

文章编号: 0253-2697(2015)05-0633-08 DOI:10.7623/syxb201505014

深水钻井井筒中天然气水合物生成风险评价方法

许玉强 管志川 许传斌 张洪宁 张会增

(中国石油大学石油工程学院 山东青岛 266580)

摘要:综合考虑天然气水合物相平衡条件、井筒温度-压力场和地温梯度,建立了深水浅部地层天然气水合物生成区域预测方法和深水钻井中井筒内天然气水合物生成区域预测方法。分析结果表明深水浅部地层钻井比深部地层钻井生成天然气水合物的风险更大。在此基础上引入过冷度密度对不同井深处的天然气水合物生成风险进行定量评价,同时基于施工参数的无量纲化建立了重点区域天然气水合物生成风险定量评价方法。实例计算表明:深水钻井中海底井口附近和隔水管下部水合物生成风险等级最高;钻井液导热系数、入口温度、排量和 NaCl 浓度对井筒中天然气水合物生成风险影响最大,可以根据各施工参数的敏感因子并结合现场实际情况定量优化钻井设计和施工,从而降低或避免风险。

关键词:深水钻井;天然气水合物;过冷度密度;风险评价方法;定量评价

中图分类号:TE28

文献标识码:A

Risk evaluation methods of gas hydrate formation in the wellbore of deepwater drilling

Xu Yuqiang Guan Zhichuan Xu Chuanbin Zhang Hongning Zhang Huizeng

(College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Shandong Qingdao 266580, China)

Abstract: Based on phase equilibrium conditions of gas hydrate, borehole temperature-pressure field and geothermal gradient, the prediction methods were established for gas hydrate formation areas in shallow strata and the shaft of deepwater drilling respectively. Through analysis, it was indicated that the risk of gas hydrate formation in shallow strata was greater than that in the shaft of deepwater drilling. On this basis, undercooling density was introduced to quantitatively evaluate the risk of gas hydrate formation at different well depths. Meanwhile, the quantitative evaluation method on the risk of gas hydrate formation in major areas was established according to dimensionless construction parameters. It was revealed from example calculation that the risk level of gas hydrate formation reached the maximum in the area adjacent to subsea wellhead and at the lower part of riser in deepwater drilling; the thermal conductivity of drilling fluid, inlet temperature, displacement and NaCl concentration would have the most impacts on the risk of gas hydrate formation in the shaft. Drilling design and construction could be optimized quantitatively according to the sensitive factor of each construction parameter in combination with onsite situations, so as to reduce or avoid risks.

Key words: deepwater drilling; gas hydrate; supercooling degree density; risk evaluation methods; quantitative evaluation

引用:许玉强,管志川,许传斌,张洪宁,张会增.深水钻井井筒中天然气水合物生成风险评价方法[J].石油学报,2015,36(5):633-640.

Cite: Xu Yuqiang, Guan Zhichuan, Xu Chuanbin, Zhang Hongning, Zhang Huizeng. Risk evaluation methods of gas hydrate formation in the wellbore of deepwater drilling[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(5): 633-640.

深水钻井技术是当今石油勘探开发技术发展的重要方向^[1],但是随着水深的增加,海底低温、浅层灾害等^[2]给钻井作业带来了各种麻烦和难题,其中的天然气水合物对钻井作业安全有着很大的威胁^[3]。深水浅部地层有可能存在天然气水合物分布带,钻遇该地层会导致天然气水合物分解,造成井壁失稳、井口失稳甚至井喷等严重事故^[4];在深水钻井过程中,若钻遇浅层气等含气层,大量进入环空的气体会在高压低温的环境下形成天然气水合物,阻塞节流压井管线、海底防喷

器、井口和隔水管等^[5],对钻井作业的正常进行和井控安全产生极大威胁。近年来,国内外学者对上述问题进行了一些研究^[6-11],主要集中在深水环境下含天然气水合物的地层预测和深水钻井过程中井筒内天然气水合物的生成区域预测等。目前,含天然气水合物地层的预测方法主要有BSR(bottom simulation reflection)、相平衡条件法、地球物理测井法以及地球化学和地质等方法^[11-14];而深水钻井过程中井筒内天然气水合物生成区域预测主要是根据井筒内温度-压力场

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973)项目(2010CB226706)和长江学者和创新团队发展计划(IRT1086)资助。

第一作者及通信作者:许玉强,男,1987年2月生,2009年获中国石油大学(华东)石油工程专业学士学位,2012年获中国石油大学(华东)油气井工程专业硕士学位,现为中国石油大学(华东)油气井工程专业博士研究生,主要从事井下信息与控制、深水钻井技术及安全风险评价等研究工作。Email: auyuqiang@163.com

与天然气水合物相平衡条件对水合物可能出现的区域进行预测。可见,对天然气水合物生成的预测,尤其是井筒内天然气水合物生成的预测多集中在定性研究,对于其生成风险缺乏量化或评估,这对钻井设计和施工都是不利的。因此,建立一套深水钻井中天然气水合物生成的风险评价方法,有利于深水钻井中合理规划含水合物地层、减少或避免井筒内水合物生成导致的钻井风险,对深水钻井设计和施工具有实际意义。

1 深水钻井天然气水合物预测的相关模型

1.1 深水钻井井筒温度-压力场计算模型

深水钻井的主要特点是水深较深、海底温度很低,目前针对深水环境的井筒内温度-压力场计算模型较多^[15-17],根据不同工况和精度需求,考虑的因素也不相同。对于天然气水合物的预测,对井筒温度场的计算精度要求较高,因此,本文采用文献[18]中的方法对深水钻井井筒内的温度-压力场进行计算,具体计算模型此处不再赘述。

