

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.2019118

川南海相深层页岩气钻井关键技术

刘 伟¹, 何 龙¹, 胡大梁², 李文生¹, 焦少卿¹

(1. 中国石化西南油气分公司, 四川成都 610041; 2. 中国石化西南油气分公司石油工程技术研究院, 四川德阳 618000)

摘 要: 川南海相深层页岩气目的层埋藏深、地层温度和地层压力高、岩石可钻性差、优质储层薄, 钻井提速与井身质量、页岩坍塌与钻井成本、控时钻进与优质储层钻遇率间的矛盾制约了其高效开发。为此, 在借鉴常规页岩气开发经验的基础上, 进行差异化的井身结构和井眼轨道设计, 采用预弯曲动力钻具组合, 优化钻井参数, 试验应用垂直钻井技术和气体钻井技术, 研制应用高性能水基钻井液, 并优化井眼轨迹控制措施, 形成了川南海相深层页岩气高效开发的钻井关键技术。该技术在川南地区 27 口海相深层页岩气井进行了应用, 钻井周期缩短了 46.0%, 优质储层钻遇率达到 93.17%。研究表明, 川南海相深层页岩气钻井关键技术能解决深层页岩气井钻井过程中存在的技术难题, 可为国内外类似页岩气的开发提供借鉴。

关键词: 页岩气; 水平井; 井身结构; 钻具组合; 井眼轨迹; 海相; 川南

中图分类号: TE243⁺.1 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2019)06-0009-06

Key Technologies for Deep Marine Shale Gas Drilling in Southern Sichuan

LIU Wei¹, HE Long¹, HU Daliang², LI Wensheng¹, JIAO Shaoqing¹

(1. Sinopec Southwest Oil and Gas Branch, Chengdu, Sichuan, 610041, China; 2. Petroleum Engineering Research Institute, Sinopec Southwest Oil and Gas Branch, Deyang, Sichuan, 618000, China)

Abstract: Deep marine shale gas in the southern Sichuan Basin has a deep burial depth, high formation temperature and formation pressure, poor rock drillability and thin high-quality reservoirs. Further, the contradictions between fast drilling and borehole quality, shale collapse and drilling cost, time-controlled drilling and the variable probability of encountering high-quality reservoirs have hindered its effective development. To this end, based on the experience of conventional shale gas development, through the differentiated casing program and borehole trajectory design, by adopting bent-housing mud motor BHA, optimization of drilling parameters, conducting vertical drilling and gas drilling technical tests, development of high-performance water-based drilling fluid and the borehole trajectory control, a set of key drilling technologies suitable for the effective development of deep shale gas in the Southern Sichuan were formed. Those technologies were applied in 27 deep marine shale gas wells in the Southern Sichuan, resulting in the fact that the the drilling cycle was shortened by 46.0% and the rate of high-quality encountering economic reservoirs reached 93.17%. The results indicated that those key drilling technologies could sustain the effective development of deep marine shale gas in southern Sichuan, and they could provide references for the development of similar shale gas reservoirs at home and abroad.

Key words: shale gas; horizontal well; casing program; bottom hole assembly; borehole trajectory; marine; the Southern Sichuan

川南海相深层页岩气资源丰富, 多口井在筇竹寺组、龙马溪组和五峰组获得高产页岩气流。例如, DY1 井页岩气储层埋深 4 270.00 m, 压裂测试获 $31.18 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 高产气流。与实现商业开发的常规页岩气相比, 川南海相深层页岩气具有储层埋藏深 (3 500.00~4 300.00 m)、优质储层薄 (5.00~8.00 m)、地层温度高 (127~147 ℃)、地层压力梯度高 (1.70~1.85 MPa/100m)、井壁不稳定等特征, 钻井提速提效

