

涪陵页岩气井新工具的应用与经济评价

王鸿远, 李忠寿, 张庆华, 武金平

(中石化中原石油工程有限公司西南钻井分公司, 四川 成都 610000)

摘要:涪陵地区页岩层蕴含着丰富的天然气资源, 具有较大的开采前景。区块主要目的层为上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组下部页岩气层。上部泥页岩地层井壁稳定性差, 地层承压能力低, 溶洞发育、易坍塌、易漏失; 海相沉积地层流体分布复杂, 部分地层岩性变化大, 可钻性差, 机械钻速较低; 采用丛式布井, 水平井井眼轨迹复杂, 靶前位移大, 大井眼定向扭方位困难、托压严重。现场试验使用了旋转导向、扭力冲击器、旋冲马达、水力振荡器等新技术、新工具, 大幅度提高机械钻速, 缩短钻井周期, 取得一定的经济效益。阐述了几种新技术和新工具的工作原理、现场应用情况, 并对其经济效果进行了评价。

关键词:海相地层; 页岩气; 水平井; 钻井技术; 涪陵页岩气井

中图分类号: P634.4 **文献标识码:** A **文章编号:** 1672-7428(2016)07-0024-07

Application and the Economic Evaluation of New Tools in Fuling Shale Gas Wells/WANG Hong-yuan, LI Zhong-shou, ZHANG Qing-hua, WU Jin-ping (Southwest Drilling Company of Zhongyuan Petroleum Engineering Co., Ltd., SIN-OPEC, Chengdu Sichuan 610000, China)

Abstract: Shale beds of Fuling area contain abundant natural gas resources with good exploration prospect. The main target strata in this block is shale gas bed in upper Ordovician Wufeng formation—the lower part of lower Silurian Longmaxi formation. In the upper shale formation, borehole wall stability is poor and formation pressure bearing capacity is low with karst development as well as collapse and leakage; fluid distribution of marine sedimentary formation is complex, lithology changes in some formations with poor drillability and low ROP. Cluster wells were adopted, but the horizontal wellbore trajectory is complex with large displacement, it was difficult for large directional borehole rectified azimuth and back pressure was serious. New technologies and new tools were used in field experiment, such as rotary steering drilling technology, torsion impact, rotary impactation motor and hydraulic oscillator, the penetration rate was greatly improved and the drilling cycle was shortened. In this paper, these new technologies and new tools are elaborated in the working principles and field application and the economic effects are evaluated.

Key words: marine strata; shale gas; horizontal well; drilling technology; Fuling Shale gas well

1 涪陵地区页岩气田地层概况

涪陵页岩气田地处四川盆地和山地过渡带, 境内以低山丘陵为主, 横跨长江南北、纵贯乌江东西两岸。焦石坝区块是该气田目前勘探开发的主体区域, 位于川东褶皱带东南部, 万县复向斜南扬起端。焦石坝构造主体为受大耳山断裂控制的宽缓断背斜构造, 北东向展布, 发育北东向和近南北向2组断层。该区块钻遇地层自上而下依次为: 三叠系的嘉陵江组、飞仙关组, 二叠系的长兴组、龙潭组、茅口组、栖霞组和梁山组, 石炭系的黄龙组, 志留系的韩家店组、小河坝组和龙马溪组, 奥陶系上统五峰组和覃家沟组; 主要目的层为龙马溪组和五峰组。主要

建产区的出露地层为下三叠统的嘉陵江组, 属山地丘陵地形和典型的喀斯特地貌。目的层埋藏垂深2300~4000 m, 水平段长度1300~2100 m。

2 钻井施工难点

2.1 上部地层胶结疏松, 稳定性差, 雷口坡组—嘉陵江组易井漏、坍塌。

涪陵地区泥页岩地层的非均质性及各向异性突出, 受地质作用及成岩的影响, 具有显著的层理裂缝特征。钻井过程中, 在井底压差、钻井液与地层流体冲刷等作用下, 井壁围岩的强度和应力发生变化, 诱发微裂缝扩展延伸, 从而影响井壁的稳定性, 造成垮

收稿日期: 2016-05-11; 修回日期: 2016-06-14

作者简介: 王鸿远, 男, 汉族, 1971年生, 高级工程师, 长期从事石油钻井、常规油气钻井和非常规页岩气钻井技术工程, 重庆市涪陵区焦石镇中石化西南钻井分公司(408000), zyxznzjjs@163.com; 李忠寿, 男, 汉族, 1977年生, 工程师, 从事石油钻井、常规油气钻井和非常规页岩气钻井技术工作; 张庆华, 男, 汉族, 1973年生, 工程师, 从事石油钻井技术工作; 武金平, 男, 汉族, 1982年生, 工程师, 从事石油钻井技术工作。

