

◀ 页岩气钻井完井专题 ▶

doi:10. 3969/j. issn. 1001-0890. 2013. 05. 002

彭水区块页岩气水平井钻井关键技术

张锦宏

(中国石化华东石油局, 江苏南京 210019)

摘 要:页岩气作为一种新兴的油气资源已越来越受到重视,国外页岩气勘探开发经验表明,水平井是页岩气藏成功开发的关键之一,但国内勘探开发工作及关键技术研究还处于起步阶段,存在钻速低、周期长、成本高及钻井中易发生井漏等问题。结合彭水区块 4 口页岩气水平井的钻井实践,从地层压力、地层岩性、岩石可钻性、页岩坍塌机理及页岩气固井特殊要求等方面入手,详细分析了气体钻井、旋转导向钻井、井眼轨迹控制、防漏堵漏、钻井液优选、水泥浆体系优选、井身结构优化、钻头优选、井眼净化等关键技术及现场应用效果,并围绕页岩气钻井提速、降低成本提出了一些建议。

关键词:页岩气 水平井 钻井 固井 彭水区块

中图分类号:TE242;TE256 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2013)05-0009-07

Key Drilling & Completion Techniques for Shale Gas Horizontal Wells in Pengshui Block

Zhang Jinhong

(East China Petroleum Bureau, Sinopec, Nanjing, Jiangsu, 210019, China)

Abstract: Shale gas, a new kind of emerging resource, has drawn more and more attention recently. The successful experiences of exploration and development for shale gas in some foreign countries show that the horizontal well is the key for successful shale gas development. However, shale gas exploration and development and related key technique research in China are still at the primary stage. Engineering difficulties in shale gas well drilling face low penetration rate, long drilling cycle, high cost and possible circulation loss. Based on the drilling practice of 4 shale gas wells in Pengshui Block, an in-depth research on formation pressure, lithology, drillability, shale caving mechanism and special requirements for cementing was made and then key techniques including air drilling, rotary steering drilling, well trajectory control, leakage prevention and sealing, drilling fluid selection, cement slurry optimization, well structure optimization, drilling bit selection, wellbore cleaning, as well as their effectiveness were analyzed. Finally some recommendations on how to increase penetration rate and to lower cost were put forward. This article might be instructive for the development of shale gas with similar geologic and reservoir conditions.

Key words: shale gas; horizontal well; drilling; well cementing; Pengshui Block

国外页岩气勘探开发已有 80 多年的历史,通过多年的经验积累,水平井、分支井、丛式井相继成为国外页岩气开发的主要钻井方式,技术成熟且取得了良好效益^[1]。我国页岩气地质储量丰富,但勘探开发工作刚开始起步,相关技术尚在探索,需要克服的困难还很多。彭水页岩气区块位于川东南-湘鄂西地区四川盆地,区域构造稳定,自上而下主要地层为第四系、下三叠系大冶组,二叠系长兴组、吴家坪组、茅口组、栖霞组和梁山组,志留系韩家店组、小河

坝组和龙马溪组,奥陶系五峰组、临湘组和宝塔组,其中下志留统龙马溪组发育有厚度约 100 m 的黑色页岩。为进一步评价彭水区块页岩气资源潜力,落实页岩气单井产量,探索水平井钻井工艺技术的

收稿日期:2013-07-20; **改回日期:**2013-09-18。

作者简介:张锦宏(1963—),男,1983 年毕业于华东石油学院钻井工程专业,2003 年获石油大学(北京)管理专业硕士学位,教授级高级工程师,主要从事石油工程技术研究和管理工作。系本刊编委。

联系方式:(025)58777023, zhangjh. hdsj@sinopec. com。

适应性,中国石化华东石油局近期在该区块开展了相关试验和研究,先后钻成彭页 HF-1 井等 4 口水平井,取得了良好的勘探开发效果,对页岩气水平井钻井完井有了更深入的认识^[2-3]。笔者结合 4 口井的钻井实践,分析探讨了彭水区块页岩气水平井钻井关键技术。

1 钻井概况

截至目前,彭水区块已钻成彭页 HF-1 井、彭页 2HF 井、彭页 3HF 井和彭页 4HF 井等 4 口水平井,其中彭页 HF-1 井为侧钻水平井。4 口井均采用三开井身结构,主要目的层均为志留系的龙马溪组。

