

PDC 钻头防泥包性能数值模拟研究

陈修平¹, 邹德永¹, 李东杰², 娄尔标³

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580; 2. 中国石油华北油田分公司采油工程研究院, 河北任丘 062552; 3. 中国石油塔里木油田分公司油气工程研究院, 新疆库尔勒 841000)

摘 要:为量化研究水力因素对 PDC 钻头防泥包性能的影响规律, 针对现场常用 PDC 钻头建立了三维流域模型, 将岩屑视为从井底面射入流场的球状颗粒, 基于 CFD 离散相模型(DPM)对固相颗粒运动进行追踪, 将钻头体 DPM 边界条件设置为“trap(捕获)”, 用岩屑颗粒捕获率作为泥包概率的评价参数。数值模拟发现, 岩屑颗粒在井底流场中的输运是沿程存在碰撞与反弹的不规则三维运动; 当岩屑颗粒粒径小于 1.0 mm 时, 其捕获率随粒径增大而减小; 当岩屑颗粒粒径大于 1.0 mm 时, 其捕获率随粒径增大而增大; 喷嘴尺寸从 8.0 mm 增大至 16.0 mm, 岩屑颗粒捕获率逐渐增大; 与五喷嘴相比, 七喷嘴的岩屑颗粒捕获率更小; 相对于不等径喷嘴组合, 等径喷嘴组合方式情况下的岩屑颗粒捕获率更小。研究结果表明, 岩屑颗粒捕获率随喷嘴尺寸增大呈线性增大, 随喷嘴数量增大呈线性减小, 随刀翼宽度增大呈线性增大, 随刀翼高度增大呈线性减小。基于 DPM 的钻头井底流场数值模拟为 PDC 钻头防泥包性能研究提供了新的思路, 可以为钻头防泥包设计提供理论指导。

关键词:PDC 钻头 泥包 数值模拟 离散相模型

中图分类号:TE21 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2015)06-0108-06

Numerical Simulation Study on the Anti-Balling Performance of PDC Drill Bits

Chen Xiuping¹, Zou Deyong¹, Li Dongjie², Lou Erbiao³

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Huadong), Qingdao, Shandong, 266580, China; 2. Oil Production Engineering Research Institute, PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu, Hebei, 062552, China; 3. Oil and Gas Engineering Institute, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang, 841000, China)

Abstract: In order to quantitatively analyze the effect of hydraulic factors on the anti-balling performance of PDC drill bits, a three-dimensional fluid volume model was established on commonly used PDC drill bits. In the model, cuttings are simulated as spherical particles that are injected into the flow field from the bottom hole. The CFD-based discrete particle modeling(DPM) is used to track the cuttings by setting the DPM boundary conditions of the drill bit body at “trap” and taking particle trapping ratio (R_a) as the evaluation parameter of balling probability. Based on numerical simulation, cutting particles movement in down-hole flow field is in three-dimensional irregular form along with collision and rebound. When the particle size is less than 1.0 mm, R_a will decrease with the increase of particle sizes while it will increase with the increase of particle sizes when particle size is larger than 1.0 mm, R_a increases gradually when nozzle size increases from 8.0 mm to 16.0 mm. Compared with five-nozzle drill bit, seven-nozzle drill bit is lower in R_a , and the equal-size nozzle assembly is lower in R_a compared with non-equal-size nozzle assembly. In conclusion, R_a increases linearly with the increase of nozzle size and blade width, but decreases linearly with the increase of nozzles and blade height. The DPM based numerical simulation of the bottom hole flow field provides not only a new way for investigating PDC drill bit anti-balling performance, but also providing the theoretical guidance for bit anti-balling design.

Key words: PDC bits; balling; numerical simulation; discrete phase model

一口井钻遇地层中泥页岩地层占 75% 左右^[1], 且随着常规能源的日益减少, 作为非常规能源之一的页岩气成为世界能源勘探开发的热点^[2]。PDC 钻头在页岩气井钻井过程中得到了大量应用^[3], 但钻头泥包频繁发生, 造成机械效率降低、钻井成本升

收稿日期: 2014-12-24; 改回日期: 2015-08-17。

作者简介: 陈修平(1988—), 男, 山东日照人, 2010 年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业, 在读博士研究生, 主要从事油气井流体力学方面的研究工作。

