



□本报记者 徐永国 王维东
通讯员 徐海峰 杨 静 许庆勇

在200万吨年产量榜上,胜利油田即将迎来新的晋级者——2025年,滨南采油厂主动加码,立下2026年“重上200万吨”的誓言。

从197万吨到200万吨,看似一步之遥,但对于步入花甲之年的老厂而言,背后潜藏着决策者诸多考量:既有对发展定位的深刻把握,又有对开发理念的辩证思考,更有对端牢能源饭碗的深谋远虑。

决不满足于“调节阀”的定位,而是立志打造油田战略“增长极”

滨南采油厂着力形成“一主两重多极”能源发展格局,保持进击姿态,冲击“200万吨”只是起点,“十五五”期间产量储量将始终“箭头向上”

今年初,滨南采油厂职代会宣布:2026年产量“重上200万吨”。

消息一出,有人感到振奋,有人心里打鼓,“廉颇老矣,尚能饭否”?

产量递减是油藏开发正常规律。自1965年10月11日滨南油田发现并滨二井喜喷工业油流起,经过60年勘探开发,滨南采油厂稀油年自然递减率为8.5%、稠油年自然递减率则高达35%,每年老井产量自然递减三四万吨,通过新井和老井措施弥补递减早已举步维艰,遑论增产?

在“十三五”低油价时期,滨南采油厂原油年产量从“200万吨”梯队掉队,“十四五”期间一度滑到187万吨的低谷,曾连续两年未踏上年度台阶,一度拖累油田总产量。

但滨南采油厂也有辉煌过往,曾经扮演着胜利油田产量大盘“调节阀”的角色——一旦产量告急,首先想到的是让滨南采油厂挑大梁,“地主家有余粮”,地位不可小觑。

一时跌落“神坛”,并不代表没有重振雄风的可能。冲击“200万吨”,胜利油田副团级地质师、滨南采油厂党委书记姚秀田胸有成竹:坐拥5亿余吨储量,采出程度20.8%,而同等规模、同样类型的兄弟单位储量采出程度高达40%以上,这是差距,更是潜力。

“储量相当,开发时间相当,孤岛、胜利两个采油厂累计产油分别超2亿吨,而滨南厂累计产油仅超1亿吨。”丰厚的资源家是姚秀田最大的底气。

冲击“200万吨”只是起点,在滨南采油厂的发展规划里,“十五五”期间,产量储量将始终“箭头向上”,盈亏平衡点不断下探,采收率大幅提升。

保持进击姿态,既是对资源潜力客观评估的现实抉择,更是端牢能源饭碗的历史主动,“就像一枚只能前进、不能后退的卒子,只有跨越200万吨这道楚汉分界线,卒子才有更大威力”。

“200万吨”,更是对发展定位的重新审视,滨南采油厂决不仅仅满足于“调节阀”的定位,而是着力形成“一主两重多极”能源发展格局,即以常规油藏为主,坚持常规与非常规并重,稠油、断块、低渗、页岩油、新能源多极发展,立志打造胜利油田增储上产的战略“增长极”。

一味套用公式、形成路径依赖,无异于油藏开发的“形式主义”

要用发展的、辩证的眼光看待油藏开发,发现新情况、明确新任务、收获新认知,创造新理论、提出新理念、指导新实践、开创新局面

事实上,真正限制油藏开发的往往不是

曾经是产量大户的胜利油田滨南采油厂在“十三五”时期从“年产200万吨”梯队掉队,今年他们立下2026年“重上200万吨”的誓言,通过解放思想、更新理念,解放储量、释放潜力,目前日产量增长到5500吨以上的高位,已提前踏上年产量200万吨的进度条

从产量“调节阀”到战略“增长极”



资源,而是思想。

姚秀田说,世界上没有放之四海而皆准的理论,搞开发不能刻舟求剑,油藏开发是动态变化的,曾经赖以成功的开发理论到了开发后期就有了局限性。

60%,是实验室里得出的水驱油藏驱油效率极限。可开发实践证明,只要油藏过水倍数足够大,驱油效率可以高达80%以上,突破了传统认知的极限。

任何理论、理念、思路,如果一成不变,无异于抱残守缺,可能给开发套上枷锁。姚秀田说,开发工作者既要用现有的技术理论和理念思路开发油藏,又要跳出这个圈子,用发展的、辩证的眼光看待油藏开发,发现新情况、明确新任务、收获新认知、创造新理论、提出新理念、指导新实践、开创新局面。