为了防止上部灰岩井段出现井漏等复杂情况,并有效提高机械钻速,彭页 2HF 井、彭页 4HF 井一开和彭页 2HF 井、彭页 3HF 井、彭页 4HF 井二开均采用了气体钻井技术。彭页 3HF 井在一开钻进中,由于地层出水较大,采用了常规钻井。在井眼轨迹控制方面,彭页 HF-1 井、彭页 3HF 井和彭页 4HF 井都采用了旋转导向钻井技术,彭页 2HF 井采用了地质导向钻井技术。4 口井都使用了油基钻井液钻进目的层井段,其中彭页 2HF 井和彭页 3HF 井使用了国产油基钻井液。4 口井固井均采用了高性能弹性水泥浆体系,保证了固井质量,满足了后期压裂的需求。在三开钻进中,4 口井均出现了不同程度的井漏,油基钻井液漏失量较大,造成了较大的经济损失。

2 关键技术及应用效果分析

2.1 气体钻井技术

彭水区块上部三叠系、二叠系地层灰岩发育,漏失严重,前期在大冶组、吴家坪组等上部地层钻遇溶洞性漏失,钻井液失返,使用投石子、注水泥、狄赛尔堵漏等多种方法都效果不佳,如彭页 1 井(彭页 HF-1 井的导眼井)堵漏耗时长达 75 d;该地层可钻性差,钻头选择困难,造成钻井施工投入高,机械钻速和生产时效很低,周期长、难度大、风险大;另外,彭水区块韩家店组和小河坝组地层造斜能力极强,前期钻井过程中,钻至该地层井斜角难以控制,其中彭页 1 井的最大井斜角达到 16.10°,完钻时井底位移达 240.00 m。

空气钻井是当前防止井漏、提高机械钻速的重

要手段之一^[4]。彭页 2HF 井、彭页 3HF 井和彭页 4HF 井,在一开、二开或一二开井段采用了空气钻井技术,并取得了良好的应用效果; $\phi 444.5$ mm 井眼平均机械钻速达 7.09 m/h, $\phi 311.1$ mm 井眼平均机械钻速达 15.10 m/h,较常规钻井提高 3.2~6.5 倍,并节省了大量的堵漏时间。

空气锤钻井技术可从根本上改变以往旋转钻井的破岩方式,实现冲击和旋转联合作用下的体积破碎,不仅能大大提高机械钻速^[5],还能有效控制井斜,达到防斜打快的目的。该技术在钻进韩家店组和小河坝组地层时进行了试验应用,井身质量控制较好,最大井斜角仅为 3.62°,最大井底位移为 50.73 m。

2.2 旋转导向钻井技术

旋转导向钻井技术是钻柱能在旋转钻进过程中实现准确增斜、稳斜、降斜等功能的一项新技术,适合开发特殊油藏的深井、高难度定向井、水平井、大位移井等,相比于传统导向工具,具有易传递钻压、确保井眼清洁度、提高井眼轨迹控制精度、减少井下卡钻风险、提高钻井效率等优点,该技术在水平段长、井身质量要求高的页岩气水平井应用中具有一定优势^[6-7]。

彭页 HF-1 井由于导眼轨迹控制不理想,侧钻点以上井段最大井斜角达 16.10°,反向位移 125.17 m,导致侧钻水平井轨迹控制难度较大。因此,该井在增斜井段和水平井段分别试验应用了 EZ-Pilot 旋转导向系统,其钻具组合为: $\phi 215.9$ mm 钻头+EZ-Pilot 旋转导向系统+ $\phi 127.0$ mm 加重钻杆×1 柱+ $\phi 174.5$ mm 震击器+ $\phi 127.0$ mm 加重钻杆×1 柱+ $\phi 127.0$ mm 钻杆×30 柱+ $\phi 127.0$ mm 加重钻杆×11 柱+ $\phi 127.0$ mm 钻杆。施工过程中,采用低钻压、中转速的钻进参数,井眼轨迹较应用常规螺杆平滑,且机械钻速得到了明显的提高(见表 1)。

后续 3 口水平井也采用了旋转导向钻井技术,其中彭页 3HF 井、彭页 4HF 井与采用螺杆钻具进行定向钻进相比,机械钻速分别提高 154.3%和 40.0%。

2.3 虚拟井地质导向方法

彭页 HF-1 井采用了导眼井,但该区块的勘探程度较低,地质资料欠缺,地层产状、微小断层落实程度差,目的层钻遇率难以保障。为此,在彭页 2HF 井、彭页 3HF 井和彭页 4HF 井钻井过程中进行了技术探索,提出了无导眼井条件下的虚拟井地质导向方法,解决了无导眼井条件下的地层倾角计算、非单斜

