

平桥南区页岩气水平井钻井优化设计

龙志平¹, 王彦祺¹, 周玉仓¹, 贺庆¹, 刘广庆²

(1. 中国石化华东油气分公司石油工程技术研究院, 江苏 南京 210031; 2. 华东石油技师学院, 江苏 扬州 225129)

摘要:在分析平桥产建井位部署特点及区块地质条件的基础上,系统总结了该区块页岩气水平井钻井存在的防漏堵漏工艺、钻井提速技术、水平段施工工艺等方面存在的问题,通过对平台部署、井身结构、井眼轨道、“井工厂”钻井模式、钻头选型、钻井液体系及固井工艺等方面的深入研究和优化,形成了平桥南区块页岩气水平井钻井优化设计方案,以实现平桥南区页岩气产建的高效开发。

关键词:页岩气;水平井;平台;轨道设计;井工厂;防漏堵漏

中图分类号:TE243+.1 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2017)12-0034-04

Drilling Optimization Design of Shale Gas Horizontal Well in South Block of Pingqiao/LONG Zhi-ping¹, WANG Yan-qi¹, ZHOU Yu-cang¹, HE Qing¹, LIU Guang-qing² (1. Petroleum Engineering Technology Research Institution of East China Company of Sinopec Corp, Nanjing Jiangsu 210031, China; 2. Huadong Petroleum Technician College, Yangzhou Jiangsu 225129, China)

Abstract: Nanchuan Pingqiao shale gas block is another productivity construction block after Fuling shale gas field of Sinopec in southeastern Sichuan basin. On the basis of analyzing the characteristics of the well deployment and geological conditions of this block, the leakage prevention and plugging technology, ROP increasing method, horizontal section drilling construction technology and some other problems in this shale gas block are summarized. Through the further study and optimization of platform deployment, wellbore structure, borehole trajectory, "wells factory" drilling model, drill bit selection, drilling fluid system, cementing technology and so on, an optimization design scheme of shale gas horizontal well drilling for the south block of Pingqiao is formed to realize the efficient development of shale gas productivity construction in south block of Pingqiao.

Key words: shale gas; horizontal well; platform; borehole trajectory design; wells factory; leakage protection and plugging

1 地层特点及技术难点

平桥南区位于涪陵页岩气田一期产建区的西南部,区块地层自上而下依次为:雷口坡组、嘉陵江组、飞仙关组、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、五峰组等^[1-4]。地表出露主要为下三叠统的嘉陵江组,主要钻井完井难点包括以下几个方面。

(1) 钻井井场选址困难,平台建设成本高。平桥地区地表出露为嘉陵江组灰岩地层,属喀斯特地貌,山体沟壑较多。在该区域没有大面积的平整场地可供钻井使用,只有在规定的范围内选择相对平缓的场地开山后作为井场及生活营地使用,钻前费用较高。

(2) 目的层加深,地质条件复杂,钻井安全与提速对技术要求更加苛刻。相比涪陵一期,平桥南区页岩气水平井目的层埋深更深,平均埋深达到了3300 m,最大埋深超过4000 m。同时发育北东向逆

断层,多集中在背斜东西两翼,东翼断裂结构较西翼更复杂,地层裂缝较发育,钻井过程中发生井壁失稳及漏失的风险可能性较大。

(3) 丛式水平井组三维井眼轨道设计与轨迹控制难度大。受井场选址和大小的限制,平桥南区通常采用丛式井组部署,相比常规单水平井,具有大偏移距和大靶前位移的特点。同时,焦页8HF井实钻表明页岩气层上部标志层“浊积砂”不明显,进一步加大了水平井轨迹预测、控制和调整的难度。

(4) 二叠系龙潭组、茅口组,志留系韩家店、小河坝组地层可钻性差异大,PDC钻头适应性差,机械钻速低,钻头选型难,影响了单只钻头进尺和钻井进度。

(5) 水平井固井难度大。平桥南页岩气区块处于典型的喀斯特地貌区,地层裂隙、缝洞发育,承压能力低且漏失与气窜并存,同时需要满足后期大型压裂的需求,固井质量难以保证。

