

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2021056

引用格式: 史配铭, 倪华峰, 石崇东, 等. 苏里格致密气藏超长水平段水平井钻井完井关键技术 [J]. 石油钻探技术, 2022, 50(1): 13-21.

SHI Peiming, NI Huafeng, SHI Chongdong, et al. Key technologies for drilling and completing horizontal wells with ultra-Long horizontal sections in the Sulige tight gas reservoirs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(1): 13-21.

苏里格致密气藏超长水平段水平井钻井完井关键技术

史配铭, 倪华峰, 石崇东, 王学枫, 王万庆, 屈艳平

(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)

摘 要: 针对苏里格气田致密气藏超长水平段水平井钻井完井过程中循环泵压高、摩阻扭矩大、机械钻速低、井眼清洁困难、完井套管柱下入困难等问题, 分析了超长水平段水平井钻井完井技术难点, 进行了高效钻具和钻井设备优化配置、井眼轨道设计和井眼轨迹控制、水平段钻井提速和清洁, 以及旋转导向钻井、强抑制润滑性水基钻井液和“旋转引鞋+套管”漂浮下入等技术研究, 形成了苏里格致密气藏超长水平段水平井钻井完井关键技术。现场试验 2 口井, 平均井深 7 027 m, 平均水平段长 3 719.5 m, 钻井周期 50.93 d, 取得了很好的效果。其中, 靖 50-26H1 井完钻井深 7 388 m, 水平段长 4 118 m, 创造了当时长庆油田井深最深和国内陆上油气井水平段最长 2 项纪录。研究与试验结果表明, 该技术可为苏里格致密气藏高效勘探开发提供技术支撑, 也可国内致密气超长水平段水平井安全高效钻井完井提供借鉴。

关键词: 致密气藏; 超长水平段; 水平井; 旋转导向; 水基钻井液; 漂浮接箍; 苏里格气田

中图分类号: TE243⁺.1

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2022)01-0013-09

Key Technologies for Drilling and Completing Horizontal Wells with Ultra-Long Horizontal Sections in the Sulige Tight Gas Reservoirs

SHI Peiming, NI Huafeng, SHI Chongdong, WANG Xuefeng, WANG Wanqing, QU Yanping

(Changqing Drilling Company, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Xi'an, Shaanxi, 710018, China)

Abstract: The drilling and completion of horizontal wells with ultra-long horizontal sections in the tight gas reservoirs of Sulige Gas Field is subject to problems such as high circulating pump pressure, large friction torque, low rates of penetration (ROP), difficult borehole cleaning, and difficulties in running the completion casing string. In response, the technical difficulties in the drilling and completion of such wells were analyzed. Research was conducted on technologies such as optimized allocation of high-efficiency drilling tools and equipments, borehole trajectory design and control, horizontal section drilling acceleration and cleaning, rotary steering system (RSS) drilling, strong inhibition and lubrication water-base drilling fluid, and “rotary guide shoe + casing” floating running, etc. The key technologies for drilling and completing horizontal wells with ultra-long horizontal sections in the Sulige tight gas reservoirs were developed and applied in 2 wells with an average well depth of 7 027 m and an average horizontal section length of 3 719.5 m. The drilling cycle was 50.93 d, which meant that the proposed technologies achieved a favorable effect. Between the two wells, the Well Jing50-26H1, with a total depth (TD) of 7 388 m and a horizontal section length of 4 118 m, established the records as the deepest well in Changqing Oilfield and the longest horizontal section of onshore oil and gas wells in China at that time. The research and application show that the key technologies can provide technical support for the efficient exploration and development of the Sulige tight gas reservoirs and a reference for safe and efficient drilling and completion of horizontal wells with ultra-long horizontal sections in tight gas fields in China.

Key words: tight gas reservoir; ultra-long horizontal section; horizontal well; rotary steering; water-base drilling fluid; floating collar; Sulige Gas Field

收稿日期: 2020-10-15; 改回日期: 2021-10-18。

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。

井下故障和复杂情况。

6)完井套管柱下入困难。 $\phi 152.4\text{ mm}$ 超长水平井眼中套管紧贴下井壁,摩阻大,套管柱下入时间长达 35~40 h,下入难度较大,易发生套管压差卡钻。

2 钻井完井关键技术

2.1 钻具和钻井设备优化配置

针对苏里格致密气藏超长水平段水平井施工过

程中摩阻扭矩大、泵压高的问题,考虑井眼清洁、井下故障和复杂情况处理能力等因素,利用软件模拟分析了循环压耗、抗扭及抗拉强度等参数,优化配置了钻具和钻井设备。

2.1.1 超长水平段的排量及泵压预测

设 $\phi 152.4\text{ mm}$ 水平井段长 4 000 m, 给定钻井液密度、排量、井深及钻具组合,利用软件模拟计算了不同尺寸钻具内的压耗、环空压耗及循环泵压,结果见表 2。

表 2 $\phi 152.4\text{ mm}$ 井眼中钻具在定排量下的循环压耗
Table 2 Circulating pressure losses of drilling tools in a $\phi 152.4\text{ mm}$ borehole under fixed flow rate

