

隆页 2HF 页岩气水平井钻井技术研究与实践

王彦祺, 龙志平

(中石化华东油气分公司工程院, 江苏 南京 210031)

摘要:四川盆地周缘蕴藏有大面积常压低丰度海相页岩气, 依目前的开发成本, 储量难以动用, 亟需开展低成本钻井工程工艺技术攻关, 盘活该类页岩气资源。中石化华东油气分公司在渝东南武隆地区从钻、测、录、固等方面开展了低成本钻井技术研究。通过分析导致钻井成本高的原因, 重点从井身结构优化、井眼轨迹控制优化、钻井工具优选、防漏堵漏措施以及测井、录井、固井工艺优化等方面进行了技术与现场实践, 试验井隆页 2HF 井由导眼井与侧钻水平井两部分构成, 钻井成本较邻井降低了 30%, 为武隆地区常压页岩气开发奠定了基础。

关键词:页岩气; 水平井; 低成本钻井; 武隆地区

中图分类号: TE243 **文献标识码:** A **文章编号:** 1672-7428(2018)07-0030-04

Research and Practice on Drilling Technology of Horizontal Shale Gas Well Longye 2HF/WANG Yan-qi, LONG Zhi-ping (Petroleum Engineering Technology Research Institution of East China Company of SINOPEC Corp, Nanjing Jiangsu 210031, China)

Abstract: The peripheral blocks in Sichuan Basin contain a large area of marine shale gas with low abundance and normal pressure, according to the current development costs, the reserves are difficult to be used, and it is urgent to carry out the low-cost technical breakthrough of drilling engineering to revitalize the shale gas resources. The research on low-cost drilling technology has been carried out in drilling, logging and cementing in Wulong area of southeast Chongqing. Based on the analysis on the causes of high drilling cost, the technical research and field practice are carried out mainly in the optimization of well bore structure, well trajectory control and drilling tools, leakage protection & control as well as the optimization of logging and cementing, etc. The test well Longye 2HF is composed of guide hole and sidetrack horizontal well, the drilling cost decreased by 30% compared with the adjacent well, which lays a foundation for the development of normal pressure shale gas in Wulong area.

Key words: shale gas; horizontal well; low-cost drilling; Wulong area

0 引言

常压页岩气通常指地层压力系数在 0.8~1.2 的页岩气藏, 具有压力系数低、埋深适中、单井产量中低的特点。武隆向斜位于川东南利川-武隆复向斜南部, 埋深 2000~3500 m, 地层压力系数 1.05~1.1, 属常压页岩气^[1]。前期部署的隆页 1HF 井初期产量 6 万 m³/d, 稳产后产量 3 万 m³/d, 表明武隆地区常压页岩气资源丰富, 具有良好的勘探潜能, 但相对于本井的投入开发效益较差。为实现武隆地区常压页岩气的效益开发, 中国石化华东油气分公司开展了常压页岩气低成本钻井技术研究, 并部署了攻关试验井隆页 2HF 井, 经现场实践取得了较好的提速降本效果。

1 钻井成本高的原因分析

通过对已钻井实钻资料分析, 武隆地区钻井成本高主要表现在以下几个方面。

1.1 井身结构复杂

经过多年实践, 渝东南地区页岩气井形成了比较统一的井身结构模式, 即“导管+三开”模式^[2-3]。由于井身结构复杂, 造成了套管层次多、井眼尺寸大、钻井效率低、钻井周期长。

1.2 井下情况复杂

上部井段在三叠系的嘉陵江组、二叠系的吴家坪组、志留系的龙马溪组都存在不同程度的漏失。嘉陵江组、吴家坪组的溶洞性漏失堵漏时间长, 造成钻井周期增加, 龙马溪组漏失除增加堵漏时间外, 油

收稿日期: 2018-04-20; 修回日期: 2018-07-05

基金项目: 国家科技重大专项项目“彭水地区常压钻井及高效压裂工程工艺优化技术”(编号: 2015ZX05069-002); 中国石化科技攻关项目“彭水区块页岩气水平井高效钻井技术研究”(编号: P13025)

