

# 武隆浅层页岩气大位移水平井钻井关键技术

陈士奎, 解赤栋, 姜政华, 孙 钢

(中石化重庆页岩气有限公司, 重庆 408400)

**摘要:**武隆浅层页岩气资源禀赋差, 效益开发难, 增加水平段长度或实施大位移水平井是提高单井产量的重要手段。针对浅层页岩气大位移水平井面临的井身结构优化难、钻具安全风险大、钻井液性能要求高、套管下入困难、完井漏失风险大等技术难题, 开展了基于四压力剖面精准预测的井身结构优化、钻具安全延伸能力分析、适应浅层页岩的水基钻井液体系优选、套管下入方式优选及完井水泥浆柱结构优化研究, 形成了浅层页岩气大位移水平井钻井关键技术。研究成果在PY1平台6口井进行了现场应用, 平均井深3188 m, 垂深1000~1200 m, 水平段长1532~2250 m, 水垂比1.59~2.64, 平均机械钻速17.82 m/h, 实现了优快钻井与安全成井, 为武隆浅层页岩气区块效益开发提供了技术支撑。

**关键词:**浅层页岩气; 大位移水平井; 优快钻井; 安全成井

**中图分类号:**TE243+.1; P634.7 **文献标识码:**B **文章编号:**2096-9686(2025)05-0106-07

## Key drilling technologies for large-displacement horizontal wells in shallow shale gas reservoirs of Wulong

CHEN Shikui, XIE Chidong, JIANG Zhenghua, SUN Gang

(Sinopec Chongqing Shale Gas Co., Ltd., Chongqing 408400, China)

**Abstract:** Shallow shale gas resources in Wulong are poorly endowed and difficult to develop efficiently. Increasing the length of the horizontal section and drilling large-displacement horizontal wells are important means to increase the production of single well. In view of the technical difficulties faced by shallow shale gas large-displacement horizontal wells, such as difficulty in optimizing the casing program, high safety risk of drilling tools, high requirements for drilling fluid performance, difficulty in lowering casing, and high risk of well completion loss, we have carried out wellbore structure optimization based on accurate prediction of four pressure profiles, analysis of drilling tool safety extension capacity, optimization of water-based drilling fluid system suitable for shallow shale, optimization of casing lowering methods, and optimization of completion cement slurry column structure, forming key technologies for drilling large-displacement horizontal wells for shallow shale gas. The research results were applied on site in 6 wells of the PY1 platform, with an average well depth of 3188m, a vertical depth of 1000~1200m, a horizontal section length of 1532~2250m, a horizontal-to-vertical ratio of 1.59~2.64, and an average mechanical drilling speed of 17.82m/h. This achieved fast drilling and safe well completion, and provided technical support for the efficient development of the Wulong shallow shale gas block.

**Key words:** shallow shale gas; large-displacement horizontal wells; optimized fast drilling; safe well completion

### 0 引言

渝东南地区武隆常压页岩气区块老厂坪、洛龙

等背斜发育浅层(小于2000 m)五峰组-龙马溪组页岩, 目的层埋深800~1100 m, 压力系数0.96~1.08,

收稿日期: 2024-11-18; 修回日期: 2025-03-17 DOI: 10.12143/j.ztgc.2025.05.014

基金项目: 中国石化科技攻关项目“渝东南地区浅层页岩气勘探开发关键技术”(编号: P24115)

第一作者: 陈士奎, 男, 汉族, 1989年生, 工程师, 主要从事页岩气钻井技术研究及管理工作, 重庆市南川区西城街道金科三期7栋一单元801, erguan2008@163.com

引用格式: 陈士奎, 解赤栋, 姜政华, 等. 武隆浅层页岩气大位移水平井钻井关键技术[J]. 钻探工程, 2025, 52(5): 106-112.

CHEN Shikui, XIE Chidong, JIANG Zhenghua, et al. Key drilling technologies for large-displacement horizontal wells in shallow shale gas reservoirs of Wulong[J]. Drilling Engineering, 2025, 52(5): 106-112.

