

供应保障

责任编辑:秦紫函
电 话:59964339
邮 箱:
qinzh@sinopet.com
审 校:张春燕
版式设计:王强



周“油”列国
油 事 精 彩

□本报记者 王维东 通讯员 王亦真

产量上升、含水率下降,平均单井日增油10.2吨,胜利油田罗176-斜37井组因压驱注水技术而“元气满满”,不仅实现了地层能量快速的回升,井组累计增油800吨,而且为同类型油藏开发提供了可借鉴的经验。

压驱注水开发技术是以高于或接近油层破裂压力大排量高速注水,快速提升油藏压力,有效扩大水驱波及范围,驱动原油流动,从而大幅提高油井产能及采收率。胜利油田油气开发管理中心老区管理室高级主管张慧杰说,压驱是发展理念的解放,打破了传统“注水压力不能超过地层破裂压力”的固有认识。

注水从“渗”变成“灌”

思想破冰引领行动突围。胜利油田有10亿吨储量属于低渗透油藏,几乎是“油盐不进”,长期面临“水注不进、油采不出”的开发瓶颈。2020年,利用压驱注水技术,低渗透油藏牛25-42A井一口气“喝”了2万立方米水,奄奄一息的油井居然自喷了,日产油达15.5吨,一举改写命运。

低渗透油藏常规注水压力一般不超过35兆帕,而压驱注水的压力在四五十兆帕。张慧杰说,常规注水是温和注水,而压驱注水是激进注水;常规注水是通过地下孔隙让水慢慢渗入地层,平均单井日注水量只有二三十立方米,补充能量的速度远远赶不上地层消耗的速度,而压驱注水相当于把注水从“渗”变成“灌”,日注水量可达上干立方米,地层可以实现快速补能。

最初,有人担心激进注水,裂缝不好控制而产生水窜现象。但“注不进”是低渗透油藏最大的矛盾,“只有先解决吃上饭,再考虑吃好饭”。

胜利油田压驱注水项目组成员、勘探开发研究院低渗透油田开发研究室经理刘海成说,压驱使地层形成像碎玻璃一样的网状结构,通过激进注水让低渗透油藏实现大幅增注、快速增能、扩大波及和提高采收率,助力油藏提速提效开发。

从“大水漫灌”到“精准滴灌”

经过“矿场-理论-矿场”螺旋式迭代升级,目前,胜利油田形成了“超前压驱、立体压驱、差异压驱”三类压驱



胜利油田员工在义34接转站对注水泵进行调整。朱克民 摄

开发技术模式,打造了不同类型油藏高效驱动体系。

樊163块正是超前压驱打造的高产典范。由于油藏埋藏深、储层物性差,樊163块一直被雪藏在地下。2024年,胜利油田采用“先试验再扩大”的生产思路,有序推进建设:一期方案实施先压驱补能后投产,新井初期单井日产油提升近20%;二期方案根据储层物性变化,打出压驱注水与缝网压裂技术组合拳,新井初期日产油进一步提升至7.3吨,超设计2.1吨,实现了中深层特低品位特低丰度油藏产能建设新的跃升,为同类低渗透油藏的高效动用提供了重要借鉴。

压驱注水被视为老油田的一味“补药”,传统的“先采后补”方式,逐渐变为“先补(充能量)再(开)采”。胜利油田制定了新井“七不打、五不投”负面清单,明确指出,地层能量不充足、能量未补充,压驱方案水井投转注工作量未完成的坚决不投产。

由于储层具有非均质性,注水驱替不均衡。为了进一步提高采收率,胜利油田攻关分层压驱技术,从笼统压驱向分层压驱转变,实现从“大水漫灌”到“精准滴灌”。

根据储层发育特征和连通性,胜利油田对纯42-斜57块注采井距、压驱分层和配注水量采取矢量化、差异化优化设计,3口新井设计单井日产油5.7吨,投产后峰值单井日均产油达10.2吨。

“压驱+”复合技术提升效率

为了最大限度发挥压驱注水的作用,胜利油田配套解堵降压、表面活性剂扩波及、前置二氧化碳等,形成“压驱+”复合技术,不断提升压驱效率。

高89-斜27井组创新应用压驱+二氧化碳段塞,利用二氧化碳的超覆堵作用,井组含水率下降28.2个百分点,峰值日增油16吨。

针对压驱面临的高压安全风险,胜利油田利用数字化技术实现压驱现场“无人值守”,让操作人员远离水、电高压区域,提升压驱注水本质化安全水平;现场所有设备设施整合为移动平板运输,实现设备搬迁“零吊装、零登高”快速转场,降低压驱设备吊装安全风险。目前,推广应用“无人值守”自动化压驱装备11套,2025年,计划增加11套,进一步提高压驱效率和安全管控水平。

