



DOI:10.12404/j.issn.1671-1815.2406499

引用格式: 吴怡, 张兴全, 张天玮, 等. 南海深水井环空固相沉积下渗流环空带压预测方法[J]. 科学技术与工程, 2025, 25(20): 8483-8489.
Wu Yi, Zhang Xingquan, Zhang Tianwei, et al. Prediction method for annular pressure with percolation under solid phase deposition in deep-water wells of the South China Sea[J]. Science Technology and Engineering, 2025, 25(20): 8483-8489.

南海深水井环空固相沉积下渗流环空带压预测方法

吴怡^{1,2}, 张兴全^{1,2}, 张天玮^{1,2}, 张智³, 丁剑^{3,4,*}

(1. 中海石油(中国)有限公司北京研究中心, 北京 100000; 2. 海洋油气高效开发全国重点实验室, 北京 100000;
3. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都 610500; 4. 西南石油大学机电工程学院, 成都 610500)

摘要 针对深水井 B、C 环空流体固相沉积下环空泄压通道堵塞风险, 开展常见深水钻井液体系固相沉积测试, 获得不同钻井液体系固相沉降高度及沉降后固相渗流特性, 并基于固相渗流特性参数, 考虑环空流体固相沉积影响, 建立渗流作用下环空带压预测分析方法, 并开展实例分析。结果表明: 沉降高度油基钻井液 > EZFLOW 钻井液 > HEM 钻井液, 沉降后固相渗透率 EZFLOW 钻井液 > HEM 钻井液 > 油基钻井液, 渗透率最高达到 $2.216 \mu\text{m}^2$, 在环空流体固相沉积条件下, 随环空流体黏度降低及地层渗透率、裸眼段长度增加, 流体流动黏性力降低, 且与地层接触渗流面积增大, 环空流体渗流量增大, 降低钻井液黏度、提高水泥环裸眼段长度可以提高深水井 B、C 环空压力释放能力, 但由于固相沉积影响, 其渗流流量远小于无固相沉积条件下环空压力降低速度, 且固相沉降后存在无法泄压的风险。

关键词 深水井; 环空带压; 环空流体; 固相沉积; 渗流

中图分类号 TE375; 文献标志码 A

Prediction Method for Annular Pressure with Percolation under Solid Phase Deposition in Deepwater Wells of the South China Sea

WU Yi^{1,2}, ZHANG Xing-quan^{1,2}, ZHANG Tian-wei^{1,2}, ZHANG Zhi³, DING Jian^{3,4,*}

(1. CNOOC (China) Co., Ltd. Beijing Research Center, Beijing 100000, China; 2. National Key Laboratory of Offshore Oil and Gas Exploitation, Beijing 100000, China; 3. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Development Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 4. School of Mechanical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

[Abstract] To mitigate the risk of annular pressure buildup caused by solid-phase deposition in the B and C annuli of deep-water wells, experimental tests were conducted on sedimentation behavior using common deep-water drilling fluid systems. The sedimentation height and post-settling solid-phase permeability of various drilling fluids were measured. Based on the parameters of solid phase percolation characteristics, and considering the impact of annular fluid solid deposition, a predictive analytical method was established for annular pressure under percolation conditions. Case analysis was conducted to validate the approach. Results show that the sedimentation height follows the order: oil-based drilling fluid > EZFLOW drilling fluid > HEM drilling fluid. In contrast, the post-settling solid-phase permeability is ranked as EZFLOW drilling fluid > HEM drilling fluid > oil-based drilling fluid, with a maximum permeability of $2.216 \mu\text{m}^2$. Under annular fluid solid-phase deposition conditions, reductions in annular fluid viscosity, increases in formation permeability, and longer open-hole cement sheath sections reduce fluid viscous resistance, enlarge the seepage contact area with the formation, and enhance fluid flow. Therefore, reducing drilling fluid viscosity and extending the open-hole cement sheath length can improve the pressure release capacity in the B and C annuli of deep-water wells. However, the presence of solid-phase deposition significantly restricts seepage flow rates compared to conditions without deposition, leading to a potential risk of incomplete pressure relief following solid-phase sedimentation.

[Keywords] deep wells; annular pressure; annulus fluid; solid phase deposition; seepage

中国南海深水深层油气资源丰富, 随其开发不断深入, 井筒服役环境更加恶劣, 在极端高温、高压、高含腐蚀介质环境下, 深水井环空带压问题突

出^[1-2], 同时由于深水井其特殊性, 通常采用水下井口附加采油树进行油气开采, 并于井口安装套管密封总成, 导致除 A 环空外的其他环空无法进行泄压

收稿日期: 2024-08-29; 修订日期: 2025-04-25

基金项目: 国家自然科学基金(U22A20164, 52074234)

第一作者: 吴怡(1987—), 男, 汉族, 江苏宿迁人, 硕士, 高级工程师。研究方向: 海洋钻井工程。E-mail: wuyi_smile@ sina.com。

