

彭页 HF-1 页岩气水平井钻井关键技术

姜政华¹, 童胜宝², 丁锦鹤²

(1. 中国石化华东石油局非常规资源勘探开发指挥部, 江苏南京 210031; 2. 中国石化华东石油局工程技术设计研究院, 江苏南京 210031)

摘 要: 水平井是开发页岩气的有效方式, 但页岩气水平井施工过程中存在井眼轨迹难以控制、摩阻扭矩大、机械钻速偏低、井壁稳定性差、固井质量难以保证等难题。在彭页 HF-1 井施工过程中, 综合应用了旋转导向钻井技术、油基钻井液和双凝双密度水泥浆等, 并进行了钻具组合和钻头的优选, 钻井周期比设计周期缩短 13 d。对该井的轨迹控制情况、井身质量、摩阻扭矩、固井质量等进行了分析, 全井平均机械钻速达到 6.28 m/h, 狗腿度保持在 6°/30 m 以下, 摩阻保持在 150~250 kN, 施工效果良好。该井实钻效果表明, 旋转导向钻井技术和油基钻井液是页岩气水平井施工成功的关键, 对国内其他页岩气水平井施工具有指导和借鉴作用。

关键词: 页岩气 机械钻速 摩擦损失 扭矩 彭页 HF-1 井

中图分类号: TE243⁺.1 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2012)04-0028-04

Key Technologies Adopted for Shale Gas Horizontal Well Pengye HF-1

Jiang Zhenghua¹, Tong Shengbao², Ding Jinhe²

(1. Unconventional Oil & Gas Exploration and Development Headquarters, East China Petroleum Bureau, Sinopec, Nanjing, Jiangsu, 210031, China; 2. Engineering Design & Research Institute, East China Petroleum Bureau, Sinopec, Nanjing, Jiangsu, 210031, China)

Abstract: Horizontal well is the most effective means for shale gas production, but problems such as difficult well trajectory control, great friction drag and torque, low ROP, poor well bore stability and poor cementing quality exist in shale gas horizontal well. During the drilling of Pengye HF-1 Well, some advanced technologies such as rotary steering system, OBM, special cementing had been used, BHA and drilling bit had been optimized, as a result, the drilling cycle had been reduced by 13 days. This paper analyzed the well trajectory control, well bore quality, friction drag, and cementing quality of this well. According to the analysis, the average ROP was 6.28 m/h, the dogleg was below 6°/30 m, small friction drag was kept between 150~250 kN, demonstrating good drilling results. The technical application showed that rotary steering system and OBM were the keys for successful operation of shale gas horizontal wells. Both of the technologies play an exemplary and referential role in the operation of other domestic shale gas horizontal wells.

Key words: shale gas; rate of penetration; friction loss; torque; Well Pengye HF-1

彭水区块已施工的彭页 1 井位于川东南-湘鄂西地区四川盆地与雪峰隆起西缘之间“槽-档”构造过渡区, 钻至龙马溪组地层完钻。从钻井情况来看, 存在机械钻速低、井斜角难以控制等问题, 导致钻井周期远长于设计施工周期, 达到 155 d, 而且全井最大井斜角达到 16°, 井底位移 240 m。在彭页 1 井基础上侧钻施工的彭页 HF-1 井, 目的层位下志留统

龙马溪组—上奥陶统五峰组是四川盆地古生界下部最为重要的 2 套烃源岩之一, 发育厚度约 100 m 的

收稿日期: 2012-02-11; 改回日期: 2012-06-22。

作者简介: 姜政华 (1974—), 男, 安徽黄山人, 1994 年毕业于长春地质学校钻探工程专业, 助理工程师, 主要从事钻井技术现场管理工作。

联系方式: hd042100@163.com。

黑色页岩,具有很大的产气潜力。彭页 HF-1 井在钻井过程中,应用了旋转导向钻井、油基钻井液、双凝双密度水泥浆等技术,应用效果非常好,但是由于成本较高,目前国内主要用来解决常规钻井技术难以解决的问题^[1-6]。笔者在介绍该井钻井关键技术措施的基础上,详细分析了其实钻效果。

