

水平气井斜井段气流携液分析研究

王小玮¹, 祁丽莎², 陈明珠¹, 马文敏³, 姜明³, 王修武^{3*}

¹中国石油新疆油田公司工程技术研究院, 新疆 克拉玛依

²中国石油新疆油田公司勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依

³昆明理工大学化学工程学院, 云南 昆明

收稿日期: 2022年4月22日; 录用日期: 2022年6月6日; 发布日期: 2022年6月17日

摘要

水平气井斜井段气流携液最为困难, 气流携液状况较为复杂, 现有携液模型不够准确。鉴于此, 本文利用室内多相管流实验及理论分析相结合的方法, 针对斜井段气流携液开展了特定研究。研究发现, 斜井段气流携液处于段塞流向扰动流转变的临界状态; 井筒中持液率随产气量的减小而增大, 随管倾角的增加而呈现先增大后减小的趋势; 建立的斜井段临界新模型经现场验证, 其预测准确度高, 平均误差小(2.16%)。本文的研究可为水平气井实施排液采气工艺措施提供科学依据, 为实际生产过程提供一定的理论参考。

关键词

水平气井斜井段, 持液率, 临界携液, 气液两相流型流态

Analysis and Research on Air Flow and Liquid Carrying in Inclined Section of Horizontal Gas Well

Xiaowei Wang¹, Lisha Qi², Mingzhu Chen¹, Wenmin Ma³, Ming Jiang³, Xiuwu Wang^{3*}

¹Engineering Technology Research Institute of PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay Xinjiang

²Research Institute of Exploration and Development of PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay Xinjiang

³Department of Chemical Engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming Yunnan

Received: Apr. 22nd, 2022; accepted: Jun. 6th, 2022; published: Jun. 17th, 2022

*通讯作者。

文章引用: 王小玮, 祁丽莎, 陈明珠, 马文敏, 姜明, 王修武. 水平气井斜井段气流携液分析研究[J]. 石油天然气学报, 2022, 44(2): 111-126. DOI: 10.12677/jogt.2022.442015

Abstract

It is the most difficult for the air flow to carry liquid in the inclined section of a horizontal gas well. The air flow and liquid carrying situation are more complicated, and the existing liquid carrying model is not accurate enough. In view of this, this paper uses the method of indoor multiphase pipe flow experiment and theoretical analysis to carry out specific research on air flow and liquid carrying in the inclined well section. The study found that the gas flow in the inclined well section is in the critical state of the transition from slug flow to disturbance flow; the liquid holdup in the wellbore increases with the decrease of gas production, and shows a trend of first increasing and then decreasing with the increase of pipe dip.; the new model for criticality of the inclined well section has been verified on site, and its prediction accuracy is high, and the average error is small (2.16%). The research in this paper can provide a scientific basis for the implementation of liquid drainage and gas recovery technology measures in horizontal gas wells, and provide a certain theoretical reference for the actual production process.

Keywords

Inclined Section of Horizontal Gas Well, Liquid Holdup Rate, Critical Liquid, Gas-Liquid Two-Phase Flow Pattern

Copyright © 2022 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

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



Open Access

1. 引言

水平井与直井在开采机理[1]、井身结构[2] [3]、适用条件等方面均存在较大差异,水平气井特殊的井身结构使其在斜井段能量损失较大,造成其在开采过程中易产生积液[4],导致气井产量大幅降低[5],甚至迫使气井停产[6]。目前普遍认为水平气井斜井段气流携液最为困难,因为斜井段气液两相流向转变剧烈、流体能量损失最为严重、最易产生积液,给实际气井稳产造成较大困扰。为此,准确预测分析水平井斜井段内的气流携液变化规律对保障气井安全生产运行至关重要[7]。

目前,国内外学者关于气井的携液机理研究主要针对直井,而对于水平气井的携液理论分析鲜有研究。携液原理方面不同学者提出了液滴运移和液膜运移两种模型[8]:液滴模型认为,液体主要以水滴的形态存在于井筒中,因此需将直径最大的液滴引至地面以排出积液;液膜模型认为液体是以液膜状的形式被夹带排出[9]。目前,尚未有学者能够将两种模型结合分析研究。

计算模型方面,江健[10]、杨功田等[11]人在 Turner 液滴模型的基础上纳入了倾斜角对液滴受力的影响,但在受力分析时均忽略了液滴所受曳力水平方向的分量。Gurner [12]等利用环道进行积液实验,实验倾角范围为 45° ~ 90° ,得到的实验结果与 Taitel 模型[13]、Barnea 模型[14]对比发现:对于垂直管道,实验结果与 Taitel 模型预测结果近乎一致;倾角为 45° 的管道,实验结果与 Barnea 模型预测结果符合度更高。周兴付[15]等模拟了不同倾角下斜井段携液采气的临界气流量,修正了 Keuning 模型,但其缺乏理论推导和应用实践;高升[16]开展了定向气井斜井段携液模拟,发现井段倾斜角度与携液临界流量相关,并修正了适用于定向气井的携液模型,但实验未涉及气井积液过程;戚志林[17]等依据质点分析理论认为倾斜角度越大,单位临界携液流量变化越小。

可以发现,国内外关于垂直井的临界携液预测模型研究及应用较为成熟,而对水平井研究较少,忽略了水平井斜井段的特殊性,且其计算模型存在较大误差,因此有必要对水平积液气井的携液情况进行室内实验,明确水平气井斜井段携液物理模型,并根据实际气井建立可靠度较高的临界携液量计算模型,为排液采气工艺相关理论的研究做铺垫,从而保障气井安全平稳生产。

2. 实验装置及方法

2.1. 实验装置

为了研究水平井斜井段在不同实验管段倾角条件下,气水流动过程中的流型转换、持液率变化、管段积液等情况,自主设计改进了模拟气流气液两相流动状况实验装置(图1),该装置由连续循环供水/供气系统、水平气井各井段及数据采集系统构成。井段上安有高速摄像机、压力传感器、温度传感器、压差传感器、快速开关阀等,用以实时记录各井段内温度、压力、气体流量和液体流量等参数。实验中液相和气相分别用自来水和空气代替。

2.2. 实验参数

为修正得到精准的临界携液气量预测模型,利用上述改造的实验平台开展了斜井段不同倾角时的气水流动实验。针对实际气田的产气量、产液量范围,采用相似原理进行室内模拟实验,确定模拟实验参数如下:实验管段出口处压力为0.2 MPa和0.5 MPa,管径60 mm,倾角为 10° 、 15° 、 30° 、 45° 、 60° 、 74° 和 90° ,液体流量分别为 $0.1 \text{ m}^3/\text{h}$ 、 $0.2 \text{ m}^3/\text{h}$ 、 $0.4 \text{ m}^3/\text{h}$,气体流量为 $100 \text{ m}^3/\text{h}$ 、 $200 \text{ m}^3/\text{h}$ 、 $300 \text{ m}^3/\text{h}$ 、 $400 \text{ m}^3/\text{h}$ 、 $500 \text{ m}^3/\text{h}$ 和 $600 \text{ m}^3/\text{h}$ (标况下)。实验通过快速开关阀控制计量实验管段中液体体积,并换算成持液率。持液率变化幅度是指两次数据之间的持液率差值与气体流量差值之比,也即是指持液率拟合曲线的二阶导数。

