

深水钻井钻遇水合物地层井壁稳定性研究

庞照宇¹, 张会增¹, 程远方², 李阳²

(1.中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028; 2.中国石油大学(华东) 石油工程学院, 山东 青岛 266580)

摘要:深水浅部地层钻井过程中易钻遇天然气水合物, 由于其易分解的特性, 使得水合物层在钻井过程中极易出现井壁失稳。本文通过 Abaqus 有限元软件, 建立了考虑水合物分解的多场耦合井壁稳定模型, 分析了钻井时间、钻井液温度、海水深度对井壁稳定的影响。结果表明: 钻井工程的扰动会导致水合物的分解, 造成地层强度降低, 增加井周的塑性屈服区域, 引发井壁失稳; 随着井眼钻开时间的增加, 这种不稳定性会进一步增大; 井壁的不稳定程度随钻井液温度增加非线性增加。井底压差一定时, 海水深度越小, 井眼周围地层的井壁不稳定性越大。因此, 在实际的深水钻井过程中, 选择水深更大方位进行钻探更利于维持水合物层井壁的稳定。

关键词:深水钻井; 水合物; 井壁稳定

中图分类号: TE2 **文献标志码:** A **文章编号:** 1673-8020(2021)03-0281-08

天然气水合物是一种由水分子、天然气(主要是甲烷)分子在低温高压条件下形成的类冰状晶体化合物^[1]。在深水浅部地层中, 由于较高的孔隙水压力与较低的环境温度使得天然气水合物广泛存在于地层孔隙中^[2], 同时天然气水合物的胶结作用也会增强其沉积物的脆性与强度^[3]。然而在深水钻井作业过程中(图1), 钻及水合物地层时, 由于钻井工程的扰动, 井底地层的温度和压力会发生改变, 导致水合物的分解, 严重改变水合物地层的力学性能, 造成地层强度的弱化, 导致原本稳定的井眼发生坍塌, 这也是当前深水钻井作业中的一大挑战^[4-6]。

目前, 对于天然气水合物地层井壁稳定的研究是在常规地层井壁稳定研究的基础上加入水合物的特征进行。由于天然气水合物沉积物的强塑性特征, 通常使用弹塑性理论分析井眼钻开后井周地层的塑性屈服特征, 采用的屈服准则主要为 Mohr-Coulomb 准则^[7-8]。早期的 NGH 地层井壁稳定研究将地层钻开后的响应特征进行了简化, 地层特征与实际工况相比存在一定差距, 如 Freij-Ayoub 等^[9]没有考虑 NGH 分解是吸热的, 忽略了 NGH 分解对地层温度场的影响; Birchwood 等^[7]

则假设两个水平主应力相等, 同时采用的地层力学参数来自四氢呋喃水合物, 这使得他们的研究都存在较大的缺陷。此后, 文献[10—11]在此基础上逐渐完善, 提出了含 NGH 相变的流固热多场耦合 NGH 储层井壁稳定分析模型。Cheng 等^[12]提出了一种非考虑水合物相变的流固耦合模型用于计算水合物地层的井壁稳定性, 结果表明钻井液的压力降低和温度升高会加速水合物的分解,

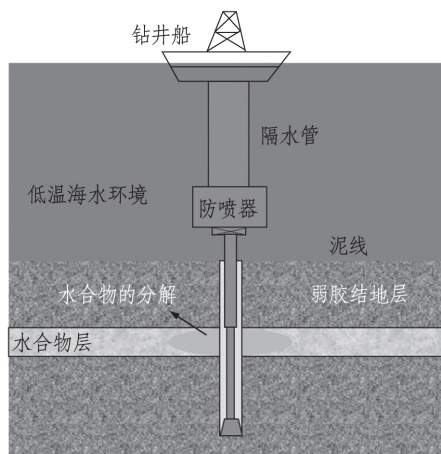


图1 深水钻井示意图

Fig.1 Schematic diagram of deepwater drilling

收稿日期: 2020-10-27; 修回日期: 2020-11-23

基金项目: 国家重点研发计划项目(2016YFC0304005)

第一作者简介: 庞照宇(1992—), 男, 河南淮阳人, 硕士, 研究方向为海上钻井工程。E-mail: pangzhy5@cnoc.com.cn

且主要集中在井眼打开初期,水合物的完全分解会极大加剧井眼的不稳定。Sun 等^[13]通过合理地设计钻井泥浆的盐度,可以控制水合物层产生的游离气量,从而避免进一步的井壁失稳。Wei 等^[14]提出水合物层钻井过程中,高温钻井液会通过热对流提升地层温度加剧水合物的分解,难以起到维护井壁稳定的作用,着重于冷却钻井液并减少钻井时间会起到更好的效果。Li 等^[15]对水合物地层井眼周围塑性区的演化特征进行了分析,认为水合物地层的塑性区范围由水合物的分解范围决定,未分解地层的二次应力集中是塑性区不断向外发展的原因。此外, Khurshid 等^[16]采用三维颗粒流动模型 PFC-3D 进行 NGH 地层井壁稳定分析,将地层岩石骨架及其内部的 NGH 均假设为颗粒,但这种方法很难对 NGH 的分解产物进行考虑,也就难以真实地反映井眼钻开后井周地层的实际变化特征。

