

川西深层须家河“S”形瘦身井钻井关键技术

刘向阳¹, 刘宣彤¹, 谭玮¹, 孔祥伟²

(1. 中国石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部, 四川 德阳 618000;

2. 长江大学石油工程学院, 武汉 430100)

摘要: 针对四川盆地丰谷构造须家河组深层勘探评价井因地面条件受限, 设计“S”形井眼轨道。采用 $\phi 165.1$ mm 瘦身井, 轨迹定向控制难度大且钻具安全风险高, 同时存在须家河组裂缝发育且高低压互层导致井控风险高等技术难点。通过建立裂缝地层四压力剖面、开展瘦身井井身结构优化、复杂轨道设计、配套预弯曲动力钻具组合、精细控压、降摩减阻等钻井技术, 确保了首口深层“S”形瘦身井的顺利完钻, 为后续复杂井眼轨道井施工提供了技术借鉴。

关键词: 须家河; “S”形井眼轨道; 瘦身井型; 井身结构; 钻井参数

中图分类号: TE242 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-1807(2025)13-0034-06

四川盆地三叠系深层须家河组属于致密砂岩气藏, 采用“大断层要靠、小断层要穿”部署思路, 先导试验投产井8口, 其中3口井日无阻流量超百万立方米, 证实了优质基质储层叠加“断缝体”甜点的成藏模式具有极大的油气开发潜力^[1]; 后续实施FG108井, 获得无阻流量55.9万 m^3/d 的商业气流, 进一步坚定了“东拓丰谷”的信心。须家河组气藏地质特征极其复杂, 埋深超5 000 m, 存在厚度大、硬度大, 钻头易磨损且钻速低, 钻遇高压裂缝性气层、安全钻井液密度窗口窄, 安全钻井面临挑战, 钻进过程中靠近断层的井段易发生井涌、井漏复杂等难点及风险^[2]。FG119井因地面条件受限, 为确保轨迹“近断面、穿断缝体”, 实现地质-工程“双甜点”, 在四川盆地部署了第一口“S”形轨道复杂井。

1 钻井主要难点

FG119井位于丰谷构造南翼边缘, 设计为“S”形复杂井眼轨道, 钻进的地层自上而下分别为第四系、白垩系、侏罗系(蓬莱镇组、遂宁组、上沙溪庙组、下沙溪庙组、千佛崖组和白田坝组)、三叠系(须家河组和小塘子组), 主要目的层须家河组二段埋深超5 000 m, 厚度约475 m, 井眼轨迹近断层裂缝发育, 且采用 $\phi 165.1$ mm小井眼完井, 各种客观因素叠加给钻井施工带来极大的挑战。主要的钻井技术风险和难点有以下几个方面。

(1) 近、穿断层裂缝发育井控风险大。该井位

于f17断层上盘, 设计轨道距离断层约75 m, 裂缝发育导致井涌、井漏风险高^[3], 同时断层纵向向上断开(雷口坡组至须三段), 钻井过程中需防雷口坡组有害气体硫化氢的入侵; 此外沙溪庙组(属于低压-高压地层的过渡段)普遍含气, 千佛崖组-须家河组存在高压裂缝气层, 同一裸眼段内有多个压力系统共存, 导致井涌和井漏矛盾突出, 结合复杂轨迹, 其合理的必封点及钻井液密度值精准设计难度大。

(2) 三次弯曲轨迹定向控制难度大。上部井段存在两次弯曲, 第三次弯曲为小角度的“回头弯”, 且采用 $\phi 165.1$ mm钻头实施, 加大了轨迹控制难度及井筒清洁难度^[4], 对后续 $\phi 139.7$ mm油层套管的顺利下放至井底也带来极大的挑战。

(3) “S”形轨迹小尺寸钻具易疲劳失效。三次弯曲定向段导致钻进摩阻, 扭矩不断增大, 随着井眼直径缩小, 钻具与井壁之间的间隙也在减少, 且“S”形井眼作用下钻具的弯曲应力加大, 在频繁的弯曲交变应力综合作用下, 小尺寸钻具自重轻、易贴边, 在深井中钻具断裂的可能性大, 一旦断裂落井, 复杂井眼轨迹不利于落鱼打捞^[5]。

