

# 深水潜山气井异常压力恢复数据校正方法

辛小军<sup>1</sup>, 马少华<sup>1</sup>, 徐杨<sup>1</sup>, 梁洪波<sup>1</sup>, 梁豪<sup>2</sup>

1. 中法渤海地质服务有限公司海南分公司 海南海口 570312

2. 中海石油(中国)有限公司海南分公司勘探开发部 海南海口 570312

通讯作者: Email: xinxj@cfhg.com

项目支持: 国家自然科学基金项目“碳酸盐岩油气藏多物理场耦合系统建模与最优控制研究”(62273060)

引用: 辛小军, 马少华, 徐杨, 等. 深水潜山气井异常压力恢复数据校正方法[J]. 油气井测试, 2025, 34(1): 1-6.

Cite: XIN Xiaojun, MA Shaohua, XU Yang, et al. Correction method for abnormal pressure recovery data of deepwater buried hill gas wells[J]. Well Testing, 2025, 34(1): 1-6.

**摘要** 深水潜山气井测试时,部分井层压力恢复测试时压力曲线出现持续下降的异常现象,导致反映储层流动特征的关键段缺失,给储层评价带来了极大困难。通过构建井筒温度场模型和测试管柱伸缩预测模型,实现了关井期间井筒温度场的模拟及管柱伸缩量计算,利用流体密度场、温度场和管柱伸缩量耦合,校正了压力计测试数据。结果显示,关井后井筒温度场变化和管柱收缩是导致压力恢复曲线异常的主要原因,通过压力补偿校正后压恢复曲线恢复正常上升趋势,压力双对数曲线能反映地层储层特征,利用该方法实现了X1井测试资料的修正与评价,得到地层压力为29.6 MPa,地层系数为14 910 mD·m,评价结果合理。该方法对深水潜山气藏井下压力恢复曲线的异常资料处理与评价有一定指导意义。

**关键词** 深水;潜山储层;气井;压力恢复测试;压力曲线异常;校正方法;测试管柱;流体密度**中图分类号**: TE353 **文献标识码**: A **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2025.01.001

## Correction method for abnormal pressure recovery data of deepwater buried hill gas wells

XIN Xiaojun<sup>1</sup>, MA Shaohua<sup>1</sup>, XU Yang<sup>1</sup>, LIANG Hongbo<sup>1</sup>, LIANG Hao<sup>2</sup>

1. China France Bohai Geoservices Co., Ltd., Hainan Branch, Haikou, Hainan 570312, China

2. CNOOC China Limited, Hainan Branch, Haikou, Hainan 570312, China

**Abstract:** During the testing of deep-water buried-hill gas wells, the pressure curve of some wells shows an abnormal phenomenon of continuous decline during the pressure recovery test, which leads to the lack of key sections reflecting the flow characteristics of reservoirs and brings great difficulties to formation evaluation. In this paper, a wellbore temperature field model and a test string expansion prediction model are constructed, the simulation of wellbore temperature field and calculation of string expansion during the shut-in period are realized. Through the coupling of fluid density field, temperature field and string expansion, the pressure gauge test data is corrected. The results shows that the main reasons for the abnormal pressure recovery curve are the changes in wellbore temperature field and the contraction of tubing string after well closure. After pressure compensation correction, the pressure recovery curve returns to a normal upward trend, and the pressure double logarithmic curve can reflect the characteristics of reservoir. This method is used to evaluate the test data of X1 well. The formation pressure is 29.6 MPa and the formation coefficient is 14 910 mD·m. The evaluation results are consistent with the actual conditions of formation. The research results have certain guiding significance for the abnormal data processing and evaluation of the downhole pressure recovery curve of deep-water buried gas reservoirs.

