

DOI: 10.11779/CJGE202212019

深水含水合物地层钻井井口稳定性研究

王磊^{1,2}, 杨进¹, 李莅临², 胡志强^{1,2}, 柯珂², 臧艳彬², 孙挺¹

(1. 中国石油大学(北京), 北京 102249; 2. 中石化石油工程技术研究院有限公司, 北京 102206)

摘要: 深水钻井过程中, 重达数百吨的水下井口在固井之前主要依靠周围海底土提供承载力, 如果钻遇天然气水合物层, 随着水合物的不断分解, 地层的稳定性和承载力大幅下降, 可能导致水下井口和表层导管失稳下沉, 造成井眼报废等重大安全风险。分析了钻遇不同埋深和分布位置的水合物层对井口稳定性的影响, 并开展了物理模拟试验, 分析了不同饱和度和静置等候时间对承载力的影响规律。结果表明: 水合物的埋深较浅, 喷射下入过程中穿过水合物层后, 地层的承载力最低, 水下井口失稳的风险最高。水合物分解后地层极限承载力下降幅度最大可达 35%。喷射后的静置等候时间对于水合物分解后的地层承载力的恢复影响很大, 地层承载力在初期的 1~12 h 内增长明显, 随后逐渐放缓, 近似呈对数形式上升, 建立了静置等候时间同承载力折减系数拟合模型; 基于研究结果南海含水合物地层某井进行了表层导管下入深度设计和井口优选, 在含水合物层钻井过程中可以适当增加表层导管入泥深度, 增加静置等候时间, 或使用吸力桩井口提高承载力, 防止井口下沉, 为深水含水合物地层钻井设计及井口安全评估提供了理论基础。

关键词: 深水钻井; 水下井口; 导管深度; 水合物; 承载力; 井口稳定性

中图分类号: TU43 文献标识码: A 文章编号: 1000-4548(2022)12-2312-07

作者简介: 王磊(1983—), 男, 博士研究生, 副研究员, 主要从事海洋油气、水合物以及地热开发钻完井工程先关研究工作。E-mail: wanglei8.sripe@sinopec.com。

Wellhead stability in gas hydrate formation during deep-water drilling

WANG Lei^{1,2}, YANG Jin¹, LI Li-lin², HU Zhi-qiang^{1,2}, KE Ke², ZANG Yan-bin², SUN Ting¹

(1. China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. SINOPEC Research Institute of Petroleum Engineering Co., Ltd.,

Beijing 102206, China)

Abstract: During the deep-water drilling, the underwater wellhead weighing hundreds of tons mainly depends on the surrounding seabed soil to provide the bearing capacity before cementing. If the natural gas hydrate layer is drilled, the stability and bearing capacity of the formation will decrease significantly with the continuous decomposition of the hydrate, which may lead to the instability and sinking of the underwater wellhead and surface conduit, resulting in major safety risks such as borehole scrapping. The influences of drilling hydrate layers with different buried depths and distribution positions on wellhead stability are analyzed, physical tests are carried out, and the influence laws of different saturations and standing waiting time on bearing capacity are investigated. The results show that the buried depth of hydrate is shallow. After passing through the hydrate layer during injection, the bearing capacity of the formation is the lowest, and the risk of underwater wellhead instability is the highest. After hydrate decomposition, the maximum reduction of the ultimate bearing capacity of the formation can reach 35%. The standing waiting time after injection has a great impact on the recovery of bearing capacity of the formation after hydrate decomposition. The bearing capacity of the formation increases obviously in the initial period of 1 ~ 12 h, then slows down gradually and increases approximately in logarithmic form. A fitting model between the standing waiting time and the reduction coefficient of bearing capacity is established. Based on the results, for a well in the hydrate formation in the South China Sea, the design of surface conduit running depth and the optimization of wellhead are performed. During the drilling of hydrate formation, the mud running depth of surface conduit can be appropriately increased, the standing waiting time can be increased, and the suction piles can be used to improve the bearing capacity of wellhead and prevent the wellhead from sinking. This study may provide a theoretical basis for the drilling design and wellhead safety assessment in deep-water hydrate formation.

Key words: deep-water drilling; subsea wellhead; conductor depth; gas hydrate; bearing capacity; wellhead stability

基金项目: 国家重点研发计划(2022YFC28064001)