为典型浅层常压页岩气层。已投产PY1HF井页岩埋深980~1100 m,测试日产气 $1.1 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,投产2年后使用液力无杆泵增产工艺日产气增至 $4.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,目前稳定在 $2.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上,实现了浅层常压页岩气井试采新突破。针对浅层常压页岩气资源禀赋差<sup>[1-2]</sup>、效益开发难的问题,开展了浅层页岩气长水平段、大位移水平井钻井技术攻关,通过井身结构优化、钻具安全延伸能力分析、水基钻井液体系优选、套管下入方式优选及固井水泥浆柱结构优化等研究<sup>[3-4]</sup>,形成了浅层页岩气大位移水平井低成本钻井关键技术,并在PY1平台开展试验应用,钻井提速效果显著。

## 1 浅层页岩气大位移水平井钻井技术难点

(1)井身结构优化困难。前期浅层页岩气井钻遇地层少,井身结构简单,若技术套管进龙马溪组中完,有利于下开次安全钻井及减摩降阻,但本开次增加了定向难度,降低了施工效率,增加了管材消耗;若技术套管在直井段中完,有利于提速降本,但带来了下开次摩阻、扭矩增加,以及漏失、垮塌风险加大等问题。

(2)垂深浅,水垂比大,水平段延伸受限<sup>[5-7]</sup>。以目的层埋深1000 m、水平段长2000 m计算,水垂比超过2,悬重小,钻具摩阻大、易屈曲,采用常规LWD导向,滑动钻进时钻压难以有效传递。

(3)对钻井液性能要求高。水基钻井液相比油基钻井液费用大幅降低、满足环境敏感区环保要求,但水基钻井液井壁稳定性及钻具润滑性不如油基,需进行体系优选。

(4)套管下入困难。大水垂比井,套管仅依靠自重难以至预定井深,井壁不规则、轨迹复杂、钻井液性能差等都会增加下入难度,使用顶驱加压、依靠惯性下冲等常规方式则可能造成套管屈曲甚至变形<sup>[8]</sup>。

(5)固井易漏失。浅地层承压能力差,水泥浆密度高,固井过程易发生漏失。

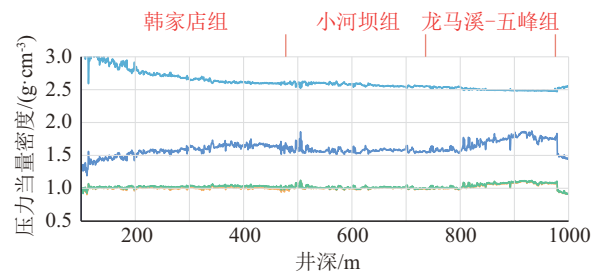
## 2 钻井关键技术

### 2.1 井身结构优化

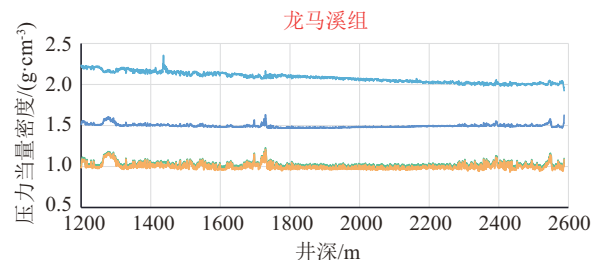
武隆浅层页岩气区井身结构设计主要存在3个风险因素:(1)浅表地层存在漏垮风险;(2)上部二叠系和志留系地层存在浅层气风险;(3)钻遇多套

地层的长裸眼段存在漏垮风险。

PY1平台出露地层为二叠系下统栖霞组,勘查及实钻显示浅表地层无明显漏失层;已钻井显示二叠系和志留系地层无浅层气。根据孔隙压力、破裂压力、坍塌压力传统理论模型<sup>[9]</sup>及优化筛选的漏失压力理论模型<sup>[10]</sup>计算并绘制出PY1平台地层四压力剖面(见图1)。由图可知,地表200 m地层漏失压力当量密度在 $1.2 \sim 1.4 \text{ g/cm}^3$ 之间,剩余地层的安全密度窗口为 $1.22 \sim 1.48 \text{ g/cm}^3$ 。PY1平台可以采用二开井身结构,为有效提高二开长裸眼段钻井液密度上限,表层套管下深宜超过200 m。



(a)PY1井直井段四压力剖面



(b)PY1HF井水平段四压力剖面

—漏失压力 $P_l$  —孔隙压力 $P_p$  —破裂压力 $P_f$  —坍塌压力 $P_c$

图1 地层四压力剖面

Fig.1 Formation four pressure profiles

根据井网部署要求,PY1平台水平井特点多为偏移距400 m、靶前距350 m、A靶垂深1000 m、入窗井斜角 $88^\circ$ ,采用“直-增-稳-增-稳”五段制轨道设计方法,造斜段均采用 $5^\circ/30 \text{ m}$ 造斜率,第一增斜段仅增井斜,第二增斜段增井斜并扭方位,在不出现方向位移和增大造斜率的情况下,模拟造斜点在井深300 m处。在 $\varnothing 311.2 \text{ mm}$ 井眼内宜采用 $1.5^\circ \times \varnothing 216 \text{ mm}$ 螺杆,以满足 $5^\circ/30 \text{ m}$ 造斜率要求。

