文章编号：0253-2697(2015)01-0120-07 DOI：10.7623/syxb201501015

气侵过程井筒压力演变规律实验和模型

徐朝阳[1] 孟英峰[1] 魏 纳[1] 李 皋[1] 杨 谋[1] 刘佳洁[2]

（1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室 四川成都 610500；
2. 中国石油化工股份有限公司西南油气分公司博士后工作站 四川成都 610016）

摘要：储层钻进时，由于地层压力预测不准造成地层气体侵入井筒，形成不稳定气-液两相流并导致井筒内压力剧烈变化，产生巨大的井控风险。为了揭示气侵过程井筒压力的演变规律，利用大型实验架进行了可视化模拟实验，测量气侵过程井筒压力变化，观察管内流动物理特征。将该过程简化为液体循环条件下垂直同心环形管管底连续注气过程，并基于非稳态流动理论和漂移模型建立了井筒气-液两相流动瞬态预测模型。该模型具有跟踪气-液界面等流动参数的功能，可采用半隐式有限差分法数值求解。实验数据分析表明：随着管底开始注气，管内压力先增大再减小；管路下部比上部先达到压力峰值，压力波动程度随着管深的增加而减小。模型数值仿真结果与实验数据吻合程度较高，证明了模型可用于预测气侵过程井筒流体瞬态流动特征。研究成果深化了对气侵过程井筒压力演变规律的认识，丰富了复杂工况钻井的水力学模型。

关键词：垂直同心环形管；气侵；气-液两相流；漂移模型；瞬态流动模型

中图分类号：TE28 **文献标识码**：A

Experimental simulation and numerical modeling of dynamic variations in wellbore pressure during gas-kicks

Xu Chaoyang[1] Meng Yingfeng[1] Wei Na[1] Li Gao[1] Yang Mou[1] Liu Jiajie[2]

(1. *State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoirs Geology and Exploitation*, *Southwest Petroleum University*, *Sichuan Chengdu* 610500, *China*; 2. *Postdoctord Work Station*, *Sinopec Southwest Oil & Gas Company*, *Sichuan Chengdu* 610016, *China*)

Abstract: During the process of reservoir drilling, inaccurate pressure prediction can cause gas kicks, which will result in transient gas-liquid two-phase flow and lead to dramatic variations in wellbore pressure, significantly raising well control risks. This study aimed to reveal the evolution pattern of wellbore pressure during gas kicks. Visualization simulation was conducted using a large-scale experimental system to measure the variations in wellbore pressure and observe the physical characteristics of annular flow during gas kicks. This engineering process was then simplified into a continuous injection process at the bottom of a vertical concentric annular tube under liquid circulation. A transient two-phase flow prediction model was further developed based on transient flow theory and drift flux model to simulate the simplified process. The established model capable of tracking flow parameters (e.g., location of gas-liquid interface) was numerically solved using the semi-implicit finite difference algorithm. The experimental data show that when gas injection starts from the bottom, annular pressure first increases and then decreases. Peak pressure occurs in the lower part earlier than in the upper part of the annular tube, and the extent of pressure variation decreases with increasing depth. High coincidence between the simulation and experimental data indicates that the developed model can be used to predict the characteristics of transient flow in the wellbore during gas kicks. The results further the understanding about the evolution of wellbore pressure during gas kicks and diversify hydraulic models of drilling under complex conditions.

Key words: vertical concentric annular tube; gas kick; gas-liquid two-phase flow; drift flux model; transient flow model

引用：徐朝阳，孟英峰，魏纳，李皋，杨谋，刘佳洁. 气侵过程井筒压力演变规律实验和模型[J]. 石油学报，2015，36(1)：120-126.

Cite: Xu Chaoyang, Meng Yingfeng, Wei Na, Li Gao, Yang Mou, Liu Jiajie. Experimental simulation and numerical modeling of dynamic variations in wellbore pressure during gas-kicks[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(1): 120-126.

储层钻进过程中，尤其在压力敏感性的地层，地层压力预测不准或者改变工况引起的井筒压力波动，可能会引起气侵。气侵过程一般呈非稳定流动，气体上窜至井口前，井口只有钻井液返出，在此期间井筒压力剧烈变化。目前，研究井筒流动规律主要依靠室内实验。在国外，Tulsa大学、剑桥研究所建立了多相流实验架；国内，西南石油大学和中国石油大学也建立了多相流实验架，并开展了一系列的实验研究。但是，大部

基金项目：油气藏地质及开发工程国家重点实验室开放基金项目(PLN1309)和国家自然科学基金项目(No. 51104124，No. 51204140，No. 51334003)资助。

第一作者：徐朝阳，男，1985年4月生，2008年获西南石油大学学士学位，现为西南石油大学博士研究生，主要从事欠平衡钻井、控压钻井、油气井压力控制方面的研究。Email：04011xzy@sina.com

