

大位移井顶替效率最优的套管居中度设计方法

步玉环¹, 张大千^{1,2}, 郭权庆¹

(1. 中国石油大学石油工程学院, 山东青岛 266580; 2. 中海油能源发展股份有限公司天津人力资源服务分公司, 天津 300452)

摘要:在实际井眼中,由于存在重力效应,造成套管偏心的形式有两种:一是套管贴向下井壁的整体偏心;二是扶正器间的套管屈曲变形产生的局部偏心。这两种偏心都极大地影响套管的居中度,在大位移井中体现得更为明显。在分析 SY/T 5334—1996 中居中度标准由来的基础上,得出目前国内采用套管居中度标准的局限性,引入最优顶替效率情况下的极限偏心距理论,建立极限偏心距条件下的套管居中度计算模型,并分析各因素对套管居中度的影响规律,提出利用极限偏心距理论和国标对大位移井套管居中度进行综合优化设计的思想,提高大位移井的套管居中度,满足水泥浆的顶替效率需求。结果表明:适当提高水泥浆动切力、降低钻井液动切力及提高水泥浆与钻井液的密度差的方法可以弥补井斜角对套管居中度的要求,但在 90°的水平井段改变密度差的方法不适用。

关键词:大位移井;套管居中度;顶替效率;套管偏心;极限偏心距

中图分类号:TE 256 **文献标志码:**A

引用格式:步玉环,张大千,郭权庆. 大位移井顶替效率最优的套管居中度设计方法[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2015,39(2):53-57.

BU Yuhuan, ZHANG Daqian, GUO Quanqing. A method for casing-centralizing design in extended-reach wells with optimized cement displacement efficiency [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(2):53-57.

A method for casing-centralizing design in extended-reach wells with optimized cement displacement efficiency

BU Yuhuan¹, ZHANG Daqian^{1,2}, GUO Quanqing¹

(1. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;

2. CNOOC Energy Technology & Services-Human Resources Company, Tianjin 300452, China)

Abstract: In an actual wellbore, two forms of casing eccentricities can develop due to the gravity effect. One is the overall eccentricity where the casing approaches downward toward the wellbore wall, and the other is partial eccentricity that is engendered due to the bending of casing between the adjacent centralizers. Both forms of the eccentricities can adversely affect the degree of the casing centralization, and this effect is much pronounced in an extended-reach well. The limitations of the current casing centralization standard were analyzed on the basis of the calculation method in SY/T 5334—1996 (the industry's standard). An improved method was proposed for the casing's centralization design in extended-reach wells, which can increase both of the degree of casing centralization and the displacement efficiency of cement. The model was built under the condition of the ultimate eccentricity, and then the influential parameters were analyzed. The results show that the centralized positioning of casing can be assured in extended-reach wells by properly improving the dynamic shear force of cement slurry while reducing that of drilling fluid, and increasing the density difference of the two fluids. However, the method of adjusting density difference between cement slurry and drilling fluid is not applicable for the wells with the deviation angle of 90 degrees (i. e. in horizontal wells).

收稿日期:2014-12-24

基金项目:国家“863”计划项目(2012AA091501);“海洋油气井钻完井理论与工程”创新团队项目(IRT1086);中国石油大学(华东)研究生创新工程项目(CX2013013)

作者简介:步玉环(1966-),女,教授,博士,主要从事油气井工程方面的教学与科研工作。E-mail:buyuhuan@163.com。

Keywords: extended-reach wells; casing center degree; displacement efficiency; casing eccentric; ultimate eccentricity

