

# Influence of Sand Production on Critical Liquid Carrying Flow in Gas Wells

Guijiu Zhou<sup>1</sup>, Xiuwu Wang<sup>1\*</sup>, Yu Han<sup>2</sup>, Jie Liu<sup>3</sup>, Ruiquan Liao<sup>4</sup>

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

<sup>2</sup>The Fourth Exploit Factory, Huabei Oilfield Company, Langfang Hebei

<sup>3</sup>Department of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan Hubei

<sup>4</sup>Multiphase Flow Laboratory of Gas Lift Test Base of China National Petroleum Corporation, Wuhan Hubei

Email: \*zhouguijiu99@sina.com

Received: Feb. 11<sup>th</sup>, 2020; accepted: Mar. 10<sup>th</sup>, 2020; published: Mar. 23<sup>rd</sup>, 2020

---

## Abstract

In order to clarify the influence of sand production on the critical liquid carrying flow rate of gas wells, the critical liquid carrying flow model suitable for the site is optimized and corrected. The liquid medium with the same salinity as the actual gas field formation water and the screen number of the screening site are the same. The sand particles were subjected to the simulation experiment of carrying air in the indoor air stream, and finally a new model of the critical liquid carrying flow rate of the gas well was established. The actual data verification at the site found that the new model has good accuracy, and effusion judgment of the new model is more suitable for the actual situation in the case of sand production. The new model provides theoretical guidance for the production design of sand production wells.

## Keywords

Critical Liquid Carrying Flow, Experimental Medium, Laboratory Experiment, Sanding Effect

---

---

\*通信作者。

# 出砂对气井临界携液流量的影响

周桂久<sup>1</sup>, 王修武<sup>1\*</sup>, 韩羽<sup>2</sup>, 刘捷<sup>3</sup>, 廖锐全<sup>4</sup>

<sup>1</sup>昆明理工大学化学工程学院, 云南 昆明

<sup>2</sup>华北油田第四采油厂, 河北 廊坊

<sup>3</sup>长江大学石油工程学院, 湖北 武汉

<sup>4</sup>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

Email: \*zhouguijiu99@sina.com

收稿日期: 2020年2月11日; 录用日期: 2020年3月10日; 发布日期: 2020年3月23日

## 摘要

为了明确出砂对气井临界携液流量的影响, 优选出适合现场的临界携液流量模型并进行修正, 通过配制与实际气田地层水相同矿化度的液体介质及筛选现场目数相同的砂粒, 进行室内气流携液携砂模拟实验, 最终建立了出砂情况下气井临界携液流量新模型。现场实际数据验证发现, 新模型具有良好的精度, 且在出砂情况下新模型积液判断更加贴合实际情况。新模型可为出砂气井的生产设计提供理论指导。

## 关键词

临界携液流量, 实验介质, 室内实验, 出砂影响

Copyright © 2020 by author(s), Yangtze University 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

对于生产中的气井, 实时有效地判断气井积液情况, 是保证气井能够稳定生产的前提。通常, 气井积液判断是通过临界携液流量模型进行。不同地区气井生产情况不同, 气井临界携液流量存在一定差异。

较早发展的模型是垂直气井方面的临界携液理论, 这其中比较有代表性的是不同学者提出了一系列临界携液模型, 如 Duggan 模型[1]、Turner 模型[2]、Meshack 模型[3]、Coleman 模型[4]、Nosseir 模型[5]、杨川东模型[6]、李闯模型[7] [8]、吴志均模型[9]、Guo 模型[10]、王毅忠模型[11]以及魏纳模型[12]。针对不同实际情况, 近几年的临界携液理论研究很多都是基于这三种模型的实验或者现场修正。由于液膜模型中的计算参数难以确定, 现场很难推广应用, 因此选用应用较为广泛的液滴模型[2]或 BF 模型[13], 但在气流携液中完全没有考虑到气井出砂的影响, 所以需对其进行修正。

针对实际产水气井积液判断模型的确定, 一般需要结合室内气水流动模拟实验, 进行实验理论研究得出气井气流临界携液的修正模型, 再通过现场实际情况进行验证后用于气井积液判断。对于气井存在出砂的情况, 本文通过室内气流携液携砂的模拟实验, 建立了出砂情况下气井临界携液流量新模型, 并对模型准确性进行了检验。

## 2. 实验研究

由于现场气井的生产情况无法进行可视化, 而气井临界携液方面的理论分析研究仍然以理论与实验相结合的方法[13]。目前, 这方面的实验研究中国内外主要参考 Awolusi 和魏纳[14] [15]最为常见, 针对本研究, 自主设计了一套完整的气流携液携砂实验装置, 该装置类似于国内实用新型专利[16]中的实验装置, 但可以进行不同出砂速度下的气流携液模拟实验。

