

胜坨油田注水技术 实践与发展

SHENGTUO YOUTIAN ZHUSHUI JISHU
SHIJIAN YU FAZHAN

■ 崔洁 著



胜坨油田注水技术 实践与发展

崔 洁 著

图书在版编目(CIP)数据

胜坨油田注水技术实践与发展 / 崔洁著. —东营:
中国石油大学出版社, 2017. 5
ISBN 978-7-5636-5620-2

I. ①胜… II. ①崔… III. ①注水(油气田)—油田开
发—研究 IV. ①TE357.6

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2017)第 107786 号

书 名: 胜坨油田注水技术实践与发展
著 者: 崔 洁

责任编辑: 阙青兵(电话 0532—86981538)

封面设计: 赵志勇

出 版 者: 中国石油大学出版社

(地址: 山东省青岛市黄岛区长江西路 66 号 邮编: 266580)

网 址: <http://www.uppbook.com.cn>

电子邮箱: zhiyejiaoyu_qqb@163.com

排 版 者: 青岛天舒常青文化传媒有限公司

印 刷 者: 青岛国彩印刷有限公司

发 行 者: 中国石油大学出版社(电话 0532—86983584, 86983440)

开 本: 185 mm×260 mm

印 张: 14

字 数: 332 千

版 印 次: 2017 年 5 月第 1 版 2017 年 5 月第 1 次印刷

书 号: ISBN 978-7-5636-5620-2

定 价: 45.00 元

前言

Preface



胜坨油田是中国渤海湾盆地最早发现并投入开发的整装大油田,历经 50 多年的注水开发过程,通过有效注水、高效开发,油田取得了令人瞩目的开发效果和巨大的经济效益。在注水开发过程中,不同阶段都需要确定不同的开发政策,并且随着油田进入特高含水开发后期,油藏层间差异越来越大,井筒状况也发生了很大的改变,水井套损、管柱腐蚀结垢等问题显现,油藏对地面注水系统、分注工艺都提出了更高的要求。

针对胜坨油田不同开发阶段的实际情况,作者与同事们开展了大量的基础研究,确定了不同阶段的开发策略,在现场进行了规模化的应用与实施。特高含水开发阶段,在开展注水系统大调查的基础上,进行了系统的分析,对地面系统进行了技术优化,提高了设备的可靠性与系统效率;在分注工艺方面,进行了管柱优化与工具的配套研究,研究与应用了贴堵技术,逐步完善并形成了特高含水期复杂井况下的套损贴堵井注水工艺。

本书是作者根据近十年来所在单位开展的系列研究与实际工作成果,针对注水系统应用方面的理论和技术发展情况写作的,着重于地面设备、分注工艺的研究进展及油田现场新技术应用。全书包括胜坨油田油藏特点及注水开发技术、胜坨油田注水系统、注水地面系统及优化运行、注水系统节能降耗技术、分层注水工艺和套损贴堵井注水工艺共计六章内容。

本书的编写过程中,郭振海、肖坤、李永强、田冰、贾贻勇、田雨等同志提供了大量的一手资料,中国石油大学(华东)王海文教授、胜利采油厂谢文献教授级高级工程师对全书的构思布局和重点章节部分修改提出了指导性意见,在此一并表示感谢。

本书可供从事油田开发的技术人员以及注水泵站的设计优化、注水工艺技术及管理人員参考之用。由于作者水平有限,书中难免存在疏漏和不足之处,敬请读者批评指正。

作者

2017 年 3 月

第一章 胜坨油田油藏特点及注水开发技术	1
一、胜坨油田油藏特点	1
二、不同开发阶段的注采技术	2
三、开发层系	13
四、注采井网	16
五、注采压力系统	21
六、强化采液与注水	38
第二章 胜坨油田注水系统	45
一、注水油田开发状况	45
二、油田注水地面工程状况	60
三、注水井生产技术及作业措施状况	81
四、注水工作取得的成果及典型经验	99
第三章 注水地面系统及优化运行	102
一、油田注水系统概述	102
二、胜坨油田注水系统	105
三、注水泵站优化运行	111
四、注水管网优化运行	116
五、注水系统仿真优化	124
第四章 注水系统节能降耗技术	144
一、注水工艺流程和能耗分析模型	144

二、注水系统节能降耗技术概述	148
三、注水系统高压变频控制技术	150
四、分压注水	152
五、注水泵站能耗测试	152
第五章 分层注水工艺	159
一、分注管柱蠕动	159
二、注水井油管腐蚀机理	164
三、分注管柱防蠕动技术	168
四、封隔器改进	172
五、油管防腐技术	178
六、配套工具	184
七、分注管柱配套模式	185
第六章 套损贴堵井注水工艺	191
一、注水井套损状况	191
二、水井井筒状况识别技术	193
三、水井套管贴堵治理技术	194
四、水井贴堵治理后分注技术	210
参考文献	217

第一章 胜坨油田油藏特点 及注水开发技术

一、胜坨油田油藏特点

胜坨油田位于山东省东营市境内,其构造位置在济阳拗陷北部,坨庄—胜利村—永安镇二级构造带的中段,东邻民丰洼陷、西及西南邻利津洼陷、南接东营中央隆起断裂带、北面为胜北弧形大断层遮挡。

