

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2020086

# 长宁页岩气超长水平段水平井钻井完井关键技术

王建龙<sup>1</sup>, 冯冠雄<sup>2</sup>, 刘学松<sup>1</sup>, 郭瑞<sup>3</sup>, 高学生<sup>2</sup>, 霍阳<sup>3</sup>

(1. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司工程技术研究院, 天津 300280; 2. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司四川页岩气项目管理部, 四川成都 644000; 3. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司定向井服务分公司, 天津 300280)

**摘要:** 为了解决长宁区块页岩气超长水平段水平井机械钻速低、钻井周期长和井下安全风险高等技术难点, 通过理论分析和软件模拟计算, 优化了井眼轨道, 优选了钻井设备和套管下入方式, 并制定了减振提速、防漏堵漏等降低和消减井下安全风险的技术措施, 形成了长宁页岩气超长水平段水平井安全高效钻井完井关键技术。该技术在长宁区块3口超长水平段水平井进行了试验, 3口井钻井和完井过程中均未发生井下故障, 与未应用该技术的邻井相比, 机械钻速提高了2.5%, 钻井周期缩短了16.9%。这表明, 该技术可以解决长宁区块页岩气超长水平段水平井钻井完井存在的技术难点, 满足长宁区块安全高效钻井完井需求, 可以在该区块进行推广。

**关键词:** 页岩气; 水平井; 超长水平段; 机械钻速; 钻井风险; 长宁区块

中图分类号: TE243<sup>+</sup>.1 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2020)05-0009-06

## Key Technology for Drilling and Completion of Shale Gas Horizontal Wells with Ultra-Long Horizontal Sections in Changning Block

WANG Jianlong<sup>1</sup>, FENG Guanxiong<sup>2</sup>, LIU Xuesong<sup>1</sup>, GUO Rui<sup>3</sup>, GAO Xuesheng<sup>2</sup>, HUO Yang<sup>3</sup>

(1. Research Institute of Engineering and Technology, CNPC Bohai Drilling Engineering Co., Ltd., Tianjin, 300280, China;  
2. Sichuan Shale Gas Project Management Department, CNPC Bohai Drilling Engineering Co., Ltd., Chengdu, Sichuan, 644000, China;  
3. Direction Drilling Service Company, CNPC Bohai Drilling Engineering Co., Ltd., Tianjin, 300280, China)

**Abstract:** In order to solve the technical difficulties such as low ROP, long drilling cycle and high downhole risks of shale gas horizontal wells with ultra-long horizontal section in the Changning Block, with theoretical analysis and software simulation calculations, the well trajectory was optimized, the proper drilling equipment and casing running methods were selected, and technical measures were taken to reduce downhole risks, such as introducing vibration reduction and acceleration, leak prevention and plugging. These technologies were developed to form a key technology for the safe and efficient drilling and completion of shale gas horizontal wells with ultra-long horizontal sections in Changning Block. The technology had been tested in 3 horizontal wells with ultra-long horizontal section in Changning Block, no downhole failure occurred during drilling and completion, while ROP was increased by 2.5% and drilling cycle was shortened by 16.9% compared with the offset wells. This showed that this technology could solve the challenges in drilling and completion of those shale gas horizontal wells with ultra-long horizontal section in Changning Block, ensure the safe and efficient drilling and completion in Changning Block, and could be popularized in this block.

**Key words:** shale gas; horizontal well; ultra-long horizontal section; penetration rate; drilling risk; Changning Block

长宁区块页岩气水平井自上而下钻遇侏罗系沙溪庙组、凉高山组和自流井组, 三叠系须家河组、雷口坡组、嘉陵江组和飞仙关组, 二叠系长兴组、龙潭组、茅口组、栖霞组和梁山组, 志留系韩家店组、石牛栏组和龙马溪组, 奥陶系五峰组和宝塔组等。近几年, 随着长宁区块页岩气开发的不断深入, 水平井水平段的长度不断增长, 已由开发初期的500.00~1 000.00 m, 逐渐延长至1 000.00~1 500.00 m,

