

油气勘探与开发

## 裂缝性凝析气藏试井解释新方法

王子胜, 姚 军, 吴明录

(中国石油大学(华东), 山东 东营 257061)

**摘 要** 通过分析凝析气藏的相图, 建立了凝析液饱和度随压力降的变化规律, 并回归得出了相应的公式; 同时通过对气体压缩因子、黏度随压力、温度的变化, 建立了这些参数和无因次压力的关系; 在双重介质地层假设的基础上, 建立了在试井过程中凝析气相对渗透率随凝析液饱和度变化的凝析气藏试井解释数学模型, 采用隐式迭代的方法进行了求解并进行了参数敏感性分析; 结果表明: 凝析液的饱和度对凝析气藏试井的压力及压力导数曲线有着很大的影响, 早期由于凝析液的析出, 阻碍了气藏的流动, 导致压力及压力导数曲线上升; 在凝析液饱和度达到峰值之后, 随着凝析液的挥发, 凝析气的相对渗透率逐渐恢复, 压力及压力导数曲线又回归到正常的径向流位置; 由于裂缝和基岩之间的压力差, 使得裂缝弹性储容比在测试过程中发生变化, 进而影响了压力及压力导数; 窜流系数和裂缝弹性储容比的变化决定了窜流段发生的早晚和程度; 而基岩中气体黏度的变化使得窜流的发生稍微滞后。

**关键词** 裂缝性油藏 凝析气藏 饱和度变化 弹性储容比变化 黏度变化 试井解释

试井过程中, 凝析气/液在地层中渗流时必然伴随着凝析和反凝析的过程, 是一个极其复杂的多相流问题。多年来, 国内外的专家、学者对砂岩凝析气藏的试井解释理论进行了深入研究, 形成了干气法、折算压力法<sup>[1]</sup>、拟压力法<sup>[2,3]</sup>以及 Perrine-Martin 法<sup>[4]</sup>等, 都在一定范围内取得了很好的应用效果。但就裂缝性凝析气藏而言, 2005 年 Mazloom 等<sup>[5]</sup>采用拟压力法对裂缝性凝析气藏的试井解释进行了研究。本文在双重介质假设的基础上, 采用不同的方法研究了裂缝性凝析气藏的试井解释理论。

### 1 凝析液饱和度变化数学模型的建立

凝析气藏在生产的过程中, 温度变化不大, 可以认为是等温降压的过程。随着地层中压力的降低, 凝析液逐渐的析出, 并占据了一定的孔隙体积, 阻碍了凝析气的流动, 增加了其流动阻力。根据某特点凝析气藏凝析气的相图(见图 1), 可以得到其凝析液随压力下降饱和度的变化图(见图 2)<sup>[6]</sup>。

为了对凝析液饱和度随压力变化进行定量化的表示, 对图 2 进行曲线拟合, 得到如下的公式:

$$S_g = 0.0006p^5 - 0.0484p^4 + 1.4146p^3 - 19.4214p^2 + 130.6744p - 336.0092 \quad (1)$$

则:

$$S_g = 1 - S_o \quad (2)$$

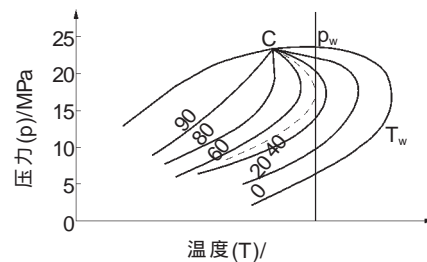


图 1 凝析气相图

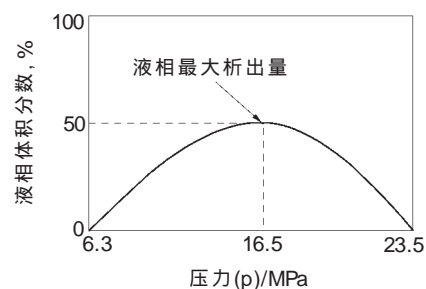


图 2 凝析液饱和度随压力变化图

随着地层中压力的变化, 气体的压缩性和黏度也都发生了变化, 气体不再属于微可压缩流体, 其压缩系数和地层压力及气体压缩因子  $Z$  有关, 其转换关系见表 1<sup>[7]</sup>。

