

油管下深对水平气井泡排效果的影响

马文敏¹, 王修武^{1*}, 廖锐全^{2,3}, 刘捷^{2,3}

¹昆明理工大学化学工程学院, 云南 昆明

²中国石油天然气集团公司气举试验基地多相流研究室, 湖北 武汉

³长江大学石油工程学院, 湖北 武汉

Email: *wangxiu56789@163.com

收稿日期: 2021年5月25日; 录用日期: 2021年6月21日; 发布日期: 2021年6月28日

摘 要

水平气井井身结构独特, 油管不同下深会显著影响其泡沫排液采气措施效果。利用自主研发的水平气井气水流动实验装置, 针对油管下深位置对水平气井气水流动规律及泡排效果开展了排液稳定性、携液气体流量大小、井段压力变化等特定研究。分析发现, 不同油管下深会影响井筒中不同位置处的携液气体流量; 当油管位于直井段及造斜位置时, 能够促进实际积液水平气井实施泡排; 油管深入至水平段跟端时, 一定条件下存在环空辅助排液情况; 油管下深超过水平段跟端时, 泡排工艺并不适用。研究结果可为现场积液水平气井针对不同井段合理选用泡排技术的高效应用给予一定指导。

关键词

水平气井, 泡排, 油管下深位置, 携液流量, 压力梯度

*通信作者。

Influence of Tubing Depth on Foam Drainage Effect of Horizontal Gas Wells

Wenmin Ma¹, Xiuwu Wang^{1*}, Ruiquan Liao^{2,3}, Jie Liu^{2,3}

¹Department of Chemical Engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming Yunnan

²Multiphase Flow Laboratory of Gas Lift Test Base of China National Petroleum Corporation, Wuhan Hubei

³Department of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan Hubei

Email: *wangxiu56789@163.com

Received: May 25th, 2021; accepted: Jun. 21st, 2021; published: Jun. 28th, 2021

Abstract

The wellbore structure of horizontal gas wells is unique, and different depths of tubing will significantly affect the effect of foam drainage and gas recovery measures. Based on the self-developed experimental device for gas-water flow in horizontal gas wells, the stability of liquid discharge, the flow rate of liquid-carrying gas and the change of well section pressure are studied for the gas-water flow law and foam drainage effect of horizontal gas wells at the lower depth of the tubing. It's found that the down depth of different tubing affects the liquid carrying gas flow at different locations in the wellbore; When the tubing is located in the vertical section and the position of the deflection, it can promote the actual liquid accumulation horizontal gas well to implement bubbling; The oil pipe goes deep to the heel end of the horizontal section, and under certain conditions, there will be annulus auxiliary drainage; Once the lower depth of the tubing exceeds the heel end of the horizontal section, the soaking process will not be applicable. The results of study can give some guidance for the efficient application of rational selection of bubble drainage technology for different well sections in field horizontal gas wells with liquid accumulation.

Keywords

Horizontal Gas Well, Foam Drainage, Deep Position of Tubing, Liquid Carrying Flow, Pressure Gradient

Copyright © 2021 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

水平井具有能扩大储层裸眼面积, 提高采收率, 经济性显著等特点而在实际气井开采中受到广泛应用[1]。水平气井特殊的井身结构使得产出流体经水平段、斜井段时能量损失较大, 造成其在开采过程中易产生井筒积液[2] [3], 因而及时排出积液对维持气井有效生产至关重要[4]。目前国内外开展的排液采气措施有气举、优选管柱、泡沫排水等工艺[5] [6] [7]已取得一定成效, 可以发现, 泡排措施投资成本低、施工便捷且对气井的日常生产干扰小, 在直井中具有较好的现场应用效果[8] [9], 然而针对水平井该技术仍处于试验探索阶段[10]。

国外学者最早将泡排工艺应用于水平气井, Barious [11]通过实验发现泡排剂的类型会影响泡沫流型, 从而引起排液量的波动; Campbell [12]等人提出了有效泡排的临界流速; Keuning [13]等人通过实验验证了水平气井斜井段处临界携液气流量与倾角的关系; 现阶段国内学者对水平井泡排的研究主要集中在工艺的优化方面, 如黎琴[14]为解决涪陵页岩气井底积液问题, 优化了泡排加注参数; 蒋玉勇[15]等利用实际生产中的靖边油田提升了泡排工艺的效率; 许园[16]开展了水平井造斜段不同斜度对泡排携液效果影响的模拟评价; 李佳欣[17]针对泡排剂的使用方式、用量及泡排制度展开研究; 李旭成[18]等提出固体消泡工艺。学者们研究发现, 影响泡排采气措施效果的因素有: 井身结构[19]、最佳助剂深度[20]、泡排制度[21]、气井能量[22]、气流流速[23]等。程金金[24]通过不同油管下深的排水率实验, 首次提出油管不同下深会影响水平气井气水流动, 从而对泡排效果也会产生一定的影响。近几年针对水平井的气水流动状况、不同井段携液能力、油管下入深度对泡排效果的影响关注过少[25], 所以需对其进行深入探讨。

基于此, 本文自主研发水平气井气水流动实验装置, 开展油管分别下深至水平气井不同位置处气水流动规律、携液气体流量及压降规律等研究, 分析油管不同下深对水平气井气水流动规律及泡排效果的影响。

2. 实验装置及方法

为了研究油管不同下深水平气井泡排效果, 比较不同情况下各井段的气水流动规律, 自行设计改进的模拟气井动态状况的实验装置如图 1 所示, 该装置由循环供水系统、供气系统、水平气井及数据监测采集系统构成, 为泡排剂的有效注入还设计了助剂加注系统等, 能够直观地观测油管下深对气流携液流动动态的影响。其中采集监测系统包括高速摄像机、压力传感器、温度传感器、数据采集部分以及计算机; 设置压力监测点 11 个, 温度监测点 2 个, 流量监测点 4 个。可以实时监测和记录各井段管线上压力、压差数据、温度及气体流量、液体流量的波动规律。实验时, 以井口液体计量罐测得的携液量作为参考标准, 通过井段上各压力监测数据, 结合测量点管线长度换算成井段压力梯度, 井口排液量计量时是以 0.01 s 为单位进行计量, 处理过程中以 20 s 为一个稳定段进行井口排液量的数据对比, 来研究生产管柱不同下深情况下助剂罐注入不同浓度起泡剂时的泡排效果。

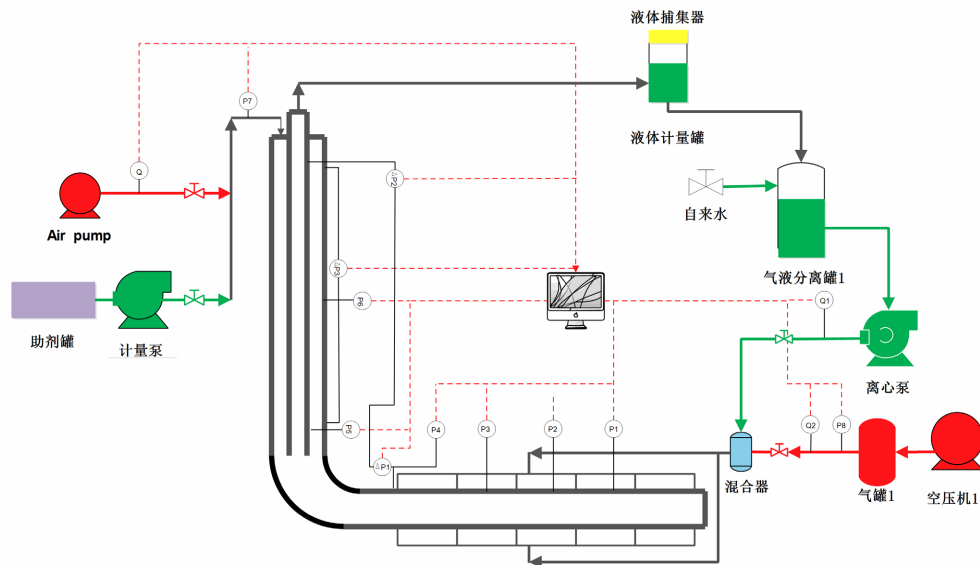


Figure 1. Experimental setup
图 1. 实验装置图

由现场水平气井提供的参数可知,油管与套管的实际尺寸较大,因而在实验时设置其比例尺 1:2;实际积液和采出气在实验时用水和空气替代,这样将有利于直接观测实验现象。泡排过程中,起泡剂选择目前现场常用的 CAB-35 和 OA-12 [26] [27]。详细选用实验参数见表 1。

