

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2020057

南川地区页岩气水平井优快钻井 技术进展及发展建议

彭 兴¹, 周玉仓¹, 龙志平¹, 张树坤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. 中石化胜利石油工程有限公司固井技术服务中心, 山东东营 257000)

摘 要: 南川地区是中国石化继涪陵页岩气一期产建区后的又一个页岩气产建区, 为进一步促进该地区页岩气水平井钻井提速提效, 在借鉴涪陵页岩气一期建设成熟经验的基础上, 分析了该地区页岩气水平井钻井存在的技术难点, 进行了井身结构优化、个性化高效钻头优选、井眼轨道设计优化、固井完井方式优化和组合钻机“井工厂”钻井模式等方面的技术研究, 形成了适合于南川地区的页岩气水平井优快钻井技术。该钻井技术在南川平桥南区块应用了 30 余口井, 平均钻井周期由应用初期的 93.00 d 缩短至 79.67 d, 平均优质储层钻遇率达 98% 以上, 其中一趟钻进尺大于 1 000 m 的井超过 60%, 提速提质效果良好。在此基础上, 分析了焦页 10 井区和东胜区块的水平井钻井技术难点, 提出了技术攻关建议, 以期为南川地区后续产能建设中高效钻井提供技术支撑。

关键词: 页岩气; 水平井; 优快钻井; 防漏堵漏; 井眼失稳; 井眼轨迹控制; 南川地区

中图分类号: TE243⁺.1

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2020)05-0015-06

Progress and Development Recommendations for Optimized Fast Drilling Technology in Shale Gas Horizontal Wells in the Nanchuan Area

PENG Xing¹, ZHOU Yucang¹, LONG Zhiping¹, ZHANG Shukun²

(1. Petroleum Engineering Technology Research Institute, Sinopec East China Oil & Gas Company, Nanjing, Jiangsu, 210031, China; 2. Cementing Technology Service Center, Sinopec Shengli Oilfield Service Corporation, Dongying, Shandong, 257000, China)

Abstract: the Nanchuan Area is another shale gas deliverability construction area of Sinopec and it follows the phase I deliverability construction of the Fuling shale gas area. In order to further improve the ROP and drilling efficiency of shale gas horizontal wells in this area, and to take into consideration the mature experiences of the Fuling shale gas phase I project, this paper systematically summarizes the existing problems in drilling the shale gas horizontal wells in this area. An optimized fast drilling technology for shale gas horizontal wells in Nanchuan Area was designed based on the analysis and research on the optimization of casing program, customized high-efficiency bit, wellbore trajectory design, cementing and completion modes, and the multi-well pad construction mode with combined drilling rigs, etc.. This drilling technology was applied in more than 30 wells in the South Pingqiao Block of Nanchuan, which shortened the average drilling cycle from 92.00 d to 79.67 d and increased the average encountering rate of high-quality reservoirs to more than 98%. Further, more than 60% of these wells achieved a footage of more than 1,000 m in one trip, proving that the drilling technology could greatly improve the ROP and efficiency. On this basis, taken together with the horizontal well drilling difficulties in the JY10 Well Block and the Dongsheng Block with complex structure, recommendations were made to provide technical support for the subsequent deliverability, construction and efficient drilling in the Nanchuan Area.

Key words: shale gas; horizontal well; optimized fast drilling; leakage prevention and plugging; borehole instability; hole trajectory control; Nanchuan Area

南川地区位于涪陵页岩气田西南部, 受多期构造作用, 呈现“四隆四凹”构造格局, 南部志留系页岩出露, 处于高压—常压过渡带^[1]。目前有 3 个页岩气开发区块, 分别为平桥南区块、焦页 10 井区和东胜区块。2018 年末完成了平桥南区块页岩气产能建设工作, 累计完钻 30 余口井, 测试平均产气

收稿日期: 2019-12-10; 改回日期: 2020-04-28。

作者简介: 彭兴(1989—), 男, 江苏徐州人, 2012 年毕业于西安石油大学石油工程专业, 2015 年获中国石油大学(北京)石油与天然气工程专业(钻井方向)硕士学位, 助理研究员, 主要从事非常规油气钻井技术方面的研究工作。E-mail: jspx29@163.com。

基金项目: 国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程”(编号: 2016ZX05061)资助。

