

# 深水气井测试水合物沉积堵塞预测与防治技术

张剑波<sup>1</sup>, 张伟国<sup>2</sup>, 王志远<sup>1,3</sup>, 童仕坤<sup>1</sup>, 潘少伟<sup>1</sup>, 付玮琪<sup>1</sup>, 孙宝江<sup>1,3</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, Email: [wangzy1209@126.com](mailto:wangzy1209@126.com); 2. 中海石油深圳分公司深水工程技术中心, 深圳 518067; 3. 非常规油气开发教育部重点实验室(中国石油大学(华东)), 青岛 266580)

**摘要:** 天然气水合物沉积堵塞是影响深水气井测试安全的重要因素。本文考虑水合物生成区域变化, 水合物生成、沉积和分解特征等, 研究了深水气井测试管柱中的水合物沉积堵塞特征, 建立了水合物沉积堵塞风险预测方法, 模拟分析了深水气井测试管柱中的水合物沉积堵塞规律。结果表明: 深水气井测试管柱中的水合物层厚度分布是非均匀的, 测试时间越长, 管壁上的水合物层厚度越大, 发生水合物堵塞的风险越大。研究提出通过控制水合物沉积最危险处的水合物层厚度不超过临堵塞厚度来优化抑制剂注入浓度, 可以有效降低水合物抑制剂注入浓度。此外, 探讨了通过合理改变不同测试产量的测试顺序来预防深水气井测试过程中的水合物堵塞。本文工作可为现场水合物堵塞高效防治提供有价值的参考。

**关键词:** 深水气井测试; 天然气水合物; 沉积堵塞; 水合物层厚度; 防治方法

## 1 引言

在深水气田勘探开发过程中, 气井测试是获取储层参数的关键手段, 对深水气田安全高效开发至关重要。由于深水区域海水温度低, 深水气井测试时管柱内会出现低温高压井段, 极易满足水合物生成条件<sup>[1-5]</sup>。水合物一旦在测试管柱内生成, 易沉积附着在管壁上导致流动障碍, 会造成严重的经济损失<sup>[6-9]</sup>。同时, 深水特殊的环境特点导致测试管柱中的水合物堵塞治理十分复杂、耗时长、费用高昂<sup>[10-12]</sup>。该问题已成为影响深水气井测试安全的重要因素, 制约着深水气田高效开发的进程, 已受到国内外学者和作业人员的广泛关注<sup>[7,13-16]</sup>。

目前深水气井测试过程中常用的水合物防治方法是通过加入过量的热力学抑制剂来完全抑制管柱中的水合物生成, 包括醇类(甲醇、乙二醇等)和盐类(氯化钠、氯化钾等)<sup>[17]</sup>。

这种方法虽效果显著,但存在抑制剂注入量大、对设备要求高、成本高、不环保等缺点,尤其是对于高含水井<sup>[18]</sup>。因此,探索高效且环保的水合物堵塞防治方法对保障深水气井测试安全和维护海洋环境至关重要。

为解决上述问题,笔者展开一系列深入研究,结合深水气井井筒温度压力预测,水合物生成、沉积和分解计算等,研究了深水气井测试过程中的水合物沉积堵塞规律,探讨了不同的水合物堵塞防治方法,可以为现场水合物堵塞高效防治提供有价值的参考。

## 2 深水气井井筒温度压力预测

井筒温度压力的准确预测是确定深水气井测试过程中水合物生成区域的基础。在深水气井测试过程中,高速流动的可压缩气体携带少量液体由井底向井口流动。不同井深位置处的井身结构不同,由管柱向周围环境的径向传热速率不同,且管柱有效内径变化会导致节流效应。以气体在流动过程中的焓变为研究对象,考虑节流效应、气体体积变化做功及水合物生成和沉积等影响,以泥线为分界点,分别针对不同井深位置建立了考虑水合物生成和沉积影响的深水气井井筒温度场方程<sup>[19-20]</sup>。

