

气井及凝析气井连续携液模型的统一

苑志旺¹ 杨莉¹ 郭平² 杨宝泉¹ 罗银富¹

(中海油研究总院开发研究院¹, 北京 100027; 西南石油大学, 油藏地质及开发工程国家重点实验室², 成都 610500)

摘要 气井及凝析气井积液是气田开发过程中的一个严重问题, 目前关于气井连续携液模型种类繁多, 且缺少富含凝析水的定向凝析气井临界携液流量模型。在目前广泛采用的 Li Min 携液模型基础上, 推导出了富含凝析水的定向凝析气井临界携液流量模型, 并将现有的气井和富含凝析水的凝析气井临界携液流量模型进行了统一。研究认为, 在计算富含凝析水凝析气井的临界携液流量时, 气井携水比携油困难, 所以只需达到最小携水产气量即可, 无需考虑油、气、水三相复杂相态变化。同时发现, 由于定向气井存在着管斜角, 使得定向井的临界携液流量要比直井大得多。气井及凝析气井连续携液模型的统一, 极大地方便了现场工人及相关科研工作者的计算。

关键词 气井 凝析气井 临界流量 临界速度 携液模型

中图分类号 TE372; **文献标志码** A

气井及凝析气井积液是气田开发过程中的一个严重问题, 因此, 在开发过程中使用合理的工作制度, 充分利用气井的天然能量, 将井底出现的积液携带至地面, 可以大大降低生产成本, 同时也提高了气田最终采收率。近年来, 专家学者对于气液比高于 $1\ 400\ \text{m}^3/\text{m}^3$ 的产水气井携液临界流量方面, 进行了很多的研究。生产实践表明, 许多气井的产量在大大低于 Turner 模型计算出的临界流量时, 仍能保持正常生产。为了提高临界流速和流量的计算精度, Li Min^[1,2] 认为液滴在高速气流携带的作用下, 其前后表面存在着压差, 这一压差将会使液滴会变成椭球体。Li Min 在假设液滴为椭球体的基础上, 推导出新的气井连续携液临界流量计算公式, 其结果仅为 Turner 公式计算出的连续携液临界流量的 38%。这恰与产液气井的实际生产实践相吻合。

自从提出 Li Min 携液模型后, 一些国内专家学者^[3-5] 在此基础上推导出了定向气井连续携液临界流量预测模型、富含凝析水的凝析气井临界携液流

量模型。推导出了富含凝析水的定向凝析气井临界携液流量计算公式, 并对直气井、定向气井、直凝析气井、定向凝析气井、富含凝析水的直凝析气井及富含凝析水的定向凝析气井的连续携液临界流量计算模型进行了统一, 有助于现场工人及相关科研工作者的计算。

1 富含凝析水的定向凝析气井临界速度和临界流量模型的建立

富含凝析水的凝析气井在实际生产过程中, 随着地层流体的产出, 将会降低井底压力, 导致凝析油或地层水的析出。在高速气流的携带下, 凝析油或地层水可被携带至井口, 不会影响凝析气井的生产。然而, 随地层压力的降低, 井口产量降低, 在井筒中的气流不足以携带液滴至井口, 此时, 就会导致气井井底积液。因此, 在气井配产时, 应考虑气井携液即水滴和油滴, 以提高气井排液能力。

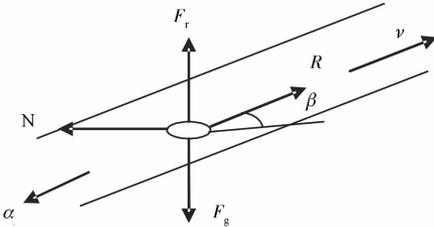
1.1 基本假设条件

排出气井积液所需的最低条件是使气流中最大直径的水滴和油滴(以下统称液滴)能继续向上运动, 不发生破裂, 为便于分析和计算, 做以下假设: ①液滴受力变形后为 Li Min 携液模型的椭球形^[1,2], 表面光滑, 等效直径为 d ; ②忽略液滴与液滴及液滴与井筒的碰撞, 且液滴在气流中形成最大