1 施工概况

彭页 HF-1 井利用彭页 1 井的已钻井眼进行侧钻施工,侧钻点井深 1 540.00 m,完钻井深 3 446.15 m,全井最大井斜角 80°,水平段在页岩层穿行长度达到 1 020 m。该井于 2011 年 12 月 30 日开始一开钻进,2012 年 3 月 2 日完钻,钻井周期 63 d,全井平均钻速达到 6.28 m/h。彭页 HF-1 井实钻井身结构如图 1 所示,其中一开和二开为彭页 1 井已钻井眼,分别钻至井深 86.16 m 和 889.78 m,水泥返至地面,实钻井段为 1 540.00~3 446.15 m,套管下至 3 436.00 m,水泥仍然返至地面,三开封固段长 3 446.15 m。

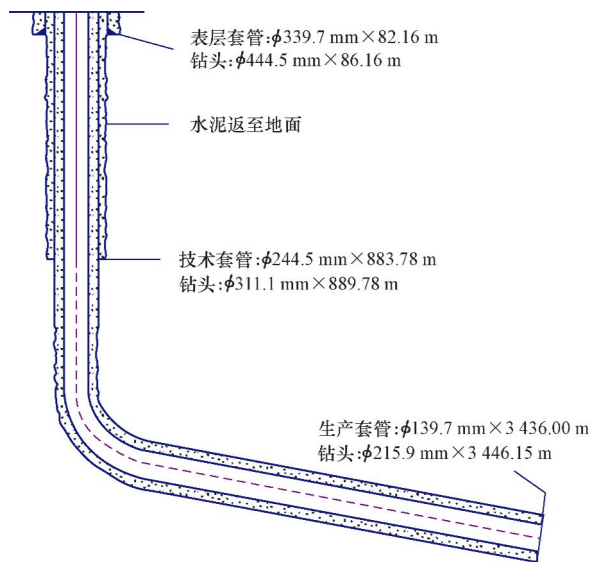


图 1 彭页 HF-1 井实钻井身结构

Fig. 1 Actual casing program of Well Pengye HF-1

2 施工难点分析

彭水区块普遍存在地层倾角大、软硬地层交错、岩性变化大、地层可钻性差等问题,同时由于该井水平段长,又在页岩段穿行,导致在钻井和固井过程中存在以下难题:

1) 井眼轨迹难以控制。彭页 HF-1 井水平段长

达 1 000 m 以上,在钻进时由于钻具组合和地层的原因导致井斜角控制难度大。彭页 1 井在施工过程中井斜角就难以控制,虽然不断下入螺杆钻具复合纠斜,但是井斜角依然达到 16°,井底位移达到 240 m。彭页 HF-1 井为三靶点水平井,且靶区间井斜角变化大,增加了井眼轨迹控制的难度。

2) 机械钻速低。根据彭页 1 井的钻井资料,其平均机械仅为 2.48 m/h(不含取心),说明彭水区块岩石可钻性较差,这对于彭页 HF-1 井是一个挑战。

3) 摩阻扭矩大。水平井施工过程中降低摩阻扭矩是一个难题,该井水平段较长,加上导眼井彭页 1 井的井身质量较差,摩阻和扭矩是一个不可忽略的问题,为了保证井下安全,必须寻找降低摩阻扭矩的方法。

4) 井壁易失稳。根据彭页 1 井所取岩心的分析结果,目的层龙马溪组岩石矿物组分主要为石英及黏土矿物,黏土矿物以伊利石和伊蒙混层为主,钻进时井壁吸水膨胀易导致失稳,而且目的层各向应力差异大,给彭页 HF-1 井施工带来困难。

