

斜井旋转钻进井斜连续控制技术

刘巨保*
(浙江大学)

张学鸿
(大庆石油学院)

董振刚
(大庆石油管理局电泵公司)

胡玉红
(大庆石油管理局机修厂)

刘巨保等. 斜井旋转钻进井斜连续控制技术. 天然气工业, 1999; 19(5): 54~57

摘要 斜井旋转钻进中,井斜控制主要由稳定器与钻铤组成的增斜、降斜、稳斜钻具来实施。文中通过下部钻具力学分析,应用近期研制的“井下稳定器安放位置调节器”组配的钻具组合,在正常钻井时,稳定器到钻头距离保持不变,钻具井斜性能相对稳定;停钻后,通过地面调整泵压或钻压来改变调节器伸缩量,使井下稳定器到钻头距离和钻具井斜性能发生变化。经现场应用表明,这种调节器能够由地面简单操作改变井下稳定器的安放位置和钻具井斜性能,避免起下钻重新组配钻具组合,可实现斜井旋转钻时的井斜连续控制。

关键词 旋转钻井 定向井 钻具组合 稳定器 控制

在斜井(定向井、水平井等)钻井技术中,井眼轨道控制是一个十分重要的技术问题,工程上通常采用两种方法来实施井眼轨道控制。第一种方法是由弯接头加螺杆(弯外壳螺杆)和随钻测量系统组成的导向钻具^[1],通过调整弯角和工具面角来改变钻具性能,实施井眼轨道的井斜和方位控制。这种方法要求钻柱滑移钻进、配备螺杆和测量仪器,使钻柱摩阻力增大、携屑能力下降、机械钻速降低、钻井成本增加,因此,这种方法一般在井眼轨道控制要求比较高的井上使用。第二种方法是稳定器加钻铤组成的井底钻具组合^[2],通过调整稳定器安放位置、稳定器外径来改变钻具性能,从而实施井斜连续控制,但不能实施方位控制。这种方法采用传统的旋转钻井方式,无需井下专用工具和仪器,易于操作,钻井成本

比较低,因此这种方法在斜井井眼轨道控制中广泛应用。但是这种方法在改变稳定器安放位置或外径时,一般只能在地面操作,需进行起下钻作业,尤其是随着钻头与地层各向异性的不规律性和钻具设计的不合理,反复起下钻重新组配钻具的频率也不断加快,使钻井成本明显增高,工人劳动强度加大。为了解决这一问题,有许多学者开展了大量研究和试验,由于井下工作状态复杂,尤其是钻压和泵压的不规则波动,使得这些研究成果在实际应用时不够理想,这一问题还没有得到彻底解决。为此,本文应用近期研制的井下稳定器安放位置调节器(简称调节器),通过钻具力学分析组配的钻具组合,能够由地面操作改变井下钻具结构和井斜性能,可避免起下钻来重新组配钻具组合,使斜井旋转钻井时的井斜

结 论

(1) 泡沫品质是控制岩屑携带能力的一个重要参数,应以井下条件计算为准。

(2) 欠平衡泡沫钻井通过有效清除岩屑、提高机械钻速,从而减少了井眼问题,节省了大量费用。

(3) 封闭循环欠平衡泡沫钻井系统是一项安全可靠、有利于环保的新技术。

(4) 我国应继续开展欠平衡泡沫钻井的研究与应用,井底泡沫品质不应低于 53%。

(5) 在成本意识日益增强的工业中,正不断寻找节约成本的方法以提高现有油田的生产寿命,泡沫钻井技术是可靠的选择。

参 考 文 献

- 1 杜晓瑞等. 清水混气钻井工艺. 断块油气田, 1997; 4(6)
- 2 Robert R Teichrob, James J Manuel. Underbalanced foam drilling reduces hole problems and costs. OGI, Aug 1997

(收稿日期 1999 - 03 - 23 编辑 钟水清)

*刘巨保, 1963年生, 副教授; 1984年毕业于大庆石油学院, 现在浙江大学攻读博士学位。地址: (151400) 黑龙江省安达市。电话: (0459) 4654473 或 4653337。

得到连续控制,这一技术已在大庆油田斜直井中得到应用。

井下稳定器安放位置调节器

井下稳定器安放位置调节器整体结构见图 1,主要由 6 大部件组成,下活塞筒外表面可安放滑套式稳定器,芯轴与下活塞筒靠六方键来传递扭矩。两个单向压力阀都设有调整片,通过室内拉压试验,标定出阀的开启压力,以满足不同钻井设备和钻井工艺的要求。

