

鄂北气田小井眼钻完井关键技术研究及应用

于占森

(中国石化华北油气分公司石油工程技术研究院,河南 郑州 450000)

摘要:针对鄂尔多斯北部气田小井眼存在钻井及固井泵压高、机械钻速低、钻井技术不完善等技术问题,通过对井身结构和轨道剖面优化,钻杆、动力钻具和PDC钻头优选,水泥浆密度和套管扶正器数量及加放位置优化,形成低成本小井眼优快钻完井技术。该技术现场试验200口井,钻井周期年缩短率12%以上,机械钻速提高至18 m/h以上,钻井废弃物和固井水泥浆用量平均减少了27%和41%,平均单井钻井工程费用降低50万元左右,达到了降本增效和保护环境的目的,为鄂北气田低成本高效开发探明了方向。

关键词:小井眼;机械钻速;井身结构;套管扶正器;鄂北气田

中图分类号:TE242;TE257;P634.5 **文献标识码:**B **文章编号:**2096-9686(2023)06-0136-09

Research and application of drilling and completion technologies for slim-holes in North Ordos Gas Field

YU Zhanmiao

(Petroleum Engineering Technology Research Institute, Sinopec North China Petroleum Bureau, Zhengzhou Henan 450000, China)

Abstract: Technical problems exists in slim-hole drilling of North Ordos Gas Field such as drilling and cementing high pump pressure, low rate of penetration and imperfect drilling technology. Well bore structure, track profile, drilling pipe, dynamical drilling tools, PDC bits, slurry density, number and setting position of the casing centralizers were optimized, and thereby formed the fast drilling and completion technology for slim-holes with low cost. 200 wells were tested using this technology, as a result, the rate of drilling cycle was reduced by more than 12%, the mechanical drilling rate increased to over 18m/h, the drilling waste and slurry for cementation decreased by 27% and 41% on average, about 500 thousand RMB on average was decreased for single well drilling cost, the goals of cost reduction, efficiency improvement and environment protection were achieved which find out the direction for low cost and high efficient development in North Ordos Gas Field.

Key words: slim-hole; rate of mechanical penetration; well bore structure; casing centralizer; North Ordos Gas Field

0 引言

鄂尔多斯北部气田是国内率先实现效益开发的致密低渗气田,1999—2019年历经20年的勘探与开发,随着气田勘探开发的不断深入,储层品位逐年变差,环保形势日益严峻,如何持续效益开发对钻井提出更严苛的要求。小井眼井身结构可满足提速降本与环保要求,缩小钻头切削面积提高机械

钻速,同时可减少泥浆、岩屑等废弃物处理量^[1-2]。通过对鄂北气田小井眼钻完井工艺技术研究,重点围绕井身结构和轨迹优化、钻头和钻具优选、钻井液和固井工艺改进,形成适合鄂北气田小井眼钻完井技术,进一步提速提效,挖掘剩余储层潜力,对实现鄂北长期效益开发具有十分重要的意义。

收稿日期:2023-04-09; **修回日期:**2023-08-12 **DOI:**10.12143/j.ztgc.2023.06.018

基金项目:中石化华北油气分公司项目“鄂北气田小井眼钻完井及储层改造技术”(编号:2019CLYXDY-03-01)

作者简介:于占森,男,汉族,1986年生,高级工程师,电气工程及其自动化专业,主要从事油气井工程方面的研究工作,河南省郑州市陇海西路199号,yzm_meg@163.com。

引用格式: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):136-144.

YU Zhanmiao. Research and application of drilling and completion technologies for slim-holes in North Ordos Gas Field[J]. Drilling Engineering, 2023,50(6):136-144.

1 工程地质特性

鄂尔多斯盆地的北部,其构造位置在伊陕斜坡北部,总体为一北东高、西南低的平缓单斜,平均坡降 $6\sim 9\text{ m/km}$,地层倾角 $0.3^\circ\sim 0.6^\circ$;局部发育近东西走向的鼻状隆起,未形成较大的构造圈闭^[3-6]。揭示的地层有第四系,白垩系志丹群,侏罗系安定组、直罗组、延安组,三叠系延长组、二马营组、和尚沟组、刘家沟组,二叠系石千峰组、上石盒子组、下石盒子组、山西组,石炭系太原组、本溪组,奥陶系马家沟组^[7]。和尚沟、二马营组局部发育砾石,刘家沟组地层研磨性强,石千峰组-石盒子组可钻性差且砂泥岩互层,马家沟组可钻性差。岩石可钻性极值见图1。

