

# XJ油田产水气井井筒压力损失研究

马文敏<sup>1</sup>, 胡镁林<sup>2</sup>, 李全龙<sup>3</sup>, 王修武<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup>昆明理工大学化学工程学院, 云南 昆明

<sup>2</sup>云南燃气安全技术研究院有限公司, 云南 昆明

<sup>3</sup>云南阔鑫注册安全工程师事务所有限公司, 云南 昆明

收稿日期: 2022年8月13日; 录用日期: 2022年9月15日; 发布日期: 2022年9月23日

## 摘要

随着XJ油田气井开采的深入, 气井能量逐步下降, 积液问题越发突出, 严重影响气井有效生产。为了气井有效生产及制定合理工作制度, 明确气井井筒压力损失规律、选择准确的计算模型对实际积液气井稳产意义很大。本文通过实际气井生产数据, 结合实测井筒压力数据, 通过编程计算优选出适用KM区块的井筒压力计算模型并进行了检验, 针对影响气井井筒压力损失的因素进行了敏感性分析。结果表明: Mukherjee & Brill模型的适用性最好, 预测准确性最高; 气井产水时压力损失为不产水气井的2倍, 可见产水量是造成井筒压力损失的重要原因, 产水量大时井筒摩阻损失占据主导地位; 不同水气比情况发现, 且当水气比比达到 $2 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ 时, 井筒压力损失的近80%; 井径越大, 气体携液能力越差, 导致压力损失越大。为降低压力损失, 提高气井产能, 需要对气井实施及时排液以及排液采气措施。本文研究结果可对现场气井增产措施的实施提供一定指导。

## 关键词

气井产水, 井筒积液, 压降模型, 压力损失, 水气比

# Study on Wellbore Pressure Loss in Gas Wells in XJ Oilfield

Wenmin Ma<sup>1</sup>, Meilin Hu<sup>2</sup>, Quanlong Li<sup>3</sup>, Xiuwu Wang<sup>1\*</sup>

<sup>1</sup>Department of Chemical Engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming Yunnan

<sup>2</sup>Yunnan Gas Safety Technology Research Institute Co., Ltd., Kunming Yunnan

<sup>3</sup>Yunnan Kuoxin Registered Safety Engineer Office Co., Ltd., Kunming Yunnan

Received: Aug. 13<sup>th</sup>, 2022; accepted: Sep. 15<sup>th</sup>, 2022; published: Sep. 23<sup>rd</sup>, 2022

\*通讯作者。

文章引用: 马文敏, 胡镁林, 李全龙, 王修武. XJ 油田产水气井井筒压力损失研究[J]. 石油天然气学报, 2022, 44(3): 259-267. DOI: 10.12677/jogt.2022.443034

## Abstract

With the deepening of gas well exploitation in XJ oilfield, the energy of gas wells has gradually decreased, and the problem of liquid accumulation has become more and more prominent, which seriously affects the effective production of gas wells. In order to effectively produce gas wells and formulate a reasonable working system, it is of great significance to clarify the wellbore pressure loss law of gas wells and select an accurate calculation model for the stable production of actual liquid-accumulating gas wells. In this paper, based on the actual gas well production data, combined with the wellbore pressure data, the wellbore pressure calculation model suitable for the KM block is optimized and tested by programming calculation, and the sensitivity analysis is carried out for the factors affecting the wellbore pressure loss of gas wells. The results show that the Mukherjee & Brill model has the best applicability and the highest prediction accuracy; when the gas well produces water, the pressure loss is twice that of the non-water-producing gas well. It can be seen that the water production is an important cause of the wellbore pressure loss. When the water production is large, the wellbore Friction loss dominates; it is found that under different water-gas ratios, and when the water-gas ratio reaches  $2 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ , the wellbore pressure loss accounts for nearly 80%; the larger the well diameter, the worse the gas liquid-carrying ability, resulting in greater pressure loss. In order to reduce the pressure loss and improve the productivity of gas wells, it is necessary to implement timely liquid drainage and gas production measures for gas wells. The results of this study can provide some guidance for the implementation of field gas well stimulation measures.