作者简介: 王子胜, 中国石油大学(华东)博士在读, 主要从事试井解释和数值模拟方法的研究工作。 E-mail: cupwzs@126.com

表 1 相对压力  $p_r$ 、压缩因子及压缩系数与  
无因次压力  $p_D$  关系转换表

$p_r$	Z	p	$p_D$	1/p	dZ/dp	压缩系数
0	1	0	25.8		-0.005	
1	0.925	15	19.35	0.066667	-0.00483	0.071892
1.5	0.89	22.5	16.125	0.044444	-0.004	0.048939
2	0.865	30	12.9	0.033333	-0.00333	0.037187
2.5	0.84	37.5	9.675	0.026667	-0.00253	0.029683
3	0.827	45	6.45	0.022222	-0.00133	0.023834
3.5	0.82	52.5	3.225	0.019048	-0.00047	0.019617
4	0.82	60	0	0.016667	0.000667	0.015854

地层中气体黏度的变化和温度、压力都有关系, 由于地层中气体的流动过程可以认为是等温过程, 所以气体黏度的变化只和压力有关。可以采用等相对温度情况下相对黏度随相对压力的变化, 将其转换为相对黏度同无因次压力的关系(见表 2)<sup>[7]</sup>。

表 2 相对压力、相对黏度与无因次压力关系转换表

$p_r$	$\mu_r/\mu_g$	p	$p_D$
0	1	0	25.8
1	1.05	15	19.35
2	1.25	30	12.9
3	1.35	45	6.45
4	1.55	60	0

通过下式来计算气体黏度:

$$\mu_g = \mu \cdot \mu_g \quad (3)$$

式中:  $\mu = \mu_r/\mu_g$  为相对黏度, 和相对压力、相对温度有关;  $\mu_g$  为某一相对温度下气体在大气压下的黏度。

在转换过程中所使用的参数为:  $k_f=0.1 \mu\text{m}^2$ ,  $q=100000 \text{m}^3/\text{d}$ ,  $h=10\text{m}$ ,  $\mu_g=0.0127 \text{mPa}\cdot\text{s}$ ,  $p_i=60 \text{MPa}$ ,  $p_{\text{equ}}=15 \text{MPa}$ ,  $T_r=1.6$ 。

## 2 裂缝性油藏凝析气试井解释模型的建立

早在 20 世纪的 60 年代, Barenblatt<sup>[8]</sup>和 Warren-Roof<sup>[9]</sup>等人就对裂缝性油气藏的试井解释进行了研究, 提出了双重介质模型。在本研究中对于裂缝性地层仍采用双重孔隙介质表示, 可以得到凝析气藏的试井解释数学模型为:

$$\begin{cases} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{k_g}{\mu_g} \frac{\partial p_f}{\partial r} \right) = \frac{\partial(\phi_f)}{\partial t} + \frac{\partial(\phi_m)}{\partial t} \\ - \frac{k_{m,m}}{\mu_m} (p_m - p_f) = \frac{\partial(\phi_m)}{\partial t} \end{cases} \quad (4)$$

假设基岩中的压降较小, 没有凝析液析出; 并且在裂缝中不考虑毛管力, 即  $k_{rg}=S_g$ ; 同时假设如下的无因次参数, 并注意:  $k_g=k_f k_{rg}$ ,  $\mu_g = \mu \cdot \mu_g$ 。

利用下述无量纲变换 (所有单位变换均采用法定单位制):

