘亚相沉积,其微相为辫状分流河道分流间,在250m井距下,储层连通系数65%。

(2)确定合理注采井网、井距。断块初期采用正方形井网反九点注水方式,井网近北东向 45° 排列,对角线方向与砂体沉积方向相一致,井距235m。

(3)针对油层发育特点,优选注水层位。牛74块I油组储量大,连通性好,产能高,为主力

油层,确定注水层位为Ⅰ油组;茨629块确定注水层位为Ⅱ组。

2.1.2 实施同步注水保持地层能量

针对油藏低渗、启动压差大的实际,产能建设区域在实施产能井的同时,搞好同步转注工作。其中包14块转注水井13口,牛74块转注水井6口。

2.1.3 优化注水参数

针对包14块注水初期暴露的矛盾,优化注水参数。分层位即分Ⅰ、Ⅲ、Ⅸ下段储层,根据各层位间的渗透率差异,采取不同的注水政策(表1)。

表1 包14块两分注水对策

类型	层位	调整对策
压裂区	Ⅰ组	低强度控制注水,注水强度在 $0.35\text{m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$,日注水平 10m^3 左右,阶段注水量控制在 300m^3 左右
	Ⅲ组、Ⅸ下	控制注水,低强度温和连续注水,注水强度在 $0.36\text{m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$,日注水 15m^3 左右
非压裂区	Ⅰ组	初期加强注水,日注水平 $15\sim 20\text{m}^3$,注水强度在 $0.58\text{m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$,见效后注水强度降低,控制在 $0.4\text{m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$
	Ⅲ组、Ⅸ下	地层能量低,加强注水,注水强度在 $0.59\text{m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$,日注水 $20\sim 25\text{m}^3$

2.1.4 加强工艺配套技术,为注好水提供保障

(1)油水井采取不同的压裂方案,适应注水开发需要。油井压裂时压裂液、加砂量比注水井的要多,其缝长比注水井的要长(表2)。

表2 油水井压裂参数对比

井别	压裂液(m^3)	加砂量(m^3)	砂比(%)	缝长(m)
油井	240	30	25	100~110
注水井	190	27		70~90

(2)加强水质处理系统改造,确保注上合格水。为确保牛74块、茨629块、科尔沁注上合格水,对牛一联、龙一联、包一联等11座注水站开展工艺技术改造。主要开展了调整核桃壳过滤罐装置,安装深度精细过滤设备,安装注水井井口“金属分子筛”等技术改造,注入水的水质得到了较大改善。目前注入水水质的含油控制在 2mg/L 以下,悬浮物平均含量控制在 $3\sim 5\text{mg/L}$,颗粒平均直径在 $3\mu\text{m}$ 以下。通过上述工作,取得以下成果:

一是油井见效程度高,稳产基础得到加强。注水见效程度较高,油井见效比例由32.5%提高到46.6%(表3),老井产量由 $5.85\times 10^4\text{t}$ 上升至 $6.51\times 10^4\text{t}$ 。

表3 包14块注水见效分类统计

分类	井数口	见效前			见效后			目前		
		日产油(t)	含水率(%)	液面(m)	日产油(t)	含水率(%)	液面(m)	日产油(t)	含水率(%)	液面(m)
增产	17	42.6	59.2	-1029	62.7	59.2	-918	88.1	49.4	-1016
稳产	15	67.3	39.4	-966	76.3	35.8	-958	64.9	36.7	-1019
含水上升	9	40.4	47.7	-955	29.7	67.2	-931	10.3	80.3	-1014
合计	41	85.1	55.7		99.8	57.6		163.0	50.3	

二是地层压力保持稳定。如包14块,目前断块平均地层压力为 7.0MPa 左右(图1),是原

始地层压力 12.3MPa 的 58%, 压力水平较低。统计 20 口测压井资料, I 油层组平均地层压力为 7.02MPa, III 油层组平均地层压力为 6.78MPa。

