◀油气田开发工程▶

连续管气液两相流动态演化特征分析及模型验证

郝智彤[1,2] 刘凤霞[1,2] 刘致良[1,2] 胡大鹏[1,2] 徐思渊[3] 王予新[3]
（1. 大连理工大学化工学院 2. 大连理工大学精细化工国家重点实验室 3. 中石油煤层气有限责任公司）

郝智彤，刘凤霞，刘致良，等. 连续管气液两相流动态演化特征分析及模型验证［J］. 石油机械，2026，54（10）：126-133.

Hao Zhitong，Liu Fengxia，Liu Zhiliang，et al. Dynamic evolution characteristics analysis and model validation of gas-liquid two-phase flow in coiled tubing［J］. China Petroleum Machinery，2026，54（10）：126-133.

摘要：连续管中气液两相流的动态行为直接影响气井生产状态，但现有研究大多局限于对单一工况下流型的静态特征描述，没有捕捉其内部非稳态波动特征，也未能揭示不同流型间的连续演化过程与转变机理。为此，基于Fluent软件模拟连续管内气液两相流动，通过持液率时域信号、概率密度函数（PDF）曲线及截面云图分析流型动态演化特征，并对比常用工程模型流型判别与持液率计算的精度。研究结果表明：段塞流持液率信号呈锯齿状波动且PDF曲线呈双峰分布，反映泰勒气泡与液塞交替上升的周期性结构；搅混流持液率信号随机性更强，PDF曲线转变为单峰分布且在持液率为1.0处归0，标志着稳定液塞消失；环状流持液率波动幅度减小，PDF曲线呈现尖窄单峰且右拖尾，对应气相连续核心与管壁非均匀液膜的形成，以及扰动波引发的液滴夹带-沉积循环。模型对比结果显示：Govier-Aziz-Fogarasi模型综合表现最优，伪段塞流定位精准，持液率计算误差普遍<20%；Beggs-Brill模型对较低气量间歇流判别准确，部分工况持液率计算误差>20%；Mukherjee-Brill模型在低气量下易将搅混流误判为环状流，持液率计算结果整体偏高。研究结果可为现场流型与持液状态识别、气举注气量优化提供理论依据。

关键词：连续管；气液两相流；数值模拟；动态演化；持液率；模型验证；流型判别
中图分类号：TE377 **文献标识码：**A DOI：10.12473/CPM.202507086

Dynamic Evolution Characteristics Analysis and Model Validation of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Coiled Tubing

Hao Zhitong[1,2] Liu Fengxia[1,2] Liu Zhiliang[1,2] Hu Dapeng[1,2] Xu Siyuan[3] Wang Yuxin[3]
（1. *School of Chemical Engineering*, *Dalian University of Technology*; 2. *State Key Laboratory of Fine Chemicals*, *Dalian University of Technology*; 3. *PetroChina Coalbed Methane Co.*, *Ltd.*）

Abstract: The dynamic behaviors of gas-liquid two-phase flow in coiled tubing directly affect gas well production performance. However, existing studies are mostly limited to static flow-pattern descriptions under single operating conditions, failing to capture the internal unsteady fluctuation characteristics or reveal the continuous evolution process and transition mechanisms between different flow patterns. In this study, the gas-liquid two-phase flow in coiled tubing was simulated using Fluent software. The dynamic evolution characteristics of flow patterns were analyzed through time-domain liquid holdup signals, probability density function (PDF) curves, and cross-sectional contours, and the accuracies of commonly used engineering models in flow-pattern identification and liquid holdup calculation were compared. The results indicate that slug flow exhibits sawtooth-shaped holdup fluctuations and bimodal PDF distributions, reflecting the periodic alternation of Taylor bubbles and liquid slugs. Churn flow shows stronger randomness of liquid holdup signals, with the PDF curve transitioning to a unimodal distribution and declining to zero at a holdup of 1.0, indicating the disappearance of stable liquid slugs. Annular flow

© Editorial Office of *China Petroleum Machinery*. OA under CC BY-NC-ND 4.0

demonstrates reduced fluctuation amplitude of liquid holdup, with the PDF curve presenting a sharp and narrow unimodal, right tailing pattern, corresponding to the formation of a continuous gas core and an uneven liquid film on the pipe wall, along with droplet entrainment – deposition cycles induced by disturbance waves. Model comparison results show that the Govier-Aziz-Fogarasi model exhibits the best overall performance, with accurate identification of pseudo-slug flow and the holdup calculation errors generally below 20%. The Beggs-Brill model accurately identifies intermittent flow at low gas rates but exhibits errors exceeding 20% under some conditions. The Mukherjee-Brill model tends to misclassify churn flow as annular flow at low gas rates, with overall overestimated holdup calculations. These findings provide a theoretical basis for on-site flow-pattern recognition, liquid holdup estimation, and gas-lift injection rate optimization.

