

文章编号: 1001-6112(2008)03-0315-06

# 井筒中天然气水合物生成条件预测及应用

吴志良<sup>1,2</sup>

(1. 西北大学 地质学系, 西安 710069; 2. 中国石油化工股份有限公司 华东分公司采油厂, 江苏 泰州 225300)

**摘要:**天然气水合物生成条件的预测方法主要有经验公式法、相平衡法及统计热力学法。其中相平衡法不适用非烃含量较高的气田(松辽盆地腰英台气田 CO<sub>2</sub> 含量达 22%, 此法不适用); 统计热力学法涉及参数较多, 不便于实际应用。该文首先探讨了气井井筒压力温度的计算方法及地层热力学参数的选取, 在此基础上以腰英台气田 YS1 井实测数据为例, 采用 2 种经验公式法计算了井筒中水合物生成的压力温度条件。根据井筒中不同深度的压力温度分布及形成水合物的压力温度条件, 可预测不同流量下井筒是否会形成水合物, 从而在生产时必须确定一个最低流量值; 在新井测试时, 可根据不同产量和井口压力温度预测井筒是否会形成水合物, 从而能预先制定测试方案和措施, 避免因水合物形成冰堵影响气井的测试。

**关键词:**水合物预测; 压力温度; 气井; 腰英台气田; 松辽盆地

中图分类号: TE37

文献标识码: A

## PREDICTION OF GAS HYDRATE FORMATION CONDITIONS IN WELLBORE

Wu Zhiliang<sup>1,2</sup>

(1. *Geology Department of Northwest University, Xi'an, Shaanxi 710069, China;*

*2. Oil Production Plant of East China Petroleum Bureau, SINOPEC, Taizhou, Jiangsu 225300, China)*

**Abstract:** Empirical formula, phase equilibrium and statistical thermodynamics are major prediction methods for gas hydrate formation conditions. Among them, the phase equilibrium method is not applicable in gas field with higher content of non-hydrocarbon (e. g. content of CO<sub>2</sub> in Yaoyingtai Gas Field is up to 22%, so the method is not applicable), and the statistical thermodynamics involves many parameters, so it is not convenient to be used in practice. The methods for calculating wellbore pressure and temperature and selection of formation thermodynamic parameters of gas well were discussed at first. Based on the discussion and taking the measured data of well YS1 in Yaoyingtai Gas Field as example, two empirical formula methods were used to calculate the pressure and temperature under which the gas hydrate was formed in wellbore. On basis of distribution of pressure and temperature at different depth of wellbore and formation conditions of gas hydrate, it can be predicted whether hydrate is formed in wellbore at different flow rates so as to determine a minimum flow rate during production. For new well test, it can be predicted whether hydrate is formed in wellbore according to different production rate and wellhead pressure and temperature so as to formulate testing program and countermeasures in advance and avoid influence of ice barrier caused by hydrate formation on gas well test.

**Key words:** prediction; gas hydrate; wellbore; Yaoyingtai Gasfield; the Songliao Basin

松辽盆地腰英台气田于中深构造层(沙河子组、营城组、登楼库组)陆续发现工业气流, 测试和生产时经常发生水合物冰堵, 堵塞后处理相当困难, 尤其是完全不流动情况下堵塞处理费时费力, 严重影响生产和测试。为此, 本文计算了不同产量下的井筒压力温度分布和形成水合物的压力温度

条件, 通过将两者曲线关系是否相交, 可判断某个产量下井筒是否形成水合物, 从而为今后该地区测试或生产提供指导。由于井筒压力温度计算工作量较大, 作者已将复杂的计算过程编程, 形成可用于现场应用的软件。另外由于目前可供分析研究的测试资料较少, 文章部分观点仅供读者参考, 相

