

南堡滩海大位移井钻井关键因素优化设计

朱宽亮¹, 吕艳², 胡中志¹, 周岩¹, 刘永辉¹

(1. 冀东油田钻采工艺研究院, 河北唐山 063004; 2. 辽河油田钻采工艺研究院, 辽宁盘锦 124010)

摘要:大位移井钻井实施过程中表现最为突出的问题是摩阻扭矩大,它制约着井眼轨迹的有效延伸,尤其在常规钻完井技术时表现得更为明显。冀东油田近年来基于常规钻完井技术条件下,通过对井眼轨道优化设计、钻具组合优化、摩阻扭矩精细预测与控制、井眼延伸极限评估等方面的精细研究与优化设计,有效地模拟分析和论证了南堡滩海中深层大位移井钻井井筒力学行为,提升了对大位移井钻井实践可行性认识和指导了钻完井方案的设计。在南堡滩海成功实施了几十口水平位移大于3000 m的大位移井,最大水平位移达4940 m,为南堡滩海在常规经济技术条件下大位移井的钻井实施提供了技术支持。

关键词:大位移井;常规技术;优化设计;井筒力学;极限分析;南堡滩海

中图分类号:TE243 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2017)01-0033-04

Key Drilling Factors Optimization Design for the Extended Reach Well in Nanpu Oilfield/ZHU Kuan-liang¹, LU Yan², HU Zhong-zhi¹, ZHOU Yan¹, LIU Yong-hui¹ (1. Drilling and Production Technology Institute, PetroChina Jidong Oilfield Company, Tangshan Hebei 063004, China; 2. Drilling and Production Technology Institute, PetroChina Liaohe Oilfield Company, Panjin Liaoning 124010, China)

Abstract: Torque and drag are major problems in extended reach well drilling, which restrict the effective well trajectory extension, especially in the application of conventional drilling and completion technologies. In Jidong oilfield, based on the conventional drilling and completion technologies, by the detailed study and optimization of well trajectory design, BHA optimization, accurate prediction and control of the torque and drag and the comprehensive evaluation of extension limit in recent years, the stimulation analysis and verification are made on the wellbore mechanical behavior of middle-deep extended well in Nanpu beach area, the feasibility knowledge of extended well drilling practice is enhanced to guide the design of drilling and completion program. Dozens of extended wells with horizontal displacement more than 3000m have been constructed in Nanpu beach, the maximum horizontal displacement reaches 4940m, which provides technical support for the extended reach well drilling of Nanpu beach under the conventional economic and technological conditions.

Key words: extended reach well; conventional technology; optimum design; wellbore mechanics; limit analysis; Nanpu beach

冀东南堡滩海油田随着勘探开发不断深入,3000 m以上大位移井不断增加,因摩阻扭矩大、复杂岩性增多、井温升高、钻井速度变慢、成本不断升高等因素的影响,制约着大位移井向埋藏更深的油气藏延伸。作为目前国内外大位移钻井主体的旋转导向钻井技术,因其技术成本问题深层低钻速井更难接收。常规钻完井技术关键是克服大位移井钻井的摩阻扭矩,精确地进行大位移井钻完井过程中钻

柱受力分析,是大位移井钻井优化设计、方案制定、安全控制的关键技术,是井眼轨道优化设计、钻具组合优化、摩阻扭矩预测及延伸极限综合评估的基础。

1 关键因素优化设计思路及措施

1.1 井眼轨道的优化设计

从国内外大位移井钻井技术研究与经验来讲,均认为大位移井井眼轨道最理想的设计剖面类型是

收稿日期:2016-06-14

基金项目:国家科技重大专项“渤海湾盆地黄骅坳陷滩海开发技术示范工程”(编号:2011ZX05050)

作者简介:朱宽亮,男,汉族,1967年生,高级工程师,钻井工程专业,主要从事钻井技术研究及管理工作,河北省唐山市路北区光明西里冀东油田第一科研楼, zkl@petrochina.com.cn。

