

深水钻井井身结构设计方法

管志川¹ 柯 珂² 苏堪华³

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 青岛 266555; 2. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101; 3. 重庆科技学院石油与天然气工程学院, 重庆 401331)

摘 要:深水钻井导管常采取喷射下入方式,表层套管井段为开眼循环钻进,浅部地层破裂压力梯度低,地层压力信息具有较大的不确定性。因此,其井身结构在套管层次、尺寸和设计方法上,与浅水及陆地钻井有着较大区别。在对目前深水钻井井身结构调研的基础上,重点从深水钻井水下井口力学分析及导管下入深度确定方法、表层套管下入深度确定方法、压力信息不确定条件下的套管层次及下入深度确定方法等三个方面,对深水钻井井身结构设计方法进行了阐述,并在此基础上探讨了深水钻井井身结构设计方法的下一步研究内容。

关键词:深水钻井;井身结构设计;导管

中图分类号:TE22 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2011)02-0016-06

Casing Design and Optimization for Deepwater Drilling

Guan Zhichuan¹ Ke Ke² Su Kanhua³

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong, 266555, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China; 3. School of Oil & Gas Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing, 401331, China)

Abstract: Deepwater drilling has the characteristics of special jet-in technique for conductor; open-hole drilling for surface casing section; low formation fracture pressure gradient in shallow formation, and higher uncertainty in formation pressure information. Therefore there are significant differences for casing design and optimization compared with shallow water and onshore drilling. The subsea wellhead mechanical stability and conductor setting depth, surface casing setting depth, casing program and setting depth under formation pressure uncertainties were detailed for deepwater casing design and optimization based on investigation of deepwater well structure. Further investigation of deepwater casing design was pointed out in this paper.

Key words: deepwater drilling; casing program design; conductor pipe

深水钻井导管普遍采取喷射挤入方式下入^[1-3],其表层套管井段为开眼循环钻进,钻井液为海水^[4-7],地层破裂压力梯度低且安全钻井液密度窗口狭窄^[8]。由于可利用地层信息有限,深水钻井地层压力信息具有一定的不确定性^[1,9]。由于深水钻井具有这些特点,使传统的井身结构设计方法不再适用于深水钻井。为此,笔者根据最新研究成果,重点对深水钻井井身结构设计中的导管承载能力进行了分析,对导管喷射下入深度的确定方法、表层套管下入深度设计方法、地层压力信息不确定条件下的套管层次及下入深度的确定方法进行了阐述,并指出了深水钻井井身结构设计方法的下一步研究内容。

1 深水钻井常用井身结构及其特点

1.1 常用套管层次

目前世界主要热点深水区域(墨西哥湾、西非深

收稿日期:2011-02-12

基金项目:国家高技术研究发展计划(“863”计划)课题“深水钻井关键技术”(编号:2006AA09A106)部分研究成果

作者简介:管志川(1959—),男,山东单县人,1982年毕业于华东石油学院钻井工程专业,1995年获石油大学(北京)工学博士学位,教授,博士生导师,主要从事钻井工程方面的教学与科研工作。系本刊编委。

联系方式:(0532)86981764, guanzhch@163.com

海海域、巴西海域和加拿大东部海域)的深水井典型井身结构见表 1。

表 1 世界热点深水区域典型深水钻井井身结构

Table 1 Typical deepwater well casing program in the world

序号	类别	第 1 层	第 2 层	第 3 层	第 4 层	第 5 层	第 6 层
1	井眼直径/mm		444.5 或 406.4	311.1			
	套管直径/mm	914.4 或 762.0	238.1	339.7			
2	井眼直径/mm	444.5	311.1				
	套管直径/mm	914.4	355.6	244.5			
3	井眼直径/mm		660.4	444.5	311.1		
	套管直径/mm	914.4 或 762.0	508.0	339.7 或 346.1	238.1 或 244.5		
4	井眼直径/mm		660.4	444.5	311.1		
	套管直径/mm	914.4	508.0	355.6	244.5		
5	井眼直径/mm		660.4	444.5	311.1	215.9	
	套管	914.4 或 762.0	508.0	339.7 或 346.1	238.1 或 244.5	177.8 或 193.7	
6	井眼直径/mm		660.4	444.5 扩眼至 508.0	444.5	311.1	215.9
	套管直径/mm	914.4 或 762.0	508.0	406.4	339.7 或 346.1	238.1 或 244.5	177.8 或 193.7

