

塔河油田及周缘超深井井身结构优化设计

易 浩¹, 杜 欢², 贾晓斌¹, 罗发强¹

(1. 中国石化西北油田分公司石油工程技术研究院, 新疆乌鲁木齐 830011; 2. 中国石化西北油田分公司钻井完井工程管理处, 新疆乌鲁木齐 830011)

摘 要:随着塔河油田及周缘勘探开发的深入及勘探领域的外扩,油藏埋深不断增加,原有井身结构开始显现出其局限性,并影响钻井提速和钻井安全。为解决这一问题,根据具体地层情况,结合“自下而上”和“自上而下”井身结构设计方法,根据地层压力分布情况和必封点确定表层套管、技术套管和油层套管的直径和下深,将四开井身结构简化为三开井身结构,将 $\phi 177.8$ mm 套管优化为 $\phi 193.7$ mm 套管,形成了适合塔河油田主体非盐区等地质条件相对简单区块超深井高效钻井的 $\phi 193.7$ mm 套管直下三开井身结构;采用 $\phi 265.1$ mm 或 $\phi 206.4$ mm 套管封隔盐膏层,形成了适合塔河油田主体盐体分布区超深盐层井优快钻井的“长裸眼穿盐”和“专封盐膏层”井身结构;采用 $\phi 273.1$ mm($\phi 311.1$ mm)、 $\phi 206.4$ mm($\phi 241.3$ mm 或 $\phi 215.9$ mm)等非常规套管-井眼尺寸,形成了适合地质条件复杂区块超深井安全钻井的井身结构。通过简化井身结构、优化套管直径及下深,实现了地质条件相对简单区块的钻井提速、提效目的;通过优化非常规井身结构,确保了在地质条件复杂区块的安全钻进。

关键词:超深井 盐膏层 火成岩 井身结构 优化设计

中图分类号: TE22 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2015)01-0075-07

The Optimal Design of a Casing Program for Ultra-Deep Wells in the Tahe Oilfield and Its Periphery

Yi Hao¹, Du Huan², Jia Xiaobin¹, Luo Faqiang¹

(1. Research Institute of Petroleum Engineering, Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang, 830011, China; 2. Drilling and Completion Engineering Department, Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang, 830011, China)

Abstract: With the expansion and extension of exploration and development in the Tahe Oilfield and its periphery, the original casing program revealed it had limitations in the deeper reservoir, affecting drilling speed and safety. For specific formations, based on the bottom-up and top-down casing program design methods, and considering the formation pressure distribution and setting position, the size and running depth of surface, intermediate and production casings were determined. The original four-stage casing program was simplified to a three-stage one. Specifically, by optimizing $\phi 177.8$ mm casing to $\phi 193.7$ mm, a new three-stage casing program was designed for high-efficient drilling of ultra-deep wells in areas in simple geological conditions, such as the non-salt area in the Tahe Oilfield. Using $\phi 265.1$ mm or $\phi 206.4$ mm casing to isolate salt-gypsum layer, a casing program of long open hole through salt-gypsum layer and special casing sealing salt-gypsum layer was designed for fast drilling of ultra-deep wells in salt areas in the Tahe Oilfield. With unconventional casings of $\phi 273.1$ mm (for $\phi 311.1$ mm hole) and $\phi 206.4$ mm (for $\phi 241.3$ mm or $\phi 215.9$ mm hole), a casing program was designed for the safe drilling of ultra-deep wells in areas under complex conditions. By simplifying casing program and optimizing the size and running depth of casing, the drilling speed and efficiency could be improved in areas with relatively simple geological conditions. By optimizing the unconventional casing program, safe drilling could be conducted in areas with complex geological conditions.

