

◀ 现场交流 ▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2012.02.023

河 3-支平 1 井 TAML5 级分支井钻完井技术

周爱照^{1,2}, 王瑞和¹, 李成嵩², 任中启², 刘全江², 丁海峰²

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东东营 257061; 2. 胜利石油管理局黄河钻井总公司, 山东东营 257064)

摘要: 为满足分支井眼可以合采也可以分采的要求, 验证 TAML5 级完井分支井技术对胜利油田复杂地质环境的适应性, 胜利油田在河 3 区块部署了 1 口 TAML5 级完井分支水平井——河 3-支平 1 井。该井施工工艺复杂, 操作难度大, 对井径扩大率要求高, 对井眼轨迹要求严格, 复杂尾管串下入难度大, 对井眼连接器总成和上分支井眼回接的密封性能要求高。该井在钻完井过程中综合应用了地质导向钻井、井眼轨迹优选、套管开窗侧钻、陀螺定向、防碰绕障、井径扩大率控制与井壁稳定技术, 确保了该井的顺利完成, 为 TAML5 级完井分支井技术的推广应用积累了经验。分析了该井钻完井的主要技术难点, 介绍了该井的工程设计、钻完井技术措施, 重点介绍了该井的完井过程。

关键词: 分支井 水平井 TAML5 级完井 胜利油田 河 3-支平 1 井

中图分类号: TE243 文献标识码: A 文章编号: 1001-0890(2012)02-0117-07

Drilling and Completion Technology of the TAML5 Lateral Well—Well He 3 Radial 1

Zhou Aizhao^{1,2}, Wang Ruihe¹, Li Chengsong², Ren Zhongqi², Liu Quanjiang², Ding Haifeng²

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Huadong), Dongying, Shandong, 257061, China; 2. Yellow River Drilling Corporation, Shengli Petroleum Administration, Dongying, Shandong, 257064, China)

Abstract: In order to realize that the multilateral boreholes can be extracted either synchronously or separately, verify the adaptability of TAML5 lateral well technology in the complex geological environment of Shengli Oilfield, a TAML5 lateral horizontal well was deployed in He 3 Block of Shengli Oilfield, which requires complicated techniques, sophisticated operations, precise control of both wellbore trajectory and its diameter (HD) enlargement rate, difficulties in using complex liner and the high quality sealing between borehole connector and tie-back of the upper branch well. Due to its difficult construction and high demands in drilling and completion process, detailed technical guidelines for drilling and completion measures were proposed. After using synthetical geosteering drilling, optimal wellbore trajectory, casing windowing and sidetracking, gyro orientors, anti-collision, management of HD expansion rate and stable borehole techniques, the lateral well was successfully completed, which provided valuable experience in application of TAML5. In this paper, we will introduce the project plans, analyze technical difficulties, guidelines of drilling and completion, and explain completion processes in details.

Key words: branch well; horizontal well; TAML5 completion; Shengli Oilfield; Well He 3 Radial 1

为验证 TAML5 级完井分支井技术对胜利油田复杂地质环境的适应性、可行性和可靠性; 利用 TAML5 级完井分支井技术的优势, 提高构造储量动用程度, 提高采收率; 通过现场试验积累经验, 进一步完善 TAML5 级完井分支井技术, 促进 TAML5 级完井分支井技术的推广应用, 胜利油田

收稿日期: 2011-12-01; 改回日期: 2012-01-31。

作者简介: 周爱照(1969—), 男, 1991 年毕业于石油大学(华东)钻井工程专业, 高级工程师, 在读博士研究生, 主要从事钻井工艺方面的研究工作。

联系方式: (0546)8835467, sdrzq@sina.com。

基金项目: 国家科技重大专项“复杂结构钻井配套技术”(编号: 2011ZX05022-002)部分研究内容。

在河 3 区块部署了河 3-支平 1 井,该井设计采用了 TAML5 级完井技术完井。与常规分支井相比,TAML5 级完井分支水平井在钻井设计与施工方面都存在一些差异,如井身结构、钻井参数、钻井液及完井工艺等方面需要改变常规做法^[1-9]。为确保该井顺利施工,针对河 3 区块的地层特点及钻井完井工艺要求,制定了详细的技术方案和技术措施,综合应用地质导向钻井、井眼轨道优选、套管开窗侧钻、陀螺定向、防碰绕障、井径扩大率控制与井壁稳定技术,顺利完成了河 3-支平 1 井,实现了国内 TAML5 级完井分支井技术的突破,验证了 TAML5 级完井分支井技术在胜利油田复杂地质环境下是可行的,进一步完善了 TAML5 级完井分支井技术。

