

文章编号:1673-2677(2026)02-0049-08

DOI:10.12388/j.issn.1673-2677.2026.02.006

引用:赵宇璇,李玮,杨国昊,等.玛湖风城组页岩油水平井钻井提速关键技术[J].新疆石油天然气,2026,22(2):49-56.

Cite:ZHAO Yuxuan, LI Wei, YANG Guohao, et al. Key Technologies for ROP enhancement in horizontal wells of Mahu Fengcheng formation shale oil[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2026, 22(2):49-56.

玛湖风城组页岩油水平井钻井提速关键技术

赵宇璇¹,李玮²,杨国昊¹,石建刚¹,孙泽壮¹

(1.中国石油新疆油田分公司采油工艺研究院,新疆克拉玛依 834000;2.东北石油大学石油工程学院,黑龙江大庆 163318)

摘要:玛湖风城组页岩油储层埋深大、压力系统复杂、地层非均质性强,复杂的地质条件严重制约了水平井钻井的钻进效率,亟需开展钻井提速技术研究。通过岩石力学测试和全岩矿物分析,结合玛湖风城组的地质特征,系统分析钻井技术难点,在此基础上,提出井身结构优化和大钻压高效破岩两大提速技术路径,并于2025年现场完钻6口水平井,钻井提速效果显著。基于“四压力”剖面刻画,优化表层套管下深以精准封隔低压易漏层;采用复合井眼与钾钙基聚胺有机盐钻井液,将井径扩大率控制在5%以内;通过岩石力学测试明确了风城组门限钻压最大值为111.1 kN,建立基于大钻压的差异化聚晶金刚石复合片(PDC)钻头适配技术与Φ139.7 mm强刚性钻具组合优选技术,分层优化钻头参数与施工参数。研究与应用表明,该技术可有效解决玛湖风城组页岩油钻井提速难题,为深层、超深层油气资源高效开发提供技术支撑与参考。

关键词:玛湖风城组;页岩油;井身结构;大钻压破岩;钻井提速

中图分类号:TE243

文献标识码:A

Key Technologies for ROP Enhancement in Horizontal Wells of Mahu Fengcheng Formation Shale Oil

ZHAO Yuxuan¹, LI Wei², YANG Guohao¹, SHI Jiangang¹, SUN Zezhuang¹

(1. Oil Production Technology Research Institute, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay 834000, Xinjiang, China; 2. School of Petroleum Engineering, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, Heilongjiang, China)

Abstract: The Mahu Fengcheng Formation shale oil reservoir features deep burial depths, complex pressure systems and strong formation heterogeneity, and such complex geological conditions severely restrain the drilling efficiency of horizontal wells, highlighting the urgency of research on technologies enhancing rate of penetration (ROP). Based on rock mechanical tests, whole-rock mineral composition analyses and geological characteristics of the Mahu Fengcheng Formation, the technical challenges of drilling were systematically investigated, and two technical routes for ROP enhancement were proposed, namely the optimized casing program and high-efficiency rock breaking with high weight on bit (WOB). The proposed technologies were applied to six horizontal wells drilled in 2025 and delivered remarkable ROP enhancement performance. Specifically, based on characterization of the four pressure profiles (pore pressure, breakdown pressure, collapse pressure, and leak-off pressure), the surface casing set depth was optimized to precisely isolate

基金项目:新型油气勘探开发国家科技重大专项“准噶尔盆地二叠系陆相页岩油勘探开发技术与集成示范”课题“混积型页岩油优快钻完井与差异化压裂技术集成示范”(2025ZD1405002);中国石油天然气集团有限公司重大现场试验项目“超长水平井钻完井技术升级与现场试验”(2026ZS008);新疆维吾尔自治区天山英才计划项目“准噶尔盆地玛湖凹陷北斜坡二叠系风城组页岩油钻井提速技术研究”(2022TSYCCX0055)。

第一作者:赵宇璇(1994—),2020年毕业于东北石油大学油气田开发工程专业,工程师,目前从事钻井工艺相关工作。(E-mail) zhaoyuxuan@petrochina.com.cn

通讯作者:杨国昊(1999—),2024年毕业于西安石油大学石油与天然气工程专业,助理工程师,目前从事钻井工艺相关工作。(E-mail)1250439816@qq.com

low-pressure and fluid-loss-prone zones. A combined borehole profile and a potassium-calcium-based polyamine organic salt drilling fluid system were adopted to maintain a borehole enlargement ratio within 5%. Rock mechanics tests determined that efficient rock breaking in the Fengcheng Formation requires a WOB greater than 111.1 kN. A differentiated polycrystalline diamond compact (PDC) bit matching technology based on high WOB and an optimization technology for $\Phi 139.7$ mm high-stiffness bottom hole assembly (BHA) were developed to perform layer-specific optimization of drill bit parameters and operational parameters. Laboratory analyses and field applications demonstrated that this technology package can effectively resolve the ROP improvement challenges of the Mahu Fengcheng Formation shale oil and provide technical support and references for the efficient development of deep and ultra-deep hydrocarbon resources.

