能源信息平台
一站式能源信息综合服务平台

国外海上油气学术动态报告

第 20 期



2023.10

众慧磐石•汇编

扫一扫，获取报告最新动态

学术动态报告简介

《国外油气学术动态报告》是我司对外推出的免费监测报告（月刊），会在每月月底，监测当月国外主流期刊数据库的最新研究成果发表情况，并筛选其中部分优质资料，提供全文快速翻译浏览，便于油气从业者及时、便捷的洞悉国外最新技术动态。目前主要定期监测物探、测井、钻井、压裂、EOR、非常规油气方面的最新研究成果，如您关注其他方向，欢迎联系订阅**针对性强、内容精校**的学术动态内容。欢迎访问学术动态报告发布平台，浏览往期报告内容，访问网址：

https://www.waiwenwenxian.top/h-col-192.html



我司新推出学术动态年度监测报告服务，每年一期，监测重点技术方向的国外研究进展，提供全面的技术方向最新进展成果，可根据客户需求自由定制，每份报告 400 页以上，内容充实。

每份报告 2980 元，订阅 5 份以上，免费提供平台使用权限，可以自由获取更多资料内容。

联系人：王经理　　联系电话：19861412005

系列名称	监测报告名称	版本			
数字化系列	地质研究数字智能化进展汇编	2019年合集	2020年合集	2021年合集	2022年合集
数字化系列	钻完井工程数字智能化进展汇编	2019年合集	2020年合集	2021年合集	2022年合集
数字化系列	储层改造作业数字化智能化进展汇编	2019年合集	2020年合集	2021年合集	2022年合集
数字化系列	地面工程数字化智能化进展汇编	2019年合集	2020年合集	2021年合集	2022年合集
数字化系列	油气田数字化转型技术研究及应用进展汇编	2019年合集	2020年合集	2021年合集	2022年合集
数字化系列	智能化钻井技术研究及应用进展汇编	2019年合集	2020年合集	2021年合集	2022年合集
数字化系列	智能化地震勘探技术研究及应用进展汇编	2019年合集	2020年合集	2021年合集	2022年合集
数字化系列	数字化节能减排技术研究及应用进展汇编	2019年合集	2020年合集	2021年合集	2022年合集
页岩气系列	页岩气勘探技术研究及应用进展汇编	2019年合集	2020年合集	2021年合集	2022年合集
页岩气系列	页岩气开发技术研究及应用进展汇编	2019年合集	2020年合集	2021年合集	2022年合集
页岩气系列	页岩气甜点评价技术研究及应用进展汇编	2019年合集	2020年合集	2021年合集	2022年合集
页岩气系列	页岩气测井技术研究及应用进展汇编	2019年合集	2020年合集	2021年合集	2022年合集
页岩气系列	页岩气水平井技术研究及应用进展汇编	2019年合集	2020年合集	2021年合集	2022年合集
页岩气系列	页岩气完井技术研究及应用进展汇编	2019年合集	2020年合集	2021年合集	2022年合集
页岩气系列	页岩气储层改造技术研究及应用进展汇编	2019年合集	2020年合集	2021年合集	2022年合集
页岩气系列	页岩气排水采气技术研究及应用进展汇编	2019年合集	2020年合集	2021年合集	2022年合集
稠油系列	稠油开采技术研究及应用进展汇编	2019年合集	2020年合集	2021年合集	2022年合集
稠油系列	稠油热采技术研究及应用进展汇编	2019年合集	2020年合集	2021年合集	2022年合集
深层系列	深层钻完井技术研究及应用进展汇编	2019年合集	2020年合集	2021年合集	2022年合集
深层系列	深层储层改造技术研究及应用进展汇编	2019年合集	2020年合集	2021年合集	2022年合集
...	...	...	...	...	...

众慧磐石简介

我司主要从事国内油气用户提供专业的信息咨询服务，可以根据用户需求，提供极具性价比的国外油气信息资料调研工作。在以往的项目研究过程中，积累了海量的外文研究资料，我司进一步结合云平台技术，将几十万份资料整合到一起，形成线上的资料共享平台。同时对每份外文资料进行了全文翻译，便于高效获取知识点。

基于云平台，我们公司可以提供便捷高效的定制服务，且订阅任意服务即可免费使用资料共享平台。

- **定制资料**：基于用户需求，整合各类研究资料、数据，以信息包的形式提供。优势：性价比高，一手资料，且对外文资料将提供全文机器翻译内容，便于阅读。（费用：1 万+）
  - ✧ 页岩气甜点评价资料包、页岩气压裂进展资料包....
  - ✧ 美国 EagleFord 页岩气井数据包、美国墨西哥湾深水井数据包....
  - ✧ ....
- **定制监测**：基于用户需求，定期监测全球动态，以单位内部期刊的形式提供。优势：信息时效性强，便于油气从业者了解国内外技术/行业动态，开阔视野。（费用：2 万+）
  - ✧ 勘探开发数字化技术动态监测....
  - ✧ 钻井技术动态监测....
  - ✧ ....
- **定制报告**：基于用户需求，调研梳理各类研究资料、数据，以报告的形式提交。优势：针对性强，便于获取高质量的信息内容。（费用：2 万+）
  - ✧ 数字孪生在石油行业的发展现状调研....
  - ✧ 页岩气排采技术进展及应用情况调研....
  - ✧ ....

目 录

本期要点 **6**

一、物探技术学术动态 **12**

1. Abu Dhabi 海上的 3D DAS-VSP 案例研究 26

2. 海洋振动器里程碑：试点地震勘测 42

3. 新西兰近海 Pegasus 盆地地震资料中识别天然气水合物的光谱属性评估 65

4. 人工智能辅助地中海复杂浊积岩储层沉积构型地震填图有效勘探开发 65

5. 利用光谱分解识别地震分辨率下的地层折流层近海 UTB 油田的案例研究 78

二、钻完井技术学术动态 **94**

1. 井眼侧钻性能改进：Mahakam 海上双套管出口案例研究 94

2. 深水 MPD 成功应用于海上具有井眼不稳定和漏失挑战的衰竭地层钻井和固井 102

3. 智能完井在墨西哥湾深水注水井的成功应用 115

4. 连续循环技术的优势在于减少海上钻井作业的非生产时间(NPT) 124

5. 中东地区最长的大位移井，位于阿联酋阿布扎比海上 133

三、增产技术学术动态 **146**

1. 用于水下注水的深水浮式海上风力涡轮机概念 146

2. 利比亚海上气田:利用海上平台技术激活海底油井提高产量 161

3. 采用新型单相无聚合物延迟酸体系对巴西海域一口井进行碳酸盐岩再增产 170

4. 深水 Pre-Khuff 碎屑水力压裂:从阿布扎比海上先进技术的实施中获得的经验教训 190

5. 阿布扎比海上油田水驱油田开发方案决策支持中的生物源油藏选择潜在风险评价 225

四、工程技术学术动态 **237**

1. 通过应用 RBI 方法确保埃及苏伊西湾 119 个海上平台的结构完整性 237

2. 使用锚处理船的非常规海底脐带回收方法 261

3. 现有海底管道自由跨修正优化的工程方法 292

4. 海上管道作业泄漏缓解——以单点系泊作业为例 302

5. 自由悬挂刚性立管:创新 X 市场解决方案 323

五、数字化技术学术动态 341

1. 机器学习算法优化海上钻井中心位置 341

2. HSURF:一种新型水下远程半自主设施检测模块化平台 345

3. 水下资产的数字孪生作为完整性管理和基于风险的检查工具:挑战和前景 353

4. 通过定量和自动化风险评估技术实现海上油井风险管理的数字化 364

5. 嵌入式数字孪生在提高水下电动阀门执行器容错性中的应用 378

信息来源 391

本期要点

2023 年 10 月共监测到有 2782 篇油气学术研究成果发表，经筛选本期共收录其中部分优质资料 **25** 篇，欢迎联系我司获取更多优质快翻文献。

1. 物探技术

近段时间海上地震勘探技术的进展主要体现在以下几个方面：首先，通过使用 3D DAS-VSP 技术，可以提供比地面地震分辨率更高的地下图像；其次，海洋振动器的试点地震勘测取得了良好的效果，显示出其在海上地震勘探中的潜力；再次，通过光谱属性评估天然气水合物的存在和分布情况；此外，人工智能辅助的技术在地中海复杂浊积岩储层沉积构型地震填图中发挥了重要作用；最后，利用光谱分解技术可以有效地识别地震分辨率下的地层折流层近海 UTB 油田的案例研究。这些技术的发展和应用为海上地震勘探提供了更多的可能性和方法选择。

序号	技术方法	技术特点	技术效果
1	3D DAS-VSP	使用半永久光纤记录整个油田井中的数据，可以提供地下 3D 图像和局部衰减、速度、各向异性的测量。	提供了比地面地震分辨率更高的地下图像，但不会延伸到离井太远的地方。
2	海洋振动器联合工业项目(MVJIP)试点调查	使用了两个集成项目节点(IPN)海上振动器，两种配置部署：一种是拖曳式的，另一种是固定在每个发射点。各种扫描类型和占空比也进行了测试。	IPN 表现堪称典范，实时质量控制结果表明，ipn 在导频扫描方面具有很高的保真度，并且具有良好的扫描到扫描的重复性。表明了 MVJIP 在过去 10 年中取得的进展，并为继续将船用振动器发展为商业来源提供了真正的动力。
3	天然气水合物的光谱属性评估	通过测量地震振幅谱不对称性的统计属性来量化整个天然气稳定带（GHSZ）的衰减响应。	研究表明，高振幅底部模拟反射器之上的强烈正偏度和峰度变化可能是由于水合物间隔的衰减所致。负偏度和峰度可能对应于一个不含水合物的层段，因此表明 Pegasus 盆地的 GHSZ 由不连续的水合物组成，而不是从海底到 BSR 的一个连续层。
4	人工智能辅助的地中海	利用卷积神经网络辅助的创新工作流程，实现了新	建立了鲁棒的多实现储层静态模型，已成功钻探四口井，每天增加 1.75 亿标准立方英尺

序号	技术方法	技术特点	技术效果
	复杂浊积岩储层沉积构型地震填图有效勘探开发	世含气浊积岩储层内部沉积建筑元素到离散三维地质体的精确映射。	(MMscf/d)，明显提高了项目的商业价值。该工作流程是准确描绘地中海盆地深水浊积岩储层内部沉积建筑元素的重要一步，在其他类似环境存在的地方/盆地也是如此。
5	利用光谱分解识别地震分辨率下的地层折流层近海 UTB 油田的案例研究	采用了短时傅里叶变换(STFT)和连续小波变换(CWT)两种算法对水工流障进行识别和圈定。频率图分析揭示了储层内部的潜在断层、厚度、横向岩性变化以及水力流动障碍。	证明了先进的光谱分解技术在解决 F1 储层地层障碍中的应用。10 Hz ~ 26 Hz 的频率图显示 F1 储层的产层为连续连通的油气藏。我们将其解释为页岩挡板，形成流动障碍，导致两口井之间的压力差。因此，本研究中应用的光谱分解工具是一种可靠且经济的方法，可以在不额外钻井的情况下识别储层内和次地震分区。

2. 钻完井技术

近段时间海上钻完井技术的进展主要体现在以下几个方面：首先，通过改进井眼侧钻性能，成功应对了双套管切割的挑战；其次，深水 MPD 技术的应用使得在井眼不稳定和漏失挑战的衰竭地层中进行钻井和固井成为可能；第三，智能完井技术在双层注水井开发中发挥了重要作用，提高了监测和注水优化的效果；第四，连续循环技术的应用减少了海上钻井作业的非生产时间，提高了安全性和井眼质量；最后，大位移井钻井技术的发展创造了新的世界纪录，减少了碳足迹，加速了生产，降低了成本。这些进展为海上钻完井技术的发展提供了新的思路和方法。

序号	技术方法	技术特点	技术效果
1	井眼侧钻性能改进	双套管切割，扶正器和套管接箍位置优化	成功改善 9.625 in 和 13.375 in 双套管侧钻性能
2	深水 MPD	精确控制井下等效泥浆重，适用于井眼不稳定和漏失挑战的衰竭地层钻井和固井	帮助作业者从井筒不稳定和漏失循环问题中恢复过来，并成功钻井和固井
3	智能完井	双层注水井开发，井下堵塞的双层注入井，井下节流器设计	实现高可信度的监测和注水优化，对酸化和添加水驱示踪剂有很大的帮助

序号	技术方法	技术特点	技术效果
4	连续循环技术	改善井眼清洁和固体输送，减少卡管事故和气胀效应	减少海上钻井作业的非生产时间(NPT)，提高安全性和井眼质量
5	大位移井钻井	阿布扎比海上成熟碳酸盐岩油田，水平段长度达到 50000 英尺	创造新的大位移世界纪录，减少碳足迹，加速生产，降低成本

3. 增产技术

近期海上增产技术的进展主要体现在以下几个方面：首先，通过创新的技术方法，如深水浮式海上风力涡轮机概念和新型单相无聚合物延迟酸体系，实现了对海上油气资源的高效开发和利用；其次，针对特定环境和条件，如利比亚海上气田和阿布扎比海上油田，采用了针对性的解决方案，提高了产量和经济效益；最后，通过对生物源油藏选择潜在风险的评价和管理，确保了海上油田开发的安全性和可持续性。这些技术的发展和应用为海上油气产业的繁荣和发展提供了有力支持。

序号	技术方法	技术特点	技术效果
1	深水浮式海上风力涡轮机概念	用于向深水区域海底注水系统提供能源，取代燃气轮机。采用耦合优化程序对 FOWT 子结构及其系泊系统进行尺寸规划。使用 BESS 稳定离网电力系统，并优化以限制海底电动机停机。考虑风力机效率因素和故障率，并根据应用场景校准维修时间。	提供了真实的注入水量估计，有助于海上油气生产的脱碳。
2	利比亚海上气田：利用海上平台技术激活海底油井提高产量	通过传输钝化信号来产生电动/电化学效应，从而提高海底电缆的绝缘电阻（IR），使电力重新可用，并导致海底井的重新激活。适用于长期作业和暴露在恶劣海底环境条件下的海底电缆、脐带缆和电气设备。	成功解决了海底电气问题，提高了天然气总产量，预计可节省约 2000 万美元的成本。
3	采用新型单相无聚合物延迟酸体系对巴西海域一口井进行碳酸盐岩再增产	新的单相、无聚合物延迟酸液技术降低了表皮系数，简化了作业，减少了钻机时间。与乳化酸体系相比，该技术更环保且物流更简单。	日产量增加了17%，处理前后通过生产测井工具(PLT)分析证实了该系统的有效性。
4	深水 Pre-Khuff 碎屑水力压裂：从阿布扎比海	多压裂完井策略的开发和实施，将井的性能提高了500%以上。主要应用于深度超过 16000 英尺、温度超过 350°F 的深层致密砂岩储层。采用力学模型	为开发难以开采的储量提供了克服挑战的手段。

序号	技术方法	技术特点	技术效果
	上先进技术的实施中获得的经验教训	优化处理，并成功应用纳米支撑剂、伪稳定压裂液以及其他技术。	
5	阿布扎比海上油田水驱油田开发方案决策支持中的生物源油藏选择潜在风险评价	预测未来储层酸化风险，了解生物成因储层酸化机理。模拟结果表明，由于储层温度较高，注入海水对储层降温的影响仅限于注入井附近。预测的生物储层酸化影响的严重程度仍在设施设计限制范围内。因此，由于稳健的设计基础，FDP 在生物储层酸化风险方面是可以接受的。额外的酸化缓解措施被认为是不必要的。	管理了复杂的油田开发历史，包括含水层储层倾倒驱和外围注水，以及中倾角 FDP 部署模式注水。

4. 工程技术

近期海上工程技术的进展主要体现在以下几个方面：首先，通过应用 RBI 方法，可以确保海上平台的结构完整性，为海上油气生产提供安全保障。其次，采用锚处理船进行海底脐带回收的方法，简化了海底设施回收过程，提高了作业效率。此外，针对现有海底管道自由跨度问题，提出了优化工程方法，以确保管道的健康和完整性。在海上管道作业中，通过实施全面的泄漏检测系统和实时可视化技术，可以迅速应对泄漏事件，减少环境污染。最后，针对自由悬挂刚性立管的技术挑战，提出了多种创新解决方案，以满足不同场景的需求。总体来说，近期海上工程技术在保障安全、提高效率和降低成本等方面取得了显著进展。

序号	技术方法	技术特点	技术效果
1	RBI 方法分析平台完整性	基于风险的检查，定性和半定量方法	确保埃及苏伊士湾 119 个海上平台的结构完整性，确定每个平台的故障概率和故障后果
2	锚处理船非常规海底脐带回收方法	使用锚处理船进行脐带回收的简单方法，无 VLS 船舶	简化了海底设施回收过程，提供了船舶使用灵活性和作业可用性
3	现有海底管道自由跨修正优化工程方法	分析方法和有限元分析，三级评估步骤来确定需要缓解的关键跨度	优化了现有管道自由跨度校正，确保管道的健康和完整性
4	海上管道作业泄	全面的泄漏检测系统(LDS)，实时	在发生泄漏时能够迅速采取缓

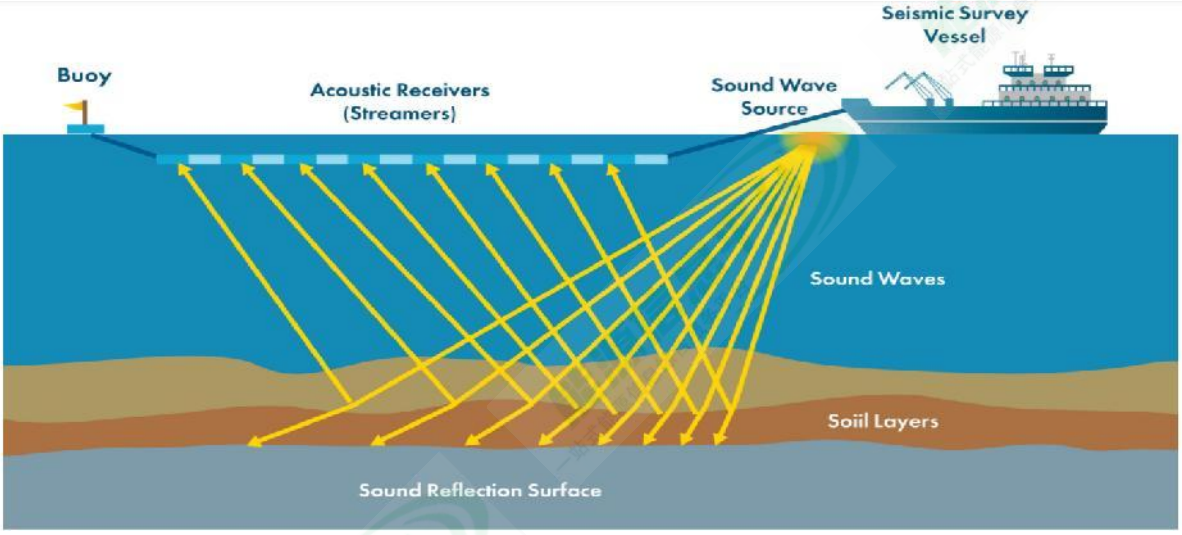
序号	技术方法	技术特点	技术效果
	漏缓解——以单点系泊作业为例	可视化，SCADA 系统监控 SPM 和长距离海底管道的运行情况	解措施，减少石油或天然气向环境中的释放，维护公司的声誉
5	自由悬挂刚性立管：创新 X 市场解决方案	GJR 立管、RCR 立管和 SLWR 立管三种解决方案比较	GJR 和 RCR 立管在成本和技术可行性方面优于 SLWR 立管，疲劳结果符合使用要求

5. 数字化技术

近段时间海上数字化技术的进展主要体现在以下几个方面：首先，通过机器学习算法优化海上钻井中心位置，降低了钻井成本，提高了钻井效率；其次，新型水下远程半自主设施检测模块化平台实现了复杂海底结构的详细检查，提高了检测效率；再次，水下资产的数字孪生作为完整性管理和基于风险的检查工具，降低了海底系统的运营成本，提高了资产完整性管理的效率；此外，通过定量和自动化风险评估技术实现海上油井风险管理的数字化，确保了符合当地、国际标准和最佳实践，提高了油井风险管理的效率；最后，嵌入式数字孪生在提高水下电动阀门执行器容错性中的应用，提高了设备的可靠性，为关键部件提供数字冗余，提高了水下电动阀门执行器的容错性。

序号	技术方法	技术特点	技术效果
1	机器学习算法优化海上钻井中心位置	基于地下坐标和钻井约束，未来钻井中心的位置；将数十个地下目标分配到多个钻井中心。	降低钻井成本，提高钻井效率。
2	HSURF:一种新型水下远程半自主设施检测模块化平台	包括浮子、沉子和鱼三个不同的平台，可用于水下无线遥控检测。	实现复杂海底结构的详细检查，提高检测效率。
3	水下资产的数字孪生作为完整性管理和基于风险的检查工具	数字孪生可以定义为系统或资产的数字表示，它通过集成的模型和数据计算状态并提供相关信息，以支持整个生命周期的决策。	降低海底系统的运营成本，提高资产完整性管理的效率。
4	通过定量和自动化风险评估技术实现海上油井风险管理的数字化	使用基于场景的定性风险评估技术和公司 6X6 风险矩阵，建立自动化油井风险评估工具。	确保符合当地、国际标准和最佳实践，提高油井风险管理的效率。

序号	技术方法	技术特点	技术效果
5	嵌入式数字孪生在提高水下电动阀门执行器容错性中的应用	使用基于其物理对应组件的状态空间方程进行建模，采用卡尔曼滤波的在线递归系统识别技术来更新数字孪生模型的参数。	提高设备的可靠性，为关键部件提供数字冗余，提高水下电动阀门执行器的容错性。



一、物探技术学术动态

1. Abu Dhabi 海上的 3D DAS-VSP 案例研究

文献摘要：在阿布扎比海上进行密集海底节点(OBN)调查时，利用整个油田井中的半永久光纤记录了 3D 分布式声学传感(DAS)垂直地震剖面(VSP)。目标不仅是提供 3D vsp 通常提供的好处，而且使用与表面相关的倍数并获得与 OBN 调查相当(如果不是更好的话)的地下 3D 图像。OBN 调查使用宽方位角，长偏移几何形状，在 25x150m 网格上记录高密度射击地毯(25m × 25m)到 4C 节点。它是在一个有四个人工岛屿作为钻井平台的油田上空拍摄的。该团队决定使用 DAS 询问器“窃听”OBN 地震源，当地震源位于两个人工岛屿附近时。vsp 提供了局部衰减、速度、各向异性和多种内容的测量，可以帮助地面地震处理。此外，3D VSP 可以提供比地面地震分辨率更高的地下图像，但不会延伸到离井太远的地方。最近一项用于海上 3D VSP 的成像技术使用地震倍数来重建地下，就像地面地震一样。这种成像技术非常有前景，但存在信号噪声比较弱的问题，特别是在超浅水中。为了缓解这一问题，该团队共使用了 16 口井来重建两个岛屿周围 300 平方公里的地下区域。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

SPE-216832-MS

在没有地面接收器的情况下采集地面地震：3D DAS-VSP 案例

J Mason、G Cambois、SA Al Mesaabi、J Cowell、F Boukhanfra、M Mahgoub 和 AM Al Neyadi，ADNOC 上游

版权所有 2023，石油工程师协会 DOI 10.2118/216832-MS

本文准备于 2023 年 10 月 2 日至 5 日在阿联酋阿布扎比举行的 ADIPEC 上发表。

在审查了作者提交的摘要中包含的信息后，SPE 项目委员会选择了本文进行演示。论文内容未经石油工程师学会审阅，作者有权更正。该材料不一定反映石油工程师协会、其官员或成员的任何立场。未经石油工程师协会书面同意，禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要；插图不得复制。摘要必须包含对 SPE 版权的明确承认。

摘要

在阿布扎比近海进行密集海底节点 (OBN) 勘测时，利用现场油井中的半永久性光纤记录了 3D 分布式声学传感 (DAS) 垂直地震剖面 (VSP)。其目标不仅是提供 3D VSP 通常提供的好处，而且是使用与地表相关的倍数并获得与 OBN 调查相当（如果不是更好）的地下 3D 图像。

OBN 勘测使用宽方位角、长偏移几何形状将高密度射击地毯 (25m × 25m) 记录到 25x150m 网格上的 4C 节点中。它是在一个产油田上空拍摄的，该产油田有四个用作钻台的人工岛。从这些岛钻探的大多数井中都存在夹紧到上部完井管的光纤。

该团队决定使用 DAS 询问器“窃听”OBN 地震源，而地震源在两个人工岛附近运行。 VSP 提供衰减、速度、各向异性和多种内容的本地测量，有助于地面地震处理。此外，3D VSP 可以提供比地面地震分辨率更高的地下图像，但不会延伸到离井太远的地方。最近的海上 3D VSP 成像技术使用地震多次波来重建地下，就像通过地面地震采集的一样。这种成像技术非常有前景，但其信噪比较弱，尤其是在超浅水中。为了缓解这个问题，该团队总共使用了 16 口井来重建两个岛屿周围 300 平方公里的联合区域的地下。这些孔的选择是根据其可用纤维的长度和不同的轨迹。

介绍

在阿布扎比近海进行密集海底节点 (OBN) 勘测时，利用现场油井中的半永久性光纤记录了 3D 分布式声学传感 (DAS) 垂直地震剖面 (VSP)。其目标不仅是提供 3D VSP 通常提供的好处，而且是使用与地表相关的倍数并获得与 OBN 调查相当（如果不是更好）的地下 3D 图像。

OBN 勘测使用宽方位角、长偏移几何形状将高密度射击地毯 (25m × 25m) 记录到 25x150m 网格上的 4C 节点中。它是在一个产油田上空拍摄的，该产油田有四个用作钻台的人工岛。从这些岛钻探的大多数井中都存在夹紧到上部完井管的光纤。

该团队决定使用 DAS 询问器“窃听”OBN 地震源，而地震源在两个人工岛附近运行。 VSP 提供衰减、速度、各向异性和多种内容的本地测量，有助于地面地震处理。此外，3D VSP 可以提供比地面地震分辨率更高的地下图像，但不会延伸到离井太远的地方。最近的海上 3D VSP 成像技术使用地震多次波来重建地下，就像通过地面地震采集的一样。这种成像技术非常有前景，但其信噪比较弱，尤其是在超浅水中。为了缓解这个问题，该团队总共使用了 16 口井来重建两个岛屿周围 300 平方公里的联合区域的地下。这些孔的选择是根据其可用纤维的长度和不同的轨迹。

背景

ADNOC一直在使用海底节点 (OBN) 对其整个近海区域进行 3D 地震勘测。对于大部分区域，设计由 50x300m 网格上的 4C 节点和 25x50m 射击地毯组成，记录长偏移 (6,000m)、全方位角数据。然而，对于一个特定的海上油田，ADNOC 选择通过将 OBN 放置间隔减少到 25m 内线和 150m 横向来显著增加勘测密度，通过拍摄 25x25m 的射击地毯将源密度加倍，同时保持相同的偏移和方位角要求。该生产油田尤其拥挤，有四个人工岛（钻台）、超过200个井口塔、19个火炬头、数百个标记浮标和数百公里的海底管道。

阿布扎比的这个巨型海上油田采用了从四个人工岛进行的大位移钻井 (ERD) 油田再开发，测得的总井深在 18,000 英尺至 51,000 英尺之间。因此，ERD 井设计需要按照图1 中描述的架构分别部署下部完井和上部完井。

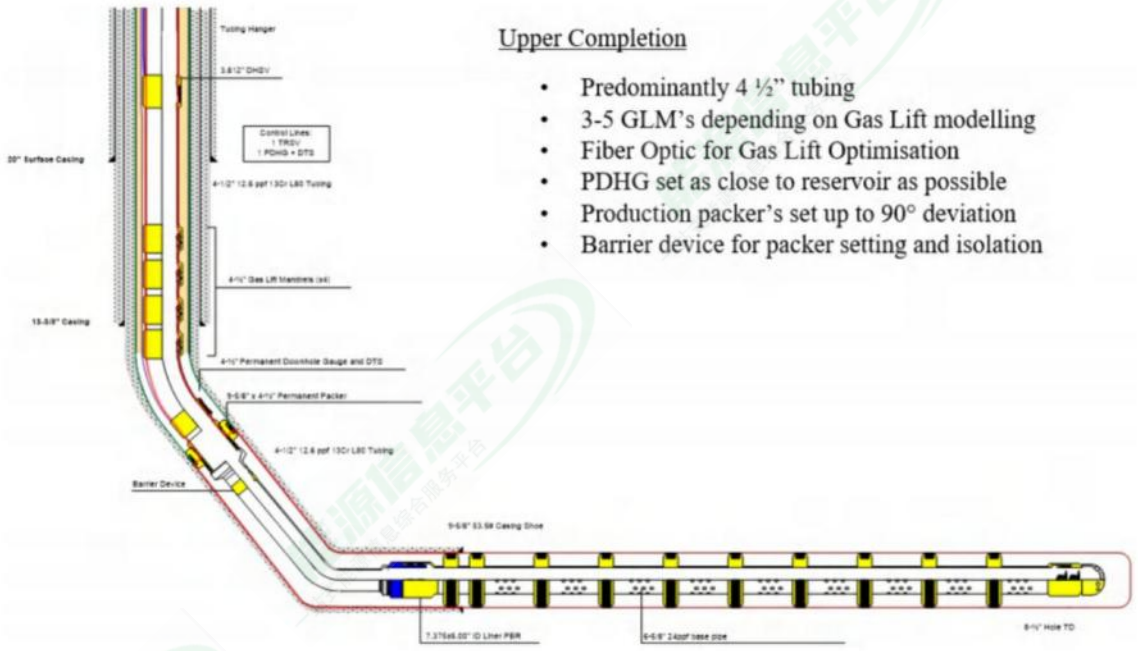


图 1 典型生产井架构显示了上部完井中运行的光纤的存在

该领域因其广泛使用光纤而独一无二。每个生产井和有限数量的注入井均已使用混合电缆完成，如图 2 所示，夹紧到由单模光纤 (SMF)、多模光纤 (MMF) 和电线组成的上部完井管。

混合电缆充当安装在生产封隔器上方的永久井下测量仪 (PDHG) 的电源和通信线路，测量深度从 10,000 英尺到 20,000 英尺不等，并通过上部完井装置提供分布式温度传感 (DTS) 测量。 MMF（牛顿等人）。光纤的最初目的是用于气举优化，但是工程团队选择部署多模和单模光纤，以“面向未来”的油井设计，以增强在油井生命周期内执行其他监测功能的灵活性，以及利用任何未来的技术进步。

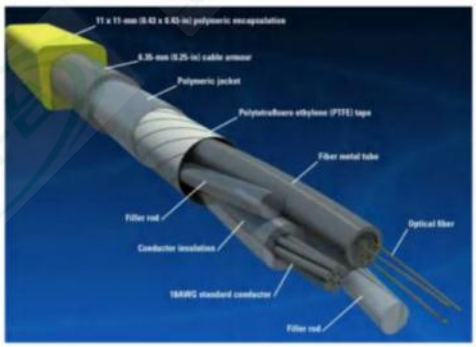


图 2 混合电缆。现场安装的混合电缆展示了将电线和光纤结合在一起的紧凑设计。它允许同时部署永久性电井下测量仪和光纤，并提供一种经济高效的解决方案，将光纤放置在设计用于部署测量仪的井中。

该油田首次安装光纤于 2014 年完成，目前已安装光纤的井超过 130 口，其广阔的空间覆盖范围使其成为世界上最独特的巨型油田之一，如图 3所示。 ADNOC 已承诺拍摄世界上最大的 OBN 地震勘测，这是一个利用地面 DAS 询问器在两个岛屿附近拍摄时“窃听”地震源来获得进一步价值并补充大型勘测的绝佳机会。

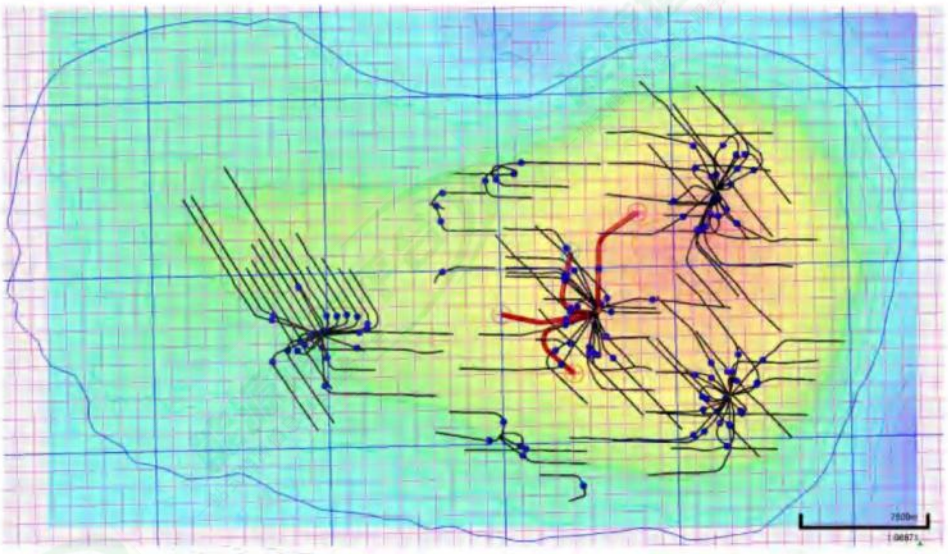


图 3 光纤的现场覆盖范围。蓝点表示纤维在每个孔内终止的测量深度

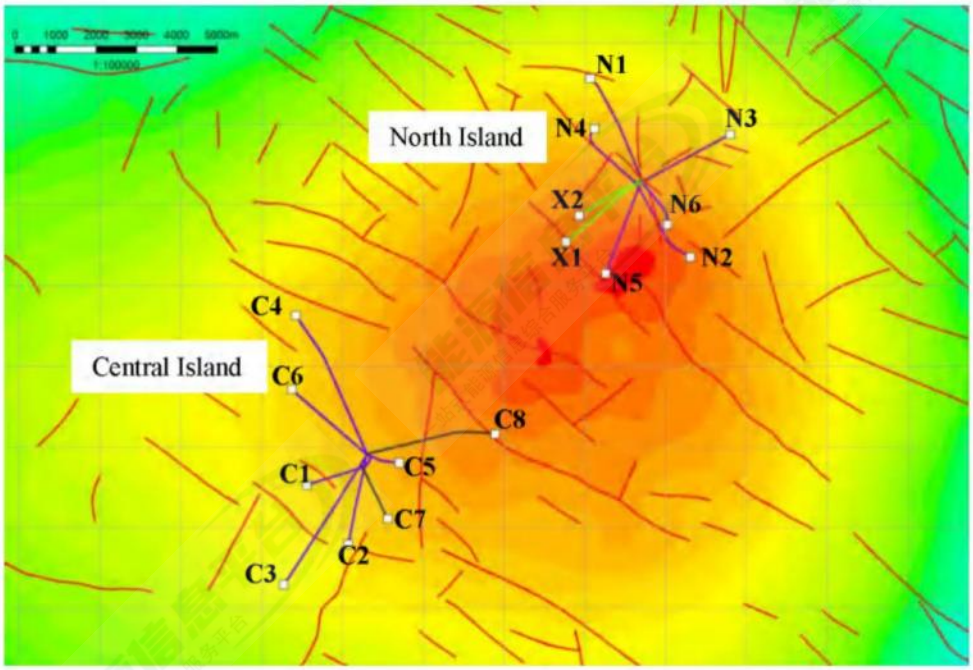


图4　每个岛上记录的井

DAS 技术测量由于地震波传播而沿井中部署的光纤产生的应变（Mateeva 等,2014）。与用于垂直地震剖面采集的传统地震检波器（地震波在地面产生并由地下接收器测量)相比,DAS 可以在更大的孔径上采集密集采样的数据,因为光纤的整个长度都充当接收器。它还具有一个重要的附加优势,即在进行测量的同时可以继续生产和/或注入,从而不会延迟生产或注入。因此,与传统的 VSP 相比,DAS VSP 的附加成本是最小的,并且由此产生的 VSP 的好处很多,因为与传统的 VSP 一样,DAS 数据包含有关编码在地震事件和属性中的地下特性的信息,例如作为压缩和剪切直接到达、反射、转换模式、多次波以及幅度和相位变化。这些属性可用于帮助表征储层。

选井标准

根据以下标准选择井：

·方向,实现岛屿周围的周向覆盖

·出发选择每个岛屿的最大到达范围

·深度　端接尽可能深的光纤

光纤的状态 – 并非所有光纤都可以使用

表 1a 北岛记录的油井。请注意,N1-N5 井是生产井,而 N6 是唯一接受调查的注入井。 N1-6 在 Zipper 2 期间记录。井 X1 和 X2 在 Zipper 3 期间修复后记录,同时中央岛记录正在进行

North Island		
Producers / Injectors	Liquid Rate (bpd)	Gas Lifted (MMSCFD)
N1	8,500	
N2	7,500	
N3	2,300	
N4	12,000	
N5	8,300	1.5
N6 inj	11,000	
X1	6,500	
X2	7,000	

表 1b 中央岛记录井。请注意,所有井都是生产井。那么C8修复后取代了C7。 Zipper 3 期间记录的所有井

Central Island		
Producers / Injectors	Liquid Rate (bpd)	Gas Lifted (MMSCFD)
C1	6,500	1.3
C2	9,800	
C3	9,800	
C4	6,300	
C5	9,000	1.5
C6	9,700	1.5
C7	4,300	1.5
C8	14,600	

岛屿作业

承包商被指派将 DAS 询问器带到岛屿上,以便在地震海洋舰队到达距岛屿 6.5 公里时及时连接和记录油井。工作于 2022 年 5 月开始,当时正实施新冠肺炎 (COVID-19) 限制措施。这使得前往岛屿的人员后勤工作面临挑战。

岛上的水井成排排列,每排有23口井,间距6米。
带光纤的井的光纤线路端接到混合井口出口 (HWHO) 的井口,法兰连接到油管头外壳 (THH)。岛上有 2 个环境控制的本地设备室,用于存放仪器设备。作为调试过程的一部分,每口光纤井将通过地面线路从井口连接到其指定的本地设备室指定取决于井位于岛的哪一侧,岛一侧的偶数行路由到 LER1位于岛另一侧的不均匀行数被路由至 LER2。

记录井之前的工作范围需要评估每个井的调试状态并检查每个选定光纤的运行状况。根据井槽位置,表面铠装光缆从每个井口延伸至 LER1 或 LER2。

访问属于最初选择的井的每个 HWHO 以检查单模光纤的健康状况,该光纤是执行 DAS 测量所需的光纤。这些健康检查是使用 OTDR（光时域反射仪)进行的,以检查损耗和衰减是否在限制和预期范围内。在 OTDR 测试期间,现场团队发现某些光纤无法使用,这促使工程团队在某些情况下选择替代井。

在健康检查和最终井确认之后,表面铠装光纤被路由到本地设备室,如图5所示,在那里它被端接并连接到 DAS 询问器

单元。每口井都分配给一名询问员。检查了完整的系统连接并与 GPS（全球定位系统)时间同步。由于源船进入记录窗口的时间限制,不允许进行全标距测试,因此所有井都选择了 15 米标距。



图 5　北岛 LER 1 和 LER 2 电缆布线的鸟瞰图。蓝点表示孔的位置。每个机房记录3口井。

使用以下参数记录井：

- 1m接收器间距
- 1ms采样间隔
- 15m 标距

北岛收购首先涉及 6 口井（4 家石油生产商、1 家气举石油生产商、1 家注入井）。收购历时31天,没有发生生产损失或HSE事件。

随后中央岛收购共记录了 8 口井（其中 4 口为气举井）。嗯,C7 是噪音最大的气举生产井,在 C8 上的光纤修复后,被切换到 C8。北岛修复后同时记录了另外两口井,分别是 X1 和 X2。

可控震源数据是在中央岛上收集的。由于后勤挑战以及与多功能团队的协调,覆盖范围仅限于一个岛屿。

海上地震作业

3D OBN 地震勘探作业是在从东到西贯穿整个场地宽度的四个等宽拉链上进行的（见图6 ）。该调查于 2021 年 11 月开始，于 2023 年 2 月完成。北岛的 DAS VSP 记录是在 2022 年 6 月/7 月 Zipper 2 运营期间进行的,而中岛的 DAS VSP 记录是在 9 月 Zipper 3 的收购期间进行的/2022 年 10 月。

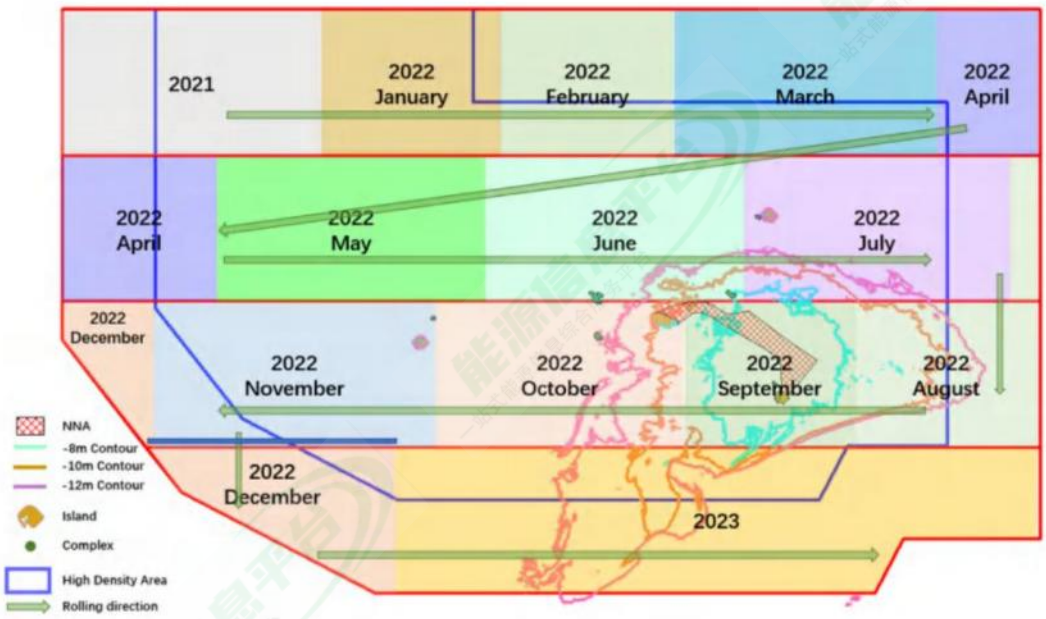


图6 地震拍摄方案

3D 勘测的尺寸和高密度设计相结合，需要非常高的生产力水平，以避免勘测成本过高，并确保海底节点部署周期不会超过其电池寿命。使用三艘 OBN 船来部署、检索和下载约 18,000 个 OBN 的库存，以维持 40 条实时接收线路上 15,080 个站的连续可用活跃分布，平均每天滚动 4 条完整线路。同时，多达 7 艘不同配置的震源船（双震源船和单震源船的混合体）使用同步拍摄方法进行震源操作，以达到所需的高生产率水平。允许多艘源船同时运行，前提是它们保持 6 公里的最小间隔距离（见图 7），在生产力低迷时期有时会缩短到 4 公里。

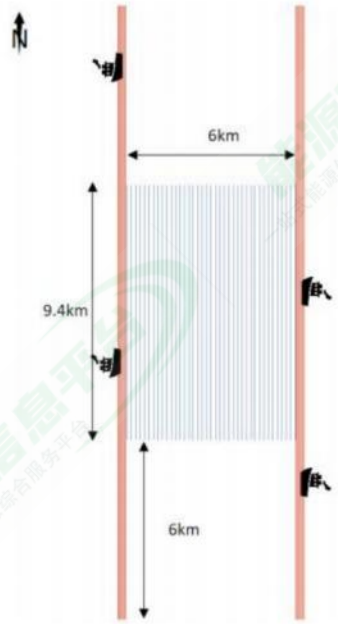


图 7 允许的多船源操作示例

巨型地震作业采用推/拉（或外部拍摄)方法,其中每个计划的震源点在每个拉链期间采集两次;首先由领先舰队后方的实时传播记录,然后由尾随舰队前方的实时传播记录。

每个拉链的宽度和所需的偏移要求要求相邻拉链之间有相当大的源重叠,因此不仅在一条带内重复源,而且在相邻拉链之间也重复源,因此大多数计划的源位置被拍摄四次,有些甚至射击了六次。最后,源点的重复为 DAS VSP 收购提供了一些有用的后备机会。

该油田拥有大量基础设施,如井口平台塔 (WHPT)、超级综合体、人工岛、具有大型生产管道的浅水区,海洋源船必须遵守最小安全操作距离。所有这些障碍都是一个挑战,并限制了记录均匀几何形状的可能性。较大的障碍物会消除更多的光线路径,并对最终结果产生更大的影响。

VSP 采集的目标是当主导源操作接近井口位置 6.5 公里以内时开始询问 DAS,并继续询问 DAS,直到尾随源操作到达距井口相同的距离。通过在整个时间段内持续询问 DAS,可以使用 GPS 同步提取该时间段内每一次射击的单独 VSP 记录。然后,精确的 GPS 坐标将用于识别有用的射击并减少数据量,以仅包括以中间井口位置为中心的 13 公里 × 13 公里盒子内发射的数据。

通过这种方式,可以记录完整的镜头（不包括被油田基础设施遮挡的镜头）,捕获两个船队在距两个岛屿井口 6.5 公里的偏移范围内的所有镜头。
最终的拍摄几何结构如图8所示。在无障碍的海洋环境中,这仅需要 20 天的审讯时间,但实际上由于后勤保障的原因,北岛周围 AOI（感兴趣区域)的拍摄需要 31 天才能完成。在拥挤的油田进行拍摄,由于浅水作业的船舶限制增加,中央岛周围 AOI 的拍摄需要 37 天才能完成

地区。

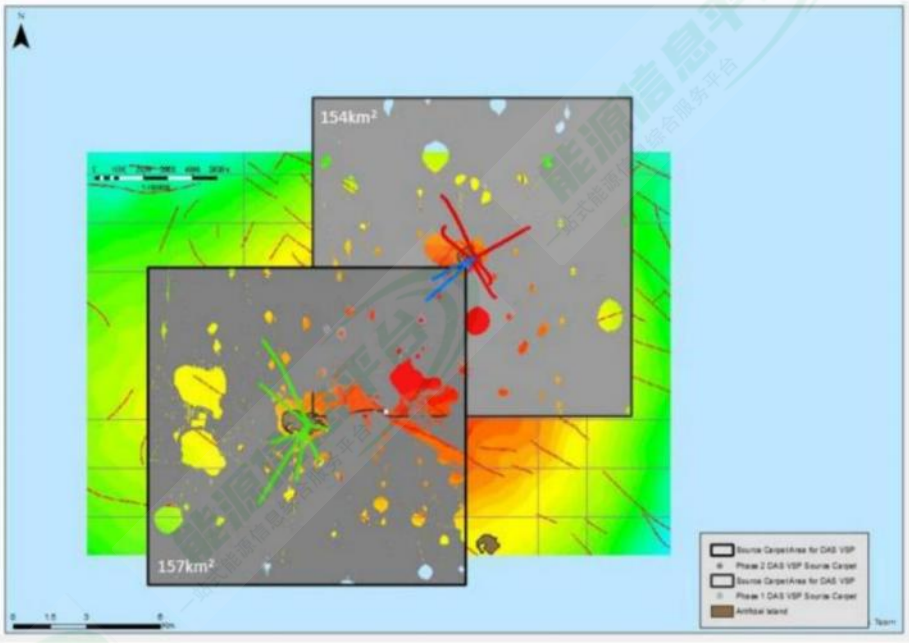


图 8　最终射击几何结构

前面已经说过,源点的重复提供了一些后备机会。在测试北岛光纤状况时,发现两口井的光纤在地表受到了一些损坏,在拍摄北岛周围 AOI 时无法使用。然而,如果可以在源作业返回到中央岛 AOI 之前修复纤维,那么仍然可以使用拉链之间相当大的源拉链重叠来记录这两个井的有用数据集,这导致约 60% 的北岛周围 AOI 中的镜头不断重复。最终,由于历史钻探挑战,使用这两种修复纤维在特别感兴趣的区域中分别记录了 94.5 平方公里和 73.5 平方公里的单折地毯。这两口井是利用中央岛周围 AOI 中源作业的北部范围进行回收的,因此在 Zipper 3 采集期间,在 9 口井中同时记录了 9 个 DAS VSP,而在采集 Zipper 3 期间,在 7 口井中仅同时记录了 7 个 DAS VSP。采购拉链 3.

