

# 深水测试井筒水合物生成区域敏感性分析

张崇<sup>1</sup>, 孟文波<sup>1</sup>, 董钊<sup>1</sup>, 任冠龙<sup>1</sup>, 高永海<sup>2</sup>, 孙宝江<sup>2</sup>

1. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司工程技术作业中心 广东湛江 524057

2. 中国石油大学(华东)石油工程学院 山东青岛 266580

通讯作者: Email: upcgaoyh@126.com

项目支持: 国家重点研发计划课题“水合物开采过程气-液-固多相流动规律与泥砂控制机理”(2017YFC0307304)、中国海洋石油集团有限公司“十三五”科技重大专项“深水测试关键技术研究”(CNOOC-KJ 135 ZDXM05 LTD ZJ 02)

引用: 张崇, 孟文波, 董钊, 等. 深水测试井筒水合物生成区域敏感性分析[J]. 油气井测试, 2019, 28(4): 57-63.

Cite: ZHANG Chong, MENG Wenbo, DONG Zhao, et al. Sensitivity analysis of hydrate formation regions in deep water testing in wellbore [J]. Well Testing, 2019, 28(4): 57-63.

**摘要** 深水测试期间,为防止水合物沉积堵塞井筒,需对水合物生成区域进行准确预测。通过实验和理论模型分析,结合现场数据与模拟比较,提出深水测试复杂组分条件下井筒油气复杂多组分水合物生成区域预测方法,对气体组分、含水率、矿化度等因素进行敏感性分析。模拟结果表明,不同气体组分,对水合物生成区域影响不同,碳数较大的烃含量越多,水合物生成区域大,是影响水合物生成区域的核心要素;含水率越大,水合物生成区域先增大后减小;矿化度越小,水合物生成区域越大。研究成果对于深水气井测试管柱内天然气水合物的防治具有一定指导意义。

**关键词** 深水测试; 水合物; 井筒堵塞; 气体组分; 敏感性分析; 预测方法

**中图分类号**: TE353 **文献标识码**: B **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2019.04.010

## Sensitivity analysis of hydrate formation regions in deep water testing in wellbore

ZHANG Chong<sup>1</sup>, MENG Wenbo<sup>1</sup>, DONG Zhao<sup>1</sup>, REN Guanlong<sup>1</sup>, GAO Yonghai<sup>2</sup>, SUN Baojiang<sup>2</sup>

1. Engineering Technology Operating Center, Zhanjiang Branch of CNOOC, Zhanjiang, Guangdong 527057, China

2. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(East China), Qingdao, Shandong 266580, China

**Abstract**: During well testing in deep water, it is necessary to accurately predict the hydrate formation region in order to prevent hydrate deposition from blocking wellbore. Based on the comparison of field data and simulation result of the analysis of experimental and theoretical models, a method for predicting the formation area of complex multi-component hydrate in wellbore under the condition of complex component testing in deep water was proposed and the sensitivity of influencing factors such as gas composition, water cut and salinity was analyzed. The simulation results show that different gas components have different effects on hydrate formation area. The more hydrocarbon content, the larger hydrate formation area is, which is the key factor affecting the hydrate formation area. When the water content increases, the hydrate formation area increases first and then decreases, and the smaller the salinity, the larger the hydrate formation area is. The research results have certain guiding significance for the prevention and control of gas hydrate in the test string of deep-water gas wells.

**Keywords**: deep-water test; hydrate; wellbore plugging; gas composition; sensitivity analysis; prediction method

深水气井测试是为得到储层特征参数并评估其开发潜力的方法。在测试期间,由于低温、高压的深水环境,容易形成水合物,堵塞测试管柱,严重影响作业安全<sup>[1-3]</sup>。深水测试前,应当进行天然气水合物生成区域预测分析,并采用抑制水合物技术,保证测试顺利进行<sup>[4]</sup>。

国内外学者针对深水测试水合物的防治问题进行了大量研究<sup>[5-7]</sup>。预测水合物生成区域,工程

上常采用图版进行预测,且以环境温度不高于井筒温度为前提,方法精度低,但易于操作,仅能简单地判断在测试管柱中何处满足水合物生成条件,无法预测水合物堵塞形成位置和程度。国外一些学者论述了水合物生成区域的方法,但缺少理论支撑<sup>[8]</sup>。国内学者提出了深水钻井井筒中水合物生成区域预测方法<sup>[9-11]</sup>及深水气井测试时井筒内的传热规律<sup>[12]</sup>,初步得到了井筒内水合物生成区域的预

