

修正设计系数的套管层次与下入深度设计方法

柯珂¹, 管志川², 王志远², 路保平¹

(1. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101; 2. 中国石油大学石油工程学院, 山东青岛 266580)

摘要:传统井身结构设计过程中用以确定安全钻井液密度窗口所采用的各类设计系数均采用经验或统计估算的方法,且在全井段各设计系数取值相同。对原有安全钻井液密度窗口确定准则中的部分公式和系数进行改进和修正,并提出一种修正设计系数的井身结构设计方法,新方法中各类设计系数将根据实际井条件精细计算,避免过度浪费安全窗口空间,使井身结构设计结果更为合理高效。以西非深水区块 B-1 井为例进行实例计算。结果表明,不同井段、不同井眼尺寸对各类设计系数具有明显影响,尺寸差距越大,设计系数的差异性也越大,其对井身结构设计结果的影响也越大。

关键词:深水钻井; 井身结构设计; 设计系数; 安全钻井液密度窗口; 井涌允量

中图分类号: TE 21 **文献标志码:** A

引用格式: 柯珂, 管志川, 王志远, 等. 修正设计系数的套管层次与下入深度设计方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(2): 76-82.

KE Ke, GUAN Zhichuan, WANG Zhiyuan, et al. An improved casing design method and its application in deepwater drilling [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016, 40(2): 76-82.

An improved casing design method and its application in deepwater drilling

KE Ke¹, GUAN Zhichuan², WANG Zhiyuan², LU Baoping¹

(1. Research Institute of Petroleum Engineering, SINOPEC, Beijing 100101, China;
2. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China)

Abstract: In conventional casing designs for oil and gas well drilling, all the design coefficients used for the determination of safe drilling fluid density window are defined by empirical evaluation or statistical methods, and a consistent value of each coefficient is taken for all well sections. For drilling under complicated conditions, especially in deepwater drilling and at high temperature and high pressure (HTHP) conditions or for ultra-deep wells, the safe drilling fluid density window required is much narrower, and the conventional casing design method is not appropriate. When the values of the design coefficients are taken too low, it may lead to less safe drilling conditions, but when they are too high, it can waste some safe drilling fluid window space, resulting unnecessary casing and drilling cost. In this paper, an improved casing design method was proposed, in which each design coefficient needed to be calculated and determined based on the well structure in order to optimize the safe drilling fluid density window. The new method has been applied for a case study of a deepwater well in west of Africa, and the results show that the wellbore size, depth and the drilling string size have significant influence on the determination of the design coefficients' values.

Keywords: deepwater drilling; casing design; design coefficient; safe drilling fluid density window; well kick tolerance

收稿日期: 2015-04-25

基金项目: 国家“973”课题(2010CB226706); “十二五”国家重大专项(2011ZX05021-001); 国家自然科学基金项目(51104113); 中国石化集团公司科技攻关课题(P13010)

作者简介: 柯珂(1982-), 男, 高级工程师, 博士, 研究方向为井身结构设计、深水钻井关键技术。E-mail: keke.sripe@sinopec.com。

通讯作者: 管志川(1959-), 男, 教授, 博士, 博士生导师, 研究方向为油气井力学、井下测控技术、深井超深井钻井和深水钻井。E-mail: guanzhch@upc.edu.cn。

