

### 隔水管注气双梯度钻井井筒参数计算研究

毛良杰, 张孝诚, 薛继彪, 詹宁, 刘君

### Research on Calculation of Riser Gas Injection Dual-Gradient Drilling Wellbore Parameters

MAO Liangjie, ZHANG Xiaocheng, XUE Jibiao, ZHAN Ning, and LIU Jun

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.21656/1000-0887.420065>

### 您可能感兴趣的其他文章

#### Articles you may be interested in

#### 修正压力梯度粒子近似SPH方法计算大密度比界面流动

Modified Particle Approximation to Pressure Gradients in the SPH Algorithm for Interfacial Flows With High Density Ratios

应用数学和力学. 2019, 40(1): 20–35

#### 基于应力敏感的天然裂缝性页岩气藏双孔模型解的结构

Similar Structure of the Solution to the Dual-Porosity Model for Naturally Fractured Shale Gas Reservoirs Based on Stress Sensitivity

应用数学和力学. 2017, 38(2): 233–242

#### 一维气液两相漂移模型全隐式AUSMV算法研究

Research on the Implicit AUSMV Algorithm for the 1D Gas-Liquid Two-Phase Drift Flux Model

应用数学和力学. 2019, 40(4): 386–397

#### 基于非局部应变梯度理论功能梯度纳米板的弯曲和屈曲研究

Bending and Buckling of Functionally Graded Nanoplates Based on the Nonlocal Strain Gradient Theory

应用数学和力学. 2021, 42(1): 15–26

#### 气液耦合系统中固有频率的实验研究

Experimental Investigation of Natural Frequencies of Gas-Liquid Coupled Systems in Tanks

应用数学和力学. 2021, 42(2): 133–141

#### 双功能梯度纳米梁系统振动分析的辛方法

A Symplectic Approach for Free Vibration of Functionally Graded Double-Nanobeam Systems Embedded in Viscoelastic Medium

应用数学和力学. 2018, 39(10): 1159–1171



关注微信公众号, 获得更多资讯信息

# 隔水管注气双梯度钻井井筒参数计算研究\*

毛良杰<sup>1,2</sup>, 张孝诚<sup>2</sup>, 薛继彪<sup>3</sup>, 詹宁<sup>3</sup>, 刘君<sup>4</sup>

- (1. 西南石油大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都 610500;
2. 西南石油大学 石油与天然气工程学院, 成都 610500;
3. 中国石油集团西部钻探工程有限公司国际工程公司, 乌鲁木齐 830000;
4. 中国石油长庆油田 第二采油厂, 甘肃 庆阳 745100)

**摘要:** 基于隔水管注气双梯度钻井过程中隔水管环空多相流特性, 建立了隔水管注气双梯度钻井环空多相流模型, 采用有限差分法对模型进行求解, 结合墨西哥湾某口深水井现场数据, 分析了钻井参数对井底压力和环空压力的影响, 并对注气流量的影响因素进行讨论. 研究表明: 隔水管注气双梯度钻井井底压力比常规钻井更低, 更适用于海底窄密度窗口钻井; 隔水管注气双梯度钻井在钻井过程中注气流量的大小对井底压力和环空压力影响较大; 水深和钻井液密度是影响注气流量的两个重要因素. 在隔水管注气双梯度钻井参数设计时, 应选择合适的注气流量, 且钻井液密度不宜过大, 以确保隔水管注气双梯度钻井安全. 该研究对隔水管注气双梯度钻井设计及现场作业具有指导意义.

**关键词:** 深水; 双梯度; 多相流; 注气; 窄密度窗口

**中图分类号:** O29 **文献标志码:** A **DOI:** 10.21656/1000-0887.420065

## Research on Calculation of Riser Gas Injection Dual-Gradient Drilling Wellbore Parameters

MAO Liangjie<sup>1,2</sup>, ZHANG Xiaocheng<sup>2</sup>, XUE Jibiao<sup>3</sup>, ZHAN Ning<sup>3</sup>, LIU Jun<sup>4</sup>

- (1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, P.R.China;
2. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, P.R.China;
3. International Engineering Company, CNPC Western Drilling Engineering Co., Ltd., Urumqi 830000, P.R.China;
4. No.2 Oil Production Plant of Petro China Changqing Oilfield, Qingyang, Gansu 745100, P.R.China)

**Abstract:** Based on the characteristics of multiphase flow in riser annulus during dual-gradient drilling with riser gas injection, a multi-phase flow model for the riser gas injection dual-gradient drilling wellbore was established. The model was solved with the finite difference method and combined with the actual parameters of a deep water well in the Gulf of Mexico. The influences of drilling parameters on the bottom hole pressure and the annulus pressure, and the influence factors on the gas injection flow rate were discussed. The research results show that, the bottom hole pressure of dual-gradient riser gas injection drilling is lower than that of conventional drilling, and is more suitable for subsea narrow-density window drilling; the magnitude of the gas injection flow rate during the dual-gradient riser gas injection drilling process has

\* 收稿日期: 2021-03-09; 修订日期: 2021-10-06

**基金项目:** 国家自然科学基金(52174006); 国家重点研发计划(2019YFC0312303)

**作者简介:** 毛良杰(1987—), 男, 教授, 博士, 博士生导师(通讯作者. E-mail: [maoliangjie@foxmail.com](mailto:maoliangjie@foxmail.com)).

**引用格式:** 毛良杰, 张孝诚, 薛继彪, 詹宁, 刘君. 隔水管注气双梯度钻井井筒参数计算研究[J]. 应用数学和力学, 2022, 43(4): 401-415.

great effects on the bottom hole pressure and the annulus pressure, and the water depth as well as the drilling fluid density are 2 important factors influencing the gas injection flow. In the design of the dual-gradient drilling parameters for riser gas injection, the appropriate gas injection flow rate should be selected and the drilling fluid density should not be too large to ensure the safety of dual-gradient riser gas injection drilling. The research has guiding significance for the design of dual-gradient drilling with riser gas injection and field operations.

**Key words:** deep water; dual-gradient; multiphase flow; gas injection; narrow density window

## 引言

随着石油资源需求的增长,寻找新的资源勘探开发区域势在必行,深水海洋油气资源储量巨大,可以满足大规模生产勘探开发要求<sup>[1]</sup>.但是,由于海底沉积物疏松和海水液柱压力的影响,在深水钻井过程中地层压力和破裂压力之间余量较小,存在钻井安全密度窗口窄的问题<sup>[2]</sup>.双梯度钻井可以很好应对深水钻井密度窗口窄的问题,其原理为通过一定方式使泥线以上环空内液体密度与海水相近,泥线以下地层环空为钻井液密度,从而使泥线以上海水段压力梯度与泥线以下环空压力梯度不连续,即形成双梯度<sup>[3-5]</sup>,它的井底压力比常规钻井低,能够更好地控制井筒压力.

目前实现双梯度钻井方案有海底泵举升钻井、双密度钻井、无隔水管钻井三种主要方式<sup>[6-8]</sup>.近年来,许多学者对此进行了研究:Lopes等<sup>[9-10]</sup>通过建立数学模型对向隔水管环空中注入气体来降低井底压力的可行性进行了研究,研究发现,通过向隔水管注入气体,可大幅降低井底压力,且此种方法能够显著减少钻井所需套管柱数量,大幅降低钻井成本.苏鹏等<sup>[11]</sup>对隔水管注气双梯度钻井过程中环空内气体运移过程进行实验,研究表明高速流动的钻井液能够消除单个气泡形成更加分散的气泡体系.殷志明等<sup>[12-13]</sup>建立了深水双梯度钻井井身结构设计及优化程序,研究发现深水双梯度技术可以大幅度降低钻井费用.马永乾等<sup>[14]</sup>建立了深水隔水管注气双梯度钻井环空温度场模型,模拟结果表明,由于环空流体存在不同流体流型,环空传热呈现出不同传热规律,注入的气体仅对上部有气体的环空造成影响.杨小刚<sup>[15]</sup>和黄伟等<sup>[16]</sup>建立了深水钻井环空多相流计算模型,研究了海洋隔水管注气钻井环空含气率的分布规律.苗典远<sup>[17]</sup>建立了隔水管注气钻井注气量计算模型,并对隔水管注气钻井注气量的影响因素进行了分析,研究表明钻井液密度、水深以及井口回压等参数对注气量影响较大.Stanislawek和Smith<sup>[18]</sup>对双密度深水钻井井控方法进行了分析,发现现阶段隔水管注气双梯度钻井井涌检测主要是观察井口泥浆增量和井口流量变化,但井口流量的变化无法判断是否发生井涌.甘火华<sup>[19]</sup>建立了深水隔水管注气钻井与热力学耦合的压降模型,模拟发现隔水管注气双梯度钻井注气段隔水管环空压力较小.