面临诸多挑战, 采用常规页岩气钻井技术难以解

收稿日期: 2019-03-27; 改回日期: 2019-10-06。

作者简介: 刘伟 (1981—), 男, 四川成都人, 2003 年毕业于成都理工大学石油工程专业, 2012 年获中国石油大学 (北京) 石油与天然气工程专业硕士学位, 高级工程师, 主要从事钻井完井工程技术研究与管理工。E-mail: liuwei2.xnyq@sinopec.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目“威远-永川深层页岩气开发关键技术” (编号: P18058) 部分研究内容。

决。针对该情况,为实现海相深层页岩气的商业开发,在借鉴邻区开发经验的基础上,进行了差异化的井身结构和井眼轨道设计,强化了钻井参数,优化集成了提速工艺,研制应用了高性能水基钻井液,开展了井眼轨迹实时监控研究,通过引进、创新、联合攻关、自主研发和集成,形成了一套适合川南海相深层页岩气高效开发的钻井关键技术,并在W23平台等62口井的进行了应用,从目前已完成的27口井的情况看,钻井周期大幅缩短,优质储层钻遇率达93.17%,效果非常好。

1 钻井技术难点

深层页岩气是指储层埋深大于3 500.00 m的页岩气^[1]。与常规页岩气相比,深层页岩气具有储层埋深更深、压力和温度更高、开发难度更大等特征。水平井是开发页岩气的有效途径,但既要保证水平段在优质页岩储层中穿行,又要满足大型分段压裂要求。因此,深层页岩气开发面临的主要难题是钻井提速与降低成本的矛盾。要想实现深层页岩气有效开发,提高机械钻速、提高优质储层钻遇率、缩短钻井周期和降低钻井成本是必然选择,其制约因素主要体现在以下几个方面:

1) 钻井提速与井身质量的矛盾。地震资料解释和实测资料显示, YC 区块中部背斜区地层倾角 $32.0^{\circ}\sim 37.0^{\circ}$, DS 斜坡带地层倾角超过 45.0° , YC 区块北部 Y4-1 井一开地层倾角 $10.0^{\circ}\sim 20.0^{\circ}$, 平均为 16.4° 。地层倾角大是影响直井段提速提效的主要因素^[2]。每个页岩气平台部署3~8口井,井间距5.00~8.00 m,井排距25.00~30.00 m。因此,井间防碰是安全钻井的重点^[3],有时需要被迫降低钻速或选用成本高的先进提速工具。

2) 页岩坍塌与降低钻井成本的矛盾。页岩储层即使专打专封,也存在吸水膨胀坍塌、掉块的情况。因此,国内外普遍采用油基钻井液,造成钻井液费用占钻井总成本的25%以上,且油基岩屑作为危险废弃物,需要进行无害化处理,处理成本高、环保压力大。优化钻井液性能,保证在页岩坍塌前完成水平段钻进是急需解决的技术难点。

3) 控时钻进与优质储层钻遇率的矛盾。川南深层页岩气勘探程度较低,地质差异性大, W1 平台2口井A靶点相距406.00 m,垂深相差26.00 m,依靠邻井实钻资料进行卡层难度较大。为确保钻头沿着优质储层穿行,被迫控时钻进,在一定程度上延长