1.2 天然气水合物相平衡条件及影响因素

目前常用的天然气水合物相平衡条件确定方法主要有图解法、经验公式法、平衡常数法和分子热力学模型法等,前3种预测方法虽然便捷简单,但计算误差较大。分子热力学模型是根据热力学理论得到天然气水合物形成的热力学平衡方程^[19],该模型计算推导严密,计算精度高,可以用来计算天然气水合物的相平衡条件:

$$\frac{\Delta\mu_0}{RT_0} - \int_{T_0}^{T_H} \frac{\Delta H_0 + \Delta C_K(T_H - T_0)}{RT_H^2} dT_H + \int_{p_0}^{p_H} \frac{\Delta V}{RT_H} dp_H = \ln \frac{f_w}{f_{wr}} - \sum_{i=1}^l M_i \ln \left(1 - \sum_{j=1}^L \theta_{ij} \right) \quad (1)$$

若加入抑制剂:

$$\ln \frac{f_w}{f_{wr}} = \ln(y_w x_w) \quad (2)$$

式中: $\Delta\mu_0$ 为标准状态下空水合物晶格和纯水中水的化学位差, J/mol; R 为通用气体常数, J/(mol·K); T_0 为标准状态下的温度, K; T_H 为水合物生成的相态温度, K; ΔH_0 为空水合物晶格和纯水的比焓差, J/mol; ΔC_K 为空水合物晶格和纯水的比热容差, J/(mol·K); p_H 为水合物生成的相态压力, Pa; p_0 为标准状态下的压力, Pa; ΔV 为空水合物晶格和纯水的比容差, m³/mol; f_w 为水在富水相中的逸度, Pa; f_{wr} 为水在参考状态 T_H 和 p_H 下的逸度, Pa; l 为水合物的类型数目; M_i 为水合物相单位水分子中第 i 型孔穴的数目; L 为可以生成水合物的组分数目; θ_{ij} 为第 j 型客体分子在 i

型孔穴中的占有分率; x_w 为富水相中水的摩尔分数, 无因次; y_w 为富水相中水的活度系数。

根据相关文献[20-24]的分析,天然气水合物的气体组分和孔隙水的盐度等对天然气水合物相平衡曲线的影响都很大,因此在预测某个区域地层或井筒内是否含天然气水合物时,应首先对该区域或井筒内的天然气组分和水的盐度进行取样分析,以便确定相应的天然气水合物相平衡条件。

2 深水钻井中天然气水合物生成区域预测

深水钻井中天然气水合物的预测主要包含两方面:①钻前预测,即对待钻井位浅部地层进行天然气水合物生成区域预测;②钻井过程中井筒内天然气水合物生成区域的预测。

2.1 深水浅部地层中天然气水合物生成区域预测

深水浅层中天然气水合物的形成与岩性、沉积环境、孔隙水盐度和气源等因素有关^[19],是一个十分复杂的自然现象。而深水的高压低温环境给水合物生成提供了基本条件,因此可以先利用水合物相平衡条件对其生成区域进行定性预测(图1)。

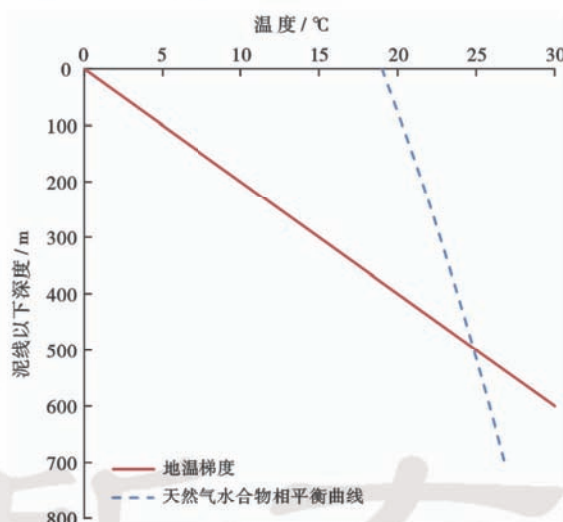


图1 浅部地层水合物生成预测

Fig. 1 Gas hydrate prediction in shallow strata

从图1可见,由地温梯度、水合物相平衡曲线和泥线(深度0 m)所围成的区域即为深水浅部地层天然气水合物可能存在的区域,该区域具备天然气水合物稳定存在的条件,因此,若该地层存在水合物,必然在此区域内。

然而,该区域只是表示天然气水合物可能存在的范围,若要确定其存在的具体位置,还需要考虑地震资料、区域地质、测井或钻井资料、游离气层等因素来进行综合判断。由1.2节分析知,天然气水合物相平衡

条件受气体组分和孔隙水盐度影响很大,因此需要先取样分析该区域或邻井天然气水合物的成分来精确计算相平衡条件,对天然气水合物生成区域进行最大精度的预测,再结合地震资料、识别游离气层等,来确定水合物可能埋藏的具体位置。

2.2 深水钻井过程中井筒内天然气水合物生成区域预测

深水钻井过程中,由于深水环境的影响,井筒环空内的钻井液呈现高压低温的特点,这给天然气水合物的生成提供了基本条件。而深水浅部地层多存在浅层气,当钻遇浅层气时,气体进入井筒环空,在一定温度、压力条件下与钻井液相互作用便会在套管粗糙处、海底防喷器、井口、隔水管、节流管线等处生成天然气水合物。同时,若钻遇含天然气水合物地层,水合物会迅速分解成气体进入环空,当气体上升到一定深度,即温度、压力满足水合物生成条件时,便会形成新的天然气水合物附着在套管粗糙处、海底防喷器、井口、隔水管、节流管线等处。