表 1 旋转导向与滑动导向钻井效果对比

Table 1 Comparative effects of rotary steering drilling and conventional slide steering drilling

导向方式	井段/m	钻压/kN	转速/(r·min ⁻¹)	排量/(L·s ⁻¹)	泵压/MPa	机械钻速/(m·h ⁻¹)
旋转导向	1 818~1 884	60	80	27	15	6.06
	2 109~3 446	80~140	70~120	27	16~20	8.82
滑动导向	1 612~1 818	40~80	螺杆转速	27	16~18	1.46
	1 884~2 109					4.61

模式下的靶点预测难题。该方法的原理是,在理论入窗后对轨迹进行模拟计算,利用实钻资料估算地层倾角、判断钻头趋势,从而调整轨迹参数;并在水平段钻进过程中不断对目的层埋深、厚度、倾角进行校准。利用该方法,彭页 2HF 井、彭页 3HF 井和彭页 4HF 井的储层钻遇率分别达到 87%、100%和 100%。

2.4 防漏堵漏技术

彭水区块页岩地层微裂隙发育,裂缝宽窄不一,分布无规律,漏速一般为 10~20 m³/h,主要呈以下特点^[8]:目的层龙马溪组漏失严重;漏失层位和漏速差别大;重复性漏失现象较为突出;微小漏失频繁,大型漏失较少。因此,要求钻井液具备足够的防漏特性。在钻井过程中,保证钻井液中有一定浓度的堵漏材料,并通过钻井液罐液面监测钻井液体积,及时发现钻井液体积的变化,是预防漏失最主要的方法。当堵漏剂进入环空后观察漏失情况,如果不漏失则继续钻进,堵漏失效则换用更大颗粒的堵漏材料进行堵漏。现场应用效果表明,几次中大型漏失均通过配置堵漏材料质量浓度高的堵漏浆成功封堵,同时需做好以下几方面的工作:

1) 准确确定安全密度窗口。对于龙马溪组碳质页岩地层,地层的破裂、漏失、孔隙压力三者十分接近,由于钻井液进入地层的阻力很小,地层的漏失压力与孔隙压力十分接近。因此,需要运用 Coulomb-Mohr 准则,结合实钻数据,准确计算出该区块水平井的安全密度窗口。

2) 选择合理的钻井液黏度和切力。对于地层松软、压力低的浅井段,采用大直径钻头钻进时,选用低密度高黏切钻井液,以增大漏失阻力,防止井漏;对于深井的高压小井眼井段或深井压力敏感层段,选用低黏切钻井液,以尽可能降低环空循环压耗,防止井漏。

3) 优化堵漏配方。出现漏失时,可先采用核桃壳、云母片等大颗粒刚性堵漏材料配制 15%~30% 的堵漏浆注入井内,提钻静止堵漏,小排量循环观察漏失情况;根据漏失情况再在油基钻井液中加入刚

性封堵剂与页岩封堵剂等随钻堵漏材料,可较好地封堵页岩层的裂缝性漏失,最大限度地控制漏失量。

4) 优化堵漏工艺。出现漏失时,首先以一定泵速泵入堵漏浆至漏失段。对于漏速较小的情况,可以通过原有钻具组合中泵入堵漏剂,必要时起钻下入光杆钻具泵入堵漏剂,先以低泵冲循环,先利用液柱压力进行静止堵漏。然后缓慢提高泵速,使堵漏浆进入裂缝;若所钻地层的承压能力较弱,为了防止憋漏地层,则可采用不关井静压堵漏的方式。

2.5 井壁稳定性分析及钻井液优选

研究表明,钻井中井眼的稳定性、油气层的保护均与地层中黏土矿物的类型和特性密切相关^[9]。通过室内分析,龙马溪组地层岩性主要为黑色碳质页岩、灰黑色页岩,其中夹少量粉砂岩及泥岩,矿物含量主要以黏土矿物和石英(26.6%~73.1%)为主。其中黏土矿物主要以伊利石(34%~65%)、伊/蒙混层(24%~57%)为主。

