

# Overflow Simulation Analysis of Horizontal Well with High Temperature and Pressure

Kai Jiang<sup>1</sup>, Qian Ding<sup>2</sup>, Haifeng Zhu<sup>1</sup>, Qiang Xia<sup>1</sup>, Xiaohui Sun<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Cnooc International Limited, Beijing

<sup>2</sup>College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao Shandong

Email: Jangkai@126.com

Received: Dec. 2<sup>nd</sup>, 2016; accepted: Dec. 17<sup>th</sup>, 2016; published: Dec. 23<sup>rd</sup>, 2016

Copyright © 2016 by authors and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

---

## Abstract

When well kicking occurs in horizontal section, it will be difficult to discover at early stage of well kick. However, the volume of overflows will suddenly increase, when the overflows passes into vertical section. Considering the characteristic of wellbore temperature field, drift model and the coupling between wellhole and formation, combining basic equation of gas-water two-phase flow, and then build a horizontal well kick theoretical model of high temperature and pressure well. This paper simulates different moment, unbalanced formation and length of barefoot interval of high temperature and pressure of horizontal wells on sea. The simulation results show that annulus pressure and void fraction vary quickly in the early stage of overflow; with the increase of formation pressure coefficient, the pit gain, annulus pressure and void fraction vary more quickly; the pit gain, annulus pressure and void fraction vary slightly in short barefoot interval; while the pit gain, annulus pressure and void fraction vary obviously in short barefoot interval.

## Keywords

High Temperature and Pressure, Horizontal Wells, Multiphase Flow, Overflow Simulation

---

# 高温高压水平井溢流模拟分析

蒋凯<sup>1</sup>, 丁前<sup>2</sup>, 朱海峰<sup>1</sup>, 夏强<sup>1</sup>, 孙小辉<sup>2</sup>

<sup>1</sup>中国海洋石油国际有限公司, 北京

<sup>2</sup>中国石油大学(华东), 山东 青岛

Email: Jangkai@126.com

收稿日期：2016年12月2日；录用日期：2016年12月17日；发布日期：2016年12月23日

## 摘要

水平井溢流后，气体在水平井段膨胀量小，溢流不容易发现，进入垂直井筒后，气体上升膨胀导致井涌快速发展，给井控造成困难。针对海上高温高压水平井的具体工况，考虑井筒温度场、漂移模型的特点以及水平井段与地层的耦合，结合气液两相流基本方程，建立了高温高压水平井井涌理论模型，并对不同时刻、不同地层欠压实、不同裸眼长度的海上高温高压水平井井涌进行了模拟。模拟结果表明：溢流早期，环空压力和截面含气率变化比较快；地层压力系数越高，泥浆池增量、环空压力和截面含气率变化越迅速；裸眼长度较小时，泥浆池增量、环空压力和截面含气率变化不明显，裸眼长度较大时，泥浆池增量、环空压力和截面含气率变化很快。

## 关键词

高温高压，水平井，多相流，溢流模拟

## 1. 引言

溢流是水平井钻井作业过程中的常见问题，特别是高温高压水平井，当水平段发生溢流初期，气体膨胀量很小，压力保持基本恒定，关井套压等于或接近于关井立压，泥浆池增量很小，井涌监测困难，突发性强[1]；加上地层高温高压，若发生溢流，井控难度极大[2]。为了对高温高压水平井溢流进行有效控制，必须对溢流进行模拟分析。国内外学者对水平井的稳态温度和压力[3] [4]，以及高温高压井控问题做了大量工作，形成了比较完善了计算模型，但是对高温高压水平井还缺少相应的研究。由于高温高压水平井钻井过程中复杂温度场以及气侵发生后水平段多相流压力场的复杂性，致使无法准确地对高温高压水平井进行模拟分析。本文通过建立高温高压水平井溢流模拟的温度场和压力场计算理论模型，借助计算机算法，研究高温高压水平井钻井过程中井涌动态规律，从而对高温高压水平井溢流进行准确地模拟。

## 2. 高温高压水平井井涌理论模型

### 2.1. 气液两相流压力计算通用控制方程

压力是进行溢流模拟的关键参数，对高温高压水平井溢流进行模拟就必须对其压力场作准确计算。溢流一旦发生，整个井筒内就变成气、液两相环境，为了准确地对压力场进行计算，必须考虑各相流体的影响，得到气液两相流动的控制方程组，然后对其求解得到井筒中的压力分布[5]。计算气液两相流压力时，控制方程组主要由连续性方程、动量守恒方程组成[6]：

由连续性方程和动量守恒方程可以看出，其中求解的关键参数有气相速度  $v_g$  和液相速度  $v_l$ ，漂移模型是计算气相速度和液相速度的常用模型，该最早由 N. Zuber 和 J. A. Findlay 提出[7]，后来学者在此基础上进行了修正，提出了水平井筒气-液两相流漂移模型[8]；而水平井由垂直段、造斜段及水平段三部分组成，气相趋于向上井壁聚集，其滑脱速度受井眼轨迹的限制，使上述漂移模型在计算全井段时结果出现较大偏差。在调研大量漂移模型的基础上，发现 H. Shi 和 J. A. Holmes 提出的气液两相流模型在井斜范围为  $0^\circ \sim 88^\circ$  内能够很好的与实验结果相拟合[9]，基本满足了工程需要。