井身结构设计是钻井工程设计的基础,是油气钻井安全高效施工的基本保证。针对不同勘探和开发阶段的油气井,目前形成了以地层岩性条件和地层压力剖面为基础资料的设计方法,包括“自上而下”(主要用于探井)、“自下而上”(主要用于开发井)以及“从中间向两边”(主要用于专封地层或井段)的设计方法^[1-5]。管志川等^[6-7]提出了考虑地层压力信息不确定条件下的井身结构设计及风险评价方法,能够对井身结构设计结果进行工程风险评价,从而提高设计结果的可靠性。但目前应用的各类井身结构设计方法中用于确定安全钻井液密度窗口所采用的各类设计系数均采用经验或统计估算的方法,且各类设计系数在全井段设计过程中取值相同。随着钻井工程地质条件逐渐复杂,尤其是深水井和高温高压井,安全钻井液密度窗口更为狭窄,采用传统方法,若各类设计系数估计值过小,会使井身结构设计结果安全性大幅降低,引发井下复杂情况,若设计系数取值过高或过于保守,则会浪费本来较为有限的安全窗口空间,造成套管层次过多,增加作业成本。笔者针对这一问题对原有安全钻井液密度窗口确定准则中的部分公式和系数进行完善和修正,并提出一种修正设计系数的井身结构设计方法,建立改进后的井身结构设计流程。

1 改进的安全钻井液密度窗口确定方法

在传统的井身结构设计方法中,确定钻井液安全密度窗口主要依赖于地层三压力剖面和6个基础设计系数(包括抽汲压力系数 S_b 、激动压力系数 S_g 、破裂压力安全系数 S_f 、井涌允量 S_k 、压差允值 Δp_n 和 Δp_a)。以下主要论述改进方法与传统方法设计系数计算和取值的区别。

1.1 传统钻井液密度约束准则

根据现有的压力约束准则^[8-9],确定井身结构设计中采用的安全钻井液密度上下限。

防井涌钻井液密度下限值 ρ_k 为

$$\rho_k = p_p + S_b + \Delta p. \quad (1)$$

防井壁坍塌钻井液密度下限值 ρ_c 为

$$\rho_c = p_c + S_b. \quad (2)$$

防压差卡钻钻井液密度上限值 ρ_{sk} 为

$$\rho_{sk} = p_p + \frac{\Delta p}{0.0098H} \quad (3)$$

防井漏钻井液密度上限值 ρ_L 为

$$\rho_L = p_f - S_g - S_f. \quad (4)$$

防井涌压井时压漏地层校核为

$$\rho_m \leq p_f - S_f - S_k \frac{H_{pmax}}{H_s}. \quad (5)$$

式中, S_b 为抽汲压力系数, g/cm^3 ; S_g 为激动压力系数, g/cm^3 ; S_f 为地层破裂压力安全增值, g/cm^3 ; S_k 为井涌允量, g/cm^3 ; Δp 为压差卡钻允值,MPa; H_{pmax} 为裸眼井段最大地层孔隙压力处的深度,m; H 为计算处井深,m; ρ_m 为此井段使用的钻井液密度值, g/cm^3 ; $\Delta \rho$ 为异常高压油气层钻井液密度安全增量, g/cm^3 ; H_s 为地层最为薄弱处深度,一般为上层套管鞋处深度,m。

研究表明^[10],在钻井过程中尤其是深水钻井或高温深井钻井,井筒中的钻井液当量静态密度(ESD)与井口测量得到的钻井液密度值存在明显差异,文献[11]中计算分析得出深水井井筒中ESD值在一定井深条件下,随水深的增加,由于受到高压低温环境的影响井下钻井液当量密度大于井口数值,若在井身结构设计中不考虑此密度值的变化,可能导致实际井底钻井液当量密度值过大,造成压漏地层复杂情况的发生;文献[12]中对某高温深井(地温梯度 $0.04\text{ }^\circ\text{C}/\text{m}$)井筒中钻井液当量静态密度随井深的变化情况进行了计算分析,结果表明井底钻井液当量静态密度受高温环境影响,井底钻井液当量静态密度明显小于井口值,若井身结构设计不考虑此变化,与深水相反,会导致实际井底钻井液当量密度小于设计值,易发生因井筒中钻井液液柱压力不足引发的井涌等复杂情况。

此外,原约束准则中没有考虑钻井过程中循环压耗对井底压力的影响,尤其在较小尺寸井眼井段,循环压耗会明显增加井筒中钻井液当量循环密度,使钻井循环过程中钻井液当量循环密度明显大于当量静态密度。若在井身结构设计中不考虑此因素的影响,可能导致实际钻井过程中井底压力大于设计值,造成压漏地层的复杂情况发生。