从目前的研究情况看,现有研究主要是实现双梯度钻井的钻井方法和讨论隔水管注气双梯度钻井井控方法,对隔水管注气双梯度钻井井筒参数计算分析较少.本文建立了隔水管注气双梯度钻井井筒流动多相流模型,采用有限差分法对模型进行求解,结合墨西哥湾某口深水井的现场数据,分析注气流量、钻井液密度和钻井液排量等影响因素下井底压力和环空压力的变化规律,并对影响注气流量的因素进行了讨论,对合理设计隔水管注气双梯度钻井工艺具有指导意义.

## 1 隔水管注气双梯度钻井环空多相流模型

隔水管注气双梯度钻井通过注气管线在泥线处向隔水管环空注入气体,降低隔水管内混合液体密度,从而使得泥线以上环空和泥线以下环空且有不同的流体密度,降低泥线处隔水管压力,由此实现双梯度钻井,如图1所示.隔水管注气双梯度钻井系统钻井液循环过程与常规钻井的钻井液循环过程相似,不同的是,隔水管注气双梯度钻井在泥线以上隔水管环空有气体随钻井液向上运动.隔水管注气双梯度钻井所用设备与传统海洋钻井设备基本相同,不需要将原有设备进行大规模改动,只需在海底泥线处隔水管增加注气管线接口,海面部分主要增加制氮设备和气体分离装置,极大地节省了设备改造费用.与常规钻井相比,隔水管注气双梯度钻井能以更低的钻井成本,更安全高效地完成钻井任务.

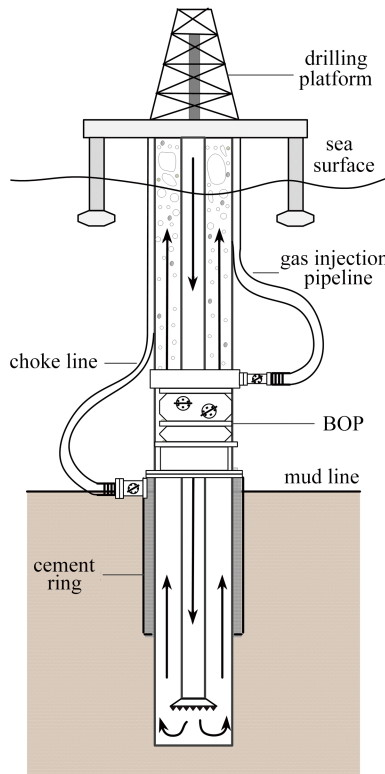


图 1 隔水管注气双梯度钻井物理模型  
Fig. 1 The physical model for dual-gradient drilling with riser gas injection

### 1.1 连续性方程和动量方程

在隔水管注气双梯度钻井过程中, 当注气管线未向隔水管注气时, 在井筒内钻井液和岩屑一起向上流动; 当注气管线开始向隔水管注气时, 隔水管环空内气体、钻井液和岩屑三相一起向上运动. 针对隔水管环空多相流流动, 本文建立了一个数值模型, 以获得钻井液的流动参数. 为了简化计算, 我们做了以下假设: 1) 隔水管内的气体、岩屑和钻井液流动是一维的; 2) 钻井液、岩屑不可压缩; 3) 控制单元内气体、岩屑和钻井液连续; 4) 忽略环空偏心的影响; 5) 不考虑岩屑和气体在钻井液中的溶解. 在此假设的基础上, 可以得到简化的连续性方程和动量方程.

图 2 为气相质量守恒的物理模型, 根据质量守恒定律, 控制单元质量的变化量为控制单元的输出质量减去输入质量. 对于气相, 进入控制单元的质量为

$$\rho_g v_g E_g A dt + q_g dt dz; \tag{1}$$

离开控制单元的质量为

$$\rho_g v_g E_g A dt + \frac{\partial(\rho_g v_g E_g A)}{\partial z} dz dt; \tag{2}$$

含气率变化引起的内部质量变化为

$$\frac{\partial(\rho_g E_g A)}{\partial t} dz dt. \tag{3}$$

因此, 气相连续性方程可表示为

$$\frac{\partial(\rho_g v_g E_g A)}{\partial z} + \frac{\partial(\rho_g E_g A)}{\partial t} = \begin{cases} 0, & \text{no gas injection,} \\ Q_g, & \text{gas injection.} \end{cases} \tag{4}$$

同理, 液相连续性方程可表示为

$$\frac{\partial(\rho_l v_l E_l A)}{\partial z} + \frac{\partial(\rho_l E_l A)}{\partial t} = 0; \tag{5}$$

固相连续性方程可表示为



$$\frac{\partial(\rho_s v_s E_s A)}{\partial z} + \frac{\partial(\rho_s E_s A)}{\partial t} = 0. \quad (6)$$

根据动量守恒定律, 作用于整个单元控制体流体上作用力的合力等于单位时间内流入流出控制体的动量以及由于流场不定常性造成的动量变化率三项之和, 从而可以得到动量方程:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \sum_{i=1}^n A \rho_i v_i E_i \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \sum_{i=1}^n A \rho_i v_i^2 E_i \right) - \sum F = 0. \quad (7)$$

对于气体, 动量方程可以表示为

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho_g v_g E_g) + \frac{\partial}{\partial z} (\rho_g v_g^2 E_g) + E_g \frac{\partial P}{\partial z} + \rho_g E_g g + \frac{\tau_g s_g + \tau_i s_i}{A} = 0; \quad (8)$$

对于液体, 动量方程可以表示为

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho_l v_l E_l) + \frac{\partial}{\partial z} (\rho_l v_l^2 E_l) + E_l \frac{\partial P}{\partial z} + \rho_l E_l g + \frac{\tau_l s_l - \tau_i s_i}{A} = 0; \quad (9)$$

对于固体, 动量方程可以表示为

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho_s v_s E_s) + \frac{\partial}{\partial z} (\rho_s v_s^2 E_s) + E_s \frac{\partial P}{\partial z} + \rho_s E_s g = 0. \quad (10)$$

在控制单元中,

$$E_g + E_l + E_s = 1, \quad (11)$$

$$\left( \frac{\partial P}{\partial z} \right)_{fr} = \frac{\tau_l s_l + \tau_g s_g}{A}. \quad (12)$$

因此, 总动量方程可以写成

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho_l v_l E_l + \rho_g v_g E_g + \rho_s v_s E_s) + \frac{\partial}{\partial z} (\rho_l v_l^2 E_l + \rho_g v_g^2 E_g + \rho_s v_s^2 E_s) + \frac{\partial P}{\partial z} + (\rho_l E_l + \rho_g E_g + \rho_s E_s)g + \left( \frac{\partial P}{\partial z} \right)_{fr} = 0, \quad (13)$$

其中,  $\rho_g$ ,  $\rho_l$ 和 $\rho_s$ 分别是气体、液体和岩屑密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $v_g$ ,  $v_l$ 和 $v_s$ 分别是气体、液体和岩屑速度,  $\text{m}/\text{s}$ ;  $E_g$ ,  $E_l$ 和 $E_s$ 分别是气体、液体和岩屑所占份数;  $A$ 是截面积,  $\text{m}^2$ ;  $Q_g$ 是注入气体流量,  $\text{m}^3/\text{min}$ ;  $\left( \frac{\partial P}{\partial z} \right)_{fr}$ 是摩阻压降,  $\text{MPa}/\text{m}$ .

