

川西新场构造带须二段致密气藏定向井优快 钻井关键技术

罗 翰

(中石化西南石油工程有限公司钻井工程研究院, 四川 德阳 618000)

摘要:川西新场构造带须家河组二段致密砂岩储层受限于钻井成本与开发收益的不匹配,长期未能形成规模化商业开发。本文根据工区地质特征,通过以必封点、井眼尺寸和井眼轨道优化为核心进行井身结构设计优化,以旋锤钻具、低成本旋转导向工具、预弯曲钻具组合钻井、基于最小机械比能的实时钻井参数优化为核心进行系列提速关键工艺研究,形成了川西新场构造带须二段致密气藏定向井优快钻井关键技术。该技术在区块全面应用,最短钻井周期由231.1 d缩短到95.7 d,取得了良好的运用效果,实现了区块的效益开发。

关键词:新场构造带须二段致密气藏;定向井;优快钻井;旋锤钻具;旋转导向工具

中图分类号:TE243;P634.5 **文献标识码:**B **文章编号:**2096-9686(2024)06-0132-09

Key technology for optimal fast drilling of directional well in Xujiahe-2 Formation of Xinchang Structure, Western Sichuan

LUO Han

(Drilling Engineering Research Institute of Sinopec Southwest Petroleum Engineering Co., Ltd.,
Deyang Sichuan 618000, China)

Abstract: The tight sand formation reservoir of the Xujiahe-2 Formation in Xinchang Structure, Western Sichuan has failed to form large-scale commercial development for a long time due to the unbalance of drilling cost and development benefit. According to the geological characteristics of the working area, this paper optimized the well structure based on the optimization of setting positions, the hole size, the hole trajectory. The key technology with high speed combining the rotary hammer drilling tools, the low cost of the rotating guide tool, pre-bending drilling tools, and the optimization of the real-time drilling parameters based on the minimum mechanical specific energy, which has been the key technology for horizontal well drilling in tight gas reservoirs in Xujiahe-2 Formation of Xinchang Structure, Western Sichuan. The comprehensive application of this technology in the block has achieved the breakthrough of shortening the shortest drilling cycle from 231.1d to 95.7d, which achieves good results, and realized the beneficial development of the block.

Key words: tight gas reservoirs in Xujiahe-2 Formation of Xinchang Structure; directional well; optimal fast drilling; rotary hammer drilling tools; rotary guide tools

0 引言

川西新场构造带位于成都平原北部,在区域地质构造上处于四川盆地川西坳陷中北段,呈近东西

向展布。构造带西起孝泉构造,东至丰谷构造,北邻梓潼凹陷,南靠成都凹陷及东部斜坡,自三叠纪以来由于受到西部龙门山构造带和多期构造调整

收稿日期:2024-01-22; 修回日期:2024-03-05 DOI:10.12143/j.ztgc.2024.06.017

作者简介:罗翰,男,汉族,1992年生,副主任医师,工程师,油气井工程专业,硕士,长期从事钻井工程技术研究工作,四川省德阳市旌阳区金沙江西路699号,luohan.osxn@sinopec.com。

引用格式:罗翰.川西新场构造带须二段致密气藏定向井优快钻井关键技术[J].钻探工程,2024,51(6):132-140.

LUO Han. Key technology for optimal fast drilling of directional well in Xujiahe-2 Formation of Xinchang Structure, Western Sichuan [J]. Drilling Engineering, 2024, 51(6): 132-140.

影响,在垂向上形成了多套气藏资源。自1980年代以来,新场构造带已经陆续商业开发了蓬莱镇组、遂宁组和沙溪庙组等中浅层气藏,但须家河组二段2020年前的四开制定向井平均机械钻速最高仅2.95 m/h、钻井周期最短高达231.1 d(平均287 d),未达门限效益井多。钻井和改造投入与开发收益的不匹配导致仍须二气藏持续处于初步开发阶段,长期未能形成规模化商业开发^[1-3]。2020年,为有效撬动新场须二段天然气储量,在工程、地质一体化和钻井、改造一体化的“双一体化”思想指导下,以井身结构优化为基础实现本质降本目标、以关键钻井技术应用为基础实现提速目标,综合形成了川西新场构造带须二段致密气藏定向井优快钻井关键技术,为效益开发提供了技术条件。

1 钻井技术难点

1.1 建井成本与收益不匹配

区域前期井身结构以五开制、四开制井身结构为主,大尺寸井眼段施工段长、机械钻速低、钻井液用量和套管用量大,成本测算不能满足经济开发要求,需从源头上优化井身结构设计降低建井成本。

1.2 轨迹控制难度大、钻进效率低

川西地区人口密度大、井场用地紧张,多利用老井场布井导致靶前位移普遍较大,如XS205-2井的靶前位移高达1591.29 m。同时喷、漏、井壁失稳等井下复杂和井眼尺寸不匹配限制了旋转导向工具使用。但常规定向造斜过程中托压严重、造斜率低,螺杆扶正器受地层磨损快也影响轨迹控制效果。