Key words: ultra-deep well; evaporite bed; igneous rock; casing program; optimal design

塔河油田及其周缘储层埋藏深,钻遇层位多,区块间地层差异大,地质特征多样化,具有构造复杂、特殊地层发育、地层压力系统复杂等特点,钻井过程中普遍存在钻井周期长、钻井效率低、井下故障多等

收稿日期: 2014-08-28; **改回日期:** 2014-12-09。

作者简介: 易浩(1980—),男,湖南岳阳人,2002年毕业于西南石油学院石油工程专业,2005年获西南石油学院油气井工程专业硕士学位,高级工程师,主要从事钻井工程设计与相关研究工作。

联系方式: (0991)3161178, zjsyihao@126.com。

问题。针对上述复杂的地质环境和诸多的工程技术难点,通过多年的探索、研究和实践,不断优化井身结构,形成了塔河油田及周缘超深井井身结构系列,为该区域增储上产、降本增效及加快勘探开发进程做出了重要贡献。但井身结构需要根据油田开发需求不断地、持续地优化,因此,为了解决原有井身结构开始显现的局限性,笔者系统论述了塔河油田及周缘超深井井身结构优化设计的持续研究及演变过程,并重点阐述了钻井、完井、开发挖潜的一体化设计理念,以期对其他地区的井身结构优化设计有一定借鉴作用。

1 地质特征及超深井钻井技术难点

1.1 地质特征

1) 储层埋藏深,钻遇层位多。塔河油田及其周缘超深井的目的层以奥陶系碳酸盐岩油藏为主,自下而上主要钻遇奥陶系、志留系、泥盆系、石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系、新近系及第四系等地层。

2) 盐膏层发育^[1]。库车坳陷山前构造带古近系巨厚复合膏盐层(含膏岩、盐岩与软泥岩)发育,跨度可达3 000.00 m;塔北沙雅隆起石炭系巴楚组盐膏层(以纯盐岩为主,有不等厚的泥岩及膏岩夹层)发育,厚度30.00~300.00 m,埋深5 100.00~5 600.00 m。

3) 高压盐水层、高压气层发育。库车坳陷山前构造带新近系、古近系高压盐水层地层孔隙压力当量密度2.35~2.47 g/cm³;巴麦地区麦盖提斜坡西南古近系高压盐水层地层孔隙压力当量密度达2.35 g/cm³;库车坳陷山前构造带白垩系舒善河组高压气层压力当量密度2.20 g/cm³。

4) 二叠系和奥陶系地层的压力窗口窄。二叠系火成岩硬脆性低压地层微裂缝发育,易塌、易漏;奥陶系灰岩地层裂缝、孔洞发育,易漏、易涌。

1.2 超深井钻井技术难点

长期以来,塔河油田及周缘深井、超深井普遍采用的井身结构为 $\phi 660.4$ mm 钻头 $\times \phi 508.0$ mm 套管+ $\phi 444.5$ mm 钻头 $\times \phi 339.7$ mm 套管+ $\phi 311.1$ mm 钻头 $\times \phi 244.5$ mm 套管+ $\phi 215.9$ mm 钻头 $\times \phi 177.8$ mm 套管+ $\phi 149.2$ mm 钻头。该井身结构在地质条件相对简单的区域比较适用,对于规范钻井工具、工艺及满足地质、钻井及采油等方面的要求

起到了积极作用^[2],但随着塔河油田开发的深入、勘探领域的扩大,开始显现出一些局限性。具体而言,塔河油田及周缘超深井钻井技术难点主要表现在以下3方面:

1) 地质条件相对简单的区块,如塔河油田主体非盐区,采用上述井身结构井的钻井周期普遍较长,建井成本高,难以同时满足安全、经济的要求。

2) 地质条件相对复杂的区块,如塔河油田主体盐下区,采用上述井身结构,常规API套管抗挤强度难以承受石炭系巴楚组盐膏层蠕变,易出现套管变形和损坏。如跃参区块目的层埋深超过7 000.00 m,采用上述井身结构,因技术套管下深不合理,同一开次揭示二叠系易塌易漏的火成岩地层、志留系易塌泥岩地层等多个复杂地层,卡钻、井漏等井下故障频发,导致钻井周期较长。

3) 地质条件复杂的区块,如塔河油田超深层、天山南山前构造,由于对地层了解不充分,上述井身结构难以满足超深井的要求。要提高深井钻井的成功率,就必须有足够的套管层次储备,以便钻遇未预料到的复杂层位时,能够及时封隔并继续钻进^[3]。

2 超深井井身结构优化设计

基于勘探开发需求,随着对地质特征的深入认识、钻井装备的日益改善、钻井工艺技术的不断发展以及国产套管在质量方面的逐年提高,塔河油田及周缘超深井井身结构设计得以不断优化,主要体现在以下3方面:一是井身结构简化,二是套管直径及下深优化,三是非常规井身结构优化。