钻头外径/ mm	钻杆外径/ mm	排量/ ($\text{L}\cdot\text{s}^{-1}$)	钻具内压耗/ MPa	环空压耗/ MPa	“钻头+螺杆+地面管汇”的 压耗/MPa	循环泵压/ MPa	环空返速/ ($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$)
152.4	88.9	18	34.04	5.39	7.1	46.54	1.49
	101.6		13.81	9.35	7.1	30.26	1.78

注: 钻井液密度 1.33 kg/L, 漏斗黏度 70 s, 塑性黏度 21 mPa·s, 旋转黏度计 $\phi 600$ 读数为 66、 $\phi 300$ 读数为 45; 水平段长 4 000 m, 井深 7 300 m。

由表 2 可知, $\phi 101.6\text{ mm}$ 钻杆在 18 L/s 排量时的循环泵压为 30.26 MPa, 较 $\phi 88.9\text{ mm}$ 钻杆的循环泵压低 34.9%, 说明 $\phi 101.6\text{ mm}$ 钻杆可以满足超长水平段激进钻进要求。

2.1.2 双台肩钻具优选

超长水平段循环泵压高、摩阻扭矩大, 钻具刺

漏、疲劳断裂等风险高, 优选双台肩密封高抗拉抗扭 $\phi 101.6\text{ mm}$ 钻杆(S135 钢级)。通过增加副台肩形成双台肩密封, 具有辅助上扣定位、承担轴向载荷及双面密封的功能, 提高了钻具接头抗扭强度及密封性能, 相关参数见表 3。水平段抗拉强度、抗扭强度校核情况分别见图 1、图 2。

表 3 不同扣型钻具性能参数
Table 3 Parameters of drilling tools with different connection types

钻具扣型	钻杆外径/mm	钻杆接箍尺寸/mm	钻杆壁厚/mm	接头拉伸载荷/kN	接头扭矩载荷/($\text{kN}\cdot\text{m}$)	管体拉伸载荷/($\text{kN}\cdot\text{m}$)	管体扭矩载荷/($\text{kN}\cdot\text{m}$)	内压强度/MPa	挤毁强度/MPa
CQST39	101.6	123.8	8.38	3 490	53.28	2 287	56.81	134.4	138.8
CQ40				3 300	33.30	2 300	56.80	134.4	138.8

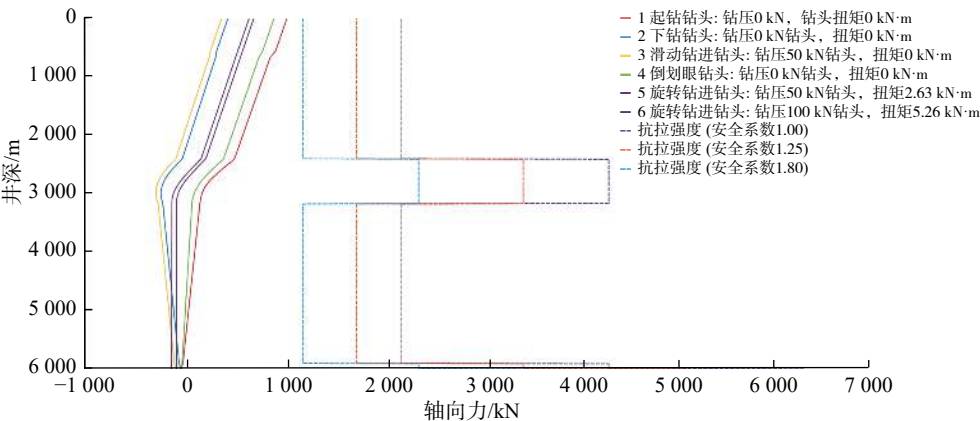


图 1 水平段抗拉强度校核图
Fig.1 Tensile strength check of horizontal section

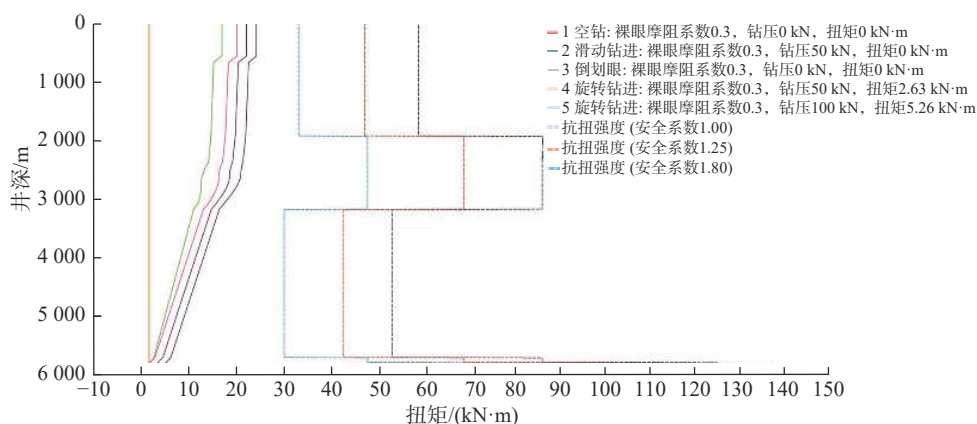


图2 水平段抗扭强度校核图

Fig.2 Torsional strength check of horizontal section

由表3和图1、图2可知, $\phi 101.6$ mm 钻杆 (S135 钢级) 的拉伸载荷为 2 286 kN, 最小抗扭强度为 53.28 kN·m, 考虑大钩载荷、扭矩和循环压耗, 在满足强度要求的前提下尽可能降低钻机负载为原则, 选用该钻杆可在钻井泵负载允许范围内提高钻井排量, 有效清洁井筒。

