

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2018102

涪陵平桥南区块页岩气水平井钻井提速潜力分析

匡立新¹, 刘卫东², 甘新星¹, 姜政华¹, 陈士奎¹

(1. 中国石化华东石油管理局重庆南川页岩气公司, 重庆 408400; 2. 中国石油化工工程技术研发院, 北京 100101)

摘要:涪陵平桥南区块是涪陵页岩气田二期产能建设的主力产区,为进一步实现该区块页岩气水平井钻井提速提效及为后续外围区块高效勘探开发提供技术借鉴与指导,对该区块现用钻井技术体系进行分析后发现,其钻井技术方案在参考借鉴涪陵一期成熟经验的同时,配套应用了旋转导向钻井技术,试验应用了泡沫水泥固井技术,完善了随钻地质导向技术,形成了具有区域特色的钻井技术体系,钻井周期较开发初期大幅降低。在此基础上,以地层、开次为划分界限,分析了平桥南区块钻井提速潜力及存在的提速技术难点,二开井段龙潭组和茅口组地层机械钻速低、单只钻头进尺短,韩家店组和小河坝组地层钻井周期长、井漏频繁等,二开井段的提速潜力最大。针对提速技术难点制定了旋冲钻井提速技术方案和控压降密度防漏技术方案。研究成果可为加快涪陵平桥南区块的勘探开发进程提供指导。

关键词:页岩气;提速提效;旋转导向;控压钻井;旋冲钻井;平桥南区块

中图分类号:TE243⁺.1 文献标志码:A 文章编号:1001-0890(2018)04-0016-07

Acceleration Potentials Analysis of Shale Gas Horizontal Well Drilling in the South Pingqiao Block of Fuling

KUANG Lixin¹, LIU Weidong², GAN Xinxing¹, JIANG Zhenghua¹, CHEN Shikui¹

(1. Chongqing Nanchuan Shale Gas Company, Sinopec Huadong Petroleum Administration, Chongqing, 408400, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: The Fuling South Pingqiao Block is the main production area for the second phase of the productivity construction of Fuling Shale Gas field. This paper provides technical reference and guidance for further accelerating the development and improving the efficiency of this block, and for the efficient exploration and development of subsequent peripheral blocks. First, the current drilling technical systems of this block were analyzed. Based on the mature experiences of Fuling Phase I, rotary steering drilling technology was applied in the drilling scheme. At the same time, foam cementing test was carried out while geo-steering while drilling technique was improved to establish the drilling technical systems with regional characteristics. The combination of improvements greatly reduced the drilling cycle compared with the initial stage of development. On this basis, taking the stratum and spud times as the boundaries, the acceleration potentials and challenges in South Pingqiao Block were analyzed. It was found that the second spud section presented the maximum acceleration potentials, and the challenges limiting acceleration were the low ROP and small single bit footage in the Longtan Formation/Maokou Formation of the second spud section, as well as the long drilling period and frequent lost circulation in the Hanjiadian Formation and the Xiaoheba Formation, etc. In view of the difficulties of acceleration, the technical plans for acceleration with rotary/percussion drilling and lost circulation control with pressure control and density management were developed. The research results could provide guidance and serve as a model to accelerate the exploration and development of the South Pingqiao Block of the Fuling Gas Field.

Key words: shale gas; acceleration and efficiency improvement; rotary steering; managed pressure drilling; rotary/percussion drilling; South Pingqiao Block

涪陵平桥南区块页岩气藏位于川东高陡褶皱带万县复向斜平桥背斜南部,属涪陵页岩气田二期产能建设区。该区块前期5口开发试验井经过压裂,采用Φ12.0 mm油嘴试气,单井测试产气量平均为 $29.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,井口压力平均为18.8 MPa。该区块所钻井在井身结构及二开以浅井段参考借鉴了涪陵一期成熟的钻井经验^[1-6],三开在钻井方式、固井

收稿日期:2017-11-27;改回日期:2018-07-05。

作者简介:匡立新(1966—),男,江苏江都人,1989年毕业于江汉石油学院钻井工程专业,2009年获中国地质大学(武汉)钻井工程专业博士学位,高级工程师,主要从事钻完井工程方面的研究与管理。
E-mail: kuanglx1966@163.com。

