

川东南地区深层页岩气钻井关键技术

臧艳彬^{1,2}

(1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室,北京 100101;2. 中国石化石油工程技术研究院,北京 100101)

摘 要:针对川东南地区页岩气储层埋藏深、岩石强度高、地质构造复杂及机械钻速低、钻井周期长的问题,通过对比分析国内外深层页岩气钻井技术,总结了川东南地区深层页岩气钻井面临的主要技术难点,结合中浅层页岩气钻井技术研究成果与应用情况,从井身结构优化、钻井提速技术、井眼轨迹控制、高密度油基钻井液和深层页岩气固井技术等方面入手,研究形成了适合于川东南深层页岩气的钻井关键技术,并在涪陵地区平桥和江东区块及丁山、威荣、永川等地区的深层页岩气井中进行了应用,取得了显著效果。其中,与应用钻井关键技术前相比,焦页 74-2HF 井的机械钻速提高了 73.48%,钻井周期缩短了 42.89%;焦页 187-2HF 井的机械钻速提高了 37.26%,钻井周期缩短了 25.79%。研究认为,川东南地区深层页岩气钻井关键技术,对该地区深层页岩气钻井技术方案设计和钻井提速提效具有较强的借鉴和指导作用。

关键词: 深层页岩气;水平井;井身结构;井眼轨迹;钻井提速

中图分类号: TE243⁺.1 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2018)03-0007-06

Key Drilling Technology for Deep Shale Gas Reservoirs in the Southeastern Sichuan Region

ZANG Yanbin^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing, 100101, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: Due to deep burial depth, high rock strength and complex geological structures of shale reservoirs in Southeastern Sichuan, shale gas drilling in this region has encountered the challenges of low rate of penetration and long drilling period. Through a comparative analysis of deep shale gas drilling technologies in China and abroad, and by reviewing a summary of the main technical challenges faced by deep shale gas drilling in Southeastern Sichuan, we determined the key technologies to drill in deep shale gas formations in the Southeastern Sichuan Region. Factors included casing program optimization, rapid drilling, wellbore trajectory control, high-density oil-based drilling fluids, and deep shale gas cementing optimization, while considering research results and applications of middle-shallow shale gas drilling technologies. These technologies have been used in deep shale gas wells in blocks like Pingqiao, Jiangdong of Fuling Area and area like Dingshan, Weirong, Yangchuan, and achieved significant positive results. Among them, the rate of penetration of Well JY74-2HF was increased by 73.48%, and the drilling cycle was shortened by 42.89%; the rate of penetration of Well JY187-2HF was increased by 37.26%, and the drilling cycle was shortened by 25.79%. The research results are significant in that they can provide reference points and excellent guidance for and drilling plan design, rapid drilling and efficiency enhancements of deep shale gas wells in China.

Key words: deep shale gas; horizontal well; casing program; wellbore trajectory; increase ROP

深层页岩气是指储层埋藏深度为 3 500.00~4 500.00 m 的页岩气^[1]。我国深层页岩气资源量巨大^[2],据测算,中国石化在川东南地区探测到的深层页岩气资源量高达 $4.612 \times 10^8 \text{ m}^3$,主要分布于涪陵地区平桥和江东区块及丁山、威荣、永川等地区,这些地区将成为中国石化未来页岩气勘探开发的重点地区。中国已在涪陵页岩气田焦石坝、长宁等区块实现了中浅层页岩气的商业化开发,并通过优化

页岩气水平井井身结构、研发耐油螺杆钻具和定向

收稿日期:2018-01-18;改回日期:2018-05-10。

作者简介:臧艳彬(1984—),男,山东宁津人,2006年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业,2011年获中国石油大学(华东)油气井工程专业博士学位,高级工程师,主要从事页岩气钻井技术科研及技术支持工作。E-mail:zangyb.sripe@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项“涪陵页岩气水平井钻井技术”(编号:2016ZX05060-012)资助。