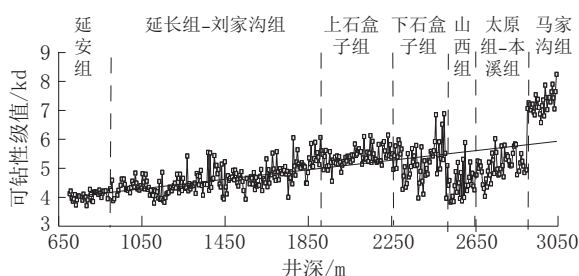


图1 岩石可钻性级值剖面

Fig.1 Profile of rock drillability grade value

2 钻井难点分析

鄂北气田属于非均质性极强的致密岩性气田,小井眼钻井技术面临井身结构优选、机械钻速低、窄间隙环空压耗高导致的钻井和固井泵压高等难题。

(1)小井眼尺寸选择制约因素较多,不仅要满足气田地质特征并能安全、快速、低成本成井,还要兼顾后期压裂及采气等工艺技术要求。

(2)钻井速度慢。地层复杂多变,机械钻速低;井眼尺寸小,钻头与动力钻具选型困难,工具寿命得不到保证^[8]。

(3)小井眼较 $\varnothing 215.9\text{ mm}$ 常规井眼,循环空间明显缩小,全井循环压耗增加,相同泵压条件下,循环排量降低,影响清洗效率及辅助破岩效果,降低破岩钻进效率。

(4)小井眼套管间隙小,套管刚度小,易弯曲、偏心和贴壁,使顶替效率下降;扶正器加装不合理,可能导致套管下不到井底;环空间隙小,施工阻力大,加上生产套管清水顶替静压差大,排量受限,难以实

现紊流替,影响顶替效率^[9-10]。

3 钻完井关键技术

针对小井眼钻井技术难点,开展井身结构和轨道剖面优化,钻杆、动力钻具和PDC钻头优选,优化钻井液体系和固井工艺等关键技术的研究。

3.1 井身结构的优选

通过三压力剖面图分析,全井段同一套压力系统,小井斜下无漏塌必封点。同时综合考虑鄂北气田应用 $\varnothing 215.9\text{ mm}$ 井眼二级井身结构开发致密砂岩气藏已非常成熟,确定为二级井身结构。

一开套管下深原则:第四系风积砂散层及下白垩统志丹群砂砾岩,地层不稳定,易发生井壁垮塌,同时,这些层位也是当地居民饮用水的主要采集层及区域性含水层,必须保证其不被污染,因此,第四系和白垩系下统志丹群为必封层段^[11-12]。

针对缩小井眼尺寸安全钻井问题,通过 $\varnothing 215.9\text{ mm}$ 和 $\varnothing 152.4\text{ mm}$ 井眼尺寸下地层坍塌压力分析(图2),可以看出缩小井眼尺寸可以降低安全钻井风险。

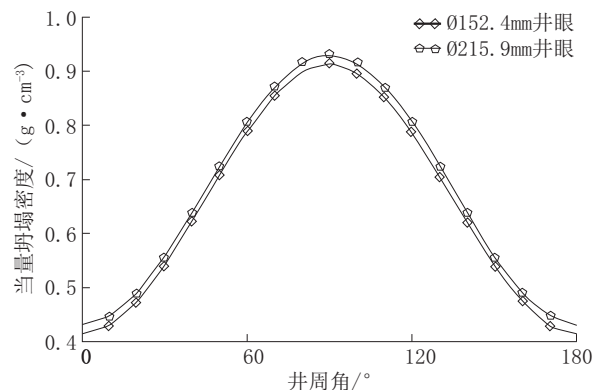


图2 不同井眼尺寸及井周下地层坍塌压力

Fig.2 Different borehole sizes and formation collapse pressure around the well

参考《井身结构设计方法》(SY/T 5431-2017)井身结构设计标准^[13],结合鄂北气田常规二级井身结构井的实钻经验和鄂北气田低成本高效开发的需求,参考套管与井眼间隙选择图(图3)及鄂北气田致密低渗储层小井眼压裂改造规模及施工压力对水泥环强度及水泥环厚度的要求,初步确定了两种小井眼井身结构方案。

方案一:一开采用 $\varnothing 222.3\text{ mm}$ 钻头钻进,

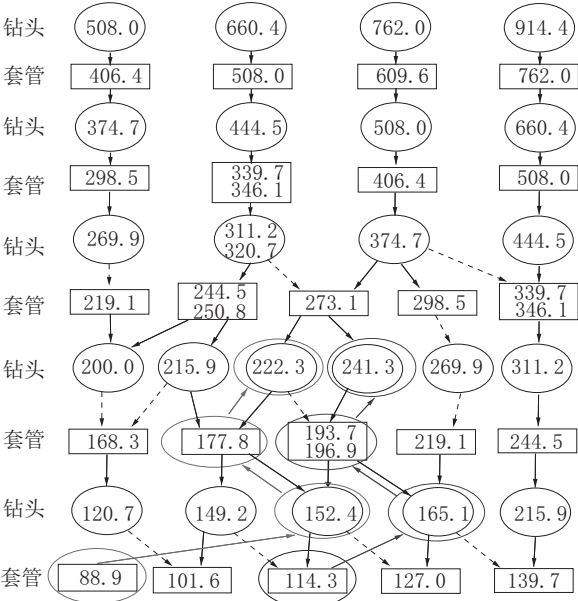


图3 套管与井眼间隙选择

Fig.3 Diagram for casing and hole clearance selection

Ø177.8 mm 表套进入侏罗系中下统安定组基岩,封住上部第四系黄土层和志丹群砂砾泥岩互层,易出现井漏、井塌等复杂情况地层;二开采用 Ø152.4 mm 钻头钻至完钻,并下入 Ø88.9 mm 油层套管,采用套管固井完井方式。

