

◀ 钻井与完井 ▶

# 长 7 井复杂地层优快钻井技术

丁 红<sup>1</sup> 陈 杰<sup>1</sup> 王恩合<sup>1</sup> 寇明富<sup>2</sup> 李国兴<sup>3</sup>

(1. 西部钻探工程有限公司 吐哈钻井工艺研究院, 新疆 鄯善 838202; 2. 中国石油玉门油田分公司 勘探事业部, 甘肃 酒泉 735000; 3. 西部钻探工程有限公司 国际钻井公司, 甘肃 玉门 735200)

**摘 要:**长 7 井是玉门油田在酒东区块长沙岭构造上部署的一口预探井, 该地区钻井存在一系列技术难点: 上部第三系地层黏土含量高, 易水化膨胀, 缩径严重; 白垩系地层压力系统复杂, 井下事故和复杂情况多, 下沟组紫红色泥岩地层坍塌压力高, 微裂缝发育, 岩性硬脆, 长时间裸露后易发生应力破裂, 使井壁坍塌严重, 造成井下频发阻卡等复杂情况; 白垩系下部地层岩石可钻性差, 胶结致密, 机械钻速低。为此, 长 7 井在钻井过程中采取了有针对性的设计方案及技术措施, 包括合理选用钻头和优选钻井参数、优选钻井液体系和水泥浆体系等。长 7 井实钻效果表明, 与邻井同井深相比, 该井平均机械钻速大幅度提高, 钻井周期明显缩短。

**关键词:**地质特征; 钻井; 提速速度; 玉门油田; 长 7 井

**中图分类号:** TE22 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2010)01-0037-05

酒东区块是玉门油田的重点钻探区域之一, 该区块井下情况复杂多变, 高压盐水层、泥岩段等复杂地质结构严重影响了钻井速度的提高。近年来, 勘探钻井过程中主要面临机械钻速慢、事故频发、钻井周期长等技术难题。为此, 2008 年, 在该区块布署了一口重点工程提速试验井——长 7 井, 该井也是酒东井身结构优化的第一口提速试验井。在借鉴长 301 井等钻井经验的基础上, 对长 7 井进行了井身结构优化、钻头及钻井参数优选、钻井液及水泥浆体系优选、固井工艺以及事故预防技术优化等, 获得了较好的钻井提速效果。

## 1 地质特征

### 1.1 区域地质特征

酒东长沙岭构造带为早白垩世在营尔凹陷内部发育的大型古隆起构造带, 下白垩统发育下沟组 and 赤金堡组两套成藏组合。长沙岭构造位于营尔凹陷中部, 构造轴向近东西向, 为一向东倾伏的鼻状构造, 受多条东倾正断层的切割形成逐级向东下掉的构造格局。钻遇地层自上而下依次为第四系、第三系和白垩系, 已钻井在钻井过程中存在的主要问题有: 第三系地层, 易水化膨胀, 缩径严重; 白垩系下沟组上段紫红色泥岩应力集中, 井壁垮塌严重、钻遇高压盐水层易发生卡钻事故等。酒东区块由于其构造形成的挤压作用, 存在地应

力大、异常高压层多、目的层埋藏深等特点, 井深 5 500 m 井底温度达到 180 ℃ 以上。

### 1.2 长 7 井地质简况

长 7 井是布置在酒泉盆地营尔凹陷长沙岭构造上的一口预探井, 设计井深 4 100.00 m, 钻井目的是预探长沙岭构造长 2 南块下沟组  $K_1g_3$  段的含油气性。该井位于甘肃省酒泉市红山堡偏北北 7.0 km, 距酒参 1 井 2.6 km。该井地质预测油层压力系数为 1.65, 井筒全充满流体(油)时井口压力为 32.8 MPa, 属于高压地区。根据酒参 1 井地温梯度推算(4 056 m), 该井井底温度为 127.0 ℃。

## 2 主要钻井技术难点

1) 目前井身结构不合理。①由于受中沟组易套损井段和管材条件的限制, 现行井身结构还存在不足, 难以兼顾套损、“红层”、高压盐水层和储层保

收稿日期: 2009-03-02; 改回日期: 2009-11-17

基金项目: 中国石油科技攻关项目“钻井集成配套技术研究与应用”之专题“玉门酒东复杂深井提速技术研究与应用”(编号: 2008 D-2401)部分研究成果

作者简介: 丁红(1971—), 女, 1997 年毕业于西南石油学院油气田应用化学专业, 2008 年获长江大学石油与天然气工程专业工程硕士学位, 高级工程师, 主要从事钻井工艺技术研究工作。

