

# 深水钻井机械钻速的优化：钻速限度的确定

T. Hemphill et al.

翻译：于军泉 郭健康（石油大学（北京））

校对：汪志明（石油大学（北京））

**摘要** 美国墨西哥湾（GOM）的深海钻井通常以极小的孔隙压力和破裂压力梯度窗口而著称。在美国墨西哥湾地区深水钻井中，需要对当量循环密度（ECD）进行严格控制，使之不超过地层的破裂压力梯度，进而减少井漏并使停工时间最小化。深水钻井通常使用合成基钻井液（SBM）。在接单根时井底钻具的周围常常会发生大块岩屑沉淀现象，对此，现场操作人员和钻井液供应商提出了几项技术措施以提高井眼清洗效率和优化钻井操作。经过对各种情况下井眼清洗效率的研究，可以准确地预测当量循环密度及确定给定机械钻速下的安全操作窗口。这个结果随后在美国墨西哥湾地区两口深海井中应用，井深分别为 2800ft 和 8800 ft，采用的是合成基钻井液体系。文中提供了水力研究和现场试验的结果，并给出了今后钻深海井的一些推荐做法。

**主题词** 深海钻井 当量循环密度 机械钻速 井眼清洗 水力模型

## 一、深水钻井概况

在墨西哥湾深水钻井中，一般使用日租金很高的大型现代化钻井船，迫使钻井施工人员进行快速、经济的钻井施工，同时优化钻井过程是其永恒的目标。操作人员通常都会问钻井液承包商这样一个典型问题：“在深水钻井中究竟能达到多高的钻速并且保证不出问题？”。为了充分地回答这个问题，必须考虑以下几个关键因素：

在地质年代较晚的美国墨西哥湾泥页岩中高的机械钻速。

在大尺寸井眼和立管中，低的环空钻井液速度。

SBM 中有 PDC 钻头破碎产生的长的指状岩屑。

钻井液的流变性。

当量循环密度低于破裂压力的预测结果或测

量结果。

水力研究重点放在以下几个方面：

在静态和动态条件下长的指状岩屑的沉降速率。

确保接单根过程中不至于在井下钻具周围形成钻屑桥所需要的卸单根前最短的循环时间。

清洗井眼的效率是岩屑尺寸和形状、钻井液流变性、泵压和机械钻速的函数。

PDC 钻头齿的尺寸。

## 二、深水钻井的水力模型

### 1. 关键变量

垂直井和小斜度井的深水钻井模型和已经使用的大角度的延伸井模型<sup>[1,2]</sup>在本质上是一样的。一些变量如钻杆旋转和偏心的影响变得次要了，而其他变量如岩屑的尺寸和形状变得更重要了。本文中深水钻井水力模型有关的关键变量列表如下：

钻井液密度（当使用合成基钻井液时包括压缩系数）

钻井液流变性

泥浆泵的输出压力

井眼和钻具的几何参数

岩屑的尺寸和形状

机械钻速

井斜角

钻具的旋转速度

钻具的偏心率

### 2. 井下钻井液性能的模拟

在一个给定井中，根据几何形态、井斜角和流体性质的变化将井身分成几个井段。本文深水设计中使用的钻井液是合成基钻井液。根据已知情况，在井下条件下对每一个井段的钻井液密度和流变性进行评价。需要时，要分静态和动态情况分别进行参数计算。软件 Herschel-Bulkley Proprietary 常用来计算井下钻井液的参数。Herschel-Bulkley 流变模型<sup>[3]</sup>专门用来描述流体的流变行为。

### 3. 流速和井眼清洗效率的模拟

在细分的环空内每个单元的点速度和岩屑的沉

淀速度都可以计算。使用槽流近似技术计算点速度。根据 Chien<sup>[4]</sup>提供的方法计算静态的岩屑沉淀速度, 调整之后可以用来计算动态情况。

通过由单个单元组成的整体来计算整个井眼的清洗效率 (HCE)。使用 HCE 计算方法, 100 % 表示井眼清洁良好, 而 0 % 则表示流体中没有岩屑。当岩屑的上升速度和下降速度一样时, 清洗没有效果, HCE 的 50 % 值代表这种情况。因此, 在本方案中, 推荐清洗水平的最小值必须大于 50 %。

