

文章编号: 0253-2697(2024)11-1680-10 DOI:10.7623/syxb202411009

考虑相间传质的全瞬态井筒气液两相流模型

杨宏伟¹ 李 军^{1,2} 张 辉¹ 张 更¹ 邢 星³

(1. 中国石油大学(北京)石油工程学院 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)克拉玛依校区石油学院 新疆克拉玛依 834000;
3. 中国石油青海油田公司钻采工艺研究院 甘肃敦煌 736202)

摘要:基于滑移上升气泡的界面传质理论与气液两相流理论,结合井筒流体与地层间的传热机理,建立了油基钻井液条件下考虑相间传质的全瞬态非等温气液两相流模型,利用 O'Bryan 气侵实验数据对该模型进行了验证。研究表明,地层气体与油基钻井液的相间传质速率相对较慢,气体并不会立即完全溶解于未饱和的油基钻井液中,而是伴随着油基钻井液沿井筒向上流动时逐渐溶解。在相同气侵速率条件下,该模型计算的井筒内自由气体积分数大于以往考虑稳态相间传质的气液两相流模型。气液相间传质速率随着气体浓度和流体流速的增加而增大。该模型突破了以往基于稳态相间传质的井筒多相流模型的缺陷,能够更准确地描述油基钻井液中气液两相流动规律。

关键词:气液两相流;相间传质;气泡水力学;油基钻井液;气侵

中图分类号:TE258

文献标识码:A

Fully transient wellbore gas-liquid two-phase flow model considering interphase mass transfer

Yang Hongwei¹ Li Jun^{1,2} Zhang Hui¹ Zhang Geng¹ Xing Xing³

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. Petroleum College, China University of Petroleum(Beijing) at Karamay, Xinjiang Karamay 834000, China; 3. Drilling and Production Technology Research Institute, PetroChina Qinghai Oilfield Company, Gansu Dunhuang 736202, China)

Abstract:Based on the interfacial mass transfer theory of slip-rising bubbles and the gas-liquid two-phase flow theory, in combination with the heat transfer mechanism between wellbore fluid and formation, the paper establishes a fully transient and non-isothermal gas-liquid two-phase flow model considering the interphase mass transfer in oil-based drilling fluid, and the model is verified by O'Bryan's gas kick experiment data. The research results show that the interphase mass transfer rate between formation gas and oil-based drilling fluid is relatively slow, so that the gas will not be completely dissolved in the unsaturated oil-based drilling fluid immediately, and will be gradually dissolved as the oil-based drilling fluid flows upward along the wellbore. At the same gas kick rate, the volume fraction of the free gas in the wellbore calculated by the above model is slightly larger than that of the previous gas-liquid two-phase flow model considering stable interphase mass transfer. Moreover, the gas-fluid interphase mass transfer rate is increased with the increasing of gas concentration and fluid flow rate. In addition, this model breaks the shortcomings of the previous wellbore multiphase flow model based on stable interphase mass transfer, which can more accurately describe the law of gas-fluid phase flow in oil-based drilling fluid.

Key words:gas-liquid phase flow; interphase mass transfer; bubble hydraulics; oil-based drilling fluid; gas kick

引用:杨宏伟,李军,张辉,张更,邢星.考虑相间传质的全瞬态井筒气液两相流模型[J].石油学报,2024,45(11):1680-1689.

Cite:YANG Hongwei,LI Jun,ZHANG Hui,ZHANG Geng,XING Xing.Fully transient wellbore gas-liquid two-phase flow model considering interphase mass transfer[J].Acta Petrolei Sinica,2024,45(11):1680-1689.

中国深水油气资源丰富,是重要的油气资源接替区^[1-2]。深水地层的特点为温度和压力环境特殊、安全密度窗口窄、井筒压力控制难^[3],易发生溢流、漏失等复杂工况^[4]。油基钻井液在深水钻井中得到了广泛应

用^[5-7]。气侵发生后,气体在油基钻井液中的溶解度较大,井筒多相流动规律复杂,影响气侵监测和井控处理。因此,有必要研究油基钻井液条件下气侵过程中井筒内的气液两相流动特征。

基金项目:国家自然科学基金项目(No. 52104012, No. 52474018, No. 52227804, No. U22B2072)、中国石油大学(北京)科研基金项目(2462023BJRC008)和国家重点研发计划项目(2023YFC3009200)资助。

第一作者:杨宏伟,男,1990年2月生,2020年获中国石油大学(北京)博士学位,现为中国石油大学(北京)副教授,主要从事控压钻井、智能井控等方面的研究。Email:zerotone@cup.edu.cn

通信作者:李 军,男,1971年4月生,2005年获中国石油大学(北京)博士学位,现为中国石油大学(北京)石油工程学院教授、博士生导师,主要从事钻井新技术、井筒完整性等方面研究。Email:lijun446@vip.163.com

国内外学者对油基钻井液条件下的气液两相流动特征进行了相关研究。O'Brien^[8]首次提出了在油基钻井液中考虑气体溶解的井控问题。Thomas 等^[9]、Rommetveit 等^[10]建立了油基钻井液条件下的两相流模型,并研究了工程参数、储层物性参数和控制方法对井筒两相流动特征的影响。White 等^[11]建立了油基钻井液中非等温条件下的气侵计算模型,该模型相对于之前的等温气侵模型有了很大改进。Van Slyke 等^[12]研究表明,气体溶解会导致溢流无法被及时检测,进而导致严重的井控问题。Yin 等^[13]、Xu 等^[14]基于闪蒸理论和经验气体溶解度模型,建立了非等温条件下的瞬态多相流模型,并研究了深水和深井中气体溶解和传热对井筒两相流动规律的影响。李轶明等^[15]建立了水平井钻进期间的井筒多相流动模型,分析了甲烷气体在井筒内的运移情况。付建红等^[16-17]考虑了井筒内流体温度的非稳态变化以及气体溶解度的变化,对比分析了油基和水基钻井液中井筒多相流动规律。李根生等^[18]、孙宝江等^[19]建立了酸性气体的瞬态多相流模型,研究发现井口处酸性气体溶解度降低,气体大量析出。

综上所述,目前油基钻井液中气液两相流的研究几乎都是基于气体的经验溶解度模型或闪蒸模型,只要温度和压力满足一定条件,就会立即发生相应的溶解。但是很多学者对气—油间传质速率的研究表明,气体与高施密特数的白油或柴油之间的传质速率是较慢的^[20-21]。因此,笔者首先建立了一个层流和紊流条件下的瞬态气液相间传质速率模型,然后将此模型耦合到瞬态非等温气液两相流模型中,以此来研究油基钻井液条件下的井筒气液两相流动规律和相间传质速率。研究成果有助于更加准确细致地掌握油基钻井液条件下井筒内的多相流动特征。

1 全瞬态非等温气液两相流模型

基于油基钻井液的钻井过程中发生气侵时,由于气体和油基钻井液之间存在相间传质,气体在井筒中的发展是一个动态变化过程,受温度、压力、传质速率、气侵速率等多种条件的耦合影响。

图 1 为油基钻井液条件下的井筒气液两相流示意图。为了准确描述油基钻井液中发生气侵时的多相流行为,考虑了气泡界面传质理论、多相流理论和瞬态传热理论,建立了一个综合的多相流模型。主要假设条件为:①仅考虑钻井液在井筒内沿轴向的流动行为和传热行为;②井筒内同一横截面上气体与液体的温度相同;③油基钻井液条件下大量气体溶解于液体中,这里仅考虑井筒内泡状流的情况^[22-24]。

1.1 相间传质速率模型

溶解气和自由气之间相态转化的本质是气液相间传质。实际上气体与高施密特数的油基钻井液之间的相间传质速率较慢^[20-21]。假设泡状流条件下气泡为球形,气液两相流中滑移上升的气泡周围存在一个局部流场(图 2)。相间传质速率会受流态、气泡间作用、气泡数、气泡直径等参数的影响。因此,使用基于滑移上升气泡水力学的界面传质理论来确定瞬态相间传质速率。