再者,原安全窗口约束准则中 $S_k \frac{H_{pmax}}{H_s}$ 项不尽合理,原约束准则中 S_k 表示井底或地层压力最大处发生井涌后,地层薄弱处(井深 H_s 处)钻井液当量密度因侵入流体柱产生的增加值,而用 $\frac{H_{pmax}}{H_s}$ 近似表示在关井压井过程中井筒中的地层流体运移至地层薄弱处膨胀而产生的增加值。地层流体尤其是气体在井筒中的运移变化规律已不能用简单的 $\frac{H_{pmax}}{H_s}$ 线性关系近

似表达,否则会产生较大误差,导致设计过程中过度占用安全密度窗口空间,增加套管层次和钻井成本。

综上,传统安全窗口约束准则已不能满足井身结构设计需要,尤其是安全窗口较为狭窄的深水井、深井和超深井。需要在安全钻井液密度窗口确定方法中考虑上述因素的影响,对原有准则进行改进。

1.2 改进后的约束准则

防井涌钻井液密度下限值 ρ_k :

$$\rho_k = p_p + S_b - S_m + \Delta\rho. \quad (6)$$

式中, S_m 为钻井液密度变化系数, g/cm^3 。由于钻井液在一定温度压力条件下物理性质发生变化,导致井下当量钻井液密度与井口存有差异。钻井液密度变化系数即表示井下计算深度处钻井液静态当量密度与井口钻井液密度的差值,井下钻井液密度高于井口密度时此系数取正值(深水、超深水井),低于井口密度时取负值(深井、高温井、地热井等)。

防井壁坍塌钻井液密度下限值 ρ_c 为

$$\rho_c = p_c + S_b - S_m. \quad (7)$$

防压差卡钻钻井液密度上限值 ρ_{sk} 为

$$\rho_{sk} = p_p - S_m + \frac{\Delta p}{0.0098H} \quad (8)$$

防井漏钻井液密度上限值 ρ_L 为

$$\rho_L = \min \{ \rho_1, \rho_2 \}, \quad (9)$$

$$\begin{cases} \rho_1 = p_f - S_g - S_f - S_m, \\ \rho_2 = p_f - S_c - S_f - S_m. \end{cases} \quad (10)$$

其中

$$S_c = \frac{\Delta f}{0.0098H}$$

式中, S_c 为钻井液循环摩阻系数, g/cm^3 ; Δf 为循环摩阻, MPa。

防井涌压井时压漏地层校核:

$$\rho_m \leq p_f - S_f - S_k. \quad (11)$$

式(11)中的井涌允量 S_k 表示发现井涌后压井过程中地层最为薄弱处(一般为套管鞋处)最大钻井液当量密度与平衡地层所需的钻井液密度的差值^[13],与井控中的井涌允量不同,井身结构设计中采用的井涌允量只与钻井时井涌监测手段和及时程度有关,井涌监测越及时,发现井涌时侵入井筒的流体越少,井涌允量值越小,反之则越大。深水钻井井涌允量的计算必须考虑较长节流管汇摩阻的影响。井涌允量的选取可用井筒多相流动模型计算。

2 修正设计系数的井身结构设计方法

修正设计系数的井身结构设计方法中全井段各

类设计系数不再取某一固定数值,而是先根据经验估算值设计出初步的井身结构,依次(自上而下或自下而上)以此为基础重新计算不同尺寸井段的各类设计系数。确定出新的安全钻井液密度窗口剖面,以此为基础设计出一套新的井身结构方案。以自上而下设计方法为例,介绍修正设计系数的井身结构设计方法,其设计流程如图1所示,自下而上设计方法与其类似。

