

松辽盆地南部龙凤山气田二开制长裸眼高效钻井技术研究

张茂稳

中石化华东石油工程有限公司六普钻井分公司 江苏 镇江 212000

摘要:为解决松辽盆地南部龙凤山气田长裸眼井段机械钻速低、营层组硬脆性泥页岩井段漏垮同存的技术难题,通过井身结构优化、高效PDC钻头优选、钻具组合优选、复合盐成膜封堵钻井液体系研发及应用,结果表明,相比于邻井,机械钻速提高显著,钻井液体系防垮防漏效果好,成功解决了长裸眼硬脆性泥页岩井段的漏垮同存的问题,达到提速提效、缩短钻完井周期目的,具有广阔推广前景。

关键词: 龙凤山气田;井身结构;长裸眼;钻井液体系

Research on Efficient Drilling Technology for Long Open Hole in Longfengshan Gas Field, Southern Songliao Basin

Zhang MaoWen

Sinopec East China Petroleum Engineering Co., LTD. Lupu Drilling Branch, Zhenjiang Jiangsu 212000

Abstract: In order to solve the songliao basin southern longfengshan gas field long open hole well drilling speed is low, camp hard brittle shale shale well group leakage with the technical problems, through the well body structure optimization, efficient PDC drill optimization, drilling tool combination optimization, composite salt film plugging drilling fluid system development and application, the results show that the drilling fluid system to achieve faster efficiency, shorten the drilling and completion cycle, has a broad promotion prospect.

Key words: Longfengshan Gas Field; Well structure; Long naked eyes; Drilling fluid system

松辽盆地南部龙凤山气田是中国石化东北油气分公司的重点勘探开发区,含气面积 64.87km², 预测天然气地质储量 234.32×10⁸m³。龙凤山气田的构造带主要发育拗陷、断陷两套,构造形态为西南高、东北低单斜-鼻状构造,地层倾角在5°~10°。自上而下钻遇地层有第四系、泰康组、明水组、四方台组、嫩江组、姚家组、青山口组、泉头组、登娄库组、营城组、沙河子组,其中泉头组、登娄库组砂泥岩互层且不整合交界,研磨性强、岩性致密、可钻性较差,钻头的耐磨性和钻具组合是提高机械钻速的关键;泉头组及以上地层水敏性泥页岩发育,成岩性差,易坍塌掉块;两个界面(泉头组与登娄库、登娄库与营城组)及下部的营城组地层裂缝发育,易发生井漏。机械钻速低、井漏、井壁失稳一直是制约龙凤山气田钻井工程提速提效的难题,因此研究出一种适用于龙凤山气田优快钻进的钻井技术,为后期龙凤山气田的大规模勘探开发提供坚实的技术保障。

1 施工重点与难点

随着勘探开发的深入,松南龙凤山区块所施工井越来越深,水平段越来越长,目前存在以下施工难点和重点。

(1) 井身结构简化后长裸眼施工,地层压力系数差异;

目的层安全密度窗口窄,漏溢复杂频发。

(2) 泉头组以上地层存在井壁失稳现象,易坍塌,影响钻井安全,延长钻井周期;多套压力系统共存,地层孔隙、裂缝发育良好,承压能力低,漏层较多,极易发生反复漏失,承压堵漏难度大、周期长、成本高、效果不理想。

(3) 目的层可钻性差,机械钻速低、钻头寿命短、钻井周期长。主要目的层营城组、火石岭组地层倾角变化大,水平段钻进期间轨迹调整频繁,上提划眼摸索工具面或托压突然释放致使钻头先期损坏,进尺减少;定向托压现象越来越严重,滑动摩阻大,造斜段钻时普遍超过40min/m。

2 高效施工关键技术

针对松南龙凤山气田长裸眼井段施工存在难点,根据地层岩性变化、地层倾角、软硬交错、漏垮失稳、轨迹调整、地层压力系数不同、地层温度等情况,采取了“长裸眼、大排量、常短起、选工具、控参数、调性能”主要技术思路 and 措施。现场参考邻井资料,制定了详细的提速提效措施,具体包括优选钻头及钻具组合、调整钻井液体系、优化剖面设计、使用水力振荡器工具、加强施工过程控制等,取得了较为出色的效果。

