

◀“973”计划专题▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2013.06.007

## 井身结构变化及尾管回接对井控的影响分析

孙连伟<sup>1,2</sup>, 管志川<sup>1</sup>, 梁海明<sup>3</sup>, 江梦娜<sup>1</sup>

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580; 2. 中海油研究总院, 北京 100027; 3. 中石化胜利石油工程有限公司钻井工艺研究院, 山东东营 257017)

**摘 要:**在深井井身结构设计中,为了解决悬挂尾管后继续钻进是否需要尾管回接的问题,建立了钻遇高压气层发生气侵时的环空气液流动模型,模拟了井筒横向尺寸变化对环空气液两相流动规律的影响,分析了不同尾管悬挂深度下气侵过程中的井底压力、钻井液增量、监测到一定钻井液增量所需时间的变化规律,以及压井过程中套压峰值和套压峰值到达时间的变化规律。结果表明:尾管回接改变井身结构后,随着尾管悬挂深度的减小,井底压力和钻井液增量剧烈变化阶段先提前后延迟;尾管回接到井口后,溢流发现时间比尾管不回接时要短,有利于溢流的早期发现;在相同溢流量条件下关井,尾管回接到井口后的压井套压峰值比尾管不回接时大;套压峰值到达时间变化不显著。

**关键词:**井身结构 尾管回接 环空气液流动 井控 压井

**中图分类号:**TE28 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2013)06-0034-06

## Effects of Casing Program Change and Liner Tieback on Well Control

Sun Lianwei<sup>1,2</sup>, Guan Zhichuan<sup>1</sup>, Liang Haiming<sup>3</sup>, Jiang Mengna<sup>1</sup>

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Huadong), Qingdao, Shandong, 266580, China; 2. CNOOC Research Institute, Beijing, 100027, China; 3. Drilling Technology Research Institute, Sinopec Shengli Oilfield Service Corporation, Dongying, Shandong, 257017, China)

**Abstract:** In the casing program design for deep wells, whether liner should be tied back is not clear when drilling continues after cementation. A computing model was established to calculate the wellbore annulus pressure when gas invasion occurs in high pressure gas reservoirs, and the impact of casing size on the annulus two-phase flow. From the point of well control, the bottom hole pressure, mud volume increment, and time needed to detect drilling fluid increment, peak of casing pressure and time to reach the peak pressure were analyzed during gas kick and well killing process. The results showed that: as the liner hanger depth decreased the dramatic change stage of bottom hole pressure and mud volume increment advanced first and then delayed; the discovery time of gas kick after liner was tied back to the wellhead was shorter than when the liner was not tied back; the casing pressure peak was higher when the liner was tied back to wellhead than when the liner was not tied back; but the change in peak casing pressure arrival time was not obvious. Therefore, tie-back liner was conducive to the early detection of gas kick under the condition of safe killing.

**Key words:** casing program; liner tieback; gas and liquid flow in annulus; well control; well killing

在深井和超深井钻井过程中,经常需要下完技术尾管后继续钻进,这就产生了继续钻进时是否有必要回接尾管的问题。在常规井身结构设计方法中,并没有给出在什么情况下需要尾管回接,在什么情况下不需要尾管回接。尾管回接前后井身结构发生改变,导致井眼环空横向尺寸发生变化,影响环空的水力流动规律。目前,国内外对钻井过程中出现

收稿日期:2013-03-10;改回日期:2013-10-25。

**作者简介:**孙连伟(1988—),男,2010年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业,2013年获中国石油大学(华东)油气井工程专业硕士学位,主要从事油气井力学、信息与控制工程研究。

**联系方式:**sunlianwei1018@126.com。

**基金项目:**国家重点基础研究发展计划(“973”计划)项目“深井复杂地层钻井设计平台与风险控制机制”(编号:2010CB226706)、“十二五”国家科技重大专项“西部山前复杂地层安全快速钻井技术”(编号:2011ZX05021-001)和教育部“海洋油气井钻完井理论与工程”创新团队资助项目资助。

