

涪陵焦石坝区块页岩气水平井钻井完井技术

周贤海

(中国石化江汉油田分公司地质工程设计监督中心,湖北潜江 433124)

摘要:针对涪陵焦石坝区块地质条件复杂、各向异性大,易导致发生井下故障、钻速慢、钻井周期长及成本居高不下的问题,在分析该区块页岩气钻井完井技术难点的基础上,进行了页岩气水平井钻井工程技术适应性评价,通过对丛式井布井方案、井身结构、井眼轨道设计、优快钻井技术、钻井液技术及页岩气层长水平段固井技术等进行了优选及进一步优化,提出了涪陵焦石坝区块页岩气水平井钻井完井技术方案。该技术方案在焦页 1-2HF 井等 17 口井进行了现场实践及应用,初步形成了涪陵焦石坝区块页岩气水平井钻井完井技术。应用表明,该技术可显著提高机械钻速、缩短钻井周期,可为涪陵焦石坝区块页岩气规模开发提供技术支持。

关键词:页岩气 水平井 钻井 固井 井身结构 钻井液 焦石坝区块

中图分类号: TE24; TE25 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2013)05-0026-05

Drilling & Completion Techniques Used in Shale Gas Horizontal Wells in Jiaoshiba Block of Fuling Area

Zhou Xianhai

(Geological Engineering Design & Supervision Center, Jiangnan Oilfield Branch, Sinopec, Qianjiang, Hubei, 433124, China)

Abstract: In view of the problems of frequent downhole accidents in shale gas well drilling in Jiaoshiba Block of Fuling Area, slow penetration rate, long drilling cycle, and high cost caused due to complex geological conditions and strong anisotropy, the adaptability of drilling technologies used in Jiaoshiba Block was evaluated based on the analysis on the difficulties of shale gas well drilling. The technical drilling scheme for Jiaoshiba Block shale gas horizontal wells in Fuling Area was then proposed through evaluation, selection and optimization of cluster well placement, casing program, well trajectory, fast drilling techniques, drilling fluid, and cementing techniques for the long horizontal section. The technical scheme has been applied in 17 wells including Well Jiaoye 1-2HF resulting in significant increase in penetration rate and drilling cycle reduction. The research provides sound technical support for shale gas' commercial development in Jiaoshiba Block of Fuling Area.

Key words: shale gas; horizontal well; drilling; well cementing; casing program; drilling fluid; Jiaoshiba Block

涪陵焦石坝区块页岩气藏位于川东高陡褶皱带包弯-焦石坝背斜带焦石坝构造,为构造位置相对较高、地层产状较为宽缓的主体部位。2012 年,该区块焦页 1HF 井在上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组下部页岩气层获得 $20.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产工业气流,实现了涪陵地区海相页岩气勘探的重大突破^[1-2]。2013 年 6 月,该地区焦页 1-3HF 井在 $\phi 12.0 \text{ mm}$ 油嘴、23 MPa 压力下获 $11 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 高产气流,进一步证实涪陵焦石坝区块页岩气具有良好的勘探开发前景。但是,涪陵

地区复杂的地质和地表条件给钻井完井带来了诸多困难,造成施工成本居高不下,如:地表裂缝、溶洞发育,

收稿日期:2013-07-20;改回日期:2013-08-29。

作者简介:周贤海(1962—),男,湖北公安人,1982 年毕业于江汉石油学院钻井工程专业,高级工程师,主要从事石油钻井技术研究及相关管理工作。

联系方式:(0728)6581366, zhouxianhai.jhyt@sinopec.com。

基金项目:中国石化科技攻关项目“页岩气‘井工厂’技术研究”(编号:P13023)部分研究内容。

恶性漏失多发;浅部地层普遍含水,泡沫/气体钻井技术应用受限;部分井进行空气钻井时地层出气量较多,造成空气钻井被迫终止;井漏、井斜等井下故障时有发生^[2-6]。为此,笔者对涪陵地区钻井完井面临的技术难点进行了总结和分析,在此基础上对井身结构、完井方式、井眼轨迹控制、钻井液和长水平段固井等技术进行了优选与优化,结合焦页 1-2HF 井等 13 口已完钻井和另外 4 口正钻井的现场应用,初步形成了涪陵焦石坝区块页岩气水平井钻井完井技术,可为该区块钻井提速、降低成本提供技术借鉴。

