

确保“十四五”开好局 以优异成绩庆祝建党100周年

“十三五”高效开发油气田巡礼(三)

托甫台区块:创新治理高含水井

□本报记者 王福全 通讯员 赵 云 谷海亮

托甫台区块于2006年投入开发,至“十三五”初期,面临注水效果变差、底水持续抬升等开发难题,尤其是油井含水率普遍较高,效益开发形势严峻。

西北油田精细刻画油藏、推进地质工程一体化研究、开展高含水井专项治理,“十三五”期间,托甫台区块生产原油566万吨。与“十三五”初相比,目前自然递减率为14.46%,基本持平;综合递减率为8.63%,降低3.66个百分点;采收率为16.79%,提高0.28个百分点。

托甫台南区由采油一厂管理。5年来,技术人员利用储集体精细刻画技术,重新认识储集体空间结构特征,深化岩溶系统认识,创新形成断裂纵向T形断溶体岩溶模式地质新认识,在此基础上开展天然气驱、断溶体深部堵水等新工艺技术攻关,提高储量动用程度。

托甫台北区由采油三厂管理。“十三五”期间,技术人员引进专业软件,结合油藏分析,详细摸排停产井、未建产井潜力

410井次,实施注水、注气、措施作业282井次,增油75万吨;精细油藏描述,增加动用储量1110万吨;吨油成本下降186元。

近两年,西北油田大力推进地质工程一体化,提升托甫台区块措施的针对性和有效性,增强效益开发能力。2020年5月,在TP182X井堵水作业措施论证中,技术人员综合考虑地质潜力与风险、储集体空间连通认识情况、工程难度与效益论证,制定了地质工程一体化堵水方案。实施后,该井增油3800多吨。

除地质工程一体化堵水外,西北油田还采用提液打破屏蔽压差、井间流势调整、单元规模气驱等方式,全力治理托甫台区块高含水井。其中,在提液打破屏蔽压差方面,他们运用油水压差量化计算方法解决了前期笼统提液无法精细化的问题,近两年实施18井次,增油2.2万吨。他们还丰富和完善了剩余油类型及相匹配的堵剂体系,有效提高堵水有效率。

目前,西北油田正在8个碳酸盐岩油藏高产区块推广托甫台区块的技术创新和管理创新经验。

利津油田:精细调整控水稳油

□许庆勇

经过40多年开发,利津油田进入高含水高采出程度开发阶段,局部井网失控,水驱控制程度降低,层间、层内及平面矛盾突出,剩余油分布零散。

对此,胜利油田滨南采油厂树立“从增量拉动向存量增量并重转变”的思路,把更多精力放到老油田挖潜增效上,通过精细研究、精细调整、精细注水,不断提高老油田开发水平。

技术人员坚定“一切资源皆可动”的信心,精细地质研究和油藏描述,认清断块剩余油分布及潜力,实施高效注采完善措施,提高储量控制程度。

在此基础上,滨南采油厂对利52块、利98块和利32块3个双低单元进行治理,通过钻新井、潜力层补孔、提液、扶停、转注、酸化攻余增注及深度调剖等措施,完善注采井网,提高注采对应率,增大注水波及体积。治理后,3个单元日产油由49吨升至93吨。

利津油田注采矛盾逐年加剧,技术人员将工作重心由措施增效向注采调整转变,实施周期注水和动态调配,打破原有注

采平衡,转换优势流场,改变流线方向,增强水驱效果。36个井组实施流场流线调整后,日产油由130吨升至183吨。

针对低效井,技术人员分析原因,采取补孔、提液、酸化和泵加深等措施治理低效井15口,初期日增油26吨。针对停产井,他们采取卡水、防砂、酸化、压裂改造和补孔提液措施,实施扶停井46井次,累计增油1.3万吨。