结果与讨论

询问器总共记录了来自 15 个生产井（其中 5 个在现场气举下)和 1 个注入井的 540 万次混合喷射（包括一座岛上的可控震源）。正如预期的那样,注入井和气举井的噪音最大（见图9）。下行波（直接 P 波和转换后的 PS 波）、反射波和多次波在原始道集中清晰可见（见图10 ）。该光纤还能够拾取因安装井下安全阀 (DHSV) 和气举心轴 (GLM) 等项目的完井深度内径变化相关的流动湍流引起的噪声扰动。我们注意到地表附近的噪音水平升高,我们最初将其归因于岛屿活动（包括钻探），但后来我们了解到这与来源有关。一个岛上有一辆可控震源卡车,使我们能够重复完全相同的射击点 64 次（使用气枪源无法进行此类分析,因为源船不断移动）。图 11显示了单个可控震源发射点与 64 次发生总和的比较。虽然环境噪声水平随着重复拍摄而急剧下降,但近地表噪声保持一致,这意味着它与源相关而不是环境噪声。据认为,浅层测量主要是管波,并且浅层套管中的胶结不良可能会阻碍光纤与周围地面的充分耦合。

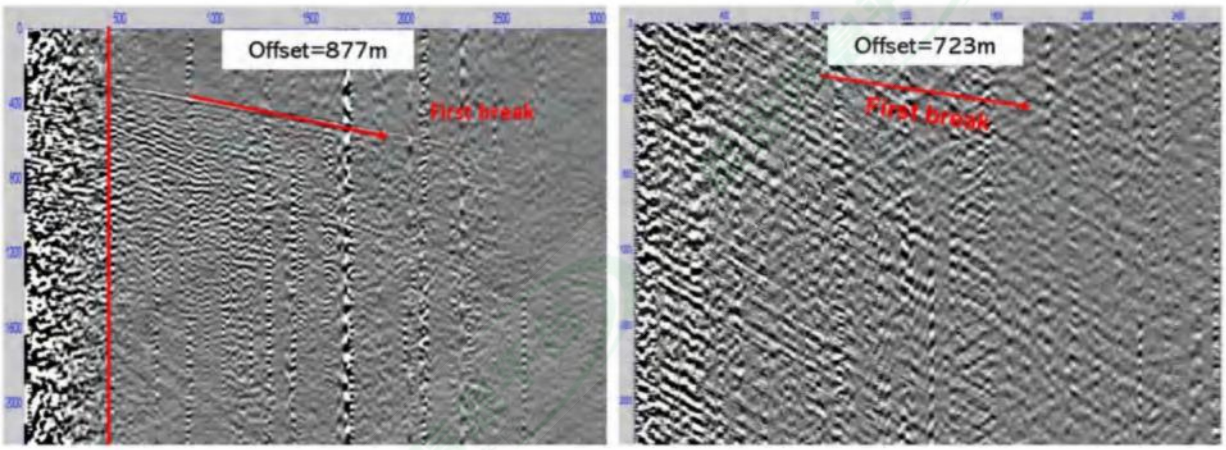


图 9　来自生产井（左)和注入井（右)的原始 DAS-VSP 数据。两口井距源头的距离（偏移量)相似,体积流量也相似（产量为 12,000 桶/天,注入量为 11,000 桶/天）。

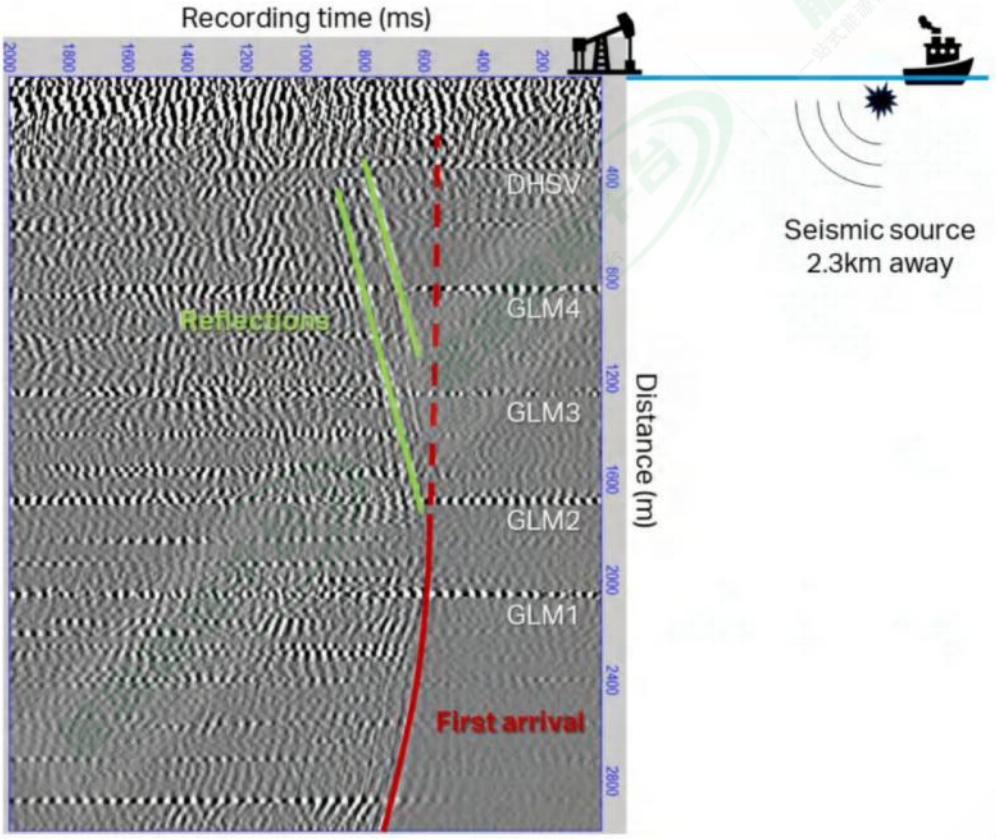


图 10 原始 DAS-VSP 显示 DHSV 和 GLM 位置处的下行波、反射和流动产生的噪声。靠近地表的噪声水平升高为
部分原因是岛屿活动（包括钻井)和噪声源（管波）。

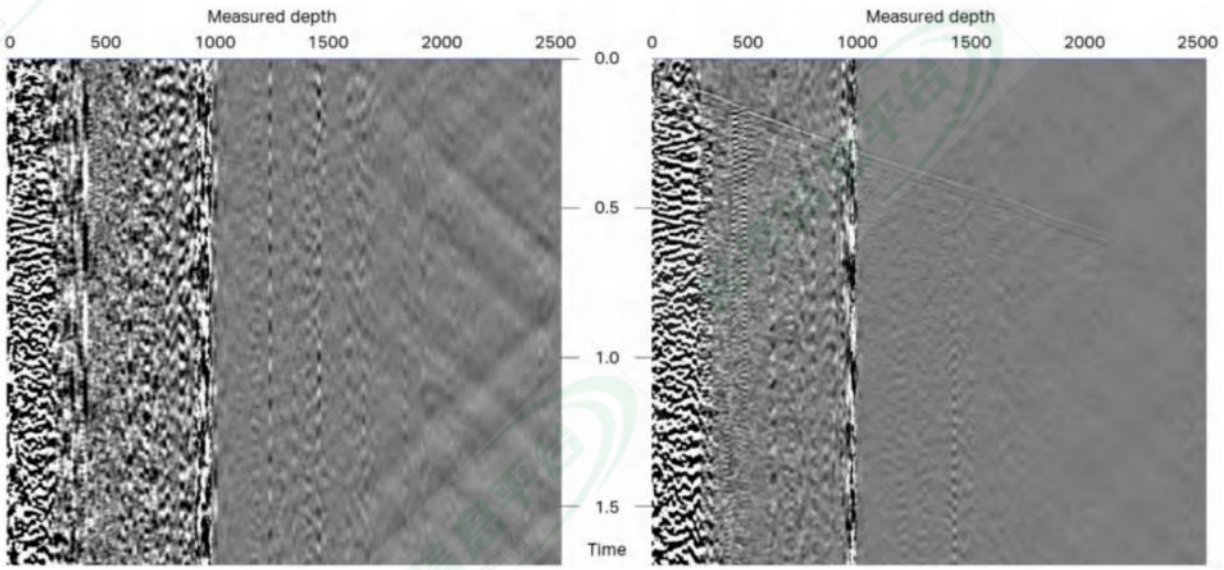


图 11 原始 DAS-VSP 显示了 1 个可控震源发射点（左)和 64 个可控震源发射点的总和（右）。
大多数环境噪声被衰减,但源产生的管波和近表面的耦合问题仍然存在。

在传统采集中,源事件按顺序触发,并分配一个唯一的、连续的记录周期,这意味着在前一个源的记录完成后触发源。为了提高效率,现代采集会重叠（或混合)这些记录周期,从而导致镜头记录受到其他镜头的干扰或伪影的污染。主要的OBN采集采用了这种技术,同时要求源船在同时操作时相距至少6公里。这种方法导致 DAS-VSP 记录中出现类似的污染,如图 12 （左)所示。第一个处理步骤是对镜头记录进行去混合并生成不受其他镜头干扰的新记录。虽然这个过程相当复杂并且需要大量的计算机能力,但它提供了将环境噪声分成许多不同的炮集的附带好处,从而提高了整体信噪比。图 12对此进行了演示,其中去混合集合（中心)的环境噪声明显低于原始混合集合（左）。因此,旨在提高现场采集效率的技术最终证明有利于提高数据信噪比。

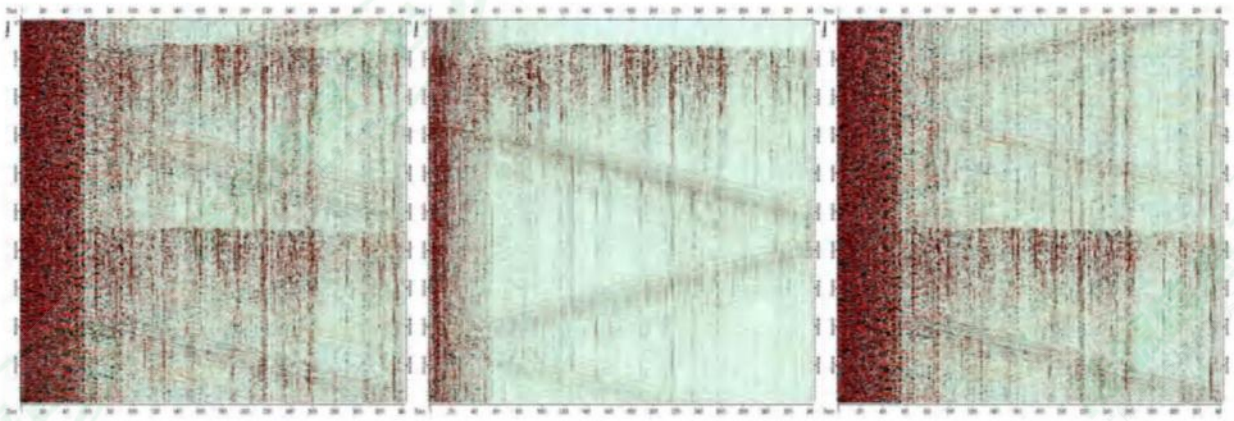


图 12 - 原始混合镜头收集（左）、去混合镜头收集（中)和差异（右）。
来自其他镜头的干扰和大量环境噪声已从原始镜头集合中消除。请注意,与其他炮集相关联的管波也被删除,而从目标炮集生成的管波仍然保留,这是应该的。

采用全波形反演（FWI)来更新该区域的速度模型和相对较高的各向异性参数。图 13显示了嵌入在遗留数据迁移映像上的单个零偏移 DAS-VSP 的走廊堆栈。比赛相当不错。由于岛屿周围存在较大的源间隙,3D VSP 成像的尝试并未成功。相反,该团队选择使用多重成像（Lu et al., 2015）,它将每个光源位置转换为虚拟接收器,以便产生的照明延伸到整个光源斑块,而不仅仅是限于孔附近。此外,与 OBN 采集的相当粗糙的接收器网格相比,近地表图像得到了增强。图 13显示了初步结果,与遗留数据相比效果非常好。应该注意的是,具有多次反射的 DAS-VSP 图像是仅使用表面源和井中永久安装的光纤生成的。与传统采集相比,这意味着成本显著降低,因为地面不需要 OBN,这意味着不需要昂贵的节点、用于部署和回收的船只以及人员来操作它们。由于地震作业所需的船队大约有一半,碳足迹也大大减少。

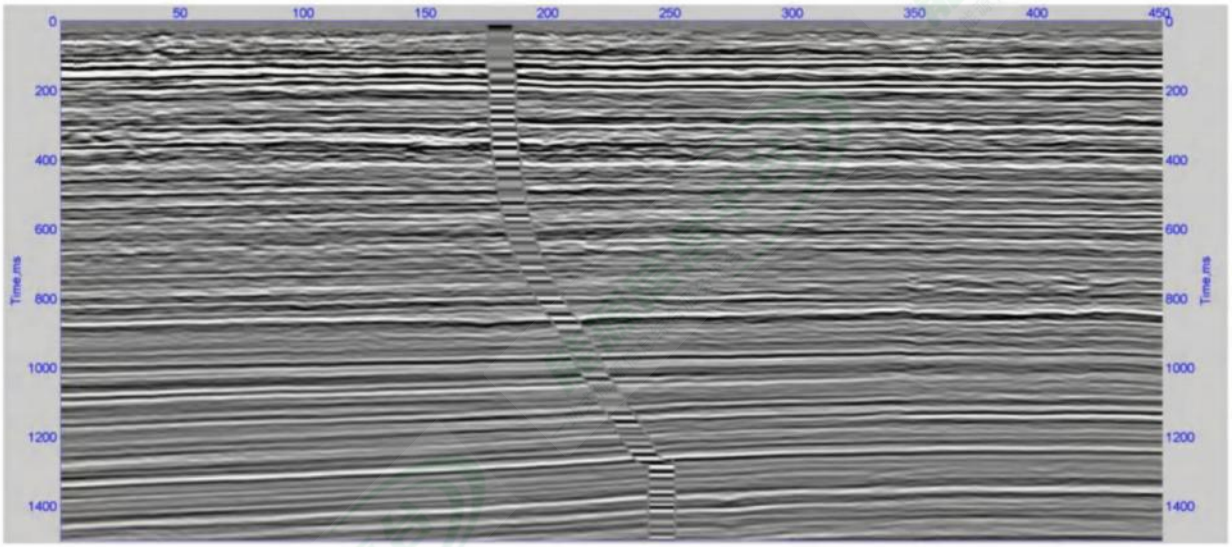


图 13 嵌入在迁移的旧图像中的零偏移距 VSP 井之一的廊道堆栈。走廊堆栈沿着井轨迹向下到达光纤终端,并且与遗留数据非常匹配。

多重 DAS-VSP 图像的质量很大程度上取决于同时询问的井数及其轨迹的多样性。井下光纤监控的巨大好处之一是整个测量可以在正常的油井作业期间进行。在这种情况下,所有被监测的井都作为注入井或生产井处于生产状态。处理结果表明,可以在气举下利用生产井,但注入井被认为噪音太大,无法对最终图像产生积极影响。因此,这种新的采集技术更适用于有大量配备有永久安装光纤的生产井的情况。图 15显示了生成图 14 中的图像所需的六个孔的轨迹。

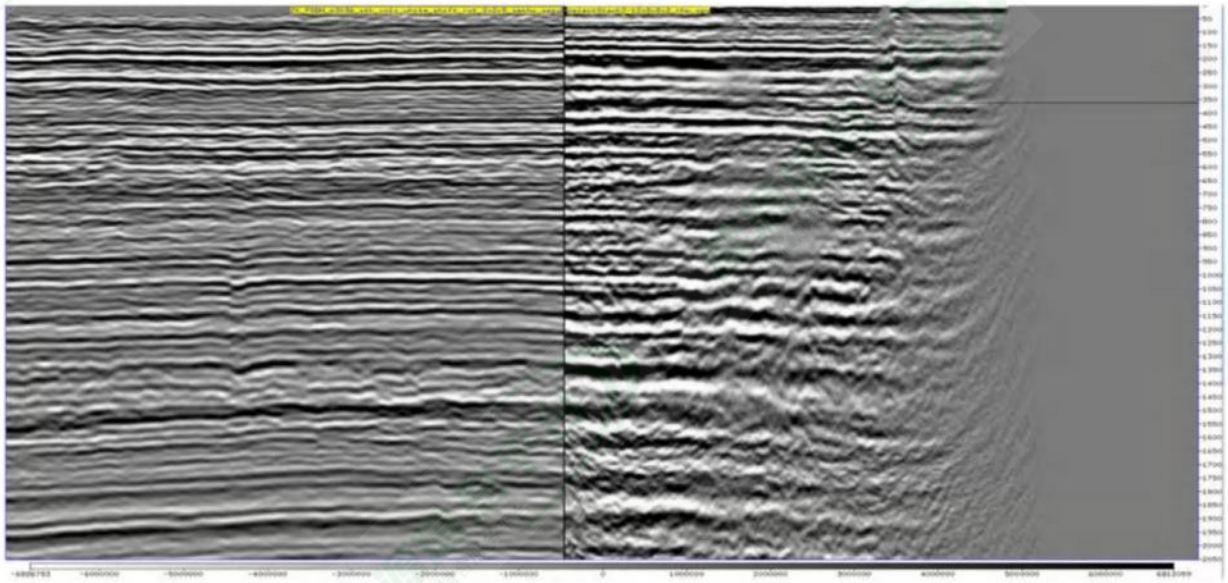


图 14 使用表面接收器的旧图像（左)与使用多重接收器的初步 DAS-VSP 图像（右)相比。 DAS-VSP 图像与传统图像非常相似,考虑到此类采集的成本要低得多,这是非常令人鼓舞的。但它确实需要大量具有不同轨迹的井（本例中为六个)才能获得合理的图像。



图 15 用于获得图 13中图像的六个孔的轨迹。孔在水平方向上延伸得更远,此处表示的段仅对应于配备光纤的部分。井上的圆圈显示了与地震图像成功关联的地质标记。

结论

获取两个源补丁总共花了 68 天,没有发生 HSE 事故或生产损失。
这些井总共记录了 540 万个混合喷射（包括一座岛上的可控震源）,尽管待处理的区块内只有 840,000 个喷射。总共 56km 的光纤被用作分布式声学传感器,以 1m 的采样间隔记录地震操作。这项调查构成了海上碳酸盐岩油田有史以来最大的 3D DAS-VSP,利用光纤安装用于不同目的,以释放安装的更多价值

在接受调查的 16 口井中,只有 1 口是注入井,而在 15 口生产井中,5 口是气举井。正如预期的那样,注入井和气举井的噪音最大。所有井的浅层信号质量都很差,这是由于岛屿活动（包括钻井)和光纤与地面的耦合不良造成的。尽管环境噪声较高,但原始道集中的下行波（直接 P 和转换的 PS）、反射和多次波在原始道集中清晰可见,这与海底节点记录的道集（仅显示泥滚波和导波)不同。

去混合混合地震数据的过程本身就是噪声衰减仪器的有效工具,通过在多个炮点记录中复制相同记录的噪声来提高信噪比。

FWI成功地更新了该区域的速度模型和相对较高的各向异性参数。

多重成像确实将覆盖范围扩展到整个源补丁。早期结果令人鼓舞,表明有可能在不使用地面接收器的情况下获取 3D 地震数据,从而显著降低成本和碳足迹。此外,由于井下光纤线路的永久安装,未来油藏监测的重复性将得到提高。未来的 3D DAS VSP 勘测应考虑增加在地震作业期间获取 DAS 数据的井数量将提高重建地下图像的质量。

2. 海洋振动器里程碑：试点地震勘测

文献摘要：由 Total energy、Shell 和 ExxonMobil 赞助的海上振动器联合工业项目(MVJIP)于 2022 年第三季度在欧洲海上开放水域成功完成了一项试点调查，该项目使用了两个集成项目节点(IPN)海上振动器，IPN 以两种配置部署:一种是拖曳式的，另一种是固定在每个发射点。各种扫描类型和占空比也进行了测试。还使用了等效能量大小的气枪源进行比较。在整个试点过程中，ipn 的表现堪称典范。项目期间没有发生 HSE 事故，也没有发生任何与 ipn 相关的技术停机。此外，实时质量控制结果表明，ipn 在导频扫描方面具有很高的保真度，并且具有良好的扫描到扫描的重复性。完成了快速跟踪处理序列，表明 ipn 能够很好地成像地下，包括陡峭倾斜的反射器。这表明了 MVJIP 在过去 10 年中取得的进展，并为继续将船用振动器发展为商业来源提供了真正的动力。接下来的步骤将是在所有行上完成一个更全面的完整处理序列，以提取尽可能最好的图像。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

OTC-32741-MS

海洋振动器里程碑：试点地震勘测

R. Alfaro,TotalEnergies E&P 巴西研究中心； S. Secker 和 E. Zamboni,TotalEnergies OT/R&D/UPS/ 之后； A. Guitton,美国 TotalEnergies E&P R&T； AJ Cozzens,壳牌国际勘探与生产公司； N. Henderson,加拿大壳牌全球解决方案公司； V. Nechayuk 和 M. Jenkerson,埃克森美孚上游公司； G。
约翰逊,声音地震解决方案； J. Karran,德克萨斯 A&M 工程实验站,MVJIP 的 TEES 顾问

版权所有 2023,海上技术会议 DOI 10.4043/32741-MS

本文准备在 2023 年 10 月 24 日至 26 日在巴西里约热内卢举行的巴西离岸技术会议上发表。

OTC 项目委员会在审查了作者提交的摘要中包含的信息后,选择了本文进行演示。论文内容未经海洋技术会议审查,如有修改,请作者指正。该材料不一定反映海上技术会议、其官员或成员的任何立场。未经离岸技术会议书面同意,禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要;插图不得复制。摘要必须包含 OTC 版权的明显承认。

摘要

由 TotalEnergies、壳牌和埃克森美孚赞助的船用振动器联合工业项目 (MVJIP) 于 2022 年第三季度在欧洲近海开放水域使用两个集成项目节点 (IPN) 船用振动器成功完成了试点调查。

IPN 以两种配置部署：一种在牵引下,另一种在每个发射点固定。
还测试了各种扫描类型和占空比。还使用同等能量大小的气枪源进行比较。在整个试点过程中,IPN 表现出了堪称典范的性能。项目期间没有发生任何 HSE 事件,也没有发生与 IPN 相关的任何技术停机。此外,实时质量控制结果能够显示 IPN 在导频扫描方面的高保真度和出色的扫描重复性。

快速处理序列已完成,这表明 IPN 能够很好地对地下（包括陡倾反射器)进行成像。这展示了 MVJIP 在过去 10 年中取得的进展,并为继续将海洋振动器开发为商业来源提供了真正的动力。下一步将是在所有线路上完成更全面的完整处理序列,以提取最佳的图像。

介绍

TotalEnergies 与壳牌和埃克森美孚于 2013 年合作组建了海洋振动器联合产业项目 (MVJIP),以开发海洋振动器作为替代海洋地震源。

船用振动器存在四个关键业务驱动因素：

·提高了可重复性,以获得更高质量、可重复的图像,特别是在 4D 应用中。
海洋振动器本质上比气枪源能够更好地控制波形（Feltham 等人,2017 年）。

- 通过选择扫描或波形类型、频带和持续时间的能力,提高了地球物理灵活性。
- 通过采用高效连续扫描和多个同步源技术,加快勘测周转速度。
- 减少对环境的影响。出现这种情况的部分原因是,与气枪相比,海洋振动器在更长的时间内产生较低的峰值电平信号,气枪在很短的时间内释放高电平信号,部分原因是它们可以避免发射地球物理上不必要的更高频率(马修斯等人,2020)。

MVJIP 与通用动力应用物理科学公司 (GDAPS) 合作开发了集成投影仪节点 (IPN),一种电磁海洋振动器(图1)。



图 1 由 GDAPS 开发的集成投影仪节点 (IPN) 海洋振动器,作为 TotalEnergies、壳牌和埃克森美孚赞助的 MVJIP 项目的一部分。最近的圆柱体是功率放大器,中心圆柱体是传感器,最远的深色圆柱体是控制和监测系统。

IPN 由四个主要元素组成,如图1所示:

- 传感器。通过提供调制电流,传感器驱动两个活塞,在水中产生声波信号。
- 功率放大器。这需要控制信号和电力,并为传感器提供调制电流。
- 控制和监测系统。系统的“大脑”。它使用最先进的控制算法来生成功率放大器的控制信号,并提供来自各种传感器的控制反馈。
- 支撑和保护组件的框架是开放的,用于组件的被动冷却。

与陆地振动器一样,IPN 通常会传输扫频正弦信号或“扫描”。 IPN 能够在 5 – 100 Hz 之间扫描,具有非常精确的波形和低功耗(Roy 等人,2018)。 IPN 的输出信号是使用来自各个器件的反馈连续控制的。

传感器在扫描期间持续工作,从而实现高重复性。气枪发射后,输出信号完全取决于每次射击时可能会有所不同的环境因素。

为了使技术成熟并降低风险,设定了几个性能目标,这些目标现已通过测试实现和证明,包括水下地球物理特征和耐久性测试（Jenkerson 等人,2018)以及海上拖曳测试（Alfaro 等人） .2022)于 2021 年 10 月在波兰进行（图2）。为了确保可靠性,进行了几次耐久性测试迭代,然后进行了设计修改。

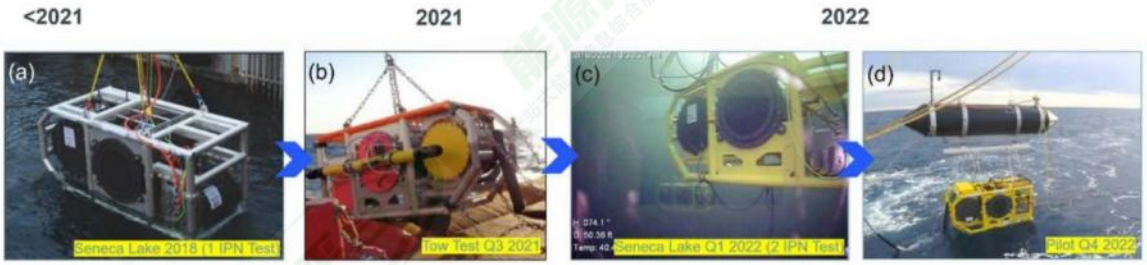


图 2　IPN 在其开发过程中实现的关键里程碑的图像； (a) 地球物理特征、耐久性和可靠性测试； (b) 波兰近海模拟拖曳测试； (c) 具有 2 个 IPN 的 Seneca Lake 测试； (d) 2022 年使用 IPN 进行试点测试,以证明其能够作为海上条件下调查的海洋震源。

MVJIP-GDAPS 试点

该试点的目标如下（Alfaro 等人,2023）：

- 将同时操作的两个 IPN 发出的信号与同等尺寸的气枪源发出的信号进行比较（主要目标）
- 分析多普勒频移的影响和缓解,当源被拖曳时,数据中会出现多普勒频移,因为扫描的开始位置与同一扫描的结束位置不同。
- 自定义和测试不同的扫描类型。
- 演示海洋振动器数据的去混合。
- 测试 4D 应用的重复性。

该调查于 2022 年 9 月至 10 月期间在水深约 100 m 的开放水域进行。该试点测试由 Kappa Offshore Solutions 运营,使用一艘配备 A 型框架的便利船进行,用于部署和回收,并配备动态定位。

两个 IPN 部署在静态模式（四次扫描,每次 15 秒,每 25 m)以及动态拖曳模式下,使用各种源配置来获取去混合和混合数据（图 3 ） 。
部署了两种不同体积的气枪源（220 立方英寸和 440 立方英寸）。所有源都部署在 6 m 的深度。试点中使用的记录系统是由 150 个海底节点组成的 2D 线,每个节点间隔 50 m,并由 ROV 部署。

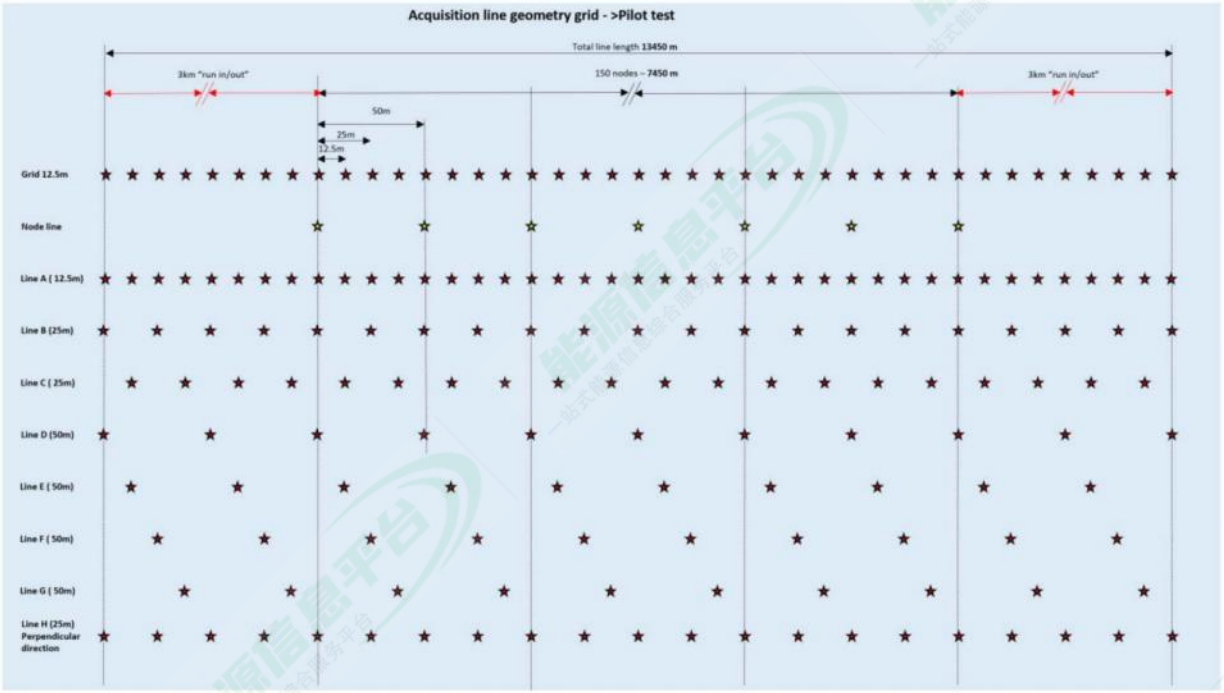


图 3　在试验期间使用不同配置（扫描类型、发射长度和源点间距)获取的不同 MV 采集几何图案

对于“固定”测试,IPN 直接悬挂在船后约 6 m 处的 A 形框架上（图 4和图5）,并且使用船的动态定位系统在每个固定射击点之间缓慢移动船。 IPN 间距在横向线方向上为 7.9 m。



图 4　显示了描绘两个 IPN 在拖曳下的部署情况的照片。左侧,黑色主体是使 IPN 漂浮在水柱中的浮子,黄色绳子将浮子连接到 A 形框架。右侧是这些 IPN 之一在静止模式下的照片,说明了如何进行拖曳。连接到 IPN 前部的脐带在被拖曳时提供拖曳力。此外,IPN 顶部的链条连接到浮子上,为 IPN（固定模式的 A 形框架)提供浮力。 IPN 左上角的瓶子是压力补偿系统的一部分。

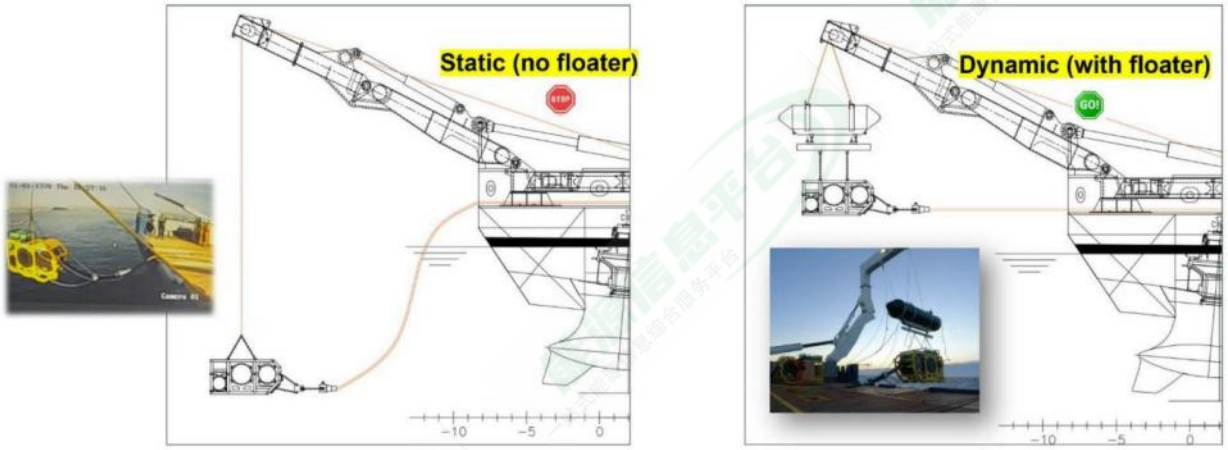


图 5 在 (a) 船舶处于 DP 模式的静态模式下采集的 MV 数据（使用 2 个 IPN 在每个位置进行 4 次扫描,持续 15 秒,部署在船舶后面 6 m 左右)和 b)使用浮子的动态或拖曳模式系统。

对于动态测试,A 型框架仅用于部署和回收,每个 IPN 悬挂在浮子下方,并通过其脐带缆在后方约 48 m 处以约 1.7 m/s (3.3 kts) 的速度牵引船舶的平均跨线间距为 13 m。

对于固定和移动配置,压力补偿系统用于维持传感器内恒定的小内外压差。该自动压力系统能够通过将空气泵入或泵出换能器来实时补偿由于波浪作用或部署和恢复期间的深度变化。

在 Sensea Chorus 行动之前,还部署了由六个水听器组成的垂直阵列,以便记录不同深度的声暴露水平。对气枪和船用振动器在不同偏移处进行了记录（图 6和图7）。

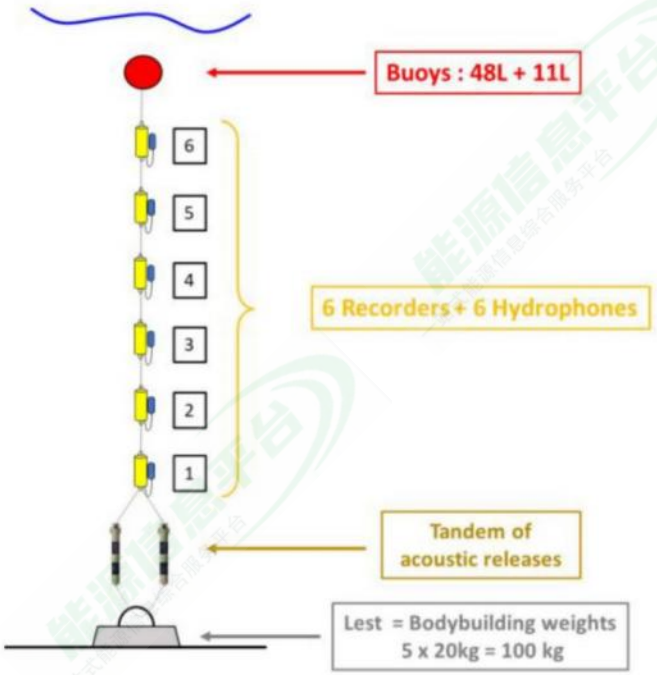


图 6 声学系泊装置的设计,由 6 个记录器和 6 个水听器组成,用于记录声学数据。



图 7　两张照片显示为飞行员部署的 Sensea Chorus 噪声监测垂直水听器阵列。左边是部署前位于船舶甲板上的水听器阵列。
右侧是部署在海底并漂浮在水柱中的水听器阵列。
该阵列在整个试点调查过程中都进行了部署。该阵列旨在评估信号电平如何随着距源的距离而下降，包括源的方向性。

获取地震勘探的最后一个关键部分是确保地震信号具有良好的质量。 IPN 配备了各种传感器来监测活塞和换能器运动、内部和外部环境以及近场水听器。来自这些传感器的信号在控制和监测单元中被数字化，并传输回船舶并存储。 GDAPS 构建了一个质量控制界面，可以在 IPN 运动到达时获取它们，导出输出并显示图8 中所示的各种相关量。每次扫描都经过单独的质量控制，以确认其在所需的规格范围内，并进行比较与线路中的其他扫描进行比较，以确认波形一致性。

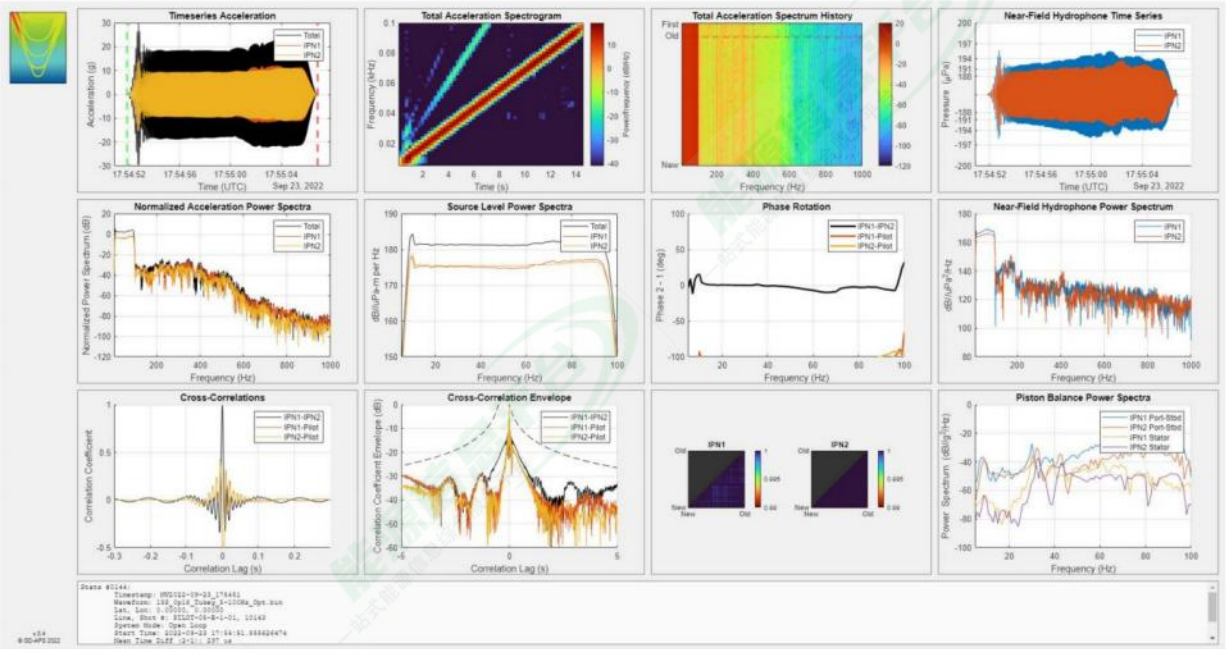


图 8　来自飞行员的示例扫描的 GDAPS 的质量控制图。随着 IPN 扫描新的扫描，这些图会自动更新（图片由 GDAPS 提供）。

试点测试的主要运营统计数据总结如下：

- 所有高优先级生产线均在未发生 HSSE 事件的情况下获得，其中包括：
  - 多普勒效应测试固定和动态海洋振动器线
    - 4D重复性测试重复线
  - 气枪生产线和船用振动器比较生产线
  - 单 IPN 与双 IPN 比较线
    - 用于测试混合和脱混的船用振动器生产线。
- 在固定和动态配置下记录了257 个生产小时，代表23 条线路上 310 公里的 MV 数据。 2 个 IPN 产生 13999 次扫描
-
- 不同的扫描长度（5 – 15 秒）、占空比以及扫描类型和测试波形（线性、指数等） 98.85%的扫描符合可接受标准。
-
- 自动压力补偿系统表现良好。

将总结试点经验，继续完善和创新IPN的部署和运营。未来工作的一个关键轴将是开发能够部署更大的IPN阵列（例如六个IPN）的发射和回收系统。此外，随着 IPN 的概念现已被证明是可行的震源，下一个挑战是简化和缩小整个单元。这将减少系统的整体重量，例如，通过将放大器移动到船上，从而使整个系统更容易、更安全地部署和操作（预计重量最多可减轻 45%）。 GDAPS 进行的初步评估表明，这在不改变装置性能的情况下是可能的，并且这一变化将显著减少部署的系统重量。

中试数据审查

MV 扫描分析

图 9显示了试验期间发出的典型扫描。此外，图 10和图 11显示了针对 440 cuin 气枪绘制的 2 IPN 阵列的时间序列和频谱。

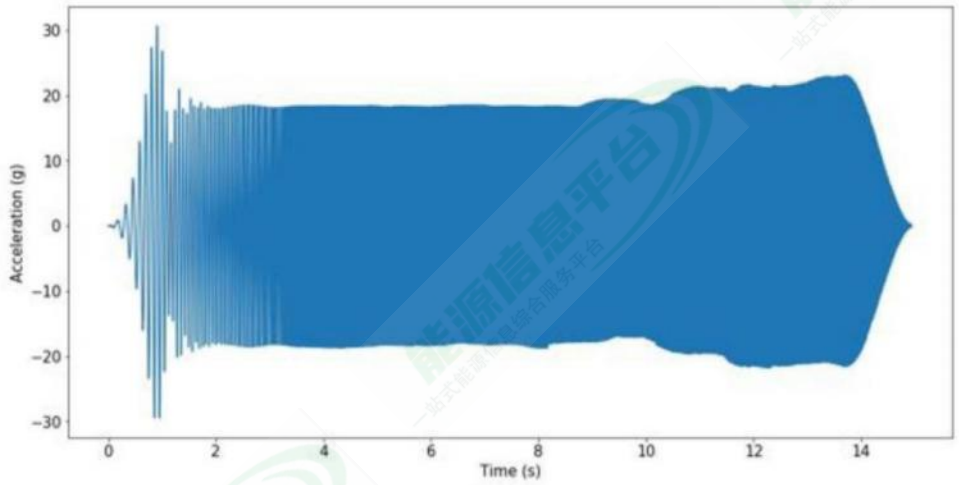


图 9　在其中一个船用振动器活塞加速度计上记录的 IPN 扫描示例,频率为 5 – 100 Hz（数据来自 MVJIP Pilot）,持续 15 秒。

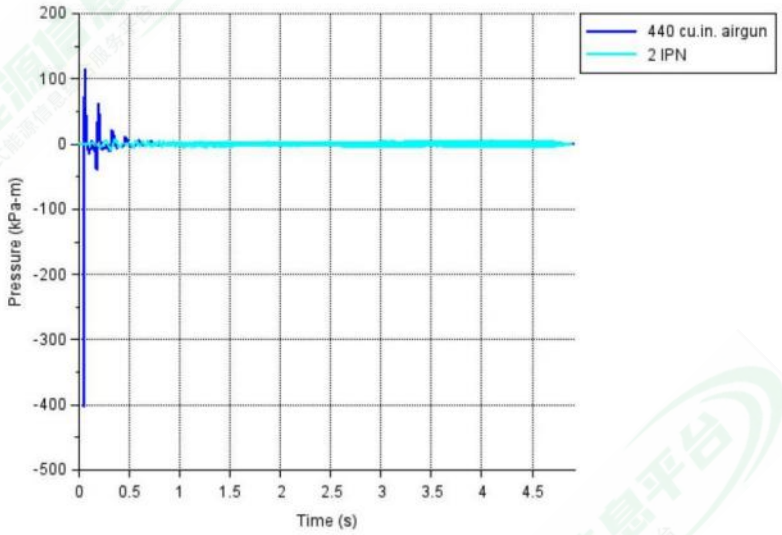


图 10　440 立方米的声压级比较。英寸气枪,2 个 IPN 进行 5 秒扫描。海洋振动器的声压水平低一个数量级以上,但当相关时,它们会产生可比的图像质量。

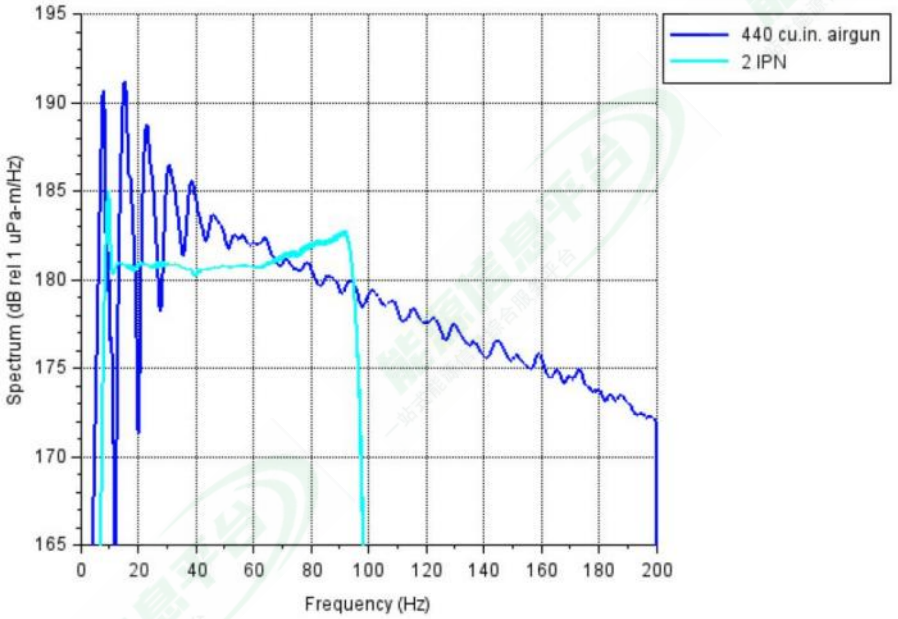


图 11　440 立方米的能谱比较。英寸气枪,2 个 IPN 进行 15 秒、5-100 Hz 扫描。尽管海洋振动器的功率比气枪低得多,但 15 秒内积累的能量相当,并且扫描频带外的地球物理不必要的频率要低得多。