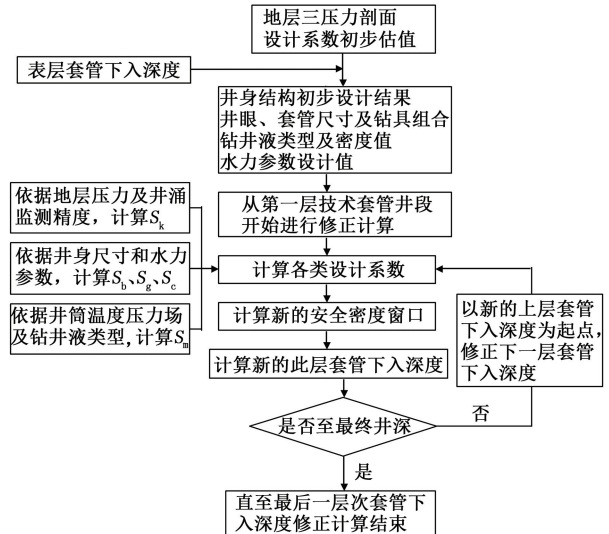


图1 修正设计系数的井身结构设计流程图

Fig. 1 Working flow of improved casing program design method

根据初步井身结构设计结果,结合设计出钻具组合及钻井液性能参数,从这一层技术套管井段开始,分别计算不同井深处的各类设计系数(钻井液循环压耗系数、钻井液密度增量、抽汲激动压力系数等)。具体流程为:

(1) 依据所选取的钻井液 PVT 模型^[14]、井筒的温度压力场^[15-16]计算出沿井眼的钻井液密度值,然后计算钻井液当量静态密度,钻井液密度变化系数计算式为

$$S_m = \rho_{ESDH} - \rho_m. \quad (12)$$

式中, ρ_{ESDH} 为计算深度处的当量钻井液静态密度, g/cm^3 ; ρ_m 为设计采用的钻井液密度值, g/cm^3 。

(2) 依据初步设计的井眼尺寸、钻具组合和钻井液类型、水力参数方案,计算此井段钻井循环压耗随井深的变化情况,从而计算出循环压耗系数,

$$S_c = \rho_{ECDH} - \rho_{ESDH}. \quad (13)$$

式中, ρ_{ECDH} 为计算深度处的当量循环钻井液密度, g/cm^3 。

(3) 同样根据第(2)步中的数据,依据钻井过程中可能采用的最大起下钻速度计算激动和抽汲压力

值,计算激动和抽汲压力系数^[17]。

(4) 依据预计的地层参数、地层压力值、井涌监测精度(发现井涌时侵入井筒的气体体积)等参数,选取常用的压井方法和井筒多相流动模型^[18],计算钻至不同井深时发生井涌关井、压井全过程中套管鞋处或地层薄弱处当量钻井液循环密度的最大值,求出不同井深位置时的井涌允量值 S_k 。若采用简化的气柱理论及司钻法,也可快速计算 S_k 值^[18]:

$$\Delta p = 0.0098\rho_d \left(\frac{p_b Z T}{p_s Z_b T_b} - 1 \right) H_g, \quad (14)$$

$$p_s = 0.0098\rho_d (H - H_s) + p_{as} + \Delta p, \quad (15)$$

$$S_k = \frac{\Delta p_g}{0.0098 H_s}. \quad (16)$$

式中, Δp_g 为溢流气体上升到 H_s 处的过压值, MPa; p_s 为 H_s 处压力, MPa; p_b 为压井过程中保持的井底压力, MPa; H_g 为当量溢流高度, m; Z 为 H_s 处压力为 p_s 时的天然气压缩因子; Z_b 为天然气井底时的压缩因子; T 为 H_s 处的温度, K; T_b 为井底温度, K。

