

## 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(一)

### 编者按

“十三五”期间,国内上游油气开发系统深入贯彻习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略和系列重要指示批示精神,坚决落实集团公司党组构建“一基两翼三新”产业格局的部署,积极推进大力提升油气勘探开发力度七年行动计划,聚焦稳油增气和增加经济可采储量,坚持勘探开发一体化、地质工程一体化,统筹当前与长远,持续优化部署方案,扩大效益建产规模,强化老区稳产基础,加大难动用储量有效开发和提高采收率技术应用力度,攻坚克难、提质增效、降本增效,实现了“十三五”圆满收官,涌现出一批高效开发油气田。本版将陆续报道这些油气田的高效开发经验,敬请关注。

## 埕岛油田:年建产能超10万吨

□陈杰

埕岛油田是集团公司重要的海域原油生产基地。“十三五”期间,胜利油田海洋采油厂通过新井提产能、控水增油和油藏经营承包,实现埕岛油田年建产能保持在10万吨以上,海域原油年产量从312.4万吨增至344.4万吨。

埕岛油田采取多层合采开发,各小层压力差别大、井段跨度长,导致钻井周期长、油层保护难。技术人员积极构建局部注采井网,恢复地层压力,配套形成海域钻完井核心技术,平均单井钻井周期压缩到35.8天,平均单井产能达到50吨/日。

该厂还对标先进钻井技术,实现产能建设提速提效。2020年,埕岛油田东区产能建设方案优化设计新井33口,其中埕北251GB-2井钻遇油层180米,创海域定向井钻遇油层段最长纪录。

零散调整井是提产能的主攻点。“十三五”期间,该厂分四批实施零散调整井24口,合计新建年产能16.6万吨。其中,

2020年第四批零散井投产的3口大斜度井平均钻遇油层50米,平衡油价降至30美元/桶以内。

埕岛油田以注水开发为主,“十三五”期间,技术人员将馆陶组小层由26个细分到39个,描述油砂体478个,完成了13个区块2.37亿吨水驱储量的模型化全覆盖。在此基础上,他们通过油水井补孔、油水井井别转换扩波及等方式完善井网。

“十三五”期间,该厂建立“3个对比找差异,6种组合找方向,5个优化定措施”的配注模式,实现以井层为单元的精细配注,年均注采调配300井次以上,2020年增油6.2万吨。

该厂还推动科研单位与采油管理区签订油藏经营承包合同,靠提供优质技术服务争绩效。在埕岛油田东区产能建设方案设计中,科研所先后开展8轮研讨,优减平台1座、新井15口,减少投资3亿元以上。在埕岛油田东斜坡,技术人员转换油水井井别,完善局部注采井网,使海三采油管理区增储34万吨、增产2220吨。

## 埕东油田:精准施策化解“三高”

□邢娜

年稳产44万吨,采收率从38.2%提高到41.8%,盈亏平衡油价降至29美元/桶。这是胜利油田河口采油厂埕东油田给出的“十三五”效益答卷。

埕东油田已开发40多年,高采收率、高采出程度、高含水,导致措施挖潜难、控制递减难、有效动用难、提高采收难。

对此,河口采油厂采油管理一区坚持问题导向,精细工艺研究,针对不同类型油藏精准施策,全力推进效益开发。

有水才有油,精细注水是解决埕东“三高”问题的良方。针对水驱油藏综合含水高、采出程度高、剩余油高度分散问题,该区打破“大水漫灌”思路,实施层间挖潜、平面转流场,探索多级分段细分注水工艺,让水驱能量向潜力层流动,使原来“吃不饱”的小层解决了“温饱问题”。2020年,他们在埕东东区开展层间挖潜7井次,年增油0.6万吨;新增细分注水井组5个,累计增油840吨。

## 孤岛油田:向高含水期要高产

□李超君 伦恒启

孤岛油田于1972年投入开发,至1992年综合含水率突破90%,到如今28年过去,综合含水率仍控制在93%以内,目前年产量在230万吨以上,连续7次被评为集团公司“高效开发油田”。

