

◀ 钻井与完井 ▶

# 塔河油田优快钻井技术实践与认识

李梦刚<sup>1,2</sup> 楚广川<sup>2</sup> 张 涛<sup>3</sup> 李增浩<sup>4</sup>

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 东营 257061; 2. 中国石化石油勘探开发研究院 德州石油钻井研究所, 山东 德州 253005; 3. 冀东油田分公司 钻采工程部, 河北 唐海 063200; 4. 中国石化石油工程西南有限公司 钻井工程研究院, 四川 德阳 618000)

**摘 要:**塔河油田上部地层疏松、可钻性好, 钻井过程中易出现缩径阻卡现象; 下部地层易剥落掉块、坍塌严重, 易出现井下复杂情况或事故, 且存在垂直裂缝或溶洞, 易发生钻井液漏失。为此, 塔河油田开展了优快钻井配套技术研究与应用, 包括井身结构优化设计、钻头选型、井下动力钻具配合高效钻头快速钻进、防斜打快以及优质钻井液体系 5 项技术, 使塔河油田钻井效率得到了极大提高——在保证成井率的前提下, 平均机械钻速提高 40% 以上, 平均钻井周期缩短 30% 以上, 三叠系、石炭系地层井径扩大率控制在 10% 以内, 单井套管节约 150 t 以上, 单井钻井成本节约 200 万元以上, 取得了显著的经济效益。

**关键词:**优快钻井; PDC 钻头; 钻具组合; 动力钻具; 塔河油田

**中图分类号:** TE249 **文献标识码:** B **文章编号:** 1001-0890(2008)04-0018-04

塔河油田经过近年来的快速发展, 年产量由 1997 年的  $38.48 \times 10^4$  t 上升至 2006 年的  $472.00 \times 10^4$  t, 10 a 间年产量增长了 11.27 倍<sup>[1]</sup>, 为西部地区原油接替性开发做出了重要贡献。取得如此辉煌的成绩, 与应用了一系列先进的钻井工艺技术有直接的关系, 特别是自 2001 年以来“优快钻井配套技术”(包括井身结构优化设计、钻头优选、井下动力钻具配合高效钻头快速钻进、防斜打快以及优质钻井液等 5 项关键技术)的推广应用, 使塔河油田钻井效率发生了质的飞跃——在保证成井率的前提下, 平均机械钻速提高 40% 以上, 平均钻井周期缩短 30% 以上, 三叠系、石炭系地层井径扩大率控制在 10% 以内, 单井套管节约 150 t 以上, 单井钻井成本节约 200 万元以上。

## 1 地层特点与钻井难点

塔河油田主要钻遇的地层有: 成岩性差的第四系、第三系、白垩系、侏罗系, 砂岩渗透性强、泥岩易坍塌掉块的三叠系, 地层压力和坍塌压力较高的二叠系、石炭系和地层压力较低的奥陶系<sup>[2]</sup>。钻井过程中存在的主要问题有:

1) 钻遇地层层序较多, 地层岩性、压力变化较大, 如石炭系地层压力当量密度为 1.30 kg/L, 奥陶系地层压力当量密度为 1.08 kg/L, 钻井过程中易发生压差卡钻<sup>[3-4]</sup>。

2) 上部第三系地层疏松、可钻性好、钻速快, 但极易造成固相污染; 高渗透砂岩井段厚泥饼和软泥

岩水化膨胀易引起缩径阻卡; 部分地层含石膏易引起钙侵; 提高钻井液密度易出现渗漏。

3) 下部侏罗系—石炭系地层, 其上部硬脆性泥岩及二叠系玄武岩易剥落掉块, 坍塌严重, 导致井径不规则, 影响正常岩屑录井、测井和固井质量, 诱发井下复杂情况; 奥陶系埋藏深度约 5 500 m, 存在大量的垂直向裂缝或溶洞, 地层压力低, 钻井过程中极易发生大型漏失。

4) 吉迪克组地层可钻性较差, 应用牙轮钻头钻进钻时为 20~30 min/m, 因而急需优选钻头类型以提高该井段的机械钻速。

5) 奥陶系与上部地层属不同压力系统, 岩性以灰岩为主, 易漏、易喷, 要求卡准风化壳。

## 2 优快钻井配套技术

### 2.1 井身结构优化设计

塔河油田各构造在井深 5 500 m 以浅即奥陶系以上地层无异常压力体系存在, 属于正常压力体系, 而奥陶系地层属于异常压力体系, 应该使用两层套管进行封隔。塔河油田地层压力见表 1。