收稿日期:2017-06-10; 修回日期:2017-07-02

作者简介:龙志平,男,汉族,1986年生,助理研究员,工程硕士,石油工程专业,主要从事非常规油气钻井工程工艺技术研究工作,江苏省南京市浦口区新马路182号, longzhpaha@126.com。

2 钻井设计优化方案

2.1 丛式井位部署优化

前期勘探阶段钻井主要以单平台布井方式为主,存在钻前工程难度大、成本高等问题。在开发阶段,采用丛式井组部署,可平摊公共成本,实现单井降本。为进一步实现整体开发降本,首先需要在丛式井井位部署方面进行优化。

通常页岩气水平井钻井井眼方位是沿着最小水平主应力方向钻进的,这样更有利于增加压裂改造体积,提高产量。在水平段长度方面,根据涪陵一期的经验,要平衡钻井施工难度与最大产气量的关系,水平段长在 1500~1800 m 时最为合理^[2]。以井距 500 m 为例,提出了 3 种布井方案(以 6 井式为例):(1)常规型布井方式,每个平台钻 6 口井,中间井靶前距为 350 m;(2)交叉型布井方式,每个平台钻 6 口井,中间井靶前距为 750 m;(3)鱼钩型布井方式,每个平台钻 6 口井,中间井靶前距 ≥ 200 m。布井示意图见图 1 所示。

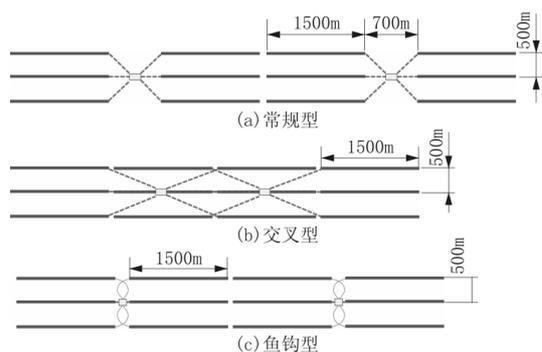


图 1 布井方式示意图

对不同布井方式靶前距、平均钻井进尺、造斜段长等方面参数进行对比分析,结果见表 1。

表 1 不同布井方式对比分析

井型	平均钻进进尺/m	靶前距/m	造斜段长/m	扭方位/°	最大滑动摩阻/kN
常规型	5084	350~610	892	78	186.0
交叉型	5131	750~1000	1230	42	168.0
鱼钩型	5102	150~350	1308	119	246.5

由表 2 可知,3 种布井方式平均井深略有差距,可以通过调整造斜点井深来优化进尺。但是从扭方位角度和定向段长对比来看,鱼钩型井型工作量最大,且最大摩阻相比其他两类轨道增加 39% 左右。但常规型布井方式存在靶前距范围地层不能充分利用的弊端,综合钻井成本以及钻井施工难度等方面

考虑,平桥地区宜采用交叉型布井方式,对于平台选择难度大的井,可适当采用鱼钩型布井方式。

2.2 平台井型优化设计

在布井较少区域,构造落实程度较低,为了尽可能降低由于地层不确定性给钻井带来的难度,在钻水平井前通常选择合适的井作为基准井,对其测、录井项目进行补充和优化,提高对地层的认识,实现对平桥构造主体页岩气分布的整体控制。

2.2.1 实施导眼井

导眼井通常设计采用二级井身结构,完井方式为双井径裸眼方式,即二开采用 $\varnothing 311.2$ mm 与 $\varnothing 215.9$ mm 复合井眼,以增强井漏预防能力和降低钻井成本。一开与水平井一开设计原则相同,水平井二开则在 $\varnothing 311.2$ mm 井眼内侧钻,完成二开及三开作业施工。导眼井的实施,能够为后期水平井的卡层和水平段轨迹控制提供更加精确的数据。