* 通信作者: 丁剑(1995—), 男, 汉族, 四川南充人, 博士, 讲师。研究方向: 井筒完整性、环空带压、管柱力学。E-mail: swpu_dj@163.com。

操作,通常采用水泥返高返至上层套管鞋以下的特殊井身结构设计,通过地层释放 B、C 环空压力,但在长期生产过程中,环空钻井液存在固相沉积现象,使得环空泄压通道存在堵塞风险,从而导致高环空压力无法释放,严重威胁现场生产安全^[3],因此,需开展深水井环空流体固相沉积影响下环空压力分析,优化井身结构设计,保障现场安全生产^[4]。

目前中外学者针对环空带压产生原因、预测及安全管控开展了大量研究。王宴滨等^[5]建立了基于环空流体物性参数变化及流体与环空体积耦合作用的深水井环空带压预测方法。丁亮亮等^[6]建立了基于温压耦合作用下环空流体物性参数变化的持续环空带压预测方法。马英文等^[7]针对凝析气田开发初期环空带压问题,建立了考虑温度、膨胀效应耦合作用下环空体积变化的环空带压预测及管控方法。张智等^[8]综合考虑管柱、流体体积变化特征,建立了基于气体状态方程的储气库井环空压力预测方法。王捷力等^[9]基于环空带压控制值计算、环空带压诊断及井筒完整性检测等关键方法,提出了一套环空压力安全管控流程。现有研究对深水井环空带压机理、产生原因、预测方法及安全管控已有较为清晰的认识,但针对深水井特殊井身结构设计情况下,环空流体固相沉积对环空压力的影响研究较少。鉴于此,基于深水井井身结构设计,针对深水井 B、C 环空流体固相沉积下泄压通道堵塞风险,开展常见深水钻井液体系固相沉积测试,获得不同钻井液体系沉积后固相渗流特性,并基于固相渗流特性参数,考虑环空流体固相沉积影响,建立渗流作用下环空带压预测分析方法,分析深水井环空流体固相沉积影响下环空压力,保障现场安全生产。

1 深水井环空渗流带压预测

在深水井生产过程中,井筒环空温度升高,环空压力变化,导致环空体积在流体热膨胀效应及膨胀效应下发生变化,产生环空压力,其大小取决于环空流体在温度、压力改变条件下的体积变化能力,假设环空为密闭空间,仅考虑温度效应和膨胀效应作用下环空圈闭压力可表示为^[10-11]

$$\Delta p_{\text{ann}} = \frac{\alpha_p}{\alpha_t} \Delta T + \frac{1}{\alpha_t V} \Delta V \quad (1)$$

式(1)中: Δp_{ann} 为圈闭环空压力,MPa; V 为密闭环空体积, m^3 ; α_t 为流体膨胀系数, $1/^\circ\text{C}$; α_p 为流体压缩系数, MPa^{-1} ; ΔT 为流体温度增加量, $^\circ\text{C}$; ΔV 为环空体积增加量, m^3 。

针对深水井,当水泥返深返至上层套管鞋以

下时,环空流体可通过环空裸眼段发生质量变化,从而减缓流体热膨胀引起的环空压力。随着环空压力的增加,在压差作用下地层将与环空流体发生不稳定渗流,此时一维径向流应力扩散方程为^[12]

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\varphi \mu c}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (2)$$

式(2)中: P 为流体压力,MPa; r 为半径,m; k 为渗透率, μm^2 ; φ 为孔隙度,无量纲; μ 为流体黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; c 为综合压缩系数, MPa^{-1} ; t 为渗流时间,s。

在地层渗流作用下其初始条件和压力边界为

$$\begin{cases} r = r_w, t = 0, P(r) = P_D \\ r = \square, t > t, P(r) = P_D \\ r \rightarrow 0, t > 0, r \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \end{cases} \quad (3)$$

式(3)中: P_D 为地层压力,MPa; r_w 为井筒半径,m; q 为渗流流量, m^3/s ; h 为裸眼段长度,m; $P(r)$ 为距井中心 r 处的压力,MPa。

代入式(3)可得

$$\int_{P_D}^{P_{\text{ann}}} dP = \frac{q\mu}{4\pi kh} \int_{\square}^{\frac{r^2}{4\eta t}} \frac{e^{-\frac{r^2}{4\eta t}}}{r^2} d \frac{r^2}{4\eta t} \quad (4)$$

式(4)中: P_{ann} 为与地层发生渗流时环空压力,MPa; η 为导压系数, cm^2/s 。

对式(4)进行积分可得

$$P_D - P_{\text{ann}} = \frac{q\mu}{4\pi kh} \int_{\square}^{\frac{r^2}{4\eta t}} \frac{e^{-\frac{r^2}{4\eta t}}}{r^2} d \frac{r^2}{4\eta t} \quad (5)$$

其中,幂积分函数可表示为

$$-E_i(-x) = \int_x^{\square} \frac{1}{x} e^{-x} dx \quad (6)$$

式(6)中: $E_i(x)$ 为幂积分函数,无量纲。

将积分部分以幂积分函数表示,即可得地层与环空流体发生不稳定渗流的计算公式为^[13]

$$P_D - P_{\text{ann}} = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[-E_i\left(\frac{r^2}{4\eta t}\right) \right] \quad (7)$$