图 12显示了图9中扫描的频谱图,表明扫描中具有良好的谐波含量。规范规定,发射的扫描谐波含量在 150 Hz 以内应降低 20 dB,超过 150 Hz 时谐波含量应降低 40 dB。图 12显示几乎满足了这一标准,在 150 Hz 以上只有一些非常小的谐波泄漏,大约下降了 30 dB。

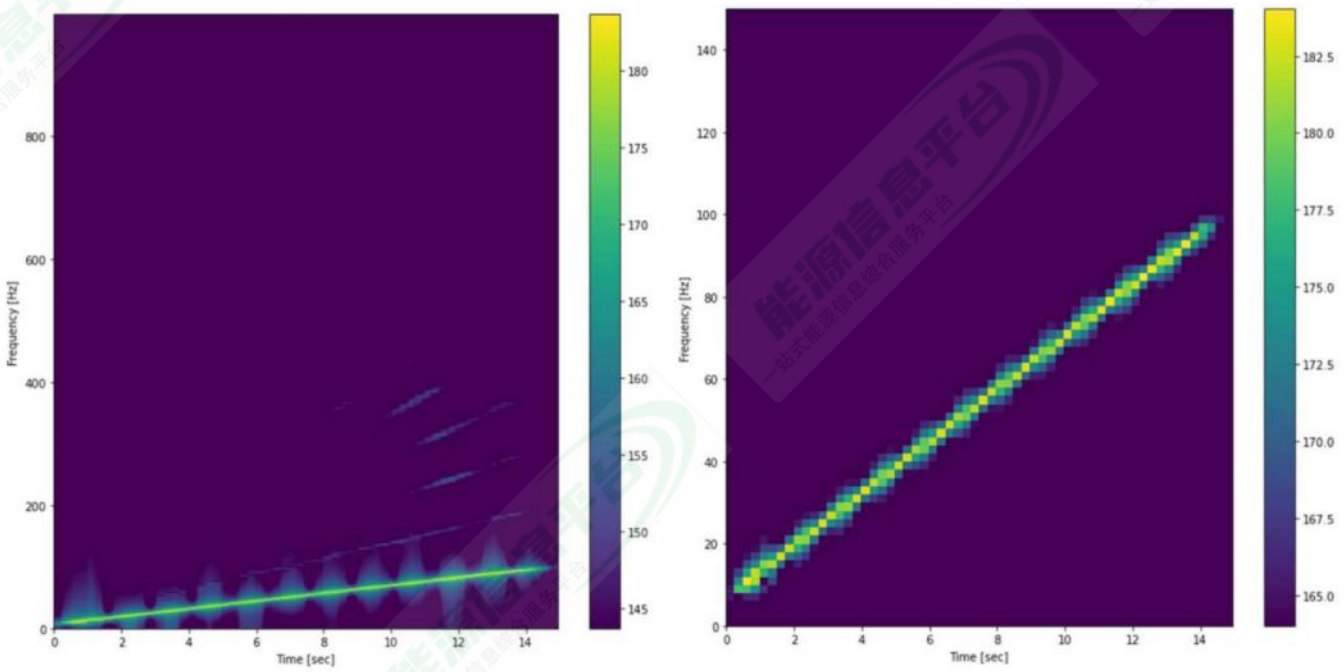


图 12　扫描频谱显示了 IPN 的强谐波控制。右侧面板是第一个面板的缩放,其中颜色条为动态一半,表示在 150 Hz 以上,目标为 – 40 dB,在 150 Hz 以下,目标为 −20 dB。任何深蓝色区域均符合规范。

值得注意的是,正如预期的那样（Roy et al 2023）， IPN 的源稳定性和可重复性非常好； IPN 扫描的逐个镜头相关系数平均值为 0.9981（比较

气枪为 0.9656），如图13所示。这允许应用快速通道、单次扫描相关方法，而不是逐次扫描相关方法，后者可能会提供更好的结果，但可能需要更多时间来应用和 QC 。此外，扫描的稳定性对于未来对多普勒频移校正和反卷积影响的比较至关重要（Guitton 等人，2023）。

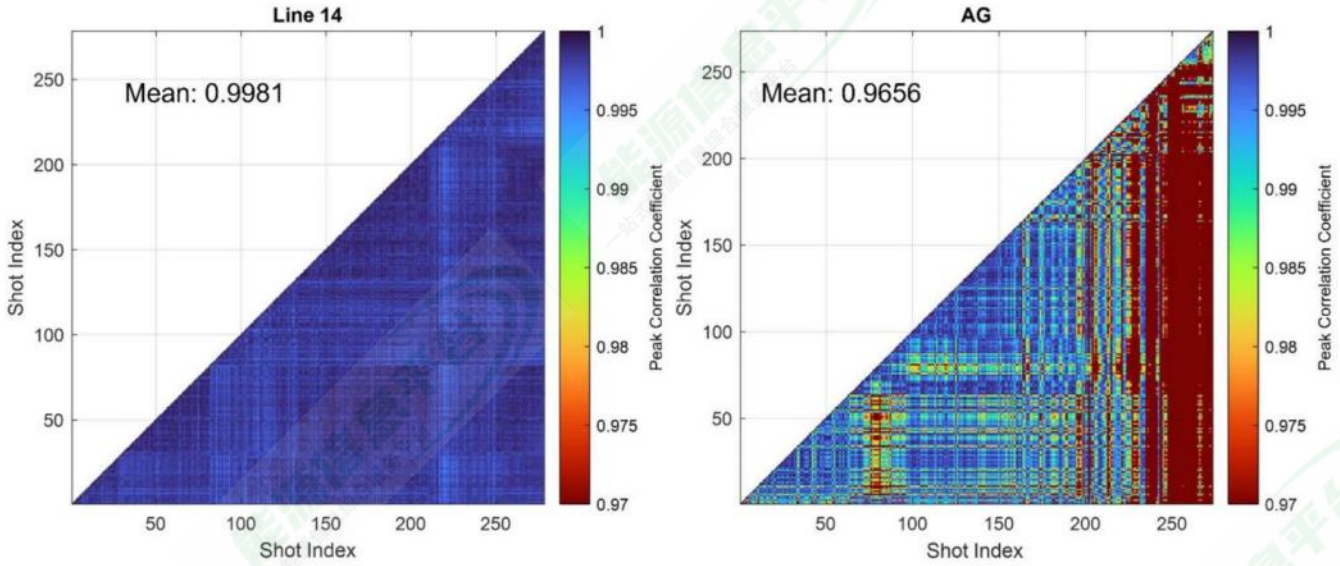


图 13　源签名镜头间互相关系数比较。船用振动器始终表现出更高的射击重复性。（图片由 GDAPS 提供）；罗伊等人。 2023）

快速通道处理

2022 年 11月开始对部分收购的线路进行分析和快速通道处理，以评估录音质量。最初的工作集中在固定 IPN 阵列上，该阵列在 15 秒内发出 5-100 Hz 的线性扫描，然后是 5 秒的收听时间。虽然 IPN 的固定配置代表了不切实际的深海地震勘测配置，但考虑到 IPN 数据中不存在多普勒效应，它允许在气枪和 IPN 的源水平之间进行更清晰的比较。

此外，固定线路已被用作与所有其他 IPN 收购线路进行比较的基准。
此外，每个 IPN 固定位置最多记录 4 个振动点，允许模拟最多 8 个 IPN 的增量阵列，从而评估增加发射能量的潜在好处。随后处理来自动态“拖曳”线的数据。

对原始数据的初步检查表明，20 秒的预相关记录没有显示出清晰的反射，并且以 15 秒的扫描为主（图14）。折射能量清晰可见，并延伸到整个偏移范围。除了气枪和海洋振动器数据上可见的与螺旋桨船噪声相关的近偏移痕迹之外，图像后相关看起来非常干净。相关数据本质上是零相位，这避免了气枪数据所需的必要设计和除泡步骤。

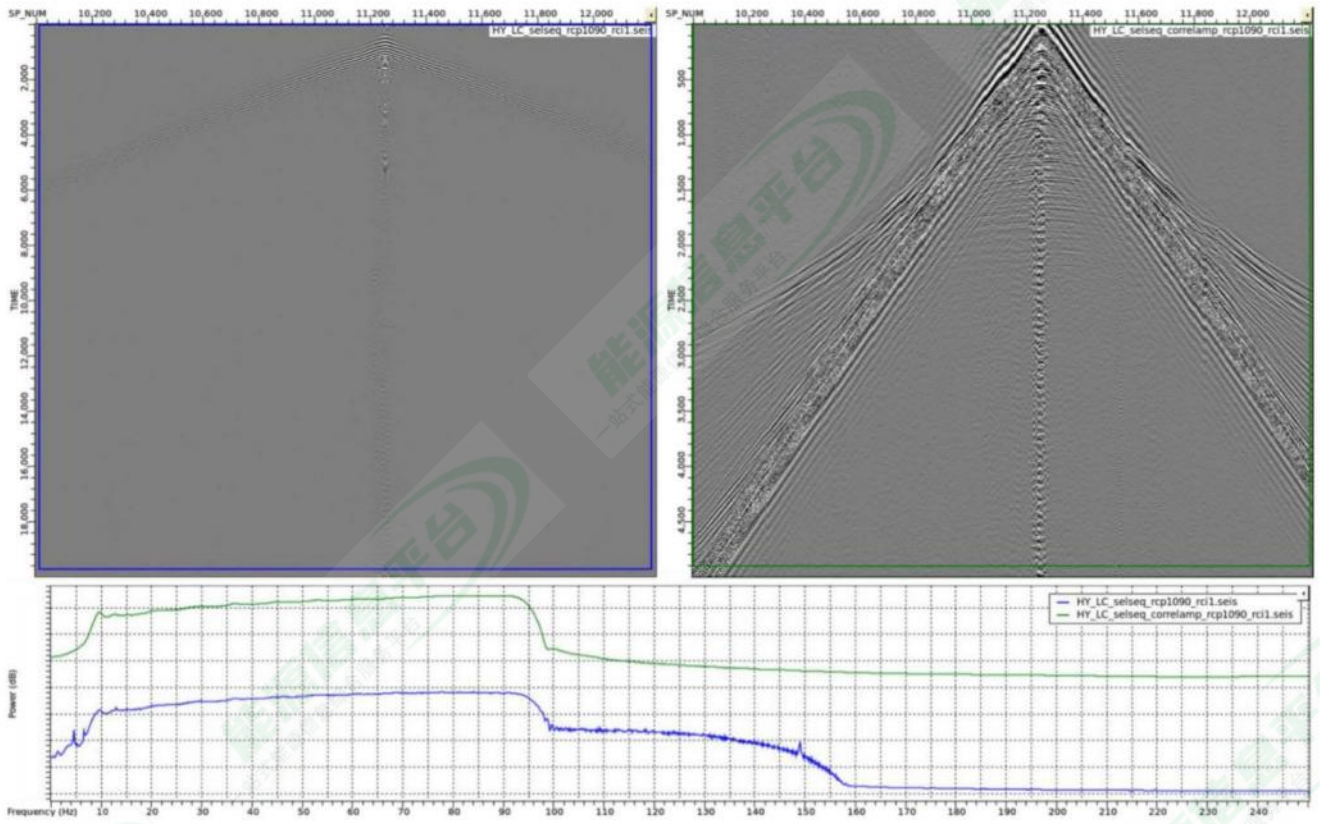


图 14 （左） – 不相关 15 秒扫描 5-100 Hz 重影； （右)与参考扫描相关的 15 秒扫描。图像上清晰可见折射能量以及与浅水环境相关的短周期多次波/混响。该图显示了不相关（蓝色)与相关（绿色)的频率功率谱,其中频率高于 100 Hz 时明显下降。

源输出。对于固定线,在每个发射点,海洋振动器扫描四次。其原因之一是比较单次扫描与四次堆叠扫描的功率输出。图 15显示了使用此方法得到的迁移结果。事实上,对于每个发射点仅包含一次扫描的数据,它看到的照明与包含四次扫描的数据相似。

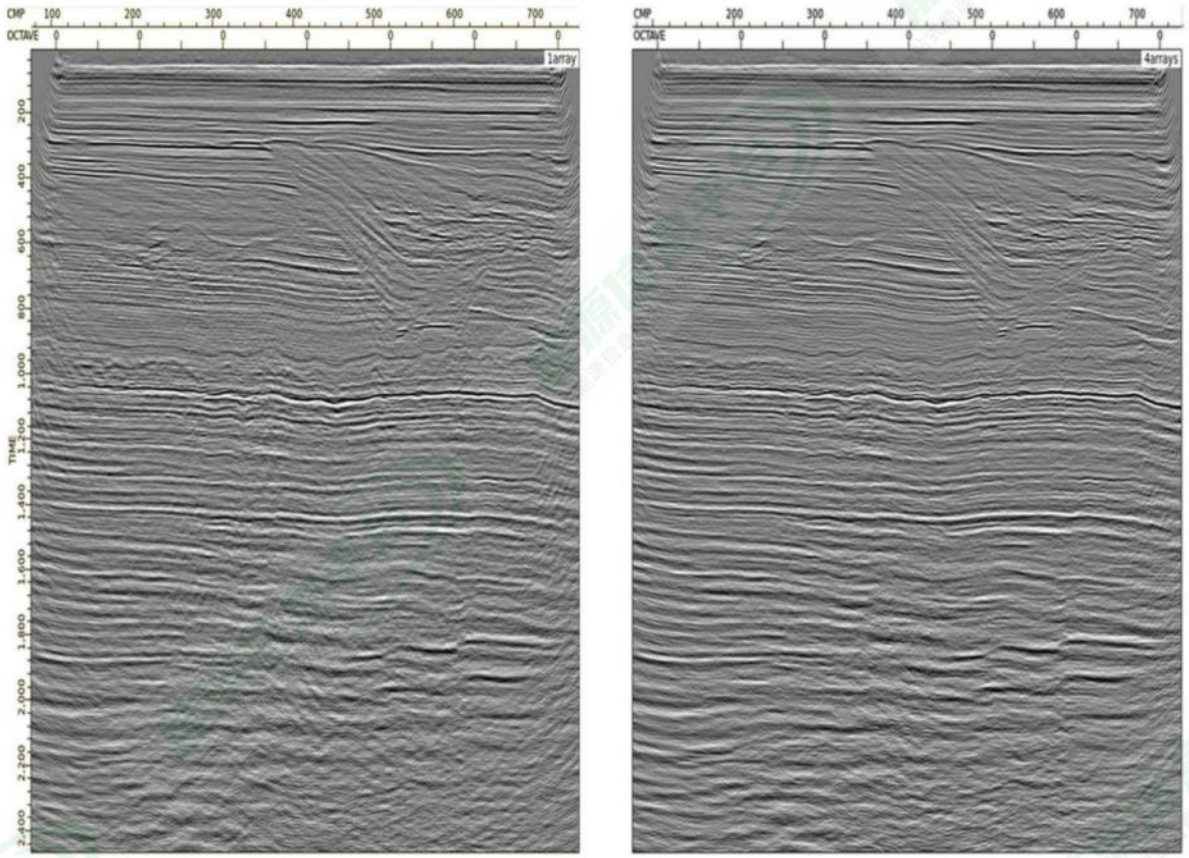


图 15 - 显示在固定配置期间迁移数据的叠前时间迁移结果,其中每个发射点 1 次扫描（左)和每个发射点 4 次扫描（右）

重复性4D。在固定线上进行了多次重复测试,处理后显示出高重复性,如下例所示,在全堆栈上（图 16)以及当我们查看频率倍频程面板时,在差异图上没有观察到反射率泄漏（图17）。

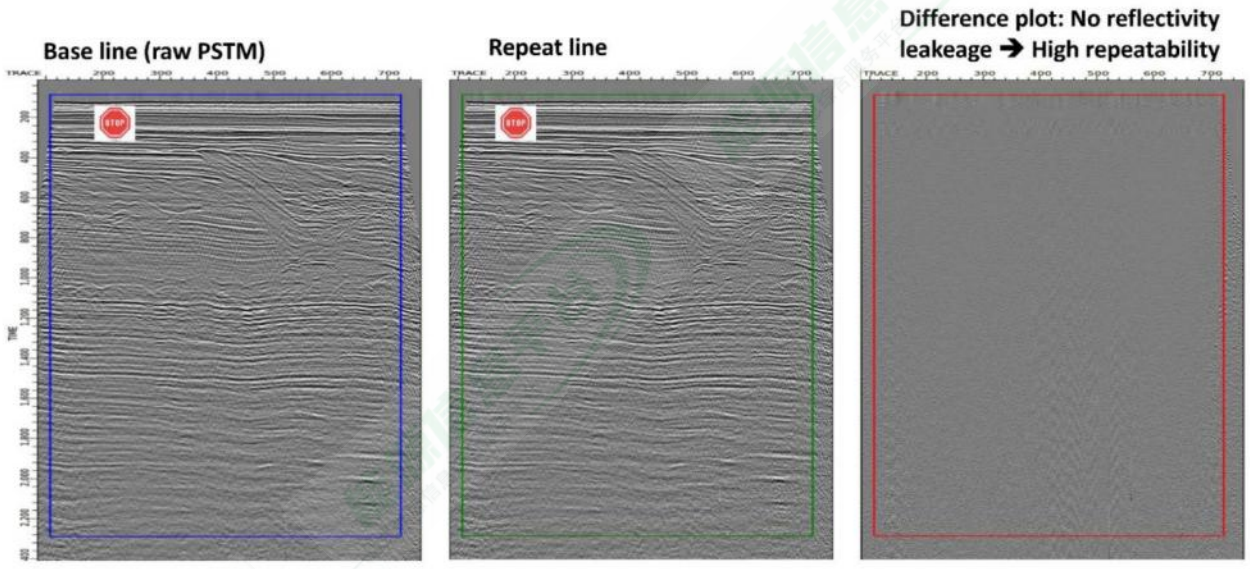


图 16 （左）– 来自固定 2 IPN 线采集的原始 PSTM 图像（在每个选定位置进行 4 次扫描中的 1 次）； （中)在每个位置使用 4 次扫描中的 1 次重复线）； （右)差异图显示没有反射率泄漏和高重复性。所有面板都应用相同的增益。

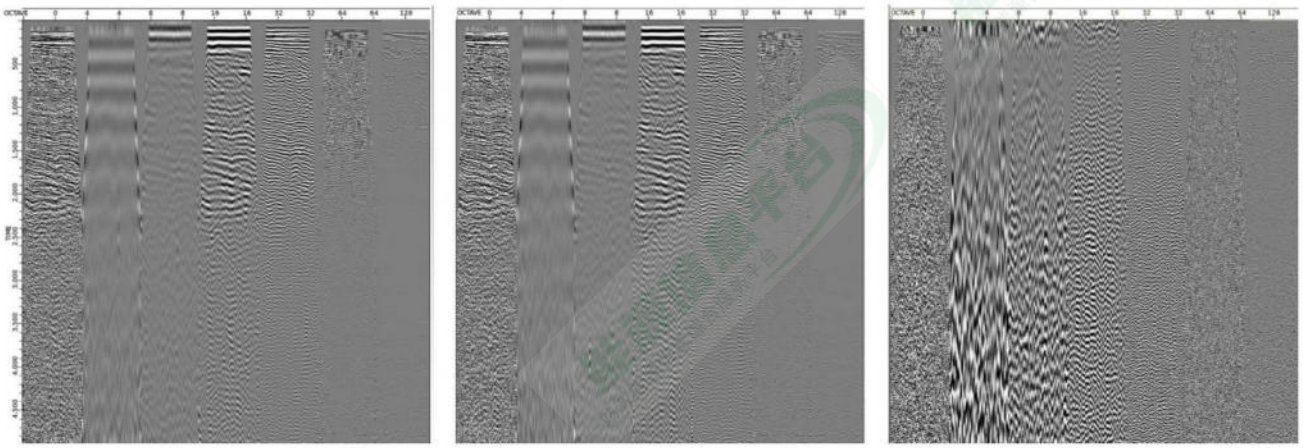


图 17 （左）– 来自固定 2 IPN 线采集的原始 PSTM 图像的倍频程面板； （中)重复线； （右)差异图显示没有反射率泄漏和高重复性。左侧和中央面板应用了相同的增益,但是,出于可视化目的,差异面板内的每个八度音阶都已显著且独立地增强。

动态线处理。对于动态线,已应用多普勒频移校正（图18）。
这会校正数据,使其看起来像是使用固定海洋振动器拍摄的,从而消除了多普勒频移的负面影响。图18示出了使用移动海洋振动器且随后校正多普勒频移的相同线拍摄以及使用静止海洋振动器的线拍摄。显然,两条线看起来非常相似,表明修正已经起作用。

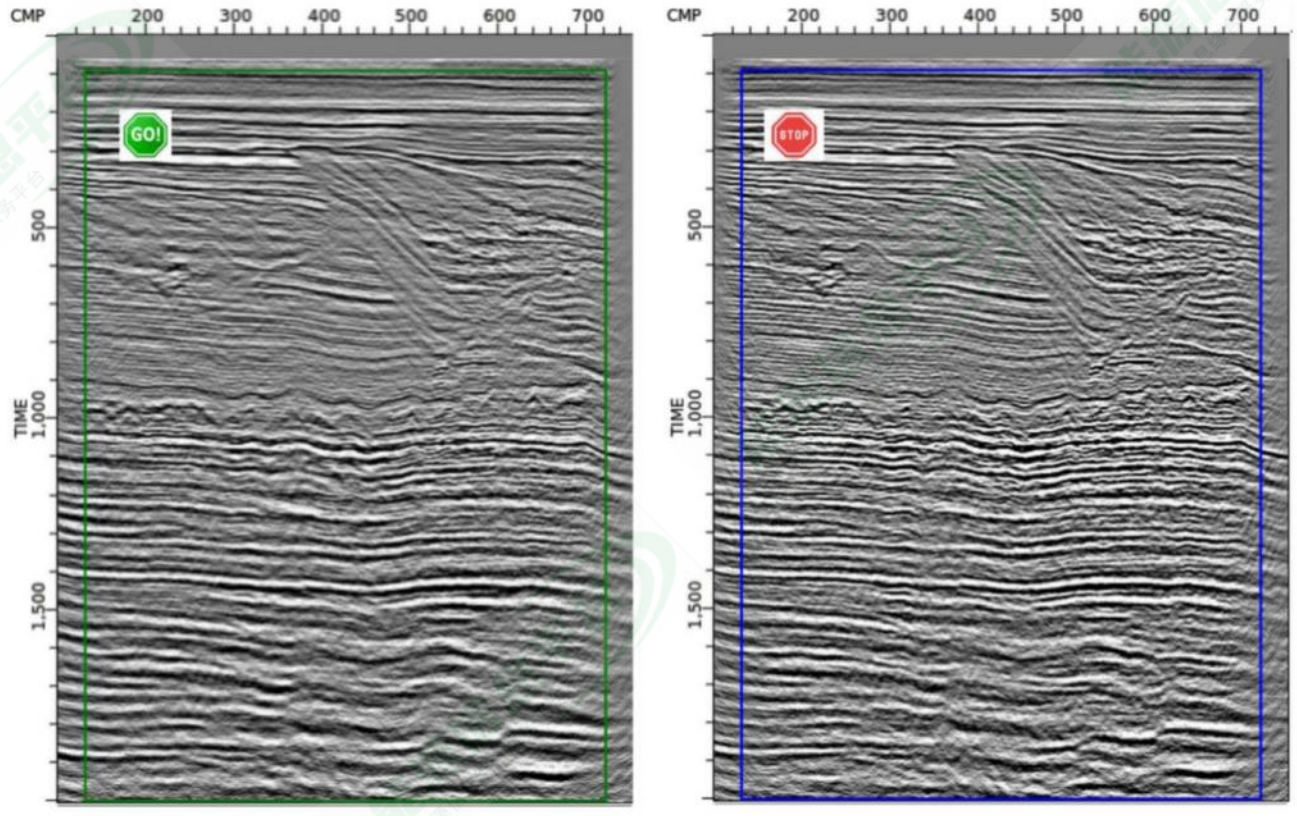


图 18 （左）– 牵引下 2 个 IPN 的原始 PSTM 图像； （右）– 静态模式下来自 2 个 IPN 的原始 PSTM 图像

海洋振动器数据收集过程中存在的另一个复杂性是由于扫描的发射时间较长而混合不同的扫描点。因此,设置了一项测试,以便获得混合数据,即镜头间干扰,其中大约每 5 m 拍摄一次（小的随机

扰动包括射击之间的时间），扫描长度为 5 s,船速约为 1.76 m/s。本质上,在一个镜头完成之前,下一个镜头就开始了,导致没有监听时间,因此数据严重混合。图 19显示了使用镜像成像收集的数据的 RTM 结果（图19左侧）、使用混合但未进行任何消除混合噪声的处理（图19 中部）、使用混合但使用Guitton中描述的去混合策略等人。 （2023）。图 19 的右图让我们相信,海洋振动器源的混合将是保持运行效率的可行策略。

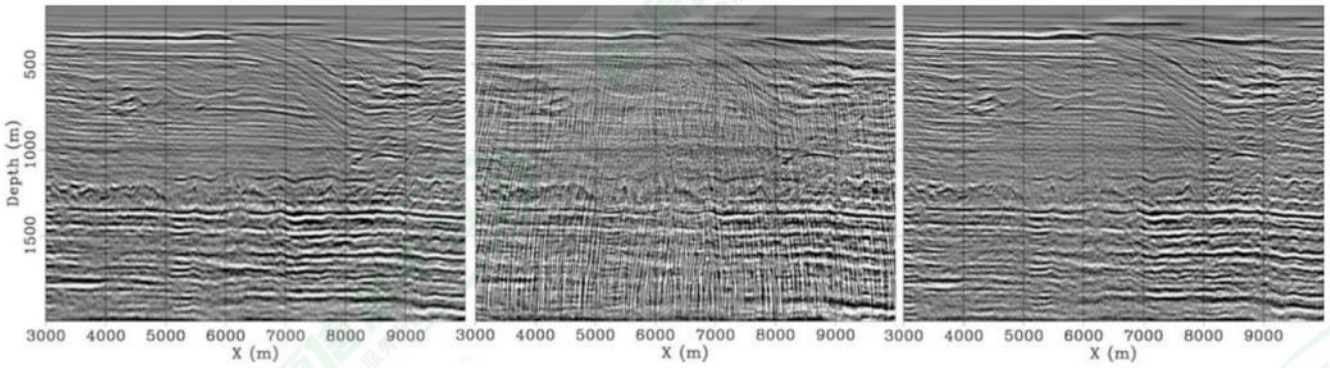


图 19 - 来自（左)的镜像成像 (RTM) – 拖曳下的 2 个 IPN,应用了多普勒频移校正 (DSC) 并通过扫描去卷积,这些数据未混合，（中） – 应用了 DSC 但未去混合的混合数据方案,以及（右） 与中间面板中的输入数据相同,但应用了去混合方案（Guitton 等人,2023）。

关于全处理项目,在进入成像处理工作流程之前,将更加努力地使用近场水听器数据来表征振动器声输出以及初始信号处理步骤,以便将海洋振动器图像与气枪图像进行比较本出版物中未显示。

环境建模 - Sensea Chorus 垂直阵列的初步观测

图 20显示了根据整个活动期间最深记录仪获取的数据计算出的频谱图。我们可以识别四个主要部分,用数字 1 到 4 表示

1. 具有 2 个 IPN 的固定采集模式。我们可以识别 100 Hz 处具有清晰截止的 MV 信号。
2. 具有更大频率带宽（高达 500 Hz)的气枪阵列序列
3. 具有 2 个 IPN 的动态采集模式,具有与第 1 条所述类似的功能。 4. 当船舶靠近阵列时,船舶噪声会出现在较高频率。

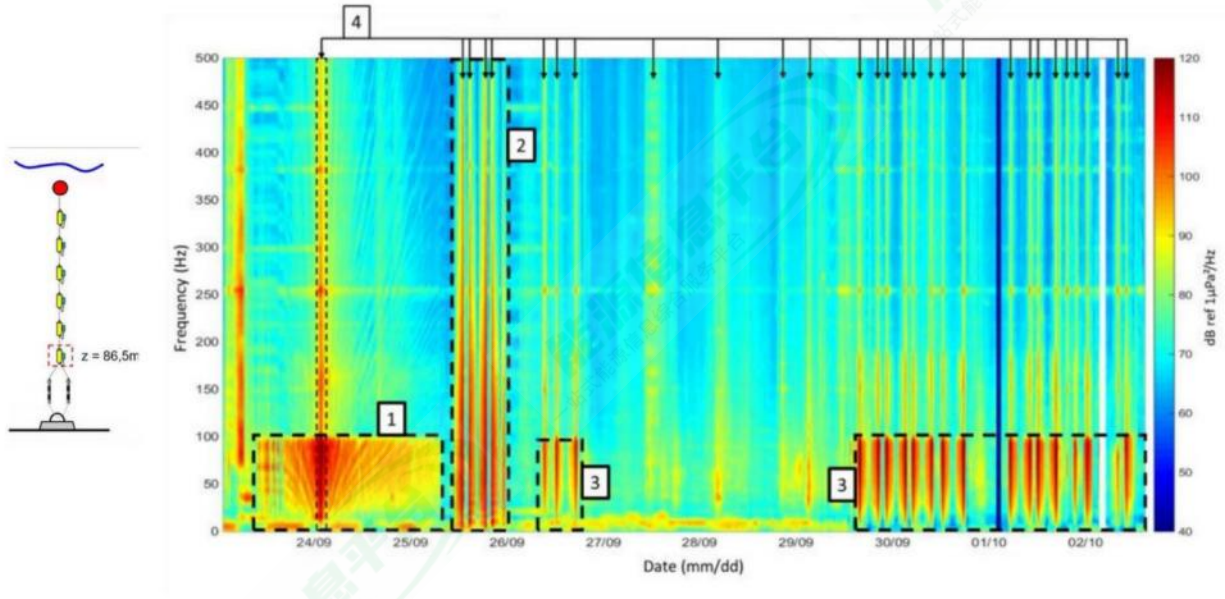


图 20 （左)声学系泊装置的最终设计。 （右)整个活动期间最深记录器的频谱图。

垂直阵列上记录的数据用于比较船舶的源输出水平带气枪的振动器。

结论

经过 MVJIP 10 多年的研发努力,在欧洲近海开放水域环境中成功完成了两个 IPN 阵列的试点测试,没有与该技术相关的停机时间。快速结果令人鼓舞,为全处理项目的很快启动铺平了道路。另一项行为反应研究将于 2024 年第三季度进行,以进一步评估 IPN 对海洋动物的环境影响。从长远来看,IPN将进一步发展,使其更轻、更易牵引、更易于操作。正在评估在不久的将来建造第二代 IPN 的机会,并通过额外的海上现场试验降低风险……敬请期待!

参考

Alfaro, R.、Secker, S.、Cozzens, A.、Henderson, N.、Jenkerson, M.、Nechayuk, V. 和 Johnson, G. [2022] MVJIP 海洋振动器的开发:下一步是什么?第三次 EAGE 海洋采办研讨会， 1-3（摘要）。

Alfaro, R.、Secker, S.、Zamboni, E.、Cozzens, A.、Henderson, N.、Nechayuk, V.、Johnson, G. 和 Karran, J. [2023] 替代地震源的验证：集成投影仪节点海洋振动器试点地震勘测。 2023 年第 84 届 EAGE 会议暨展览,(1-5)（摘要）。

Feltham, A.、Girard, M.、Jenkerson, M.、Nechayuk, V.、Griswold, S.、Henderson, N. 和 Johnson, G. [2017] 海洋振动器联合工业项目：四年后。勘探地球物理学， 49(5) 675–687 Guitton, A., Ildarov, M., & Zamboni, E. [2023] 海洋
振动器数据的同步去混合、去卷积和多普勒频移校正。 2023 年第 84 届 EAGE 会议暨展览， (1-5)（摘要）。

Jenkerson, M.、Feltham, A.、Henderson, N.、Nechayuk, V.、Girard, M. 和 Cozzens, AJ [2018] APS 海洋振动器的地球物理表征和可靠性测试。 SEG 国际博览会和年会， 116-120（摘要）。

3. 新西兰近海 Pegasus 盆地地震资料中识别天然气水合物的光谱属性评估

文献摘要：甲烷天然气水合物形成于沿浅海盆地或永久冻土层的地下，通常在地震资料中通过底部模拟反射器(BSR)识别。过去已经采用了各种方法来通过实验室分析、测井或速度数据来测量天然气水合物，但很少有研究表明，当 BSR 稀疏或缺乏时，如何在地震数据中识别天然气水合物。一种方法是测量天然气水合物稳定带(GHSZ)中水合物引起的预期衰减。测量地震振幅谱不对称性的统计属性被用于量化整个 GHSZ 的衰减响应。尽管该研究区域没有测井数据，但有大量研究证实，Pegasus 盆地存在水合物。除了振幅相关的属性外，这些属性表明频率相关的变化是衰减响应的主要贡献者，而不是地震振幅或地质效应。光谱属性结果表明，在高振幅 BSR 之上，强烈的正偏度和峰度变化可能是由于水合物间隔的衰减所致。负偏度和峰度可能对应于一个不含水合物的层段，因此表明 Pegasus 盆地的 GHSZ 由不连续的水合物组成，而不是从海底到 BSR 的一个连续层。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

海洋地球物理研究 https:// (2023) 44:21
doi.org/10.1007/s11001-023-09529-w

原始研究论文

新西兰近海 Pegasus 盆地地震资料中识别天然气水合物的光谱属性评估

艾米丽·杰克逊 1 · 希瑟·贝德尔 1 · 唐哈 1

收稿日期:2023年5月12日/接受日期:2023年9月30日
© 作者,获得 Springer Nature BV 2023 的独家许可

摘要

甲烷气体水合物形成于浅海盆地地下或永久冻土环境中,通常由底部模拟反射器（BSR)在地震数据中识别。过去已采用各种方法从实验室分析、测井或速度数据测量天然气水合物,但很少有研究证明当 BSR 稀疏或缺乏时识别地震数据中的天然气水合物的方法。一种方法是测量天然气水合物稳定区 (GHSZ) 中的水合物引起的预期衰减。应用测量地震振幅谱不对称性的统计属性来量化整个 GHSZ 的衰减响应。尽管该研究区域不包含测井数据,但大量研究证实整个飞马盆地都存在水合物。除了与振幅相关的属性之外,这些属性表明与频率相关的变化是衰减响应的主要贡献者,而不是地震振幅或地质效应。光谱属性结果表明,高于高振幅 BSR 的强正偏度和峰度变化可能是由于水合物区间的衰减造成的。负偏度和峰度可能对应于不包含水合物的区间,因此表明飞马盆地的 GHSZ 由不连续的水合物组成,而不是从海底到 BSR 的一个连续层。

关键词天然气水合物 · 衰减 · 地震数据 · 地震属性 · 无监督机器学习

介绍

天然气水合物形成于海岸浅层地下或高纬度地区的永久冻土区。当水分子捕获气体分子（通常是甲烷)并冻结时,它们在高压和低温环境下形成,形成固体水合物结构（Sloan 2003）。甲烷气体水合物正在成为新的能源领域,对工程、气候和能源资源产生重大影响。水合物在石油和天然气井钻探过程中会带来重大风险,虽然沉积物的剪切强度会随着水合物的积累而增加,但水合物的解离会导致海底不稳定或塌陷（Chand 和 Minshull,2004 年） 。水合物还对气候问题产生影响,因为广泛的水合物不稳定可能导致大量气体释放到海洋中（Maslin 等， 2010）。全球范围内天然气的估计水合物累积量为 250,000 万亿立方英尺 (Tcf),比仅美国的天然气总储量估计值高出近 90%（美国能源部,2020 年;美国EIA AEO， 2020 年）,这表明全球存在巨大的水合物。尽管如此,水合物的范围和确切的发生方式仍然存在很大的不确定性。

填充孔隙的水合物可以形成密封,将迁移的游离气体捕获在水合物填充岩石孔隙空间的下方区域中。根据局部压力和温度状况建模的理论区域（水合物稳定区域)称为天然气水合物稳定区域,或 GHSZ（Thomas 等， 1979）。天然气水合物稳定区（BGHSZ)的底部有时会通过称为底部模拟反射器（BSR)的异常地震反射器发出信号。在地震反射数据中,BSR 被观察为充满水合物的沉积物区域与下方区域中的游离气体之间的负阻抗对比（Singh 等人， 1993 年； Dev 和 McMechan ,2010 年； Davies 等人， 2021 年）。

与水合物相关的 BSR 具有与海底相反的地震极性,并且由于其近似表示温压,因此轨迹与海底近平行。

*艾米丽·杰克逊
emilyjackson@ou.edu

1 俄克拉荷马大学地球科学学院,诺曼,好的,美国

Published online: 13 October 2023

边界（Hornbach 等人， 2003 年； Dvorkin 等人， 2014 年）。当水合物 BSR 横切地层并具有高绝对地震振幅时,它们可能最为明显（Hornbach 等人， 2003 年）。虽然 BSR 的存在是地下存在水合物的良好指标,但 BSR 并不直接指示天然气水合物聚集的浓度（Holbrook 等人， 1996 年； Boswell 等人， 2005 年）。 BSR 也可能是由于与天然气水合物积累和捕获的游离气体无关的过程造成的（Sloan 2003）,例如蛋白石-A 到蛋白石-CT 的成岩作用（Berndt 等， 2004）。水合物系统中不存在 BSR 可能是由于系统中缺乏迁移气体、水合物未能捕获游离气体,或者根据岩性,水合物填充的沉积物和非水合物填充的沉积物之间的阻抗对比可能不同足够大以容纳地震反射器（Bedle 2019）。

弱、不连续或缺失的 BSR 使识别水合物的过程变得复杂,并且需要采用其他方法来对天然气水合物的范围进行成像（Chenin 和 Bedle 2020 ； Clairmont 等人2021）。因此,仅依靠地震数据中清晰的 BSR 是不可靠的（Holbrook et al. 1996； Majumdar et al. 2016）,通常需要其他方法来确认 GHSZ 内天然气水合物的存在。

检测地震数据中的天然气水合物的一种新方法是使用谱形地震属性来测量由天然气水合物稳定区内的天然气水合物引起的地震频率的衰减（Satyavani 等,2008）。地震频率随着深度的增加而自然衰减;然而,水合物也会减弱地震频率。尽管确切的机制已被证明很复杂（Chand et al. 2004； Dvorkin et al. 2014）,但地震频率的衰减在地震振幅谱中应该是可见的。许多地震或井基研究表明,天然气水合物可以衰减地震波（例如 Guerin 和 Goldberg， 2002 年； Chand 和 Minshull 2004 年； Dvorkin 和 Uden 2004 年； Sahoo 等人2019 年）,甚至在合成地震中也观察到了这种效应-根据真实世界的含水合物测井数据创建的mic数据（Dvorkin等人， 2014年）。为了量化常规和非常规油气聚集的衰减响应,Li 等人。 （2015 年和2016 年)提出了偏度和峰度这两种统计量度,结合其他五个与衰减相关的属性,来测量油气饱和储层的衰减。

他们的研究表明,高衰减通常与产气区的高生产力相关,但指出,虽然这些属性表明高频能量减少,但衰减与天然气存在之间不存在一对一的相关性,因为储层是很大程度上很复杂。这些统计属性 Li 等人。 （2015，2016)应用的称为“形状属性”并测量地震振幅谱的形状。

尽管这些光谱属性以前没有被用于测量水合物内衰减的瞬时属性和振幅与偏移量 (AVO) 属性已被证明可用于评估含有天然气水合物的沉积物（Wang 等人,2023 年；Clairmont 等人,2021年）。将瞬时属性与偏度和峰度合并到无监督机器学习中,以在缺乏 BSR 或其他明确的直接油气指标 (DHI) 的情况下进一步识别地震数据中的天然气水合物。

本研究的目标是 (1) 确定是否或偏度和峰度对于测量与 GHSZ 中天然气水合物积累相关的衰减来说是有用的属性,因此可以用作水合物指标,并且 (2)基于频谱、幅度和频率相关属性实施无监督机器学习,以增强与衰减相关的属性。所选属性中可见的响应和变化。

天然气水合物的物理特性

天然气水合物,化学上称为笼形水合物,由汉弗莱戴维爵士于 1810 年首次发现,但其重要性一直被忽视,直到 20 世纪初几十年,由于石油和天然气中的井眼堵塞,水合物被认为是一个工程问题。天然气工业（Hammerschmidt 1934； Engeloz， 1993； Rieldel 等人， 2010）。氢键水分子形成笼形结构的晶格,其中包含“客体”或甲烷分子（Engeloz， 1993）。包合物的三种主要结构（I、II 和 H)的化学晶格构型可能有所不同,其中简单的甲烷水合物被归类为 I 型（Riedel 等， 2010） 。

在原位,甲烷水合物具有与冰相似的物理性质,并且表现为固体。水合物增加了地层的刚性,同时由于水合物的孔隙填充性质而降低了孔隙率（Riedel 等人， 2010 年； Dvorkin 等人， 2014 年）。 Dvorkin 等人描述了沉积物孔隙空间内水合物出现的两个独立模型。 (2014)和构成 (1) 存在于孔隙空间的矿物框架内的水合物和 (2) 存在于孔隙空间的孔隙流体中的水合物。大量研究的观察结果表明,纵波和横波速度均受到天然气水合物的影响,尽管通常规模不同（Best 等人， 2010 年）,这表明岩石矿物框架内可能存在水合物（Dvorkin 和Mavko ,2006 年； Guerin 和 Gold-berg， 2002 年； Liu 等人， 2022 年）。无论应用哪种模型,由于水合物导致的孔隙率降低和框架刚度增加都会导致弹性模量和随后的速度增加（Dvorkin 等人,2014 年）,并且在基础 GHSZ/

由于游离气体积累,低于 BSR（Singh 等， 1993）。

与天然气水合物相关的地震衰减

衰减是地震信号中表现出的能量损失,用品质因数Q 表示,即逆衰减（Riedel 等， 2010）。衰减预计会导致高频相对于低频的减少（Raikes 和 White 1984）,并且有证据表明在与水合物相关的高衰减区下方存在低速阴影区 (LVSZ)（Taylor 等人） . 2000)和其他类型的天然气聚集（Castagna 等人， 2003)被困在 GHSZ 以下。尽管提出了多种衰减机制,但水合物内衰减的确切性质尚未完全认识,因为衰减响应已被证明是复杂的（Dvorkin 等人,2014 年;Riedel 等人,2010 年)并且缺乏明确的一对一机制。 -水合物饱和度和衰减之间的一种相关性（Liu et al. 2022。

此外,虽然人们可能预期在坚硬、致密或低孔隙率的岩石中衰减较低（Klimentos 和 McCann 1990）,但绝大多数情况下观察到随着水合物饱和度增加衰减的相反效应（Guerin 和 Goldberg 2002； Chand 和 Minshull 2004； Dvorkin)和 Uden 2004 年、 Riedel 等人2010及其中的参考文献;Dvor-kin 等人2014 年及其中的参考文献;Zhan 和 Matsushima 2018； Sahoo 等人2019）,在某种程度上,一些研究人员主张在用于常规和非常规储层表征（Dvorkin 和 Mavko 2006)以及甲烷水合物储层表征（Cordon 等人， 2006)的物理驱动地震属性领域。

一项研究根据在加拿大麦肯齐三角洲钻探的 Mallik 2 L-38 井的特性构建了一组合成地震数据,将反 Q (Q-1) 参数应用于合成地震,并表明较高的频率（与未应用Q－1因子的相同合成地震相比,50 Hz)的振幅比较低频率（20 和 30 Hz)的振幅降低幅度更大（Cordon 等人， 2006 年）。另一项研究表明,任何水合物饱和度都会导致从跨孔断层扫描和声波测井测量的纵波速度中看到的衰减增加（达到由频率确定的点）(Chand 和 Minshull 2004） 。即使水合物饱和度较低也会导致振幅损失,同时由于孔隙空间的硬化而增加压缩速度和剪切速度（Guerin 和 Goldberg，2002）。

已应用于水合物研究的衰减机制包括斑片饱和机制（White 1975 首先提出,并在 Liu 等人2022 年的研究中应用）、宏观流体流动机制（Biot 1956a 首先提出， b,由 Cordon 等人应用， 2006 年）,以及组合的 Biot-Squirt 流机制（由 Chand 和 Minshull 应用， 2004 年）。大量的水合物研究和衰减响应说明了衰减的复杂性质。水合物的衰减效应应为可在地震或井数据以及相关频谱中观察到。根据目前对水合物衰减的了解,观察由于飞马盆地已知存在天然气水合物而导致的衰减增加是本研究的主要目标。

属性和衰减随角度的变化

该项目的一个独特之处在于,它提供了研究如何在地震反射数据的不同角度看到衰减效应的机会。虽然这不是严格意义上随偏移 (AVO) 或角度 (AVA) 变化的幅度变化,但全堆栈、近角堆栈或远角堆栈之间存在预期的变化。频率内容预计会随着远角堆栈和近角堆栈的变化而变化;虽然当地震波进一步穿过地球到达这些角度位置时,远角叠加中会自然发生衰减,但正常移出 (NMO) 校正也可能会产生影响,导致远角叠加中的频率降低（Hilterman 和 Van Schuyver 2003）。这可能会影响不同角度范围内的偏度和峰度属性响应,因为频谱随后将受到地震频率衰减程度的影响。