5) 该井水平段较长,而且导眼井彭页 1 井井身质量较差,在固井过程中可能会出现套管居中度不够、水泥浆胶结质量差、顶替困难等问题。

3 关键技术措施

针对可能存在的施工难题,该井应用了旋转导向钻井、油基钻井液、双凝双密度小泥浆等技术措施,同时优化钻具组合和优选钻头,达到安全、快速钻进的目的;并在施工中采用了特色固井技术,保证了套管的居中度和固井质量。

3.1 旋转导向钻井技术

旋转导向钻井技术是目前比较先进的钻井技术,非常适合开发特殊油藏的超深井、高难度定向井、水平井、大位移井、水平分支井等。旋转导向钻井技术是在远端计算机上输入工具面调整的具体数值,然后通过脉冲传到井底仪器,从而改变工具面角,控制井眼轨迹。它比传统螺杆导向要精确、及时,能够大大提高井眼轨迹控制的精度;同时,在导向钻进过程中钻柱是一直旋转的,能够有效降低摩阻和扭矩。

3.2 优选钻具组合

针对彭页 HF-1 井水平段较长、井眼轨迹控制

困难的特点,采用了配置斜坡钻杆的倒装钻具组合,对于降低摩阻扭矩、保证井身质量发挥了重要作用。

水平段钻具组合为: $\phi 215.9$ mm 钻头+“旋转导向+MWD”组合+ $\phi 127.0$ mm 加重钻杆 $\times 1$ 根+震击器 $\times 1$ 根+ $\phi 127.0$ mm 加重钻杆 $\times 1$ 根+ $\phi 127.0$ mm 斜坡钻杆(随井深增加相应调整)+ $\phi 127.0$ mm 加重钻杆 $\times 33$ 根+ $\phi 127.0$ mm 钻杆。

3.3 钻头优选

针对地层可钻性较差的特点,通过优选适合地层岩性的钻头,配合旋转导向工具,在施工过程中平均机械钻速达到 6.28 m/h,其中使用旋转导向工具配合 PDC 钻头钻进井段平均机械钻速达到 7.44 m/h。对比彭页 HF-1井和彭页 1 井在目的层龙马溪组的钻头使用情况(见表 1),可以看出 PDC 钻头比牙轮钻头具有更好的适用性,其中 WH-MGE461-5型 PDC 钻头使用效果最好。

表 1 龙马溪组钻头使用情况

Table 1 Use of bits in Longmaxi formation

钻进方式	钻头型号	机械钻速/(m·h ⁻¹)
螺杆	G536X(PDC)	3.20
	WHMGE461-5(PDC)	3.88
	WHMGE461-5(PDC)	7.67
旋转导向	G536X(PDC)	4.58
	MD537X(牙轮)	3.94

3.4 油基钻井液

针对彭页 HF-1井施工的难点,应用了高性能的油基钻井液,其主要技术特点为:

1) 页岩容易吸水膨胀而掉块,从而影响井壁稳定,这就要求钻井液高温高压滤失性能非常好。彭页 HF-1井使用的油基钻井液页岩抑制性能较好,高温高压下 30 min 的滤失量仅为 1.8 mL,能够保证井壁稳定。

2) 以柴油作为基础油,采用脂肪酸及共聚物为主要材料,而非传统油基钻井液的有机膨润土,有效降低了固相含量(保持在 5%~9%),改善了泥饼质量,降低了钻柱与井壁泥饼之间的粘附力,从而降低了井下的摩阻扭矩。

3) 油基钻井液具有弱胶凝强度切力,使井漏的可能性降低。

3.5 特色固井技术

结合彭页 HF-1井的施工难点和国内外固井经

验与技术,选用双凝双密度水泥浆:1.38 kg/L 低密度缓凝水泥浆+1.88 kg/L 高胶结弹性防气窜水泥浆,其中密度为 1.38 g/cm³ 的领浆返至地面,目的是降低整个水泥浆的液柱压力;密度为 1.88 kg/L 的尾浆返至井深 2 220 m 处,目的是保证下部产层的固井质量。该水泥浆能够保证较小的液柱压力,防止在固井过程中水泥浆漏失,同时具有很强的胶结能力和防气窜能力,确保固井质量,为后期的压裂施工打下基础。