Table 1. Detailed Experimental parameters

表 1. 详细实验参数

参数名称	取值范围	备注说明
管径	油管 30 cm; 套管 60 cm	管径
流速	液相 0.1~1.4 m ³ /h; 气相 5~45 m ³ /h	普通水平气井的产液量
介质	液相: 自来水, 气相: 空气	模拟液相、气相流动
空压机	调压阀调节空气压力输出最大压力 0.8 MPa	储气罐最高压力
加药泵	额定输出压力 1.0 MPa, 额定排量 30 L/H	助剂连续加注模拟实验
井身长度	竖直距离 12.47 m; 造斜距离 4.0 m; 水平距离 12.47 m	实物图长度
监测	压力监测 11 个, 温度监测 2 个, 流量监测 4 个	其中管段压力监测点 7 个
泡排剂	CAB-35	模拟实验用起泡剂
排液计量罐	井口排液计量罐 0.8 m ³	井口排液量计量

3. 油管不同下深对水平气井气水流动的影响

油管不同下深时会影响生产通道中的流体速度,也会影响管壁剪切应力对流体所做的功等,使得油管下深时井筒中气流携液规律有所不同。因此针对水平井全井筒条件,油管下入到积液水平段、斜井段等不同位置处进行气水流动实验,结合实验对其流动规律进行分析研究。

1) 井口排液稳定性

对于一定产液量,油管不同下深对水平井气流携液的影响不同。如设置产液量为 0.4 m³/h,模拟实际气井气量由大变小的过程,重复实验,得到油管不同下深时气体流量与井口排液量之间的变化关系见下图 2。

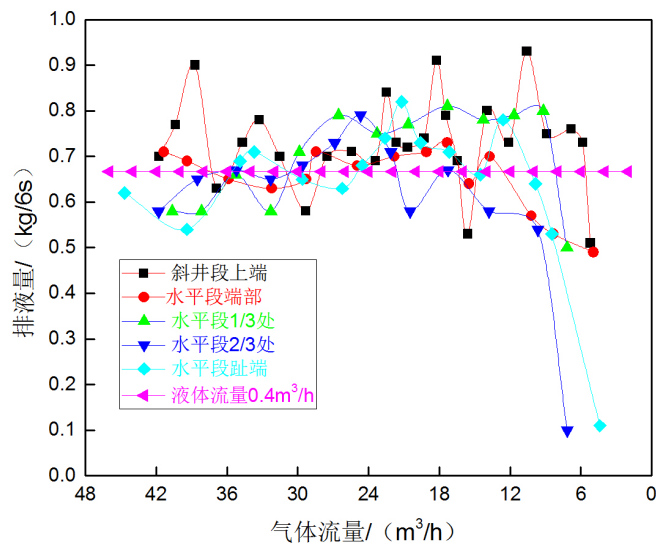


Figure 2. The law of air flow carrying liquid at different depths of tubing

图 2. 油管不同下深时气流携液规律

可以得出，当水平气井产气量能够满足生产过程中气流连续携液时，可认为该气井处于一定的稳定生产状态。但是油管不同下深时，井口排液的稳定性存在较大差异。总体来看，油管下深至水平段端部时，排液量曲线在产液量上下波动的幅度最小，表明此情况下井口排液的稳定性最好。

根据不同产液量与井口排液量的差异来研究排液稳定性，分析油管不同下深时井口排液量与产液量的方差，明确油管不同下深的影响，结果见表 2。

Table 2. Standard deviation of fluid production and wellhead fluid discharge at different depths of tubing
表 2. 油管不同下深时产液量与井口排液量的标准差

油管下深/产液量	0.2 m ³ /h	0.4 m ³ /h	0.6 m ³ /h	0.8 m ³ /h	1.0 m ³ /h	1.2 m ³ /h	1.4 m ³ /h
斜井段上端	0.09190	0.10327	0.11269	0.13098	0.13624	0.21369	--
水平段端部	0.07991	0.08391	0.08285	0.08407	0.08450	0.08646	0.10624
水平段 1/3 处	0.12320	0.23057	0.16282	0.24958	0.29043	0.21640	0.23225
水平段 2/3 处	0.12997	0.19288	0.24197	0.11533	0.11751	0.35977	0.18563
水平段趾部	0.12664	0.18202	0.13269	0.14876	0.20972	--	0.21648

由表 2 可以发现，当产气量可以携液连续生产时，油管下深至水平段端部有利于气井生产系统的稳定及连续生产。当水平气井完井时，可以合理将油管下深至水平段端部，有利于生产后期气井稳定排液。

2) 携液气体流量

给定同一产液量，分别模拟五种不同油管下深条件下携液所需气体流量，为了保证实验的准确性，每次下深条件需重复 3 次，绘制出油管不同下深时携液所需气体流量如下图所示。

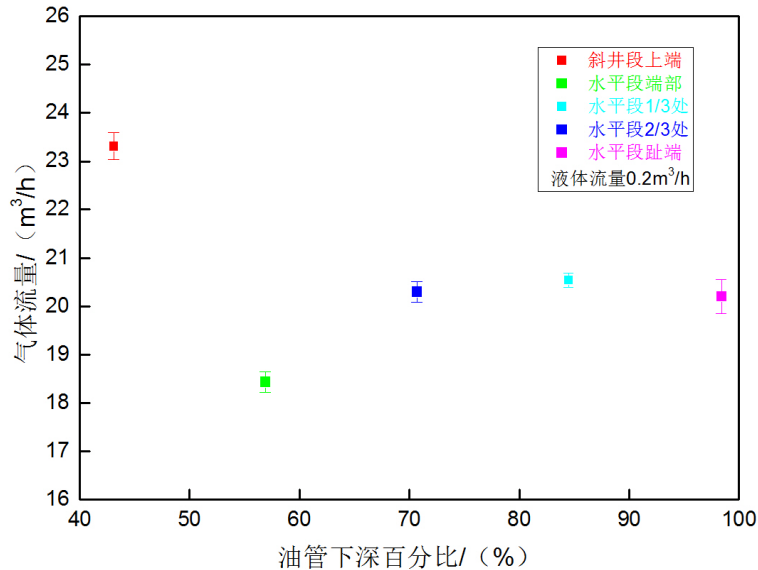


Figure 3. The gas flow required to carry the liquid flow of 0.2 m³/h when the oil pipe is at different depths
图 3. 油管不同下深时携带 0.2 m³/h 液体流量所需气体流量

由图 3 可知，对于产液量较小时，油管下深至水平段端部或者更深处时能够降低携液所需气体流量，这是由于斜井段携液最为困难，当油管下至水平段端部或者更深处时，能够有效降低流体过流通道直径，即相同气体液体流量条件下，小直径流通通道内的气体流速会大大增加，气流携液能力增强，使得斜井