上述研究都分别从化学、固体力学、热学和渗流力学角度对深水钻井过程中钻遇水合物层时的井壁稳定性进行了研究,但目前尚未形成一个系统的认知,对于该工程问题的认识还处在探索阶段。鉴于此,本文基于 Abaqus 软件对不同工况条件下水合物分解对水合物地层井壁稳定的影响进行模拟,并对钻井时长、钻井液密度、水合物地层的深度、海水深度对其的影响进行分析,以期对深水钻井钻遇天然气水合物地层时的钻井方案设计提供理论依据。

1 数学模型

1.1 水合物分解动力学

在高温低压条件下,天然气水合物会吸热分解。水合物的分解速率会受到相平衡压力的影响,研究表明水合物的相平衡压力与相平衡温度之间满足指数关系。

$$P_{eq} = e^{a - \frac{b}{T}}, \quad (1)$$

式中: P_{eq} 为温度 T 条件下的水合物相平衡压力; a 、 b 为水合物实验参数,当 $T > 0^\circ\text{C}$ 时,对于甲烷水合物 $a = 39$ $b = 8533$ ^[17]。

甲烷水合物的分解速率为:

$$-\dot{m}_h = M_h k_d^0 e^{-\frac{E}{RT}} \sqrt{\frac{\varphi^3 (S_g + S_w)}{2k}} (P_{eq} - P_p), \quad (2)$$

式中: \dot{m}_h 为甲烷水合物分解速率,单位为 $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$; M_h 为 1 mol 甲烷水合物摩尔质量,单位为 $\text{kg} \cdot \text{mol}^{-1}$; k_d^0 为甲烷水合物分解速率常数,值为 $3.6 \times 10^4 \text{ mol} \cdot \text{s}^{-1} \cdot \text{MPa}^{-1} \cdot \text{m}^{-2}$; E 为活化能,单位为 $\text{J} \cdot \text{mol}^{-1}$; R 为通用气体常数,值为 $8.314 \text{ J} \cdot \text{mol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$; T 为温度,单位为 $^\circ\text{C}$; φ 为多孔介质有效孔隙度,与水合物的饱和度有关; S_g 为气体饱和度; S_w 为水饱和度; k 为多孔介质有效渗透率,与水合物的饱和度有关,单位为 mD ; P_p 为孔隙压力,单位为 Pa ^[18-19]。

1 mol 的甲烷水合物可以分解成约 6 mol 水和 1 mol 甲烷气体^[20],因此,甲烷水合物分解过程中,甲烷气和水的生成速度率如下:

$$\dot{m}_g = \dot{m}_h \frac{M_g}{M_h}, \quad (3)$$

$$\dot{m}_w = 6 \times \dot{m}_h \frac{M_w}{M_h}, \quad (4)$$

式中: \dot{m}_g 为甲烷气生成速率,单位为 $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$; \dot{m}_w 为水生成速率,单位为 $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$; M_g 为 1 mol 甲烷水合物中甲烷分子质量。

1.2 力学参数

水合物在沉积物中起到了一定的胶结作用,水合物饱和度的变化会严重改变含水合物沉积物的力学性质,本文选择改进的摩尔库伦准则对水合物沉积物的力学性能进行描述^[21]。

$$\tau = c(S_h) + \sigma \tan \phi, \quad (5)$$

式中: τ 为剪切应力,单位为 MPa ; $c(S_h)$ 为水合物饱和度为 S_h 时的沉积物内聚力,单位为 MPa ,其大小与水合物沉积物的饱和度有关; σ 为围压,单位为 MPa ; ϕ 为内摩擦角,单位为 $(^\circ)$ 。

$$c(S_h) = c(0) + \frac{1 - \sin \phi}{2 \cos \phi} \alpha (100 S_h)^\beta, \quad (6)$$

式中: ϕ 为内摩擦角; α 、 β 为材料参数^[13, 22]。

水合物地层不同应力状态下临界最大主应力表达式为:

$$\sigma_{1f} = \sigma_3 \tan^2(45^\circ + \phi/2) + 2c(S_h) \tan(45^\circ + \phi/2), \quad (7)$$

