

浅垂深大位移钻井技术及其在煤矿灾害治理中的应用

任世旭

中煤浙江地质集团有限公司杭州分公司 浙江 杭州 310001

摘要: 随着煤炭开采向深部延伸, 瓦斯突出、冲击地压等灾害治理亟需一种能在浅垂深条件下施工长距离水平井的技术。常规油气钻机在此类工况下存在钻压施加困难、全角变化率过大等问题。本文将水平定向钻机与石油钻井液循环及固控系统深度融合, 形成专用于浅层大位移水平井的“斜直-水平井”钻井新工艺。该方案通过水平定向钻机的初始井斜角和“推送式”进给模式, 有效解决了钻压传递和轨迹控制难题。通过小保当煤矿和龙凤煤矿两个典型工程, 验证了该技术成功突破浅层极限、实现高效精准治理的显著效益。该技术为煤矿灾害治理提供了新的技术路径。

关键词: 水平定向钻机; 浅垂深大位移; 瓦斯抽采; 冲击地压

引言: 据中国煤炭工业协会报告^[1], 2025 年全国原煤产量 48.5 亿吨, 占一次能源消费总量 54%, 煤炭的能源安全兜底作用未变。然而, 随着开采深度增加, 灾害治理形势依然严峻。国家矿山安全监察局统计显示^[2], 2025 年全国煤矿事故 217 起、死亡 328 人, 其中瓦斯、顶板、机电运输三类合计占比 76.5%。冲击地压方面, 我国现有冲击地压矿井 138 处^[3], 与瓦斯突出、突水等灾害呈复合态势。

水平井技术以其覆盖范围广、可实施多种工艺的优势, 成为灾害治理的理想载体。近年来, 地面水平井分段压裂技术已在坚硬顶板治理、煤层气开发等领域取得显著成效。煤矿灾害治理的目标层位埋深浅, 所需水平位移常达 500-1000m 以上, 位垂比可达 3-5。常规油气钻机在此类“浅垂深、大位移”工况下存在两大技术难题: 一是垂直段长度有限, 钻柱自重不足以提供有效钻压, 长水平段摩阻巨大导致“托压”严重; 二是必须在有限的垂深内完成大角度造斜, 导致全角变化率过大, 超出常规钻具安全范围。本文提出将水平定向钻机与石油钻井液循环及固控系统深度融合, 形成专用于浅层大位移水平井的“斜直-水平井”钻井新工艺, 并通过两个典型工程验证其可行性。

1 常规油气钻机在浅垂深大位移水平井施工中的技术难点

石油钻井的井身结构、钻具组合与作业模式均针对深部地层优化设计。将其应用于煤矿浅层大位移水平井施工中, 会面临两个主要技术难点。

1.1 钻压施加困难

在深井中, 钻柱自重可提供数吨至数十吨钻压。但

在浅层水平井中, 垂直段短, 钻柱自重不足以提供有效钻压。更关键的是, 当水平段长度超过垂深数倍时, 水平段钻柱平躺在井壁上, 产生巨大的摩擦阻力。水平段越长, 所需克服的摩擦力越大, 而垂直段所能提供的钻具重量却固定不变, 当位垂比超过 3 时, 常规钻机施工难度显著增加。

从钻井力学角度分析, 钻柱在水平井中的轴向力传递效率与井眼曲率、摩阻系数、钻柱刚度等因素密切相关。在浅层大位移水平井中, 由于垂直段短, 可利用的钻柱压重有限, 而水平段摩阻往往占据主导地位。这种情况在常规钻机施工中十分常见, 通常需要采用水力振荡器等专用工具来缓解, 但会显著增加施工成本。

1.2 全角变化率过大

目标层位的埋深决定了造斜段长度有限, 要在地面以下很短的井段内实现从近垂直转为近水平的轨迹偏转, 必然产生很大的全角变化率, 这一数值往往超出常规石油钻具的允许范围。强行施工会造成钻柱疲劳、井下工具过早失效、卡钻风险升高等问题。

在渤海油田浅层大位移井的实践中, 浅部地层疏松, 井眼轨迹控制难度大, 泥岩易水化膨胀, 频繁出现倒划眼困难和下套管遇阻等复杂情况^[4]。王伟^[5]研究发现, 由于靶前位移小、造斜井段进尺短, 悬链线等降摩阻轨迹设计方法在此类井中难以应用, 轨迹控制难度相应增大。

全角变化率过大带来的直接后果包括: ① 钻柱疲劳寿命急剧下降, 在交变应力作用下易发生钻具断裂事故; ② 套管下入困难, 全角变化率大的井段套管难以通过, 需反复划眼甚至扩孔; ③ 固井质量难以保证, 套管

