



苏里格气田水平井井身结构优化及钻井配套技术

史配铭 李晓明 倪华峰 石崇东 姜庆波 程华林

Casing Program Optimization and Drilling Matching Technologies for Horizontal Wells in Sulige Gas Field

SHI Peiming, LI Xiaoming, NI Huafeng, SHI Chongdong, JIANG Qingbo, CHENG Hualin

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021057>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

苏里格气田致密气藏水平井优快钻井技术

Optimized Fast Drilling Technology for Horizontal Wells in the Tight Gas Reservoirs in Sulige Gas Field

石油钻探技术. 2020, 48(5): 27–33 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020083>

陇东气田水平井钻井技术

Horizontal Drilling Techniques in Longdong Gas Field

石油钻探技术. 2017, 45(2): 15–19 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201702003>

涪陵页岩气田水平井井身结构优化设计

The Optimization of Casing Programs for Horizontal Wells in the Fuling Shale Gas Field

石油钻探技术. 2017, 45(1): 17–20 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201701003>

新疆玛湖油田砂砾岩致密油水平井钻井关键技术

Key Technologies for Drilling Horizontal Wells in Glutenite Tight Oil Reservoirs in the Mahu Oilfield of Xinjiang

石油钻探技术. 2019, 47(2): 9–14 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019029>

川西海相超深大斜度井井身结构优化及钻井配套技术

Casing Program Optimization and Drilling Matching Technologies for Marine Ultra-Deep Highly Deviated Wells in Western Sichuan

石油钻探技术. 2020, 48(3): 22–28 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020053>

沧东凹陷页岩油水平井优快钻井技术

Optimized and Fast Drilling Technologies for Horizontal Shale Oil Wells in the Cangdong Sag

石油钻探技术. 2021, 49(4): 46–52 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020127>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2021057

引用格式: 史配铭, 李晓明, 倪华峰, 等. 苏里格气田水平井井身结构优化及钻井配套技术[J]. 石油钻探技术, 2021, 49(6): 29-36.

SHI Peiming, LI Xiaoming, NI Huafeng, et al. Casing program optimization and drilling matching technologies for horizontal wells in Sulige Gas Field [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(6): 29-36.

苏里格气田水平井井身结构优化及钻井配套技术

史配铭¹, 李晓明¹, 倪华峰¹, 石崇东¹, 姜庆波², 程华林¹

(1. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司长庆钻井总公司, 陕西西安 710018; 2. 中国石油长庆油田分公司第一采气厂, 陕西靖边 718500)

摘要: 苏里格气田致密气藏埋藏深, 钻遇地层塌漏问题突出, 机械钻速低, 前期水平井采用三开井身结构, 难以达到钻井持续提速和降低钻井成本的目的。为此, 在开展缩短中完周期、优化封固段和井眼尺寸等方面的理论分析, 并进行井身结构优化过渡性方案现场试验的基础上, 提出了井身结构优化思路, 分析了可行性; 然后, 进行了封固段优选、井眼尺寸优化, 设计了水平井小井眼二开井身结构。基于此井身结构, 研究了井眼轨迹控制、个性化钻头和配套提速工具优选、强抑制高效润滑钻井液分段措施优化等关键钻井配套技术。该技术在 19 口井进行了现场应用, 解决了长裸眼段“塌漏同存, 上漏下塌”的问题, 提高了各井段的机械钻速, 大幅度缩短了钻井周期。研究表明, 小井眼二开井身结构设计合理, 钻井配套技术提速效果显著, 可在苏里格气田水平井钻井中推广应用。

关键词: 水平井; 井身结构; 钻井; 机械钻速; 钻井液; 润滑性; 苏里格气田

中图分类号: TE243⁺.1

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2021)06-0029-08

Casing Program Optimization and Drilling Matching Technologies for Horizontal Wells in Sulige Gas Field

SHI Peiming¹, LI Xiaoming¹, NI Huafeng¹, SHI Chongdong¹, JIANG Qingbo², CHENG Hualin¹

(1. Changqing Drilling Company, CNPC Chuangqing Drilling Engineering Company Limited, Xi'an, Shaanxi, 710018, China; 2. No.1 Gas Production Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Jingbian, Shaanxi, 718500, China)

Abstract: The tight gas reservoirs in Sulige Gas Field are characterized by deep buried depth, prominent collapse and leakage of drilling strata, low rates of penetration (ROP). Thus, with the three-section casing program of early horizontal wells, it is difficult to continuously increase the ROP and reduce the drilling cost. In response, a theoretical analysis was carried out on reducing the intermediate completion cycles and optimizing the sealing section and the borehole size. And a transitional test of casing program optimization was performed. On these basis, ideas for casing program optimization were proposed and their feasibility was analyzed. The sealing section and the borehole sizes were optimized, and a two-section casing program was designed for slim boreholes in horizontal wells. The key drilling matching technologies were studied, including borehole trajectory control, optimization of customized drill bits and matching speed-up tools, and segmentation measure optimization for drilling fluids with strong inhibition and high-efficiency lubrication. The field application proved that the proposed technologies had a good application effect and they solved the “collapse and leakage coexist, with leakage above and collapse below” problems in long openhole sections. The ROP in each section was improved, and the drilling cycle was greatly shortened. The application suggests that the two-section casing program for slim boreholes is reasonable, and the drilling matching technologies dramatically increase the ROP and therefore can be applied in horizontal well drilling in Sulige Gas Field.