基金项目:国家科技重大专项课题“涪陵页岩气钻井技术示范”(编号:2016ZX05060-003)和中国石化科技攻关项目“深层页岩气高效开发钻井关键技术研究”(编号:P15014)联合资助。

及地质导向方面通过探索试验,形成了以旋转导向钻井技术、泡沫水泥固井技术和细化区块地质描述的随钻地质导向技术为主的具有区块特色的钻井技术体系,钻井周期由 2016 年的 90 d 左右降至目前的 70 d 左右,优质储层钻遇率平均在 93% 以上。尽管平桥南区块整体钻井速度有了大幅提升,但仍有部分井段受限于复杂的地质条件,机械钻速低(如 JY200-1HF 井龙潭组机械钻速低于 2.00 m/h)、复杂情况多(如 JY197-4HF 井全井漏失钻井液超过 1 500 m³,处理漏失的时间超过了 10.00 d)、钻井周期长,而这些问题目前仍未形成有效的解决方案。为此,笔者在分析平桥南区块钻井技术现状的基础上,统计各开次钻井指标,分析该区块的提速潜力,明确了该区块的钻井技术难点,制定了针对性的钻井提速技术方案,以期为平桥南区块进一步提速提效和其外围区块及其他页岩气田的高效勘探开发提供技术借鉴与参考。

1 钻井技术现状

平桥南区块页岩气水平井的井身结构,导眼、一开和二开的钻井技术方案主要参考借鉴涪陵一期成熟钻井经验,而三开钻进方式、水平段随钻地质导向和固井等方面,则针对区块自身地质特征,制定了更具适应性的技术方案,形成了适用于平桥南区块的钻井技术体系,钻井周期由 2016 年的 90 d 左右降至目前的 70 d 左右,优质储层钻遇率平均在 93% 以上,固井质量优良率在 80% 以上。

1.1 钻井技术方案

1.1.1 井身结构设计

平桥南区块页岩气水平井的井身结构与涪陵一期基本一致,采用导眼十三开制井身结构。各开次套管下深、目的及原则为:

导管封隔浅表裂缝、溶洞和暗河,若钻遇溶洞,则钻穿溶洞 10.00 m 后下入导管,导管下深约 50.00~100.00 m;

一开套管下至飞三段地层,封隔三叠系水层、漏层,套管下深约 700.00~1000.00 m;

二开以钻入龙马溪组 50.00 m 为原则,套管下深约 2 500.00~3 500.00 m,封隔龙马溪组上部易漏、易垮塌地层,采用油基钻井液钻进龙马溪组地层;

三开 $\phi 139.7$ mm 套管下至完钻井深^[7-9]。

1.1.2 主要钻井工艺

在平台建设初期即铺设清水管线(前期部分平台在压裂施工时铺设清水管线,部分井在钻井过程中因水源问题影响了施工进度),为导眼、一开和二开上部井段使用清水强行钻进提供充足水源。

平桥南区块各开次的钻井方式及钻井液类型为:

导眼以清水为钻井流体,采用 PDC 钻头或牙轮钻头 + $\phi 228.6 \sim \phi 279.4$ mm 钻铤 + 水力加压器钻进。推荐使用 PDC 钻头,钻柱内安装单流阀,以防止清水回流。

一开以清水为钻井流体,采用 PDC 钻头/牙轮钻头 + 0.75°~1.00° 大扭矩中低速单弯螺杆钻进,钻进过程中需使用稠段塞清除岩屑,以防止沉砂阻卡。

二开直井段以清水或聚合物钻井液为钻井流体,采用 PDC 钻头 + 0.75°~1.00° 大扭矩中速单弯螺杆 + 水力加压器钻进。如采用清水钻进,钻至茅口组地层转换为钻井液,若钻遇浅层气需提前转换为钻井液,钻进龙潭组地层时需更换成牙轮钻头。

二开造斜段以封堵防塌钻井液为钻井流体,采用 PDC 钻头 + 单弯螺杆 + 水力振荡器钻进。为降低循环压耗、提高循环排量、强化井眼清洁效果,该井段使用了 $\phi 139.7$ mm 非标准钻杆。