1 工程设计

1.1 井身结构

根据河 3 区块的地质特点,河 3-支平 1 井设计为三开井身结构:一开,Φ444.5 mm 钻头×200.00 m,Φ339.7 mm 套管×200.00 m,水泥返至地面;二开,

Φ311.1 mm 钻头×1 851.00 m,Φ244.5 mm 套管×1 850.00 m,水泥返至井深 436.00 m;三开,下分支 Φ215.9 mm 钻头×2 454.00 m,Φ139.7 mm 套管×1 804.25~2 450.00 m,上分支 Φ215.9 mm 钻头×2 456.00 m,Φ139.7 mm 套管×1 696.00~2 196.33 m+Φ139.7 mm 筛管×2 196.33~2 450.00 m。

1.2 两分支井眼轨道设计

根据油藏条件和分支水平井的技术水平,河 3-支平 1 井设计上下两分支井眼。下分支井眼(C-D)设计靶点 C 垂深 2 102.50 m,靶点 D 垂深 2 115.00 m,靶点 C 与靶点 D 间的水平距离 192.46 m,靶点 C 与靶点 D 间的方位角 225.52°,稳斜角 86.36°。上分支井眼(A-B)设计靶点 A 垂深 2 061.00 m,靶点 B 垂深 2 067.00 m,靶点 A 与靶点 B 间的水平距离 159.18 m,靶点 A 与靶点 B 间的方位角 231.34°,稳斜角 87.85°(设计垂深、靶点垂深不包括补心高度)。靶点间井眼轨迹与设计轨道的纵向摆动不超过 0.5 m,横向摆动不超过 2.5 m。下分支井眼和上分支井眼轨道设计数据见表 1 和表 2。

表 1 下分支井眼轨道设计数据

Table 1 The designing parameters of lower branch well trajectory

井深/m	井斜角/(°)	方位角/(°)	垂深/m	水平位移/m	南北坐标/m	东西坐标/m	井眼曲率/ (°)•(100m) ⁻¹	工具面角/(°)	靶点
0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1 880.00	0	250.00	1 880.00	0	0	0	0	0	
2 143.40	69.79	244.64	2 082.94	141.54	-60.62	-127.90	26.49	0	
2 237.52	86.36	225.52	2 102.50	232.02	-113.27	-202.49	26.49	313.17	C
2 434.15	86.36	225.52	2 115.00	424.48	-250.77	-342.49	0	0	D
2 454.15	86.36	225.52	2 116.27	444.24	-264.76	-356.73	0	0	

表 2 上分支井眼轨道设计数据

Table 2 The designing parameters of upper branch well trajectory

井深/m	井斜角/(°)	方位角/(°)	垂深/m	水平位移/m	南北坐标/m	东西坐标/m	井眼曲率/ (°)•(100m) ⁻¹	工具面角/(°)	靶点
0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1 762.00	0	220.00	1 762.00	0	0	0	0	0	
2 009.66	49.53	220.00	1 979.94	100.54	-77.02	-64.63	20.00	0	
2 162.00	80.00	226.20	2 044.13	236.58	-176.41	-157.63	20.47	12.55	
2 232.59	80.00	229.37	2 056.39	305.79	-223.12	-209.11	4.41	90.00	
2 276.22	87.85	231.34	2 061.00	348.84	-250.77	-242.49	18.56	14.18	A
2 436.41	87.85	231.34	2 067.00	508.02	-350.77	-367.49	0	0	B
2 456.41	87.85	231.34	2 067.75	527.94	-363.26	-383.10	0	0	

1.3 钻井液

1.3.1 一开

由于一开钻遇松软的平原组地层,因此设计采用膨润土钻井液。为保持钻井液具有较强的携带和悬浮能力,钻进过程中要不断补充增黏剂,以满足大井眼钻进的需要。

1.3.2 二开

二开钻遇的地层成岩性差,岩性较软且砂层发育,泥岩中含有大量蒙脱石,极易吸水膨胀造成井眼缩径,钻井液要具有强抑制性以抑制地层造浆,防止泥岩缩径,确保安全钻进。因此二开上部井段(200.00~1 500.00 m)设计采用聚合物钻井液,钻进过程中及时补充1.0%~1.5%高分子聚合物胶液,以增强钻井液的抑制性;二开下部井段设计采用聚合物防塌钻井液,利用PAM调节其流变性,抑制岩屑分散,用聚合物降滤失剂控制滤失、防塌,确保井眼稳定^[10-11]。钻进过程中严格控制钻井液中的劣质固相含量和低密度固相的含量,钻井液中的膨润土含量维持在45~60 g/L。