1961年,胜坨油田开始勘探,至2002年底累计探明含油面积 81 km^2 ,石油地质储量48 407万t,天然气储量88 900万 m^3 。

构造特征:胜坨油田由东西两个高点组成,是被断层复杂化了的背斜构造油气藏。油田内部断层发育,共有58条断层,均为正断层。主要断层12条,将油田分为11个断块,即坨15、坨107、坨103、胜一区、胜二区、胜三区坨7、坨11北、坨11南、坨21、坨28、坨30,各断块自成独立的油水系统。“八五”以后又陆续发现了13个小圈闭油藏,即二区沙三、坨121、坨123、坨71、坨74、坨76、坨124、坨128、坨143、坨144、坨142、坨145、坨719。

储层特征:主要油层自上而下分为明化镇组浅气层、馆陶组油层、东营组油层、沙一段油气层、沙二段油层、沙三段油层等六套含油气层系,主力含油层系为东营组、沙一段、沙二段。含油气井段为970~2 960 m,共分为26个砂层组,93个小层。储集层为一套砂泥岩间互的湖泊、河流—三角洲相沉积。岩性从粉砂岩到砾状砂岩。粒度分选系数一般为1.1~2.0。岩石成分以石英、长石为主。胶结物含量少,碳酸盐含量普遍低于1%,泥质含量一般为4%~10%。胶结类型以接触式、孔隙接触式为主,其次为支撑-接触式,形成良好的储油孔隙。砂岩粒度中值一般为0.1~0.3 mm,最高者达0.5 mm以上。主要含油层段沙二段油层孔隙度一般为26%~35%,主要流动孔隙半径区间为10~63 μm ,高者可达100 μm 。油层渗透率高,空气渗透率一般为1~10 μm^2 ,最高可达15~50 μm^2 。平面上、层间及层内渗透率相差2~10倍,层内非均质系数为3~9,变异系数为0.72。

流体性质:平面上及纵向上原油性质差异大,以稠油为主,地面原油密度范围为0.86~0.97 g/cm^3 、黏度范围为10~9 500 $\text{mPa}\cdot\text{s}$,地下黏度范围为5~433 $\text{mPa}\cdot\text{s}$,除沙一段、一区沙二4-6砂层组等少数油层原油性质较好外,普遍较稠。地下黏度大于10 $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 的原油储量占油田储量的54%。地下水黏度比大,东营组为52~100,沙一段为10~36,沙二上为10~52,沙二下为36~80。在同一油层平面上,原油的分布规律为顶轻翼重、顶稀边稠。

溶解气的密度及重烃含量从下往上逐渐降低,甲烷含量则逐渐升高。溶解气的密度沙



二段为 $0.57 \sim 0.78 \text{ g/cm}^3$, 沙一段为 $0.57 \sim 0.75 \text{ g/cm}^3$, 东营组为 $0.57 \sim 0.59 \text{ g/cm}^3$; 甲烷含量沙二段为 $81\% \sim 96\%$, 沙一段为 $81\% \sim 97\%$, 东营组为 $94\% \sim 98\%$ 。

油田水的类型一般为 CaCl_2 型、 MgCl_2 型和 NaHCO_3 型。矿化度范围一般为 $6\,000 \sim 50\,000 \text{ mg/L}$, 沙三段可达 $100\,000 \text{ mg/L}$ 以上。在纵向上, 矿化度从下至上逐渐降低。

润湿性: 各油层原始润湿性不同, 沙二上油组为偏亲油, 下油组则偏亲水。随着注入水的长期冲刷, 偏亲油的油藏逐渐向亲水方向转化, 原偏亲水的油藏亲水程度增加。

油藏压力系统: 除沙三段外, 各含油层系均为正常压力系统, 压力系数为 $1 \sim 1.02$, 原始油气比为 $17 \sim 70 \text{ m}^3/\text{t}$, 主力含油层系沙二段为低饱和油藏, 地饱压差大。东营组的饱和压力为 $9.3 \sim 14 \text{ MPa}$, 地饱压差为 $4 \sim 6.7 \text{ MPa}$; 沙一段的饱和压力为 $12.3 \sim 16.5 \text{ MPa}$, 地饱压差为 $0.9 \sim 1.7 \text{ MPa}$; 沙二上的饱和压力为 $10.9 \sim 15.6 \text{ MPa}$, 地饱压差为 $4.5 \sim 9 \text{ MPa}$; 沙二下的饱和压力为 $6.5 \sim 11.2 \text{ MPa}$, 地饱压差为 $9 \sim 12.3 \text{ MPa}$ 。

油水界面: 油藏除少数层系有较活跃的边水外, 大多数油层边水能量较小。由于断层的遮挡作用, 全油田无统一的油水界面, 平面上一般呈现出西低东高, 可相差 $10 \sim 130 \text{ m}$ 不等。纵向上一般随油层深度的变化, 油水界面相应变化。从沙二到东一段, 油水界面范围一般为 $2\,350 \sim 1\,400 \text{ m}$ 。

二、不同开发阶段的注采技术

胜坨油田于 1965 年 6 月投入开发, 1966 年 6 月开始注水, 经历了低含水、中含水、高含水和特高含水采油阶段, 目前已进入特高含水后期采油阶段。由于不同采油阶段的开采特征和主要矛盾存在一定差异, 因此各阶段注水和采油的主要做法也有所不同。

(一) 低含水采油阶段(1965.06—1970.12)

该阶段油井处于投产初期, 油井数量逐步增多, 总产量不断上升, 油井以自喷开采为主, 采出无水和低含水原油。其主要做法如下:

1. 早期注水, 保持地层能量

胜坨油田边水能量较小, 仅一区沙二 4-6 砂层组, 二区东三段、沙一段、沙二 3^{3+4} 层、沙二 1^1-1^3 砂层组, 三区坨 7 沙二 1^1-1^2 砂层组等少数区块层系边水比较活跃, 大多数层系由于断层封隔和岩性、物性变化等原因, 边水不活跃。