PDC 钻头、开发低油水比油基钻井液和弹性水泥浆,形成了 3 500.00 m 以页岩气优快钻井技术^[3-6]和分开次的钻井提速工艺、技术,创建了适合山地特点的“井工厂”钻井作业模式^[7],支持了 3 500.00 m 以页岩气的经济有效开发。由于深层页岩气的地质特征与中浅层相比差别较大,导致深层页岩气钻井存在机械钻速低、钻井周期长和成本高等技术难点^[8],无法满足经济有效开发要求。国外针对深层页岩气钻井存在的技术难点开展了大量的研究和现场实践,取得了重要进展:美国通过开发 Eagle Ford、Haynesville 和 Cana Woodford 区块^[9-11]的深层页岩气,将深层页岩气井井身结构优化设计为三开井身结构,采用高造斜率旋转导向系统(15°/30m)控制井眼轨迹,研发应用了 AxeBlade 斧式金刚石切削齿钻头和 Kymera XT 混合钻头,开发了耐温 180 °C、密度 1.8~2.1 kg/L 的油基钻井液和泡沫水泥浆。而我国深层页岩气的勘探开发刚刚起步,深层页岩气钻井技术尚不成熟,机械钻速较低,钻井周期较长,如川东南涪陵地区页岩气井平均垂深 3 500.00~4 000.00 m,平均机械钻速 5.77 m/h,钻井周期长达 120 d。基于此,笔者针对川东南地区深层页岩气主要钻井技术难点,从井身结构优化、钻井提速技术、井眼轨迹控制、高密度油基钻井液和深层页岩气固井技术等方面入手,通过研究和实践形成了川东南地区深层页岩气钻井关键技术,并在平桥、江东等区块进行了应用,取得了显著效果。

1 国内外深层页岩气钻井技术对比

1) 井身结构。国外主要采用三开井身结构:一开,采用 $\phi 342.9$ mm 钻头钻进,下入 $\phi 273.1$ mm 套管;二开,采用 $\phi 250.8$ mm 钻头钻进,下入 $\phi 193.7$ mm 套管(直井段),水泥返高 1 000.00 m;三开,采用 $\phi 171.5$ mm 钻头钻进,下入 $\phi 139.7$ mm 套管,水泥返高 2 000.00 m。国内深层页岩气主要采用四开井身结构:一开,采用 $\phi 609.6$ mm 钻头钻进,下入 $\phi 476.2$ mm 套管;二开,采用 $\phi 406.4$ mm 钻头钻进,下入 $\phi 339.7$ mm 套管;三开,采用 $\phi 311.1$ mm 钻头钻进,下入 $\phi 244.5$ mm 套管;四开,采用 $\phi 215.9$ mm 钻头钻进,下入 $\phi 139.7$ mm 套管;各开次水泥均返至地面。可以看出,国内深层页岩气井每个开次的井眼直径均比国外大,且水泥均返至地面,影响了深层页岩气钻井提速提效。

2) 钻井提速。国外研发的个性化的 AxeBlade

斧式金刚石切削齿钻头和 Kymera XT 混合钻头性能稳定、提速效果显著;国内深层页岩气井钻井主要应用适用于中深层页岩气井的等壁厚耐油螺杆(耐温 170 °C,寿命 150 h)、高效破岩钻头^[11]、旋转冲击器、液力推进器等提速工具和水力振荡器防托压工具,针对性差,造成深层页岩气井机械钻速低、钻井周期长。

3) 井眼轨迹控制。国外深层页岩气井多采用旋转导向钻井技术,应用比例达 50% 以上;造斜段采用高造斜率旋转导向系统(15°/30m),水平段采用旋转导向集成近钻头地质导向仪器,钻井周期缩短 20% 以上。如 Haynesville 区块页岩气井采用高造斜率旋转导向系统,连续 16 口井实现了一趟钻完成造斜段和水平段钻进,平均钻井周期缩短 40% 以上^[5]。国内深层页岩气井主要采用“MWD+螺杆钻具”控制井眼轨迹,造斜率一般为(4°~6°)/30m,定向井段长,不利于钻井提速。

