

海上窄压力窗口控压固井浆柱结构设计方法

肖伟¹, 罗宇维¹, 赵军¹, 黄志强², 石礼岗¹, 温达洋¹, 杨焕强^{*2}, 梅云涛²

(1. 中海油田服务股份有限公司油田化学事业部, 河北 三河 065201; 2. 长江大学石油工程学院, 湖北 武汉 430100)

摘要: 针对海上油气井窄压力窗口固井顶替效率低下的技术难题, 通过轻钻井液的施加以优化浆柱结构以及施加环空回压的方法实现安全高效固井的目标。考虑停泵压胶塞环空回压值 ≥ 5 MPa、冲洗液环空紊流接触时间 > 10 min以及注替结束井筒自压稳3个关键技术要求, 合理优化固井浆柱结构, 计算控压固井全过程井筒当量循环密度(ECD), 使井筒ECD在安全密度窗口内, 形成了海上窄压力窗口控压固井浆柱结构设计方法。以乐东10-1气田某高温高压井为例, 优化设计了该井的浆柱结构, 并模拟计算了控压固井全过程井筒ECD及紊流接触时间。结果表明: 轻钻井液用量为 $14\sim 50$ m³且密度在 $1.822\sim 2.142$ g/cm³之间、冲洗液用量 > 13 m³且密度在 $2.36\sim 2.45$ g/cm³之间、水泥浆密度在 $2.4\sim 2.51$ g/cm³之间, 可实现冲洗液紊流接触时间 > 10 min且满足压稳不漏的固井要求。该设计方法可实现海上窄压力窗口井安全施工和提高固井顶替效率的要求。

关键词: 海上油气井; 窄压力窗口; 控压固井; 浆柱结构; 回压补偿; 紊流接触时间

中图分类号: P634; TE25 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-9686(2024)01-0058-10

Design method of slurry column structure of managed pressure cementing at offshore gas wells with narrow pressure window

XIAO Wei¹, LUO Yuwei¹, ZHAO Jun¹, HUANG Zhiqiang², SHI Ligang¹,

WEN Dayang¹, YANG Huanqiang^{*2}, MEI Yuntao²

(1. China Oilfield Services Ltd, Oilfield Chemicals R&D Institute, Sanhe Hebei 065201, China;

2. School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan Hubei 430100, China)

Abstract: Aiming at the technical problem of poor cementing quality of offshore gas wells with narrow pressure window, the goal of safe and efficient cementing is achieved through the application of light drilling fluid to optimize the slurry column structure and the application of annular backpressure. Three key technical requirements are considered in this paper: the annular backpressure value during the pump stopping process should not exceed 5MPa, the turbulent contact time of the flushing fluid should be greater than 10 minutes, and the wellbore should be self-stable after cementing ending. Then the optimized slurry column structure and the calculated wellbore equivalent cycle density (ECD) with managed pressure cementing (MPC) technology were conducted by which a design method of cementing slurry column structure of MPC for offshore gas wells with narrow pressure window was formed. Taking a high-temperature and high-pressure well in Ledong 10-1 Gas Field as an example, the cementing slurry column structure was optimized, and the wellbore ECD and turbulent contact time was simulated during the entire MPC process. The results indicate that: the requirements of turbulent contact time greater than 10 minutes and leakproof pressure stability can be achieved under the following three conditions: the volume of light drilling fluid is $14\sim 50$ m³ and

收稿日期: 2023-05-04; 修回日期: 2023-10-08 DOI: 10.12143/j.ztgc.2024.01.008

基金项目: 中海油田服务股份有限公司项目“海上精细控压固井系统研究”(编号 G2117A0521G272)

第一作者: 肖伟, 男, 汉族, 1975年生, 高级工程师, 海洋油气固井工程专业, 硕士, 主要从事固井技术研究和作业支持工作, 河北省三河市燕郊经济技术开发区海油大街201号, xiaowei5@cosl.com.cn。

通信作者: 杨焕强, 男, 汉族, 1985年生, 副教授, 固井工程理论与技术专业, 博士, 主要从事复杂条件固井理论与技术工作, 湖北省武汉市蔡甸区大学路111号, yanghuanqiang@yangtzeu.edu.cn。

引用格式: 肖伟, 罗宇维, 赵军, 等. 海上窄压力窗口控压固井浆柱结构设计方法[J]. 钻探工程, 2024, 51(1): 58-67.

XIAO Wei, LUO Yuwei, ZHAO Jun, et al. Design method of slurry column structure of managed pressure cementing at offshore gas wells with narrow pressure window[J]. Drilling Engineering, 2024, 51(1): 58-67.

the density is $1.822\sim 2.142\text{g/cm}^3$, the volume of the pad fluid is greater than 13m^3 and the density is $2.36\sim 2.45\text{g/cm}^3$ and the density of cement slurry is $2.4\sim 2.51\text{g/cm}^3$. The goal of improving the efficiency of cementing displacement and safety construction is feasible with this method.

Key words: offshore oil and gas wells; narrow pressure window; managed pressure cementing (MPC); slurry column structure; back pressure compensation; turbulent contact time

0 引言

随着南海北部莺歌海盆地油气资源的勘探开发,海洋及其地质环境的复杂性给固井作业带来了巨大挑战。莺歌海盆地乐东10-1气田地层压力系数在2.30左右,安全密度窗口不足 0.07g/cm^3 ,溢流、井漏风险大,部分地层溢漏同层,固井作业难度高^[1]。为防止井漏的发生,该区块主要采用降低注替排量,减小环空压力的方法,然而,低注替排量带来了顶替效率低、固井质量无法满足要求的后果,控压固井技术提供了解决该问题的有效方案。