2020年至今,胜利油田压驱注水技术已实现规模化推广应用,累计实施884个井组,覆盖石油地质储量2.6亿吨,累计注水3178万立方米,见效井组单井日产液提增30%,增油139.5万吨。

新闻会客厅



江苏油田
油气开发(油气藏)专家
唐湘明



河南油田
开发地质专家
刘峰君



中原油田油气开发
管理部副总地质师
王磊

问:水驱开发的优势和局限性分别体现在哪些方面?

唐湘明:水驱开发在江苏油田复杂断块油藏中有独特的优势,一是技术成熟,成本可控,江苏油田经过近50年注水开发,水驱技术体系完善,相比气驱或化学驱成本较低;二是补充能量,延缓递减,针对天然能量不足的复杂断块油藏,水驱能维持地层压力,延缓产量递减;三是适应性强,应用面广,水驱开发适用于不同类型油藏和不同开发阶段,可灵活采用多种水驱方式,或水驱+其他驱油剂,有效提高水驱采收率。

截至2024年,江苏油田水驱动用储量2亿余吨,占全部动用储量86.8%,水驱开发仍是当前油稳产上产主导技术。

然而,水驱开发也面临复杂地质条件挑战、复杂地面条件限制、高含水期变井网改善水驱难度大等明显局限性。

刘峰君:河南油田水驱储量占总储量的66%,产量占河南油田总产量的60%,是河南油田开发的主阵地,也是稳产上产的“压舱石”。经过40余年开发,河南油田水驱技术系列日臻成熟,配套监测和动态调控手段丰富,吨油操作成本低,水驱采收率高,是河南油田有效提高采收率的主要技术方法。

目前,水驱油藏整体进入特高含水(95.5%)、高采出程度(34.5%)开发阶段,受三角洲砂砾岩体沉积储层非均质性的影响,易产生水窜现象,注入水流已经形成的高耗水层带流动,持续扩大水驱波范围及受限,同时难以驱动呈膜状、颗粒吸附状等类型的微观剩余油,特高含水后期进一步提高采收率幅度有限。

问:目前,油田在水驱开发中形成了哪些核心技术?收到哪些显著效果?

唐湘明:江苏油田一是建立了特高含水油藏“三重”技术,针对长期水驱开发的老油田存在的套损严重、层系井网不适应、低速低效等问题,通过精细油藏描述,深化“模式重构、井网重建、层系重组”系列技术研究与应用,实现了老油田自“十二五”以来的产量硬稳定。二是形成了“三个边界”描述与水驱挖潜技术,针对主体部位高倍水驱后剩余油高度分散、调整井普遍“高含水低产油”的情况,将挖潜对象转向水驱不完善的油藏边界(断层、油水、岩性边界)。通过精细化刻画边界及剩余油量化评价,优化适配经济高效的水驱挖潜技术。“十四五”以来现场应用90口井,新增优质高效可动用储量380万吨,新增可采储量114万吨。

三是深化了流场调整技术研究与

应用,建立了适应江苏复杂小断块油藏的流场快速定量表征方法,深化发展了流场调整技术,总结形成“三转四调五引”流场调整新模式,“十三五”以来现场应用近1.1万井次,累计增油近39万吨。

四是发展低效难动用储量效益开发技术,针对深层致密油藏,积极探索了“人工气顶+注水双向驱”、微压驱、超前压驱技术;攻坚了针对稠油油藏的纳米乳液驱油及特殊岩性油藏零散砂体精巧注水等特殊油藏开发技术,实现稠油及岩性油藏效益开发。

刘峰君:一是重整流线流场,跨层系井网重构实现多层油藏均衡动用。

开放开发模式按照相近组合的原则划分开发层系,开发后期层系间采出程度差异大,层系内主力层与非主力层储量动用不均。近年来,河南油田创新提出了跨层系井网重构技术,实现均衡动用。按照这种技术思路,将双河437块原6套层系重组为11套开发单元,层系内渗透率级差由5降低到3,采出程度差异由20%降到8%,现场实施后,自然递减由16.28%降至6.27%,提高采收率1.8个百分点,形成了非均质多层油藏“跨层系井网重组+渗流场重构”立体开发新模式。

