



深水钻井液与完井液

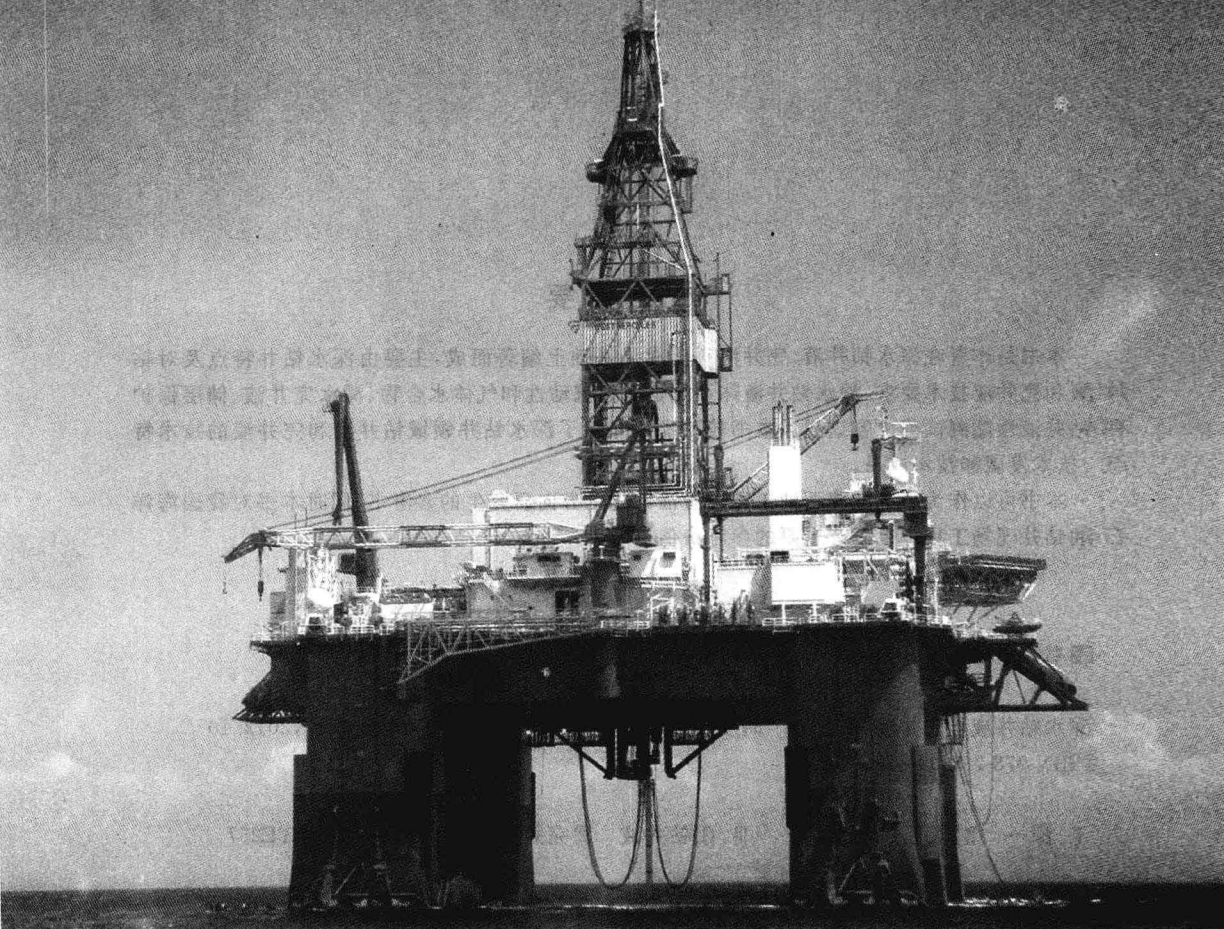
Drilling Fluid and Completion Fluid for Deepwater Drilling

岳前升 胡友林 编著



华中科技大学出版社

<http://www.hustp.com>



深水钻井液与完井液

Drilling Fluid and Completion Fluid for Deepwater Drilling

岳前升 胡友林 编著



华中科技大学出版社

<http://www.hustp.com>

中国·武汉

内 容 提 要

本书是作者在深水钻井液、完井液科研成果基础上编著而成,主要由深水钻井特点及对钻井液和完井液技术要求、深水钻井液体系及其低温流动性和气体水合物、深水完井液、储层保护和钻井液性能测试等内容组成。本书较系统地介绍了深水钻井领域钻井液和完井液的技术特点、技术发展和技术成果。

