

引用格式:于相东,石书强,李国良,等.基于液膜反转的定向井临界携液模型研究[J].油气藏评价与开发,2024,14(1):151-158.

YU Xiangdong, SHI Shuqiang, LI Guoliang, et al. Research on critical liquid loading model for directional wells based on liquid film inversion[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(1): 151-158.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024.01.020

基于液膜反转的定向井临界携液模型研究

于相东¹,石书强²,李国良¹,房金伟¹,段传丽¹,齐丹¹

(1. 中国石油渤海钻探工程公司油气合作开发分公司,天津 300457; 2. 重庆科技大学石油与天然气工程学院,重庆 401331)

摘要:气井积液是苏里格区块大斜井开采中后期面临的一个重要难题,目前适用于定向井的临界携液模型研究较少,且常用携液模型忽略了管径、液体流速和角度的影响。借助多相管流实验开展了定向井携液机理实验,分析了管径、角度、液体流速等因素对气井积液的影响规律,并根据液膜反转机理,在 BELFROID 模型和 WALLIS 模型基础上,利用实验数据拟合出了 WALLIS 模型中参数 C 和 m 的计算方法,并考虑管径、气体密度、液体密度、角度、液体表观流速、重力加速度等参数,建立了新的临界携液模型,新模型在预测 VEEKEN 文献中 62 口积液气井时结果显示,准确率为 91.94%,新模型的建立不仅是液膜反转理论的进一步完善,同时也为定向井积液时机的预测提供理论支撑。

关键词:定向井;积液;管径;携液模型;积液时机

中图分类号:TE35

文献标识码:A

Research on critical liquid loading model for directional wells based on liquid film inversion

YU Xiangdong¹, SHI Shuqiang², LI Guoliang¹, FANG Jinwei¹, DUAN Chuanli¹, QI Dan¹

(1. Oil & Gas Cooperation and Development Company, CNPC Bohai Drilling Engineering Company Limited, Tianjing 300457, China; 2. School of Petroleum Engineering, Chongqing University of Science & Technology, Chongqing 401331, China)

Abstract: Liquid loading in gas wells is an important challenge during the middle and later stages of exploitation of large inclined wells in Sulige Block. Current critical liquid carrying models suitable for directional wells are limited and often overlook the effects of tubing diameter, liquid flow velocity, and angle. Utilizing multiphase pipe flow experiments, the liquid carrying mechanism in directional wells was studied, analyzing the effects of tubing diameter, angle, and liquid flow velocity on liquid accumulation in gas wells. Based on the liquid film reversal mechanism, the calculation method of parameters C and m in the WALLIS model was derived using experimental data on the basis of the BELFROID model and WALLIS model. A new critical liquid-carrying model has been established by considering the factors such as pipe diameter, gas density, liquid density, angle, apparent liquid flow rate, and gravitational acceleration. The results of the new model for predicting 62 gas wells with liquid loading in VEEKEN's literature show an accuracy of 91.94%. The establishment of this new model not only further refines the theory of liquid film reversal but also provides theoretical support for predicting liquid loading events in directional wells, offering a valuable tool for optimizing gas production and mitigating liquid loading issues.

Keywords: directional well; liquid loading; pipe diameter; liquid-carrying model; time of liquid loading

收稿日期:2023-08-17。

第一作者简介:于相东(1981—),男,本科,高级工程师,主要从事油气田开发工作。地址:内蒙古鄂尔多斯市乌审旗鸿沁路苏里格生产指挥中心,邮政编码:017300。E-mail: yuxiangdong@cnpc.com.cn

通信作者简介:石书强(1990—),男,博士,讲师,主要从事排水采气理论与技术研究。地址:重庆市沙坪坝区大学城东路20号,邮政编码:401331。E-mail: 420247426@qq.com

基金项目:重庆市教委科学技术研究项目——青年项目“超深井注天然气-水两相流流动规律及压力模型研究”(KJQN202301527);重庆市教委科学技术研究项目——青年项目“深层页岩气水平井泡沫携液规律及泡排使用界限研究”(KJQN202101542);渤海钻探2022年博士创新基金项目“低渗致密气藏大斜度井携液机理及数学模型研究”(2022BC75F)。

气井积液是气井开采中后期面临的一个重要难题,随着地层压力的衰竭、边底水的锥进,气体流速逐渐降低,当气体流速不足以携带井筒中的液体时,井筒开始积液,气井一旦积液,将严重影响气井的正常生产,甚至出现水淹停喷的现象。因此,准确预测气井积液时机对于气井的高效开采至关重要^[1]。苏里格区块属于典型的低渗致密气藏,且气藏水体分布复杂,目前苏里格区块定向井占比高达15%,其中苏20、苏25、苏49和苏76区块已积液气井占比达到21%,严重制约了气井的正常生产,大幅降低气井产能。因此,准确预测气井积液时机对提高苏里格区块气井产量至关重要。常见的TURNER等^[2-4]液滴模型并不适用于苏里格区块定向井(现场定向井井斜角低于45°,主要集中在30°左右),现场试验结果表明,常用的液滴模型预测结果偏低,误差较大,主要是由于角度的存在使得液滴无法在管道中长距离运移,最终液滴会撞击管壁形成液膜。表1为不同携液模型考虑因素汇总,李闯等^[5-14]对液滴形状、曳力系数、安全系数以及模型系数进行了修正。1969年,WALLIS等^[15]提出了液膜反转是气井积液的主要原因,之后BELFROID等^[16-18]开展了倾斜管气井携液机理研究,在TURNER模型基础上添加了角度修正项从而建立了适用于水平井的临界携液模型,但该模型仍