二是重选技术路径,探索薄层长水平井技术实现薄差层高效开发。河南油田通过动静结合深挖潜力,提出了长水平井开发思路,利用薄层砂体预测技术,砂体连续预测精度达到1.5米以内,采用“近钻头测井系统+螺杆+LWD(随钻测井)”高效导向钻具组合,将测量工具的盲区长度由15米缩短至0.6米,实

现了在2米薄层内水平段长度达到1000米以上。现场实施10口长水平井,投产初期平均单井日产油10吨以上。

王磊:中原油田形成了中渗透互层复杂断块油藏细分重组、极复杂断块油藏精细流场流线调整、厚层非均质油藏深度调堵精细注水、高含水期中渗透油藏井网重组重构、低渗透油藏井网完善一体化治理、低幅度油藏不同边水差异化挖潜等水驱开发技术,建立了“油藏描述+技术政策+工艺配套”一体化解决方案,实现稠油及岩性油藏效益开发。

刘峰君:当前,河南油田水驱开发的主要矛盾由平面、层间转移到层内,面临着储量动用不均衡、剩余油分布征难度大、吨油耗水高、自然递减居高不下等挑战。

因此,要重新认识油藏,聚焦历史上限非均质高产单元,在非均质储层中找非均质动用,在非均质动用中挖潜剩余油富集区;要重新评价潜力,树立“油水并重”的理念,梳理效果变差单元问题及潜力,根据油藏特点分类施策。

王磊:当前中原油田水驱开发挑战一是油田水驱动用程度偏低,目前油田水驱控制程度75.8%,但水驱动用程度仅52.6%;二是近几年自然递减率控制在10%以内,收到了较好效果,但进一步减缓难度加大。

因此,应重点加强基础注采井网的恢复完善,加强注水配套技术攻关和成熟技术集成应用,优化注采结构,提升注水效率。

大力在地层把缝造出来,让水“驱”动剩余油到油井”。开发人员总结之前的经验教训,提出了“提能量,建驱替,扩波及”的理念,并把压驱注水的重点放到“建驱替”上来。

传统注水只能形成一条“高速公路”,是点对点传递能量。压驱注水不仅能补能,而且能“建驱替”,将传统注水波及不到区域的剩余油,也有效动用起来,注水效果大幅增强。

江汉油田形成选井选层标准、注水参数设置,在注水不见效时实施酸化压裂引效,通过向井筒中注入酸性液体,溶解岩石中的矿物质,从而清除堵塞物,提升油井的渗透性和流动性。同时,为了降低吨油成本,将压驱设备动力由柴油变为电能。

2024年5月,江汉油田选取严7斜-10井实施压驱注水。“该井与周围油井连通较好,但传统注水压力高,能量补充困难,压驱注水通过快速补充地层能量,产生的微裂缝可有效扩大波及体积。”江汉油田勘探开发研究院石油开发所所长曹晨光说。井组在压驱注水实施完成后,对见效的油井实施酸化引效,日产油量由4吨升至16.7吨。

多点开花

压驱注水工艺在江汉油区应用成功,让长期受传统注水效果不佳困扰的荆州油区看到了增产希望。

荆江油区李3-15井压驱注水前日产油1.7吨,常规注水累计近5.8万立方米,仍然不见增油。

开发人员对李3-15井采取微压驱注水方式,通过快速把高压水注入井中建立水驱油树状通道,井组日产油从1.8吨增加到8吨,随后继续在难动用区块推广该技术,目前已顺利完成压驱10个井组,对应见效油井8口,累计增油近3100吨,效果明显。

荆江油区开发的油藏属于新沟嘴组低渗透油藏,江汉老区目前两套主力油藏就是潜江组和新沟嘴组油藏,前期在潜江组开展压驱注水已经见效,开发人员借鉴荆江油区新沟嘴组油藏压驱注水成果,继续攻关江汉老区新沟嘴组油藏。2024年10月,开发人员对停井洪1-8-1井实施微压驱注水措施,目前该井日产油1.3吨,重新焕发生机。

转变思路

“压驱注水的‘压’字,就是要通过压裂设备瞬间



江汉油田江汉老区总3斜-5-5井组压驱注水现场。李东勇 摄

技术赋能水驱老油田焕发青春



江苏油田
油气开发(油气藏)专家
唐湘明



河南油田
开发地质专家
刘峰君



中原油田油气开发
管理部副总地质师
王磊

问:水驱开发的优势和局限性分别体现在哪些方面?