联系方式: (0995) 8374538, dinghzc\_thyt@cnpc.com.cn

护;大尺寸井眼井段占全井的比例较高,不利于提速(长 101 井、长 3 井实钻和长 5 井设计大尺寸井眼分别占全井的 88.7%、84.7%和 86.8%)。因此要尽可能减小大尺寸井眼井段的长度,同时也要尽量避免井下复杂情况和事故的发生。

2) 白垩系中、下沟组地层可钻性差,可钻性 6~7 级,机械钻速低。白垩系下沟组地层岩性为灰色砂岩、含砾砂岩及灰色、灰黑色泥岩,地层可钻性高达 7.82 级。钻井难点突出表现为地层可钻性差,机械钻速低。下沟组以下地层金刚石钻头平均单只进尺 238 m(牙轮钻头平均单只进尺 56 m),而金刚石钻

头平均钻速仅为 0.55 m/h,牙轮钻头机械钻速更低,不到 0.30 m/h。

3) 高压盐水层压力高、深度不定、钻井液密度窗口窄,施工困难。由于高压盐水层具体深度(3 300~4 600 m)难以确定,压力系数也各不相同(1.48~2.05),钻井液密度大,维护处理困难,易导致粘附卡钻事故的频繁发生。长 2 井在井深 4 313.83 m 时发生 2 次卡钻,长 3 井在井深 4 278.72 m 时发生 2 次卡钻,长 5 井在 3 859.45~4 057.00 m 井段先后发生 2 次卡钻,累计损失钻井时间 100 d 以上。长 7 井邻井盐水层实钻情况见表 1。

表 1 长 7 井邻井实钻盐水层位置情况

井名	地层	盐水层井段/m	钻井液密度/kg·L <sup>-1</sup>	Cl <sup>-</sup> 质量浓度/mg·L <sup>-1</sup>	温度/℃
酒参 1 井	柳沟庄	3 118~3 171	从 1.21 提高至 1.24	从 3 550 提高至 16 000	102
		3 283~3 421	从 1.26 提高至 1.32	从 25 700 提高至 45 795	109
	中沟组	3 613~3 703	从 1.32 提高至 1.35	从 44 375 提高至 48 000	118
	下沟组	3 870~4 080	从 1.70 提高至 2.10	从 39 470 提高至 48 635	130
长 101 井	柳沟庄	3 233~3 235	从 1.27 提高至 1.48	从 2 130 提高至 17 335	103
	下沟组	3 935~3 955	从 1.56 提高至 1.58	从 21 674 提高至 43 440	127

4) 上部第三系地层泥岩缩径严重、白垩系“红层”易垮塌,易引起钻头泥包、起下钻遇阻划眼或倒划眼及卡钻问题,井下复杂情况和事故不断发生,延误钻井周期。需要进一步完善阳离子钻井液体系,提高钻井过程中钻井液的抑制性、防塌能力、降低维护处理难度等,保证井眼畅通、减少短拉与通井时间、提高电测成功率等。白垩系下沟组地层紫红色泥岩易水化坍塌,造成遇阻划眼,长 101X 井、长 4 井、长 5 井都在该段起下钻发生阻卡,其中长 101X 井在该段划眼时间长达 16 d。

5) 固井封固段长,上下温差大,注替量大,施工时间长,完井采用 3 种尺寸的复合套管,顶替效率低,施工压力高,对设备要求高,而且完井钻井液密度大,套管串结构复杂,套管下入困难。存在上部盐膏层、下部高压盐水层的固井难题。井东地区钻遇地层的孔隙压力随着井深增加而增大,异常地层压力逐渐活跃,K<sub>1g</sub> 地层孔隙压力当量密度为 1.20~2.10 kg/L,且从 K<sub>1g</sub> 地层下段开始增幅很快。在钻进时为压稳下部高压盐水层,钻井液密度已达到 1.85~2.10 kg/L,而完井时要考虑到后期开采时上部盐膏层易蠕动挤毁套管,存在如何解决好盐膏层与高压盐水层在钻井过程中两者兼存的固井问题。长 7 井预计上部盐膏层位置在井深 3 310~3 400 m,高压水层位置在井深 3 907 m 以深。