为了模拟该气田生产现场的实际情况, 研究过程中对该气田地层水水质报告进行了计算统计, 明确了实际地层水的水型和相关物性特征。该气田地层水的矿化度平均值为 120,581 mg/L, 结合室内配伍性原则[17], 配制与此矿化度值相接近的水作为实验液体介质。在标况下经测定配制后的模拟地层水, 其主要物性参数如下: 水型——氯化钙型  $\text{CaCl}_2$ ; 密度——1.08 mg/L; 黏度——17.4 mPa·s; 表面张力——53.37 mN。

### 2.1. 常规临界携液模型误差分析

首先结合常用的气井积液判断方法[18], 综合分析实际气井生产数据, 统计积液的气井。以某气田实际 No.1 气井为例分析气井井筒积液和确定临界积液点。

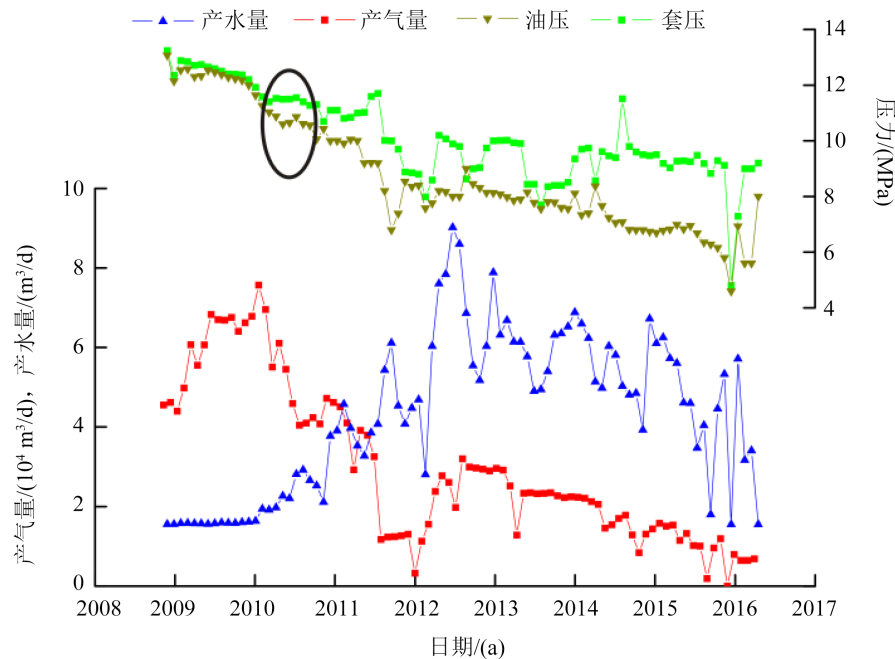


Figure 1. Gas well production dynamic curve

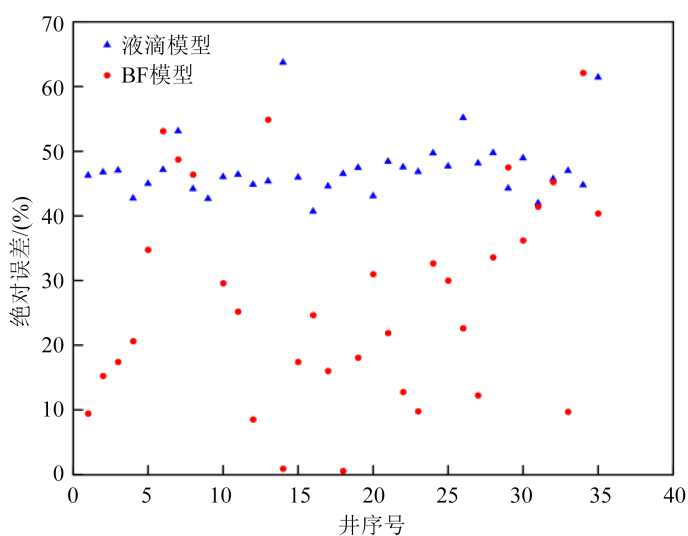
图 1. 气井生产动态曲线

根据实际生产数据对 No.1 井进行生产动态分析, 由图 1 中可以看出在 2010 年 4 月之后出现明显的“剪刀差”现象, 初步判定该井可能在 2010 年 4 月积液。然后将计算井底流压和实测井底流压进行对比分析, 结果由表 1 可以看出, 在 2013 年 12 月之前, 实测值与计算值很接近, 2013 年 12 月之后, 测压值都大于计算井底流压, 认为积液时间在 2012 年 7 月至 2013 年 12 月之间, 所以, 该气井井筒开始产生积液的时间应该为 2010 年 4 月。