计算井筒压力的另一个关键因素是溢流量  $q_g$ ，水平段各位置处溢流速率会影响水平井筒内的压力分布，而井筒内压力分布反过来影响从气藏的径向流入量的大小及分布，溢流气体的侵入过程和井筒内的

多相流动过程相互影响，需要对水平井段与地层进行耦合以便对溢流过程进行准确描述。

由于钻井过程中循环压耗的存在，从跟端(靠近垂直井筒段的一端)到指端(远离垂直井筒段的一端)，环空压力不断减小，地层溢流量不断增大，使水平井段的溢流量产生不均匀变化，因此应对水平段进行积分求出溢流量[10]。

$$q_g = \int_0^L \frac{0.543\sqrt{K_h K_v}}{\mu_g} \frac{1}{\ln \frac{4\beta h}{\pi r_w}} (P_e^2 - P_{wf,i}^2) dl \quad (1)$$

## 2.2. 水平井温度场方程

传统溢流模拟过程中通常忽略温度场的影响，主要关注压力的变化。但是，溢流发展过程中，气体的物理性质，如膨胀性，与环空温度分布密切相关。考虑深水环境及水平井钻进工况的特点，需要对溢流期间的井筒温度场进行准确描述。

传统上，对于石油工程井筒内流动的温度场分布，已经进行了广泛的研究，主要集中于单相流状态下的计算，如正常钻进工况[11] [12] [13]，生产工况[14] [15] [16]，气井测试工况[3]，固井工况[17]。但溢流过程中，井筒内存在气液两相流动，而温度分布对于流体的物性及流动特征影响很大，需要进行准确描述。

考虑酸性气体的焓变，考虑复杂的环境温度场，结合井筒内多相流动特点，推导了针对于海上高温高压水平井工况下的井筒温度场计算模型(如图 1 所示)。

考虑溢流气体在井筒环空流动过程中的相态变化，利用比焓进行水平井井筒温度场模型推导。基本假设为：考虑钻杆和环空内的流动为一维流动；不考虑钻头摩擦生热，忽略纵向热量传递；不考虑岩屑的影响；考虑钻杆内为液态单相流，环空内为气液两相流。

钻杆内钻井液以及环空内溢流气体和钻井液混合物稳态流动下，流体的能量守恒方程为：

$$\frac{dQ}{dL} = \frac{dh}{dL} + g \cos \theta + v \frac{dv}{dL} \quad (2)$$

式中， $Q$  为单位质量的流体向外传递的热量，J/kg； $h$  为单位质量流体的焓，J/kg； $v$  为流体流速，m/s； $g$  为重力加速度，m/s<sup>2</sup>； $\theta$  为井斜角，rad； $L$  为井筒任意深度，m。

由钻杆流入环空的热量  $Q_{DP \rightarrow A}$  为

$$dQ = -Q_{DP \rightarrow A} = -\frac{C_{DP}}{\beta_{DP}} (T_{DP} - T_A) dL \quad (3)$$

其中

$$\beta_{DP} = \frac{\omega_{DP} C_{DP}}{2\pi r_{DP} U_{DP}}$$

式中， $T_{DP}$  和  $T_A$  分别为钻杆和环空内流体的温度，K； $C_{DP}$  为钻杆内流体的比热容，J/(Kg·K)； $\omega_{DP}$  为钻杆内钻井液的质量流速，kg/s。

钻杆内为钻井液单相，环空内为钻井液和溢流气体的气液两相，则

$$dh_{DP} = C_p dT_{DP} \quad (4)$$

$$dh_A = (\alpha_g + \alpha_l) C_p dT_A - \alpha_g C_p C_j dp_A \quad (5)$$

式中， $\alpha_g$  为截面含气率； $\alpha_l$  为截面持液率； $C_p$  为定压比热容比热容，J/(Kg·K)； $C_j$  为焦耳-汤普逊系数，K/MPa； $p_A$  为环空内的压力，MPa。

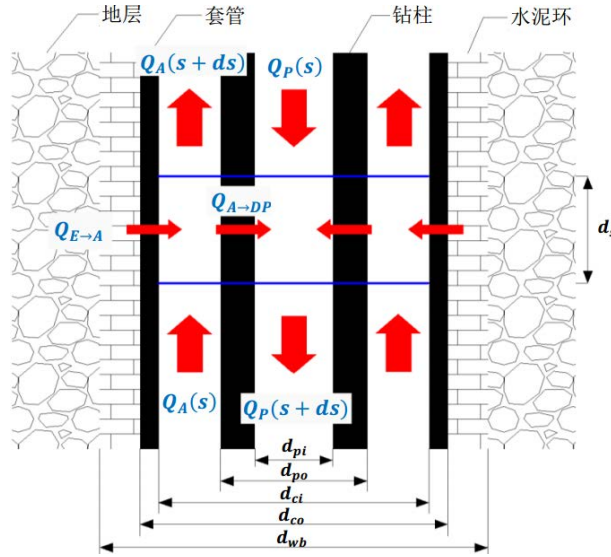


Figure 1. Schematic of solution procedure

图 1. 溢流期间井筒传热示意图

由环空流入钻杆和地层的热量  $Q_{A \rightarrow DP}$  和  $Q_{A \rightarrow E}$  为

$$dQ = Q_{A \rightarrow DP} + Q_{A \rightarrow E} = \frac{C_A}{\beta_A} (T_A - T_{DP}) dL + \frac{C_A}{\alpha} (T_A - T_E) dL \quad (6)$$