1.3.3 三开

三开两分支井眼钻遇的东营组下部地层和沙河街组地层为砂泥岩混层,岩层疏松,易产生坍塌掉块。不但要求钻井液具有良好的携岩性能,还要具有良好的防塌性能、抑制性能、润滑性能和稳定性。为此,设计采用以聚合物、铝基聚合物、胺基聚醇为主剂的铝胺高性能钻井液^[12]。钻进过程中及时补充SD-101、KFT-II、HQ-5和PAM等处理剂,以保持钻井液的防塌性能和稳定性;每钻进100 m加入200 kg AP-1和300 kg DLP-1以维持钻井液具有良好的抑制性。根据摩阻或扭矩的变化及时混入原油或其他润滑剂,以保证钻井液具有良好的润滑性;利用好固控设备,及时清除有害固相,并通过短起下钻及时破除或减少岩屑床。

2 技术难点和技术措施

2.1 技术难点

1) 河 3-支平 1 井的重点与难点在上分支井眼开窗前的准备工作及其完井工艺。各种装置的下入与连接不但工艺复杂,而且操作难度大。

2) 井眼防碰难度高。根据对邻井的防碰扫描结果可知,有4口井需要防碰,其中最近的防碰点只有0.75 m,可能产生磁干扰,影响井眼轨迹的控制,增大施工难度。

3) 设计完井筛管串中有4个φ205.8 mm遇油遇水膨胀封隔器,封隔器的直径大且刚度强。该井由于地面条件限制,两分支井眼曲率分别设计为20.47°/100m和26.49°/100m,而 Schlumberger 公司的RapidX 系统在国外应用的井眼曲率为8°~12°/100m,这与该井井眼曲率相差较大,因此,对井眼质量要求高,而且完井筛管串的下入难度较大。

4) 为了保证开窗顺利成功,要控制好二开φ311.1 mm井眼开窗井段的井斜角和井径扩大率。

2.2 技术措施

2.2.1 钻井措施

1) 二开φ311.1 mm井段的重点是防斜打直、防碰、控制开窗段井径扩大率。采用“大钟摆+修壁器”钻具组合钻进,有磁干扰的井段采用陀螺测斜仪测斜,及时根据测斜数据计算井眼轨迹,以确保防碰、防斜和打直。为控制开窗井段井径扩大率,尽量提高开窗井段钻速,避免划眼和定点循环。

2) 锚定封隔器及陶瓷阀总成组合、导向器及斜向器的下入、连接工序复杂,操作繁琐,施工时要制定详细的施工方案,并制定应急措施,技术人员要和操作人员密切配合。

3) 根据测井成果图选择开窗位置。窗口上下至少各有5 m厚的泥岩,固井质量良好,并在技术套管接箍以下2 m的位置^[7]。

4) 尾管串能否顺利通过窗口是该井顺利钻进的关键点。在计算出尾管串顺利通过窗口的基础上,通过模拟计算确定采用刚度较大的磨铣钻具组合进行开窗。开窗作业完成后,避免在窗口区域开泵及循环,以防止窗口区域地层被冲蚀。起下钻通过窗口时要控制好起下钻速度,防止刮碰窗口。

5) 为保证尾管串能够顺利下入,下尾管前,调整好钻井液性能,采用模拟套管串通井。

6) 为了能够顺利地按照设计完成该井,钻井液性能必须满足以下要求:钻进过程中返砂正常;能保证钻进和起下钻安全;复合钻进时,转盘转速为20~30 r/min,扭矩应小于6 000 N·m;滑动钻进时摩阻应小于50 kN;在钻遇泥岩过程中,钻井液性能稳定,无明显掉块;能保证两分支井眼按设计顺利

钻进,尾管串下入顺利;能保护好窗口以下井眼,以保证上分支尾管回接。

2.2.2 完井措施

1) 工具下井前要认真检查,装卸工具时要防止碰撞,提前计算调配好钻具长度。起下钻时要严防落物。

2) 回收斜向器,下母板、公板和采油封隔器时,按照技术要求控制起下钻速度,特别是工具到达窗口位置,发现异常情况应及时采取措施。

3) 需要循环时要严格根据工具技术参数要求控制排量和泵压。要保证各种仪器和仪表性能良好,记录好悬重、泵压和扭矩等有关数据,为顺利回收斜向器,下入母板、公板及采油封隔器提供依据。