4) 油基钻井液。针对深层页岩气井高温高压的特点,国外开发了密度为 1.8~2.1 kg/L、耐温 180 °C 的油基钻井液,其油水比为 85/15~80/20,破乳电压不低于 600 V,具有良好的抗温性、悬浮稳定性和流变性能,有利于保持井眼稳定和清洁。国内油基钻井液最高耐温 150 °C,油水比为 90/10。与国外相比,国内油基钻井液的耐温性差,油水比偏高。

5) 泡沫水泥浆。针对深层页岩气井固井段长、水泥浆密度高、易导致漏失和固井质量差的问题,国外开发了泡沫水泥浆,并已广泛应用于深层页岩气井产层固井。国内也开发了泡沫水泥浆,但目前只在技术套管固井中进行了试验和应用。

2 川东南深层页岩气地质特征与钻井技术难点

2.1 深层页岩气地质特征

与涪陵页岩气田焦石坝区块中浅层页岩气相比,川东南地区深层页岩气地层具有以下特征:

1) 地层层序增多、上部地质条件更加复杂。中浅层页岩气井地表出露地层为嘉陵江组地层,深层页岩气出露地层为雷口坡组、须家河组及以上的陆相地层。与中浅层页岩气相比,深层页岩气地层层序增多,且增加的地层为一套海陆交互沉积的地层,经清水浸泡易水化坍塌,存在漏塌同存的风险。

2) 地层岩石强度高、可钻性差。川东南丁山、威荣、永川等地区石牛栏组地层为粉砂质泥岩地层,可钻性差(可钻性级值达到 8)。涪陵地区平桥和江东区块深层页岩气井二开钻遇小河坝组研磨性强的砂层,其硬度达到 6 级,塑性系数低于 2 级,可钻性差。

3) 深部地层构造复杂,储层预测精度低,实钻结果与设计值偏差大。川东南地区深部页岩气储层标志层不清晰,地质预测偏差大,如涪陵页岩气田江东与平桥区块的 A 靶点实钻垂深与设计垂深的偏差平均达 50.00 m,最大超过 200.00 m。

2.2 深层页岩气钻井技术难点

1) “导眼+三开”的井身结构不能完全满足深层页岩气安全钻井的需要。“导眼+三开”的井身结构满足了涪陵焦石坝区块和长宁地区中浅层页岩气钻井技术需求^[6],但深层页岩气与中浅层页岩气相比,上部增加了雷口坡组、须家河组等陆相地层,特别是丁山和威荣地区还增加了沙溪庙组和自流井组地层。陆相地层稳定性差、易井漏,前期采用三开井身结构的多口井在导管和一开钻进过程中多次发生井漏、井壁垮塌等井下故障,被迫填井,为此川东南涪陵、丁山等地区深层页岩气井中多采用四开井身结构。

2) 川东南地区石牛栏组/小河坝组地层研磨性强,可钻性差,采用 PDC 钻头钻进石牛栏组/小河坝组地层时 PDC 钻头磨损快,使用寿命短,机械钻速低;采用中浅层页岩气常用的 KSD1362 型和 ADGR 型 PDC 钻头钻进石牛栏组/小河坝组地层时钻头磨损极快,需多次起下钻更换钻头,PDC 钻头消耗较中浅层页岩气井增加 2~3 只。

