

“三高”气井试井最小测压深度确定方法

唐仕谷¹, 余燕¹, 陈伟², 周琳琅¹, 欧家强¹, 袁权¹

1. 中国石油西南油气田公司川中油气矿 四川遂宁 629000

2. 西南石油大学计算机科学学院 四川成都 610500

通讯作者: Email: 2454092777@qq.com

项目支持: 西南油气田分公司科研项目“磨溪区块龙王庙组气藏特征与动态监测体系研究”(20160303-02-03)

引用: 唐仕谷, 余燕, 陈伟, 等. “三高”气井试井最小测压深度确定方法[J]. 油气井测试, 2018, 27(6): 14-21.

Cite: TANG Shigu, YU Yan, CHEN Wei, et al. Method for determining the minimum pressure measurement depth for “three high” gas well test [J]. Well Testing, 2018, 27(6): 14-21.

摘要 “三高”气井现场测试作业过程中压力计无法接近产层中部, 关井后井筒温度变化引起测点压力变化, 对试井解释带来了较大的干扰。将地层渗流模型与井筒动力模型有机耦合, 建立了井筒-气藏耦合的动力学模型。利用该模型研究不稳定试井压力计下入深度对试井解释结果的影响, 绘制“三高”气井试井测试压力计最小下入深度图版, 提出井口试井测试适应条件。研究表明, 压力恢复试井最小测压深度(能反映地层真实渗流特征)主要受气井生产压差控制, 其次受关井前生产产量控制; 当生产压差大于 10 MPa 时, 井口压力恢复试井即可满足试井解释条件; 当生产压差小于 10 MPa 时, 不同气井存在不同的最小测压深度, 压力计只有下入最小测压深度以下, 才能准确认识地层渗流特征。该方法为“三高”气井不稳定试井测试方案设计提供了参考依据。

关键词 “三高”气井; 试井; 最小测压深度; 温度; 压力场; 生产压差; 压力恢复曲线

中图分类号: TE373 **文献标识码**: A **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2018.06.003

Method for determining the minimum pressure measurement depth for “three high” gas well test

TANG Shigu¹, YU Yan¹, CHEN Wei², ZHOU Linlang¹, OU Jiaqiang¹, YUAN Quan¹

1. Chuazhong Oil and Gas Mine of PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Suining, Sichuan 629000, China

2. School of Computer Science, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China

Abstract: The temperature change of the wellbore after shut-in could influence the measured pressure due to the inaccessibility of pressure gauge to the middle to payzone during the well test of “three high” gas well, which causes great interference to the well test interpretation. A dynamic model coupling wellbore-gas reservoir was established by combining the formation seepage model and the wellbore dynamic model. The model is used to study the required depth of the pressure gauge for transient well test, and draw plate of minimum depth of pressure gauge for the “three high” gas well test, and propose the adaptation conditions of the well test at wellhead. The research results showed that the minimum pressure measurement depth for the buildup test (which can represent the true seepage characteristics of the formation) is mainly determined by the production pressure difference of the gas well and secondly by the production output before shut-in well. When the production pressure difference is greater than 10 MPa, the wellhead buildup test can meet the interpretation requirement of pressure measurement. However, when the production pressure difference is less than 10 MPa, there is a minimum pressure measurement depth, below which the pressure gauge can only accurately represent the seepage characteristics of the formation. This method provides a reference for the design of the transient test of the “three high” gas well.

Keywords: “three high” gas well; well test; minimum pressure measurement depth; temperature; pressure field; production pressure difference; pressure buildup curve

高温、高压、高产气井在压力恢复试井中井口测压表现异常。如李海平等^[1]针对克拉 203 井关井压力异常原因开展了研究, 观测到了井流物重力分

离引起的密度变化, 但是忽略了测点温度变化引起的测点压力变化。冉新权等^[2]对高产纯气井井口压力动态异常机理分析, 研究表明引起高产纯气井

产生井口压力动态异常的主要原因是开关井过程中井筒流体温度的变化。唐圣来等^[3]针对高压气藏井筒温度的变化直接影响关井后井筒压力的变化开展高压气井井筒压力温度分布研究,将井筒流体纵向传热与井筒对地层的非稳态传热分别建立方程并给出边界条件联立求解。严明强等^[4]针对纯气井压力恢复试井,井口压力与井底压力之间的关系开展研究,发现了井口压力与井底压力恢复曲线存在一种近似平行的关系,可以利用记录的井口压力资料,绘制各种曲线,粗略诊断其井底流动状态。刘祖凡等^[5]认为在射孔完井过程中会释放大量的热量,致使测压器的测试精度产生很大的不确定性,根据井下高温环境的特点和传感器的特性,需要对测压器进行温度补偿。华陈权等^[6]采用分布式光纤温度传感器(DTS)测得的实时温度分布对毛细管测压技术进行温度补偿,有效地补偿了温度的影响,使测压精度可以提高0.1%~0.5%。