2.1.3 钻井泵优选

随着水平段不断增长, 在排量一定的情况下, 应用 $\phi 101.6$ mm 钻杆, 钻具内压耗、环空压耗也逐步增高, 为提高钻井泵的安全性, 选用3台额定工作压力为 52.0 MPa 的 F-1 600 加强型钻井泵, 以满足“高泵压、大排量”激进钻进要求。

2.1.4 高效钻井液净化系统配置

为保证钻井液能有效净化, 根据实际工况, 应该配套高频率振动筛、中速离心机和大排量一体机等高效钻井液净化系统。

2.2 井眼轨道设计和井眼轨迹控制

利用“空间圆弧+迭代求解”的三维水平井全井段井眼轨道计算模型, 形成了“直—增—稳—扭方位增斜—稳—增—稳”的井身剖面。钻井过程中根据偏移距大小, 提高造斜点高度, 将上部造斜率由 $0^\circ/30\text{m}$ 增至 $3^\circ/30\text{m}$, 选择增斜扭方位, 控制扭方位井段, 尽可能在小井斜角下扭方位, 滑动方位变化率控制在 $(4^\circ \sim 10^\circ)/30\text{m}$, 井斜角变化率控制在 $2^\circ/30\text{m}$ 左右。将下部斜井段的全角变化率由 $12^\circ/30\text{m}$ 降至 $5^\circ/30\text{m}$, 井斜角小于 45° 时, 实钻造斜率略高于设计造斜率, 斜井段施工过程中多进行滑动钻进, 保证中靶垂深上偏 0.5 m; 井斜角为 $45^\circ \sim 60^\circ$ 时, 少进行滑动钻进, 多复合微调钻进, 以提高施工效率; 井斜角大于 60° 后, 钻具组合复合增斜率能达到 $(4^\circ \sim 5^\circ)/30\text{m}$, 以复合增斜方式为主, 在

入窗前 50 m 将井斜角控制在 $83^\circ \sim 85^\circ$, 稳斜探气顶, 发现气层后及时将井斜角调整至 $89^\circ \sim 90^\circ$ 入窗, 确保井眼轨迹圆滑, 最大限度地降摩减阻。水平段以复合稳斜钻进为主, 控制全角变化率 $\leq 3^\circ/30\text{m}$, 根据施工段长选择经济高效的井眼轨迹控制技术: 水平段长在 1 800 m 内时, 采用“PDC 钻头+螺杆钻具+MWD+水力振荡器”的常规导向组合控制井眼轨迹; 水平段长度大于 1 800 m 后, 更换旋转导向钻具组合控制井眼轨迹。

2.3 超长水平段钻井提速和清洁

2.3.1 高效 PDC 钻头设计

石盒子组地层可钻性级值为 5.3~5.6^[3], 基于此, 从提高钻头的抗研磨性、自锐性和导向钻进工具面稳定性等 3 方面对 PDC 钻头进行了个性化设计: 采用浅锥、双圆弧冠部轮廓同轨布置, 五刀翼结构 (3 个长刀翼+2 个短刀翼) 设计, 提高钻头的导向稳定性; 优选进口耐磨性高、抗冲击能力强的新型 $\phi 16.0$ mm 主切削齿 9 颗、心部切削齿 3 颗, 出刃高度 6.0 mm, 切削齿按照后倾角度 $14.0^\circ \sim 18.0^\circ$ 由钻头中心部位沿冠部从内向外依次布置, 使切削齿吃入地层深, 攻击性强, 机械钻速高。同时, 采用高配比水力参数优化设计, 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 , 提高钻头冷却效果及井底清洗效果, 避免井底重复切削现象。PDC 钻头流场动力学数值模拟结果表明, 井底最大漫流速度可达 51.05 m/s。

2.3.2 提高导向钻井效率措施

针对三维水平井偏移距大、纠偏井斜角大、水平段长, 钻进中摩阻、扭矩较大, 托压严重, 工具面控制困难, 钻压无法有效传递至钻头, 导致滑动机械钻速低的问题, 通过研究制定了如下措施: 纠偏

段和斜井段采用 $\phi 165.1$ mm 全液力脉冲自激水力振荡器^[4], 水平段采用 $\phi 127.0$ mm 径向水力振荡器, 这 2 种型号水力振荡器均具有降摩减阻、稳定工具面和提高钻压传递效率等性能, 能够大幅度提高导向钻井效率。

2.3.3 提高井眼清洁效果措施

1) 井眼清洁工具机械破坏岩屑床携砂。针对超长水平段钻井过程中存在岩屑床导致钻井液通道变小、携岩效果变差、钻具摩阻扭矩增大、井下故障和复杂情况增多等问题, 在钻柱中加入岩屑床清除钻杆, 利用其加厚段螺旋棱对岩屑床的机械刮削及螺旋棱产生的特殊环空流场对岩屑颗粒的推动加速作用清除岩屑床^[5-6]。

