

东胜气田气井携液模型研究及应用情况

冶海有

中国石化华北油气分公司采气二厂 内蒙古杭锦旗

摘要: 东胜气田位于盆地北缘构造、沉积、成藏过渡带, 构造复杂、沉积变化快, 气藏类型多样, 气水关系复杂, 含气非均质性强, 属于典型致密低孔、低渗储层, 以水平井开发为主。液气比分布差异较大, 随着逐年的开发生产, 气井压力逐渐降低, 积液问题逐渐突出, 选择较为准确适用的携液模型对于合理配产、积液的预测、判断非常重要, 针对东胜气田高液气比的气井, 对比分析了几种携液模型与实际生产情况的差异, 发现李闽模型在直井中符合率较高, 在水平井、定向井中, 几种模型均与实际生产情况偏差较大, 通过分析评价倾斜管携液机理和实际生产情况, 对Belfroid模型的系数K进行了修正, 建立了水平井、定向井的携液模型, 计算了全部气井的临界携液流量, 与实际气井生产情况进行了对比拟合, 积液预测准确率达到了87.2%, 在现场应用中取得了较好的效果。

关键词: 东胜气田; 水平井; 积液; 合理配产; 临界携液流量; 修正携液模型

Research and Application of LiCarrying Model in Dongsheng Gas Field

Haiyou Ye

Sinopec North China Oil and Gas Branch Gas Production Plant 2, Hangjin Banner, Inner Mongolia

Abstract: Dongsheng gas field is located in the transitional zone of structure, deposition and accumulation in the northern margin of the basin, with complex structure, rapid sedimentary change, diverse gas reservoir types, complex gas-water relationship and strong gas heterogeneity. It is a typical tight reservoir with low porosity and low permeability, mainly developed by horizontal Wells. Liquid gas ratio distribution differences, with the development and production of the year by year, gradually reduce the gas well pressure, fluid problem increasingly prominent, choose more accurately apply with fluid model for reasonable production proration, effusion of prediction and judgment is very important, for dongsheng field high liquid gas ratio of gas well, comparison and analysis of several solution model and the actual production situation, Coincidence rate is higher in found Li Min model in vertical Wells, in directional well and horizontal well, several kinds of models with actual production situation, the deflection inclined tube through the analysis of evaluation mechanism of carrier and the actual production situation, Belfroid coefficient K of the model for the correction, the establishment of a horizontal well and directional well with fluid model, calculated the critical of all the gas Wells with liquid flow rate, Compared with the actual gas well production, the prediction accuracy of liquid accumulation reached 87.2%, and achieved good effect in field application.

Keywords: Dongsheng gas field; horizontal well; liquid accumulation; reasonable production allocation; critical liquid carrying flow; modified liquid carrying model

引言:

随着气田开发的不断深入, 截至2022年6月20日共有生产井417口, 平均液气比 $4.0\text{m}^3/10^4\text{m}^3$, 液气比分布

差异大, 从 $0.2\text{m}^3/10^4\text{m}^3$ – $100\text{m}^3/10^4\text{m}^3$, 东胜气田气井高产液导致的积液降产问题越来越突出, 气井产量低于临界携液流量后需要泡排辅助排液生产, 准确的临界携液、携泡模型的建立可以指导现场气井的积液预测、合理配产、泡排介入时机及制度优化工作, 因此携液模型的建立非常必要。

作者简介: 冶海有, 1989, 男, 回族, 籍贯: 青海省海东市, 本科, 职称: 工程师, 研究方向: 采油气工程。

1、携液模型理论

根据采气工程理论，产水气井正常生产时，液相以液滴的形式被高速气流连续稳定的携带出井筒，且液滴不发生破裂，液滴模型认为气井积液主要是井筒中液滴反转所致，并根据受力情况、考虑液滴形状等因素建立了携液模型，常见的三种携液模型（Turner、李闯、王毅忠）的主要区别在与液滴的形状，分别为圆球、椭球、球帽。模型建立均是在直管段的条件，根据力学原理，在竖直平面内液滴主要受自身重力、气体对它的浮力、气流对它的曳力，如图1，进而推导出临界携液流速、临界携液流量的理论模型，如图2。