利用 1.1 节中深水钻井井筒温度-压力场计算模型和 1.2 节中天然气水合物相平衡条件,对某深水井钻井过程中井筒内天然气水合物生成区域进行预测。该井水深 1 524 m,裸眼井段 660 m,隔水管外径 508 mm,内径 493 mm,排量 28 L/s,钻井液入口温度 20℃,地温梯度 2.7℃/hm,海水表面温度 20℃,钻井液密度 1.07 g/cm³(海水),海水盐度 3.5%,浅层气主要组分为甲烷 90%、乙烷 7%、丙烷 3%^[20],得到井筒温度场及天然气水合物相平衡曲线(需结合井筒环空压力场将天然气水合物相平衡温度-压力曲线转换为温度-井深曲线,图 2)。

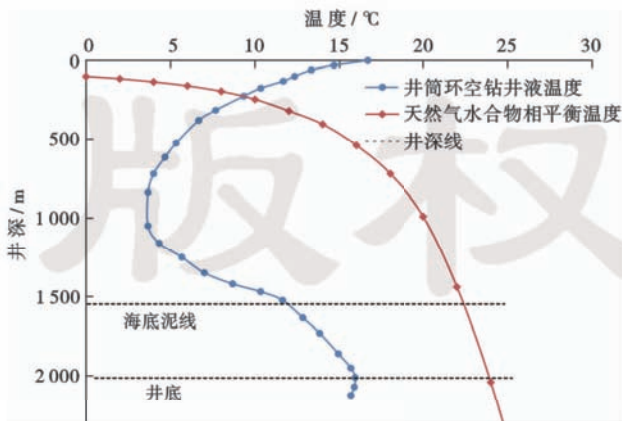


图 2 井筒内天然气水合物生成区域预测

Fig. 2 Gas hydrate formation area prediction in wellbore

从图 2 可见,由井筒环空温度曲线、水合物相平衡温度-井深曲线和井底所围成的区域即为天然气水合物可能存在的区域,该区域具备天然气水合物稳定存

在的条件,因此,当钻遇浅层气时,若井筒环空内生成天然气水合物,则必然在此区域内。

由图 2 还可以看出,虽然钻井液入口温度和海水表面温度均为 20℃,但由于水深较深且所钻地层井深较浅,井筒环空中钻井液温度受海底低温的影响远远大于地温的传热影响,从而导致整个环空内钻井液处于低温状态,大大增加了天然气水合物的生成区域。而如果井深较深时,随着井深的增加,地温的传热时间大幅增加,从而环空内钻井液温度会有较大幅度的提升,天然气水合物生成区域也会相应的大幅缩小。同时由于此时的井筒温度-压力场发生变化,天然气水合物相平衡温度-井深曲线也会发生变化。以井深 4 524 m(含水深 1 524 m,已固井段 1 200 m,裸眼井段 1 800 m)的井为例,其计算结果如图 3 所示。

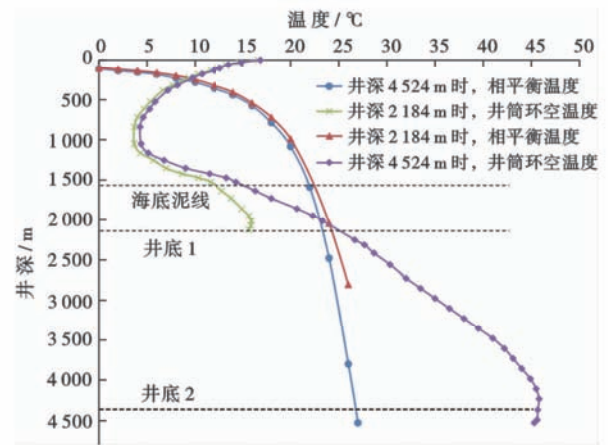


图 3 不同井深时天然气水合物生成区域预测对比

Fig. 3 Comparison of gas hydrate formation area with different depth

由图 3 可见,井深较深时,天然气水合物相平衡温度-井深曲线向下偏移,同时井筒环空温度曲线向右偏移,尤其是泥线以下更为明显。井深为 2 184 m 时,从 300 m 到 2 184 m(井底)都是天然气水合物生成区域,且过冷度(生成区域横向跨度)较大;井深为 4 524 m 时,从 350 m 到 1 850 m 为天然气水合物生成区域,此时过冷度较浅层钻井变小。这说明深水钻井中,浅部地层钻井比深部地层钻井更易生成天然气水合物,即在浅部地层钻进时,井筒内生成天然气水合物的井段长度和风险比深层钻井时大大增加,因此在对生成区域进行精确预测的基础上,需要对天然气水合物生成的风险进行定量评价,以便采取必要措施减小或避免风险。

3 风险评价方法

3.1 基于过冷度的天然气水合物定量风险评价方法

过冷度^[25]是天然气水合物形成过程的主要驱动

力之一,其生成过程主要分为气体溶解、成核、生长和稳定4个阶段。溶解的天然气与水分子成核需要在一定过冷度和压力条件下经历一定的诱导时间形成,一旦形成水合物核,在压力、温度适宜的条件下,经历一定生长时间便会生成天然气水合物。可见,天然气水合物的生成过程(生成的快慢、多少等)不但需要高压、低温环境,还跟过冷度、诱导时间和生长时间等有关。由于诱导时间、生长时间等对水合物形成的影响机理尚不清楚,故本文主要根据过冷度对水合物生成风险进行定量评价。

首先,依据第2节中方法对待钻地层和井筒进行天然气水合物生成区域预测,确定不同井深处的过冷度;然后,引入“过冷度密度”对水合物生成风险进行定量评价。“过冷度密度”定义为单位深度范围内水合物生成相平衡曲线与环空温度曲线所围成的面积:

$$\rho_{\text{scd}} = \int_h^{h+\Delta h} (T_{\text{bn}} - T_{\text{te}}) dh \quad (3)$$