Keywords: coiled tubing; gas-liquid two-phase flow; numerical simulation; dynamic evolution; liquid holdup; model validation; flow-pattern identification

0　引　言

气液两相流是气井生产中常见的物理现象，其复杂的流动行为直接影响举升管道中的持液量、压力损耗及气体举升效率等[1-3]。因此，深入研究连续管气液两相流动是防控气井积液、维持产量稳定、制定生产管理策略、实现气田高效开发的关键[4-6]。然而受限于井下高压环境及管柱结构遮挡，连续管内的气液两相流动过程无法直接观测。此外，现场连续生产无法任意改变气液流量等参数来系统研究气液两相流动特性。

鉴于现场研究气液两相流动的局限性，数值模拟方法凭借其成本低、可视化强、干扰少等优势，成为重要研究手段[7]。众多学者通过数值模拟方法开展了广泛研究：Kiran 等[8]对比了环空内高气速工况下的湍流模型，并利用持气率概率密度函数实现了流型识别；Li 等[9]运用双流体模型对段塞流起始、间歇段塞流重复及发展的时间历程进行了模拟研究；林建新等[10]通过试验与模拟结合，对垂管内油气两相流的持液率、压差波动信号进行分析，指出 Mukherjee-Brill 模型在高黏油气持液率计算中存在偏差；敬加强等[11]研究了 T 形管内雾状流的相分离机制，为低含液管道设计提供依据；纪健等[12]利用动网格技术揭示了不同流型下管道泄漏的流场与声学特征；熊至宜等[13]利用数值模拟方法研究含气体积分数、进口压力等参数对气液两相流型的影响；邱小雪等[14]采用体积模型追踪气液界面，深入分析井斜角对页岩气水平井气液两相流动特征的影响规律；张绪亮等[15]基于 VOF 模型模拟环空流动，识别了 4 种流型并绘制流型图。然而，现有研究中针对气液两相流关键参数的研究大多停留在其静态特征描述，忽略了动态演化过程。此外，对流型判别和持液率计算模型的验证通常仅针对单一模型，缺乏对多个不同模型计算结果的横向对比评估。

为此，笔者基于数值模拟方法，利用 Fluent 软件模拟连续管内气液两相流动，将数据特征与物理过程联系起来，分析多种流型动态演化机理，并验证多个现场常用工程模型流型判别与持液率计算的准确性。研究结果可为现场流型与持液状态识别、气举注气量优化提供理论依据。

1　数值模拟方法

1.1　几何模型

根据现场连续管尺寸，确定模拟管道内径 D=40 mm。前期通过前置验证确定入口段长度不应小于 1 m，据此设定管道总长为 4 m，并沿流动方向布置 3 个监测面用于数据采集。几何模型如图 1 所示。

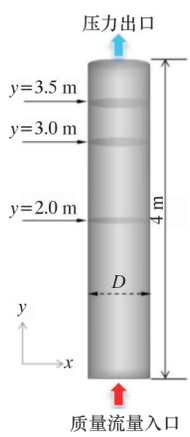


图 1　连续管数值模拟几何模型

Fig. 1　Physical model for numerical simulation of coiled tubing

1.2　工作介质及边界条件

基于现场气井的生产流体组分及工况，确定模拟介质气相为甲烷、液相为水，重力加速度设为 9.81 m/s^2。由于甲烷为可压缩气体，启用能量

方程并采用理想气体状态方程实时修正甲烷密度，水的密度设置为常数。考虑气相可压缩性及工况可调性，选择质量流量入口、压力出口边界条件，压力和温度分别设置为现场常见值，即 3 MPa 和 320 K，水力直径为 40 mm，壁面为无滑移边界条件。

1.3　气液两相流物理模型及求解设置

多相流模型采用适用于捕捉清晰界面的 VOF 模型。湍流模型选用 Standard k-ω 模型，因其在处理近壁流动、流动分离及二次流效应方面表现优异，尤其适用于模拟连续管中复杂的气液两相流动。求解器采用压力基瞬态求解器，压力-速度耦合使用 PISO 算法，压力项离散采用 PRESTO 格式，动量方程、湍动能及湍流耗散率方程均采用二阶迎风格式进行离散以提升计算精度。时间步长设置为 1.0×10^{-4} s，满足计算稳定性与界面捕捉精度要求。同时启用了表面张力模型，水与甲烷间的表面张力系数取 0.072 N/m。

1.4　网格划分及无关性验证

使用 ICEM 对 4 m 长的连续管进行结构化 O 形网格划分，为了准确捕捉壁面的高速度梯度流动，添加了边界层网格。在气相表观速度 v_{sg} =1.227 m/s、液相表观速度 v_{sl}=0.96 m/s 工况下进行网格无关性验证。当网格数量≥570 380 时，管道内的持液率、压降趋于稳定。因此，综合衡量计算效率与准确性，采用网格数量为 570 380 的模型进行模拟计算，其网格正交质量>0.85，具有良好的计算精度和收敛稳定性。网格划分如图 2 所示。

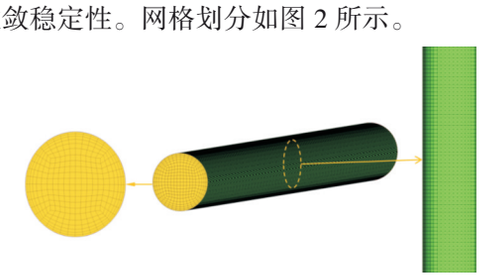


图 2　连续管数值模拟网格模型

Fig. 2　Mesh model for numerical simulation of coiled tubing

1.5　工况设计依据

为系统揭示连续管内气液两相流的动态演化机理，首先依据 Beggs-Brill [16]、Govier-Aziz-Fogarasi [17]、Mukherjee-Brill [18]3 种经典工程模型的流型图，系统构建覆盖段塞流、搅混流与环状流的 52 组宽范围工况，以实现对流动状态的全面考察。在此基础上，聚焦于流型内部的瞬态演化过程，从上述工况中选择出具有明确演化路径的典型工况序列，以 3 个模型公认的段塞流工况为起点，通过逐步提升气速诱导流型向搅混流及环状流转变。该设计旨在突破传统静态流型描述的局限，重点捕捉流动结构在动态转变过程中的演化规律与内在物理机制，从而实现对连续管多相流动态行为的机理层面阐释。

