

# “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

## 新闻会客厅



集团公司高级专家 陈天成

**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与技术有机结合,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,实现地质工程项目的可持续发展,以及满足人类对土地、资源的利用和开发需求,同时维护自然环境的完整性和稳定性,规避工程风险。

地质工程一体化是油气勘探开发长期坚持的一种管理模式。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、采油气及排采制度、产液剖面测试、压力恢复测试等全链条的一系列认识,互相验证、互相印证,为开发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,以强大算力为手段,以油藏表征、地质建模、地质力学、油气藏工程评价为核心,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“四提”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,推动示范规范、标杆标准,引领工程技术、装备、管理和组织运行水平持续提升,建立了油田示范井一体化专家工作室,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四井一区等的钻井与压裂、西北油田塔河12区、顺北等超深井的钻井作业,西南油气新场须家河组、中江沙溪庙组的生产建,江汉油田示范井与红安页岩油气的开发等。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,建成5个高效示范区,创96项工程技术新纪录,锤炼了一批设计、监督及施工队伍,有力推动了重点油气增储上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回顾性评价,建立了56个区域技术模板,优化形成了32项钻井完井技术、15项区域推荐做法。

**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。当前一体化的地质工程一体化迭代,就是根据实际钻井资料,以及压裂曲线、地震监测、油气井生产数据,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,再迭新的认识方式和手段,实现增储的最低成本和最大程度动用。

地质工程一体化的实施路径是以工程技术为主导、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。技术协同要求破除原有“技术壁垒分割、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,把指标集成常用的技术序列,把初产、累产、压裂规模、表面体积转化为提高采收率的能力。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。



石油工程公司井下特种作业首席专家 卢青云

**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、服务链和一大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协同积累发展而来的,也是当前和未来后石油能源领域,发展新质生产力、保障国家能源安全的压舱石。

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,围绕增量动用最大化,强力推进勘探、钻井、测录井、压裂、测试、地面建设等专业技术和成果融合。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和专业间的一体化融合,已经成为支撑石油工程公司可持续发展质量发展的关键。

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要任务。当今世界已经进入信息化发展的时代,自动化、信息化、数字化和智能化已经成为引领第四次工业革命和高质发展的主流,石油工业必须跟上这个大势。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、待遇等各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,取得了哪些成果?**

答:难动用储量一体化开发是集团公司针对国际油价起伏、对标国际公司油气效益开发水平,结合国内油气资源品位和开发现状,提出的有效应对国际能源价格波动风险,实现增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。

胜利油田砂岩油藏东936井区开发成本高、稳产效果差,是胜利油田和胜利石油工程合作开发的首场难动用挑战。当时,胜利井下作业公司地质所和工艺所的技术人员组成一体化压裂改造团队,联合测压并团队,加强与甲方的地质工程一体化融合,从构造地质入手,分析沉积相、沉积旋回、构造沉积特征,进行测井精细评价,找出影响产能实现和实现增产的主控因素,从压裂层序、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又184块油藏,高94块油藏等油藏推广,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,油田工程公司在装备、工具、材料、技术和开发理念等方面仍面临诸多挑战。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,钻机自动化能力大幅提升,激进参数钻井、造斜技术实现突破,钻井周期10年累计缩短60%以上;电驱压裂装备研制成功,集约化工厂施工模式推行、自动化控制技术应用等极大提高了压裂效率,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也成就了石油工程公司的快速发展。

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



在商541区块,胜利油田技术人员与胜利石油工程钻井施工人员进行技术交流。

朱克民 摄

田田甫

“吃西餐的时候需要刀叉,整块牛排没法直接扒拉到嘴里,得用叉子固定、用刀切分,少一样就费劲。”西南油气副总经济师、投资发展部经理邓绍林说,“难动用储量就像一块大牛排,看得到,吃不了,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缘地区拥有40个油气勘

查和开采区块,七零八落分散在“聚宝盆”的边边角角,资源禀赋不佳,大部分都是低孔、低渗、低丰度和非均质性强的低品级储量。

随着油气勘探向“两深一非”拓展,深层及非常规岩

气、低孔低渗致密气、超深层碳酸盐岩气藏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。

唯变革者破局

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,但储量丰度低且储层致密,90%的储量不能效益动用。其中,新场—合兴场须二气藏的勘探开发始于20世纪80年代,已提交探明储量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,储层孔喉直径却不足1微米。”西南油气勘探开发研究院副院长杨映东介绍,“川西须二气藏因超压、超致密、超晚期构造等地质难题,一直难以实现效益开发。”