通过提高固井时水泥浆的顶替效率改善固井质量一直是研究人员努力研究的方向^[1-2]。大位移井固井过程中,套管的偏心即套管的居中度极大影响着注水泥的顶替效率。套管居中度差,易形成宽窄不一的环空间隙,使窄间隙处的钻井液流动速度低于宽间隙处的流动速度,造成窄间隙处顶替不完全或完全不顶替。研究结果^[3]显示,在套管居中度大于80%时水泥浆顶替效率可超过95%,而套管居中度为50%时水泥浆顶替效率仅为70%,极大影响固井质量^[4-5]。如何提高套管的居中度一直是亟待解决的问题,特别是近年来大位移井、水平井技术发展迅速,重力效应造成的套管偏心问题在大位移井或水平井中更加突出,而旧的套管居中度设计理论并没有考虑这种影响。针对套管偏心国内外学者做过大量研究,套管偏心越严重,水泥浆达到紊流的临界排量越大,窄边浆体越难以流动,越容易造成钻井液窜槽,形成不均匀顶替^[7]。为提高水泥浆顶替效率和固井质量,笔者对套管的偏心距进行研究并确定合理的居中度范围。

1 目前采用的套管居中度标准及其局限性

套管居中度描述的是套管轴线与井眼轴线之间的位置关系,如图1所示。当居中度为100%时,套管轴线与井眼轴线完全重合,此时的水泥浆顶替效率最好;当居中度为0时,套管贴靠在井壁上,此时的水泥浆顶替效率最差^[5-6]。

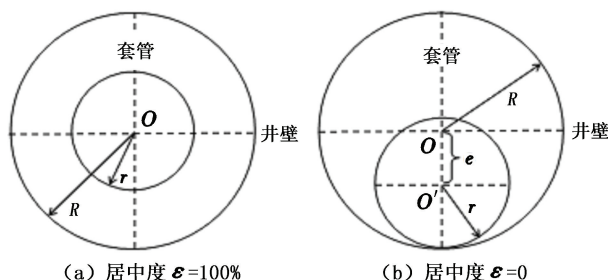


图1 套管居中度示意图

Fig. 1 Sketch map of casing center degree

图1中套管居中度 ε 表达式为

$$\varepsilon = \frac{R-r-e}{R-r} \quad (1)$$

式中, R 和 r 分别为井眼半径和套管外半径,m; e 为偏心距,m。

由式(1)可见,在井眼半径和套管外半径一定

的条件下,套管居中度主要取决于偏心距,偏心距越大居中度越小。

在中华人民共和国石油天然气行业标准SY/T 5334—1996^[8]中对套管扶正器安放间距确定原则做了明确规定:

$$\text{套管最大偏心距小于或等于套管许可偏心距,} \\ e_{\max} \leq [e]; \quad (2)$$

$$\text{在安装间距设计计算时取临界条件,} \\ e_{\max} = [e]; \quad (3)$$

套管许可偏心距建议取值为同心环空间隙的1/3,

$$[e] = u/3 = (D-d)/6. \quad (4)$$

其中

$$u = (D-d)/2.$$

式中, e_{\max} 为套管最大偏心距,m; $[e]$ 为套管许可偏心距,m; D 为井眼直径,m; d 为套管外直径,m; u 为同心环空间隙,m。

联立式(1)、(3)和(4)可求出套管居中度标准为

$$\varepsilon = \frac{R-r-e}{R-r} = \frac{(D-d)/2 - (D-d)/6}{(D-d)/2} \approx 67%. \quad (5)$$

这就是中国采用的套管居中度标准大于67%的由来,而道威尔-斯伦贝谢公司提出的套管居中度标准是大于70%。目前各主要石油国没有统一的套管居中度标准,与国外相比较,大于67%的套管居中度标准过于宽松,计算过程中考虑的影响因素单一。大量试验结果表明,套管居中度不仅与井斜角有关,还与套管内外的液体密度差以及水泥浆、钻井液的动切力等因素有关^[7],综合考虑这些因素,合理进行套管居中度设计才能满足大斜度井、大位移井以及水平井的固井质量需求。

2 极限偏心距理论

极限偏心距理论^[9]是以大位移井注水泥层流顶替理论模型为基础,假设水泥浆和钻井液在套管和井壁之间的流动是平板流,如图2(θ 为井斜角, $^\circ$); h 为偏心环空间隙宽度,m; a 为偏心环空中水泥浆顶替界面宽度的1/2,m)所示。