结合黏土晶体的化学结构特征和特性,以及龙马溪组地层泥页岩的矿物组分和黏土矿物含量分析结果,认为在钻进龙马溪组地层时,其主要的井壁失稳风险是因伊利石及伊蒙混层矿物晶体分散及表面吸水而产生的剥落掉块;同时由于页岩层的层理结构特征,在地层应力被破坏后,很容易因应力的释放而产生剥落掉块。

分析认为,保持井壁稳定主要从两方面入手:一是选择强抑制性钻井液,减少因钻井液滤失而造成的泥页岩地层吸水膨胀及剥落掉块;二是确定合理的钻井液密度,以有效平衡上覆地层压力,防止因地层被打开而产生的应力失衡。

在页岩气水平井施工中,国外通常采用油基钻井液并加入良好的封堵材料。油基钻井液以油为连续相,可以很好地抑制泥页岩的水化膨胀,同时可以在一定程度上降低摩阻,保证钻井液的润滑性,确保长水平段钻井的安全^[10]。因此,针对彭水区块页岩地层的特点,水平井钻井首选油基钻井液。根据地层破裂压力、坍塌压力、井眼方位和井深,确定保持井壁

稳定的钻井液合理密度范围。

2.6 水泥浆体系优选

页岩气储层大规模分段压裂产生的动态冲击载荷会对水泥环产生较大的内压力和冲击力,引起水泥环的径向断裂;另外,当压裂作业的冲击作用大于水泥石的破碎吸收能时,水泥环就会破碎。因此,页岩气固井时不仅要求水泥环有一定的强度,而且还要要求具有良好的抗冲击能力和耐久性。

要使水泥石具有良好的抗冲击能力,就必须使水泥石具有较低的弹性模量、较好的抗折性和韧性,水泥石弹性模量的降低主要是通过选用外加剂得以实现,改善水泥石弹性的关键在于弹性粒子的选择和对加入量的控制,弹性粒子的加入量直接影响油井水泥石的抗压强度和抗折强度。对于油井水泥石抗折性和韧性的提高,可以在水泥基浆中加入经过表面改性的不同长度的聚丙烯纤维,促进冲击能量由冲击部位向水泥石内部快速消耗,减少因局部能量蓄积导致的裂纹迅速发展,提高水泥石的抗冲击性能,同时也有助于提高水泥环的抗拉强度、抗内压强度,并会减少射孔时微裂纹的数量^[11]。

页岩气水平井固井一般要求水泥浆返至地面,导致水泥浆返段很长,彭水区块在前期钻井过程中,其小河坝组、龙马溪组地层均存在不同程度的漏失现象,若全部采用常规密度水泥浆极易压漏地层,而如果全部采用低密度水泥浆则无法保证固井质量。因此采用双密度水泥浆固井工艺。通过计算一般以井深2 100 m为界,上部为低密度水泥浆,下部为常规密度水泥浆,可满足彭水区块页岩气水平井的固井质量要求,因此该区块采用了“1.45 kg/L 低密度缓凝水泥浆+1.88 kg/L 高胶结弹性防气窜水泥浆”的固井方案。同时,结合以下工艺措施,有效确保固井质量,满足后续压裂施工及生产的需要:

1) 采用 SCW 驱油型隔离液与冲洗液,可以对油基钻井液钻进井段产生润湿反转作用,同时也具有冲洗驱油效果,提高水泥与井壁及套管壁的胶结质量。

2) 水平段选用适合长水平段水平井的整体式双弓扶正器,该扶正器居中能力强,且在下入过程中不容易损坏,对井壁和自身均能起到有效保护。造斜段侧向力较大,故斜井段选用刚性旋流扶正器,可保证套管的居中度。

3) 利用固井设计软件进行辅助计算,保证井内压力平衡和优选施工参数,利于井内施工安全和提

高顶替效率。

4) 水平井段采用密度为 1.35 kg/L 的水泥浆顶替,使套管在浮力作用下有向井壁高边漂浮的趋势,减小套管的偏心程度,提高水泥浆的顶替效率。

2.7 井身结构优化

地层孔隙压力、坍塌压力和破裂压力剖面的建立对井身结构优化、优选钻井方式、保证钻井各环节中井眼稳定,以及提高钻井的综合经济效益具有十分重要的意义。

针对泥页岩地层通常采用声波时差伊顿法确定地层孔隙压力,即用正常压实泥页岩井段声波时差与其对应的埋藏深度按半对数关系回归,建立声波时差的正常趋势线。若研究层位的声波时差落在正常趋势线上,即为正常压力地层;若偏离正常趋势线,为异常压力地层。由此通过邻井声波时差数据计算求出彭水区块地层压力数据,并可绘制地层压力剖面图。如彭页 HF-1 井地层压力剖面见图 1。

