

# 塔河油田 AT9 井区丛式井钻井实践与认识

刘晓民<sup>1</sup>, 马庆涛<sup>2</sup>, 周伟<sup>1</sup>, 张铎远<sup>2</sup>, 张颖<sup>3</sup>

(1. 中石化西北油田分公司工程技术研究院, 新疆 乌鲁木齐 830011; 2. 中石化胜利石油工程有限公司钻井工艺研究院, 山东 东营 257017; 3. 中石化胜利石油工程有限公司黄河钻井五公司, 山东 东营 257000)

**摘要:**为了解决塔河油田环保要求高、征地难度大、开发管理不便等难题, AT9 井区首次采用丛式井钻井技术对碎屑岩油藏进行综合开发部署。针对 AT9 井区地质工程难点及丛式井直井段防碰的特殊要求, 对井位选址、平台布局、井眼轨道及井身结构进行优化设计。详细介绍了钻井过程中采用的 MWD 随钻监测防碰、PDC + 直螺杆复合钻井、钻井液等关键钻井技术, 分析了丛式井组的技术合理性和开发经济性, 验证了丛式井钻井技术在 AT9 井区的适用性, 为塔河油田的经济高效开发进行了有效的探索。

**关键词:**丛式井; 塔河油田; 防碰; 优化设计; 应用效果

**中图分类号:** TE243 **文献标识码:** B **文章编号:** 1672 - 7428 (2013) 12 - 0050 - 04

**Practice of Cluster Wells Drilling in AT9 Well Area of Tahe Oilfield and the Understanding/LIU Xiao-min<sup>1</sup>, MA Qing-tao<sup>2</sup>, ZHOU Wei<sup>1</sup>, ZHANG Duo-yuan<sup>2</sup>, ZHANG Ying<sup>3</sup>** (1. Engineering Technology Institute of Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi Xinjiang 830011, China; 2. Shengli Drilling Technology Research Institute of SINOPEC, Dongying Shandong 257017, China; 3. Huanghe Fifth Drilling Company, SINOPEC Shengli Petroleum Engineering Co., Ltd., Dongying Shandong 257000, China)

**Abstract:** According to the geological engineering difficulties in AT9 well area and the special requirement of anti-bumping in the straight section of cluster wells, the designs of well location, platform layout, borehole trajectory and well structure are optimized. The paper introduces the key techniques of MWD anti-bumping, PDC + straight spiral rod composite drilling and drilling fluid in drilling process, analyzes the technical rationality and the development economy of cluster well group and verifies the applicability of the cluster drilling technology in AT9 well area.

**Key words:** cluster wells; Tahe oilfield; anti-bumping; optimized design; application effect

塔河油田处于天山南麓、塔里木河流域的戈壁荒漠地区, 区内大部分被风沙土覆盖, 植被以怪柳灌木丛、胡杨林为主, AT9 井区地处塔里木河两岸, 地表胡杨林茂密, 为国家级重点自然保护林区, 环保要求高, 严禁破坏植被, 征地难度大, 地面工程一般需要修筑防洪堤坝, 以应对塔里木河的雨季洪峰。另外, 该地区地广人稀, 交通不便, 井场建设及后期开发管理费用高。

丛式井技术可以节省地面空间, 保护环境, 节约道路建设、井场建设投资, 便于采油集中建站、集中管理, 能够降低整个油田的开发成本。当然, 丛式井钻井技术也面临平台位置优选, 钻井顺序及轨道优化, 直井段实时防碰等问题<sup>[1]</sup>。文中对塔河油田首个丛式井组进行跟踪研究, 分析了该井组的关键钻井技术和应用效果, 验证了丛式井技术在塔河油田

的适用性, 为塔河油田的经济高效开发进行了有效的探索。

## 1 地质概况及钻井难点

AT9 井区为碎屑岩油藏, 主要目的层为三叠系, 储层埋深在 4200 ~ 5100 m, 自上而下钻遇地层包括第四系、上第三系、下第三系、白垩系下统、下侏罗统、三叠系。地层压力系数为 1.08 ~ 1.16, 压力变化较为平缓, 属正常压力系统。上第三系砂岩疏松, 易垮塌, 易缩径; 下第三系吉迪克组富含石膏, 污染钻井液, 易出现复杂情况; 白垩系上统以砂岩为主, 夹有泥岩, 存在缩径问题; 白垩系下统、侏罗系泥岩地层吸水膨胀, 剥落掉块, 垮塌严重。