## Keywords

Gas Well Water Production, Wellbore Fluid Buildup, Pressure Drop Model, Pressure Loss, Water to Gas Ratio

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. 前言

随着气井开采的不断深入,地层能量逐渐降低,气井由于能量不足会出现积液的问题,积液会造成井筒压力损失增大,难以维持气井产能,严重的甚至会造成气井停产[1] [2] [3]。因此,研究气井井筒压力损失规律,分析不同参数对井筒管流段压力损失的影响以及影响因素的敏感性,对产水气井调整开采方式、设计实施增产措施,降低气井井筒压力损失,提高气井采收率具有重要意义[4] [5]。

对于气井井筒压力损失规律,大量学者在理论与室内实验展开了研究,并提出了多种井筒压降计算模型[6] [7]。Duns 等[8]最早设计长直管道的气液两相流实验,分析实验结果并提出了垂直管压降梯度计算模型,但由于实验仅采用 10 m 长的短管道,因此,模型适用范围较小。Orkiszewski [9]在此基础上,采用现场气井生产数据修正了模型,并考虑了不同流型,提出了考虑气液混合密度与摩阻的新模型。由于气井井筒压降的影响因素复杂,不同模型所使用的条件也存在很大差异,因此,大量学者对模型进行一系列改进[10] [11]。Beggs 与 Brill [12]设计了倾斜管的气液两相流实验,从垂直管扩展到倾斜管,并提出了气液两相管流的压降梯度的 Beggs & Brill 模型。而在此基础上 Mukherjee 与 Brill [13]继续改进实验,提出了更适合于倾斜管气液两相流动的持液率与压力梯度计算模型。随后, Ansari 模型[14]、Gomez 模

型[15]、Hasan 模型[16]等更多的压力梯度计算模型被提出。对比油气田现场气井复杂的生产条件，并非所有的模型均能准确预测出井筒压降及其变化规律。张仕强等[17]采用了常用的五种压力计算模型，对川西气藏不同井的进行了压力计算分析，考虑了高地层压力、高地层温度以及地层出水三种情况，得出针对高气液比与低气液比的不同井，所适用的模型完全不同，且现场数据验证多种模型误差较大。季强等[18]利用川西气藏大量气井生产数据，对不同模型进行计算验证，针对气井产量、压力差异及井身结构复杂性，发现不同模型的压力预测结果同样存在较大误差，通过不同模型的组合计算才提高了准确度。综上所述，不同的压降计算模型的建立均是基于大量室内实验数据计算分析得到，均有其适用范围和优缺点，在应用于气井压力计算时，优选适用的模型显得极为重要。

本文开展了 XJ 油田气井压力损失的研究，结合现场测试数据，对比了不同模型压力预测的误差，优选了适用性最好的压降模型，研究了气井产水与不产水、水气比、井口压力以及不同管径条件下气井压力损失规律。研究结果为气井调整生产方案，延长气井有效生产年限提供指导，提高气藏最终采收率。

## 2. XJ 油田气井井筒压力损失现状

XJ 油田气藏可采储量高，开发潜力大，但在气井生产后期，由于产水造成井底积液，严重影响气井的生产效益。XJ 油田气藏生产区块有 7 个，共开发气井 263 口，但截至目前开井数仅 157 口，其中 KM 区块为主力生产区块，该区块总计开发气井 150 口，开井数为 101 口，采出程度为 15.23%。

KM 区块气藏分布受构造和岩性控制，火山岩气藏底部水普遍发育，受裂缝水窜的影响，通过分析气井生产数据，气井前期日产气量较高，但生产后期出水严重。气井一旦开始产水，由于液相的增加造成井筒压力损失大大增加，导致采气速度逐渐降低，井筒携液能力也会随之下降[19]。统计 KM 区块 150 口井的生产数据，如表 1 所示。从表中可以看出，气井平均日产气量较高，但产水量也较大，井均压力损失高达 9.37 MPa。