式中: σ_{1f} 为临界最大主应力, σ_1 为最大主应力, σ_3 为最小主应力。若 $\sigma_{1f} < \sigma_1$, 意为地层处于弹性阶段,否则地层进入塑性阶段。随着水合物沉积物饱和度的变化,弹性模量呈线性变化,可表示为^[23]:

$$E(S_h) = E(0) + a_1 S_h, \quad (8)$$

式中: $E(S_h)$ 为水合物饱和度为 S_h 时沉积物弹性模量,单位为 MPa; a_1 为材料参数。

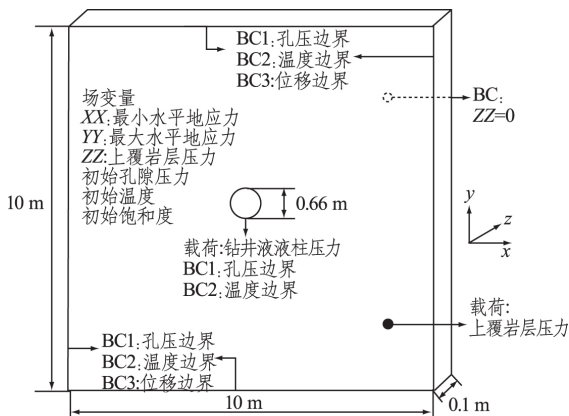
2 水合物地层井壁稳定数值模型

为了简化计算模型的建立与求解,对实际工况作如下假设:

1) 由于水合物地层埋藏深度较浅,水合物层所受的地质构造运动较少,水合物沉积层的力学性能、热学性能在不同方向上的差异较小,因此假设含水合物沉积层为均质,各向同性材料;

2) 由于井筒一直浸泡在高速循环的钻井液中,钻井液温度保持恒定,因此可以忽略钻井液与井筒的对流传热,简化为恒温边界。

基于以上假设,建立一个 3D 热流固耦合数值模型,如图 2 所示。在井壁稳定的研究中,通常认为井眼应力集中的范围为 10 倍井眼半径,考虑到水合物的分解效应对应力的影响,应适度地增大模型尺寸;同时考虑到井眼尺寸远小于其轴线的尺寸,忽略其轴线的变化。因此所构建模型长度与宽度为 20 m,厚度为 1 m,井筒半径为 0.33 m。整个地层施加初始地应力场、初始孔隙压力场和初始温度场。地层四周设置为位移约束,下表面设置为 z 方向位移约束,上表面施加上覆岩层压力载荷;同时四周施加恒孔压边界、恒温度边界以及位移边界。在井筒施加钻井液液柱压力、孔压边界和温度边界。表 1 为模型求解所需要的参数。



(C)19图 2 几何模型示意图

Fig.2 Schematic diagram of geometric model

表 1 模型计算参数^[16,18]

Tab.1 Calculation parameters in the model^[16,18]

参数	数值
有效上覆岩层压力/MPa	2.25
有效最大水平地应力/MPa	1.96
有效最小水平地应力/MPa	1.75
孔隙压力/MPa	14.586
初始温度/°C	15.25
水深/m	1235
水合物层深度/m	200
储层温度/°C	15.25
孔隙流体密度/(g·cm ⁻³)	1.0
水合物密度/(g·cm ⁻³)	0.91
地层热传导系数/(W·m ⁻¹ ·°C ⁻¹)	1.308
地层比热容/(J·kg ⁻¹ ·°C ⁻¹)	1362
地层密度/(g·cm ⁻³)	2.25
渗透率/mD	1
孔隙度	0.5
初始水合物饱和度	0.4
Biot 系数	1.0
水合物饱和度为 0 时沉积物弹性模量/Mpa	35.414
材料参数 k	517.57
水合物饱和度为 0 是沉积物内聚力/Mpa	0.1
材料参数 α	0.001 1
材料参数 β	1.91
内摩擦角/(°)	30
钻井液温度/°C	30
钻井液液柱压力/Mpa	13.59

3 水合物地层井壁稳定影响因素分析

3.1 钻井时间对水合物井壁稳定的影响

图 3 为井眼周围地层水合物饱和度、塑性应变随钻井时间增加的演化云图。可以看出,井眼刚打开的瞬间,井眼周围地层会由于井眼应力集中而产生塑性变形,其中塑性区主要集中在井壁上,最大值 0.01 出现在最小水平地应力方向。随着井眼打开时间的增加,井眼周围的水合物受到扰动而逐渐分解。水合物的分解会导致地层的弹性模量和强度下降,一方面会导致塑性区向远井地层发展,井眼打开 10 h 时,水合物分解范围为距井壁 0.38 m,塑性区范围为距井壁 0.83 m;当井眼打开 24 h 后,分解范围为 0.53 m,塑性区为 0.97 m;另一方面会加剧井壁处塑性变形的累计,井眼打开 10 h 时井壁处最大塑性应变为 0.083 5,而井眼打开 24 h 最大塑性应变增大至 0.14。