收稿日期: 2008-01-25; 修订日期: 2008-04-16。

作者简介: 吴志良(1963—), 男, 高级工程师, 博士生, 主要从事油田开发研究及生产技术管理工作。E-mail: hdschwzl@sina.com。

信今后随着现场测试资料的丰富,预测水合物软件将不断得到完善并能更好地服务于生产。

## 1 天然气水合物生成条件预测

### 1.1 气井井筒压力的计算

根据能量平衡方程,产出井单位管长的压降损失可写为<sup>[1]</sup>:

$$\frac{dP}{dz} = \rho g \sin\theta - \rho V \frac{dV}{dz} - f \frac{\rho}{D} \left(\frac{V^2}{2}\right)$$

其中: $\rho g \sin\theta$ 为流体的重力; $\rho V \frac{dV}{dz}$ 为加速度损失; $f \frac{\rho}{D} \left(\frac{V^2}{2}\right)$ 为摩擦损失。

$$dP = \rho g \sin\theta dz - \rho V dV - f \frac{\rho}{D} \left(\frac{V^2}{2}\right) dz$$

式中: $\rho$ 为气体在井筒中某个压力温度下的密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $f$ 为气体在井筒中的摩阻系数,无因次; $V$ 为气体的流速,  $\text{m}/\text{s}$ ;  $dz$ 为计算步长,  $\text{m}$ ;  $D$ 为油管内径,  $\text{m}$ ;  $\theta$ 为井筒轴线与水平线的夹角,近似取  $90^\circ$  计算; $dP$ 为压力损失,  $\text{Pa}$ 。

考虑加速度损失主要取决于速度的改变,对于可压缩流体而言主要取决于流体密度的改变。根据腰英台气田 YS1 井及 YS101 井实测井筒中的流动压力梯度,压力梯度变化不是很大,因此气体的密度变化也不是很大,该项损失可忽略不计。 $\theta$ 为井筒轴线与水平方向的夹角,实际计算可用水平位移与相应的垂深来确定。

#### 1.1.1 井筒中气体速度的确定

$$\begin{aligned} Q &= \frac{P_{sc} T_{sc} T}{T_{sc} P} \\ &= 3.456 2 \times 10^{-4} Q_{sc} \frac{T}{P} \\ &= 4 \times 10^{-9} Q_0 \frac{T}{P} \\ V &= \frac{Q}{F} = \frac{5.093 \times 10^{-9} Q_0 T}{PD^2} \end{aligned}$$

式中: $Q_0$ 为标准状态下气体的产量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $Q$ 为井筒压力温度下的流量,  $\text{m}^3/\text{s}$ ;  $P_{sc}$ 为标准状态下压力,  $0.101 3 \text{ MPa}$ ;  $T_{sc}$ 为标准状态下温度,  $20^\circ\text{C}$ ;  $P$ 为压力,  $\text{MPa}$ ;  $T$ 为温度,  $\text{K}$ 。

#### 1.1.2 井筒中气体密度的确定

井筒中气体密度是温度和压力的函数,可根据真实气体状态方程求得<sup>[2]</sup>:

$$\rho_g = \frac{P M_g}{R Z T} = 3 484.484 \frac{\gamma_g P}{Z T}$$

式中: $Z$ 为气体的偏差系数,无因次; $\gamma_g$ 为气体的

相对密度;无因次。

#### 1.1.3 摩阻系数的计算

根据相关文献<sup>[3,4]</sup>的推荐及实际应用效果对比,建议使用 Jain 公式:

$$\begin{aligned} \frac{1}{\sqrt{f}} &= 1.14 - 2 \lg \left( \frac{e}{D} + \frac{21.25}{Re^{0.9}} \right) \\ Re &= \frac{1.774 4 \times 10^{-2} \gamma_g Q_0}{Z D \mu_g} \end{aligned}$$

式中: $e$ 为管子粗糙度,  $\text{m}$ ;  $Re$ :气体雷诺数<sup>[3]</sup>,无因次; $\mu_g$ 为气体在某个压力温度下的粘度,  $\text{Pa} \cdot \text{s}$ 。

