

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2012.01.011

深水井控工艺技术探讨

褚道余

(中国石化上海海洋油气分公司, 上海 200120)

摘要: 海洋深水钻井中的井控, 面临着海底低温、气体水合物、地层孔隙压力和破裂压力之间的安全窗口比较窄、井控余量比较小、压井/阻流管线较长导致循环压耗较大、深水地层比较脆弱等诸多挑战。针对深水井控中面临的难点, 调研了深水钻井中井控设备的要求与配置, 详细介绍了深水钻井中早期监测溢流的方法、深水井控的关井方式及压井方法、深水压井后防喷器“圈闭气”与隔水管气的处理, 以及在深水钻井中预防水合物形成的措施, 以保证深水钻井的施工安全。

关键词: 海洋钻井 深水 井溢流 井控 压井

中图分类号: TE28 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2011)06-0052-06

Well Control Technology in Deepwater Well

Chu Daoyu

(Sinopec Shanghai Offshore Petroleum Company, Shanghai, 200120, China)

Abstract: Well control in deepwater faces many challenges, such as low temperature at seabed, hydrate, a small margin between formation pore pressure and fracture pressure, small kick tolerance, the higher friction loss in choke line due to long pipe length, unconsolidated formation, etc. Considering these issues, this paper analyses the requirements and arrangement for well control equipment in deepwater drilling, and presents early kick detection method, well shut-in and killing method, procedure for trapped gas in BOP and riser, and prevention of hydrate from being formed. It can provide a good reference for deepwater drilling.

Key words: offshore drilling; deep water; well overflow; well control; killing well

海洋深水地层因其特殊的沉积环境^[1], 致使深水钻井面临着海床不稳定、地层破裂压力低, 以及存在浅层气、浅层水流、气体水合物和海底低温等诸多问题。在深水环境下进行钻井作业, 地层孔隙压力和破裂压力之间的安全窗口比较窄, 井控余量比较小。在海洋深水钻井中, 一般都使用钻井船或半潜式钻井平台等浮式钻井装置, 防喷器组坐于海底井口, 压井/节流管线较长, 其循环压耗比较大, 深水地层比较脆弱, 压井时要考虑这部分压耗, 井控操作的难度较大, 所以在深水井控中需要特别考虑溢流的早期监测、关井方法和压井方法的选择、水合物的预防等。

井控是钻井安全的关键^[2-3], 深水井控与常规水深井控相比, 在设备与工艺上有特殊要求, 在深水钻井中水下防喷器组的控制系统采用电液控制模式,

而浅水采用液液控制模式^[4]。因此, 为了确保安全, 必须掌握深水井控工艺技术。

1 深水井控的挑战

1.1 孔隙压力与破裂压力安全窗口窄

因为海水密度远小于岩石密度, 所以对于相同深度的地层, 上覆的海水越深, 地层所受到的压力越低, 其破裂压力也就越小。因此, 深水地层的破裂压

收稿日期: 2010-08-13; **改回日期:** 2011-10-08。

作者简介: 褚道余(1970—), 男, 安徽巢湖人, 1994年毕业于石油大学(华东)钻井工程专业, 2008年获中国石油大学(北京)石油与天然气工程专业硕士学位, 高级工程师, 主要从事海洋钻井技术与项目管理工作。

联系方式: (021)20896259, chudy.shhy@sinopec.com。

力远小于浅水地层的破裂压力,这也致使深水环境下地层孔隙压力和破裂压力之间的安全窗口比较窄,造成了井控作业中的井涌余量、最大允许关井套压和隔水管钻井液安全增量随着水深的增加而减小。水深超过千米后,海底沉积岩层缺乏足够的上覆岩层压力,导致地层比较疏松,井壁稳定性差。因此,深水井控操作的难度比较大,容易造成井漏等复杂情况。

1.2 压井及节流管线的压耗大

陆地或海洋浅水钻井作业时,节流压井管线长度相对较短,其产生的循环压耗可以忽略。而海洋深水钻井作业时,节流压井管线长达几百米甚至几千米,加上其内径较小,所以不能忽略流体在其中流动时产生的压耗。