Key words: horizontal well; casing program; drilling; penetration rate; drilling fluid; lubricity; Sulige Gas Field

收稿日期: 2020-10-15; 改回日期: 2021-10-21。

作者简介: 史配铭 (1984—), 男, 甘肃景泰人, 2008 年毕业于重庆科技学院石油工程专业, 工程师, 主要从事水平井、小井眼定向井钻井完井方面的技术研究与管理。E-mail: zjs3spm@cnpc.com.cn。

基金项目: 中国石油集团川庆钻探工程有限公司长庆钻井总公司致密油气藏工程技术中心重点科技计划项目“苏里格气田三维水平井钻井提速技术研究”(编号: CZ2020-05)资助。

苏里格气田致密气藏属于典型的低渗、低压、低丰度及大面积分布的多层系致密砂岩气藏,埋深3 000~3 500 m,用水平井开发成为提高该气藏单井产量及采收率的重要手段。随着水平井优快钻井技术的推广应用,苏里格气田致密气藏水平井钻井周期缩短,提速空间变小。该气藏水平井前期均采用三开井身结构,二开井段技术套管能够有效封隔漏层、泥岩易垮塌层,保证了水平段储层专打。但是,二开钻遇井段裸眼段长,塌、漏地层在同一裸眼段,矛盾突出,易发生井下复杂情况;三开井身结构存在机械钻速低、套管层次多、中完作业周期长和钻井成本高等问题,难以满足安全快速经济钻井的要求。针对上述问题,笔者提出了井身结构优化思路,进行了可行性分析,优化设计了水平井小井眼二开井身结构,同时研究了配套的关键钻井技术,现场应用后效果显著,为后续苏里格致密气藏水平井钻井提供了技术支持。

1 三开井身结构及钻井问题

1.1 三开井身结构

苏里格致密气藏水平井前期采用三开井身结构(即“导管+三开”井身结构,其典型结构如图1所示):用 $\phi 426.0$ mm导管封流沙层;一开用 $\phi 346.0$ mm钻头钻至安定组中部(井深约500 m),下入 $\phi 273.1$ mm套管封隔第四系及安定组中上部易坍塌地层;二开用 $\phi 228.6$ mm钻头钻至石千峰组顶部(井深约2 700 m),更换 $\phi 215.9$ mm钻头钻斜井段,钻至石盒子组入窗(井深约3 400 m),下入 $\phi 177.8$ mm套管封易漏的刘家沟组、易垮塌的石盒子组盒8段中部和石盒子组盒8段气层;三开用 $\phi 152.4$ mm钻头储层专打,钻进石盒子组至设计井深(井深约5 400 m),下入 $\phi 114.3$ mm套管封固水平段。

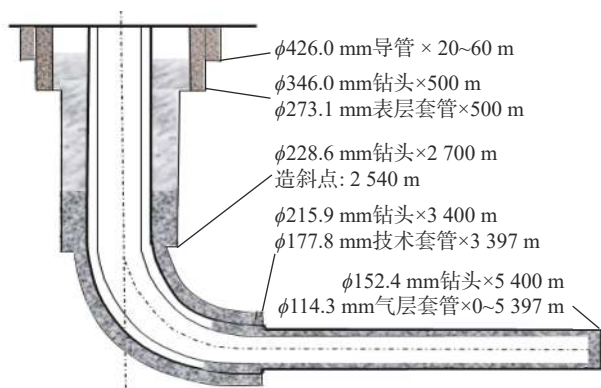


图1 典型三开井身结构

Fig.1 Typical three-section casing program

1.2 存在的钻井问题

根据前期施工情况,三开井身结构可以分隔不同压力体系和复杂地层,实现目的层专层专打,能够满足现场安全钻进要求。但随着钻井技术的不断发展,钻井提速空间逐渐变小;在不断追求低成本开发的形势下,该井身结构逐渐显现出不足。分析认为,苏里格气田致密气藏三开井身结构主要存在以下钻井问题:

1)塌漏同存、上漏下塌问题突出。上部刘家沟组裂缝发育,承压能力低,钻井液密度大于1.26 kg/L时易发生井漏;下部石千峰组、石盒子组大段泥岩发育,水敏性强,井眼不稳定,井斜角大于45°时泥岩坍塌严重,钻井液密度低于1.28 kg/L时井眼易失稳垮塌。

2)开次较多,平均中完作业周期长达10 d,占钻井周期的25.6%。

3)套管层次多,套管用量大,全井下入套管总质量约达322 t。

4)二开采用 $\phi 228.6$ 和 $\phi 215.9$ mm钻头,机械钻速较低。二开直井段、纠偏井段采用 $\phi 228.6$ mm钻头钻进约2 100 m,平均机械钻速25.5 m/h,与使用 $\phi 215.9$ mm钻头相比,平均机械钻速降低28%以上,岩屑等废弃物量增加11%以上。斜井段采用 $\phi 215.9$ mm钻头钻进700 m,平均机械钻速7.26 m/h,与使用 $\phi 152.4$ mm钻头相比,平均机械钻速降低17.9%,岩屑等废弃物量增加50%以上。因此,为了提高开发该气藏的经济效益,有必要进一步优化井身结构^[1-4],降低钻井成本。

2 井身结构优化思路及可行性分析

2.1 优化思路

针对上述钻井问题,开展了缩短中完周期、优化封固段和井眼尺寸等方面的理论分析,并进行了苏里格气田致密气藏井身结构优化过渡性方案现场试验。根据理论分析和现场试验结果,提出了如下井身结构优化思路:

1)优化导管尺寸和下深,用 $\phi 273.1$ mm套管代替 $\phi 426.0$ mm导管,进入石板层封固第四系流沙层;

2)表层套管进入石千峰组顶部,封固易漏的刘家沟组,二开斜井段和水平段采用专层专打;

3)减少开次,由三开改为二开,以节约一个开次的中完作业时间;

4)减小 $\phi 177.8$ mm套管下入长度,减少固井水泥浆用量;