收稿日期: 2021-10-26

0 引 言

全球超过 90% 的天然气水合物赋存于水深超过 800 m 的深水区, 通常位于海底以下 300 m 以内的浅软地层^[1]。深水钻井过程中如果钻遇水合物层, 由于温度、压力条件的改变导致水合物不断分解, 地层的稳定性和承载力将会大幅下降, 水下井口和表层导管在井口载荷的作用下可能失稳下沉, 造成井眼报废、甲烷逸散, 甚至海底滑坡等重大风险, 严重影响作业安全和海洋生态环境^[2-4]。中国南海某深水探井 A1 井的作业水深为 1710 m, 采用喷射法下入表层导管和下水井口, 钻前的地震资料未提示存在水合物层, 在二开 20in 套管固井候凝时, ROV 观测到 36in 表层导管与泥线界面处发生两处气窜, 气窜处形成了两处大约 0.3 m×0.5 m 的孔洞, 气体从孔洞内连续窜出, 气泡直径达到 0.1 m 左右, 而高低压井口头之间始终未有气泡溢出, 所有气泡均在泥线与表层套管界面处逸出。随后作业方暂停钻井作业, 10 h 后 ROV 再次入水观察, 此时井口附近地层发生不均匀沉降和开裂, 并且在牛眼下方井口头外壁和下水基盘又形成了水合物, 后经证实该井浅部地层存在 25~35 m 厚的含水合物层^[5]。因此, 研究深水钻遇天然气水合物层的井口稳定性对于保障深水钻井作业安全具有重要的现实意义。近年来, 国内外学者通过数值模拟对水合物开采过程中的地层稳定性进行了评估, 文献[6, 7]研究了南海天然气水合物分解对海底斜坡稳定性的影响, 文献[8]研究了含水合物地层钻井过程中的井壁稳定性问题, 文献[9]分析了钻井过程中水合物地层的安全承载能力, 然而目前针对深水钻井钻遇水合物地层的井口稳定性研究尚处于空白状态, 由于钻井过程中水合物分解是一个伴随着相态变化的多场耦合作用, 单纯采用理论建模的方法, 需要对模型进行大量的假设以及边界条件的简化, 计算耗时长并且和现场情况相差也大^[10], 针对这一问题, 本文分析了钻遇不同埋深和分布位置的水合物层对井口稳定性的影响, 并开展了含水合物地层室内钻井物理模拟实验提出了含水合物地层表层导管入泥深度及井口优选方法, 为深水含水合物地层钻井设计及井口安全评估提供了理论基础。

1 含水合物地层钻井井口稳定性分析

水合物层的埋深和分布位置对钻井有不同的影响, 深水钻井表层导管喷射下入的深度通常为 70~90 m, 因此将水合物层分布位置分为两种情况 (图 1): ①水合物层的埋深较浅, 在海底泥线以下 90 m 以内, 一开表层导管喷射下入过程中就会穿过水合物层; ②水合物层的埋深相对较深, 在海底泥线以下 90~300

m, 水合物层在表层导管鞋下方, 在二开钻进过程中会穿过水合物层。分别对两种情况下水合物分解对井口稳定性的影响进行分析。

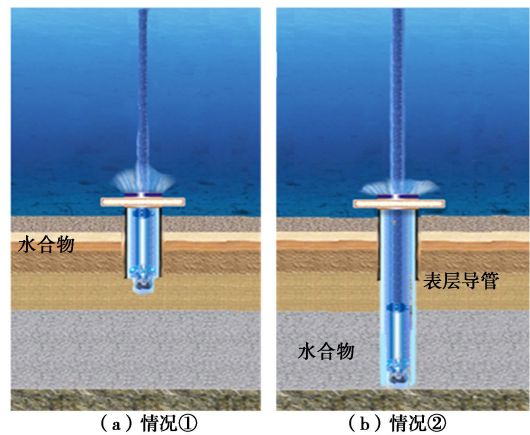


图 1 不同水合物层相对水下井口分布位置

Fig. 1 Schematic diagram of distribution of gas hydrate formations

1.1 表层导管穿过水合物层

如果水合物层埋深浅, 一开表层导管下入过程中就会穿过水合物层 (图 2)。目前深水表层导管大多采用喷射下入, 根据射流扰动范围将水合物层划分为水合物分解区和水合物稳定区。水合物分解区的承载力变化机理主要包括两方面: ①钻井喷射破岩过程中, 由于射流扰动导致地层中的水合物开始不断分解, 并释放出甲烷气体和水, 水合物分解区的孔隙压力快速上升, 地层的有效应力降低; ②土体的初始颗粒骨架被破坏, 地层的黏聚力和强度大幅下降。表层导管穿过水合物层后, 地层中的超孔隙压力开始逐渐消散, 表层导管周围的土体重新回填, 同时由于水合物的分解地层开始逐渐产生沉降, 地层承载力也逐渐恢复。当表层导管喷射下入就位后, 井口载荷主要是由表层导管自上而下的侧向摩阻力 P_f 和端部阻力 P_b 来承担, 表层导管端部面积很小, 端部承载力相对侧向摩阻力来说是极小值, 保证井口不下沉需满足^[11]:

$$W_L \leq P_{fs} + P_{fh} + P_b = \pi D \int_0^{d_1} \alpha \tau(z) dz + \pi D \int_{d_1}^{d_2} K f_h(z) dz, \quad (1)$$