通信作者：孟英峰，男，1957年8月生，1977年获西南石油学院学士学位，2001年获西南石油学院博士学位，现为西南石油大学教授、博士生导师，主要从事石油与天然气工程学科的教学和科研工作。Email：cwctmyf@vip.sina.com

分的实验研究均针对稳态流动,气侵过程等井筒非稳态流动过程的压力演变规律的实验研究工作仍有待进一步开展。

井筒多相流动数学模型是国内外研究的重点。目前,一维气-液两相流模型主要为分相流模型和漂移流动模型[1]。分相流动模型 TFM 由 Delhaye 于 1968 年提出,计算精度高,但是形式复杂,计算量较大[2]。漂移模型由 Zuber 等人于 1965 年首次提出,具有形式简单、计算速度快、精度高的优点,广泛应用于各工业领域的多相管流计算[3,4]。为了提高漂移模型对特定工程条件的预测精度,很多学者进行了相关实验和理论研究,提出了气相分布系数、气体漂移速度的修正预测模型[4-14]。钻井领域中,Starrett 和 Hill 等人提出了气侵过程的理论模型,但是缺少实验数据验证[15];Large 和 Fjelde 等人在井深 1 273 m 的实验井中开展了模拟研究,建立了基本理论模型[16];孟英峰等也针对气侵开展了理论模型的研究[17-20],重点集中在井底压力的预测。

为了研究气侵过程井筒压力演变规律,笔者在大型实验架上开展了模拟连续气侵可视化实验研究。实验中,液体循环条件下垂直同心环形管底部连续注气,并观察实验现象;沿实验测试管路不同深度安装压力传感器实时记录压力数据,利用实验数据分析管路压力动态变化特征;同时,针对气侵过程,基于漂移模型建立了瞬态预测模型,模拟实验条件下管路压力的动态变化,并利用实验数据对模型进行验证。

1　实　验

在实际的油气井中进行气侵实验研究,物理条件真实,实验结果可直接指导生产,但是实验费用极高且存在一定的安全风险,因此不被广泛采用;相比较而言,模拟实验则更具安全性,并且成本低、获取信息量大。虽然在地面模拟井中的实验循环压力远小于实际工程中的循环压力,但是根据相似性原理,通过优化实验参数,所得到实验结果仍可以反映气侵过程中流体的动态流动特征和井筒压力的演变规律,并用于指导实际生产。

本实验目的为模拟循环条件下的连续气侵,观察实验中的流体动态流动特征,测量并采集压力数据。

1.1　实验系统

图 1(a)为大型实验架测试管路部分,管路结构模拟井筒,高为 15.2 m,外管内径为 90 mm、内管外径为 50 mm,可在 1.0 MPa 以内实现低压可视化实验。实验系统中包含的设备有:空气压缩机 2 台,每台最大排量为 0.075 m^3/s,压力 0.8 MPa;2 台 3 缸柱塞泵,可维持稳定的注液量,最大排量都为 0.002 m^3/s,泵排量可以通过变频器调节;储气罐 2 台,最高储气压力 1 MPa,容积 3 m^3。另外,压力传感器沿实验管路安装于模拟井筒 15.2 m、14.0 m、12.0 m、10.0 m、8.0 m、6.0 m 处(0 m 处为管路顶端出口处,15.2 m 处为管路底部入口处),实时自动采集数据并传入电脑储存。

(a) 实验装置　　(b) 实验现象

图 1　大型垂直同心环形管流体实验装置和实验现象

Fig. 1　Large-scale experimental system with vertical, concentric annular tube, and experiment phenomena

1.2　实验流程与条件

实验流程:①开泵使实验系统管内充满液体;②调整泵排量达到实验预设值;③开空气压缩机,使储气罐达到实验预设压力,储气罐压力必须大于模拟井筒底部压力,然后关闭空气压缩机;④开注气阀,管内流动达到气-液两相稳定流动后关闭注气阀。

实验条件:实验介质液体为水,气体为空气,实验环境温度为 13℃,气压为 96.7 KPa,液体流量为 0.000 28 m^3/s,储气罐目标压力为 350 KPa,注气量随时间变化如图 2 所示。

1.3　实验现象

通过可视化模拟井筒,观察到气体上升过程的流动特征[图 1(b)]:模拟井筒中液相稳定向上流动时,模拟井筒底部连续注入气体,气体上升到模拟井筒出

口之前，模拟井筒的下部形成气-液两相流，上部为纯液体流动；在气体上升过程中，存在明显的气-液界面，随着气体的上升，气体体积明显增大，驱替液体空间，相应的液体返出量明显增大，整个模拟井筒的持液量减少，气体上升至井口后管内全部为气-液两相流动，液体返出量减小。

