

阅读提示

“十四五”以来,我国油气行业大力提升勘探开发力度,油气年产量首超4亿吨油当量,建成以“四个大庆”为主的大型油气基地,勘探开发取得十大标志性成果,这背后离不开技术创新与管理创新的持续推动。在7月3~4日由中国石油学会主办的2025中国油气开发技术年会上,诸多专家分享了油气开发领域技术与管理创新的精彩实践。

技术创新与管理创新双轮驱动油气高效开发

——2025中国油气开发技术年会盘点

□本报记者 程 强 秦紫函

油气行业取得突破性成就

我国油气年产量首超4亿吨油当量,建成松辽、鄂尔多斯、四川、海上“四个大庆”基地,超深层原油、天然气年产量分别占全球90.8%和96.9%。未来,我国油气企业将持续攻关深层、深水等领域,以实现原油年稳产2亿吨、天然气年产量增至3000亿立方米的目标。

近年来,油气行业大力提升勘探开发力度,我国油气年产量首超4亿吨油当量。

中国科学院院士邹才能说,国内建成以“四个大庆”为主的大型油气基地:松辽盆地常规“油大庆”多年稳产,创造世界石油工业奇迹;鄂尔多斯盆地油气年产量9838万吨油当量,“西部大庆”成为我国最大油气区;四川盆地天然气年产量740亿立方米,建成“天然气大庆”;国内海上油气年产量7865万吨油当量,“海上大庆”保持增长势头。目前,我国已成为全球超深层(埋深大于6000米)油气的革命者,超深层原油年产量占全球的90.8%,超深层天然气年产量占全球的96.9%。

中国石油副总地质师、勘探开发研究院党委书记李国欣指出,“十四五”以来,我国油气勘探开发取得十大标志性成果:七年行动计划强力推进,全国原油年产量时隔6年重回2亿吨,今年有望达到2.15亿吨;全国天然气产量已连续8年超百亿美元增长,今年预计在2550亿立方米以上,将超2亿吨油当量;深地钻探取得突破,人类首次在万米深地发现烃类并点火成功;陆相页岩油历经十余年艰辛攻关,终获商业突破,全国页岩油2024年产量达618万吨,今年预计达780万吨以上;煤岩气地质理论认识取得重大突破,渐成天然气增长新亮点,预计全国煤岩气产量2035年达到300亿立方米,有望再造一个苏里格大气田;鄂尔多斯盆地持续上产,预计今年总产量突破1亿吨油当量,成为我国首个亿吨级油气生产大基地;12000米钻机利器成功研制,工程技术能力持续提升;CCUS产业快速发展,截至2024年底,全国累计注入二氧化碳碳近1500万吨,成为实现“双碳”目标的重要引擎;全国储气库调峰能力于2023年突破200亿立方米,预计今年突破300亿立方米;“一全六化”工程方法论推广应用,助力非常规油气效益开发。未来,应在陆上深层、海洋深水、非常规油气、老油气田四大领域强化科技攻关,持续推进油气增储上产,确保石油年稳产2亿吨、天然气年产量持续增长至3000亿立方米规模。

中国石化“十四五”以来实施顺北深区、页岩油新领域、页岩气新类型、致密气新深层四大增储工程,水驱、塔河碳酸盐岩油藏、胜利海上、页岩气四大稳产工程,济阳低渗透油藏、页岩油、碳酸盐岩气藏、致密气藏四大上产工程,实现了原油年产量保持3500万吨以上硬稳定、天然气年产量升至400亿立方米的快速发展。

“十四五”以来,中国海油在近海复杂潜山、深水深层、浅层岩性、超深水超浅层及陆上深煤层等勘探领域获得重大突破,国内发现5个亿吨油田、2个千亿立方米气田,探明储量超14亿吨油当量,开发上打造稠油、潜山、低渗、深水4个产量增长点,连续6年原油增量国内第一,渤海油田已建成我国最大原油生产基地。

技术创新有力支撑效益开发

革命性技术创新支撑我国油气增产。我国页岩油气实现了4次地质理论技术突破。化学驱、稠油开发、核心装备创新等多领域实现技术突破,增油效果显著。

革命性技术创新引领支撑我国油气产量快速增长。邹才能指出,我国页岩油气实现了4次地质理论技术突破:第一次突破是陆相“页岩生油”,第二次突破是陆相“页岩产油”,第三次突破是海相“页岩产气”,第四次突破是过渡相“煤岩产气”。

