

深水双梯度钻井井口回压实时优化与最大钻进深度预测

王江帅¹, 李军^{1*}, 王焯², 柳贡慧^{1,3}, 李汉兴⁴

1 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

2 中海油能源发展股份有限公司山西分公司, 晋中 030600

3 北京工业大学, 北京 100192

4 中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028

* 通信作者, lijun446@vip.163.com

收稿日期: 2019-07-09

国家自然科学基金重点项目“深水油气钻采井筒压力控制基础研究”(51734010)、中国海洋石油集团有限公司创新基金项目“全井段高效复合型钻井提速工具研究与应用”联合资助

摘要 为实现更大的钻进深度, 本文建立了井口回压实时调节优化模型, 模型通过优化实时钻进过程中的井口回压, 达到实时优化井筒压力剖面的效果, 从而实现更大的钻进深度。通过实例对比了回压恒定和回压实时调节两种条件下的优化结果, 并分析了不同钻井参数对回压优化结果和最大钻进深度的影响, 研究表明: 与回压恒定条件下的最优化结果相比, 井口回压实时调节优化模型优化了钻进过程中的井口回压, 使井筒压力剖面可以更好地适应地层窄安全压力窗口, 实现了更大的钻进深度; 利用井口回压实时调节优化模型后, 可进一步减小随钻井底压差, 从而有利于储层保护和钻井提速; 相比于空心球注入体积分数和排量, 最大钻进深度受分离器与钻头间距和纯钻井液密度的影响更为明显。

关键词 深水双梯度钻井; 实时钻进; 井口回压; 优化模型; 最大钻进深度

Real-time optimization of wellhead backpressure and prediction of maximum drilling depth in deepwater dual-gradient drilling

WANG Jiangshuai¹, LI Jun¹, WANG Yang², LIU Gonghui^{1,3}, LI Hanxing⁴

1 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 CNOOC Energy Development Co., Ltd., Shanxi branch, Jinzhong 030600, China

3 Beijing University of Technology, Beijing 100192, China

4 CNOOC Research Institute Co., Ltd., Beijing 100028, China

Abstract In order to achieve greater drilling depth, a real-time adjustment optimization model of wellhead backpressure was established. The model achieves a real-time and optimal wellbore pressure profile by optimizing wellbore back pressure during the real-time drilling process. Then a greater drilling depth can be achieved. The optimization results under two conditions; constant backpressure and real-time adjustment of backpressure, were compared by examples, and the influence of different drilling parameters on the optimization results of backpressure and maximum drilling depth under real-time adjustment of backpressure was analyzed. Research results show that compared with the optimization results under the condition of constant backpressure, the

引用格式: 王江帅, 李军, 王焯, 柳贡慧, 李汉兴. 深水双梯度钻井井口回压实时优化与最大钻进深度预测. 石油科学通报, 2020, 01: 58-66
WANG Jiangshuai, LI Jun, WANG Yang, LIU Gonghui, LI Hanxing. Real-time optimization of wellhead backpressure and prediction of maximum drilling depth in deepwater dual-gradient drilling. Petroleum Science Bulletin, 2020, 01: 58-66. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2020.01.006

real-time adjustment model of wellhead backpressure can optimize the wellhead backpressure in the drilling process so that the wellbore pressure profile can better adapt to narrow safe pressure margins, which can achieve greater drilling depth. Moreover, the real-time adjustment optimization model of wellhead backpressure can further reduce the bottom-hole pressure difference, which is conducive to reservoir protection and increase of ROP. Compared with the volume fraction of hollow spheres and displacement, the maximum drilling depth is more affected by the distance between the separator and bit and the density of pure drilling fluid.

Keywords deepwater dual-gradient drilling; real-time drilling; wellhead backpressure; optimization model; maximum drilling depth

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2020.01.006

0 引言

为解决深水窄压力窗口安全钻井问题^[1-3], 国内外相关研究机构和学者分别开展了注轻质介质(气体、空心球)双梯度钻井^[4-5]、海底泵举升钻井^[6]以及控制泥浆帽钻井^[7-9]等钻井技术的研究, 研制了相关核心技术和配套装备, 发展了与该类钻井技术相关的钻井理论和配套装备, 发展了与该类钻井技术相关的钻井理论。近年来, 王江帅等人提出了一种基于井下分离的新型深水双梯度钻井方式, 并开展了室内循环分离实验, 证明了分离器的有效性和井筒内双压力梯度的可行性^[10-11]。与常规钻井方式相比, 基于井下分离的深水双梯度钻井井筒压力具有动态变化的显著特征。钻进过程中井深逐渐增加, 分离器随钻头向下移动, 井筒压力梯度拐点随之改变, 导致深水双梯度钻井钻进过程中的井筒压力发生动态变化。

基于动态井筒压力计算方法, 王江帅等人建立了钻井参数优化模型^[11], 通过优化分离器与钻头间距、分离效率、空心球注入体积分数、纯钻井液密度、井

口回压、排量等参数, 保证了钻进过程中的动态井筒压力始终位于窄安全压力窗口内, 一定程度上延伸了钻进深度。然而, 由于模型建立过程中井口回压被设定为恒定值, 钻进过程中无法调节井口回压值以得到具有时效性的最优井筒压力剖面, 限制了钻进深度进一步延伸。因此, 基于已有研究的不足, 考虑到钻井过程中井口回压调节简便、压力传递迅速等优点^[12-13], 本文建立了井口回压实时调节优化模型, 模型通过优化实时钻进过程中的井口回压, 达到实时优化井筒压力剖面的效果, 从而实现更大的钻进深度, 有利于进一步简化深水钻井井身结构, 降低钻井综合成本。

