

深水钻井气侵溢流发展规律及隔水管气侵监测优势

许玉强^{1,2}, 金 衍², 管志川¹, 刘永旺¹, 王晓慧¹, 张 波¹, 胜亚楠¹

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580; 2. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249)

摘要:随着石油勘探开发迈向深水超深水, 利用隔水管的长度优势、在隔水管底部对气侵进行早期监测的新思路成为研究的热点之一。从深水钻井气侵气体运移的基本规律出发, 通过建立深水钻井井筒气液两相流计算模型, 分析不同水深、泥线以下深度、井底压差、地层渗透率等工况下气侵气体的运移规律及其与溢流量的关系。结果表明: 对于水深大于 800 m、泥线以下深度小于 2 800 m、地层渗透率小于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的深水钻井, 在隔水管底部对气侵进行监测比常规的泥浆池液面监测法更具时效性优势, 且水深越深, 泥线以下深度越小, 地层渗透率越小, 井底压差越小, 该优势越明显。

关键词:深水钻井; 气侵溢流; 泥浆池增量; 气侵早期监测; 隔水管

中图分类号: TE 52 **文献标志码:** A

引用格式: 许玉强, 金衍, 管志川, 等. 深水钻井气侵溢流发展规律及隔水管气侵监测优势[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2019, 43(1): 60-67.

XU Yuqiang, JIN Yan, GUAN Zhichuan, et al. Evolution of gas kick and overflow in wellbore during deepwater drilling and advantage analysis of early gas kick detection in riser[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2019, 43(1): 60-67.

Evolution of gas kick and overflow in wellbore during deepwater drilling and advantage analysis of early gas kick detection in riser

XU Yuqiang^{1,2}, JIN Yan², GUAN Zhichuan¹, LIU Yongwang¹,
WANG Xiaohui¹, ZHANG Bo¹, SHENG Yanan¹

(1. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China;
2. College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China)

Abstract: For oil and gas well-drilling in deepwater and ultra deepwater, the idea of making use of the advantage of the long length of the riser to monitor gas kicks at the bottom of the riser has become one of the hot spots for research. In this study, the flow and migration gas in wellbore were analyzed, considering the effects of water depth, drilling depth below the mud line, bottom hole pressure difference, formation permeability, and a two-phase flow model of gas-liquid in wellbore was established. The simulation results indicate that monitoring of the gas kicks at the bottom of the riser is more effective than that using the conventional mud level method in deepwater drilling under the conditions of water depth greater than 800 m, the drilling depth less than 2 800 m below the mud line, and the formation permeability less than $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. Moreover, the deeper the water depth, the less of the drilling depth below the mud line and the smaller of the formation-bottom hole pressure difference, the more effective of the riser monitoring technique.

Keywords: deepwater drilling; gas kick and overflow; mud pit gain; early gas kick detection; riser

收稿日期: 2018-03-12

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(51574275); 国家自然科学基金青年项目(51704320); 中央高校基本科研业务费专项(18CX02164A); 中国博士后科学基金项目(2017M611110)

作者简介: 许玉强(1987-), 男, 讲师, 博士, 研究方向为超深井及深水钻井井下信息与控制、井筒多相流及工程风险评价。E-mail: auyu-
qiang@163.com。

深水油气资源是21世纪全球重点关注和勘探开发的主要能源接替领域^[1-3]。与浅海钻井相比,深水钻井存在海底浅部地层破裂压力梯度低、安全钻井液密度窗口窄、浅层气和浅层流等一系列的问题^[4-7]。这就导致深水钻井中更易发生气侵溢流等井下复杂情况,如何及时准确的发现气侵对于深水井控意义重大。为此,气侵早期监测成为深水钻井井控技术研究的热点之一^[8-13]。近年来,随着超声波探测技术的发展,国内外学者针对深水钻井的特点,提出了在隔水管处进行气侵早期监测的设想^[8-10,12],在保证隔水管完整性的基础上,通过在隔水管壁安装超声波传感器探测隔水管环空内的流体性质变化,进而对气侵进行提前监测。通过调研发现,目前针对该问题的研究主要集中在如何利用超声波定性或定量表征隔水管内的两相流特征,并通过实验的方法初步验证了其可行性^[8-10]。而对于深水隔水管处监测气侵的具体优势以及不同工况下气侵气体到达隔水管时的井控风险(即监测方法的可行性)研究较少。因此有必要对深水钻井气侵溢流发展规律进行深入研究,揭示深水钻井中不同工况下气侵气体运移位置与溢流量的关系,分析隔水管气侵早期监测方法在不同工况下的具体优势及其可行性,为深水气侵早期监测技术的进一步发展提供理论依据。

1 深水钻井气侵井筒压力场计算模型

要提高深水钻井井筒压力场的计算精度,需要考虑深水低温环境对井筒温度场的影响。深水海洋段温度模型建立在大量实测数据拟合基础之上,且具有区域性特点。本文中采用文献[14]中建立的南海南部海域温度-水深模型作为海水段外界温度控制方程。

水深大于200 m的区间,温度计算式为

$$T_{\text{sea}} = a_1 + \frac{a_2}{1 + \exp((h + a_0)/a_3)}, h \geq 200 \text{ m}. \quad (1)$$

式中, $a_0 = 130.1$, $a_1 = 39.4$, $a_2 = 2.307$, $a_3 = 402.7$; T_{sea} 为海水温度, $^{\circ}\text{C}$; h 为海水深度, m 。