量 $28.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 建成页岩气产能 $6.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。平桥南区块开发初期主要借鉴涪陵页岩气田钻井技术和经验, 进行了井身结构优化、个性化高效钻头优选、井眼轨道设计优化、固井完井方式优化和组合钻机“井工厂”钻井模式等方面的探索研究, 形成了南川地区页岩气水平井优快钻井技术^[2-5], 钻井周期由开发初期的 93.00 d 缩短至 79.67 d, 优质储层钻遇率平均在 98% 以上。尽管南川地区的水平井机械钻速整体有了大幅提升, 但仍有部分井及井段受复杂地质条件和钻井工具的限制, 周期偏长。为此, 笔者在总结、分析该地区优快钻井技术的基础上, 统计了各开次的钻井指标, 从井身结构、浅表层溶洞漏失、目的层导向方式等方面分析了钻井存在的问题, 并针对构造相对复杂的焦页 10 井区和东胜区块的钻井技术难点提出了攻关建议, 以实现南川地区页岩气井钻井提速提效。

1 南川页岩气水平井钻井难点

南川地区目的层埋深 2 800.00~4 200.00 m, 其中龙马溪组属高压—常压过渡带, 压力系数 1.10~1.35。该地区地质条件复杂, 差异性大, 平桥南区块地表以嘉陵江组为主, 焦页 10 井区和东胜区块地表以须家河组或雷口坡组为主。该地区前期钻井中存在以下技术难点:

1) 大尺寸井段长, 制约了机械钻速提高。一开 $\phi 406.4 \text{ mm}$ 井段长 600.00~1 200.00 m, 钻进中蹩跳钻严重, 一趟钻完成程度低, 严重影响了钻井时效; 二开 $\phi 311.1 \text{ mm}$ 井段长 1 500.00~2 300.00 m, 韩家店组和小河坝组为砂泥岩互层, 定向难度大, 机械钻速低, 钻井周期长。

2) 关键井段钻头选型不够合理。二叠系龙潭组、茅口组和志留系韩家店组、小河坝组可钻性差异大, PDC 钻头适应性差, 机械钻速低, 钻头选型难度大, 影响了单只钻头进尺和钻井速度。

3) 丛式水平井组三维井眼轨道设计和井眼轨迹控制难度大。受井场选址和井场面积的限制, 页岩气水平井通常采用丛式井组形式。相比常规单水平井, 丛式井组具有偏移距和靶前位移大的特点。同时, 实钻表明, 平桥南区块页岩气层上部标志层“浊积砂”不明显, 地层预判困难, 进一步加大了水平井井眼轨迹预测、控制和调整的难度, 采用常规导向钻井技术钻进时托压严重。

4) 水平井固井难度大。地层裂隙、缝洞发育,

承压能力低, 漏失与气窜并存, 完井承压时间长, 采用常规水泥浆固井, 固井质量难以保证; 同时, 后期大型压裂施工后, 环空带压比例高。

5) 常规“井工厂”钻井模式影响钻机使用效率。常规“井工厂”钻井模式下, 单排井仅使用单钻机进行施工, 所有施工工序均由大型钻机完成, 严重制约了钻机的使用效率。

2 优快钻井关键技术进展

南川地区产能建设借鉴了涪陵页岩气田的钻井方案和安全钻井相关经验, 进行了井身结构优化、个性化高效钻头优选、井眼轨道设计优化、固井完井方式优化和组合钻机“井工厂”钻井模式研究, 形成了适合该地区的页岩气水平井优快钻井技术。

2.1 井身结构优化

南川地区开发初期页岩气水平井采用了导管段+三开的井身结构^[6-7], 与涪陵页岩气田一期基本一致。经过一段时间的实践后, 为满足优快钻井需要, 对井身结构进行了优化。

2.1.1 预探井(带导眼)

导眼井优化后采用二开井身结构, 双井径裸眼完井, 即二开采用 $\phi 311.1 \text{ mm}$ 和 $\phi 215.9 \text{ mm}$ 复合井眼, 以增强井漏预防能力、降低钻井成本。水平井施工视导眼井韩家店组和小河坝组的漏失情况决定: 若未发生漏失, 则提前下入技术导管后在 $\phi 215.9 \text{ mm}$ 井眼内侧钻; 若发生漏失, 则在 $\phi 311.1 \text{ mm}$ 井眼内侧钻, 并完成后续施工作业。

