

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.2018067

哥伦比亚 Matambo 区块深井钻井关键技术

郑振国¹, 黎红胜¹, 赵海艳², 温慧芸³, 孙东方¹

(1. 中化石油勘探开发有限公司,北京 100077;2. 中国石油渤海钻探工程有限公司职工教育培训中心,天津 300280;3. 中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院,天津 300459)

摘要: 哥伦比亚 Matambo 区块油藏埋深约 5 000.00 m, 具有地层倾角大、多套压力系统、地应力高、多断层破碎带、多层大段泥岩、巨厚砾石层及异常高压地层等特点, 6 口深井在钻井过程中频繁发生井塌、阻卡和井漏等井下故障, 导致钻井速度慢、钻井周期长。为提高该区块油气勘探开发效益, 在充分分析该区块地质情况和总结已完钻井施工经验的基础上, 从井身结构优化、井眼轨道设计与轨迹控制、多参数随钻监测与分析、固井工艺优化及钻井液体系统优选等方面进行了技术攻关, 形成了适合该区块的深井钻井关键技术, 并在 G10ST5 井进行了现场试验。G105ST5 井顺利钻至设计井深, 井身质量和固井质量满足设计要求, 与该区块其他 6 口深井相比, 钻井周期缩短了 20.7 d, 平均机械钻速由 3.00 m/h 提高到 7.00 m/h, 井下故障损失时间在钻井周期中的占比由原来的 15%~30% 降至 7%, 钻井综合成本降低近 45%。现场试验结果表明, Matambo 区块深井钻井关键技术能够满足深井钻井提速提效的要求, 也为其他类似区块复杂深井的优快钻井提供了技术借鉴。

关键词: 深井钻井; 井身结构; 井眼轨道; 井眼稳定; 机械钻速; G10ST5 井; Matambo 区块; 哥伦比亚

中图分类号: TE245 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2018)02-0030-08

Key Techniques for Deep Well Drilling Optimization in the Block Matambo, Colombia

ZHENG Zhenguo¹, LI Hongsheng¹, ZHAO Haiyan², WEN Huiyun³, SUN Dongfang¹

(1. Sinopec Petroleum Exploration and Development Co., Ltd., Beijing, 100077, China; 2. Staff Education and Training Center, CNPC Bohai Drilling Engineering Co. Ltd., Tianjin, 300280, China; 3. Bohai Petroleum Research Institute, Tianjin Branch of CNOOC (China) Co. Ltd., Tianjin, 300459, China)

Abstract: The formation depth of the Block Matambo in Columbia is around 5 000.00 m. Situated in mountainous terrain, it has complex surface conditions with a large dip angle, multiple pressure systems, high in-situ stresses, frequent fault and fracture zones, multiple thick mudstone formations, massive gravel formations and abnormally high-pressure formations. Downhole problems like well collapse, drill pipe sticking, and circulation lost were frequently encountered in the drilling process in six well drillings resulting in slow drilling rate and long drilling cycle. In order to improve the oil and gas exploration and development benefits in this block, we conducted technical research from the aspects of casing program optimization, wellbore trajectory design and control, multi-parameter monitoring and analyzing while drilling, cementing technique optimization, drilling fluid system optimization, etc. by fully analyzing the geological conditions of this block and summarizing the experiences of previously drilled wells. Based on the research, we developed key techniques in deep well drilling suitable for this block. Field tests have been conducted in the Well G10ST5 and it was drilled to the designed depth smoothly with wellbore quality and cementing quality up to design requirement. Compared with other six deep wells drilled within this block, the drilling cycle was reduced by 20.7 days and average ROP was increased from 3.00 m/h to 7.00 m/h, and loss time from downhole failure decreased from the original 15%~30% to 7%, and the comprehensive drilling cost was reduced by nearly 45%. The results of field tests illustrated that those key techniques in deep well drilling in the Block Matambo could meet the requirement of enhancing speed and efficiency in deep well drilling, and also provide a good analogy and reference points in the rapid drilling of complicated deep wells in similar formations.

Key words: deep drilling; casing program; well trajectory; hole stability; drilling rate; Well G10ST5; Block Matambo; Colombia

Matambo 区块(以下简称 M 区块)位于哥伦比亚南部 Huila 省, 是中化集团投资的一个石油区块。该区块地处山地, 油藏埋深 4 750.00~5 100.00 m, 已完钻 G1A 井、G2 井、G3 井、G4 井、G5 井和 G10

收稿日期: 2017-12-10; 改回日期: 2018-02-22。

作者简介: 郑振国(1972—), 男, 安徽宿松人, 1996 年毕业于石油大学(华东)钻井工程专业, 高级工程师, 主要从事钻井施工方案设计、现场组织实施、油气项目钻井工程评价等方面的技术和管理工作。E-mail: zhengguozheng@163.com。