方案二:一开采用 Ø241.3 mm 钻头钻进,Ø 193.7 mm 表套进入侏罗系中下统安定组基岩,封住上部第四系黄土层和志丹群砂砾泥岩互层,易出现井漏、井塌等复杂情况地层;二开采用 Ø165.1 mm 钻头钻至完钻,并下入 Ø114.3 mm 油层套管,采用套管固井完井方式。

从表1中可知,两个方案钻完井对比,除各开次钻具组合不同外,其他基本一致,方案二在井眼尺寸、环空间隙都优于方案一,有利于降低二开固井难度。后期压裂改造对比,方案二可选压裂工艺更多,更有利于储层改造。综合以上因素考虑,选择方案二。

表1 方案对比

Table 1 Schemes comparison

工艺	方案一	方案二
一开井段	表层套管下深进入基岩 20 m,并且 ≤ 400 m	
	聚合物钻井液	
	PDC+螺杆+Ø101.6 mm 钻杆,复合钻进	PDC+螺杆+Ø127 mm 钻杆,复合钻进
	常规一次性全封固的固井方案	
钻井	低固相钾铵基聚合物钻井液	
	PDC+螺杆+Ø88.9 mm 钻杆,复合钻进	PDC+螺杆+Ø101.6 mm 钻杆,复合钻进
	定向井采用“直-增-稳”轨道设计	
	二开井段 一次双凝水泥浆固井工艺,尾浆返至气顶以上 300 m,低密度领浆返至井口	
压裂	低承压地层采用全封固正注反挤工艺	
	采用 35 MPa 级别防喷器组合+7 in×3 ½ in×70 MPa 套管头	采用 35 MPa 级别防喷器组合+7 ⅝ in×4 ½ in×70 MPa 套管头
	压裂工艺 套管滑套压裂工艺;电缆桥塞分层压裂工艺	套管滑套压裂工艺;连续油管带底封分层压裂工艺;电缆桥塞分层压裂工艺
	射孔方案 电缆传输射孔,102 枪、127 弹,60°相位螺旋布孔,孔密 20 发/m,射孔液 2% KCl 溶液	电缆传输射孔,102 枪、127 弹,60°相位螺旋布孔,孔密 20 发/m,射孔液 2% KCl 溶液;连续油管喷砂射孔(射孔排量 0.65 m³/min)
及井口	压裂管柱 Ø88.9 mm×6.45 mm×N80(抗内压>70 MPa);KQ65-70 型压裂井口	Ø114.3 mm×6.35 mm×P110(抗内压>70 MPa);套管滑套 KQ65-70 型压裂井口;连续油管 KQ103/65-70 型压裂井口

3.2 轨道优化设计

针对“五段制”轨道影响提速提效问题。通过将“五段制”轨道优化为“三段制”轨道,整体上达到降

低施工难度,减少滑动钻进进尺。针对“直-增-稳”三段制轨道,进行模拟分析不同造斜点、井斜角、造斜率对施工难度及全井进尺影响。确定了上提造斜

点、减低井斜角、合理设计造斜率的轨道设计原则。由图 4 和 5 可知,随着造斜点上移、井斜角减小,全井进尺缩短、实钻摩阻降低,造斜率影响不大,确定井斜角 10°~25°(对应造斜点)、造斜率 3°/30 m。

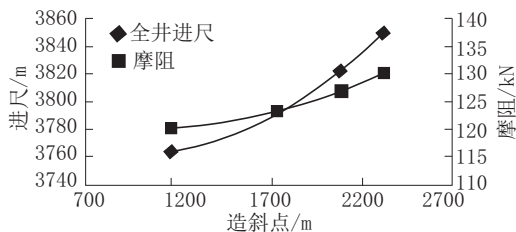


图 4 造斜点与全井进尺和摩阻关系

Fig.4 Relationship of build-up point with footage and friction of the whole well

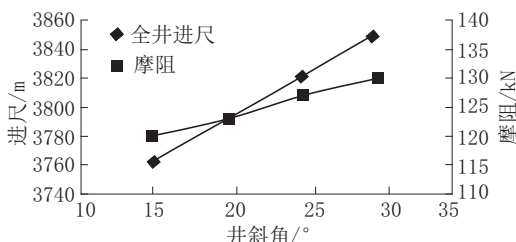


图 5 井斜角与全井进尺和摩阻关系

Fig.5 Relationship of inclination angle with footage and friction of the whole well

3.3 主体钻具优选

小井眼施工压力较常规井施工压力高,增加了作业风险。通过比较 $\varnothing 101.6$ mm 钻具与 $\varnothing 88.9$ mm 钻具(见表 2),使用 $\varnothing 101.6$ mm 钻具管内径增加了 14.59 mm,环空间隙值减小了 6.35 mm,则有效管内径增加 8.24 mm。

表 2 不同口径钻具内径及其在小井眼中的环空间隙值

Table 2 The inner diameters of drilling tools and the annular clearance values in slim boreholes mm				
钻头直径	井眼直径	管柱直径	管柱内径	环空间隙
165.1	176.66	88.9	70.21	43.88
165.1	176.66	101.6	84.8	37.53