通过式(14)、(15)迭代计算出 Δp_g , 再由式(16)计算出 S_k 。

3 实例计算分析

以西非 B-1 深水探井为例进行计算分析(自上而下设计方法),本井水深 1655 m,补心海拔 25 m,设计井深 3580 m(补心深度),地温梯度为 3 °C/100 m,海水温度场如图 2 所示,预测的地层三压力剖面如图 3 所示。主要预测砂体层位 8.2 Ma、10.5 Ma Low、12.5 Ma Low 和 18.8 Ma Low,整体深度分别为 2780 ~ 3065、3222 ~ 3416 和 3520 ~ 3580 m。

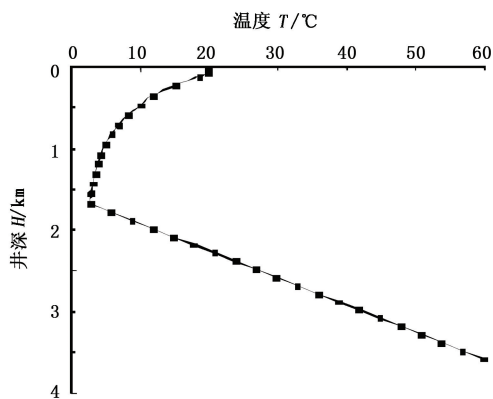


图2 海水及地层温度场剖面

Fig. 2 Formation and seawater temperature profile

各类设计系数初步估计值:抽汲压力系数 S_b 为 0.036,地层破裂压力安全增值 S_r 为 0.03,钻井液密度变化系数 S_m 为 0.01,压差卡钻允值 Δp_n (正常压

力段)为 13,激动压力系数 S_g 为 0.036,循环压耗系数 S_c 为 0.02,井涌允量 S_k 为 0.045,压差卡钻允值 Δp_n (异常压力段)为 18。初步井身结构设计方案如表 1 所示。

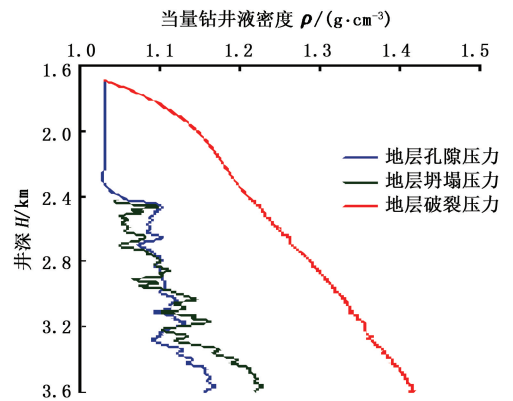


图3 预测地层三压力剖面

Fig. 3 Prediction of profile of formation pressure

表1 初步设计结果

Table 1 Initial casing program design results

井眼尺寸/mm	套管尺寸/mm	下入深度/m	钻井液类型	钻井液密度/(g·cm ⁻³)
	762.0	1758	海水	1.03
660.4	508.0	2389	海水	1.03
444.5	339.7	2835	SBM	1.13
311.2	244.5	3385	SBM	1.22
215.9	203.2	3580	SBM	1.31

根据初步设计结果,首先重新计算第一层技术套管下入深度,此层井段初步确定的钻具组合方案见表 2。钻井液方案:水基钻井液密度为 1.13 g/cm³,宾汉流体,塑性黏度为 30 mPa·s,屈服强度为 15 Pa,正常钻进排量为 50 L/s。依据这些参数计算各类设计系数。

表2 第一层技术套管层段钻具组合尺寸

Table 2 BHA of the 1st technical casing well section

名称	外径/mm	内径/mm	长度/m
钻头	444.500		0.3048
接头	228.600	88.900	0.9144
ARC 短节	209.550	71.374	7.6200
Power Pulse MWD	213.614	149.860	7.9248
扶正器	刀翼 444.5, 本体 203.2	76.200	1.8288
钻铤	203.200	73.025	9.1440
扶正器	刀翼 444.5, 本体 203.200	76.200	1.8288
钻铤	203.200	73.025	27.4320
转换接头	177.800	76.200	1.2192
加重钻杆	127.000	76.200	85.0392
震击器	165.100	57.150	9.1440
加重钻杆	127.000	76.200	47.2440
钻杆	127.000	107.950	—