泥线以下井段:

$$\begin{aligned} & \frac{2}{vr_{ti}^2} \cdot \frac{r_{to}U_{to}k_e}{k_e + T_D r_{to}U_{to}} \cdot (T_{ei} - T_f) - \frac{\partial}{\partial z} \left[ \rho_a \left( H + gz \cos \theta + \frac{1}{2}v^2 + \frac{fv^2}{2D} \right) \right] \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \rho_a \left( C_f T_f + gz \cos \theta + \frac{1}{2}v^2 \right) \right] + \frac{\Delta h \cdot R_h}{M_h} \end{aligned} \quad (1)$$

式中,  $v$  为流速, m/s;  $r_{ti}$  为测试管柱内半径, m;  $r_{to}$  为测试管柱外半径, m;  $U_{to}$  为以管柱外表面为基准面的总传热系数, W/(m<sup>2</sup>·K);  $T_f$  为管柱内流体的温度, K;  $k_e$  为地层导热系数, W/(m·K);  $T_D$  为无量纲时间;  $T_{ei}$  地层温度, K;  $\rho_a$  为流体密度 kg/m<sup>3</sup>;  $g$  为重力加速度, 9.81m/s<sup>2</sup>;  $z$  为距井底的距离, m;  $\theta$  为井斜角, °;  $H$  为气体的焓, J, 其计算见参考文献[19];  $f$  为摩擦因子;  $C_f$  为管柱中流体的比热容, J/(kg·K);  $D$  为管内径, m;  $t$  为时间, s;  $\Delta h$  是水合物生成焓, J/mol;  $M_h$  是水合物摩尔质量, kg/mol;  $R_h$  是水合物生成速率, kg/s。

泥线以上井段:

$$\begin{aligned} & \frac{2r_{go}U_{go}}{vr_{ti}^2} \cdot (T_{sea} - T_f) - \frac{\partial}{\partial z} \left[ \rho \left( H + gz \cos \theta + \frac{1}{2}v^2 + \frac{fv^2}{2D} \right) \right] \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \rho \left( C_f T_f + gz \cos \theta + \frac{1}{2}v^2 \right) \right] + \frac{\Delta h \cdot R_h}{M_h} \end{aligned} \quad (2)$$

式中,  $r_{go}$  为隔水管外半径, m;  $U_{go}$  为以隔水管外表面为基准面的总传热系数, W/(m<sup>2</sup>·K);  $T_{sea}$  为海水温度, K。

地层产出流体沿测试管柱从井底向井口流动的过程中，要克服摩擦阻力、自身重力和加速度引起的压力损失，压力将沿着流体流动方向逐渐降低。同时，若是管柱中存在水合物生成及沉积情况，管壁上会出现一层逐渐增厚的水合物层，管柱有效内径将逐渐减小，流体运动过程中所受的摩阻增大，进而造成管柱中压降逐渐增大。根据动量守恒，可以建立以下井筒压力场方程<sup>[19-20]</sup>：

$$\frac{\partial}{\partial t}(Av) + \frac{\partial}{\partial t}(A\rho_a v^2) + A\rho_a g \cos \theta + \frac{d(Ap)}{dz} + \frac{d(AF_r)}{dz} = 0 \quad (3)$$

式中， $A$  为流通面积， $m^2$ ； $p$  为流体压力， $Pa$ ； $F_r$  为沿程摩阻损失， $Pa$ 。

在井筒温度压力分布计算的基础上，结合天然气水合物相平衡理论<sup>[21]</sup>，可以得到深水气井测试管柱中的水合物生成区域。本文采用 Wang 等<sup>[19]</sup>提出的方法来对不同测试条件下的水合物生成区域进行定量预测，为后面的水合物生成、沉积和分解提供基础。

### 3 水合物生成、沉积和分解计算

水合物生成、沉积和分解的准确计算是判断测试管柱中水合物堵塞风险的关键。如图 1 所示，在水合物生成区域内，气液接触会生成固体状的水合物，部分水合物会在管内壁上发生沉积，引起流体有效流动通道减小。而在水合物生成区域之外，之前沉积在管壁上的水合物会因为管柱中流体温度的升高和压力的降低而分解，进而扩大流体有效流动通道。