2 地质-工程一体化井身结构优化

根据地震预测资料、邻井实钻情况, 自上而下建立该井的地质分层概况, 及其孔隙压力、破裂压力、坍塌压力等剖面参数, 作为井身结构各开次合理设置必封点、钻井液密度的精确取值、复杂“S”形

收稿日期: 2025-01-10

作者简介: 刘向阳(1972—), 男, 湖南娄底人, 副总工程师, 工程师, 研究方向为钻井工程; 刘宣彤(1999—), 男, 四川眉山, 工程师, 研究方向为钻井工程; 通信作者谭玮(1981—), 女, 河北河间人, 高级工程师, 研究方向为钻井工程; 孔祥伟(1982—), 男, 黑龙江大庆人, 博士(后), 博士研究生导师, 研究方向为井控技术、储层改造技术、井筒-储层相关力学。

轨道合理优化、瘦身井提速提效方案设计的重要依据,为钻井施工提供有效的指向性意义。

2.1 须家河组四压力梯度综合预测

根据邻井 CF563、FG108、FG113 等井的实钻钻井液密度使用情况,以及钻井中含气响应情况,对设计井地层三压力剖面进行预测(表 1)。

另外,由于该部署井的轨道距离断层近,且断层附近的地层裂缝发育最易导致井漏复杂,给安全钻进增加难度,同时由于裂缝的形式繁杂多样,目前国内外还没有万能且高效的一次性成功堵漏方法可以解决此类问题。鉴于井漏带来的井下衍生复杂故障,是影响全井安全快速成井的重要因素之一,因此钻进过程中合理的钻井液密度值的选取极为重要。故针对裂缝性地层的井漏问题,基于漏失动力学,考虑缝内有效应力的变化,提出裂缝宽度变化计算方法,结合漏失压差、裂缝渗透率和裂缝开口位移等参数,建立适用于须家河组裂缝性地层的关于漏失速度系数、裂缝宽度、流体黏度、井眼半径的诱导裂缝漏失压力动力学模型。该模型预测精度总体在 90% 以上,裂缝性地层中漏失压力 p_1 的预测精度在 94% 以上。

$$p_1 = p_p + \frac{6k\mu}{\pi} \ln \left[\frac{V_t}{\pi\omega(x)} + r_w^2 \right]^{0.5} \quad (1)$$

式中: p_1 为漏失层位漏失压力; p_p 为漏失层位孔隙压力; k 为漏失速度系数, s^{-1} ; μ 为钻井液黏度, $Pa \cdot s$; V_t 为时间 t 内累计漏失体积, m^3/s ; $\omega(x)$ 为裂缝宽度, m ; r_w 为井眼半径, m 。

根据上述模型对 f17 断裂带漏失压力剖面进行计算预测。须五段漏失压力当量密度为 $2.1 \sim 2.3 \text{ g/cm}^3$,须四段为 $2.1 \sim 2.3 \text{ g/cm}^3$,须三段为 $2 \sim 2.3 \text{ g/cm}^3$,须二段为 $1.9 \sim 2.2 \text{ g/cm}^3$ 。综上所述,形成了须家河组裂缝性地层的四压力梯度剖面(图 1),进一步提高了钻井液密度在压力敏感地层的取值精度,有效降低了须家河组不同发育裂缝地层中发生井漏复杂的概率。

2.2 井身结构及井眼轨道优化技术

2.2.1 钻头-套管尺寸优化

前期为保护储层、充分释放产能,采用氮气钻储层专打模式,但实施过程中因卡钻、地层出水、钻遇页岩坍塌等复杂故障,证明氮气钻井不适应以“断层沟通下部烃源+规模裂缝发育”为成藏主控因素的川西须二气藏开发模式^[6];而且提速效果也不理想,实施井平均井深 5 132 m,钻井周期则需 185.4 d。由于后续部署井增储建产模式调整为“常规射孔完井+体积压裂模式”,因此,为确保钻井的提速效果,采取自上而下缩小井眼尺寸的“瘦身”模式(表 2),节能减排的同时使用小尺寸钻头进行提速。从实钻情况看,瘦身井的钻井周期较之前缩短 10%。