1.4 数据分析

图 2 为气体注入量随时间的变化关系，图 3 为不同深度处的压力测量数据。实验中流体流动状态主要为 3 个阶段：液相稳定流动阶段(0～21 s)，注气过程瞬态气-液两相流动阶段(21～39 s)，气-液两相稳定流动阶段(40～91 s)。具体分析如下：①0～21 s，未注气，模拟井筒内为纯液相稳态流动，流量不变，各处测试压力保持稳定，15.2 m 压力 156.82 KPa；②21～28 s，注气量增大的初始阶段，气体流量从 0 增至 0.031 m^3/s，井口见气之前液体流出量急剧增大，模拟井筒内的持气率迅速增大，压力整体上升，15.2 m 处压力增至峰值 186.91 KPa；③28～35 s，继续增大注气量，气体流量继续增至峰值 0.065 m^3/s，模拟井筒内压力整体呈下降趋势，15.2 m 处压力减至 143.38 KPa；④35～39 s，注气量减小阶段，气体流量减至最小 0.016 m^3/s，模拟井筒内压力下降，15.2 m 处压力减至 91.44 KPa；⑤39～91 s，注气量呈稳定趋势，气体流量稳定在 0.016～0.025 m^3/s 范围内，模拟井筒内压力趋于动态稳定，15.2 m 处压力在 63.00～46.12 KPa 范围内波动。

实验中，15.2 m、14.0 m、12.0 m 处的压力传感器在 26 s 时刻测得达到压力峰值，10.0 m、8.0 m、6.0 m 处在 28 s 时刻达到压力峰值。实验表明，模拟井井底连续注气引起模拟井筒内压力先增大后减小，压力稳定时呈现动态波动的特点，模拟井筒底部先于上部达到压力峰值。