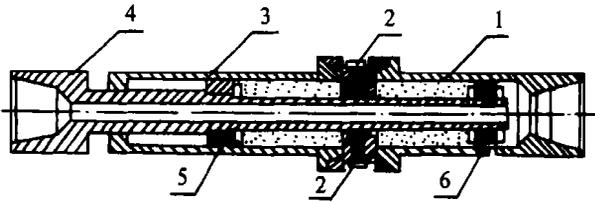


图 1 井下稳定器安放位置调节器结构图

注:1. 上活塞筒;2. 阀座与单向压力阀;3. 下活塞筒;4. 六方芯轴与活塞杆;5. 下活塞;6. 上活塞

正常钻井时,钻压和钻头压降分别小于单向压力阀的开启值,调节器长度不变,稳定器至钻头的距离也不变,使钻具井斜性能保持稳定状态。停钻后,把钻具提离井底,通过开双泵或堵水眼的方式,使钻头压降大于单向压力阀的临界开启值,单向压力阀打开,上腔液压油流入下腔,调节器芯轴伸长;反之,关闭泥浆泵,把钻具放到井底,使钻压大于单向压力阀的临界开启值,单向压力阀打开,下腔液压油流入上腔,调节器芯轴缩短,这两种操作交替进行,可使稳定器至钻头距离和钻具井斜性能发生变化,从而实施旋转钻进中的井斜连续控制。

应用调节器可以由地面操作控制井下稳定器的安放位置,其控制范围是无级的,可以取零到最大行程之间的任意值,这一任意调节值能够由地面司钻根据钻杆刻度和大钩负荷判断出来,使井眼轨道控制的盲目性和风险性降到最低,也给井斜的连续控制带来了极大方便。另外,调节器还具有减振器功能和水力加压器功能。

下部钻具力学分析与钻具组合

调节器的最大行程和井下安放位置确定,直接关系到钻具井斜性能的变化,是实施井斜连续控制的关键因素。因此,在应用调节器组配钻具组合时,应根据钻具力学分析计算确定出调节器的最大行程

和安放位置,方可正确使用这种调节器。本文针对大庆油田斜直井常用三稳定器钻具组合,见图 2,运用下部钻具力学分析的间隙元理论^[4],计算了第一稳定器至钻头距离 L_1 对钻具井斜力的影响规律,为调节器的合理选择和应用提供了理论依据。

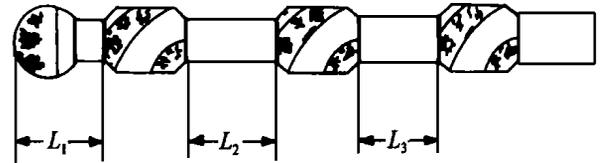


图 2 斜直井三稳定器钻具组合

设定图 2 中钻具的 $L_2 = L_3 = 10.0$ m,钻压为 60 kN,此时钻头处井斜力随 L_1 的变化规律见图 3。由图中可见,除井斜角小于 30° 时, L_1 由 0.5 m 变化到 1.0 m 使井斜力逐步增大外,而在其它情况下,钻头处井斜力是随着 L_1 的增大而下降,且由正的井斜力变为负的井斜力,也就是说,在正常钻井条件下,随着 L_1 的增加,斜直井三稳定器钻具由微增斜钻具转变为微降斜或降斜钻具。因此,当 $L_1 = 1.0 \sim 1.5$ m(井斜角大于 30°) 或 $L_1 = 1.5 \sim 2.0$ m(井斜角小于 30°) 时,钻具组合稳斜特性较强,适合于斜直井的稳斜钻进。据此可得,在斜直井使用的调节器最大行程应大于 0.5 m,安装在近钻头处,第一稳定器至钻头的最小距离应在 1.0 m 左右。

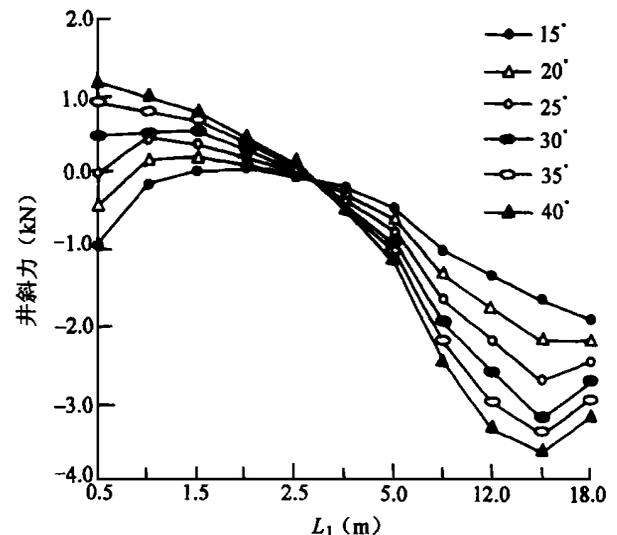


图 3 钻头处井斜力随 L_1 变化曲线

另外,对于同一种钻具组合(L_1 长度相同),随着井斜角增大,钻头处的井斜力也增大,使钻具的增斜能力加强,这主要是由于下部钻具重力的横向分

力增大,加剧钻具弯曲所致。

现场应用

根据上述钻具力学分析,选择了两种调节器进行了现场应用,其中 SSZT—80 最大调节行程为 80 cm、下外筒上安放的稳定器距钻头 80 cm,SSZT—120 最大调节行程为 120 cm、下外筒上安放的稳定器距钻头 60 cm,在大庆油田数口斜直井中进行了应用,其钻具组合为:钻头+调节器(带稳定器)+无磁钻铤 1 根+稳定器+钻铤 1 根+稳定器+钻铤 5 根+钻杆。