其中

$$\beta_A = \frac{(\omega_{Am} + \omega_{Ag}) C_{aA}}{2\pi r_{pi} U_{DP}}$$

$$\alpha = \frac{(\omega_{Am} + \omega_{Ag}) C_A}{2\pi} \left( \frac{K_E + r_{ci} U_A T_{DP}}{r_{ci} U_A K_E} \right)$$

$$T_E = \begin{cases} T_{sea}, H \leq H_{sea} \\ T_{sea} + G(H - H_{sea}), H_{sea} < H \leq H_{hh} \\ T_{hh}, H > H_{hh} \end{cases}$$

式中,  $T_E$  为外界环境温度, K;  $C_A$  为环空内流体的比热容, J/(Kg·K);  $\omega_{Am}$  为环空内钻井液的质量流速, Kg/s;  $\omega_{Ag}$  为环空内溢流气体的质量流速, Kg/s;  $T_D$  为无因次温度;  $K_E$  为地层导热系数, W/(m·K);  $T_{sea}$  为海水温度, K;  $T_{hh}$  为水平井跟端地层温度, K;  $G$  为地温梯度, °C/100 m;  $H$  为井深, m;  $H_{sea}$  为海水深度, m;  $H_{hh}$  为水平井跟端井深, m。

将式(2)、(3)、(4)联立, 得到环空内的流体温度场方程为

$$T_A = T_{DP} + \frac{\beta_{DP}}{C_{DP}} \left[ \frac{C_p dT_{DP}}{dL} + g \cos \theta + \frac{v_{DP} dv_{DP}}{dL} \right] \quad (7)$$

将式(2)、(5)、(6)联立, 得到钻杆内的流体温度场方程为

$$T_{DP} = -\frac{\beta_{DP}}{C_{DP}} \left( \frac{\alpha}{\beta_A} + 1 \right) \left[ \frac{C_p dT_{DP}}{dL} + g \cos \theta + \frac{v_{DP} dv_{DP}}{dL} \right] + \frac{\alpha}{C_A} \left[ \frac{C_p dT_A - \alpha_g C_p C_J dp_A}{dL} + g \cos \theta + \frac{v_m dv_m}{dL} \right] + T_E \quad (8)$$

其中

$$v_m = v_{sg} + v_{sl}$$

式中,  $U_{DP}$  和  $U_A$  分别为钻杆和环空流体的传热系数,  $J/(m^2 \cdot s \cdot K)$ ;  $r_{pi}$  和  $r_{ci}$  分别为钻杆内径和套管内径, m;  $v_{DP}$  为钻杆内钻井液流速, m/s;  $v_{sg}$  为环空内溢流气体的表观流速, m/s;  $v_{sl}$  为环空内钻井液的表观流速, m/s,  $v_m$  为环空内流体的混合平均流速, m/s。

### 2.3. 理论模型的离散及求解

对多相流控制方程以及温度场方程直接求解析解是很困难的, 而且深水钻井多温度梯度的环境要求对方程进行离散求解, 因此上述方程需采用数值算法求其离散解具体求解过程如图 2。

### 3. 高温高压水平井井涌动态实例分析

针对某高温高压气田, 依据本文提出的求解方法对海上高温高压水平井涌模拟分析模型进行求解。该井参数为: 该气田属于高温高压体系, 最大油藏压力 57.3 MPa, 最高油藏温度 151.7°C。目标井深 4000 m, 造斜点位置 2800 m, 在 3700 m 进入水平段; 地层破裂压力梯度 0.0215 MPa/m, 井控设备承压能力 13.6 MPa, 海水密度 1025 Kg/m<sup>3</sup>, 钻井液密度 1797 Kg/m<sup>3</sup>, 塑性粘度 0.03 Pa.s, 打开油层厚度 500 m, 气相渗透率 30 md, 天然气相对密度 0.917, 钻头直径 149.5 mm, 钻井液排量 0.016 m<sup>3</sup>/s, 水深 55.5 m, 隔水管内径 508 mm, 套管内径 164 mm, 地热梯度为 3.5°C/100 m; 该井井深结构如图 3 所示。应用基础数据, 根据前面的求解方法对高温高压水平井溢流模型进行求解, 基于计算结果进行了如下讨论。