2.1.2 开发井

在前期优化井身结构和满足钻井安全需求的基础上, 通过进一步缩小井眼直径、缩短大直径井段长度, 来实现钻井提速(见图 1)。具体的优化措施为:

1) 一开中完层位由飞仙关组飞三段优化为飞仙关组飞一段, 使大直径井段长度缩短 100.00 m。

2) 二开中完层位由龙马溪组上部优化为韩家店组或小河坝组上部, 使定向大直径井段长度缩短 350.00~1 000.00 m, 机械钻速提高约 30%。

3) 优化完井参数。完井口袋由 45.00 m 减至 23.00 m, 缩短无效进尺; 局部调整完井管柱结构, 由“浮箍+长套管+浮箍”调整为“浮箍+套管短节+浮箍”, 充分利用实钻进尺。

2.2 个性化高效钻头优选

1) 龙潭组、茅口组钻头选型。龙潭组、茅口组为含粉砂岩、硅质条带及燧石团块灰岩地层, PDC

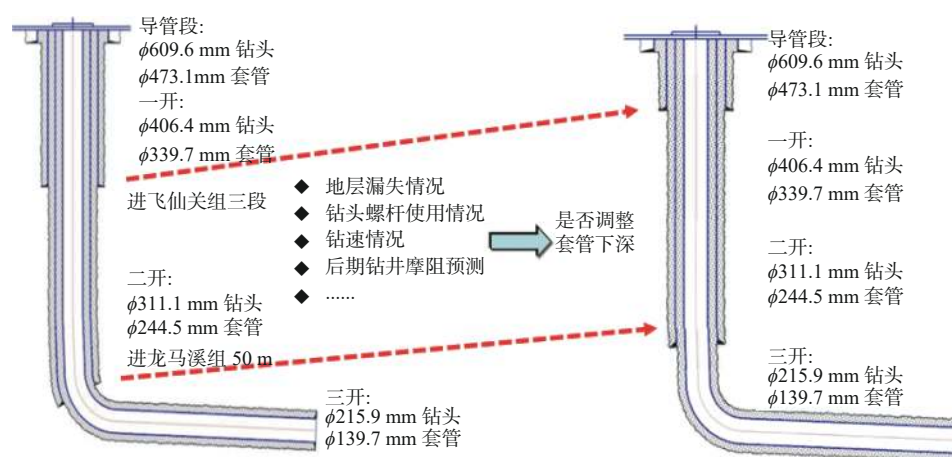


图 1 开发井井身结构优化方案示意

Fig.1 Optimization scheme of development well casing program

钻头适应性较差。为此,将 PDC 钻头结构特征优化为六刀翼、中密度布齿、大后倾角(渐变)、减振托(齿)和复合保径,外锥段主切削齿采用抗研磨齿,整体可混布,研制了 $\phi 311.1$ mm HD616Y 型 PDC 钻头,并在焦页 10 井茅口组—梁山组进行了应用,进尺 376.28 m,机械钻速达到 7.89 m/h,实现了单只钻头钻穿茅口组,机械钻速提高 29.1%;优选了斧形齿 PDC 钻头,在焦页 XX-3HF 井中配合高强度大扭矩等壁厚螺杆,一趟钻穿越龙潭组进入茅口组,平均机械钻速 7.27 m/h,改变了之前龙潭组、茅口组使用牙轮钻头过渡的情况。这 2 类 PDC 钻头都能使该层段钻井“减少 1 只钻头、减少 1 次起下钻”,可以推广应用。

2) 志留系韩家店组、小河坝组钻头选型。韩家店组、小河坝组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。在该段地层选择钻头时,主要考虑钻头的稳定性和抗冲击性,兼顾定向需求,因此, PDC 钻头需要具有 $\phi 16.0$ mm(副切)六刀翼+ $\phi 13.0$ mm(单排+减振)六刀翼的结构特征,推荐选用 MDSi616LMEBPX 型、KPM1633DST 型和 U516M 型 PDC 钻头。另外,通过现场实践发现, KPM 加强型混合钻头也是该地层定向段很好的选择,平均寿命可达 70 h 以上,平均机械钻速达到 6.70 m/h,相比前期所用钻头提高 23.6%。