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (5)$$

$$t_D = \frac{3.6kt}{\mu_g r_w^2 (\phi_f C_{fr} + \phi_m C_{fm})} \quad (6)$$

$$p_{Df} = \frac{k_f h}{1.842 \times 10^{-3} q \mu_g} [p_i - p_f(r, t)] \quad (7)$$

$$= r_w^2 \frac{k_m}{k_f} \quad (8)$$

$$C_{fm} = C_{fr} + C_{gm} \quad (9)$$

$$C_{fr} = C_{fr} + C_{gf} \quad (10)$$

$$C_{gm} = \frac{1}{p_m} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial p_m} \quad (11)$$

$$C_{gf} = \frac{1}{p_f} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial p_f} \quad (12)$$

$$i = \frac{\phi_f C_{fr}}{\phi_f C_{fr} + \phi_m C_{fm}} \quad (13)$$

式中:  $r_w$  为井筒半径, m;  $h$  为油层厚度, m;  $q$  为井底流量(常量),  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $p_i$  为原始地层压力, MPa;  $p(r, t)$  为距离  $r$  处  $t$  时刻的压力, MPa;  $k_m$  为基岩绝对渗透率,  $\mu\text{m}^2$ ;  $k_f$  为裂缝绝对渗透率,  $\mu\text{m}^2$ ;  $t$  为时间, s;  $\phi$  为孔隙度, 小数;  $\mu_m$  为裂缝中凝析气黏度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $\mu_g$  为基岩中凝析气黏度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $\mu_m$  为基岩中凝析气相对黏度, 无因次;  $\mu_f$  为裂缝中凝析气相对黏度, 无因次;  $\mu_g$  为气相在大气压下的黏度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ; 为基岩和裂缝之间的窜流系数, 无因次;  $C_f$  为综合压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$ ;  $S_g$  为凝析气的饱和度;  $C_{fr}$  为岩石压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$ ;  $C_{gm}$  为基岩中凝析气压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$ ;  $C_{gf}$  为裂缝中凝析气压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$ ;  $i$  为裂缝弹性储容比, 小数;  $p_{\text{equ}}$  等效压力, MPa。

则(4)式可变为:

$$\begin{cases} \frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left( r_D \frac{S_g}{\mu_f} \frac{\partial p_{Df}}{\partial r_D} \right) + \frac{1}{\mu_m} (p_{Dm} - p_{Df}) = i \frac{\partial p_{Df}}{\partial t_D} \\ - \frac{1}{\mu_m} (p_{Dm} - p_{Df}) = (1 - i) \frac{\partial p_{Df}}{\partial t_D} \end{cases} \quad (14)$$

初始条件为:

$$p_{Dj}(r_D, t_D) \Big|_{t_D=0} = 0 \quad (j=m, f) \quad 1 \leq r_D < \infty$$

式中: 下角标  $m, f$  分别表示基岩系统和裂缝系统。

考虑井筒存储和表皮系数的内边界条件为:

$$\begin{cases} C_D \frac{dp_{wD}}{dt_D} - S_g \frac{\partial p_{Df}}{\partial r_D} \Big|_{r_D=1} \\ p_{wD} = [p_{Df} - S \cdot S_g \frac{\partial p_{Df}}{\partial r_D}]_{r_D=1} \end{cases} \quad (15)$$

式中:  $S$  为地层的表皮系数, 无因次;  $C_D$  为无因次井筒存储系数;  $p_{wD}$  为无因次井底压力。

无限大油藏情况下的外边界条件为:

$$\lim_{r_D \rightarrow \infty} p_D(r_D, r_D) = 0 \quad (16)$$

在公式中所使用的流量应为井底气体体积流量, 同时由于凝析气的流量相对于凝析液量来说大得多, 所以此处认为凝析气的性质并不因为凝析液的存在而发生较大的变化。

通过隐式有限差格式对上述建立的方程组进行离散, 将每个迭代步计算出来的压力经有因次化以后代入(2)式, 得到凝析气饱和度, 将该饱和度再代入方程, 可以得到一个线性方程组, 通过迭代方法进行求解<sup>[10]</sup>。

