



向深层碳酸盐岩进军 绘制能源“争气”新画卷

□中国石化勘探开发研究院专家 史海涛

海相碳酸盐岩在全球油气勘探中占有重要地位,全球剩余可采储量的47.5%来自碳酸盐岩。我国海相碳酸盐岩主要分布于塔里木、四川和鄂尔多斯三大克拉通盆地,具有分布面积广、资源量大、探明率低等特点,勘探潜力大。我国碳酸盐岩沉积储层研究始于20世纪70年代,经过几代人的持续努力,发现了塔河、普光、龙岗、元坝、安岳等一系列大型、特大型海相碳酸盐岩油气田,深层超深层海相碳酸盐岩气藏也已成为中国石化常规天然气增储上产的重要领域。

四川盆地海相碳酸盐岩气藏埋藏深,总体具有“三低三高(低孔隙度、低渗透率、低丰度,高温、高压、高含硫)”的特征。2000年,中国石化开始川东北深层海相油气勘探,相继发现普光、元坝两个难准相大气田。2009年,中国石化在川西深层海相部署川科1井,在雷口坡组试获工业气流,由此发现了川西新场雷四气藏,气藏埋深5500~5800米。该气田评价开发面临三大问题:雷口坡组为薄互层碳酸盐岩储层,纵向多层、横向多变化,储层非均质性强,为气藏评价、有利区优选和井位优化部署带来极大挑战;边底水发育,气水关系复杂,有效防水治水是实现气藏高效评价开发的重点;气田低孔低渗,微裂缝发育易垮塌,储层地质情况复杂,规模效益开发难度极大,需要建立针对性的开发技术。为实现气藏高效评价开发,科研人员充分借鉴国内外深层碳酸盐岩气藏开发经验,结合四川盆地海相气藏特征,持续开展技术攻关,形成了5项关键技术:多属性约束沉积微相刻画技术、多敏感参数复杂流体识别技术、叠前同步与协模拟结合高分辨率储层反演技术、多参数优化的多尺度-多期次双重介质建模技术,基于三维地质模型一台多井立体井网设计技术,为新场雷四气藏高效评价提供了有力支撑。

目前,我国天然气需求量稳步增长,作为我国重要的天然气产区,四川盆地肩负着保障国家能源安全的重要使命。下一步将针对新场雷四气藏重点开展以下工作:一是围绕湖坪相碳酸盐岩储层及小尺度缝精刻画等开展技术攻关,确定有利储层空间展布特征,突破深层碳酸盐岩气藏评价开发面临的技术瓶颈;二是开展湖坪相裂缝孔隙性储层岩石物理建模和相控高分辨率反演技术攻关,提升薄互层碳酸盐岩优质储层地震预测精度;三是建立薄互层碳酸盐岩气藏双孔双渗数值模拟模型,开展气藏水体系量评价、水侵规律及通道刻画、合理配产、气藏全生命周期开发动态预测等研究攻关,提升气藏开发动态预测精度,助力深层超深层碳酸盐岩气藏高效开发,为我国天然气发展绘制新画卷、增加新动能,为保障我国能源安全和可持续发展作出更大贡献。

□高恒逸 王 荐 薛凡铃

新场雷四气藏储层薄,单层厚度小于10米,纵向储层与非储层相互夹杂,地质构造和断裂异常复杂。如果将这种复杂地质构造比作一块被压薄的“五花肉”,那么优质储层就如同“五花肉”里的“瘦肉层”,科研人员的任务就是在这复杂的地质环境中,精准地找到这些“瘦肉”,解锁其中的宝藏。

面对如此复杂的地质构造,科研人员充分发挥多专业融合优势,地质、地球物理等专科科研人员经常联合“会诊”,多次开展岩芯精细描述,开展大量的铸体薄片、压汞曲线等实验分析,在海量的测录井资料和实验数据中寻找隐藏的线索,通过多轮次对比、验证,明确了优质“甜点”的主要发育控制因素及发育模式,总结出了“聚集性”“分散性”“聚集-分散复合型”三类储层构型。