联系方式: 18678994057, cxp19882006@126.com。

基金项目: 国家科技重大专项子项目“薄互层水平井导向 PDC 钻头优化设计及导向特性研究”(编号: 05Z12020300)资助。

高^[1]。影响钻头泥包的因素主要包括5个方面^[4]: 地层性质、钻井液类型及性能、钻头结构、有效围压和钻头水力学参数, 其中井底清洁状况不良导致岩屑黏附在钻头体表面是钻头泥包的本质^[4]。因此, 有必要研究各因素对 PDC 钻头防泥包性能的影响规律。

PDC 钻头井底流场异常复杂, 解析法不能对其详细描述, 试验方法耗时耗力, 前人主要利用数值模拟的方法进行了大量研究^[5-7], 但仍存在以下几个问题: 1) 均将井底流场假设为钻井液的单相流场, 不符合实际情况; 2) 仅对速度场和压力场等进行一些定性分析, 不够量化, 也没有涉及岩屑本身, 对岩屑运动的研究仅仅是环空内的岩屑运移^[8]; 3) 没有明确地提出判别井底流场优劣的参数指标, 也未涉及钻头泥包的本质问题(岩屑黏附)^[9]。为此, 笔者基于 FLUENT 软件 DPM, 采用岩屑颗粒捕获率作为反映钻头泥包概率的评价参数, 研究水力因素对 PDC 钻头防泥包性能的影响规律, 以期对钻头防泥包设计提供理论指导。

1 物理模型与网格划分

选择现场常用的 $\phi 215.9$ mm 的五刀翼六喷嘴 PDC 钻头为模拟对象(见图1), 根据实体 PDC 钻头和实钻井眼(假设扩径5%, 钻头底面距井底3.0 mm), 借助 UG 软件, 建立三维流域模型(见图2), 其中喷嘴直径为12.0 mm。

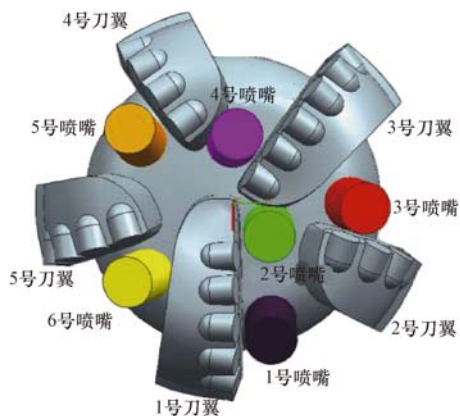


图1 五刀翼六喷嘴 PDC 钻头外形

Fig.1 PDC drill bit with five blades and six nozzles

网格划分采用非结构化网格, 网格数量大约为300万个。为确保计算结果的准确性, 在流速变化较大的位置(例如井底和喷嘴进出口)进行了局部网格细化。

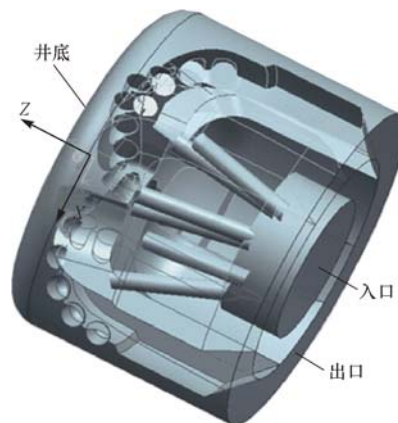


图2 三维流域模型

Fig.2 Three dimensional flow volume model

2 固相运动控制方程、颗粒捕获及模型参数设置

多相流动模拟中通常采用以下2种方法对颗粒相进行处理^[10]: 一种方法是把流体当作连续介质, 将颗粒作为离散相, 在拉格朗日坐标系下追踪颗粒运动; 另一种方法是把颗粒群看作拟流体, 在欧拉坐标系下描述颗粒群的运动。通常情况下, 岩屑体积占有率远小于10%, 无法作为拟流体, 但满足第一种模拟方法的适用条件, 因此采用拉格朗日粒子追踪法描述固相运动^[11]。

