

龙凤山气田北 201-5HF 井复杂地层钻井难点分析与对策研究

胡大山

中石化华东石油工程有限公司 江苏 南京 210000

摘要: 北201-5HF井是部署于吉林省长岭县龙凤山气田北201井区的一口三开水平井,旨在完善营IV砂组产能建设方案、新增动用储量和产能。该井在施工过程中面临多重技术挑战,包括二开泥岩段缩径严重、营城组长井段含砾砂岩可钻性差、水平段稳斜难度大、下部地层密度窗口窄以及CO₂气侵活跃导致的井控风险高等问题。本文基于现场施工资料,系统梳理了各开次施工中存在的具体技术难点,深入剖析其成因,并结合实际应对措施,总结出一套适用于龙凤山区块复杂地层条件下的钻井优化策略。研究表明:科学选型PDC钻头与螺杆组合、优化钻具结构、合理控制排量与泥浆性能、强化井控应急响应机制对保障安全高效钻进具有显著效果。本研究成果可为类似地质条件下的水平井钻井工程提供理论参考与实践指导。

关键词: 龙凤山气田; 北201-5HF井; 复杂地层; 钻井难点; CO₂气侵; 井控对策

引言

随着我国非常规天然气资源开发力度不断加大,致密砂岩气藏成为重要接替领域之一。位于松辽盆地南部的龙凤山气田,以营城组致密含砾砂岩为主要产层,具有低孔、低渗、非均质性强等特点,开发难度较大。为提高单井产量和采收率,水平井技术被广泛应用于该区块。然而,由于区域构造复杂、地层岩性变化剧烈、部分层位富含CO₂等特殊流体,使得钻井施工面临诸多技术瓶颈。北201-5HF井作为龙凤山气田北201井区产能建设的关键井之一,设计垂深3290m,水平位移1045.56m,完钻井深达4110.89m。该井在实施过程中遭遇了从一开到三开多个阶段的复杂工况,尤其在三开水平段频繁出现井漏、气侵甚至溢流险情,严重影响施工进度与井控安全^[1]。因此,系统分析该井所遇钻井难点及其成因,并提出针对性对策,不仅对本井后续作业具有现实意义,也为同类区块水平井高效安全钻探提供宝贵经验。

1 北201-5HF井基本概况

1.1 地理位置与地质背景

北201-5HF井位于吉林省长岭县前七号镇三门刘家村西北约565米处,地处松辽盆地南部断陷带,属龙凤山构造高部位。目的层为营城组营IV砂组,岩性以灰色一灰白色含砾细一中粒砂岩为主,夹薄层泥岩及凝灰质成分,储层致密,天然裂缝发育,局部存在溶蚀孔隙,具备一定产能潜力。但同时,该区块普遍存在CO₂伴生气,且地层压力系统复杂,密度窗口狭窄,给钻井液体体系设计与井控带来极大挑战。

1.2 井身结构与施工参数

该井采用三开井身结构:一开使用Φ444.5mm钻头,钻至305.5m,下入Φ339.7mm表层套管;二开使用Φ311.1mm钻头,钻至2133m,中完后下入Φ244.5mm技术套管;三开使用Φ215.9mm钻头,从2133m钻至完钻井深4110.89m,裸眼完井。全井钻井周期66.54天,机械钻速5.9m/h,低于区域平均水平,反映出施工效率受多重因素制约。

1.3 主要施工目标

该井的核心任务在于落实营IV砂组产能,验证水平井开发效果,完善井网布局以提升储量动用程度,并探索含CO₂致密砂岩气藏的安全钻井模式。这些目标的实现,高度依赖于对复杂地层条件的精准识别与工程技术的有效适配。

2 钻井施工中的主要难点分析

2.1 二开泥岩段缩径与泥包问题

二开井段(305.5-2133m)穿越青山口组与泉头组,其中上部青山口组以软泥岩为主,水化膨胀性强。在钻进过程中,泥岩吸水后体积膨胀,导致井壁缩径;同时,由于排量受限(最大仅45L/s),环空返速不足1m/s,岩屑携带能力弱,加之所用四刀翼PDC钻头切削颗粒较大,极易在螺杆扶正器处形成泥包^[2]。此外,钻具组合采用“单弯双扶”结构,两扶正器间距过近,刚性过强,在软泥岩中易产生托压,进一步加剧泥包风险。三次起下钻均发现扶正器严重泥包,不仅影响定向精度,还导致钻压传递不畅、扭矩异常升高,甚至引发憋泵停钻。

2.2 营城组含砾砂岩可钻性差

三开进入营城组后 (>2667m), 岩性转为含砾砂岩, 砾石含量高、硬度大, 对PDC钻头切削齿造成严重冲击磨损。统计显示, 多只DF1606BU型PDC钻头在3494–3770m井段出现“掏芯”现象 (即切削齿断裂或崩落), 单只钻头平均进尺不足100m, 机械钻速普遍低于2.5m/h。尽管后期尝试更换S1665FGA等型号, 并与厂家合作改进后排切削齿结构 (如16、17号钻头), 进尺有所提升, 但仍远未达到理想水平。这表明常规PDC钻头在高研磨性含砾地层中适应性有限, 亟需专用钻头设计。

