供应保障

责任编辑:秦紫函
电　　话:59964339
邮　　箱:qinzih@sinopec.com
审　　校:张春燕
版式设计:王 强

周"油"列国
油事精彩

精细注水为老油田充沛补能

江苏油田通过对主力油田精细注水实现增能增产。图为江苏油田卞杨班站桥斜18井。 颜景华 摄

江苏油田 "层层注够水、层层注好水"

□徐博詰闻 袁馨玉 王 磊 张锡峰

11月11日,江苏油田特高含水区块韦2断块的韦2-35井经过半年的精细分注,对应4口油井均见到增油效果,井组日增油2.3吨。

即便进入特高含水开发阶段,老区精细注水仍是实现油田稳产的重要手段。以韦2断块为主的赤岸地区作为典型的中低渗油藏,进入高含水阶段后,生产就按下慢车键,技术人员几经探索,在新井工作量不断减少的情况下,依靠保压提液、精细注水实现效益稳产,产量在江苏油田各区块持续保持首位,老井自然递减率控制在7%以内、综合递减率维持在3%左右,原油产量连续5年保持在12万吨以上,采收率提升3个百分点,含水率上升控制在两个百分点以内。

确保"层层都能注上水"

韦2断块是赤岸地区产量贡献的"重量级选手",累计产油量占该地区的54.5%。步入开发后期,该断块含水率高达90.7%,也就是说,生产1吨油,同时要采出近10吨水。

技术人员评价韦2断块开发效果发现,平面上受储层物性及沉积微相影响,存在注水流线强弱不均、水淹程度高、剩余油高度分散的问题;纵向上储层非均质性较强,导致层间矛盾变大,层间动用差异也变大。这些问题归根到底都指向了注水。

"我们的注采调整手段很多,但如何做到给地层补充能量的同时,采出更多的油?关键是做到精细注水、层层水驱。"江苏油田勘探开发研究院油藏开发专家孙东升说。

技术人员以全周期建模数模为指导,以动用差层分类评价为重点,定量评价水驱差层的剩余油潜力,开展平面分区治理,持续开展水驱调整。近年来,韦2断块立足精细油藏描述,平面上开展了基于沉积微相的差异化提液、井网优化、注采动态调配等流场调整工作,纵向上按照"层段间细分层系、层系内细分注水"思路,实施精细分注,水井分注率达到100%,实现"层层都能注上水"。

2022年以来,该断块共实施水井措施39井次、油井措施21井次,相比措施前,老井自然递减率从13.31%降至8.6%,平均日增油7吨。

纳米乳液"遇稠不愁"

在赤岸地区,除了典型低渗油藏,还有以韦5断块为代表的稠油油藏。稠油油藏油水矛盾大,精细注水技术在这类油藏开发中容易遇阻。如果说低渗油藏"治水"是经典难题,那么叠加了稠油的属性,提高采收率更是难上加难。

在单靠"治水"很难取得突破的情况下,江苏油田技术人员研发了高界面活性的纳米乳液驱油体系来改善水驱效果。其界面活性高,具有强亲水、降黏、乳化等作用,对普通稠油降黏率在90%以上,随水注入地下可以缓解油水两相矛盾,进一步提升驱油效率、扩大波及体积。技术人员在韦5断块优选了8个井组开展纳米乳液改善水驱效果试验,收到了明显的降水增油效果。

技术人员进一步研究发现,纳米乳液无法有效解决水驱优势通道的问题。纳米乳液的驱油机理是其洗油功能,优势通道就像抄近路,必须把它堵死,才能让后面的水换路驱油。经过反复试验,他们尝试先使用弱凝胶封堵优势通道,再注入纳米乳液,进一步扩大水驱波及范围。目前,韦5断块形成了15注42采驱替井网,阶段提高采收率0.8个百分点,并在韦8断块推广。

一体化综合治理确保注水效果

"层层注上水"的目标逐步实现后,技术人员以"层层注够水、层层注好水"为攻关方向,实施油藏、井筒、地面一体化综合治理。

开发后期井筒腐蚀结垢问题日益严重,影响水驱效果,为确保"层层注够水",他们采取"生物除硫防腐+化学防腐"方式降低井筒腐蚀程度,通过分注一体化工艺,进一步提升分注质量。韦2断块实施防腐后,平均检泵周期延长200天以上,单井节约作业费用16万元,占井周期缩短6天以上。

