



中国石化水驱开发 进展及发展攻关方向

□李广超 朱桂良 王晓宇

注水开发是一项里程碑式的开发技术,至今已有100多年历史,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二次采油技术,也被称为水驱动力采油法或人工注水采油法。油田开发初期,原始地层压力足以将原油驱到井口,而随着开发时间推移,地层能量衰竭,难以保证一定的采油速度,因此在油层边缘或内部,通过注水井向地层注水,保持或恢复油层压力和能量,驱动原油流向生产井,以提高油田的开采速度和采收率。

近年来,我国主要老区油田相继进入特高含水开发阶段,剩余油分布高度分散,水驱开发对象不断向低渗透、极复杂断块、深层等油藏类型拓展。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,国内形成了以精细油藏描述和剩余油研究、精细分层注水、井网优化重组等为核心的特高含水油藏精细注水开发技术。

水驱开发油田是原油稳产的压舱石和主阵地。中国石化注水开发油藏动用储量和年产量占比都在70%以上。整装、断块、低渗透和缝洞是中国石化水驱开发的主要油藏类型,“十三五”以来,针对四种油藏类型,发展形成了相应的开发技术系列。

针对整装油藏特高含水后期,平面、层间、层内矛盾进一步加剧,极端耗水层带发育、无效注水严重的问题,形成了特高含水期整装油藏流场调整技术,在油藏精细描述、剩余油精细研究、极端耗水带识别与表征的基础上,通过井网转换、井别转换、侧钻堵调、变强度注水、注采耦合、矢量井网等方式,遏制极端耗水,改变流线,扩大波及体积;形成空心测调一体化分层注水工艺技术,研发智能分采管柱、智能分注管柱,实现分注工艺升级换代,作业效率提高75%。

针对复杂断块油藏,发展形成了复杂断块油田立体开发调整技术;针对其“碎、多、薄”等地质特征,形成以低序级断层精细描述、断块精细刻画为核心的复杂断块油藏精细描述技术,实现埋深1500~3000米断层识别精度5~7米;在油藏精细描述及剩余油研究的基础上,纵向上实施层系细分重组开采,空间上采用复杂结构井跨断块、多靶点、立体串接,最大程度动用储量。

针对低渗透油藏普遍存在的物性差、产量低、递减快、能量补充困难等难点,2020年以来,探索攻关低渗透油藏压驱注水开发技术。该技术采用水力压裂以高于或接近油层破裂压力大排量注水,快速补充地层能量,大幅度提高油井产能及油藏采收率。相关研究揭示了压驱注水开发机理,建立了超前压驱、整体压驱、差异压驱3类压驱开发模式,并形成了压驱开发优化设计技术、工程工艺配套技术。压驱注水技术边研究、边实践、边推广,2020年以来,已累计实施428个井组,注水1157万立方米,增油37.2万吨。目前,该技术仍在不断发展完善,有望成为低渗透油藏开发的一项重要技术。

塔河缝洞型碳酸盐岩油藏埋藏深、时代老,经历多期构造和成藏改造,油藏具有强非均质性,高效开发是世界级难题。中国石化研究揭示了岩溶储集体形成机制、缝洞型油藏多相流动机理,创新形成了缝洞储集体地球物理预测、岩溶相控地质建模、缝洞型油藏数值模拟、注水/注气提高采收率等技术。自2005年实施注水开发至今,覆盖地质储量6亿吨以上,提高采收率7个百分点,累计增油800多万吨。

虽然已经形成一系列注水开发技术方法,但开发依然面临诸多问题,仍需在以下方面开展研究。

在特高含水期整装油藏,应重点攻关基于流动单元的大孔道定量表征技术、流场深部精准调控及配套工艺技术;发展水驱+提高采收率技术方法,采用多种提高采收率技术与注水结合的复合型开发方式。

在复杂断块油藏,应进一步迭代升级低序级断层及断块精细刻画技术,提高低序级断层及断块描述的精准度;发展复杂结构井技术,完善复杂断块立体开发调整技术。

在低渗透油藏,应发展完善压驱注水技术,扩大应用规模,攻关“压驱注水+”高效补能技术;攻关二氧化碳驱相驱、气/水交替、纳米驱油、大规模体积压裂等技术,提高低渗透油藏储量动用率和采收率。

