

国外深水石油天然气勘探开发风险管控做法剖析启示

崔磊 (中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东 深圳 518000)

摘要: 本文通过剖析国外深水石油天然气勘探开发(以下简称勘探开发)中的风险管控做法,为南中国海的勘探开发提出规避风险思路。目前已有50多个国家在进行深水石油天然气勘探开发,这些国家都遇到技术风险和作业风险;集中表现为深水勘探开发中的高投入、高技术、高风险和高回报。在深水石油天然气勘探开发中,一旦失控将会给公司造成巨大的经济损失,因此首先要考虑技术风险、作业风险与经济效益的关系。本文通过对国外深水石油天然气勘探开发的风险管控做法剖析,以及2006年来南中国海深水领域中所遭遇的事故教训分享,为我国在南中国海的深水石油天然气勘探开发中提出尽可能规避风险思路。

关键词: 国外;深水石油天然气;勘探开发;风险管控

0 引言

深水勘探开发主要集中在西非的安哥拉、尼日利亚;亚洲的里海和南中国海;欧洲的北海;北美的墨西哥湾和南美的巴西。勘探开发决定是基于项长期而艰巨的钻探、完井、测试和详细数据模型,由于在油藏开发和可得利润两方面存在更多的风险、损失和不确定性,各石油公司都采用不同的策略和决策方法。

1 勘探开发策略

对策略的关键管理做法包括:制定油气田水下勘探开发策略;设计勘探开发方案;识别维持增长和增加实际价值的技术需求;确定所需资源和具体勘探开发专业技术;评估和确定创新型的“最好系统和做法”;建立行业合作机制;外包设计和由承包商制定开发方案;组建跨专业的技术团队;与外包方和承包商建立合作伙伴关系,并制定同时存在问题的解决方案;使用经过试验且能提供即时结果的关键技术;现场使用证明适用的且满足技术要求的标准化程序;在油气田生命周期中,任何作业活动都不能作为单独且分开要素去考虑,如若在钻完井作业中损失了百万美元,那么在钻井平台选择方面也就不应有一点敷衍了事。

2 勘探开发特点

勘探开发的钻完井、水下设施和地面设施所占的成本极高,以及受恶劣且复杂的环境和地质油藏特性的限制,具有“四高”特点,即:高技术、高风险、高投入和高回报。以下介绍国外勘探开发项目如何通过技术和作业两方面进行风险管理和损失控制,将风险减缓至可接受状态,损失控制在合理可行范围内的做法。

2.1 高技术

国外项目都按系统/子系统/设备的所有项目进行技术风险分析,以识别、评估和减轻可能会影响系统适用性和生产效率的技术风险,目的是为确定项目要求合格测试所需的技术成熟度评估。

2.1.1 新技术与成熟技术选择

针对新技术和成熟技术失效风险,国外普遍采用的策略:一是重视技术方案的咨询论证,就技术方案的可行性进行研究,对项目方案的风险水平与项目收益水平

进行比较,对方案实施后的可能结果进行预测;二是通过选择合适的技术组合,降低整体风险;三是健全技术使用的风险预警系统,及时发现技术在生产过程中的风险隐患;四是健全技术管理的内部控制制度,加强对技术管理的监督。

2.1.2 设备与设施选择

勘探开发成本可以参照德士古石油公司项目组成:钻完井费占54%、水下设施费占20%、地面设施占12%、设计和项目管理费占14%。因此,国外石油公司提出必须确保高技术问题和高风险事项的控制得到有效管理和协调,如优化公司战略;设定明确合理的项目目标;有效地组织项目和使用资源;从以往经验中吸取教训;创建胜任的和多学科的团队。如下是某深水项目在可行性研究阶段提出的设备与设施选择的管理要求:

①在整个油气田生命周期中是否可承受一百年一遇极端气候条件;②设计要考虑海上装置的可运输和安装,技术和费用上的可行性,装置整体的可靠性、可操作性和可维修性高;③设备和材料,特别是密封件应满足规范和当地特殊规定;④在满足功能和安全的同时最大限度简化,使利益最大化;⑤应考虑安装、操作、检测、维护、维修和废弃的要求;⑥应考虑流动保障等其他要素;⑦应考虑环境保护问题;⑧应考虑当地海洋环境、渔业和航运等潜在危险;⑨应考虑钻完井、修井的界面;⑩应考虑整个开发期间内各阶段的需要。

2.2 高风险

2.2.1 概述

风险管理和损失控制的重要性是需要深水石油天然气勘探开发项目中尽可能早的阶段内识别、分析、管理和评估深水石油天然气勘探开发的风险和损失,以防止事故重演。因为预防和减缓已知关键风险可能会减少所有80%的损失。勘探阶段面临的风险包括:钻井装置能力问题、隔水管问题、深水海床的不稳定地质因素、浅层地质灾害、海底低温影响、天然气水合物、深水井控问题及有效保护深海环境等;工程建设和生产阶段面临的风险包括:水下处理、流动保障、油井干扰、长期油井监控、影响采收率因素、安全与环境问题等。