塌和地层溶洞性漏失。

涪陵区块上部地层溶洞、暗河发育,且分布无规律,钻探过程漏失严重;上部三叠系地层存在水层,二叠系的长兴组、茅口组、栖霞组地层局部存在浅层气(或含硫气层);中下部志留系地层坍塌压力与漏失压力的差值较小,易发生井漏、井塌等井下复杂事故,目的层页岩气显示活跃,地层压力异常,实钻中轨迹不易控制,岩性中砂岩含量高、研磨性强,钻头选型困难。

2.2 岩性复杂,部分地层研磨性强,机械钻速低

龙潭组—茅口组中上部地层砂质含量大、胶结致密、可钻性差,跳钻严重,机械钻速低;尤其龙潭组地层顶部为灰黑色泥岩,中部为灰色灰岩,底部为灰色碳质泥岩;岩石致密,可钻性差。栖霞组、梁山组、黄龙组、韩家店组上部层薄且泥砂互层交替,新钻井壁不规则,钻头保径崩齿严重,单只钻头进尺少。龙马溪组地层中上部浊积砂段,以胶结致密的灰黑色粉砂岩、泥质粉砂岩为主体,研磨性较强,不适合 PDC 钻头使用,严重制约了造斜段机械钻速。

2.3 大井眼定向难度大,滑动钻进托压严重

二开 $\varnothing 311.2$ mm 井眼,定向段主要在茅口组、韩家店组、小河坝组和龙马溪组。施工过程中存在井眼尺寸大,稳定性差,裸眼井段及稳斜井段长,地层泥砂互层多,钻头和钻具磨损较为严重,泥页岩层水化作用强、渗漏较为严重,受地层倾角影响造斜率不稳定、工具面难控制、滑动钻进易托压等诸多施工难点。

2.4 设计造斜段长,方位变化大,地层结构复杂,井眼轨迹控制困难

水平井布井采用丛式井分布,为防碰和后期开

采需要,多为三维井,靶前位移较大,靶点调整幅度大,需要及时更换螺杆满足入靶造斜率的需要;水平段位移都在 1500 m 以上,地层倾角预测不准,为了采气产量需要不断调整井斜,给轨迹的控制增加了难度;现场使用 MWD、LWD 定向,测斜数据滞后 15 ~ 20 m,一旦地层有较大变化不能及时分析和预测,增加了轨迹控制的难度和风险。

3 新技术、新工艺的应用与实践

3.1 增压隔震工艺

3.1.1 工艺原理

在 $\varnothing 609.6$ mm 导管钻进中使用顶驱,接入一柱或两根 $\varnothing 330.2$ mm 钻铤,钻进过程中增加大钻头的比钻压,提高牙轮钻头破岩的冲击压碎的力量,从而提高钻速。此外在顶驱与钻柱之间接入水力增压器(或者是开式下击器),减少钻柱震动,起到保护钻头和钻具的作用。

水力增压器是一种能量转换装置,利用循环泵压为动力,把液体能转化为钻压的一种钻井工具,使钻头或下部部分钻具与其他部分柔性连接,将钻铤给予钻头或其他工具的刚性加压变为液力柔性加压。能够最大地吸收钻柱震动,减少钻头冲击损坏,延长钻头使用寿命。

3.1.2 现场应用

涪陵区块地势以山地丘陵为主,地表为海相雷口坡和嘉陵江的地层,沉积较为古老,钻头大尺寸钻进易跳钻,且开导钻进时钻铤悬重轻,加不上钻压,比钻压低,是制约机械钻速低的主要问题。

使用隔震增压钻井工艺导管钻进施工,十分有效地解决了这一问题,见表 1 与表 2 的对比。

表 1 导管钻进使用增压隔震工艺统计表

序号	井号	钻进井段/m	导管钻进周期/d	钻具组合
1	焦页 16-2HF	0~43	0.65	$\varnothing 609.6$ mm BIT + $\varnothing 330.2$ mm DC + $\varnothing 552$ mm 扶正器 + $\varnothing 330.2$ mm DC + $\varnothing 228.6$ mm DC + 开式下击器 + 顶驱
2	焦页 42-4HF	0~60	1.08	$\varnothing 609.6$ mm BIT + $\varnothing 330.2$ mm DC + $\varnothing 552$ mm 扶正器 + $\varnothing 330.2$ mm DC + $\varnothing 228.6$ mm 水力增压器 + 顶驱
3	焦页 50-5HF	0~60	0.94	$\varnothing 609.6$ mm BIT + $\varnothing 330.2$ mm DC + $\varnothing 552$ mm 扶正器 + $\varnothing 330.2$ mm DC + 水力增压器 + 顶驱

