

凝析气井不稳定试井解释*

王新海 夏位荣 郭康良 陈平中

(江汉石油学院地质系, 湖北荆沙 434102)

凝析气井存在复杂的相变与相态重新分布, 对试井压导曲线有较大影响, 正确选定分析直线段是解释成败的关键。在计算高压物性参数时, 应考虑凝析油的影响, 试井分析中的产量应把凝析油产量折算到总产量中, 方可克服解释的误差。以塔里木盆地一凝析气井试井资料作了说明。

关键词 凝析气井 不稳定试井 试井分析 塔里木

第一作者简介 王新海 男 33岁 副教授 开发地质

1 试井解释理论

在原始地层压力和地层温度条件下, 凝析气以单相气体存在于储集层之中, 即生产的凝析油在地层条件下是气相。因此在计算原始气体偏差系数、体积系数、粘度和产量时应考虑凝析油的影响。

凝析油的分子量为^[1]:

$$M_o = \frac{44.29\gamma_o}{1.03 - \gamma_o} \quad (1)$$

式中 γ_o ——凝析油密度。

凝析气井总流体的密度为^[1]:

$$\gamma_w = \frac{GOR\gamma_g + 830\gamma_o}{GOR + \frac{24056\gamma_o}{M_o}} \quad (2)$$

式中 GOR ——生产气油比; γ_g ——凝析气密度。

用 γ_w 代替 γ_g 来查图或用有关经验公式计算得到拟临界压力 (P_{pc}) 和拟临界温度 (T_{pc}), 从而可得到拟对比压力 (P_r)、拟对比温度 (T_r)、原始气体偏差系数 (Z)、体积系数 (B_g)、压缩系数 (C_g); 再用 γ_w 代替 γ_g 、用 $M_w (=28.978\gamma_w)$ 代替 M_g 来计算地层气体粘度 (μ_w)。

对于折算压力、温度不在斯坦丁-卡茨图范围时, 可用下列关系式近似地求出 Z 系数^[2]。

$$F(y) = a + \frac{y + y^2 + y^3 + y^4}{(1-y)^3} - by^2 + cy^4 = 0 \quad (3)$$

* 国家“八五”科技攻关项目研究成果 (85-101)

收稿日期: 1995-03-31 改回日期: 1995-04-2

式中 $a = -0.06125 (P_r/T_r) \exp \left[-1.2 \left(1 - \frac{1}{T_r} \right)^2 \right]$

$$b = 14.76T_r^{-1} + 9.76T_r^{-2} + 4.58T_r^{-3}$$

$$c = 90.7T_r^{-1} - 242.2T_r^{-2} + 42.4T_r^{-3}$$

$$d = 2.18 + 2.82T_r^{-1}$$

$$y = -\frac{a}{Z}$$

方程(3)为隐式方程,可用牛顿迭代法求解。

在地面标准条件下,采出 1 m^3 凝析油而相当的天然气体积 (m^3) 为^[1]:

$$GE = 542.95 (1.03 - \gamma_o) \quad (4)$$

因此总产量为:

$$q_w = q_g + q_o GE \quad (5)$$

用考虑凝析油的产量和高压物性参数代入气井的解释方法中即可对凝析气井进行解释。

2 实例分析

某预探井采用一开一关测试工艺,测试井段为 4836.5~4839.5 m 和 4841.0~4847.0 m。该层的气油比为 $1245 \text{ m}^3/\text{m}^3$, 甲烷含量为 85.65%, 地面原油相对密度为 0.7517。根据地层流体划分标准^[3]可知,该层属于凝析气层。

2.1 曲线形态分析

压导双对数图(图1)上,没有出现通常的 45° 直线段,而出现了驼峰。主要是井筒储集系数变化、相态重新分布所致。压导图上显示类似于双重介质地层或非均质地层特征,这主要是相态变化引起的。