其中幂积分函数可展开为无穷级数,可表示为

$$-E_i\left(-\frac{r^2}{4\eta t}\right) = \ln \frac{4\eta t}{r^2} - 0.5772 + \frac{r^2}{4\eta t} + \frac{1}{4} \left(\frac{r^2}{4\eta t}\right)^2 + \dots \quad (8)$$

因此当 $\frac{r^2}{4\eta t} < 0.01$ 时,式(8)可简化为

$$P_D - P_{\text{ann}} = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{4\eta t}{r^2} - 0.5772 \right) \quad (9)$$

当环空钻井液发生沉降后,其固相沉积在环空底部,对环空与地层不稳定渗流造成影响,降低了

环空流体渗流流量, 在固相沉积物上端环空压力与地层压力压差作用下, 流体在固相沉积物中发生渗流, 根据达西公式, 其渗流流量为^[14]

$$q_c = \frac{k}{\mu} A \frac{P_c - P_D}{\Delta h} \quad (10)$$

式(10)中: q_c 为固相沉积渗流流量, m^3/s ; Δh 为固相沉积高度, m ; P_c 为固相沉积处环空压力, MPa ; A 为环空渗流横截面积, m^2 。

当固相沉积渗流流量与不稳定渗流流量相等时, 渗流过程保持稳定, 即可求解得到稳定渗流状态下环空流体渗流流量 q , 因此, 渗流时环空流体质量变化引起的环空压力计算公式为^[15]

$$\Delta p_M = q \Delta t \frac{1}{\alpha_t V} \quad (11)$$

式(11)中: Δt 为环空压力下地层渗流变化时间, s , Δp_M 为渗流时环空流体质量变化引起的环空压力, MPa 。

则考虑固相沉积影响下, 耦合渗流-温压效应的环空压力为^[15]

$$\Delta p_{ann} = \frac{\alpha_p}{\alpha_t} \Delta T + \frac{1}{\alpha_t V} \Delta V + \frac{q \Delta t}{\alpha_t V} \quad (12)$$

环空带压由流体温度升高引起的热膨胀、环空体积变化和地层渗流引起的流体质量变化组成, 通过对环空压力耦合模型不断迭代计算便可得到环空压力变化。

2 环空钻井液固相沉积特性测试

为获得环空钻井液固相沉积特性, 采用岩心流动测试系统开展环空钻井液固相沉积测试, 获取环空钻井液固相沉积后渗透率, 以准确预测固相沉积作用下环空渗流带压值。

2.1 实验方法及方案

为获取不同钻井液体系沉积固相渗流能力, 将钻井液沉积固相制作为岩心样本, 采用岩心流动测试系统, 夹持岩心, 并通过恒定流量 Q 注入黏滞系数为 η_0 的气体, 记录两端压差及流量。测试装置如图 1 所示。

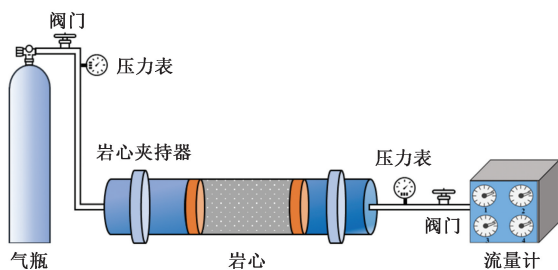


图 1 岩心渗透率测试装置示意图

Fig. 1 Schematic diagram of core permeability test device

基于测试结果及达西定律得到沉积固相渗透率为

$$\frac{Q}{A_s} = - \frac{k \Delta p}{\eta_0 l} \quad (13)$$

式(13)中: Q 为样品通过流量, m^3/s ; A_s 为样品横截面积, m^2 ; l 为样品长度, m ; η_0 为流体黏滞系数, $Pa \cdot s$; Δp 为样品上下游的压力差, Pa 。

实验采用常用 HEM、EZFLOW、油基 3 种钻井液体系固相沉积物, 每种固相沉积物制作 3 枚平行岩心试样, 分别测量其渗流性能。

2.2 实验结果

采用岩心渗透率测试装置测试得到 3 类钻井液体系固相沉积物渗透率结果如图 2 所示。可以看出, 三类钻井液体系下, HEM 钻井液、EZFLOW 钻井液、油基钻井液固相沉积物平均渗透率分别为 2.216 、 0.542 、 $0.016 \mu m^2$, 且 HEM 钻井液 > EZFLOW 钻井液 > 油基钻井液。

