

# 深水油气含水合物地层固井过程数值模拟分析及工艺参数优化研究

王晓宇<sup>1,2</sup>, 郑明明<sup>2\*</sup>, 吴双<sup>3</sup>, 颜诗纯<sup>2</sup>, 马婷<sup>1</sup>, 唐承相<sup>4</sup>

(1. 河南科技职业大学建筑工程学院, 河南 周口 466000; 2. 成都理工大学地质灾害防治与地质环境保护国家重点实验室, 四川 成都 610059; 3. 国网河南省电力公司周口供电公司, 河南 周口 466000; 4. 中国地质大学(武汉)工程学院, 湖北 武汉 430074)

**摘要:**南海地区被证实富含油气资源和天然气水合物资源,在油气钻井过程中常钻遇水合物地层。固井作业是油气开发的重要环节,在深水钻井中,固井过程中水泥水化放热可能引发水合物的分解,降低地层稳定性,甚至影响固井质量。本研究采用数值模拟方法,以南海神狐海域GMGS-1工程SH7站位水合物地层为对象,建立了固井数值模型,分析了固井过程中水泥浆侵入水合物地层所引发的问题及固井工艺参数的影响。研究发现,水泥水化放热速率的增加会显著提前反侵现象的发生时间,增加反侵量;固井压差对反侵现象影响较小,但超过一定阈值后会抑制反侵;延长保压时间会显著推迟反侵的起始时间,减少反侵量。因此,在实际工程中,建议采用低水化热水泥,适当延长保压时间,并在早期阶段避免过高的固井压差,以减少水合物的分解,降低反侵现象的发生。本研究为水合物地层的固井作业提供了理论基础,对提高固井作业的安全性和效率具有重要意义。

**关键词:**海洋油气开发;天然气水合物;固井质量;水泥浆侵入;气水反侵;数值模拟

**中图分类号:**TE256;P634 **文献标识码:**A **文章编号:**2096-9686(2025)01-0084-09

## Numerical simulation analysis and optimization of process parameters in the cementing process of gas hydrate-bearing sediments in deep water oil and gas wells

WANG Xiaoyu<sup>1,2</sup>, ZHENG Mingming<sup>2\*</sup>, WU Shuang<sup>3</sup>, YAN Shichun<sup>2</sup>, MA Ting<sup>1</sup>, TANG Chengxiang<sup>4</sup>

(1. School of Civil Engineering, Henan Vocational University of Science and Technology, Zhoukou Henan 466000, China; 2. State Key Laboratory of Geohazard Prevention and Geoenvironment Protection, Chengdu University of Technology, Chengdu Sichuan 610059, China; 3. State Grid Henan Electric Power Company Zhoukou Power Supply Company, Zhoukou Henan 466000, China; 4. Faculty of Engineering, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan Hubei 430074, China)

**Abstract:** The South China Sea has been confirmed to be rich in oil and gas resources as well as natural gas hydrate resources. However, hydrate-bearing formations are often encountered during the drilling of oil and gas wells. Cementing is a critical step in oil and gas development. In deepwater drilling, the heat released during cement hydration can potentially induce hydrate decomposition, compromising formation stability and even affecting cementing quality. This study utilized numerical simulation methods, focusing on the hydrate-bearing formation at the SH7 site in the Shenhu area of the South China Sea GMGS-1 project. A numerical model for cementing was established to analyze the

收稿日期:2024-05-06; 修回日期:2024-07-07 DOI:10.12143/j.ztgc.2025.01.012

基金项目:国家自然科学基金面上项目(编号:42272363);四川省科技计划项目(编号:2023NSFSC0432)

第一作者:王晓宇,男,汉族,1996年生,院就业办主任,助教,地质工程专业,硕士,长期从事非常规能源勘探与开发研究工作,河南省周口市川汇区文昌大道东段6号,806859902@qq.com。

通信作者:郑明明,男,汉族,1988年生,副教授,城市地下空间工程专业,博士,长期从事非常规能源勘探与开发研究工作,四川省成都市成华区二仙桥东三路1号,mingming\_zheng513@163.com。

引用格式:王晓宇,郑明明,吴双,等.深水油气含水合物地层固井过程数值模拟分析及工艺参数优化研究[J].钻探工程,2025,52(1):84-92.

WANG Xiaoyu, ZHENG Mingming, WU Shuang, et al. Numerical simulation analysis and optimization of process parameters in the cementing process of gas hydrate-bearing sediments in deep water oil and gas wells[J]. Drilling Engineering, 2025, 52(1): 84-92.

issues caused by cement slurry invasion into hydrate-bearing formations and the impact of cementing process parameters. The study found that an increase in cement hydration heat release rate significantly advanced the onset of gas and water influx, as well as increased its volume. The cementing pressure differential had a minor impact on the influx phenomenon, but it suppressed the influx when exceeding a certain threshold. Prolonging the pressure maintenance period significantly delayed the initiation of influx and reduced its volume. Therefore, it is recommended in practical engineering to use low-heat cement, extend the pressure maintenance period, and avoid excessively high cementing pressure differentials in the early stages to minimize hydrate decomposition and mitigate the occurrence of influx. This research provides a theoretical foundation for the cementing of hydrate-bearing formations, which is of great significance for enhancing the safety and efficiency of cementing operations.