式中: ρ_{scd} 为过冷度密度, $^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}$; T_{bn} 为某深度处天然气水合物相平衡温度, $^{\circ}\text{C}$; T_{te} 为某深度处井筒内温度, $^{\circ}\text{C}$; Δh 为单位深度,m,取值根据具体情况确定。

由此可以绘制过冷度密度-深度曲线。过冷度密度反映某一深度范围内天然气水合物生成的可能性大小,具有定量风险评价的功能。

图4为根据图3中井深4524m时的环空温度曲线和相平衡温度-井深曲线计算绘制的过冷度密度-深度曲线,其中 Δh 取200m。

通过图4可以对整个井筒的天然气水合物生成风险进行基于过冷度的定量风险分析,海底井口处以及隔水管1000~1300m附近过冷度密度最高,即为天然

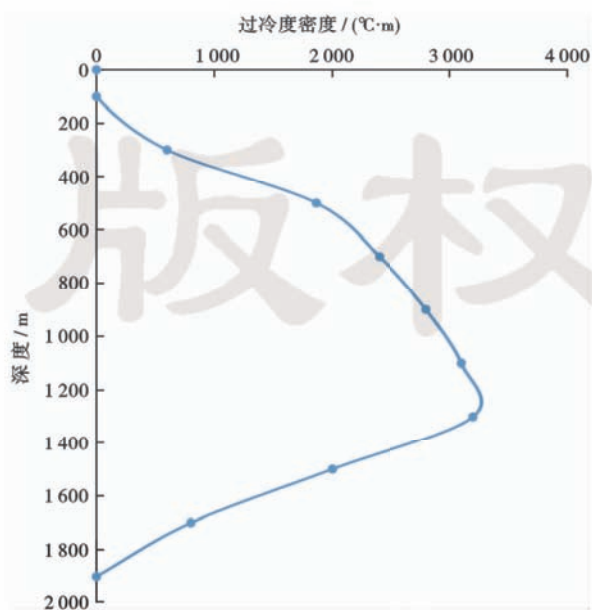


图4 过冷度密度-深度曲线

Fig. 4 Subcooling density-depth curve

气水合物生成高风险区,这主要是由于该处高压、低温环境影响的结果。同时,图4也体现了水合物生成风险的变化情况:海水段水合物生成风险随水深逐渐升高,到达峰值后便开始回落,进入地层段水合物的生成风险基本消失。

3.2 基于施工参数无因次化的天然气水合物风险评估方法

由于影响天然气水合物生成的因素很多^[10](如钻井液盐度、固相含量、诱导时间、生成时间和过冷度等),其中不乏难以确定或定量描述的因素,且很多因素都具有内在联系,因此无法在考虑众多影响因素的前提下运用数学模型对其风险进行精确计算或评价。对于此类问题,通常采用层次分析法^[26]等进行定性或半定量分析,但这种方法的精确度依赖于层次结构模型和专家经验,具有不确定性。通过前面的分析,钻井过程中若有水合物生成,则必然在第2节所预测的区域内,因此依据过冷度对其生成风险进行分析具有可靠性。

在3.1节中引入了过冷度密度来定量描述一定井深范围内的水合物生成风险,因此所有影响过冷度密度的因素(即影响相平衡曲线和井筒环空温压场的因素)都会影响天然气水合物的生成风险。在诸多影响因素中,施工参数是人为可控、影响钻井能否正常进行的主要数据,因此可通过计算分析深水条件下不同施工参数对天然气水合物生成区域的影响,并将施工参数进行无因次化,进而对井筒内风险较大的区域进行定量风险评价,保证了评价结果的适用性和准确性。