测方法。这些方法较完善的论述了水合物区域预测方法,但油、气多组分对水合物生成的影响分析还需要进一步完善。

在深水气井中,需要考虑油、气之间的物质交换,因其会对井筒温度场及水合物区域计算结果有较大影响。虽然水合物生成已有较多研究和较完善的模型,但油、气多组分的预测结果较少,准确度不能确定,尚需通过实验进行细致分析。本文通过理论和实验研究,建立了复杂组分的气井测试水合物生成区域预测方法,为深水气井水合物预测和防治提供指导作用。

## 1 模型的建立及方法

在深水气井中,要对井筒中水合物的生成区域进行预测,首先要准确计算井筒中的温度场和压力场及水合物生成的条件。为此,建立适用于深水气井的井筒温度压力模型和水合物生成模型。在此模型基础上,得到水合物生成区域的预测方法,并结合不同气体组分对水合物生成影响,建立水合物生成区域预测方法。

### 1.1 井筒温度压力模型

深水气井中的主要流动模式是气液环流,一层液膜沿着管壁缓慢上升,该管壁由一系列含有大量液滴的高速气流拖动<sup>[11]</sup>。组分模拟涉及到状态方程(EOS)、闪蒸计算、热动力方程等理论方面,是一种精度较高的模型。对于组分模型,会考虑油、气相的物质交换,气组分会溶解到油相,油组分也会从气相挥发,即引入溶解油气比和挥发汽油比的概念。本文采用扩展双流体模型进行求解,包括三个独立的连续性方程、两个动量方程和一个能量守恒方程<sup>[12]</sup>。

#### 1.1.1 连续性方程

对于气相:

$$\frac{\partial}{\partial t}(V_g \rho_g) = -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z}(AV_g \rho_g v_g) + \psi_g + G_g \quad (1)$$

对于液膜:

$$\frac{\partial}{\partial t}(V_l \rho_l) = -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z}(AV_l \rho_l v_l) - \psi_g \frac{V_l}{V_l + V_d} - \psi_l + \psi_d + G_l \quad (2)$$

对于液滴:

$$\frac{\partial}{\partial t}(V_d \rho_d) = -\frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z}(AV_d \rho_d v_d) - \psi_g \frac{V_l}{V_l + V_d} + \psi_l - \psi_d + G_d \quad (3)$$

式中: $V$ 为体积分数; $\rho$ 为密度, $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $v$ 为速度, $\text{m}/\text{s}$ ;  $A$ 为管道横截面积, $\text{m}^2$ ; 下标  $g, l, d$  分别表示气体、液体和液滴;  $\psi_g$  为相之间传质速率, $\text{kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$ ;  $\psi_l, \psi_d$  分别为夹带和沉积速率, $\text{kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$ ;  $G_f$  为相的可能质量来源(假设与管壁成  $90^\circ$  角,没有净动量), $\text{kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$ 。

#### 1.1.2 动量方程

气相和可能的液滴动量方程:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(V_g \rho_g v_g + V_d \rho_l v_d) = & -(V_g + V_d) \left( \frac{\partial p}{\partial z} \right) - \\ & \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z}(AV_g \rho_g v_g^2 + AV_d \rho_l v_d^2) - \\ & \lambda_g \frac{1}{2} \rho_g |v_g| v_g \frac{S_g}{4A} - \lambda_l \frac{1}{2} \rho_g |v_r| v_r \frac{S_l}{4A} + \\ & (V_g \rho_g + V_d \rho_l) g \cos \alpha + \psi_g \frac{V_l}{V_l + V_d} v_a + \psi_e v_i - \psi_d v_d \end{aligned} \quad (4)$$

液膜的动量方程:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(V_l \rho_l v_l) = & -V_l \left( \frac{\partial p}{\partial z} \right) - \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial z}(AV_l \rho_l v_l^2) - \\ & \lambda_l \frac{1}{2} \rho_l |v_l| v_l \frac{S_l}{4A} + \lambda_i \frac{1}{2} \rho_g |v_r| v_r \frac{S_i}{4A} + \\ & V_l \rho_l g \cos \alpha - \psi_g \frac{V_l}{V_l + V_d} v_a - \psi_e v_i + \psi_d v_d - \\ & V_l d(\rho_l - \rho_g) g \frac{\partial V_l}{\partial z} \sin \alpha \end{aligned} \quad (5)$$

式中: $p$ 为压力, $\text{Pa}$ ; 下标  $i$  表示界面;  $S_g, S_l, S_i$  分别为气体、液体和界面的湿周, $\text{m}$ ;  $\alpha$  为管道倾角, $\text{rad}$ ;  $g$  为重力加速度, $\text{m}/\text{s}^2$ 。