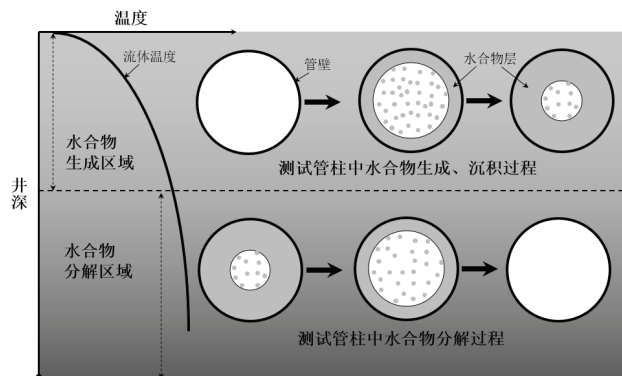


图 1 深水气井测试管柱中水合物生成、沉积和分解示意图

在深水气井测试过程中，产气量高，并伴随一定量的产水，测试管柱内往往呈现典型的环雾流流动特征。水合物生成速率主要受过冷度和气液接触面积影响，目前Turner等<sup>[22]</sup>

提出的动力学模型被广泛用于计算以气为主的流动体系中的水合物生成速率。

$$R_h = \frac{M_h}{M_g} F_{mh} C_{k1} \exp\left(\frac{C_{k2}}{T_s}\right) A_{gf} \cdot \Delta T_{sub} \quad (4)$$

式中,  $M_g$ 是平均气体摩尔质量, g/mol;  $F_{mh}$ 是表征传质传热强度的系数, 无因次;  $C_{k1}$ 和 $C_{k2}$ 是动力学参数;  $T_s$ 是系统温度, K;  $A_{gs}$ 是气液接触面积,  $m^2$ ;  $T_{sub}$ 是热力学过冷度, K。

前人的研究<sup>[4,5,15]</sup>表明在含自由水的气体流动体系中生成的水合物部分会沉积附着在管壁上形成一定厚度的水合物层, 导致流动障碍。Wang等<sup>[4,8]</sup>研究表明管壁液膜中生成的水合物会因于管壁间的黏附力而全部沉积附着在管壁上, 而气相中由液滴生成的水合物颗粒只有小部分会沉积附着在管壁上。故管壁上总的水合物沉积速率可由下式表示:

$$R_{dh} = \frac{M_h}{M_g} F_{mh} C_{k1} \exp\left(\frac{C_{k2}}{T_s}\right) A_{gf} \cdot \Delta T_{sub} + \frac{C_{he}}{C_{le}} R_{dl} A_{gf} S_d \quad (5)$$

式中,  $R_{dh}$ 为水合物沉积速率, kg/s;  $R_{dl}$ 为环雾流中的液滴沉积速率, 可由 Schadel 等<sup>[23]</sup>提出的经验公式求得,  $kg/(m^2 \cdot s)$ ;  $C_{he}$ 为气相中水合物颗粒浓度,  $kg/m^3$ ;  $C_{le}$ 为气相中液滴颗粒浓度,  $kg/m^3$ ;  $S_d$ 为有效沉积系数, 无因次。

天然气水合物分解速率受分解驱动力和分解表面积的影响。水合物分解是吸热的, 会造成周围未分解的水合物温度降低, 导致水合物分解驱动力随着时间减小。Goel等<sup>[24]</sup>提出用水合物分解驱动力的 $n$ 次方 ( $n < 1$ ) 来描述水合物分解吸热造成的温度降低对后期水合物分解速率的影响, 如下式所示:

$$\frac{dn_d}{dt} = K_d A_{ds} (f_e - f_g)^n \quad (6)$$

式中,  $n_d$ 为 $t$ 时刻分解的气体的量, mol;  $K_d$ 为水合物分解速率常数,  $mol/(m^2 \cdot Pa \cdot s)$ ;  $A_{ds}$ 为水合物分解表面积,  $m^2$ ;  $f_e$ 和 $f_g$ 分别为三相平衡逸度和气体逸度, Pa。