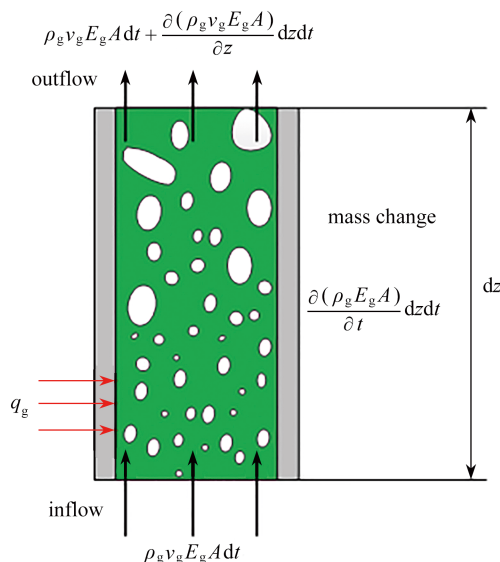


图2 气相质量守恒的物理模型

Fig. 2 The physical model for mass conservation of the gas phase

## 1.2 瞬态温度预测模型

为准确预测井筒内气体变化, 应用此前笔者建立的基于有限体积法的瞬态温度预测模型<sup>[20-22]</sup>. 采用非稳态二维对流扩散和非稳态二维扩散方程用于描述传热模型:

## 1) 钻杆内传热模型

$$\frac{\partial(\rho_1 c_1 T_1)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_1 c_1 u_p T_1) + \frac{\partial}{\partial y}(\rho_1 c_1 v_p T_1) = \frac{\partial}{\partial x} \left( \Gamma_{1x} c_1 \frac{\partial T_1}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \Gamma_{1y} c_1 \frac{\partial T_1}{\partial y} \right) + S_p; \quad (14)$$

## 2) 钻杆传热模型

$$\frac{\partial(\rho_2 c_2 T_2)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left( \Gamma_{2x} c_2 \frac{\partial T_2}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \Gamma_{2y} c_2 \frac{\partial T_2}{\partial y} \right); \quad (15)$$

## 3) 环空传热模型

$$\frac{\partial(\rho_3 c_3 T_3)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_3 c_3 u_a T_3) + \frac{\partial}{\partial y}(\rho_3 c_3 v_a T_3) = \frac{\partial}{\partial x} \left( \Gamma_{3x} c_3 \frac{\partial T_3}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \Gamma_{3y} c_3 \frac{\partial T_3}{\partial y} \right) + S_a; \quad (16)$$

## 4) 隔水管传热模型

$$\frac{\partial(\rho_i c_i T_i)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left( \Gamma_{ix} c_i \frac{\partial T_i}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \Gamma_{iy} c_i \frac{\partial T_i}{\partial y} \right), \quad (17)$$

其中,  $c$  为钻井液比热容,  $T$  为钻井液温度,  $u_p, u_a$  分别为钻杆内和环空内钻井液在  $x$  方向上的速度,  $v_p, v_a$  分别为钻杆内和环空内钻井液在  $y$  方向上的速度,  $\Gamma_x$  为钻井液在  $x$  方向上的传热系数,  $\Gamma_y$  为钻井液在  $y$  方向上的传热系数,  $\rho_2$  为钻柱密度,  $S_p, S_a$  分别为钻杆和环空内钻井液热量。

## 1.3 岩屑参数计算

在  $t_r$  时间内产生的岩屑质量为

$$W = \frac{\pi}{4} D^2 V_m t_r \rho_s, \quad (18)$$

式中,  $W$  为岩屑质量, kg;  $D$  为井眼直径, m;  $V_m$  为机械钻速, m/s。

假定岩屑均匀分布于环空中, 则由岩屑所产生的附加密度为

$$\Delta \rho_s = \frac{W}{V_{an}} = \frac{0.25 \pi D^2 V_m \rho_s}{Q_r}, \quad (19)$$

式中,  $V_{an}$  为岩屑所占当量体积;  $Q_r$  为岩屑流量;  $\Delta \rho_s$  为附加密度,  $\text{kg/m}^3$ 。

## 1.4 流型判别

由于不同流态下的流体产生的摩阻不同, 因此, 需要建立流体流态判别模型。在隔水管注入气体后, 将形成固相、气相和液相的多相流混合物, 而不同流态下的摩阻以及各相流速不同, 本文采用现有的四大流态判别准则<sup>[23]</sup>:

泡状流

$$v_{sg} \leq 0.429 v_{sl} + 0.357 v_{\infty}, \quad (20)$$

$$v_{\infty} = 1.53 \left[ \frac{g(\rho_l - \rho_g) \sigma}{\rho_l^2} \right]^{0.25}; \quad (21)$$

段塞流

$$v_{sg} > 0.429 v_{sl} + 0.357 v_{\infty}; \quad (22)$$

搅动流

$$\begin{cases} v_{sg} < 3.1 \left[ \frac{g(\rho_l - \rho_g) \sigma}{\rho_g^2} \right]^{0.25}, \\ \rho_g v_g^2 > 25.41 g(\rho_l v_{sl}^2) - 39, & \rho_l v_{sl}^2 > 74.4, \\ \rho_g v_g^2 > 0.005 1g(\rho_l v_{sl}^2)^{1.7}, & \rho_l v_{sl}^2 \leq 74.4; \end{cases} \quad (23)$$

环状流

$$v_{sg} > 3.1 \left[ \frac{g(\rho_l - \rho_g) \sigma}{\rho_g^2} \right]^{0.25}, \quad (24)$$

其中,  $v_{sg}$  为气体表观速度, m/s;  $v_{sl}$  为液体表观速度, m/s;  $v_{\infty}$  为气体上升最大速度, m/s;  $\sigma$  为表面张力, N/m。

1.5 边界条件和初始条件

1) 初始条件

开始注气时, 气体还没有进入隔水管, 钻井液填充整个环空. 因此, 可以得到正常钻井条件下环空内的压力和速度分布, 将其作为注气的初始条件:

$$\begin{cases} P(h, 0) = P_b, \\ Q(h, 0) = Q_l, \\ E_g(h, 0) = 0, \\ E_l(h, 0) = 1, \\ v_l(h, 0) = Q_l/A, \end{cases} \tag{25}$$

其中,  $P_b$  为地层压力;  $h$  是井深, m;  $Q_l$  是泥浆排量, L/s.

2) 边界条件

气体到达井口作为边界条件, 此时压力为井口大气压力, 井筒内总流量等于钻井液流量和气体注入流量之和. 因此, 边界条件可以设置为

$$\begin{cases} P(0, t) = P_0, \\ Q(h, t) = Q_l + Q_g(h, t), \end{cases} \tag{26}$$

其中,  $P_0$  是井口大气压, MPa.

至此, 本文最主要的连续性方程、动量方程已经建立, 气体漂移方程等辅助方程的相关计算可以参考文献 [10].

1.6 模型离散

1.6.1 离散方程

图 3 展示了单元网格集成区域  $L$ . 数学模型中的偏微分方程可以写成

$$\frac{\partial X}{\partial t} + \frac{\partial Y}{\partial z} = 0. \tag{27}$$

将式 (23) 积分到区域  $L$ , 根据 Green 定理可以得到沿  $L$  边界的曲线积分:

$$\begin{aligned} \iint \left( \frac{\partial X}{\partial t} + \frac{\partial Y}{\partial z} \right) dt dz &= \int_L X dz - Y dt = - \int_{t(i)}^{t(i+1)} Y(t, z(j)) dt + \\ &\int_{z(j)}^{z(j+1)} X(t(i+1), z) dz + \int_{t(i)}^{t(i+1)} Y(t, z(j+1)) dt - \int_{z(j)}^{z(j+1)} X(t(i), z) dz = 0. \end{aligned} \tag{28}$$

可以将上面的方程化简为下面的方程:

$$Y_{i+1}^{j+1} - Y_{i+1}^j = \frac{\Delta z}{2\Delta t} (X_j^i + X_{j+1}^i - X_j^{i+1} - X_{j+1}^{i+1}). \tag{29}$$

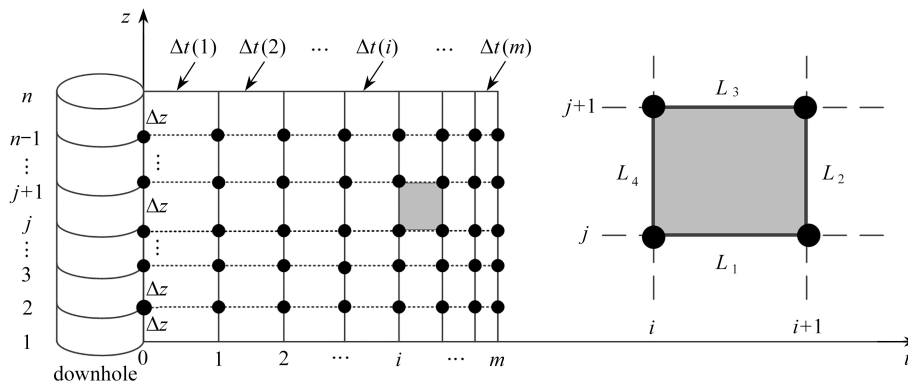


图 3 网格划分及离散单元区域示意图  
Fig. 3 Schematic diagram of grid division and a discrete unit area