1.3 深部硬地层机械钻速低

深部须家河组地层等硬地层埋深大、研磨性强、可钻性差。岩石可钻性分析表明须五段可钻性为4.62、须四段可钻性为6.11、须三段可钻性为5.89、须二段为8.62,前期勘探井平均机械钻速仅为1.2 m/h,2020年完钻井平均机械钻速4.97 m/h、平均钻井周期176.22 d,钻井周期较方案设计要求高78%。

1.4 裂缝气层处置难度大

地质分析显示构造带内存在9条断裂带,易在须家河组地层钻遇高压裂缝性气层。但裂缝展布和气层压力预测难度大,前期钻井按照设计钻井液密度钻遇高压裂缝气后,需上提钻井液密度0.2~0.3 g/cm³才能压稳气层,导致上部地层承压超过其

破裂压力产生漏失,长裸眼井段喷漏同存,产生井控风险和影响钻井时效。

2 井身结构设计优化

2.1 必封点设计优化

新场须二气藏目前主要开发X8-2井区和XS101井区,两井区三压力参数基本相似。地层压力梯度从剑门关组至须三段由浅至深逐渐增加,在进入须二段后显著降低^[2-3],如图1所示

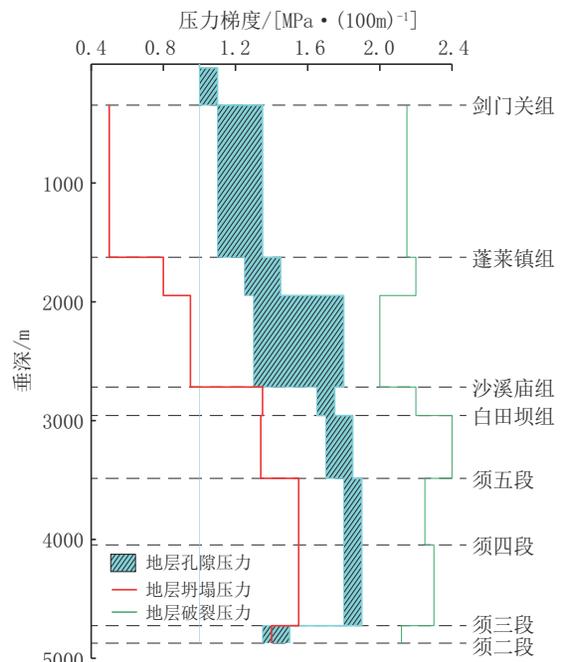


图1 新场构造带X8-2井区三压力剖面

Fig.1 Three pressure section of X8-2 Well Block, Xinchang Structural Belt

自探勘开发至今,区域上已经由五开制井身结构优化至四开制,但仍存在向三开制井身结构优化的需求。由此需要基于三压力剖面和前期实际钻井情况对必封点进一步优化,形成三开制井身结构的合理双必封点,对此进行了主要地质情况分析:

(1)X8-2井区上沙溪庙组为主力生产层,经过多年开发地层压力显著降低。Js₂₋₁层、Js₂₋₂层地层压力预测仅为3~6 MPa和3~5 MPa,前期多口井在该层位出现漏失,例如:XS31-4井钻进至井深2461.28 m井漏失返;X207-1井一开下套管到底后顶通时发生井漏。

(2)须三段与须二段交界处地层压力变化大、承压能力低,两井区多口井都在揭穿须二段时即发

生恶性漏失,例如:XS1井正常钻进至井深4480.12 m时(揭开须二地层),钻时明显变快,泵冲从160冲/min上升到165冲/min,立压从23 MPa下降到20 MPa,井口失返;X207-1井在二开4890.67 m使用1.98 g/cm³密度揭穿须二后发生渗漏,漏失7 m³;X8-2井在钻至4899.18 m(密度2.1 g/cm³)时由须三段进入须二段发生失返性井漏,共计漏失263 m³。

基于以上分析设计了三开制双必封点:

(1)将X8-2井区第一必封点设置在下沙溪庙组顶部以避免后续须家河组钻进时高压钻井液压漏上沙溪庙组低压采空层,第二必封点设置在须三段底部10 m稳定地层封隔上部气层以低密度揭开须二段;

(2)将XS101井区第一必封点设置在上沙溪庙组顶部封上部低破裂压力地层,第二必封点设置在须三段底部10 m稳定地层封隔上部气层以低密度揭开须二段。

2.2 井眼轨迹设计优化

井场征地难使定向井靶点位移分布在500~2000 m范围(如图1所示),二开 \varnothing 241.3 mm井眼需在3000 m裸眼段内完成造斜和稳斜中靶以满足地质目的。井眼轨迹设计对长裸眼钻进时的摩阻和扭矩影响大,滑动钻进的井段长也不利于钻井提速