3) 深层页岩气水平井井眼轨迹控制难度大。川东南地区深部页岩气储层标志层不清晰,地质预测偏差大,导致中靶困难,水平段轨迹调整频繁。如川东南地区涪陵页岩气田平桥和江东区块,单井轨迹调整次数最高达 48 次。焦页 89-1HF 井因浊积砂标志层不清,3 次上调 A 靶点垂深,累计上调了 60.00 m,后又将 A 靶点垂深下调了 85.00 m,在 100.00 m 长的井段内,A 靶点垂深调整了 4 次,导致起下钻 3 次,耗时 50 h;焦页 184-2HF 井和焦页 185-3HF 井水平段井眼轨迹调整次数分别达到 38 和 43 次,水平段机械钻速不足 2.00 m/h,仅为平均水平的 1/4。

4) 高密度油基钻井液固相含量高、黏度大,性

能维护困难。油基钻井液在高温高密度状态下易出现增稠、流变性调整困难、加重剂沉降及携岩效果差等问题。如威页 1HF 井钻井过程中油基钻井液密度高达 2.1 kg/L,固相含量达到 35%,漏斗黏度 82 s,动切力 6 Pa,排量 25 L/s,泵压高达 30 MPa。

5) 深层页岩气井封固段更长,压裂施工压力高,对水泥环性能和固井质量要求更高。一方面,深层页岩气井由于井深增加,封固井段更长,固井过程中更容易发生漏失;另一方面,深层页岩气井压裂施工压力高,对水泥环弹韧性的要求更高。据统计,涪陵地区深层页岩气井固井漏失率达到 90%。

3 深层页岩气钻井关键技术

3.1 井身结构优化

目前国内深层页岩气井主要采用四开井身结构,由于套管层次多,上部井眼尺寸大,造成机械钻速低,中完次数多,钻井周期长。为此,在钻井地质环境因素描述的基础上,将四开井身结构简化为三开井身结构,并持续优化套管和钻头尺寸。优化后的井身结构为:一开,采用 $\phi 406.4$ mm 钻头钻进,下入 $\phi 339.7$ mm 套管;二开,采用 $\phi 311.1$ mm 钻头钻进,下入 $\phi 244.5$ mm 套管;三开,采用 $\phi 215.9$ mm 钻头钻进,下入 $\phi 139.7$ mm 套管。该井身结构上部井眼尺寸缩小,且减少了一个开次,有利于提高机械钻速,缩短钻井周期。

3.2 优选和试验钻井提速工具

针对深层页岩气井机械钻速低的问题,在川东南地区先后试验和应用了冲击钻井工具、高效螺杆钻具、个性化 PDC 钻头以及控压钻井等技术,取得了显著效果。

1) 直井段应用冲击钻井工具提速。针对采用大尺寸钻头钻进上部非均质地层时跳钻严重、钻头损坏等问题^[8],一开直井段采用水力加压器和射流冲击器配合高效 PDC 钻头钻进,取得显著提速效果。其中水力加压器先后应用了 21 井次,机械钻速提高 30%,基本实现了 1 只 PDC 钻头完成一开进尺。射流式冲击器在焦页 86-2HF 井等深层页岩气井应用了 16 井次,机械钻速同比提高 38%以上。

2) 应用短弯螺杆钻具。短弯螺杆是指螺杆钻具弯点与转子输出端的距离(见图 1)较常规弯螺杆短的一种新型螺杆。常规螺杆弯点与转子输出端的

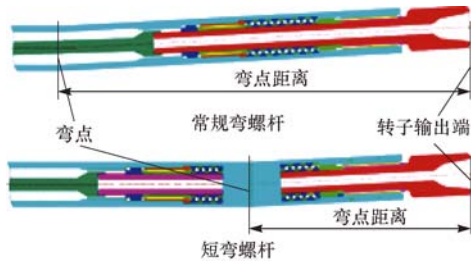


图1 短弯螺杆与常规螺杆弯点与转子输出端的距离
Fig.1 Distance between bending point and rotor outlet of short bending screw and conventional screw

