

# 东海深部强研磨性地层 PDC 钻头提速研究

谢中成<sup>1</sup>, 刘伟吉<sup>2</sup>, 胡海<sup>2</sup>

(1. 中国石油化工股份有限公司上海海洋油气分公司, 上海 200120; 2. 西南石油大学机电工程学院, 四川 成都 610500)

**摘要:** 东海海域 ZZ 区块 HG 组 H3 地层发育大套强研磨性砂岩, 导致机械钻速低、单只钻头进尺短, 造成钻井周期长、作业成本高。为提高该地层钻进效率、缩短钻井周期, 在分析地层特征及钻头使用情况基础上, 基于现场试验, 研究了钻头尺寸、布齿参数与冠部选型和 PDC 齿型对钻井效果的影响。结果表明, 在 H3 地层中,  $\varnothing 215.9$  mm 钻头较  $\varnothing 311.15$  mm 钻头提速增效显著; 深内锥冠部 PDC 钻头的攻击性更强, 机械钻速更高; 斧形齿相比平面齿磨损更小, 能有效提高单只钻头进尺; 旋转齿可有效提升切削刃利用率和散热效果, 实现一趟钻进尺 1250 m 的突破。研究成果为提升该区块强研磨性地层的钻进效率提供了有效技术方案, 为海上同类地层油气勘探开发提供了技术支撑, 对保障国家能源安全具有重要意义。

**关键词:** 强研磨性地层; PDC 钻头; 钻井提速; 冠部形状; 斧形齿; 旋转齿; 深海油气勘探

**中图分类号:** TE921<sup>+</sup>.1 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-9686(2026)03-0095-11

## Study on speed-up of PDC bit in deep highly abrasive formations of East China Sea

XIE Zhongcheng<sup>1</sup>, LIU Weiji<sup>2</sup>, HU Hai<sup>2</sup>

(1. SINOPEC Shanghai Offshore Petroleum Company, Shanghai 200120, China; 2. School of Mechanical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu Sichuan 610500, China)

**Abstract:** The H3 Formation of the HG Group in the ZZ Block, East China Sea, is characterized by the development of thick, highly abrasive sandstone sequences. This challenging geological condition leads to a low rate of penetration (ROP), short footage per bit, extended drilling cycles, and consequently high operational costs. To improve drilling efficiency and shorten the drilling cycle, this study conducted systematic field trials based on a comprehensive analysis of formation characteristics and historical bit performance records, investigating the impact of bit size, cutter layout parameters, crown profile selection, and PDC cutter type on drilling performance. The results indicate that within the H3 Formation,  $\varnothing 215.9$  mm bits demonstrate significantly superior performance in both ROP and efficiency compared to  $\varnothing 311.15$  mm bits. PDC bits with a deep inner cone crown profile exhibit stronger aggressiveness and achieve a higher ROP. Furthermore, axe-shaped cutters experience significantly less wear compared to conventional flat-faced cutters, effectively increasing footage per bit. Additionally, rotating cutters substantially improve cutting edge utilization and heat dissipation, enabling a breakthrough of 1250 m in a single run. These findings provide an effective technical solution for enhancing drilling efficiency in the highly abrasive formations of this block, offer vital technical support for oil and gas exploration and development in similar offshore formations, and hold significant importance for safeguarding national energy security.

**Key words:** highly abrasive formation; PDC bit; drilling speed enhancement; crown shape; axe-shaped cutter; rotating cutter; deep-sea oil and gas exploration

收稿日期: 2025-09-03; 修回日期: 2025-12-25 DOI: 10.12143/j.ztgc.2026.03.012

第一作者: 谢中成, 男, 汉族, 1989 年生, 高级工程师, 钻井工程专业, 硕士, 主要从事海洋石油与天然气钻完井技术研究与管理, 上海市浦东新区商城路 1225 号, ex\_xiezhch@cnooc.com.cn。

引用格式: 谢中成, 刘伟吉, 胡海. 东海深部强研磨性地层 PDC 钻头提速研究[J]. 钻探工程, 2026, 53(3): 95-105.

XIE Zhongcheng, LIU Weiji, HU Hai. Study on speed-up of PDC bit in deep highly abrasive formations of East China Sea[J]. Drilling Engineering, 2026, 53(3): 95-105.

## 0 引言

能源安全是关乎国家发展与战略全局的重大议题。石油和天然气作为我国能源消费结构的重要组成部分,对于推动我国经济发展和提高人民生活水平具有不可替代的作用<sup>[1]</sup>。然而,我国原油对外依存度长期超过70%,天然气依存度亦突破40%,能源安全形势依然严峻<sup>[2]</sup>。尽管2024年我国油气年产量首次突破 $4 \times 10^8$  t,但供需缺口持续扩大。因此,加强国内油气勘探开发,提高油气自给率,是保障国家能源安全的重要举措。当前,海洋油气已成为我国油气产量的重要增长极。“十四五”以来,海洋原油累计增产量占全国增量的70%。作为重要的接替领域,海洋油气资源成为保障国家能源安全的关键突破点<sup>[3]</sup>。

东海海域是中国近海油气资源最富集的区域之一,对我国能源供应具有重要意义<sup>[4]</sup>。然而,东海海域ZZ区块深部地层发育大套砂岩,其强度高、研磨性强,导致机械钻速低、单只钻头进尺短、钻头易损坏、起下钻频繁,造成钻井周期长、成本高,严重制约了海上油气资源的高效勘探和开发,亟需钻井技术创新以实现提速增效。针对强研磨性地层的钻井提速难题,许多学者和从业人员进行了大量尝试。为减轻钻头磨损,祁任泽等<sup>[5]</sup>针对性地研究了V形齿的磨损对岩石接触面积的影响,为钻进参数的调整提供了参考;王培义等<sup>[6]</sup>采用涡轮钻具、高速螺杆配合随钻震击器,在雄安新区强研磨性地层中复合钻进,将平均机械钻速提升至8 m/h以上;冯云春等<sup>[7]</sup>针对龙凤山石英含量高、研磨性强的储层岩石,研发了一种6刀翼异形齿PDC钻头,平均进尺可提高42.2%,平均机械钻速可提高36%;王勇军等<sup>[8]</sup>为提高燧石白云岩地层中的钻进效率,探索了一种牙轮钻头,平衡了钻头磨损和钻进效率的难题,为类似地层钻头应用提供了参考。

基于以上背景,为提升东海深部强研磨性地层的钻进效率,本文在对东海ZZ区块已有钻头使用情况与钻井数据详细分析的基础上,优化设计了多种PDC钻头,并进行了大量现场试验。根据试验结果,分析讨论了钻头尺寸、布齿参数及冠部选型、齿型对PDC钻头在HG组H3及以下砂岩地层中钻进效果的影响。本研究为进一步提升海上深层油气资源勘探开发效率提供了技术经验,对于保障我国能源安全具有重要意义。

