

确保“十四五”开好局 以优异成绩庆祝建党100周年

“十三五”高效开发油气田巡礼(二)

塔河十二区：树起超稠油开采标杆

□本报记者 王福全 通讯员 丁玉萍

塔河十二区是西北油田第一大区块，原油黏度高达10万毫帕·秒，在常温下呈沥青状，具有超深、超稠、高温、高压、高矿化度、高含硫化氢等特点，非均质性强，地质结构世界少有、国内仅有，开发堪称世界级难题。

“十三五”期间，西北油田采油二厂以提升储量动用程度、增强稠油开采效率为核心，全力推动塔河十二区效益开发，储量动用规模由2.16亿吨增至2.52亿吨，原油年产量由168万吨增至179万吨，累计产油878万吨，自然递减率由28.4%降至12.6%，采收率由15.7%提升至16.6%，盈亏平衡油价由61美元/桶降至38美元/桶以下。

采油二厂构建了以油藏区块目标管理为核心、缝洞单元差异化管理为基础、控水稳油技术为手段的油藏管理模式，形成了以地质概念模型为基础的精细注水、注气三采、复合措施挖潜技术序列，并创新了

“四线三定”缝洞型油藏精细刻画技术，完善了“终注源采、支注干采、低注高采”井网构建方法，有效提升井间储量动用程度。“十三五”期间，塔河十二区水驱控制程度由21.5%提升至40.5%，注水累计增油326万吨，注气累计增油51万吨，措施累计增油175万吨。

在控制自然递减率、提高采收率方面，该厂依托“十三五”国家重大专项示范工程及集团公司重大项目开展联合攻关，多项新技术达到国际先进水平。近年来，高压注水、调流道、调流速等提高采收率技术也取得突破性进展，增加可采储量由井向井间过渡，多项开发指标持续向好。

该厂围绕“井筒保温、地面升温、化学降黏、高效举升”的思路，形成一套完善的超稠油开采体系。其中，“矿物绝缘电缆+纳米保温油管”复合降黏技术实现稠油节流提效，单井日增油达20吨；首创电泵尾管悬挂技术、保护器升级技术，达到国际领先水平，油井检泵周期由562天延长至806天。



◀西北油田采油二厂在塔河十二区TH12264井开展“深部调流+过饱和扩容”新工艺先导试验。胡强 摄



▶胜利油田新春公司对春风油田油井实施高效措施。李琰 摄

林樊家油田：转思路转出新活力

□许庆勇

林樊家油田经过30多年开发，高含水井、低产低效井、报废井增多，井网控制程度较低，层间矛盾突出，开发效果变差。

“十三五”期间，胜利油田滨南采油厂开展剩余油分布规律和开发技术界限研究，优选废弃井侧钻完善井网，对高含水区实施微生物驱油，对出砂低产井实施大修防砂措施，林樊家油田自然递减率下降1.7个百分点，年产量保持平稳。

立足井网完善，筑牢水驱稳产基础。他们树立“扶一口长停井就是低投入投产一口新井”理念，分区块、分层系、分单井开展停产停注井大调查，加大治理力度，盘活存量资产，“十三五”期间共扶停油井46口，扶停注水井24口，恢复水驱储量815万吨。

深化储层认识，挖潜井间剩余油。面对油藏采出程度不均衡的问题，他们运用储层精细对比、数模建模等技术，结合钻井、生产、测试、监测等资料重新认识油藏，

摸清层间动用状况及潜力。他们对流线流场未波及区域完善井网，对井网不完善区域恢复流场，对动用差井区重建流场，“十三五”期间实施了林东块和林中9块两个整体调整方案，在井间潜力区部署零散井51井次，新增年产能4.6万吨。

转换开发方式，提高水驱油效率。林中9块馆陶组属于薄层水驱稠油油藏，部分油井含水率升至90%以上，常规注采调配效果变差。他们开展剩余油分析，积极攻关探索冷采降黏、微生物驱油技术，实施复合激活剂体系+外源菌体系混合驱油工艺，缓解了层内层间矛盾，且投入少、见效快，实现林中9块产量升、含水降的目标。

调流线扩波及，均匀动用层间储量。林樊家油田储层展布变化快、非均质性强，实施水井增注、油井提液措施，易形成水线突进造成恶性水淹。技术人员针对流线差异小、主次分明、固定难调等不同特征，实施组合调控、周期注采、注采耦合，以及调参引流线、卡封堵流线、增注推流线等调流场技术，自然递减率下降1.7个百分点。