**收稿日期:** 2008-03-15; **改回日期:** 2008-05-28

**作者简介:** 李梦刚(1974—), 男, 山东茌平人, 1997 年毕业于成都地质学院勘察工程专业, 中国石油大学(华东)石油工程学院在读工程硕士研究生, 工程师, 一直从事石油钻井工艺技术的研究及现场服务工作。

**联系电话:** (0534) 2670113

表 1 塔河油田地层压力当量密度 kg/L		
地层代号	孔隙压力当量密度	破裂压力当量密度
Q—N <sub>1k</sub>	1.07~1.09	1.91~1.96
N <sub>1j</sub>	1.10~1.15	1.91~1.99
N <sub>1s</sub> —K <sub>1kp</sub>	1.14~1.16	1.90~2.01
J—T	1.14~1.17	1.90~2.02
P—C	1.21~1.24	1.86~.92
O	1.08~1.10	1.65~1.85

根据塔河油田地层压力数据,首先对井身结构进行了合理简化,之后采取缩小钻头及套管尺寸、调整套管下深、盐下井专封专打等方案对塔河油田各区块开发井井身结构进行了优化,使塔河油田的井身结构更加合理,从而达到降低吨油成本,增加产出效益的目的<sup>[5]</sup>。

### 2.1.1 简化井身结构

塔河油田简化后的井身结构见表 2。

表 2 塔河油田常规井井身结构及套管程序								
开钻次序	原井身结构				简化井身结构			
	钻头直径/mm	井深/m	套管直径/mm	下深/m	钻头直径/mm	井深/m	套管直径/mm	下深/m
1	660.4	50	508.0	49	660.4	50	508.0	49
2	444.5	500	339.7	498	444.5	1 200	339.7	1 198
3	311.2	4 000	244.5	3 998	241.3	5 500	177.8	5 498
4	215.9	5 500	177.8	5 498	149.2	5 700	127.0	5 698
5	149.2	5 700	127.0	5 698				

### 2.1.2 优化井身结构

**三叠系直井** 将表层套管直径缩小为 φ273.1 mm,下深 500 m,用 φ241.3 mm 钻头钻至完钻井深,然后下入 φ177.8 mm 套管固井。

**三叠系水平井** 将 φ244.5 mm 套管下深由 3 900~4 250 m 调整到 3 200~3 500 m,单井节约套管约 10.5 t,节约费用约 30 万元。

**奥陶系长裸眼井** 一开井段使用 φ346.1 mm 钻头钻进,下入 φ273.1 mm 套管;二开井段使用 φ241.3 mm 钻头钻进,下入 φ177.8 mm 套管。该井身结构使环空间隙不仅满足 API 标准要求,而且更为合理,同时井控能力也得到加强。单井可节约套管 15 t,节约费用 28 万元。

**塔河南缘盐下井** 在总结前期塔河南缘盐下井专封专打钻井施工经验的基础上<sup>[6]</sup>,在地层条件允许的前提下,将专封专打的工艺技术进行了推广,其中 2006 年完成 10 口盐下井的平均钻井周期较 2005 年完成同类井钻井周期缩短了 28.9%。

## 2.2 钻头选型

利用“微钻头钻速法”、“地层抗压强度法”、“dc 指数预测岩层可钻性法”及“测井资料计算岩石可钻性法”<sup>[7-8]</sup>,通过地层分析软件计算出了塔河油田各

区块的地层可钻性级值,从而确定了钻头选型的最优方案(见表 3)。

表 3 塔河油田不同地层推荐钻头类型				
地层	钻头直径/mm	IADC 编码	推荐钻头类型	
			牙轮钻头	PDC 钻头
N <sub>2k</sub> —N <sub>1k</sub>	444.5/241.3	12~13	HAT127	FS2563 或 FS2563BG
N <sub>1j</sub> —N <sub>1s</sub>	241.3	12~13,41~51	HJ437	
E—K <sub>2</sub>	241.3	41~52		
K <sub>1kp</sub>	241.3	41~52	HJ517	FS2563 或 FS2563BG
J—T	241.3	43~53		
C	241.3	51~53		
O	149.2	51~54	HJ517	FM2543