### 1.2 气井井筒温度的计算

天然气由井底向上流动,是不稳定热流,即径向热流速度随产出时间而变化,井筒中任一点  $z$  在某一时刻  $t$  的温度可由 Ramey 近似公式求得:

$$T(z, t) = T_b - \alpha Z + \alpha A - \alpha A e^{-\frac{z^2}{4t}}$$

其中:

$$A = 11.593 \frac{W C [K + r_{io} U f(t)]}{2\pi K r_{io} U}$$

$$f(t) = -\frac{1}{2} E_i \left[ -\frac{r_h^2}{4 \alpha E t} \right]$$

由于油管与套管的热阻很小,从产出流体到地层总的传热系数  $U_i$  可表示为

$$U_i = \left[ \frac{1}{h_c + h_r} + \frac{r_{io} \ln \frac{r_h}{r_{co}}}{\lambda_{cem}} \right]$$

式中: $T_b$ 为油层中部深度,  $\text{m}$ ;  $\alpha$ 为地温梯度,  $^\circ\text{C}/\text{m}$ ;  $W$ 为气体的质量流量,  $\text{t}/\text{d}$ ;  $C$ 为气体的比热,  $\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ ;  $K$ 为地层的导热系数,  $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ ;  $U$ 为油管内壁到套管外壁的传热系数,  $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ ;  $E$ 为地层的热扩散系数,  $\text{m}^2/\text{d}$ ;  $r_{io}$ 为油管外径,  $\text{m}$ ;  $r_{co}$ 为套管外径,  $\text{m}$ ;  $h_c$ 为环空中气体或液体的热传导及自然对流系数,  $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ ;  $h_r$ 为环空中气体或液体的辐射热传热系数,  $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ ;  $\lambda_{cem}$ 为水泥环的导热系数,  $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ 。

### 1.3 地层热力学参数的选取

要准确预测井筒中水合物的生成,首先要确保某一流量下计算的井筒压力温度要足够精确,其精度至少要达到工程要求,否则预测的水合物形成深度误差较大。在计算井筒压力温度分布时,地层热力学参数选取至关重要,一个地区不可能特地将岩层取出做实验以便获得这些参数数据,而且这些实验需要非常的专业部门去完成,需要花费很大的人力财力。通常这些参数的选取主要查阅各类文献,从文献中获得,通过多口井实测对比,再做微调,确

定后的参数应适应该地区所有井的使用。作者参考文献[1],地层热力学参数选取如下:地层导热系数 $1.72 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ ;地层热扩散系数 $0.0636 \text{ m}^2/\text{d}$ ;水泥环导热系数 $0.35 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ ;泥浆的导热系数 $0.6 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ ;实测地温梯度 $3.05 \text{ }^\circ\text{C}/\text{hm}$ 。经过YS1和YS101井实测数据的对比,这些参数无须做调整,基本符合腰英台地区地层热力学性质,满足该地区的计算需要。

2006年7~8月,对YS1井进行了产能测试,根据YS1井的系统测试资料计算了井口压力,并与实测井口压力结果进行对比(表1)。

2007年4月,再次对该井进行修正等时试井测试。测试前,采用 $\Phi 5.3 \text{ mm}$ 的油嘴进行防喷测试,4月15日11时开井防喷,4月16日8:07下压力计测试,累积防喷56h,稳定的气产量为 $8.89 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,测得井底流压 $35.541 \text{ MPa}$ ,井底流温 $133.4 \text{ }^\circ\text{C}$ 。采用本文压力温度计算方法,将气产量、井底流压、流温数据、生产时间及地层热力学参数代入软件,求得井口压力 $26.23 \text{ MPa}$ ,温度 $36.62 \text{ }^\circ\text{C}$ 。同时实测井口油压 $26.4 \text{ MPa}$ ,井口温度 $36.4 \text{ }^\circ\text{C}$ 。