胜坨油田弹性能量也较小, 经测算, 一区弹性产率为 $23.40 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$, 二区沙二弹性产率为 $52.67 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$, 三区弹性产率为 $21.29 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$, 全油田沙二段弹性产率为 $97.36 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$ 。弹性采收率一区为 1.62% , 二区为 0.61% , 三区为 0.31% , 全油田为 0.59% 。



水方案,二排、六排间隔一口井注水,排距为 500~750 m,生产井排井距为 500 m,四排注水井排井距为 330 m,设计采油井 45 口、注水井 22 口;胜二区下油组采取二排井腰部切割注水方案,注水井井距为 330 m,生产井井距为 500 m,排距为 500 m,设计采油井 26 口、注水井 8 口。胜三区按 6 个断块分上、下油组共 12 套开发层系,上、下油组井网均匀布置,平均井距为 500 m。除坨 7 上、坨 28 上为腰部切割行列注水外,其他层系皆为不规则点状面积注水井网。胜三区设计油水井 176 口,其中油井 136 口,水井 40 口。

胜一区于 1966 年 6 月最早投入注水开发,胜二区于 1966 年 11 月转注,胜三区于 1968 年 3 月到 1969 年 5 月陆续转注,基本上做到了早期注水。

开发方案要求沙二段上油组注采比为 0.8,沙二段下油组注采比为 0.9。但在实施过程中,由于受各种因素的影响,实际注采比只有 0.4~0.6。注采不平衡导致地层压力下降,到 1970 年末采出程度仅 2.34%时,平均总压降达到 1.97 MPa,部分单元达到 3 MPa,油井相继停喷转抽,抽油井比例达到 30.8%。

2. 分层注水、区别对待,减缓层间矛盾

胜坨油田油层多,非均质严重,层间差异大。开发初期层系划分较粗,各类油层动用状况不同,层间干扰严重。如果笼统注水,势必造成注入水沿动用好、压降大的稀油高渗透层单层突进,加剧层间矛盾和层间干扰,加快含水上升速度。因此,一开始投注就采取了分段注水的办法,区别对待不同渗透率的注水层段。总的原则是加强中低渗透层段的注水,控制高渗透层段的注水,调节层间矛盾和层内矛盾。

由于实行早期分层注水、定量注水、油井定产的开发方针,到 1967 年 10 月,油田形势大为好转,地层压力得到不同程度的保持和恢复,油井产量略有提高。

如胜一区沙二 1-3 砂层组于 1966 年 6 月投入注水开发后,地层压力全面回升,消除了低压区。1966 年 8 月平均地层压力为 18.55 MPa,总压差为 1.65 MPa;1967 年 8 月平均地层压力上升到 18.8 MPa,总压差为 1.4 MPa。一区东部注水开发前是低压区,ST1-2-17 井总压差为 2.5 MPa,ST1-4-19 井总压差为 1.9 MPa,到 1967 年 7 月分别回升了 0.5 MPa 和 0.1 MPa。又如胜三区坨 11 南沙二上油组于 1968 年 3 月投入注水开发,3 口注水井(ST3-9-A23、ST3-10-28、ST3-9-25)分别于 1968 年 3 月、1968 年 9 月、1970 年 7 月转注,注水开发后整个上油组开发形势稳定,特别是顶部地区 ST3-8-21 和 ST3-9-21 两口井地层压力稳定、日产油量稳定。

1970 年末,胜坨油田已经建成 250 万 t 的年生产能力。

(二) 中含水采油阶段(1971.01—1978.12)

到 1971 年 1 月,胜坨油田进入中含水期。为了满足国家对原油的需要,中含水前期(1970.06—1974.12)进行了扩建油田生产能力的调整,将年生产能力扩建为 550 万 t。针对扩建生产能力以后的注采关系以及进一步上产的需要,整个中含水采油阶段的做法如下:

1. 投产后备层系,增加动用储量

为了扩建油田生产能力,决定将胜二区东三段、胜二区沙一段和胜三区



胜三区沙一段于 1970 年 1 月投产,新钻井 8 口,按油砂体布井,利用弹性能量开发。

2. 细分开发层系,减缓层间干扰,改善开发效果

油田开发初期,主力含油层系沙二段分为上油组和下油组两套开发层系,每套开发层系有 6~9 个砂层组、30~40 个小层,虽然采取了分层段注水的办法,但层间矛盾和层间干扰仍然十分严重。为了充分发挥各类油层的生产潜力,减缓层间矛盾,采取了新钻油水井、细分开发层系的办法。

例如,胜二区沙二段由上、下油组两套开发层系细分为沙二 1-2、3、4-6、7¹⁻³、7⁴-8¹、8³⁻⁵、9-10、11-13 八套开发层系。胜三区坨 28 断块沙二段由上、下油组两层系细分为沙二 1-3、4-6、7-8、9-10³、10⁴ 以下五套开发层系。胜三区坨 7 断块沙二下油组细分为沙二 8-10、11-12 两套开发层系。经过 1970 年 6 月到 1974 年的调整,沙二段由 16 个开发单元细分为 26 个开发单元,减缓了层间矛盾,改善了开发效果。如胜二区调整后的 1974 年的数据与调整前的 1969 年的数据对比,油水井数由 102 口上升到 296 口,上油组单井控制储量由 99 万 t 下降到 40 万 t,下油组单井控制储量由 158 万 t 下降到 38 万 t;平均单井日产油保持稳定略有上升,上油组由 25 t 上升到 27.8 t,下油组由 35 t 上升到 35.5 t;沙二段年产油由 69.93 万 t 上升到 197.75 万 t,采收率上油组由 21.3% 上升到 41.1%、下油组由 22.4% 上升到 37.2%。可见,年生产能力明显提高,开发效果明显改善。