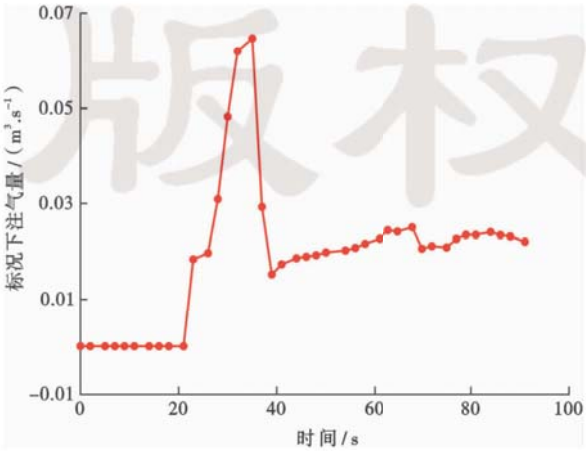

图 2 标况注气量随时间的变化

Fig. 2 Gas inflow rate under standard temperature and pressure versus time

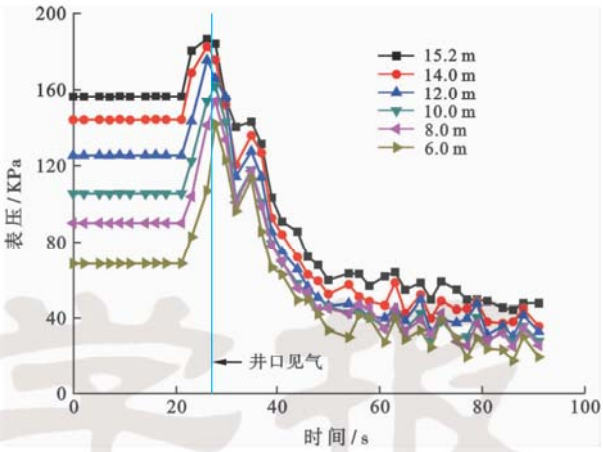

图 3 实验中环空不同深度处的压力测量数据

Fig. 3 Measured pressure data of experiment at different depths of annulus

针对图 3 中的压力峰值进行分析，评价压力波动程度。压力波动程度的定义式如下：

$$\varepsilon = \frac{p_p - p_i}{p_i} \tag{1}$$

式中：ε 为压力波动程度，无量纲；p_p 为压力峰值，KPa；p_i 为纯液相稳定流动时的压力，KPa。

当达到压力峰值时，随着井深的增加，压力波动的程度减小，说明注气过程中压力最大时模拟井筒上部的压力波动程度比模拟底部要剧烈(图 4)。

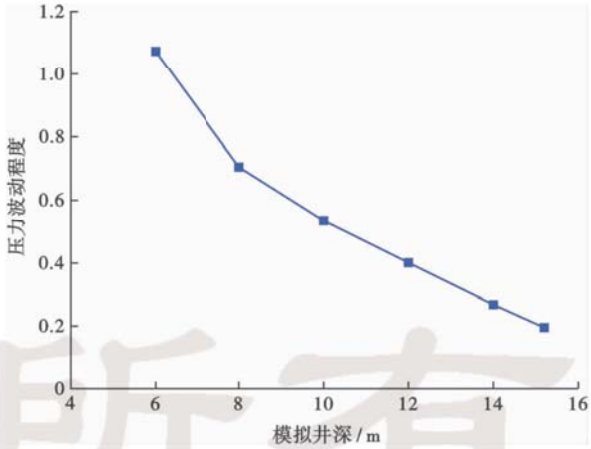

图 4 井筒内压力波动幅度随深度的变化

Fig. 4 Variation degree of annular pressure versus annular depth

2 数学建模

2.1 连续气侵预测模型

根据实验中管内的流动特征，建立瞬态流动预测模型。注气过程中存在明显的纯液体流动段和气-液两相流动段，所以相应的模型包括液相流动模型和气-液两相流动模型两部分。

图 5 所示，气-液界面的上部为纯液相流动，液相

版权所有

流量为 Q_{ll}；下部为气-液两相流，液相流量为 Q_{lg}，气相流量为 Q_g。模型中，认为气-液界面处上、下部的压力统一，$p_u = p_d$；忽略气-液界面处可能发生的液体滑落，则界面处的流体流量间的相互关系，$Q_{ll} = Q_{lg} + Q_g$。

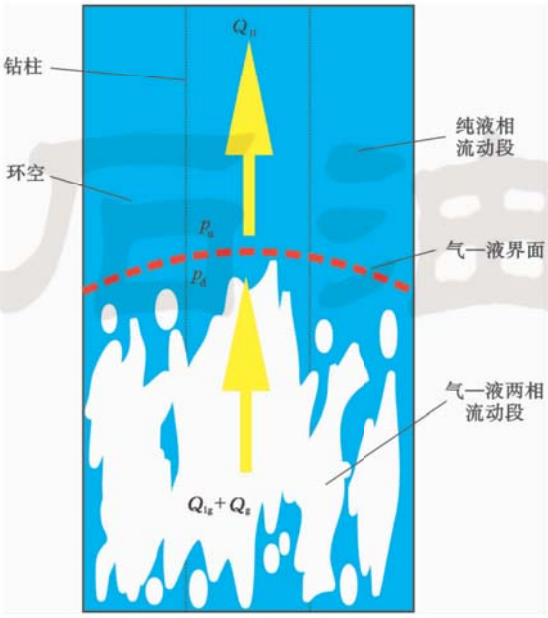

图 5　气体上升过程气-液界面段示意

Fig. 5　Diagram of gas-liquid interface during process of gas upflow

（1）纯液相流动模型

液相质量守恒方程：

$$\frac{\partial \rho_l}{\partial t} + \frac{\partial \rho_l v_l}{\partial x} = 0 \tag{2}$$

式中：ρ_l 为液体密度，kg/m^3；v_l 为液体真实速度，m/s；t 为时间，s；x 为井深，m。

液相动量守恒方程：

$$\frac{\partial \rho_l v_l}{\partial t} + \frac{\partial \rho_l v_l^2}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial x} = -\rho_l g \sin\theta - \frac{f_l \rho_l v_l \mid v_l \mid}{2(D-d)} \tag{3}$$

式中：p 为压力，Pa；g 为重力加速度，9.801 m/s^2；θ 为流动方向与水平方向的夹角，rad；D 为外管的内径，m；d 为内管的外径，m；f_l 为纯液相流动摩阻系数，无量纲。

（2）气-液两相流动模型

气相质量守恒方程：

$$\frac{\partial \rho_g \alpha}{\partial t} + \frac{\partial \rho_g \alpha v_g}{\partial x} = 0 \tag{4}$$

式中：ρ_g 为气体密度，kg/m^3；α 为持气率，无量纲；v_g 为气体真实速度，m/s。

液相质量守恒方程：

$$\frac{\partial \rho_l (1-\alpha)}{\partial t} + \frac{\partial \rho_l (1-\alpha) v_l}{\partial x} = 0 \tag{5}$$

混相动量守恒方程：

$$\frac{\partial}{\partial t}[\rho_g \alpha v_g + \rho_l (1-\alpha) v_l] + \frac{\partial}{\partial x}[\rho_g \alpha v_g^2 + \rho_l (1-\alpha) v_l^2] + \frac{\partial p}{\partial x} = -p_m g \sin\theta - \frac{f_m \rho_m v_m \mid v_m \mid}{2(D-d)} \tag{6}$$