2.2.2 必封点优化

结合前述的地质分层及四压力剖面,同时为确保近断层部署井的井控风险可控,必封点设置原则为有效分隔上下高低压区,以及塌、卡、漏、涌等易发生复杂故障层段^[7]。必封点 1 需封隔遂宁组及以上低压区,为后续长裸眼高压地层的安全钻进建立井口条件,因此设置在上沙溪庙组顶部。由于剩余井

表 1 孔隙及破裂、坍塌三压力梯度预测

地层	地层底界垂深/m	孔隙压力梯度/ [MPa·(100 m) ⁻¹]	破裂压力梯度/ [MPa·(100 m) ⁻¹]	坍塌压力梯度/ [MPa·(100 m) ⁻¹]	与裂缝、断层位置关系
第四系	5	1.00	—	—	—
剑门关组	465	1.00~1.15	1.85	—	—
蓬莱镇组	1 740	1.10~1.30	2.00~3.20	1.30~1.50	1 560~1 590 m 裂缝发育
遂宁组	2 135	1.20~1.40	2.60~3.10	1.30~1.50	—
上沙溪庙组	2 710	1.40~1.60	2.60~3.00	1.40~1.60	—
下沙溪庙组	3 055	1.50~1.70	2.09~3.60	1.60~1.80	—
千佛崖组	3 085	1.70~1.80	2.60~2.80	1.60~1.80	—
自流井组	3 340	1.70~1.90	2.40~2.80	1.70~1.95	—
须家河五段	3 590	1.80~1.95	2.50~3.30	1.75~2.00	3 440~3 470 m 裂缝发育
须家河四段	4 060	1.80~2.10	2.60~3.20	1.80~2.00	3 930~3 970 m、 4 020~4 060 m 裂缝发育
须家河三段	4 490	1.80~1.95	2.40~3.00	1.80~2.00	垂深 4 740~4 810 m 钻遇 f17 断层
须家河二段	5 000	1.60~1.80	2.16~3.10	1.50~1.70	—