在油藏位置相同的情况下,随着水深的增加套管层次逐渐增多。在墨西哥湾地区,钻井液安全密度窗口狭窄的问题非常突出,并且在浅层经常会钻遇浅层水流或浅层气,一些复杂情况下需

要下入 7~9 层套管。另外,由于地质条件复杂(如墨西哥湾的许多深水井都会穿越较厚的盐膏层),需要下入的套管层次更多。图 1 为较常使用的复杂套管层次。

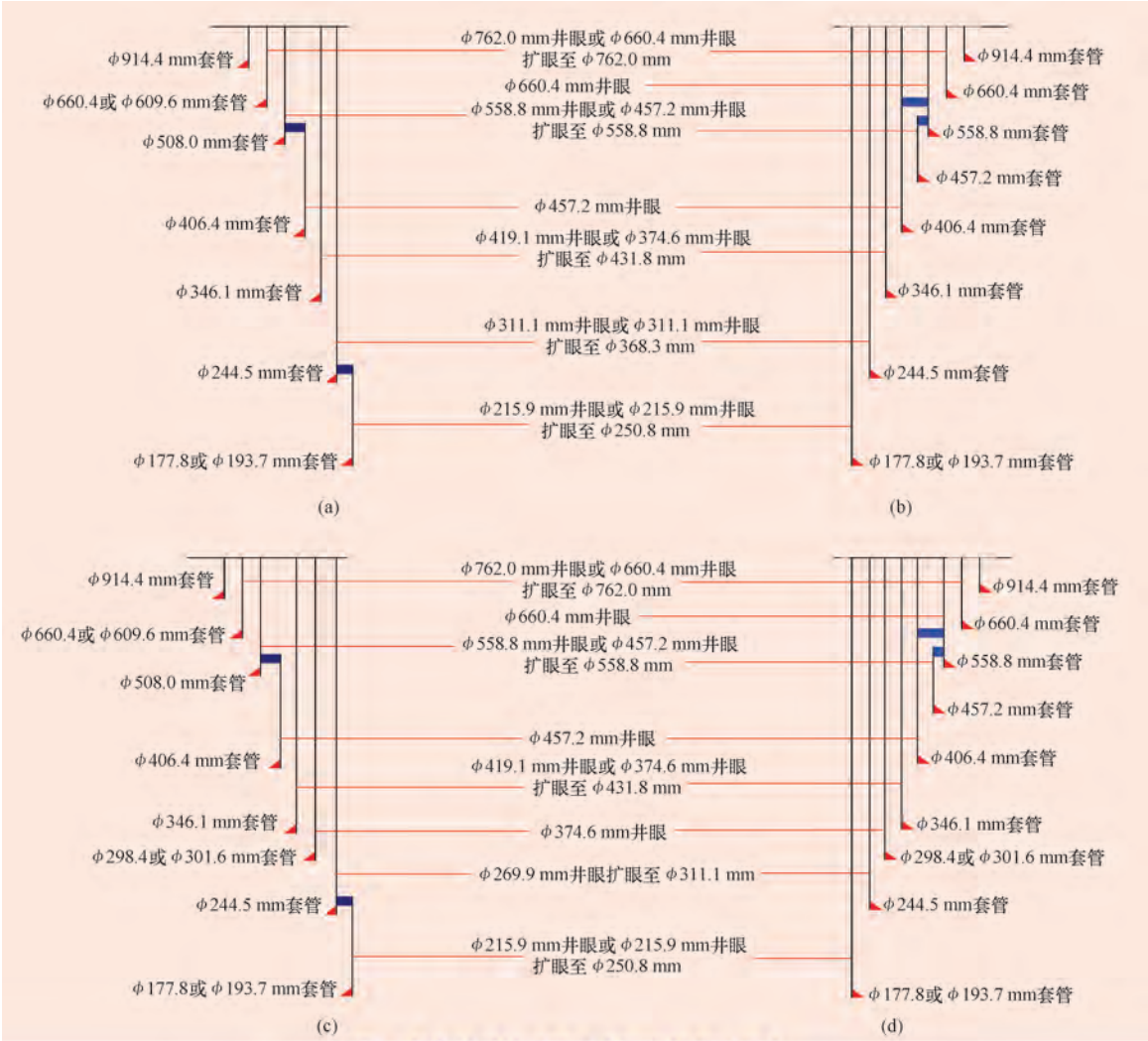


图1 复杂地质情况下的典型套管层次示意

Fig.1 Typical casing program of complex formation condition

1.2 井身结构的特点

1) 深水钻井投资巨大,为保证其投资开发的经济效益及考虑完井或测试设备的配合便利,相关井身结构中最小尺寸套管(及油层套管)一般不小于177.8 mm(裸眼尺寸为193.7 mm),因此在深水钻井过程中,会采用各种手段保证最终井眼尺寸。