## 1 ZZ油气田地质概况

东海ZZ油气田位于上海东南方向约400 km,区域整体水深约100 m,地层从上到下依次为DHQ、ST组、LL组、YQ组、LJ组和HG组,软硬交错频繁,断层发育。图1为ZZ区块3口探井的岩石单轴抗压强度曲线与地质分层情况。LJ组及以上为软—中硬地层,岩石抗压强度20~55 MPa,可钻性好;HG组上段中部以上(即HG组H1~H2)地层变硬,岩石抗压强度34~82 MPa,平均约55 MPa,可钻性变差;HG组H3及以下为硬地层,研磨性强,岩石抗压强度41~124 MPa,平均约103 MPa,局部硬夹层超过150 MPa。HG组H3及以下地层为主要目的层,以大套砂岩为主,PDC钻头在研磨性砂岩中机械钻速低,磨损速率快,难获得较长进尺和较高机械钻速,是制约该区块提速增效的关键难点。

## 2 钻头使用情况及提速难点

### 2.1 钻头使用情况

4口探井中,除了ZZ-3井由于更换钻具组合原因使用了2只钻头外,其他井均仅使用1只 $\Phi 311.15$  mm PDC钻头就能从上部软地层(YQ组或LJ组上部)钻至HG组顶部(H1~H2段),平均单只钻头进尺超过1000 m,平均机械钻速均在10 m/h以上。其中,ZZ-4井中 $\Phi 311.15$  mm STS916钻头( $\Phi 19$  mm齿6刀翼)使用效果最好,从YQ组钻至HG组H2底部,进尺1761 m,机械钻速24.7 m/h。

HG组H3及以下地层则分别使用 $\Phi 311.15$  mm钻头和 $\Phi 215.9$  mm钻头钻进。地层垂深约3600 m时进入HG组H3地层,单只钻头进尺大幅降低,整体机械钻速在3~7 m/h之间,部分钻头机械钻速低至1 m/h左右。HG组H3地层中钻头使用数量多且磨损严重,导致起下钻频繁,钻进效率极低。但是, $\Phi 215.9$  mm井眼的单只钻头进尺和机械钻速整体略高于 $\Phi 311.15$  mm井眼。相比同地层其他3口井,ZZ-2井H3及以下地层均采用 $\Phi 215.9$  mm钻头钻进,钻头使用数量最少,平均机械钻速提高45.02%,钻进效率最高。

### 2.2 HG组H3及以下地层钻进数据分析

东海ZZ油气田前期探井HG组H3及以下地层钻头使用情况见表1。在HG组H3及以下地层钻井作业中,4口探井在 $\Phi 311.15$  mm井段共使用10只

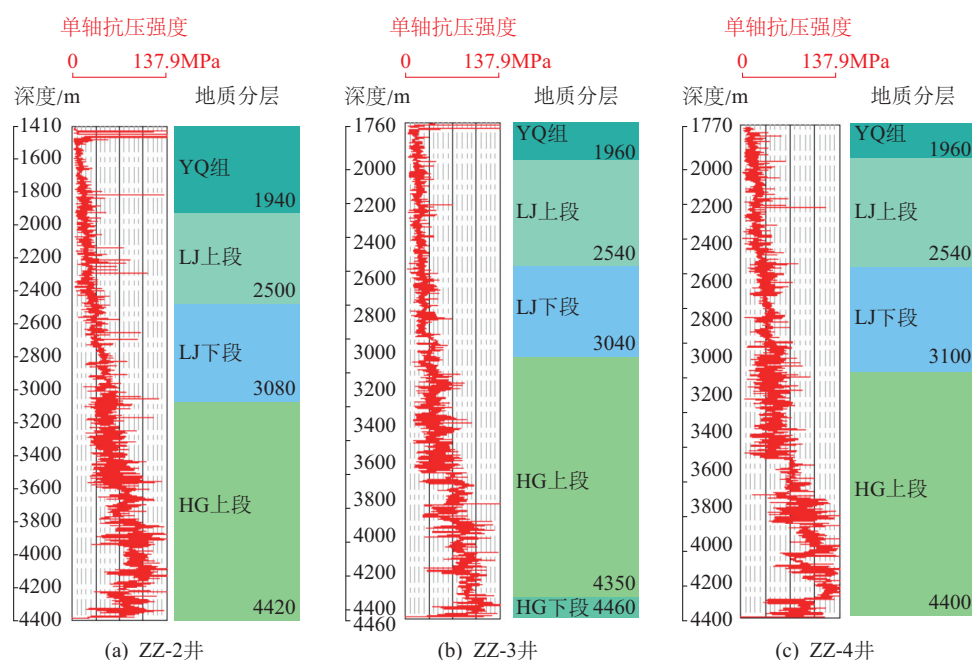


图1 ZZ区块3口探井的岩石单轴抗压强度曲线与地质分层

Fig.1 Uniaxial compressive strength curve and geological stratification of three exploration wells in ZZ block

PDC钻头,总进尺1549 m,平均机械钻速3.3 m/h,单只钻头平均进尺154.9 m,大多数钻头的切削齿严重磨损;在 $\Phi 215.9$ 、 $\Phi 213.7$  mm井段共使用12只钻头(9只为PDC钻头),总进尺2412 m,平均机械钻速5.0 m/h,单只钻头平均进尺201 m。HG组地层总体表现为单只钻头进尺短、平均机械钻速低且钻头磨损严重。但值得注意的是,相比 $\Phi 311.15$  mm井眼, $\Phi 215.9$  mm井眼在ZZ区块HG组H3及以下地层钻进时,单只钻头进尺和机械钻速分别提高了72.90%和29.54%。这说明 $\Phi 215.9$  mm小尺寸井眼在研磨性地层中的钻头进尺和机械钻速更有优势。

综上,HG组H3及以下地层是ZZ区块主要油气显示层,但H3地层强度高、研磨性强,导致该地层中钻头平均机械钻速低、单只钻头进尺短、起下钻频繁,使得钻井周期和钻井成本大幅提升,严重制约了ZZ区块钻井提速。因此,为实现ZZ区块钻井提速增效,从而提升ZZ区块勘探开发效率,有必要针对HG组H3及以下地层开展钻井提速研究。

### 3 PDC钻头提速技术研究与应用

#### 3.1 钻头尺寸

前期探井实钻数据表明, $\Phi 215.9$  mm钻头在ZZ

区块HG组H3及以下地层中的整体进尺和机械钻速均高于 $\Phi 311.15$  mm钻头。研究团队通过现场钻井试验进行了进一步验证,ZZ-A5井用 $\Phi 311.15$  mm钻头在HG组H3c下部目的层完钻,ZZ-A7井用 $\Phi 215.9$  mm钻头从HG组H3顶部钻至H3b目的层完钻,2口井的井身结构、轨迹叠加地层垂直投影见图2。