2.1 井身结构简化

地质条件相对简单的区块,如塔河油田主体非盐区和塔中卡塔克1区块等,非储层地层孔隙压力当量密度为1.08~1.24 g/cm³,属正常压力系统,地层压力变化不大。地层岩性以砂岩、泥岩为主,部分区域二叠系火成岩地层裂缝发育。

以塔河油田主体非盐区为例,井身结构优化的历程可划分为3个阶段:第一阶段为安全成井阶段(1998—2001年),该阶段为了安全成井,采用常规四开井身结构;第二阶段为优快钻井阶段(2002—2011年),为加快油田开发速度,降低钻井投资,根据地质特征,部分井采用 $\phi 177.8$ mm 套管直下的三开井身结构^[4-9];第三阶段为高效钻井阶段(2012年至今),为满足后期老井侧钻下套管封隔易塌泥岩地层的需

求,采用 $\phi 193.7$ mm 套管直下的三开井身结构。

2.1.1 安全成井阶段

塔河油田勘探开发初期采用四开井身结构(见表 1),其中, $\phi 177.8$ mm 尾管下至目的层奥陶系顶部,单独揭示目的层。基于当时的技术水平和钻井周期长的情况,为降低施工风险下入 $\phi 244.5$ mm 技术套管。

表 1 四开井身结构设计结果

Table 1 Design of a four-stage casing program

开次	钻头直径/mm	钻深/m	套管直径/mm	套管下深/m	下深原则
一开	444.5	500.00	339.7	499.00	封隔第四系与新近系上部地层
二开	311.1	4 500.00	244.5	4 498.00	封隔新生界及中生界地层
三开	215.9	6 343.00	177.8	6 341.00	封隔目的层奥陶系之上地层
四开	149.2	6 430.00			

表 1 所示井身结构考虑了塔河油田钻井中存在的复杂情况、完井作业及后期井下作业的要求,是常用的、成熟的井身结构,在塔河油田碳酸盐岩油藏应用较广,保证了超深井的安全钻井、完井及后期井下作业的顺利进行。

2.1.2 优快钻井阶段

随着塔河油田开发规模的扩大,为提高钻井效率、降低开发成本、完成产能目标,在对地质特征、压力系统深入认识和钻井、完井工艺及配套技术发展的基础上,开展了井身结构优化设计研究,将井身结构由原来的四开井身结构简化为三开井身结构(见表 2)。为了更有效地发挥三开井身结构的优势,结合现场经验,应用了螺杆钻具配合高效 PDC 钻头及聚磺防塌钻井液进行钻进。

表 2 三开井身结构设计结果

Table 2 Design of a three-stage casing program

开次	钻头直径/mm	钻深/m	套管直径/mm	套管下深/m	下深原则
一开	346.1	1 200.00	273.1	1 198.00	封隔第四系与新近系上部地层
二开	241.3	6 200.00	177.8	6 198.00	封隔目的层奥陶系之上地层
三开	149.2	6 300.00			

$\phi 177.8$ mm 套管直下的三开井身结构较四开

结构减少一开次,少下一级技术套管,不仅节约了管材,而且由于开孔直径缩小和采用了“PDC 钻头+螺杆钻具”复合钻井技术,机械钻速提高,单井钻井周期缩短,钻井成本降低。

简化的三开井身结构在塔中地区卡塔克 1 区开发井进行了应用,相比四开井身结构平均机械钻速提高 45.7%,平均钻井周期缩短 20.5%。

2.1.3 高效开发阶段

针对 $\phi 177.8$ mm 套管开窗侧钻难题,通过研究井眼直径与套管间隙的配套关系,将二开井眼直径放大至 $\phi 250.8$ mm,下入 $\phi 193.7$ mm 油层套管,三开使用 $\phi 165.1$ mm 钻头钻进(记为新三开井身结构,设计结果见表 3),后期侧钻可不扩孔下入 $\phi 139.7$ mm 套管,封隔复杂泥岩地层或水层,下一开次采用 $\phi 120.6$ mm 钻头钻进。

表 3 新三开井身结构设计结果

Table 3 Design of a new three-stage casing program

开次	钻头直径/mm	钻深/m	套管直径/mm	套管下深/m	下深原则
一开	346.1	1 200.00	273.1	1 198.00	封隔第四系与新近系上部地层
二开	250.8	6 400.00	193.7	6 398.00	封隔目的层奥陶系之上地层
三开	165.1	6 500.00			