段处的气流携液比油管下至斜井段上端时容易。

3) 各井段压力梯度

根据室内模拟实验采集的压力、压差数据,选取容易积液的斜井段和气井水平段[21]进行分析,明确油管不同下深是否会对各井段压力梯度的波动产生影响,具体分析如图4和图5所示。

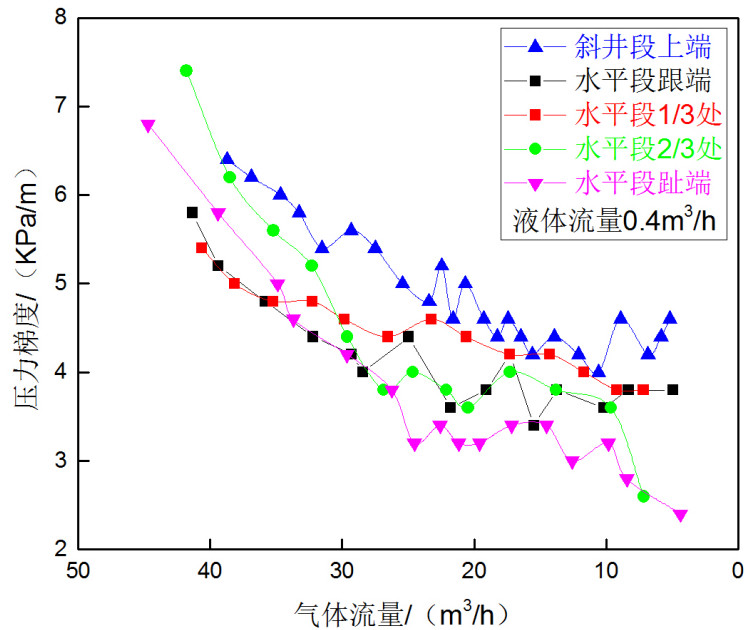


Figure 4. The pressure gradient of the inclined well section when the tubing is at different depths

图4. 油管不同下深时斜井段压力梯度

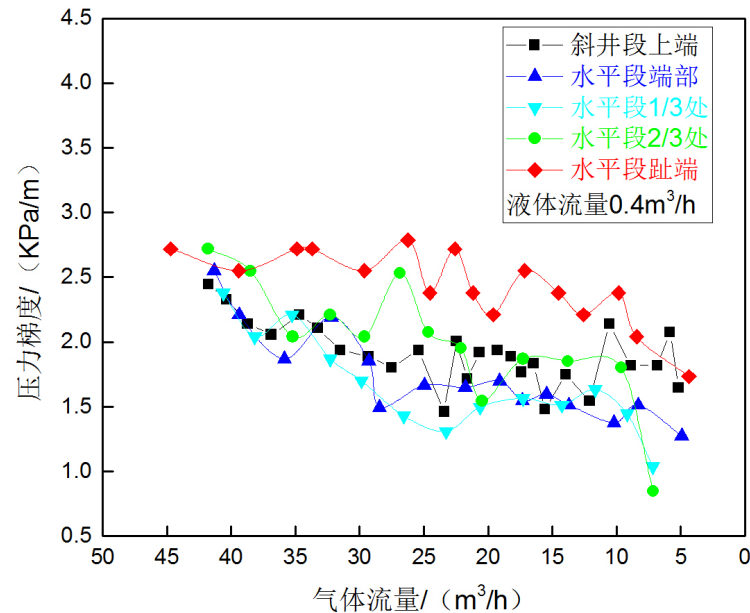


Figure 5. The pressure gradient of the horizontal section of the tubing at different depths

图5. 油管不同下深时水平段压力梯度

由图 4 对比可以发现,一定产液量条件下,随着气体流量的增加,斜井段压力梯度逐渐增加;斜井段压力梯度在油管下深至斜井段上端时最大,这是由于油管在此下深条件下时,流体进入油管需要与油管鞋碰撞产生额外压力损失,造成相同条件下这种油管下深时斜井段压力梯度较大。

由图 5 可知,油管不同下深对水平段压力梯度影响不明显。当气体流量较小不能够完全携液连续生产情况下,油管深度处于斜井段上部、水平段跟部、水平段 1/3 处和水平段 2/3 处时,水平段压力梯度变化不明显,这是由于水平段被液相浸没,水平段的压力梯度主要来源于油套管管壁对流体的摩擦阻力。

根据室内模拟实验及以上分析发现,油管不同下深对水平气井井口排液稳定性具有一定影响,相同条件下油管下深至水平段端部时气井生产系统较为稳定;完整水平井生产模拟过程中,油管不同下深情况下,斜井段压力梯度最大;不同油管下深能够显著改善生产通道截面积,进而改善携液气体流量,促进气井排液效率。

4. 油管不同下深对水平气井泡排效果的影响

对水平井实施泡排时,油管下入深度不同,起泡剂在井筒中聚集的位置有所不同,对气流携液的影响不同,则导致泡排效果会有很大的差别。

实验通过调节油管下至水平井不同位置,在环空井口利用计量泵加注起泡剂,监测记录油管下深至各井段部位时携液所需气体流量、气水流动的变化情况,从而分析泡排措施的作用效果。

4.1. 携液气体流量

油管不同下深时泡排采气室内试验研究发现,起泡剂对各井段携液效果有明显区别,对携液气体流量具有很大影响。分析加助剂时各井段携液气体流量变化,明确助剂及油管下深对各井段携液气体流量的影响。

1) 油管下深至斜井段上端

下图分别是油管下深至斜井段上端加助剂与不加助剂时井段的携液气体流量对照图。

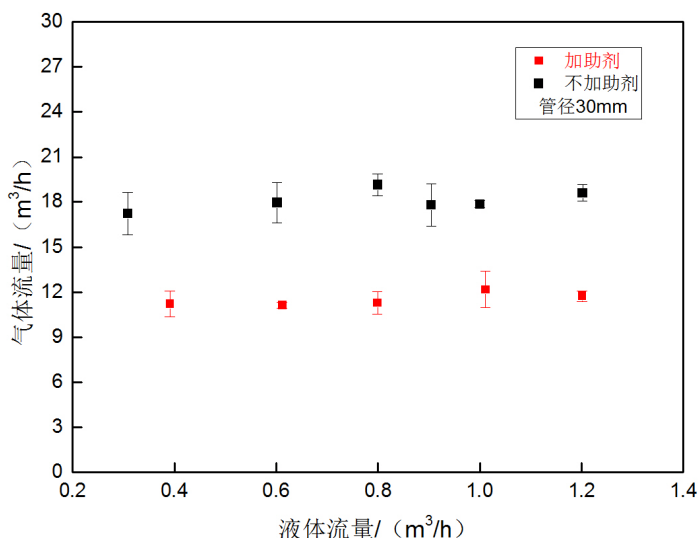


Figure 6. Gas flow rate when the vertical well section carries liquid from the depth of the tubing to the upper end of the inclined well section when additives are added and no additives are added

图 6. 油管下深至斜井段上端加助剂、不加助剂时直井段携液时气体流量

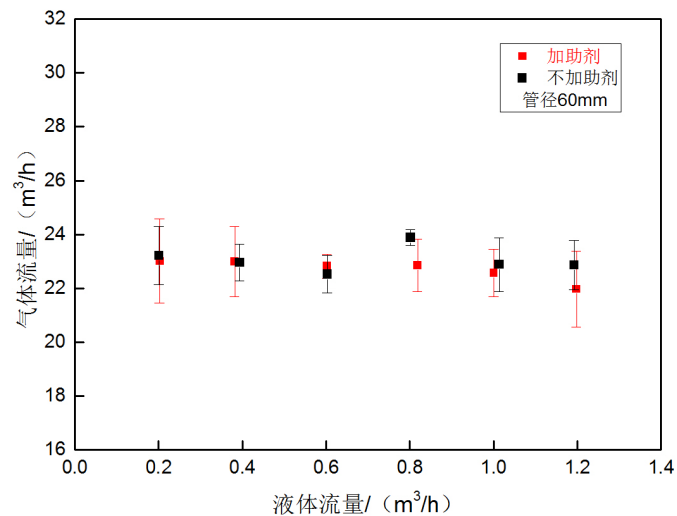


Figure 7. Gas flow rate when the inclined well section carries liquid from the depth of the tubing to the upper end of the inclined well section when additives are added and no additives are added