3.2.1 深水条件下施工参数对天然气水合物生成区域的影响

以2.2节中所举某深水井为例,利用2.2节的方法预测该井不同施工参数条件下的天然气水合物生成区域。

(1) 循环排量的影响

分别计算循环排量为28 L/s、36 L/s和45 L/s时的天然气水合物生成区域(图5)。

(2) 钻井液密度的影响

分别计算钻井液密度为1.07 g/cm³和1.5 g/cm³时的天然气水合物生成区域(图6)。

(3) 钻井液导热系数的影响

分别计算钻井液导热系数为0.45 W/(m·°C)、1.0 W/(m·°C)和1.8 W/(m·°C)时的天然气水合物生成区域(图7)。

(4) 钻井液比热的影响

分别计算钻井液比热为1.67 J/(g·°C)、2.5 J/(g·°C)和4.0 J/(g·°C)时的天然气水合物生成区域(图8)。

(5) 钻井液入口温度的影响

分别计算钻井液入口温度为20°C、25°C和30°C时的天然气水合物生成区域(图9)。

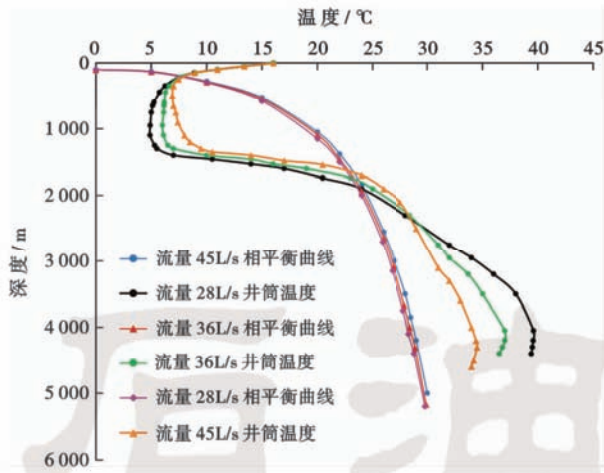


图 5 不同排量对水合物生成区域的影响

Fig. 5 Effects of different displacement on gas hydrate formation area

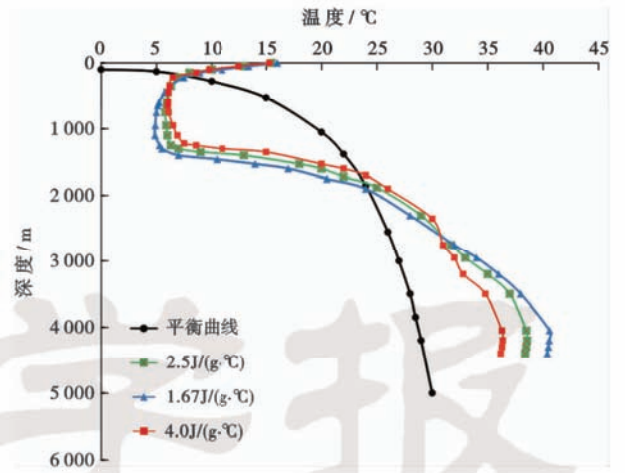


图 8 不同钻井液比热对水合物生成区域的影响

Fig. 8 Effects of different drilling fluid specific heat on gas hydrate formation area

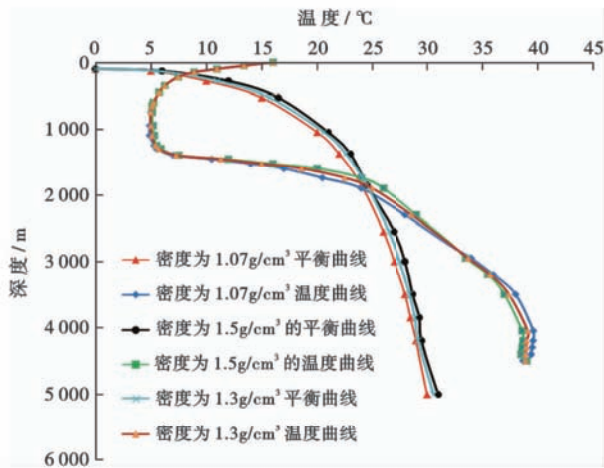


图 6 不同钻井液密度对水合物生成区域的影响

Fig. 6 Effects of different drilling fluid density on gas hydrate formation area

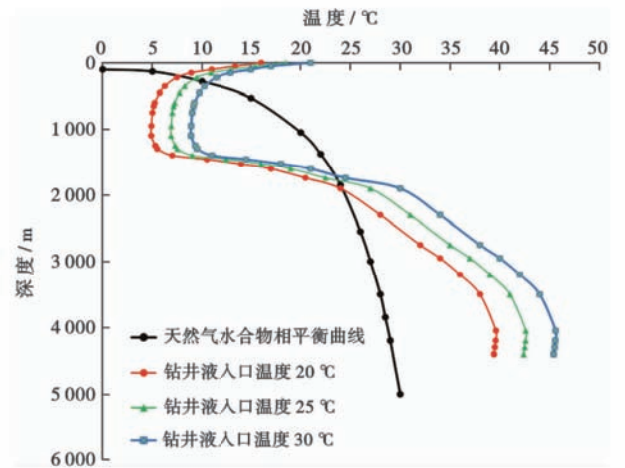


图 9 不同钻井液入口温度对水合物生成区域的影响

Fig. 9 Effects of different drilling fluid inlet temperature on gas hydrate formation area

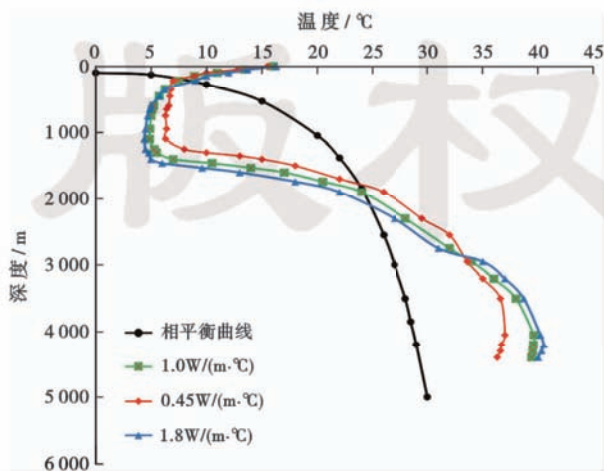


图 7 不同钻井液导热系数对水合物生成区域的影响

Fig. 7 Effects of different drilling fluid thermal conductivity on gas hydrate formation area

(6) NaCl 浓度的影响

分别计算钻井液入口盐度为 0、6% 和 9% 时的天然气水合物生成区域(图 10)。

(7) 停泵时间的影响

分别计算停泵时间为 0、15 min 和 30 min 时的天然气水合物生成区域(图 11)。

3.2.2 施工参数对过冷度密度影响的无因次化

根据 3.1 节和 3.2.1 节的分析,海底井口及隔水管下部附近过冷度密度最大,天然气水合物生成风险较高,而且该部分受施工参数的影响也最大,需要对该处的风险进行重点分析。

以 2.2 节中某深水井为例,依据 3.1 节中过冷度密度的定义,取海底井口以上 $\Delta h = 700\text{ m}$ 的部分(800~1500 m)来计算不同施工参数条件下的过冷度密度。计算结果如表 1 所示。

