

深水井控中节流管线摩阻分析及压井方法

张曙辉¹ 刘瑞文¹ 王介玉² 杨海英²

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东东营 257061; 2. 吉林石油集团有限责任公司经营与资本运营部, 吉林松原 138000)

摘要: 在海洋深水钻井中, 防喷器组一般安装在海底, 当发生井涌进行压井作业时, 由于节流管线较长、内径较小, 钻井液在节流管线内存在高摩阻损失, 作用在井底的压力往往大于地层的破裂压力, 从而引起压井过程的复杂化, 甚至造成压井作业的失败。介绍了一种新的压井方法——附加流量法, 在返出的节流管线流体中混入低密度流体, 降低节流管线内流体的粘度和密度, 从而实现安全压井; 详细介绍了压井方法和步骤。数据分析表明, 通过对压井参数进行优化选择能够降低节流管线中的压耗。

关键词: 深水; 压井; 节流管汇; 摩阻损失

中图分类号: TE28 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890 (2006) 05-0028-02

近几年来, 随着世界各地深水钻井勘探作业范围的不断扩大, 作业水深也不断增加, 深水井控问题也越来越突出, 其中一个重要的问题是节流管线中摩阻产生的回压效应^[1]。与隔水管连接的节流管线内径通常为 63.5~114.3 mm^[2], 长度可达 1 000~2 000 m (视水深而定), 井控作业中, 当流体流过管线时, 在海底防喷器组和节流管线之间的管线及其组合的排列限制了流体的流动。由于流体本身的和在管线壁上的摩擦阻力, 这种限制引起了巨大的压力损失, 而且水越深, 节流管线越长, 摩擦损失的节流效应越大^[1]。这种节流效应增加了对井壁的额外回压, 对此必须补偿, 否则, 会出现地层破裂及井漏。为此, 在现有压井理论和方法的基础上, 国外提出了一种适合深水井控环境的压井方法——附加流量法^[1]。

1 附加流量法原理

停钻关井后, 同时泵入两种流体: 一是通过钻杆正常泵入压井液; 二是通过压井管线, 在海底防喷器组位置泵入低密度流体。这两种流体在防喷器位置混合后由节流管线返出。注入的低密度流体必须具有密度尽可能低、粘度低、能跟钻井液相容及相对于钻井液具有低流变性的特性^[2], 以确保混合流体具有低密度和低粘性, 从而减小节流管线中钻井液返回的总压降。

2 压井过程

压井过程类似于传统的司钻法, 分两个循环周, 第一循环周用原钻井液循环排出井内受污染钻井液;

第二循环周循环泵入压井液。

1) 第一循环周。关四通下面的防喷器, 记录关井立管压力 p_{sp} ; 关四通上面的防喷器, 从压井管线泵入低密度流体, 直到流体全部注满节流管线, 关节流阀; 开四通下面的防喷器, 记录关井套压 p_a ; 开始以压井泵速泵入原始钻井液, 并记录初始立管总压力 p_{Ti} ; 从压井管线开始泵入低密度流体, 同时调节节流阀使立管总压力约等于 p_{Ti} ; 保持钻井液泵入速度和低密度流体泵入速度不变, 调节节流阀保持 p_{Ti} 不变, 直到溢流排出; 关井, 记录此时的套管压力 p_{af} ($p_{sp} \leq p_{af}$), 此时节流管汇中充满了钻井液和低密度流体的混合物。

2) 第二循环周。开钻井泵, 以压井泵速泵入压井液; 同时开泵注入低密度流体, 调节节流阀保持套压 p_{af} 不变; 一旦压井液到达钻头, 调节节流阀保持终了立管总压力 p_{Ti} 不变; 一旦压井液返出到防喷器位置, 关闭下层闸板防喷器, 用压井液取代压井管线和节流管线中的流体; 打开下层防喷器, 检查压井情况; 用压井液取代隔水管中的钻井液。

3 摩阻损耗计算

3.1 计算公式

1) 混合流体密度为:

收稿日期: 2005-12-30; 改回日期: 2006-06-02

作者简介: 张曙辉(1979—), 男, 山东滨州人, 2001年毕业于山东理工大学计算机科学与技术学院, 在读硕士研究生。

联系电话: (0546) 7391982

$$\rho_m=\frac{\rho_d+\rho_f\gamma}{1+\gamma}\tag{1}$$

式中, γ 为低密度流体排量比率, $\gamma=Q_f/Q_d$; ρ_d 为钻井液密度, kg/L; ρ_f 为低密度流体密度, kg/L; Q_d 为钻井液排量, L/s; Q_f 为低密度流体排量, L/s。