#### 4 水合物沉积堵塞风险预测

深水气井测试管柱中的水合物堵塞风险可以由水合物层厚度表征, 水合物层厚度越大, 说明发生水合物堵塞的风险越大。考虑水合物沉积对流体流动的影响, Wang等<sup>[4]</sup>提出用0.5倍管柱半径作为发生堵塞的临界水合物层厚度。管壁上的水合物层生长受水合物生成、沉积和分解的共同影响。测试管柱中水合物持续生成和沉积会增大水合物堵塞风险, 而水合

物分解则会降低水合物堵塞风险。在这两种情况下的水合物层厚度计算方法是不同的。

当测试管柱中的温度压力满足水合物生成条件时，管壁上的水合物层是水合物不断生成和沉积积累的结果。在此情况下，管壁上的水合物层厚度可以由下式表示：

$$\delta_i^{j+1} = r_{ti} - \left( \frac{\rho_h \pi r_{e,i}^{j,2} - \Delta m_{hd,i}^{j+1}}{\rho_h \pi \cdot dz} \right)^{0.5} \quad (7)$$

式中， $\delta$  为水合物层厚度，m； $r_e$  为管柱有效内径，m； $\Delta m_{hd}$  为沉积在管壁上的水合物质量，kg； $i$  为位置节点； $j$  为时间节点。

当测试管柱中的温度压力不满足水合物稳定条件时，在管壁上形成的水合物层会逐渐分解，导致水合物层厚度逐渐减小。在此情况下，管壁上的水合物层厚度可以由下式计算：

$$\delta_i^{j+1} = r_p - \left( \frac{\rho_h \pi r_{e,i}^{j,2} + \Delta m_{dc,i}^{j+1}}{\rho_h \pi \cdot dz} \right)^{0.5} \quad (8)$$

式中， $\Delta m_{dc}$  为管壁上分解的水合物质量，kg。

## 5 应用与讨论

应用上述理论，对一口深水案例井在测试过程中的水合物沉积堵塞风险进行预测和分析。该井是一口深水直井，水深为 1530m，井深为 3440m，测试时气体产量为 44 万方/d，液体产量为 20 方/d，其余基础参数如表 1 所示。

表 1 案例井基础参数

参数	取值	参数	取值
水深	1530 m	钢材导热系数	43.2 W/(m·K)
海水导热系数	1.73 W/(m·K)	海面温度	23 °C
海水比热	3890 J/(kg·K)	地温梯度	0.03 K/m
海水密度	1025 kg/m <sup>3</sup>	天然气相对密度	0.631
地层压力	37.6 MPa	套管内径	216.8mm
地层温度	90.5 °C	测试管柱内径	85.6mm

### 5.1 水合物沉积堵塞规律分析

在测试管柱中温度压力计算的基础上，对深水气井测试过程中的水合物生成、沉积和分解进行预测，得到测试管柱中不同位置处的水合物层生长情况（图2）。从图2中可以看出，管壁上出现水合物沉积层的位置随着测试时间增加而逐渐缩短，这主要是因为测试时间越长，管柱中的流体温度越高，导致测试管柱中的水合物生成区域越小。同时，管壁上的水合物层厚度随测试时间增加而逐渐生长，且水合物层在管壁上的非均匀分布也变得更加明显，这意味着发生水合物堵塞的风险增大。此外，在一定测试产量条件下，测试管柱内壁上的水合物层厚度达到发生堵塞的临界厚度需要一定的时间，这说明在此时间之内测试管柱中不会发生水合物堵塞，即测试过程是比较安全的。因此，在现场测试过程中，我们应该通过采取有效方法来控制测试管柱中的水合物层厚度在临界堵塞厚度以内，以实现深水气井的安全高效测试。