为了实现"层层注好水",技术人员统筹优化注水系统治理,一方面,通过注水泵恒定压力或提高压力,保证注得进水;另一方面,通过自研滤料清洗再生技术、药剂配伍评价优化、微弱酸清洗和量子环除垢,提高注水水质,将技术研究与现场试验紧密结合,保障赤岸地区注水开发效果良好。

胜利油田胜利采油厂 "井网是基础、注好水是关键"

□李 军 张道宇

"水驱油藏是采油厂开发的底盘,是效益开发的压舱石,水驱开发'井网是基础、注好水是关键'。"胜利油田胜利采油厂厂长、党委副书记明玉坤说。该厂始终强化注水工作,坚持以水为先,保障注水投入,持续实施基础井网完善、分层注水工艺配套、地面水质系统提升全链条一体化治理,探索出了老油田高质量开发的有效途径。

胜利油田技术人员正在进行精细水质分析,实现科学注水,助力效益开发。 李 军 摄

进入特高含水期,剩余油还是普遍分布、局部富集,到处都有油

水驱控制程度、注采对应率、分注率分别提升10个、7个、10个百分点……胜利采油厂近年来各项开发技术指标持续向好。

该厂主力油田胜坨油田是一个多层砂岩、以水驱为主的整装老油田,历经60多年的开发,早已进入特高含水开发后期,综合含水率高达96.3%,自然递减率上升,产量下滑。

技术人员研究发现,剩余油普遍分布区与差异富集区都有大幅提高采收率的空间,理论预测水驱采收率在60%以上。

通过取芯井追踪、剩余油赋存规律研究、油藏精细描述等工作,技术人员转变了认识,之前认为地下处处高含水、层层高含水、到处都是水,如今认为剩余油还是普遍分布、局部富集,到处都有油。"我们坚定'老油田仍有大作为'的信心,深刻认识到坚持以水为先、系统治理是实现水驱开发老油田稳产的'先手棋'。"明玉坤说。

水井井下分注全体系的长寿命,才是真正的长寿命

胜坨油田是多层系、非均质性的水驱开发油藏,井下油管、配水器等分注工具容易失效,尤其是注水井油管类型混杂,可靠性较差,失效水井一度达到223口,导致近1/5的注水无效。

对此,胜利采油厂开展防腐油管研究,经过几年的试验、评价、跟踪、改进,选用镀钨合金油管,油管可靠性年限由1~2年延长到5年以上,失效井数量大幅下降。

"再多的花费只要创造更大的效益也是高效成本,再少的钱不产生价值也是浪费。"该厂采油工程首席专家徐加军说,"如果用普通油管,时间一长就导致失效井增多,影响产量,看似省钱,其实花得更多。"

水井井下分注全体系的长寿命,才是真正的长寿命。除油管外,胜利采油厂致力于实现水井工具的"无短板长寿命"。他们对每口作业井按照制定的标准进行精准描述,年均拆解各类工具150余套,通过大调查找准了问题,坚持工具拆解找问题、反复论证定方向、实验评价性能和下井持续跟踪的四步闭环管理模式,持续改进封隔器、配水器等配套工具,分注管柱有效期达1500多天。

持续提升注水水质,让非主力油层吃上"细粮"

分层注水,是为了满足不同层位的不同需求。胜坨油田共有7套含油气层段、26个砂层组、93个小层,储层非均质性严重。

不同层位,渗透率差别很大。如果不采取分层注水,水会源源不断进入高含水的主力层,达不到对非主力潜力层的驱油效果。

通过结构改进和材料升级,胜利采油厂形成了测调一体化细分注水技术,率先实现陆上油田5层、6层分注。

面对套损加剧、储量失控的严峻形势,技术人员自主研发了贴堵技术,再造新井壁,具有较强的低成本优势,验证有效期超12年。该厂累计应用贴堵技术1133井次,恢复地质储量3500万吨。

主力油层多为高渗透油层,注水可以吃"粗粮",而非主力油层注水压力高,必须吃"细粮"。注水水质是实现分层注水的关键,对此,他们持续提升注水水质,实现了C级、B级水质100%覆盖,A级水质达到90%覆盖。