因此,在水合物地层钻井过程中,水合物会受

到工程的扰动而导致井眼周围地层的温度场、孔压场发生变化。图 4 为井眼打开 24 h 后最小水平地应力方向地层温度与孔隙压力分布,可以看出从井筒到远井地层,其温度、孔隙压力呈现明显的梯度变化,从而导致地层孔隙中的水合物会分解。在水合物的分解范围内(无论是水合物完全

分解区还是水合物饱和度过渡区)的地层会全部进入塑性区,如图 5 所示。随着钻井作业周期的增加,水合物的分解范围会随之增大,而水合物的分解会严重加剧井眼周围地层塑性变形的发展与累计。在条件允许的情况下,降低钻井周期会有效地降低水合物地层井壁失稳的风险。

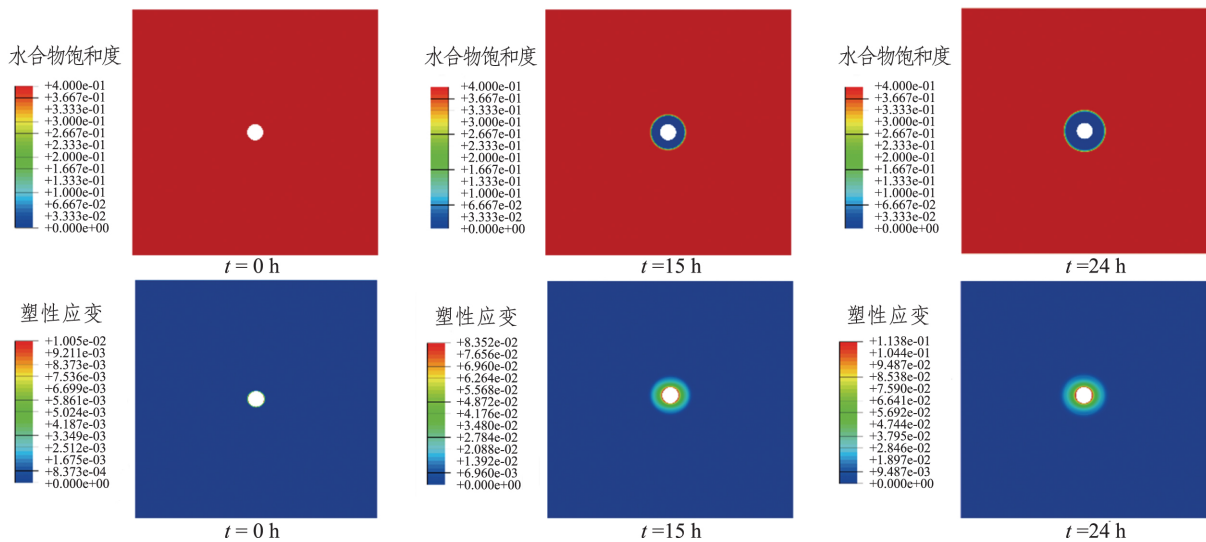


图 3 井周水合物饱和度与塑性应变随钻井时间演化

Fig.3 Hydrate saturation and plastic strain around wellbore evolve with drilling time

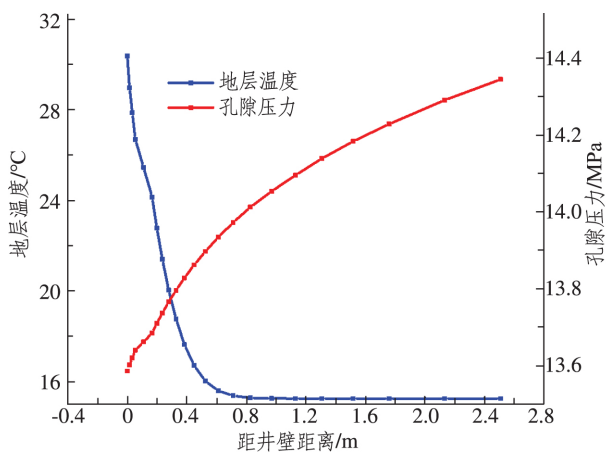


图 4 24 h 后最小水平地应力方向地层温度与孔隙压力分布

Fig.4 Distribution of formation temperature and pore pressure in the direction of minimum horizontal in-situ stress after 24 hours

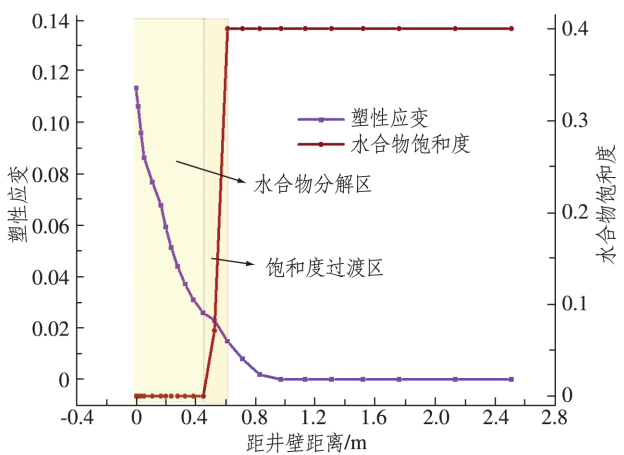


图 5 24 h 后最小水平地应力方向地层塑性应变与水合物饱和度分布

Fig.5 Distribution of plastic strain and hydrate saturation in the direction of minimum horizontal in-situ stress after 24 hours