控压固井技术是在控压钻井技术的基础上发展而来的,主要通过固井前循环降密度、下套管速度控制和注替过程环空压力调节,保证固井全过程环空当量循环密度(ECD)在安全密度窗口内,达到压稳而不漏的目的^[2-8]。目前,国外多家油服公司开展了控压固井技术的大量应用:斯伦贝谢公司基于DAPC控压系统在秘鲁Sagari油田(低压-高渗透地层)^[9]、阿根廷Neuquén盆地(页岩地层)^[10]、马来西亚Duyong区块(高温高压地层)^[11]等地的非常规储层和复杂井得到了广泛应用,成功解决了井涌井漏、井壁失稳、窄压力窗口等问题;哈利伯顿公司基于控压固井系统在犹他州东南部Paradox盆地(窄压力窗口地层)、阿根廷Neuquén盆地(页岩地层)^[12-13]、马来西亚近海(超高温高压井)^[14]等地区得到成功应用,实现了高温高压、窄压力窗口地层的良好固井层间封隔,避免了井涌和井漏的发生;威德福公司基于Secure Drilling控压系统成功解决了北海区域(高温高压井)^[15]、墨西哥湾(窄压力窗口地层)^[16]等地区在固井过程中由窄压力窗口引发的气侵、漏失和井壁失稳的难题。国内近些年也逐步开展了控压固井技术的研究,并在现场得到了广泛应用,新疆塔中顺南区块顺南6井是一口高温高压超深井,面临油气显示活跃、安全密度窗口窄、气侵严重、地质构造复杂等难题,中国石化西北油田分公司利用精细控压固井技术在保证固井质量的基础上,极大的提高了顶替效率,为精细控压固井技术积累了宝贵经

验^[5]。四川盆地剑阁构造龙岗70井同样是一口高温高压超深井,面临着小井眼、封固段过长、小环空间隙、窄压力窗口等难题,中石油西南油气田公司首次应用尾管精细控压固井技术,优质、安全、高效地完成了固井作业^[17]。河南油田B304井面临着易窜、易漏、顶替效率低、窄压力窗口等难题,中国石化河南石油勘探局利用控压固井技术极大减小了上述难题的危害,保证了固井质量及安全^[18]。针对长庆油田 $\varnothing 139.7\text{mm}$ 生产套管中下 $\varnothing 88.9\text{mm}$ 小套管二次固井环空间隙小、固井施工压力高,水泥环薄、密封完整性难以满足等技术难点,川庆钻探工程有限公司通过控压固井原理为长庆油田老井增潜挖效及套损井治理提供了有力的技术支撑^[19]。针对渤海油田L井存在异常高压、三压力窗口窄、在高压区域存在断层等作业难点,中海石油有限公司天津分公司通过应用精细控压地面设备,控制合理的钻井参数,降低了在L井钻井过程中发生喷漏同层的风险,为渤海油田异常高压地层的勘探开发奠定了技术基础^[20]。

不同于以上控压固井技术的应用,海上窄压力窗口油气井存在以下特点:(1)海上平台钻井液储存装置容积有限,很难实现全井筒钻井液密度的降低;(2)固井注替结束后,无法实现环空回压的施加。因此,为适应海上固井工艺特点,在防漏压稳的基础上实现提高固井顶替效率的目标,基于控压固井注替过程井筒压力计算以及冲洗液紊流接触 10min 的要求,形成了控压固井浆柱结构设计方法,以乐东10-1-XX井为例,设计了该井的固井浆柱结构,模拟了控压固井全过程井筒压力变化情况以及冲洗液环空紊流情况,为海上精细控压固井技术的发展提供指导和帮助。

1 乐东10-1气田固井质量分析

南海莺歌海盆地乐东10-1气田高温高压气井固井技术难度大、影响因素多,主要包括:(1)封固高压气层,气窜风险高,固井质量对防止环空气窜至关

重要,因此,对固井质量要求高;(2)地层压力系统复杂,异常高压和薄弱地层交替存在,井漏风险大;(3)受钻井平台及固井工艺限制,注水泥结束后,环空无法施加回压,给地层压稳带来了挑战。(4)钻井液密度高,顶替难度大,由于LD10-1气田地层压力高,需要采用高密度钻井液去压稳地层,但是会导致

顶替排量低影响固井质量。

因次,如何在保证固井防漏压稳的基础上,实现固井质量的提高是海上窄压力窗口固井的最主要任务,表1对比了莺歌海盆地东方区块以及乐东区块的固井工艺以及固井质量。

表1 东方区块以及乐东区块固井工艺及固井质量对比

Table 1 Comparison of cementing technology and cementing quality between Dongfang block and Ledong block											
区块	井名	井深/m	裸眼段 长/mm	井眼直 径/mm	ECD/ (g·cm ⁻³)	排量/(m ³ · min ⁻¹)	钻井液密 度/(g·cm ⁻³)	水泥浆密 度/(g·cm ⁻³)	隔离液密 度/(g·cm ⁻³)	冲洗液密 度/(g·cm ⁻³)	固井 质量
东方 区块	DF13-x1	3715	232.92	212.725	≤2.0	1.511~0.318	1.8	2.1	1.95	1.8	固井 质量 较好
	DF13-x2	4100	272	212.725		1.511~0.318	1.81	2.1	1.95	1.8	
	DF13-x3	4257	300.2	212.725		1.511~0.318	1.81	2.1	1.95	1.8	
	DF13-x4	3706.6	365.72	212.725		1.511~0.318	1.8	2.1	1.95	1.8	
	DF13-x5	3858	329.4	212.725		1.398~0.318	1.8	2.1	1.95	1.8	
	DF13-x6	4364.5	482.9	212.725		1.511~0.318	1.8	2.1	1.95	1.8	
乐东 区块	LD10-x1	4135.88	215.87	212.725	2.334	0.716~0.159	2.28	2.40	2.30	2.28	固井 质量 不佳
	LD10-x2	4311.50	326.27	212.725	2.352	0.716~0.159	2.30	2.40	2.32	2.30	
	LD10-x3	4079.19	181.07	212.725	2.413	0.636~0.048	2.29	2.40	2.30	2.29	
	LD10-x4	4195.00	167.00	212.725	2.351	0.636~0.048	2.26	2.40	2.30	2.27	
	LD10-x5	4030.30	168.08	212.725	2.105	0.636~0.048	2.10	2.25	2.15	2.10	
	LD10-x6	4426.86	205.24	212.725	2.349	0.716~0.159	2.27	2.40	2.30	2.28	