1 钻进过程中动态井筒压力计算

如图 1 所示的室内循环分离实验装置和基于井下分离的新型深水双梯度钻井示意图。前期开展了室内循环分离实验, 证明了分离器的有效性, 分离效率在 40% 左右^[11]。循环过程中, 混合钻井液(一定比例的

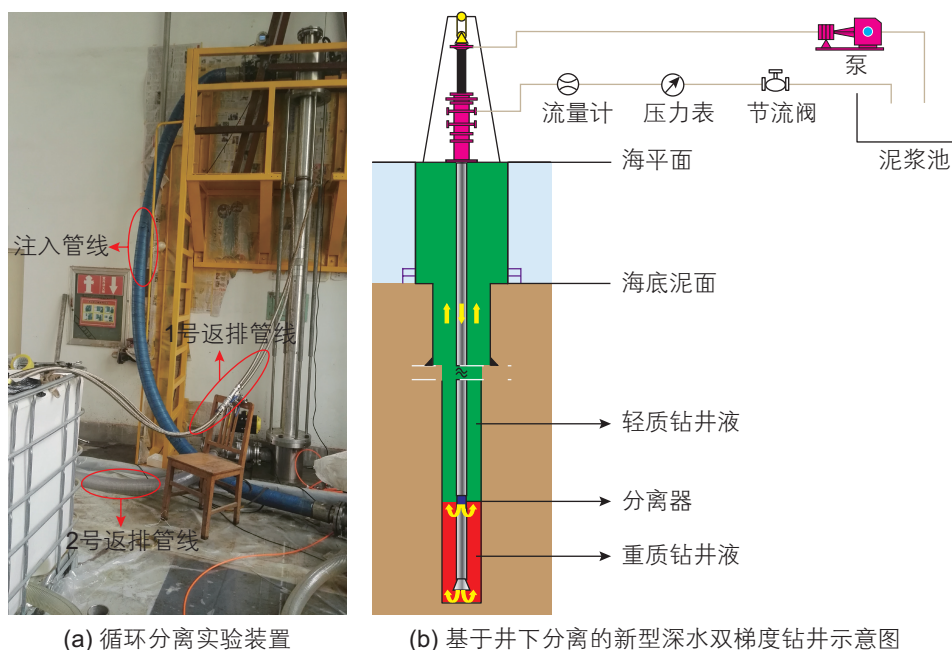


图 1 深水双梯度钻井示意图

Fig. 1 Diagram of deepwater dual-gradient drilling

空心球与纯钻井液配制而成的混合物)通过泵注入钻杆内,混合钻井液流经分离器时部分空心球被分离并进入环空,因此以分离器位置为界线,上部环空空心球含量高,下部环空空心球含量低。由于空心球比重低于纯钻井液,因此,分离器上部环空为轻质钻井液,下部环空为重质钻井液。

如图2所示,钻进过程中分离器随井深的增加而下移,使得目标点处轻质钻井液井段长度增加,而重质钻井液井段长度减小,因此导致目标点井深处井筒压力发生变化。图中目标点指井筒裸眼段内具有相同深度的任意位置点,由a到c,井深增加,分离器向下移动,目标点压力组成发生变化。

对于状态a而言,循环钻井过程中目标点处的压力计算如下:

$$P_a = P_{cp} + \rho_1 g \sin \theta H_{11} + \Delta P_{f1} H_{11} + \rho_2 g \sin \theta H_{12} + \Delta P_{f2} H_{12} \quad (1)$$

其中, P_a 为状态a下的目标点压力, Pa; P_{cp} 为井口回

压, Pa; ρ_1 为轻质钻井液密度, kg/m^3 ; ρ_2 为重质钻井液密度, kg/m^3 ; H_{11} 为状态a下的轻质钻井液段长度, m; H_{12} 为状态a下分离器与目标点之间的重质钻井液段长度, m; ΔP_{f1} 为单位长度轻质钻井液段的循环压耗, Pa/m; ΔP_{f2} 为单位长度重质钻井液段的循环压耗, Pa/m; g 为重力加速度, 取 9.81 m/s^2 ; θ 为井斜角, $^\circ$ 。

公式(1)中 ρ_1 、 ρ_2 、 H_{11} 、 H_{12} 、 ΔP_{f1} 、 ΔP_{f2} 与分离器分离效率、空心球注入体积分数、纯钻井液密度、分离器与钻头间距、排量等参数有关,具体计算方法详见文献^[11,14]。

对于状态b和c而言,其井筒压力分别如下式:

$$P_b = P_{cp} + \rho_1 g \sin \theta H_{21} + \Delta P_{f1} H_{21} + \rho_2 g \sin \theta H_{22} + \Delta P_{f2} H_{22} \quad (2)$$

其中 P_b 为状态b下的目标点压力, Pa; H_{21} 为状态b下的轻质钻井液段长度, m; H_{22} 为状态b下分离器与目标点之间的重质钻井液段长度, m。