收稿日期: 2020-02-24; 改回日期: 2020-06-25。

**作者简介:** 王建龙(1984—), 男, 天津人, 2010年毕业于中国石油大学(华东)胜利学院油气储运专业, 2013年获中国石油大学(华东)油气井工程专业硕士学位, 工程师, 主要从事钻井提速工具研发与应用工作。E-mail: 383462010@qq.com。

**基金项目:** 中国石油集团渤海钻探工程有限公司科技重大工艺项目“川渝页岩气钻井提速技术研究”(编号: 2020ZD16Y-02)和中国石油集团油田技术服务有限公司项目“新型设施、工具、工艺配套研究”(编号: 2020T-002-006-2)联合资助。

目前已延长至 2 000.00~2 500.00 m。长宁区块水平段长度不小于 2 000.00 m 的超长水平段页岩气水平井在钻井过程中, 存在机械钻速慢、井漏、井壁失稳和卡钻等技术难点, 制约了安全高效钻井完井<sup>[1-8]</sup>。为此, 笔者优化了井眼轨道设计, 采用旋转导向井眼轨迹控制技术, 优选了钻井设备和套管下入方式, 制定了一系列降低钻井完井风险的技术措施, 形成了页岩气超长水平段水平井钻井完井关键技术, 现场试验效果良好, 满足了安全高效钻井完井需求, 可以在长宁区块推广应用。

## 1 钻井完井技术难点

长宁区块页岩气藏埋深 3 000.00~3 500.00 m, 超长水平段水平井井深超过 5 500.00 m、水平段长度超过 2 000.00 m、裸眼段长度超过 3 500.00 m, 须家河组—雷口坡组地层硬度高、研磨性强, 表层失返性漏失频发, 给安全高效钻井完井带来了极大挑战。分析认为, 主要存在以下技术难点:

1) 井深、水平段和裸眼段长, 摩阻高、扭矩大、循环压耗高, 对钻井设备和钻具的性能要求高, 钻井设备和钻具的优选难度大。

2) 地表岩层主要为碳酸盐岩, 易因喀斯特作用而形成各类岩溶地貌, 溶洞和裂缝发育, 部分溶洞与地表水和地下暗河相连, 极易发生失返性漏失。钻进须家河组时钻柱振动严重, 钻具频繁出现疲劳损坏, 钻头磨损严重, 单只钻头进尺少、机械钻速低, 起钻次数多, 严重影响了钻井时效。

3) 储层薄、断层发育、倾角变化大, 为了提高储层钻遇率, 需要频繁调整井眼轨迹, 对井眼轨迹控制要求高。

4) 目的层志留系龙马溪组以黑色页岩层为主, 具有较强的层理结构, 微裂缝和裂缝发育。钻进过程中钻井液沿微裂缝和裂缝侵入地层, 使井壁发生层间剥落, 造成井壁失稳, 而提高钻井液密度又会使微裂缝扩展, 诱发井漏。

## 2 钻井完井关键技术

### 2.1 井眼轨道优化与井眼轨迹控制技术

为了降低钻井施工难度、成本和风险, 设计井眼轨道时, 需要利用 Landmark 软件模拟分析摩阻、扭矩、循环压耗、井眼清洁程度、钻具疲劳情况和侧向力等, 为优化井眼轨道提供依据<sup>[6-10]</sup>。考虑防碰

要求, 同一平台水平井的造斜点间隔 50.00 m 错开, 使用“常规螺杆+MWD”控制井眼轨迹; 考虑侧向力对钻具强度、井眼轨迹等的影响, 上部井段(井深 1 000.00 m 以浅)造斜率控制在 2.4°/30m, 使用“振荡螺杆+MWD”控制井眼轨迹; 考虑钻具屈曲、摩阻等因素, 增斜段造斜率控制在 8.0°/30m, 使用“振荡螺杆+MWD+水力振荡器”或“长寿命大扭矩螺杆+旋转导向系统”控制井眼轨迹, 以提高定向钻进效率; 考虑地层变化规律、井眼轨迹控制难度和后期开发需求, 水平段造斜率控制不大于 3.0°/30m, 使用旋转导向系统控制井眼轨迹, 以提高井眼轨迹控制精度和效率。