由表1中数据可以看出,影响乐东10-1气田固井质量的最主要因素是固井注替排量小而导致的顶替效率低下,控压固井技术在降低井筒内钻井液密度后,预留了提高注替排量的窗口,成为解决乐东10-1气田固井质量不佳的有效技术手段。

2 浆柱结构设计方法

海上控压固井浆柱结构主要包括轻钻井液、冲洗液、隔离液、领浆、尾浆,不同于陆上控压固井技术,受限于海上平台布局以及注水泥结束后的防漏压稳要求,海上控压固井技术对浆柱结构有以下技术要求:

- (1)停泵压胶塞时,能够做到地层防漏压稳;
 - (2)冲洗液在环空关键点处能实现对钻井液的紊流顶替;
 - (3)注水泥结束后,能够实现地层自压稳。
- 海上平台井口回压补偿系统的最大承压能力:

环空控压≥5 MPa。考虑到海上泥浆池容量,轻钻井液用量一般≥50 m³。

2.1 停泵压胶塞过程防漏压稳

停泵压胶塞前通过液柱压力和流动摩阻压降实现固井注替过程中的地层防漏压稳,压胶塞时,当轻钻井液返出环空后需要通过静液柱压力和井口回压压稳地层。因此,需要根据最大回压补偿值以及压力窗口,设计轻钻井液的密度范围,按照轻钻井液完全进入环空时停泵压胶塞作为最危险情况,见图1。

2.1.1 井底压力计算

停泵压胶塞阶段,若轻钻井液未进入到环空中,此时井底压力只有原钻井液的静液柱压力,井筒处在压稳不漏的状态;若轻钻井液进入到环空中,环空中的原钻井液被轻钻井液不断地顶替,环空液柱的原钻井液和轻钻井液的高度也在随着施工时间不断变化,轻钻井液进入环空后流体高度随施工时间与顶替排量呈动态变化,其表达式为:

$$h(t, Q_i, V) = \begin{cases} 0 & \left(t \leq \sum_{i=1}^n \frac{H\pi D_{in}^2}{4Q_i} \right) \\ \sum_{i=1}^n \frac{4Q_i}{\pi(D_o^2 - D_w^2)} \left(t - \sum_{i=1}^n \frac{H\pi D_{in}^2}{4Q_i} \right) & \left(\sum_{i=1}^n \frac{H\pi D_{in}^2}{4Q_i} < t \leq \sum_{i=1}^n \left(\frac{H\pi D_{in}^2}{4Q_i} + \frac{V}{Q_i} \right) \right) \\ \frac{4V}{\pi(D_o^2 - D_w^2)} & \left(t > \sum_{i=1}^n \left(\frac{H\pi D_{in}^2}{4Q_i} + \frac{V}{Q_i} \right) \right) \end{cases} \quad (1)$$

式中: D_o ——平均裸眼井径, m; D_w ——套管外径, m; D_{in} ——套管内径, m; V ——轻钻井液的体积, m^3 ; H ——井深, m; t ——施工时间, min; Q_i ——顶替排量, m^3/min 。

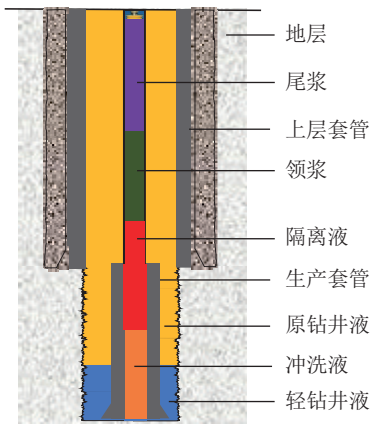


图1 停泵压胶塞时的井筒内浆柱结构

Fig.1 The slurry column structure in the wellbore when the pump is stopped and the cementing plug is pressed

2.1.1.1 注替过程井筒动态压力

根据轻钻井液进入环空后流体高度随时间与排量的变化函数来计算停泵压胶塞前注替过程中的井底压力:

$$p_1(t, Q_i, V) = \rho_0 g [H - h(t, Q_i, V)] + \rho_1 g h(t, Q_i, V) + P_{f_i} \quad (2)$$

式中: ρ_0 ——原井筒钻井液密度, g/cm^3 ; g ——重力加速度, m/s^2 ; ρ_1 ——停泵压胶塞过程防漏压稳阶段设计的轻钻井液的密度, g/cm^3 ; h ——轻钻井液在环空中的动态高度, m; P_{f_i} 环空流动摩阻压耗, MPa。

式(2)中 P_{f_i} 参考徐壁华等^[21]建立的深井固井环空流动摩阻计算模型得到表达式如下:

$$P_{f_i} = \sum_{i=1}^n \frac{32Q_i^2}{\pi(D_o^2 - D_w^2)^2 (D_o - D_w) H} \left\{ \left[\rho_0 f_0 (H - h(t, Q_i, V)) \right] + \rho_1 f_1 h(t, Q_i, V) \right\} \quad (3)$$

式中: f_i ——各流体的摩阻系数。

2.1.1.2 停泵时静液柱压力

停泵压胶塞时候, 此时井底压力只有静液柱压力, 其表达式为:

$$p_1' = \rho_0 g (H - h(t_0, Q_i, V)) + \frac{4\rho_1 g V}{\pi(D_o^2 - D_w^2)} \quad (4)$$