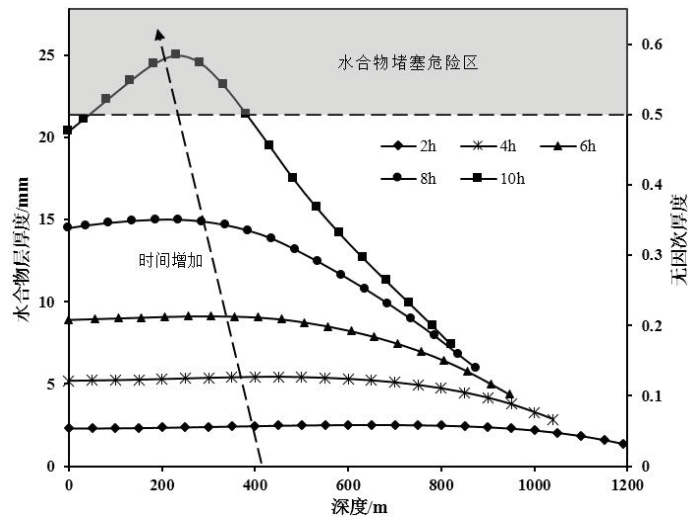


图2 不同测试时间下管柱中水合物层生长分布

图3是深水气井测试关井情况下测试管柱中的水合物层生长情况。从图3可以看出，关井情况下测试管柱中的水合物层生长分布是不均匀的，距离井口越近的地方，管壁上的水合物层厚度越大，这主要是由周围环境温度越低造成水合物生成和沉积速率增大引起的。同时，关井时间越长，测试管柱中不同位置处的水合物层厚度逐渐增大，但水合物层生长的速率逐渐减小。这主要是由关井后管柱中的温度变化引起的，管柱内温度越接近环境温度，水合物生成和沉积速率越小，导致管壁上的水合物层生长越慢。通过对比图2和图3可知，关井情况下测试管柱中的水合物层生长速率远慢于测试流动情况。在较短的关井时间内，测试管柱中的水合物层生长对后期开井测试流动产生影响较小，发生水合物堵塞的

可能性较小。因此，当深水气井测试过程中关井时间较短时，可以考虑不采取水合物堵塞防治措施。

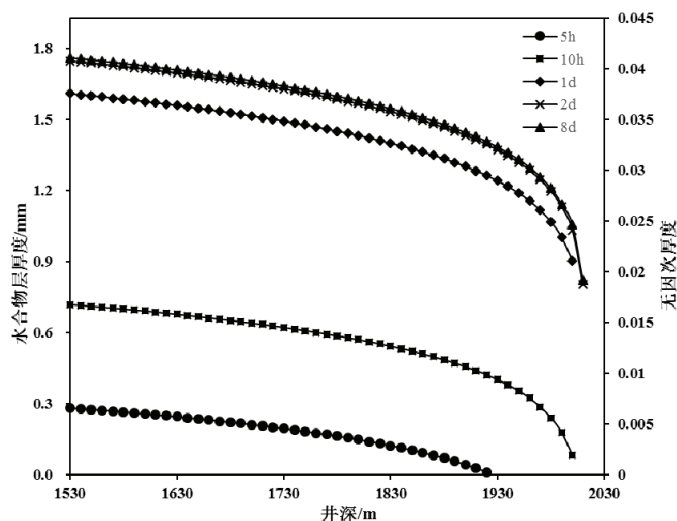


图3 关井情况下管柱中水合物层生长分布

## 5.2 水合物沉积堵塞防治方法

在水合物沉积堵塞风险预测的基础上，提出两种针对深水气井测试的水合物堵塞防治方法。一种是通过优化水合物抑制剂浓度来防治测试管柱中的水合物堵塞；另一种是通过改变不同测试产量的测试顺序来防治测试管柱中的水合物堵塞。