热采是稠油开发的主流技术,利用高温蒸汽给稠油“蒸桑拿”,降低其黏度,从而得以流动,“稠油开发初期,降黏提高流动性是核心,到了开发后期,主要矛盾变成地层能量不足,没有能量就没有产量,长时间注少采多,地层能量衰竭,即使注入再多蒸汽也是徒劳。”滨南采油厂地质所党总支书记说。

注水开发初期,油藏含水率低,提高采收率主要致力于提高微观的驱油效率与水驱波及体积。进入特高含水后期,特别是低采出程度的复杂断块油藏,开发主要矛盾转向宏观的层间,一味套用公式、形成路径依赖,无异于油藏开发的“形式主义”。

冷热不均,是滨南采油厂新老井呈现的另一番场景:一边热衷打新井,一边又对老井管理重视不足。结果是,每年投产170多口新井,可年末总开井数没增长,“意味着同等数量的老井躺井,相当于‘狗熊掰棒子——白忙乎’”。

基于这些认识,2024年,滨南采油厂解放思想、转变观念,系统梳理出“强注采增可采、控躺井增开井、提时率降递减”“低部位注水高部位采油,单井采单层”“开发工作就是找差异”等16条勘探开发新理念新思路,用新理念新思路指导新实践。

“多个层合采的产量,竟然抵不过一个层的产出?”

新“三板斧”见效显著:多层合采变单井采单层,拉大井距,低部位注水、高部位采油,构建单层开发井网,可以有效化解解端耗水问题

滨南采油管理五区副经理李变的认知被彻底颠覆了。

年过“五旬”的滨3块,含水率高达94.6%,30口油井普遍多层合采,日产油量43吨。2025年,滨南采油厂对滨3块实施新“三板斧”调整:多层合采变单井采单层,拉大井距,低部位注水、高部位采油,区块含水率下降4.7个百分点,日产量则大幅增至119吨。

“多个层合采的产量,竟然抵不过一个层的产出?”滨3块的逆袭,让李变感觉到了“降维打击”。

多层合采“1+1>1”,是传统开发的认知误区。殊不知,地下油藏各个层之间具有差异性,多个层合采,高渗透层因供液能力强、生产压差大,会抑制低渗透层的生产,从而导致其潜力无法充分发挥。而单井采单层能够最大限度释放储层潜力,让层尽其能、并尽其力。

“采油好比捕鱼,合采变单采相当于给鱼分池子,拉大井距相当于织网,低部位注水、高部位采油就是把鱼赶到网里来。”手握新“三板斧”,李变稳坐钓鱼台。过去,哪里有余剩油,她就追到哪里“甩竿”,难免有漏网之鱼;如今,即使剩余油普遍分散,也可被

一“网”打尽。

“重在授人以渔。”姚秀田深谙捕鱼之道:开发早期,通过面积井网注水驱油可以获得较高的采油速度;进入开发后期,剩余油高度分散,井网固化,极易形成极端耗水,驱油效率大打折扣。拉大井距,构建单层开发井网,可以有效化解极端耗水问题。注水的目的不只是为了驱油,更重要的是为了补能,形成人造压力场,促使剩余油向油井端扩散运移。

“高含水是一种现象,更是一种假象。”姚秀田说,区块高含水不等于每口井都高含水,油井高含水不等于每个层都高含水,单一方面高含水不等于每个方向都高含水。

高含水的断块油藏,曾经让滨南采油管理八区经理杨志浩很是尴尬:明知道地下有50%、60%的剩余油,奈何就是束手无策,水井增注,油井就被水淹。

与其“临渊羡鱼”,不如“退而织网”。利29断块油藏含水率高达97.9%,采出程度

34%,2025年,管理区实施新“三板斧”开发调整后,区块日增液146吨、增油15吨,含水率反降到94.8%，“说明高含水断块仍有强注提液潜力”。

今年以来,管理八区产量一路扶摇直上,日产量从569吨蹿升到743吨。眼见产量蹭蹭增长,杨志浩更加痴迷于油藏地质研究,办公室案头放着一摞测井图,公文包里随身带着一查小层平面图,一有空就拿起这些图纸研究,哪些油井可以改单层开发,哪些水井还能增加注水量。他给自己设了一个“小目标”——年末日产量翻番。

一切好像都在潜移默化中发生了变化。目前,滨南采油厂日产量增长到5500吨以上的高位,已提前踏上年产量200万吨的进度条。

“从滨二井再出发,200万吨只是新起点。”指着地质图上一片片红色的勘探开发区域,姚秀田信心满满:未来几年,递减率实现负增长,老油田实现“逆生长”!