式中, W_L 为井口载荷 (N), P_{fs} 为不含水合物地层和表层导管的侧向摩阻力 (N), P_{fh} 为水合物层和表层导管的侧向摩阻力 (N), P_b 为表层导管的端部阻力 (N), D 为表层导管周长 (m), α 为黏着系数, 无量纲, 为表层导管侧向摩擦力与地层不排水抗剪强度的比值, 主要同土覆土压力和土质参数有关, 可根据 API 标准查询获取, $\tau_{(z)}$ 为不含水合物地层的不排水抗剪强度 (Pa), $f_{h(z)}$ 为水合物分解前地层和表层导管单位面积侧向摩阻力分布 (Pa), K 为水合物分解后的侧向摩阻力折减系数, 无量纲, 即水合物分解后的侧向摩阻力同分解前的侧向摩阻力比值。

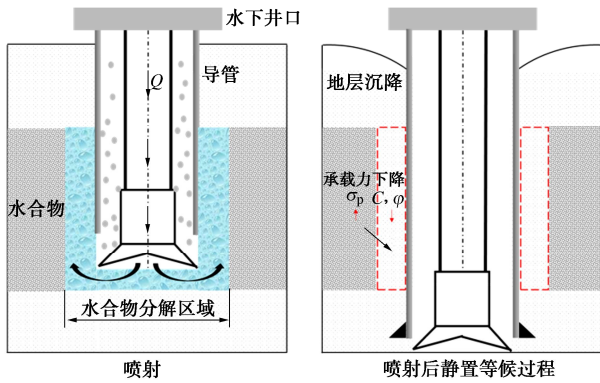


图2 表层导管喷射下入穿过水合物层示意图

Fig. 2 Schematic diagram of capacity loss during jetting through hydrate formations

式(1)表明,表层导管和井口保持稳定主要取决于水合物分解后地层的剩余承载力,其大小主要由水合物分解前地层同表层导管的侧向摩阻力分布 $f_{h(c)}$ 及折减系数 K 决定, $f_{h(c)}$ 主要由水合物及海底土的不排水抗剪强度等相关参数决定,可由室内试验测定,而折减系数 K 主要由3个因素决定。

(1) 水合物分解区的范围,主要包括水合物层的厚度和水合物分解区的半径,水合物层的厚度越厚,表层导管和水合物层的接触面积越大,水合物分解后地层的侧向摩阻力越小;水合物分解区的半径主要是由射流对水合物层的扰动半径决定,水力射流形成的井眼半径为圆柱孔初始半径,表层导管半径为圆孔扩张后半径。喷射法安装表层导管对土体的影响可看做无限土体中圆柱孔扩张问题,基于水射流理论,得到射流影响的地层塑性区半径 r_p 可由下式计算:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_r &= -p_0 - \frac{(p-p_0)(r_c^2/r^2-1)}{(r_c^2/r_u^2-1)}, \\ \sigma_\theta &= -p_0 + \frac{(p-p_0)(r_c^2/r^2+1)}{(r_c^2/r_u^2-1)}, \\ r_p &= \frac{(1+\mu)(p-p_0)}{E(r_c^2/r_u^2-1)} \left[(1-2\mu)r + \frac{r_c^2}{r} \right], \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

式中, r 为表层导管周围任意点土体到表层导管中心的距离(m), r_u 为水力射流形成的井眼半径(m), r_c 为表层导管半径(m), r_p 为土体塑性区半径(m), r_e 为土体弹性区半径(m), P_0 为射流压力(Pa)。水合物的分解半径越大,地层的强度越低,土体重新回填固结恢复承载力的时间也越久。

(2) 水合物层的饱和度,水合物层的饱和度越高,水合物的分解量越大,因此产生的超孔隙压力和地层沉降越大,土体重新回填恢复后的表层导管侧向摩阻力越小。

(3) 时间效应,由于水合物分解后产生的超孔隙压力的消散以及土体的重新固结有一个过程,即时间

效应,因此表层导管穿过水合物层的速度以及表层导管就位后的静置等候时间对于表层导管侧向摩阻力的恢复有明显影响。本文通过含水合物地层的喷射模拟试验,建立水合物分解区的范围、水合物层的饱和度以及时间效应同折减系数 K 的拟合数学模型。

1.2 水合物层在表层导管下方

如果水合物层的埋深相对较深,水合物层位于表层导管下方(图3),在二开钻进过程中才会钻遇水合物。和第一种工况不同的是,喷射过程中是表层导管周围的水合物层受到扰动,直接导致地层的承载力降低,而二开钻进过程中由于钻头切削和钻井液循环导致井眼附近的水合物首先发生分解,同时逐渐传递到周围产生半径略大于井眼半径的水合物分解区,底部的水合物分解使得上部的海底土产生新的固结沉降,地层的沉降位移越大则表层导管越容易失稳下沉,由于钻井引起的水合物分解半径有限(小于5m),依据朱敬宇等^[12]的研究结论,通过ABAQUS有限元分析软件采用强度折减法,即逐步减小含水合物地层的强度模拟水合物分解过程,埋深160m、厚度40m、饱和度30%的水合物层,当水合物分解半径不超过5m时,上覆地层基本保持稳定状态,最大垂向沉降位移不超过0.15m,海底表面基本无沉降。因此当水合物埋深较深时,钻井过程中的井口失稳风险较小,只有当水合物大规模试采或商业化开发过程中,水合物的分解半径很大时则需要考虑井口失稳和地层沉降的风险。