水深小于200 m的区间,根据海域的四季变化分别采用不同的计算公式。

春季:

$$T_{\text{sea}} = \frac{T_s(200-h) + 13.68h}{200}, 0 \leq h < 200 \text{ m}. \quad (2)$$

夏季:

$$T_{\text{sea}} = \begin{cases} T_s, 0 \leq h < 20 \text{ m}; \\ \frac{T_s(200-h) + 13.7(h-20)}{180}, 20 \leq h < 200 \text{ m}. \end{cases} \quad (3)$$

秋季:

$$T_{\text{sea}} = \begin{cases} T_s, 0 \leq h < 50 \text{ m}; \\ \frac{T_s(200-h) + 13.7(h-50)}{150}, 50 \leq h < 200 \text{ m}. \end{cases} \quad (4)$$

冬季:

$$T_{\text{sea}} = \begin{cases} T_s, 0 \leq h < 100 \text{ m}; \\ \frac{T_s(200-h) + 13.7(h-100)}{100}, 100 \leq h < 200 \text{ m}. \end{cases} \quad (5)$$

式中, T_s 为海水表面温度, $^{\circ}\text{C}$ 。

由于本文中关注气侵发生后井筒内气体运移和溢流量的变化情况,需要建立井筒气液两相流模型计算井筒压力场。通过调研分析,本文中采用文献[15]和[16]中介绍的模型作为深水钻井井筒气液两相流温压场计算模型。主要有温度场和气液两相流压力场控制方程。

钻柱内温度控制方程为

$$\frac{\pi [T_a(z, t) - T_p(z, t)]}{\frac{1}{h_{\text{pi}} d_{\text{pi}}} + \frac{1}{h_{\text{po}} d_{\text{po}}} + \frac{\ln\left(\frac{d_{\text{po}}}{d_{\text{pi}}}\right)}{2\lambda_{\text{dp}}}} S_p v_p \frac{\partial [\rho_p(z, t) c_p(z, t) T_p(z, t)]}{\partial z} + Q_{\text{cp}} = S_p \frac{\partial [\rho(z, t) c_p(z, t) T_p(z, t)]}{\partial t}. \quad (6)$$

式中, T_a 为环空处的温度, $^{\circ}\text{C}$; T_p 为钻杆处的温度, $^{\circ}\text{C}$; d_{pi} 为钻杆内径, m ; d_{po} 为钻杆外径, m ; h_{pi} 和 h_{po} 分别为钻杆内壁与环空、钻杆外壁与环空对流系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$; λ_{dp} 为钻杆导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot ^{\circ}\text{C})$; S_p 为钻杆横截面积, m^2 ; v_p 为钻杆内流体流速, m/s ; ρ_p 为钻杆钢材密度, kg/m^3 ; c_p 为钻杆钢材比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot ^{\circ}\text{C})$; Q_{cp} 为钻杆处由摩擦产生的热量, J 。

地层段温度控制方程为

$$\frac{2\pi\lambda_{\text{f}} d_{\text{co}} U_{\text{a}}}{d_{\text{co}} U_{\text{a}} f(t) + 2\lambda_{\text{f}}} (T_{\text{f}} - T_a) - \frac{\pi [T_a(z, t) - T_p(z, t)]}{\frac{1}{h_{\text{pi}} d_{\text{pi}}} + \frac{1}{h_{\text{po}} d_{\text{po}}} + \frac{\ln\left(\frac{d_{\text{po}}}{d_{\text{pi}}}\right)}{2\lambda_{\text{dp}}}} S_a v_a \frac{\partial [\rho_a(z, t) c_a(z, t) T_a(z, t)]}{\partial z} + Q_{\text{ca}} = S_a \frac{\partial [\rho_a(z, t) c_a(z, t) T_a(z, t)]}{\partial t}. \quad (7)$$

其中

$$f(t) = \begin{cases} 1.1281\sqrt{t_D}(1-0.3\sqrt{t_D}), & 10^{-10} \leq t_D \leq 1.5, \\ (0.4036 + 0.5\ln t_D) \left(1 + \frac{0.6}{t_D}\right), & t_D \geq 1.5, \end{cases}$$

$$t_D = \frac{4\alpha t}{d_{wb}^2}, \alpha = \frac{\lambda_f}{\rho_f c_f}.$$

式中, T_f 为地层处的温度, $^{\circ}\text{C}$; d_{co} 为套管外径, m ; d_{wb} 为水泥环外径, m ; λ_f 为地层导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot ^{\circ}\text{C})$; v_a 为环空内流体流速, m/s ; c_a 为环空流体比热容, $\text{J}/(\text{Kg} \cdot ^{\circ}\text{C})$; ρ_a 为环空流体密度, kg/m^3 ; Q_{ca} 为环空壁面由于摩擦产生的热量, J ; U_a 为环空流体与地层的总传热系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$; S_a 为环空横截面积, m^2 ; ρ_f 为地层密度, kg/m^3 ; c_f 为地层比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot ^{\circ}\text{C})$ 。

由于套管钢材的导热系数很大, 可近似看做套管内外壁温度相同, 忽略套管的影响:

$$Ua^{-1} = \frac{1}{h_f} + \frac{d_{co} \ln\left(\frac{d_{wb}}{d_{co}}\right)}{2\lambda_e}. \quad (8)$$