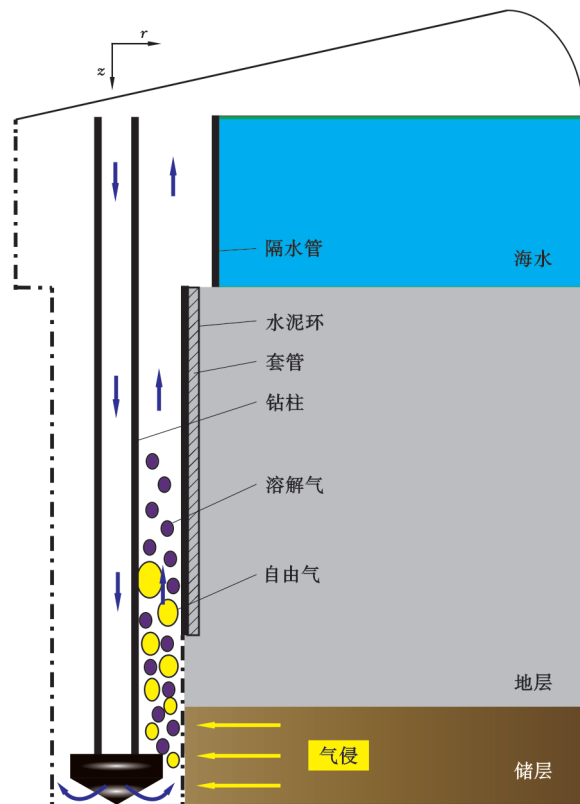


图 1 油基钻井液中发生气侵时井筒气液两相流示意
Fig. 1 Schematic diagram of wellbore gas-liquid two-phase flow in oil-based drilling fluid in case of gas kick

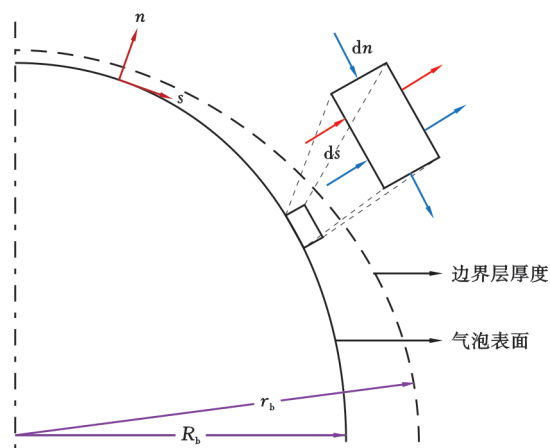


图 2 滑移上升气泡表面的各向异性流场
Fig. 2 Anisotropic flow field on the surface of slip-rising bubbles

根据滑移上升气泡表面的各向异性流场,可得传质边界层中的气体扩散方程^[25-26]:

$$v_{rb} \frac{\partial C_g}{\partial r_b} + \frac{v_{\theta b}}{r_b} \frac{\partial C_g}{\partial \theta_b} = \frac{\partial}{\partial r_b} \left[D_{g-o}(r) \frac{\partial C_g}{\partial r_b} \right] \quad (1)$$

式(1)的边界条件为:在气泡表面上 $r_b = R_b, C_g = C_{inf}$;在远离气泡表面的油基钻井液中 $r_b = \infty, C_g = C_b$;在滑移上升气泡的顶部驻点处 $\theta_b = 0, r_b = R_b, C_g = 0$ 。

滑移上升气泡表面上的流场速度可以用来求解式(1)。由于传质边界层的厚度远小于气泡的半径($\delta \ll R_b$),因此滑移上升气泡周围的流方程可以简化为^[27]:

$$\Psi = -\frac{3}{4} v_{\infty} \sin^2 \theta_b (r_b - R_b)^2 \quad (2)$$

$$v_{rb} = \frac{1}{r_b^2 \sin \theta_b} \frac{\partial \Psi}{\partial \theta_b}, \quad v_{\theta b} = \frac{1}{r_b \sin \theta_b} \frac{\partial \Psi}{\partial r_b} \quad (3)$$

1.1.1 层流条件下的相间传质速率

层流条件下,气液间的传质速率主要是由分子扩散引起的^[28]。气体扩散系数 $D_{g-o}(r)$ 是一个常数,即:

$$D_{g-o}(r) = D_{go} \quad (4)$$

将式(2)一式(4)代入式(1),传质边界层中的气体浓度可以表示为 (Ψ, θ_b) 的方程,即:

$$\left(\frac{\partial C_g}{\partial \theta_b} \right)_{\Psi} = \sqrt{3} \Psi D_{go} R_b^2 v_{\infty}^{1/2} \sin^2 \theta_b \frac{\partial^2 C_g}{\partial \Psi^2} \quad (5)$$

根据因式分解法,可得层流条件下传质边界层中的气体扩散通量:

$$J_{g-o}^L = D_{go} \left(\frac{\partial C_g}{\partial r_b} \right)_{r_b=R_b} = \frac{4D_{go}(C_{inf} - C_b) \sin \theta_b}{5(\theta_b - \sin \theta_b \cos \theta_b)^{1/3}} \left(\frac{v_{\infty}}{D_{go} R_b^2} \right)^{1/3} \quad (6)$$

因此,层流条件下的气液相间传质速率和气体体积分数可以表示为:

$$\dot{m}_{g-o} = N_b M_g J_{g-o}^L = \frac{4N_b M_g D_{go} (C_{inf} - C_b) \sin \theta_b}{5(\theta_b - \sin \theta_b \cos \theta_b)^{1/3}} \left(\frac{v_{\infty}}{D_{go} R_b^2} \right)^{1/3} \quad (7)$$

$$\alpha_g \cdot A_a \Delta z = N_b \cdot \frac{4}{3} \pi R_b^3 \cdot A_a \Delta z \quad (8)$$

油基钻井液中气泡的平均半径可以表示为:

$$R_b = \mu_L^{-1/2} v_g^{-10/9} \sigma^{3/5} / 500 \quad (9)$$

1.1.2 紊流条件下的相间传质速率

紊流条件下,气液间的传质不仅取决于分子扩散,还依赖于紊流扩散^[28]。而且紊流中的分子扩散相比于紊流扩散很小^[28]。因此,这里仅考虑传质边界层中的紊流扩散,紊流扩散系数为^[25]:

$$D_{g-o}(r) = \begin{cases} \beta \epsilon^{1/3} r_b^{4/3}, & \lambda > \lambda_0 \\ \beta \left(\frac{\epsilon}{v_L} \right)^{1/2} r_b^2, & \lambda < \lambda_0 \end{cases} \quad (10)$$

对于 $\lambda > \lambda_0$, 将式(2)、式(3)和式(10)代入式(1),

传质边界层中的气体浓度同样可以表示为 (Ψ, θ_b) 的方程,即:

$$\left(\frac{\partial C_g}{\partial \theta_b} \right)_{\Psi} = \beta \epsilon^{1/3} R_b^{13/3} v_{\infty} \sin \theta_b \frac{\partial^2 C_g}{\partial \Psi^2} \quad (11)$$

通过因式分解,可得强紊流条件下($\lambda > \lambda_0$)传质边界层中的气体扩散通量:

$$J_{g-o}^T = D_{g-o}(r) \left(\frac{\partial C_g}{\partial r_b} \right)_{r_b=R_b} = \sqrt{3/\pi} \beta^{1/2} \cdot \epsilon^{1/6} R_b^{1/6} v_{\infty}^{1/2} (C_{inf} - C_b) \frac{1 + \cos \theta_b}{\sqrt{2 + \cos \theta_b}} \quad (12)$$

同理,根据式(1)一式(3)和式(10),可得弱紊流条件下($\lambda < \lambda_0$)传质边界层中的气体扩散通量:

$$J_{g-o}^T = D_{g-o}(r) \left(\frac{\partial C_g}{\partial r_b} \right)_{r_b=R_b} = \sqrt{3/\pi} \beta^{1/2} (\epsilon/v_L)^{1/4} \cdot R_b^{1/2} v_{\infty}^{1/2} (C_{inf} - C_b) \frac{1 + \cos \theta_b}{\sqrt{2 + \cos \theta_b}} \quad (13)$$