2.1 优化井身结构

松南龙凤山气田所施工井, 该区上部地层易造浆、中部地层易掉块、上覆与下伏地层的交界面易井漏, 2021年以前采用技套封固造斜点以上中上部层位的三级井身结构(图1), 优点是技术套管封固造斜点以上地层, 降低了施工风险, 缺点是二开采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 大井眼钻进, 机械钻速低, 钻井周期长, 能耗及固井费用高。

2022 年开始逐步简化和推广二级井身结构, 优点是有利于提高机械钻速, 节约能耗和固井费用; 缺点是二开裸眼井段长, 增加了施工风险。井身结构优化后(图2), 一开使用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻至青山口组, $\Phi 244.5\text{mm}$ 表层套管下至青山口组稳定地层处, 封固上部第四系~姚家组地层, 为二开施工提供保障, 二开使用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至设计井深, 通过多口井的施工实践分析达到了预期目的。

北2-1HF 井作为龙凤山气田第一口井身结构优化后的二级结构水平井, 首次成功应用复合盐水钻井液体系, 全井未发生井漏及井壁失稳情况。完钻井深5 050m, 水平段长1 590m, 水平段较长同区邻井平均延长628m; 水平段平均机械钻速6.31m/h, 较同区邻井指标提高33.9%; 全井平均机械钻速较同区邻井指标提高16.2%。

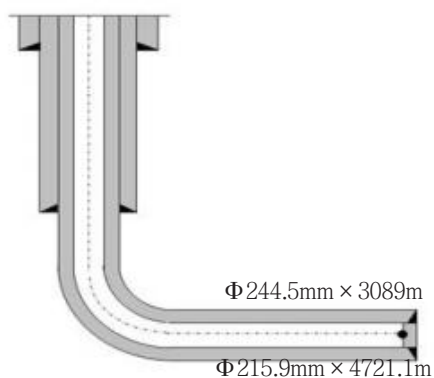


图1 三级井身结构

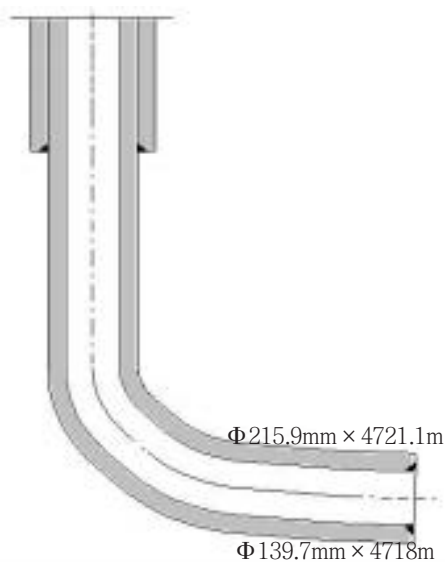


图2 二级井身结构

2.2 优化剖面设计

受地面条件限制, 井口坐标与靶点不在同一方位上时, 设计采用“双二维”井眼轨迹取代“常规三维”井眼轨迹^[1], 优化水平段长度, 增加靶前距。在上部井段提前造斜, 以 6° 左右井斜钻进, 首先调整好方位, 避免同时扭方位和调整井斜, 降低钻井施工难度。定向段根据实钻情况与轨道设计对比, 及时做好轨迹趋势预测和分析, 利用预定向井段复合钻进规律, 提前申请优化轨道以降低造斜率, 同时从钻井工具工艺着手, 实现既能造斜又能稳斜, 提高复合钻进的占比。

2.3 优选高效钻头

根据不同地层特征, 优选个性化钻头。上部直井段选择 $\Phi 19\text{mm}$ 复合片、强具有强攻击、穿夹层设计特征的强攻击性钻头; 增斜段选择具有平稳切削特征、异形齿混布技术、双排齿设计、强稳工具面复合钻头特征的高稳定性钻头; 水平段选择具有浅内锥设计、多级切削结构、穿夹层设计、短保径设计特征的异形齿PDC 钻头。

上部直井段地层疏松, 可钻性好, 首先使用型号为KS1952FGRY、KS1652ADGR, $\Phi 19\text{mm}$ 及 $\Phi 16\text{mm}$ 复合片的5刀翼单排布齿PDC 钻头, 配合弯角 1.25° 螺杆, 一开井段及二开上部直井段一只钻头钻完进尺, 使用效果达到理想目的。