了钻井周期,相应地提高了水平段的钻井风险。

2 深层页岩气钻井关键技术

2.1 井身结构及井眼轨道差异化设计

按龙马溪组目的层垂深3 900.00 m、水平段长1 500.00 m计算,采用二维井眼轨道设计的水平井完钻井深约5 500.00 m,平台外侧采用三维井眼轨道设计的水平井完钻井深约5 700.00 m。自上而下钻遇陆相、海相8套地层,地层压力梯度 $1.00\sim 1.85$ MPa/100m,为满足 $\phi 139.7$ mm套管分段压裂要求,井身结构采用自下而上的设计方法^[4]。目前,水平井一般采用三开井身结构:一开,套管下至井深500.00~600.00 m,封隔上部易漏地层;二开,套管下至龙马溪组顶部,对于三维井眼轨道的水平井,尽量将二开套管下得深一些,以减少三开裸眼段的长度,降低后续施工摩阻。鉴于压裂过程中易发生套管变形问题,在确保通径不变的情况下,造斜点以深采用抗挤强度更高的外加厚套管。在裂缝发育、应力敏感地区,为降低三开钻井液密度,解决因提高钻井液密度导致钻井液费用增加的问题,加大二开套管下深,封隔龙马溪组上部高压气层。川南海相深层页岩气井典型井身结构为:一开采用 $\phi 406.4$ mm钻头钻进,下入 $\phi 339.7$ mm套管封隔上部易漏地层;二开采用 $\phi 311.1$ mm钻头钻进,下入 $\phi 244.5$ mm套管,采用二维井眼轨道的水平井,套管封隔龙马溪以浅地层,采用三维井眼轨道的水平井,套管下至稳斜段,以降低三开施工难度;三开采用 $\phi 215.9$ mm钻头钻至设计井深,下入 $\phi 139.7$ mm套管。

在井眼轨道设计方面,二维井眼轨道水平井根据靶前距优化造斜点井深和二开套管下深。平台外侧三维井眼轨道水平井从源头设计主动防斜,将三维井眼轨道优化为双二维井眼轨道,采用“直—增—稳—降—直”五段制井身剖面,在二开井段实现造斜和扭方位,后期尽量降低井斜角,以降低井眼相碰风险和三开钻井难度。按靶点垂深3 980.00 m、靶前距670.00 m、造斜率 $(15^{\circ}\sim 18^{\circ})/100$ m计算不同井斜角稳斜段的造斜点井深、稳斜段长度、完钻井深等,结果见表1。

由表1可知,随着稳斜段井斜角增大,造斜点井深增加,完钻井深增加,稳斜段长度减小。在目前技术条件下,从造斜效率、经济成本考虑,将平台外侧三维井眼轨道水平井稳斜段井斜角设计为 $25^{\circ}\sim 35^{\circ}$,更有利于提高上部井段的机械钻速、降低钻井成本。

表 1 井眼轨道优化影响因素分析结果

Table 1 Analysis results of the factors affecting borehole trajectory optimization

稳斜段井斜角/(°)	造斜点井深/m	造斜率/((°)·(100m) ⁻¹)	稳斜段长度/m	A靶点井深/m	完钻井深/m	钻井周期/d
15	2 184.00	15~18	1 420.00	4 234.23	5 734.23	79.90
20	2 621.00	15~18	970.00	4 265.11	5 765.11	78.56
25	2 881.00	15~18	695.00	4 296.67	5 796.67	77.72
30	3 053.00	15~18	508.00	4 325.31	5 825.30	77.63
35	3 175.00	15~18	372.00	4 354.77	5 854.76	77.92
40	3 265.00	15~18	266.00	4 381.16	5 881.16	78.37

根据井眼轨道与起下钻摩阻、套管下入摩阻的敏感因素分析结果, 为确保二开井段安全钻进和 $\phi 244.5$ mm套管的顺利下入, 按“直—增—稳—降—直”五段制井身剖面设计平台外侧水平井的井眼轨道。按井径扩大率为 10%、全角变化率为 $18^\circ/100\text{m}$ 计算, 可得起下钻摩阻低于 170 kN, 套管下入摩阻低于 220 kN。因此, 布置 6~8 口井的平台在设计二开井段全角变化率时, 不能超过 $(16^\circ\sim 17^\circ)/100\text{m}$ 。