5) 优化井眼尺寸, 将直井段、纠偏井段 $\phi 228.6$ mm 井眼优化为 $\phi 215.9$ mm 井眼, 斜井段和水平段 $\phi 215.9$ mm 井眼优化为 $\phi 152.4$ mm 井眼, 以充分发挥小尺寸钻头的提速优势, 同时减少钻井液用量及废弃物量。

2.2 可行性分析

井身结构由三开改为二开, 主要存在以下 3 个问题: 1) 原来的 $\phi 273.1$ mm 表层套管作为导管, 下深 130~150 m, 能否封固流沙组; 2) 表层套管下入位置由安定组下移至石千峰组顶部, 能否满足井控安全要求; 3) 裸眼段由 1 500~2 000 m 增长至 2 000~2 600 m, 能否保证长裸眼段井眼稳定。

分析苏里格气田致密气藏地层特征及现有工艺技术情况, 可知第四系流沙层的层厚为 50~150 m 不等, 导管下深需根据现场实钻地层岩性分析确定, 必须钻穿流沙层, 进入石板层; 直罗组、安定组、延安组、延长组、纸坊组、和尚沟组、刘家沟组和石千峰组顶部均无浅气层显示, 井控安全满足要求。一开表层套管由 $\phi 273.1$ mm J55 钢级 (抗内压强度 21.0 MPa) 优化为 $\phi 177.8$ mm N80 钢级 (抗内压强度 49.92 MPa), 下至石千峰组顶部, 封固刘家沟组, 套管鞋处地层破裂压力由 15.90 MPa 升至 51.85 MPa, 井身结构优化后最大关井压力 39.93 MPa, 较优化前

提高 150.6%, 在相同压力级别井口防喷器组的条件下, 满足井控安全要求。封隔易漏的刘家沟组后, 二开钻进石千峰组、石盒子组时, 提高钻井液密度, 增强钻井液封堵性和抑制性, 能够保证井眼稳定。因此, 小井眼二开井身结构满足现场施工要求。

3 小井眼二开井身结构设计

3.1 封固段优选

由邻井地层三压力剖面^[5-6]和钻遇地层井壁稳定性分析结果可知: 1) 上部第四系流沙层为欠压实地层, 胶结强度低, 易垮塌; 2) 白垩系至三叠系刘家沟组 (垂深 2 500 m), 地层坍塌压力梯度 0.50~0.75 MPa/100m, 孔隙压力梯度 0.65 MPa/100m, 进入刘家沟组后破裂压力梯度由 2.00 MPa/100m 逐渐降低至 1.55 MPa/100m, 采用低密度聚合物钻井液能够满足地层稳定要求, 具备在同一裸眼段实施的可行性; 3) 二叠系石千峰组 (垂深 2 500 m) 至石盒子组 (垂深 3 000 m), 地层坍塌压力由 0.50~0.75 MPa/100m 逐步升高至 0.75~1.00 MPa/100m, 采用低密度聚合物钻井液不能稳定地层, 易失稳垮塌, 同时地层破裂压力梯度逐步升高至 2.0 MPa/100m (见图 2), 此井段可采用高密度强抑制钻井液安全施工。

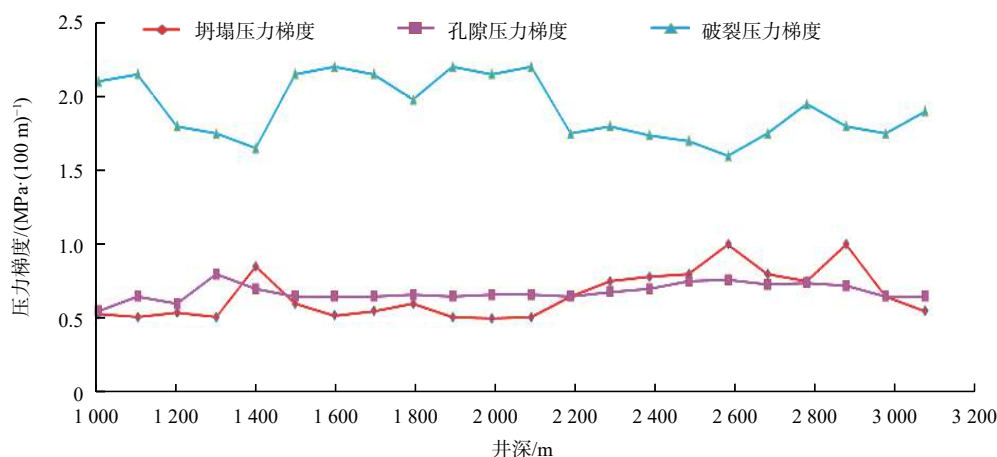


图 2 地层三压力曲线

Fig.2 Three pressure curves of formation

基于此, 将必封点优化为 2 个^[7-8]: 必封点 1 位于安定组顶部 30 m 处, 封隔第四系易垮塌流沙层及洛河组水层; 必封点 2 位于石千峰组顶部斜深 50 m 处, 封固易漏的刘家沟组, 将刘家沟组与易垮塌的石千峰组、石盒子组封隔开, 通过控制钻井液性能, 为石千峰组、石盒子组专层开发提供有利的井筒条件。

3.2 井眼尺寸优化

1) 提高机械钻速。根据钻速方程^[9], 同一地层、相同钻压、水功率及钻头切削单元设计相同的情况下, 钻头直径与机械钻速成反比关系。为此, 需要通过缩小钻头尺寸 (井眼尺寸) 来提高机械钻速。