丛式井组的关键难题在于防碰, 且本区块造斜点较深, 地层自然增降斜及方位漂移规律不确定, 丛

收稿日期: 2013 - 10 - 24; 修回日期: 2013 - 11 - 29

**作者简介:** 刘晓民 (1981 - ), 男 (汉族), 甘肃靖远人, 中石化西北油田分公司工程技术研究院工程师, 油气井工程专业, 硕士, 从事钻井工艺优化工作, 新疆乌鲁木齐市长春南路中国石化西北油田科研生产园区工程技术研究院, xiaomin505@126.com; 马庆涛 (1985 - ), 男 (汉族), 山东聊城人, 中石化胜利石油工程有限公司钻井工艺研究院工程师, 油气井工程专业, 硕士, 从事钻井工程设计工作, 山东省东营市北一路 827 号钻井工艺研究院设计所, qingtaom1985@163.com。

式井组要在有限的空间内长井段保持垂直钻进,轨迹控制难度大,防碰形势严峻。井下随钻测量仪器易受强磁干扰,井眼防碰扫描及控制的精度受到影响<sup>[2]</sup>。

## 2 丛式井优化设计

(1)井位优选。AT9 井区共部署新井 7 口,其中水平井 6 口,定向井 1 口。井位的确定除满足油藏目的外,首先考虑井眼轨道设计的要求,平台位置尽量选在水平井两个靶点的延长线上,并以控制井口位移之和最小为优化指标,初选点在 AT9-16X 井附近。兼顾塔里木河南、北的地理条件,考虑到河南岸地面条件复杂,北岸较为简单,平台位置优选在北岸。然后,以控制总井深之和最小为优选指标,运用遗传算法在几个位置中优选出最优位置<sup>[3]</sup>。

(2)平台布局。平台采用 2 台钻机按双排直线并行施工,北排 3 口井,南排 4 口井,每排两头井槽留出 60 m 以上距离,满足井架放倒搬运安装要求。另外,留足后期作业中 750 型修井机的基础位置。井口间距考虑直井段防碰和定向时测量仪器的磁干扰,一般为 3~5 m,由于本区块造斜点在 3900 m 左右,直井段长,从井斜控制方面考虑,既要保证位移控制在较小范围内,又要尽量减少井斜控制的工作量<sup>[4]</sup>,井间距推荐为 8 m,平台布局如图 1 所示。

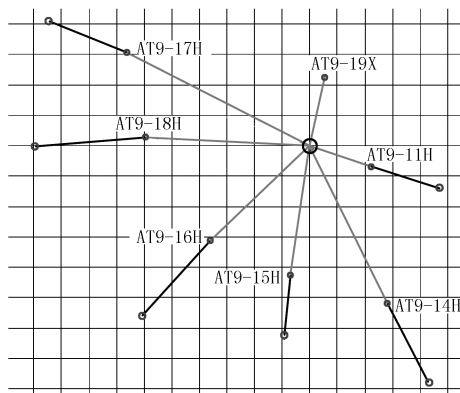


图 1 平台布局图

(3)井身结构。定向井和水平井都下入  $\varnothing 508$  mm 导管 50 m,建立井口。定向井一开下入  $\varnothing 273.1$  mm 表层套管至 500~800 m,封隔上部疏松易垮塌、易缩径地层;二开下入  $\varnothing 177.8$  mm 油层套管至目的井深(如表 1 所示)。水平井一开下入  $\varnothing 339.7$  mm 表层套管至 500~800 m,封隔上部疏松地层;二开下入  $\varnothing 244.5$  mm 技术套管至 3300~4000 m,封隔吉迪克组石膏层、白垩系上统及以上地层;三开悬挂  $\varnothing 177.8$  mm +  $\varnothing 139.7$  mm 的复合套管(如表 2 所示)。

表 1 定向井井身结构

开钻次序	钻头尺寸 /mm	套管尺寸 /mm	套管下深 /m	备注
导管	660.4	508	50	建立井口
一开	346.1	273.1	800	封上部不稳定地层
二开	241.3	177.8	井底	三叠系目的层

表 2 水平井井身结构

开钻次序	钻头尺寸/mm	套管尺寸 /mm	套管下深 /m	备注
导管	660.4	508	50	建立井口
一开	444.5	339.7	500	封上部不稳定地层
二开	311.2	244.5	3300	封吉迪克石膏层及白垩系上统
三开	215.9	177.8 + 139.7	3300 ~ 井底	三叠系目的层