2) 深水钻井地层压力具有较大的不确定性,给井身结构设计带来了较大困难。由于受现有地质勘探技术水平的限制,及对深水井地层压力信息了解程度有限的缘故,按照现有井身结构设计方法设计的单一套管层次及下深施工,时常会有复杂情况发生,从而延长作业时间,大大增加钻井成本。

3) 深水钻井常规表层套管尺寸为508.0 mm,限制了后续套管层次的尺寸。在深水钻井过程中,为与防喷器配合,限制表层套管的尺寸为508.0 mm,而表层套管井段在深水钻井中为开眼循环钻进,使用海水作为钻井液,因此其下入深度受到地层压力的严格限制。尽管目前多数工程技术人员提出通过开眼循环加重钻井液的方法来解决该问题,但由于严格的环保要求和较高的钻井液费用,所能增加的下深十分有限。

4) 浅层地质灾害的处理措施十分有限,不能完全通过增加套管层次来处理浅层复杂情况。开眼循环钻进井段不能采用长时间调整钻井液密度或性能的方法解决浅部地层问题,并且由于未安装防喷器,无法采取井控措施。目前主要通过预钻 $\phi 193.7$ 或 $\phi 244.5$ mm 裸眼至表层套管设计下深,试探是否存有较为严重的浅层气、浅层水流等浅层地质灾害。 $\phi 660.4$ 、 $\phi 609.6$ 和 $\phi 558.8$ mm 等备用套管层次也只能用来处理较为轻微的浅层异常情况,且深水作业开眼下套管对准井眼需要大量的操作时间,从而会大大增加作业费用,因此表层套管层段以上一般不推荐设计较多的备用层次方案。

5) 广泛应用随钻扩眼。深水井尤其是探井普遍使用随钻扩眼方式,其中一部分是在设计阶段就要求采用该方式来保证后续井眼尺寸,另一部分则是在钻进过程中出现意外复杂情况而临时采取的措施。

6) 深水钻井套管下入层次及深度确定普遍采用自上而下的设计方法。由于深水钻井破裂压力梯度低及地层可钻性影响较小,采用该方法可以在钻进时间延长不明显的条件下为后续钻进留有

充足备用套管层次的空间,以应对可能出现的意外情况。

2 深水钻井导管下入深度确定方法

2.1 导管下入工艺

目前世界多数深水区域钻井普遍采用喷射下导管工艺,其底部钻具组合及工艺过程^[10-13]如图2所示。由图2可知,底部钻具组合主要由钻杆、钻铤、稳定器、MWD及动力钻具等组成,且钻头稍微露出导管外面一部分;喷射流体从导管内上返,在井口及其下入工具的开口返出,其井眼尺寸要小于导管尺寸,导管将在自重及钻压作用下挤入地层,从而使导管管壁和地层之间的摩擦阻力尽量不受扰动。

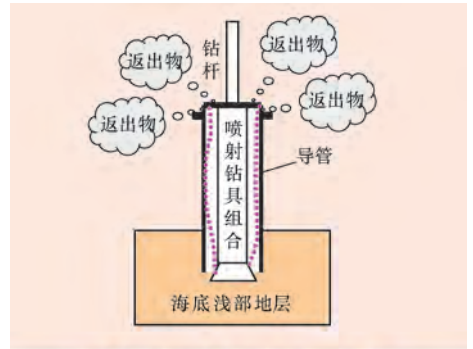


图2 喷射下入导管工艺示意
Fig.2 Schematic of conductor jetting-in

2.2 导管下入深度确定方法

国外 Beck^[10]、King^[14]、Akers^[15]和 Philippe Jeanjean^[16]等人分别对深水钻井导管喷射下入过程中的受力进行了研究,初步形成了通过分析导管承载能力确定导管下入深度的思想。国内管志川^[17-18]、苏堪华^[19-20]等人上述基础上,建立了井口力学稳定性和管柱承载能力分析理论,重点考虑时间效应对导管承载力的影响,提出了深水钻井导管下入深度确定方法,并给出了确定导管下深的必要条件,即为了防止导管下陷且不下入过量,导管承担的总载荷应小于且接近于导管在被扰动后一定恢复时间的实时承载力,可表示为:

$$\epsilon_d < Q_t - Q_w < \epsilon_u \quad (1)$$

式中: ϵ_d 为合理的安全余量下限值,kN; ϵ_u 为合理的安全余量上限值,kN; Q_t 为 t 时刻导管的实时承载力,kN; Q_w 为导管承担的总载荷,kN。