综上,老厂坪背斜PY1井组选用二开井身结构,一开 $\varnothing 311.1 \text{ mm}$ 钻头钻至井深200~600 m(小河坝组上部),下入 $\varnothing 244.5 \text{ mm}$ 套管,二开 $\varnothing 215.9 \text{ mm}$ 钻头钻至设计井深,下入 $\varnothing 139.7 \text{ mm}$ 套管。

## 2.2 钻具组合与降阻措施优选

高德利等<sup>[11-12]</sup>将限制大位移水平延伸极限因素划分为裸眼延伸极限、机械延伸极限与水力延伸极限,本文主要通过分析钻柱受力情况评价水平段机械延伸能力,并依据现有钻具配套优选水平段钻具组合,通过Landmark软件刚性管柱模型<sup>[13-14]</sup>对不同钻具组合进行受力模拟。

倒装钻具组合1:  $\text{O}215.9\text{ mm PDC 钻头} + \text{O}172\text{ mm} \times 1.5^\circ\text{单弯螺杆(无扶)} + \text{浮阀} + \text{O}127\text{ mm 无磁承压} \times 2\text{ 根} + \text{O}127\text{ mm 钻杆} \times 12\text{ 根} + \text{O}172\text{ mm 水力振荡器} + \text{O}127\text{ mm 钻杆} \times 195\text{ 根(水平段)} + \text{O}139.7\text{ mm 钻杆}$ 。

倒装钻具组合2:  $\text{O}215.9\text{ mm PDC 钻头} + \text{O}172\text{ mm} \times 1.5^\circ\text{单弯螺杆(无扶)} + \text{浮阀} + \text{O}114.3\text{ mm 无磁承压} \times 2\text{ 根} + \text{O}114.3\text{ mm 钻杆} \times 12\text{ 根} + \text{O}172\text{ mm 水力振荡器} + \text{O}114.3\text{ mm 钻杆} \times 195\text{ 根(水平段)} + \text{O}127\text{ mm 钻杆} \times 75\text{ 根} + \text{O}127\text{ mm 加重钻杆}$ 。

倒装钻具组合3:  $\text{O}215.9\text{ mm PDC 钻头} + \text{O}172\text{ mm} \times 1.5^\circ\text{单弯螺杆(无扶)} + \text{浮阀} + \text{O}127\text{ mm 无磁承压} \times 2\text{ 根} + \text{O}127\text{ mm 钻杆} \times 12\text{ 根} + \text{O}172\text{ mm 水力振荡器} + \text{O}127\text{ mm 钻杆} \times 271\text{ 根(井斜 } 35^\circ\text{ 以上)} + \text{O}127\text{ mm 加重钻杆}$ 。

选取上述3套不同钻具组合,以下钻工况不出现螺旋屈曲为限制要求,在3组不同摩擦系数下模拟出水平段延伸极限(见表1)。

表1 不同钻具组合水平段延伸极限对比  
Table 1 Comparison of extension limits of horizontal section with different BHA

钻具组合	不同摩擦系数水平段延伸极限/m			
	套内 0.15		套内 0.25	
	裸眼 0.20	裸眼 0.25	裸眼 0.30	
倒装钻具组合1	2950	2060	1480	
倒装钻具组合2	2730	2000	1500	
倒装钻具组合3	2570	1870	1420	

根据模拟结果,2000 m以上水平段建议采用倒装钻具组合1,并将摩擦系数控制在0.25以下,在减摩降阻工具选择与工艺优化层面降低摩擦阻主要措施如下:

(1)变静摩擦为动摩擦。在钻具组合中加入全金属水力振荡器,将水力能量转换为管柱机械振动能量,钻具底部所受静摩擦力转变为动摩擦力,缓解定向托压。

(2)变轴向摩擦为周向摩擦。顶驱加装扭摆系统,滑动定向钻进过程中,钻具所受轴向摩擦力转变为周向摩擦力,降低了下入摩擦阻,进一步克服水平段后期定向托压严重的问题。

(3)井筒清洁降阻。水平段防止岩屑堆积,钻进过程中泵量不低于 $1.8\text{ m}^3/\text{min}$ ,并间歇以不低于 $80\text{ r/min}$ 的转速充分搅动井壁下沿沉积钻屑,避免岩屑床形成,必要时进行分段短起下清砂作业,充分循环提高井眼清洁度,从而降低井筒摩擦系数。