终于,他们找到了储层差异成因的“真相”:与邻区川西气田雷四气藏对比,新场雷口坡组地层沉积时期古地貌高,表生溶蚀改造作用更强,这两个主要因素导致储层发育相对较好。

□冯 柳 邓美洲

在川西地区,新场雷四气藏宛如一座深藏不露的“地下宝藏”,静静地躺在雷四上亚段地层尖灭线附近,埋深超5000米。这里以湖坪相白云岩孔隙型储层为主,密密麻麻的孔隙网络交织在一起,形成了一座神秘的天然气储藏迷宫。



员工在新深101平台检查生产用水储罐。
王 平 摄

相距7.5公里、开发同一气藏,两口井为何差异巨大

川科1井是该地区的“常青树”,投产14年,天然气日产气量始终稳定在15万立方米。相比之下,与川科1井相距7.5公里的新深1井,前期测试结果却不尽如人意,天然气硫化氢含量高并伴有产水。

位于同一气藏,天然气流体性质却存在显著差异。对此,科研人员开启了新一轮的评价研究,综合利用地震、测井、录井、测试、试采及分析化验资料,在大量资料里寻找线索,重新开展小层精细对比,将不同井的储层数据进行

逐一比对,分析每个小层的地质特征、储层物性及流体性质,明确气藏类型及特征。

经过深入研究和反复论证,科研人员发现:川科1井的产层段位于雷四段上储层,其气体具有海相陆相混源的特征;新深1井的产层段位于雷四段下储层,气源主要是雷四段自生自储,因此天然气中硫化氢含量较高。

“地质构造的复杂性和成藏机制的多样性是导致这种差异的主要原因。”西南油气开发高级专家刘成川说,“川科1井和新深1井虽然位于同一气藏,但它们所处的地质位置不同,导致储层的发育情况和气源供应也有所不同。这种差异最终导致了天然气流体性质的显著不同。”

科研团队决定对该井进行全面系统的测试,进一步落实该井的产能及流体性质。由于该井位于超深高含硫气藏,地质条件复杂,测试过程中面临着诸多技术难题。对此,他们采用了先进的测井技术和流体分析方法,确保了测试数据的准确性和可靠性,同时,结合地质模型和数值模拟,对测试结果进行了全面分析,进一步优化了开发方案。

最终,该井在下储层段测试获日产气60.75万立方米。

拨开地质迷雾,揭秘气藏“真容”

新深1井的测试结果令人振奋。为进一步验证该井的产能稳定性,科研人员开展了80小时的试采工作,日稳产20万立方米,气藏评价取得初步突破。

“新深1井是否处于地层气水边界?气藏的有利区究竟分布在何处?储量规模又有多大……”这一系列关键问题影响着气藏评价与开发的前景。”西南油气专家段永明说,“但我们有信心通过科研攻关和技术突破拨开迷雾,找到答案。”

为破解这些难题,西南油气组织地质、物探、工程等多学科精英骨干成立科研攻关团队,深入研究,建立了川西雷口坡组不同类型储层的流体电性识别标准,犹如为复杂地质条件下的气藏评价打造了一把精准的“钥匙”。同时,结合邻区类似气藏的地层水化学分析,他们发现新深1井下储层段整体以气层为主,但可能存在夹层水,这或许正是试采时产水偏多的原因。

勘探开发一体化加快了气藏规模落实与产能提升。开发团队聚焦气藏构造主体部位,在同一个井场先后实施新深101D井和新深102D井,测试获高产,目前两口井合计日产气50万立方米;勘探团队针对气藏南北两翼构造相对低部位,精心部署新深105井和新深106井,测试获日无阻流量上百万立方米,为气藏的规模建产奠定了坚实基础。