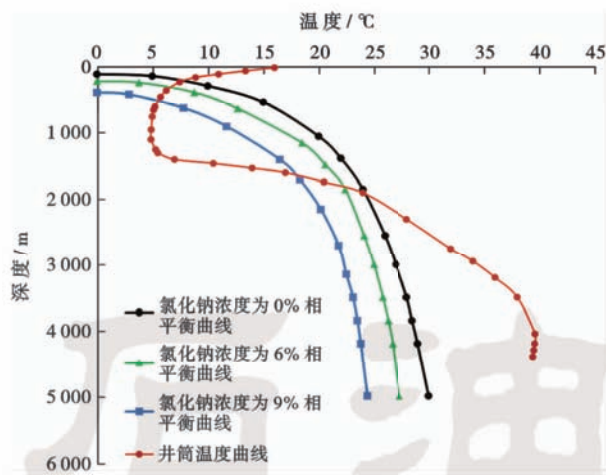


图10 不同NaCl浓度对水合物生成区域的影响

Fig. 10 Effects of different concentration of NaCl on gas hydrate formation area

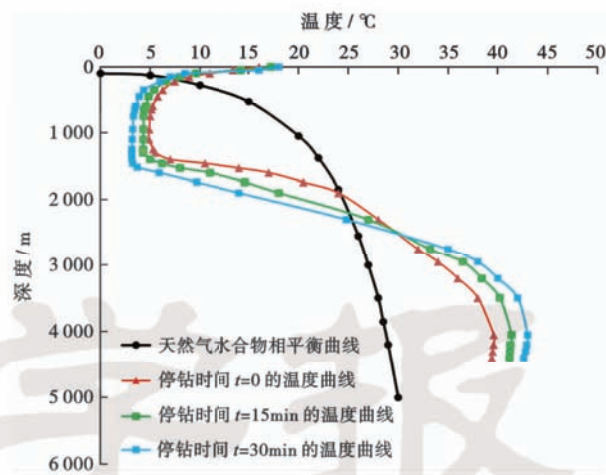


图11 不同停钻时间对水合物生成区域的影响

Fig. 11 Effects of different stop drilling time on gas hydrate formation area

表1 不同施工参数条件下的过冷度密度

Table 1 Subcooling density under different conditions of construction parameters

施工参数								过冷度密度/ ($^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}$)
排量/ ($\text{L}\cdot\text{s}^{-1}$)	钻井液密度/ ($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)	钻井液导热系数/ ($\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1}$)	钻井液比热/ ($\text{J}\cdot\text{g}^{-1}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1}$)	钻井液入口 温度/ $^{\circ}\text{C}$	NaCl 浓度/%	停泵时间/ min		
28	1.07	1.80	1.67	20	0	0	8 900	
36	1.07	1.80	1.67	20	0	0	8 200	
45	1.07	1.80	1.67	20	0	0	7 000	
28	1.30	1.80	1.67	20	0	0	9 200	
28	1.50	1.80	1.67	20	0	0	9 600	
28	1.07	1.00	1.67	20	0	0	8 700	
28	1.07	0.45	1.67	20	0	0	7 300	
28	1.07	1.80	2.50	20	0	0	8 300	
28	1.07	1.80	4.00	20	0	0	7 200	
28	1.07	1.80	1.67	25	0	0	7 800	
28	1.07	1.80	1.67	30	0	0	6 500	
28	1.07	1.80	1.67	20	6	0	7 500	
28	1.07	1.80	1.67	20	9	0	5 000	
28	1.07	1.80	1.67	20	9	15	9 600	
28	1.07	1.80	1.67	20	9	30	10 700	

由于各种施工参数的单位和取值区间不同,相互之间不具可比性,无法定量描述各施工参数对过冷度密度影响的大小,因此需要进行无因次处理。

(1) 以钻井液入口温度对过冷度密度影响为例。首先将 25°C 和 30°C 条件下的钻井液入口温度和过冷度密度除以初始条件 (20°C) 下的相应参数,计算结果如表 2 所示。

表2 钻井液入口温度无因次化

Table 2 Dimensionless of drilling fluid inlet temperature

钻井液入口 温度/ $^{\circ}\text{C}$	过冷度密度/ ($10^2\text{ }^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}$)	无因次化钻井液 入口温度 α_T	无因次化过冷度 密度 β_{pscd}
20	89		
25	78	1.25	0.876
30	65	1.50	0.730

(2) 计算敏感因子 γ_T , 即改变单位 β_{pscd} 所需的 α_T :

$$\gamma_T = \frac{\alpha_{T_2} - \alpha_{T_1}}{\beta_{pscd2} - \beta_{pscd1}} \quad (4)$$

式中: γ_T 为敏感因子,无量纲; α_{T_i} 为无因次化钻井液入口温度; β_{pscd_i} 为无因次化过冷度密度。

(3) 代入数据得 $\gamma_T = -2.055$, 其结果为负代表随着钻井液入口温度增加,过冷度密度减小。

按照此方法计算其他施工参数的 γ_i , 结果如表 3 所示。

表 3 中敏感因子 γ_i 是以初始状态为基准 (NaCl 浓度以 6% 为基准, 停泵时间以 15 min 为基准) 进行计算的, 其数值大小代表在 $\Delta h = 700\text{ m}$ 范围内改变单位过冷度密度所需该施工参数的无因次量, 数值越小说明该施工参数对过冷度密度的影响越大, 反之越小。

γ_i 为正说明过冷度密度随该施工参数的变大而增大,
 γ_i 为负说明过冷度密度随该施工参数的变大而减小。

表3 不同施工参数对应的敏感因子 γ_i

Table 3 Sensitive factor γ_i corresponding to different construction parameters

施工参数	γ_i	施工参数	γ_i
排量	-2.38	钻井液入口温度	-2.06
钻井液密度	4.16	NaCl 浓度	-2.89
钻井液导热系数	1.95	停泵时间	6.49
钻井液比热	-7.27		

注: γ_i 无因次。

通过以上分析可知,在该深水井的诸多施工参数中,对过冷度密度影响由大到小的顺序为:钻井液导热系数、钻井液入口温度、排量、NaCl 浓度、钻井液密度、停泵时间、钻井液比热。其中钻井液导热系数、入口温度、排量和 NaCl 浓度对过冷度密度影响最大,因此,为了减小井筒中天然气水合物的生成风险,需要重点控制这 4 个参数,可以根据 γ_i 值进行最优控制。