## 2.3 水基钻井液体系选择

温度对页岩膨胀性能的影响很显著,温度越高,页岩的膨胀率越大,因为温度升高,水分子的热运动加剧,在外部压力的作用下,更容易进入黏土矿物的晶体间促进水化膨胀<sup>[15]</sup>。武隆浅层页岩气井温普遍低于 $60\text{ }^\circ\text{C}$ ,水化膨胀作用弱于中深层页岩,为水基钻井液应用提供了有利条件。水基钻井液具备良好的抑制性、流变性,其润滑性、应用成本同样是体系优选主要考虑的因素。

对比分析NanoDRILL超滑水基钻井液、聚合物KCl水基钻井液、无固相水基钻井液3种钻井液体系,API滤失量分别为2.2、4.0、3.6 mL,并测试了 $60\sim 130\text{ }^\circ\text{C}$ 高温高压滤失量(见表2)。通过API滤失量和高温高压滤失量测定试验分析,NanoDRILL超滑水基钻井液体系滤失量能够满足浅层页岩气开发需求,且页岩抑制性明显优于另外2种水基钻井液体系。

表2 不同水基钻井液体系高温高压滤失量对比

Table 2 High temperature and high pressure filtrate volume of different water-based drilling fluid systems

钻井液体系	不同测试温度下滤失量/mL							
	130 $^\circ\text{C}$	120 $^\circ\text{C}$	110 $^\circ\text{C}$	100 $^\circ\text{C}$	90 $^\circ\text{C}$	80 $^\circ\text{C}$	70 $^\circ\text{C}$	60 $^\circ\text{C}$
NanoDRILL超滑水基钻井液	12.4	11.6	12	10.6	9	9.2	8.2	6.8
聚合物KCl水基钻井液	14.8	12.6	12.6	10.4	8.8	8	7.8	7.6
无固相水基钻井液	24.4	24.4	20	17	14.6	12	9.2	8.8

对聚合物 KCl 水基钻井液、油基钻井液及 NanoDRILL 超滑水基钻井液 3 种体系润滑性进行测试并和成本一起做了对比分析(见表 3)。聚合物 KCl 水基钻井液的润滑性与油基钻井液相差较大,即使添加 3% 润滑剂差距依然明显,NanoDRILL 超滑水基钻井液润滑性能与油基钻井液相当;聚合物 KCl 水基钻井液的成本更具优势,但该体系润滑性较差,水平段延伸受限,水平井钻进后期及下套管阶段需补充液体润滑剂,或采用石墨粉、玻璃微珠等机械润滑手段。

表 3 不同钻井液体系润滑系数及价格对比  
Table 3 Lubrication coefficients and prices of different drilling fluid systems

钻井液体系	EP 润滑系数	成本/(元·m <sup>-3</sup> )
聚合物 KCl 水基钻井液	0.184	3000~4000
聚合物 KCl 水基钻井液+3% 润滑剂	0.123	3000~4000
油基钻井液	0.056	9000
NanoDRILL 超滑水基钻井液	0.064	6000

综合考虑页岩抑制性、润滑性及价格,武隆浅层页岩气井水平段长 ≤ 2000 m 时建议使用聚合物 KCl 水基钻井液体系,水平段长 > 2000 m 时建议使用 NanoDRILL 超滑水基钻井液体系。

2.4 下套管方式优选

浅层大位移水平井具有埋深浅、水平段长的特点,通过模拟分析<sup>[16]</sup>,常规下套管的方式无法满足套管下入要求。为此,笔者分别研究了漂浮下套管工艺、旋转下套管工艺和“漂浮+旋转”组合工艺等 3 种提高套管下入能力的工艺。

2.4.1 漂浮下套管

漂浮下套管是在下套管过程中,套管内不灌浆(全漂浮)或在漂浮接箍以下套管内不灌浆(半漂浮),减少了套管浮重,即减少了套管在斜井段和水平段对地层的正压力,从而减少了套管与井壁的摩擦阻力,提高套管的下入能力。