井涌允量计算时采用如下参数:平台泥浆池增

量警报为 2.0 m^3 , 正常钻进排量为 50 L/s , 发现溢流到实施关井作业时间设为 1 min 。气侵速率为 $0.5 \text{ m}^3/\text{min}$, 节流管线长度为 1681 m , 2 根, 管线内径为 9.7 cm 。深水钻井压井为防止井筒中形成天然气水合物, 一般以将地层流体循环出井筒为首要目标, 普遍采用司钻法^[19]。

基于上述参数, 可以得出本井段各类井身结构设计系数随井深的变化, 结果如图 4 所示。依据新的各类设计系数, 即可得出本层次套管的新下入深度为 3015 m 。

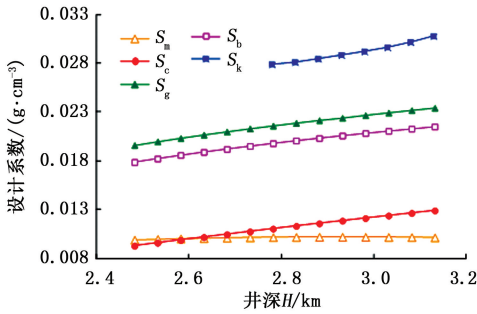


图 4 改进后的第一层技术套管的各种井身结构设计系数

Fig. 4 Improved casing program design coefficients' values of the 1st technical casing

以此类推, 以 3015 m 为新的起点, 按照上述方法计算下一井段的各类设计系数。计算结果如图 5 所示。根据图 5 的设计系数按照约束准则再次计算此井段的安全钻井液密度窗口, 设计本层次套管可直接下至设计井深 3580 m 。

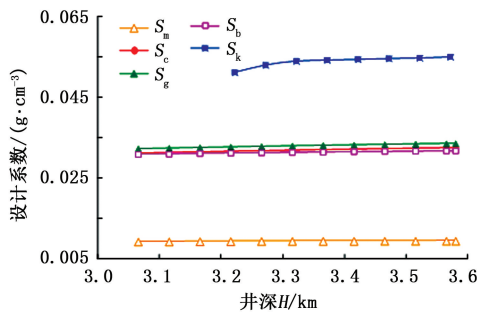


图 5 改进后的第二层技术套管的各种井身结构设计系数

Fig. 5 Improved casing program design coefficients' values for the 2nd technical casing

改进后的设计结果如表 3 所示。

通过上述计算实例可以看出, 井眼、钻具尺寸的配合情况对各类设计系数影响明显, 在大尺寸井眼井段, 抽汲与激动压力系数、循环压耗系数、井涌允量值均比初次经验预估值小, 当井眼尺寸变小时, 前

述 4 种设计系数都有明显增长。钻井液密度值变化系数在上部井段由于受到深水高压低温环境的影响, 其值较大; 而下部井段由于受到地层温度逐渐增加的影响, 降低了低温对增加钻井液密度的程度, 钻井液密度变化系数略微减小。本实例计算再次表明全井段各层次相应的井身结构设计系数不同, 设计时全井段按照相同的设计系数进行井身结构设计在上部大尺寸井段会浪费大量窗口空间, 而在下部小尺寸井段可能会因为设计系数取值过小导致设计结果安全可靠降低。

表 3 改进后的设计结果

Table 3 Improved casing program design results

井眼尺寸/mm	套管尺寸/mm	下入深度/m	钻井液类型	设计钻井液密度/($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)
	762.0	1758	海水	1.03
660.4	508.0	2389	海水	1.03
444.5	339.7	3015	SBM	1.15
311.2	244.5	3580	SBM	1.26