3. 调整并完善注采系统,增加注水受效方向,控制油田含水上升

中低含水采油阶段,含水上升快。为了控制含水上升,除细分层系,减缓层间干扰以外,还采取了调整与完善注采系统的措施,原则是将注采系统调整为多向面积注水,使油井多向受效。主要采取了新钻注水井、老井转注的做法:在胜一区沙二 1-3 砂层组钻新水井 3 口,老井转注 8 口;胜二区沙二段上油组顶部增加 4 口点状注水井,在胜二区沙二段下油组新钻 6 口注水井;在胜三区坨 21 断块转注 3 口井。含水上升得到控制。

例如胜一区沙二 1-3 砂层组调整后,日产油由 658 t 上升到 729 t,含水率由 49.8% 下降到 45%,注采对应率由 42.5% 上升到 53%,开发指标明显好转。

4. 加强注水,恢复压力,提高单井产液量

在扩建生产能力的同时,注水工作没有跟上,注采比由 0.6 下降到 0.4,地层压力继续下降,1974 年底分单元总压降达到 3~5 MPa,油田平均总压降达到 3.59 MPa。绝大多数油井停喷转抽,抽油井比例达到 88.7%。将 1974 年 12 月的数据与 1968 年 6 月的数据做对比,其中平均单井日产液由 76.5 t 下降到 59.2 t,平均单井日产油由 72 t 下降到 33.7 t。

1975 年开始强化注水工作,新建注水泵站 4 座,注水泵由 9 台增加到 32 台,33 个单元中有 32 个单元进入全面注水开发。将 1978 年底的数据与 1974 年底的数据做比较,注水井数由 130 口上升到 199 口,注采井数比由 1:3.9 增加到 1:3.1,日注水平由 1.43 万 t 上升到 4.64 万 t,注采比由 0.5 上升到 0.98,油层总压降由 3.59 MPa 降到 2.79 MPa;抽油井动液面由 401 m 回升到 178.5 m,泵效由 65.7%



层、差层补孔等,5年内实施增产措施1 868井次,累计增油229.97万t,这些措施都为油田的高产稳产做出了贡献。

(三) 高含水采油阶段(1979.01—1990.08)

进入高含水采油期,油井普遍多层高含水,地下油水分布进一步复杂化,除及时进行日常注采调整外,主要做法如下:

1. 全面细分开发层系,进一步减缓层间矛盾

在高含水条件下,多层合采层间干扰仍然十分严重,必须合理细分开发层系,才能逐步消除层间干扰。1984—1988年,二区东三段、沙一段,三区坨7沙二上、下油组,坨11南沙二上、下油组,坨11北沙二上、下油组,坨21沙二上油组,坨30沙二上油组等开发单元都细分了开发层系。

1985年底胜坨油田有35个开发单元,经过“七五”期间全面细分开发层系后,到1988年底开发单元数达到53个。仅胜三区就由20个开发单元细分为35个开发单元。胜三区细分前后日产油水平由6 258 t上升到6 811 t,增加553 t,折算年增油19.12万t;综合含水率由84.7%下降到83.7%,下降1%。

2. 加密调整注采井网,强化注水系统

高含水期水油比增长很快,为了保持稳产,需不断提高单井产液量。提液后为了实现注采平衡,需要增加注水井点。同时,进入高含水期以后,剩余油分布分散,也需要更多的井点来驱替这些分散的剩余油。因此,强化注水系统是高含水期的一项非常重要的工作。

高含水期,在胜一区沙二1-3,胜二区沙二段、沙一段、东三段,胜三区坨7下油组、坨21等单元进行了加密注采井网的完善,强化注水系统的调整。通过调整,胜坨油田井网密度由1984年的9.7口/km²增加到1988年的13.9口/km²,注采对应率由55.6%提高到71.6%,水驱储量控制程度由75.2%上升到89.2%。由于加密井的投产,有效地弥补了老井产量的递减,连续4年年产油量保持在483万t以上。

3. 卡堵改层,挖潜增油

据“六五”初期统计,胜坨油田含水率小于60%的中低含水井层占射开生产井层的40.1%。这些井层一般压力较低,被高压高含水层干扰,生产潜力不能充分发挥。卡堵高含水层,可以发挥这些中低含水层的生产潜力。“六五”期间,继续大量卡堵高含水层,增产效果明显。1981—1985年,共卡堵高含水层1 101井次,累计5年增油76.55万t,平均年增油15.31万t。1981年卡前卡后可对比井66口,卡堵高含水层后,综合含水率由86.5%下降到74.3%,平均单井日增油16.5 t,控水增油效果明显。“七五”期间,含水相对较低的井层减少,卡堵高含水层的措施也相应减少。

在卡堵高含水层控水稳油的基础上,为了充分挖掘平面和层间处于非主流线上和滞流区中低含水区的生产潜力,同时使油田的水驱储量明显提高,“六五”期间实施补孔改层和改层系1 289井次(以改层系为主),累计增油120.46万t,油田综合含水率控制在77.4%~80.8%,减缓了含水上升速度。