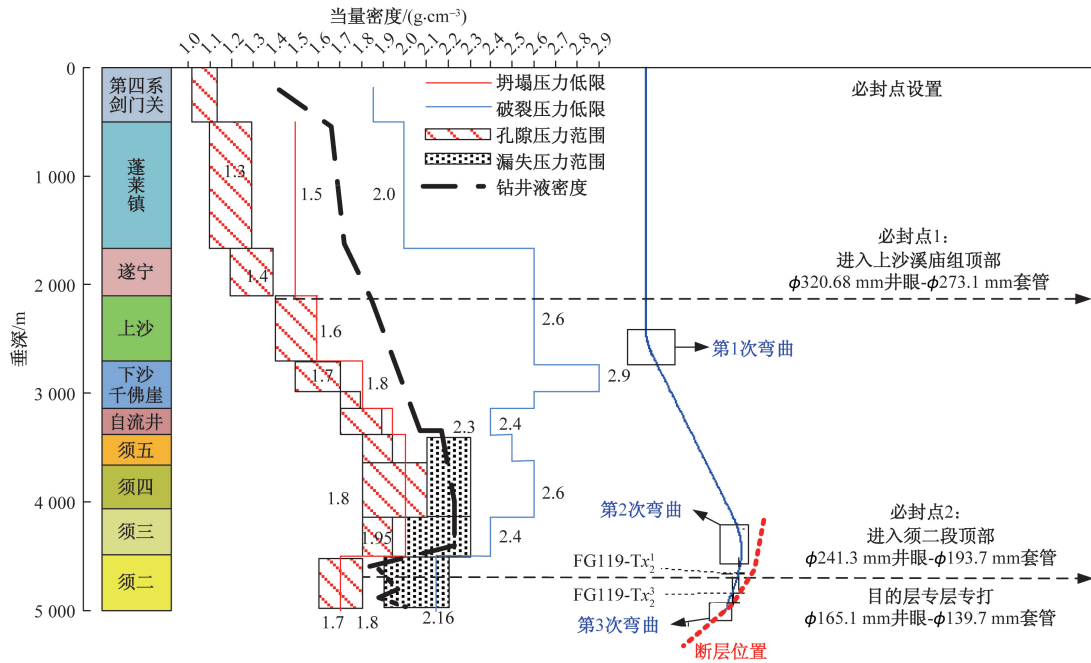


图 1 地质层序及四压力剖面、井眼轨迹、必封点示意图

表 2 瘦身结构钻头-套管尺寸配套优化表

项目		钻头-套管尺寸/mm	
		常规型结构	瘦身型结构
导管	钻头	609.6	444.5
	套管	508.0	346.1
一开	钻头	444.5	320.68
	套管	339.7	273.1
二开	钻头	311.2	241.3
	套管	244.5	193.7
三开	钻头	215.9	165.1
	套管	139.7	139.7

段涵盖了沙溪庙组至自流井组高低压过渡层、须五段-须三段高压层、须二段低压力过渡层，且针对评价井需满足主要目的层(须二段)的油气发现、专层评价及保护，故采取目的层专层专打的模式实现。必封点 2 设置在须二顶部，封隔上部高压层及易漏易卡风险层，确保主要目的层的地质钻探目的。

2.2.3 “S”形井眼轨道优化

鉴于上部较大井眼尺寸($\phi 320.68\text{ mm}$)以提速

为主要目的，该段不进行定向作业，以直井段为主，结合一开必封点，造斜点选择在井深 2 300 m(表 3、图 2)。为降低三次弯曲定向段的实施难度，以较小的稳斜角完成稳斜钻进，以确保靶前位移充足^[6]，全井段最大井斜角控制在 30° 以内^[8]，使用“单弯螺杆+欠尺寸螺旋扶正器+MWD(随钻测斜仪)”控制井眼轨迹，通过考虑全井段的钻具屈曲、摩阻、扭矩等因素，造斜段的全角变化率控制在 $(9^\circ \sim 10^\circ)/100\text{ m}$ ，全程以复合为主、滑动为辅的钻进思路，保障井眼的平滑，降低后续轨迹控制难度，为完钻后油层套管的下入提供良好的井筒条件^[9]。

3 复杂轨迹钻井技术对策

通过前述建立的四压力体系，不仅有效精细化钻井液密度取值，还为井身结构和复杂井眼轨迹的优化设计提供了地质基础。在实钻过程中针对直井段采用成熟的预弯曲动力钻具组合实现一开提速，高低压同存的二开长裸眼井段采用精细控压技

表 3 “S”形井眼轨道设计

井深/m	井斜角/ $^\circ$	方位角/ $^\circ$	垂深/m	北南位移/m	东西位移/m	视位移/m	全角变化率/ $[(^\circ) \cdot (100\text{ m})^{-1}]$	备注
0	0	0	0	0	0	0	0	
2 300.00	0	0	2 300.00	0	0	0	0	
2 573.48	27.35	53.48	2 563.21	38.10	51.47	64.04	10	
4 183.84	27.35	53.48	3 993.59	478.31	646.02	803.82	0	
4 695.32	18.69	233.75	4 490.00	501.00	676.00	841.41	9	T_{x2} 靶点
4 700.00	18.69	233.75	4 494.44	500.11	674.79	839.91	0	二开中完
4 869.50	18.69	233.75	4 655.00	468.00	631.00	785.61	0	T_{x3} 靶点
5 070.07	18.69	233.75	4 845.00	430.00	579.18	721.35	0	T_{x3} 底界
5 140.07	18.69	233.75	4 911.31	416.74	561.10	698.93	0	测试口袋