液滴才破碎。

1.2 数学模型

利用牛顿第二定律建立液滴运动方程。在井筒中运动过程中,液滴的受力有4个:重力、浮力、曳力和阻力。其受力分析见图1。



注: β 为管斜角, $^\circ$; α 为加速度, m/s^2 ; F_g 为液滴的重力, N ; F_r 为液滴受到的浮力, N ; R 为液滴受到的曳力, N ; N 为液滴受到的阻力, N ; v 为携液流速, m/s 。

图1 液滴(水滴或油滴)在井筒中的受力分析图

液滴的重力为:

$$F_{wg} = \frac{1}{6}\pi d_e^3 \rho_w g \quad (\text{水滴}) \quad (1)$$

$$F_{og} = \frac{1}{6}\pi d_e^3 \rho_o g \quad (\text{油滴}) \quad (2)$$

式中: F_{wg} 为水滴的重力, N ; F_{og} 为油滴的重力, N ; d_e 为水(油)滴直径, m ; ρ_w 为水密度, kg/m^3 ; ρ_o 为油密度, kg/m^3 ; g 为重力加速度, m/s^2 。

液滴的浮力为:

$$F_r = \frac{1}{6}\pi d_e^3 \rho_g g \quad (3)$$

式(3)中: F_r 为液滴受到的浮力, N ; ρ_g 为气体密度, kg/m^3 。

由文献[1]可知,液滴在气流中以速度 v 运动,在表面张力和压差作用下,液滴由球形变成椭球形后所受到的曳力为

$$R = \rho_g^2 v^4 \pi d_e^3 C_D / (24\sigma) \quad (4)$$

式(4)中: R 为液滴受到的曳力, N ; v 为携液流速, m/s ; C_D 为阻力系数,无因此; σ 为表面张力, N/m 。

在垂直平面内,由牛顿第二定律建立液滴的运动速度与流体曳力的关系方程,即

$$F_{wg} - F_r - R \sin\beta = m_w \frac{dv}{dt} \quad (\text{水滴}) \quad (5)$$

$$F_{og} - F_r - R \sin\beta = m_o \frac{dv}{dt} \quad (\text{油滴}) \quad (6)$$

式中: m_w 为水滴的质量, kg ; m_o 为油滴的质量, kg 。

当液滴速度减到恒定速度时,液滴所受的外力达到平衡,则上式变为

$$F_{wg} - F_r - R \sin\beta = 0 \quad (\text{水滴}) \quad (7)$$

$$F_{og} - F_r - R \sin\beta = 0 \quad (\text{油滴}) \quad (8)$$

分别将式(1)、式(3)和式(4)代入式(7),式(2)、式(3)和式(4)代入式(8),整理得

$$v_{wcr} = \sqrt[4]{\frac{4(\rho_w - \rho_g)g\sigma_w}{\rho_g^2 C_D \sin\beta}} \quad (9)$$

$$v_{ocr} = \sqrt[4]{\frac{4(\rho_o - \rho_g)g\sigma_o}{\rho_g^2 C_D \sin\beta}} \quad (10)$$

式中: v_{wcr} 为临界携水临界流速, m/s ; v_{ocr} 为临界携油流速, m/s ; σ_w 为气水表面张力, N/m ; σ_o 为气油表面张力, N/m 。

对于典型气田^[6,7],质点的雷诺数处于 $10^4 \sim 10^5$ 之间。在该范围内,椭圆形液滴的阻力系数接近于 1.0 ^[8]。因此便可得出方程(11)和方程(12)(临界流量表达式)

$$v_{wcr} = 2.5 \sqrt[4]{\frac{(\rho_w - \rho_g)\sigma_w}{\rho_g^2 \sin\beta}} \quad \text{且相应的临界流量为}$$

$$q_{wsc} = 2.5 \times 10^8 \frac{A p v_{wcr}}{z T} \quad (11)$$

$$v_{ocr} = 2.5 \sqrt[4]{\frac{(\rho_o - \rho_g)\sigma_o}{\rho_g^2 \sin\beta}} \quad \text{且相应的临界流量为}$$