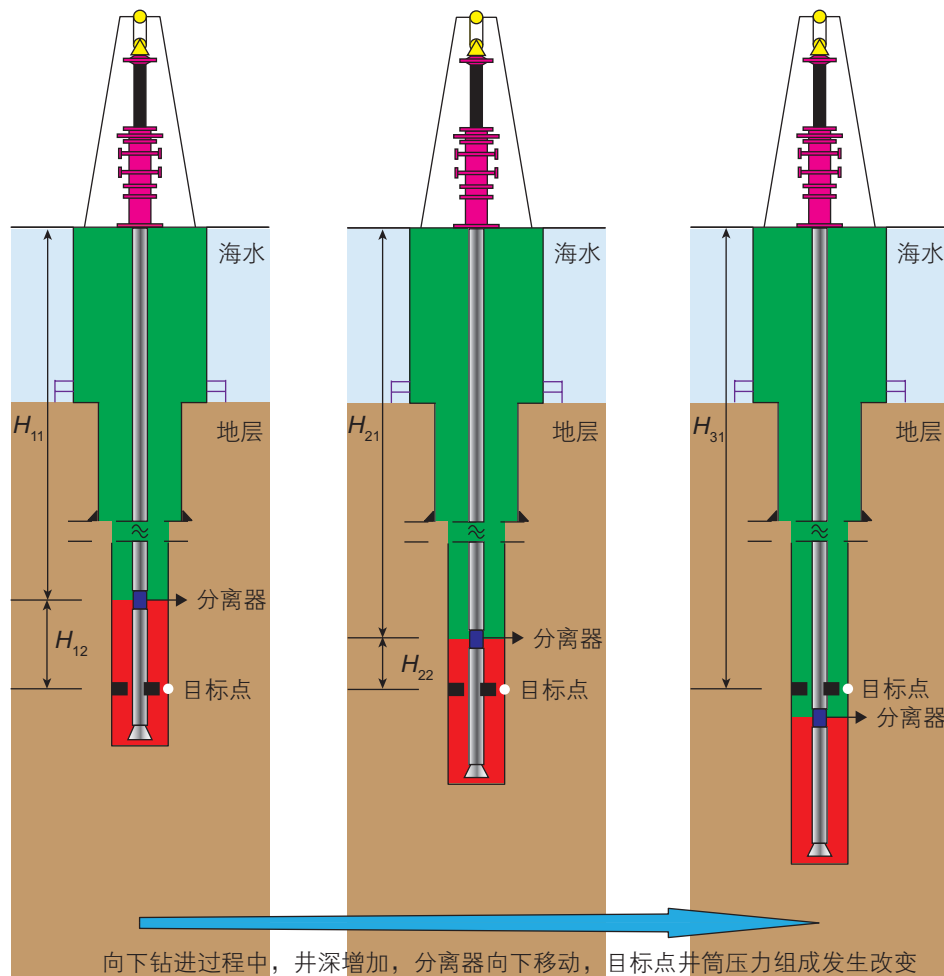


图2 钻进过程中目标点井筒压力组成

Fig. 2 Composition of wellbore pressure of target point during drilling process

$$P_c = P_{cp} + \rho_1 g \sin \theta H_{31} + \Delta P_{f1} H_{31} \quad (3)$$

其中 P_c 为状态 c 下的目标点压力, Pa; H_{31} 为状态 c 下的轻质钻井液段长度, m。

综合公式(1~3)可以看出, 不同状态下轻质钻井液和重质钻井液所占的井筒长度比例不同, 因此不同状态下的目标点井筒压力不再相等。即,

$$P_a \neq P_b \neq P_c \quad (4)$$

由以上分析可知, 任意状态下目标点压力均与井口回压 P_{cp} 密切相关, 钻进过程中可以通过实时优化井口回压, 达到实时优化井筒压力剖面的效果, 从而实现更大的钻进深度, 简化深水钻井井身结构, 降低钻井综合成本。所以, 建立井口回压实时调节优化模型, 并研究回压实时调节条件下的最大钻进深度具有重要意义。

2 井口回压实时调节优化模型建立与求解

2.1 目标函数

井口回压实时调节优化模型的目的是在最优化分离器与钻头间距、分离效率、空心球注入体积分、纯钻井液密度、排量的前提下, 通过优化实时钻进过程中的井口回压, 达到实时优化井筒压力剖面的效果, 从而实现更大的钻进深度。由于无法建立钻进深度与井口回压之间的直接关系, 因此将钻进深度作为目标函数在数学上不可行, 无法实现优化求解。本文采用当前井深处的井底压差作为目标函数, 并将裸眼段任意点的井筒压力和回压取值范围作为约束条件。既实现了最小化井底压差, 又保证了最大的钻进深度。最优化模型用数学语言表示如下:

$$\min f(P_{cp}) \quad (5)$$

上式中, $f(P_{cp})$ 为目标函数, 定义为当前井深处的井底压差, 表达式如下:

$$f(P_{cp}) = (P_{jd}^* - P_p^*) \quad (6)$$

其中, P_p^* 为当前井深处的地层孔隙压力, Pa; P_{jd}^* 为当前井深处的井底压力, Pa。 P_{jd}^* 的具体计算公式如下:

$$P_{jd}^* = P_{cp} + \rho_1 g \sin \theta (L^* - H_{20}) + \Delta P_{f1} (L^* - H_{20}) + \rho_2 g \sin \theta H_{20} + \Delta P_{f2} H_{20} \quad (7)$$

其中, L^* 为当前井底深度, m, 该值随着钻进的进行而增加; H_{20} 为分离器与目标点之间的距离, m。

2.2 约束条件

模拟的约束条件:

$$\begin{cases} P_{cp}^l \leq P_{cp} \leq P_{cp}^u \\ P_p^i \leq P_p \leq P_f^i \end{cases} \quad (8)$$