因此,紊流条件下的气液相间传质速率可以表示为:

$$\dot{m}_{g-o} = N_b M_g J_{g-o}^T = \begin{cases} \sqrt{3/\pi} N_b M_g \beta^{1/2} \epsilon^{1/6} R_b^{1/6} v_{\infty}^{1/2} (C_{inf} - C_b) \cdot \frac{1 + \cos \theta_b}{\sqrt{2 + \cos \theta_b}}, & \lambda > \lambda_0 \\ \sqrt{3/\pi} N_b M_g \beta^{1/2} (\epsilon/v_L)^{1/4} R_b^{1/2} v_{\infty}^{1/2} (C_{inf} - C_b) \cdot \frac{1 + \cos \theta_b}{\sqrt{2 + \cos \theta_b}}, & \lambda < \lambda_0 \end{cases} \quad (14)$$

1.2 水动力学模型

假设气液混合流体流过井筒内一个静止的控制体单元。考虑自由气和溶解气之间的相态转化,控制体单元内自由气、钻井液和溶解气的质量守恒方程分别表示为:

$$\frac{\partial}{\partial t} (A \rho_g \alpha_g) + \frac{\partial}{\partial z} (A \rho_g \alpha_g v_g) = \dot{q}_g - \int_z^{z+\Delta z} \dot{m}_{g-o} dz \quad (15)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (A \rho_L \alpha_L) + \frac{\partial}{\partial z} (A \rho_L \alpha_L v_L) = \int_z^{z+\Delta z} \dot{m}_{g-o} dz \quad (16)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (A \rho_L \alpha_L x_{sol}) + \frac{\partial}{\partial z} (A \rho_L \alpha_L x_{sol} v_L) = \int_z^{z+\Delta z} \dot{m}_{g-o} dz \quad (17)$$

气液两相流的混合动量守恒方程可以表示为:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\sum_i A_p \rho_i \alpha_i v_i \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\sum_i A_p \rho_i \alpha_i v_i^2 \right) + \frac{\partial}{\partial z} (A_p p) = - \sum_i A_p f \frac{\rho_i \alpha_i v_i^2}{2d_h} - \sum_i A_p \rho_i \alpha_i g \sin \theta \quad (i = g, L) \quad (18)$$

当钻头钻至储层时,如果井底压力低于地层压力,地层气体会进入井筒。气体在井筒中上升,又会导致井底压力继续减小,使得气侵速率逐渐增加。这里采

用瞬态储层模型来估计气侵速率,即:

$$q_g(h, t) = \left\{ 2\pi Kh [p_e^2 - p_b^2(t)] / \left[\mu_g \cdot \ln \left(\frac{2.25Kt}{\mu_g C_t} \right) / r_w^2 \right] \right\} \cdot \frac{T Z \rho_g}{p_b Z_e T_e} \quad (19)$$

1.3 热力学方程

气体和液体的热物性参数受温度影响,而两相流物性参数的变化又会影响井筒温度分布。因此,在气液两相流的计算中不可忽略井筒温度的影响。根据热力学第一定律,气液两相流的混合能量守恒方程可以表示为:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\sum_i A_p \rho_i \alpha_i (U_i + v_i^2/2) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \cdot \left[\sum_i A_p \rho_i \alpha_i v_i (H_i + v_i^2/2) \right] = Q_{ex} + Q_{conv} + \sum_i A_p f \frac{A_p \rho_i \alpha_i v_i^2}{2d_h} v_i - \sum_i A_p \rho_i \alpha_i v_i g \sin\theta \quad (20)$$

内能与焓的关系满足:

$$U_i = H_i - p/\rho_i \quad (21)$$

由于气体相对于液体有很好的压缩性,因此需要考虑气体的 Joule-Thomson 效应:

$$\begin{cases} dH_g = C_{pg} dT - C_{pg} C_J dp \\ dH_L = C_{pL} dT \end{cases} \quad (22)$$

井筒流体的径向热交换可以表示为^[29]:

$$Q_{ex} = Ak_m \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right) \quad (23)$$

当地层气体侵入井筒时,气液间的热对流可以表示为:

$$Q_{conv} = \dot{q}_g (\bar{H}_f - H_g) = \dot{q}_g [C_{pg} (\bar{T}_f - T) - C_{pg} C_J (\bar{p}_f - p)] \quad (24)$$

将式(16)一式(18)和式(21)一式(24)代入式(20)中,可得井筒内气液混合流体的瞬态传热模型:

$$\begin{aligned} & \sum_i A_p \rho_i \alpha_i C_{pi} \left(\frac{\partial T}{\partial t} + v_i \frac{\partial T}{\partial z} \right) - \sum_i A_p \rho_i \alpha_i C_{pi} C_J \left(\frac{\partial p}{\partial t} + v_i \frac{\partial p}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial t} (A_p p) + \\ & \frac{1}{2} \sum_i \left[\frac{\partial}{\partial t} (A_p \rho_i \alpha_i v_i^2) + \frac{\partial}{\partial z} (A_p \rho_i \alpha_i v_i^3) \right] = \\ & A_p k_m \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \dot{q}_g (\bar{H}_f - H_g) + \sum_i A_p f \frac{\rho_i \alpha_i v_i^2}{2d_h} v_i - \sum_i A_p \rho_i \alpha_i v_i g \sin\theta \end{aligned} \quad (25)$$

对于单相流区域,井筒流体的瞬态传热模型可以简化为:

$$\begin{aligned} & A_p \rho_L C_{pL} \left(\frac{\partial T}{\partial t} + v_L \frac{\partial T}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial t} (A_p p) + \\ & \frac{1}{2} \left[\frac{\partial}{\partial t} (A_p \rho_L v_L^2) + \frac{\partial}{\partial z} (A_p \rho_L v_L^3) \right] = \\ & A_p k_L \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right) + A_p f \frac{\rho_L v_L^2}{2d_h} v_L - A_p \rho_L v_L g \sin\theta \end{aligned} \quad (26)$$

此外,对于地层或海水的瞬态传热模型、对流换热系数、气液的热物性参数等可以参阅文献[30-32]。

1.4 模型求解

全瞬态非等温多相流方程呈现强烈的非线性,根据以往研究^[13,33],可以采用全隐式的有限差分格式对上述控制方程进行离散。离散后的综合模型采用迭代法求解来获得不同时间和位置条件下的相态转化规律、多相流行为和传热行为。气体质量守恒方程的离散形式为:

$$\begin{aligned} & [(A_p \rho_g \alpha_g)_p^{t+1} - (A_p \rho_g \alpha_g)_p^t] / \Delta t + \\ & [(A_p \rho_g \alpha_g v_g)_n^{t+1} - (A_p \rho_g \alpha_g v_g)_s^{t+1}] / \Delta z = \\ & (\dot{q}_g)_p^{t+1} - (\dot{m}_{g-o})_p^{t+1} \end{aligned} \quad (27)$$

流体质量守恒方程的离散形式为:

$$\begin{aligned} & [(A_p \rho_L \alpha_L)_p^{t+1} - (A_p \rho_L \alpha_L)_p^t] / \Delta t + \\ & [(A_p \rho_L \alpha_L v_L)_n^{t+1} - (A_p \rho_L \alpha_L v_L)_s^{t+1}] / \Delta z = \\ & (\dot{m}_{g-o})_p^{t+1} + (\dot{q}_s)_p^{t+1} \end{aligned} \quad (28)$$

溶解气质量守恒方程的离散形式为:

$$\begin{aligned} & \{ [A_p \rho_L \alpha_L (1 - \alpha_s) x_{sol}]_p^{t+1} - [A_p \rho_L \alpha_L \cdot \\ & (1 - \alpha_s) x_{sol}]_p^t \} / \Delta t + \{ [A_p \rho_L \alpha_L (1 - \alpha_s) x_{sol} v_L]_n^{t+1} - \\ & [A_p \rho_L \alpha_L (1 - \alpha_s) x_{sol} v_L]_s^{t+1} \} / \Delta z = (\dot{m}_{g-o})_p^{t+1} \end{aligned} \quad (29)$$