Table 1. Gas well production data of KM block

表 1. KM 区块气井生产数据

井数/口	日产气/ $10^4 \text{ m}^3$	日产水/ $\text{m}^3$	水气比/ $(\text{m}^3/10^4 \text{ m}^3)$	油压/MPa	套压/MPa	流压/MPa	压力损失/MPa
150	10.04	21.70	2.16	23.66	25.13	33.03	9.37

## 3. 压降计算模型优选

### 3.1. 井筒压力损失机理

气井井底流压是井口压力、气柱重力、动能变化和摩擦造成压力损失的总和[20]。

产水气井井筒压力计算是根据多相流的能量守恒方程[21]：

$$\frac{dP}{dh} = \rho_m v_m + \frac{dv_m}{dh} + g \rho_m \sin \theta + \frac{f_m \rho_m v_m^2}{2d} \quad (1)$$

式中： $P$  为压力，MPa； $h$  为垂向油管长度，m； $\rho_m$  为气液混合密度， $\text{kg}/\text{m}^3$ ； $v_m$  为气液混合流速，m/s； $f_m$  为摩阻系数，无量纲； $\theta$  为管道的倾斜角度； $d$  为管道内径，m； $g$  为重力加速度， $\text{m}/\text{s}^2$ 。

倾斜管柱持液率计算一般是基于水平管柱持液率进行修正，主要计算模型包括 Beggs & Brill 模型、Mukherjee & Brill 模型。

Beggs & Brill 水平管持液率计算公式为[22]：

$$H_l(0) = \frac{aE_l^b}{N_{Fr}^c} \quad (2)$$

$$E_l = \frac{Q_l}{Q_l + Q_g} \quad (3)$$

$$N_{Fr} = \frac{v^2}{gd} \quad (4)$$

式中： $H_l(0)$ 为气液两相流持液率； $E_l$ 为入口体积持液率； $Q_l$ 、 $Q_g$ 为入口液相、气相体积流量； $a$ 、 $b$ 、 $c$ 为取决于流型的常数。

倾斜管持液率：

$$H_l(\theta) = \varphi H_l(0) \quad (5)$$

$$\varphi = 1 + C \left[ \sin(1.8\theta) - \frac{1}{3} \sin^3(1.8\theta) \right] \quad (6)$$

$$C = (1 - E_l) \ln \left[ d (E_l)^e (N_{lv})^f (N_{Fr})^g \right] \quad (7)$$

式中： $H_l(\theta)$ 为倾斜气液两相流的持液率； $\varphi$ 为倾斜管校正系数； $\theta$ 为管柱倾斜角度； $N_{lv}$ 为液相粘度准数； $N_{Fr}$ 为弗劳德数； $d$ 、 $e$ 、 $f$ 、 $g$ 为流型参数。

Mukherjee & Brill 倾斜管持液率计算公式：

$$H(\theta) = \exp \frac{(-0.3801 + 0.1299 \sin \theta - 0.1198 \sin^2 \theta + 2.343 N_{wg}^2) N_{wg}^{0.4757}}{N_{wl}^{0.2887}} \quad (8)$$

在气体稳定流动状态下，气井井筒压力损失主要有自身重力损失、动能损失以及摩阻损失三个方面。为了改善气井的生产效果，需要降低气井压力损失，但由于重力损失与动能损失难以改变，因此，研究的重点在于如何降低摩阻损失。在气井生产过程中的压力损失会造成消耗能量大，产能大幅降低。求解井筒压降一般采用 Orkiszewski 模型、Beggs & Brill 模型、Mukherjee & Brill 模型、Hasan 模型以及拟单向流模型 5 种，但不同模型计算结果差异较大，优选准确性高的计算模型成为研究井筒压力损失的第一步。