安岳气田磨溪区块龙王庙组气藏实测资料表明,关井过程中井筒温度会逐步下降,井口温度变化范围在30~80℃,井底测点温度(距离产层中部100~300m)变化范围在2~9℃,也就是测点越浅压力受温度影响越大。冉新权等^[7]提出引起高产纯气井产生井口压力动态异常的主要原因是开关井过程中井筒流体温度和流体相态的变化;在井底压力的计算过程中,必须考虑井筒流体温度和相态变化的影响。蒋裕强等^[8]仅提出了温度变化引起测点压力变化,尚无文献研究井筒温度变化对不稳定试井解释结果的影响。本文将通过建立井筒-气藏耦合的动力学模型,着重探讨不同测压深度温度变化对试井解释的影响,通过对比测压点与井底压力动态及试井诊断曲线,研究不同条件气井最小测试深度。

1 井筒压力温度预测模型建立

从动量方程、能量方程、连续方程出发,将地层渗流模型与井筒管流模型有机耦合,建立了“地层-井筒”非稳态耦合动力学模型;井筒传热模型考虑稳态传热及瞬态传热的温度预测模型,结合边界条件通过方程离散化求解。利用该模型能够准确的模拟气井开关井过程中,任意井深压力、温度场变化。

1.1 井筒-气藏耦合动力学模型

建立井筒-气藏耦合的动力学模型。考虑流体在井筒流动过程中的密度、动量(摩阻)、能量(传热)的变化,更完整的描述井筒内的不稳定流动过程,获得瞬变的井筒压力场、温度场的分布,模拟出

不同气藏条件、不同井深测压点的压力动态。通过井底节点耦合实现井筒动力模型与气藏渗流模型的耦合,参考坐标系如图1所示。

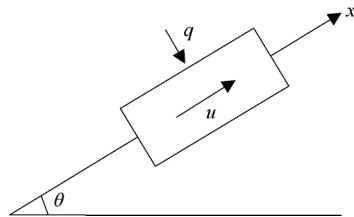


图1 流动系统坐标系
Fig.1 Coordinates of flow system

(1) 动量方程(动量守恒方程)

$$\frac{\partial(\rho u)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u^2)}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial x} + \rho g \sin \theta + \frac{\lambda \rho}{2d} u^2 = 0 \quad (1)$$

(2) 连续性方程(质量守恒方程)

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u)}{\partial x} = 0 \quad (2)$$

(3) 能量方程(总能量守恒方程)

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\rho \left(e + \frac{1}{2} u^2 \right) \right] + \frac{\partial}{\partial x} \left[\rho u \left(h_1 + \frac{1}{2} u^2 \right) \right] - \rho q + \rho u g \sin \theta = 0 \quad (3)$$

其中

$$h_1 = e + p/\rho$$

式中: p 为压力, Pa; ρ 为流体密度, kg/m^3 ; u 为流速, m/s ; g 为重力加速度(值取9.8), m/s^2 ; d 为管内径, m; λ 为摩阻系数; t 为时间, s; x 为管道距离, m; θ 为管道与水平面夹角; e 为流体比内能, J/kg ; h_1 为流体比热焓, J/kg ; q 为外界向单位质量流体传入热流率, W/kg 。

气体密度表示为:

$$\rho = p/c^2 \quad (4)$$

热焓的变化表示为:

$$dh = c_p dT - c_p c_j dp \quad (5)$$

其中

$$c = \sqrt{ZRT/M_g}$$

式中: c 为气体波速, m/s ; M_g 为天然气视分子量; R 为通用气体常数(值为8314), $\text{J}/(\text{kmol} \cdot \text{K})$; Z 为气体偏差因子; c_p 为天然气定压比热, $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$; c_j 为焦耳-汤姆森系数。

上述方程转换为质量流量、压力、温度表示,通过离散化方式求解。计算过程以井口为控制端,指定井口的流量(质量流量),求井筒压力、温度剖面。

(4) 井底节点耦合处理

井底流量与压力相关,由迭加原理导出井底变

流量的压力为^[9-10]：

$$p_{wf}(t) = p_i - \frac{1.842 \times 10^{-3} B \mu}{K h_2} \times \sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) p_D [(t - t_i)_D] \quad (6)$$

式中： $p_{wf}(t)$ 为对应流量序列 $q(t)$ 的压力响应，MPa； p_i 为原始地层压力，MPa； B 为原油体积系数； μ 为黏度，mPa·s； K 为渗透率，mD； h_2 为有效厚度，m。其中最后的流量段 q_n 待求。

将迭加关系展开简化为：

$$p_{wf}(t) = A(t) - B(t) q_n \quad (7)$$

设 c_q 为质量流量 M (kg/s) 转换为主流动相的体积流量 q (m³/d) 的转换系数，则井底网格边节点压力可表示为：

$$p_N^{l+1} = p_{wf}(t) = A(t) - B(t) c_q M_N^l \quad (8)$$

1.2 井筒温度预测

井筒压力剖面计算极大地依赖于井筒温度剖面的预测。通过 Hasan & Kabir 的非稳态井筒温度模型^[11-14] 计算出非线性井温剖面。

稳定流动情况下的流体温度表达式为：

$$T_f = T_{ei} + \frac{1 - e^{-(z-L_R)L_R}}{L_R} \left[g_C \sin \theta + \phi - \frac{g \sin \theta}{C} \right] \\ = T_{ei} + \frac{1 - e^{-(z-L_R)L_R}}{L_R} \psi \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (9)$$

$$\psi = g_C \sin \alpha + \phi - \frac{g \sin \theta}{c_p} \quad (10)$$

深度 z 处的井筒瞬变温度的解^[15-20] 为

$$T_f = T_{ei} + \frac{(1 - e^{-at})}{L_R} (1 - e^{-(z-L_R)L_R}) \psi \quad (11)$$