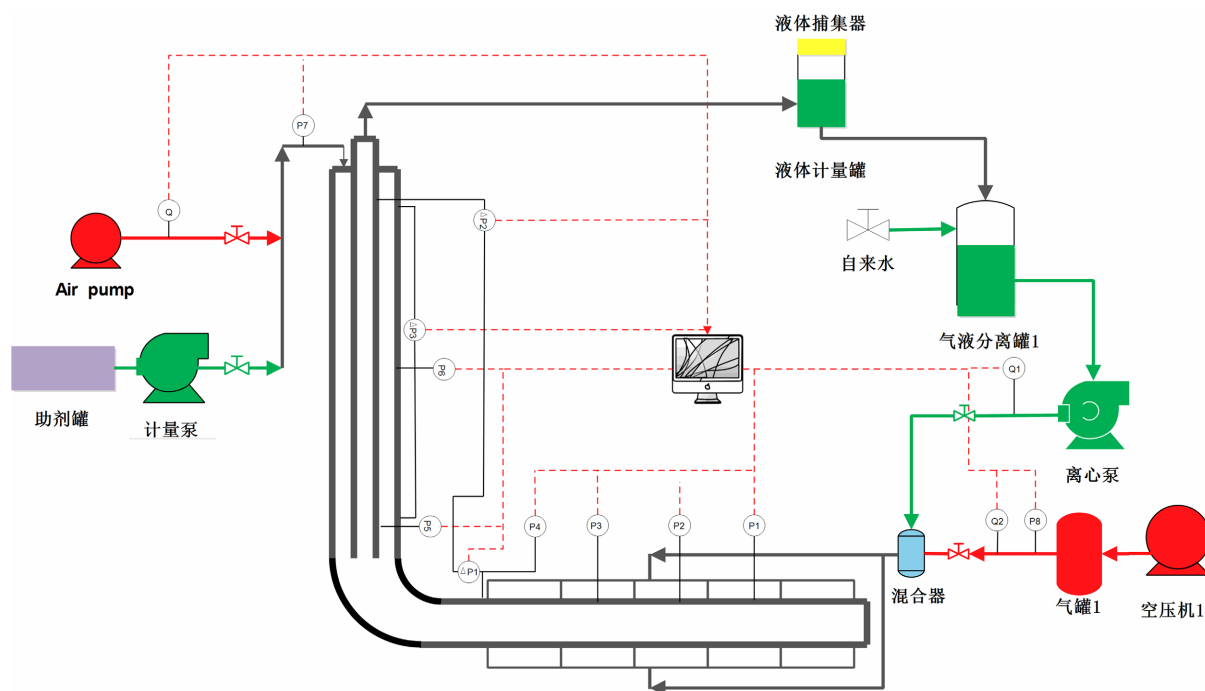


Figure 1. Experimental setup

图1. 实验装置图

3. 实验分析

3.1. 实验流型

斜井段气水流动过程中, 当倾角处于 $0^{\circ}\sim 90^{\circ}$ 之间变化时, 气水流动规律有明显差别。通过观察实验现象发现, 当倾角小于 30° 且气流可以平稳携液时, 管内气液两相为波状流, 偶尔出现段塞流流型, 如图 2, 图 3 所示。缓慢移动管段, 设置倾角大于 30° 时, 气液两相主要以段塞流的状态呈现, 如图 4 所示。



Figure 2. Stable liquid-carrying wave-like flow pattern of air flow at an inclination angle of 15°
图 2. 倾角 15° 时气流稳定携液波状流流型



Figure 3. Slug flow pattern appears when the airflow is stable and liquid-carrying at an inclination angle of 10°
图 3. 倾角 10° 时气流稳定携液出现段塞流流型

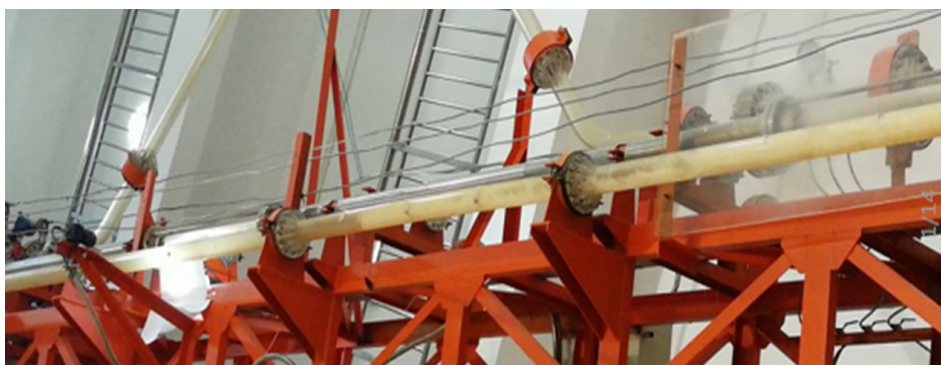


Figure 4. Gas-liquid two-phase flow pattern when the airflow cannot effectively carry liquid at an inclination angle of 75°
图 4. 倾角 75° 时气流不能有效携液时气液两相流型

气水流动实验发现：水平井斜井段内主要以层状流、段塞流及环雾状流这三种流型存在。由于实验过程中给出模拟液体流量较小，当倾角小于 30° 时，气体流量越大，井筒中层状流分布形态越明显；而当倾角大于 30° 时，一定液体流量、气体流量下气水两相分布主要以段塞流流型为主，且斜井段气流携液多处于段塞流向扰动流转变的临界状态。