2) 钻具高转速扰动携砂。 $\phi 152.4$ mm 井眼面积比率 P-HAR 值^[7] 为 1.50, 根据 $P-HAR < 3.25$ 适用于小井眼, 清洁该井眼的理想携砂转速为 120 r/min, 将顶驱转速提高至 80 r/min 以上, 利用钻具扰动作用将沉积在下井壁的岩屑携带到上井壁高流速区, 提高井眼清洁效果。

2.4 旋转导向钻具组合

随着水平段不断延伸, 滑动导向钻井时采用“PDC 钻头+螺杆钻具+MWD+水力振荡器”常规导向钻具组合摩阻大, 托压严重, 井眼轨迹调整困难。为此, 采用了旋转导向钻井系统 ATK-GT4G^[8-11], 组成了旋转导向钻具组合: 钻头+旋转导向头+模块马达+ OnTrak(测量短节)+BCPM(双向通讯短节)+上截止短节。该钻具组合理论造斜率($6^{\circ} \sim 8^{\circ}$)/30m, 能够满足水平段钻井需求。同时, 利用近钻头方位伽马成像和电阻率等参数, 为提高储层钻遇率及在储层中准确控制井眼轨迹提供指导。

2.5 强抑制润滑性水基钻井液

致密气藏超长水平段水平井面临降摩减阻、井眼清洁、泥岩井壁防塌和储层保护等方面的技术难点^[12-13], 要求钻井液必须具备强抑制防塌性能, 良好的润滑、携岩及流变性, 以及储层保护性能。

通过室内试验, 优选配制了强抑制润滑性水基钻井液: 1.5%~2.0% 天然高分子降滤失剂+3.0% 白沥青+12.0%~15.0% 抑制剂 HCOOK+10.0% 复合盐抑制剂 CQFY-1+3.0% 液体聚合醇+0.2% 烧碱+0.15% 黄原胶+3.0% 储层保护剂+2.0% 屏蔽暂堵剂+4.0% 高效液体润滑剂。该钻井液采用 HCOOK 和 CQFY-1 提高密度, 降低了固相含量和水的活度, 增强了抑制性, 使水平段钻遇泥岩层时井眼保持稳定, 振动筛返出砂样成型, 不糊筛; 通过

复配使用聚合醇和高效液体润滑剂, 在钻具、套管及井壁岩石表面上形成了一层具有一定强度的、可降低摩阻的润滑膜, 可达到降低钻具摩阻、扭矩的目的; 加入酸溶性储层保护剂和屏蔽暂堵剂, 增强了钻井液的封堵性, 改善了滤饼质量, 降低了滤失量, 实现了强封堵防塌和储层保护的双重目标。

2.6 “旋转引鞋+套管”漂浮下入技术

针对水平段裸眼段长度大于 2 000 m 时, 生产套管下入过程中摩阻大、不易下到设计井深的问题, 采用“旋转引鞋+套管”漂浮下入技术^[10]。

2.6.1 旋转引鞋

旋转引鞋由套管接头、圆锥轴承和螺旋棱旋转头组成, 螺旋棱旋转头具有自适应旋转功能。旋转引鞋安装于套管柱的最下段, 当套管进入水平裸眼井段沿着井眼下井壁前行过程中遇到岩屑床或者小掉块时, 该引鞋在作用力下可自行顺时针、逆时针转换方向转动绕开障碍物, 有利于套管顺利下入; 当建立循环时钻井液沿着螺旋棱之间的水眼喷射出, 反作用力推动引鞋旋转头转动, 破坏岩屑床及砂桥, 使套管继续下入。

2.6.2 套管漂浮下入措施

为降低下入套管时的摩阻力, 在完井套管管柱中加入盲板式漂浮接箍^[14], 利用漂浮接箍将完井套管管柱分为 2 段: 第 1 段, 从完井套管柱下端高承压浮箍到漂浮接箍, 下套管过程中无需灌浆, 套管柱内充满空气, 以减少套管柱对井壁的正压力, 从而降低套管柱与井壁的摩擦阻力; 第 2 段, 从漂浮接箍到井口段套管柱, 下入过程中需要连续灌浆, 使套管柱内充满钻井液, 确保上部套管柱有足够重量, 推动下部套管柱下行, 使套管顺利下入井中。套管下至设计井深后, 连续向套管灌钻井液, 并憋压至击穿盲板设计压力, 击穿盲板, 连续灌钻井液, 置换下部掏空段套管柱内的空气, 置换完毕后小排量(10 L/s)顶通高承压浮箍浮鞋, 钻井液循环返出正常后, 按照预定固井设计排量循环处理钻井液, 直到达到固井施工要求。

2.6.3 下套管前的井筒准备

1) 利用钻具组合中的岩屑床清除钻杆, 采用划眼起钻方式破坏岩屑床, 修整井眼。

2) 采用刚度与套管柱相同的钻具组合通井。通井钻具组合: $\phi 152.4$ mm 牙轮钻头+330×310 双母接头+ $\phi 148.0$ mm 稳定器+ $\phi 120.7$ mm 钻具止回阀+ $\phi 101.6$ mm 加重钻杆×2 根+ $\phi 146.0$ mm 稳定器+ $\phi 101.6$ mm 普通钻杆×28 根+ $\phi 101.6$ mm 岩屑床清除