刚关井时,井底压力最低,井筒中油相最多。关井后,随着井底压力增大,油相开始转化成气相。油相转化成气相使流体密度变小,导致井底压力恢复速度相对变小,压导曲线下掉。另一方面,因气相的粘度比油相的小,随着气相增加,压力恢复速度将加快,使压导曲线上升。在上述双重作用下,哪种作用占优势就决定了压导曲线是上升还是下降。当压力恢复到一定程度,使井筒中油相全部转为气相成为单相流体时,开始出现径向流,故采用霍纳图(图2)中最后直线段作为分析直线段。

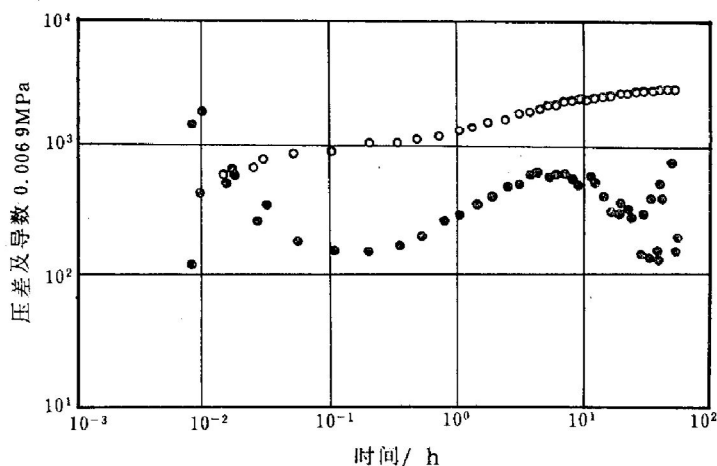


图1 双对数图

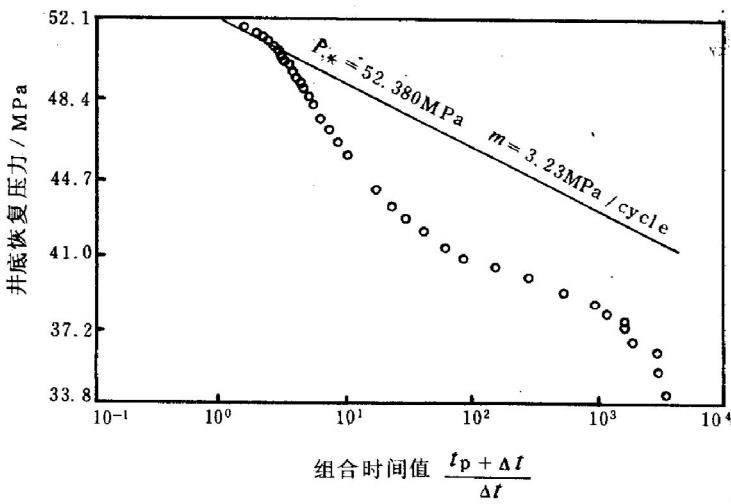


图 2 霍纳图

2.2 测试资料解释

经测：凝析油产量 $q_o=108\text{ m}^3/\text{d}$ ，凝析气产量 $q_g=134412\text{ m}^3/\text{d}$ ，生产时间 $T_p=30.77\text{ h}$ ，地层温度 $T=137^\circ\text{C}$ ，地层厚度 $h=9\text{ m}$ ，井半径 $R_w=0.108\text{ m}$ ，孔隙度 $\Phi=0.161$ ，凝析油密度 $\gamma_o=0.7517$ ，凝析气密度 $\gamma_g=0.6451$ 。因该井为预探井且测试过程中未遇边界反映，故原始地层压力 $P_i=52.38\text{ MPa}$ （霍纳图外推最大压力）。由式（1）、（2）、（5）得： $M_o=119.6291$ ， $\gamma_w=1.0221$ ， $M_w=29.6112$ ， $q_w=150731\text{ m}^3/\text{d}$ 。通过计