表 2 导管钻进使用钟摆钻具结构统计表

序号	井号	钻进井段/m	导管钻进周期/d	钻具组合
1	焦页 16-1HF	0~43.50	2	$\varnothing 609.6$ mm BIT + $\varnothing 279.4$ mm DC + $\varnothing 552$ mm 扶正器 + $\varnothing 279.4$ mm DC + $\varnothing 228.6$ mm + 方钻杆
2	焦页 42-1HF	0~60	3.08	$\varnothing 609.6$ mm BIT + $\varnothing 279.4$ mm DC + $\varnothing 552$ mm 扶正器 + $\varnothing 279.4$ mm DC + $\varnothing 228.6$ mm + 方钻杆
3	焦页 42-1HF	0~60	2.46	$\varnothing 609.6$ mm BIT + $\varnothing 279.4$ mm DC + $\varnothing 228.6$ mm DC + 方钻杆
4	焦页 42-3HF	0~60	1.48	$\varnothing 609.6$ mm BIT + $\varnothing 279.4$ mm DC + $\varnothing 552$ mm 扶正器 + $\varnothing 279.4$ mm DC + $\varnothing 228.6$ mm DC + 方钻杆

使用顶驱驱动,接好一柱大尺寸钻铤,加大开导时钻压,提高机械钻速。顶驱与钻柱中间加入水力加压器,最大地吸收钻柱震动,减少跳钻,延长钻头使用寿命,能较平稳地钻进,确保开导居中、打直。

3.2 预弯曲动力学防斜打快钻井工艺

3.2.1 工艺原理

一是通过 BHA 的变形和动力学行为给钻头提供较大的降斜力,二是通过预弯曲设置使 BHA 按合适的弯曲形状进行变形,最终使钻头偏向造成的侧向合力尽可能消失或达到最小;最后,当钻头上的降斜力超过地层倾角时,将达到降斜目的。

预弯曲动力学防斜打快钻具组合具有较好的防斜能力,并可以采用高于钟摆钻具的极限钻压(钟摆钻具不增斜时可以施加的最大钻压)的 50% 以上

的钻压值,从而有效地提高机械钻速。预弯曲动力学防斜打快钻具组合中带有 2 个稳定器和一个预弯曲短节。预弯曲短节使用单弯螺杆,充分发挥螺杆转速高、扭矩大、过载能力强的特点,能够最大地提高机械钻速。

3.2.2 现场应用

一开钻遇地层为嘉陵江组、飞仙关组,海相地层岩性以灰岩、泥岩为主,岩石致密,硬度大,薄层互层多,地层可钻性较差,憋跳钻严重。

采用 PDC 钻头配合预弯曲动力学防斜打快钻具组合。在保证井身质量的情况下使用释放了钻压,优选螺杆,选择合理的排量,提速效果十分显著。预弯曲动力学防斜打快钻具组合的应用效果见表 3,与常规钟摆钻具组合的应用效果对比情况见表 4。

表 3 预弯曲动力学防斜打快钻具组合使用典型统计

井号	钻进井段/ m	机械钻速/ (m·h ⁻¹)	钻具组合
焦页 18-3HF	62~700	31.90	Ø406.4 mm BIT + Ø244 mm 单弯螺杆(0.5°) + Ø402 mm 扶正器 + Ø228.6 mm DC + Ø203.2 mm DC
焦页 60-5HF	61~763	31.71	Ø406.4 mm BIT + Ø244 mm 螺杆(0.5°) + Ø402 mm 扶正器 + Ø228.6 mm DC + Ø203.2 mm DC
焦页 19-4HF	61~596	31.47	Ø406.4 mm BIT + Ø244 mm 螺杆(0.5°) + Ø402 mm 扶正器 + Ø228.6 mm DC + Ø203.2 mm DC
焦页 81-2HF	56.5~701.5	30.71	Ø406.4 mm BIT + Ø244 mm 螺杆(0.5°) + Ø402 mm 扶正器 + Ø228.6 mm DC + Ø203.2 mm DC