钻杆 1#+ $\phi 101.6$ mm 钻杆 15 根+ $\phi 101.6$ mm 岩屑床清除钻杆 2#+ $\phi 101.6$ mm 钻杆 15 根+ $\phi 101.6$ mm 岩屑床清除钻杆 3#+ $\phi 101.6$ mm 钻杆。

3)通井到底后大排量循环 2 周,短起下钻修整井壁、破坏岩屑床,验证泥岩段井眼的稳定性,监测上提下放摩阻,确保井眼畅通无阻;若通井下钻无遇阻,短程起下钻到底循环 1 周后注润滑封闭浆封水平段起钻,若通井下钻遇阻,短程起下钻必须通过遇阻井段,遇阻段无反应后方可下至井底循环注润滑封闭浆。

4)水平段替入 3.0%~4.0% 液体润滑剂和 6.0%~8.0% 固体润滑剂复配的高效润滑封闭浆,封闭整个水平段,以降低水平段的摩擦系数。

表 4 膨胀降滤失水泥浆的性能

Table 4 Properties of expanded fluid loss reducing cement slurry

水泥浆	密度/ ($\text{kg}\cdot\text{L}^{-1}$)	API滤失量/ mL	抗压强度 ¹⁾ /MPa		初始稠度/ Bc	最终稠度/ Bc	稠化时间 ²⁾ / min	水泥石膨胀 率, %
			55 $^{\circ}\text{C}$ /24 h	55 $^{\circ}\text{C}$ /48 h				
领浆			21.0	24.5			415	
中浆	1.88~1.92	36	25.0	30.0	12	70	364	0.1
尾浆			27.0	32.5			314	

注: 1)抗压强度的测试条件, 55 $^{\circ}\text{C}$ /24 h指在55 $^{\circ}\text{C}$ 温度下老化24 h, 55 $^{\circ}\text{C}$ /48 h指在55 $^{\circ}\text{C}$ 温度下老化48 h; 2)稠化条件为85 $^{\circ}\text{C}$ /40 MPa。

2.7.2 “紊流+塞流”复合顶替方式

采用漂浮下套管技术施工时,漂浮接箍最大外径 138.2 mm,环空间隙 7.1 mm,较套管接箍环空间隙小 5.6 mm,顶替施工压力高,易砂堵憋泵。为此,顶替过程中采用“紊流+塞流”复合变排量顶替,控制井口压力,提高顶替效率,预防井漏、砂堵憋泵发生,保证固井质量^[15]。施工过程中尽量使领浆、尾浆出套管时达到紊流,采用 $0.8\text{ m}^3/\text{min}$ 排量替浆,提高水泥浆顶替效率,在领浆通过漂浮接箍环空段时排量降至 $0.5\text{ m}^3/\text{min}$,用塞流顶替,降低环空压力,以降低压漏地层、砂堵憋泵的风险。

2.7.3 套管扶正技术

一体化的 $\phi 114.3$ mm 弓簧弹性套管扶正器具有结构强、与井壁点接触、活动阻力小、居中度高和可通过性强等特点,与常规螺旋套管扶正器相比,该

2.7 超长水平段窄间隙固井技术

超长水平段环空间隙窄,固井过程中摩阻大、施工压力高和顶替排量受限导致顶替效率低,采取优化水泥浆配方、采用“紊流+塞流”复合顶替方式和套管居中等措施,保证超长水平段窄间隙固井质量。

2.7.1 水泥浆体系优化

为提高水平井固井后环空的有效封隔性,使水平井桥塞分段压裂后增高产量,在三开 $\phi 152.4$ mm 井眼下 $\phi 114.3$ mm 套管,采用一次上返固井工艺。针对窄间隙固井时环空间隙宽度仅有 19.05 mm 带来的易堵塞、水泥环薄等问题,采用了膨胀降滤失水泥浆,其配方为 G 级水泥+增强剂+降滤失剂+增韧材料+缓凝剂+水,性能见表 4。

套管扶正器的扶正效果好,过流面积较大,可大幅度降低下套管时的摩阻。水平段每 2 根套管安放 1 只弓簧弹性套管扶正器;进入直井段、斜井段技术套管内后,每 3 根套管安放 1 只弓簧弹性套管扶正器,以保证套管居中度,避免出现套管紧贴下井壁造成“宽窄边”现象,提高水泥浆顶替效率和固井质量。

3 现场试验

3.1 整体试验效果

苏里格致密气藏超长水平段钻井完井关键技术,在靖 45-24H2 井和靖 50-26H1 井进行了现场试验,施工过程中无井下故障和复杂情况发生,整体效果良好。2 口试验井的具体技术指标见表 5。

表 5 试验井的技术指标

Table 5 Technical indicators of test wells

井号	完钻井深/m	水平段长/m	钻井周期/d	完井周期/d	建井周期/d	机械钻速/($\text{m}\cdot\text{h}^{-1}$)
靖45-24H2	6 666	3 321	44.44	10.02	56.04	14.81
靖50-26H1	7 388	4 118	57.42	7.79	65.21	11.62