从表1可以看出,2007年7~8月采用5种不同工作制度下计算的井口压力与实测值相对误差为 $-0.25\% \sim 2.5\%$ 。2007年4月测试数据所计算井口压力与实测值相对误差为 $0.64\%$ ,温度相对误差为 $0.6\%$ 。压力、温度的计算数据与实测数据的相对误差均小于工程误差,说明使用本文计算井筒压力、温度的方法正确,热力学参数选择基本符合本地区地层情况。可以使用这些参数来计算腰英台地区气井压力温度和预测水合物的形成条件。

#### 1.4 敏感参数的分析

在计算井筒压力温度分布时,涉及的计算参数

较多,如井筒结构参数、生产参数、地层热力学参数,其中地温梯度和生产时间2个参数选取至关重要,较小取值误差,可导致计算结果相差很大,对温度计算特别敏感,而对压力计算敏感程度不高。表2,3是地温梯度和连续生产时间对井口温度和井口压力计算值的影响程度,可以看出地温梯度相差 $0.001 \text{ }^\circ\text{C}/\text{m}$ ,导致计算井口温度相差 $2.85 \text{ }^\circ\text{C}$ ;连续生产时间相差 $0.5 \text{ d}$ ,导致计算井口温度相差 $2.63 \text{ }^\circ\text{C}$ ,可见这2个参数的选取很重要,要实事求是和科学选取,尽可能取实测资料。地温梯度要取测试前的值,测试后由于开井放喷,井筒温度要高于周边地层温度,所测得的温度梯度往往偏高。

#### 1.5 水合物生成条件预测方法及比较

水合物的形成需要具备3个条件<sup>[5]</sup>,其中2个主要条件:1)气体必须处于水汽过饱和状态或者有

表2 地温梯度对井口温度压力计算值的影响

Table 2 Influence of geothermal gradient on calculated values of wellhead temperature and pressure

地温梯度/ $(^\circ\text{C} \cdot \text{m}^{-1})$	井口温度/ $^\circ\text{C}$	井口油压/ $\text{MPa}$
0.029	48.17	22.20
0.030	45.29	22.16
0.031	42.44	22.12
0.032	39.58	22.08
0.033	36.73	22.04

表3 生产时间对井口温度压力计算值的影响

Table 3 Influence of production time on calculated values of wellhead temperature and pressure

连续生产时间/ $\text{d}$	井口温度/ $^\circ\text{C}$	井口油压/ $\text{MPa}$
0.5	41.66	22.06
1.0	45.29	22.12
1.5	45.81	22.15
2.0	46.88	22.18
2.5	47.70	22.19
3.0	48.37	22.21

表1 腰英台气田YS1井实测井口压力与计算井口压力对比

Table 1 Comparison of observed wellhead pressure and calculated wellhead pressure of Well YS1 in Yaoyingtai Gas Field

序号	测试时间/ $\text{d}$	测试累积时间/ $\text{d}$	产量/ $(10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	井底流压/ $\text{MPa}$	井底流温/ $^\circ\text{C}$	井口压力/ $\text{MPa}$			井口温度/ $^\circ\text{C}$	
						实测值	计算值	相对误差, $\%$	实测值	计算值
1	0.68	0.68	7.80	37.371	133.02	27.6	27.53	-0.25	32.31	
2	0.85	1.53	9.58	35.640	133.40	26.4	26.27	-0.45	36.50	
3	0.45	1.98	12.19	33.530	132.35	24.4	24.63	0.94	39.47	
4	0.45	2.44	14.39	31.660	131.67	22.8	23.16	1.57	42.38	
5	0.40	2.84	15.57	30.440	131.00	21.6	22.14	2.50	43.87	

注:表中数据的测试日期为2006年7—8月。

水存在;2)系统必须具有足够高的压力和足够低的温度。在给定压力下,对于任何组分的天然气都存在水合物形成温度,低于这个温度将形成水合物,若高于这个温度则不形成水合物或已形成的水合物将发生分解;当压力升高时,形成水合物的温度也随之升高。一个辅助条件:如压力波动、气体流动方向突变而产生搅动、酸性气体的存在、微小水合物晶核的诱导等。

