

“一体化”驱动“高质量”

中国石化持续深化上游一体化协同发展，推动油气勘探开发迈向更高质量

发挥一体化优势是集团公司部署的重要工作，是保障国家能源安全的坚定行动。近年来，中国石化上游企业围绕油气藏经营价值最大化，充分发挥一体化优势，积极探索价值引领、合作共赢、协同发展的路径模式，构建了一体化规模效益增储建产新模式，创建了难动用储量一体化规模高效动用新范式，技术装备一体化攻关应用迈上新台阶，资源资产一体化共享见到新成效。本版展示相关企业的生动实践，敬请关注。



问：地质工程一体化有何深刻内涵？对实现上游企业合作共赢协同发展有何重要意义？

答：地质工程一体化是指将地质学、工程学、环境科学、信息科学等多个专业知识和技术有机结合，综合运用地质工程领域的理念，目的是通过对地质环境的综合研究，工程设计、工程施工、运维管理等全过程的系统管理，实现地质工程项目可持续发展，以及满足人类对土地、资源的利用和开发利用需求，同时保护自然环境的完整性、稳定性、规范提高风险。

地质工程一体化是油气勘探开发长期坚持的一种管理方式。深化从物探解译、地质认识、井位部署、钻井地质设计、钻井工程设计、完井方案及测试设计、压裂设计，到油气勘探、采收率设计、产能预测、压裂施工、互相验证，为实施方案的确定提供科学依据。

页岩油气的开发促使了地质工程一体化理念的成熟，逐步向技术体系推进。立足地质、钻井、完井、储改四大工程的技术协同，以强大实力为手段，以油藏表征、地质建模、地质力学、油气工程评价为核心，以工程技术迭代为支撑，实现页岩油气的有效开发。

问：当前中国石化上游一体化发展的情况如何？

答：2022年4月，为推动石油工程“双提”工作再上新台阶，油气和新能源板块研究决定开展“示范井工程”建设，推动示范井规划、标杆示范标准、引领工程设计、装备、管理和服务持续提升，建立了油田部与勘探一体化专家工作室，各油气分公司也建立了一体化专家工作室，分别支持了胜利油田牛1井区等的钻井与压裂、西北油区塔河12区、顺北等超深井的钻完井作业，西南油气田页岩气示范区的产能建设，江汉油田东深井压裂与红层页岩油气的开发等。两年来，国内上游企业累计完成41口示范井（钻井33口，压裂井8口）建设，取得5个高效示范区块，96项新技术新纪录，锤炼了一批设计、监督及施工队伍，有力推动了重点油气勘探生产领域高质量勘探和效益开发。

在示范井工程建设中，积极引进先进技术，集成推广成熟技术，加快关键技术攻关突破，组织对两批示范井进行四维性评价，建立了56个区域技术模板，优化形成了92项钻完井技术、15项区域勘探操作法。

问：地质工程一体化还有哪些发展空间和潜力？下一步的重点工作是什么？

答：地质工程一体化是把传统的地质与钻井遇到的障碍和矛盾，转化为一个相容的技术迭代、技术协同的过程，实现一体化研究、一体化设计、一体化实施和一体化迭代。常青一体的地层工程一体化迭代，就是根据地质资料，以及压裂曲线、地层监测、油水井生产数据，不断迭代更新地质模型、产能模型、改变钻井设计、施工和压裂方式，在数字化的支持下，再造新的认识方式和手段，实现储量的最低成本和最大幅度动用。

地质工程一体化的实现路径是以工程技术服务为主导，地质认识为载体的实施过程管理，是创新链、产业链、资金链和人才链“四链”的深度融合，是复合型决策人才与机制的培养和形成过程。

下一步，应重点加强技术协同和技术迭代。技术协同要求突破原有“挂帅条块分割、管理接力进行”模式，立足工程实施过程与地质认识的闭环效应，把指标变成常用的战术序列，把客户、产量、压裂规模、表面体积转化为提高采收率的效率。技术迭代要求通过技术的应用和创新，形成标杆化的提升设计模板并迭代创新，让工程技术更容易实现地质目标，有效降低总成本。



问：要推进国内上游一体化发展，石油工程公司应如何发挥自身优势，实现油气资源协同开发和利用？

答：石油工程公司最大的优势就是拥有完整的石油工程专业产业链和一批优秀的专业技术人才，这是几十年来伴随着我国油气勘探开发逐步创新发展而来的，同时也是持续推进能源饭碗、发展新能源产业、保障国家能源安全的基石。

按照集团公司部署，要推进国内上游一体化发展，实现油气资源协同开发利用，石油工程公司必须最大化发挥自身优势。

一方面要在地质工程一体化的框架下，围绕储量动用最大化、强力推进物探、钻井、测录井、压裂、测试、地面建设等专业技术成果的融合。技术发展到今天，围绕地下油气藏高效勘探开发的各专业已经形成了相互支撑、相互依托、密不可分的关系，推进、加强各专业领域的专业化创新发展，已经成为支撑石油工程公司可持续高质量发展的关键。