在深水井控中,节流管线内摩擦损失将作用于地层,如果忽略节管线中的循环压耗,采用常规压井方法压井,在保持立管压力不变与不超过最大允许套管压力的情况下控制节流阀,压井不可能成功。

相对于陆地钻井,深水钻井的地面节流压力因为节流管线中压耗的存在有所减小,减小值即为节流管线中的压耗。若忽略节流管线中压耗的影响,在深水压井时将节流阀的控制回压等同于相应陆地同深度处井控时的关井套压,那么裸眼地层将会额外承受一个等于节流管线中压耗的压力。在压井过程中,这容易造成地层破裂压力梯度低的薄弱地层破裂,带来灾难性的后果。

1.3 海底温度低

深水海底的温度一般在 5°C 左右,有些地区温度达 -3°C ,影响到海底泥线以下约450 m岩层,使地温梯度低于正常地温梯度。深水压井节流管线长,在海水低温的情况下,钻井液产生凝胶效应,静切力增大、黏度升高,影响关井套压的准确读取,增加了节流管线压力损失,使深水井控更加复杂。

1.4 对海底防喷器组要求更高

由于防喷器组放置在海底,距离地面的井口较远,控制系统的传输距离较远,系统需要承受较高的静水压力和较大压差。防喷器控制通常需使用电信控系统,尤其是水深超过1500 m的超深水作业中,要在防喷器组上设有由水下机器人操作的应急操作盘,以应对深水作业中的紧急情况。

1.5 气体水合物的预防

在深水钻井中,由于海底温度低、压力高,很容易形成气体水合物,堵塞压井节流管线、隔水管、防喷器和连接器,给井控带来风险。因此,在深水井控的各个环节都必须考虑气体水合物的影响,尽可能避免生成气体水合物^[5-6]。

1.6 防喷器内圈闭气的处理

在处理气体溢流时,压井结束后,有一些气体会积聚在关闭的防喷器内,称为“圈闭气”。对陆地和浅水钻井来说,这并不是什么问题,因为这部分气体的压力是很小的。然而,在深水钻井中,圈闭气的压力等于存在节流管线内压井液的静液柱压力,由于节流管线很长,这个压力不容忽视。如果直接打开防喷器,高压圈闭气在隔水管内膨胀上升,到达地面将造成井喷,使隔水管内的钻井液喷出,严重时有可能挤毁隔水管。水越深,圈闭气压力越高,其危害就越大。

另外,浅层气和浅层水流也是深水钻井井控面临的挑战。

2 深水井控设备

井控装备是控制溢流或井喷的关键设备,由于深水钻井的特殊性和面临的挑战,在进行深水井控装备的选择和配套时,必须保证设备的完善与可靠性。

2.1 基本构成

深水井控装备主要包括压井/节流管汇、导流器、下部隔水管组、连接器、水下防喷器组(见图1)以及防喷器控制系统(包括备用)和钻具内防喷器等。

2.2 深水防喷器组的配置

在海洋深水钻井中一般都使用浮式钻井装置,防喷器组坐于海底 $\phi 476.25\text{ mm}$ 井口头上,深水所用防喷器一般为内通径476.25 mm的防喷器组,额定工作压力70或105 MPa。

深水防喷器坐于海底,对于1000 m多的水深,起下一趟防喷器至少需要14 d,所以配置深水防喷器时,每一功能的防喷器都要有备用,一般至少配置上、下万能防喷器,安装2个 $\phi 88.9\sim\phi 193.7\text{ mm}$ 可变闸板防喷器和2个剪切全封闸板防喷器^[7]。