然是液滴模型的延伸,未考虑液体流量(Q_l)对临界携液流速的影响,与实验观察相悖。虽然BARNEA提出了较为完善的机理模型,但由于机理模型计算复杂、需要的条件苛刻,导致其适用性较差^[19]。为建立适用于定向井的临界携液模型,开展了不同管径、液体流速、气体流速、角度条件下气井积液与携液测量实验。

1 实验装置及参数范围

1.1 实验系统

为研究定向井积液与携液机理,设计并搭建了实验装置。图1为实验流程,由供液系统、供气系统、测控系统和实验架组成,其中实验架包括有机玻璃管、标尺、2个压力传感器、实验支架等,实验支架可实现任意角度条件。供气系统包括螺杆式空压机、储气罐、气体流量计、压力计等。供液系统包括水箱、液体泵、液体流量计。实验测控系统包括无纸记录仪、电脑,其中无纸记录仪可同步计量液体流量、气体流量(Q_g)、压力数据,实现数据的实时同步测控,保证了实验的准确度,同时配备有高速照相机,可实时拍摄管道中液体流动状态。

表1 不同携液模型考虑因素汇总

Table 1 Summary of factors to consider in different liquid-carrying models

井型	模型	模型原理及特点	模型考虑参数
直井	TURNER	圆形球体,曳力系数0.44,经典模型	σ, ρ_g, ρ_l
	COLEMAN	圆形球体,曳力系数0.44,井口	σ, ρ_g, ρ_l
	李闯	椭球体,曳力系数1,井口	σ, ρ_g, ρ_l
	杨川东	圆形球体,曳力系数0.44,井底,安全系数1	$\sigma, \rho_g, \rho_l, \mu_g$
	王毅忠	球帽状,曳力系数1.17	σ, ρ_g, ρ_l
	王志彬	椭球体	$\sigma, \rho_g, \rho_l, C_d, K, We$
	潘杰	椭球体,考虑液滴变形和界面自由能	$\sigma, \rho_g, \rho_l, C_d, K$
	熊钰	椭球形, C_d 采用 C_p 模型	$\sigma, \rho_g, \rho_l, C_d, K, We$
	周德胜	多液滴模型	$\sigma, \rho_g, \rho_l, H_1$
水平井	WALLIS	液膜模型	σ, ρ_g, ρ_l
	BELFROID	在液滴模型基础上进行了修正,提出了液膜反转思想	$\sigma, \rho_g, \rho_l, \theta$
	BARNEA	提出液膜均匀分布的环状流转换边界,机理模型	
	SHI	球帽型	$g, \rho_g, \rho_l, \theta, f_i$
	李丽	考虑了雷诺数的影响	$\sigma, \rho_g, \rho_l, C_d, Re$

注: σ 为界面张力,单位N/m; ρ_g 为气相密度,单位kg/m³; ρ_l 为液相密度,单位kg/m³; μ_g 为气相黏度,单位mPa·s; C_d 为曳力系数; We 为韦伯数; Re 为雷诺数; g 为重力加速度,单位m/s²; f_i 为摩擦系数; H_1 为持液率,单位%; θ 为与水平的夹角,单位(°); K 为安全系数。

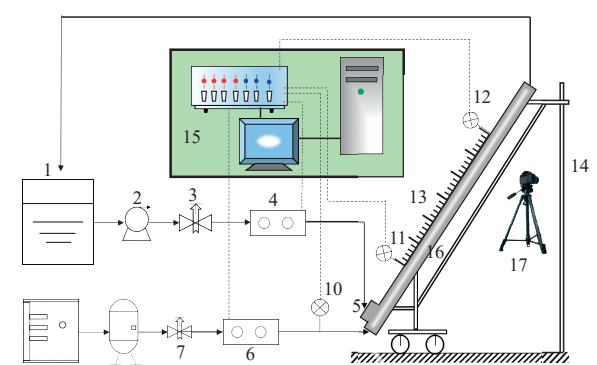
1.2 实验范围

实验管道采用是内径为 50、62、76 mm 的有机玻璃管,总长度 7 m,为消除入口效应的影响,压力计和照相机流动规律拍摄点离入口距离 2 m,实验介质为空气和水,气体流量介于 0.1 ~ 300.0 m³/h,液体流量介于 0.1 ~ 20.0 m³/h,压力介于 0 ~ 0.8 MPa,温度为室温,角度介于 5° ~ 30°(根据苏 20、苏 25 和苏 76 区块的 46 口定向井数据获得见图 2),为方便观察倾斜管中积液与携液规律,选用的是透明的有机玻璃管,且贴有刻度。为了准确计量气体流量,在气体流量计后,安装了压力传感器 10,其主要目的是用来折算实验管道中气相流速,高速照相机可拍摄倾斜管气液两相流动规律。