另一方面，对专业化人才的引进培养必须成为公司发展的重中之重。当今世界已经进入信息化发展的时代，自动化、信息化、数字化已经成为引领第四次工业革命和高质量发展的主流，石油工程必须抓住这个大势。专业化人才是石油工程公司向世界先进水平迈进的最重要、最稀缺的资源，也是最重要的生产力，石油工程公司必须加大力度，在政策、体制机制、待遇等方面全方位增强吸引力、激发创新力，以更好地担当保障国家能源安全的使命。

问：以难动用储量一体化开发为例，石油工程公司在实践过程中遇到了哪些挑战，取得了哪些成绩？

答：难动用储量一体化开发是集团公司针对国际油价起伏、对标国际石油公司油气效益开发水平、结合国内油气资源品质和开发状况，提出的有效应对国际能源价格波动风险、实现储量动用最大化和效益开发的重要举措。经过7年的探索创新，石油工程公司在难动用开发实践中收到一系列显著成效。

胜利油田砂砾岩油藏93%以上开发成本高，稳产效果差，是胜利油田和胜利石油工程合作开发的首个块状难动用储量。当时，胜利井下作业公司地质所和工艺所技术人员组成一体化压裂酸化团队，联合测录井团队，加强与甲方的地质工程一体化融合，从构造地层入手，分析沉积相、沉积积聚特征，进行测井并精细评价，找出增产产能突破和实现稳产的主要控制因素，从压裂成层、方案优化、材料优选等方面组织实施，压裂后收到了自喷稳产近一年的增产效果。后续，这种模式在胜利油田184块油积块，高94块油积砂等油藏推广，均实现了高效动用。

要实现难动用油气藏从效益开发到经济高效开发的转变，石油工程公司在装备、工具、材料、技术和发展理念等方面面临诸多挑战。近10年，页岩油气的革命性突破极大推动了石油工程装备技术进步；钻机动力大幅提升，激进参数钻井、新技术实现突破，钻井周期10年累计缩短60%以上；电驱压裂装备制造成功，集约化工厂化施工模式推行，自动化控制技术应用极大地提高了压裂效率，降低了压裂成本。新材料、新工艺、新工具的研发应用不断刷新纪录指标。可以说，难动用储量开发带来的挑战，成就了石油工程公司的快速

胜利油田与胜利石油工程合作开发呈现多点突破的良好态势，累计动用储量1.45亿吨

目标同向 拓展效益开发空间



朱克 摄

□田承坤

陆上，4.2天、2.5天，商541、滨37区块接连刷新钻井周期纪录；海上，101.2吨，埕北20B-P2井刷新南海上稠油单井日产纪录……

从陆地到海洋，胜利油田和胜利石油工程合作开发呈现多点突破的良好态势。双方累计合作动用储量1.45亿吨，建成产能176.7万吨/年，实现了难动用储量在油价40~50美元/桶条件下效益开发。

他们从源头优化钻井37—2斜2井方案设计，机械强度提高132%，40563钻井队钻机月度进尺达11958米，创胜利石油工程月度钻速新纪录。

“我们探索形成了具有胜利特色的地质工程一体化模式。”胜利石油工程困难动用储量管理工作组负责人说，通过多专业融合协作，形成高效的组织运行模式和全过程度量管控模式，推动区块效益开发。

为尽快破局，胜利油田和胜利石油工程坚持合作共赢理念，充分发挥各自技术优势，将技术创新作为突破关键点，形成了提高单井、超前压裂、优快钻井、高效压裂技术系列。

创新性突破：挑战极限，解放禁区

2023年9月~2024年3月，短短半年，胜利海上稠油区块实现了从“不可能”到“可能”的跨越。埕北20B-P2井以日产油101.2吨的傲人成绩，刷新了胜利海上稠油单井日产纪录。这正是胜利油田与胜利石油工程一体化发展的最新成果，提升了油藏经营价值，实现了整体利益最大化，打造了发展共同体、风控共同体、利益共同体。

一年前，钻机的轰鸣声打破了沉寂。发现30多年来的商541区块迎来了开发的曙光，在一体化合作模式下，目前完钻26口井，18口井刷新纪录。

“这是井，地面是景。滨南采油厂地质研究所主任师蒋成国说：“与其他井工不同，这里采用井口横模式，是名副其实的‘地下井工厂’。”这正是双方一致的共识。

“这种油藏开发难度大，一直没有找到合适的开发方式。”胜利油田鲁明公司副经理董忠新说，“合作开发‘救活’了这个区块。”

多年来，双方合作区块单井平均日产油6.6吨，每年百万吨产能投资大幅下降。

效果看得见：胜利油田连续稳产5年后，2023年实现原油产量箭头向上；胜利石油工程通过管理方统筹，创新提速，持续促进工作量释放，分成油创效超3亿元，钻机动态率增至92.4%。

功力所至，则无不胜。众智所为，则无不成。目前，胜利油田和胜利石油工程初步制定了三年的建产规划，合作新建产能100万吨/年以上。

西南油气与西南石油工程“双赢合璧”，实现新场-合兴场须二致密气藏效益开发

变革创新 合作开发共品“佳肴”