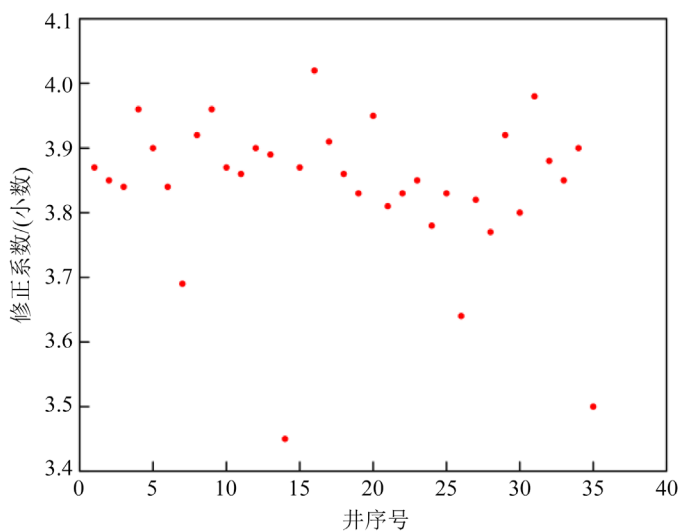
由于液膜模型中的计算参数难以确定, 现场很难推广应用, 因此选用应用较为广泛的液滴模型[2]或 BF 模型[13]进行积液判断并优选。根据 90°倾角条件下的实验数据进行两个模型的计算值与实测值的误差分析, 结果见图 2 和图 3。

**Table 1.** Comparative analysis of measured bottomhole pressure and calculated bottomhole pressure in Well No.1  
**表 1.** No.1 井实测井底流压与计算井底流压的对比分析

测试时间	油压/MPa	中深 /m	实测流压 /MPa	中部温度 /°C	油管外径 /mm	产气量 / $\times 10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$	产水量 / $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$	计算流压 /MPa
2011-1-4	11.1	1371.25	12.920	61.00	73	7.566	1.245	13.012
2012-7-27	10.8	1371.25	12.490	62.00	73	4.572	3.988	12.444
2013-12-5	8.5	1371.25	11.433	60.00	60	1.266	8.007	10.875
2014-3-29	7.0	1371.25	11.256	62.00	60	1.133	4.263	8.574 2
2016-4-20	8.2	1371.25	11.005	61.00	73	2.945	14.139	10.238
2017-7-3	8.0	1371.25	10.930	62.00	73	2.911	16.392	10.106
2017-10-9	7.8	1371.25	10.962	61.00	73	2.332	13.499	9.875



**Figure 2.** Error analysis of calculated and measured values of the model  
**图 2.** 模型计算值与实测值的误差分析



**Figure 3.** Correction of laboratory experiment data of Befoid model  
**图 3.** Befoid 模型室内实验数据修正

由图 2 误差分析表明, 采用 Befoid 模型[19]计算的误差率较小, 因此优选 Befoid 模型[19]作为该气井积液判断数学模型。

## 2.2. 临界携液模型实验修正

采用 Befoid 模型[13]对实验数据进行计算, 将计算结果与实际数据进行对比, 修正系数情况如图 3 所示。将修正系数进行平均, 对 Befoid 模型[19]进行修正后的计算公式如下:

$$v_c = 3.84 \left[ \sigma (\rho_l - \rho_g) / \rho_g^2 \right]^{0.25} \cdot [\sin(1.7\theta)]^{0.38} / 0.74 \quad (1)$$

式中:  $v_c$  为气体临界流速, m/s;  $\sigma$  为气液表面张力, mN;  $\rho_l$  为液体密度,  $\text{kg/m}^3$ ;  $\rho_g$  为气体密度,  $\text{kg/m}^3$ ;  $\theta$  为管段倾斜角,  $^\circ$ 。