截至 2013 年底, $\phi 193.7$ mm 套管直下的新三开结构井已在塔河油田及周缘推广应用 206 井次,与 $\phi 177.8$ mm 套管直下的三开井身结构相比,平均机械钻速和钻井周期相当(见表 4)。

表 4 四开、三开和新三开井身结构钻井指标对比

Table 4 Comparison of four-stage, three-stage and new three-stage casing programs

井身结构	井数	井深/m	钻井周期/d	机械钻速/($\text{m} \cdot \text{h}^{-1}$)
四开	42	6 170.00	97.32	8.36
三开	39	5 764.00	67.66	10.97
新三开	206	5 877.00	65.21	11.37

2.2 套管直径及下深优化

地质条件相对复杂的区块,如塔河油田主体盐体分布区巴楚组及巴麦玉北区块古近系盐膏层发育,跃参区块目的层埋深超过 7 000.00 m,通过优化套管直径及下深,实现了安全优快钻井。

2.2.1 超深盐层井

塔河油田南缘盐体分布区面积达2 000 km²,盐膏层埋深一般超过5 100.00 m,个别区域埋深达到5 600.00 m,具有埋藏深、厚度大、盐纯、塑性蠕动强的特点。

为实现盐膏层以下奥陶系油气的勘探开发,深入研究盐膏层的蠕变特性、盐体分布区地层的三压力剖面和盐膏层钻井技术,形成了“长裸眼”盐膏层

钻井技术和“专打专封”盐膏层钻井技术,实现了塔河油田南缘盐体分布区盐下奥陶系油藏的有效勘探与开发^[10-12]。

1) “长裸眼穿盐”井身结构优化设计

基于对盐膏层蠕变特性的深入分析^[13],为安全顺利钻达目的层奥陶系,对常规的五开井身结构进行了优化,确定了“长裸眼”揭示盐膏层的五开井身结构,其中三开采用 $\phi 244.5\text{ mm}+\phi 265.1\text{ mm}$ 复合套管封隔盐膏层(见表5)。

表5 “长裸眼穿盐”井身结构设计结果

Table 5 Design of a casing program for a long open hole drilled through a salt-gypsum layer

开次	井眼直径/mm	钻深/m	套管直径/mm	套管下深/m	备注
一开	660.4	300.00	508.0	299.00	建立井口
二开	444.5	3 200.00	339.7	3 198.00	封隔上部欠压实、易水化膨胀地层
三开	311.1	5 166.00	244.5	3 048.00	进入巴楚组下泥岩段20.00~30.00 m,钻后
		5 456.00	244.5	5 176.00	对膏盐层扩孔,扩后直径要求大于355.6 mm;
			265.1	5 453.00	套管采用悬挂后回接
四开	215.9	6 500.00	177.8	6 498.00	封隔目的层奥陶系之上地层
五开	149.2	6 628.00			

如何有效封隔盐膏层和增大盐下井眼直径是井身结构设计重点,对于封隔盐膏层的套管,经历了管径、壁厚、钢级、扣型等的选择过程。考虑抗外挤强度、大直径套管安全下入等因素,由早期的 $\phi 250.8\text{ mm}\times 15.88\text{ mm}$ KO140T套管改为

$\phi 273.1\text{ mm}\times 26.24\text{ mm}$ VM140HC套管或 $\phi 273.1\text{ mm}\times 26.24\text{ mm}$ TP140V厚壁高抗挤套管,目前采用既满足强度要求又可降低下入风险的 $\phi 265.1\text{ mm}\times 22.00\text{ mm}$ TP155V高抗挤套管。各高抗挤套管的参数见表6。

表6 高抗挤套管参数

Table 6 Parameters of high anti-collapse casing

封盐套管外径/mm	壁厚/mm	内径/mm	通径/mm	钢级	扣型	抗挤强度/MPa	抗内压强度/MPa	抗拉强度/kN
250.8	15.88	219.07	215.9	KO140T	FOX	100.4	106.9	11 311
273.1	26.24	220.57	216.6	TP140V	TP-FJ	180.6	130.0	8 398
265.1	22.00	221.13	217.2	TP155V	TP-FJ	161.0	124.0	9 712