1) 连续性方程的数值化

对于气相连续性方程, 令

$$\begin{cases} X = \rho_g E_g, \\ Y = \rho_g E_g v_g. \end{cases} \tag{30}$$

由式 (25) 和式 (26) 可得气相差分方程:

$$(\rho_g V_g E_g)_{i+1}^{j+1} - (\rho_g V_g E_g)_i^{j+1} = \frac{\Delta z}{2\Delta t} [(\rho_g E_g)_i^j + (\rho_g E_g)_i^{j+1} - (\rho_g E_g)_j^{i+1} - (\rho_g E_g)_{i+1}^{j+1}]. \quad (31)$$

同理, 可以得到液相差分方程为

$$(\rho_l V_l E_l)_{i+1}^{j+1} - (\rho_l V_l E_l)_i^{j+1} = \frac{\Delta z}{2\Delta t} [(\rho_l E_l)_i^j + (\rho_l E_l)_i^{j+1} - (\rho_l E_l)_j^{i+1} - (\rho_l E_l)_{i+1}^{j+1}], \quad (32)$$

固相差分方程为

$$(\rho_s V_s E_s)_{i+1}^{j+1} - (\rho_s V_s E_s)_i^{j+1} = \frac{\Delta z}{2\Delta t} [(\rho_s E_s)_i^j + (\rho_s E_s)_i^{j+1} - (\rho_s E_s)_j^{i+1} - (\rho_s E_s)_{i+1}^{j+1}]. \quad (33)$$

### 2) 动量方程的数值化

对于混合动量方程, 令

$$\begin{cases} X = \rho_g E_g v_g + \rho_l E_l v_l + \rho_s E_s v_s, \\ Y = \rho_g E_g v_g^2 + \rho_l E_l v_l^2 + \rho_s E_s v_s^2 + \rho_g E_g + \rho_l E_l g + \rho_s E_s + P + P_{fr}. \end{cases} \quad (34)$$

将式 (25) 和式 (28) 结合可得到混合动量差分方程:

$$\begin{aligned} P_{i+1}^{j+1} - P_{i+1}^j &= \frac{\Delta z}{2\Delta t} \{(\rho_l v_l E_l + \rho_g v_g E_g + \rho_s E_s v_s)_i^j + (\rho_l v_l E_l + \rho_g v_g E_g + \rho_s E_s v_s)_{i+1}^{j+1} - \\ &(\rho_l v_l E_l + \rho_g v_g E_g + \rho_s E_s v_s)_{i+1}^j - (\rho_l v_l E_l + \rho_g v_g E_g + \rho_s E_s v_s)_{i+1}^{j+1}\} + \\ &(\rho_l v_l^2 E_l + \rho_g v_g^2 E_g + \rho_s E_s v_s^2)_{i+1}^j - 0.5\Delta z g(\rho_l E_l + \rho_g E_g + \rho_s E_s)_{i+1}^j + \\ &(\rho_l v_l^2 E_l + \rho_g v_g^2 E_g + \rho_s E_s v_s^2)_{i+1}^{j+1} - 0.5\Delta z g(\rho_l E_l + \rho_g E_g + \rho_s E_s)_{i+1}^{j+1} - \\ &0.5\Delta z \left[ \left( \frac{\partial P}{\partial z} \right)_{fr, i+1}^j \right] - 0.5\Delta z \left[ \left( \frac{\partial P}{\partial z} \right)_{fr, i+1}^{j+1} \right]. \end{aligned} \quad (35)$$

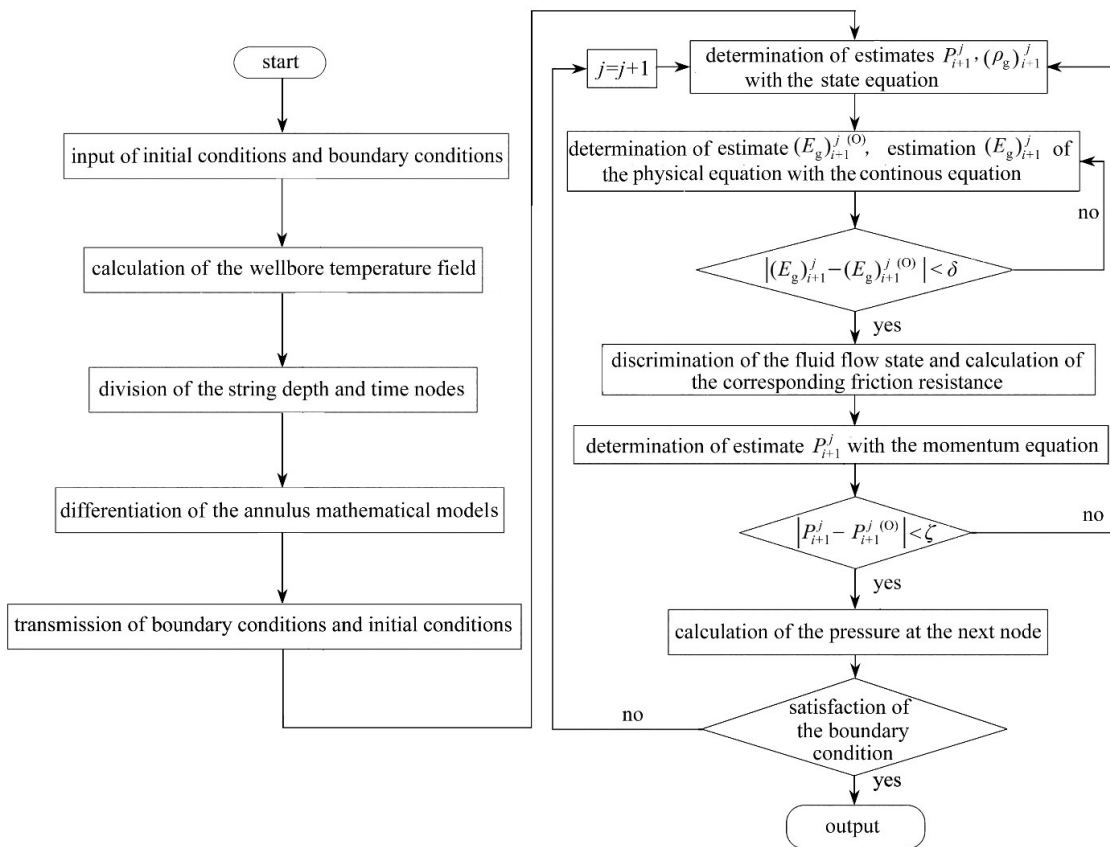


图 4 求解流程图

Fig. 4 The solution flow chart

## 3) 初始条件和边界条件的数值化

初始条件的数值化如下:

$$\begin{cases} P_0^j = P_b + \rho gh, \\ Q_{10}^j = Q_1, \\ Q_{g0}^j = 0. \end{cases} \quad (36)$$

边界条件的数值化如下:

$$\begin{cases} P_i^1 = P_0, \\ Q_i^{j+1} = Q_{gi}^{j+1} + Q_1. \end{cases} \quad (37)$$

## 1.6.2 求解步骤

本文采用逐网格迭代校正的方法实现求解过程,对数学模型进行离散并通过节点估算和精度控制建立了整个差分方程的迭代格式.以环空内任意两个节点 $j, j+1$ 从 $i$ 到 $i+1$ 时刻的动态过程为例说明计算过程,求解流程如图4所示.

## 2 模型验证

由于目前国内没有进行深水隔水管注气双梯度钻井,为验证本文模型的有效性,通过对国外文献的调研,选择文献[24]中一口墨西哥湾深水井进行模型验证,将模型计算结果与墨西哥湾深水隔水管注气钻井的现场测量数据进行对比.将墨西哥湾某口采用隔水管注气双梯度钻井技术的深水井基础数据进行隔水管注气双梯度钻井井筒压力模拟,表1为该井基础数据.以该井的基础参数用本文建立的隔水管注气双梯度钻井环空多相流模型进行模拟,模拟结果与现场测量数据对比见图5.从图5可以看出,模拟结果与现场数据吻合较好,数据之间出现的误差可能是由于模型中相关水力系数选取上造成的,表明本文建立的隔水管注气双梯度钻井环空多相流模型具有较高的精度.