井等 6 口定向井(其中, G10 井侧钻失败后, 又在该井眼中侧钻了 G10ST2 井、G10ST3 井和 G10ST4 井, 均因井下故障频繁而失败), 平均井深 4 780.00 m, 平均钻井周期 272 d, 平均机械钻速 3.00 m/h。该区块地质条件异常复杂, 存在山前构造带常见的高陡地层、多套压力系统、多层次断层破碎带、多层次易坍塌剥落的泥页岩地层及大段砾岩层等, 钻井过程中遇阻、卡钻、卡套管、井漏和井眼垮塌等井下故障频发, 处理井下故障耗时约占钻井周期的 30%, 导致钻井周期较长, 影响了油气勘探开发效益。为了提高 M 区块深井的钻井速度, 针对该区块存在的钻井难点, 从井身结构优化、井眼轨道设计及轨迹控制、多参数随钻监测和分析、固井工艺优化及钻井液体系优选等方面进行了研究, 初步形成了 M 区块深井钻井关键技术, 并在 G10ST5 井进行了现场试验, 机械钻速大幅提高, 井下故障明显减少, 为该区块深井实现安全、优质、快速和高效钻井积累了经验。

1 地层岩性及钻井难点

1.1 地层岩性

M 区块深井自上而下钻遇的地层主要为:

Honda 组地层, 埋深约 1 926.00 m, 主要为泥岩、砂岩和砾岩, 钻井过程中易出现漏失和阻卡;

Barzalosa 组地层, 埋深约 2 274.00 m, 主要为泥岩, 钻井过程中易出现漏失、坍塌、缩径和卡钻等井下故障;

Doima 组地层, 埋深约 2 654.00 m, 主要为砾岩、砂岩和泥岩, 部分含有页岩, 钻井过程中易出现卡钻;

Potrerillo 组地层, 埋深约 3 183.00 m, 主要为泥岩、砂岩和砾岩, 钻井过程中易出现漏失、卡钻和阻卡;

Chicoral 组地层, 埋深约 3 476.00 m, 主要为砾岩、砂岩和泥岩, 钻井过程中易出现漏失和卡钻;

Teruel 组地层, 埋深约 3 746.00 m, 主要为砂岩和泥岩, 钻井过程中易出现漏失和缩径;

San Francisco 组地层, 埋深约 4 129.00 m, 主要为泥岩, 钻井过程中易出现卡钻和阻卡;

Tobo 组地层, 埋深约 4 360.00 m, 主要为石灰岩, 钻井过程中易出现漏失和压差卡钻;

Villeta 组地层, 埋深约 4 778.00 m, 主要为页岩、泥页岩和石灰岩, 钻井过程中易出现气侵、卡钻

和阻卡;

Tetuan 组地层, 埋深约 4 848.00 m, 是该区块储层, 主要为砂岩、石灰岩和火成岩, 钻井过程中易出现压差卡钻和电测阻卡;

Caballos 组地层, 埋深约 4 892.00 m, 是该区块储层, 主要为砂岩和泥岩, 钻井过程中易出现压差卡钻和电测阻卡;

Saldana 组地层, 埋深约 4 920.00 m, 为基岩。

1.2 主要钻井难点

截至目前, M 区块已完钻 6 口深井, 钻井过程中出现的井下故障主要为: 钻进 Doima 组、Chicoral 组、Teruel 组和 Tobo 组地层时, 钻井液漏失及由此引发的卡钻、断钻具等故障; 钻进 San Francisco 组地层时, 因高地应力及断裂带导致井壁严重失稳; 钻进 Villeta 组地层时, 因高地应力导致井壁失稳和地层压力异常导致溢流井涌等。分析认为, 该区块地层存在倾角大(最大达到 80°)、多层次断层破碎带、多套压力系统、多层次大段泥页岩及大段砾石层等, 导致深井钻井过程中出现井身结构设计与井眼轨迹控制困难、井壁失稳严重、套管下入和固井难度大、高研磨性地层机械钻速低、井眼摩阻大等技术难点^[1-8]。

1.2.1 井身结构设计困难

由该区块某井地层三压力剖面可知, 该区块存在多套压力系统, 地层孔隙压力逐渐升高而呈现异常。Chicoral 组及以上地层孔隙压力系数为 1.00~1.07, Teruel 组、San Francisco 组和 Tobo 组地层的孔隙压力系数分别为 1.07~1.10, 1.20~1.30 和 1.45~1.50, Villeta 组地层的孔隙压力系数为 1.63~1.69(为高压气层), Tetuan 组和 Caballos 组地层的原始地层压力系数为 1.02~1.05, 但 Tetuan 组地层由于经过长时间开采, 目前地层压力已低于原始地层压力。

该区块地层岩性变化频繁且地层软硬交错, 导致地层坍塌压力变化较大, 1 981.00~2 895.00 m 井段的地层坍塌压力高于地层孔隙压力; 破裂压力随井深增加而逐渐增大, 但整体偏低。

由于地层存在多套压力系统, 且地层岩性复杂, 该区块深井井身结构设计难度较大, 主要体现在: 地质构造复杂, 浅层砾岩含量高, 易发生漏失; 深部地层裂缝、断层发育, 井壁不稳定, 易坍塌; Tetuan 层含高压气层, 且钻井液密度安全窗口窄, 钻井过程中漏失严重; 地应力高, 导致地层坍塌严重, 且不容易

确定坍塌层深度;地层岩性变化大,目前预测的压力剖面存在一定的不确定性;由于对地质情况认识不清,地层纵向上存在多套压力系统,必封点存在一定的不确定性。

1.2.2 井眼轨道设计及井眼轨迹控制困难

M 区块地处山地,修建钻井平台受到限制,且该区块位于山前构造带,地层倾角大,井眼轨道设计和井眼轨迹控制存在较多的困难:

1) 由于该区块处于崇山峻岭之间,修建井场存在一定的难度,一个钻井平台往往会设计多口井,因而只能设计为小斜度定向井,进行井眼轨道设计时可能会存在靶前距不够大的问题。例如,G10 井与 G2 井在同一个井场,由于井场条件的限制,G10 井设计采用匀形井眼轨道,为后续钻井作业增加了很多困难。

2) San Francisco 组和 Villeta 组地层破碎带、断层高度发育,且地应力高,钻井过程中易发生井壁失稳。因此,在进行井眼轨道设计时,需避开破碎带和断层,同时需考虑井眼方位角和井斜角,防止地应力高而造成的井壁失稳。例如,G10 井在井眼轨道设计时由于未避开高地应力地层和破碎带地层,导致 3 次侧钻均未能穿越该段地层。

3) 上部地层具有自然造斜的趋势,因此上部直井段防斜打直比较困难。

4) San Francisco 组和 Villeta 组地层倾角大且不稳定,应用常规钻具组合很难控制井眼轨迹,即使采用动力钻具,井眼轨迹控制效果也不理想,且该井段有大段砾石层,其高研磨性给井身质量控制增加了难度。例如,G3 井在钻进该井段时,应用常规稳斜钻具组合不能稳斜,应用钟摆降斜钻具组合反而增斜,应用 1.25° 动力钻具也达不到纠斜效果,最后应用 2.25° 动力钻具纠斜才达到设计要求。

1.2.3 井壁失稳严重

受造山带区域构造运动及山体重力挤压作用的影响,M 区块普遍存在各向异性高地应力地层和欠压实地层交错分布的现象,且大小断层破碎带相互交错分布,泥页岩地层水敏性强,钻井过程中频繁出现井漏、地层掉块、井壁坍塌、钻具阻卡、起下钻困难和套管遇卡或下不到底等问题。

1) Barzalosa 组和 Doima 组地层上部主要为泥岩和砾岩,部分含有页岩,岩石脆性较大,容易破碎,钻井过程中一旦发生严重漏失或井下压力波动过大

会导致井壁大段坍塌,造成憋泵、卡钻,甚至掩埋钻具。该区块 4 口井在钻进该地层时都发生了漏失,处理井漏共耗时 31 d。

2) San Francisco 组地层主要岩性为巨厚泥岩、伊/蒙混层及含微裂缝的高地应力地层,地层倾角变化大,大小断层相互交错,地层破碎,钻井过程中极易发生井漏和井塌。例如,G1A 井在钻进该地层时,多次出现坍塌、阻卡、卡钻等井下故障,最终因无法解卡而被迫填井侧钻。

3) Villeta 组地层含大段泥页岩,水敏性强,极易水化而造成地层剥落、掉块和井塌,导致出现憋泵、蹩钻、卡钻和起下钻遇阻等井下故障。例如,G10ST4 井在钻进该地层时因井壁失稳而发生卡钻,通过震击、泡解卡剂等多种手段解卡无效后,最终采用泡酸成功解卡,损失钻井时间 4 d。

1.2.4 下部井段套管下入困难且固井质量难以保证

M 区块深井四开 $\phi 215.9$ mm 井段采用 $\phi 177.8$ mm 尾管固井,主要封固 San Francisco 组、Tobo 组和 Villeta 组地层;五开 $\phi 142.4$ mm 井段采用 $\phi 127.0$ mm 尾管固井,主要封固 Tetuan 组和 Caballos 组 2 个储层。

四开和五开井段尾管固井时,由于环空间隙小、井眼不规则,一旦井壁失稳发生井塌,极易造成尾管遇阻、下不到底、开泵困难等井下故障,从而增大固井施工难度,固井质量也很难保证^[9~12]。例如,G2 井 $\phi 177.8$ mm 尾管下入过程中因遇阻而被迫起钻,重新通井后再次下入,导致损失钻井时间 5 d;G10ST3 井由于井壁失稳,导致 $\phi 177.8$ mm 尾管未能下到井底,并发生卡套管事故,被迫提前固井;另外,G10ST3 井因尾管下不到底且环空堵塞,无法注水泥,射孔补救时压漏地层,破坏了 $\phi 177.8$ mm 尾管的封固完整性,最后在炮眼处挤注胶质水泥才封住漏层,损失钻井时间 10 d。Villeta 组地层为高压气层,固井过程中容易发生气窜,影响固井质量,且补救作业困难。例如,G5 井尾管固井过程中在该地层发生气窜,多次补救后才封住气窜,损失钻井时间 41 d。

1.2.5 地层研磨性高,井眼摩阻大

M 区块 2 600.00~3 600.00 m 井段主要为 Doima 组至 Chicoral 组地层,含有大段巨厚砾石层,研磨性高,导致钻速慢,经常发生蹩钻、跳钻,钻具磨损严重,甚至发生断钻具事故。例如,G3 井在钻进该井段时发生 2 次钻具断裂落井事故,

且钻头磨损严重,发生掉牙轮事故 2 次,严重影响了钻井速度。

中部地层的稳定性差,含有破碎带,钻井过程中经常发生掉块,井径扩大率大,而且在钻进高陡地层时易形成锯齿形螺旋井眼,导致井眼摩阻高,钻具超拉严重、扭矩大,易造成钻具磨损严重、断裂落井等井下故障。例如,G10ST2 井在钻井过程中钻具摩阻扭矩过大,导致加重钻杆弯曲、旋转导向工具支撑臂损坏和 MWD 与无磁钻铤发生严重变形等问题,严重影响了定向效果。