2.2 采用预弯曲动力钻具组合并优化钻井参数

为了避免一开、二开井段的井眼相碰风险, 实现钻井提速提效, 通过理论分析和实践验证, 在 WR 区块首选双稳定器预弯曲动力钻具组合。采用预弯曲动力钻具组合钻井, 可理解为钻进时工具面角进行有规律变化, 其总体效果用钻柱旋转一周内钻头合侧向力来表达, 因钻具组合中预置了一定弯角的螺杆, 并加入 1 个稳定器, 当钻具和螺杆转动时, 可在一定程度上消除钻头轴线的指向作业, 当钻头合侧向力大于地层增斜力时, 可以实现防斜打快。对于既定井身结构, 理论计算和现场 5 口井试验表明: 一开 $\phi 406.4$ mm井段采用自带近钻头稳定器的“ $\phi 244.5$ mm螺杆+ $\phi 402.0\sim\phi 404.0$ mm稳定器”钻具组合, 二开 $\phi 311.1$ mm井段采用自带近钻头稳定器的“ $\phi 244.5$ mm螺杆+ $\phi 308.0\sim\phi 310.0$ mm稳定器”钻具组合, 防斜效果较好。

由钻速方程可知, 钻速与钻压、转速、排量、扭矩等参数相关, 在钻井参数一定的情况下, 钻速与累计进尺成反比^[5]。将工程地质研究成果与川南地区地层岩石特性相结合, 分层段确定了钻压、转速、水力参数和钻井液密度差等相关系数, 以定量预测不同钻井参数下的机械钻速。以一开 $\phi 311.1$ mm井段为例, 该井段钻遇地层为须家河组, 井深 1 200.00 m,

钻井液密度 1.35 kg/L, 施工排量 50 L/s, 机械钻速预测结果如图 1 所示。

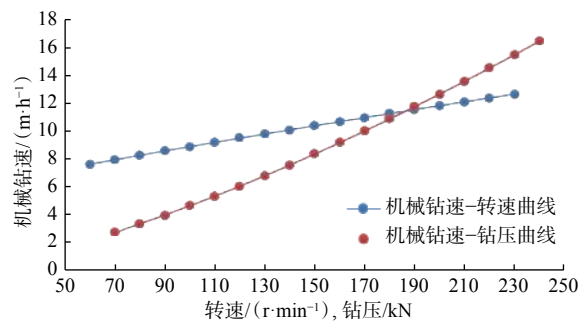


图 1 钻井参数与机械钻速的关系

Fig. 1 Relationship between drilling parameters and ROP

由图 1 可知, 在转速不变的情况下, 钻压由 70 kN 提高到 240 kN 时, 机械钻速提高 4.85 倍; 在钻压不变的情况下, 转速由 60 r/min 提高到 150 r/min 时, 机械钻速提高 36.04%。因此, 可根据钻头特性, 优化钻井参数, 提高机械钻速。一开井段, 采用预弯曲动力钻具组合, 推荐钻井参数: 钻压 140~200 kN, 顶驱转速 50~80 r/min, 排量 50~60 L/s。二开井段, 推荐钻井参数: 钻压 160~200 kN, 顶驱转速 60~80 r/min, 排量 45~55 L/s, 同时配备承压能力高的钻井泵和管线。

2.3 垂直钻井技术

川南海相深层页岩气勘探阶段, 直井段采用常规钻井技术钻进, 机械钻速仅 1.6 m/h。为解决提速与井身质量的矛盾, 根据地层倾角, 进行了各种提速技术的现场试验, 结果表明, 垂直钻井技术防斜打直效果受钻压影响较小, 是释放钻压、提高钻井速度、控制井斜的有效技术。YC 区块中部背斜区、DS 斜坡带最大地层倾角 45° , 适合应用垂直钻井技术进行钻进。

应用垂直钻井技术的主要目的是释放钻压, 主要采用单稳定器垂直钻井钻具组合。以二开 $\phi 311.1$ mm 井段为例, 分别模拟稳定器外径和钻压对钻头侧向力的影响, 结果表明: 稳定器的外径从 306.0 mm 增至 310.0 mm 时, 钻头侧向力的变化量分别是 0.13 kN 和 0.14 kN, 变化不大, 现场施工时, 推荐选择略小于钻头直径的欠尺寸稳定器; 钻压从 120 kN 增至 240 kN 时, 无论钻头侧向力是增斜力还是降斜力, 钻头侧向力的改变分别是 0.25 kN 和 0.26 kN, 进一步验证了钻压对钻头侧向力的影响较小。二开井段推荐钻具组合为: $\phi 311.1$ mm 钻头+垂直钻井工具+ $\phi 306.0 \sim \phi 308.0$ mm 稳定器+ $\phi 228.6$ mm 无磁钻铤+ $\phi 228.6$ mm 钻铤。