2.3 深造斜点与水平段轨迹控制困难

本井设计造斜点位于2850m, 属深造斜水平井。初始采用1.5°单弯螺杆配合五刀翼PDC钻头, 实测造斜率仅4–5°/30m, 低于设计值6°/30m, 导致增斜效率不足。后续虽更换六刀翼钻头, 但在3016m后因井眼小、螺杆弯度大, 加压时部分本体贴附井壁, 无法有效传递钻压, 钻时显著变慢。进入水平段 (>3494m) 后, 营城组地层倾角较大, 复合钻进时自然增斜率达5°/100m, 而靶框范围狭窄, 迫使频繁进行定向降斜作业, 定向率高达34%, 严重拖累钻井时效。

2.4 密度窗口窄与井控风险高

龙凤山区块整体表现为“低压—高压”过渡带, 地层破裂压力与孔隙压力接近, 安全密度窗口极窄 (常小于0.1g/cm³)。一旦钻井液密度稍高, 易诱发井漏; 密度偏低, 则无法平衡地层压力, 导致气侵甚至溢流。更严峻的是, 本井在3700m以深多次钻遇CO₂气层。CO₂在地层中以超临界流体形式存在, 进入井筒后随压力降低迅速气化膨胀, 体积剧增, 极易形成气柱上窜, 引发突发性溢流。由于前期缺乏CO₂钻井经验, 初期仅依赖提密度压井, 忽视了气体滑脱与相变特性, 导致多次压井失败、反复气侵。

2.5 CO₂气侵的特殊危害性

文档明确指出, 本井共发生三次典型CO₂气侵事件, 均表现为: 停泵接单根后开泵瞬间井口喷出气柱; 全烃值骤升至100%, CO₂含量达2–6%; 压井过程中出口密度远低于入口, 显示气体持续置换。根本原因在于: CO₂在临界点 (31.1°C, 7.38MPa) 附近, 微小压力变化即可引起巨大体积膨胀。当井筒内液柱压力不足以抑制其相变时, CO₂由液态/超临界态迅速转为气态, 形成高速上涌气柱, 破坏井筒压力平衡。若未及时关井节流, 极易演变为井喷。

3 应对策略与技术措施

3.1 优化钻头与螺杆选型

在初期, 通过对比试用DF1605BU、DF1606BU、S1665FGA等多种PDC钻头型号, 系统评估它们在不同岩性段的表现, 积累了宝贵的现场数据。更重要的是, 团队积极与钻头生产厂家进行深度沟通, 将现场遇到的“掏芯”等具体问题反馈给厂家, 推动其进行针对性的产品改进。厂家根据反馈, 对后排切削齿的结构进行了强化设计, 增加了耐磨层和抗冲击结构。这一合作成果在后期得到了验证: 16号和17号改进型钻头在3770–4110m的高研磨性井段, 成功实现了单只进尺超过160米, 机械钻速也显著提升至3.0–5.3m/h, 有效缓解了钻头寿命短的问题^[3]。与此同时, 针对二开阶段螺杆扶正器泥包的问题, 也对螺杆的扶正器结构进行了审视, 强调应避免流道过窄的设计, 以提升工具在高固相含量泥浆环境下的可靠性, 从而为整个钻井过程的顺畅进行提供了坚实的硬件保障。

3.2 改进钻具组合与排量控制

为解决二开泥岩段的缩径与泥包问题, 施工方对钻具组合进行了关键性调整。将原先刚性过强的“单弯双扶”结构, 改为柔性更强的单扶正器组合, 并增大了扶正器的流道宽度, 此举有效减少了泥浆流动阻力, 降低了泥包形成的风险。在三开造斜段, 虽然初始的1.5°单弯螺杆与五刀翼PDC钻头组合造斜能力不足, 但通过增加定向作业的频次, 在一定程度上弥补了工具性能的短板。在排量控制方面, 团队始终在MWD仪器的信号稳定性与井眼清洁需求之间寻求最佳平衡点。在确保随钻测量数据准确的前提下, 尽可能将排量提升至环空返速不低于1.2m/s的水平, 以增强岩屑的携带能力。而在进入无随钻仪器的井段后, 则果断适当提升排量, 显著改善了井眼的清洁状况, 为后续的顺利钻进和安全起下钻创造了有利条件。