本书可以作为高等院校石油工程专业油田化学方向研究生的参考书,同时本书对我国海洋石油钻井现场工程师也具有重要的参考价值。

图书在版编目(CIP)数据

深水钻井液与完井液/岳前升 胡友林 编著. —武汉:华中科技大学出版社,2012.10
ISBN 978-7-5609-8196-3

I. 深… II. ①岳… ②胡… III. ①钻井液 ②完井液 IV. ①TE254 ②TE257

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2012)第 153431 号

深水钻井液与完井液

岳前升 胡友林 编著

策划编辑:袁 冲

责任编辑:狄宝珠

封面设计:龙文装帧

责任校对:马燕红

责任监印:张正林

出版发行:华中科技大学出版社(中国·武汉)

武昌喻家山 邮编:430074 电话:(027)81321915

录 排:华中科技大学惠友文印中心

印 刷:华中科技大学印刷厂

开 本:710mm×1000mm 1/16

印 张:13

字 数:268千字

版 次:2012年10月第1版第1次印刷

定 价:35.00元



本书若有印装质量问题,请向出版社营销中心调换
全国免费服务热线:400-6679-118 竭诚为您服务
版权所有 侵权必究

前 言

随着我国经济持续快速发展,对石油和天然气等能源需要量也越来越大,目前我国陆上很多油气田已经进入开发中后期,作为一种不可再生资源,寻找油气勘探和开发的新领域就显得非常迫切和重要。实践证明:深水就是非常有前景的领域之一。在国外,墨西哥湾、北海及西非、南美等处的深水油气田已经成功进入开发阶段,而我国在深水钻井领域则刚刚起步,深水钻井所涉及的关键技术目前仍为国外少数大型油田技术公司所垄断。有着“钻井血液”之称的钻井液在深水钻井作业中的作用是显而易见的。

深水钻井对钻、完井液技术要求较常规钻井要严格和苛刻得多,突出表现在对钻井液低温流动性、防止气体水合物生成,以及浅部地层井壁稳定性等方面。本书对深水钻井作业的特点和深水钻井对钻井液技术要求、气体水合物生成原因,以及评价方法和抑制原理等作了系统介绍,对国外使用的深水钻井液体系、完井液体系进行概述,对油包水钻井液、水基钻井液低温流性进行了研究,并得出了一些有规律的认识,为深水钻、完井液设计、现场施工提供了依据。同时本书对钻井液储层保护技术及完井液健康、安全和环保等也作了详细介绍。另外,由于目前国内对深水钻井液、完井液的研究尚处于初级阶段,可参考的资料很少,书中所得出的结论和认识对于从事钻井液、完井液和储层保护技术领域的人员而言,可起到抛砖引玉的作用。

本书共6章。第2章、第4章、第5章和附录由岳前升编写;第1章、第3章和第6章由胡友林编写。

由于作者水平有限,书中不足或不妥之处在所难免,技术上也可能存在缺点或错误,敬请读者批评指正。

作者

2011年5月
于长江大学

目 录

第 1 章 深水钻井挑战	(1)
1.1 深水钻井及其特点	(2)
1.1.1 地层破裂压力窗口窄	(2)
1.1.2 海底页岩的稳定性差	(2)
1.1.3 浅层水流	(3)
1.1.4 天然气水合物	(4)
1.1.5 深水钻井设备	(4)
1.1.6 深水钻井技术	(5)
1.1.7 套管设计	(9)
1.1.8 深水钻完井液技术	(10)
1.1.9 深水固井技术	(10)
1.1.10 深水完井技术	(12)
1.2 深水钻、完井液技术挑战	(13)
1.2.1 井壁稳定性差	(13)
1.2.2 井眼清洁困难	(15)
1.2.3 钻井液用量大	(15)
1.2.4 钻井液密度	(15)
1.2.5 天然气水合物	(16)
1.2.6 钻井液低温流变性	(16)
1.2.7 环境可接受性	(18)
第 2 章 钻井液低温流动性	(19)
2.1 深水钻井液体系	(19)
2.1.1 水基钻井液体系	(19)
2.1.2 油基/合成基钻井液体系	(20)
2.1.3 新型钻井液体系	(21)
2.2 低温对钻井液性能影响	(22)