3.2 钻井液温度对水合物井壁稳定影响

在钻井过程中,受下部地层的加热作用,钻井液的温度往往会随着井深以及钻井液循环时间的增加而升高。不同的钻井液温度会改变地层的温度场分布,使得水合物的分解速率、分解范围发生变化,从而改变井壁的应力状态。本节将通过建

立一系列数值模型以计算钻井液温度对水合物地层井壁稳定的影响,其他参数不变,钻井液温度分别为 20、22、25、28 和 30 °C。

图 6 显示了不同钻井液温度条件下最小水平地应力方向地层温度分布,图 7 为水合物分解前缘随钻井液温度变化曲线。可以看出,随着钻井液温度的升高,相同位置处地层温度也在升高,从而

导致水合物的分解范围增大: 钻井液温度为 20 °C 时, 水合物分解范围为 0.33 m; 而钻井液温度为 30 °C 时, 分解范围增大了约 85.45%。随着水合物分解范围的增加, 井壁处的最大塑性应变与井眼周围塑性区范围随之呈现非线性增大(如图 8 所示)。钻井液温度从 20 °C 变化到 30 °C 时, 塑性区范围增加了约 84.7%, 这是由于更大的水合物分解范围会促进塑性区向远井地层的发展。

因此, 在深水钻井过程中, 当钻进深部地层时, 在钻井液循环过程中降低钻井液温度, 可有效减小地层水合物的分解程度与井周塑性区的范围, 降低井壁上塑性变形的累计, 从而达到稳定井壁的目的。

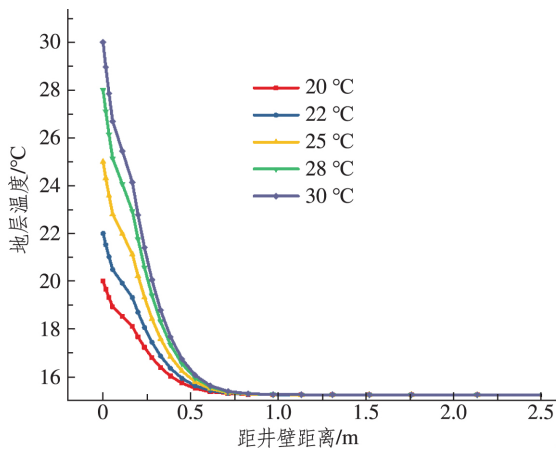


图 6 24 h 后不同钻井液温度条件下最小水平地应力方向地层温度分布

Fig.6 Formation temperature distribution in the direction of minimum horizontal in-situ stress under different drilling fluid temperature conditions after 24 hours

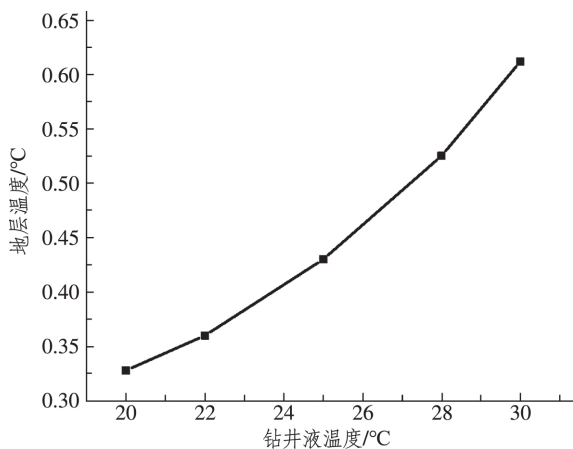


图 7 24 h 后水合物分解前缘随钻井液温度变化曲线

Fig.7 Variation curve of hydrate decomposition front with drilling fluid temperature after 24 hours

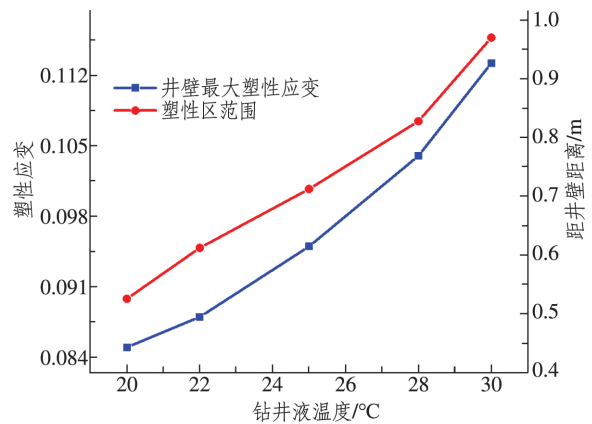


图 8 24 h 后井壁最大塑性应变与塑性区范围随钻井液温度变化曲线

Fig.8 Variation curve of maximum plastic strain of wellbore and the range of the plastic zone with the drilling fluid temperature after 24 hours