三是含水上升率得到控制(图 2)。

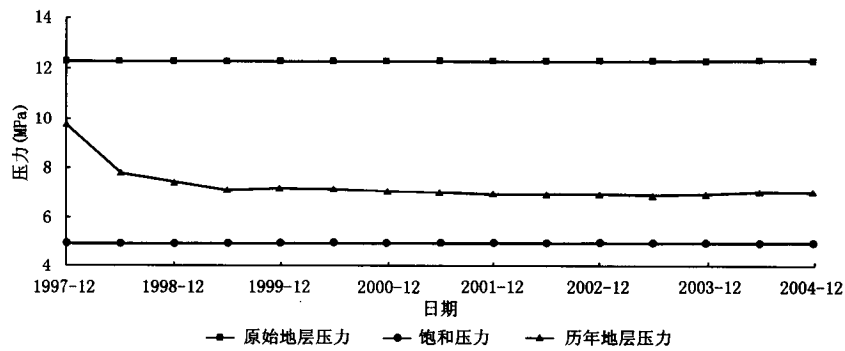


图 1 科尔沁油田包 14 块历年地层压力变化曲线

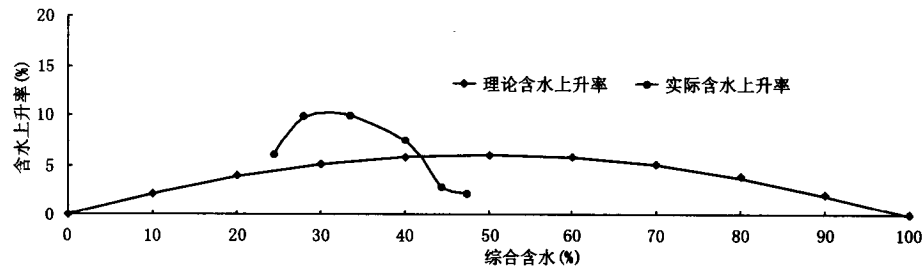


图 2 包 14 块含水与含水上升率关系曲线

2.2 采取灵活多样的注水方式, 复杂断块注水开发取得较好效果

2.2.1 开展油藏基础研究

牛居、青龙台、茨榆坨油田均为复杂小断块油田, 具有构造复杂、断块碎小、储层发育分布规律性差且非均质性强的特点。在油田注水工作中, 坚持以老区精细油藏描述为基础, 深化动态、静态认识, 研究落实构造、储层分布及连通状况, 共进行基础研究 27 个单元, 进行油藏描述 28 个单元(表 4)。

表 4 茨采油藏基础研究统计

油 田	基础研究		精细油藏描述	
	个数	单元	个数	单元
牛居油田	10	茨 18 区	/	/
青龙台油田	1	龙 10	1	1
茨榆坨油田	16	茨 601 区、茨 78、茨 79、茨 9	27	全油田单元
合计	27		28	

2.2.2 优选有利单元有利部位, 开展老区的投转注工作

根据基础研究, 优选 7 个有利单元有利部位实施投转注工作, 优选 1 个有利单元实施试验注水工作(表 5), 增加注水含油面积 9.17km², 增加石油地质储量 868 × 10⁴t; 共投转注水井 105 口, 增加注水厚度 3407.3m; 实施重新组合分注 110 井次, 取得了较好的注水开发效果, 油田自然递减率以每年 2 个百分点的速度下降。

表 5 油区“十五”新转注单元统计

分类	单元名称	含油面积(km ²)	储量(10 ⁴ t)	注采井数比
转注	牛 18 块 s_1^F	0.50	32	1:3
	牛 18 块 s_1^H	0.59	52	1:5
	牛 18 区 s_1^H	0.77	53	1:1
	牛 23-19 块东营	0.81	55	1:8
	牛 27-11 块 s_1^H	0.20	29	1:2
	牛 53 块	0.29	24	1:3
	茨 4 块	2.61	138	1:3
	小计	5.77	383	
注水试验	庙 7	3.40	485	1:4
合 计		9.17	868	

2.2.3 采取不同的注水方式,改善已注水区块开发效果

(1)针对“双高”区块生产特点采取降压开采、交替注水、周期注水见到一定效果。

一是牛 16 块开展了降压开采,关停注水井 5 口,日注水由 486m³ 调至 148m³,日产液由 222t 降至 206t,日产油由 18.3t 上升至 25.6t,综合含水由 91.8% 下降至 87.6%。

二是牛 12 块东营油层开展了交替注水、周期注水 5 个井组,有 3 个井组 4 口油井见到了注水效果,平均日产液由 55.3t 上升至 63.1t,日产油由 1.6t 上升至 6.4t,综合含水由 97.1% 下降至 89.8%。