#### 4. 钻具旋转模拟

在全程的随钻压力 (PWD) 测试<sup>[5,6]</sup>中已经证明钻具旋转对环空压降的影响, 用纯数学模型处理仍然不能很好地适用于非牛顿流体, 因此, 通过试验数据研究出模型间的相互关系。在常规的深水垂直钻井应用中, 钻具旋转对环空压降的影响比较小, 但是一般都要考虑, 尤其是孔隙压力/破裂压力梯度 (PP/FG) 窗口比较小时。

#### 5. 机械钻速模拟

在任何水力钻井模型中关键因素是机械钻速 (ROP), ROP 从两个方面影响水力计算:

泥浆中岩屑的存在增加了泥浆液柱的压力。

在大斜度井中, 由于清洗不好使岩屑集聚产生岩屑床。这个岩屑床的存在使流体流动速度增加, 又导致了更大的压降。

在垂直和小斜度深水井的水力模型中, 不存在岩屑床, 通常只考虑环空中的岩屑对机械钻速的影响。按常规可以计算出在特定 ROP 下的岩屑携带能力。因为环空中的岩屑携带能力的增加与井眼清洁度恶化呈非线性关系<sup>[7]</sup>, 用简单的线性关系来预测 ROP 对 ECD 的影响, 只能得到简单的且不准确的结果。

### 三、深水井中井底钻具组合周围形成砂桥模拟

当在墨西哥湾钻井深接近 6700ft 的探井时, 现场操作人员常常会在接单根后在井底钻具周围发现砂桥的现象。一般认为是岩屑的快速下降所致。随着先进的 PDC 钻头的使用, 有些岩屑达到了 2in 长, 类似手指形状。操作人员要想办法减少或防止这种情况的再次出现。

大的手指状岩屑的静态沉淀速度是很高的, 并且在湍动滑流范围内使颗粒变大。颗粒形状 ( ) 对静态滑动的影响: 当长度一样时块状颗粒 ( = 0. 8) 比手指状颗粒 ( = 0. 67) 下降的要快。

这些结果证实了快速下降的岩屑是导致堵塞的原因之一。

当泵排量是 1700gal/min 时, 在动态条件下, 用井眼清洗模型测量清洗效率。结果表明在当前操作条件下, 对大尺寸岩屑的清洗是无效的。显而易见, 必须改变一些关键参数才能提高清洗效果。

操作人员需要估计停泵前的循环时间有多长才不至于在接单根过程中使新近钻出的岩屑聚集到底部钻具处。这样的计算包括静态和动态情况下对岩屑沉淀速率的预测、井眼清洁效率 (HCE)、井底钻具组合 (BHA) 的长度和接单根的平均时间。对于各种长度的指形岩屑, 所预测出的接单根前的最短循环时间大于 6min。另外, 建议通过提高钻井液的流变性能来提高井眼清洗效率。这两种方法结合起来, 有助于解决接单根过程中在井底钻具组合周围形成的砂桥问题。而且, 由于流变性能的提高, 使得接单根前的循环时间大大缩短, 因而提高了钻井效率。

### 四、推荐的钻速标准的确定

在实际钻深水井之前, 试钻过程中用水力软件进行水力参数的预测以确定机械钻速。除了钻井液的性能外, 在分析过程中使用的关键参数包括:

孔隙压力

在上层套管角处 (在砂岩和页岩中) 的地层破裂压力梯度

3 个泵排量

3 个钻速标准

适当的岩屑尺寸

立管增压标准。

针对每一个井段, 使用这些参数计算出井眼清洁效率和当量循环密度。当 HCE 标准降到 55 % 以下或者 ECD 标准超过或接近地层破裂压力梯度 (在 0. 11bm/gal 以内) 时, 泵排量和机械钻速的影响都可以忽略。

### 五、1 号深水井的预探井模型

2000 年夏天, 在路易斯安那墨西哥湾比峡谷钻的水深 2800ft 的 1 号井, 总共有四个井段, 井径从 20in 到 8. 5in 不等, 完钻井深 10650ft TD。除中间一井段稍有倾斜之外, 整个剖面属直井。这口井使用的钻机是专门为钻深水井 (但不是超深水井) 而设计的。使用 5. 5in 钻杆, 在大井径井段钻井液环空流速很低, 对泥浆泵的容量有一个约束。

在 19.75in 的立管上装有一个 350gal/min 的增压器，以帮助携带岩屑。模型中使用两组尺寸的岩屑：1in × 0.5in × 0.5in 和 0.5in × 0.25in × 0.25in，大尺寸的岩屑代表井下预期的最坏效果。