2 钻井关键技术

针对 M 区块 6 口深井钻井过程中出现的问题,开展了该区块深井钻井关键技术研究,包括井身结构优化、井眼轨道设计及轨迹控制技术优化、优选钻井液体系、优化固井技术及应用多参数随钻监测与分析技术等,初步形成了适用于 M 区块地层特性的深井钻井关键技术。

2.1 井身结构优化

目前,M 区块 6 口已完钻深井主要采用五开和四开井身结构,如图 1 所示。其中,G1A 井、G2 井、G3 井和 G5 井采用了五开井身结构(如图 1(a)所示):一开,Φ660.4 mm 钻头钻至井深约 300.00 m,Φ508.0 mm 表层套管下深约 300.00 m,封住地表水层和松散地层;二开,Φ444.5 mm 钻头钻至井深约 2 570.00 m(Doima 组地层顶部),Φ339.7 mm 技术套

管下深约 2 568.00 m,封固 Honda 组和 Barzalosa 组地层;三开,Φ311.1 mm 钻头钻至井深约 3 870.00 m(San Francisco 组地层顶部),Φ244.5 mm 技术套管下深约 3 870.00 m,封固 Doima 组、Potrerillo 组、Chicoral 组和 Teruel 组地层;四开,Φ215.9 mm 钻头钻至井深约 4 850.00 m,Φ177.8 mm 生产尾管下至 Tetuan 组地层顶部;五开,Φ152.4 mm 钻头钻至井深约 4 925.00 m,Φ127.0 mm 生产尾管下至井深 4 920.00 m,用于封固产层。

G4 井和 G10 井采用的四开井身结构(如图 1(b)所示)是在五开井身结构的基础上进行了简化,其中 G4 井井身结构为:一开,Φ660.4 mm 钻头钻至井深 328.00 m,Φ508.0 mm 表层套管下深 325.00 m,封住地表水层和松散地层;二开,Φ444.5 mm 钻头钻至井深约 2 628.00 m,Φ339.7 mm 技术套管下深约 2 617.00 m,封固 Honda 组、Barzalosa 组和 Doima 组地层;三开,Φ311.1 mm 钻头钻至井深约 3 861.00 m,Φ244.5 mm 技术套管下深约 3 860.00 m,封固 Doima 组、Potrerillo 组、Chicoral 组、Teruel 组、San Francisco 组、Tobo 组和 Villeta 组地层;四开,Φ215.9 mm 钻头钻至井深约 4 980.00 m,Φ177.8 mm 生产尾管下至井深 4 939.00 m,封固 Tetuan 组和 Caballos 组产层。与 G4 井相比, G10 井采用 Φ339.7 mm 表层套管(下入深度为 459.00 m)封住地表水层和松散地层,Φ244.5 mm 套管封固 Honda 组—Chicoral 组地层,Φ177.8 mm 尾管封固 Teruel 组—Villeta 组地层,Φ127.0 mm 生产尾管用于封固产层(如图 1(b)所示)。

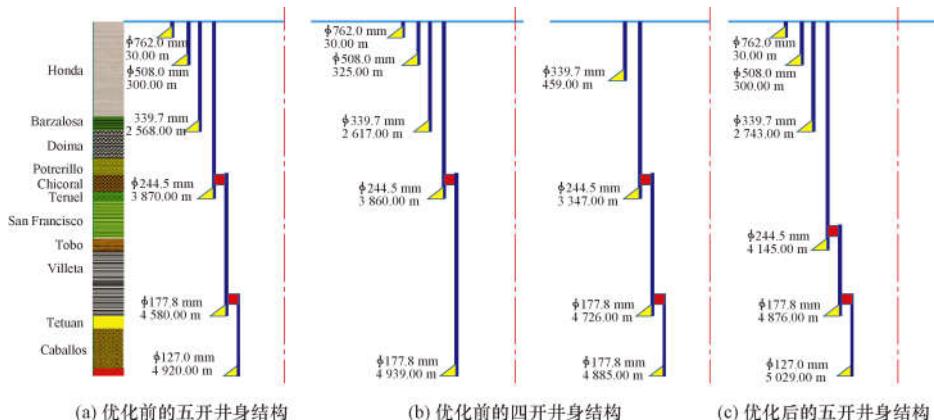


图 1 M 区块深井优化前后的井身结构

Fig. 1 Casing programs of pre/post-deep well optimization in the Block Matambo

采用五开井身结构的 4 口井,三开井段钻至 San Francisco 组地层顶部,使四开井段中 San Francisco 组和 Villeta 组 2 个异常复杂的地层处于

同一裸眼段,钻井过程中频繁出现漏失、阻卡、蹩钻、憋泵和卡钻等井下故障。采用四开井身结构的 2 口井, San Francisco 组和 Villeta 组地层同样位于同一