海水段环空温度控制方程为

$$\frac{\pi [T_s(z, t) - T_a(z, t)]}{\frac{1}{h_{ri} d_{ri}} + \frac{1}{h_{io} d_{io}} + \frac{\ln\left(\frac{d_{ro}}{d_{ri}}\right)}{2\lambda_r} + \frac{\ln\left(\frac{d_{io}}{d_{ii}}\right)}{2\lambda_i}} - \frac{\pi [T_a(z, t) - T_p(z, t)]}{\frac{1}{h_{pi} d_{pi}} + \frac{1}{h_{po} d_{po}} + \frac{\ln\left(\frac{d_{po}}{d_{pi}}\right)}{2\lambda_{dp}}} + \frac{S_a v_a \frac{\partial [\rho_a(z, t) c_a(z, t) T_a(z, t)]}{\partial z}}{S_a \frac{\partial [\rho_a(z, t) c_a(z, t) T_a(z, t)]}{\partial t}} + Q_{ca} = \quad (9)$$

式中, d_{ri} 为隔水管内径, m ; d_{ro} 为隔水管外径, m ; d_{io} 为保温层外径, m ; d_{ii} 为保温层内径, m ; λ_e 、 λ_r 和 λ_i 分别为水泥、隔水管和保温层导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot ^{\circ}\text{C})$; h_{ri} 和 h_{io} 分别为隔水管内壁与环空、保温层外壁与海水的对流系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ 。

边界条件: 入口, $T_p(z=0, t)$ 为常数; 井底, $T_p(z=H, t) = T_a(z=H, t)$; 地层, $T_f(z, r \rightarrow \infty, t) = T_f(z, r \rightarrow \infty, t=0)$ 。

气液两相流压力场控制方程。气相连续性方程为

$$\frac{\partial (S_a \rho_g E_g)}{\partial t} + \frac{\partial (S_a \rho_g E_g v_g)}{\partial z} = Q_g. \quad (10)$$

液相连续性方程为

$$\frac{\partial [S_a \rho_l (1 - E_g)]}{\partial t} + \frac{\partial [S_a \rho_l (1 - E_g) v_l]}{\partial z} = Q_l. \quad (11)$$

气液两相混合方程为

$$\frac{\partial [S_a \rho_g E_g v_g + S_a \rho_l (1 - E_g) v_l]}{\partial t} +$$

$$\frac{\partial [S_a \rho_g E_g v_g^2 + S_a \rho_l (1 - E_g) v_l^2]}{\partial z} + S_a \frac{\partial p}{\partial z} + S_a \left(\frac{\partial p}{\partial z} \right)_{\text{fric}} + S_a [\rho_g E_g + \rho_l (1 - E_g)] g = 0. \quad (12)$$

气体上升速度经验方程为

$$v_g = C_0 (v_g E_g + v_l E_l) + v_{rg}. \quad (13)$$

气相状态方程为

$$\rho_g = 3486.6 \frac{p \rho_{gs}}{Z(T + 273)}. \quad (14)$$

边界条件为

$$\begin{cases} Q_g(t, 0) = Q_g, \\ Q_l(t, 0) = Q_l, \\ p(0, N) = 101325 \text{ Pa}. \end{cases} \quad (15)$$

式中, E_g 和 E_l 分别为气相和液相的体积分数; ρ_g 、 ρ_{gs} 和 ρ_l 分别为气相密度、气相相对密度和钻井液密度, kg/m^3 ; v_g 和 v_l 分别为气相和液相的速度, m/s ; Q_g 为单位时间单位厚度气层产出气体的质量, $\text{kg}/(\text{s} \cdot \text{m})$; $\left(\frac{\partial p}{\partial z}\right)_{\text{fric}}$ 为沿程摩阻压降, Pa/m ; $\frac{\partial p}{\partial z}$ 为液柱压降, Pa/m ; g 为自由落体加速度, m^2/s ; C_0 为气相分布系数; v_{rg} 为气体滑脱速度, m/s ; Z 为气体压缩因子; T 为温度, $^{\circ}\text{C}$; p 为压力, Pa ; $p(t, N)$ 为井口套压, MPa 。

由于以上控制方程组较为复杂, 很难通过解析算法计算, 可采用数值方法对其进行离散化处理, 得到如下数值方程组。

(1) 温度场离散化方程组。

钻柱内温度场离散化方程为

$$\frac{\pi [T_a(i, k) - T_p(i, k)]}{\frac{1}{h_{pi}(i, k) d_{pi}} + \frac{1}{h_{po}(i, k) d_{po}} + \frac{\ln\left(\frac{d_{po}}{d_{pi}}\right)}{2\lambda_{dp}}} - \frac{S_p v_p \rho_p(i, k) c_p(i, k) \frac{T_p(i, k) - T_p(i, k-1)}{\Delta z} + Q_{cp}(i, k)}{S_p \rho_p(i, k) c_p(i, k) \frac{T_p(i, k) - T_p(i-1, k)}{\Delta t}} = \quad (16)$$

