

临界携液模型在沙坪场气田的应用

刘世常 苟文安 陆秀林 秦 伟 张 庆
(中国石油西南油气田公司重庆气矿)

摘 要 在气井临界携液流量计算中,Tumer模型计算结果偏高,应采用修正模型计算。沙坪场气田天东 82、天东 29井曾经因为产量低于临界携液流量而产生井底积液,根据两口井的生产数据计算得到模型中的修正系数 $\alpha=0.66$ 。将修正模型成功试用于天东 91井的临界携液流量计算后,应用该模型对沙坪场气田所有气井进行了井口、井底临界携液流量分析,并得出结论:在相同管柱内径下,高压气井最大临界携液流量易出现在井口,而低压气井最大临界携液流量易出现在井底。图 4表 1参 7

关键词 Tumer模型 临界 携液流量 沙坪场 修正

1 沙坪场气田概况

沙坪场气田位于重庆市梁平县和垫江县境内,现有气井 21口,水井 1口,其石炭系气藏日产气 $500\times 10^4\text{ m}^3$ 左右。

自投入开发以来,沙坪场气田先后有月东 1、天东 82、天东 29、天东 81井产出了地层水,天东 82和天东 29井分别于 2008年 10月和 2009年 4月实施泡排工艺生产,目前带液状况良好,油套压差得到有效控制。天东 81井目前生产套压 7.77MPa 生产油压 7.21MPa 日产气 $5.6\times 10^4\text{ m}^3$,日产水 3.5 m^3 ,以连续带液方式生产。其余各井以产出凝析水为主,生产稳定。

在高强度开采条件下,气田边水推进速度较快,严重威胁着气井的正常生产。因此,根据产水气井的生产动态,研究携液规律及临界携液产量,避免产生井筒积液而影响生产,对于沙坪场气田的产量维持有重要的意义。

2 气井临界携液模型概述

临界携液产量是气井可以将井底积液带出地面的最小产量。当气井产量高于此值时,天然气就可以将井底积液带出地面;若低于此值,井底积液将无法带出。此时若要保证气井正常生产,必须采取泡排、气举或更换小管径油管等措施。因此,确定临界

携液产量是判断气井能否正常生产以及确定气井合理生产制度的关键。

2.1 Tumer临界携液模型

对于气井临界携液流量的计算,国内外学者如 Tumer^[3]、Coleman^[3]、Nosseir^[4]、李闽^[3]等相继提出过许多计算公式,都是基于 Tumer的液滴模型。1969年,Tumer提出了计算气井临界携液流量的液滴模型,Tumer模型包括两个计算公式:

临界携液流速公式:

$$v_{cr}=5.48\left[\frac{\sigma(\rho_l-\rho_g)}{\rho_g^2}\right]^{0.25} \tag{1}$$

临界流量公式:

$$q_{cr}=2.5\times 10^4\frac{A\rho v_{cr}}{ZT} \tag{2}$$

式中 v_{cr} —气井临界携液流速, m/s;
 ρ_l —液体密度, kg/m³;
 ρ_g —气体密度, kg/m³;
 σ —气、水界面张力, N/m;
 q_{cr} —气井临界携液流量, 10⁴ m³/d;
 p —压力, MPa;
 A —油管内截面积, m²;
 T —温度, K;
 Z —偏差因子。

但国内各大气田应用 Tumer模型计算临界携液流量普遍偏高^[6,7],究其根本原因在于,Tumer模型在推导过程中假设液滴是圆形。西南石油大学魏纳通过可视化实验研究表明,真实条件下的液滴是

椭圆形,而并非圆形^[9]。因此需要对 Tumer模型进行修正,即在 Tumer临界携液流速公式前加一个修正系数 α 。

2.2 修正临界携液模型

修正临界携液流速公式:

$$v_{cr}=5.485q[\frac{\sigma(\rho_l-\rho_g)}{\rho_g^2}]^{0.25} \tag{3}$$

式中 α —修正系数。

3 临界携液模型应用效果分析

3.1 模型中修正系数的确定

现实中气井的实际临界携液流量可以通过生产动态数据进行分析确定。沙坪场气田天东 29和天东 82井分别于 2009年 4月和 2008年 10月出现过井底积液,两口井积液前后几天的生产数据列于表 1中。