悬链线或准悬链线,这一观点并没错,但它自小至大均匀变化的井眼曲率给实际井眼轨迹控制工艺和技术提出了非常高的要求,尤其是对于常规定向井工艺技术来讲需要不断地起下钻变换造斜工具或频繁进行滑动和旋转钻进转换,即使如此也难以达到标准要求,如果造斜率控制不好会增大摩阻扭矩,起着相反的效应。因此在非旋转导向钻井,即常规钻井技术条件下,井眼轨道设计在满足地质设计目标要求的前提下需考虑以下因素。

首先考虑了剖面的可实施性,剖面以越简单、越易控制和越有利于安全施工为准;其次是与摩阻扭矩预测分析及完钻进尺相结合,其设计的轨道对应其井身结构各开次产生的最大摩阻扭矩要适应已有设备的施工能力,在此基础上,如摩阻扭矩没有实质性改变的情况下,优先选用进尺最少的剖面,规避因井深的增加给实际施工带来不可预测的风险和节约钻井费用(见图1);三是在剖面类型和井眼增降斜率的选择时,与钻具力学特性相结合,通过利用钻具自身的力学特性与钻具组合的适应性变换来实现井眼轨迹的自动控制,即利用钻具在旋转钻进时自身的增斜力或降斜力,以达到减少滑动钻进和深部大位移定向滑动钻进难的问题。

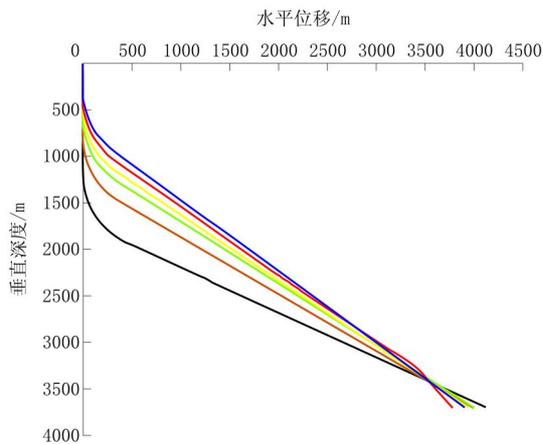


图1 NP4-37井井眼轨道优化设计

综上所述,冀东南堡滩海大位移井井眼轨道设计主要类型为直—增—稳—微降和直—增—稳—增—水平段;前一类型主要为大斜度定向井,增斜率设计为 $(2.1^{\circ} \sim 2.4^{\circ})/30\text{ m}$,微降段主要是钻穿地质最后一个目标点的后部井段,其降斜率设计为钻具的自然降斜率,一般为 $(0.8^{\circ} \sim 1.0^{\circ})/30\text{ m}$;后一类型主要为水平井,其增斜率重点考虑了深部增斜难、实钻地质对轨迹动态调整的需要及造斜率与摩

阻扭矩的关系等,一般设计为 $(3.0^{\circ} \sim 4.0^{\circ})/30\text{ m}$ 。

1.2 摩阻扭矩精细分析及控制技术

1.2.1 摩阻扭矩精细分析

摩阻扭矩预测分析精准度是确定一口大位移井能否或是否实施及实施方案制定的关键,尤其是对油田已有设备及常规技术或经济实用技术条件下开展大位移井钻井方案编制、决策及现场施工技术指导显得十分重要。在大位移井设计对摩阻扭矩预测分析时,首先是对设计轨道进行实钻井眼轨迹模拟处理,即将设计轨道不同井段的井斜、方位按油田历年来的实钻井眼轨迹经验及规律进行处理,通常做法如下。

(1)对井眼轨道上的井斜和方位按正弦或余弦规律增加或减少某个值,以达到提高预测精度的目的,其附加值冀东油田一般选择为 $0.5^{\circ} \sim 1.0^{\circ}$ 。