(4)井眼轨道设计。井眼轨道设计尽量采用简单平滑、易于实现的剖面类型,根据地层特点及采油工艺要求,定向井井眼轨道采用直-增-稳三段制类型,造斜率采用  $(4.5^\circ \sim 6^\circ)/30$  m,水平井采用直-增-稳-增-平五段制类型,造斜率采用  $(6^\circ \sim 7.5^\circ)/30$  m,井眼轨道设计如表 3 所示。为了避免钻井轨迹空间交叉,利用造斜点相互错开的方式实现各井间防碰,施工中先钻水平位移大、造斜点浅的井,后钻水平位移小、造斜点深的井<sup>[5]</sup>。北排钻井顺序为:17H-18H-19X,钻机整拖方向为由西北向东南;南排钻井顺序为:11H-14H-15H-16H,钻机整拖方向为由东南向西北。

表 3 井眼轨道数据

井号	造斜率 /[( $^\circ$ ) $\cdot$ (30 m) $^{-1}$ ]	造斜点 /m	最大井斜角 /( $^\circ$ )	设计方位角 /( $^\circ$ )	井底位移 /m	靶点垂深 /m	完钻斜深 /m
AT9-11H	6.6	4280	89.78	106	500	4253.60	4647.77
AT9-14H	7.5	4300	89.29	150	1050	4250.73	4901.16
AT9-15H	6	3900	90	192	630	4242.70	4705.15
AT9-16H	6	3850	90	227	1000	4239.70	4872.44
AT9-17H	6.2	3897	90.8	291.8	1120.09	4248.50	5047
AT9-18H	7.5	3920	90	274	1000	4241.70	5063.36
AT9-19X	5	3930	35.18	23	190.11	4290.50	4345.03

## 3 关键钻井技术

(1)直井段防碰技术。一开地层胶结疏松,钻速高,易发生井斜和井壁垮塌,为保证井眼开直,采用塔式钻具组合,上部轻压吊打(钻压 10~20 kN),钻铤出导管后钻压逐渐增加至 160~220 kN。二开全井段采用 MWD 随钻监测轨迹,钻进采用每单根测斜,每趟钻投测多点校核井眼轨迹数据,根据数据实时绘制防碰扫描示意图,及时对轨道进行修正,提前对待钻井井眼轨迹进行防碰或绕障,严格控制井底

水平位移在 5 m 以内,邻井防碰距离  $\leq 3$  m<sup>[6]</sup>。以 AT9-18H 井为例,实钻中为尽量避开已钻的 AT9-17H 井,同时不影响下一口井 AT9-19X 的施工,在防碰最近距离的二开直井段进行提前定向绕障,主要技术措施是控制直井段的水平位移朝 20°~35°方位漂移,使造斜点附近的水平位移达到 8~10 m,闭合方位角 20°~35°。这样既可以在斜井段成功避开 AT9-17H 井,使最近距离控制在 10 m 以外,同时不影响平台后续井的施工。

(2)PDC+直螺杆复合钻井技术。二开上第三系、下第三系地层为泥岩、粉砂质泥岩、粉砂岩、细粒砂岩略等厚互层分布,岩性变化不大且相对比较均质,适合使用 PDC 钻头。为了发挥 PDC 钻头小钻压、高转速的优势,选用  $\varnothing 244.5$  mm 直螺杆钻具与之配合进行复合钻进,大大提高了机械钻速。另外,通过螺杆驱动减少地面设备的负荷,减小了钻具的疲劳破坏,降低了设备损坏停待的几率<sup>[7]</sup>。

选择钟摆钻具组合: $\varnothing 311.2$  mm PDC +  $\varnothing 244.5$  mm 直螺杆  $\times 7.57$  m +  $\varnothing 228.6$  mm 钻铤  $\times 17.8$  m +  $\varnothing 309$  mm 扶正器  $\times 1.18$  m +  $\varnothing 228.6$  mm 钻铤  $\times 9.16$  m +  $\varnothing 203.2$  mm 无磁钻铤  $\times 9.1$  m +  $\varnothing 203.2$

mm 钻铤  $\times 45.11$  m +  $\varnothing 177.8$  mm 钻铤  $\times 81.69$  m +  $\varnothing 127$  mm 加重钻杆  $\times 138.32$  m +  $\varnothing 127$  mm 钻杆。钻进参数:钻压 20~40 kN,转速 70 r/min + 螺杆、排量 56~70 L/s、泵压 13~22 MPa。

本井组采用 PDC+直螺杆复合钻井技术,平均单只 PDC 钻头进尺 2473 m,基本占到了总井深进尺的一半;平均机械钻速高达 30.2 m/h,较同地层牙轮钻头提高了 93%;最大井斜角在 1.4°左右,较好地控制了井眼轨迹。可见,在二开采用 PDC+直螺杆的钟摆钻具组合在提高钻速和控制井斜方面具有明显的优势。