## 2.3. 临界携液模型现场校正

对该气田的气井进行积液统计, 将积液气井的实际气体流量与上述修正模型计算结果进行对比, 结果如表 2。

**Table 2.** Model correction of critical fluid accumulation point of gas well  
**表 2.** 气井临界积液点对模型的校正

油压 /MPa	套压 /MPa	日产气量 / $\times 10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$	日产水量 / $\times \text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$	井口温度 / $^\circ\text{C}$	井底温度 / $^\circ\text{C}$	实验修正模型 / $\times 10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$	实测/模型 $f$
7.1	7.4	2.6141	3.0081	19	44.8	3.1668	0.8255
6.6	7.3	2.1573	4.911	18	44.5	3.0468	0.7081
7.9	8.3	3.2184	1.312	20	46.5	3.3816	0.9518
8	8.5	2.9845	1.199	17	46.3	3.4025	0.8772
8.3	8.7	3.4735	2.2952	14	46.4	3.4816	0.9977
9.7	10.2	1.9381	2.6565	20	47.3	3.8087	0.5089
6	6.9	2.7103	7.6097	13	47.4	3.9774	0.6814
7.1	7.9	1.5443	2.3745	18.9	44.7	3.1584	0.4889
8.8	9.2	3.2207	1.7558	19	47.9	3.5731	0.9014
9.9	10.1	3.7219	5.509	16	49.2	3.8446	0.9681
7.3	8	2.2337	24.5275	23.1	49.2	3.4212	0.6529
7.1	7.8	4.4501	18.2028	25	50.8	4.4546	0.999
10.1	11.1	3.0512	8.3348	21.6	93.3	3.5651	0.8558
7	/	3.2257	39.1263	28	85.6	4.2964	0.7508
7.8	/	4.0739	59.5403	34	104.7	4.6402	0.878
8.6	/	4.2897	28.8613	31	105.1	4.5702	0.9386
6.3	/	3.2314	29.3687	27	103.4	3.9468	0.8187
平均值							0.8112

由于 Befoid 模型[13]建模过程中忽略一些影响因素, 这些影响因素很大程度上受气体流速的影响。根据实测/模型的平均值, 对上述修正模型进行进一步校正, 得到的临界携液流量的计算公式为:

$$v_c = 3.11 \left[ \sigma (\rho_l - \rho_g) / \rho_g^2 \right]^{0.25} \cdot [\sin(1.7\theta)]^{0.38} / 0.74 \quad (2)$$

## 2.4. 现场验证

统计 2011 年~2017 年间该气田 23 口井的液面测试数据对校正的模型进行验证, 结果如表 3 所示。虽然通过液面测试数据不能获得气井临界携液流量的大小, 但可以准确判断气井是否积液[20], 进而可以准确地对修正模型进行的验证。

根据测试液面时对应的油压、井口温度、井底温度等参数可以应用上述校正模型及常用几种模型计算该状态下的临界携液流量, 与该井实际产气量进行对比分析, 以此判断该井的积液状况。

**Table 3.** Comparison and analysis of diagnosis results of wellbore effusion with different calculation formulas  
**表 3.** 不同计算公式井筒积液诊断结果对比分析表

井号	油压 /MPa	套压 /MPa	日产气 / $10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$	日产水 / $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$	现场情况	修正模型	LiMin 模型	Turner 模型	Coleman 模型
						判断	判断	判断	判断
S8-3	5.2	8.0	0.3913	0.36	√	√	√	√	√
S8-6	5.6	6.9	1.2471	0.00	×	√	√	√	√
SR15	5.2	6.8	1.4077	1.36	√	√	√	√	√
SR25	6.2	7.6	1.5798	3.47	√	√	√	√	√
SR12	5.5	6.8	1.3481	0.00	√	√	√	√	√
SR10	5.8	6.8	1.6386	0.83	√	√	√	√	√
S10-3	5.6	6.3	1.2174	1.09	√	√	√	√	√
S1-12	5.2	6.9	1.6364	9.27	√	√	√	√	√
S1-11	4.9	6.9	2.0364	9.27	×	×	×	√	√
S1-7	8.5	8.6	1.067	11.24	×	×	√	√	√
S2-2	6.2	6.9	2.1562	1.76	√	√	×	√	√
S2-7	6.5	8.2	2.2536	0.80	√	×	×	√	√
S3-4	6.0	7.2	1.95101	11.17	√	√	×	√	√
S4-7	5.9	6.8	2.0612	4.17	√	√	×	√	√
S5-2	5.1	6.7	1.4077	6.05	√	√	√	√	√
S5-3	5.6	7.7	0.0017	0.00	√	√	√	√	√
SR24	6.4	7.1	2.0981	0.00	√	√	×	√	√
SR27	4.7	7.3	1.6252	0.38	√	√	×	√	√
SR28	4.4	6.9	2.2026	0.38	√	×	×	√	√
SR29	4.6	5.3	1.1346	0.38	√	√	×	√	√
SR30	7.3	7.4	0.0496	0.00	×	×	√	√	√
H3-18	6.2	8.3	1.6363	0.00	×	√	√	√	√
S10	5.8	6.2	1.8732	1.72	×	×	×	√	√
判断准确度						83%	48%	74%	74%