### 2.2 钻井设备优选

高性能的钻井设备是保证超长水平段水平井安全高效钻井完井的关键要素之一。选择钻井设备时需要综合考虑大钩载荷、扭矩、井眼清洁程度和井下故障的处理能力等因素。钻井过程中, 需要利用软件分析目标井的大钩载荷、扭矩、循环压耗和井眼清洁程度等关键参数的变化规律, 为优选钻井设备提供依据<sup>[8-9, 11]</sup>。

#### 2.2.1 顶部驱动装置优选

利用 Landmark 软件模拟计算了长宁区块典型超长水平段水平井不同摩阻系数下的扭矩, 结果见图 1。由图 1 可知, 典型超长水平段水平井的最大扭矩为 47.7 kN·m。为提高井下故障处理能力, 选用 DQ70DBS 型顶部驱动装置。该顶部驱动装置的最高转速为 200 r/min, 最大连续输出扭矩为 60 kN·m。

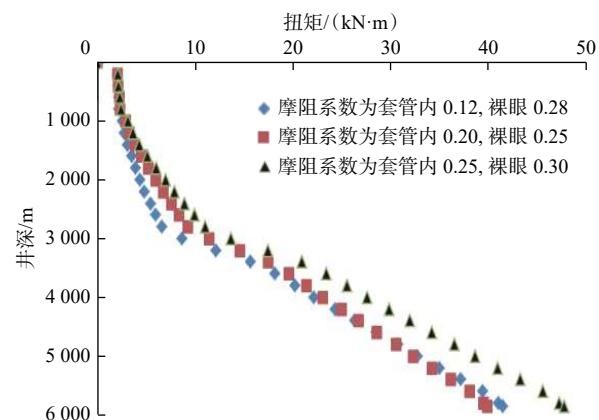


图 1 长宁区块典型长水平段水平井扭矩模拟计算结果

Fig.1 Torque simulation calculation results of typical horizontal wells with long horizontal section in Changning Block

#### 2.2.2 钻井泵优选

利用 Landmark 软件模拟计算了长宁区块典型

长水平段水平井的循环压耗,结果表明,钻井液循环排量为1.8 m<sup>3</sup>/min时,最高循环压耗为38.2 MPa。为了提高钻井泵的安全性,配置3台F-1600HL加强型高压钻井泵,其额定工作压力为52.0 MPa。另外,高性能钻井泵有助于缩短设备维修时间,提高生产时效。

### 2.2.3 钻杆优选

利用Landmark软件模拟计算了长宁区块典型长水平段水平井钻井过程中的大钩载荷,结果见图2。由图2可以看出,起钻和复合钻进时的最大大钩载荷分别为1 588.0和1 093.7 kN。兼顾大钩载荷、扭矩和循环压耗,根据在强度满足要求的前提下尽可能降低钻机负载的原则,选用非标准NC52扣钻杆,其抗扭强度为94.4 kN·m,抗拉强度为3 311.0 kN。非标准NC52扣钻杆的水眼直径较大(107.7 mm),可以降低循环压耗和钻井泵负载,有利于提高钻井液的排量。

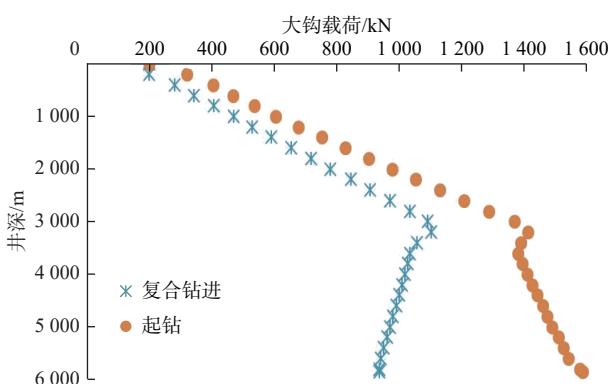


图2 长宁区块典型长水平段水平井大钩载荷模拟计算结果

Fig.2 Hook load simulation calculation results of typical horizontal wells with long horizontal section in Changning Block

