

# 深水气井关井期间管柱内水合物生成沉积 定量预测

童仕坤<sup>1</sup>, 王志远<sup>\*1,2</sup>, 张伟国<sup>3</sup>, 张剑波<sup>1</sup>, 潘少伟<sup>1</sup>, 付玮琪<sup>1</sup>, 孙宝江<sup>1,2</sup>

(1.中国石油大学(华东)石油工程学院海洋油气与水合物研究所, 青岛 266580, \*通讯作者:

[wangzy1209@126.com](mailto:wangzy1209@126.com); 2.非常规油气开发教育部重点实验室(中国石油大学(华东)), 山东青岛 266580;

3.中海石油深圳分公司深水工程技术中心, 广东深圳 518067)

**摘要:** 我国南海深水海域夏季台风多发, 会影响深水气井正常测试、生产作业, 避台关井期间管柱内流体长时间处于静止状态, 泥线附近的低温高压条件易导致水合物生成。针对关井后管柱内流体与周围地层的传热特征, 分为径向温降和稳态传质两个阶段, 基于水分子扩散传质和饱和水分子冷凝机理, 研究了管柱内天然气水合物生成和沉积机理, 分析了关井后水合物生成沉积速率影响因素, 建立了深水气井关井期间管柱内水合物生成沉积定量预测模型。以南海琼东南盆地某深水气井为例, 计算结果表明, 深水气井关井期间管柱内水合物生成沉积主要受关井时间、关井前产量等因素影响, 泥线以下0~200 m是发生水合物沉积最危险的区域, 并得到了关井期间水合物生成沉积预测图版。本文建立的模型满足深水气井关井期间管柱内水合物生成沉积的定量预测要求, 能有效完善现场关井后水合物风险防治方法。现场工作人员可以通过该作业图版判断关井期间管柱内水合物生成沉积厚度, 指导现场关井期间水合物风险防治作业。

**关键词:** 深水气井; 关井; 水分子扩散; 水合物生成沉积

## 1 引言

随着我国油气需求的快速增长, 深水油气开发已经是必然趋势<sup>[1]</sup>, 深水气井关井期间海底低温高压环境, 管柱内极易发生水合物生成沉积, 严重时会造成生产井筒堵塞<sup>[2-3]</sup>。水合物是天然气中某些组分和自由水在一定温度压力下形成的一种笼状结构化合物<sup>[4]</sup>, 在关井后井内压力迅速增加和流体温度逐渐接近地层温度的共同作用下<sup>[5-6]</sup>, 水合物生成区域逐渐增大。关井期间, 井内天然气不流动, 水合物晶体更易附着在管壁上, 增大水合物生成堵塞风险, 影响开井作业<sup>[7-8]</sup>。

目前, 深水气井水合物研究大多数都集中在分别以油、水和气为主的水合物流动体系

中, 往往忽略了关井时管柱内流体不再流动条件下水合物的生成及沉积特征, 特别是深水气井关井期间井内稳定状态时井内水合物的生成沉积特征<sup>[7-14]</sup>。国内外预防深水气井水合物生成风险通常采用在水合物生成最大区域以下 100m 处下入安全阀并在泥线至安全阀管柱段注入过量抑制剂<sup>[10-11]</sup>, 改变管柱内水合物的生成速度、区域, 在深水油气开发领域中得到了广泛运用<sup>[4,9]</sup>。对于深水气井关井工况, 这种方法虽然有效地解决了水合物生成风险, 但无法准确预防深水气井关井后水合物生成风险, 深水气井关井期间水合物防治方法缺少针对性, 作业成本高, 环境污染大<sup>[12]</sup>。因此, 为了预防深水气井关井条件下水合物带来的安全问题, 有必要开展深水气井关井期间管柱内水合物生成沉积特征研究, 预测关井期间水合物的生成区域及分析水合物沉积规律。

依据深水气井井筒温压场预测与水合物相平衡理论、水分子传质扩散等特征, 着重于深水气井泥线关井工况, 对深水气井关井后水合物生成沉积特征展开了研究。本文的研究结果可以用来预测深水气井关井条件下水合物的生成及沉积情况, 分析深水气井关井后水合物生成风险, 并得到了关井期间水合物生成沉积预测图版, 对现场作业有一定的借鉴意义。

## 2 关井期间水合物生成区域预测

合理预测水合物生成区域是水合物生成沉积定量预测的前提, 通过查阅我国南海深水油气井资料<sup>[3,11]</sup>, 对深水气井关井期间水合物生成区域进行预测。

### 2.1 井筒温压场模型

结合深水气井关井期间管柱内流体温度压力分布计算方程和水合物相平衡预测方程, 提出关井期间水合物生成区域判断的方法。

#### 2.1.1 温度场方程

深水气井关井后井内流体与地层之间不断发生热传导, 为了便于研究井筒的传热规律, 我们做出如下假设: ①关井后, 井内流体处于静止状态; ②地温梯度已知, 岩石物性参数不随温度而变化, 地层温度呈线性分布; ③油管、套管同心, 井内任意径向截面上, 各点温度、气体物性等参数相同; ④井内流体到地层传热为径向导热, 轴向不存在热损失。