**Key words:** offshore oil and gas development; natural gas hydrate; cementing quality; cement slurry invasion; gas-water influx; numerical simulation

## 0 引言

近年来,随着陆地油气资源的日益减少以及海洋油气开发技术的成熟,海洋地区已成为新资源开发的重要领域<sup>[1]</sup>。在中国,南海地区已被证实蕴含丰富的油气资源与天然气水合物资源,预计其油气总量可达到290亿t<sup>[2]</sup>。由于海洋沉积环境的特殊性,海洋油气与水合物资源大多分布在海洋盆地区域<sup>[3-4]</sup>,导致南海油气资源与天然气水合物资源的地理分布高度重叠<sup>[5-7]</sup>。由于水合物只能在低温高压环境下稳定存在,其赋存位置通常位于海底浅表层,而油气资源则通常埋藏在数千米深处。因此,在钻探油气井的过程中,经常会在浅表层遇到水合物地层<sup>[8]</sup>。

在南海神狐地区,水合物地层的特性较为复杂,主要由粉质砂土和粘土组成,其骨架力学强度较低,水合物的赋存环境接近其相平衡,温压的微小变化都可能导致其分解<sup>[9]</sup>。固井作业是油气开发过程中不可或缺的环节,它在稳定井壁、隔离地层、延长生产井寿命等方面发挥着重要作用。在深水钻井中,通常会对整个井段进行固井处理。固井过程中水泥水化放热会导致地层温度升高,进而引发近井壁处水合物的分解,降低地层密实度。同时,分解产生的高压气体和水将进一步扰动水合物地层的稳定性,甚至可能反侵入水泥环,严重影响固井质量<sup>[10-11]</sup>。因此,深入了解固井过程对水合物地层的影响对于制定应对策略至关重要,这将为应对方案的设计提供理论依据。

针对水合物地层固井问题,已有研究者进行了初步探索。刘天乐等<sup>[12]</sup>通过建立计算水泥浆在井周地层渗透距离和渗透量的方法,并结合室内试验和数值模拟,研究了水泥浆侵入地层对水合物的影

响。王金堂等<sup>[13]</sup>针对海域天然气水合物钻井过程中由于储层水合物分解引起的井壁失稳难题,制备了一种具有天然气水合物分解抑制性和降滤失性的双效处理剂,并证明了该处理剂在热稳定性、水合物分解抑制性、降滤失性及低温流变性方面具有良好的表现。郭旭洋等<sup>[14]</sup>通过建立一种全耦合流固热化数值模型分析了水平井筒降压导致的海域天然气水合物储层力学性质劣化及沉降特征,表征了水平井筒及井周储层的多场耦合响应规律,明确了储层力学性质劣化区域及沉降的影响因素。Yang等<sup>[15]</sup>开发了一种相变微胶囊低热水泥浆,通过热调节减缓了水泥浆的升温速率,从而显著减少了水合物的破坏。许明标等<sup>[16]</sup>针对深水钻探固井中面临的低温、脆弱地层以及天然气水合物夹层等问题,提出了一套适用于水合物地层环境的硅酸盐水泥浆体系。李阳等<sup>[17]</sup>对南海神狐海域水合物地层的多物理场耦合模型及井壁坍塌规律进行了分析,对不同钻井时间、钻井液温度及钻井液密度下井壁坍塌演化规律进行了研究。孙嘉鑫<sup>[18]</sup>利用南海水合物钻探工程GMGS-1中SH2站位勘探井的现场资料,进行了模拟研究,探讨了钻井施工过程对水合物地层的影响规律。申志聪等<sup>[19]</sup>对水合物直井与水平井的产气效果进行了分析,建立了模型,对开采井内的产气来源进行了定量解释。

当前的研究主要聚焦于钻井作业对水合物地层的影响,而对固井过程的研究则相对较少。尽管已有一些研究关注了固井工艺的优化,但对于水泥浆与水合物地层之间相互作用机理的探讨仍然有限。在深水油气钻井中,固井作业面临的水合物地层挑战依然不够清晰,其核心问题尚未得到有效的研究和解决。特别是在固井过程中,水泥浆持续地

侵入地层并作为热源持续水化放热,这一过程增加了许多可变因素,使得固井的复杂性显著提升。鉴于此,本文将重点深入探究固井过程中水泥浆与水合物地层之间的相互作用机制,以期为进一步的研究和技术发展提供理论基础。

为了探究深水油气钻井中钻遇水合物地层的相关过程,以及固井工艺对固井质量的影响,本文采用了TOUGH+HYDRATE软件进行数值模拟。该软件由劳伦斯伯克利国家实验室开发,广泛应用于模拟海洋或永久冻土区水合物地层的产气过程。以南海神狐海域水合物钻探工程GMGS-1中SH7站位勘探井的现场资料为基础,建立了固井的三维数值模型。通过“连续分段模拟”<sup>[10]</sup>真实再现了水泥浆放热与侵入的过程,分析了固井过程中水泥浆侵入水合物地层所引发的问题以及固井工艺参数的影响。这一研究旨在为水合物地层的固井作业提供更为坚实的理论基础,从而提升固井作业的安全性和效率。

## 1 固井数值模拟

### 1.1 模拟对象

鉴于其极具代表性的赋存条件,南海北部陆坡中段的神狐海域水合物储层已成为我国南海水合物勘探与开发的重点研究区域<sup>[17,20-26]</sup>。2007年,我国在该地区实施了天然气水合物钻探工程GMGS-1,研究区域如图1所示<sup>[27]</sup>。该钻探项目在SH1至SH8的8个科研钻孔中进行勘探,其中SH2、SH3和SH7三个孔位的水合物样本令人满意<sup>[27-28]</sup>。本研究选取了南海神狐海域GMGS-1工程中的SH7站位水合物地层作为模拟对象。根据现场资料<sup>[29-31]</sup>,该站位的水深为1108 m,水合物主要分布于海底以下155~177 m的深度,地层主要由砂质粘土、粉质粘土和坚硬的橄榄灰色粘土等细粒沉积物组成,孔隙度介于33%~48%之间。该站位的水合物浓度变化显著,最高可达44%的饱和度。现场海底温度约为3.3~3.7℃,地温梯度为43~67.7℃/km。

### 1.2 模型方法及参数取值

固井水泥浆侵入模型如图2所示,据此建立数值模型。本研究选取了该站位水合物地层中间的一层0.1 m厚的薄层(位于海底以下166 m处)进行模拟。如图3所示,该模型为一个半径为5 m的轴对称圆柱体,模型沿径向划分为113个单元格,其中