混合流体动量守恒方程的离散形式为:

$$\begin{aligned} & [(A_p \rho_g \alpha_g v_g)_p^{t+1} - (A_p \rho_g \alpha_g v_g)_p^t] / \Delta t + \\ & [(A_p \rho_L \alpha_L v_L)_p^{t+1} - (A_p \rho_L \alpha_L v_L)_p^t] / \Delta t + \\ & [(A_p \rho_g \alpha_g v_g^2)_n^{t+1} - (A_p \rho_g \alpha_g v_g^2)_s^t] / \Delta z + \\ & [(A_p \rho_L \alpha_L v_L^2)_n^{t+1} - (A_p \rho_L \alpha_L v_L^2)_s^{t+1}] / \Delta z = \\ & - [(A_p p)_n^{t+1} - (A_p p)_s^{t+1}] / \Delta z - [(A_p p_f)_n^{t+1} - \\ & (A_p p_f)_s^{t+1}] / \Delta z - [(A_p p_G)_n^{t+1} - (A_p p_G)_s^{t+1}] / \Delta z \end{aligned} \quad (30)$$

为了求解井筒多相流条件下的温度压力耦合场,首先需要将每个时间步内的井筒流体热物性参数看作是稳态的,从而实现每个时间步内温度场和压力场的单独求解;然后通过气相和液相的热物性参数将不同时间步内的井筒温度和压力耦合,实现对井筒温度压力的耦合求解。模拟过程为:

(1) 输入已知参数、初始条件和边界条件;

(2) 假设 $t+1$ 时刻系统位置节点 (j, k) 处的温度为 $T_{(j,k)}^{t+1(0)}$, 假设值通常参考 t 时刻位置节点 (j, k) 处的温度 $T_{(j,k)}^t$;

(3) 假设 $t+1$ 时刻井底压力为 p_b^{t+1} , 根据气侵速率模型和气液物性参数模型确定气侵速率和气液各相的热物性参数;

(4) 假设 $t+1$ 时刻环空位置节点 j 处的井筒压力为 $p_j^{t+1(0)}$, 根据该环空位置节点处的温度压力值确定气相和液相的热物性参数值;

(5) 假设 $t+1$ 时刻环空位置节点 j 处的自由气体

积分数为 $\alpha_j^{t+1(0)}$, 预测气液各相的表观速率、相间传质速率、气相的饱和溶解度和实际溶解度;

(6) 利用气体滑移关系模型和质量守恒方程, 计算新的自由气体积分数 α_j^{t+1} , 并检验新的自由气体积分数是否满足 $\|\alpha_j^{t+1} - \alpha_j^{t+1(0)}\| < \epsilon_a$ 。如果不满足, 则返回步骤(5)重新校正, 直到 $\|\alpha_j^{t+1} - \alpha_j^{t+1(0)}\| < \epsilon_a$ 成立;

(7) 利用混合动量守恒方程, 计算环空位置节点 j 处新的井筒压力 p_j^{t+1} , 并检验新的井筒压力是否满足 $\|p_j^{t+1} - p_j^{t+1(0)}\| < \epsilon_p$ 。如果不满足, 则返回步骤(4)重新校正, 直到 $\|p_j^{t+1} - p_j^{t+1(0)}\| < \epsilon_p$ 成立;

(8) 在 $t+1$ 时刻下循环计算井筒压力, 直到循环计算至井口, 获得井口压力的计算值 p_c^{t+1} 。如果井口

压力的计算值满足 $\|p_c^{t+1} - p_c\| < \epsilon_p$, 表明在 $t+1$ 时刻下整个井筒压力的计算值预测准确。否则, 需要返回步骤(3)重新校正, 直到 $\|p_c^{t+1} - p_c\| < \epsilon_p$ 成立;

(9) 根据新获得的井筒压力值, 更新气相和液相的热物性参数, 并利用系统温度场模型计算 $t+1$ 时刻位置节点 (j, k) 处新的温度 $T_{(j,k)}^{t+1}$ 。然后, 检验新的计算温度是否满足 $\|T_{(j,k)}^{t+1} - T_{(j,k)}^{t+1(0)}\| < \epsilon_T$ 。如果不满足, 则需要返回步骤(2)重新校正, 直到 $\|T_{(j,k)}^{t+1} - T_{(j,k)}^{t+1(0)}\| < \epsilon_T$ 成立;

(10) $t+1$ 时刻下的井筒多相流温度压力计算完毕后, 循环计算下一个时刻的温度压力值。模型的计算过程如图 3 所示。

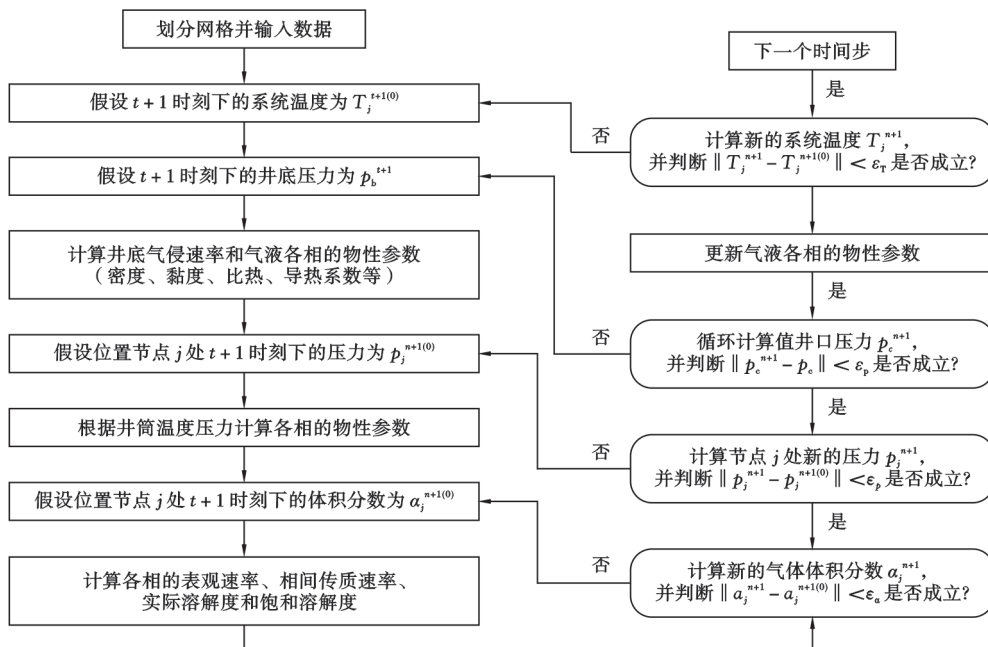


图 3 多相流条件下井筒温度压力的耦合求解流程

Fig. 3 Coupled solution procedure of wellbore temperature and pressure under multiphase flow conditions

2 结果与讨论

2.1 模型验证

使用 O'Bryan^[34] 基于油基钻井液的气侵实验中井底压力和泥浆池增量的变化来对该综合模型进行验证。实验在一口井深为 1828.8 m 的海洋测试井中进行, 其中气体在井底注入到油基钻井液中来模拟气侵。实验中测量并记录了泥浆池增量和井底压力随气侵发展的变化。实验井的基础参数见表 1。

整个实验过程分为 3 个阶段: ①循环和气体注入; ②关井; ③循环排气。由实验过程中泥浆池增量和井底压力随时间的变化(图 4)可以看出, 由于本文模型考虑了滑移上升气泡的瞬态界面传质行为, 其计算结

表 1 实验井的基础参数

Table 1 Basic parameters of the experimental well

参数	数值	参数	数值
井深/m	1828.8	水深/m	914.4
钻井液密度/(kg/m ³)	982.58	泵速/(m ³ /s)	0.0052
钻井液黏度/(Pa·s)	0.022	钻柱外径/m	0.073
海水表面温度/°C	26.7	井眼直径/m	0.194
地温梯度/(°C/m)	0.0237	注气速率/(m ³ /s)	0.17

果与实验结果的吻合度较好。但传统基于稳态相间传质的两相流模型的计算结果与初始阶段的实验结果有较大的偏差。这是由于传统模型认为, 在液体未饱和的条件下气体会瞬间溶解于液体。