#### 1.1.3 能量方程

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left[ m_g \left( E_g + \frac{1}{2} v_g^2 + gh \right) + m_l \left( E_l + \frac{1}{2} v_l^2 + gh \right) + \right. \\ \left. m_d \left( E_d + \frac{1}{2} v_d^2 + gh \right) \right] = & -\frac{\partial}{\partial z} \left[ m_g v_g \left( H_g + \frac{1}{2} v_g^2 + gh \right) + \right. \\ & m_l v_l \left( H_l + \frac{1}{2} v_l^2 + gh \right) + m_d v_d \left( H_d + \frac{1}{2} v_d^2 + gh \right) \left. \right] + \\ & H_s + U \end{aligned} \quad (6)$$

式中: $H_s$  为来自质量源的焓, $\text{J}/\text{kg}$ ;  $E$  为单位质量内能, $\text{J}/\text{kg}$ ;  $h$  为高度, $\text{m}$ ;  $U$  为管壁传热, $\text{J}/\text{m}^3$ 。

要求得测试管柱内的温度、压力值,需结合初始、边界条件等辅助方程,通过数值计算的方法求解得出。本文依据有限容积法,利用差分格式进行数值计算<sup>[13]</sup>。

1.2 水合物相态分析实验和理论方法

水合物生成已有较多研究,水合物相态分析主要有实验方法和理论方法。国内外常用的水合物相平衡曲线实验测定方法大体上可分为恒压法、恒温法及恒容法三种;主要的水合物生成预测理论方法有图解法、平衡常数法、经验公式和热力学模型法。其中前三种方法比较简便,而热力学模型法比较准确。本文应用统计热力学的 Vander Waals 和 Platteeuw 模型进行求解<sup>[14]</sup>。

水合物相平衡条件的表达式:

$$\frac{\Delta\mu_o}{RT_o} - \int_{T_o}^T \frac{\Delta H_o + \Delta C_p(T - T_o)}{RT^2}dT + \int_{p_o}^p \frac{\Delta V}{RT}dp =$$
$$\ln(f_w/f_w^o) - \sum_{i=1}^2 v_i \ln\left(1 - \sum_{j=1}^{N_c} \theta_{ij}\right) \quad (7)$$

$$\ln(f_w/f_w^o) = \ln x_w$$
$$\ln(f_w/f_w^o) = \ln(y_w x_w) \quad (\text{加入抑制剂})$$

式中:  $\Delta\mu_o$  为空水合物晶格和纯水中水之间在标准状态下化学位差, J/mol;  $T_o$  为标准状态下温度(值取 273.15), K;  $p_o$  为标准状态下压力(值取 0), MPa;  $\Delta H_o, \Delta C_p, \Delta V$  分别为空水合物晶格与纯水比焓差、比热容差和比容差;  $x_w$  为富水相中水摩尔分数;  $y_w$  为富水相中水活度系数。

1.3 水合物生成区域预测方法

通过对建立的温压模型进行求解,可以得到测试管柱内井深-温度曲线及井深-压力曲线。结合实验结果和相态预测模型,可得到此水合物生成相态的温度-压力曲线。根据上述三条曲线,就可以获得判断测试管柱内水合物生成区域的方法,如图 1 所示。

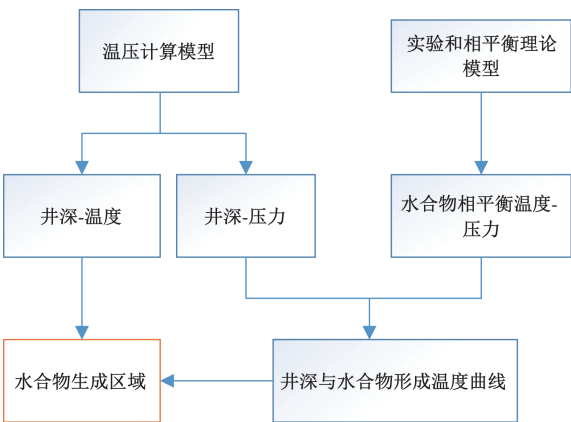


图 1 深水测试水合物生成区域预测流程图  
Fig.1 Prediction flow of hydrate formation area for deep-water test

对比水合物生成相态的温度-压力曲线和测试

管柱的井深-压力曲线,以压力为中间变量,即可以得到测试管柱井深所对应的水合物生成的温度曲线;再在同一坐标内,画出井深-温度曲线及得到的井深-水合物生成温度曲线。若在某一井深处测试管柱的温度小于水合物生成的温度,则表明该处有水合物生成,以此来判断水合物生成区域。

1.4 模型验证

对所建立的温压模型及水合物相平衡模型进行验证,得到计算结果与现场实测数据误差。目前,工程软件预测精度一般在 10% 以上。如果本模型小于该误差,则该模型具有较高精度,可用于水合物生成区域的预测。