1.6　模拟方法验证

为验证数值模拟方法的可靠性，依据文献[19]的试验开展对比分析。该试验在内径 40 mm 有机玻璃管中以空气和水为介质，结合高速摄像与快关阀法获取了段塞流等流型及持液率数据。由于其数值模拟关键设置包括多相流模型和湍流模型等均与本文一致，且模拟结果与试验符合良好，初步验证了所提方法的适用性。在此基础上，笔者复现了该文献的 4 组试验工况（见表 1）。由表 1 可以看出，模拟流型与试验结果一致，进一步证明了笔者所提数值模拟方法的有效性与准确性。

表 1　不同工况模拟结果与试验结果对比

Table 1　Simulation and experimental results under different conditions

工况	气相表观流速/(m·s^{-1})	液相表观流速/(m·s^{-1})	倾角/(°)	试验流型	模拟流型
1	4.77	0.284	30	段塞流	段塞流
2	13.2	0.284	30	段塞流	段塞流
3	12.45	0.284	70	段塞流	段塞流
4	2.07	0.284	90	搅混流	搅混流

2　不同流型动态演化规律分析

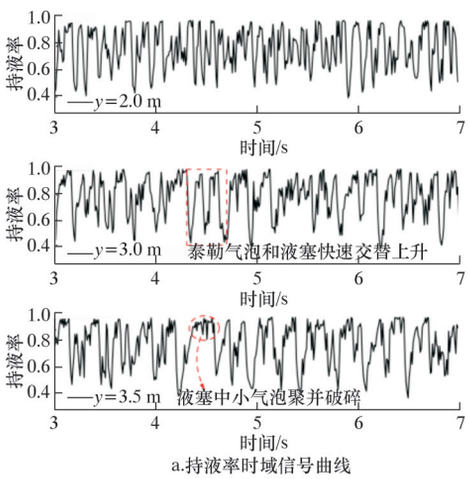
2.1　段塞流

在气相表观流速 v_{sg}=0.41 m/s、液相表观流速 v_{sl}=0.96 m/s 工况下的持液率特征曲线如图 3 所示。由图 3 可知：3 个监测面的持液率时域信号均呈现锯齿状波动，概率密度函数（PDF）曲线呈现不规则的双峰分布且均右偏，表明持液率存在 2 个聚集区间且高持液率状态占主导。

图 4 为 v_{sg}=0.41 m/s、v_{sl}=0.96 m/s 工况下 xy 截面持液率云图。由图 4a 可知，帽状气泡在上升过程中发生破碎聚并，形成底部内凹、尾部夹带小气泡的结构，这些小气泡随后被后方主气泡捕获聚合，最终形成充满管截面的泰勒气泡，与长液塞交替上升，构成典型段塞流流型。结合图 4b 观察：泰勒气泡头部呈椭球冠形，周围包裹着周向分布均匀的回流液膜；其尾部过渡区与后续液塞剧烈掺混，导致液塞内部弥散分布着小气泡。持液率信号特征与流型动态对应明确，持液率骤降

对应泰勒气泡通过截面，尖峰对应夹带气泡的长液塞通过，尖峰宽度增加反映液塞长度增大，而信号中高频小幅波动则关联液塞内部气泡群的动态破碎聚并过程。

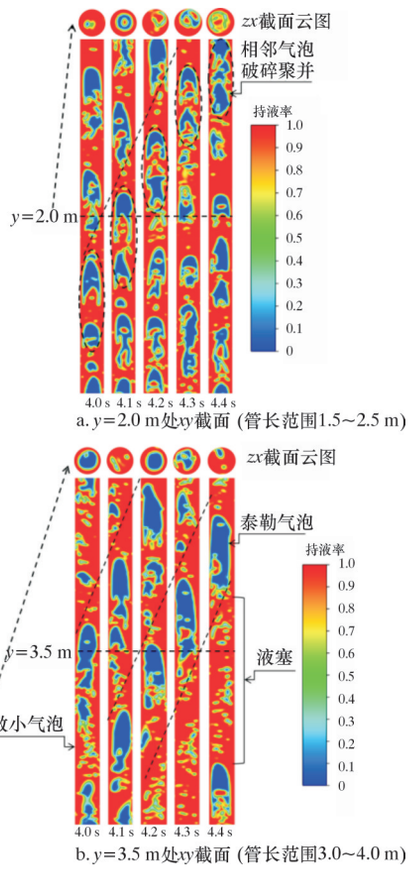
图 5 为 v_{sg}=0. 82 m/s、v_{sl}=0. 96 m/s 工况下持液率特征曲线及截面持液率云图。由图 5 可知：随着



a.持液率时域信号曲线　　b.持液率PDF曲线

图 3　v_{sg} = 0. 41 m/s、v_{sl}= 0. 96 m/s 工况下持液率特征曲线

Fig. 3　Liquid holdup characteristic curves at v_{sg}=0. 41 m/s and v_{sl}=0. 96 m/s