靖 45-24H2 井和靖 50-26H1 井平均完钻井深 7027.00 m, 平均水平段长 3 719.50 m, 平均钻井周期 50.93 d, 平均机械钻速 12.94 m/h。其中, 靖 50-26H1 井完钻井深 7388.00 m、水平段长 4 118.00 m, 创造了当时长庆油田井深最深和陆上油气井水平段最长 2 项纪录。

表 6 井眼轨道优化设计数据
Table 6 Data of optimized borehole trajectory design

剖面	造斜点井深/m	偏移距/m	入窗点井深/m	全角变化率/ $(^{\circ})\cdot(30\text{m})^{-1}$			摩阻/kN
				纠偏井段	扭方位井段	斜井段	
优化前	1 000	600	3 200	0	4	12	42.3
优化后	650	600	3 200	3	6	5	27.3

注: 优化前剖面, 指“直—增—稳—降斜扭方位—稳—增—水平段”; 优化后剖面, 指“直—增—稳—增斜扭方位—稳—增—水平段”。

2) 靖 45-24H2 井和靖 50-26H1 井都采用了“SF56H3 型 PDC 钻头+螺杆钻具+MWD”的钻具组合进行钻进, 单只钻头最高进尺 1 455 m, 机械钻速 11.73 m/h, 平均单只钻头进尺 906 m, 平均机械钻速 12.53 m/h, 较优化前提高了 53.74%; 斜井段应用了 $\phi 165.1$ mm 水力振荡器, 平均滑动钻进机械钻速 6.55 m/h, 较未应用该水力振荡器时的滑动钻进机械钻速提高了 87.23%; 水平段应用了 $\phi 127.0$ mm 水力振荡器, 平均滑动钻进机械钻速 4.39 m/h, 与未应用该水力振荡器相比提高了 126.6%。

3) 为降低水平段施工难度和钻井成本、提高施工效率, 分段应用了“PDC 钻头+螺杆钻具+ MWD+ 水力振荡器”常规钻具组合与旋转导向钻具组合。旋转导向钻进参数: 钻压 50~80 kN, 转速 85~90 r/min, 排量 18~20 L/s, 泵压 30~35 MPa。应用井段最大全角变化率 2.81°/30m、平均全角变化率 0.74°/30m, 分别比常规钻具组合低 20.93% 和 60.63% (见表 7), 井眼轨迹平滑。完钻时下放摩阻 30~45 kN, 扭矩 18~23 kN·m, 与采用常规钻具组合钻进 2 000 m 长水平段的摩阻扭矩相当。根据近钻头伽马成像得知, 靖 45-24H2 井和靖 50-26H1 井水平段砂岩钻遇率分别为 100%、99.3%, 气层钻遇率分别为 93.9%、98.0%。

4) 超长水平段应用了高效强抑制润滑水基钻井液, 其性能: 密度 1.27~1.35 kg/L、漏斗黏度 55~65 s、API 滤失量 2.5~3.5 mL、高温高压滤失量 8~12 mL、塑性黏度 22~35 mPa·s、动切力 10~14 Pa、动塑比 0.45~0.60、含砂量 0.2%~0.3%。控制钻井液动切力不低于 10 Pa、动塑比不小于 0.45, 保证了携岩效

3.2 关键技术试验效果

1) 采用上文的井眼轨道设计技术, 提高造斜点, 减小纠偏井段的最大井斜角, 采用增斜扭方位方式, 将扭方位井段全角变化率控制在 6°/30m, 将斜井段全角变化率由 12°/30m 降至 5°/30m, 摩阻降低 30%。井眼轨道优化设计前后的数据见表 6。

表 7 常规钻具与旋转导向钻具应用数据对比
Table 7 Application data comparison of conventional drilling tools and RSS drilling tools

井号	钻具组合	应用井段/m	全角变化率/ $(^{\circ})\cdot(30\text{m})^{-1}$	
			最大	平均
靖45-24H2	PDC钻头+螺杆 钻具+ MWD+ 水力振荡器	3 345~5 107	3.87	1.77
靖50-26H1		3 270~5 132	3.48	1.98
靖45-24H2	旋转导向	5 107~6 666	2.56	0.59
靖50-26H1		5 132~7 388	3.06	0.89

果, 抑制了泥岩水化膨胀, 有效降低了摩阻扭矩, 保证了超长水平段的安全高效钻进。同区块用不同钻井液的通井摩阻、扭矩对比情况见图 3。

由图 3 可知: 靖 45-24H2 井和靖 50-26H1 井采用相同的钻具组合通井, 通至水平段 1 500 m 处的摩阻分别为 160 和 190 kN, 扭矩分别为 12 和 14 kN·m, 与同区块采用常规钻井液施工的靖 72-58H2 井(水平段长 1 500 m)相比, 下放摩阻降低 32%~42%, 扭矩降低 22%~33%。