ZZ-A5、ZZ-A7井在HG组地层的钻头使用记录见表2。ZZ-A5井 $\Phi 311.15$  mm钻头在HG组H3地层钻进依然艰难,共使用4只钻头,总进尺655 m,平均机械钻速5.04 m/h;鉴于最后一趟钻提前完钻,钻头寿命未尽,只计算另外3只钻头,平均单只钻头进尺202.67 m。ZZ-A7井 $\Phi 215.9$  mm钻头在HG组H3地层钻进中取得较大突破,2只钻头总进尺1363 m,平均单只钻头进尺681.5 m,平均机械钻速9.41 m/h。2口井中 $\Phi 311.15$ 、 $\Phi 215.9$  mm钻头在进尺和平均机械钻速方面比前期探井均有提升, $\Phi 215.9$  mm钻头提升幅度更大。ZZ-A7井的 $\Phi 215.9$  mm钻头在HG组H3地层单只钻头进尺和机械钻速比ZZ-A5井的 $\Phi 311.15$  mm钻头分别提高236%和92.83%。因此,ZZ区块HG组H3地层采用 $\Phi 215.9$  mm井眼比 $\Phi 311.15$  mm井眼提速增效更显著,可大幅缩短钻井周期。

表1 ZZ油气田前期探井HG组H3及以下地层钻头使用记录

Table 1 Usage records of bits in H3 and below formation in HG formation of early exploration wells in ZZ Oil and Gas Field

| 项目   | 钻头尺寸/mm     | 钻头型号       | 入井深度/m | 出井深度/m | 进尺/m  | 机械钻速/<br>(m·h <sup>-1</sup> ) | IADC 磨损分级           |
|------|-------------|------------|--------|--------|-------|-------------------------------|---------------------|
| ZZ-1 | 311.15      | ST616      | 3385   | 3671   | 286   | 4.78                          | 1-4-WT-A-X-I-BT-PR  |
|      |             | CK406      | 3671   | 3820   | 149   | 3.31                          | 1-2-WT-A-X-I-NO-PR  |
|      |             | SKFX616M   | 3820   | 3848   | 28    | 2.66                          | 0-1-WT-A-X-I-NO-CP  |
|      |             | SKFX616M-2 | 3848   | 4129   | 281   | 3.44                          | 1-1-WT-A-X-I-NO-TD  |
|      | 213.7       | CK406DW    | 4129   | 4392   | 263   | 5.9                           | 2-3-WT-A-X-I-CT-PR  |
|      |             | QD506FX    | 4392   | 4800   | 408   | 5.26                          | 1-2-WT-A-X-I-NO-TD  |
| ZZ-2 | 215.9       | SKFX616M   | 3580   | 3691   | 111   | 8.04                          | 1-1-WT-A-X-I-NO-CP  |
|      |             | SKFX616M-2 | 3829   | 3997   | 170   | 6.05                          | 1-1-WT-A-X-I-NO-CP  |
|      |             | SKFX616M-3 | 4024   | 4244   | 220   | 4.21                          | 1-2-WT-A-X-I-CT-LOG |
|      |             | TM1365R    | 4248   | 4423   | 175   | 2.75                          | 2-4-WT-A-X-I-CT-TD  |
| ZZ-3 | 311.15      | ST317      | 3503   | 3813   | 310   | 4.83                          | 1-2-WT-A-X-I-CT-TD  |
|      |             | MSI616VH   | 3813   | 3958   | 145   | 5.43                          | 1-1-WT-A-X-I-NO-CP  |
|      | 215.9       | TM1663WX   | 3958   | 4277   | 319   | 5.97                          | 1-1-WT-A-X-I-NO-TD  |
|      |             | CK406XL    | 4297   | 4347   | 50    | 1.93                          | 1-1-WT-A-X-I-NO-PR  |
|      |             | MSI616UB   | 4347   | 4459   | 112   | 4.04                          | 1-1-WT-A-X-I-NO-TD  |
| ZZ-4 | 311.15      | DP506X     | 3566   | 3784   | 218   | 3.46                          | 1-4-WT-A-X-I-CT-PR  |
|      |             | ST616      | 3784   | 3820   | 36    | 2.69                          | 1-5-RO-A-X-I-CT-PR  |
|      |             | CK506KS    | 3820   | 3833   | 13    | 1.02                          | 1-5-RO-A-X-I-CT-PR  |
|      |             | MSI616VH   | 3833   | 3916   | 83    | 1.83                          | 2-8-RO-A-X-I-WT-TD  |
|      | 213.7       | MDSI616LB  | 3916   | 4035   | 119   | 6.93                          | 1-1-WT-A-X-I-NO-DST |
|      |             | DP506      | 4035   | 4262   | 227   | 4.43                          | 1-8-RO-A-X-I-WT-PR  |
| 平均值  | 311.15      |            |        |        | 154.9 | 3.3                           |                     |
|      | 215.9、213.7 |            |        |        | 201   | 5.0                           |                     |
| 标准差  | 311.15      |            |        |        | 113.9 | 1.4                           |                     |
|      | 215.9、213.7 |            |        |        | 100.1 | 1.7                           |                     |
| 最小值  | 311.15      |            |        |        | 13    | 1.02                          |                     |
|      | 215.9、213.7 |            |        |        | 50    | 1.93                          |                     |
| 最大值  | 311.15      |            |        |        | 310   | 5.43                          |                     |
|      | 215.9、213.7 |            |        |        | 408   | 8.04                          |                     |

注:IADC 钻头磨损分级采用8位编码系统,具体为I-O-D-L-B-G-O-R(内排齿磨损情况-外排齿磨损情况-主要钝化特征-特征位置-轴承磨损或密封状态-钻头直径磨损量-其他钝化特征-起钻原因)。内排齿磨损情况(I)与外排齿磨损情况(O)用数字0~8表示,0表示无磨损,完整如新,8表示完全磨损,切削齿无残留;主要钝化特征(D)与其他钝化特征(O)包括NO(无磨损)、WT(齿磨损)、RO(环切)、BT(齿碎裂)、CT(崩齿)等;特征位置(L)包括A(全部位)、N(鼻部)、C(内锥)、T(侧锥)、S(肩部)、G(保径);轴承磨损或密封状态(B)中X表示PDC钻头;钻头直径磨损量(G)中,I表示直径未磨小,1/16表示直径磨损了1/16 in(1 in=25.4 mm,下同),以此类推;起钻原因(R)包括PR(机械钻速低)、CP(取心)、TD(钻达井深)、LOG(测井)、DST(中途测试)等。