$$q_{osc} = 2.5 \times 10^8 \frac{A p v_{ocr}}{z T} \quad (12)$$

通过研究发现,在相同条件下,水密度大于油密度,气水表面张力大于油气表面张力,故气井携水比携油困难,在气井油、气、水同产时,要有效排除井底积液,为安全起见即需达到最小携水产气量。因此,在 Li Min 携液模型基础上,可得出富含凝析水的定向凝析气井临界速度和临界流量分别为

$$v_{wcr} = 2.5 \sqrt[4]{\frac{(\rho_w - \rho_g)\sigma_w}{\rho_g^2 \sin\beta}} \quad \text{和} \quad q_{wsc} = 2.5 \times 10^8 \frac{A p v_{wcr}}{z T}。$$

3 气井及凝析气井连续携液临界流量计算公式的统一

经过分析,将以 Li Min 携液模型为基础,所导

出的直气井、定向气井、直凝析气井、定向凝析气井、富含凝析水的直凝析气井及富含凝析水的定向凝析气井的连续携液临界流量计算模型进行了统

一,其临界流速为 $v_{lcr} = 2.5 \sqrt[4]{\frac{(\rho_l - \rho_g)\sigma_1}{\rho_g^2 \sin\beta}}$, 临界流量为 $q_{lsc} = 2.5 \times 10^8 \frac{Apv_{lcr}}{zT}$ 。(13)

式(13)中 σ_1 为气液表面张力, N/m; ρ_l 为液体密度, kg/m³; q_{lsc} 为最小携液流量, m³/d。 v_{lcr} 为临界携液临界流速, m/s。(注:当气井只存在气水两相时, l 表示水相;当气井只存在气油两相时, l 表示油相;当气井存在气、油、水三相时, l 表示水相)

4 实例分析

某凝析气田具有代表性的一口定向凝析气井,管斜角为 30°,天然气平均相对密度为 0.6,凝析油密度为 721 kg/m³,凝析水密度为 1 074 kg/m³,油气界面张力取 0.02 N/m,气水界面张力取 0.06 N/m,井口压力为 8.4 MPa,井口温度为 322 K,在该温度、压力条件下的气体偏差因子为 0.85,油管内径为 6.2 cm。该气井在 2006 年以前不产水只含有少量凝析油,由于地层富含凝析水,2006 年以后开始产水。根据天然气的相对密度可确定天然气的密度,相关计算结果见表 1。

表 1 凝析气井临界携液流量计算结果

参数及内径/m	数值
油管内径/m	0.062
井口压力/MPa	8.40
井口温度/K	322.00
天然气相对密度	0.60
压缩因子	0.85
实际产量/(m ³ ·d ⁻¹)	22 200.00
2006 年以前生产状态	未积液
2006 年以后生产状态	接近积液
临界携油流量($\beta=90^\circ$)/(m ³ ·d ⁻¹)	13 762.31
临界携油流量($\beta=30^\circ$)/(m ³ ·d ⁻¹)	16 366.23
临界携水流量($\beta=90^\circ$)/(m ³ ·d ⁻¹)	20 168.36
临界携水流量($\beta=30^\circ$)/(m ³ ·d ⁻¹)	23 984.36

从表 1 的临界携液流量计算结果可以看出,2006 年以后,气井产水但未调整产量,气井接近积液。由于产水后临界携液流量增加,故生产过程中

不应参考产水前的临界流量,而应使用产水后的临界流量。

同时可以看出,由于定向气井存在着管斜角,使得定向井的临界携液流量要比直井大得多;且气井携水比携液困难,在气井油、气、水同产时,要有效排除井底积液,为了安全起见,需达到最小携水产气量。