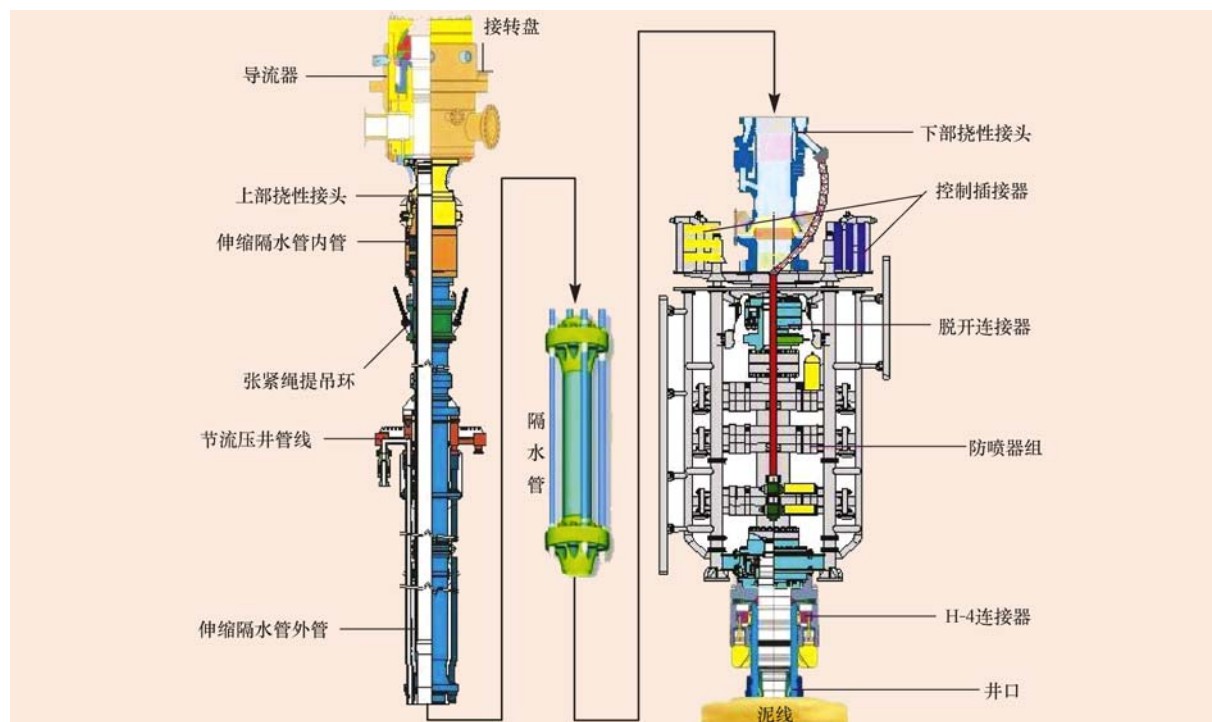


图1 深水钻井水下设备

Fig. 1 The subsea equipments for deepwater drilling

2.3 深水防喷器控制系统

防喷器控制系统是防喷器开、关动作的指挥系统,必须满足远距离、准确、可靠、快速等要求。目前防喷器主要有3种控制形式,即液液控制、气液控制和电液控制。

深水防喷器的控制系统采用一套复合电液控制系统,由地面发出对海底控制系统的指令,通过控制管线传给水下控制系统。在水下控制系统中,控制信号被解码、确认并执行。与液液控制系统相比,采用这种控制方式,防喷器开、关以及紧急脱离所需的时间大大缩短。复合电液控制系统实现开井动作流程如图2所示。

3 深水井控技术措施

3.1 早期井涌检测方法

在钻井作业中能够及时、准确地监测溢流从而避免井下复杂情况发生,对深水钻井安全极其重要。由于深水钻井面临海底的低温环境,钻井液在隔水管中循环时已经被海水冷却,不能准确获得气体含量增加的信息,在钻井液出口对井筒中气体含量的监测常有滞后,所以根据钻井液返出管线中流量差检测溢流的方法不能及时发现溢流。另外,深水钻