**Keywords:** deep water; buried hill reservoir; gas well; pressure recovery test; abnormal pressure curve; correction method; testing string; density

随着油气勘探开发逐步进入深海区域,深海区域逐渐成为油气增储上产的主要领域之一<sup>[1-2]</sup>。在深海勘探中,深层潜山储层中油气发现越来越多。由于深海区域特殊的环境及潜山储层的地层特征,经常使用插入式测试管柱进行测试作业<sup>[3-5]</sup>。测试

过程中受井筒温度场与压力场的变化,部分井层压力曲线表现出下降的异常特征,给后续储层评价和产能评价带来了困难。

在压力恢复测试曲线异常方面,蒋光迹<sup>[6]</sup>经过分析得出油压恢复曲线异常下降的主要原因是井



筒温度变化,并基于 Cullender&Smith 方法实现了井口压力折算至井底以校正压力曲线。蒋裕强等<sup>[7]</sup>重点分析“水击现象”对压恢数据的影响,并利用续流效应简化“水击现象”,以此恢复了克拉 2 气井关井后期压力持续下降的异常数据。一些学者对压力曲线的各种异常情况开展了异常原因分析,认为除了工程因素,引起测试压力异常的原因可能是井筒积液影响、高速非达西流动效应、水击现象以及井筒温度变化影响<sup>[8-10]</sup>。由于深海特殊的作业环境,采用 RTTS 封隔器进行测试作业过程中,测试管柱会出现一定程度的收缩现象,导致压力恢复曲线异常<sup>[11-12]</sup>。本文通过构建井筒温度场模型和测试管柱伸缩预测模型,实现了关井期间井筒温度场的模拟及管柱伸缩量的计算,通过流体密度场、温度场和管柱伸缩量耦合,实现了压力计测试数据校正,修正后压恢曲线恢复正常上升趋势,压力双对数曲线能反映地层储层特征,实现压力恢复资料的有效评价。研究成果对深水潜山气藏井下压力恢复曲线的异常资料处理与评价有一定指导意义。

## 1 测试井压力异常原因分析

正常情况下测试井关井后进入压力恢复阶段,压力呈现上升趋势。一般关井后短时间内压力快速上升,后续恢复放缓且不断接近原始地层压力。某深海潜山气井 X1 井关井后压力快速上升,然后出现持续下降的趋势(见图 1),这种异常压恢曲线无法进行正常的试井分析,需要分析使其出现异常的原因以对压力曲线进行校正。

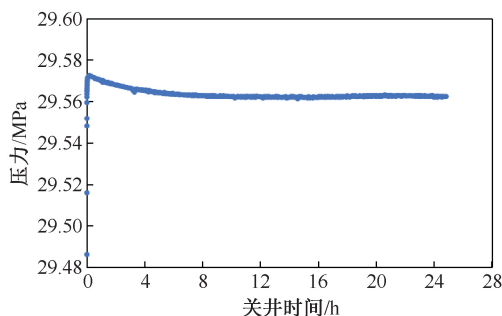


图 1 X1 井压力恢复曲线图

Fig. 1 Pressure recovery curve of well X1

X1 井所在区域地温梯度约为  $7\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ ,下压力计测试点与储层距离约  $166\text{ m}$ ,地温梯度较高且压力计与储层距离较远,压力计压力受温度变化的影响可能性较大。管柱内流体密度,特别是气体的密度受温度变化的影响大。气体的密度与温度的关系成反比,温度降低会使气体的密度增大,而气

柱的压力与密度成正比,气体的密度越大则气柱的压力越大。随着关井后井筒温度的降低,管柱中气体的密度增大,管柱内的气体密度场重新分布,使管柱下部气体密度增加。气柱压力代表压力计与储层中部压力的压差,储层中部压力恢复较慢时,它们之间压差的增大会使压力计压力变小,且这个压差也是随关井时间不断增大并前期增长速度快后期增速变慢。故关井后井筒温度场的变化,导致井筒流体密度场变化,可导致测点处压力下降,压力测试曲线出现异常。

此外,由于测试过程中采用的是插入式测试管柱,在压力恢复过程中由于温度场和压力场的变化,测试管柱在受膨胀效应、活塞效应、温度效应和屈曲效应的影响会发生管柱收缩,导致压力计上移,也可能导致测试井压力曲线出现下掉。