的环空气液两相流动做了大量的研究工作<sup>[1-5]</sup>,但是很少见到从井身结构角度出发、分析气侵后尾管回接对环空气液两相流动和井控影响的文献。为此,笔者假设悬挂尾管后继续钻进时钻遇高压气层,建立了发生气侵时的井筒环空非稳态压力计算模型,并对模型进行了数值求解,分析了井身结构对环空压力和套压的影响,从有利于溢流早期检测和压井 2 个方面对深井的合理井身结构进行了探讨,以期确定深井井身结构设计中尾管回接的条件及准则提供依据。

## 1 非稳态环空气液两相流动模型

### 1.1 井筒环空气液两相流动控制方程组

钻遇高压气层发生气侵后井筒内的流动为多相流动,流动规律十分复杂,多用气液两相流动进行简化。目前,气液两相流动模型主要有均相流动模型、分相流动模型和漂移流动模型。均相流动模型未考虑两相间的相互作用,而是用平均的流动参数来模拟两相介质。分相流动模型尽管在流动特性方面考虑了每相介质和两相界面上的作用力,但是每相的流动特性仍然是孤立的。而漂移流动模型既考虑了气液两相之间的相对速度,又考虑了孔隙度和流速沿过流断面的分布规律,计算结果精确度高。因此,笔者以漂移流动模型为基础,建立了非稳态条件下的环空气液两相流动模型,以使计算结果更符合钻井实际情况。

建立模型前,对井筒气液两相流动做以下假设<sup>[6-9]</sup>:1)井眼横截面与井内钻具同心;2)井筒内的气液流动是沿流动方向的一维定常流动,用截面的平均特性和分布系数修正过流断面的流动参数分布;3)考虑侵入气体的压缩效应,但忽略气体在钻井液中的溶解;4)地温梯度为常数,井筒和地层之间不存在热交换;5)环空中的气液两相在同一井深处温度相同,不存在热交换;6)尾管悬挂深度的变化代表不同的井身结构。

根据假设条件,建立环空气液两相流动模型控制方程。

气相连续性方程:

$$\frac{\partial(A\rho_g E_g)}{\partial t} + \frac{\partial(A\rho_g E_g v_g)}{\partial z} = Q_g \quad (1)$$

液相连续性方程:

$$\frac{\partial(A\rho_l E_l)}{\partial t} + \frac{\partial(A\rho_l E_l v_l)}{\partial z} = 0 \quad (2)$$

动量守恒方程:

$$\frac{\partial(A\rho_g E_g v_g + A\rho_l E_l v_l)}{\partial t} + \frac{\partial(A\rho_g E_g v_g^2 + A\rho_l E_l v_l^2)}{\partial z} +$$

$$A \frac{\partial p}{\partial z} + A \left( \frac{\partial p}{\partial z} \right)_{\text{fric}} + A(\rho_g E_g + \rho_l E_l)g = 0 \quad (3)$$

气体上升速度经验方程:

$$v_g = C_0(v_g E_g + v_l E_l) + v_{tg} \quad (4)$$

气相状态方程:

$$\rho_g = 3486.6 \frac{p \rho_{gs}}{Z(t+273)} \quad (5)$$

式中:  $A$  为环空横截面积,  $\text{m}^2$ ;  $E_g$  和  $E_l$  分别为气相、液相的体积分数;  $\rho_g$  和  $\rho_l$  分别为气相、液相的密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $\rho_{gs}$  为气体相对密度;  $v_g$ ,  $v_l$  和  $v_{tg}$  分别为气相、液相流度速度和气体滑脱速度,  $\text{m}/\text{s}$ ;  $Q_g$  为单位时间单位厚度气层产出气体的质量,  $\text{kg}/(\text{s} \cdot \text{m})$ ;  $\left( \frac{\partial p}{\partial z} \right)_{\text{fric}}$  和  $\frac{\partial p}{\partial z}$  分别为沿程摩阻压降和液柱压力,  $\text{Pa}$ ;  $g$  为重力加速度,  $\text{m}/\text{s}^2$ ;  $C_0$  为气相分布系数;  $Z$  为气体压缩因子;  $t$  为温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $p$  为压力,  $\text{Pa}$ 。