个井段,钻井过程中也频繁出现井下故障。

根据 M 区块地质情况和已钻井的经验,主要的必封点有 Barzalosa 组泥岩地层、San Francisco 组地层的断层破碎带及 Villeta 组异常高压地层,为此,对原井身结构进行了优化,将 San Francisco 组地层的断层破碎带和 Villeta 组异常高压地层分别封固,形成新的五开井身结构(如图 1(c)所示):一开采用 $\phi 660.4$ mm 钻头钻至井深约 300.00 m, $\phi 508.0$ mm 表层套管下至井深约 300.00 m, 主要封固地表水层和松散地层;二开采用 $\phi 444.5$ mm 钻头钻至井深约 2 745.00 m(Doima 组地层顶部), $\phi 339.7$ mm 技术套管下至井深约 2 743.00 m, 主要封固 Honda 组和 Barzalosa 组松软地层;三开采用 $\phi 311.1$ mm 钻头钻至井深约 4 147.00 m(进入 Villeta 组地层 3.00~5.00 m), $\phi 244.5$ mm 套管下至井深约 4 145.00 m, 主要封固 Doima 组、Potrerillo 组、Chicoral 组、Teruel 组、San Francisco 组和 Tobo 组地层;四开采用 $\phi 215.9$ mm 钻头钻至井深约 4 848.00 m(Villeta 组地层底部), $\phi 177.8$ mm 生产尾管下至井深约 4 876.00 m,

主要封固 Villeta 组地层;五开采用 152.4 mm 钻头钻至设计井深约 5 031.00 m, 下入 $\phi 127.0$ mm 生产筛管至井深约 5 029.00 m。

2.2 井眼轨道设计及井眼轨迹控制技术

2.2.1 井眼轨道优化设计

M 区块地处山地,为了绕开地面障碍物,并避免山前构造带和高地应力的影响,深井普遍设计为小斜度定向井,水平位移 300.00~500.00 m, 井斜角 15°~25°。进行井眼轨道设计时,充分考虑地下靶点与地面的关系,尽量采用“直—增—稳”三段式井眼轨道,如需要绕开断裂带、高陡山前带和断层纵横交错区等不稳定层段,应尽量使井眼方位垂直于最小主应力方向,并保持全角变化率不超过 4.5°/30m。同时,应采取深造斜点、低造斜率的设计方案,并充分利用方位自然漂移和地层对井斜的影响,以保持井眼轨迹平滑,降低钻进时的摩阻扭矩。表 1 为 G10ST5 井的井眼轨道设计参数。

表 1 G10ST5 井井眼轨道设计参数

Table 1 Wellbore trajectory design parameters of the Well G10ST5

目标点	井深/m	井斜角/(°)	方位角/(°)	垂深/m	北坐标/m	东坐标/m	全角变化率/ (°)·(30m) ⁻¹
直井段	3 347.34	14.18	6.32	3 195.22	320.97	-81.82	2.15
侧钻点	3 372.75	13.17	18.81	3 329.64	326.87	-80.73	4.00
造斜点	3 970.93	19.59	119.89	3 904.03	297.05	60.33	1.50
入靶点	4 736.17	30.59	131.24	4 573.22	60.66	342.17	0
出靶点	4 804.50	30.59	131.24	4 632.05	37.74	368.32	0
设计井深	4 876.74	30.59	131.24	4 694.22	13.51	395.96	0

2.2.2 井眼轨迹控制技术

表层井段采用塔式钻具组合钻进,在保证打直的同时加大钻压,以提高机械钻速;直井段采用双稳定器钟摆钻具组合钻进,充分释放钻压,以提高机械钻速,并降低钻具的上下振动;造斜段采用螺杆钻具组合钻进,防止出现过大的井眼狗腿度,确保井眼轨迹平滑,提高井眼轨迹与设计井眼轨道的符合率。

四开井段井壁不稳定,地层容易剥落,井壁摩阻大,在钻进过程中易发生井下故障,因此设计采用旋转导向系统控制井眼轨迹,并应用 MWD+LWD 进行随钻监测;旋转导向钻进可以克服滑动导向钻进的不足,能确保井眼轨迹平滑,有利于套管的下入;同时,可以减少起下钻次数,缩短该井段钻井液浸泡

时间,降低作业风险。

2.3 优选钻井液

在钻进 Doima 组、Chicoral 组和 Tobo 组等易漏地层时,选用 MI-SVACO 高性能水基钻井液,以有效控制钻井液漏失。其配方为 0.03%~0.07% 氢氧化钠 + 1.50% 碳酸钙 + 0.20%~0.35% ID-CAP D(页岩抑制剂) + 0.30%~0.50% SP-101(降滤失剂) + 1.50%~1.70% DRILLZONE(润滑剂) + 0.60%~1.15% 封堵剂;主要性能参数为:密度 1.08~1.12 kg/L,塑性黏度 10~15 mPa·s,动切力 25~30 Pa,漏斗黏度 50~70 s,固相含量 6%~8%,静切力 10/30 Pa,中压滤失量 5 mL,高压滤失量 8~12 mL。在钻井过程中,要实时监测钻井液密度,并

根据井壁掉块情况及时调整钻井液性能,以控制井壁掉块和井壁坍塌。

由于 Teruel 组、San Francisco 组和 Villeta 组地层存在大段泥岩、多层断层破碎带和异常高压地层,因此钻进 Teruel 组和 San Francisco 组地层时选用了 POLYMER-IDCAP D 聚合物强抑制性水基钻井液体系,充分利用其封堵效果好和对泥页岩抑制作用强的特性,提高井壁稳定性。其配方为 0.15%~0.30% DUOVIS(增黏剂)+1.20%~1.60% UNITROL(降滤失剂)+0.60%~0.70% POLYPAC UL(降滤失剂)+0.30%~0.50% IDCAP D(页岩抑制剂)+1.00%~1.50% SACK BLACK(封堵材料)+1.50%~2.00% ASPHASOL SU PREME(封堵材料)+1.50%~2.00% DRILLZONE(润滑剂),主要性能参数为:密度 1.57~1.61 kg/L,塑性黏度 25~35 mPa·s,动切力 22~35 Pa,静切力 15/35 Pa,漏斗黏度 40~55 s,API 滤失量 3.75~10.00 mL,钙离子质量浓度 100~200 mg/L。钻井过程中要随时监测钻井液的滤失量、润滑性以及抑制性,确保钻井液性能稳定,以保持井壁稳定;同时,还需要提高钻井液切力,以保持钻井液具有良好的携岩能力。