2) 节能。由机械比能方程可知: 以相同机械钻速钻进 1 000 m, $\phi 215.9$ 和 $\phi 222.2$ mm 井眼破岩消耗

的能量分别较 $\phi 228.6$ mm井眼少5.21%、2.61%， $\phi 152.4$ mm井眼破岩消耗的能量较 $\phi 215.9$ mm井眼少29.22%；以 $\phi 215.9$ 、 $\phi 222.2$ 和 $\phi 152.4$ mm井眼机械钻速提高20%钻进1 000 m计算， $\phi 215.9$ 和 $\phi 222.2$ mm

井眼破岩消耗的能量分别较 $\phi 228.6$ mm井眼少20.86%、18.68%， $\phi 152.4$ mm井眼破岩消耗的能量较 $\phi 215.9$ mm井眼少40.86%。不同尺寸钻头钻进1 000 m时的破岩能耗情况见表1。

表1 不同尺寸钻头钻进1 000 m时的破岩能耗

Table 1 Rock breaking energy consumption for drilling 1 000 m with bits in different sizes

钻头外径/mm	理论破岩面积/mm ²	机械比能/MPa	钻压/kN	转速/(r·min ⁻¹)	扭矩/(kN·m)	机械钻速/(m·h ⁻¹)	破岩总体积/m ³	消耗总能量/J
152.4	18 232.22	0.038 9	100	70	4.06	15	18.23	7 093.43
152.4	18 232.22	0.032 5	100	70	4.06	18	18.23	5 932.04
215.9	36 591.06	0.027 4	100	70	5.76	15	36.59	10 040.59
215.9	36 591.06	0.022 8	100	70	5.76	18	36.59	8 355.20
222.2	38 757.68	0.026 6	100	70	5.92	15	38.76	10 293.26
222.2	38 757.68	0.022 1	100	70	5.92	18	38.76	8 584.05
228.6	41 022.50	0.025 8	100	70	6.08	15	41.02	10 573.14

3)减排。钻头外径(井眼直径)缩小,钻井液用量及岩屑量排放量将大幅降低,钻井成本随着降低,大规模推广应用后节能减排效果会更加显著。计算比较了不同井身结构下相同井深的水平井井筒容积及岩屑排放量,结果见表2。

从表2可以看出,采用 $\phi 215.9$ mm+ $\phi 152.4$ mm小井眼二开井身结构,井筒容积、岩屑排放量分别较其他2种井身结构降低25%~43%、3.80%~33.44%。

3.3 井身结构设计结果

导管段,封隔上部岩性松散、胶结程度低、易垮塌的第四系地层;一开,钻至石千峰组50~100 m,下 $\phi 177.8$ mm表层套管封固直罗组浅水层、延长组易垮塌地层及承压能力低的刘家沟组,为二开安全钻井提供可靠的井控条件;二开,斜井段+水平段采用 $\phi 152.4$ mm钻头储层专打,提高机械钻速,钻至设计井深完钻,下气套封固目的层,水泥返至表层套

表2 不同井身结构下的排量计算结果

Table 2 Flow rates calculated with different casing programs

井身结构	井筒容积/ m ³	井筒容积/ 增量/m ³	单井岩屑量/ m ³	岩屑增量/ m ³
三开	190.2	47.7	655.25	25.25
常规井眼二开(过渡)	248.0	105.5	946.50	316.50
小井眼二开(先导)	142.5		630.00	

注:三开结构为 $\phi 346.0$ mm×500 m/ $\phi 273.1$ mm×500 m+($\phi 228.0$ mm×2 200 m+ $\phi 215.9$ mm×700 m)/ $\phi 177.8$ mm×3 400 m+ $\phi 152.4$ mm×1 500 m/ $\phi 114.3$ mm×4 900 m;常规井眼二开(过渡)结构为 $\phi 346.0$ mm×1 200 m/ $\phi 273.1$ mm×1 200 m+ $\phi 215.9$ mm×3 700 m/ $\phi 139.7$ mm×4 900 m;小井眼二开(先导)结构为 $\phi 215.9$ mm×2 600 m/ $\phi 177.8$ mm×2 600 m+ $\phi 152.4$ mm×2 300 m/ $\phi 114.3$ mm×4 900 m。

管内200 m以上。以典型井靖50-21H2井为例,其设计结果见表3。

表3 靖50-21H2井的井身结构设计结果

Table 3 Casing program design for Well Jing50-21H2

开钻次序	钻头外径/mm	井深/m	套管外径/mm	套管下入层位	套管下深/m	水泥浆返高
导管	346.0	50	273.1	第四系	50	地面
一开	215.9	2 584	177.8	石千峰组	2 584	地面
二开	152.4	5 251	114.3	石盒子组	0~5 248	气层以上500 m

4 钻井关键配套技术

致密气藏水平井采用小井眼二开井身结构时,

钻进时存在以下技术难点:1)斜井段钻遇石千峰组、石盒子组,主要为灰色、灰白色含砾粗砂岩,不等粒砂岩与绿灰色、紫红色泥岩不等厚互层,非均质性强,可钻性级值达到6,钻头易磨损、易泥包,机

械钻速低;2)在斜井段、水平段施工时,为防止石盒子组灰色泥岩垮塌,采用强抑制性高密度钻井液,钻井液密度需达到 1.30~1.45 kg/L,定向钻井托压严重,滑动效率低;3)二开裸眼段长达 2 200~3 000 m,摩阻扭矩大。为此,进行了钻井配套技术研究^[10-14],配套了钻井提速、井眼轨迹控制、强抑制高效润滑钻井液等关键技术。