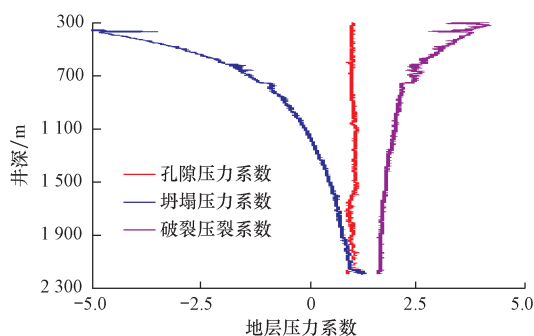


图 1 彭页 HF-1 井地层压力剖面

Fig. 1 Formation pressure profile of Well Pengye HF-1

从图 1 可以看出,彭水地区地层孔隙压力略高于地层坍塌压力,主要目的层龙马溪组(井深 2 130 m)的地层孔隙压力系数为 0.95 左右,与地质预测吻合较好,地层压力系数曲线平滑,不存在地层异常高压带;地层破裂压力系数随着井深的增加变化趋势较缓,整体位于 1.6 以上,破裂压力系数较大,可以看出该区块岩性较稳定、胶结较好。但地层坍塌压力逐渐增大,目的层段底部有突变,接近地层孔隙压力。前期钻井资料显示,龙马溪组地层上部灰质泥岩存有明显缝隙特征,已钻井在该层位均有不同程度的漏失现象。因此,根据以上分析结果,结合邻井的漏失情况,设计为三级井身结构,其中技术套管下深以封固龙马溪组上部易漏失地层为主要原则。兼顾大井斜角段的轨道设计,可兼顾考虑将技术套管下至井斜角约 60°的位置;若使用空气钻井,则技术套管下入

造斜点以上 20~30 m,为降低下部井段钻进过程中的摩阻扭矩创造良好条件,该井身结构设计还考虑到测井因素。经验表明,井斜角大于 65°的井段需要采用钻杆输送测井仪器,因此二开井段就可采用常规电缆测井,且表层套管下深同样不受测井限制。综上,彭水区块水平井井身结构可参照表 2 进行设计。

表 2 彭水区块已钻水平井井身结构设计参数
Table 2 Designed parameters for casing programs of drilled horizontal wells in Pengshui Block

套管	钻头尺寸/ mm	垂深/m	套管尺寸 /mm	封固原则
表层 套管	444.5	600~700	339.7	钻穿灰岩以下 50 m, 第四系松散层段及灰岩 的漏失层、出水层
技术 套管	311.1	2 150 或 1 500~ 1 700	244.5	下志留统龙马溪组漏 失层段或空气钻井的直 井段底部
生产 套管	215.9	设计井底	139.7	主要目的层段

2.8 地层可钻性研究及钻头优选

室内对彭页 1 井取心岩样进行了岩石硬度及塑性、抗压强度、可钻性等 3 个方面的研究,掌握了彭水区块页岩的主要力学特性。同时,利用前期钻井、测井资料对全层段进行了可钻性分析。

2.8.1 岩石硬度试验

通过岩石工程力学特性参数测定仪对岩石硬度进行试验,结果显示,彭水区块龙马溪组地层岩石硬度平均为 746.34 MPa,塑性系数为 1.1。分析认为,龙马溪组地层岩石属于中高硬度、轻脆性岩石,对于这种岩石,需要优选适合的钻头、合理的钻井参数,以达到提高机械钻速的目的。

2.8.2 岩石抗压强度试验

岩石的单轴抗压强度试验,是把岩样放在托盘与压头之间,施加轴向载荷直至破坏,岩样破坏时的应力值即为岩石的抗压强度。岩石的抗压强度虽然受到其围压的影响,但由地面试验仍可总结出岩石的主要抗压特性,试验显示井深 2 073 m 处龙马溪组地层岩石的抗压强度为 64 MPa,岩石平均弹性模量 2 437.64 MPa,属于中等抗压强度。