1.4.1 温压模型验证

利用建立的模型,对南海深水气井测试过程中温压场进行计算,并与实测数据对比。测试层位深度 3 170.0 m,水深地温梯度 3.4 ℃/100 m。本文模型温度场预测误差均在 5% 以内,满足工程需要,结果见表 1。

表 1 深水气井测试过程中温压场计算结果与实测结果对比  
Table 1 Comparisons of temperature and pressure fields between calculation results and measured results in deep water gas well testing

井号	日产气/ (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )	温度/℃		计算 误差/%	压力/MPa		计算 误差/%
		实测	计算		实测	计算	
X-1	68	70.3	73.3	4.3	28.6	28.8	0.7
	101	82.4	82.0	0.5	28.1	27.9	0.6
X-3	73	76.8	78.5	2.1	28.5	28.6	0.4
	100	85.8	84.7	1.1	28.0	27.8	0.6
X-3	95	83.1	81.5	2.5	25.8	25.7	0.2
	112	81.9	83.6	2.0	28.1	27.1	1.4

1.4.2 水合物相平衡模型验证

天然气水合物平衡条件的预测方法主要包括经验图表法、Polo Maleev 法、Stergaard 法和 Hammerschmid 法等<sup>[10]</sup>。基于实验数据,采用上述四种方法和本文方法计算了纯水中的甲烷水合物平衡条件。从比较中可以看出,该模型显示出与实验数据更好的一致性。因此,它可用于预测天然气水合物平衡条件<sup>[13-14]</sup>。

2 水合物生成区域影响因素分析

水合物生成有几个必要条件,低温高压的外界环境、存在自由水以及合适的气体分子<sup>[15]</sup>。在深水测试过程中,有适于水合物生成的外界环境。因此,要根据预测的温压计算模型和水合物相态计算方法,重点分析不同组分、含水率等参数对相态的影响规律,结合温压分布曲线,建立不同参数对水

合物区域的影响规律。

基础数据如下:水深 637.0 m,海底温度为7℃,海水温度场由文献<sup>[8]</sup>给出,地温梯度 2.98℃/100 m。地层温度为 80℃,地层压力 26.45 MPa,属于正常地层压力系统,产量为 5×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,油藏流体组分见表 2,井身结构见表 3。

表 2 油藏流体组分

Table 2 Fluid composition of reservoir

组分	含量/%	组分	含量/%
CH <sub>4</sub>	63.64	i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1.08
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	5.04	n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.61
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	4.84	C <sub>6</sub> +	0.86
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2.08	CO <sub>2</sub>	5.77
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1.96	N <sub>2</sub>	14.12

表 3 井身结构

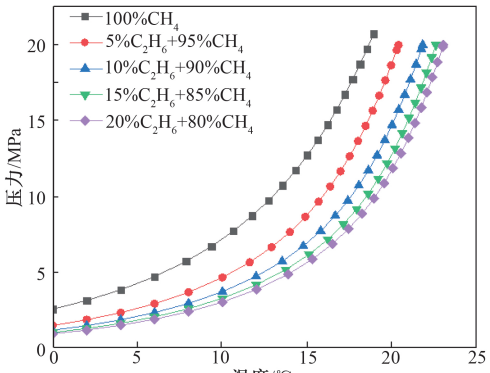
Table 3 Wellbore structure

井眼尺寸/ mm	深度/ m	隔水管/套管尺寸/ mm	深度/ m
—	—	508.000	637
914.40	735	764.000	735
444.50	1 190	339.725	1 190
311.15	3 104	245.745	3 104

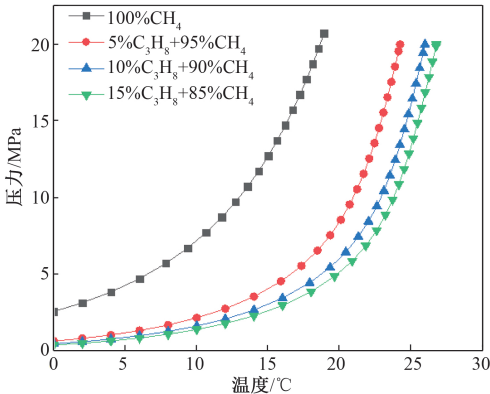
2.1 气体组分

气体组分对水合物相平衡温度和压力均有影响,在其形成笼型晶体结构过程中,要达到一定的孔穴占有率才能稳定存在<sup>[16]</sup>。而气体在大孔穴中的占有率大于在小孔穴中的占有率,因此形成的水合物结构因气体分子的种类、形状的不同而有差异,形成的水合物结构由客体分子决定<sup>[17-19]</sup>。