### 1.2 模型求解

环空气液两相流动方程为一阶拟线性双曲型偏微分方程组,求解时,还要给出气液混合物的黏度、两相摩阻压降、气体滑脱速度、油藏特征等辅助方程。需要指出的是,两相流的流型划分及摩阻压降计算采用的是 Chokshi 等<sup>[10]</sup>提出的模型,该模型具有计算精度高、容易收敛等特点。

由于直接求解控制方程组的解析解很困难,笔者采用四点有限差分法求解。其空间域为整个环空,时间域为计算的初始时刻至计算结束的整个时间段。通过有限差分法对数学模型进行离散,将环空气液两相流动模型在定解域上的解转化为在定解域中网格节点上的离散,逐时逐步求得空间域上各节点的解,直至覆盖整个时间域,即可得到相应问题的解<sup>[11]</sup>。另外,计算时采用的是可变井身结构,存在环空横截面积变大和变小的情形(见图 1),应进行单独处理,以提高计算精度。模型求解的流程图如图 2 所示。

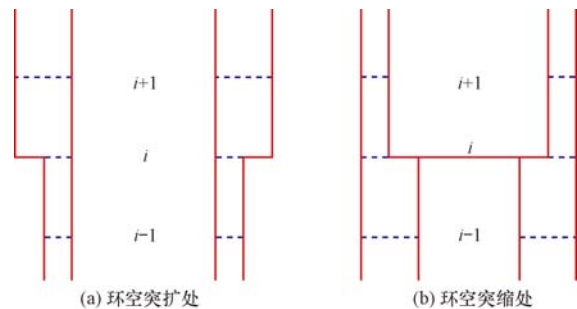


图 1 环空流动几何形状示意

Fig. 1 Geometric shape of annulus flow

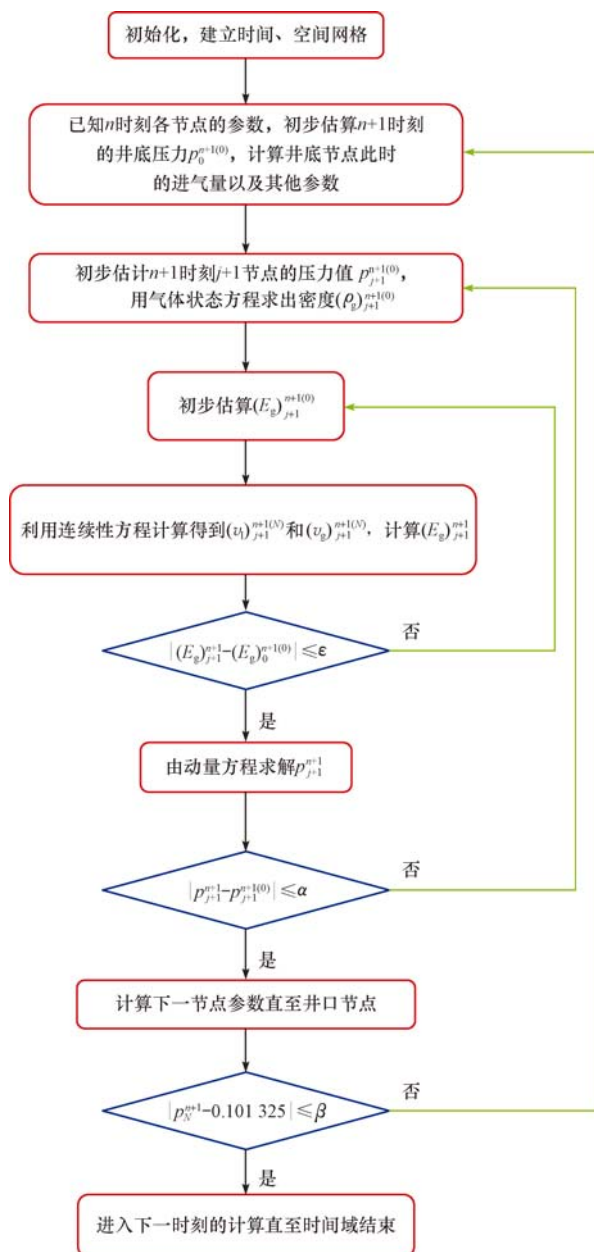


图2 程序设计框图

Fig. 2 Flow diagram of computer simulation

## 2 井身结构对环空气液两相流的影响

利用建立的环空气液两相流动模型编制计算程序,对气侵后井筒内的气液两相流动进行模拟。模拟时所用已知参数为清溪1井的基本参数<sup>[12]</sup>,该井的井身结构如图3所示。