使用漂浮工艺对套管抗扭能力要求低,根据压裂需求选用 Ø139.7 mm × 9.17 mm P110 钢级 LTC 螺纹的生产套管。选取不同摩阻系数,软件模拟水平段长为 2000 m 时常规方式套管下入情况,将 4 组模拟数据绘制成图,见图 2。套管下入均出现螺旋屈曲,不利于后续压裂施工,当摩擦系数取值套内

0.35、裸眼 0.40 时,仅依靠套管自重无法下至井底。采用漂浮工艺将水平段套管全部漂浮时(漂浮段长 2000 m),软件模拟 4 组不同摩擦系数套管下入情况(见图 3),前 3 组摩擦系数下,套管下入不出现螺旋屈曲,套管可顺利下入;当摩擦系数取套内 0.35、裸眼 0.40 时出现小段螺旋屈曲,依靠套管自重可以下至井底。

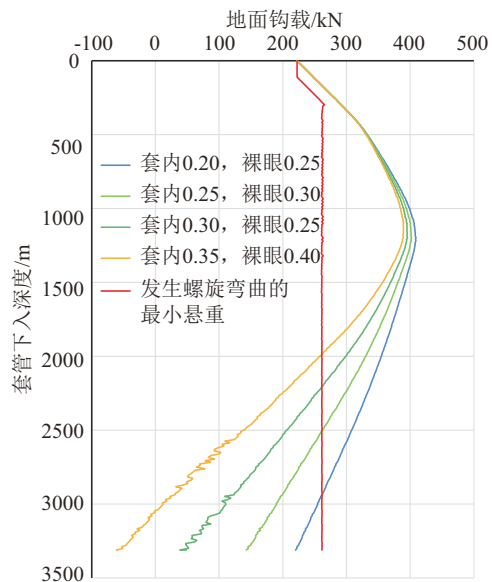


图 2 不同摩阻系数常规下套管模拟  
Fig.2 Conventional casing simulation under different friction coefficients

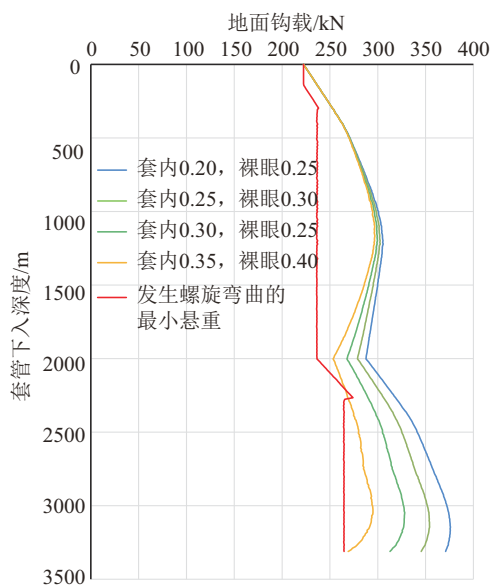


图 3 不同摩阻系数漂浮下套管模拟  
Fig.3 Floating casing simulation under different friction coefficients

### 2.4.2 旋转下套管

旋转下套管是利用顶驱下套管装置,在下套管的同时实现管柱旋转、钻井液循环,变静摩擦为动摩擦,减少下入摩阻,提高套管下入能力。

模拟2000 m水平段长浅层页岩气井套管下入,旋转扭矩 $<20 \text{ kN}\cdot\text{m}$ ,选择 $\text{O}139.7 \text{ mm}\times 12.34 \text{ mm}$  TP110T 钢级 TP-CQ 螺纹的生产套管基本满足抗扭要求,也可选用 $\text{O}139.7 \text{ mm}\times 10.54 \text{ mm}$  P110 钢级 TP-BM(S) 螺纹的经济型高抗扭套管,水平段选择刚性滚珠扶正器,保证套管居中并降低下套管摩阻。摩擦系数取套内0.25、裸眼0.30,模拟2000 m水平段长不同转速及下放速度与套管悬重关系(见表4)。转速越高、下放速度越慢,则套管悬重剩余更多,更多轴向摩擦转为了周向摩擦,下放摩阻减小,套管更容易下入<sup>[17-18]</sup>。

表4 不同转速及下放速度与下套管悬重的关系  
Table 4 Relationship between different speed and lowering speed and casing suspension

转速/ ( $\text{r}\cdot\text{min}^{-1}$ )	不同下放速度对应的套管下入悬重/kN			
	5 m/min	10 m/min	15 m/min	20 m/min
10	354.8	221.3	176.6	157.7
20	488.8	354.8	268.4	221.3
30	541.8	439.7	354.8	291.8

