

天然气水合物对深水钻采的潜在风险及对应性措施

白玉湖¹ 李清平¹ 周建良¹ 刘莹辉²

(1. 中海石油研究中心 技术研究部, 北京 100027; 2. 中海石油(中国)有限公司 国际事务部, 北京 100010)

摘要:随着深水油气田开发的不断深入, 钻遇天然气水合物几乎成了深水油气钻采过程中不可避免的问题, 而且一些矿场实践已经证明了天然气水合物的潜在风险。较为系统地从理论上和现场实践方面分析了天然气水合物对油气钻采(如井控、钻井液性能、井壁稳定和固井等)存在的潜在风险, 并提出了对应性措施。分析了在水合物区域钻进应该考虑的重要因素, 以期为未来在水合物区域进行油气钻采提供参考。

关键词: 天然气水合物; 钻井; 开采; 风险分析; 预防措施

中图分类号: TE744.4 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2009)03-0017-05

天然气水合物因其储量巨大、分布广泛、清洁, 而被认为是一种重要的未来能源, 但在海洋石油钻采中, 它也可能带来一系列问题, 包括环境灾难、大规模海洋地质灾害、海洋工程灾害等^[1-2]。国内外文献^[3-4]报道了深水钻采中出现的气侵现象、发生的无法连接防喷器事故、少量气体从钻杆连接处流出井口、少量气流持续不断地从表层套管间流出井口、产生严重井控、压井管线和井筒堵塞等问题, 研究表明这都是天然气水合物所致。因此, 探讨天然气水合物对深水钻采的潜在风险、采用一些特殊的技术措施以满足天然气水合物区域钻探需要具有积极意义^[5-8]。

1 天然气水合物对钻采的潜在风险

1.1 天然气水合物可导致井控问题

天然气水合物可导致压井管线和节流管线堵塞。Barker 和 Gomez^[9]描述了两起由于天然气水合物而引起的停钻事故: 第一起发生在加利福尼亚水深 350 m 的海域, 泥线温度 7 ℃; 第二起发生在墨西哥湾, 海域水深 945 m, 泥线温度 4 ℃。

在钻井过程中, 天然气水合物能够在防喷器闸板腔内形成。因为闸板防喷器是依靠压力辅助关闭, 没有密封垫片阻止气体和天然气水合物进入到闸板腔内, 从而可能导致形成的天然气水合物阻止了闸板再次打开。目前的防喷器设计尚无法消除天然气水合物的影响, 主要体现在^[10]: 1) 从压力的完整性上考虑, 很难在防喷器腔上接入化学剂注入端;

2) 防喷器体和节流管线出口之间的管路和直径变化会加速流体流动, 增加气体和钻井液接触, 从而使已经处于冰点的温度继续降低; 3) 从水平方向转到垂直方向的 90°弯角变化会进一步加剧形成天然气水合物的风险。

当关井相当长时间后, 井内气体随着温度和压力条件的变化可能会生成固态水合物, 这就会导致更加严重的井控问题。因此, 在钻遇水合物地层时, 在井控方面需要做好以下工作:

1) 加强对含水合物地层井喷的预测。开钻前通过井位调查收集相关信息, 钻进中可以通过 MWD/LWD 的实时测量获得相关信息, 在钻进天然气水合物时, 最好从一开始就使用 MWD/LWD。在开钻前预测可能发生井喷的地层深度、气体产生情况、地层压力是防止井喷发生的有效方法。但目前预测天然气水合物基底的深度很困难, 已有 BSR (bottom simulation reflection)、相平衡条件等预测方法, 但其精度不高。据 ODP164 航次调查结果显示, 以相平衡条件预测的天然气水合物基底深度比实际

收稿日期: 2008-12-17; 改回日期: 2009-03-06

基金项目: 国家高技术研究发展计划(“863”计划)项目“天然气水合物模拟开采技术研究”(编号: 2006AA09A209)和国家重点基础研究发展计划(“973”计划)项目“南海天然气水合物富集规律与开采基础研究”(编号: 2009CB219507)资助