注: 上表中“×”表示未积液, “√”表示积液。

由表 3 可知, Turner 模型[2]、Coleman 模型[4]、LiMin 模型[7] [8]现场判断井筒积液的准确率分别为 74%、74%、48%, 本课题校正的临界携液模型判断准确率达到 83%。说明校正后的模型能够准确地判断该气田气井的积液情况。

### 3. 出砂对临界携液模型的影响

#### 3.1. 出砂时临界携液模型的建立

由于该气田出砂量较小，砂砾主要影响流体密度及摩阻，所以将含有砂砾的液体看作悬浮液体，根据固相颗粒存在的液体进行密度的修正。液体密度为考虑固体颗粒存在时的修正密度，建立密度修正计算公式如下：

$$\frac{1}{\rho_{\text{mix}}} = \frac{f_p}{\rho_G} + \frac{f_l}{\rho_l} \quad (3) [21]$$

式中： $f_p$  为悬浮物中固相颗粒的体积百分比，%； $f_l$  为悬浮物中液相的体积百分比，%； $\rho_{\text{mix}}$  为固液混合密度， $\text{kg/m}^3$ 。

将密度和粘度的修正结果纳入到上述校正的临界携液模型中，有：

$$v_c = 3.11 \left[ \frac{\sigma_{\text{mix}} (\rho_{\text{mix}} - \rho_g)}{\rho_g^2} \right]^{0.25} \cdot [\sin(1.7\theta)]^{0.38} / 0.74 \quad (4)$$

式中： $\sigma_{\text{mix}}$  为气体与混合液体的表面张力，mN。

#### 3.2. 出砂时临界携液实验及数据的分析

由于该气田砂粒的粒径在 600 目~1000 目之间，根据粒径中值及筛网目数与粒径之间的对应关系，实验过程选取 600 目、800 目、1000 目及 1200 目四种砂粒进行模拟实验。

进行了不同直径颗粒、不同出砂速度条件下的气流临界携液实验，共完成实验数据 240 组，实验数据计算结果绝对误差如图 4 所示。

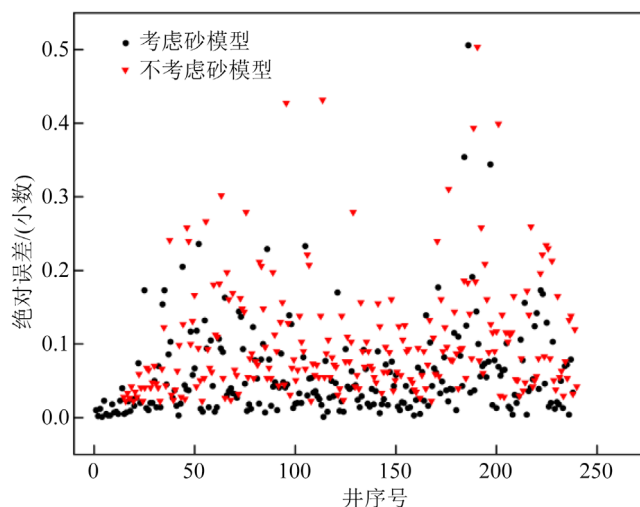


Figure 4. Comparison of absolute error with and without sand model  
图 4. 考虑与不考虑砂模型绝对误差对比

由图 4 可以看出，砂粒对气井临界携液流量存在一定影响，进行统计分析发现，用建立的出砂时临界携液模型计算结果的误差仅为 4.5%，用上述校正的临界携液模型计算结果的误差为 6.2%。

虽然室内采用四种不同直径的砂粒进行了实验，但出砂时临界携液模型的计算结果与不同粒径的室内实验结果十分接近，说明在砂粒流速一定的条件下砂粒粒径对临界携液流量影响不大，这是因为该气藏储层颗粒直径较小，对液体的密度和粘度影响较小，从而对校正的临界携液模型影响不大。