2021年3月,西南油气和西南石油工程“双剑合璧”,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—合兴场须家河二气藏3亿立方米/年产能难动用储量合作效益开发先导试验,建设新场气田新二2先导试验区和合兴场气田新盛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,以实项目目量,要实现能动、用得好,需要持续在变革和创新中找出路。

围绕提高单井产能和经济可采储量,西南油气持续强化地质—工程—技术—经济一体化攻关,深化气藏富气富集规律研究,精细储层评价及剩余气分布研究,攻关扩大裂改造低渗和低成本开发技术;加大力度扩大难动用储量合作开发范围,探索合作开发新模式,建立多种效益激励机制,在川东北、东峰场须家河千亿立方米探明储量区块继续深化合作,形成利益共同体,高效推进一体化研究部署、组织实施、协同攻关,将难动用储量转化为产量和效益。

唯变革创新者行稳致远

西南油气在其他区块也积极探索合作开发模式。2021年,西南油气资产气项目在前期须家河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,西南油气存在大量难动用低品位储量,要实现能动、用得好,需要持续在变革和创新中找出路。

围绕提高单井产能和经济可采储量,西南油气持续强化地质—工程—技术—经济一体化攻关,深化气藏富气富集规律研究,精细储层评价及剩余气分布研究,攻关扩大裂改造低渗和低成本开发技术;加大力度扩大难动用储量合作开发范围,探索合作开发新模式,建立多种效益激励机制,在川东北、东峰场须家河千亿立方米探明储量区块继续深化合作,形成利益共同体,高效推进一体化研究部署、组织实施、协同攻关,将难动用储量转化为产量和效益。

唯创新者势起

新场—合兴场须家河二段致密气藏长时间无法有效动用,除了其超深层特低孔特低渗的“难赌天性”,地



新盛1井员工定时巡检记录井口压力。

秦军摄

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

顺油区块实现了从“不可能”到“可能”的跨越。顺北208B—P2井以日产油101.2吨的傲人成绩,刷新了胜利海上顺油单井日产纪录。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。胜利石油工程顺油区块项目部经理、党委副书记韩忠文正是参与者之一,他说:“心往一处想,劲往一处使,高度的大局意识和强烈的合作意愿让井打得越来越快。”

“这种油藏开发难度大,一直没有找到合适的开发方式。”胜利油田德商公司副经理姜志新说,“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式变革、创新驱动,持续提升工作量释放,分成油创效超3亿元,钻机动用率提至92.4%。

积力所举,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。

要素集策:极致优化,创新驱动

谷雨时节,位于白鹤湖畔的滨37井组现场,各类设备摆放整齐,员工各司其职,忙碌而有序。

地下是井,地面是营。滨南采油厂地质研究所主任师蒋成国说:“与转钻井工厂不同,这里采用井口槽模式,是名副其实的‘地下井工厂’。”这正是双方一体化、创新驱动的结果。

胜利油田和胜利石油工程积极拓宽思路,创新模式、团结协作、一体协同,实施运行部门合署办公、推动一体化监督融合,抓好地质工程、方案设计、运行统筹、工程建管、工作量释放和施工队伍资源等全方位优化。