2.2.1	流变性影响	(22)
2.2.2	低温对钻井液密度的影响	(23)
2.3	油包水钻井液低温流动性	(24)
2.3.1	油包水钻井液的组成	(25)
2.3.2	油包水钻井液低温流动性影响因素	(34)
2.4	水基钻井液低温流动性	(36)
第3章	天然气水合物	(39)
3.1	天然气水合物的物理特性、分类及结构	(40)
3.1.1	天然气水合物的物理性质	(40)
3.1.2	天然气水合物的分类	(42)
3.1.3	天然气水合物的结构	(44)
3.2	天然气水合物的生成机理	(48)
3.2.1	天然气水合物生成的热力学条件	(48)
3.2.2	天然气水合物生成的动力学研究	(49)
3.3	天然气水合物评价方法	(51)
3.3.1	常规的天然气水合物相平衡实验	(52)
3.3.2	简易的水合物相平衡方法	(57)
3.3.3	高压微量热仪评价深水钻井液气体水合物技术	(59)
3.4	深水钻井液中天然气水合物防治	(63)
3.4.1	天然气水合物对深水钻井工程的影响	(63)
3.4.2	钻井液中天然气水合物的防治措施	(65)
第4章	深水完井液	(69)
4.1	深水完井液体系	(69)
4.1.1	完井液	(69)
4.1.2	深水完井液特点	(70)
4.1.3	深水完井液体系	(72)
4.2	清洁盐水完井液	(72)
4.2.1	盐水密度范围及单价	(72)
4.2.2	盐水完井液特性	(73)
4.2.3	盐水完井液基本选择标准	(73)
4.3	卤盐盐水完井液的性能	(74)
4.3.1	盐水的密度	(74)
4.3.2	盐水的结晶点	(75)
4.3.3	盐水完井液的洁净度	(79)

4.3.4	盐水完井液与储层的配伍性	(80)
4.4	甲酸盐完井液的特点和性能	(81)
4.4.1	甲酸盐完井液特点	(81)
4.4.2	甲酸盐完井液性能	(87)
4.5	盐水完井液现场施工及要求	(89)
4.5.1	盐水的配制	(89)
4.5.2	盐水的净化过滤	(94)
4.6	完井液的腐蚀与防护措施研究	(96)
4.6.1	腐蚀评价方法	(96)
4.6.2	试验前试件处理	(96)
4.6.3	腐蚀试验	(97)
4.6.4	试验后试件处理	(97)
4.6.5	腐蚀试验结果处理	(98)
4.7	完井作业中的健康、安全与环境保护	(98)
4.7.1	生物毒性的国内外研究概况	(98)
4.7.2	发光细菌法	(101)
4.8	完井作业中的安全措施	(104)
4.8.1	高压油气井完井作业措施	(104)
4.8.2	防火、防爆	(107)
4.8.3	完井作业中的井控措施	(107)
4.8.4	压井方法	(107)
4.8.5	常规压井	(107)
4.8.6	特殊压井方法	(108)
4.8.7	井控措施	(109)
4.8.8	酸化、压裂作业安全制度	(110)
4.9	含有硫化氢气体完井作业的安全措施	(110)
4.9.1	硫化氢气体的危害	(111)
4.9.2	防护措施	(113)
4.9.3	防护装备要求	(113)
4.9.4	测试设备抗硫化氢性能要求	(113)
4.9.5	压井液性能要求	(114)
4.9.6	含硫化氢气体完井作业安全措施	(114)
4.9.7	测试作业措施	(115)
4.9.8	硫化氢中毒的抢救与治疗	(117)

4.10	溴盐盐水完井液的 HSE	(117)
4.10.1	溴盐盐水的毒性	(117)
4.10.2	高密度溴盐盐水完井液的安全施工	(118)
4.10.3	溴盐完井液的回收	(119)
4.11	完井作业中的环境保护	(119)
4.11.1	国家相关法律法规	(119)
4.11.2	完井作业中的主要污染源及其污染物与危害	(119)
4.11.3	完井作业中的污染源处理及排放控制	(120)
4.11.4	溢油或油污排海后的应急措施	(120)
4.11.5	试油作业的防污要点	(120)
4.11.6	化学消油剂的使用	(121)
第 5 章	油气层保护技术	(122)
5.1	油气层损害机理	(123)
5.1.1	油气层潜在损害因素	(123)
5.1.2	外因作用下引起的油气层损害	(128)
5.1.3	气藏特殊损害	(134)
5.2	钻井液、完井液造成油气层损害因素分析	(135)
5.2.1	钻井液滤液对油气层的损害	(135)
5.2.2	钻井液、完井液固相的损害	(139)
5.2.3	钻井液、完井液性能及工程措施对油气层损害程度的 影响及预防措施	(141)
5.3	保护油气层的钻井液、完井液技术	(143)
5.3.1	屏蔽暂堵技术	(144)
5.3.2	理想充填技术	(146)
5.3.3	无渗透成膜技术	(147)
第 6 章	钻井液性能测试	(149)
6.1	水基钻井液性能测试	(149)
6.1.1	钻井液密度	(149)
6.1.2	黏度和切力	(151)
6.1.3	钻井液的滤失性能	(152)
6.1.4	钻井液的水、油和固相含量	(156)
6.1.5	含砂量	(159)
6.1.6	亚甲基蓝容量	(159)
6.1.7	钻井液的 pH 值	(161)