距离为 1.50~2.00 m,短弯螺杆为 1.00~1.20 m。由于减小了弯点与转子输出端的距离,在弯角相同的情况下,采用短弯螺杆可获得更高的造斜率,从而减小滑动钻进进尺,增大复合钻进进尺。短弯螺杆钻具在焦页 184-4HF 井 3 292.00~3 540.00 m 井段进行了现场试验,纯钻时间 41 h,进尺 248.00 m,其中定向进尺 113.00 m,复合进尺 136.00 m。试验发现,φ172.0 mm×1.25°短弯螺杆的平均造斜率为 9.3°/30m,较常规弯螺杆提高 105.49%;平均机械钻速 6.08 m/h,较常规弯螺杆提高 17.87%。

3) 应用高效 PDC 钻头。深层页岩气井定向井

段增长,采用常规 PDC 钻头钻进时容易发生托压且造斜率偏低,因此选用适合于深层页岩气水平井定向钻进的超短保径 PDC 钻头和混合钻头。与常规 PDC 钻头相比,超短保径 PDC 钻头的保径长度小,更利于产生侧向切削,提高钻头的造斜能力。混合钻头兼具 PDC 钻头和牙轮钻头的优点^[12],具有良好的耐磨性和防托压效果,与牙轮钻头和 PDC 钻头相比,单只钻头进尺长,机械钻速高,能解决定向钻进托压的问题。焦页 191-1HF 井应用了超短保径 PDC 钻头,单只钻头进尺 414.00 m,平均机械钻速 4.99 m/h,与未应用的邻井相比,机械钻速提高 25%以上,扭方位角达到 92.4°,钻井过程中未出现托压现象。焦页 89-1HF 井钻进浊积砂地层时应用了混合钻头,应用井段机械钻速 5.51 m/h,与未应用的邻井相比提高了 50%。

4) 应用控压钻井技术。川东南地区浅层气普遍发育,浅层裂缝中气量小、侵入快,虽易压稳但易发生漏失,为提高钻井时效,采用控压钻井技术防控浅层气。深层页岩气储层裂缝发育,钻井过程中易出现溢漏同存的情况,为此,采用控压钻井技术降低钻井液密度,防止油基钻井液漏失。应用表明,应用控压钻井技术能够防止出现溢漏,提高机械钻速(见表 1)。

表 1 控压钻井技术应用前后情况对比
Table 1 The application effect of MPD drilling technology

井号	井段/m	钻井液密度/(kg·L ⁻¹)	溢流次数	漏失量/m ³	处理时间/h	机械钻速/(m·h ⁻¹)	备注
焦页 49-2HF	2 739.00~3 900.00	1.41~1.43	7	291.85	44.2	7.13	常规钻井
焦页 49-3HF	2 702.00~5 000.00	1.30~1.35	0	0	0	13.04	控压钻井
焦页 68-1HF	580.00~2 603.00	1.02~1.30	8	3.00	131.5	9.23	常规钻井
焦页 68-3HF	559.00~2 869.00	1.05~1.31	0	0	0	11.32	控压钻井

3.3 井眼轨迹控制技术

川东南地区地质构造复杂、标志层不明显和预测精度低,造成深层页岩气水平井中靶难度大,轨迹调整频繁,在优化井眼轨道剖面、轨道参数、钻具组合与钻井参数的基础上,进行了旋转导向钻井技术和近钻头地质导向技术的探索性试验。

1) 旋转导向钻井技术。旋转导向钻井技术可在钻柱旋转状态下实现轨迹控制。中浅层页岩气井主要采用“弯螺杆+MWD”控制井眼轨迹,平桥和江东等区块的深层页岩气井地质情况愈加复杂,部分井定向井段出现了托压、机械钻速低等问题,

为此,在井眼轨道较复杂的页岩气井进行了旋转导向钻井试验。其中,焦页 52-1HF 井 2 440.00~3 006.00 m 井段应用了旋转导向钻井技术,该井段的扭方位角为 78.4°,平均机械钻速为 10.58 m/h,与未应用旋转导向钻井技术的邻井相比提高了 161.88%,定向过程中未出现托压现象。