算得到高压物性参数： $Z=1.146$ ， $B_g=3.092\times 10^{-3}$ ， $\mu_w=5.617\times 10^{-2}\text{ MPa}\cdot\text{s}$ ， $C_g=9.801\times 10^{-3}\text{ 1/MPa}$ ， $C_l=7.1274\times 10^{-3}\text{ 1/MPa}$ 。如果不考虑凝析油的作用， γ_g 与 γ_w 有 36.88% 的误差； μ_g 与 μ_w 有 47.78% 的误差； q_g 与 q_w 有 10.83% 的误差。可见不考虑凝析油的影响对解释结果会产生较大的误差。

由于该层原始地层压力大于 23 MPa，故采用 P 法解释，解释结果见表 1。

表 1 2.3 计算结果检验

参数名称	符号	数值	单位
霍纳直线斜率	m	3.2392	MPa/cycle
流动系数	$\frac{Kh}{\mu_w}$	0.305	$\mu\text{m}^2\cdot\text{m}/(\text{Mpa}\cdot\text{s})$
地层系数	Kh	1.713×10^{-2}	$\mu\text{m}^2\cdot\text{m}$
有效渗透率	K	1.904×10^{-3}	μm^2
表皮系数	S	0.08	
调查半径	r_i	114.4	m

由裘比公式得：

$$\frac{Kh}{\mu_w} = \frac{q_w B_g (\ln \frac{r_i}{r_w} + S_i)}{172.8 \pi (P_i - P_{wf})}$$
$$= 0.317 \mu\text{m}^2\cdot\text{m}/(\text{Mpa}\cdot\text{s})$$

其误差只有 4%，说明计算结果是可靠的。

2.4 单储系数计算

天然气单储系数^[1]为：

$$SG_c F = \frac{0.5377 \Phi P_i^{0.4265} GOR^{0.0831}}{(0.05625T + 1)^{0.3185}} = 0.425 \times 10^8 \text{ m}^3/(\text{km}^2\cdot\text{m})$$

凝析油单储系数为：

$$SN_c F = \frac{4793.76 \Phi \gamma_o P_i^{0.4894} (\frac{1.076}{\gamma_o} - 1)^{0.29249}}{GOR^{0.90398} (0.05625T + 1)^{0.30084}} = 2.615 \times 10^4 T/(\text{km}^2\cdot\text{m})$$

3 认识与建议

由于凝析气井存在复杂的相变与相态重新分布，使得凝析气井的压力响应曲线与一般气

井的响应曲线特征不同，呈现出类似双重介质或非均质地层的压力响应特征，因此选好分析直线段是凝析气井不稳定试井分析的关键。

对凝析气井进行解释时，高压物性参数应考虑凝析油的影响，在求地层参数时所用的产量应包括天然气和凝析油的产量。

参 考 文 献

- 1 杨通佑等. 石油及天然气储量计算方法. 北京：石油工业出版社，1992. 1~210
- 2 Hagoort J. 气藏工程原理. 周 勇等译. 北京：石油工业出版社，1992. 18~31
- 3 秦同洛，李望，陈元千. 实用油藏工程方法. 北京：石油工业出版社，1989. 1~34

INTERPRETATION OF UNSTABLE WELL TEST FOR CONDENSATE GAS WELLS

Wang Xinhai Xia Weirong
Guo Kangliang Chen Pingzhong

(Department of Geology, Jiangnan Petroleum Institute, Jingsha, Hubei)

Abstract

Complicated phas variation and phase state redistribution exist in condensate gas wells. This may result in considerable effect on derivative curves of well test pressure. To choose the straight section of well test analysis accurately is the key factor in successfully interpreting well test. The effect of condensate oil must be considered in calculating the parameters of high-pressure physical property. In order to avoid interpretation error, the productivities used in well test analysis should also include condensate oil productivity. This has been proved by well-test information of a condensate gas well in Tarim Basin.