2) “专封盐膏层”井身结构优化设计

为能够抑制盐膏层蠕变,钻井液密度必须提高至1.65~1.70 g/cm³。长裸眼穿盐井盐膏层以上裸眼井段的承压能力低,必须对其进行承压堵漏。部分区域盐膏层埋藏深(达5 600.00 m)、盐上地层承压堵漏难度大(钻井液密度达1.70~1.80 g/cm³)、周期长,且三开井段开孔直径大、大尺寸裸眼段长、钻井问题相对集中,致使钻井周期长、风险大、成本高。

为了缩短盐层井的钻井周期,进一步优化盐层井的井身结构,提出了 $\phi 206.4\text{ mm}$ 厚壁套管专封盐膏层的井身结构和工艺方案,即“专打专封”盐膏层

钻井技术。该技术概括为“缩小开孔直径,使用 $\phi 206.4\text{ mm}$ 厚壁套管封隔盐膏层,盐下井段采用 $\phi 165.1\text{ mm}$ 钻头钻进”(见表7),以有效提高钻井效率,缩短钻井周期,降低钻井成本。采用该井身结构,不但能降低封盐套管下入的风险,而且钻井周期能缩短近40 d。但由于封盐套管的直径缩小,限制了下部钻进的井眼直径,该井身结构仅应用于缺失志留系、泥盆系地层的井。

目前已在塔河油田南缘盐体分布区钻“专打专封”盐层井54口,平均完钻井深6 091.00 m,平均钻井周期140.3 d,平均机械钻速5.81 m/h。

表 7 “专封盐膏层”井身结构设计结果
Table 7 Design of a casing program of special casing for sealing the salt-gypsum layer

开次	井眼直径/mm	钻深/m	套管直径/mm	套管下深/m	备注
一开	444.5	1 200.00	339.7	1 198.00	封隔上部欠压实地层
二开	311.1	5 250.00	244.5	5 248.00	封隔盐膏层之上地层进入巴楚组下泥岩段 20.00~30.00 m,
三开	215.9	5 450.00	206.4	5 448.00	钻后对膏盐层扩孔,扩孔后直径要求大于 279.4 mm
四开	165.1	5 875.00			

2.2.2 玉北区块

玉北区块位于塔里木盆地麦盖提斜坡构造带,目的层为奥陶系,早期设计一开井段采用 $\phi 339.7$ mm表层套管封隔第四系与新近系上部浅表欠压实地层;二开井段钻穿二叠系沙井子组第一套砂岩地层,确认进入泥岩地层中完,采用 $\phi 250.8$ mm厚壁套管封隔古近系地层;奥陶系顶部是该区块的钻井必封点,三开井段 $\phi 177.8$ mm尾管下至石炭系底部,单独揭示目的层奥陶系,采取裸眼完井方式。

为进一步降低施工风险,实现安全快速钻井,对玉北区块井身结构进行了优化^[14],优化设计结果见表 8。针对古近系地应力差异大、盐膏层蠕变缩径易引起套管变形(YB5 井、YB6 井、YB3 井-1 等 3 口井在该层段发生了 $\phi 250.8$ mm套管挤毁变形)的问题,设计扩孔后下入 $\phi 265.1$ mm $\times$ 22.00 mm TP155V 厚壁套管封隔盐膏层;针对沙井子组地层承压能力低,易发生漏失的情况,二开中完后原则上由初期“钻穿二叠系沙井子组顶部第一套砂岩地层,确认进入泥岩地层中完”优化为“钻穿古近系盐膏层进入下部泥岩地层 10.00~15.00 m 中完”。

表 8 玉北区块井身结构优化设计结果
Table 8 Optimization design of the casing program in Yubei Block

开次	钻头直径/mm	钻深/m	套管直径/mm	套管下深/m	备注
一开	444.5	1 500.00	339.7	1 498.00	封隔上部欠压实地层
二开	311.1	4 523.00	244.5+265.1	4 520.00	钻至古近系底部, $\phi 265.1$ mm厚壁套管封隔古近系盐膏层
三开	215.9	6 702.00	177.8	6 700.00	封隔目的层奥陶系之上地层
四开	149.2	7 084.00			