2013年后研究部署滨37井组,但因附近地面条件复杂,对环保、噪声等要求高,当时的技术条件难以满足需求,最终未能实施。

井口槽模式让白鹤湖井工厂的开发迎来转机。技术人员抛开阔有认识,积极应用勘探新技术,重新

## 难动用储量一体化效益开发成果

■ 胜利老区打造“常非并进”规模建产样板

胜利油田和胜利石油工程联合开展地质研究、方案优化、

钻井完井设计等,成立难动用项目管理中心,优化施工全产业链

链条,实现1.0、2.0、3.0版本合作模式的逐步跃升,合作开发目标由新区建产拓展到老区调整。

■ 184块低渗油藏效益开发:该区块分四期建产,共钻井

96口,进尺超32万米,动用储量1508万吨,新建产能16.2万吨/年。地质认识不断优化,钻井周期持续下降,压裂改造增产

提效,单井初产较优化前提高85%,平衡油价降幅58%,带动整个

湖南连陆沙四段末动用储量效益建产。

■ 滨37区块革命性提速:通过集约化布井、模块化搬迁、专

业化协作、批量化施工,滨37区块最短钻井周期2.5天,打破保

持10年之久的2500—3000米钻井周期纪录。

■ 济阳页岩油勘探突破与快速建产:应用“三级井身结构+

精细控压钻井+高温超导+降温设备”快快钻井技术、日进尺“1

英里”成为常态;应用“二氧化碳处理+前置酸+多尺度缝网

扩展+全尺寸支撑”密切割缝组合缝网体积压裂技术,复杂缝网

体积(BSRV)扩大26%。

■ 中原老区实施精准挖潜低成本开发

中原油田和中原石油工程采取产量分成方式合作开发8个

区块,完钻67口井,累计进尺9.3万米,双方联合开展微造缝精细

刻画、单砂体解隔,剩余油精细描述等油藏研究,恢复动用地质储

量298万吨,新增、恢复产能3.2万吨/年,累计产油14.9万吨。

■ 4块高含水油藏低成本开发:双方联合精细刻画出3个

圈闭和8个单砂体展布特征,找出剩余油富集区12个,部署井

位10个,进行老井并井、井身轨迹等一体化设计优化,采取老

井侧钻、老旧设备复用、采出水回注等降本措施,实施侧钻井7

口,钻井周期缩短5.84天,单井投资节约约百万元。

■ 西南油气新场—合兴场须二致密气藏实现少井高产

西南油气联合石勘院加强地震地质一体化攻关,创新形成

“示范井工程”累计完成33口钻井、8口压裂示范井和5个

示范区,钻井周期较设计缩短22.7%,压裂效率提升13.9—72

个百分点,压后产量提升28%—91.5%,刷新96项工程纪录,形

成15项推荐做法,有力支撑了难动用储量效益开发。

(薛婧整理)

江汉油田联合相关石油工程分公司、石化机械、经纬公司,融合优势资源

## 一体联动 协同攻关打好“示范井”

口谢江 任启明

这种水平段穿行模式在2023年红页7HF井的施工中

得到过印证。当时,红页7HF井水平段后半段穿行该层

岩层,气产量达到32.35万立方米/日,创该区块最高纪录。

如果红页16—5HF井后期压裂能够实现更高试气产量,该

区块就能释放更多井位,不仅各施工单位的产值量得到有效保

证,而且该区块资源整体动用率也将进一步提升,最终形成

螺旋上升的良性循环。

这一方案确定后,各单位专家积极响应,围绕钻井提速

提效,定向工具选择、钻头钻具优化设计等出谋划策,最终经

过5次优化完善,为红页16—5HF井量身打造了一套钻井提

速提效技术方案,同时对红页区块最优指标,确定了该井的

钻井周期及机械钻速指标。

打破壁垒、相互信任,各方主动参与合作

要在地下几千米的水平段钻井施工中穿过一层厚度只

有20—30厘米的高硅质高硬度页岩层,难度极大,完成不

好,不仅会延长钻井工期,而且势必增加成本。

借助“大上游”一体化合作模式,江汉油田建立了配套的

效益分成机制,随着气井产量提升、口井利润增加,给予施

工方相应补贴。这一举措大大调动了各方的积极性。在红

页16—5HF井施工过程中,各单位打破壁垒、相互信任,主动参

与合作,研究新工具、应用新工艺、采用新技术,共同破解工

程施工难题。

在水平段钻井施工期间,江汉油田工程、地质技术人员

认真分析地层岩性、地质资料,针对邻井施工中存在的漏失、

垮塌问题,制定了针对性的防漏、防垮技术措施;石油工程公

司钻井工程和钻井液专家针对难钻层位实时调控钻井液性

能,合理优化钻井参数,制定了适宜的优快钻井和故障预防

技术措施;江汉测录井分公司选派经验丰富的技术专家充分

调研邻井地质资料,建立精细地质模型,优选高性能导向工

具,应用“五图一表”跟踪方案,石化机械等单位,结合红页

16平台地质岩性特征、目的层轨迹特点、整体轨道设计等方

面情况,集思广益,共同研讨红页16—5HF井提速提效的技

术方案。

根据前期压裂改造施工的经验,江汉油田地质和工程方

面的专家指出,在水平段钻进期间,红页16—5HF井必须穿

一层厚度只有20—30厘米的高硅质高硬度页岩层,才能确

保后续压裂后上下地层能够连通,从而形成复杂缝网,提升

气井产量。

最终,在各方共同努力下,红页16—5HF井钻井周期仅

57.83天,平均机械钻速9.57米/小时,相比区块最优指标,钻

井周期缩短23%、平均机械钻速提升4%,全面实现了预定

目标,而且复杂故障时次大幅降至1.61%,为红页区块后期放

产更多工作量、推动页岩油气低成本高效开发提供了有益借鉴。