(2)其次是对不同开次、不同工况的摩阻扭矩进行多组摩阻系数分析计算,建立一系列曲线图版,近似模拟论证在理想至恶劣井眼条件所钻大位移井在钻进过程中各井段摩阻扭矩的大小,以及确定在已有钻机设备能力条件下不同尺寸井眼最多可钻多深、最终完钻井深及水平位移能达多少(见图2)。

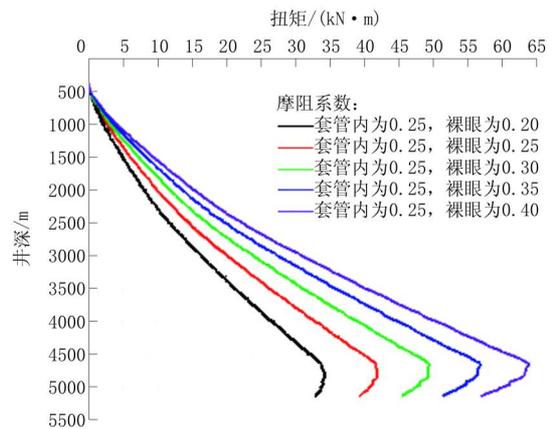


图2 NP23-2013井四开 $\varnothing 215.9\text{ mm}$ 井眼钻进扭矩分析

(3)利用多种摩阻扭矩预测分析软件进行计算对比,并结合井眼尺寸选择刚性、柔性和刚性+柔性组合模型分别进行计算对比分析,以提高预测计算精度和进一步地减少与掌握摩阻扭矩预测分析误差。

(4)利用ANSYS软件通用功能和有限元法理论对全井钻柱动态工作行为进行数值模拟仿真,精细了解在多井眼因素约束条件下各井深钻具的轴力、弯矩、扭矩、加速度等瞬时状态及其规律,进一步

提高大位移井钻井摩阻扭矩理论性认识,以更好地指导大位移井钻井方案设计。

1.2.2 摩阻扭矩控制设计

摩阻扭矩控制一般均考虑到进行合理的井眼轨道与井身结构设计,以及应高效润滑的钻井液体系、降摩减扭接头、滚轮套管扶正器、水力振荡器、简化钻具组合等措施,甚至考虑到在必要时应用旋转导向工具。在冀东南堡大位移井钻井研究与实践中对此方面进行了分析与优化。

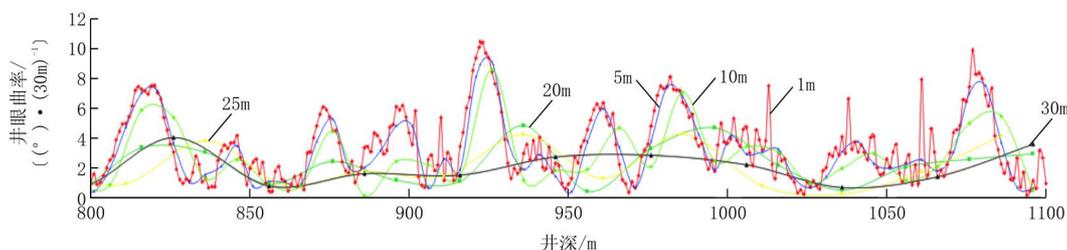


图3 井眼曲率与测斜间距关系

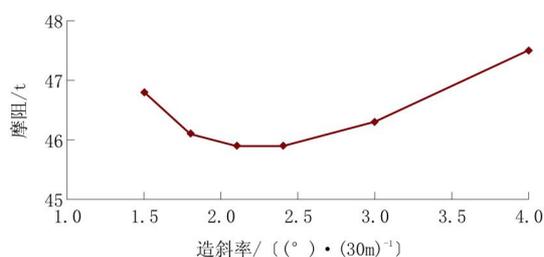


图4 造斜率与摩阻关系曲线

数量,安装降摩减扭接头虽然有利于降低阻力和扭矩,但数量太多则增加钻柱重量和环空压耗,不利于安全施工,且不经济。冀东南堡大位移井实钻时利用钻柱受力分析,结合每只钻头预计进尺,设计保证整个施工过程在弯曲井段,尤其是在侧向力最大的井段保持每柱钻杆安装有降摩减扭接头即可。