## 2 井筒温度预测模型

在气井开井生产过程中,受地层温度梯度影响,产出流体温度高于储层上部地层温度,关井后井筒与地层之间受热传导的影响,井筒流体温度会下降。针对井筒与地层间热传导的过程,建立了关井压力恢复过程中井筒温度预测模。

### 2.1 数学模型

模型假设:①只考虑径向和轴向上的导热;②井筒与其周围的地层和海水以井筒中心轴线轴对称分布;③除井筒内气体的密度外,各传热介质的热物性参数保持不变。

考虑径向和轴向传热的柱坐标井筒导热微分方程如下:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho c T) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \lambda r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \lambda r \frac{\partial T}{\partial z} \right) \quad (1)$$

式中: $\rho$  为密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $c$  为比热容,  $\text{J}/(\text{kg} \cdot ^{\circ}\text{C})$ ;  $T$  为温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $t$  为关井时间,  $\text{s}$ ;  $r$  为径向坐标,  $\text{m}$ ;  $z$  为轴向坐标,  $\text{m}$ ;  $\lambda$  为导热系数,  $\text{W}/(\text{m} \cdot ^{\circ}\text{C})$ 。

### 2.2 定解条件

初始条件:井筒初始温度呈温度梯度分布,温度梯度由上、下压力计关井时刻的温度数据计算

$$T(z, t = 0) = T_d + (z - z_d)(T_d - T_u)/(z_d - z_u) \quad (2)$$

式中: $T_u$  为上压力计温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $T_d$  为下压力计温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $z_u$  为上压力计深度,  $\text{m}$ ;  $z_d$  为下压力计深度,  $\text{m}$ 。

边界条件:远离井筒的地层和海水的温度始终



以水温梯度和地温梯度分布,忽视顶底界面的传热。

$$\begin{cases} T(r \rightarrow \infty, z, t) = T_U + G_w z, & 0 < z \leq z_n \\ T(r \rightarrow \infty, z, t) = T_n + G_l(z - z_n), & z_n < z \leq H \end{cases} \quad (3)$$

$$\left. \frac{\partial T(r, z, t)}{\partial z} \right|_{z=0, z=H} = 0 \quad (4)$$

式中:  $T_U$  为海面温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $G_w$  为海水温度梯度,  $^{\circ}\text{C}/\text{m}$ ;  $z_n$  为泥线深度,  $\text{m}$ ;  $T_n$  为泥线处温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $G_l$  为地温梯度,  $^{\circ}\text{C}/\text{m}$ ;  $H$  为井底深度,  $\text{m}$ 。

### 2.3 求解方法

采用数值法对导热微分方程进行离散,得到求解矩阵进行求解。考虑到压力计数据时间间隔为 1 s,故取时间步长为 1 s,另外选用显式离散可省略迭代过程更易求解模型。

## 3 压力计数据校正方法

关井压力恢复过程中,井筒温度和压力场的变化会导致井筒内流体密度场发生改变,同时测试管柱受力状态发生变化也会导致测试管柱发生伸缩,导致压力计测试数据异常。针对上述情况,这里构建了井筒流体密度计算模型和测试管柱伸缩量计算模型,形成了一套压力计数据校正方法。

### 3.1 井筒流体密度计算方法

折算储层压力需要获取流体密度,故先根据传热模型的预测结果计算关井后井筒内流体的密度。根据理想气体状态方程,考虑真实气体特征,引入压缩因子,密度方程可以写为

$$\rho = \frac{PM}{ZRT} \quad (5)$$

式中:  $P$  为压力,  $\text{MPa}$ ;  $M$  为摩尔质量,  $\text{g}/\text{mol}$ ;  $Z$  为压缩因子,无因次;  $R$  为摩尔气体常数,  $\text{J}/(\text{mol} \cdot ^{\circ}\text{C})$ , 此式中  $R$  取  $8.314 \text{ J}/(\text{mol} \cdot ^{\circ}\text{C})$ 。