不居中导致水泥浆窜槽。因此,有效控制全角变化率是浅层大位移水平井成功的关键。

综上所述,常规钻机的“自重加压+旋转钻进”模式,在浅垂深大位移井中面临较大挑战。这不是简单的参数优化能完全解决的,而需要从装备和工艺上进行针对性调整。

2 水平定向钻机与石油钻井系统融合:面向浅层大位移的技术创新

为解决上述问题,本文提出将水平定向钻机的轨迹控制与推送能力,同石油钻井系统的水力驱动与净化能力进行深度融合,形成一套适用于浅层大位移水平井的钻井新工艺。

2.1 系统构成与工作原理

该融合系统由两大模块构成,针对浅层大位移工况进行协同设计。

(1) 钻进执行单元(水平定向钻机)

采用大推力、紧凑型水平定向钻机作为主机,推荐选用 ZT-300 型或同级别钻机。该类钻机的主要技术参数为:最大回拉力 3000kN,最大给进力 3000kN,改造后钻架与地面夹角调节范围 10° - 43° (对应初始井斜角 80° - 47°)。该钻机具有初始井斜角,不依赖钻柱自重提供钻压,而是通过液压动力头直接推拉钻柱。这种“推送式”进给模式在水平段长、垂直段极短的情况下依然有效。

在钻进时,造斜和轨迹控制仍采用常规油气井的螺杆马达。水平定向钻机主要提供旋转扭矩和推拉力,井下马达提供钻头破岩所需的转速和扭矩。这种“动力头+螺杆”的复合钻进模式,既发挥了水平定向钻机大推力的优势,又利用了井下马达高转速、高造斜率的特点。

(2) 动力与净化核心(石油钻井液循环系统)

配套模块化的石油钻井泵、循环罐及四级固控设备。推荐配置如下:3NB-1300 型单机泵组 1 套,循环罐 4 套,双联振动筛 1 台,除砂器 1 台,除泥器 1 台,离心机 1 台。该系统提供以下关键功能:① 高压水力能量:钻井泵提供 30-40L/s 排量,驱动井下螺杆马达旋转破岩。钻机只需克服摩擦推送钻具,破岩功率由液力传递至钻头,绕过了机械钻压传递的瓶颈。② 井眼清洁能力:采用四级固控设备对钻井液进行全流程净化处理,有效清除有害固相,确保在长达千米的水平段中将岩屑高效携带出井,防止岩屑床堆积。③ 稳定的信息传输通道:采用 MWD 无线随钻测量系统,实时监测井斜角、

方位角、工具面角等参数。清洁的钻井液流是信号可靠传输的保障,因此必须严格控制钻井液中的含砂量和气泡含量。

2.2 核心工艺优势:专为浅层大位移而生

(1) 实现极低位垂比下的长距离延伸

该融合方案将井眼轨迹划分为斜直段、造斜段和水平段。水平定向钻机以设定的初始井斜角钻进形成斜直段,抵达造斜点后,采用定向造斜方式逐步增加井斜角,最终在设计靶点处精确进入目标层位并保持水平延伸。这种设计使得水平位移与垂深的比值可达到 4 以上,而常规钻机在此类位垂比下施工难度极大。

从轨迹设计角度分析,常规钻机所用造斜工具的曲率能力有限,通常将造斜率设计为 5° - $8^{\circ}/30\text{m}$ 。而水平定向钻机因其初始井斜角的存在,实际上已经相当于完成了部分造斜工作,有效降低了造斜段的全角变化率。以小保当项目为例,XBD-01L 井从井口以 47° 初始井斜角开始钻进,然后以 4° - $5^{\circ}/30\text{m}$ 的造斜率逐步增斜至 88.73° ,全程最大全角变化率仅 $4.97^{\circ}/30\text{m}$,远优于常规钻机的同类指标。

(2) 水力破岩辅助钻压传递

系统破岩主力为高压钻井液驱动的螺杆马达。钻机动动力头的主要作用是推送钻柱前进以克服摩擦,并保持钻头接触岩面。破岩所需的能量由地面泵组通过液力方式传递,直达井底。这意味着,只要地面泵压足够,钻头就能获得充足的破岩扭矩和转速。

现场数据表明,采用复合钻进较之纯滑动钻进,机械钻速提升幅度可达 30%-50%。其主要原因在于钻柱的持续旋转有效改善了与井壁的接触状态,降低了摩擦阻力,从而减少了钻具推送时的阻力,证实了该组合模式的优越性。

(3) 旋转下套管的优势

常规水平井为保证套管下到位,常采用漂浮接箍等工艺,需在套管串中设置浮力闸板,成本高、风险大。而非开挖钻机可以实现旋转下套管,其原理类似于顶驱下套管(CRT)技术,即在套管下入过程中通过旋转套管来降低摩擦、克服遇阻点。

旋转下套管具有三方面优点:其一,旋转能够变静摩擦为动摩擦,使摩擦降低约 40%;其二,旋转作用可对井壁局部缩径或键槽进行修整,辅助套管通过;其三,无需安装漂浮接箍等附加工具,简化了管串结构,降低了作业风险。在小保当项目中, $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管均采