2.3 井眼轨道设计优化

南川地区页岩气水平井多采用交叉形和鱼钩形丛式井组布井方式,相比常规丛式(水平)井,具有偏移距和靶前位移大的特点,钻井过程中存在扭方位工作量、滑动钻进摩阻和井眼防碰压力大、地层预判难等问题^[8]。为解决这些问题,从以下几方面进行优化:

1) 井眼轨道。对于二维或扭方位角小于 30° 的页岩气水平井,采用空间五段制井眼轨道即可满足要求,即“直—增—稳—增—平”轨道;对于三维页岩气水平井,扭方位角通常大于 30° ,采用空间六段制井眼轨道,即“直—增—稳—扭—变增—平”轨道,第四段为扭方位井段。

2) 轨道参数。在靶点垂深和靶前位移满足要求的前提下,选择在二叠系下统以深地层进行定向较为容易,造斜段的造斜率设计在 $(4.0^\circ \sim 5.5^\circ)/30$ m,第一稳斜段井斜角设计在 $26^\circ \sim 40^\circ$,水平段设计造斜率小于 $3^\circ/30$ m。

3) 斜导眼取心技术。斜导眼有利于认识侧钻水平井着陆段地层,减小中靶误差。但斜导眼取心工艺应用较少,井斜角超过 30° 时取心难度较大,采用常规取心工具无法保证内筒居中。为此,优选了适用于中硬、硬地层定向井取心的 Db-8100 型取心工具,选用了机械钻速较快的 SCM306 型取心钻头。上述取心工具在 2 口井的斜导眼取心作业均取得了成功:焦页 XX-2HF 井在井斜角 40° 的井段取心 10 回次,进尺 72.10 m,岩心长 59.57 m,收获率 82.62%;焦页 XX-3HF 井总共取心作业 9 回次,取心进尺 90.04 m,岩心长 88.09 m,收获率 97.83%。

2.4 固井完井方式优化

为解决南川地区产层固井承压能力低、易漏失等问题,优化了固井施工流程和水泥浆浆柱结构设计,引入了泡沫水泥浆^[9-12]。优化后的具体措施为:对于不发生漏失的井,进行试压验证,不单独承压;对于钻井过程中易漏失或承压能力低的井,采用泡沫水泥浆固井,减少承压工作量,缩短固井作业时间。焦页 XX-1HF 井、彭页 XXHF 井和隆页 XXHF

井等8口井三开钻进时多次发生漏失,漏层难以确定,采用泡沫水泥浆成功完成了目的层固井,节约了堵漏作业时间,固井优良率达到100%。

与此同时,采取多项措施预防环空带压:

1)技术套管由长圆扣套管改为气密封扣套管,对技术套管及油层套管与技术套管重叠段进行气密封检测,以保证套管的密封有效性。

2)技术套管固井时,因地层承压能力低,采用泡沫水泥浆;生产套管固井时,以常规密度的弹性、柔性水泥浆为尾浆,封固裸眼井段,在满足高强度要求的条件下,要求水泥石的弹性模量小于6 GPa,以提高压裂及生产期间的井筒完整性。推广应用预应力固井技术,一是采用清水顶替,降低套管内替浆液柱压力;二是环空憋压,要求憋压12~18 MPa,采取逐级憋压的方式。

3)目前南川地区页岩气水平井油层套管固井返高为1 000.00 m,根据现场实践和相关标准,将水泥返高优化在二开造斜点以上300.00 m。

10口井采取上述措施固井,压裂前未发现环空带压情况,压裂后也无带压现象,有效解决了环空带压问题。

2.5 组合钻机“井工厂”钻井模式

组合钻机“井工厂”钻井模式,是指先用小型钻机(车载钻机或小型石油钻机)钻导管段和一开井段,然后将小型钻机移到同井场的下一口井进行同样的操作,直至完成同井场各井的导管段及一开井段钻井作业^[13-14];随后,用大型钻机依次完成二开造斜段和水平段钻井作业,接着下油层套管并进行固井。其具体施工流程如图2所示。