表1 墨西哥湾某口深水井基础数据

Table 1 Basic data of a deep water well in the Gulf of Mexico

parameter	value	unit
well depth	7 132	m
water depth	1 828	m
riser ID	488	mm
choke line ID	114	mm
casing OD	298.45	mm
casing ID	273	mm
drilling fluid density	1.12	g/cm <sup>3</sup>
drilling fluid displacement	34	L/s
formation pressure	119.4	MPa
nitrogen injection rate	22	m <sup>3</sup> /min
gas injection pipeline ID	31.75	mm
drill pipe OD	88.9	mm
geothermal gradient	0.03	°C/m
plastic viscosity	28	mPa·s



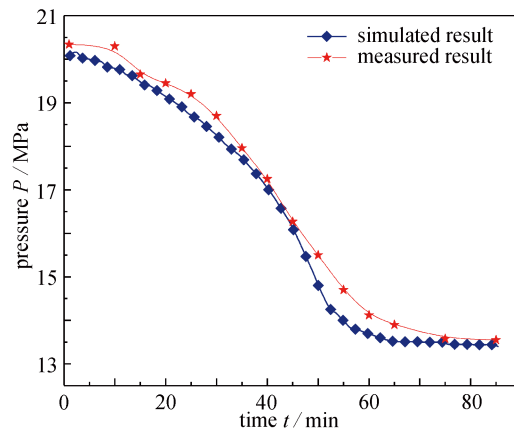


图 5 模拟结果对比图

Fig. 5 Comparison of simulation results with measured results

### 3 实例计算与影响因素分析

#### 3.1 实例计算分析

为研究隔水管注气双梯度钻井技术特性, 选取墨西哥湾另一口深水井进行井筒压力模拟, 其基础参数如表 2 所示.

表 2 墨西哥湾某口深水井相关计算参数

Table 2 Related calculation parameters of a deep-water well in the Gulf of Mexico

parameter	value	unit
water depth	1 980	m
well depth	3 498	m
drilling fluid density	1.2	g/cm <sup>3</sup>
drilling fluid viscosity	31	mPa·s
riser ID	488	mm
choke line ID	114	mm
casing OD	298.45	mm
casing ID	273	mm
drilling fluid displacement	34	L/s
gas injection flow	15	m <sup>3</sup> /min
sea water density	1.02	g/cm <sup>3</sup>
drill pipe OD	127	mm
gas injection pipeline ID	31.75	mm
geothermal gradient	0.03	°C/m
gas injection pipeline diameter	88.9	mm

根据本文建立的模型, 对墨西哥湾某口深水井隔水管注气双梯度钻井过程进行模拟. 图 6(a)~(d) 分别为隔水管注气双梯度钻井注气过程中注气双梯度钻井和常规钻井环空压力分布、注气法双梯度钻井井底压力、环空压力云图和井筒温度场变化规律. 从图 6(d) 可知深水钻井井筒温度变化复杂, 海水段温度从海面到海底逐渐降低, 地层段温度随着井深的增加不断上升. 由于海水和地层温度的复杂变化, 从流体流动方向来看, 钻杆内流体先是不断降低, 然后又开始上升; 环空内流体温度, 从地层到海面, 先上升后下降, 最后又开始上升. 因

为海水和地层温度不同的梯度变化,造成钻杆内流体和环空内流体温度复杂的变化过程,对井筒流体流动状态产生不可忽视的影响,因此在建立井筒流体多相流模型时考虑井筒温度变化.从图6(a)可知在泥线处向隔水管环空注入气体后,泥线以上环空压力梯度非恒定值,即环空压力与井深变化非线性;泥线以下环空压力梯度为恒定值.从图6(b)、(c)可以看出,在隔水管环空注入气体,可以有效降低环空和井底压力,维持井底压力在地层孔隙压力和破裂压力之间.在隔水管环空注入气体,气体在环空向上运移的过程中,压力不断降低,气体发生膨胀,环空含气率增大,从而减小隔水管内的混合液体密度,井眼环空和隔水管环空形成两个不同的流体密度,使隔水管底部的压力等于甚至低于泥线处海水的静水压力,从而可以将井底压力控制在安全密度窗口之内.

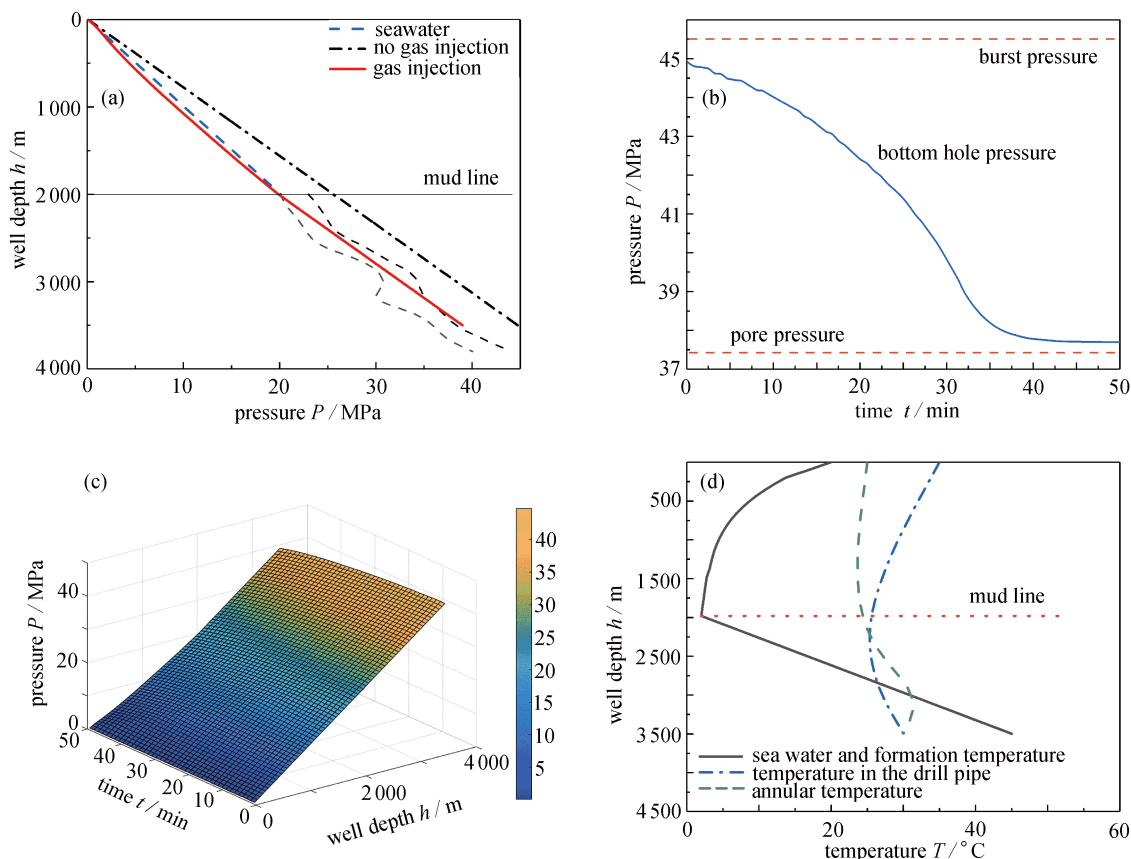


图6 隔水管注气双梯度钻井注气过程中压力及温度变化: (a) 注气双梯度钻井和常规钻井环空压力分布; (b) 注气双梯度钻井井底压力; (c) 环空压力云图; (d) 井筒温度场变化规律

Fig. 6 During the gas injection process of dual-gradient drilling with riser gas injection: (a) the annulus pressure distributions in dual-gradient drilling and conventional drilling; (b) the bottom hole pressure in dual-gradient drilling with gas injection; (c) the annulus pressure contour; (d) variation laws of the wellbore temperature field

## 3.2 影响因素分析

### 3.2.1 注气流量对隔水管注气双梯度钻井井筒多相流特性影响分析

图7(a)~(d)分别为不同注气流量下环空压力、井底压力、泥线处含气率和气液速度的变化规律.由图7(a)、(b)可知,随着注气流量的增加,环空压力和井底压力均逐渐降低.该情形的原因是:增大注气流量,即从泥线处向隔水管环空注入更多的气体,隔水管中气体占据更大的空间,混合液体的密度进一步降低,且随着更多的气体进入环空,在气体向上运移的过程中,气体膨胀的程度更大,混合液体的密度降低得更多,环空压力也降低得更多,增加注气流量可明显降低井底压力.另一方面可以看到,增大注气流量,泥线处隔水管内环空含气率增加幅度较大,环空气液速度明显增大,如图7(c)、(d)所示.注入隔水管环空的气体增多,极易造成环空混合液体出现不稳定状态,使井底压力下降较快.井底压力持续下降,小于地层压力还会引发溢流.因此,在保证工程安全的前提下,注气流量应在满足压力需要下,选择较小的注气流量.

