

## 供给

责任编辑:马玲  
电 话:59963159  
邮 箱:  
lingma@sinopec.com  
审 校:张春燕  
版式设计:王强



松南气田是中国石化目前发现的最大火山岩气田,含气面积16.83平方千米,天然气探明储量433.6亿立方米。

## 新闻会客厅

## 勘探将向深层复杂火山岩体拓展



□中国工程院院士  
吉林大学地学院学部长  
林君

记者:我国火山岩勘探开发现状如何?

林君:我国火山岩油气开发已进入技术引领的提质增效阶段。勘探开发战略正从传统的“高点布井”向“系统成藏研究”升级,勘探思路是“向深、向内、向源”。

松辽盆地、准噶尔盆地等成熟产区通过有效储层精细刻画和体积压裂技术,实现了天然气产能持续突破。四川盆地、塔里木盆地等新区块依托深部钻探技术,在火山碎屑岩和玄武岩层系获得工业气流,资源潜力逐步释放。政策层面,国家能源安全战略将火山岩纳入非常规资源重点开发序列,推动“产学研”协同创新。未来,勘探将向深层复杂火山岩体拓展,但需应对储层非均质性强、开发成本高等挑战,智能化钻井和地质工程一体化技术是关键突破方向。

记者:全球火山岩勘探开发前景如何?

林君:在未来5~10年,全球火山岩油气勘探开发将持续成为常规油气资源的重要战略接替领域,其发展前景呈现出由浅层向超深层、由构造高点向复杂岩性岩相带、由常规油气向非常规资源拓展的显著趋势。

全球火山岩油气勘探将延续技术驱动与区域聚焦并重的趋势。北美、南美等传统产区通过高精度地震成像和平水井压裂技术持续提升采收率,如阿根廷 Neuquen 盆地已实现火山岩储层规模化开发。西太平洋岛弧带(如印尼、菲律宾)因新生代火山活动频繁,仍是最具潜力的勘探靶区,但需突破深海钻井技术瓶颈。非洲东非裂谷带和环太平洋火山带可能成为新兴热点,但受限基础设施和投资风险,开发进度将滞后于技术成熟地区。国际合作模式将深化,跨国企业通过技术共享降低勘探成本,推动非常规资源全球化配置。

(张万东 整理)

## 我国火山岩油气藏勘探历史及重要成果

我国火山岩油气藏勘探始于1957年准噶尔盆地的首次发现,至今60余年,其发展历程可分为3个阶段。

偶然发现阶段(1957~1990年),在准噶尔、渤海湾等盆地零星发现7处油气藏,勘探多为被动行为,未获重视。

局部勘探阶段(1990~2002年),随着油气显示增多,开始针对性勘探,在准噶尔盆地探明储量4000万吨,欧利沱子地区26井日产油150吨,济阳坳陷石油探明储量6969万吨,增强了勘探信心。

全面勘探阶段(2002年至今),松辽盆地徐深1井日产气高达53万立方米,突破性发现推动针对性勘探,形成10余个天然气气藏,如徐深、长深-松南气田储量均超千亿立方米。近年来,四川永探1井日产气22.5万立方米、辽河探1井日产气32.5万立方米。2024年,渤海海域获得世界级单井产能,勘探成果呈螺旋式上升。

我国火山岩油气勘探起步虽然较晚但发展迅速。据不完全统计,目前全球在火山岩中发现了约5.1亿吨油和10575亿立方米天然气,探明储量合计14.5亿吨油当量,其中,我国发现约1.8亿吨油和6200亿立方米天然气,在全球火山岩的储量占比分别为41%和65%,探明储量合计7.7亿吨油当量,在全球火山岩储量占比达53%,我国已成为全球火山岩油气勘探开发的实践主体。

(任宪军 提供)

