

涩北气田出水水平井井底积液诊断研究^{*}

冯胜利¹, 董长银², 李彦龙², 康瑞鑫¹, 吴胜利¹, 隆佳佳²

(1. 中国石油青海油田分公司, 甘肃 敦煌 736000;

2. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 青岛 266555)

摘要: 针对涩北气田水平井出水凸显的问题, 对气井水平井垂直段、倾斜段、水平段的临界携液流量模型进行了筛选, 建立了不同产气量条件下的最大携液量预测方法。以此为基础, 研究提出了包括临界携液流量分析法、最大携液量积液诊断分析法、测压资料分析法、生产日报综合分析法等在内的气井水平井井底积液综合诊断流程与方法。对涩北气田 58 口水平井进行了井底积液诊断分析, 准确率在 88% 以上。

关键词: 涩北气田; 气井水平井; 临界携液流量; 积液诊断

中图分类号: TE375 **文献标识码:** A **文章编号:** 1006—7981(2013)04—0127—03

涩北气田水平井产量约占全气田产量的 1/3, 在气田上产稳产中发挥重要作用。但近年来, 出水逐渐成为涩北气田水平井开发面临的主要问题之一。在高产气量及少量出水条件下, 产气将地层产出水携带到地面; 而出水量较大时则可能会造成井底积液, 从而进一步影响水平井流入动态及生产动态。井筒携液分析及井底积液诊断是进行气井水平井生产动态分析及工作制度优化的重要基础。

1 气井水平井井筒携液能力分析模型及筛选

准确预测得到气井井筒临界携液流量, 可以根据实际产量与临界携液产量相对比从而判断产水气井井底是否积液。临界携液流量法已经成为气井井底积液诊断的主要方法之一。气井水平井的井筒临界携液流量预测与垂直井不同。水平井井筒流动包括了垂直段(类似于垂直井)流动、倾斜段流动和水平段(与垂直井不同)流动。气液两相流动机理及携液能力在不同倾角的管流中是有差异的, 因此必须同时研究水平井垂直段、倾斜段、水平段的临界携液流量。即使在垂直段, 不同井深位置处的温度压力条件不同, 其临界携液流量也不同。需要比较上述三个不同位置的临界携液流量值, 最大者才可作为水平井的实际临界携液流量。

1.1 气井水平井垂直段临界携液流量预测模型与筛选

目前关于垂直井(等同于气井水平井垂直段)临界携液流量计算模型研究的较多, 包括 Turner 临界携液模型^[1]、李闰模型^[2]、Coleman 模型^[1]、Nosseir 模型^[1]等。这些模型表达的气井临界携液流速可表示为:

$$v_{\alpha} = \alpha \cdot \left[\frac{(\rho_l - \rho_g) \cdot \sigma}{\rho_g^2} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (1)$$

相应的最小携液产量或临界产量公式为:

$$q_{sc} = 2.5 \times 10^8 \cdot \frac{A p_{vcr}}{Z T} \quad (2)$$

式中, ρ_l —气井液体的密度, kg/m^3 ; ρ_g —气井天然气的密度, kg/m^3 ; A —油管截面积, m^2 ; p —油管终端流压, MPa ; T —油管终端流体温度, K ; Z — p 、 T 条件下的气体偏差系数; v_{α} —气体携液最小流速, m/s ; q_{sc} —日产气量, m^3/d ; σ —气液表面张力, N/m ; α —模型系数, 无量纲。

上述各个学者提出的临界携液模型的不同之处在于, 各模型的模型系数 α 不同。比如, Turner 临界携液模型的系数 α 取 6.6, 李闰模型系数 α 取 2.5 或 3.0, Coleman 模型系数 α 取 4.45, Nosseir 模型系数 α 取 6.63。

* 收稿日期: 2012-11-25

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司重大科技专项《塔里木盆地涩北疏松砂岩气藏稳产及新区上产技术研究》
© 1994-2013, China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net
(2013E-0309)。

针对涩北气田情况进行对比研究,证明Coleman模型(系数 α 取4.45)对涩北气田的适应性较好,但仍存在一定误差^[3]。本文经对比分析提出了新的修正系数4.20,即得到涩北气田气井水平井垂直段的临界携液流量预测模型如下:

$$v_{cr} = 4.20 \times \left[\frac{(\rho_L - \rho_g) \sigma}{\rho_g^2} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (3)$$