地层段环空温度场离散化方程为

$$\frac{2\pi \lambda_f d_{co} U_a}{d_{co} U_a f(t) + 2\lambda_f} [T_f(i, k) - T_a(i, k)] - \frac{\pi [T_a(i, k) - T_p(i, k)]}{\frac{1}{h_{pi}(i, k) d_{pi}} + \frac{1}{h_{po}(i, k) d_{po}} + \frac{\ln\left(\frac{d_{po}}{d_{pi}}\right)}{2\lambda_{dp}}} + \frac{S_a v_a \rho_a(i, k) c_a(i, k) \frac{T_a(i, k+1) - T_a(i, k)}{\Delta z} + Q_{ca}(i, k)}{S_a v_a \rho_a(i, k) c_a(i, k) \frac{T_a(i, k+1) - T_a(i, k)}{\Delta z}} =$$

$$S_a \rho_a(i,k) c_a(i,k) \frac{T_a(i,k) - T_a(i-1,k)}{\Delta t} \quad (17)$$

海水段环空温度场离散化方程为

$$\frac{\pi [T_s(i,k) - T_a(i,k)]}{\frac{1}{h_{ri}(i,k) d_{ri}} + \frac{1}{h_{io}(i,k) d_{io}} + \frac{\ln\left(\frac{d_{ro}}{d_{ri}}\right)}{2\lambda_r} + \frac{\ln\left(\frac{d_{io}}{d_{ii}}\right)}{2\lambda_i}} + \frac{\pi [T_a(i,k) - T_p(i,k)]}{\frac{1}{h_{pi}(i,k) d_{pi}} + \frac{1}{h_{po}(i,k) d_{po}} + \frac{\ln\left(\frac{d_{po}}{d_{pi}}\right)}{2\lambda_{dp}}} + S_a v_a \rho_a(i,k) c_a(i,k) \frac{T_a(i,k+1) - T_a(i,k)}{\Delta z} + Q_{ca}(i,k) = S_a \rho_a(i,k) c_a(i,k) \frac{T_a(i,k) - T_a(i-1,k)}{\Delta t} \quad (18)$$

(2) 气液两相流压力场差分方程组。
气相连续性方程为

$$(S_a v_g E_g \rho_g)_{j+1}^{n+1} - (S_a v_g E_g \rho_g)_j^{n+1} = \frac{\Delta z}{2\Delta t} [(S_a E_g \rho_g)_j^n + (S_a E_g \rho_g)_{j+1}^n - (S_a E_g \rho_g)_j^{n+1} + (S_a E_g \rho_g)_{j+1}^{n+1}] \quad (19)$$

液相连续性方程为

$$(S_a v_l E_l \rho_l)_{j+1}^{n+1} - (S_a v_l E_l \rho_l)_j^{n+1} = \frac{\Delta z}{2\Delta t} [(S_a E_l \rho_l)_j^n + (S_a E_l \rho_l)_{j+1}^n - (S_a E_l \rho_l)_j^{n+1} + (S_a E_l \rho_l)_{j+1}^{n+1}] \quad (20)$$

气液两相混合方程为

$$p_{j+1}^{n+1} - p_j^{n+1} = \frac{\Delta z}{2\Delta t} [(\rho_g E_g v_g + \rho_l E_l v_l)_j^n + (\rho_g E_g v_g + \rho_l E_l v_l)_{j+1}^n - (\rho_g E_g v_g + \rho_l E_l v_l)_j^{n+1} + (\rho_g E_g v_g + \rho_l E_l v_l)_{j+1}^{n+1}] + \frac{\Delta z}{2} \{ [\rho_g E_g g + \rho_l E_l g]_j^{n+1} + [\rho_g E_g g + \rho_l E_l g]_{j+1}^{n+1} \} - \frac{\Delta z}{2} \left\{ \left[\left(\frac{\partial p}{\partial z} \right)_{\text{fric}} \right]_j^{n+1} + \left[\left(\frac{\partial p}{\partial z} \right)_{\text{fric}} \right]_{j+1}^{n+1} \right\} \quad (21)$$

由此,可根据各自边界条件分别对温度场和压力场的控制方程组进行数值求解。

为了验证该模型的适用性,利用该模型对南海某深水钻井的溢流过程进行模拟,并与实际结果对比。该深水井的井身结构参数见表 1,其他参数如下:水深 1298 m、井深 3630 m、隔水管外径 533.4 mm、隔水管内径 482.6 mm、循环排量 20 L/s、转速 80 r/min、钻井液密度 1.6 g/cm³、钻井液初始黏度 55 Pa·s、储层压力 68 MPa、地温梯度 0.0463 °C/m、地层渗透率 50×10⁻³ μm²、地层孔隙度 30%。

井涌过程描述:钻井过程中,钻至 4285.0 m 处的时候,突遇钻速加快,钻时从最初的 81 min/m 变

成 46 min/m,到达 4285.38 m 仅需 17 min。立即停止钻进,循环观察,发现泥浆池增量 1.5 m³;此时井口立压为 14.3 MPa,马上关井并录得关井立压为 9.8 MPa。

表 1 井身结构

Table 1 Casing program

井眼尺寸/ mm	套管外径/ mm	套管内径/ mm	下深/ m	钢级
914.40	914.4	882.14	1407	X-56
660.40	508.0	482.60	2000	X-56
444.50	339.7	315.34	3800	N-80Q
311.15	244.5	220.50	4625	N-80

利用建立的模型计算该井井涌过程,泥浆池增量的模拟结果和现场数值分别为 1.423 和 1.5 m³,偏差为 5.1%;溢流时间的模拟结果和现场数值分别为 7.23 和 7 min,偏差为 4.57%。该模型用于模拟计算深水钻井溢流过程(溢流量)的误差约为 5%,满足计算需要。