2 实验现象及结果

2.1 气体流量对积液的影响规律分析

本次实验重点研究倾斜管中气井积液与携液流动规律。因此,分别进行了 15°、30°、45° 时气井积液与携液流动规律测量实验研究,图 3 是倾斜角为 15° 时(与垂直法线方向夹角),不同气量条件气液流动规律,本次实验中观察到,当液体流量较低时(0.2 m³/h),气量为 180 m³/h 时,液体以液膜或液滴的形式在管道中连续向上流动,在高气量条件下液体主要以液膜和液滴的形式流动,这主要是由于气体流量较大时,气体对液体剪切力较大,管壁上的液膜会被撕碎成液滴,由于倾斜管中角度的存在,导致液滴无法长距



注:1.水箱;2.液体泵;3.7.调节阀;4.液体流量计;5.液相进口;6.气体流量计;8.储气罐;9.空气压缩机;10、11、12.压力传感器;13.标尺;14.可调节实验支架;15.测控系统;16.实验管道;17.高速照相机。

图 1 定向井积液与携液流动模拟实验流程

Fig. 1 Flow chart of simulation experiment for liquid loading and carrying flow in directional wells

离运移,最后会撞击在管壁上形成液膜,这与 FADILI 观察的现象一致^[20]。随着气体流量的降低(170 m³/h),气体对液体的剪切力逐渐减小,导致液滴量在逐渐减少,当气体流量进一步降低(120 m³/h),气体剪切力不足以携带液体时,液膜开始反转,此时管道下部逐渐出现液膜聚集现象见图 3d。图 4 和图 5 分别是角度 30° 和 45° 时积液过程,与 15° 时表现规律一致。

图 6 为气相表观流速与压力梯度关系曲线,可知随着气相表观流速的减少,压力梯度逐渐减小,当气体流速低于 9 m/s 后出现压力梯度快速增加的现象,这主要由于在高气体表观流速条件下,气体摩擦阻力梯度占据主导作用,随着气体流速的降低,液体重力作用逐渐增强。当气体对液体剪切力不足以携带

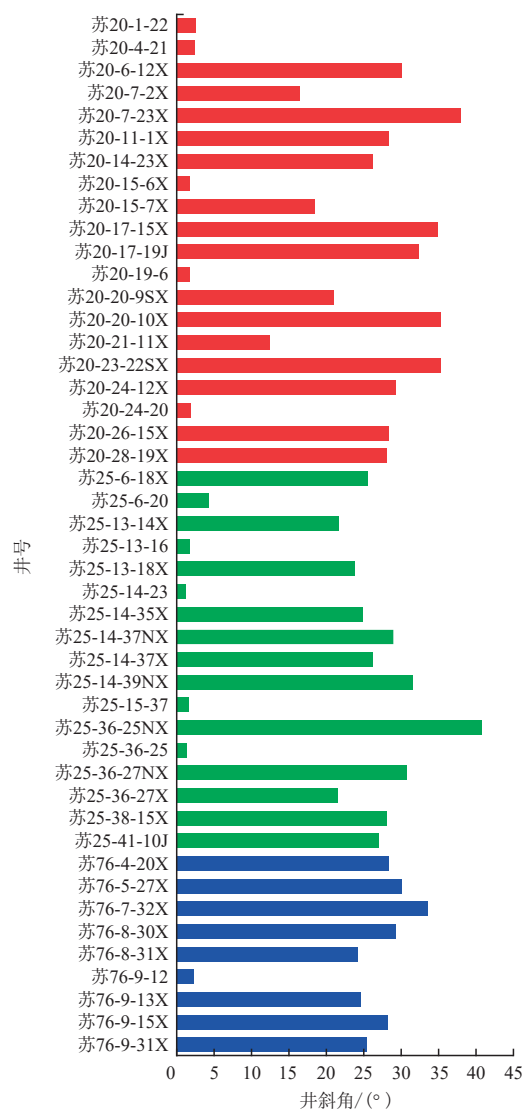


图 2 苏 20、苏 25 和苏 76 区块定向井井斜角范围

Fig. 2 Inclination range of directional wells in Block Su20, Block Su25 and Block Su76

管壁上液膜时,液膜开始出现回落现象,液膜回落瞬间液体与管壁间的摩擦阻力趋于0,由于此时液体整体趋势仍然向上运移,所以摩擦阻力仍然存在。图7为不同气体流量条件下压力梯度变化曲线,可知随着气体流量的减小,压力梯度逐渐增大,且压力梯度

波动幅度在逐渐增大。

2.2 角度变化对积液影响规律分析

从图3b、图4b、图5b可以看出,在相同条件下,随着倾斜角度的增大,管壁上液膜厚度的分布均匀度降低,这主要是由于随着角度的增加,重力作用逐渐增强,靠近管壁下部的液膜厚度逐渐增加。从图3c、图4c、图5c可知,随着倾斜角度的增加,管壁下部液膜厚度逐渐增大,液膜开始发生反转所需的气体流量逐渐增大,临界携液气量逐渐增加。图8为不同角度条件下的压力梯度变化曲线($Q_l=0.2\text{ m}^3/\text{h}$, $Q_g=150\text{ m}^3/\text{h}$),可知随着角度的增大,压力梯度逐渐减小,同时波动幅降低。图9为不同角度条件下临界携液流速,可知随着倾斜角度的增加,临界携液流速逐渐增大,这主要是由于随着角度增加管道下部液膜厚度逐渐增大,携带液体需要更大的临界携液流速。