1.2 气井水平井倾斜段和水平段临界携液流量预测模型

(1) 倾斜段临界携液流量计算

在一定斜度管道内,液滴在管道内运动,不发生破裂,假设液滴受力变形后为规则椭球形,表面光滑,忽略液体与液滴及液滴与井筒的碰撞,且液滴在气流中形成最大液体才破碎,得到可携带最大液滴的最小气体流速为^[4]:

$$v_{cr} = \left[\frac{40g(\rho_L - \rho_g) \sigma}{\rho_g^2 C_d \sin \theta} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (4)$$

式中, C_d —阻力系数。

(2) 水平段临界携液流量预测模型

根据液滴在气体中的质点理论模型,液滴要在水平井筒中连续流动,至少要保持液滴在气体中悬浮,即要保证气体对液滴垂直方向产生的举升力和浮力之和大于液滴的重力。得到携带最大液滴的最小气体流速公式^[5]:

$$v_{cr} = \left[\frac{40g(\rho_L - \rho_g) \sigma}{\rho_g^2 C_l} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (5)$$

式中, C_l —举升系数,根据气体流动特性计算,无量纲。

1.3 气井水平井最大携液量计算

对于给定的气井产气量,存在一个最大携液量。最大携液量分析是进行气井井底积液诊断的方法和依据之一。本文中,气井水平井最大携液量计算主要采用Tengesdal模型^[6,7]。该模型提出了新的判别准则以保证气井实际流型为环雾流。结合环雾流的判别准则,可以计算一定气体流速条件下液体的临界流速即为最大携液量,满足下式:

$$\frac{v_{gs}}{1.126v_m + 1.41 \left[g \sigma (\rho_L - \rho_g) / \rho_L^2 \right]^{0.25}} = \left[1 - 2 \frac{h_F}{d} \right]^2 \quad (6)$$

式中, v_{gs} —气体流速, m/s; v_m —混物流速, m/s; h_F —液膜厚度, m; d —油管径, mm。

水平井井底积液对供气动态的影响比垂直井更大,井筒积液的预测与诊断是根据生产资料判断井下积液动态状况,是气井水平井生产管理的重要内容之一。本文研究了多种气井水平井井底积液诊断方法,这些方法相互补充、验证,形成了系统的井底积液诊断方法体系。

2.1 四种积液诊断方法

2.1.1 临界携液流量法井底积液诊断

在地层出水条件下,当产气量低于携液临界流量时,井筒积液。此方法中,气井水平井沿井筒的温度、压力是变化的,井口压力较低,井底压力较高,因此气体的体积流量和流速是变化的。预测位置可能选择井口、井底、井筒中间部位、管径最粗部位以及水平井的倾斜段和水平段。

根据前面涩北气田水平井临界携液流量的计算结果,涩北气田气井水平井的携液临界产气量约为 $3.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d} \sim 4.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。如果实际水平井产气量低于该临界流量,则井底可能积液。当然,此方法只是判断井底积液的依据之一,而非唯一的充分和必要依据。

2.1.2 最大携液量分析法积液诊断

在地层出水条件下,如果实际产水量已接近当前产气量条件下的最大携液量,则说明井筒中的携液量已接近饱和。这种情况,井底积液必然处于即将积液或已经积液状态。

2.1.3 油套压差异分析法井底积液诊断

假设井筒不积液,油管为单相气流或气水两相流,套管为静气柱。测试得到的油压为 P_{10} 、 P_{c0} 。如果井底不积液并且油套连通,则油管和套管的井底流压应相同。如果油套压对应的井底流压不同或明显悬殊,则说明井底已积液。

2.1.4 生产日报综合分析法井底积液诊断

根据生产日报资料也可以综合分析判断气井水平井井底是否积液。生产日报综合分析法井底积液诊断的主要依据为:在短期内产气量未明显增加情况下,井口油压明显下降,说明井底可能已积液。

2.2 气井水平井井底积液综合诊断流程

气井水平井井底积液诊断是一个使用理论方法判断井底实际情况的问题。在很多情况下,由于影响井底积液的因素较多,使用单一的方法进行诊断得到的结果并不可靠,一般是采取多种方法进行综合诊断。图1为气井水平井井底积液综合诊断及