优化后的井身结构目前已在玉北区块推广应用,后续部署井无套管变形,麦盖提 1 区平均完钻井深 6 116.00 m,平均机械钻速 3.09 m/h,平均钻井周期 189.82 d。

2.2.3 跃参区块

塔河油田跃参区块碳酸盐岩油藏埋深超过 7 000.00 m,地层层系全,二叠系地层普遍发育,前期 YJ1X 井、YJ2X 井和 YJ1-3 井采用四开井身结构,将 $\phi 244.5$ mm套管下至二叠系地层顶部,该井身结构具有二叠系堵漏过程快捷的优势,但由于三开 $\phi 215.9$ mm井段长,志留系、奥陶系桑塔木组等层位可能发生漏失,存在 HCO₃⁻ 污染等问题,且二叠系地层存在复漏风险,将会造成处理井漏的措施受限,导致堵漏时间较长。

为有效降低三开井段钻井作业难度,在三开井段应用“螺杆钻具+PDC 钻头”、扭力冲击器等钻井提速技术及工具,达到缩短钻井周期的目的,对该区块的井身结构进行了优化,将 $\phi 244.5$ mm套管下至石炭系顶部,以封隔二叠系及上部裸眼井段(见表 9)。

表 9 跃参区块井身结构优化设计结果
Table 9 Optimization design of a casing program in Yuecan Block

开次	钻头直径/mm	钻深/m	套管外径/mm	套管下深/m	备注
一开	444.5	1 500.00	339.7	1 499.00	封隔上部疏松地层
二开	311.1	5 086.00	244.5	5 084.00	封隔二叠系及以上地层,降低三开风险
三开	215.9	7 188.00	177.8	7 185.00	封隔目的层奥陶系之上地层
四开	149.2	7 281.00			

通过优化井身结构,减少了钻井复杂情况,提高了钻井时效,提速提效显著,优化后跃参区块平均机械钻速提高了 39.3%,平均钻井周期缩短了 35.2%。

2.3 非常规井身结构优化设计

随着钻井装备的日益改善及钻井技术的不断发展和提高,针对天山南山前构造、塔河深层等地质复杂地层开展了超深井钻井实践,对非常规井身结构进行了优化设计^[15]。

2.3.1 天山南山前构造

以 QN1 井为例进行说明。该井设计井深

6 548.00 m(后加深至 7 650.00 m),位于塔里木盆地库车坳陷东秋里塔格构造带西端的 QN1 号构造,自上而下主要钻遇新近系、古近系和白垩系地层。

针对 QN1 井面临的山地高陡、巨厚复合盐膏层(含膏岩、盐岩与软泥岩)发育(预测跨度达 2 877.00 m)、高压盐水层发育、高压气层发育等钻井难点,采取两层系复合盐膏层集中段与非集中段“分别钻进,分别封隔”的方案,φ250.8 mm 厚壁套管主要封隔吉迪克组复合盐膏层与苏维依组上部膏、盐相对集中的井段。出于套管层次与尺寸空间的考虑,采用 φ206.4 mm 直连扣厚壁套管封隔苏维依组中下部盐膏层及下部钻井液密度相近的井段;使用 φ165.1 mm 钻头钻至完钻井深,悬挂 φ139.7 mm 尾管完井,将 φ158.8 mm 直连扣套管作为发生异常

情况(如不同压力系统等)的备用层次。如果五开 φ165.1 mm 井段钻遇 2 套以上相差较大的压力系统,难以安全持续钻进,则采用液力扩孔器将已钻井眼扩孔至 190.5 mm,悬挂 φ158.8 mm 直连、气密扣套管,下开次使用 φ127.0 mm 钻头继续钻至完钻井深,钻后采用液力扩孔器将已钻井眼扩孔至 φ139.7 mm,悬挂 φ114.3 mm 直连、气密扣套管。

QN1 井设计与实钻的井身结构见表 10。实际钻井过程中,苏维依组及其以下地层埋深与地质设计的预测深度相差较大,三开井段实际中完井深由设计由的 4 749.00 m 增至 5 202.00 m;四开井段实际中完井深由设计的 5 948.00 m 增至 6 476.00 m;设计完钻井深由 6 548.00 m 调整为 7 650.00 m,实际完钻井深 7 003.00 m。