同时结合水泥浆和钻井液满足的宾汉流变模式,参考壁面无滑移条件和界面处的应力耦合条件^[10-11],推导出的水泥浆顶替钻井液的速度分布公式为

$$v_s = \frac{1}{2\eta_s} \left(\frac{\partial p}{\partial z} + \rho_s g \cos \theta \right) (y^2 - a^2) + \frac{\tau_s}{\eta_s} (y - a) +$$

$$\frac{1}{2\eta_m} \left(\frac{\partial p}{\partial z} + \rho_m g \cos \theta \right) \left[a^2 - \left(\frac{h}{2} \right)^2 \right] + \frac{\tau_m}{\eta_m} \left(a - \frac{h}{2} \right) + \frac{1}{\eta_m} (\rho_s - \rho_m) g a \cos \theta \left(a - \frac{h}{2} \right), \quad (6)$$

$$v_m = \frac{1}{2\eta_m} \left(\frac{\partial p}{\partial z} + \rho_m g \cos \theta \right) \left[y^2 - \left(\frac{h}{2} \right)^2 \right] + \frac{\tau_m}{\eta_m} \left(y - \frac{h}{2} \right) + \frac{1}{\eta_m} (\rho_s - \rho_m) g a \cos \theta \left(y - \frac{h}{2} \right). \quad (7)$$

式中, v_s 和 v_m 分别为环空中某一间隙处水泥浆和钻井液的轴向流速, m/s; τ_s 和 τ_m 分别为水泥浆和钻井液的动切力, Pa; ρ_s 和 ρ_m 分别为水泥浆和钻井液的密度, kg/m³; η_s 和 η_m 分别为水泥浆和钻井液的塑性黏度, Pa·s; $\partial p/\partial z$ 为压力梯度, Pa/m; g 为重力加速度。

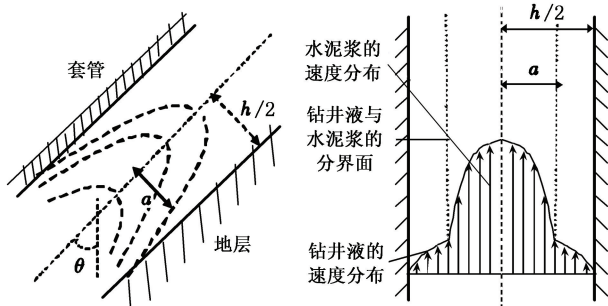


图2 水泥浆对钻井液的顶替流动示意图

Fig.2 Sketch map of cement slurry displace drilling fluid

以宽间隙处水泥浆开始流动所需压力梯度大于或等于窄间隙处钻井液开始流动的压力梯度为理论依据,并结合当环空宽间隙完全充满水泥浆和环空窄间隙完全充满钻井液时得到的水泥浆流动速度,以及宽窄间隙与环空间隙之间的关系推导得出:

$$(\rho_s - \rho_m) g \cos \theta h_{\min} - 4 \left[\tau_s + \tau_m + \frac{1}{2} (\rho_s - \rho_m) g \cos \theta (R - r) \right] h_{\min} + 8\tau_m (R - r) \geq 0. \quad (8)$$

式中, h_{\min} 为偏心环空窄间隙极限宽度, m。

取式(8)等于零的情况,且井斜角不为 90°, 经过变换处理可以得到满足水泥浆顶替效率的偏心环空窄间隙极限宽度的计算公式为

$$h_{\min} = R - r + \frac{2(\tau_s + \tau_m)}{(\rho_s - \rho_m) g \cos \theta} - \sqrt{(R - r)^2 + \left[\frac{2(\tau_s + \tau_m)}{(\rho_s - \rho_m) g \cos \theta} \right]^2 + \frac{4(\tau_s - \tau_m)(R - r)}{(\rho_s - \rho_m) g \cos \theta}}. \quad (9)$$

式(9)适合于除水平井以外的任意井斜角情况下的偏心环空窄间隙极限宽度的计算。

同理,对于水平井段,将 $\theta = 90^\circ$ 带入式(8)中化简即可得到水平井段的偏心环空窄间隙极限宽度的

计算式为

$$h_{\min} = \frac{2\tau_m}{\tau_m + \tau_s} (R - r). \quad (10)$$

对比式(9)和(10)可以发现,水平井段的偏心环空窄间隙极限宽度的计算少了水泥浆与钻井液密度差的影响,这是因为在水平井中,重力作用在井眼的径向方向上,增大水泥浆与钻井液之间的密度差对窄间隙钻井液的顶替作用不明显。