钻进 Villeta 组地层时选用 KLA SHIELD 水基钻井液,其配方为 0.10%~0.25% DUOVIS(增黏剂)+0.60%~0.70% UNITROL(降滤失剂)+0.60%~0.70% POLYPAC UL(降滤失剂)+0.30%~0.50% IDCAP D(页岩抑制剂)+0.60%~1.15% STARGLIDE(润滑剂)+0.60%~0.90% POROSEAL(封堵剂)+1.15%~2.30% ASPHASOL(封堵材料)+1.15%~1.70% SACK BLACK(封堵材料)+2.30%~2.85% DRILZONE(润滑剂)+0.40%~0.50% K-52(有机钾抑制剂)+1.80%~2.30% KLA STOP(泥岩抑制剂),主要性能参数为:密度 1.70 kg/L,塑性黏度 35~45 mPa·s,动切力 35~42 Pa,静切力 15/35 Pa,漏斗黏度 40~70 s,API 滤失量 3.8~5.0 mL,钙离子质量浓度 80~800 mg/L。该钻井液具有较强的抑制性,可以抑制泥页岩的水化膨胀,从而提高大段泥岩井段的井壁稳定性。另外,Villeta 组地层存在局部异常高压层段,钻井液密度低于 1.57 kg/L 时会发生较强的气侵,从而严重影响钻井和固井安全,同时考虑到井壁力学稳定和平衡地层压力的需要,因此要求钻井液密度不能低于 1.65 kg/L。

钻进 Tetuan 组和 Caballos 组地层时选用

FLOPRO 低密度无固相钻井液,其配方为 0.15%~0.30% DUOVIS(增黏剂)+1.15%~1.70% DU-AL-FLO HT(防漏剂)+0.60%~1.15% STARGLIDE(润滑剂)+6.80% M325 碳酸钙+2.50% 碳酸钙(600 目)+2.00% 碳酸钙(1 200 目)+0.60% PTS200(抗高温稳定剂)+2.85% SODIUM FORMATE(甲酸钾)+0.50% BUTILGYCOL & EB 8490(防乳化剂),主要性能参数为:密度 1.06~1.08 kg/L,塑性黏度 9~11 mPa·s,动切力 14~25 Pa,静切力 8~12/22~28 Pa,漏斗黏度 40~60 s,API 滤失量 4.0~4.9 mL。该钻井液中加入了 600 目和 1 200 目碳酸钙,可以在 Tetuan 组地层井壁上形成封堵层;加入了 325 目、600 目和 1 200 目碳酸钙,可以在 Caballos 组地层井壁上形成封堵层,实现保护砂岩储层的目的。

2.4 优化 San Francisco 组和 Villeta 组地层固井工艺

2.4.1 下套管技术措施

针对 San Francisco 组和 Villeta 组地层井壁不稳定、存在蠕变等问题,尾管固井时选用了 TN-140HCSD 型高抗扭无节箍楔形扣套管,其抗挤强度为 111 MPa,抗内压强度为 105 MPa,楔形扣具有很好的密封效果,无节箍可以减小下套管阻力;选用封隔式尾管悬挂器,以防止固井后高压层发生气窜;下套管前进行充分通井;起钻前在裸眼井段加足量玻璃小球和润滑剂,以确保井眼稳定和润滑。套管串中带有可钻式套管钻头和可转动扩眼器 Rhino XS Reamer(如图 2 所示),一旦下套管遇阻,可钻式套管钻头能对地层进行修整,且在下完套管后,可通过钻头钻除;而可转动扩眼器可通过机械转动方式对井壁进行修整,起到通井作用,从而实现套管串的正常下入。



图 2 Rhino XS Reamer 可转动扩眼器

Fig. 2 Rhino XS Reamer rotary reamer

下套管过程中,在套管鞋上方 3.00 m 处安装 1 个扶正器,在浮箍上方 3.00 m 处安装 1 个扶正器,最下部的 150.00 m 套管柱每 1 根套管安装 1 个扶正器。上部井段每 4 根套管安装 1 个扶正器,尾管重叠段安装 1 个扶正器,确保套管居中。小斜度井固井采用弹性扶正器,大斜度井固井采用刚性和弹

性扶正器。

2.4.2 优选隔离液及水泥浆体系

M 区块四开和五开井段固井中存在地层井眼稳定性差、地层承压能力低、井底温度高和环空间隙小等问题,给水泥浆体系优选及性能优化带来了很大困难;同时,采用尾管悬挂器固井时对悬挂器及配件的质量和可靠性要求较高。为此,在优化固井工艺的基础上,为提高顶替效率,优选了润湿性好、黏度合适、动塑比低和流变性好的 MI Spacer 隔离液,其配方为:100% 水 + 0.5% FP-6L 消泡剂 + 5.0% Xantgan Gum 胶黏剂 + 2.0% MCSA-LB 表面活性剂 + 75.0% 加重剂,其主要性能参数为:密度 1.5~1.6 kg/L,动切力 25 Pa,塑性黏度 25 mPa·s。