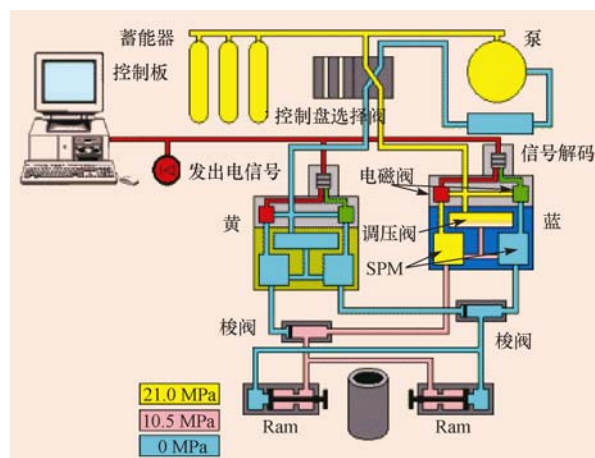


图2 复合电液控制系统实现开井动作流程

Fig. 2 The flow chart of compound electro-hydraulic control system

井作业主要使用浮式钻井装置,由于其摇摆及升降起伏引起隔水管体积的变化,钻井液池液面检测溢流法也不能准确反映溢流情况。

深水地层孔隙压力和地层破裂压力安全窗口窄,深水钻井作业时要使用PWD密切监测地层孔隙压力和环空循环当量钻井液密度,以防循环当量钻井液密度大于地层破裂压力而压漏地层,造成井下复杂情况,所以在深水使用PWD能及时准确地预测井涌^[8]。

随钻测压PWD工具能够实时获取井下环空

压力,并随 MWD 工具的钻井液脉冲上传至地面。相对于在地面判断溢流的常规检测方法,PWD 能够更早地发现并准确判断溢流^[9]。图 3 为在钻进过程中发生溢流时,PWD 所测得的环空压力的变化曲线。

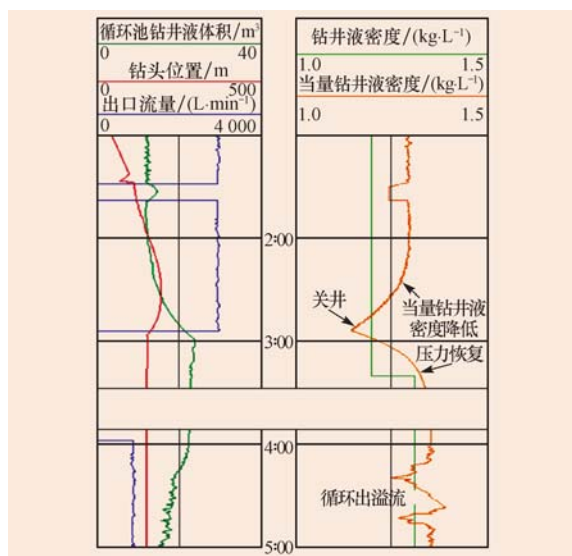


图 3 钻进时的 PWD 溢流检测

Fig. 3 Kick detected by PWD during drilling

从图 3 可以看出,溢流发生在最后一次接立柱后,继续钻进时环空压力当量钻井液密度逐渐减小,钻井液池中钻井液的体积增加,从而判断是地层流体侵入井筒。

3.2 关井方式的选择

关井方式有硬关井和软关井 2 种方式。硬关井就是当发现溢流时,立即关闭防喷器,关防喷器前节流管线是不通的。软关井是当发现溢流关井时,先打开节流阀再关防喷器,最后关闭节流阀。硬关井比软关井程序简单,控制井口快。但是,硬关井时会因为井筒喷出流体和钻井液循环速度突然变为零,产生“液击”现象,这个“液击”压力主要作用在井口装置上,对地层影响较小。软关井可以使喷出的流体逐渐被关住,不会对井口装置产生猛烈的“液击”,但由于关井时间长,会有更多的地层流体侵入井筒。

由于深水钻井防喷器组在海底,有很长的隔水管,如果关井不及时,气体进入隔水管将使井控变得非常困难,在理论上大量气体的膨胀可以使隔水管变空,如果出现这种情况静水压力会挤毁隔水管。另外,硬关井时的“液击”效应由于长阻流管线的摩擦阻力也变得很小,可以不予考虑。