塔河油田自第三系至奥陶系地层岩性较稳定,含砾较少,整个二开井段均适用 PDC 钻头钻进。二开、三开扫水泥塞及固井附件时,为避免 PDC 钻头崩齿,宜选用牙轮钻头进行过渡;由于奥陶系地层压力低,易发生漏失,为卡准风化壳井深,宜选用牙轮钻头钻进石炭系下泥岩井段。

### 2.3 井下动力钻具配合高效钻头

井下动力钻具配合高效钻头可进行滑动钻进和复合钻进:滑动钻进时,可实现定向、造斜、扭方位等作业;复合钻进时,可实现直井段、稳斜段和水平段等井段的钻进。两种方式交替进行,可实现井眼轨迹的连续控制。该钻井方式与常规转盘钻井相比,具有钻进速度快、钻头寿命长、井眼轨迹控制容易、下部钻具组合相对简单、井下复杂情况或事故少等优点<sup>[9]</sup>。因此,塔河油田试验应用了该技术,在一定程度上提高了机械钻速,但由于井下动力钻具寿命、额定扭矩、允许最大排量等因素的限制,未被大范围推广应用。但为了满足塔河油田的勘探开发需求,自 2005 年以来,多家钻井公司进行了井下动力钻具配合高效钻头钻井技术的研究与应用,并取得了可喜成效,2007 年,该技术在塔河油田得到了一定程度的推广应用,并收到了很好的效果。

S106-1 井在四开 φ215.9 mm 井眼 5 538.00~5 767.80 m 井段使用 φ172.0 mm 5LZ165×7.0V 型单弯螺杆钻具+PDC 钻头钻进,进尺 229.80 m,平均机械钻速 3.08 m/h,比同井段牙轮钻头的最快机械钻速 1.75 m/h 提高了 76%,比邻井 S116-1 井单纯使用 PDC 钻头的机械钻速 2.11 m/h 提高了 45.97%。

### 2.4 防斜打快

主要采用合理的防斜、纠斜钻具组合以达到快速钻进的目的<sup>[10]</sup>,塔河油田二开井段主要采用的防斜、纠斜钻具组合有以下几种。

#### 2.4.1 塔式钻具组合

塔式钻具组合(φ241.3 mm 钻头+φ203.2 mm

钻铤 $\times 27\text{ m} + \phi 177.8\text{ mm}$ 钻铤 $\times 54\text{ m} + \phi 158.8\text{ mm}$ 钻铤 $\times 135\text{ m} + \phi 127.0\text{ mm}$ 钻杆)可提高下部钻具的刚性和抗弯曲能力,有利于在较大钻压下的防斜钻进,在钻进倾角大、岩性变化频繁、自然造斜力极强的地层时,有利于部分解放钻压,提高钻井速度,但一旦发生井斜,其纠斜效果不好。例如TK845井采用塔式钻具组合钻至井深 $5\,280\text{ m}$ 时井斜角达 $2.15^\circ$ ,为了保证井眼质量,只能采取轻压吊打,导致钻井周期延长。

#### 2.4.2 单、双稳定器钟摆钻具组合

单、双稳定器钟摆钻具组合( $\phi 241.3\text{ mm}$ 钻头 $+\phi 177.8\text{ mm}$ 钻铤 $\times 18\text{ m} + \phi 241.3\text{ mm}$ 稳定器 $+\phi 177.8\text{ mm}$ 钻铤 $\times 9\text{ m} (+\phi 241.3\text{ mm}$ 稳定器) $+\phi 177.8\text{ mm}$ 钻铤 $\times 27\text{ m} + \phi 158.8\text{ mm}$ 钻铤 $\times 135\text{ m} + \phi 127.0\text{ mm}$ 钻杆)能够有效纠斜,是塔河油田应用最广泛的防斜、纠斜钻具组合,其降斜机理是钟摆效应<sup>[11-12]</sup>,防斜效果良好,最大的缺点是工作钻压范围小,对提高钻井速度不利,往往会极大地影响钻井周期。例如TK649井二开井段在采用单稳定器钟摆钻具组合钻井过程中使用低钻压( $40\sim 80\text{ kN}$ )、高转速( $90\sim 120\text{ r/min}$ )钻进,防斜效果很好,最大井斜角 $1.47^\circ$ 。