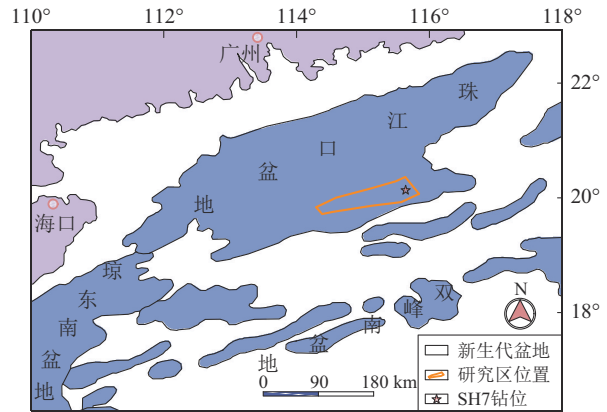


图1 南海神狐海域GMGS-1工程SH7站位<sup>[27]</sup>

Fig.1 Location map of SH7 drilling site in the GMGS-1 Project, Shenhu Area, South China Sea

近井壁处的单元格密集,而远处的单元格则相对稀疏。模型中心单元格代表套管,外围为环空单元,再外侧为水合物地层单元。A~E及O单元为主要数据监测点,其中O为环空单元,A~E为最靠近井壁的5个地层单元。井孔直径设定为280 mm,固井用套管为外径240 mm、厚度6 mm的钢套管,套管与地层之间的环状空间厚度为20 mm。水合物地层被视为各向同性,孔隙内被甲烷水合物和水充填。由于天然气水合物主要分布在海底附近固结较差的沉积物中,因此可以认为沉积物中的孔隙水与海底水相通<sup>[29]</sup>,根据地温梯度和静水压力计算,该处地层温度取13.74℃,孔隙压力取13.2 MPa,处于水合物的稳定区域。地层孔隙度设定为0.4,水合物饱和度设定为0.44,其余参数值结合前人的研究(见表1)<sup>[12,18,29-31]</sup>。

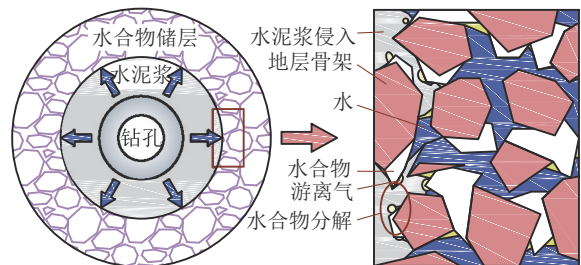


图2 固井水泥浆侵入含水合物地层过程示意<sup>[10]</sup>

Fig.2 Schematic diagram of cement slurry invasion process in hydrate-bearing formation

在固井作业中,为了确保水泥环与地层之间的胶结强度和密封性能,注水泥后通常会在安全压力范围内维持水泥浆的压力一段时间,以促使水泥浆

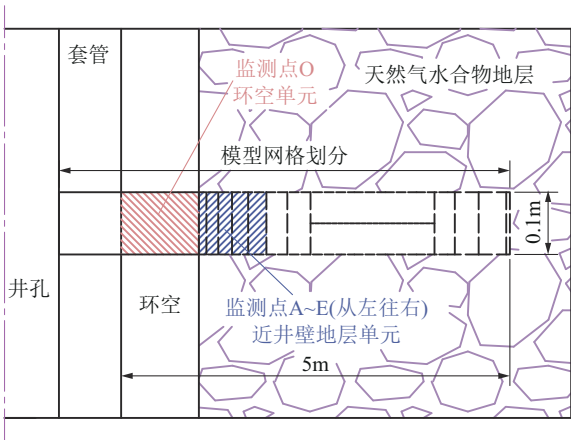


图 3 固井水泥侵入水合物地层数值模型结构  
Fig.3 Structural diagram of numerical model for cement invasion in hydrate-bearing formation

有效地挤入地层。在这个过程中,水泥浆的前缘位置和放热速率会不断变化,即存在所谓的“动态热源”问题。为了精确模拟这一过程,采用了连续分段模拟方法。在保持压力的阶段,水泥浆单元被设置为恒压状态,并保持设定的时间。当保持压力阶段结束后,水泥浆单元变为时变状态。整个模拟过程以固定的时间步长(本研究中为 2 min)进行分段,直到水泥浆开始初凝,初凝时间取 28 min。在实验中,记录了每个分段结束时的水泥浆侵入量,并计

算了下一分段开始时的侵入量和侵入范围,以此设定放热单元的位置。同时,根据实测数据调整了水化放热速率,以准确再现水泥浆的侵入过程。

在模拟中,根据前人固井技术方案<sup>[12,16,35-37]</sup>选取了模拟中的固井参数。鉴于 SH7 站位的地层多为弱胶结或未胶结状态,其安全压力窗口相对较窄,因此所设计的固井压差需要在井层破裂压力范围内,固井压差设定为 1 MPa。保持压力时间为 7 min,水泥浆采用了低温低密度体系,密度为 1050 kg/m<sup>3</sup>,模拟期间的平均放热速率为 0.28 J·g<sup>-1</sup>·s<sup>-1</sup>,具体分段取值见表 2。水泥浆的初始温度通常略高于地层温度,设定为 14.5℃。模拟所需的参数汇总于表 1。

2 固井过程中环空-二界面-地层物性响应与气水运移规律

图 4 展示了固井过程中,各监测点(图 3 所示)的主要物性参数随时间的变化趋势。图 4(a)描绘了监测点单元内压力的演变,特别是在保压阶段(标记为 MN 段),井壁附近单元的孔隙压力显著增加,并趋向于环空的压力值。随着固井压力的解除,累积的高压迅速扩散至地层深处(标记为 NP 段),这一过程中,各监测点的压力基本一致,这是由于压力源的消失和孔隙间的连通性导致压力迅