2 不同工况下气侵溢流发展规律及气体到达隔水管时的井控风险

深水钻井中影响井筒内气侵过程的环境因素主要有水深、泥线以下深度、地层孔隙压力、地层渗透率等。以中国南海某深水井为例,利用建立的深水钻井气侵时井筒环空压力场的计算模型,计算气体到达位置与溢流量的关系,同时计算气体到达海底井口时井筒环空内的截面含气率分布情况,如图 1 和 2 所示。该深水井的具体参数为:水深 2250 m,井深 3803 m,已固井段 1200 m,裸眼井段 353 m,海水表面温度 15 °C,地温梯度 0.027 °C/m,隔水管外径 508 mm,循环排量 46 L/s,钻井液密度 1.21 g/cm³,钻井液导热系数 1.72 W/(m·°C),稠度系数 0.25,流性指数 0.38,地层孔隙度 30%,渗透率 10×10⁻³ μm²,地层导热系数 2.21 W/(m·°C),原始地层压力 51.2 MPa。

由图 1 可以看出,气侵发生后,气体到达海底井口附近时的泥浆池增量还没有达到 1 m³ 的预警值(泥浆池液面监测法是目前常用的气侵溢流监测手段),而当泥浆池增量达到 1 m³ 时,气体已在隔水管内向上运移了近 3 min,上升了 234 m;当泥浆池增量达到 2 m³ 时,气体已在隔水管内向上运移了近 9 min,上升了 558 m。可见若遵循 1 m³ 的预警值进行井控作业,会增加井控的风险。同时由图 2 可知,当气体到达海底井口时,先期气体的截面含气率较小,说明早期侵入井筒的气体较少,若能够在此时发现

气侵并进行压井操作,可减小井控的风险。

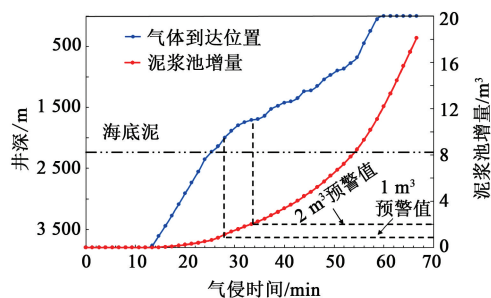


图1 气侵发生后井筒环空中气体到达位置及对应泥浆池增量

Fig. 1 Gas position in wellbore and increment of mud pool after gas cut

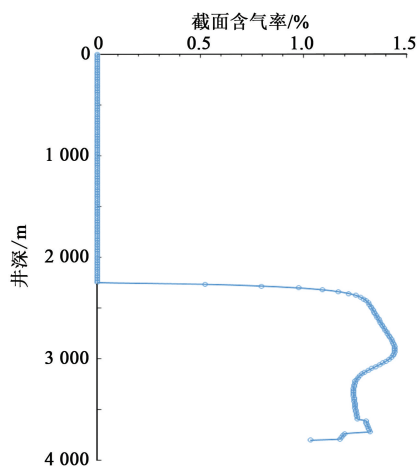


图2 气体到达海底井口时井筒内截面含气率分布

Fig. 2 Gas void fraction distribution in wellbore when gas cut reaches subsea wellhead

2.1 不同水深的影

由于水深的改变会影响井底压力和地层压力,为了保证计算结果具有可比性,令不同水深条件下的井底压差维持恒定(1 MPa),即根据水深的变化对地层孔隙压力做出相应调整,其他参数均与图1所计算的实例井一致。计算不同水深条件下气侵发生后气体到达海底井口时的溢流量以及溢流量为1和2 m³时的气体到达位置,结果如图3、4所示。

由图3可知,气体到达海底井口时的溢流量随水深的增加而减小,但变化幅度较小,且计算水深(800~2975 m)条件下的溢流量均低于1 m³,这是因为在深水高静压环境下,气侵气体在未到达隔水管时的总体尺度较小,不易引起泥浆池增量的增加;水深越大,深水高静压对气体的压缩效应越大,但深水条件下气体总体尺度已有了较充分的压缩,所以气体到达海底井口时的溢流量随水深的增加而减小,但变化幅度较小。

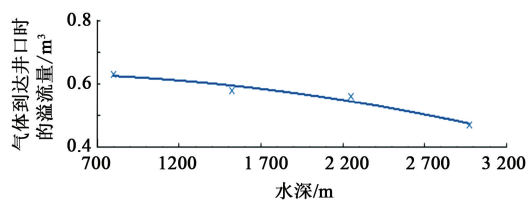


图3 不同水深条件下气体到达海底井口时的溢流量
Fig. 3 Overflow value when gas cut reaches subsea wellhead under different water depths

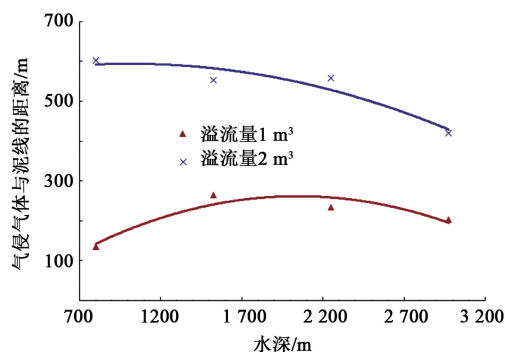


图4 不同溢流量时的气体到达位置距泥线的距离
Fig. 4 Distance of gas position from mud line at different overflow value