2.2.2 部署基准井

对于不实施导眼井的平台,优选平台其中一口井作为基准井,但不改变其井身结构。通常平台其他井只需三开井段进行完井组合测井,一开、二开、完井固井井段需进行声放磁测井。而基准井需要额外在一开、二开井段进行标准测井,如有较好气显示,还加测补偿中子测井。这样可以最大限度降低成本的同时,提高地层纵向识别率,为水平段钻进提供更可靠的数据。

2.3 “井工厂”钻井模式优化

平桥南区地处山区,由于地形限制,单平台钻井井数控制在 3 口及以上,井口间距 10 m 左右。采用三开井身结构,相同井段钻井方式和钻井液体系一致。可采用“井工厂”钻井模式进行施工,主要流程如下:(1)导管与表层段作业;(2)二开井段作业;(3)三开井段作业;(4)完井作业^[5]。但由于每个平台受井数、井场大小、井型等因素各异的影响,并不能完全按照上述 4 个流程来执行。为最大限度地减少中完作业、完井作业时间,提高钻井时效,对“井工厂”钻井模式优化如下。

2.3.1 单钻机“井工厂”模式

当平台井位部署呈“一”字型时,推荐采用一部横向移动钻机进行施工。该类移动式钻机能充分利用“井工厂”钻井模式进行交叉、无钻机作业。表套与技套测固井质量、装套管头、油管头只有一口井占用钻机时间,剩余井可进行无钻机作业,不占用钻机

时间。如果在钻机运移条件允许的前提下,可以准备二套防喷器系统,减少每个开次的防喷器安装与试压占用钻机的时间。

2.3.2 双钻机“井工厂”模式

当平台井位部署双排井时,为实现尽快投产的目的,推荐采用两部纵向移动钻机进行施工,以最大限度减少井场占地面积。采用此类钻井模式更能够充分借鉴“学习曲线法”提高速度和效率,主要体现在井队与井队之间、井与井之间的学习和总结。

2.3.3 “钻井-试气”同台作业模式

若为了加快产建进度和对地层的认识,实现当年完成钻井、试气、投产的要求,推荐“钻井-试气”同台作业模式。通常为单排布井方式,推荐采用横向移动钻机,能够为同台压裂试气提供最大的空间,同时能够实现交叉作业。

2.4 井身结构优化

井身结构的优化需要综合考虑多方面的因素,在保证井下安全的情况下一方面要利于提高钻速,另一方面要降低成本。平桥南初期主要为预探水平井,井身结构主要侧重于安全成井,在后期开发阶段,结合前期实钻经验,从井眼尺寸和套管下深方面均进行了优化,具体见表2。

表2 平桥南区页岩气井井身结构

井型	开次	前期钻井情况			优化后设计			备注
		井眼/mm	套管/mm	下深/m	井眼/mm	套管/mm	下深/m	
导眼井	导管	660.4	508.0	120	609.6	473.1	60	优化井眼、套管尺寸
	一开	444.5	339.7	1200	406.4	339.7	800	优化井眼尺寸及下深
	二开	311.1	裸眼		311.1	裸眼		
	三开	215.9	裸眼		215.9	裸眼		
水平井	导管	660.4	508.0	120	609.6	473.1	60	
	一开	444.5	339.7	1200	406.4	339.7	800	
	二开	311.1	244.5	2900	311.1	244.5	2600	优化技术套管下深
	三开	215.9	139.7	5000	215.9	139.7	5000	

井身结构具体优化思路如下。

(1) 导管段:采用 $\varnothing 609.6$ mm 钻头钻至井深 60.00 m,下入 $\varnothing 473.1$ mm 导管。导管段若钻遇溶洞,则钻穿溶洞后进入下部基岩至少 10 m 下导管,平台其他井应根据第 1 口井的情况调整下深。

(2) 表层套管:采用 $\varnothing 406.4$ mm 钻头,以封飞仙关组飞三段及以上地层为原则确定中完深度,下 $\varnothing 339.7$ mm 表层套管。