飞马盆地的地质环境

构造环境和盆地历史

飞马盆地是一个三角形盆地,位于新西兰近海,位于北岛和查塔姆隆起之间（Bland 等人， 2015 年;见图 1）,与南 Hikurangi 海槽边缘同义（见地图）。飞马盆地毗邻一个区域,该区域的特征是沿盆地西缘出现一系列 NE-SW 走向的反转和走滑断层,代表了东北部太平洋板块与澳大利亚板块之间的汇聚和俯冲带。 ian 板块向西南方向移动（DeMets et al. 2010）。沿着北岛,希库朗吉海槽是俯冲太平洋板块之间的边界,当太平洋板块俯冲到北岛下方时形成逆冲断层,而在西南部,阿尔卑斯断层包括一系列左旋走向-沿着板块边界的滑动断层,穿过南岛北部,然后平行于该岛的西部范围。沿着希库朗吉海槽的南部边界是查塔姆隆起,这是一个东西向的线性测深特征,是冈瓦纳大陆曾经活跃的东缘的残余物（Bland 等,2017）。

2015年;国王2017）。盆地中的原生碎屑沉积是由 Hikurangi 海峡的沉积造成的,该海峡的沉积物来自南阿尔卑斯山（刘易斯

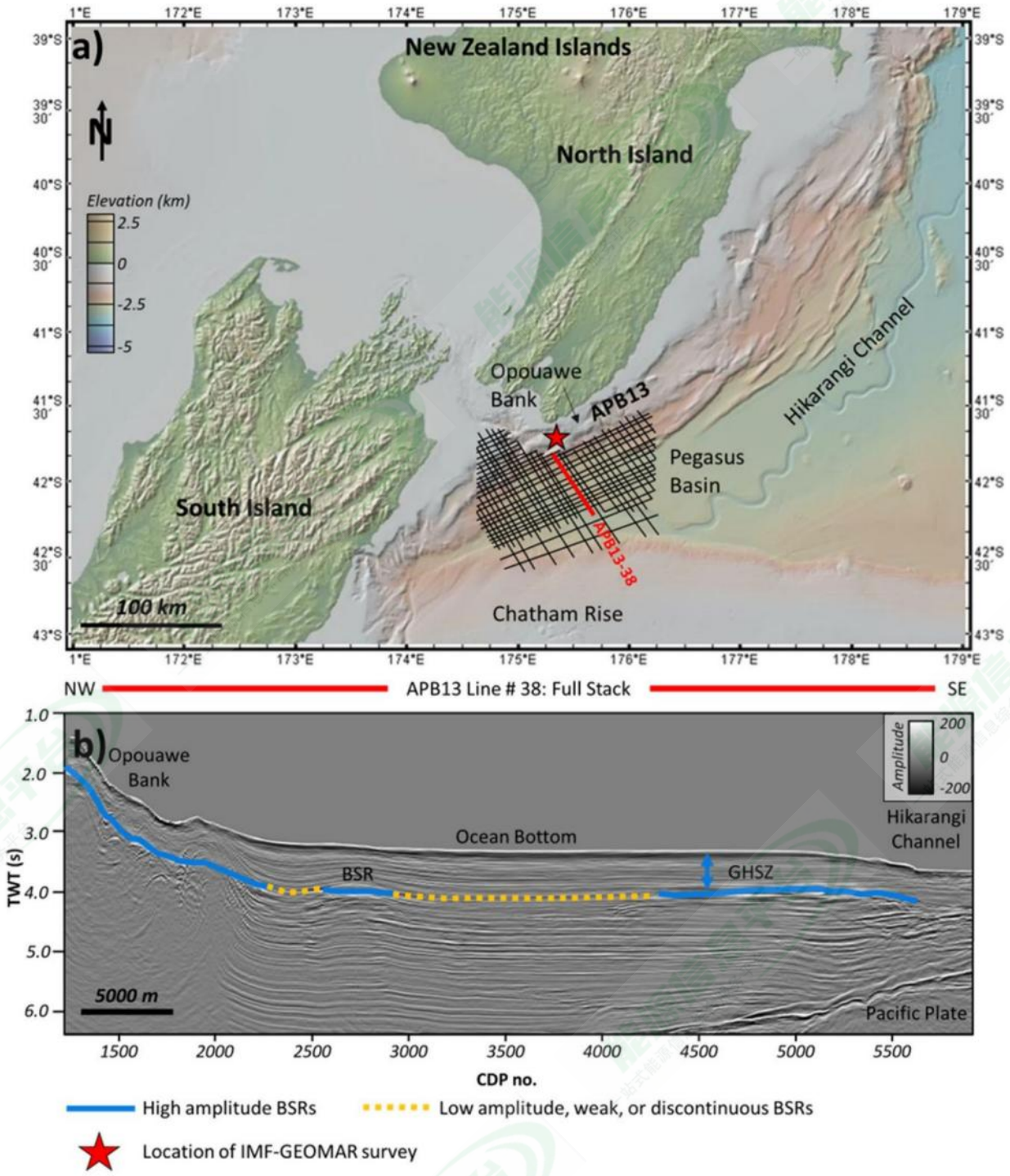


图 1 a飞马盆地地图和 APB13 2D 地震体， b TWT（双向时间)中的 ABP13 线 # 38,具有高振幅和低振幅 BSR。请参阅图 4了解整个研究区域中未解释的 BSR。水深底图取自 GeoMapApp

等人。 1998）。总体而言,飞马盆地面积约为 25,000 平方公里 ,尽管盆地的东部范围受地震数据的约束很弱,并且可能比前面提到的区域大得多。而飞马盆地最深处超过3000米 东北端的海平面（mbsl）,平均深度约为 1000–1500 mbsl （Bland et al. 2015;见图 1）。水合物在具有热成因和生物成因甲烷的俯冲带上广泛垂直和水平出现

源（Kroeger 等人， 2015)使该盆地成为研究水合物地震表达的绝佳盆地。

地层学

在飞马盆地内,地层相当神秘,因为盆地内没有井控,最近的井位于东海岸盆地 150-200 公里外,位于希库朗吉海槽的西北部。尽管如此,过去几十年获得的地震数据以及测深和岩心（重力和活塞)数据已被证明有助于解释整个飞马盆地的地层学。本文的重点是盆地内主要是新近纪海沟填充物的浅层序列,主要被解释为来自浊积岩沉积物（Lewis 和 Pantin 2002)或海底流沉积物（Kroeger)的混合硅质碎屑岩（泥岩、粉砂岩和砂岩） 。等人， 2015 年,以及其中的参考文献）,并提供了与古希库朗吉海峡相关的沉积波和堤坝沉积物的证据（Lewis 和 Pantin 2002）。 Collier (2015)将新西兰陆上的白垩纪-新近纪露头与 PEG09 二维地震勘探的地震数据联系起来,并确定在新近纪晚期,沉积速率很高,导致盆地中出现厚厚的沉积物包。从地震来看,更深的沟渠填充中新世沉积物根据其地震响应（连续的高频反射体)和指示粗粒河道沉积物的“切割和填充”几何形状被解释为 fysch 沉积物（Collier 2015 ） 。

先前在飞马盆地的天然气水合物研究

2011 年,IMG-GEOMAR NEMESYS 邮轮在飞马盆地的 Opouawe 浅滩上发现了水合物,该邮轮试图绘制 Hikurangi 边缘活跃甲烷渗漏范围的地图（Bialas 2011;参见图 4 中的插图插图） 。除了整个新近纪深层存在的水合物之外,还从 Hikurangi 俯冲边缘的重力核心中回收了水合物（Plaza-Faverola 等， 2012）。最近在飞马盆地进行的一项研究表明,地震属性（瞬时频率、甜度、薄层、流体因子和气体指示剂)和无监督机器学习（自组织图)的组合可以帮助检测弱且不连续的 BSR（Chenin)和贝德尔2020）。另一项针对飞马盆地的研究（Clairmont 等人， 2021)主要使用频率属性（瞬时频率和甜度)和谱分解来解决弱 BSR,并使用稀疏尖峰分解来估计品质因数 Q,它是倒数的衰减。结果表明,与频率相关的属性有助于识别 BSR 以下的自由气区 (FGZ),而频谱分解有助于区分低频背景地震的阴影区和 BSR。
Q估计为低于可识别的高振幅 BSR 的气体聚集提供了额外的支持。

最后,Wang 等人最近的一项研究。 (2023)使用衰减和地层属性来分析整个 Hikurangi 和 Hikurangi 海槽的衰减。

虽然许多研究依赖 BSR 作为天然气水合物的主要指标,甚至表明 BSR 可以通过仔细的地震属性选择和机器学习来增强,但很少有研究尝试仅通过衰减来检测天然气水合物。水合物可以存在于缺乏明确 BSR 的系统中（例如 Majumdar 等人， 2016 年） ,当井数据不可用时,通过地震属性量化衰减可能被证明是水合物最令人信服的证据,除了是一种直接的方法之外。 - 获取油井或岩心数据的经济有效的替代方案。地震数据中出现的高振幅 BSR 与低振幅、弱和/或不连续的 BSR 以及岩心报告表明盆地西缘浅层地下存在水合物,使得 Pegasus 盆地成为一个有价值的盆地。研究区域描绘了统计属性在相对岩性均匀性的情况下量化水合物各种地球物理表达的衰减的能力。

可用数据

APB13 数据集于 2014 年获取,数据由 CGG Services (Singapore) Pte Ltd 于 2014 年使用完整的 Kirchhof 叠前时间偏移 (PTSM) 和利用 Q 补偿和时变缩放的叠后处理进行处理（新西兰石油和矿产报告 PR5170）。

地震数据为正常SEG极性,海底为强峰值地震反射体（表1）。

除了全栈数据外,近端（NAS）、中端 (MAS) 和远角堆栈 (FAS) 也可用,虽然中角堆栈可用,但对于本研究,

表1 APB13地震勘测的勘测参数。摘自新西兰石油和矿产报告 PR5169 (2014)

二维线数	56
频道数	第648章
记录长度	10,500 毫秒
飘带长度	8100米
采样率	2毫秒
射击点 (SP) 间隔	37.5米
源容量	3610带麻布
角度堆叠	范围
近（NAS）	5–18°
中 (MAS)	18–32°
远 (FAS)	32–45°
满的	40°内/外静音

它们没有被使用,因为由于中间角度中出现的角度偏移,预计不会产生显著的响应。

尽管 Pegasus 盆地没有可用的井数据,但海底岩心已证实存在天然气水合物(参见图 4 中的插图插图;Bialas 2011;Plaza-Faverola 等人 2012,来自 2011 年IMF - GEOMAR巡航)地震振幅数据中可以清楚地看到 BSR 形式的天然气水合物指标,这使得 APB13 地震勘测成为确定水合物衰减的宝贵资产。

方法

数据调理

如图 2 所示,本研究的方法从地震振幅体积开始。在开始时必须注意确定地震振幅在处理阶段之前是否已经进行了频谱平衡。预计频谱平衡数据,同时提高垂直分辨率和预处理数据以进行后续频谱分析,将破坏测量地震幅度频谱不对称性的特定频谱形状属性的准确性。虽然光谱平衡数据可用于其他属性计算,但为了本研究的一致性,所有属性计算仅使用非平衡数据。

选择 APB-13 地震线 #38 进行属性和机器学习实施,是因为与之前有关 APB13 和 PEG09 地震勘测的研究接近(参见 Chenin 和 Bedle 2020,以及 Clairmont 等人 2021)。该地震线被细分为5条具有独特的区域

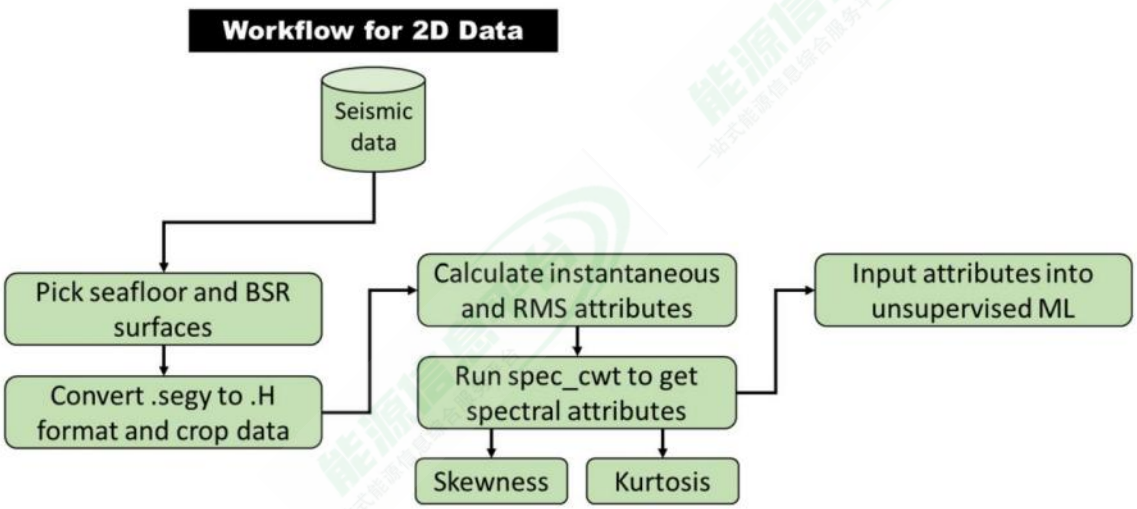


图2地震数据处理、属性计算和机器学习实施的项目方法和工作流程

地震特征和属性变化,以便
稍后的部分将更好地描述属性结果。

这些区域(图 4c)对应于整个 GHSZ 的以下近似深度或地震特征截止点:海底(区域 1),紧邻海底反射体下方至 3.53 秒(区域 2)、3.54–3.79 秒(区域 3)),3.8 – BSR(4 区)、BSR(5 区)。

谱分解

在选择感兴趣的主要地层反射体和/或裁剪地震振幅体后,使用基于连续小波变换(CWT)的谱分解方法将地震分解为其频率分量。 Grossmann 和 Morelet (1984)首先将 CWT 定义为地震道与基本小波的扩张版本之间的互相关,这使得 CWT 结果能够包含有关地震道的时间/深度和频率的信息。连续小波变换已用于地球物理学中的许多应用,从 (1) 提高储层几何研究的地震分辨率(Matos 等,2012)到 (2) 应用频谱分量(由 CWT 计算)来解析精细地层碳酸盐岩和碎屑岩储层的特征(Davogustto 等人, 2013 年);(3)改进 3D 地震数据集中的垂直成像(Peyton 等人, 1998 年)。

在本研究中,需要进行频谱分解,将地震分解为其频谱分量;这允许算法计算每个样本的频谱上的统计数据(即偏度和峰度)(而不是通过迹线、线或体积)。因此,统计响应是根据数据中每个单独点或样本的频谱计算的,而不是根据整个地震线或裁剪体积计算的。

地震属性

由于研究的重点是确定由于天然气水合物存在而引起的地震衰减,因此选择了与频率相关的地震属性,因为它们最好地检测地震波形的衰减。其中,频谱偏度和峰度属性表示使用连续小波变换计算的地震振幅体的频谱。这些属性是通过谱属性实用程序来实现的,谱属性实用程序是一种基于连续小波变换的谱分解方法,如前所述。

在本研究中,偏度被用作测量地震数据频谱中看到的衰减的属性。由于已经表明水合物通常会削弱高频而不是低频（Raikes 和 White 1984）,因此当数据偏向频谱的低频端时,高频的衰减预计会给出正偏响应（图 1）。 3a,参见正偏度示例）。然而,一个考虑因素是这些指标是与数据的正态分布或高斯分布进行比较的,并且重要的是要注意地震数据本质上是非高斯分布的。由于地球是天然衰减器,地震数据通常包含较高百分比的低频到高频,因此典型的地震频谱预计总体呈正偏斜。

光谱偏斜属性

偏度是一种统计指标,定义了偏度的大小

数据集偏离数据平均值（图 3）。它是变量Y的标准分数的三阶矩（见下面的方程,方程 1）。向左倾斜的数据具有正偏度,向右倾斜的数据具有负偏度,围绕均值完全对称的数据具有 0 偏度。偏度已

Li 等人之前曾用于地震分析。 (2016)来表征传统和非常规内的衰减

传统的油气储层,并由方程给出。

$$\text{偏度} = \frac{\Sigma n_{\text{（做-和）}}^{-3}}{(n-1)\quad 3} \tag{1}$$

其中 是数据集的标准差， Y是要定义的随机变量,或者在本例中是幅度。在

谱峰度属性

峰度是一种统计度量,定义数据集正态分布（图 3b)中的“尾部”或尾部与平均值的距离。它是变量Y的标准分数的4阶矩（如下式2所示）。

尽管峰度始终为正且范围从 1 到无穷大,但“超正”指的是重尾且具有大量异常值的数据,也称为轻峰度。 “过度负值”描述的是轻尾且异常值很少的数据,有时称为platykur-tic。正态分布的数据会有峰度值

为 3,因此对 3 左右的数据进行归一化会导致过多的负峰度值为 -2,而过多的正峰度值为 +2 (Sharma 2020)。 Li 等人也应用了峰度。 (2016)并由方程给出。

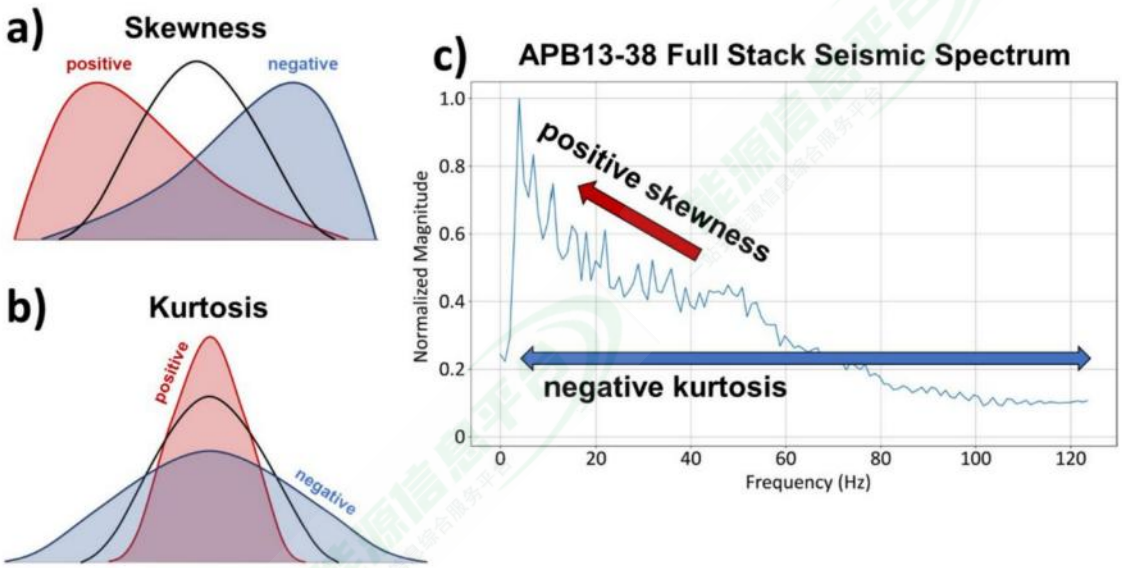


图 3 a正（红线）、负（蓝色曲线)和正常（黑色曲线)偏度的偏度变化,b正（红色曲线）、负（蓝色曲线)和正常（黑色曲线)峰度的峰度

sis 和c来自 APB-13 地震测量线 #38 的振幅谱,显示总体正偏度和负峰度

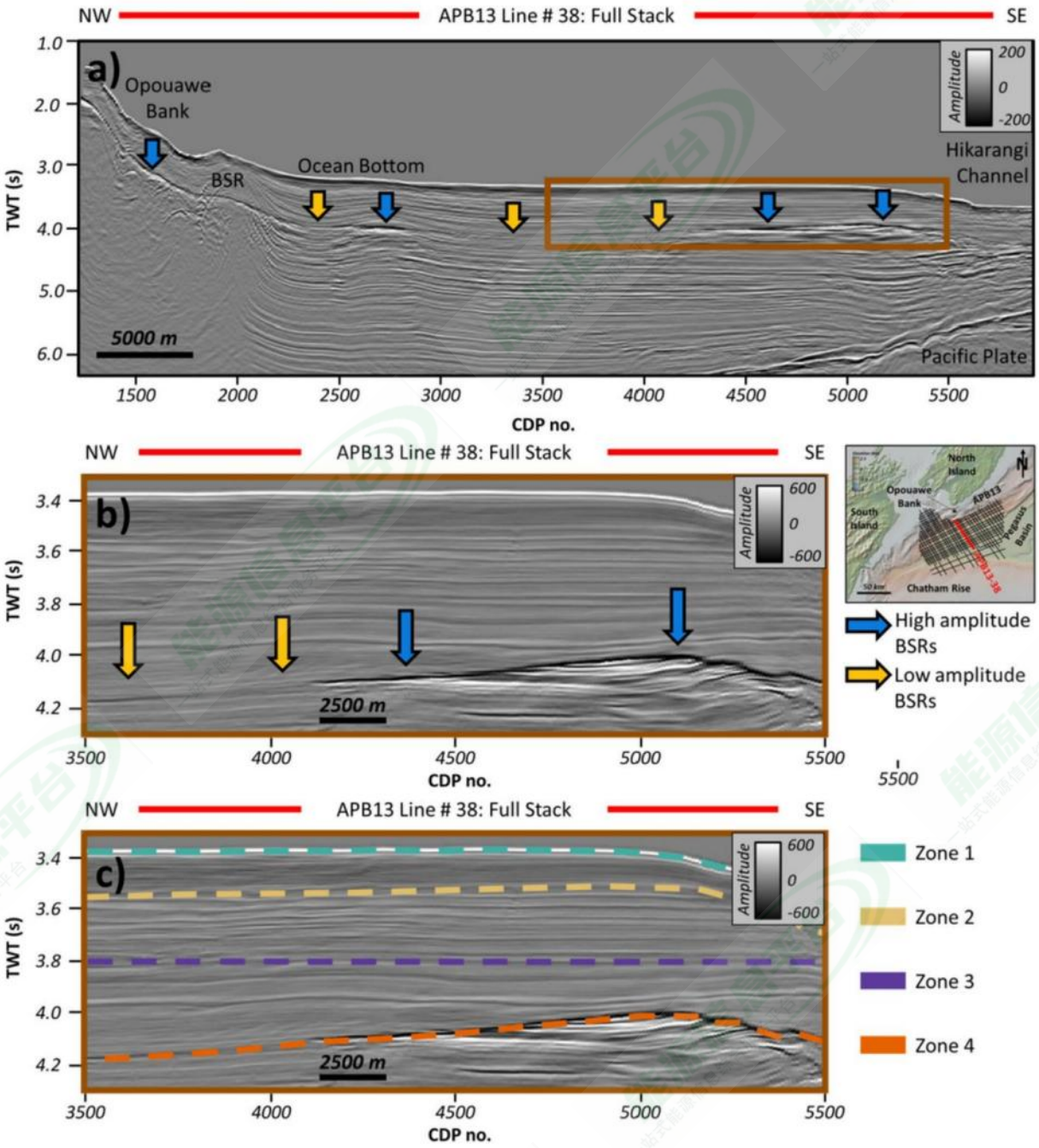


图 4 a横跨飞马盆地的全叠加地震线， b解释区域显示整个地震线的 BSR 范围（高振幅和低振幅）， c属性变化区 1-4;来自 GeoMapApp 的海底测深地图

$$\text{峰度} = \frac{\Sigma n_{。}(\text{做} - \text{和})^{-4}}{(\Sigma n_{。}(Yi - Y)^{2})^{2}} \quad (2)$$

正如 Li 等人所证明的,峰值频率较低。 (2015)预计呈现为正峰度。正峰度也可以被认为与带宽有关。频率衰减导致带宽变窄因此应表现出正峰度。峰度通常被随意地用数据集的“峰度”来描述，负峰度是低峰,正峰度是高峰。虽然这些描述可能有助于理解某些情况下频谱的形状,但描述与异常值（即尾部)相关的峰度更为准确。

RMS 幅度属性

均方根 (RMS) 振幅是一种常用的地震属性,计算数据的均方根 d(t) 由下式给出:

$$dRMS(j\Delta t) == (j\Delta t) = \left(1 \frac{2K+1}{\Sigma+K}_{K=K} \{ d [(j + k)\Delta t]\}2 \right)1/2 \quad (3)$$

并通过用户定义的分析窗口（Chopra 和 Marfurt 2007)进行计算,范围等于 - T=K t到 +T=+K t。 RMS 幅度应用于本研究,因为它是幅度变化的良好指标,并且可以与频率属性进行对比,以确定衰减响应是否与 GHSZ 上的幅度或频率变化相关,以及这些变化与飞马盆地内的地质和地层性质。

信封属性

包络,也称为瞬时幅度属性或反射强度,是 Taner 等人描述的一种复杂的迹线属性。 (1979)与沿地震道的反射事件相关,并根据地震道 (t) 和希尔伯特变换[uH(t)] 计算得出。

$$e(t) = \{ [u(t)]^2 + [uH(t)]2 \}1/2 \quad (4)$$

包络线可用作薄层调谐指示器,并且由于其与声阻抗对比的关系,还可用于表示岩性、孔隙度和油气聚集的变化（Chopra 和 Marfurt 2007） 。

对于本研究,包络对于增强与天然气水合物积累相关的 BSR 以及确定水合物系统中的非频率相关响应非常有用。另外,envelope是用于计算甜度属性的参数之一,这在Sect.1中有描述。 3.3.6.

瞬时频率属性

瞬时频率属性通过方程（方程3)计算为瞬时相位属性的导数。

$$f(t) = 2 \frac{d \quad (t)}{dt} \quad (5)$$

其中ϕ(t)是瞬时相位， f(t)是地震轨迹。瞬时频率通常用于薄层调谐,并且由于它是频率导出的属性,因此也可以提供有关衰减的线索（Chopra 和 Marfurt 2007）。已应用瞬时频率和包络（如下所述)等瞬时属性

其他作者（Fraser 等人， 2016 年)在飞马盆地中进行了研究,发现它对于突出衰减响应（Clairmont 等人， 2021 年)和检测弱 BSR（Chenin 和 Bedle 2020 年)很有用。在这项研究中,除了偏度和峰度之外,还使用瞬时频率来提供有关衰减响应以及水合物如何影响地震数据频谱的反馈。

甜度属性

甜度是油气环境和增强低频、高振幅区域的另一个常用属性,这些区域可能代表充满油气的沙子。甜度是根据瞬时频率计算的

频率和包络属性,因此它给出了频率和幅度响应的独特组合：

$$s(t) = \frac{\text{埃雷普(t)}}{[\text{fresp(t) } 1/2]} \quad (6)$$

其中e是地震道的包络线， f是地震道的频率。对于这项研究,甜度对于通道检测、突出干净的沙层（Hart 2008)以及幅度和频率的微妙变化非常有用,后者对于测量衰减特别有用。

无监督机器学习 - SOM 方法

自组织映射理论和先前的水合物应用

在基本层面上,自组织图 (SOM) 是一种基于理论的机器学习模式识别方法，该方法允许算法获取输入数据（在本例中为地震属性)并将该数据分组为“特征图”,这些特征图可以与某种有意义的地质或地球物理关系联系在一起（Kohonen 1982,1990 ）。映射过程采用 N 维数据（由输入属性的数量设置） ,确定构成属性的 J 向量在潜在空间中如何相互关联,并将输出向量投影到较低维空间或算法可以在其中形成簇的空间“流形”（Zhao et al. 2015、2018 ） ,也称为神经元、“原型向量”或 SOM 单元（AASPI som3d 程序文档， 2020）。

然后,这些神经元或向量由 2D 颜色条着色,该颜色条具有在输入参数（下面讨论)和 SOM 实现期间确定的类数量。

SOM 已应用于其他地震研究,以解释深水地震相和建筑元素（La Marca 和 Bedle 2021； La Marca 等， 2019)并表征地震数据中的浊积岩（Zhao 等,2019）。

2016），并评估储层岩性和岩石类型变化（Hussein 等人， 2021）。 SOM 还被用于增强弱或不连续的 BSR（Chenin 和 Bedle 2020），并与 PCA 结合以区分 BSR 与周围岩性（Lubo-Robles 等,2020）。

2023）。值得注意的是,当将 SOM 应用于特定的研究问题时,输入属性应该适合特定的研究目标;也就是说,应该使用几何属性来回答有关地震数据集的结构或地层学的问题（Zhao et al. 2018），或者使用谱形状属性来测量振幅谱的衰减等。

自组织映射的实现

总共,六个属性（频谱偏度、频谱峰度、瞬时频率、包络、甜度和 RMS 幅度)被输入到 SOM 算法中,并使用 z 分数算法对每个属性进行归一化。

每个 SOM 案例的最大类别数为

设置为 256,因为这是许多软件可以可视化的最大数量,尽管算法确定最终的类数（如果小于 256）（AASPI som3d 文档,2020 ）。数据训练迭代次数设置为 30,训练中的交叉线（CDP)抽取、训练中的线抽取和训练中的垂直样本抽取均设置为 2,因为该值被认为是稳健的抽取率。数据集。最初测试了较大的抽取值 5,但是,这些值不足以解析数据中的所有像素。 SOM 是在由顶部（海底)和底部（BSR)地平线定义的窗口中实施的。在单独的地震解释软件中,根据二维地震线（对于每个全角、远角和近角叠加)绘制地平线并进行网格化。输出是两个 SOM 投影轴（投影轴 1 和投影轴 2）。最终的 SOM 输出或相图是通过将两个投影轴相互交叉绘制来创建的。

SOM 相基于 2D 颜色图进行着色,该颜色图是根据输入过程中确定的类别数量和算法生成的,并与数据中出现的簇的直方图共同渲染。

结果

谱形状和补充属性以及无监督机器学习的结果如下所示。详细的描述有助于理解属性响应如何与属性理论相关。

地震振幅体积描述

在飞马盆地的 APB-13 勘测中,海底出现了一个强峰值反射体 [图 1b 中全叠加地震裁剪窗口的平均约为 700 dB],这在地震数据中很容易识别（见图1）。 BSR 大致模仿了海底反射器的绝对强度,但极性相反。在地震数据中,BSR 出现的时间为 2 至 5 s 双向时间 (TWT),范围从西北沿 Opouawe 浅滩到东南穿过 Hikurangi 海峡。在这些区域中,BSR 是一个连续的、中到高振幅的波谷（图6和图7）。 Chenin 和 Bedle (2020)以及 Clair-mont 等人。 (2021)解释了延伸到整个飞马盆地中部的不连续 BSR（ABP13 第 38 行上的 3000 到 4500 CDP 之间)以及沿着 Opouawe 浅滩向上延伸到西北并从 CDP 4500 到边缘的更连续的 BSR Hikurangi 海峡地震勘探的结果（图 6和7）。 BSR 最容易识别,它沿着 Opouawe 浅滩的侧翼和勘测的东南边缘横切结构和地层。这些区域呈现高振幅 BSR,并与微生物甲烷积累相关（Kroeger 等人， 2015 年)和低于 BSR 的高Q－1 （逆质量因数或衰减)值,在某些情况下甚至高于 BSR（Clairmont 和 Bedle， 2021 年） ）。由于众所周知,飞马盆地的这一区域确实存在水合物,因此该项目的目标是在之前的工作基础上测量GHSZ内的衰减,而不是低于 BSR 的衰减。

使用 BSR 作为近似 BGHSZ 的指标,预计 GHSZ 内发生水合物积累的任何地方都会发生衰减。为了将焦点区域仅限于 GHSZ 内的水合物,分析了较小的裁剪间隔（大约在 3.3 和 4.3 s TWT 之间以及 CDP 编号 3500–5500 之间）（图 4b）。除了低幅度 [范围在 － 80 至 － 200 dB（范围在 － 80 至 － 200 dB 之间)之外,该区域还包含高幅度 BSR [范围在 CDP 4100–5500 之间（海底反射器的 55% 和更大的绝对强度）]。海底反射器绝对强度的 10–25%）在 CDP 3500–4100] BSR 之间,提供了研究存在和不存在 BSR 时的衰减的机会,并确定在有或没有 BSR 的情况下整个 GHSZ 的属性响应是否可能有所不同。在此裁剪的数据间隔中,BSR 显示为高振幅地震反射体,在希库朗吉海峡西边缘与海底近平行,并在朝向盆地中心部分（希库朗吉海槽)过渡到低振幅。

整个地震线上的地震反射体（图4b和相应的属性图)是水平到近水平、平行且相当连续的;然而,在 3.53 和 3.8 s TWT 之间,存在一系列增加的绝对值

幅度（与背景、非海底或 BSR 相比)[绝对幅度 ~ 150–275 dB]、薄 [~ 20 ms TWT,特别集中在 CDP 3800–4500 之间]、亚平行反射器（见图 4b 和 c ））,其表现出绝对振幅随角度增加,并且可能代表 Lewis 和 Pantin (2002) 描述的沉积波。

补充属性已被证明适用于油气环境,所有属性都经过仔细检查。对从海底到天然气水合物稳定区底部的结果进行了表征,以确定每个属性对了解水合物系统的贡献。此外,频率和幅度相关属性的组合为机器学习阶段的 SOM 实现提供了一套强大的属性（图 5）。

属性量

在实施机器学习之前,对每个统计属性以及五个补充频率、轨迹和振幅相关属性进行地震属性分析。这样做是为了评估这些属性是否会因水合物积累的减弱而导致 GHSZ 的变化增强。虽然主要焦点是统计属性,因为它们在这种方法和四种方法中是新颖且未经测试的

光谱偏斜属性

关于下面描述的角度叠加的变化:虽然偏斜度变化并不是严格的 AVO 型响应,因为分析的不是地震的振幅,但偏斜度的振幅

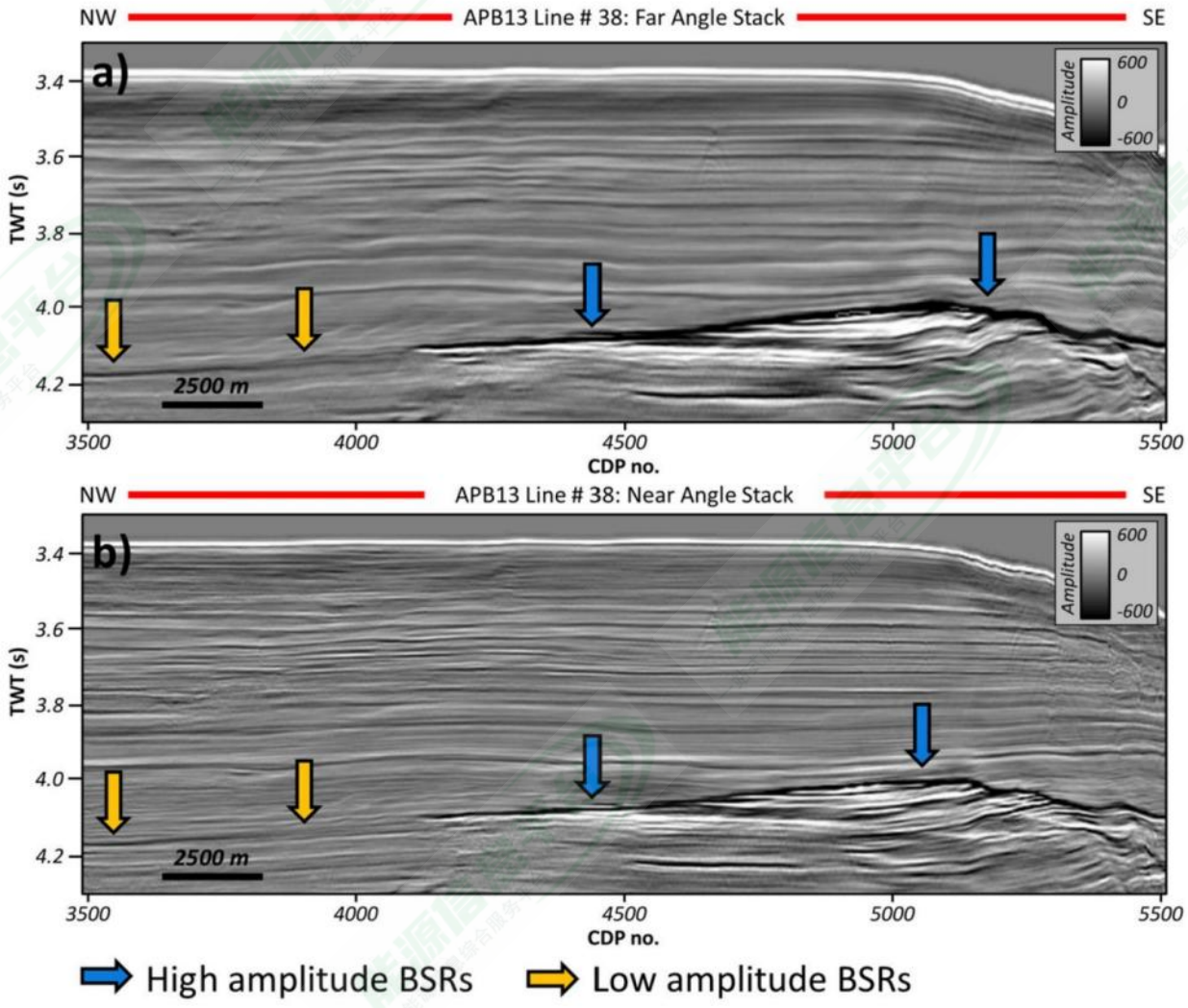


图 5 a具有高、低振幅 BSR 的远角叠加地震线， b具有高、低振幅 BSR 的近角叠加地震线;对于每个全角、远角和近角叠加,地震振幅均以相同比例绘制。地震测线图位置见图4

图 6 a全叠加地震线,具有高、低振幅 BSR 和用颜色表示的区域， b根据全叠加地震线计算的偏度属性， c全叠加振幅 -

与全叠加偏度共同渲染的曲线,从远角叠加地震线计算的d偏度属性,以及e偏度 -

根据近角叠加地震线计算的ness属性。地震测线图位置见图4

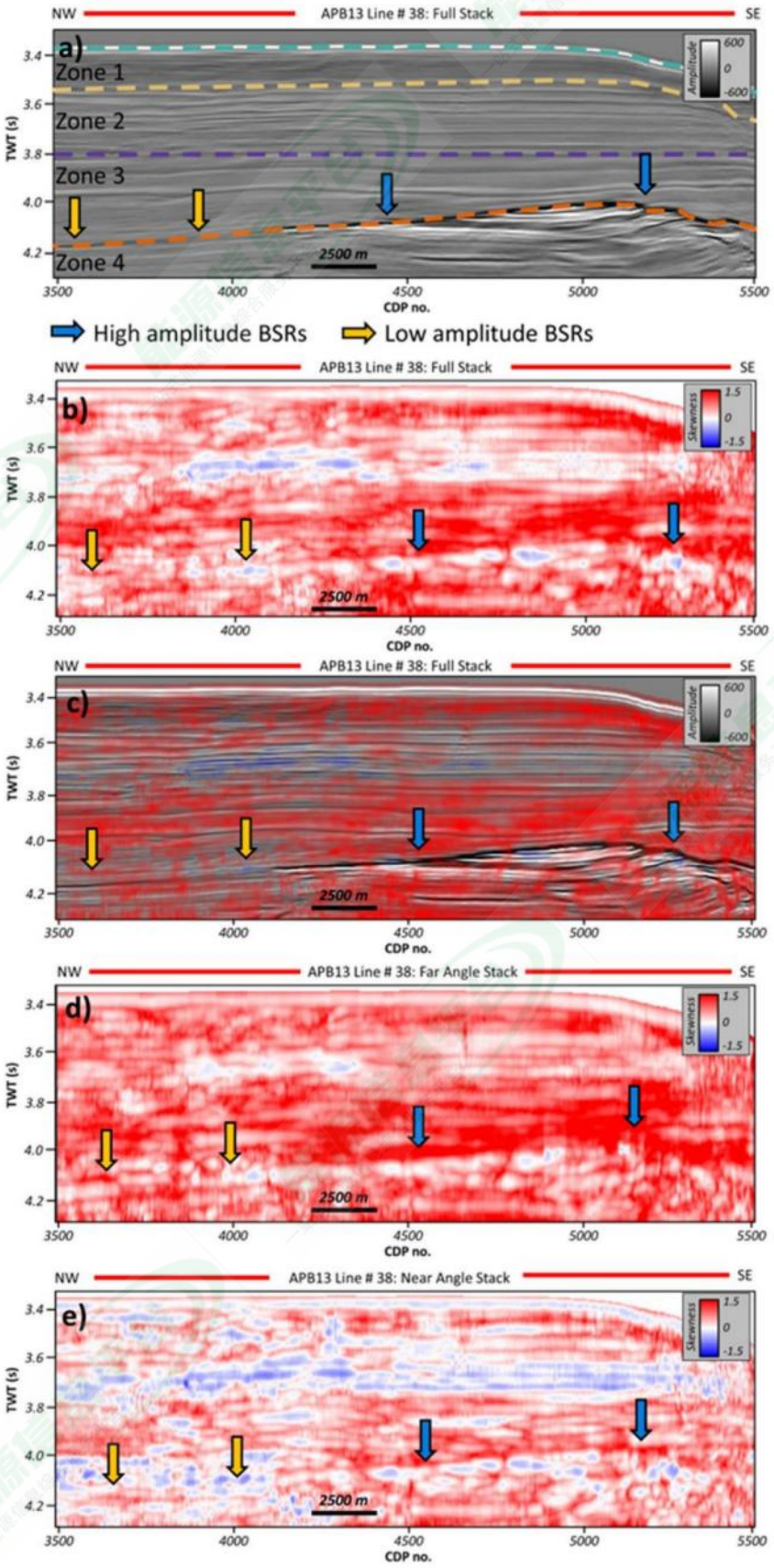
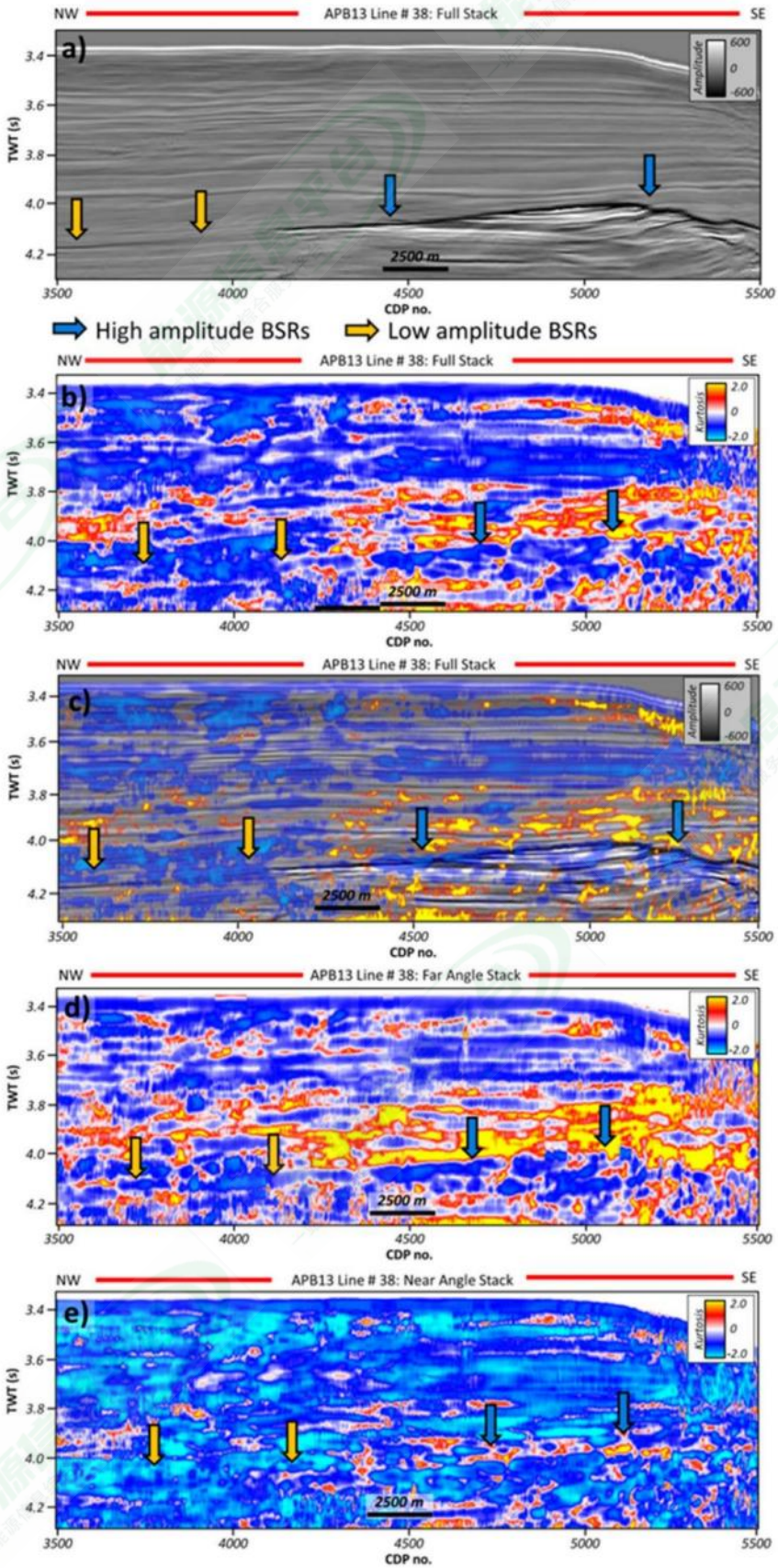


图 7 a具有高、低振幅 BSR 和区域的全叠加地震线,用颜色表示， b根据全叠加地震线计算的峰度属性， c与峰度属性共同绘制的振幅， d根据远角叠加地震计算的峰度属性e近角叠加地震线e计算的峭度属性见图4

用于地震测线图位置



响应随角度而变化,因此,创造了术语“skew-AVO”来描述这种效果。

在 1 区的整个 GHSZ 中,一般为正值,范围从 0 到 1.5（图 6a和 b）。在 CDP 5000-5400 沿 Hikurangi 海峡斜率的西南地区观察到较高的偏度值 [~1.4 至 1.8]。海底的偏斜度较低,通常在窗外小于 0.1。

在区域 2 中,偏度是正偏度和负偏度的混合体,负偏度 [− 0.3 至 − 0.6] 在整个 CDP 3850–4450 中占主导地位,并且在整个区域 2 中变化。负偏度带在全堆栈中最为清晰可见,并且近角堆栈属性线,而远角堆栈的连续性较差,并且绘制的偏度更接近 0。区域 2 中描述的负偏斜度大致对应于地震幅度线区域 2 中描述的薄层、次平行反射体。