其中, P_{cp}^l 为井口回压取值范围的下界, 即最小值, P_{cp}^u 为井口回压取值范围的上界, 即最大值。 P_p^i 为钻井过程中裸眼段任意位置的井筒压力, 可由第一部分中井筒压力计算方法求得。 P_p^i 、 P_f^i 分别为裸眼段任意位置处地层压力窗口的下界和上界, 下界为地层孔隙压力, 上界为地层破裂压力。

2.3 模型求解

目标函数定义为当前井深处井底压差, 钻进过程中目标函数是动态变化的; 另外, 随着井深的增加, 压力约束条件增多, 由于裸眼段任意点的井筒压力是变化的, 所以约束条件也呈动态变化。由以上分析可知, 该问题是一个有约束的非线性动态最优化问题, 将该动态最优化问题分解为有限个静态的有约束非线性最优化问题, 利用最优化方法进行求解。

序列二次规划(SQP)方法被认为是用来解决有约束的非线性最优化问题的最有效方法之一^[15], 该方法在工程方面具有重要的应用价值, 本文采用该算法进行模型求解。选取MATLAB中的 $fmincon$ 函数作为目标函数, 调用SQP算法求解原始最优控制问题参数化的非线性规划(NLP)问题。 $fmincon$ 函数具体表示如下:

$$[x, fval, exitflag] = fmincon(fun, x0, A, b, Aeq, beq, lb, ub, nonlcon)$$

x 为矩阵, 返回满足最优化目标函数的实时井口回压值, 即钻进深度达到最大, 井底压差达到最小时的井口回压值; $fval$ 为数组, 返回最优化目标函数的值, 即钻进深度达到最大时的最小井底压差值; $exitflag$ 为数组, 利用该值可判断优化模型能否在满足约束条件的情况下实现正常钻进, 约束条件下能够钻达的井深处返回值为 1, 不能钻达的井深处返回值为非 1, 因此可根据其返回值情况得出约束条件下的最大钻进井深。 fun 为目标函数; $x0$ 为变量初值; A 和 b 组成变量的线性等式约束条件; Aeq 和 beq 组成变量的线性不等式约束条件; lb 、 ub 为变量的上下界; $nonlcon$ 为变量的非线性不等式约束条件。

3 实例分析

模拟井为一口深水直井, 基础数据如下: 水深 1000 m, 已钻井深 1200 m, 下套管固井; 隔水管外径

660.4 mm, 内径 609.6 mm, 钻杆外径 127 mm, 内径 101.6 mm, 表层套管内径 457.2 mm, 钻头 342.9 mm。已知 1200~2200 m 的窄安全压力窗口, 模拟时设定的极限井深为 2200 m, 钻进到该深度时, 模拟结束。

3.1 回压恒定和回压实时调节两种条件下优化结果对比

回压实时调节条件下进行优化模拟时, 以回压恒定条件下模拟得到的最优分离器与钻头间距、分离效率、空心球注入体积分数、钻井液密度、排量等钻井参数为基础, 优化实时钻进过程中的井口回压, 对比分析两种条件下的最大钻进深度。

窄压力窗口为 1.03~1.05 g/cm³ 时, 分别取三组不同的最优钻井参数组合^[11]进行井口回压优化设计, 优化结果见表 1 和图 3~5。

表 1 给出了三种最优钻井参数组合时, 回压恒定和回压实时调节两种条件下最大钻进深度值, 图 3 给

出了回压实时调节条件下三种最优钻井参数组合的最大钻进深度返回值。综合表 1 和图 3 可以看出, 与回压恒定条件下的模拟结果相比, 回压实时调节条件下的最大钻进深度普遍增加。三种最优钻井参数组合条件下的最大钻进深度分别由 1440 m、1510 m、1550 m 增加到 1450 m、1650 m、1660 m(该值可由图 3 看出, 返回值为 1 的截止深度为最大钻进深度), 最大钻进深度明显增加。

图 4 给出了三种最优钻井参数组合时, 回压恒定和回压实时调节两种条件下实时钻进过程中的最优井口回压。可以看出, 回压恒定条件下的最优井口回压值一直保持不变, 而回压实时调节条件下的最优井口回压值随着井深的增加实时改变。钻进过程中实时调节井口回压可更好的优化井筒压力剖面, 以适应窄压力窗口, 实现更大的钻进深度。

图 5 给出了回压实时调节条件下三种最优钻井参

表 1 回压恒定和回压实时调节两种条件下最大钻进深度对比

Table 1 Comparison of maximum drilling depth under two conditions of constant backpressure and real-time adjustment of backpressure

组别	①	②	③
分离效率	0.4	0.4	0.4
分离器与钻头间距/m	100	100	100
空心球注入体积分数	0.3	0.34	0.38
纯钻井液密度/(kg/m ³)	1150	1250	1300
排量/(L/s)	30	36	42
回压恒定条件下的最大钻进深度 ^[11] /m	1440	1510	1550
回压实时调节条件下的最大钻进深度/m	1450	1650	1660

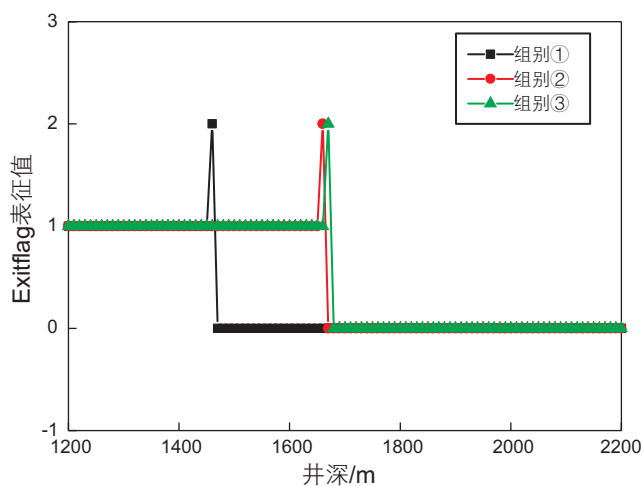


图 3 回压实时调节条件下的最大钻进深度表征值

Fig. 3 The value to characterize the maximum drilling depth under real-time adjustment of backpressure