因此, 本文模型可以更准确地描述气体和液体的

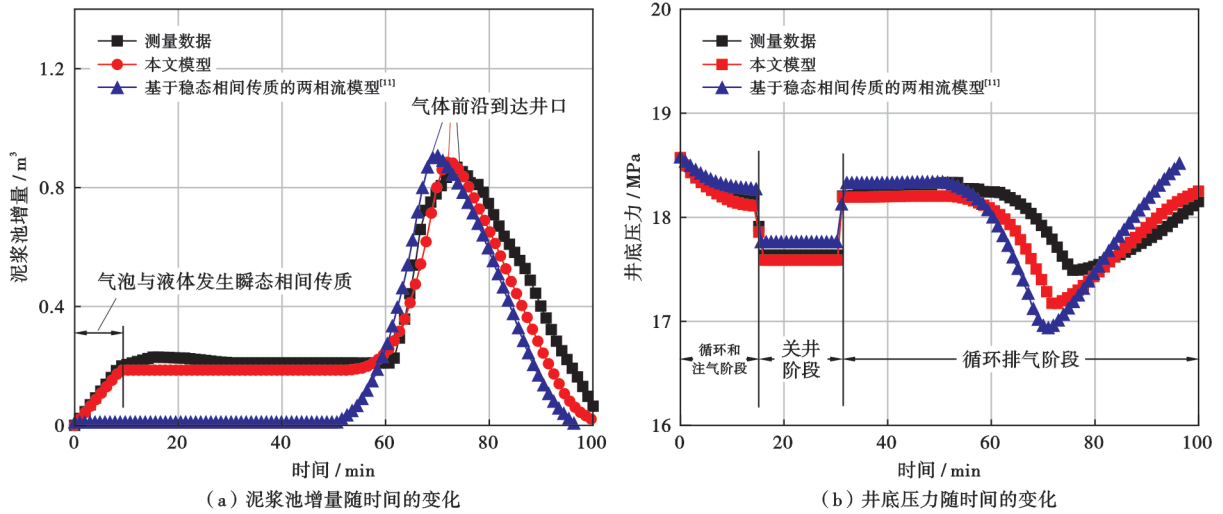


图 4 实验和模拟结果随时间的变化

Fig. 4 Variation in the experimental and simulation results over time

瞬态传质行为,从而更详细地刻画井筒中的气液两相流动特征。

2.2 井筒多相流动特征分析

模型验证之后,通过一个实例井来分析油基钻井液条件下的井筒温度、气体体积分数和传质速率的变化。模拟使用的基础参数见表 2。

表 2 模拟使用的基础参数

Table 2 Basic parameters for simulation

参数	数值	参数	数值
水深/m	1500	钻井液热导率/[W/(m·K)]	1.02
井深/m	4500	钻井液比热/[J/(kg·°C)]	1600
钻井液密度/(kg/m ³)	1200	气体热导率/[W/(m·K)]	0.03
钻井液黏度/(Pa·s)	0.054	气体比热/[J/(kg·°C)]	1012
泵速/(m ³ /s)	0.03	钻柱内径/mm	127
海水表面温度/°C	20	钻柱外径/mm	149.2
钻井液入口温度/°C	25	隔水管内径/mm	508
地温梯度/(°C/m)	0.024		273
		套管外径/mm	(~2000 m) 244.5
储层渗透率/D	0.03		(~4500 m)
钻头尺寸/mm	215.9	气体分子扩散系数	5.19 × 10 ⁻⁸
系数 β	1.14 × 10 ⁻¹²		

2.2.1 井筒温度的变化

由气侵过程中井底温度随时间的变化(图 5)可以看出,井底温度随时间的变化可以分为 3 个阶段:①气侵初期,地层高温气体迅速侵入井底,使得井底温度迅速升高;②气侵速率随着井底压力的降低而逐渐增大,使得井底温度也相应逐渐升高;③当气侵速率增加至某一值时,自由气的 Joule-Thomson 效应成为影响井底温度的主要因素,导致该阶段井底温度的升高速率逐渐减小,甚至最终井底温度开始逐渐降低。

由不同气侵时刻环空温度剖面沿井深的变化(图 6)可以看出,随着气侵时间的增加,温度升高的井底流体

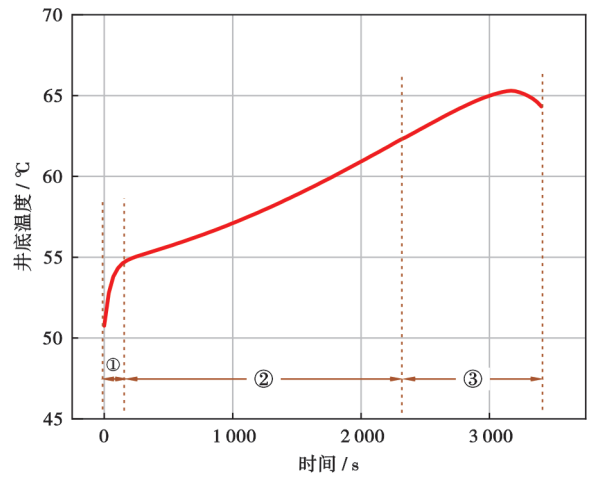


图 5 气侵过程中井底温度随时间的变化

Fig. 5 Variation of the bottom hole temperature over time during gas kick

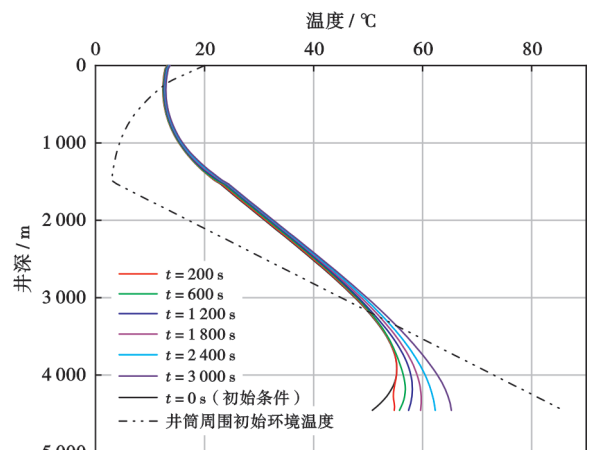


图 6 不同气侵时刻下环空温度剖面沿井深的变化

Fig. 6 Variation of the annulus temperature profile along the well depth at different gas kick time

向上流动过程中的热对流使得环空温度逐渐升高。但由于环空流体温度始终高于钻柱内流体温度,并在某一井深处超过地层温度,因此环空流体会与钻柱内流体和地层进行热交换,导致井筒上部的环空流体温度增加较小。此外,由图6可知,气侵过程中的井底温度始终低于同一井深处的原始地层温度。

2.2.2 气液两相流动特征

为了阐明滑移上升气泡的界面传质对井筒气液两相流的影响,将该模型的计算结果与以往考虑稳态相间传质和不考虑相间传质的两相流模型进行了对比。由不同时刻井筒内自由气体积分数的分布剖面(图7)

可知,考虑相间传质的自由气体积分数显著低于不考虑相间传质的气体体积分数。此外,基于稳态相间传质的两相流模型认为,气体会瞬间溶解于不饱和的油基钻井液中,因此在气侵速率较低的初始阶段($t = 500$ s),井筒内自由气体积分数为零。本文模型的计算结果表明,尽管气侵速率较低,气体也不会立即完全溶解于未饱和的油基钻井液中,而是随着气体和液体沿井筒向上流动,气体逐渐溶解于油基钻井液中。此外,随着井筒内气液两相流的发展,基于稳态相间传质的两相流模型计算的自由气体积分数会始终被低估。