式中: t_0 ——停泵压胶塞时刻的施工时间, min。

2.1.2 井口补偿压力范围计算

轻钻井液进入环空, 此时环空浆柱是静止的, 环空压力只有静液柱压力, 为了防止压漏地层, 井口补偿压力和环空压力的和不能高于破裂压力, 同时, 还要能压稳地层所以它们之和不能小于孔隙压力。因此, 根据(4)式求得的停泵压胶塞时刻井底静液柱压力来设计控制的井口补偿压力大小范围为:

$$P_p - p_1' < \Delta P < P_b - p_1' \quad (5)$$

式中: P_p ——地层孔隙压力, MPa; P_b ——地层漏失压力, MPa。

2.1.3 轻钻井液设计

通过计算停泵压胶塞前注替过程中的井筒压力和停泵压胶塞时候井口回压补偿压力联立得到轻钻井液设计方程组:

$$\begin{cases} P_p < p_1(t, Q_i, V) < P_b \\ P_p - p_1' < \Delta P_1 < P_b - p_1' \\ 0 < \Delta P_1 < 5 \\ 0 < V < 50 \end{cases} \quad (6)$$

设计的轻钻井液用量与密度为:

$$\left\{ V_1, \rho_1 \mid V_{\min 1} < V_1 < V_{\max 1}; \rho_{\min 1}(V_1) < \rho_1 < \rho_{\max 1}(V_1) \right\} \quad (7)$$

停泵压胶塞阶段浆柱结构设计流程见图2。

2.2 冲洗液对钻井液的紊流顶替

冲洗液紊流流动可提高钻井液滤饼的清除效果从而提高固井质量, 因此要求冲洗液在环空中关键点能够达到紊流流动, 并且接触时间 $> 10 \text{ min}$ 。

当冲洗液进入环空,轻钻井液已经全部进入到环空中,固井液进入环空后流体高度随施工时间与

$$h_i(t, Q, V) =$$

$$\begin{cases} 0 & \left(t \leq \sum_{i=1}^n \frac{H\pi D_{in}^2}{4Q_i} + \frac{V}{Q_i} + \Delta t \right) \\ \sum_{i=1}^n \frac{4Q_i}{\pi(D_o^2 - D_w^2)} \left(t - \sum_{i=1}^n \left(\frac{H\pi D_{in}^2}{4Q_i} - \frac{V}{Q_i} \right) - \Delta t - \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^n \frac{V_j}{Q_i} \right) & \left(t > \sum_{i=1}^n \frac{H\pi D_{in}^2}{4Q_i} + \frac{V}{Q_i} + \Delta t \right) \end{cases} \quad (8)$$

式中: Δt ——停泵时间, min; V_j ——第 j 种固井液体积, m^3 。

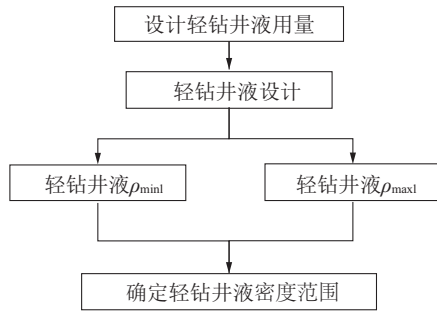


图2 停泵压胶塞阶段浆柱结构设计流程

Fig.2 Flow chart of slurry column structure design in the stage of the pump stopping and cementing plug pressing

为使冲洗液进入环空达到紊流状态,需要将顶替排量提高到冲洗液的紊流临界排量,根据 Guillet^[22]建立的流变学模型得到冲洗液在环空中紊流流动的排量为:

$$Q_{tur} = \frac{4 \left[\frac{12^{n'-1} \times k_{ann} \times N_{Re2}}{\rho \times (D_o - D_w)^{n'}} \right]^{\frac{1}{2-n'}}}{\pi(D_o^2 - D_w^2)} \quad (9)$$

式中: n' ——冲洗液在环空中的无量纲广义流性系数,对于幂律流体为流性指数,对于宾汉和赫巴流体,为壁面剪切应力与动切力关系表达式; K_{ann} ——冲洗液在环空中无量纲广义稠度系数,对于幂律流

顶替排量呈动态变化,其表达式为:

体,为流性指数与稠度系数关系式,对于宾汉和赫巴流体,为无量纲广义流性指数、壁面剪切应力与动切力关系表达式; N_{Re2} ——紊流临界雷诺数。

冲洗液在环空中紊流流动的关键点处压力计算公式为:

$$\begin{aligned} p_2(t, Q_{tur}, V) = & \rho_0 g [H - h(t, Q_{tur}, V) - h_i(t, Q_{tur}, V)] + \rho_1 g h(t, Q_{tur}, V) + \\ & \rho_2 g \left[\sum_{i=2}^n h_i(t, Q_{tur}, V) - H' \right] + P_{f_2} \end{aligned} \quad (10)$$

式中: ρ_2 ——冲洗液密度, g/cm^3 ; H' ——关键的深度, m 。

式(10)中 P_{f_2} 参考徐壁华等^[21]建立的深井固井环空流动摩阻计算模型得到表达式如下:

$$\begin{aligned} p_{f2} = & \frac{32Q^2L}{\pi(D_o^2 - D_w^2)^2(D_o - D_w)H} \left\{ \left[\rho_0 f_0 (H - h(t, Q_{tur}, V)) \right] + \rho_1 f_1 h(t, Q_{tur}, V) + \right. \\ & \left. \rho_2 f_2 \left[\sum_{i=2}^n h_i(t, Q_{tur}, V) - H' \right] \right\} \end{aligned} \quad (11)$$

式中: h_i ——固井液在环空中的动态高度, m ; t ——冲洗液进入环空的施工时间, min ; P_f ——环空紊流流动摩阻压耗, MPa 。

通过计算冲洗液在环空中关键点 h' 深处紊流流动的压力,并且接触时间 $> 10 min$,设计轻钻井液方程序为:

$$\begin{cases} P_f < p_2(t, Q_{tur}, V) < P_b \\ \sum_{i=1}^n \left(\frac{H\pi D_{in}^2}{4Q_i} - \frac{V}{Q_i} + \frac{\pi(H - h')(D_o^2 - D_w^2)}{4Q_i} \right) + \Delta t < t \\ < \sum_{i=1}^n \left(\frac{H\pi D_{in}^2}{4Q_i} - \frac{V}{Q_i} + \frac{\pi(H - h')(D_o^2 - D_w^2)}{4Q_i} \right) + \Delta t + \Delta T \end{cases} \quad (12)$$