作者简介: 白玉湖(1976—), 男, 辽宁鞍山人, 2002年毕业于石油大学(华东)石油工程专业, 2006获中国科学院力学研究所流体力学专业博士学位, 工程师, 主要从事天然气水合物开采及灾害分析、渗流力学方面的研究工作。

联系电话: (010)84523729

深度深几十米至 100 m。

2) 加强对井喷显示的监测。钻井作业中, 只有及时探测到是否已经钻遇天然气水合物或者下部游离气层, 才能够及早采取相应措施, 减小发展成为井喷事故的可能性。但通过进尺判断相当困难, 很难辨别是浅层气、天然气水合物分解气还是下部游离气。依靠现有技术(如 MWD、LWD 等)可以探测天然气水合物, 但这些仪器传感器的位置距离钻头有一定距离, 只有钻进该地层一定深度后才能知道, 所以存在探测滞后问题。

3) 加强天然气水合物井喷控制。传统井控方法都是让井底压力保持略高于地层压力, 防止地层流体进入井内。预测水合物层产气量需要研究天然气水合物在当地条件下的分解产气速度。在上述基础上, 借鉴以往在永冻土地区钻进水合物层的经验, 气体从水合物层流入井内的流量控制, 原则上可以通过钻井液调整温度、压力和排放气体来进行。钻进水合物层时, 井喷控制的主要对象包括钻进中及停钻后水合物层的井喷、钻入天然气水合物下部游离气层时的井喷、防喷器内天然气水合物再生成, 尤其是在井喷控制作业中。与常规海洋钻井的井喷控制相比, 天然气水合物钻井中的井喷控制需要考虑下列特殊条件: a. 水深, 与浅水相比, 相同深度地层的固结度差, 地层破坏强度低, 与地层压力梯度差小; b. 钻进深度浅, 地层破坏压力梯度小, 存在钻达水合物层之前不能下套管的可能性; c. 低温, 海底面附近容易再生成天然气水合物; d. 水合物的物性, 预测天然气水合物基底很困难, 压力、渗透率、孔隙度和饱和度、分解速度等不甚清楚, 推断产气量困难。

1.2 天然气水合物导致钻井液性质改变

在使用水基钻井液钻进时, 气体在钻井液中形成水合物会消耗钻井液中的水分, 改变钻井液的流变性, 从而导致钻井液的黏度发生变化, 使携岩能力改变, 并会引起重晶石沉淀, 堵塞环空形成卡钻。岩屑中水合物从环空上返过程中, 其所处环境的钻井液压力逐渐减小, 当低于水合物相平衡压力时, 钻井液中的水合物就会快速分解, 产生压力波动, 容易引起井涌甚至井喷, 当钻井液中气体含量很高时, 会降低整个环空压力, 从而导致更加严重的水合物分解, 加剧井喷和井壁不稳定性。水合物还会改变钻井液的造壁性能, 从而影响井壁稳定性。这方面的问题, 即使采用油基钻井液, 也在一定程度上存在。在使用油基钻井液钻进时, 如形成水合物, 则油基钻井液

流变参数会增大, 使钻井液性能完全改变。

常用的解决方法是在钻井液中加入添加剂, 要求添加剂和钻井液其他组分具有很好的配伍性。可以通过经验判断哪些区域需要使用添加剂^[11]: 水深小于 305 m(1 000 ft), 可能没有水合物; 水深小于 457 m(1 500 ft), 没有抑制剂, 水合物形成风险增加; 水深小于 610 m(2 000 ft), 没有抑制剂, 水合物形成; 水深大于 610 m, 单独使用电解液抑制剂不能完全满足抑制水合物形成的需要。

国内外研究表明^[11-13]: 在水基钻井液体系中, 采用加入氯化钠的方法是可行的, 典型的钻井液体系为氯化钠质量分数为 20%~23% 的 NaCl/聚合物钻井液, 在深水(达到 7 500 ft)钻井时也没有出现问题。对于同样质量分数而言, NaCl 是效率最高的抑制剂, 其次是 KCl、CaCl₂ 和 NaBr。但大量加入这些盐类会增加钻井液密度, 增加泥配比难度, 同时也增加了钻井液的腐蚀性。