2.1 固相运动控制方程

固相颗粒运动控制方程(以 x 方向为例)如下^[12-13]:

$$\frac{dv_p}{dt} = F_D(v - v_p) + \frac{g_x(\rho_p - \rho)}{\rho_p} + F_x \quad (1)$$

$$\text{其中} \quad F_D = \frac{18\mu}{\rho_p d_p^2} \frac{C_D Re}{24} \quad (2)$$

式中: v_p 为颗粒速度, m/s; F_D 为流体拖曳力, N; v 为流体相速度, m/s; ρ_p 为颗粒密度, kg/m³; ρ 为钻井液密度, kg/m³; g_x 为重力加速度, m/s²; F_x 为其他单位质量作用力, m/s²; μ 为动力黏度, Pa·s; d_p 为颗粒直径, m; C_D 为拖曳力系数; Re 为雷诺数。

式(1)中的 F_x 主要包括视质量力(附加质量力)、压力梯度力、布朗力和 Saffman 举升力等。其中较重要的是附加质量力和压力梯度力, 前者是由颗粒周围流体加速引起的, 后者是由流场中存在的流体压力梯度引起的。由于研究中的颗粒尺寸处于毫米级别, 计算时未考虑布朗力和 Saffman 举升力。

对颗粒运动方程进行时间积分,可以得到颗粒运动轨迹。轨道积分计算采用稳态追踪方式,每隔 10 个连续相流场迭代步,在当前流场状态下,逐个对每个颗粒进行从初始位置到终了位置的轨道积分计算及源项计算,得到某一时刻连续相流场状态下一系列积分时间步的颗粒状态,一系列颗粒位置可连成运动轨迹线。

2.2 泥质岩屑颗粒的捕获

由于泥质岩屑具有较强的黏附性,假设其运动过程中撞击到钻头体就黏附其上,即固相颗粒被钻头体捕获,终止其轨道计算。

理论分析得知,泥质岩屑运动过程中撞击钻头体的概率主要受颗粒的流体跟随性和流动空间结构影响,其中流体跟随性与岩屑直径、钻井液流速(受喷嘴尺寸、喷嘴数量、刀翼尺寸、喷嘴组合方式的影响)有关,钻井液流速越大,流体跟随性越好,岩屑撞击钻头体的概率越小,钻头体表面捕获的颗粒数越少;流动空间结构受刀翼尺寸的影响,刀翼尺寸越小,岩屑颗粒的流动空间越大,撞击钻头体的概率越小,钻头体表面捕获的颗粒数越少。

为量化水力因素对钻头防泥包性能的影响规律,以岩屑颗粒捕获率作为评价参数,其定义为:

$$R_a = \frac{N_{\text{trap}}}{N_{\text{total}}} \times 100\% \quad (3)$$

式中: R_a 为岩屑颗粒捕获率; N_{trap} 为钻头体表面捕获的颗粒数; N_{total} 为井底平面产生的总颗粒数,由于每个网格单元释放一个固相颗粒,因此 N_{total} 等于井底平面网格数量。

2.3 模型参数设置

1) 喷嘴尺寸。借助 UG 软件,改变物理模型中的喷嘴直径,分别为 8.0、10.0、12.0、14.0 和 16.0 mm,喷嘴位置和角度保持不变。

2) 喷嘴数量。保证喷嘴数量不同时的喷嘴出口总面积大致相等,设置喷嘴数量及喷嘴直径。为研究方便,假设各个喷嘴的直径均相等。借助 UG 软件,对原物理模型进行相应修改(见表 1)。

3) 喷嘴组合方式。保证等径喷嘴组合和不等径喷嘴组合情况下的喷嘴出口总面积相同,借助 UG 软件,建立了不等径喷嘴组合模型。

4) 刀翼宽度和刀翼高度。借助 UG 软件,在原模型基础上,分别建立刀翼宽度为 35.0、38.0、41.0 mm 和刀翼高度为 25.0、30.0、35.0 mm 的物理模型。

表 1 喷嘴数量及喷嘴直径设置

Table 1 The setting of nozzles and their diameter

喷嘴数量/个	喷嘴直径/mm	备注
5	13.15	去掉 1 号喷嘴,使每个刀翼对应 1 个喷嘴
6	12.00	原模型
7	11.11	为 3 号刀翼增加一个 7 号喷嘴,使每个长刀翼对应 2 个喷嘴

3 计算假设、定解条件与求解策略

3.1 计算假设

- 1) 不考虑能量变化,假设流场为绝热系统,与外界无热量交换;
- 2) 入口处来流均匀,钻井液为不可压缩流体;
- 3) 岩屑为直径相等的圆球颗粒,从井底面射入流场,初始速度为 0 m/s。