6.1.8	钻井液的碱度和石灰含量	(164)
6.1.9	钻井液滤液分析	(166)
6.2	油基钻井液性能测试	(168)
6.2.1	油基钻井液水、油和固相含量	(169)
6.2.2	化学分析	(173)
6.2.3	油基钻井液电稳定性	(176)
附录		(177)
参考文献		(188)

第 1 章 深水钻井挑战

据美国地质调查局(United States Geological Survey, USGS)评估,世界(不含美国)海洋待发现石油资源量(含凝油)为 548×10^8 t,待发现天然气资源量为 $7\ 815 \times 10^{12}$ m³,分别占世界待发现资源量的 47%和 46%,表明在海洋的深处蕴藏着世界未来的巨大石油储量。据统计,在 2000 年以来全世界新增的油气发现中,大约 70%来自海上,其中水深超过 500 m 的深水区块已发现的油气占全世界新增发现资源的 50%左右,这说明深水区已经成为全球油气储量接替的主要区域(水深 500 m 深度是公认的浅水区油气田与深水区油气田的分界线,水深超过 1 500 m 称为超深水)。2002—2006 年,全球海上大型油田(储量大于 1 亿桶的油田)共发现 131 个,其中深水区有 91 个,占 69.5%,储量大于 1 TCF(万亿立方英尺)大型气田共发现 39 个,其中深水区有 18 个,占 46.2%。从原油的储量来看,全球海上新探明储量 29 亿桶,其中深水区有 19 亿桶,占 65.5%;从天然气的储量来看,全球海上新探明储量 133 TCF,其中深水区有 18 TCF,占 13.5%。综合来看,深水区油气田的发现约占全世界新增油气田发现的 50%,深水区已经成为并将继续成为全球油气资源储量接替的主要领域。从全世界的油气产量看,目前全球深水区的油气田产量占全世界油气总产量的 10%,随着近年来深水油气田发现比例的增大,预计在未来的 3~5 年,深水油气田的产量将达到 20%,而且这个比例将持续增长。这些数据表明,未来全球主要的油气田开发将主要集中在深水区。

中国具有广阔的深水海域,也具有十分丰富的油气资源。以中国南海为例,中国南海海域面积共有 356×10^4 km²,中国南海传统疆界内海域面积约 210×10^4 km²,南海北部深水海域(大于 300 m 深)有 6 个大的凹陷,面积有 20×10^4 km²,最大沉积厚度达到 12 km,预测天然气资源量能达到 35 TCF(万亿立方英尺)。传统疆界内还有大约 52×10^4 km² 的属于有争议区域,这个区域的油气资源量达到 350×10^8 t。从总的资源量来看,南海北部深水区域天然气地质资源量约为 1.5×10^{12} m³,可采资源量达 1×10^{12} m³。目前南海深水争议区一共有 14 个盆地,石油地质资源量达到 63×10^8 t,可采资源量约 18×10^8 t,天然气地质资源量有 3.8×10^{12} m³,可采资源量约 2.2×10^{12} m³。然而,由于国内技术水平的限制,我国的海洋石油钻井作业主要在近海进行,深水海域油气资源仍处在勘探开

发的初级阶段,与国外深水海洋工程技术的飞速发展形成巨大反差。技术水平低下已经成为制约我国深水能源开发的主要因素。

1.1 深水钻井及其特点

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以及西非和巴西等外海域。与大陆架和陆上勘探钻井作业相比,深水作业的施工风险高、技术要求高且成本昂贵,资金风险也极高。和浅水区域相比,深水钻井面临的挑战主要有以下几个方面:地层破裂压力窗口窄;海底页岩的稳定性差;浅层水流;天然气水合物;深水钻井设备;深水钻井技术;套管设计;深水钻井液和完井液技术;深水固井技术;深水完井技术。