采用文献[15]给出的方法计算关井后的井筒温度分布:

$$T_f = (T_{f0} - T_{ei}) \cdot e^{-a't} + T_{ei} \quad (1)$$

$$a' = \frac{L_R'}{m(1 + C_T)} \quad (2)$$

式中,  $T_f$  井内流体温度, K;  $T_{f0}$  为初关井流体温度, K;  $T_{ei}$ —地层温度, K;  $t$ , 为关井时间, s;  $L_R'$  为 Hasan 松弛距离;  $C_T$  为井筒储存效应, 关井取 2。

气井生产的过程中, 气体或者气体携带少量的水和凝析油从井底向井口高速流动, 泥

线以下管柱内的能量方程作为关井后井内流体温度的初始条件<sup>[16]</sup>:

$$\frac{2}{r_{ii}^2} \left( \frac{r_{io} U_{io} k_e}{k_e + T_{f0} U_{io}} \right) (T_a - T_{f0}) - \frac{\partial}{\partial z} \left[ \rho (H + gz \cos \theta + \frac{1}{2} v^2 + \frac{fV^2}{2d}) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \rho (C_f T_{f0} + gz \cos \theta + \frac{1}{2} v^2) \right] \quad (3)$$

$$\frac{1}{U_{io}} = \frac{r_{io}}{r_{ii} h_{io}} + \frac{r_{io} \ln(r_{io}/r_{ii})}{k_t} + \frac{1}{h_c + h_r} + \frac{r_{io} \ln(r_{co}/r_{ci})}{k_{cas}} + \frac{r_{io} \ln(r_{wb}/r_{co})}{k_{cem}} \quad (4)$$

式中,  $r_{ii}$  管柱内半径, m;  $r_{io}$  管柱外半径, m;  $U_{io}$  管外表面为基准面的总传热系数,  $W/(m^2 \cdot K)$ ;  $K_e$  地层导热系数,  $W/(m \cdot K)$ ;  $H$ —气体的焓, J;  $h_{io}$ —流体与油管的热对流系数,  $W/(m^2 \cdot K)$ ;  $k_t$ —油管的导热系数,  $W/(m \cdot K)$ ;  $h_c$ —环空对流传热系数,  $W/(m^2 \cdot K)$ ;  $h_r$ —环空辐射传热系数,  $W/(m^2 \cdot K)$ ;  $r_{co}$ —套管外半径, m;  $r_{ci}$ —套管内半径, m;  $k_{cas}$ —套管导热系数,  $W/(m \cdot K)$ ;  $r_{wb}$ —水泥环外径, m;  $k_{cem}$ —水泥环导热系数,  $W/(m \cdot K)$ 。

### 2.1.2 压力场方程

深水气井关井期间, 生产管柱内压力为地层压力与流体静压力之差, 采用平均温度计算法, 已知地层压力, 将井深  $H$  等分为  $n$  段, 计算井筒压力分布<sup>[17]</sup>:

$$P_{ws} = P_{is} \cdot e^{\left( \frac{0.03415 \gamma_g H}{TZ} \right)} \quad (5)$$

$$n \times 0.03415 \gamma_g H \cdot \left( \frac{H}{n} \right) \approx \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n (p_i - p_{i-1})(I_i - I_{i-1}) \quad (6)$$

$$I = \frac{(P/TZ)}{(P/TZ)^2 + (1.324 \times 10^{-18} f \cdot q_{wc}^2 / d^5)} \quad (7)$$

式中,  $P_{ws}$  为关井时为地层压力, MPa;  $P_{is}$  井口压力, MPa;  $\gamma_g$  气体相对密度;  $\bar{T}$  为井内气体平均温度, K;  $Z$  为气体压缩因子, 无因次;  $q_{wc}$  为气体的地面标准流量,  $m^3/s$ ;  $f$  为 Moody 摩阻系数, 无因次;  $d$  为油管直径, m。

### 2.2 水合物相平衡预测方程

天然气水合物生成的相平衡条件是关井期间水合物生成区域预测的关键参数, 系统温度越低时, 水合物生成的临界压力也越低。在较高的压力状态下, 水合物生成的临界温度也较高<sup>[18]</sup>:

$$e^{\left[ \frac{P(v_B^0 - v_W^0) - RT \ln \alpha_w}{\lambda_2 RT} \right]} = f_T^0 \cdot e^{\left( \frac{\beta_P}{T} \right)} \cdot \alpha_w^{-1/\lambda_2} \quad (8)$$

$$f_T^0 = A \cdot e^{\left( \frac{B}{T-C} \right)} \quad (9)$$

式中,  $f_T^0$  只是  $T$  的函数,  $\beta$  对于 I 型水合物,  $\beta = 4.242 \times 10^{-6} K \cdot Pa^{-1}$ ;  $\alpha_w$  为不含抑制剂富水相中水的活度,  $\alpha_w = 1$ ; 由实验测定的甲烷水合物生成数据回归得到系数  $A$ ,  $B$ ,  $C$  的值,