按照传统的约束准则及自上而下的井身结构设计方法, 设计出的井身结构设计方案如表 4 所示。

表 4 传统方法设计结果

Table 4 Conventional casing program design results

井眼尺寸/mm	套管尺寸/mm	下入深度/m	钻井液类型	钻井液密度/($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)
	762.0	1758	海水	1.03
660.4	508.0	2389	海水	1.03
444.5	339.7	2763	SBM	1.12
311.2	244.5	3372	SBM	1.21
215.9	203.2	3580	SBM	1.32

对比传统方法和改进后新方法的设计结果, 可知采用新的设计方法可以较大程度地利用安全钻井液密度窗口空间, 在不影响安全性的前提下, 节约了套管层次与钻井成本。其设计结果与本井实际井身结构(表 5)吻合度较好, 且实际施工过程中未出现因井身结构方案而引发的井下复杂情况, 表明使用本方法进行井身结构设计是可行合理的。同时也说明, 对于安全钻井液密度窗口较为狭窄的井, 设计系数取值对设计结果有明显影响, 直至套管层次的变化。

表 5 井身结构最终设计结果与实际井身结构对比

Table 5 Comparison of actual casing program and design results

井眼尺寸/mm	套管尺寸/mm	设计下入深度/m	实际下入深度/m	钻井液密度/($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)
	762.0	1758	1763	1.03
660.4	508.0	2389	2383	1.03
444.5	339.7	3015	3101	1.13 ~ 1.17
311.2	244.5	3580	3555	1.25 ~ 1.30

4 结 论

(1) 井身结构设计须考虑井筒温度压力环境对井下钻井液密度及当量静态钻井液密度的影响,须考虑钻井过程中循环压耗对井底压力的影响。引进钻井液密度变化系数和循环压耗系数使安全钻井液密度窗口约束准则更为精细准确。循环压耗系数除了受温度压力场、钻井液性能影响外,主要受井眼尺寸影响较大,在上部大尺寸井眼井段,其系数值较小;而在下部井眼尺寸较小井段,循环压耗系数值增加明显。

(2) 井身结构设计中井涌允量的含义与井控过程中常采用的井涌允量的概念有所差别。在相同井涌监测精度条件下,井涌允量受到环空尺寸影响明显,在上部大尺寸井段,井涌允量值明显小于常规设计采用的 $0.04 \sim 0.045 \text{ g/cm}^3$,而在下部井段,井涌允量值迅速增加,预计在 215.9 mm 甚至更小井眼井段其值将明显大于常规经验取值。

(3) 各类设计系数沿井深及井眼尺寸的变化不同,并且变化明显,按照全井段设计系数取相同数值的方法会给设计结果带来误差,上部大尺寸井段会额外减小安全窗口空间,若采用自上而下设计方法,会额外减少套管下入深度,甚至增加套管层次;而在下部小井眼层段,则会额外扩大安全窗口空间,使设计结果风险增加,安全性能降低。对于安全窗口较为狭窄的井,设计系数的少量变化也会对设计结果产生明显影响,甚至改变套管层次。采用修正设计系数的套管层次与下入深度设计方法,能够更合理地确定安全窗口并有效利用,提高设计结果的可靠性。

(4) 可根据不同尺寸配合和主要的钻井液类型制定相应的设计系数图版,这样采用本方法可以更加快捷,节省大量计算工作量。

致谢 感谢中国石化集团国际石油勘探开发公司工程部、尼日利亚分公司提供本井相关数据,并允许此文发表。

参考文献:

[1] 管志川,李春山,周广陈,等. 深井超深井钻井井身结构设计方法[J]. 石油大学学报(自然科学版),2001,25(6):42-44.
GUAN Zhichuan, LI Chunshan, ZHOU Guangchen, et al. A method for designing casing program in deep and super-deep wells [J]. Journal of the University of Petro-

um, China (Edition of Natural Science), 2001, 25(6):42-44.
[2] 侯喜茹,柳贡慧,仲文旭,等. 井身结构设计必封点综合确定方法[J]. 石油大学学报(自然科学版),2005,29(4):52-55.
HOU Xiru, LIU Gonghui, ZHONG Wenxu, et al. Comprehensive determination method of setting position for casing program design[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2005, 29(4):52-55.
[3] 刘绘新,张鹏,熊友明. 合理井身结构设计的新方法研究[J]. 西南石油学院学报,2004,26(1):19-22.
LIU Huixin, ZHANG Peng, XIONG Youming. A new method of well structure design by salt rock creep pressure profile[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2004, 26(1):19-22.
[4] PHILIPPE J. Innovative design method for deepwater surface casings[R]. SPE 77357,2002.
[5] BAKER J W. Wellbore design with reduced clearance between casing strings[R]. SPE/IADC 37615,1997.
[6] 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.
[7] LIANG Q J. Application of quantitative risk analysis to pore pressure and fracture gradient prediction[R]. SPE 77354,2002.
[8] 管志川,陈廷根. 钻井工程基础理论与技术[M]. 东营:石油大学出版社,2000:251-254.
[9] 柯珂. 深水钻井套管层次与下入深度确定方法[D]. 青岛:中国石油大学,2010:110-111.
KE Ke. Casing program design method for deepwater drilling[D]. Qingdao: China University of Petroleum, 2010:110-111.
[10] 赵胜英,鄢捷年,舒勇,等. 油基钻井液高温高压流变参数预测模型[J]. 石油学报,2009,30(4):603-606.
ZHAO Shengying, YAN Jienian, SHU Yong, et al. Prediction model for rheological parameters of oil based drilling fluids at high temperature and high pressure[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(4):603-606.
[11] 管志川. 温度和压力对深水钻井油基钻井液液柱压力的影响[J]. 石油大学学报(自然科学版),2003,27(4):48-52.
GUAN Zhichuan. Effect of temperature and pressure on fluid column pressure of wellbore drilling fluid in deep

- water drilling with oil based drilling fluid[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2003, 27(4): 48-52.
- [12] 赵胜英. 高温高压条件下钻井液当量循环密度预测新方法[D]. 北京: 中国石油大学, 2009: 53-55.
ZHAO Shengying. Investigation of a novel method for predicting equivalent circulating density of drilling fluids at high temperature and high pressure[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2009: 53-55.
- [13] 郝俊芳. 如何计算井涌允量[J]. 西南石油学院学报, 1983, 5(3): 45-50.
HAO Junfang. How to calculate kick tolerance[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 1983, 5(3): 45-50.
- [14] Jr MCMORDIE W E, BLAND R G, HAUSER J M. Effect of temperature and pressure on the density of drilling fluids[R]. SPE 11114, 1986.
- [15] HASAN A R, KABIR C S. Fluid flow and heat transfer in wellbore[M]. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineering, Inc, 2002: 7-11.
- [16] 高永海, 孙宝江, 王志远, 等. 深水钻探井井筒温度场的计算与分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2008, 32(2): 58-62.
GAO Yonghai, SUN Baojiang, WANG Zhiyuan, et al. Calculation and analysis of wellbore temperature field in deepwater drilling[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2008, 32(2): 58-62.
- [17] 樊洪海. 起下钻时井眼内动态波动压力的预测[J]. 石油大学学报(自然科学版), 1995, 19(5): 36-41.
FAN Honghai. Prediction for wellbore dynamic surge pressure while tripping a drill pipe[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 1995, 19(5): 36-41.
- [18] 孙宝江. 石油天然气工程多相流动[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2013: 162-164, 309.
- [19] 王志远, 孙宝江, 高永海, 等. 深水司钻法压井模拟计算[J]. 石油学报, 2008, 29(5): 786-790.
WANG Zhiyuan, SUN Baojiang, GAO Yonghai, et al. Simulation computation of well killing with deepwater driller's method[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(5): 786-790.

(编辑 李志芬)