### 3.2. 井筒压力计算方法优选

通过收集 KM 区块生产气井的井底流压数据，并利用不同模型计算了井底流压，将计算结果与实测结果进行了对比，统计了不同模型计算结果的平均误差，结果如表 2 所示。表中展示的 15 口井的计算结果表明 Mukherjee & Brill 模型的预测误差最小，平均误差为 9.3%，其次为拟单向流模型，但误差达到了 17.9%，因此，针对 KM 区块气井，Mukherjee & Brill 模型的预测准确性最高，适用性最好。

**Table 2.** Results of predicted bottom flow pressure in different wells

**表 2.** 不同井井底流压预测结果

井号	井底流压实测结果与模型计算结果/MPa					
	实测	Orkiszewski	Beggs & Brill	Mukherjee & Brill	Hasan	拟单相流
K-1	8.04	8.45	11.81	9.25	11.04	10.28
K-2	14.50	23.48	25.65	14.33	20.69	9.81
K-3	11.62	28.47	11.13	10.87	23.89	8.84

Continued

K-4	19.95	38.86	24.85	20.28	28.67	23.21
K-5	47.70	32.93	38.47	36.27	34.75	43.85
K-6	11.15	9.07	15.15	9.78	14.38	8.24
K-7	10.45	15.16	14.35	13.57	14.69	14.82
K-8	21.08	20.49	26.62	25.02	23.59	23.94
K-9	30.58	46.47	37.97	30.95	35.05	28.38
K-10	25.10	38.69	38.53	29.09	25.08	26.18
K-11	38.66	60.03	44.43	39.52	48.94	35.21
K-12	28.40	45.45	38.92	29.29	37.32	24.83
K-13	28.38	34.19	34.60	29.64	30.81	24.56
K-14	34.98	34.70	37.37	35.64	32.97	36.50
K-15	35.37	34.05	40.01	34.72	35.44	45.14
平均误差		43.4%	29.5%	9.3%	28.3%	17.9%

#### 4. 不同条件下的压力损失敏感性分析

井筒压力损失的影响因素较多，重点考虑了气井产水、水气比、管径以及井口压力四个方面，利用优选的 Mukherjee & Brill 压降模型，研究不同影响因素的井筒压力损失，并分析了摩阻损失与重力损失变化规律。

##### 4.1. 不产水气井井筒压力损失

不产水的气井井筒压力损失为举升压降损失与摩阻损失，由于纯气体密度小，压降损失小，另外，气体与管柱的摩擦因子较小，摩阻损失同样较低。利用模型计算不同产气量的井筒压力损失，结果如图 1 所示。不产水气井的井筒压力损失较小，均低于 5 MPa；随着日产气量增大，压力损失较小幅度下降，且主要为重力损失，而摩阻损失基本可以忽略。

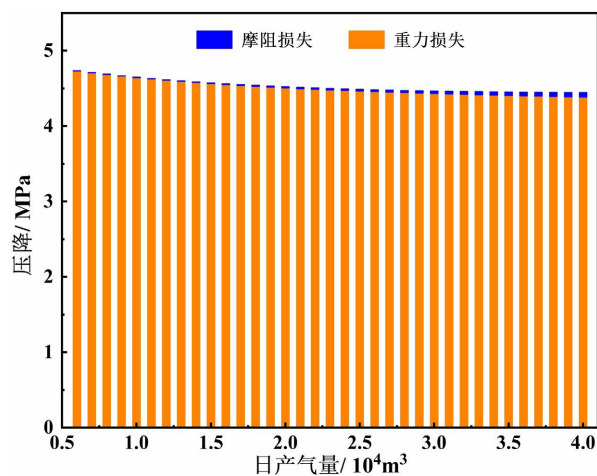


Figure 1. Wellbore pressure loss in non-water producing gas wells  
图 1. 不产水气井的井筒压力损失