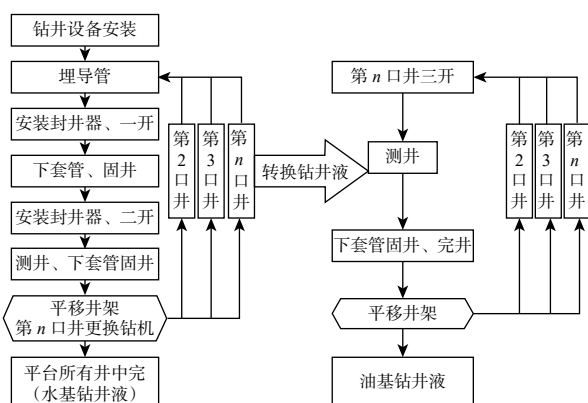


图2 组合钻机“井工厂”钻井模式施工流程

Fig.2 Construction flow of multi-well pad mode with combined drilling rig

组合钻机“井工厂”钻井模式的技术优势是,用小型钻机完成浅地层钻井,减小大型钻机的使用

占比,以提高钻速、降低钻井成本。例如,胜页2平台采用了“ZJ40型+ZJ50型”组合钻机运行模式,用ZJ40型钻机钻进6口井的导管段和一开井段,用ZJ50型钻机钻进二开井段,机械钻速有较大幅度提高,单井节约成本139万元。

3 平桥南区块钻井时效分析

截至目前,页岩气水平井优快钻井技术已在南川地区平桥南区块应用了30余口井,平均完钻井深5 358.00 m,水平段长1 587.00 m,平均钻井周期由开发初期的93.00 d缩短至79.67 d,其中最短钻井周期37.02 d,一趟钻进尺大于1 000.00 m的井超过60%,提速提质效果显著。下面对平桥南区块已完钻30余井的钻井时效进行具体分析。

3.1 各开钻进时间及机械钻速分析

导眼段最长钻进时间1.79 d,最短钻进时间0.35 d,平均钻进时间1.12 d,中完时间2.45 d;一开最长钻进时间13.94 d,最短钻进时间1.02 d,平均钻进时间3.96 d,中完时间4.21 d;二开最长钻进时间83.21 d,最短钻进时间14.83 d,平均钻进时间31.03 d,中完时间7.62 d;三开最长钻进时间98.32 d,最短钻进时间11.58 d,平均钻进时间29.28 d。

导眼段最高机械钻速16.25 m/h,最低机械钻速1.37 m/h,平均机械钻速5.50 m/h;一开最高机械钻速27.25 m/h,最低机械钻速7.19 m/h,平均机械钻速16.98 m/h;二开最高机械钻速10.27 m/h,最低机械钻速3.74 m/h,平均机械钻速6.45 m/h;三开最高机械钻速15.69 m/h,最低机械钻速5.08 m/h,平均机械钻速9.45 m/h;水平段最高机械钻速17.55 m/h,最低机械钻速6.60 m/h,平均机械钻速9.85 m/h。

其中,焦页XX-1HF井完钻井深4 667 m,实际钻井周期37.12 d,机械钻速11.72 m/h,创造了平桥南区块4 500.00~5 000.00 m页岩气井钻井周期最短、机械钻速最高纪录;焦页XX-4HF井实际完钻井深5 303.00 m,三开单趟钻进尺2 556.00 m,机械钻速16.90 m/h,刷新了平桥南区块三开钻井单趟钻进尺最大、机械钻速最高的纪录。

3.2 三开钻井时效分析

平桥南区块页岩气水平井三开井段的平均钻进时间为29.28 d(剔除3口复杂井后,三开平均钻进时间为22.12 d),平均机械钻速为9.45 m/h(其中,水平段机械钻速为9.85 m/h)。4口井实现了水平段一趟钻完成(其中2口井实现了三开井段一趟钻完

成), 多数井在 3 趟钻以上。另外, 统计数据表明, 一趟钻进尺大于 1 000.00 m 的井超过 60%, 主要采用旋转导向工具钻进。

4 面临的挑战及技术发展建议

页岩气水平井优快钻井技术在南川地区平桥南区块取得了较好的提速效果, 但随着该地区的开发向地质条件更加复杂的焦页 10 井区和东胜区块拓展, 钻遇井下复杂情况更频繁、钻井提速难度更大, 该技术的应用效果开始变差。因此, 需要进一步开展技术攻关研究。分析认为, 应重点解决浅表层破碎带缝洞穿越、龙马溪组井眼失稳问题, 并合理选择目的层导向工具。

4.1 穿越浅表层破碎带缝洞

焦页 10 井区和东胜区块的浅层主要为雷口坡组—嘉陵江组, 裂缝、溶洞发育, 钻井过程中极易发生漏失, 并且堵漏难度大、成功率低。根据前期钻进浅表层积累的经验, 对穿越浅表层大型缝洞提出如下建议:

1) 平台选址要避免开溶洞、破碎带。已在该地区完成了多个平台浅表层裂缝、溶洞发育情况的微动探测, 测试结果与部分已钻平台的裂缝、溶洞发育

情况基本吻合, 可作为平台选址的依据。

2) 若无法规避破碎带和漏层, 可采取以下技术措施: 钻遇破碎带前, 注入高黏度速凝水泥浆(黏度高, 是为了减少水泥径向流动; 速凝, 是为了减小流动范围), 提前稳固地层; 尝试应用对复杂地层适应性强、循环介质上返速度高、携岩能力强的空气反循环钻井技术, 以减少岩屑重复破碎与砂卡的发生。

4.2 解决龙马溪组井眼失稳问题

焦页 10 井区龙马溪组地质条件复杂, 水平段钻进过程中垮塌掉块严重、阻卡频繁, 钻井周期长, 严重制约了该区块页岩气资源的高效开发。通过单一提高钻井液密度的措施无法解决井眼失稳难题, 因此, 建议进行以下技术攻关: 1) 分析不同井区龙马溪组储层岩性物性特征, 建立对应的水平段井眼失稳力学模型; 2) 通过开展已使用油基钻井液对储层井壁稳定性影响的试验, 建立力学—化学耦合并眼失稳模型; 3) 基于井眼失稳模型, 研制或改良油基钻井液, 实现井壁加固或稳定。

4.3 优选目的层导向工具

统计并分析了常规 LWD、近钻头地质导向和旋转导向等 3 种导向工具在南川地区页岩气开发中的综合应用成本, 结果见表 1。

表 1 3 种导向工具的综合应用成本
Table 1 Comprehensive application cost of three steering tools

导向工具	机械钻速/ (m·h ⁻¹)	段长/m	钻进时间/d	服务单价/ (万元·d ⁻¹)	服务成本/ 万元	综合成本/ 万元	测量零长/ m	复合钻进 比例, %	井眼光滑度
常规LWD	6.10	2 200.00	32.0	3.7	118	342	16.00~20.00	30~40	低
近钻头地质导向	7.10	2 200.00	24.8	7.5	186	360	1.00~1.50	40~60	低
旋转导向	9.60	2 200.00	17.7	12.0	212	336	2.00~3.50	100	高

注: 以 ZJ50 型钻机使用日费 7.0 万元为例, 假定其他影响因素均相同。

从表 1 可以看出, 南川地区页岩气开发逐渐向焦页 10 井区和东胜区块拓展后, 旋转导向工具的优势在逐步减弱, 主要体现在以下 3 方面: 1) 旋转导向工具供不应求, 导致价格上涨; 2) 工具使用频次高, 维护保养不及时, 造成故障率提高; 3) 随着页岩气开发不断深入, 靠近构造边缘及复杂构造带的井越来越多, 水平段井漏、垮塌风险逐渐增大, 井下不安全因素给旋转导向工具的使用带来了很大障碍。因此, 对于导向工具的选择提出以下建议:

1) 设计水平井靶点时, 要注意工程风险, 同时综合考虑地质甜点和工程甜点, 寻找最优甜点。

2) 针对地层不清晰、产状变化大的水平井, 优

先采用旋转导向工具控制井眼轨迹, 以提高中靶率及施工效率; 对于地层走向清楚、产状稳定的水平井, 可选用常规 LWD 进行导向, 以降低钻井成本。

3) 无论采用何种导向工具, 都要遵循“减少调整、及时调整、增大复合钻进比例、兼顾工程甜点和地质甜点”的原则, 以保证井眼平滑, 降低工程风险。

5 结论与建议

1) 在借鉴涪陵页岩气田钻井方案和安全钻井相关经验的基础上, 进行了井身结构优化、个性化高效钻头优选、井眼轨道设计优化、固井完井方式优

化和组合钻机“井工厂”钻井模式研究,形成了南川地区页岩气水平井优快钻井技术,钻井周期大幅缩短,机械钻速和钻井质量得到进一步提高。

2)针对南川地区焦页10井区和东胜区块地表条件、地质构造相对于平桥南更加复杂,钻井作业井下复杂情况更加频繁、钻井提速难度更大的情况,提出应重点解决浅表层破碎带缝洞穿越、龙马溪组井眼失稳问题,并合理选择目的层导向工具。