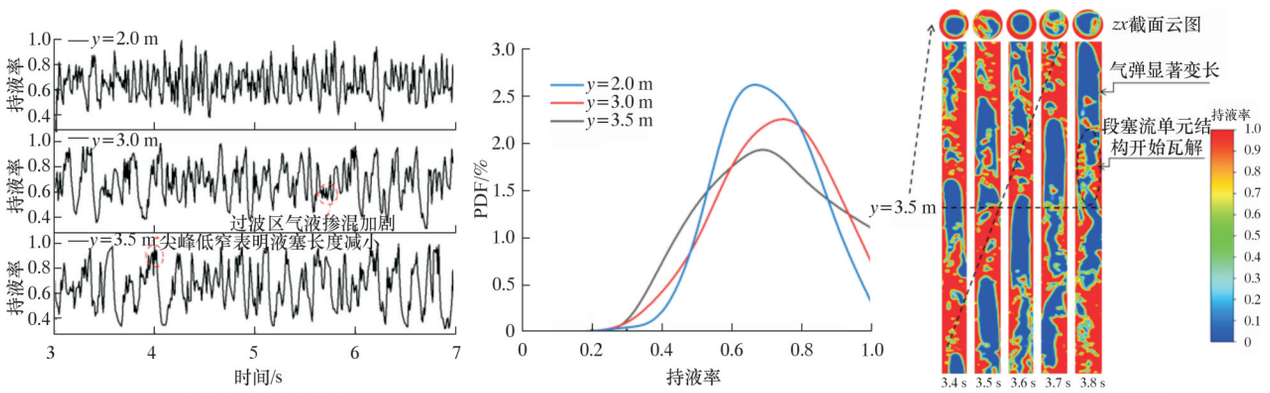
a. y=2.0 m处xy截面 (管长范围1.5~2.5 m)

b. y=3.5 m处xy截面 (管长范围3.0~4.0 m)

图 4　v_{sg}=0. 41 m/s、v_{sl}=0. 96 m/s 工况下 xy 截面持液率云图

Fig. 4　Liquid holdup contours in xy section at v_{sg}=0. 41 m/s and v_{sl}=0. 96 m/s

v_{sg} 升高至 0. 82 m/s，持液率时域信号波动更无规律，跃升尖峰幅值降低且持续时间缩短，表明由于气泡尾部过渡区的混合加剧，液塞内含液体积分数下降且长度减小；持液率 PDF 曲线双峰结构消失，持液率 0. 6~0. 9 区间的高峰值仍表明液塞频繁形成并占据主导。



a. 持液率时域信号曲线　　b. 持液率PDF曲线　　c. xy、zx截面持液率云图(管长范围3.0~4.0 m)

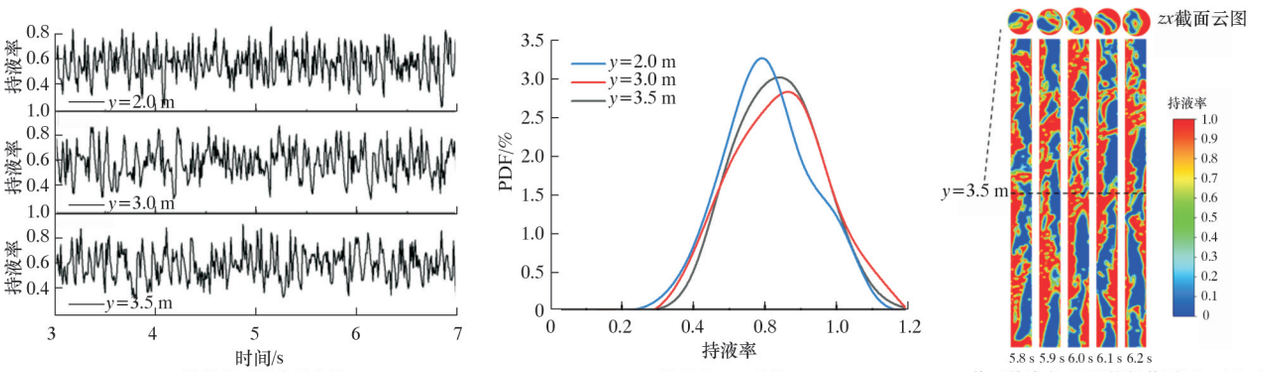
图 5　v_{sg} =0. 82 m/s、v_{sl}=0. 96 m/s 工况下持液率特征曲线及截面持液率云图

Fig. 5　Liquid holdup characteristic curves and cross-sectional contours at v_{sg}=0. 82 m/s and v_{sl}=0. 96 m/s

另外，对比图 4b 和图 5c 还可以发现：气速升高导致泰勒气泡长度显著增加，尾部界面失稳并发生剧烈振荡与破碎，引发气液两相剧烈掺混；部分液体被撕扯成液滴卷入气相核心，气体则逸散进入液塞，导致液塞与泰勒气泡间边界模糊，传统段塞流单元结构逐步瓦解，流动向混沌状态过渡。