4 结 论

(1) 利用深水浅地层天然气水合物生成区域预测方法和深水钻井过程中井筒内天然气水合物生成区域预测方法对水合物生成区域进行了分析,深水浅层钻井比深层钻井的井筒环空温度更低,且水合物相平衡温度-井深曲线向上偏移,使得水合物预测生成区域大幅增大,其生成风险大大增加。

(2) 在天然气水合物生成区域预测的基础上,基于过冷度引入过冷度密度,对一口井的井深方向进行天然气水合物生成风险的定量评价,有利于找出水合物生成风险较大的区域。

(3) 通过改变不同施工参数计算分析水合物生成区域,针对风险较大区域计算过冷度密度,并利用无因次化消除不同参数之间的不可比性,得到各施工参数的敏感因子,从而可以对各施工参数对水合物生成的风险进行定量评价,有利于采取必要措施减小或避免风险。同时,针对深水井,为了减小井筒中天然气水合物的生成风险,应根据实际情况减小钻井液导热系数,增大钻井液入口温度、排量和 NaCl 浓度。

参 考 文 献

[1] 孙宝江,曹式敬,李昊,等.深水钻井技术装备现状及发展趋势[J].石油钻探技术,2011,39(2):8-15.
 Sun Baojiang, Cao Shijing, Li Hao, et al. Status and development trend of deepwater drilling technology and equipment[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(2): 8-15.

[2] Lu Shaoming. Seismic characteristic of two deep-water drilling haz-

ards; shallow-water flow sands and gas hydrate[D]. Dallas: The University of Texas, 2003.

- [3] 白玉湖,李清平,周建良,等.天然气水合物对深水钻采的潜在风险及对应性措施[J].石油钻探技术,2009,37(3):17-21.
 Bai Yuhu, Li Qingping, Zhou Jianliang, et al. The potential risk of gas hydrate to deepwater drilling and production and the corresponding strategy[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(3): 17-21.
- [4] Prassl W F, Peden J M, Wong K W, et al. Mitigating gas hydrate related drilling risks: a process-knowledge management approach [R]. SPE 88529, 2004.
- [5] 易远元,王力.超深水井浅层地质灾害的种类分析[J].科技经济市场,2010(9):35-36.
 Yi yuanyuan, Wang Li. Analysis species of shallow geological disasters in ultra-deepwater drilling[J]. Technology Market Economy, 2010(9): 35-36.
- [6] 周波,杨进,张百灵,等.海洋深水浅层地质灾害预测与控制技术[J].海洋地质前沿,2012,28(1):51-54.
 Zhou Bo, Yang Jin, Zhang Bailing, et al. Prediction and control technology of shallow geological hazards in deepwater area[J]. Marine Geology Frontiers, 2012, 28(1): 51-54.
- [7] 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 and Development, 2008, 35(6): 731-735.
- [8] 龚建明,杨艳秋,闫桂京,等.南海神狐海域热解成因与天然气水合物稳定带底界[J].中国矿业大学学报,2010,39(6):870-875.
 Gong Jianming, Yang Yanqiu, Yan Guijing, et al. Research on the bottom boundary of thermogenic gas hydrate stability zone in Shenhu Area, South China Sea[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2010, 39(6): 870-875.
- [9] Digby A J. Assessment and quantification of the hydrate geohazard [R]. OTC 17223, 2005.
- [10] Mohammadi A H, Tohidi B. A novel predictive technique for estimating the hydrate inhibition effects of single and mixed thermodynamic inhibitors[J]. The Canadian Journal of Chemical Engineering, 2005, 83(6): 951-961.
- [11] Dickens G R, Quinby-Hunt M S. Methane hydrate stability in pore water; a simple theoretical approach for geophysical applications[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth (1978-2012), 1997, 102(B1): 773-783.
- [12] 陈玉凤,李栋梁,梁德青,等.南海沉积物天然气水合物饱和度与电阻率的关系[J].石油学报,2013,34(3):507-512.
 Chen Yufeng, Li Dongliang, Liang Deging, et al. Relationship between gas hydrate saturation and resistivity in sediments of the South China Sea[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(3): 507-512.
- [13] 宁伏龙,刘力,李实,等.天然气水合物储层测井评价及其影响因素[J].石油学报,2013,34(3):591-606.
 Ning Fulong, Liu Li, Li Shi, et al. Well logging assessment of natural gas hydrate reservoirs and relevant influential factors [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(3): 591-606.
- [14] 于兴河,王建忠,梁金强,等.南海北部陆坡天然气水合物沉积成藏特征[J].石油学报,2014,35(2):253-264.
 Yu Xinghe, Wang Jianzhong, Liang Jinqiang, et al. Depositional accumulation characteristics of gas hydrate in the northern continental