$A=1.5844 \times 10^{-12} \text{Pa}$ ,  $B=-6591.43 \text{K}$ ,  $C=27.04$ 。

### 2.3 水合物生成区域预测

深水气井关井后井内流体的温压场和水合物生成的温度压力条件,是水合物生成区域预测的前提。将水合物相平衡点的压力值与井深值相对应,得到井筒内的温度-井深曲线(图1)。水合物相态曲线在井筒温度曲线右侧时,两曲线所包围的区域即为水合物的生成区域,该区域在纵向上长度越大,则水合物的生成区域越大。

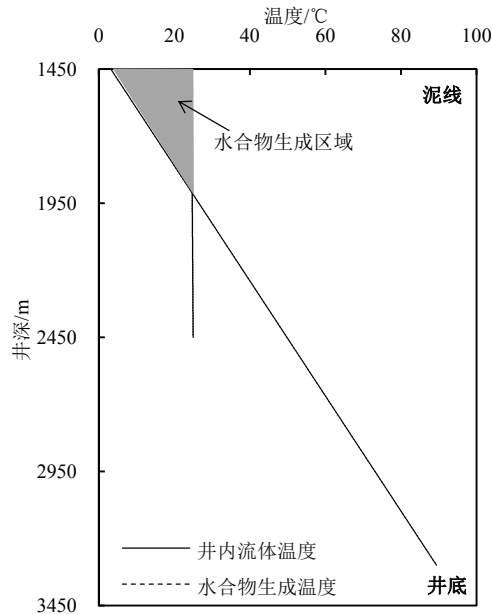


图1 关井条件下水合物生成区域示意图

## 3 关井期间管柱中自由水析出机理

深水气井关井后井内液滴迅速降落至井底<sup>[19]</sup>,井内流体温度降低,过饱和态水分子析出并在钢制管柱上膜状凝结形成一层液膜<sup>[20-21]</sup>。关井一段时间后,井内流体温度不再变化,但轴向井筒的天然气含水饱和度存在浓度差,分子扩散作用力迫使水分子由饱和态变为过饱和状态<sup>[22]</sup>。本章结合井内流体温度变化过程,将关井期间自由水析出分为径向温降析出和稳态传质析出两个阶段。

### 3.1 径向温降自由水析出速度

在井内流体温降作用下,关井后管柱内水蒸气逐渐在径向管壁上发生膜状凝结,诸林等人通过回归 Mcketta-Wehe 图中相关实验数据,拟合得到下列公式<sup>[23-24]</sup>:

$$W(P, T) = \frac{\sum_{i=0}^7 a_i T^i}{9.869233P} + \sum_{i=0}^7 b_i T^i \quad (10)$$

$$R_w = -\frac{dW(P, T)/(\Delta L \cdot A_e)}{dt} \quad (11)$$

$$A_e = \frac{\pi(D - \delta_h)^2}{4} \quad (12)$$

式中, 系数  $a_i$ 、 $b_i$  的值从文献[23]可知;  $R_w$  为径向温降阶段自由水析出速度, g/s;  $P$  为体系压力, Mpa;  $T$  为天然气水露点温度, °C;  $W(P, T)$  为天然气含水饱和度, g/m<sup>3</sup>;  $\Delta L$  为控制体长度, m;  $A_e$  为有效过流面积, m<sup>2</sup>;  $\delta_h$  为水合物厚度, m;  $D$ , 管柱内径, m。

### 3.2 稳态传质自由水析出速度

关井一段时间后, 井内流体径向温度保持稳定, 由于轴向温度差等于地温梯度, 水分子会发生从高浓度区向低浓度区扩散的现象, 称为传质过程<sup>[22]</sup>。在这个过程中, 井底积液自然蒸发不断提供水分子<sup>[22-24]</sup>, 在水合物生成的诱导作用下, 过饱和态水分子析出凝结为自由水。两种组分组成的混合物, 在不考虑主体流动的情况下, 浓度梯度引起的扩散通量的计算公式, 其中水分子扩散系数<sup>[22]</sup>:

$$j_w = -D_{wH} \frac{dW}{dz} \quad (13)$$

$$R_{ws} = j_w A_e \quad (14)$$

式中,  $j_w$  为水分子的扩散质量通量 g/(m<sup>2</sup>·s);  $dW/dz$  为井内水分子的轴向质量浓度梯度, m<sup>4</sup>/s;  $D_{wH}$  为井内水分子的扩散系数, m<sup>2</sup>/s;  $R_{ws}$  为稳态传质阶段自由水析出速率, g/s;  $D_{wH}$  系数引用文献[25]。