因此,深水井控中关井方式必须使溢流侵入井筒的量最小,并且防止气体进入防喷器上方的隔水管,硬关井(快速关井)是最佳的选择。此外,司钻必须快速判断钻柱在防喷器内的位置从而及时、准确地关闭防喷器。大多数作业者采用快速关井的方式,不进行溢流检查,以限制侵入流体的量并防止气体进入隔水管内^[10]。

3.3 压井方法的选择

常规压井方法就是溢流发生后正常关井,在排除溢流和压井过程中始终遵循井底压力略大于地层压力的原则完成压井作业的方法,即井底常压法。海洋钻井中常用的 2 种压井方法是司钻法和工程师法。

在常规水深环境下应用工程师法压井时,套管鞋处的压力可能较低,因为较轻的侵入流体到达套管鞋前,压井液已经循环至环空中,增加了环空的静液柱压力,使关井套压和套管鞋处压力下降。但是,在深水环境下,由于地层破裂压力比较低,通常套管层次比较多,各层套管鞋之间的距离比较短,最下部套管鞋以下的裸眼长度比较短,在压井液进入环空前密度较小的侵入流体已经到达最下部套管鞋之上,因此,它的优点就已减小了。另外,在深水环境中,要考虑预防气体水合物的形成,当应用工程师法压井时,在钻井液加重过程中侵入流体仍然在环空中,增大了气体水合物形成的可能性。如果气体水合物形成并堵塞阻流管线,将失去对井的控制。如果应用司钻法压井时,钻井液不间断循环会使防喷器和阻流管线温度升高,并减少了侵入气体在井筒中的滞留时间,降低水合物形成的可能性。所以在深水压井中不推荐使用工程师法^[10]。

对于深水钻井,如果发生溢流需要压井,首先考虑采用非等待压井方式,把事先准备好的压井液泵入井内,先按工程师法计算的钻杆压力曲线泵入,一旦压井液循环出钻头,则控制钻杆压力不变,直至压井液返出地面。采用非等待方式压井可以降低压井过程中套管鞋处承受的压力。

如果需要较长的时间准备压井液,则建议使用司钻法先将溢流循环出井筒,以缩短溢流在井筒内停留的时间。一旦关井,同时还要监测溢流是否已运移到隔水管内。一般在地层承压能力比较高,需要尽快将溢流循环出来的情况下,采用司钻法压井。司钻法可在最短的时间内循环出涌进井筒内的地层

流体^[11]。

3.4 压井与节流管线循环摩阻的确定

在深水钻井中,因防喷器坐于海底,压井与节流管线较长,压井之前必须求得压井与节流管线循环摩阻^[12]。压井与节流管线循环摩阻可以通过下面2种方法来确定:

方法一:1)以压井泵速经钻柱内向井筒中泵入钻井液,使钻井液由隔水管返出,记录此时的泵速和泵压;2)停泵,打开节流管线的阀门,关闭环形防喷器;3)以同样的压井泵速经钻柱内向井筒中泵入钻井液,使钻井液经由节流管线返出,记录此时的泵速和泵压。这样,步骤3)中的泵压与步骤1)中泵压的差值可以看做节流管线的循环摩阻。

方法二:1)关闭节流管线海底阀下面的一个防喷器;2)以压井速度向节流管线中泵入钻井液,并由隔水管返出,此时的泵压约等于节流管线中的循环摩阻。

方法一不适用于有裸眼井段的情况,因在确定节流管线循环摩阻时,裸眼井段要承受一个等于节流管线中压耗的额外压力,有可能导致井漏。当有裸眼井段存在时,可以采用方法二来确定节流管线中的循环摩阻。