### 3 参数敏感性分析

#### 3.1 相图的影响

给出了两组理想化的凝析液饱和度随无因次压力变化, 如图 3a 和 3b 所示。

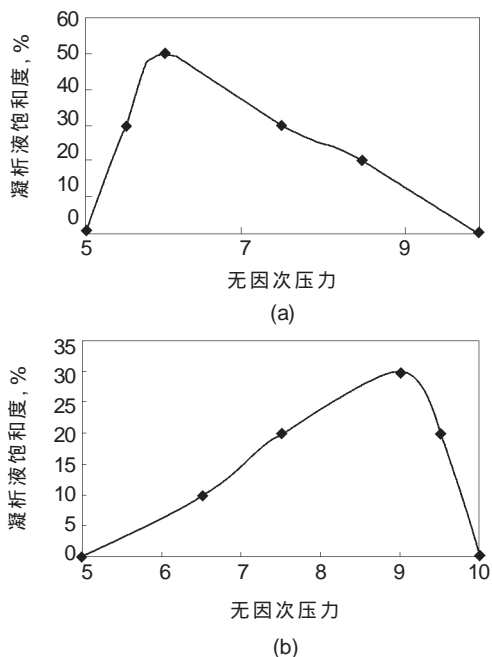


图 3 凝析液饱和度随无因次压力变化示意图

图 3a 说明当压力降落开始出现凝析液时, 其凝析液的饱和度增加较快, 并且析出得较多, 相应的气体的流动受到的阻力也就越大; 在凝析液饱和度达到最高点(50%)之后, 当压力再继续降低, 即无因次压力增加时, 凝析液饱和度下降的较慢。而图 3b 则正好相反, 同时其最大凝析液饱和度也比较低, 最大值只有 30%。

由于凝析液饱和度随无因次压力的变化不同, 导致试井过程中的压力及压力导数曲线的变化也不相同(见图 4)。

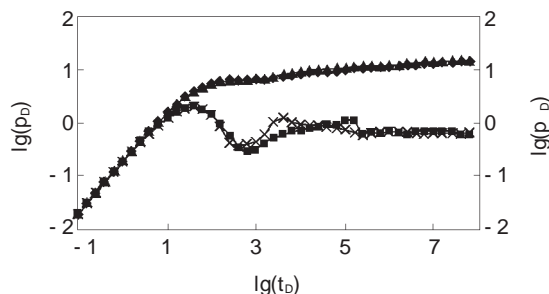


图 4 两种饱和度变化情况下的压力及压力导数曲线对比

—●— 相图 a 时的压力; —■— 相图 a 时的压力导数;  
—▲— 相图 b 时的压力; —×— 相图 b 时的压力导数

对于图 3a 所示的情况, 由于当早期压力降低时其凝析液饱和度增加得较快、较高, 相应就使得凝析气的相对渗透率降低得较快、较低, 表现在压力及压力导数曲线上就是都呈急剧增高的趋势, 尤其是压力导数曲线; 当凝析液饱和度到达最高点之后下降较慢, 凝析气的相对渗透率恢复也就较慢, 流动达到单相径向流的时间也就较长。对于图 3b 所示的情况, 其早期压力降落时凝析液饱和度增加较慢, 压力及压力导数曲线上升得也就较慢, 后期凝析液饱和度减小较快, 其流动达到单相径向流的时间也就较短, 同时由于其凝析液饱和度最大值相对图 3a 较小, 其压力导数上升的最高值也就小于图 3a 时的情况。

#### 3.2 裂缝弹性储容比在测试过程中的影响

由于气体的压缩系数在测试过程中随压力发生变化, 并且由于裂缝和基岩中早期压力变化不同步, 使得裂缝和基岩的弹性储容比都会发生相应的变化, 进而影响压力及压力导数, 但其影响不大, 如图 5 所示。