(2)针对茨 34 块含水上升快的特点,采取周期注水方式,“稳油控水”见到好效果。该块含油面积 2.2km²,储量 358 × 10⁴t;其油藏特点为储层非均质性严重,油水粘度比大,边底水活跃,常规注水含水上升率达 15%。针对常规注水暴露的矛盾,开展精细油藏描述研究,落实构造、储层情况,应用数值模拟开展周期注水参数、注水方式优选。在理论计算基础上,选取 4 种注水周期,即 30、50、60、80d;选取 0.5、0.7、1.0、1.2 等 4 个注水量变化幅度(降压半周期为停注);并选取对称周期和短注长停的不对称周期注水方式,分别进行数值模拟预测。结果表明:注水周期为 60d,注水量变化幅度在 1.0~1.2 之间,注水方式为短注长停不对称式周期注水(注 20~25 d 停 35~40d),增产效果最为明显,日产液 105 t,日产油 50 t,综合含水 52.3%。并且注采比可保持在 0.8 左右,高于稳定注水时的 0.5~0.6(表 6)。

表 6 茨 34 块周期注水数值模拟产量预测表

方案	周期注水时间(d)	周期注水方式	注水变化幅度	周期注水		
				日产液(t)	日产油(t)	含水率(%)
1	30	对称式注 15d,停 15d	0.5	89.9	28.0	68.9
			0.7	95.3	29.6	68.9
			1.0	97.2	30.0	69.1
			1.2	100.0	31.0	69.0
2	30	不对称式注 10d,停 20d	0.5	91.7	29.1	68.3
			0.7	97.5	31.9	67.3
			1	102.7	33.3	67.6
			1.2	103.6	35.2	66.0
3	50	对称式注 25d,停 25d	0.5	95.0	31.0	67.4
			0.7	98.0	36.4	62.9
			1.0	105.6	40.2	61.9
			1.2	108.0	44.9	58.4

方案	周期注水时间 (d)	周期注水方式	注水变化 幅度	周期注水		
				日产液(t)	日产油(t)	含水率(%)
4	50	不对称式注 20d, 停 30d	0.5	94.8	32.0	66.2
			0.7	98.8	38.1	61.4
			1.0	103.1	43.6	57.7
			1.2	106.0	45.0	57.5
5	60	对称式注 30d, 停 30d	0.5	99.0	40.2	59.4
			0.7	102.9	44.3	56.9
			1.0	108.3	48.8	54.9
			1.2	115.6	50.2	56.6
6	60	不对称式注 20d, 停 40d	0.5	97.0	40.0	58.8
			0.7	101.0	45.0	55.4
			1.0	105.0	50.0	52.4
			1.2	110.0	52.0	52.7
7	80	对称式注 40d, 停 40d	0.5	101.0	39.0	61.4
			0.7	105.0	44.3	57.8
			1.0	120.7	50.0	58.6
			1.2	124.6	52.0	58.3
8	30	不对称式注 30d, 停 50d	0.5	100.5	41.6	58.6
			0.7	102.3	43.8	57.2
			1.0	114.8	47.0	59.1
			1.2	117.5	50.3	57.2

借鉴国内外成功经验,在实施上采取井间交替周期注水,周期注水井组 2 个,见到较好效果。断块日产液由 88t 升至 102.8t,日产油由 26t 升至 47t,综合含水由 69.3% 降至 54.2%,平均动液面由 -1307 m 升至 -1194 m(图 3)。