在区域 3 中,偏度通常再次为正,范围从 0 到 1.5（图 6a和 b）。CDP 4300–5500 之间的偏度最高 [1 至 1.6],紧邻高振幅 BSR。在远角堆栈中观察到最强的偏度响应（特别是在 CDP 4300-5500 中的强 BSR 之上,偏度高达 2.2）,尽管它与全堆栈线的偏度响应相当,但正偏度明显较弱[0.8 到 1.4 在前面提到的相同位置] 在近角堆栈中。近角叠加还包含位于地震线西北端弱BSR 正上方的较大的轻微负偏斜度 [− 0.3 至 − 0.5] 的斑块。

这些负偏斜斑块仅在全角和远角堆叠线中微弱地观察到。

在区域 4 中,偏度响应通常为弱负值,在整个堆栈中范围在 -0.3 和 0 之间,并且整个堆栈中都有正偏度 [通常>1]。 4 区 GHSZ 底部高振幅 BSR 的偏度响应在近角叠加中观察到较强的负偏度 [高达 − 0.5],在全角度叠加中负偏度稍弱,并且较弱远角堆栈中的负偏斜度（通常小于 − 0.1 到 0）。沿着地震线西北端的低振幅、不连续的 BSR,存在弱负偏斜度 [高达 − 0.5] 响应,这在近角叠加中更为明显,大约为 0 到弱负偏斜度 [通常小于 − 0.1]全角和远角堆栈的偏斜度。

尽管 GHSZ 以下的区域不在本项目的范围内,但偏度响应通常为 0 到正值,在近角叠加中观察到的负偏度略高。由于全栈和 FAS 中沿强 BSR 的负偏度响应与 NAS 中弱 BSR 正上方的负偏度响应之间存在对比,除了 BSR 正上方和下方的正偏度之外,GHSZ 很容易从BSR 底层的间隔。因此,使用。

总结整个 GHSZ 的偏度响应,在大约 3.4–3.59（区域 1 到区域 2)秒之间以及从 3.8 到 GHSZ 底部之间存在两个强正偏度区域 [在整个堆栈中高达 ~1.5]（区 3）。从 3.6 到 3.8 s（区域 2）,存在 0 到负偏度响应 [在 NAS 中高达 ~ − 0.5],这在近角堆栈中最为明显。最后,在 GHSZ/BSR（区域 4)的底部,存在弱到中等的负偏度响应 [高达 ~ − 0.5],在近角叠加中最强。

谱峰度属性

正如前面的偏度结果中提到的,在不同的偏度中观察到类似的峰度变化

角度。这种峰度随角度的变化被称为“kurt-AVO”响应;然而,应该指出的是,这不是典型的 AVO 型响应,它与幅度随角度的变化有关。

在 1 范围内,峰度通常为负,范围在海底的 − 1 到整个区域的 − 1.5 之间（图 7）。紧邻海底反射器下方是从全角堆栈到近角堆栈的混合强正到弱正的细区间[在全堆栈中最多为2.2,在NAS中最多为1.3]。这种薄而高的峰度响应出现在 Hikurangi 海峡斜坡地震线的东南半部,并且在全角度叠加中最强,其值如上所列。

在区域 2 中,峰度通常再次为负值,范围从 − 1.5 到 0,与全堆栈和 FAS 相比,在 NAS 中观察到更强的负值 [高达 -2] [通常小于 −0.1 至 +3]在一些正峰度的斑块中]。在远角堆栈中,峰度响应遵循某种垂直分层模式,该模式在全角堆栈和近角堆栈中减小。

在区域 3 中,距 GHSZ 底部 3.8 秒以下,全角度和远角度堆栈在高振幅 BSR 正上方显示出强烈的正峰度 [~ 2] 峰度响应。与全角堆栈相比,远角堆栈包含更宽、更厚的正峰度响应范围。

近角叠加仅在高振幅 BSR 正上方显示出非常薄的强正峰度区间,而 3 区的大部分区域为负至强负峰度 [约 -2]。在低振幅、不连续的 BSR 之上,存在一个负峰度区间 [在全栈中大约为 − 1.5],在近栈和全栈中更容易观察到,并且在远角中较弱、不连续且可变堆。正如前面提到的偏度属性,虽然低于 GHSZ 的区间超出了本项目的范围,但峰度响应主要是中等到强负值,在所有三个角度堆栈中都看到了正值斑块。

总结峰度响应,峰度被证明在整个 GHSZ 中变化很大,特别是在角度堆栈上观察到的变化方面。在全堆栈和远堆栈中,峰度响应在海底反射器处和 3.6 至 3.8 秒（区域 2)之间显示负峰度 [－ 1.5 至 0],在 3.6 秒以上出现可变正响应 [－ 1.5 至 － 1]位于海底正下方（1 区）。在 3.8 和 GHSZ/BSR 底部（区域 3)之间,全栈和远栈中存在一个强正峰度区域 [高达 － 2.0],而近栈大多显示负响应。峰度似乎大致垂直“分层”,也就是说,它在横向上紧密连续（负或正）,并且这些区域由细零值或弱正/负峰度分隔。

偏度和峰度交会图

偏度与峰度的交叉绘图表明,两个属性之间存在明显的线性趋势（图 8）。两个属性之间存在很强的正相关性,其中偏度为低正值且峰度为低负值（在弱 BSR 上方的区域 2 和区域 3 中）,并且偏度为正值至强正值且峰度为低正值（在区域 1 中)朝向 Hikurangi 海峡和强 BSR 上方的 3 区）。使用定义每个属性的颜色条的相同尺度对偏度和峰度进行交叉绘图。

补充属性结果

这里只显示了在全叠加地震线上计算的属性的结果,因为它超出了研究不同角度叠加的补充属性变化的项目范围。在完整的叠加线中,整个 GHSZ 的 RMS 幅度（图 9b)响应通常较低 [0 至 200],但海底 [375 至 550] 和 BSR [350 至 725] 除外,特别是在高海拔地区。 -振幅BSR,正如对于振幅相关属性所期望的那样。整个 2 区的不平行、可能的沉积物波反射器存在轻微变化,并且 4 区的弱 BSR 略有增强,其中 BSR 在地震线的西北端不连续。在地震线中看到的高振幅BSR下方,存在一个高振幅[高达480]的区间RMS 幅度响应,尽管响应有些模糊。

瞬时频率属性范围为 0 至 120 周期/秒,海底频率响应最高,介于 3.6 至 3.8 秒（区域 2)之间,并沿高振幅 BSR（区域 4）。瞬时频率最低[~ 10 至 25 Hz],区域 1 紧邻海底反射器下方,区域 3 则具有中高频薄层。高频区域 2 中的响应大致对应于整个该区域中看到的偏度和峰度属性变化;在与整个次平行反射器的负偏斜响应相对应的间隔中观察到更高的频率。在紧邻海底的区域 1 和区域 3 中,低频变化对应于正偏度和峰度变化,但通过区域 3 的近角叠加中的峰度除外。此外,还有高频值 [50 到 100 Hz] 沿着高振幅 BSR,对应于相同间隔的负偏度和峰度响应。频率沿着弱/不连续和低幅度 BSR 也具有中等强度 [30 至 35 Hz] 属性响应（如图 9c 所示）。在 BSR 下面,有几个较高频率 [~40 Hz] 间隔,响应落在比 RMS 幅度或包络响应更离散的表达式中。

包络属性（图 9d)响应值范围为 0 至 1800。分别在海底 [700 至 1450] 和沿高振幅 BSR [700 至 1550] 以及整个 GHSZ 存在强烈响应。范围从 0 到 200 左右变化。包络线通常是垂直分层的,除了 2 区稍高的包络线外,没有明显的可辨别模式。在 BSR（4 区)下方,有几个增加值 [600–1200]包络间隔。当分析角度属性响应时,包络和 RMS 幅度都随着角度的增加而分别从 1000 到 1400（包络单位)和 900 到 1100（幅度)增加,尽管 AVO 型响应没有针对补充属性进行全面描述。

在完整叠加线上计算的甜度属性显示整个 GHSZ 的微弱变化,海底和高振幅 BSR 是主要的强正 [250-300] 甜度响应（图 9e）。甜度通常也遵循与原始地震振幅线类似的响应模式。在 BSR（区域 4)下方,有几个高正甜度的薄层 [200-300],遵循与振幅和包络属性响应子 BSR 类似的表达式。

机器学习结果

基于对 Pegasus 盆地地质环境和地震相的了解,观测到的 SOM 相与解释的地震相、地震数据中看到的地质特征或属性观测结果相关。从地震属性和SOM结果识别出的4个主要地震相簇是：(1)代表洋底相的高振幅反射体（包括洋红色聚集的强烈可能的洋底旁瓣)和BSR相；(2)代表洋底相的混合硅质碎屑相。大多数数据相当连续，

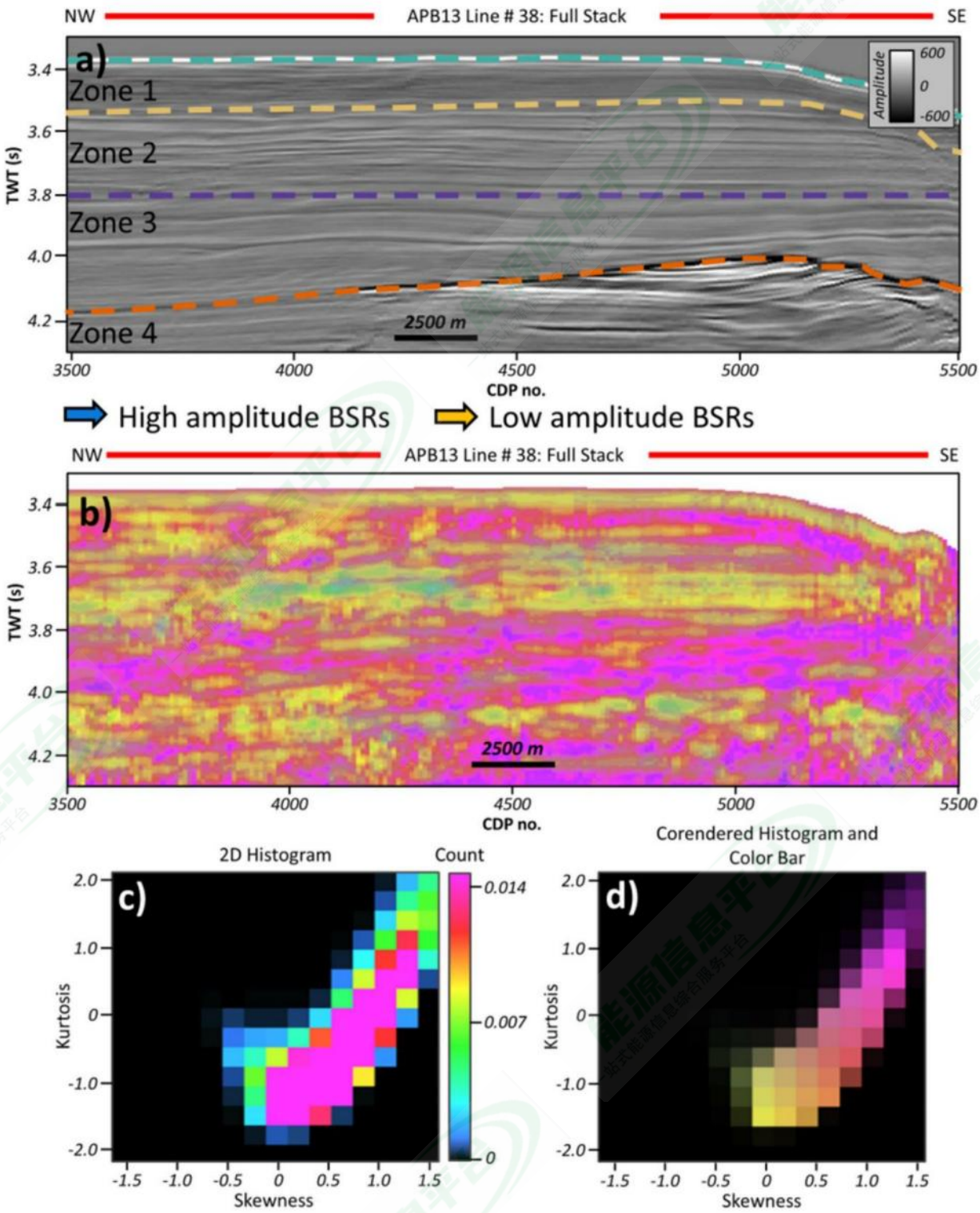


图 8 a全角度叠加地震线,具有高振幅和低振幅 BSR 以及用颜色表示的区域， b在全叠加地震线上计算的峰度与偏斜度交会图， c显示峰度与偏斜度交会计数的二维直方图， d 带有 2D 颜色条的 Corendered 直方图,对应于b中所示的颜色。直方图和 2D 颜色图用于确定图7b 中表示的颜色。地震测线图位置见图4

Machine Translated by Google

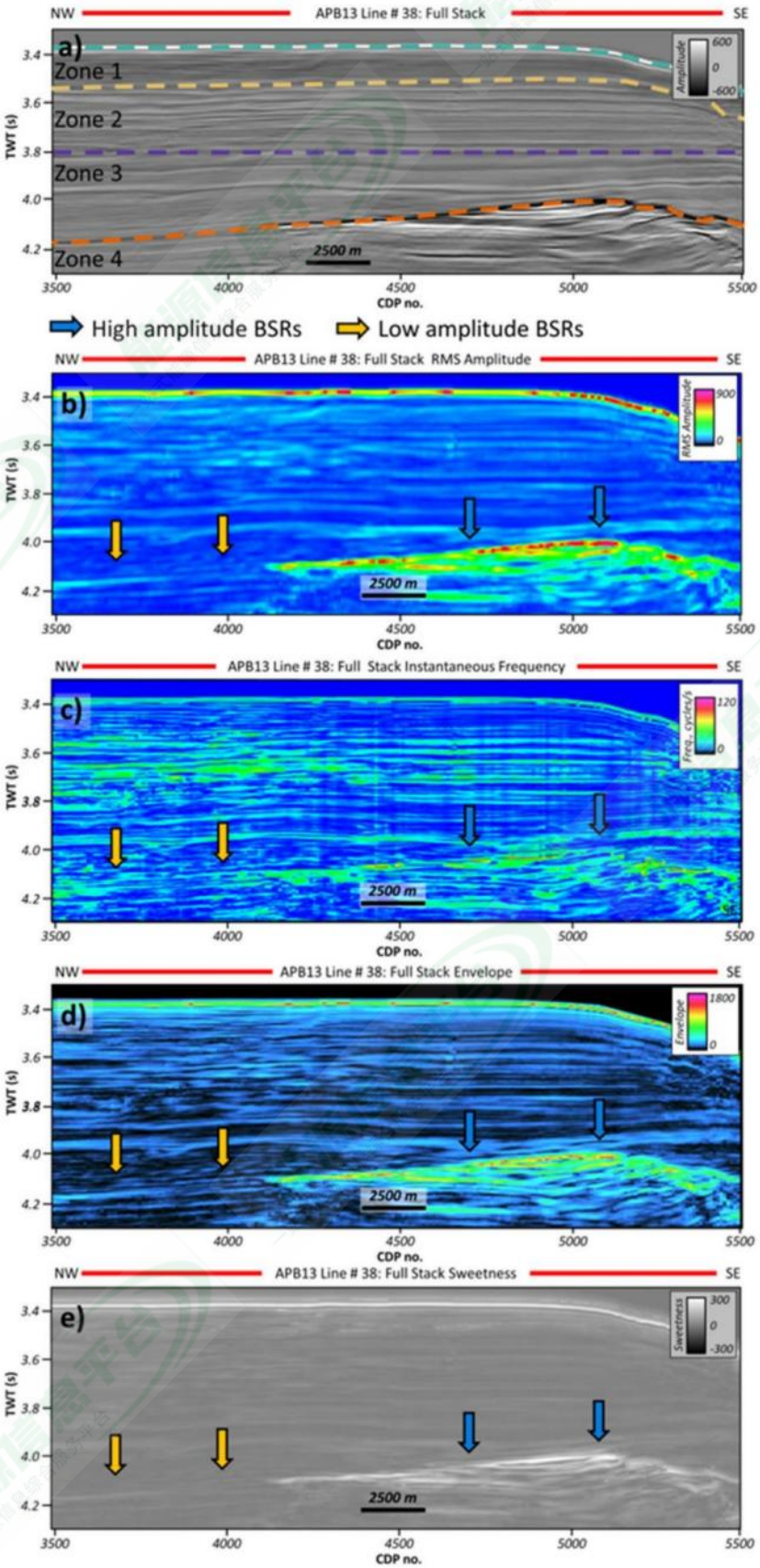


图 9 a具有高振幅和低振幅 BSR 的全叠加地震线,其中区域用颜色表示， b RMS 振幅属性 -

ute、 c瞬时频率属性、 d包络线属性和e甜度属性 所有属性均在具有箭头所示高低振幅 BSR 的全叠加地震线上计算。地震测线图位置见图4

平行反射器,(3) 与整个区域 1 和 3 的光谱偏度和峰度以及瞬时频率变化最密切相关的变频相,以及 (4) 沉积物波相。

每个角度堆叠的区域 1 对应于连续的海底反射器,然后对应于三个角度堆叠中的每个的可变聚类（图 9b – d）。在全叠中,靠近地震线东南端的变频相斑块较多,近处类似的斑块很少,远角叠中几乎没有。然而,在远角叠加（图 10c）中,有几个米色簇遵循整个 1 区二维地震线上的低振幅波谷响应;这些簇在任何其他 SOM 角度堆栈中均未观察到。在2区,集群是相当连续的混合硅质碎屑相,通过二维地震线中看到的近平行、可能的沉积波反射器,有一些沉积波相集群;区域 2 显示角度堆叠之间没有显著变化。区域 3 包含混合硅质碎屑相和大片变频相,这些在全叠层中比远叠层和近叠层更明显,尽管近叠层斑块看起来比其他两个角叠层更离散。 4区包含洋红色相的BSR,二维地震中BSR为高振幅,并以混合硅质碎屑相为特征,二维地震中BSR为低振幅。没有数据被分类为低于 BSR

本研究的重点集中在 GHSZ 内。

讨论

属性分析

光谱偏斜属性

偏度用于定义数据集的偏差量

来自数据集的正态分布（图 3a）。将谱偏度结果与原始地震进行比较时,可以发现,除了第 2 区描述的次平行沉积波相外,大多数谱偏度变化与观测到的地震振幅变化并不密切相关。 1 和

区域 3 包含最强的正偏度响应,也对应于瞬时频率属性部分中描述的较低频率。正偏度与低频值的组合表明,在这些间隔上发生了更多的衰减,特别是与具有高频和负偏度的区域相比。正偏度意味着数据偏向较低频率,这由低瞬时频率响应证实。

通过比较负数可以观察到相反的情况

偏度间隔也随频率变化。区域 2 和区域 4 均包含负偏斜区间以及较高的瞬时频率,证实负偏斜数据确实包含比正偏斜数据更高的频率。这些效应证明了衰减的频率依赖性。正如前一节所讨论的,衰减预计会导致高频损失超过低频（Raikes 和 White 1984）,此外,随着水合物饱和度的增加,衰减率也会更高（Guerin 和 Goldberg， 2002； Chand)和 Minshull 2004 年； Dvorkin 和 Uden 2004 年； Riedel 等人2010 年等）。强正偏斜度（代表衰减)正下方的高振幅 BSR 的组合是 GHSZ 底部天然气水合物聚集导致地震明显衰减的有力案例。此外,在沿希库朗吉海峡的 1 区观察到正偏度增加,这可能表明整个希库朗吉海槽浅层水合物积累和局部化。

如光谱偏度属性结果中所述

从剖面来看,与全角堆栈和远角堆栈相比,近角堆栈中可见更强的负偏斜响应（即,偏斜响应的幅度更负）。负偏斜响应（见图 3)表明地震频谱左端的地震频率比右端的地震频率衰减得更多,因此频谱向右偏斜（即负偏斜）。对于计算偏斜度的地震振幅谱所表示的频率内容,这表明较低频率比较高频率衰减得更多。

当考虑近角叠加内的预期衰减时,在近角（5-18°之间)内,预期衰减较低,因此频率含量较高,因为地震波不必穿过地球那么多至于远角（32-45°之间）。这与不同角度堆栈上可见的偏度响应相关。虽然近角叠加显示出强烈的负偏斜响应,但远角叠加显示出弱的负偏斜响应至 0,这可能是由于地球的衰减对水合物本身内发生的自然衰减造成影响。这种现象在区域 2 中尤其明显,该区域显示从远角叠加到近角叠加的负偏度不断增加,同时从远角叠加到近角叠加的正偏度响应减小（图 6c 和 d）。

总结频谱偏度,虽然由于缺乏井数据和水合物积累深度而存在一些不确定性,但偏度被证明有助于区分地震中频率和振幅降低的区域,并且基于证据整个飞马座出现的天然气水合物

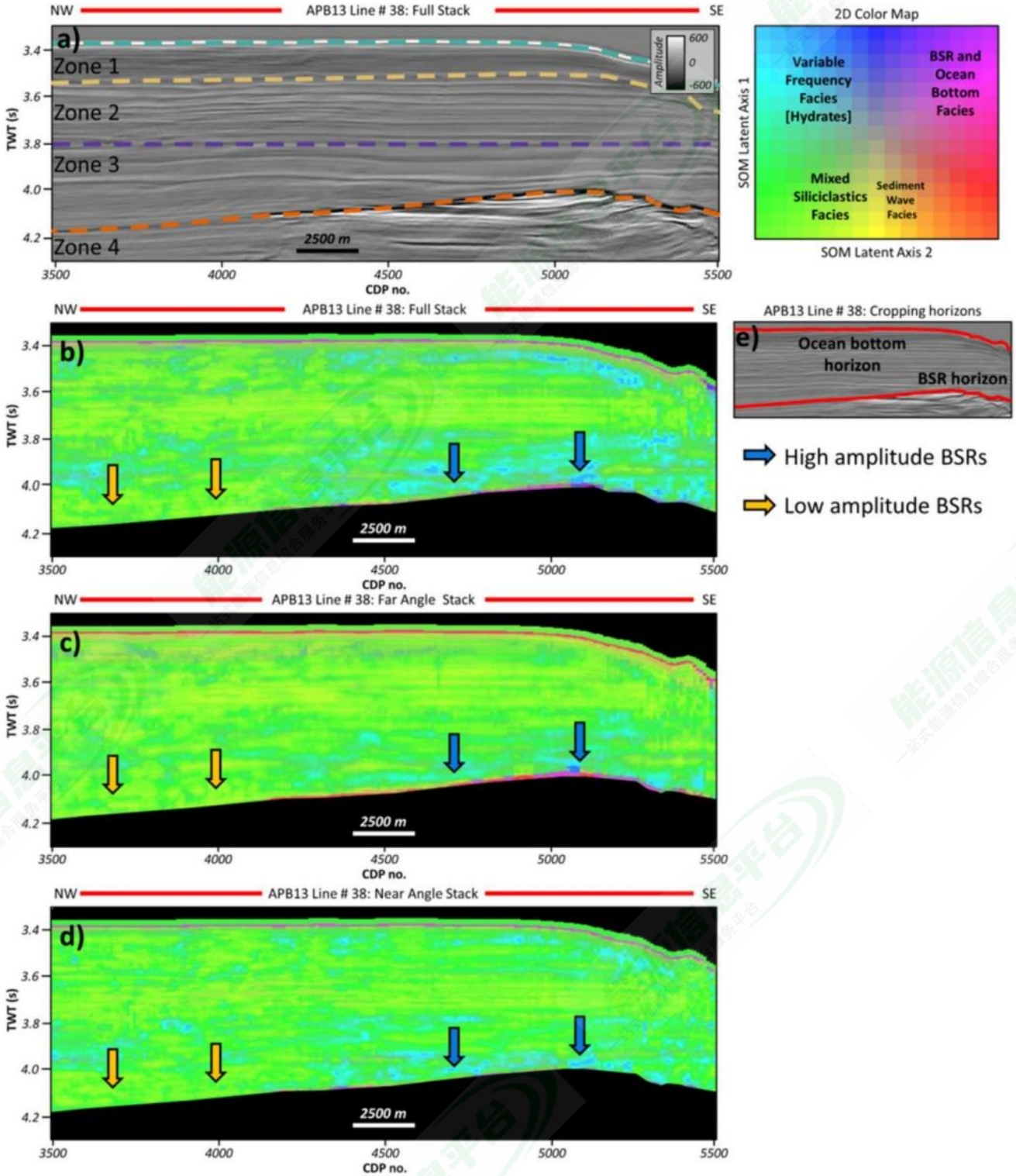


图 10 a全叠加地震线显示高振幅和低振幅 BSR,区域用颜色表示， b根据海底和 BSR 层位之间的全叠加地震线计算的 SOM 结果， c根据远角叠加地震线计算的 SOM 结果海底和 BSR 层位之间， d SOM 结果是根据海底和 BSR 之间的近角叠加地震线计算得出的 tom 和 BSR 地平线， e海底地平线和 BSR 地平线用于垂直窗口截止。二维颜色条显示 b、c 和 d 中表示的解释相。被解释为水合物的相以青蓝色突出显示。地震测线图位置见图4

盆地如第 3 节中讨论的那样。 2.3,这种衰减与 GHSZ 中的天然气水合物有关。

谱峰度属性

峰度是一种统计度量,定义数据集与数据集正态分布（图 3b)中平均值的“尾部” 。对于峰度,会出现与前面描述的偏斜 AVO 响应类似的 kurt-AVO 响应发生环。

区域 3 中的峰度响应在远角堆栈中为强正值,而在整个同一区域的近角堆栈中,峰度响应为强负值;事实上,奇怪的是,两个不同角度堆栈中的值几乎相反。与峰度理论相关,正峰度表示从该样本位置处的光谱测量到的数据很少有异常值且峰值度较高,而负峰度表示异常值较多且峰值度较低。从该样本位置的光谱测量的数据。因此,将其与数据的频率内容进行比较,这可能意味着,在远角中存在较高峰度响应的情况下,与正态分布相比,频率内容包含更窄的频谱或频率带宽。另一方面,负峰度意味着与数据的正态分布相比,频率分布或带宽更宽,包括高频率和低频率。

在全角和远角堆栈中,高振幅 BSR 上方的强正峰度响应表明与区域 2 中的负峰度相比数据带宽更窄。区域 3 还包含较低的频率,这可能间接驱动带宽以及随后的峰度响应。在近角堆栈中,区域 3 甚至几乎整个 GHSZ 都包含负峰度。全角叠加和远角叠加中第 3 区的正峰度可能是由于天然气水合物衰减了地震频谱并减少了数据带宽。正如第 3 节中所讨论的那样。从图 1.1和1.2可以看出,水合物可以增加岩石框架的刚性,同时增加衰减,这有点出乎意料。虽然本文的目的不是解决飞马盆地衰减的确切机制,但很明显衰减正在发生,并且可以与支持 GHSZ 天然气水合物聚集的其他现象（例如 BSR)联系起来。近角叠加中第 3 区负峰度的机制更难以理解,但可能是由于水合物衰减与角度衰减之间的某种相互作用所致;然而,这个确切的反应还没有被很好地理解。

总之,峰度描绘了峰度变化的两个主要区域,第三个区域有轻微的变化,可能与天然气水合物有关。由于水合物已在浅层沉积物中被发现

在飞马盆地（见图 4)中,区域 1 中的强衰减可能对应于天然气水合物的积累,以及在区域 3 中观察到的强 BSR 上方的强 kurt-AVO 响应。尽管由于缺乏井数据来确认水合物聚集间隔,存在一些不确定性,但根据对飞马盆地 GHSZ 的了解,峰度响应和变化可能是由于天然气水合物聚集的不连续区域造成的。

光谱属性注意事项和总结

在 1 区观察到的强烈正光谱变化也可能是由于水合物积累造成的,已知水合物发生在浅层地下,并已被 Pegasus 盆地的农作物岩芯回收（见图 4 和 Bialas 2011） 。

尽管有迹象表明水合物可能存在于 GHSZ 的浅层地下,但偏度和峰度属性显示出对 GHSZ 底部的最强响应,这最能指示水合物,而在 GHSZ 中看到一个较低偏度的区域。西部地区

全叠加和角度叠加,不对应于任何特定的幅度特征或异常。似乎更有可能的是,整个 GHSZ 存在不连续的水合物区域或斑块,而不是一个充满水合物的固体沉积物包;事实上,研究表明,水合物可能出现在地表下不连续的区域。

GHSZ（Cordon 等人， 2006 年； Guerin 和 Goldberg， 2002 年）。

根据偏度和峰度交叉的结果

从图（图8)可以看出,偏度和峰度之间存在明显的正相关关系。偏度和峰度之间最强的正相关性表明高衰减,这些区域,特别是 1 区（沿着 Hikurangi 海槽)和 3 区,被解释为代表天然气水合物聚集。此外,这些区域通常对应于 SOM 中“衰减”相的分类位置,这为以高衰减和频率降低为代表的水合物聚集提供了另一种情况。简单的互相关可以作为这些属性如何相互关联以及水合物积累的潜在区域的附加视觉表示,并且是质量控制检查结果和机器解释的简单方法。学习。

最后,根据对飞马盆地光谱属性的观察,这些属性有可能被视为一种直接水合物指示剂,类似于常见的 DHI。尽管由于缺乏Pegasus盆地的井数据,天然气水合物的确切位置存在一定的不确定性,但即使是公认的DHI也没有明确证实油气的存在,而是基于属性理论来表明油气的存在。概念以及对属性的彻底、科学的解释

回复。同样,频谱属性根据地震频谱的统计形状给出响应,并且在解释天然气水合物环境中特定的衰减时,可以指示含有天然气水合物的区域。

补充属性

瞬时频率属性的结果显示在存在负谱偏斜响应的相同位置处存在高频变化,这表明这些变化与频率响应有关,而不是与地震或岩性的振幅体积的变化有关。这与高频在整个 GHSZ 中衰减的预期一致,并且相应的偏度和峰度属性显示出（正)响应,表明与非水合物填充区域相比峰值频率较低。包络线和 RMS 振幅的结果通常对应于地震振幅体积中看到的高振幅。

在 BSR 以下,RMS 振幅、包络线和甜度响应都指向油气聚集。例如,甜度属性是根据频率和包络属性计算出来的,通常用于描绘充满油气的沙子（或“甜点”）,在高振幅 BSR 下方显示出强烈的正响应;这种反应可能是由于 GHSZ 下方被困的游离气体造成的。被捕获的游离气体在 GHSZ 中充满水合物的沉积物与下方区域中的游离气体之间产生了强烈的阻抗对比,从而产生了强烈的 BSR。 RMS 振幅和包络线也常用于指示油气的聚集,为 GHSZ 以下的游离气体提供了强有力的证据。

虽然补充属性被证明对于突出显示 GHSZ 底部的 BSR 很有用,但这些属性被证明不太能表明衰减本身,并且它们的属性响应与有趣的光谱属性响应和角度之间观察到的变化之间的相关性较小。堆栈。尽管如此,除了为机器学习提供必要的补充属性之外,它们确实显示了与幅度和频率相关的响应之间的清晰界限,以及最适合量化衰减的属性。

自组织映射

从本质上讲,自组织图是一种降维技术,允许研究人员将多个属性输入机器学习算法并分析输出特征图或数据聚类。使用 SOM 分析整个 GHSZ 的衰减的含义是,不仅会受到整个 GHSZ 的光谱形状属性及其变化的影响,还会受到补充属性的影响,事实证明,补充属性的影响较小

对于突出衰减效果很有用。因此,预计虽然输入属性的组合将为通过 GHSZ 的衰减响应提供线索,但严格使用频率或衰减属性的属性可能在描绘频谱形状属性观察到的细微变化方面更稳健。

SOM 中的主要簇是洋底相和 BSR 相簇、混合硅质碎屑相簇、变频相簇以及沉积物波相簇（如果存在）。尽管在计算整个 GHSZ 的 SOM 时每个属性的权重相同,但由于各个属性在特定区域有更强或更弱的响应,因此会创建某些 SOM 集群。例如,RMS 振幅、包络、甜度和瞬时频率均具有较强且相对独特的海底和 BSR 响应,而频谱偏度和峰度沿 BSR 具有不太明显的响应,尽管沿 BSR 相当一致。海底。因此,强海底相和BSR相簇很大程度上是由于补充属性的输入而不是光谱属性的强烈响应。同样,与 RMS、包络线或甜度属性相比,可变频率相与频谱属性和瞬时频率属性的变化关系更密切。一般来说,SOM 的结果对于从频率相关特征中描绘幅度相关特征很有用,并且如前所述,表明频率和频谱属性表现出强烈响应的衰减。

尽管可以做更多的工作来通过 GHSZ 增强水合物的 SOM 分类,特别是通过实施其他频率或衰减相关属性,但此处介绍的 SOM 模型可以区分高频率的两个主要区域（区域 1 和区域 3）。衰减或频率变化,以及与底层地质特征（沉积波)更密切相关的一个区域（区域 2）。

结论

天然气水合物是一种复杂的地质现象,在许多地区,其成像效果较差,存在于海洋和多年冻土环境中。在来自新北岛东海岸近海飞马盆地的 APB13 数据集中

除了在整个西飞马盆地发现的含有甲烷水合物的落岩芯之外,在新西兰,透明和不连续的 BSR 也间接表明了天然气水合物的存在。然而,由于 BSR 的不一致性质,需要其他方法来识别天然气水合物稳定区内的天然气水合物。衰减与填充 GHSZ 孔隙空间的水合物密切相关,通过统计属性（偏度和

峰度被提议作为一种在没有 BSR 的情况下识别水合物的方法。这些统计属性与瞬时和 RMS 振幅属性相结合,用于确定 APB-13 2D 地震数据集的 GHSZ 内的衰减响应和变化,并用作 SOM 机器学习算法的输入。属性分析的结果表明,与频率相关的属性(瞬时频率和光谱/统计属性偏度和峰度)能够突出显示 GHSZ 内整个水合物饱和区域的衰减。此外,根据这些属性响应,飞马盆地中的水合物在整个 GHSZ 中似乎是不连续的,高偏度和峰度响应直接位于高振幅 BSR 之上,上面覆盖着负偏度区域和峰度,这可能表明无水合物间隔。由于3区中与频率/频谱相关的属性响应/变化不对应于任何明显的振幅属性变化或出现在原始地震振幅体积内,因此我们得出结论,它与天然气水合物引起的频率衰减有关。

根据 SOM 结果,在频率属性显示峰值响应/变化的区域存在相应的响应。正如光谱属性的 skew-AVO 和 kurt-AVO 分析所预期的那样,在 SOM 结果中,随着角度的变化,变化常常达到峰值。比较这两个 SOM 案例,可以看出,在较小的间隔之间运行机器学习可以实现更离散的数据分类,因此建议在更窄的用户定义窗口或裁剪范围内计算属性和机器学习实现。

这项研究表明,统计/光谱属性(偏度和峰度)能够测量 GHSZ 区域内的衰减变化。

Pegasus Basin APB13 二维地震数据集。基于这些结果和解释,除了已确认的天然气水合物和井或岩心数据的设置之外,建议将光谱属性应用于怀疑有天然气水合物但可能稀疏 BSR 或井数据的其他区域。未来的工作,包括水合物和属性的综合建模,将有助于确定水合物的饱和度和变化的岩性如何影响衰减响应,并提供更多定量方法来测量地震数据的衰减。

致谢用于计算本研究的许多地震属性和所有机器学习模型的 AASPI(属性辅助地震处理和解释)软件由俄克拉荷马大学的 AASPI 联盟提供。

用于可视化和计算甜度属性的 Petrel 许可证和软件包由 Schlumberger 提供。

作者感谢俄克拉荷马大学 AASPI 研究小组和 Kurt Marfurt 博士的技术反馈。

作者贡献EJ:撰写主要手稿文本并准备文本中的每个图形。 HB:提供了有关图形、地震属性、地球物理背景和方法的技术反馈。

TH:提供了有关用于计算地震属性和机器学习的软件的技术反馈。所有作者都审阅了手稿。

资助这项研究由美国化学会 (ACS) 石油研究基金 (PRF) 向俄克拉荷马大学地球科学学院的 Heather Bedle 博士资助。

数据可用性飞马盆地 APB13 地震调查由新西兰政府石油和矿产部提供。

声明

竞争利益作者声明不存在竞争利益。

道德批准和参与同意不适用。

发表同意书不适用。

7. 参考文献

AASPI 研究人员 (2020) 用于 3D 地震相分析的体积自组织图 - 项目 som3d,俄克拉荷马大学 Mewbourne 地球与能源学院, https://mcee.ou.edu/aaspi/documentation.html。访问日期:2022 年 2 月 10 日

Bedle H (2019) 新西兰飞马盆地弱不连续天然气水合物底部模拟反射体的地震属性增强。解释7:SG11–SG22。 https://doi.org/10.1190/INT-2018-0222.1

Berndt C、Bünz S、Clayton T 等人 (2004) 底部模拟反射体的地震特征:挪威中部边缘的例子。三月彼得地质21:723-733。 https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo。2004.02.003

Best AI、Priest JA、Clayton CRI (2010) 含甲烷水合物砂土地震特性的共振柱研究。见:Riedel M et al (ed) 天然气水合物的地球物理特征。勘探地球物理学家协会地球物理发展系列第 14 期。第 337–347 页https://doi.org/10.1190/1.9781560802197

Bialas J (2011) FS SONNE 巡航报告 SO-214 NEMESYS。 IMF-GEOMAR 报告 47。https: //doi.org/10.3289/ifm-geomar_rep_47_2011年

Biot MA (1956a) 弹性波在流体饱和多孔固体中的传播理论。一、低频范围。 J Acoust Soc Am 28:168–178

Biot MA (1956b) 流体饱和多孔固体中弹性波的传播理论。二.高频范围。 J Acoust Soc Am 28:179–191

Bland KJ、Uruski CI、Isaac MJ (2015) 新西兰东部飞马盆地:古代和现代沉降和俯冲的地层记录。新西兰地质地球物理学杂志 58:319–343。 https://doi.org/10。1080/00288306.2015.1076862

Boswell R, Hutchinson D (2005) 改变对甲烷水合物资源潜力的看法。 NETL 甲烷水合物通讯

Castagna JP、Sun S、Siegfried RW (2003) 瞬时光谱分析:与油气相关的低频阴影检测。前沿 22:120–127。 https://doi.org/10.1190/1.1559038

CGG 服务(新加坡)私人有限公司Ltd、Anadarko New Zealand Ltd (2014) 地震数据处理报告 – APB-13-2D Pegasus

4. 人工智能辅助地中海复杂浊积岩储层沉积构型地震填图有效勘探开发

文献摘要：通过应用卷积神经网络辅助的创新工作流程，实现了地中海盆地上新世含气浊积岩储层内部沉积建筑元素到离散三维地质体的精确映射。将映射的储层沉积构型与三维地震数据反演的声学和弹性特性相结合，建立了鲁棒的多实现储层静态模型。这些模型已被用于优化评价和开发井位，并准确评估发现的天然气初始位置。利用所建模型的结果对四口井进行了选址。这些井已经成功钻探，每天增加 1.75 亿标准立方英尺(MMscf/d)，明显提高了项目的商业价值。该工作流程是准确描绘地中海盆地深水浊积岩储层内部沉积建筑元素的重要一步，在其他类似环境存在的地方/盆地也是如此。通过应用该工作流，人工智能算法揭示了地下复杂性，捕获了不确定性，降低了风险，提高了项目的商业价值。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

SPE-216389-MS

人工智能辅助地中海复杂浊积岩储层沉积构型地震填图有效勘探开发

艾哈迈德·哈菲兹 (Ahmed Hafez),约旦 NPC 和埃及海王星能源国际公司;约翰·卡斯塔尼亚,休斯顿大学,
美国德克萨斯州休斯顿

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/216389-MS

本文准备于 2023 年 10 月 2 日至 5 日在阿联酋阿布扎比举行的 ADIPEC 上发表。

在审查了作者提交的摘要中包含的信息后,SPE 项目委员会选择了本文进行演示。论文内容未经石油工程师学会审阅,作者有权更正。该材料不一定反映石油工程师协会、其官员或成员的任何立场。未经石油工程师协会书面同意,禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要;插图不得复制。摘要必须包含对 SPE 版权的明确承认。

摘要

通过应用卷积神经网络辅助的创新工作流程,将地中海盆地上新世含气浊积岩储层的内部沉积结构元素准确映射到离散的 3D 地质体中。映射的储层沉积结构已集成到反演 3D 地震数据的声学和弹性特性中,以构建稳健的多实现储层静态模型。这些模型已用于优化评价和开发井位,并准确评估发现的天然气初始地质储量。利用所构建模型的结果已经选址了四口井。该井已成功钻探,日增产量1.75亿标准立方英尺（MMscf/d）,明显提高了项目的商业价值。该工作流程是准确描绘地中海盆地深水浊积岩储层以及存在类似设置的其他位置/盆地的内部沉积建筑元素的重要一步。通过应用该工作流程,人工智能算法揭示了地下复杂性,捕获了不确定性,降低了风险,提升了项目商业价值。

介绍

地中海盆地被认为是世界级的多产天然气区,自 1960 年代以来,已钻探了 350 多口探井,目标是侏罗纪至上新世不同沉积层序中的含油气储层（Hafez 和 Castagna,2016）。已经发现了几个数万亿立方英尺的气田,特别是在尼罗河三角洲的深水区（图 1）。大约51%的天然气储量是在深水浊积岩通道化储层中发现的,这使其具有重要的经济价值,是地中海和尼罗河三角洲盆地勘探活动的主要目标。尽管浊积岩水道化油藏具有重要的经济意义,但其复杂性使其勘探、评价和开发极具挑战性。深水河道化储层的复杂性源于其形成过程的复杂沉积过程。这些油气藏的内部结构及其堆积模式

控制着它们的相分布、非均质性、垂直和横向分区，从而控制它们的油气储存和流动能力。稍后将详细介绍该主题。然而，勘探和开发此类复杂油藏需要应用尖端技术，利用集成数据集来构建多重实现模型，在该模型中考虑所有可能的地质场景，以捕获地下不确定性并降低钻井风险。本文描述了一种创新的工作流程，该工作流程使用人工智能算法（特别是卷积神经网络）的尖端技术来描绘深水渠道化储层的内部沉积结构元素并预测其特征。该工作流程已成功应用于地中海盆地一处上新世含气深水通道化油藏的开发，该油藏的物性、相和含气量存在很大的不确定性。

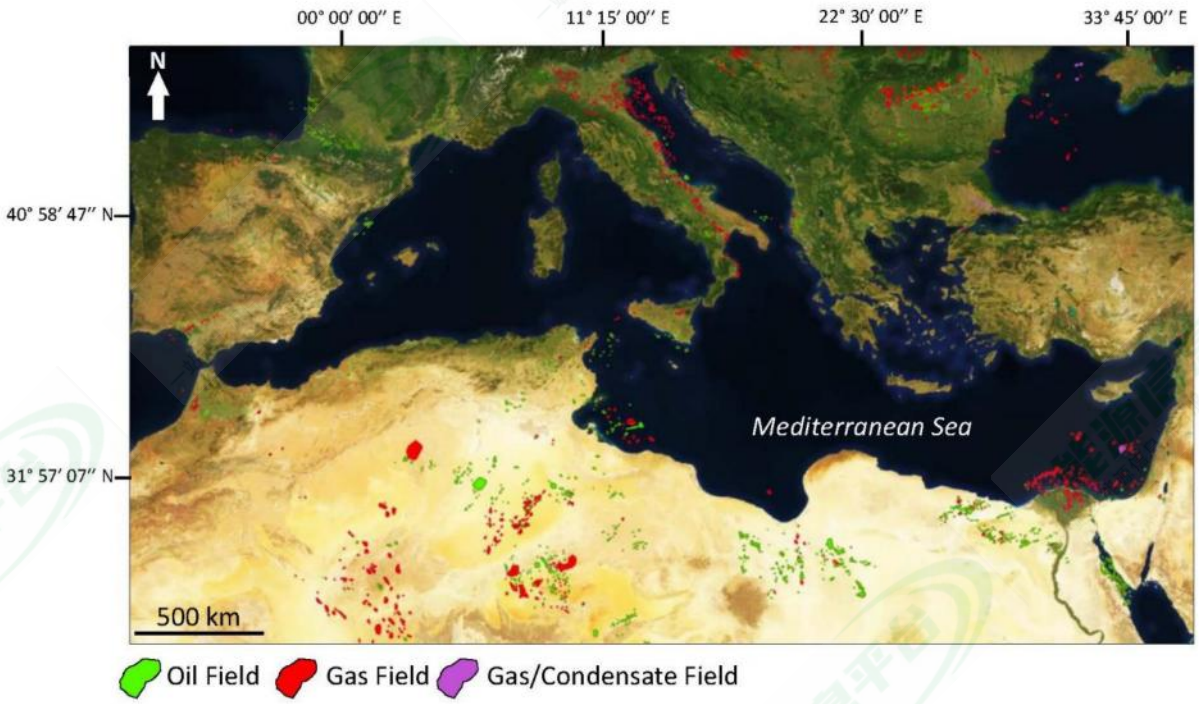


图 1　地中海及附近地区的卫星图像显示了按主要流体类型分类的现有油气田和发现情况。

地层背景和地质环境

在地中海盆地的深水沉积系统中，经常观察到宽度通常为 1 至 3 公里、厚度为 50 至 300 米的浊积岩切峡谷，在它们的碱基称为三阶序列边界。整个峡谷系统被三级水驱表面覆盖，显示出水深突然增加的证据（图2）。地震数据解释、钻探活动、测井/成像测井分析和生物地层研究表明，三级下切峡谷通常填充有较小规模的下切河道（通常为 10 至 50 米），这些河道是通过重复切割和充填过程形成的。称为四级/五级浊积岩通道。每个4 级/5 级通道的底部都以4 级/5 级侵蚀面为界（图2）。这些四级/五级河道正在形成地中海盆地深水下切峡谷的基本沉积建筑元素。三级下切峡谷内的四级/五级河道的堆叠模式和合并可能因位置不同、峡谷不同而有很大差异。