3.2. 持液率变化

基于水平井斜井段模拟实验结果，绘制不同条件下井筒持液率的变化曲线图，分析引起持液率变化的因素。

3.2.1. 不同倾角对斜井段持液率的影响

给定产液量，变化管段倾斜角度、气体流量大小，观察分析持液率变化规律，如图 5，图 6 所示。

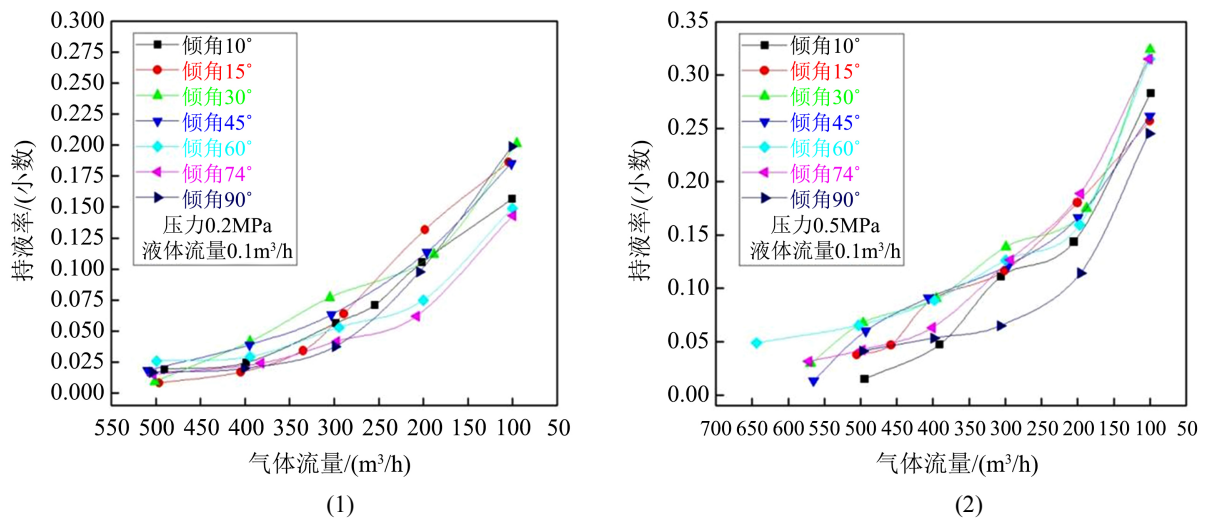


Figure 5. The change of liquid holdup rate at different inclination angles and gas flow rates at a liquid flow rate of 0.1 m³/h
图 5. 液体流量 0.1 m³/h 时不同倾角、气体流量下持液率变化

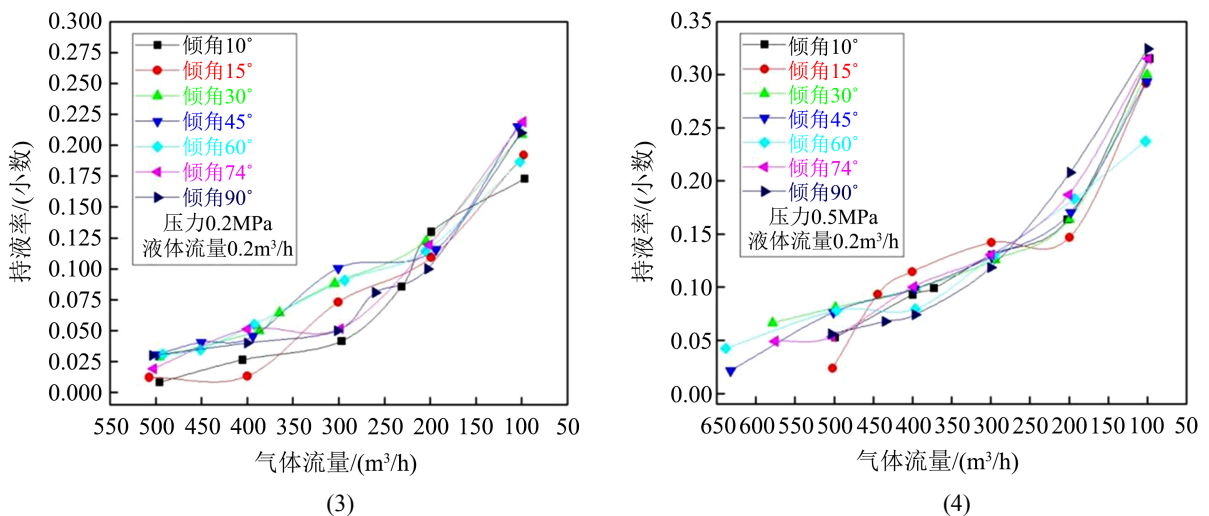


Figure 6. The change of liquid holdup rate at different inclination angles and gas flow rates at a liquid flow rate of 0.2 m³/h
图 6. 液体流量 0.2 m³/h 时不同倾角、气体流量下持液率变化

由图 5、图 6 分析可以发现：

1) 当产气量较大时，井筒中持液率随着气体流量减小而逐渐增大；产气量较小时，井筒中持液率随着气体流量的逐渐减小而显著增加，也即井筒积液逐渐严重。

2) 由上图还可以发现，斜井段倾角程度会严重影响持液率波动情况，倾斜角度由 10° 增加至 45° 的过程中，持液率逐渐增大，但随着角度逐渐增大，持液率反而呈下降趋势。

3.2.2. 不同工况对斜井段持液率的影响

如图 7~14 绘制出了在一定倾角、不同液体流量下、持液率随气体流量变化曲线，同时标出了实验确定出的临界携液气流量(如下图中竖线所标示)。

由图 7~14 分析发现，当倾角一定，如为 74° 时，随产气量从 $500 \text{ m}^3/\text{h}$ 逐渐降低至 $50 \text{ m}^3/\text{h}$ 的过程中，井筒中持液率从 0.02 开始不断增加，出现积液情况；其次，在试验观察得到的临界携液气体流量前后持液率与气体流量关系曲线的变化程度不同：当气体流量大于临界携液流量时，持液率随气流量缓慢变化，而当气体流量小于临界携液流量后，持液率随气流量的减小而明显增加。

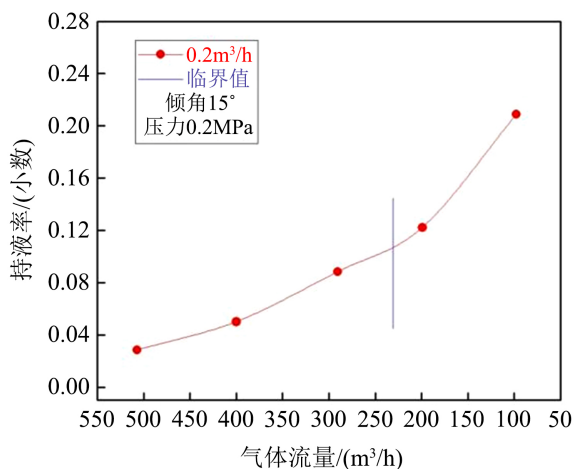


Figure 7. Change of liquid holdup when the inclination angle is 15° and the liquid flow rate is $0.2 \text{ m}^3/\text{h}$
图 7. 倾角 15° 、液体流量为 $0.2 \text{ m}^3/\text{h}$ 时持液率变化

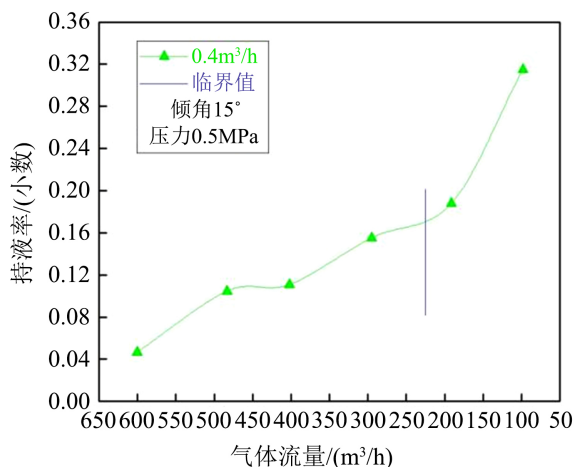


Figure 8. Change of liquid holdup when the inclination angle is 15° and the liquid flow rate is $0.4 \text{ m}^3/\text{h}$
图 8. 倾角 15° 、液体流量为 $0.4 \text{ m}^3/\text{h}$ 时持液率变化