4 现场应用及效果分析

彭页 HF-1井从彭页 1 井井深 1 540.00 m 处以单弯螺杆钻进方式开始侧钻,为保证侧钻质量,采用控时钻进的方式,机械钻速控制在 0.5 m/h 以内,至 1 594.00 m 侧钻完成,纯钻时间 81 h。侧钻完成后下入旋转导向系统导向钻进,此时的井斜角和方位角分别为 6.38°和 186.46°,旋转导向工具在使用过程中出现一些问题,期间间断使用螺杆钻进,从井深 2 109.00 m 至完钻井深一直使用旋转导向系统导向钻进,钻压基本控制在 120~180 kN,转速控制在 80~120 r/min,高转速保证了较高的机械钻速。钻井过程中钻井液排量 27 L/s,泵压 16~20 MPa,钻井液循环采用振动筛、除砂器/除泥器、离心机三级固控装置,保证了钻井液性能的稳定。固井时先泵入清洗液和顶替液,然后泵入低密度领浆和高密度尾浆,清水顶替,水泥浆返出地面,碰压 18 MPa。

彭页 HF-1井实钻轨迹和设计轨迹对比表明(见图 2),井眼轨迹控制得较好。完钻垂深增大是由于地质靶点预测误差所致。

摩阻扭矩与井眼狗腿度关系密切,该井设计的狗腿度较小,在实际施工来看,采用旋转导向工具所钻井段狗腿度小,井眼光滑,有效降低了摩阻扭矩。图 3 为该井的狗腿度曲线,可以看出狗腿度基本保持在 5°/30 m 以内。

在实际施工过程中,起下钻摩阻为 150~250 kN,用相关软件结合实际钻具组合分析得到该井井眼实际的摩擦系数为:裸眼 0.2,套管内 0.1。说明旋转导向技术和油基钻井液的使用大大降低了摩阻(见图 4)。