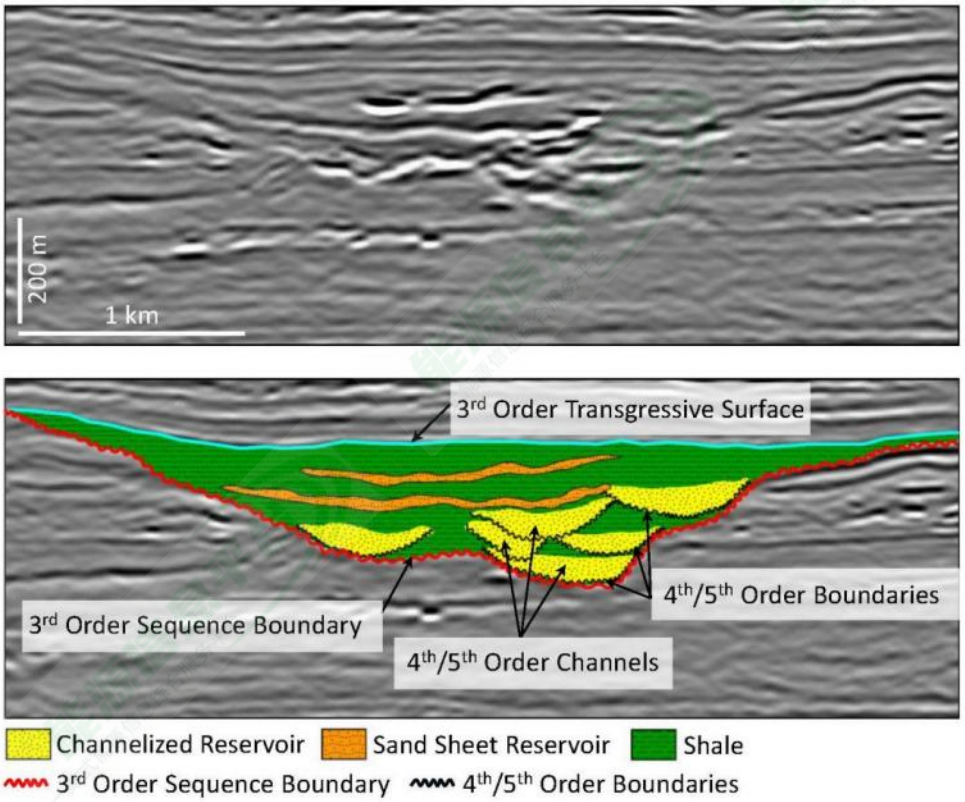


图 2　穿过地中海盆地深水下切峡谷之一的未解释（上)和解释（下)全叠式地震剖面,显示了内部沉积建筑元素和关键地层表面。本文中使用的地层背景和术语也已发布。

经过50多年地中海盆地深水下切峡谷油气藏的生产,发现四级/五级通道的堆积模式对储层相质量、非均质性分布、储流/流动等具有重要影响。容量、垂直和横向分区。因此,所有这些参数都强烈影响油井设计,甚至可能影响开发概念。这一结论与世界各地许多盆地的记录观测结果一致（例如Weimer 和 Slatt,2004 年和Mayall 等人,2006 年）。因此,绘制三级峡谷内的四级/五级通道是降低这些储层钻探风险并对其油气体积进行可靠评估的非常重要的一步,这已通过所提出的工作流程实现。

案例研究描述

所研究的油田位于地中海深水区,水深约800米。在这种环境下钻井具有挑战性并且非常昂贵。

然而,已经钻探了一口探井,目标是上新世古大陆坡上的含气深水切割峡谷远景。全叠地震数据上亮点的地震油气指示符（DHI)支持了这一前景,并且在叠前 CMP 道集中观测到了明显的 AVO III 级异常。井结果显示了两个含气向上细化旋回,根据地面地震数据、测井曲线、图像测井曲线和常规岩心的整合解释为大型三级深水下切峡谷内的两个四级/五级通道（图 3）。岩石物理解释证实存在 52 米的净产层,平均孔隙度为 22%。所遇到的油藏的长期生产测试显示商业生产率为 28 MMscf/d,生产测井工具 (PLT) 表明这两个周期对生产有贡献。在宣布该矿区商业发现后,必须实施优化评估和早期开发

它的阶段。成功评估和开发此类深水发现的关键在于优化资本和运营支出,这可以通过适当选择开发理念、设施类型和规模来实现,而这将是非常高的支出。评价和开发钻井方案的优化以及天然气量的稳健评估需要准确地绘制沉积构造,清楚地了解储层相变化、纵向和横向非均质性和分区以及孔隙度等关键特征的预测远离钻井位置,这是本研究的主要目标。

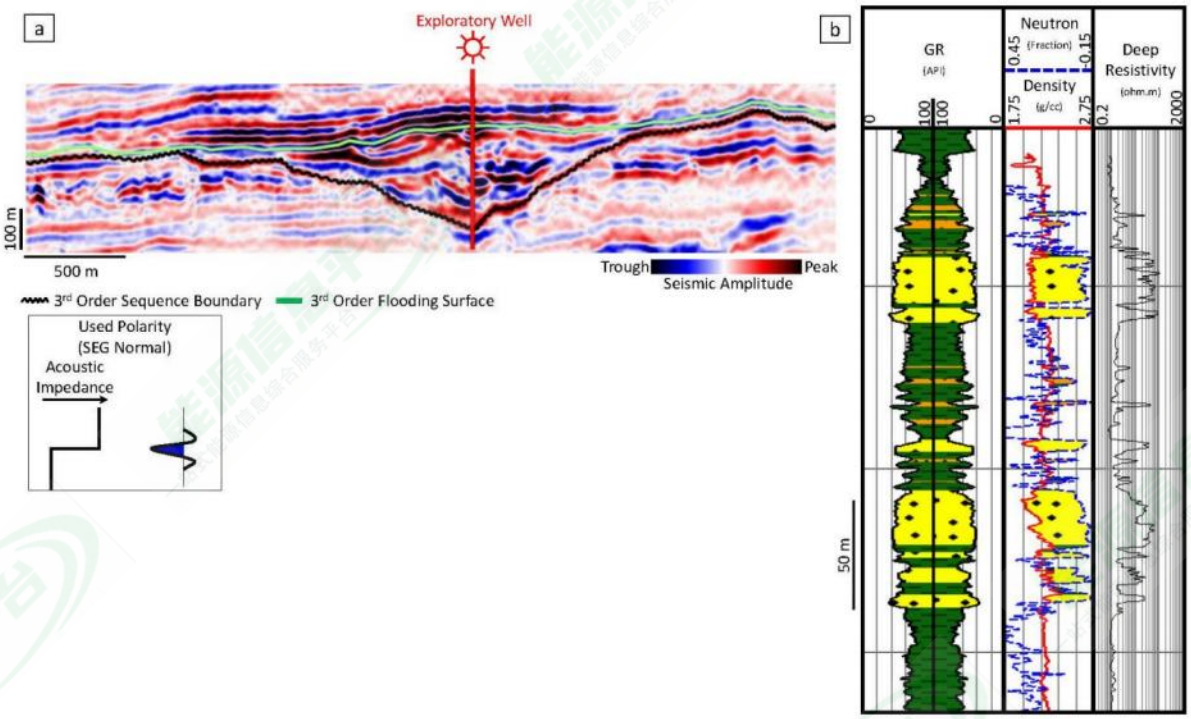


图3（a)穿过探井位置的全叠式地震剖面显示了深水下切峡谷及其内部结构的地震表现。 (b) 探井的复合电缆测井显示了由高深电阻率测井读数（GR、密度和中子测井的黄色填充)指示的两个含气向上澄清循环。

应用工作

流程图 4概述了应用于所研究领域以优化其评估和开发计划的工作流程。该工作流程集成了由卷积神经网络 (CNN) 模型辅助的所有可用数据集。该工作流程由五个关键阶段组成:(1) 数据调理和优化， (2) 三阶深水下切峡谷 3D 地震地层测绘,(3) CNN 模型训练、数据标记和验证,(4) 3D地震储层表征和多实现静态模型构建,以及 (5)优化评价和开发钻井策略。

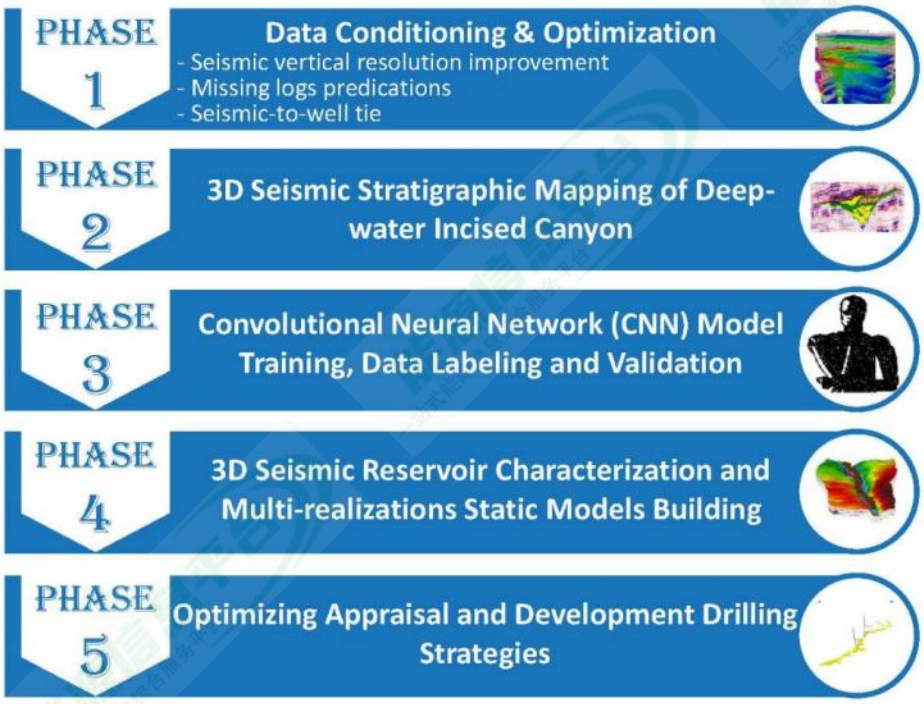


图 4　适用于所研究领域的工作流程,用于描绘和绘制深水下切峡谷的内部沉积结构（四级/五级河道）,并优化评估和钻探策略。

第一阶段:数据调节和优化（地震垂直分辨率提高）

工作流程的第一阶段是提高地震数据的垂直分辨率,因为四阶/五阶通道的映射需要使用高分辨率地震数据。对研究可用的地震数据进行幅度谱分析表明,储层时间窗的主频为27 Hz,垂直分辨率为36至40米（图5A）。该分辨率被认为是边际分辨率,因为单个4 阶/5 阶通道的目标厚度为 40 至 50 米。因此,提高地震数据的垂直分辨率至关重要。有许多技术和方法可用于改进地震数据（叠前和叠后）。然而,在此工作流程中,我们将使用地震频谱蓝化 (SSB)。 SSB 将地震频谱提升到由精心导出的反射率频谱控制的水平。虽然这种方法仅增强地震频带内的频谱,并且不会超出频带限制,但事实证明,它可以通过恢复频带内的衰减频率来提高地震分辨率（Blache-Fraser 和 Neep,2004）。频谱蓝化涉及的一个假设是地震数据频谱在分析时间窗口中保持不变。然而,衰减会导致频谱的连续变化,并且对于较大的窗口,这种假设可能与现实相去甚远。为了克服这个问题,Neep（2007)设计了一系列基于相应时间的对数属性的时变频谱蓝化算子。通过设计将地震数据的频率与地震带内的声学测井频谱的频率进行积分的算子,可以将SSB应用于地震数据。然后,算子将与地震反射率进行卷积,生成新的宽带地震数据（图5B）。

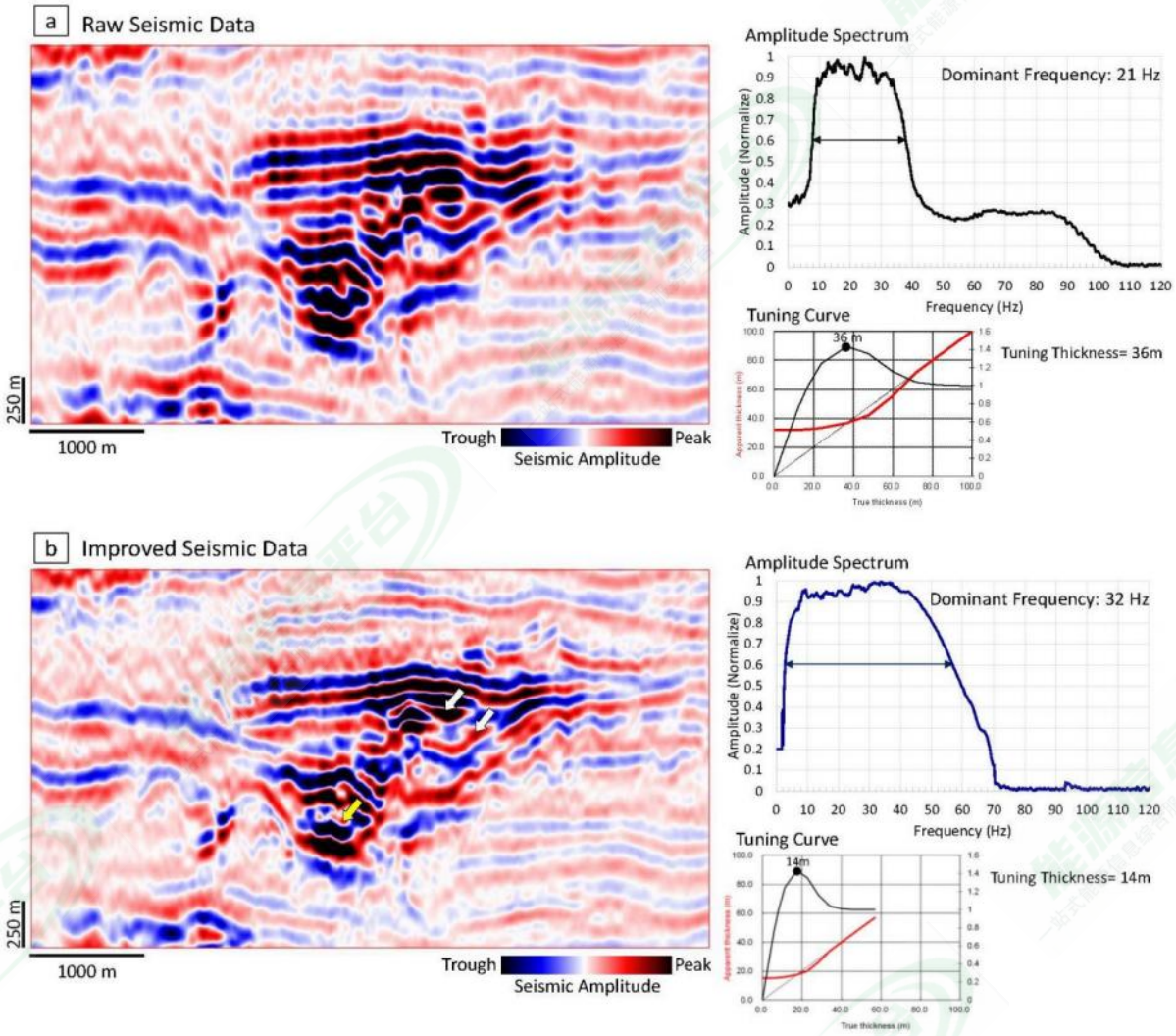


图 5(a) 应用 SSB 之前的全叠式地震剖面及其相应的振幅谱和调谐曲线。 (b)应用SSB后的同一部分及其相应的幅度谱和调谐曲线。通过应用单边带技术,地震分辨率得到了明显的提高。

对改进后的地震数据进行幅度谱分析表明,主频已提高到32 Hz,垂直分辨率已提高到14米（图5B）。改进后的地震数据已解决更多细节,例如解析下切峡谷顶部的两个4 级/5 级河道（图 5B 上的白色箭头）,以及单个 4级/5 级河道填充沉积物的反射率也获得了（图5B上的黄色箭头）。

第二阶段:三级深水切峡谷三维地震地层填图

第二阶段工作流程是对研究领域三级深水切峡谷顶部和底部进行手动地震地层解释和填图。三级下切峡谷的底部是三级层序边界,可以通过其冲刷几何形状在全叠地震数据上进行区分（图6A）。然而,使用瞬时地震相位属性使我们能够通过选取切开峡谷两侧的地震反射终点来准确地描绘侵蚀截断（图6B）。另一方面,地震视倾角属性帮助我们绘制了与第一个三级水驱面重合的三级下切峡谷的顶部（图6C）。

混合瞬时地震相位和视倾角属性被认为是一种强大的可视化工具,可以绘制三维中的三阶切割图（图6D）。所得到的下切峡谷底部图显示,峡谷下切仅限于南部（上古坡设置）,其范围较小。

仅限于向北（较低的古斜坡设置） （图7）。切割峡谷顶部和底部的映射使我们能够限制神经网络模型的训练和标记，以获得稳健的结果，稍后将对此进行讨论。

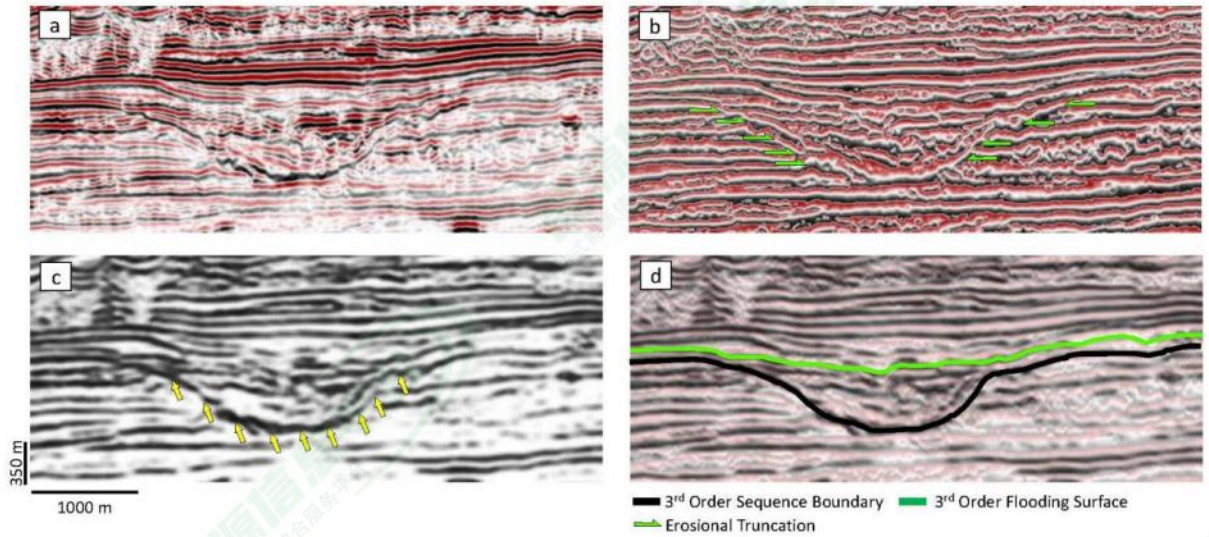


图 6 综合 3D 地震多属性分析，对地中海盆地所研究的气田三级深水下切峡谷进行地震地层解释。 (a)穿过峡谷的全叠式地震剖面。 (b)同一剖面的瞬时地震相位属性显示了标记三级层序边界的峡谷的侵蚀截断（绿色箭头）。 (c) 同一部分的明显地震倾角显示了峡谷底部的刻划几何形状（黄色箭头）。 (d) 混合瞬时相位和表观倾角属性，以对峡谷顶面和底面进行稳健解释。

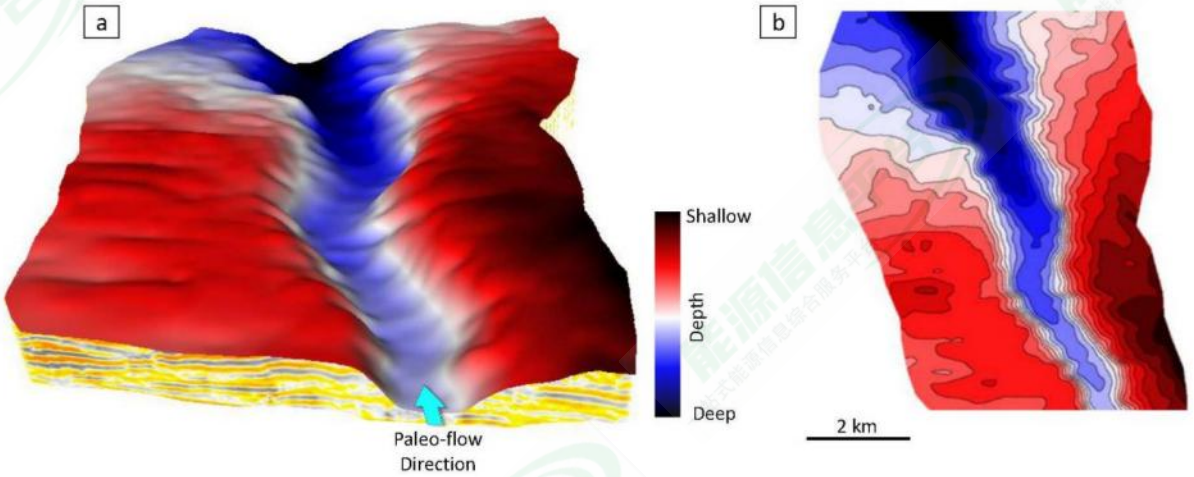


图7（a)地震多属性综合分析解释的所研究气田三级深水下切峡谷底部（三级层序边界)三维透视图，显示了沉积通道和古流向的浊流。 (b) 峡谷基面的二维地图视图。

第三阶段:CNN 模型训练、数据标记和验证

CNN 是一种前馈神经网络，通常用于通过处理具有网格状拓扑的数据来分析视觉图像。与传统的人工神经网络类似，CNN 由多个层组成，包括卷积层、池化层和全连接层（图8）。一般来说，CNN 架构有两种类型：全连接 CNN 和编码器-解码器 CNN（Bhattachary,2021）。

因此，选择适用于地震数据图像的 CNN 模型的正确架构至关重要。

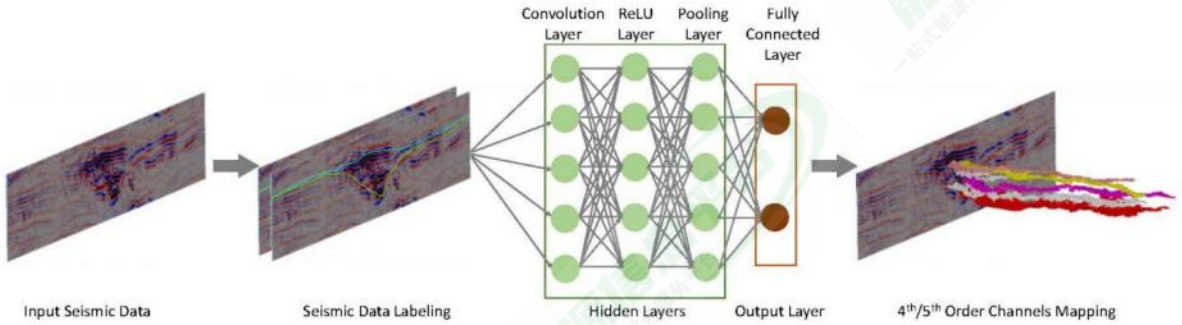


图 8　在工作流程中使用的全连接卷积神经网络架构来绘制地中海盆地气田深水下切峡谷内的4 阶/5阶通道。

在本研究中,我们选择全连接 CNN 作为模型的架构类型。这种类型的神经网络由三层组成（图8）。第一层是卷积层,它使用矩阵滤波器并执行卷积运算,通过预定义的标签检测输入地震数据图像中的模式。第二层是ReLU层,它充当激活函数,应用于卷积层以获得地震图像的校正特征图。所使用的 CNN 模型的第三层是轮询层,它使用多个滤波器来检测地震数据的边缘和断裂,例如河道边缘和断层。经过三层处理标记的地震数据后,最终的池化特征图被馈送到全连接层。全连接层生成最终输出。输出是离散的4 阶/5阶通道描绘（图8）。

选择适当的 CNN 模型架构后,工作流程中最重要的步骤是 CNN 模型的训练和地震数据图像的标记。在本研究中,我们选择了两个地震类别“河道和非河道”来分别突出显示有4 级/5 级河道或不存在河道的区间和区域。鲁棒的 CNN 模型需要许多数据集进行训练。我们选择了目标4 级/5 级通道存在的同轴地震,并对其进行了标记,以勾勒出峡谷内的3级峡谷和4 级/5 级通道（图9）。然后,我们在通道的不同位置提取了10个小型3D地震立方体（65×65×65样本）,并在不存在通道的区域选择了另外10个小型3D地震立方体来训练CNN模型。为了避免 CNN 模型中所选数据集的过度拟合,增加可用于训练的数据集的数量非常重要。为此,我们对选定的小型 3D 地震立方体应用了随机缩放和随机旋转。 CNN 模型经过 5000 次迭代训练,批量大小为 32,每个类别（通道和非通道)有 16 个样本。 CNN 模型已成功描绘了 6 个不同的 4阶/5 阶通道,从旧到新分别命名为通道 I 至通道 VI （图10）。下面将详细讨论结果。

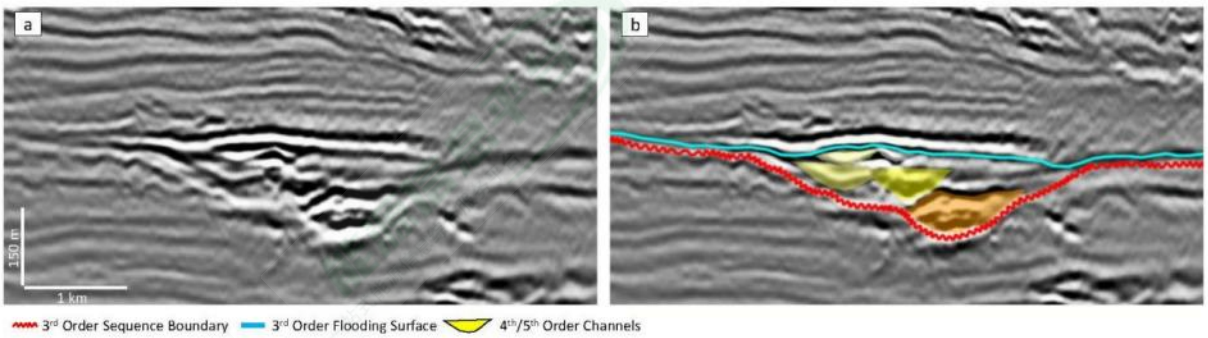


图 9 - 手动标记地震图像,用于 CNN 模型训练,以识别三阶峡谷内的四阶/五阶通道。 （a)未标记和（b)标记的地震图像。

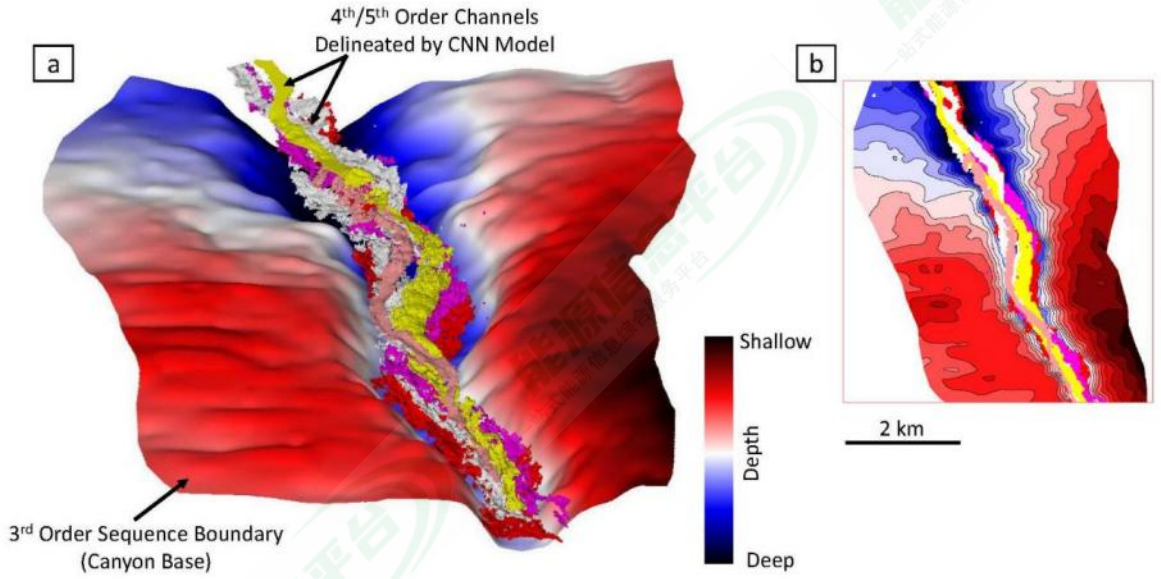


图 10 (a) 3D 透视图和 (b) CNN 模型描绘的6 个4 阶/5 阶通道叠加的3阶层序边界（峡谷底部)的 2D 透视图。

运行 CNN 模型并获得结果后,对结果的4 阶/5 阶通道进行验证和质量检查至关重要。可以使用多种质量检查和验证方法,但是,我们选择了一种综合方法来检查结果的质量。所使用的方法依赖于从 CNN 模型解释的储层尺寸和几何形状与从所钻探井生产测试的压力瞬态分析推断/计算的储层尺寸和几何形状之间的相关性。生产井测试的压力瞬态分析是对压力随时间变化的分析,特别是与孔隙流体体积微小变化相关的压力变化。对这些压力变化的分析提供了有关井钻探的储层的大小和形状及其生产流体的能力的信息。通道 I 和 II（最古老和最低)已由探井钻探和测试。每个通道都进行了单独的生产测试。对于通道 I,压力瞬态分析解释表明储层具有通道化几何相关压力响应,具有两个闭合“边界”和两个开放端。两个封闭边界距钻井分别为 603 米和 310 米（图11）。这些距离与CNN模型映射的同一通道的维度高度一致,体现了映射通道的高精度。对于II通道,由于其生产测试与I通道混合在一起,因此很难通过压力瞬态分析来解释储层几何形状和边界。

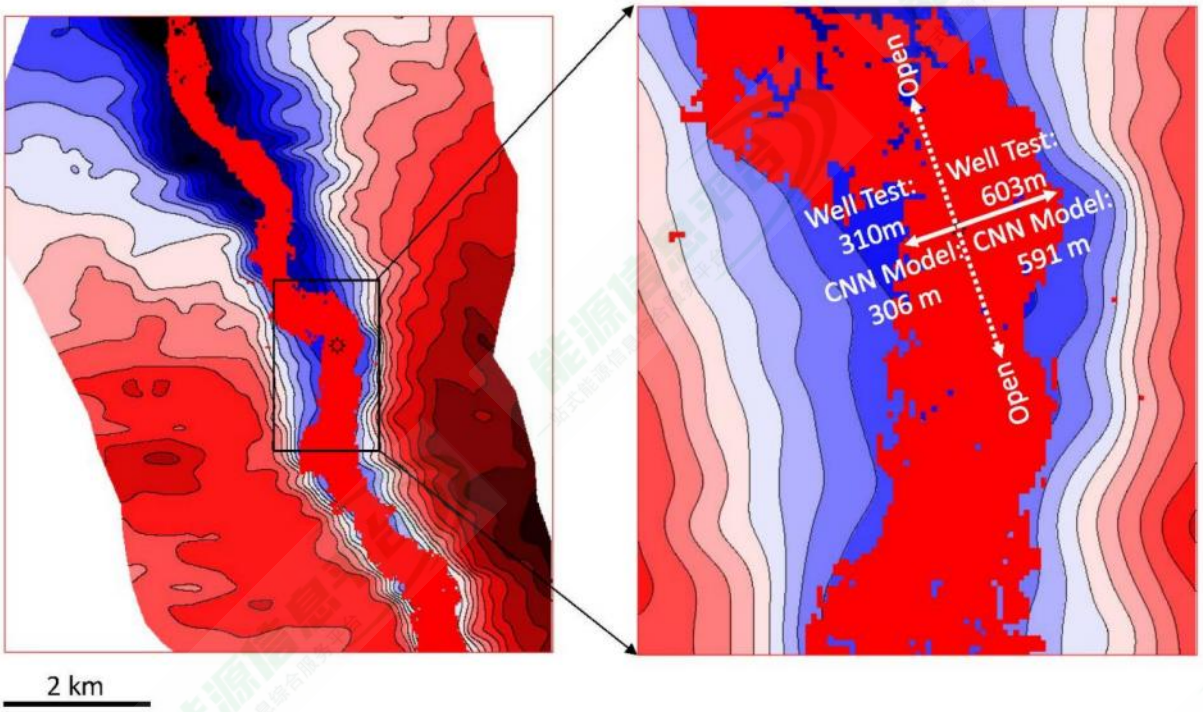


图 11　从生产井测试（压力瞬态分析)推断出的到 Channel-I 储层边界的距离与 CNN 模型描绘的边界之间的比较显示两个测量值之间非常匹配。

第 4 阶段:3D 地震储层表征和多实现静态模型构建

完成 CNN 模型训练和验证过程后，4阶/5 阶通道的自动 3D 解释已准备好进行可视化和进一步分析。经过训练的 CNN 已划定出六个离散通道。生成的通道已转换为具有可测量宽度、长度和厚度的 3D 离散地质体（图10）。分析所绘制河道的几何形状、延伸和堆积模式是描述三级峡谷地质演化及其沉积要素以及建立这些储层的稳健3D地质模型的有力工具。

对所得到的3D地质体的综合分析表明,三级峡谷开始沉积平均厚度为55米的宽低蜿蜒河道,被认为是第一个四级/五级河道,命名为河道-I （图12A）。该通道已被探井钻探。

井结果显示，I河道充满了向上细化的易出砂旋回,GR测井曲线基部尖锐,与侵蚀面重合。由于相对海平面的降低,第二阶段的侵蚀影响了峡谷,导致I号河道被重新切割,并沉积/填充了平均厚度为45米的宽而高蜿蜒的河道,称为Channel-I。II （图12B）。该河道也已被探井钻探,显示出易出砂-上细旋回,厚度达52米。重复切割和填充过程,导致通道 II 部分侵蚀,重新切割和沉积平均厚度为 40 米的较窄较高蜿蜒度通道,称为通道 III（图 12C）。分析表明,III号河道沉积后,浊流方向向峡谷东侧迁移,形成了平均厚度为38米的较窄、高弯度河道,命名为IV号河道（图12D ）。重复的切割和充填过程一直持续到峡谷东侧,导致沉积了两条平均厚度为30米的四级/五级河道,分别命名为V河道和VI河道（图12E和12F）。在映射了六个四/五阶通道之后,还研究了它们的堆叠模式。 4 阶/5 阶通道的垂直堆叠可能是通道切割和填充事件聚焦的产物,而4 阶/5阶通道的横向堆叠

河道是地质时期流向迁移和构造演化的函数。在所研究的峡谷南部,四级/五级河道往往在垂直和横向上合并,导致明显的差异压实。在所研究的峡谷北部,随着浊度流的限制变低,四级/五级通道的合并趋于减少。

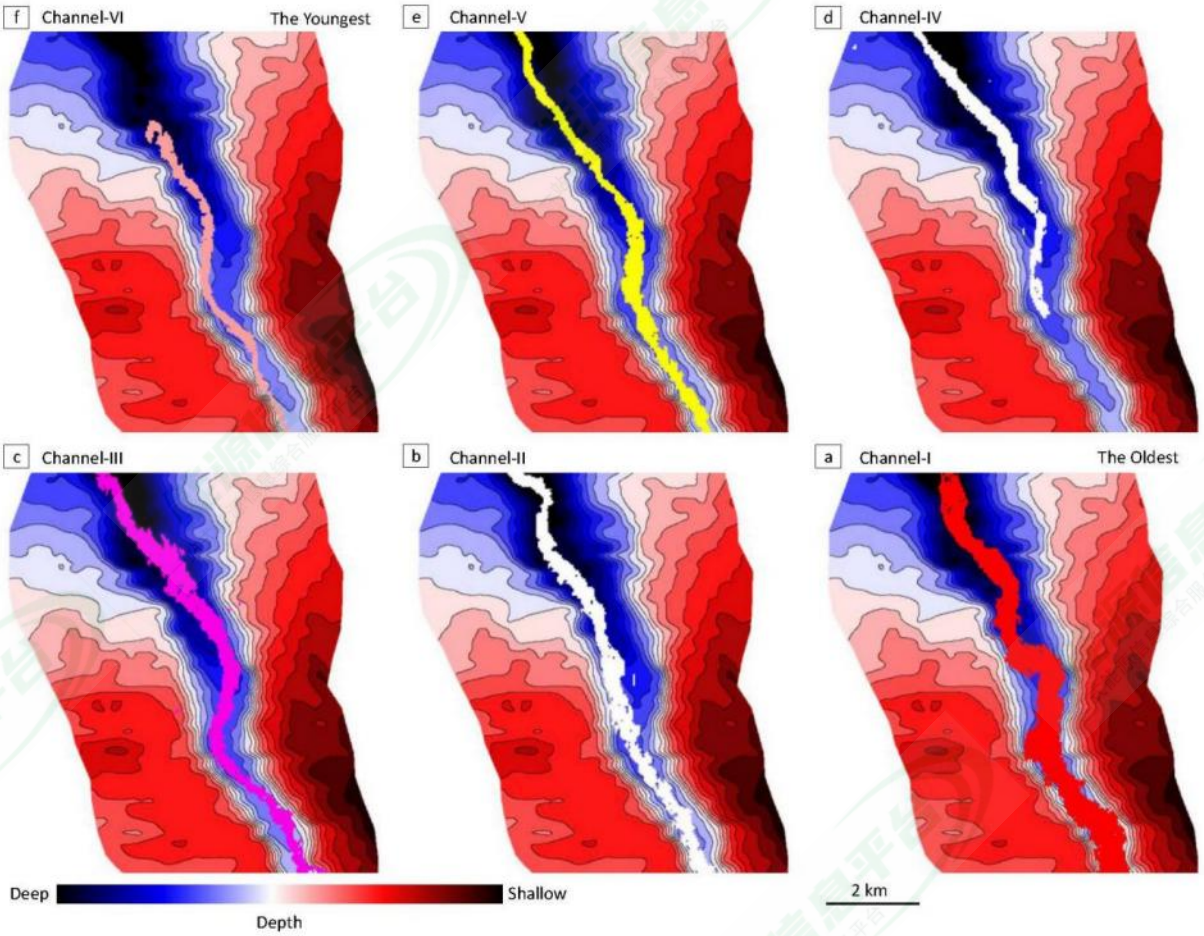


图 12 由 CNN 模型描绘的4 阶/5阶通道覆盖的3 阶序列边界表面（峡谷底部)的系列 2D 地图视图,从最旧的 (a) 到最年轻的 (f) 排列,显示了穿越地质时代的通道。

绘制的4 阶/5 阶通道的 3D 地质体已用于约束随机地震反演低频模型的构建,以防止阻抗异常从通道溢出。通过随机地震反演量化的储层特征（如相、孔隙度和流体类型)已与绘制的四级/五级河道地质体相结合,建立多实现的储层静态模型,使我们能够定义特征并计算三阶峡谷内各通道的气体体积。还研究了映射的第 4 /第 5通道之间的连通性,以评估第 3阶峡谷内每个位置可能连接的气体体积。

第五阶段:优化评估和开发钻井策略

应用工作流程的最后阶段是整合上述所有分析和产品,以优化所研究油田的评估和开发计划。四个评价/开发井位经过优化,可与最大数量的四级/五级河道相交，其中净毛比较高（最佳点）,并且预计映射的河道之间具有良好的垂直连通性（图

13）。 4口井均已成功钻探。油井成果十分突出,第一口开发井净产层厚度达到102米,是探井净产层厚度的两倍（图13） 。已经对四口井进行了生产测试,展示了商业天然气产量。已选择适当的生产设施类型/规模。这些井已投产,使该气田的日产气量提高了175 MMscf/d。因此,由于应用了创新的工作流程,所研究的气田的商业价值得到了显著提升,该工作流程被认为是通过人工智能算法揭示地下复杂性的重大进步。

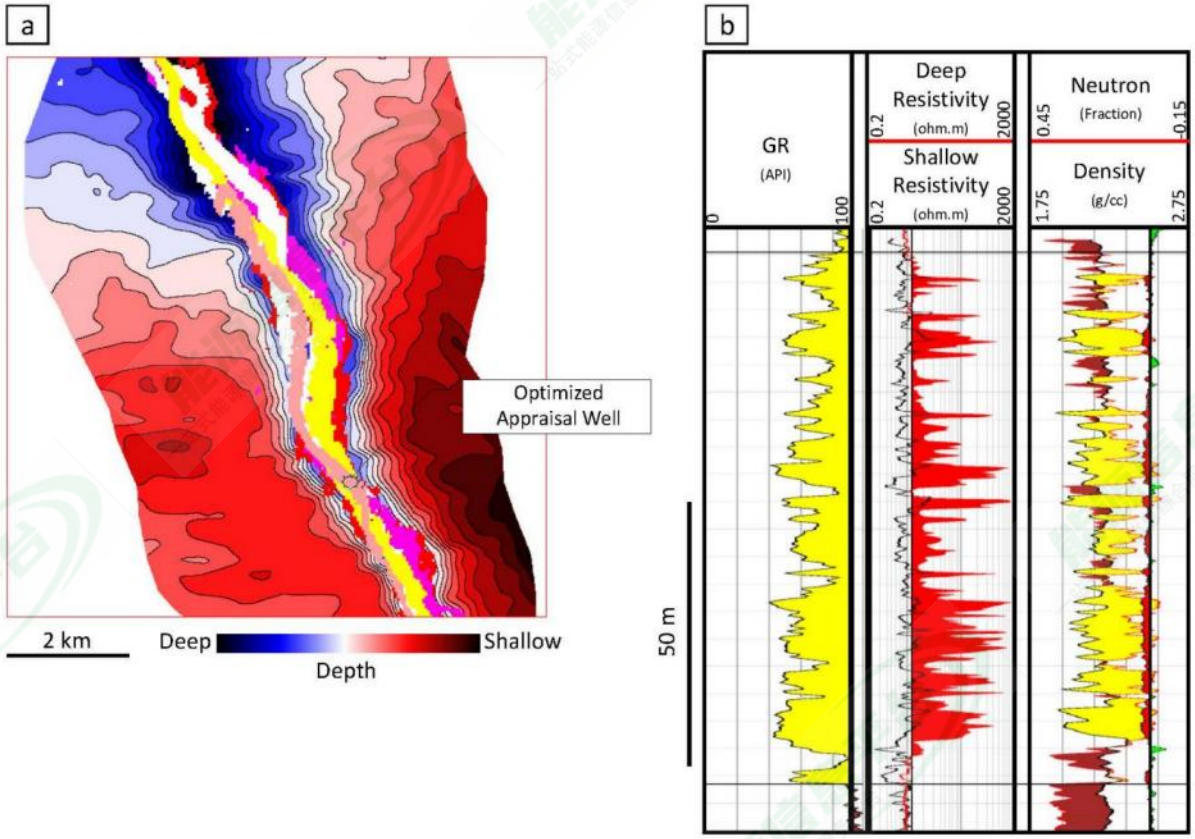


图 13 (a)由 CNN 模型描绘的六个 4级/5 级通道覆盖的3 级层序边界（峡谷底部)的 2D 地图视图显示了针对五个通道的优化评价井位置。 (b) 评价井的复合电缆测井显示了五个通道的厚（102 米)优质含气砂,这证明了 CNN 模型结果的稳健性。

结论

应用的工作流程正在集成由综合卷积神经网络模型辅助的所有可用数据集。三级深水峡谷内的六个四级/五级通道已被绘制并用于建立多实现油气藏静态模型。利用所应用工作流程的结果,已成功钻探了四口评价井和开发井,为所研究的油田增加了 175 MMscf/d 的天然气。

应用的工作流程是准确描绘地中海盆地深水浊积岩峡谷以及存在类似设置的其他位置/盆地的内部沉积建筑元素的重要一步。通过应用该工作流程,揭示了地下复杂性,捕获了不确定性,降低了风险,提高了项目商业价值。

5. 利用光谱分解识别地震分辨率下的地层折流层近海 UTB 油田的案例研究

文献摘要：在尼日尔三角洲 UTB 油田的储层特征研究中，在 F1 储层中钻探的 X6 和 X8 两口井之间观察到 20 psi 的压力差。最初的地震解释结果显示，井间没有流动障碍会导致这种差异。为了解决这个问题，我们尝试使用传统的属性分析。然而，这种方法是无效的，因为它无法突出任何挡板形式的流动障碍。作为一种前进的道路，我们部署了光谱分解，一种先进的属性分析方法，能够成像这些细微的特征。因此，本研究证明了先进的光谱分解技术在解决 F1 储层地层障碍中的应用。采用短时傅里叶变换(STFT)和连续小波变换(CWT)两种算法对水工流障进行识别和圈定。频率图分析揭示了储层内部的潜在断层、厚度、横向岩性变化以及水力流动障碍。将模块化地层动态测试器(MDT)压力与对储层地质的了解结合起来，验证和解释光谱分解的结果。10 Hz～26 Hz 的频率图显示 F1 储层的产层为连续连通的油气藏。我们将其解释为页岩挡板，形成流动障碍，导致两口井之间的压力差。因此，本研究中应用的光谱分解工具是一种可靠且经济的方法，可以在不额外钻井的情况下识别储层内和次地震分区。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

ScienceDirect提供内容列表

应用地球物理学杂志

期刊主页： www.elsevier.com/locate/jappgeo

利用光谱分解识别地震分辨率下的地层折流层近海 UTB 油田的案例研究

阿宾博拉·杜罗比坦 [A,*]，埃约威·西蒙 [A]，亚伦·奥杜森 [乙]，奥涅久瓦·埃内内 [C]，排名柯林斯 [C]

[A] 阿姆尼国际石油开发有限公司，尼日利亚拉各斯
[乙] 尼日利亚洛科贾联邦大学地质系
[C] 能源和矿产资源有限公司，尼日利亚拉各斯

文章信息

关键词：
地震解释
谱分解
油藏分区
流动屏障
岩性非均质性
时频分辨率

摘要

在尼日尔三角洲 UTB 油田的储层特征研究中，在钻入 F1 储层的 X6 和 X8 两口井之间观察到 20 psi 的压力差。最初的地震解释结果显示，井之间不存在导致这种差异的流动障碍。为了解决这个问题，我们尝试使用传统的属性分析。然而，这种方法是无效的，因为它无法突出显示挡板形式的任何流动障碍。作为前进的方向，我们部署了光谱分解，这是一种先进的属性分析方法，能够对这些微妙的特征进行成像。因此，本研究展示了先进的光谱分解技术在解决 F1 储层中地层挡板中的应用。采用短时傅立叶变换 (STFT) 和连续小波变换 (CWT) 等两种算法来识别和描绘水力流动障碍。频率图分析揭示了储层内潜在的断层、厚度、横向岩性变化以及水力流动障碍。将模块化地层动态测试仪 (MDT) 压力与对储层地质的了解相结合，以验证和解释光谱分解的结果。 10 Hz – 26 Hz 之间的频率图将 F1 油藏的产层显示为连续连接的油气藏。我们将它们解释为页岩挡板，形成流动屏障，导致两口井之间产生压差。