式中：ρ_m 为气-液两相混合物平均密度，kg/m^3；v_m 为气-液两相混合物平均流速，m/s；f_m 为气-液两相混合物流动摩阻系数，无量纲。

混合流体平均流速：

$$v_m = \alpha v_g + (1-\alpha) v_l \tag{7}$$

混合流体平均密度：

$$\rho_m = \alpha \rho_g + (1-\alpha) \rho_l \tag{8}$$

气体状态方程：

$$p = \frac{Z \rho_g R T}{M} \tag{9}$$

式中：M 为气体摩尔质量，kg/mol；R 为气体常数 8.314 J/(mol·K)；T 为温度，K；Z 为气体压缩系数，无量纲。

2.2　漂移模型

气-液两相流动模型有 3 个偏微分方程，但是未知数有 4 个，分别为 p、α、v_g、v_l，因此需要引入 v_g 与 v_l 的相互关系才能求解。在 Zuber 等提出的漂移模型中，气体真实速度 v_g 可由气-液两相混合流体平均流速 v_m 和气体漂移速度 v_{gj} 确定[3-6]，其关系为：

$$v_g = C_0 v_m + v_{gj} \tag{10}$$

将式(7)代入式(10)，得到液相真实速度与气相真实速度之间的关系式：

$$v_g = \frac{C_0 (1-\alpha)}{1 - C_0 \alpha} v_l + \frac{v_{gj}}{1 - C_0 \alpha} \tag{11}$$

式中：C_0 为气体分布系数，无量纲；v_{gj} 为气体漂移速度，m/s。

气体分布系数和气体漂移速度的具体确定方法可参考文献[4-10]。

3　数值计算方法

纯液相流动模型可以采用经典的特征线法求解。气-液两相流动模型，将偏微分方程组式(4)—式(6)采用半隐式方法离散。微分方程的具体离散方法由式(12)—式(17)可知，原偏微分方程组离散化后得到一组代数方程组，然后采用松弛迭代法求解[21]。

针对本实验的数值仿真模拟，模拟井筒底部入流边界条件采用实测气体流量，利用特征线法计算其他流动参数；模拟井筒井口出流边界条件采用实测压力数据，其他参数也采用特征线法计算[16,18]。

气相质量守恒方程离散方法：

$$\frac{(\alpha\rho_g)_j^{n+1}-(\alpha\rho_g)_j^n}{\Delta t}+\frac{(\alpha\rho_g)_{j+1/2}^n(v_g)_{j+1/2}^{n+1}}{\Delta x}-\frac{(\alpha\rho_g)_{j-1/2}^n(v_g)_{j-1/2}^{n+1}}{\Delta x}=0 \tag{12}$$

液相质量守恒方程离散方法：

$$\frac{[(1-\alpha)\rho_l]_j^{n+1}-[(1-\alpha)\rho_l]_j^n}{\Delta t}+\frac{[(1-\alpha)\rho_l]_{j+1/2}^n(v_l)_{j+1/2}^{n+1}}{\Delta x}-\frac{[(1-\alpha)\rho_l]_{j-1/2}^n(v_l)_{j-1/2}^{n+1}}{\Delta x}=0 \tag{13}$$

混相动量守恒方程离散方法：

$$(\alpha\rho_g)_{j+1/2}^n\frac{(v_g)_{j+1/2}^{n+1}-(v_g)_{j+1/2}^n}{\Delta t}+[(1-\alpha)\rho_l]_{j+1/2}^n\frac{(v_l)_{j+1/2}^{n+1}-(v_l)_{j+1/2}^n}{\Delta i}+(\alpha\rho_g)_{j+1/2}^n(v_g)_{j+1/2}^n\frac{(v_g)_{j+1/2}^n-(v_g)_{j-1/2}^n}{\Delta x}+[(1-\alpha)\rho_l]_{j+1/2}^n(v_l)_{j+1/2}^n\frac{(v_l)_{j+1/2}^n-(v_l)_{j-1/2}^n}{\Delta x}+\frac{p_{j+1}^{n+1}-p_j^{n+1}}{\Delta x}=-(\rho_m)_j^{n+1}g\sin\theta-\left[\frac{f_m\rho_m v_m|v_m|}{2(D-d)}\right]_j^{n+1} \tag{14}$$

以上离散方法中，n 为时间步（$n=0,1,2,3\cdots$），j 为空间节点（$j=0,1,2,3\cdots$），$j-1/2$ 和 $j+1/2$ 为空间节点 j 的左右界面。界面上各相流体变量的处理方法相同，以 $j+1/2$ 界面上气相为例，其变量处理方法如下：

$$(v_g)_{j+1/2}^n=\frac{(v_g)_j^n+(v_g)_{j+1}^n}{2} \tag{15}$$

$$(\alpha\rho_g)_{j+1/2}^n(v_g)_{j+1/2}^{n+1}=(v_g)_{j+1/2}^{n+1}\begin{cases}(\alpha\rho_g)_j^n \text{ if } (v_g)_{j+1/2}^{n+1}\geqslant 0\\(\alpha\rho_g)_{j+1}^n \text{ if } (v_g)_{j+1/2}^{n+1}<0\end{cases} \tag{16}$$

$$(\alpha\rho_g)_{j+1/2}^n(v_g)_{j+1/2}^n[(v_g)_{j+1/2}^n-(v_g)_{j-1/2}^n]=(v_g)_{j+1/2}^n\begin{cases}(\alpha\rho_g)_j^n[(v_g)_{j+1/2}^n-(v_g)_{j-1/2}^n] \text{ if } (v_g)_{j+1/2}^n\geqslant 0\\(\alpha\rho_g)_{j+1}^n[(v_g)_{j+3/2}^n-(v_g)_{j+1/2}^n] \text{ if } (v_g)_{j+1/2}^n<0\end{cases} \tag{17}$$