1.1.1 地层破裂压力窗口窄

地层破裂压力窗口窄是指地层孔隙压力和破裂压力的间隙很小,钻井时很难控制钻井液密度,使其安全钻过地层。如果深水钻井所用的钻井液密度太小,钻井液柱压力小于地层孔隙压力,将导致地层流体侵入井眼,带来一系列的井控问题;如果钻井液密度太大,钻井液柱压力超过地层破裂压力,将导致地层流体断裂、坍塌,从而出现卡钻、井径扩大、钻井液漏失、洗井困难等问题,给钻井作业带来诸多困难。

1.1.2 海底页岩的稳定性差

在深水区中,由于沉积速度、压实方式及含水量的不同,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远,这些沉积物就越缺乏上部压实作用,胶结性差,常表现为易于膨胀和分散性高,过量的固相或细颗粒会分散在钻井液中。同时,随着水深的增加,地层孔隙压力梯度和破裂压力梯度之间的余量就小得多,更增加了地层失稳的可能性。钻井液的护壁性包括滤失量和滤饼质量两方面。当采用水基钻井液和过平衡或平衡钻井作业在深水海域钻井时,钻井液会在水力压差或渗透压差的作用下径向侵入地层,使地层含水量加大,从而降低了井壁的力学性能,导致井壁失稳。同时,在深水海域因浅层气水合物的分解,一方面会进一步加大地层含水量(有可能使地层水化或液化),另一方面又会使孔隙流动通道更加顺畅,以致钻井液侵入程度加深。侵入的钻井液量越多,侵入范围越广,对井壁稳定显然越不利。

1.1.3 浅层水流

浅层水流(shallow water flow, SWF)出现在深水超压、未固结砂层中,是深水油气开发中常遇到的地质灾害问题,它在井孔内产生强大的砂水流,会造成钻井的巨大损失。高压砂层的这种现象通常发生在海底以下较浅(泥线下 250~1 200 m)的深度范围。据统计,在墨西哥湾 123 口深水井中,有 97 口井存在浅层水流问题,其中有 30 口井因浅层水流问题而无法完成钻井。在里海、挪威海及北海同样报道了浅层水流问题。浅层水流的危害可概括为以下几个方面:①冲蚀浅部地层,导致井壁失稳;②冲蚀套管,严重时导致套管弯曲破裂;③引起井涌、井喷等井控问题;④延长钻井作业的非生产时间,造成严重的经济损失。

浅层水流形成的必要条件是海底必须存在低渗透率的泥岩或泥页岩封闭的浅层水流砂体,该砂体在外界条件的持续作用下产生异常超压。浅层水流的发生需要三个条件:砂质沉积物、有效的封闭层和异常高压。引发浅层水流的机理主要有以下四种。

1.1.3.1 高压砂体机理

深水钻井时,在下钻隔水管和防喷器之前如遇高压砂体是引发浅层水流的主要原因,这种机理引发的浅层水流通常造成的损害较大。

1.1.3.2 裂缝诱导机理

套管鞋处产生的压力超过地层孔隙压力,从而导致裂缝的产生,为井内流体流到井筒表面提供通道。

1.1.3.3 流体储藏机理

钻进或下入套管时,在钻井液液柱充填正常压力下,大孔隙可渗透砂岩或粉砂岩层。当循环停止时,被填充的地层压力高于井筒内的液柱压力,导致流体回流,诱发浅层水流。

1.1.3.4 高压传递机理

套管胶结失败,高压通过水泥孔道传递到井筒内,诱发浅层水流。

目前,大部分的浅层水流都是由于钻进时遇高压砂体所引起的。浅水流层中异常高压的形成常常是多种因素综合作用的结果,这些因素与地质作用、构造作用和沉积速度等有关。目前,普遍公认的成因主要有快速沉积压实、水热增压、构造作用、成岩作用等。另外,海底天然气水合物出现的位置大致和浅层水流出现的位置相当,因此天然气水合物的分解也被认为是造成浅层水流砂体的高孔隙压力的一个原因。

海底浅部地层地质年龄短,压实时间短,地层渗透率一般较高。通常欠压实层的高渗透率使得高压层内地层水以很高的流速流向低压区,即浅部水层井涌。浅

部水层井涌是许多钻井问题的起因,表现为钻井、下套管及固井出现困难,严重时会导致井眼坍塌,甚至引起海底沉降,最坏的情况则是造成油气井报废。浅层气位于浅层,体积小、压力高、危险系数大。由浅层气引发的井喷易发生、速度快、处理困难、危险性高且可预见性差。浅层气井喷属于严重的钻井事故,危害极大,常会造成严重后果,例如天然气井喷着火,烧毁设备;又如表层套管下入深度较浅或封固质量不好,气体会从套管外喷出,造成套管外井喷,在地面形成大坑,使设备陷入地下等。