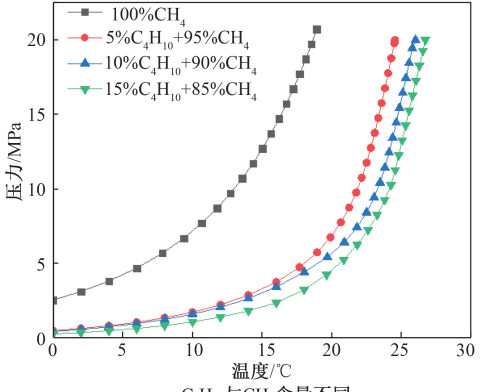
天然气组分中各个组分对水合物生成的敏感程度是不同的,气体组分对形成水合物的温压条件均有影响,且除 N<sub>2</sub> 外,丙烷和 H<sub>2</sub>S 等其他气体对水合物的生成有明显的促进作用。甲烷是生成水合物的主要组分,但由图 2 可以看出,当它含量为 100%时,不易形成水合物;对比图 2a 和图 2b 可见,丙烷对水合物生成的影响比乙烷大;由图 2c 可见,异丁烷这类重烃组分,促进水合物的生成,这是由于其分子大小和Ⅱ型结构中的大洞穴尺寸相匹配,所以对Ⅱ型结构的稳定能力远大于其它分子,当其含量较小时,就易生成Ⅱ型结构水合物;由图 2 d 图可知,H<sub>2</sub>S 和 CO<sub>2</sub> 这类酸性气体易溶于水,从而促进了水合物的生成。气体组成的变化对井筒的温压分布影响不大,水合物生成区域与相平衡规律相同。



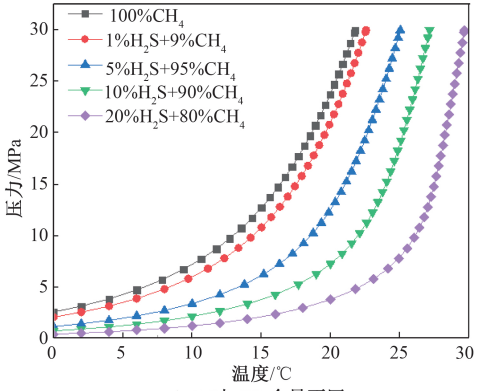
a. C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>与CH<sub>4</sub>含量不同



b. C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>与CH<sub>4</sub>含量不同



c. C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>与CH<sub>4</sub>含量不同



d. H<sub>2</sub>S与CH<sub>4</sub>含量不同

图 2 不同组分水合物相平衡曲线  
Fig.2 Phase equilibrium curves of hydrates with different components

此外,液态烃能影响水合物的相平衡条件,进而促进水合物的生成。同时液态烃的存在,会改变井筒中温压分布。在上述流体组分的基础上,改变液态烃的占比,分析液态烃对水合物生成区域的影响。由图 3 中可以看出,液态烃含量越大会增大水合物生成区域。这是由于井筒与外界环境的传热减少,井筒内温度较高,虽然液态烃会促进水合物生成但是在预测水合物生成时可忽略。因此,在深水气井测试作业过程中,应该在分析不同组分对水合物生成的影响基础上,把敏感组分控制在最小范围内。

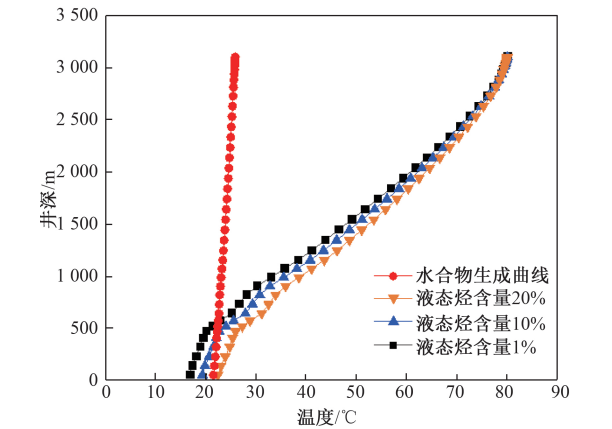


图 3 液态烃含量对水合物生成区域影响  
Fig.3 Effect of liquid hydrocarbon content on hydrate formation region

2.2 含水率

在生产初期含水率较低,随生产阶段变化,含水率会逐渐升高。而天然气中含有水是水合物生成的重要内在因素。因此,需要对含水率对水合物生成区域影响进行分析<sup>[20-21]</sup>。

当含水率很小时,含水率越高,水合物越容易生成,且由于含水较少,对井筒传热影响很小。由图 4 可看出,含水率为 0.01%,没有水合物生成;含水率为 0.1%时,水合物在井深 700.0 m 左右生成。故此时含水率越大,越容易形成水合物。