表 1 数值模拟关键参数设置

Table 1 Key parameter settings for numerical simulation

| 参数项                              | 取值                             | 参数项                                             | 取值    |
|----------------------------------|--------------------------------|-------------------------------------------------|-------|
| 埋深(海底面以下)/m                      | 166                            | 温度/℃                                            | 13.74 |
| 骨架密度/(kg·m <sup>-3</sup> )       | 2600                           | 孔隙压力/MPa                                        | 13.2  |
| 饱和水导热系数/[W·(m·℃) <sup>-1</sup> ] | 3.1                            | 盐度/%                                            | 3.05  |
| 地层导热系数/[W·(m·℃) <sup>-1</sup> ]  | 0.85                           | 水合物饱和度/%                                        | 44.0  |
| 骨架比热/[J·(kg·℃) <sup>-1</sup> ]   | 1000                           | 固井压差/MPa                                        | 1     |
| 压缩系数/Pa <sup>-1</sup>            | 1.0×10 <sup>-8</sup>           | 水泥浆密度/(kg·m <sup>-3</sup> )                     | 1050  |
| 孔隙率                              | 0.4                            | 水泥浆平均放热速率/(J·g <sup>-1</sup> ·s <sup>-1</sup> ) | 0.28  |
| 绝对渗透率/m <sup>2</sup>             | 1.0×10 <sup>-14</sup> (=10 mD) | 水泥浆初始温度/℃                                       | 14.5  |

地层综合导热模型设置<sup>[32]</sup>

$$\lambda_c = \lambda_{Hs} + \left( \sqrt{S_A} + \sqrt{S_H} \right) (\lambda_s - \lambda_{Hs}) + \varphi S_i \lambda_i \quad \text{其中: } S_i = 0$$

毛细管压力模型设置<sup>[33]</sup>

$$P_{cap} = -P_0 \left[ \left( S^* \right)^{-1/\lambda} - 1 \right]^{1-\lambda}; S^* = \frac{(S_A - S_{irA})}{(S_{mxA} - S_{irA})}; -P_{max} \leq P_{cap} \leq 0$$

$$\text{其中: } \lambda = 0.45, S_{irA} = 0.11, S_{mxA} = 1.0, P_{max} = 10^6 \text{ Pa}$$

相对渗透率模型设置<sup>[34]</sup>

$$k_{rA} = \max \left\{ 0, \min \left[ \left( \frac{S_A - S_{irA}}{1 - S_{irA}} \right)^n, 1 \right] \right\}; k_{rG} = \max \left\{ 0, \min \left[ \left( \frac{S_G - S_{irG}}{1 - S_{irA}} \right)^{n_G}, 1 \right] \right\}; k_{rH} = 0$$

$$\text{其中: } S_{irA} = 0.12, S_{irG} = 0.02, n = n_G = 3.0$$

表2 模拟期间水泥水化放热速率分段取值  
Table 2 Segmented values of cement hydration heat release rate during simulation

| 时间段/s    | 取值/(J·g <sup>-1</sup> ·s <sup>-1</sup> ) |
|----------|------------------------------------------|
| 0~120    | 0.20                                     |
| 120~240  | 0.28                                     |
| 240~360  | 0.40                                     |
| 360~480  | 0.36                                     |
| 480~600  | 0.32                                     |
| 600~720  | 0.24                                     |
| 720~1680 | 0.16                                     |

速平衡。在此阶段,压力下降的速度逐渐减慢,这可从图4(c)中观察到,是由于水合物分解产生的气体对压力的快速下降起到了缓冲作用。

在约600 s后,由于水合物相平衡的破坏,水合物开始大量分解(标记为PQ段)。尽管压力仍在下降,但由于水合物的分解吸热作用,压力下降的速度显著减缓。分解区形成的压力峰值促使高压气体和水向两侧流动,为反侵权行为提供了潜在条件,这一点在图5中得到了进一步的证实。值得注意的是,水合物分解过程中,压力曲线会出现周期性的波动,这是由于计算算法引起的,当模型网格划分得足够精细时,这种波动可以被消除,从而获得更加平滑的曲线。

图4(b)显示了监测点单元内温度的变化趋势。结合图4(c),发现在水合物未完全分解之前,单元内温度保持相对稳定,这是由于水合物分解的吸热效应的原因。当水合物完全分解后,在水泥放热的影响下,单元温度逐渐上升。

在图4(c)、(d)和(e)中可以看到水合物饱和度、液体饱和度和气体饱和度的变化,这些数据共同揭示了水合物的分解行为。在420 s之后,由于压力的降低和温度的升高,水合物的相平衡被破坏,从而引发大量分解。随着近井壁处水合物的消耗,远离井壁方向的相邻单元的分解速度加快,这是因为前一单元分解产生的缓冲作用逐渐减弱。在水合物分解过程中产生的压力峰值推动了反侵权行为的发生,最终导致了反侵现象的发生,这在图4(e)中得到了明确的展示,其中在约920 s时,环空单元内出现了气体。