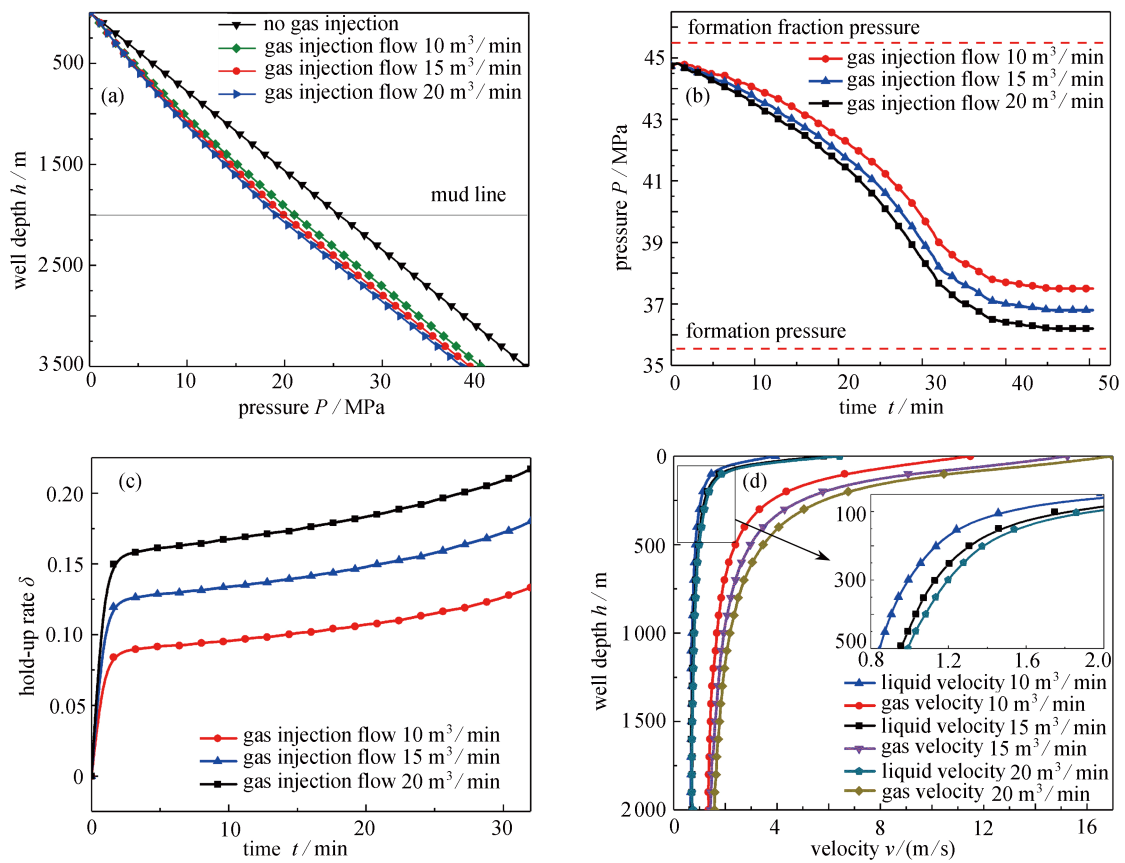
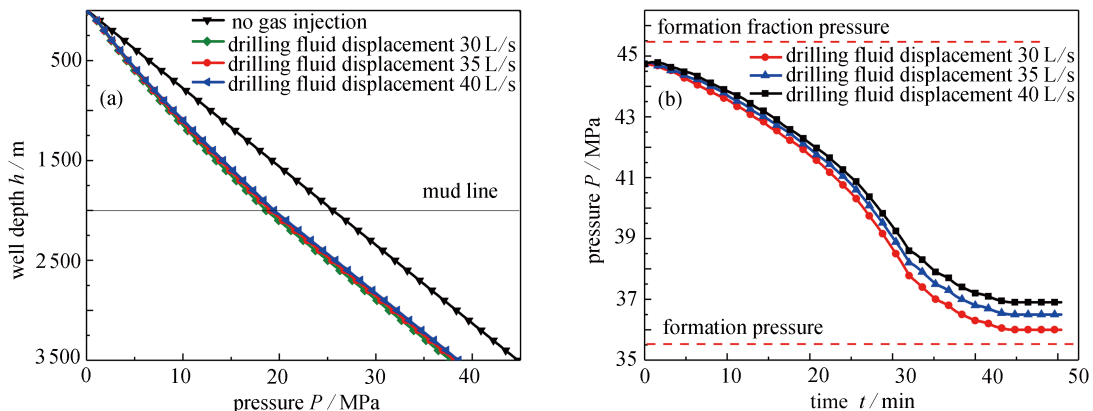


图 7 不同注气流量下压力、含气率及速度的变化: (a) 环空压力; (b) 井底压力; (c) 泥线处含气率; (d) 气液速度  
 Fig. 7 At different gas injection flow rates: (a) the annulus pressure; (b) the bottom hole pressure; (c) the gas content at the mudline; (d) the gas-liquid velocity variation

### 3.2.2 钻井液排量对隔水管注气双梯度钻井井筒多相流特性影响分析

图 8(a)~(d) 分别为不同钻井液排量下环空压力、井底压力、泥线处含气率和气液速度的变化规律. 由图 8(a)、(b) 可知, 提高钻井液排量, 环空压力和井底压力增大. 由图 8(c)、(d) 可知, 增大钻井液排量, 泥线处含气率降低, 气液速度有小幅增加. 钻井液排量增大, 液体流速增加, 使隔水管环空中注入的气体向上运移的速度增加, 气体在环空中膨胀时间减少, 混合液体的密度降低程度减少, 环空和井底压力增大. 提高钻井液排量有利于携岩, 但是在高排量下井筒内气体所占体积减小, 环空压力和井底压力更高, 如图 8(a)、(b) 所示. 此时, 采用的排量如果低于 30 L/s, 井底压力可能会低于地层坍塌压力, 极有可能造成地层坍塌. 此外, 排量也不应该过大, 过大的排量可能压裂储层上部地层, 造成储层污染, 且钻井液排量过大也容易造成管柱磨损加剧. 因此, 基于上述分析, 为保证工程安全, 建议在隔水管注气双梯度钻井时采用的排量范围为 30~40 L/s.



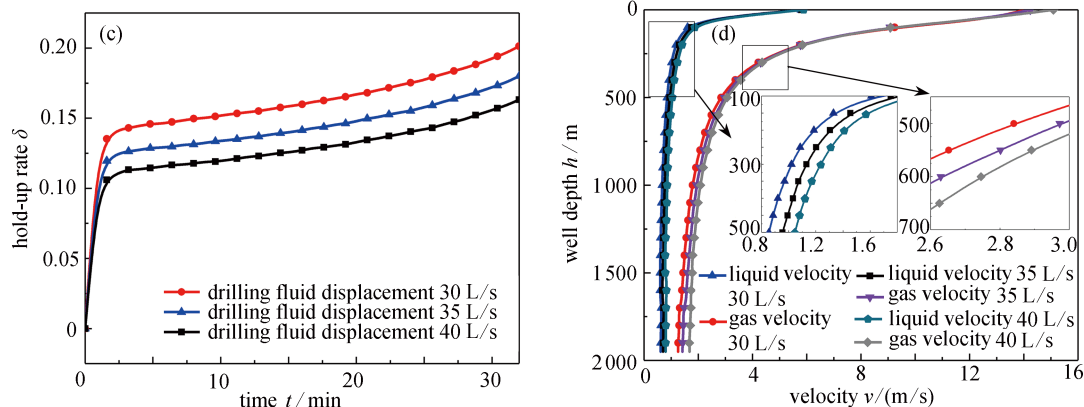


图8 不同钻井液排量下压力、含气率及速度的变化: (a) 环空压力; (b) 井底压力; (c) 泥线处含气率; (d) 气液速度  
Fig. 8 Under different drilling displacements: (a) the annulus pressure; (b) the bottom hole pressure; (c) the gas content at the mudline; (d) the gas-liquid velocity variation