基于降低压耗、强钻井参数、提高功率目的,以满足临界携岩为基础模拟对比分析 $\varnothing 101.6$ mm 和 $\varnothing 88.9$ mm 钻杆钻进循环压耗及功率损耗。钻进模拟初始条件:井深 3224.66 m、井斜 20°、井径扩大率 7%、套管摩阻系数 0.25、裸眼摩阻系数 0.35;钻具组合: $\varnothing 101.6$ mm 或 $\varnothing 88.9$ mm 钻杆 + $\varnothing 101.6$ mm 或 $\varnothing 88.9$ mm 加重钻杆 + $\varnothing 127$ mm 钻铤 + $\varnothing 127$ mm 无磁钻铤 + $\varnothing 135/127$ mm 螺杆 + $\varnothing 165.1$ mm 钻头。临界携岩排量: $\varnothing 88.9$ mm 钻杆 21.40 L/s, $\varnothing 101.6$ mm 钻杆 19.58 L/s。模拟结果见表 3。

表 3 $\varnothing 101.6$ mm 和 $\varnothing 88.9$ mm 钻具水力参数数据模拟对比

Table 3 Comparison table of hydraulic parameter data simulation of $\varnothing 101.6$ mm and $\varnothing 88.9$ mm drilling tools									
钻头尺寸/mm	钻杆尺寸/mm	管柱内径/mm	环空间隙/mm	钻具内循环压耗/MPa	环空循环压耗/MPa	总压耗/MPa	管内水功率损耗/kW	环空水功率损耗/kW	总功率损耗/kW
165.1	88.9	70.21	43.88	19.64	2.01	21.65	737.351	42.521	779.87
165.1	101.6	84.8	37.53	8.73	2.43	11.16	374.006	58.07	432.08

由表 3 可知, $\varnothing 101.6$ mm 钻杆循环压耗及耗损功率较 $\varnothing 88.9$ mm 低 48%、46%, $\varnothing 101.6$ mm 钻杆更有利于强化钻井参数、提高辅助破岩水功率。

针对 G105 钢级 $\varnothing 101.6$ mm 或 $\varnothing 88.9$ mm 钻杆开展抗拉、抗外挤及抗扭强度校核及模拟钻进能力分析,见图 6 和图 7。G105 钢级 $\varnothing 101.6$ mm 或 $\varnothing 88.9$ mm 钻杆抗拉、抗外挤及抗扭均满足要求,且模拟钻进未发生螺旋屈曲或自锁。

综合使用 $\varnothing 101.6$ mm 或 $\varnothing 88.9$ mm 钻杆的临界携岩排量、循环压耗、水功率损耗及钻进能力,优选 $\varnothing 101.6$ mm 钻杆作为主体钻具。

3.4 钻头动态优选

根据地层可钻性及钻头应用情况初步确定钻头型号,后期根据钻头钻进指标及磨损破坏情况,动态优选钻头结构,不断提升破岩钻进效果。S1653 FG、S1655FG 和 M416KS 钻头对比情况见表 4。

通过对指标井钻头数据分析(见表 5),J30-4-4 井应用 M416KS 型钻头实现单只进尺 2561 m、机械钻速 33.05 m/h。综合分析推荐使用 M416KS。