表 10 QN1 井设计与实钻井身结构
Table 10 Design and the actual casing program of Well QN1

开次	设计钻头 直径/mm	设计钻 深/m	设计套管 直径/mm	设计下 深/m	实际钻头 直径/mm	实际钻 深/m	实际套管 直径/mm	实际钻 深/m
一开	660.4	320.00	508.0	319.00	660.4	320.00	508.0	319.54
二开	444.5	2 821.00	339.7	2 819.00	444.5	3 120.00	339.7	3 117.43
三开	311.1	4 749.00	244.5+250.8	4 746.00	311.1	5 202.00	244.5+250.8	5 130.00
四开	215.9 扩孔至 250.8	5 948.00	206.4	5 945.00	215.9 扩孔至 250.8	6 476.00	206.4	6 476.00
五开	165.1	6 548.00	139.7	6 545.00	165.1	7 003.00		

2.3.2 塔河深层

以 TS1 井为例进行说明。该井设计井深 8 000.00 m(后加深至 8 400.00 m),以阿克库勒凸起东缘寒武系建隆岩性圈闭为勘探目标,探索寒武系地层的含油气性。该井自上而下主要钻遇第四系、新近系、古近系、白垩系、侏罗系、三叠系、石炭系、奥陶系和寒武系地层。邻井未揭示寒武系地层,因此对蓬莱坝组白云岩地层及以下寒武系地层缺乏了解,超深层地层情况、油气性质、压力系数未知,存在较大的钻井风险。

相对完钻目标,塔河深层奥陶系至寒武系 2 500.00 m 跨度上灰岩、白云岩地层的不确定因素是钻井工程最大的困难。该跨度上是否存在大的溶洞、漏失段,是否存在 2 套以上的压力体系,直接关系到能否继续钻进、能否钻达完钻目的层位,甚至关系到能否安全钻井与完井。为此,上层套管层序尽可能多争取空间,以奥陶系风化壳作

为一个必封点,选择 φ273.1 mm 直连扣套管作为承上启下的一个重要的工艺配合过程与环节;将寒武系顶面作为必封点,使用 φ241.3 mm 钻头钻至奥陶系底部,悬挂 φ206.4 mm 直连扣套管;寒武系地层使用 φ165.1 mm 钻头钻进,如井眼状态、压力情况具备连续钻进的条件,则持续钻至完钻井深,下入 φ139.7 mm 尾管完井。如钻遇易漏失或不稳定层段,井眼状态、压力情况复杂,难以继续钻进,则扩孔至 φ190.5 mm,下入 φ158.8 mm 尾管(直连扣)封隔;使用 φ127.0 mm 钻头继续钻至完钻井深,裸眼完井。

TS1 井设计与实钻的井身结构见表 11,采用 φ273.1 mm(φ311.1 mm)及 φ206.4 mm(φ241.3 mm)非常规套管-井眼尺寸、间隙配合的井身结构设计和超深井配套措施,成功钻至深部寒武系建隆体,将当时的亚洲直井井深纪录提高了 1 150.00 m,为塔河油田及周缘超深井钻井积累了经验,提供了相关资料和技术储备。

表 11 TS1 井设计与实钻井身结构
Table 11 Design and actual casing program of Well TS1

开次	设计钻头 直径/mm	设计钻深 /m	设计套管 直径/mm	设计下深 /m	设计钻头 直径/mm	实际钻深 /m	实际套管 直径/mm	实际下深 /m
一开	660.4	300.00	508.0	299.00	660.4	306.13	508.0	305.13
二开	444.5	3 200.00	339.7	3 198.00	444.5	3 206.00	339.7	3 203.24
三开	311.1	5 472.00	273.1	5 469.00	311.1	5 460.00	273.1	5 448.80
四开	241.3	6 776.00	206.4	6 773.00	241.3	6 800.00	206.4	6 800.00
五开	165.1	8 000.00	139.7	7 997.00	165.1	8 408.00	139.7+127.0	8 405.00