Key words: Mahu Sag Fengcheng Formation; shale oil; casing program; high WOB rock breaking; ROP enhancement

玛湖凹陷位于准噶尔盆地西北部,是盆地内重要的生烃凹陷之一,面积约5 000 km²。凹陷东邻石英滩凸起、英西凹陷及夏盐凸起,东南与达巴松凸起相接,西南毗邻中拐凸起,西-西北侧依次与克百断裂带、乌夏断裂带相连,东南侧自南向北发育达巴松凸起、夏盐凸起、三个泉凸起及英西凹陷^[1]。该凹陷为盆地内有机质最为富集的生烃中心之一,发育多套烃源岩,其中二叠系风城组沉积厚度为150~1 000 m,烃源岩厚度为50~400 m,分布面积约3 800 km²。目前,与风城组烃源岩相关的石油探明地质储量已达 17.9×10^8 t,主要分布于西北缘断裂带及玛湖凹陷斜坡区^[2]。

玛湖凹陷与北美海恩斯维尔、国内胜利济阳及大庆古龙等区块相比,其储层埋深更大、压力系数更高、非均质性更强^[3-4]。复杂的地质条件已成为制约玛湖页岩油高效开发的关键因素。目前,针对玛湖页岩油钻井提速技术的研究仍较为有限。2025年,范川闽等^[5]通过优化钻井液性能、优选提速工具与钻头,并结合机械比能(MSE)优快钻井理论,开展钻井参数优选研究,但未涉及地层压力对井身结构的影响,亦未考虑风城组纵向可钻性差异对钻具组合适配性的制约。为此,本文结合室内实验,优化井身结构设计,提出大钻压高效破岩工艺,形成了适用于玛湖风城组页岩油的钻井提速技术体系,为该区块高效钻井提供技术支撑。

1 地层特性及钻井技术难点

1.1 地层特性

玛湖页岩油自下而上发育二叠系佳木河组(P_{1j})、风城组(P_{1f})、夏子街组(P_{2x})、下乌尔禾组(P_{2w})、三叠系百口泉组(T_1b)、克拉玛依组(T_2k)、白碱滩组(T_3b)、侏罗系八道湾组(J_1b)、三工河组(J_1s)、西山窑组(J_2x)、头屯河组(J_2t)、白垩系吐谷鲁群组(K_1tg)。其中, J_1b 和 T_3b 发育薄煤层,承压能力低,钻进过程中易发生漏失与坍塌; J_1b 、 T_2k 、 T_1b 及 P_{2w} 发育四套砾石层,对钻头磨损严重;目的层 P_{1f} 主要为长英质页岩及硅质页岩,可钻性差,岩石非均质性强,提速难度大^[6-8]。此外,玛湖凹陷部分区块受四侧断层切割,构造整体呈现东北高、西南低的格局,目的层倾角约4°,

微幅构造发育且构造解释精度较低,存在入靶误差大、水平段轨迹调整频繁的风险。上述地质条件加剧了钻井提速与井壁稳定控制的难度,给工程实施带来多重挑战。

1.2 岩石力学性质

针对玛湖凹陷风城组埋深大于4 500 m的深层难钻地层,开展了系统的岩石力学特性评价与破岩效率室内实验^[9-11]。岩石力学强度测试表明,该地层三轴抗压强度达769 MPa、内聚力为47 MPa、内摩擦角52°,各项力学参数均显著高于吉木萨尔芦草沟组页岩油(表1)。基于机械比能(MSE)理论分析,风城组地层破岩所需能量为吉木萨尔芦草沟组的2倍以上,反映出常规钻压条件下破岩效率受限。

表1 玛湖风城组与吉木萨尔芦草沟组岩石强度对比表
Tab. 1 Comparison of rock strengths between Mahu Fengcheng Formation and Jimsar Lucaogou Formation

名称	玛湖风城组	吉木萨尔芦草沟组
单轴抗压强度/MPa	207	101
三轴抗压强度/MPa	769	300
内聚力/MPa	47	26
内摩擦角/(°)	52	42

依托GCTS真三轴岩石加载装置,完成22组高温高压三轴岩石力学测试,系统开展破岩效率室内试验,量化钻压对破岩效果的影响。将实验结果代入相应换算公式进行计算,得到风城组的门限钻压最大为111.1 kN(图1),因此,“大钻压”是提升风城组难钻地层机械钻速的关键技术路径。

1.3 全岩矿物组分研究

对M51X井区风城组岩样进行X射线衍射(XRD)全岩矿物分析,结果见表2,地层中富含高硬度、高弹性模量的长英质、白云石等硬质矿物,石英、钾长石、斜长石和白云石的含量占比达75%。此类矿物组合形成了“硬上加硬”的岩石力学特征,是导致钻头磨损加剧、使用寿命缩短的主要原因。