1.1.4 天然气水合物

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等,从而给正常钻进和井控工作带来严重影响,具体表现为以下几点:①节流压井管线堵塞,无法恢复循环作业;②防喷器或防喷器以下的空间发生堵塞,无法检测防喷器之下的井压;③隔水管、防喷器或套管与钻具的环空形成堵塞,无法移动钻具;④钻具与防喷器之间形成堵塞,使防喷器不能完全被关闭;⑤被关闭的防喷器闸板腔中形成堵塞,不能完全打开防喷器;⑥在钻井液中形成的气体水合物在上升过程中,由于温度压力发生变化会逐渐分解,分解释放出的大量气体会影响正常的井控工作,有可能发生井喷事故;⑦钻井液气侵,套管损坏和井眼及海底的稳定性变差等;⑧在深水钻井中,水合物的分解会引起气侵,气体进入井筒后由于压力温度变化而膨胀,超高压会导致井漏、井喷(严重时还会燃爆)及套管损坏等事故;⑨水合物的分解也会使得沉积物倒塌,造成井壁失稳。

深水钻井中钻遇浅层气时,大量气体会进入到钻井液中,气体与钻井液一起循环,使钻井液密度降低,钻井压力增加;如果井筒内温度压力条件合适,就可能在钻井液内形成天然气水合物,增加钻井液密度。同时,天然气水合物的形成是一个高度放热反应,形成时会释放出大量热能。天然气水合物开始分解时,钻井液体系的温度会迅速降低,而钻井液的性能随温度变化也会发生一系列的改变。

1.1.5 深水钻井设备

近年来,深水中的油气勘探和开发活动大大增加,钻井水深迅速增大,海洋工业正在更深的海域中建造生产系统,更多地采用新技术并较大程度地发展现有技术,这是世界海洋石油天然气工业发展的总趋势。

深水海域钻井面临的恶劣环境有强海流、深水低温、飓风及其他一些恶劣天气等,这就要求海上钻井设备有更高的强度和更好的环境适应能力。海底防喷器组和海底井口装置比浅海钻井承受的弯曲载荷要大,井控系统反应必须更加灵敏;加

长的节流管线和压井管线使井控更加困难,而且限制了井身结构的设计;钻井平台必须具有很大的承载能力、足够的存储空间、食宿空间和可以应付恶劣环境的良好钻井设备等。

1.1.6 深水钻井技术

深水钻井面临的特殊环境和困难对钻井技术提出了更高的要求,也催生了相应的深水钻井技术的发展。

1.1.6.1 喷射下导管技术

1. 喷射下导管技术工作原理

导管柱要承受所有套管柱、水下采油树及防喷器组的重力,并为其提供支撑,这就要求导管柱必须能够抵抗由于移动钻井和未来可能的修井作业而导致的弯矩。为了避免钻柱对井口头和防喷器组的磨损,导管应垂直安装,倾斜角度通常要小于 1° 。

海上浅水区的导管作业通常采用钻孔—下导管—固井的作业方式。在深水区,由于海底浅部地层比较松软,存在泥线不稳定问题,采用常规的钻孔—下导管—固井方式比较困难,而且作业风险高,时间长,对于日耗费昂贵的深水钻井作业显然不合适。目前新出现的深水喷射下导管技术是利用水射流和管串的重力,边喷射开孔边下导管,同时在喷射管柱中使用动力钻具组合以提高作业效率。常用的动力钻具组合包括泥浆马达、钻铤和钻头等部件。钻具组合下入到泥线,泥浆马达提供液力冲刷和钻头旋转,岩屑和沉积物沿导管和喷射钻具组合之间的环空上返,并通过送入工具上的返出口排放到外面。已钻(冲刷)出的井眼轮廓小于套管直径,套管依靠自重穿透软的泥线地层,下入到井眼中。

2. 喷射下导管技术的主要控制参数

喷射下导管钻井的主要控制参数是钻压。保持适当的钻压,才能保持导管在施工过程中处于垂直状态,使钻具外环空畅通,钻井过程顺利进行。钻压控制的原则是保持泥线以上导管和钻杆处于垂直拉伸状态,即控制钻压大于入泥导管的浮重且小于入泥喷射管串总浮重,保持中性点在泥线以下。

3. 喷射下导管技术的优点

喷射下导管技术的优点主要有以下几点:①喷射下导管技术可在钻进的同时下导管,解决了深水表层钻孔后下导管不容易下入的难题;②喷射下导管技术可节约钻井时间,对于日耗费上百万美元的深水钻井来说,效益可观;③喷射下导管作业结束后无需固井,可避免因水泥浆密度过大而压破地层,同时可避免低温等因素影响固井质量而造成井口下沉。