4) 回收斜向器,下入母板、公板和采油封隔器时,需要小排量循环和控制泵压。为了满足工具技术要求,采用固井泵车进行循环和加压。

5) 加强钻具管理,保证下井钻具长度准确,水眼畅通。

3 现场施工

3.1 钻井基本情况

3.1.1 一开和二开

一开采用 $\phi 444.5$ mm 三牙轮钻头钻至井深 200.00 m, $\phi 339.7$ mm 表层套管下至井深 198.37 m, 水泥浆返至地面。

二开采用大钟摆防斜钻具组合钻至井深 1 851.00 m 完钻。 $\phi 244.5$ mm 技术套管下至井深 1 849.75 m, 固井质量合格。大钟摆防斜钻具组合为: $\phi 311.1$ mm 钻头 + $\phi 228.6$ mm 钻铤 $\times 27.53$ m + $\phi 203.2$ mm 无磁钻铤 $\times 9.12$ m + $\phi 203.2$ mm 钻铤 $\times 27.25$ m + $\phi 308.0$ mm 修壁器 $\times 0.73$ m + $\phi 203.2$ mm 钻铤 $\times 27.35$ m + $\phi 177.8$ mm 钻铤 $\times 54.55$ m + $\phi 127.0$ mm 钻杆。

3.1.2 下分支井眼

下分支井眼采用 $\phi 215.9$ mm 钻头钻进,钻至井深 2 489.00 m 完钻。 $\phi 139.7$ mm 套管下至井深 2 488.00 m(尾管 1 801.20~2 488.00 m),固井质量合格。

3.1.3 上分支井眼

上分支井眼的施工分为开窗前的准备、套管开

窗、井眼钻进和下筛管 4 个环节。

开窗前的准备。准备工作主要有下斜向器锚定器及封隔器陶瓷阀组合装置、导向器和开窗斜向器。

1) 下锚定封隔器及陶瓷阀组合装置(陶瓷阀用于封隔下部井眼,需要打通下部井眼时可通过加压或下工具压碎陶瓷阀打开通道)。该组合装置的主要作用是封隔井眼及承托斜向器。斜向器锚定装置及封隔器组合采用专用工具下入,下井后通过加压坐封和丢手。

为保证封隔器坐封,下工具前要用刮管器将技术套管内壁刮洗干净。为保证陶瓷阀下至井深 1 699.35 m(开窗位置井深 1 685.00 m),采用 $\phi 193.7$ mm 陶瓷阀总成 $\times 2.79$ m + $\phi 209.6$ mm 锚定封隔器 $\times 9.24$ m + $\phi 127.0$ mm 钻杆 + 配长短钻杆的下入钻具组合。入井钻杆必须通径($\phi 52.0$ mm),控制下入速度,每柱钻柱的下入时间控制在 5~6 min,避免猛提猛放,及时向钻杆内灌钻井液,循环时控制泵压小于 5.5 MPa。在下入最后一柱钻杆前,记录上提下放时钻具的重量,调配好钻具长度后投入坐封球($\phi 50.0$ mm)。钻具组合下到坐封位置以下 3 m,再上提钻具组合至坐封位置,在钻具组合上做标记。先让坐封球自由下落 30 min,然后开泵送球到球座,一旦压力升高,缓慢加压至 6.0 MPa,压力稳定后继续加压至 13.8 MPa,稳压 10 min 后,继续加压至 18.0 MPa,释放坐封组合装置,然后泄掉压力。下放 90 kN 的钻柱到封隔器上,确认封隔器已坐封,缓慢上提 6 m,加压至 27.5 MPa,打开封隔器坐封剪切球座,将压力泄掉(防止起钻喷钻井液),然后起出下入钻具组合。

2) 下导向器。导向器用来确定斜向器工具面的方位。导向器送入钻具组合:导向器 $\times 2.21$ m + $\phi 165.1$ mm 陀螺仪定向接头 $\times 0.38$ m + $\phi 127.0$ mm 钻杆。导向器下至锚定封隔器顶部以上 5.00 m 时,记录上提下放悬重,缓慢下入直至导向器进入锚定封隔器,并下放 115 kN。若上提力达到 90 kN,就确定导向器已坐入锚定封隔器定向键槽内。下入陀螺测斜仪,测量导向器定向键方位。起出陀螺测斜仪后,上提 220 kN 释放导向器,起出送入钻具组合。