提效。因此针对小位移定向井和大位移定向井,形成了两种井眼轨迹优化设计方案。

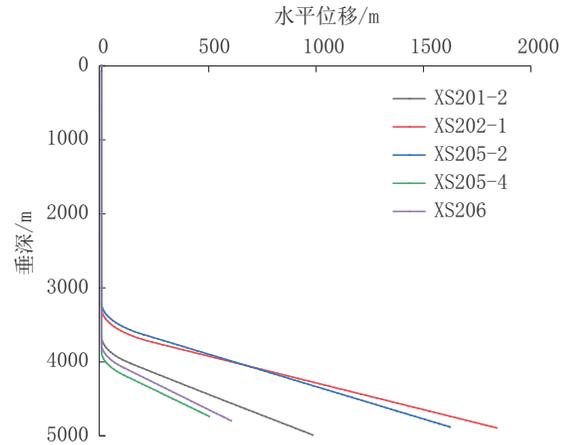


图2 水平位移对比

Fig.2 Horizontal displacement comparison

2.2.1 小位移定向井井眼轨迹设计优化

小位移定向井井眼轨迹设计优化以提速提效为第一要务,将二开滑动增斜段和稳斜段转化为滑动增斜段和复合增斜段两部分^[4-5],按照10°/100 m造斜率达到需求井斜后即转为复合钻进缓慢自然增斜,直至二开完钻时达到三开靶点要求的稳斜角。以X205-1井为例,优化前后设计见表1,在井深基本相同的前提下减少滑动钻进段长390.06 m。

表1 X205-1井井眼轨迹设计
Table 1 Well trajectory optimization design for Well X205-1

设计方案	井深/m	井斜角/ (°)	方位角/ (°)	垂深/m	北南位 移/m	东西位 移/m	视位移/ m	造斜率/[((°)· 10 ⁻² m)]	关键点	井段项目
优化前	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		直井段
	3900.00	0.00	0.00	3900.00	0.00	0.00	0.00	0.00	造斜点	直井段
	4393.07	39.45	38.42	4355.03	127.82	101.36	163.12	8.00		斜井段
	4801.49	39.45	38.42	4670.43	331.13	262.60	422.59	0.00		斜井段
	4927.11	49.44	39.94	4760.00	399.16	318.17	510.43	7.96	A靶点	斜井段
	5296.20	49.44	39.94	5000.00	614.16	498.17	790.80	0.00	B靶点	斜井段
5366.20	49.44	39.94	5045.52	654.94	532.31	843.97	0.00	口袋	斜井段	
优化后	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		直井段
	3900.00	0.00	0.00	3900.00	0.00	0.00	0.00	0.00	造斜点	直井段
	4128.63	22.86	36.46	4122.61	36.20	26.75	44.96	10.00		斜井段
	4925.05	49.44	39.94	4760.00	399.16	318.17	510.43	3.34	A靶点	斜井段
	5294.13	49.44	39.94	5000.00	614.16	498.17	790.80	0.00	B靶点	斜井段
	5364.13	49.44	39.94	5045.52	654.94	532.31	843.97	0.00	口袋	斜井段

2.2.2 大位移定向井井眼轨迹设计优化

大位移定向井井眼轨迹设计优化以轨迹平滑和降低摩阻为第一要务^[6-7],重点提升二开长裸眼井眼延伸能力。通过引入海上油田大位移水平井大范围普及应用的拟悬链线轨迹设计方法对轨迹进

行了优化,实现了大位移定向井的二开斜井段裸眼高效延伸,如表2所示为优化前后轨迹设计。与采用等曲率增斜三段制轨迹结构相比,拟悬链线方法可以显著降低造斜段曲率突变带来的钻具侧向力突变及扭矩耗散,提升井眼延伸能力。

表2 XS202-1井井眼轨迹设计

Table 2 Well trajectory optimization design for Well XS202-1

设计方案	井深/m	井斜角/ (°)	方位角/ (°)	垂深/m	北南位 移/m	东西位移/ m	视位移 (m)	造斜率 /[$(^{\circ})\cdot 10^{-2}m$]	关键点	井段 项目
原始设计	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		直井段
	3000.00	0.00	0.00	3000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	造斜点	直井段
	3473.17	47.32	263.50	3421.19	-20.90	-183.34	184.53	10.00		斜井段
	5307.14	47.17	263.62	4668.00	-170.00	-1520.00	1529.48	0.00	靶点	斜井段
	5577.79	47.17	263.62	4852.00	-192.06	-1717.25	1727.96	0.00		斜井段
	5647.79	47.17	263.62	4899.59	-197.77	-1768.27	1779.30	0.00	口袋	斜井段
拟悬链线轨 迹设计	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		直井段
	2950.00	0.00	0.00	2950.00	0.00	0.00	0.00	0.00	造斜点	直井段
	3010.00	2.40	263.62	3009.98	-0.14	-1.25	1.26	4.00		斜井段
	3070.00	6.00	263.62	3069.81	-0.63	-5.62	5.65	6.00	拟悬链线	斜井段
	3130.00	10.80	263.62	3129.15	-1.60	-14.32	14.41	8.00	造斜段	斜井段
	3473.30	45.13	263.62	3427.85	-19.23	-171.93	173.00	10.00		斜井段
	5311.79	50.00	263.62	4668.00	-170.00	-1520.00	1529.48	0.26	靶点	斜井段
	5598.04	50.00	263.62	4852.00	-194.37	-1737.92	1748.76	0.00		斜井段
5668.04	50.00	263.62	4897.00	-200.33	-1791.22	1802.38	0.00	口袋	斜井段	

2.2.3 定向井井深设计范围

根据轨迹设计数据和必封点设计,形成了区域井深范围数据,如表3所示。

表3 井深范围数据

Table 3 Data sheet of well depth range

开钻程序	井区	井深/m	层位
一开	X8-2井区	2500~2600	下沙溪庙组顶
	XS101井区	1800~2100	上沙溪庙组顶
二开	X8-2井区	4500~5200	须三段底
	XS101井区		
三开	X8-2井区	4900~5800	须二段
	XS101井区		