气体的摩尔质量一般由气体组分算出,而天然气压缩因子受温度和压力的影响,可用压缩因子图简易计算。但这样计算的摩尔质量和压缩因子为定值,在实际情况下,关井后井筒中气体摩尔质量随着关井后沉降而随时间和深度变化,而气体的压缩因子也因为温度和压力的差异,随着深度和时间变化。气体中甲烷含量很高,摩尔质量变化小,而温度和压力在深度上随温压梯度而变化,采用上、下压力计之间的  $M/Z$  值代表下压力计到储层间气柱的  $M/Z$  值,可以反映其时间上的变化,在深度差异上也接近真实情况。根据上下压力计记录的压

力值,可以得到上下压力计之间的压差为

$$P_d - P_u = \bar{\rho} g H_1 \quad (6)$$

式中:  $P_u$  为上压力计压力,  $\text{MPa}$ ;  $P_d$  为下压力计压力,  $\text{MPa}$ ;  $\bar{\rho}$  为平均密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $g$  为重力加速度,  $\text{m}/\text{s}^2$ ;  $H_1$  为上、下压力计深度差,  $\text{m}$ 。

根据压力计的温度和压力数据,使用式(5)分别计算上、下压力计深度处气柱密度以及其平均值,密度曲线如图 2 所示。

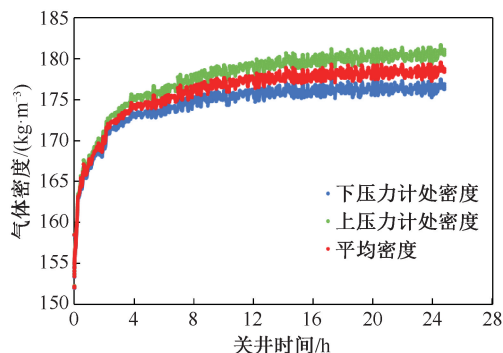


图 2 上下压力计处及平均密度曲线图

Fig. 2 Upper and lower pressure gauge and average density curve

考虑上、下压力计间气柱的温度与压力呈梯度分布,上、下压力计之间气柱的平均密度应接近两处的密度平均值,故用上、下压力计深度处气柱密度的平均值代替气柱的平均密度,于是有

$$\bar{\rho} = \frac{\rho_u + \rho_d}{2} = \left( \frac{P_u M}{ZRT_u} + \frac{P_d M}{ZRT_d} \right) / 2 \quad (7)$$

联立式(6)和式(7)可得:

$$\frac{M}{Z} = 2(P_d - P_u) \left[ g H_1 \left( \frac{P_u}{RT_u} + \frac{P_d}{RT_d} \right) \right] \quad (8)$$

使用式(8)代入上、下压力计温压数据即可计算关井后各时刻的  $M/Z$  值,另外井筒温度已由预测模型得出,如此便可使用式(5)计算压力计到储层深度的气体密度。

将下压力计到储层顶部的气柱按每段长度  $\Delta h$  平均划分,  $\Delta h$  的长度可根据精需求任取,这里取  $\Delta h = 1 \text{ m}$ ,于是将气柱划分为 166 段。从下压力计深度下面的第一截气柱开始,使用式(9)和式(10)分别计算当前深度的流体密度和压力,直至计算至最后一截气柱,如此即可完成井筒内流体密度的计算。

$$\rho_i = \frac{\left( P_{i-1} + \sum_{i=1}^{n-1} \rho_i g \Delta h \right) M}{ZRT} \quad (9)$$

$$P_i = P_{i-1} + \rho_i g \Delta h \quad (10)$$



3.2 测试管柱伸缩量计算方法

在测试过程中,测试管柱的受力将导致管柱发生伸缩,管柱会上下移动来平衡管柱轴向变形。管柱受力主要表现为四种效应:膨胀效应、温度效应、活塞效应和屈曲效应。

(1)膨胀效应

在各个测试阶段,油管内外流体压力会产生波动,尤其是测试阶段变化时压力变化显著,这种压力变化直接导致油管发生径向的膨胀或收缩现象,并伴随产生轴向应变。此外,管柱内外流体密度差异的变化也会造成管柱的轴向长度改变。一般情况下,为了简化计算会忽略密度效应的影响,管柱因膨胀效应产生的轴向应变为

$$\Delta L_1 = -\frac{2\nu}{E} \frac{P_o R_{io}^2 - P_i}{R_{io}^2 - 1} L \tag{11}$$