(3) 优化钻柱设计,在满足钻柱强度和泵功率的条件下,设计采用 $\text{Ø}139.7 \text{ mm} + \text{Ø}127 \text{ mm}$ 复合钻杆钻柱组合,有效地降低了扭矩,进一步提高了大位移井的延伸能力。

(4) 当滑动钻进托压严重时,适时设计应用水力振荡器等工具,但因轴向周期性振荡会给钻头施加了一个不稳定的钻压,会造成定向钻进时工具面不稳而影响轨迹控制,应用时充分考虑这一不利因素。

(5) 在钻井液润滑剂的选择方面,充分考虑不同润滑剂的不同润滑机理来进行复合润滑降摩减扭设计。

1.3 井眼清洁设计

(1) 精细分析井眼轨迹符合率对摩阻扭矩的影响,分析表明“狗腿”度的变化与摩阻扭矩的增减呈一定的线性关系,且实钻“狗腿”度的取值与测斜间距有较大的关系(见图3、图4),小测斜间距与标准测距计算出的“狗腿”度变化规律存在较大差异,因此实钻过程要求精心控制好井眼轨迹,确保真实圆滑性,以尽力减少“狗腿”度对摩阻扭矩带来不利放大作用。

(2) 精细优化设计降摩减扭接头的安放位置及

井眼清洁与否,不仅会增大引起卡钻、井漏风险,还会影响大位移井管柱的安全起下作业,同时也会增加钻进时摩阻扭矩。根据大位移井钻井经验,在实际施工中在保持钻井液具有良好携岩性能、应用大的循环排量、大尺寸钻杆、定期短起下钻等有效技术措施情况下,针对在常规技术条件下井眼清洁存在难点进行了精细化分析设计。

(1) 对不同开次井眼清洁排量进行精细分析计算,为大尺寸井眼深部井段排量不足制定技术措施提供定量依据。

(2) 针对大位移井钻进过程中,因井斜角大、流量不足等因素造成岩屑携带困难,易形成岩屑床,以及因钻柱不居中形成上下宽窄环空,上环空太宽,钻井液上返速度不够而使岩屑下沉,下环空太窄易造成流型不理想而使钻井液滞流不动情况,认真开展钻柱上下宽窄环空流态分析,为钻进参数和优化钻具组合提供指导,如设计高转速、大排量,应用清洁钻杆及岩屑床搅拌器和倒划眼等措施来搅动、破坏和驱动岩屑上移。

(3) 强化钻井液流变性设计,合理设计机械转速和适时设计加入携岩剂,以减少环空钻井液中的岩屑浓度和有效地将岩屑粘裹带出井眼。

1.4 井眼延伸极限分析

大位移井极限延伸能力分析是大位移井钻井设计决策指导性参数,尽管受井眼轨道类型与参数、井

眼清洁、钻柱组合、钻井液性能、岩石的可钻性、摩阻扭矩控制和钻机的负荷能力与机泵条件等多因素的影响且计算复杂,南堡滩海大位移钻井实践过程中选择性地进行了一些影响因素的分析研究,有效地指导了在常规经济技术条件下大位移井设计与施工。

(1)通过对设计轨道进行实钻化模拟,以及假设不同摩阻系数代表不同井眼环境来综合分析不同开次中钻进、起下钻、倒划眼等工况下的摩阻扭矩,做出相应图版,同时开展钻具优化设计及安装降摩减扭工具力学分析,综合得出待钻井眼在已确定的设备条件下安全钻进各开次的力学延伸极限,合理确定了钻进目标、井身结构或所需的设备条件。