5) 靖 45-24H2 井和靖 50-26H1 井下套管时采用了 NDS 盲板式漂浮接箍, 水平段下套管顺利, 摩阻降低近 50%。下套管之前, 利用 Landmark 软件进行计算分析, 漂浮接箍以下摩阻系数取 0.5~0.7, 技术套管内摩阻系数取 0.2, 钻井液密度 1.35 kg/L, 对应浮力系数 0.83。按此计算, 靖 45-24H2 井漂浮段长 3 228 m 时, 套管下至目的位置后的井口悬重为 381.3~488.9 kN; 靖 50-26H1 井漂浮段长 3 627 m 时, 套管下至目的位置后的井口悬重为 442.3~587.4 kN。靖 45-24H2 井和靖 50-26H1 下完套管时,

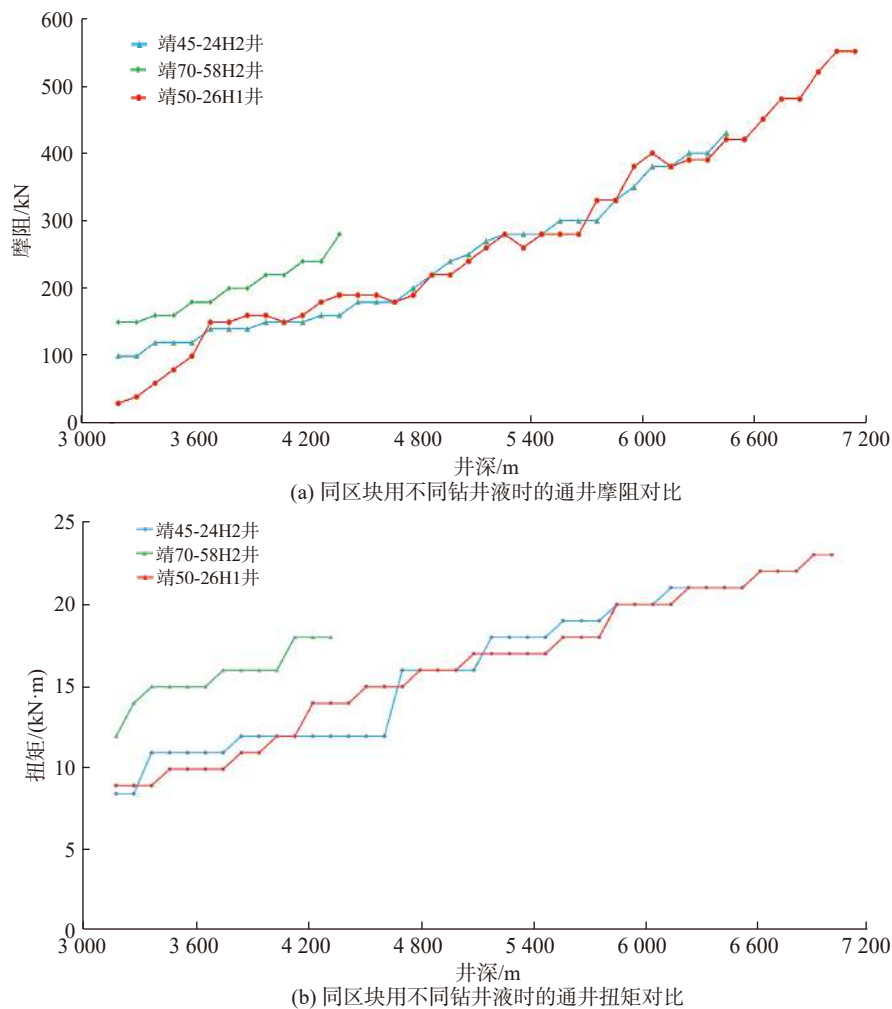


图3 采用不同钻井液时的通井摩阻、扭矩对比

Fig.3 Comparison of friction and torque in drafting process with different drilling fluids