2.2　搅混流

图 6 为 v_{sg} =1. 227 m/s、v_{sl}=0. 96 m/s 工况下持液率特征曲线及截面持液率云图。由图 6 可知：当 v_{sg}=1. 227 m/s 时，流型转变为搅混流，持液率时域信号呈现持续剧烈随机的高频振荡；与段塞流相比，持液率波动幅值中等但频率较高，且无持久的高或低持液率信号，表明稳定的液塞和气泡结构消失。信号中的高频分量对应小尺度气泡与液滴的动态聚并和破碎过程。持液率PDF曲线呈现单一尖峰，且在持液率为1. 0处的概率为0，表明完整液塞消失。



a. 持液率时域信号曲线　b. 持液率PDF曲线　c. *xy*、*zx*截面持液率云图(管长范围3.0~4.0 m)

图 6　v_{sg} =1. 227 m/s、v_{sl}=0. 96 m/s 工况下持液率特征曲线及截面持液率云图

Fig. 6　Liquid holdup characteristic curves and cross-sectional contours at v_{sg}=1. 227 m/s and v_{sl}=0. 96 m/s

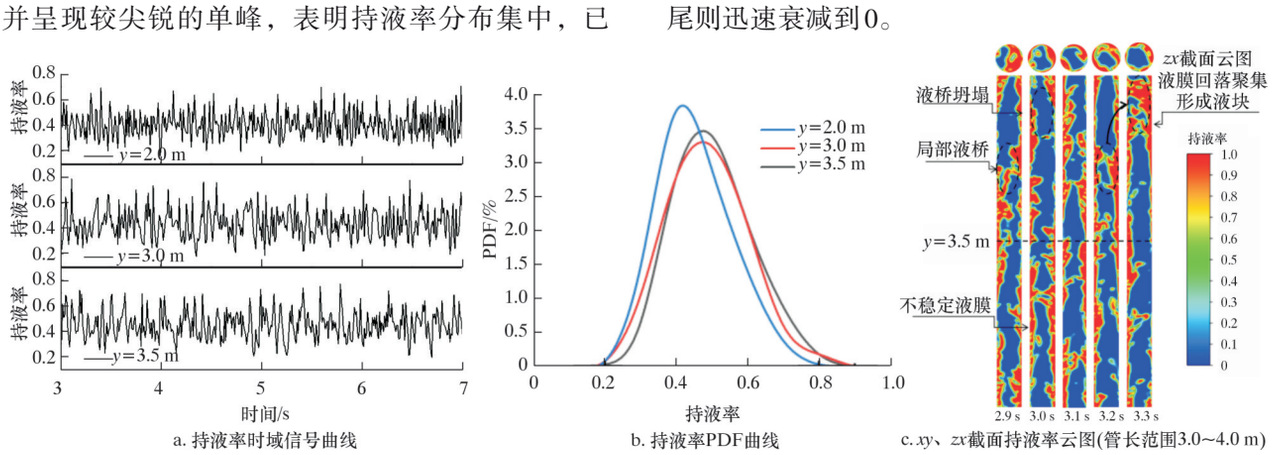
另外，观察图 6c 可以发现：随着气速增大，流场结构呈现高度混乱的湍动状态，泰勒气泡头部椭圆轮廓基本消失，气相以剧烈聚并破裂的分散气泡群为主。液相则以夹杂气泡的连续相和被气流撕裂携带的液滴液块 2 种形式存在，相界面动态变化显著。液相在气流与重力作用下形成大尺度振荡回流，表现出搅混流的典型流态特征。

2.3　环状流

图 7 为 v_{sg} =2. 05 m/s、v_{sl}=0. 96 m/s 工况下持液率特征曲线及截面持液率云图。由图 7 可知：当 v_{sg}=2. 05 m/s 时，持液率时域信号波动幅度减小，主要集中于0. 3~0. 6区间，但仍存在间歇性大幅波动，表现为平缓段与剧烈振荡无规律交替，反映流型在搅混与类环状间不稳定切换。PDF曲线左移并呈现较尖锐的单峰，表明持液率分布集中，已无显著差异化的气液结构，比如明显的液塞和大气弹。

另外，结合图 7c 可以发现：随着气速加大，流场处于过渡状态，表现为类环状流气核与不稳定液膜共存，液膜厚度分布不均且动态变化剧烈，局部可形成短暂液桥并阻塞流道，随后被高速气流撕裂夹带而坍塌，呈现独特的液桥形成–坍塌动态循环。

图 8 为 v_{sg} =2. 874 m/s、v_{sl}=0. 638 m/s 工况下持液率特征曲线及截面持液率云图。由图 8 可知：持液率时域信号波动显著减弱，PDF曲线呈尖窄单峰形态，峰值对应的持液率约为0. 3，表明持液率整体较低且分布集中。此外，PDF曲线呈现轻微的正偏斜右拖尾特征，即持液率缓慢衰减拖尾，而左尾则迅速衰减到0。

