

# 风险预探井哈深斜 1 井钻井工程设计

杨衍云

(中石化胜利石油管理局钻井工艺研究院, 山东 东营 257017)

**摘要:**哈深斜 1 井是胜利油田部署的一口重点风险预探井,该井为双靶点定向井,具有井斜角大、稳斜段长、水平位移大的特点。作为风险预探井,可借鉴的邻井实钻资料少,地层岩性、地层压力及层段变化不确定性因素相对较大,确定合理的井身结构、轨道类型、钻井液性能以及相关配套工艺措施是保证该井顺利施工的基础。在对有限的邻井资料进行详细分析的基础上,总结出本井钻井工程设计的技术难点,并有针对性的从井眼轨道设计、井身结构设计、钻具组合及钻井方式选择、钻井液设计和固井设计 5 个方面提出优化方案及技术措施,为胜利油田风险预探井的设计与施工提供了技术支持和理论依据。

**关键词:**钻井设计;风险预探井;大位移井;井身结构;井眼轨道

**中图分类号:**TE243      **文献标识码:**B      **文章编号:**1672-7428(2013)03-0038-04

**Drilling Design for Hashen-X1 Risk Wildcat/YANG Yan-yun** (Drilling Technology Research Institute, Shengli Petroleum Administration, Dongying Shandong 257017, China)

**Abstract:** Well Hasheng-X1 is an important risk wildcat in Shengli oilfield, which is a directional well with double targets with high deviation angle, long steady inclined section and large horizontal displacement. As a risk wildcat, there is less drilling data of adjacent wells and there are uncertain factors of formation lithology, formation pressure and layer section variety. It is an important basis to ensure smooth construction to determine reasonable casing program, optimized trajectory, good mud performance parameters and other relevant technical measures. Based on the detail analysis on the very few information, the optimized schemes and technical measures were proposed in well trajectory design, casing program design, bottom hole assembly & drilling method selection, drilling fluid design and cementing design; these above could be the technical support and theoretical basis to the design of the risk wildcat in Shengli oilfield.

**Key words:** drilling design; risk wildcat; casing program; extended reach well; well trajectory

## 0 引言

哈深斜 1 井地理位置位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区西北部,构造位置位于准噶尔盆地西部隆起哈山山前构造带前缘冲断带。本井区地层由南东向北西逐渐抬高,形成单倾的斜坡特征,受南西-北东向逆断层的影响,井区发育南西-北东走向的正、逆断层,井区内断层、骨架砂体和整合面构成了油气运移的良好通道网络,成藏条件优越。

邻区发现了百口泉、乌尔禾、风城、夏子街 4 个油田,截至到 2009 年底,共上报探明地质储量  $3.77 \times 10^4$  万 t,从侧面反映出本区块具有较好的油气地质条件。2011 年胜利油田在本井区部署钻探的哈浅 1、哈浅 6 等多口井在白垩系、侏罗系、石炭系等地层获得成功,进一步证实了本区为油气聚集的有利部位。因此,2012 年胜利油田部署风险预探井哈深斜 1 井,主要目的是利用定向井技术钻探不整合面下的多套目的层,了解哈山前缘冲断带二叠系乌

尔禾组、夏子街组和风城组的含油气情况,拓宽胜利油田在哈山山前构造带的勘探规模。

## 1 地质情况及技术难点

### 1.1 地质情况

预计本井自上而下将钻遇白垩系,侏罗系八道湾组,三叠系百口泉组,二叠系乌尔禾组、夏子街组和风城组。从邻井实钻情况来看,纵向上压力分布为常压-高压系统,其中白垩系、侏罗系、三叠系以及二叠系乌尔禾组、夏子街组地层压力为常压系统,邻井风城 1 井二叠系风城组实测压力系数高达 1.72,实际使用钻井液密度为  $1.70 \text{ g/cm}^3$ ,有可能存在高压甚至异常高压。本井所钻地层的倾斜角较大,约  $10^\circ \sim 40^\circ$ ,特别是二叠系夏子街组地层倾角最大,达到  $40^\circ$ ,地层倾向为  $155^\circ \sim 170^\circ$ 。三叠系及以上地层主要是泥岩,八道湾组地层夹黑色煤层,二叠系乌尔禾组和夏子街组以砂砾岩为主,风城组则为

收稿日期:2012-11-12

作者简介:杨衍云(1982-),女(汉族),山东肥城人,中石化胜利石油管理局钻井工艺研究院工程师,钻井工程专业,硕士,主要从事钻井工艺研究工作,山东省东营市北一路 827 号钻井工艺研究院设计所,jianghong79@163.com。