三开以油基钻井液为钻井流体,主要采用旋转导向钻进方式钻进。

1.2 旋转导向技术

旋转导向技术由于成本高及各区块地质情况的复杂程度不同,其在页岩气水平井中的应用效果差异较大。为了评价旋转导向技术在平桥南区块页岩气水平井中的适应性和经济性,统计分析了平桥南区块三开造斜段及水平段应用旋转导向技术的情况,并进行了适用性与经济性评价^[10]。

三开造斜段钻具组合为 $\phi 215.9$ mm 钻头 + 旋转导向系统 + $\phi 203.0$ mm 浮阀 + $\phi 127.0$ mm 加重钻杆(斜台阶) × 1 柱 + $\phi 127.0$ mm 钻杆(斜台阶) × 36 柱 + $\phi 127.0$ mm 加重钻杆(斜台阶) × 9 柱 + 转换短节 + $\phi 139.7$ mm 钻杆(斜台阶) × 35 柱 + 转换短节 + $\phi 127.0$ mm 钻杆;水平段钻具组合为 $\phi 215.9$ mm 钻头 + 旋转导向系统 + $\phi 203.2$ mm 浮阀 + $\phi 127.0$ mm 加重钻杆(斜台阶) × 1 柱 + $\phi 127.0$ mm 钻杆(斜台阶) × 70 柱 + $\phi 127.0$ mm 加重钻杆(斜台阶) × 9 柱 +

转换短节+Φ139.7 mm 钻杆(斜台阶)×35 柱+转换短节+Φ127.0 mm 钻杆。

表 1 为平桥南区块旋转导向技术和近钻头随钻测量技术钻井指标的对比情况。表 2 为平桥南区块旋转导向技术和近钻头随钻测量技术的使用成本对比情况。由表 1 和表 2 可以看出,与应用近钻头随钻测量技术相比,应用旋转导向技术后,平桥南区块页岩气水平井机械钻速提高了 80.9%,三开钻井周

期缩短了 47.8%,钻井成本降低了 24.0%,而且井眼轨迹光滑度变好,节省了三开完钻通井时间。这说明旋转导向技术在平桥南区块具有良好的适用性,在提高钻井时效和降低成本方面较常规定向技术均有较大优势。其原因主要有:1)三开井段复杂情况少,缩短了旋转导向工具的等待时间,降低了使用成本;2)三开水平段井眼轨迹调整频繁,旋转导向工具的优势得到了充分发挥。

表 1 平桥南区块旋转导向技术与近钻头随钻测量技术钻井指标对比

Table 1 Drilling indicator comparison of rotary steering technology and near-bit MWD technology in the South Pingqiao Block

井号	导向方式	三开钻井周期/d	机械钻速/(m·h ⁻¹)	起下钻趟数	使用螺杆数量/根	水力振荡器使用时间/d
195-5HF	近钻头随钻测量	24.54	7.61	6	3	0
197-4HF	近钻头随钻测量	25.00	6.97	6	3	17
195-1HF	旋转导向	11.58	12.54	2	0	0
200-1HF	旋转导向	14.25	13.84	2	0	0

表 2 平桥南区块旋转导向技术与近钻头随钻测量技术的使用成本对比

Table 2 Cost comparison of rotary steering technology and near-bit MWD technology in the South Pingqiao Block

井号	钻机费用/万元	旋转导向费用/万元	近钻头测量费用/万元	水力振荡器费用/万元	螺杆费用/万元	成本/万元
195-5HF	245.40	0	89.57	0	24.00	358.97
197-4HF	250.00	0	91.25	37.40	24.00	402.65
195-1HF	115.80	143.59	0	0	0	259.39
200-1HF	142.50	176.70	0	0	0	319.20

注:钻井日费 10.00 万元,旋转导向工具日费 12.40 万元,近钻头测量工具日费 3.65 万元,水力振荡器日费 2.20 万元,螺杆 8.00 万元/根,由于平桥南区块钻头采用“大包”制度,未统计钻头费用。