为有效控制气窜,提高固井质量,M 区块深井四开和五开井段固井选用了低滤失防窜加砂水泥浆体系,其配方为:100 g 水泥 + 35.00% S-8 石英砂 + 0.35% FL-52 降滤失剂 + 0.60% FL-67L 降滤失剂 + 0.60% BA-100LB 防气窜剂 + 0.25% CD-Ultra 分散剂 + 0.08% R-21LB 缓凝剂 + 0.02% FP-6L 消泡剂 + 44 g 水。该水泥浆体系具有防气窜、低滤失、零析水、沉降稳定好和凝固后不收缩等特点,能保证水泥环长期具有良好的胶结性能及密封性能,其主要性能参数为:密度 1.92 kg/L,滤失量 26 mL,稠化时间 225 min,游离液量为 0,初始稠度 20 Bc,24 h 抗压强度 17.8 MPa。

2.5 多参数随钻监测与分析技术

为了更有效地控制 San Francisco 地层和 Villette 地层的井壁失稳问题,在钻进 $\phi 215.9$ mm 井段时,应用了多参数随钻监测与分析技术。随钻测量系统通过安装在钻具中的传感器实时监测井底钻井液密度,并将其保持在设计的范围内。该系统通过测量停泵时的钻井液等效静态密度 ESD 和钻井泵工作时的钻井液等效循环密度 ECD,可以及时计算出液柱压力、地层破裂压力和地层坍塌压力,提供较为准确的“压力窗口”,从而确保钻井安全。另外,该系统可实时监测井底压力,分析井眼清洁情况、钻具振动情况及摩阻扭矩变化等,从而实时判断井壁掉块及井壁坍塌等情况,并及时进行风险提示。施工人员根据风险提示,可以及时调整钻井参数、钻井液性能、钻具组合等,预防和减少井漏、井塌卡钻等井下故障的发生,从而保证钻井施工安全。

3 现场试验

哥伦比亚 M 区块深井钻井关键技术在 G10ST5 井进行了现场试验。该井是在 G10 井中实施的一口侧钻井。G10 井设计为水平井,设计采用四开井身结构(如图 1(b)所示),由于井场的限制,导致靶前距不够,设计采用勺形井眼轨道。该井在钻进 San Francisco 组和 Villette 组地层时遇到复杂地应力带和破碎带,侧钻 3 次均未成功。最终,该井停钻,重新设计侧钻了 G10ST5 井。

G10ST5 井设计井深 4 876.0 m,侧钻点井深 3 970.0 m,采用了四开井身结构。根据地应力研究结果调整了井眼轨道设计,设计井斜角在 30°以内,井眼方位沿着最大水平主应力方向,以降低地应力对井壁稳定的影响,同时在进入 San Francisco 地层之前完成造斜,稳斜稳方位地穿过 San Francisco 组、Villette 组地层和储层。

G10ST5 井钻进 San Francisco 组和 Villette 组地层时应用了旋转导向钻井技术,降低了钻进摩阻和扭矩,提高了井眼轨迹控制精度;钻进井壁失稳严重的井段时采用了 MI-SVACO 高性能水基钻井液,保持了井壁稳定,减少了井下故障;封固 San Francisco 组和 Villette 组地层时选用了高抗扭无节箍套管、高性能 MI Spacer 隔离液和低滤失防窜加砂水泥浆体系,并采取多次通井、应用可钻式钻头和 Rhino XS Reamer 可转动扩眼器等技术措施,顺利将套管下至井底,固井质量优良。

钻进 San Francisco 组地层时应用多参数随钻监测与分析技术,多次成功地对井下风险进行了预警,减少了井下故障的发生,确保了钻井安全。例如,该井在钻进 4 210.00~4 665.00 m 井段过程中($\phi 215.9$ mm 井眼),倒划眼时遇阻严重,岩屑返出量从 0.318 上升到 1.272 m^3/h ,ECD 从 1.83 增至 1.86 kg/L,最高达 1.95 kg/L,泵压升高,排量忽高忽低。根据多参数随钻监测与分析系统的监测结果,认为继续钻进存在较大的井壁坍塌风险,如继续采用 1.75 kg/L 的钻井液钻进下部地层会发生漏失等问题,因此提出倒划眼起钻措施,并随时监测井壁掉块情况,起钻至井口发现旋转导向系统损坏,钻具发生变形,从而避免了继续钻进带来的井下风险。

G10ST5 井应用深井钻井关键技术顺利钻至设计井深,井身质量满足设计要求,固井质量达到全井段优质。与该区块其他 6 口深井相比,该井钻井周

期缩短 20.7 d, 平均机械钻速由原来的 3.00 m/h 提高至 7.00 m/h; 全井仅发生 1 次卡钻, 井下故障损失时间在钻井周期中的占比由原来的 15%~30% 降至 7%, 综合钻井成本降低近 45%, 提速、提效效果显著。

4 结论与建议

1) Matambo 区块易缩径、垮塌的 Barzaloza 组地层, 易漏失的 Doima 组和 Chicoral 组地层, 含有断层破碎带的 San Francisco 组地层和含有异常高压层的 Villeta 组地层是井身结构设计中的必封点。