他们树立“注足水、注好水、注有效水”理念,综合施策精细注水。针对断块油藏层多、层间非均质性强、储量动用不均等问题,他们实施细分多层注水,增加小层吸水量,化解层间矛盾。近年来,利津油田分层注水井增加13口,分注率提高4.2个百分点。

围绕注有效水,技术人员分析每个井组的连通对应情况,搞清受效井水流方向和出水层位;评价平面注水和层间注水效果,对主力层提液井的井组上提注水量,对合水上升快的非主力薄层控制注水量。近年来,利津油田水井动态调配年均20个井组以上,初期日增油26吨。

通过精细开发调整,“十三五”期间利津油田开发形势保持稳定。

洲城油田:“破碗”油藏精准施策

□本报记者 沈志军 通讯员 耿 捷

“十三五”期间,华东油气洲城油田年产量从8.1万吨升至22万吨,自然递减率由15.52%降至13.42%,综合含水率由76.1%降至59.5%,开发指标持续向好。

洲城油田开发于1975年,集小、碎、低、薄、深的“破碗”油藏特征于一体。对此,泰州采油厂重新认识构造储层、重新认识油水关系、重新认识技术政策,深挖老油田开发潜力。

仓场区块开发于2010年,油层多且薄,就像芝士芒果蛋糕,细分注水后最高日产油62吨,于2018年进入中高含水开发期,水淹通道不断扩大,含水率快速上升,2019年末日产油仅20余吨。2020年,技术人员根据分层注水示踪剂监测结果等资料,重新认识分层水淹与剩余油分布状况,制定4口高含水水井的精准堵水方案,实施后日增油28吨,其中仓1-4井日产油由0.35吨增至11.4吨,含水率由96%降至5%。

“三个重新认识使技术人员成为油藏‘内科大夫’,仅2020年就精准施策27井

次。”泰州采油厂厂长唐建信说。

老油田想要保持年轻态,不仅要“看病去灶”,而且要补充能量。

注水方面,技术人员恢复和新增注水点实现注够水,做好动态调配确保注得准,开展多种形式的调驱实现注好水。他们树立“尽早介入、提前预防”的水窜治理理念,对南华201区块8口井采用深部转向和聚驱相结合的调驱工艺思路,无水采油期达32个月,综合含水率稳定在13%。

注气方面,技术人员探索“井组低注采比+气液交替注入”的二氧化碳复合驱开发技术,将二氧化碳作为波及剂,将洗油剂作为驱油剂,增大驱替介质波及体积。实施后,洲城油田5口井见效增油,日产油由10吨最高升至27吨,综合含水率从96%降至91%,提高采收率2.2个百分点。

新区产建方面,近年来,华东油气先后在溱潼凹陷发现南华、吉沟、仓西、陈8等“小而肥”优质区块。他们推行“井工厂”流水化作业高效产建模式,实现投资降低、井增人不增。其中,仓西3区块新建年产能6.72万吨。



◀西北油田托甫台区块TP13井措施作业现场。刘旭摄



▶华北油气加快集气站建设推动东胜气田规模上产。马献珍摄



◀生产中的胜利油田滨南采油厂利津油田丛式井组。许庆勇供图



▶西南油气技术人员研究新场气田开发方案。李晓明摄



▶胜利油田孤岛采油厂技术人员研究垦西油田开发方案。高莉摄

东胜气田:升级技术快速建产

□本报记者 马献珍 通讯员 卜彩霞

“十三五”期间,华北油气东胜气田从零起步,年产气量逐步提升至2020年的15亿立方米,累计产气超30亿立方米。

东胜气田位于鄂尔多斯盆地北缘。传统理论认为,鄂尔多斯盆地北缘不利于油气保存、富集。“我们主动挑战盆地北缘贫气的固有认识,相信一定能找到资源。”华北油气开发管理部经理刘小波说。

科研人员深化地质研究,明确了“源-储-输-构”成藏要素差异配置,建立了盆缘连续-非连续成藏模式,形成了盆地差异化成藏理论,对气藏的认识由单一岩性气藏转变为岩性、构造多类型复合气藏。

