



(12) 发明专利申请

(10) 申请公布号 CN 105593465 A

(43) 申请公布日 2016. 05. 18

(21) 申请号 201380080026. 5

(51) Int. Cl.

(22) 申请日 2013. 10. 28

E21B 44/00(2006. 01)

(85) PCT国际申请进入国家阶段日
2016. 04. 01

E21B 44/02(2006. 01)

E21B 10/00(2006. 01)

(86) PCT国际申请的申请数据

PCT/US2013/067030 2013. 10. 28

(87) PCT国际申请的公布数据

W02015/065311 EN 2015. 05. 07

(71) 申请人 兰德马克绘图国际公司

地址 美国得克萨斯州

(72) 发明人 R·塞缪尔 艾尼科特

G·A·乌尔达尼塔

(74) 专利代理机构 隆天知识产权代理有限公司

72003

代理人 金鹏

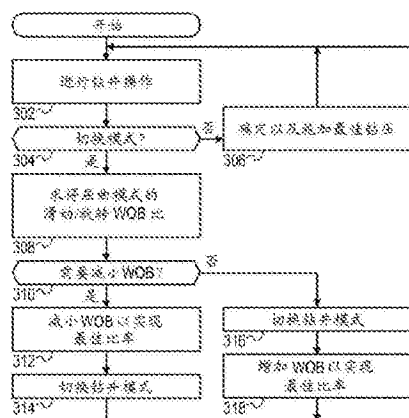
权利要求书2页 说明书5页 附图3页

(54) 发明名称

用于优化钻压的基于比率的模式切换

(57) 摘要

本文所述的钻井系统和方法可针对现有钻井模式采用钻压优化,并且在转变到不同钻井模式后,基于以下项确定范围内的初始钻压:先前钻井模式的正弦屈曲比、螺旋屈曲比以及钻压值。所述正弦屈曲比是用于在滑动模式中诱发正弦屈曲的最小钻压与用于在旋转模式中诱发正弦屈曲的最小钻压的比率,并且所述螺旋屈曲比是用于在所述滑动模式中诱发螺旋屈曲的最小钻压与用于在所述旋转模式中诱发螺旋屈曲的最小钻压的比率。所述比率是钻柱长度的函数,因此随钻头沿钻孔的位置变化而变化。



1. 一种钻井方法,其包括:
提供先前钻井模式的钻压(“先前钻压”);
确定用于在滑动模式中诱发正弦屈曲的最小钻压与用于在旋转模式中诱发正弦屈曲的最小钻压之间的比率(“正弦屈曲比”);
确定用于在滑动模式中诱发螺旋屈曲的最小钻压与用于在旋转模式中诱发螺旋屈曲的最小钻压之间的比率(“螺旋屈曲比”);
从所述先前钻井模式转变到当前钻井模式,其中所述转变包含从所述先前钻压转变到当前钻压;以及
按需要调整所述当前钻压以将所述先前钻压与当前钻压之间的比率(“WOB比”)置于所述正弦屈曲比与所述螺旋屈曲比之间的范围内。
2. 如权利要求1所述的方法,其中所述比率中的每一者是滑动模式值与旋转模式值的比率。
3. 如权利要求1至2中任一项所述的方法,其中所述先前钻井模式是滑动模式并且所述当前模式是旋转模式。
4. 如权利要求1至2中任一项所述的方法,其中所述先前钻井模式是旋转模式并且所述当前模式是滑动模式。
5. 如权利要求1至4中任一项所述的方法,其中所述先前钻压最大化所述先前钻井模式的钻进速度。
6. 如权利要求5所述的方法,其中所述先前钻压被动态地确定用于进行中的钻井操作。
7. 如权利要求1至6中任一项所述的方法,其进一步包括:
在将所述WOB比置于所述范围内之后,动态地适应所述当前钻压以最大化钻进速度。
8. 如权利要求1至7中任一项所述的方法,其中所述正弦屈曲比和所述螺旋屈曲比各自随着沿钻孔的位置变化而变化。
9. 一种钻井系统,其包括:
显示器;以及
处理器,所述处理器耦接到所述显示器以在转变到当前钻井模式之后传送所需钻压值的范围,所述范围基于先前钻井模式、所述先前钻井模式的钻压、正弦屈曲比以及螺旋屈曲比来界定。
10. 如权利要求9所述的系统,其中所述正弦屈曲比是用于在滑动模式中诱发正弦屈曲的最小钻压与用于在旋转模式中诱发正弦屈曲的最小钻压的比率,并且其中所述螺旋屈曲比是用于在所述滑动模式中诱发螺旋屈曲的最小钻压与用于在所述旋转模式中诱发螺旋屈曲的最小钻压的比率。
11. 如权利要求9至10中任一项所述的系统,其中所述先前钻井模式是滑动模式并且所述当前模式是旋转模式。
12. 如权利要求9至10中任一项所述的系统,其中所述先前钻井模式是旋转模式并且所述当前模式是滑动模式。
13. 如权利要求9至12中任一项所述的系统,其中所述先前钻压最大化所述先前钻井模式的钻进速度。
14. 如权利要求9至13中任一项所述的系统,其进一步包括具有致使所述处理器在所述