(3)钻井液技术。AT9 井区在 2600 m 以浅井段,地层成岩性差,钻速快,要求钻井液有较好的造壁能力,以满足稳定井眼的要求;上第三系、下第三系地层的泥岩易吸水膨胀,造成井壁垮塌,岩屑分散易造成严重的固相污染,要求钻井液具有较好的护壁性和抑制防塌性能;上第三系吉迪克组地层富含石膏,易造成钻井液膏侵,要求钻井液具有较好的抗污染能力;水平段要求钻井液具有较好的携岩、抗温和保护油气层性能。钻井液体系选择如表 4 所示。

阳离子乳液聚合物钻井液体系配方为:3.0%

表 4 钻井液体系

井段/m	钻井液类型	钻井液性能						
		密度 /(g·cm <sup>-3</sup> )	漏斗粘度 /s	API 失水量 /[mL·(30 min) <sup>-1</sup> ]	泥饼厚 /mm	PV /(mPa·s)	固相含量 /%	含砂量 /%
50~800	膨润土+聚合物	1.05~1.15	≥80	≤12	1.0	10~25	/	≤0.5
800~3300	聚合物	1.10~1.16	40~60	≤8	≤0.5	10~20	≤10	≤0.3
3300~3900	阳离子乳液聚合物	1.16~1.19	40~55	≤6	≤0.5	12~25	≤10	≤0.2
3900~井底	阳离子乳液聚磺	1.19~1.21	40~55	≤5	≤0.5	12~25	≤11	≤0.2

膨润土浆 + 1.5% NH<sub>4</sub>PAN + 0.2% 阳离子乳液聚合物 DS-301 + 0.5% 有机硅醇抑制剂 DS-302 + 2.5% 乳化石蜡 RHJ-1 + 0.5% LV-CMC。相比于阳离子乳液聚合物钻井液体系,阳离子乳液聚磺钻井液体系添加了磺化材料和 KCl,提高了乳化石蜡的加量,增强了钻井液的抑制性、抗温性和封堵防塌性<sup>[8,9]</sup>。阳离子乳液聚磺钻井液体系配方为:3.0% 膨润土浆 + 1.5% NH<sub>4</sub>PAN + 0.2% 阳离子乳液聚合物 DS-301 + 0.5% 有机硅醇抑制剂 DS-302 + 2.5% 乳化石蜡 RHJ-1 + 0.5% LV-CMC + 2.5% SMP-1 + 3.0% SPNH + 3.0%~6.0% KCl。该井组钻井过程中未出现井壁失稳现象,平均井径扩大率为 5.2%,固井质量优秀率 100%。

#### 4 应用效果分析

本井组从 2011 年 5 月 27 日第一口井开钻,至

2012 年 6 月 4 日最后一口井完钻,共耗时 373 天,其中定向井钻井周期比同区块单井增加 5 天,水平井比同区块增加 13 天,如表 5 所示。钻井周期延长的原因有:(1)丛式井组统筹设计比单井布井的限制条件多,总进尺增加了 1269.35 m;(2)6 口水平井均采用斜导眼来精确定位油气层,然后进行回填料侧钻,浪费了部分钻井周期;(3)直井段采用 MWD 随钻监测井眼轨迹,水平井直井段比单井增加了 8 天,定向井直井段比单井增加了 5 天。

表 5 AT9 井区钻井周期统计

开发方式		平均井深/m	平均周期/d
单井	定向井	4345.03	52
	水平井	4693.90	70
丛式井	定向井	4345.03	57
	水平井	4872.44	83

通过优化设计、采用 MWD 随钻监测直井段井

眼轨迹,7口井最近距离为5.1m,防碰效果良好,证明AT9井区丛式井组井口间距选择8m是可行的(如图2所示)。由于丛式井采用一字形双排排列,钻台坡道会挡住已钻井口,无法实现钻采同步,平台布局和井口排列上仍有进一步优化的空间。