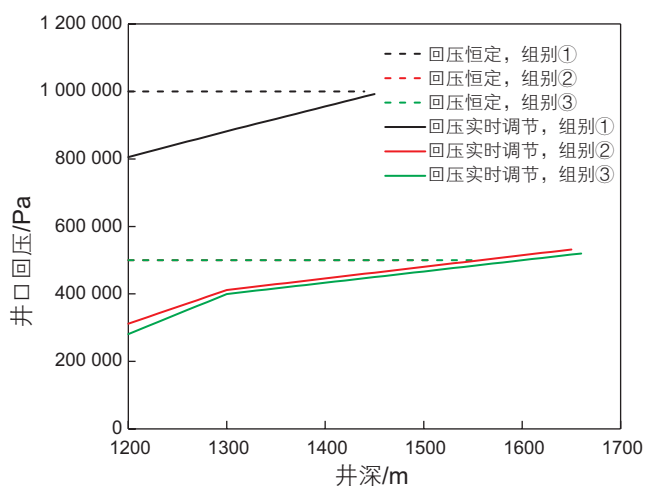


图 4 回压恒定和回压实时调节两种条件下的最优井口回压

Fig. 4 Optimum wellhead backpressure under two conditions of constant backpressure and real-time adjustment of backpressure

数组合的随钻井底压差。可以看出, 钻进过程中的井底压差值均大于零, 也就是说钻进过程中井底压力始终在窄压力窗口内, 有效避免了因井筒压力不平衡导致的井下复杂情况。此外, 回压实时调节条件下三种最优钻井参数组合的随钻井底压差均小于 0.1 MPa。与回压恒定条件下的随钻井底压差相比^[1], 回压实时调节条件下的随钻井底压差上限由 0.25 MPa 下降至 0.1 MPa。这是因为井口回压的实时调节使得井筒压力剖面得到进一步优化, 进一步最小化了优化模型的目标函数值(即井底压差)。较小的井底压差有利于提高机械钻速, 减少储层伤害, 降低钻井综合成本。

综上, 井口回压实时调节优化模型优化了钻进过程中的井口回压, 达到优化井筒压力剖面的效果, 可

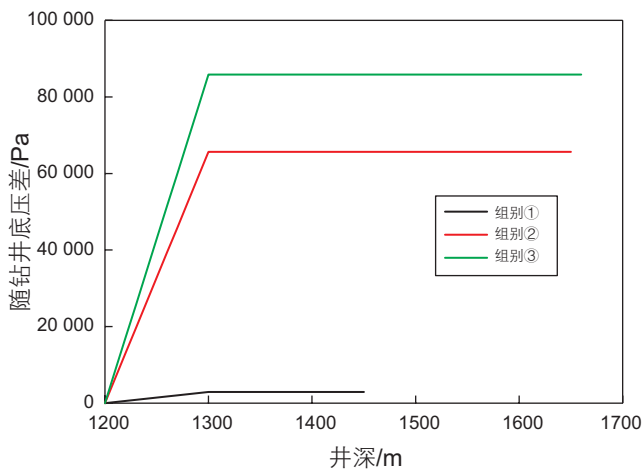


图 5 回压实时调节条件下的随钻井底压差
Fig. 5 The bottom-hole pressure difference under real-time adjustment of backpressure

更好地适应窄压力窗口, 同时保证了随钻井底压差维持在较小的水平上。利用井口回压实时调节优化模型后不仅增加了最大钻进深度, 而且进一步减小了随钻井底压差, 有利于储层保护和钻井提速。

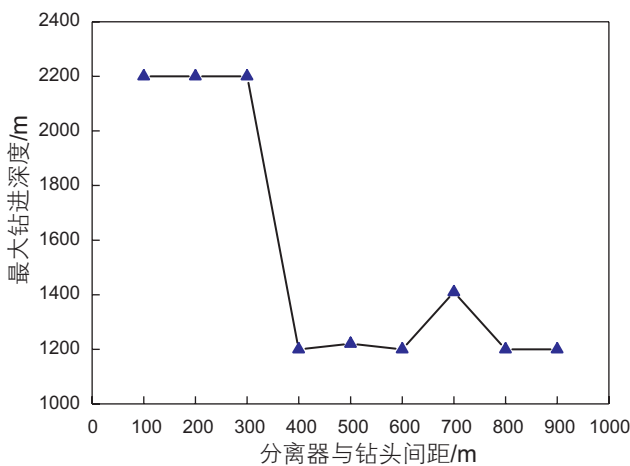
3.2 不同钻井参数对回压优化结果和最大钻进深度的影响

在窄压力窗口为 1.03~1.10 g/cm³、分离效率为 0.4、分离器与钻头之间距离为 500 m、空心球注入体积分数为 0.3、纯钻井液密度为 1200 kg/m³、排量为 40 L/s 下, 探究了回压实时调节条件下单一变量对最大钻进深度和最优井口回压的影响。