3.5 优选动力钻具

为了提高钻井效率,减小起下钻次数,采用等壁厚螺杆。等壁厚螺杆钻具是通过合理改变定子壳体

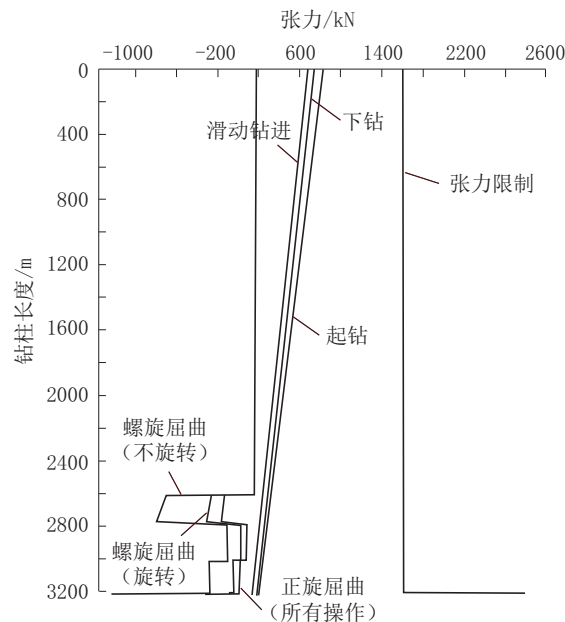


图6 Ø101.6 mm或Ø88.9 mm 钻杆抗拉分析

Fig.6 Tensile analysis of Ø101.6 mm or Ø88.9 mm drill pipe

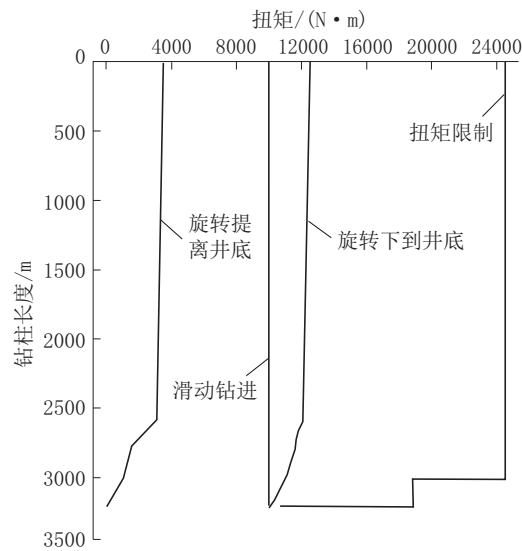


图7 Ø101.6 mm或Ø88.9 mm 扭矩分析

Fig.7 Torque analysis of Ø101.6 mm or Ø88.9 mm drill pipe

表6 Ø135 mm 7LZ135-5型等壁厚螺杆性能参数

Table 6 Performance parameters of Ø135mm 7LZ135-5 iso-wall thickness screw								
头数	级数	排量/ (L·min ⁻¹)	转速/ (r·min ⁻¹)	最大压 降/MPa	最大扭 矩/(N·m)	工作钻 压/kN	最大钻 压/kN	最大输出功 率/kW
7:8	5	757~1514	105~210	8.78	8312	50	100	180

3.6 优化钻井液体系

为降低储层水锁伤害及固相伤害,针对钾铵基

表4 小井眼钻头对比分析

Table 4 Comparative analysis table of slim hole drill bit		
型 号	外形描述	特 点
S1653FG	双排中密度布齿五刀翼浅排屑槽短抛物线外形直径 16 mm 切削齿弧形保径设计	攻击性较强但稳定性较差,整体破岩钻进速度较低
S1655FG	双排高密度布齿五刀翼深排屑槽中等抛物线外形直径 16 mm 切削齿长保径设计	加长刀翼、加密布齿,提高稳定性、耐磨性,部分切削齿受冲击崩齿
M416KS	双排稀齿四刀翼、内锥浅外锥深直径 16 mm 切削齿,上部井段切削齿倒角 0.3°,下部井段切削齿倒角 0.5°	减少刀翼数量,优化切削齿倒角,提高冲击破碎能力

表5 小井眼指标井钻头使用效果

Table 5 Application effect of bit in slim hole wells				
井号	机械钻速/ (m·h ⁻¹)	二开钻头 数量/只	表现突出钻头	
			型号	进尺/m
D66-249	19.15	2	HT3526T	1854
			HT2416	645
J66-4-8	28.7	2	S1655FG	1819
			S1655FG	806
J30-4-4	33.05	2	M416KS	2561
			M416KS	638
J72-8-10	29.37	2	M416KS	1988
			M416KS	709

的形状,将定子橡胶层设计为薄且均匀的等壁厚马达定子。具有长度短、功率大、压升高、转速低、散热效率高、热胀均匀,适应范围更广,结构更加优化,整体质量更轻等特点^[14-15]。

为满足钻进要求,优选大功率大扭矩 Ø135 mm 等壁厚螺杆,性能参数见表 6。

钻井液渗透率恢复值只有 71.43% 及气渗孔、喉易被水锁问题,在钾铵基钻井液基础上优化使用防水

锁剂、可酸溶性暂堵剂(超钙),并严控失水,加入高效防水锁剂,使固相伤害可恢复、孔喉不被水锁,则气体采出孔道畅通无阻,可以提高气体产量^[13-15]。

优化前后的钻井液体系性能参数见表 7,储层伤害评价情况见表 8。

表 7 优化前后的钻井液体系性能参数

Table 7 Performance parameters of drilling fluid system before and after optimization

钻井液体系	$AV/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	$PV/(\text{mPa}\cdot\text{s})$	YP/Pa	Gel/Pa	FL_{API}/mL	H_K/mm	FL_{HTHP}/mL
现场用钾铵基体系	32.5	29	3.5	0.5/1.0	6	1	18
优化后储保型体系	37.5	28	9.5	0.5/1.0	3.6	0.5	8

表 8 优化前后的钻井液体系储层伤害评价

Table 8 Reservoir damage evaluation of drilling fluid system before and after optimization

钻井液体系	气测渗透	伤害后渗透	渗透率恢	300 μm 以下微裂缝	酸洗返排恢复	成本核算/
	率/ mD	率/ mD	复值/ $\%$	污染后暂堵率/ $\%$	率/ $\%$	万元
现场用钾铵基体系	1.61	1.15	71.43	/	/	38.02
优化后储保型体系	0.45	0.41	91.11	99.15	86.2	38.67

从表 7 及表 8 可明显看出,优化后的出储保型钾铵基钻井液常温常压失水及高温高压失水较优化前明显减小,储层伤害渗透率恢复值由 71.43% 增大至 91.11%,针对微裂缝的暂堵率亦达到了 99.15%,酸洗后的返排恢复率亦达到 86.2%,单井钻井液成本变化不大^[16-20]。

基于优化后的钾铵基储保型钻井液体系,制定了小井眼井各井段钻井液性能控制参数,见表 9。

表 9 小井眼井各井段钻井液性能控制参数

Table 9 Drilling fluid performance control parameters of each well section in slim hole well