钻压已进入所述范围内之后自适应地预测最佳钻压的软件的存储器。

15. 如权利要求9至14中任一项所述的系统,其进一步包括具有致使所述处理器针对沿钻孔轨迹的每个点确定所述正弦屈曲比和所述螺旋屈曲比的软件的存储器。

16. 一种包括用于优化钻井操作的钻压的计算机可执行指令的非暂时性计算机可读媒体,其中所述计算机可执行指令的执行致使一个或多个机器执行操作,所述操作包括:

提供先前钻井模式的钻压(“先前钻压”);

确定用于在滑动模式中诱发正弦屈曲的最小钻压与用于在旋转模式中诱发正弦屈曲的最小钻压之间的比率(“正弦屈曲比”);

确定用于在滑动模式中诱发螺旋屈曲的最小钻压与用于在旋转模式中诱发螺旋屈曲的最小钻压之间的比率(“螺旋屈曲比”);

从所述先前钻井模式转变到当前钻井模式,其中所述转变包含从所述先前钻压转变到当前钻压;以及

按需要调整所述当前钻压以将所述先前钻压与当前钻压之间的比率(“WOB比”)置于所述正弦屈曲比与所述螺旋屈曲比之间的范围内。

17. 如权利要求16所述的媒体,其中所述比率中的每一者是滑动模式值与旋转模式值的比率。

18. 如权利要求16至17中任一项所述的媒体,其中所述先前钻压最大化所述先前钻井模式的钻进速度。

19. 如权利要求18所述的媒体,其中所述先前钻压被动态地确定用于进行中的钻井操作。

20. 如权利要求16至19中任一项所述的媒体,其进一步包括:

在将所述WOB比置于所述范围内之后,动态地适应所述当前钻压以最大化钻进速度。

用于优化钻压的基于比率的模式切换

背景技术

[0001] 现代钻井操作已成为技术和工程科学中的奇迹。工业为最大化盈利能力所作出的努力涉及从在钻井过程期间主动地最小化钻机和工作人员的“非生产时间”且最大化钻进速度以致开发用于最大化储层排水速率和生产速率的新方法。目前对钻井队而言常见的是沿选定用于最佳放置的预先计划的或自适应选择的钻孔轨迹来操纵其钻柱。

[0002] 在工作人员可最大化钻进速度(不会引起额外的非生产时间)的程度上,工作人员可更快地完成钻孔且因此在给定预算内完成更多钻孔。影响钻进速度的主要因素之一(尽管决非唯一因素)是钻压。钻压是对钻柱施加在钻头面上的力的大小的测量。所述钻压是以下项的函数:井底钻具组件的配置(包含笨重的刚性钻环的大小和数目)、钻柱本身的重量和刚度、大钩载荷(在钻柱的上端上的举升力)、钻孔大小和轨迹以及包含摩擦力的多个动态因素。如下文进一步阐述,这些动态因素受钻井模式的影响。

[0003] 钻进速度不是钻压的单调函数。存在一个“最有效点”,使钻压增加超过所述“最有效点”实际上会减小钻进速度且最终导致过早磨损以及对钻头的损坏。类似地,钻压不是大钩载荷的单调函数。当大钩载荷减小时,钻柱最初将其重量传递到井底钻具组件,由此增加钻压。然而,当大钩载荷进一步减小时,沿钻柱的轴向载荷会导致钻柱弯曲,从而增加钻柱与壁之间的摩擦。此外,轴向载荷导致钻柱屈曲且最终达到称为“锁定”的状态,在所述状态下,摩擦力阻止沿钻孔的任何进一步前进。