4.1 钻井提速技术

1)个性化 PDC 钻头设计。根据所钻地层的可钻性分级^[15],通过提高钻头的抗研磨性、攻击性及导向钻进工具面稳定性,分段优化个性化 PDC 钻头。一开所钻安定组至和尚沟组,可钻性级值在 3.50~4.95,可钻性较好,刘家沟组可钻性级值 5.11,研磨性较高。为此,一开优选进口耐磨性高、抗冲击能力强的斧形齿、奔驰齿,将传统的剪切破岩方式变为“剪切+挤压”复合破岩方式,提高钻头抗研磨性;选用 $\phi 19.0$ mm 主切削齿 15 颗,心部切削齿 6 颗,出刃高度 8.0 mm,切削齿按照后倾角 $18.0^{\circ}\sim 28.0^{\circ}$ 沿冠部由内向外布齿,增加切削齿吃入地层深度,攻击性强,机械钻速高;采用浅锥、双圆弧冠部轮廓同轨布置的六刀翼结构(3 个长刀翼+3 个短刀翼),来提高钻头导向的稳定性。二开

所钻石千峰组、石盒子组(埋深 2 800~3 500 m)泥岩、砂岩互层,均质性差,可钻性级值在 5.3~5.6。为此,二开采用 $\phi 16.0$ mm 主切削齿 9 颗,出刃高度 6.0 mm,主切削齿按照后倾角 $14.0^{\circ}\sim 18.0^{\circ}$ 沿冠部由内向外分布,高配比水力优化设计,选配 3 个 $\phi 10.3$ mm 喷嘴和 2 个 $\phi 9.5$ mm 喷嘴,钻头喷嘴压降 1.83 MPa,比水功率 2.01 W/mm^2 ,用钻头射流冲击力提高钻头冷却效果及井底清洗效果,避免出现重复切削现象。

2)采用大功率高造斜率螺杆。为满足激进钻井技术要求,选用输出功率高、扭矩大、造斜率高的 1.5° 单弯螺杆。该螺杆理论造斜率 $10.46^{\circ}/30\text{m}$,较 1.25° 螺杆高出 $1.80^{\circ}/30\text{m}$,适用于大斜度井导向钻进,有利于提高滑动效率。一开选用 7LZ172 $\times 1.5^{\circ}$ 五级高转速大功率等壁厚螺杆,该螺杆在允许的最大排量 39.5 L/s 下转速为 177 r/min,最大输出扭矩 14.29 kN $\cdot$ m,输出功率 238 kW,较五级普通螺杆高 58.67%,有利于提高破岩效率;二开斜井段采用 5LZ127 $\times 1.5^{\circ}$ 五级高转速大功率普通螺杆,在允许的最大排量 21.5 L/s 下转速为 280 r/min,最大输出扭矩 3.31 kN $\cdot$ m,输出功率 87 kW,较 7LZ127 $\times 1.5^{\circ}$ 普通螺杆高 16%(见表 4),高速低扭矩有利于防止 PDC 钻头钻进非均质地层时崩齿损坏。

表 4 大功率螺杆与常规螺杆的参数对比

Table 4 Parameter comparison between high-power screwdrill and conventional screwdrill

钻具型号	外径/ mm	排量/ (L $\cdot$ s $^{-1}$)	转速/ (r $\cdot$ min $^{-1}$)	工作压降/ MPa	最大压降/ MPa	输出扭矩/ (N $\cdot$ m)	最大输出扭矩/ (N $\cdot$ m)	输出功率/ kW
7LZ172 $\times 1.5^{\circ}$ (普通螺杆)	172.0	19.5~39.5	84~168	4.0	5.65	7 176	10 137	150
7LZ172 $\times 1.5^{\circ}$ (等壁厚螺杆)		19.5~39.5	88~177	5.5	7.85	9 866	14 288	238
5LZ127 $\times 1.5^{\circ}$ (普通螺杆)	127.0	10.7~21.5	140~280	4.0	5.65	2 344	3 312	87
7LZ127 $\times 1.5^{\circ}$ (普通螺杆)		12.35~24.70	130~261	3.2	4.52	2 468	3 277	75

3)优化应用水力振荡器^[16]。为提高导向钻进时的滑动效率,纠偏井段采用 $\phi 165.1$ mm 全液力脉冲自激水力振荡器,斜井段和水平段采用 $\phi 127.0$ mm 径向水力振荡器,将滑动钻进中钻柱与井壁间的静摩擦转变为动摩擦,降低钻柱与井壁之间的摩擦阻力,提高滑动钻进钻压的传递效率。

4.2 井眼轨迹控制技术

以靶前距为依据进行井眼轨道设计^[17],结合优化后的井身结构分段控制井眼曲率,以确保井眼轨迹平滑,降低裸眼井段的摩阻。采用小井眼二开井身结构时,用“直—增—稳—扭方位增斜—增—稳”六段制剖面分 3 段进行井眼轨迹控制,即一开钻“直—增—稳”井段,二开钻“扭方位增斜—增

斜”入窗井段,入窗后钻水平稳斜段。

1)“直—增—稳”井段。按照偏移距大小优化造斜点井深,优选短钻铤长度,控制全角变化率在 $(3^{\circ}\sim 4^{\circ})/30\text{m}$ 内,利用地层规律,结合钻具特性,提高施工效率。钻具组合: $\phi 215.9$ mm PDC 钻头+7LZ172 $\times 1.5^{\circ}$ 螺杆+ $\phi 165.1$ mm 短钻铤 $\times 0\sim 3$ m+ $\phi 210.0$ mm 稳定器+ $\phi 165.1$ mm 回压阀+ $\phi 165.1$ mm MWD+ $\phi 165.1$ mm 无磁钻铤+461 $\times 410$ 转换接头+ $\phi 127.0$ mm 加重钻杆 $\times 5$ 根+ $\phi 165.1$ mm 水力振荡器+ $\phi 127.0$ mm 普通钻杆 $\times 30$ 根+ $\phi 127.0$ mm 加重钻杆 $\times 40$ 根+ $\phi 127.0$ mm 普通钻杆。