2.2.2 作业风险分析

在海上运输/航行或拖航、海上安装或就位和正常生产期间,为系统地研究可能发生于水下或地面设施在作业中的所有潜在风险,从事深水作业的石油公司通常要完成一项特定作业风险分析,其目的是为减轻这些已识别风险的影响;为此,这些石油公司需要对每一项风险确定其可能发生原因、可能发生后的后果、可能发生的频率及可能发生后的危险程度,并提出具体的减缓措施。如下是这些石油公司所考虑需要作业风险分析的作业阶段:

①主要作业阶段;②锚泊系统钻井装置的起抛锚、防喷器和隔水管的连接、生产系统和海底管道的水下安装及回接;③测试、试压和联合调试;④井下复杂情况处理、修井、水下生产系统和海底管道维护;⑤正常生产。

2.2.3 其他主要风险分析

勘探开发除作业过程中存在的潜在风险外,还存在如下风险:设备设施失效后的生产影响;设备损坏;重大人员伤亡或死亡;油气或有毒有害物质泄漏入海。

3 勘探开发风险管控做法

3.1 作业可靠性

由于勘探开发的资料尚不完整且通常基于少数几口油井的测试结果和海底的调查数据进行推断,灵活性较大,可是灵活性较大可能会导致作业成本增加,所以对灵活性要求包括:钻井、完井、修井、海上运输与安装、维护和维修检查及废弃时的设施能力;深水勘探开发模式 and 控制系统选择;储层内所选层的产能及介质。

3.2 冗余与简单

在概念设计阶段最低成本支出是首要目标,通过改进子系统及相关组件的可靠性可以减少作业成本。但是因更换或修理故障设备造成停产、设备在可作业的窗口失效将导致生产损失和费用增加。解决办法是将系统设计成冗余,并提供组件或子系统故障的备件;可是,将系统设计成冗余,高冗余度会带来高复杂度,复杂的系统也会导致更多潜在故障。所以国外的设计理念是通过简单而不是通过大量冗余来实现其可靠性。

3.3 安全环保与成本效益

在深水和超深水水域,由于离岸距离远和海洋环境恶劣,以及各个国家的法律法规规定,使得安全和环境保护的要求更严格,所以会造成更高的作业成本。国外石油公司认为即使万无一失的系统往往是不合算的,所以安全与环境保护不能以任何方式为借口而不能得到重视。国外石油公司在深水勘探开发中充分考虑到各方面达到一个平衡的设计理念,为达到这个平衡,他们采用的一种办法是为备选解决方案分等级建立标准。

3.4 检查、维护和维修

勘探开发中水下设备设施的检查、维护和维修受到许多约束,在概念设计阶段应考虑可用的设备、作业的环境条件、水的深度和设备设施对水面支持船的能力;

国外勘探开发使用的检查技术有:水下硬件的可视化调查;阴极电位调查;阀门状况观察;化学药剂、生产流体和控制液泄漏观察;智能通球清管和监控水下控制模块电子元件整洁等。为了达到最佳效益,检查、维护和维修的目标是:提供符合设计意图和最具成本效益的水下设施性能;为保证深水多相流体一起输送的能力,用地面设施对水下设施进行检查、维护和维修;达到最高级别的系统可用性和可靠性;保持水下设施的完整性和功能性,达到油田开采寿命的性能;保证满足所有的健康、安全和环境的责任。

4 南中国海深水石油天然气勘探开发中经验教训分享

2006-2012年,多家国外石油公司和中国石油公司在南中国海完成了多口井的深水钻井作业。遭遇到包括台风、内波流等自然环境的无数次影响,其中受台风影响较大有:2006年“派比安”台风,造成隔水管从转盘面下折断,52根隔水管及防喷器组落海;2009年“巨爵”台风,造成下部防喷器总成撞碰海床后发生托底,平台拖着隔水管向东北浅水区漂移;2011年“梅花”台风,造成已安装的张力器(DAT)液缸及其连接的法兰、软管等受到一定程度的损坏。受内波流影响较大有:2006年7月,某钻井平台在进行某侧钻井的7"尾管固井作业,由于内波流影响,防喷器和隔水管偏移较大,在调船过程中开始向西漂移,在几分钟内船的漂移超过了警戒圈而紧急解脱,造成尾管固井失败;2011年的10月,某钻井平台在钻井作业中,当拖轮向平台打水时,遭遇3.8节内波流,导致平台被推移37m、传输管线破裂并缠绕到拖轮螺旋桨;2014年4月,某钻井平台频繁遭遇孤立内波,造成设备损坏、走锚、守护船撞击平台等事故。

5 未来深水石油天然气勘探开发愿望和启示

5.1 愿望

为巩固和提升南中国海的勘探开发成果,未来南中国海的深水项目趋势可包括:带有早期生产系统的钻井和生产设施安装于钻井设施上,允许深水生产技术的测试和评估以获取有关油藏的早期信息,开发但可能不进行油田测试;政府鼓励对深水勘探开发投资的项目风险进行审查提供激励机制政策。

5.2 启示

中国石油公司已进军南中国海深水和超深水领域从事勘探开发,这给中国石油公司未来的勘探开发带来了极大的机遇和挑战。通过剖析国外勘探开发中风险管控做法,分析勘探开发思路,学习国外勘探开发技术,为未来中国石油深水石油天然气勘探开发奠定基础,提供参考。

参考文献:

- [1] 王文立. 深水和超深水区油气勘探难点技术及发展趋势 [J]. 中国石油勘探, 2010, 15(04): 71-75.