1.4 钻井技术难点

结合上述复杂地质特征与岩石力学特性,玛湖风

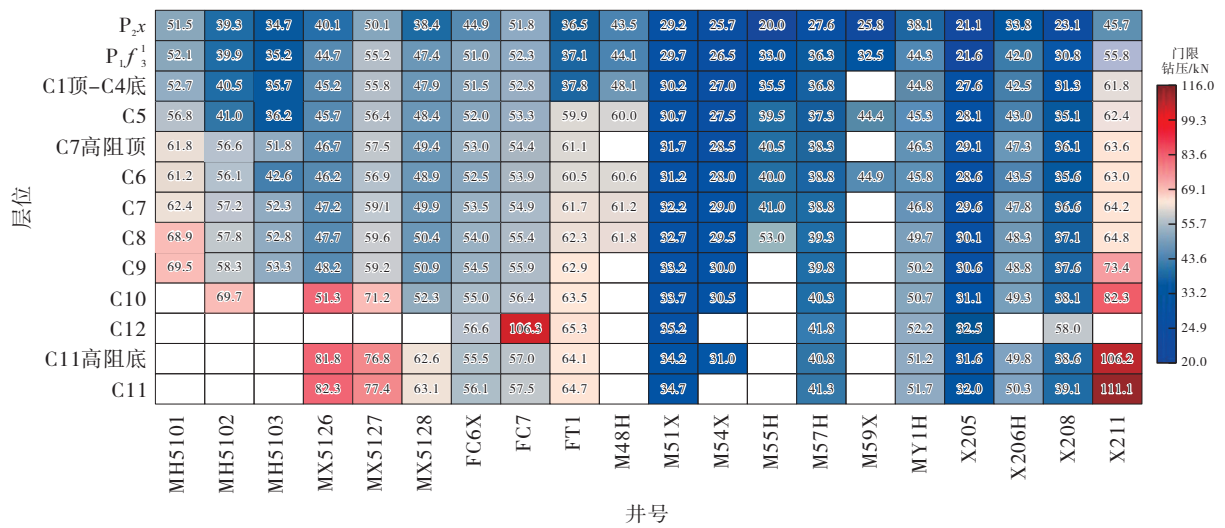


图1 玛湖风城组门限钻压计算结果

Fig. 1 Calculation results of weight on bit thresholds of Mahu Fengcheng Formation

表2 M51X井区XRD全岩分析矿物含量统计表

Tab. 2 Statistics of XRD whole-rock mineral composition analysis for M51X Well Area

序号	石英/ %	钾长石/ %	斜长石/ %	方解石/ %	白云石/ %	黄铁矿/ %	黏土/ %	碱性矿物/ %
1	30.13	5.24	14.53	11.61	24.04	3.66	8.00	2.79
2	26.16	5.91	15.85	14.42	17.86	3.40	5.43	10.97
3	26.57	8.00	20.38	13.75	16.59	4.59	5.65	4.47
4	37.2	8.17	15.56	7.29	23.03	3.42	5.33	0
5	35.36	7.49	18.36	9.36	19.26	3.86	6.31	0
平均	31.08	6.96	16.94	11.29	20.16	3.79	6.14	6.08

城组深层页岩油地层岩性致密、矿物硬度极高、可钻性极差,加之薄煤层发育导致的井壁失稳、砾石层与微幅构造共同引发的钻头快速磨损,对钻井提速提出了严峻挑战,钻井技术难点主要有以下方面。

1)压力系统复杂。平面上,储层压力系数差异大,介于1.4~2.0之间;剖面上,地层压力系数变化剧烈,穿行层段(三叠系及以上)为常压,进入目的层风城组后压力急剧抬升,纵向形成显著“大压差”(M51X、MY1井区目的层压力系数纵向相差最大值分别为0.9和0.4),地层压力系统的不匹配严重制约了井身结构的优化。

2)储层埋深大(4 500~5 500 m),部署水平段长(2 000~2 400 m)。穿行层发育四套砾岩层、两套煤层,低压易漏,乌尔禾组和夏子街组坍塌压力系数大于1.4,钻进过程中应力释放易垮塌,长裸眼井壁稳定及固井施工难度大。

3)风城组地层非均质性强且可钻性差。多类岩性在纵向上呈薄互层频繁交互,单层连续厚度普遍小于0.5 m,岩性变化快,沿用传统提速技术机械钻速低

(1.5 m/h)、趟钻进尺短(135 m),钻井提速技术不配套,难以满足超深层页岩油高效开发的需求。

2 水平井安全高效钻井关键技术

针对玛湖风城组页岩油水平井钻井过程中存在的诸多难题,基于室内实验研究与实钻资料分析,围绕二开井身结构优化、大钻压高效破岩技术迭代升级等关键方向开展攻关,形成了适用于玛湖页岩油长水平井的钻井提速技术。

2.1 二开井身结构协同优化

2.1.1 薄弱层精准封隔

针对穿行层段承压能力认识不清、目的层裂缝发育且局部高压所导致的纵向“大压差”制约井身结构优化这一技术难题,开展了地层“四压力”(孔隙压力、坍塌压力、破裂压力及漏失压力)剖面刻画研究。侏罗系八道湾组煤层发育,地层承压能力弱,为典型的低压易漏层段,其漏失压力当量密度≤1.24 g/cm³;二叠系乌尔禾组及夏子街组泥岩发育,水敏性强,井壁稳定性差,预测自白垩系吐谷鲁群至二叠系下乌

尔禾组地层坍塌压力系数当量密度 $>1.40\text{ g/cm}^3$;风城组裂缝发育,存在局部异常高压。结合邻井实钻资料验证,夏子街组以上地层承压能力 $>1.55\text{ g/cm}^3$,确定二开试验井表层套管由500 m深下至白碱滩组顶部1 700 m,封隔八道湾组低压漏层。

2.1.2 井壁稳定措施

乌尔禾组泥岩发育,坍塌压力系数高(1.40),阻卡频繁;风城组裂缝发育且局部高压。针对上述地质特征,设计采用复合井眼结构:一开使用 $\Phi 444.5\text{ mm}$ PDC钻头钻进至白碱滩组顶部,下入 $\Phi 339.7\text{ mm}$ 表层