2.3 井眼尺寸设计优化

2.3.1 井眼尺寸瘦身化匹配

常规导管+三开制井井眼尺寸配合以“ $\varnothing 609.6$ mm 钻头/ $\varnothing 508$ mm 套管 + $\varnothing 444.5$ mm 钻头/ \varnothing

339.7 mm 套管 + $\varnothing 311.2$ mm 钻头/ $\varnothing 244.5$ mm 套管 + $\varnothing 215.9$ mm 钻头/ $\varnothing 139.7$ mm 套管”为主,但该套尺寸组合在新场须二区块面临以下问题:(1)特殊的二开长井段设计使 $\varnothing 244.5$ mm 套管下深达 5000 m 左右,常规 5000 m 钻机无法满足下套管载荷要求,套管费用也不能满足低成本开发要求;(2)大位移定向井需要在二开进行长段轨迹控制,但二开采用 $\varnothing 311.2$ mm 井眼时轨迹控制难度大。

以将二开井眼尺寸由 $\varnothing 311.2$ mm 缩小到 $\varnothing 241.3$ mm 后下入 $\varnothing 193.7$ mm 套管为优化思路,形成了“ $\varnothing 444.5$ mm 钻头/ $\varnothing 346.1$ mm 套管 + $\varnothing 320.6$ mm 钻头/ $\varnothing 273.1$ mm 套管 + $\varnothing 241.3$ mm 钻头/ $\varnothing 193.7$ mm 套管 + $\varnothing 165.1$ mm 钻头/ $\varnothing 139.7$ mm 套管”的瘦身化井眼尺寸,对比如图3所示。

2.3.2 套管可下入性分析

$\varnothing 165.1$ mm 小井眼常规下入 $\varnothing 127$ mm 套管时可以保证套管下入^[8-9],但前期无下入 $\varnothing 139.7$ mm 套

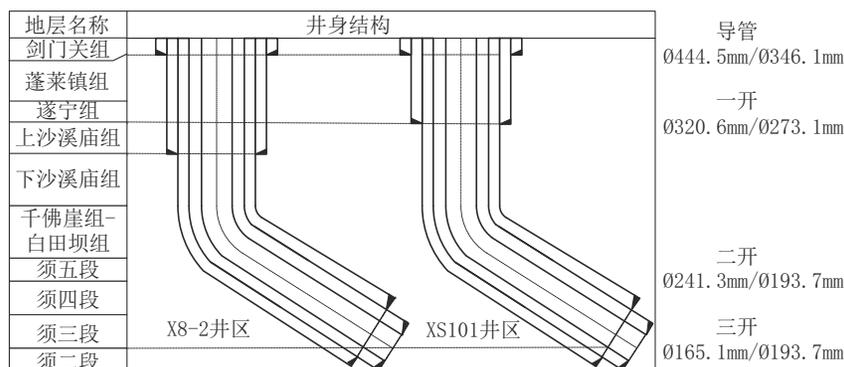


图3 井身结构与地层对比示意

Fig.3 Comparison of well structure and stratum

管案例。但须二段破裂压力高,压裂方案要求下入 $\text{O}139.7\text{ mm}$ 套管满足体积施工压裂施工时排量以充分改造致密地层。因此需要进行在设计阶段做好技术保障措施:(1)在满足地质要求的前提下所有轨迹调整均在二开完成,三开全程复合钻进不进行任何轨迹调;(2)定制小接箍 $\text{O}139.7\text{ mm}$ 气密扣套管,将接箍直径由 $\text{O}158\text{ mm}$ 减小到 $\text{O}151\text{ mm}$ 增大环空间隙;(3)根据通井下钻情况判断井眼可下入情况,必要时采用偏心钻头(如图4)和微扩孔器主动对三开裸眼段进行扩眼。

图4 $\text{O}165.1\text{mm}$ (最大扩眼 $\text{O}190.5\text{ mm}$)偏心PDC钻头Fig.4 $\text{O}165.1\text{mm}$ (max $\text{O}190.5\text{mm}$)eccentric PDC bit

基于以上技术要求对现阶段最深的XS202-1井进行 $\text{O}139.7\text{ mm}$ 套管下入可行性进行力学模拟分析^[10],图5结果表明按照摩阻系数 $0.30\sim 0.50$ 计算套管到底后按照大钩悬重分析未进入屈曲极限范围, $\text{O}165.1\text{ mm}$ 小井眼可以安全下入 $\text{O}139.7\text{ mm}$ 套管。

3 关键钻井工艺技术

3.1 旋锤钻具

区块前期以PDC钻头+螺杆复合钻井为主要提速手段,在应用初期取得了较好的提速效果。但

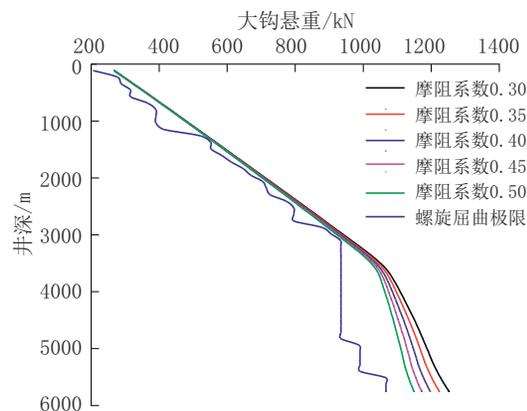


图5 XS202-1井三开套管下入悬重计算

Fig.5 Calculation Diagram of Hock Loading Weight for Casing in the Third Spudding of XS202-1 well