其求解流程如图3所示。

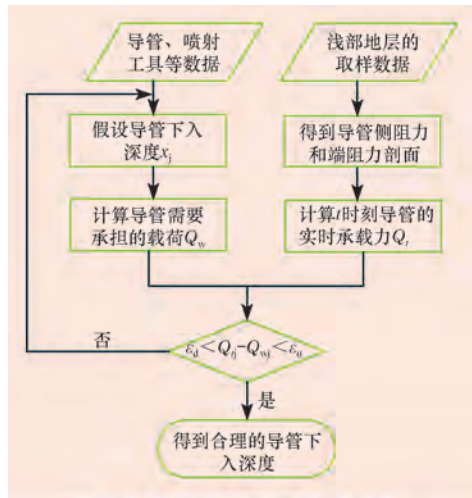


图3 导管下入深度求解流程

Fig.3 The flow chart of determination of conductor setting depth

3 深水钻井表层套管下入深度设计方法

深水钻井表层套管井段为开眼循环钻进,以海水为钻井液,配合使用高黏剂清洗井眼。

通过对大量深水井井身结构设计资料的调研和统计可知,目前深水钻井表层套管($\phi 508.0\text{ mm}$)的下深的确定依据主要包括^[21-23]:1)依据地层孔隙压力剖面,表层套管的理论下深可到达地层孔隙压力梯度出现异常位置的上部;2)根据地层岩性和构造性质,表层套管的下深为地质必封点处;3)对于探井,表层套管的下深不超过泥线以下 800 m,目前多数深水井的表层套管下深为泥线以下 500~800 m。国外 Fred R. Holasek^[24]等人曾提出依据地层压力当量密度与钻井液密度的差值及岩性确定 $\phi 508.8\text{ mm}$ 表层套管下入深度的方法,但该方法经验性较强。国内部分学者在此基础上提出了表层套管下入深度极限的计算方法,即使用加重钻井液开眼循环钻进的方法,可增加表层套管下深,但其下入深度理论上受 4 个条件的限制:1)受钻井平台(船)钻井液池容积和处理能力的限制;2)受地层破裂压力的限制;3)受钻井泵功率的限制;4)受表层套管下深的经验极限深度(800 m)的限制。

4 深水钻井套管层次及下深设计方法

深水钻井由于缺乏完整的地质资料、地层压力信息存在不确定性、套管层次设计安全可靠程度要求高,现有的井身结构设计方法所依据的压力剖面

均是确定的单一曲线,从而使设计结果也是确定的。因此,传统设计方法没有考虑压力信息不确定性的影响。Dumans^[25]、Nobuo Mortia^[26]、Sergio A. B. da Frontura^[27]和 Q. J. Liang^[28]分别就地层压力信息的不确定性进行了研究,提出采用概率统计理论定量分析地层压力的不确定性因素,从而对钻井风险进行定量评判。A. Dahlin^[29]、Arild^[30]和 J. C. Cunha^[31]采用定量风险评价方法对不确定条件下的井身结构进行了风险评判,提出了相应的后备改进方案,并采用决策树法提出了实时调整原则和步骤,这些进展都使井身结构设计结果具有一定的可选性,能够针对实时钻井突发情况等不确定因素进行调整和优化。但是,上述方法都仅是对按照确定性方法设计出的井身结构进行分析评价,而不是在初始阶段就根据其不确定性压力剖面进行连续的设计,其得出的可选方案也都为几个确定的下深及套管层次,而不是连续的范围。笔者在上述研究的基础上,提出了一种地层压力信息不确定性定量描述方法^[32]和以此为基础的井身结构优化设计方法^[33-35],该方法不仅考虑了地层压力信息不确定性的影响,还考虑了深水钻井中由于低温导致的钻井液密度变化对井身结构设计结果的影响,该方法的主要流程如图 4 所示。重点包括:

1) 含可信度信息的地层压力剖面的建立。在获取地震、邻井测井及实钻等相关基础数据和资料的基础上,通过选取合理的地层压力预测模型,利用相邻已钻井数据对模型中相关参数的概率分布进行求取或设定,再根据待钻井地震资料,应用蒙特卡罗方法求取含概率分布信息的地层压力剖面,从而建立具有可信度信息的地层压力剖面。

2) 含可信度钻井液安全密度窗口的建立。传统井身结构设计方法中钻井液安全密度约束条件中各类系数(如抽汲压力系数 S_b 、激动压力系数 S_g 、按钻井液密度增量 $\Delta\rho$ 、井涌允量 S_k 等)均为确定性单一数值,此时则根据实际井的具体情况,对每一设计系数设定数值范围并设定概率分布形式,对于具有大量邻井的区域,可根据已钻井设计材料和实钻数据对各个系数的数值范围和分布形式进行统计和拟合。深水钻井中,需要考虑钻井液密度由于深水低温增大对井身结构设计的影响,在钻井液密度上限约束条件中增加了深水增量 ρ_w ,则防漏失钻井液密度上限约束条件改进为:

$$\rho_m \leq \rho(p_f) - \rho_g - \rho_f - \rho_w \quad (2)$$

式中: ρ_m 为钻井液密度, kg/L ; $\rho(p_f)$ 为地层破裂压

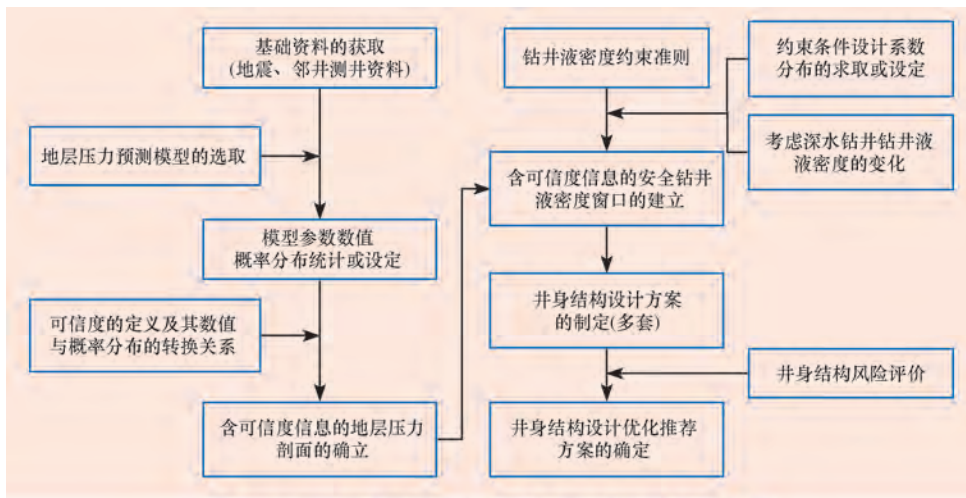


图4 压力信息不确定条件下的井身结构设计方法流程

Fig.4 Casing program working flow under pressure uncertainties

力当量密度, kg/L ; ρ_g 为激动压力当量密度, kg/L ; ρ_t 为地层破裂压力当量密度的安全增量, kg/L ; ρ_w 为深水钻井液密度安全增量, kg/L 。

根据上述相关设计系数的分布和钻井液密度约束条件,即可建立具有可信度信息的钻井液安全密度窗口剖面。

3) 套管层次及下入深度方案的确定。根据不同可信度的钻井液安全密度窗口可得出不同的井身结构设计方案,在实际设计过程中,由于不能无限制增加套管层次,往往不能过于保守地选择可靠度最高的设计方案,通过建立风险评判模型对多个设计方案进行风险评价,优选出套管层次和风险值在接受范围内的设计方案作为优选推荐方案。

5 结论及建议

1) 针对深水钻井特点,建立了适合于深水钻井的导管和表层套管承载能力分析模型,提出了深水钻井水下井口力学稳定性分析方法、确定导管下深的必要条件以及导管和表层套管下入深度的确定方法。

2) 针对深水钻井地层压力信息不确定性问题,提出了地层孔隙压力可信度的定义,并给出了建立含可信度的地层压力剖面的方法、地层压力信息不确定性条件下的深水钻井套管层次及下入深度确定方法以及井身结构的工程风险分析方法,形成了一套适合于深水钻井的井身结构设计技术。