1 钻井完井技术难点

涪陵焦石坝区块地层自上而下依次为:中生界下三叠统嘉陵江组、飞仙关组;古生界二叠系上统长兴组、龙潭组,下统茅口组、栖霞组、梁山组,石炭系中统黄龙组,志留系中统韩家店组,下统小河坝组、龙马溪组,奥陶系上统五峰组。主要钻井完井难点有:

1) 涪陵地区为山地丘陵地形,地表出露地层为嘉陵江组灰色、深灰色灰岩,在地下水和地表水的岩溶作用下,喀斯特地貌发育,山体沟壑较多,因此钻前工程难度大,费用高。

2) 地质条件复杂,钻井井下故障时有发生,影响钻井安全与速度。浅表层溶洞、暗河发育,呈不规则分布,钻探过程中漏失严重,环保压力大;三叠系地层存在水层,二叠系长兴组、茅口组和栖霞组在局部地区存在浅层气,水层和浅气层(或含硫气层)均属于低压地层,使气体钻井技术应用受限;志留系地层的坍塌压力与漏失压力差值较小,井壁易失稳;目的层龙马溪组底部页岩气层,油气显示活跃、地层压力异常,气层压力系数为 1.41~1.45。

3) 井身结构设计不尽合理,不能满足钻井提速的要求。如焦页 1 井,表层套管下至长兴组中部(井深 765 m)是为了完全封固长兴组硫化氢气层,但二开在井深 773 m 钻遇硫化氢,被迫终止空气钻进,转为常规钻井钻进,严重影响了钻井速度。

4) 长水平段生产套管和完井管柱的安全下入对水平段井眼轨迹要求高。焦石坝区块水平井的平均水平段长度为 1 500 m 左右,套管与井壁间摩阻大,套管下入难度大,因此对井眼轨迹提出了更高要求。

5) 长水平段的固井施工难度大,质量难以保证。一方面水平段长度大,套管偏心严重,影响套管

柱的居中度;另一方面,水平段使用油基钻井液,在井壁上形成了油膜层,对油膜的清洗效果直接影响到水泥胶结质量;同时,页岩气储层的多级分段压裂改造对水泥环的抗冲击能力和柔韧性要求也较高^[4-5]。

2 钻井完井技术方案优化

2.1 丛式井布井方案优化

针对钻前工程难度大、成本高的问题,将焦石坝区块布井方式优化为小型丛式井模式,并对丛式水平井的钻井方位、水平段长度及井距等进行了优化。

1) 钻井方位。根据成像测井成果,焦石坝区块龙马溪组地层的最大水平主应力方向为近东西向,水平井眼沿最小水平主应力方向钻进,后期压裂裂缝与井眼方向垂直,压裂改造效果好^[7-12]。因此,水平段方位设计为近南北向,水平井方位偏移范围控制在 30°以内。

2) 水平段长度。焦页 1HF 井水平段长 1 000 m,已获得高产工业气流。国外水平段长度多为 1 000~2 000 m,随着水平段长度的增大,初始产量相应增大。充分考虑目前国内实际的钻井技术水平,为最大限度地提高单井产能,将水平段长度优化为 1 500 m。

3) 井距与布井方式。考虑大型压裂裂缝的扩展长度,同时防止邻井压裂对后期钻井井壁稳定造成的不利影响,平均井距优化为 1 000 m,布井采用水平段方位垂直最大水平主应力方向(0°和 180°)和与最大水平主应力方向斜交相结合的方式,如图 1 所示。