随着该技术的成熟和普遍应用,直井段进一步提速提效的难度增大,因此引入旋锤机^[11]代替传统螺杆钻具,其参数如表4所示。旋锤机以等壁厚螺杆为基础增加液动加压和水力震荡两个模块,可以在螺杆周向旋转破岩的基础上增加高频率低幅度的冲击破岩作用,使得岩石切屑处由于受到钻头齿的持续冲击而产生疲劳破坏和脆性破坏,有利于进一步提高破岩效率。同时也可以起到水力振荡器的作用,减少底部BHA粘滑现象,提高定向滑动钻进时的效率。

表4 旋锤机参数

Table 4 Parameter of rotary hammer machine data

型号	扭矩/ ($\text{N}\cdot\text{m}$)	排量/ $(\text{L}\cdot\text{s}^{-1})$	钻压/ kN	转速/ $(\text{r}\cdot\text{min}^{-1})$
5LZ244	42000	50~75	140~240	60~160
7LZ185	20000	40~55	140~240	50~200

XS205井一开1352 m \varnothing 320.6 mm 井眼进行了旋锤机应用,其取代常规螺杆钻具后的钻具组合为 \varnothing 320.6 mm PDC 钻头+1°旋锤钻具+回压阀+ \varnothing 203.2 mm 短钻铤 \times 1根+ \varnothing 318 mm 扶正器+ \varnothing 203.2 mm 无磁钻铤 \times 1根+ \varnothing 203.2 mm 螺旋钻铤 \times 12根+ \varnothing 139.7 mm 加重钻杆 \times 2根+ \varnothing 139.7 mm 钻杆,最终平均机械钻速36.05 m/h,如表5所示较邻近的同结构XS101-1井提升174.77%。

表5 机械钻速对比
Table 5 ROP comparison

井号	一开井段长度/m	平均机械钻速/(m·h ⁻¹)
XS101-1	1561.5	13.12
XS205	1352	36.05

3.2 预弯曲钻具组合

近年来川西地区已在直井段大规模应用预弯曲动力钻具组合^[12-14]。该组合可以在钻头上形成一个远大于钟摆降斜力的防斜力,进而取得比常规钟摆钻具和满眼钻具更好的防斜打直效果。参考川西气田提速提效经验形成了适用于新场构造直井段的“0.75~1.25°单弯螺杆(旋锤机)+短钻铤(3 m±)+扶正器”预弯曲钻具组合,具体钻具组合如表6所示。

表6 预弯曲钻具组合
Table 6 Pre-bending BHA

井眼尺寸/mm	底部钻具组合
320.6	\varnothing 320.6 mm PDC+ \varnothing 216 mm 单弯螺杆(1°, \varnothing 315 mm 螺杆扶正器)/旋锤机+回压阀 \times 1个+ \varnothing 203.2 mm 短钻铤(3~5 m)+ \varnothing 316 mm 扶正器+ \varnothing 203.2 mm 无磁钻铤1根+MWD 短节 \times 1根
241.3	\varnothing 241.3 mm PDC+ \varnothing 197 mm 单弯螺杆(1°, \varnothing 236 mm 螺杆扶正器)/旋锤机+回压阀 \times 1个+ \varnothing 177.8 mm 短钻铤(3~5 m)+ \varnothing 238 mm 扶正器+ \varnothing 177.8 mm 无磁钻铤 \times 1根+MWD 短节 \times 1根

以XS205井为例,如表7所示一开直井段施工期间最大井斜角为0.72°,达到了释放钻井参数以达到提速的目标。

3.3 低成本旋转导向工具

在二开井眼尺寸由 \varnothing 311.2 mm 缩小到 \varnothing 241.3 mm 后虽已具备井眼轨迹控制能力,但由于陆相深

表7 XS205井一开轨迹数据

Table 7 Trajectory data sheet in the first spudding

井深/m	井斜角/(°)	方位角/(°)
91.00	0.60	180.00
163.61	0.31	268.64
278.34	0.41	349.26
593.46	0.16	67.02
909.75	0.26	224.3
1252.94	0.72	257.75

部地层可钻性差、造斜点优化范围小,滑动造斜段采用螺杆钻具滑动造斜仍然实施困难,大量时间用于调整工具面,机械钻速和纯钻时效远低于同层位直井。基于提高造斜段效率和降低成本双因素并重的技术思路,通过调研引入的景宏特拉维奇(图6)旋转导向工具。该旋导以导向头+LWD+国产直螺杆组合低成本地实现指向式自动导向和“顶驱+螺杆”复合钻井,能够取代滑动钻进造斜,使用对比如表8所示。