### 3 优快钻井技术

#### 3.1 井身结构优化

2007 年以前,该地区钻井普遍采用 3 层套管结构,技术套管在钻穿下沟组紫红色泥岩地层后下入。该井身结构的不足是二开钻进过程中第三系裸露段长且有红层上部的第一个超压带,压力系统复杂。在长 2 井、长 3 井、长 4 井和长 5 井二开钻进白垩系地层的过程中出现了大量井下复杂情况:长 3 井技术套管下至井深 1 948.00 m 时遇卡损失钻井时间 76.33 h;长 5 井在井深 3 977.32 m 压井过程中上部第三系层井漏等。长 301 井对井身结构进行了优化,技术套管在钻穿第三系地层后下入,实现了二开过程无复杂情况、无事故出现,为快速钻井奠定了基础。

为科学合理设计井身结构,进行了邻井岩石三轴应力强度的室内实验,利用邻井测井资料对地层压力进行了预测,建立了地层三压力剖面,为井身结构的设计提供了科学依据。优化后长 7 井的井身结构为:一开,φ444.5 mm 钻头钻至井深 400 m,下入 φ339.7 mm 表层套管,水泥返至地面;二开,φ311.1 mm 钻头钻至井深 3 450 m,下入 φ244.5 mm 技术套管,水泥返至井深 1 500 m;三

开,  $\phi 215.9$  mm 钻头钻至井深 4 100 m, 下入  $\phi 139.7$  mm 尾管, 悬挂井段 3 300~4 100 m, 水泥封固井段 3 300~4 100 m。

与优化前的井身结构相比,  $\phi 444.5$  mm 井眼长度从 1 200 m 减小至 400 m, 减小了大尺寸钻头钻进的井段, 表层套管下深在 400 m 左右, 有利于提高钻速, 缩短钻井周期; 技术套管在钻穿第三系地层后下入, 以减少和避免二开井下复杂情况和事故; 改了变油层套管完井方式, 采用了更加经济的“ $\phi 139.7$  mm +  $\phi 152.4$  mm”复合尾管悬挂固井。

### 3.2 优化钻具组合

酒东区块地层与青西地区相比, 地层倾角不大, 夹层少, 地层自然造斜能力不强, 主要采用单稳定器的钟摆钻具组合钻进, 在深部地层采用光钻铤钟摆钻具组合钻进, 可有效控制井斜。长 7 井采用的钻具组合为:

一开钻具组合(0~400 m):  $\phi 444.5$  mm 牙轮钻头 +  $\phi 228.6$  mm 钻铤  $\times 2$  根 +  $\phi 444.5$  mm 稳定器 +  $\phi 228.6$  mm 钻铤  $\times 2$  根 +  $\phi 203.2$  mm 钻铤  $\times 10$  根 +  $\phi 139.7$  mm 钻杆;

二开钻具组合(400~3 450 m):  $\phi 311.1$  mm 牙轮钻头 +  $\phi 228.6$  mm 钻铤  $\times 2$  根 +  $\phi 310.0$  mm 稳定器 +  $\phi 228.6$  mm 钻铤  $\times 1$  根 +  $\phi 203.2$  mm 钻铤  $\times 12$  根 +  $\phi 139.7$  mm 钻杆;  $\phi 311.1$  mm PDC 钻头 +  $\phi 203.2$  mm 钻铤  $\times 2$  根 +  $\phi 310.0$  mm 稳定器 +  $\phi 203.2$  mm 钻铤  $\times 7$  根 +  $\phi 177.8$  mm 钻铤  $\times 6$  根 +  $\phi 139.7$  mm 钻杆;

三开钻具组合(3 450~4 100 m):  $\phi 215.9$  mm 牙轮钻头 +  $\phi 158.8$  mm 钻铤  $\times 2$  根 +  $\phi 215.0$  mm 稳定器 +  $\phi 158.8$  mm 钻铤  $\times 16$  根 +  $\phi 127.0$  mm 加重钻杆  $\times 15$  根 +  $\phi 127.0$  mm 钻杆;  $\phi 215.9$  mm PDC 钻头 +  $\phi 158.8$  mm 钻铤  $\times 2$  根 +  $\phi 214.0$  mm 稳定器 +  $\phi 158.8$  mm 钻铤  $\times 7$  根 +  $\phi 127.0$  mm 加重钻杆  $\times 15$  根 +  $\phi 127.0$  mm 钻杆, 在取心结束后, 简化钻具组合, 采用光钻铤钻进。

### 3.3 优选钻头及钻井参数

利用邻井测井资料进行地层岩石可钻性解释与处理, 结合室内测定结果建立了长 7 井岩石可钻性剖面<sup>[1-2]</sup>, 并根据已钻井钻头使用经验对钻头进行了优选和改进。