[0004] 此问题的复杂性引起用于优化钻进速度的多种方法和技术的开发。然而,这种复杂性在导向过程期间增大。具体而言,作为导向过程的一部分,工作人员通常需要在钻井模式之间转变。例如,当保持钻头的当前路线时,采用弯接头导向技术的工作人员必须在“旋转模式”下操作,在所述旋转模式中钻柱旋转。为了偏离当前路线,工作人员转变到“滑动模式”,在所述滑动模式中钻柱的旋转被停止。(由于存在井下马达,钻头继续旋转。)通常需要在两个模式之间经常来回转变。遗憾的是,由于不同摩擦力和不同屈曲阈值,因此不同模式具有不同重量转移特征。现有方法和技术似乎无法充分地虑及这些不同之处,因此工作人员必须在导向过程期间过度地限制其钻进速度。

[0005] 附图简述

[0006] 因此,在附图以及以下描述中公开了具有用于优化钻压的基于比率模式的各种钻井系统和方法。在附图中:

[0007] 图1示出说明性钻井系统。

[0008] 图2A至2B示出说明性钻柱屈曲模式。

[0009] 图3是说明性钻井方法的流程图。

[0010] 图4是随位置而变的正弦和螺旋屈曲模式比的图表。

[0011] 图5是适合于执行所述方法的说明性计算机的框图。

[0012] 然而应理解,在附图以及具体实施方式中给定的特定实施方案不会限制本发明。相反,这些实施方案为普通技术人员理解与给定实施方案中的一者或多者一起涵盖于所附权利要求书的范围内的替代形式、等效物以及修改提供了基础。

具体实施方式

[0013] 某些公开的系统和方案针对现有钻井模式采用钻进速度优化,并且在转变到不同钻井模式之后,基于先前钻井模式的正弦屈曲比、螺旋屈曲比以及钻压值来确定对应钻压范围。正弦屈曲比是用于在滑动模式中诱发正弦屈曲的最小钻压与用于在旋转模式中诱发正弦屈曲的最小钻压的比率,并且螺旋屈曲比是用于在滑动模式中诱发螺旋屈曲的最小钻压与用于在旋转模式中诱发螺旋屈曲的最小钻压的比率。所述比率是钻柱长度的函数,因此随钻头沿钻孔的位置变化而变化。其它因素包含钻柱的配置(重量、刚度、直径、摩擦系数)、钻孔大小以及钻孔轨迹。

[0014] 在开始钻进速度的任何进一步优化之前,当前钻井模式的钻压被转变成指定范围(或等效地,当前钻压与先前钻压之间的比被转变成正弦屈曲比与螺旋屈曲比之间的范围)。以此方式,可根据需要重复地执行滑动模式与旋转模式之间的转变且不会增加屈曲和锁定风险以及在导向过程期间不会过度损害钻进速度。

[0015] 图1示出说明性钻井系统,所述钻井系统具有带有井架4的钻井平台2,所述钻井平台具有用于升起和降下钻柱8的游动滑车6。当钻柱8下降穿过井口12时,顶部驱动器10支撑钻柱且可选地使钻柱旋转。钻头14由井下马达和/或钻柱8的旋转驱动。当钻头14旋转时,钻头形成穿过各种地层的钻孔16。泵18使钻井流体20循环穿过进料管22,穿过钻柱8的内部到达钻头14。流体流出钻头14中的孔口且向上流过钻柱8周围的环隙以将钻屑传送到地面,其中流体进行过滤和再循环。

[0016] 钻头14仅是井底钻具组件24的一件,井底钻具组件包含井下马达以及提供重量和刚度以协助钻井过程的一个或多个“钻环”(厚壁钢管)。通常,这些钻环中的一些钻环包含内置测井仪,其用于收集例如位置、定向、钻压、钻孔直径等的各个钻井参数的测量值。可根据工具面角(旋转方向)、倾斜角(斜率)以及罗盘方向指定工具定向,所述工具面角、倾斜角以及罗盘方向中的每一者可从磁力计、测斜仪和/或加速计的测量值中获得,尽管可替代地使用例如陀螺仪的其它传感器类型。在一个具体实施方案中,所述工具包含三轴磁通门磁力计和三轴加速计。如现有技术中已知,这两个传感器系统的组合实现工具面角、倾斜角和罗盘方向的测量。所述定向测量可与陀螺仪测量或惯性测量组合以准确地追踪工具位置。