### 2.4.3 漂浮+旋转工艺组合

漂浮下套管遇阻时只能采取上下活动方式通过遇阻点,处理手段有限,而旋转下套管则对套管抗扭强度要求高。将漂浮工艺与旋转工艺相结合,可增加处理套管遇阻手段,同时降低套管旋转扭矩,相较于单一漂浮或旋转的工艺,能进一步提高套管下入能力<sup>[15-16]</sup>。

浅层大位移水平井,使用水基钻井液会有泥饼形成,使用常规螺杆+LWD导向钻进井眼会有微台阶,漂浮下套管工艺遇阻后处理手段少、无法循环清洁井筒,漂浮+旋转工艺较复杂,因此浅层页岩气大位移水平井建议使用旋转下套管工艺。

## 2.5 固井工艺设计

浅层大位移水平井裸眼段长,井筒工作液循环压耗高,尤其固井作业时,为保证裸眼段水泥石的封固性,底部浆体需要较高密度(远高于钻井液密度),容易导致井底液柱压力过大而压漏地层。根据邻井的实钻情况及地层漏失压力预测,PY1HF井

龙马溪组最小漏失压力当量密度 $1.48 \text{ g}/\text{cm}^3$ ,韩家店组、小河坝组漏失压力更低,固井漏失风险极高。目前,固井防漏主要通过高、低密度水泥浆的浆柱结构优化,获取静态下井底最优当量密度。低密度水泥浆体系常采用漂珠低密度水泥浆体系或注氮泡沫水泥浆体系。漂珠低密度体系密度最低可达 $1.45 \text{ g}/\text{cm}^3$ ,低于此密度则影响水泥浆沉降稳定性,水泥石抗压强度急剧下降;注氮泡沫水泥浆体系可控密度范围较广,为 $0.8\sim 1.8 \text{ g}/\text{cm}^3$ ,具有密度低、弹塑性好的特点,适用于各种类型易漏井,缺点为增加费用较高。

考虑武隆浅层页岩气井压裂施工压力低,常规水泥浆水泥石抗压强度相对较高,压窜风险低,无过路气层,并结合常压页岩气固井水泥低返成熟技术,在该区可实施水泥低返至A靶点以上500 m、单密度水泥固井防漏措施。其核心的设计原则是,在保证水泥浆性能的前提下,保持井底的固井水泥浆当量密度位于安全密度窗口之内,具体计算过程为:

(1)确定井底安全密度区间 $\{\max[\rho_p, \rho_c], \rho_L\}$ ,其中 $\rho_p$ 表示地层压力当量密度, $\rho_c$ 表示水泥浆最低密度, $\rho_L$ 表示漏失压力当量密度;

(2)确定水泥浆返高 $H_1$ ,确定前置液密度 $\rho_1$ ;

(3)设计水泥浆密度 $\rho_2$ ,计算当前条件下井筒工作液井底当量密度 $\rho_3$ , $\rho_3=[\rho_1 H_1 + \rho_2(H_2 - H_1)]/H_2$ ,其中 $H_2$ 为井底垂深;

(4)判断 $\rho_3$ 是否在井底安全密度区间 $\{\max[\rho_p, \rho_c], \rho_L\}$ ,如果是表明该浆柱结构合理,否则需返回步骤2重新设计。

设计过程取PY1-2HF井实钻安全钻井液密度模拟计算,水泥浆密度 $1.88 \text{ g}/\text{cm}^3$ ,前置液平均密度 $1.26 \text{ g}/\text{cm}^3$ (钻井液)(见表5),模拟计算2000 m水平段长井底静态当量密度 $15.37/0.00981/1070=1.46 \text{ g}/\text{cm}^3$ ,低于目的层最低漏失当量密度 $1.48 \text{ g}/\text{cm}^3$ ,可实现防漏及气层压稳目的。与完钻时井浆相比环空静液柱压差 $(1.46-1.26)\times 1070\times 0.00981=2.1 \text{ MPa}$ ,附加当量密度 $0.1 \text{ g}/\text{cm}^3$ 模拟循环动态压差 $(1.56-1.26)\times 1070\times 0.00981=3.15 \text{ MPa}$ 。

## 3 现场应用

在武隆老厂坪向斜PY1平台部署实施6口水平

表5 固井浆柱结构  
Table 5 Cement slurry column structure

液体名称	密度/ (g·cm <sup>-3</sup> )	井段(最大 垂深)/m	液柱压力/ MPa
前置液	1.26	0~780(717)	8.86
水泥浆	1.88	780~3311(1070)	6.51