国外专家通过一系列试验发现: 在钻井液中加入一定量的化学试剂(包括卵磷脂、多聚物或 PVP 等), 通过试剂吸附在出露天然气水合物表面, 可以减缓天然气水合物的分解速度, 并可促进分解产生的水和气体再次迅速形成水合物, 达到控制气体扩散的目的。日本在对 Nankai 海槽开钻以前, 在室内对拟采用的钻井液添加剂进行试验^[14], 对 PVP 和 PVCap 进行试验时发现, 对于深水钻进而言, PV-Cap 是阻止水合物分解和形成最有效的化学物质。最后选用了 NaCl/KCl/聚合物/PVCap 质量分数为 6% 的钻井液体系来钻开水合物地层, 该钻井液体系在低温下依然具有很好的流变性。

此外, 采用低温钻井液也能有效抑制天然气水合物分解, 但要保证所用钻井液在冰点以下具有良好的性能: 一方面, 这要求钻井液在低温下能够起到常规钻井液所具有的护壁堵漏功能, 即具有良好的流变性和滤失性能, 如视黏度、剪切强度、动塑比和滤失量等; 另一方面, 要求控制其本身的温度, 避免在循环过程中由于钻井液自身的热传递而改变所钻地层的固有温度, 从而使其性能发生破坏。钻进水合物过程中需要低温操作, 因而需要钻井液冷却系统, 要求钻井过程中, 上返钻井液温度不能高于水合物层的相平衡温度。日本在 Nankai 海槽钻进水合物地层过程中, 为保证钻井液温度不高于水合物相平衡温度, 需要功率为 520 kW 的制冷设备, 该设备能够把流量为 2.3 m³/min 的钻井液从 15℃ 冷却到 3℃。但是该设备太庞大无法安装在钻机上, 经过

设计后,质量仍达 70 t,占用了很大空间。

在加拿大 Mallik 钻进中,水合物层的深度约为 900~1 100 m,钻井液的温度控制在 5℃左右(预先设定的温度是不应超过 15℃)^[15]。但是,该温度却很难控制岩屑中天然气水合物的分解,尤其是随着井筒内压力的减小,天然气水合物发生分解,钻井液中气体含量高达 70%。为了降低气体含量,仅通过增加钻井液密度是无效的,只能降低钻进速度。由于钻井液中含有大量气体,因此对除气设备要求很高。

1.3 天然气水合物导致的井壁失稳问题

在水合物分解区域,分解产生的气体和流体的过压流动会导致沉积物胶结强度变差^[16]。而天然气水合物地层多是可渗透的半固结、未固结砂岩或者泥质砂岩地层,加之天然气水合物的存在,使该类地层在钻井过程中的问题更加突出。当井眼打开时,由于温度和压力变化导致天然气水合物发生分解,当固态水合物起胶结或骨架支撑作用时,分解本身就会使井壁坍塌,而分解产生的水增加了井壁地层含水量,降低了地层颗粒间胶结的有效应力,使颗粒间胶结减弱,导致井壁失稳,分解产生的气体又影响钻井液的相对密度和流变性,对井壁稳定愈发不利,甚至还可能引发井涌、井喷等钻井事故^[17];其次,钻井过程是非绝热的,水合物地层又是多孔介质体,因而钻井液和水合物地层必然会发生传热和传质作用,表现为钻井液向井周围地层中渗透以及天然气水合物分解,二者耦合作用导致井壁围岩孔隙水压力增加,有效应力减小,从而使井壁发生力学失稳。天然气水合物引起的井壁失稳,可能会造成套管毁坏,还可能导致井径扩大,并由此产生一系列问题,如井眼清洗难度加大、钻柱发生弯曲、封隔器难以坐封、测井困难、固井质量变差、井下工具下入困难等。

日本 Nankai 海槽先导 2 号井下套管固井时,由于井眼的无规则扩大,水泥浆用量超过了钻机储罐的最大容量,额外又泵入 110 m³ 水泥浆。尽管如此,测井结果仍表明固井质量非常不好,证明天然气水合物分解造成了井眼不规则扩大。井径扩大使下套管固井和有线测井非常困难,在遇到这种水合物层时应尽可能快地钻过这部分地层。