其中

$$L_R = \frac{2\pi \cdot r_{to} U_{to} K_e}{K_e + r_{to} U_{to} T_D(t)}$$

式中： K_e 为地层导热系数，W/(m·K)； T_f 为流体温度，K； T_{ei} 为任意深度的原始地层温度，K； L_R 为松弛参数； L 为垂直井筒总长度，m； U_{to} 为井筒系统总传热系数，W/(s·m²·K)； T_D 为无因次温度分布函数。

1.3 方程组离散化求解

方程组离散化，记第 $n+1$ 时步的第 l 次迭代求解值为 $(\cdot)^l$ ，微分项的系数值滞后一个迭代更新，系数为网格中心的平均值记为 $(\cdot)_{i+1/2}$ 。

(1) 能量方程离散化

$$\rho c_p A \frac{1}{2\Delta t} [(T_i^l + T_{i+1}^l) - (T_i^n + T_{i+1}^n)] + \frac{M}{A \rho} \frac{1}{2\Delta t} [(M_i^l + M_{i+1}^l) - (M_i^n + M_{i+1}^n)] -$$

$$\frac{M^2 f_p}{2A \rho^2} \frac{1}{2\Delta t} [(p_i^l + p_{i+1}^l) - (p_i^n + p_{i+1}^n)] + M c_p \frac{1}{\Delta x} [T_{i+1}^l - T_i^l] + \left(\frac{p}{\rho} + \frac{3M^2}{2A^2 \rho^2} \right) \frac{1}{\Delta x} [M_{i+1}^l - M_i^l] - \left(M c_p c_j + \frac{M^3 f_p}{A^2 \rho^3} \right) \frac{1}{\Delta x} [p_{i+1}^l - p_i^l] + \frac{1}{2} L_R [(T_{i+1}^l + T_i^l) - (T_{ei+1} + T_{ei})] + M g \sin \theta = 0 \quad (12)$$

(2) 动量方程离散化

$$\frac{1}{2A \Delta t} [(M_{i+1}^l + M_i^l) - (M_{i+1}^n + M_i^n)] + \frac{2M}{A^2 \rho \Delta x} [M_{i+1}^l - M_i^l] + \left(1 - \frac{M^2 f_p}{A^2 \rho^2} \right) \frac{1}{\Delta x} [p_{i+1}^l - p_i^l] + \rho g \sin \theta + \frac{\lambda M^2}{2d \rho A^2} = 0 \quad (13)$$

(3) 连续性方程离散化

$$\frac{f_p}{2\Delta t} [(p_{i+1}^l + p_i^l) - (p_{i+1}^n + p_i^n)] + \frac{1}{A \Delta x} [M_{i+1}^l - M_i^l] = 0 \quad (14)$$

结合边界条件，(12) 式、(13) 式和 (14) 式构成非线性方程组，通过迭代求解。

(4) 边界条件确定

井口作为控制端，指定井口流量（质量流量），求井口压力、井口温度；

井底求流量，井底压力由井底流量耦合控制。

1.4 模型验证

以磨溪龙王庙组气井为样本，模拟 11 口井试井测试井口压力与实测压力对比（图 2），相对误差范围为 -2.69% ~ 1.59%，绝对误差范围 -1.46 ~ 0.86 MPa，说明建立的井筒-气藏耦合动力学模型可靠，可运用于本论文相关研究。

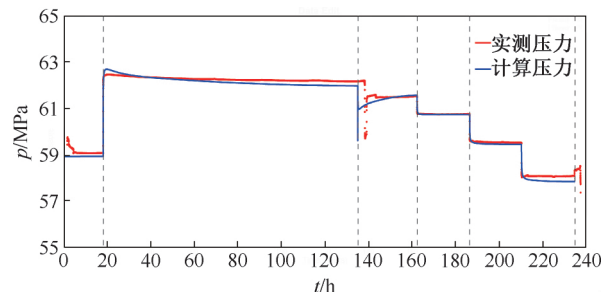


图2 MX13 井井口压力计算图
Fig.2 Calculation diagram of wellhead pressure of Well MX13

利用前文建立的“地层-井筒”非稳态耦合动力学模型,模拟气井开关井过程中,任意井深压力、温度场变化,并得到任意测压深度压力恢复双对数曲线,与产层中部压力恢复双对数曲线进行对比开展试井最小测压深度研究。

2 试井最小测压深度研究

本研究主要基于安岳气田磨溪龙王庙组气藏为样本开展。安岳气田磨溪龙王庙组气藏是我国最大规模整装碳酸盐岩气藏^[21-22],主要储集岩类为砂屑白云岩、细-中晶白云岩,具有低孔,中低渗。岩心储层段全直径样品分析单井岩心储层段平均孔隙度在 2.48%~8.91% 之间,总平均孔隙度为 5.19%;单井平均渗透率在 1.29~20.61 mD 之间,总平均渗透率 9.65 mD。储集空间以孔隙和溶洞为主,储层类型主要为孔隙(洞)型。