为排除偶然因素,进一步验证上述结论,采用与ZZ-A7井相同的井身结构完成了ZZ-A8井的钻井任务,即采用Ø215.9 mm钻头完成H3地层主要钻进任务。ZZ-A8井Ø311.15 mm井眼第二趟钻从HG组H2下部钻至H3b顶部,进尺211 m,平均机械钻速5.03 m/h,钻头磨损严重,出现环槽;Ø215.9 mm井眼使用2只PDC钻头完成钻进任务,进尺665 m,平均机械钻速18.20 m/h。ZZ-A8井Ø215.9 mm钻头

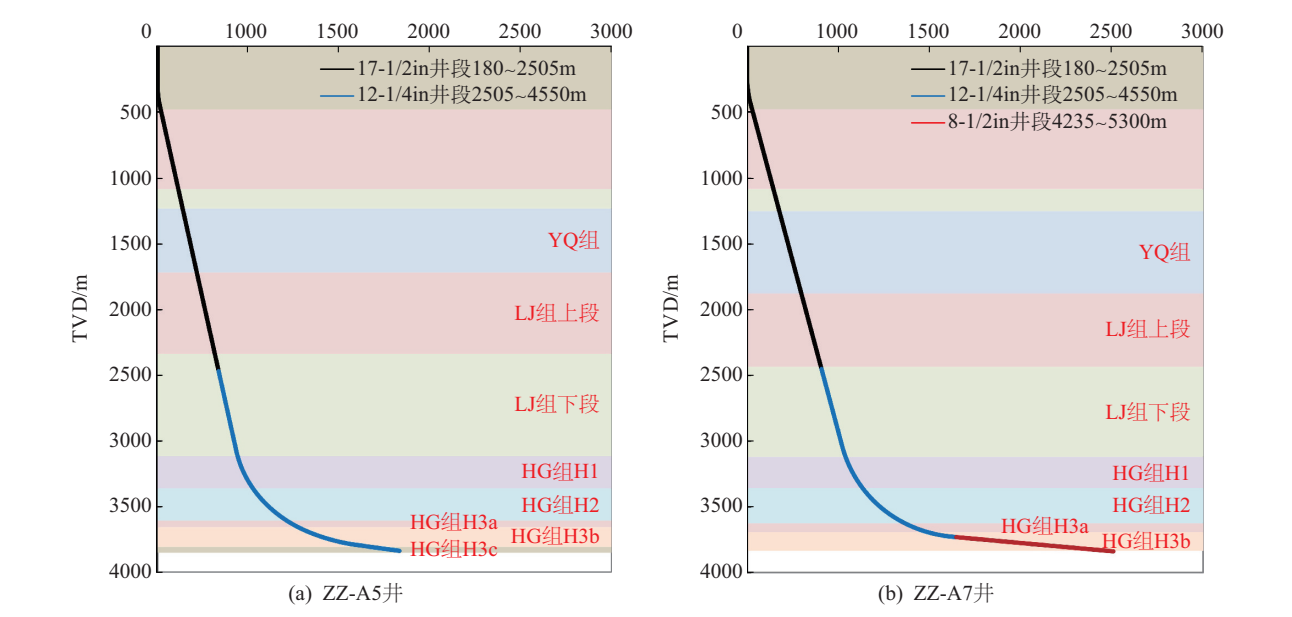


图 2 ZZ-A5、ZZ-A7 井井身结构、轨迹叠加地层垂直投影

Fig.2 Vertical projection of superimposed strata of well bore structure and trajectory of ZZ-A5 and ZZ-A7

表 2 ZZ-A5、ZZ-A7 井 HG 组地层钻头使用记录

Table 2 Bit usage records in HG formation in ZZ-A5 and ZZ-A7

| 井号                            | 钻头尺寸/<br>mm | 钻头型号      | 入井深度/<br>度/m | 出井深度/<br>度/m | 进尺/m   | 机械钻速/<br>(m·h <sup>-1</sup> ) | 钻遇地层    |
|-------------------------------|-------------|-----------|--------------|--------------|--------|-------------------------------|---------|
| ZZ-A5                         | 311.15      | U616S     | 3798         | 3921         | 123    | 5.63                          | H3a-H3b |
|                               |             | TS516     | 3921         | 4102         | 181    | 4.24                          | H3b     |
|                               |             | HP636MI   | 4102         | 4406         | 304    | 5.07                          | H3b-H3c |
|                               |             | HP636MI   | 4406         | 4453         | 47     | 8.53                          | H3c     |
|                               |             | 前 3 趟钻平均  |              |              | 202.67 | 4.88                          | H3 地层   |
|                               |             | 前 3 趟钻标准差 |              |              | 92.42  | 0.70                          |         |
| 探井                            | 311.15      | 单只钻头平均    |              |              | 155    | 3.69                          | H3 地层   |
| Ø311.15 mm 钻头 ZZ-A5 井对比前期探井提高 |             |           |              |              | 30.75% | 32.25%                        |         |
| ZZ-A7                         | 215.9       | HP636MI   | 4079         | 4744         | 665    | 6.32                          | H3b     |
|                               |             | HP636MDA  | 4744         | 5442         | 698    | 17.59                         | H3b     |
|                               |             | 两趟钻平均     |              |              | 681.5  | 9.41                          | H3 地层   |
| 探井                            | 215.9       | 单只钻头平均    |              |              | 268    | 4.78                          | H3 及以下  |
| Ø215.9 mm 钻头 ZZ-A7 井对比前期探井提高  |             |           |              |              | 154%   | 96.86%                        |         |

比该井和 ZZ-A5 井 Ø311.15 mm 钻头在 HG 组地层的进尺和机械钻速均有显著突破,再次证明 ZZ 区块 HG 组 H3 地层采用 Ø215.9 mm 井眼钻进比 Ø311.15 mm 井眼更合适,能有效提速增效。因此,在 ZZ 区块 HG 组 H3 地层中钻进宜采用 Ø215.9 mm 钻头。

3.2 布齿参数与冠部选型

在较软的低研磨性地层中,切削齿受力较小,

切削齿碎裂和磨损较少,通常采用内锥较深的冠部曲线,这能增加内锥段的布齿密度,并有利于提高钻速和钻头的稳定性。在硬、研磨性及软硬交错地层中,通常采用内锥较浅、保径段较长的冠部曲线,使切削齿的受力更加均匀,减少由非均匀磨损造成的钻头失效,并有效减小侧向力,从而保证钻头的稳定性;此外,浅内锥型冠部面积较小,钻压和水力作用更集中,有利于提高钻速<sup>[9]</sup>。