2)“扭方位增斜—增斜”入窗井段。控制全角变化率在 $6^{\circ}/30\text{m}$ 以内,其中在增斜扭方位段通过控

制井斜角使其处于微增斜状态,利用钻具组合特性,将滑动方位变化率控制在 $(4^{\circ}\sim 10^{\circ})/30\text{m}$,井斜变化率控制在 $2^{\circ}/30\text{m}$ 左右,确保扭方位井段井眼平滑。斜井段的轨迹控制以优快施工和最大程度降摩减阻为原则,合理控制全角变化率,保证实钻造斜率不低于设计造斜率。井斜角小于 45° 井段,实钻造斜率略高于设计造斜率,施工过程中多滑动;井斜角 $45^{\circ}\sim 60^{\circ}$ 井段,根据设计造斜率,复合+滑动微调钻进,提高施工效率;井斜角大于 60° 井段,钻头复合增斜率能达到 $(3^{\circ}\sim 4^{\circ})/30\text{m}$,以复合钻进方式为主,微调控制,确保轨迹平滑;在入窗前50 m处,控制井斜角在 $83^{\circ}\sim 85^{\circ}$,稳斜探气顶,发现气层后及时调整井斜入窗。钻具组合: $\phi 152.4\text{ mm}$ PDC 钻头+7LZ127 $\times$ 1.5°螺杆+ $\phi 127.0\text{ mm}$ 水力振荡器+ $\phi 127.0\text{ mm}$ 回压阀+ $\phi 127.0\text{ mm}$ MWD+ $\phi 127.0\text{ mm}$ 无磁钻铤+311 $\times$ HLS P30+ $\phi 101.6\text{ mm}$ 加重钻杆 $\times 9$ 根+ $\phi 101.6\text{ mm}$ 普通钻杆 $\times 60$ 根+ $\phi 101.6\text{ mm}$ 加重钻杆 $\times 36$ 根+ $\phi 101.6\text{ mm}$ 普通钻杆。

3)水平稳斜段。钻具组合: $\phi 152.4\text{ mm}$ PDC 钻头+7LZ127 $\times$ 1.25°螺杆+ $\phi 148.0\text{ mm}$ 稳定器+ $\phi 127.0\text{ mm}$ 水力振荡器+ $\phi 127.0\text{ mm}$ 回压阀+ $\phi 127.0\text{ mm}$ MWD+ $\phi 127.0\text{ mm}$ 无磁钻铤+ $\phi 101.6\text{ mm}$ 加重钻杆 $\times 9$ 根+ $\phi 101.6\text{ mm}$ 普通钻杆 $\times 200$ 根+ $\phi 101.6\text{ mm}$ 加重钻杆 $\times 36$ 根+ $\phi 101.6\text{ mm}$ 普通钻杆。水平段以复合钻进为主,出现复合井斜增大趋势及时滑动调整,严格控制水平段全角变化率 $\leq 3^{\circ}/30\text{m}$,微调控制井眼轨迹,实现稳斜钻进。

4.3 强抑制高效润滑钻井液技术

针对刘家沟组、石千峰组和石盒子组塌漏同存、小井眼裸眼段长和摩阻大等技术难点,在采用小井眼二开井身结构的基础上,以“强抑制、强封堵、合理密度、降摩减阻”为原则,分段优化钻井液,形成了强抑制高效润滑钻井液体系^[18]。

1)一开采用低密度KCl聚合物钻井液,解决刘家沟组压差性漏失。钻井液配方为0.4%K-PAM+0.3%PAM+5.0%~8.0%KCl,密度1.01~1.03 kg/L,漏斗黏度31~32 s。在延长组中部加入0.5%~1.0%降滤失剂,将钻井液滤失量控制在15~20 mL,确保直罗组、延安组及延长组下部泥岩段井眼稳定。

2)二开斜井段、水平段采用强抑制高效润滑钻井液。该钻井液由抑制剂(KCl、复合盐CQFY-1)、封堵剂(白沥青、超细碳酸钙ZDS)和润滑剂(固体聚合醇、液体润滑剂)为主复配而成,配方为:1.0%~1.5%天然高分子降滤失剂+1.5%~2.0%白沥青+

12.0%~15.0%KCl+5.0%~8.0%CQFY-1+0.5%固体聚合醇+0.2%NaOH+0.15%黄原胶+1.0%~2.0%超细碳酸钙+2.0%~3.0%润滑剂+重晶石粉。钻进中,随着井深、井斜增加,不断调整钻井液性能:二开初始阶段,钻井液性能参数调整为密度1.11~1.12 kg/L,漏斗黏度40~45 s,滤失量小于5 mL,动切力3~4 Pa,旋转黏度计 $\phi 6$ 读数2~3;从井斜角 30° 至入窗井段,逐步提高KCl加量至15%以上,增强钻井液的抑制性,同时复配黄原胶,提高钻井液携砂性能;井斜角为 45° 时,将钻井液密度调至1.28 kg/L以上,入窗时密度1.32~1.33 kg/L,漏斗黏度60~65 s,滤失量小于4 mL,预防大斜度井段泥岩垮塌;水平段钻遇易垮塌灰黑色泥岩时,白沥青加量提高至0.5%~1.0%,超细碳酸钙加量提高至1.0%~2.0%,增强封堵性能,施工过程中兼顾岩性、伽马值及泥岩段长,并逐步提高钻井液密度至1.35~1.37 kg/L,实现物理与化学防塌相结合。

3)保证钻井液的润滑和降摩减阻性能。优选固体聚合醇、液体聚合醇和石墨等润滑剂,保证润滑剂含量为2.0%~3.0%,摩阻系数小于0.06,同时控制二开斜井段和水平段钻井液中的固相加量,采用KCl和CQFY-1提高钻井液密度,复配少量重晶石,以降低体系中的固相含量;提高固控系统利用率,振动筛过筛率100%,高速离心机使用时间占纯钻时间90%以上,最大限度清除钻井液中的有害固相,保障钻井液的润滑、防卡和降摩减阻性能。