为了更清楚地展示图4(a)中近井壁处地层单元(监测点A)与环空单元(监测点O)之间的压力关

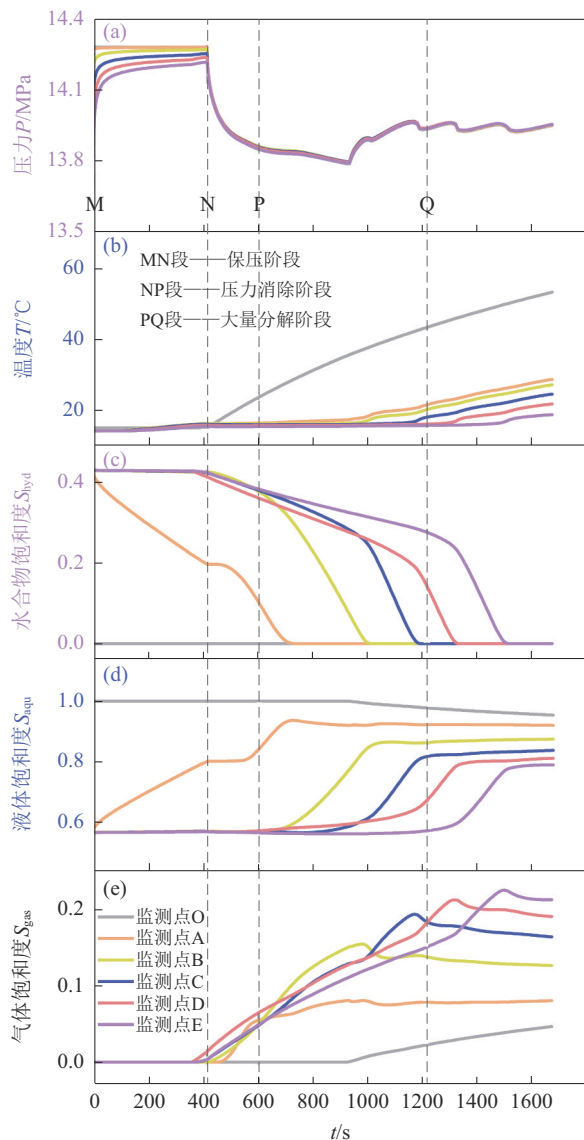


图4 固井过程中环空与近井壁处地层监测点主要物性参数变化规律

Fig.4 Variation of main physical parameters at annular space and near-wellbore formation monitoring points during cementing

系,图5对这部分内容进行了放大处理。放大后的图像清晰地展示了3个关键阶段:(1)在保压期间,井壁附近的压力迅速增加接近环空的压力;(2)当固井压力解除后,两者的压力趋于平衡;(3)随着水合物的分解开始,井壁附近的压力开始超过环空的压力。

### 3 主要固井工艺参数对反侵烈度的影响

在水合物地层固井过程中,固井工艺的调整可

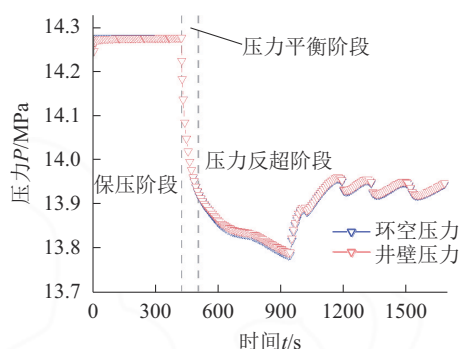


图5 近井壁处地层单元孔隙压力与环空压力变化规律

Fig.5 Variation of formation pore pressure and annular pressure at near-wellbore formation

能对高压气水反侵行为的严重程度产生显著的影响,然而其具体效果尚不明确。为了深入评估不同固井工艺参数对反侵现象的影响程度(即反侵烈度),本研究着重分析了3种关键工艺参数:水泥浆的水化放热速率、固井过程中施加的压差以及保压阶段的持续时间。在研究中,初始模拟设定为基准对照组。为了评估各个参数对反侵现象的影响程度,每次模拟仅调整一个特定参数。为了简化描述,其中的水泥水化放热速率取值为模拟期间水泥平均水化放热速率。试验设计的详细信息见表3。

表3 主要固井工艺参数取值设计

Table 3 Design of main cementing process parameters

| 参 数                                                          | 取 值                      |
|--------------------------------------------------------------|--------------------------|
| 水泥浆水化放热速率/( $\text{J}\cdot\text{g}^{-1}\cdot\text{s}^{-1}$ ) | 0.18、0.23、0.28、0.33、0.38 |
| 固井压差/MPa                                                     | 0.5、1.0、1.5、2.0、2.5      |
| 保压时长/min                                                     | 3、5、7、9、11               |

为了准确量化反侵烈度,本研究采用了两个关键指标:反侵起始时间和反侵量。其中,反侵起始时间指反侵现象出现的时刻,模拟中即环空单元中出现气体的时刻;反侵量则表示模拟结束时环空单元中的气体饱和度。

### 3.1 水泥水化放热速率

图6直观地展示了水泥水化放热速率与反侵现象之间的关系。随着水泥水化放热速率的增加,反侵发生的起始时间显著提前。这一现象的产生可归因于水泥水化放热速率的提升导致单位体积水泥产生的热量增加,加速了地层中水合物的分解,进而加剧了反侵行为的发生。具体而言,当水泥水化放热速率在  $0.18\sim 0.38 \text{ J}\cdot\text{g}^{-1}\cdot\text{s}^{-1}$  范围内变化时,反

侵现象的起始时间从1156 s缩短至832 s。

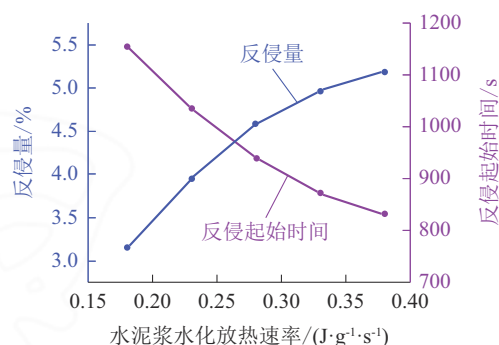


图6 水泥浆水化放热速率对反侵烈度的影响

Fig.6 Influence of cement slurry hydration heat release rate on influx intensity

此外,随着水泥水化放热速率的增加,反侵入环空中的气体量也呈现出上升趋势。然而,这一趋势在达到某一临界点后逐渐减弱。这是因为在近井壁的水合物分解完毕后,反侵气体需要从更远的区域运移至环空,而此时温度场的影响已不再显著扩展。因此,在水泥水化放热速率超过这一临界值后,反侵气体的增加将不再显著。当水泥水化放热速率在  $0.18\sim 0.38 \text{ J}\cdot\text{g}^{-1}\cdot\text{s}^{-1}$  范围内变化时,反侵量从3.15%增至5.20%。

综上所述,水泥水化放热速率对反侵烈度具有显著的影响。随着放热速率的增加,对水泥环的损伤程度也随之加重。因此,在实际工程应用中,应优先考虑使用低热水泥,以减少反侵现象的发生。