表 1 天东 29、天东 82井积液前后临界携液流量计算结果

井号	日期	油压 (MPa)	产气量 ($\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$)	产水量 (m^3)
天东 29井	20090405	6.32	4.8251	0.32
	20090406	6.31	4.2610	0.03
	20090407	6.30	3.8122	0
	20090408	6.29	3.7417	0
天东 82井	20081019	6.76	4.1816	1.07
	20081020	6.66	3.9503	0
	20081021	6.69	3.6992	0

根据表 1的数据判断,天东 29井的临界携液产量在 $4.2\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 左右;而天东 82井的临界携液产量在 $4.1\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 左右。应用表 1的生产数据计算得到临界携液模型中的修正系数 $\alpha=0.66$ 。对于同一个气藏,流体的性质差别不大,因此在计算其他气井的临界携液流量时,修正系数可以取相同的数值。

3.2 临界携液模型应用效果分析

本文以天东 91井为例,简要说明临界携液模型的实际应用情况。天东 91井 2009年 1月~5月的采气曲线如图 1所示。分别应用 Tumer模型和修正模型计算的临界携液流量变化曲线与采气曲线绘制于同一图中。

从图 1可以看出,若按 Tumer模型计算,在 3月下旬至 4月中旬期间,天东 91井产量已经降低到临界携液流量以下,气井已经产生积液;而按修正模型计算,该井产气量却一直高于临界携液流量,并无井底积液产生。

气井是否产生井底积液可以根据压力—深度关系曲线判断。4月 18日天东 91井下井底压力计,根据井底压力计测得的数据绘制压力—深度关系曲线如图 2所示。

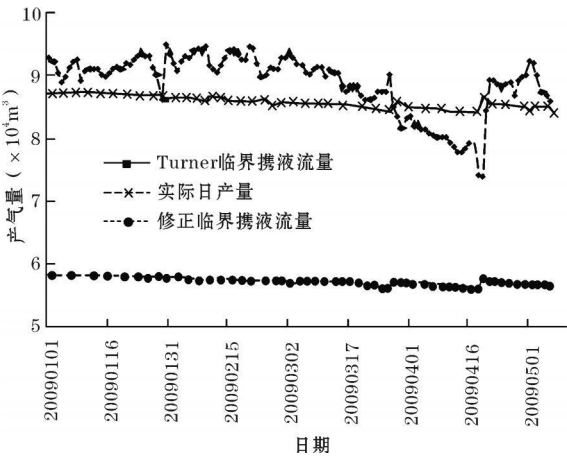


图 1 天东 91井产气量与临界携液流量变化曲线

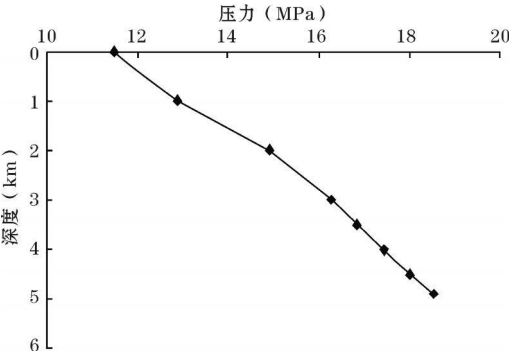


图 2 天东 91井压深关系曲线

从图 2来看,曲线并未发生明显的弯曲,基本保持直线,说明井底并无积液。而从图 1可以看出,4月 18日是天东 91井产气量接近最低的一天,既然这天无井底积液,那么其余时间肯定更无井底积液产生,因此 Tumer模型计算的结果偏高,而修正模型计算的结果显然更准确。