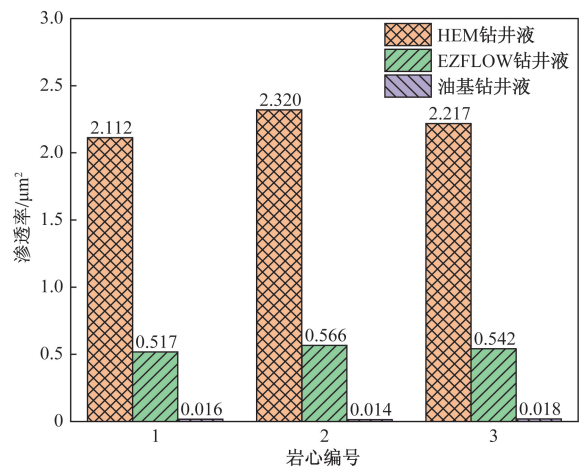


图 2 不同钻井液体系固相沉积物岩心渗透率

Fig. 2 Core permeability of solid sediments in different drilling fluid systems

得到不同钻井液体系固相沉积渗透率后代入式(10)~式(12)即可计算得到不同钻井液体系下由渗流诱导环空压力。

3 实例计算

X 井为南海某深水高温高压气井, 水深 907.0 m, 井深 4 300 m, 井底温度约为 $138 \text{ }^\circ\text{C}$, 地层压力 68.00 MPa , 钻井液体系为 HEM 钻井液, B 环空水泥返高 3 350 m, C 环空水泥返高 2 150 m, 其环空管柱及流体具体参数如表 3 所示。

3.1 环空圈闭压力预测

该井预测产量 $6 \times 10^5 \text{ m}^3/\text{d}$, 并随投产时间增加, 储层压力降低, 基于该井配产情况, 计算得到该井不同投产时间下井筒温度分布, 结果如图 3 所示。

表3 环空管柱及流体技术参数

Table 3 Technical parameters of annulus string and fluid technical

参数	数值	
	B环空	C环空
套管内径/mm	339.7	508
套管外径/mm	224.5	339.7
裸眼段长度/m	250	350
钻井液密度/(g·m ⁻³)	1 300	1 500
钻井液黏度/(mPa·s)	1.0	1.0
裸眼段地层压力/MPa	49.26	19.88

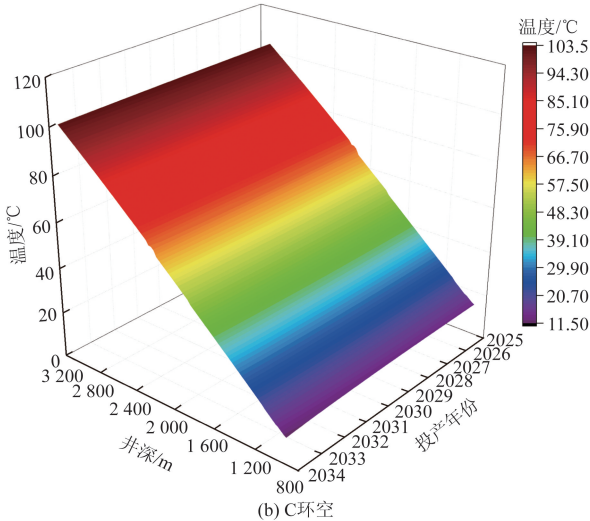
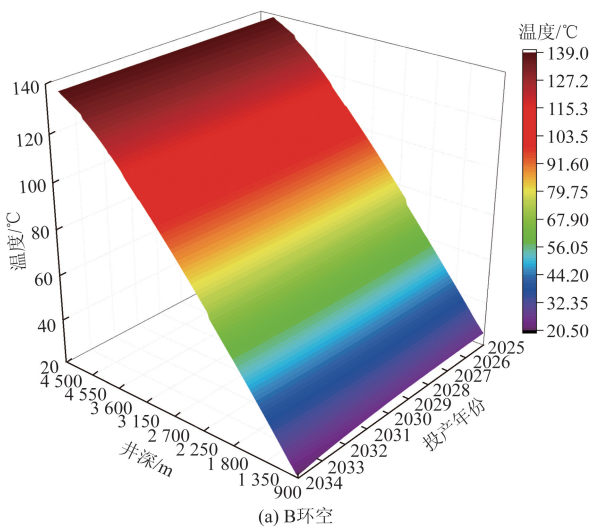


图3 井筒环空温度分布

Fig. 3 Temperature distribution in wellbore annulus

可以看出,在生产工况下,B、C环空温度升高,井口环空温度最高分别达到25.67、13.96℃,但随后期地层压力及产量降低,环空温度增加程度降低。

基于环空温度变化及井筒地层流体参数,由式(2)~式(12)计算得到不同条件下B、C环空压力随时间变化情况,如图4所示。可以看出,在仅考虑温度效应影响下,B、C环空压力最高分别达到