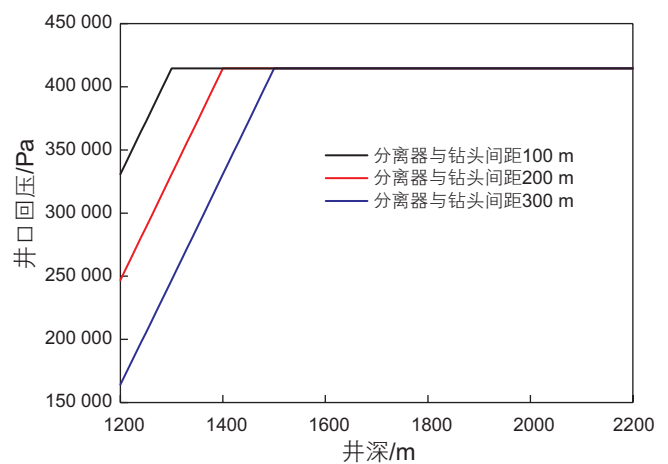
(1) 不同分离器与钻头间距下的最大钻进深度和最优井口回压

图 6(a) 给出了不同分离器与钻头间距下的最大钻进深度, 图 6(b) 给出了最大钻进深度为 2200 m 时对应的最优井口回压。可以看出, 分离器与钻头间距分别为 100 m、200 m、300 m 时, 均可实现最大钻进深度 2200 m。此外, 三种分离器与钻头间距对应的最优实时井口回压值有所差异, 但钻进过程中的井口回压实时调节规律基本相同, 均是先升高后保持恒定。可以看出, 在井口回压升高阶段, 分离器与钻头间距越大, 最优井口回压值越小。这是因为对于特定的窄压力窗口而言, 分离器与钻头间距越大, 重质钻井液在井筒内的占比增加, 导致静液柱压力增加, 此时需要通过调小井口回压值来保证井筒压力始终位于窄压力窗口内。

(2) 不同空心球注入体积分数下的最大钻进深度和



(a) 不同分离器与钻头间距下的最大钻进深度



(b) 最大钻进深度为 2200 m 时对应的最优井口回压

图 6 不同分离器与钻头间距下的最大钻进深度和最优井口回压

Fig. 6 Maximum drilling depth and optimum wellhead backpressure under different distance between separator and bit

最优井口回压

图 7(a)给出了不同空心球注入体积分数下的最大钻进深度,图 7(b)给出了最大钻进深度为 1710 m 时对应的最优井口回压。可以看出,空心球注入体积分数为 0.25 时,可实现最大钻进深度 1710 m。此外,最大钻进深度为 1710 m 时对应的最优井口回压先恒定在 2.0×10^5 Pa 后升高至 5.0×10^5 Pa 左右,井口回压实时调节规律简单,可操作性较强。

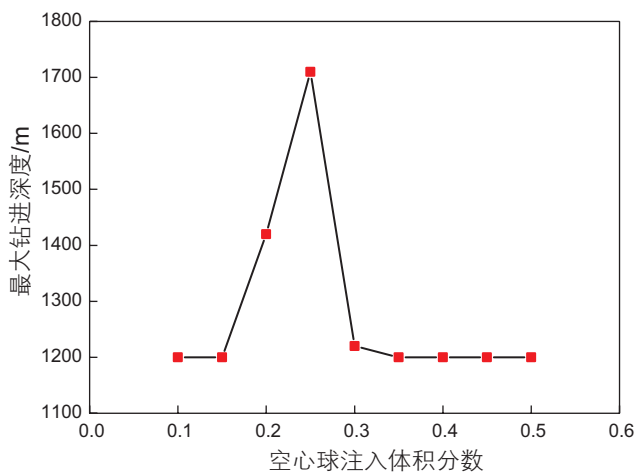
(3) 不同纯钻井液密度下的最大钻进深度和最优井口回压

图 8(a)给出了不同纯钻井液密度下的最大钻进深度,图 8(b)给出了最大钻进深度为 2200 m 时对应的最优井口回压。可以看出,纯钻井液密度分别为

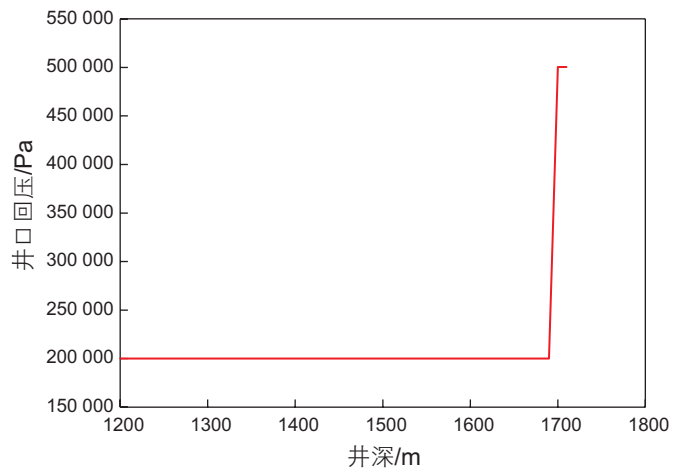
1100 kg/m^3 和 1150 kg/m^3 时,均可实现最大钻进深度 2200 m。此外,两种纯钻井液密度对应的最优实时井口回压值和调节规律均有差异。差异①:相比于纯钻井液密度为 1100 kg/m^3 时, 1150 kg/m^3 条件下对应的最优井口回压值较小。这是因为对于特定的窄压力窗口而言,钻井液密度的增大使得静液柱压力增加,此时需要通过调小井口回压值来保证井筒压力始终位于窄压力窗口内。差异②:纯钻井液密度为 1100 kg/m^3 时,钻进过程中最优井口回压持续升高,而纯钻井液密度为 1150 kg/m^3 时,最优井口回压先升高后保持恒定。