作者简介: 王彦祺, 男, 汉族, 1962 年生, 教授级高级工程师, 从事钻井工艺技术方面的研究工作, 江苏省南京市浦口区新马路 182 号, hdlgcy-wyq@sina.com。

基钻井液的漏失也造成了钻井成本的增加。

1.3 机械钻速低

除井身结构复杂、井眼尺寸大之外,钻头选型、直井段防斜打直、水平段井眼轨迹控制等也是造成机械钻速低的主要原因。

1.4 测录井要求高

录井间距过密、取心井段过长、测井项目过多,这些成本的增加对于高压页岩气井的投入成本而言占比较小,但对于常压页岩气来说,成本增加的压力相对较大。

1.5 固井要求高

在固井方面对气井的要求是水泥浆返至地面,主要是防止生产过程中高压气体产生气串。对常压页岩气来说这方面的风险较小,水泥浆返至地面除了会造成成本增加外,还存在因水泥浆压力高增加固井过程中漏失的风险。

2 低成本钻井技术研究

针对上述问题,结合武隆区块的实际情况,对该区块下步钻井技术方案在井身结构、轨迹控制、钻井液、固井工艺、提速提效等方面进行了优化研究。

2.1 井身结构优化

(1)必封点分析。隆页 1HF 井在嘉陵江组漏失 2 次,一次位于 8.24~9 m,漏失 10 m³,另一次位于 31~98 m,失返性漏失清水 2700 m³,需采用套管封固;在吴家坪组漏失钻井液 300 m³,清水 200 m³,茅口组、长兴组等层系钻遇气测异常显示,需采用套管封固。

(2)井壁稳定性分析。邻区块的彭页 1HF 井在钻导眼井过程中,由于侧钻水平井实施较晚,导眼井裸眼在水基钻井液中浸泡约 4 个月,未发生井壁垮塌现象^[4-5]。说明该区块志留系韩家店组、小河坝组等地层稳定性较好,不易垮塌。

综合上述分析,武隆地区具有将井身结构由三开制优化为二开制的条件。首先采用导管将上部浅表溶洞等漏失层封隔,建立井口;一开进入栖霞组下入表层套管,封隔三叠系、二叠系上部易漏失地层及气测异常层;二开钻至完钻井深,下入生产套管进行完井作业。

2.2 井眼轨迹控制优化

2.2.1 直井段井眼轨迹控制

武隆区块地层倾角较大,地层造斜能力较强,按

相关标准控制井斜角,造成了纠斜时间长、机械钻速低、井眼轨迹差。可通过适当放宽对井斜角的限制、有利于降本增效、提高轨迹质量。

2.2.2 斜井段井眼轨迹控制

目前页岩气水平井目的层井眼轨迹控制常用的导向方式主要有 3 种,分别是常规 LWD、近钻头测量系统以及旋转导向。3 种导向工具在以下几方面存在差异。

(1)控制效果:常规 LWD 测量零长较长,在 16~20 m 之间;近钻头测量系统最近测量点仅为 1.1 m 左右;旋转导向工具最近测量零长为 2.0~3.5 m。近钻头和旋转导向工具在轨迹预测及控制上相对于常规 LWD 更具优势,可减小井眼轨迹调整频次,提高钻井效率。

(2)控制方式:常规 LWD 和近钻头导向工具在定向时采用定工具面滑动钻进,而旋转导向工具定向时采用的是全旋转式钻进方式。在大斜度、扭方位和水平井段钻进时,旋转导向工具不仅可以提高定向钻进效率,缩短定向时间,还可提高对井眼的净化效果,降低摩阻和扭矩,提高井眼质量和实现安全钻井^[6]。

(3)综合成本:以相邻区块——平桥区块页岩气水平井实际钻井平均指标为测算依据,对 3 种导向方式进行综合成本分析。武隆区块页岩气水平井二开井段段长一般在 2200 m 左右,钻井辅助成本按钻机日费计算,以 50ZJ 型钻机 7.0 万元/天为例,综合成本见表 1。