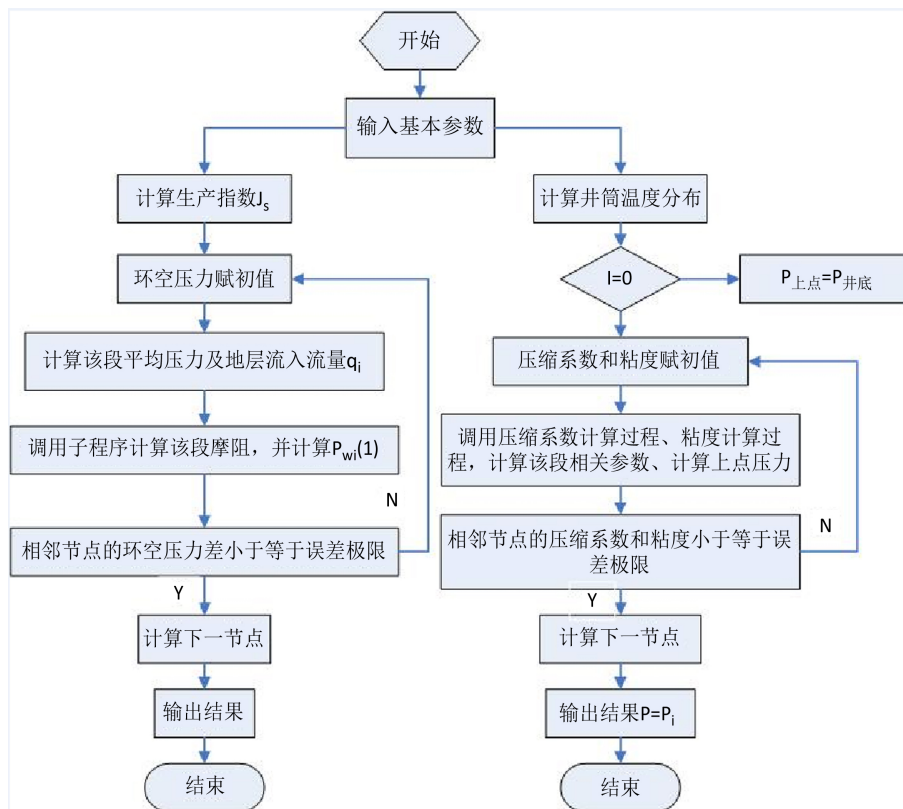


Figure 2. Schematic of solution procedure

图 2. 求解过程

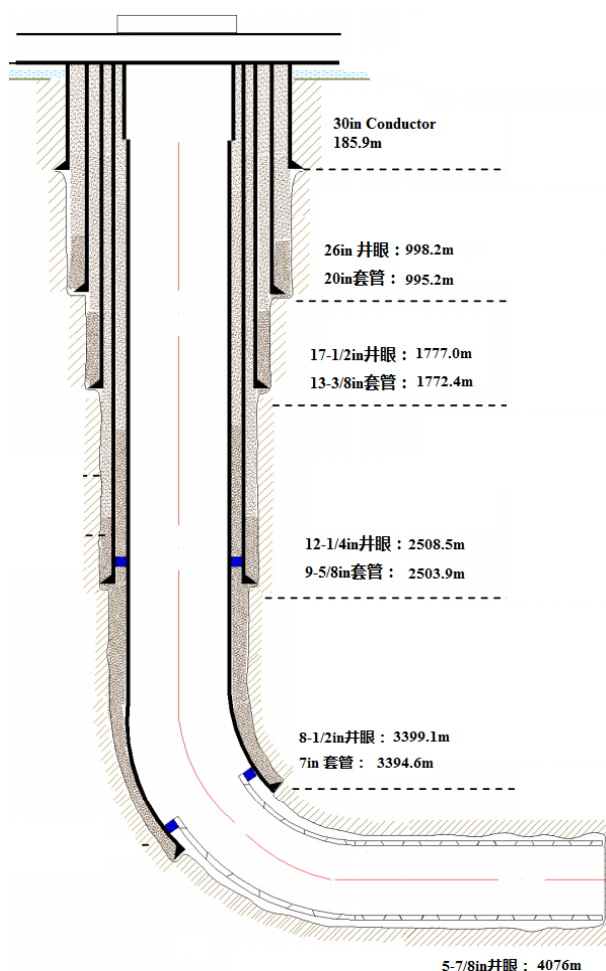


Figure 3. Wellbore configuration of computational well  
图 3. 计算井井身结构

### 3.1. 不同时刻井涌模拟分析

图 4 井涌 10 min 时刻, 不同时刻环空压力随井深变化的对比。从图 4 可以看出, 井深小于 2000 m 时, 不同时刻环空压力基本不变化; 井深大于 2000 m 时, 随井深增加, 不同时刻环空压力差增大。对比 0 min、5 min、10 min 时刻环空压力可以看出, 溢流早期环空压力变化比较快。由于溢流早期溢流量小, 气体以气泡形态分布于钻井液内, 因而其运移速度小, 气体在水平段聚集, 故环空压力变化比较大; 随着溢流时间增加, 气泡开始聚并, 在水平井环空上端面形成连续相, 由于气体滑脱速度的存在, 气相运移速度增大, 一部分气体运移出水平段, 故环空压力变化相对减弱。因此水平井钻井过程中若监测到环空压力波动, 而后波动很小, 不应放松警惕, 以免造成井涌甚至井喷。

