



压驱:老油田喝上“能量水”

胜利油田:新理念改写油藏命运



胜利油田员工在义34接转站对注水泵进行调整。

朱克民 摄

□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补,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,压驱是开发理念的解放,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”,日注水量可达上千立方米,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,再考虑吃好吃”。

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

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”的建产思路,有序推进产能建设: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能5.7吨,投产高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调剖作用,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,胜利油田利用数智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升30%,增油139.5万吨。

江汉油田:打造增油降本“双引擎”

□谢江 叶剑川 曹梦茜

“应用压驱注水技术,吨油成本比措施增油低了近一半,而且不动用新的储层,推广性极强。”江汉油田开发管理部油田专家朱守力说,压驱注水技术也叫压驱注水补能技术,相较常规注水,该技术突破“不能超地层破裂压力注水”的传统认识,解决了常规注水存在的配套难、注不够、注不进等难题。

江汉油田通过“矿场-理论-矿场”迭代有效指导压驱开发实践,形成了本土化压驱注水补能技术,实现低渗透油藏增注、建驱、扩波及和人造高压高渗规模化应用,压驱注水已成为激活老油田产能的新路径,截至目前累计实施34个井组,注水33.4万立方米,增油1.18万吨,有力支撑了已动用储量提质增效,促进自然递减率有效控制。

先导试验

江汉油田经过近60年的开发,原油老区部分注采井组地层亏空严重、油井能量不足、油井低液低产、注水压力高等问题始终困扰着开发人员,“低渗透油藏作为油田主要油藏类型之一,很多区块还有不少剩余油,但是依靠传统的注水驱油就是采不出来”。

2021年11月,江汉油田引进压驱注水技术,在广4-14井组开展压驱注水。

“最初,我们认为压驱注水就是利用压裂设备把水注进地层,快速补充地层能量就可以。”江汉油田专家祝俊山说。在这样的思维下,广4-14井组实施压驱注水技术,但效果不尽如人意。大家分析认为:广4-14井组附近仍有剩余可采储量,增油量少的主要原因是压驱注水量不够。

2022年和2023年,江汉油田分别实施了两次压驱注水,但压驱注水量成倍增加,增油量反而减少的现实,压驱注水工作按下暂停键,科研人员开始从现场试验转入理论研究。

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

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田稳产上产主导技术。

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。

刘峥君: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层非均质性强的影响,易产生水窜现象,注入水沿已经形成的高耗水层带流动,持续扩大水驱波及范围及受限,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。

王磊:水驱开发优势一是体现在研究上,精细油藏描述技术迭代进步,极复杂构造模型符合率由80%提高至95%,剩余油潜力认识精度逐步提升;二是体现在技术上,极复杂断块油藏高含水期适配工艺技术日趋配套,低渗油藏压驱注水技术应用规模有序扩大,水动力学+调控技术逐步发展完善,为精准水驱高效补能提供了支撑。

目前,水驱开发的局限性主要体现在井网、井筒、技术“三老”问题,虽然有所缓解,但仍未得到根本有效解决,在注采结构优化调整、注采流线优化、低效循环治理等方面,难以实现效果和效益的最大化。

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、层系井网不匹配、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

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砂体精巧注水等特殊类型油藏开发技术,实现稠油及岩性油藏效益开发。

刘峥君: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。传统开发模式按照就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。

二是重建技术路径,探索薄层长水平井技术实现薄层高效开发。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“近钻头测量系统+螺杆+LWD(随钻测井)”高效导向钻井组合,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薄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、高含水期中渗油藏井网重组重构、低渗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,为油田老区切实成为油田稳产压舱石提供了有效支撑。

例如,针对濮城油田文51块层系多、高含水期层间干扰严重、纵向动用不均等难题,技术人员精细刻画单砂体窄薄河道,深化开发层系、注水层段、层内韵律段“三级细分”,建立了中渗薄互层复杂断块油藏细分重组开发技术模式,建成中国石化精细注水示范区,推广应用10个单元,覆盖地质储量5168万吨,产量提升14.2%。

问:当前油田水驱开发面临哪些挑战?应采取哪些应对措施?

唐湘明:江苏油田已步入特高含水“深水区”,主力油田水驱低效循环加剧,导致换油率下降,吨油成本持续攀升;剩余油分布高度隐蔽、复杂,传统水驱难以精准有效驱动;高含水期油水井套损问题日益突出,现有层系井网适应性变差,含水上升加快,稳产形势严峻;特殊油藏与低品位储量效益开发,仍是亟待攻克的技术高地。

对此,江苏油田将以“增能、控水、提产、降递减”为抓手,持续强化以“三

个边界”“三微”技术为核心的复杂断块精细油藏描述,加大力度实施高含水油藏的“模式重构、井网重建、层系重组”水驱调整,持续深化“三转四调五引”流场调整技术,积极推进基于人工智能注采优化、差异化压驱、注水+等新技术研究与试验,发扬“钉钉子”精神攻克关键技术难关,持续提升油田水驱开发理论水平和油藏采收率。

刘峥君: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、剩余油表征难度大、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,聚焦历史上强非均质高产单元,在非均质储层中找非均衡动用,在非均衡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,提升注水有效率。断块油藏重点抓多级细分分注率及分注质量提升,低渗油藏着力抓好注采井网的优化调整和配套降压增注、提压提注工作,实现分类油藏潜力层有效水驱,提高水驱动用程度,扩大注水见效规模,控制自然递减。

(常焕芳 赵薇 杨敏 整理)

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
刘峥君中原油田油气开发
管理部副总地质师
王磊