式(9)中各参数同式(10),则极限偏心距 e 为

$$e = R - r - h_{\min}. \quad (11)$$

根据水泥浆和钻井液的性能参数以及井眼环空条件,通过极限偏心距模型确定环空窄间隙处钻井液可以被替走时的偏心环空极限偏心距。极限偏心距的定量计算有利于指导大斜度井和水平井下套管时扶正器的安放间距设计,使套管下入之后的环空最窄间隙不低于偏心环空极限最窄间隙。该方法将井斜角、套管内外液体的密度差以及水泥浆、钻井液的动切力等因素对套管偏心的影响都考虑在内,更接近于套管的实际工况。

3 以极限偏心距理论为依据的套管居中度优化设计

套管居中度极大地影响着水泥浆的顶替效率,因此对其合理计算尤为重要。在目前中国采用的标准中对套管居中度的计算仅考虑了套管与井眼尺寸两个因素,忽略了其他影响套管居中度的因素,居中度标准与国外相比较低,不能完全适应大位移井、水平井等复杂多变的井下环境。为此,笔者将极限偏心距理论引入居中度的设计中,这样就可以设计出满足不同井斜角、不同水泥浆和钻井液配置、不同套管和井眼尺寸配合的居中度标准,以满足大位移井、水平井的发展需求。

联立式(1)和(11)可得

$$e = \frac{h_{\min}}{R - r}, \quad (12)$$

不同井斜角条件下的 h_{\min} 根据式(9)和式(10)计算得到。

通过式(9)和(10)可以看出,影响偏心环空窄间隙极限宽度的因素主要有井眼和套管尺寸配合、钻井液和水泥浆密度差、钻井液和水泥浆动切力以及井斜角,由于套管尺寸和井眼尺寸的配合已经系列化,也就是说套管层次和每层套管的下入深度确定之后,相应的套管尺寸和井眼直径也就确定了^[12]。现场一般不会通过改变套管尺寸和井眼直

径差值的方法来增大偏心环空间隙极限宽度,主要分析后3种因素对套管居中度的影响。

3.1 井斜角

为了更直观地分析套管居中度随井斜角的变化,采用表1数据计算极限偏心距理论下的套管居中度,并将其数据绘制成井斜角从0°到90°时的变化曲线,如图3所示。

表1 井斜角计算数据

Table 1 Calculation data of deviation angle

编号	井眼直径 D/mm	套管外径 d/mm	水泥浆密度 $\rho_s / (\text{kg} \cdot \text{m}^{-3})$	钻井液密度 $\rho_m / (\text{kg} \cdot \text{m}^{-3})$	水泥浆动切力 τ_s / Pa	钻井液动切力 τ_m / Pa
1	215.9	177.8	1500	1200	11	8.5
2	241.3	196.9	1800	1300	16	10

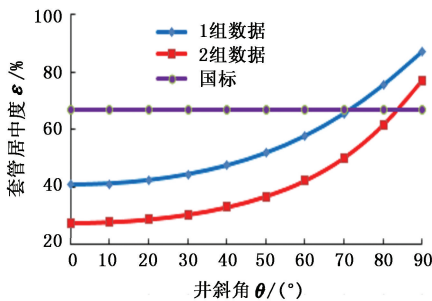


图3 套管居中度与井斜角关系

Fig. 3 Relationship between casing center degree and deviation angle

图3中曲线对应表1中的第1、2两组数据,横线是67%的国家标准。从图3中可以看出,井斜角对套管居中度的影响非常显著,井斜角越大,满足水泥浆顶替效率的居中度要求越高,而国标中并未考虑井斜角对居中度的影响。