表6 PY1平台技术应用及指标对比

Table 6 PY1 platform technology application and index comparison

井号	井深/m	机械钻速/(m·h <sup>-1</sup> )	水平段长/m	水垂比	钻井液体系	下套管方式
PY1-2HF	3273	15.29	2038	2.34	NanoDRILL超滑水基钻井液	漂浮(遇阻)
PY1-1HF	2826	17.55	1745	2.01	KCl聚胺屏蔽暂堵钻井液	旋转
PY1-3HF	3703	17.22	2250	2.64	KCl聚胺屏蔽暂堵钻井液	旋转
PY1-4HF	3109	17.42	1532	1.80	KCl聚胺屏蔽暂堵钻井液	常规
PY1-5HF	3330	18.4	2034	2.10	KCl聚胺屏蔽暂堵钻井液	旋转
PY1-6HF	2885	21.06	1602	1.59	KCl聚胺屏蔽暂堵钻井液	常规

PY1井组6口水平井均采用二开井身结构,第一次上钻施工PY1-2HF井,一开采用 $\varnothing 311.2$  mm钻头,使用清水钻进,动力钻具选用 $\varnothing 244.5$  mm单弯螺杆,钻至209 m中完;二开采用215.9 mm钻头,采用NanoDRILL超滑水基钻井液,钻至3273 m完钻;完井阶段采用漂浮下套管工艺,套管下至1780 m因扶正器受卡处理未果,遂取消漂浮工艺,改用传统带泵冲下方式。第二次上钻施工其余5口井,一开采用 $\varnothing 311.2$  mm钻头,使用清水钻进,兼顾造斜要求选用 $\varnothing 216$  mm $\times 1.5^\circ$ 螺杆,平均钻至580 m中完,封韩家店组与小河坝组交界易漏地层;二开采用 $\varnothing 215.9$  mm钻头,均采用KCl聚胺屏蔽暂堵钻井液体系,在水平段超过1500 m后滑动钻进使用扭摆系统减少托压,无扶钻具组合钻至设计井深,实现二开一趟钻完钻;完井阶段,水平段长超过1700 m的井使用旋转下套管工艺,选用滚珠扶正器,水平段扶正器间隔3~4根套管,套管顺利下入。6口井固井均采用水泥低返工艺,已投产的PY1-2HF井压裂施工阶段无异常。

#### 4 结论及建议

(1)通过简化井身结构、倒装钻具组合、强润滑水基钻井液、旋转下套管、固井水泥低返等工艺技术配套,武隆浅层页岩气1000 m左右垂深,可实现2000 m水平段长的三维大位移水平井优快成井。

(2)水垂比不超过2.0时建议使用聚合物KCl

井,平均完钻井深3188 m,垂深1000~1200 m,水平段长1532~2250 m,水垂比1.59~2.64,平均机械钻速17.82 m/h(见表6),平均钻完井周期19.67 d,较PY1HF井缩短40.91%,机械钻速提高116.79%。其中4口井水垂比超过2.0,属于大位移水平井。

水基钻井液体系,水垂比超过2.0时建议使用NanoDRILL超滑水基钻井液体系。同时,在滑动钻进困难时使用扭摆系统可减少托压。

(3)在武隆浅层页岩气大位移水平井中,旋转下套管工艺明显优于漂浮工艺,下套管遇阻后可以循环、活动以提高通过性,同时对于井控安全管控更为有利。水泥低返工艺适用于低破裂压力、低地层压力的浅层页岩气水平井,降低固井阶段漏失可能,保障目的层固井质量。

#### 参考文献(References):

- [1] 马军,关琳琳,高全芳,等.渝东南地区背斜型浅层常压页岩气勘探发现[J].中国石油勘探,2022,27(3):47-60.  
MA Jun, GUAN Linlin, GAO Quanfang, et al. Exploration and discovery of normal pressure shale gas in shallow anticline in southeast Chongqing area [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(3): 47-60.
- [2] 梁兴,张朝,单长安,等.山地浅层页岩气勘探挑战、对策与前景——以昭通国家级页岩气示范区为例[J].天然气工业,2021,41(2):27-36.  
LIANG Xing, ZHANG Zhao, SHAN Changan, et al. Exploration challenges, countermeasures and prospect of mountain shallow shale gas: A cased study on the Zhaotong national shale gas demonstration area [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2): 27-36.
- [3] Denney D. Continuous improvement led to the longest horizontal well [J]. Journal of Petroleum Technology, 2009, 61(11): 55-56.
- [4] Sonowal K, Bennetzen B, Wong P, et al. How continuous improvement Lead to the longest horizontal well in the world[C]// Paper presented at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhi-