改层系能够在不钻井或少钻井的情况下比较充分地挖掘油层平面和层间的生产潜力,但大量改层系后注采井网很不完善,油井成堆,水井成片,同时使一些处于高含水 and 特高含水的可采储量损失,使注采对应率下降、自然递减率增大,给油田稳产带来困难。“六五”期



间的改层系使胜坨油田注采对应率由 70%~75% 下降到 41.7%;自然递减率增大,1985 年达到 24%。例如胜三区坨 28 断块沙二 1-3 层系,由于大量生产井的改入,使单元油井开井数由 1984 年 1 月的 27 口增加到 1985 年 3 月的 46 口,日产水平由 444 t 上升到 884 t。由于注水井没有增加,注采比由 0.56 下降到 0.26,注采对应率由 77.8% 下降到 48.9%,注采严重失调,产量下降,1985 年 3~7 月,开井数只减少 2 口,而日产水平由 884 t 下降到 631 t,4 个月下降了 253 t。

4. 下大泵和电泵,提高油田产液量

高含水采油阶段,为弥补含水上升所造成的产量递减,胜坨油田不断增加大泵、电泵井数进行强化采液。1978 年底,有各类大泵和水力泵井 291 口,其日产液量占全油田日产液量的 64.5%。到 1985 年底,有各类大泵和水力泵井 415 口,电潜泵井 54 口,共计 469 口,其日产液量占全油田日产液量的 79.2%。到 1990 年底,有各类大泵井 208 口,电潜泵井 341 口,共计 549 口,其日产液量占全油田日产液量的 83.7%。油田日产液量由 1978 年底的 4.37 万 t 到 1985 年底的 6.6 万 t 再到 1990 年底的 13.94 万 t,平均单井日产液量由 73.2 t 到 88.6 t 再到 127.5 t。

5. 开展开发试验,摸索稳产途径

针对两类主要的油藏类型,为摸索稳产途径,共开展了两项开发试验:一项是强注强采提高采收率试验;另一项是堵水试验。

(1) 强注强采试验选择了胜一区沙二 2^4 层和胜二区沙二 8^{3-5} 单元。

① 胜一区 2^4 层强注强采试验。

1981 年在胜一区河流相偏亲油正韵律油层沙二 2^4 层开展了强注强采提高采收率试验。一区沙二 2^4 层含油面积 2.27 km²,地质储量 122.8 万 t。试验前,截至 1980 年 10 月有油井 8 口、注水井 7 口,采油速度为 2%,点状面积注水,井距 300~400 m,采出程度 16.09%,综合含水率 70.7%。主要措施是在 7 口油井中采用泵径 83 mm 的大泵放大压差生产。从 1981 年至 1986 年,强注强采试验取得了很好的开发效果。

2^4 层强注强采试验期间,平均注水强度由 27 m³/(d·m) 上升到 42.4 m³/(d·m),最高超过 50 m³/(d·m);平均采液强度最高可达 50.7 t/(d·m),单井采液强度最高超过 70 t/(d·m)。强注强采后, 2^4 层水驱特征曲线斜率减小,用各种方法测算,水驱最终采收率达 46%,比一区 1-3 层系最终采收率(26%)高 20%。

② 胜二区 8^{3-5} 层强注强采试验。

1985 年 6 月,在胜二区三角洲反韵律油层沙二 8^{3-5} 层开展了强注强采提高采收率试验,主要措施是整体下电泵,进行强化开采。共在 13 口油井上下电泵生产,电泵井平均日产液 262.8 t/(d·m),日产油 31.6 t,含水率 88%,平均单井采液强度 18.3 t/(d·m)。单元共 34 口生产井,采液速度为 10.7%,采油速度为 1.8%。水井 22 口,日注水平 6 285 m³,注采比 0.90。

1989 年,30 口采油井中有 23 口井下电泵,电泵井平均单井日产液 214.2 t,日产油 17 t,含水率 92.4%,平均单井采液强度 24.6 t/(d·m



快开发速度,而且可以提高最终采收率。

(2) 膨润土整体堵水试验选择了胜一区沙二²⁴层。

胜一区沙二²⁴层非均质严重,原油黏度较高,注入水沿油层下部含砾砂岩大孔道和特高渗透部位水窜,造成油井见水快,含水上升快,产量递减快。为此,进行了两轮膨润土整体堵水试验。

第一轮施工:截至1989年5月,有油井7口(开井6口)、注水井6口(开井3口),日产液水平269.6 t,日产油水平19.7 t,综合含水率92.69%,采出程度29.5%。1989年7月,在3口注水井上进行了4次注膨润土施工,均取得成功,3口注水井吸水剖面都有了明显的改善,吸水趋于均匀,区块生产状态有了明显好转。截至1990年底,区块综合含水率由92.5%降至90%以下,日产油量由25.6 t上升至40 t左右,累计增油5 400 t以上。

第二轮施工:试验区有油井10口、注水井3口。第二轮施工前,在3口注水井投放3种示踪剂,以了解注入水的流向及地层孔道结构参数。第二轮堵水施工后,区块综合含水率从92.6%降至90.4%,日产油由87 t升至120 t,3个月累计增油2 569 t。

此外,在胜二区7¹⁻³单元及胜二区沙二1-2层系进行找水堵水试验,也取得一定效果,并加深了对油藏开发规律的认识。

6. 投产开发新区块,增加新的动用储量

1985年7月投产坨107断块,含油面积0.7 km²,地质储量152万t,新建能力3万t,当年产油3.4万t。1988年投产坨103断块,含油面积0.8 km²,地质储量82万t,新建能力3万t,当年产油10万t。这两个断块投入开发对全油田稳产起到了一定的作用。