- slope of South China Sea[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(2): 253-264.
- [15] Raymond L R. Temperature distribution in a circulating drilling fluid[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1969, 21(3): 333-341.
- [16] Marshall D W, Bentsen R G. A computer model to determine the temperature distributions in a wellbore[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1982, 21(1): 63-75.
- [17] Hasan A R, Kabir C S. Heat transfer during two-phase flow in wellbores; Part II-Wellbore fluid temperature[R]. SPE 22948, 1991.
- [18] 宁立伟. 钻井液物性参数对深水钻井井筒温度压力的影响[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2008.
Ning Liwei. The effects of drilling fluid's physical properties on the temperature and pressure in deepwater drilling[D]. Qingdao: China University of Petroleum, 2008.
- [19] 李玉星, 冯叔初. 管道内天然气水合物形成的判断方法[J]. *天然气工业*, 1999, 19(2): 99-102.
Li Yuxing, Feng Shuchu. Method of identifying gas hydrate formation in pipeline[J]. *Natural Gas Industry*, 1999, 19(2): 99-102.
- [20] 王淑红, 宋海斌, 颜文. 外界条件变化对天然气水合物相平衡曲线及稳定带厚度的影响[J]. *地球物理学进展*, 2005, 20(3): 761-768.
Wang Shuhong, Song Haibin, Yan Wen. The change of external conditions effects on the phase equilibrium curve of gas hydrate and the thickness of hydrate stability zone[J]. *Progress in Geophysics*, 2005, 20(3): 761-768.
- [21] Najibi H, Chapoy A, Haghighi H, et al. Experimental determination and prediction of methane hydrate stability in alcohols and electrolyte solutions[J]. *Fluid Phase Equilibria*, 2009, 275(2): 127-131.
- [22] Østergaard K K, Masoudi R, Tohidi B, et al. A general correlation for predicting the suppression of hydrate dissociation temperature in the presence of thermodynamic inhibitors[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2005, 48(1): 70-80.
- [23] Yousif M H, Young D B. A simple correlation to predict the hydrate point suppression in drilling fluids[R]. SPE 25705, 1993.
- [24] Ouar H, Cha S B, Wildeman T R, et al. The formation of natural gas hydrates in water-based drilling fluids[J]. *Chemical Engineering Research & Design*, 1992, 70(A1): 48-54.
- [25] 李刚, 李小森. 过冷度对气体水合物合成影响的实验研究[J]. *现代地质*, 2010, 24(3): 627-631.
Li Gang, Li Xiaosen. Experimental investigation of the supercooling effect on methane hydrate formation[J]. *Geoscience*, 2010, 24(3): 627-631.
- [26] 何沙, 王志明. 基于层次分析法的高含硫气井钻井风险评价研究[J]. *钻采工艺*, 2010, 33(2): 28-30.
He Sha, Wang Zhiming. High sour gas well risk assessment based on analytic hierarchy process[J]. *Drilling & Production Technology*, 2010, 33(2): 28-30.

(收稿日期 2014-11-28 改回日期 2015-03-23 编辑 宋宁)

(上接第 611 页)

- [13] 胡向阳, 袁向春, 侯加根, 等. 多尺度岩溶相控碳酸盐岩缝洞型油藏储集体建模方法[J]. *石油学报*, 2014, 35(2): 340-346.
Hu Xiangyang, Yuan Xiangchun, Hou Jiagen, et al. Modeling method of carbonate fractured-cavity reservoirs using multiscale karst facies-controlling[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(2): 340-346.
- [14] 姚清洲, 孟祥霞, 张虎权, 等. 地震趋势异常识别技术及其在碳酸盐岩缝洞型储层预测中的应用——以塔里木盆地英买 2 井区为例[J]. *石油学报*, 2013, 34(1): 101-106.
Yao Qingzhou, Meng Xiangxia, Zhang Huquan, et al. Principles and application of a seismic trend anomaly diagnostic technique: a case study on carbonate fractured-cavity reservoirs in Yingmai 2 area, Tarim Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(1): 101-106.
- [15] 杜金虎, 周新源, 李启明, 等. 塔里木盆地碳酸盐岩大气区特征与主控因素[J]. *石油勘探与开发*, 2011, 38(6): 652-661.
Du Jinhu, Zhou Xinyuan, Li Qiming, et al. Characteristics and controlling factors of the large carbonate petroleum province in the Tarim Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2011, 38(6): 414-422.
- [16] 陈志海, 张士诚. 深层碳酸盐岩储层酸压改造后的地质效果评价——以塔河油田缝洞型碳酸盐岩储层为例[J]. *石油与天然气地质*, 2004, 25(6): 686-691.
Chen Zhihai, Zhang Shicheng. A evaluation of geological effects of acid fracturing in deep carbonate reservoirs; taking the fractured vuggy carbonate reservoirs in Tahe oilfield as an example[J]. *Oil & Gas Geology*, 2004, 25(6): 686-691.
- [17] 耿宇迪, 张焯, 韩忠艳, 等. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏水平井酸压技术[J]. *新疆石油地质*, 2011, 32(1): 89-91.
Geng Yudi, Zhang Ye, Han Zhongyan, et al. Acid fracturing technique for fractured-vuggy carbonate reservoir by horizontal well process in Tahe oilfield[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2011, 32(1): 89-91.
- [18] 赵金洲, 任书泉. 混砂液在裂缝中的运移分布[J]. *天然气工业*, 1989, 9(4): 32-37.
Zhao Jinzhou, Ren Shuquan. Moving distribution of the sand-carrying fluid in fractures[J]. *Natural Gas Industry*, 1989, 9(4): 32-37.
- [19] 窦之林. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏开发技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012: 222-223.
Dou Zhilin. The development technology of Tahe fractured-vuggy carbonate reservoir [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012: 222-223.
- [20] 王静波. 多级交替注入闭合酸压模拟计算及软件编制[D]. 成都: 西南石油大学, 2012.
Wang Jingbo. Simulation of multi-stage alternate phase and closed fracture acidizing and software development[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2012.
- [21] 邹洪岚. 交替相前置液酸压设计计算及软件编制[D]. 成都: 西南石油大学, 1997.
Zou Honglan. Alternating phase fracture acidizing design and software editing[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 1997.
- [22] Stoer J, Bulirsch R. Introduction to numerical analysis[M]. New York: Springer-Verlag, 1993.
- [23] Economides M J, Martin T. Modern fracturing[M]. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007.

(收稿日期 2014-11-29 改回日期 2015-03-03 编辑 王培玺)