3.3 井口、井底临界携液流量分析

沙坪场气田除天东 80、天东 86、天东 87、天东 88井为油套合采外,其余气井均为油管生产。各油管生产井在同一油管内经条件下(75.9mm)临界携液流量随井深变化曲线如图 3所示,油套合采井临界携液流量随井深变化曲线如图 4所示。

从图 3可以看出:油管生产井油压较高时(如天东 91、天东 96井),最大临界携液流量出现在井口附近;而油压较低时(其余各井),最大临界携液流量则出现在井底附近。从图 4可以看出,油套合

采井套压高于 15MPa时(天东 80井),最大临界携液流量出现在井口附近,而套压低于 15MPa时(天东 86、天东 87、天东 88井),最大临界携液流量则出现在井底附近。这也说明高压气井最大临界携液流量易出现在井口,而低压气井最大临界携液流量易出现在井底。

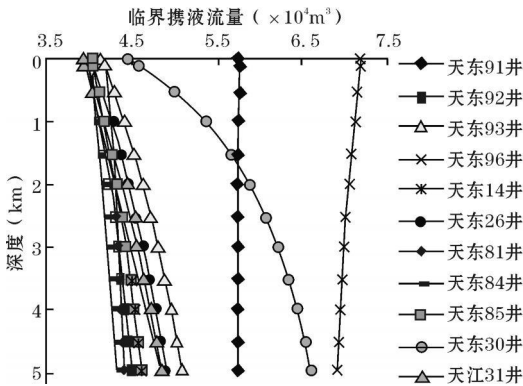


图 3 油管生产井井口、井底临界携液流量变化曲线

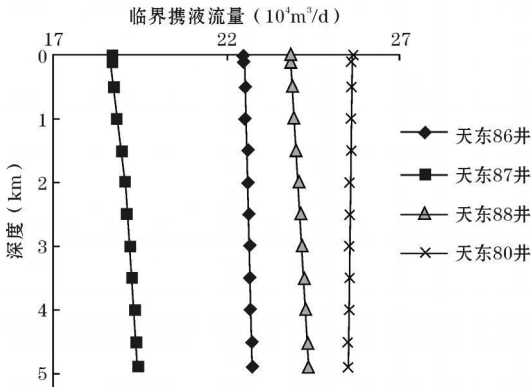


图 4 油套合采井井口、井底临界携液流量变化曲线

因此,对于高压气井,计算临界携液流量时应以井口位置计算的结果为准;而对于低压气井,则应以井底位置计算的结果为准。

4 结论

- (1)根据天东 29、天东 82井的生产数据计算得到临界携液模型中的修正系数 $\alpha=0.66$ 。
- (2)天东 91井临界携液流量分析说明,修正模型计算结果准确。
- (3)在相同管柱内径下,高压气井最大临界携液流量易出现在井口,而低压气井最大临界携液流量易出现在井底。

参考文献

1 R.G.Tumer M.G.Hubbard A.E.Dukler. Analysis and prediction of Minimum Flow Rate For the Continuous Removal of Liquids From Gas Wells[J] . JPT, 1969(11) : 1475—1482.

2 S.B.Coleman B.C.Hartley D.G.McCurdy et al. A New Look at Predicting Gas Well Load — up[J] . JPT, 1991 (3) ; 329—333.

3 M.A.Nosseir T.A.Nosseir M.H.Sayyouh et al. A New Approach for Accurate Prediction of Loading in Gas Wells Under Different Flowing Condition[J] . SPE Prod.& Facilities,2000, 15(4) .

4 M in Li Lei Sun Shilun Li et al. New View On Continuous — removal Liquids from Gas Well[C] . SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland Texas 15—16 May 2001. SPE70016, 2001.

5 高武彬 .气井携液模型比较研究[D] .成都:西南石油大学, 2008.

6 李闯,郭平,张茂林,等 .气井连续携液模型比较研究 [J] .西南石油学院学报, 2002, 24(4) ; 30—32.