套管,封隔侏罗系煤层发育段及低压易漏地层;二开先以 $\Phi 241.3\text{ mm}$ PDC钻头钻进至夏子街组中部,随后换用 $\Phi 215.9\text{ mm}$ PDC钻头钻至完钻井深,最后下入 $\Phi 139.7\text{ mm}$ 油层套管完井。

通过优选关键处理剂并加大处理剂用量来强化物理封堵,结合钾钙基聚胺有机盐钻井液的化学抑制作用,协同将井径扩大率控制在5%以内。同时,结合水力学模拟计算,采用复合井眼以有效降低泵压和井底当量循环密度,缓解穿行层的阻卡难题(表3)。

表3 井壁稳定技术措施
Tab. 3 Technical measures for wellbore stability

技术措施	措施内容
复合井眼	一开采用 $\Phi 444.5\text{ mm}$ 钻头钻至白碱滩组顶部,二开采用 $\Phi 241.3+\Phi 215.9\text{ mm}$ 钻头钻至完钻井深。对比常规二开,泵压由31.23 MPa降至30.4 MPa、井底当量循环密度(ECD)由 1.571 g/cm^3 降至 1.553 g/cm^3
分层控制 钻井液密度	T_3b 密度 $1.30\sim 1.35\text{ g/cm}^3$; $T_2k\sim T_1b$ 密度 $1.35\sim 1.40\text{ g/cm}^3$; $P_2w\sim P_2x$ 密度 $1.40\sim 1.45\text{ g/cm}^3$; $P_{1f_3}\sim P_{1f_2}$ 密度 $1.45\sim 1.55\text{ g/cm}^3$
优选处理剂和 加大处理剂用量	加入4%~6%沥青、2%超细钙、2%YB-1、0.8%Redu1、0.5%复配铵盐增强封堵性,降低滤失量; 加入0.8%IND10、7%KCl、20%Weigh2、1%胺基抑制剂强化包被抑制能力; 加入2%SPNH、2%SMP-2提高抗温性; 加入2%~4%随钻堵漏剂提高防漏能力
提高钻井液性能 K^+ 浓度不低于25 000 mg/L,API滤失量在4 mL以内,高温高压(HTHP)滤失量在10 mL以内	

2.2 大钻压高效破岩提速技术

2.2.1 极难钻地层高效破岩机理

玛湖风城组岩性极为复杂,凝灰质砂岩、砾岩与云质类岩石交替发育,岩石研磨性强,常规PDC钻头及牙轮钻头均难以获得理想的提速效果。针对该极难钻地层,破岩方式应以冲击压碎为主导,辅以高效磨削与切削作用。在高围压条件下,岩样脆性减弱、延性增强,呈现单剪切破坏特征,需借助大钻压促使硬脆岩石沿微裂隙萌生并实现破碎贯通。对于非均质互层段,钻头设计应兼顾抗冲击齿与非平面切削结构,以有效应对岩性突变所产生的动态冲击载荷^[12-13]。

2.2.2 强刚性钻具组合优化

针对大钻压作业需求,基于纵横弯曲梁法与平衡趋势原理,构建适用于玛湖风城组底部钻具组合(BHA)的力学模型及钻头-地层相互作用模型^[14],模拟分析单弯双稳钻具组合: $\Phi 215.9\text{ mm}$ 钻头+ $\Phi 172\text{ mm}$ (或 $\Phi 178\text{ mm}$)弯螺杆钻具(带 $\Phi 204\text{ mm}$ 欠尺寸稳定器)+ $\Phi 172\text{ mm}$ 短钻铤+ $\Phi 208\text{ mm}$ 稳定器+ $\Phi 172\text{ mm}$ 钻铤。 $\Phi 172\text{ mm}$ 弯螺杆钻具:弯角 1.25° ,稳定器直径 $\Phi 204\text{ mm}$,稳定器中心距离下端面0.64 m,弯点距离

下端面1.57 m,钻具总长度8.0 m。模拟的基础参数中井斜角 88° ,钻压150 kN,井径扩大率1%,地层倾角 3° 。依据Q/SY 02052—2025《石油钻井井身质量控制规范》,模拟分析地层各向异性(I_r)、螺杆直径(D_m)、螺杆弯角等关键参数对井斜变化规律的影响(图2)。

如图2(a)所示,螺杆弯角较小时上述钻具组合水平段复合钻进降斜趋势较强,弯角较大时,复合钻进的增斜趋势较强;弯角过大或过小均不利于水平段复合钻进稳斜。综合考虑复合钻进稳斜及滑动钻进造斜要求, $\Phi 215.9\text{ mm}$ 井眼推荐螺杆钻具弯角 1.25° 。如图2(b)所示,螺杆稳定器直径较小时单弯双稳钻具组合水平段复合钻进缓降斜,直径较大时,表现为缓增斜;直径过大或过小均不利于复合钻进稳斜。综合考虑复合钻进稳斜及滑动钻进造斜要求,推荐螺杆稳定器直径 $\Phi 202\sim 206\text{ mm}$ 。如图2(c)所示,当前模拟条件下单弯双稳钻具组合水平段复合钻进总体为缓增斜,稳定器间距较小时,复合钻进趋于稳斜;间距较大时,复合钻进增斜趋势增强。 $\Phi 215.9\text{ mm}$ 井眼常用 $\Phi 172\text{ mm}$ 弯螺杆钻具长度约8.0 m,钻柱稳定器与钻头最小距离通常约8.46 m,弯螺杆钻具直接接钻柱稳