3.2 钻井液和水泥浆动切力

同理,为了分析钻井液和水泥浆动切力对套管居中度的影响,采用表2数据,固定井斜角计算极限偏心距理论下的套管居中度,套管居中度与动切力的关系如图4所示。

表2 动切力计算数据

Table 2 Calculation data of dynamic shears force

编号	井眼直径 D/mm	套管外径 d/mm	水泥浆密度 $\rho_s / (\text{kg} \cdot \text{m}^{-3})$	钻井液密度 $\rho_m / (\text{kg} \cdot \text{m}^{-3})$	水泥浆动切力 τ_s / Pa	钻井液动切力 τ_m / Pa
1	215.9	177.8	1500	1200	11~18	8.5
2	215.9	177.8	1500	1200	11	3~10

由图4可以看出,水泥浆动切力越大,对套管居中度的要求越低;钻井液的动切力越大,对套管居中度的要求越高。由此可见,条件允许的情况下,可以

通过增大水泥浆动切力与减小钻井液的动切力来降低对套管居中度的要求。但是,增加水泥浆的动切力会造成循环摩阻增大,减小钻井液的动切力不利于钻井液的浆体稳定和悬浮岩屑,因而也需要进行综合考虑,确保施工的安全。

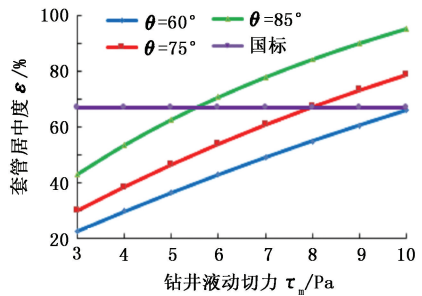
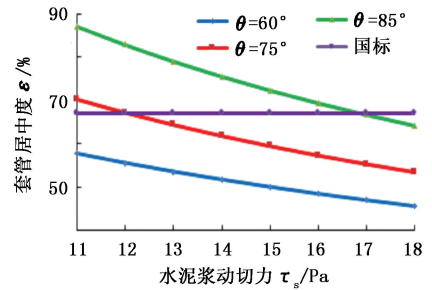


图4 套管居中度与动切力关系

Fig. 4 Relationship between casing center degree and dynamic shears force

3.3 水泥浆与钻井液密度差

为了分析密度差对居中度的影响,取密度差从200 kg/m³增加到700 kg/m³,采用井眼直径215.9 mm,套管外径177.8 mm,水泥浆和钻井液动切力分别为11和8.5 Pa进行计算,得出极限偏心距理论下的套管居中度,绘制出不同井斜角情况下密度差与居中度的关系曲线,如图5所示。

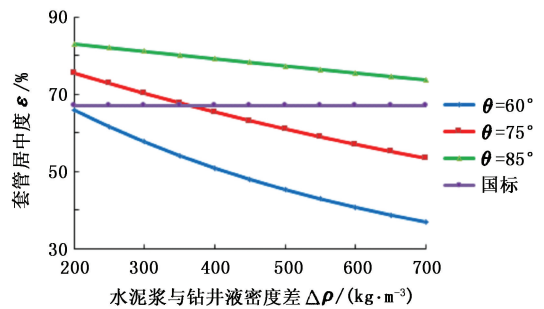


图5 套管居中度与水泥浆和钻井液密度差的关系
Fig. 5 Relationship between casing center degree and density difference of cement slurry and drilling fluid

从图5可以看出,在大斜度井及小于90°的水平井中,水泥浆与钻井液的密度差越大,对套管居中度的要求越低。条件允许的情况下,可以增大水泥浆与钻井液之间的密度差,降低对套管居中度的要求。由

于增大密度差会导致水泥浆与钻井液掺混的风险增加,因而密度差也不宜过大,以确保施工的安全。

考虑井斜角为 90° 条件下,重力作用在井眼的径向方向上,增大水泥浆与钻井液之间的密度差,对窄间隙钻井液的顶替没有作用^[9],该规律不适合于 90° 的水平井。

通过以上分析可以得出,在大斜度井及小于 90° 的水平井中,井斜角越大,对套管居中度的要求越高,条件允许的情况下,适当提高水泥浆动切力、降低钻井液动切力以及提高水泥浆与钻井液的密度差可以有效降低对套管居中度的要求。相比而言,利用极限偏心距计算的套管居中度,考虑的影响因素更为全面,得出的结果更具说服力,并且更灵活、可控,但变化幅度较大。