胜利油田滨南采油厂对利29块实施低部位注水、高部位采油、单井采单层,见到含水降、产量增的好效果。
廖 梦 摄

评论

老油田开发后期需要新开发理论支撑

□胜利油田副总地质师、滨南采油厂党委书记 姚秀田

大庆油田研究院提出超越权威、超越前人、超越自我的“三超”精神。超越权威,就是尊重权威、借鉴权威、不迷信权威,对特定条件下形成的权威论断创新发展,在质疑和挑战中寻求真理;超越前人,就是学习前人、继承前人,解决前人没有遇到、没有想到、没有解决的问题,在前人基础上勇闯新路;超越自我,就是挑战自我、突破自我,不断追求更高的目标,在科研实践和自我完善中砥砺前行。

既然油田开发是一门实践科学,那么早期的开发理论还能不能适应老油田开发后期的开发特点?能不能指导目前的开发工作?以提高采收率公式为例,传统采收率理论建立在宏观波及系数、低注入倍数驱油效率的基础上,在体现特高含水后期驱替特征上有一定局限性。驱油效率传统认识基于相渗实验注水30至50倍,水驱油效率45%至60%。但矿场实践表明,驱油效率可以突破传统认识极限,过水倍数足够大,驱油效

率可以达到80%以上。这是以前不敢想象的,打破了传统的认知。实验室做不出来的实验,因为它需要长时间、几万倍的过水倍数。

有油田专家在已有的波及系数、驱油效率基础上引入孔隙波及系数,认为提高孔隙波及系数,采收率就会提高。但对于进入开发后期的断块水驱单元,层内正韵律、非均质导致底部水洗而顶部剩余油比较富集,或者夹层遮挡导致剩余油富集,优势渗流通道内剩余油已经所剩无几。因此,首要并不是提高孔隙波及系数,而是要解决层内层间差异问题。以前的理论方向是更注重微观的提高驱油效率、提高波及系数,实际上,更应该转向相对宏观的层间差异和层内差异。

原来的提高采收率公式已经不适用了,应该有新的开发理论来指导开发实践。目前,油田大量水驱单元采出程度大于40%,处于高含水、高采出程度阶段。我们要不断探索创新,要在高含水、高采出程度阶段建立自己的开发理论体系,形成老油田进一步提高采收率技术体系,为油田高质量开发提供指导。

专家视点

文留油田:精准施策,油气产量逆势增长

□中原油田文留采油厂厂长 赵泽宗

近年来,中原油田文留油田锚定效益开发目标,深化“增储、治理、补能、提效”八字方针,实现产量逆势增长。2025年1~9月累计生产原油30.55万吨,同比增产0.33万吨;综合含水率稳定在94.55%,自然递减率压降至6.23%,为老油田可持续发展奠定了坚实基础。

作为典型低渗油藏,文留油田面临高温高压深层低渗、矿化度高、油气比高等特殊地质条件制约,稳产难度凸显:一是水驱效果受限,30%储量受复杂构造、深层及非均质严重等地质条件制约影响,地层能量持续衰减;二是历经50年开发,井况问题日益突出,制约精细开发调整;三是剩余油呈碎片化分布,措施增效空间收窄;四是异常高温与高矿化度环境,大幅压缩化学增产工艺适用性。

聚焦地质瓶颈,夯实稳产根基。面对低渗油藏占比高、剩余油分布零散等开发难题,文留采油厂以问题为导向,针对文10块、文东盐上等重点区块开展三维地震精细解释与剩余油分布规律研究,重建构造油藏三维模型4个,精准识别地质“甜点”。依托研究成果定位21个潜力靶区,部署新井26口,实施补孔压裂等措施25井次,阶段增油1.55万吨,其中文14块-文25东块通过构造模型优化部署新井两口,平均单井产量较常规井提高20%。