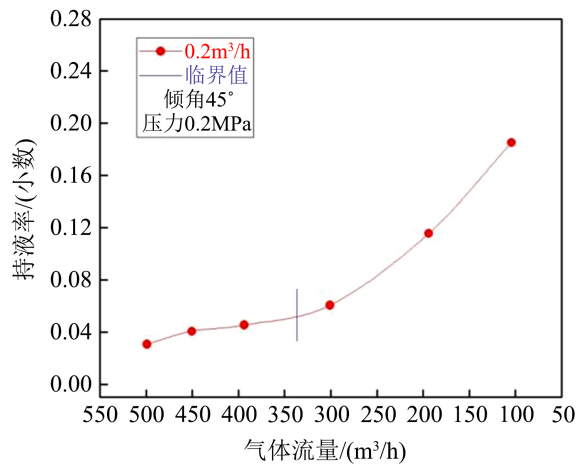


Figure 9. Change of liquid holdup when the inclination angle is 45° and the liquid flow rate is 0.2 m³/h
图 9. 倾角 45°、液体流量为 0.2 m³/h 时持液率变化

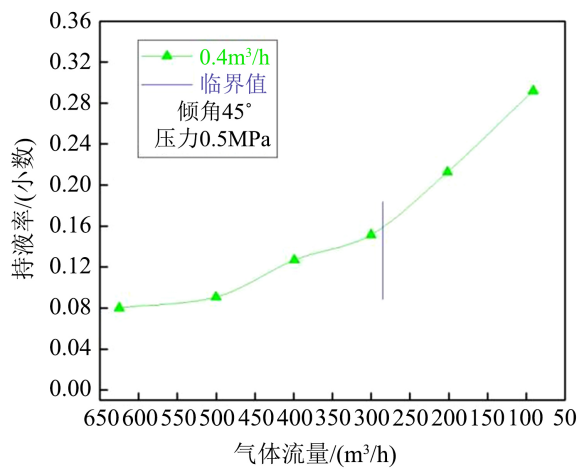


Figure 10. Change of liquid holdup when the inclination angle is 45° and the liquid flow rate is 0.4 m³/h
图 10. 倾角 45°、液体流量为 0.4 m³/h 时持液率变化

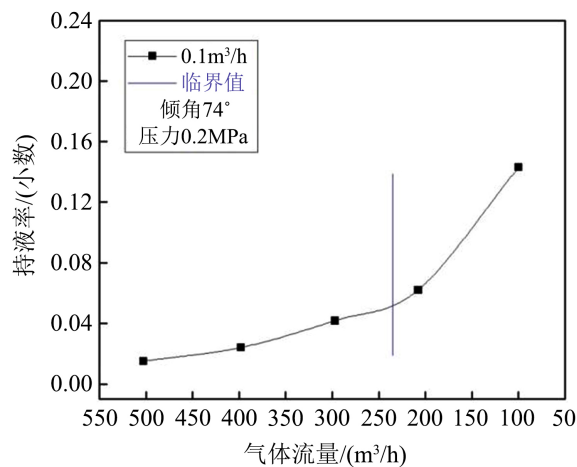


Figure 11. The change of liquid holdup when the inclination angle is 74° and the liquid flow rate is 0.1 m³/h
图 11. 倾角 74°、液体流量为 0.1 m³/h 时持液率变化

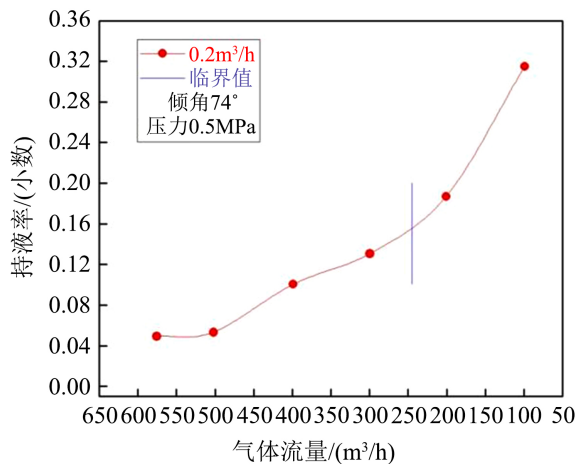


Figure 12. Change of liquid holdup when the inclination angle is 74° and the liquid flow rate is 0.2 m³/h
 图 12. 倾角 74°、液体流量为 0.2 m³/h 时持液率变化

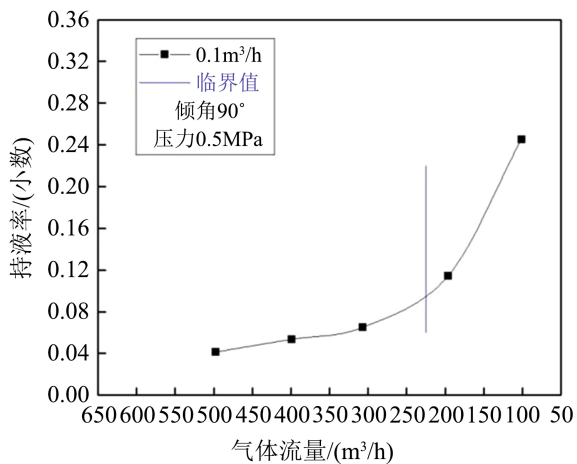


Figure 13. Change of liquid holdup when the inclination angle is 90° and the liquid flow rate is 0.1 m³/h
 图 13. 倾角 90°、液体流量为 0.1 m³/h 时持液率变化

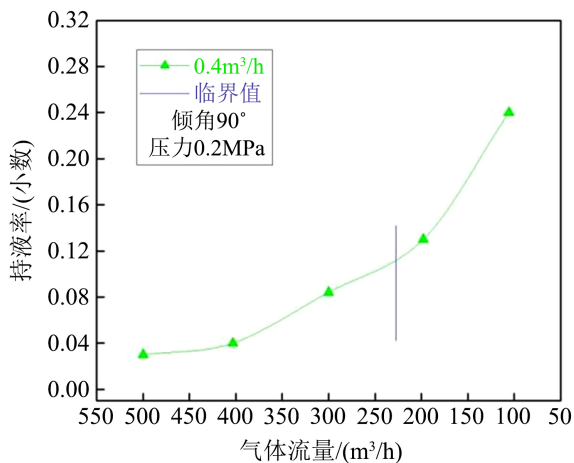


Figure 14. Change of liquid holdup when the inclination angle is 90° and the liquid flow rate is 0.4 m³/h
 图 14. 倾角 90°、液体流量为 0.4 m³/h 时持液率变化