增斜段首先使用定向工具面稳定的混合钻头进行增斜施工, 随后采用浅内锥、侧切能力强的轮廓线型 $\Phi 16\text{mm}$ 复合片的6刀翼PDC 钻头, 使钻头适合定向钻井轨迹调整; 优化钻头喷嘴组合、深排屑槽布置方位以及优化水力结构; 采用减震结构设计技术, 提高钻头穿越夹层的能力, 避免在穿越软硬交错地层时损坏切削齿。如某井, 水平段使用一只SD1662FRTY 钻头钻至完钻井深, 进尺804m, 纯钻时186.5h, 机械钻速4.31m/h, 达到一只钻头一根螺杆一趟钻完成了水平段施工目标, 钻头出井新度90%; 北2-7HF 井、北218-6HF 井优选7刀翼PDC 钻头, 一定程度上解决了龙凤山营城组含砾地层定向机械钻速慢、钻头磨损严重、进尺少的问题。

2.4 优选钻具组合

针对二级井身结构, 提速提效的关键, 首先从优化钻具组合着手。

二开直井段组合: $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头+ $\Phi 172\text{mm}0.75^\circ$ 螺杆+浮阀+ $\Phi 165\text{mm}$ 定向接头+ $\Phi 165\text{mm}$ 无磁钻铤+ $\Phi 212\text{mm}$ 扶正器+ $\Phi 165\text{mm}$ 钻铤 $\times 9$ 根+ $\Phi 127\text{mm}$ 加重钻杆 $\times 45$ 根+ $\Phi 127\text{mm}$ 钻杆。直井段原来采用直 $0.5\sim 0.75^\circ$ 单弯螺杆, 组合优化后采用单扶钟摆钻具组合配合 1.25° 单弯螺杆, 起到防斜打直快速钻进目的, 同时扩大井径, 利于上部井段起下钻顺畅, 为下部定向施工提供优质上部井眼。

二开造斜段: $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头+ $\Phi 172\text{mm}1.5^\circ$ 螺杆+浮阀+ $\Phi 127\text{mm}$ 无磁承压钻杆 $\times 1$ 根+ $\Phi 127\text{mm}$ 无磁承压钻杆 $\times 1$ 根+ $\Phi 127\text{mm}$ 加重钻杆 $\times 6$ 根+ $\Phi 127\text{mm}$ 钻杆 $\times 45$ 根+ $\Phi 127\text{mm}$ 加重钻杆 $\times 38$ 根+ $\Phi 127\text{mm}$ 钻杆。钻具组合优化后, 二开增斜段, 采用混合钻头+ 1.5° 螺杆, 同时在组合中配合水力振荡

器,北217井使用了大扭矩振荡螺杆,强化了增斜效果。

二开水平段: $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头+ $\Phi 172\text{mm}1.5^\circ$ 有扶螺杆+浮阀+ $\Phi 127\text{mm}$ 无磁承压钻杆*1根+ $\Phi 127\text{mm}$ 无磁承压钻杆*1根+ $\Phi 127\text{mm}$ 加重钻杆*6根+ $\Phi 127\text{mm}$ 钻杆根+ $\Phi 127$ 加重钻杆*38根+ $\Phi 127\text{mm}$ 钻杆。原组合使用有扶螺杆加扶正器的稳斜钻具组合,优化后使用无扶螺杆,同时去掉上部扶正器,这样既能降低摩阻,达到稳斜效果,又能根据需要调轨迹。

根据井斜大小及时调整倒装钻具。钻具组合的优选,对降低摩阻、减拖压、利起下、控定向起到很大的作用。

2.4.1 三维度水力振荡器使用

三维度水力振荡器通过自身产生的纵向振动来提高钻进过程中钻压传递的有效性和减少底部钻具与井眼之间的摩阻,特别是在使用动力钻具的定向钻进中改善钻压的传递,减少钻具组合粘卡的可能性,减少扭转振动。

增斜后期,井斜越来越大,钻具所受摩阻增大,出现托压情况。使用水力振荡器后在定向过程中大大降低了托压出现的频率,减少了摆工具面的时间,且可延长钻头和工具寿命。加入水力振荡器,定向钻进平均摩阻降低60~80kN,复合钻进摩阻降低20~30kN,定向段机械钻速提高1倍以上,复合钻进井段机械钻速提高10%以上,同时施工安全性大幅度提高。

如龙凤山北210-6HF井自井深3053~5463m使用水力振荡器,与之前未使用水力振荡器相比,减少了托压及摆工具面的时间,平均钻进机械钻速由1.16m/h提速至2.76m/h,提速效果显著。北201-40HF井三开水平段使用带有振荡短接的水力振荡器,降低定向摩阻50~100kN,显著减轻了定向托压现象,定向施工平均机械钻速较前一趟钻提高71.43%。