另外,切削齿的加速磨损和冲击碎裂是影响PDC钻头在硬、研磨性地层中钻进效果的2个主要因素。采用高密度布齿可以提高PDC钻头的耐磨性,但较大的接触面积降低了钻进速度,所以高密度布齿的同时应考虑单个齿吃入地层的效果。单个切削齿的有效轴向载荷:

$$F_i = \frac{W}{N \cdot \eta} \quad (1)$$

式中: $F_i$ ——轴向载荷; $W$ ——施加在钻头上的钻压; $N$ ——切削齿数量; $\eta$ ——载荷分配系数,与齿的排列角度、接触顺序相关。

切削齿的吃入深度满足关系式:

$$h \propto \sqrt{F_i/H} \quad (2)$$

式中: $h$ ——吃入深度; $H$ ——岩石压入硬度,与岩石强度有关。

由式(1)与式(2),切削齿数量越多,单个切削齿的有效轴向载荷越小,其吃入深度随之降低。邹德永等<sup>[10]</sup>通过试验发现,吃入效果还与切削齿后倾角紧密相关,后倾角越小(最小 $10^\circ$ )切削齿越容易吃入地层,钻进速度越快。然而,在钻进硬地层时,切削齿易受到冲击破坏,导致钻头寿命过短,为保证钻头寿命宜采用大于 $20^\circ$ 的后倾角;对软地层而言,钻头受冲击力小,钻头寿命一般较长,此时破岩效率为首要考虑因素,宜采用小于 $20^\circ$ 的后倾角以提高破岩效率。

由图2可知,ZZ-A5井在HG组H3地层中井斜为 $50^\circ \sim 80^\circ$ ,钻进过程中PDC钻头的冠顶至外锥段受力较大,表现为该部位严重磨损,需优化该部位的冠部曲线与布齿参数。鉴于ZZ区块HG组地层抗压强度高,研磨性强,为兼顾钻头寿命与钻进效率,在ZZ-A5井 $\Phi 311.15$  mm井眼采用冠顶至外锥段切削齿后倾角为 $17^\circ \sim 20^\circ$ 的PDC钻头。

根据传统钻头选型思维,采用内锥较浅(内锥角 $160^\circ$ )的“直线-圆弧-圆弧”型冠部曲线,这样受力较大的冠顶部位更靠近钻头中心,旋转半径相对较小,而旋转半径大的外缘齿受力相对较小,使得不同部位切削齿的磨损更加均匀。此外,增加了冠顶至外锥段的布齿密度,降低了该部分单个切削齿的单位切削量,进一步减轻磨损。图3展示了采用浅内锥的外径为 $\Phi 311.15$  mm的U616S、TS516钻头的冠部曲线及布齿结果。U616S、TS516钻头用于

ZZ-A5井HG组地层 $\Phi 311.15$  mm井眼第二、三趟钻。

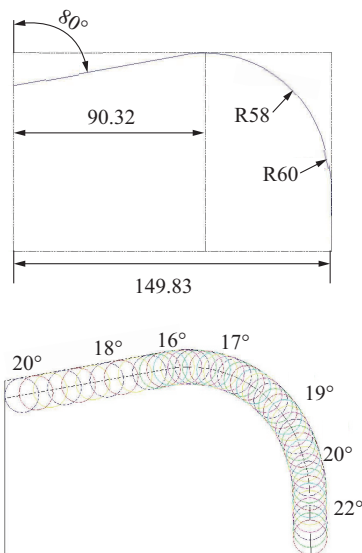


图3 U616S、TS516钻头的冠部设计及布齿结果

Fig.3 Crown design and cutter arrangement results of U616S and TS516

作为对比,ZZ-A5井HG组地层使用的HP636MI钻头( $\Phi 311.15$  mm井眼第四、五趟钻)采用内锥更深(内锥角 $140^\circ$ )的同类型冠部曲线,采用了更大的冠顶圆半径,同时也增加了冠顶至外锥段的布齿密度。外径为 $\Phi 311.15$  mm的HP636MI钻头的冠部曲线与布齿结果如图4所示。

ZZ-A5井U616S、TS516、HP636MI钻头的使用情况见表3。鉴于ZZ-A5井最后一趟钻提前完钻,HP636MI钻头寿命未尽,仅用HP636MI钻头第三趟钻的结果。由表3可知,采用浅内锥冠部曲线的U616S、TS516钻头的平均进尺为152 m,平均机械钻速为4.71 m/h;与之相比,使用深内锥冠部曲线的HP636MI钻头,进尺和机械钻速分别提高了130.9%和8.5%。

试验结果表明,深内锥型冠部曲线PDC钻头在大井斜研磨性地层中的攻击性更强,可有效延长钻头寿命,提高机械钻速。

### 3.3 PDC齿型

基于ZZ-A5、ZZ-A7、ZZ-A8井的试验结果,研究团队进一步研究了齿型对钻头在HG组地层中钻进效果的影响。

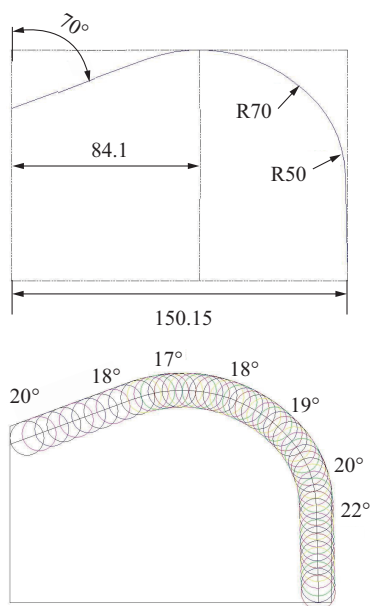


图4 HP636MI钻头的冠部曲线及布齿结果  
Fig.4 Crown design and cutter arrangement results of HP636MI

### 3.3.1 斧形齿

ZZ-A7井HG组H3b地层 $\varnothing 215.9$  mm井眼第一趟钻采用了平面齿PDC钻头HP636MI(6刀翼双排 $\varnothing 16$  mm平面齿),虽然获得了较长进尺(665 m),但钻头磨损严重,肩部磨出环槽,如图5所示。为进一步提升钻头在H3地层中的工作寿命,有必要加强钻头的耐磨性与抗冲击性。

斧形齿具有新型3D凸脊结构,其独特的几何形状集常规PDC切削齿的剪切作用和碳化钨镶齿的压碎作用于一体,具有显著优势<sup>[11]</sup>。本研究基于有限元软件模拟了平面齿与斧形齿的破岩过程。模拟中将平面齿与斧形齿视为刚体,切削速度设为1.0 m/s;岩石与切削齿的网格尺寸均设置为0.2 mm,网格类型设置为C3D8R;切削齿与岩石间为通