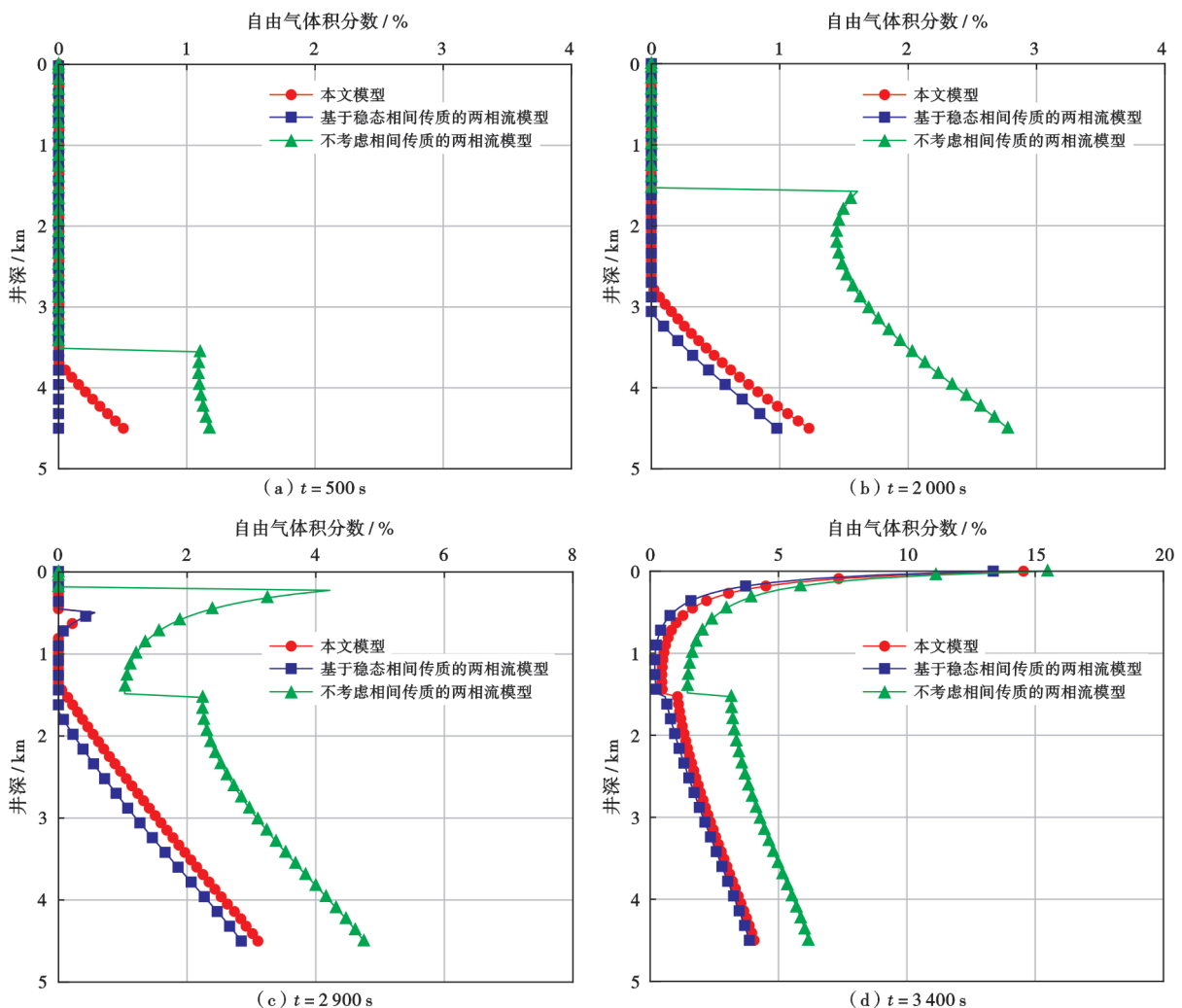


图7 不同时刻井筒内自由气体积分数

Fig. 7 Volume fraction of free gas in wellbore at different time

由不同时刻井筒内实际气体溶解度和饱和气体溶解度的分布剖面(图8)可以看出,本文模型计算的实际气体溶解度在近井底井段均不能使油基钻井液立即达到饱和。但随着井深的减小,实际气体溶解度逐渐接近油基钻井液的饱和溶解度。此外,当气侵速率足以使油基钻井液达到饱和时,井底附近的实际气体溶

解度随时间逐渐增大,且油基钻井液达到饱和时对应的井深逐渐增大。这主要是由于随着气侵速率的增大,传质边界层中气体浓度差增大,从而加速了相间传质速率。

2.2.3 相间传质速率的变化

由于井筒内温度和压力的不断变化,不同时刻和

位置相间传质速率的变化也非常复杂。笔者通过井底相间传质速率的变化来进行说明。图 9(a)展示了气侵过程中井底相间传质速率随时间的变化。相间传质

速率随时间的变化可以分为 3 个阶段:①地层气体侵入井底,传质边界层中的气体浓度差突然增大,导致相间传质速率突然增大。②随着时间的推移,气侵速率逐

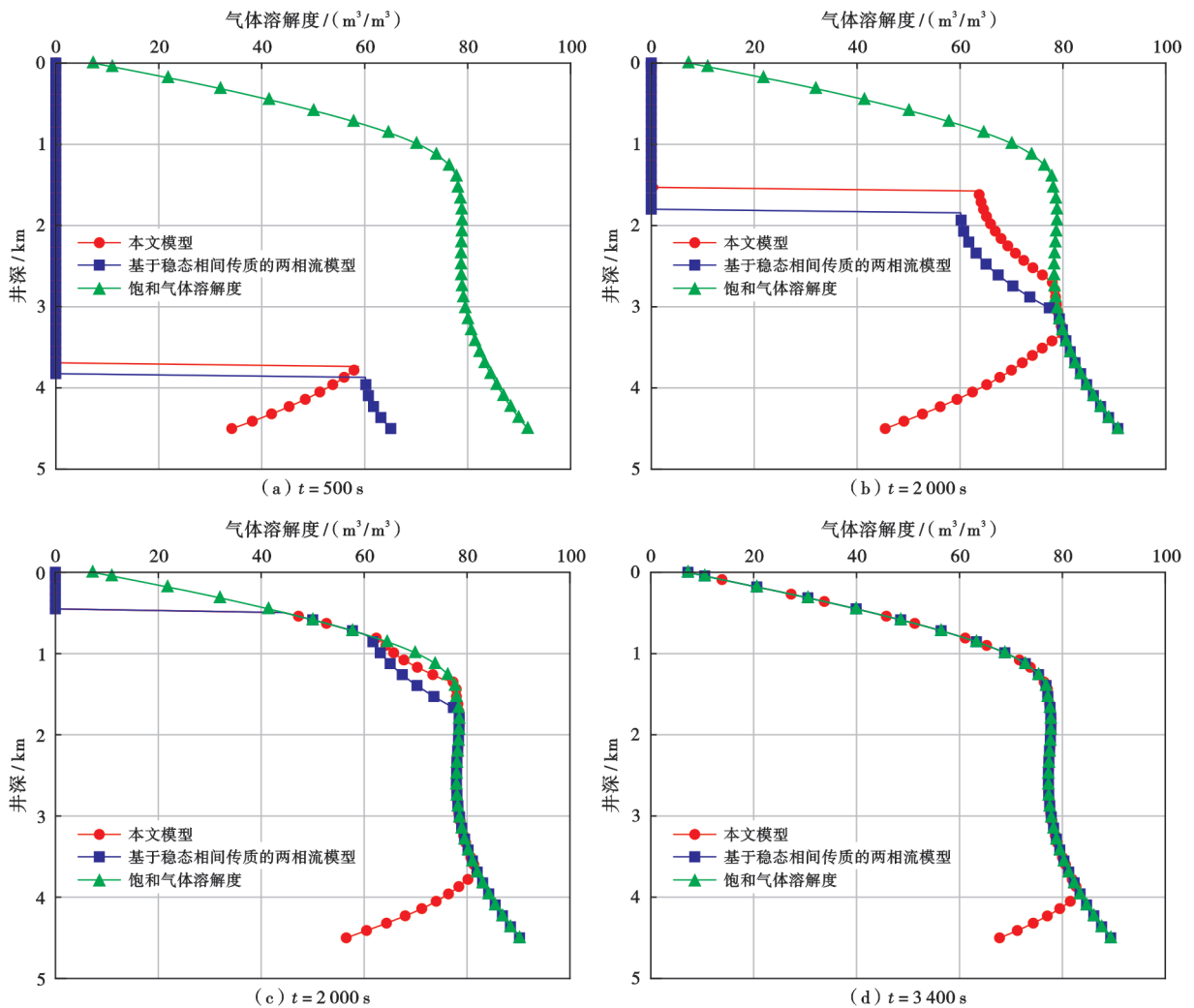


图 8 不同时刻井筒内实际气体溶解度和饱和气体溶解度

Fig. 8 Actual gas solubility and saturated gas solubility in the wellbore at different times