1) 第四系地层, 优选前使用 XHP<sub>2</sub> 系列钻头, 平均单只进尺 500.42 m, 平均机械钻速 5.49 m/h,

钻压 160~180 kN, 转速 70~90 r/min, 排量 50~60 L/s; 长 7 井优选了具有三个等径喷嘴的 ST517GK 牙轮钻头, 使用适中钻压 120 kN、较高转速 70 r/min、70~75 L/s 的大排量钻进, 泵压 7.5 MPa。

2) 第三系地层, 优选前使用 P519LS 型 PDC 钻头, 机械钻速差异大, 稳定性不好。长 5 井开始选用 GP 系列 PDC 钻头, 钻头使用稳定性较好, 但钻速没有明显提高, 平均机械钻速 5.58 m/h。长 301 井优选 M1955SS 与 ST915TUK 两种型号的 PDC 钻头, 钻速都有大幅度提高, 但 ST915TUK 钻头存在泥包问题, 稳定性差于 M1955SS 钻头, 最终选择了稳定性好的 M1955SS, 使用钻压 40~120 kN, 排量 50~60 L/s, 转速 70 r/min 以上的较高转速钻进, 泵压 19 MPa。

3) 白垩系中沟组地层的岩石可钻性一般从 4 级增至 7 级, 下沟组地层可钻性一般在 5~7 级之间, 最高达 8 级; 中沟组和下沟组上段地层岩石可钻性相对较好, 岩性均质, 适合于使用 PDC 钻头(属于 PDC 钻头类型)钻进, 邻井长 3 井、长 4 井和长 5 井相同井段选用的  $\phi 311.1$  mm M1965SS、P519LR 及 GP 系列 PDC 钻头平均单只钻头进尺为 241.06 m, 平均机械钻速仅为 1.62 m/h。长 7 井设计选用五刀翼  $\phi 215.9$  mm M1355R 型 PDC 钻头, 在中沟组地层使用钻压 80~160 kN, 排量控制在 30~36 L/s, 转速 50~70 r/min 左右, 泵压 21 MPa; 在进入下沟组地层使用钻压 60~120 kN, 排量控制在 30~36 L/s, 转速 60~80 r/min, 泵压 23 MPa。

### 3.4 优化钻井液体系

对长 7 井邻井地层黏土矿物、钻屑回收率、钻屑膨胀试验及“红层”岩心断面电镜扫描结构分析等表明, 第三系地层泥岩的黏土矿物含量很高, 高达 67.1%, 且含石膏, 极易水化膨胀, 造成井眼缩径等复杂情况; “红层”泥质含量较高, 黏土矿物平均含量达 30% 以上, 部分井段黏土矿物总量达 60%, 高含量的泥质矿物以伊/蒙混层和伊利石为主, 不含蒙脱石, 伊/蒙混层中蒙脱石含量约为 25%, 岩石易水化膨胀、分散, 造成井壁失稳。

1) 针对第三系地层, 调整钻井液性能使钻井液体系具有强抑制性、低黏度、低固相、低滤失量和适当的密度, 密度控制在 1.10~1.45 kg/L, 随着井深的增加逐步提高。

2) 针对白垩系的“红层”, 控制钻井液密度, 平衡地层坍塌压力; 增强钻井液抑制性, 降低钻井液高温

高压滤失量,防止地层水化膨胀;强化钻井液胶结固壁能力;控制钻井液活度,提高钻井液化学防塌能力;使钻井液具有良好的封堵造壁能力,确保井壁稳定。

3) 为保证高压盐水层的钻井安全,应一次性提高钻井液密度至保证压稳地层的程度。

### 3.5 深井固井技术

酒东区块柳沟庄至中沟组段有 90~600 m 长的膏盐层段,易导致钻井液石膏侵、缩径以及后期挤毁套管;白垩系地层存在高压盐水层,由于平衡地层压力的需要,钻井液密度高达 2.0 kg/L 以上,易发生遇阻和卡钻等事故,另外钻井液矿化度高、油层埋藏深、封固段长、水泥量大、井底温度高等,给固井带来了一定难度。为此,着重研究了加铁矿粉的高密度抗高温水泥浆体系,采用了复合加厚套管、近平衡尾管悬挂<sup>[3]</sup>固井技术,以解决白垩系地层高压盐水层对套管造成严重破坏的问题,防止盐膏层蠕变挤毁套管事故的发生。