经过勘探开发一体化的系统评价,川西新场雷四气藏的“真容”逐渐清晰:主力产层主要集中在下储层段,且在平面上呈现相对稳定的分布特征。

值得一提的是,在构造主体区域的新深105井至新深106井区,气藏整体表现出不产水的特性。这一得天独厚的地质条件,显著提高了开发效率和经济效益。

精细识别深层薄储层,收获高产井

科研团队并未停下探索的脚步。为了进一步落实建产新阵地的规模,确保气藏的高效开发,他们将目光聚焦于尖灭带附近的薄储层,开启了新一轮的攻关,成功攻克了不整合面下地层尖灭线精细识别及薄互层有效储层预测的技术难题,极大地提高了深层薄互层储层的预测精度,为精准气藏评价开辟了全新的路径。

2023年,川西海相产能最高井——新深106-1H井在新场雷四气藏横空出世。科研团队成功攻克了长水平段钻探、储层改造等一系列技术难题,该井钻遇储层段1336米,钻遇率95%,测试获日产天然气151.46万立方米,日无阻流量358万立方米,进一步落实建产新阵地规模。

科研团队进一步深化气藏气水分布研究,明确了气藏类型,这是一个常压、高含硫化氢、中含二氧化碳、深层、构造-地层边水气藏,气藏有利区主要分布在新深105井至新深106井区,具备新建8亿~10亿立方米/年产能的储量规模。

与此同时,西南油气全力开展气藏精细描述工作,成功建立了湖坪相碳酸盐岩溶蚀薄互储层的三维地质模型,开展了数值模拟预测,对多个开发方案进行细致的对比研究,力求找到最优的开发策略。



西南油气开发专家
段永明

问:新场雷口坡组湖坪相“五花肉”状构造气藏如何实现高效评价?

答:一是在地震资料高分辨率处理及解释的基础上,精细开展构造及断裂发育特征的研究,详细描述圈闭类型及其特征要素。二是在地震资料精细处理解释的基础上,采用多种地球物理属性方法开展储层预测,落实“五花肉”状储层中相对优质储层的厚度及其孔隙特征,为高效评价部署提供支撑。三是加强测试、试采资料分析研究,落实气藏流体分布特征,尤其是详细分析流体性质、离子变化,确定气水边界及含气面积。四是优化部署好评价井的井位,由于川西雷口坡组储层多为“五花肉”状,纵向上厚度相对较大,水平井轨迹在储层中的穿行位置和水平段长度应尽量确保储量控制程度最大化,以保证单井产能和稳产。

问:新场雷口坡组湖坪相边水气藏如何实现高效开发?

答:建立精细三维地质模型和数值模型,并持续利用气井生产动态资料修正完善模型,为准确描述气藏动态特征、预测开发指标提供依据。基于测试试采资料,地质工程一体化深化气井产能评价和主控因素研究,同时采用数值模拟等多种方法分析水体能量和水侵方向,为气藏合理开发提供依据。适时优化单井和气藏配产方案,主要采用数值模拟和单井试采综合研究合理配产,配产方案优化既要考虑到产量任务的完成,又要满足气藏高效开发的要求。制定科学合理的开发技术政策,根据气藏地质特征,合理设计开发层系、井网井距、采气速度、稳产时间等开发指标,持续优化开发井位部署,结合经济评价完善开发方案,做好钻井跟踪及轨迹优化调整,确保开发效果。

问:在这个过程中形成了哪些值得借鉴推广的经验?

答:新场雷口坡组湖坪相白云岩储层呈“五花肉”状,储层非均质强,且工区位于人口稠密的城郊,再加上天然气高含硫化氢,安全风险大,投资成本高,导致规模效益开发难度大。

科研创新、多学科协同攻关是保障。西南油气联合多家科研单位组建了一个跨学科攻关团队,揭示了复杂湖坪相薄储层的形成机理及主控因素,创新形成了不整合面下湖坪相白云岩薄互层储层预测技术,基于地面地下、技术经济一体化优化设计了“一台多井”部署模式,形成了新场雷四气藏一体化高效开发的特色技术,破解了复杂气藏评价建产难题,落实了规模增储上产新阵地,具备新建产能8亿~10亿立方米/年的潜力。

创新形成的不整合面下湖坪相碳酸盐岩薄储层气藏描述及高效评价技术体系,可对国内同类型湖坪相气藏开发评价研究提供技术借鉴。

(王琼仙 整理)