地面工程围绕油藏调整持续配套。该厂改造地面注水站点,建设精细水处理系统4套、地面升压柱塞注水站6座,辐射老区综合调整单元、新区产能建设单元34个。

通过综合注水技术不断集成与创新,1~10月,胜利采油厂原油产量箭头持续向上,超产3万吨,自然递减率下降0.6个百分点,含水上升率实现负增长,水驱开发保持良好态势。

专家视点

未来注水技术:多技术协同增效水驱

□石油勘探开发研究院高级专家 李广超

注水开发是全球应用规模最大、技术成熟度最高、除天然能量外开发成本最低的采油技术,其原理是通过注入水来增加油藏压力,驱动原油流入生产井。虽然注水开发的提高采收率幅度尚不及三次采油技术,但是仍然以"成本低、简单易行、高效"的技术特点,在油田开发中发挥着主导性作用。目前,国内注水开发产量占原油总产量的80%以上,中国石化注水开发油藏动用储量、产量均在70%以上,仍是原油生产的"压舱石"和主阵地。

当前,我国主要的水驱老油田相继进入特高含水阶段,水驱开发对象正不断向低渗透、极复杂断块、深层、致密等复杂油气领域拓展。注水开发技术不断发展,由早期的笼统注水逐步发展为分层注水、细分层系注水和精细注水。目前,我国形成了精细分层注水、井网优化重组、流场精细调整、"二三结合"、注采耦合、矢量井网等特高含水期精细注水开发技术系列,注水工艺技术进一步一体化、智能化,不断挑战和突破水驱采收率极限,有力支撑了我国2亿吨原油产量规模。

近年来,为进一步提高水驱油藏采收率,国内外开展了智能水驱、离子匹配水驱、压驱注水、活性水驱、微纳米气泡水、纳米颗粒+活性水驱、低矿化度水+表面活性剂等增效水驱技术研究及矿场试验。美国Nano Gas公司于2018~2022年利用微纳气泡水溶液使堪萨斯州、俄克拉何马州的4口低产油井增产,每口井产量提高100%~440%。中国石油针对低渗透油藏提出了"离子匹配水+水气分散体系"协同增效水驱技术,在长庆、大庆、吉林等油田进行了矿场试验和应用,阶段累计增油超万吨。

2020年以来,中国石化开展了压驱注水、微纳米气泡水等增效水驱技术研究。针对低渗透油藏,突破传统思维,攻关形成了压驱注水开发技术,已在59个单元应用累计增油109万吨,解决了低渗透油藏油井产能低、注入难、采收率低等长期困扰的难题,并向压驱+渗吸、压驱+二氧化碳等多技术协同方向发展。针对特高含水期中高渗水驱油藏,开展了微纳米气泡水体系增效水驱技术室内研究,明确了提高采收率机理,收到较好驱油效果。

随着油田开发进程不断深入,越来越多的注水开发油田进入特高含水期,储层非均质性进一步加剧、剩余油分布高度分散,注水开发面临着换油率急剧下降、耗水率急剧上升、成本快速上升的严峻挑战。单一水介质已无法扭转注水效率低的局面,提升注入水介质的精细化和功能化、实现协同增效水驱是注水开发技术大势所趋。未来注水开发技术将向以"低成本、绿色、高效、智能"为特点的多技术协同增效水驱方向发展。微纳米气泡水体系、纳米水驱、离子匹配水驱、"压驱+"、注采智能调控等新型增效水驱技术具有良好的应用前景。

(朱桂良 整理)

新闻会客厅

孙宜丽
河南油田
水驱油藏开发高级专家

朱守力
江汉油田
开发管理部油田专家

问:在油田生产中,水驱是什么地位?

孙宜丽:目前,河南油田东部水驱储量占河南油田总储量的80%,产量占河南油田总产量的60%。要实现老油田高质量发展,必须牵住效益开发"牛鼻子",夯实水驱稳产的"压舱石"。

朱守力:水是油田开发中必不可少的因素。油田开发初期,可以利用油藏原始能量,实现弹性开发。当地层能量持续下降,就要通过注水补充能量,把储藏在岩石孔隙里的石油"驱赶"出来。水驱开发是最经济、最有效的技术,广泛用于油田开发。江汉油田水驱开发地质储量占比87.32%,在相当长的时间内仍将占据主导地位,特别是在开发中后期,通过不断提升水驱技术,可以有效保障老油田持续稳产。

问:近年来,水驱开发有哪些创新举措?