4. 斜井段气流携液分析

根据室内模拟实验分析可知, 流体在斜井段处气液两相为段塞流或段塞流破裂成扰动流动态, 因此针对斜井段临界携液模型的建立, 主要以段塞流流型为物理模型。由于段塞流流型是气体流量与液体流量共同作用的结果, 首先建立斜井段气液两相段塞流的持液率计算公式, 然后结合单独斜井段气流临界携液状态下持液率的计算公式, 联立两者进行斜井段临界模型的建立。

4.1. 斜井段气流携液时临界携液率

斜井段气流携液时气液两相呈现的段塞流流型静态实验如图 15 所示, 以此为基础建立斜井段临界携液时持液率的计算公式。



Figure 15. Gas-liquid two-phase flow pattern in the critical state of air-carrying liquid in a 60° inclined well section
图 15. 60° 倾角斜井段气流携液临界状态时气液两相流型

斜井段段塞流模型中(如图 16), 液塞的回落(图示中的 L_S)是引起斜井段积液的主因, 液塞在液塞两端压差、气腔推动(图示中 L_F)、气腔中气体与液膜摩擦力、重力以及管壁之间摩擦力共同作用下倾斜向上运动。

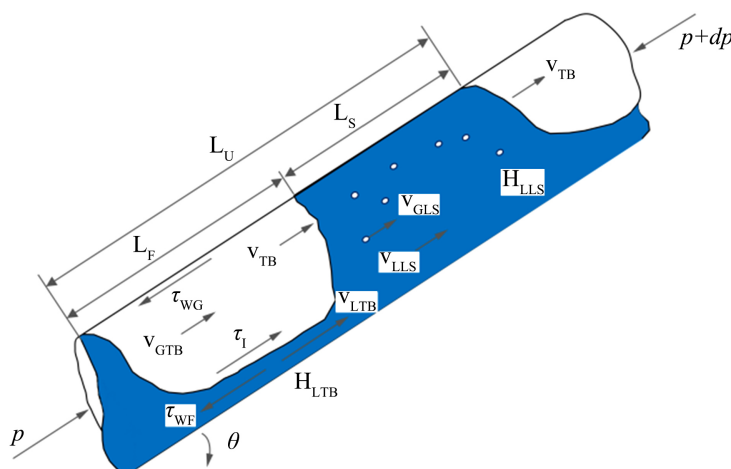


Figure 16. Schematic diagram of slug flow in inclined well section
图 16. 斜井段段塞流受力示意图

根据 Gomez 等人的研究[18], 以斜井段一个段塞单元为模型, 单元中气、液体质量平衡方程为,

$$v_{SL} = v_{LLS}H_{LLS} \frac{L_S}{L_U} + v_{LTB}H_{LTB} \frac{L_F}{L_U} \quad (1)$$

$$v_{SG} = v_{GLS}(1-H_{LLS}) \frac{L_S}{L_U} + v_{GTB}(1-H_{LTB}) \frac{L_F}{L_U} \quad (2)$$

式中, v_{SL} 和 v_{SG} 分别为液体和气体的表观流速, m/s; H_{LLS} 为一个物理单元内液塞中的持液率; H_{LTB} 为一个物理单元内气腔中的持液率; v_{LLS} 为液塞的真实流速, m/s; v_{LTB} 为气腔中液膜的实际流速, m/s; v_{GLS} 为液塞中气体的真实流速, m/s; v_{GTB} 为气腔的真实流速, m/s; L_U 为一个物理单元的长度, m; L_S 为一个物理单元内液塞的长度, m; L_F 为一个物理单元内气腔的长度, m。

同理, 可以得到液塞与气腔交界面处的质量交换为,

$$(v_{TB} - v_{LLS})H_{LLS} = (v_{TB} - v_{LTB})H_{LTB} \quad (3)$$

式中, v_{TB} 为段塞单元沿生产方向运动速度, m/s, 根据 Bendiksen 等人[19]的研究, 斜井段段塞流情况下 v_{TB} 计算式为,

$$v_{TB} = C_0 v_M + (0.542 \cos \theta + 0.351 \sin \theta) \sqrt{g(\rho_L - \rho_g)D/\rho_L} \quad (4)$$

式中, 参数 C_0 的取值依赖于斜井段井斜角, 根据 Alves 等人[20]的研究, 不同井斜角下参数 C_0 的取值分别为: 1.05 ($10^\circ \sim 50^\circ$)、1.15 ($50^\circ \sim 60^\circ$)、1.25 ($60^\circ \sim 90^\circ$)。

根据 Brotz 等人[21]的研究, v_{LTB} 与 H_{LTB} 可以建立如下关系式,

$$v_{LTB} = -9.916 \sqrt{gD(1 - \sqrt{H_{LTB}})} \quad (5)$$

且, v_{GLS} 的计算式可用下式进行估算,

$$v_{GLS} = C_0 v_M + C_s \left[\frac{g(\rho_L - \rho_g)\sigma}{\rho_L^2} \right]^{0.25} \sqrt{\sin \theta} \quad (6)$$

对于系数 C_s 的取值, 可以根据 Chokshi 以及 Tengesdal 等人的研究[22], 可以取值为 1.41。

根据 Kaya 等人[23]的研究, 建立的 H_{LLS} 计算表达式如下,

$$H_{LLS} = 1 - \frac{v_{SG}}{1.208 v_M + 1.41 \left[\frac{g(\rho_L - \rho_g)\sigma}{\rho_L^2} \right]^{0.25} \sqrt{\sin \theta}} \quad (7)$$

结合连续性方程, 可以得到横截面处气、液各自的连续性方程为,

$$v_M = v_{SL} + v_{SG} = v_{LLS}H_{LLS} + v_{GLS}(1-H_{LLS}) \quad (8)$$

根据 Gomez 等人[24]的物理模型建立的持液率计算公式如下:

$$H_{LU} = \frac{H_{LLS}L_S + H_{LTB}L_F}{L_U} \quad (9)$$

结合方程(3-2-2)、(3-2-3)及(3-2-9)可得, 一个段塞单元内, 液体持液率计算公式为,

$$H_{LU} = \frac{v_{TB}H_{LLS} + v_{GLS}(1-H_{LLS}) - v_{SG}}{v_{TB}} \quad (10)$$

4.2. 斜井段持液率室内实验拟合

预测多相管流持液率，常用的计算方法有：Beggs-Brill 方法[25]、Mukherjee-Brill [26]方法。利用室内实验对这两种方法进行分析。

Table 1. Statistics of the prediction errors of the two methods of liquid holdup

表 1. 两种方法持液率预测误差统计

角度/(°)	Beggs-Brill	Mukherjee	角度/(°)	Beggs-Brill	Mukherjee
0	0.62	0.74	0	0.56	0.63
0	0.62	0.72	0	0.58	0.66
30	0.42	0.59	30	0.39	0.57
30	0.38	0.57	30	0.40	0.52
60	0.39	0.61	60	0.35	0.61
60	0.34	0.61	60	0.40	0.55
90	0.25	0.49	90	0.44	0.62
90	0.43	0.61	90	0.44	0.61