3.2 定解条件

1) 入口边界条件。采用速度入口,速度和湍流强度根据工作排量和入口水力直径进行估算,在本模拟工况下,入口速度为 3.82 m/s,湍流强度为 4.97%。

2) 出口边界条件。采用压力出口,出口静压力根据井深估算,假设井深为 3 000.00 m,钻井液密度为 1.20 kg/L,计算得出口压力为 35.28 MPa。

3) 固体壁面。满足壁面无滑移条件,近壁区采用壁面函数法处理^[11];钻头体 DPM 边界条件设置为“trap(捕获)”。

4) 固相物理性质。颗粒类型选择惯性颗粒,密度设定为 2.65 kg/L,质量流量为 0.15 kg/s。

5) 考虑重力对流场的影响,重力加速度方向为 Z 轴正方向;操作密度指定为液相与固相中密度较小者,即 1.20 kg/L。

3.3 求解策略

使用基于压力修正法的 SIMPLE 算法求解动量方程和连续性方程,利用控制体积法对控制方程进行离散,空间离散采用一级迎风逼近格式。利用随机行走模型考虑固相的湍流扩散,最大颗粒追踪步数设置为 200 000 步,以保证追踪到计算域内的大多数颗粒。

4 数值模拟方法可行性验证

国内外针对井底岩屑运输的试验研究资料非常

有限,岩屑运动方面的研究主要是环空内的岩屑运移^[8]。K. M. Lim 等人^[14]利用岩屑输运时间作为评价参数,进行了钻头井底岩屑输运试验研究。

为验证数值模拟结果的可靠性,使用与文献^[14]的试验条件一致的初始条件,基于 CFD 离散相模型进行了数值计算,计算结果与试验结果对比见表 2。

表 2 数值计算结果与试验结果对比

Table 2 Comparison between numerical computation and experimental results

喷嘴数量	喷嘴直径/mm	岩屑输运时间/s		对误差, %
		计算值	试验	
2	8.0	20.5	22.0	6.82
	7.0	15.7	16.5	4.85
	6.0	12.9	14.0	7.86
3	8.0	62.6	68.0	7.94
	7.0	35.3	38.0	7.11
	6.0	25.1	27.0	7.04

由表 2 可见,岩屑运移时间的计算值与试验值的相对误差均小于 8%,在工程误差范围之内,且两者变化规律一致,验证了数值模拟方法具有较好的可靠性。

5 岩屑颗粒捕获率影响因素分析

模拟中岩屑颗粒数量等于井底平面网格数量,岩屑输运轨迹数过多会造成画面混乱。为便于观察,选取典型的 11 条岩屑颗粒输运轨迹进行分析,结果见图 3。

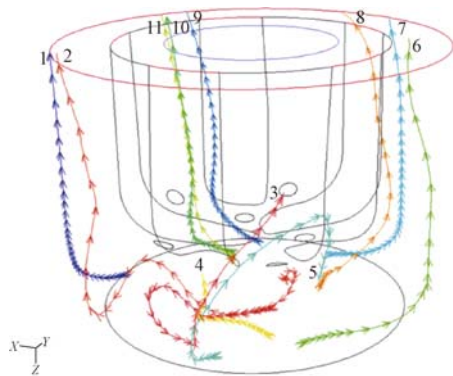


图 3 典型的岩屑输运轨迹

Fig. 3 Typical movement path of cuttings

由图 3 可知,岩屑输运的初始位置均为井底面,但输运轨迹各不相同,是沿程存在碰撞与反弹的不规则三维运动:当岩屑碰撞井壁会发生反弹(2 号岩

屑);当碰撞钻头体,会发生黏附(3—5 号岩屑),即被捕获从而终止计算。根据岩屑输运结束位置的不同,岩屑类型可以分为 2 类:被钻头体“捕获(trap)”的岩屑(3—5 号岩屑)和从环空出口“逃逸(escape)”的岩屑(1—2 和 6—11 号岩屑)。显然,被捕获的岩屑数量越多,钻头泥包的概率越大。