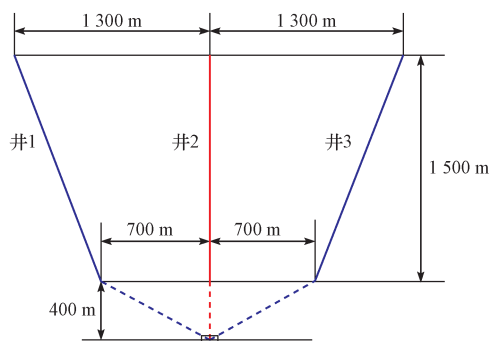


图 1 丛式水平井布井方式

Fig. 1 Well placement pattern of cluster horizontal wells

2.2 井身结构优化

前期钻探实践证明:小河坝组(埋深 2 020 m)之

上地层比较稳定,2 020~2 450 m井段的坍塌压力系数为1.10~1.78,漏失压力系数为1.39~1.61,容易出现塌漏同层的情况;而且,随着钻井液浸泡时间的增长,坍塌压力有进一步升高的趋势,斜井段需要的钻井液密度高于直井段,这些因素也会带来井下复杂情况。该地区的地层必封点主要有:浅表溶洞(暗河);三叠系的水层、漏层与二叠系的浅层气;龙马溪组页岩气层顶部“浊积砂岩”之上的易漏、易垮塌地层。根据地层必封点分析和三压力剖面,形成了“导管+三个开次”的井身结构方案:

1) 导管:采用 $\phi 660.4$ mm钻头,下 $\phi 508.0$ mm套管,套管下深50 m左右,封隔浅表层溶洞,建立井口。

2) 表层套管:一开采用 $\phi 444.5$ 或 $\phi 406.4$ mm钻头,下 $\phi 339.7$ mm表层套管,封隔三叠系的水层、漏层,为揭开二叠系的浅气层创造条件,采用内插法固井工艺,水泥浆返至地面。

3) 技术套管:二开采用 $\phi 311.1$ mm钻头,钻至龙马溪组页岩气层顶部,下 $\phi 244.5$ mm套管,封隔龙马溪组页岩气层之上的易漏、易垮塌地层,以钻入龙马溪组页岩气层顶部的标志性砂层——浊积砂岩为中完原则,水泥浆返至地面。

4) 生产套管:三开采用 $\phi 215.9$ mm钻头,完成大斜度井段和水平段钻井作业,下入 $\phi 139.7$ mm套管,水泥浆返至地面,射孔完井。

2.3 井眼轨道设计优化

2.3.1 井眼剖面类型优选

井眼剖面类型选择主要考虑两方面因素:1)能适应实钻中目的层深度发生变化时调整方案,而不至于使井眼轨迹控制处于被动地位;2)能够通过调整段来补偿工具造斜率误差所造成的轨道偏差,使井眼轨迹在最终着陆时中靶更准确、更顺利。为此,优选采用双弧剖面设计,即“直—增—稳—增—水平段”剖面,该剖面类型在两段增斜段之间设计了一段较短的稳斜调整段,有利于井眼轨迹的实时调整。

2.3.2 井眼轨道参数优化

1) 造斜点。由于造斜率受井眼尺寸和地层情况的影响,为利于造斜与方位控制,造斜点一般选在地层较稳定的井段。对水平段垂直于最大水平主应力的二维水平井,造斜点选在志留系小河坝组地层;对斜交最大水平主应力的三维水平井,造斜点选在二叠系茅口组或栖霞组地层。

2) 造斜率。考虑页岩气层分段压裂改造时泵送桥塞工艺的要求,在不影响生产管柱下入和满足管材抗弯能力的前提下,结合地层影响因素,选择尽可能小的造斜率,一般设计为 $(15^\circ\sim 17^\circ)/100\text{m}$,最大不超过 $25^\circ/100\text{m}$ 。