4 模型精度分析

将模型计算压力和实测压力数据对比分析，如表 1 所示。处于压力峰值时，模拟井筒内的压力计算精度较高，计算值略小于实测压力，模拟井筒底部的计算精度优于模拟井筒上部的计算精度。如图 6 所示，模型数值模拟的计算压力与实测压力数据总体吻合良好，反映了循环条件下连续气侵过程的压力动态变化特征。

表 1 压力峰值计算精度分析

Table 1 Accuracy analysis of peak pressure

模拟井深/m	实测压力峰值/KPa	计算值/KPa	误差/%
15.2	186.91	180.05	−3.67
14	182.76	176.37	−3.49
12	175.57	169.94	−3.21
10	162.28	157.65	−2.85
8	153.95	141.43	−8.13
6	141.79	130.44	−8.00

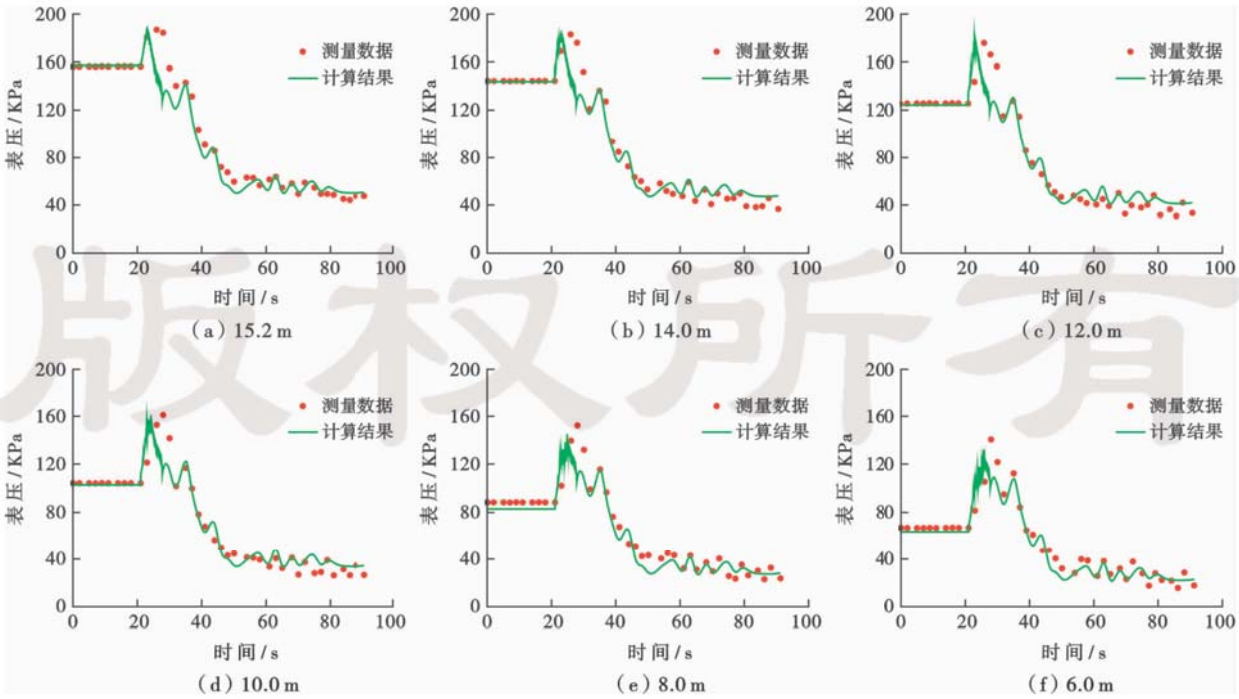

图 6 不同深度测试数据和模型仿真结果的对比

Fig. 6 Comparison of simulation results and measurement data at different depths of annulus

石油学报 版权所有

在模型计算中可以跟踪气-液界面(图 7)，从 21s 开始注气到 27.75 s 气体上升至模拟井口，计算时间为 6.75 s；在实验中，从开始注气到气体上升至模拟井井口，共耗时 6.14 s，计算结果与实验中计量时间基本吻合。图 7 中曲线斜率的变化表明了气体上升过程中气-液界面处气体流速持续增大。