3)已有实践证明,组合钻机“井工厂”钻井模式能够大幅提高钻机运行效率、降低生产费用,建议在南川地区页岩气水平井钻井中全面推广应用。

参考文献

References

- [1] 何希鹏,高玉巧,唐显春,等.渝东南地区常压页岩气富集主控因素分析[J].天然气地球科学,2017,28(4):654-664.
HE Xipeng, GAO Yuqiao, TANG Xianchun, et al. Analysis of major factors controlling the accumulation in normal pressure shale gas in the Southeast of Chongqing[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(4): 654-664.
- [2] 匡立新,刘卫东,甘新星,等.涪陵平桥南区块页岩气水平井钻井提速潜力分析[J].石油钻探技术,2018,46(4):16-22.
KUANG Lixin, LIU Weidong, GAN Xinxing, et al. Acceleration potentials analysis of shale gas horizontal well drilling in the South Pingqiao Block of Fuling[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(4): 16-22.
- [3] 杨海平.涪陵平桥与江东区页岩气水平井优快钻井技术[J].石油钻探技术,2018,46(3):13-19.
YANG Haiping. Optimized and fast drilling technology for horizontal shale gas wells in Pingqiao and Jiangdong Blocks of Fuling Area[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(3): 13-19.
- [4] 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.
LONG Zhiping, WANG Yanqi, ZHOU Yucang, et al. Drilling optimization design of shale gas horizontal well in South Block of Pingqiao[J]. Exploration Engineering(Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2017, 44(12): 34-37.
- [5] 樊华,龙志平.页岩气水平井JY10HF井钻井关键技术及认识[J].石油机械,2019,47(1):14-19.
FAN Hua, LONG Zhiping. Key technologies understanding of shale gas horizontal well drilling of Well JY10HF[J]. China Petroleum Machinery, 2019, 47(1): 14-19.
- [6] 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),2014,41(5):21-24.
ZANG Yanbin, BAI Binzhen, LI Xinshi, et al. Challenges of shale gas horizontal well drilling in Sichuan Basin and its vicinity and the technical countermeasures[J]. Exploration Engineering(Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2014, 41(5): 21-24.
- [7] 唐嘉贵.川南探区页岩气水平井钻井技术[J].石油钻探技术,2014,42(5):47-51.
TANG Jiagui. Discussion on shale gas horizontal drilling technology in Southern Sichuan[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(5): 47-51.
- [8] 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,1998,18(4):52-54.
CHEN Zuo, CAO Hongjun. The design and application of horizontal deflection section of horizontal well[J]. Natural Gas Industry, 1998, 18(4): 52-54.
- [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.
FENG Dapeng, CUI Jing, TONG Shengbao. Cementing technologies for horizontal wells in Pengshui Shale Gas Field[J]. Drilling & Production Technology, 2014, 37(6): 21-23.
- [10] 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.
YUAN Mingjin, WANG Yanqi. Optimization of drilling technologies used for shale gas horizontal well in Pengshui Block[J]. Drilling & Production Technology, 2015, 38(5): 28-31.
- [11] 孙坤忠,陶谦,周仕明,等.丁山区块深层页岩气水平井固井技术[J].石油钻探技术,2015,43(3):55-60.
SUN Kunzhong, TAO Qian, ZHOU Shiming, et al. Cementing technology for deep shale gas horizontal well in the Dingshan Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(3): 55-60.
- [12] 赵常青,谭宾,曾凡坤,等.长宁-威远页岩气示范区水平井固井技术[J].断块油气田,2014,21(2):256-258.
ZHAO Changqing, TAN Bin, ZENG Fankun, et al. Cementing technology of horizontal well in Changning-Weiyuan shale gas reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(2): 256-258.
- [13] 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.
ZHANG Jincheng, SUN Lianzhong, WANG Jiachang, et al. Application of multi-well pad in unconventional oil and gas development in China[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(1): 20-25.
- [14] 王志月,高德利,刁斌斌,等.考虑“井工厂”学习效应的平台位置优化方法[J].天然气工业,2018,38(5):102-108.
WANG Zhiyue, GAO Deli, DIAO Binbin, et al. Optimization of platform positioning considering the learning effect in the “well factory” mode[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(5): 102-108.

[编辑 令文学]