### 3.2.3 钻井液密度对隔水管注气双梯度钻井井筒多相流特性影响分析

图9(a)~(d)分别为不同钻井液密度下环空压力、井底压力、泥线处含气率和气液速度的变化规律。由图9(c)、(d)可知,提高钻井液密度,对泥线处含气率和环空气液速度影响较小,即改变钻井液密度对注入隔水管的气体状态影响较小。在低钻井液密度下,环空压力和井底压力更低,如图9(a)、(b)所示。钻井液密度如果低于 $1.1 \text{ g/cm}^3$ ,储层段环空压力低于地层压力,可能引发溢流事故;井底压力低于地层坍塌压力,可能造成地层坍塌。同时,如果钻井液密度大于 $1.25 \text{ g/cm}^3$ ,井底压力将大于地层漏失压力,引发钻井液漏失。因此,为确保工程安全,钻井液密度应该控制在 $1.15\sim 1.30 \text{ g/cm}^3$ 。

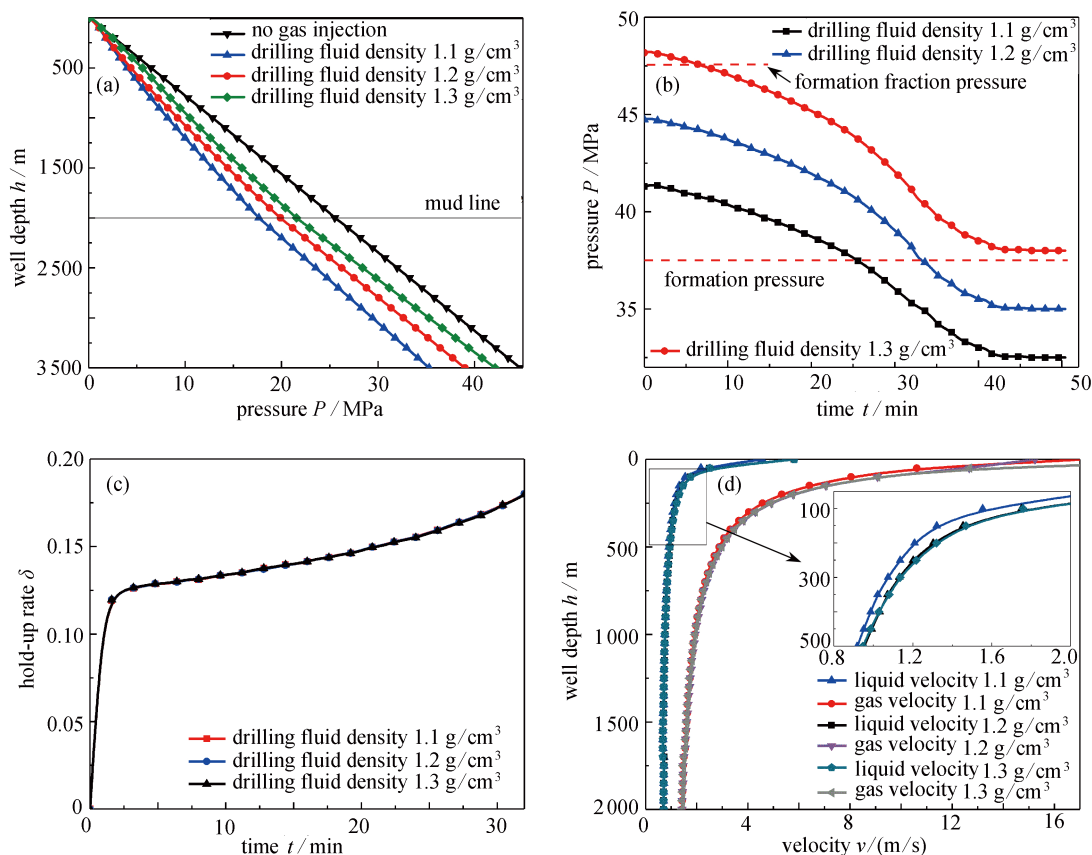


图9 不同钻井液密度下压力、含气率及速度的变化: (a) 环空压力; (b) 井底压力; (c) 泥线处含气率; (d) 气液速度  
Fig. 9 Under different drilling fluid densities: (a) the annulus pressure; (b) the bottom hole pressure; (c) the gas content at the mudline; (d) the gas-liquid velocity variation

### 3.3 影响注气量大小因素分析

隔水管注气双梯度钻井注气量的设计是整个隔水管注气双梯度钻井工艺设计的关键, 所以很有必要对影响注气量的因素进行分析, 选择水深、钻井液密度和钻井液排量三个重要影响因素进行分析. 考虑水深因素时, 保持钻井深度一致, 改变水深后, 使隔水管底部压力等于海水静压力.

图 10(a)~(c) 分别为水深、钻井液密度和钻井液排量对注气量大小的影响关系图. 由图 10 可知, 注气流量与水深、钻井液密度和钻井液排量大致呈线性关系. 由图 10(a) 可知, 注气流量对水深的改变敏感, 水深超过 1 500 m 后, 随着水深的增加, 注气量增加趋势增大; 其中水深 2 000 m 处, 注气流量为水深 1 000 m 处注气流量的五倍. 由图 10(b) 可知, 钻井液密度也是影响注气流量的重要因素, 钻井液密度大于 1.2 g/cm<sup>3</sup>, 注气流量增加幅度明显增大. 由图 10(c) 可知, 提高钻井液排量, 注气流量也会相应增大, 但增加幅度较小. 隔水管注气双梯度钻井在钻井过程中, 注气流量的大小是影响钻井成功与否的重要因素, 其中水深和钻井液密度对注气流量影响较大, 钻井液排量影响较小.

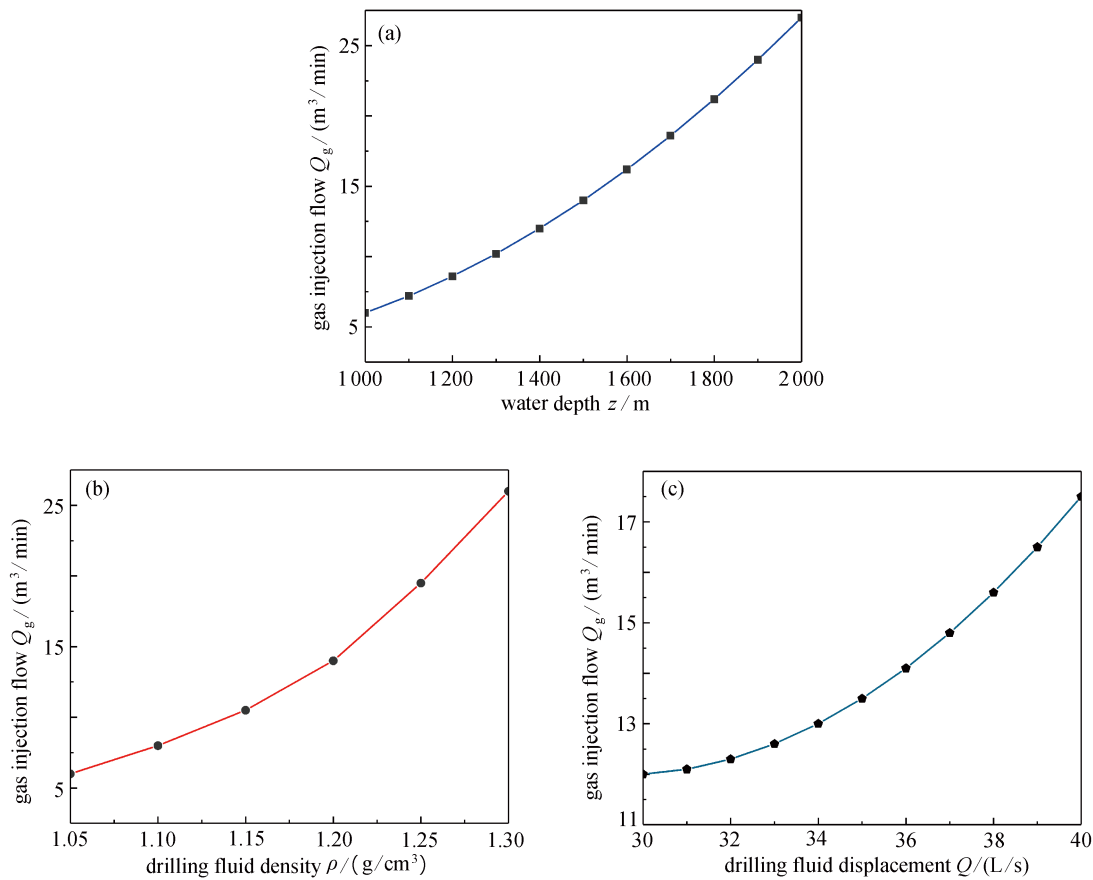


图 10 水深、钻井液密度、钻井液排量对注气量的影响: (a) 水深; (b) 钻井液密度; (c) 钻井液排量

Fig. 10 The effects on gas injection: (a) the water depth; (b) the drilling fluid density; (c) the drilling fluid displacement

## 4 结 论

本文建立了隔水管注气双梯度钻井井筒多相流模型, 对隔水管注气双梯度钻井的钻井过程进行模拟, 将模型计算结果与墨西哥湾某口深水井的现场测量数据进行对比验证, 最后对双梯度钻井井筒多相流特性的影响因素进行分析, 主要结论如下:

1) 隔水管注气双梯度钻井较常规钻井的环空压力更低, 在一些窄密度窗口地层, 由于隔水管注气双梯度钻井的井底压力可调节范围更大, 从而能有效地维持井底压力处于地层孔隙压力和破裂压力之间, 所以隔水管注气双梯度钻井更能适应海洋钻井.