由图4可知,溢流量为1 m³时的气体与海底泥线的距离(在泥线上方为正,下方为负)随水深的增加先增大再减小,而溢流量为2 m³时的气体与海底泥线的距离随水深的增加而减小,变化趋势并不一致,这是因为水深越深,深水高静压对气体的压持效应越大,气侵气体进入隔水管后由于井筒环空横向尺寸的变化更易发生流型的改变(由泡状流变为段塞流等),从而导致气侵气体在隔水管内的上升速度降低。

由此可见,深水钻井较大的水深会导致气体到达海底井口时的泥浆池增量小于1 m³,且通过泥浆池增量法发现气侵时隔水管内已集聚了大量气侵气体,导致井控风险增大。

2.2 不同泥线以下深度的影响

由于泥线以下深度(井深)的改变也会影响井底压力和地层压力,为了保证计算结果具有可比性,令不同泥线以下深度条件下的井底压差维持恒定(1 MPa),即根据井深的变化对地层孔隙压力做出相应调整,其他参数均与图1所计算的实例井一致。计算泥线以下不同深度条件下气侵发生后气体到达海底井口时的溢流量以及溢流量为1和2 m³时的气体到达位置,结果如图5、6所示。

由图5可知,气体到达海底井口时的溢流量随泥线以下深度的增加而增大,当泥线以下深度小于

2800 m 时,溢流量小于 1 m^3 。这是因为,当水深一定时,泥线以下深度越大,气侵气体在泥线以下的运移路程越长,井筒内所积聚的气体越多,虽然存在深水高静压环境的压缩效应,但积少成多的气体会导致泥浆池增量逐渐增大。

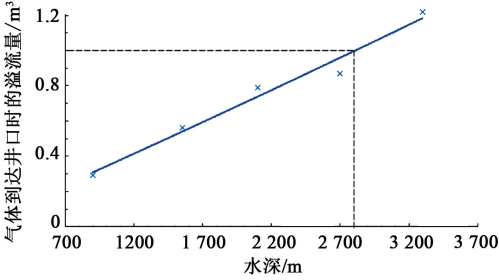


图 5 不同井深(泥线以下深度)条件下气体到达海底井口时的溢流量

Fig.5 Overflow value when gas cut reaches subsea wellhead under different well depths below mud line

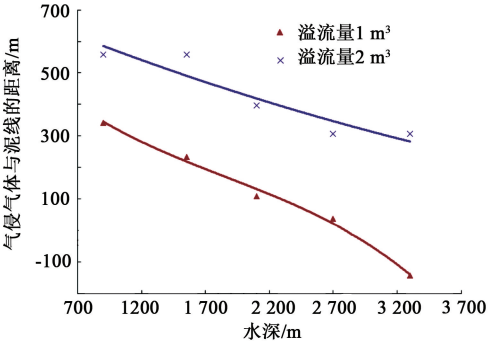


图 6 不同井深(泥线以下深度)条件下不同溢流量时的气体到达位置距泥线的距离

Fig.6 Distance of gas position from mud line under different overflow value and well depths

由图 6 可知,溢流量为 1 和 2 m^3 时的气体与海底泥线的距离(在泥线上方为正,下方为负)都随井深的增大而减小,当泥线以下深度大于 2800 m 时,溢流量为 1 m^3 的气体还未到达海底井口处,但溢流量为 2 m^3 的气体已在隔水管内向上运移了数百米。

由此可见,当水深为 2250 m 时,对于泥线以下深度小于约 2800 m 的深水钻井,泥线以下深度越小,越不利于现有泥浆池液面监测法对深水钻井气侵的监测。而浅层气一般埋藏于泥线以下 1500 m 范围内,因此深水钻井中需对浅层气等引发的气侵井控风险进行有效预测和控制。

2.3 不同井底压差的影响

计算不同井底压差条件下气侵发生后气体到达海底井口时的溢流量以及溢流量为 1 和 2 m^3 时的气体到达位置,其他参数均与图 1 所计算的实例井

一致,结果如图 7、8 所示。

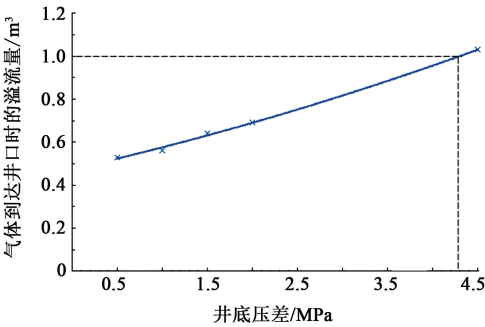


图 7 不同井底压差条件下气体到达海底井口时的溢流量

Fig.7 Overflow value when gas cut reaches subsea wellhead under different bottomhole pressure differential

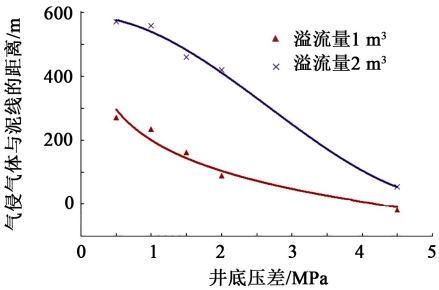


图 8 不同井底压差条件下不同溢流量时的气体到达位置距泥线的距离

Fig.8 Distance of gas position from mud line under different overflow value and bottomhole pressure differential