图6 景宏特拉维奇导向头

Fig.6 TerraVici guide bit

表8 造斜段机械钻速与施工周期对比

Table 8 Comparison of ROP and drilling period in deflection section

造斜方式	井号	井段/m	单趟进尺/m	机械钻速/(m·h ⁻¹)	施工周期/d
螺杆滑动	XS101-1	3186~3380	194.82	2.19	21.2
		3380~3410	29.18	2.43	
	3410~3747	337	2.72		
	2990~3102	112	2.95		
旋导复合	X205	3102~3154	52	3.47	16.9
		3154~3448	378	5.48	
	XS205-1	3400~3694	294	3.92	
		3694~3730	36	10.28	
XS201-1	3118~3289	171	5.70	10.92	
	3289~3537	248	8.00		
		3537~3675	138	8.12	

3.4 基于最小机械比能的实时钻井参数优化

强化钻井参数成为钻井提速的重要手段后,只

单纯但将钻压、转速参数施加到钻机设备所能承受的最大值而不考虑钻头、所钻地层特性和相互匹配关系,会在长稳斜段钻进时遇到以下问题^[15-16]:(1)高钻压、高转速会导致钻具扭矩波动大,事实上不能长时间维持高参数钻进;(2)超过钻头与地层匹配的最优参数区间后,钻头会存在震动、黏滑、涡动等非正常工作状态,在降低机械钻速的同时更会影响钻头的寿命,增加起下钻次数,进而影响作业效率。

基于国外优化钻井理论引入最小机械比能理论,能够较准确反映破碎单位体积岩石所消耗的机械能量,越接近岩石的单轴抗压强度则说明破岩效率越高,可应用于钻进过程监测与预测,能够实现随钻过程中的参数最优化控制。

基于历史文献,机械比能基于录井数据用方程(1)进行实时计算^[17]:

$$MSE = \left(\frac{4 \times WOB}{\pi d_b^2} + \frac{480 \times RPM \times T}{d_b^2 \times ROP} \right) \times 1000 \quad (1)$$

式中: MSE ——机械比能,MPa; WOB ——钻压,kN; RPM ——钻头转速,r/min; T ——钻头扭矩,kN·m; d_b ——钻头直径,mm; ROP ——机械钻速,m/s。

XS202井二开稳斜段(井斜 45° 左右)钻进至3849.5 m后,保持钻压130 kN、转速80 r/min钻进参数的情况下机械钻速持续由6.7 m/h降低至3.4 m/h,远低于邻井同层位数据。如图7实时分析后发现该井段机械比能升高,表示井下钻头处于不稳定工作状态。结合扭矩变化情况判定发生钻头粘滑现场。尝试降低钻压至110 kN后机械比能降低,机械钻速由3.4 m/h提升至10 m/h,后续按照100 kN钻进时机械钻速最高达15 m/h。

3.5 精细控压钻井

二开井段由于垂向上穿越的地层层系多,地层压力变化范围大,前期面临在钻遇须家河组高压裂缝气后高密度压井导致上部地层漏失,出现喷漏同存的复杂情况,损失大量周期。三开井段由于地层水敏性强,过平衡钻进导致滤失钻井液污染储层,后期改造情况不佳进而使得前期井产量低。因此引入控压钻井技术^[18]降低二开、三开钻井液密度,实现二开高效钻进和三开低密度安全钻进。

XS101-2在二开须四—须三井段因钻遇高压裂

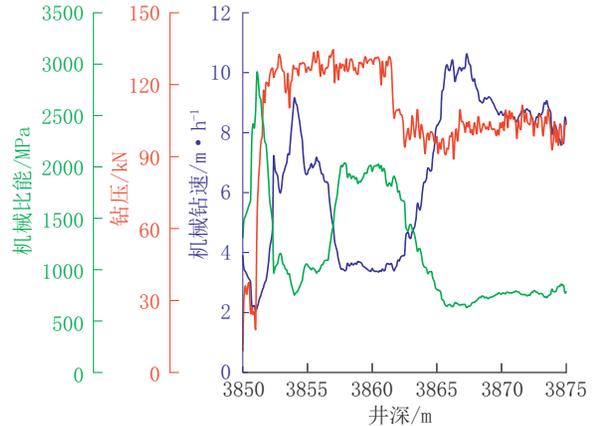


图7 XS202井3850~3875 m机械比能与机械钻速对比
Fig.7 Comparison of MSE and ROP of Well XS202 at depth of 3850~3875m

缝气采用精细控压技术,将钻井液密度由 2.37 g/cm^3 降低至 2.15 g/cm^3 ,解决了纵向高低压同存井段的安全钻井问题,避免喷漏同存复杂情况的发生。X207-1井在三开须二段储层将钻井液密度由 1.70 g/cm^3 降低至 1.44 g/cm^3 ,XS205以 1.35 g/cm^3 钻井液密度揭开须二段储层,起到了保护储层作用。X205井须三段与须二段三开共存,钻井液密度从 1.92 g/cm^3 下调至 1.67 g/cm^3 。

3.6 钻头选型优化

基于区域录井原始数据建立了以单轴抗压强度、冲击指数和研磨指数为表征参数的地层可钻性数据表^[19],并结合井身结构设计对钻头选型进行了优化,建立了如表9所示区域钻头设计细化特征。