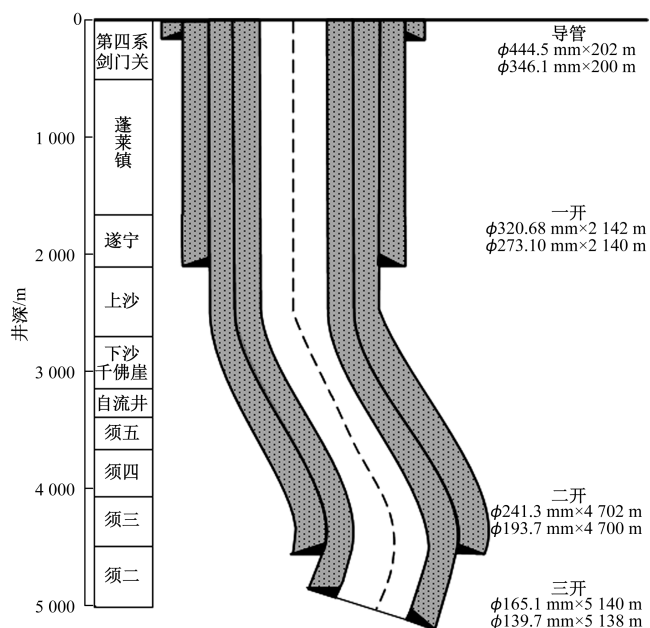


图2 井身结构示意图

术实现井控风险可控的安全钻进,结合“S”形井眼拟采用“三步走”措施解决钻进及下套管摩阻、扭矩大的难题,构建了一套适应深层须家河复杂井眼的钻井提速提效关键技术,并确保全井安全顺利完钻。

3.1 预弯曲动力钻具提速技术

一开井眼尺寸 $\phi 320.68$ mm,主要钻遇剑门关组、蓬莱镇组、遂宁组、上沙溪庙组,该井段地层砂泥岩软硬交错,易井斜、井壁垮塌和钻头泥包。针对上部地层软硬交错、侧向力大、易井斜的问题,通过钻柱静力学和动力学分析,采用预弯曲动力学钻具组合^[10]:单弯螺杆(弯角为 $0.75^{\circ}\sim 1.25^{\circ}$) + 短钻铤(± 3 m) + 扶正器(欠尺寸 $2\sim 3$ mm), 2140 m井深井斜控制在 2° 以内;同时优选攻击性强的 5 刀翼 19 mm齿的钢体KS1952AFGR PDC钻头,采用激进钻井参数:钻压 $140\sim 160$ kN,转速 $60\sim 85$ r/min,排量 $55\sim 70$ L/s,较邻井参数提高 $10\%\sim 20\%$,实现钻扫一体,一趟钻完成一开井段的施工,单趟钻进尺 1938 m,机械钻速 35.08 m/h,钻井周期 5.25 d。

钻具组合: $\phi 320.68$ mm PDC钻头 + $\phi 244$ mm - 1° 单弯螺杆($\phi 315$ mm螺旋扶正器) + 回压阀 + $\phi 203.2$ mm短钻铤 + $\phi 318$ mm扶正器 + $\phi 203.2$ mm无磁钻铤 + $\phi 203.2$ mm钻铤 $\times 15$ 根 + 旁通阀 + $\phi 139.7$ mm加重钻杆 $\times 6$ 根 + $\phi 139.7$ mm钻杆。

3.2 精细控压钻井技术

二开井段钻遇地层为沙溪庙组、千佛崖组、须五、须四、须三、须二,压力系数不同,预计钻达须三

段钻井液密度偏高,且须二段目的层 Tx_2^3 砂组下部 $-Tx_2^3$ 砂组中部钻遇F17断层,易钻遇裂缝气,以上地层钻遇喷、漏风险大。因此针对二开、三开高低压同存井段的安全钻进,配套精细控压钻井设备,以精细刻画的地层压力精确控制回压,并形成不同工况下的压力控制技术,实现快速发现溢流、排气降压,避免或缓解多压力系统井段喷漏复杂情况发生^[11]。钻遇须五-须四裂缝性气层时,通过精细控压技术,使用 2.05 g/cm³钻井液揭开气层,井内稳定,并实现逐步下调钻井液密度,控制循环罐液面不上涨,现场控压精度达到 0.1 MPa,同比邻井降低钻井液密度 $0.1\sim 0.2$ g/cm³,平均复杂时效降低 54% ,通过对气层释放,实现高低压互层井段的钻井安全。

3.3 “S”形井眼降摩减阻钻井技术

二开实钻过程中,自 2166 m开始定向造斜, 2600 m井斜增至 27° ,后稳斜钻进,但在井深 2900 m之后摩阻、扭矩随井深增加明显增大,倒划时存在频繁憋停现象。应用智能钻井优化系统,通过表示钻头破碎单位体积岩石所需的机械能量MSE(mechanical specific energy,机械比能)值、机速、实钻情况及摩阻测试进行优化建模(图3),对后续施工的钩载、扭矩、井眼轨迹平滑性、井眼清洁度进行预测^[12]。