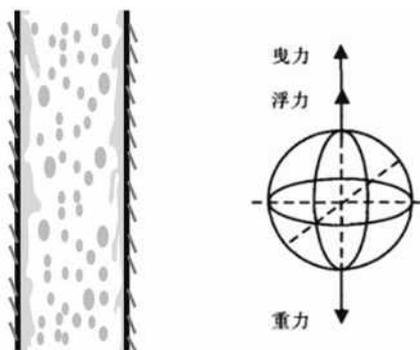


图1 液滴模型及受力情况

模型	液滴形状	曳力系数	临界携液流速	临界携液流量
Turner模型	圆球形	0.44	$v = 5.5 \left[\frac{\sigma(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g} \right]^{0.25}$	$q_{cr} = 2.5 \times 10^4 \frac{ApVg}{ZT}$
李闯模型	椭球形	1.00	$v = 2.5 \left[\frac{\sigma(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g} \right]^{0.25}$	$q_{cr} = 2.5 \times 10^4 \frac{ApVg}{ZT}$
王毅忠模型	球帽形	1.1/	$v = 1.9 \left[\frac{\sigma(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g} \right]^{0.25}$	$q_{cr} = 2.5 \times 10^4 \frac{ApVg}{ZT}$

图2 三种携液模型表达式

2、三种携液模型计算结果与实际情况对比

通过对东胜气田111口自主携液、134口泡排井的计算，发现Turner模型计算的结果偏大，王毅忠模型计算结果偏小，李闯模型在直井中的符合率较高，在水平井、定向井计算结果偏小。从14口直井的计算出的携液流量来看，李闯模型4口井高于携液流量，出现积液的可能性较小，8口井低于携液流量，会出现积液、水淹的情况，Turner模型1口井与携液流量相近，13口井低于携液流量，都会出现积液、水淹的现象，王毅忠模型8口井高于携液流量，出现积液的可能较低，6口井低于携液流量，会出现积液、水淹的情况，但从实际生产情况来看，李闯模型的计算结果与实际相符，具有较好的适应性，4口高于携液流量井均连续稳定生产，未出现积液、水淹的情况，8口低于携液流量井积液现象较为突出，需要放空、投棒、周期气举等措施，通过泡排介入后，8口井均实现了稳定生产，因此东胜气田的直井的携液模型选用

李闯椭球液滴模型。如公式（1-1），（1-2）

$$v_{cr} = 2.5 \times \left[\frac{\sigma(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g} \right]^{0.25} \quad (1-1)$$

$$q_{cr} = 2.5 \times 10^4 \frac{ApVg}{ZT} \quad (1-2)$$

通过计算231口水平井（含定向井）的携液流量和实际情况对比来看，李闯模型82口井低于携液流量，149口井高于携液流量，出现积液井的比例为64.5%。Turner模型185口井低于携液流量，46口井高于携液流量，出现积液井的比例为80.1%，王毅忠模型39口井低于携液流量，192口井高于携液流量，出现积液井的占比为16.9%。统计实际生产中出现积液、水淹气井的占比为53.6%，可以看出Turner、王毅忠模型的偏差较大，李闯模型的偏差较小，偏差为10.9%，三种模型在水平井的应用中符合率较低，因此需完善水平井携液模型。

3、水平井修正携液模型建立

通过查阅文献，Belfroid等人2008年在Turner模型的基础上，对气井造斜段液滴的受力分析，提出了倾斜管的临界携液模型，结合FiedlerB函数推导出了角度范围在5° -90° 适用于倾斜管的携液模型，Alamu（2012）的研究表明液滴夹带率所占比例很小，Van Wenstend（2007）研究表明，实验观察到液滴远小于模型假设液滴大小；环状流/搅动流（液膜反转时）只有0.4%的液滴会向下反转，倾斜段液滴不能稳定存在，他们认为气井积液的原因是液膜反转造成的，因此气井液膜反转时的气量就是临界携液流量。水平井的气井携液分为三段，水平段、造斜段、垂直段，临界携液流量造斜段>水平段>直井段，只有造斜段满足携液条件，全井段均能携液生产，因此造斜段的最大携液流量为水平井的临界携液流量。西南石油大学对比30mm/50mm/65mm管径不同表观液流速液膜反转值与角度的变化，试验结果表明，随着角度增加临界携液流速先增大后逐渐减小，最大值出现在倾角55°，本段中的研究对象为东胜气田的连续携液生产井（水平、定向井），因此选用Belfroid模型进行计算，如（1-1，1-2），并对比实际生产情况。

$$v_g = 4.45 \times \sqrt[4]{\frac{\sigma(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g 2} \frac{[\sin(1.70)]^{0.38}}{0.74}} \quad (1-3)$$

$$q_{cr} = 2.5 \times 10^4 \frac{ApVg}{ZT} \quad (1-4)$$

通过计算231口水平井（含定向井）的携液流量和实际情况对比来看，Belfroid模型57口井高于携液流量，位于积液区，井数占比24.7%。174口井低于携液流量，位于非积液区，井数占比75.3%。统计实际生产中出现

积液、水淹气井数为118口, 占比为53.6%, 可以看出Belfroid模型计算结果与实际情况相差较大, 积液预测57口, 与实际相差61口, 偏差11.7%。

