

在红星页岩气田开发中,江汉油田逐步形成以产能精准评价、含硫水体高效处理、高压流程分级控制为核心的一体化开发策略

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:王强周“油”列国
油事精彩

破译含硫页岩气田的开发密码



新闻会客厅

二叠系页岩具有优良的页岩气形成与富集条件

中国地质大学(武汉)
资源学院石油地质系教授
杨锐

问:红星页岩气田作为我国首个二叠系大型页岩气田,地质条件有哪些典型特征?

答:首先,构造位置特殊。红星页岩气田所在地区的整体构造背景和地层变形比较复杂,导致有利的页岩层分布规律难以把握,增加了勘探目标锁定的难度。

其次,储层特征独特。红星页岩气田核心储层为二叠系吴家坪组斜坡-陆棚相页岩,储层厚度普遍不足20米,远低于国内外传统认定的30米有效储层厚度下限,储层纵向及平面变化快,对页岩气甜点层评价与优选造成极大挑战。由于页岩具有高模量、高灰质、多夹层、大理深特点,其埋深主要介于3300-5500米,且超深层区域(埋深大于4500米)占比超69%,整体类似“钢筋水泥”的质地,独特的储层特征对页岩层改造和压裂工艺提出新要求。

再次,生储条件优质。二叠系优质页岩大面积连片分布,尽管吴家坪组页岩厚度相对较薄,但页岩有机质丰度远高于涪陵志留系页岩气田主力产气层段,因此,整体生储潜力非常大,具备形成大型页岩气田的物质基础。现有研究发现,二叠系页岩的物性和含气性均随埋深增加有变好的趋势,超深层页岩相带好、品质优、保存及含气性好、压力系数高,这些典型特征表明二叠系深层、超深层页岩具有优良的页岩气形成与富集条件。

问:红星页岩气田勘探开发难点主要有哪些?

答:主要包括地质评价和开采工艺两个方面。具体来说,第一个难点是二叠系优质页岩储层的精细表征与评价难,一方面要打破传统优质页岩厚度认知的束缚,另一方面页岩强非均质性使得储层甜点层识别难度大。同时,复杂的构造变形导致地震预测和测井表征难以精准捕捉有利储层分布,给井位部署、靶窗选择、水平段穿层带来很大挑战。

第二个难点是储层改造难度大。二叠系页岩储层具有高模量、多夹层的特性,加上埋深大导致破裂压力高,压裂时易出现加砂困难、裂缝扩展受限、压力剧烈波动等问题。早期在涪陵页岩气田建立的成熟工艺不再适用,这对压裂工艺的针对性提出极高要求。

问:红星页岩气田勘探开发前景如何?

答:红星页岩气田作为我国首个二叠系大型页岩气田,有良好的物质基础和地质条件,在针对性的压裂和开采工艺技术的保障下,勘探开发潜力巨大。

具体来看,一是它的资源潜力雄厚。相关研究表明,红星-复兴地区二叠系资源量超万亿立方米,目前已探明储量1650.25亿立方米,后续规模增储空间巨大,有望成为我国页岩气战略增储上产的重要阵地。

二是针对性技术储备充足。经过多年攻关,已形成薄层页岩气富集理论、薄层强非均质页岩测井表征及地震预测、页岩地质工程一体化钻完井等一系列核心技术,这些先进技术的形成和应用促使单井测试日产量从8.9万立方米跃升至32.35万立方米,为高效开发提供了坚实技术保障。

三是战略意义重大。作为我国首个二叠系大型页岩气田,其勘探开发成功开拓了志留系外的全新页岩气开发层系,完善了我国页岩气勘探开发的层系布局。我认为,该气田的规模开发能为我国同类薄层、超深层页岩气田勘探开发提供技术范本,推动行业整体快速发展。

(刘猛整理)

□本报记者 夏梅 通讯员 李慧

12月3日,江汉油田采气一厂技术管理中心气藏开发岗副主任师石艳娜忙着标定红星页岩气田各气井的日产水平,为明年测算气井综合递减率和生产能力提供依据。“通过对产能准确评估,可以优化配产,提高气藏管理水平,贡献更多产量。”她说。

红星页岩气田含有硫化氢、二氧化碳,稳产难度大,开发也面临多重挑战。江汉油田采气一厂依托技术创新与管理优化,逐步形成以产能精准评价、含硫水体高效处理、高压流程分级控制为核心的一体化开发策略,推动气田实现安全、高效、绿色开发。目前,气井日产量约60万立方米。

摸清“运势”,把准开发节奏

为每一立方米气找到“最优出路”,在递减中掌握更大主动权

和常规天然气相比,页岩气藏采用衰竭式开发,稳产期短且递减速度较快。

“气井的命运,难道只能交给递减规律?”面对这一行业难题,技术人员清醒认识到,只有精准评估产能,才能打破被动局面,延长稳产期,为每一立方米气找到“最优出路”,在递减中掌握更大主动权。

