

文章编号:1008-2336(2004)04-0083-04

海洋深水钻井的钻井液研究进展*

胡友林¹, 王建华¹, 张岩², 吴彬², 向兴金²

(1. 长江大学石油工程学院, 湖北荆州 434023; 2. 汉科新技术股份有限公司, 湖北荆州 434001)

摘要:在参阅大量海洋深水钻探方面的技术文献资料的基础上,对海洋深水钻探中的钻井液使用作了归纳和总结。目的在于借鉴国外成功经验,为我国今后开展这方面研究工作做一些技术信息方面的铺垫;还结合国外海洋深水钻井液研究现状,提出了对海洋深水钻井的钻井液研究的几点建议。

关键词:深水钻井;天然气水合物;钻井液

中图分类号:TE254

文献标识码:A

1 引言

深水钻井一般是指在海上作业中水深超过450~500m的区域。其中,当水深大于1500m时的海上作业我们称之为超深水钻井。近年来随着海洋石油储量采出比例的不断增加,海洋石油勘探逐步向深水区域发展。世界上许多国家都开始对深水钻井技术进行研究,并在一些地区取得了现场应用上的成功。本文将重点就深水钻井所面对的主要问题以及国外深水钻井的钻井液技术发展情况进行综述。

2 深水钻井所面对的主要问题

前些年,海洋钻探还主要集中在浅水区域,但是随着海洋石油储量采出比例的不断增加,油气勘探作业逐渐由滨海向海洋深水处转移,目前世界上深水钻井最活跃的地区主要包括墨西哥湾、西非和巴西等地。和浅水区域相比,深水钻井面临的主要问题有以下几个方面:(1)井壁稳定性;(2)钻井液用量大;(3)地层破裂压力窗口窄;(4)井眼清洗问题;(5)低温下钻井液的流变性;(6)浅层天然气与其所形成气体水合物。这对钻井液技

术也提出了更高的要求^[1~6]。

2.1 海底页岩的稳定性

在深水区中,由于沉积速度、压实方式以及含水量的不同,海底页岩的活性很大。河水和海水携带细小的沉积物离海岸越来越远,这些沉积物由于缺乏上部压实作用,所以胶结性差。在某些地区,常表现为易于膨胀和分散性高,这将会导致过量的固相或细颗粒分散在钻井液中。如果要通过稀释或者替换钻井液来控制钻井液中低密度固相的含量,这必将导致钻井作业中需要大量钻井液。目前针对海底页岩稳定性问题,可以采用加入一定量的页岩稳定剂,如在挪威的深水钻井中所采用的钻井液体系,主要是加入一定量的无机盐(NaCl、CaCl₂)以平衡活度和加入一定量的具有浊点的聚合醇,来达到增强页岩稳定性的目的^[5,7],也可以采用合成基钻井液。

2.2 钻井液用量大

在深水环境下钻井作业所需的钻井液用量将远远大于其它同样地下深度的井,在海洋钻井中需采用隔水管,在深水钻井中,由于水深增加很多,光隔水管内的体积至少就达约300m³,再加上平台钻井液系统,因此需要的钻井液体积就要比其他同样地下深度的钻井液循环总量要大的多。此外,考虑到钻井过程中对钻井液需要采取适当

收稿日期:2004-06-07

作者简介:胡友林(1978-),男,湖北人,在读硕士,油气田开发工程专业,研究方向为油田化学。

*:本文属中海油田服务股份有限公司委托课题的部分研究内容。

的稀释以调控泥浆性能,这也增加了钻井液的用量。在钻井过程中,有效使用固控设备,将钻井液中的钻屑含量控制在适当的范围内,可以节省大量的钻井液费用。深水钻井的经验表明,深水钻井时至少应该配备有三台高频的振动筛,以及大流量的除砂器、除泥器等固控设备。在非加重的钻井液体系中,固相的有效清除率应大于 75 %^[5]。

2.3 井眼清洗

只要钻井液上返流速足够高,就可以清洗任何尺寸的井眼。但是对大直径的井段,应用常规措施时,钻井液上返流速不足以达到清洗井眼的目的。因此一般采用稠浆清洗、稀浆清洗、联合清洗、增加低剪切速率粘度(LSRV),以及有规律地短程起下钻具等方法来清除钻屑。使用与钻井过程中钻井液粘度不同的钻井液清除钻屑是很有效果的,比如,如果所使用的钻井液本身很稀,那么清洗钻屑时就可以采用稠浆进行清洗。