### 3.2 固井压差

图7详细展示了固井压差与反侵烈度之间的关联性。观察图中的数据可以发现,随着固井压差的增加,反侵起始时间的变化趋势呈现出一个拐点。在较低的固井压差条件下,由于水泥浆侵入程度有限,对水合物地层的热量传递相对较少,因此水合物的分解量也相对较低,导致反侵动力不足。然而,当固井压差超过某一阈值后,情况发生改变。一方面,高压环境有助于维持水合物的稳定性,减少了水合物的分解,从而减弱了反侵的动力;另一方面,高固井压差促使水泥浆更深入地层侵入,增加了反侵过程的阻力,使得反侵现象更难以发生。

在模拟变化范围内,固井压差对反侵起始时间的影响并不显著,当固井压差在  $0.5\sim 2.5 \text{ MPa}$  之间变动时,反侵起始时间在  $916\sim 988 \text{ s}$  之间波动。同

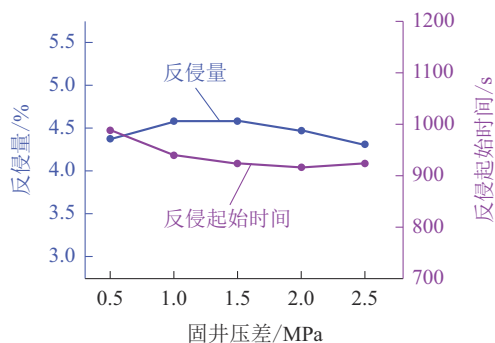


图7 固井压差对反侵烈度的影响

Fig.7 Influence of cementing pressure differential on influx intensity

样地,随着固井压差的增加,最终反侵入环空中的气体量也出现了拐点。当固井压差在0.5~2.5 MPa之间变化时,反侵量在4.31%~4.59%之间波动。

综上所述,固井压差对反侵现象的发生具有一定的影响。虽然固井压差增大有助于抑制反侵的发生,但同时也可能对水合物地层造成较大破坏。考虑到水合物地层的破裂压力通常较低,因此在确定固井压差时应综合考虑现场实际情况。在水泥浆流动性较好的前期,不宜采用过高的固井压差;而在后期水泥浆流动性减弱时,为了防止地层中高压气水的侵入,可以考虑继续维持较高的固井压差,但应确保不超过地层的破裂压力。

### 3.3 保压时长

图8详细描述了保压时间与反侵烈度之间的关联。从图中可以看出,随着保压时间的增加,反侵起始时间明显推迟。这一现象可能由两个因素共同作用所致。首先,在固井压差维持期间,井壁周围的高压环境有助于维持水合物的相平衡,减少水合物分解的可能性。当压力释放后,由于压力降的作用,水合物迅速分解。因此,较长的保压时间可以有效推迟水合物的分解,进而推迟反侵行为的发生。其次,较长的保压时间意味着水泥浆侵入地层的持续时间更长,侵入深度更深,这进一步增加了反侵过程的难度。

在模拟变化范围内,保压时间对反侵起始时间的影响非常显著,当保压时间在3~11 min之间变动时,反侵起始时间几乎呈线性从756 s推迟至1148 s。同样地,随着保压时间的延长,最终反侵入环空中的气体量也显著减少。当保压时间在3~11 min之间变化时,反侵气体的百分比从5.38%降低至

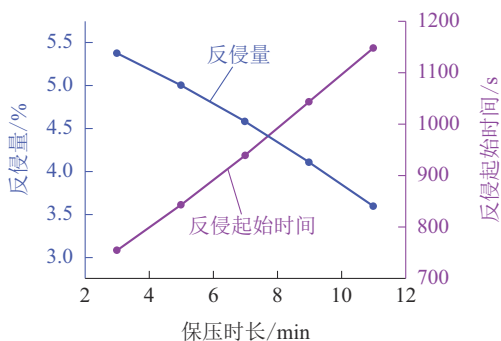


图8 保压时长对反侵烈度的影响

Fig.8 Influence of pressure maintenance duration on influx intensity

3.60%。

综上所述,保压时间对反侵烈度具有显著影响。在保压期间,水合物的分解被延缓,为水泥浆的凝固提供了更多时间。在实际工程应用中,可以考虑采用较长的保压时间以减少反侵的发生。

## 4 结论

本研究利用数值模拟方法,深入分析了水泥浆侵入水合物地层并放热对固井工程的影响,并探讨了固井工艺参数的作用。研究结果表明:

(1)水泥浆侵入和放热导致水合物地层压力升高,并趋近于环空压力。保压阶段结束后,近井壁处的压力急剧下降,引发水合物的分解。水合物分解过程中产生的吸热效应,使地层温度在水合物分解期间相对稳定。随着水合物的完全分解,地层温度开始逐渐上升。

(2)水泥浆侵入和放热破坏了水合物地层的相平衡,导致水合物大量分解。分解过程中产生的压力峰值促进了反侵现象的发生,最终导致高压气体和水反侵入水泥环,严重影响固井质量。

(3)水泥水化放热速率、固井压差和保压时间对反侵现象的发生和严重程度具有重要影响。水泥水化放热速率越高,反侵现象发生越早,反侵量越大;固井压差对反侵现象的影响较小,且超过一定值后会抑制反侵;保压时间越长,反侵现象发生越晚,反侵量越小。

(4)为了减少固井过程中的反侵现象,建议采用低水化热水泥,放热速率控制在 $0.28 \text{ J} \cdot \text{g}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$ 以下。延长保压时间,控制在7 min以上。并增大固井压差,尽可能在1.5 MPa以上,但要确保不超过地

层的破裂压力。

本研究为水合物地层的固井作业提供了理论基础,对提高固井作业的安全性和效率具有重要意义。后续研究可进一步考虑其他因素的影响,如不同水合物地层特性等,以进一步完善水合物地层的固井理论。