用旋转下入方式,下入过程顺利,未发生遇阻现象,验证了该方案的可靠性。

该融合方案是专为“浅垂深、大位移”工况定制的技术体系,兼具非开挖设备的灵活性、高初始井斜角与石油钻井的强劲水力能量和井眼净化能力。

3 工程应用案例分析:融合技术突破浅层极限

近年来,上述技术融合理念已在多个煤矿实践中取得成功。以下结合小保当煤矿和龙凤煤矿两个工程案例进行分析。

3.1 小保当煤矿:位垂比 4.79 的超长水平井防治冲击地压

(1) 工程背景:陕西小保当一号煤矿 112205 工作面主采 2² 煤层,埋深 320-390m。上覆厚硬砂岩顶板难以随采随落,需施工超长水平井进行区域压裂弱化。目标层位位于主采 2² 煤层顶板上约 30m,垂深仅约 310m,要求水平段长度 1000m,位垂比达到 4.79,属于典型的极浅垂深、超大位移水平井。

(2) 方案实施:采用水平定向钻机与石油钻井液系统融合方案施工 XBD-01L 井。该井完钻井深 1604m,完钻垂深 310m,水平位移 1484m,位垂比 4.79。

井眼轨迹精细控制:采用以复合钻进为主体、滑动钻进取向调整的模式,每 30m 测量一次井斜和方位,出现偏差及时调整,确保水平段在目标层内穿行。

旋转下套管工艺:二开 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管下深 1592m,采用旋转下入方式,下放速度控制为 45-60 秒/根,扭矩控制在额定值的 60% 以内。

该井在对动力钻具、钻井液体系、钻具组合等进行了优化改进的同时,对井眼轨迹控制、套管下入与固井等关键工艺参数也进行了相应调整,有力保证了顺利完井。井身质量与固井质量均评定为合格。完钻后进行 20 段分段压裂,有效破碎了厚硬顶板,实现了区域应力释放。

(3) 实施效果:该井的成功施工证明了融合方案在浅垂深水平井的卓越能力。先期采用常规直井钻机施工的两口大位移水平井,位垂比仅为 2.5,远低于本井。采用融合方案后,水平位移和位垂比均取得重大突破,施工效率显著提升。单井控制范围大幅增加,布井数量减少,从而降低了井场占地面积、征地费用及道路建设投资,对地表植被的扰动也相应减小,具有良好的经济与环境效益。

3.2 龙凤煤矿:位垂比 4.28 的 L 型水平井抽采瓦斯

(1) 工程背景:贵州龙凤煤矿为高瓦斯矿井,需在 121316 采面施工 L 型卸压抽采井。目标层位为 9 号煤层底板以下至 13 号煤层顶板以上稳定岩层,垂深仅 197m,水平位移高达 843m,位垂比高达 4.28。此外,121316 采面位于山体下方,地形陡峭,常规钻机无法在山体上直接施工。水平定向钻机可在山脚下布置井场,通过大角度斜直段进入目标层位,克服了特殊地理环境对施工场地的限制。

(2) 方案实施:采用非开挖水平定向钻机与石油钻井液固控系统融合的装备施工 LF-X-2H 井。从井口以 48° 初始井斜角开始钻进,逐步增斜至 89° 以上,全角变化率控制在 5°/30m 以内,成功在 197m 的极浅垂深下完成了 843m 的大位移水平井,完钻井深 898m。

(3) 实施效果:该井单孔控制采面走向长度较大,为瓦斯抽采提供了可靠的地面通道。该井的施工验证了融合技术在极浅垂深和复杂地形条件下的可行性,成功实现了低位垂比水平井的超长水平段钻进,为类似条件的瓦斯治理提供了可复制的技术模板。

4 结论

将水平定向钻机与石油钻井液系统融合的钻井方案,利用水平定向钻机的初始井斜角与“推送式”进给模式,结合石油钻井液系统的水力破岩与高效净化能力,有效解决了浅垂深条件下大位移水平井钻压施加困难、全角变化率过大等施工难题,可实现低位垂比条件下的超长水平段钻进。该技术能够克服复杂地形对施工场地的限制,在常规钻机无法进入的环境敏感区域发挥独特优势,且单井控制范围大幅增加,布井数量减少,从而减轻了对地表植被的扰动,具有良好的经济与环境效益。

参考文献

- [1] 中国煤炭工业协会.2025 煤炭行业发展年度报告 [R]. 北京:中国煤炭工业协会,2026.
- [2] 国家矿山安全监察局.国家矿山安全监察局四季度例行新闻发布会 [EB/OL].(2025-12-30)[2026-06-02].<http://www.chinamine-safety.gov.cn>.
- [3] 潘一山.我国冲击地压防治的七个大问题 [R]. 矿山安全科技进龙江活动报告,2024.
- [4] 张磊,张羽臣,董平华,等.渤海油田浅层大位移水平井钻井关键技术研究 [J]. 非常规油气,2022,9(1):10-17.
- [5] 王伟.浅层大位移水平井轨迹控制技术 [J]. 钻采工艺,2013,36(1):15-17,21.