3) 下斜向器。下斜向器和开窗可以一趟钻完成^[8-9]。下斜向器和开窗钻具组合:斜向器组合 $\times 9.42$ m + $\phi 215.9$ mm 开窗铣锥 $\times 0.92$ m + $\phi 177.8$ mm 钻铤 $\times 2.50$ m + $\phi 215.9$ mm 钻柱铣 $\times 0.78$ m + $\phi 177.8$ mm 钻铤 $\times 18.12$ m + $\phi 127.0$ 加重钻杆 $\times 85.56$ m +

$\phi 127.0\text{ mm}$ 钻杆(要求工具下到位后方余 $\geq 8\text{ m}$)。钻具组合入井前根据测定的导向器定向键方位,调整斜向器下端定向键与斜面之间的角差,使开窗方位角为 210° 。导向器回收剪切力设置为 270 kN 。铣锥和斜向器之间的连接销钉剪切力设计为 200 kN 。

下入斜向器过程中,避免猛提猛放,每柱钻柱的下入时间控制在 6 min ,下放、上提遇阻力不能超过 30 kN ,禁止循环或旋转管柱。下至指定坐挂位置以上 5.00 m ,记录上提下放悬重,然后缓慢下放直至悬重降低,下放 $50\sim 100\text{ kN}$ 钻柱锁定斜向器。反复上提下放下弱化剪切销钉(上提力不得超过 150 kN ,下压力可以逐渐增大直至剪切销钉被剪断),剪切销钉在下压至 190 kN 时被剪断,斜向器被释放。

释放斜向器后,钻具上提 5 m ,记录上提下放悬重。调整好钻井液性能,将钻具下放至距斜向器顶部 1 m 左右,采用 25 L/s 排量开泵,以 $60\sim 70\text{ r/min}$ 转速转动转盘,校对指重表。钻具缓慢下放至斜向器顶部,开始开窗作业,初始钻压 $5\sim 10\text{ kN}$,以后钻压提至 $5\sim 40\text{ kN}$ 。为判断开窗情况,开窗过程要收集返出的铁屑和岩屑。在磨铣完斜面进尺 6.2 m 后,再磨铣 2.00 m 至井深 $1 693.20\text{ m}$,铣锥进入地层后,提高转盘转速,上下提放钻具 $2\sim 3$ 次反复修整窗口,直至起下钻具阻挂不超过 20 kN 。至此完成开窗作业,起出开窗工具。

该井自井深 $1 685.00\text{ m}$ 开窗侧钻,钻至井深 $1 693.20\text{ m}$ 完成侧钻,钻至井深 $2 400.00\text{ m}$ 完钻。完钻测井后,为保证尾管串的下入,进行了模拟套管通井,通井钻具组合为: $\phi 215.9\text{ mm}$ 钻头+ $\phi 177.8\text{ mm}$ 钻铤 $\times 15.00\text{ m}$ + $\phi 213.0\text{ mm}$ 螺旋稳定器 $\times 1.23\text{ m}$ + $\phi 127.0\text{ mm}$ 加重钻杆 $\times 9.53\text{ m}$ + $\phi 213.0\text{ mm}$ 螺旋稳定器 $\times 0.87\text{ m}$ + $\phi 127.0\text{ mm}$ 加重钻杆+ $\phi 127.0\text{ mm}$ 钻杆。油层筛管串组合: $\phi 139.7\text{ mm}$ 尾管串(管串中有 4 个 $\phi 205.8\text{ mm}$ 遇油遇水膨胀封隔器)+尾管送入工具(带 $\phi 188.0\text{ mm} \times 10.6\text{ m}$ 抛光筒,用于回接)+ 311×410 变径接头 $\times 0.36\text{ m}$ + $\phi 127.0\text{ mm}$ 钻杆+方钻杆(方入 8.04 m)。丢手后鱼头位置在井深 $1 696.00\text{ m}$ 处,尾管下深 $2 393.68\text{ m}$,抛光筒顶部距窗口 6.78 m 。

3.2 完井工艺

3.2.1 回收斜向器^[8-9]

回收工序分下入回收工具、冲洗打捞槽、打捞及

起钻 4 个步骤。回收斜向器需要专用回收工具(捞钩)和陀螺测斜仪。回收钻具组合为: $\phi 177.8\text{ mm}$ 捞钩 $\times 2.30\text{ m}$ + $\phi 127.0\text{ mm}$ 钻杆 $\times 9.53\text{ m}$ + $\phi 165.1\text{ mm}$ 陀螺测斜仪定向接头 $\times 0.38\text{ m}$ + $\phi 127.0\text{ mm}$ 钻杆+方钻杆。