由于裂缝中压力降落较快, 气体的压缩系数变大, 所以裂缝的弹性储容比是增加的, 进而使得其压力变化小于裂缝弹性储容比不变的情况。相应地, 压力变化趋势也会减缓, 即前者的压力导数要小于后者。当最终裂缝和基岩的压力达到平衡以后, 裂缝的弹性储容比也趋于不变, 这时的压力和压力导数也趋于稳定, 如图 6 所示。

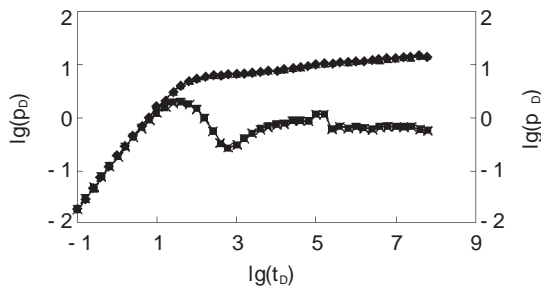


图5 裂缝弹性储容比不变与变化时的压力及压力导数

- 裂缝弹性储容比不变时的压力导数;
- ×- 裂缝弹性储容比不变时的压力导数
- ▲— 裂缝弹性储容比不变时的压力;
- ◆- 裂缝弹性储容比不变时的压力;

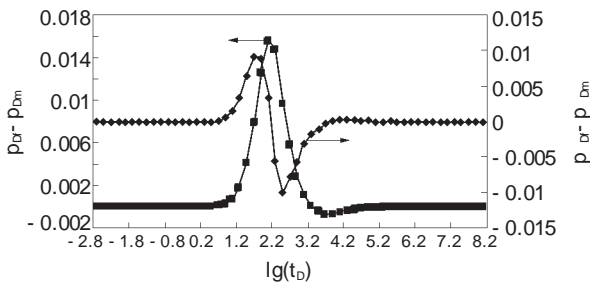


图6 裂缝弹性储容比不变与变化时裂缝与基岩无因次压力及导数之差

- 裂缝弹性储容比不变与变化时裂缝与基岩无因次压力之差;
- ◆- 裂缝弹性储容比不变与变化时裂缝与基岩无因次压力导数之差

### 3.3 窜流系数的影响

窜流系数的大小决定着基岩向裂缝发生窜流时间的早晚,也就决定了压力及压力导数曲线上过渡段出现的时间(见图7),同时影响着裂缝和基岩无因次压力之差(见图8),相应地也就影响了裂缝弹性储容比的变化(见图9)。从图8和图9可以看出,裂缝弹性储容比的变化和介质间的压力差的变化同步性是非常好的。

### 3.4 裂缝弹性储容比的影响

裂缝弹性储容比的大小决定着基岩向裂缝发生窜流时间的早晚和窜流发生的程度,同样也就决定了压力及压力导数曲线上过渡段出现的时间和窜流段导数曲线上的“下凹”深度(见图10)。裂缝弹性储容比越小,表示两者之间的差别越大,导数曲线上过渡段的“下凹”越深,同时影响着裂缝和基岩无因次压力之差(见图11),相应地也就影响了裂缝弹性储容比的变化(见图12)。从图11和图12可以看出,当裂缝弹性储容比越小时,两种介质之间的