图5 HP636MI钻头的磨损情况  
Fig.5 Wear of HP636MI

用接触,岩石内部单元之间为自接触,摩擦系数均为0.2;采用修正的线性D-P(Drucker-Prager)准则作为岩石的屈服准则,采用塑性应变作为单元失效依据。平面齿与斧形齿的破岩状态与应力分布见图6。传统平面齿在破岩过程中与岩石发生面接触,穿透深度有限;而斧形齿独特的凸脊结构使其与岩石发生线接触,剪切和压碎作用的结合使其穿透深度提高22%以上,相同工况下单位时间可破碎更多岩石,进而提升钻进效率。凸脊结构可有效分解和降低岩石对其产生的冲击,提高了抗冲击性能。且与平面齿相比,斧形齿金刚石层的厚度增加70%,进一步提升了其抗冲击性能。此外,斧形齿受力面积更大,摩擦生热更分散,耐磨性能更强。斧形齿抗冲击性能强,能有效减小切削力波动,进而减小反扭矩波动,利于工具面控制,实现更高的造斜率和机械钻速,最终达到精确控制井眼轨迹、最大化储层暴露面积和缩短非生产时间的目的。

鉴于斧形齿破岩效率高、耐磨及抗冲击性强的独特优势,在ZZ-A7井 $\varnothing 215.9$  mm井眼第二趟钻选用了平面齿与斧形齿混合布齿HP636MDA钻头(3个刀翼为平面齿、3个刀翼为斧形齿),进尺698 m后出井呈正常均匀磨损状态,其中平面齿磨损相对于斧形齿明显更重(图7)。受钻头磨损影响,ZZ-A7

表3 ZZ-A5井HG组H3地层不同冠部形状的钻头使用记录

Table 3 Records of bits with different crown shapes in H3 formation of HG group in Well ZZ-A5

| 井号    | 钻头尺寸/<br>mm | 钻头型号    | 入井深度/<br>m | 出井深度/<br>m | 进尺/m | 机械钻速/<br>( $\text{m} \cdot \text{h}^{-1}$ ) | 冠部形状                   |
|-------|-------------|---------|------------|------------|------|---------------------------------------------|------------------------|
| ZZ-A5 | 311.15      | U616S   | 3798       | 3921       | 123  | 5.63                                        | 短抛物线( $160^\circ$ 内锥)  |
|       |             | TS516   | 3921       | 4102       | 181  | 4.24                                        |                        |
|       |             | 平均值     |            |            | 152  | 4.94                                        |                        |
|       |             | HP636MI | 4102       | 4406       | 304  | 5.07                                        | 中等抛物线( $140^\circ$ 内锥) |
|       |             | HP636MI | 4406       | 4453       | 47   | 8.53                                        |                        |

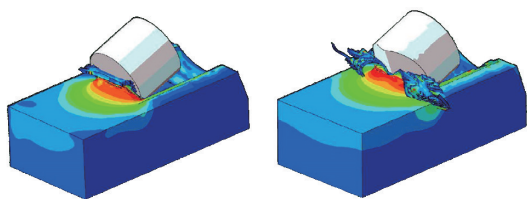


图6 平面齿与斧形齿的破岩状态与应力分布

Fig.6 Rock-breaking state and stress distribution of cylinder and axe-shaped cutter

井HG组H3b地层 $\varnothing 215.9$  mm井眼第一趟钻起钻前钻速极低,导致整体平均机械钻速降至6.32 m/h;第二趟钻钻头整体磨损相对较轻,切削齿相对较锋利,平均机械钻速17.59 m/h,提高了178.32%。

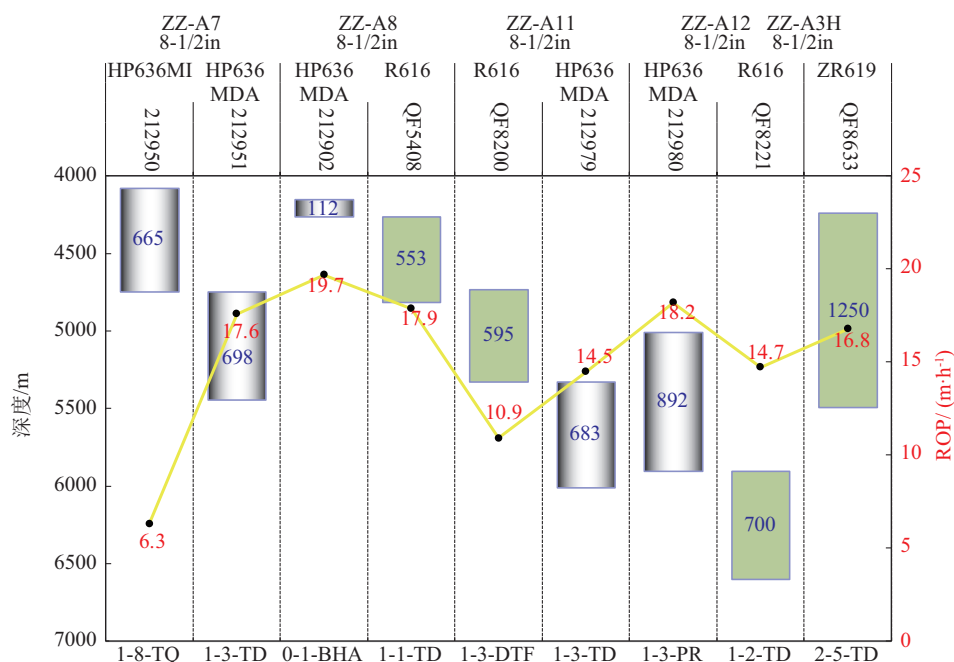
ZZ-A7井 $\varnothing 215.9$  mm井眼2只不同齿型的PDC钻头钻进效果和磨损情况表明,斧形齿相比平面齿更适用于ZZ区块HG组H3地层大套砂岩中的



图7 HP636MDA磨损情况

Fig.7 Wear of HP636MDA

钻井任务。基于此,后续ZZ-A8、ZZ-A11、ZZ-A12井 $\varnothing 215.9$  mm井眼采用的HP636MDA系列钻头均为斧形齿。如图8所示,斧形齿钻头平均进尺超过700 m,且切削齿磨损评级均未超过3,属于较轻磨损,进一步证明了斧形齿更适用于H3地层的大套砂岩。

图8 5口井 $\varnothing 215.9$  mm井眼HG组H3b地层钻头使用情况Fig.8 Bit usage in H3b of HG formation in  $\varnothing 215.9$  mm drilling of five wells

### 3.3.2 旋转齿技术

PDC钻头通常使用焊接技术将切削齿与齿穴牢固结合,齿穴外切削齿边刃对地层进行切削,存在2个限制性问题,如图9所示<sup>[12]</sup>。

(1)利用效率低。由于切削齿与岩石接触的角度和切削深度等诸多原因,大多数情况下,实际用来剪切地层岩石的切削齿边刃仅占10%~40%,而

其他60%~90%的切削齿边刃被锁定到钻头本体中不被使用,即不与地层岩石接触。

(2)摩擦热聚集加快切削齿的磨损。切削齿在与地层接触的过程中,磨损平面产生的大量摩擦热会破坏金刚石中的碳-碳键,而温度升高又导致更多的磨损,机械磨损与热效应相结合破坏切削齿边刃。当磨损贯穿人造金刚石到达硬质合金垫托层