表1 水力振荡器使用前对比表

项目	施工井段(m)	段长(m)	累计定向进尺(m)	定向钻压(T)	累计定向纯钻(h)	平均定向机速(m/h)
使用前	3655~4325	670	99	22~36	61.39	1.61
使用后	4326~4809	483	33	20~26	11.94	2.76

2.4.2 水平段无扶螺杆的使用

水平段钻井施工中常采用双扶正器稳斜钻具组合^[2],以达到稳斜的效果。但是随着水平段的延长,面临着裸眼段长、摩阻扭矩增高、地层软硬交错显著、地层倾角大轨迹难控、油气层较薄频繁调整轨迹等问题,为简化钻具组合结构,龙凤山区块大力推广水平段使用 1.5° 无扶螺杆工艺,既能保证井眼扩大率,增加了环空间隙,提供更大的循环排量,做到有效清砂,同时降低了卡钻等复杂几率的发生,滑动钻进工具面很好控制且大大减少了滑动钻进的比例,使用效果比较理想。

龙凤山区块施工的北210-5HF井水平段首次使用 1.5° 和 1.25° 无扶螺杆,刚到井底以钻压30~40kN稳斜,20kN降斜,60kN增斜约 0.5° 单根,随着后期螺杆及钻头的磨损,后期钻压维持在120~140kN基本稳斜;在纯泥岩中当钻压为120~140kN时,井斜 $0.3\sim 0.5^\circ$ 单根的幅度增斜;砂泥互层微降,需每根定1~2m增斜维持稳斜。龙凤山气田使用无扶螺杆钻进井段平均机械钻速3.99m/h,较往年指标提高7.3%。根据不同区块、不同地层,及时总结施工经验,摸索钻压、地层倾角、砂泥互层软硬交错对井斜变化的影响规律。

表2 无扶螺杆使用记录表

井号	使用井段(m)	进尺(m)	纯钻(h)	机械钻速(m/h)
北220-4HF井	3874.23~4722.35	848.12	227.5	3.73
北220-3HF井	3828.45~4181.58	353.13	110	3.21
北217-4HF井	4211.95~4977.82	765.87	129.5	5.91
北201-32HF	3280.38~4343.48	1063.10	175	6.07
北2-5HF井	3545.36~5000.45	1455.09	415.5	3.50
北210-6HF井	3853.33~4810.44	957.11	307.5	3.11
合计		5442.41	1365	3.99

2.4.3 $\Phi 139.7\text{mm}$ 非标钻杆使用

大力推广采用 $\Phi 139.7\text{mm}$ 非标钻杆,大水眼,达到提高排量的目的。通过提高排量可以充分发挥大扭矩振荡螺杆的优势,提高水马力,提高岩屑返出效果。同样的井深和泵压情况下,非标钻杆可以将排量提高20%~25%,机械钻速提高10%左右。如北5-1HF井上部使用非标钻杆高压泵,机械钻速较邻井北5井提高56.6%。

表3 非标钻杆优势对比

钻杆类型	内径(mm)	排量(L/s)	环空返速(m/s)
127mm	108.6	46	0.726
139.7mm	121.4	53	0.873

3 钻井液体系

围绕龙凤山区块井漏、井壁稳定、钻井提速等难点开展了一系列的论证、攻关。创新应用复合盐水钻井液

系,同时结合龙凤山气田地层特征对体系配方进行了针对性的优化。

根据室内处理剂优选实验结果和龙凤山气田的钻井工艺要求,在参考邻井成熟钻井液体系配方的基础上,确定复合盐成膜防塌钻井液配方如下:3.0%~6.0%膨润土+3.0%~6.0%NaCl+2.5%~5.0%KCl+2.0%~4.0%HCOONa+0.25%~0.5%KCOOH+0.05%~0.1%Na₂CO₃+0.1%~0.2%HV-CMC+0.1%~0.3%LV-CMC+1.0%~2.0%SMC+1.0%~2.0%SPNH+0.5%~1.0%SMP-II+0.5%~1.0%KFT-

II+0.5%~1.0%SM SHIELD-2+0.2%~0.6%超细碳酸钙(800~2500目)+0.2%~0.5%低黏聚阴离子纤维素钠盐(PAC-LV)+0.3%~0.8%高效环保润滑剂(SMLUB-E)。