云质岩地层。

### 1.2 技术难点

(1) 井眼控制难度大。上部八道湾组泥岩及煤层易缩径坍塌;下部地层的可钻性差、机械钻速低、周期长,井眼长时间浸泡易出现井壁垮塌扩径现象;乌尔禾组及以下地层倾角较大,井眼轨迹极易偏离设计轨道。

(2) 井涌。地表浅层水活跃,而且风城组有可能存在异常高压,二者都容易引起井涌。

(3) 井漏。邻井在八道湾组、乌尔禾组和风城组都发生了不同程度的漏失,并且本井在乌尔禾组钻遇一套断层,发生漏失的可能性较大。

(4) 涌漏并存。夏子街组、风城组等下部地层的地质破裂压力低,若钻遇高压层,则使钻井液密度窗口窄,出现涌漏并存的复杂情况。

(5) 断层面附近地层易破碎。轨道沿断层面

走,断层面附近地层可能破碎,应加强封堵,防碰撞、掉块。

(6) 固井质量难以保证。二开长封固段固井,固井施工时易漏;而且,风城组可能存在高压层,三开固井过程中存在高压防窜难题。

## 2 钻井工程优化设计

### 2.1 井眼轨道设计

本井是一口双靶点定向井,设计垂深为 4075.00 m, A 靶垂深为 2410.00 m, B 靶垂深为 4000.00 m, AB 靶点间的方位角为 349.70°, AB 靶点间的水平位移为 1397.54 m, 稳斜角为 41.31°, 稳斜段为 2497.60 m, 井底水平位移为 1743.95 m。为降低井眼轨迹控制难度,确保井眼规则平滑,采用“直-增-稳”三段制轨道类型<sup>[1,2]</sup>,造斜率采用 15°/100 m,井眼轨道设计参数见表 1。

表 1 哈深斜 1 井井眼轨道设计参数

井深/m	井斜角/(°)	方位角/(°)	垂深/m	水平位移/m	南北/m	东西/m	“狗腿”度/[ (°) · (100 m) <sup>-1</sup> ]	靶点
0	0	0	0	0	0	0	0	
1946.87	0	349.76	1946.87	0	0	0	0	
2087.55	21.10	349.76	2084.39	25.61	25.21	-4.55	15.00	
2222.30	41.31	349.74	2199.04	95.07	93.56	-16.91	15.00	
2503.16	41.31	349.70	2410.00	280.49	276.00	-50.00	0.01	A
4620.05	41.31	349.70	4000.00	1678.03	1651.00	-300.00	0	B
4719.90	41.31	349.70	4075.00	1743.95	1715.86	-311.79	0	

### 2.2 井身结构设计

邻井的实钻井身结构数据见表 2。从表 2 可以看出,风城 1 井、风城 011 井、风南 7 井和乌 35 井的完钻层位均为佳木河组,较本井完钻层位深,另外 2 口井风南 3 井和风南 5 井的完钻层位均在风城组,与本井相同。其中风城 1 井、风城 011 井、风南 5 井和风南 7 井四口井的技术套管都下至风城组,实钻过程中均未发生复杂情况,风南 3 井技术套管下至乌尔禾组底部,实钻过程中也未发生复杂情况。而乌 35 井技术套管下深较浅,只下到乌尔禾组的上部,在后续钻井过程中发生多次井漏、泥岩垮塌、电测遇阻等复杂情况;通过分析可以看出,为保证钻进施工安全,该井的技术套管应该封过乌尔禾组地层。

为确保钻井成功率、顺利钻达目的层,在邻井实钻井身结构分析的基础上,综合考虑邻井钻遇的复杂情况和本井所钻地层的特点及井眼轨道特点,对井身结构进行优化,采用导管+三开井身结构:

(1) Ø508 mm 导管下深 50 m,用水泥浆封固(返至地面),封隔地表松散土层,建立井口,并为一开钻进创造条件;