表 1 3 种导向方式对比分析

导向工具	机械钻速/(m·h ⁻¹)	段长/m	周期/d	单价/(万元·d ⁻¹)	仪器服务成本/万元	钻井辅助成本/万元	综合成本/万元
常规 LWD	6.1		32.0	3.7	118	224	342
近钻头	7.1	2200	24.8	7.5	186	174	360
旋转导向	9.6		17.7	12.0	212	124	336

从表 1 可以看出,单从仪器的服务成本上看,近钻头和旋转导向工具要高于常规 LWD,但是从平桥的实钻情况来看,由于旋转导向提速效果好,二开钻井周期要远低于常规 LWD 和近钻头,钻井综合成本旋转导向与常规 LWD 基本持平,近钻头导向钻井综合成本最高。

综合上述 3 个方面因素的分析,在保证页岩气水平井钻遇率高、井眼光滑以及周期短等指标情况

下,二开推荐采用旋转导向工具进行轨迹控制。

2.3 钻头优选

二叠系吴家坪组和茅口组过程中,地层为含粉砂岩、硅质条带及燧石团块灰岩地层,钻头选型难度大。志留系韩家店组和小河坝组地层粉砂质含量高,研磨性强,PDC钻头机械钻速低。针对该2套地层,需进行钻头选型优化。

(1)吴家坪组、茅口组钻头选型。建议PDC钻头结构特征为:五刀翼、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:KMD1652ADGR、S1665FGA、HJT617GL等。

(2)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钻头选型以提高钻头的稳定性和抗冲击性为主。PDC钻头结构特征: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。推荐钻头型号:KMD1652ADGR、MDSi616L等。

2.4 漏失层位对策

针对浅表缝洞型漏失一般采用清水强钻,若发生恶性漏失,可采用速凝水泥浆、高固结堵漏浆、可控凝胶等堵漏工艺。针对渗漏型漏失采用高浓度复合桥接堵漏浆,静止堵漏或承压堵漏,配套井下旁通阀随钻堵漏,在不起钻情况下,可多次进行高浓度、大颗粒堵漏施工^[7]。

2.5 测录井项目优化

对预探井和开发井采取不同的测录井项目,优化组合,降低费用。在录井项目上,预探井从取全资料的目的出发,进行全井段综合录井获取主要地质参数,开发井从二开井段只进行气测录井,以卡层、靶窗优化为主。在完井测井方面,一开、二开裸眼进行标准测井及各开次的固井质量测井,开发井只对一开和二开进行固井质量测井。

2.6 固井工艺优化

根据最新颁布的页岩气井固井行业标准,对页岩气固井水泥浆返高要求为:水泥浆应返至造斜点以上300 m,并封固上层套管不少于300 m,满足压裂要求^[8-9]。因此,可对生产套管水泥浆返高进行优化,由原先的返至地面优化为返至表套鞋以上1000 m。

3 现场实践与效果分析

攻关试验井隆页2HF井由导眼井与侧钻水平井组成,导眼井井深为2548 m,平均机械钻速6.99 m/h,较邻井提高49.68%,钻完井周期40.42 d,较邻井缩短25.28%;侧钻水平井井深为4613 m,平均机械钻速8.14 m/h,较邻井提高105.04%,钻完井周期为38.70 d,相比邻井缩短34.15%。采用的提速降本措施主要如下。

3.1 井身结构优化

隆页2HF井优化采用“导管+二开”井身结构,实际钻井过程中一开采用“ $\Phi 406.4$ mm+ $\Phi 311.2$ mm”复合井眼,以防止嘉陵江组发生恶性漏失,预留下入 $\Phi 339.7$ mm套管方案,如图1所示。

