



日前,胜利油田渤南洼陷沙三下页岩油勘探取得战略突破,渤页平5井试油获得日产油81吨、日产气6.8万立方米的高产,目前已累计生产油气当量2万余吨,展现出该区域页岩油巨大的勘探潜力。图为河口采油厂员工正在连接泵管管线、清洗油井结蜡。

吴木水 万汉营 摄影报道

华北油气锦30井区2021年新井累产过亿方

本报讯 日前,华北油气锦30井区J30-7-P2井集成应用多簇密切割和混合水体积压裂技术成功进站投产,日产气5.5万立方米。这是该井区2021年开发方案的最后一口井。

技术人员根据锦30井区储层非均质性强、心滩分散且心滩间发育致密阻流带、天然裂缝发育的特征,攻关形成水平井多簇密切割+混合水体积压裂技术和定向井混合水体积压裂技术。

截至目前,锦30井区2021年投产的23口新井累计产气过亿立方米,再次证实多簇密切割和混合水体积压裂技术是实现强非均质气藏高效建产的有效手段。其中,水平井投产10口,累计产气7931万立方米;定向井全部投产,累计产气2107万立方米。

(李洋洋 梁志彬 李月丽)

胜利西部春风油田重大先导试验顺利推进

本报讯 近日,在胜利西部春风油田排612块开展的中国石化重大先导试验——“热化学复合驱提高采收率”先导试验的堵调施工顺利完成,注入压力明显提升,堵调后已产油250余吨。

春风油田位于北疆,野外最低温度已降至零下20摄氏度。技术人员克服低温、疫情等因素,紧跟施工进度,全程监控注入压力变化情况,确保注够堵剂、有效封堵汽窜通道,历经8昼夜顺利完成堵调施工。

目前,胜利油田稠油热采老区已整体进入高轮次吞吐开发阶段,产量递减加大,生产效果变差,热化学复合驱是蒸汽吞吐后的有效接替技术。开展西部浅薄层稠油热化学复合驱先导试验,对扩展热化学复合驱技术、提高稠油油藏采收率、稳定稠油产量具有重要意义。

(任厚毅 陈丽媛)

西南油气压裂新工艺增单井产能

本报讯 近日,西南油气在威荣页岩气田威页34-3HF井应用深层页岩气强加砂压裂新工艺,获日产气18万立方米。

西南油气坚持科研与生产紧密结合,持续攻关深层页岩气压裂新工艺,创新形成了以“大排量变黏压裂液连续加砂、三级粒径支撑匹配多级裂缝、缝口缝内复合暂堵保障多簇均衡起裂”为核心的强加砂工艺,应用后,单井平均加砂强度达到2立方米/米,较前期提高73%,有效改造体积增加1倍多,为下步深层页岩气提产增效提供了宝贵经验。

截至1月底,该新工艺在威荣、永川、林滩场等区块39口井推广应用,平均单井无阻流量提高26.4%。单井无阻流量最高达54.4万立方米/日。

(冯柳 王俊峰 尹琅)

中原油田滚动勘探井获高产油流

本报讯 近日,由中原油田勘探开发研究院部署实施的卫53-11井射孔投产沙三中油藏,获日产10吨的高产油流。

该井是技术人员为评价卫北—古云集构造沙三段增储潜力而部署的滚动勘探井。技术人员通过开展卫北—古云集地区整体评价,优选卫53-云5断块区,精细剖析构造、储层、油藏,从而发现并落实了该区的增储潜力。

该井的成功投产证实了卫北—古云集地区良好的勘探开发潜力,下一步将继续深入评价、落实储量规模、优化开发对策,确保该区块有效动用。

(魏国军 王璇)

西北油田便捷定量评价缝洞规模

本报讯 近日,西北油田在TK679CH井成功利用酸压井下压力,通过缝洞试井方法定量评价了缝洞规模,为开采方案优化提供了有力依据。

TK679CH井是一口短半径侧钻井,目的是开采近井附近未动用储量。为评价侧钻及酸压效果,技术人员利用耐高压140兆帕压力计连续监测录取酸压作业期间的井下压力,并采用“管渗耦合”缝洞试井解释方法,得出侧钻+酸压沟通两套优质储集体的结论,缝洞体积达16万立方米,实现了缝洞结构的判断和规模的定量评价,证明了短半径侧钻+酸压技术的可靠性,探索出一条便捷的缝洞规模定量评价路径。