唐湘明:水驱开发在江苏油田复杂断块油藏中有独特的优势,一是技术成熟,成本可控,江苏油田经过近50年注水开发,水驱技术体系完善,相比气驱或化学驱成本较低;二是补充能量,延缓递减,针对天然能量不足的复杂断块油藏,水驱能维持地层压力,延缓产量递减;三是适应性强,应用面广,水驱开发适用于不同类型油藏和不同开发阶段,可灵活采用多种水驱方式,或水驱+其他驱油剂,有效提高水驱采收率。

截至2024年,江苏油田水驱动用储量2亿余吨,占全部动用储量86.8%,水驱开发仍是当前油稳产上产主导技术。

然而,水驱开发也面临复杂地质条件挑战、复杂地面条件限制、高含水期变井网改善水驱难度大等明显局限性。

刘峰君:河南油田水驱储量占总储量的66%,产量占河南油田总产量的60%,是河南油田开发的主阵地,也是稳产上产的“压舱石”。经过40余年开发,河南油田水驱技术系列日臻成熟,配套监测和动态调控手段丰富,吨油操作成本低,水驱采收率高,是河南油田有效提高采收率的主要技术方法。

目前,水驱油藏整体进入特高含水(95.5%)、高采出程度(34.5%)开发阶段,受三角洲砂砾岩体沉积储层非均质性的影响,易产生水窜现象,注入水流已经形成的高耗水层带流动,持续扩大水驱波范围及受限,同时难以驱动呈膜状、颗粒吸附状等类型的微观剩余油,特高含水后期进一步提高采收率幅度有限。

问:目前,油田在水驱开发中形成了哪些核心技术?收到哪些显著效果?

唐湘明:江苏油田一是建立了特高含水油藏“三重”技术,针对长期水驱开发的老油田存在的套损严重、层系井网不适应、低速低效等问题,通过精细油藏描述,深化“模式重构、井网重建、层系重组”系列技术研究与应用,实现了老油田自“十二五”以来的产量硬稳定。二是形成了“三个边界”描述与水驱挖潜技术,针对主体部位高倍水驱后剩余油高度分散、调整井普遍“高含水低产油”的情况,将挖潜对象转向水驱不完善的油藏边界(断层、油水、岩性边界)。通过精细化刻画边界及剩余油量化评价,优化适配经济高效的水驱挖潜技术。“十四五”以来现场应用90口井,新增优质高效可动用储量380万吨,新增可采储量114万吨。

三是重选技术路径,探索薄层长水平井技术实现薄差层高效开发。河南油田通过动静结合深挖潜力,提出了长水平井开发思路,利用薄层砂体预测技术,砂体连续预测精度达到1.5米以内,采用“近钻头测井系统+螺杆+LWD(随钻测井)”高效导向钻具组合,将测量工具的盲区长度由15米缩短至0.6米,实

现了在2米薄层内水平段长度达到1000米以上。现场实施10口长水平井,投产初期平均单井日产油10吨以上。

王磊:中原油田形成了中渗透互层复杂断块油藏细分重组、极复杂断块油藏精细流场流线调整、厚层非均质油藏深度调堵精细注水、高含水期中渗透油藏井网重组重构、低渗透油藏井网完善一体化治理、低幅度油藏不同边水差异化挖潜等水驱开发技术,建立了“油藏描述+技术政策+工艺配套”一体化解决方案,实现稠油及岩性油藏效益开发。

刘峰君:当前,河南油田水驱开发的主要矛盾由平面、层间转移到层内,面临着储量动用不均衡、剩余油分布征难度大、吨油耗水高、自然递减居高不下等挑战。

因此,要重新认识油藏,聚焦历史上限非均质高产单元,在非均质储层中找非均质动用,在非均质动用中挖潜剩余油富集区;要重新评价潜力,树立“油水并重”的理念,梳理效果变差单元问题及潜力,根据油藏特点分类施策。

王磊:当前中原油田水驱开发挑战一是油田水驱动用程度偏低,目前油田水驱控制程度75.8%,但水驱动用程度仅52.6%;二是近几年