流程。

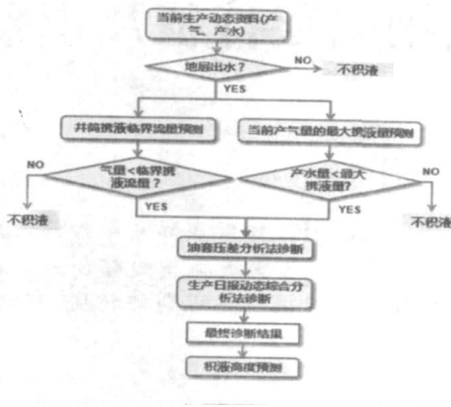


图1 气井水平井积液诊断流程图

3 涩北气田水平井井底积液诊断结果及分析

3.1 涩H3-1井单井积液诊断分析

使用涩H3-1井2012年2月1日至2月29日一个月的生产日报资料进行井底积液诊断分析,此期间平均产气 $1.87 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平均产水 $3.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,水气比 $1.92 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$,油压 6.5 MPa ,套压 7.0 MPa 。

预测得到该井的临界携液产量为 $2.52 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,临界携液流速为 1.96 m/s 。该井实际生产的产气量和流速均低于临界携液产量和流速,因此该井井底积液。

3.2 涩北气田全部水平井井底积液诊断结果及分析

表1 涩北气田积液水平井汇总表

井号	携液临界产量 ($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)	携液临界流速 (m/s)	最大产气量 ($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)	实际产气量 ($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)	实际产水 (m^3/d)	油压对 应流压 (MPa)	套压对 应流压 (MPa)	是否 积液
涩H10	2.624	1.877	2.18	2.18		7.7		可能积液
涩H2	2.437	2.026	2.12	2.12	6.7	6.72		积液
涩H3-1	2.518	1.959	1.87	1.87	3.6	7.33	7.71	积液
涩H4	2.437	2.026	1.9	1.9	3.32	6.59	6.7	积液
涩H6	2.762	1.779	2.4	2.4	1.88	9.12	9.91	积液
台H2-2	2.932	1.671	5.43	22.94	5.43	20.9	10.91	积液
台H4-17	3.016	1.622	5.32	21.59	5.32	20.81	11.95	积液
台H4-3	2.715	1.811	4.07	8.86	4.07	59.09	10.53	积液
台H5-5	2.736	1.797	1.5	5.5	35	6.46		积液
台H5-6	2.415	2.045	1.38	1.35	34.05	8.94		积液
台H5-7	2.864	1.713	7	43.57	9	65	10.05	积液

采用2012年2月1日至2月29日之间一个月的生产日报资料对涩北气田58口水平井进行井底积液诊断分析。分析结果为井筒积液井共11口,占18.9%左右。其中,涩北一号气田共7口,积液1口;涩北二号气田共11口,积液4口;台南气田共40口,积液6口。全部积液井生产动态如表1所示。与实际测试

资料对比,准确率88.9%。

4 结论与认识

1 针对涩北气田水平井出水凸显的问题,对气井水平井垂直段、倾斜段、水平段的临界携液流量模型进行了筛选,垂直段临界携液流量模型选择修正后的Coleman模型,修正系数选择4.20。需要比较水平井垂直段、倾斜段、水平段三个不同位置的临界携液流量值,最大者才可作为水平井的实际临界携液流量。

④研究了多种气井水平井井底积液诊断方法,包括临界携液流量分析法、最大携液量积液诊断分析法、测压资料分析法、生产日报综合分析法,并基于此提出了气井水平井井底积液综合诊断流程与方法。

(四)使用本文的水平井井底积液诊断方法,对涩北气田58口水平井进行了井底积液诊断分析,符合率在88%以上,说明本文的方法可行。

[参考文献]

[1] 杜敬国,蒋建勋,王臣君. 气井连续携液模型对比研究及新模型的现场验证. 兰州石油职业技术学院学报, 2009, 9(2): 9~12.

[2] 李闯,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.

[3] 王莹莹,廖意. 涩北气体携液临界流量计算模型优选. 石油与天然气学报(江汉石油学院学报), 2011, 33(5): 271~312.

[4] Belfroid S P C, Schiferli W, Alberts G J N, et al. Prediction onset and dynamic behaviour of liquid loading gas wells. SPE 115567, 2008.

[5] 雷登生,杜志敏,单高军. 气藏水平井携液临界流量计算. 石油学报, 2010, 31(4): 637~639.

[6] 刘捷,廖锐全,赵生孝. 不同产能气井携液能力的定量分析. 天然气工业, 2011, 31(1): 62~64.

[7] 陈北东,廖开贵,刘永辉,等. 气井环空携水能力定量研究. 石油钻采工艺, 2007, 29(4): 97~99.