清溪1井的基本参数:原始地层压力70 MPa,地层孔隙度0.3,地层渗透率50 mD,地温梯度2.0 °C/100m,钻井液密度1 600 kg/m<sup>3</sup>,钻井液排量0.017 m<sup>3</sup>/s,钻井液的塑性黏度0.027 Pa·s,钻速7.6 m/h。

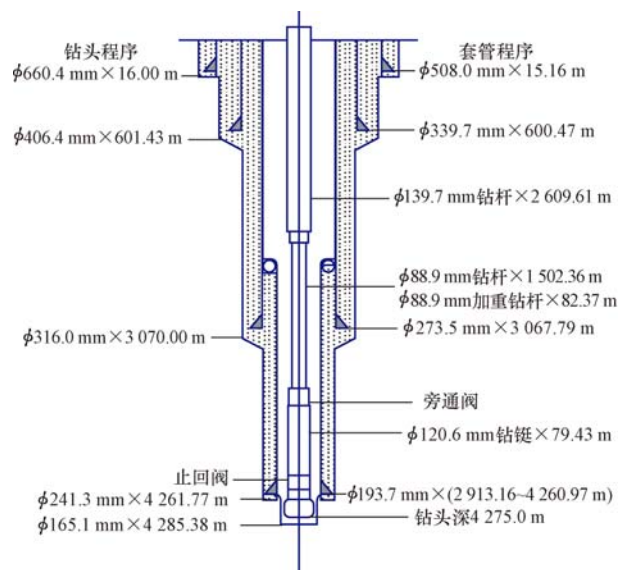


图3 清溪1井井身结构

Fig. 3 Casing program of Well QX-1

### 2.1 不同井身结构条件下的井底压力

通过改变尾管悬挂深度来改变井身结构,选择2 913.96,2 013.96,1 013.96和0 m等4个悬挂深度进行模拟,计算出初始条件下的井底压力和不同时刻的井底压力,绘制不同时刻井底压力与初始井底压力的比值随时间的变化曲线(见图4)。

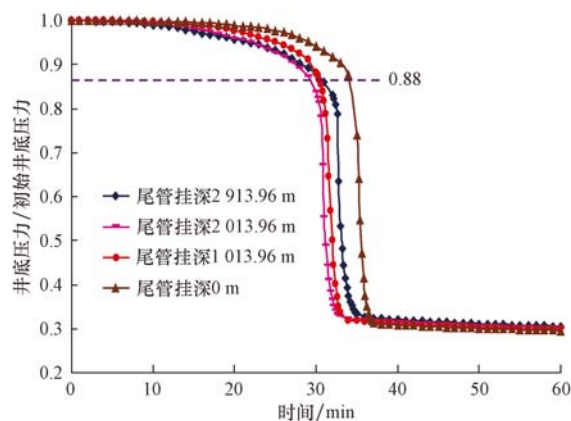


图4 气侵发生后井底压力与初始井底压力之比随时间的变化

Fig. 4 Ratio of bottom pressure after gas kick to initial bottom pressure vs. time

从图4可以看出,井底压力变化大致经历3个阶段:缓慢变化阶段、剧烈变化阶段、缓慢变化至平衡阶段。缓慢变化阶段井底压力变化比较小,说明处于井涌发展阶段,气体尚未到达井口,该阶段是发现溢流的有效时间;剧烈变化阶段井底压力迅速降低,说明井涌充分发展,气体到达井口附近并迅速膨胀,此时处于井喷发展阶段,该阶段即使发现溢流,也很难采