根据测试摩阻数据计算至二开中完设计井深 4688 m,上提钩载将到达 232 t,最大上提摩阻 72 t,本井使用 $\phi 139.7$ mm一级钻杆,钢级G105,最大抗拉强度 243.7 t,按照 80% 计算值为 194.4 t,加上顶驱系统,共计约 216.4 t,经计算在井深 4470 m,上提钩载将达到钻杆抗拉强度极限的 80% 。

通过对井眼轨迹、钻具组合、井眼清洁、地层岩性、钻井液等方面逐项分析排查,认为自流井组以浅钻遇大段泥岩(613 m泥岩较邻井厚 150 m \pm)是导致摩阻扭矩异常偏高的主要原因,同时取样分析表明,钻井液初切、动切力偏低,固相含量偏高。因此采取“三步走”降摩减阻技术措施。一是加强钻井液固相控制,强化钻井液润滑性能(增加 0.5% 润滑剂)和封堵性能(增加 $1\%\sim 1.5\%$ 成膜封堵剂);二是针对起下钻摩阻异常井段进行专项通井,采用单扶+微扩孔扶正器+清砂接头修整井壁及清砂;三是若以上措施效果不佳,替换成油基钻井液完成后续施工;随后在 4386 m进行了油基钻井液转换,转换后摩阻扭矩明显改善,上提摩阻由 54 t下降至 24 t,上提摩阻系数由 0.6 下降至 0.3 ,下放摩阻由 29 t下降至 14 t,下放摩阻系数由 0.5 下降至 0.2 ,