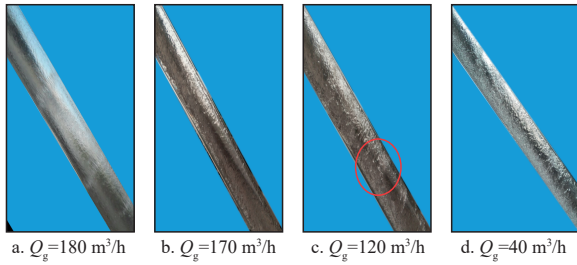


图3 倾斜角为15°时积液过程
Fig. 3 Liquid loading process at 15°

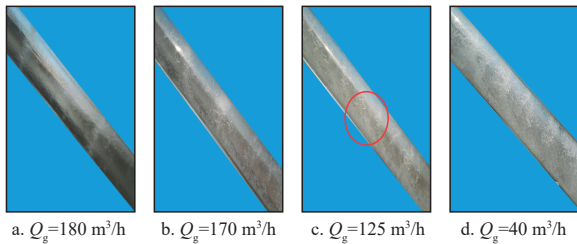


图4 倾斜角为30°时积液过程
Fig. 4 Liquid loading process at 30°

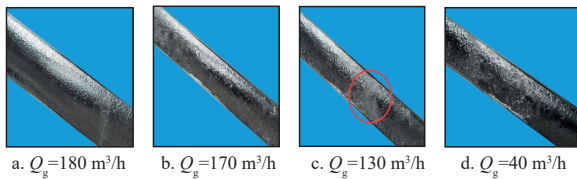


图5 倾斜角为45°时液积液过程
Fig. 5 Liquid loading process at 45°

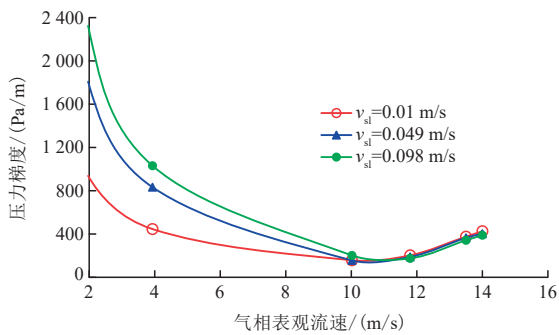


图6 气相表观流速与压力梯度关系曲线
Fig. 6 Gas superficial velocity and pressure gradient relationship curves

2.3 液体流量对积液影响规律分析

对于倾斜管来讲,液滴模型已不再适用,BELFROID在TURNER模型基础上添加角度项进行

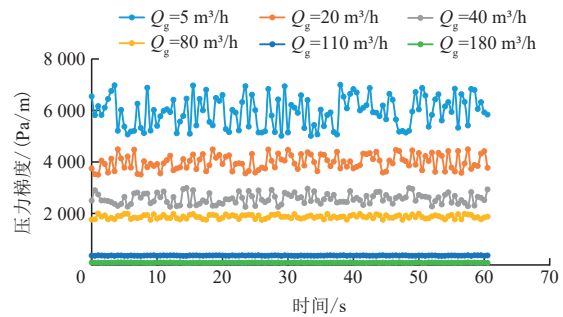


图7 不同气体流量条件下压力梯度变化曲线
Fig. 7 Pressure gradient variation curves under different gas flow rate

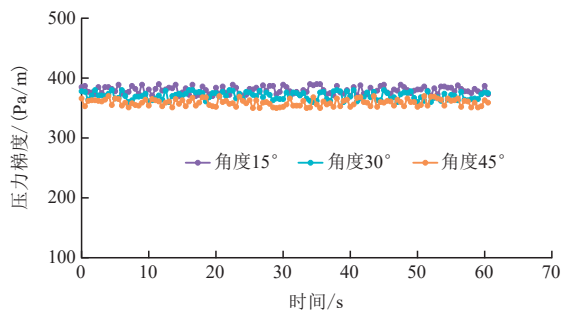


图8 不同角度条件下压力梯度变化曲线
Fig. 8 Pressure gradient variation curve under different angle

修正,但BELFROID认为液膜反转才是倾斜管积液的根本原因。无论是TURNER模型、SHI模型还是BELFROID模型,在建立临界携液模型时都忽略了液体流量对临界携液流速的影响,但从DUNS等^[21]提出的过渡流与环状流转换边界来看,液体流量直接影响气井积液过程。为研究液体流量对气井积液的影响,分别分析了不同液量条件下临界携液流速。图10为角度45°、气体流量180 m³/h条件下不同液体流量时携液情况,可知当液体流量较低时(小于0.2 m³/h),此时管道中呈现出高速流动的环状流,液体以液膜的形式连续向上携带,当液体流量大于0.6 m³/h后,管道出现了液膜反转和堆积的现象,随着液量的增加,管道中液体回落的幅度越来越大,过渡流的流动特征越来越明显,积液现象越来越严重,这表明液体流量是影响气井积液的重要因素,在模型建立时不能被忽略,这与WANG等^[12]的观点一致。