3.7 固结堵漏技术

须二段储层为断缝体储层,钻井过程中为保证有利层位需穿越多套断层和裂缝。XS202井三开需穿过3个断点,钻至断缝体时频繁发生漏失(井段5269~5325 m,密度由 1.76 g/cm^3 下降至 1.55 g/cm^3),先后桥堵4次,但恢复钻进后均再次漏失且无法准确判断漏层,严重影响施工。为此采用固结堵漏技术进行堵漏施工,堵漏浆配方为“清水+1.2%缓凝剂+0.2%流型调节剂+160%堵漏剂”,总配置堵漏浆 17 m^3 ,经实验室试验酸溶率91.43%可用处储层施工。实际施工过程中固结堵漏一次成功,承压提至 1.68 g/cm^3 后钻至完钻井深未复漏。

4 现场应用效果

本研究形成的优快钻井技术于2021年在现场

表9 XS101井区钻头选型优化

Table 9 Bit selection optimization for Well XS101

地层	钻头尺寸/mm	刀翼数	冠部轮廓	切屑齿尺寸/mm	保径设计	水力设计
剑门关—沙溪庙	320.6	5/单排	中抛面	19	常规	增强
沙溪庙—自流井	241.3	5/单排	短抛面	19/16	常规	增强
须家河五段—三段	241.3	6/双排	短抛面	16	增强	增强
须家河二段	165.1	6/双排	短抛面	13	增强	增强

开展了单项应用,2022年在平均完钻井深增加的情况下固化该系列优快钻井技术并形成完整技术系列推广应用,最短钻井周期 95.7 d,平均钻井周期 119.06 d,如图8所示。

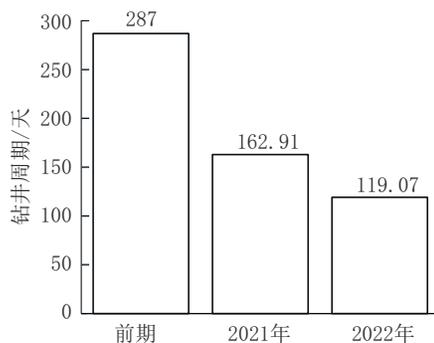


图8 新场须二气藏定向井钻井周期变化

Fig.8 Variation of drilling cycle for directional wells of Xinchang Xujiache-2 gas reservoir

5 结论与建议

(1)针对川西新场构造须二段致密气藏的技术难点,开展了以必封点设计优化、井眼轨迹设计优化和井眼尺寸设计优化为核心的定向井井身结构设计研究,形成了瘦身化三开制定向井井身结构设计方法,实现了 $\varnothing 165.1$ mm井眼下入 $\varnothing 139.7$ mm套管的极限瘦身,为难动用储量高效开发提供了源头降本。

(2)以旋锤钻具、预弯曲钻具组合、低成本旋转导向工具、基于最小机械比能的实时钻井参数优化、精细控压钻井、钻头选型优化和固结堵漏技术为核心的关键钻井工艺技术有效提升了机械钻速和钻井效率、缩短了钻井周期,与瘦身化井身结构匹配度佳缩短钻井周期,切实降低了建井成本,为区块效果开发提供了技术保障

(3)须家河组地层高研磨性对提高单趟钻行程进尺仍然有着显著影响,后期应对钻具抗研磨性能进行专项研究,持续完善川西新场构造带须二段致

密气藏定向井优快钻井关键技术。

参考文献(References):

- [1] 黄丽飞.川西新场构造带须二段致密砂岩气水分布与天然气藏[D].杭州:浙江大学,2018.
HUANG Lifei. Gas and water distribution and natural gas accumulation of Member 2 of Xujiache Formation tight sandstone in the Xinchang Structure Area, West Sichuan Basin [D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2018.
- [2] 杨志彬,张国东,黄建林,等.川西新场地区须家河组工程地质特征及优快钻井对策研究[J].石油天然气学报,2008,30(6):278-281,393.
YANG Zhibin, ZHANG Guodong, HUANG Jianlin, et al. Study on engineering geological characters and fast drilling methods of Xinchang Xujiache Formation in West Sichuan[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2008(6):278-281,393.
- [3] 朱化蜀,刘林,黄志文,等.四川盆地川西坳陷新场气田须家河组储层工程地质特征及增产实践[J].石油与天然气地质,2021,42(4):1002-1010.
ZHU Huashu, LIU Lin, HUANG Zhiwen, et al. Reservoir engineering geological characteristics and stimulation in Xujiache Formation, Xinchang Gas Field, Western Sichuan Depression, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021(4):1002-1010.
- [4] 杜征鸿,李林,黄贵生,等.川西海相难钻破碎地层超深水平井轨道设计[J].石油钻采工艺,2019,41(5):562-567.
DU Zhenghong, LI Lin, HUANG Guisheng, et al. Trajectory design of ultra-deep horizontal wells in the marine hard-to-drill fractured strata of Western Sichuan[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019,41(5):562-567.
- [5] 李德红,罗宏志,李季,等.变径稳定器在鄂北水平井钻井应用研究[J].钻探工程,2022,49(2):123-128.
LI Dehong, LUO Hongzhi, LI Ji, et al. Application of variable diameter stabilizers in drilling of long horizontal sections in north Ordos[J]. Drilling Engineering, 2022,49(2):123-128.
- [6] 雷正义,付建红,姜伟,等.拟悬链线轨迹设计方法及其摩阻扭矩评价[J].石油钻采工艺,2004(6):13-15,17-82.
LEI Zhengyi, FU Jianhong, JIANG Wei, et al. Pseudo-catenary profile well plan and torque and drag evaluation for an extended reach well[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2004(6):13-15,17-82.
- [7] 刘绘新,孟英峰.定向井最优井身轨迹研究[J].天然气工业,2004(2):64-67,8.
LIU Huixing, MENG Yingfeng. Study on optimal hole trajectory of directional drilling. natural gas industry [J]. 2004(2):