表 4 常规钟摆钻具组合使用举例统计

井号	钻进井段/ m	机械钻速/ (m·h ⁻¹)	钻具组合
焦页 16-1HF	43.5~503	6.71	Ø406.4 mm BIT + Ø244 mm 直螺杆 + Ø279.4 mm DC + Ø228.6 mm DC + Ø203.2 mm DC + 方钻杆
焦页 42-1	60~611	6.28	Ø406.4 mm BIT + Ø244 mm 直螺杆 + Ø228.6 mm DC + Ø203.2 mm DC + Ø442 mm 扶正器 + Ø203.2 mm DC

由最新统计预弯曲动力学防斜打快钻具组合平均机械钻速 22.84 m/h,是钟摆防斜钻具组合(机械钻速 6.495 m/h)的 3.52 倍。实现了在同一地层,同一井段,不发生井漏的情况下机械钻速的大幅提高,缩短了钻井周期。

3.3 旋转导向钻井工艺

3.3.1 工艺原理

旋转导向工具由涡轮、控制单元、导向单元、导向推靠块组成。通过液压驱动可径向伸出的导向推靠块。推靠块在井壁上产生一种由井下电子仪器系统控制其大小和方向的径向接触力。通过推靠井壁的侧向力推靠钻头,推靠块连续推靠井壁。

3.3.2 现场应用

涪陵页岩气区块二开主要钻遇长兴组、龙潭组、茅口组、栖霞组、梁山组、黄龙组、韩家店组、小河坝组、龙马溪组。二开定向段长,使用螺杆 + PDC 定向存在托压、工具面不稳的问题,成为制约提速、提

效的重要因素。

旋转导向工具的应用情况见表 5。

表 5 旋转导向工具使用统计

井号	井径/mm	井段/m	进尺/m	钻速/(m·h ⁻¹)
焦页 21-1HF	311.2	1176~1960	784	9.17
焦页 21-2HF	311.2	1142~1144	2	1.33
		1202~2542	1340	10.68
焦页 23-2HF	311.2	1255~2661	1406	10.04
焦页 26-3HF	311.2	1527~2638	1111	8.17
焦页 27-2HF	311.2	1464~2646	1182	6.64
焦页 42-4HF	311.2	1530~2420	890	12.19
焦页 56-6HF	311.2	1554~3171	1617	7.58
焦页 59-2HF	311.2	2147~2924	777	15.24
焦页 59-3HF	311.2	1966~3135	1169	11.02
焦页 47-5HF	311.2	1970~2850	880	7.18
焦页 37-3HF	311.2	1970~3020	1050	7.37

焦页 42-4HF 井二开韩家店组、小河坝组、龙马溪组井段应用旋转导向工具定向施工,从而提高钻井速度。工具共计使用 5.04 d,纯钻时间 73

h,机械钻速 12.19 m/h。二开旋转导向工具型号为 PD900,配合史密斯 MDSI616 型钻头,主要钻遇韩家店组、小河坝组、龙马溪组地层。

钻具组合:Ø311.2 mm MDSI616 型钻头 + 旋转导向工具 PD900(斯伦贝谢) + 双公 + 浮阀 + 柔性短节 + Ø203.2 mm 无磁钻铤 + 悬挂短节 + Ø127 mm HWDP + Ø139.7 mm DP + 顶驱。

钻井参数:钻压 80 ~ 120 kN、转速 85 ~ 90 r/min、排量 55 ~ 60 L/s、泵压 21 ~ 23 MPa。

钻井液及其性能参数:KCl 聚合物润滑钻井液,使用井段 1000 ~ 2420 m,密度 1.20 ~ 1.28 g/cm³、粘度 35 ~ 40 s、失水量 8 mL/30 min,pH 值 8.0、初切力 1 Pa、终切力 3 Pa、含砂量 0.2%、塑性粘度 12 mPa·s、动切力 5 Pa、固相含量 6%。

表 6 为旋转导向与常规定向对比。

表 6 旋转导向与常规定向周期对比

钻井工艺	井数/口	平均定向段长/m	平均定向周期/d
旋转导向	11	1109.82	12.73
常规定向	65	1203.96	16.86
对比		-94.14	-4.13

旋转导向技术在二开定向造斜段的应用取得了提高机械钻速的效果。在焦页 42-4HF 等 11 口井应用,在平均定向段长少 94.14 m 情况下,平均定向周期缩短了 4.13 d,周期减少 22.07%,机械钻速最高提高 186%,最低提高 47.9%。