图 7. 油管下深至斜井段上端加助剂、不加助剂时水平段携液气体流量对比

由上图 6、图 7 可见，油管下深至斜井段上端时直井段的液体流量从 0.2 m³/h 上升到 1.2 m³/h 时，加助剂后直井段中携液气体流量有效降低，表明泡排工艺在水平井直井段作用良好；油管下深至斜井段上端时水平段，液体流量较小加助剂对携液状况几乎无改变，但当产液量大于 0.8 m³/h 时加助剂会改善气体流量，使其略有降低，泡排在水平段一定条件下才能发挥作用。

2) 油管下深至水平段跟端

当油管下深至水平段跟端时，在较小液体流量情况下，斜井段排液所需气体流量有所减小；当液体流量较大时，加助剂与否对排液所需气体流量基本无影响，如图 8、图 9 所示。

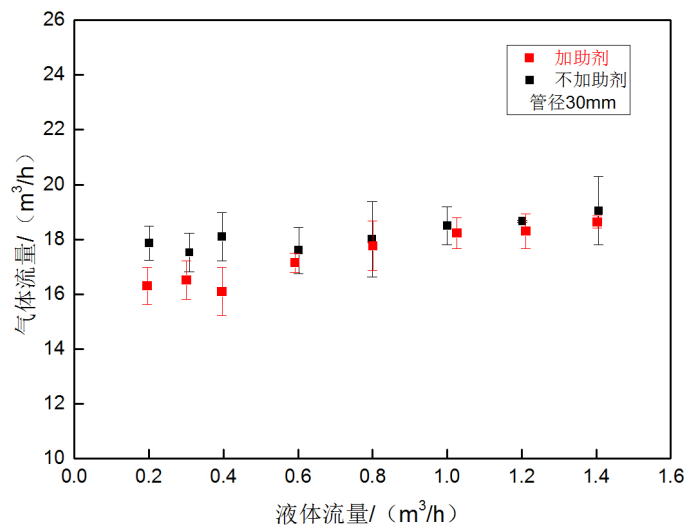


Figure 8. Gas flow rate in vertical section with or without additives at the heel end of horizontal section

图 8. 油管下深至水平段跟端加助剂、不加助剂时直井段携液时气体流量

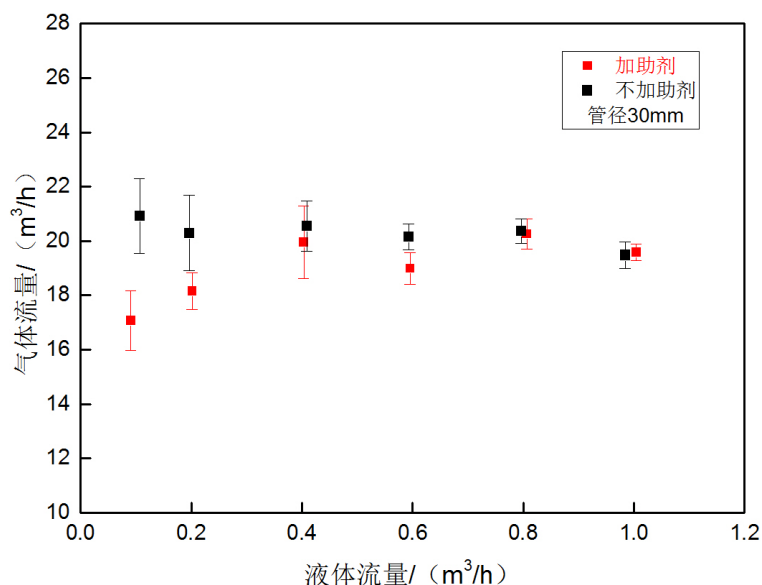


Figure 9. Comparison of fluid carrying gas flow rate in deviated well section from deep to horizontal section with and without additives

图 9. 油管下深至水平段跟端加助剂、不加助剂时斜井段携液气体流量对比

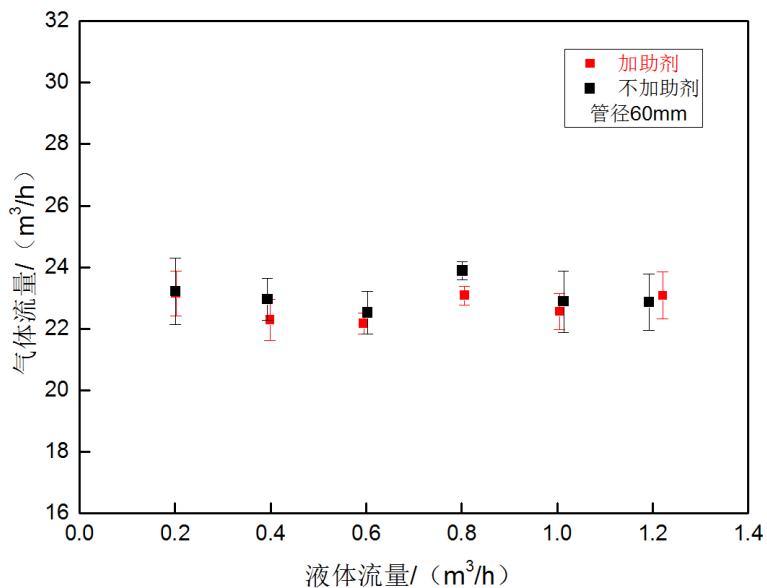


Figure 10. Change of liquid-carrying gas flow in the horizontal section when additives are added from the bottom of the tubing to the heel end of the horizontal section, or without additives

图 10. 油管下深至水平段跟端加助剂、不加助剂时水平段携液气体流量对比

根据以上图 8~10 对比可知，油管下深至水平段跟端、产液量小于 0.6 m³/h 时，加助剂使得直井段及造斜段携液所需临界气体流量变小，但水平段携液所需气体流量基本不变；当液体流量超过 0.6 m³/h 时，排液所需气体流量与不加助剂时基本一致。

3) 油管下深至水平段趾端

油管下至水平段趾端时不同井段携液所需气体流量如下图所示。

由图 11~13 可知，油管在水平段趾端时，起泡剂对水平气井排水基本没有影响。与油管下深至斜井段上端相比较，该下深条件下斜井段以及水平段气流携液所需气量更小。

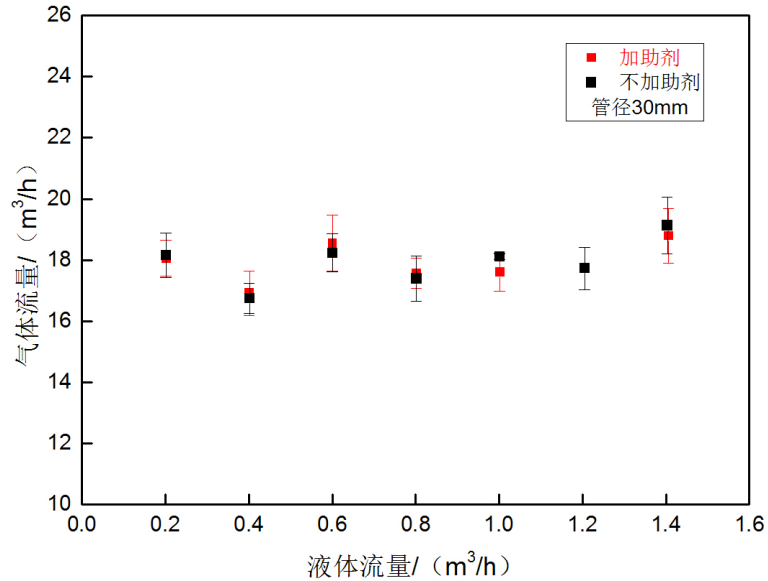


Figure 11. When the tubing runs deep to the horizontal end and toe end with or without additives, the liquid carrying gas flow rate in the vertical section