井段	钻井液性能											流变参数	
	$\rho/(\text{g}\cdot\text{cm}^{-3})$	F_v/s	FL_{API}/mL	FL_{HTHP}/mL	K/mm	$C_s/\%$	$(G_{1\text{min}}/G_{10\text{min}})/\text{Pa}$	pH 值	固相含量/ $\%$	坂土含量/ $(\text{g}\cdot\text{L}^{-1})$	K_f	YP/Pa	动塑比
一开	≤ 1.05	30~40	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
志丹群-和尚沟组	≤ 1.08	30~45	≤ 5	≤ 15	≤ 0.5	≤ 0.25	2~3/4~8	8~9	4~6	30~40	< 0.08	4~8	0.3~0.5
和尚沟组-上石盒子组	≤ 1.10	30~45	≤ 5	≤ 15	≤ 0.5	≤ 0.25	2~3/4~8	8~9	4~6	30~40	< 0.08	4~8	0.3~0.5
下石盒子组-井底	≤ 1.08	35~55	≤ 4	≤ 12	≤ 0.3	≤ 0.25	2~6/8~12	8~9	4~5	40~55	< 0.06	6~12	0.36~0.6

3.7 固井工艺技术

针对小井眼高施工压力(30 MPa)问题,通过不同密度及粘度领浆的理论计算及模拟顶替压力变化情况,领浆密度由 1.33 g/cm^3 降低至 1.25 g/cm^3 ,粘度由 90.54 $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 降低至 28.68 $\text{mPa}\cdot\text{s}$,碰压值由 30 MPa 降低至 24.5 MPa。

为提高小井眼固井顶替效率,基于 1.25 g/cm^3 领浆+1.90 g/cm^3 尾浆,理论计算前置液、领浆及尾浆紊流临界返速分别为 0.42、1.35、2.34 m/s ,结合钻

井返速 1.25 m/s 及机泵限制,确定冲洗液紊流顶替+水泥浆有效层流顶替,见图 8。

为保证尾浆段封固质量、提高套管居中度($> 67\%$)为目标,开展不同扶正器加放位置及数量模拟计算。由表 10 可确定,尾浆井段每 3 根套管加一只扶正器,其余井段每 5 根套管加一只扶正器。

4 现场应用

2019—2021 年,鄂北油田现场试验小井眼二级

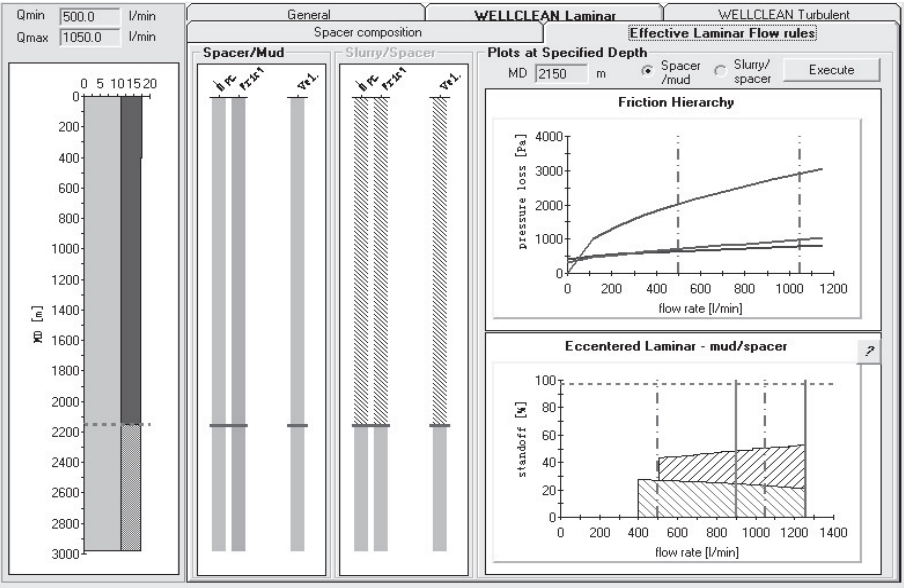


图8 小井眼固井顶替效率分析

Fig.8 Diagram of cementing displacement efficiency analysis for slim hole

表10 小井眼套管居中度及摩阻模拟

Table 10 Casing centering and friction simulation for slim hole

加放方式	尾浆井段	其余井段	尾浆段居	1445~2200 m	0~1445 m 井	扶正器 总数/只	不同摩阻系数下套管摩阻/kN		
			中度/%	井段居中度/%	段居中度/%		0.25	0.3	0.35
方式一	1只/1根	1只/1根	86.5~88	79~89	69~90	271	13	16	18
方式二	1只/2根	1只/2根	84~86	76~84	69~86	136	10	12	14
方式三	1只/2根	1只/3根	82~86	72~78	69~86	100	9	11	12
方式四	1只/3根	1只/3根	81~85	72~78	69~86	84	9	10	12
方式五	1只/3根	1只/5根	77~85	69~86	69~86	61	7	9	10

井身结构井 200 口,应用效果显著,安全成井率 100%,最短钻井周期 8.08 d,平均钻井周期年缩短率 12% 以上(图 9),机械钻速提高至 18 m/h 以上,小井眼井固井优良率 100%,优质率 77.7%(图 10)。与常规 $\varnothing 215.9$ mm 井眼相比,钻井废弃物处理平均减少了 27%,固井水泥浆用量减少了 41%,平均单井钻井工程费用降低 50 万元左右,取得了可观的经济效益^[21-23]。