目前预测水合物的问题可分为2类,一类是给定体系的压力,计算水合物生成温度;另一类是给定温度计算水合物的生成压力。前者的计算方法目前有严格的分子热力学模型和简易的分子热力学模型,但2种方法涉及参数较多,且各种文献所提供的参数相互不一致,另外计算工作量很大,很难实际应用。后者计算方法主要有波诺马列夫公式和不同相对密度下的P—T回归图公式。

1.5.1 波诺马列夫公式计算法

波诺马列夫对大量实验数据进行回归整理,得出不同密度的天然气水合物生成条件方程:

当  $T > 273.1 \text{ K}$  时

$$\lg P = -1.0055 + 0.0541(B + T - 273.1)$$

当  $T \leq 273.1 \text{ K}$  时

$$\lg P = -1.0055 + 0.0171(B_1 + T + 273.1)$$

式中:  $P$  为压力,  $\text{kPa}$ ;  $T$  为水合物平衡温度,  $\text{K}$ ;  $B$ ,  $B_1$  为与天然气密度有关的系数,参见表4。

1.5.2 天然气水合物P—T图的回归法

已知某种天然气的相对密度和温度,可求得该温度下水合物形成所需的压力。为了便于计算机计算,已将P—T图回归成公式。

$$\gamma_g = 0.5539 \quad P_1 = 3.4159517 + 5.202743 \times 10^{-2} T - 5.307049 \times 10^{-5} T^2 + 3.398805 \times 10^{-6} T^3$$

$$\gamma_g = 0.6 \quad P_1 = 3.009796 + 5.284026 \times 10^{-2} T - 2.252739 \times 10^{-4} T^2 + 1.511213 \times 10^{-5} T^3$$

$$\gamma_g = 0.7 \quad P_1 = 2.814824 + 5.019608 \times 10^{-2} T + 3.722427 \times 10^{-4} T^2 + 3.781786 \times 10^{-6} T^3$$

$$\gamma_g = 0.8 \quad P_1 = 2.70422 + 5.82964 \times 10^{-2} T - 6.639789 \times 10^{-4} T^2 + 4.008056 \times 10^{-5} T^3$$

$$\gamma_g = 0.9 \quad P_1 = 2.613081 + 5.715702 \times 10^{-2} T -$$

$$1.871161 \times 10^{-4} T^2 + 1.93562 \times 10^{-5} T^3$$

$$\gamma_g = 1.0 \quad P_1 = 2.527849 + 0.0625 T - 5.781363 \times 10^{-4} T^2 + 3.069745 \times 10^{-5} T^3$$

$$P = 10^{-3} \times 10^{P_1}$$

1.5.3 2种预测方法的比较

图1是YS101井2种方法预测图,水合物是高压低温下形成的,因此曲线应为形成水合物的临界线,曲线的左边应为水合物形成区域,曲线的右边为非形成水合物区域,当井筒中天然气压力温度位于曲线的左边时,井筒中满足生成水合物的条件。2种方法计算的临界曲线存在一定差距,且随着温度压力的升高,差距愈来愈大,实际预测时采用哪种方法较好呢?波诺马列夫方法跨度较大,较为严格,当井口控制回压较高,气产量较小时,井口温度亦较低,采用波诺马列夫方法预测可能形成水合物;而P—T回归图预测尚未形成水合物,因此采用两种方法预测能形成水合物的最小产量不一样,波诺马列夫方法预测的产量要低于P—T图回归方法。根据YS101井的实测资料分析,YS101井在气量  $1.84 \times 10^4$  时,上提压力温度计时,在距井口约64 m处遇堵,采用P—T回归图预测为100 m,而波诺马列夫方法为250 m。因此采用P—T回归图相对较为精确,但为测试安全起见,建议采用波诺马列夫方法设计测试参数,确保测试或生产时井筒不生成水合物,以免造成冰塞。