### 2.3 风险控制技术措施

长宁页岩气超长水平段水平井钻井过程中存在钻柱振动导致断钻具、表层易发生失返性漏失、水平段卡钻和套管下入困难等风险。为此,在分析原因的基础上,提出了针对性的风险控制技术措施。

#### 2.3.1 颓家河组减振技术措施

颓家河组地质年代老,岩性以云母或石英片岩或砂岩为主,石英含量高达80%,而且石英粒度比较小,为0.1~0.5 mm,胶结致密,硬度高、研磨性非常强,钻头吃入地层困难。钻进时蹩跳钻和钻柱振动严重,扭矩波动大,易导致钻具断裂。为此,采用调整钻井参数和使用水力加压器等方法,降低钻柱

振动。

采取降低转盘转速、提高钻压等措施,主动缓解振动,将钻压控制在100~120 kN,转速控制在30~40 r/min。采用水力加压器吸收振动,当钻具组合中有螺杆钻具时,将水力加压器安放在螺杆钻具之上;当钻具组合中无螺杆钻具时,将水力加压器安放在钻头之上。

#### 2.3.2 防漏堵漏技术

1)表层防漏堵漏技术。采用电法勘探监测地下暗河、岩溶,尽量避开易漏失的高风险区域,并为确定表层钻井方式、套管下深等提供参考,从源头上降低上部井段井漏风险。钻井过程中若发生漏失,依据漏速采取相应的措施:漏速小于30.0 m<sup>3</sup>/h时,采用清水以大于60.0 L/s的排量强钻,确保岩屑流入缝洞中,防止沉砂卡钻;漏速为30.0~100.0 m<sup>3</sup>/h时,采用清水以适当的排量强钻,每钻进5.00 m或扭矩波动较大时静止探沉砂,若存在漏水不漏砂的情况,则采用速凝水泥浆堵漏;当漏速大于100.0 m<sup>3</sup>/h时,先采用清水强钻5.00~10.00 m,钻穿漏层后采用速凝水泥浆堵漏或采用清水+空气雾化钻井。清水强钻以牺牲大量清水为代价,在易出水地层比气体钻井更具优势。

2)水平段防漏堵漏技术。平台首口水平井的施工经验和邻井钻井实践表明,若降低钻井液密度,不发生漏失,同时完井电测井径扩大率不高,则后续水平井可采用降低钻井液密度的方法预防发生井漏。进入地质提示的漏层前,及时补充降滤失剂和封堵材料,强化钻井液的封堵能力。严格控制下钻速度,以降低激动压力;下钻到底或者中途循环时,根据泵压及钻井液返出情况逐步提高排量,避免激动压力过大诱发井漏。钻进过程中若发生漏失,依据漏速采取措施:漏速为1.0~3.0 m<sup>3</sup>/h时,采用改性纤维、细碳酸钙配制段塞堵漏浆,间断泵入段塞堵漏浆或者每隔0.5 h在钻井液中加入随钻堵漏材料堵漏;漏速大于3.0 m<sup>3</sup>/h时,起钻换常规钻具组合,配制堵漏浆,泵入堵漏浆进行静止堵漏或桥塞堵漏。

#### 2.3.3 水平段钻井参数优化

为了兼顾钻井安全、提速和钻井成本,将水平段( $\phi 215.9$  mm井段)划分为3个阶段,即钻井参数释放提速阶段、钻井提速与风险兼顾阶段和风险削减阶段。

1)钻井参数释放提速阶段。此阶段水平段长度小于1 000.00 m,摩阻扭矩相对较小、泵压相对较低,钻井设备能力富余量相对较大,可采用“三大

两高”(大钻压、大排量、大扭矩、高转速、高泵压)激进钻井参数进行钻进,钻压 120~150 kN,转速 80~100 r/min,排量 32~35 L/s,泵压 30~35 MPa。