#### 2.4.3 偏心接头+单稳定器钻具组合

偏心接头+单稳定器钻具组合( $\phi 241.3\text{ mm}$ 钻头+偏心接头 $+\phi 177.8\text{ mm}$ 钻铤 $\times 18\text{ m} + \phi 241.3\text{ mm}$ 稳定器 $+\phi 177.8\text{ mm}$ 钻铤 $\times 36\text{ m} + \phi 158.8\text{ mm}$ 钻铤 $\times 135.0\text{ m} + \phi 127.0\text{ mm}$ 钻杆)的工作原理是:利用偏心接头使钻具在钻压作用下做稳定的弓形回旋运动,使钻头均匀切削井壁四周,并使钻柱与井壁的切点上移,从而产生较强的纠斜力,达到防斜的目的,且钻压越大转速越高,钻具越易产生和保持所需的变形。

TK852CX井直井段使用普通单稳定器钟摆钻具组合钻至井深 $4\,000\text{ m}$ 时,井斜角已达到 $3.44^\circ$ ,随后起钻下入偏心(偏心距 $16\text{ mm}$ )钟摆钻具组合,以钻压 $60\sim 80\text{ kN}$ 、转速 $90\text{ r/min}$ 钻至井深 $4\,600\text{ m}$ 时井斜角降至 $1.2^\circ$ ;以钻压 $80\sim 100\text{ kN}$ 、转速 $95\text{ r/min}$ 钻至井深 $5\,100\text{ m}$ 时井斜角降为 $0.21^\circ$ 。由此可以看出,该钻具组合彻底解放了钻压,并达到了快速纠斜的目的。

相对于传统的刚性满眼钻具组合或钟摆钻具组合而言,偏心钻具组合具有结构简单、操作方便、成本低且井下复杂情况或事故少的优点,但偏心接头的偏心距大小、离钻头的远近以及相匹配的钻压、转速等还不太成熟,需进一步的探讨和研究。

#### 2.4.4 Verti Trak 垂直钻井系统

秋南1井上部地层倾角大、易斜,机械钻速低,为此该井 $340.00\sim 2\,799.47\text{ m}$ 井段使用了美国贝克斯 Verti Trak 垂直钻井系统<sup>[13-15]</sup>钻进,钻具组合为 $\phi 406.4\text{ mm}$  FS2563PDC 钻头 $+\phi 241.3\text{ mm}$  Verti Trak $+\phi 393.7\text{ mm}$ 螺旋稳定器 $+\phi 228.6\text{ mm}$ 钻铤 $\times 4\text{ 根} + \phi 203.2\text{ mm}$ 钻铤 $\times 4\text{ 根} + \phi 139.7\text{ mm}$ 钻杆,入井4次累计进尺 $2\,459.47\text{ m}$ ,纯钻时间 $704.92\text{ h}$ ,平均机械钻速 $3.49\text{ m/h}$ ,与东秋8井同井段机械钻速相比提高4倍,井身质量优质(最大井斜角 $0.96^\circ$ 、最小井斜角 $0.05^\circ$ ),达到了防斜打直、快速钻进的目的。

### 2.5 优质钻井液体系<sup>[2]</sup>

**第三系地层** 优选了具有较强抑制性、良好润滑性、防止水敏性泥岩缩径卡钻和高渗透性砂岩厚泥饼卡钻的钾基聚合物钻井液体系,其基本配方为: $3.0\%\sim 4.5\%$ 膨润土 $+0.1\%\sim 0.2\%\text{ NaOH} + 0.2\%\sim 0.3\%\text{ Na}_2\text{CO}_3 + 0.1\%\sim 0.4\%\text{ KPAM} + 2.0\%\sim 3.0\%\text{ GLA} + 0.3\%\sim 0.8\%\text{ NH}_4\text{PAN}$ 。钻井液主要性能:密度 $1.15\sim 1.22\text{ kg/L}$ 、漏斗粘度 $38\sim 62\text{ s}$ 、塑性粘度 $14\sim 23\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、动切力 $3\sim 10\text{ Pa}$ 、初切力 $1.5\sim 4.0\text{ Pa}$ 、终切力 $3.0\sim 8.0\text{ Pa}$ 、滤失量 $4.5\sim 8.0\text{ mL}$ 、pH值 $7.5\sim 9.0$ 。