□薛 靖

“吃西餐的时候需要刀叉，整块牛排没法直接扒拉到嘴，得用叉子固定，用刀切分，少一样就费劲。”西南油气田勘探开发公司、资源发展部经理邓绍林说，“难动用储量就像一块大牛排，得切开，吃了不，油气田和工程公司就像叉和刀，协同合作才能把牛排吃进嘴里。”

西南油气在四川盆地及周边地区拥有40个油气勘查和开采区块，七零八落分散在“聚宝盆”的边缘地带，资源禀赋不一，大部分都是低洼、低产、低丰度和非均质强的低品位储量。

随着油气勘探向“两深一 umo”拓展，深层及常压页岩气、低孔低致密气、超深层碳酸盐岩气等难动用储量逐渐成为油气勘探开发的主阵地，效益建产难度极大。

西南油气田就像那把叉子，指向方向，待利刃上阵。西南石油工程与西南油气共同成立专项协调工作小组，联合攻关团队，强化一体化运行，打破管理壁垒，缩短决策链条，共选优秀开发方式，持续攻关储层改造关键技术、低成本工艺、开源节流、平井和多层压裂采气等试验，紧密跟踪实钻情况，降低投资，提高效率。

2022年，合作实施的新8—2井区，新盛101井区7口井投产，平均单井日产量达15万立方米，是方案设计3倍，实现了原方案设计18口井新建3亿立方米/年产能的目标，并形成了适用于须二气藏的大规模体压裂工艺技术。截至目前，西南油气田与西南石油工程合作开发的18口井，已投产16口井，动用储量187亿立方米，新建产能6亿立方米/年，累计生产天然气约10亿立方米，成功突破须二气藏动用储量效益开发技术瓶颈，实现规模上产。

唯有革新者才能破局

在四川盆地，埋深3500~5600米的须家河组气藏分布范围广、资源潜力大，但储量密度低且储层致密，90%的储量不能动用效益。其中，新场—合兴场须二气藏的勘探开发始于20世纪80年代，已探明储量2581亿立方米，历经30年4轮勘探评价，实施44口井，有效井占比仅23%，储量动用程度低，处于经济效益边缘，同类气藏也无规模效益开发先例。

“N95口罩能过滤的颗粒物直径为5微米，储层孔喉直径不足1微米。”西南油气田勘探开发研究院杨长海博士介绍，“川西须二气藏因超压、超致密，超晚期构造地质难题，一直难以实现效益开发。”

2021年3月，西南石油和西南石油工程“双赢合璧”，本着风险共担、合作共赢的原则，采取工程承包模式，开启了新场—合兴场须二气藏3亿立方米/年产能动用储量效益开发先导试验。建设新场气田新8—2先导试验区和合兴气田新盛101先导试验区两个合作开发区块，计划通过18口井新增动用储量104亿立方米，新建产能3亿立方米/年。

西南油气作为合作开发项目的投资主体，负责全过程监督管理，并对开发效果总负责，以实现项目基准收益率8%倒算单井投资，建立超产效益分成激励机制。西南油气田在其他区块也积极探索合作开发模式。

2021年，西南油气田页岩气项目在前期威页区块钻井工程大包的基础上，将丁山区块石油工程项目大包给华东石油工程，累计投产9口井，超产146.16万立方米。

在川西陆相中浅层、深层，川东北陆相及页岩气等开发领域，西南油气田在大量困难动用储量，要实现创新驱动、需要持续变革和创新找出路。

围绕高单井产能和经济可采储量，西南石油工程持续优化产能和经济可采储量，西南石油工程通过强化地质—工程—经济一体化攻关，深化气藏评价、优快钻井、储层改造、地面集输等工作，对项目质量、安全环保和实施效果管控负责，并承担一定比例投资风险。

西南油气田作为合作开发项目的投资主体，负责全过程监督管理，并对开发效果总负责，以实现项目基准收益率8%倒算单井投资，建立超产效益分成激励机制。西南石油工程通过合作开发模式，2021年，西南油气田页岩气项目在前期威页区块钻井工程大包的基础上，将丁山区块石油工程项目大包给华东石油工程，累计投产9口井，超产146.16万立方米。

在川西陆相中浅层、深层，川东北陆相及页岩气等

开发领域，西南油气田在大量困难动用储量，要实现创新驱动、需要持续变革和创新找出路。

围绕高单井产能和经济可采储量，西南石油工程持续优化产能和经济可采储量，西南石油工程通过强化地质—工程—经济一体化攻关，深化气藏评价、优快钻井、储层改造、地面集输等工作，对项目质量、安全环保和实施效果管控负责，并承担一定比例投资风险。

西南油气田作为合作开发项目的投资主体，负责全

过程监督管理，并对开发效果总负责，以实现项目基准收益率8%倒算单井投资，建立超产效益分成激励机制。西南石油工程通过合作开发模式，2021年，西南油气田页岩气项目在前期威页区块钻井工程大包的基础上，将丁山区块石油工程项目大包给华东石油工程，累计投产9口井，超产146.16万立方米。

在川西陆相中浅层、深层，川东北陆相及页岩气等

开发领域，西南油气田在大量