4. 喷射下导管技术的关键设备

喷射下导管技术需要的关键设备包括动力钻具组合(钻头、钻铤、泥浆马达和

其他部件)、随钻测量和监视设备(MWD、ROV)。随钻测量工具根据井设计的情况下入,MWD用来确认导管下入的垂直度。ROV是喷射下导管钻进不可缺少的关键设备。喷射钻进过程中内管柱钻头与套管鞋的距离、井口头岩屑的返出、下入工具和继续钻进工具的解脱、泥线附件地层“呼吸”现象的判断、浅层流识别及表层固井作业井口头高度的确定等,都需要ROV辅助完成。

1.1.6.2 动态压井技术

喷射下导管钻井过程中必须监测浅层水流,以降低由浅层水流带来的风险。为了控制浅层水流的危害,需要利用动态压井系统(dynamic killing drilling)来实现钻井液密度的快速转变,使压井钻井液的密度在地层压力和破裂压力窗口之间。

1. 动态压井技术原理

动态压井技术是深水表层建井工艺中的关键技术之一。深水钻表层时,由于还未安装隔水管,无法建立井下到平台的循环通道。动态压井技术就是针对在未建立正常循环的深水浅层井段控制浅层气及浅层水并涌等复杂情况的钻井技术。其工作原理与固井作业中的自动混浆原理相似,根据作业需要,可随时将预先配制好的高密度压井液与正常钻进时的低密度钻井液通过一台可自动控制密度的混浆装置调解到所需密度的钻井液,并可直接供泥浆泵向井内连续泵送,代替常规的海水钻进和稠泥浆替入的钻进与替入方法。在钻进作业期间,只要随钻压力测量(PWD)和 underwater 机器人(ROV)监测到井下地层有异常高压,即可通过人为输入工作指令,该装置立即就可泵送出所需要的高密度钻井液,使得井眼压力在地层空隙压力和破裂压力之间,真正意义上实现边钻进边加重的动态压井钻井作业。

2. 动态压井系统

动态压井系统主要由混合装置和控制系统组成。混合装置类似于固井泵的混浆装置,其作用是实现钻井液密度的快速转变。该装置配有两根进液管线(一根连接海水管线,另一根连接重钻井液池)和一根出液管线(连接到循环池,从循环池直接将压井液泵入井内)。

3. 动态压井钻井技术的主要设备及优点

动态压井钻井技术需要的主要设备包括球形阀、电磁流量计、混合舱(器)、剪切泵等;另外还需要配套预先设计软件和实时监测软件系统。动态压井钻井技术的优点主要有以下几点:①可以有效解决浅水流诱发严重的井漏问题,也是对付浅层气的有效办法;②可有效实施对当量循环密度(ECD)的控制,延长表层套管下深长度,从而增加后续层段套管下入深度,有利于井身结构的优化;③可减少两用船钻井液的运输量和储存量,降低总体成本;④有利于提高表层井身质量,减少作业过程中的地层压漏等问题,保证固井质量。

1.1.6.3 随钻测井与随钻压力测量

随钻测井(logging while drilling,LWD)目前主要用于提高大位移井、高难度

水平井的工程控制能力和地层评价能力,提高油气层的钻遇率。随钻压力测量 (pressure while drilling, PWD) 通常是指随钻环空压力测量,主要是用来测量钻进过程中环空中的压力。目前,斯伦贝谢 Anadrill 公司的 stethoscope 多功能地层压力随钻测量服务既能在钻井过程中准确有效地测量环空压力,又可以测量地层压力,可以直接提供孔隙压力和流体流度数据用于确定流体类型及界面。这为深水钻井早期井涌监测,避免地层水气侵入并筒引发井壁坍塌、井喷等严重钻井事故提供了可能。

1.1.6.4 双梯度钻井技术

双梯度钻井 (dual gradient drilling, DGD) 技术于 20 世纪 90 年代提出,相关工艺及装备在 21 世纪初研制成功。双梯度钻井技术最初是针对窄密度窗口等问题提出的,水深越深,窄密度窗口问题越突出。最初多采用下多层技术套管封隔上部地层的方法,导致到达目的层的井眼尺寸很小,开采效率很低或根本无法开采。在此背景下,石油工业界提出了双梯度钻井技术,并于 1996 年成立了联合项目组。该技术的主要思想是:隔水管内充满海水(或不使用隔水管),采用海底泵和小直径回流管线旁路回输钻井液,在隔水管中注入低密度介质(空心微球、低密度流体、气体),降低隔水管环空内返回流体的密度,使之与海水密度相当,在整个钻井液返回回路中保持双密度钻井液体系,即海底到井底为一个梯度值,海面到海底为另一个梯度值。在双梯度钻井技术的发展过程中,出现了多种实现形式,主要包括海底泵举升钻井液、无隔水管钻井、双密度钻井等,如 AGR Subsea 公司 RMR 无隔水管钻井液回收系统、Conoco Hydril 海底钻井液举升钻井系统、MTI 空心微球双梯度钻井系统等。