(3) 技术套管:二开用 $\varnothing 311.2$ mm 钻头,中完井深以进入龙马溪组至少 50 m 为原则,若发生漏失则

以钻穿漏失层为原则,下入 $\varnothing 244.5$ mm 套管固井。

(4) 生产套管:三开使用 $\varnothing 215.9$ mm 钻头、油基钻井液,完成大斜度井段和水平段钻井作业,下入 $\varnothing 139.7$ mm 套管完井。

2.5 三维井眼轨道优化

平桥南区页岩气水平井采用交叉型和鱼钩型丛式井组部署方式,相比常规丛式平井,具有偏移距大、靶前位移大和井眼防碰难度大的特点^[10-12]。

(1) 偏移距大。对于六井式平台,外侧四口井偏移距达到 300 ~ 700 m,对于四井式平台,各井偏移距在 100 ~ 400 m。偏移距的增大会导致水平井扭方位工作量的大大增加。

(2) 靶前位移大。对于采用交叉型布井方式的井,靶前位移通常在 750 ~ 900 m。较大的靶前位移一方面增加了稳斜段长,另一方面长造斜段导致整个井眼摩阻加大。

(3) 井眼防碰难度大。采用交叉型和鱼钩型布井,不仅要考虑同平台邻井之间直井段的防碰,还需考虑相邻平台各井造斜段和水平井着陆段的防碰。

为解决以上难题,从以下 3 方面优化轨道设计。

(1) 井眼剖面设计。对于二维或者接扭方位 $< 30^\circ$ 的页岩气水平井,采用空间五段制设计剖面即可满足要求,即“直-增-稳-增-平”剖面。对于三维页岩气水平井,扭方位通常 $> 30^\circ$,采用空间六段制设计剖面,即“直-增-稳-扭-变增-平”剖面,设置的第四段为扭方位井段。

(2) 轨道参数设计。造斜点的选择在满足靶点垂深和靶前位移要求的前提下,通常选择二叠系下统以下地层进行定向较为容易,造斜段设计造斜率控制在 $4^\circ \sim 5.5^\circ/30$ m,第一稳斜段井斜角控制在 $26^\circ \sim 40^\circ$,水平段造斜率控制在 $3^\circ/30$ m 以内。

(3) 井眼防碰设计。对于同平台相邻井之间的防碰,在设计阶段首先尽可能避免各井在平面上交叉,然后再通过错开造斜点深度进行防碰。对于相邻平台井之间的防碰,为避免前后相邻的两井在水平段着陆时发生相碰,如果仅仅通过改变轨道设计参数则不能有效防碰,需要在井网部署时便考虑井眼的防碰。其做法是将前后相邻的两井 A 靶点左右各拉开 30 m 以上,这样在着陆时两井便有 60 m 以上的防碰距离。

2.6 钻头选型优化

平桥区块龙潭组、茅口组地层为含粉砂岩、硅质

条带及燧石团块灰岩地层,PDC钻头适应性较差。韩家店和小河坝组地层为灰色泥岩和灰色粉砂质泥岩互层,粉砂质含量高,研磨性强,使用PDC钻头机械钻速低,单只进尺少。从前期应用情况来看,平桥区块龙潭组、茅口组平均垂厚249 m,平均消耗PDC钻头3只,韩家店、小河坝组平均垂厚1100 m,平均消耗PDC钻头6只。

综合考虑地层岩性、岩石力学参数,通过平稳切削控制技术、力平衡优化切削结构等研究,对钻头选型进行以下优化。

(1)二叠系龙潭组、茅口组钻头选型。PDC结构特征:六刀翼、中密度布齿、大后倾角(渐变)、减震托(齿)、复合保径。切削齿要求:外锥段主切削齿采用抗研磨齿,整体可混布。钻具组合:纵向“减震”、钻压稳定加载。本阶段地层以PDC钻头为主,采用牙轮钻头过渡,可获取较高的机械钻速。推荐钻头:S1665FGA、MDSi616LBPX、HJT617GL型等。