5.1 岩屑直径

设定流量为 30 L/s,喷嘴直径不同时 R_a 随岩屑直径的变化规律如图 4 所示。

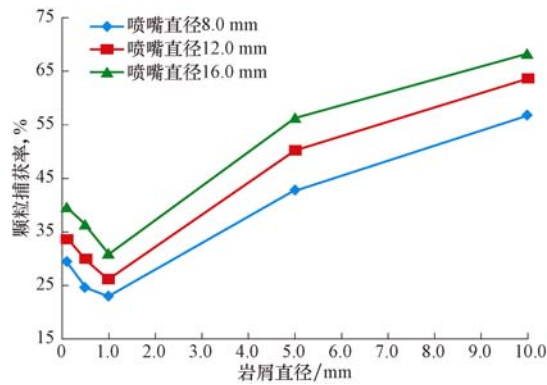


图 4 岩屑直径对岩屑颗粒捕获率的影响

Fig. 4 Effect of cutting size on R_a

由图 4 可知,喷嘴直径不同的情况下, R_a 随岩屑直径的变化规律一致;当岩屑粒径小于 1.0 mm 时, R_a 随粒径增大而减小;当岩屑粒径大于 1.0 mm 时, R_a 随粒径增大而增大。分析原因认为:一方面,相同流通面积情况下,岩屑颗粒直径较大,越容易接触钻头体;另一方面,岩屑直径越大,输运受到的阻力越大,流体跟随性越差,越容易脱离主流线而穿过壁面边界层撞击钻头体。为此,可通过控制切深、使用抛光 PDC 齿等方法控制岩屑直径^[15-16]。

5.2 喷嘴直径

固定流量为 30 L/s,不同岩屑直径条件下, R_a 随喷嘴直径的变化规律如图 5 所示。由图 5 可知,岩屑直径不同时, R_a 随喷嘴直径的变化规律一致,均随喷嘴直径增大呈线性增大,喷嘴直径从 8.0 mm 增大至 16.0 mm, R_a 约增大 34%。分析原因认为:相同流量条件下,喷嘴直径越小,钻井液流速越大,岩屑颗粒的流体跟随性越好,不易突破流体壁面边界层与钻头体发生碰撞,从而颗粒捕获率越小。因此,在不发生喷嘴堵塞的情况下,建议使用小喷嘴钻头钻进泥质地层。

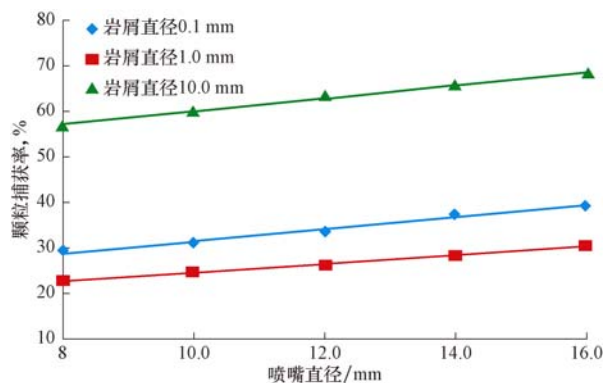


图5 喷嘴直径对岩屑颗粒捕获率的影响

Fig. 5 Effect of nozzle size on R_a

5.3 喷嘴数量

图6为喷嘴数量分别为5、6、7的情况下, R_a 随岩屑直径的变化规律。

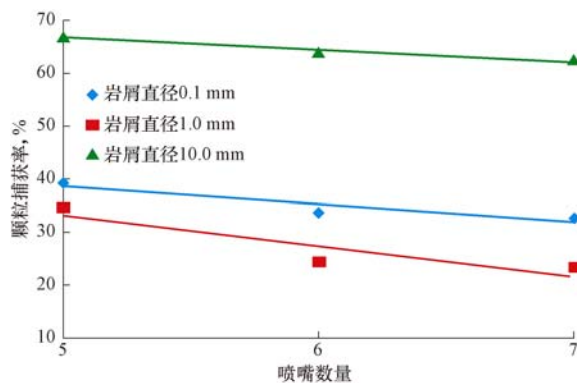


图6 喷嘴数量对岩屑颗粒捕获率的影响

Fig. 6 Effect of nozzles on R_a

由图6可知,岩屑直径不同时, R_a 随喷嘴数量的变化规律一致,均随着喷嘴数量的增大呈线性减小,与五喷嘴相比,七喷嘴的 R_a 约减小19%。分析原因认为:增加喷嘴数量,会增大多股射流共同作用的面积,减小低流速区面积,降低颗粒捕获率。

5.4 喷嘴组合方式

喷嘴组合方式分为等径组合和不等径组合2种方式,2种喷嘴组合的 R_a 对比情况如图7所示。

由图7可知,相对于不等径喷嘴组合,等径喷嘴组合方式情况下的 R_a 更小,平均减小26.7%。分析原因认为:不等径喷嘴组合情况下的低速区面积更大,岩屑颗粒流体跟随性较差,导致 R_a 增大。