### 4.2. 产水气井井筒压力损失

从模型角度看，气井产水量越大，持液率上升，同时压降损失增大；研究产液量与井筒压力损失的关系，控制产气量与井口压力不变，计算日产水量 0.5~17 m<sup>3</sup> 井筒压力损失，结果如图 2 所示。对比不产液气井井筒压力损失，在产液量较低时，井筒压力损失增大超过 4 MPa，且以重力损失为主，主要由于产液极大的增加了气水混合密度；产水量增大，井筒持液率增大，需要消耗更大的能量才能将液体举升出井筒，也将导致井底压力提升；当日产水量超过 13 m<sup>3</sup> 时，由于气液两相间的摩擦阻急剧增大，井筒压力损失逐渐以摩擦损失为主。

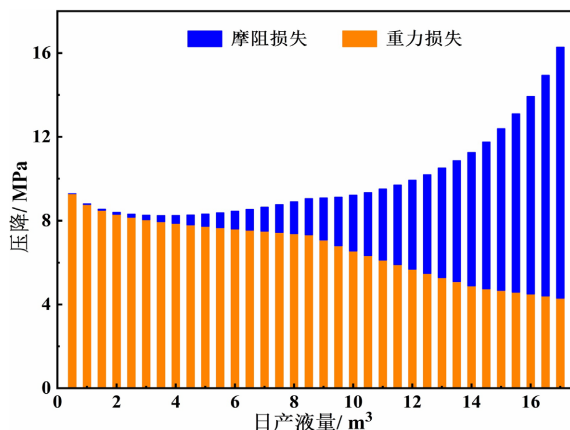


Figure 2. Wellbore pressure loss in water producing gas wells  
图 2. 产水气井的井筒压力损失

### 4.3. 不同水气比井筒压力损失

在产气量不变的情况下，水气比越大，表明产水量越高，造成井筒压力损失增大。计算了水气比为 0.05~8 m<sup>3</sup>/10<sup>4</sup> m<sup>3</sup> 的井筒压力损失，结果如图 3 所示。结果表明：水气比越高，液体产量越多，压力损失越大；水气比越低，液体产量越少，在相同产量的情况下，气体流量越快，气体携带液体时，液体将分散形成细小的液滴，气体的携带能力更强，摩擦阻变小，摩擦损失也会更低。当水气比低于 2 m<sup>3</sup>/10<sup>4</sup> m<sup>3</sup> 时，压力损失较小，但超过该值时，压力损失大幅提高，达到 80%，且摩擦损失占据主导地位。

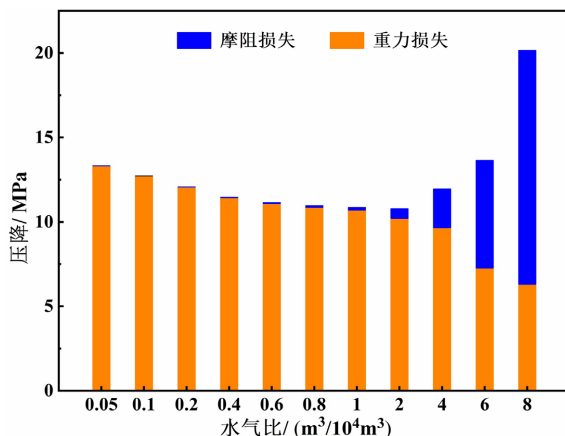


Figure 3. Wellbore pressure loss for different liquid to gas ratios  
图 3. 不同水气比的井筒压力损失

#### 4.4. 不同管径的井筒压力损失

井筒直径与气体携液能力相关,在产量不变的情况下,井筒直径影响气体流量,当流量低于临界携液流量时,会造成井筒压力损失,井筒液体无法排除,影响气井生产。控制产量不变,选用了现场常用的5中油管尺寸,计算井筒压力损失,结果如图4所示。结果表明:管径越大,压力损失也越大,压力损失主要来源于重力损失,增大管径摩阻损失小幅提高。主要由于在产量相同的条件下,管径越小,流速越快,气体携液能力增强,造成的压力损失较小;反之,管径越大,气体携液能力大幅削弱,造成较大的能量损失。