2) 近钻头伽马地质导向技术。近钻头伽马测井仪测点距钻头的距离小于 1.00 m,与常规测井仪相比约缩短了 13.00 m,可以及时发现地层的变化,从而提高优质储层的钻遇率。为应对深层复杂地质条件,试验和应用了近钻头随钻地质导向技术,优质储层钻遇率达到 90%以上(见表 2)。

表 2 近钻头地质导向技术应用前后情况对比

Table 2 The application effect of near-bit geosteering technology

平台编号	井名	水平段长/m	1+3 号层段长/m	1+3 号层钻遇率, %	备注
67	焦页 67-1HF	1 138.00	1 119.00	98.3	近钻头地质导向
	焦页 67-3HF	1 555.00	1 283.00	82.5	
64	焦页 64-5HF	1 354.00	1 287.00	95.1	近钻头地质导向
	焦页 64-6HF	1 515.00	1 435.00	94.7	近钻头地质导向
	焦页 64-2HF	1 610.00	1 064.00	66.1	

3.4 高密度油基钻井液

1) 自主研发高温高密度油基钻井液。针对高温高密度油基钻井液沉降稳定性差的技术难题,通过自主攻关,研发了新型高温乳化剂和高密度流型调节剂,构建了高温高密度油基钻井液^[13-14]。基础配方为 75.0%~80.0%乳液+20.0%~25.0%CaCl₂水溶液,其中乳液为柴油/矿物油+0.1%~0.5%SMASA+0.5%~1.5%有机膨润土+3.0%~6.0%主/辅乳化剂+3.0%~5.0%降滤失剂+2.0%~3.0%石灰。该钻井液的性能为:密度 1.75~2.10 kg/L,固相含量 30%以下,漏斗黏度 70 s 以下,动切力达 10 Pa 以上,抗温可达 200 ℃。

2) 强化油基钻井液随钻与专用堵漏技术,降低成本。为降低油基钻井液的消耗量和使用成本,采用刚性 SMSD-1、柔性 SMRPA 及纤维类 SMFibre-O 等随钻封堵材料进行随钻堵漏,将油基钻井液的消耗量控制在 8 m³/100m 以下。同时,针对漏速大于 5 m³/h 的井漏,采用以亲油材料、遇油膨胀材料、纤维类材料等为主的广谱封堵技术和以亲油微膨胀固结材料为核心的油基固结封堵技术,实现油基钻井液漏失的快速封堵。

表 3 钻井关键技术应用效果

Table 3 The application effect of key drilling technology

地区	应用井数量/口	垂深/m	井深/m	水平段长/m	平均机械钻速/(h·m ⁻¹)	钻井周期/d
涪陵	35	3 600.00~4 300.00	5 400.00~5 600.00	1 546.00	7.34	84.2
丁山	3	4 100.00~4 400.00	5 300.00~5 700.00	1 034.00	2.70	219.0
威荣	5	3 600.00~4 000.00	5 500.00~5 700.00	1 501.00	4.03	133.0
永川	9	3 800.00~4 200.00	5 600.00~5 870.00	1 502.00	4.46	127.0

4.1 焦页 74-2HF 井

焦页 74-2HF 井是一口评价井,设计井深

3.5 深层页岩气固井技术

针对川东南地区深层页岩气井封固井段长、固井易漏失和水泥环密封完整性要求高的难题,研发和试验了充气泡沫水泥浆固井技术和新型弹韧性水泥浆固井技术,满足了深层页岩气固井技术需求。

1) 机械式充气泡沫水泥浆固井技术。开发了机械式充气固井装备,该装备利用高压气体混合发泡方法,在加入发泡剂、稳泡剂的嘉华 G 级水泥浆中直接产生泡沫,通过合理设计注气量,形成了充气泡沫水泥浆固井技术^[15]。泡沫水泥浆密度在 1.15~1.60 kg/L 可实时调整,水泥石 48 h 抗压强度 6~16 MPa,解决了固井漏失问题,且泡沫水泥石胶结强度高、弹性模量为 3.5~5.0 GPa,可提高水泥环的密封质量。