## 4 关井期间水合物生成沉积特征

关井作业后, 管壁始终处于润湿状态<sup>[19-21]</sup>, 微机械力测量实验表明, 水合物与管壁之间的黏附力包括范德华力、静电力、液桥力<sup>[26]</sup>, 流动环路实验表明水合物受到较强的管柱内壁的黏附力作用, 会直接附着到管壁上。随着关井时间增长, 同位置处管柱的过冷度不断变大, 水合物沉积层孔隙度减小至 5% 不再变化, 形成稳定的水合物层<sup>[27]</sup>。

### 4.1 关井期间水合物生成沉积机理

自由水充裕条件下, 管柱内气液接触面积是水合物生成沉积过程中自由水消耗速度的主要因素, Vysniauskas 和 Bishoi<sup>[28]</sup>提出了以甲烷气体消耗得速率表示的水合物生成速率方程:

$$R_m = CA_f e^{\left(\frac{-\Delta E_a}{RT}\right)} e^{\left(\frac{-a}{\Delta T^b}\right)} \cdot p^\gamma \quad (15)$$

$$\Delta T = T_{eq} - T \quad (16)$$

关井后水合物生成沉积主要发生在管壁液膜处，稳定的水合物沉积层形成之后，析出的自由水在水合物沉积层表面形成新的液膜，开始生成新的水合物沉积层，管壁上液膜与气体接触的表面积即管柱内的气液接触面积：

$$A_f = \pi(D - \delta_h) \cdot \Delta L \quad (17)$$

式中， $R_m$  为甲烷消耗速率， $\text{cm}^3/\text{min}$ ； $C$  为综合预指数常数， $\text{cm}^3/\text{cm}^2 \cdot \text{min} \cdot \text{bar}^\gamma$ ， $A=4.554 \times 10^{-26}$ ； $\Delta E_a$  为活化能  $\text{KJ}/\text{gmo1}$ ， $106.204 \text{ KJ}/\text{mol}$ ； $R$  为气体常数， $R=8.314$ ； $P$  为压力， $\text{bar}$ ； $\Delta T$  为过冷度， $\text{K}$ ， $T_{eq}$  为相平衡温度， $\text{K}$ ； $a$ ， $b$ ， $\gamma$  均为实验常数， $a=0.0778\text{K}^b$ ， $b=2.411$ ， $\gamma=2.986$ ， $A_f$  为气液接触面积， $\text{m}^2$ ； $\Delta L$  为计算微元体的长度， $\text{m}$ 。

深水气井生成的水合物大多是甲烷水合物，为I型水合物，自由水充裕条件下甲烷水合物生成过程中自由水消耗速率：

$$R_{wt} = \frac{CA_f e^{\left(\frac{-\Delta E_a}{RT}\right)} e^{\left(\frac{-a}{\Delta T^b}\right)} \cdot p^\gamma}{\theta} \cdot \rho_m(p, T) \quad (18)$$

$$\rho_m(p, T) = \frac{PT_s Z_s}{P_s T Z} \rho_s \quad (19)$$

式中， $\theta$  为 I 型水合物中甲烷与水质量比， $6.46875$ ； $\rho_m(P, T)$  为管柱内甲烷密度， $\text{g}/\text{cm}^3$ ； $T_s$  为标准状况下温度， $273.15\text{K}$ ； $P_s$  为标准状况下压力，取  $1\text{atm}$ ； $\rho_s$  为标准状况下密度， $7.16 \times 10^{-4} \text{g}/\text{cm}^3$ ； $Z_s$  为标况下压缩因子，取  $1$ ； $Z$  压缩因子，读取甲烷压缩因子图版，取  $0.75$ ； $R_{wt}$  为自由水消耗速率， $\text{g}/\text{min}$ 。

取关井 2h、6h、12h、24h 为例，得到深水气井关井期间自由水析出速率，从图 2-A 可知深水气井关井后，自由水消耗速率均比关井初期自由水凝结速度大，从图 2-B 可知，随着关井时间增加，自由水析出凝结速度逐渐变小。因此，自由水析出速率作为深水气井关井期间水合物生成沉积速率的限制因素。