式中: ΔT ——紊流接触时间, min 。

设计的轻钻井液用量与密度为:

$$\begin{cases} V_2, \rho_2 | V_{min2} < V_2 < V_{max2}; \\ \rho_{min2}(V_2) < \rho_2 < \rho_{max2}(V_2) \end{cases} \quad (13)$$

要求满足 10 min 的紊流接触时间,冲洗液用量设计如下:

$$q = 0.6Q_{\text{tur}} \quad (14)$$

式中: q ——冲洗液用量, m^3 ; Q_{tur} ——紊流顶替排量, L/s 。

根据冲洗液对钻井液的紊流顶替轻钻井液设计方法对该阶段浆柱结构设计流程如图 3 所示。

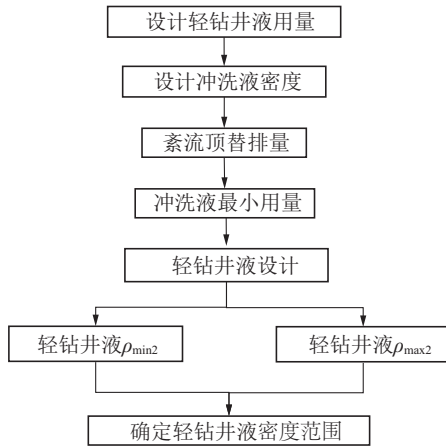


图 3 冲洗液紊流顶替浆柱结构设计流程

Fig.3 Flow chart of flushing fluid turbulent displacement slurry column structure design

2.3 注替结束自压稳

注替水泥浆结束后,环空中流体分布有原钻井液、轻钻井液、前置液(冲洗液、隔离液)、水泥浆(见图 4)。由于注水泥结束后,环空中无法施加回压补偿,因此,需要环空流体的静液柱压力实现对地层的自压稳。

注水泥结束后环空中的静液柱压力如下所示:

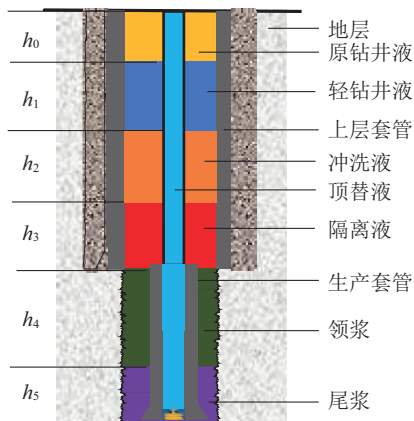


图 4 注替结束浆柱结构

Fig.4 Slurry column structure diagram at the end of injection

$$p_3 = \rho_0 g h_0 + \rho_1 g h_1 + \sum_{i=2}^n \rho_i g h_i \quad (14)$$

式中: h_0 ——该工况下原钻井液在环空中占据的垂直高度, m ; h_1 ——工况下轻钻井液在环空中占据的垂直高度, m ; ρ_i ——第 i 种固井液的密度, g/cm^3 ; h_i ——第 i 种固井液在环空中的垂直高度, m 。

P_3 应满足:

$$P_p < P_3 < P_b \quad (15)$$

设计的轻钻井液用量与密度为:

$$\begin{cases} V_3, \rho_3 | V_{\min 3} < V_3 < V_{\max 3}; \\ \rho_{\min 3}(V_3) < \rho_3 < \rho_{\max 3}(V_3) \end{cases} \quad (16)$$

联立(7)、(13)(16)取轻钻井液用量与密度 3 个区域的交集,得到轻钻井液用量与密度设计范围:

$$\begin{aligned} & \{V, \rho | V \in (V_{\min 1}, V_{\max 1}) \cap (V_{\min 2}, V_{\max 2}) \cap (V_{\min 3}, V_{\max 3}); \\ & \rho \in (\rho_{\min 1}(V), \rho_{\max 1}(V)) \cap (\rho_{\min 2}(V), \rho_{\max 2}(V)) \\ & \cap (\rho_{\min 3}(V), \rho_{\max 3}(V))\} \end{aligned} \quad (17)$$

前置液与水泥浆的浆柱结构设计应遵循固井设计的规范,保持与钻井液、前置液、水泥浆密度逐级增加,有利于提高顶替效率与防止混浆。以海上生产套管固井方案控压固井设计规范为基础,首浆设计用量返至尾管挂顶部以上 50 m,尾浆设计用量封固至上层管鞋,根据停泵压胶塞过程防漏压稳、冲洗液紊流顶替、注替结束自压稳原则,轻钻井液设计方法对低密度钻井液、隔离液、水泥浆浆柱结构设计流程见图 5。

3 现场实例计算

3.1 基础数据

乐东 10-1 区块层压力高,需要采用高密度钻井液平衡气层压力,高密度钻井液粘度高、切力大,造成流动摩阻大,顶替难度大,同时,由于钻井液安全密度窗口窄,无法采用常规的提水水泥浆顶替效率技术措施,水泥浆胶结质量难以保证。

根据 10 井区已钻探井(10 井)的反映,预测该井区的 10-1-XX 井三压力剖面图如图 6 所示,孔隙压力最高值在 2.28 g/cm^3 左右,破裂压力最低值在 2.37 g/cm^3 左右,安全密度窗口不足 0.1 g/cm^3 ,要想将薄弱层的当量密度有效控制在安全密度窗口中,同时满足防漏压稳需要,并提高顶替排量,因此,需要从精细控压固井技术原理出发,设计轻钻井液的密度以及用量,以提高顶替排量,获得较高的顶替