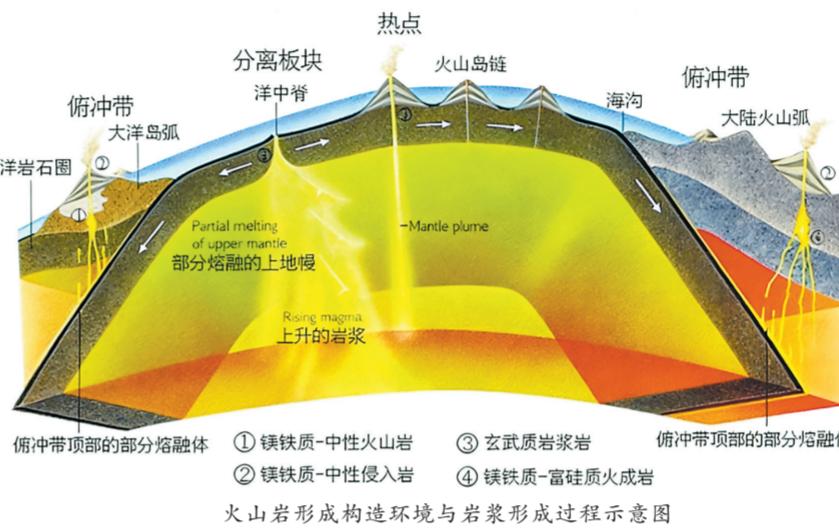
## 推进中国式现代化的石油石化行动



□本报记者 张万东 通讯员 任宪军 叶书锋

## ——东北油气分公司火山岩油气勘探开发纪实

东北油气查干花气田大型压裂施工现场。张凯 摄



融合验证的“点-线-面-体”火山岩勘探开发技术体系,建立精确的三维地质模型,实现地质构造“刻画精”、地质储层“识别准”、优势相带“条理清”、实钻验证“效果好”的目标,新井平均气层吻合率达到91.5%,区块井位部署准确率大幅提高。

2023年,东北油气与吉林大学合作共建国家级火山岩勘探开发技术创新基地,厂校双方深度融合,通过深化产学研一体化建设,火山岩勘探开发成果丰硕,取得重要技术成果13项,其中5项达到国际先进水平。

技术迭代:  
“磨刀石”上见真章

“火山岩就像一块特殊的‘磨刀石’,逼迫我们不断迭代创新工程技术,锻造出最先进最匹配的工程工艺。东北工区地处高寒地带,有效施工时间严重不足。工程技术和工艺必须精益求精,只有技术过硬才能保障油气田高效勘探开发。”东北油气分公司执行董事马代鑫指出火山岩勘探开发20多年的艰难曲折。

松南气田是东北油气首个投产的整装火山岩气田,也是中国石化目前发现的最大火山岩气田,含气面积16.83平方千米,天然气探明储量433.6亿立方米。松南火山岩自2008年投入开发以来,产量持续增长,2024年年产气5.2亿立方米,累产104亿立方米。

松南气田经历了勘探发现、高效建产、调整挖潜、立体排采4个阶段,气藏连续12年稳产,气藏采出程度达60.2%,在行业居于领先地位。在气藏开发中,面对气井水气比不断上升、储量动用程度不高等难题,他们开展了火山内膜解剖、成储机理及三维量化表征、储量动用状况评价等系统研究,通过建模数模一体化落实了“顶、间、边”三类剩余气潜力,构建起“三层楼”立体开发井网,边排高采底产能,全流程降低废弃压力,实现了均衡开发,采气速度由3.7%上升至4.5%,采收率提升至73.2%,确保了气田高产稳产。他们研究形成的复杂火山岩精细预测刻画技术和火山岩裂缝-孔隙双重介质气藏精准控水与极致稳产集成技术,达到国际领先水平。

地质认识无止境,唯有攻坚始前行。在聚宝山油气田开发中,为了尽快搞清楚地质情况,他们专门成立高效开发项目部,会聚地质、开发、工程等“多兵种”联合作战,充分发挥工程地质一体化优势,开展地震资料深度解释攻关。为提高资料解释精度,他们打破常规,结合构造导向滤波、AI断层识别、地震属性等手段,建立多维火山地质喷发模式,进行火山机构精细解剖,将地质定位误差缩小至米级,为储层精细刻画打下坚实基础。

## 专家观点

## 火山岩油气藏:有望成为我国能源结构中的重要战略接替领域

□石油勘探开发研究院 杨贵丽 范文田

火山岩油气藏作为一种非常规油气资源,在全球范围内分布广泛,目前,五大洲30多个国家和地区的330多个盆地或区块均取得油气发现,探明石油地质储量累计超过5.1亿吨、天然气地质储量超过1万亿立方米,展现出巨大的资源潜力。这些油气藏主要分布在环太平洋构造域、特提斯构造域和中亚造山带构造域等火山活动频繁区域。