**三叠系、石炭系地层** 优选了具有强防塌抑制性,防止地层掉块垮塌扩径的钾基硅络合醇聚磺屏蔽防塌钻井液体系,其基本配方为: $2.5\%\sim 4.5\%$ 膨润土 $+0.1\%\sim 0.3\%\text{ KPAM} + 2.0\%\sim 4.0\%\text{ SLA-2B} + 2.0\%\sim 3.0\%\text{ GLA} + 0.3\%\sim 0.8\%\text{ NH}_4\text{PAN} + 1.5\%\sim 2.0\%\text{ SMP} + 1.5\%\sim 2.0\%\text{ SPNP-2} + 0.2\%\sim 0.4\%\text{ JT-1} + 3.0\%\text{ QS-2} + 1.5\%\text{ PB-1}$ 。钻井液主要性能:密度 $1.22\sim 1.30\text{ kg/L}$ 、漏斗粘度 $45\sim 75\text{ s}$ 、塑性粘度 $14\sim 25\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、动切力 $3\sim 10\text{ Pa}$ 、初切力 $1.5\sim 4.0\text{ Pa}$ 、终切力 $3\sim 8\text{ Pa}$ 、滤失量 $4.0\sim 5.0\text{ mL}$ 、pH值 $8.0\sim 9.0$ 。

**奥陶系地层** 奥陶系地层为灰岩油气藏,地层孔隙压力当量密度为 $1.08\sim 1.10\text{ kg/L}$ ,优选具有较好悬浮、携带能力的低固相聚磺钻井液体系,其主要优点是防漏、防涌,从而保证井下安全。其基本配方为: $2.5\%\sim 4.0\%$ 膨润土 $+0.1\%\sim 0.2\%\text{ NaOH} + 0.1\%\sim 0.2\%\text{ Na}_2\text{CO}_3 + 2.0\%\sim 3.0\%\text{ SMP-1} + 0.1\%\sim 0.2\%\text{ CMC-HV}$ 。钻井液主要性能:密度 $1.10\sim 1.12\text{ kg/L}$ 、漏斗粘度 $40\sim 60\text{ s}$ 、塑性粘度 $8\sim 20\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、动切力 $6\sim 15\text{ Pa}$ 、初切力 $1\sim 3\text{ Pa}$ 、终切力 $3\sim 10\text{ Pa}$ 、滤失量 $6.0\sim 8.0\text{ mL}$ 、pH值 $9.0\sim 10.0$ 。

### 3 取得的主要成果

塔河油田自推广应用“优快钻井配套技术”以来,创造了多项纪录:

1)TK225 井完钻井深 5 718.00 m,钻井周期 43.11 d,全井平均机械钻速 11.79 m/h;

2)塔河二区 TK255 井使用 1 只  $\phi 241.3$  mm FS2563BG 型 PDC 钻头,在井深 1 058.33 m 入井,连续钻至井深 5 510.00 m,进尺 4 451.67 m,创目前塔河油田的单只钻头进尺最高纪录,也是目前世界单只 PDC 钻头进尺的最高记录;

3)TK634 井三叠系、石炭系平均井径扩大率分别为 5.82%、5.43%;

4)重庆钻井公司的 60821XN 井队 2006 年完成了 4 口井,年进尺 20 486.39 m,平均机械钻速提高 40%以上;平均钻井周期缩短 30%以上;三叠系、石炭系平均井径扩大率小于 10%;单井套管节约 150 t 以上;单井钻井成本节约 200 万元以上。

### 4 认识与建议

1)“优快钻井配套技术”在塔河油田的应用,大幅度缩短了钻井周期,提高了机械钻速,降低了钻井成本,同时也有效保护了油气层,为塔河油田的滚动开发、增储上产起到了巨大的推动作用。

2)PDC 钻头的成功应用是目前塔河油田提高机械钻速、缩短钻井周期最关键的技术;但还应进一步加强钻头改进和选型工作,提高其抗冲击和研磨性能,更好地钻进三叠系、石炭系砾石层、提高 5 000 m 以深地层的机械钻速。