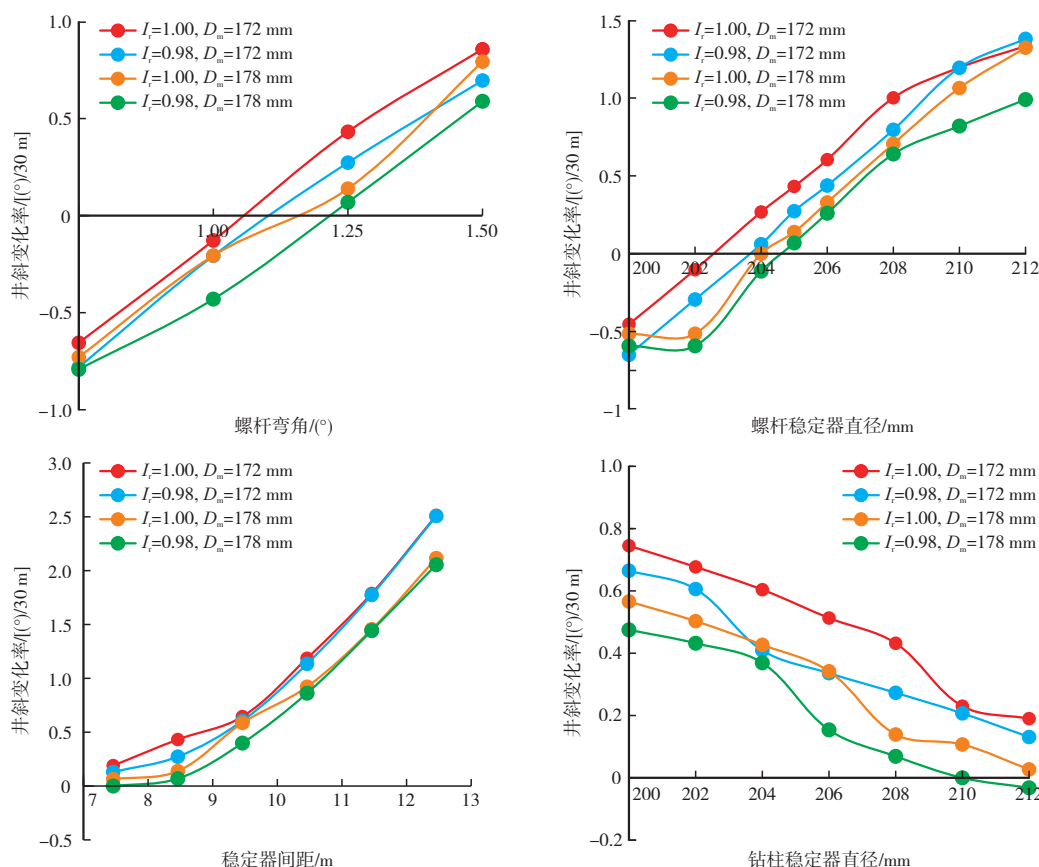


图2 弯螺杆组合复合钻进稳斜能力分析图(部分)

Fig. 2 Inclination-holding capability analysis of bent motor assembly under compound drilling (Part)

定器时水平段复合钻进稳斜效果最佳。如图2(d)所示,当前模拟条件下单弯双稳钻具组合水平段复合钻进总体为缓增斜,钻柱稳定器直径较小时,表现为缓增斜;直径较大时,表现为缓降斜。直径过大或过小均不利于复合钻进稳斜,综合考虑复合钻进稳斜及滑动钻进造斜要求,推荐钻柱稳定器直径208~210 mm。将水平段井眼轨迹调控目标划分为缓降斜、稳斜、缓增斜三类,分别形成相应的钻具组合与钻进参数优化方案,最终优选确定了适用于该区块水平段 $\Phi 215.9$ mm井眼的全 $\Phi 139.7$ mm钻杆钻具组合方案(表4),保障了长水平段上大钻压的有效施加,钻压传递效率大幅增加。

2.2.3 可钻性预测模型

根据室内实验数据及前期实钻资料相关性分析,明确可钻性级值与密度(DEN)、电阻率(RT)呈正相关,与补偿中子(CNLS)、声波时差(AC)、伽马(GR)等呈负相关,建立“多属性约束”三维可钻性预测模型^[15-18]。依据模型预测的可钻性级值(K_d),将风城组自上而下细分为12个小层,可钻性级值随井深增加逐层增大,如图3所示,C1~C8层(中部)主体为7~8,C8层底部主体为8,C9层主体为8~9,C10层主体为9~10,C11~C12层主体为10。