在深水压井中,动态最大允许环空压力应根据节流管线循环摩阻而相应减小,以防压漏地层。

3.5 水合物的预防

在海洋深水环境中,海底泥线附近的温度低,有利于水合物在防喷器组处形成^[13],从而堵塞防喷器组的管线,导致防喷器组的功能失效。在深水钻井中,一般使用带有防水合物密封的连接器和具有水合物抑制性的钻井液,并定期向防喷器组注入水合物抑制剂(如乙二醇),防止防喷器内水合物的形成。另外,水合物在钻井液流动情况下形成的可能性很小,可以每天对隔水管及防喷器组上的阻流和压井管线进行循环;进行压井作业时采用司钻法,可以减小水合物形成的机会。

一般可通过改变水合物存在条件,使气体从水合物中分离出来。对确定成分的气体水合物,有3种方法可使水合物分解:在某温度下降压,使其压力低于相平衡压力;在某压力下升温,使其温度高于相平衡温度;加入甲醇、乙二醇或电解质(如氯化钠、氯化钙等)改变水合物相平衡条件^[14]。

3.6 特殊情况处理

3.6.1 防喷器组内圈闭气的处理

压井结束后,关闭的防喷器与海底节流阀循环出口之间可能聚集一些溢流侵入的气体,这种气体称为圈闭气。圈闭气的影响程度主要取决于水深,其压力等于节流管线内的静液柱压力,水越深,压力越高;在陆地钻井时,因为地面压力很小,圈闭气不会带来危害,而在深水钻井时,圈闭气承受几千米的静水压力,若直接打开防喷器,由于压力降低,圈闭气会急剧膨胀,替空隔水管造成钻井液喷出,严重时有可能造成隔水管被挤毁。

对于水深较深的情况,推荐采用下面的方法来处理圈闭气:1)关闭下部闸板防喷器,隔离下部井眼;2)沿压井管线泵入压井液,从节流管线返出,直到压井和节流管线内全部充满压井液;3)向阻流管线内泵入海水到防喷器组处,由压井管线返回,注意不要多替;4)关压井管线阀门,通过油气分离器将节流管线泄压;5)打开环形防喷器,使滞留气沿U形管流到节流管线,再到油气分离器,注意往隔水管内泵入钻井液;6)关闭环形防喷器,经由压井管线,用加重压井液把节流管线内的气体和海水替出;7)关分流器,打开环形防喷器,用压井液循环排出隔水管内剩余的气体;8)检查关闭闸板防喷器下面的压力,打开闸板防喷器,恢复正常作业。

3.6.2 隔水管内气体的处理

如果关井不及时,或防喷器关闭不严,气体可能会上窜到隔水管内。通常关井后要立即检查溢流是否进入到隔水管内。如果关井后隔水管内仍有溢流,需要再关闭一个防喷器以确保防喷器不泄漏。

如果确认溢流进入到了隔水管内,需要立即连接分流管线,关闭分流器,根据溢流大小决定是否通过油气分离器。如果需要,可通过分流管线将溢流直接引向舷外。

3.6.3 紧急脱开程序

如果遇到台风等恶劣海况,钻井平台不能保持船位或者失去动力、井控设备或者主控制系统发生重大故障失去井喷控制等紧急情况时,为了保证设备和井筒的安全,需要手动或自动把隔水管从水下防喷器组上脱开,钻井平台撤离^[10]。

紧急脱开程序是通过钻井平台配备的备用控制

装置手动或自动执行的。只有配备专门的紧急脱开备用控制装置才能启动紧急脱开程序。

4 结论与建议

1) 在深水井控作业中,钻井液密度及性能发生变化时,及时进行低泵速试验并求取压井/节流管线循环压耗。在压井作业时必须考虑节流管线循环压耗,以防压漏地层。

2) 在深水井控中早期发现溢流极其重要,使用PWD能有效监测溢流,所以在深水钻井中,下部钻具组合都带有LWD与PWD。

3) 在深水钻井中起下一趟防喷器至少需要14 d,深水防喷器组配置的每一功能的防喷器都有可能用到,所以在深水钻井中选择钻井装置时,对于防喷器组,要求每一功能的防喷器都要有备用。