孤岛油田油藏具有原油黏度高、非均质性强等特点。“十三五”期间,胜利油田孤岛采油厂树立“所有储量都能有效动用”“高含水期也是老油田高产阶段”等理念,努力攻关转型开发技术,稠油由高投入、低效益的热采开发向“冷热兼顾”转变,后续水驱由单一注水开发向“堵调结合”的“转井网+非均相复合驱”转变,有力推动老油田高质量可持续发展,原油产量基本保持稳定,油田采收率提高3.2个百分点,盈亏平衡油价控制在40美元/桶以内。

该厂强化勘探开发一体化融合,精细储层描述和含油气性识别,精髓刻画断裂带,老油田“镶边”新增探明储量近400万吨,新建年产能10万吨。

同时,该区通过“自主创新+引进吸收”,逐步建立起适合埕东油田的工艺技术体系。

“十井九淹”是埕东西区的开发现状。强底水侵入让油井变水井,加之原油黏度大导致“水快油慢”,增加了注水开发难度。

“住住一口新井投产没多久,含水率便升到很高,单井效益越来越低。”技术人员表示,为降低含水上升速度,他们先后尝试微生物降黏、化学吞吐降黏及水平井堵水等措施,但效果均不理想。2020年,他们开展“注油溶性降黏剂+二氧化碳+氮气”复合工艺试验,埕侧平69井已稳产9个月,累计增油近600吨,投入产出比达1:2.7,已累计实施27口井。

针对埕东稠油油藏开发时间短、采出程度低、剩余油丰富的特点,他们实施高干度复合气吞吐工艺,提高周期热采效益。埕南12~平11块实施该工艺,虽然成本增加,但效益可观,投入产出比达1:3.4。该区共优选7口井实施高干复合气吞吐工艺,周期累计增产逾千吨。

水驱是效益稳产主阵地。该厂由“寻找剩余油”向“寻找极端耗水带”转变,由高投入向低投入转变,形成了主力层调井网转流线、非主力层建矢量井网增流线的精细注采调整技术,利用定向大修、老井侧钻等低成本技术加大关停井、套损井治理力度,累计恢复失控储量280万吨,平均单井节约成本300万元。

孤岛稠油注汽开发年产量保持在100万吨以上,但进入高轮次吞吐阶段,热采效益降低。他们强化油藏分类管理,对封闭稠油实施复合吞吐工艺,对水侵稠油实施边部排液、内部堵调措施,对低含水井区实施一注多采轮换注汽措施,并积极探索微生物降黏等非热采增产措施。

化学驱是孤岛油田长期高产稳产的重要支撑,“十三五”以来,针对没有新储量投入、主力项目均进入递减阶段的实际,他们树立“平面每口油井均可受效、纵向各层段均应高效”的理念,提高注聚质量,完善化学驱大段塞提高采收率技术,实现高效开发。



胜利采油厂对胜坨油田油井实施高效作业。 李军 摄



胜利油田海洋采油厂员工巡查埕岛油田油井。 任海军 摄



塔河六区TK6130井酸压作业现场。 丁玉萍 摄



技术人员分析埕东油田油水井工艺方案。 邢娜 摄



中原油田文卫采油厂员工巡查文明寨油田油井。 赵奕松 摄



江汉油田坪北经理部员工维护抽油机。 吴杰华 摄

## 胜坨油田:老区块犁出新活力

□李军 李芳芳

“十三五”期间,胜利采油厂做优增量、做实存量,有效夯实胜坨老油田稳产基础、增强了油藏经营活力。

增量方面,该厂坚持高效滚动、优化评价部署,强化合作开发,推进高效勘探规模建产。

技术人员通过沉积成藏再认识、储层描述再精细、断裂系统再刻画,在岩性油藏、砂砾岩油藏、老区中浅层每年都有新发现,“十三五”期间新增控制储量超千万吨,新建年产能7.8万吨。