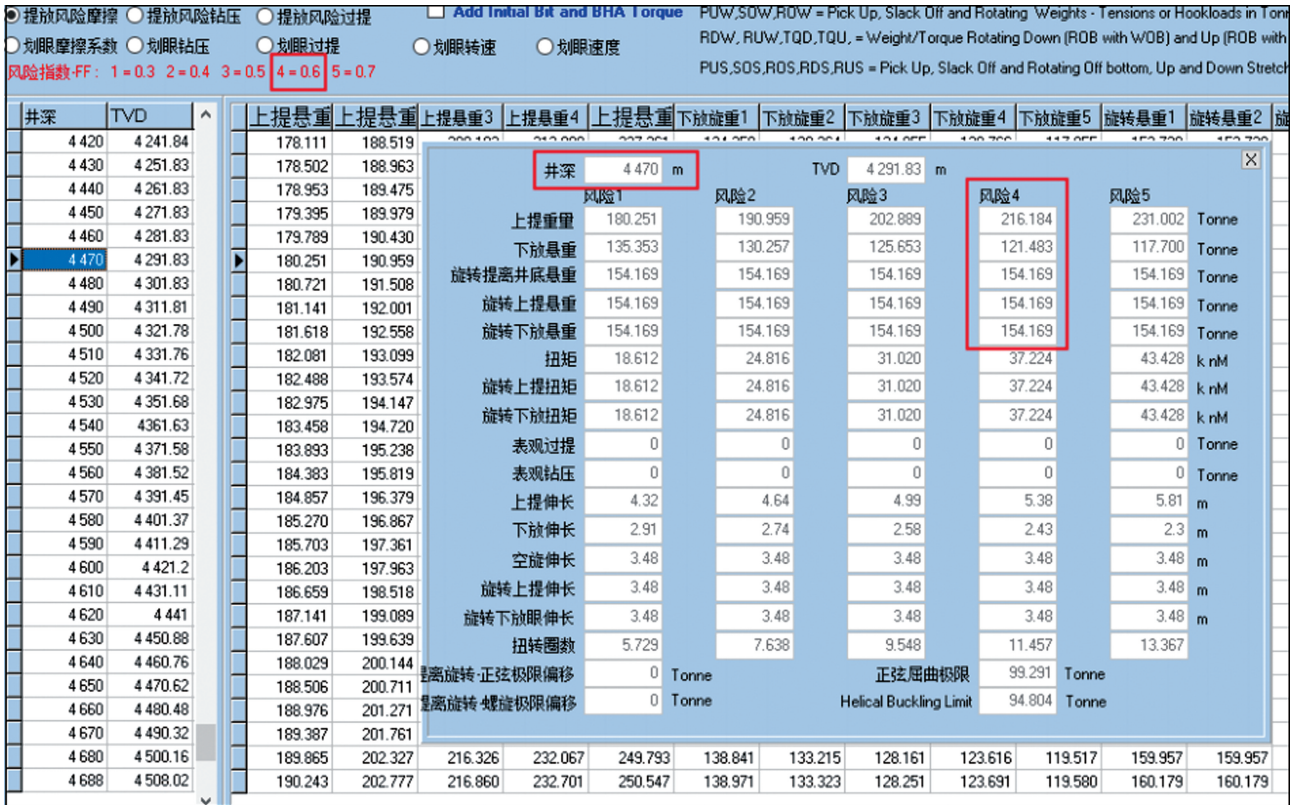


图 3 丰谷 119 井井深 4 215.93 m 钩载建模

轴向摩擦系数由 0.4 下降至 0.2, 顺利中完, 后续采用旋转下套管方式顺利将油层套管下放到位。FG119 井各开次设计与实钻指标对比见表 4。

表 4 FG119 井各开次设计与实钻指标对比

开钻次序	设计		实际	
	井深/m	平均机械钻速/(m·h ⁻¹)	井深/m	平均机械钻速/(m·h ⁻¹)
导管	0~202	8.42	0~202	16.83
一开	202~2 140	6.21	202~2 140	35.08
二开	2 140~4 688	2.36	2 140~4 719.5	5.73
三开	4 688~5 038	0.58	4 719.5~5 038	3.09
全井	0~5 038	6.48	0~5 038	8.23

4 应用效果

FG119 井 2024 年 6 月开钻, 同年 9 月钻至井深 5 038 m 完钻。应用 5 000 m 加强型电动钻钻机, 通过综合应用预弯曲防斜打直技术、复合钻井、合理的钻井液密度及体系、精细控压等技术, 配合智能钻井优化系统, 安全高效地实现了井眼平滑性和井筒完整性, 同时成功在 F17 断层附近一趟钻取芯 10.76 m, 收获率 100%, 并在完钻后顺利将油层套管下放到位, 并完成固井作业; FG119 井岩心裂缝和孔洞如图 4 所示。实钻钻井周期 74.92 d, 较设计

钻井周期缩短 34.2%; 实钻机械钻速 8.23 m/h, 较设计提高 27%。全井创 6 项纪录: 一开 1 趟钻创中石化川西区块同类型井 $\phi 320.68$ mm 井眼单只钻头、单趟钻进尺最高纪录; 一开平均机械钻速 35.08 m/h, 创中石化川西区块同类型井 $\phi 320.68$ mm 井眼一开最高机械钻速纪录; 一开钻井周期 5.25 d, 创中石化川西区块同类型井一开最短钻井周期纪录; 三开钻井周期 11.13 d, 创中石化丰谷区块同类型井 $\phi 165.1$ mm 井眼最短钻井周期纪录; 三开平均机械钻速 3.09 m/h, 创中石化丰谷区块同类型井 $\phi 165.1$ mm 井眼三开最高机械钻速纪录; 全井平均机械钻速 8.23 m/h, 创中石化川西区块同类井机械钻速最高纪录。研究成果为该区块后续井及“S”形复杂井眼轨道井施工提供了宝贵经验。

5 结论及建议

川西丰谷构造须家河组深井普遍具有地质条件复杂、纵向多压力系统、穿断层井控风险高等特点, 通过建模形成了裂缝性地层的四压力梯度剖面, 为必封点以及钻井液密度的精细化设置提供充足的依据。三开制井身结构能够满足该区域安全钻井需要, 并且首次实现了“S”形复杂轨迹的顺利完钻。