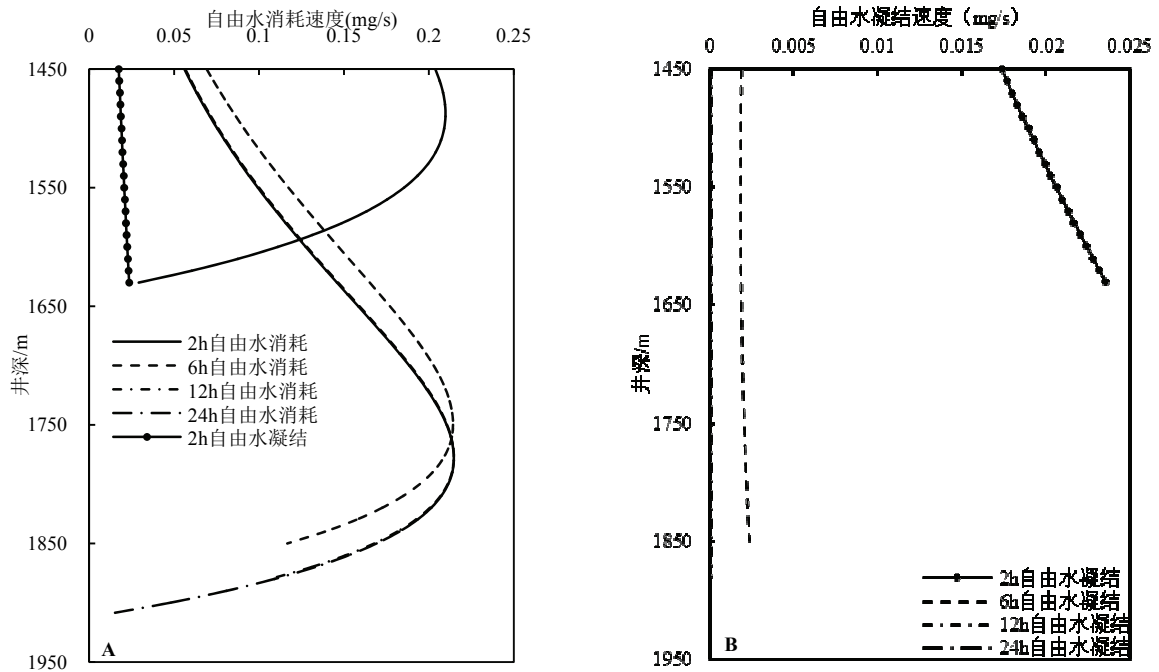


图2 关井期间自由水消耗与凝结速度

#### 4.2 关井期间水合物沉积层生长速度

关井期间忽略关井后管柱液膜滑脱损失和水合物成核诱导时间，认为管柱内析出的自由水全部生成水合物，并假设水合物在管柱的径向方向上均匀沉积，但由于过冷度等因素的不同，管柱轴向的水合物层厚度是非均匀分布的。

##### 4.2.1 径向温降阶段

关井初期，管柱内流体温度降低造成过饱和水不断析出，径向温降阶段的自由水析出速率小于自由水理论消耗速率，水合物沉积层生成速度：

$$\delta_h = \int_0^t \frac{(\theta+1) \cdot R_w}{(1-\phi) \cdot \theta \cdot A_e \rho_h} dt \quad (20)$$

式中， $\rho_h$  为水合物密度， $\text{Kg/m}^3$ ； $\phi$  为水合物孔隙度，本文取 5%。

##### 4.2.2 稳态传质阶段

关井一段时间后，在水合物生成的诱导作用下，井筒轴向过饱和水分子在管柱上析出并凝结形成液膜，稳态传质阶段水合物沉积层生成速度：

$$\delta_h = \int_0^t \frac{(\theta+1) R_{ws}}{(1-\phi) \cdot \theta \cdot A_e \rho_h} dt \quad (21)$$

## 5 模型求解及应用

深水气井关井期间管柱内水合物生成沉积预测模型与时间相关,但具有很强的非线性,自由水析出速度与管柱内流体温度压力、井深位置相互影响,考虑到求解方程的稳定性及收敛性,采用有限差分法求解得到数值解。

### 5.1 基本数据

结合南海已知深水气井基本参数<sup>[3]</sup>,引入如下算例,其基本参数如表 1 所示。

表 1 算例井基本参数

参数	单位	取值	参数	单位	取值
水深	m	1450	产水量	m <sup>3</sup> /d	100
井深	m	3300	地层导热系数	W/(m·K)	2.2
井底压力	MPa	38.7	地层热扩散系数	m <sup>2</sup> /s	7.361×10 <sup>-7</sup>
井口压力	Mpa	32	水泥环导热系数	W/(m·K)	0.35
地温梯度	°C/100m	4.66	套管导热系数	W/(m·K)	43.2
井底温度	°C	91.7	环空传热系数	W/(m <sup>2</sup> ·K)	0.03
井口温度	°C	82.4	油管导热系数	W/(m·K)	0.02
泥线温度	°C	3.14	油管外径	mm	114.3
气井产量	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	100	油管内径	mm	82.6

#### 5.1.1 深水气井关井期间水合物生成区域预测

采用本文模型预测南海某一口深水气井水合物生成区域,得到关井管柱内水合物生成区域的临界点,临界点至泥线井口区域内,即水合物生成区域。关井后井筒温度逐渐接近地层温度,水合物生成风险增加,水合物生成区域不断扩大。从图 3 可知,关井 16.5h 后,井筒温度等于地层环境温度,水合物生成区域不再发生改变,即泥线 467m 以下区域的管柱不能满足水合物生成条件,水合物生成风险消失。