3.1 钻井液流变性能和滤失性能评价

按配方配制复合盐成膜防塌钻井液,高速搅拌10.0min,然后根据GB/T 16783-1997《水基钻井液现场测试程序》测试程序,测定该钻井液体系的流变参数(表观粘度(AV)、塑性粘度(PV)、动切力(YP)和静切力(Gel)、常温中压滤失量(FLAPI)和高温高压滤失量(FLHHP),实验结果如表4所示:

表4 钻井液体系流变与失水性能评价结果

实验条件	$\rho /$	AV	PV	YP	Gel	FLAPI	FLHHP
	(g/cm ³)	(mPa·s)	(mPa·s)	(Pa)	(Pa/Pa)	(mL)	(mL)
常温 120°C×16h	1.06	22.0	16.5	5.5	1.0/7.0	2.6	-
	1.20	25.0	20.5	4.5	1.0/7.0	2.6	-
	1.06	22.5	17.0	5.5	1.0/6.5	3.6	11.2
	1.20	26.5	21.5	5.0	1.0/6.5	3.8	11.8

FLHHP的测试条件:120°C,3.5MPa。

由表4可以看出,在相同密度条件下,封堵型防塌钻井液体系在老化前后的AV、PV、YP、Gel和FLAPI变化较小,FLHHP略有增大,表明该钻井液体系的流变和滤失性能较为稳定,能够在深部地层条件下使用。

3.2 抑制、防塌性能评价

为考察复合盐成膜防塌钻井液体系($\rho=1.20\text{g/cm}^3$)的抑制性能和防塌性能^[3],利用龙凤山某井登娄库组泥岩进行滚动回收率测试,结合砂床渗透深度实验、岩心渗透率实验和成膜效率实验,对钻井液的抑制性能和成膜防塌性能进行综合评价,实验结果如表5所示:

表5 钻井液体系抑制、防塌性能评价结果

实验条件	页岩膨胀率/% 回收率/%					DHTHP/cm	Ψ /%	σ /%
	8.0h	16.0h	24.0h	过28目	过40目			
常温	2.11	3.18	4.02	91.16	92.54	2.0	93.89	85.14
120°C×16h	2.30	3.59	4.65	90.26	92.21	2.2	92.00	80.49

滚动回收率实验测试条件:120°C,滚动时间为16h;FLHHP动态测试条件:120°C,3.5MPa。

由表5可以看出,老化前后复合盐成膜防塌钻井液体系的页岩膨胀率和滚动回收率基本保持稳定,且DHTHP、 Ψ 和 σ 仍处于较高水平,表明复合盐成膜防塌钻井液体系在高温作用后仍具有优良的抑制防塌能力。该体系的应用,延长了坍塌周期,拓宽了密度窗口,为龙凤山水平井井身结构的优化、机械钻速的提高、水平段的延伸提供强力的保障。

结束语

(1)在单弯大扭矩螺杆+高效PDC钻头全面应用的基础上,继续推进使用扭力冲击器、地质旋转导向、三维度水力振荡器、长寿命优质PDC钻头等新工艺新技术,以解决泉头组下部砂泥互层对钻头的早期破坏、机械钻速低、长水平段托压降摩减阻技术等问题。

(2)优化钻井液体系。继续逐步推广优化油基、复合盐等新型钻井液体系,优选使用复配石墨类固体润滑剂、无水

聚合醇、聚胺抑制页岩水化膨胀、胶乳沥青等新型高效高能钻井液材料,促使钻井液具有良好的流变性能、低滤失性能、抑制性能、防塌封堵性能。

(3)优化井身结构及优化井眼轨道后,优点是既能降低钻井成本,提高机械钻速,又能提高单井产能,不利处为长裸眼钻井增加了施工风险。下步就二开制长裸眼高效施工继续摸索,总结经验。

参考文献

- [1]褚奇,李涛,王栋,胡雪峰等.龙凤山气田强抑制封堵型防塌钻井液技术[J].钻井液与完井液,2016,09(37):10-12
- [2]胡鑫,丁晓琪,朱颖等,龙凤山气田营城组浊沸石胶结物对储层的控制机理[J].钻井液与完井液,2018,03(158):66-68
- [3]穆国臣,陈晓峰等,松南地区深井钻井提速难点与对策[J].石油钻探技术,2011,11(20),22