图 11. 油管下深至水平端趾端加助剂、不加助剂时直井段携液气体流量

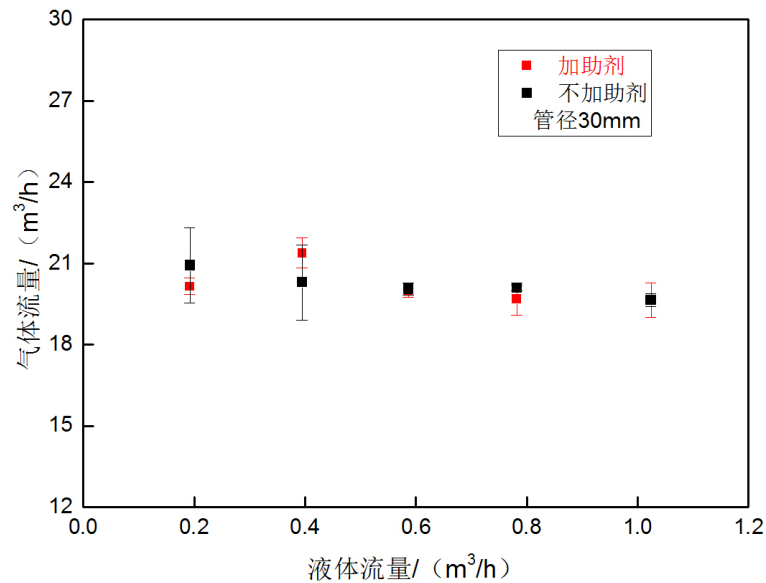


Figure 12. Comparison of fluid carrying capacity of gas flow in deviated section when tubing runs deep to horizontal end and toe end with and without additives

图 12. 油管下深至水平端趾端加助剂、不加助剂时斜井段气流携液流量对比

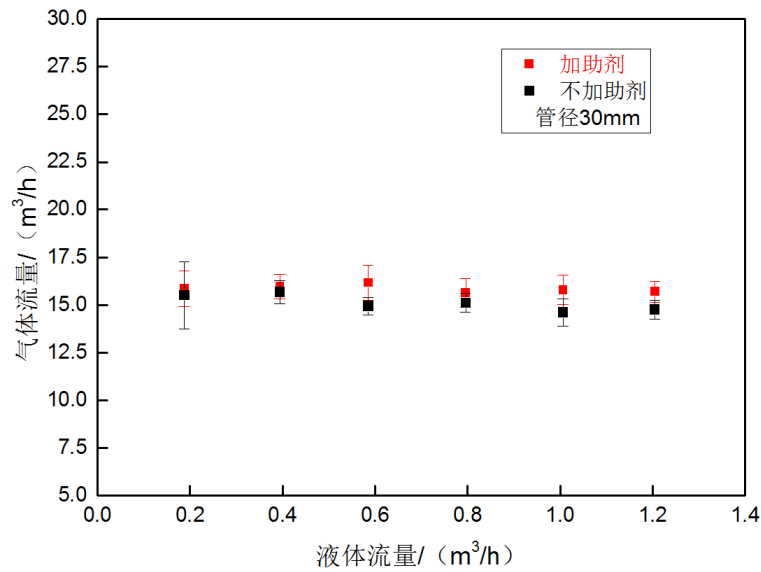


Figure 13. Change of air flow in the horizontal section when additives are added from the bottom of the tubing to the horizontal end to the toe end, and when no additives are added

图 13. 油管下深至水平端趾端加助剂、不加助剂时水平段气流携液流量对比

4.2. 气水流动规律

通过加助剂、不加助剂时气水流动室内模拟实验，绘制油管不同下深情况下气水流动变化规律曲线。如图 14~18 所示。

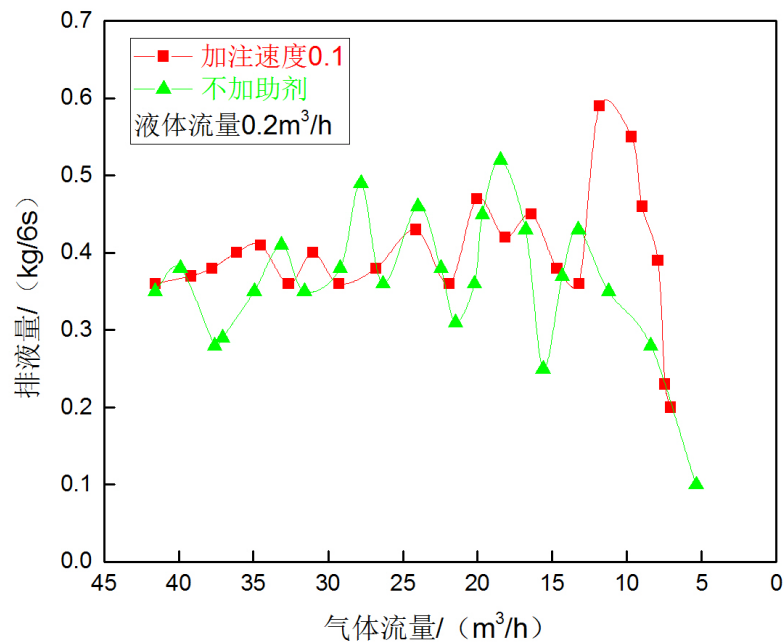


Figure 14. Gas water flow ($0.2 \text{ m}^3/\text{h}$) with or without additives when the tubing runs deep to the upper end of inclined section

图 14. 油管下深至斜井段上端时加助剂、不加助剂气水流动($0.2 \text{ m}^3/\text{h}$)

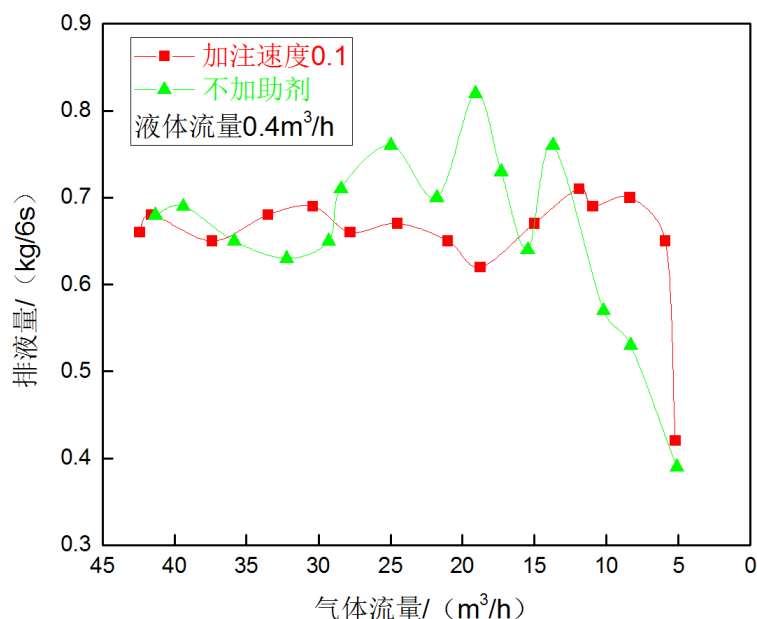


Figure 15. Gas water flow ($0.4 \text{ m}^3/\text{h}$) when additives are added or not added at the heel end of the tubing running deep to the horizontal section