式中: $\Delta L_1$  为膨胀效应造成的管柱伸缩量,m; $\nu$  为泊松比,无量纲; $E$  为弹性模量,MPa; $P_o$  为油管外的环空压力,MPa; $P_i$  为油管内流体的压力,MPa; $R_{io}$  为油管内径与外径的比值,无量纲; $L$  为管柱的总长度,m。

X1 井的内外径之比为 0.75,油管长度为 2 907 m,泊松比取 0.3,弹性模量取  $2.06\times10^5$  MPa。取关井后打孔油管内外压力计的压力数据代替计算油管内压力  $P_i$  和环空压力  $P_o$ ,在整个关井测试过程中,根据式(11)计算油管伸长量  $\Delta L_1=0.001\ 4$  m。可见膨胀效应影响较小。

(2)温度效应

在测试井开井生产时,地层的高温流体流入井筒,使油管的温度提升从而造成轴向伸长。在井筒关井后,地层流体不再流入油管,而油管温度高于周围海水和地层,油管逐渐冷却,温度降低使油管进行收缩。管柱因温度效应产生的轴向伸缩量为

$$\Delta L_2 = \beta L \Delta T \tag{12}$$

式中: $\Delta L_2$  为油管因温度效应造成的管柱伸缩量,m; $\beta$  为热膨胀系数, $1/^\circ\text{C}$ ; $L$  为油管长度,m; $\Delta T$  为温度变化量, $^\circ\text{C}$ 。

油管的热膨胀系数取  $1.2\times10^{-5}$   $\text{m}/^\circ\text{C}$ ,总体降温幅度  $\Delta T$  是油管温度每米降温之和,使用温度场模型输出关井后油管每米的温度与初始温度的差值之和,其值随关井时间增大。使用式(12)计算温度效应造成的管柱收缩量,计算结果见表 1。

表 1 X1 井温度效应管柱收缩长度计算结果表

Table 1 Shrinkage length of temperature effect on well X1	
关井时间/h	收缩长度/m
1	0.15
2	0.26
4	0.40
8	0.53
12	0.59
24	0.70

(3)活塞效应

在管柱不同部件相连接的变径处,因管柱内外受压面积不同,会在变径处产生压差,这样便形成了活塞力。各个变径处的活塞力会改变管柱的真实轴向力并发生管柱伸缩,油管因温度效应产生的伸缩量为

$$\Delta L_3 = \frac{F_v L}{EA_s} \tag{13}$$

$$F_v = P_o(A_{o2} - A_{o1}) - P_i(A_{i2} - A_{i1}) \tag{14}$$

式中: $F_v$  为油管变径处受到的活塞力,kN; $\Delta L_3$  为油管因温度效应而产生的轴向伸缩量,m; $P_o$  为环空流体压力,MPa; $P_i$  为油管内流体的压力,MPa; $A_{i1}$ 、 $A_{o1}$  分别为上侧管柱部件的内截面积和外截面积, $\text{m}^2$ ; $A_{i2}$ 、 $A_{o2}$  分别为下侧管柱部件的内截面积和外截面积, $\text{m}^2$ ; $E$  为油管的弹性模量,kPa; $A_s$  为油管的横截面积, $\text{m}^2$ 。