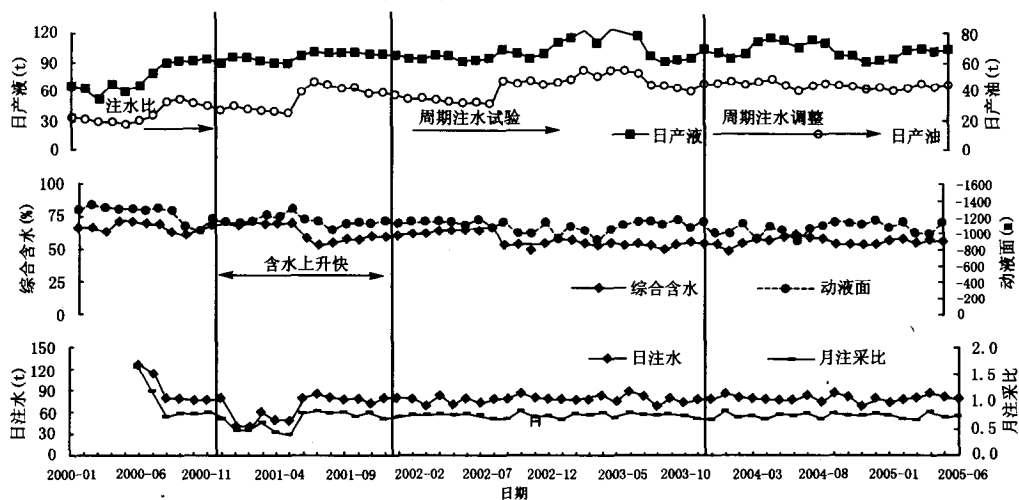


图 3 茨 34 断块注采见效曲线

2.2.4 加强工艺及地面配套技术,为注好水提供保障

(1)推广细分注技术,满足油田分注要求。“十五”期间,共实施多级细分注 49 井次,达到分注井数的 24.0%,其中四级五层以上的分注井达 4.4%;另一方面,加强了注水井的分注工作,分注率由“九五”期间的 49.6% 提高到 56.7%。

(2)采取移动式注水泵和注水间,配套边远断块的注水系统。

3 油区注水潜力分析

3.1 开发历程及现状

牛居、青龙台、茨榆坨油田于 1965 年开始勘探,1983 年相继投入开发,1985 年产油达到最高峰 $97.33 \times 10^4 \text{t}$;外围盆地于 1983 年开始勘探,1993 年投入开发,1994 年产油达到高峰 $51.39 \times 10^4 \text{t}$;但受复杂的油藏条件、采油工艺等因素制约,产量下降快。“九五”期间,油区平均每年减产近 $5.0 \times 10^4 \text{t}$,”十五”以来,通过勘探上增储,开发上以“有效注水”为中心的综合治理,产量递减得到有效控制,年产油规模保持在 $40.0 \times 10^4 \text{t}$ 。油区划分为 58 个断块 76 个开发单元,其中注水开发 41 个断块 48 个单元,动用石油地质储量 $9048 \times 10^4 \text{t}$,占可动用储量的 79.22%。

截至 2005 年 6 月,油区共完钻各类井 2143 口。投产油井 962 口,开井 687 口,日产液为 4365t,日产油 1158t,综合含水率为 73.58%,采油速度为 0.37%,剩余可采储量采油速度为 5.18%,采出程度为 11.75%,可采储量采出程度为 62.9%。

注水开发单元投产油井 762 口,开井 564 口,日产液 3714t,日产油 835t,综合含水率为 77.52%,采油速度为 0.32%,剩余可采储量采油速度为 4.69%,采出程度为 13.09%,可采储量采出程度为 65.39%;投转注水井 369 口(含报废井 82 口),开井 135 口,日注水量为 3082m³,月注采比为 0.71,累积注采比为 0.75。

3.2 油区注水开发潜力分析

按辽河油田公司《油藏注水开发适应性评价方法》,结合油田开发实际情况,根据注采井网完善程度、地层压力水平、水驱储量控制程度、水驱储量动用程度、注水利用率、递减率、综合含水及含水上率等主要评价指标,把开发单元划分为 4 类(表 7)。各类型潜力分析如表 7 示。