2)钻井提速与风险兼顾阶段。此阶段水平段长度在 1 000.00~2 000.00 m,随着水平段延伸,摩阻扭矩增大、泵压升高,井下风险相应大幅升高,钻井设备能力富余量相对降低,需要兼顾钻井提速和风险识别。该阶段的钻井参数:钻压 120~150 kN,转速 100~120 r/min,排量 30~32 L/s,泵压 30~35 MPa。利用大钩载荷变化实时识别井下风险(见图 3),若起下钻时的大钩载荷呈阶跃式变化,要及时采取停钻循环或者短起下钻等措施,待各项参数恢复正常后再继续钻进。

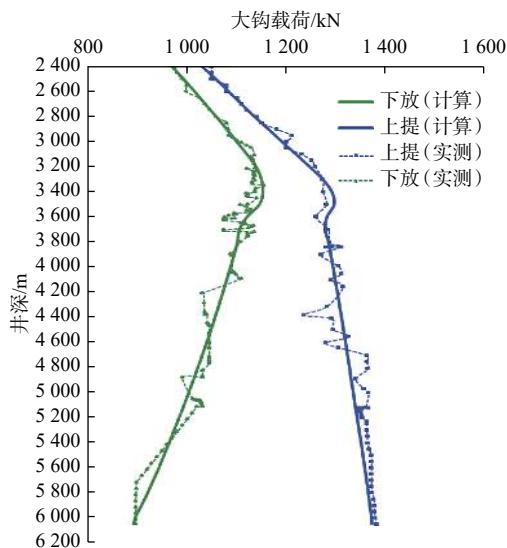


图 3 长宁区块某页岩气水平井钻井过程中大钩载荷监控曲线

Fig.3 Hook load monitoring curve during the drilling of a shale gas horizontal well in Changning Block

3)风险削减阶段。水平段长度超过 2 000.00 m 之后,钻井设备能力即将达到极限,井下风险急剧升高,因此该阶段以削减并控制井下风险为主。利用大钩载荷变化实时识别井下卡钻风险(见图 3),必要时进行控时钻进或停钻循环。保持钻压 120~150 kN,转速 100~120 r/min,排量不低于 30 L/s,泵压 32~35 MPa。接立柱前应保持钻进转速和排量,转动钻具循环不少于 10 min,待扭矩平稳后上提钻具;起钻前,要进行充分循环,以保证井眼清洁,循环时间要超过 4 倍迟到时间。

#### 2.3.4 水平段钻井液

综合考虑井壁稳定、润滑防卡和携岩能力等因素,水平段( $\phi 215.9$  mm 井段)选用 BH-OBM 油基钻

井液,其配方为基础油+25.0%~35.0%  $\text{CaCl}_2$  溶液+2.0%~3.0% BZ-OPE+1.5%~2.5% BZ-OSE+0.4% BZ-OWA+2.5%~3.0%  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ +0.5%~2.5% BZ-OC+1.5%~2.5% BZ-OFL+0.2%~0.4% BZ-ORM+重晶石。水平段钻进过程中钻井液维护处理措施如下:

1)保持钻井液中不同粒径封堵材料的含量,以封堵微裂缝,减少压力传递。控制水相中  $\text{CaCl}_2$  质量分数不小于 25%,以降低水活度,控制活度平衡。控制破乳电压不低于 800 V、高温高压滤失量不高于 2.0 mL。钻遇破碎带若出现井壁失稳,则提高钻井液的黏度和切力,并增大封堵材料用量,以便将井底掉块携带至地面。

2)控制钻井液油水比不低于 95:5,离心泵开启时间不短于 60% 纯钻时间,以清除钻井液中的有害固相。

3)采用油基钻井液流性调节剂调整钻井液的动切力,保证钻井液的动切力不低于 8.0 Pa、动塑比不小于 0.5,以提高其携岩能力。

#### 2.3.5 套管下入控制技术

为了保证套管安全下入,利用 Landmark 软件分析油层套管的下入能力,优选扶正器的类型,优化扶正器的安放位置和数量,优选套管下入方式。为了提高预测精度,下套管前最后一次通井时,记录起下钻大钩载荷,测算起下钻摩阻系数,作为模拟套管下入时的摩阻系数。