图 5 为井涌 10 min 时刻, 不同时刻截面含气率随井深变化的对比。从图 5 可以看出, 井深小于 2000 m 时, 由于溢流还未向上运移到该井段, 不同时刻截面含气率相同; 井深大于 2000 m 时, 随井深增加, 不同时刻截面含气率先增大后减小, 在井深 3600 m 左右达到最大值, 即在水平井跟端达到最大值, 因此当溢流气体运移出水平段, 进入倾斜垂直井段后, 由于环空压力的降低, 气体会不断膨胀, 加上地层高压, 会导致井涌突然失控造成井喷。对比 0 min、5 min、10 min 时刻截面含气率可以看出, 溢流早期截面含气率变化比较快。由于溢流早期溢流量小, 气体在钻井液内以气泡形态存在, 因而其运移速度小,

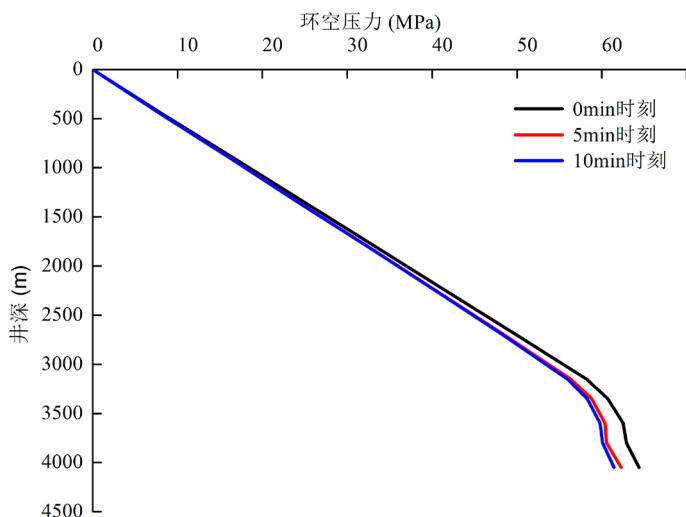


Figure 4. Annulus pressure curve changing with depth at different time  
图 4. 不同时刻环空压力随井深变化曲线

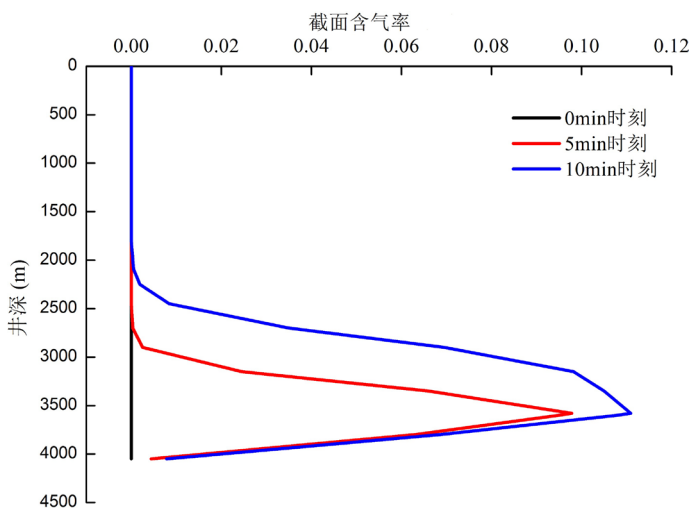


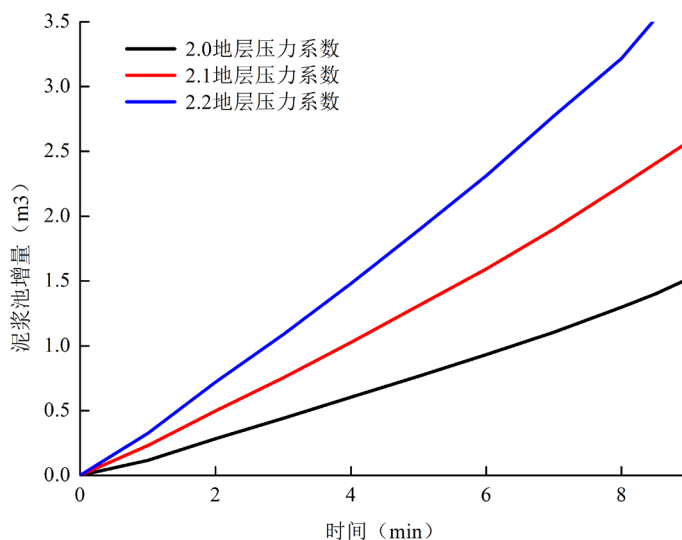
Figure 5. Void fraction curve changing with depth at different time  
图 5. 不同时刻截面含气率随井深变化曲线

气体在水平段聚集，故环空截面含气率比较大；随着溢流时间增加，气泡开始聚并，在水平井环空上端面形成连续相，由于气体滑脱速度的存在，气相运移速度增大，一部分气体运移出水平段，造成环空含气量相对减小，故环空截面含气率相对降低。