X1 井油管的横截面积为  $0.004\ 49\ \text{m}^2$ ,根据管柱图计算每处变径处的活塞力,内活塞力等于油管内压力乘内截面积,外活塞力等于环空压力乘外截面积,油管内关井阀以上压力采用静气柱压力,关井阀以下压力根据上、下压力计压力等比例分布,环空压力采用静液柱压力。累加每个变径处的内外活塞力得  $F_v=-0.217\ 2\ \text{kN}$ 。根据式(13)计算得:在整个测试过程中,由于活塞效应导致的油管伸长量为  $0.692\ 6\ \text{mm}$ ,其值不足  $1\ \text{mm}$ ,明显活塞效应可以忽略不计。

(4)屈曲效应

一般情况下认为管柱是直杆,但当管柱底部载荷大于临界值后,管柱会发生变形产生螺旋屈曲。测试井关井过程中,由活塞效应影响很小可知管柱轴向受力未发生明显变化,可以不考虑屈曲效应对压力计压力的影响。

综合考虑四种效应可知 X1 井管柱伸缩的主要影响因素是温度效应。累加各效应造成的伸缩量可得关井时间的井筒收缩量,结果如图 3 所示。结果显示:在关井测试过程中,X1 井膨胀效应、活塞效

应、温度效应及屈曲效应的影响,测试管柱长度变化为 0.703 3 m,压力变化值为 0.001 2 MPa。

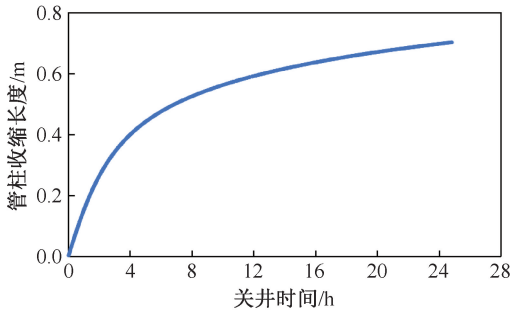


图 3 关井过程中 X1 井管柱收缩长度图  
Fig. 3 Shrinkage length of well X1 during shut-in process

3.3 压力曲线校正方法

结合流体密度变化与管柱伸缩的影响进行下压力计压恢曲线校正。根据式(9)和式(10)计算 X1 井关井时间的储层顶部温度,在计算第 166 截气柱压力时结合温度效应造成的管柱收缩量,其计算公式为

$$P_c(t) = P_{166}(t) = P_{165}(t) + \rho_n(t)g(\Delta h + \Delta L(t))$$
(15)

$$P_x(t) = P_d(t = 0) + P_c(t) - P_c(t = 0)$$
 (16)

式中: $P_c$  为储层压力,MPa; $P_x$  为校正后压恢阶段的压力,MPa。

由式(15)得到储层压力后,通过式(16)用储层压力曲线的变化趋势校正下压力计的压恢曲线。校正后的压恢曲线与下压力计的压恢曲线如图 4 所示,可见校正后的压恢曲线整体上呈正常的上升趋势,但相比于压力计数据其压力波动明显增大,在整个压力恢复测试过程中,由于流体密度场变化和管柱伸缩引起的压力变化值为 0.039 MPa。

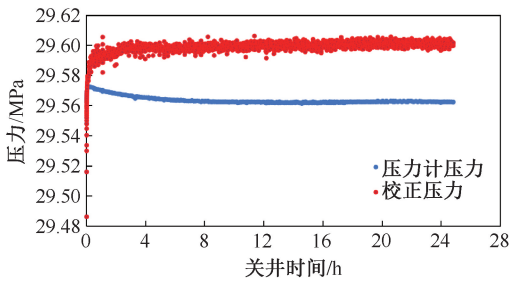


图 4 X1 井校正压力恢复曲线  
Fig. 4 Corrected pressure build-up curve of well X1

考虑到校正后的压力曲线波动较大,需要进行光滑处理以降低噪声数据的影响。采用均匀平均滤波法,使用 Matlab 软件的 smooth 函数对校正后的压力数据进行处理。光滑处理后的压恢曲线如图 5 所示,可见压力波动明显降低,如此便可正常进行