2) 新型弹韧性水泥浆固井技术。随着水泥石弹性模量降低,水泥环所受的应力水平降低,有利于保持水泥环的密封完整性^[16]。为此,优选弹性材料,优化水泥浆配方,降低水泥石的弹性模量,满足了深层页岩气压裂对水泥环密封性能的要求。新型弹韧性水泥浆配方为 G 级水泥+35.0%复合硅粉+6.0%~8.0%弹性粒子+1.5%无机纤维+4.0%SCF+2.0%SCR+44.0%水,形成的水泥石弹性模量小于 6.0 GPa,变形能力提高 30%以上,抗拉强度提高 60%以上。室内测试表明,可满足 110 MPa 交变应力下 18 段压裂对密封完整性的要求。

4 现场应用

深层页岩气钻井关键技术在涪陵地区的平桥和江东区块及丁山、威荣、永川等地区开展了现场实践和应用,取得了显著效果(见表 3),如平桥和江东区块应用该钻井关键技术后机械钻速较应用前提高了 27.20%,钻井周期缩短了 29.8%。

5 440.00 m。该井采用优化后的三开井身结构,一开和二开直井段应用水力加压器进行提速,水平段采用近钻头地质导向技术。该井完钻井深 5 443.00 m,

垂深 3 972.88 m, 水平段长 1 455.00 m, 平均机械钻速 10.01 m/h, 钻井周期 54.25 d, 较未应用钻井关键技术的邻井机械钻速提高了 73.48%, 钻井周期缩短了 42.89%, 创涪陵深层页岩气井平均机械钻速最高和钻井周期最短 2 项纪录。

4.2 焦页 187-2HF 井

焦页 187-2HF 井是平桥区块的一口开发井, 设计井深 5 700.00 m。该井采用优化后的三开井身结构, 一开和二开直井段采用水力加压器进行提速, 三开水平段使用密度为 1.68 kg/L 油基钻井液, 采用水力振荡器解决定向井段托压的问题。该井完钻井深 5 807.00 m, 垂深 4 024.14 m, 水平段长 1 577.00 m, 平均机械钻速 7.92 m/h, 钻井周期 96.50 d (除去处理断钻具故障的时间, 钻井周期 70.50 d), 固井质量优良率达 89%。与未应用钻井关键技术的邻井相比机械钻速提高了 37.26%, 钻井周期缩短了 25.79%, 固井质量提高了 20%。

5 结论及建议

1) 深层页岩气钻井关键技术基本满足川东南地区深层页岩气开发的要求, 但与高速、高效、低成本的要求和国外先进技术相比还有一定的差距, 仍需进一步优化提升、配套完善和科研攻关。

2) 近钻头测量和测井仪器、旋转导向、高效 PDC 钻头等仍是制约深层页岩气高效钻井的瓶颈, 亟待攻关突破; 水力振荡器、短弯螺杆、高温高密度油基钻井液及泡沫水泥固井等技术能够满足深层页岩气钻井要求, 建议尽快进行推广应用。

3) 建议以具有自主知识产权的技术为主, 持续优化井身结构和钻井提速技术, 通过一体化技术示范与应用, 尽快形成适应我国深层页岩气地质特征的优快钻井技术, 实现深层页岩气的经济高效开发。

参 考 文 献

References

[1] DZ/T 0254—2014 页岩气资源储量计算与评价技术规范[S].
DZ/T 0254—2014 Regulation of shale gas resources/reserves estimation[S].

[2] 蒋廷学, 卞晓冰, 王海涛, 等. 深层页岩气水平井体积压裂技术[J]. 天然气工业, 2017, 37(1): 90-96.
JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, WANG Haitao, et al. Volume fracturing of deep shale gas horizontal wells[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(1): 90-96.