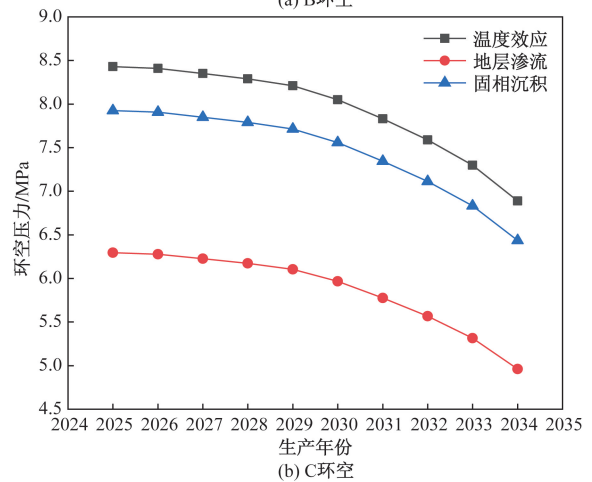
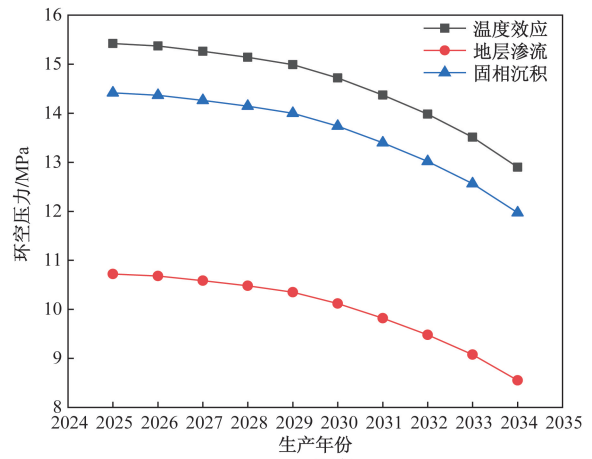


图4 不同考虑因素下环空压力变化

Fig. 4 Annulus pressure changes under different considerations

15.42、8.43 MPa,且随生产时间增加,产量及井底压力降低,环空温度升高程度减弱,其密闭环空压力随之降低,而当水泥环返至上层套管鞋以上,在环空底部形成裸眼段时,环空与地层发生不稳定渗流,此时由于地层孔隙度及渗透率较高,环空流体通过渗流流入地层,释放环空压力,B、C环空最低分别降低至8.55、4.96 MPa,降低程度达到28.00%、33.70%,表明通过地层可较好的释放密闭环空压力,降低其安全风险。但当环空钻井液发生沉降后,其固相介质沉积于环空底部且渗透率较低,阻碍环空流体渗流作用,渗流流量降低,导致其环空压力释放能力降低,相同时间下环空压力最低,仅为11.97、4.96 MPa,降低程度减小至10.87%、9.10%。

3.2 不同钻井液体系下环空压力

分析得到HEM、EZFLOW、油基3种钻井液体系固相沉积物对密闭环空压力的影响,如图5所示。在钻井液固相沉积条件下,由于渗流作用经过30 d后B、C环空压力降低,而由于固相沉积影响,环空流体渗流量减小,压力降低幅度降低,且由于固相

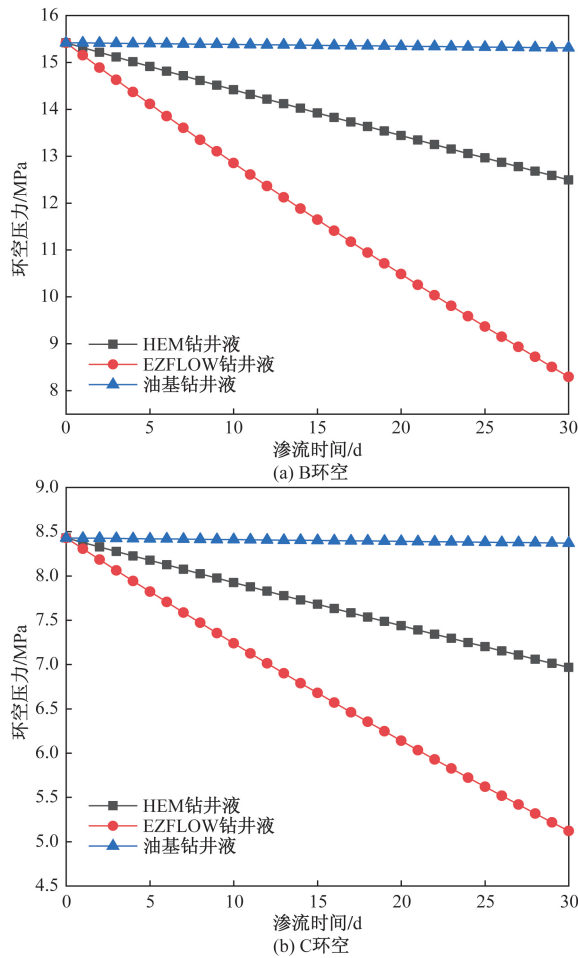


图5 不同钻井液体系下环空压力变化
 Fig. 5 Variation of annulus pressure under different drilling fluid systems