下入回收钻具组合,当下完最后一柱钻杆时,接方钻杆后测上提下放悬重。回收工具下至距离斜向器上方 1.00 m (井深 $1 684.00\text{ m}$)时,开泵循环,泵排量 20 L/s ,泵压控制在 $7\sim 12\text{ MPa}$,记录泵压、悬重。缓慢下放 5.00 m ,每下放 0.50 m 记录一次泵压变化,如果泵压明显升高,就可以确认回收钩的冲洗孔对准了斜向器的斜面,在斜向器顶部以下 3.00 m 范围反复冲洗斜向器回收槽。冲洗完回收槽,上提回收钻具组合至井深 $1 685.00\text{ m}$ (以下所有操作禁止上提超过此处,以免回收钩挂住窗口),转盘转 180° ,下放回收钻具组合至井深 $1 689.00\text{ m}$ 后,缓慢上提回收钻具组合,当上提力达到 270 kN 时,斜向器从卡瓦脱手回收成功。装配钻具组合时要确保当回收钩到达斜向器顶部井深 $1 685.00\text{ m}$ 时,方余要大于 6.00 m 。陀螺测斜仪外径 $\phi 58.0\text{ mm}$,钻具必须通径。陀螺仪定向接头与钻具连接好后,将定向接头与喷嘴之间的角差调整到 180° 。提出斜向器的速度一定要慢,以防止井眼抽汲。

3.2.2 下母板

母板是与下分支井眼内封隔器相连,与公板插接并辅助回接管进入上分支井眼的装置。其送入钻具组合:延伸短节 $\times 7.99\text{ m}$ +母板(带送入工具) $\times 7.83\text{ m}$ + $\phi 127.0\text{ mm}$ 钻杆+方钻杆。下入井眼连接母板方法和需要注意的事项:送入母板工具和母板脱离时,需要投球憋压,要保证钻具水眼畅通;控制好下钻速度,避免碰撞;下钻过程如需循环,泵压不能大于 5.60 MPa ;禁止左向转动钻具(左向转动钻具送入工具有可能会被释放);下入最后一柱钻杆后投 $\phi 45.0\text{ mm}$ 复合材料球。记录自由悬重,下放钻具观察悬重,缓慢下放并开泵冲洗锚定封隔器上部 5 min ,注意立管压力不能大于 7 MPa ,冲洗时要保持钻压为 0。然后停泵下压 45 kN ,最大下压 135 kN ,然后上提 135 kN ,确认母板弹性爪就位。管柱内加压至 6.00 MPa ,并稳压 5 min ,确认密封总成完全密封。压力升至 10.34 MPa 时打开旁通,压力下降。等待球到位后,缓慢加压至 17.2 MPa 后,压力突然下降,说明此时送入工具已脱手,起出送入钻具组合。

3.2.3 下公板

公板是与母板和第二分支井眼完井管柱密封回接的装置。其送入钻具组合:公板组合 \times 24.10 m+ ϕ 127.0 mm 钻杆十方钻杆。公板与母板对接时需要通过上提下放钻具,判断对接是否正常,因此,要提前调整好钻具组合的长度,保证钻具组合至少有6.00 m 的活动空间。连接最后一根钻杆后,以排量8 L/s 开泵,同时保持立压小于4.00 MPa。插入前在管柱上做标记,记录上提下放悬重。送入工具通过剪断剪切环丢手公板,为确保丢手成功,该工具还备用倒扣丢手方式。为验证回接后系统的密封性,送入工具带有旁通阀(打开压力约10.00 MPa,旁通阀打开后液体可流到工具与套管形成的环空)和堵塞器(承压大于20 MPa,封堵工具下套管),并可与送入工具一同起出。