2.8.3 岩石可钻性试验

在室内模拟真实钻进条件下,采用微钻头测试

岩样的力学性能是目前常用岩石可钻性试验方法,将试验数据代入相关钻速方程进行计算则可求得岩石的可钻性。由计算出的彭页 1 井页岩可钻性试验数据可知,彭水区块龙马溪组地层岩石可钻性级值较高,可钻性较差,在钻井中需要优选钻头,改进钻井工艺以提高机械钻速。同时,依据钻井资料和测井资料,对岩石特性进行分析,并通过软件计算可得出彭水区块的岩石可钻性规律。

2.8.4 钻头优选

根据可钻性曲线(见图 2),彭水地区岩石可钻性级值呈现上部和下部高而中间低的特点,上部的长兴组、茅口组地层富含燧石团块,是致上部地层可钻性级值高、可钻性较差的根本原因。进入下部志留系小河坝组地层至目的层龙马溪组可钻性级值达 7~8,可钻性较差。根据各层位地层可钻性级值的分布情况以及 PDC 钻头与牙轮钻头破岩机理,茅口组以上及下部志留系小河坝组至龙马溪组地层推荐使用牙轮钻头,中部韩家店组及小河坝组上部地层推荐使用 PDC 钻头钻进,以提高钻井效率。

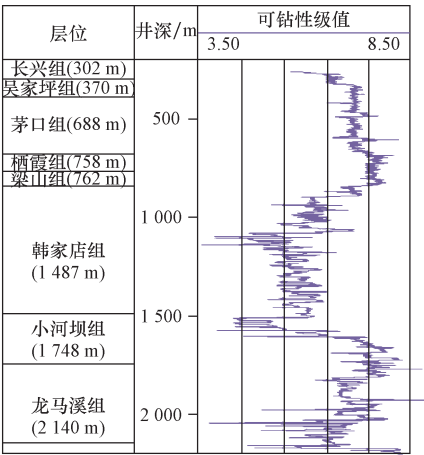


图 2 彭页 1 井可钻性曲线
Fig. 2 Drillability curve of Well Pengye 1

具体而言,根据试验及计算结果,彭水区块小河坝组上部地层以灰色、灰绿色泥岩为主,下部以灰色、灰绿色粉砂岩与泥质粉砂岩互层为主,可钻性级值变化较大,上部在 4.5~5.5 之间,下部在 5.5~7.5 之间,推荐采用 HJ517G 型三牙轮钻头;对含有燧石井段可使用高密度及露齿高度呈梯度变化的全掌背布齿形式、保径能力强、稳定性和水力效果好的牙轮钻头,如 SJT537GK 型三牙轮钻头;目的层龙马溪组地层岩性以黑色碳质页岩为主,可钻性级值 7.5 左右,结合龙马溪组页岩的试验结果,推荐采用

$\phi 19.0$ mm 复合片、5~6刀翼、具低抛物线冠部特点的 PDC 钻头,如 WHMGE461-5型钻头。

2.9 井眼净化技术

对于页岩气水平井而言,随着井斜角的增大,水平段的增长,在重力作用下钻具靠向井眼低边,钻具与下井壁之间的钻井液流速大大降低,当钻具不旋转时,流速几近为 0,失去了悬浮携带能力,岩屑就会沉积于井眼低边形成岩屑床^[10],导致起下钻遇阻、遇卡现象时常发生。如彭页 HF-1 井在钻至井深 3 000 m 时,出现起下钻阻卡现象。

从井眼净化影响因素角度分析,岩屑床与钻井液性能、井径扩大率、机械钻速、钻具转速、钻井液排量等关系密切,因此现场施工时需采取以下措施:

1) 优化钻具组合,为携岩创造条件。在钻井液性能及排量相同的情况下,采用旋转导向钻进方式能够获得更大的排量,更利于净化井眼。

2) 合理调整钻井液性能。钻井液的塑性黏度、动切力和密度越大,越容易清除岩屑,可适当提高钻井液的密度、黏度及切力,达到清除环空岩屑的目的。

3) 加强短程起下钻清除岩屑。定期进行短程下钻作业,起下钻过程中分段循环,通过划眼等机械方式处理破坏岩屑床。

4) 选择合理钻井速度和钻进方式。彭水区块龙马溪组页岩气水平井机械钻速普遍低于 4 m/h,应重点考虑钻具转速对井眼净化的影响,并尽可能采用复合钻进方式。

5) 优化钻井设计。在进行钻井设计时,应充分论证地层的稳定性,水平井眼方向尽可能与地层最大主应力方向重合,避免钻进中出现井壁失稳和坍塌;优选旋转导向工具,减少因地质变化带来的轨迹调整,保证井眼轨迹圆滑。