沉积渗透率 EZFLOW 钻井液 > HEM 钻井液 > 油基钻井液, 使得其相同时间内 EZFLOW 钻井液环空压力降低最大, B、C 分别降低至 8.29、5.12 MPa, 降低幅度达到 46.20%、39.25%, 而 HEM 钻井液分别降低 12.49、6.96 MPa, 降低幅度为 18.97%、17.35%, 油基钻井液分别降低 15.31、8.37 MPa, 降低幅度仅为 0.71%、0.69%, 因此在使用固相渗透率较差的钻井液类型时, 当环空流体固相沉降后存在无法释放环空压力的风险。

3.3 不同地层渗透率下环空压力

分析得到不同地层渗透率下固相沉积对密闭环空压力的影响, 如图 6 所示。当环空流体固相沉积后, 随地层渗透率增加, 稳定后渗流流量增加, 环空流体释放至地层, 使得环空压力降低速度随渗透率增加而增大, 当地层渗透率由 0.01 μm^2 增加至 0.16 μm^2 , 相同时间下 B 由 15.42 MPa 分别降低至 13.94、6.95 MPa, 降低幅度由 9.57% 提高至 54.93%, C 环空压力由 8.43 MPa 分别降低至 7.81、4.39 MPa, 降低幅度由 7.33% 提高至 49.91%, 但由

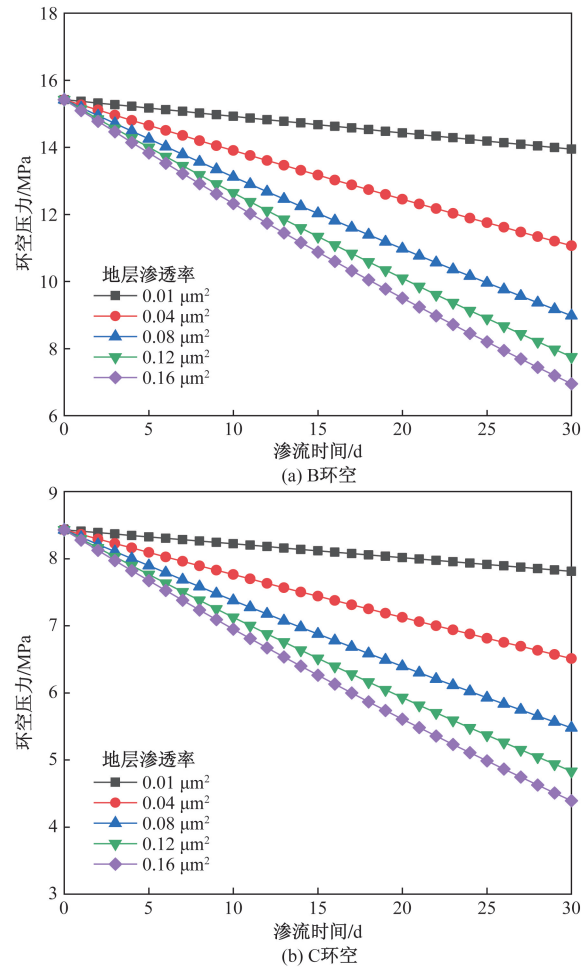


图6 不同地层渗透率下环空压力变化
 Fig. 6 Variation of annulus pressure under different formation permeability

于固相沉积影响, 其环空压力释放速度远小于无固相沉积条件下环空压力降低速度。

3.4 不同钻井液流体黏度下环空压力

分析得到不同钻井液流体黏度下固相沉积对密闭环空压力的影响, 如图 7 所示。可以看出, 随钻井液流体黏度增加, 流体流动黏性力增大, 环空流体渗流量降低, 使得环空压力降低速度随钻井液流体黏度增加而减小。当钻井液流体黏度由 1 $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 提高至 9 $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 时, 相同时间下 B 由 15.42 MPa 分别降低至 8.30、14.44 MPa, 降低幅度由 46.2% 降低至 6.38%, C 环空压力由 8.43 MPa 分别降低至 5.12、7.95 MPa, 降低幅度由 39.25% 降低至 5.58%, 降低钻井液流体黏度可以提高深水井 B、C 环空压力释放能力。