在上述研究的基础上，提出深水气井测试过程中注入的抑制剂浓度只要能保证测试管柱中的水合物沉积层不影响正常测试流动即可，保证沉积最危险处的水合物层厚度不超过临界堵塞厚度。图4是预测得到的不同抑制剂（MEG）浓度条件下测试管柱中水合物沉积层达到临界堵塞厚度所需的时间。从图4中可以看出，随着抑制剂浓度的增大，管壁上的水合物层厚度达到临界堵塞厚度所需的时间越长，意味着发生水合物堵塞的风险减小。当抑制剂浓度达到20%后，测试管柱中发生水合物堵塞的临界时间将远超30h。因此，可以根据不同的测试时间要求来确定合理的水合物抑制剂注入浓度。在本文案例中，若设计测试时间为23h，则根据此方法得到的保证测试管柱中不发生水合物堵塞的抑制剂注入浓度为15%，与传统方法相比（本文算例条件下是25%），该方法可以至少降低抑制剂注入量40%。因此，该方法可以在有效预防水合物堵塞的前提下大幅降低抑制剂注入浓度，提高深水气井测试的经济性。

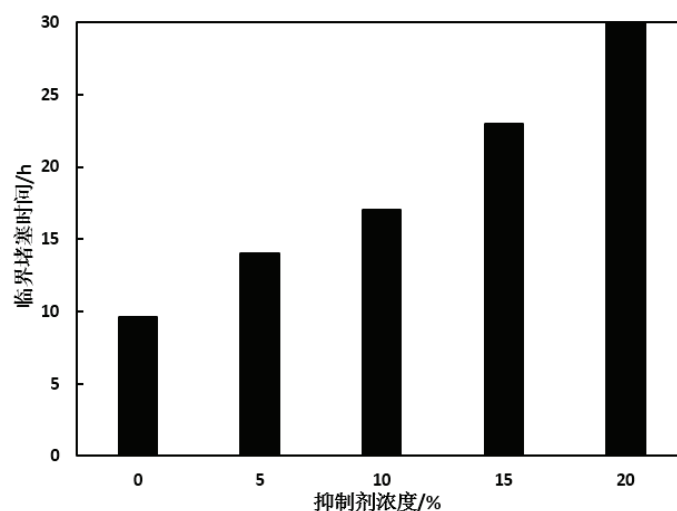


图4 不同抑制剂浓度下的水合物堵塞临界时间

在现场测试过程中，常规的测试制度一般是由低测试产量向高测试产量正序变化。本文选取的测试产量分别为 25 万方/d、45 万方/d、75 万方/d、105 万方/d，各产量测试时间分别为 10h、8h、4h、4h。在这种测试顺序下，低产量下的水合物生成区域是连续的，水合物会在低测试产量下持续生成和沉积，易导致测试管柱中发生水合物堵塞。本文对该案例中不同气体流量的测试顺序进行了调整，新的测试顺序变为 25 万方/d、75 万方/d、45 万方/d、105 万方/d，在该测试顺序下管柱中的水合物沉积层生长情况如图 5 所示。从图中可以看出，在第一测试产量下，测试管柱中会发生水合物生成和沉积，造成管壁上的水合物层厚度逐渐增大，但又会在第二测试产量下逐渐分解。在第三测试产量下，测试管柱中会再次发生水合物生成和沉积，并在第四测试产量下逐渐分解。这主要是由于在 25 万方/d 和 45 万方/d 条件下均满足水合物生成条件，造成管壁上的水合物层逐渐生长变厚；而在 75 万方/d 和 105 万方/d 条件下均不满足水合物生成条件，测试产量的低高交错会使得在低产量下生成沉积在管壁上的水合物逐渐分解。在此测试顺序下，测试管柱中水合物层厚度的最大值只占到管半径的 33.59%。相比于常规测试顺序，该方法能在不使用抑制剂的情况下明显降低测试管柱中的水合物堵塞风险，由此说明了该方法的有效性和适用性。但鉴于不同测试产量的测试顺序改变，可能需要改变气藏评价方式，该方法的实施仍需要进一步展开深入研究。