在缝洞型油藏,针对深层地球物理成像精度不够、油藏精细描述不确定性大、多介质渗流及相态复杂、定量表征难等问题,重点攻关深层超深层复杂地质体高精度成像及精细刻画、深层超深层复杂工程地质力学特征及表征、深层超深层多相流体相态变化及流动规律、深层超深层复杂碳酸盐岩油藏注水/注气提高采收率等技术。

(作者单位为石油勘探开发研究院)

练就注水精细活儿

能源强国调研纵深行

江苏油田实施精细注水激发老区活力。 杜宗军 摄

高精度测调:看清千米地下真实注水情况

江苏油田围绕精细注水,提升测调一体化工艺,自然递减率、综合递减率创近年来最好成绩

□王庆辉 李星亮

8月7日,在陈堡油田陈3-112井,江苏油田油服中心测试技术服务公司正在进行测试调配。这口注水井分4段注水,对应7口油井17个油层。高精度测试犹如为细分注水装上“眼睛”,使每段注水都精准匹配开发需求。

今年以来,江苏油田开发系统围绕精细注水,深入开展注水井“一季一测、应测尽测”工作,迭代提升测调一体化工艺,测试能力由1000井次/年提升至1800井次/年,测调成功率由80.5%上升至87%,分段层段合格率由82.2%提升至84.6%,为老区稳产上产提供了能量保障。

1~7月,江苏油田自然递减率、综合递减率分别降至5.68%和1.62%,创近年来最好成绩,持续保持上游先进水平。

高标准落实落细“一季一测”

近年来,江苏油田深入开展注水管理提升年工作,着力在控制递减率和提高采收率上下功夫,强化重点区块“一藏一策”,焕发老油田持续稳产高产的青春活力。

从分注情况看,围绕“注上水、注好水、注有效水”,江苏油田分注井增加到791口,其中3段以上分注井达到335口。从水驱工作量看,江苏油田组织实施闵24等10个水驱提高采收率方案,杨



江苏油田员工在进行测试仪器地面试验。 王庆辉 摄

家坝等3个巩固方案及陈2等两个提液稳产方案,以重点区块突破带动整体采收率提升,老区流场调整近年来保持每年上千井次的工作量。

精细水驱迫切需要精细注水测试调配提供技术保障。因此,江苏油田高标准落实落细“一季一测、应测尽测”工作,提升注水测试调配的覆盖面和精准度,还开展了“分注井测调验封一体化技术研究与应用”“高精度小流量测调先导试验”等项目。

“作为专业化队伍,我们要快速提升测试能力,完善升级多级细分注水测试等工艺,全力提升测试的效率和精准度,在匹配油田精细注水需求的同时,盘活人力资源,开拓更多市场。”江苏油

田油服中心测试专家刘军说。

高精度测调擦亮“测试眼”

测调一体化工艺是掌握分注井注水情况的测试工艺,每段实际注了多少水、地层的吸水情况如何、有没有达到开发要求,都需要测试这双“眼睛”的观察。

为扩大分注井的测试覆盖面,江苏油田油服中心与采油厂加强合作,建立“一井一策”档案,开展水井工况调查统计工作,推进井筒治理。

对部分因结垢导致测试工具无法入井的分注井,技术人员通过“热洗、酸洗+机械清垢”方式进行治理。

为提升分注测试的精度,技术

人员推广应用测调一体化工艺,并加强技术配套升级。“测调一体化工艺的优势是可以同步进行测试和调配,在此基础上,我们充分结合信息化、智能化技术,迭代升级相关工艺。”江苏油田油服中心测试技术服务公司经理肖勇说。

目前,已有的4种测调一体化工艺均可通过安装磁定位装置,在千米地下实现对测试仪器的精准定位,通过地面直读流量,实时分析地层吸水能力,调整水嘴的开度。

他们针对部分单层注水量低于5立方米的层,采用集流装置提高测调精度,将单层小流量的测调误差降至5%以内;针对小井眼分注井的水嘴扭矩小导致调节不畅的难题,通过研制大扭矩开井器有效解决。