双梯度钻井技术的本质在于降低了常规钻井液柱的高度,对于既定的密度窗口,扩大了钻井液密度的可调范围,从而能够有效控制井眼环空压力和井底压力,克服深水钻井中遇到的窄密度窗口问题,实现安全、经济钻井。双梯度钻井技术的优点主要有以下两点:①有效地解决了窄密度窗口问题,实现安全钻井;②可以优化井身结构,采用常规钻井技术时,由于海水产生的静压梯度的影响,要求套管柱程序比常规油井复杂,当一开套管直径确定后,油管的直径比常规油井小,或者根本无法达到目的层。采用双梯度钻井技术可以减少套管下入层数,从而优化井身结构。

另外,深水双梯度钻井技术在一定程度上缓解了地层破裂压力窗口窄的问题,利用双梯度钻井技术为避免井底压力严重超过地层压力而造成的钻井严重过平衡,使得井底压力不超过地层破裂压力。双梯度有两种方式:一是在隔水管环空内注入海水;二是在隔水管内特定位置注入低密度介质,以降低其上部环空钻井液的密度,从而调整井底压力,例如注入惰性气体、轻质塑料小球。

1.1.6.5 微流量控制钻井技术

1. 微流量控制钻井技术基本原理

微流量控制(micro-flux control, MFC)钻井技术是通过对钻井液流量的控制,从而达到对井眼压力进行精确控制的目的。微流量的含义包括微进口流量和微出口流量,对微流量的精确监测和控制是保证钻井液闭环控制和钻井闭环控制的基础。其基本原理是钻井液为不可压缩流体,地面上控制单元施加的任何微小压力变化都将在环空中得到快速响应,压力变化传输速度可达到声速。一口深达6 000 m的井,地面节流阀的压力调节可在4.5 s内传至井底。

2. 钻井液微流量控制系统

钻井液微流量控制系统的组成主要包括钻井液管汇、传感器和数据采集与控制系统等。钻井液管汇是钻井液循环管道的主体组成部分,上面安装有钻井液节流阀和各种钻井液传感器,节流阀可根据工作需要调节钻井泵站传输的钻井液流量等参数。传感器包括压力传感器、温度传感器、质量流量计及容积式流量计等。数据采集与控制系统通过传感器将采集到的钻井液流量、压力、温度等采样值与期望值进行比较,一旦发现任何细微差异,立即采取调节节流阀限流增大回压或开流减小回压,使返出的流体量与预测值一致。采用这种方法钻井可以使钻井液密度尽量接近孔隙压力,从而使整个泥浆密度窗口范围得到有效利用。

1.1.6.6 深水钻井技术展望

1. 无隔水管套管钻井技术应用

随着海洋钻井的不断发展,套管钻井技术已经应用于海上表层钻进,代替隔水导管和表层套管,避免了海底表层沉积物松软、胶结性差、浅层流体等问题造成井壁坍塌、下套管困难、井控事故等钻井问题。

深水钻井井身设计(套管下入深度和套管的层数)是由浅层水、气流和地层的破裂压力孔隙压力梯度来决定的,而套管钻井技术可以缓解由浅层流体引发的钻井问题。套管钻进时,第一次开钻可钻达深度为泥线以下300~450 m,即第一根套管可下入到常规钻井中表层套管的深度。因此,第一根套管可起到隔水导管和表层套管的作用。套管下入深度是由地层破裂压力和孔隙压力梯度决定,而不是由浅层流体引发的钻井危险所决定,这样就减少了下井套管的数量,降低了不能用 $\phi 215.9$ mm的套管完井(井眼过小)的风险,简化了井身结构、减少了作业程序、提高了钻井效率和节约了钻井成本。

套管钻井有以下两个主要的特点。

1) 涂抹效应

涂抹效应就像一个泥铲,套管单方向旋转形成旋转离心力场,粉碎的岩屑在较小的环空内沿着井壁表层向上运输,岩屑颗粒镶嵌在井壁的表面形成天然的封闭