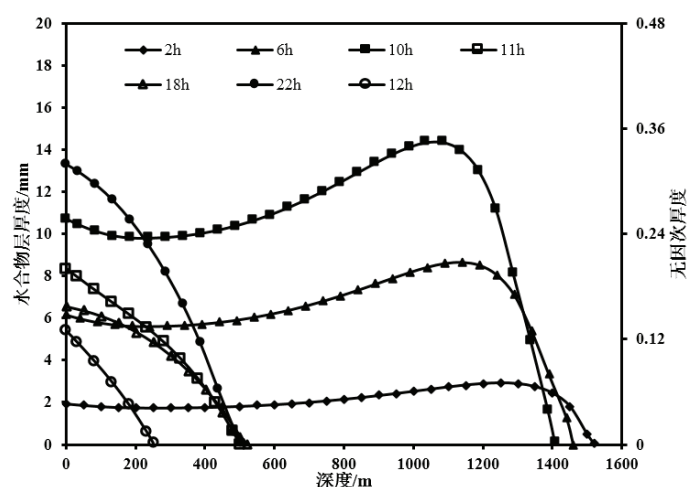


图5 改变测试顺序条件下的水合物层厚度变化

## 6 结论

本文考虑水合物生成区域变化,水合物生成、沉积和分解特征等,研究了深水气井测试过程中的水合物沉积堵塞特征,模拟分析了测试管柱中的水合物沉积堵塞规律,探讨了不同的水合物堵塞防治方法,可为深水气井测试水合物堵塞防治工作提供一定参考。

(1) 深水气井测试管柱中水合物沉积层厚度是非均匀分布的,测试时间越长,管壁上出现水合物沉积层的位置逐渐缩短,不同位置处的水合物层厚度越大,且非均匀分布性越明显,发生水合物堵塞风险增大。关井情况下的水合物层生长速率远慢于测试流动情况,当关井时间较短时,测试管柱中发生水合物堵塞的可能性较小。

(2) 与传统的水合物防治方法相比,通过控制发生水合物沉积最危险处的水合物层厚度不超过临界堵塞厚度来优化抑制剂注入浓度,可以明显降低所需抑制剂的注入浓度,提高深水气井测试的经济性。

(3) 通过合理改变不同测试产量的测试顺序,可以利用高测试产量下流体温度的升高和压力的降低来分解低测试产量下生成的水合物,该方法能在不注入水合物抑制剂的条件下显著降低水合物堵塞风险。但要在现场测试过程中应用该方法还需进一步展开深入研究。

## 参考文献

- 1 杨少坤,代一丁,吕音,等.南海深水天然气测试关键技术.中国海上油气,2009,21(4):237-241.
- 2 李建周,高永海,郑清华,等.深水气井测试过程水合物形成预测.石油钻采工艺,2012,34(4):77-80.