(4) 不同排量下的最大钻进深度和最优井口回压

图 9(a)给出了不同排量下的最大钻进深度,图



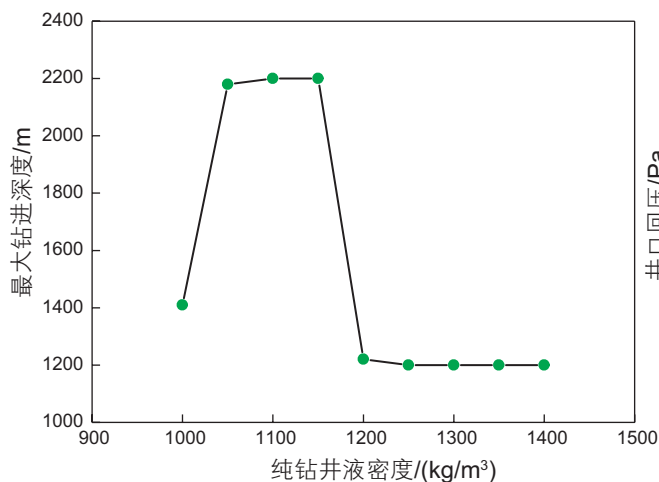
(a) 不同空心球注入体积分数下的最大钻进深度



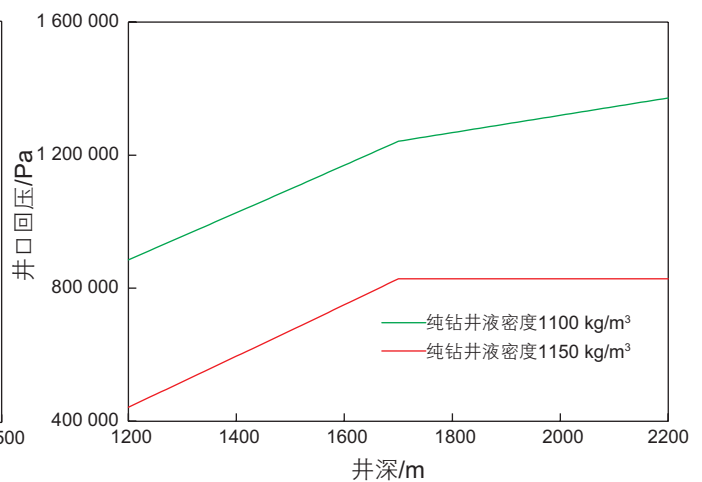
(b) 最大钻进深度为 1710 m 时对应的最优井口回压

图 7 不同空心球注入体积分数下的最大钻进深度和最优井口回压

Fig. 7 Maximum drilling depth and optimum wellhead backpressure under different volume fraction of hollow spheres



(a) 不同纯钻井液密度下的最大钻进深度



(b) 最大钻进深度为 2200 m 时对应的最优井口回压

图 8 不同纯钻井液密度下的最大钻进深度和最优井口回压

Fig. 8 Maximum drilling depth and optimum wellhead backpressure under different density of pure drilling fluid

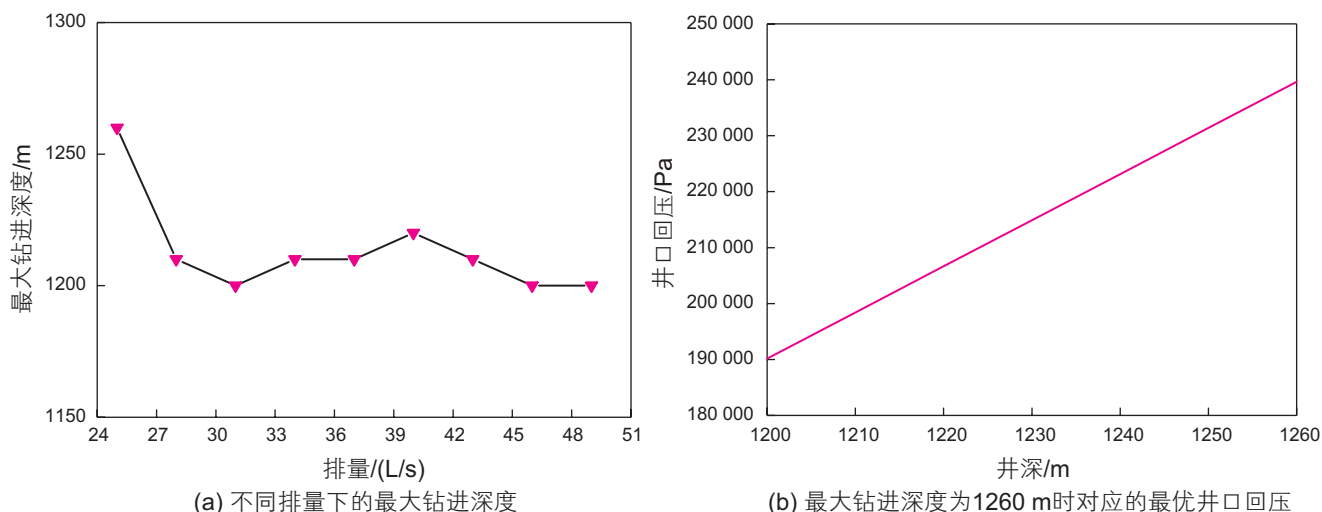


图9 不同排量下的最大钻进深度和最优井口回压

Fig. 9 Maximum drilling depth and optimum wellhead backpressure under different displacement