3) 利用所形成的深水井身结构设计技术,只要能够得到深水钻井区域的地震层速度资料、区域海洋水文资料、海底浅层的岩土取样数据资料、所用深水钻井装备的基本性能资料,就可以建立钻井施工

区域含可信度的地层三压力剖面,设计出合理的套管下入层次和下入深度,并通过工程风险分析给出不同井段钻进时的风险提示,还可以进行海底井口的力学稳定性评价和确定导管合理的下深。

4) 深水区域浅部地层的岩石力学参数求取难度大、可利用地震资料精度相对较低、地层岩性及地层压力信息不确定程度大,深水钻井井身结构设计的难点主要集中在浅部地层,有必要对浅部地层的岩石力学特性、地层压力求取模型及不确定性评价继续开展研究。

5) 深水钻井投资大,风险高,对井身结构设计方案进行风险评价已成为目前国外诸多石油公司确定最终方案的必要环节。应进一步对井身结构方案实施过程中的工程风险等级的评定及相应的处理措施和成本评价进行更为深入的研究,将经济性评价融入到井身结构设计过程中,形成更加完善井的身结构设计方案的的风险评价与优选方法。

参考文献

- [1] Rocha L A S, Junqueira P, Roque J L. Overcoming deep and ultra deepwater drilling challenges[R]. OTC 15233, 2003.
- [2] Juinito R, Salies J, Polillo A. Campos basin: lessons learned and critical issues to be overcome in drilling and completion operations[R]. OTC 15221, 2003.
- [3] Shaughnessy J, Daugherty W, Graff R, et al. More ultra-deepwater drilling problems[R]. SPE/IADC 105792, 2007.
- [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] Charles D Whitson, Michael K McFadyen. Lessons learned in the planning and drilling of deep, subsalt wells in the deepwa-