实例 1:调节器 SSZT—80 在翻 114—斜 72 井应用。该井设计井斜 24.42°,井架倾斜角 27°,正常钻压 4~5 t、泵压 7 MPa 左右,地面标定调节器伸长时单向压力阀开启泵压 19 MPa、缩短时单向压力阀开启钻压 20 t。在井段 41~451 m,通过开双泵使调节器伸长 80 cm,井深 170 m 加钻压 4~5 t,后加钻压 8~10 t,钻具平均降斜率为 -1.5‰/100 m、方位变化率为 1.37‰/100 m,是一种微降斜钻具。井段 451~743 m,通过加大钻压使调节器完全压缩,钻具平均增斜率为 0.81‰/100 m、方位变化率为 1.43‰/100 m,是一种微增斜钻具。井段 743~960 m,通过开双泵使调节器伸长 80 cm,再加大钻压使调节器压缩 20 cm,最终调节器在井下的伸长值为 60 cm,钻具平均降斜率为 -2.85‰/100 m、方位变化率为 0.63‰/100 m。此时,钻具降斜率太大,又通过加大钻压使调节器缩短,其伸长值为 15 cm,钻具的平均降斜率为 -1.69‰/100 m、方位变化率为 0.34‰/100 m,并钻入目的层。SSZT—80 在翻 120—斜 72、翻 116—斜 74 井中的应用数据列入表 1,基本情况同翻 114—斜 72 井,这里不再赘述。

实例 2:调节器 SSZT—120 在翻 118—斜 74 井应用。该井设计井斜 10.79°,井架倾斜角 12°,正常钻压 5~7 t、泵压 7 MPa 左右,地面标定调节器伸长时单向压力阀开启泵压 16 MPa、缩短时单向压力阀开启钻压 17 t。在井段 30~360 m,通过井口操作使调节器伸长 40 cm,钻具平均增斜率为 0.0‰/100 m、方位变化率为 2.17‰/100 m,是一种稳斜钻具。井段 360~952 m,通过开双泵使调节器伸长 90 cm,钻具平均降斜率为 -1.16‰/100 m、方位变化率为 -1.93‰/100 m,是一种降斜钻具,井段 952~1110 m 时,通过钻压使调节器完全压缩,钻具平均增斜率为 1.22‰/100 m、方位变化率为 9.2‰/100 m,是一种

微增斜钻具,并钻入目的层。SSZT—120 在翻 116—斜 72、翻 120—斜 74 井中的应用数据列入表 1,基本情况同翻 118—斜 74 井,这里也不再赘述。

表 1 调节器在 6 口斜直井应用结果一览表

井号	设计井斜角(°)	井段(m)	SSZT 伸缩量(cm)	段平均井斜率 [(‰/100 m)]	段平均方位率 [(‰/100 m)]
翻 114-斜 72	24.42	41~451	80	-1.5	1.37
		451~743	0	0.81	1.43
		743~960	60	-2.85	0.63
		960~1327	15	-1.69	0.34
翻 120-斜 72	12.65	30~396	15	0.42	1.12
		396~770	80	-0.82	1.31
翻 116-斜 74	16.39	30~426	0	0.33	2.27
		426~944	80	-1.91	3.83
翻 118-斜 74	10.79	30~360	40	0.0	2.17
		360~952	90	-1.16	-1.93
		952~1110	0	1.22	9.20
翻 116-斜 72	12.03	30~800	40	-0.28	1.68
		800~1150	60	-1.54	4.23
翻 120-斜 74	17.01	30~960	40	-0.96	0.76
		960~1178	60	-1.57	-2.70

从表 1 中,2 套调节器在 6 口斜直井中的应用情况可以看到,通过地面开双泵或加大钻压的简单操作,能够控制井下调节器的伸缩量,其伸缩值可以取零到最大行程之间的任意值,并由井口根据大钩负荷和钻杆刻度测出,使井下稳定器的安放位置得到改变,钻具井斜性能也发生相应变化,避免了起下钻来重新组配钻具组合,最终实施了旋转钻进时的井斜连续控制,使钻井成本和工人劳动强度得到明显降低,具有良好的经济和社会效益。