该厂还积极参与胜利油田未动用储量开发运营权流转,获得14个区块近3000万吨储量开发运营权,已实现6个区块有效动用,动用储量322万吨,建年产能3.1万吨。

存量方面,该厂创新实施层系轮替调整,对潜力较大的层系优先动用,潜力较小的层系先培养、后动用,让每口老井在每套层系都能发挥最大创效能力,累计调整单元5个,覆盖地质储量3627万吨,增油超3

万吨,增加经济可采储量109万吨。其中,在坨七沙二3~7砂组实施层系轮替调整后,收到日产油翻番、含水率下降的良好效果。

该厂还以转流线、控递减为目标,强化注采流线分析,持续调整注水产液结构,水驱油藏日产液量由“十二五”末的12万吨降至11万吨,含水上升速度减缓,地层能量基本保持稳定,胜坨油田年自然递减率逐步降至8.4%。

技术人员构建措施储备库,把措施超前培养、储备和跟踪注采调整融为一体,提升措施效益;稳步扩大化学驱规模,非均相复合驱取得突破,化学驱年增油量保持在10万吨以上,已累计增油265万吨,提高采收率4.8个百分点。

此外,该厂扩大高效零散新井和侧钻井规模,提高水驱储量控制与动用程度。与“十二五”相比,零散、更新、侧钻井数占比由22%提高到61%。通过超前储备新井、全过程节点监控,以及地质、工艺、地面一体化运行,该厂“十三五”新井运行时率达到230天,较“十二五”高出20天。

## 塔河六区:系统研究地下岩溶

□本报记者 王福全  
通讯员 丁玉萍 熊毅

2020年,作为西北油田提高采收率高效开发示范区,塔河六区圆满“收官”:产油28.1万吨,自然递减率13%。

“十三五”期间,塔河六区措施有效率提高11.3个百分点,吨油单位操作成本降低16.9%,盈亏平衡油价降低19美元/桶,采收率由22.3%提高至24.8%。

塔河六区属于碳酸盐岩风化壳复合岩溶油藏。“十二五”末,该区块面临低产低效、停产井比例高等问题。西北油田采油二厂多措并举提升区块效益开发能力。

该厂率先采用岩溶系统研究思路推动产能建设,即以系统思维认识缝洞间关系,通过关键要素串联,对岩溶系统结构精细描述,从而充分认识储量分布、动用状况,指导开发部署,实现由单洞开发转向体系开发,由单点提高采收率转向系统提高采收率,扭转了老区布井难的局面。近两年,塔河六区投产新井29口,新增经济可采储

量89万吨,提高采收率1.9个百分点。

技术创新方面,该厂半定量表征缝洞连通程度,推广调流道改善水驱技术,并探索单井注氮气吞吐、井组注氮气驱油技术,分类完善不同油藏水驱、气驱一体化井网,5年来塔河六区水驱控制程度由63.4%提升至75.2%,自然递减率由16.3%降至13%。

TK6114井位于S80主干断裂,底水锥进后注气治理无效。2020年5月,技术人员对该井实施深部断控岩溶堵水作业,通过橡胶颗粒、树脂、高温冻胶复合工艺堵水,使单井含水率由100%降至65%,日增油9吨。

技术人员还应用控缝高、延缝长储层改造技术提高远井储量动用程度,应用定向选择性堵水技术提高井周储量动用程度,以油溶性降黏、催化降黏、物理降黏复合降黏工艺替代渗稀工艺,以广泛应用大排量抽稠泵、螺杆泵高效举升技术提高生产效率,形成了地层—井筒—地面系统完整配套的高效技术体系。

## 文明寨油田:精细开采“迷你黑金”

□本报记者 于银花  
通讯员 解连彬 姚青敏

10.8平方千米里断块多达218个,单井钻遇断点5个以上;93.6%的储量集中在面积小于0.3平方千米的断块内……位于中原油田东濮老区的文明寨油田是极复杂断块油藏,开发难度极大。