(王勤聰 邹宁)

牢记嘱托 再立新功 再创佳绩 喜迎党的二十大

“要打就打高产井”

胜利油田大幅度提高单井产能,2021年平均新井单井日产能比2020年提高17.8%,新区产能建设规模达至2016年的近5倍

□庞世乾 徐海峰

胜利油田海洋采油厂埕岛东区的综合调整方案,早在2014年12月就获得批复,但因油价低、无效益一直未实施。2020年下半年,技术人员先后对该方案进行了7轮优化,新钻井数由48口优化为33口,新建年产能由19.6万吨提高到25.9万吨,平衡油价由79美元/桶降至35.4美元/桶,方案得以顺利实施。

大幅度提高单井产能是未动用储量规模有效动用和老油田效益开发的必由之路,“要打就打高产井”成为胜利油田牢固树立的新理念。

2021年,胜利油田加快西部评价建产,推进海上高效建产,积极攻关页岩油效益开发技术,平均新井单井日产能达到6.6吨,比2020年提高17.8%。新区产能建设规模110万吨/年,比2020年增加10万吨,是2016年的近5倍。

多做物探少打井

牛871-斜50井钻遇沙三中油层共30.1米,打破了牛87区块12年勘探难以滚动的局面,新增地质储量近百万吨,新建年产能1万吨。

让牛87区块勘探滚动起来的,是井震联合储层精细描述技术。

该技术通过井震联合反演和多频多属性融合等技术联合,大幅提高了储层描述精度。

打高产井的前提是清楚了解地下情况,胜利油田已勘探60多年,油藏目标更加“薄、小、散、隐”,而高精度地震是油藏地质认识最基础、最有效的手段,因此,效益开发必须坚持物探引领。

胜利油田通过地震地质结合,强化物探技术的适应性、针对性,形成适合不同类型油藏的特色解决方案。

近3年来,在老区产能建设方面,该油田物探系统共完成33个油藏描述项目,覆盖地质储量1.3亿吨,提出剩余油潜力区33个,新建年产能33.6万吨,平均提高油气采收率3.1个百分点;在新区产能建设方面,共承接任务区块98个,涉及未动储量1.5亿吨,为600余口井的井位设计奠定了地质基础,新井储层符合率由87.3%提高到90.4%。

提高单井产能有良策

随着开发深入,油藏地质条件更复杂,需要抓住关键因素,找到油气富集带,才能精准布井、打高产井。

王152块早在2011年就发现并建产,但因为产能低,完钻7口井后被称为“叫停了产能建设”。

2021年,技术人员通过实施降黏引驱措施,王152-X6试验井组单井日产油稳步上升,单井日产能由0.9吨提高至3.7吨。同时,王152-X13井通过实施降黏+压驱措施,峰值日产量达到9.1吨。10年未动用的储量得以有效动用。

对于提高单井产能,胜利油田勘探开发研究院形成了四种对策。

一是夯实地质基础、描准地质“甜点”提产能,在断块油藏特高含水老区依然可以打出高产井,在整装油藏特高含水期依然能够找到剩余油高饱和带,潜山油藏开发的产量“二八”现象(占比仅20%的高产井,贡献了80%的产量)得以破解。

二是地质工程一体化设计,扩大控制规模提产能,特别是用非常规理念开发以低渗透为主的未动用储量。滩埋砂油藏油层集中发育是优势,就利用非常规水平井体积压裂技术大幅度提产能;砂砾岩油藏油层厚度大是优势,就利用大斜度水平井大幅度扩大单井控制规模提产能;断块油藏特高含水期断层控制小规模富集剩余油,就利用复杂结构井提高储量控制程度。

三是稠油油藏多元复合,提高原油流量提产能。稠油油藏存在“流不动”“流不远”“流不快”的问题,通过多元复合开发方式有效降低原油黏度、增大泄油体积,可有效提高单井产能。

四是实施压驱开发、快速补充能量提产能。“能量”是单井产能的首要决定因素,“压驱开发技术”成为提高地层能量、保持高产稳产的重要手段。2020年以来,压驱技术在胜利油田82个低渗透单元应用,综合含水率下降2.5个百分点,油井动液面回升271米,累计增油超15万吨。