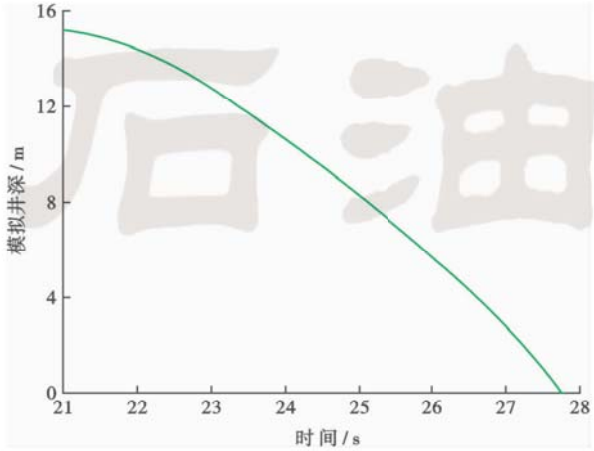

图 7　气-液界面位置随时间的变化

Fig. 7　Location of gas-liquid interface versus time

模型仿真得到的管口液体、气体流出量随时间的变化如图 8 所示。结合图 2 综合分析，21 s 管底开始注气，管口液体流量为 0.000 28 m^3/s，气体流量为 0 m^3/s；随着管内气体增多，气-液界面的上升，管口的液体流量增大，27.75 s 气-液界面达到管口，管口的液体流量达到峰值 0.013 49 m^3/s，气体流量 0.015 66 m^3/s。模型仿真结果符合实验中观察到的现象。

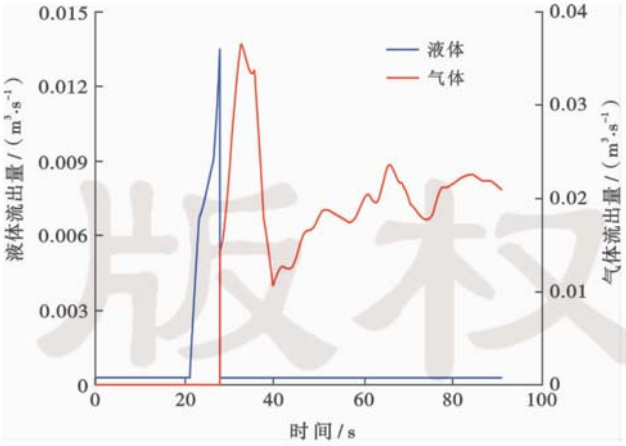

图 8　模型仿真的管口液体和气体流出量

Fig. 8　Outflow rate of gas and liquid calculated by the model versus time

5　结　论

(1) 通过可视化实验模拟气侵过程表明：气侵为非稳定流动，井筒内压力先增大再减小，井筒下部比上部先达到压力峰值，且井筒内压力波动程度随着井深的增加而减小。

(2) 根据非稳定流动理论，在实验研究的基础上建立了气侵过程瞬态流动预测模型。模型数值仿真结果与实验数据吻合程度高，可以表现气侵过程井筒压力的动态演变、跟踪气-液界面的位置，具有应用于模拟真实井的潜力。

(3) 研究的成果进一步深化了对气侵过程井筒压力演变规律的认识，丰富了复杂工况钻井的水力学模型，为井筒安全提供理论支持。

参　考　文　献

[1] 陈家琅，陈涛平. 石油气液两相管流[M]. 北京：石油工业出版社，1989：8-22.
Chen Jialang, Chen Taoping. Gas-liquid two-phase pipe flow in oil industry[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1989: 8-22.

[2] Delhaye J M. Equations fondamentales des ecoulements diphasiques: au séminaire franco-sovieétique sur le transfert de chaleur, Grenoble, Novembre, 1966[C]. Virginia: Gif-sur Yvette, Service central de documentation du C. E. A., 1968.

[3] Zuber N, Findlay J A. Average volumetric concentration in two-phase flow systems[J]. Journal of Heat Transfer, 1965, 87(4): 453-468.

[4] Goda H, Hibiki T, Kim S, et al. Drift-flux model for downward two-phase flow[J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2003, 46(25): 4835-4844.

[5] Hibiki T, Ishii M. One-dimensional drift-flux model and constitutive equations for relative motion between phases in various two-phase flow regimes[J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2003, 46(25): 4935-4948.

[6] Ishii M, Mishima K. Two-fluid model and hydrodynamic constitutive relations[J]. Nuclear Engineering and Design, 1984, 82(2/3): 107-126.

[7] Hibiki T, Ishii M. Distribution parameter and drift velocity of drift-flux model in bubbly flow[J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2002, 45(2): 707-721.

[8] Shen Xiuzhong, Matsui R, Mishima K, et al. Distribution parameter and drift velocity for two-phase flow in a large diameter pipe[J]. Nuclear Engineering and Design, 2010, 240(12): 3991-4000.

[9] Hasan A R, Kabir C S, Sayarpour M. Simplified two-phase flow modeling in wellbores[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2010, 72(1/2): 42-49.

[10] Shi Hua, Holmes J A, Durlofsky L J, et al. Drift-flux modeling of two-phase flow in wellbores[J]. SPE 84228, 2005.