在生产过程中,当深部地层的热流体在井筒中上行时,由于套管和水泥环的导热,热量进入地层,从而导致天然气水合物分解,分解产生的气体膨胀,

一方面严重影响了固井质量,另一方面在高压推动下的上行气体和流体使套管外压急剧增大,从而发生挤毁套管的故事。

对井壁稳定性的控制,一方面需要造壁性能优越的钻井液体系,另一方面还需要结合水合物分解动力学,研究钻进过程中水合物地层力学特性的变化及其影响因素,从而有针对性地提出合理的保持井壁稳定的方法。

1.4 天然气水合物导致井口周围下沉

天然气水合物分解降低了海底和近表地层的稳定性,沿着气体通道会产生失效面和弱化区域(这是由于自然激发而导致的不稳定,例如重力载荷和波动行为),例如 Shell 公司在北非深水发现海床上的裂缝就和气体释放是一致的。但这可能会导致海底设施的不稳定,甚至影响到环境。

在含水合物区域进行海洋钻井时,还需要考虑避免由于天然气水合物分解造成的承载力丧失和海底地基沉降的危险。若井径扩大,井段的套管被压扁或安装在套管上端的井口装置或防喷器失去承载支撑而发生倾斜、倾倒,将丧失对井内压力的控制,就有可能导致井喷。要预防这类事故,就需要在设计时保证即使水合物层分解也能够确保其上部支撑套管、井口装置、防喷器的牢固地基。为了安全地实施钻井作业,必须在以往井位调查(即回声仪、旁侧声纳、海底地层剖面仪、高分辨率地震勘探等)的基础上,实施海底面以下 100~200 m(导管设置深度)的勘查取心钻进,以确认地基的强度。

1.5 天然气水合物导致的固井问题

天然气水合物分解造成的井径扩大,会降低固井水泥浆的剪切强度。水合物也可能在套管和地层的环形空间形成,在生产过程中分解而毁坏内部套管。北非深水地区的固井施工表明,固井时水泥水化放热会导致水合物分解。此时采用冷冻套管来部分解决这个问题,另外还需要仔细考虑以下几方面。

1.5.1 套管程序

制定套管程序、固井设计时应考虑套管下入深度、固井井段、固井材料、套管规格,计算下入套管深度和固井井段。钻进水合物地层时,套管下入深度需要满足的条件:1)下至能够支撑隔水管、防喷器以及而后下入的套管等井口荷载的深度;2)套管深度处的地层强度应能够承受充满隔水管钻井液的静水

压力(钻井液相对密度须在能够控制BSR下游游离气层地层压力值以上);3)套管下入深度应比水合物层基底深度浅,以利于水合物层的控制和安装防喷器。

1.5.2 套管规格

决定水合物层套管规格的因素包括:海底井口装置的载荷、外压和导热性等。载荷及外压需要结合固井方案进行研究;关于导热性,水合物层井段需要较强的绝热性,可使用绝热套管,绝热套管是加入绝热材料的特殊双壁管。导热性还需要结合水泥的导热性进行研究,若能获得详细的水合物层物性参数,这些问题就不难解决。

1.5.3 固井方法

在对含有水合物地层进行固井时必须考虑:1)天然气水合物分解后,即使丧失井段套管支撑力,上部井段也能够支撑套管、井口装置、防喷器等重量;2)水合物层井径扩大可能产生的套管弯曲;3)隔断深部地层与水合物层。

1.5.4 固井材料选择

选择固井材料的关键是如何控制天然气水合物分解。需要考虑的因素有:1)靠近水合物层的水泥浆固化时,水化反应热会使水合物分解,需要尽可能降低其水化反应热;2)即使在天然气水合物的低温环境下,也必须发生水化反应固化,还要有充分的强度;3)如果钻井较深,钻井液循环会将深部地热带至上部,则需防止热传至套管外侧引起周围天然气水合物分解;4)天然气水合物分解气及游离气都需要防止环隙气流。为满足上述条件,水合物地层固井使用的水泥应具有低水化反应热,低温下有较高的早期强度,高绝热性及防止环隙气流等特性。这些要求与冻土地区固井要求完全相同,因此可以应用永冻土地区固井材料和技术。目前在永冻土地区一般使用强度高、胶结好、候凝时间在16 h以下的水泥。