后续试井分析。

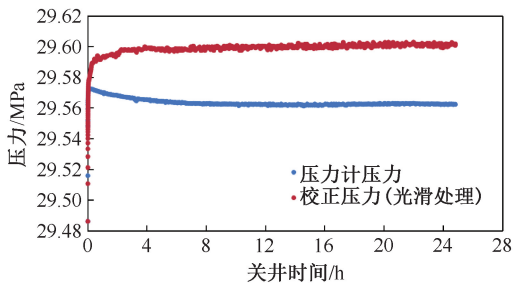


图 5 光滑处理后的 X1 井校正压力恢复曲线  
Fig. 5 Corrected pressure build-up curve of well X1 after smooth treatment

为验证校正后压恢曲线的可靠性以及体现校正效果,对校正前后的压力恢复阶段的压力曲线进行试井分析。校正前双对数曲线反映储层、裂缝渗流特征的关键段缺少,无法正常进行试井解释(见图 6)。校正后双对数曲线完整,拟压力导数曲线形态完整,能反映地层信息(见图 7)。采用复合模型进行解释,得到地层压力为 29.6 MPa,地层系数为 14 910 mD·m,与储层实践情况相符。

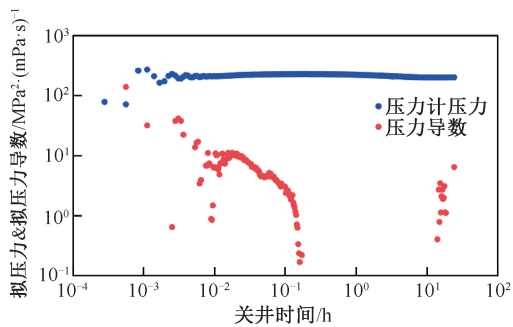


图 6 校正前 X1 井下压力双对数曲线图  
Fig. 6 Curve of downhole pressure and pressure derivative before correction

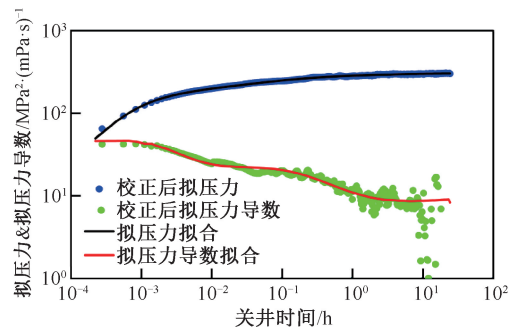


图 7 校正后 X1 井压力双对数曲线图  
Fig. 7 Curve of downhole pressure and pressure derivative after correction

4 结论

(1) 构建的高温高压测试井温度场、密度场和管柱伸缩耦合模型,能准确实现对测试井压力计压

力数据的校正, 矫正后压恢曲线恢复正常趋势, 能实现试井压力资料评价。

(2) X1 井压力恢复曲线异常的原因主要受流体密度场变化和管柱收缩的影响, 采用本压力异常校正方法修正后, 采用复合模型进行解释, 得到地层压力为 29.6 MPa, 地层系数为 14 910 mD·m, 评价结果合理准确。

(3) 该方法适用于深水潜山气藏中压力恢复测试中压力计异常压力资料修正, 为深水潜山气藏井下压力恢复曲线的异常资料处理与评价提供了一种修正方法, 有利于深水潜山气藏勘探开发。

致谢: 感谢中海石油(中国)有限公司海南分公司和中法渤海地质服务有限公司海南分公司领导及同事在论文编写过程中提供的帮助。

### 参考文献

[1] 陈奎, 王雯娟, 徐万兴, 等. 琼东南盆地中央峡谷“深海一号”大气田周缘成藏条件与滚动勘探成效[J]. 石油实验地质, 2023, 45(5): 994-1006.  
CHEN Kui, WANG Wenjuan, XU Wanxing, et al. Accumulation conditions and rolling exploration results in the periphery of “Deep Sea No. 1” giant gas field in central canyon of Qiongdongnan basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(5): 994-1006.