2.4 气体钻井技术

气体钻井技术是以气体为循环介质的钻井方

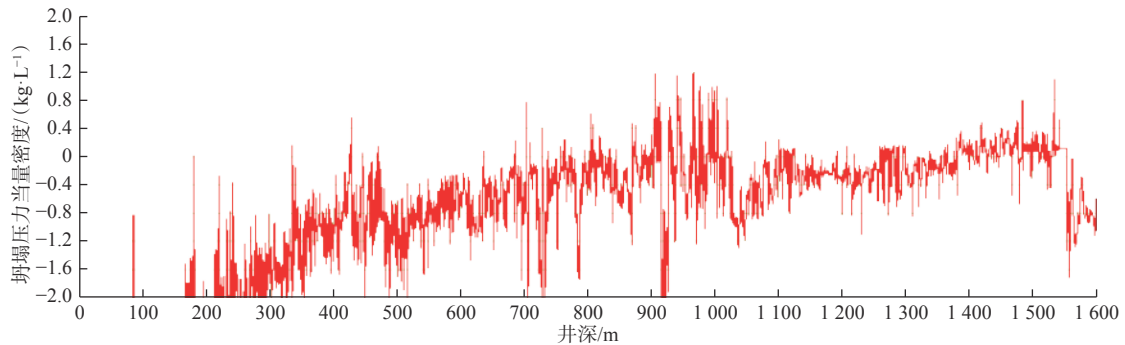


图2 Y1井上部地层气体钻井坍塌压力当量密度分布

Fig.2 Distribution of collapse pressure equivalent density of gas drilling in the upper formation of Well Y1

由图2可知, 自流井组(井深约 900.00 m)以浅地层的坍塌压力当量密度普遍低于气体钻井临界坍塌压力当量密度(0.35 kg/L), 部分薄层坍塌压力当量密度略高, 但厚度小、规模小, 不会引发井下故障, 具备实施气体钻井技术的条件。采用气体钻井技术钻进须家河组地层, 井壁稳定性较好, 虽然部分地层可能存在剥落掉块, 但垮塌卡钻风险较低, 可通过提高注气排量解决剥落掉块的问题。

为提高设备运行效率, 对井身结构和施工工序进行了优化: 1)按目前的井身结构, 采用泡沫钻井技术完成一开钻进, 采用干法固井, 候凝期间将钻井设备平移至第二口井施工; 2)将一开套管下深延长至雷口坡组顶部, 尽量在一个开次完成气体钻井施工, 以减少设备动迁和停待。借鉴威远-长宁气体钻井实践经验^[7], 在施工设计中明确了分段注替参数和终止条件, 为气体钻井的成功实施创造了条件。一开井段, 推荐钻具组合为: $\phi 406.4$ mm 空气锤/牙轮钻头+钻具止回阀+ $\phi 279.4$ mm 钻铤×3 根+ $\phi 228.6$ mm