◀胜利油田滨南采油厂员工巡查林樊家油田油井。许庆勇 供图



▶河南油田采油一厂技术人员精细对比双河油田地层。王慧慧 摄



◀胜利油田河口采油厂技术人员现场落实陈家庄油田371-p88井组掺水情况。吴木水 摄



◀江苏油田采油一厂员工精心维护永安油田设备。杨娟 摄

春风油田：技术创新春风徐来

□李琰 刘海龙

“科技助力，增储上产。”回顾春风油田10年发展历程，胜利油田新春公司经理董臣强说，新春公司依托技术创新，摸索出一套完备的西部开发模式。

春风油田位于准噶尔盆地西部车排子地区，是典型的低品位超稠油油藏，埋藏浅、油层薄、丰度低，黏度高达2万~9万毫帕·秒，冬天凝结起来像块石头，踩几脚都不会变形，夏天会卷起来跑走。在前期开发过程中，新春公司始终无法解决热采中的热损失问题。

对此，在国内外无成熟技术可借鉴的情况下，新春公司创新提出蒸汽与气体、化学剂混合注入的技术思路，创新形成了浅薄层超稠油HDNS（水平井+降黏剂+氮气+蒸汽）技术，实现厚度4~6米、黏度9万毫帕·秒超稠油的效益建产，建成百万吨年产能。他们还配套了水平井防砂免钻完井一体化、注汽水平泵采油一体化技术，解决了高效开发难题。

“十三五”期间，新春公司持续深化技术创新，针对老区高轮次蒸汽吞吐递减大、高含水井增多、采收率低等问题，通过深化应用HDNS复合采油技术、分类治理高含水井、攻关接替技术，实现产量持续攀升。近几年来，随着油藏条件变化，他们拓展形成VDNS（直井+降黏剂+氮气+蒸汽）技术，实现由单层向多层、超稠油向特稠油的高效动用，年产油量持续攀升到120万吨。

在做好稠油热采低成本开发的同时，新春公司还开辟了石炭系火山岩和沙湾组稀油产能建设新阵地。他们对沙湾组稀油应用隔热管+高温电缆技术，既解决了清蜡问题，又提高了生产时率。同时，他们将数模与实践相结合，提高了稀油管理水平。

10年来，春风油田实现高速高效开发，产量稳中有升，其中“十三五”期间年均产油超百万吨，年均含水上升率仅为0.4%，措施有效率达到98.2%，油井免修期达到834天，盈亏平衡油价降至29.31美元/桶，收到了很好的开发效果。

双河油田：因层制宜精准“撒网”

□本报记者 常换芳 通讯员 王慧慧

双河油田是河南油田主力区块，储量有1亿吨，占采油一厂总储量的一半以上。自1977年12月投入开发以来，该油田先后经历了天然能量开发、全面注水开发、层系细分、井网两次加密调整、三次采油等阶段，如今剩余油高度分散，油层含水率高达97%，基本上是井井高含水、层层高含水。

“十三五”期间，采油一厂在双河油田累计部署新井26口，新建年产能2.86万吨，年均自然递减率控制在10%左右；年均实施措施130井次，累计增油2万吨；探索形成了隐蔽油藏识别技术，增储248.2万吨，各项开发指标持续向好。

双河油田剩余油主要集中在构造复杂的厚油层中、低渗透段，而且多在主力油层边部和非主力油层。技术人员把研究对象精细化到每一个小层、每一个砂体，重构开发单元，针对不同类型开发单元采取不同开发对策，在不同油层捞不同的“鱼”，在超高

含水老油田打出了一批日产油大于15吨的高产油井。

“注水是提高双河油田采收率最经济的手段。注水工作抓得好不好、抓得牢不牢、抓得紧不紧，直接关系稳产基础，直接关系开发效果。”采油一厂总地质师孙宜丽说。

经过40多年注水开发，双河油田地层水淹严重，寻找富油区就像从汪洋大海中寻找为数不多的“鱼群”，必须精准“撒网”。技术人员分层系完善井网，让注水能够精准到达目的油井，有效延缓老井产量递减，其中双河Ⅲ1~2油组自然递减率连续5年下降。

对难动用储量，技术人员精细控制三次采油过程，先后开展了三元复合驱重大先导试验、高温聚驱重大先导试验、小断块油藏聚合物驱先导试验等多类化学驱矿场试验，探索攻关高采出程度高含水油藏大幅提高采收率技术、油藏温度大于85摄氏度Ⅲ类聚驱油藏提高采收率技术。目前，双河油田采收率稳步提升至46.68%。