压力差越大,相应弹性储容比的变化也就越大。

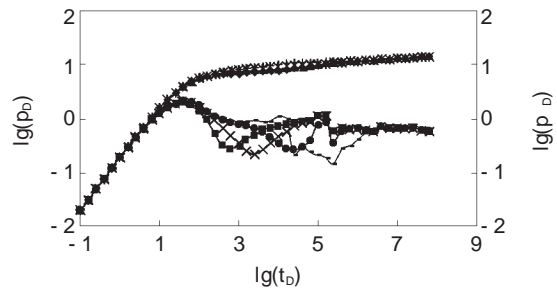


图7 窜流系数不同的压力及压力导数

- ◆—  $=5 \times 10^{-4}$  时的压力;
- $=5 \times 10^{-4}$  时的压力导数;
- ▲—  $=10^{-4}$  时的压力;
- ×-  $=10^{-4}$  时的压力导数;
- ×-  $=10^{-5}$  时的压力;
- $=10^{-5}$  时的压力导数;
- + -  $=10^{-6}$  时的压力;
- + -  $=10^{-6}$  时的压力导数

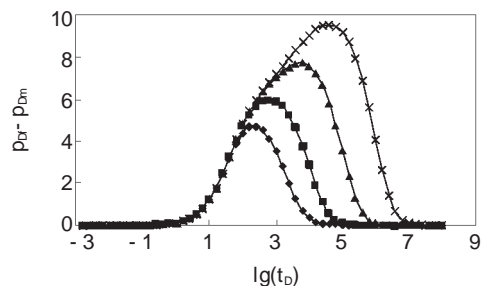


图8 窜流系数不同时裂缝与基岩的无因次压力之差

- ◆—  $=5 \times 10^{-4}$ ;
- $=10^{-4}$ ;
- ▲—  $=10^{-5}$ ;
- ×-  $=10^{-6}$

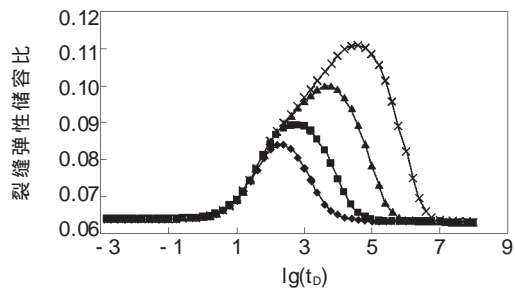


图9 窜流系数不同时裂缝弹性储容比的变化

- ◆—  $=5 \times 10^{-4}$ ;
- $=10^{-4}$ ;
- ▲—  $=10^{-5}$ ;
- ×-  $=10^{-6}$

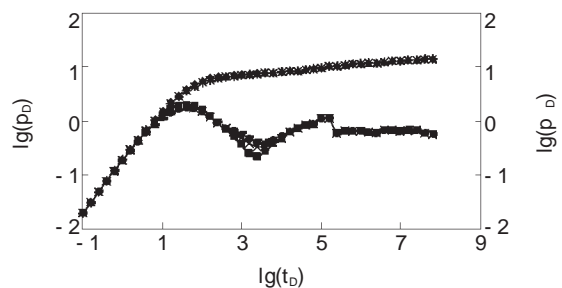


图10 裂缝弹性储容比不同的压力及压力导数

- ◆—  $r_i=0.064$  时的压力;
- $r_i=0.064$  时的压力导数;
- ▲—  $r_i=0.120$  时的压力;
- ×-  $r_i=0.120$  时的压力导数;
- ×-  $r_i=0.170$  时的压力;
- $r_i=0.170$  时的压力导数;
- + -  $r_i=0.215$  时的压力;
- + -  $r_i=0.215$  时的压力导数