- 64-67, 8.
- [8] 于占森. 鄂北气田小井眼钻完井关键技术研究及应用[J]. 钻探工程, 2023, 50(6): 137-145.
YU Zhanmiao. Research and application of drilling and completion technologies for slim-holes in North Ordos Gas Field [J]. Drilling Engineering, 2023, 50(6): 137-145.
- [9] 谭元铭, 段海波, 李若莹, 等. 川西地区水平井下套管复杂情况分析 & 改进措施[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2018, 45(12): 16-19, 23.
TAN Yuanming, DUAN Haibo, LI Ruoying, et al. Casing RIH difficulties and improvement measures for horizontal wells in Western Sichuan Province [J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2018, 45(12): 16-19, 23.
- [10] 康海涛, 白俊成, 蔡云平, 等. 马深1井超深小钻孔井眼准备及套管下入技术[J]. 石油钻采工艺, 2016, 38(5): 583-587.
KANG Haitao, BAI Juncheng, CAI Yunping, et al. The preparing and running casing technology of super deep and slim hole in Well Mashen-1 [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016(5): 583-587.
- [11] 张爱诗, 龙小军. 旋锤钻具在川西陆相井钻井的应用[J]. 今日制造与升级, 2022, 144(2): 118-119, 97.
ZHANG Aishi, LONG Xiaojun. The application of spin hammer drilling toll in continental stratum, West Sichuan [J]. Manufacture & Upgrading Today, 2022(2): 118-119, 97.
- [12] 狄勤丰, 吴玉禄, 石向前. 预弯曲动力学防斜打快技术初探[J]. 石油学报, 2003(3): 86-89.
DI Qinfeng, WU Yulu, SHI Xiangqian. Primary research on vertical and fast drilling technology with pre-bending dynamic method [J]. Acta Petrolei Sinica, 2003(3): 86-89.
- [13] 胥思平, 狄勤丰, 张新旭, 等. 预弯曲动力学防斜快钻技术的试验研究[J]. 天然气工业, 2006(3): 59-61, 162-163.
XU Siping, DI Qinfeng, ZHANG Xinxu, et al. Experimental research on techniques of deviation control and fast penetration with pre-bending dynamics [J]. Natural Gas Industry, 2006(3): 59-61, 162-163.
- [14] 王怡, 陈小锋, 孙连忠, 等. 预弯曲钻具组合在软硬交错地层的应用[J]. 科学技术与工程, 2019, 19(21): 136-140.
WANG Yi, CHEN Xiaofeng, SUN Lianzhong, et al. The application of pre-bending drilling technology in soft and hard staggered formations [J]. Science Technology and Engineering, 2019(21): 136-140.
- [15] 王宏伟, 韩飞, 纪友哲, 等. PDC钻头粘滑控制技术现状及发展趋势[J]. 石油矿场机械, 2016, 45(7): 104-107.
WANG Hongwei, HAN Fei, JI Youzhe, et al. Status and Development tendency of stick-slip controlling technology for PDC bit [J]. Oil Field Equipment, 2016(7): 104-107.
- [16] 陈午阳, 刘曙光, 胡小雄. 钻柱粘滑振动仿真和控制策略研究[J]. 石油矿场机械, 2022, 51(3): 1-7.
CHEN Wuyang, LIU Shuguang, HU Xiaoxiong. Research on simulation and control strategy of stick-slip vibration with drilling string [J]. Oil Field Equipment, 2022(3): 1-7.
- [17] 胥豪, 唐洪林, 王华平, 等. 彭州海相超深水平井钻井提速关键技术实践[J]. 钻采工艺, 2022, 45(5): 16-21.
XU Hao, TANG Honglin, WANG Huaping, et al. Key techniques practice of drilling speed improving in Pengzhou marine ultra-deep horizontal well [J]. Drilling & Production Technology, 2022(5): 16-21.
- [18] 黄明. 控压钻井技术在川科1井的应用[J]. 钻采工艺, 2009, 32(3): 114-115, 117.
HUANG Ming. The application of controlled pressure drilling technology in Chuanshen-1 Well [J]. Drilling & Production Technology, 2009(3): 114-115, 117.
- [19] 钱浩东, 张治发, 王鹏. 基于工程地质一体化数据库的钻头优选应用实践[J]. 钻采工艺, 2021, 44(4): 15-18.
QIAN Haodong, ZHANG Zhifa, WANG Peng. Practice of bit optimization based on integrated database of engineering geology [J]. Drilling & Production Technology, 2021, 44(4): 15-18.

(编辑 王文)