7 魏纳 .气井积液可视化研究[D] .成都:西南石油大学, 2007.

(修改回稿日期 2009—11—25 编辑 景岷雪)

A METHOD TO DISTINGUISH FLUID PROPERTY OF LOW —RESISTIVITY RESERVOIR, CENTRAL SICHUAN BASIN

LUO Ning¹, LIU Yu¹, HE Xuquan² and YANG Yonggang¹(¹ CCDC Well Logging Company; ² Research Institute of Exploration and Development PetroChina Southwest Oil and Gasfield Company) · NATURAL GAS EXPLORATION & DEVELOPMENT · v 33, no 2, pp 26—28, 4/25/2010

ABSTRACT: Xujiahe gas layer Hechuan—Tongnan block of Central Sichuan Basin is a typical low—resistivity reservoir because rich high—irreducible water and pyrite can be found resulted in an extra low resistivity. It is very difficult to accurately distinguish the fluid property by means of conventional well—logging data. In this paper, some causes to form low—resistivity reservoir are analyzed, and then to use array induction logging and NMR to evaluate fluid property is presented; at last, a better application result has been obtained.

KEY WORDS: central Sichuan Basin, low—resistivity gas reservoir, fluid property, case study

GAS—WATER DISTRIBUTION AND ITS CONTROL FACTORS OF HE 8 MEMBER IN SULIGE GASFIELD

WANG Bo¹, CHEN Yica¹, LIXiaojuan¹, HE Fengyang¹ and LIU Xinshe²(¹ Chengdu University of Technology; ² Exploration and Development Research Institute PetroChina Changqing Oilfield Company) · NATURAL GAS EXPLORATION & DEVELOPMENT · v 33, no 2, pp 29—33, 4/25/2010

ABSTRACT: He 8 Member of Shihezi Formation is the main production layer in Sulige gasfield. The formation—water salinity is 20g/L~50g/L, and water type is CaCl₂. Through a data analysis of gas—testing and formation water from 66 wells, it is found that there exists the independent distribution of gas or water layer in this member. And besides, there are 3 types of distribution including gas/water layer, interbedded gas/water layer and same gas/water layer in sandbody of one interval. On the plane, gas—water distribution is complicated. Formation water mainly distributes in Shu 9 well—E 6 well, northwestern Shuligemiao and Meng 4 well—Tong 18 well—Tong 6 well of northeastern Wushenqi. According to a comprehensive analysis of structure, lithology and reservoir property of He 8 Member, this study concludes that the gas—water distribution is controlled by sedimentary micro—facies, reservoir property and gas—filled strength.

KEY WORDS: formation water, gas—water distribution, Sulige gasfield, Shihezi Formation, He 8 Member

APPLICATION OF TURNER MODEL TO SHAPINGCHANG GASFIELD

LIU Shichang, GOU Wen'an, LU Xiulin, QIN Wei and ZHANG Qing (Chongqing Gas District PetroChina Southwest Oil and Gasfield Company) · NATURAL GAS EXPLORATION & DEVELOPMENT · v 33, no 2, pp 34—36, 4/25/2010

ABSTRACT: A higher critical liquid—carrying flow rate is calculated by Turner model, so a correction model should be adopted in this calculation. Bottom—hole accumulation ever occurred in both Tiandong 82 well and Tiandong 29 well of Shapingchang gasfield because the production was lower than the flow rate of critical liquid carrying. Through production data of the two wells, a correction factor of the model $\alpha=0.66$ is obtained. The correction model is successfully applied to the calculation of critical liquid—carrying flow rate of Tiandong 91 well. Subsequently, the wellhead and bottom—hole flow rate of all wells in Shapingchang gasfield has been analyzed by the model. Results indicate that with the same inner diameter of pipe string, the maximum critical liquid—carrying flow rate of high—pressure well usually appears at wellhead, whereas that of low—pressure well appears at bottom hole.

KEY WORDS: Turner model, critical liquid—carrying flow rate, Shapingchang, correction