3 提速降成本的几点建议

困扰页岩气水平井钻井提速和降低成本的主要问题是,地质认识程度较低,地表条件复杂,上部灰岩及下部龙马溪组地层易漏失,页岩层段井壁稳定性差,油基钻井液、旋转导向等关键技术服务费用高等。但笔者认为,随着地质认识程度的不断提高和经验的不断积累,必将形成行之有效的技术系列,促使钻井效率提高,成本降低,达到实现商业开发的目的。

3.1 提速工艺和技术

1) 井身结构优化设计技术。根据页岩地层及埋藏的特点,有针对性地优化井身结构,满足高效、安全、保质及低成本要求。通过区块地质认识程度的提高和实钻经验的完善,持续优化工程设计,选择合理的井身结构可减少井下故障的发生。尤其是开发井,若采用二级井身结构或小尺寸的三级井身结构,能大大缩短钻井周期,降低成本。

2) 空气钻井技术。彭水区块上部三叠系、二叠系等地层洞隙发育,可钻性差,钻井难度大,在这一层段使用空气钻井技术,虽然增加了一些费用,但对地层防斜、防漏有显著效果,保证了工程质量,且大幅缩短了堵漏时间;另一方面,能极大地提高机械钻速,缩短钻井周期。综合成本具有优势,是一种提速降低成本的有效方法。实践表明,若采用空气锤钻进,机械钻速还会进一步提高。

3) 优选高效钻头。页岩地层多呈均质性强的特点,该类地层较适合于采用 PDC 钻头钻进。因此,在页岩气水平井段通过优选高效 PDC 钻头,可达到提速目的,通过前期试验表明,一只钻头一趟钻完成 1 000 m 左右的水平井段是完全可行的。

4) 控压钻井技术^[12]。由于页岩渗透率极低,发生井喷的可能性不大,因此在钻井中,控压钻井能够准确控制静态钻井液密度和当量循环密度,实时调整流入和损失量,能够很好地解决页岩地层的井壁坍塌问题,近年来控压钻井技术已在国外页岩气水平井钻井中得到越来越多的应用。因此,加强该项技术在页岩气钻井过程中的试验和推广,可在一定程度上控制页岩水平层段垮塌,减少井下故障,提高钻井效率。

3.2 降低成本的工艺和技术

1) 用仿油基或水基钻井液代替油基钻井液。为了防止或减少钻井中的井眼坍塌,一般多使用油基钻井液,这也成为页岩气水平井钻井成本居高不下的一个重要原因^[13]。国内近年来已在页岩水平井段进行了水基钻井液的尝试,取得了一定效果。随着技术的不断进步,在保证井壁稳定的前提下,优化出满足页岩地层钻进的仿油基或水基钻井液,来代替油基钻井液可极大地降低钻井成本特别是漏失造成的成本。

2) 油基钻井液重复利用。从单口井来看,油基钻井液的成本确实比较高,但是若以“井工厂”方式大规模开发,重复利用油基钻井液,将单口井油基钻

井液的成本分摊到多口井,能有效降低成本,同时对实现绿色低碳、加强资源节约具有十分重要的意义。

3) 旋转导向钻井工具国产化。旋转导向钻井与滑动导向钻井相比,具有摩阻与扭阻小、机械钻速高、井眼轨迹平滑、压差卡钻风险低等优点,常应用于一些位移大、水平段长、风险高的页岩气水平井钻井,但目前其技术被国外垄断,使用成本昂贵。因此,应尽快研制出具有自主知识产权的旋转导向钻井系统。当前在地质认识程度较高的区块,当水平井段长小于1 000 m时,可考虑采用常规的滑动导向钻井替旋转导向钻井进行轨迹控制。

4 结论与建议

1) 我国页岩气地质储量丰富,但是勘探开发技术尚在探索起步阶段,且页岩气水平井技术难度大、成本高,需要克服的困难还很多。随着以页岩气为代表的非常规油气资源的不断开发,为了满足安全钻井和环境保护的需要,未来页岩气水平井钻井技术的研究应围绕高效、低成本开展。