现实却比理论更复杂。“红星页岩气田产水量高、干扰强,单井产能评价难度极大。”采气一厂技术管理中心气藏开发岗主任师银照

炉坦言,“过去在涪陵页岩气田积累的经验,在这里难以直接复制。”

产能若摸不清,生产制度的制定就如“盲人摸象”。面对难点,技术人员跳出传统思维,借鉴涪陵经验,将新区块与地质条件相似的成熟区块进行“解剖式”对比,并融合产能系数法、数值模拟等多重预测手段,明确气田产能评价方法,不仅勾勒气井全生命周期内的产量变化,更精确预测出气井的动态可采储量。开发人员得以提前掌握气井的产能递减规律和“资源家底”,从而变被动应对为主动布局。

“产能代表气井的最大生产能力,只有在这个能力范围内科学配产,才能实现更长时间的稳产。”银照炉强调,如果超出最大合理产能,进行“杀鸡取卵”式生产,气井稳产期会大幅缩短,经济效益变差,而过于保守的配产制度又会导致采收率低、资源动用不充分。找到合理配产的平衡点正是产能评价技术的价值所在。

红页1HF井根据3万立方米/日的产能评价,制定了1.5万~1.7万立方米/日的配产,延长了该井的稳产期。技术人员依据预测结果,分区制定差异化生产策略。在中区红页1井组,采取“先扬后抑”的配产思路,前期高位配产抢效益,后期阶梯式下调保稳产,有效延缓了压力递减,目前已连续3年低产平稳运行。而在地质条件更复杂、压力系数更高的北区,则推行“细水长流”的低配产系数模式,红页7HF井得以持续稳产超600天,累计产气超3500万立方米。



江汉油田采气一厂员工在红星净化站巡检。宋国梁摄

江汉石油工程:攻克红星页岩气田开发难题

□朱沂

前不久,江汉油田红星页岩气田1650.25亿立方米探明储量通过国家审定,为我国页岩气开发开拓了新天地。这一重大成果,标志着我国页岩气勘探开发迈上新台阶。当喜讯传来,江汉石油工程井下测试公司压裂专家豆瑞杰说:“感觉肩上的担子更重了,如何安全高效地把地下的气‘请’出来,才是真正的考验。”

自2019年起,江汉石油工程便开始在红星区块进行页岩气勘探开发。与涪陵区块相比,这里的挑战截然不同。“这里的气藏埋藏得更深,地层压力也更高,更关键的是,岩层普遍含有硫化氢。”豆瑞杰打了个比方,“如果把涪陵比作在平地上打井,那红星就是在深谷里探矿。”

面对复杂的地质条件,该公司创新提出“增体积、促复杂”的改造思路。豆瑞杰解释道:“我们不再单纯追求压开地层,而是要像做‘微创手术’一样,巧妙引导裂缝扩展。”

技术人员还通过提前预判递减拐点,明确介入气举排等措施时间,做到未雨绸缪,不仅延长了气井自喷期,而且减少了后期措施成本,实现“降递减”与“控成本”的双赢。

技术人员还通过提前预判递减拐点,明确介入气举排等措施时间,做到未雨绸缪,不仅延长了气井自喷期,而且减少了后期措施成本,实现“降递减”与“控成本”的双赢。

巧锁“硫龙”,守住安全环保底线

红星页岩气田地处山区,生态敏感度高、周边旅游景点多,产出水除硫成为环保管控的关键环节

“我们现在每日处理60万立方米天然气,投运以来已处理了1.32亿立方米。”11月25日,红星页岩气田天然气净化站班长谭勤介绍道。作为中国石化首座含硫页岩气净化站,该站采用更环保高效的醇胺法脱硫脱碳、三甘醇脱水净化工艺,处理后的净化气指标达到国标一类气标准,原料气中有毒有害的硫化氢则通过硫磺回收装置,采用直氧化法生产硫磺,作为化工原料外销创效。

然而,需要净化的不仅是含硫气体,产出水也同样含有硫化氢。在红页3-2HF井现场,一套智能控制除硫装置系统24小时不间断地忙碌着。这台设备是保障绿色开发的“守门员”,通过化学反应,能将产出水中的硫化氢浓度精准降至安全标准以下,每日处理约100立方米的产出水。

“气田产水量大,每个平台每日产出水超100立方米,这些水体因含有硫化氢,必须经过密闭处理。”该厂安全环保总监刘宁表示。红星页岩气田地处山区,生态敏感度高、

专家视点

未来需加快构建
高效低成本的钻井工程技术□中国石化石油工程技术研究院
王怡 张文平

相较传统中浅层页岩气田开发,红星页岩气田埋藏更深、构造活跃度更高,在钻井过程中井下掉块、垮塌、漏失等复杂情况频发,技术难度呈几何级数递增,成为制约高效开发的“硬骨头”。