[0017] 遥测接头也包含在井底钻具组件24中,其保持与地面的通信链接。泥浆脉冲遥测技术是用于将工具测量值传递到地面接收器以及从地面接收命令的一种常见遥测技术,但是还可使用其它遥测技术。对于一些技术(例如,穿墙声学信号传递),钻柱8包含用于检测、放大以及重新传输信号的一个或多个中继器30。在地面处,变换器28在机械形式与电形式之间转换信号,从而使网络接口模块36能够从遥测接头中接收上行信号并且(至少在一些实施方案中)将下行信号传输到遥测接头。数据处理系统50接收数字遥测信号、解调所述信号并且向用户显示工具数据或钻井日志。软件(图1中表示为信息存储媒体52)控制系统50的操作。用户经由一个或多个输入装置54和一个或多个输出装置56与系统50以及其软件52交互。在一些系统实施方案中,钻孔者采用所述系统来作出地质导向决策并且将合适命令传送到井底钻具组件24。

[0018] 基于数据处理系统的输出,钻孔者可按需要进一步调整游动滑车6的操作以调节大钩载荷和钻压。一些先进的钻塔配置使数据处理系统能够自动地执行此操作,以最大化

易受到多种限制的钻进速度。例如,可由数据处理系统50施加某些钻压限制以防止对钻头或钻塔造成损坏、确保钻屑从钻孔中充分冲洗掉、在欠平衡钻井中或在呈现井喷危险以及避免呈任何形式的锁定(包含螺旋屈曲)的其它情况下保证充分的响应时间。

[0019] 如先前所提及,钻柱在增加的轴向载荷下经历屈曲。图2A示出通常称为“正弦屈曲”的第一类型屈曲。假设水平钻孔,如在端视图中示出钻柱202沿钻孔的底侧安置,但从俯视图中可看到,钻柱已呈现类似于正弦的波形。在此适度屈曲状态下(出于说明性目的波周期性在图中被放大)的摩擦力和力传递与直钻柱的摩擦力和力传递没有太大不同,因此这种初始屈曲状态通常被视为可接受的操作条件。然而,随着轴向载荷增加,波幅增加且周期减小,直到屈曲模式转变到图2B中所示的“螺旋”屈曲模式。与螺丝锥一样,钻柱204呈现螺旋形且向钻孔壁施加大的力。摩擦力变成主要的,从而抑制到井底钻具组件的任何力传递。已知此屈曲状态效率很低、损坏钻柱的风险升高且通常被视为不可接受的操作条件。可通常在这两个状态之间的范围中发现提供最大钻压的操作条件。

[0020] 图3示出采用基于比率的模式切换的说明性钻井方法。所述钻井方法可通过多种方式实施,包含在数据处理系统50中实施为软件。开始于框302,系统监控进行中的钻井操作,从而收集指示(除了别的之外)钻压、大钩载荷、扭矩、钻柱的每分钟转速以及钻孔轨迹的测量值。这些测量值的组合可用于获得钻柱的操作状态并且估计阈值,所述阈值例如,可出现正弦屈曲的最小钻压以及可出现螺旋屈曲的最小钻压。可在文献中找到用于这些计算的模型。参见,例如,He和Kyllingstad的“用于弯曲井中的连续油管的螺旋屈曲和锁定条件”,SPE钻井与完井,第10至15页,1995年3月。这些计算还可通过可商购软件执行,例如,可向Halliburton购买的决策空间井工程(DSWE)包。

[0021] 在框304中,系统检查例如从旋转模式到滑动模式(或反之亦然)的钻井模式的所需变化。在不存在转变的情况下,在框306中系统估计和显示最佳钻压值并且返回到框302。否则,如果开始从先前模式转变到当前模式,则在框308中,系统发现针对当前钻头位置的正弦和螺旋屈曲比。正弦屈曲比是用于在滑动模式中诱发正弦屈曲的最小钻压与用于在旋转模式中诱发正弦屈曲的最小钻压的比率,并且螺旋屈曲比是用于在滑动模式中诱发螺旋屈曲的最小钻压与用于在旋转模式中诱发螺旋屈曲的最小钻压的比率。这些钻压值和比值取决于多个因素,包含每单位长度的钻柱重量、钻柱刚度以及钻孔的局部轨迹。