旋转导向工具通过调整推块的工作状态从而达到不同的造斜率要求,减少因螺杆造斜率达不到要求的起下钻时间;旋转导向工具使用过程中全部采用复合钻进,无需滑动钻进,减少滑动钻进时的托压现象对机械钻速的影响;旋转导向工具推块以及扶正器外径均为 310 mm,复合钻井井眼轨迹较好,减小了下套管摩阻,为安全下入技术套管创造有利条件。

旋转导向工具未使用马达,配合 PDC 钻头钻进时使用顶驱驱动,顶驱驱动相对于螺杆转速低 1/3 ~ 1/2,制约了机械钻速;使用顶驱驱动时扭矩不稳定,通过降低钻压和转速等参数使井底工具运行平稳,降低了机械钻速;旋转导向工具通过调节排量传递指令,每次发指令需要 30 min 左右,增加了循环时间,降低纯钻时效;且旋转导向工具外径尺寸较大、刚性强,使用中增加了井下不安全因素。

3.4 旋冲工具

3.4.1 工作原理

旋冲钻井是通过在钻头上部安装一个液动冲击器,将钻井液压力能转变为高频冲击功,使钻头在一定钻压下随钻柱旋转的同时,受到冲击器高频冲击力的作用,在旋转和冲击共同作用下破碎岩石,提高破岩效率。

旋冲钻井是一种井下动力钻井方法,它是由冲击载荷与静压旋转联合作用破碎岩石,与螺杆组合使用,可延长钻头寿命,使用后期在旋冲工具失效的情况下,可使用螺杆继续钻进。

3.4.2 现场应用

在焦页 41-5 井国民油井旋冲工具共计入井 3 次,第 1 次应用“9½ in 旋冲钻具 + PDC 钻头”钻水泥塞效果差,第 2、3 次在二开直井段 Ø311.2 mm 井眼茅口组—韩家店地层应用效果良好,进尺 673.00 m,纯钻时间 69.45 h,机械钻速 9.69 m/h。

在焦页 54-3HF 井国民油井旋冲工具共计入井 5 次,使用井段 1447.00 ~ 2323.00 m,进尺 876.00 m,纯钻时间 146.50 h,机械钻速 5.98 m/h。

在焦页 54-2HF 井国民油井旋冲工具共计入井 2 次,使用井段 1342.00 ~ 2000.00 m,进尺 658.00 m,纯钻时间 100.00 h,机械钻速 6.58 m/h。

国民油井旋冲工具应用情况见表 7。

在焦页 23-1HF 井共计应用中国石油大学旋冲钻具 2 次,第 1 次应用“旋冲钻具 + Ø216 mm (1.25°)单扶螺杆 + MD537 型钻头”钻龙潭组—茅口组地层机械钻速为 4.30 m/h,比焦页 54-2HF 井 3.72 m/h 提高了 15.6%;第 2 次应用“旋冲钻具 + Ø216 mm (1.25°)单扶螺杆 + SJT637GG 型钻头”钻龙马溪组浊积砂层,机械钻速达到 1.60 m/h,相比邻井焦页 23-3HF 井“Ø216 mm (1.25°)单扶螺杆 + SJT637GG 型钻头”所钻同层位 2608 ~ 2620 m 的机械钻速 1.26 m/h 提高了 27%(参见表 8)。

旋冲工具在岩石硬度高、研磨性强、可钻性差的龙潭组—茅口组上部和浊积砂地层使用情况分析,提速效果不明显,机械钻速低于牙轮钻头。

3.5 扭力冲击器 + 阿特拉 PDC 钻头钻井技术

3.5.1 扭力冲击器原理

在井下,PDC 钻头的运动是极其无序的,包括横向、纵向和扭向的振动及这几种振动的组合。井下振动会损坏单个 PDC 切削齿,导致钻头寿命降低,引起扭矩波动干扰定向控制和随钻测井(LWD)