3.5 不同裸眼长度下环空压力

分析得到不同裸眼长度下固相沉积对密闭环空压力的影响, 如图 8 所示。随裸眼段长度增加, 环空钻井液与地层接触渗流面积增大, 环空钻井液渗

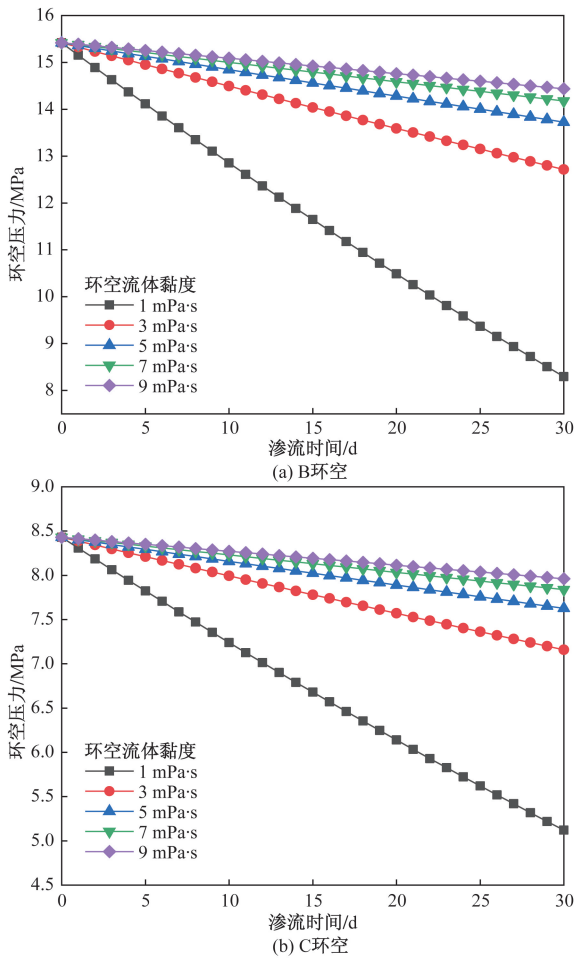


图7 不同环空流体黏度下环空压力变化
Fig. 7 Annulus pressure change under different annulus fluid viscosity

流量增加,使得环空压力降低速度随裸眼段长度增加而增大。当裸眼段长度由 50 m 提高至 250 m 时,相同时间下 B 由 15.42 MPa 分别降低至 12.23、7.45 MPa,降低幅度由 20.72% 提高至 51.72%,C 环空压力由 8.43 MPa 分别降低至 7.50、5.35 MPa,降低幅度由 11.05% 提高至 36.48%,增大裸眼段长度可提高环空泄压能力,但存在自由段过长导致井口抬升风险,应合理设计其长度。

4 结论

(1)针对深水井 B、C 环空流体固相沉积下环空泄压通道堵塞风险,开展常见深水钻井液体系固相沉积测试,获得不同钻井液体系固相沉降高度及沉降后固相渗透性,并基于固相沉积测试,考虑环空流体固相沉积影响,建立 B、C 环空固相沉积渗流作用下环空带压预测分析方法,可以有效评估深水井 B、C 环空泄压风险。

(2)在仅考虑温度效应影响下,密闭环空压力较高,当环空底部存在裸眼段时,环空与地层发生

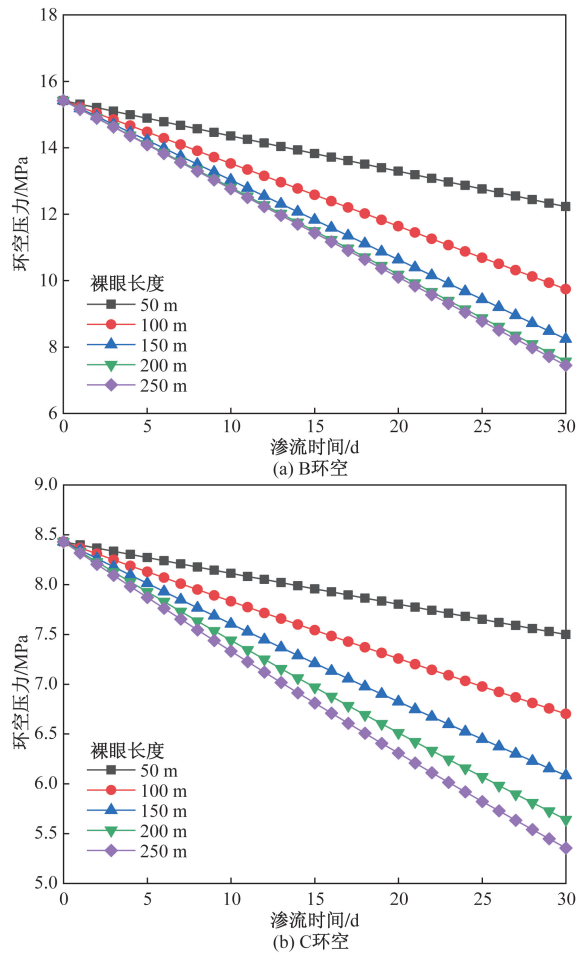


图8 不同裸眼长度下环空压力变化
Fig. 8 Variation of annulus pressure under different open hole lengths

不稳定渗流,环空流体通过渗流流入地层,可较好的释放密闭环空压力,降低环空带压风险,而环空钻井液固相沉积后,其固相介质沉积于环空底部,导致渗透率降低,阻碍环空流体渗流作用,渗流流量降低,降低了环空压力释放能力,存在无法释放环空压力的风险。

(3)随钻井液流体黏度降低及地层渗透率、裸眼段长度增加,流体流动黏性力降低,渗流面积增大,环空流体渗流量增大,使得环空压力降低速度随之增加,降低钻井液流体黏度、提高水泥环裸眼段长度可以提高深水井 B、C 环空压力释放能力,但由于固相沉积影响,其渗流流量远小于无固相沉积条件下环空压力降低速度。

参考文献

[1] 李中,殷志明,田得强. 深远海超深水钻井井控风险防控技术研究进展[J]. 钻采工艺, 2024(4): 8-17.
Li Zhong, Yin Zhiming, Tian Deqiang. Research progress on well control risk management technology for deep sea and ultra-deep water drilling[J]. Drilling & Production Technology, 2024(4): 8-17.