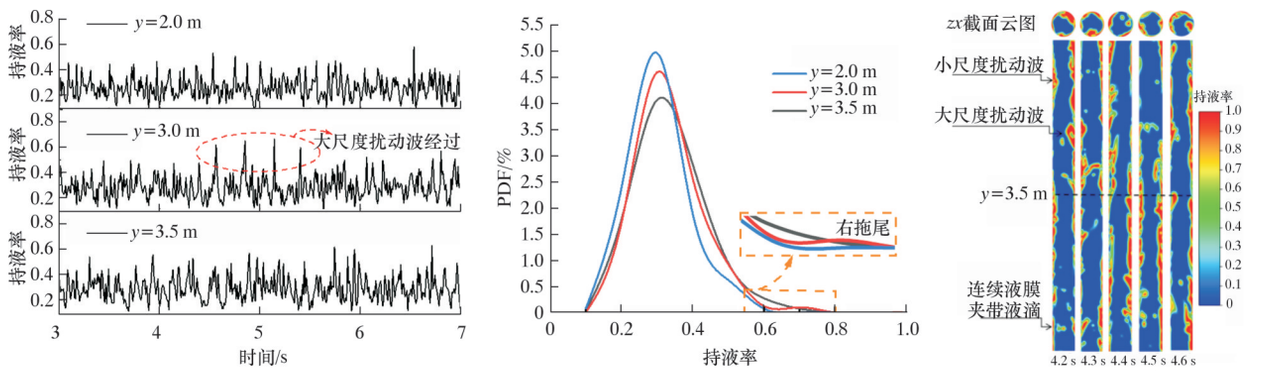


a. 持液率时域信号曲线　b. 持液率PDF曲线　c. *xy*、*zx*截面持液率云图(管长范围3.0~4.0 m)

图 7　v_{sg} =2. 05 m/s、v_{sl}=0. 96 m/s 工况下持液率特征曲线及截面持液率云图

Fig. 7　Liquid holdup characteristic curves and cross-sectional contours at v_{sg}=2. 05 m/s and v_{sl}=0. 96 m/s

另外，观察图 8c 可以发现，气相形成连续中心气核，液相则呈非均匀液膜分布于管壁。液膜表面存在多尺度扰动波，导致厚度分布不均，其中大尺度扰动波引发持液率中幅波动与 PDF 右拖



a. 持液率时域信号曲线　　b. 持液率PDF曲线　　c. *xy*、*zx*截面持液率云图(管长范围3.0~4.0 m)

图 8　v_{sg}=2. 874 m/s、v_{sl}=0. 638 m/s 工况下持液率特征曲线及截面持液率云图

Fig. 8　Liquid holdup characteristic curves and cross-sectional contours at v_{sg}=2. 874 m/s and v_{sl}=0. 638 m/s

尾。高速气流对液膜表面产生剪切作用，导致液滴夹带-沉积循环发生，此过程引起持液率信号中出现小幅高频波动。*zx* 截面云图进一步显示液膜呈周向非均匀分布，表明环状流具有显著的非轴对称特性。

3　模型验证

3.1　模型介绍

Beggs-Brill、Govier-Aziz-Fogarasi、Mukherjee-Brill 模型是气井现场工程计算中广泛应用的理论模型[19-21]。现有研究多侧重于比较不同模型在总体压降预测上的性能优劣，而对其内在的流型判别图与持液率计算模块的准确性，则缺乏横向对比与评估。

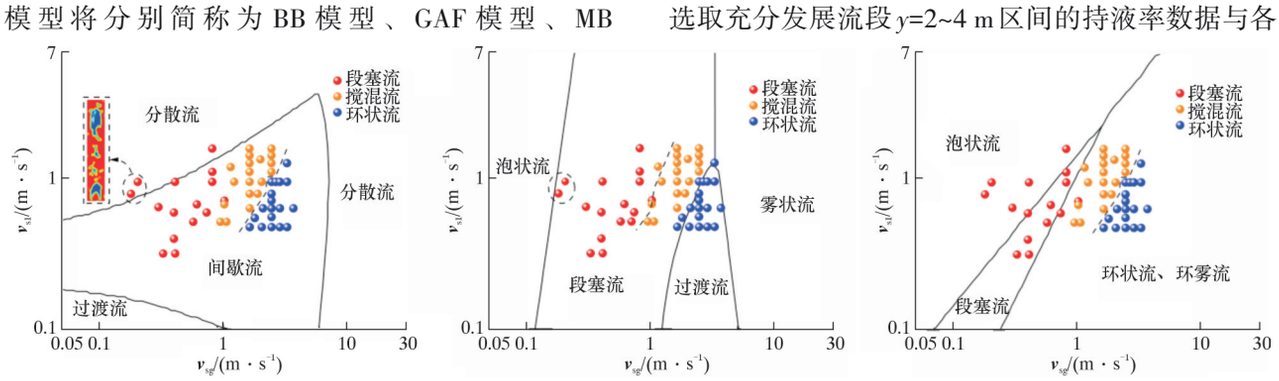
前文通过对持液率时域信号、PDF 曲线及截面云图的动态分析，揭示了段塞流、搅混流与环状流在演化过程中的波动特征。这些动态特征不仅是识别流型转变的关键指标，也为评估工程模型的物理合理性与适用范围提供了理论依据。后序将利用 52 组模拟数据验证上述模型在流型判别与持液率计算方面的准确性，为表述简洁，各模型将分别简称为 BB 模型、GAF 模型、MB 模型。

3.2　流型图判别及流型验证

图 9 为模拟流型数据与流型图对比结果。由图 9 可知：BB 与 GAF 模型的流型图中段塞流和搅混流占主导区域，与现场常见中低气量工况下流型分布相符。然而，BB 模型对间歇流区域划分明显偏大，导致环状流预测准确性低，且对伪段塞流等过渡流型处理不足，仅将其简单归为泡状流，未能体现流型连续过渡特征。GAF 模型在段塞流边界划分更为合理，尤其对伪段塞流的定位准确，将其置于段塞流与泡状流过渡区并偏向前者，符合流动演化规律，但该模型无法区分段塞流与搅混流。MB 模型的流型划分与实际情况矛盾显著，表现为泡状流、环状流及雾状流区域过大，而段塞流区域过小；该模型仅在低液量时段塞流预测结果可接受，虽适用于高气量工况环状流的划分，但在中低气量下易将搅混流误判为环状流。