取措施进行控制;缓慢化至平衡阶段井底压力变化很小,说明井筒压力已经处于平衡状态,此时处于强烈井喷阶段,已失去了对其采取安全措施的能力。

从图 4 还可以看出,随尾管挂深减小,井底压力剧烈变化阶段先提前后延迟。尾管回接至井口后,井底压力降低 12% 所需时间增加,即有利于实施关井作业的预警时间变长。分析原因是:尾管挂深减小后,井筒尺寸变小,而此时由井底初始压差决定的气侵速度变化不大,所以在相近的气侵速度下,井筒尺寸小的情况下井涌发展快;但随着尾管挂深的继续减小,井筒尺寸进一步变小,导致循环摩阻加大,初始井底压差变小,气侵速度变慢成为主要影响因素,所以会出现井筒尺寸变小反而井涌发展慢的情况。这说明尾管回接至井口后发现井涌并安全关井的有效时间延长,有利于井涌的发现。

## 2.2 不同井身结构下的钻井液增量

通过改变尾管悬挂深度来改变井身结构,选择 2 913.96, 2 013.96, 1 013.96 和 0 m 等 4 个悬挂深度进行模拟,计算出初始条件下钻井液增量和不同时刻的钻井液增量,绘制钻井液增量与环空总体积比随时间的变化曲线(见图 5)。从图 5 可以看出,气侵发生后存在井涌发展阶段、井喷发展阶段、剧烈井喷阶段。

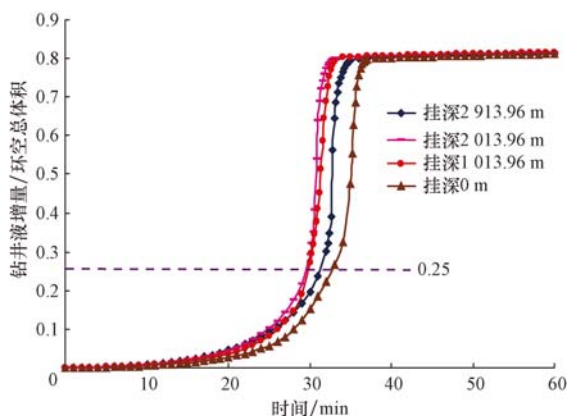


图 5 气侵后钻井液增量与环空总体积之比随时间的变化

Fig. 5 Drilling fluid increment to total volume of annulus vs. time after gas kick

## 2.3 不同井身结构下监测到一定溢流量所需时间

以 2 和 6 m<sup>3</sup> 钻井液增量作为溢流监测标准,计算不同井身结构条件下监测到溢流所需要的时间,结果见图 6。从图 6 可以看出,随着尾管悬挂深度减小,溢流监测所需时间呈现延长的趋势。原因是

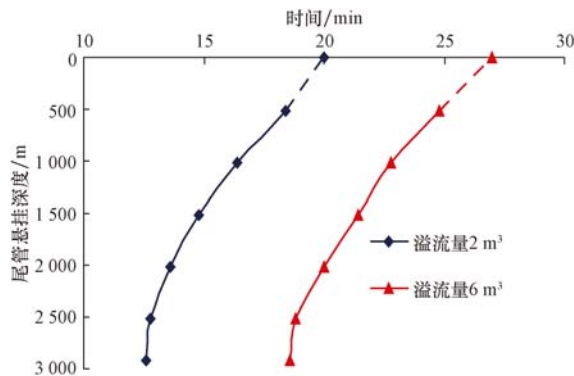


图 6 钻井液增量达到 2 和 6 m<sup>3</sup> 所需时间随井身结构的变化

Fig. 6 Time needed for PG reaching 2 m<sup>3</sup> and 6 m<sup>3</sup> vs. casing programs

随着尾管悬挂深度减小,下部小尺寸井眼变长,导致循环压耗增大,井底压差变小,所以气侵速度变慢,监测到一定钻井液增量所需时间增长。这说明尾管悬挂深度越深,溢流发现时间越短。

为了使模拟条件保持统一,尾管回接至井口时其他钻井条件保持不变。考虑到实际钻井情况,当将尾管回接至井口以后,由于井筒整体尺寸变小,为了降低循环压耗,一般要降低循环排量,假设满足携岩要求的环空返速保持不变,则此时的循环排量调整为 0.008 5 m<sup>3</sup>/s。尾管回接至井口且循环排量降低后,不同溢流量对应的发现时间如图 7 所示。由图 7 可见,尾管回接至井口,调整循环排量后,比尾管不回接时溢流的发现时间短,说明尾管回接后有助于气侵的早期监测。