图 15. 油管下深至水平段跟端加助剂、不加助剂时气水流动($0.4 \text{ m}^3/\text{h}$)

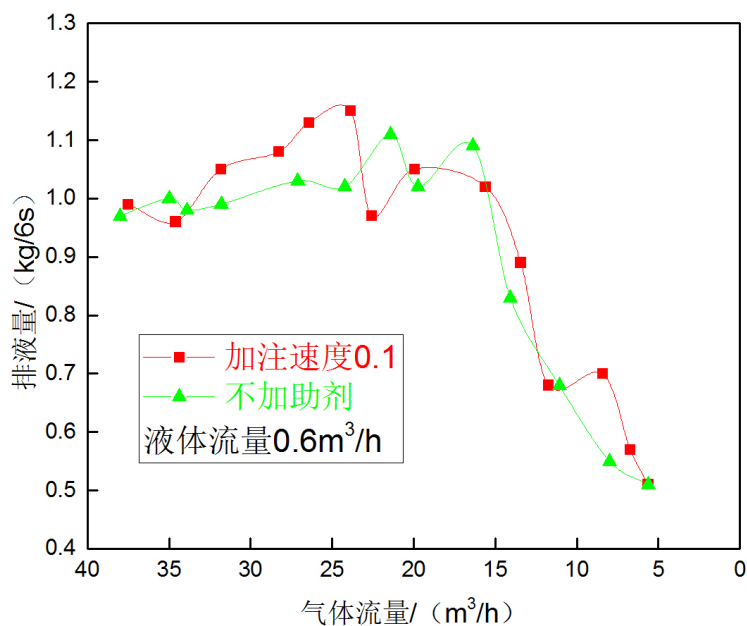


Figure 16. Gas and water flow ($0.6 \text{ m}^3/\text{h}$) at 1/3 of the horizontal section with or without additives

图 16. 油管下深至水平段 1/3 处加助剂、不加助剂时气水流动($0.6 \text{ m}^3/\text{h}$)

由图 14 可以发现, 油管下至斜井段上端时加泡排剂能够迅速使气井达到稳定的生产状态。斜井段是水平气井中最难携液的井段, 这种情况下加泡排剂能够有效改善液相密度, 气流能够有效携带泡沫生产。

由图 15 知, 当油管下深至水平段跟端、产液量较小时, 加助剂使井口排液较为稳定, 水平气井能够稳定生产。当产液量超过 $0.6 \text{ m}^3/\text{h}$ 时, 加助剂时气水流动规律与不加助剂时基本相同, 加助剂对气流携

液作用不明显,这是由于产液量较大时,随着气体流量增加,环空气体处于持续压缩状态,不能够起到辅助排液作用。

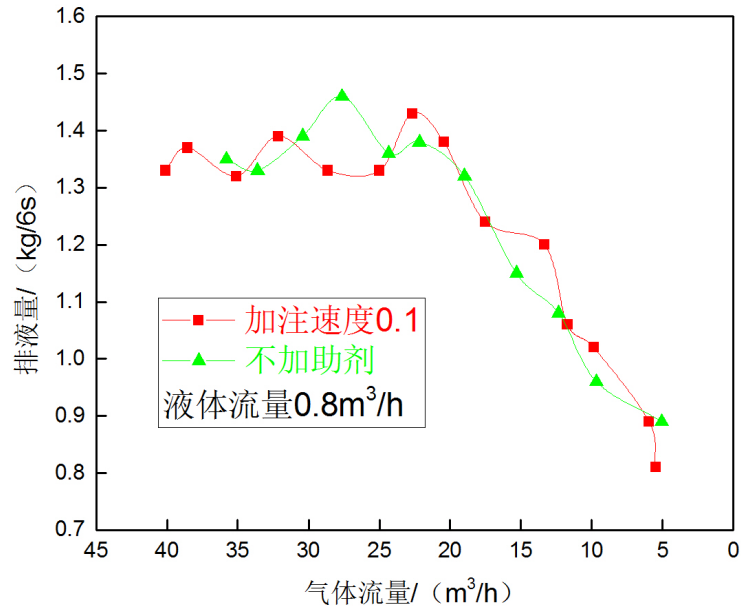


Figure 17. Gas water flow ($0.8 \text{ m}^3/\text{h}$) when the oil pipe is $2/3$ under the oil pipe to the horizontal section, and no additives are added

图 17. 油管下深至水平段 $2/3$ 处加助剂、不加助剂时气水流动($0.8 \text{ m}^3/\text{h}$)

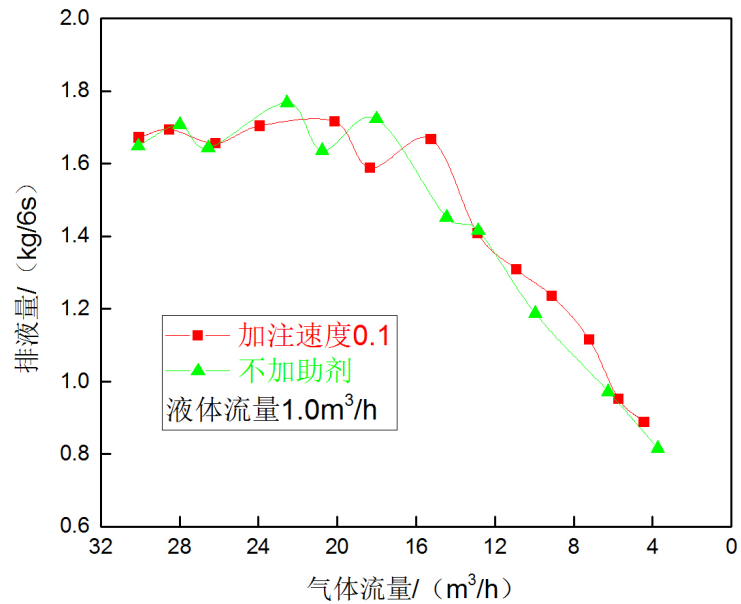


Figure 18. Air and water flow when the oil pipe is deep to the horizontal to end with additives, and without additives ($1.0 \text{ m}^3/\text{h}$)

图 18. 油管下深至水平趾端加助剂、不加助剂时气水流动($1.0 \text{ m}^3/\text{h}$)

当油管下深至水平段 $1/3$ 、 $2/3$ 及趾端处时, 助剂对气水流动规律的改变如图 16~18。通过井口计量的排液量可以发现, 该油管下深条件下加助剂对完整水平气井排液没有明显作用。

4.3. 不同井段压力梯度

Aziz K 等人[28]认为泡排剂的压降变化幅值越小表明药剂稳定的效果越好, 泡沫流越容易达到稳定, 如图 19~23 的压降规律所示。

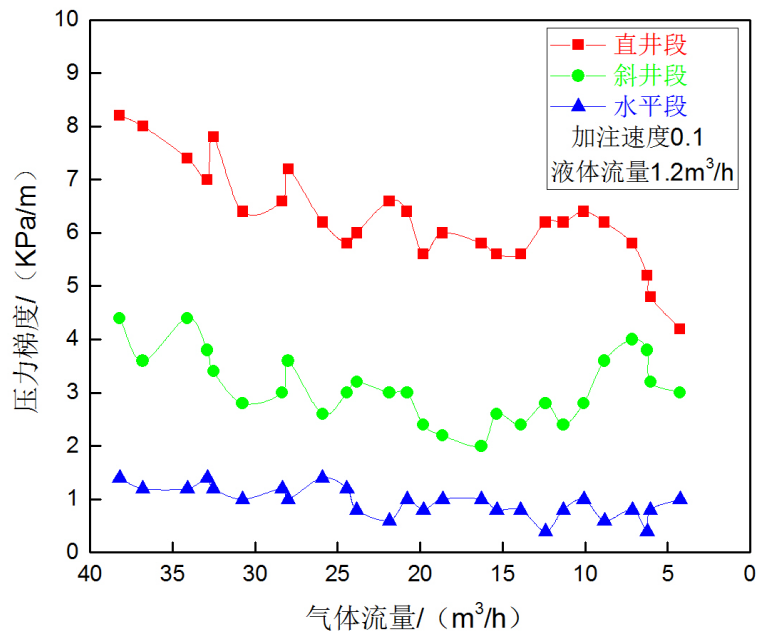


Figure 19. Influence of additives on pressure gradient when tubing runs deep to upper end of deviated section