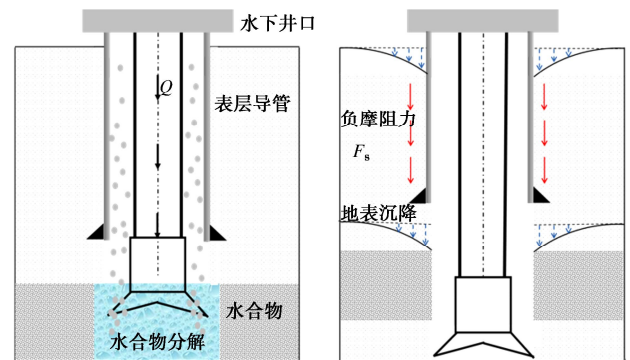


图3 水合物层在表层导管下方示意图

Fig. 3 Surface subsidence caused by hydrate decomposition during drilling

2 含水合物地层承载力测试试验

为厘清钻井过程中含水合物沉积物承载力折减规律,分析水合物层饱和度以及时间效应同水合物层承载力降低的关系,在自主研发的水合物钻井模拟试验装置上,开展了含水合物地层钻井物理模拟试验。

2.1 试验装置

试验装置由水合物反应釜、注气供液系统、钻采

模拟系统、高压井筒循环系统、数据采集及处理系统等部分组成。水合物反应釜主要用于制备和盛放含水合物沉积物,并在其中进行钻井模拟试验(图 5)。反应釜尺寸为 $\Phi 0.5 \text{ m} \times 1 \text{ m}$, 容积为 196.25 L, 静态承压 30 MPa。釜内温度由低温恒温水浴控制,通过在釜体外侧包裹的冷却水夹套内循环制冷液进行控温,温度控制范围为 $-20 \sim 30^\circ\text{C}$, 控制精度 0.5°C 。釜内布置 125 个 PT100 铂电阻温度传感器和 3 个压力传感器,能够测量釜内的温度场分布及压力变化。使用气体增压泵和高压气体流量控制计从底部为反应釜注气增压,气体的质量流量控制范围为 $0 \sim 10 \text{ L/min}$ 。釜顶插入模拟井筒用于钻采过程模拟,井筒和反应釜之间采用滑动密封,动态承压 20 MPa^[13]。

钻井模拟系统由模拟井筒、井筒加载机构和高压井筒循环系统组成(图 4, 5)。模拟井筒由 N80 双层钢管制成,内外管长度均为 1 m,外管模拟表层导管,内管模拟钻杆,外管顶部连接井筒加载机构,能够匀速提升或者下放模拟井筒,内外管间的环空可以循环钻井液等流体,模拟深水喷射及钻井过程,管底布置软质防砂筛网,防止堵塞循环泵。外管顶部布置位移计测量外管的竖向位移,外管管壁每隔 0.1 m 集成布置全断面荷载传感器,土压力计及侧壁摩擦传感器,桩周土内埋设孔压计和土压力计,测量水合物分解过程中的表层导管的侧向摩阻力分布及管周土体的应力变化。所有传感器获取的温度、压力和位移数据通过计算机数据采集系统进行收集和保存。