因此，本研究中应用的频谱分解工具是一种稳健且经济高效的方法，无需额外钻探井即可识别储层内和次地震分区。

一、简介

一般来说，如果钻入储层的两口或多口井之间的流体性质存在差异，则对储层进行分区。当储层内的密封件阻碍油气从一个隔间流到另一个隔间时，就会发生这种情况。多种地质因素和流体动力学可以产生这些密封，它们可以大致分为“静态”或“动态”密封。静态密封在储层隔间之间形成永久的流动屏障，而动态密封通常是低渗透性流动挡板，可在生产过程中显著降低油气流量（Jolley等，2010）。因此，储层分区是一个重大风险，应在油田生命周期的评估和开发阶段尽早进行评估。如果没有及早发现或误解，它可能会对油田经济、开发计划和投资决策产生重大影响，可能因经济损失而导致油田废弃。

有多种方法可用于估计储层分区程度。最优选的方法是使用动态生产数据；然而，这些数据并不容易获得（Smalley 和 Hale，1996）。典型的方法使用从单个储层内的不同井测量的流体特性，例如地层压力、流体密度、粘度和油气地球化学（Jolley等人，2010）。虽然这种方法通常适用于估计储层分区化程度，但该方法由于难以准确定义分区边界的空间位置和范围而受到限制。当岩性和次震断层的细微横向变化导致流动障碍时，使用典型的宽带地震数据很难定义这些变化，这就变得相当困难。

在本研究中，我们首先进行了储层特征研究，以确定和描述含油气空间范围

* 通讯作者。
电子邮件地址： adewoledurogbitan@yahoo.co.uk （A.杜罗比坦）。

https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2023.105193 2022
年 12 月 23 日收到； 2023 年 9 月 13 日收到修订版； 2023 年 9 月 19 日接受 2023 年 9 月 21 日在线发布

0926-9851/© 2023 Elsevier BV 保留所有权利。

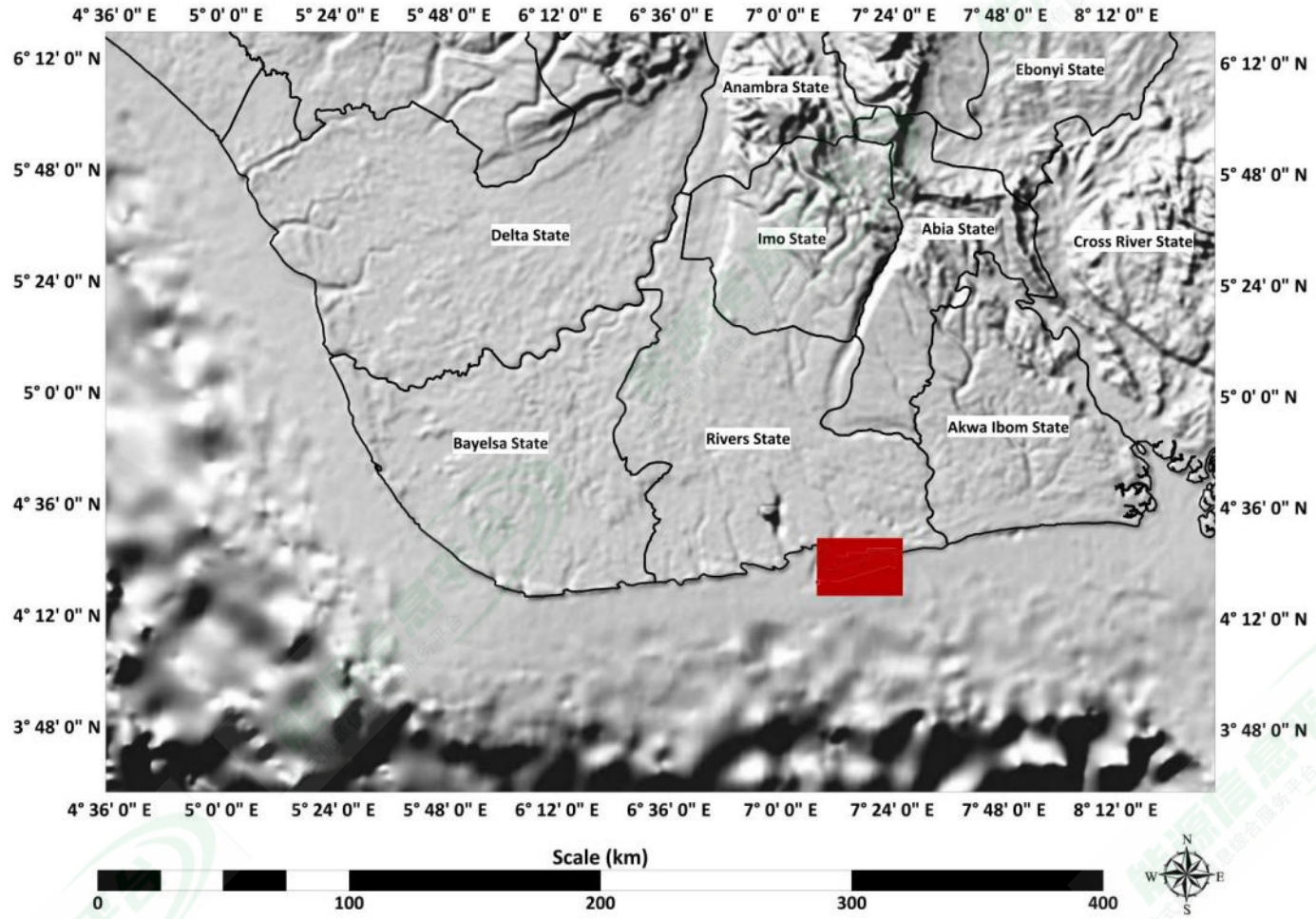


图 1.尼日尔三角洲盆地地图,显示了研究区域的位置（红色矩形）,位于第三纪尼日尔三角洲近海。 （为了解释该图例中对颜色的引用,读者可以参考本文的网络版本。）

UTB油田的储层并了解其沉积环境。然后,评估每个储层的岩石物理性质以及每个储层固有的连通程度。上述研究的结果显示,钻入 F1 油藏的 X6 和 X8 两口井之间存在 20 psi 的压差。观察到的两口井之间随深度的压力差表明两口井处于不同的压力状态,这表明了分区。 F1油藏的常规地震解释和属性分析没有发现X6井和X8井之间存在任何地层或构造障碍。原因是

因此压差不清楚。因此,迫切需要研究X6井和X8井之间的压差产生的原因,以及这种压差对油田开发方案、导流板位置和空间范围的影响。以及对油田开发计划的影响。

因此,为了解决这些问题,我们实施了谱分解。这种方法将地震道分解为其组成频率,使得可以使用时间切片和频率图查看不同频率下的地震数据部分（Jiaxuan et al., 2022）。这些时间切片和地图的选定组合增强了细微特征的可视化,从而更容易提取详细的地层图案,从而有助于完善地震数据的地质解释。与传统的全波段地震显示相比,这种方法可以产生更高分辨率的储层边界、岩性非均质性和层段厚度图像（Yoon 和 Farfour, 2012）。一些研究人员已经使用谱分解来解决油气藏中的各种问题

床。例如， Partyka 等人 1999 年通过墨西哥湾的案例研究证明了光谱分解如何帮助绘制地层厚度和地质不连续性图。 Sinha 等人,2005 年还展示了如何使用连续小波变换 (CWT) 进行油气识别。这项研究根据尼日尔三角洲的地震数据观察到低频振幅异常与已知的油气区域有关。其他研究还表明,光谱分解可以突出内部储层非均质性（Laughlin 等,2003)并了解结构和砂分布（Ahmad 和 Mirza,2012）。 Han（2019）使用组合的多谱分解技术来检测油气藏中的频率异常。侯赛因等人。 (2021)生成瞬时和频谱分解地震属性,以预测储层特性的岩性变化。卡尔德隆等人。 (2021)使用地震谱分解,结合相位和相对地质年龄作为属性来预测孔隙度。奥拉莱耶等人。 (2020)利用谱分解技术来绘制地质特征,从而提高圈定地层特征的地质认识,这通常需要更高的地震分辨率数据和更复杂的解释。这可以作为尼日尔三角洲盆地研究领域内潜在油气藏的探路者。阿金韦尔等人。 (2022)使用谱分解分析验证了油气田的结构模型和地震属性分析,并得出结论,谱分解技术是加强前景评估的实质性工具,有助于最大限度地减少可用井少的地区的油田开发作业风险。王等人。 (2016),使用了 3D 谱分解

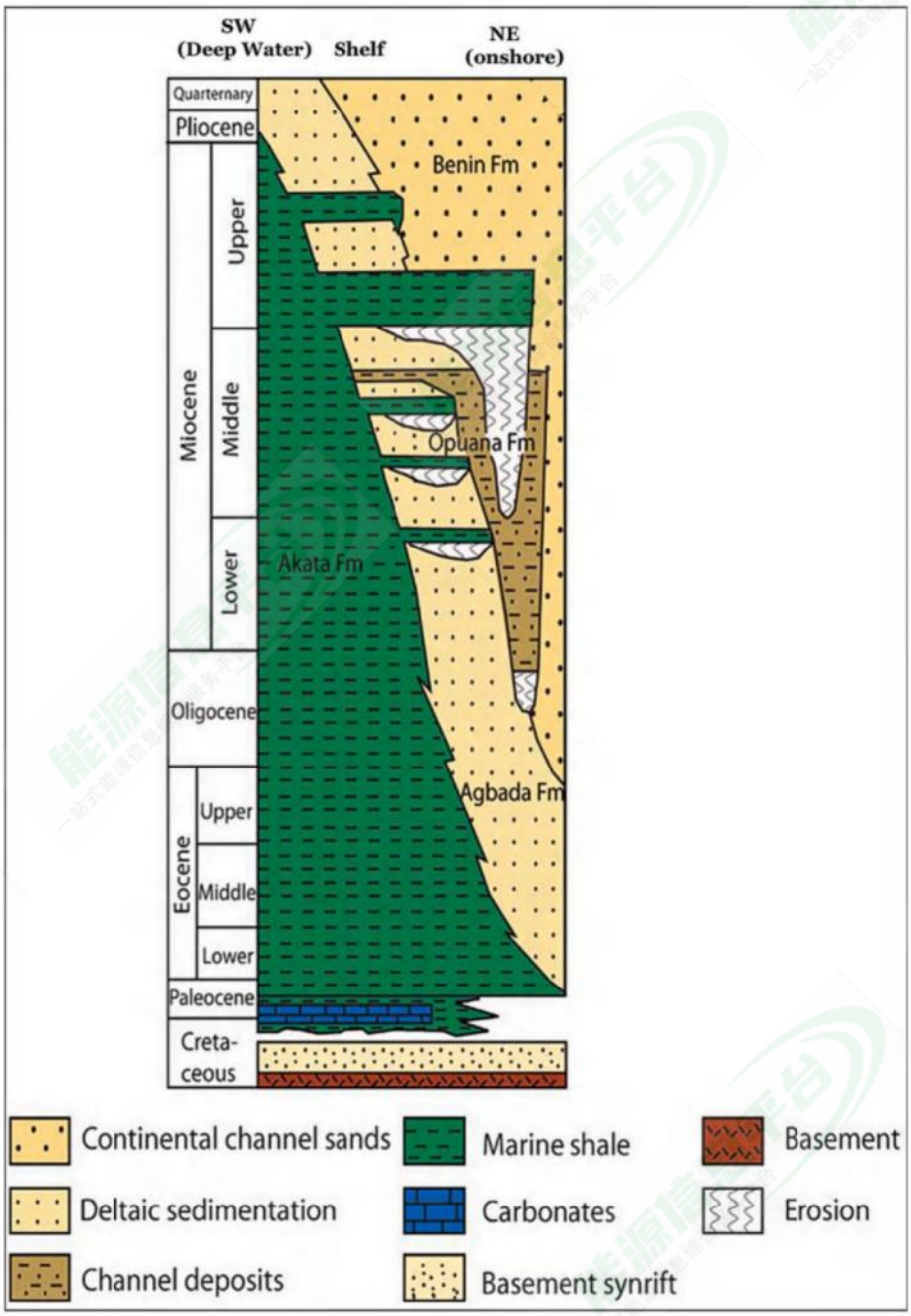


图 2.尼日尔三角洲盆地的区域地层柱显示了三角洲的三个主要单元（阿卡塔、阿格巴达和贝宁地层） （Doust 和 Omatsola,1990）。阿卡塔单元显示为海相页岩,阿格巴达单元和贝宁单元分别显示为三角洲沉积岩和大陆河道砂。

地震数据作为一种有用的地震属性,可以解决地下河流河道探测的困难。作者采用解析小波变换（AWT)来提供详细的时频表示。安莉芳等人。 （2021)使用光谱分解技术生成了壮观的地震地貌图像,这有助于揭示沉积和成岩环境中的空间组织。这些研究表明,谱分解是一种可靠的技术,可用于解决广泛的问题。

本研究展示了我们如何使用谱分解来识别和描绘 F1 油气藏内的水力流动障碍。谱分解产生单频立方体作为与感兴趣区间内的主频率相对应的输出。对于感兴趣的储层,RGB（红、绿、蓝)颜色混合创建了具有地质意义的频率模型,并生成了时间片和频率图。综合测井曲线、模块化地层动态测试（MDT)压力以及对该地区当地地质的了解来验证光谱分解的结果。

2 区域地质及理论背景

研究区位于第三纪尼日尔三角洲近海。尼日尔三角洲盆地（图1)位于几内亚湾,延伸至尼日利亚尼日尔三角洲省,正如Klett 等人所定义的。

（1997）。尼日尔三角洲的碎屑楔沿着三联结系统的一个失效臂出现,该三联结系统最初是在南美洲和非洲板块分裂期间形成的。这个过程发生在晚年

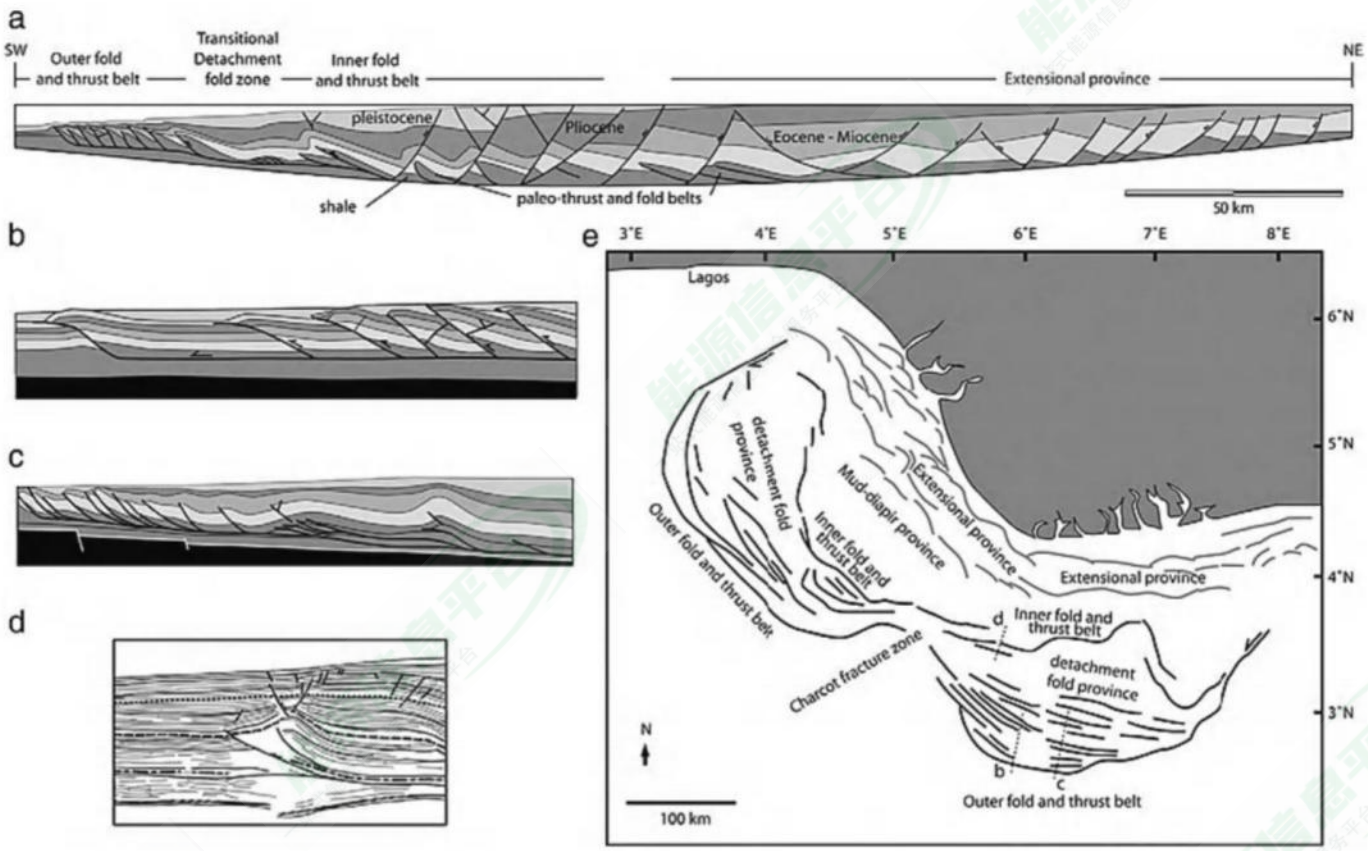


图 3.尼日尔三角洲的构造样式。 (a) 尼日尔三角洲主要构造带的合成剖面。 (b, c) 压缩域结构样式的特写。褶皱带和冲断带的特征是向盆地边缘的断层,这些断层在一个或多个分离层上方叠瓦状排列（Rowan 等,2004； Corredor 等,2005）。 (d) 正断层直接形成于旧的埋藏逆冲断层之上（之后（Ajakaiye 和 Bally,2002 年）。 (e) 尼日尔三角洲地图,显示了主要构造带以及剖面 bd 的大致位置。来自Mourgues 等人（2009 年）。

侏罗纪（Doust 和 Omatsola,1990）。同裂谷沉积物从白垩纪到第三纪积累,而最古老的沉积物则来自阿尔布纪时期。从始新世到现在,三角洲一直向西南推进,产生了代表三角洲各个发展阶段最活跃的三角洲地区的沉积带（Doust 和 Omatsola,1990）。尼日尔三角洲由三个主要地层组成:贝宁、阿格巴达和阿卡塔（图2）。

这三种地层代表了三种不同环境中的沉积沉积:大陆、过渡和海洋（Short 和 Stauble,1967）。尼日尔三角洲的构造样式如图 3所示（Mourgues 等,2009）。整个盆地深层、超压、延性的阿卡塔海相页岩的运动产生了正断层。因此,该省的构造主要是同沉积构造。生长断层、翻转背斜和页岩底辟就是例子。 Ekweozor 和 Daukoru (1984)指出,第三纪尼日尔三角洲（阿卡塔 - 阿格巴达)石油系统是尼日尔三角洲省唯一已知的石油系统。贝宁组是大陆性的,构成了最新的始新世到最近的冲积层和上部沿海平原砂的沉积物,厚度高达 2000 米（ Avbovbo,1978）,这增加了阿卡塔页岩所承受的上覆压力,导致尼日尔三角洲流行的页岩底辟现象。主要烃源岩是上部阿卡塔组,可能来自最下部阿格巴达组的互层海相页岩。沉积在阿格巴达地层内的砂子充当储层岩石。最后,密封岩是 Agbada 地层内的互层页岩（Tuttle 等,1999）。

2.1. F1油藏地质

总体而言,F1储层沉积环境为使用岩心报告、测井曲线和岩石物理特性来定义。根据核心报告的描述和摘要,F1 油气藏沉积在陆架/风暴、波浪主导的岸面环境中。在这种环境中沉积的沉积物通常较厚且相对均匀,在与海岸平行的方向上具有高度的横向连续性。然而,垂直于海岸线,横向连续性可能会被页岩挡板破坏,具体取决于沉积物供应和相对海平面之间的相互作用。

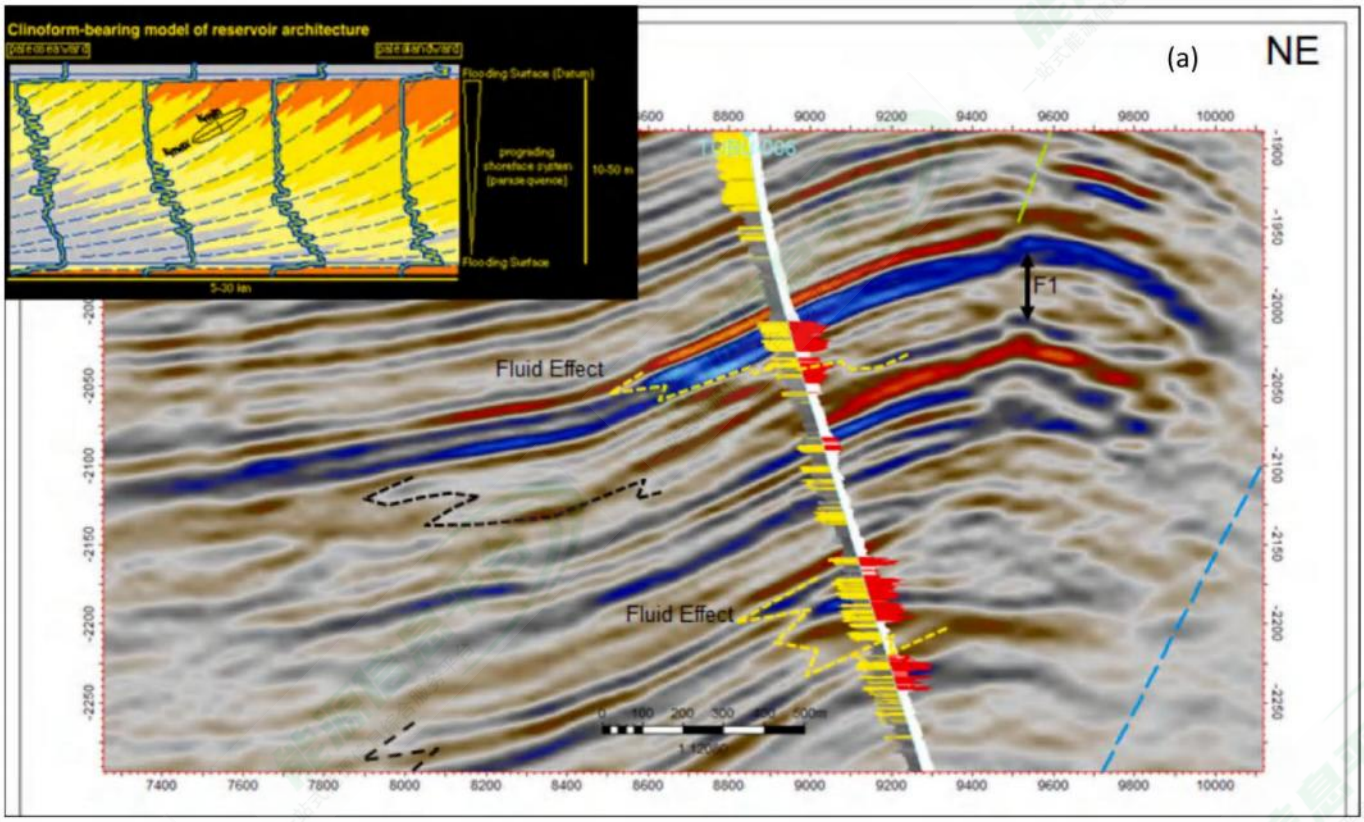
2.2. F1油藏初步地震解释

F1 储层对应地震波槽,如图4a所示。该反射器在 UTB 场边界上进行解释,我们在图 4b中显示了所得的储层时间结构图。沿储层顶部的均方根（RMS)属性提取显示明亮且相当一致的幅度,符合显示储层含油气层段的结构（图5）。从油藏内的两口井 X6 和 X8 获取的 MDT 压力数据显示,压力差为 20 psi,这意味着这些井存在于单独的压力室中（图 6）。对 X6 和 X8 井周围均方根振幅的详细分析显示,储层内没有页岩挡板或断层的证据（图7）。无法识别储层内潜在的流动障碍是一个重大的不确定性,因为无法确定观察到的压力差的原因。

2.3.理论背景

2.3.1.傅里叶级数和傅里叶变换任何周期函数 f (t)

都可以使用傅里叶级数表示为频率递增的正弦和余弦函数的无限和。



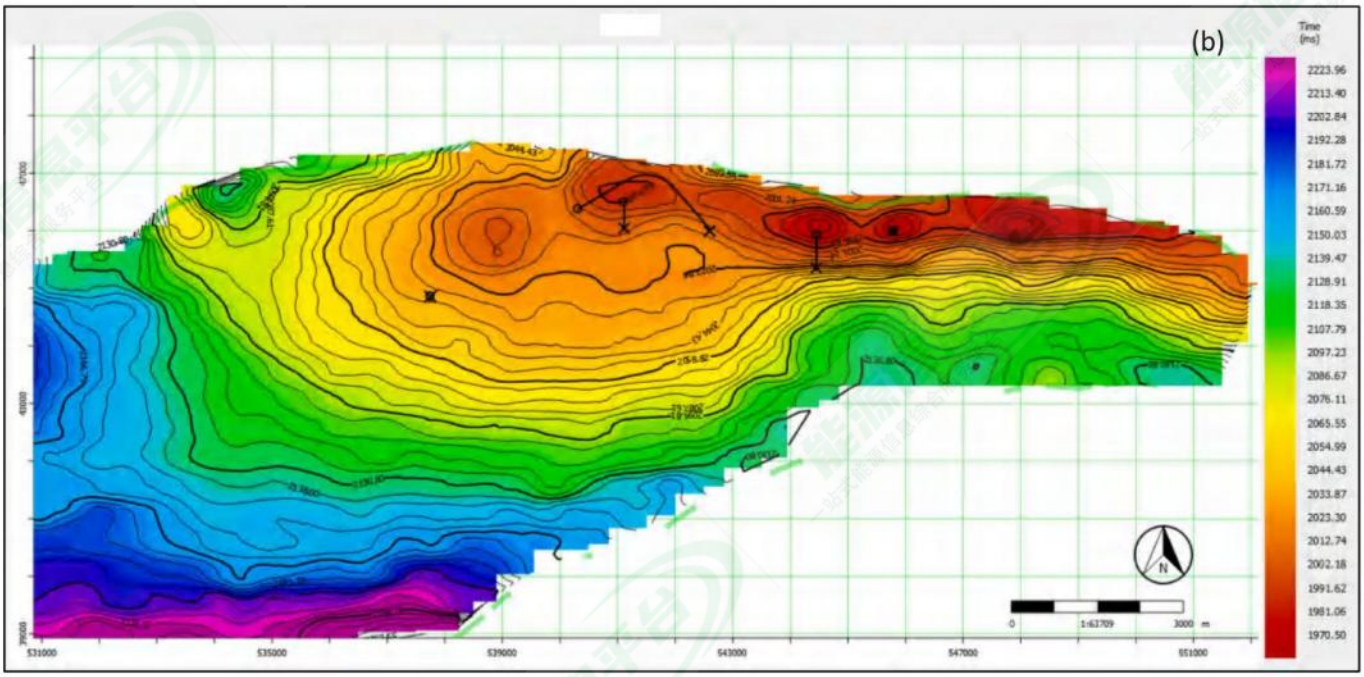


图4 F1油藏初始地震解释及时间图生成。 (a)显示了对应于一个洼地的储层的地震剖面,以及显示与F1储层地震的良好匹配的测井曲线。 (b) F1 油气藏时代构造图,对应油气藏。

傅立叶级数在数学上表示为:

$$f(t) = \frac{A0}{2} + \Sigma\infty_{k=1} Akcos(2\pi kt) + Bk\sin(2\pi kt) \quad (1)$$

其中f(t)为时域周期函数; Ao为窗函数, Ak 、 Bk分别为正弦、余弦函数; 2πkt是傅立叶核（Chakraborty 和 Okaya,1995）。

另一方面,傅立叶变换转换相同的函数,f(t),从时域到频域。信号 f (t) 的傅立叶变换f(ω)是信号与基函数e− iωt （辛哈等人,2005）

$$f(\omega) = [\, f(t), e^{i\omega t} \,] = \int_{-\infty}^{\infty} f(t)e^{-\omega t}\, dt \quad (2)$$

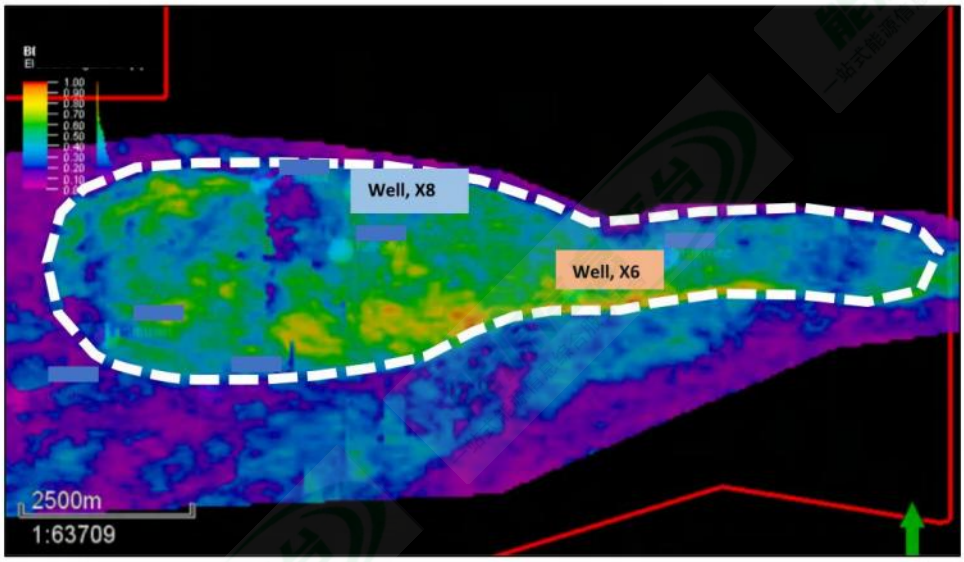


图 5.沿 F1 储层顶部的 RMS 振幅提取。储层显示出明亮、相当一致的幅度，符合显示储层含油气层段的结构（在白色虚线多边形内）。

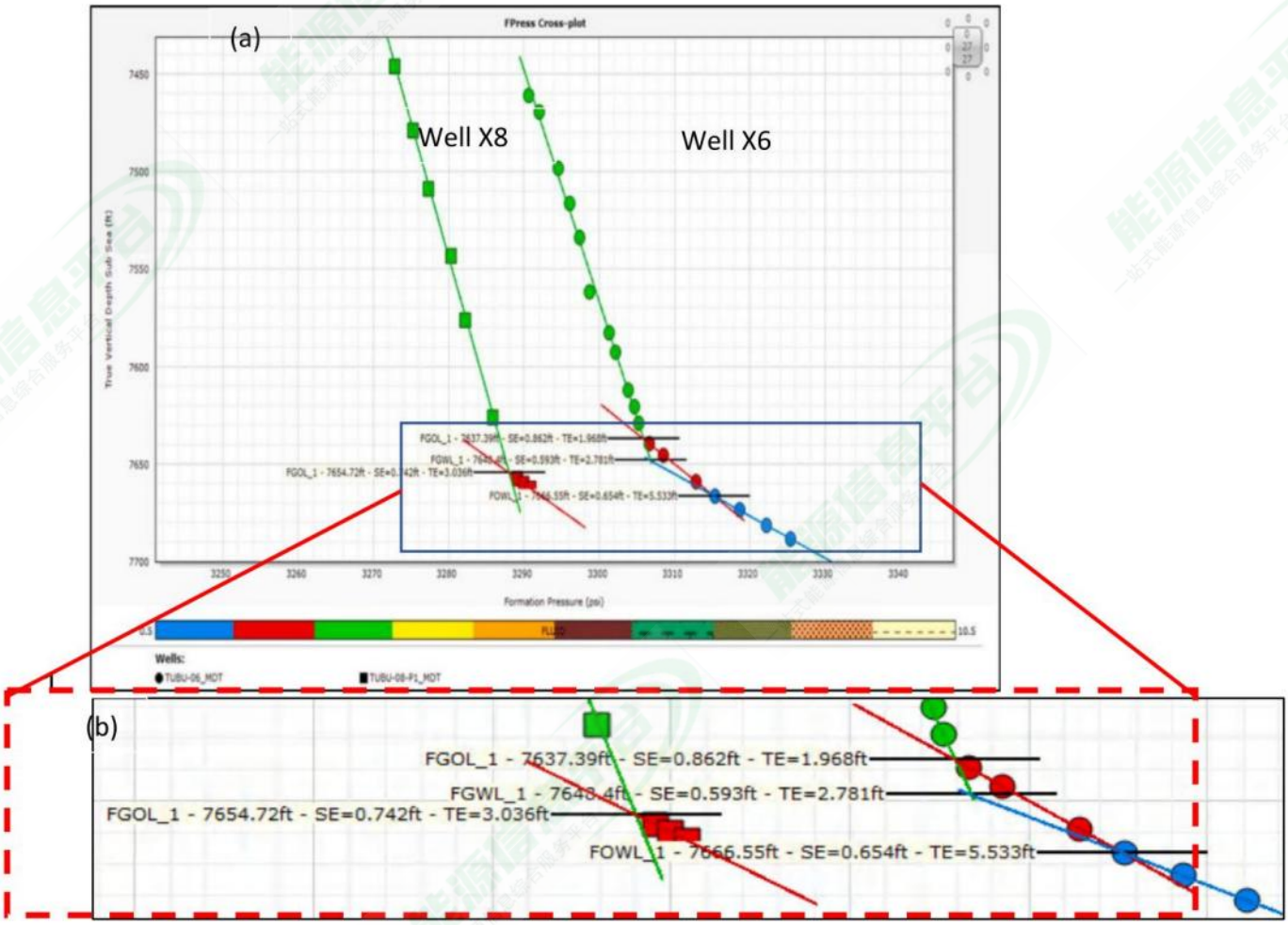


图 6.从 F1 油藏内的两口井获取的 MDT 压力数据。 (a) X6 井和 X8 井的 MDT 压力显示 F1 储层内压差为 20 psi。 (b) 放大文本显示 F1 储层内的压差值。

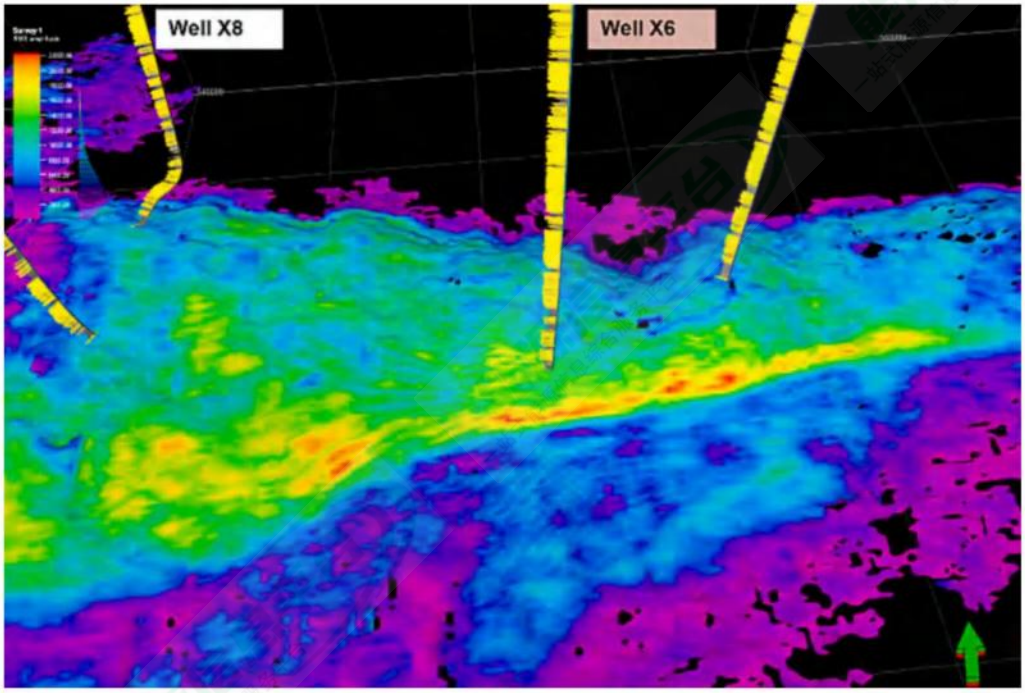


图 7. X6 和 X8 井周围 RMS 振幅的详细分析。基于对 X6 和 X8 井周围 RMS 幅度的详细分析,放大了 3D 高分辨率 RMS 属性图。经过初步解释后,没有证据表明储层内存在页岩挡板或断层。

其中f (ω)是频域周期函数,t是时间， e-jωt是基函数(Chakraborty和Okaya,1995)。假设信号是静止的,通过傅里叶变换将信号转换到频域可以提供信号的频率行为。

然而,这种变换的局限性在于它不足以研究频率随时间变化的非平稳信号,例如地震数据。

2.3.2.短时傅立叶变换 (STFT)

短时傅里叶变换 (STFT) 是傅里叶变换的一种改进,克服了其在非平稳信号中的适用性方面的局限性。它通过将信号划分为短窗口并对每个窗口执行傅立叶变换来实现这一点。它只是使用一系列固定长度的短的、重叠的时间窗来分解信号,并对每个时间窗执行傅里叶变换,提供该周期信号的频率内容。在时频分辨率方面,STFT方法具有固定的分辨率,该分辨率由窗口大小的选择决定。

较小的窗口尺寸提供更好的时间分辨率,但频率分辨率较差,而较大的窗口尺寸提供更好的频率分辨率,但时间分辨率较差。 STFT 只是信号 f (t) 与时移窗函数的内积,数学表达式为（Chakraborty 和 Okaya,1995）：

$$STFT(\tau,\omega) = \int_{\infty}^{\infty} f(t)g(t-\tau)e^{-\omega t}\,dt \quad (3)$$

其中f(t)是时域地震图,g(t)是窗函数， e-jωt是傅里叶核。地震记录乘以窗函数。这种加窗地震的傅立叶变换
然后通过使用 g (t-τ) 及时移动窗口来计算和重复 gram （Chakraborty 和 Okaya，1995）。

2.3.3.连续小波变换 (CWT)

连续小波变换 (CWT),由Morlet 等人提出。（1982)使用可变窗口长度分解地震数据,这与使用固定窗口的短时傅立叶变换 (STFT) 不同。与短时傅立叶变换相比，小波变换在时频分辨率可变方面有其优势。与 STFT 中使用的固定窗口大小不同,CWT 使用可以调整尺度并及时平移的小波函数。

这种适应性使得 CWT 能够有效捕获局部频率信息并处理非平稳信号（Wang 等人，2017）。该方法提高了时频分辨率。小波变换方法通过取两者的内积来将输入地震信号与母小波进行比较,并在数学上表示为（Chakraborty 和 Okaya,1995）：

$$W(a,b) = \frac{1}{a\sqrt{\ }} \int \Psi\,(\overline{t-b})f(t)dt \quad (4)$$

其中f(t)是实数信号,Ψ(t)是核小波,参数a和b分别称为尺度和平移(Chakraborty和Okaya,1995)。

除了STFT和CWT方法之外,还有其他方法可用于进行时频分析（谱分解）。其中一些方法包括快速傅里叶变换
形式（FFT）、离散傅立叶变换（DFT)和希尔伯特-黄变换（HHT）。本研究使用了 STFT 和 CWT 方法,因为它们比上述方法具有一些优势。

与 STFT 和 CWT 方法相比,快速傅立叶变换 (FFT) 的缺点在于它在整个信号上具有固定的时频分辨率。这意味着时间和频率信息是整个信号的平均值,因此准确捕获局部或瞬态特征具有挑战性。这带来了挑战,尤其是在处理非平稳信号时。

FFT 和 DFT 算法类似。它们之间的主要区别在于FFT算法相对于传统DFT计算的效率和计算速度。因此,与 FFT 算法相关的时频分辨率方面的相同限制也适用于 DFT。

最后,HHT 使用经验模态分解（EMD)进行信号分解（de Souza 等人,2022）。与该方法相关的一些挑战包括计算复杂性和缺乏通用小波函数。基于这些考虑,我们得出结论

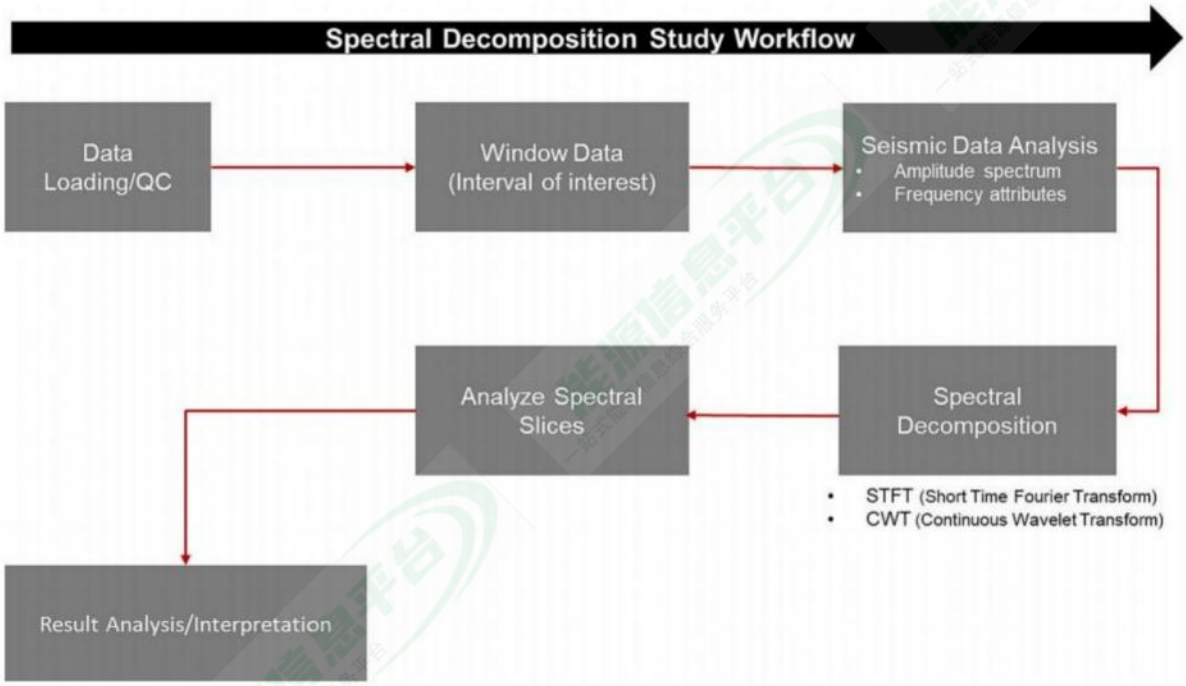


图 8.本研究采用的工作流程,该流程图说明了所采取的顺序步骤、数据加载和质量控制过程,通过感兴趣区间的窗口、幅度谱和频率属性分析、频谱分解和切片,直至最终结果结果的解释和分析。

STFT 和 CWT 方法最适合本研究。

3. 数据和方法

本研究使用的地震数据是叠后时间偏移（PSTM）、零相位、美国极性、频率范围为0-100 Hz的3D地震数据集。面积约449.98平方公里,垂直范围0-5800米。本研究使用的其他数据包括测井曲线、压力数据、油藏顶部以及所有油藏的绘制时间范围。本研究中使用的工作流程如图8所示,说明了所采取的顺序步骤。在数据加载和 QC 过程之后,使用感兴趣储层 (F1) 的解释时间层来定义地震体积内的感兴趣区域。这区域范围在 2100 毫秒到 2700 毫秒之间。接下来,从地震数据中提取瞬时频率属性,从而深入了解数据的时间和空间频率内容（图9）。为了进一步研究频率分布并识别感兴趣区间内的峰值频率,使用快速傅立叶变换生成幅度谱（图10）。该频谱显示了感兴趣区域内地震数据的频率分布,并突出显示了该区域内存在的峰值频率。

根据从幅度谱获得的信息,在数据的频率带宽内选择了八个峰值频率。这些频率被认为对于后续分析很重要。为了隔离和研究与每个峰值频率相关的可能地质特征,使用短时傅立叶变换 (STFT) 和连续小波变换 (CWT) 创建单频立方体。我们提取了该区间内的瞬时频率属性,以初步了解地震数据内的频率分布（图9）。瞬时频率属性显示了任何给定时间地震勘测中的频率分量。地震部分（行内 6668)指示频率随深度的预期降低（较高频率的衰减）。直方图还显示地震数据中的频率分布。

同时使用 STFT 和 STFT 生成单频立方体

对于 CWT 方法,有必要确定每种方法的最佳输入参数。对于 STFT 方法,必须指定窗口长度、步长、锥度类型和锥度长度等参数。为了实现这些参数的最佳值,采用了迭代测试方法。对每个参数测试不同的值,并且在每次迭代之后,对生成的频率立方体进行目视检查,以评估频谱拖尾的水平并确定所实现的时频分辨率。然后,为八个已识别的峰值频率选择的一组频率立方体被定性地判定为具有最佳的时间频率分辨率,并且通过扩展,具有最少的频谱拖尾。

最终,STFT 方法选择的最终参数为 150 ms 的窗口长度、5 ms 的步长和长度为 50 ms 的 Hann 锥度。这些参数的选择是基于它们实现令人满意的时频分辨率、最大限度地减少频谱拖尾并保持所需的垂直分辨率水平的能力。

对于CWT方法,输入参数包括小波类型和小波带宽。使用带宽为 30 的复 Morlet 小波来执行分析。这种小波类型和带宽的特定组合被确定为最适合输出八个已识别峰值频率的最佳质量单频立方体。

接下来,我们为 F1 油气藏创建了单频图。为此,我们从每个频率立方体中提取了沿 F1 水平线的幅度值。这一过程生成了八个振幅图（图10）,每个振幅图对应于选定的峰值频率之一。这些地图经过仔细分析,以识别微妙的地质特征,这些特征可以表明
储层内是否存在断层、隔板或岩性的横向变化。通过将频率图与之前生成的 F1 储层的 RMS（均方根)属性图进行比较来完成分析。此外,先前储层特征研究的解释见解有助于理解频率上显示的地质特征。