图4 丰谷119井岩心裂缝和孔洞

针对复杂轨迹井的实施难点,沙溪庙组以上地层适合采用PDC(金刚石)钻头+预弯曲动力钻具组合,充分解放钻压,有利于防斜打快;中部高低压互层、复杂轨迹集中实施的长裸眼段采用油基钻井液+精细控压钻井+智能钻井优化系统,避免复杂故障的发生;裂缝发育且低压的目的层采用精细控压技术专层专打。

建议进一步推广应用须家河组复杂瘦身井钻井关键技术,优化完善深层复杂井眼轨道的钻井设计技术,开展小井眼高效钻井技术攻关,在安全钻井的基础上,实现中部复杂井段的提速降本。

参考文献

- [1] 林永茂,雷炜,缪尉杰. 深层致密气地质工程一体化实践:以川西须家河组为例[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(6): 1-16.
- [2] 宋先知,张瑞,祝兆鹏,等. 基于动态更新的钻井参数实时优化方法[J]. 钻采工艺, 2025, 48(1): 21-28.
- [3] 唐永亮,朱文卿,刘磊,等. 裂缝性气藏采收率影响因素数值模拟研究:以塔里木盆地博孜大北气田为例[J]. 科技和产业, 2024, 24(14): 231-237.
- [4] 吴文兵,刘涛,谢论,等. 大位移页岩屑床厚度预测模型与现场应用:以CH1-1-XX井为例[J]. 科学技术与工程, 2024, 24(9): 3654-3662.
- [5] 彭宏昶,谢锐杰,田杨,等. 川西孝泉-丰谷构造须三段致密油气成藏主控因素分析[J]. 科技和产业, 2023, 23(20): 225-231.
- [6] 吴双,商晓飞,李蒙,等. 裂缝性致密砂岩气藏剩余气分布预测及开发优化建议:以川西坳陷新场地区须家河组二段为例[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(29): 12484-12493.
- [7] 刘彬,姚建林,杨斌. 川西双鱼石构造须家河组岩石抗钻特性研究[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(18): 7846-7852.
- [8] 杨哲,李晓平,万夫磊,等. 四川长宁页岩气井身结构优化探讨[J]. 钻采工艺, 2021, 44(3): 20-23.
- [9] 张洪宁,张建龙,覃德彪,等. 基于提高钻速的待钻井眼轨道设计方法[J]. 钻采工艺, 2021(1): 13-17.
- [10] 李泽,李皋,石祥超,等. 川西须家河组二段岩石可钻性实验分析[J]. 科学技术与工程, 2018, 18(30): 58-64.
- [11] 苏明,唐明明. “S”形井钻柱扭矩预测及实践[J]. 石化技术, 2017, 12(24): 144.
- [12] 吕加华,夏成宇,向正新,等. 高造斜井眼轨迹控制工具主轴模态分析与实验研究[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(35): 184-187.
- [13] 冯林,母亚军,杨代明,等. 马深1井二开大井眼优快钻井技术[J]. 石油钻采工艺, 2016, 38(5): 577-582.

Key Drilling Technology of “S” Shaped Well in the Deep Gas Reservoir of Xujiahe in Western Sichuan

LIU Xiangyang¹, LIU Xuanton¹, TAN Wei¹, KONG Xiangwei²

(1. Production Capacity Construction and Exploration Project Department, Southwest Oil & Gas Branch, Sinopec, Deyang 618000, Sichuan, China; 2. School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan 430100, China)

Abstract: In response to the technical difficulties of the deep exploration and evaluation well FG119 in the Xujiahe Formation of the Sichuan Basin, an “S” shaped wellbore trajectory was designed, with limited ground conditions, resulting in increased difficulty in trajectory controlling and high safety risks of drilling tools. The implementation plan of the $\phi 165.1$ mm slimming well was adopted, and the development of fractures in the Xujiahe Formation and the high and low pressure interlayers led to high well controlling risks. Therefore, optimization technology for slimming well wellbore structure, complex trajectory optimization design, establishment of four pressure profiles in fractured formations, and supporting technologies such as pre bending dynamic drilling tool combination, fine pressure control, and friction reduction were carried out. This ensured the smooth completion of the first deep “S” shaped slim well in the work area, providing technical reference for the subsequent construction of complex wellbore track wells in the block.

Keywords: Xujiahe; “S” shaped wellbore trajectory; slimming well; wellbore structure; drilling parameters