3) 稳斜段井斜角。二维水平井稳斜段井斜角控制在 40° 以内,三维水平井稳斜段井斜角控制在 35° 以内。

2.4 优快钻井技术

2.4.1 空气钻井技术应用井段优选

与常规钻井相比,空气钻井可以大幅度提高机械钻速^[6]。综合分析焦页1井地层资料发现:三叠系嘉陵江组和飞仙关组地层稳定,该井段可以进行空气钻井;嘉陵江组底部或飞仙关组顶部存在水层,遇水层后可转换为泡沫钻井;二叠系和志留系地层无明显水层,满足实施空气钻井的条件。因此,在一开和二开造斜点之前推荐使用空气钻井,若遇水层则转换为泡沫钻井。

2.4.2 复合钻进技术优选

由于二叠系长兴组、茅口组、栖霞组地层在局部地区存在浅层气,空气钻井技术应用受限,为提高机械钻速,选用“PDC钻头+螺杆”复合钻井技术。二叠系地层由于含硅质成分,PDC钻头易受损,因此选用“牙轮钻头+螺杆”复合钻井技术。

2.4.3 井眼轨迹控制技术优化

通过优选井下钻具与钻头、预测监控井眼轨迹和计算分析摩阻扭矩,在保证井眼轨迹圆滑的基础上提高钻速。

1) 钻具组合优化。在 $\phi 311.1$ mm造斜井段,钻具组合优化为: $\phi 311.1$ mm牙轮钻头+ $\phi 215.9$ mm \times 1.25°单弯螺杆+浮阀+ $\phi 203.2$ mm无磁钻铤 \times 1根+LWD组件+ $\phi 177.8$ mm钻铤 \times 1根+ $\phi 165.1$ mm钻铤 \times 3根+ $\phi 127.0$ mm加重钻杆 \times 30根。由于靶前位移大,三维水平井在 $\phi 311.1$ mm井段需要长井段稳斜,稳斜钻具组合优化为: $\phi 311.1$ mm牙轮钻头+ $\phi 215.9$ mm \times 0.75°单弯螺杆+ $\phi 285.0$ mm稳定器+浮阀+ $\phi 203.2$ mm无磁钻铤 \times 1根+LWD组件+ $\phi 177.8$ mm钻铤 \times 1根+ $\phi 165.1$ mm钻铤 \times 3根+ $\phi 127.0$ mm加重钻杆 \times 30根。三开水平段采用 $\phi 215.9$ mmPDC钻头+ $\phi 165.1$ mm \times 0.75°单弯螺杆+

$\phi 210.0 \sim \phi 213.0$ mm 稳定器的倒装稳斜钻具组合。

2) 钻头选型优化。 $\phi 311.1$ mm 定向段优选 HJT537GK 和 MD537 型牙轮钻头, 三维水平井在志留系韩家店组地层选用 PDC 钻头, $\phi 215.9$ mm 增斜段选用 HJT537GK 型牙轮钻头, 水平段采用 T1655B 型 PDC 钻头。

2.5 钻井液技术优化

直井段对钻井液体系无特殊要求, 采用空气(泡沫)或常规水基钻井液, 三开大斜度井段和水平段, 要穿过目的层页岩层段, 页岩地层因其特殊的裂隙和层理发育结构, 采用水基钻井液会导致页岩层失稳, 影响水平井的施工安全, 且长水平段的摩阻、扭矩大, 对钻井液的润滑性能要求高, 因此选用 PMC 油基钻井液^[3,9-12]。分段钻井液优化结果见表 1。

表 1 分段钻井液体系优化结果
Table 1 Optimization of mud system

开次	井段	钻井液
导管	0~50 m	膨润土浆
一开	表层	空气或(泡沫)/清水
二开	直井段	空气或 KCl 聚合物钻井液
	造斜段	KCl 聚合物钻井液
三开	增斜段, 水平段	油基钻井液

油基钻井液的油水比为 80 : 20, 配方为: 柴油 + 3.5% HIEMUL(主乳) + 1.5% HICOAT(辅乳) + 2.0% CaO + 1.5% MOGEL(有机土) + 2.0% HIFLO(高温降滤失剂) + 重晶石粉。