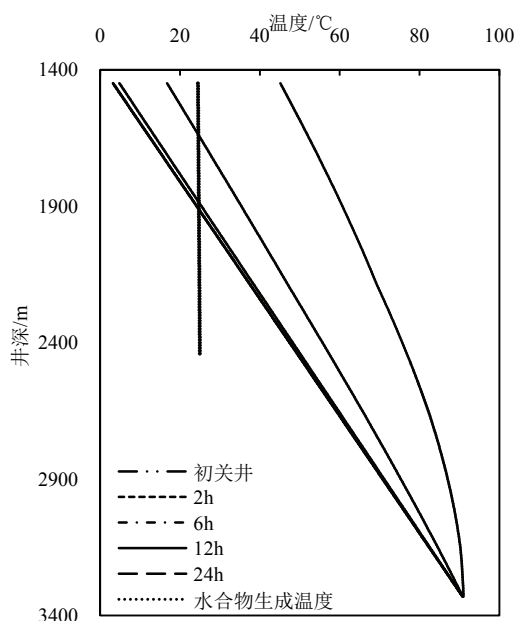


图3 南海某深水气井关井期间水合物生成区域示意图

### 5.1.2 深水气井关井期间水合物生成沉积厚度预测

利用本文建立的水合物生成沉积预测模型，模拟分析深水气井关井期间管柱内水合物生成沉积的演化过程，对深水气井关井期间水合物沉积层进行定量预测，为水合物防治提供参考。并分析关井时长和关井前产量对水合物沉积层厚度的影响，为了更加直观的预测关井期间水合物沉积层厚度，引入无因次水合物沉积厚度 $\delta_D$ <sup>[16]</sup>：

$$\delta_D = \frac{\delta_h}{D/2} \quad (22)$$

(1) 关井时长的影响。在水合物生成区域内，通过本文建立的深水气井关井期间水合物生成沉积速度预测模型计算水合物沉积速率，得到不同管柱处水合物层的沉积厚度，预测结果见图4。从图4可知，深水气井关井期间不同位置处管柱内水合物沉积层的厚度随时间逐渐增加，有效过流面积随时间而减小；轴向管柱内水合物层沉积具有非均匀性，由于不同位置处流体温度和压力分布存在差异，过冷度不同，水合物生成和沉积速率不同，水合物层沉积层生长速率不同。相比于井筒稳态传质阶段，径向温降阶段水合物沉积层厚度迅速增加，井内流体温度压力稳定之后，水合物层沉积层厚度变化较小。随着关井时间增加，局部水合物层沉积厚度增加迅速，水合物沉积层最厚处从井口处逐渐下移，距泥线深度0~200m处水合物层沉积速率较快，形成水合物沉积的高风险区，而非管柱流体温度最低的泥线位置。

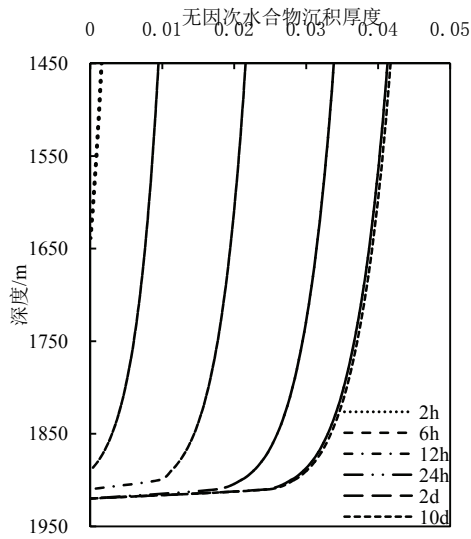


图4 关井时长对水合物沉积层厚度的预测结果

通过模拟计算结果可以看出，对于同一口深水气井，关井时间变长会增大水合物生成风险区域，并使水合物沉积高风险区域向管柱更深位置移动，增大深水气井关井期间水合物防治难度。

(2) 关井前产量的影响。利用本文模型对关井前不同产量条件下的深水气井关井期间管柱内水合物沉积层厚度进行预测，得到管柱不同位置处水合物沉积层厚度。从图5可以看出，关井初期，气体流量的差异对于水合物生成区域影响较大，但对于井筒温压环境稳定后水合物生成区域影响不大。

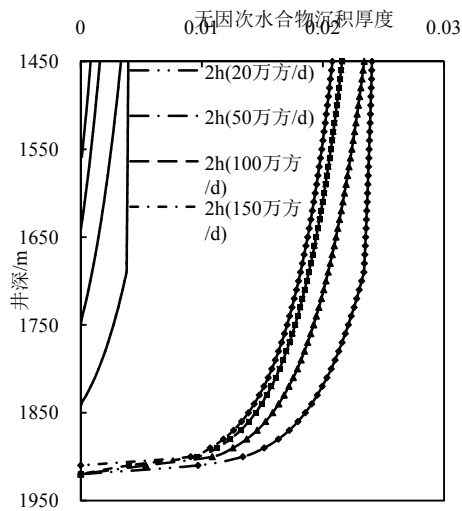


图5 气井关井初期水合物生成区域的预测结果

从图 6 可以看出,深水气井关井期间井内流体自由水析出量低,从井底到井口,当关井前气体流量升高,管柱同一位置处天然气含水饱和度增加,微元体内有更多的水蒸气,气体流量对水合物生成区域影响不大,但对于同一位置处的水合物层沉积速率影响显著。随着关井期间管柱温度降低,在水合物平衡区域内自由水析出为水合物层在壁面生长提供更多液态水,相同关井时间内水合物层沉积厚度增加,水合物生成风险升高。