由图 7 可知,气体到达海底井口时的溢流量随井底压差的增加而增大,当井底压差小于 4.3 MPa 时溢流量小于 1 m^3 。这是因为井底压差越大,地层气体进入井筒环空的速度越快,导致气体到达海底井口时井筒内的气侵气体越多,从而更易引起泥浆池溢流量的增加。

由图 8 可知,溢流量为 1 和 2 m^3 时的气体与海底泥线的距离(在泥线上方为正,下方为负)随井底压差的增大而减小。这是因为井底压差越小,地层气体进入井筒环空的速度越慢,从而使井筒环空内所积聚的气侵气体体积达到 1 和 2 m^3 的时间越长,即气侵气体在隔水管内运移的时间越长。

由此可见,对于深水钻井,井底压差直接影响到气体到达海底井口时的溢流量及泥浆池增量到达 1 和 2 m^3 时气体在隔水管内运移的距离,因此精确的地层压力预测以及合理的水力学参数控制对于深水钻井气侵井控十分重要。

2.4 不同地层渗透率的影响

通过调研,深水钻井中储层上部的地层以泥页

岩为主,高压气藏的地层渗透率一般小于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,因此计算不同地层渗透率条件下气侵发生后气体到达海底井口时的溢流量以及溢流量为 1 和 2 m^3 时的气体到达位置,其他参数均与图 1 所计算的实例井一致,结果如图 9、10 所示。

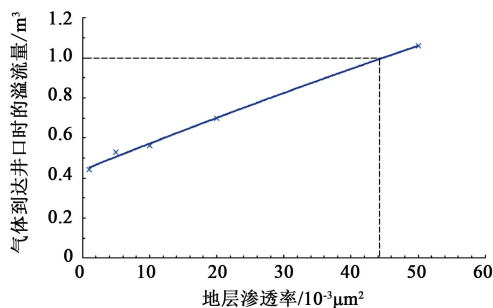


图9 不同地层渗透率条件下气体到达海底井口时的溢流量

Fig. 9 Overflow value when gas cut reaches subsea wellhead under different formation permeability

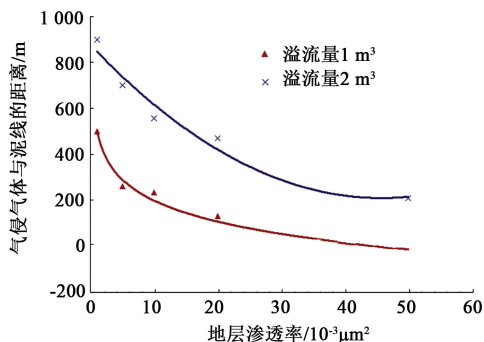


图10 不同地层渗透率条件下不同溢流量时的气体到达位置距泥线的距离

Fig. 10 Distance of gas position from mud line under different overflow value and formation permeability

由图 9 可知,气体到达海底井口时的溢流量随地层渗透率的增大而增大,当渗透率小于 $44 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时溢流量均保持在 1 m^3 以下。这是因为地层渗透率越小,地层气体侵入井筒中的速率越慢,相同时间内井筒内积聚的气体越少,导致气体到达海底井口时的溢流量越小。

由图 10 可知,溢流量为 1 和 2 m^3 时的气体与海底泥线的距离(在泥线上方为正,下方为负)随地层渗透率的减小而增大。这是因为,地层渗透率越小,地层气体侵入井筒中的速率越慢,井筒内气体体积聚到 1 和 2 m^3 所用的时间越长,从而导致气体在隔水管中运移时间增大。

由此可见,地层渗透率对深水钻井气侵的影响较大,地层渗透率越小,越不利于泥浆池液面监测法对深水钻井气侵的监测。

3 隔水管气侵监测技术优势

分析可以得到如下认识:

(1)对于深水钻井(水深大于 800 m),深水的高静压环境会导致气体到达海底井口时的泥浆池增量较小,多数情况达不到海洋钻井手册中规定的 1 m^3 预警值。这意味着常规的泥浆池液面监测法对于深水钻井的气侵早期监测来说较为滞后。相反,由于多数情况下气侵气体到达泥线附近(隔水管底部)时,溢流量均未超过 1 m^3 ,因此在隔水管处对气侵进行监测能比常规方法更早的监测到气侵。

(2)泥线以下深度越小,越不利于现有泥浆池液面监测法对深水钻井气侵的监测,深水钻井中若钻遇浅层气(埋藏于泥线以下 1500 m 范围内)等浅部气藏,利用现有的泥浆池液面监测法难以及时监测到气侵。相反,由于泥线以下深度越小,气体到达隔水管底部所用的时间越少,虽然此时泥浆池增量远未到达预警值,但已可在隔水管处监测到。

(3)对于深水钻井,井底压差直接影响到气体到达海底井口时的溢流量及泥浆池增量到达 1 和 2 m^3 时气体在隔水管内运移的距离,压差越小越不利于泥浆池液面法监测到气侵。相反的,井底压差对气侵气体到达隔水管的时间(气体运移速度)影响不大,因此井底压差越小,在隔水管处监测气侵较常规方法的优势越明显。