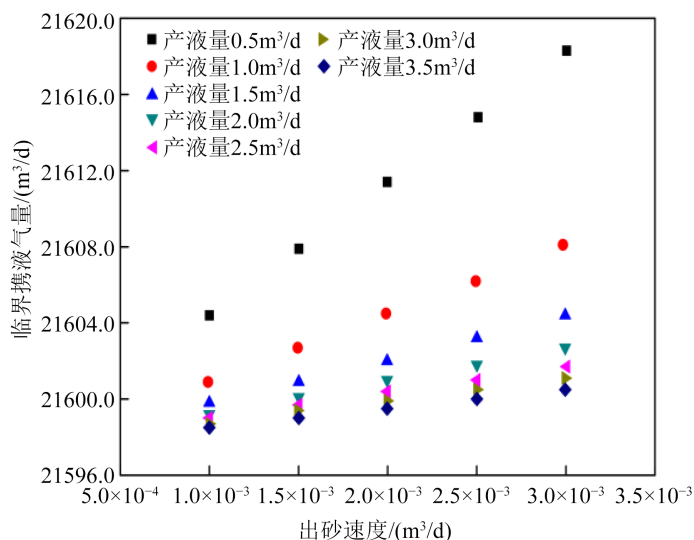


Figure 5. Impact analysis of sand flow and liquid flow  
图 5. 砂粒流量、液体流量的影响分析

出砂速度对临界携液气量的影响从图 5 可以看出, 在井底压力、温度一定的条件下, 液体流量一定时临界携液流量随着出砂速度的增大而增大, 但是增大幅度随着液体流量的增大而减小; 出砂一定时, 临界携液流量随着液体流量的减小而减小, 但减小幅度降低。从总体上看, 出砂对气井临界携液有一定影响。

### 3.3. 出砂时临界携液流量模型现场验证

将出砂时临界携液流量模型计算公式(4)与上述校正的临界携液模型计算公式(2)对气井积液的诊断结果进行对比分析, 统计结果见表 4。可以看出, 与校正的临界携液模型分析结果相比, 出砂时临界携液流量模型的精度提高了 6.15%。

Table 4. Statistics of diagnostic results with and without considering sand particles affecting wellbore effusion  
表 4. 考虑和不考虑砂粒影响井筒积液的诊断结果统计

井号	油压 MPa	套压 MPa	日产气 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	日产水 m <sup>3</sup> /d	出砂速度 m <sup>3</sup> /d	现场积 液情况	校正模型(无砂)		出砂模型(有砂)	
							临界流量 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	积液 判断	临界流量 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>	积液 判断
1-17	6.8	7.0	2.413	0.43	1.9346E-03	×	2.3316	×	2.2541	×
2-23	5.2	7.4	0.4827	19.27	1.6496E-04	√	2.1174	√	2.3171	√
4-32	6.4	7.8	1.4832	0.39	2.8213E-03	√	2.2489	√	2.3610	√
4-47	9.1	9.2	3.5334	0.42	1.7444E-03	√	1.8348	×	1.5707	×
1-22	6.5	7.0	1.0986	8.80	1.2436E-04	√	2.2766	√	2.2016	√
2-5	5.7	7.1	0.7932	6.65	7.0441E-04	√	2.1372	√	2.2150	√
2-24	5.2	7.1	0.861	8.30	2.1957E-04	√	2.0432	√	2.3776	√
4-1	4.8	7.6	0.8475	0.80	7.5679E-04	√	1.2743	√	1.4660	√
4-21	4.8	8.4	0.3673	0.35	3.1163E-04	√	1.9195	√	2.3218	√
1	6.0	7.1	1.6	5.70	2.2448E-03	√	2.1895	√	2.2717	√
9-3-4	5.5	7.3	1.423	4.60	6.3255E-04	√	2.0842	√	2.3421	√