套管居中度的优化设计方法为:以极限偏心距理论为依据的套管居中度设计为前提,当计算结果小于目前国内采用的套管居中度标准时,采用67%的国家标准,否则就采用极限偏心距理论的计算结果作为标准。这样就能充分保证套管具有足够高的居中度,有效地提高固井质量。以此方法设计出的套管居中度即为套管最小许可居中度。

4 结 论

(1)引入以层流顶替模型为基础的极限偏心距理论,建立极限偏心距理论下的套管居中度计算模型。利用极限偏心距和国标对套管居中度进行综合优化设计,可确定合理的套管居中度。

(2)井斜角越大在大斜度井及小于 90° 的水平井的下套管作业中保证良好顶替效率的套管居中度要求越高。可采用适当提高水泥浆动切力、降低钻井液动切力及提高水泥浆与钻井液的密度差的方法,弥补井斜角对套管居中度的要求。在 90° 的水平井段,改变密度差的方法不适用。

参考文献:

[1] 廖华林,李根生,易灿,等.水力脉冲振动注水泥装置的设计与试验[J].中国石油大学学报:自然科学版,2008,32(1):47-50.
LIAO Hualin, LI Gensheng, YI Can, et al. Design and experiment on hydraulic pulse vibration generator for cementing[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2008,32(1):47-50.

[2] 高永海,孙宝江,赵欣欣,等.前置液流变性对顶替界面稳定性影响的数值模拟[J].中国石油大学学报:自

然科学版,2008,31(6):51-54.

GAO Yonghai, SUN Baojiang, ZHAO Xinxin, et al. Numerical simulation on influence of rheological property of front fluid on stability of cement displacement interface [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2008,31(6):51-54.

[3] NELSON E B. Well cementing[M]. Sugar Land, TX: Schlumberger Dowell, 2006.

[4] 丁宝刚,李国庆,姜文勇,等.套管居中设计与校核[J].石油钻探技术,2009,37(1):58-61.

DING Baogang, LI Guoqing, JIANG Wenyong, et al. Casing centralization design and check [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(1): 58-61.

[5] 连吉弘,康建平.大位移井固井技术分析[J].长江大学学报:自然科学版,2010,7(1):205-206,211.

LIAN Jihong, KANG Jianping. The cementing technical analysis of extended-reach well [J]. Journal of Yangtze University (Edition of Natural Science), 2010,7(1): 205-206,211.

[6] LIDIA G, ANDREW P, NICOLAS F. Comparing soft-string and stiff-string methods used to compute casing centralization[R]. SPE/IADC 163424, 2013.

[7] 刘勇.大位移井套管扶正器安放间距新模型研究[D].成都:西南石油大学石油工程学院,2008.

LIU Yong. The research for the new model of casing centralizer spacing in extended-reach wells [D]. Chengdu: College of Petroleum Engineering in Southwest Petroleum University, 2008.

[8] 中国石油天然气总公司. SY/T 5334—1996 套管扶正器安放间距计算方法[S].北京:石油工业出版社,1996.

[9] 陈家琅,刘永建.固井偏心环空最窄间隙的极限允许宽度[J].大庆石油学院学报,1987,4:17-22.

CHEN Jialiang, LIU Yongjian. Ultimate width of the narrowest annular gap in eccentric annulus [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 1987,4:17-22.

[10] 廖华林,李根生,张树坤.小井眼层流注水泥顶替机理分析[J].石油钻探技术,2003,31(6):30-32.

LIAO Hualin, LI Gensheng, ZHANG Shukun. Theoretical analysis of cementing displacement mechanics of laminar flow for slim-hole [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2003,31(6):30-32.

[11] 陈家琅,刘永建,岳湘安.钻井液流动原理[M].北京:石油工业出版社,1997:332-341.

[12] 陈庭根,管志川.钻井工程理论与技术[M].东营:石油大学出版社,2000.

(编辑 李志芬)