[0022] 暂时转向图4,说明性比率被示为钻柱长度(以英尺为单位)的函数。曲线402示出正弦屈曲比,而曲线404示出螺旋屈曲比。正弦屈曲比从15,000英尺处的约0.154下降到约18,900英尺处的零。螺旋屈曲比从15,000英尺处的约0.21下降到20,000英尺处的约0.025。所述曲线并不是单调的,因为约17,600英尺的井斜临时增大两个比率。曲线用于指定所需操作窗口406、408,在说明性实例中所述操作窗口针对200英尺长度的钻孔是固定的。具体而言,应注意,在导向过程期间,所需操作窗口408展示显著增加,从而实现比过去尝试的钻速更高的钻速。数据处理系统50的至少一些实施方案可使用类似于图4的图表向用户提供钻井窗口可视化。

[0023] 返回图3,在框310中系统确定钻井模式转变是否使钻压必然减小。对于钻压将减小的转变,应在转变之前执行所述减小以避免超过减小的螺旋屈曲阈值。某些这种减小可由当钻柱从先前模式转变到当前模式时钻柱所经受的增加的摩擦引起,但还可能需要调整大钩载荷。所述调整应被定时以避免在实现了当前钻井模式时施加过多的轴向载荷。因此,

对于钻压减小,在转变到当前模式(在框314中)之前系统执行必要的钻压调整(在框312中)。当前钻井模式的初始钻压应落入合适的所需操作窗口内,所述操作窗口在所公开的实施方案中根据正弦屈曲比和螺旋屈曲比来界定。

[0024] 在框312的一些实施方案中,先前模式的最佳钻压(如在框306中在进行中的操作期间所确定)与屈曲比组合以确定所需操作窗口的钻压限值。随后按需要调整当前模式的初始钻压以在此窗口内操作。此后,系统可返回到框302并且采用普通优化策略来改进当前钻井模式的钻压值。

[0025] 在其它实施方案中,系统根据到当前模式的转变来确定预期的钻压值并且计算此值与先前模式的最佳钻压值(如先前在框306中所确定)的比。(此预期值可为由到滑动模式的转变引起的摩擦力变化的结果)。将此钻压比与正弦和螺旋屈曲比相比较以确定系统是否将在所需窗口内操作。如果需要,调整当前模式的初始钻压以可能通过改变大钩载荷而使所述钻压比位于窗口内。此后,系统可返回到框302并且采用普通优化策略来改进当前操作的钻压值。

[0026] 对于需要钻压增加的转变,应在增加钻压之前开始转变到当前模式以避免在先前模式中施加过量轴向载荷。一些增加可由当前模式中的钻柱所经受的减小的摩擦引起,但还可能调整大钩载荷。所述调整应被定时以避免在开始当前模式之前施加过多的轴向载荷。因此,在执行必要的钻压调整(在框318中)之前,系统开始从先前模式切换到当前模式(在框316中)。如先前所述,基于先前钻压以及正弦和螺旋屈曲比界定用于旋转模式的初始钻压的所需操作窗口。与先前实施方案一样,窗口可通过比率本身表示且与预期钻压值与先前钻压值的比相比较,或替代地表示为通过将先前钻压值与屈曲比组合所确定的钻压值。在设定旋转模式的初始钻压之后,系统返回到框302。

[0027] 图5是适合于收集、处理以及显示与钻柱的钻压和其它操作条件相关联的数据的说明性数据处理系统的框图。在一些实施方案中,系统根据测量值产生控制信号并且将其显示给用户。在一些实施方案中,用户可进一步与系统交互以将命令发送到钻塔和绞车组件,从而响应于接收到的数据调整其操作,所述数据包含旋转模式与滑动模式之间的钻压调整和转变。如果需要,可对系统进行编程以响应于所述测量值而自动地发送所述命令,由此使系统能够用作钻井过程的自动导航。

[0028] 图5的系统可采用桌上型计算机的形式,其包含机箱50、显示器56以及一个或多个输入装置54、55。显示器接口62、外围接口64、总线66、处理器68、存储器70、信息存储装置72以及网络接口74位于机箱50中。总线66将计算机的各个元件互相连接且传送所述元件的通信。网络接口74将系统耦接到遥测变换器,从而使系统能够与钻塔设备和井底钻具组件通信。根据经由外围接口54接收到的用户输入以及来自存储器70和/或信息存储装置72的程序指令,处理器处理经由网络接口74接收到的测量信息以构建操作记录和控制信号并且将其显示给用户。