2.2.4 分层钻头适配技术

穆总结等^[19]、嵇然等^[20]围绕轴-扭耦合冲击破岩技术开展了系统研究,指出单一轴向或扭向冲击破岩方式存在技术局限性,难以满足当前钻井提速需求,据此提出轴-扭耦合冲击钻井提速技术。研究表明,轴-扭耦合冲击钻具辅助混合布齿PDC钻头,可最大程度满足钻井提速技术要求。本文借鉴其研究思路与结论,以风城组岩石力学特性为基础,融合可钻性预测模型与PDC钻头差异化布齿参数,建立基于大钻压的差异化PDC钻头适配技术。利用可钻性预测模型评价风城组地层可钻性等级及其纵向非均质性;依据前人关于轴-扭耦合冲击破岩机理及参数匹配规律的研究成果,结合室内岩石力学实验与理论分析,明确了该地层在大钻压作用下,钻头破岩周围会形成高应力释放区,加速岩石体积破碎,使压碎、剪切及冲击破碎在不同布齿参数条件下协同发挥作用。依据风城组不同井段岩石性质的差异,分层优化钻头的布齿密度、切削齿尺寸及后倾角等关键参数,建立适应风城组地层特性的差异化PDC钻头适配技术,见表5。

3 应用情况

2025年,应用上述水平井钻井提速技术,在玛湖

表4 Φ215.9 mm水平段钻杆钻具组合推荐表
Tab. 4 Recommended BHA for Φ215.9 mm horizontal section

调控目标		单弯双稳定器组合设计与使用要点
类别	井斜变化率/ [(°)·(30 m) ⁻¹]	
缓降斜	[-1.0,3.0)	螺杆钻具:直径172~178 mm、弯角1.0°~1.25°、稳定器直径200~203 mm、总长度<8.0 m 钻柱稳定器:稳定器间距<8.5 m、直径210~212 mm 钻压<100 kN,低转速
稳斜	[-0.3,0.3]	螺杆钻具:直径172~178 mm、弯角1.25°、稳定器直径203~206 mm 钻柱稳定器:稳定器间距<9.0 m、直径206~210 mm 钻压100~160 kN,低转速
缓增斜	(0.3,1.0]	螺杆钻具:直径172~178 mm、弯角1.25°~1.5°、稳定器直径207~210 mm 钻柱稳定器:稳定器间距<10.5 m、直径200~206 mm 钻压120~160 kN,低转速
BHA基本形式		Φ215.9 mmPDC钻头+Φ172 mm弯螺杆(欠尺寸稳定器)+Φ168 mm浮阀+Φ172 mm短钻铤+Φ208 mm稳定器+Φ172 mm随钻测井(LWD)+Φ172 mm随钻测量(MWD)

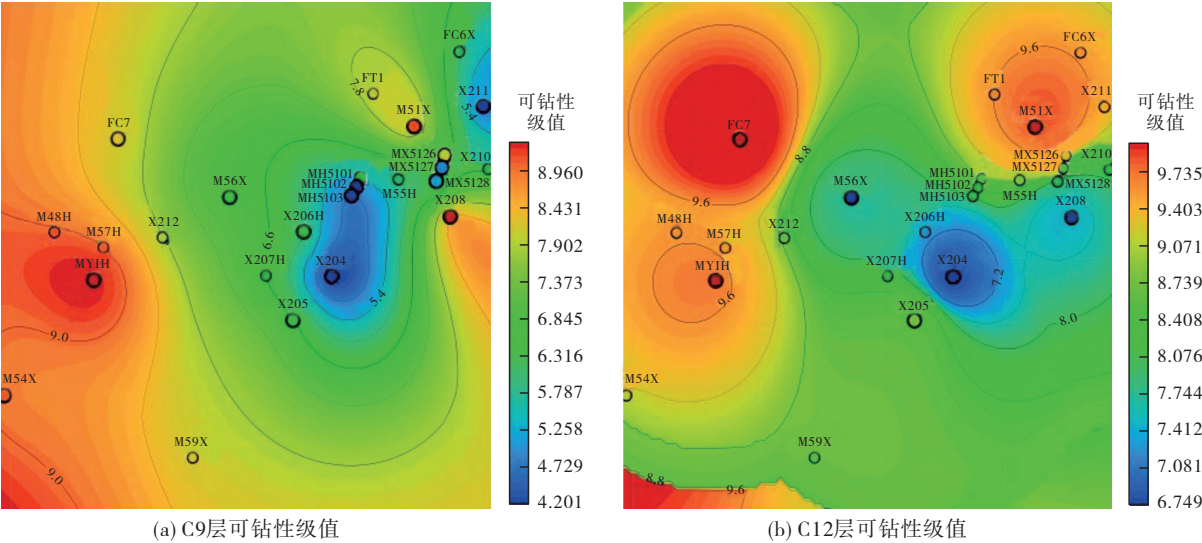


图3 玛湖风城组可钻性预测(部分)
Fig. 3 Drillability prediction in the Mahu Fengcheng Formation (Part)

表5 分层钻头布齿参数设计
Tab. 5 Layer-specific PDC bit cutter configuration design

层位	可钻性 级值	刀翼×齿径	内锥区设计	主排 齿型	后倾角/ (°)	保径 /外径齿	钻压/ kN
C1~C8中部	7~8	5刀翼×16 mm,双排	混配13 mm 控扭矩	平面齿+三棱齿	15~20	平面齿	120~180
C8底部	8	6刀翼×16 mm,双排	混配13 mm 控扭矩	平面齿+三棱齿	15~20	平面齿	60~80
C9	8~9	6刀翼×16 mm,双排	主排锥形齿+三棱齿;	平面齿+三棱齿	15~20;凹面齿15~25	三棱齿+平面齿	160~220
C10	9~10		局部混入凹面齿				
C11~C12	10	7刀翼×16 mm,双排	主排锥形齿+三棱齿; 局部混入凹面齿	平面齿+三棱齿	15~20;凹面齿15~25	三棱齿+平面齿	160~220