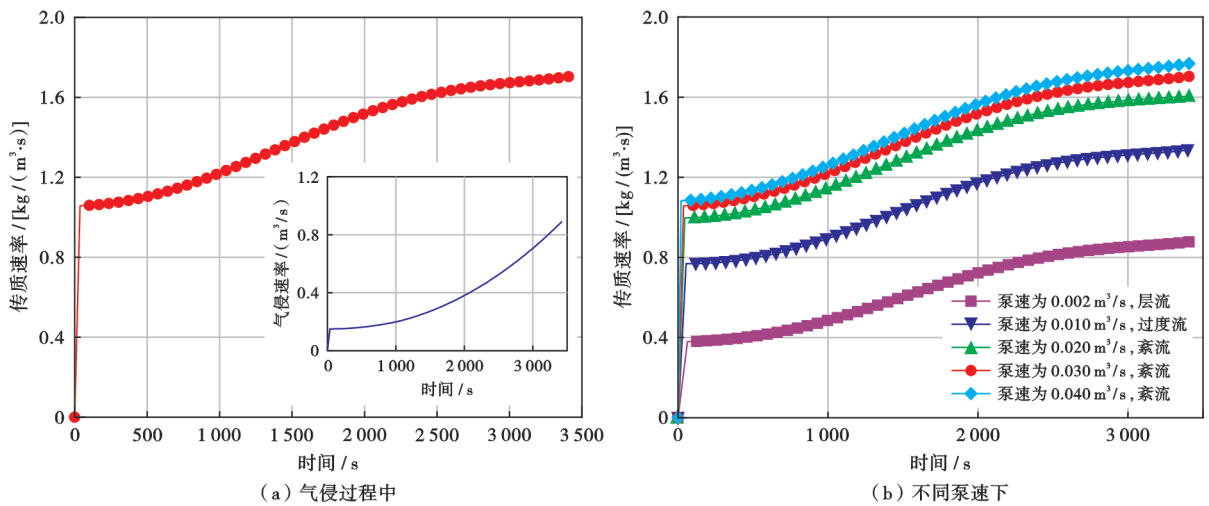


图 9 井底相间传质速率随时间的变化

Fig. 9 Variation of the bottom hole interphase mass transfer rate over time

渐增加,相间传质速率相应逐渐增大。这是因为传质边界层的气体浓度差是影响这一阶段相间传质速率的主要因素。③相间传质速率仍然随时间逐渐增大,但增加速率逐渐减小。这是由于该阶段气体浓度差对相间传质速率的影响逐渐减小。图 9(b)展示了不同泵速下相间传质速率随时间的变化。在层流中,气液相间传质主要以分子扩散的形式进行,传质速率相对较慢;在紊流中,相间传质主要以紊流扩散的形式进行,传质速率较快^[15-16]。因此,层流条件下的相间传质速率明显低于紊流条件下的相间传质速率。

此外,随着流速的增加,相间传质速率逐渐增大,但增量逐渐减小。这是由于不同流态的界面传质机理是影响相间传质速率的主要因素,虽然相同流态下的流速增加可以提高传质边界层中的气体更新速率和气泡间的相互作用强度,但流速增加也会引起气泡的碰撞、分裂或聚并。因此,流速对相间传质速率的影响是有限的。

3 结 论

(1) 侵入井底的地层气体与钻井液会发生热对流,使得环空流体温度逐渐升高。但当气侵速率超过某一范围后,气体的 Joule-Thomson 效应会成为影响井底温度变化的主导因素,使得井底温度的增加速率逐渐降低。

(2) 与以往考虑稳态相间传质的气液两相流模型相比,基于滑移上升气泡界面传质的气液两相流模型可以更详细、准确地描述井筒内气液两相流的发展过程。对比结果表明,在相同气侵速率条件下,本文模型计算的自由气体积分数要高于传统模型的计算结果。

(3) 即使气侵速率较慢,气体也不会立即完全溶解于未饱和的油基钻井液中,而是随着气体和液体沿井筒向上流动,气体逐渐溶解于油基钻井液中。气液相间传质速率受多种因素耦合影响,随着气体浓度和流体流速的增加而增大。

符号注释: C_g —气体浓度, mol/m³; C_{mf} —气液交界面的气体浓度, mol/m³; C_b —油基钻井液中的气体浓度, mol/m³; v_{rb} —径向流速分量, m/s; $v_{\theta b}$ —一周向流速分量, m/s; s, ds —气泡界面边界层微元体周向距离, m; n, dn —气泡界面边界层微元体径向距离, m; r_b —距气泡中心的径向距离, m; R_b —气泡半径, m; θ_b —气泡从垂直直径向上到垂直向下顺时针移动的角度, rad; D_{g_0} —气体扩散系数, m²/s; D_{g_0} —气体分子扩散系数, m²/s; Ψ —流方程; v_{∞} —滑移速率, m/s; $J_{g_0}^L$ —层流条件下的气体扩散通量, mol/(m²·s); $J_{g_0}^T$ —紊流条件下的气体扩散通量, mol/(m²·s); \dot{m}_{g_0} —气相到液相中的传

质速率, kg/(m²·s); M_g —气体摩尔质量, kg/mol; N_b —气泡数; A —井筒横截面积, m²; A_p —钻柱内横截面积, m²; A_a —环空横截面积, m²; μ_g —气体黏度, Pa·s; μ_L —液体黏度, Pa·s; σ —气液表面张力, N/m; β —系数; ϵ —单位质量的能耗; v_L —流体运动黏度, m²/s; λ —紊流尺度, m; λ_0 —Kolmogorov 紊流尺度, m; ρ_g —气相密度, kg/cm³; ρ_L —液相密度, kg/cm³; v_g —气相流速, m/s; v_L —液相流速, m/s; α_g —气相体积分数; α_L —液相体积分数; q_g —气侵速率, kg/s; x_{sol} —溶解气的质量分数; p —井筒压力, Pa; p_G —重力, Pa; T —温度, °C; C_{pg} —气体比热容, J/(kg·K); C_{pL} —液体比热容, J/(kg·K); C_J —Joule-Thomson 系数, K/Pa; d_h —水力直径, m; f —摩擦因子; U_i —内能; H_i —焓, J/kg; H_g —气体的焓值, J/kg; H_L —液体的焓值, J/kg; \bar{H}_f —地层气体的平均焓值, J/kg; k_m —混合热导率, W/(m·K); k_L —液体热导率, W/(m·K); Q_{ex} —热交换项; Q_{conv} —气体与钻井液的热对流项; p_c —储层压力, Pa; p_b —井底压力, Pa; \bar{p}_f —地层气体的平均压力值, Pa; T_c —储层温度, °C; \bar{T}_f —地层气体的平均温度, °C; K —储层渗透率, D; h —储层打开厚度, m; Z —气体压缩因子; Z_c —储层条件下的气体压缩因子; C_t —总压缩系数; r_w —径向距离, m; g —重力加速度, m/s²; θ —井斜角, rad; t —时间, s; Δz —单位长度, m; z, r —轴向距离和距井筒轴线的径向距离, m; $T_{(j,k)}$ — t 时刻位置节点 (j, k) 处的温度, °C; $T_{(j,k)}^{+1(0)}$ — $t+1$ 时刻位置节点 (j, k) 处假设的温度, °C; $T_{(j,k)}^{+1}$ — $t+1$ 时刻位置节点 (j, k) 处的温度, °C; p_b^{+1} — $t+1$ 时刻井底位置的压强, Pa; $p_j^{+1(0)}$ — $t+1$ 时刻环空位置节点 j 处假设的压强, Pa; p_j^{+1} — $t+1$ 时刻环空位置节点 j 处的压强, Pa; p_c^{+1} — $t+1$ 时刻环空井口位置处的压强, Pa; p_c —环空井口位置处的实际压强, Pa; $\alpha_j^{+1(0)}$ — $t+1$ 时刻环空位置节点 j 处假设的自由气体积分数; α_j^{+1} — $t+1$ 时刻环空位置节点 j 处的自由气体积分数; ϵ_a —自由气体积分数允许误差; ϵ_p —井筒压力允许误差, Pa; ϵ_T —井筒温度允许误差, °C。