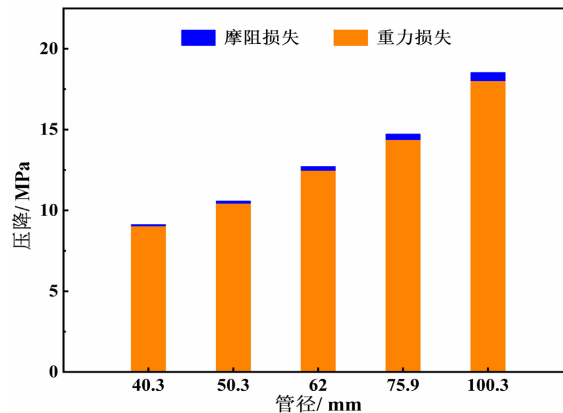


Figure 4. Wellbore pressure loss for different pipe diameters

图4. 不同管径的井筒压力损失

#### 4.5. 不同井口压力的井筒压力损失

气井生产过程中,井口压力为井底压力减去压力损失,控制井口压力影响井底压力的大小。控制产气量、产水量不变,计算不同井口压力的井筒压力损失,结果如图5所示。井口压力越大,压力损失越大,其中重力损失占主导,而摩阻损失很小且变化较小;主要由于井口压力较大时,井底压力也较大,气液两相密度增大,重力损失大幅提高;另外,井口压力越大,则井底与井口的压差越小,气体携液能力越弱,井筒压力损失越大。

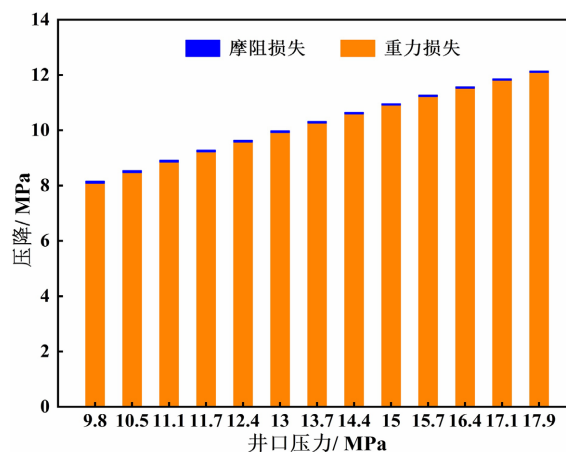


Figure 5. Wellbore pressure loss for different wellhead pressures

图5. 不同井口压力的井筒压力损失



## 5. 结论与建议

### 结论:

1) KM 区块气井产水量大, 水气比高, 井筒压力损失高达 9.37 MPa; 为了优选适合 KM 区块气井井筒压力计算模型, 对比了气井实测数据与 5 种不同模型井底流压预测结果, 优选 Mukherjee & Brill 模型, 其预测误差仅 9.3%, 适用性好、准确度高。

2) 气井产水是井筒压力损失的主要原因, 不产水气井的井筒压力损失较低, 损失主要来源于重力损失; 气井产水后压力损失明显增大, 且产水量较大时, 压力损失以摩阻损失为主。

3) 气井的井筒压力损失与气体携液能力相关, 水气比越大, 井筒的压力损失越大。为了降低井筒压力损失, 可以通过优选油管尺寸、下入井下工具等措施, 降低井筒压降, 有效提高气井携液能力, 达到提高气井采收率的目的。

### 建议:

1) 本文结合现场生产数据并优选模型研究了气井井筒压力损失规律, 其模型适用于 XJ 油田, 特别是 KM 区块, 但研究方法以及研究得出的井筒压力损失规律可推广至更多的气藏。