表 7 2014 年“国民油井旋冲工具 + PDC 钻头”应用情况统计

入井井号	井径/ mm	工具尺寸/ mm	钻头型号	钻进井段/m	所钻地层	进尺/ m	纯钻时间/ h	机械钻速/ (m·h ⁻¹)
焦页 41-5HF	311.2	244	SKH616M-CIC	860.37~864.37	长兴组	2.50	1.60	2.50
	311.2	244	SKH616M-CIC	1177.16~1624.12	茅口组—韩家店组	41.62	10.74	41.62
	311.2	244	SKH616S-B1E	1624.12~1849.83	韩家店组	27.83	8.11	27.83
焦页 54-3HF	311.2	216	SKH616-CIC	1447.00~1460.00	茅口组	13.00	4.00	3.25
	311.2	216	MDSI716	1460.00~1514.00	茅口组	54.00	14.00	3.86
	311.2	216	SKH616-CIC	1514.00~2041.00	韩家店组	527.00	78.00	6.76
	311.2	216	T1365AB	2041.00~2215.00	韩家店组	174.00	30.50	5.70
	311.2	216	MDSI616	2215.00~2323.00	韩家店组	108.00	20.00	5.40
焦页 54-2HF	311.2	216	HJT537GK	1342.00~1487.00	龙潭组—茅口组	145.00	39.00	3.72
	311.2	216	MDSI616	1487.00~2000.00	茅口组—韩家店组	513.00	61.00	8.41

表 8 焦页 23-1HF 井中国石油大学旋冲钻具应用情况统计

入井井号	井径/mm	工具型号	钻头型号	钻进井段/m	所钻地层	进尺/m	纯钻时间/h	机械钻速/(m·h ⁻¹)
1	311.2	ZJXC-230	MD537K	1034.00~1191.00	龙潭组	157.00	36.50	4.30
2	311.2	ZJXC-230	SJT637GG	2619.00~2635.00	龙马溪组	16.00	10.00	1.60

信号,以及产生不规则井眼降低井身质量。

扭力冲击器配合 PDC 钻头一起使用,其破岩机理是以冲击破碎为主,并加以旋转剪切岩层,主要作用是在保证井身质量的同时提高机械钻速。扭力冲击器消除了井下钻头运动时可能出现的一种或多种振动(横向、纵向和扭向)的现象,使整个钻柱的扭矩保持稳定和平衡,巧妙地将泥浆的流体能量转换成扭向、高频、均匀稳定的机械冲击能量并直接传递给 PDC 钻头,使钻头始终接触井底,连续破岩。

3.5.2 现场应用

2014 年先后在焦页 42-3HF 井、焦页 49-2HF 井等 2 口井的长兴组、龙潭组、茅口组至栖霞组段地层,先后进行了阿特拉 PDC 钻头配合扭力冲击器的试验使用。

3.5.2.1 焦页 42-3HF 井

使用井段:791.5~874.43 m,扭力冲击器配合阿特拉钻头在二开直井段钻进。

钻具组合:Ø311.2 mm PDC(U616S 阿特拉)钻头+Ø228 mm 扭力冲击器+Ø228.6 mm DC×1 根+减震器+Ø306 mm 扶正器+Ø203.2 mm NDC×1 根+Ø203.2 mm DC×5 根+Ø139 mm DP。

钻井参数:钻压 120 kN,转速 60~65 r/min,排量 60 L/s,泵压 8~9 MPa。

钻井液性能:密度 1.02 g/cm³(清水)。

所钻地层:长兴组、龙潭组。

地层岩性:浅灰色灰岩、灰黑色碳质泥岩、灰色含泥灰岩。

进尺:82.93 m。

平均机械钻速:5.92 m/h。

3.5.2.2 焦页 49-2HF 井

阿特拉钻头+扭力冲击器钻进钻具组合 2 次,累计进尺 551.35 m,平均机械钻速 9.67 m/h。

钻具组合:Ø311.2 mm PDC(U616S 阿特拉)钻头+Ø203.2 mm 扭力冲击器+730×630 接头+Ø228.6 mm DC×2 根+731×630 接头+Ø306 mm 扶正器+631×730 接头+Ø228.6 mm DC×3 根+731×630 接头+Ø203.2 mm 无磁 DC×1 根+Ø203.2 mm DC×6 根+631×520 接头+Ø139.7 mm HWDP×7 根+回压凡尔+Ø139.7 mm DP。

使用井段 807.34~904.42 m,段长 77.08 m,钻压 160~180 kN;排量 40 L/s;纯钻时间 13.00 h,机械钻速 5.93 m/h。

使用井段 1033.57~1507.34 m,段长 474.27 m,钻压 180 kN;排量 45 L/s;纯钻时间 44.00 h,机械钻速 10.78 m/h。

扭力冲击器的应用情况见表 9。

焦页 42-3HF 井阿特拉钻头配合 10 in(Ø254 mm)扭力冲击器,整体钻时较慢(11~13 min/m),钻进至 870 m,钻时突然由 13 min 下降到 24 min,为确保工具及钻头安全,起钻,起出钻头发发现底部环磨,钻头报废,由于长兴组底部和龙潭组砂岩夹层较多,钻进时钻头和工具稳定性较差,所以该地层不适用阿特拉钻头配合扭力冲击器使用。