当含水率大于某个值时,含水率对水合物相态几乎没有影响。但气井含水会对井筒中的温压分布产生较大影响,从而影响水合物生成区域,如图 5、图 6 所示。由结果可以看出,含水率越大,水合物生成区域越小,这是由于高含水率会使流体在向上流动过程中温度降低的幅度减小,井筒中温度较高,水合物不易形成。

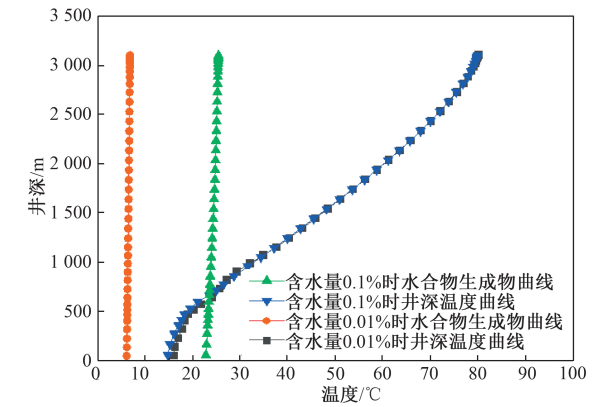


图 4 含水率 0.01%和 0.1%水合物生成区域预测  
Fig.4 Prediction of hydrate formation regions with water content of 0.01% and 0.1%

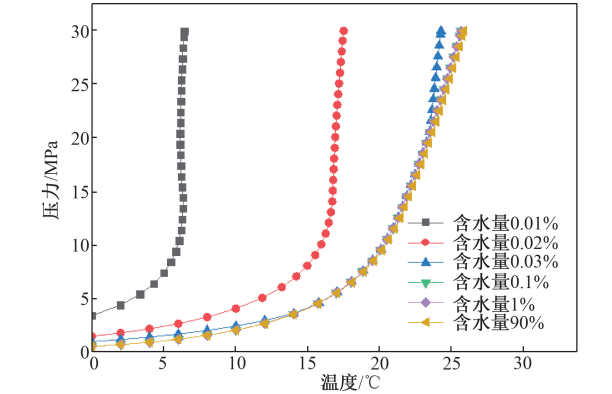


图 5 不同含水率水合物相平衡曲线  
Fig.5 Phase equilibrium curves of hydrates with different water contents

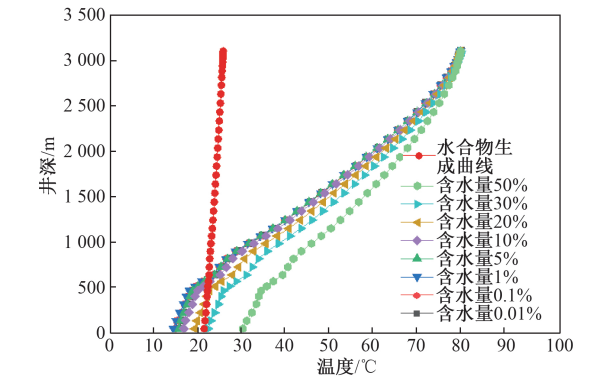


图 6 含水率对水合物生成区域影响  
Fig.6 Effect of water content on hydrate formation region

2.3 矿化度

地层水中的矿化度也会水合物生成有影响。因此,需要研究不同矿化度对水合物生成相态的影响,并预测井筒中水合物的生成区域,如图 7、图 8 所示。从图中可以看出,矿化度越小水合物越容易生成,水合物的生成区域越大。盐类物质的存在能够降低水的活度,水的活度降低后,水合物生成所