3.3　理论模型计算持液率验证

参考快关阀法[19]，待流动充分发展后，持液率呈现稳态特征。为验证模型的持液率计算精度，选取充分发展流段 *y*=2~4 m 区间的持液率数据与各



a. BB模型　　b. GAF模型　　c. MB模型

图 9　模拟流型数据与流型图对比结果

Fig. 9　Comparison of simulated flow-pattern data and flow-pattern diagrams

模型稳态预测值进行对比，结果如图 10 所示。由图 10 可知：BB 模型与 MB 模型计算值普遍偏高，尤其在低持液率（小于 0.3）工况下误差超过 20%，反映其对液膜厚度或液滴夹带率的过高估计。GAF 模型计算值同样偏高，但偏差最小，表明其相分布机理更符合实际流动。在高持液率（大于 0.6）工况下，3 个模型预测精度相当，GAF 未表现出明显优势。

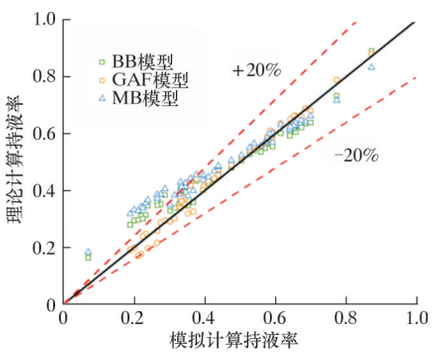


图 10　不同模型理论计算持液率与模拟计算持液率对比

Fig. 10　Comparison between calculated liquid holdup and simulated liquid holdup

4　结　论

（1）基于数值模拟方法，利用 Fluent 软件建立了连续管气液两相流数值模型。通过设置不同气液表观速度工况，结合持液率时域信号、概率密度函数曲线及截面云图，分析了流型的动态演化特征，并对 Beggs-Brill、Govier-Aziz-Fogarasi 及 Mukherjee-Brill 3 种工程模型的流型判别与持液率计算精度进行了对比验证。

（2）揭示了 3 种典型流型的动态演化规律。段塞流持液率信号呈高幅锯齿状波动，PDF 曲线呈双峰分布，反映了泰勒气泡与液塞交替上升的周期性结构。气速升高会导致气泡尾部失稳，周期性开始瓦解；搅混流持液率信号丧失周期性，呈现剧烈随机振荡，其 PDF 曲线转变为单峰分布且在持液率为 1.0 处归 0，标志着稳定液塞消失，流动进入高度湍动混沌状态。环状流持液率信号波动幅度减小，PDF 曲线呈尖窄单峰且右拖尾，气相形成连续核心，液相在管壁形成非均匀液膜，扰动波引发液滴夹带-沉积的动态循环。

（3）工程模型对比发现：GAF 模型综合表现最优，其对伪段塞流的过渡定位精准，符合流型动态演化规律，持液率计算误差普遍低于 20%。BB 模型对较低气量下的间歇流判别准确，但对环状流预测失准，部分工况持液率计算误差超过 20%。MB 模型流型划分与模拟结果差异较大，在低气量下易将搅混流误判为环状流，持液率计算值整体偏高。

参　考　文　献

[1] 廖开贵，李颖川，杨志，等. 产水气藏气液两相管流动态规律研究 [J]. 石油学报，2009，30（4）：607-612.
Liao Kaigui，Li Yingchuan，Yang Zhi，et al. Study on pressure drop models of gas-liquid two-phase pipe flow in gas reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica，2009，30（4）：607-612.

[2] 李仲豪，张兴凯，廖锐全，等. 基于强制环状流的电导法持液率测量技术 [J]. 石油机械，2022，50（4）：101-110.
Li Zhonghao，Zhang Xingkai，Liao Ruiquan，et al. Research on liquid holdup measurement by conductivity method based on forced annular flow [J]. China Petroleum Machinery，2022，50（4）：101-110.

[3] 陈雯，罗威，王伟，等. 考虑管径因素的中高流速气液两相倾斜管流持液率新模型 [J]. 科学技术与工程，2024，24（31）：13359-13367.
Chen Wen，Luo Wei，Wang Wei，et al. New liquid holdup model of gas-liquid two-phase inclined pipe flow at medium and high flow rates considering pipe diameter [J]. Science Technology and Engineering，2024，24（31）：13359-13367.

[4] 刘洪，秦伟，胡昌权，等. 黄 202H 页岩气井井筒气液两相流态预测 [J]. 重庆科技学院学报（自然科学版），2021，23（5）：20-25.
Liu Hong，Qin Wei，Hu Changquan，et al. Prediction of gas-liquid two-phase flow pattern in Huang 202H shale gas wellbore [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology （Natural Sciences Edition），2021，23（5）：20-25.

[5] 幸雪松，陈欢，于继飞，等. 大产液量水平气井不同气举方式气液两相流研究 [J]. 科学技术与工程，2022，22（28）：12362-12369.
Xing Xuesong，Chen Huan，Yu Jifei，et al. Gas-liquid two-phase flow in large liquid horizontal gas well with different gas lift modes [J]. Science Technology and Engineering，2022，22（28）：12362-12369.