从模型的表达式可以看出, 影响携液流速的主要因素为系数, 假设系数为K, 如(1-3)通过选取20口濒临积液井的产量作为实际临界携液气量, 带入各井油管横截面积、临界温度、压缩因子、井底流压参数, 通过(1-2)公式反算出携液流速, 带入液体表面张力、液体密度、气体密度等参数, 计算出影响携液流速的系数K, 计算结果显示20口井的携液流速系数为2.5, 与李闽椭球液滴模型一致, 带入公式(1-2), 建立东胜气田的修正临界携液流速公式(1-4)

$$V_g = K \times \sqrt[4]{\frac{\sigma(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g g}} \frac{[\sin(1.7\theta)]^{0.38}}{0.74} \quad (1-3)$$

$$V_g = 2.5 \times \sqrt[4]{\frac{\sigma(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g g}} \frac{[\sin(1.7\theta)]^{0.38}}{0.74} \quad (1-4)$$

用(1-4)公式携液模型计算东胜气田231口水平井(含定向井)携液流量, 并于实际生产情况对比, 修正模型93口井低于临界携液流量, 处于积液区, 井数占比40.2%。10口井与临界携液流量相近, 处于积液风险区, 井数占比4.3%, 128口井高于携液流量, 位于非积液区, 井数占比55.4%, 统计实际生产中出现积液、水淹的气井数为118口, 修正模型积液预测井数为103口, 与实际相差15口, 符合率为87.2%, 模型计算结果与实际生产情况相吻合, 从而验证了公式的可行性。

东胜气田属于超高液气比气田, 泡排剂的平均加注浓度达到了8.4‰, 国内气田的泡排剂加注浓度一般都在3‰-5‰, 实际上随着地层能力的下降, 低于气井的携液流量后, 常规泡排剂的作用也在减弱, 高泡排剂加注浓度又会增加流体在井筒中的流动阻力, 需研发寻找表面张力更低的高效低压泡排剂, 继续降低泡沫密度, 泡排加注浓度, 泡排含水率, 降低临界携液流速, 从而延长泡排阶段的生产周期。随着地层能力的进一步下降, 需配套其它排水工艺生产。

4、现场应用及取得效果

通过前面的分析, 用李闽模型计算东胜气田直井临界携液流量, 符合率为100%, 用修正模型计算水平井临界携液流量, 符合率为87.2%, 用两种模型分别计算东胜气田所有生产井的携液流量, 并对处于积液区的111口井进行统计汇总, 其中38口井已采取泡排措施, 对73口未泡排井介入泡排, 增加井口自动泡排装置, 气井生产情况得到明显改善, 积液周期延长, 水淹频次下降显著, 递减趋势减缓, 取得较好的稳产效果, 并对高于携

液流量递减较快的部分井优化配产, 在保证正常压降速率的前提下, 让其略高于携液生产, 稳产效果明显。

5、结论与认识

(1) 通过现有模型的分析对比认为: 对于东胜气田的产水气井, 李闽模型在直井中的应用效果较好, 在水平井、定向井中偏差较大, 直井携液流量的计算选用李闽椭球模型; 其他模型在直井、水平井、定向井中的计算的结果与实际偏差较大, 不适用于东胜气田的实际情况。

(2) 针对东胜气田高液气比水平井(定向井), 在不考虑液滴形状的情况下, 反算携液流速模型系数, 优化建立了修正模型, 与实际生产情况吻合度较高, 具有较好的适应性。

(3) 通过用两种模型分别计算东胜气田所有生产井的携液流量, 并对处于积液区的3口未泡排井介入泡排, 递减趋势减缓, 取得较好的稳产效果, 对高于携液流量递减较快的部分井优化配产, 在保证正常压降速率的前提下, 让其略高于携液生产, 稳产效果明显。

(4) 东胜气田属于超高液气比气田, 泡排剂的平均加注浓度达到了8.4‰, 高泡排剂加注浓度又会增加流体在井筒中的流动阻力, 需研发寻找表面张力更低的高效低压泡排剂, 继续降低泡沫密度, 泡排加注浓度, 泡排含水率, 降低临界携液流速, 从而延长泡排阶段的生产周期。

参考文献:

- [1] Turner RG, Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from Gas Wells [J]. JPT, 1969, 45-48.
- [2] 李士伦. 天然气工程第二版[M]. 石油工业出版社, 2008: 217-222
- [3] 王毅忠, 刘庆文. 计算气井最小携液临界流量的新办法[J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26(6): 82-85
- [4] 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
- [5] Belfroid S, Schiferli W, Alberts G, et al. Predicting onset and dynamic behaviour of liquid loading gas wells[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2008.
- [6] 肖高棉, 李颖川, 喻欣. 气藏水平井连续携液理论与实验[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2010, 32(3): 122-126
- [7] 王琦, 李颖川, 王志彬. 水平气井连续携液试验研究及模型评价[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2014, 36(3): 139-145