## 基金项目

云南省科技厅青年基金项目(KKSQ202005031)。

## 参考文献

- [1] 刘华敏, 李牧, 刘乔平, 张丽媛. 涪陵页岩气田柱塞气举工艺研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(3): 102-107.
- [2] 贺志鹏. 管径对气水两相上升管流型和压降影响规律研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2017.
- [3] 陈欢, 李紫晗, 曹砚锋, 于继飞, 李孟龙. 临兴致密气井井筒积液动态模拟分析[J]. 岩性油气藏, 2018, 30(2): 154-160.
- [4] 符东宇, 王雨生, 姜超, 严小勇, 鲁光亮, 黄文杰, 等. 超音速雾化排水采气工艺数值模拟与现场应用[J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(3): 322-328.
- [5] 伍勇, 兰义飞, 蔡兴利, 刘志军, 张建国, 纪文娟, 等. 低渗透碳酸盐岩气藏数值模拟精细历史拟合技术研究[J]. 钻采工艺, 2013, 36(2): 52-54.
- [6] 李晓平, 李允. 水平气井井筒压降及产量变化规律研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2009, 31(3): 154-157+192.
- [7] 刘永辉, 曹玉峰, 王朗, 罗程程, 王旭, 鲁光亮, 等. 水平气井气-水-油三相流动压降模型[J]. 断块油气田, 2022, 29(3): 404-410.
- [8] 梁钰. 倾斜井筒内气液两相流携液机理及压降特性研究[D]: [硕士学位论文]. 西安: 西安石油大学, 2019.
- [9] Orkiszewski, J. (1967) Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipe. *Journal of Petroleum Technology*, **19**, 829-838. <https://doi.org/10.2118/1546-PA>
- [10] 马旭, 田国华, 梁艳, 陆凡, 汪婷, 吴婧, 孟格尔, 王若洋, 王珂玮, 罗亮. 储气库不同管径注气井井筒压力损失对比研究[J]. 石油化工应用, 2021, 40(11): 50-54.
- [11] 彭壮, 汪国琴, 徐磊, 何显荣, 王春燕, 胡松. 水平井筒气水两相流动压降规律研究[J]. 天然气与石油, 2015, 33(3): 74-78.
- [12] Beggs, D.H. and Brill, J.P. (1973) A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. *Journal of Petroleum Technology*, **25**, 607-617. <https://doi.org/10.2118/4007-PA>
- [13] 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>
- [14] Ansari, A.M., Sylvester, N.D., Sarica, C., Shoham, O. and Brill, J.P. (1994) A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores. *SPE Production & Facilities*, **9**, 143-151. <https://doi.org/10.2118/20630-PA>
- [15] Gomez, L.E., Shoham, O., Schmidt, Z., Chokshi, R.N. and Northug, T. (2000) Unified Mechanistic Model for



---

Steady-State Two-Phase Flow: Horizontal to Vertical Upward Flow. *SPE Journal*, **5**, 339-350.

<https://doi.org/10.2118/65705-PA>

- [16] Hasan, A.R., Kabir, C.S. and Sayarpour, M. (2010) Simplified Two-Phase Flow Modeling in Wellbores. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **72**, 42-49. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2010.02.007>
- [17] 张仕强, 李祖友, 周兴付. 深层产水气井井筒压力预测研究[J]. 钻采工艺, 2010, 33(4): 28-31.
- [18] 季强, 周兴付, 郭兴午, 董耀文. 川西气田斜井井筒压降预测及其应用研究[J]. 钻采工艺, 2013, 36(6): 51-53+4.
- [19] 刘菁, 王雨生, 李祖友, 聂岚, 唐雷. 川西低渗致密气藏产水特征及排水采气工艺应用研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2018, 38(22): 174-177.
- [20] 刘军龙. 低渗致密气藏地层压力评价方法适用性研究[J]. 地下水, 2017, 39(5): 116-118+134.
- [21] 王旭, 赵正军, 张争航, 黄刚, 刘永建, 张延斌, 等. 靖边气田增压气井井筒压力损失分析[C]//宁夏省科协, 宁夏石油学会. 低碳经济促进石化产业科技创新与发展——第九届宁夏青年科学家论坛石化专题论坛论文集. 北京: 石油化工应用杂志社, 2013: 226-230.
- [22] 邹斌, 吴昆芳, 许博文. 倾斜气液多相管流持液率计算方法优选[J]. 中州煤炭, 2016(12): 158-162.