- [2] 杨进, 李磊, 宋宇, 等. 中国海洋油气钻井技术发展现状及展望[J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2308-2318.
Yang Jin, Li Lei, Song Yu, et al. Current status and prospects of offshore oil and gas drilling technology development in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(12): 2308-2318.
- [3] Sultan N W, Faget J B P, Fjeldheim M, et al. Real-time casing annulus pressure monitoring in a subsea HP/HT exploration well [C]//Offshore Technology Conference. Houston: SPE, 2008; DOI: 10.4043/19286-MS.
- [4] 程心平, 薛德栋, 张磊, 等. 南海深水井下采注技术挑战与对策[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(8): 3123-3133.
Cheng Xinping, Xue Dedong, Zhang Lei, et al. Challenges and countermeasures of deep-water downhole production and injection technology in the South China Sea[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(8): 3123-3133.
- [5] 王宴滨, 曾静, 高德利. 环空带压对深水水下井口疲劳损伤的影响规律[J]. 天然气工业, 2020, 40(12): 116-123.
Wang Yanbin, Zeng Jing, Gao Deli. Effect of annular pressure on the fatigue damage of deepwater subsea wellheads[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(12): 116-123.
- [6] 丁光亮, 代先涛, 李帅, 等. 考虑环空液体热力学特征的持续环空带压预测模型研究[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(20): 8642-8649.
Ding Liangliang, Dai Xiantao, Li Shuai, et al. Prediction model of sustained annular pressure considering thermodynamic characteristics of annular liquid[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(20): 8642-8649.
- [7] 马英文, 张晓诚, 霍宏博, 等. 渤海凝析气田环空带压预测及管控研究[J]. 中国海上油气, 2023, 35(5): 117-127.
Ma Yingwen, Zhang Xiaocheng, Huo Hongbo, et al. Prediction and control of annulus pressure in Bohai condensate gas field[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(5): 117-127.
- [8] 张智, 赵苑瑾, 郑钰山, 等. 储气库井环空带压预测与影响因素分析[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(34): 14574-14580.
Zhang Zhi, Zhao Yuanjin, Zheng Yushan, et al. Prediction and analysis of influencing factors of annular pressure in gas storage wells[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(34): 14574-14580.
- [9] 王捷力, 董雪林, 高德利. 超深气井环空带压分析与控制研究[J]. 钻采工艺, 2024(4): 65-73.
Wang Jieli, Dong Xuelin, Gao Deli. Research on analysis and control of annular pressure in ultra-deep gas wells[J]. Drilling & Production Technology, 2024(4): 65-73.
- [10] 张智, 蔡楠, 赵苑瑾, 等. 控制地下储气库强采强注井环空超压的氮气柱长度计算方法[J]. 天然气工业, 2021, 41(6): 83-88.
Zhang Zhi, Cai Nan, Zhao Yuanjin, et al. A calculation method of nitrogen column length for controlling annular overpressure in underground gas storage (UGS) wells with intensive production and injection[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(6): 83-88.
- [11] 胡志强, 李鑫, 金鑫, 等. 密闭环空热膨胀压力全尺寸模拟实验[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(16): 6663-6669.
Hu Zhiqiang, Li Xin, Jin Xin, et al. Full-scale simulation experiment of trapped annular thermal expansion pressure[J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(16): 6663-6669.
- [12] Zhang B, Lu N, Guo Y J, et al. Modeling and analysis of sustained annular pressure and gas accumulation caused by tubing integrity failure in the production process of deep natural gas wells [J]. Journal of Energy Resources Technology-Transactions of the ASME, 2022, 144(6): 063005.
- [13] Wang Y B, Zeng J, Gao D L. Assessment on the sustained casing pressure (SCP) with consideration of the infiltration of formation fluid into the annulus of deepwater wells[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 189: 106999.
- [14] 张智, 曾韦, 彭小龙, 等. 环空渗流诱发环空带压机理研究[J]. 钻采工艺, 2014, 37(3): 39-41, 8.
Zhang Zhi, Zeng Wei, Peng Xiaolong, et al. Mechanism study on sustained casing pressure caused by gas migration in annulus[J]. Drilling & Production Technology, 2014, 37(3): 39-41, 8.
- [15] Zhang B, Xu Z X, Lu N, et al. Characteristics of sustained annular pressure and fluid distribution in high pressure and high temperature gas wells considering multiple leakage of tubing string [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 196: 108083.
- [16] Ding L L, Yang X, Chen W K, et al. Prediction of annulus liquid level depth in high-temperature and high-pressure gas wells based on sustained casing pressure [J]. Journal of the International Measurement Confederation, 2022, 193: 110991.