## 参考文献(References):

- [1] 郭胜伟,门秀杰,张胜军,等.中国海洋能源产业发展现状及协同发展思路[J].中国海上油气,2024,36(3):230-239.  
GUO Shengwei, MEN Xiujie, ZHANG Shengjun, et al. Development status and synergetic development idea of China's Marine energy industry[J]. China Offshore Oil and Gas, 2024, 36(3):230-239.
- [2] 路丰.南海能源对我国未来能源安全的影响分析[D].北京:外交学院,2013.  
LU Feng. Analysis of the impact of South China Sea energy on China's future energy security[D]. Beijing: China Foreign Affairs University, 2013.
- [3] 庞凌云.南海北部边缘盆地古近系沉积体系特征、展布及油气分布关系[D].北京:中国地质大学(北京),2012.  
PANG Lingyun. The characteristics and extension of depositional system and their relationship with hydrocarbon distribution in paleogene in north margin basins, South China Sea[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2012.
- [4] 靳佳澎,王秀娟,邓炜,等.南海北部多类型天然气水合物成藏特征与赋存差异[J/OL].地学前缘.(2024-04-18)[2024-05-06].http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3370.P.20240417.1239.006.html.  
JIN Jiapeng, WANG Xiujuan, DENG Wei, et al. Geological controls and differences of multi-types gas hydrate occurrences in the northern South China Sea[J/OL]. Earth Science Frontiers. (2024-04-18)[2024-05-06]. http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3370.P.20240417.1239.006.html.
- [5] 王冬冬.南海低渗弱固结水合物储层地质特征及物性刻画[D].武汉:中国地质大学(武汉),2021.  
WANG Dongdong. Geological characteristics and physical properties of low permeability and weakly consolidated hydrate reservoirs in the South China Sea[D]. Wuhan: China University of Geosciences(Wuhan), 2021.
- [6] 翁子伟,罗圣宗,黄瑞贤,等.南海天然气水合物分布与资源量概况[J].矿冶,2013,57(1):56-70.  
WENG Ziwei, LUO Shengzong, HUANG Ruixian, et al. The general situation of the distribution and potential volume of gas hydrate in the South China Sea[J]. Mining and Metallurgy, 2013, 57(1):56-70.
- [7] 孙珍.中国海洋油气产业[M].广州:广东经济出版社,2011.  
SUN Zhen. China's Offshore Oil and Gas Industry[M]. Guangzhou: Guangdong Economy Press, 2011.
- [8] 郑明明.油气水合物地层钻井与固井[M].成都:四川大学出版社,2023.  
ZHENG Mingming. Drilling and Cementing of Hydrate Formations in Oil and Gas Wells[M]. Chengdu: Sichuan University Press, 2023.
- [9] Ning, L F, Wu N Y, Jiang G S, et al. A method to use solar energy for the production of gas from Marine hydrate-bearing sediments: A case study on the Shenhuarea[J]. Energies, 2010, 3(12):1861-1879.
- [10] 郑明明,王晓宇,周珂锐,等.南海水合物储层固井过程高压气水反侵临界条件判别[J].中南大学学报(自然科学版),2022, 53(3):963-975.  
ZHENG Mingming, WANG Xiaoyu, ZHOU Kerui, et al. Critical conditions identification of generated high-pressure gas and water reverse penetration during cementing in hydrate reservoirs in the South China Sea[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2022, 53(3):963-975.
- [11] 郑明明,王晓宇,周珂锐,等.深水油气固井水合物储层物性响应与高压气水反侵研究[J].煤田地质与勘探,2021,49(3): 118-127.  
ZHENG Mingming, WANG Xiaoyu, ZHOU Kerui, et al. Hydrate reservoir physical properties response and high-pressure gas-water reverse penetration during deepwater oil and gas cementing [J]. Coal Geology & Exploration, 2021, 49(3): 118-127.
- [12] 刘天乐,郑少军,王韧,等.固井水泥浆侵入对近井壁水合物稳定的不利影响[J].石油学报,2018,39(8):937-946.  
LIU Tianle, ZHENG Shaojun, WANG Ren, et al. Negative effect of cementing slurry invasion on gas hydrate stability around borehole wall[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(8): 937-946.
- [13] 王金堂,徐嘉崎,廖波,等.海域天然气水合物钻井液用多功能处理剂制备与性能评价[J].钻探工程,2023,50(6):11-17.  
WANG Jintang, XU Jiaqi, LIAO Bo, et al. Preparation and properties evaluation of multifunctional drilling fluid additive for Marine natural gas hydrate[J]. Drilling Engineering, 2023, 50(6):11-17.
- [14] 郭旭洋,金衍,卢运虎,等.海域天然气水合物降压开采诱发储层力学性质劣化及沉降规律建模研究[J].钻探工程,2023,50(6):27-36.  
GUO Xuyang, JIN Yan, LU Yunhu, et al. A modeling analysis of depressurization-induced mechanical property deterioration and subsidence in marine natural gas hydrate-bearing reservoirs[J]. Drilling Engineering, 2023, 50(6):27-36.
- [15] Yang G K, Liu T L, Zhu H, et al. Heat control effect of phase change microcapsules upon cement slurry applied to Hydrate-Bearing sediment[J]. Energies, 2022, 15(12):4197.
- [16] 许明标,王晓亮,周建良,等.天然气水合物层固井低热水泥浆研究[J].石油天然气学报,2014,36(11):134-137.  
XU Mingbiao, WANG Xiaoliang, ZHOU Jianliang, et al. The research of low-heat slurry for cementing in the natural gas hydrate formation[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(11):134-137.
- [17] 李阳,程远方,闫传梁,等.南海神狐海域水合物地层多物理场耦合模型及井壁坍塌规律分析[J].中南大学学报(自然科学版),2022,53(3):976-990.  
LI Yang, CHENG Yuanfang, YAN Chuanliang, et al. Multi-physical field coupling model of hydrate formation and analysis of wellbore collapse law in Shenhu area of South China Sea[J]. Journal of Central South University (Science and Technology)