模拟结果表明泵排量范围 900 ~ 1200gal/min，对大颗粒岩屑而言，其井眼清洁率（HCE）的预测值相当低。在低泵排量/高机械钻速的组合中，HCE 标准降到 50 % 以下，这表明岩屑不能有效地得到清洗，这种组合被排除。结果表明泵排量最小为 1000gal/min，机械钻速要求最大 75ft/h。无论是增加流速，还是降低机械钻速都将提高清洗效果。在同样情况下可大幅度提高小颗粒岩屑的清洗效果。这里，HCE 标准增加到 75 % ~ 80 %，也说明颗粒尺寸对井眼清洗的影响很大。

在 20in 井段中，ECD 允许的最大值是 10.6 lbm/gal，预测的 ECD 值介于 10.3lbm/gal 和 10.53lbm/gal（考虑 SBM 压缩）之间。当泵排量大于或等于 1000gal/min 时，为了保证在该井段的 PP/FG 窗口内，并且在低于 FG 0.1lbm/gal 的情况下安全钻进，要求机械钻速为 50 ~ 75ft/h。

有趣的是，随着排量的增加，预测的 ECD 降低。看起来，和没有岩屑时的模拟（泵排量越高，ECD 值越高）相反。这里，通过增加流速，降低环空中岩屑浓度来增加井眼清洁效率，同时也降低了 ECD 的值。

用与前面模拟沉淀相同的方法，计算接单根之前推荐的最小循环时间。对于小岩屑，最小循环时间在 3min 和 4min 之间。获取这些值和一个固定的接单根时间 7min 后，调整机械钻速到预测的更切合实际的平均机械钻速。图 1 显示了 20in 井段预算的最终推荐机械钻速。

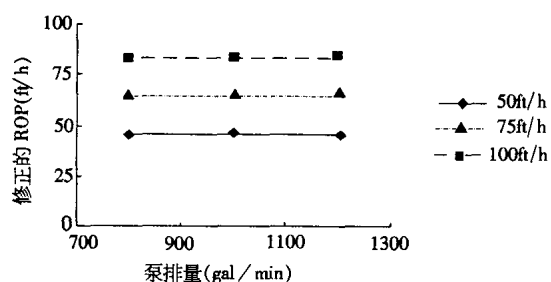


图 1 对小尺寸岩屑 (0.5in × 0.25in × 0.25in) 修正的 ROP 与泵排量和 ROP 的关系

1 号井的每一个井段都做有相似的水力模型。对每一个井段，操作员都可以得到一个包括以下内容的表格：

岩屑尺寸

泵排量（通常为 3 个）

地面钻井液密度

有效井眼密度（对 SBM）

孔隙压力

破裂梯度

ECD 计算值

接单根前的推荐循环时间

适合循环和接单根时间的有效机械钻速

## 六、完井后水力分析（1 号井）

作为典型的 GOM 深水井，1 号井各个井段长度很短，钻井正常进行，非生产时间降到最低。完井之后（通常在 3 周之内），通过日常钻井记录和随钻压力记录，进行了水力分析和井眼清洗回顾，数据包括：

泵排量

钻杆转速

立管增压泵的排量

环空中的循环温度

5ft 以上井段的机械钻速

ECD 的测量。

图 2 示出了 8 种具体情况下，预测的 ECD 值和实际测量值的比较结果。其中 6 种情况，预测值要高于随钻压力的测量值。最大偏差发生在井的中间部分，随着井深的增加，偏差迅速降低。预测的绝对平均偏差是 0.2lbm/gal，这说明预测值并不十分准确。进一步研究表明输入参数中最大的不确定因素是机械转速和岩屑的尺寸。这个发现在 2 号井中也得到证实。

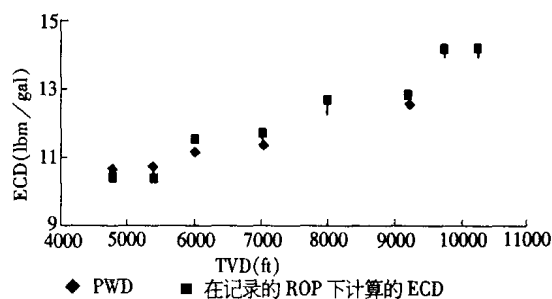


图 2 1 号井随钻压力 (PWD) 和计算的当量循环密度 (ECD)