参 考 文 献

- [1] 刘书杰, 谢仁军, 全刚, 等. 中国海洋石油集团有限公司深水钻井技术进展及展望[J]. 石油学报, 2019, 40(S2): 168-173.
LIU Shujie, XIE Renjun, TONG Gang, et al. Progress and prospect of deepwater well drilling and completion technique of CNOOC[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(S2): 168-173.
- [2] 杨进, 傅超, 刘书杰, 等. 超深水浅层建井关键技术创新与实践[J]. 石油学报, 2022, 43(10): 1500-1508.
YANG Jin, FU Chao, LIU Shujie, et al. Key technological innovation and practice of well construction in ultra-deepwater shallow Formations[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(10): 1500-1508.
- [3] 李中. 中国海油深水钻井技术进展及发展展望[J]. 中国海上油气, 2021, 33(3): 114-120.
LI Zhong. Progress and prospect of deepwater drilling technology in CNOOC[J]. China Offshore Oil and Gas, 2021, 33(3): 114-120.
- [4] 杨进, 李磊, 宋宇, 等. 中国海洋油气钻井技术发展现状及展望

- [J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2308-2318.
YANG Jin, LI Lei, SONG Yu, et al. Current status and prospects of offshore oil and gas drilling technology development in China [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(12): 2308-2318.
- [5] DE SOUSA P F B, BORGES V L, PEREIRA I C, et al. Estimation of heat flux and temperature field during drilling process using dynamic observers based on green's function[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2012, 48: 144-154.
- [6] 陈阳. 深水钻井气侵期间井筒多相流流动规律研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2016.
CHEN Yang. Study on wellbore multiphase flow law during gas kick in deep water drilling[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [7] RIBEIRO P R, PESSÔA-FILHO P A, LOMBA R F T, et al. Measurement and modeling of methane dissolution in synthetic liquids applied to drilling fluid formulation for deep and ultra-deep water wells[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2006, 51(1/2): 37-44.
- [8] O'BRIEN T B. Pormulation and use of sea-water muds, drilling and production practice[D]. New York: American Petroleum Institute, 1955.
- [9] THOMAS D C, LEA JR J F, TUREK E A. Gas solubility in oil-based drilling fluids; effects on kick detection[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1984, 36(6): 959-968.
- [10] ROMMETVEIT R, BLYBERG A, OLSEN L. The effects of operating conditions, reservoir characteristics and control methods on gas kicks in oil based drilling muds[R]. SPE 19246-MS, 1989.
- [11] WHITE D B, WALTON I C. A computer model for kicks in water- and oil-based muds[R]. SPE 19975-MS, 1990.
- [12] VAN SLYKE D C, HUANG E T S. Predicting gas kick behavior in oil-based drilling fluids using a pc-based dynamic wellbore model[R]. SPE 19972-MS, 1990.
- [13] YIN Bangtang, LIU Gang, LI Xiangfang. Multiphase transient flow model in wellbore annuli during gas kick in deepwater drilling based on oil-based mud[J]. *Applied Mathematical Modelling*, 2017, 51: 159-198.
- [14] XU Zhengming, SONG Xianzhi, LI Gensheng, et al. Gas kick simulation in oil-based drilling fluids with the gas solubility effect during high-temperature and high-pressure well drilling [J]. *Applied Thermal Engineering*, 2019, 149: 1080-1097.
- [15] 李铁明, 何敏侠, 夏威, 等. 水平井油基钻井液气侵溶解气膨胀运移规律研究[J]. *中国安全生产科学技术*, 2016, 12(10): 44-49.
LI Yiming, HE Minxia, XIA Wei, et al. Study on swelling and migration laws of dissolved gas during gas kick of oil - based drilling fluid in horizontal well[J]. *Journal of safety science and technology*, 2016, 12(10): 44-49.
- [16] 付建红. 深水钻井溢流监测与井控技术研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2016.
FU Jianhong. Kick detection and well control technology during deepwater drilling[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [17] 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.
- [18] 李根生, 窦亮彬, 田守峥, 等. 酸性气体侵入井筒瞬态流动规律研究[J]. *石油钻探技术*, 2013, 41(4): 8-14.
LI Gensheng, DOU Liangbin, TIAN Shouceng, et al. Characteristics of wellbore transient flow during sour gas influx[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2013, 41(4): 8-14.
- [19] 孙宝江, 王志远, 公培斌, 等. 深水井控的七组分多相流动模型[J]. *石油学报*, 2011, 32(6): 1042-1049.
SUN Baojiang, WANG Zhiyuan, GONG Peibin, et al. Application of a seven-component multiphase flow model to deepwater well control[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(6): 1042-1049.
- [20] CLIFT R, GRACE J R, WEBER M E. Bubbles, drops and particles[M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2006.
- [21] NÜLLIG M, PETERS F. Experiments on the mass transfer of gas bubbles in mineral oil[J]. *Colloids and Surfaces A: Physico-chemical and Engineering Aspects*, 2018, 540: 81-89.
- [22] SUN Xiaohui, SUN Baojiang, WANG Zhiyuan, et al. A hydrate shell growth model in bubble flow of water-dominated system considering intrinsic kinetics, mass and heat transfer mechanisms [J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2018, 117: 940-950.
- [23] BARNEA D. A unified model for predicting flow-pattern transitions for the whole range of pipe inclinations[J]. *International Journal of Multiphase Flow*, 1987, 13(1): 1-12.
- [24] 张宇豪, 王志彬, 蒋琪, 等. 基于漂移理论的泡沫排水采气井筒压降预测模型[J]. *石油学报*, 2023, 44(5): 862-872.
ZHANG Yuhao, WANG Zhibin, JIANG Qi, et al. Prediction model of wellbore pressure drop in foam drainage gas recovery well based on drift theory[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(5): 862-872.
- [25] KELBALIEV G I. Mass transfer between a drop or gas bubble and an isotropic turbulent flow[J]. *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*, 2012, 46(5): 477-485.
- [26] 徐宝昌, 尤香凝, 孟卓然, 等. 基于回压激励响应的实时地层压力反演方法[J]. *石油学报*, 2024, 45(6): 1009-1018.
XU Baochang, YOU Xiangning, MENG Zhuoran, et al. Real-time Formation pressure inversion method based on back-pressure excitation response[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(6): 1009-1018.
- [27] SUN Xiaohui, SUN Baojiang, GAO Yonghai, et al. A model of multiphase flow dynamics considering the hydrated bubble behaviors and its application to deepwater kick simulation[J]. *Journal of Energy Resources Technology*, 2018, 140(8): 082004.
- [28] ZHANG Chao, YUAN Xigang, LUO Yiqing, et al. Prediction of species concentration distribution using a rigorous turbulent mass diffusivity model for bubble column reactor simulation part II: analogy between turbulent mass and momentum transfer in toluene emissions biodegradation process[J]. *Chemical Engineering Science*, 2018, 189: 360-368.
- [29] YANG Hongwei, LI Jun, LIU Gonghui, et al. Numerical analysis of transient wellbore thermal behavior in dynamic deepwater multi-gradient drilling[J]. *Energy*, 2019, 179: 138-153.
- [30] YANG Hongwei, LI Jun, LIU Gonghui, et al. Development of transient heat transfer model for controlled gradient drilling[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2019, 148: 331-339.
- [31] KHAN N U, MAY R. A Generalized mathematical model to predict transient bottomhole temperature during drilling operation[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, 147: 435-450.
- [32] JARRAHIAN A, KARAMI H R, HEIDARYAN E. On the isobaric specific heat capacity of natural gas[J]. *Fluid Phase Equilibria*, 2014, 384: 16-24.
- [33] HE Miao, XU Mingbiao, LI Jun, et al. A new two-phase model to simulate sour gas kicks in MPD operations with water based mud[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 159: 331-343.
- [34] OBRYAN P L. Well control problems associated with gas solubility in oil-based drilling fluids [D]. Baton Rouge: Louisiana State University and Agricultural & Mechanical Collgeg, 1988.
(收稿日期 2024-01-01 改回日期 2024-09-07 编辑 王培玺)