式, 其降低了压持效应, 可大幅度提高钻井速度, 在川东北陆相地层进行了大规模应用。川南地区出露地层为沙溪庙组地层, 陆相地层厚度 1 500.00~1 600.00 m, 前期勘探阶段自流井组-须家河组常规复合钻井机械钻速 5.00~6.00 m/h(部分井段低于 3.00 m/h), 提高该井段的钻井速度是实现该地区页岩气高效开发的重点。地质研究发现, 浅部地层水系较发育, 测井解释发现井深 350.00 m 以浅可能钻遇水层, 微含气层普遍发育在井深 750.00 m 以深, 须家河组中部、中下部页岩和碳质页岩发育, 局部地层易坍塌, 在一定程度上制约了气体钻井技术的应用, 但该井段不含 H_2S , 地层压力较低, 通过提高注气排量、精细操作、适时转换钻井介质能确保气体钻井的安全^[6]。以 Y1 井的测井资料为基础, 评价气体钻井的井壁坍塌风险, 结果如图 2 所示。

钻铤×6 根+ $\phi 139.7$ mm 加重钻杆+ $\phi 139.7$ mm 钻杆; 推荐钻井参数为: 钻压 100~150 kN, 转速 50~60 r/min, 注气排量 110~140 m³/min。

2.5 高性能水基钻井液

针对油基钻井液费用高、环保压力大的难题, 借鉴邻区和国外先进经验^[8-9], 以岩石力学和层理裂缝试验分析为基础, 根据龙马溪组地层井眼失稳机理, 在常规聚胺钻井液基础上, 从增强抑制性、封堵性、润滑性和流变性入手, 降低表面电负性、压缩黏土晶格晶层间距, 研发了 SMJA-1 胺基抑制剂、SM 系列复合封堵剂、SMLUB-E 液体润滑剂与固体石墨润滑剂, 形成了强抑制、强封堵、强润滑的高性能水基钻井液, 并提出了分段施工工艺, 即采用高性能水基钻井液快速钻进, 尽快完成水平段钻进, 若出现掉块增多的情况, 及时转换为油基钻井液。

应用高性能水基钻井液最大的优势是可减少油

基钻井液用量,降低油基岩屑产生量。经现场试验,优化了高性能水基钻井液配方,细化了维护处理措施:1)根据返出岩屑和固相含量及时补充抑制剂和包被剂,确保钾离子含量不低于 25 000 mg/L,以保持钻井液的强抑制性;2)及时补充纳微米封堵材料、变形封堵剂等,保持高温高压滤失量低于 5 mL,以形成致密滤饼,保持钻井液的强封堵性;3)随着井深增加提高润滑剂含量,以降低摩阻;4)及时补充胶液,采用小孔径振动筛和高速离心机清除有害固相,确保其性能满足携岩和降低泵压的要求。经测算,采用高性能水基钻井液,单井可减少约 550 t 油基岩屑,大幅降低了钻屑处理费用。

2.6 井眼轨迹控制技术

龙马溪组优质页岩储层较薄(厚度约 5.00 m),靶框半高仅 2.00 m。开发阶段在龙马溪组地层设置 6 个控制点并分别定级,根据近钻头方位伽马变化趋势和元素录井资料识别钻遇层位,以减少井眼轨迹调整频次。针对储层特性,分段制定井眼轨迹控制方案,三开首先采用“1.25°螺杆+MWD”钻至井斜角达到 45°左右,再换用高造斜率旋转导向钻井工具^[10],以缩短靶前距、着陆和通井划眼时间。采用长寿命 PDC 钻头和“一趟钻”施工工艺,以缩短施工周期。在缺少旋转导向钻井工具的情况下,对储层变化小、水平段井斜角小于 90°的井,采用“ $\phi 171.4$ mm 耐油螺杆+MWD+近钻头方位伽马测井仪”控制井眼轨迹,水平段钻进后期,在泵压允许条件下配备水力振荡器,以降低水平段出现托压现象的概率和发生压差卡钻的风险。根据井眼轨迹优化随钻震击器和水力振荡器的安放位置,以确保使用效果。为实现深层页岩气区块的效益开发,平台第一口井完钻后进行测井,其余井均不测井,直接下套管完井,根据井内摩阻和储层浸泡时间,条件允许时在水基钻井液条件下直接完井,以缩短完井作业时间。因储层温度高达 147 °C,为确保入井工具的稳定性,采用抗温 175 °C 的旋转导向钻井工具和 MWD。例如, Y1 井采用“近钻头方位伽马测井仪+旋转导向钻井工具”钻至井深 5 578.00 m,中途调整井眼轨迹 12 次,优质储层钻遇率 100%,起下钻摩阻仅 180 kN^[11]。