2.4 浅层气与气体水合物

深水钻井遇到的重大潜在危险因素之一是浅层含气砂岩所引起的气体水合物生成问题。对于非深水区钻井,在钻井液管线中发现生物气(沼气)并不算大问题。但是,如果在深水区发现含气砂岩就可能会引起大问题。这是因为对于砂岩地层来说,浅层一般多是含有重油的非胶结性地层,而深层则是含有气体的低渗透率的硬质地层。在深水钻井作业中,气体水合物的形成不仅是一个经济问题,更是一个安全问题。气体水合物是 1810 年由 Davy 第一次提出来的,在 1934 年由 Hammerschmidt 首次将该名词应用在石油行业中,他指出这种气体水合物是堵塞气体传输管线的主要原因。气体水合物具有类似于冰的结构,主要由气体分子和水分子组成,外观上看起来就类似于脏冰,但是它在性质上又不象冰,如果压力足够,那么它可以在 0 °C 以上形成。在深水钻井作业中,海底较高的静水压力和较低的环境温度增加了生成气体水合物的可能性,在节流管线、钻井隔水导管、防喷器以及海底的井口里,一旦形成气体水合物,就会堵塞气管、导管、隔水管和海底防喷器(BOP)等,从而造成严重的事故。1987 年, Barker 和 Comeg 发表了两篇关于墨西哥湾水深 1078.8 m 和在美国西海岸水深为 350.5 m 所钻

的两口井在海底防喷器里形成气体水合物的文章。这两例都表明气体水合物的形成阻碍了井控作业时防喷器的操作,拖延了井控时间。因此,有必要在深水用钻井液中添加某种处理剂,使它能够抑制正常钻井作业时气体水合物的形成。目前国外比较通用的方法就是在深水钻井作业过程中使用含高含盐的钻井液体系,这种体系一般可以使形成气体水合物的温度比采用淡水钻井液时低 - 3.9 ~ - 2.2 °C。另外为了进一步降低形成天然气水合物的可能性,也可以在钻井液中加入一定量的醇类物质,这样可以使形成气体水合物的温度再降低 - 12.5 ~ - 9.4 °C。通过这些措施,最终可以使形成气体水合物的温度总共降低 1.7 ~ 6.1 °C (一定压力条件下)^[2,8~15]。

2.5 温度过低

随着水的深度的加大,钻井环境的海底海水温度也将越来越低,这一温度降低将会给钻井以及采油作业带来很多问题。比如说在低温情况下,钻井液的流变性会发生较大变化,具体表现在粘、切力大幅度上升,而且还可能出现显著的胶凝现象。再有就是增加形成天然气水合物的可能性。目前主要是通过管汇外加有保温层,这样可以在停止生产期间保持生产设备的热度,从而防止因温度降低而形成水合物。当然也可以采取一定的其它方法来减少钻井液胶凝和形成天然气水合物的可能性。

3 适用于深水钻井的钻井液体系

以上分析了深水钻井过程中出现的新问题和困难,由此可知为这种特殊环境下的钻井作业所设计的钻井液体系必须能够解决以下几个问题:

- (1) 能够有效地抑制气体水合物的产生;
- (2) 在大直径井眼(尤其是大位移井)中应具有良好的悬浮和清除钻屑能力;
- (3) 具有良好的页岩稳定性,能有效稳定弱胶结地层;
- (4) 在低温下具有良好的流变特性,与常温条件下流变性差别不大;
- (5) 能够满足环保的要求;
- (6) 综合成本低^[5]。

目前世界上深水钻井最活跃的地区主要包

括:墨西哥湾、西非和巴西。常用的钻井液体系有高盐/木质素磺酸盐钻井液体系、高盐/PHPA(部分水解聚丙烯酰胺)聚合物加聚合醇钻井液体系、油基钻井液体系以及合成基钻井液体系等等。其中最常用的钻井液体系有高盐/PHPA(部分水解聚丙烯酰胺)聚合物加聚合醇钻井液体系和合成基钻井液体系。