[0029] 处理器68以及因此(总的来说)系统通常根据存储在信息存储媒体上(例如,存储在信息存储装置72中)的一个或多个程序操作。这些程序中的一者或多者配置处理系统以执行本文所公开的钻井方法中的至少一者。

[0030] 在充分理解以上公开内容后所属领域的技术人员将明白各种改变和修改。作为一个实例,本文中定义的比率通常用与滑动模式有关的分子以及与旋转模式有关的分母表

示,但是可通过很大程度上等效的方式使用反比。作为另一实例,缺乏任何实际钻压的测量的那些钻井配置可替代地采用从模型或预测模拟中获得的钻压值。上述权利要求旨应解释为涵盖所有所述改变和修改。

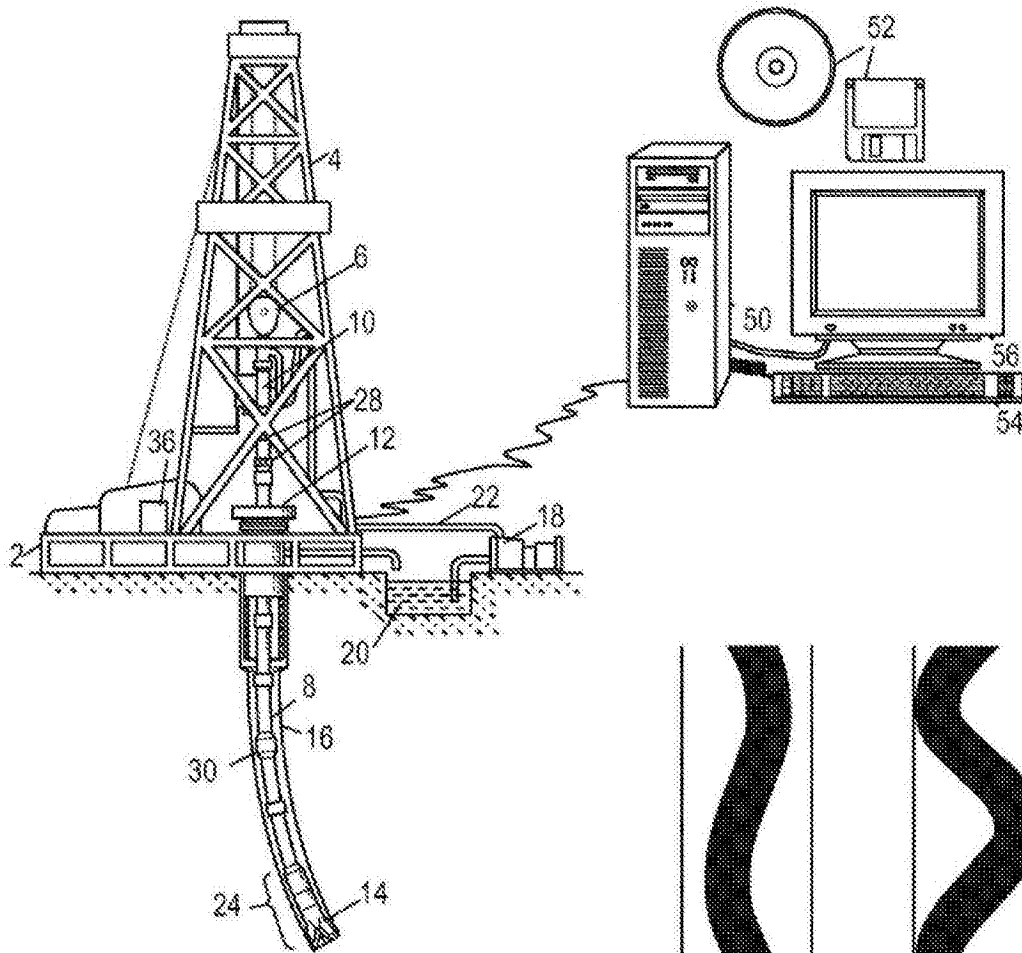


图1