从表 1 中知，Beggs-Brill 模型平均误差为 0.438，Mukherjee 模型其平均误差为 0.607，这两种方法得到的结果差别较大。对 Beggs-Brill 方法和 Mukherjee-Brill 方法进行不同条件下持液率检验，结果如表 2 和表 3 所示。所给定的条件分别为：A. 持液率直接预测；B. 流型给出，预测持液率[27]。

Table 2. Statistics of prediction error of liquid holdup under Beggs-Brill method A/B

表 2. Beggs-Brill 方法 A/B 条件下持液率预测平均误差统计

角度/(°)	A 条件下平均误差	B 条件下平均误差	角度/(°)	A 条件下平均误差	B 条件下平均误差
0	0.617	0.557	0	0.560	0.511
0	0.660	0.607	0	0.577	0.515
30	0.417	0.490	30	0.395	0.580
30	0.381	0.542	30	0.397	0.512
60	0.387	0.459	60	0.350	0.545
60	0.342	0.605	60	0.401	0.496
90	0.254	0.459	90	0.444	0.570
90	0.426	0.551	90	0.442	0.550

Table 3. Mukherjee-Brill method A/B liquid holdup prediction error statistics
表 3. Mukherjee-Brill 方法 A/B 条件下持液率预测误差统计

角度/(°)	A 条件下平均误差	B 条件下平均误差	角度/(°)	A 条件下平均误差	B 条件下平均误差
0	0.738	0.738	0	0.630	0.630
0	0.716	0.716	0	0.663	0.663
30	0.588	0.588	30	0.574	0.574
30	0.566	0.566	30	0.525	0.525
60	0.611	0.611	60	0.607	0.607
60	0.611	0.611	60	0.546	0.546
90	0.493	0.493	90	0.621	0.621
90	0.607	0.607	90	0.611	0.611

由表 2、表 3 对比可知，Beggs-Brill 方法预测结果与实际相差 0.1，而 Mukherjee-Brill 方法预测结果均与实际均为 0.6067，基本吻合，因此基于单独斜井段气水两相管流系统性实验数据对 Mukherjee-Brill 的持液率计算方法进行重新拟合。

根据单独斜井段气水流动分析持液率结果，针对不同倾角气水流动现象及持液率等相关数据的采集，依据实际持液率变化曲线得到的不同倾角气流携液临界状态下持液率，新建临界状态下的持液率模型。

斜井状态拟合得到持液率计算公式：

$$H_l = \exp \left[\left(-0.472 + 0.111 \sin \theta - 0.076 \sin^2 \theta + 8.353 N_l^2 \right) \frac{N_{vg}^{0.369}}{N_{vl}^{0.044}} \right] \quad (11)$$

其中， $N_D = D \sqrt{\rho_L g / \sigma}$ ， $N_l = \mu_L \left[g / (\rho_L \sigma^3) \right]^{0.25}$ ， $N_{vg} = v_{vg} \left[\rho_g / (g \sigma) \right]^{0.25}$ ， $N_{vl} = v_{vl} \left[\rho_L / (g \sigma) \right]^{0.25}$ 。

N_D 管道直径准数，其它参数意义均与 Mukherjee-Brill 方法相同。

斜井状态持液率拟合的结果如表 4 所示。

Table 4. Fitting results of inclined well section
表 4. 斜井段拟合结果

源	倾斜状态		
	平方和	df	均方
回归	24.899	10	2.490
残差	0.491	761	0.001
未更正的统计	25.390	771	--
已更正的统计	6.052	770	--

**因变量 Hl，a.R 方 = 0.919。

$$H_1 = \exp \left[\left(-0.472 + 0.111 \sin \theta - 0.076 \sin^2 \theta + 8.353 N_1^2 \right) \frac{N_{vg}^{0.369}}{N_{vl}^{0.044}} \right] N_D$$

通过(1)中推导的斜井段持液率关系式与(2)中拟合的斜井段临界状态下持液率关系式, 新建斜井段临界持液率状况下气流携液模型, 具体如下:

$$\frac{v_{TB} H_{LLS} + v_{GLS} (1 - H_{LLS}) - v_{SG}}{v_{TB}} = \exp \left[\left(-0.472 + 0.111 \sin \theta - 0.076 \sin^2 \theta + 8.353 N_1^2 \right) \frac{N_{vg}^{c5}}{N_{vl}^{c6}} \right] \quad (12)$$

由于等式两边相关参数计算均依赖实际气体流量, 故可通过试算法最终进行气体携液流量的计算。

4.3. 新模型检验

为了验证新模型的精确度和适用性, 利用现场及室内实验数据, 分别进行了室内验证和现场对比评价。

1) 室内模拟实验验证

根据前期的分析研究明确了斜井段为水平井最易积液井段。通过水平井单管全井筒气水流动实验, 当斜井段液塞不发生回落时即认为是该工况条件下的临界状态, 利用此时压力、温度及井筒中气体流量, 结合建立的斜井段模型, 以 50° 作为斜井段气流最难带液点, 进行临界携液气体流量模型的验证, 对建立的数学模型进行室内模拟实验检验并完善, 将实验结果与完善后的数学模型计算结果进行对比, 绘制出误差图如图 17 所示。

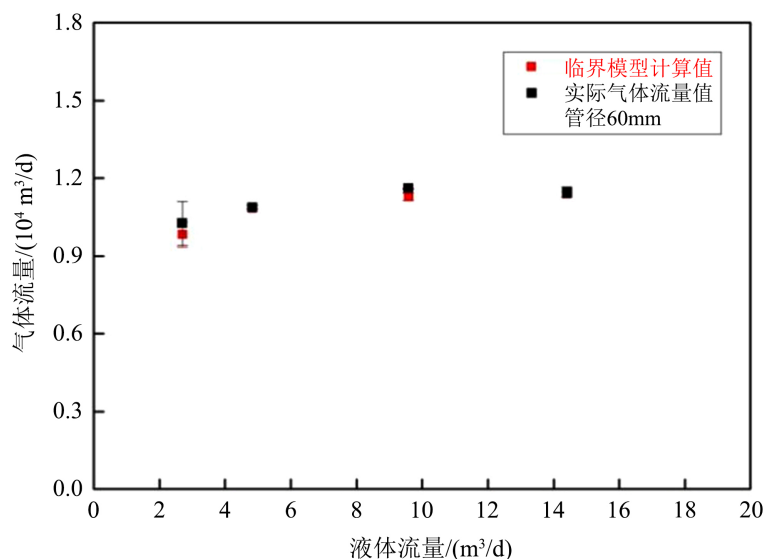


Figure 17. Comparing calculations of critical model for inclined well section
图 17. 斜井段临界模型计算对比