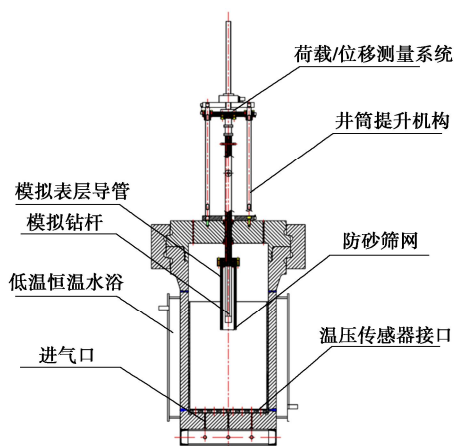


图 4 水合物层钻采模拟试验装置

Fig. 4 Test device for drilling and production of hydrate

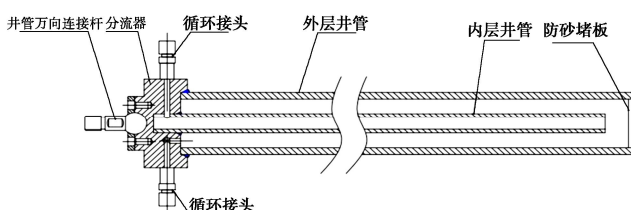


图 5 水合物钻井模拟系统

Fig. 5 Hydrate drilling simulation system

2.2 试验过程

(1) 含水合物模拟地层制备

由于原位天然气水合物样品稀少,每次试验所需的水合物用量很大,因此依据中国南海天然气水合物取样样品参数采用饱和法合成天然气水合物^[14],中国南海含水合物地层主要为泥质粉砂,因此采用 100 目石英砂与 1250 目高岭土作为水合物模拟地层的骨架材料,质量配比为 6:4,由于反应釜体积较大,为使水合物分布均匀,将 180 kg 砂土混合物及 20 kg 去离子水混合均匀,并添加 SDS 粉末 1 g 加快水合物的生成过程,分 15 次填入反应釜中并振捣压实,测定压实后水合物模拟地层的含水饱和度为 28%^[15]。填砂完毕后将模拟表层导管和钻杆插入模拟地层 0.1 m,然后关闭釜盖上法兰密封,使用气体增加泵注入纯度为 99% 的 CH_4 气体增压至 10 MPa,然后使用低温恒温水浴系统降低反应釜内温度,设置水浴温度为 5°C ,水浴循环 2 h 后反应釜内的温度降低至 $4 \sim 6^\circ\text{C}$,在温度降低的过程中水合物开始逐渐生成,不断补充 CH_4 气体,待反应釜内压力不变时认为水合物已经完全饱和和生成,静置 24~48 h 使釜内水合物稳定。

(2) 水合物分解前单位面积侧向摩阻力 $f_{s(z)}$ 测试

水合物生成稳定后,控制表层导管以 0.1 m/h 的速度,缓慢匀速向下贯入含水合物模拟地层 0.3 m,在此过程中可依据下式计算表层导管和含水合物地层的单位面积侧向摩阻力:

$$f_s(z) = \frac{P_0 + \frac{P\pi(D_p^2 - d_p^2)}{4}}{\pi L D_p} \quad (3)$$

(3) 水合物分解后承载力折减系数 K 测试

水合物分解前单位面积侧向摩阻力 $f_{s(z)}$ 测试完成后,打开高压循环系统,在双层管环空内循环钻井液,同时控制表层导管以 0.1 m/h 的速度,缓慢匀速向下贯入含水合物模拟地层 0.3 m,测试在喷射钻井水合物分解过程中的表层导管和含水合物地层侧向摩阻力 $f_{j(z)}$,循环结束后分别静置一段时间后控制表层导管继续匀速向下贯入 0.2 m,测定不同静置等候时间下的单位面积侧向摩阻力 $f_{h(z)}$,其与 $f_{s(z)}$ 的比值即为水合物分解后的承载力折减系数 K 。

2.3 试验结果

共进行了不同水合物饱和度 (15.6%, 19.3%, 25.7%, 30.8%, 36.2%) 及静置等候时间 (12, 24, 36, 48, 60, 72, 84, 96 h) 下的测试试验 48 组,试验结果表明:纯水合物的承载力比海底土的承载力低,因此在不循环时,水合物的含量越高(饱和度越大),地层的承载力越小,随着循环开始,不同含量水合物

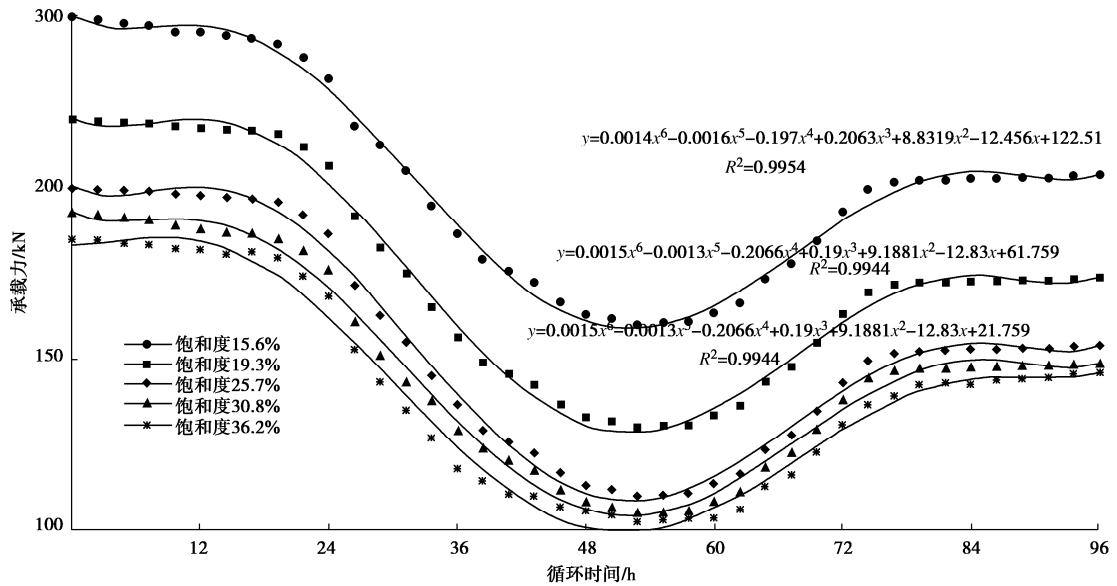


图6 含水合物地层钻井过程承载力下降

Fig. 6 Decrease of ultimate bearing capacity of hydrate formation during drilling