朝霞中的马井1平台采气场站。杨高全 摄

在“五花肉”里找到“瘦肉层”

约60米的地层结构,如今,他们能够清晰地看到厚度仅40米的地层细节,优质储层预测符合率从70%升至87.5%,部署的开发井及评价井测试成功率更是达到了100%。

裂缝是油气渗透的关键通道,对天然气的高效开采起着决定性作用。在成功识别出优质储层之后,下一步任务便是找到裂缝系统,为天然气的高效开采铺平道路。

然而,2021年之前,工区地震资料显示并无裂缝发育的痕迹。为此,他们重新梳理了不同时期的地震资料,运用基于深度学习的断层智能成像技术,对重点目标区的断裂、小尺度断裂以及裂缝系统进行了深入预测。经过不懈努力,科研人员终于发现了裂缝发育的微小痕迹,为天然气的高效开采带来了新的希望。

为进一步推动天然气高效开发,他们成立了地质-地球物理专业结合的水平井随钻跟踪团队,采用精细跟踪流程,地质、工程充分结合精细做好井位跟踪,确保井眼轨迹更多钻遇储层,其中新深106-1H井储层钻遇率达到96%,测试获日无阻流量358万立方米,创下了川西雷口坡组最高产量纪录。

□胡 腾 吕昀泽 胡祥芳

2018年,新场雷四气藏部署实施两口井,新建天然气产能1.45亿立方米/年,要实现效益最大化,还需进一步创新和突破。科研人员总结前期的开发经验,大胆创新,精心部署新深106-1H井,逐步调整井型设计,2024年,该井测试日产量358万立方米,实现了气藏开发的重大突破。

“新场气田的雷口坡组气藏地层埋深超过4500米,储层呈现低孔隙度、特低渗透性的特点,气水关系复杂,且含有硫化氢等气体。气藏地处德阳市,人口密集,井场优选难度大,安全环保要求高。”西南油气勘探开发研究院油气藏评价所党支部书记张岩说。

为进一步提升开发效率、优化气藏开发指标,气藏工程科研人员大胆转变开发思路,积极与地球物理、地质等多专业团队深度融合,深化对气藏的认识,精心设计开发技术政策及开发方案。经过5年潜心研究,成功形成了新场雷四气藏一体化高效开发特色技术。

在井型设计方面,科研人员紧密融合实钻经验与数值模拟论证,从定向井优化升级,逐步将井型从定向井优化为大靶间距的大斜度井,最终升级为长水平段水平井。在此基础上,他们依托气藏工程理论研究,运用数值模拟,对不同水平段长的单井开发指标

进行预测,并结合经济评价,优选出合理水平段长度。此外,他们还通过设计不同水平井轨迹,开展多轮数值模拟论证比选,最终筛选出最优的水平井穿层模式。这种设计确保了钻井能够长距离穿越优质储层,大幅提高单井产能。

在地面地下一体化开发方面,面对新场气田人口密集、地面协调难度大、含硫站场选址安全风险高的挑战,科研人员积极调研新场气田地面情况,深入分析试采井生产动态,并紧密结合地质特征及数值模拟研究,精准优选出地质“甜点”区域。他们充分利用老井资源和老井场,采用“长水平井、丛式井组”模式在老井场部署多口新井,实现了地面空间的最大节省和地下资源的最大程度动用。

在经济技术一体化方面,科研人员梳理总结已投产井的试采特征、结合气藏工程技术方法、采用数值模拟预测不同配产条件下的单井稳产期、累计产气、采出程度,并结合经济评价,最终优选出单井的合理产量。在兼顾地面管道运输能力及脱硫站处理能力的基础上,确定了方案的建产规模,为气田的持续稳产奠定了坚实基础。在精细地质建模的基础上,通过数值模拟开展了多套方案的指标预测及比选,最终优选的方案动用储量315.8亿立方米,新建混合气产能6.6亿立方米/年,采出程度36.66%,充分显示了新场雷四气藏具有良好的开发潜力。