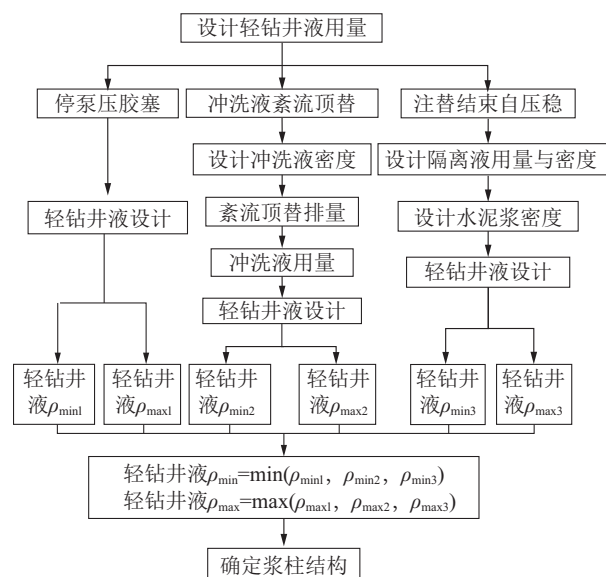


图5 最终浆柱结构设计流程

Fig.5 Flow chart of final design of slurry column structure

效率。

乐东10-1-XX井的设计基本信息如表2~4所示,其中生产套管水泥返深要求为高于上层套管鞋200 m。

3.2 轻钻井液用量与密度设计结果

根据(6)式计算得到停泵压胶塞阶段的轻钻井液的用量范围为11~50 m³之间;根据(9)式计算冲洗液在环空中紊流流动的排量大小为1.32 m³/min,在该排量下根据(12)式计算得到冲洗液对钻井液的紊流顶替阶段的轻钻井液用量范围在14~50 m³之间;根据(15)式计算得到注替结束自压稳轻钻井液的用量范围为6~50 m³之间。3个阶段轻钻井液密度范围随用量变化如图7所示。

根据图3设计在冲洗液对钻井液的紊流顶替阶段的冲洗液用量范围为13~17 m³,密度范围随轻钻井液用量变化如图8所示。

在满足上述3种工况的防漏压稳条件下,根据(17)式轻钻井液用量为14~50 m³之间,轻钻井液的

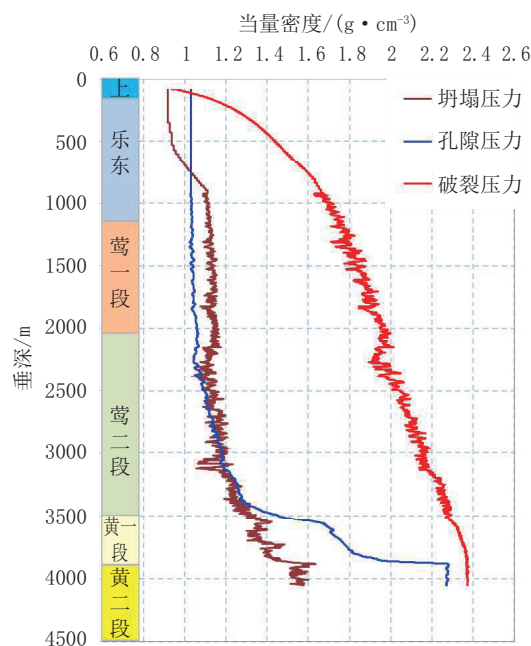


图6 乐东10-1-XX井三压力纵向剖面

Fig.6 Three-pressure longitudinal profile of Well Ledong 10-1-XX

密度范围随用量变化如图9所示。

根据图5最终设计的隔离液用量范围为20~34 m³,隔离液密度与水泥浆密度随轻钻井液用量关系如图10所示。

为了提高固井质量,以及实现安全、高效固井为目标,选取最终设计的轻钻井液用量为50 m³,密度为2.142 g/cm³。

根据图8、10的冲洗液、隔离液、水泥浆浆柱结构设计结果得到冲洗液用量17 m³,冲洗液密度为2.35 g/cm³,隔离液用量34 m³,密度为2.45 g/cm³,水泥浆密度为2.51 g/cm³。

由此设计的最终浆柱结构如表5所示。

3.3 控压固井全过程井筒ECD模拟

在以上轻钻井液用量及密度的基础上,设计

表2 10-1-XX井井身结构

Table 2 Casing program of Well 10-1-XX

开次	套管层次	钻头尺寸/mm	套管外径/mm	套管壁厚/mm	钻深/m	套管顶深/m	套管底深/m	水泥返深/m
1	表层套管	660.4	508	16.13	1366.00	0.00	1361.00	0.00
2	技术套管1	444.5	339.725	12.19	3641.00	0.00	3636.00	0.00
3	技术套管2	311.15	244.475	11.99	4991.00	0.00	4986.00	0.00
4	生产套管	212.725	177.8	12.65	5201.00	4786.00	5196.00	4780.00

表 3 10-1-XX 井固井流体性能参数

Table 3 Cementing fluid performance parameters of Well 10-1-XX

流体名称	流体密度/ (g·cm ⁻³)	流变模式	塑性粘度/ (mPa·s)	动切力/ Pa
钻井液	2.32	宾汉模式	40.00	12.00
冲洗液	2.32	宾汉模式	12.00	8.00
隔离液	2.32	宾汉模式	14.00	12.60
领浆	2.4	宾汉模式	171.00	8.50
尾浆	2.4	宾汉模式	175.00	6.75
钻井液	2.32	宾汉模式	40.00	12.00