5 现场应用

水平井小井眼二开井身结构及钻井配套技术首先在苏里格气田致密气藏靖50-21H2井进行了现场试验,试验成功以后,在苏里格气田致密气藏进行了推广应用。

5.1 现场试验情况

靖50-21H2井完钻井深4 932 m,水平段长1 595 m,平均机械钻速19.73 m/h,钻井周期24.42 d。钻井过程中未发生井下故障,提速效果良好。该井具体施工情况如下:

1)井身结构。该井采用 $\phi 346.0\text{ mm}$ 钻头钻至井深133 m,钻穿第四系流沙层进入白垩系石板层,下入 $\phi 273.1\text{ mm}$ 导管133 m,封固易垮塌流沙层;一开采用 $\phi 215.9\text{ mm}$ 钻头钻至井深2 570.00 m,钻穿刘家沟组进入石千峰组50 m,下入 $\phi 177.8\text{ mm}$ 表层套管至2 569.40 m,封固上部易塌直罗组、延长组及易漏的

刘家沟组; 二开采用 $\phi 152.4\text{ mm}$ 钻头钻进斜井段、水平段, 钻至井深 4 932.00 m 完钻, 下入 $\phi 114.3\text{ mm}$ 套管至 4 391.30 m 封固气层。

2) 提速工具。全井段分开次采用“PDC 钻头+螺杆钻具+MWD+水力振荡器”复合钻井技术, 提高滑动效率和机械钻速。表层采用 $\phi 215.9\text{ mm}$ SD6527Z 型 PDC 钻头, 平均单只钻头进尺 2 587 m, 平均机械钻速 30.2 m/h, 机械钻速较 $\phi 228.6\text{ mm}$ 钻头提高 25.53%; 二开斜井段采用 $\phi 152.4\text{ mm}$ SD6527ZC 型 PDC 钻头, 平均单只钻头进尺 746 m, 平均机械钻速 8.12 m/h, 机械钻速较 $\phi 215.9\text{ mm}$ 钻头提高 8.12%。其中, 单只钻头最大进尺 1 736 m, 机械钻速 10.27 m/h; 直井段+纠偏段、斜井段分别应用 $\phi 165.1$ 和 $\phi 127.0\text{ mm}$ 水力振荡器, 平均滑动机械钻速为 6.08 和 3.95 m/h, 较未应用水力振荡器分别提高了 35.13% 和 41.10%。

3) 井眼轨迹控制。靖 50-21H2 井采用“直—增—稳—扭方位增斜—增—稳”六段制剖面分 3 段控制的思路。一开钻进“直—增—稳”井段, 控制全角变化率在 $(0^\circ\sim 10^\circ)/100\text{m}$, 实现了井眼轨迹控制; 二开先钻进“扭方位增斜—增斜”入窗井段, 扭方位增斜段控制全角变化率在 $(10^\circ\sim 18^\circ)/100\text{m}$, 入窗后钻水平段, 全角变化率控制在 $(0^\circ\sim 3^\circ)/100\text{m}$, 确保了井眼轨迹平滑。

5.2 推广应用效果

2020 年, 小井眼二开井身结构水平井及钻井配套技术, 在苏里格气田致密气藏推广应用 19 口井, 平均钻井周期 29.04 d, 平均中完周期 4.47 d, 平均机械钻速 17.64 m/h, 较同区块采用三开井身结构的水平井的钻井周期缩短 32.35%, 中完周期缩短 54.98%, 机械钻速提高 39.83%, 提速效果显著(见表 5)。

表 5 小井眼二开与典型三开井身结构完成井钻井技术指标对比

Table 5 Comparison of completion and drilling technical indexes between two-section casing program for slim boreholes and typical three-section casing program

井身结构	完井数/口	进尺/m	平均井深/m	钻井周期/d	中完周期/d	完井周期/d	机械钻速/($\text{m}\cdot\text{h}^{-1}$)
小井眼二开	19	91 258	4 803	29.04	4.47	6.09	17.64
典型三开	34	164 442	4 715	42.93	9.93	6.28	12.62

6 结论与建议

1) 针对苏里格气田致密气藏埋藏深, 钻遇地层塌漏问题突出, 以及机械钻速低、钻井成本高等问题, 提出了减少开次、提高机械钻速的井身结构优化思路, 优化了必封点位置和井眼尺寸, 形成了小井眼二开井身结构。

2) 以小井眼二开井身结构为基础, 研究了配套的钻井提速技术、井眼轨迹控制技术和强抑制高效润滑钻井液技术, 大幅度提高了机械钻速, 缩短了钻井周期, 降低了综合开发成本。

3) 针对大斜度(斜井段、水平段) $\phi 152.4\text{ mm}$ 小井眼裸眼超过 2 300 m 井段钻遇连续泥岩的情况, 仍需要进一步优化水基钻井液的润滑和防塌性能, 以降低摩阻扭矩和稳定井壁, 实现安全钻井。

4) 建议钻进水平井水平段时引入近钻头伽马地质导向工具, 配套现有钻具, 形成“高效 PDC 钻头+近钻头伽马地质导向工具+螺杆钻具+水力振荡器钻具+MWD”导向钻具组合, 提高水平段储层钻

遇率, 延长水平段。

参 考 文 献

References

[1] 李双贵, 于洋, 樊艳芳, 等. 顺北油气田超深井井身结构优化设计[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(2): 6–11.
LI Shuanggui, YU Yang, FAN Yanfang, et al. Optimal design of casing programs for ultra-deep wells in the Shunbei Oil and Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(2): 6–11.