(2)对钻井液性能、钻进参数及岩屑状况等进行实钻性模拟,分析不同开次情况下岩屑床形成情况及清洁所需的排量与泵压,从而确定安全钻进时各开次的水力延伸极限及所需的机泵条件。

(3)针对不同层位的大位移井开展地层安全钻进密度窗口分析,从井眼压力平衡角度定量评估大位移钻井不同开次裸眼延伸极限。

(4)针对不同层位的大位移井结合地层可钻

性,开展套管磨损及其剩余强度分析,从井筒完整性角度定量评估大位移钻井不同开次裸眼延伸极限,并为井筒安全提供技术支持,通过综合分析评价,在常规技术条件下,得出在冀东南堡滩海应用70D钻机可使中深层、深层大位移井水平位移延伸值达到了4000~5000 m。

2 现场实施效果

针对冀东南堡滩海地面环境和不同勘探开发层位的地质特征,通过井眼轨道与井身结构的优化、摩阻扭矩精细分析与控制、井眼延伸极限分析及钻井液体系的优选等常规技术的优化集成,近年来,利用50D和70D型钻机完成了完钻层位从馆陶组、东营组、沙河街至奥陶系潜山、垂深为2000~4500 m、水平位移为3000~5000 m的大位移井20口(见表1),其中完钻最大水平位移达到了4940 m、最大井深为6387 m、最大垂深为4848 m、最高井温为172.4℃,实际最大扭矩达50 kN·m,形成了一套基于常规技术条件下5000 m以内的南堡滩海中深层、深层大位移井钻井优化设计与施工技术。

表1 冀东油田部分已钻大位移井基本数据

井号	井深/ m	垂深/ m	位移/ m	最大井斜角/ (°)	三开		四开		五开	
					扭矩/(kN·m)	钩载/kN	扭矩/(kN·m)	钩载/kN	扭矩/(kN·m)	钩载/kN
P2012	5510	3628	3722	92.47	32	1450	48	1850	41	1350
X168	5040	2547	3802	72.40	33	1342	47	1560		
P2016	5600	3519	4013	89.00	40	1300	45	1400	45	1200
X1702	5630	3388	4101	81.87	37	1600	51	1820	42	1250
X1706	6387	3506	4940	86.35	50	2150	47	2050	45	2150

3 结语

(1)精细的轨道设计与轨迹控制是大位移井高效实施的前提,但应综合考虑和优化选择所实施井所面临的经济技术条件和目的。

(2)精心的摩阻扭矩预测分析与有效的摩阻扭矩预测控制是大位移井水平位移不断延伸的关键,尤其是深层大位移井,但应结合经济有效开发的原则来优选确定其相关钻井方案。

(3)井眼延伸极限分析可为大位移井方案制定,以及现场施工中复杂问题的分析与解决提供理论支持。

(4)通过精细论证、策划、设计及高效的组织施工,应用常规钻井技术优化与集成可以有效地保证水平位移为5000 m以内的大位移井安全钻进。

参考文献:

- [1] 鲁港,曹传文,等.大位移井悬链线剖面设计的数值计算[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2010,37(2):1-3.
- [2] 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.
- [3] 宋执武,高德利,等.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,(5):24-27.
- [4] 朱宽亮,朱宽亮,冯京海,等.北堡西3×1大位移井钻井技术[J].石油钻采工艺,2003,(2):9-13.
- [5] 李云峰,胡中志,等.南堡1-3人工岛大斜度定向井钻井技术[J].石油钻探技术,2014,(1):61-65.
- [6] 周守为,张均,等.大位移井钻井技术及其在渤海油田的应用[M].北京:石油工业出版社,2002.
- [7] 郭梁栋.冀东油田大斜度大位移井岩屑床的解决方法[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2004,31(5):58-59.
- [8] 刘书杰,谢仁军,刘小龙.大位移井套管磨损预测模型研究及其应用[J].石油钻采工艺,2010,(6):11-15.