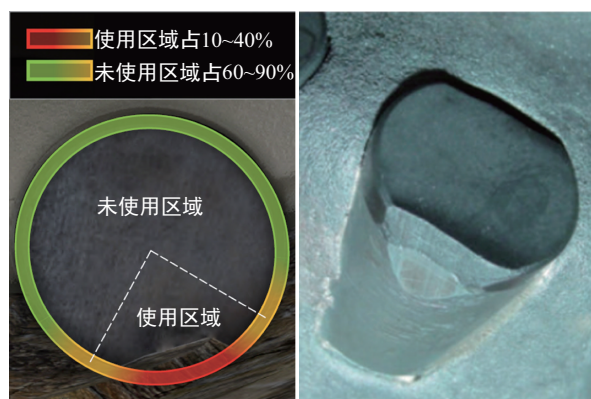


图9 固定式平面齿的利用率、摩擦热分布及磨损表现  
Fig.9 Utilization ratio, friction heat distribution and wear performance of fixed cylinder cutter

时,剪切效率急剧下降,最终导致机械钻速降低。对固定齿尖端剪切岩石时的摩擦热效应进行的有限元分析研究表明,切削齿边刃局部的热量积累是切削齿严重偏磨的根本原因,导致频繁的起下钻。

以上问题在ZZ区块HG组砂岩表现尤为明显,探井PDC钻头磨损快、进尺短、消耗多。如能同时利用切削齿剩余60%~90%切削刃,则可有效解决钻进过程中固定切削齿边刃局部温度过高问题,降低切削齿偏磨程度,延长使用寿命,降低起下钻频率,提高钻进效率。

旋转齿由碳化钨套筒、PDC切削片以及连接轴承组成。PDC切削片通过轴承与套筒密封相连,焊接在钻头本体上,切削片与套筒间存在一定间隙,保证切削片可以自由旋转,如图10所示。钻进过程中,由于侧倾角的存在,旋转齿的切削片边缘会产生一个侧向力,使切削片与地层发生相对旋转,与常规切削齿相比具备更长的切削边缘,有效提升了金刚石复合片的利用率。此外,与固定齿的局部热量集中不同,旋转齿产生的摩擦热呈周向分布,能有效分散,金刚石中的碳-碳键不会破坏,可显著降低或消除固定齿边刃的严重偏磨,延长切削齿的使用寿命<sup>[12-13]</sup>。

在井眼尺寸、冠部选型和斧形齿成功实践经验的基础上,研究团队尝试用 $\varnothing 16$  mm旋转齿取代钻头鼻、肩部高磨损区域的 $\varnothing 16$  mm平面齿,力求进一步突破进尺和钻速。图8中绿色柱状部分表示ZZ-A8、ZZ-A11、ZZ-A12、ZZ-A3H井HG组H3b地层 $\varnothing 215.9$  mm井眼采用的R/ZR系列旋转齿钻头。图11、图12分别为ZZ-A11、ZZ-A12井R616旋转齿钻

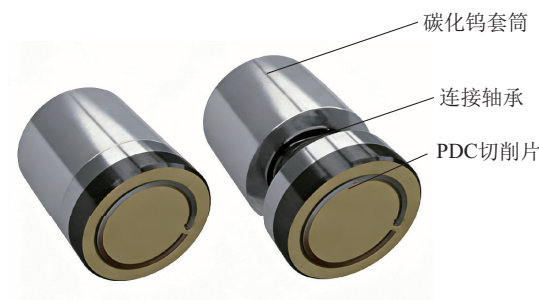


图10 旋转齿的结构  
Fig.10 Structure of rotating cutter

头和固定斧形齿钻头的磨损情况。在相同进尺下(约600~700 m),R616旋转齿钻头外排齿磨损评级为1或2,而HP636MDA斧形齿钻头的外排齿磨损评级为3。此外,整个旋转切削刃只出现了轻微磨损,未出现固定齿常见的出露部位偏磨现象。



图11 旋转齿钻头磨损情况  
Fig.11 Wear of bits equipped with rotating cutters



图12 斧形齿钻头磨损情况  
Fig.12 Wear of drill bits equipped with axe-shaped cutters

根据结构和工作特性,旋转齿的直径越大,理论上其切削刃弧长越长、散热效果越好且工作寿命越长。为此,研究团队将 $\varnothing 215.9$  mm R616钻头肩部 $\varnothing 16$  mm旋转齿更换成 $\varnothing 19$  mm旋转齿,形成新的ZR619旋转齿钻头,并在ZZ-A3H井 $\varnothing 215.9$  mm

井眼 HG 组 H3b 地层得到了应用,实现了一趟钻千米进尺的突破,高达 1250 m,相比 ZZ-A11、ZZ-A12 固定斧形齿钻头平均进尺提高了 58.73%,相比 Ø 16 mm 旋转齿钻头平均进尺提高了 93.04%。ZZ-A11、ZZ-A12、ZZ-A3H 井 HG 组 H3b 地层 Ø215.9 mm 钻头使用记录见表 4。

表 4 ZZ-A11、ZZ-A12、ZZ-A3H 井 HG 组 H3b 地层钻头使用记录  
Table 4 Bit usage records in H3b of HG formation in Well ZZ-A11, ZZ-A12, and ZZ-A3H

| 井号     | 钻头型号     | 切削齿        | 钻进井段/m    | 进尺/m  | 机械钻速/(m·h <sup>-1</sup> ) | 磨损评级                |
|--------|----------|------------|-----------|-------|---------------------------|---------------------|
| ZZ-A11 | HP636MDA | Ø16 mm 斧形齿 | 5325~6008 | 683   | 14.48                     | 1-3-WT-A-X-I-NO-TD  |
| ZZ-A12 |          |            | 5008~5900 | 892   | 18.18                     | 1-3-WT-A-X-I-NO-PR  |
| 平均值    |          |            |           | 787.5 | 16.33                     |                     |
| ZZ-A11 | R616     | Ø16 mm 旋转齿 | 4730~5325 | 595   | 10.92                     | 1-3-WT-A-X-I-NO-DTF |
| ZZ-A12 |          |            | 5900~6600 | 700   | 14.73                     | 1-2-WT-A-X-I-NO-TD  |
| 平均值    |          |            |           | 647.5 | 12.85                     |                     |
| ZZ-A3H | ZR619    | Ø19 mm 旋转齿 | 4240~5490 | 1250  | 16.78                     | 2-5-WT-A-X-I-CT-TD  |