[2] 刘彪, 潘丽娟, 王圣明, 等. 顺北油气田超深井井身结构系列优化及应用[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(2): 130–136.
LIU Biao, PAN Lijuan, WANG Shengming, et al. Casing program optimization and application of ultradeep wells in Shunbei Oil and Gas Field[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(2): 130–136.

[3] 刘小刚, 赵少伟, 马英文, 等. 渤海油田定向井井身结构优化及应用[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(4): 455–459.
LIU Xiaogang, ZHAO Shaowei, MA Yingwen, et al. Optimization of the casing program of directional well and its application in the Bohai Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(4): 455–459.

[4] 乐守群, 王进杰, 苏前荣, 等. 涪陵页岩气田水平井井身结构优化设计[J]. 石油钻探技术, 2017, 45(1): 17–20.
LE Shouqun, WANG Jinjie, SU Qianrong, et al. The optimization of casing programs for horizontal wells in the Fuling Shale Gas

- Field[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2017, 45(1): 17–20.
- [5] 刘云芳. 平桥地区钻井复杂情况地层压力分析[J]. *江汉石油职工大学学报*, 2018, 31(6): 26–28.
- LIU Yunfang. Formation pressure analysis of drilling complexity in Pingqiao Area[J]. *Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers*, 2018, 31(6): 26–28.
- [6] 刘阳, 邓建明, 崔国杰, 等. 渤中凹陷 19-6 构造地层压力随钻精确监测技术[J]. *石油钻采工艺*, 2018, 40(增刊 1): 125–128.
- LIU Yang, DENG Jianming, CUI Guojie, et al. Precise detection technology of formation pressure while drilling in BZ19-6 structure of Bozhong Sag[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2018, 40(supplement 1): 125–128.
- [7] 刘彪, 张俊, 王居贺, 等. 顺北油田含侵入岩区域超深井安全高效钻井技术[J]. *石油钻采工艺*, 2020, 42(2): 138–142.
- LIU Biao, ZHANG Jun, WANG Juhe, et al. Technologies for the safe and efficient drilling of ultradeep wells in the areas with intrusive rocks in the Shunbei Oilfield[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2020, 42(2): 138–142.
- [8] 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.
- [9] 冯林, 母亚军, 杨代明, 等. 马深 1 井二开大井眼优快钻井技术[J]. *石油钻采工艺*, 2016, 38(5): 577–582.
- FENG Lin, MU Yajun, YANG Daiming, et al. Big hole of second section of Well Mashen-1 optimized drilling technology[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2016, 38(5): 577–582.
- [10] 胡大梁, 欧彪, 何龙, 等. 川西海相超深大斜度井井身结构优化及钻井配套技术[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(3): 22–28.
- HU Daliang, OU Biao, HE Long, et al. Casing program optimization and drilling matching technologies for marine ultra-deep highly deviated wells in Western Sichuan[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(3): 22–28.
- [11] 林四元, 张杰, 韩成, 等. 东方气田浅部储层大位移水平井钻井关键技术[J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(5): 17–21.
- LIN Siyuan, ZHANG Jie, HAN Cheng, et al. Key technology for horizontal well of extended reach drilling in the shallow reservoirs of the Dongfang Gas Field[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(5): 17–21.
- [12] 杨灿, 王鹏, 饶开波, 等. 大港油田页岩油水平井钻井关键技术[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(2): 34–41.
- YANG Can, WANG Peng, RAO Kaibo, et al. Key technologies for drilling horizontal shale oil wells in the Dagang Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(2): 34–41.
- [13] 路宗羽, 赵飞, 雷鸣, 等. 新疆玛湖油田砂砾岩致密油水平井钻井关键技术[J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(2): 9–14.
- LU Zongyu, ZHAO Fei, LEI Ming, et al. Key technologies for drilling horizontal wells in glutenite tight oil reservoirs in the Mahu Oilfield of Xinjiang[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(2): 9–14.
- [14] 王敏生, 光新军, 耿黎东. 页岩油高效开发钻井完井关键技术及发展方向[J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(5): 1–10.
- WANG Minsheng, GUANG Xinjun, GENG Lidong. Key drilling/completion technologies and development trends in the efficient development of shale oil[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(5): 1–10.
- [15] 史配铭, 肖春学, 王建军. 苏里格南部气田大斜度井钻井技术[J]. *石油钻采工艺*, 2019, 41(1): 18–22.
- SHI Peiming, XIAO Chunxue, WANG Jianjun. Drilling technologies used for the highly deviated wells in Southern Sulige Gasfield[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2019, 41(1): 18–22.
- [16] 聂云飞, 朱渊, 范萧, 等. 自激式涡流控制水力振荡器研制与应用[J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(5): 74–79.
- NIE Yunfei, ZHU Yuan, FAN Xiao, et al. Development and application of self-excited vortex control hydraulic oscillator[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(5): 74–79.
- [17] 沈国兵, 刘明国, 晁文学, 等. 涪陵页岩气田三维水平井井眼轨迹控制技术[J]. *石油钻探技术*, 2016, 44(2): 10–15.
- SHEN Guobing, LIU Mingguo, CHAO Wenxue, et al. 3D trajectory control technology for horizontal wells in the Fuling Shale Gas Field[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2016, 44(2): 10–15.
- [18] 胡祖彪, 张建卿, 王清臣, 等. 长庆油田华 H50-7 井超长水平段钻井液技术[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(4): 28–36.
- HU Zubiao, ZHANG Jianqing, WANG Qingchen, et al. Drilling fluid technology for ultra-long horizontal section of Well Hua H50-7 in the Changqing Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(4): 28–36.

[编辑 令文学]