1.3 随钻地质导向技术

参照涪陵一期平桥南区块已钻 2 口导眼井 JY194-3 井和 JY195-2 井,细化描述了平桥南区块龙二段(浊积砂)、龙三段(1—9 号小层)的伽马曲线特征,建立了随钻地质跟踪时的层位确定标准。根据区域地震、地质、测井、录井等资料建立了三维地质模型,实现了井眼轨迹、地层模型的三维可视化,建立了基于三维模型、二维地层等厚对比的多种地质导向方法^[11]。利用上述方法及模型,对实钻过程中的井眼轨迹进行模拟计算,并对随钻资料进行评估分析,确定地层倾角、钻头位置和钻进趋势,指导井眼轨迹调整,保证井眼轨迹在优质储层内穿行。目前平桥南区块已在 20 余口井应用了随钻地质导向技术,优质储层钻遇率平均在 93% 以上(见表 3),提高了井眼轨迹调整、随钻数据异常处理等的时效性及优质储层的钻遇率。

表 3 平桥南区块部分页岩气水平井储层钻遇率

Table 3 Reservoir encountering rate of some shale gas horizontal wells in the South Pianqiao Block

井号	水平段长/m	储层钻遇率, %
JY195-5HF	1 566.00	97.0
JY195-2HF	1 614.00	100.0
JY195-1HF	1 652.00	100.0
JY197-4HF	1 413.00	100.0
JY194-3HF	1 514.00	100.0
JY198-3HF	1 612.00	87.0
JY200-1HF	1 542.00	91.2

1.4 固井技术

为解决平桥南区块二开固井气窜、漏失和水泥浆上返高度达不到要求等问题,从优化施工流程、水泥浆柱结构和引入泡沫水泥浆等方面入手,解决了技术套管固井时的气窜、漏失等问题。

1.4.1 优化施工流程,制定地层承压技术规范

根据涪陵一期的施工经验并结合平桥南区块地层特性,对技术套管固井施工流程进行了优化改进,以地层承压能力为依据选择施工工艺,并制定了地层承压技术规范,形成了地层承压试验达到拐点停止承压试验的指导思路。具体固井施工步骤:1)规范通井技术措施,确保井眼通畅。2)明确地层承压能力,制定下步施工措施。完成承压堵漏作业后,进行地层承压试验,试验过程中达到压力拐点即停止承压试验,以防压漏地层。3)若地层承压低于固井设计值,则直接采取“正注反挤”方法固井。正注水泥浆返高根据漏点位置确定,建议返至漏点以上 200.00~300.00 m 或返至距井底 500.00~600.00 m 处;反挤泡沫水泥浆与正注水泥浆界面间需设计 200.00~300.00 m 重叠段,以实现两者无缝衔接,确保封固质量。4)若地层承压高于固井设计值,直接正注水泥浆;若正注过程中出现漏失,造成水泥浆上返高度达不到要求,则需反挤泡沫水泥浆。

1.4.2 优化水泥浆浆柱结构,引入泡沫水泥浆

为了优化水泥浆浆柱结构,引入了泡沫水泥浆,具体水泥浆浆柱结构为:领浆采用低密度水泥浆,中浆采用泡沫水泥浆,尾浆采用常规水泥浆。在水泥浆浆柱结构中配置泡沫水泥浆,利用泡沫水泥浆低密度、高强度、弹性模量低和弹韧性好的特点,解决固井漏失、浅层气上窜等问题^[12]。目前 JY194-3HF 井、JY197-4HF 井和 JY198-3HF 井等 10 余口漏失井应用了泡沫水泥固井技术,水泥浆密度 1.30~1.55 kg/L,72 h 抗压强度大于 4 MPa,固井合格率 100%。

表 4 平桥南区块页岩气开发井钻井指标统计

Table 4 Statistics on drilling indices of shale gas producers in the South Pianqiao Block

	平均段长/m	平均钻井周期/d	平均机械钻速/(m·h ⁻¹)	平均纯钻时间/d	纯钻时效, %	复杂时间/d	复杂时效, %
导眼	64.89	1.24	4.64	0.77	62.05	0	0
一开	637.05	3.45	15.46	1.88	54.56	0.06	1.64
二开	2 026.66	29.55	6.35	15.03	50.84	5.13	17.35
三开	2 215.40	20.09	9.84	10.22	50.88	0.28	1.41