表 2 邻井实钻井身结构

井号	开次	层位	井眼尺寸(mm) × 深度(m)	套管尺寸(mm) × 下深(m) × 水泥返深(m)
风城 1 井	一开	白垩系	Ø660.4 × 504	Ø508 × 502.39 × 0
	二开	风城组三段	Ø406.4 × 3046	Ø346.1 × 3043.6 × 783
	三开	风城组一段	Ø311.2 × 4272.18	Ø244.5 × 4270.17 × 1441
	四开	佳木河组	Ø215.9 × 6130	(Ø177.8 + Ø139.7) × 6127.5 × 873
风城 011 井	一开	白垩系	Ø444.5 × 496	Ø339.7 × 494.34 × 0
	二开	风城组二段	Ø311.2 × 3371.11	Ø244.5 × 3367.5 × 1765
	三开	佳木河组	Ø215.9 × 4166	(Ø177.8 + Ø139.7) × 4160.57 × 2516
风南 7 井	一开	白垩系	Ø660.4 × 72	Ø508 × 70.4 × 0
	二开	三叠系	Ø444.5 × 1590	Ø339.7 × 1588.25 × 0
	三开	风城组三段	Ø311.2 × 4450.00	Ø244.5 × 4448.20 × 1683
	四开	佳木河组	Ø215.9 × 5190	Ø139.7 × 5188.09 × 3846
风南 5 井	一开	白垩系	Ø444.5 × 501.5	Ø339.7 × 501.17 × 0
	二开	风城组一段	Ø311.2 × 3270	Ø244.5 × 3267.9 × 1690
	三开	风城组一段	Ø215.9 × 4490	Ø139.7 × 4486.94 × 2985
乌 35 井	一开	白垩系	Ø444.5 × 501	Ø339.7 × 500.23 × 0
	二开	乌尔禾组	Ø311.2 × 2050	Ø244.5 × 2048.94 × 430
	三开	佳木河组	Ø215.9 × 3900	Ø139.7 × 3897.98 × 723
风南 3 井	一开	白垩系	Ø444.5 × 483.5	Ø339.7 × 480.54 × 0
	二开	乌尔禾组	Ø311.2 × 3050	Ø244.5 × 3047.36 × 2000
	三开	风城组二段	Ø215.9 × 4247	Ø139.7 × 4243.43 × 2854

(2) 一开使用  $\varnothing 444.5$  mm 钻头钻至 581 m,  $\varnothing 339.7$  mm 表层套管下至 580 m, 封过侏罗系八道湾组地层, 水泥浆返至地面, 其目的是封固上部稠油层, 防止钻下部地层时间长污染上部储层;

(3) 二开使用  $\varnothing 311.2$  mm 钻头钻至 2505 m,  $\varnothing 244.5$  mm 技术套管下至 2503 m, 原则上封过造斜段、封到 A 靶点, 同时封过乌尔禾组油层, 水泥浆返至地面;

(4) 三开使用  $\varnothing 215.9$  mm 钻头钻至设计井深完钻,  $\varnothing 139.7$  mm 油层套管下至井底, 水泥浆返至 2300 m。井身结构设计数据见表 3。

表 3 哈深斜 1 井井身结构数据

开次	井眼尺寸/mm × 井深/m	套管尺寸/mm × 下深/m	水泥返 高/m
导管	$\varnothing 660.4 \times 50$	$\varnothing 508 \times 50$	
一开	$\varnothing 444.5 \times 581$	$\varnothing 339.7 \times 580$	
二开	$\varnothing 311.2 \times 2505$	$\varnothing 244.5 \times 2503$	
三开	$\varnothing 215.9 \times 4719.9$	$\varnothing 139.7 \times 4717$	2300

## 2.3 钻具组合及钻井方式的选择

### 2.3.1 钻具组合的选择

导管和一开均设计塔式钻具组合<sup>[3]</sup>, 采用防斜打直技术, 保证井身质量。

二开直井段设计钟摆、塔式和垂直钻井钻具组合, 并设计  $0.75^\circ$  单弯动力钻具予以纠斜; 造斜段设计  $1.25^\circ$  单弯动力钻具。

二开稳斜段和三开稳斜段设计常规钻具组合和复合钻进钻具组合, 同时设计高效牙轮和孕镶金刚石钻头, 配合复合钻具提高机械钻速<sup>[4]</sup>。

### 2.3.2 钻井方式的选择

导管、一开和二开均采用常规近平衡钻井方式。

三开井段采用控压钻井<sup>[5]</sup>。风城 1 井在风城组钻遇高压层, 钻井液密度由  $1.18 \text{ g/cm}^3$  提至  $1.70 \text{ g/cm}^3$  左右, 而且邻井地层破裂压力当量钻井液密度显示夏子街组和风城组地层承压能力低, 如果钻遇高压层, 极易发生涌漏并存的复杂情况。因此, 本井三开井段实施控压钻井, 其目的主要是有效解决窄钻井液密度窗口引起的非涌即漏等复杂情况以及加强溢流检测, 及早发现溢流, 确保井控安全。在此基础上, 尽可能降低钻井液密度, 提高机械钻速, 起到提速增效的目的<sup>[6-8]</sup>。