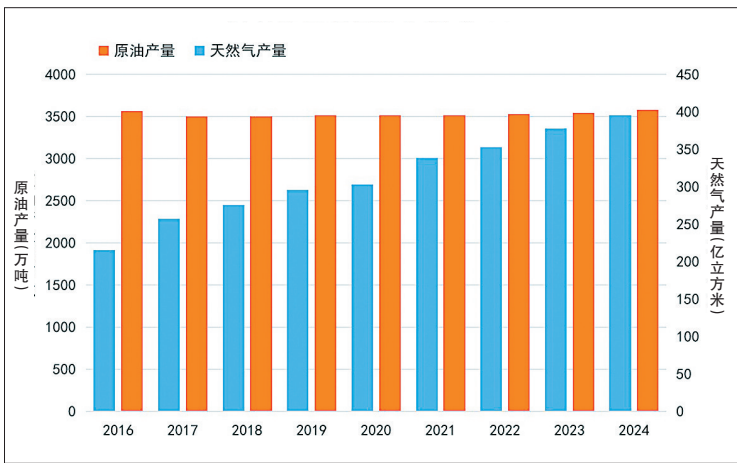
中国石化的技术突破有力支撑了产量增长。“十四五”以来,化学驱方面,不断发展完善海上二元复合驱、非均相复合驱、“3+2”协同等提高采收率技术,应用领域持续拓展,化学驱年产量达350万吨。稠油方面,创新分支井+“热+”多元热复合开发技术,强化全过程热效管理,实现2000米深、2米薄、黏度75万毫帕·秒稠油油藏的高效开发。气驱技术应用规模持续扩大,塔河缝洞油藏注氮气年增油在100万吨以上,低渗透油藏二氧化碳驱油稳步推进,页岩油藏二氧化碳补能试验和单井吞吐试验已见效。页岩气立体开发技术由构造稳定区向复杂区拓展,立体开发井组采收率达44.6%,达到世界领先水平。此外,在旋转地质导向、高温高压测



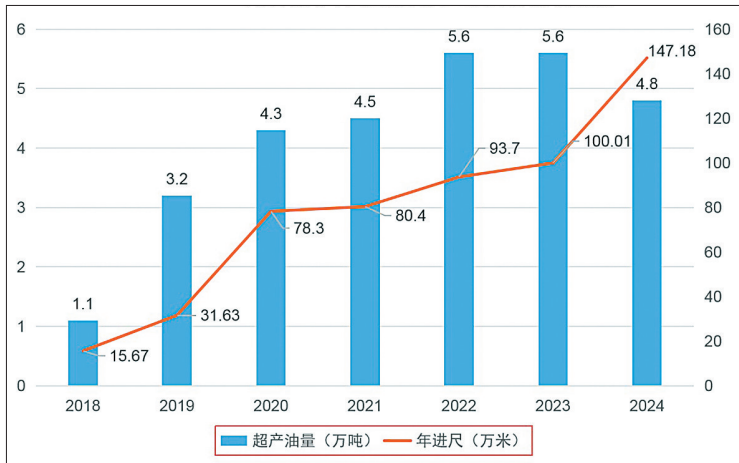
华东油气常压页岩气井真页-1钻井平台。

沈志军 摄

中国石化近年原油和天然气产量



2018-2024年胜利油田和胜利石油工程合作开发情况



井、电动压裂技术和装备等领域实现新突破。

中国海油的技术和装备创新令人深受启发。陆地稠油热采开发都是小井距,但海上高昂的投资成本决定了“此路不通”。中国海油因此创新提出高强度注采+高干度蒸汽+氮气+二氧化碳+化学药剂的大井距热采开发模式,海上热采井距200~300米,周期注蒸汽6000~8000吨,单井累计产油12万~16万吨,解决了海上热采经济开发难题,用1/5的井数实现了陆上同规模产能。

海上平台空间极为有限。为最大化利用好海上平台空间,中国海油聚焦集约化,研制适应高浊度海水的超短流程锅炉水处理、蒸汽锅炉烟道气净化回注、超稠油采出液集输处理等海上热采集约化工艺技术和核心装备,较陆上同处理量装置占地面积减小44%、蒸汽发生成本降低14%,自主建成全球首座移动式共享注热平台“热采一号”,突破平台狭小空间热采装备小型化高效化瓶颈。

此外,中国海油还研发了全球首套耐温350摄氏度电潜泵装置和高强度注采下长效防砂工艺技术,突破注采一体化井筒温度和强度极限,实现了热采井极端工况低成本长寿命安全生产。