地层的承载力都会降低。但是水合物含量越高的地层，承载力下降的幅度越大。水合物饱和度越大，水合物分解后的地层极限承载力近似呈线性下降，同不含水合物的地层相比，地层的承载力最大下降可达35%。建立含水合物地层侧向摩阻力恢复和静置等候时间的拟合关系曲线如图6所示，拟合数学模型为

$$K = 0.0581 \ln t + 0.198 \quad (4)$$

3 含水合物地层表层导管下入深度设计及井口优选

根据以上的试验结论，针对引言中南海深水A1井进行表层导管下入深度设计及井口优选，南海A1井的浅部土质参数如表1所示，根据式(1)及试验测得的水合物分解前单位面积承载力 $f_{h0}(z)$ ，以及承载力折减系数 K 同静置等候时间 t 的拟合公式(3)，建立目标区块36in表层导管承载力剖面如图7所示，设表层导管下入深度为 L ，井口载荷如表2所示。

表1 海底土质参数

Table 1 Parameters of seabed soil

顶部深度/m	底部深度/m	土体性质	重度/(kN·m ⁻³)	抗剪强度/kPa	
				顶部	底部
0.00	3.20	黏土	17.0	10	10
3.30	5.90	黏土	17.0	10	25
5.90	13.00	黏土	17.5	30	40
13.00	23.00	黏土	17.5	40	50
23.00	31.80	黏土	17.5	50	80
31.80	58.00	水合物	18.4	—	—
58.00	69.60	黏土	18.5	125	130
69.60	75.80	黏土	19.0	125	130
75.80	82.40	黏土	19.0	140	210
82.40	128.00	黏土	19.5	260	350

表层导管实时承载力/MN

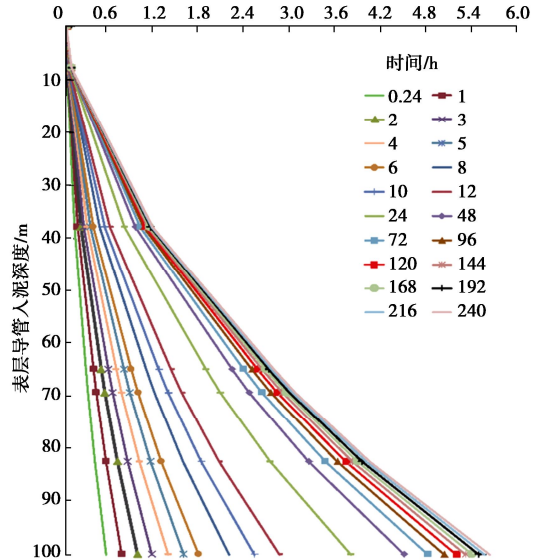


图7 南海A1井外径914.4 mm不同静置时间表层导管承载力

Fig. 7 Bearing capacities of 914.4 mm-conductor in South China Sea

表2 海底土质参数

Table 2 Wellhead loads

低压井口头	重量/kN	浮重/kN
防沉板	38.50	33.50
CADA	23.13	20.12
36in表层导管	5.46L~131.04	4.74L~114.00

注：表层导管重量中的 L 为表层导管入泥深度(m)。

根据图8和表2的计算结果，对含水合物地层表层导管下入深度进行设计，结果如图9所示，表层导管设计入泥深度为75 m的情况下，表层导管静置等候时间需超过40 h才能保持水下井口稳定，而常规深水钻井过程中的表层导管喷射后的静置等候时间通常为3 h左右，大大增加了作业成本并且后续作业过程