表 9 扭力冲击器 + PDC 钻头的应用情况

入井井号	井径/mm	工具型号	钻头型号	钻进井段/m	所钻地层	进尺/m	纯钻时间/h	机械钻速/(m·h ⁻¹)
焦页 49-2HF	311.2	阿特拉	U616S	827.34~904.42	龙潭组	77.08	20.5	5.93
				1033.07~1507.34	茅口组—栖霞组	474.27	54.5	10.78
焦页 42-3HF	311.2	阿特拉	U616S	791.5~874.43	龙潭组	82.93	26.0	5.92

焦页 49-2HF 井,根据取出的钻头分析:钻头复合片共崩掉 21 颗,刀翼幅度出现一道槽,因此不建议在该地层使用此类钻头。机械钻速达到 10.78 m/h,但对钻压要求较高,不利于控制井斜。

上述 2 口井施工中都选择了焦石坝最难打的龙潭组,机械钻速超过了常规牙轮钻头。

3.6 水力振荡器

3.6.1 工作原理

在常规钻井过程中,钻具组合和钻杆部分或者全部与井壁接触,这样在运动中就要产生摩阻。水力振荡器可通过水力的作用产生沿钻具组合或者钻杆轴线方向上的振动,利用振动将静态摩阻转变为动态摩阻,从而大大减小钻进过程中的摩阻。水力振荡器的优势在于降低钻进时的摩阻和扭矩,使得钻压更容易传递,工具面更加容易控制,从而提高钻进时的机械效率;同时扩大了常规导向马达进行大位移井或者长水平段水平井的钻进能力。

3.6.2 现场使用

(1)焦页 42-3HF 井。

使用井段 2076.98~2153.64 m;进尺 76.66 m;平均机械钻速 10.22 m/h。

钻具组合:Ø311.2 mm PDC 钻头 + Ø216 mm (1.25°)单弯单扶螺杆 + 浮阀 + Ø203.2 mm NDC × 1 根 + Ø203.2 mm MWD 短节 + Ø203.2 mm 减震器 + 631 × 520 接头 + Ø139 mm HWDP × 11 根 + 521 × 630 接头 + Ø203.2 mm 水力振荡器 + 631 × 520 接头 + Ø139 mm HWDP × 5 根 + 521 × 410 接头 + Ø127 mm HWDP × 4 根 + Ø127 mm DP × 44 根 + 411 × 520

接头 + Ø139 mm DP。

钻井参数:钻压 100~120 kN,转速 50 r/min + 螺杆,排量 55 L/s,泵压 24 MPa。

钻井液性能:密度 1.23 g/cm³,粘度 41 s,失水量 4 mL,泥饼厚 0.5 mm,初切 1 Pa,终切 3 Pa。

所钻地层:小河坝组、龙马溪组。

(2)焦页 42-2HF 井。

使用井段 1593.24~2497.17 m;进尺 903.93 m;平均机械钻速 8.73 m/h。

钻具组合:Ø311.2 mm PDC 钻头 + Ø216 mm (0.75°)单弯单扶螺杆 + 浮阀 + Ø203.2 mm NDC × 1 根 + Ø203.2 mm MWD 短节 + Ø203.2 mm 减震器 + 631 × 520 接头 + Ø139 mm HWDP × 11 根 + 521 × 630 接头 + Ø203.2 mm 水力振荡器 + 631 × 520 接头 + Ø139 mm HWDP × 5 根 + 521 × 410 接头 + Ø127 mm HWDP × 4 根 + Ø127 mm DP × 44 根 + 411 × 520 接头 + Ø139 mm DP。

钻井参数:钻压 100~140 kN,转速 45 r/min + 螺杆,排量 47 L/s,泵压 21~25 MPa。

钻井液性能:密度 1.24~1.27 g/cm³,粘度 49~58 s,失水量 3 mL,泥饼厚 0.5 mm,切力 2/3。

所钻地层:小河坝组、龙马溪组。

在定向段使用水力振荡器,减少井壁与管柱之间的摩阻,平稳的传递钻压,解决了托压问题;延长 PDC 钻头的使用寿命,以提高机械钻速;水力振荡器处于工作状态时与 MWD、LWD 兼容性较好,不会损害 MWD 仪器,不干扰 MWD 的信号。水力振荡器与常规复合钻进对比见表 10。