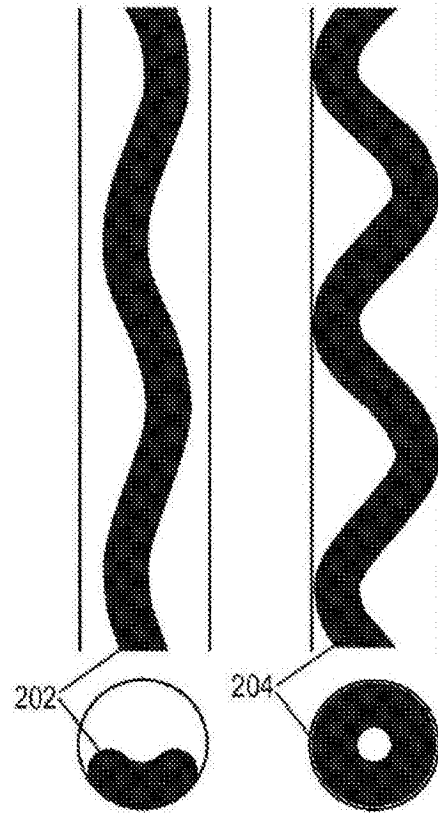


图2A

图2B

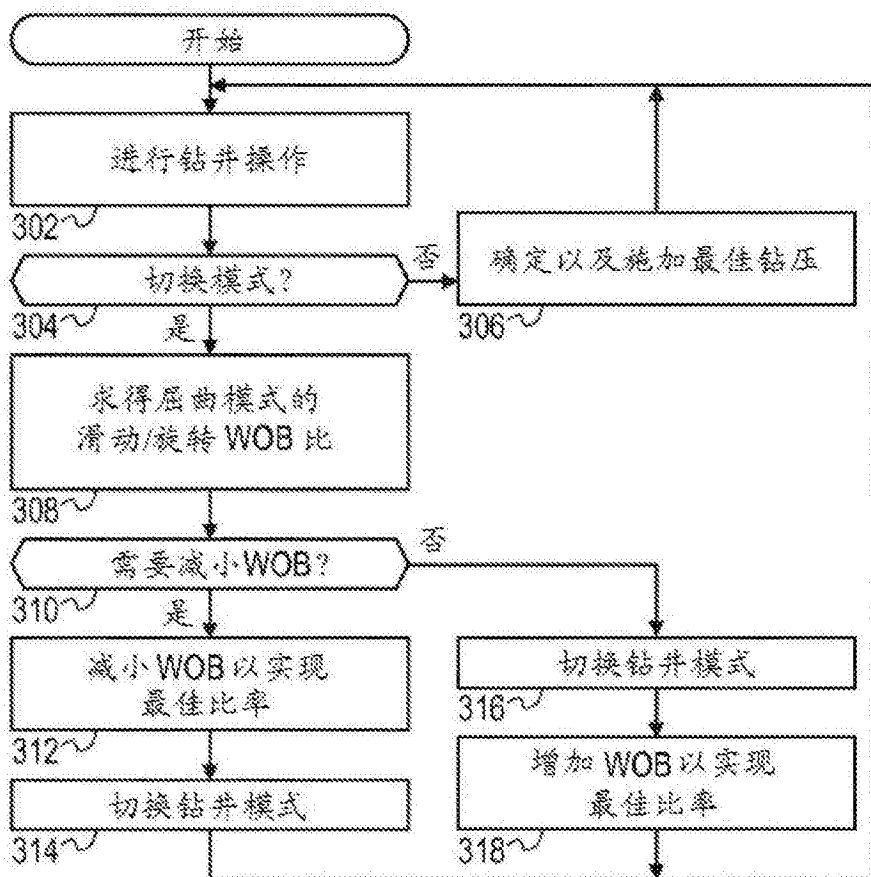


图3

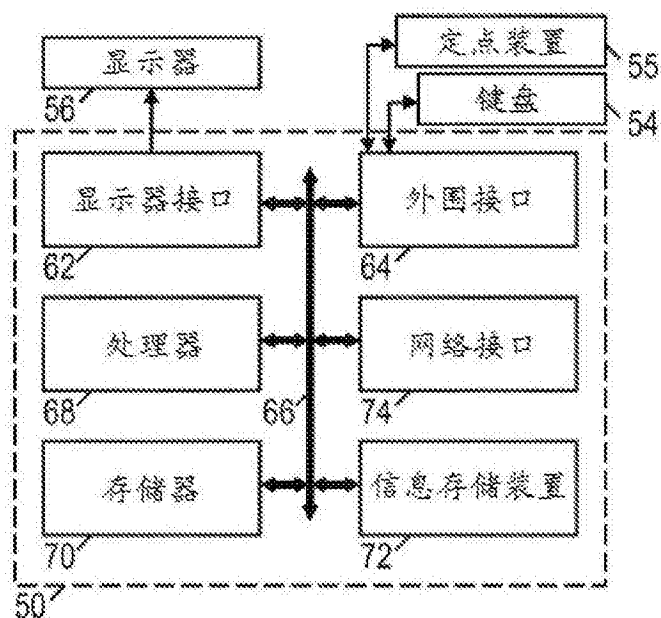


图5

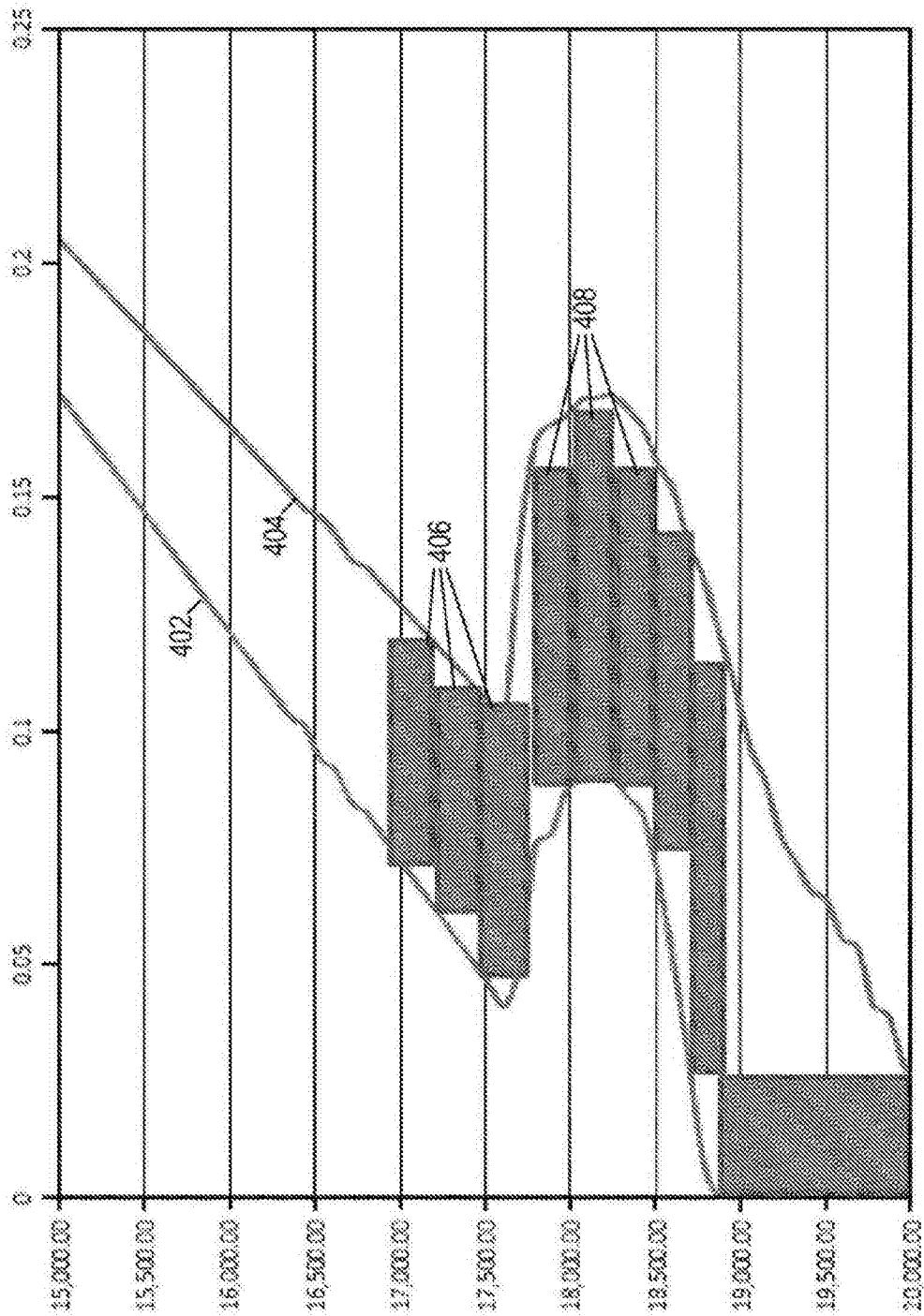


图4