气井具有高温、高压、高产、低生产压差的特点,中部压力 75.74~76.09 MPa,压力系数为 1.63,中部温度 137.19~147.70 °C,平均值为 141.39 °C。气井生产产量 $20 \times 10^4 \sim 150 \times 10^4 \text{ m}^3$,并保持长期生产稳定^[23-24],产能评价 70% 的井为高产能气井,气井生产压差 0.05~22.81 MPa,多数井生产压差小于 2 MPa。

模拟不同测压井深试井监测曲线(图 3),不同测压井深压力剖面形态不一致,这与实测曲线吻合。下面分析不同井深测压剖面形态控制因素。

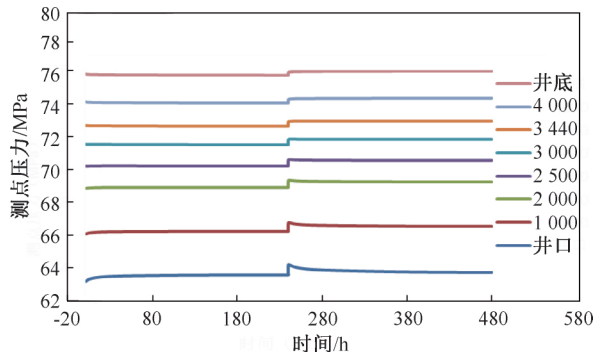


图 3 MX8 井不同测压深度压力监测曲线模拟
Fig.3 Simulation of pressure surveillance at different depth of Well MX 8

2.1 井口压力恢复曲线异常原因分析

三高气井井口压力恢复曲线存在两方面异常:第一,关井瞬间井口压力恢复幅度大于井底压力;第二,井底压力恢复正常,井口压力恢复异常下降。

以 MX8 井为例模拟关井前后井筒摩阻、重力、动能压降剖面变化,分析三高气井井口压力恢复曲线异常原因。

(1) 不同深度的井筒压力及摩阻压降变化如图 4 所示。可以看出,井口摩阻压降变化范围 0.08~5.6 MPa 之间,关井瞬间摩阻压降快速衰减,导致测点压力上冲,此时尽管地面关井后井筒流体动量变化会产生一定的冲击压力,但气井的流体密度小、压缩性强,关井瞬时井口产生的最大冲击压力范围 -0.2~0 MPa。因此,产生关井初期油压上跳的主要因素是流量衰减导致的摩阻压降快速衰减,井口压力恢复远大于井底压力恢复。

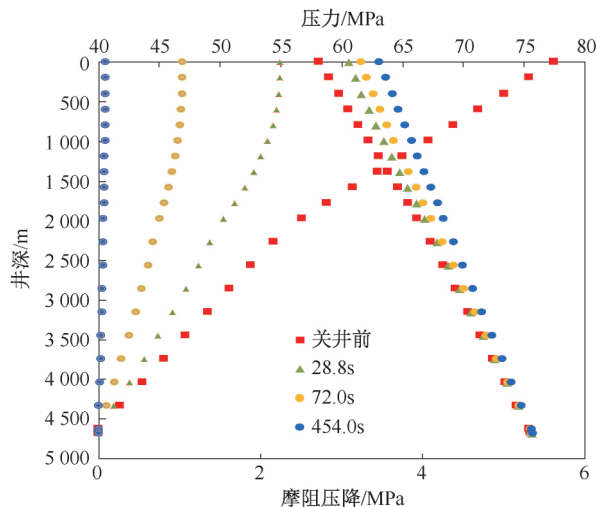


图 4 井筒压力及摩阻压降变化
Fig.4 Changes of wellbore pressure and friction pressure drop

(2) 不同深度井筒压力及动能压降变化如图 5 所示。从图中可以看出,由于井温的下降,导致流体密度增加,引起井筒重力压降的增加,井口重力压降变化范围为 12~13 MPa 左右。当井口重力压降增长速度超过气井压力恢复引起井口压力增长速度时,则表现为井口压力的下降;反之上升,此时测压剖面形态正常。而井口压力恢复主要受气井生产压差控制,重力压降增加主要受井口温度变化影响,对产纯气气井井口温度变化又受气井产量影响,因此井口压力恢复剖面正常与否主要受气井生产压差控制,其次受气井产量控制。