图11为液体流量0.1、0.2、0.6、1.0、1.5 m³/h时的压力梯度变化曲线,可知气体能正常携液时管道压差波动较小,随着液量的增加管道中压力梯度逐渐增大,压力梯度波动幅度逐渐增大,气液流动越来越呈现出过渡流的流动形态和特征,井筒严重积液。

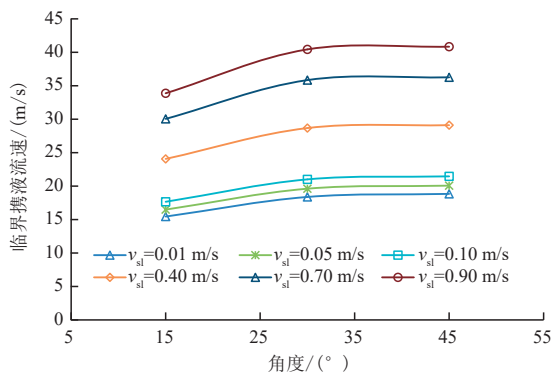


图9 角度与临界携液流速关系曲线
Fig. 9 Relationship curves between angle and critical liquid carrying flow rate

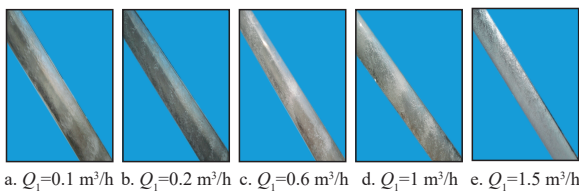


图10 不同液体流量条件下携液状态
Fig. 10 Liquid carrying state under different liquid flow conditions

图12为液体表观流速与临界携液流速的关系曲线,可知随着液量的增大,临界携液流速逐渐增加,而常规的液滴模型忽略了液体流速对临界携液流速的影响,明显不合理。

2.4 管径对临界携液流速的影响

油管尺寸是影响气井积液的另外一个因素,因此,本次实验同样分析了管径对临界携液流速的影响规律,图13为管径对临界携液流速的影响规律,可知随着管径的增加,临界携液流速在逐渐增大,这主要是由于在环状流条件下,随着管径的增加液膜量逐渐增大,携带液体需要更大的气量。

图14为不同油管尺寸条件下气水两相流动状态,可以看出在气体流量130 m³/h,液体流量0.2 m³/h,油管内径分别为50、62、76 mm时的流动状态,可知当油管内径为50 mm时,气体可以连续携带液体,随着管径的增加,气体携带液体能力逐渐减弱,这主要是由于管径越大,气体流速越小,需要的临界携液流速越大。从图14c可知当油管内径为76 mm时,管道

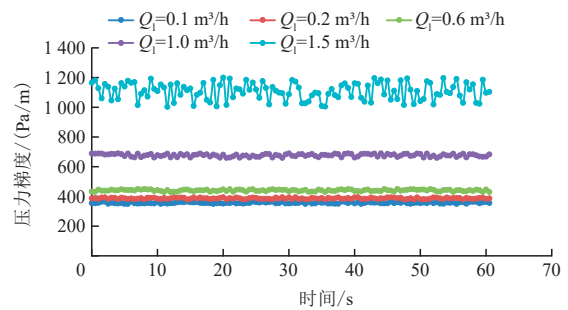


图11 不同液体流量条件下压力梯度变化曲线
Fig. 11 Pressure gradient variation curves under different liquid flow rate conditions

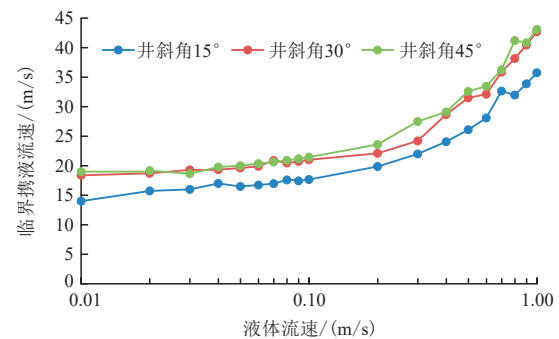


图12 液体流速与临界携液流速关系曲线
Fig. 12 Relationship curves between liquid flow rate and critical liquid carrying flow rate

下部出现了液体的聚集,已经呈现出分层流的迹象,同时液体液开始发生回落情况,因此,管径越大临界携液流速越大。

3 临界携液模型建立

3.1 模型建立

影响气井积液的参数主要包括气体密度、液体密度、角度、韦伯数等。同时,由于BARNEA提出的机理模型较为复杂,在实际应用中很难推广和修正,相比理论模型,经验模型更加简单、方便,因此,本次建模沿用BELFROID等经验手段建立模型。BELFROID模型是通过在TURNER提出的液滴模型上添加了角度修正项 $[\sin(1.7\theta)]^{0.38}/0.74$,从而拟合得到了不同角度的临界携液流速模型:

$$v_{sg} = C \left[\frac{\sigma(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g^2} \right]^{0.25} \frac{[\sin(1.7\theta)]^{0.38}}{0.74} \quad (1)$$