5 结论与建议

(1)针对鄂北气田小井眼钻井存在的技术难点,开展了井身结构和轨道剖面优化,钻杆、动力钻具和 PDC 钻头优选,水泥浆密度和套管扶正器数量及加放位置优化,形成鄂北气田低成本小井眼优快钻完井技术。

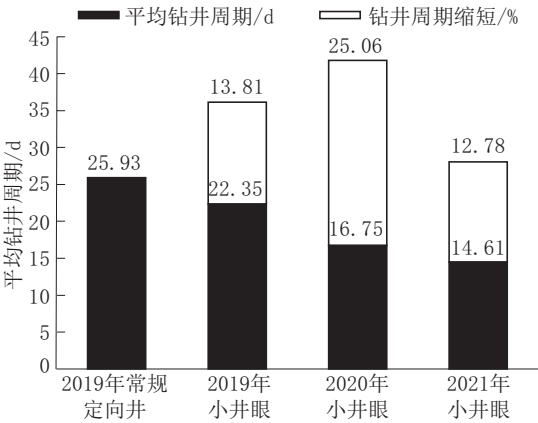


图9 小井眼钻井周期变化

Fig.9 Slim hole drilling cycle change

(2)现场 200 口井应用表明,小井眼钻井技术可提高机械钻速,缩短建井周期,减少钻井废弃物和固井水泥浆用量,实现了鄂北气田降本增效和保护环

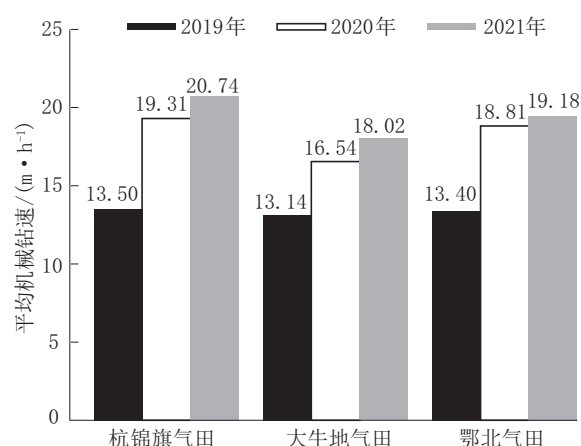


图10 2019—2021年小井眼井机械钻速变化

Fig.10 Changes of the rate of penetration of slim hole wells from 2019 to 2021

境目的。

(3)建议开展 $\varnothing 152.4$ mm小井眼钻完井技术探索,进一步挖潜增效,更好地满足鄂北气田开发需求。

参考文献(References):

- [1] 蒙宏义.小井眼钻井施工技术分析[J].西部探矿工程,2021,33(6):79-80.
MENG Hongyi. Analysis of slim hole drilling construction technology [J]. West-China Exploration Engineering, 2021,33(6):79-80.
- [2] 陈康苏.小井眼钻井技术分析及应用探讨[J].中国石油和化工标准与质量,2020,40(5):216-217.
CHEN Kangsu. Analysis and application of slim hole drilling technology [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2020,40(5):216-217.
- [3] 陈谋.鄂尔多斯盆地北部上古生界断裂对油气成藏条件的影响[D].青岛:中国石油大学(华东),2019.
CHEN Mou. Influence of upper paleozoic faults on hydrocarbon accumulation conditions in northern Ordos Basin[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2019.
- [4] 高青松.大牛地气田石炭系太原组沉积相类型再分析[J].石油地质与工程,2018,32(6):1-5,11,116.
GAO Qingsong. Reanalysis of sedimentary facies types of Carboniferous Taiyuan formation in Daniudi gas field[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2018,32(6):1-5,11,116.
- [5] 林耀庭,宁松华.鄂尔多斯盆地北部上古生界陆相含煤碎屑岩系隐蔽气层的识别研究[J].石油天然气学报,2012,34(2):76-79,92,167.
LIN Yaoting, NING Songhua. Identification of hidden gas reservoir of upper paleozoic terrestrial coal clastic rock in Northern Ordos Basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012,34(2):76-79,92,167.

76-79,92,167.