Continued

6-3-1	6.4	7.1	1.5664	0.00	3.0318E-03	√	2.2012	√	2.7940	√
R11-3	4.9	5.9	1.1789	2.97	2.0498E-04	√	1.9421	√	2.0309	√
R41-3	5.4	7.4	0.8986	6.00	1.6097E-03	√	1.4062	√	1.5386	√
R2-3	4.9	6.1	0.9368	1.80	8.0279E-05	√	1.2958	√	1.3768	√
R18-3	5.6	6.7	1.7095	0.00	6.5551E-05	√	2.0685	√	2.7904	√
R6-3	9.4	9.5	2.8671	0.00	7.8186E-04	×	2.7506	×	2.6359	×
4-6-2	5.3	6.7	1.0872	10.58	9.7847E-04	√	2.0703	√	2.2262	√
R11-2	5.0	6.3	1.2096	8.98	1.6633E-03	√	1.9866	√	2.1173	√
25	7.7	7.8	0.43	0.00	6.5148E-04	√	2.4679	√	3.0379	√
8-3-4	5.2	8.0	0.3913	0.36	3.6293E-03	√	1.9884	√	2.7815	√
8-6-1	5.6	6.9	1.2471	0.00	1.4897E-03	×	2.0454	√	2.8414	√
R15-3	5.2	6.8	1.4077	1.36	3.1692E-04	√	1.9940	√	2.2499	√
R25-3	6.2	7.6	1.5798	3.47	7.3016E-04	√	2.2156	√	2.3279	√
R12-3	5.5	6.8	1.3481	0.00	4.6285E-03	√	2.0458	√	2.9003	√
R10-2	5.8	6.8	1.6386	0.83	2.7688E-04	√	2.1026	√	2.2144	√
10-3-3	5.6	6.3	1.2174	1.09	5.3042E-03	√	2.0778	√	2.3810	√
1-11-3	5.2	6.9	1.6364	9.27	1.8484E-04	√	2.0591	√	2.2387	√
1-11-3	4.9	6.9	2.0364	9.27	1.8484E-04	×	1.9950	×	2.2387	√
1-7-3	8.5	8.6	1.067	11.24	1.8256E-03	√	1.8344	√	1.3674	√
2-2-3	6.2	6.9	2.1562	1.76	1.1098E-04	√	2.2025	√	2.3175	√
2-7-3	6.5	8.2	2.2536	0.80	2.8262E-03	√	2.2528	×	2.3034	√
3-4-3	6.0	7.2	1.95101	11.17	5.8265E-04	√	2.2286	√	2.9832	√
4-7-3	5.9	6.8	2.0612	4.17	5.0067E-03	√	2.1616	√	2.2098	√
5-2-3	5.1	6.7	1.4077	6.05	1.3420E-04	√	2.0093	√	2.2088	√
5-3-4	5.6	7.7	0.0017	0.00	1.7965E-04	√	2.0679	√	3.1593	√
6-2-4	6.1	7.2	2.3246	1.91	1.1132E-03	√	2.1834	×	2.3420	√
R19-3	5.9	7.0	1.439	0.00	9.8985E-04	√	1.4138	×	1.8903	√
R23-3	6.0	7.5	1.8333	1.01	5.4865E-04	√	2.1556	√	2.2140	√
R24-3	6.4	7.1	2.0981	0.00	7.2936E-04	√	2.2231	√	2.8997	√
R27-3	4.7	7.3	1.6252	0.38	6.5491E-04	√	1.8809	√	2.2211	√
R28-3	4.4	6.9	2.2026	0.38	5.9183E-04	√	1.8157	×	2.3358	√
R29-3	4.6	5.3	1.1346	0.38	1.0907E-03	√	1.2427	√	1.4605	√
R30-3	7.3	7.4	0.0496	0.00	9.5452E-04	√	2.3944	√	2.9348	√
R31-3	6.0	7.1	2.0073	0.66	9.2498E-04	√	1.4399	×	1.5645	×
R32-3	5.7	7.0	2.0597	0.62	2.1270E-03	√	2.0930	√	2.3084	√
R34-3	4.8	5.2	2.1759	0.38	5.7766E-04	√	1.9029	×	2.3206	√
R35-3	4.9	7.9	1.1926	0.91	1.8256E-04	√	1.2895	√	1.4460	√
R36-3	5.7	6.7	1.6847	1.58	3.4996E-03	√	1.4061	×	1.4672	×
R37-3	5.5	7.7	1.2888	2.50	2.4568E-04	√	1.3868	√	1.5788	√

## Continued

9-1-3	5.0	8.1	3.3295	3.03	6.6529E-04	×	1.9685	×	2.4044	×
2-7-1	5.7	6.6	2.2158	15.17	4.3782E-03	×	2.2672	√	2.2069	×
3-1-1	5.4	6.4	2.555	5.95	2.3063E-03	×	2.0536	×	2.1938	×
15	6.3	7.2	1.5864	3.13	2.3791E-03	×	1.4875	×	1.5548	×
24	7.1	8.2	1.5473	3.06	1.2354E-04	√	1.5797	√	1.6035	√
7-10-2	6.1	7.2	2.3168	5.88	2.8184E-05	×	2.1978	×	2.2852	×
16	5.4	6.8	1.6356	14.23	6.6170E-05	×	1.4241	×	1.5496	×
R3-2	5.3	6.2	1.205	3.22	1.5813E-03	√	0.9358	×	0.9931	×
3-10	4.9	6.5	1.4844	4.30	1.5717E-04	√	1.2915	×	1.4262	×
26	5.0	5.2	1.0035	17.63	1.2179E-03	√	1.4096	√	1.5374	√
3-15	6.5	8.1	2.61	6.69	3.7895E-05	×	2.2657	×	2.4592	×
3-26	7.5	8.1	2.5553	5.10	3.3268E-05	×	2.4545	×	2.5814	√
9	6.0	7.5	1.5045	7.38	7.2138E-05	×	1.4661	×	1.4866	×
3-18	6.2	8.3	1.6363	0.00	4.1400E-05	×	2.1630	√	3.3657	√
10	5.8	6.2	1.8732	1.72	8.5192E-05	×	1.4058	×	1.3755	×
判断准确度							80%	86.15%		