需的压力就要升高。因此,盐类物质对水合物的生成有抑制作用。

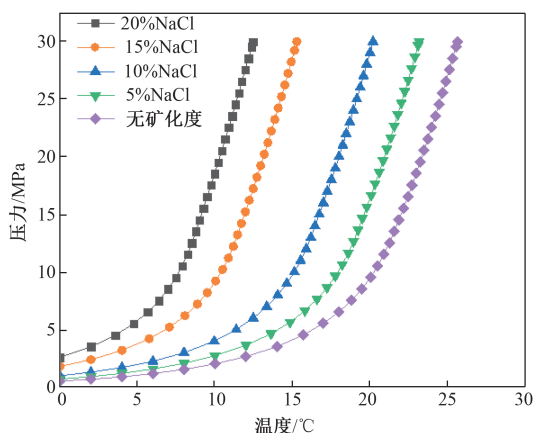


图7 不同矿化度水合物相态曲线

Fig.7 Phase-state curves of hydrates with different salinities

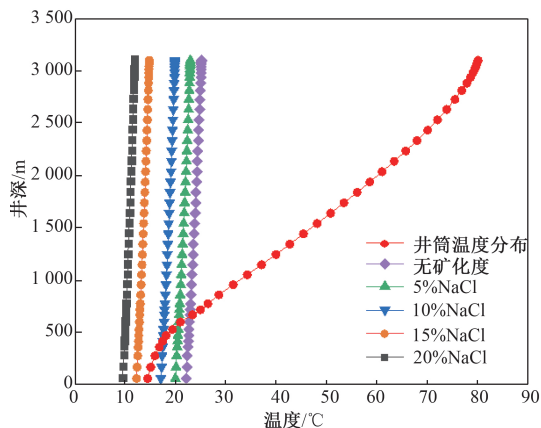


图8 不同矿化度水合物生成区域预测

Fig.8 Prediction of hydrate formation regions with different salinities

### 3 结论

(1)深水作业环境压力高温度低,为天然气水合物的生成提供了便利条件。在测试期间一旦管柱内大量生成天然气水合物,作业就面临着失败或极大的安全风险。本文将井筒中的连续性方程、动量方程和能量方程所建立的井筒温压场模型与水合物相态分析方法结合,并结合水合物相平衡实验和理论模型,建立了复杂组分的气井测试水合物生成区域预测方法。

(2)对水合物生成区域的影响参数进行敏感性分析。模拟结果表明,气体组分会影响水合物的相平衡,其中丙烷、异丁烷及  $H_2S$  对水合物生成促进效果明显,从而使水合物区域变大,而液态烃一方面促进水合物生成;另一方面会改变井筒温压场。

气井的含水率很小,水合物生成区域随含水率增大而增大。但当含水率较大时,水合物生成区域随含水率增大而减小。地层水矿化度会抑制水合物生成,使水合物生成区域减小。在深水气井测试作业过程中,应该在分析不同组分对水合物生成的影响基础上,把敏感组分控制在最小范围内。

(3)本文得到的方法和结果,可以实现深水气井复杂组分气体水合物生成区域的预测,对水合物预防措施设计提供有效指导。

致谢:本文实验工作得到技术人员姚旺和辛桂振的支持、研究工作得到中海油湛江分公司工程技术作业中心的支持和帮助,在此一并表示感谢。

### 参考文献

- [1] 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[J]. 石油钻采工艺,2012,34(4):77-80.  
LI Jianzhou, GAO Yonghai, ZHENG Qinghua, et al. Hydrate formation prediction in deepwater gas well testing [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012,34(4): 77-80.
- [2] 何玉发,周建良,蒋世全,等. 深水井测试安全控制技术[J]. 石油钻采工艺,2015,37(1):163-165.  
HE Yufa, ZHOU Jianliang, JIANG Shiquan, et al. Safety control technology of deepwater oil and gas well testing [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015(1): 163-165.
- [3] 李建周,关利军,高永海,等. 深水气井测试期间不同产量条件下水合物形成区域预测方法[J]. 油气井测试, 2012,34(3):17-19,23.  
LI Jianzhou, GUAN Lijun, GAO Yonghai, et al. Hydrate formation prediction in deepwater gas well testing [J]. Well Testing, 2012,34(3):17-19,23.
- [4] 杜卫刚. 天然气水合物试采技术[J]. 油气井测试, 2019,28(1):20-24.  
DU Weigang. Production test technology of natural gas hydrate [J]. Well Testing, 2019,28(1):20-24.
- [5] 王志远,孙宝江,程海清,等. 深水钻井井筒中天然气水合物生成区域预测[J]. 石油勘探与开发,2008,35(6):731-735.  
WANG Zhiyuan, SUN Baojiang, CHENG Haiqing, et al. Prediction of gas hydrate formation region in the wellbore of deepwater drilling [J]. Petroleum Exploration & Development, 2008,35(6):731-735.
- [6] 王志远,赵阳,孙宝江,等. 深水气井测试管柱内天然气水合物堵塞特征与防治新方法[J]. 天然气工业,2018,38(1):81-88.  
WANG Zhiyuan, ZHAO Yang, SUN Baojiang, et al. Features and prevention of gas hydrate blockage in test strings of deep-water gas wells [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(1):81-88.