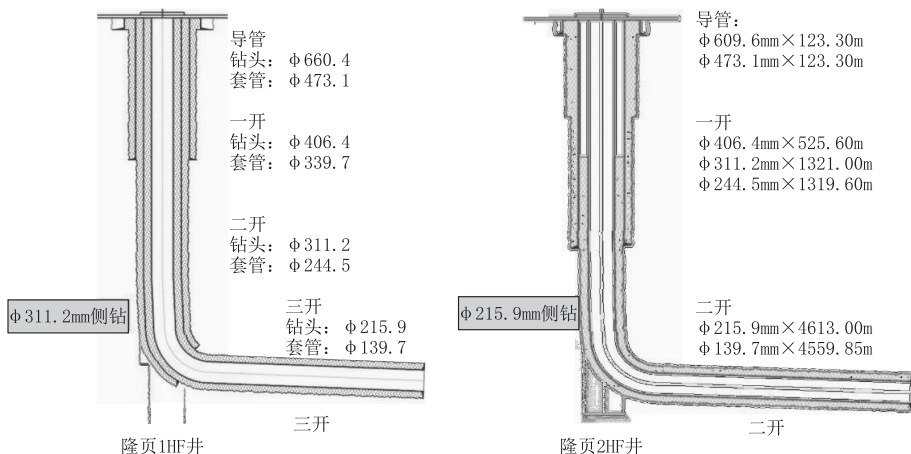


图1 隆页2HF井与隆页1HF井井身结构对比

较以往采用的“导管+三开”井身结构,导管井眼尺寸由 $\Phi 660.4$ mm缩小为 $\Phi 609.6$ mm;表套由 $\Phi 339.7$ mm缩小为 $\Phi 244.5$ mm;侧钻井段尺寸由 $\Phi 311.2$ mm缩小为 $\Phi 215.9$ mm; $\Phi 406.4$ mm井眼、 $\Phi 311.2$ mm井眼进尺减少。

3.2 钻头及工具优选

导眼井二开优选国产五刀翼PDC钻头KMD1652ADGR型与等壁厚螺杆配合使用,单只钻头进尺达到1065 m,相继钻穿栖霞组、梁山组、韩家店组、小河坝组、龙马溪组等层位,平均机械钻速11.62 m/h,其中钻进龙马溪组的机械钻速相比隆页1导眼井提高262.22%。

侧钻水平井采用旋转导向工具进行定向施工,大幅度降低摩阻扭矩且提高机械钻速。二开机械钻速为10.17 m/h,相比隆页1HF井三开(7.04 m/h)提高44.5%,且目的层钻遇率达到100%。

3.3 防漏堵漏措施

钻进过程中使用近平衡钻进,导眼井实钻钻井液密度控制在 $1.02\sim 1.30$ g/cm³,水平井实钻钻井液密度控制在 $1.31\sim 1.35$ g/cm³,始终控制在邻井发生漏失钻井液密度以内。同时在钻井液中添加随钻堵漏材料,全井段未发生恶性漏失与井壁失稳复杂的情况,为快速钻进提供了安全的井下环境。

3.4 测井项目优化

隆页2HF井在测井项目上相比隆页1井进行了优化,取消了VSP测井等项目,节约了完井时间,降低了费用。隆页2HF井导眼井完井时间相比邻井缩短了45%。

3.5 固井措施优化

生产套管水泥返高优化至距地面1000 m,固井质量优良,满足后期压裂要求。

4 认识与建议

(1)常压页岩气钻井提速降本是集钻井、钻井液、固井、测井、录井以及管理于一体的系统工程,周密的整体设计是实现低成本钻井的关键,只有将工程技术与科学管理有效地结合起来才能真正达到降低成本、提高效益的目的。

(2)“导管+二开”制井身结构能够满足武隆地区常压页岩气安全钻进的需求,为今后该地区实现效益开发起到了很好的借鉴作用。

(3)建议开发阶段引入“井工厂”钻井模式,一个平台部署多口井,采用流水线作业模式,可进一步提高施工效率,降低施工成本。

参考文献:

- [1] 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.
- [2] 龙志平,王彦祺,周玉仓,等.平桥南区页岩气水平井钻井优化设计[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2017,44(12):34-37.
- [3] 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),2014,45(5):21-24.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] 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.
- [8] 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.
- [9] 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.