(2)志留系韩家店组、小河坝组钻头选型。本段地层需要兼顾定向需求,PDC选型以提高钻头的稳定性和抗冲击性为主。PDC结构特征:六刀翼16 mm(副切)+六刀翼13 mm(单排+减震)的PDC序列。钻具组合:减少扭矩波动或防粘滑。推荐钻头:MDSi616LMEBPX、KPM1633DST、U516M型等。

2.7 钻井液及固井工艺优化

2.7.1 钻井液工艺优化设计

为快速钻穿浅层大漏失层,降低泥浆成本消耗,优化一开、二开直井段采用清水钻进,二开造斜段采用KCl聚合物润滑钻井液体系钻进,三开井段采用油基钻井液钻进^[13-14]。同时采用“井工厂”钻井模式,当批量施工同一井段时,钻井液可以重复利用。尤其是三开井段钻进过程中,油基钻井液的重复利用能够大大降低油基钻井液的使用成本,同时降低对环境的污染。

2.7.2 固井工艺优化设计

对于表层和技术套管固井,采用泡沫水泥固井技术,可有效避免固井井漏和预防环空带压。为了满足后期大型分段压裂需要,生产套管固井采用双凝双密度水泥浆柱结构,领浆采用低密度水泥浆,尾浆采用弹性防气窜水泥浆^[15-16]。为有效清除井内环空壁上残留的油基钻井液,优化采用三级油基冲洗工艺,并使用清水和水基钻井液进行水泥浆的顶替,降低后期通探洗作业成本。

3 结论及建议

(1)合理的井位部署和井型优化对于地处山地区域的页岩气区块实现降本开发至关重要,交叉型和鱼钩型布井方式可作为平桥南区页岩气开发阶段的布井方式。

(2)单钻机、双钻机、“钻井-试气”同台作业三类钻井模式丰富了“井工厂”钻井模式,可最大限度地减少中完作业及各工种辅助时间,提高钻井时效。

(3)针对页岩气丛式水平井井眼轨道偏移距大、靶前位移大和井眼防碰难度大等特点,优化了轨道设计参数,形成了三维六段制剖面设计和相邻平台井之间的防碰等技术方案。

(4)建议开展韩家店、小河坝、龙马溪组等地层钻井及固井过程中防漏堵漏技术的研究,以实现平桥页岩气的高效开发。

参考文献:

- [1] 周贤海. 涪陵焦石坝区块页岩气水平井钻井完井技术[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(5): 26-30.
- [2] 艾军, 张金成, 臧艳彬, 等. 涪陵页岩气田钻井技术难点[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(5): 9-15.
- [3] 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.
- [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, 2014, 45(5): 21-24.
- [5] 张金成, 孙连忠, 王甲昌, 等. “井工厂”技术在我国非常规油气开发中的应用[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(1): 20-25.
- [6] 龙志平, 王彦祺, 周玉仓. 隆页1HF页岩气井钻井关键技术[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(2): 16-21.
- [7] 姜政华, 童胜宝, 丁锦鹤. 彭页HF-1页岩气水平井钻井关键技术[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(3): 28-31.
- [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.
- [9] 袁明进, 王彦祺. 彭水区块页岩气水平井钻井技术方案优化探讨[J]. 钻采工艺, 2015, 38(5): 28-31.
- [10] 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.
- [11] 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.
- [12] 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.
- [13] 杨力. 彭水区块页岩气水平井防漏堵漏技术探讨[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(5): 16-20.
- [14] 李雄, 王显光, 林永学, 等. 彭页2HF井油基钻井液技术[J]. 钻采工艺, 2015, 38(1): 40-43.
- [15] 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(34): 40-43.
- [16] 冯大鹏, 崔璟, 童胜宝. 彭水页岩气水平井固井工艺技术[J]. 钻采工艺, 2014, 37(6): 21-23.