## 2.4 钻井液设计

### 2.4.1 钻井液体系设计

从邻井资料来看, 邻井使用的钾钙 PRT 聚磺体系在抑制封堵性、抗盐侵、污染方面存在不足, 造成

了井壁垮塌严重、划眼、阻、卡等井下复杂。所以本井设计抑制性聚合物封堵防塌体系, 与钾钙 PRT 聚磺体系相比, 具有强抑制性、封堵防塌和抗污染能力, 并且已成功运用在非常规井及北疆英 2 井等。各开次钻井液体系设计见表 4。

表 4 各开次钻井液体系

开次	井眼尺寸/mm	井段/m	钻井液体系
导管	$\varnothing 660.4$	0 ~ 50	膨润土浆
一开	$\varnothing 444.5$	50 ~ 581	膨润土浆 - 聚合物钻井液
二开	$\varnothing 311.2$	581 ~ 2505	抑制性聚合物封堵钻井液
三开	$\varnothing 215.9$	2505 ~ 4719.90	抑制性聚合物润滑防塌钻井液

### 2.4.2 钻井液维护技术措施

导管配浆开钻, 开钻前预处理膨润土浆。

一开地层钻进时补充高粘 PAC 将粘度提至 40 s 以上, 钻井液密度  $1.08 \sim 1.15 \text{ g/cm}^3$ 。钻完一开进尺后, 适当提高钻井液粘切, 加入 1% 双膜承压剂, 并配置 5% 稠浆封至一开井底, 确保下套管顺利<sup>[9]</sup>。

二开井段强化钻井液的防塌性, 选择处理剂 PAM、有机胺抑制剂、铝基聚合物、乳化石蜡、超细碳酸钙、无水聚合醇等, 增强钻井液体系的抑制性能和固壁能力。上部地层应保持适当高的粘切、足够的排量, 提高大井眼的携带能力, 首先保证钻进时形成的较大砂岩钻屑携带充分, 同时维护良好的钻井液流动性来冲刷虚泥饼。定向前加入润滑剂, 确保钻井液具有良好的润滑性, 防止钻头泥包或卡钻。采用随钻封堵技术, 渗漏严重时加入随钻堵漏剂或双膜承压剂; 易漏砂岩地层, 钻井液中应根据情况添加随钻堵漏剂、双膜承压剂, 提高地层承压能力, 防止地层应力坍塌。

三开井段预计有高压层, 高密度钻井液可能导致漏失, 应提高封堵类处理剂用量, 强化钻井液封堵能力, 提高地层承压能力。钻井液中应保持 1% ~ 3% 随钻堵漏剂, 根据情况添加超细碳酸钙、非渗透类处理剂, 进一步提高地层承压能力。适时补充添加液体润滑剂或固体润滑剂, 防止因密度高, 孔隙压力低造成粘卡<sup>[10]</sup>。提高处理剂 PAM、有机胺抑制剂、铝基聚合物、乳化石蜡、超细碳酸钙、无水聚合醇等在钻井液体系中的加量, 进一步增强钻井液体系的抑制性能和固壁能力。下部地层钻进调整 API 失水控制在 3 mL 以内, 高温高压失水控制在 10 mL 以内, 加入无水聚合醇, 做好油气层保护工作。

## 2.5 固井设计

### 2.5.1 水泥浆体系设计

针对二开长封固段固井易漏难题,采取漂珠低密度水泥浆体系,上部封固段 0~1500 m 设计密度 1.50 g/cm<sup>3</sup> 的漂珠水泥浆体系,下部封固段 1500~2505 m 设计密度 1.90 g/cm<sup>3</sup> 的常规水泥浆体系,并加入塑性纤维,防漏堵漏同时提高水泥石的韧性<sup>[11]</sup>。

2.5.2 主要技术措施

三开固井时,主要技术措施如下:

- (1) 采用加重隔离液提高顶替效率;
- (2) 采用塑性膨胀水泥浆体系<sup>[12]</sup>,加入晶格膨胀剂和塑性纤维,提高二界面胶结质量,防止油气窜;
- (3) 控制水泥浆自由水为 0,失水量 <50 mL,确保固井质量<sup>[13]</sup>。