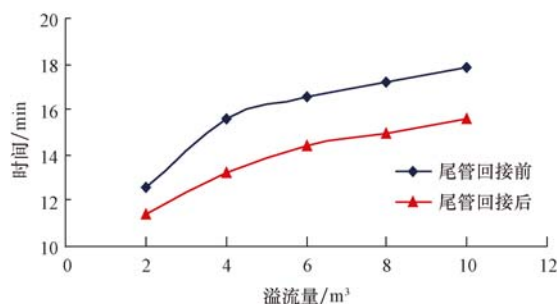


图 7 不同溢流量下的井涌发现时间

Fig. 7 Kick detection time under different kick volume

## 2.4 不同井身结构下一定时间内的井筒气体分布

以气侵发生 30 min 作为标准,计算此时环空内的气体分布情况,结果如图 8 所示。从图 8 可以看出:尾管挂深 2 913.96 m 时,地层气体尚未到达井口;挂深 2 013.96 m 时,气体到达井口但时间很短,井口处气体快速膨胀;挂深 1 013.96 m 和尾管回接



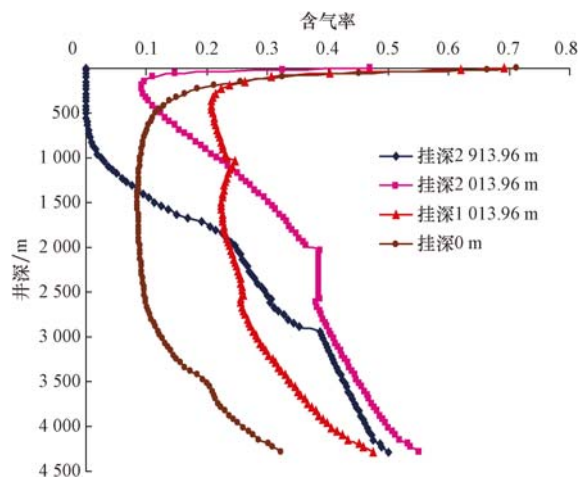


图8 气侵发生后30 min时不同井深处的井筒内含气率

Fig. 8 Gas cut at different depths 30 min after gas kick occurs

至井口时,井口附近的气体膨胀比较充分。在井底处,随着挂深的逐渐减小,井底压差减小,导致气侵速度降低,所以含气率呈现变小的趋势。

### 3 井身结构对井涌后井控的影响

采用司钻法<sup>[11]</sup>进行压井,假设溢流量2和6 m<sup>3</sup>时关井达到平衡进行压井,压井排量0.02 m<sup>3</sup>/s,关井立压2.737 MPa,循环压力30.00 MPa。

#### 3.1 不同井身结构下的压井套压

假设尾管悬挂深度分别为2 913.96,2 013.96,1 013.96和0 m,模拟整个压井过程,绘制出2和6 m<sup>3</sup>溢流量下压井套压随时间的变化曲线(见图9)。

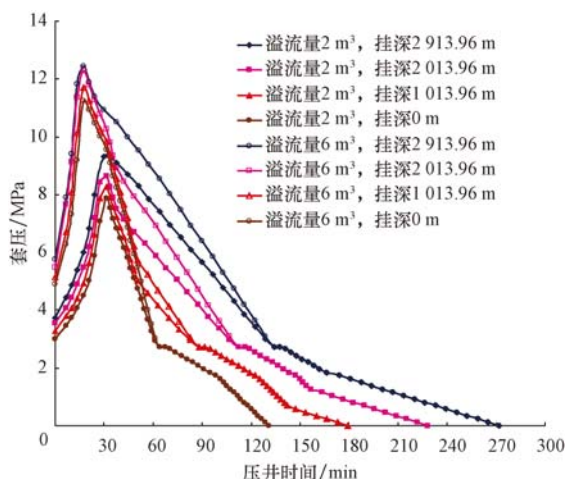


图9 不同溢流量下压井套压随时间的变化

Fig. 9 Casing pressure changes with time during well killing at different kick volume