- bition. Amsterdam, The Netherlands, 2009;SPE-119506-MS.
- [5] 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.  
ZHANG Lei, ZHANG Yuchen, DONG Pinghua, et al. Research on key drilling technology of shallow extended reach horizontal well in Bohai oilfield [J]. Unconventional Oil & Gas, 2022,9(1):10-17.
- [6] 黄熠,刘和兴,刘智勤,等.南海西部浅层大位移水平井钻井关键技术与实践[J].中国海上油气,2023,35(6):115-123.  
HUANG Yi, LIU Hexing, LIU Zhiqin, et al. Key drilling technologies and practices of shallow extended reach well in western South China Sea[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023,35(6):115-123.
- [7] 谢小荣,陈晓斌,董晓斌,等.大位移井振荡射流压力脉冲减阻工具结构设计及性能分析[J].钻探工程,2024,51(6):91-98.  
XIE Xiaorong, CHEN Xiaobin, DONG Xiaobin, et al. Structural design and performance analysis of oscillating jet drag reduction tool used in extended reach wells[J]. Drilling Engineering, 2024,51(6):91-98.
- [8] 李琳慧子.浅层大位移井套管下入能力预测方法研究[D].北京:中国石油大学,2022.  
LI Lin huizi. Research on prediction method of casing running capacity in shallow extended reach wells[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2022.
- [9] 陈颀,黄庭芳,刘恩儒.岩石物理学[M].合肥:中国科学技术大学出版社,2009.  
CHEN Yong, HUANG Tingfang, LIU Enru. Rock Physics [M]. Hefei: Press Of University Of Science And Technology Of China, 2009.
- [10] 朱亮,张春阳,楼一珊,等.两种漏失压力计算模型比较分析[J].天然气工业,2008,28(12):60-61,67.  
ZHU Liang, ZHANG Chunyang, LOU Yishan, et al. Comparative analysis between the mechanics-based and statistics-based calculation models for leakage pressure[J]. Natural Gas Industry, 2008,28(12):60-61,67.
- [11] 高德利.油气井管柱力学与工程[M].东营:中国石油大学出版社,2006.  
GAO Deli. Down-Hole Tubular Mechanics and its Applications [M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2006.
- [12] 高德利,黄文君,李鑫.大位移井钻井延伸极限研究与工程设计方法[J].石油钻探技术,2019,47(3):1-8.  
GAO Deli, HUANG Wenjun, LI Xin. Research on extension limits and engineering design methods for extended reach drilling[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019,47(3):1-8.
- [13] 赵军.涪陵页岩气水平井管住作业极限预测研究[D].北京:中国石油大学,2022.  
ZHAO Jun. Study on operation limit of downhole tubular string in horizontal well engineering for the Fuling shale gas field[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2022.
- [14] Mitchell R F, Bjørset A, Grindhaug G. Drillstring analysis with a discrete torque/drag model[J]. SPE Drilling & Completion, 2015,30(1):5-16.
- [15] 刘光法,苗锡庆.黏土矿物水化膨胀影响因素分析[J].石油钻探技术,2009,37(5):81-84.  
LIU Guangfa, MIAO Xiqing. Influence factor analysis on hydration swelling of clay minerals[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009,37(5):81-84.
- [16] 陈志鸣,赵璇,温达洋,等.水平井下套管摩阻分析研究[J].钻探工程,2024,51(6):67-76.  
CHEN Zhiming, ZHAO Hu, WEN Dayang, et al. Analysis of casing friction in horizontal well [J]. Drilling Engineering, 2024,51(6):67-76.
- [17] 王志伟,张伟国,金颀,等.南海番禺油田大位移井全程漂浮旋转下套管技术[J].钻采工艺,2021,44(1):147-151.  
WANG Zhiwei, ZHANG Weiguo, JIN Hao, et al. Rotating casing running technology with full-floatation for panyu oilfield ERWs in South China sea[J]. Drilling & Production Technology, 2021,44(1):147-151.
- [18] 金勇.全漂浮旋转下套管技术在南海某油田的应用[J].化工管理,2022(17):157-160.  
JIN Yong. Application of fully floating rotating casing technology in an oilfield in the South China Sea[J]. Chemical Management, 2022(17):157-160.

(编辑 王跃伟)