1)通井。下套管前进行 2 次通井作业。第一次通井钻具组合为  $\phi 215.9$  mm 牙轮钻头+双母接头+回压阀+ $\phi 165.1$  mm 钻铤 1 根+ $\phi 213.0$  mm 稳定器 1 只+ $\phi 165.1$  mm 钻铤 5 根+ $\phi 127.0$  mm 加重钻杆 18 根+ $\phi 127.0$  mm 钻杆;第二次通井钻具组合为  $\phi 215.9$  mm 牙轮钻头+双母接头+回压阀+ $\phi 165.1$  mm 钻铤 1 根+ $\phi 213.0$  mm 稳定器 1 只+ $\phi 165.1$  mm 钻铤 1 根+ $\phi 210.0$  mm 稳定器 1 只+ $\phi 165.1$  mm 钻铤 4 根+ $\phi 127.0$  mm 加重钻杆 18 根+ $\phi 127.0$  mm 钻杆。通井时,若下钻遇阻超过 50.0 kN,立即接顶驱划眼,划眼到底后对划眼井段进行短起下钻验证,确保通畅后再进行下一步工序。对起下钻遇阻卡的井段,采取划眼措施消除或减少阻力,下到底后以 10 L/s 排量开泵,钻井液返出正常后,以 35 L/s 排量循环 2 周,确定井眼清洁后,按正常程序起钻。

2)扶正器类型和安放位置确定。为保证套管居中度和套管安全下入,选用整体刚性滚珠扶正器和整体冲压式扶正器。造斜点以下每间隔 1 根套管安放 1 只  $\phi 205.0$  mm 整体刚性滚珠扶正器;造斜点以

上每间隔3~5根套管安放1只 $\phi 205.0$  mm整体冲压式扶正器;与上层套管重叠段,每间隔4~8根套管安放1只 $\phi 210.0$  mm整体冲压式扶正器;最上部5根套管,每根套管安放1只 $\phi 210.0$  mm整体冲压式扶正器。

3)套管下入方式优选。考虑裸眼段和水平段长,摩阻高,套管扶正器数量多,套管下入难度大,套管下入前需要模拟分析常规下入方式和旋转下入方式的大钩载荷。以长宁页岩气长水平段水平井实钻数据为基础,测算下入套管时的摩阻系数,套管内0.12、裸眼0.28。模拟计算了长宁区块一口水平段长度2 400.00 m的水平井不同套管下入方式的大钩载荷,结果见图4。由图4可以看出:采用常规下入方式下套管时,下放大钩载荷小于静止大钩载荷,套管下入困难;采用旋转下入方式下套管,当旋转转速超过30 r/min时,下放大钩载荷大于静止大钩载荷,套管下入顺利。结合模拟计算结果和通井情况,确定长水平段水平井采用旋转下入方式下套管,以保证套管安全顺利下入。

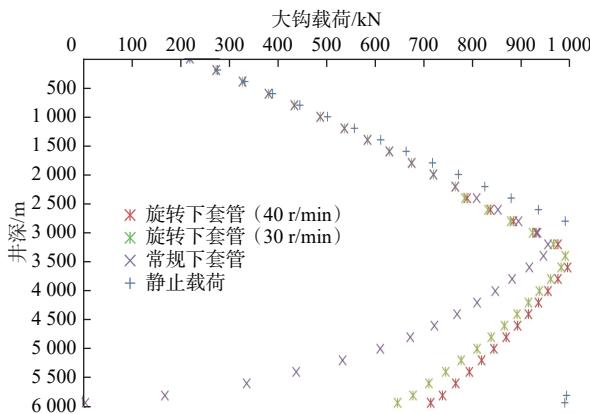


图4 长宁某页岩气井下套管大钩载荷模拟计算结果

Fig.4 Hook load simulation calculation results of down-hole casing of a shale gas well in Changning Block