实际井口悬重分别为 370~480 和 410~580 kN。可以看出, 实际井口悬重与计算井口悬重基本符合。

靖 45-24H2 井、靖 50-26H1 井与靖 72-58H2 井完井套管柱下入摩阻对比情况如图 4 所示。

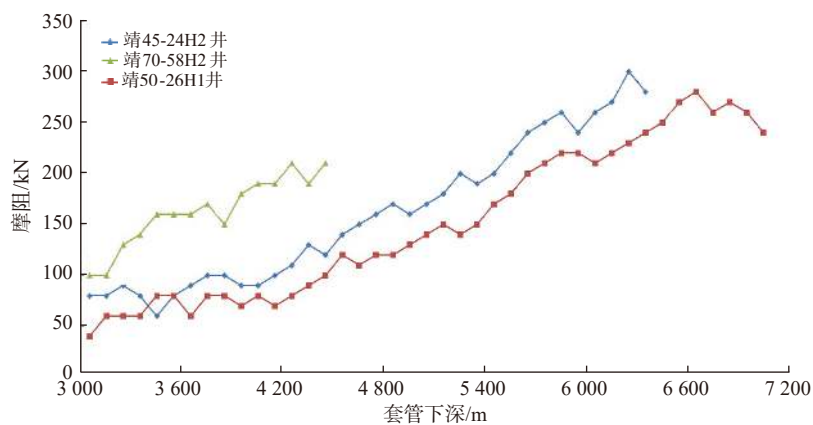


图4 完井套管柱下入摩阻对比

Fig.4 Comparison of friction in running of completion casing string

由图 4 可知, 靖 45-24H2 井、靖 50-26H1 井的完井套管柱下至水平段 1 500 m 处时, 下放摩阻分别

为 130 和 100 kN, 与同区块靖 72-58H2 井(水平段长 1 500 m)相比, 降低了 38%~52%。

4 结论与建议

1) 针对苏里格气田致密气藏超长水平段水平井钻井完井过程中循环泵压高、摩阻扭矩大、机械钻速低、井眼清洁困难、完井套管柱下入困难等问题,进行了高效钻具和钻井设备优化配置、井眼轨道设计和井眼轨迹控制、水平段钻井提速和清洁,以及旋转导向钻井、强抑制润滑性水基钻井液和“旋转引鞋+套管漂浮”下入等技术研究,形成了苏里格致密气藏超长水平段水平井钻井完井关键技术。

2) 超长水平段水平井采取配套处理措施,用强抑制润滑水基钻井液替代油基钻井液,能够保障水平段的延伸能力。

3) “旋转引鞋+套管”漂浮下入技术和长水平段窄间隙固井技术配套应用,能降低套管下入摩阻和下入难度,保障完井套管柱安全顺利下至设计位置。

4) 建议根据钻井工程设计,超长水平段施工初期配合应用旋转导向技术和近钻头方位伽马成像技术,精准控制井眼轨迹,使其穿行于有效储层中,并使井眼轨迹平滑、提高储层钻遇率,达到提高钻速、降摩减扭和最大限度延伸水平段长度的目的。

参 考 文 献

References

- [1] 史配铭, 薛让平, 王学枫, 等. 苏里格气田致密气藏水平井优快钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(5): 27-33.
SHI Peiming, XUE Rangping, WANG Xuefeng, et al. Optimized fast drilling technology for horizontal wells in the tight gas reservoirs in Sulige Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(5): 27-33.
- [2] 韩来聚, 牛洪波, 窦玉玲. 胜利低渗油田长水平段水平井钻井关键技术[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(3): 7-12.
HAN Laiju, NIU Hongbo, DOU Yuling. Key drilling technologies for long displacement horizontal wells of low permeability reservoirs in Shengli Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(3): 7-12.
- [3] 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.
- [4] 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.
- [5] 李斐, 魏来, 郝英状, 等. 岩屑床清除工具螺旋槽道优化设计[J]. 天然气与石油, 2020, 38(3): 50-56.
LI Fei, WEI Lai, HAO Yingzhuang, et al. Optimization of spiral channel design of cleaning tools for cuttings bed[J]. Natural Gas and Oil, 2020, 38(3): 50-56.
- [6] 王建龙, 齐昌利, 柳鹤, 等. 沧东凹陷致密油气藏水平井钻井关键技术[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(5): 11-16.
WANG Jianlong, QI Changli, LIU He, et al. Key technologies for drilling horizontal wells in tight oil and gas reservoirs in the Cangdong Sag[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(5): 11-16.
- [7] 高爱庭. 玛湖油田致密砂砾岩油藏钻井提速研究[J]. 江汉石油职工大学学报, 2019, 32(6): 22-24.
GAO Aiting. A study on drilling acceleration in tight sand conglomerate reservoir in Mahu Oilfield[J]. Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers, 2019, 32(6): 22-24.
- [8] 耿立勇, 苑塔亮. 旋转导向钻井技术在 HD10-1-H2 井的应用[J]. 江汉石油职工大学学报, 2020, 33(1): 55-57, 86.
GENG Liyong, YUAN Taliang. Application test of rotary steering drilling technology in HD10-1-H2 Well[J]. Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers, 2020, 33(1): 55-57, 86.
- [9] 路保平, 倪卫宁. 高精度随钻成测井关键技术[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(3): 148-155.
LU Baoping, NI Weining. The key technologies of high precision imaging logging while drilling[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(3): 148-155.
- [10] 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.
- [11] 柳伟荣, 倪华峰, 王学枫, 等. 长庆油田陇东地区页岩油超长水平段水平井钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(1): 9-14.
LIU Weirong, NI Huafeng, WANG Xuefeng, et al. Shale oil horizontal drilling technology with super-long horizontal laterals in the Longdong Region of the Changqing Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(1): 9-14.
- [12] 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.
- [13] 朱宝忠. 国内页岩气长水平井 JY2-5HF 井钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2018, 35(6): 60-64.
ZHU Baozhong. Drilling fluid technology for long horizontal shale gas Well JY2-5HF in China[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2018, 35(6): 60-64.
- [14] 张明昌, 张新亮, 高剑玮. 新型 XPJQ 系列下套管漂浮减阻器的研制与试验[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(5): 114-118.
ZHANG Mingchang, ZHANG Xinliang, GAO Jianwei. Developing and testing XPJQ series floating friction reducers for running casing[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(5): 114-118.
- [15] 邹书强, 张红卫, 伊尔齐木, 等. 顺北一区超深井窄间隙小尾管固井技术研究[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(6): 60-66.
ZOU Shuqiang, ZHANG Hongwei, Eerqm, et al. Slim liner cementing technology for ultra-deep wells with a narrow annulus in No. 1 district of Shunbei Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(6): 60-66.