2) 综合分析了注气流量、钻井液密度、钻井液排量等钻井参数对井底压力和环空压力的影响, 通过分析



可知隔水管注气双梯度钻井注气流量的大小对井底压力和环空压力影响较大,注气流量过小,井底压力就会小于地层压力,引发溢流;注气流量过大,井底压力将大于地层漏失压力,引发钻井液漏失。

3) 隔水管注气双梯度钻井注气量的设计是整个隔水管注气双梯度钻井工艺设计的关键,通过对水深、钻井液密度、钻井液排量对注气流量的影响进行分析发现,隔水管注气双梯度钻井过程中,水深和钻井液密度对注气流量影响较大,钻井液排量影响较小。

#### 参考文献(References):

- [1] 王焕平. 双密度钻井技术[J]. *中国石油和化工标准与质量*, 2013, **33**(9): 50-52. (WANG Huanping. Dual-density drilling technology[J]. *China Petroleum and Chemical Standards and Quality*, 2013, **33**(9): 50-52.(in Chinese))
- [2] 陈国明, 殷志明, 许亮斌, 等. 深水双梯度钻井技术研究进展[J]. *石油勘探与开发*, 2007, **34**(2): 246-251. (CHEN Guoming, YIN Zhiming, XU Liangbin, et al. Review of deepwater dual gradient drilling technology[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2007, **34**(2): 246-251.(in Chinese))
- [3] 陈磊, 郭昭学, 孙凯, 等. 海洋深水钻井技术研究[J]. *天然气技术*, 2009, **3**(6): 37-39, 79. (CHEN Lei, GUO Zhaoxue, SUN Kai, et al. Research on offshore deepwater drilling technology[J]. *Natural Gas Technology*, 2009, **3**(6): 37-39, 79.(in Chinese))
- [4] 韩天旺, 蒋宏伟, 杨光. 深水双梯度钻井技术分类及其研究进展[J]. *石油矿场机械*, 2019, **48**(5): 83-89. (HAN Tianwang, JIANG Hongwei, YANG Guang. Classification and research progress of deepwater dual gradient drilling technology[J]. *Petroleum Field Machinery*, 2019, **48**(5): 83-89.(in Chinese))
- [5] SMITH K L, BHALLA K, HUEY D, et al. Concept alternatives and feasibility analyses of dual gradient drilling riser systems[C]//*Offshore Technology Conference*. Houston, Texas, USA, 2013.
- [6] 宋永杰. 深水多梯度钻井井筒压力分布特征研究[D]. 硕士学位论文. 北京: 中国石油大学(北京), 2016. (SONG Yongjie. Research on wellbore pressure distribution characteristics of deep-water multi-gradient drilling[D]. Master Thesis. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2016. (in Chinese))
- [7] 付建红, 冯剑, 陈平, 等. 深水动态压井钻井井筒压力模拟[J]. *石油学报*, 2015, **36**(2): 232-237. (FU Jianhong, FENG Jian, CHEN Ping, et al. Simulation on wellbore pressure during dynamic kill drilling in deep water[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, **36**(2): 232-237.(in Chinese))
- [8] HERRMANN R P, SHAUGHNESSY J M. Two methods for achieving a dual gradient in deepwater[C]//*SPE/IADC Drilling Conference*. Amsterdam, Netherlands, 2001.
- [9] LOPES C A. Feasibility study on the reduction of hydrostatic pressure in a deep water riser using a gas-lift method[D]. PhD Thesis. Louisiana State University, 1997.
- [10] LOPES C A, BOURGOYNE JR A T. Feasibility study of a dual density mud system for deepwater drilling operations[C]//*Offshore Technology Conference*. Houston, Texas, USA, 1997.
- [11] 苏鹏, 李双贵, 李林涛, 等. 双梯度钻井隔水管中气体运移过程试验研究[J]. *石油机械*, 2018, **46**(1): 16-20. (SU Peng, LI Shuanggui, LI Lintao, et al. Experimental study on gas migration process in dual-gradient drilling riser[J]. *China Petroleum Machinery*, 2018, **46**(1): 16-20.(in Chinese))
- [12] 殷志明, 陈国明, 许亮斌, 等. 采用双梯度钻井优化深水井井身结构[J]. *天然气工业*, 2006, **26**(12): 112-114. (YIN Zhiming, CHEN Guoming, XU Liangbin, et al. Optimization of casing program of deepwater well by dual-gradient drilling[J]. *Natural Gas Industry*, 2006, **26**(12): 112-114.(in Chinese))
- [13] 殷志明. 新型深水双梯度钻井系统原理、方法及应用研究[D]. 博士学位论文. 青岛: 中国石油大学, 2007. (YIN Zhiming. Research on the principle, method and application of a new type of deep-water dual-gradient drilling system[D]. PhD Thesis. Qingdao: China University of Petroleum, 2007. (in Chinese))
- [14] 马永乾, 孙宝江, 邵茹, 等. 注气法双梯度钻井隔水管环空温度场模拟[J]. *石油学报*, 2014, **35**(4): 779-785. (MA Yongqian, SUN Baojiang, SHAO Ru, et al. Simulation computation of temperature field in riser annulus for dual-gradient drilling using gas injection[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, **35**(4): 779-785.(in Chinese))
- [15] 杨小刚. 双梯度钻井井控中的多相流动计算[D]. 硕士学位论文. 青岛: 中国石油大学, 2009. (YANG Xiaogang. Multiphase flow calculation in double gradient drilling well control[D]. Master Thesis. Qingdao: China University of

- Petroleum, 2009. (in Chinese))
- [16] 黄伟, 郝俊芳. 压井动态过程的理论分析及模拟计算[J]. *石油学报*, 1994, **15**(2): 147-154. (HUANG Wei, HAO Junfang. Theoretical analysis and simulated calculation of dynamic well control[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1994, **15**(2): 147-154.(in Chinese))
- [17] 苗典远. 隔水管气举双梯度钻井注气量计算及其影响因素分析[J]. *石油钻探技术*, 2013, **41**(2): 23-27. (MIAO Di- anyuan. Calculation of gas injection rate and affecting factors of gaslift dual gradient drilling with riser[J]. *Petroleum Drilling Technology*, 2013, **41**(2): 23-27.(in Chinese))
- [18] STANISLAWEK M, SMITH J R. Analysis of alternative well-control methods for dual-density deepwater drilling[C]//*IADC/SPE Drilling Conference*. Miami, Florida, USA, 2006.
- [19] 甘火华. 深水隔水管气举钻井与热力学耦合的压降模型研究[D]. 硕士学位论文. 北京: 中国石油大学(北京), 2010. (GAN Huohua. Research on the pressure drop model of deep-water riser gas lift drilling and thermodynamic coupling[D]. Master Thesis. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2010. (in Chinese))
- [20] MAO L, LIU Q, NIE K, et al. Temperature prediction model of gas wells for deep-water production in South China Sea[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, **36**: 708-718.
- [21] 杨宏伟, 李军, 柳贡慧, 等. 深水多梯度钻井井筒温度场[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2020, **44**(5): 62-69. (YANG Hongwei, LI Jun, LIU Gonghui, et al. Wellbore temperature profiling for deepwater multi-gradient drilling[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2020, **44**(5): 62-69.(in Chinese))
- [22] 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 Sciences)*, 2008, **32**(2): 58-62.(in Chinese))
- [23] DZIUBINSKI M, FIDOS H, SOSNO M. The flow pattern map of a two-phase non-Newtonian liquid-gas flow in the vertical pipe[J]. *International Journal of Multiphase Flow*, 2004, **30**(6): 551-563.
- [24] KAREN B. Analysis of alternative well-control methods for dual-density deepwater drilling[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 2007, **59**(1): 61-63.