- ter Gulf of Mexico[R]. SPE 71363, 2001.
- [6] Stephen A Rohleder, Wayne Sanders W, Roger N Williamson, et al. Challenges of drilling an ultra-deep well in deepwater-spa prospect[R]. SPE/IADC 79810, 2003.
- [7] Jenkins R W, Schmidt D A, Stokes D, et al. Drilling the first ultra deepwater wells offshore Malaysia[R]. SPE/IADC 79807, 2003.
- [8] Willson S M, Edwards S, Heppard P D, et al. Wellbore stability challenges in the deep water, Gulf of Mexico; case history examples from the Pompano Field[R]. SPE 84266, 2003.
- [9] 郭永峰, 金晓剑. 地层压力精确预测准则及其应用[J]. 石油钻探技术, 2004, 32(2): 15-17.
Guo Yongfeng, Jin Xiaojian. Rules for predicting formation pressures accurately and it's applications[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2004, 32(2): 15-17.
- [10] Beck R D, Jackson C W, Hamilton T K. Reliable deepwater structural casing installation using controlled jetting[R]. SPE 22542, 1991.
- [11] Philippe Jeanjean. Innovative design method for deepwater surface casings[R]. SPE 77357, 2002.
- [12] Nogueira E F, Borges A T, Junior C J M, et al. Torpedo base—a new conductor installation process[R]. OTC 17197, 2005.
- [13] 徐荣强, 陈建兵, 刘正礼, 等. 喷射导管技术在深水钻井作业中的应用[J]. 石油钻探技术, 2007, 35(3): 19-22.
Xu Rongqiang, Chen Jianbing, Liu Zhengli, et al. The application of jetting technology in deepwater drilling[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2007, 35(3): 19-22.
- [14] King G W, Soloman I J. The instrumentation of the conductor of a subsea well in the North Sea to measure the installed conditions and behavior under load[R]. OTC 7232, 1995.
- [15] Faul G L, Audibert J M E, Hamilton T K. Using suction technology for deep installation of structural pipe in deepwater[R]. IADC/SPE 39336, 1998.
- [16] Akers T J. Jetting of structural casing in deepwater environments; job design and operational practices[R]. SPE 102378, 2006.
- [17] 管志川, 苏堪华, 苏义脑. 深水钻井导管和表层套管横向承载能力分析[J]. 石油学报, 2009, 30(2): 285-290.
Guan Zhichuan, Su Kanhua, Su Yinao. Analysis on lateral load-bearing capacity of conductor and surface casing for deepwater drilling[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(2): 285-290.
- [18] Guan Zhichuan, Su Kanhua, Su Yinao. Numerical simulation of subsea wellhead stability for deepwater drilling[R]. SPE 130823, 2009.
- [19] 苏堪华, 管志川, 苏义脑. 深水钻井导管喷射下入深度确定方法[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2008, 32(4): 47-50.
Su Kanhua, Guan Zhichuan, Su Yinao. Determination method of conductor setting depth using jetting drilling in deepwater[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2008, 32(4): 47-50.
- [20] 苏堪华, 管志川, 苏义脑. 深水钻井水下井口力学稳定性分析[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(6): 1-4, 15.
Su Kanhua, Guan Zhichuan, Su Yinao. Mechanical stability analysis of subsea wellhead for deepwater drilling[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(6): 1-4, 15.
- [21] Cunha J C. Innovative design for deepwater exploratory wells[R]. IADC/SPE 87154, 2004.
- [22] Baker J W. Wellbore design with reduced clearance between casing strings[R]. SPE/IADC 37615, 1997.
- [23] Robello Samuel G, Adolfo Gonzales, Scot Ellis, et al. Multist-ring casing design for deepwater and ultradeep HP/HT wells; a new approach[R]. IADC/SPE 74490, 2002.
- [24] Fred R Holasek, Raj K Singh, Shashi Shanker. Determination of 20-in. conductor setting depth in deepwater wells in the Krishna-Godavari Basin Offshore India [R]. IADC/SPE 103667, 2006.
- [25] Dumans C F F. Quantification of the effect of uncertainties on the reliability of wellbore stability model prediction[D]. Tulsa: University of Tulsa, 1995.
- [26] Mortia Nobuo. Uncertainty analysis of borehole stability problems [R]. SPE 30502, 1995.
- [27] Sergio A B da Fontoura, Bruno B Holzberg, Édson C Teixeira, et al. Probabilistic analysis of wellbore stability during drilling [R]. SPE 78179, 2002.
- [28] Liang Q J. Application of quantitative risk analysis to pore pressure and fracture gradient prediction[R]. SPE 77354, 2002.
- [29] Dahlin A, Snaas J, Norton S. Probabilistic well design in Oman high pressure exploration wells[R]. SPE 48335, 1998.
- [30] Arild Ø, Thomas Nilsen, Malene Sandøy. Risk-based decision support for planning of an underbalanced drilling operation [R]. SPE/IADC 91242, 2004.
- [31] Cunha J C. Recent developments in risk analysis—application for petroleum engineering[R]. SPE 109637, 2007.
- [32] 柯珂, 管志川, 周行. 深水探井钻前含可信度的地层孔隙压力确立方法[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2009, 33(5): 61-67.
Ke Ke, Guan Zhichuan, Zhou Hang. An approach to determining pre-drilling formation pore pressure with credibility for deep water exploration wells[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2009, 33(5): 61-67.
- [33] 管志川, 柯珂, 路保平. 压力不确定条件下套管层次及下深确定方法[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2009, 33(4): 71-75.
Guan Zhichuan, Ke Ke, Lu Baoping. An approach to casing program design with formation pressure uncertainties [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2009, 33(4): 71-75.
- [34] Ke Ke, Guan Zhichuan. A quantitative risk analysis (QRA) method for casing point and size selection design; proceedings of the International Conference on Pipelines and Trenchless Technology 2009, Shanghai, October 18-21, 2009[C].
- [35] Guan Zhichuan, Ke Ke, Lu Baoping. A new approach for casing program design with pressure uncertainties for deepwater exploration wells[R]. SPE 130822, 2010.
- [36] 杨进, 彭苏萍, 周建良, 等. 海上钻井隔水导管最小入泥深度研究[J]. 石油钻采工艺, 2002, 24(2): 1-3.
Yang Jin, Peng Suping, Zhou Jianliang, et al. Study on the minimum drilling depth of offshore drilling riser[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2002, 24(2): 1-3.
- [37] Holasek F R. Evaluation of deepwater drilling prospects using new concepts to identify, quantify and mitigate (IQM) risks for well design[R]. IADC/SPE 74489, 2002.
- [38] Souza L F de A e, Mirza S, Xia J. The challenging design aspects of the high-pressure tieback SCRs for the K2 development in the Gulf of Mexico[R]. OTC 17564, 2005.