创新治理模式,激活存量资源。推行“区块目标管理”体系,将39个开发单元划分为局级重点、厂级重点和常规治理三类,配套形成整体调整、综合治理、专项治理三级技术对策。通过“一块一策”靶向治理,创新应用“前置能量补充”技术,新井投产前3个月就实施注水蓄能,在文115块等深层低渗单元部署3口侧钻井,单井产能提升40%。近5年,水驱开发指标达到一类油藏的储量占比由58.7%上升到74.6%,年产油由38.15万吨上升到40.45万吨,自然递减率保持在10%以内,年均含水上升率保持在0.5个百分点以内。

构建闭环管控,压实管理责任。建立自然递减分因素管控机制,将开发指标细化为油藏、工程、地面、生产等七大类21项99个控制节点,制定自然递减控制考核办法,推行井组四级分类分级管理。通过实施产量波动三级预警、月度考核评比等制度,自然递减率由历史峰值15%降为当前7%~10%。2025年动态调控优化注采参数1700余井次,见效增油7200多吨,井组稳产率提高2.7个百分点。

当前,文留油田正深化智能油藏建设,推动智能注采调控系统全覆盖,全力推进“六强”采油厂建设,为保障国家能源安全贡献更大力量。

渭北油田:双轮驱动,筑牢老区稳产根基

□河南油田铜川公司总经理 娄红洋

老油田长期稳产是保障能源安全的核心命题,更是企业高质量发展的“压舱石”。河南油田渭北油田历经十几年开发,老区稳产形势日益严峻,致密油藏储层非均质性强、孔隙结构复杂、裂缝发育不均,常规直井开发矛盾突出、能量补充困难等多重挑战交织叠加,进一步加大了稳产压力。这些难题既是挑战,更是契机。河南油田铜川公司通过“技术创新+精细管理”双轮驱动破解困局,实施四大举措筑牢稳产根基。

一是创新水平井加密重构井网动用井间剩余油。针对渭北油田主体区井网完善程度低、井间剩余油未有效动用的问题,在深化剩余油分布规律认识的基础上,综合考虑地貌、油气富集规律及微观渗流因素,不断深化“甜点”分布规律认识和高效挖潜技术,开展“直井+水平井”立体井网开发试验。2024年,在主体区长3段渭北47井区开展加密先导试验,分上下两层(长331、长332)部署4口长水平井,初期日产油25吨。2025年,进一步利用长水平井加密重构井网,同时配套注采动态优化调整,实现了老区储量有效动用。目前,渭北老区已部署水平井19口,日产油90吨。水平井压裂动用井间剩余油,为老区稳产织密了“控油网络”,通过立体交错、均衡动用精准触达井间“盲区油藏”,将以往难以动用的零散储量转化为实际产量,成为渭北油田老区挖潜增效的核心抓手。

二是分类施策,多元补能,有效控制自然递减。在深化油藏地质特征认识和渗流机理研究基础上,以“分区分类施策,多元增能补能”为思路,结合开发特征与开采机理分析,将渭北老区划分为三类开发单元,分区开展“温和注水、微压驱、气水交替、周期注水、高压吞吐”等注采优化调整,创新应用“长水平井+”压裂压驱协同补能技术,实现老井持续稳产。2025年共实施61井次,对应18口油井见效,日增油11吨。

三是强化工艺攻关,推广应用无杆采油工艺。针对可利用井场面积小、安全环保标准高,以及井台钻井导致油井关停等问题,结合不同区域不同层段油井产液情况,推广应用潜油隔膜泵减少关停井台产量影响,应用螺杆泵解决传统抽油机占地大、智能化程度低等难题。

四是抓实老井分类管理,推动精细化转型。摒弃“经验主义”,建立“一井一策”数据驱动机制,构建油藏、井筒、地面一体化治理体系。精细过程管控,制定合理的巡检、洗井、加药制度;问题井AB类不过夜,CD类不跨年,有效提高了生产时率。此外,通过注水水质提升让非主力油层吃上“细粮”,既能减少杂质堵塞微小孔隙,破解非主力油层“吃不进、吸不透”的难题,又能精准补充地层能量,让以往开发价值低的油层成为稳产新增亮点。

老油田稳产是一场持久战,唯有以精准识变破解剩余油动用难题,以科技赋能突破工艺技术瓶颈,以精细化管理激活老区稳产内生动力,才能让油田老区焕发新生,以老区稳产、新区增产扛牢能源保供责任。

(常焕芳 庞 锦 整理)