注:钻井周期不包含下套管、固井等时间。

2.2 提速难点分析

2.2.1 二开部分层段机械钻速低、单只钻头进尺短、钻井周期长

1) 二开龙潭组和茅口组地层机械钻速低、单只

2 提速潜力及难点分析

尽管平桥南区块整体钻井速度有了大幅提升,但仍有部分井段受限于复杂的地质条件,机械钻速低、复杂情况多,钻井周期长。为解决这些问题,通过对比各开次的钻井指标,分析了各开次的提速潜力和提速技术难点,以期为制定平桥南区块及其外围区块的钻井提速技术方案提供指导。

2.1 各开次钻井指标分析

表 4 为平桥南区块部分开发井钻井指标统计结果。由表 4 可以看出:一开和三开井段机械钻速均较高、复杂时间较短,提速空间有限;二开平均机械钻速较低,为 6.35 m/h,平均钻井周期最长 29.55 d,占总钻井周期的 54.39%,但二开段长仅占总井段长的 40.99%(见图 1)。由此可知,二开井段提速潜力最大。

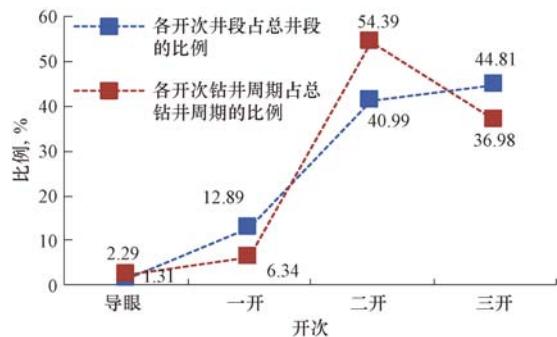


图 1 平桥南区块开发井各开次钻井周期及井段占比

Fig. 1 Proportion relationship of drilling period and hole section in each section of production wells in the South Pianqiao Block

钻头进尺短。龙潭组和茅口组地层的平均机械钻速仅 5.14 m/h,最低机械钻速为 3.63 m/h,低于二开平均机械钻速。钻穿龙潭组、茅口组地层平均使用 1.4 只 PDC 钻头和 0.8 只牙轮钻头,单只钻头平均进尺仅 140.60 m,且在钻进龙潭组地层时需使用牙轮钻头过渡(见表 5)。

表 5 平桥南区块部分井二开龙潭组和茅口组地层机械钻速及钻头使用情况统计

Table 5 Statistics on the ROP and bit usage of some wells in the second spud section of Longtan/Maokou Formations in the South Pingqiao Block

井号	层位	进尺/m	牙轮钻头用量/只	PDC 钻头用量/只	单只钻头平均进尺/m	机械钻速/(m·h ⁻¹)
194-3HF		326.00	1	1	163.00	6.60
195-2HF		149.00	0	1	149.00	6.21
195-5HF		247.00	1	1	123.50	5.60
197-4HF	龙潭组、茅口组	310.00	1	1	155.00	4.50
198-3HF		217.00	1	2	108.50	5.29
195-1HF		367.00	1	1	183.50	4.15
200-1HF		406.92	1	3	101.73	3.63

2) 二开韩家店组、小河坝组地层机械钻速低、纯钻时间长。平桥南区块页岩气井二开韩家店组和小河坝组平均纯钻时间为 135.26 和 63.00 h (见图 2), 共占二开纯钻时间的 70%, 但韩家店组和小河坝组平均层厚为 1 128.00 m, 仅占二开井段的 57%。若能提高韩家店和小河坝组地层的钻速, 则能够缩短二开井段纯钻时间和钻井周期。