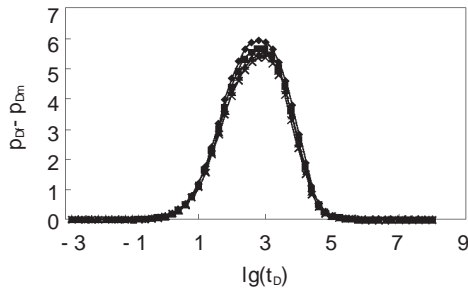


图 11 裂缝弹性储容比不同时裂缝与基岩的无因次压力之差

◆ =0.064; ■ =0.120; ▲ =0.170; × =0.215

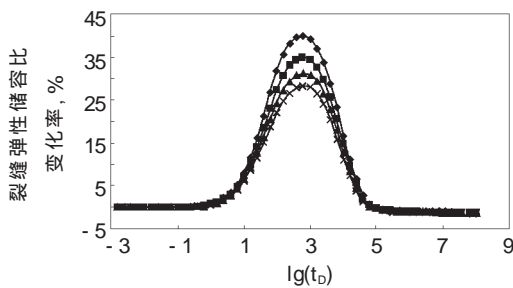


图 12 裂缝弹性储容比不同时变化

◆ =0.064; ■ =0.120; ▲ =0.170; × =0.215

### 3.5 基岩中气体黏度不变与变化的影响

基岩中气体黏度的变化使得在窜流系数的部分加入了相对黏度的影响。由于相对黏度值总大于 1, 所以其作用相当于减小了窜流系数, 相应地也就使得窜流发生的较晚(见图 13)。但是, 由于相对黏度值变化较小, 所以其影响也就较小, 相应地也就引起裂缝和基岩之间压力差的变化以及相应裂缝弹性储容比的变化(见图 14)。

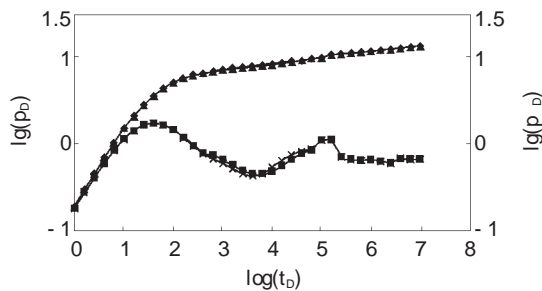


图 13 基岩中气体黏度不变与变化时的压力及压力导数

◆—考虑黏度变化时的压力; ■—考虑黏度变化时的压力导数; ▲—不考虑黏度变化时的压力; ×—不考虑黏度变化时的压力导数

### 4 结论及建议

通过对凝析气相图进行分析, 建立了凝析液饱和度随压力的变化模型, 同时通过对气体压缩因

子、黏度随压力、温度的变化, 建立了这些参数和无因次压力的关系, 进而建立了一个新的裂缝性凝析气藏试井解释模型, 并进行了求解; 参数敏感性分析结果表明:

凝析液的饱和度对凝析气藏试井的压力及压力导数曲线有着很大的影响, 早期由于凝析液的析出, 阻碍了气藏的流动, 导致压力及压力导数曲线上升; 在凝析液饱和度达到峰值之后, 随着凝析液的挥发, 凝析气的相对渗透率逐渐恢复, 压力及压力导数曲线又回归到正常的径向流位置。

由于裂缝和基岩之间的压力差, 使得裂缝弹性储容比在测试过程中发生变化, 进而影响了压力及压力导数。

窜流系数和裂缝弹性储容比的变化决定了窜流段发生的早晚和程度, 窜流段和凝析液析出对压力及压力导数的影响可能会相互干扰。

基岩中气体黏度的变化使得窜流的发生稍微滞后。

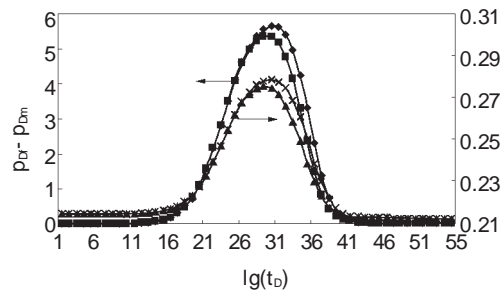


图 14 基岩中气体黏度不变与变化时裂缝与基岩无因次压力之差和弹性储容比变化

◆—基岩中黏度不变时裂缝和基岩无因次压力之差; ■—基岩中黏度变化时裂缝和基岩无因次压力之差; ▲—基岩中黏度不变时裂缝弹性储容比的变化; ×—基岩中黏度变化时裂缝弹性储容比的变化