## 七、2 号深水井的预探井模型

2 号井的探井计划开始于 2000 年春季。这口井位于路易斯安那海面，沃可山脉的外侧，有的地方水深超过 8800ft。这口井使用了专门为超深水井

设计的钻机, 主要有以下特征:

钻杆 6. 625in

立管的增压容量达到 1000gal/min

在裸眼井段泵排量达到 2000gal/min。

有四个井段设计使用合成基泥浆 (SBM), 分别为:

17in ×20in

14. 75in ×17in

10. 625in ×12. 25in

8. 5in

为了使 GOM 软质黏土中不出现指状岩屑, 计划使用双心 PDC 钻头。2000 年末至 2001 年初, 这口井创下 GOM 的水深记录。

试钻时用的水力模型和 1 号井的类似, 然而, 由于水更深, 孔隙压力/破裂压力梯度的操作窗口更窄, 尤其表现在井眼上部大直径段。从流体力学的角度来看, 模拟的关键在于用钻速来精确地预测 ECD。

对 17in ×20in 井段的预测是最困难的。起初, 孔隙压力/破裂压力梯度的操作窗口预测只是 0. 5lbm/gal。在 20in 套管鞋中, 与井眼清洗大的指状岩屑的循环速率相对应的当量泥浆密度等于或稍微大于预期的破裂压力梯度。在破裂压力梯度下为了减小 ECD, 地面测量的钻井液密度值应该小于估计的地层孔隙压力。考虑井下静态和动态温度以及泥浆的可压缩性, 预测的井下泥浆密度只比估计的孔隙压力高出 0. 15lbm/gal。

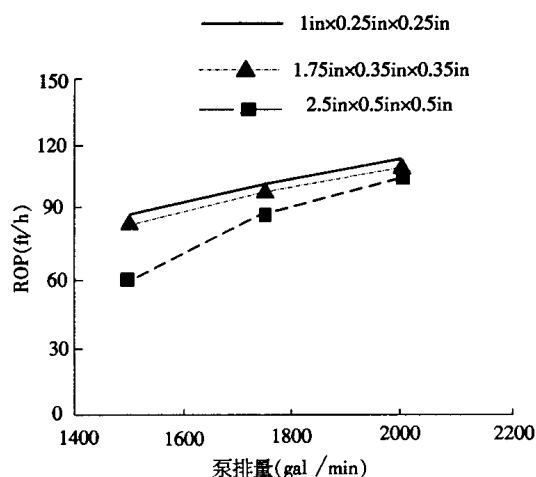


图 3 2 号井对 3 种岩屑尺寸预测的 ROP (未修正) 与泵排量的关系

对 17in ×20in 井段, 把机械钻速看作泵排量和岩屑尺寸的函数来模拟。图 3 示出针对 3 种岩屑尺寸所预测的机械转速。根据输入的参数, 预测的

ECD 仅低于破裂压力梯度 0. 1lbm/gal。这些结果表明这一井段的钻进相当困难, 几乎不允许出一点差错。

除泵排量和基本机械钻速外, 其他的关键输出参数如下:

减小井底钻具组合堵塞的可能性的接单根的最短循环时间。

与接单根和循环时间有效结合的机械转速。

## 八、改进的钻井参数的监测

为了减少在 1 号井钻进过程中实际遇到的某些钻井参数 (尤其是机械钻速) 的不确定性, 推荐使用一种先进的报告系统。随着输入关键参数在一定范围内的降低, 可以得到一个更好的 ECD 的预测值。

## 九、2 号深水井的钻进

2000 年秋 2 号深水井开钻。当钻到 17in ×20in 井段时问题发生了, 当时记录的钻速是 140ft/h, 在这期间泥浆漏失, 测量的随钻压力比试钻时得到的破裂压力值仅小 0. 05lbm/gal。

幸运的是实际孔隙压力并没有像我们预计的那样高。因此, 泥浆密度减少了 0. 2~0. 3lbm/gal。重新修订水力和井眼清洗的预测值, 给出一个新的机械钻速。

随着钻井液密度的降低, 泥浆漏失停止, 恢复钻进。一直钻到下套管的深度没有再出现井眼问题。其他井段按计划钻进, 与钻井液有关的井眼问题基本没发生。

井段开钻时, 以报告中记录的信息数据为基础计算钻井液的水力参数。在短井段没有出现井眼问题, 钻井进展非常快, 创下了每个井段只做几个水力分析的记录。

和 1 号井相比, 2 号井计算的 ECD 更精确, 平均偏差大约为 0. 05lbm/gal, 用百分比表示为 0. 5%。及时收集实际钻进过程中的泥浆和钻井信息, 有助于提高预测精度。