### 3 现场试验

页岩气超长水平段水平井钻井完井关键技术在长宁区块宁A井、宁B井和宁C井等3口水平井进行了现场试验。3口试验井的平均井深为5 950.00 m,水平段平均长2 466.00 m,钻井过程中未发生井下故障,机械钻速高达7.23 m/h,钻井周期平均79.88 d,整体试验效果良好(见表1)。与未应用该技术的邻井相比,钻井周期缩短了16.9%,钻井完井周期缩短了21.3%,机械钻速提高了2.5%。宁A井完钻井深

5 850.00 m,水平段长2 500.00 m,钻井周期60.04 d,钻井完井周期67.14 d,机械钻速8.56 m/h,创造了当时长宁区块同类型井最快钻井纪录,实现了全井无安全事故,为长宁区块页岩气2 500.00 m长水平段水平井安全高效钻井提供了成功经验。宁C井 $\phi 444.5$  mm井段使用了水力加压器,平均机械钻速8.34 m/h,与同平台邻井相同井段相比,机械钻速提高了9.88%; $\phi 311.1$  mm井段使用了振荡螺杆,与同平台邻井相同井段相比,机械钻速提高了45.00%以上; $\phi 215.9$  mm井段使用了高效螺杆和水力振荡器,与同平台邻井相同井段相比,机械钻速提高了35.50%。

表1 长宁页岩气超长水平段水平井钻井完井关键技术试验结果

Table 1 Test results of key technologies for drilling and completion of shale gas horizontal wells with ultra-long horizontal sections in Changning Block

井名	完钻井深/m	水平段长/m	钻井周期/d	钻井完井周期/d	机械钻速/(m·h <sup>-1</sup> )
宁A井	5 850.00	2 500.00	60.04	67.14	8.56
宁B井	5 950.00	2 500.00	59.17	71.19	8.04
宁C井	6 050.00	2 400.00	88.30	101.32	5.79
邻井 <sup>①</sup>	5 586.00	2 556.00	96.21	115.00	7.05

注:①该行数据为未应用页岩气超长水平段水平钻井完井关键技术邻井的平均值。

宁A井钻井过程未发生漏失、溢流和井眼失稳等井下故障,且钻井效率高。该井钻进过程中井眼轨迹控制良好,优质储层钻遇率100%,井深3 100.00 m至井底采用旋转下入方式下套管,套管下入过程中顶驱转速25~40 r/min、扭矩12.0~25.0 kN·m,套管下入安全顺利。

该井水平井段( $\phi 215.9$  mm井段)使用了BH-OBM油基钻井液,控制其密度2.10~2.12 kg/L、塑性黏度55.0~65.0 mPa·s、高温高压滤失量1.0~2.0 mL、油水比85:15~90:10、固相含量40%~45%、破乳电压900~1 450 V,有效降低了摩阻扭矩,抑制了页岩层水化膨胀,保证了水平段的安全高效钻进。

该井须家河组厚408.00 m,使用2只PDC钻头钻穿,平均机械钻速15.40 m/h,虽然机械钻速较高,但是单只钻头进尺相对较少,钻头崩齿严重。水平段采用五刀翼单排齿PDC钻头,与旋转导向钻井工具配合使用。水平段钻井参数:钻压100~150 kN,转速90~120 r/min,排量30~32 L/s,泵压25~30 MPa。2 500.00 m长的水平段一趟钻完成,机械

钻速 8.58 m/h, 钻进过程中扭矩 15~25 kN·m, 摩阻 150~200 kN。

## 4 结论与建议

1) 长宁区块页岩气储层埋藏深, 超长水平段水平井井眼深、裸眼段和水平段长, 摩阻高、扭矩大和循环压耗高, 对钻井设备要求高。须家河组硬度高、研磨性强, 表层易发生失返性漏失, 龙马溪组页岩易坍塌, 给安全高效钻井完井带来了极大挑战。