- gy), 2022, 53(3): 976-990.
- [18] 孙嘉鑫. 钻采条件下南海水合物储层响应特性模拟研究[D]. 武汉: 中国地质大学, 2018.  
SUN Jiaxin. Characteristics of reservoir response to drilling and production in gas hydrate-bearing sediments in the South China Sea[D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2018.
- [19] 申志聪, 王栋, 贾永刚. 水合物直井与水平井产气效果分析——以神狐海域SH2站位为例[J]. 海洋工程, 2019, 37(4): 107-116.  
SHEN Zhicong, WANG Dong, JIA Yonggang. Analysis on gas hydrate exploitation response between the horizontal and vertical wells at SH2 site in the Shenhu area of the South China Sea[J]. The Ocean Engineering, 2019, 37(4): 107-116.
- [20] 杨胜雄, 梁金强, 陆敬安, 等. 南海北部神狐海域天然气水合物成藏特征及主控因素新认识[J]. 地学前缘, 2017, 24(4): 1-14.  
YANG Shengxiong, LIANG Jinqiang, LU Jingan, et al. New understandings on the characteristics and controlling factors of gas hydrate reservoirs in the Shenhu area on the northern slope of the South China Sea[J]. Earth Science Frontiers, 2017, 24(4): 1-14.
- [21] Wang X J, Wu S G, Lee M, et al. Gas hydrate saturation from acoustic impedance and resistivity logs in the Shenhu area, South China Sea[J]. Marine and Petroleum Geology, 2011, 28(9): 1625-1633.
- [22] Wang X J, Hutchinson D R, Wu S G, et al. Elevated gas hydrate saturation within silt and silty clay sediments in the Shenhu area, South China Sea [J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2011, 116(B5): 10.
- [23] Wu N Y, Yang S X, Zhang H Q, et al. Gas hydrate system of Shenhu area, Northern South China Sea: Wire-line logging, geochemical results and preliminary resources estimates[C]// Paper presented at the Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA, 2010: OTC-20485-MS.
- [24] Wu N Y, Yang S X, Zhang H Q, et al. Preliminary discussion on gas hydrate reservoir system of Shenhu area, North Slope of South China Sea [C]//Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008. Vancouver, ColumbiaBritish, Canada, 2008.
- [25] 张永田, 陈晨, 马英瑞, 等. 注入甲醇抑制剂法开采神狐海域天然气水合物数值模拟研究[J]. 钻探工程, 2023, 50(5): 101-108.  
ZHANG Yongtian, CHEN Chen, MA Yingrui, et al. Numerical simulation of gas hydrate exploitation in the Shenhu Sea area by injecting methanol inhibitor [J]. Drilling Engineering, 2023, 50(5): 101-108.
- [26] 齐赞, 孙友宏, 李冰, 等. 近井储层改造对天然气水合物藏降压开采特性影响的数值模拟研究[J]. 钻探工程, 2021, 48(4): 85-96.  
QI Yun, SUN Youhong, LI Bing, et al. Numerical simulation of the influence of reservoir stimulation in the near wellbore area on the depressurization production characteristics of natural gas hydrate reservoir[J]. Drilling Engineering, 2021, 48(4): 85-96.
- [27] Wu N Y, Zhang H Q, Su X, et al. High concentrations of hydrate in disseminated forms found in very fine-grained sediments of Shenhu area, South China Sea [C]//Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008. Vancouver, ColumbiaBritish, CANADA, 2008.
- [28] Zhang H Q, Yang S X, Wu N Y, et al. Successful and surprising results for China's first gas hydrate drilling expedition [J]. Fire in the Ice Newsletter, 2007, 7(3): 6-9.
- [29] Ning F L, Zhang K N, Wu N Y, et al. Invasion of drilling mud into gas-hydrate-bearing sediments. Part I: effect of drilling mud properties [J]. Geophysical Journal International, 2013, 193(3): 1370-1384.
- [30] Li G, Moridis G J, Zhang K N, et al. Evaluation of gas production potential from Marine gas hydrate deposits in shenhu area of South China sea [J]. Energy & Fuels, 2010, 24(11): 6018-6033.
- [31] 吴能友, 张海敏, 杨胜雄, 等. 南海神狐海域天然气水合物成藏系统初探[J]. 天然气工业, 2007, 27(9): 1-6.  
WU Nengyou, ZHANG Haiqi, YANG Shengxiong, et al. Preliminary discussion on natural gas hydrate (NGH) reservoir system of Shenhu area, North slope of South China sea [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(9): 1-6.
- [32] Moridis G J, Kowalsky M B, Pruess K. HydrateResSimusers manual: A numerical simulator for modeling the behavior of hydrates in geologic media [R]. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2005.
- [33] Genuchten M T. A closed-form equation for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated soils [J]. Soil Science Society of America Journal, 1980, 44(5): 892-898.
- [34] Stone H L. Probability model for estimating Three-phase relative permeability [J]. Journal of Petroleum Technology, 1970, 22(2): 214-218.
- [35] 杨国坤, 蒋国盛, 刘天乐, 等. 控温自修复微胶囊的制备及在水合物地层固井水泥浆中的应用[J]. 材料导报, 2021, 35(2): 32-38.  
YANG Guokun, JIANG Guosheng, LIU Tianle, et al. Analysis on preparation of temperature controlled self-repairing microcapsules and its application in cement slurry for hydrate formation [J]. Materials Review, 2021, 35(2): 32-38.
- [36] 杨国坤, 汪爱明, 尹舒婷, 等. 水合物地层低热固井水泥浆用相变微胶囊的制备及应用[J]. 钻探工程, 2021, 48(3): 118-124.  
YANG Guokun, WANG Aiming, YIN Shuting, et al. Preparation and application of phase change microcapsules for low heat cement slurry for well cementing in hydrate formation [J]. Drilling Engineering, 2021, 48(3): 118-124.
- [37] 张俊斌, 李彬, 金颖, 等. 深水水合物层固井低水化热水泥浆体系研究及应用[J]. 中国海上油气, 2020, 32(1): 119-124.  
ZHANG Junbin, LI Bin, JIN Hao, et al. Study and application of a low hydration heat cement slurry system for the cementing of deepwater hydrate layer [J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32(1): 119-124.

(编辑 荐华)