面对挑战,工程院携手江汉油田聚焦关键技术瓶颈,通过理论创新、技术研发与工程实践深度融合,构建起一套涵盖地质风险预测、工程实时管控、固井质量保障的全链条钻井技术体系,为气田高效开发注入了核心动力。

针对红星区块深层地质条件复杂的痛点,我们创新研发钻井地质风险超前预测技术体系,实现从“被动应对”到“主动防控”的转变。基于井周地震、测录井、钻井多源数据融合,建立起钻井地质异常体识别、待钻地层参数预测等系列产品,精准预判裂缝带位置与漏塌风险,并创新了地震波形指示反演驱动的三压力剖面超前预测技术;构建了地质-工程因素耦合的风险量化模型,实现“漏塌塌卡”等井下风险的定量表征,为钻井作业提供了科学决策依据。

我们突破传统经验钻井模式局限,搭建基于“数据+机理”的科学钻井分析平台,实现井下工况实时“体检”与精准管控。自主研发具有中国石化自主知识产权的科学钻井软件与决策系统,集成125项工程算法,覆盖风险防控、钻头选型、参数优化等10余个核心场景,可实时诊断摩擦阻扭矩、井眼清洁度等关键指标,将井下风险遏制在萌芽状态;创新钻头磨损趋势预测与滑动钻进底部钻压优化技术,钻头磨损预测准确率超80%,有效避免无效

周边旅游景点多,产出水除硫成为环保管控的关键环节。他们前期经过调研及几百次实验对比,最终筛选出价格相对低、便于保存的次氯酸钙作为采出水脱硫药剂。目前,智能控制除硫装备系统已升级到第三代,实现了加药、反应、监测的全流程自动化控制,并作为成熟经验推广至整个气田的各个作业平台。

这种“含硫的麻烦”贯穿于气井的整个生命周期。在气井建设之初,从设备的选型开始就要严格执行抗硫标准,从源头筑牢安全屏障。进入生产阶段,管道防护重点转向“监测与维护”,他们通过定期对管材进行壁厚监测,精准掌握管材的腐蚀速率,实现对安全风险的早期预警和主动干预。

高标准的风险防控意识,同样体现在关键作业环节。刘宁介绍,为保障井控安全,通常需要在套管内再下一层油管,建立双通道形成“双保险”,但气田含有硫化氢,常规带压作业风险极高,有中毒和爆炸的风险,必须采取“压井”程序,先向井内泵入专门配制的压井液,将地层气体“顶”回地下,创造一个安全无压的作业环境,再下油管。

不仅如此,下油管还要选择合适时机。气井压力太高,下油管成本高、难度大;压力太低,压井液容易漏失到地层,造成后期复产困难。技术人员通过反复试验,摸索出气井压力系数控制在0.7下油管最为理想,在安全与效率间取得了最佳平衡。

驯服“高压”,保障安全生产

气井埋深大、气举压力大,如果管线压力承受能力不足,会导致严重后果

“从30兆帕到近90兆帕,每口井的压力各不相同。”银照炉坦言,红星页岩气田的气井压力如同坐上了“过山车”。

巨大的压力差给开采工作带来严峻挑战,技术人员将压力划分为三个区间,在井口装置和地面管网选型上进行针对性优化,选用抗压能力更强的高压管线,不仅满足了当前生产需求,而且为后期气举采取措施做好储备。

“气井埋深大、气举压力大,如果管线压力承受能力不足,会导致严重后果。”银照炉补充道。近日,完成气举作业的7HF井,作业时气井压力有50多兆帕,技术人员在地面设备的选型中充分考虑生产需求,优选70兆帕压力级别的设备,满足了高压作业要求,确保气井成功“复活”。

在外输环节,高压环境对流程提出更高要求。“外输压力要保持在3兆帕,如果采用以往的一级节流方式,直接从井口的50兆帕甚至更高压力降至3兆帕,巨大的压差会导致节流阀出现冰堵现象,严重影响管道正常运行。”该厂副总工程师、生产运行岗高级主管王周杰说。

为解决这一难题,技术人员对集气流程进行创新优化,将一级节流改为两级、三级节流,让压力逐步下降。这种方式有效避免了压差过大造成的冰堵现象,确保了生产流程的稳定性,目前该方式已在高压区推广应用。

这种循序渐进的技术创新,为红星页岩气井的高效开发提供了可靠解决方案。通过对节流技术和管网的持续优化,技术人员逐步掌握了高压页岩气井的生产规律,为类似地质条件的页岩气田开发积累了宝贵经验。