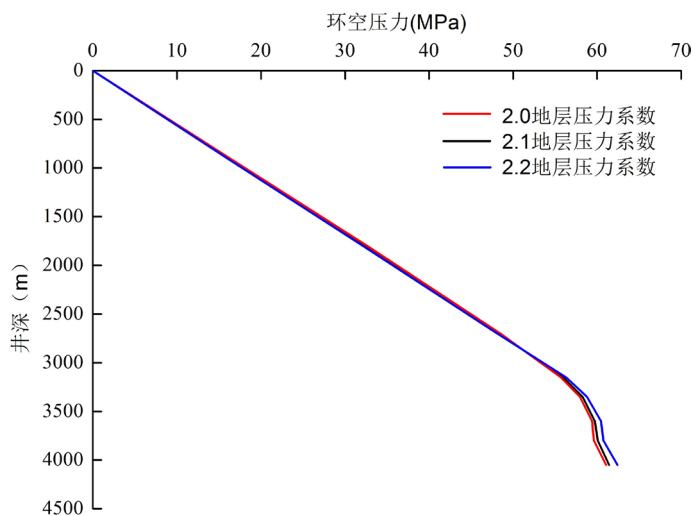
### 3.2. 不同地层压力条件井涌模拟分析

图 6 为井涌发生后，不同地层压力条件泥浆池增量随时间变化的对比。从图 6 可以看出，泥浆池增量随溢流时间的增加而增大；对比地层压力系数分别为 2.0、2.1、2.2 时泥浆池增量可以看出，地层压力系数越大，泥浆池增量越大；地层压力越高，进入井筒的气体越多，导致环空压力越低，进而又促进气体进入井筒，因此，高压地层易造成泥浆池增量的迅速增大，引发严重的井喷事故。

图 7 为井涌 10 min 时刻，不同地层压力条件环空压力随井深变化的对比。从图 7 可以看出，井深小于 3600 m 时，不同地层压力条件环空压力基本不变化；井深大于 3600 m 时，随井深增加，不同地层压力条件环空压力差增大。对比地层压力系数分别为 2.0、2.1、2.2 时环空压力可以看出，地层压力系数越



**Figure 6.** Pit gain curve changing with time at different formation pressure  
**图 6.** 不同地层压力下泥浆池增量随时间变化曲线



**Figure 7.** Annulus pressure curve changing with depth at different formation pressure  
**图 7.** 不同地层压力下环空压力随井深变化曲线

高，环空压力变化越明显，故高压水平井溢流时，环空压力会出现比较明显的变化，若控制不及时，超过设备的承压极限，会造成井涌失控引发井喷。

图 8 为井涌 10 min 时刻，不同地层压力条件截面含气率随井深变化的对比。从图 8 可以看出，井深小于 2000 m 时，由于溢流还未向上运移到该井段，不同地层压力条件截面含气率相同；井深大于 2000 m 时，随井深增加，不同地层压力条件截面含气率先增大后减小，在井深 3600 m 左右达到最大值，即水平井跟端达到最大值。对比地层压力系数分别为 2.0、2.1、2.2 时截面含气率可以看出，地层压力越高，截面含气率变化越迅速，井控反应时间越短。

### 3.3. 不同裸眼段长度井涌模拟分析

图 9 为井涌发生后，不同裸眼段长度泥浆池增量随时间变化的对比。从图 9 可以看出，溢流早期泥



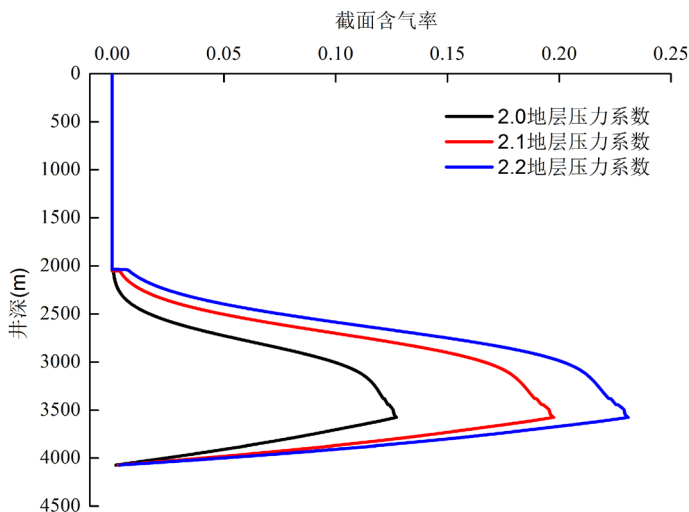


Figure 8. Void fraction curve changing with depth at different formation pressure