3 现场应用效果

川南海相深层页岩气钻井关键技术在 62 口井

进行了应用。其中,41 口井完成直井段,二开直井段平均井深 3 380.45 m,钻井周期平均 64.38 d,与勘探评价阶段相比缩短了 33.0%;27 口井完成水平段,平均井深 5 423.19 m,钻井周期平均为 109.15 d,与勘探评价阶段相比缩短了 46.0%。

川南海相深层页岩气水平井均采用三开井身结构:除 W35 平台的页岩气水平井 $\phi 244.5$ mm 技术套管下至龙马溪组一段外,其余页岩气水平井二开井段技术套管均下至龙马溪组顶部。三开井段采用密度 1.80 kg/L 钻井液钻进,采用密度 1.95~1.98 kg/L 水泥浆固井,减少了加重剂用量,降低了钻井成本,已完成的 3 口井固井质量均为优。28 口井通过应用预弯曲动力钻具组合和强化钻井参数,实现了提速。其中, W23-2 井机械钻速 22.25 m/h,日进尺达 403.00 m,最大井斜角 0.79°,与前期已钻井相比,一开钻井周期缩短 2~3 d。YC 区块钻进陆相地层时,进行了 8 井次垂直钻井试验,其中一开井段应用 4 井次,平均机械钻速 7.65 m/h,最大井斜角 1.34°,平均井径扩大率 4.66%;二开井段应用 4 井次,平均机械钻速 4.13 m/h,最大井斜角 3.17°,平均井径扩大率 5.05%;LY1 井在 985.00~1 905.00 m 井段应用了垂直钻井技术,平均机械钻速 8.98 m/h,井斜角仅 0.21°,与采用塔式钻具组合的邻井段相比,机械钻速提高 289.7%。

Y1-1 井和 WR 区块的 W29-4 井进行了气体钻井试验。Y1-1 井一开采用气体钻井技术,钻时 2.5~3.0 min/m,钻至井深 103.40 m 时地层出水,出水量约 6.5 m³/h,转换为泡沫钻井,平均机械钻速 10.80 m/h;钻至井深 762.00 m,因机械钻速变慢转换为钻井液钻进。W29-4 井一开自井深 102.00 m 采用气体钻井技术,钻至井深 114.13 m 时由于地层出水转换为泡沫钻井,钻至井深 761.00 m 一开中完,平均机械钻速 10.08 m/h;二开采用气体钻井技术钻至井深 1 063.05 m,因跳钻严重,被迫采用低钻压(小于 60 kN)、低转速(小于 50 r/min)钻进,平均机械钻速 12.24 m/h。

W23 等 3 个平台 10 口页岩气水平井应用了高性能水基钻井液。W23-2 井使用高性能水基钻井液钻进 2 115.00 m,起下钻摩阻低于 250.0 kN,裸眼浸泡时间 67.00 d,掉块数量与使用油基钻井液相当;W23-3 井使用高性能水基钻井液仅用 18.14 d 即完成三开钻进,并在水基钻井液条件下实现钻井、测井、下套管一体化作业。WR 区块和 YC 区块通过地质建模和优选定向工具,实现地质导向和井

眼轨迹控制, 2 区块已完钻 27 口井, 优质储层平均钻遇率 93.17%, WR 区块 2018 年完成的井优质储层平均钻遇率高达 98.28%。

4 结论与建议

1) 针对川南海相深层页岩气钻井技术难点, 研究形成了集差异化井身结构和井眼轨道设计、钻井提速技术、高性能水基钻井液、井眼轨迹控制技术于一体的深层页岩气钻井关键技术, 实现了钻井提速提效, 为川南地区页岩气产能建设提供了技术支持。