## 4 现场施工

### 4.1 施工概况

该井一开选用  $\phi 444.5$  mm ST517GK 牙轮钻头,钻至井深 404.00 m 完钻, $\phi 339.7$  mm 表层套管下深 404.00 m,采用常规方法固井,固井质量合格;二开选用  $\phi 311.1$  mm HA517G 三牙轮钻头和  $\phi 311.1$  mm M1955SS PDC 钻头,钻至二开中完井深 3 456.00 m, $\phi 244.5$  mm 技术套管下深 3 454.48 m,采用常规方法固井,固井质量合格;三开选用  $\phi 215.9$  mm HA537G 三牙轮钻头和  $\phi 215.9$  mm M1355R PDC 钻头,钻至完钻井深 3 945.00 m,“ $\phi 139.7$  mm +  $\phi 152.4$  mm”复合套管下至井深 3 896.30 m,采用尾管悬挂法固井,固井质量合格。全井平均机械钻速 6.78 m/h,钻井周期 67.75 d,建井周期 75.25 d,井身质量合格。取心长度 12.80 m,取心收获率 100%。全井复杂时效仅为 1.41%,无事故。

### 4.2 应用效果分析

#### 4.2.1 井身结构优化,有利于钻井时间的缩短

2008 年酒东探区从长 7 井开始井身结构优化,长 7 井钻至中完井深的时间与 2007 年钻井周期最短的长 6 井相比,钻井周期缩短 9 d;钻至完钻井深 3 945.00 m,仅用时 54 d,与 2007 年长 301 井的 73 d

相比,缩短 19 d,也是当时酒东地区同井深钻井周期最短的井。

#### 4.2.2 优选钻头及钻井参数,机械钻速明显提高

第四系优选  $\phi 444.5$  mm ST517GK 牙轮钻头,采用 70~75 L/s 大排量钻井,机械钻速达到 18.64 m/h,而选用 XHP<sub>2</sub>C 牙轮钻头、排量 50~60 L/s 钻进的 3 口邻井,平均机械钻速仅为 12.95 m/h,相比而言,长 7 井机械钻速提高了 43.94%。

第三系地层优选  $\phi 311.1$  mm M1955SS PDC 钻头,使用钻压 40~120 kN,排量 50~60 L/s,转速 70~85 r/min 钻进,仅用 1 只 PDC 钻头,进尺达到 1 821.00 m,机械钻速达到 10.70 m/h,而邻井 7 口井中 80% 以上 PDC 钻头的机械钻速为 5~7 m/h,平均机械钻速仅为 5.53 m/h,长 7 井创造了当时该区域地层平均单只钻头进尺最高、机械钻速最快的纪录。

白垩系地层主要选用 2 只钻头,其中 1 只  $\phi 215.9$  mm HA537G 牙轮钻头,1 只  $\phi 215.9$  mm M1355R PDC 钻头,其中牙轮钻头钻进井段 3 456.00~3 472.00 m,钻速仅为 0.51 m/h,PDC 钻头钻进井段 3 472.00~3 851.41 和 3 864.21~3 945.00 m,进尺 460.20 m,钻速 2.04 m/h。PDC 钻头钻速是邻井长 2-1 井的 1.17 倍、长 201 井的 2 倍。

#### 4.2.3 完井技术的应用,降低了井下复杂情况、事故发生的概率,保护了油气层

针对三开井段需要井壁稳定、防喷防卡、防高压水层和储层保护的钻井难点,为了保证压稳水层,将钻井液密度加重至 1.60 kg/L 后钻水泥塞,三开钻井液配方:膨润土浆 + 0.2% CHM + 0.3% NW-1 + 3.0% HS-1 + 4.0% HS-2 + 0.5% CaO + 1.0% SPNH + 5.0% DYFT-1 + 5.0% FCLS + 1.0% NaOH + 重晶石;用 dc 指数法及时监测地层压力,根据实际情况调整钻井液密度,做到了压而不死、活而不喷,有效保护了油气层;要求钻井队做好高压盐水层的预防工作,严格执行坐岗制度,勤测钻井液性能,发现异常加密测量,及时发现及时处理。这样保证了三开钻进过程中出现的两次溢流都得到了及时有效处理。“红层”段(3 688.00~3 840.00 m)用 3.0% HS-1 + 4.0% HS-2 将钻井液高温高压滤失量降至 13 mL,同时提高钻井液滤液黏度,结合冲入生石灰改善泥饼质量,提高地层的防塌能力,过“红层”后向胶液中补充 10.0%