表 7 茨采油区开发单元分类

分 类		单元 个数	地质储量 (10 ⁴ t)	可采储量 (10 ⁴ t)	标定 采收率 (%)	单 元 名 称
注水开发能 达到标定采 收率单元	开发后期	4	766	288	37.60	牛 12d、牛 12s ₁ ^中 、牛 16d、牛 19-21d
	开发中期	10	2882	533.3	18.50	牛 18s ₁ ^下 、牛 18s ₁ ^下 、牛 18 区 s ₁ ^下 、包 14、包 20、龙 11、茨 4 茨 613s ₁ 、茨 34、茨 13
	小计	14	3648	821.3	22.51	
注水开发达 不到标定采 收率单元	可以改善	16	3516	679	19.30	牛 23-19d、牛 23-19s ₁ ^下 、牛 56、茨 41、茨 78、茨 601d、茨 601s ₁ 、包 1、茨 629
	待认识	17	2217	376.9	17.00	牛 28-22d、牛 13s ₁ ^下 、牛 16s ₁ ^下 、牛 27-11s ₁ ^中 、牛 25-17s ₁ ^中 、牛 零散 东营、牛 53s ₁ ^中 、牛 24-25d、牛 41s ₁ ^中 、牛 12s ₂ 、茨 79、交 2、茨 46-70、茨 611s ₁ 、龙 10、龙 12、茨 11、牛 74 块、庙 7
	小计	33	5733	1055.9	18.42	
可实现注水开发提高采 收率单元		10	714	55	7.70	茨 9 块、茨 12 块、茨 19 块、茨 32 块
可依靠天然能量 开发单元		19	1326	200.9	15.15	牛 53 块 东营、牛 16 块 s ₂ 、牛 53 块 s ₂ 、牛 63 块 s ₁ 中、牛 19-21 块、s ₁ ^中 、牛、零散 s ₁ ^上 、牛 零散 s ₁ ^下 、牛 零散 s ₁ ^中 、龙 19 块、茨 601 块 s ₃ 、茨 80 块、茨 63 块、铁 17 块、茨 16、牛 零散 s ₁ ^中 、茨滚动区 零散、龙 606
合 计		76	11421	2133.1	18.68	

3.2.1 注水开发采收率能达到方案指标单元潜力分析

这类单元共有 14 个,地质储量 $3648 \times 10^4 \text{t}$,占油区动用储量的 31.9%,根据开发阶段又分为 2 类(表 8):一类是已进入开发后期的单元;一类是处于开发中期的单元。

(1)开发后期单元。该类单元 4 个,即牛 12 块东营、牛 12 块 $s_1^{\#}$ 、牛 16 块东营、牛 19-21 块东营。石油地质储量 $766 \times 10^4 \text{t}$,标定可采储量 $288 \times 10^4 \text{t}$,标定采收率 37.6%。到 2005 年 6 月,投产油井 40 口,开井 13 口,日产油 62t,综合含水 88.2%,采油速度 0.3%,采出程度 33.8%,可采储量采出程度 89.8%。投(转)注水井 27 口,开井 8 口,日注水平 315m^3 ,月注采比 0.3,累积注采比 0.83。

表 8 注水开发能达到标定采收率单元

类型	单元	标定 采收率 (%)	油井		断块日产			采出 程度 (%)	水井		累积 注采比
			总井数	开井数	液 (t)	油 (t)	含水 (%)		总井数	开井数	
开发 中后 期	牛 12 块东营	34.4	16	6	390	35	91.03	30.93	15	2	0.75
	牛 12 块 $s_1^{\#}$	41.8	3	2	57	12	78.35	32.37	1	1	1.16
	牛 16 块东营	42.5	6	1	21	13	38.49	41.11	5	2	0.84
	牛 19-21 块东营	37.3	15	4	56	2	95.76	35.83	6	3	0.87
	小计	37.6	40	13	524	62	88.17	33.77	27	8	0.83
开发 中期	牛 18 块 $s_1^{\#}$	15.6	3	3	37	20	46.28	65.21	1	0	1.01
	牛 18 块 $s_1^{\#}$	28.8	10	7	99	28	71.71	30.9	3	2	0.27
	龙 11 块	27.6	67	43	455	85	81.4	17.18	31	11	0.79
	茨 613 块 s_1	20.0	11	3	18	2	87.93	22.31	7	0	0.66
	茨 4 块	10.9	3	3	50	22	55.85	6.55	1	1	0.13
	茨 34 块	8.1	8	5	78	23	70.22	7.11	4	2	0.16
	包 14 块	11.9	84	81	494	233	52.75	8.94	24	24	0.52
	牛 18 区 $s_1^{\#}$	30.2	3	2	27	4	84.68	22.06	8	3	0.5
	茨 13 块	13.6	32	19	129	28	78.47	10.15	16	7	0.98
	包 20 块	13.1	23	7	42	14	66.67	9.14	4	0	0.45
	小计	18.5	244	173	1429	459	67.88	13.44	99	50	1.2
合计		22.5	284	186	1953	521	73.32	17.71	126	58	0.75

这类单元目前存在的问题:一是水驱动用程度高(达 80.5%),主力油层全部水淹(近年共测产液剖面 29 口),主力油层含水均在 95%以上;二是井况复杂,注采对应关系差。