钻井过程中未出现井壁掉块现象,振动筛上岩屑连续返出,大小规则均匀,井眼清洁度保持得较好。

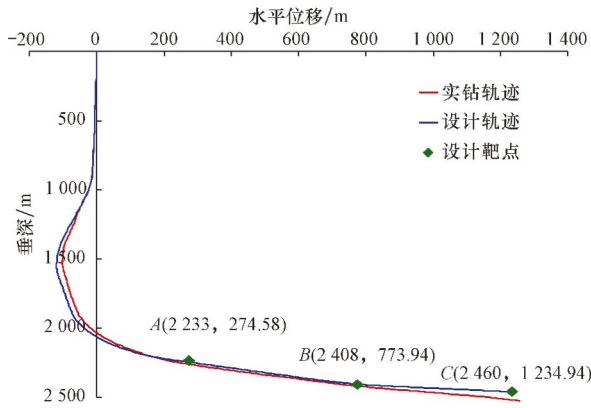


图 2 彭页 HF-1 井实钻井眼轨迹和设计井眼轨迹

Fig. 2 The drilling trajectory and design trajectory of Well Pengye HF-1

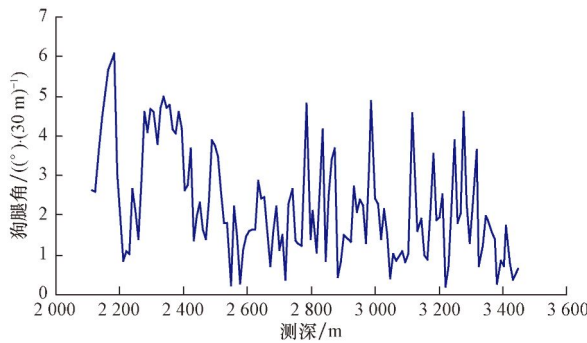


图 3 彭页 HF-1 井水平段狗腿度曲线

Fig. 3 The dogleg curve of horizontal section of Well Pengye HF-1

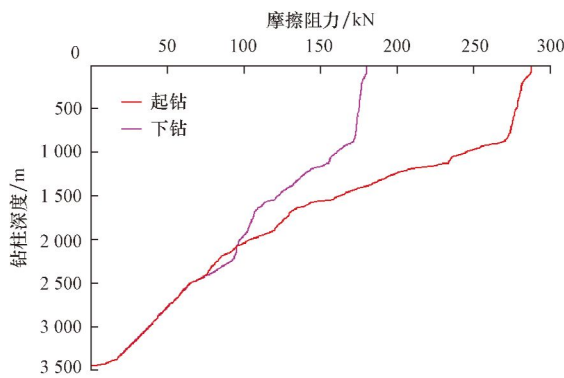


图 4 摩擦阻力分析

Fig. 4 Friction drag analysis

5 结论和建议

1) 彭页 HF-1 井通过应用旋转导向钻井技术、油基钻井液等关键技术,同时结合钻头优选和钻具组合优化,有效提高了机械钻速、降低了摩阻和扭矩,

保证了井壁稳定,值得在页岩气水平井推广应用。

2) 采用双凝双密度水泥浆、超级扶正器等特色技术保证了套管的居中度,固井过程中未发生漏失,水泥浆正常返至地面,固井质量较好。

3) 旋转导向钻井技术、油基钻井液等技术成本较高,特别是地层裂缝发育的区块,钻井液漏失会造成很大的损失,而且油基钻井液堵漏技术尚不完善,很多传统的堵漏材料在油基钻井液中无法使用,这些都需要在后期施工中详细考虑,建议只在页岩气井水平段采用这些技术,达到降低钻井成本的目的。

4) 为了保证井壁稳定和钻井安全,在施工过程中要根据实际情况控制钻井液排量,防止排量过大冲刷井壁,同时要注意起下钻速度,防止激动/抽汲压力引起的井壁不稳定。

参 考 文 献

References

- [1] 祁宏军,闫振来,唐志军,等. 金平 1 井长水平段水平井的设计与施工[J]. 中外能源,2010,15(2):56-57.
Qi Hongjun, Yan Zhenlai, Tang Zhijun, et al. The operation of Jinping 1 Well's long horizontal section[J]. Sino-Global Energy, 2010, 15(2): 56-57.
- [2] 黎红胜,汪海阁,纪国栋,等. 美国页岩气勘探开发关键技术[J]. 石油机械,2011,39(9):78-83.
Li Hongsheng, Wang Haige, Ji Guodong, et al. The key technologies of shale gas exploitation in America[J]. China Petroleum Machinery, 2011, 39(9): 78-83.
- [3] 裴建忠,刘天科,周飞,等. 金平 1 浅层大位移水平井钻井技术[J]. 石油钻探技术,2009,37(1):87-90.
Pei Jianzhong, Liu Tianke, Zhou Fei, et al. Horizontal drilling techniques to penetrate shallow formations in Well Jinping-1 [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(1): 87-90.
- [4] 何树山,岳发辉,周明信. 大港油田大位移钻井技术研究与实践[J]. 西南石油大学学报:自然科学版,2008,30(2):105-106.
He Shushan, Yue Fahui, Zhou Mingxin. Extended reach well drilling technology and operation of Dagang Oilfield[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2008, 30(2): 105-106.
- [5] 陈作,曹红军. 水平井造斜段待钻井眼轨迹设计及应用[J]. 天然气工业,1998,12(4):52-54.
Chen Zuo, Cao Hongjun. The design and application of horizontal deflection section of horizontal well[J]. Natural Gas Industry, 1998, 12(4): 52-54.
- [6] 张绍槐,狄勤丰. 用旋转导向钻井系统钻大位移井[J]. 石油学报,2000,21(1):76-77.
Zhang Shaohuai, Di Qin Feng. Drilling extended reach horizontal well using rotary steering system [J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(1): 76-77.