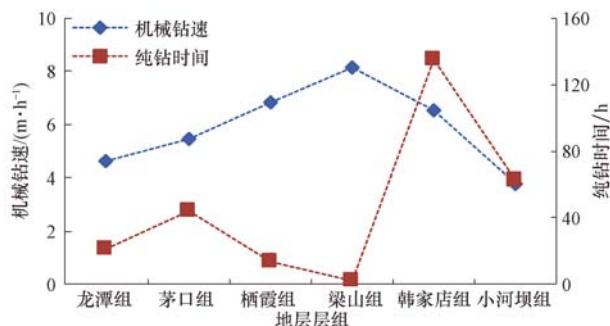


图 2 平桥南区块开发井二开各层段机械钻速与纯钻时间

Fig. 2 ROP and pure drilling time of the second section of the producers in the South Pingqiao Block

2.2.2 二开韩家店组、小河坝组地层漏失严重

平桥南区块 JY194-3HF 井、JY195-2HF 井和 JY197-4HF 井二开在钻进韩家店组、小河坝组地层时发生 35 次漏失, 共漏失钻井液 3 221 m³ (见图 3), 消耗堵漏材料 187 t, 导致钻井周期延长 35.94 d。如能解决二开韩家店组、小河坝组的漏失问题, 可以缩短平桥南区块页岩气井的钻井周期。

由上述分析可知, 平桥南区块二开井段提速潜力最大, 提速技术难点主要为龙潭组和茅口组地层机械钻速低、单只钻头进尺短, 韩家店组和小河坝组地层纯钻时间长、易漏失。

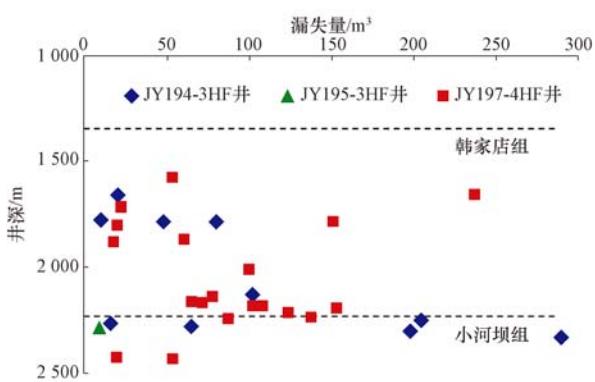


图 3 平桥南区块二开韩家店组、小河坝组漏层位置及漏失量

Fig. 3 Leakage locations and volumes in the second spud section in Hanjiadian/Xiaohaba Formations of the South Pingqiao area

3 钻井提速技术方案

3.1 旋冲钻井提速技术方案

在前期龙潭组、茅口组地层机械钻速及钻头使用情况统计的基础上, 针对上述层段开展了可钻性分析试验, 分析结果为: 龙潭组和茅口组地层的可钻性级值约为 5~7, 抗压强度为 100~150 MPa, 岩石内摩擦角为 30°~40°, 研磨性系数为 1.35~1.45。分析结果表明: 龙潭组和茅口组地层坚硬, 可钻性差。平桥南区块页岩气井二开大井斜角稳斜段钻遇龙潭组和茅口组地层, 地层可钻性差, 摩阻扭矩大, 双重因素制约了该层段的钻速。因此, 针对茅口组地层的特性及所处井段的轨迹特征, 建议探索应用旋冲提速技术钻进该地层, 进行机械式旋冲钻井提速工具试验, 以期在满足常规导向钻进的基础上, 实现提速和降摩减阻。

机械式旋冲钻井提速工具由常规螺杆动力总成、弯外壳总成和冲击锤 3 部分组成。其工作时,钻头产生 2 个方向上的作用力:一是周向方向的旋转切削力;二是轴向方向的冲击力。钻头在旋转剪切破岩的基础上,还可实现冲击破岩,从而大幅提高破岩效率。旋冲钻井工具工作时可产生周期性轴向振动,可降摩减阻。JY41-5 井二开在钻进茅口组地层时,使用了机械式旋冲钻井提速工具,进尺 225.00 m,纯钻时间 20.30 h,平均机械钻速 11.10 m/h,较邻井提高 30% 以上。旋冲钻井钻具组合为 φ311.1 mm PDC 钻头/牙轮钻头 + φ244.5/φ228.6 mm 机械式旋冲钻井工具 (1.00°/1.25°) + φ228.6 mm 钻铤 × 2 根 + 减震器 + φ305.0/φ308.0 mm 稳定器 + 浮阀 + φ228.6 mm 钻铤 × 3 根 + φ203.0 mm 钻铤 × 3 根 + φ127.0 mm 加重钻杆 × 27 根 + φ127.0 mm 钻杆。钻井参数:钻压 60~120 kN,转速 40~50 r/min,排量 40~55 L/s。