我国火山岩油气勘探历史长达60余年,目前在准噶尔、松辽、渤海湾、三塘湖、海拉尔、二连、银额、苏北、江汉、四川和塔里木等10余个盆地发现火山岩油气藏,探明石油地质储量超过1.8亿吨、天然气地质储量6200亿立方米,油气储量在全球火山岩油气储量的占比在53%以上。松辽盆地徐深气田、长深-松南气田和准噶尔盆地克拉美丽气田等3个千亿立方米大气田,油气当量均已超过百万吨,成为国内油气供应的重要补充。

近年来,我国火山岩油气成藏理论认识和配套勘探技术持续取得新进展。

理论认识方面:一是火山岩相划分方案越来越细,结合火山喷发成因和就位环境,突出火山地层堆积单元的岩石结构和几何外形,厘定了5相15亚相44微相的火山岩相划分方案,为深入表征火山岩储层发育规律的复杂性奠定了理论基础;二是突破了以往参考沉积岩储层研究的边界,从埋深、岩性、岩相和火山机构等方面认识火山岩储层,创新了火山地层学理论,从界面、火山地层堆积单元和地层叠置方式等维度分析火山岩储层发育规律,提出了“火山地层堆积单元控制储层品质、构造作用、风化作用是催化剂,深部流体溶蚀改造是关键,超压是保孔有利条件”的储层发育规律认识,明确了深层甚至超深层仍可发育有效储层,为有利储层预测奠定了理论基础;三是深化油气富集规律认识,提出源储配置关系是控制油气富集的关键因素,明确了区内低位源储层对对接型、源边中位源储层侧向窗口对接型两种源储对接关系,利于火山岩油气富集成藏。

配套勘探技术方面:持续创新完善火山机构识别与圈闭刻画地质地球物理技术、火山岩

二氧化碳多元复合压裂技术,实现“扩孔增渗”,显著改善储层物性,同时有效解除水锁伤害,畅通气体渗流通道,见气周期缩短25.5%,加快产能释放。复合压裂技术先后在查干花、聚宝山等区块规模应用66井次,与同区块常规压裂井对比,单井平均产量提升33.8%。

为破解高寒地带油气开发时间紧、成本高、风险大的施工难题,他们在火山岩油气藏开发中持续推进钻井工程工艺攻关。在聚宝山区块,他们通过优化井身轨迹、增强钻井液性能等“一趟钻”提速配套技术,全力推进钻井提速,有效节约钻井时间和成本,推动单井产能快速提升。“以前打一口井要分好几段好几趟工序,现在用‘一趟钻’技术,就像汽车开上了高速公路,有效缩短了区域钻井周期。”公司高级专家、高效开发项目部副经理穆国臣说。

东北工区火山岩性坚硬,地层可钻性差,4000米井深原来的钻井周期一般在60天以上,严重制约生产时效。对此,他们全力开展提速提效攻坚,通过建立火山岩抗钻特性模型,组织钻头选型攻关,形成了异形齿多级切割技术,大幅提升破岩效率和单只进尺。全面推广科学钻井,形成了以机械能优化、ECD控制、井筒清洁为主的科学强化参数钻井技术,提升火山岩钻头进尺能力和辅助作业效率。

建立一体化专家工作室,形成“一日一小结、一周两诊断”的工作机制,实现“打得快、打得准”,一举将钻井周期压减至15天以内。

为确保火山岩油气田开发高产稳产,多年来,他们持续开展技术攻关。在松南气田,如何控制气水界面均衡上升是进一步提高气藏采收率的关键。对此,他们持续迭代优化,形

成了边排高采二氧化碳补能均衡开发技术。通过协同开展二氧化碳补能先导试验,优选气藏最低部位YP16井开展先导试验,注气后,递减率从2.7%降至1.5%,井组采收率提高7.67%。同时,通过“地面系统降压+组合增压+井筒降摩阻”工艺,废弃压力由2019年的12兆帕升至5兆帕。目前气藏采收率由45.4%升至73.2%。