2) 预弯曲动力钻具在地层倾角较小的 WR 区块防斜打快效果显著, 性价比高, 值得推广应用; 垂直钻井技术更适用于地层倾角较大的 YC 区块的背斜区和 DS 斜坡带; 川南地区上部井段地层水较发育, 沙溪庙-须家河组易跳钻, 采用气体钻井技术提速明显。

3) 随着环保压力和成本压力的增大, 需要进一步优化水基钻井液的润滑和防塌性能, 以降低摩阻和保障井眼稳定, 使其满足水平段钻进、测井和下套管固井的要求。

参 考 文 献

References

- [1] 臧艳彬. 川东南地区深层页岩气钻井关键技术[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(3): 7-12.
ZANG Yanbin. Key drilling technology for deep shale gas reservoirs in the Southeastern Sichuan Region[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(3): 7-12.
- [2] 杨海平. 涪陵平桥与江东区块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.
- [3] 汪洋, 骆新颖, 张斌. 中石油国家页岩气示范区水平井钻井关键技术研究[J]. 钻采工艺, 2017, 40(5): 26-28.
WANG Yang, LUO Xinying, ZHANG Bin. Concerns key to horizontal drilling in demonstration zone of national PetroChina shale gas development[J]. Drilling & Production Technology, 2017, 40(5): 26-28.
- [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] 张金成, 艾军, 臧艳彬, 等. 涪陵页岩气田“井工厂”技术[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(3): 9-15.
ZHANG Jincheng, AI Jun, ZANG Yanbin, et al. Multi-well pad technology in the Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(3): 9-15.
- [6] 乔李华, 周长虹, 高建华. 长宁页岩气开发井气体钻井技术研究[J]. 钻采工艺, 2015, 38(6): 15-17.
QIAO Lihua, ZHOU Changhong, GAO Jianhua. Research on gas drilling technology in Changning Shalegas Field[J]. Drilling & Production Technology, 2015, 38(6): 15-17.
- [7] 肖洲. 气体钻井技术在长宁页岩气区块的应用[J]. 钻采工艺, 2016, 39(3): 125-126.
XIAO Zhou. Application of gas drilling technology in Changning shale gas block[J]. Drilling & Production Technology, 2016, 39(3): 125-126.
- [8] 刘政, 李俊才, 李轩, 等. CQH-M2 高性能水基钻井液及其在威 204H11-4 井的应用[J]. 钻井液与完井液, 2018, 35(3): 32-36.
LIU Zheng, LI Juncai, LI Xuan, et al. High performance water base drilling fluid CQH-M2 and its application on Well Wei204H11-4[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2018, 35(3): 32-36.
- [9] 明显森, 贺海, 王星媛. 四川长宁区块页岩气水平井水基钻井液技术的研究与应用[J]. 石油与天然气化工, 2017, 46(5): 69-73.
MING Xiansen, HE Hai, WANG Xingyuan. Research and application of water-based drilling fluid technology of Sichuan Changning Block shale-gas horizontal wells[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2017, 46(5): 69-73.
- [10] 白璟, 刘伟, 黄崇君. 四川页岩气旋转导向钻井技术应用[J]. 钻采工艺, 2016, 39(2): 9-12.
BAI Jing, LIU Wei, HUANG Chongjun. Application of rotary steering drilling technology in Sichuan shale gas reservoir[J]. Drilling & Production Technology, 2016, 39(2): 9-12.
- [11] 李林, 王存新, 罗朝东. 永川页岩气水平井优快钻井关键技术研究[J]. 钻采工艺, 2018, 41(4): 105-106.
LI Lin, WANG Cunxin, LUO Chaodong. Research on the key technology of optimized and fast drilling for horizontal wells in Yongchuan shale gas block[J]. Drilling & Production Technology, 2018, 41(4): 105-106.

[编辑 刘文臣]