技术团队还研发了打捞、井口防喷等配套工具,提高施工效率。他们研发的同心小直径分注井打捞工具,在两口井一次打捞成功,该成果获江苏油田QC成果一等奖,集团公司QC成果二等奖。

经过技术优化升级,目前他们可对5段分注井进行测试调配,小层误差由20%降至10%,今年以来,部署测试井测调覆盖率100%,其中测调一体化工艺应用占比超过50%。

用好水信息提升油效益

对油田开发来说,测调数据是注水效果的真实准确信息。江苏油田每季度召开注水分析

析会,分析水驱情况,部署水驱调整工作。各采油厂加强油水井动态分析,及时调整各层注水量,反馈评价注水效果,明确下一步调整思路和举措。油服中心每季度开展测试质量分析,及时解决问题,提升工作质效。

为推进成果应用,油服中心和信息中心加强合作,将每口分注井的测调情况上传油田勘探开发业务协同平台,并对应油井的生产数据整合在一起,便于开发人员随时调看、系统分析,更好地掌握区块和油井的开发情况。

今年2月,陈2-3井测调后,采油一厂技术人员根据结果减少第4段分层配注量,控制水线推进速度。近期,该井对应的油井陈2-11井产液量保持稳定,含水率小幅下降,日产油由1.3吨上升至2吨。

“目前,油田流场调整由区块规模调整逐渐转向井组精细调整。分注井测试效率更高,精准度更高,有助于我们更好地作出判断。”江苏油田采油一厂副总地质师苏书震说。

采油二厂技术人员通过分析韦5断块东部最新分层流量测试报告,优化纵向注水量,并组日增油1.2吨,其中次新井韦5-76井日增油0.8吨。

“注水井‘一季一测’工作,为水驱常态化调整提供了保障。老区焕发青春活力,需要我们充分挖掘数据背后的信息,以及每套小层的潜力。”江苏油田采油二厂地质研究所所长毛超琪说。

胜利油田

持续做细“水文章”



技术人员在海上油田进行测调一体化施工。 任厚毅 摄

□本报记者 于佳 通讯员 刘梦雪 任厚毅

8月2日,胜利油田胜利采油厂沙2-1-2单元传来了好消息——区块分注率达76.1%,层段合格率达89.2%,日增油12.2吨。

该区块开发近60年,含水率高达97%,自2018年开始应用精细分层注水技术后,一举解决了注不准、见效难难题,在实施34井次后,精细注入率达到100%。

精细分层注水技术是通过分析地层不同情况,控制注水层位和注水层厚度,对应调整注水压力和注水流量,来实现对油层的有效注水。“就像三明治,不同的夹层挤不同的调味酱。”胜利油田石油工程技术研究院副总工程师、注水所经理王聪介绍。

目前,水驱开发在胜利油田占比70%以上,是油田稳定发展的基石,胜利油田有注水井12000余口,针对东部老油田研发的精细注水技术,目前已在现场应用4000多井次,累计挖掘剩余油近百万吨。

早在开发初期,胜利油田就先后探索试验了固定式分层注水和活动式分层注水技

术。“两种技术很明显地代表了从粗犷到初步精细的注水技术的迭代。”王聪说,“固定式分层注水只有注水和停注两种模式;活动式分层注水则对不同油层有了划分,水嘴也开启了不同排量,但是一旦开注就无法调整。”传统的均匀注水技术存在注水效果不佳、注水层位和厚度控制不准确等问题。为此,精细分层注水技术应运而生。

精细分层注水技术可以更好地适应油层的特性和储层的分布情况,能极大增强注水效果。

2010年后,测试和调配在井下同步完成的测调一体化分层注水技术更为成熟并得到了广泛应用。测调一体化分层注水技术是根据油层的特性和储层的分布情况,将注水层分为多个小层,采用多级管柱和多级注水装置,并对每个小层的注水层位和注水层厚度进行精细控制,同时通过调整注水压力和注水流量,使注水过程更加稳定和高效。“哪一层注入什么配比的水、挤多少,既让地层喝得饱,又能时刻调整水量让地层经济有效地把油吐出来。”胜利油田石油工程技术研究院注水所副经理刘晋伟说。