表 4 10-1-XX 井初始环空浆柱结构

Table 4 Initial annular slurry column structure of Well 10-1-XX

流体名称	流体密度/(g·cm ⁻³)	用量/m ³
冲洗液	2.32	12.72
隔离液	2.32	12.72
领浆	2.4	2.45
尾浆	2.4	2.65

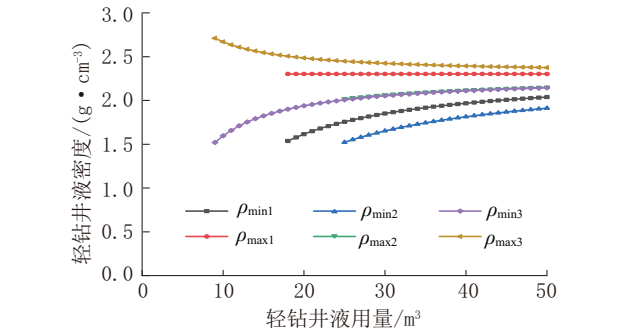


图 7 轻钻井液用量与密度设计结果

Fig.7 Design results of light drilling fluid dosage and density

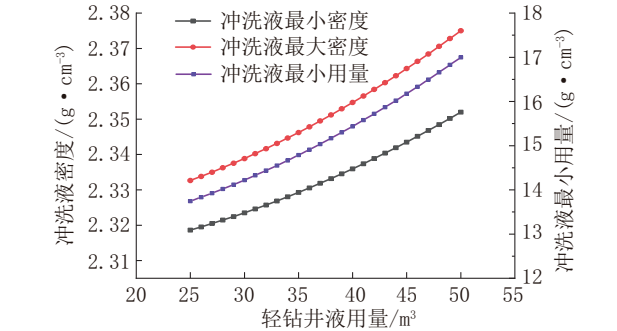


图 8 紊流顶替时冲洗液密度与用量设计结果

Fig.8 Design results of density and dosage of flushing fluid when turbulent replaced

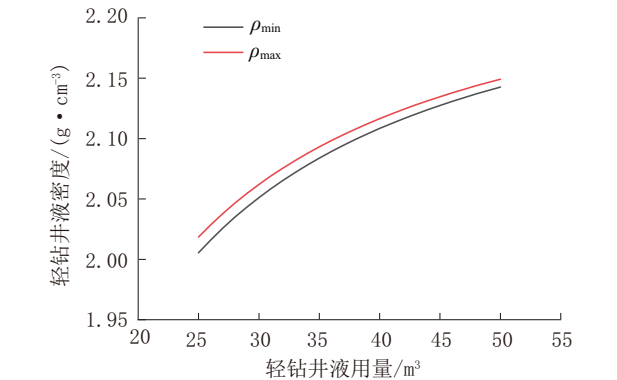


图 9 最终钻井液用量与密度设计结果

Fig.9 Design results of final drilling fluid dosage and density

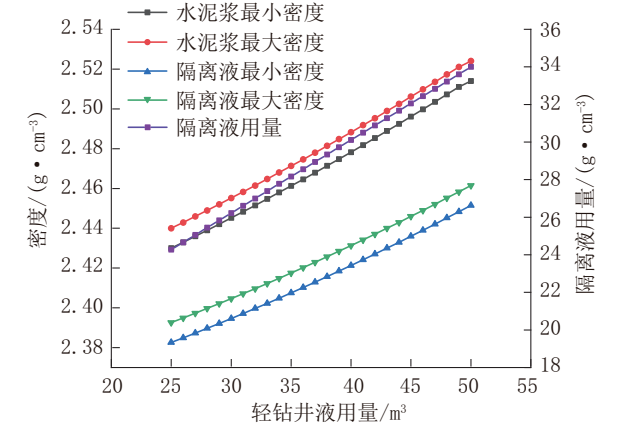


图 10 隔离液密度与用量、水泥浆密度设计结果

Fig.10 Design results of density and dosage of spacer fluid and density of cement slurry

表 5 10-1-XX 井最终环空浆柱结构

Table 5 The final annular slurry column structure of Well 10-1-XX

流体名称	流体密度/(g·cm ⁻³)	用量/m ³
轻钻井液	2.142	50
冲洗液	2.35	17
隔离液	2.45	34
领浆	2.51	2.45
尾浆	2.51	2.65

10-1-XX 井环空浆柱结构,对控压固井全过程井底 ECD 进行了模拟计算,结果如图 11 所示。

计算结果表明:根据当前设计的轻钻井液密度与用量和浆柱结构,停泵压胶塞阶段维持井底恒压 96 MPa,控压范围为 0.69~1.43 MPa,1.32 m³/min 紊流顶替井底最大 ECD 值为 2.365 g/cm³,作业处在

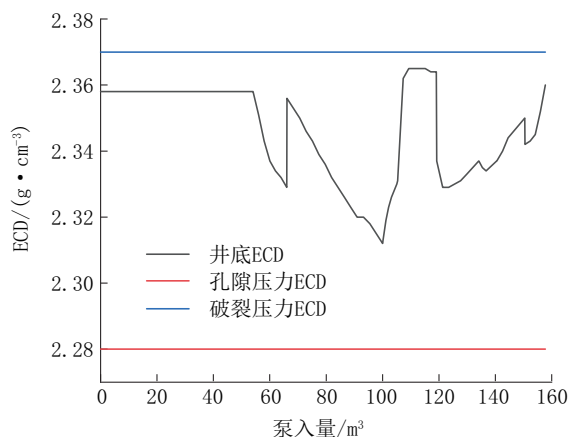


图 11 注替模拟井底 ECD 结果

Fig.11 Injection simulation results of the bottom hole ECD

安全范围内,可以满足控压固井技术要求。

4 结论

(1) 针对乐东 10-1 气田的封固高压气层、复杂地层压力、钻井平台限制及固井工艺限制等固井技术难点,需要采用精细控压固井技术在降低井筒内钻井液密度、提高注替排量窗口解决乐东 10-1 气田窄压力窗口裸眼段的地层固井难题。

(2) 针对乐东 10-1 气田实际工况,在满足防漏压稳以及冲洗液紊流接触时间 10 min 的基础上,形成了停泵压胶塞、冲洗液紊流顶替、注替结束自压稳三种工况下的浆柱结构设计方法。

(3) 现场实例计算表明,在轻钻井液用量为 14~50 m³ 且密度为 1.822~2.142 g/cm³、冲洗液用量 >13 m³ 且密度为 2.36~2.45 g/cm³、水泥浆密度为 2.4~2.51 g/cm³,可实现冲洗液紊流接触时间 >10 min 且满足压稳不漏的固井要求,提出的海上窄压力窗口控压固井浆柱结构设计方法定量的设计环空流体的用量和密度,可以实现海上窄压力窗口固井顶替效率提高和安全施工的要求。

参考文献(References):

- [1] 罗鸣,吴江,陈浩东,等.南海西部窄压力窗口超高温高压钻井技术[J].石油钻探技术,2019,47(1):8-12.
LUO Ming, WU Jiang, CHEN Haodong, et al. Ultra-high temperature high pressure drilling technology for narrow safety density window strata in the western South China[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019,47(1):8-12.
- [2] 刘洋,陈敏,吴朗,等.四川盆地窄压力窗口超深井控压固井工艺[J].钻井液与完井液,2020,37(2):214-220.