- 3 张崇, 任冠龙, 董钊, 等. 深水气井测试井筒温度场预测模型的建立及应用. 中国海上油气, 2016, 28(5): 78-84.
- 4 Wang Z, Zhao Y, Sun B, et al. Modeling of hydrate blockage in gas-dominated systems. Energy Fuels, 2016, 30: 4653-4666.
- 5 Liu W, Hu J, Li X, et al. Research on evaluation method of wellbore hydrate blocking degree during deepwater gas well testing. J Nat Gas Sci Eng, 2018, 59: 168-182.
- 6 Jassim E, Abdi M, Muzychka Y. A new approach to investigate hydrate deposition in gas-dominated flowlines. J Nat Gas Sci Eng, 2010, 2(4): 163-177.
- 7 Sloan E D, Koh C A, Sum A K. Natural gas hydrates in flow assurance. Oxford, Gulf Professional Publishing, 2011.
- 8 Wang Z, Zhang J, Sun B, et al. A new hydrate deposition prediction model for gas-dominated systems with free water. Chem Eng Sci, 2017, 163: 145-154.
- 9 Sun B, Fu W, Wang Z, et al. Characterizing the rheology of methane hydrate slurry in a horizontal water-continuous system. SPE J, 2019.
- 10 Reyna E, Stewart S. Case history of the removal of a hydrate plug formed during deep water well testing. SPE/IADC Drilling Conference, 2001.
- 11 Freitas A, Gaspari E, Carvalho P, et al. Formation and removal of a hydrate plug formed in the annulus between coiled tubing and drill string. Offshore Technology Conference, 2005.
- 12 Dai, Z, Luo D, Liang W. Gas hydrate prediction and prevention during DST in deep water gas field in South China Sea. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. 2015.
- 13 李中, 杨进, 王尔钧, 等. 高温高压气井测试期间水合物防治技术研究. 油气井测试, 2011, 20(1): 35-37.
- 14 戴宗, 罗东红, 梁卫, 等. 南海深水气田测试设计与实践. 中国海上油气, 2012, 24(1):25-28.
- 15 Lorenzo M D, Aman ZM, Kozielski K, et al. Underinhibited hydrate formation and transport investigated using a single-pass gas-dominant flowloop. Energy Fuels, 2014, 28: 7274-7284.
- 16 Wang Z, Zhao Y, Zhang J, et al. Quantitatively assessing hydrate-blockage development during deep-water-gas-well testing. SPE J, 2018, 23(4): 1166-1183.
- 17 Sohn Y H, Kim J, Shin K, et al. Hydrate plug formation risk with varying watercut and inhibitor concentrations. Chem Eng Sci, 2015, 126, 711-718.
- 18 Creek J L. Efficient hydrate plug prevention. Energy Fuels, 2012, 26(7): 4112-4116.
- 19 Wang Z, Sun B, Wang X, et al. Prediction of natural gas hydrate formation region in wellbore during deep-water gas well testing. J. Hydrodyn, 2014, 26(4): 568-576.
- 20 Zhang J, Wang Z, Zhang W, et al. An integrated prediction model of hydrate blockage formation in deep-water gas wells. Int. J. Heat Mass Transf, 2019, accept.
- 21 Javanmardi J, Moshfeghian M. A new approach for prediction of gas hydrate formation conditions in aqueous electrolyte solutions. Fluid Phase Equilib, 2000, 168(2): 135-148.
- 22 Turner D, Boxall J, Yang S, et al. Development of a hydrate kinetic model and its incorporation into the

- OLGA2000® transient multiphase flow simulator. The Fifth International Conference on Gas Hydrates, 2005.
- 23 Schadel S A, Leman G W, Binder J L, Hanratty T J. Rates of atomization and deposition in vertical annular flow. *Int. J. Multiph. Flow*, 1990, 16: 363-374.
- 24 Goel N, Wiggins M, Shah S. Analytical modeling of gas recovery from in situ hydrates dissociation. *J. Petro. Sci. Eng.*, 2001, 29(2): 115-127.

## **Prediction and prevention of hydrate deposition and blockage during deepwater gas well testing**

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

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

**Abstract:** Hydrate deposition and blockage is an important factor influencing the safety of deepwater gas well testing. Considering the variation of hydrate stability region, the characteristics of hydrate formation, deposition and decomposition, the characteristics of hydrate deposition and blockage during deepwater gas well testing were studied in this work. A method for hydrate deposition and blockage prediction was established, and the law of hydrate deposition and blockage in the test tubing was simulated and analyzed. The results show that the distribution of hydrate layer thickness in the testing tubing is non-uniform. The longer the testing time, the thicker the hydrate layer on the pipe wall, and the greater the risk of hydrate blockage. It is proposed that the concentration of hydrate inhibitors can be optimized by controlling the thickness of hydrate layer at the most dangerous point of hydrate deposition not to exceed the critical thickness for hydrate blockage, which can effectively reduce the injection concentration of hydrate inhibitors. In addition, the prevention of hydrate blockage in deepwater gas well testing by reasonably changing the testing orders of different gas production rates was discussed. This work can provide valuable reference for the efficient prevention and management of hydrate blockage in the field.

**Key words:** Deepwater gas well testing; Gas hydrate; Deposition and blockage; Hydrate layer thickness; Prevention method.