4 海水深度对水合物地井壁稳定的影响

当水合物的泥线埋深相同时, 海水深度的变化会改变地层的孔隙压力, 影响井眼周围的应力分布。本节将通过建立不同水深模型以分析海水深度对水合物井壁稳定的影响, 选择的水合物层孔隙压力为 16.6、15.6、14.6 和 13.6 MPa, 并控制钻井液液柱压力分别小于地层孔隙压力 1 MPa。

图 9 和图 10 分别为不同海水深度下井眼钻开后的井周孔隙压力和水合物饱和度分布规律。当采用相同压差钻井时, 海水深度越浅, 地层孔隙压力越小, 井眼钻开后水合物更易达到分解条件, 水合物的分解范围越大, 塑性区范围、井壁最大塑性应变也越大。当地层孔隙压力为 17.6 MPa 时, 水合物分解前缘为距井壁 0.38 m; 而当孔隙压力为 14.6 MPa 时, 水合物分解前缘为距井壁 0.61 m, 后者较前者约增大了 60.5%。图 11 为不同海水深度下井周塑性应变分布规律(为放大井周塑性应变区别, 选择井周 2 m 地层绘制云图)。从图 11 可以看出在深水钻井过程中, 井壁不稳定性会随海水深度减小(孔隙压力减小)而加剧。在深水地层中存在大量的海底边坡, 导致同一的水合物层在不同位置钻井时其对应水深是不同的, 当深水钻井必须钻穿该类水合物地层时, 应当选择水深更大位置进行钻探更利于维持水合物地层的井壁稳定, 保证后续钻井安全。