依据图 4 和图 5,从井口测压剖面推广到任意测压深度,可得到测点深度越深,重力、摩阻、动能压降影响越小,即测点越深,测压剖面形态越可能

正常,也越能代表地层真实压力变化。

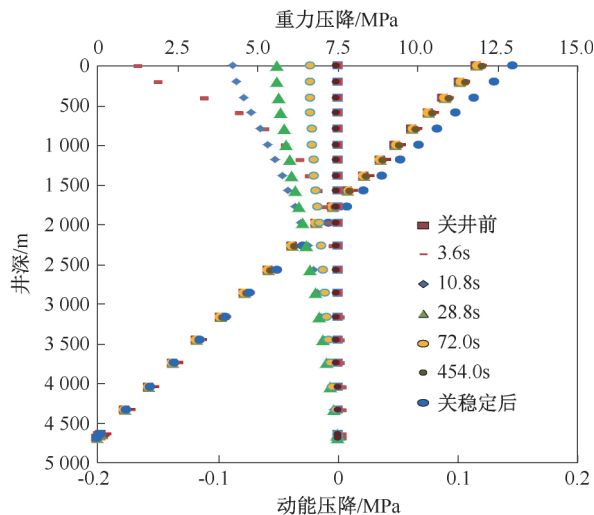


图5 井筒重力及动能压降变化
Fig.5 Changes of wellbore gravity and kinetic energy pressure drop

2.2 不同井深测压对压力恢复解释结果影响

以 MX11 井为例模拟产能测试后地面关井 72 h 进行压力恢复测试。基础参数为:产层中部垂深 4 706.35 m,产层井眼半径 0.062 m,天然气相对密度 0.580 5,孔隙度 5.15%,有效厚度 61.5 m,地层压力 75.803 MPa,产能工作制度分别为 35×10^4 m^3/d 、 50×10^4 m^3/d 、 65×10^4 m^3/d 和 80×10^4 m^3/d ,测试时间均为 2 d,测压深度为 0、2163 m、3 400 m 和 4 500 m,得到不同测压深度压力、温度随时间变化图(图 6);然后绘制不同测点和井底压恢双对数曲线对比图(图 7)。

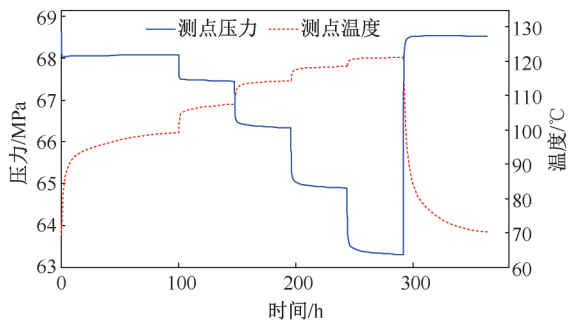


图6 测点压力、温度随时间变化示意图
Fig.6 Changes of measured pressure and temperature with time

分析不同测压深度资料解释可靠性,并得到以下认识:

(1)测压深度小于 2 163 m,测压剖面中后期呈现下降趋势,导数曲线前期上移,中后期部分缺失。解释表皮系数偏大,渗透率偏高。

(2)测压深度在 2 163~3 400 m 时,测压剖面形态正常,双对数曲线完整,导数曲线前期上移,受重力压降影响后期下掉。解释表皮系数偏大,渗透率偏高。

(3)测压深度达到 3 400~4 500 m 以上时,双对数曲线前期上移,后期与地层中部导数曲线重合。解释表皮系数偏高,渗透率正常。

(4)测压深度达到 4 500 m 以上时,试井解释结果与产层中部动态已非常接近。

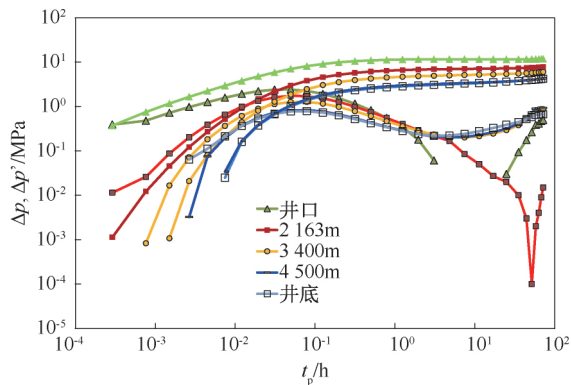


图7 井深 2 163 m 测压及双对数曲线
Fig.7 Pressure and log-log curves at the depth of 2 163 m

从对比来看,总能找到一个最小测压深度,测点与地层诊断曲线基本重合,解释渗透率与地层真实渗透率基本一致。3 400 m 可以作为该井最小测压深度,认识地层渗流特征。

2.3 最小测压深度探究

对不同气藏条件气井,最小测压深度也不同,前文研究表明,主要受生产压差与生产产量控制,开展多因素分析,研究气井试井最小测压深度。

模拟条件:初始地层静压 75.98 MPa,地层温度 142.06 °C,油管径 76 mm,井深 4 678 m,天然气相对密度 0.58,生产压差依据龙王庙组气藏实测生产压差范围 0.05~22.81 MPa,考虑模拟生产压差范围 0.03、0.05、0.25、0.50、1.00、2.50、3.00、3.50、4.50、5.00、7.50、10.00、15.00、20.00、25.00 MPa,产量范围 20×10^4 、 40×10^4 、 60×10^4 、 80×10^4 、 100×10^4 、 120×10^4 、 140×10^4 、 160×10^4 m^3 ,开井生产 10 d 后关井 10 d。