2.6 页岩气层长水平段固井技术优化

2.6.1 水平井套管下入技术

1) 下套管前模拟通井。完井电测结束后, 采用双稳定器的钻具组合模拟套管串的刚度, 对起下钻遇阻、遇卡井段、井斜角变化率超标井段划眼通井, 彻底清除岩屑床, 以利于套管顺利下入。由于为确保井眼轨迹光滑严格控制了造斜率, 故焦石坝区块只采用双稳定器的钻具组合模拟通井一趟即能满足套管下入要求。

2) 套管抬头下套管技术。在引鞋之上接一根短套管, 安放一只整体式扶正器, 保证套管顶部在水平段处于“抬头”状态, 减少下入摩阻, 利于套管下入。

3) 合理安放套管扶正器, 确保套管居中。在水平井段, 每根套管加一只扶正器, 采用弹性双弓扶正

器和刚性树脂旋流扶正器交替安放; 在造斜段, 每 2 根套管安放一只刚性树脂扶正器; 在直井段, 每 5 根套管安放一只弹性扶正器。

2.6.2 水泥浆体系优选

为满足焦石坝区块页岩气井长水平段固井的需要, 选用韧性胶乳防气窜水泥浆体系, 其配方为: G 级水泥 + 27.00% 淡水 + 13.00% 胶乳 LATEX + 1.00% 降滤失剂 FLO-S + 1.00% 稳定剂 STAB56-1 + 0.75% 分散剂 DISP-S + 6.00% 增强防窜剂 MX + 1.00% 膨胀剂 BOND-1 + 0.20% 缓凝剂 + 0.90% 消泡剂 DESIL + 0.10% 纤维 FIB。

2.6.3 提高顶替效率技术

选用适应油基钻井液的固井前置液, 以有效清洗和冲刷井壁和套管壁的油膜, 将亲油性的井壁反转为亲水性的井壁, 提高一、二界面的胶结质量和顶替效率。清洗液配方为淡水 + 20% VERSACLEAR + 超细铁矿粉; 冲洗液配方为淡水 + 6% FLUSHER + 超细铁矿粉。VERSACLEAR 清洗液对油基钻井液的乳化效率高, 在一定排量下对油基钻井液及其泥饼不断清洗冲刷, 并在清洗液中得到增溶, 使钻井液被清除, 泥饼被冲刷进而被润湿, 为后续冲洗液进一步顶替钻井液提供保障。FLUSHER 冲洗液经过高速搅拌后均匀分散, 有利于将清洗液清洗的油基钻井液和泥饼顶替干净, 从而提高水泥浆的封固质量。

3 现场应用

焦石坝区块前期完钻井只有 1 口, 即焦页 1HF 井, 于 2012 年 10 月完钻, 井深 3 654.00 m, 垂深 2 418.00 m, 水平位移 1 008.00 m, 机械钻速 2.87 m/h, 钻井周期 152.00 d, 建井周期 171.00 d。

2013 年焦石坝区块共部署开发水平井 17 口, 截止目前已完钻 13 口, 在钻井过程中都采用了上述优化技术方案, 收到了良好的钻井提速效果, 机械钻速大幅度提高, 钻井周期显著缩短。据统计, 13 口井的平均井深 4 162.00 m, 平均垂深 2 414.00 m, 平均水平段长 1 454.00 m, 平均机械钻速 4.67 m/h, 平均钻井周期 82 d, 建井周期 108 d。与焦页 1HF 井相比, 钻井周期缩短了 46.52%, 机械钻速提高了 65.51%。其中, 焦页 1-2HF 设计井深 4 120.00 m, 水平段长 1 500.00 m, 实际完钻井深 4 168.00 m, 水平段长 1 533.00 m, 全井水平位移 1 925.34 m, 钻井周期