式(1)中: v_{sg} 为临界携液流速,单位m/s; C 是经验常数。

在垂直管中,1969年WALLIS等^[15]提出了无因次气流可作为液膜反转的判断准则,并提出了经典的

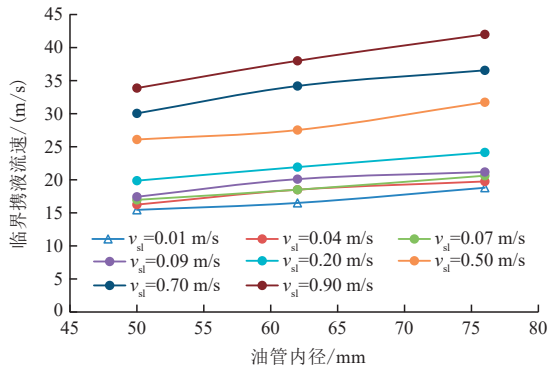


图13 管径与临界携液流速变化曲线

Fig. 13 Variation curves of pipe diameter and critical liquid carrying flow rate

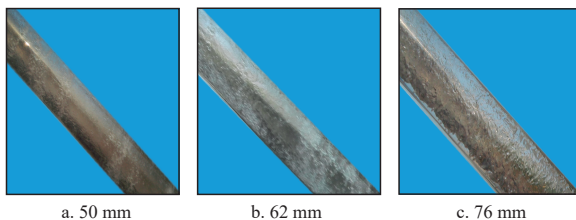


图14 不同油管尺寸条件下流动状态

Fig. 14 Flow state under different tubing sizes

液膜反转变限方程(经验方程):

$$v_{sg} \left[\frac{\rho_g}{gD(\rho_l - \rho_g)} \right]^{0.25} + mv_{sl} \left[\frac{\rho_l}{gD(\rho_l - \rho_g)} \right]^{0.25} = C \quad (2)$$

上述方程可转化为:

$$v_{sg} = C \left[\frac{gD(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g} \right]^{0.25} - mv_{sl} \left[\frac{\rho_l}{\rho_g} \right]^{0.25} \quad (3)$$

式(2)一式(3)中: D 为油管内径,单位m。

在WALLIS文献中,指出 m 和 C 是经验常数,并未给出其具体物理含义,同时刘永辉等^[22]人在研究时同样将 C 视为常数,并忽略了 m 值,而本次建模将考虑 m 和 C 值的影响因素,并给出表达式。从上述分析可知影响临界携液流速的因素包括气体密度、液体密度、角度、管径和液体表观流速,而上述方程仅缺少角度项,因此,在上述方程上添加角度项

$$f(\theta) = \frac{[\sin(1.7\theta)]^{a_1}}{a_2}, \text{公式(3)可表示为:}$$

$$v_{sg} = \left\{ C \left[\frac{gD(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g} \right]^{0.25} - mv_{sl} \left(\frac{\rho_l}{\rho_g} \right)^{0.25} \right\} \frac{[\sin(1.7\theta)]^{a_1}}{a_2} \quad (4)$$

式中: a_1 、 a_2 为系数。

利用实验数据对 C 值进行分析发现, C 值是关于液相表观流速、管径的函数,随着液相表观流速和管径的增大 C 值逐渐增大, m 是关于油管尺寸的线性函数,随着管径的增大 m 逐渐增大(图15)。本次实验中 C 值介于0.85~1.80, m 值介于0.34~0.49。

基于实验数据,分别对 C 和 m 进行拟合可得到 C 和 m 的函数方程:

$$C = 0.86128v_{sl}^{0.87295} + 1.7967D^{0.46979} + 0.42253 \quad (5)$$

$$m = -4.76049D^{0.88645} \quad (6)$$

将式(5)和式(6)代入到方程(4)中可拟合得到 a_1 和 a_2 值:

$$f(\theta) = \frac{[\sin(1.7\theta)]^{0.47}}{0.28} \quad (7)$$

将式(5)、式(6)和式(7)代入到式(4)中,即可得到定向井临界携液模型:

$$v_{sg} = \left\{ \left(0.86128v_{sl}^{0.87295} + 1.7967D^{0.46979} + 0.42253 \right) \left[\frac{gD(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g} \right]^{0.25} + 4.76049D^{0.88645} v_{sl} \left(\frac{\rho_l}{\rho_g} \right)^{0.25} \right\} \frac{[\sin(1.7\theta)]^{0.47}}{0.28} \quad (8)$$

图16为模型计算值与实验测量值的对比图,可知计算值与实测值均匀地分布在对角线上,表明新模型计算精度较高,平均相对误差为-0.38%,平均绝对误差为4.29%。

3.2 模型验证

为了进一步验证本模型的准确性,收集整理VEEKEN^[23]文献中62口积液气井数据,角度范围介于13°~64°、产液量介于0.012~6.280 m³/d,油压介于0.4~11.1 MPa,管径介于44.704~156.972 mm,天然气密度介于0.58~40.00 kg/m³,同时利用文献数据分别与BELFROID模型、李丽模型、刘永辉模型、WANG模型、TURNER模型等进行了比较,图17为新模型与VEEKEN文献数据对比结果,可知新模型在预测62口气井时,有57口气井判断积液,准确率为91.94%,进一步表明新模型的准确度较高。