- [6] 马原.含水气井泡沫排水采气工艺设计解析[J].中国石油和化工标准与质量,2017,37(1):127-128.
MA Yuan. Analysis of foam drainage gas recovery process design for water-bearing gas wells[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2017,37(1):127-128.
- [7] 罗东明,谭学群,游瑜春,等.沉积环境复杂地区地层划分对比方法——以鄂尔多斯盆地大牛地气田为例[J].石油与天然气地质,2008(1):38-44.
LUO Dongming, TAN Xuequn, YOU Yuchun, et al. Stratigraphic division and correlation in areas with complicated sedimentary environment: A case study of Daniudi gas field in Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2008(1):38-44.
- [8] 杨静,涂福洪,霍如军,等.苏里格南区块小井眼钻井关键技术[J].石油钻探技术,2021,49(1):22-27.
YANG Jing, TU Fuhong, HUO Rujun, et al. Key technologies for slim hole drilling in southern Sulige block[J]. Oil Petroleum Drilling Techniques, 2021,49(1):22-27.
- [9] 杨晨.苏里格南区块小井眼井固井工艺研究[J].广州化工,2022,50(11):139-142.
YANG Chen. Cementing technique of slim-hole wells in South Sulige block[J]. Guangzhou Chemical Industry, 2022,50(11):139-142.
- [10] 张强.小井眼固井质量差的原因及应对探讨[J].中国石油和化工标准与质量,2022,42(6):40-42.
ZHANG Qiang. Causes and countermeasures of poor slim hole cementing quality [J]. China Petroleum and Chemical Standards and Quality, 2022,42(6):40-42.
- [11] 巢贵业,袁立鹤,陈宇.大牛地气田开发钻井和固井工艺技术优化研究[J].断块油气田,2006(1):61-63,93.
CHAO Guiye, YUAN Lihe, CHEN Yu. Techniques research of drilling and cementing to exploit Daniudi gas field[J]. Fault-Block Oil&Gas Field, 2006(1):61-63,93.
- [12] 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.
- [13] SY/T 5431-2017,井深结构设计方法[S].
SY/T 5431-2017, The design method of casing program[S].
- [14] 王勇军,刘刚,佟铮,等.旋冲螺杆钻具在硬岩地热钻探中的应用研究[J].钻探工程,2023,50(5):146-152.
WANG Yongjun, LIU Gang, TONG Zheng, et al. Application study of rotary-percussive screw drilling tool in hard-rock geothermal drilling [J]. Drilling Engineering, 2023, 50 (5) : 146-152.
- [15] 路永亮,尚鑫,李鹏.苏里格南小井眼螺杆钻具改进提速效果研究[J].设备管理与维修,2022(19):60-61.
LU Yongliang, SHANG Xin, LI Peng. Study on the improvement and speed-up effect of screw drilling tool in South Sulige slim hole

- [J]. Equipment management and maintenance, 2022(19):60-61.
- [16] 闫永辉. 鄂北工区水平井提速提效技术探讨[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2013, 40(6):43-47.
- YAN Yonghui. Discussion on the improvement of drilling speed and efficiency for horizontal well in Northern Erdos work area [J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2013, 40(6):43-47.
- [17] 王清臣, 张建卿, 胡祖彪, 等. 长庆气田小井眼钻井液技术研究与应用[J]. 钻井液与完井液, 2020, 37(6):746-752.
- WANG Qingchen, ZHANG Jianqing, HU Zubiao, et al. Study and application of drilling fluid technology for slim hole drilling in Changqing gas field [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2020, 37(6):746-752.
- [18] 杨刚, 朱振今, 周思远, 等. 小井眼钻井液技术研究与应用[J]. 化工管理, 2020(7):53-54.
- YANG Gang, ZHU Zhenjin, ZHOU Siyuan, et al. Research and application of slim hole drilling fluid technology [J]. Chemical Enterprise Management, 2020(7):53-54.
- [19] 杨现禹, 蔡记华, 蒋国盛, 等. 钻井液水活度对页岩井壁稳定性影响的实验研究——以秀山龙马溪组页岩为例[J]. 钻探工程, 2022, 49(3):1-12.
- YANG Xianyu, CAI Jihua, JIANG Guosheng, et al. Experimental study on the effect of water activity of drilling fluid on shale wellbore stability: Taking Xiushan Longmaxi shale as an example [J]. Drilling Engineering, 2022, 49(3):1-12.
- [20] 庞少聪, 安玉秀, 马京缘. 近十年国内钻井液降粘剂研究进展[J]. 钻探工程, 2022, 49(1):96-103.
- PANG Shaocong, AN Yuxiu, MA Jingyuan. Research progress of domestic drilling fluid viscosity reducer in recent ten years [J]. Drilling Engineering, 2022, 49(1):96-103.
- [21] 尹敬军, 杨敏. 苏里格气田小井眼定向井快速钻井技术[J]. 天然气与石油, 2020, 38(1):77-81.
- YIN Jingjun, YANG Min. Fast drilling technology for slim hole directional well in Sulige Gas Field [J]. Natural Gas and Oil, 2020, 38(1):77-81.
- [22] 段志锋, 周文军, 欧阳勇, 等. 苏里格小井眼快速钻井技术研究与试验[C]//2017年全国天然气学术年会论文集, 2017:2349-2354.
- DUAN Zhifeng, ZHOU Wenjun, OUYANG Yong, et al. Research and test of slim hole rapid drilling technology in Sulige [C]//Proceedings of the 2017 National Natural Gas Academic Annual Conference. 2017:2349-2354.
- [23] 陈春宇, 韩少飞, 刘蕾, 等. 长庆致密气小井眼快速钻井技术实践与认识[C]//2018年全国天然气学术年会论文集, 2018:806-814.
- CHEN Chunyu, HAN Shaofei, LIU Lei, et al. Research and test of cluster slim hole drilling technology in Sulige Gasfield [C]//Proceedings of the 2018 National Natural Gas Academic Annual Conference. 2018:806-814.

(编辑 王文)