模拟 110 井次任意测压井深压力剖面及双对数曲线,统计反映地层真实渗流特征最小测试深度,并绘制图版如图 8 所示。

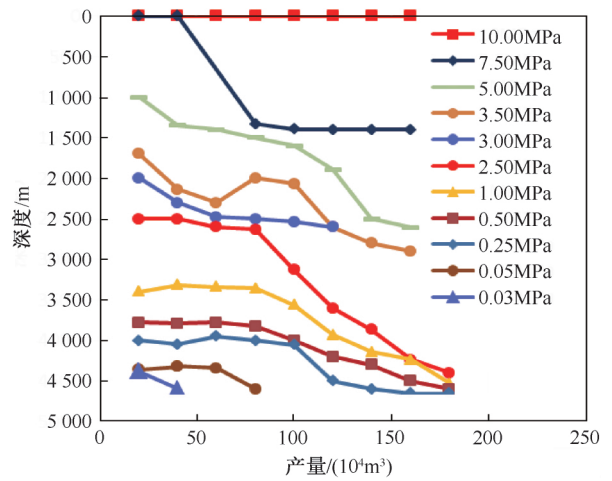


图 8 反映地层真实渗流特征的最小测试深度
Fig.8 Minimum measurement depth
inflecting the real flow property

依据图 8 分析认为,当气井生产压差大于 10 MPa 时井口压力恢复双对数曲线基本能反映地层真实渗流特征;生产压差小于 10 MPa,只有在对应的不同最小测压深度能反映地层真实渗流特征。

3 现场应用

现场确定了 13 口井试井测试所需最小测压深度。利用所建立的井筒-气藏耦合动力学模型,计算不稳定试井过程中不同测压深度条件压力剖面,同时绘制出井底和测点的压恢双对数曲线,通过对比确定最小测压深度(表 1)。

表 1 安岳气田气井最小测压深度			
Table 1 Minimum measurement depths for gas wells in Anqiu Gas Field			
井号	产量/ (10 ⁴ m ³)	生产压差/ MPa	最小测压 深度/m
MX8	63.1	0.12	4 500
MX9	30.5	0.69	3 800
MX11	61.5	1.49	3 400
MX12	68.7	18.82	0
MX13	70.0	1.17	3 500
MX18	26.8	22.20	0
MX204	59.6	2.20	3 000
MX205	61.6	3.09	2 500
MX009-X1	95.4	0.65	4 350
MX008-H1	80.9	2.06	3 500
MX009-3-X1	81.9	0.42	4 050
MX009-X5	77.5	3.42	2 600
MX009-2-H2	80.8	21.10	0

已经成功开展 3 口井井口压力恢复试井测试,以 MX12 井为例说明。该井开展了两次井口测压压力恢复试井,2014 年 7 月采用钢丝悬挂工艺试井,同时监测井底压力,压力计停点位置 4 500 m,产层中部深度 4 636 m;2015 年 9 月在井口安装高精度压力计监测井口压力变化,三次实测数据如图 9 所示。

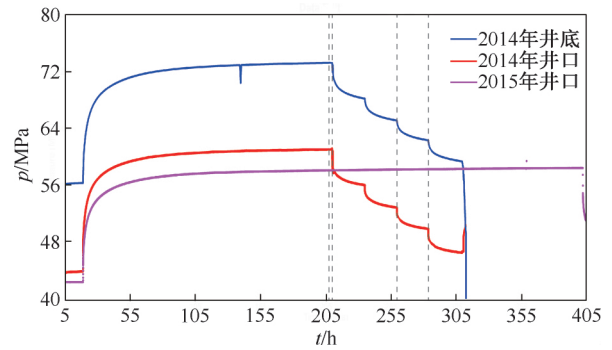


图 9 MX12 井井口、井底压力监测曲线
Fig.9 Surveillance curves of wellhead pressure and bottom pressure of Well MX 12

三次测压双对数曲线如图 10 所示。由图可知,两次井口测压双对数曲线完全重合,表明井口测压试井方法具有可重复性,该试井方法具有可行性;井口测压导数曲线与井底测压导数曲线完全重合,表明井口压力恢复能反应地层真实渗流情况;但在关井后 1 h 内,井口、井底压差曲线差异较大,通过前文的认识认为主要受摩阻,其次受井筒温度下降引起,造成解释表皮偏大。

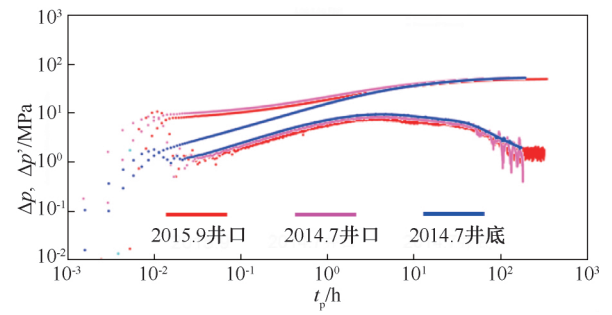


图 10 MX12 井诊断曲线叠合图
Fig.10 Superposition diagram of diagnose curves of Well MX 12

利用 PanSystem 试井软件开展试井解释,试井解释所用参数为:压力计下深 4 500 m,产层中部深度 4 636 m,井眼半径 76 mm,天然气相对密度 0.581,孔隙度 4.97%,有效厚度 56 m。试井解释结果见表 2。