2 钻进水合物地层应考虑因素及原则

在钻进天然气水合物地层时,必须考虑以下因素:1)天然气水合物在温度升高、压力降低情况下很容易分解;2)天然气水合物分解后释放出大量气体,体积会膨胀至150~180倍;3)天然气水合物的平衡条件随气体组分和水溶液成分不同而发生变化;4)

天然气水合物的分解为吸热反应;5)天然气水合物分解生成的水和气容更易再次生成天然气水合物;6)天然气水合物对地层力学参数的影响;7)原位状态天然气水合物物性目前尚不太清楚。因此,在该类地层钻进时,一方面要考虑钻井液性能和温度,保证其能在抑制天然气水合物分解的前提下进行钻进;另一方面还必须考虑在井内地层环境温度较低情况下循环钻井液的选择,该类地层钻进方法主要为分解抑制法,即通过提高钻井液密度、增大井内压力、冷却钻井液以及调整相关钻进参数,将天然气水合物维持在稳定状态的钻进方法。低温钻井液一是抑制井内出露天然气水合物的分解,二是抑制钻井液中天然气水合物的形成。

为确保安全、有效地在水合物层钻井,根据永冻层下水合物层的钻井经验,根据分解抑制法提出了有关钻进方法的指导原则,虽然这个指导原则以陆地钻井为目的,但海洋水合物层钻进也应作同样考虑,这些指导原则如下:

1)开钻前的准备工作。根据地震勘探资料、水合物相平衡曲线以及压力梯度、地温梯度、地层气体及水组分,推定水合物层深度,并尽量通过附近已钻井的资料,获得其有关水合物信息。

2)钻进预测。把钻进导热与天然气水合物分解进行耦合,建立适合水合物层的钻进模拟模型,预测钻进时水合物动态,并在钻井设计中有所体现。

3)钻进过程中监测。密切监视进尺、返出钻井液中气体含量和钻屑状态等参数,尽早检测天然气水合物的显示,并使用MWD、LWD等测量工具^[18]。如果检测到天然气水合物的存在,则应立即根据井内温度模型模拟结果适当调整钻井液密度、钻井液温度、钻井液循环量和进尺等钻进参数,在控制气体流入量的同时,采取假定下部有游离气的井喷控制预案进行钻进。

4)天然气水合物对钻井的影响分析。可通过以下三方面进行分析:第一是通过理论分析,看所钻井位是否具备天然气水合物存在的条件;第二是通过测井分析;第三是通过事故分析,事故可以分为操作事故和操作后事故。由钻井操作引起的事故可以归纳为:a. 当钻过预期水合物层时,会有气体流过井口(至少在钻杆连接到钻机平台期间,在撤离泵时,能够通过ROV看到少量气体);b. 在无立管套管固井后,会有气体流过井口头或者表层套管的外面(天然气水合物分解的气体从无立管套管固井不完整的地方上窜);c. 在海底设备(井口、防喷器组)上形成天

然气水合物,这也可能是分解产生的。

3 结束语

天然气水合物被认为是未来洁净的新能源,然而对深水钻采而言,它又是一种潜在风险,它可能会导致一系列的钻采事故。日本在 Nankai 海槽的数次水合物钻探实践中,成功预测并解决了一些在深水水合物地层钻探中存在的问题,为深水油气开发可能面临的天然气水合物问题提供了宝贵经验。笔者主要基于此及国内外文献报道的其他一些信息,较为系统地分析了深水钻井过程中天然气水合物可能导致事故的原因及对应性措施,并提出了水合物区域钻采应该考虑的一些因素,以期为未来的水合物区域油气钻采提供一些参考。诚然,天然气水合物还会导致其他一些钻采方面的问题,如天然气水合物在水下采油树帽处生成,妨碍常规的起下作业,造成海底管线堵塞等,在此不再赘述。