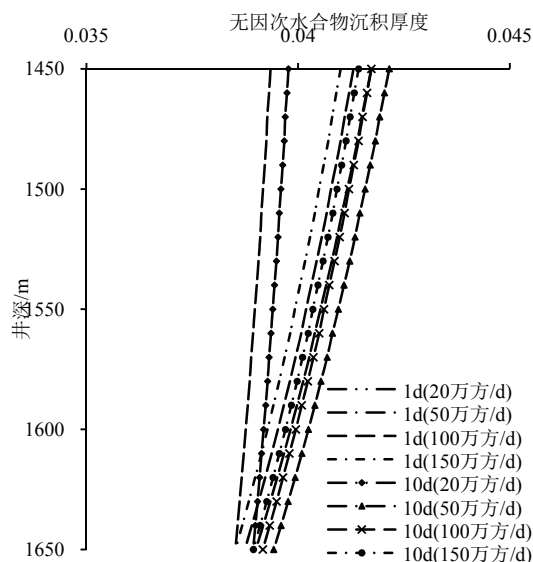


图 6 深水气井关井期间不同产量水合物沉积层厚度预测结果

## 6 结论

本文针对我国南海深水气井避台期间泥线关井特点,综合考虑了关井期间管柱内温度分布、压力分布、含水饱和度分布,对关井期间水合物生成区域和沉积层厚度进行预测,便于判断关井期间管柱内水合物生成沉积的可能性,得出以下结论:

(1) 基于气、液两相接触关系传质传热特征,对深水气井关井期间管柱内流体温度压力变化过程进行描述,将深水气井关井期分为径向温降和稳态传质两个时期,建立了深水气井关井期间管柱内水合物生成沉积定量预测模型。

(2) 结合水合物生成热力学自由水消耗速率和关井期间自由水析出机理,发现关井期间自由水凝结值远小于水合物生成需求值,得到自由水析出速度是深水气井关井期间水合物生成速度的限制条件。

(3) 以南海琼东南盆地某深水气井为例,对关井期间管柱内天然气水合物沉积层厚度进行了预测分析。结果表明:深水气井关井初期管柱内水合物生成高风险区域多发生在最大过冷度处即泥线附近,随着关井时间增加,水合物生成高风险区不断下移,在泥线 0~200m 处达到稳定,变化幅度很小;关井前产量对于水合物生成高风险区位置影响不大,但对于

同一位置处的水合物层生成速度影响显著，水合物生成风险增大。

## 参 考 文 献

- 1 王振峰,李绪深,孙志鹏,等.琼东南盆地深水区油气成藏条件和勘探潜力[J].中国海上油气,2011, 23(1) : 7-13.
- 2 EG Hammerschmidt. Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines[J]. Industrial & Engineering Chemistry, 26(8):851-855.
- 3 孙宝江, 张振楠. 南海深水钻井完井主要挑战与对策[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(4): 1-7.
- 4 Sloan E D, KOH C A, SUM A K. Natural gas hydrates in flow assurance[M]. Oxford: Elsevier Inc, 2011
- 5 郭艳利, 孙宝江, 高永海, 等.深水气井关井期间井筒流动参数变化规律分析[C]. 第二十七届全国水动力学研讨会文集,北京: 海洋出版社, 2016: 606-612.
- 6 尹邦堂, 李相方, 李蹇, 等. 高温高压气井关井期间井底压力计算方法[J]. 石油钻探技术, 2012,40(3):87-91.
- 7 WANG Z Y, SUN B J, WANG X R, et al. Prediction of natural gas hydrate formation region in wellbore during deepwater[J]. Journal of Hydrodynamics, 2014,26(4): 568-576.
- 8 宋光春, 李玉星, 王武昌, 等.油气输送管线水合物沉积研究进展[J]. 化工进展,2017,36(9): 3164-3172.
- 9 Sloan, E D. A changing hydrate paradigm—from apprehension to avoidance to risk management. Fluid Phase Equilib. 2005, 228–229, 67–74.
- 10 李林涛, 万小勇, 李渭亮, 等.高压井下安全阀的研制及性能评价[J].重型机械, 2018 (6) : 12-14.
- 11 张亮, 张崇, 黄海东, 等. 深水钻完井天然气水合物风险及预防措施——以南中国海琼东南盆地 QDN-X 井为例[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(6): 755-762.
- 12 Zerpa, Sloan, Sum, Koh. Overview of CSMHyK: A transient hydrate formation model. J. Pet. Sci. Eng. 2012, 98–99, 122–129.
- 13 Turner, Miller, Sloan. Methane hydrate formation and an inward growing shell model in water-in-oil dispersions[J]. Chemical Engineering Science, 2009, 64(18):996-4004.
- 14 Zhiyuan Wang, Yang Zhao, Baojiang Sun, et al. Modeling of Hydrate Blockage in Gas-Dominated Systems[J]. Energy&Fuels, 2016, 30, 4653–4666.
- 15 Hasan A R, Kabir C S et al .Analytic Wellbore Temperature Model for Transient Gas-Well Tesing[C].SPE 84288, 2003.
- 16 张振楠, 孙宝江, 王志远, 等. 深水气井测试天然气水合物生成区域预测及分析[J]. 水动力学研究与进展 A 辑, 2015, 30(2): 167-172.
- 17 Ramey. Wellbore heat transmission[J].Journal Petroleum of Technology,I962,14 (04):427-435.
- 18 陈光进, 马庆兰, 郭天民.气体水合物生成机理和热力学模型的建立[J].化工学报, 2000, 51(5):626-671.
- 19 齐明明, 李相方, 邓淑然.考虑井筒相态变化的凝析气井关井静压计算[J].天然气工业,