## 十、结论和建议

通过以上分析我们可以得到如下结论。希望这些结论能够给超深水井操作人员提供帮助。

1、一个好的水力模型可以精确地预测井下泥浆密度和压力降, 也能计算流体水力参数和 ECD 值。

2、准确预测机械钻速，可以提高钻井效率，克服恶劣地层压力梯度的危害。

3、预测钻井水力参数，应该尽可能准确地指定所有关键参数，岩屑尺寸和机械钻速经常被忽略。

4、不需要总是使用尖锐的 PDC 钻头，因为切削的岩屑尺寸给井眼清洗带来很大困难。减小切削齿的直径会给机械钻速带来消极影响。这就要求我们在高的机械钻速和低的清洗效率之间作出最优选择。

5、尽可能地计算出接单根期间的循环时间，减小或避免堵塞。

6、当泥浆中岩屑浓度高时，增加泵排量通常可以提高井眼的清洗效果，并降低 ECD 值。

### 参考文献

- 1 Hemphill, T. and Fogue, T., "Field applications of ERD hole cleaning modeling", SPE Drilling & Completion (December 1999) 247.
- 2 Hemphill, T. and Tare, U., "Extensive pre-well planning aids in successful drilling of challenging ERD well: a case

study", paper AADE 018 presented at the 2001 AADE National Drilling Technical Conference in Houston, March 27 - 29, 2001.

- 3 Hemphill, T., Pilehvari, A., and Campos, W., "Yield Power Law Model more accurately predicts mud rheology", Oil & Gas Journal (August 23, 1993) 45.
- 4 Chien, S. F., "Settling velocity of irregularly shaped particles", SPE Drilling & Completion (December 1994) 281.
- 5 Isambourg, P., Bertin, D., and Branghetto, M., "Field hydraulic tests improve HPHT drilling safety and performance", SPE Drilling & Completion (December 1999) 219.
- 6 Charlez, P., Easton, M., Morrice, G., and Tardy, P., "Validation of advanced hydraulic modeling using PWD data", paper OTC 8804 presented at the Offshore Technology Conference in Houston (4 - 7 May 1998).
- 7 Sanchez, A., Azar, J., Bassal, A., and Martins, A., "Effect of drillpipe rotation on hole cleaning during directional well drilling", SPE Drilling & Completion (June 1999) 101.

资料来源于美国《SPE 71362》

(收稿日期 2003-01-09)

## 美国深海海湾开发项目

美国矿物行政管理局 (MMS) 称，美国去年在深海墨西哥海湾共有 12 项新发现，14 个深海项目已经开始产油、产气，在 2001 年创下了记录。MMS 的地方行政长官 Chris C. Oynes 说：“尽管 2002 年钻井总的趋势是下降的，但这一年对于海湾的深海开发却具有着特别意义。共有 12 项新发现，其中 3 项在 8000ft 或更深水域。”

MMS 称，这 14 个新的油田开发项目使墨西哥湾的项目增加到 65 个，深海开发项目正以快速的节奏在发展，这 14 个新项目包括 11 个拖挂在另外一个项目的海底生产体系，这样，在 65 个深海项目中海底项目就上升到 41 个。在新开发的深海项目中有 3 个使用了撑梁作为生产体系。MMS 期望，在 2003 年深海项目开始产油的数目将会有显著的增长，预计是 19 个。

在相关项目中，MMS 已同意其中的一个深海油气项目利用气囊撑梁，这是世界上首次利用气囊撑梁，它是 Kerr - McGee 公司 Red Hawk 项目深海经营计划中的一部分，位于海底 5300ft。Kerr-McGee 公司持有 Red Hawk 50 % 的股份，其余的 50 % 由海洋能源公司持有。

Red Hawk 位于 Garden Banks 877 区块，将采用这项新技术——世界上首例利用气囊撑梁进行开发，也是美国海湾第二个长期使用同向锚系装置的项目。这个改进后的撑梁是撑梁技术的第三代，大大地降低了深海地区进行经济开发所需的预计门限。Kerr - McGee 公司选择 Technip 海上国际有限公司来安装气囊撑梁。

骆江涛 供稿