松南气田连续稳产12年,标志着东北油气火山岩开发整体技术水平已跃居国内领先行列。

评价优化:  
火山岩开发也能快又好

“近年来,油气藏开发不仅要求建产快,更追求性价比,注重投入产出比。效益开发成为当前最优先的目标。”东北油气副总工程师、高效开发项目部经理任宪军说。

在火山岩勘探开发中,东北油气始终把效益开发摆在重要位置。2023年,时值东北油气实现扭亏为盈的关键节点。在开发查干花气田时,针对单井投资高、效益不好的难点,他们创新采用甲乙方一体化合作降本新模式,共同推进地质、钻井、压裂、运行等方面的降本举措,形成全流程投资管控与优化机制。2024年,他们在该区域新部署单井平均投资由4700万元降至3000万元,降幅达36.2%。新井产量获得重大突破,查4-1、查2-7、查2-8井相继取得4.7万~7.5万立方米高产,查干花火山岩气藏进入效益开发新阶段,2024年提交天然气探明地质储量210.93亿立方米。

在新建投产的聚宝山区块,他们把提高单井预计最终采收量和降低单井投资作为气田效益开发的关键,通过建立“技术优化做加法+投资管控做减法”双轨机制,围绕地质研究、工程施工、储层改造开展全链条技术优化。他们严格投资管控、优化井位布局,采用“低幅构造保护、变差函数优化、相控反演约束建模”技术,构建精细三维地质模型,使地下储层变得可视化、透明化,井网组合和单井轨迹得以精准定位和动态优化,确保了每米进尺都布设在优质储层段,有效降低了施工投资。

他们精简施工流程,通过5G作战指挥中心与生产现场实时联动,打造“前方精准执行、后方智能支持”的高效协同模式,推动压裂作业从“经验主导”向“数字智控”跨越,单段施工时效提升20%、异常响应时间缩短50%。他们还集中设备采购,聚宝山北12集气站首次实施“物料100%全甲供”模式,采取“框架为主、询价为辅、集中招标、统一采购”的方式,采购进度提高31%、采购成本降低15%,在保障物资供应质量的同时大幅降低了成本。

新机制运行后,他们在聚宝山区块滚动评价井成功率达到100%,单井平均产能提升46.7%,投资下降39.1%,10亿立方米产能投资较同类区块下降52.8%,实现了降本增效与产能提升的双赢。

## 知识链接

## 什么是火山岩?

火山岩的形成源于地球内部岩浆活动与板块运动的相互作用,当地幔软流层岩石熔融形成岩浆后,板块张裂或碰撞挤压促使岩浆沿地壳薄弱带上升聚集于岩浆房中,压力持续增大时冲破地壳喷出地表,冷却后形成火山岩,其喷发过程伴随岩浆生成与上升,岩浆房聚集及喷发通道形成后产生剧烈喷发,以火山灰、熔岩流等物质沉积为特征。根据岩浆成分与气体含量,火山喷发方式可分为爆发性喷发(以火山弹和碎屑喷射为主)和宁静式喷发(以熔岩流缓慢覆盖地表为主)。这些形成机制、构造背景、喷发行为的有机组合,共同塑造了丰富多彩的火山岩家族,它们如同地球的“地质日记”,忠实记录着地球内部永恒的活力与能量交换。

## 火山岩油气储层是如何形成的?

火山岩虽无法直接生成烃类,但其喷发后形成的孔隙、裂缝及风化壳结构却为油气提供了优质储集空间。火山岩油气储层的形成可概括为三段式演化。

**建造阶段:**火山喷发形成盾状火山、层状火山、熔岩穹丘、凝灰岩锥,奠定了储层物质基础。

**改造阶段:**构造破裂形成裂隙网络,成岩作用中胶结与溶蚀平衡,热液流体选择性溶蚀改造,其中有机酸、热液沿裂隙运移并溶蚀火山岩,是形成高孔隙优质储层的核心环节。

**充注与保存阶段:**有效孔隙-裂缝系统形成后,油气在适宜地质条件下通过输导体系运移进入储集空间,并被上覆致密层或侧向遮挡条件封盖,最终聚集成藏。(叶书锋 提供)



东北油气  
钻井工程技  
术人员正在分  
析岩芯组分。  
张凯 摄