3.2 控压降密度钻井技术方案

平桥南区块漏失为裂缝性漏失,裂缝性地层在正压差作用下会产生水力尖劈作用,使裂缝扩展、延伸,加速漏失,适当降低钻井液密度可降低平桥南区块发生漏失的概率。JY194-3HF 井因地质原因回填侧钻,侧钻前后井眼的距离在 30.00 m 以内,但由于钻进时所用钻井液密度不同,侧钻前后的漏失情况差异显著。回填侧钻前所用钻井液密度为 1.27~1.30 kg/L,共发生 12 次漏失,漏失钻井液 1 057.56 m³;回填侧钻后所用钻井液密度为 1.20~1.22 kg/L,仅发生 3 次漏失,漏失钻井液 227.27 m³。JY197-6HF 井钻至井深 2 238.00 m 时发生漏失,此时钻井液密度为 1.46 kg/L,堵漏成功后将钻井液密度调整为 1.41 kg/L,钻进过程正常,而停泵后出现井壁坍塌,于是将钻井液密度提高至 1.45 kg/L,但再次发生漏失。

针对漏失问题,建议配套控压降密度技术,适当降低钻井液密度以减少漏失量,采用动态回压控制技术平衡井底压力,实现井底恒压,以防止钻井液密度降低后出现井塌和井控风险。

控压降密度的具体技术措施为:在二开井段采用控压钻井技术,控制井底压力当量密度比设计密度低 0.05~0.10 kg/L,以降低发生漏失的概率。若出现井塌或溢流,在井口施加一定的回压,提高井底当量循环密度控制井塌和溢流,当回压超过 4 MPa 时,关井求压,进入井控程序。钻遇裂缝性

地层时,在钻井液中加入随钻堵漏剂^[13],并将钻井泵排量控制在 50~60 L/s。先用较低密度的钻井液控压钻进 30.00 m,观察返出岩屑情况,若有掉块逐步施加回压或提高钻井液密度,直至井壁稳定。将钻井液调整至合理密度继续钻进,钻进中监测漏失情况,如发生漏失采取堵漏技术措施。若发生溢流,施加回压提高井底当量密度,当溢流被控制住时,认为此时井底当量密度略高于地层压力当量密度,据此调整钻井液密度,以实现近平衡钻进^[14]。

4 结论与建议

1) 在参考借鉴涪陵一期成熟钻井经验的基础上,制定了更具区域特征的配套钻井技术方案,形成了适用于平桥南区块的页岩气水平井钻井技术体系,钻井周期大幅缩短,但部分井段还存在机械钻速低、井下复杂情况多和钻井周期长等问题。

2) 平桥南区块二开井段龙潭组和茅口组地层存在机械钻速低、单只钻头进尺短,韩家店组和小河坝组地层纯钻时间长、漏失频繁等提速技术难点。如解决这些提速技术难点,该井段钻速可以大幅提高。

3) 针对平桥南区块二开井段的提速技术难点,建议采用旋转冲击钻井提速技术和控压降密度防漏技术,解决平桥南区块及其外围区块机械钻速低和漏失等问题。

参 考 文 献

References

- [1] 梁文利,宋金初,陈智源,等.涪陵页岩气水平井油基钻井液技术[J].钻井液与完井液,2016,33(5):19~24.
LIANG Wenli, SONG Jinchu, CHEN Zhiyuan et al. Oil base drilling fluid for drilling shale gas wells in Fuling[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016,33(5):19~24.
- [2] 唐文泉,高书阳,王成彪,等.龙马溪页岩井壁失稳机理及高性能水基钻井液技术[J].钻井液与完井液,2017,34(3):21~26.
TANG Wenquan, GAO Shuyang, WANG Chengbiao, et al. Research on mechanisms of wellbore instability of Longmaxi shale formation and high performance water base drilling fluid technology[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2017,34(3):21~26.
- [3] 何龙,胡大梁,朱弘.丁页 2HF 页岩气水平井钻井技术[J].石油钻探技术,2014,42(4):125~130.
HE Long, HU Daliang, ZHU Hong. Drilling technologies for shale gas horizontal Well Dingye 2HF[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014,42(4):125~130.
- [4] 乐守群,王进杰,苏前荣,等.涪陵页岩气田水平井井身结构优