表 2 MX12 井压力恢复试井解释结果对比
Table 2 Comparison of pressure buildup test interpretation results of Well MX 12

年份	参数	井筒储集系数/ (m ³ ·MPa ⁻¹)	表皮系数	渗透率/mD			复合半径/m		产能系数/ (mD·m)
				一区	二区	三区	一二区	二三区	
2014. 7	井底	1. 140	-4. 09	6. 62	1. 58	7. 35	23. 60	312. 2	102. 71
2014. 7	井口	0. 222	0	11. 13	1. 75	8. 44	25. 74	311. 0	172. 00
2015. 9	井口	0. 146	0	12. 86	1. 85	11. 02	27. 09	371. 0	199. 00

4 结论

(1)本文建立的井筒-气藏耦合的动力学模型将地层渗流模型与井筒动力模型有机结合,完整的描述气藏-井筒内的不稳定流动过程,获得瞬变的井筒压力场、温度场的分布。适合于高温、高压、高产、低生产压差气井井筒压力、温度分布场计算,计算精度高。

(2)压力恢复试井最小测压深度(能反映地层真实渗流特征)主要受气井生产压差控制,其次受关井前生产产量控制:生产压差大于 10 MPa 时,井口压力恢复双对数曲线基本能基本反映地层真实渗流特征;生产压差小于 10 MPa 时,生产压差越小,生产产量越大,所需最小测压深度越深,反之越浅。本文建立的气井最小测压深度图版,适用于同类型气藏。

(3)建议针对三高气井不能忽视测压深度对气井不稳定试井解释的影响,应该尽可能将压力计下到气井所需最小测压深度以下,准确认识地层渗流特征。

致谢:感谢西南油气田分公司川中油气矿专家张友彩对完善本文提出的宝贵意见;感谢西南油气田分公司科研项目“磨溪区块龙王庙组气藏特征与动态监测体系研究”资助。

参考文献

[1] 李海平,韩永新,庄惠农. 克拉 203——一口特殊高产气井的试井评价研究[J]. 天然气工业, 2001, 21(2):35-41.
LI Haiping, HAN Yongxin, ZHUANG Huinong. Well testing evaluation study of a special high production gas well—well Kela-203 [J]. Natural Gas Industry, 2001, 21(2): 35-41.

[2] 冉新权, 陈钦雷, 赵必荣. 气井井口压力恢复曲线异常的处理方法研究[J]. 天然气工业, 1995, 15(6): 24-27.
RAN Xinquan, CHEN Qinlei, ZHAO Birong. Treatment method research on wellhead pressure build up curve abnormality of gas well [J]. Natural Gas Industry, 1995, 15(6): 24-27.

[3] 唐圣来, 刘成林. 高压气井井筒压力温度分布研究[J]. 油气井测试, 2009, 18(5): 24-25.
TANG Shenglai, LIU Chenglin. Research of temperature

distribution in wellbore of high pressure gas wells [J]. Well Testing, 2009, 18(5): 24-25.

[4] 严明强, 陆书柱. 利用井口压力初步诊断气井井底流动状态[J]. 油气井测试, 1999, 8(1): 15-17.
YAN Mingqiang, LU Shuzhu. Preliminarily diagnose bottom hole flow state of gas wells by use of wellhead pressure [J]. Well Testing, 1999, 8(1): 15-17.

[5] 刘祖凡, 祖静, 崔春生. 石油井下测压器温漂的软件补偿[J]. 计算机测量与控制, 2012, 20(1): 281-283.
LIU Zufan, ZU Jing, CUI Chunsheng. Software compensation for temperature drift of downhole pressure tester [J]. Computer Measurement & Control, 2012, 20(1): 281-283.

[6] 华陈权, 王昌明. 毛细管测压技术的温度补偿[J]. 仪器仪表学报, 2006, 27(6): 1181-1182.
HUA Chenquan, WANG Changming. Temperature compensation of piezometric technique with capillary tubing [J]. Chinese Journal of Scientific Instrument, 2006, 27(6): 1181-1182.

[7] 冉新权, 陈钦雷, 李士伦. 高产纯气井井口压力动态异常机理分析[J]. 石油大学学报, 1995, 19(增刊): 72-78.
RAN Xinquan, CHEN Qinlei, LI Shilun. Methanism of abnormal wellhead pressure in high flow rate gas wells [J]. Journal of Petroleum University, 1995, 19(S): 72-78.

[8] 蒋裕强, 李成勇, 曹成惠, 等. 高产气井试井压力资料异常原因分析[J]. 天然气工业, 2008, 28(7): 90-92.
JIANG Yuqiang, LI Chengyong, CAO Chenghui, et al. Reason analysis on abnormal pressure data from high-productivity gas well testing [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(7): 90-92.

[9] 李子丰, 吴德华, 黄跃芳, 等. 井筒-地层动态温度场数学模型[J]. 石油钻采工艺, 1996, 18(1): 54-60.
LI Zifeng, WU Dehua, HUANG Yuefang, et al. Mathematical model for temperature field of wellbore and formation [J]. Oil Drilling & Production Technology, 1996, 18(1): 54-60.