[2] 邱浩, 文敏, 吴怡, 等. 南海油田惠州潜山裂缝性凝析油气藏控水实验[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(1): 84-92.  
QIU Hao, WEN Min, WU Yi, et al. Water control experiments in Huizhou buried-hill fractured condensate reservoirs in Nanhai oilfield [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(1): 84-92.

[3] 房鑫磊, 赵洪绪, 杨志成, 等. 潜山低渗透储层试井设计主控因素及改进方案[J]. 油气井测试, 2022, 31(6): 59-64.  
FANG Xinlei, ZHAO Hongxu, YANG Zhicheng, et al. Main controlling factors and improvement of well testing design for buried-hill low-permeability reservoirs [J]. Well Testing, 2022, 31(6): 59-64.

[4] 程莹, 张伟, 汪坤. 高温高压测试封隔器的改进[J]. 油气井测试, 2022, 31(6): 11-16.  
CHENG Ying, ZHANG Wei, WANG Kun. Improvement of high temperature and high pressure testing packer [J]. Well Testing, 2022, 31(6): 11-16.

[5] 张金煌, 杜连龙, 张兴华, 等. 海上深层潜山长裸眼地层测试技术[J]. 油气井测试, 2024, 33(1): 19-25.  
ZHANG Jinhuang, DU Lianlong, ZHANG Xinghua, et al. Formation testing technology for long open hole in offshore deep buried-hill reservoirs [J]. Well Testing, 2024, 33

(1): 19-25.

[6] 蒋光迹. 高含硫气井油压恢复曲线异常原因及校正方法[J]. 石油化工应用, 2018, 37(4): 73-78.  
JIANG Guangji. The abnormal reason and correction method of oil pressure recovery curve in high sulfur gas well [J]. Petrochemical Industry Application, 2018, 37(4): 73-78.

[7] 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.

[8] 王秉合, 杨沛林, 李景, 等. 压力恢复异常资料精细二次试井解释方法[J]. 油气井测试, 2021, 30(6): 66-70.  
WANG Binghe, YANG Peilin, LI Jing, et al. Secondary fine well test interpretation mehod of abnonmal data of presure recovery [J]. Well Testing, 2021, 30(6): 66-70.

[9] 孙士东. 几种异常压力恢复曲线分析[J]. 油气井测试, 2002, 11(2): 35-36.  
SUN Shidong. Analysis of several abnormal pressure buildup curves [J]. Well Testing, 2002, 11(2): 35-36.

[10] 陈超峰, 陈玲. W1 井压力恢复资料异常分析[J]. 油气井测试, 2009, 18(1): 38-39.  
CHEN Chaofeng, CHEN Ling. Analysis of abnormal buildup pressure data of well W1 [J]. Well Testing, 2009, 18(1): 38-39.

[11] 陈光智, 贺秋云, 赵益秋. 高温高压高产气井测试技术在双探 1 井的应用[J]. 钻采工艺, 2016, 39(3): 31-33.  
CHEN Guangzhi, HE Qiuyun, ZHAO Yiqiu. Application of HTHP and high production test technology in Shuangtan well 1 [J]. Drilling & Production Technology, 2016, 39(3): 31-33.

[12] 黄熠, 杨进, 王尔钧, 等. 南海超高温高压气井裸眼完井测试关键技术[J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(2): 150-155.  
HUANG Yi, YANG Jin, WANG Erjun, et al. Key technologies for the open hole completion testing of ultrahigh temperature and high pressure gas wells in the south china sea [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2020, 42(2): 150-155.

编辑 方志慧

第一作者简介: 辛小军, 男, 1983 年出生, 工程师, 本科, 2012 年毕业于中国石油大学(北京)石油工程专业, 现主要从事海上油气井测试与管理工作。电话: 0898-68700605, Email: xinxj@cfhg.com。通信地址: 海南省海口市秀英区海秀街道办海长流绿地缤纷城 B 区 8-2 号楼, 邮政编码: 570312。