2) Matambo 区块深井宜采用五开井身结构, 井眼轨道设计要最大限度地朝向最大主应力方向, 并尽量避开或垂直穿过断层和断层破碎带, 在进入 San Francisco 组地层之前完成造斜, 稳斜稳方位穿过 San Francisco 组和 Villeta 组地层。

3) 采用高切高黏强抑制性钻井液是保持井眼稳定的关键, 钻井过程中要重点维护好钻井液的携岩性能和堵漏性能, 并根据各个时段的岩性特点调整钻井液性能。

4) 封固 San Francisco 组和 Villeta 组地层时可选用高抗扭无节箍楔形扣套管, 并选用封隔式尾管悬挂器, 以防止固井后高压层发生气窜。下套管时除充分通井外, 还需加足量玻璃小球与润滑剂、应用可钻式套管钻头和可转动扩眼器 Rhino XS Reamer, 以防止套管下入遇阻, 实现套管串的正常下入。

5) 旋转导向钻井技术、多参数随钻监测和分析技术不但可以有效控制井眼轨迹和减少井下故障, 保证井眼平滑、规则, 还是提高井身质量和固井质量的关键。

参 考 文 献

References

- [1] 朱军, 高英强, 任杭州, 等. 腰英台地区深井钻井提速技术[J]. 断块油气田, 2012, 19(4): 533~536.
ZHU Jun, GAO Yingqiang, REN Hangzhou, et al. Technology to improve drilling speed of deep well in Yaoyingtai Area[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2012, 19(4): 533~536.
- [2] 赵志国, 白彬珍, 何世明, 等. 顺北油田超深井优快钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2017, 45(6): 8~13.
ZHAO Zhiguo, BAI Binzen, HE Shimeng, et al. Optimization of fast drilling technology for ultra-deep wells in the Shunbei Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(6): 8~13.
- [3] 曾武强, 郑基煊, 冯才立, 等. 准噶尔盆地南缘山前构造高难度深井钻井工艺技术[J]. 天然气工业, 2000, 20(1): 44~47.
ZENG Wuqiang, ZHENG Jixuan, FENG Caili, et al. Drilling technology for deep wells with great difficulty in piedmont structure at southern edge of Zhungeer Basin[J]. Natural Gas Industry, 2000, 20(1): 44~47.
- [4] 李宁, 周小君, 周波, 等. 塔里木油田 HLHT 区块超深井钻井提速配套技术[J]. 石油钻探技术, 2017, 45(2): 10~14.
LI Ning, ZHOU Xiaojun, ZHOU Bo, et al. Technologies for fast drilling ultra-deep wells in the HLHT Block, Tarim Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(2): 10~14.
- [5] 邹灵战, 葛云华, 张军, 等. 龙岗地区复杂压力层系下非常规井身结构设计与应用[J]. 石油学报, 2012, 33(增刊 2): 189~196.
ZOU Lingzhan, GE Yunhua, ZHANG Jun, et al. Design and application of unconventional casing program for complex pressure strata in Longgang Area, Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(supplement 2): 189~196.
- [6] 刘彪, 潘丽娟, 易浩, 等. 顺北含辉绿岩超深井井身结构优化设计[J]. 石油钻采工艺, 2016, 38(3): 296~301.
LIU Biao, PAN Lijuan, YI Hao, et al. Casing program optimization of ultra-deep well with diabase reservoir in Shunbei Block[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38(3): 296~301.
- [7] 陈安明, 张进双, 白彬珍, 等. 松辽盆地深井钻井技术难点与对策[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(4): 119~122.
CHEN Anming, ZHANG Jinshuang, BAI Binzen, et al. The drilling problem and countermeasures of deep wells in Songliao Basin[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(4): 119~122.
- [8] 杜青才, 石晓兵, 聂荣国, 等. 高陡构造井壁失稳及井下复杂的机理研究[J]. 天然气勘探与开发, 2003, 26(4): 32~34, 31.
DU Qingcai, SHI Xiaobing, NIE Rongguo, et al. Mechanism research on sidewall instability and downhole complexity in high and steep structure of Xinjiang Oilfield[J]. Natural Gas Exploration & Development, 2003, 26(4): 32~34, 31.
- [9] 张宏军. 深井固井工艺技术研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2006, 34(5): 44~48.
ZHANG Hongjun. Deep well cementing technology research and application[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(5): 44~48.
- [10] 黄柏宗, 谢承斌, 蔡久能. 深井固井的若干问题[J]. 钻井液与完井液, 2003, 20(5): 48~51.
HUANG Baizong, XIE Chengbin, CAI Jiuneng. Some problems in deep well cementing[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2003, 20(5): 48~51.
- [11] 孙兆玉. 准噶尔盆地深井固井难点分析与技术对策[J]. 石油钻探技术, 2004, 32(4): 15~17.
SUN Zhaoyu. Challenges and countermeasures for deep cementing in Junggar Basin[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2004, 32(4): 15~17.
- [12] 胡旭光, 彭晓刚, 段玲, 等. 塔里木油田塔北地区深井超深井固井难点及对策[J]. 天然气勘探与开发, 2014, 37(2): 61~63.
HU Xuguang, PENG Xiaogang, DUAN Ling, et al. Cementing difficulties and countermeasures against deep and ultra-deep wells in Tarim Oilfield, Northern Tarim Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2014, 37(2): 61~63.

[编辑 陈会年]