3)建议对偏心接头防斜钻具组合进行系统研究与

现场试验,针对塔河油田各区块地层特点确定偏心距大小、离钻头的远近以及相匹配的钻压、转速等参数,以彻底解放钻压,进一步提高钻井速度及井眼质量。

4)应进一步加大井下动力钻具配合高效钻头快速钻进技术的推广应用工作。

### 参 考 文 献

- [1] 黎玉战,徐传会. 塔里木盆地塔河油田发现历程及其意义[J]. 石油实验地质,2004,26(2):180-185.
- [2] 李鹏. 塔河油田优快钻井液技术[J]. 石油钻探技术,2005,33(3):66-68.
- [3] 张明勇. 塔河油田长裸眼井快速钻井技术[J]. 石油钻探技术,2004,32(1):17-19.
- [4] 关义君. 塔河油田 7 号区块深井优快钻井技术[J]. 石油钻探技术,2006,34(3):38-40.
- [5] 卫怀忠. 西部地区深井井身结构设计技术探讨[J]. 石油钻探技术,2006,34(2):29-31.
- [6] 李玉民. 塔河油田南缘盐膏层钻井技术[J]. 石油钻探技术,2004,32(3):8-11.
- [7] 潘起峰,高德利,李光胜,等. 利用地层综合系数法评价及优选钻头[J]. 石油钻探技术,2003,31(5):36-38.
- [8] 李晓明,燕静,袁玉宝,等. 胜利 1 井钻头选型与应用效果分析[J]. 石油钻探技术,2007,35(6):22-26.
- [9] 韩应合,陈红兵,刘国军,等. 中原油田动力钻具配合高效钻头钻井技术[J]. 石油钻探技术,2005,33(2):16-19.
- [10] 张绍槐. 深井、超深井和复杂结构井垂直钻井技术[J]. 石油钻探技术,2005,33(5):11-15.
- [11] 时国林,王秀东,丁川,等. 单稳定器钻具组合特性分析及应用[J]. 石油钻探技术,2001,29(6):36-38.
- [12] 肖新磊,董明键,宋彦波,等. 河坝 1 井高陡构造防斜打直技术[J]. 石油钻探技术,2005,33(4):20-22.
- [13] 薄和秋,赵永强. Verti Track 垂直钻井系统在川科 1 井中的应用[J]. 石油钻探技术,2008,36(2):18-21.
- [14] 刘新义,张东清. 川东北地区探井快速钻井技术[J]. 石油钻探技术,2008,36(3):37-40.
- [15] 杨春旭,韩来聚,步玉环,等. 现代垂直钻井技术的新发展及发展方向[J]. 石油钻探技术,2007,35(1):16-19.

## Application of Optimum Drilling Techniques in Tahe Oilfield

Li Menggang<sup>1,2</sup> Chu Guangchuan<sup>2</sup> Zhang Tao<sup>3</sup> Li Zenghao<sup>4</sup>

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Dongying, Shandong, 257061, China; 2. Dezhou Petroleum Drilling Research Institute, Petroleum Exploration & Production Research Institute, Sinopec, Dezhou, Shandong, 253005, China; 3. Drilling & Oil Production Department, Jidong Oilfield Branch Company, Tanghai, Hebei, 063200, China; 4. Drilling Engineering Research Institute, Petroleum Engineering Southwest Company, Ltd., Sinopec, Deyang, Sichuan, 618000, China)

**Abstract:** The upper formations of Tahe Oilfield are unconsolidated and have good drillability and thigh hole and pipe sticking is prone to happen. While the lower formations tend to slough and cause downhole troubles along with drilling fluid loss due to vertical fracture or caves. Therefore, Tahe Oilfield conducted studies on optimum drilling technologies, including optimization of casing design, bit selection, compounding drilling of mud motor and high efficiency bits, deviation control and fast drilling, and high quality drilling fluid, etc. Field application of these techniques show that the rate of penetration was improved by more than 40%; drilling cycle was reduced by more than 30%; the overcut of Triassic and Carboniferous was controlled within 10%, the casing was saved by more than 150 t and drilling costs was reduced by more than 2000 thousand RMB. A significant economic efficiency was obtained.

**Key words:** optimum drilling techniques; PDT bit; bottom hole assembly; mud motor; Tahe Oilfield