根据上述凝析气井数据,计算在不同管斜角的情况下的临界携水速度,见图 2。

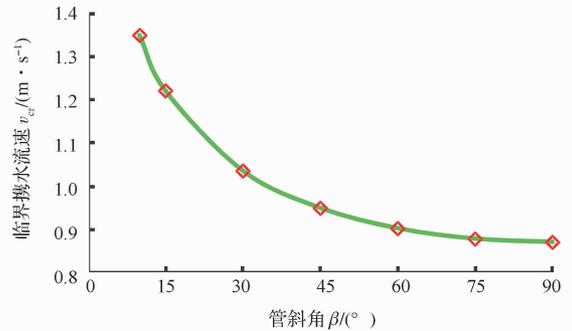


图 2 不同管斜角对临界携水速度的影响

图 2 描述了管斜角与临界携水速度的关系。由于定向气井存在着管斜角,使得定向井的临界携液流量要比直井大得多;同时,气井的临界携液流量随着井斜角度的增大而逐渐减小,当井斜角为直角时,气井的临界流量恰为直井的临界流量。

5 结论

(1) 在以 Li Min 携液模型为基础,推导出了富含凝析水的定向凝析气井连续携液临界流量计算模型。

(2) 由于定向气井存在着管斜角,使得定向井的临界携液流量要比直井大得多,因此,对于产液定向气井一定要考虑管斜角对临界携液流量的影响。

(3) 在对富含凝析水的凝析气井进行临界携液流量计算时,气井携水比携油困难,在气井油、气、水同产时,要有效排除井底积液,为安全起见即需达到最小携水产气量即可,没必要考虑油、气、水三相复杂相态变化。

(4) 对直气井、定向气井、直凝析气井、定向凝

析气井、富含凝析水的直凝析气井及富含凝析水的定向凝析气井的连续携液临界流量计算模型进行了统一,极大地方便了现场工人及相关科研工作者的计算。

参 考 文 献

- 1 LI Min. New view on continuous-removal liquids from gas wells. SPE 70016,2001
- 2 LI Min. New view on continuous-removal liquids from gas wells. SPEPF(Feb 2002):42—45
- 3 于继飞,管虹翔,顾纯巍,等. 海上定向气井临界流量预测方法.

- 特种油气藏,2011;18(6):117—119
- 4 杨文明,王 明,陈 亮,等. 定向气井连续携液临界产量预测模型. 天然气工业,2009;29(5):82—84
 - 5 常志强,孙 雷,胥洪俊,等. 特殊类型气井凝析气井井筒动态分析新方法. 钻采工艺,2008;31(5):40—43
 - 6 Duggan J O. Estimating the flow rate required to keep gas wells unloaded. JPT,1961;13(12):1173—1176
 - 7 Rawlins E L,Schellhardt M A. Back pressure data on natural gas wells and their application to production practices, USA: Lord Baltimore Press,1935:34
 - 8 Perry J H. Chemical Engineers Handbook. New York City:McGraw-Hill Book Co Inc, 1963

A Unified Mode for Continuous Removal of Liquids from Gas Well and Condensate Gas Well

YUAN Zhi-wang¹, YANG Li¹, GUO Ping², YANG Bao-quan¹, LUO Yin-fu¹

(CNOOC Research Institute¹, Beijing 100027, P. R. China;

State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation²,

Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, P. R. China)

[Abstract] Liquid loading of gas well and gas condensate well is a serious problem in the process of gas field development. Many formulas related to the determination of critical rate for continuous removal of liquids from gas well have been proposed, but there is no one for directional gas condensate well enriched condensated water. On the basis of LI Min model of continuous carrying fluid model which has been widely used, continuous carrying fluid mode of directional gas condensate well enriched condensated water was, deduced and the continuous carrying fluid mode of existing gas wells, and gas condensate wells with high condensate water were unified. Studies show that it is no need to consider the oil, gas and water complex phase change for safety reasons, when critical carrying fluid rate of gas condensate well enriched condensated water is calculated. Simultaneously, due to the tube angle presence of directional wells, it makes the critical carrying liquid flow rate much greater than the vertical wells. The mode for continuous removal of liquids from gas well and condensate gas well were unified, which greatly facilitate the on-site workers and the associated scientists.

[Key words] gas well gas condensate well critical flow velocity critical flow rate carrying liquid mode