在胜利油田935个水驱开发单元中,有整装、断块、低渗透等油藏类型,不同油藏的地质特点和开发需求不尽相同,因此,胜利油田又将精细注水技术细化为整装韵律层精细分层注水、断块油藏大压差分层注水,以及低渗油藏高温高压长效精细分注等精细分层注水技术。

注水技术的迭代离不开井下注水管柱等设施设备的不断升级。自应用常规扩张式封隔器实现分注以来,胜利油田致力于把“水文章”进一步做细,研发了多级细分注水技术。

在细分油层的基础上,他们还针对不同层间压力差异推出大压差分注技术,最大可以实现12兆帕压差下的长效注水。对特殊井况,他们集成分层防砂调剖、套变井侧钻井等分注技术。

现在,胜利油田精细注水正逐步完善第四代智能一体化注水技术,可通过井下信息采集处理实时进行水量调配及注入,助力油田精准施策打造长寿井。

江汉油田

注好水驱出效益油

□谢江 叶剑川 宋维军

今年1~7月,江汉油田自然递减率控制在5.98%,创近10年最好成绩。注水是控制自然递减率的重要手段。江汉油田推进注水示范区建设,推广注水新技术,不断提升注水水质,筑牢老油田稳产基础。

建好注水示范区

“近两年,广华油田自然递减率降至3.23%、采收率提升到60.52%。”江汉油田开发管理部油藏管理室主任朱守力介绍。广华油田已开发50余年,是典型的“双高”单元。目前,江汉油田共有类似区块13个,储量占到32.3%,日产油量占24.5%。油田积极打造注水示范区,通过一体化治理,扩大水驱覆盖面积,增强水驱开发效果,精细挖潜多层系整装油藏开发后期能力。

江汉油田制定了一体化注水示范区选区原则,结合开发现状、普遍存在的问题及产量规模,选定“双高”单元、低采出程度单元及含水加速上升单元等3类油藏作为重点治理对象,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,提高开发水平和水驱质量,打造一体化治理示范区,寻找开发规律,形成提高同类型区块开发可复制、可推广的技术经验。

用好注水新技术

江汉油田油藏管理平台显示,广14-4井组5月平均日产油4吨,保持稳定生产。

2021年底,针对广14-4井组低液低产、地层能量不足、常规注水方式无效的问题,江汉油田实施压驱注水,利用水力压裂设备或专用压驱泵以高于或接近油层破裂压力大排量注水,快速补充地层能量。初期井组日增油51%,截至目前,累计增油近800吨。

坪北油区属于特低渗透油藏,目前处于含水快速上升期,技术人员建立了周期注水工作机制:对称周期注15天停15天最佳、非对称周期注15天停30天最佳。

“长期注水导致主干道的油被采出,而分支或者小孔缝内剩余油因压力不足无法采出。”朱守力说。周期注水能支撑干道或



技术人员在配水间观察单井注水排量。 李东勇 摄

者小孔缝内剩余油在停止注水期间流入主干道,在下个注水周期被采出。

坪北油区SP199区实施周期注水后,2022年自然递减率比周期注水前下降近4个百分点。

油藏“喝”上干净水

“悬浮物含量7.57毫克/升,含油1.88毫克/升。”7月25日,江汉采油厂王一站最新注水水质化验数据出炉,指标在满足水质标准的前提下,比上月又有提升。

江汉油田围绕“提水质、夯基础”目标,加强水质处理全流程管理和监测,让油藏“喝”上干净水。截至目前,油田出站水质综合达标率提升至97.4%、井口水质达标率提升至88.6%。

为提高出站水质达标率,给采出水回注提供优良环境,根据各采油厂联合站罐池配套设施及生产情况,年初,江汉油田制订了全年水处理罐池收油、清污、排泥运行计划,目前已完成23套罐池的清污工作。

为全面掌握各站点注水水质变化情况,油田大幅扩大水质监测覆盖范围,新增38个井口水质监测点,有效提升油田注水水质综合达标率。