得益于关键技术及核心装备突破,中国海油实现全球海上规模化热采从“0”到“1”的突破,2024年热采产量105万吨,今年将达220万吨,明年将上产至300万吨。

中国海油今年还建成了大型压裂船,进一步提升了海上大型储层改造作业能力;“深海一号”二期首次建立“大规模水下生产装置+深水超远距离单条海底管线+浅水生产平台”全海式开发模式,形成千米级深水自动发球管汇等世界首创技术;建成“海葵一号”圆筒型FPSO(海上浮式生产储油船)、“海基二号”导管架这两个亚洲第一、世界领先的“国之重器”,推动海洋油气开发全面进入“超深水时代”。

近年来,非常规油气大发展支撑了我国油气产量持续提升。目前,非常规油气产量1.1亿

吨油当量,占我国油气总产量的27%,其中非常规产量占天然气总产量的44%、非常规油产量占石油总产量的12%。

西南石油大学校长郭建春说,水力压裂是非常规油气开发的关键技术,但目前存在一些问题:多簇射孔后裂缝不均匀起裂,各簇裂缝进液进砂差异大,部分射孔簇对产量没有贡献;压裂缝复杂程度不及预期,压裂段裂缝控制程度不足;人工裂缝有效支撑不足等。尤其是非常规油气排量、液量、簇数、砂量不断增加,裂缝密度和改造体积显著提升,但与EUR(评估的最终可采储量)增幅不匹配。以页岩气为例,页岩气压裂工艺从1.0到2.0,加砂强度提升了2~3倍,但EUR仅提高1.13倍。

对此,郭建春团队提出了全域支撑的技术理念,即以非常规油气藏整体为改造目标,统筹解决基质-造缝-支撑间的关系,通过点解吸、线疏通、面促缝、体支撑,在储层中形成多尺度流动通道,实现基质-微裂缝-主裂缝的有效连通,达到全域支撑、提高采收率的目的。该技术近期在筇竹寺组页岩气、胜利济阳页岩油应用成效显著,已在国内致密油气、页岩油气、煤岩气应用300余井次,单井平均产量提高13%以上。

新材料与新技术协同解难题

新材料与新技术协同助力破解油气开发难题。超分子纳米乳液、靶向相变调制剂等应用于低渗透油藏;活性纳米流体等技术在地多油田见效,提升产量、降低含水率;界面化学、纳米科学、材料科学等学科为驱替体系提供新思路。

新材料与新技术协同是破解开发难题的关键路径。

针对对低渗透老油田的调驱难题,捷贝通研发了智能调驱协同增效技术,具有特殊的材

料体系,其中最关键的是超分子纳米乳液,平均粒径10纳米(常规表面活性剂溶液平均粒径为800纳米),因此它可以匹配低-超低渗透油藏层孔喉结构,通过降压增注、渗吸置换实现低渗透油层纳米级孔隙驱油。此外,研发了靶向相变深部调剖剂,这是一种聚合物包裹树脂液滴的离散态液相多组分深部调驱体系,注入地层后受温度影响发生相变,由液体变为不同粒径的固态粒子(100~1000纳米),具有多尺度孔喉适应性。

纳米材料是至少有一维处于纳米尺度范围(1~100纳米)的材料,粒径小、比表面积高,在医疗、能源等领域应用前景广阔。中国石油大学(华东)副校长戴彩丽说,想要在油田开发中用好纳米材料,必须解决稳定性、功能性、低成本三大关键难题。

戴彩丽团队采用表面修饰绿色化学方法,以低成本硅基/碳基材料为载体,亲水耐温耐盐头基和疏水碳链为表面功能化基团,制备出成本低、粒径小、界面活性好且稳定分散的水基活性纳米流体,具备降低油水界面张力、改善润湿性、产生结构分离压等功能特性,并结合油田不同开发需求,形成系列功能。

活性纳米流体及吞吐增能渗吸技术在长庆油田超低渗储层应用,日产量是措施实施前的3倍,见效期已超1年且持续有效。纳米流体协同清洁压裂液及压驱一体化技术在长庆油田德42低渗油井应用,试油日产量超25吨,创同区块油层新高。团队基于自主研发的杂化聚合物和纳米强化材料,发明了满足不同温度、矿化度苛刻油藏条件下控水需求的梯级杂化冻胶新材料,在塔河油田S72井组深层高温高盐油藏应用,含水率从97.8%降至71.1%,日增油峰值20吨,产出投入比12.7。

大庆油田针对古龙页岩油特性研发了古龙1号乳液体系,可与页岩油形成纳米级中相微乳液,粒径5~90纳米,可将页岩表面润湿性由亲油转向亲水,还可大幅提高渗吸洗油效率。古