4 结论

东海 ZZ 区块 HG 组 H3 及以下地层发育大套强度高、研磨性强的砂岩,PDC 钻头钻进效果差,表现为机械钻速慢、进尺短、磨损速率高,严重制约了该区块钻井提速。为有效提升 H3 及以下地层的钻进效率,从而提升 ZZ 区块油气资源的勘探开发效率,本文基于现场钻井试验,通过钻头尺寸、布齿参数及冠部选型、齿型等方面,开展了针对 HG 组 H3 及以下地层的钻井提速研究,得到以下主要结论。

(1)在 HG 组 H3 地层,相比于 Ø311.15 mm 钻头,采用 Ø215.9 mm 钻头单趟钻进尺和机械钻速分别提高 236% 和 92.83%,提速增效明显,大幅缩短了钻井周期。

(2)深内锥冠部 PDC 钻头在 H3 强研磨性地层中的攻击性更强,机械钻速更高,并可有效延长钻头寿命。

(3)斧形齿具有独特的 3D 凸脊结构,将传统平面齿剪切破岩方式改变为剪切+犁削压碎破岩,在 ZZ 区块 HG 组 H3 砂岩地层使用中,比平面齿磨损更小,有效延长了单只钻头进尺。

(4)将钻头高磨损区域的固定齿替换为旋转齿,不仅能增加切削齿的利用率,还能分散摩擦热,增加钻头的耐用性,提高钻头寿命。在 ZZ 区块 HG 组 H3 砂岩应用中实现了一趟钻千米进尺的突破,大大提高了钻进效率,节省了钻井成本。

基于本研究取得的相关结论和认识,后续在 ZZ 区块 HG 组 H3 及以下地层的钻井任务中,建议优先

采用 Ø215.9 mm 井眼,在定向井穿夹层时优先选用深内锥冠部的斧形齿钻头,在大套砂岩水平段优先选用 Ø19 mm 旋转齿 PDC 钻头。

参考文献(References):

[1] 王维旭,曹晓宇,马继光,等. 12000m 特深井自动化钻机研制与应用[J]. 钻探工程, 2024, 51(4): 7-13.  
WANG Weixu, CAO Xiaoyu, MA Jiguang, et al. Development and application of automatic drilling rig for 12000m extra-deep wells[J]. Drilling Engineering, 2024, 51(4): 7-13.

[2] 侯梅芳,葛苏,程小岛. 新形势下中国能源安全的内涵、挑战和举措[J]. 天然气工业, 2022, 42(9): 157-165.  
HOU Meifang, GE Su, CHENG Xiaodao. China's energy security under the new situation: Connotation, challenges and strategic initiatives[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(9): 157-165.

[3] 韩成,邓文彪,陈力,等. 北部湾盆地探井提速提效技术及应用[J]. 钻采工艺, 2024, 47(1): 170-174.  
HAN Cheng, DENG Wenbiao, CHEN Li, et al. Technology and application of increasing drilling speed and efficiency in Beibu Gulf Basin[J]. Drilling & Production Technology, 2024, 47(1): 170-174.

[4] 王涛,和鹏飞,宫吉泽,等. 东海深井超深井定向钻完井关键技术[J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(5): 578-582.  
WANG Tao, HE Pengfei, GONG Jize, et al. Key technologies for the directional drilling and completion of deep and ultra deep wells in the East China Sea[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2020, 42(5): 578-582.

[5] 祁任泽,任雷,卜长根. PDC 钻头 V 形齿的磨损对岩石接触面积的影响[J]. 钻探工程, 2025, 52(3): 103-109.  
QI Renze, REN Lei, BU Changgen. Influence of wear on rock contact area of V-shaped cutter PDC bit[J]. Drilling Engineering, 2025, 52(3): 103-109.

[6] 王培义,张林洁,张海雄,等. 雄安新区岩溶热储地热井钻井技术难点及解决方案[J]. 钻探工程, 2025, 52(3): 153-159.  
WANG Peiyi, ZHANG Linjie, ZHANG Haixiong, et al. Geo-

- thermal well technical difficulties and solutions in drilling of Xiong'an New Area karst heat reservoir[J]. Drilling Engineering, 2025, 52(3):153-159.
- [7] 冯云春. 龙凤山气田火山岩地层个性化PDC钻头设计与应用[J]. 钻探工程, 2024, 51(2):94-101.
- FENG Yunchun. Design and application of personalized PDC bit for volcanic rock formation in Longfengshan Gas Field[J]. Drilling Engineering, 2024, 51(2):94-101.
- [8] 王勇军, 梁伟, 杜志强, 等. 雄安新区D05井燧石白云岩地层钻头应用探索[J]. 钻探工程, 2023, 50(4):142-148.
- WANG Yongjun, LIANG Wei, DU Zhiqiang, et al. Exploration of drill bit applied in chert dolomite strata in Well D05 of Xiong'an New Area[J]. Drilling Engineering, 2023, 50(4):142-148.
- [9] 何选蓬, 程天辉, 王学龙, 等. 塔里木地区复合冲击器钻井提速应用与实践[J]. 钻采工艺, 2018, 41(1):107-109.
- HE Xuanpeng, CHENG Tianhui, WANG Xuelong, et al. Application and practice of composite impactor drilling speed increase in Tarim Region[J]. Drilling & Production Technology, 2018, 41(1):107-109.
- [10] 邹德永, 徐城凯, 易杨, 等. PDC钻头布齿参数与地层适应性的试验研究[J]. 天然气工业, 2017, 37(9):85-90.
- ZOU Deyong, XU Chengkai, YI Yang, et al. An experimental study on PDC bits' cutter parameters and formation adaptability[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(9):85-90.
- [11] 林四元, 李龙, 张波涛, 等. 北部湾盆地脊形PDC切削齿钻头提速技术[J]. 石油机械, 2019, 47(4):8-11.
- LIN Siyuan, LI Long, ZHANG Botao, et al. AxeBlade cutter PDC bit ROP improvement technology in Beibu Gulf Basin[J]. China Petroleum Machinery, 2019, 47(4):8-11.
- [12] 游尧, 姜韡, 田峥, 等. PDC钻头旋转齿技术在南海东部西江区块深部地层应用[J]. 海洋石油, 2020, 40(1):79-83.
- YOU Yao, JIANG Wei, TIAN Zheng, et al. Application of the technique of a PDC bit with rotary cutters in deep formations of the Xijiang Block in the eastern South China sea[J]. Offshore Oil, 2020, 40(1):79-83.
- [13] 石建刚, 武兴勇, 党文辉, 等. 新型旋转PDC切削齿钻头技术研究与应用[J]. 石油机械, 2016, 44(2):6-10.
- SHI Jiangang, WU Xingyong, DANG Wenhui, et al. New bit with rolling PDC cutter[J]. China Petroleum Machinery, 2016, 44(2):6-10.

(编辑 王跃伟)