5.5 刀翼宽度和刀翼高度

图8和图9分别为不同刀翼宽度和高度情况

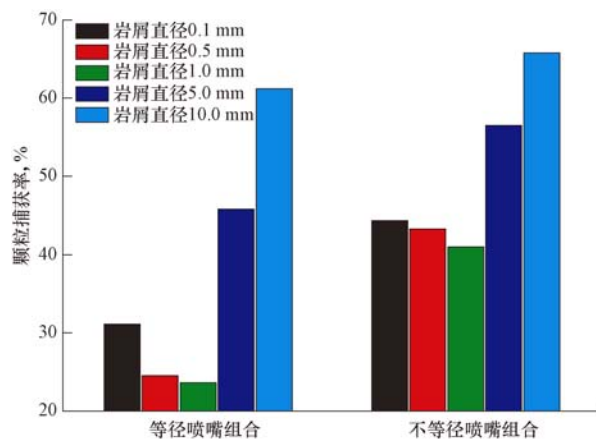


图7 喷嘴组合方式对岩屑颗粒捕获率的影响

Fig. 7 Effect of nozzle assembly on R_a

下 R_a 随岩屑尺寸的变化规律。

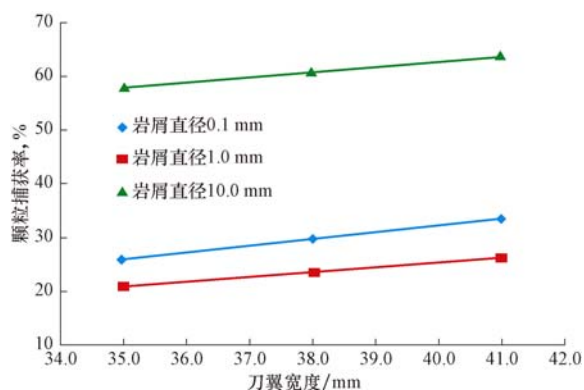


图8 刀翼宽度对岩屑颗粒捕获率的影响

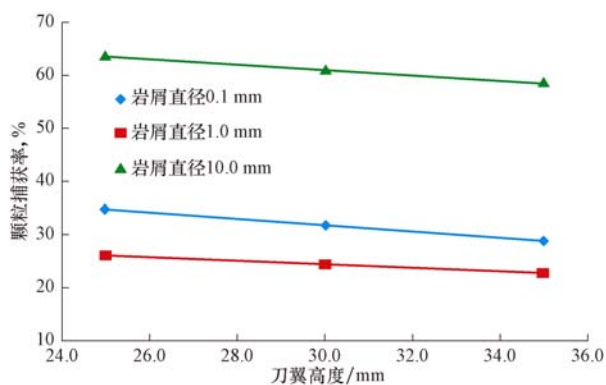
Fig. 8 Effect of blade width on R_a 

图9 刀翼高度对岩屑颗粒捕获率的影响

Fig. 9 Effect of blade height on R_a

由图8和图9可知, R_a 随刀翼宽度增大呈线性增大,随刀翼高度增大呈线性减小。分析原因认为:减小刀翼宽度或者增大刀翼高度,均会增大排屑槽过流面积,降低岩屑颗粒接触钻头体的概率,从而降低钻头泥包的概率(即降低颗粒捕获率)。泥质页岩硬度较低,足以用PDC钻头钻进,减小刀翼宽度或

者增大刀翼高度虽然对钻头强度有一定影响,但不会影响正常钻进,使用窄、高刀翼的钻头,有利于降低钻头泥包发生的概率^[2]。

6 结论及建议

1) 基于 CFD 离散相模型,建立了 PDC 钻头井底固液两相流场数值模拟方法。针对钻头泥包问题,以岩屑颗粒捕获率作为评价井底流场优劣的指标,分析了各水力因素对钻头防泥包性能的影响规律。

2) 数值模拟结果表明,粒径为 1.0 mm 岩屑的 R_a 最小,建议采用控制切深、使用抛光 PDC 齿等方法控制岩屑尺寸,可降低钻头泥包的概率。

3) 岩屑直径一定时, R_a 主要受钻井液流速的影响,钻井液流速越大或低流速区面积越小, R_a 越小,因此建议尽量增大钻井液排量,钻头水力设计时使用小尺寸、多数量、等径喷嘴组合方式。