[11] De Henau V, Raithby G D. A transient two-fluid model for the simulation of slug flow in pipelines-I. Theory[J]. International Journal of Multiphase Flow, 1995, 21(3): 335-349.

[12] De Henau V, Raithby G D. A transient two-fluid model for the simulation of slug flow in pipelines-II. Validation[J]. International Journal of Multiphase Flow, 1995, 21(3): 351-363.

[13] Ouyang Liangbiao, Aziz K. Transient gas-liquid two-phase flow in pipes with radial influx or efflux[J]. Journal of Petroleum Sci-

石油学报 版权所有

ence and Engineering, 2001, 30(3/4): 167-179.

[14] Cazarez O, Montoya D, Vital A G, et al. Modeling of three-phase heavy oil-water-gas bubbly flow in upward vertical pipes[J]. International Journal of Multiphase Flow, 2010, 36(6): 439-448.

[15] Starrett M P, Hill A D, Sepehrnoori K. A shallow-gas-kick simulator including diverter performance[R]. SPE 18019.

[16] Large A C V M, Fjelde K K, Time R W. Underbalanced drilling dynamics: two-phase flow modeling and experiments[R]. SPE 62743, 2013.

[17] 魏纳,孟英峰,李皋,等. 欠平衡钻井正气举过程井筒瞬态流动数值模拟[J]. 石油学报, 2014, 35(1): 166-171.
Wei Na, Meng Yingfeng, Li Gao, et al. Transient flow characteristics of gas lift in underbalanced drilling[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(1): 166-171.

[18] 魏纳,孟英峰,李皋,等. 液基全过程欠平衡钻井停止循环连续气侵井筒瞬态流动[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2012, 36(6): 74-78.
Wei Na, Meng Yingfeng, Li Gao, et al. Transient flow in continuous gas invasion wellbore under condition of circulation cease in liquid-based whole process underbalance drilling[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2012, 36(6): 74-78.

[19] 宋荣荣,孙宝江,刘晓兰,等. 井筒气侵后井底压力变化的计算分析[J]. 断块油气田, 2011, 18(4): 486-488.
Song Rongrong, Sun Baojiang, Liu Xiaolan, et al. Calculation and analysis of bottomhole pressure in wellbore after gas invasion [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2011, 18(4): 486-488.

[20] 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.
Sun Baojiang, Song Rongrong, Wang Zhiyuan. Overflow behaviors of natural gas kick well with high content of H2S gas[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2012, 36(1): 73-79.

[21] 张德良. 计算流体力学教程[M]. 北京:高等教育出版社, 2010: 180-194.
Zhang Deliang. A course in computational fluid dynamics[M]. Beijing: Higher Education Press, 2010: 180-194.

(收稿日期 2014-06-18 改回日期 2014-10-03 编辑 宋 宁)

《石油学报》自 2015 年起改为月刊发行

《石油学报》是由中国科学技术协会主管、中国石油学会主办的综合性高级别学术刊物,创刊于1980 年,至今已走过 30 多年的发展历程,是中国重要的自然科学核心期刊之一,在中国石油学术界具有较高的权威性和较大的影响力。为进一步适应非常规和深水油气资源等勘探开发新领域的理论技术发展要求,促进学术交流,繁荣学术文化,缩短出版时滞,经北京市新闻出版广电局批准,《石油学报》将从 2015 年第 1 期起正式由双月刊改为月刊发行。

《石油学报》自 2013 年荣获中国新闻出版领域最高奖——中国出版政府奖(期刊奖)后,以中国石油工业领先学术期刊为目标,采取一系列措施进一步改进和提高办刊质量,不断提升期刊学术水平。《石油学报》编辑部通过优化编审流程,调整编辑岗位,完善读者服务内容,严格控制编辑质量,进一步缩短了发稿周期,从而得到了广大读者和作者认可,论文来稿量大幅度增加,稿件质量也不断提高。但《石油学报》现有版面已近饱和,为适应油气勘探开发新领域、新技术和新方法的发展要求,缩短出版时滞,扩大期刊影响及发稿量,促进科技传播,满足广大读者和作者的要求,更好地服务于石油科技工作者。《石油学报》自 2015 年起正式改为月刊发行,为大 16 开本,每月 25 日出版,国内外公开发行,每期定价 ¥125.00 元,2015 年全年定价 ¥1500.00 元,国内邮发代号为 2-114。广大读者可以到当地邮局订阅或直接向本刊编辑部订阅,《石油学报》编辑部欢迎各位编委、专家、作者惠赐、推荐优秀稿件。

《石油学报》将继续以引领中国石油工业上游科技发展方向、宣传中国石油工业上游科技成果的目标为己任,愿与各位读者和作者一起为促进国内外学术交流,推广石油天然气新技术、新理论、新成果,寻找更丰富的油气资源,推动中国石油工业的迅速发展作出更大贡献。

《石油学报》编辑部