[10] 陈坚, 陈伟. 井筒与油藏耦合作用下的不稳态产能预测[J]. 油气井测试, 2002, 11(2): 13-15.
CHEN Jian, CHEN Wei. Transient well performance prediction with coupling reservoir and wellbore [J]. Well Testing, 2002, 11(2): 13-15.

[11] PEPPER J W, MILLER M A, HILL A D. An improved method for calculating bottomhole pressures in flowing gas

- wells with liquid present [J]. SPE Production Engineering, 1988, 3(4): 643-655.
- [12] HASAN A R, KABIR C S, LIN D. Analytic wellbore temperature model for transient gas-well testing [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2005, 8(3): 240-247.
- [13] KAIR C S, HASAN A R, Wang X, et al. A wellbore / reservoir simulator for testing gas wells in high-temperature reservoirs [J]. SPE Formation Evaluation, 1996, 11(2): 128-134.
- [14] SAGAR R, DOTY D R, SCHMIDT Z. Predicting temperature profiles in a flowing well [J]. SPE Production Engineering, 1991, 6(4): 441-448.
- [15] 毛伟, 梁政. 计算气井井筒温度分布的新方法[J]. 西南石油学报, 1999, 21(1): 56-66.
MAO Wei, LIANG Zheng. New method of calculating wellbore temperature in gas wells [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 1999, 21(1): 56-66.
- [16] 陈伟, 段永刚, 刘柏峰, 等. 罗家寨高产气井测试井口压力异常分析[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(1): 60-63.
CHEN Wei, DUAN Yonggang, LIU Baifeng, et al. Abnormal well head pressure of high productivity gas wells in LuoJiazhai [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29(1): 60-63.
- [17] 王杰祥, 张红, 樊泽霞, 等. 电潜泵井井筒温度分布模型的建立及应用[J]. 石油大学学报, 2003, 27(5): 54-59.
WANG Jiexiang, ZHANG Hong, FAN Zexia, et al. Modeling of temperature distribution in well bore with electric submersible pump [J]. Journal of Petroleum University, 2003, 27(5): 54-59.
- [18] 胡耀江, 施明恒. 多孔介质中注入蒸汽时热液区温度分布的计算[J]. 东南大学学报, 1995, 25(5): 21-26.
HU Yaojiang, SHI Mingheng. Analysis on the temperature distribution in hot liquid zone preceding the steam condensation front in porous media [J]. Journal of Southeast University, 1995, 25(5): 21-26.
- [19] 宋辉. 高凝稠油油井瞬态温度场研究[J]. 石油钻采工艺, 2004, 26(S1): 1-4.
SONG Hui. Study on the transient temperature field of oil wells with highly viscous crude [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2004, 26(S1): 1-4.
- [20] 彭轩, 刘蜀知, 蔡长宇, 等. 高凝油油藏自生热压裂井筒温度场计算模型[J]. 石油学报, 2003, 24(4): 69-73.
- PENG Xuan, LIU Shuzhi, CAI Changyu, et al. Calculation model for well bore temperature profiles in high freezing point oil reservoirs with in-situ heat fracturing treatment [J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(4): 69-73.
- [21] 徐昉昊, 袁海锋, 徐国盛, 等. 四川盆地磨溪构造寒武系龙王庙组流体充注和油气成藏[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(3): 426-435.
XU Fanghao, YUAN Haifeng, XU Guosheng, et al. Fluid charging and hydrocarbon accumulation in the Cambrian Longwangmiao Formation of Moxi Structure, Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 426-435.
- [22] 金民东, 谭秀成, 童明胜, 等. 四川盆地高石梯—磨溪地区灯四段岩溶古地貌恢复及地质意义[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 58-68.
JIN Mindong, TAN Xiucheng, TONG Mingsheng, et al. Karst paleogeomorphology of the fourth Member of Sinian Dengying Formation in Gaoshiti - Moxi area, Sichuan Basin, SW China: Restoration and geological significance [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 58-68.
- [23] 马新华. 创新驱动助推磨溪区块龙王庙组大型含硫气藏高效开发[J]. 天然气工业, 2016, 36(2): 1-8.
Ma Xinhua. Innovation-driven efficient development of the Longwangmiao Fm large-scale sulfur gas reservoir in Moxi block, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(2): 1-8.
- [24] 孙玉平, 陆家亮, 万玉金, 等. 法国拉克、麦隆气田对安岳气田龙王庙组气藏开发的启示[J]. 天然气工业, 2016, 36(11): 37-45.
SUN Yuping, LU Jialiang, WAN Yujin, et al. Enlightenments of Lacq and Meillon gas fields in France to the development of Longwangmiao Fm gas reservoirs in the Anyue Gas Field, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(11): 37-45.

编辑 刘述忍

第一作者简介:唐仕谷,男,1984年出生,工程师,2008年毕业于西南石油大学石油工程专业,现从事油气田开发工作。电话:0825-2517786, 15082561009; Email: tangshigu@pet-rochina.com.cn。通信地址:四川省遂宁市河东新区香林南路178号,邮政编码:629000。