4) 增大排屑槽过流面积,可以降低岩屑撞击钻头体的概率,从而降低钻头泥包的概率,因此建议使用窄、高刀翼的钻头钻进泥质岩类地层。

5) 后续研究中建议使用其他尺寸的 PDC 钻头模型,研究喷嘴位置、角度等因素对钻头防泥包性能的影响规律。

参 考 文 献

References

- [1] Boukadi F, Sardooee Nasab Y, Hayatdavoudi A, et al. Shale drilling: the impact of shale chemo-physical constituents on the issue of poor drilling performance at depth [R]. SPE 164092, 2013.
- [2] Hanna Chase, Douglas Charles H S, Asr Hany, et al. Application specific steel body PDC bit technology reduces drilling costs in unconventional North American shale plays[R]. SPE 144456, 2011.
- [3] Alvarez O, Mutair F, Ghannam H, et al. New erosion resistance PDC bit coating eliminates balling in water-based drilling fluids [R]. SPE 17372, 2014.
- [4] 陈修平, 邹德永. PDC 钻头泥页岩地层钻进泥包机理及对策研究进展[J]. 天然气工业, 2014, 34(2): 87-91.
Chen Xiuping, Zou Deyong. Bit balling mechanism and research progress in countermeasures for PDC bit drilling in mud shale formations[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(2): 87-91.
- [5] 杨顺辉, 武好杰, 牛成成, 等. 特种孕镶块加强 PDC 钻头的研制与试验[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(6): 111-114.
Yang Shunhui, Wu Haojie, Niu Chengcheng, et al. Manufacture and application of PDC bit enhanced by special diamond-impregnated segment[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(6): 111-114.
- [6] 侯成, 李根生, 黄中伟, 等. 定向喷嘴 PDC 钻头井底流场特性研究[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(2): 15-18.
Hou Cheng, Li Gensheng, Huang Zhongwei, et al. Research on characteristics of bottom hole flow field of PDC bit with side nozzles[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(2): 15-18.
- [7] 祝效华, 凌玉梅, 童华. 空气钻井潜孔钻头气固两相流数值模拟[J]. 中南大学学报: 自然科学版, 2011, 42(10): 3040-3047.
Zhu Xiaohua, Ling Yumei, Tong Hua. Numerical simulation of DTH bit's gas-solid two-phase flow in air drilling[J]. Journal of Central South University: Science and Technology, 2011, 42(10): 3040-3047.
- [8] Nazari T, Hareland G, Azar J J. Review of cuttings transport in directional well drilling: systematic approach[R]. SPE 132372, 2010.
- [9] Wells M, Marvel T, Beuershausen C. Bit balling mitigation in PDC bit design[R]. SPE 114673, 2008.
- [10] 韩立国, 周龙昌, 徐依吉, 等. 一种适用于普通 PDC 钻头的新型超高压流道设计[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(4): 120-124.
Han Liguang, Zhou Longchang, Xu Yiji, et al. A new design of ultrahigh pressure flow channel for common PDC bit[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(4): 120-124.
- [11] Moslemi Ali, Ahmadi Goodarz. Study of the hydraulic performance of drill bits using a computational particle-tracking method[J]. SPE Drilling & Completion, 2014, 29 (1): 28-35.
- [12] Baxter L L, Smith P J. Turbulent dispersion of particles[J]. The STP Model Energy & Fuels, 1993(7): 852-859.
- [13] 许礼儒, 李一岚, 陈川平, 等. 元坝 121H 超深水平井钻井技术[J]. 断块油气田, 2015, 22(3): 388-393.
Xu Liru, Li Yilan, Chen Chuanping, et al. Drilling technology of Yuanba 121H ultra-deep horizontal well[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2015, 22(3): 388-393.
- [14] Lim K M, Chukwu G A. Bit hydraulics analysis for efficient hole cleaning[R]. SPE 35667, 1996.
- [15] El Hakam Carmel, Felderhoff Floyd. Cutting generation study based on cutter and design testing for improved drilling performance[R]. SPE 168737, 2013.
- [16] Smith R H, Lund J B, Anderson M, et al. Drilling plastic formations using highly polished PDC cutters[R]. SPE 30476, 1995.

[编辑 滕春鸣]