[3] 路保平. 中国石化页岩气工程技术进步及展望[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(5): 1-8.

LU Baoping. Sinopec engineering technical advance and its developing tendency in shale gas[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 1-8.

[4] 曾义金. 页岩气开发的地质与工程一体化技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(1): 1-6.
ZENG Yijin. Integration technology of geology & engineering for shale gas development[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(1): 1-6.

[5] 牛新明. 涪陵页岩气田钻井技术难点及对策[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(4): 1-6.
NIU Xinming. Drilling technology challenges and resolutions in Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(4): 1-6.

[6] 艾军, 张金成, 臧艳彬, 等. 涪陵页岩气田钻井关键技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(5): 9-15.
AI Jun, ZHANG Jincheng, ZANG Yanbin, et al. The key drilling technologies in Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(5): 9-15.

[7] 张金成, 艾军, 臧艳彬, 等. 涪陵页岩气田“井工厂”技术[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(3): 9-15.
ZHANG Jincheng, AI Jun, ZANG Yanbin, et al. Multi-well pad technology in the Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(3): 9-15.

[8] 路保平, 丁士东. 中国石化页岩气工程技术新进展与发展展望[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(1): 1-9.
LU Baoping, DING Shidong. New progress and development prospect in shale gas engineering technologies of Sinopec[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(1): 1-9.

[9] POPE C, PETERS B, BENTON T, et al. Haynesville shale: one operator's approach to well completions in this evolving play [R]. SPE 125079, 2009.

[10] WOOD D D, SCHMIT B E, RIGGINS L, et al. Cana Woodford stimulation practices: a case history [R]. SPE 143960, 2011.

[11] 杨金华, 田洪亮, 郭晓霞, 等. 美国页岩气水平井钻井提速提效案例与启示[J]. 石油科技论坛, 2013, 32(6): 44-48, 67.
YANG Jinhua, TIAN Hongliang, GUO Xiaoxia, et al. Improvement of drilling speed and efficiency of US shale gas horizontal well[J]. Oil Forum, 2013, 32(6): 44-48, 67.

[12] 许京国, 陶瑞东, 郑智冬, 等. 牙轮-PDC 混合钻头在迪北 103 井的应用试验[J]. 天然气工业, 2014, 34(10): 71-74.
XU Jingguo, TAO Ruidong, ZHENG Zhidong, et al. Pilot tests of a roller-PDC hybrid bit in Well Dibe 103, Tarim Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(10): 71-74.

[13] 林永学, 王显光, 李荣府. 页岩气水平井低油水比油基钻井液研制及应用[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(2): 28-33.
LIN Yongxue, WANG Xianguang, LI Rongfu. Development of oil-based drilling fluid with low oil-water ratio and its application to drilling horizontal shale gas wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(2): 28-33.

[14] 李胜, 夏柏如, 林永学, 等. 焦页 54-3HF 井低油水比油基钻井液技术[J]. 石油钻探技术, 2017, 45(1): 51-56.
LI Sheng, XIA Boru, LIN Yongxue, et al. Oil-based mud with low oil/water ratio for Well Jiaoye 54-3HF[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(1): 51-56.

[15] 肖京男, 刘建, 桑来玉, 等. 充气泡沫水泥浆固井技术在焦页 9 井的应用[J]. 断块油气田, 2016, 23(6): 835-837.
XIAO Jingnan, LIU Jian, SANG Laiyu, et al. Application of foamed cement slurry to Jiaoye-9 Well[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2016, 23(6): 835-837.

[16] 刘伟, 陶谦, 丁士东. 页岩气水平井固井技术难点分析与对策[J]. 石油钻采工艺, 2012, 34(3): 40-43.
LIU Wei, TAO Qian, DING Shidong. Difficulties and countermeasures for cementing technology of shale gas horizontal well [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(3): 40-43.

[编辑 刘文臣]