图 8. 不同地层压力下截面含气率随井深变化曲线

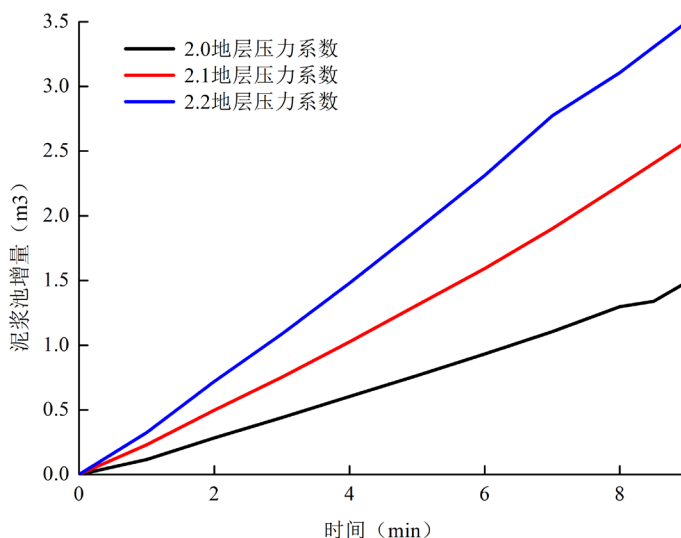


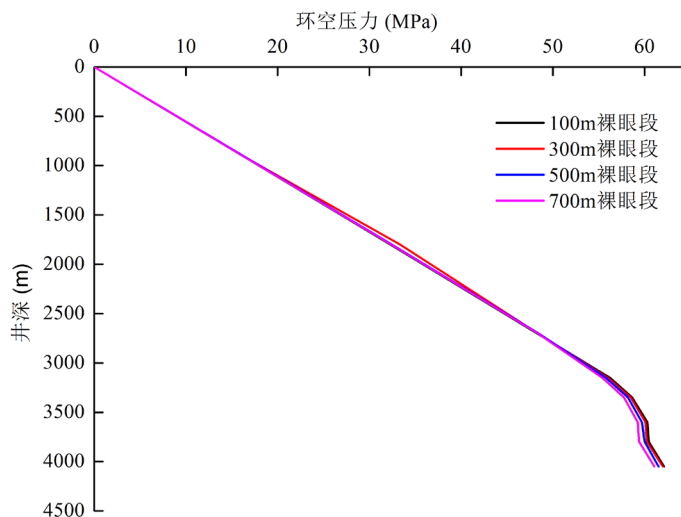
Figure 9. Pit gain curve changing with time at different length of barefoot interval

图 9. 不同裸眼段长度泥浆池增量随时间变化曲线

浆池增量很小，溢流后期泥浆池增量增加比较明显。对比裸眼段长度分别为 100 m、300 m、500 m、700 m 时泥浆池增量可以看出，裸眼段较小时，泥浆池增量变化不显著；裸眼段较大时，泥浆池增量显著增加。因此，裸眼段较小时，溢流很难监测；裸眼段较大时，溢流后期泥浆池增量能够明显的监测到溢流。

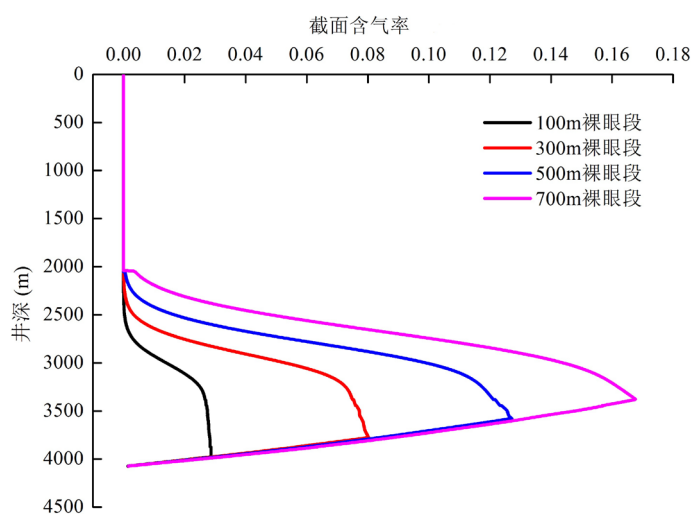
图 10 为井涌 10 min 时刻，不同裸眼段长度环空压力随井深变化的对比。从图 10 可以看出，井深小于 3000 m 时，不同裸眼段长度环空压力基本不变化；井深大于 3000 m 时，随井深增加，不同裸眼段长度环空压力差增大。对比裸眼段长度分别为 100 m、300 m、500 m、700 m 时环空压力可以看出，随着裸眼长度的增加，环空压力变化越明显。因此在长水平段钻井过程中，较长的裸眼长度容易造成较多的溢流涌入井筒，需要严密监测环空压力变化，及早做出预防措施，确保安全钻进。

图 11 为井涌 10 min 时刻，不同裸眼段长度截面含气率随井深变化的对比。从图 11 可以看出，井深



**Figure 10.** Annulus pressure curve changing with depth at different length of barefoot interval

**图 10.** 不同裸眼段长度环空压力随井深变化曲线



**Figure 11.** Void fraction curve changing with depth at different length of barefoot interval

**图 11.** 不同裸眼段长度截面含气率随井深变化曲线

小于 2000 m 时，截面含气率相同；井深大于 2000 m 时，随井深增加，不同裸眼段长度截面含气率先增大后减小。对比裸眼段长度分别为 100 m、300 m、500 m、700 m 时截面含气率可以看出，截面含气率随着裸眼长度的增加而增加，裸眼长度越长，截面含气率峰值对应的井深越浅，即随着裸眼长度的增加，溢流峰值能够更快地沿井眼环空向上运移。因此，在长水平段钻井过程中，截面含气率较高，溢流峰值运移速度较快，井涌突发性强，井控反应时间短，需要做好周密的预防措施。