图 19. 油管下深至斜井段上端时助剂对压力梯度的影响

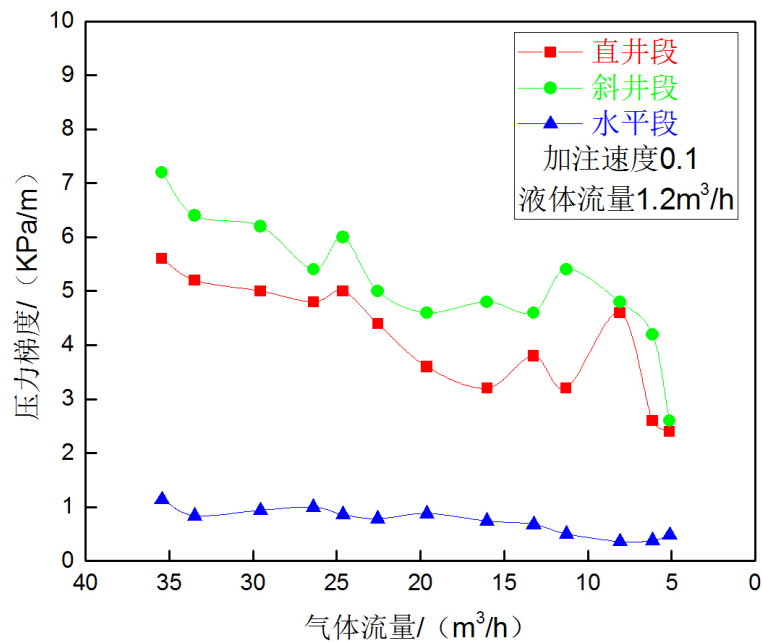


Figure 20. The effect of foaming agent on pressure gradient when the tubing goes down to the heel end of the horizontal section

图 20. 油管下深至水平段跟端时助剂对压力梯度的影响

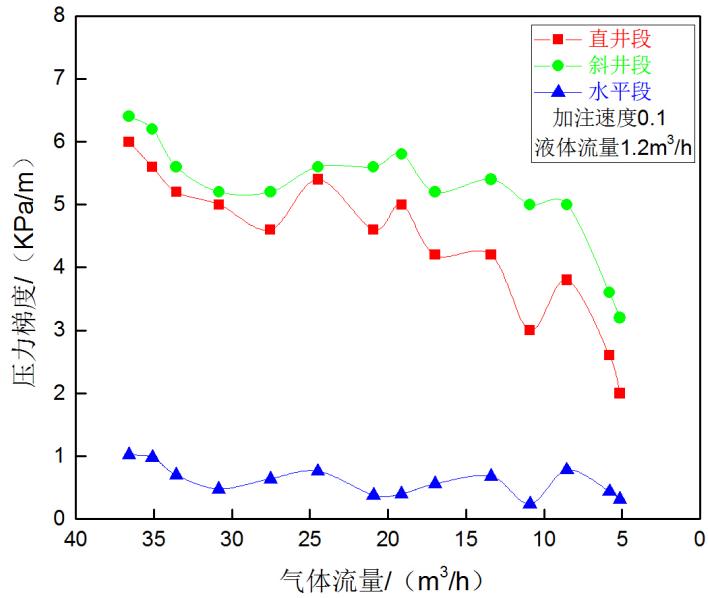


Figure 21. Fluctuation of aid agent of pressure gradient from the bottom of the tubing down to the horizontal section 1/3

图 21. 油管下深至水平段 1/3 处时助剂对压力梯度的影响

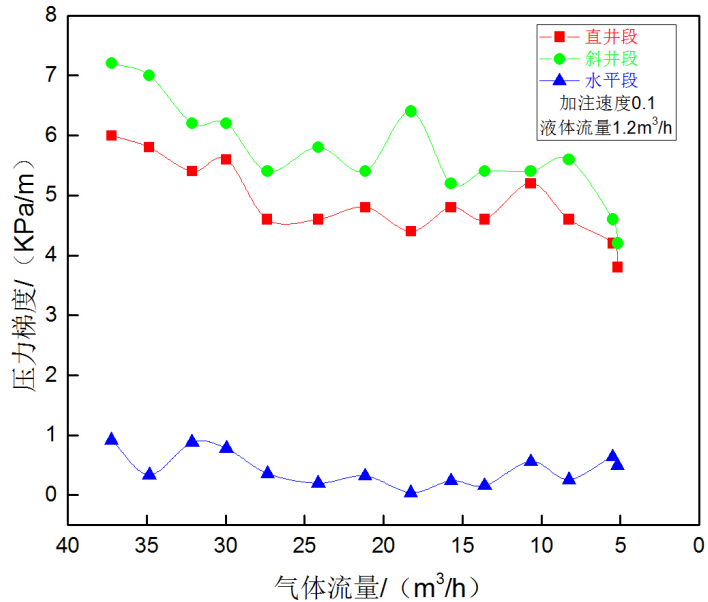


Figure 22. The fluctuating situation of the aid agent of the pressure gradient at the 2/3 of the horizontal section of the tubing down

图 22. 油管下深至水平段 2/3 处时助剂对压力梯度的影响

由图 19 可以发现，油管下深至斜井段上端、加助剂过程中，助剂能够进入通道，在流体的扰动作用下形成泡沫，进入直井段，可以有效改善井段携液气体流量。

而油管下深至水平段跟端时，如图 20 所示，助剂只有在环空气体的不断压缩 - 膨胀作用下进入生产通道，存在环空辅助排液的情况，但该情况下泡沫形成不完全；同时也可以发现，所有各井段压力梯度中斜井段最大，但其与直井段的压力梯度差距不是特别明显。结合室内实验分析，当油管下至这几种情

况时, 气流流量逐渐增大的过程中, 斜井段及直井段环形空间中积累了液体, 环空气体辅助排液作用不会出现, 环空中加的助剂无法通过扩散作用迅速到达水平段跟端或者水平段中部、趾端, 即助剂无法改善气井产出液的密度, 从而无法辅助气流携液, 泡排效果欠佳。

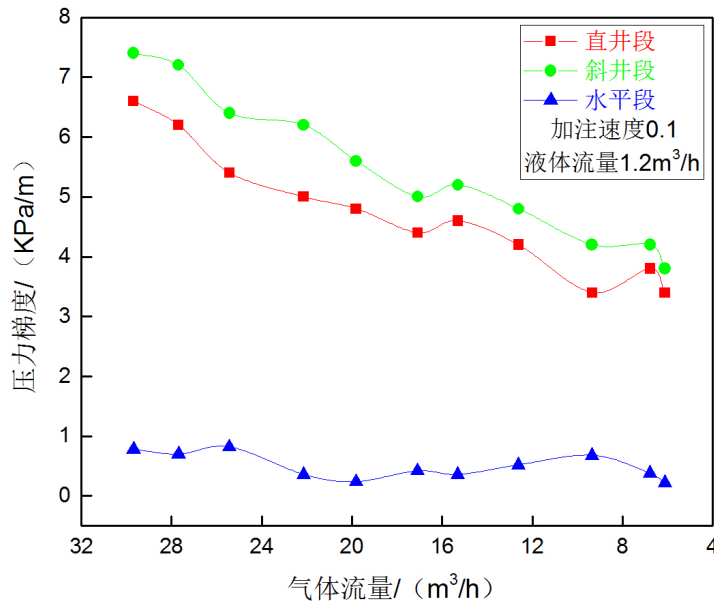


Figure 23. Fluctuation of the aid agent of the pressure gradient from the tubing down to the toe of the horizontal section