下放公板探到母板顶部后,最大下压45 kN,(剪切环的剪切力为100 kN),上提68 kN把公板从母板里提出,证明公板能插入母板啮合槽里。在排量2.6 L/s,泵压小于4.00 MPa的情况下,下压113 kN 剪断连接器剪切环,推动公板插入母板(注意:当管柱插入1.50 m时,若压力升至7.00 MPa立即停泵,观察5 min,以检查公板插入母板后的密封性;在下放钻具重量前在管柱上每1.00 m做1标记,标记5.00 m;插入时仔细观察悬重和压力)。继续加压至10.98 MPa,打开旁通阀,压力自动泄为0。继续开泵,泵排量为2.6 L/s,继续下压68~113 kN 将回接管插入抛光回接筒,观察到压力上升,立即停泵,继续插入下压180 kN,(注意:连接器总成插入总长约为4.50 m)。为确保回接筒密封,泄掉压力,再下压45 kN,加压至3.40 MPa保持5 min,然后继续加压至17.17 MPa,并稳压15 min(泵压不降,证明系统是密封的)。为确保公板丢手,泄掉压力,上提并保持45 kN压力作用在公板上,送入工具向右转15圈。上提4.50 m,当上提力达到72 kN时,连接器下入工具从公板脱手,然后缓慢上提起出送入钻具组合,完成公板组合装置下入。

3.2.4 下采油封隔器

下采油封隔器,实现主井眼与分支井眼的密封,达到TAML5级完井水平。钻具组合: ϕ 152.4 mm密封总成 \times 3.52 m+GF-210液压悬挂封隔器 \times 2.15 m+ ϕ 127.0 mm 钻杆十方钻杆。装配钻具组合时要保证方余大于5.00 m,钻具通径不小于

52.0 mm。当送入工具下至井深1 683.32 m时,接好方钻杆后,记录自由悬重,以5 L/s排量开泵,缓慢下放钻具,泵压逐渐升高,当阻力达到50 kN停止下放,上提3.50 m,泵压下降,然后再次缓慢下放,泵压逐渐升高,当阻力再次达到50 kN停止下放,说明密封总成就位。上提钻具组合,卸开方钻杆,投入 ϕ 30.0 mm钢球,用水泥泵车加压,压力升至8,10,12和14 MPa时各稳压3 min,即完成了坐封、悬挂功能。继续加压至18 MPa,憋掉球座。投入 ϕ 50.0 mm钢球并加压,当压力升至19 MPa送入工具丢手。起出送入钻具组合,装上井口,至此该井钻井和完井工艺全部完成,所有工序都一次完成。完井后的井身结构如图1所示。

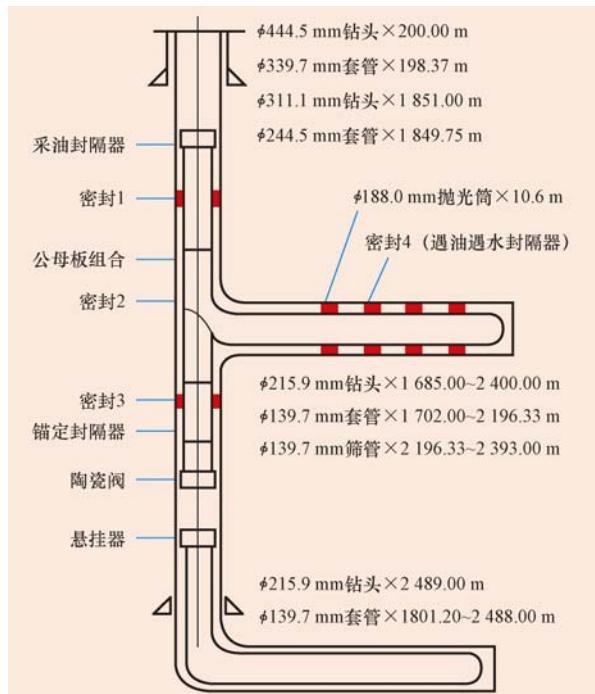


图1 完井井身结构示意

Fig. 1 Casing program of Well He 3 Radial 1

注:密封1为封隔器与技术套管形成的密封(主密封);密封2为公板与母板形成的密封;密封3为锚定封隔器与技术套管形成的密封;密封4为遇油遇水封隔器和井眼形成的密封。

4 结论与建议

1) 河3-支平1井的成功完成验证了TAML5级完井分支井技术对胜利油田复杂地质环境的适应性,形成了一套TAML5级完井分支井钻完井技术和操作方案,为TAML5级完井分支井钻完井技术在国内推广应用积累了宝贵的经验。

2) 河3-支平1井完井后上分支井眼内通径较

小,使投产以后的后期作业受到限制,因此为了满足生产需要,增大完井后的管柱内通径将是 TAML5 级完井分支井技术攻关的重点方向。

3) 由于在设计中没有认识到开窗点井斜角和方位角对开窗的影响,该井开窗点的实际井斜角只有 0.32° ,但实际施工证明,井斜角太小也不利于开窗施工。因此,建议在设计时,应认真分析开窗点井斜角和方位角对开窗的影响,确定开窗点的最佳井斜角和方位角。