参 考 文 献

- [1] Sultan N, Cochonata P, Fouchera J P, et al. Effect of gas hydrates melting on seafloor slope instability[J]. *Marine Geology*, 2004, 213(1/2/3/4):379-401.
- [2] 吴华,邹德永,于守平. 海域天然气水合物的形成及其对钻井工程的影响[J]. *石油钻探技术*, 2007, 35(3): 91-93.
- [3] 白小东,黄进军,侯勤立. 深水钻井液中天然气水合物的成因分析及其防治措施[J]. *精细石油化工进展*, 2004, 5(4): 52-53.
- [4] Nimblett J N, Shipp R C, Strijos F. Gas hydrate as a drilling hazard: examples from global deepwater settings[R]. OTC 17476, 2005.
- [5] 刘华,李相方,夏建蓉,等. 关于天然气水合物钻采工艺技术进展的研究[J]. *钻采工艺*, 2006, 29(5): 45-48.
- [6] Hannegan D, Todd R J, Pritchard D M, et al. MPD-uniquely

- applicable to methane hydrate drilling[R]. SPE/IADC 91560, 2004.
- [7] Prassl W F, Peden J M. Mitigating gas hydrate related drilling risks a process-knowledge management approach [R]. SPE 88529, 2004.
 - [8] Kadaster A G, Millheim K K, Thompson T W. The planning and drilling of Hot Ice #1-gas hydrate exploration well in the Alaskan Arctic[R]. SPE 92764, 2005.
 - [9] Barker J W, Gomez R K. Formation of hydrates during deep-water drilling operations[J]. *JPT*, 1989, 41(3), 297-301.
 - [10] Thierry B. Hydrates prevention and removal in ultra-deepwater drilling systems[R]. OTC 12962, 2001.
 - [11] Christine D, Didier D, Benjamin H. Differential scanning calorimetry: a new technique to characterize hydrate formation in drilling muds[R]. SPE 62962, 2000.
 - [12] 蒋国盛,张凌,黎忠文,等. 深水海底钻进泥浆中使用的天然气水合物抑制剂[J]. *中国海上油气(地质)*, 2001, 15(5): 368-370.
 - [13] 宁伏龙,吴翔,张凌,等. 天然气水合物地层钻井时水基钻井液性能实验研究[J]. *天然气工业*, 2006, 26(1): 52-55.
 - [14] Hikeaki T, Tetsuo Y, Yoshikazu T. Exploration for natural hydrate in Nankai-trough wells offshore Japan [R]. OTC 13040, 2001.
 - [15] Hideaki T, Tetsuo Y, Fercho E. Operation overview of 2002 Mallik gas hydrate production research well program at the Mackenzie Delta in the Canadian Arctic[R]. OTC 15124, 2003.
 - [16] Winter W J, Waite W F, Mason D H, et al. Sediment properties associated with gas hydrate formation: proceeding of 4th International Gas Hydrates Conference, Yokohama, May 19-23, 2002[C].
 - [17] Durham W B, Kirby S H, Stern L A, et al. The strength and rheology of methane clathrate hydrate[J]. *Journal of Geophysical Research*, 2003, 108(B4): 2182-2189.
 - [18] 刘华,李相方,隋秀香,等. 天然气水合物勘探技术研究现状[J]. *石油钻探技术*, 2006, 34(5): 87-90.

[审稿 任韶然]

The Potential Risk of Gas Hydrate to Deepwater Drilling and Production and The Corresponding Strategy

Bai Yuhu¹ Li Qingping¹ Zhou Jianliang¹ Liu Yinghui²

(1. *Technology Research Department, Research Center, CNOOC, Beijing, 100027, China*; 2. *International Affairs Department, CNOOC Limited, Beijing, 100010, China*)

Abstract: With the development of deepwater reservoir, encountering hydrate is almost inevitable in deepwater drilling. Some field experiences have shown the potential risks arising from gas hydrate. In this paper, the potential risks of gas hydrate to drilling and production were analyzed in detail both in theory and in-situ application, including well control, drilling fluid characteristics, borehole stability and cementing. In addition, the corresponding strategy is suggested. Some important factors that should be considered during drilling formation bearing gas hydrate are proposed for the purpose of providing a reference for future drilling and production.

Key words: natural gas hydrate; drilling; exploitation; risk analysis; preventive measure