- 化设计[J]. 石油钻探技术, 2017, 45(1): 17-20.
- YUE Shouqun, WANG Jinjie, SU Qianrong, et al. The Optimization of casing programs for horizontal wells in the Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(1): 17-20.
- [5] 刘明国, 孔华, 兰凯, 等. 焦石坝区块 $\varnothing 311.2$ mm 井眼定向段钻头优选与应用[J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(3): 28-31.
- LIU Mingguo, KONG Hua, LAN Kai, et al. Selection and application of drill bit for directional section of $\varnothing 311.2$ mm well in Jiaoshiba Block[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37(3): 28-31.
- [6] 牛新明. 涪陵页岩气田钻井技术难点及对策[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(4): 1-6.
- NIU Xinming. Drilling technology challenges and resolutions in Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(4): 1-6.
- [7] 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.
- [8] 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.
- ZHOU Xianhai. Drilling & completion techniques used in shale gas horizontal wells in Jiaoshiba Block of Fuling Area[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 26-30.
- [9] 艾军, 张金成, 藏艳彬, 等. 涪陵页岩气田钻井关键技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(5): 9-15.
- AI Jun, ZHANG Jincheng, ZANG Yanbin, et al. The key drilling technologies in Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drill-
- ing Techniques, 2014, 42(5): 9-15.
- [10] 葛洪魁, 王小琼, 张文. 大幅度降低页岩气开发成本的技术途径[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(3): 1-5.
- GE Hongkui, WANG Xiaoqiong, ZHANG Wen. A technical approach to reduce shale gas development cost[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(3): 1-5.
- [11] 孙坤忠, 刘江涛, 王卫, 等. 川东南 JA 侧钻水平井地质导向技术[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(4): 138-142.
- SUN Kunzhong, LIU Jiangtao, WANG Wei, et al. Geosteering drilling techniques of horizontal sidetracking Well JA, Southeast Sichuan[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(4): 138-142.
- [12] 肖京男, 刘建, 桑来玉, 等. 充气泡沫水泥浆固井技术在焦页 9 井的应用[J]. 断块油气田, 2016, 23(6): 835-837.
- XIAO Jingnan, LIU Jian, SANG Laiyu, et al. Application of foamed cement slurry to Jiaoye 9 Well[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2016, 23(6): 835-837.
- [13] 舒曼, 赵明琨, 许明标. 涪陵页岩气田油基钻井液随钻堵漏技术[J]. 石油钻探技术, 2017, 45(3): 21-26.
- SHU Man, ZHAO Mingkun, XU Mingbiao. Plugging while drilling technology using oil-based drilling fluid in Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(3): 21-26.
- [14] 唐守宝, 卢倩, 宋一磊, 等. 控压钻井技术在页岩气钻探中的应用前景[J]. 石油钻采工艺, 2014, 36(1): 14-17.
- TANG Shoubao, LU Qian, SONG Yilei, et al. Application prospect of MPD technology in shale gas drilling[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014, 36(1): 14-17.

[编辑 刘文臣]

中石化胜利石油工程公司成功研发水平井综合地质导向技术

为提高水平井中靶率、油层钻遇率和钻井效率, 中石化胜利石油工程公司研发了水平井综合地质导向(SLGWD)技术。该技术利用录井远程传输和三维地质导向系统平台, 将地质、钻井、录井、定向和测井等多专业技术、资料集成融合, 通过专家在线支持、前后方联动, 实现钻前地质建模、随钻模型及轨迹动态调整, 提高水平井中靶率、储层钻遇率及钻井效率。近年来, 该地质导向技术在 129 口水平井的断块油气藏、不整合油气藏、裂缝性油气藏等类型油气藏钻井作业中进行了应用, 水平井中靶率、油层钻遇率和钻井效率提高显著。

[供稿 石钻]