## 4. 结论

通过理论与室内实验研究发现:

1) 现场常用的临界携液流量模型并不一定适合所有气田及气井,针对不同区块气井需要结合实际情况进行模型优选及修正,以满足现场精度的要求。

2) 将含有较小粒径砂粒的液体看作悬浮液,基于这一思想建立了考虑砂粒影响的临界携液流量计算模型,出砂时临界携液模型的计算精度提高了2个百分点,积液井的诊断准确率提高了6个百分点。

3) 砂粒对气流临界携液流量存在一定的影响,但出砂速度较小的小颗粒对临界携液流量影响不大,大颗粒粒径的需要进一步进行理论与实验分析。

## 基金项目

云南省省级人培项目“水平气井气水流动规律研究”(KKS201805021);云南省科技计划项目“页岩气井气流携液机理数值模拟研究”(907244334072),昆明理工大学虚拟仿真实验教学项目“油气输送过程虚拟仿真实验”。

## 参考文献

- [1] Jack, O.D. (1961) Estimating Flow Rate Required to Keep Gas Wells Unloaded. *Journal of Petroleum Technology*, **13**, 73-76. <https://doi.org/10.2118/32-PA>
- [2] Robert, G.T., Martin, G.H. and Dukler, A.E. (1969) Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. *Journal of Petroleum Technology*, **21**, 475-482. <https://doi.org/10.2118/2198-PA>
- [3] Meshack, I. and Chi, I. (1981) Minimum Gas Flow Rate for Continuous Liquid Removal in Gas Wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 170-180.
- [4] Steve, B.C., Hartley, B.C., David, G.M., et al. (1991) A New Look at Predicting Gas-Well Load-up. *Journal of Petroleum Technology*, **43**, 329-333. <https://doi.org/10.2118/20280-PA>

- [5] Nosseir, M., Darwich, T., *et al.* (2000) New Approach for Accurate Prediction of Loading in Gas Wells under Different Flowing Conditions. *SPE Production & Facilities*, **15**, 241-246. <https://doi.org/10.2118/66540-PA>
- [6] 杨川东. 四川气田排水采气的配套工艺技术及其应用[J]. 天然气工业, 1995, 15(3): 37-41.
- [7] Li, M., Sun, L. and Li, S.L. (2001) New View on Continuous-Removal Liquids from Gas Wells. *SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*, 1-5. <https://doi.org/10.2118/70016-MS>
- [8] 李元生, 李相方, 藤赛男, 等. 气井携液临界流量计算方法研究[J]. 工程热物理学报, 2014, 35(2): 291-294.
- [9] 吴志均, 何顺利. 低气液比携液临界流量的确定方法[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(4): 108-111.
- [10] Guo, B.Y. and Xu, C.C. (2005) A Systematic Approach to Predicting Liquid Loading in Gas Wells. *SPE Production & Operations*, **21**, 81-88. <https://doi.org/10.2118/94081-PA>
- [11] 王毅忠, 刘庆文. 计算气井最小携液临界流量的新方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26(6): 82-85.
- [12] 魏纳, 孟英峰, 刘永辉, 等. 高气液比垂直管流连续携液实验[J]. 力学与实践, 2011, 33(1): 70-73.
- [13] Stefan, B., Wouter, S., Alberts, G., *et al.* (2008) Prediction Onset and Dynamic Behaviour of Liquid Loading Gas Wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 147-155.
- [14] 周朝, 吴晓东, 刘雄伟, 等. 深层凝析气井临界携液模型优化研究[J]. 特种油气藏, 2015, 22(6): 97-100+145-146.
- [15] 魏纳. 气井积液可视化实验研究[M]. 成都: 西南石油大学, 2007.
- [16] Awolusi, O. (2006) Resolving Discrepancies in Predicting Critical Rates in Low Pressure Stripper Gas Wells. Texas Tech University, Lubbock, TX.
- [17] 刘捷, 廖锐全. 一种气流携液携砂可视化实验装置: 国内实用新型专利, 201520206944.4[P]. 2015.
- [18] 董耀蔚. 注入水与地层配伍性研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2015.
- [19] 黄麒钧, 冯胜利, 吴程, 等. 涩北气田气井积液判断标准的建立与应用[J]. 青海石油, 2014, 32(3): 59-64.
- [20] 马遥. 探测液面资料在苏 X 气田的应用[J]. 石油化工应用, 2016, 35(12): 58-61.
- [21] 王修武, 谢希, 等. 垂直气井气流携砂实验分析[J]. 天然气技术与经济, 2012, 6(2): 42-44.