2) 假设钻井液和低密度流体均属于宾汉流体管流模式, 雷诺数计算公式^[3]:

$$Re=\frac{\rho d_c v}{\eta\left(1+\frac{\tau_o d_i}{6\eta v}\right)}\tag{2}$$

式中, v 为流体的平均流速, m/s; d_i 为管路内径, mm; τ_o 为动切应力, Pa; η 为塑性粘度, Pa·s。

3) 管流压耗计算公式^[3]为:

$$\Delta p_d=\frac{f\rho_dLv^2}{2d_i}\tag{3}$$

式中, f 为管路摩阻系数, 层流时, $f=64/Re$; 紊流时, $f=0.125/\sqrt[6]{Re}$; L 为管线长度, m。

3.2 数据计算

假定水深为 985 m, 节流管线长度 $L=1\ 000$ m, 钻井液密度 $\rho_d=1.45$ kg/L, 低密度流体是油基乳化剂, 密度 $\rho_f=0.8$ kg/L。为了验证该方法的有效性, 选取三组不同的 γ 值 (0、0.2 和 0.4) 和不同的内径尺寸 (75.2、88.9 和 101.6 mm), 通过试验测量动切应力 τ_o 、塑性粘度 η 和设定不同排量的 Q_d 、 Q_f , 于是得到三组不同的 Δp_{cl} 值 (见表 1)。

3.3 结果分析

从表 1 中 $\phi 75.2$ mm 节流管线所对应数据可以看出, 对于小内径的节流管线, 即使采用较低排量也容易造成紊流, 采用附加流量法压耗反而增大了。 $\phi 88.9$ mm、 $\phi 101.6$ mm 节流管线所对应数据, 很好地反映了因排量变化引起流态变化的现象。但是使用大内径的节流管线, 加入低密度流体后, 管线中流量虽然增大了, 却由于流体密度、粘度的改变, 管线压耗反而降低了。随着排量不断增大, 一旦流态变为紊

流, 压耗迅速增大。当管径尺寸固定时, 存在最优的钻井液排量和低密度流体排量比组合, 使节流管线的压耗最小。

表 1 不同条件下的节流管线压耗

条件	排量/L·s ⁻¹			不同直径节流管线压耗/MPa		
	钻井液	低密度流体	总排量	75.2 mm	88.9 mm	101.6 mm
1	5.0		5.0	0.92	0.72	0.60
	8.0		8.0	1.03	0.78	0.64
	10.0		10.0	1.56	0.82	0.66
	12.0		12.0	2.13	1.05	0.68
2	5.0	1.0	6.0	0.65	0.50	0.41
	8.0	1.6	9.6	1.28	0.63	0.44
	10.0	2.0	12.0	1.88	0.92	0.46
	12.0	2.4	14.4	2.59	1.26	0.69
3	5.0	2.0	7.0	0.64	0.30	0.25
	8.0	3.2	11.2	1.45	0.71	0.39
	10.0	4.0	14.0	2.14	1.05	0.57
	12.0	4.8	16.8	2.94	1.43	0.78

注: 条件 1 为 $\gamma=0$, $\tau_o=10.4$ Pa, $\eta=0.031$ Pa·s; 条件 2 为 $\gamma=0.2$, $\tau_o=6.8$ Pa, $\eta=0.024$ Pa·s; 条件 3 为 $\gamma=0.4$, $\tau_o=4.1$ Pa, $\eta=0.013$ Pa·s。

4 结 论

- 1) 附加流量法可降低节流管线中的摩阻损耗, 减小地层破裂的风险。
- 2) 附加流量法跟传统的司钻法非常相似, 钻井工作人员容易理解和操作。
- 3) 对于压井参数的最优选择, 有待于进行进一步的研究。

参 考 文 献

[1] Patrick Isambourg, Armel Simondin. Offsetting kill and choke lines friction losses for deep water well control; the field test [R]. SPE74470, 2002.

[2] Bertin D, Lassus J. Well control guidelines for girassol [R]. SPE52763, 1999.

[3] 袁恩熙. 工程流体力学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2002: 271-274.

[审稿 韩志勇]

A Method of Killing Well and Analysis on Choke-Line Friction Losses for Deepwater-Well Control

Zhang Shuhui¹ Liu Ruiwen¹ Wang Jieyu² Yang Haiying²

(1. Department of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Huadong), Dongying, Shandong, 257061, China; 2. Department of Management & Capita, Jilin Petroleum Group Co. Ltd., Songyuan, Jilin, 138000, China)

Abstract: In deepwater drilling, a BOP stack is usually located at seabed level. When it is necessary to kill a well, the friction loss in choke line is very high because of its large length and small inner size. Thus, the bottom-hole pressure may be larger than formation fracture pressure, which will cause complex killing operation and even lead to a failed one. This paper presents a novel killing method named additional flux, mixing low density fluids into returned fluids from the choke line and thus reducing the viscosity and density of fluids in the choke line, then a safety killing operation can be achieved. This killing procedure is introduced in detail. Data analysis indicate that optimizing killing parameters can reduce the friction losses in choke line.

Key words: deep water; killing well; throttle manifold; friction loss