4 结论

1) 定向井积液规律实验结果表明:在相同角度、液量条件下,管径越大,临界携液流速越高;随着角度的增加,管壁下部液膜厚度逐渐增大,井筒越容易产生积液;液体流速越大,临界携液流速越大,因此,不能忽略液体流速对临界携液流速的影响;液滴模型不适用于倾斜管,液膜反转是引起倾斜管积液的主要原因。

2) 基于BELFROID模型和WALLIS提出的液膜反转经验模型,考虑管径、气体密度、液体密度、角度、液体表观流速、重力加速度等参数,建立了定向井临界携液模型,并基于实验数据得到了 C 和 m 值的表达式,在预测实验值时新模型的平均绝对误差为4.29%,在预测文献中62口积液气井时新模型预测准

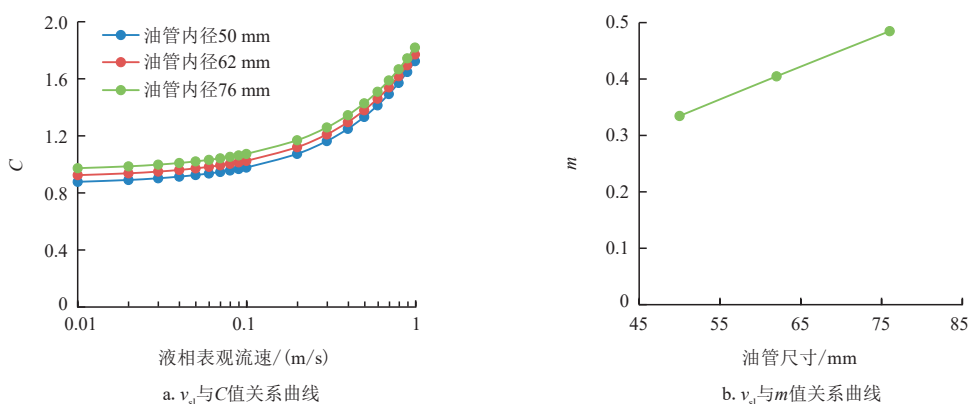


图15 v_{sl} 与 C 值和 m 值关系曲线

Fig. 15 Relationship curves of v_{sl} and C, m , respectively

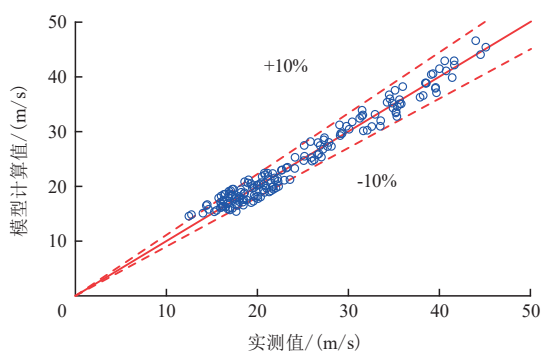


图16 模型计算值与实验测量值对比

Fig. 16 Comparison of model calculated values with experimental measured values

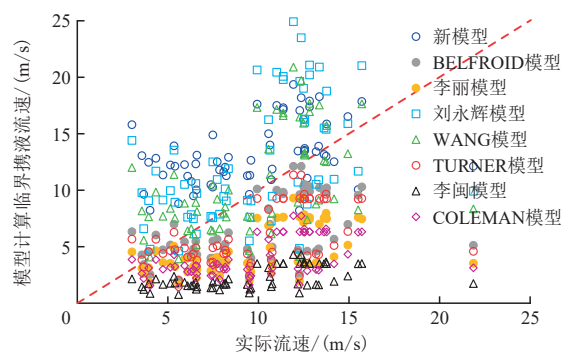


图17 新模型与VEEKEN文献数据对比结果

Fig. 17 Comparison results between the new model and VEEKEN literature data

确度为91.94%,计算精度较高,同时新模型较常规模型考虑了液体流速和管径的影响,适用性更强。

3) 本模型仅适用于井斜角低于 45° 、油管尺寸介于50~76 mm的定向井,并不适用于预测角度大于 45° 的气井。

参考文献

- [1] 王旭,鲁光亮,罗程程,等.油-气-水三相流水平井携液临界气量计算方法[J].西南石油大学学报(自然科学版),2022,44(3):167-175.
WANG Xu, LU Guangliang, LUO Chengcheng, et al. Method for calculating critical liquid carrying flow rate of oil-gas-water three-phase horizontal wells[J]. Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition), 2022, 44(3): 167-175.
- [2] TURNER R G, HUBBARD M G, DUKLER A E. Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells[J]. Journal of Petroleum Technology, 1969, 21(11): 1475-1482.
- [3] COLEMAN S B, CLAY H B, McCURDY D G, et al. A new look at predicting gas-well load-up[J]. Journal of Petroleum Technology, 1991, 43(3): 329-333.
- [4] NOSSEIR M A, DARWICH T A, SAYYOUH M H, et al. A new approach for accurate prediction of loading in gas wells under different flowing conditions[J]. SPE Production & Facilities, 2000, 15(4): 241-246.
- [5] 李闽,郭平,谭光天.气井携液新观点[J].石油勘探与开发,2001,28(5):105-106.
LI Min, GUO Ping, TAN Guangtian. New look on removing liquids from gas wells[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(5): 105-106.
- [6] 杨桦,杨川东.优选管柱排水采气工艺的理论研究[J].西南石油学院学报,1994,16(4):56-65.
YANG Hua, YANG Chuandong. Theoretical study of optimum tubing string for water drainage-oil recovery[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 1994, 16(4): 56-65.
- [7] 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,2007,25(6):82-85.
WANG Yizhong, LIU Qingwen. A new method to calculate the minimum critical liquids carrying flow rate for gas wells[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2007, 25(6): 82-85.
- [8] 王志彬,李颖川.气井连续携液机理[J].石油学报,2012,33(4):681-686.
WANG Zhibin, LI Yingchuan. The mechanism of continuously removing liquids from gas wells[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 681-686.
- [9] 潘杰,王武杰,魏耀奇,等.考虑液滴形状影响的气井临界携液流速计算模型[J].天然气工业,2018,38(1):67-73.
PAN Jie, WANG Wujie, WEI Yaoqi, et al. A calculation model of critical liquid-carrying velocity of gas wells considering the influence of droplet shapes [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(1): 67-73.
- [10] 熊钰,张森森,曹毅,等.一种预测气井连续携液临界条件的通用模型[J].水动力学研究与进展A辑,2015,30(2):215-222.