4) 目前分支水平井的核心工具全部依靠进口,成本相对较高。建议尽快自主研制相关工具,使其国产化,以利于推广应用该技术。

参 考 文 献

References

- [1] 崔海林,唐洪林,闫振来,等. 鱼骨状水平分支井建 35-支平 1 井钻井技术[J]. 石油钻探技术,2010,38(2):23-27.
Cui Hailin, Tang Honglin, Yan Zhenhai, et al. Multilateral horizontal drilling technology used in Jian 35-Zhiping 1 Well[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(2): 23-27.
- [2] 张辉. 边台-H3Z 双层鱼骨型分支水平井钻井技术[J]. 石油钻探技术,2010,38(3):44-48.
Zhang Hui. Application of double layer fishbone horizontal multilateral well drilling technology on Biantai-H3Z Well[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(3): 44-48.
- [3] 王敏生,唐志军,马凤清. 分支水平井完井设计与实践[J]. 石油钻探技术,2003,31(1):4-6.
Wang Minsheng, Tang Zhijun, Ma Fengqing. Design and application of lateral horizontal completions[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2003, 31(1): 4-6.
- [4] 王正湖,唐志军,王敏生,等. 国内第一口分支水平井钻井技术[J]. 石油钻探技术,2001,29(1):7-9.
Wang Zhenghu, Tang Zhijun, Wang Minsheng, et al. Drilling techniques of the first domestic lateral horizontal well[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2001, 29(1): 7-9.
- [5] 张焱,刘坤芳,余雷,等. 海 14-20 侧钻分支井钻井技术[J]. 石油钻探技术,2001,29(3):13-15.
Zhang Yan, Liu Kunfang, Yu Lei, et al. Drilling techniques for Hai 14-20 sidetracking multi-branch well[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2001, 29(3): 13-15.
- [6] 张云连,王正湖,唐志军,等. 多底井、分支井工程设计原则及方法[J]. 石油钻探技术,2000,28(2):4-5.
Zhang Yunlian, Wang Zhenghu, Tang Zhijun, et al. Engineering design principles & methods of multi-bore and lateral wells [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2000, 28(2): 4-5.
- [7] 靳树忠. 套管侧钻分支井钻井工程设计及应用原则[J]. 石油钻探技术,2003,31(2):4-5.
Jin Shuzhong. Drilling engineering designs for casing sidetracking multi-branched wells and the applications[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2003, 31(2): 4-5.
- [8] 王新,宋朝晖,李晓军,等. 新疆油田 LuHW301Z 双分支水平井钻井技术[J]. 石油钻探技术,2009,37(5):118-120.
Wang Xin, Song Zhaojun, Li Xiaojun, et al. Double branches horizontal well drilling technology used on the LuHW301Z Well in Xinjiang Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(5): 118-120.
- [9] 林晶,王新,宋朝晖. 新疆油田浅层稠油鱼骨型分支水平井技术[J]. 石油钻探技术,2007,35(2):11-14.
Lin Jing, Wang Xin, Song Zhaojun. Herringbone multilateral wells drilling technology for shallow heavy oil reservoirs in Xinjiang Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2007, 35 (2): 11-14.
- [10] 蔡记华,乌效鸣,朱永宜,等. 松科 1 井(主井)防塌钻井液技术[J]. 石油钻探技术,2008,36(5):44-57.
Cai Jihua, Wu Xiaoming, Zhu Yongyi, et al. Anti-sloughing drilling fluid in main wellbore of Slcore-1 Well[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(5): 54-57.
- [11] 徐加放,邱正松,刘庆来,等. 塔河油田井壁稳定机理与防塌钻井液技术研究[J]. 石油钻采工艺,2005,27(4):33-36.
Xu Jiafang, Qiu Zhengsong, Liu Qinglai, et al. Study on mechanism of wellbore stability and technology of anti-sloughing drilling fluid in Tahe Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2005, 27(4): 33-36.
- [12] 屈沅治,戎克生,黄宏军,等. 胺基钻井液在新疆油田莫 116 井区的应用[J]. 钻井液与完井液,2011,28(6):24-26.
Qu Yuanzhi, Rong Kesheng, Huang Hongjun, et al. Application of amine-based drilling fluid system in Area Mo-116 of Xinjiang Oilfield [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2011, 28(6): 24-26.