(4)地层渗透率对深水钻井气侵的影响较大,地层渗透率越小,越不利于泥浆池液面监测法对深水钻井气侵的监测。相反,地层渗透率对气侵气体到达隔水管的时间(气体运移速度)影响不大,因此地层渗透率越小,在隔水管处监测气侵较常规方法的优势越明显。

总的来说,对于水深大于 800 m、泥线以下深度小于 2800 m、地层渗透率小于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的地层,在隔水管底部对气侵进行监测比常规的泥浆池液面监测法更具时效性优势,且水深越深、泥线以下深度越小,地层渗透率越小,井底压差越小,该优势越明显。

4 结束语

建立了深水钻井井筒气液两相流计算模型,计算分析了不同工况下气侵气体在井筒中的运移规律及其与溢流量的变化规律。从井筒多相流运移规律和井控风险角度分析了隔水管超声波监测气侵方法的可行性和优势,确定了该气侵监测方法的适用工

况条件。水深越深、泥线以下深度越小、地层渗透率越小、井底压差越小,利用超声波在隔水管处监测气侵的优势越明显。目前钻井多采用近平衡甚至平衡钻井,井底压差控制在较小范围内,且浅层气等危害性较大的高压气藏埋藏深度较浅、地层渗透率不高,这些因素都使隔水管气侵监测方法较常规方法具有更大的优势。

参考文献:

- [1] 翟光明,王世洪,何文渊. 近十年全球油气勘探热点趋向与启示[J]. 石油学报,2012,33(增1):14-19.
ZHAI Guangming, WANG Shihong, HE Wenyuan. Hotspot trend and enlightenment of global ten-year hydrocarbon exploration [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33 (sup1):14-19.
- [2] 陈平,马天寿. 深水钻井溢流早期监测技术研究现状[J]. 石油学报,2014,35(3):602-612.
CHEN Ping, MA Tianshou. Research status of early monitoring technology for deepwater drilling overflow [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014,35(3):602-612.
- [3] 谢玉洪. 南海西部深水区自营油气田勘探发现现状及展望[J]. 石油钻采工艺,2015,37(1):11-13.
XIE Yuhong. Status and prospect of proprietary oil and gas ifeld exploration and development in deepwater West of South China Sea[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015,37(1):11-13.
- [4] SHAUGHNESSY J M, DAUGHERTY W T, GRAFF R L, et al. More ultradeep water drilling problems [R]. SPE 105792, 2007.
- [5] XU Y, GUAN Z, SU K. Methods of setting depth range with credibility of conductor for deepwater drilling based on probability statistics [J]. Applied Ocean Research, 2014,48:301-307.
- [6] 许玉强,管志川,许传斌,等. 深水钻井井筒中天然气水合物生成风险评价方法[J]. 石油学报,2015,36(5):633-640.
XU Yuqiang, GUAN Zhichuan, XU Chuanbin, et al. Risk evaluation methods of gas hydrate formation in the wellbore of deepwater drilling[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015,36(5):633-640.
- [7] ZHAO X, QIU Z, HUANG W, et al. Mechanism and method for controlling low-temperature rheology of water-based drilling fluids in deepwater drilling[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017,154:405-416.
- [8] 隋秀香,梁羽丰,李轶明,等. 基于多普勒测量技术的深水隔水管气侵早期监测研究[J]. 石油钻探技术, 2014,42(5):90-94.
SUI Xiuxiang, LIANG Yufeng, LI Yiming, et al. Early monitoring of the gas-cut in deepwater riser based on doppler measuring system [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014,42(5):90-94.
- [9] 耿亚楠,李轶明,朱磊,等. 深水钻井沿隔水管超声波气侵实时监测技术研究[J]. 中国海上油气,2016,28(1):86-92.
GENG Yanan, LI Yiming, ZHU Lei, et al. Study on real-time ultra-sonic kick detection technique along riser during deep water drilling operations [J]. China Offshore Oil and Gas, 2016,28(1):86-92.
- [10] 许玉强,管志川,王晓慧,等. 深水钻井气侵程度实时定量描述方法[J]. 石油勘探与开发,2016,43(2):292-296.
XU Yuqiang, GUAN Zhichuan, WANG Xiaohui, et al. The quantitative description of gas-cut degree in deepwater drilling [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016,43(2):292-296.
- [11] PARTH P. Innovative kick detection system for HP/HT ultradeepwater wells using a section of the BHA [R]. OTC 25074-MS, 2014.
- [12] TOSKEY E D. Kick detection at the subsea mudline [R]. OTC 25847-MS, 2014.
- [13] TORALDE J S S, WUEST C H. Riser gas risk mitigation with advanced flow detection and managed pressure drilling technologies in deepwater operations [R]. OTC 24997-MS, 2014.
- [14] 高永海,孙宝江,王志远,等. 深水钻探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.
- [15] 孙连伟,管志川,梁海明,等. 井身结构变化及尾管对接对井控的影响分析[J]. 石油钻探技术,2013,41(6):34-39.
SUI Lianwei, GUAN Zhichuan, LIANG Haiming, et al. Effects of casing program change and liner tieback on well control [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(6):34-39.
- [16] 高永海. 深水油气钻探井筒多相流动与井控的研究 [D]. 青岛:中国石油大学(华东),2007.
GAO Yonghai. Study on multi-phase flow in wellbore and well control in deep water drilling [D]. Qingdao: China University of Petroluem (East China), 2007.