3.3 强化井控与气侵应急处置

面对前所未有的CO₂气侵挑战, 项目组摒弃了单一提密度的传统做法, 创新性地提出并实践了一套“稠浆封堵+重浆帽”的复合控压法。该方法的核心思想是通过物理屏障和额外液柱压力的双重作用, 来抑制气体的上窜和侵入。具体而言, 在水平主产层段 (如3320–3770m), 注入高粘度 (90–110秒)、密度适中的稠浆塞, 利用其高粘滞力形成一道有效的“密封墙”, 能够显著延缓甚至暂时阻断CO₂气体的滑脱上移, 为安全起下钻争取了宝贵的时间窗口。同时, 在斜井段 (如2900–3100m, 井斜6°–41°) 注入一小段高密度 (1.33g/cm³) 的重浆, 形成所谓的“重浆帽”。这层额外的液柱压力能够有效平衡水平段的地层压力, 大大削弱了起钻过程中因抽汲效应而

产生的负压,从根本上减少了气体二次侵入的可能性^[4]。此外,在气侵发生后的应急处置中,严格执行“立即关井、节流循环、精准控压”的原则。通过节流阀精确控制回压,维持井底压力始终略高于地层压力,并实时监测进出口泥浆密度、全烃值及CO₂含量等关键参数,动态调整压井液的密度,避免了因一次性大幅提密度而导致的地层压漏,从而成功化解了多次重大井控险情。

3.4 泥浆体系优化与堵漏技术

在窄密度窗口和频繁井漏的双重压力下,泥浆体系的精细化管理成为保障施工安全的生命线。自首次发现漏失起,施工方就持续向钻井液中添加随钻堵漏剂,如云母、核桃壳等细颗粒材料。这些材料能够在不堵塞MWD信号传输的前提下,有效封堵地层中的微裂缝,逐步建立起稳定的井壁。在处理气侵需要提密度压井时,采取了分阶段、有步骤的加重策略:首先加入足量的堵漏剂,以提高地层的承压能力,构筑一道“防护盾”;在此基础上,再逐步、缓慢地提升钻井液密度,从而有效防止了“因压井而压漏,因压漏而气侵”的恶性循环。此外,针对CO₂溶于水后呈酸性、易腐蚀设备并加剧气侵的问题,在泥浆中加入了生石灰(CaO)。生石灰能与CO₂发生化学反应,生成碳酸钙沉淀,不仅中和了酸性,稳定了泥浆的pH值,还在一定程度上消耗了侵入的CO₂,降低了其活性,为井控安全提供了化学层面的支持。

3.5 施工组织与经验总结

高效的施工组织和及时的经验总结是应对复杂局面的软实力保障。在整个钻井过程中,地质导向团队与工程技术人员保持了紧密的协同,通过对邻井资料和实时录井数据的综合分析,能够较为准确地预测前方砂砾岩层的位置。基于此预测,施工方案得以动态调整,例如主动避开高研磨性的砾岩段进行关键的定向作业,从而最大限度地保护了昂贵的PDC钻头,减少了无效磨损。

同时,项目组建立了严格的气侵预警机制,要求对全烃值和CO₂含量的变化趋势进行密切监控。一旦发现异常苗头,立即启动应急预案,将风险扼杀在萌芽状态。考虑到施工后期已进入冬季,低温可能影响井控设备的正常运作,团队还特别加强了对节流管汇、防喷器等关键设备的电伴热与保温措施,确保在严寒条件下,所有井控装备都能可靠、灵敏地动作,为全井的安全收官提供了坚实保障。

4 结语

北201-5HF井成功完钻验证了复杂地质条件下安全高效钻井的技术路径。结论显示:地层全面认知是前提,需重点调研CO₂、裂缝、压力系统等特殊要素;工具适配是关键,高研磨性含砾砂岩需定制高抗冲击PDC钻头及优化螺杆;井控需升级,面对CO₂流体应采用“物理封堵+压力控制”复合策略;钻井液需精细调控,通过提粘、堵漏、化学中和协同稳定井筒;施工组织需灵活高效,坚持地质-工程一体化动态调优。未来建议:建立龙凤山气田含CO₂风险井SOP,制度化成功经验;推广“稠浆塞+重浆帽”控压技术为同类区块标准;联合研发高砾石地层专用PDC钻头,提升破岩效率;强化随钻压力监测与气侵智能预警,实现风险前移管控。该井实践表明,技术创新、风险预控、多专业协同是复杂油气藏安全高效开发的核心保障。

参考文献

- [1]李宇.长岭断陷龙凤山气田营城组储层非均质性研究[J].地质论评,2024,70(S1):297-298.
- [2]王华,姚澎,王川,等.龙凤山气田随钻防漏钻井液技术[J].广州化工,2025,53(16):193-195.
- [3]贺同宝,孙明杰,李骏函,等.龙凤山气田防塌防漏钻井液研究与应用[J].广州化工,2024,52(04):152-155.
- [4]冯云春.龙凤山气田火山岩地层个性化PDC钻头设计与应用[J].钻探工程,2024,51(02):94-101.