3.1 高盐/PHPA(部分水解聚丙烯酰胺)聚合物钻井液体系

高盐/PHPA(部分水解聚丙烯酰胺)聚合物钻井液体系在pH值为中性时抑制岩屑效果最好,盐度可以达到饱和,在高盐环境下其使用效果最好。使用这种高盐/PHPA钻井液体系也可以初步抑制气体水合物。不过,为了更好地抑制水合物及页岩,建议将聚合醇添加到这种钻井液体系中。维持pH值呈中性,可以减少 OH^- 对页岩的分散作用,而钻井液的结构粘度又可以减少对井眼的水力冲刷。

该钻井液体系具有良好的剪切稀释性,这种良好的剪切稀释性有助于提高机械钻速。该体系LC-50(半致死率)的值超过了一百万,能够很好的满足环保要求。但是,由于该体系中含有高浓度的盐类,因此该钻井液体系无法获得低于 $1.198\text{g}/\text{cm}^3$ 的密度。使用高盐/PHPA聚合物钻井液体系主要由如下优点:

- (1)生物毒性低;
- (2)相对较快的生物降解;
- (3)能够有效抑制气体水合物的生成。

但是,在使用该水基钻井液体系时,为了确保井眼清洁,并维护钻井液的性能,必须经常进行短程的起下钻,这将很大程度上减慢钻速,大大增加钻井时间,从而加大了钻井的成本。

3.2 合成基钻井液体系

在墨西哥海湾深水地区的小井眼侧钻超深井中,成功地应用了合成基钻井液体系。在该深水区域钻井时,最初选用的是盐水/淀粉/浊点聚合醇水基钻井液体系,可是井下条件恶化并且发生了压差卡钻,因此最后选用了合成基钻井液体系,才顺利完成了钻井作业。这种钻井液体系的综合性能要优于水基钻井液体系和油包水钻井液体系。典型的水基钻井液体系的塑性粘度、热膨胀和压缩性均比常规的原油和合成基钻井液体系低,虽

然其当量循环密度(ECD)降,但是,相应的钻具提放阻力大及扭矩高。对于柴油基水包油钻井液体系,由于其比矿物油或合成基钻井液体系更易于压缩,所以也不适合深水钻井作业。而矿物油钻井液体系,若能保证零排放和零处理,其每桶费用要比使用合成基体系的低,但是当停钻时,驱替留在井眼里的矿物油基钻井液体系而造成污染的风险是不可接受的。合成基钻井液体系具有合适的流变性,能够满足井眼和钻井隔水管之间温差的巨大变化,在深水钻井甚至是在进行小井眼侧钻井这样的复杂井时,都表现出了很好的效果。因为合成基钻井液体系的流变性随给定井下条件的不同而变化很大,所以准确地预测钻井液水力状况和当量循环密度(ECD)对成功完成深水钻井作业非常重要。使用合成基钻井液主要有以下几方面优点:

- (1)钻速快;
- (2)抑制性好;
- (3)优异的钻屑悬浮能力;
- (4)好的润滑性;
- (5)井壁稳定;
- (6)降低压差卡钻的发生率;
- (7)性能稳定,便于调控。

可是,使用合成基钻井液也存在着一定的局限性,主要表现在以下几个方面:

- (1)本身成本相对较高;
- (2)容易造成井漏;
- (3)影响地层评价。

实践证明,使用合成基钻井液可以减少事故的发生率,在1996~1997年,阿莫科公司的深水钻井,使用合成基钻井液可以使事故时间缩短69%,从而大大减少了钻井时间,尽管与水基钻井相比,其本身的成本高,但是综合计算后,仍然能够降低钻井综合成本达55%,钻速提高率高达70%^[5,16]。

4 几点建议

由于我国对海洋深水钻井的钻井液的研究起步较晚,本文借鉴国外的研究情况,对我国在海洋深水钻井的钻井液研究的思路提出几点建议。

- (1)钻井液在低温流动状态热转换规律研究

要使天然气水合物在钻井过程中具有抑制水合物分解,维持相态稳定,应研究钻井液在低温流动状态下的热转换特性和规律,重点是研究不同组成类型的钻井液的热转换性质,以寻求最佳组合方案。

(2) 钻井液在低温条件下的流变性研究

钻井液流变性在整个钻进过程中对冷却钻头、携带岩屑、稳定井壁等具有非常重要的作用,应研究相应处理剂调整钻井液流变性,满足海洋深水钻井的要求。

(3) 低温钻井液类型和钻井介质研究

国外曾提出过以下几种组成方案,可供我们进一步研究考虑:

(1) 含 20% ~ 23% NaCl/ 聚合物体系的深水钻井中最常用的钻井液;

(2) 已开发了一种钻井液组成能最大抑制水合物形式,温度最高至 17.8℃,其组成为 5% KCl + 15% NaCl + 10% 乙烯乙二醇;

(3) 用 30% CaCl_2 浓度的钻井液在极度低温冷却下不会形成水合物,然而当 CaCl_2 浓度减至 15% 时,含有水合物形成;

(4) 基于低温钻井液的性能要求,NaCl 是效果最好的无机抑制剂,其它无机盐依次为: KCl、 CaCl_2 、NaBr、Na-Formate、Calcium Nitrate (钙硝酸盐);

(5) 在有机物中乙烯乙二醇具有最好的抑制效果。

所以,应该首先研究低温条件下对常规钻井液体系性能的影响,探索其影响因素、配方规律、处理剂应用和改性方案等,并最终确定能有效抑制天然气水合物生成及钝化低温条件下钻井液流变性变化的适合于深水钻井的水基钻井液体系。

参考文献:

- [1] 李春楼. Grassol 油田三口探井的深水钻井和试井经验[J]. 国外钻井技术, 2000, 17(3): 13 - 15.
- [2] 田广喜. 用于深水钻井泥浆的新型天然气水合物抑制剂[J]. 国外油田工程, 1999, 8(2): 21
- [3] Isma. H. B., 史坤森. 深水钻井经验[J]. 国外钻井技术, 1998, 21(4): 7 - 10.
- [4] 田志坤. 海洋深水钻井的技术课题与展望[J]. 国外钻井技术, 1996, 11(2): 18 - 20.
- [5] Trask, D., 马丽. 深水钻井用的钻井液[J]. 国外钻井技术, 1993, 6(3): 21 - 23.
- [6] Dupal. K., 杨景涵. Auger TLP 超深水钻井工程概况[J]. 国外钻井技术, 1993, 6(3): 11 - 14.
- [7] Pat Watson, Eric Kolstad. An Innovative Approach to Development Drilling in Deepwater Gulf of Mexico [C]. SPE 79809, 2003.
- [8] Willian Halliday. New Gas Hydrate Inhibitors for Deepwater Drilling Fluids [C]. SPE 39316, 1997.
- [9] Philips N. H., Grainger M. Development and Application of Kinetic Hydrate Inhibitors in the North Sea [C]. SPE 40030, 1998.
- [10] Yousif M. H. Effect of Underinhibition With Methanol and Ethylene Glycol on the Hydrate - Control Process [C]. SPE 50972, 1998.
- [11] Davison J. M. Rheology of Various Drilling Fluid Systems Under Deepwater Drilling Conditions and the Importance of Accurate Predictions of Downhole Fluid Hydraulics [C]. SPE 56632, 1999.
- [12] Zamora M, Broussard P. N. The Top 10 Mud - Related Concerns in Deepwater Drilling Operations [C]. SPE 59019, 2000.
- [13] Frostman L. M. Anti - Agglomerant Hydrate Inhibitors for Prevention of Hydrate Plugs in Deepwater Systems [C]. SPE 63122, 2000.
- [14] Kim Burrous Joannah Evans. New Low Viscosity Ester Is Suitable for Drilling Fluids in Deepwater Applications [C]. SPE 66553, 2001.
- [15] Benjamin Herzhaft, Christine Dalmazzone. Gas Hydrate Formation in Drilling Mud Characterized With DSC Technique [C]. SPE 71379, 2001.
- [16] 唐代绪, 赵金燕. 成功的钻井液体系[J]. 国外油田工程, 2000, 13(4): 22 - 25.

Achievements of Research on Drilling Fluid of Deep Water Drilling

HU You-lin¹, WANG Jian-hua¹, ZHANG Yan², WU Bin², XIANG Xing-jin²

(1. College of Petroleum Engineering, Yangtze University, Jingzhou, 434023, China; 2. Hanke New Technology Co. Ltd., Jingzhou 434001, China)

Abstract: This paper overviewed the achievements of research on drilling fluid for deep water by reading lots of documents on deep water drilling. This paper provides some technological message of successful foreign experience to researchers who will carry out research on these. It also gives some advice on research drilling fluid of deep water.

Key words: Deep water drilling; gas hydrate; drilling fluid