(四) 特高含水采油阶段(1990.09—2002.12)

1990年8月油田综合含水率已达90%以上,生产水油比增高,耗水量加大,以提高油田水驱采收率为目标,主要开展了以下各项工作:

1. 深化地质研究,寻找产量接替阵地

胜坨油田勘探程度高,进一步勘探发现新油藏的难度较大。在深化地质研究和精细勘探上下功夫后,在勘探程度极高的胜坨油田外围及深层不断发现油气富集的沙三、沙四含油小块。

“八五”期间(1991—1995年),在滚动勘探开发方面取得了可喜的成果。先后发现并滚动开发了胜二区沙三中岩性油藏和坨121、坨123两个断块油藏,新增含油面积3.4 km²,新增探明石油地质储量840万t,新建生产能力18万t。到“八五”期末,累计生产原油68.405 8万t。在深化外围和深层滚动勘探开发的同时,对胜三区东二段难动用储量进行开发,针对油稠、出砂等特点进行工艺攻关,通过地质工艺结合综合治理开发了胜三区东坨11北东二段、坨7东二段、坨28东二段三个油藏,动用含油面积5.6 km²,新增动用石油地质储量731万t,新建生产能力6万t,累计生产原油11.006 5万t,使之发挥应有的作用。

“九五”期间(1996—2000年),通过运用三维地震资料成果,深化地质研究,相继发现并投产了坨71、坨74、坨124、坨143、坨142等八个小断块,新增地质储量1 824万t,新建产能31万t,5年产油94.71万t,占总产量的6%。2001—2002年,又对坨143、坨142断块扩建产能,增加产量,两断块两年产油76.2万t,占油田产量的13.1%,为油田实现稳产做出了贡献。



2. 进行综合调整,完善注采井网

特高含水初期,针对坨 7、坨 28 和一区沙二 1-3 三个区块开发单元分别存在的问题:开发层系划分较粗,层间干扰严重,产能得不到充分发挥;注采井网极不完善,油水井井况复杂,注采对应状况差,水驱控制程度低;油层压力水平低,注采井数比低,注采系统不能满足进一步恢复油层压力和提液挖潜、改善开发效果的需要等。“八五”前三年,在精细油藏研究、深化潜力认识的基础上,对三个区块开发单元进行层系、井网综合调整,共计钻新井 255 口,其中油井 165 口,注水井 90 口,老井归位 70 口,老井转注 47 口。三个区块综合调整效果比较明显:① 新井投产含水比老井低 15%~30%;② 单元水驱程度明显提高,坨 7 断块水驱控制程度由 95.1% 提高到 100%,坨 28 断块水驱控制程度由 83.5% 提高到 84.9%,一区沙二 1-3 砂层组水驱控制程度由 95.1% 提高到 97.3%;③ 注采对应率明显提高,坨 7 断块由 64.1% 提高到 68.6%,坨 28 断块由 66.8% 提高到 75.5%,一区沙二 1-3 砂层组由 78.0% 提高到 84.1%;④ 水驱曲线变缓,可采储量增加,3 个区块共计增加可采储量 325 万 t,其中坨 7 断块增加 125 万 t,坨 28 断块增加 79 万 t,一区沙二 1-3 砂层组增加 121 万 t。

1994—1995 年,针对“八五”初期改层系、水转油措施导致各单元井网不完善、井况比较复杂等问题,在二区沙二 1-2、4-6、7⁴-8¹ 和三区的坨 21、坨 30、坨 11 六个区块和单元进行补充完善,强化注采系统。对上油组正韵律沉积和下油组反韵律沉积的油层潜力分析到沉积韵律层,对上油组以非主力油层为主的单元潜力分析到每个油砂体,在充分认识特高含水条件下的潜力分布后,进行全面考虑,部署补充完善井。六个区块共计部署新井 201 口(油井 117 口、注水井 84 口),实施 157 口(油井 96 口、注水井 61 口)。

上述六个区块进行补充完善以后,调整效果明显,各单元水驱控制程度和注采对应率提高,单井产液量和单元综合含水率下降,单元日产油水平和可采储量增加。例如坨 11 南沙二 2-7 砂层组和坨 30 沙二 10 开发单元,完善了单元注采井网,单元调整以后开发形势明显好转。

“九五”期间,油田进入特高含水开发中后期,地下油水关系复杂,剩余油分布异常零散,开采难度越来越大。油田运用多种方法开展了油藏精细描述和剩余油分布研究工作,研究区覆盖石油地质储量 10 622 万 t,占油田储量的 25.5%。通过深入开展精细油藏研究,建立了特高含水期地层、构造、储层、流体模型。“九五”以后,运用精细油藏研究成果,选择剩余油相对富集的构造部位和沉积相带钻补充完善油井,以提高储量动用程度;选择注采对应率差、水驱控制程度低的部位钻补充完善水井,以提高水驱控制程度,改善水驱开发效果。1996 年至 2000 年 9 月,胜坨油田充分运用油藏研究成果,老区钻补充完善井 291 口,其中油井 141 口、注水井 132 口、更新井 18 口。这些井的投产一方面完善了单元的注采井网,增强了油田稳产基础;另一方面挖掘了油藏剩余潜力,弥补了产量的递减,291 口井累计产油 161.59 万 t,占总产油量的 10.19%。