滨州油田：问题解决就是潜力

□许庆勇

滨州油田于1967年投入开发，是胜利油田滨州采油厂“最年长”的油田，也是该厂水驱油藏效益稳产的主阵地。

经过长期开发，滨州油田油水井并举变差、报废井增多，加之城市建设等因素影响，停产停注井增多，造成单元动态井网不完善，部分低渗单元注水困难，水驱储量控制程度低。

“十三五”期间，该厂强化“问题就是潜力”意识，通过补好网、注好水、治低效，推动滨州油田驶入效益开发快车道。

针对井网不完善的问题，该厂强化剩余油研究分析，利用老井侧钻，在非主流线部署高效井位，完善注采井网；强化水井分层，优化酸化工艺，提高层间动用程度；通过矢量化部署井网，采取大修、二次完井等措施恢复井网，提高水驱效率。“十三五”期间，滨州油田共计实施零散、更新、侧钻36井次，自然递减率下降1.5个百分点，新增经济可采储量49.2万吨。

针对地层能量弱的短板，该厂牢固树立“油水并重、以水为先、油水联动、统筹推立”理念，牵住注水“牛鼻子”，提出压驱增压注水方案，让井组注上水、注足水、注好水，筑牢可持续发展基础。滨州660块、滨州5块两个井组水井实施酸化攻克增压注水后，日注能力由9立方米提高至72立方米，对应井组由低效变高效。

针对单元效益低的弱项，他们深入摸排低渗油藏剩余油潜力，在滨州649块优选19口井实施酸化解堵，日产油量由67吨提高至95吨，累计增油5500多吨，甩掉了低效的帽子。

针对井网不完善的问题，该厂强化“观念认识水平有多高，扶长停井的潜力有多大”理念，摒弃“高含水井无潜力”观念，树立“高含水井有低含水层”“高含水层有低含水区带”理念，利用动静态资料，逐井、逐层分析潜力，优选难度小、效益高的工作量实施。近3年来，滨州油田共扶停油井66井次、扶停注水井42井次，增加经济可采储量156万吨。

陈家庄油田：“愁”油田变为效益田

□赵娟

2020年，胜利油田河口采油厂陈家庄油田完成产油44.4万吨，自然递减率比2019年下降1.78个百分点，盈亏平衡点降至35.3美元/桶。至此，该油田连续5年稳产44万吨，“愁”油田变成效益田。

陈家庄油田以稠油开发为主，稠油特性带来盘根磨蚀、管线穿孔等问题，使稠油田成了“愁”油田。

“油稠人不能愁，我们从技术创新、精细管理等方面入手，深化油藏经营理念，推动稠油效益开发。”该厂采油管理七区经理郎明才说。

最近，陈373-P141井完成高干复合转固措施，周期增油超过1500吨。“十三五”期间，管理七区优选实施HDCS（水平井+降黏剂+二氧化碳+蒸汽）、高干复合气等高效措施，共实施转固工作量700余井次，累计增油32.6万吨，其中特殊工艺措施工作量达280井次，有效缓解了自然递减。

同时，管理七区还与注汽服务等专业单位开展“优质优价”合作，摸索市场化风险合作模式，对低效或风险转固井实施风险承包，按投入比例进行效益分成。

两年来，陈家庄油田注汽干度由73%提高到80%以上，单井平均提效10万元，实现双赢。

陈373-P141井完成高干复合转固措施，周期增油超过1500吨。

“十三五”期间，管理七区优选实施HDCS（水平井+降黏剂+二氧化碳+蒸汽）、高干复合气等高效措施，共实施转固工作量700余井次，累计增油32.6万吨，其中特殊工艺措施工作量达280井次，有效缓解了自然递减。

同时，管理七区还与注汽服务等专业单位开展“优质优价”合作，摸索市场化风险合作模式，对低效或风险转固井实施风险承包，按投入比例进行效益分成。

两年来，陈家庄油田注汽干度由73%提高到80%以上，单井平均提效10万元，实现双赢。

“十三五”期间，管理七区优选实施HDCS（水平井+降黏剂+二氧化碳+蒸汽）、高干复合气等高效措施，共实施转固工作量700余井次，累计增油32.6万吨，其中特殊工艺措施工作量达280井次，有效缓解了自然递减。

同时，管理七区还与注汽服务等专业单位开展“优质优价”合作，摸索市场化风险合作模式，对低效或风险转固井实施风险承包，按投入比例进行效益分成。

</div