60.79 d, 建井周期 74.00 d, 全井平均机械钻速 6.04 m/h, 与焦页 1HF 井相比钻井周期缩短了 60.01%, 机械钻速提高了 110.45%, 井身质量、固井质量均达到合格。再如焦页 11-2HF 井, 该井设计井深 3 997.00 m, 水平段长 1 400.00 m, 实际完钻井深 4 080.00 m, 水平段长 1 418.62 m, 全井水平位移 1 943.54 m, 钻井周期 74.96 d, 建井周期 96.96 d, 全井平均机械钻速 5.50 m/h, 与焦页 1HF 井相比钻井周期缩短了 50.68%, 机械钻速提高了 91.64%, 井身质量、固井质量均达到合格。

4 结论与认识

1) 通过技术方案优化和现场实践, 井身结构设计、长水平段井眼轨迹控制、油基钻井液、长水平段固井等技术问题基本得到解决, 初步形成了涪陵焦石坝区块页岩气水平井钻井完井技术, 基本满足了安全钻井需求, 机械钻速大幅度提高、钻井周期大幅度缩短。

2) 定向段泡沫钻井、水平段“一趟钻”等技术的应用都取得了明显的钻井提速效果, 但尚未成熟, 需要进一步加大研究和实践的力度。

3) 目前焦石坝区块页岩气钻井面临的主要问题是降低工程成本, 而“井工厂”技术是降低页岩气钻井成本的有效途径, 但国内对该技术的研究和实践才刚刚起步, 建议加快研究步伐, 以早日在焦石坝区块进行试验应用。

参 考 文 献

References

- [1] 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(4): 28-31.
Jiang Zhenghua, Tong Shengbao, Ding Jinhe. Key technologies adopted for shale gas horizontal well Pengye HF-1[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(4): 28-31.
- [2] 蒋廷学. 页岩油气水平井压裂裂缝复杂性指数研究及应用展望[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 7-12.
Jiang Tingxue. The fracture complexity index of horizontal wells in shale oil and gas reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(2): 7-12.
- [3] 王显光, 李雄, 林永学. 页岩水平井用高性能油基钻井液研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 17-22.
Wang Xianguang, Li Xiong, Lin Yongxue. Research and application of high performance oil base drilling fluid for shale horizontal wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(2): 17-22.
- [4] 闫联国, 周玉仓, 彭页 HF-1 页岩气井水平段固井技术[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(4): 47-51.
Yan Lianguo, Zhou Yucang. Horizontal well cementing technology of shale gas Well Pengye HF-1[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(4): 47-51.
- [5] 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(3): 40-43.
Liu Wei, Tao Qian, Ding Shidong. Difficulties and countermeasures for cementing technology of shale gas horizontal well[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(3): 40-43.
- [6] 吴仕荣, 邓传光, 周开吉. 空气钻井地层出水限定值的探讨[J]. 钻采工艺, 2006, 29(5): 7-8.
Wu Shirong, Deng Chuanguang, Zhou Kaiji. Research on limit of formation water discharge in air drilling[J]. Drilling & Production Technology, 2006, 29(5): 7-8.
- [7] 卢运虎, 陈勉, 安生. 页岩气井脆性页岩井壁裂缝扩展机理[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(4): 13-16.
Lu Yunhu, Chen Mian, An Sheng. Brittle shale wellbore fracture propagation mechanism[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(4): 13-16.
- [8] Sakmar S L. Shale gas development in North America: an overview of the regulatory and environmental challenges facing the industry[R]. SPE 144279, 2011.
- [9] Aaron Padilla. Social responsibility & management systems: elevating performance for shale gas development[R]. SPE 156728, 2012.
- [10] Faraj B, Williams H, Addison G, et al. Gas potential of selected shale formations in the Western Canadian Sedimentary Basin[J]. Canadian Resources, 2004, 10(1): 21-25.
- [11] Dong Z, Holditch S A, McVay D A, et al. Global unconventional gas resource assessments[R]. SPE 148365, 2011.
- [12] Gupta J K, Zielonka M G, Albert R A, et al. Integrated methodology for optimizing development of unconventional gas resources[R]. SPE 152224, 2012.

[编辑 令文学]