3. 强化注采系统调整,优化完善注采结构

1) 加强注水结构调整,增加水驱控制储量

“八五”期间,注水结构的调整主要分四种类型:一是以转注为主的



整前后对比,日产油井由 1 026 口上升到 1 034 口,日产液由 113 396 t 上升到 117 840 t,日产油由 9 427 t 上升到 10 530 t,含水率由 91.7% 下降到 91.1%,油井平均动液面由 576.4 m 上升到 327.9 m,注采比由 0.85 上升到 0.94,收到了较好的效果。

与此同时,加大地质工艺力度,综合治理特高含水老油田,推广应用增注、增压泵 471 井次,累计增加注水量 365.8 万 m^3 。

“九五”期间,根据油藏研究成果,通过逐砂体、逐韵律层的深入细致的对比分析,对动用较差、注采关系不完善的潜力层(区),通过钻新井、转注等完善注采井网,全油田共转注 260 口井,增加日注能力 5.2 万 m^3 ,有 400 口油井见效,增加日产油能力 756 t。在转注完善井网的基础上,利用地质工艺综合配套技术搞好攻欠增注,加强潜力层、非主力层注水,控制强水淹井层注水。特高含水期间,对高渗透强水淹层实施调配压水措施 429 层段,控制注水 4 080 m^3/d ;对相对低渗透的弱水淹潜力层实施调配提水措施 857 层段,日注能力提高了 7 400 m^3 ;采取增注措施 322 井次,增加日注能力 19 320 m^3 。欠注层由 336 个下降到 145 个。油田注采对应率由 74.3% 提高到 76.1%,特别是潜力层注采对应率由 49.3% 提高到 60.1%,水驱控制储量由 78.2% 提高到 82.3%。

2) 调整产液结构,控制含水上升

在强化注水工作,对潜力层强化开采的同时,加大产液结构调整的力度。一方面,对含水较低、能量充足的潜力层采取提液措施。1991—2000 年新下电泵井 883 口,日产液量增加 9.345 2 万 t,日产油量增加 8 929 t。另一方面,对高液量、高含水、高耗能的低效电泵井采取转抽、改层措施,有效地协调了平面、层间产液结构不合理的矛盾。共处理低效电泵井 573 口,减少日产液量 79 727.7 t,日减少耗电量 89.39 $\text{kW} \cdot \text{h}$,日减少无功耗水量 7.88 万 t。这些低效井处理后,周围邻井注采关系得到了一定程度的改善,统计与之相邻的油井 540 口,拔电泵前后对比,日产液量由 84 353 t 上升到 85 864.5 t,日产油量由 3 477.5 t 上升到 3 576.9 t,综合含水率控制了 0.1%。

与此同时,选择具有一定潜力的井,采取补孔改层措施。1991—2000 年采取补孔措施 3 128 井次,日增液量 6.636 9 万 t,日增油量 1.502 8 万 t,有效地调整了特高含水期油田产液结构,使油田的无功耗水量减少,含水上升速度得到有效控制。油田年产液量由 1991 年的 5 143.84 万 t 控制到 2000 年的 5 023.84 万 t,再下降到 2002 年的 4 914.89 万 t,年产液量控制了 228.95 万 t;平均日产液量由 1991 年的 14.092 7 万 t 控制到 2000 年的 13.726 3 万 t,再到 2002 年的 13.465 4 万 t。

4. 采用不稳定注水方式,改善油层水驱不均衡状况

不稳定注水也称间歇注水或周期注水,就是周期性地改变注入量和采出量,在地层中造成不稳定的压力场,使流体在地层中不断地重新分布,从而使注入水在层间压力差的作用下发生层间渗流,促进毛管吸渗作用,增大注入水波及系数及洗油效率,提高油藏最终采收率。经过国内外不同类型油田的不断探索,该注水方式已成为高含水



藏数值模拟研究,选择了方案三作为现场不稳定注水方式,包括五个阶段,即:①全部强注;②停注严重水淹区层,强注中低含水潜力区层;③水井全部停注,进行枯竭采油;④恢复潜力区层正常注水;⑤全面恢复注水。并编制了现场试验方案,部署第一阶段试验时间为60 d,注采比由1.04提高到1.64;第二阶段时间为30 d,注采比由1.64下调到0.95;第三阶段试验时间为30 d,注采比由0.95下调到0.36;第四阶段试验时间为30 d,注采比由0.36提高到0.73;第五阶段试验时间为30 d,注采比由0.73提高到1.09。

现场试验取得了较好的效果,主要体现在以下三个方面:①实现了试验期间稳产,试验前与试验期间对比,日产油水平由123 t上升到141 t,综合含水率由95.5%下降到94.9%,产量月递减由4.3%下降到-3.8%,折算试验期间累计增油5 598 t;②注水利用率明显提高,试验前后对比,每采1 t原油需消耗的注水量由20.7 m³下降到13.5 m³;③水驱采收率有所提高,从驱替特征曲线和含水与采出程度关系曲线来看,试验后水驱效果明显改善,采收率由56.32%上升到58.62%,折算增加可采储量12万t。

5. 扩大堵水调剖应用规模,提高水驱油效率

“八五”期间胜坨油田以黏土、木钙和粉煤灰等堵剂为主导堵剂,在18个开发单元进行了堵水调剖现场试验,取得比较突出的效果。施工注水井121口,工艺成功率达93.8%;对应受效油井214口,施工前后对比日产液由43 019 t下降到42 888 t,日产油由2 465 t上升到2 757 t,日增油292 t,平均含水率由94.3%下降到93.6%,累计增油 7.4×10^4 t。其中胜二区沙二3单元整体堵水调剖先导试验获得成功,在方案优化设计、矿场施工配套及效果分析评价等方面进行了积极探索,为下一步矿场大规模推广应用提供了必要的实践依据。