- LIU Yang, CHEN Min, WU Lang, et al. Managed pressure well cementing techniques for wells with narrow safe drilling windows in Sichuan basin[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2020,37(2):214-220.
- [3] 马勇,郑有成,徐冰清,等.精细控压固井平衡法固井技术的应用实践[J].天然气工业,2017,37(8):61-64.
MA Yong, ZHENG Youcheng, XU Bingqing, et al. Application precise MPD & pressure balance cementing technology[J]. Natural Gas Industry, 2017,37(8):61-64.
- [4] 孙宝江,王雪瑞,王志远,等.控制压力固井技术研究进展及展望[J].石油钻探技术,2019,47(3):56-61.
SUN Baojiang, WANG Xuerui, WANG Zhiyuan, et al. Research development and outlook for managed pressure cementing technology[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(3): 56-61.
- [5] 郭继刚.精细动态控压固井技术在顺南区块的应用[J].钻井液与完井液,2016,33(5):76-79.
GUO Jigang. Application of fine dynamic pressure control cementing technology in Shunnan block[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016,33(5):76-79.
- [6] 鲜明,曾凡坤,聂世均,等.高压气井动态控压固井新技术及应用[J].断块油田,2018,25(3):385-389.
XIAN Ming, ZENG Fankun, NIE Shijun, et al. New cementing technology of dynamic pressure control for high pressure gas wells and its application[J]. Fault Block Oil & Gas Field, 2018, 25(3):385-389.
- [7] 晏凌,吴会胜,晏琰.精细控压钻井技术在喷漏同存复杂井中的应用[J].天然气工业,2015,35(2):59-63.
YAN Ling, WU Huisheng, YAN Yan. Application of precise MPD in kick & loss wells[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(2):59-63.
- [8] 陈林,范红康,胡恩涛,等.控压钻井技术在涪陵页岩气田的实践与认识[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2016,43(7):45-48.
CHEN Lin, FAN Hongkang, HU Entao, et al. Practice and Cognition of Managed Pressure Drilling Technique in Fuling Shale Gas Field[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2016,43(7):45-48..
- [9] Soto B, Neyra O, Rojas C, et al. Successful implementation of automated managed pressure drilling and managed pressure cementing techniques in the troublesome intermediate and reservoir sections of a remote well in the Peruvian jungle eliminates well-bore instability, severe fluid losses, and differential sticking[R]. SPE 187401, 2017.
- [10] Ficetti S, Baggini Almagro S P, Aldana S, et al. Innovative techniques for unconventional reservoirs: Managed pressure cementing application in Western Argentina shale formations[R]. SPE 179716, 2016.
- [11] Wahid F, Ahmad Tajalie A F, Taoutaou S, et al. Successful cementing of ultra HTHP wells under managed pressure drill-

- ing technique[R]. ITPC 17749, 2014.
- [12] Russell E, Katz A, Pruett B. Achieving zonal isolation using automated managed pressure cementing [J]. SPE, 2016, 179186.
- [13] Balanza J A, Justiniano L C, Poletzky I. Implementation of managed pressure casing drilling and managed pressure cementing techniques in unconventional reservoirs [J]. SPE, 2015, 173080.
- [14] Tan B, Gillies J, Noh A, et al. Managed pressure cementing enables offshore operator to reach TD in narrow margin ultra-HP/HT well in Malaysia[J]. SPE, 2015, 173041.
- [15] Rostami S A, Mirrajabi M, Stoian E, et al. Managed pressure cementing in HPHT utilizing real time pressure estimation and control software: A case study[C]. OTC, 2017, 27919.
- [16] Teoh M, Moghazy S, Smelker K, et al. Managed pressure cementing MPC within a narrow pressure window, deep-water Gulf of Mexico application[R]. SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, Amsterdam Netherlands, 2019.
- [17] 天工. 中国石油西南油气田公司首次精细控压固井成功实施[J]. 天然气工业, 2017, 37(2):59.
- TIAN Gong. China Petroleum Southwest Oil and Gas Field Company successfully implemented the first fine pressure control cementing[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(2):59.
- [18] 文湘杰. 控压固井技术在B304井的应用[J]. 石油地质与工程, 2011, 25(3):134-136.
- WEN Xiangjie. Application of controlled pressure well cementation technology in B304 Well[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2011, 25(3):134-136.
- [19] 闵江本, 向蓉, 陈博. 长庆油田小套管二次固井工艺技术研究与应用[J]. 钻探工程, 2021, 48(8):26-32.
- MIN Jiangben, XIANG Rong, CHEN Bo. Research and application of small casing secondary cementing technology in Changqing Oilfield [J]. Drilling Engineering, 2021, 48 (8) : 26-32.
- [20] 江鹏, 韩亮, 耿立军, 等. 精细控压钻井技术在渤海油田复杂压力体系井的应用[J]. 钻探工程, 2021, 48(7):58-64.
- GANG Peng, HAN Liang, GENG Lijun, et al. Application of precise managed pressure drilling technology in complex pressure system wells in Bohai Oilfield [J]. Drilling engineering, 2021, 48(7):58-64.
- [21] 徐璧华, 刘文成, 杨玉豪. 小间隙井注水泥环空流动计算方法与应用[J]. 天然气工业, 2014, 34(4):90-94.
- XU Bihua, LIU Wencheng, YANG Yuhao. A calculation method of annular flow pressure for small clearance cementing and its application [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34 (4) : 90-94.
- [22] Guillot D. 4 rheology of well cement slurries[J]. Developments in Petroleum Science, 1990(28):4-1-4-37.

(编辑 王文)