2) 钻前利用软件模拟钻井过程中的大钩载荷、扭矩、循环压耗和套管下入过程的大钩载荷, 可为钻井设备优选、钻井参数优化提供理论依据。高性能的钻井设备、高强度的钻具、合理的钻井参数是确保超长水平段水平井安全高效钻井完井的基础。

3) 针对长宁区块页岩气超长水平段水平井钻井完井存在的技术难点, 通过优化井眼轨道、采用旋转导向井眼轨迹控制技术、优选钻井设备以及制定降低和消除钻井完井风险的技术措施, 形成了页岩气超长水平段水平井钻井完井关键技术。

4) 现场试验表明, 页岩气超长水平段水平井钻井完井关键技术可以解决长宁区块页岩气超长水平段水平井钻井完井存在的技术难点。

5) 为了进一步降低钻进须家河组时钻柱的振动, 建议试验应用陀螺稳定工具, 利用陀螺稳定原理主动抑制钻柱和钻头的无序振动, 降低振动对钻头造成的损坏。

## 参 考 文 献

### References

- [1] 万夫磊. 长宁页岩气表层防漏治漏技术研究 [J]. 钻采工艺, 2019, 42(4): 28~31.  
WAN Fulei. Research on plugging technology for surface casing drilling of Changning shale gas[J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(4): 28~31.
- [2] 樊好福, 藏艳彬, 张金成, 等. 深层页岩气钻井技术难点与对策 [J]. 钻采工艺, 2019, 42(3): 20~23.  
FAN Haofu, ZANG Yanbin, ZHANG Jincheng, et al. Difficulties and countermeasures of deep shale gas drilling technology[J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(3): 20~23.
- [3] 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.
- [4] 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 Dibei 103, Tarim Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(10): 71~74.
- [5] 代锋, 文永林, 黄贵生, 等. 空气锤+雾化钻井在低成本开发页岩气中的应用 [J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(5): 563~566.  
DAI Feng, WEN Yonglin, HUANG Guisheng, et al. Application of air hammer plus mist drilling in low cost development of shale gas[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(5): 563~566.
- [6] 潘军, 刘卫东, 张金成. 涪陵页岩气田钻井工程技术进展与发展建议 [J]. 石油钻探技术, 2018, 46(4): 9~15.  
PAN Jun, LIU Weidong, ZHANG Jincheng. Drilling technology progress and recommendations for the Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(4): 9~15.
- [7] 徐良, 孙友宏, 高科, 等. 针对须家河组岩性特征选择仿生金刚石钻头参数 [J]. 石油钻探技术, 2008, 36(5): 43~46.  
XU Liang, SUN Youhong, GAO Ke, et al. Parameter selection of bionics diamond bit for lithology of Xujiahe Formation[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(5): 43~46.
- [8] 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.
- [9] 冯强, 陈世春, 王建龙, 等. 振动减摩阻工具振动参数及安放位置研究 [J]. 石油钻探技术, 2018, 46(4): 78~83.  
FENG Qiang, CHEN Shichun, WANG Jianlong, et al. Research on vibration parameters and determining the position of a vibration friction reducing tool[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(4): 78~83.
- [10] 王建龙, 张展豪, 冯强, 等. 水力振荡器与液力推力器集成应用研究 [J]. 石油机械, 2017, 45(4): 44~47.  
WANG Jianlong, ZHANG Zhanhao, FENG Qiang, et al. Study on the integrated application of hydraulic oscillator and hydraulic thruster[J]. China Petroleum Machinery, 2017, 45(4): 44~47.
- [11] 王建龙, 齐昌利, 柳鹤, 等. 沧东凹陷致密油气藏水平井钻井关键技术 [J]. 石油钻探技术, 2019, 47(5): 11~16.  
WANG Jianlong, QI Changli, LIU He, et al. Key technologies for drilling horizontal wells in tight oil and gas reservoirs in the Cang-dong Sag[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(5): 11~16.

[编辑 刘文臣]