“九五”以后,胜坨油田注水井调剖应用规模不断扩大。堵水站由“八五”初期的2个简易站发展到目前的9个密闭化、机械化的堵驱站,主要摆放在胜二区和胜三区的坨21、坨28、坨11南、坨30四个断块,控制了60个配水间的300多口注水井,具备年施工150口井、注入堵剂50万m³的能力,基本满足了集中、快速开展区块整体堵水调剖的需要。堵水网络已控制全油田31个注水开发单元、45套注水开发井网,覆盖地质储量24 476万t,占全油田储量的52.5%。

随着注入设备的不断改进,堵水调剖施工井数和投入逐年增加,“九五”以来共实施水井调剖工作量358井次,其中整体调剖单元15个,实施工作量539井次,注入堵剂117万m³,累计增油30.7万t。

大面积堵水调剖技术应用效果反映在以下两个方面:

(1) 注水井通过调剖后,注水状况明显改善。

① 调剖井启动压力普遍提高,吸水能力下降。

“九五”期间的358口化堵井调剖前后对比,平均注水压力由7.0 MPa上升到10.8 MPa,上升3.8 MPa;平均单井日注水量由288 m³下降到254 m³,下降34 m³;视吸水指数由41.1 m³/(d·MPa)下降到23.6 m³/(d·MPa),下降17.5 m³/(d·MPa);平均启动压力由3.2 MPa上升到6.8 MPa,上升了3.6 MPa。这充分表明调剖后由于高渗强吸水层启动压力提高、吸水能力下降,从而使全井吸水能力下降,水井强吸水层段水窜得到控制。

如ST1-2-81井,该井于2000年3月10日采用150 m³网堵剂进行了全井化堵。化堵前后对比,原来吸水较好的11-3层启动压力由5.8 MPa提高到6.5 MPa,吸水指数由93.5 m³/(d·MPa)下降为7



吸水指数由 $41 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ 下降为 $30 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ 。由于水井吸水状况得到调整, 井组 4 口受益油井见到了比较好的效果, 截止到 2000 年 12 月底, 累计增油 371 t, 且仍有效。

② 调剖井 PI 值升高, 油层渗透性差异得到调整。

水井 PI 值综合反映了油层渗透性状况。105 口调剖可对比井压降曲线反映出调剖后压力下降速度明显变缓, 平均 PI 值上升 $1.10 \sim 1.96 \text{ MPa}$, 这表明通过调剖, 油层大孔道或高渗透水窜层渗透性明显变差, 井间、层间渗透性差异得到调整。

③ 调剖井吸水剖面得到有效调整, 层间、层内吸水状况趋于均衡。

对近几年的 34 口化堵井可对比吸水剖面资料进行统计后, 得出 52 个高渗透井层调剖后每米相对吸水强度由 16.8% 下降到 11.6%, 而 92 个中低渗透井层每米相对吸水强度由 2.7% 上升到 6.4%。其中 18 个正韵律大厚油层调剖后每米相对吸水强度上部由 8.8% 提高到 17.4%, 下部由 28.6% 下降到 20.2%, 这说明通过调剖, 有效地调整了注水井层间、层内的吸水状况。

④ 示踪剂资料反映调剖后注水水窜速度变缓, 且液流方向改变。

如 ST2-1-19 井于 1997 年 1 月第一次注示踪剂, 1997 年 6 月 28 日至 7 月 11 日实施黏土双液法大剂量调剖, 1997 年 7 月第二次注示踪剂。从调剖前后对应两口油井两次示踪剂监测结果可以看出, 油井见剂时间延长、见剂量减少, 说明水井调剖后有效地抑制了水窜, 同时调整了注水流线。对应的两口油井见到了明显的效果。

(2) 对应井区生产形势变好, 控水稳油效果显著。

1996—2002 年的 539 口调剖井对应可对比油井 1 079 口, 调剖前后对比, 初增油能力为 490.9 t/d, 含水率下降 0.42%, 降水 3 204.6 t/d, 堵水井平均单井日增油 0.91 t, 累计年增油 30.5 万 t, 年均增油 5.12 万 t。统计 684 口对应油井中有 528 口井的含水有明显的下降, 调剖见效率为 77.2%, 平均含水率下降 0.46%, 日产油量上升 347.5 t, 生产形势稳升。可见, 堵水调剖促使地下生产形势明显好转, 控水稳油效果显著。整体堵水调剖治理, 1996 年以来单元水驱开发效果明显改善, 有关开发指标达到方案设计要求, 具体效果如下:

① 单元含水上升速度得到有效控制, 年均含水上升率控制在 0.6% 以内。

② 产量递减速度明显变缓, 年自然递减率均控制在 10.6% 以内。

③ 水驱采收率提高, 按水驱规律测算调剖后水驱采收率提高 3.2%, 增加可采储量 154 万 t。

6. 开展三次采油试验, 逐步探索提高采收率的途径

1) 开展“2+3”技术先导试验

“2+3”技术是指在多轮次充分调剖、充分发挥二次采油作用的基础上, 注入少量高效驱油剂, 既提高注入波及体积又提高驱油效率的一项提高采收率的有限度的三次采油新技术, 是二次采油向三次采油的过渡技术。该技术投入少产出多, 因而有着一定的推广应用前景。

充分调剖的结果, 可使少量高效的驱油剂