图 23. 油管下深至水平段趾端时助剂对压力梯度的影响

针对积液水平井实施泡排采气, 总的来说效果欠佳, 主要是由于助剂无法有效地与斜井段和水平段的液体发生反应; 当油管下深至水平段跟端时, 一定条件下存在环空辅助排液的情况; 当油管下深超过水平段跟端时, 泡沫排采措施无法有效排除井段积液, 此时泡排工艺并不适用。

5. 结论与建议

针对油管下深对水平气井泡沫排水采气工艺的影响这一问题, 采用室内实验和理论分析相结合的方法开展研究。

1) 结论

依据研究结果, 可以得出如下结论:

1. 油管不同下深能够改善生产通道面积, 显著影响水平气井气流携液效果;
2. 实施泡排过程中, 油管下至斜井段上端时垂直方向井段泡排效果较好, 当气井产液量较大时助剂会使气体流量略有降低; 当油管下深至水平段跟端时, 产液量较小有助于有效排液, 产液量较大时泡排作用不明显;
3. 当油管下深超过水平段跟端, 针对积液水平气井实施泡沫排水采气工艺不能解决气井积液问题, 此时泡排工艺并不适用。

2) 建议

通过实验和理论分析可以发现, 油管不同下深时气水流动状况、井段携液能力、井段压力梯度等方面都会对水平气井排液效果产生明显的影响。为了有利于气井高效生产, 依据实验研究结果, 提出如下建议:

1. 油管下深至斜井段上端时, 水平气井实施泡沫排采具有一定效果, 油管下深超过水平端跟端时, 建议采用其他较成熟的排采方式;
2. 本文的研究模拟条件及参数选取缺乏一定普适性, 在对现场积液水平气井实施泡沫排采时应针对实际情况进行进一步理论探讨与实验分析, 以期用于指导现场应用。

基金项目

- 1) 页岩气井气流携液机理数值模拟研究(项目编号: 140520200094)。
- 2) 油气长输管道泄漏实时检测技术研究(项目编号: 241620200024)。

参考文献

- [1] 张书平, 白晓弘, 樊莲莲, 桂捷. 低压低产气井排水采气工艺技术[J]. 天然气工业, 2005, 25(4): 106-109.
- [2] 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.
- [3] 张伟. 金龙 10 井区水平井井身结构优化技术探讨[J]. 新疆石油科技, 2017, 27(2): 17-20.
- [4] Lane, W. and Chokshi, R. (2014) Considerations for Optimizing Artificial Lift in Unconventional. *Proceedings of the 2nd Unconventional Resources Technology Conference*, Denver, 25-27 August 2014, 2879. <https://doi.org/10.15530/urtec-2014-1921823>
- [5] Du, Z., Shi, L., Yang, X., Zhang, W., Zhou, H., Zhao, W., et al. (2018) The Research and Application of Coiled Tubing Technology of Horizontal Well in Drainage Gas Recovery. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, **186**, Article ID: 012050. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/186/4/012050>
- [6] 党晓峰, 刘洋, 李柏鹏, 宁梅, 吕玉海. 水平井排水采气措施时机及工艺优化设计[J]. 石油化工应用, 2017, 36(3): 72-74, 77.
- [7] 宋言刚, 杨小速. 泡沫排水采气在气田开发中研究及应用[J]. 清洗世界, 2020, 36(7): 88-89.
- [8] 刘通, 郭新江, 王世泽, 陈海龙, 刘大永. 水平井泡沫排液采气井筒流型实验研究[J]. 钻采工艺, 2017, 40(1): 69-73.
- [9] 张宏录, 刘海蓉. 中国页岩气排采工艺的技术现状及效果分析[J]. 天然气工业, 2012, 32(12): 49-51.
- [10] 白晓弘, 王晓荣, 赵彬彬, 姚坚. 长庆气田水平井排水采气技术研究[J]. 焊管, 2019, 42(5): 45-50.
- [11] Baigou, M. and Davidson, J.F. (1995) Authors' Reply to Comments of M.J. Heslop, G. Mason and A. Provantas. *Chemical Engineering Science*, **50**, 2498-2499. [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(95\)00054-9](https://doi.org/10.1016/0009-2509(95)00054-9)
- [12] Campbell, S., Ramachandran, S. and Bartrip, K. (2001) Corrosion Inhibition/Foamer Combination Treatment to Enhance Gas Production. *SPE Gas Technology Symposium*, Oklahoma, 24-27 March 2001, Paper No. SPE-67325-MS. <https://doi.org/10.2118/67325-MS>
- [13] Keuning, A. (1998) The Onset of Liquid Loading in Inclined Tubes. Master's Thesis, Eindhoven Netherlands University of Technology, Eindhoven.
- [14] 黎琴. 涪陵页岩气田泡沫排水采气工艺应用效果分析[J]. 江汉石油职工大学学报, 2020, 33(1): 20-23.
- [15] 蒋玉勇, 李华, 郭风军. 靖边气田泡沫排水采气工艺技术优化[J]. 化工设计通讯, 2019, 45(1): 30.
- [16] 许园, 蒋泽银, 李伟, 陈楠, 苏福燕, 龙顺敏. 水平井对泡排携液效果的影响研究[J]. 石油与天然气化工, 2018, 47(1): 65-68.
- [17] Li, J., Zhang, N. and Zhou, C. (2020) Application of Foam Drainage-Gas Recovery Technology in Shale Gas Wells: A Case Study of Southern Pingqiao. *Reservoir Evaluation and Development*, **10**, 91-97.
- [18] 李旭成, 郑榕, 郑小林, 刘鹏. 泡沫排水采气固体消泡工艺应用现状[J]. 天然气与石油, 2015, 33(5): 27-31.
- [19] 贾桂洲, 徐藩. 水平井排水采气影响因素浅析[J]. 华东科技(学术版), 2012, 9(9): 407.
- [20] 胡晖. 苏 75 区块泡沫排水采气技术研究与应[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2019, 39(20): 203-204.
- [21] 王雪韦. 水平井泡沫排水工艺优化与应用效果分析[J]. 化工管理, 2016, 6(17): 205-206.
- [22] 廖玉辉. 泡沫排水采气工艺机理及影响因素[J]. 石化技术, 2017, 24(2): 84, 285.
- [23] 罗斌. 影响泡沫排水采气工艺效果的因素分析[J]. 石化技术, 2016, 23(7): 287.
- [24] 程金山. 水平气井泡排管流模拟实验研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2014.

- [25] 白晓弘. 长庆气田低压低产气井排水采气技术[J]. 低渗透油气田, 2005, 10(4): 24-27.
- [26] 杨冰儒, 曲广淼, 杨小燕. 两性离子型起泡剂的性能评价研究[J]. 能源化工, 2017, 38(6): 54-58.
- [27] Wang, Z.B., Li, Y.C., Zhong, H.Q., *et al.* (2012) A Mechanistic Study on Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. *Petroleum Science and Technology*, **30**, 122-132. <https://doi.org/10.1080/10916466.2010.543720>
- [28] Aziz, K. and Govier, G.W. (1972) Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, **11**, Article No. PETSOC-72-03-04. <https://doi.org/10.2118/72-03-04>