从图9可以看出,随着尾管悬挂深度的减小,相同溢流量下的压井套压变小,压井时间缩短。主要

原因是尾管回接至井口后,井筒环空尺寸减小,相同溢流量下的环空各节点含气率较小,在井底恒压条件下,导致井口套压变小。同一种井身结构下,随着溢流量的增加,压井套压显著增大,说明及时发现溢流并关井是压井井控的关键。

#### 3.2 不同井身结构下的压井套压峰值

假设尾管悬挂深度分别为2 913.96,2 513.96,2 013.96,1 013.96,1 013.96和0 m,绘制不同尾管挂深条件下压井套压峰值的变化曲线(见图10)。从图10可以看出,套压峰值随着尾管挂深的减小而逐渐减小,同时随着溢流量的增大,相同尾管悬挂深度的套压峰值增大。说明减小尾管挂深和在低溢流量下关井有利于压井井控的实现。

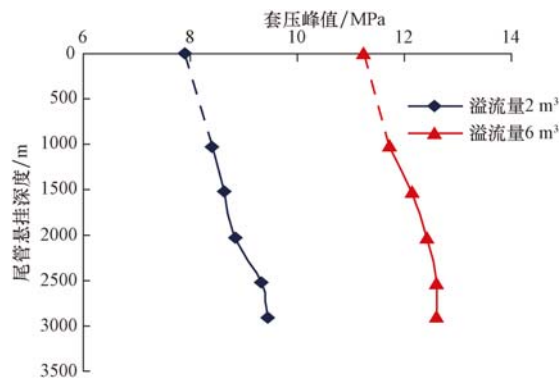


图10 不同尾管挂深下压井套压峰值的变化

Fig. 10 Casing pressure peak changes with liner hanging depth during well killing

对钻井液循环排量进行调节,保证尾管回接前后上部环空返速不变,对一定溢流量下关井后实施压井进行模拟,得到相应的压井套压峰值(见图11)。

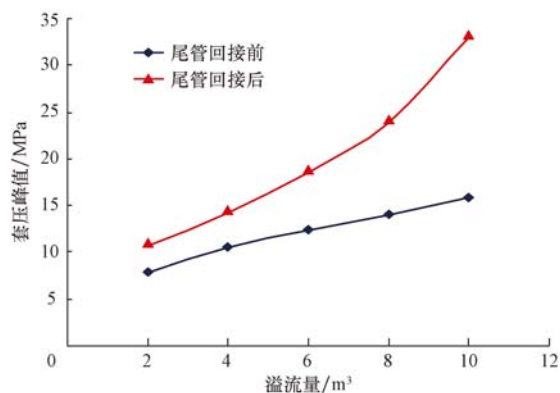


图11 不同溢流量条件下的套压峰值

Fig. 11 Casing pressure peak changes with different kick volume

由图11可见,在一定溢流量下,尾管回接后的套压峰值比回接前大,而且溢流量越大,差值越大。

原因是尾管回接至井口,循环排量调整后,井口发现2和6 m<sup>3</sup>溢流量时井筒内已经进入大量气体,因此压井套压峰值比尾管不回接时大。

### 3.3 不同井身结构下的压井套压峰值到达时间

假设尾管悬挂深度分别为2 913.96,2 513.96,2 013.96,1 513.96,1 013.96和0 m,绘制不同尾管挂深条件下压井套压峰值到达时间的变化曲线(见图12)。从图12可以看出,随着尾管挂深的减小,套压峰值的到达时间先缩短后变长,在挂深2 400.00 m附近出现拐点。尾管悬挂深度越大,井筒环空尺寸越大,在相同压井排量下,气液两相段上返速度越慢,导致压井时间越长。