4) 在深水井控中关井方式推荐使用硬关井(快速关井),应用事先准备好压井液的无等待工程师法或司钻法压井。

5) 在深水井控中要预防水合物的形成,压井结束后,要密切注意防喷器“圈闭气”与隔水管气的处理。

参 考 文 献

References

- [1] Rohleder S A, Sanders W W, Williamson R N, et al. Challenges of drilling an ultra-deep well in deepwater-spa prospect[R]. SPE/IADC 79810, 2003.
- [2] Robert D Grace. 井喷与井控手册 [M]. 高振果, 译. 北京: 石油工业出版社, 2006: 1-3.
Robert D Grace. Blowout and well control handbook [M]. Translater: Gao Zhenguo. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006: 1-3.
- [3] 高永海, 孙宝江, 王志远. 深水井涌压井方法及其适应性分析[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(2): 45-49.
Gao Yonghai, Sun Baojiang, Wang Zhiyuan. Well killing methods for deepwater well and adaptability analysis[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(2): 45-49.
- [4] 杨进, 曹式敬. 深水石油钻井技术现状及发展趋势[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(2): 10-13.
Yang Jin, Cao Shijing. Current situation and developing trend of petroleum drilling technologies in deep water [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(2): 10-13.
- [5] 王言峰. 深水钻井问题综述[J]. 吐哈油气, 2009, 14(2): 169-170.
- Wang Yanfeng. Overview of deepwater drilling challenge [J]. Tuha Oil & Gas, 2009, 14(2): 169-170.
- [6] 王志远, 孙宝江, 程海清, 等. 深水钻井井筒中天然气水合物生成区域预测[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(6): 731-735.
Wang Zhiyuan, Sun Baojiang, Cheng Haiqing, et al. Prediction of gas hydrate formation region in the wellbore of deepwater drilling[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(6): 731-735.
- [7] Guesnon J, Gaillard C, Richard F. Ultra-deep water drilling riser design and relative technology[J]. Oil & Gas Science and Technology-Rev IFP, 2002, 57(1): 39-57.
- [8] 卓鲁斌, 葛云华, 汪海阁. 深水钻井早期井涌检测方法及其未来趋势[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(1): 22-26.
Zhuo Lubin, Ge Yunhua, Wang Haige. Early kick detection methods for deepwater drilling and its future development[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(1): 22-26.
- [9] 胡海良, 唐海雄, 汪顺文, 等. 白云 6-1 井深水钻井技术[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(6): 25-28.
Hu Hailiang, Tang Haixiong, Wang Shunwen, et al. Deepwater drilling techniques in Baiyun 6-1 Well[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(6): 25-28.
- [10] IADC. Deepwater well control guidelines[M]. Houston: International Association of Drilling Contractors, 2002: 29-33.
- [11] 张曙辉, 刘瑞文, 王介玉, 等. 深水井控中节流管线摩阻分析及压井方法[J]. 石油钻探技术, 2006, 34(5): 28-29.
Zhang Shuhui, Liu Ruiwen, Wang Jieyu, et al. A method of killing well and analysis on choke line friction losses for deepwater well control [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(5): 28-29.
- [12] 王志远, 孙宝江. 深水司钻压井法安全压力余量及循环流量计算[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2008, 32(3): 71-74, 83.
Wang Zhiyuan, Sun Baojiang. Calculation of safety pressure margins and circulation rate of well killing by deep water driller's method[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2008, 32(3): 71-74, 83.
- [13] 白小东, 黄进军, 侯勤立. 深水钻井液中天然气水合物的成因分析及防治措施[J]. 精细石油化工进展, 2004, 5(4): 52-58.
Bai Xiaodong, Huang Jinjun, Hou Qinli. Contributing factors and preventing measure of hydrate in deep water drilling mud [J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2004, 5(4): 52-58.
- [14] 白玉湖, 李清平, 周建良, 等. 天然气水合物对深水钻采的潜在风险及对应性措施[J]. 石油钻探技术, 2009, 37(3): 17-21.
Bai Yuhu, Li Qingping, Zhou Jianliang, et al. The potential risk of gas hydrate to deepwater drilling and production and the corresponding strategy [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(3): 17-21.