孙宜丽:目前,河南油田处于特高含水期,加之油藏的差异性和复杂性,决定了该阶段的效益开发没有固定模式,更没有标准答案。河南油田持续深耕现有水驱油藏,系统性对水驱油藏进行整体"解剖",整体上调养治理油藏,实现内调外养、协同驱油。

河南油田优选不同油藏类型水驱示范区,坚持地质工程一体化、技术经济一体化,寻求产效"最大公约数",形成了一套指导老油田水驱开发的做法经验和技术规范,引领老油田可持续高质量发展。

河南油田现有开发油藏长期以来采用一套井网兼顾所有层系。由于纵向上开采层段多,层间干扰严重,造成各层注水旱涝不均、动用层差不齐。要捕捉漏网之鱼,必须"大鱼用大网、小鱼用小网"。为此,河南油田重构层系井网、重整油线流场。东部老油田井网密度大,可以利用井网优势,在不打井、少打井的情况下低成本实现"两个重新"。该技术2021年以来在整装、断块等不同类型油藏推广应用,治理单元13个,覆盖储量超1亿吨,占水驱储量的60%;水驱自然递减率由13.83%降至12.38%,吨油操作成本降低124元。

朱守力:一是建设一体化治理示范区,优选双高、双低、含水加速上升的单元为治理对象,油藏提需求、工程找对策,层系井网调整、井筒治理、地面配套改造并行,形成同类型区块开发可复制、可推广的技术经验。

二是发展压驱注水技术,针对低渗油藏"注不进、采不出"问题,积极探索江汉油田特色压驱注水技术,按照边研究、边实践、边推广的模式,人造高压、裂缝油藏,通过"造缝建驱"加大生产压差,提高油井初期产能,7个微压驱井组日增油达到36吨,产量实现翻番,目前摸查压驱潜力储量超过2500万吨。

三是形成特低渗透油藏周期注水技术,重点针对特低渗透油藏,围绕脉冲注水开展了室内研究与数值模拟相结合的技术政策制定研究,在坪北SP199井区应用,自然递减率下降5.4个百分点。

四是加强了高含水阶段流场调整与修复技术的应用,总结形成了江汉油田变流场、引流场、均流场三种流场调整模式,"十三五"以来在344个井组应用,调整地质储量3248万吨,增加可采储量28.4万吨。

问:实施水驱过程中遇到了哪些难题?下一步应加强哪方面工作?

孙宜丽:河南油田东部稀油已投入开发40多年,水驱效益稳产目前存在"两高"问题:采出程度高,主力油田采出程度高达45%;含水高,综合含水率达97%,基本上井井高含水、层层高含水,处于以水带油生产状态,平均单井日产油1.1吨、日产水30立方米,吨油操作成本85%的费用用于处理循环采出水的提升及注入。

为实现老区长效稳产,河南油田将着力推进水驱"压舱石工程",一方面形成良好的开发秩序,每年建立四五个水驱示范区,通过一体化治理,逐步压茬推进,5年实现主力油田全覆盖,形成稳产的规模效应;另一方面,加大流场调控力度,降低耗水与培育见效并重,确保水驱自然递减率逐年下降1个百分点。

朱守力:老区提质提效难度依然较大,每年新增异常管柱井多,治理难度大,费用高,油井多为单向对应,水驱效率偏低;油藏特征限制了新技术运用规模,包括智能分采分注技术、多级细分注水技术、全支撑压裂技术、调剖调驱技术等;长期注水和多次加密调整后,剩余油呈"碎片化",可动油、残余油赋存状态不清。

下一步,江汉油田将坚持实施"注水三年行动计划",以清欠账、提质量、增效益,全面改善水驱开发效果为目标,从存量欠账治理、稳基础治理、单元综合治理等三个方面开展水井治理工作,打造油藏能量、井筒长寿命两大工程;针对不同油藏类型开发特点,厘清重点难点问题,明确主导开发技术,深化地质工程一体化,破解难关;三是扩大压驱应用范围,老技术新化再集成,压驱技术迭代升级,快速形成新质生产力。

(常换芳 夏 梅 整理)