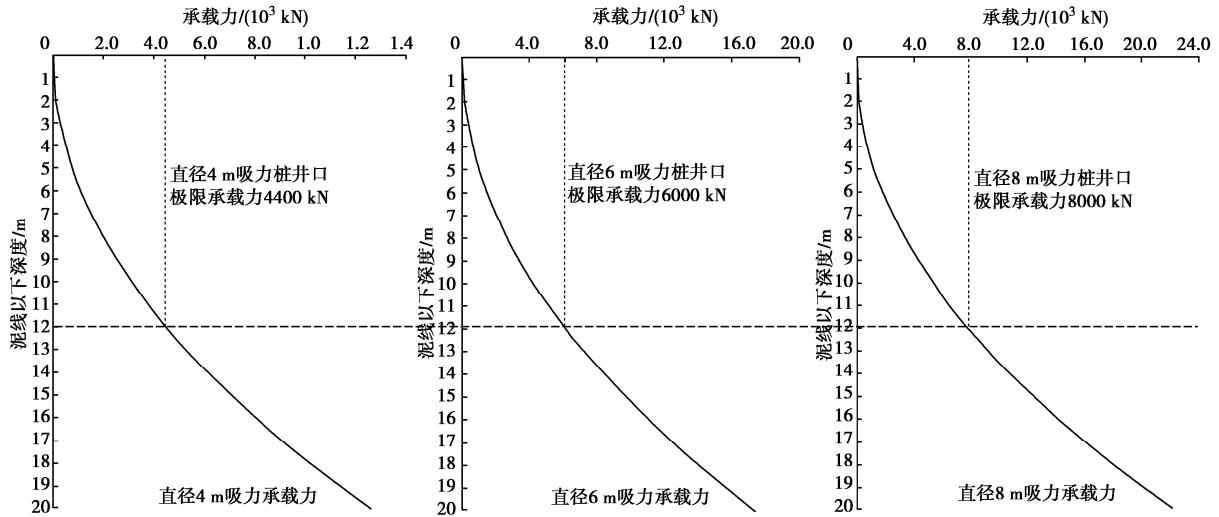


图 8 不同直径的吸力桩井口承载力

Fig. 8 Bearing capacities of wellhead of suction piles with different diameters

中仍存在安全隐患。因此如果是在深水水合物开发或者水合物层的厚度过大时, 可以考虑采用吸力桩井口增加表层导管的承载力, 直径为 6 m, 下入深度为 12 m 的吸力桩井口的承载力可达 600 t 以上, 而上文计算过程外径 36in, 80 m 下入深度的表层导管仅能提供不足 300 t 的承载力, 如果含有 20~30 m 厚度的水合物层, 则水合物分解后能提供的承载力不足 200 t, 经计算直径为 4, 6, 8 m, 贯入深度 12 m 的吸力桩井口承载力如图 8 所示, 远远超过井口载荷, 能够有效的满足井口稳定性的要求。

合物层; 水合物层的埋深相对较深(在泥线以下 90~300 m), 水合物层在表层导管鞋下方, 在二开钻进过程中会穿过水合物层 2 种水合物埋深和分布位置的水合物层分解对钻井导管承载力和井口稳定性的影响因素。其中一开表层导管下入穿过水合物层由于水合物分解区的强度近乎消散, 地层的承载力及预期值低, 因此井口下沉的风险最大。

(2) 开展了水合物钻井循环模拟试验, 测得了水合物分解前后的单位面积承载力大小, 试验结果表明: 水合物饱和度越大, 水合物分解后的地层极限承载力近似呈线性下降, 同不含水合物的地层相比, 地层极限承载力的下降幅度最大可达 35%; 静置等候时间对于水合物分解后的地层承载力的恢复影响很大, 地层承载力在初期的 1~12 h 内增长明显, 随后逐渐放缓, 近似呈对数形式上升, 并建立了静置等候时间同承载力折减系数的拟合公式。

(3) 对含 27 m 厚水合物层的南海 A1 井进行了表层导管下入深度设计和井口优选, 分析结果表明: 表层导管设计入泥深度为 75 m 的情况下, 表层导管静置等候时间需超过 40 h 才能保持水下井口稳定, 而直径为 6 m, 下入深度为 12 m 的吸力桩井口的承载力可达 600 t 以上, 因此在含水合物层钻井过程中可以适当增加表层导管入泥深度, 增加静置等候时间, 或使用吸力桩井口提高承载力, 防止井口下沉, 本文为深水含水合物地层钻井设计及井口安全评估提供了理论基础。

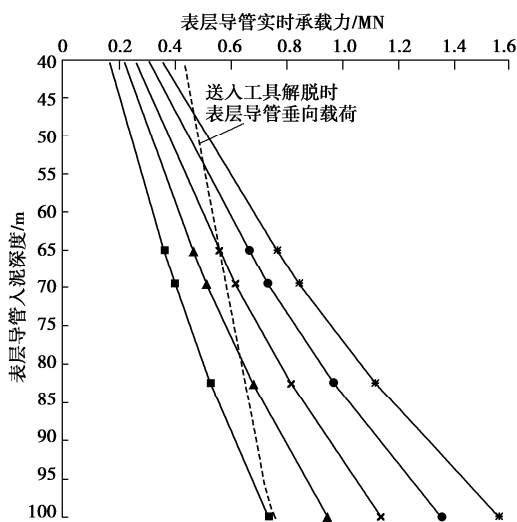


图 9 表层导管喷射到位至解脱送入工具静置时间设计图版

Fig. 9 Design results of standing up time of surface conductor

4 结论与认识

(1) 本文分析了水合物层的埋深较浅(在泥线以下 90 m 以内), 在一开表层导管下入过程中会穿过水

参考文献:

[1] 周守为, 李清平, 吕 鑫, 等. 天然气水合物开发研究方向

- 的思考与建议[J]. 中国海上油气, 2019, 31(4): 1 - 8. (ZHOU Shou-wei, LI Qing-ping, LÜ Xin, et al. Thinking and suggestions on research direction of natural gas hydrate development[J]. China Offshore Oil and Gas, 2019, 31(4): 1 - 8. (in Chinese))
- [2] 李文龙, 高德利, 杨进. 海域含天然气水合物地层钻完井面临的挑战及展望[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(6): 681 - 689. (LI Wen-long, GAO De-li, YANG Jin. Challenges and prospect of the drilling and completion technologies used for the natural gas hydrate reservoirs in sea areas[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(6): 681 - 689. (in Chinese))
- [3] 周守为, 陈伟, 李清平, 等. 深水浅层非成岩天然气水合物固态流化试采技术研究及进展[J]. 中国海上油气, 2017, 29(4): 1 - 8. (ZHOU Shou-wei, CHEN Wei, LI Qing-ping, et al. Research on the solid fluidization well testing and production for shallow non-diagenetic natural gas hydrate in deep water area[J]. China Offshore Oil and Gas, 2017, 29(4): 1 - 8. (in Chinese))
- [4] 杨进, 傅超, 刘书杰, 等. 超深水浅层建井关键技术创新与实践[J]. 石油学报, 2022, 43(10): 1500 - 1508. (YANG Jin, FU Chao, LIU Shu-jie, et al. Key technological innovation and practice of well construction in ultra-deepwater shallow formations[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(10): 1500 - 1508. (in Chinese))
- [5] 宫智武, 张亮, 程海清, 等. 海底天然气水合物分解对海洋钻井安全的影响[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(4): 19 - 24. (GONG Zhi-wu, ZHANG Liang, CHENG Hai-qing, et al. The influence of subsea natural gas hydrate dissociation on the safety of offshore drilling[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(4): 19 - 24. (in Chinese))
- [6] 付亚荣. 可燃冰研究现状及商业化开采瓶颈[J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(1): 68 - 80. (FU Ya-rong. Research status of combustible ice and the bottleneck of its commercial exploitation[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(1): 68 - 80. (in Chinese))
- [7] 李子丰, 韩杰. 海底天然气水合物开采的环境安全性探讨[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(3): 127 - 132. (LI Zi-feng, HAN Jie. Discussion of environmental safety factors in subsea natural gas hydrate exploitation[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(3): 127 - 132. (in Chinese))
- [8] 刘锋. 南海北部陆坡天然气水合物分解引起的海底滑坡与环境风险评价[D]. 青岛: 中国科学院研究生院(海洋研究所), 2010. (LIU Feng. A Safety Evaluation for Submarine Slope Instability of the Northern South China Sea Due to Gas Hydrate Dissociation[D]. Qingdao: Institute of Oceanology, Chinese Academy of Sciences, 2010. (in Chinese))
- [9] 杨进. 深水油气井表层导管下入深度计算方法[J]. 石油学报, 2019, 40(11): 1396 - 1406. (YANG Jin. Calculation method of surface conductor setting depth in deepwater oil and gas wells[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(11): 1396 - 1406. (in Chinese))
- [10] NING F L, WU N Y, LI S, et al. Estimation of *in situ* mechanical properties of gas hydrate-bearing sediments from well logging[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4): 542 - 547.
- [11] LI Q C, CHENG Y F, ZHANG H W, et al. Simulating the effect of hydrate dissociation on wellhead stability during oil and gas development in deepwater[J]. Journal of Ocean University of China, 2018, 17(1): 35 - 45.
- [12] 朱敬宇, 陈国明, 刘康, 等. 深水水合物钻井导管下深设计与地层安全承载研究[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(6): 690 - 696. (ZHU Jing-yu, CHEN Guo-ming, LIU Kang, et al. The design on the setting depth of drilling conductor and the study on the safe bearing load of formation in deepwater hydrate exploitation[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(6): 690 - 696. (in Chinese))
- [13] 沈海超, 程远方, 胡晓庆. 天然气水合物藏降压开采近井储层稳定性数值模拟[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(2): 76 - 81. (SHEN Hai-chao, CHENG Yuan-fang, HU Xiao-qing. Numerical simulation of near wellbore reservoir stability during gas hydrate production by depressurization[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(2): 76 - 81. (in Chinese))
- [14] 刘昌岭, 李彦龙, 孙建业, 等. 天然气水合物试采: 从实验模拟到场地实施[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2017, 37(5): 12 - 26. (LIU Chang-ling, LI Yan-long, SUN Jian-ye, et al. Gas hydrate production test: from experimental simulation to field practice[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2017, 37(5): 12 - 26. (in Chinese))
- [15] 夏力农. 负摩阻力基桩的理论研究与工程应用[M]. 北京: 地质出版社, 2011. (XIA Li-nong. Theoretical Research and Engineering Application of Negative Friction Pile[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2011. (in Chinese))