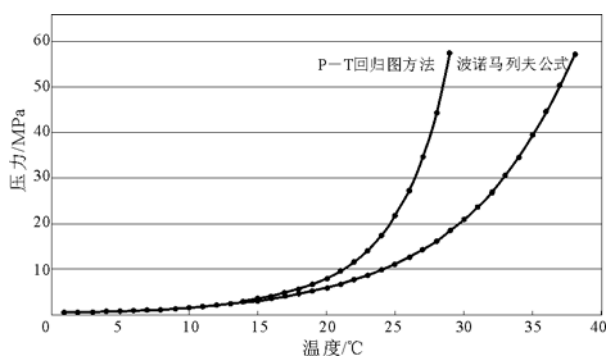


图1 腰英台气田YS101井2种预测水合物形成条件的临界曲线

Fig. 1 Two critical curves for prediction of hydrate formation conditions in Well YS101 of Yaoyingtai Gas Field

表4 不同相对密度下B和B1参数的选取

Table 4 Selection of parameters B and B1 under different relative densities

参数	$\gamma_g$											
	0.56	0.60	0.64	0.66	0.68	0.70	0.75	0.80	0.85	0.90	0.95	1.00
B	24.25	17.67	15.47	14.76	14.34	14.00	13.32	12.74	12.18	11.66	11.17	10.77
B1	77.4	64.2	48.6	46.9	45.6	44.4	42.0	39.9	37.9	36.2	34.5	33.1

## 2 水合物生成条件预测方法的应用

### 2.1 已知地层压力温度的预测

实例分析:YS1 井气层中部深度 3 645 m,气层温度 137.18 °C,测试时压力温度计下深 3 560 m。现以不同的流量生产,预测不会形成水合物的最低产量。

测试或生产时是否形成水合物取决于测试时产量的大小和生产时间的长短,产量较低时,井口回压高,井口温度低,井筒上部易形成水合物。但生产时间较长后,井筒温度逐渐升高,又不易形成水合物,但测试初期生产时间较短,井筒温度相对较低,容易形成水合物。下面对测试生产初期不会形成水合物的最低产量进行预测,假设生产时间为 0.5 d。表 5 是不同产量下的预测数据。

图 2 是不同产量下的水合物压力温度与井筒压力温度分布曲线,当产量较低时(产气量  $Q=2.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ),井筒压力温度曲线与水合物预测曲线相交,2 种预测方法表明均会形成水合物,但深度相差较大。当产气量较大时( $Q=10.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ),井筒压力温度曲线与水合物预测曲线没有交点,2 种预测方法表明均不会形成水合物。因此,实际生产时气产量不能低于  $10.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,井口压力不能低于 25.8 MPa,否则有可能形成水合物;当产量低于  $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,井筒肯定会形成水合物。

### 2.2 指导新井测试工作

在没有求得系统测试数据时,只有井口压力、温度和产量数据,将这些实测数据输入水合物预测软件,比较井筒温度分布曲线与水合物压力曲线,判断井筒是否形成水合物;根据曲线的相对位置,可适当调整产量数据,避免井筒形成水合物,保证测试工作进行顺利。