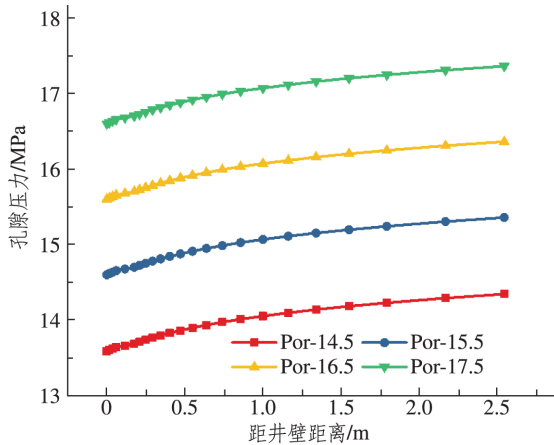


图 9 不同海水深度地层孔隙压力分布

Fig.9 Pore pressure distribution of formation at different sea depths

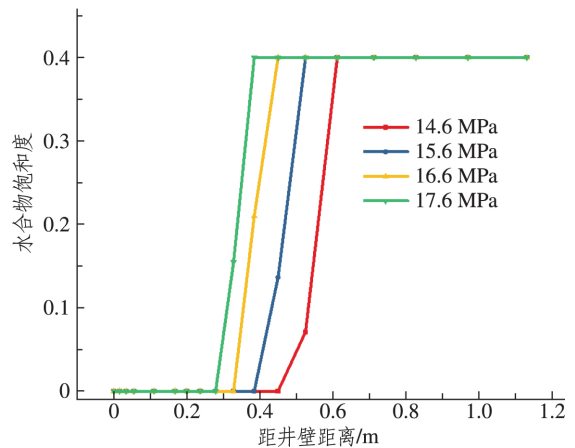


图 10 不同海水深度水合物饱和度分布

Fig.10 Distribution of hydrate saturation at different sea depths

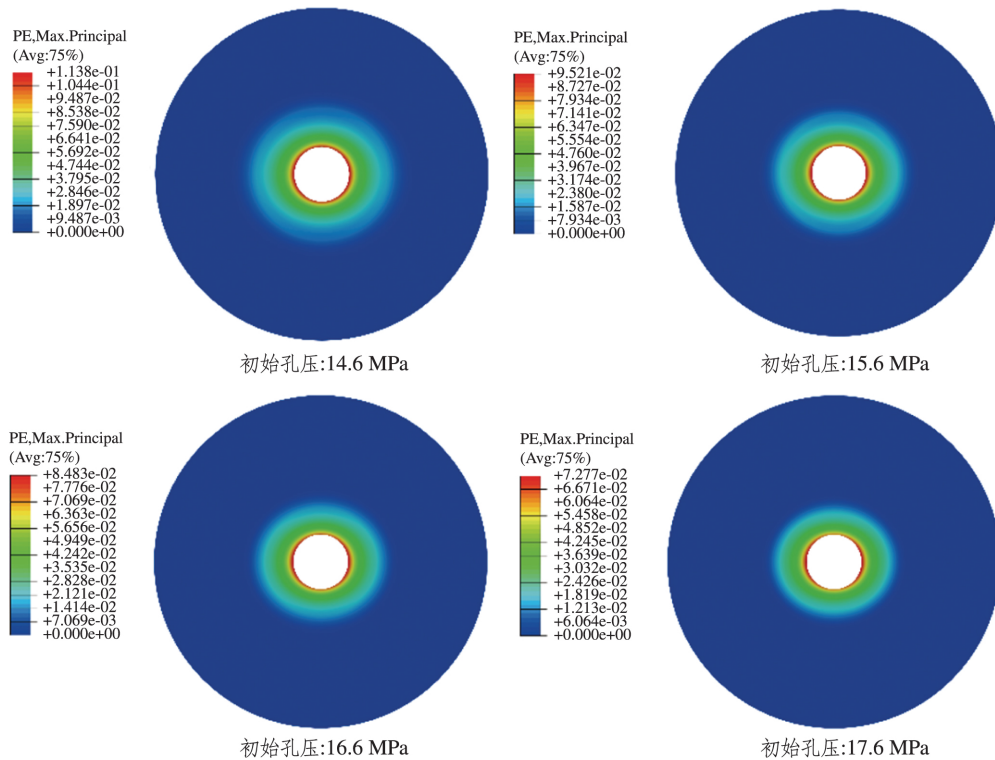


图 11 不同海水深度井周塑性应变分布

Fig.11 Plastic strain distribution around wellbore at different sea depths

5 结论

针对深水钻井作业钻及水合物地层时易出现的井壁失稳的工程问题,本文采用 Abaqus 软件对不同工况条件下水合物分解对水合物地层井壁稳定的影响进行计算分析,得出以下结论:

1) 当深水钻井钻穿水合物地层时,水合物会受到钻井工程的扰动而分解,造成地层力学性能

的弱化,增加井周地层的屈服程度与屈服范围;且随着井眼钻开时间的增加,水合物分解范围会逐渐增大,加剧井壁的失稳风险。

2) 钻井时使用的钻井液温度升高,会造成井周地层的温度升高,水合物的分解范围增大,使得井周的塑性区范围与最大塑性应变随之非线性增加。因此,在钻穿水合物地层后降低钻井液温度,可有效降低水合物分解程度,从而达到稳定井壁的目的。

3) 海水深度越小,地层孔隙压力越小,钻井过程中水合物更易达到分解条件,使得相同钻井时间水合物分解范围增大,导致井眼周围地层的井壁不稳定性随海水深度减小而加剧。

参考文献:

- [1] 樊栓狮,刘锋,陈多福.海洋天然气水合物的形成机理探讨[J].天然气地球科学,2004(5):86-92.
- [2] 张洪涛,张海启,祝有海.中国天然气水合物调查研究现状及其进展[J].中国地质,2007,34(6):953-961.
- [3] 李洋辉,宋永臣,刘卫国,等.温度和应变速率对水合物沉积物强度影响试验研究[J].天然气勘探与开发,2012,35(1):50-53.
- [4] 宁伏龙.天然气水合物地层井壁稳定性研究[D].武汉:中国地质大学,2005.
- [5] 吴纪修,张永勤,薛倩冰,等.深水海底天然气水合物浅覆盖层钻井井壁稳定预测研究[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2016,43(10):170-175.
- [6] 李庆超,程远方,鲁钟强,等.钻井液特性对近井地带水合物分解的影响[J].大庆石油地质与开发,2019,38(3):59-64.
- [7] BIRCHWOOD R, NOETH S, HOOYMAN P, et al. Wellbore stability model for marine sediments containing gas hydrates [C]// AADE National Conference and Exhibition, 2005: 5-7.
- [8] TAN C P, CLENNELL M B, FREIJ-AYOUB R, et al. Mechanical and petrophysical characterisation and wellbore stability management in gas hydrate-bearing sediments [C]// The 40th U. S. Symposium on Rock Mechanics, 2005.
- [9] FREIJ-AYOUB R, TAN C, CLENNELL B, et al. A wellbore stability model for hydrate bearing sediments [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2007, 57: 209-220.
- [10] ZHANG H W, CHENG Y F, LI Q C, et al. Numerical analysis of wellbore instability in gas hydrate formation during deep-water drilling [J]. Journal of Ocean University of China, 2018, 17: 8-16.
- [11] RUTQVIST J, MORIDIS G J. Coupled hydrologic, thermal and geomechanical analysis of well bore stability in hydrate-bearing sediments [C]// Offshore Technology Conference, 2008.
- [12] CHENG Y F, LI L D, MAHMOOD S, et al. Fluid-solid coupling model for studying wellbore instability in drilling of gas hydrate bearing sediments [J]. Applied Mathematics and Mechanics, 2013, 34(11): 1421-1432.
- [13] SUN J X, NING F L, LEI H W, et al. Wellbore stability analysis during drilling through marine gas hydrate-bearing sediments in Shenhu area: a case study [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 170: 345-367.
- [14] WEI J, CHENG Y F, YAN C L, et al. Decomposition prevention through thermal sensitivity of hydrate formations around wellbore [J]. Applied Thermal Engineering, 2019, 159: 113921.
- [15] LI Y, CHENG Y F, YAN C L, et al. Mechanical study on the wellbore stability of horizontal wells in natural gas hydrate reservoirs [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 79: 103359.
- [16] KHURSHID I, LEE K, BANK J, et al. Heat transfer and well bore stability analysis in hydrate bearing zone in the east sea, South Korea [C]// Offshore Technology Conference, 2010: 1115-1131.
- [17] KAMATH V A. A perspective on gas production from hydrates [C]// The JNOC's Methane Hydrate International Symposium, 1998: 87-92.
- [18] KIM H C, BISHNOI P R, HEIDEMANN R A, et al. Kinetics of methane hydrate decomposition [J]. Chemical Engineering Science, 1987, 42(7): 1645-4653.
- [19] ZHENG R Y, LI S X, LI X L. Sensitivity analysis of hydrate dissociation front conditioned to depressurization and wellbore heating [J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 91: 631-638.
- [20] JIN G R, XU T F, XIN X, et al. Numerical evaluation of the methane production from unconfined gas hydrate-bearing sediment by thermal stimulation and depressurization in Shenhu area, South China Sea [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 33: 497-508.
- [21] MIYAZAKI K, YAMAGUCHI T, SAKAMOTO Y, et al. Effect of confining pressure on mechanical properties of sediment containing synthetic methane hydrate [J]. Journal of MMIJ, 2010, 126(7): 408-417.
- [22] YONEDA J, MASUI A, KONNO Y, et al. Mechanical properties of hydrate-bearing turbidite reservoir in the first gas production test site of the Eastern Nankai Trough [J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 66: 471-486.
- [23] 李庆超,程远方,邵长春.允许适度坍塌的水合物储层最低钻井液密度[J].断块油气田,2019,26(5): 657-661.

The Wellbore Stability During Deep-water Drilling Operations in Hydrate Formation

PANG Zhaoyu¹, ZHANG Huizeng¹, CHENG Yuanfang², LI Yang²

(1.CNOOC Research Institute, Beijing 100028, China;

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

Abstract: Natural gas hydrates are easily encountered during deep-water drilling operation at shallow formations. Because hydrate is easily decomposed, the wellbore will be easily at risk of instability during drilling. In this paper, a thermal-fluid-solid coupling wellbore stability model with hydrate decomposition was established based on Abaqus finite element software, and the effects of drilling time, drilling fluid temperature and seawater depth on wellbore stability were analyzed. The results show that the disturbance of the drilling engineering may cause the decomposition of hydrates, reduce the strength of the formation, increase the plastic yield area around the wellbore, and then cause the wellbore instability. As the borehole drilling time increases, this risk of instability will further increase. The instability of the wellbore increases non-linearly with the increase of drilling fluid temperature. When the bottom hole pressure difference is constant, the lower the seawater depth, the greater the instability of the formation around the wellbore. Therefore, choosing a larger water depth is more conducive to hydrate formation stability when the underbalanced drilling method is used in deep water.

Keywords: deep-water drilling; hydrate; wellbore stability

(责任编辑 李秀芳)

版权声明

根据《中华人民共和国著作权法》《信息网络传播权保护条例》等法律法规的规定,本刊作如下声明:

1. 作者向本刊投稿,即表明同意将作品的发表权、删改权、信息网络传播权、数字化汇编权、数字化复制权、数字化制品形式(包括光盘、互联网出版物)出版发行权等权利授予本刊,并视同许可本刊官方新媒体免费转载以及与有关数据库的合作(本刊不再另行支付费用)。如不同意以上授权,请在投稿时说明。

2. 本刊刊载的全部编辑内容归《鲁东大学学报(自然科学版)》编辑部所有,非经书面同意,任何单位和个人不得转载、摘编、刊印或以其他方式使用。如有违反,本刊保留一切法律追究的权利。

3. 本刊版面、栏目等受著作权保护,对复制、仿制、假冒者将追究法律责任。

4. 已在本刊发表的论文,本刊具有免费结集出版精华本、合订本以及相关电子产品的权利,有特别声明者除外。

《鲁东大学学报(自然科学版)》编辑部

(C)1994-2021 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. <http://www.cnki.net>