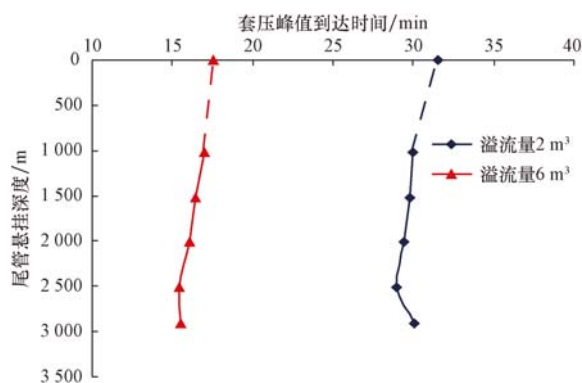


图12 不同溢流量条件下的套压峰值

Fig.12 Changes in arrival time of casing pressure peak at different liner hanging depths

## 4 结论与建议

1) 正常钻进中发生气侵后,钻井液增量达到一定值时,尾管回接至井口时溢流发现时间比尾管不回接时要短,说明尾管回接至井口后有利于溢流的早期发现。

2) 相同溢流量条件下关井压井时,尾管回接至井口后的压井套压峰值比尾管不回接时大。

3) 悬挂尾管后继续钻进是否需要回接尾管,需要综合考虑早期溢流监测及压井井控难易程度决定。在较大溢流量下压井时,应分析典型井身结构上层技术套管抗内压强度是否满足安全压井要求。

### 参 考 文 献

#### References

- [1] 李相方,庄湘琦,隋秀香,等.气侵期间环空气液两相流动研究[J].工程热物理学报,2004,25(1):73-76.  
Li Xiangfang, Zhuang Xiangqi, Sui Xiuxiang, et al. Study on

two-phase gas-liquid flow during gas kick[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2004, 25(1): 73-76.

- [2] Nickens H V. A dynamic computer model of a kicking well [R]. SPE 14183, 1987.
- [3] White D B, Walton I C. A computer model for kicks in water and oil based muds[R]. SPE 19975, 1990.
- [4] 宋荣荣,孙宝江,王志远,等.控压钻井气侵后井口回压的影响因素分析[J].石油钻探技术,2011,39(4):19-24.  
Song Rongrong, Sun Baojiang, Wang Zhiyuan, et al. Analysis of the influence factors of wellhead back pressure in managed pressure drilling after gas invasion[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(4): 19-24.
- [5] 路继臣,任美鹏,李相方,等.深水钻井气体沿井筒上升的膨胀规律[J].石油钻探技术,2011,39(2):35-39.  
Lu Jichen, Ren Meipeng, Li Xiangfang, et al. Expansion characteristics of uprising gas along wellbore in deepwater drilling [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(2): 35-39.
- [6] 侯绪田.多相流井筒压力分布规律探讨[J].石油钻探技术,2004,32(4):32-34.  
Hou Xutian. The study on the wellbore pressure under multiphase flow condition[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2004, 32(4): 32-34.
- [7] 龙芝辉,汪志明,范军.欠平衡钻井多相流动理论与计算分析[J].石油勘探与开发,2006,33(6):749-753.  
Long Zhihui, Wang Zhiming, Fan Jun. A dynamic modeling of underbalanced drilling multiphase-flow and numerical calculation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(6): 749-753.
- [8] 周英操,高德利,刘永贵.欠平衡钻井环空多相流动井底压力计算模型[J].石油学报,2005,26(2):96-99.  
Zhou Yingcao, Gao Deli, Liu Yonggui. New model for calculating bottom hole pressure of multiphase flow in annulus of underbalanced straight well [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(2): 96-99.
- [9] 陈家琅,陈涛平.石油气液两相管流[M].北京:石油工业出版社,2010:69-78.  
Chen Jialang, Chen Taoping. Petroleum two-phase gas-liquid pipe flow[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010: 69-78.
- [10] 高永海.深水油气钻探井筒多相流动与井控的研究[D].东营:中国石油大学(华东)石油工程学院,2008.  
Gao Yonghai. Study on multi-phase flow in wellbore and well control in deep water drilling[D]. Dongying: China University of Petroleum (Huadong), School of Petroleum Engineering, 2008.
- [11] 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 deep water drilling method [J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(5): 786-790.
- [12] 张桂林.清溪1井溢流压井分析[J].石油钻探技术,2009,37(6):6-10.  
Zhang Guilin. Analysis of kick killing in Well Qingxi-1[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(6): 6-10.

[编辑 刘文臣]