[6] 秦峰，唐圣来，闫正和，等. 水平气井全井筒携液模拟试验研究 [J]. 石油机械，2022，50（2）：95-101.
Qin Feng，Tang Shenglai，Yan Zhenghe，et al. Simulation experiment of liquid carrying in whole wellbore of horizontal gas well [J]. China Petroleum Machinery，2022，50（2）：95-101.

[7] Adaze E，Al-Sarkhi A，Badr H M，et al. Current status of CFD modeling of liquid loading phenomena in gas wells：a literature review［J］. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology，2019，9（2）：1397-1411.

[8] Kiran R，Ahmed R，Salehi S. Experiments and CFD modelling for two phase flow in a vertical annulus［J］. Chemical Engineering Research and Design，2020，153：201-211.

[9] Li Yicheng，Hosseini M，Arasteh H，et al. Transition simulation of two-phase intermittent slug flow characteristics in oil and gas pipelines［J］. International Communications in Heat and Mass Transfer，2020，113：104534.

[10] 林建新，于会永，鲁文婷，等. 黏度对垂直上升管段塞流流动规律的影响［J］. 科学技术与工程，2021，21（2）：551-557.
Lin Jianxin，Yu Huiyong，Lu Wenting，et al. Influence of liquid viscosity on slug flow characteristics of vertical upword pipe［J］. Science Technology and Engineering，2021，21（2）：551-557.

[11] 敬加强，尹晓云，Mastobaev B N，等. T形管内雾状气液两相流相分离特性研究［J］. 石油机械，2021，49（9）：122-128.
Jing Jiaqiang，Yin Xiaoyun，Mastobaev B N，et al. Study on phase separation characteristics of gas-liquid mist flow in T-pipe［J］. China Petroleum Machinery，2021，49（9）：122-128.

[12] 纪健，傅晓宁，王毅，等. 气液两相流管道泄漏流场特性数值模拟分析［J］. 科学技术与工程，2021，21（1）：144-151.
Ji Jian，Fu Xiaoning，Wang Yi，et al. Numerical simulation analysis of leakage flow field characteristics of gas-liquid two-phase flow pipeline［J］. Science Technology and Engineering，2021，21（1）：144-151.

[13] 熊至宜，张云，张丽稳，等. 煤层气井筒气液两相流数值模拟［J］. 中国石油大学学报（自然科学版），2023，47（2）：153-159.
Xiong Zhiyi，Zhang Yun，Zhang Liwen，et al. Numerical simulation on gas-liquid two-phase fluid in coal-bed methane wellbore［J］. Journal of China University of Petroleum （Edition of Natural Science），2023，47（2）：153-159.

[14] 邱小雪，钟光海，李贤胜，等. 不同井斜页岩气水平井流动特征的CFD模拟研究［J］. 油气藏评价与开发，2023，13（3）：340-347.
Qiu Xiaoxue，Zhong Guanghai，Li Xiansheng，et al. CFD simulation of flow characteristics of shale gas horizontal wells with different inclination［J］. Petroleum Reservoir Evaluation and Development，2023，13（3）：340-347.

[15] 张绪亮，张驰，周波，等. 深井大尺寸环空气液两相流动规律数值模拟研究［J］. 石油钻探技术，2024，52（6）：37-49.
Zhang Xuliang，Zhang Chi，Zhou Bo，et al. Numerical simulation of gas-liquid two-phase flow pattern in large annulus of deep well［J］. Petroleum Drilling Techniques，2024，52（6）：37-49.

[16] Beggs H D，Brill J P. A study of two-phase flow in inclined pipes［J］. Journal of Petroleum Technology，1973，25（5）：607-617.

[17] Aziz K，Govier G W. Pressure drop in wells producing oil and gas［J］. Journal of Canadian Petroleum Technology，1972，11（3）：38-48.

[18] Mukherjee H，Brill J P. Liquid holdup correlations for inclined two-phase flow［J］. Journal of Petroleum Technology，1983，35（5）：1003-1008.

[19] 张立胜. 气液两相管流的实验研究及瞬态数值计算［D］. 武汉：武汉大学，2020.
Zhang Lisheng. Experimental research and transient simulation of gas-liquid pipe flow［D］. Wuhan：Wuhan University，2020.

[20] 贺会群，明瑞卿，芮群英，等. 连续管排水采气井两相流压降模型评价及优选［J］. 石油机械，2018，46（10）：49-54.
He Huiqun，Ming Ruiqing，Rui Qunying，et al. Evaluation and optimization of pressure drop calculation models for CT drainage gas recovery［J］. China Petroleum Machinery，2018，46（10）：49-54.

[21] 朱硕，刘阅，祝叶，等. 连续管作业气液两相流多模型组合计算方法［J］. 石油机械，2024，52（11）：73-81.
Zhu Shuo，Liu Yue，Zhu Ye，et al. Gas-liquid two-phase flow combined model for coiled tubing operation［J］. China Petroleum Machinery，2024，52（11）：73-81.

第一作者简介：郝智彤，生于2001年，现为在读硕士研究生，研究方向为气井排水采气。地址：（116024）辽宁省大连市。email：haozhitong2001@163.com。

通信作者：王予新，正高级工程师。email：wangyuxin11225@163.com。

修改回稿日期：2026-04-11

（本文编辑　任　武）