- 2009,29(1):89-93.
- 20 王志远,赵阳,孙宝江,等. 井筒环雾流传热模型及其在深水气井水合物生成风险分析中的应用[J].水动力学研究与进展: A 辑, 2016, 31(1): 20-27.
- 21 [21] 张忍德, 吕学伟, 黄小波, 等. 铁矿粉接触角的测试及影响因素分析[J].钢铁研究学报,2012, 24(12):57-62.
- 22 陈涛, 张国亮.化工传递过程基础[M]化学工业出版社, 2009.
- 23 宁英男, 张海燕, 周贵江.天然气含水量图数学模拟与程序[J].石油与天然气化工, 2000, 29 (2):75-77.
- 24 诸林, 白剑, 王治红.天然气含水量的公式化计算方法[J].天然气工业, 2003,23(3):118-192.
- 25 Green, Sawyer, David.Pressure and temperature dependence of self-diffusion in water[J].Faraday Discussions of the Chemical Society, 1978, 199-208.
- 26 Review of Scientific Instruments, 2014, 85(9): 095120.
- 27 Rao, Koh, E. Sloan, et al. Gas Hydrate Deposition on a Cold Surface in Water-Saturated Gas Systems[J]. IndEngChem Res, 2013, 52, 6262–6269.
- 28 Vysniauskas A, Bishnoi P. A kinetic study of methane hydrate formation[J]. Chemical Engineering Science, 1983, 38(6): 1061-1072.

## Quantitative prediction of hydrate formation and deposition in shut-in tubing for deepwater gas wells

TONG Shi-kun<sup>1</sup>, WANG Zhi-yuan<sup>\*1,2</sup>, ZHANG Wei-guo<sup>3</sup>,ZHANG Jian-bo<sup>1</sup>, PAN Shao-wei<sup>1</sup>, FU Wei-qi<sup>1</sup>,SUN Bao-jiang<sup>1,2</sup>

- (1. Offshore Petroleum Engineering Research Center, School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580,\*corresponding author Email:[wangzy1209@126.com](mailto:wangzy1209@126.com); 2.Key Laboratory of Unconventional Oil & Gas Development (China University of Petroleum (East China)), Ministry of Education, Qingdao 266580, P. R. China; 3.Technical Center of Deepwater Engineering, Shenzhen Branch Company, CNOOC,Shenzhen, Guangdong, 518067, China; )

**Abstract:** Typhoons frequently occur in the deepwater of South China Sea in summer, which will affect the normal testing and production operations. The fluid in the tubing is static for a long time after the shut-in during the period of typhoon avoidance, and the low temperature and high pressure near the mud line sharply increases the risk of hydrate formation and decomposition. According to the heat transfer characteristics of the fluid in the well after the shut-in, it is divided into two stages: radial unsteady state and radial steady state. Based on the water molecules diffusion and mass transfer theory and condensation mechanism, hydrate formation and deposition quantitative prediction model in tubing is established after shut-in, while considering the hydrate formation and deposition mechanism in tubing and analyzing the rate of hydrate

formation and deposition when free water is abundant and shut-in. Taking the deepwater gas well in the Qingdongnan Basin of the South China Sea, the hydrate formation and deposition rate after shut-in are quantitatively predicted. The result suggest that the thickest part of the hydrate deposit in the deepwater gas well is located near 0~200m below the mud line and the main influencing factor is the shut-in time and the water content of the well, and obtains the prediction diagram of hydrate formation in shut-in operation. The model established in this paper can meet the quantitative prediction requirements of hydrate formation and deposition in the tubing of deep water gas well after shut-in, which effectively improve the hydrate prevention plan. The diagram can help field staff to judge the thickness of hydrate formation and deposition in the tubing during the shut-in period and guide the field work.

**Key words:** deepwater gas well; shut-in; water molecule diffusion; hydrate formation and deposition