油层保护是核心

要想油井高产,油层保护是核心。

这是一项系统工程,涉及设计、钻井、测井、完井等全过程,任一环节保护不到位,都会影响整体效果,必须实行一体化研究。

针对油层保护的重点环节,胜利油田与胜利石油工程公司深度合作,形成了钻井、测井、完井过程储层保护技术。

在钻井方面,通过优化设计钻井液及井身结构,应用控压钻井等技术,实现对油层的有效保护。在测井方面,随钻测井、直推式存储式测井、通测一体化等技术得以广泛应用。固完井液技术、固井工艺优化,则踢好了单井产能大幅提升的“临门一脚”。

这其中,钻井液优化的贡献尤为突出,如应用合成基钻井液后,郑41-平2井最高日产油近30吨,渤页平5井日产油气当量90吨,樊页平1井初期日产油80吨……

此外,“理想充填”油气层保护技术可实现对较大孔隙及其他尺寸孔隙的有效暂堵和保护,最大限度减弱钻井液对非均质性较强储层的影响,已在130余口井中应用。

堤北244井采用微涌边钻、微漏边钻的欠平衡钻井技术,既保证了钻井成功,又有效保护了油气层,日产油达235吨。

地质工程实现一体化

义184特低渗区块,探明储量超3000万吨,技术人员2013年优选埋藏浅、物性好的义171井区开展开发试验,但平衡油价高达96美元/桶。

近年来,胜利油田与胜利石油工程公司风险共担、合作共赢,强化地质工程一体化研究,在储层物性变差的情况下,大幅提高了新井产能,实现义184区块在40美元/桶油价下高效建产,成为一体化建产的样板。

胜利油田已探明而未开发储量,以及陆相页岩油资源,都是利用常规手段难以动用的资源;储量埋藏深、品位低、厚度薄;钻完井周期长、费用高;常规工艺产能低,投入产出比低;投产产量递减快,地层能量补充难度大。

传统的各专业接力式管理模式,“各扫门前雪”,难以实现整体经济建产,到头来盈亏平衡点还是居高不下。

地质工程一体化,则实现各专业管理由接力式向并列式转变,原来的单向评价转变为循环评价、反复迭代、持续优化,按评估条件倒逼投资成本,促进未动用储量有效动用。

2021年,胜利油田产能建设项目平衡油价从最初的70~80美元/桶降至40~50美元/桶,多口页岩油井日产油峰值超百吨。



中原油田东濮老区自然递减三年连降

本报讯 2021年,中原油田文留采油厂文中心采油管理一区油藏开发效果持续改善,自然递减率为-4.04%,创近年来最低值。其中,该区所管辖的文25东块自然递减率与2020年同期相比降低9.81个百分点,文10块自然递减率控制在2%以内。

自然递减率是评价油田开发效果的重要指标,很大程度上反映了开发水平的高低。但在油气资源开发过程中,老井产量逐年递减是不可避免的自然规律,只能通过科学手段加以控制,使其减速变缓。文25东块、文10块开发形势稳定好转,得益于地质技术人员采取井网调整、注水调整等措施,减缓了自然递减。

2021年,中原油田抓实抓好控递减基础工程,平衡储量、产量、效益三者之间的关系,地质、工艺、修井等专业协同发力,提高井网对剩余油的控制程度,配合流场优化调整、不稳定注水、调驱等措施,在“水文章”上大下功夫,筑牢稳产基础。2021年,东濮老区自然递减率为8.08%,比2020年同期下降0.76个百分点,为近3年最低值。

中原油田制定了油气开发分级管理办法,形成“全员控递减,人人有责任”的良好局面。从油田、区块到井组、单井,从集团公司高级专家到各油气生产单位技术人员,层层压实责任,制定相应考核办法。濮城采油厂制定了自然递减分因素控制方法,建立“分类承包、分点控制、分级量化考核”的责任体系。

“一块一策”区块管理方法成为控制自然递减率的有力抓手。中原油田在完成127个油气区块潜力调查和健康普查的基础上,对文85块等8个重点治理区块进行水驱提效综合治理,覆盖地质储量7054万吨。2021年,这8个重点治理区块共增加水驱动用储量175万吨,产量比2020年增加1.45万吨,自然递减率比计划下降2.78个百分点。

当地下能量逐步变低,科学注水是最经济有效的能量补充方式。中原油田精细基础研究,进一步细化剩余油分级评价,通过平面优化流线、控制无效注水量、纵向深化分类储层精细调整等手段,实现潜力层有效注水。其中,文卫采油厂卫6区块综合含水率比2020年下降1.58个百分点,自然递减率降低5.68个百分点。