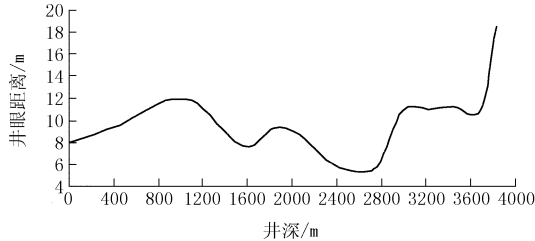


图2 丛式井最近井眼距离分布曲线

AT9井区丛式井相比单井布井,总进尺增加了1269.35m,钻井总成本增加了559.48万元,钻前费用节约了1583.84万元,建井总费用节约了1293.86万元。该井组距最近集输站7.5km,采用丛式井可节约管线铺设及燃气管线费用269.5万元,考虑到后期综合管理及环境保护等带来的潜在效益,采取丛式井还会长期节约相应的人力、物力投资。

## 5 结论与认识

(1)丛式井钻井技术在塔河油田AT9井区的首次试验成功,为自然保护区或沙漠腹地等特殊环境油田的开发提供了新思路,较好地解决了井区环保要求高、征地困难、开发管理不便等难题。

## (上接第49页)

经专家验收,各项技术指标评定为优,经济指标评定为合格,综合评定该孔为合格孔。

## 7 经验与体会

覆盖层可钻性级别低,土层物理力学性质变化大。砂层钻进过程中,易发生钻孔超径、孔壁坍塌,泥浆含砂量高,极易出现埋钻和断钻事故;粘土层钻进时粘土质成分造浆严重,固相含量高,泥皮厚,极易造成钻孔缩径。由于覆盖层厚度大,钻进时间长,极易造成粘卡钻、断钻、挤夹钻具等事故和孔斜超标等质量缺陷。

为此在超厚覆盖层施工中,要全面了解掌握区域地层特点,优化钻孔设计,确定技术套管的下入深

(2)直井段防碰是丛式井的关键问题,该井组综合考虑平台面积、井眼数量和布局、钻井工艺等多方面要求,优化井距为8m,避开防碰危险方位,采用MWD随钻监测等方法,较好地控制了直井段井斜,满足了防碰要求。

(3)一般情况下,丛式井在平均井眼深度、平均钻井周期和钻井费用上高于单井布井,但在钻前和集输等环节上会节省大量的时间和费用,后期综合管理和环境保护方面也存在较大的潜在效益,综合开发效果优于单井布井。

## 参考文献:

- [1] 张富成,王卫忠,扈东勇,等.苏里格气田丛式井钻井技术及应用[J].石油钻采工艺,2009,31(4):36-39.
- [2] 李文飞,朱宽亮,管志川,等.大型丛式井组平台位置优化方法[J].石油学报,2011,32(1):32-36.
- [3] 史玉才,管志川,陈秋炎,等.钻井平台位置优选方法研究[J].中国石油大学学报(自然科学版),2007,31(5):44-47.
- [4] 闫铁,徐婷,毕雪亮,等.丛式井平台井口布置方法[J].石油钻探技术,2013,41(2):13-16.
- [5] 胡中志,徐小峰,侯怡,等.基于概率分析的密集丛式井组造斜窗口确定方法[J].石油钻采工艺,2011,33(1):23-26.
- [6] 刘刚,陈超,蔡鹏,等.井眼防碰监测技术在南海油田W9H的应用[J].科学技术与工程,2012,12(26):6601-6604.
- [7] 董明键,肖新磊,边培明.复合钻井技术在元坝地区陆相地层中的应用[J].石油钻探技术,2010,38(4):38-40.
- [8] 王立锋,王杰东,冯纪成,等.塔河油田超深定向井KCl-阳离子乳液聚磺钻井液技术[J].石油钻探技术,2012,40(3):73-77.
- [9] 范落成,杨兴福,王华,等.阳离子乳液聚合物钻井液在页岩气井的应用[J].石油钻探技术,2012,40(4):38-42.

度;借鉴石油钻井工艺,采用PDC或牙轮钻头钻进,加长扶正器(或粗径钻具),钻铤加压保直;维护好泥浆性能,抑制粘土质成分水化造浆,控制泥浆性能,防治缩径、粘钻、超径、坍塌等孔内事故;优化钻进技术参数,快速钻进,及时下入技术套管。

## 参考文献:

- [1] 司百堂,张录星.内生金属矿深孔钻探技术与管理[A].突出主业 拓宽实业 发展辅业 致富家业—2009年学术研讨会论文集[C].北京:地质出版社,2010.
- [2] 屠厚泽.钻探工程学[M].湖北武汉:中国地质大学出版社,1988.
- [3] 刘广志.金刚石钻探手册[M].北京:地质出版社,1991.
- [4] 曾祥熹.钻孔护壁堵漏与减阻[M].北京:地质出版社,1981.
- [5] 王文臣.钻孔冲洗液与注浆[M].北京:冶金工业出版社,1996.