风城组页岩油区块共完钻6口水平井。如图4所示,完钻井深逐年增大,与同区块2024年钻井指标相比,平均钻井周期由121 d缩短至95 d。其中,造斜段平均工期由29.8 d缩短至18.5 d,首次实现“两趟钻”完钻,

平均机械钻速由2.0 m/h提高至2.3 m/h;水平段平均机械钻速由2.0 m/h提高至3.7 m/h,趟钻进尺由135 m增至188 m,平均工期由66天缩短至55天,钻井提速效果显著。

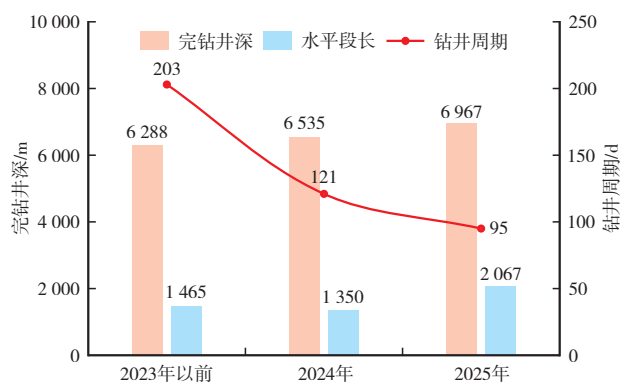


图4 MY1井区历年水平井钻井周期对比图

Fig. 4 Annual comparison of drilling cycles for horizontal wells in MY1 Well Area

4 结论

1) 针对玛湖风城组页岩油水平井纵向“大压差”制约井身结构优化的难题,开展了“四压力”剖面刻画、表层套管深下、复合井眼及钾钙基聚胺有机盐钻井液等技术攻关,形成了井身结构优化与井壁稳定控制技术。

2) 针对风城组极难钻地层破岩效率低的问题,开展大钻压高效破岩与差异化PDC钻头适配技术攻关,形成了以地层可钻性为基础的钻头优选与参数优化技术,解决了风城组地层机械钻速低、趟钻进尺小的难题,显著提高了水平段钻进效率,缩短了钻井周期,为玛湖风城组页岩油高效开发提供了技术支撑。

3) 为进一步提升“一趟钻”完钻的可靠性,后续需进一步加强风城组不同小层岩石力学参数与钻头磨损特征的动态匹配研究,结合井下实时数据建立自适应钻头选型与参数优化模型,持续完善钻井提速技术,更好地满足玛湖风城组页岩油高效勘探开发的需求。

参考文献

- [1] 白玉彬,任海蛟,张军,等.页岩油组分特征及可动性评价——以准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组为例[J].石油与天然气地质,2025,46(5):1582-1596.
BAI Yubin, REN Haijiao, ZHANG Jun, et al. Component characteristics and mobility assessment of shale oil: a case study of the Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(5): 1582-1596.
- [2] 黄立良,邹阳,杨勇强,等.玛湖凹陷风城组二段页岩油层系伴生碱矿特征及沉积发育模式[J].新疆石油地质,2026,47(1):11-19.
HUANG Liliang, ZOU Yang, YANG Yongqiang, et al. Characteristics and development model of associated alkaline ore in the shale oil reservoirs of the second member of Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2026, 47(1): 11-19.

- [3] 魏兆胜,齐洪岩,赵建飞,等.准噶尔盆地页岩油开发进展及效益建产关键技术[J].新疆石油地质,2025,46(6):703-711.

WEI Zhaosheng, QI Hongyan, ZHAO Jianfei, et al. Development progress and key technologies for cost-effective productivity of shale oil in Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2025, 46(6): 703-711.

- [4] 刘晓军.页岩油水平井钻井提速关键技术研究[J].石油和化工设备,2025,28(8):67-69.

LIU Xiaojun. Research on key technology to speed up horizontal well drilling of shale oil[J]. Petro & Chemical Equipment, 2025, 28(8): 67-69.

- [5] 范川闽,王新东,李振川,等.准噶尔盆地页岩油优快钻完井技术研究及应用[J].中国石油和化工标准与质量,2025,45(7):173-176.

FAN Chuanmin, WANG Xindong, LI Zhenchuan, et al. Research and application of optimal and fast drilling and completion technology for shale oil in Junggar Basin[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2025, 45(7): 173-176.

- [6] 朱政文,陈佳萌,马钰卓,等.玛湖凹陷西斜坡夏子街组砂砾岩储层差异性特征及控制因素[J].东北石油大学学报,2025,49(5):81-90.

ZHU Zhengwen, CHEN Jiameng, MA Yuzhuo, et al. The different characteristics and controlling factors of glutenite reservoirs of Xiaizijie Formation in the west slope of Mahu Sag[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2025, 49(5): 81-90.

- [7] 邱争科,李婷,张有印,等.准噶尔盆地玛湖凹陷上乌尔禾组砾岩储层“四象限”分类[J].新疆地质,2025,43(2):294-301.