DYFT-1 封堵地层微裂缝。

长 7 井在油层尾管固井中试验应用了加重抗盐加砂水泥浆体系。该井完钻井深 3 945 m, 3 154~4 945 m 井段下入“ $\phi 139.7\text{ mm}+\phi 152.4\text{ mm}$ ”复合油层尾管, 钻井液密度 2.04 kg/L。注入加重抗盐加砂水泥浆 34 m<sup>3</sup>, 排量 15 L/s, 最高密度 2.30 kg/L, 最低密度 1.98 kg/L, 平均密度 2.14 kg/L, 流变性良好, 钻井液、水泥浆未被污染, 施工正常。声幅及变密度测井结果表明, 该井封固质量合格, 证明该水泥浆体系基本满足酒东高压盐水层固井的要求。

4.2.4 经济与社会效益显著

长 7 井钻至完钻井深 3 945.00 m, 仅用 54 d, 与长 301 井同井深相比, 钻井周期缩短 19 d, 而且少用一半以上钻头, 节约钻井费用超过百万元; 油层套管采用尾管悬挂, 挂点位置在井深 3 139.07 m, 如果采用常规注水泥工艺, 需要全井封固, 采用尾管悬挂固井相当于节约了 3 139.07 m 套管, 除去因高密度尾管悬挂固井工序复杂多用时 2 d 外, 总计节约固井费用约 80 万元。

长 7 井通过应用井身结构优化、PDC 钻头优选技术以及复杂情况与事故预防技术等, 使该井钻井速度有了突破性提高, 大大缩短了钻井周期, 成为了

其他井提高钻井速度可以借鉴的成功实例, 也有利于加快推动酒东油田的勘探开发进程。

5 结论与建议

1) 井身结构的优化、钻头及钻井参数的优选, 提高了机械钻速, 大大缩短了钻井周期, 为酒东地区的勘探开发进一步提速提供了成功经验。

2) 优选了钻井完井液体系与配方, 并及时调整其性能, 使复杂情况损失时间降至最低, 加快了钻井速度, 减少了油层段浸泡时间。

3) 进行了油层套管高密度尾管悬挂固井技术试验, 固井施工一次成功, 固井质量合格, 说明该技术具有较好的推广运用前景。

4) 建议白垩系地层引入刀翼式孕镶金刚石钻头进行复合钻井, 以取得更好的提速效果。

参 考 文 献

[1] 张召平, 苏新亮, 葛洪魁. 利用岩石三轴抗压强度优选 PDC 钻头[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2005, 29(6): 38-40.  
[2] 刘向君, 宴建军, 罗平亚, 等. 利用测井资料评价岩石可钻性研究[J]. 天然气工业, 2005, 25(7): 69-71.  
[3] 马开华, 朱德武, 马兰荣. 国外深井尾管悬挂器技术研究新进展[J]. 石油钻探技术, 2005, 33(5): 52-55.

[审稿 侯绪田]

Well Chang-7 Drilling Measurements Used in Drilling Complex Zones

Ding Hong<sup>1</sup> Chen Jie<sup>1</sup> Wang Enhe<sup>1</sup> Kou Mingfu<sup>2</sup> Li Guoxing<sup>3</sup>

(1. Tuha Drilling Technology Research Institute, Western Drilling Engineering Co. Ltd., Shanshan, Xinjiang, 838202, China; 2. Exploration Business Department, Yumen Oilfield Branch, CNPC, Jiuquan, Gansu, 735000, China; 3. International Drilling Company, Western Drilling & Exploration Engineering Co. Ltd., Yumen, Gansu, 735200, China)

**Abstract:** Well Chang-7 is a wildcat well drilled to explore Changshaling Structure in Jiudong Block, Yumen Oilfield. Geological and drilling operational data of offset wells are investigated. It finds that the Tertiary formation is prone to hydrate and wellbore shrinkage due to high clay content. The Cretaceous formation has complicated pressure system and a lot of downhole accidents. Xiagou Structure is likely to slough and have other accidents due to high caving pressure and rich micro fractures. Cretaceous bed has poor drillability and good consolidation. Considering the variation of formation characteristics in Well Chang-7, associated design and operational measurements were used, including bit type and drilling parameter selection, cation drilling fluid and cement slurry consummating. Applications indicate that, in comparison with offset wells, the average drilling speed is increased remarkably and drilling time is shortened.

**Key words:** geologic feature; drilling; hoisting speed; Jiudong Block; Well Chang-7