在此基础上,他们采用河道分期剥离技术,实现河道砂体有效预测,水平井砂岩钻遇率由85.2%提高至93.3%。“十三五”期间,华北油气评价出两个千亿立方米优质储量区,落实可动用储量870亿立方米。

东胜气田具有储层致密、含水性复杂等特性,效益开采难度大,华北油气积极升级开发技术。

针对气田纵向发育多套气藏的实际情况,他们建立混合井网部署模式,采用直井、定向井、水平井丛式井组部署,大幅提高了储量动用率。2020年,气田丛式井组比例达77%,储量动用率由54%提高至68%。

针对高产水气井产能释放难、水处理成本高的难题,他们集成创新“同井采注”技术,在井筒内实现气、液分离,采出水返回地层,天然气出井口,目前应用32口井,日增气20余万立方米。

工程地质一体化是高效开发的金钥匙,而迭代升级是工程地质一体化的精髓。

华北油气把每口井当成一项工程,实施“星级管理”,按照部署论证、单井设计、队伍优选、组织实施、效果评价五个维度实行闭环管理,每口井都经过多轮次优化,力争井井都是精品。JPH-469井通过“星级管理”流程迭代,预测日产量从3.1万立方米提高到4.8万立方米,在实施过程中持续调整,实际日产量达到6.8万立方米。

通过迭代升级,5年来,东胜气田钻采投资下降15%,保障20亿立方米产能经济有效释放,实现气田快速上产。

新场气田:把“带骨肉”吃干榨尽

□薛婧 唐灵

30年前,在四川盆地西部“聚宝盆”川西拗陷,西南油气先后发现10个气田及含气构造,其中新场等气田成为主力气田。

随后,典型致密砂岩气藏——新场气田中浅层沙溪庙组气藏成为西南油气“饭碗工程”,以超10亿立方米的年产量连续稳产9年。现在,它虽逐渐老去,但年产气仍超5亿立方米。

“三次地质认识和增产工艺技术突破,成就了新场气田30年效益开发。”西南油气勘探开发研究院开发一所所长高伟说。

从最开始的直井单层规模开发到“一块带骨肉,只挑肉最多的部分吃太浪费,用一口井把几层肉都吃到岂不更好?”高伟介绍,在2005年的开采技术条件下,气藏仅能维持稳产一两年,最终只能吃掉1/3的“肉”。

面对大量未动用储量,科研人员围绕单井产能、工艺水平、储量动用率、气藏采收率、开发效益“五个提高”开展攻关。第二次工艺突破,如同医术高超的“介入手术”,水平井可在储层里精准穿行。到

2010年,西南油气把新场气田不太好啃的“肉”也吃进嘴里。

“建模数模技术让我们搞清楚哪里还有剩余气、还剩多少,我们细分开发单元、精细调整井型,把沙溪庙组气藏吃干榨尽。”高伟介绍,2014年后,他们利用剩余气描述技术摸清气藏情况,差异化实施加密调整井,滚动扩边建产。

“十三五”期间,新场气田沙溪庙组气藏新增动用储量20亿立方米,增加可采储量17亿立方米,采收率提高2.9个百分点,达到53%,远超国内同类气藏。

老井精细维护方面,研究院科学配产,采气厂采取“一井一策”进行维护,建立产量、压力两套检测系统来保驾护航,研发新工艺技术令“低老坏”井重获新生,气藏综合递减率从14%降至5.2%。

“目前,新场气田沙溪庙组气藏探明储量动用程度达100%。随着在陆相深层滚动建产,它将进入新的生命周期。”谈到新场气田的未来,西南油气开发管理部副经理邓文龙眼里闪烁着光芒,“我们和西南石油工程公司合作推进效益开发,力争在‘十四五’末建成15亿立方米年产能,老气田即将焕发新生机。”