龙1号乳液体系试验井见油返排率低、含油率高、同期产油量高,但仍存在压降快、产液量小等问题,有待改进。

中国石化勘探开发研究院首席专家伦增珉认为,水驱油藏开发面临能量、波及、洗油三大共性问题,理想的驱替体系需要同时满足有效补能、扩大波及、提高驱油效率,而界面化学、纳米科学和材料科学可提供新的思路和借鉴。

伦增珉团队由此关注到了微纳米气泡。这是一种介于胶体稳定体系与气液分散不稳定体系之间的独特体系,具有高气驱、化学驱、纳米驱油和物理采油技术的特性。实验室研究发现,纳米气泡水驱相比水驱能够降低含水率,提高驱油效率和采收率。去年底,胜利油田鲁胜王39块开始注入纳米气泡水,目前已见到注入压力升高、含水降低、油量增加的初步效果。

管理创新释放难动用储量潜力

东部老油田面临资源差、稳产难等问题。胜利油田与胜利石油工程公司积极探索合作模式,从超产分成到利润共享,动用储量2.4亿吨,新建产能368万吨/年,平衡油价降为50美元/桶以下。

近年来,东部老油田普遍面临剩余资源禀赋差、持续稳产难的困境。特别是2015年低油价以来,工程上面临工作量严重不足、经营大幅亏损的困局;油田面临难动用储量无法动用、产量大幅下滑的不利形势。双方解放思想,主动探索“抱团取暖”新路子。

中国石化高级专家万绪新介绍,2017年胜利油田提出“超产部分四六分成”的合作共赢机制,释放技术、管理的活力。首个合作区块盐222块通过一系列优化,钻井周期由100多天降至一个月,开发成本降低50%以上。

盐222块的成功扭转了一些干部员工“打得慢等死、打得快找死”的悲观思想。随后,甲方将232个难动用区块一次性释放,设计也交由胜利石油工程来做,1.0模式走向成熟。管理改革极大推进了工程、工艺技术进步,工程、工艺创新层出不穷,为重新认识油藏提供了可能,打造了一批地质工程一体化效益动用的典范。

渤南义184块2012年上探报明储量3012万吨,由于层薄物性差、油水关系复杂、整体产能低,未能动用。2018年纳入合作,双方突出问题导向和顶层设计,破除部门壁垒,融合海量资料,开展多学科、多专业、多部门的协同研究,突破技术瓶颈。先后分5期合作开发,单井产量提高150%,平衡油价从96.6美元/桶降至46.9美元/桶。

合作实现新区高效动用,但一些老区仍深陷高成本泥潭,为此,双方出台《高成本单元合作开发管理办法》,开启了2.0模式。

草4老区稠油油藏埋深仅900~1000米,提速降本空间有限,一度成为采油厂的“老大难”。胜利石油工程通过成熟技术集成应用和新工艺新材料研发,特别是全流程储层保护,使该区块从最初设计单井日产油5吨都没有信心,到实现投产平均单井日产油15吨,打造了模板。

随着大量储量规模动用,剩余储量品位持续变差,怀疑、悲观的声音又出现:“6.6亿吨难动用储量干完了,油田怎么办?”“现在工作量饱满,将来一旦停下来,折旧折耗更大。”直面问题,难动用合作重塑团队、创新模式,工程主动投入,百万吨产能建设投资降低30%,3.0模式正式开启。

基山砂岩商541块百万吨产能建设投资超100亿元,沉寂近30年,一体化优化后,仍有2800万元缺口,工程主动投入35%,30口井的资源得以释放。钻井技术经4轮迭代,进尺“日上千,月上万”成为常态,目前,该块二期正投、三期正钻、四期待批。

从2018年的1.0“超产分成”到2022年2.0“超产分成+溢价分成”,再到2023年3.0“合作建产利润共享”,形成了一体化合作的胜利模式,石油工程公司实现从“干工作量、挣工程款”到“合作开发分效益油”,再到“合作经营”的重大转变。

一体化协作以来,动用储量2.4亿吨,新建产能368万吨/年,相当于东部再造一个中型油田,平衡油价从高于90美元/桶降至50美元/桶以下,助力油田产量止跌向上。

万绪新感慨,对老油田而言,储量品位下降、开发成本上升、经济效益下滑是客观存在的,但大家都去过紧日子,给技术创新可能套上了“紧箍”。难动用合作开发实践表明:通过工程工艺创新、管理提升、做大产能,才能支撑老油田箭头向上,助力油服企业摆脱“工作量越干越少,干了赔、不干更赔”的被动生存模式,踏上“合作开发、分效益油”一体化、高端化、高质量发展的新道路。