### 2.3 判断关井时井筒水合物形成的深度

长时间关井后井筒压力温度重新分布,最后井筒温度接近于正常地层温度分布,而井口压力也将逐渐升高,当地面温度较低或井口压力较高时,井

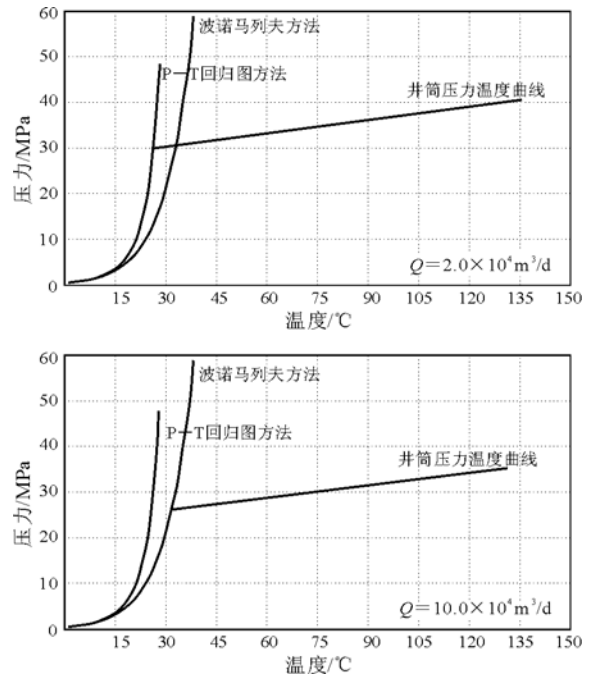


图 2 腰英台气田 YS1 井不同产量下井筒压力温度与形成水合物压力温度的关系曲线

Fig. 2 Relationship curve of the wellbore pressure and the temperature and the pressure and temperature of hydrate formation in different outputs of Well YS1 in Yaoyingtai Gas Field

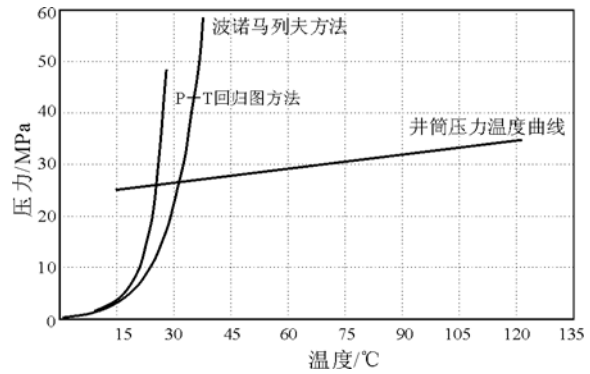


图 3 腰英台气田 YS1 井关井时井筒压力温度与形成水合物压力温度的关系曲线

Fig. 3 Relationship curve of the wellbore pressure and the temperature and the pressure and temperature of hydrate formation during shut-in of Well YS1 in Yaoyingtai Gas Field

表 5 腰英台气田 YS1 井不同气产量下水合物形成深度预测

Table 5 Prediction of depth of hydrate formation in different gas outputs of Well YS1 in Yaoyingtai Gas Field

产量/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ )	P-T 回归图			波诺马列夫公式		
	交点压力/MPa	交点温度/°C	交点深度/m	交点压力/MPa	交点温度/°C	交点深度/m
20 000	29.93	26.45	10	29.98	32.65	210
50 000				28.02	32.00	110
70 000				27.70	31.50	60
90 000		无交点		26.42	31.18	10
100 000				24.74	31.00	无交点

筒上部将会形成水合物,将地面压力温度输入软件,可预测水合物形成的深度。

实例分析:YS1井地层温度梯度 0.030 5 °C/m,关井时井口压力 25 MPa,井口温度 15 °C,天然气相对密度 0.791 5。将以上数据输入预测软件,求得水合物深度分别为 350 m 和 550 m(图 3)。

### 3 结论与认识

1)计算了井筒不同产量下的压力温度分布,精度可靠,符合工程要求的精度。

2)计算并比较了 2 种预测水合物形成条件的方法。实际计算和现场表明,P—T 回归图法预测精度相对较高,但建议使用波诺马列夫预测方法设

计测试参数。

3)预测软件可用来确定不形成水合物的最低产量;指导新井测试方案;预测关井后水合物形成的深度。

#### 参考文献:

- 1 万仁溥,罗英俊. 采油技术手册(八)[M]. 修订本. 北京:石油工业出版社,2001
- 2 杨继盛,刘建仪. 采气实用计算 [M]. 北京:石油工业出版社 1994
- 3 金忠臣,杨川东,张守良等. 采气工程 [M]. 北京:石油工业出版社,2004
- 4 李士伦. 气田开发方案设计[M]. 北京:石油工业出版社,2006
- 5 白执松,罗光熹. 石油及天然气物性预测 [M]. 北京:石油工业出版社,1995