垦西油田:特高含水仍有潜力

□李超君 李婉伦恒启

胜利油田孤岛采油厂垦西油田于1973年投入开发,于1993年进入特高含水阶段,由于构造复杂、井网完善程度较低,层间矛盾突出,整体采出程度仅为30.2%,仍有较大开发调整潜力。

“十三五”期间,技术人员深化油藏评价和基础研究,强化剩余油分析和技术攻关,高效勘探和产能建设并重,垦西油田主要开发指标持续向好,自然递减率降至9.6%,含水上升率为-1.8%,年产量保持平稳,实现高质量发展。

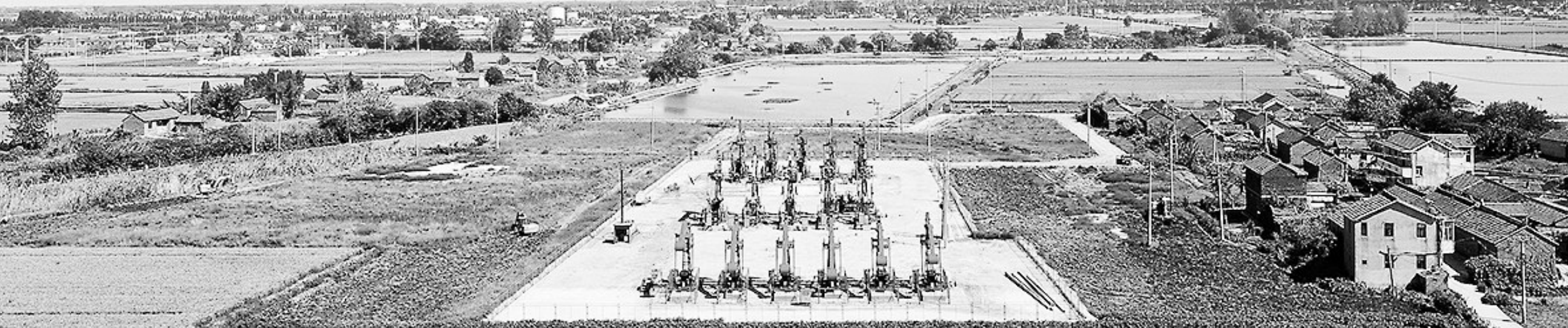
深化潜力评价,拓展资源接替阵地。面对深藏地下数千米的“石油河”,他们打破思维定式,重新认识成藏规律,积极寻找高效接替阵地。“十三五”期间,技术人员精细砂体描述,沿水道走向展开评价,其部署探井、滚动评价井21口,新增探明石油地质储量289万吨,新建年产能3.2万吨。

精细地质研究,在新认识上找突破。面对油藏采出程度不均衡的问题,他们运用储层精细对比、数模建模等技术,结合钻

井、测试等动态资料,重新认识剩余油潜力。“十三五”期间,技术人员分层评价、立体部署,先后实施了东营组和馆陶组两个整体调整方案,投产新井16口,建成年产能3万吨。

重建注采对应,老井挖潜提速提效。垦西油田微构造、次级断层发育,油水关系复杂,他们瞄准注采矛盾点,借助井间示踪监测等手段,掌握微构造变化、储层展布对注采对应关系的影响,有针对性地进行注采调整,建立仿边水驱、周期注水等灵活注采新模式,有效提高开发效益。同时,他们大力推广侧钻、大修等工艺技术,加大长停井、套损井治理力度,恢复失控储量70万吨。

攻关配套技术,特稠油实现效益开发。垦71东三段特稠油投产于2012年,是垦西油田最年轻的区块。“十三五”初期,受边底水侵影响,单元含水上升快,常规注汽热采效益变差。技术人员积极攻关冷采降黏技术,实施调堵+降黏新工艺,有效解决边底水侵问题,且无须动管柱、作业周期短,东三段特稠油产量实现稳中有升。



▲水乡中井架林立的华东油气泰州采油厂洲城油田仓西3-9生产平台。

沈志军 摄