中原油田坚持优化油水井措施方案,把低成本战略贯穿油气开发全过程,严格计算投入产出比,将平衡油价控制在40美元/桶以下作为“硬杠杠”。在此基础上,他们充分调动地质技术人员的智慧,开展油藏区块和注采井组动态分析,大力实施注采动态调配、变强度注水、周期注水等低成本措施,较好地控制住了自然递减率。2021年,中原油田共实施动态调配工作量5563井次,累计增油3.87万吨,相当于降低自然递减率3.1个百分点。

(曹 柠 冯艳红)



风险探井阳页1HF井顺利完成储层改造

近日,风险探井阳页1HF井顺利完成储层改造,单段加砂强度创工区最高纪录。阳页1HF井是华东油气部署在四川盆地川东高陡褶皱带阳泰沟背斜的一口风险探井,储层改造顺利完成将为后续龙泽组海陆过渡相页岩气研究提供相关参数支撑。图为阳页1HF井储层改造现场。

沈志军 何能举 张龙富 摄影报道

西北油田塔河六区采收率比塔河其他区块平均采收率高出10个百分点

打造碳酸盐岩油藏开发标杆

□付童童 吕晶

塔河油田六区投入开发已21年,采收率却比塔河地区其他10余个区块平均采收率高出10个百分点。

“十三五”以来,西北油田集成10项关键技术,将塔河六区打造成高效开发示范区,年产油保持在28万吨以上,采收率从2016年的22.2%提高至2021年的24.7%。

聚焦难点开展攻关

塔河六区属碳酸盐岩缝洞型油藏,储集体控制程度达90%,综合含水率51.8%,因油水界面逐年抬升,开发空间受限。对此,技术人员聚焦开发重点、难点问题,以评价认识储量为核心,地质、物探、测井等多学科联合开展攻关,寻找提高采收率的有效方法。

对于塔河六区稠油,技术人员应

“我们深化岩溶系统研究,创新多属性缝洞刻画表征技术,细化不同储层的建模数模一体化技术,应用体积雕刻法开展储量复算与分类评价,由单点提高采收率向系统提高采收率转变。”西北油田勘探开发研究院总地质师吕艳萍说,精细岩溶系统研究改变了布井困难的局面,“十三五”期间,塔河六区共投产新井29口。

加大技术应用力度

2021年,塔河六区部署的5口短半径侧钻井均成功建产,单井初期平均日产油21吨,累计产油1.2万吨。技术人员精细标定储集体位置,精准把控钻井轨迹,充分动用井周100~200米范围内的储量,与常规侧钻相比,平均钻井周期减少15天,单井成本节约160万元。

对于塔河六区稠油,技术人员应

用复合降黏技术替代掺稀生产,利用大排量抽稠泵、螺杆泵等高效举升设备,形成了地层—井筒—地面系统完整配套技术体系,措施有效率提高11个百分点。

TK681X井位于S80主干断裂北段东侧,生产期间逐层水淹,实施3次淀粉胶堵水措施,产建效果未达预期。技术人员实施高强度触变凝胶留塞封堵、小型酸化解堵措施后,该井实现无水自喷生产,日增油33吨。

“现场应用中,我们注重‘气水协同’,持续提升开发质量。”勘探开发研究院碳酸盐岩油藏项目部主任杨德彬说,他们采用调流道、井组注氮气驱油技术,完善水驱、气驱一体化井网,有效提高了水驱控制程度。

推广标杆开发经验

通过六区的研究实践,技术人员

建立完善了“缝洞精细刻画定结构、岩溶系统研究定关系、储量评估定井网、建模数模定剩余油”的“四定”技术,为构建单元立体结构井网、提高储量动用率提供了技术支撑,目前已在塔河油田全面应用。

2021年,塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏共部署128口井,已建产90口井,累计产油27万吨,单井平均日产油21.5吨。

“在三维地震资料上精细标定储集体位置十分重要,因此2021年我们开展了塔河西部连片地震资料分区标定。”勘探开发研究院地震刻画组组长文欢说。

技术人员精细刻画24个大单元,分阶段判断储量动用状况与储量分布特征,部署新井43口,投产33口,平均日产油20吨以上,助力11个单元的综合治理,比预期多增油近5万吨。