表 10 水力振荡器与常规复合钻进案例对比分析

井号	钻进方式	地层	井段/m	进尺/m	纯钻时间/h	机械钻速/(m·h ⁻¹)
焦页 42-1HF	常规	韩家店组、小河坝组	1615.8~2178	562.20	120.25	4.67
	常规	小河坝组	2178~2400	222.00	54.00	4.11
	加入水力振荡器	龙马溪组	2400~2580	180.00	42.42	4.24
	常规	龙马溪组	2580.20~2644	63.80	21.00	3.04
焦页 42-2HF	加入水力振荡器	韩家店组、小河坝组、龙马溪组	1593.24~2497.17	903.93	103.52	8.73
	常规	龙马溪组	2497.17~2527	29.83	10.33	2.89
焦页 16-2HF	加入水力振荡器	龙马溪组	1967.99~2096.47	128.48	15.00	8.57
焦页 42-3HF	加入水力振荡器	下河坝组、龙马溪组	2076.98~2153.64	76.66	7.50	10.22

从实钻情况来看,使用水力振荡器能将同层位的评价机械钻速由常规钻具的 $3 \sim 4$ m/h,提高至 $8 \sim 10.22$ m/h,现场使用效果较好,可以解决定向托压问题。但是加入水力振荡器后循环压降较高(压降 $4 \sim 4.5$ MPa),现场施工为降低设备负荷而降低排量,但降低排量后对机械钻速和井底携砂有很大影响,且容易出现钻头泥包现象。为推广这一工具的使用,现场通过改造地面循环管线、更换直井段 $\varnothing 139.7$ mm大水眼特殊钻具来降低施工泵压,从而推广水力振荡器工具的使用。

4 认识与建议

(1) $\varnothing 609.6$ mm 导管钻井施工使用增压隔震钻井技术,有效地解决了上部开导钻压小、跳钻严重的问题,大幅度提高了机械钻速,目前已推广使用。

(2)预弯曲动力学防斜打快技术在一开 $\varnothing 406.4$ mm 井眼钻井施工中已成功推广使用,该技术既可以有效防斜,又释放了钻压,机械钻速提高显著。

(3)旋转导向钻井技术在二开定向造斜段、稳斜段的应用能够有效将滑动钻进变为顶部复合驱动钻进,不仅解决定向托压问题,而且钻进中随时调整工具指令,在定向和稳斜段大大提高机械钻速,缩短钻井周期。但是由于工具造价昂贵,在井下工作风险大于常规定向钻具组合,且使用租赁费用较高,经济效益不易掌控。建议在地层相对稳定、稳斜段长、增斜率高的井使用,其它井不建议推广使用。

(4)扭力冲击器和悬冲工具的使用提速效果不明显,尤其在龙潭组—韩家店组上部夹层较多地层,钻头前期损坏严重,机械钻速低,性价比不高,应加强工具的改进和试验,不建议推广使用。

(5)水力振荡器的应用很好地解决了定向井段托压问题,但是该工具使用日费较高,且工具使用时增加了 $4 \sim 4.5$ MPa 循环压力,需要地面循环系统、配套机泵设备有较高的承压能力。建议在设备配制较高的70D或70LDB型钻机,定向造斜率高、地层倾角变化大、水平段较长的井推广使用。

参考文献:

- [1] 狄勤丰. 预弯曲动力学防斜打快钻具组合动力学模型[J]. 石油学报, 2007, 28(6): 118-121.
- [2] 张用磊. 预弯曲动力学在防斜打快技术在鄯5-12井的应用[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2008, 10(5): 29-31.
- [3] 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.
- [4] 臧艳彬, 白彬珍, 李新芝, 等. 四川盆地及周缘页岩气水平井钻井面临的挑战与技术对策[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2014, 41(5): 20-24.
- [5] 陈广, 郭少帅, 王建波, 等. 焦页非常规页岩气井优快钻井技术[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2014, 41(10): 17-21.
- [6] 谭希硕. 涪陵页岩气水平井钻井液防渗漏技术[J]. 承德石油高等专科学校学报, 2015, 17(1): 10-13.
- [7] 梁玉平, 王建波. 涪陵区块12-4X页岩气水平井钻井关键技术[J]. 石油机械, 2014, (8): 57-61.
- [8] 马庆涛, 葛鹏飞, 王晓宇, 等. 涪页HF-1页岩气水平井钻井关键技术[J]. 石油机械, 2013, 41(8): 107-110.