9(b)给出了最大钻进深度为1260 m时对应的最优井口回压。可以看出,排量为25 L/s时,可实现最大钻进深度1260 m。此外,最大钻进深度为1260 m时对应的最优井口回压在钻进过程中呈线性增加。

综上,通过探究单一变量变化时的最大钻进深度,可以得出相比于空心球注入体积分数和排量,最大钻进深度受分离器与钻头间距和纯钻井液密度的影响更为明显。这是因为相比于空心球注入体积分数和排量两个因素,分离器与钻头间距和纯钻井液密度的改变对井筒压力剖面的影响更加明显,更有利于获取最优的井筒压力剖面,实现更大的钻进深度。此外,通过分析最优井口回压变化规律,可以得出同一最大钻进深度条件下不同钻井参数值对应的最优井口回压值和井口回压实时调节规律有所差异。

4 结论

(1)与回压恒定条件下的最优化结果相比,井口回压实时调节优化模型优化了钻进过程中的井口回压,使井筒压力剖面可以更好地适应地层窄安全压力窗口,实现了更大的钻进深度;并可进一步减小随钻井底压差,从而有利于储层保护和钻井提速。

(2)相比于空心球注入体积分数和排量,最大钻进深度受分离器与钻头间距和纯钻井液密度的影响更为明显。

(3)同一最大钻进深度条件下不同钻井参数值对应的最优井口回压值和井口回压实时调节规律有所差异。

参考文献

- [1] CHARLEZ P A, SIMONDIN A. A collection of innovative answers to solve the main problematics encountered when drilling deep water prospects[C]. Offshore Technology Conference, 2003.
- [2] 张功成, 屈红军, 张凤廉, 等. 全球深水油气重大新发现及启示[J]. 石油学报, 2019, 40(1): 1-34, 55. [ZHANG G C, QU H J, ZHANG F L, et al. Major new discoveries of oil and gas in global deepwaters and enlightenment [J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(1): 1-34, 55.]
- [3] 许玉强, 金衍, 管志川, 等. 深水钻井气侵溢流发展规律及隔水管气侵监测优势[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2019, 43(1): 60-67. [XU Y Q, JIN Y, GUAN Z C, et al. Evolution of gas kick and overflow in wellbore during deepwater drilling and advantage analysis of early gas kick detection in riser [J]. Journal of China University of Petroleum, 2019, 43(1): 60-67.]
- [4] LOPES C. Feasibility study on the reduction of hydrostatic pressure in a deep water riser using a gas lift method [D]. Baton Rouge: Louisiana State University, 1997.
- [5] MAURER W C, MEDLEY G H, MCDONALD W J. Multigradient drilling method and system [P]. United States Patent: 006530437, 2003-03-11.
- [6] SMITH K L, GAULT A D, WITT D E, et al. Subsea mud-lift drilling joint industry project: delivering dual gradient drilling technology

- to industry[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2001.
- [7] FOSSLI B, SANGESLAND S. Controlled mud-cap drilling for subsea applications: Well-control challenges in deep waters[J]. SPE Drilling & Completion, 2006, 21(2): 133–140.
- [8] LI J, LIU G H, LI J. Mathematical modeling of unsteady flow in controlled mud-cap drilling[J]. Chemistry & Technology of Fuels & Oils, 2016, 52(1): 111–118.
- [9] LI J, LIU G H, LI J, et al. Modeling and analysis of unsteady flow behavior in deepwater controlled mud-cap drilling[J]. Brazilian Journal of Chemical Engineering, 2016, 33(1): 91–104.
- [10] 高德利, 朱旺喜, 李军, 等. 深水油气工程科学问题与技术瓶颈——第147期双清论坛学术综述[J]. 中国基础科学, 2016, 18(03):1–6. [GAO D L, ZHU W X, LI J, et al. Scientific problems and technical bottlenecks in deepwater oil & gas engineering—academic review of the 147th Shuangqing Forum[J]. China Basic Science, 2016, 18(03):1–6.]
- [11] 王江帅, 李军, 柳贡慧, 等. 基于井下分离的深水双梯度钻井参数优化[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 776–781. [WANG J S, LI J, LIU G H, et al. Parameters optimization in deepwater dual-gradient drilling based on downhole separation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 776–781.]
- [12] GRACE A, FRAWLEY P. Experimental parametric equation for the prediction of valve coefficient (Cv) for choke valve trims[J]. International Journal of Pressure Vessels & Piping, 2011, 88(2): 109–118.
- [13] 王果, 范红康, 牛新明, 等. 控压钻井线性节流阀及其控制[J]. 石油学报, 2017, 38(08): 955–962. [WANG G, FAN H K, NIU X M, et al. Linear choke valve and its control technology for managed pressure drilling[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38 (8): 955–962.]
- [14] NGUYEN D, RAHMAN S S. A three layer hydraulic program for effective cuttings transport and hole cleaning in highly deviated and horizontal wells[C]. SPE/IADC Asia Pacific Drilling Technology. Society of Petroleum Engineers, 1996.
- [15] 王世怀, 徐亦方, 沈复. 综合简约Hessian SQP算法及在多元精馏优化中的应用[J]. 石油学报(石油加工), 1999, 15(3): 23–28. [WANG S H, XU Y F, SHEN F. Integrated reduced hessian SQP algorithm for distillation column optimization[J]. Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section), 1999, 15(3): 23–28.]

(编辑 马桂霞)