(编辑 徐文明)



(上接第 314 页)

#### 参考文献:

- 1 Adamson A W, Gast A P. Physical chemistry of surface[M]. 4th ed. New York:Wiley-Interscience,1982
- 2 Anderson W G. Wettability literature survey[J]. Journal of Petroleum Technology, 1986, 38 (11): 1125 ~ 1144, 38 (12): 1246 ~ 1262, 1371 ~ 1378, 1987, 39 (10): 1283 ~ 1300, 39 (11): 1453 ~ 1468, 39 (12): 1605 ~ 1622
- 3 Treiber L E, Archer D, Owens W W. A laboratory evaluation of the wettability of fifty oil producing reservoirs[J]. SPEJ, 1972, 12(6):531 ~ 540
- 4 Amott E. Observation relating to the wettability of porous rock[J]. Petrol Trans, 1958, 22(6): 156 ~ 162
- 5 Donaldson E C, Thomas R D, Lorenz B P. Wettability determination and its effect on oil recovery[J]. SPEJ, 1969, 9(1): 13 ~ 20
- 6 Sharma M M, Wundeerlich R W. The alteration of rock properties due to interactions with drilling fluid components[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1987, (1): 127 ~ 143
- 7 Ma S, Morrow N R, Zhou X. Characterization of wettability from spontaneous inhibition measurements[A]. In: Proceeding of the CIM 45th annual technical conference[C], CIM 45th annual technical conference, Calgary, Canada, 1994
- 8 Derjaguin B V, Churaev N V, Muller V M. Surface forces[M]. New York: Consultants Bureau, 1987
- 9 Churaev N V. Surface forces in wetting films[J]. Advances in Colloid and Interface Science, 2003, 103(6): 197 ~ 218
- 10 Hail A C, Collins S H, Melrose J C. Stability of aqueous wetting films in Athabasca tar sands[J]. SPEJ, 1983, 23 (2):

249 ~ 261

- 11 Melrose J C. Interpretation of mixed wettability states in reservoir rocks[A]. In: SPE10971, 57th AIME Society of Petroleum Engineers annual technical conference and exhibition, New Orleans, LA, USA, 1982
- 12 Radke C J, Kovscek A R, Wong H. A pore-level scenario for the development of mixed wettability[A]. In: SPE24880, 67th AIME Society of Petroleum Engineers annual technical conference and exhibition, Washington D C, USA, 1992
- 13 Czarnecki J, Radoev B, Schramm L L, et al. On the nature of Athabasca oil sands[J]. Advances in Colloid Interface Science, 2005, 105(1): 53 ~ 63
- 14 Hirasaki G J. Wettability: Fundamentals and surface forces[J]. SPEFE, 1991, 6(2): 217 ~ 226
- 15 贺承祖, 华明琪. 油气藏物理化学[M]. 成都:电子科技大学出版社, 1995
- 16 Jerauld G R, Rathmell J J. Wettability and relative permeability of Prudhoe Bay: A case study in mixed-wet reservoirs[J]. SPERE, 1997, 12(1): 58 ~ 65
- 17 Skauge A, Spildo K, Hoiland L, et al. Theoretical and experimental evidence of different wettability classes [J]. JPSE, 2006, 50(1-2): 1 ~ 13
- 18 Durand C, Rosenberg E. Fluid distribution in kaolite- or illite-bearing cores: cryo-SEM observations versus bulk measurements[J]. JPSE, 1998, 19(1-2): 65 ~ 72
- 19 Fassi-Fabri O, Robin M, Rosenberg E. Wettability studies at the pore level: New approach by cryo-scanning electron microscopy[A]. In: SPE 22569, 66th AIME Society of Petroleum Engineers annual technical conference and exhibition, 1991

(编辑 韩 或)