3 结语

哈深斜 1 井上部八道湾组泥岩及煤层易缩径坍塌;下部地层的可钻性差、机械钻速低、周期长,钻井过程中井眼轨迹极易偏离设计轨道、容易发生井涌、井漏,固井过程中存在高压防窜难题,固井质量难以保证。作为一口风险预探井,可借鉴的邻井实钻资料少,地层岩性、地层压力及层段变化的不确定性因素相对较大,为了确保钻井工程设计的科学性、先进性、针对性和经济性,从井眼轨道、井身结构、钻具组合及钻井方式、钻井液和固井等方面进行优化设计

可确保该井的顺利施工,为该地区的风险探井钻井工程设计与施工提供指导与借鉴。

参考文献:

- [1] 卢明辉,管志川.大位移井轨道设计中关键参数的确定[J].石油钻探技术,2003,31(5):70-71.
- [2] 宋执武,高德利,李瑞营.大位移井轨道设计方法综述及曲线优选[J].石油钻探技术,2006,34(5):24-26.
- [3] 相玉辉,屈展.大位移井钻井工程优化设计与应用[J].石油机械,2006,34(10):60-64.
- [4] 唐志军,邵长明.钻井工程设计优化与应用[J].石油地质与工程,2007,21(3):75-78.
- [5] 陈明,窦玉玲,李文飞,等.川东北元坝区块井身结构优化设计[J].天然气技术,2010,4(3):44-47.
- [6] 冯光通,马凤清,曹向峰,等.高平 1 井井眼轨道与井身结构设计[J].石油钻探技术,2010,38(6):33-36.
- [7] 蒋世全.大位移井技术发展现状及启示[J].石油钻采工艺,1999,21(2):14-23.
- [8] 管志川,李春山,周广陈,等.深井和超深井钻井井身结构设计方法[J].石油大学学报,2001,21(6):42-44.
- [9] 唐志军.井身结构优化设计方法[J].西部探矿工程,2005,17(6):79-38.
- [10] 周延军,曾强渗,窦玉玲,等.金平 1 浅层大位移水平井钻井工程设计技术及应用[J].钻采工艺,2008,31(S1):24-27.
- [11] Halliburton Services. Gasmigration control solutions[Z]. 1991.
- [12] Rav Ki, Bosma M. Safe and economic gas wells through cement design for life of the well[J]. SPE75700.
- [13] 丁士东,张卫东.国内外防气窜固井技术[J].石油钻探技术,2002,30(5):35-38.

(上接第 37 页)

表 1 井眼轨道优化设计结果

井深/m	井斜角/(°)	方位角/(°)	垂深/m	水平位移/m	南北/m	东西/m	狗腿度/[(°)•(100 m) <sup>-1</sup> ]	靶点
0	0	0	0	0	0	0	0	
1920.00	0	348.01	1920.00	0	0	0	0	
2111.91	34.54	348.01	2100.50	56.12	54.90	-11.66	18.00	
2375.32	34.54	348.01	2317.46	205.48	201.00	-42.69	0	
2721.47	89.93	348.01	2472.50	500.00	489.09	-103.87	16.00	A
4721.47	89.93	348.01	2475.00	2500.00	2445.46	-519.35	0	B

(3) 长水平段水平井井眼轨道施工的难点在于滑动钻进摩阻和旋转钻进扭矩的设计优化,轨道优化设计时应以这两个指标为介入点。

(4) 通过 COMPASS 和 WELLPLAN 软件可以大大提高长水平段水平井井眼轨道优化效率,得到最优剖面。

(5) 长水平段水平井轨道优化设计的关键因素在于靶前位移、造斜点、造斜率及造斜率变化趋势,轨道优化时应首先考虑这 4 个参数,但不局限于这 4 个参数,有时还应当考虑地层、工具、设备能力等。

参考文献:

- [1] 唐洪林,唐志军,闫振来.金平 1 井浅层长水平段水平井钻井技术[J].石油钻采工艺,2008,30(6):11-15.
- [2] 韩志勇.定向井设计与计算[M].北京:石油工业出版社,1989.
- [3] 董德仁,齐月魁,何卫滨,等.大位移井钻井摩阻预测及井眼轨道优选[J].石油钻采工艺,2005,27(7):14-16.
- [4] 窦玉玲.长水平段大位移井井眼轨道优化设计[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2011,38(7):50-52.
- [5] 华远信,张桂强,朱伟鸿,等.COMPASS、WELLPLAN 软件在钻井设计和施工中的应用[J].西南石油学院学报,2004,26(1):83-86.