另外,从表 1 中可见,对于同一种钻具结构,下部地层的降斜能力明显大于上部地层,如 SSZT—80 伸长值为 15 cm 时,翻 120—斜 72 井上部地层的钻具平均井斜率为 0.42‰/100 m,而翻 114—斜 72 井下部地层为 -1.69‰/100 m。由于地层特性对钻具井斜性能的这一影响,要在全井设计出一套井斜性能相对稳定的钻具是相当困难的、也是不可能的,因而要用一套钻具,在钻遇各种地层时实现井斜连续控制也是十分困难的,只有反复起下钻,重新组配钻具才能实施井斜控制。若应用调节器,在一定范围内可通过调节器伸缩值克服地层特性影响,能够实施井斜连续控制。

现役井架可靠性测评分析系统

万 夫* 段明成 郑 勇

(四川石油管理局钻采工艺技术研究院)

万 夫等. 现役井架可靠性测评分析系统. 天然气工业, 1999; 19(5): 57 ~ 60

摘 要 现役井架由于现场因素, 其承载能力都有不同程度的降低, 为此, 我们在现场测试数据的基础上, 应用最小二乘法原理, 线性回归推算出井架在大载荷下的应力, 并对推算结果进行检验, 以确保推算应力的准确性; 利用结构抗力—荷载响应干涉理论对井架进行可靠性评估, 并且在评估方法中考虑了标准偏差的修正问题, 在实例中还作了修正前、后井架可靠指标的比较, 使得井架承载能力的评估更为准确。在上述方法基础上, 编制了从现场测试到最后评估出其承载能力的一整套软件, 使得现役井架的可靠性评估工作快速、方便而又准确, 及时避免可能事故的发生。文中还介绍了该系统在大天 7 井、茨竹 1 井的使用实例, 取得了满意的结果。

关键词 井架 可行性研究 承载能力 评估 分析方法

石油钻机用井架是石油装备的重要设备, 目前全国有各种类型井架千余部, 大多数已在野外比较恶劣的条件下使用多年, 井架的各构件都不同程度地存在着变形、损伤和腐蚀等缺陷, 有的还相当严重, 直接影响井架原设计时的承载能力, 而现场多数情况下仅凭经验来判断井架的继续使用或报废, 这不仅给石油工业带来巨大的经济损失, 也可能酿成严重事故。为此, 我们在井架可靠性评估方面开展了多年的研究工作, 认为应变测量方法是一种成熟

的、比较适合于现场的井架可靠性测评方法, 并就从现场测试开始到最后得出井架承载能力结论的中间过程进行了一系列研究。

基本 原 理

1. 应力—应变关系

在该系统里面不仅包括了像井架这一类杆件问题的单向片应力—应变换算关系, 而且也可以计算处理二向片、应变花等适用于双向应力状态下测点

结 论 与 认 识

(1) 应用井下稳定器安放位置调节器, 能够由地面简单操作改变井下钻具结构和井斜性能, 为斜井旋转钻井中实施井斜连续控制提供了一种新途径。

(2) 钻井时, 调节器能够克服钻压和泵压的正常波动, 使稳定器的安放位置保持不变, 只有停钻后, 经地面操作才能改变调节器的伸缩量, 其伸缩值可由井口测出, 这一工作特性, 使井眼轨道控制的风险性和盲目性降到最低。

(3) 在斜井实施井斜连续控制时, 应根据井眼轨道控制要求, 通过下部钻具力学分析合理选用调节器的最大行程和安放位置。调节器的行程越长, 井下钻具性能的控制范围就越大, 越有利于井斜的连续控制, 但调节器成本也会相应增加。

(4) 应用调节器实施井斜连续控制时, 要根据调节器的最大行程和井斜控制要求, 即时地调整调节器的伸缩量, 方可完成井斜连续控制。

参 考 文 献

- 1 王宝新, 许岱文, 程存志. 弯外壳动力钻具造斜率的几何分析与计算. 石油钻采工艺, 1994; (1)
- 2 Michel Birads. Static and Dynamic Three Dimension Bottom hole Assembly Computer Models. SPE Drilling Engineering, June 1988
- 3 韩成才, 田美娥, 崔占琴. 机液控制可变径扶整器的结构及应用研究. 西安石油学院学报, 1997; (5)
- 4 刘巨保编著. 石油设备有限元分析. 北京: 石油工业出版社, 1996: 61 ~ 72

(收稿日期 1999 - 04 - 18 编辑 钟水清)

*万 夫, 1966 年生, 工程师, 1988 年 7 月毕业于重庆大学工程力学系工程力学专业, 长期从事结构分析、现场测试等力学方面的研究工作, 曾发表有多篇论文。地址: (618300) 四川广汉。电话: (0838) 5100604 - 251189。