2) 页岩气开发是一项复杂的系统工程,只有将地质和工程充分结合,尤其提升油气藏评价、钻井、完井和储层压裂改造技术,才能加快我国页岩气经济开采的产业化步伐。结合我国现有技术现状,可进行页岩气探索性开发,不断强化地质认识,积累现场施工经验,同时加强国外先进技术的引进与吸收,尽快形成适合我国页岩气勘探开发的配套技术。

3) 加快国产和自主技术的研发与试验,注重传统技术与高新技术的集成,实现技术经济的最优化,形成经济适用的页岩气核心技术,是降低页岩气开发成本的关键。

参 考 文 献

References

- [1] 薛承瑾. 国内页岩气有效开采值得关注的几个问题[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(4): 1-6.
Xue Chengjin. Noteworthy issues on effective production of shale gas resource in China[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(4): 1-6.
- [2] 崔思华, 班凡生, 袁光杰. 页岩气钻井技术现状及难点分析[J]. 天然气工业, 2011, 31(4): 72-75.
Cui Sihua, Ban Fansheng, Yuan Guangjie. Status quo and challenges of global shale gas drilling and completion[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(4): 72-75.
- [3] 薛承瑾. 页岩气压裂技术现状及发展建议[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(3): 24-29.
Xue Chengjin. Technical Advance and Development Proposals of Shale Gas Fracturing[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 24-29.
- [4] 李玉飞, 孟英峰, 聂政远, 等. 空气钻井提高钻速机理研究[J]. 石油钻探技术, 2006, 34(4): 9-11.
Li Yufei, Meng Yingfeng, Nie Zhengyuan, et al. The mechanisms of increasing ROP during air drilling[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(4): 9-11.
- [5] 孙起昱, 张雨生, 王爱芳. 空气锤在普光气田气体钻井中的应用[J]. 石油钻探技术, 2009, 37(4): 68-72.
Sun Qiyu, Zhang Yusheng, Wang Aifang. Application of air hammer in gas drilling in Puguang Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(4): 68-72.
- [6] 狄勤丰, 张绍槐. 旋转导向钻井系统控制井眼轨迹机理研究[J]. 石油钻探技术, 1998, 26(3): 52-54.
Di Qinfeng, Zhang Shaohuai. Studies of rotary steering drilling system for hole trajectory control[J]. Petroleum Drilling Techniques, 1998, 26(3): 52-54.
- [7] 狄勤丰, 张绍槐. 旋转导向钻井系统测量技术研究[J]. 石油钻探技术, 1998, 26(2): 50-53.
Di Qinfeng, Zhang Shaohuai. Research on surveying technology of the rotary steering drilling system[J]. Petroleum Drilling Techniques, 1998, 26(2): 50-53.
- [8] 沈建中. 页岩1井钻井技术难点及对策[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(3): 41-45.
Shen Jianzhong. Drilling technical difficulties and countermeasures in Well Xuanye 1[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 41-45.
- [9] 唐代绪, 赵金海, 王华, 等. 美国 Barnett 页岩气开发中应用的钻井工程技术分析与启示[J]. 中外能源, 2011, 16(4): 47-52.
Tang Daixu, Zhao Jinhai, Wang Hua, et al. Technology analysis and enlightenment of drilling engineering applied in the development of Barnett shale gas in America[J]. Sino-Global Energy, 2011, 16(4): 47-52.
- [10] 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.
Li Hongsheng, Wang Haige, Ji Guodong, et al. The key technologies of shale gas exploitation in America[J]. China Petroleum Machinery, 2011, 39(9): 78-83.
- [11] 王祥林, 王允良, 王立平, 等. 射孔对水泥环损伤的综合试验研究[J]. 地震工程与工程振动, 1994, 14(1): 89-99.
Wang Xianglin, Wang Yunliang, Wang Liping, et al. Synthetic experimental research on the damage to the concrete circle during the hole shooting[J]. Earthquake Engineering and Engineering Vibration, 1994, 14(1): 89-99.
- [12] 周英操, 崔猛, 查永进. 控压钻井技术探讨与展望[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(4): 1-4.
Zhou Yingcao, Cui Meng, Zha Yongjin. Discussion and prospect of managed pressure drilling technology[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(4): 1-4.
- [13] 刘德华, 肖佳林, 关富佳. 页岩气开发技术现状及研究方向[J]. 石油天然气学报, 2011, 33(1): 119-123.
Liu Dehua, Xiao Jialin, Guan Fujia. Current situation and research direction of shale gas development[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2011, 33(1): 119-123.