XIONG Yu, ZHANG Miaomiao, CAO Yi, et al. A universal model of prediction for critical continuous removal of liquids from gas wells[J]. Chinese Journal of Hydrodynamics, 2015, 30(2): 215-222.
- [11] 周德胜,张伟鹏,李建勋,等.气井携液多液滴模型研究[J].水动力学研究与进展,2014,29(5):572-579.
ZHOU Desheng, ZHANG Weipeng, LI Jianxun, et al. Multi-droplet model of liquid unloading in natural gas wells[J]. Chinese Journal of Hydrodynamics, 2014, 29(5): 572-579.
- [12] WANG Z B, GUO L J, WU W, et al. Experimental study on the critical gas velocity of liquid-loading onset in an inclined coiled tube[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2016, 34: 22-33.
- [13] 刘晓旭,李旭,王磊,等.大斜度高液气比气井连续携液气流速预测方法[J].石油钻采工艺,2022,44(1):63-69.
LI Xiaoxu, LI Xu, WANG Lei, et al. Prediction method of continuous liquid-carrying gas flow rate for highly deviated and high liquid-gas ratio gas wells[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2022, 44(1): 63-69.
- [14] 王志彬,张亚飞,孙天礼,等.气井井筒条件下液滴动力学特征及其携带临界气流速[J].石油钻采工艺,2021,43(5):642-650.
WANG Zhibin, ZHANG Yafei, SUN Tianli, et al. Dynamic behavior of single drop and critical single drop carrying gas flow rate under the well condition of gas well[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2021, 43(5): 642-650.
- [15] WALLIS G B. One-dimensional two-phase flow[M]. New York: McGraw-Hill, 1969.
- [16] BELFROID S P C, SCHIFERLI W, ALBERTS G J N, et al. Predicting onset and dynamic behaviour of liquid loading gas wells[C]// Paper SPE-115567-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, September 2008.
- [17] SHI J T, SUN Z, LI X F. Analytical models for liquid loading in multi-fractured horizontal gas wells[J]. SPE Journal, 2016, 20(1): 471-487.
- [18] 李丽,张磊,杨波,等.天然气斜井携液临界流量预测方法[J].石油与天然气地质,2012,33(4):650-654.
LI Li, ZHANG Lei, YANG Bo, et al. Prediction method of critical liquid-carrying flow rate for directional gas wells[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4): 650-654.
- [19] BARNEA D. Transition from annular flow and from dispersed bubble flow—unified models for the whole range of pipe inclinations[J]. International journal of multiphase flow, 1986, 12(5): 733-744.
- [20] FADILI Y E, SHAH S. A new model for predicting critical gas rate in horizontal and deviated wells[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2016, 150: 154-161.
- [21] DUNS JR H, ROS N C J. Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells[C]// Paper WPC-10132 presented at the 6th World Petroleum Congress, Frankfurt am Main, Germany, June 1963.
- [22] 刘永辉,艾先婷,罗程程,等.预测水平井携液临界气流速的新模型[J].深圳大学学报(理工版),2018,35(6):551-557.
LIU Yonghui, AI Xianting, LUO Chengcheng, et al. A new model for predicting critical gas velocity of liquid loading in horizontal well[J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2018, 35(6): 551-557.
- [23] VEEKEN K, HU B, SCHIFERLI W. Gas-well liquid-loading-field-data analysis and multiphase-flow modeling[J]. SPE Production & Facilities, 2010, 25(3): 275-284.

(编辑 尹淑容)