潜力分析:一是剩余油高度分散。总结近年来的产液剖面及找堵水效果分析,剩余油主要分布在吸水差的小薄层。二是具有提液增排基础。这类单元目前地层压力较高,统计 18 口井的地层压力资料,达到原始地层压力的 80%以上。

下步工作方向:一是搞好剩余油挖潜;二是开展提液试验。通过上述工作,“十一五”期间保持采油速度 0.4%以上,剩余可采储量采油速度保持在 7.5%以上,实现稳产。

(2)开发中期单元。该类单元 10 个,石油地质储量为 $2882 \times 10^4 \text{t}$,标定可采储量为 $533.3 \times$

10⁴t, 标定采收率为 18.5%。到 2005 年 6 月, 共投产油井 244 口, 开井 173 口, 日产油水平 459t, 综合含水 67.8%, 采油速度 0.58%, 采出程度 13.4%。投(转)注水井 99 口, 开井 50 口, 日注水平 1338m³, 累积注采比 1.2。

这类单元存在的问题: 一是受平面矛盾的影响, 平面油井见效不均, 目前见效油井只有 61.6%; 二是受层间矛盾的影响, 纵向上水驱动用程度低, 平均只有 58.7%。

下步调整方向: 一是搞好见效区域的动态调配, 控制含水上升; 二是搞好注采井网的调整, 扩大油井见效范围, “十一五”期间, 每年增加 4 个百分点, 到“十一五”期末, 见效油井达到 80% 以上; 三是强化分注、细分注工作, 提高水驱动用程度, “十一五”期间, 年增加 0.5 个百分点, 到“十一五”期末, 水驱动用程度达到 61.2%。

3.2.2 注水开发采收率达不到方案指标单元潜力分析

这类单元共 33 个, 石油地质储量为 5733 × 10⁴t, 占油区动用储量的 50.2%, 根据目前认识程度又可分为可以改善和待认识两类(表 9)。

表 9 注水开发达不到标定采收率单元

单元个数	地质储量 (10 ⁴ t)	可采储量 (10 ⁴ t)	标定采收率 (%)	油井		断块日产			采油速度 (%)	采出程度 (%)	水井		日注水 (m ³)	累积注采比
				总井数	开井数	液 (t)	油 (t)	含水率 (%)			总井数	开井数		
16	3516	679.0	19.3	312	245	1133	207	81.73	0.21	9.79	150	68	1084.0	0.78
17	2217	376.9	17.0	166	133	628	107	82.96	0.18	10.71	89	9	345.1	0.66
33	5733	1055.9	18.4	478	378	1761	314	82.17	0.20	10.15	239	77	1429.0	0.73

(1) 可以改善单元。该类单元 16 个, 石油地质储量 3516 × 10⁴t, 标定可采储量 679 × 10⁴t, 标定采收率 19.3%(表 10)。

表 10 注水开发达不到标定采收率单元

单元	单元个数	可采储量 (10 ⁴ t)	标定采收率 (%)	断块日产			采出程度 (%)	水井		日注水 (m ³)	累积注采比
				液 (t)	油 (t)	含水率 (%)		总井数	开井数		
牛 23 - 19 块东营	1	16	29.1	31	5	84.39	15.65	4	1	30	0.83
牛 23 - 19 块 s ₁	1	24.5	29.5	3	0	91.58	18.51	1	0	0	1.2
牛 56 块	7	41	11.1	52	10	80.21	5.8	2	1	9	0.21
茨 41 块	1	62	19.3	65	7	89.19	11.99	11	2	61	0.8
茨 78 块	1	124	36.4	239	32	86.59	16.09	33	6	170	0.61
茨 601 块 d	1	71.8	27.0	55	14	74.49	7.09	6	0	0	0.53
茨 601 块 s ₁	1	68.7	24.0	77	18	76.45	10.01	13	3	0.5	1.24
包 1 断块	3	271	15.1	611	121	80.16	8.8	80	55	813	0.96
合计	16	679	19.3	1133	207	81.73	9.79	150	68	1084	0.78

到 2005 年 6 月, 共投产油井 312 口, 开井 245 口, 日产油水平 207t, 综合含水 81.7%, 采油速度 0.21%, 可采储量采油速度 1.11%, 采出程度 9.8%, 投(转)注水井 150 口, 开井 68 口, 日注水平 1084m³, 注采比为 0.83, 累积注采比为 0.78。