#### 4. 结论

- (1) 溢流早期环空压力变化相对较快，截面含气率变化也相对较快。
- (2) 高压水平井钻井过程中，井涌突发性强，井控反应时间短，钻井作业过程中应严密监测溢流。
- (3) 在长水平段钻井过程中需要严密监测泥浆池增量、环空压力以及截面含气率的变化，及早做出预

防措施, 确保安全钻进。

(4) 溢流进入垂直管段后会因井筒压力降低而膨胀, 地层高温会加速井涌发生的突发性; 高温高压水平井由于地层高温、储层高压、水平钻井, 一直是钻井作业的难题, 本文通过对海上某高温高压气井进行溢流模拟, 对高温高压水平井的安全顺利钻进提供了一定技术借鉴。

## 基金项目

国家重大专项(2016ZX05020006), 国家自然科学基金(51374232)资助。

## 参考文献 (References)

- [1] 王瑞娥, 汪海阁. 水平井压井方法[J]. 钻采工艺, 2005, 28(2): 11-13+111.
- [2] 袁波, 刘刚, 戴爱国, 等. 高温高压天然气井常见问题及安全钻井工艺[J]. 国外油田工程, 2006, 22(8): 40-42.
- [3] Hasan, A.R., Kabir, C.S. and Lin, D. (2005) Analytic Wellbore Temperature Model for Transient Gas-Well Testing. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, **8**, 240-247. <https://doi.org/10.2118/84288-PA>
- [4] 赵金洲, 彭瑀, 李勇明, 田植升, 符东宇. 基于双层非稳态导热过程的井筒温度场半解析模型[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 68-75.
- [5] 尹邦堂, 李相方, 孙宝江, 等. 井筒环空稳态多相流动力学模型[J]. 石油勘探与开发, 2014(3): 359-366.
- [6] 孙宝江, 宋荣荣, 王志远. 高含硫化氢天然气气侵时的溢流特性[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2012, 36(1): 73-79.
- [7] Zuber, N. and Findlay, J. (1965) Average Volume Concentration in Two Phase Systems. *ASME Journal of Heat Transfer*, **87**, 453-468. <https://doi.org/10.1115/1.3689137>
- [8] 宫敬, 程小姣, 于达, 吴海浩. 水平井筒中气-液两相流漂移模型研究[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(4): 67-70.
- [9] Shi, H., Holmes, J.A., Durllofsky, L.J., Aziz, K., Diaz, L.R., Alkaya, B. and Oddie, G. (2003) Drift-Flux Modeling of Multiphase Flow in Wellbores. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, 5-8 October 2003, Article ID: SPE-84228-MS. <https://doi.org/10.2118/84228-MS>
- [10] 吴锋. 水平气井渗流特征及生产系统分析方法研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2005.
- [11] Marshall, D.W. and Bentsen, R.G. (1982) A Computer Model to Determine the Temperature Distributions In a Wellbore. Petroleum Society of Canada, Calgary. <https://doi.org/10.2118/82-01-05>
- [12] Minghui, W. and Gensheng, L. (2016) Wellbore Temperature Prediction and Control through State Space Model. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*, Dammam, 25-28 April 2016, Article ID: SPE-182734-MS. <https://doi.org/10.2118/182734-MS>
- [13] Romero, J. and Touboul, E. (1998) Temperature Prediction for Deepwater Wells: A Field Validated Methodology. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, 27-30 September 1998, Article ID: SPE-49056-MS. <https://doi.org/10.2118/49056-MS>
- [14] Karstad, E. and Aadnoy, B.S. (1997) Analysis of Temperature Measurements during Drilling. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, 5-8 October 1997, Article ID: SPE-38603-MS. <https://doi.org/10.2118/38603-MS>
- [15] Yoshida, N., Zhu, D. and Hill, A.D. (2013) Temperature Prediction Model For A Horizontal Well With Multiple Fractures In A Shale Reservoir. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, 30 September-2 October 2013, Article ID: SPE-166241-MS. <https://doi.org/10.2118/166241-MS>
- [16] Charles, Y.O. and Igbokoyi, A.O. (2012) Temperature Prediction Model for Flowing Distribution in Wellbores and Pipelines. *Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, Lagos, 6-8 August 2012, Article ID: SPE-163038-MS. <https://doi.org/10.2118/163038-MS>
- [17] Davies, S.N., Gunningham, M.M., Bittleston, S.H., Guillot, F. and Swanson, B.W. (1994) Field Studies of Circulating Temperatures Under Cementing Conditions. *SPE Drilling & Completion*, **9**, 12-16. <https://doi.org/10.2118/21973-PA>

**期刊投稿者将享受如下服务：**

1. 投稿前咨询服务 (QQ、微信、邮箱皆可)
2. 为您匹配最合适的期刊
3. 24 小时以内解答您的所有疑问
4. 友好的在线投稿界面
5. 专业的同行评审
6. 知网检索
7. 全网络覆盖式推广您的研究

投稿请点击：<http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱：[ijfd@hanspub.org](mailto:ijfd@hanspub.org)