“十三五”以来,文卫采油厂精细地质研究、精细注采调控,形成了一套从地下到井筒、地面的立体低成本开发技术,文明寨油田新增经济可采储量65.7万吨,采收率提高1.1个百分点,自然递减率控制在12%以内。

“经过近40年开发,大断块已开发殆尽,这几年主要是精细构造研究,识别10米以下小断层,摸清地下每个‘小房间’的‘家当’。”该厂副厂长夏朝晖说。

如何发现一块块地下“迷你黑金”?技术人员应用主测线加大密度、多方向手工剖面、相干体切片、地震属性提取、动静验证等多种手段,结合三维地质建模,精细描述低序级断层,最小能识别3米的断层。

水井明18侧井注水,对应油井始终不见效,技术人员精细对比地层,发现油水井间有一条3米的小断层“作梗”,重新完善注采关系后,对应油井日增油5吨。

“十三五”期间,技术人员在文明寨油田重新识别断层35条,新解释小断层18条,新增小断块8个,据此完善井网,提高水驱控制程度2.3个百分点。

文明寨油田剩余油水淹级别高达90%以上,技术人员细分水淹级别,在许多过去认为没有潜力的地方找到了新潜力。

明1西块沙二上2的9号层水淹级别高,技术人员将该层细分成3条小层,发现顶部物性变差区剩余油富集,实施补回采措施后,初期日增油5.9吨。

文明寨油田储层物性好、注采反应快,该厂探索形成变强度注水、脉冲注水、周期注水、注采耦合、分层不稳定注水和复合调流场注水6种不稳定注水模式,在不增加成本的情况下,单井优化注水方式,就使年增油量从过去的2000吨增至2020年的6000多吨。

## 坪北油田:瞄准油价合理动用储量

□本报记者 雷丽 通讯员 吴杰华

“十三五”期间,江汉油田坪北经理部牢固树立低成本开发理念,扎实推进高效产能建设、老区控递减、精细开发管理工作,大力实施井网细分重组、周期注水,攻关提产能技术,打造了低渗透油藏高效开发标杆。5年来,坪北油田累计产油72.8万吨,新井单井产能达1.5吨/日,为“十一五”以来最高水平,老井自然递减率下降1个百分点,采收率提高1.2个百分点。

坪北经理部推进地质工程、生产科研一体化,优化产能建设方案做优增量,细分层系重组开发井网做实存量,努力提高各层系储量动用率和采收率。他们每年横向分单元、纵向分砂组,评价储量品位及动用状况;依托技术进步对动用差、品位低的储量开展评价,深化油藏认识,动态调整评价结果,3745万吨探明储量实现全部动用;适时科学调整动用策略,在观念上不强化上产会战、不依赖投资拉动,而是在满足投

资基准收益的前提下,视油价高低,合理开发不同类型、不同品位储量,增强了储量动用效果。

注水是最经济有效的增产措施。该经理部遵循“三低”油藏开发规律,力争注够水、注好水,实现控水稳油。他们总体上强化注水,做好油藏压力动态监测,合理调整注水量,注采比始终保持在1.6~2.0,地层压力呈现稳中有升良好态势。他们学习先进经验,开展周期注水试验,根据地层压力保持情况,将各井组分为盈余、平衡、亏空三种类型,结合含水率高低,确定不同的注水周期、频率和配注量,区块水驱控制程度增加,年自然递减率逐步降至6.96%。

2020年,该经理部综合论证成本、产量、效益最佳匹配关系,结合施工队伍紧俏的实际,增加工艺简、见效快、效益高油井非进攻性措施比例,优先实施油井合采、分采措施,并形成超导热洗+刮蜡杆井筒管理技术,油井平均免修期达1188天、检泵周期达1887天,持续保持先进水平。

高效开发的孤岛油田。 包卫华 摄