### 参考文献:

- [1] 刘立明, 周自阳, 郭海勇. 凝析气试井技术现状. 油气井测试, 2003, 12(6): 1~4
- [2] Jones J R, et al. Interpretation of Flowing Well Response in Gas-Condensate Wells, SPE 14024
- [3] Boe A, et al. Two-Phase Pressure Test Analysis, SPE 10224
- [4] Perrine R L. Analysis of Pressure Buildup Curve. Drill and Prod Prac, API, 1956
- [5] Mazloom J, Kelly R T, Mahani H. A New Two Phase Pseudo Pressure Approach for the Interpretation of Gas Condensate Well Test in the Naturally Fracture Reservoir, SPE 94189

- [6] Tarek Ahmed. Reservoir Engineering. 2nd Edition. Houston: Gulf Professional Publishing, 2001. 1~12
- [7] 何更生. 油层物理. 北京: 石油工业出版社, 2005. 107~123
- [8] Barenblatt G L, Zheltov Yu P. Fundamental Equation of Filtration of Homogeneous Liquids in Fissured Rocks. Soviet Physics, Doklady, 1960, 5: 522
- [9] Warren J E, Root P J. The Behavior of Naturally Fracture Reservoirs. Soc Pet Eng Jour Sept, 1963, 3: 245
- [10] 陆金甫, 关治. 偏微分方程数值解法. 北京: 清华大学出版社, 1987. 187~189

(编辑 陈 珏)

## A New Method of Well Test Interpretation for Naturally Fractured Condensate Gas Reservoirs

Wang Zisheng, Yao Jun, Wu Minglu

(China University of Petroleum, Shandong Dongying 257061)

[Abstract] According to the analysis for the pT-phase diagram of condensate gas reservoirs, the formulation that describes the variation of the volume of liquid versus pressure is established. And based on the relations of compressibility factor and viscosity of the gas versus pressure, the relations of these parameters versus dimensionless pressure are also built. On the basis of dual porosity theory, the well test interpretation model which considers the variation of  $k_{rg}$  versus the volume of liquid is also established and resolved by the implicit method numerically. The results show that the volume of liquid affects the pressure and pressure derivative greatly. At the early time, the  $k_{rg}$  is decreased and the pressure and pressure derivative increase accordingly due to the liquid dropout. When the volume of the liquid reaches the maximum, further reduction in pressure causes the vaporization process. So the  $k_{rg}$  increases and the pressure and pressure derivative resort to the normal radial flow finally. Due to the pressure difference between fracture and matrix, the elastic storativity ratio is also changed during the test, which affects the pressure and pressure derivative. The inter-porosity flow factor and the elastic storativity ratio determine the occurrence time and the degree of the inter-porosity flow. The change of gas viscosity in matrix makes the occurrence of inter-porosity flow be at a little later time.

[Keywords] naturally fractured reservoirs; condensate gas reservoirs; variation of liquid saturation; variation of elastic storativity ratio; variation of gas viscosity; well test interpretation

· 能源知识 ·

### 可燃冰开采不当可致灾难性后果

日前在中国南海北部陆坡发现的可燃冰, 远景资源量可达上百亿吨油当量, 这与目前全世界一年的能源消费总量相当, 相当于中国陆上石油总量的 50%左右。事实上, 可燃冰不是深海的专利, 高纬度冻土带也可能有巨大的储量。据预测, 中国可燃冰资源量将超过 2000 × 10<sup>9</sup> 油当量。“不过, 这些数字都只是初步估算。”中科院院士、同济大学海洋地质国家重点实验室汪品先教授特别指出。同时他也提醒到, “很多技术问题尚未解决, 可燃冰在低温、高压环境下是稳定的, 温度和压力的变化会导致大量气体的释放, 若是开采不当, 会引起滑坡等海底重大灾害, 人类绝不能捅这样的漏子。”