计算结果表明, 建立的斜井段携液模型与室内实验结果较为吻合, 经统计后平均误差为 2.16%, 表明建立的模型计算预测结果符合工程精度要求。

以 XJ 油田某一口实际水平气井为例进行计算, 井身 3035 m, 测深 3242 m, 垂深 3023 m, 井口压力 2 MPa, 井口温度 20°C , 日产气量 $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 日产水量 $2 \text{ m}^3/\text{d}$, 井底温度 104°C , 油管管径 62 mm, 斜井段不同倾角条件下所需要的临界携液气体流量如下图 18 所示。

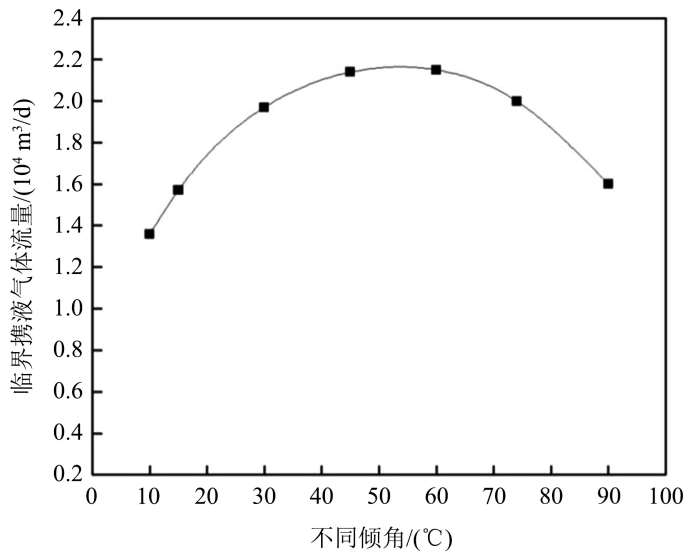


Figure 18. Critical liquid-carrying gas flow calculated under different inclination angle conditions

图 18. 不同倾角条件下计算的临界携液气体流量

2) 对比检验

利用实际气井测试数据对现有临界携液模型及建立的新模型进行对比, 结果见下表 5。

Table 5. Comparison results of measured data and model prediction data

表 5. 实测数据与模型预测数据对比结果

井号	中深 /m	测深 /m	垂深 /m	油压 /MPa	套压 /MPa	日产气 /10 ⁴ m ³	日产水 /m ³ /d	实测温度 /°C	中部折算温度 /°C	中部折算压力 /MPa	√/×	临界携液气量计算结果(10 ⁴ m ³ /d)及积液预测							
												Turner 模型	判断	LiMin 模型	判断	杨川东 模型	判断	新模型	判断
1	3113.75	3338	3118.84	1.16	3.55	0.9286	1.5	83.5	100	3.83	√	0.93	√	0.44	√	2.66	×	1.1	×
2	3035.69	3242	3023.72	1.95	3.94	2.7182	1.6	87.3	100.9	4.34	√	0.96	√	0.46	√	2.75	×	1.13	√
3	3042.55	3251	3032.2	2.38	4.19	3.8953	0.5	90.1	102	3.94	×	1.1	×	0.51	×	3.24	×	1.31	×
4	2968.73	3247	2965.32	18.12	19.21	3.9803	0.27	82.9	102.1	23.63	×	2.77	×	1.26	×	7.96	√	3.29	×
5	2951.79	3199	2947.68	3.4	5.43	4.693	0.97	88.2	102.4	5.11	×	1.22	×	0.57	×	3.55	×	1.45	×
6	2945.17	3305	2935.84	12.18	14.2	5.1595	8.25	85.4	103.8	17.35	×	2.61	×	1.31	×	6.9	√	3.05	×
7	3190.77	3392	3190.57	7.2	8.06	5.2123	3	91.3	104.9	10.19	×	1.95	×	0.94	×	5.4	√	2.3	×
8	3008.82	3226	3003.51	8.5	8.95	6.0257	3	82.9	98.2	11.21	×	1.96	×	0.94	×	5.5	×	2.31	×
9	2962.07	3268	2959.58	11.51	13.38	6.1068	1.52	82.9	102.7	15.63	×	2.32	×	1.08	×	6.59	√	2.74	×
10	3182.59	3413	3174.87	7.8	8.42	6.3548	1.5	91.8	104.2	10.9	×	1.93	×	0.9	×	5.47	×	2.28	×
11	2951.01	3149	2946.24	8.93	9.67	8.1834	1.7	88	99.7	18.38	×	2.54	×	1.18	×	7.22	×	3	×
12	2951.01	3149	2946.24	8.93	9.67	8.1834	1.7	85.8	98.1	15.92	×	2.05	×	0.96	×	5.83	×	2.42	×
13	3181.32	3451	3175.24	7.05	15.18	8.9784	5	80.3	90.4	8.81	×	2.12	×	1.05	×	5.73	×	2.49	×
14	3127.94	3342	3123.17	10.72	15.61	9.9299	6	90.5	101.5	20.79	×	2.77	×	1.34	×	7.56	×	3.26	×
15	3037.99	3319	3031.17	2.16	15.69	0.2975	1.71	83	94	19.94	√	1.04	×	0.5	×	2.97	×	1.23	√

Continued

16	3066.29	3294	3065.31	1.14	2.2	2.0193	4.6	87.1	100.4	2.83	×	0.83	×	0.42	×	2.23	√	0.97	×		
17	3065.01	3298	3061.73	1.18	2.97	2.3052	3.5	86.1	98.3	3.54	×	0.76	×	0.37	×	2.27	×	0.9	×		
18	3003.5	3284	3000.4	17.1	17.6	6.3327	0.35	88.6	100.7	21.38	×	2.7	×	1.23	×	7.77	√	3.21	×		
19	2972.05	3222	2970.11	19.73	20.2	8.4776	0.23	88.3	100.5	24.86	×	2.85	×	1.3	×	8.2	×	3.38	×		
20	3194.27	3442	3187.63	17.2	17.64	12.1475	1.5	92	101.7	21.75	×	2.76	×	1.28	×	7.84	×	3.27	×		
21	2908.18	3165	2908.48	12.54	12.61	10.2842	8.2	86.7	97.3	15.94	×	2.58	×	1.29	×	6.94	×	3.03	×		
22	3120.77	3335	3107.47	1.2	1.8	2.8001	1.5	88.8	95.4	2.21	×	0.77	×	0.37	×	2.23	×	0.91	×		
23	3067.28	3320	3064.75	8.21	8.83	10.2134	0.5	91.6	103.6	10.88	×	1.91	×	0.88	×	5.52	×	2.27	×		
24	3124.66	3425	3124.93	10.21	11.16	11.8365	1.2	97.2	108	13.59	×	2.16	×	1	×	6.15	×	2.55	×		
25	3197.69	3437	3196	5.46	5.5	0.3893	0.4	89	103.2	21.6	√	1.58	×	0.72	×	4.55	×	1.88	√		
												准确率(%)		92		92		60		96	

注：√积液；×不积液。

以上表格利用现场数据，与常见的临界携液流速模型进行了对比和分析，结果显示新建立的模型准确率为96%，相比Turner模型(92%)、LiMin模型(92%)、杨川东模型(60%)，其准确率更高，预测结果与实际结果吻合度更高，表明新预测模型满足工程精度要求。