- [7] 关利军,任金山,孙宝江,等. 深油气井测试水合物抑制剂优选及注入方法[J]. 中国海上油气,2014,26(2):55-60.  
GUAN Lijun, REN Jinshan, SUN Baojiang, et al. An optimization of hydrate inhibitor and its injection method for the testing of deep water gas wells [J]. China Offshore Oil and Gas, 2014,26(2):55-60.
- [8] WANG Zhiyuan, ZHAO Yang, ZHANG Jianbo, et al. Flow assurance during deepwater gas well testing: Hydrate blockage prediction and prevention [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018,163(12):211-216.
- [9] 王志远,赵阳,孙宝江,等. 井筒环雾流传热模型及其在深油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.  
WANG Zhiyuan, ZHAO Yang, SUN Baojiang, et al. Heat transfer model for annular-mist flow and its application in hydrate formation risk analysis during deepwater gas well testing [J]. Chinese Journal of Hydrodynamics, 2016,31(1):20-27.
- [10] 喻西崇,赵金洲,郭建春,等. 天然气水合物生成条件预测模型的比较[J]. 油气储运, 2002,21(1):20-24.  
YU Xichong, ZHAO Jianzhou, GUO Jianchun, et al. The prediction model comparison of gas hydrate formation conditions [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2002, 21(1):20-24.
- [11] GUO Yanli, SUN Baojiang, ZHAO Keke, et al. A prediction method of natural gas hydrate formation in deepwater gas well and its application [J]. Petroleum, 2016,2(3):296-300.
- [12] BENDIKSEN K H, MAINES D, MOE R, et al. The dynamic two-fluid model OLGA: Theory and application [J]. SPE Production Engineering, 1991,6(2):171-180.
- [13] 高永海,刘凯,赵欣欣,等. 深水油井测试工况下井筒结蜡区域预测方法[J].石油勘探与开发,2018,45(2):333-338.  
GAO Yonghai, LIU Kai, ZHAO Xinxin, et al. Prediction of wax precipitation region in wellbore during deep water oil well testing [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018,45(2):333-338.
- [14] 高永海. 深水油气钻探井筒多相流动与井控的研究[D]. 东营:中国石油大学(华东),2007.  
GAO Yonghai. Study on multi-phase flow in wellbore and well control in deep water drilling [D]. Dongying: China University of Petroleum (East China), 2007.
- [15] 高永海,孙宝江,王志远,等. 深水钻探井筒温度场的计算与分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2008,32(2):58-62.  
GAO Yonghai, SUN Baojiang, WANG Zhiyuan, et al. Calculation and analysis of wellbore temperature field in deep water drilling [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2008, 32(2):58-62.
- [16] 李鹏飞,雷新华,徐浩,等. 天然气水合物相平衡影响因素研究[J]. 天然气化工(C1 化学与化工),2012,37(6):12-17.  
LI Pengfei, LEI Xinhua, XU Hao, et al. A review on researches on factors affecting gas hydrate phase equilibrium [J]. Natural Gas Chemical Industry, 2012,37(6):12-17.
- [17] 张振楠,孙宝江,王志远,等. 深油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.  
ZHANG Zhenan, SUN Baojiang, WANG Zhiyuan, et al. Prediction and analysis of natural gas hydrate formation region during deep water gas well testing [J]. Chinese Journal of Hydrodynamics, 2015,30(2):167-172.
- [18] 丁麟,史博,吕晓方,等. 天然气水合物形成与生长影响因素综述[J]. 化工进展,2016,35(1):57-64.  
DING Lin, SHI Bohui, LYU Xiaofang, et al. Review of influence factors of natural gas hydrate formation and growth [J]. Chemical Industry & Engineering Progress, 2016,35(1):57-64.
- [19] 周诗崇,张锦,徐涛,等. 天然气水合物生成促进因素的研究进展[J]. 石油化工,2015,44(1):127-132.  
ZHOU Shidong, ZHANG Jin, XU Tao, et al. Progresses in research for the factors of promoting natural gas hydrate formation [J]. Petrochemical Technology, 2015,44(1):127-132.
- [20] 邓柯,李颖川,李群生. 天然气水合物生成的影响因素及敏感性分析[J]. 钻井液与完井液,2006,23(6):64-67.  
DENG Ke, LI Yingchuan, LI Qunsheng. The generation of natural gas hydrates: contributing factors and sensitivity analysis [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2006,23(6):64-67.
- [21] 宋立群,李玉星,王武昌,等. 影响水合物形成条件因素敏感性分析[J]. 科学技术与工程,2011,11(21):5075-5079.  
SONG Liquan, LI Yuxing, WANG Wuchang, et al. The sensitivity analysis of the factors influencing on the hydrate formation [J]. Science Technology and Engineering, 2011,11(21):5075-5079.

编辑 王 军

第一作者简介:张崇,男,1984年出生,硕士,工程师,2010年毕业于中国石油大学(华东)油气井工程专业,现主要从事海洋石油深水钻完井测试工艺及技术研究工作。电话:0759-3909962,13232741218;Email:529680016@qq.com。通信地址:广东省湛江市南油一区特立105室,邮政编码:524057。