3 结论与建议

- 1) 通过深入认识地质特征,不断优化和完善地质条件相对简单区块的井身结构设计,形成了系列超深井井身结构,实现了钻井安全、提速、提效的目的,满足了塔河油田及周缘经济、高效开发的需求。
- 2) 充分考虑钻井地质条件复杂区块、深部地层可能出现的风险和复杂情况,通过合理设计井身结构,确保了安全钻达地质目标。
- 3) 塔河油田及周缘钻井实践表明,合理的井身结构是深井和超深井安全、经济、高效钻井的基础和保证。
- 4) 地层压力预测不够准确是困扰井身结构优化设计的难题,建议进一步加强对塔河油田及周缘新区地质构造、地层压力预测和检测技术研究,以便为后续设计合理的井身结构提供依据。

参 考 文 献
References

[1] 唐继平,王书琪,陈勉. 盐膏层钻井理论与实践[M]. 北京:石油工业出版社,2004:1-10.
Tang Jiping, Wang Shuqi, Chen Mian. Theory and practice of salt-gypsum layer[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004:1-10.

[2] 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.
Wei Huaizhong. Discussions on casing program design technology in Western China[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(2): 29-31.

[3] 刘汝山,朱德武. 中国石化深井钻井主要技术难点及对策[J]. 石油钻探技术, 2005, 33(5): 6-10.
Liu Rushan, Zhu Dewu. Main technical difficulties encountered while drilling deep wells and countermeasures[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, 33(5): 6-10.

[4] 林涛,侯子旭. 塔河油田石油工程技术与实践[M]. 北京:中国石化出版社,2012:7-10.
Lin Tao, Hou Zixu. Petroleum engineering technology and practice of Tahe Oilfield[M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2012:7-10.

[5] 周开吉,郝俊芳. 钻井工程设计[M]. 北京:石油工业出版社, 1996:22-32.
Zhou Kaiji, Hao Junfang. Drilling engineering design[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996:22-32.

[6] 高养林,陈天成,姜春堂,等. 西部地区深井优快钻井技术初探[J]. 石油钻探技术, 2002, 30(4): 29-31.
Gao Yanglin, Chen Tiancheng, Jiang Chuntang, et al. Discussions on high-quality, faster drilling techniques for deep wells in West China Districts[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2002, 30(4): 29-31.

[7] 李梦刚,楚广川,张涛,等. 塔河油田优快钻井技术实践与认识[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(4): 18-21.
Li Menggang, Chu Guangchuan, Zhang Tao, et al. Application of optimum drilling techniques in Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(4): 18-21.

[8] 王成岭,李作宾,蒋金宝,等. 塔河油田 12 区超深井快速钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(3): 17-21.
Wang Chengling, Li Zuobin, Jiang Jinbao, et al. Fast drilling technology on ultra-deep wells in Block-12, Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(3): 17-21.

[9] 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.
Li Peng. The drilling fluids employed while safe and rapid drilling in the Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, 33(3): 66-68.

[10] 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.
Li Yumin. The drilling techniques for salt-gypsum beds in Southern Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2004, 32(3): 8-11.

[11] 李晓峰. 塔河油田 S114 超深井盐膏层钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2006, 34(4): 40-42.
Li Xiaofeng. Drilling techniques for gypsum formations of Well S114 in the Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(4): 40-42.

[12] 陈亮,王立峰,蔡利山,等. 塔河油田盐上承压堵漏工艺技术[J]. 石油钻探技术, 2006, 34(4): 63-66.
Chen Liang, Wang Lifeng, Cai Lishan, et al. High pressure circulation lost techniques for saltbeds in the Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(4): 63-66.

[13] 窦金涛,陈科贵,刘文强,等. 基于积分本构方程的盐膏岩蠕变参数反演[J]. 断块油气田, 2013, 20(5): 615-618.
Dou Jintao, Chen Kegui, Liu Wenqiang, et al. Creep parameters inversion of salt-gypsum rocks based on integral constitutive equation[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2013, 20(5): 615-618.

[14] 易浩,白彬珍,赵志国,等. 玉北地区深井快速钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(6): 27-30.
Yi Hao, Bai Binzhen, Zhao Zhiguo, et al. Faster drilling technology in Yubei Area[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(6): 27-30.

[15] 郑有成,刘素君,常洪渠. 再论采用非常规套管程序改进深井超深井井身结构设计[J]. 钻采工艺, 2010, 33(3): 1-3.
Zheng Youcheng, Liu Sujun, Chang Hongqu. Using unconventional casing program to improve bore frame design of deep and ultra-deep well[J]. Drilling & Production Technology, 2010, 33(3): 1-3.

[编辑 令文学]