5. 结论与建议

针对水平气井斜井段气液两相流流型流态及气液携液状态分析研究，得到如下结论与建议：

结论：

1) 斜井段气流携液处于段塞流向扰动流转变的临界状态，且井筒中持液率随气体流量的减小而增大，随管倾角的增大会出现波峰，呈先增大后减小的变化趋势；

2) 实际水平气井斜井段持液率的预算计算公式中，Mukherjee-Brill模型预测结果更加贴近实际，可为实际气井积液判断及排采措施实际提供一定有效数据；

3) 新建立的模型预测准确率高，平均误差为2.16%，具有较好的适用性。

建议：

通过实验和理论分析可以发现，重新拟合的临界携液新模型准确率高，对斜井段积液预测结果较好。本文的研究模拟条件及参数选取缺乏一定普适性，在以后的研究中可建立适用于不同流型的模型，进一步提高气井临界携液预测的准确性和可靠性。

基金项目

页岩气井气流携液机理数值模拟研究(项目编号：KKSQ202005031, 202001AU070087)

水平气井气水流动规律研究(项目编号：KKSQ201805021)。

参考文献

- [1] 汪毅. 干热岩地层水平井自循环地热开采机理研究[D]. [硕士学位论文]. 东营: 中国石油大学(华东), 2019.
- [2] 徐晓峰, 傅春梅. 川西气田水平井井身结构对排水采气的影响[J]. 新疆石油天然气, 2013, 9(1): 23-27.
- [3] 李维轩, 宋琳, 席传明, 等. 新疆玛湖油田致密砾岩超长水平段水平井钻完井技术[J]. 新疆石油天然气, 2021, 17(4): 86-91.

- [4] 宋培久, 周瑞斌. 排水采气工艺及其发展趋势[J]. 云南化工, 2018, 45(2): 131.
- [5] 陈希, 刘蕊宁, 谢勃勃, 等. 考虑层理缝的页岩油藏压裂水平井产能模型[J]. 新疆石油天然气, 2022, 18(1): 73-79.
- [6] 沈伟伟, 邓道明, 刘乔平, 等. 天然气管道积液临界流速预测模型研究进展[J]. 油气储运, 2020, 39(10): 1109-1115.
- [7] 窦金宝. 气井井筒气液两相流动特性及临界携液模型研究[D]: [硕士学位论文]. 西安: 西安石油大学, 2020.
- [8] 汪政明, 王晓磊, 张赟新, 等. 预测盆5凝析气藏气井临界携液量方法及应用[J]. 新疆石油天然气, 2014, 10(3): 77-82.
- [9] Veeken, K., Hu, B. and Schiferli, W. (2010) Gas-Well Liquid-Loadingfield-Data Analysis and Multiphase-Flow Modeling. *SPE Production & Operations*, **25**, 275-284. <https://doi.org/10.2118/123657-PA>
- [10] 江健, 邹一锋, 周兴付, 等. 水平井临界携液流量预测及其应用研究[J]. 天然气与石油, 2012, 30(3): 45-48.
- [11] 杨功田, 邹一锋, 周兴付, 等. 斜井携液临界流量模型研究[J]. 油气藏评价与开发, 2012, 2(1): 33-36.
- [12] Gurner, M., Pereyra, E., Sarica, C. and Torres, C. (2015) An Experimental Study of Low Liquid Loading in Inclined Pipes from 90° to 45°. *SPE Production and Operations Symposium*, Oklahoma City, 1-5 March 2015, SPE-173631-MS.
- [13] Taitel, Y. and Dukler, A.E. (1976) A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near Horizontal Gas-Liquid Flow. *AIChE Journal*, **22**, 47-55. <https://doi.org/10.1002/aic.690220105>
- [14] Barnea, D., Shoham, O., Taitel, Y. and Dukler, A.E. (1985) Gas Liquid Flow in Inclined Tubes: Flow Pattern Transitions for Upward Flow. *Chemical Engineering Science*, **40**, 131-136. [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(85\)85053-3](https://doi.org/10.1016/0009-2509(85)85053-3)
- [15] 周兴付, 杨功田, 高升, 王守信. 川西气田大斜度井临界携液模拟实验研究[J]. 钻采工艺, 2012, 35(4): 47-49+124-125.
- [16] 高升. 定向气井携液临界流量实验及应用[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2012.
- [17] 戚志林, 雷登生, 李志军, 等. 倾斜气井井筒携液临界流量计算方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2012, 31(1): 118-120.
- [18] Gomez, L., Shoham, O., Schmidt, Z., et al. (1999) A Unified Mechanistic Model for Steady-State Two-Phase Flow in Wellbores and Pipelines. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, 3-6 October 1999, SPE-56520-MS. <https://doi.org/10.2118/56520-MS>
- [19] Bendiksen, K.H. (1984) An Experimental Investigation of the Motion of Long Bubbles in Inclined Tubess. *International Journal of Multiphase Flow*, **10**, 467-483. [https://doi.org/10.1016/0301-9322\(84\)90057-0](https://doi.org/10.1016/0301-9322(84)90057-0)
- [20] Alves, I. (1991) Slug Flow Phenomena in Inclined Pipes. University of Tulsa, Tulsa.
- [21] Brötz, W. (1954) Über die Vorausberechnung der Absorptiongeschwindigkeit von Gasen in stromenden Flüssigkeitsschichten. *Chemie Ingenieur Technik*, **26**, 470-478. <https://doi.org/10.1002/cite.330260809>
- [22] Chokshi, R. (1994) Prediction of Pressure Drop and Liquid Holdup in Vertical Two-Phase Flow Tubing. University of Tulsa, Tulsa.
- [23] Kaya, A.S., Chen, X.T., Sarica, C., et al. (2000) Investigation of Transition from Annular to Intermittent Flow in Pipes. *Journal of Energy Resources Technology*, **122**, 22-28. <https://doi.org/10.1115/1.483157>
- [24] Gomez, L.E., Shohama, O. and Taitel, Y. (2000) Prediction of Slug Liquid Holdup: Horizontal to Upward Vertical Flow. *International Journal of Multiphase Flow*, **26**, 517-521. [https://doi.org/10.1016/S0301-9322\(99\)00025-7](https://doi.org/10.1016/S0301-9322(99)00025-7)
- [25] Beggs, D.H. and Brill, J.P. (1973) An Experimental Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. *Journal of Petroleum Technology*, **25**, 607-617. <https://doi.org/10.2118/4007-PA>
- [26] Mukherjee, H. and Brill, J.P. (1985) Pressure Drop Correlations for Inclined Two-Phase Flow. *Journal of Energy Resources Technology*, **107**, 549-554. <https://doi.org/10.1115/1.3231233>
- [27] 王修武, 罗威, 刘捷, 等. 油气水多相管流预测方法研究[J]. 特种油气藏, 2018, 25(2): 70-75.