QIU Zhengke, LI Ting, ZHANG Youyin, et al. The four quadrants classification of gravel rock reservoirs in the Upper Wuerhe Formation of Mahu Depression the Junggar Basin[J]. Xinjiang Geology, 2025, 43(2): 294-301.

- [8] 孙杨沙,刘诗琼,邓羽,等.玛湖凹陷上乌尔禾组致密砂砾岩储层岩性识别方法[J].石化技术,2025,32(4):227-229.

SUN Yangsha, LIU Shiqiong, DENG Yu, et al. Lithology identification method of tight glutenite reservoir in Upper Wuerhe Formation in Mahu Depression[J]. Petrochemical Industry Technology, 2025, 32(4): 227-229.

- [9] 邹军.乌夏断裂带钻井综合提速技术与应用[D].四川成都:西南石油大学,2013.

ZOU Jun. Integrated technologies for drilling acceleration in Wuxia Fault Belt and their applications[D]. Chengdu, Sichuan: Southwest Petroleum University, 2013.

- [10] 钟文建,程波,张伟,等.防斜打快技术在准噶尔盆地乌夏断裂带的应用[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2010,12(2):54-55.

ZHONG Wenjian, CHENG Bo, ZHANG Wei, et al. Applica-

- tion of anti-deviation and fast drilling technology in Wuxia Fracture Belt of Junggar Basin[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2010, 12 (2): 54-55.
- [11] 秦春, 刘纯仁, 李玉枝, 等. 苏北断块页岩油水平井钻井提速关键技术[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(6): 30-36.
QIN Chun, LIU Chunren, LI Yuzhi, et al. Key technologies for enhancing the drilling speed of fault block shale oil horizontal wells in Subei Basin [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(6): 30-36.
- [12] 冯秀鲁. 油田深层油藏钻井提速技术研究及应用[J]. 西部探矿工程, 2024, 36(8): 68-70.
FENG Xiulu. Research and application of drilling rate acceleration technology for deep oil reservoirs in oilfields[J]. West-China Exploration Engineering, 2024, 36(8): 68-70.
- [13] 高航献, 李真祥, 胡彦峰. 元深1井超深井钻井提速关键技术[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(3): 28-33.
GAO Hangxian, LI Zhenxiang, HU Yanfeng. Key drilling technologies for increasing ROP in ultra-deep well Yuanshen 1 [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(3): 28-33.
- [14] 税国煌, 何世明, 邓翔. 常规钻具组合防斜打快钻压优选与应用[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(2): 92-98.
SHUI Guohuang, HE Shiming, DENG Xiang. Optimization and application of WOB for deflection control while fast drilling with conventional drilling assembly[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(2): 92-98.
- [15] 刘颖彪, 徐生江, 田龙, 等. 钻井复杂事故预警技术研究进展[J]. 新疆石油天然气, 2025, 21(2): 15-23.
LIU Yingbiao, XU Shengjiang, TIAN Long, et al. Research progress on early warning technology of drilling complex accidents[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2025, 21(2): 15-23.
- [16] 王运功, 张汉信, 倪华峰, 等. 鄂尔多斯盆地东部气田深层煤岩气水平井井身结构优化及钻井提速配套技术 [J]. 钻采工艺, 2025, 48(3): 62-69.
WANG Yungong, ZHANG Hanxin, NI Huafeng, et al. Wellbore structure optimization and supporting technologies for ROP optimization of deep coal-rock gas horizontal wells in the eastern gas field, Ordos Basin [J]. Drilling & Production Technology, 2025, 48(3): 62-69.
- [17] 刘维, 谢凤猛, 李建超, 等. PDC钻头损伤失效的智能识别方法[J]. 新疆石油天然气, 2025, 21(2): 45-54.
LIU Wei, XIE Fengmeng, LI Jianchao, et al. Intelligent recognition method for PDC bit damage [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2025, 21(2): 45-54.
- [18] 刘维, 高德利, 李越, 等. PDC齿主要失效形式与钻头选型方法研究[J/OL]. 金刚石与磨料磨具工程, (2026-01-29) [2026-04-07]. <https://link.cnki.net/urlid/41.1243.TG.20260129.1355.002>.
LIU Wei, GAO Deli, LI Yue, et al. Research on main failure modes of PDC cutters and bit selection methods [J/OL]. Diamond & Abrasives Engineering, (2026-01-29) [2026-04-07]. <https://link.cnki.net/urlid/41.1243.TG.20260129.1355.002>.
- [19] 穆总结, 杨哲华, 闫竞娜, 等. 原位温压轴-扭耦合冲击破岩协同增效机理[J]. 天然气工业, 2026, 46 (4): 113-127.
MU Zongjie, YANG Zhehua, YAN Jingna, et al. Synergistic enhancement mechanisms of in-situ temperature-pressure axial-torsional coupled impact for rock breaking [J]. Natural Gas Industry, 2026, 46(4): 113-127.
- [20] 嵇然, 史怀忠, 黄中伟, 等. 轴扭耦合冲击螺杆辅助混合布齿PDC钻头高效钻井关键技术[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2026, 50 (2): 74-84.
JI Ran, SHI Huaizhong, HUANG Zhongwei, et al. Efficient drilling using hybrid cutters layout of PDC bits assisted by screw rod drilling tools with axial-torsional coupled impact [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2026, 50(2): 74-84.

(修改回稿日期: 2026-05-26 编辑: 丁艳艳)