昆西地图。

最后,对离散频率图进行了分析,并选择了最能反映目标地质特征的三个具有地质意义的频率图。使用 RGB 混合配色方案

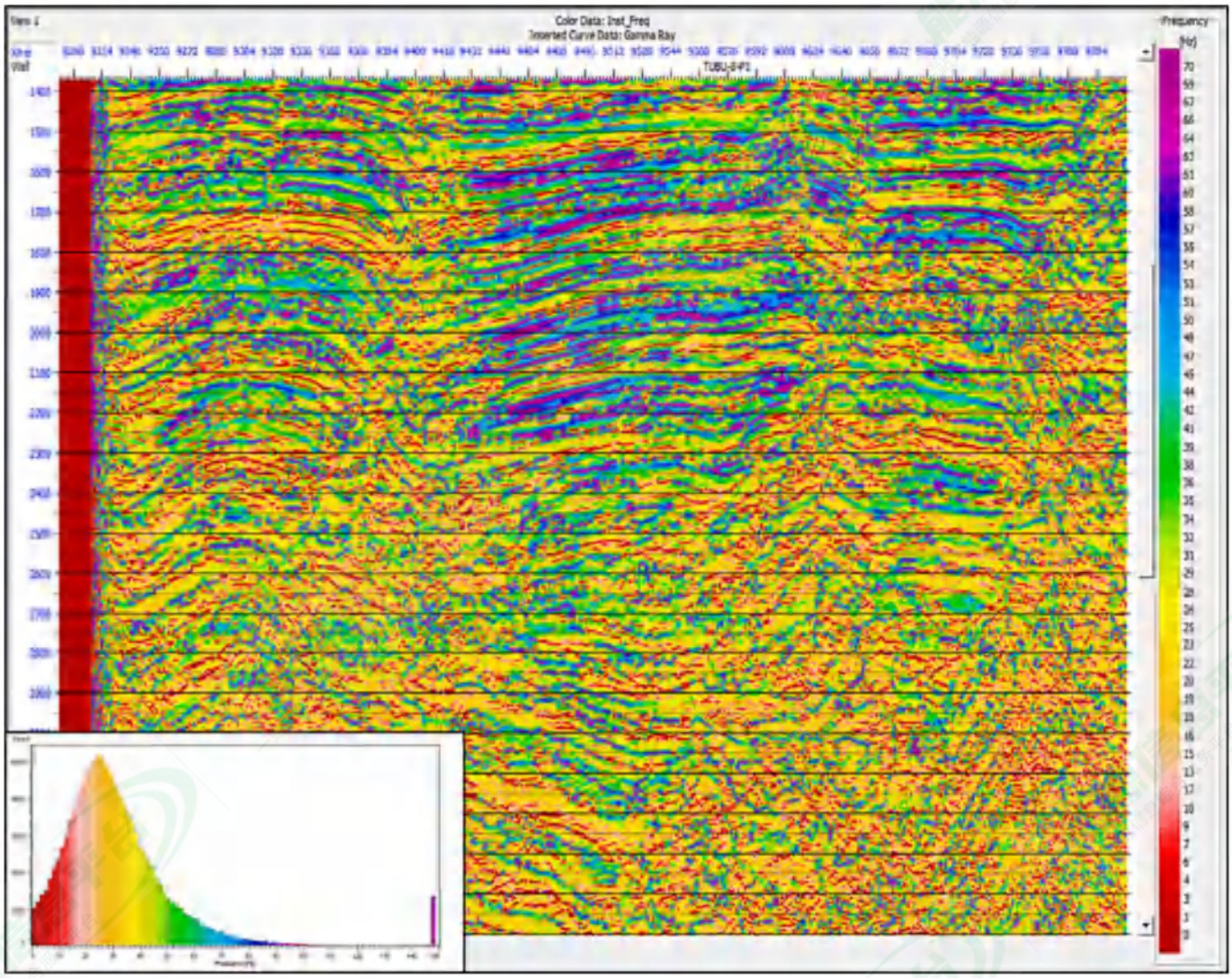


图 9.提取瞬时频率属性以初步了解地震数据中的频率分布。地震部分（行内 6668)显示了瞬时频率随深度的预期降低（较高频率的衰减）。

查看单色图像中的高、中、低频图和切片。低频分量分配给红色通道,中频分量分配给绿色通道,高频分量分配给蓝色通道。然后首先对 RGB 混合地图和时间切片进行处理和解释,以发现潜在的次震断层。随后描绘了可能导致 F1 储层压力差的任何横向岩性变化或内部非均质性。还做出了额外的推论;例如储层内的厚度变化。

4 结果与讨论

图 10显示了从感兴趣的区间提取的幅度谱。该图显示,地震数据的频率带宽为 7 Hz 至 60 Hz,通过取振幅谱一半的频率范围来定义。在对应于感兴趣区间内的主频率的振幅谱上观察到八个孤立的峰值。正如其他结果所反映的,这种频率采样模式产生了更高的分辨率,这意味着地震分辨率与子波的带宽有直接关系。

因此,可以推断,地震数据分辨率直接取决于带宽,间接取决于频率（Nwafor 和 Hermana，2022）。
这种增加的分辨率有助于成像和解析

在我们的 F1 油气藏案例研究中,由于薄层得到了更好的解决,因此地层斗争得到了更好的解决。高频增强的核心价值之一是锐化数据,从而更好地定义结构和地层圈闭（Young and Wild,2005）。图 11比较了使用两种不同频谱分解方法生成的 10 Hz 频率部分。

此外,我们还比较了两种方法的其他频率立方体,以帮助确定具有更好时频分辨率的方法。

一方面,STFT方法频率分辨率高,但垂直分辨率低,难以在地震数据上及时准确定位事件的实际位置（图11a）。另一方面,CWT方法在保持频率分辨率的同时提高了时间分辨率（图11b）。两种方法的比较表明,CWT方法提供了更好的时频分辨率;因此,使用该方法的结果来完成整个分析。

图 12显示了为 F1 油气藏创建的八个离散单频图。较低的频率（10 Hz – 15 Hz)突出显示 F1 储层最厚的区域,而较高的频率（46 Hz 至 67 Hz)突出显示储层相对较薄的部分。

10 Hz 储层频率图如图 13所示。使用测井数据进行校准,图上的红色代表含烃砂岩,而冷色（黄色到蓝色)则反映储层的潮湿部分。我们还观察到该图显示了与均方根属性图相似的结果（图5），

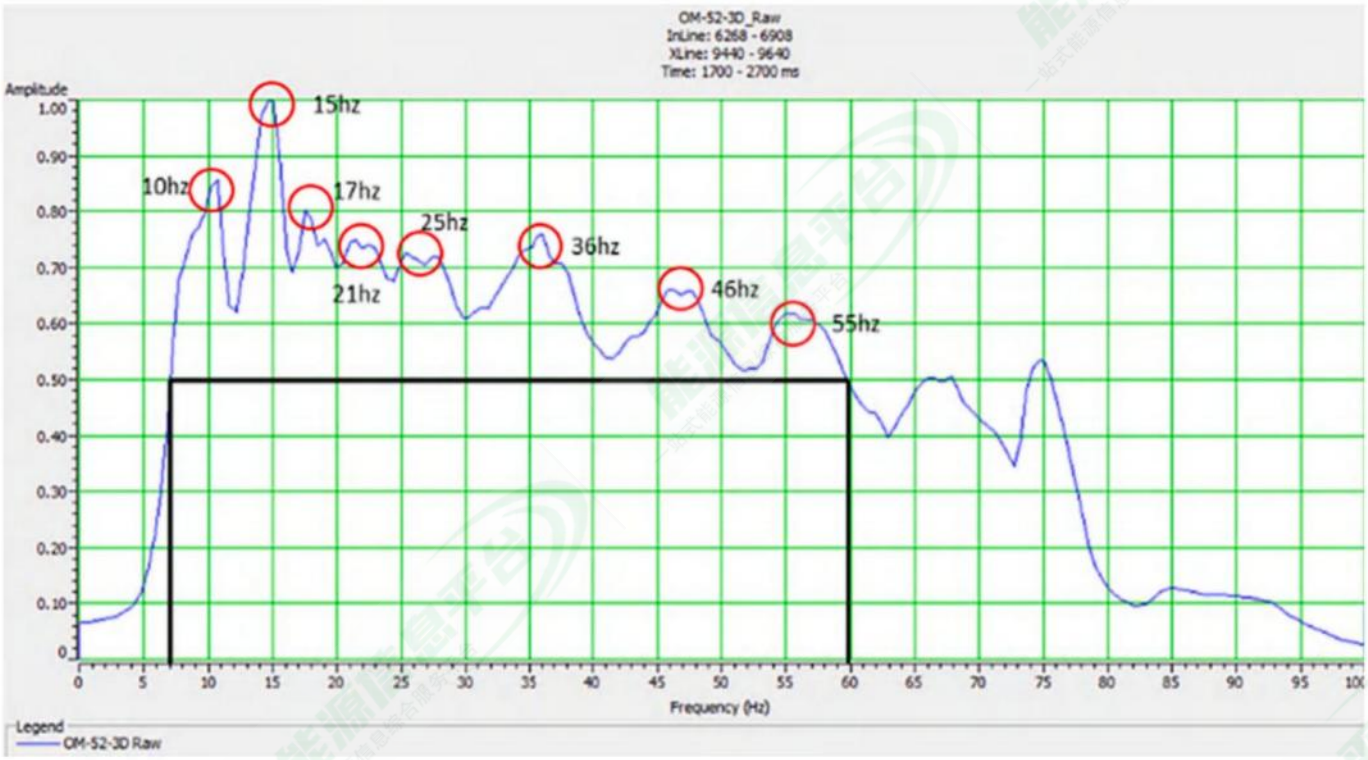


图 10.使用快速傅里叶变换生成的幅度谱,用于研究频率分布并识别感兴趣区间内的峰值频率。此处,裁剪体积的振幅谱显示感兴趣区间内的主频率/峰值频率,如区域内突出显示的（八个)峰值频率所示。

没有任何流动障碍的迹象。与 10 Hz 的振幅图相比,26 Hz 的 F1 储层频率图对油气流体的存在有更好的响应（图14）。它显示了气油界面（GOC)和油水界面（OWC)之间的明显对比。地图上最热的颜色对应于天然气,而绿色/黄色代表石油。流体类型通过测井证实。 36 Hz 处的频率图显示了由黑色虚线表示的明亮幅度内的暗条纹（图5）。深色条纹明显出现在 X6 和 X8 井之间,其特征为东西向趋势（与海岸平行）,并且可以看到横向广泛分布在整个 F1 油藏中。我们将这些黑色条纹解释为储层内较小的页岩挡板。这些挡板可能有

尼日尔三角洲盆地的页岩底辟现象是在局部海平面上升期间沉积的薄页岩层形成的,而三角洲总体上进,从而产生了通常被称为页岩底辟作用的现象。与海岸平行的页岩挡板被解释为在海岸表面环境中分隔滨海平原周围的沙子。因此,F1 储层由沉积在上岸面的优质砂岩组成,并被轻微海平面入侵期间形成的与海岸平行的页岩屏障隔开。 （见图15。）

经过仔细分析在八个生成频率下获得的振幅图,三个频率被确定为与地质相关:10 Hz、26 Hz 和 36 Hz。为了直观地表示这些频率,创建了 RGB 混合,结合了三个地质相关频率（图16）。由此产生的 RGB 图提供了 F1 储层的表示,每种颜色的强度表示相应光谱频带的贡献。

在 F1 油气藏的 RGB 图中,从红色到黄色的暖色表示较低频率（特别是 10 Hz 和 26 Hz）的贡献更显著。这些暖色主要在 F1 储层最厚的部分观察到,这些部分富含优质沙子和丰富的油气矿藏。这些部分中暖色的盛行表明低频分量占主导地位。

相反,从绿色到紫色的冷色代表 36 Hz 较高频率的贡献。这些冷色是在频率内容以高频成分为特征的区域中观察到的。

对 F1 油藏 2020 毫秒的 RGB 时间片进行了进一步分析,揭示了含烃层段内频率响应的横向变化,从颜色的变化可以明显看出。这些横向变化主要归因于储层内岩性性质的变化。这是因为我们在本研究中采用的频率分析技术能够将不同的岩性特征（包括岩石成分、孔隙度和渗透率的变化)与储层不同部分的频率响应联系起来。

我们注意到,在这种方法中集成需要其他重要数据集的可用性,这应该会进一步呈现更出色的结果。例如,流体压力和流体特性方法始终能够解决分区问题,无论规模如何,因为可以提供更多信息。但是,问题是此类信息并不总是可用。此类信息的示例包括动态生产数据以及从单个储层内的不同井测量的流体特性（地层压力、流体密度和粘度）。在获得这些信息的情况下,将它们与频谱分解相结合不仅有助于确定储层是否被分区,而且还可以描绘储层内结构和地层流动挡板的位置和空间范围。

5. 结论

在本研究中,我们部署了谱分解技术的短时傅里叶变换（STFT)和连续小波变换（CWT）算法,成功解决了在F1油气藏中初步发现的以下问题:

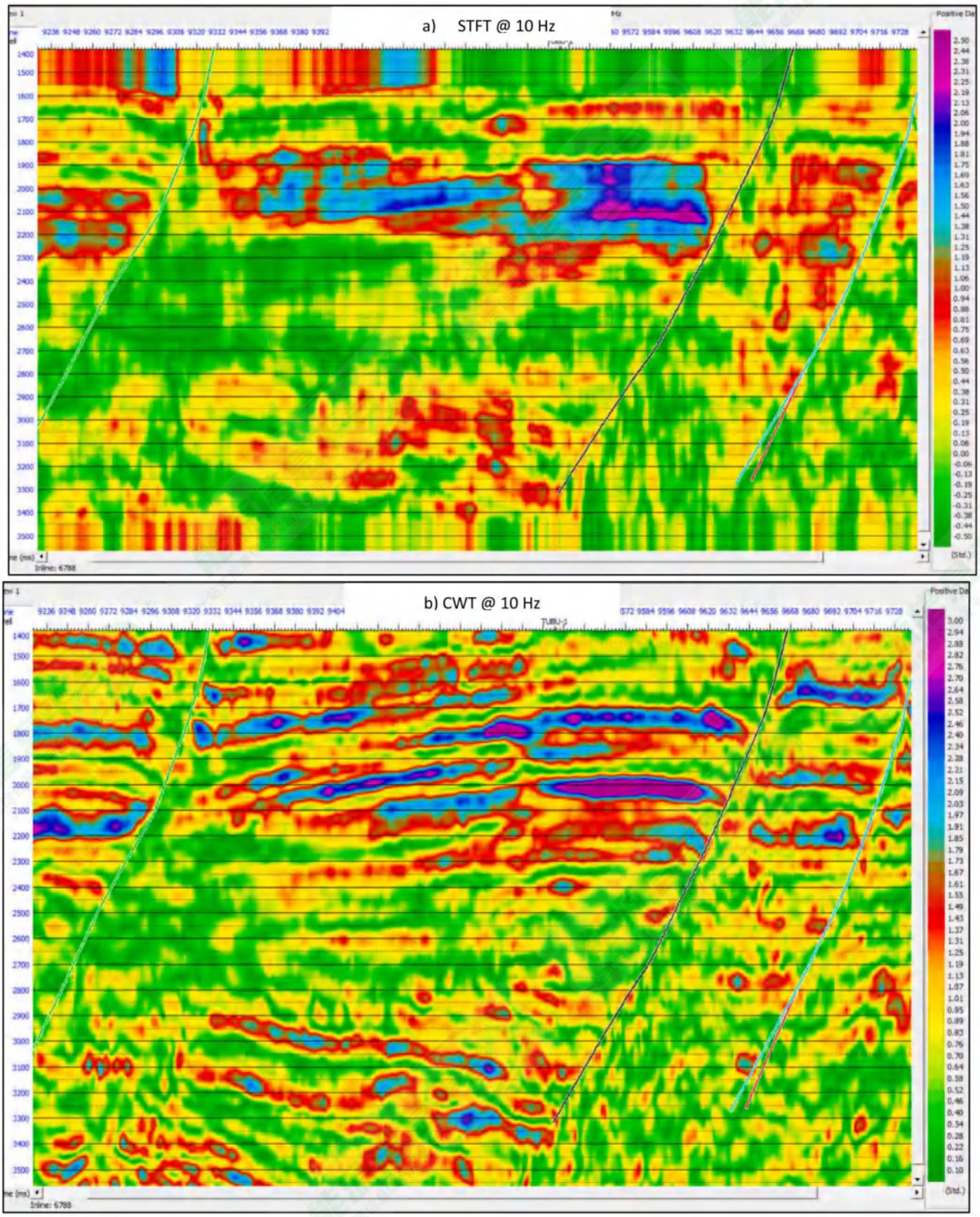


图 11.使用两种不同频谱分解方法生成的 10 Hz 频率部分的比较分析。 (a) 地震剖面显示 10 Hz 时的短时傅立叶变换 (STFT),其特点是频率分辨率高,但垂直分辨率低。 (b) 地震剖面显示连续小波变换 (CWT) @ 10 Hz,在保持频率分辨率的同时提高了时间分辨率。

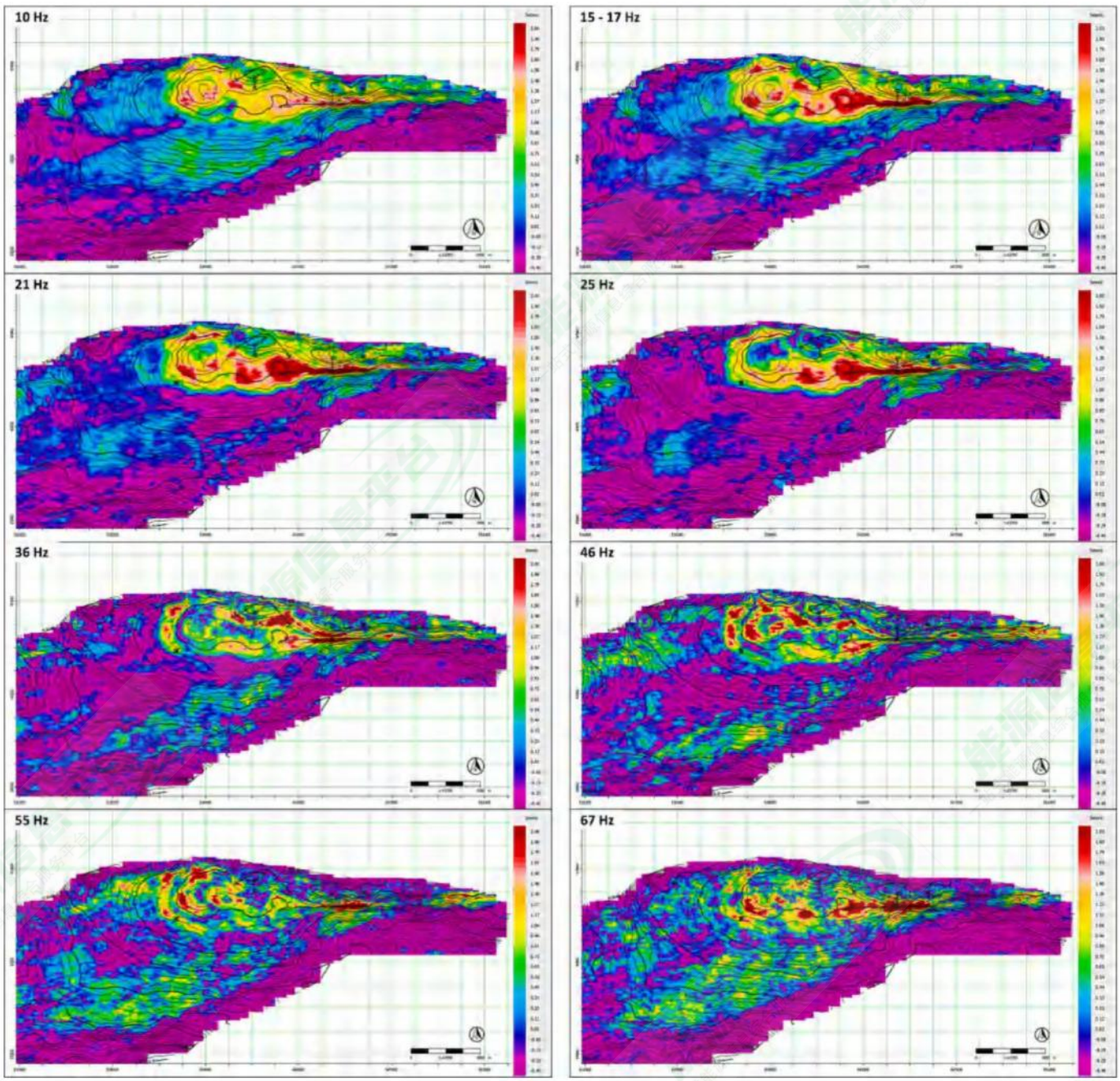


图 12. F1 储层的八个离散单频率图：(a) 主频率 10 Hz；(b) 15-17 赫兹；(c) 21 赫兹；(d) 25 赫兹；(e) 36赫兹；(f) 46 赫兹 (g) 56 赫兹；(h) 67 赫兹。不同频率的地图突出了储层的不同部分，储层厚度存在细微变化，并且可能存在内部非均质性。

· 油气藏内压差的原因 · 导流板的类型、位置和空间范围导致观察到的压差 · 对该油气藏开发计划的影响

这些技术包括从每个频率立方体中提取 F1 层位的振幅，然后进行网格化以生成振幅图，对这些图进行分析以识别细微的地质特征。此外，还对离散频率图进行了分析，选择了最能说明目标地质特征的三个具有地质意义的频率图。 RGB 混合颜色代码用于分配频率分量，并进行解释以描绘可能导致 F1 储层中压力差的内部异质性。

幅度提取的结果显示幅度谱上有八个孤立的峰值，对应于感兴趣区间内的主频率。这种频率采样模式带来了更高的分辨率，有助于成像和解决我们 F1 储层案例研究中的地层斗争。基于 STFT 的 10 Hz 频率部分与 CWT 方法的比较表明，CWT 方法在保持频率分辨率的同时提高了时间分辨率，因此提供了更好的时频分辨率。

此外，离散单频图（八）显示了储层厚度的细微变化以及储层内可能的内部非均质性。与 10 Hz 的振幅图相比，25 Hz 的 F1 储层频率图表明碳氢化合物流体的存在更加突出，显示出气油接触面（GOC）和油水接触面（OWC）之间更清晰的对比。频率图位于

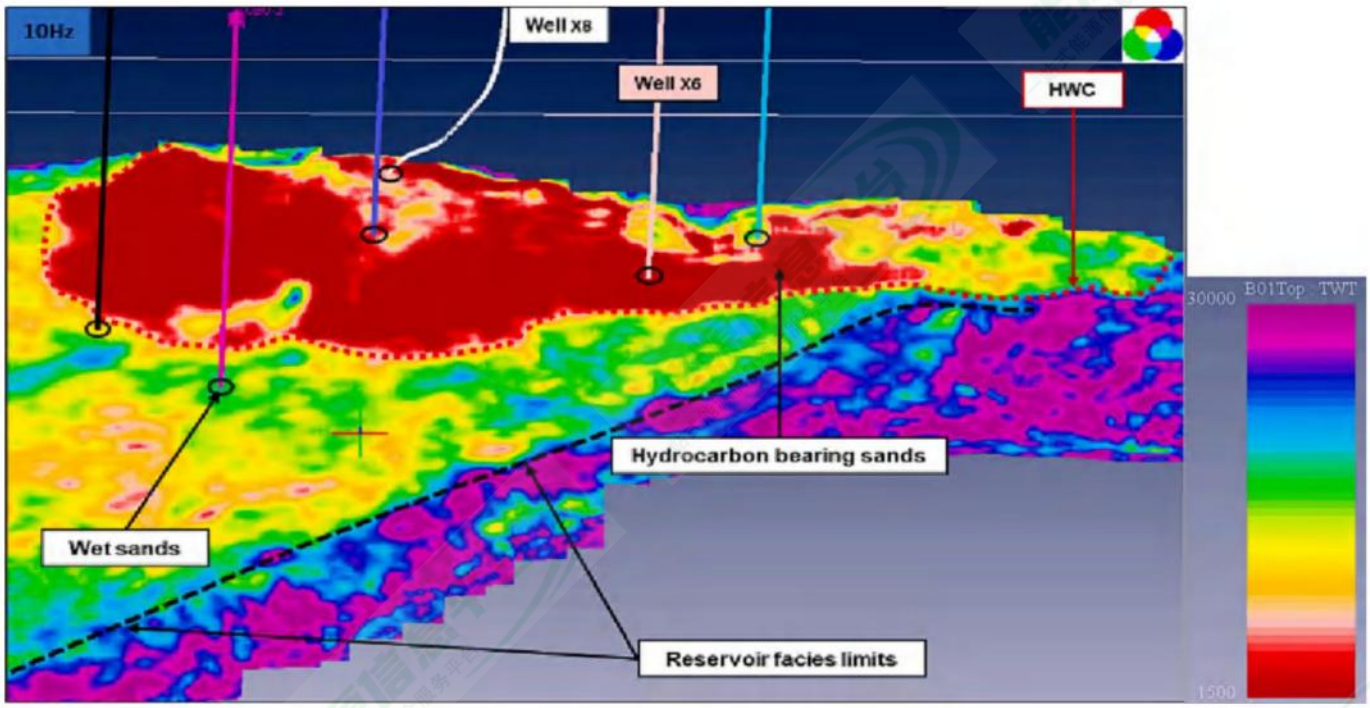


图 13. 10 Hz（主频率)处的 F1 储层频率图。红色代表含油气的沙子,而冷色（黄色到蓝色)则反映储层的潮湿部分。（为了解释该图例中对颜色的引用,读者可以参考本文的网络版本。）

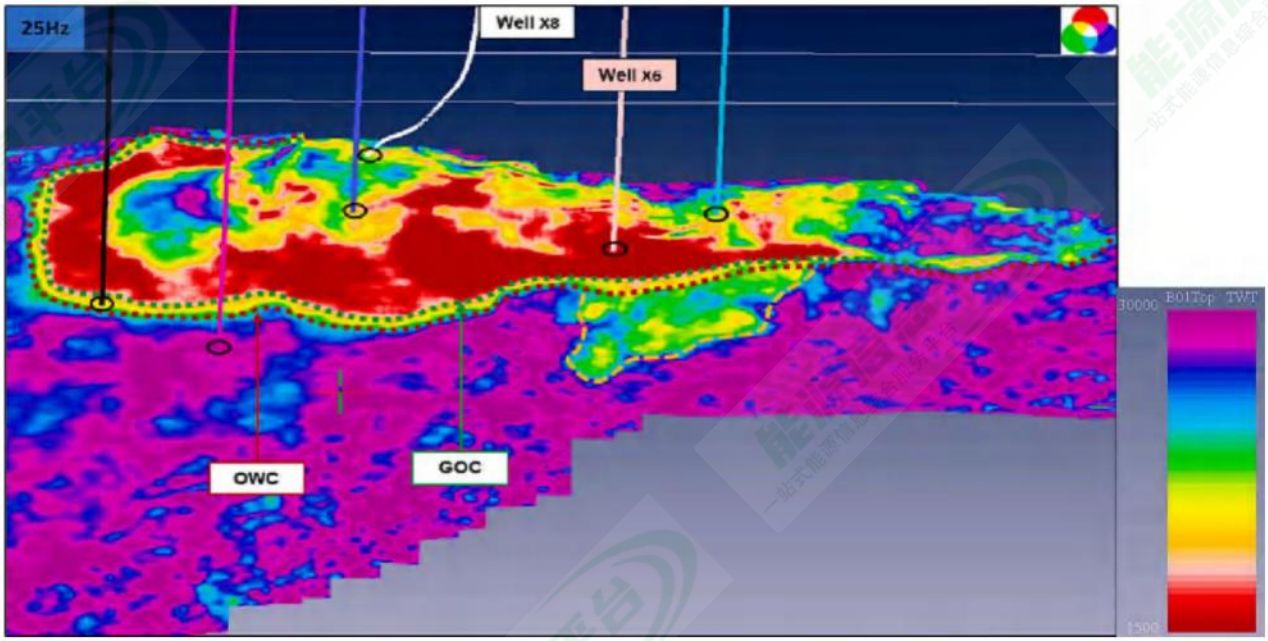


图 14. 25 Hz 时的 F1 储层频率图。气油界面（GOC)和油水界面（OWC)之间存在明显的对比。最热的颜色对应于气体,而绿色/黄色代表石油。流体类型通过测井曲线得到确认。

36 Hz 清晰地显示了 X6 和 X8 井之间的深色条纹,这些条纹在整个 F1 储层中横向延伸,被解释为储层内的小页岩挡板。

因此,本研究的结果证明了 STFT 和 CWT 光谱分解算法的有效性,特别是 CWT 在定位 F1 储层内细微地层挡板方面的有效性。

检测到的页岩挡板可能是 X6 井和 X8 井之间观察到的压力差异的根源。因此本研究

证明将光谱分解（STFT 和 CWT 技术)纳入储层分区分析是一种识别储层内岩性变化和次震断层的经济有效的方法,无需额外钻探井即可实现分区。我们的技术改进了描绘传统地震数据不清楚的储层内流动屏障的整体方法。此外,它们还有助于识别细微特征并定义其位置、空间范围和趋势的过程。

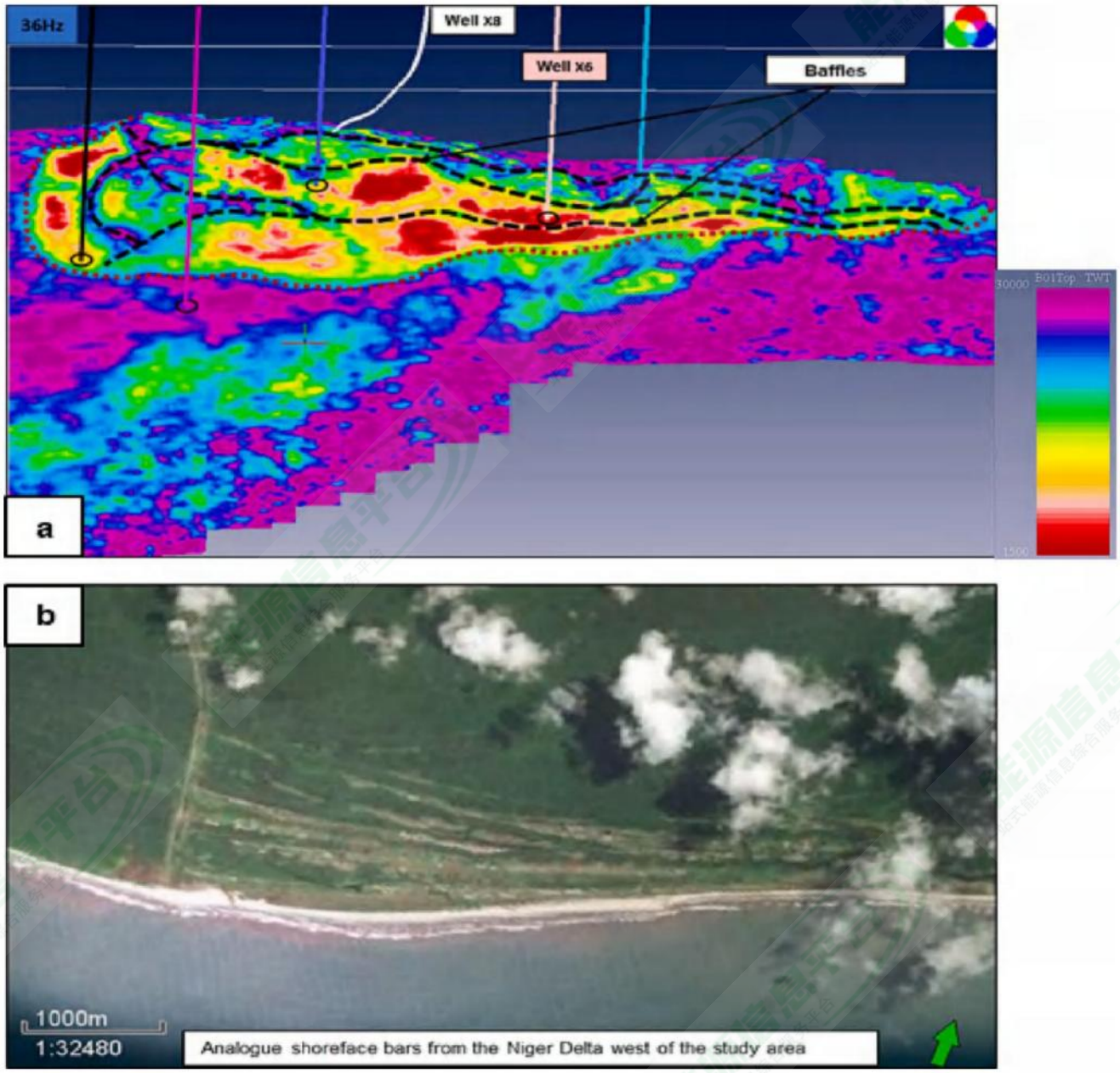


图 15. 36 Hz 时的 F1 储层频率图。该图显示了由黑色虚线表示的明亮幅度内的暗条纹。深色条纹明显出现在 X6 和 X8 井之间,其特征为东西向趋势（与海岸平行），并且可以看出整个横向范围广泛。深色条纹被解释为储层内较小的页岩挡板。

最后,我们建议将谱分解与其他确定分区程度的常规方法结合起来,以获得最佳结果并准确定义储层分区。例如,流体压力和流体特性提供有关地层压力、流体密度和粘度的信息,这些信息是从单个储层内的不同井测量的。我们强烈假设,当这些数据集可用并结合我们采用的光谱分解方法进行分析时,它将有助于确定储层分区以及描绘储层内结构和地层流动挡板的位置和空间范围。

CRediT 作者贡献声明

Abimbola Durogbitan:项目管理、方法论、概念化。 Eyogwe Simon:形式分析、数据管理。 Aaron Auduson:写作 - 审阅和编辑、写作 - 初稿、监督。 Onyejiuwa Ekene:软件、资源。 Ibekwe Collins:可视化、验证。

竞争利益声明

作者声明,他们没有已知的可能影响本文报告工作的相互竞争的经济利益或个人关系。

数据可用性

文章中描述的研究没有使用任何数据。

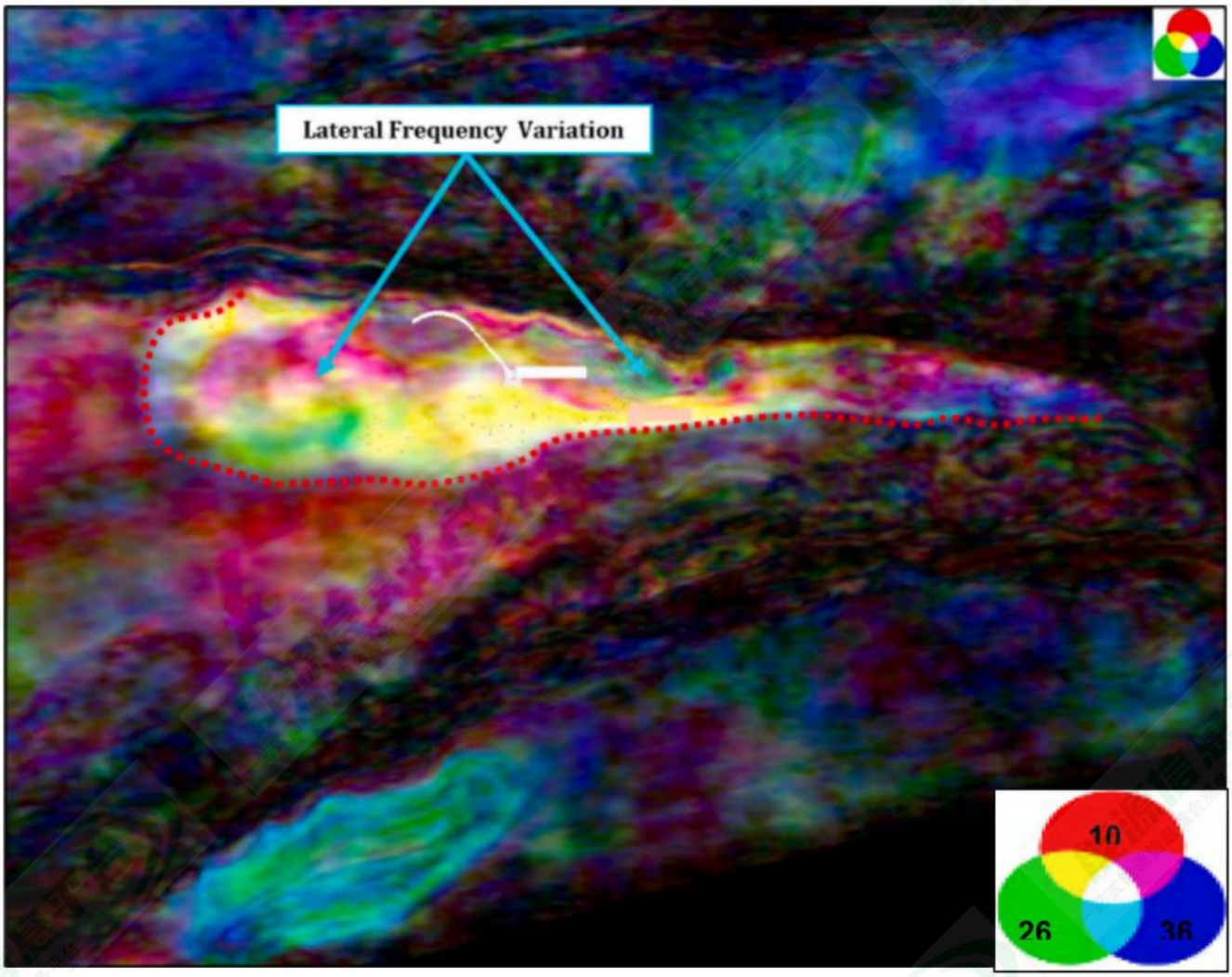


图 16.光谱分解的 RGB 混合,用于可视化为 F1 储层识别的三个地质相关频率。频率为 10 Hz、26 Hz 和 36 Hz（分别为红色、绿色和蓝色）。红色通道对应于 10 Hz,绿色通道对应于 26 Hz,蓝色通道对应于 36 Hz。 （为了解释该图例中对颜色的引用,读者可以参考本文的网络版本。）

致谢

作者感谢以下人士的贡献：

· AMNI 国际石油开发公司提供
本工作中使用的数据；
· 能源和矿产资源 (EMR) 合作伙伴关系
这项研究和结果

参考

Ahmad, N., Mirza, R., 2012。应用频谱分解和地震属性来了解泰国湾第三纪裂谷盆地内砂岩储层的结构和分布。带领。边缘 2012 年,630–634。 https://doi.org/10.1190/tle31060630.1 。

Ajakaiye, DE, Bally, AW, 2002。《结构风格手册和地图集》,尼日尔三角洲。
AAPG 继续教育课程笔记,卷。 41. https://www.searchanddiscovery。 com/documents/bally/index.htm。

Akinwale, RP、Ayolabi, E.、Akinwale, SA,2022 年。尼日利亚尼日尔三角洲近海 Jay 油田的 3D 结构建模和光谱分解分析。 J. 工程。应用。科学。 69、91。https: //doi.org/10.1186/s44147-022-00147-8。

Avbovbo, AA, 1978。尼日尔三角洲第三纪岩石地层学。是。副教授。宠物。地质学家。
公牛。 62、297-306。 https://doi.org/10.1306/C1EA482E-16C9-11D7-8645000102C1865D 。

Calderon, DM, Castagno, J., Meza, P., Chen, R., Jiang, S., 2021。使用地震谱分解、相位和相对地质年龄作为属性来改进定量
中国大庆油田孔隙度预测。应用。科学。 11 (17), 8034。https ://doi。 org/10.3390/app11178034。

Chakraborty, A.,Okaya, D.,1995。使用基于小波的方法进行地震数据的频时分解。地球物理学 60 (6)。
https://doi.org/10.1190/1.1443922。

Corredor, F., Shaw, JH, Bilotti, F., 2005。尼日尔三角洲深水褶皱和逆冲带的结构样式。 AAPG 公牛。 89（6）,753-780。 https://doi.org/10.1306/02170504074 。

Doust, H., Omatsola, E., 1990。尼日尔三角洲。见 :Edwards, JD、Santogrossi, PA（编辑）,发散/被动边缘盆地,AAPG Memoir 48。美国石油地质学家协会,塔尔萨,第 239-248 页。

Ekweozor, EM, Daukoru, CM, 1984。第三纪尼日尔三角洲石油源床评价。 AAPG 公牛。 68（3）,390-394。

Han, Chris, 2019。用于识别潜力的谱分解 AVO 属性
与油气相关的频率异常。第一次破发 3 (7), 1–9。 https://doi.org/10.3997/1365-2397.n0027 。

Hussein, M.、Stewart, RR、Sacrey, D.、Wu, J.、Athale, R.,2021。使用 3D 地震数据的无监督机器学习应用于储层评估和岩石类型识别。解释 9 (2),T549。 https://doi.org/10.1190/INT-2020-0108.1 。

Jiaxuan, L., Zhichao, Y., Chaodong, W., 2022. Enhanced discrimination of seismic
基于多道变分模态分解的地质通道。应用。科学。 12 (11), 5416。https: //doi.org/10.3390/app12115416。

Jolley, SJ, Fisher, QJ, Ainsworth, RB, 2010。储层划分：
介绍。地质学家。苏克。伦敦。规格出版。 347（1）,1-8。 https://doi.org/10.1144/SP347.1 。

Klett, TR、Ahlbrandt, TS、Schmoker, JW、Dolton, JL,1997。按已知石油量对世界石油和天然气省份进行排名 :美国地质调查局开放文件报告-97-463,CD-ROM。 https://doi.org/10.3133/ofr97463。

Laughlin, K.、Garossino, P.、Partyka, G., 2003。地震谱分解
地层图案。在 :光谱分解应用于 3-D、地球物理角、



二、钻完井技术学术动态

1. 井眼侧钻性能改进：Mahakam 海上双套管出口案例研究

文献摘要：在过去的两年中，一家运营商一直在现有的井槽进行钻井和完井，以达到地质目标，这意味着在套管井中进行侧钻作业。由于现有的井况和地质目标要求，磨铣组合必须切割双套管，因此套管井侧钻作业可能具有挑战性。扶正器和套管接箍在井筒内的位置对于选择起井点和优化井眼轨迹非常重要。此外，工作顺序和底部钻具组合(BHA)的选择对于避免昂贵的多次起下钻至关重要。此外，当需要在裸眼井中进行电缆测井作业时，确保窗口处于良好状态是一个独特的挑战。本文提供了在过去 2 年内改善 9.625 in 和 13.375 in 双套管侧钻性能的案例研究。这项研究是通过模拟 BHA 开始的，BHA 产生的振动量最小，通过窗户。此外，双磨和三磨 BHA 之间的比较包括每个磨的位置和磨铣参数，以获得最有效的结果。在设置斜向器的间隔深度内，狗腿的严重程度也要考虑在内，因为狗腿穿过窗口可能会产生额外的问题。由于该工具无法识别 13.375 套管柱中的套管接箍位置，因此没有进行套管接箍定位测井作业。因此，套管数量的历史数据和井的信息对于确定斜向器下入深度至关重要。在过去的两年中，Mahakam 海上的双套管出口作业取得了成功。工程和操作方面的改进已经成功地克服了运动初期确定的挑战。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

SPE-215366-MS

井眼侧钻性能改进：Mahakam 海上双套管出口案例研究

Rahmat Sinaga、Ray Henry Hutahaean、Lutfi Andhika、Arrofi Nurmida 和 Kresna Prabu Haryasukma（Pertamina）
上玛哈坎

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/215366-MS

本文准备于 2023 年 10 月 10 日至 12 日在印度尼西亚雅加达举行的 SPE/IATMI 亚太石油与天然气会议暨展览会上展示。

在审查了作者提交的摘要中包含的信息后,SPE 项目委员会选择了本文进行演示。论文内容未经石油工程师学会审阅,作者有权更正。该材料不一定反映石油工程师协会、其官员或成员的任何立场。未经石油工程师协会书面同意,禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要;插图不得复制。摘要必须包含对 SPE 版权的明确承认。

摘要

在过去两年中,运营商一直在现有井槽中进行钻井和完井以进入地质目标,这意味着侧钻作业是在套管孔中进行的。该举措还需要在预算和监管方面保持高效。

套管孔侧钻作业可能具有挑战性,特别是当铣削组件由于现有井况和地质目标要求而必须切割双套管时。扶正器和套管接箍在井眼内的位置对于选择启动点和优化井眼轨迹有很大影响。此外,工作顺序和井底组件 (BHA) 选择对于避免成本高昂的多次起下钻非常重要。此外,当电缆测井作业需要在裸眼井中进行时,确保窗口处于良好状态是一个独特的挑战。

本文提供了过去两年内 9.625 英寸和 13.375 英寸双套管侧轨性能改进的案例研究。该研究首先对 BHA 进行建模,该 BHA 产生穿过窗户的振动量最少。此外,双铣刀和三铣刀 BHA 之间的比较包括每个铣刀的位置和铣削参数,以实现最有效的结果。还考虑了设置斜向器的间隔深度内的狗腿严重程度,因为穿过窗口的狗腿可能会产生其他问题。没有运行套管接箍定位器测井作业,因为该工具无法识别套管柱中 13.375 处的接箍位置。因此,套管计数的历史数据和井的信息对于确定斜向器设定深度变得至关重要。

这种综合协作规划在过去两年中在 Mahakam 近海成功实现了双套管退出作业。工程和运营方面的改进成功克服了活动初期发现的挑战。

介绍

近海 Mahakam 油田位于印度尼西亚东加里曼丹望加锡海峡。这个拥有多个油田的成熟地区已经生产了30多年。在此期间,已经钻探了数百口井。

生产初期,油井开发建设以标准井构架为主。
然后通过缩小尺寸（更纤薄的架构)来执行架构中的一些优化,以达到

油气藏目标。然而，2018年之后，尽管剩余储量较小，但地面设施投资从经济角度来看变得更具挑战性。根据以往作业的经验教训，当侧轨情况出现技术问题时，可以选择造斜器，以确保实现初步地质目标。

这种方法成为在现有平台附近实现分布式储备的基础。由于在一些边际油藏目标中，标准井建设不再有趣。重新利用现有井（重新进入）则成为更经济的明智选择。平台和地面部分的资本投资被切割油管、堵塞现有井、设置斜向器和铣削套管所取代。

重返井实施初期，从9-5/8英寸套管处的单套管侧钻开始。在实施过程中，在工程准备和现场执行方面不断进行改进，以优化钻机工期，如图所示- 3.

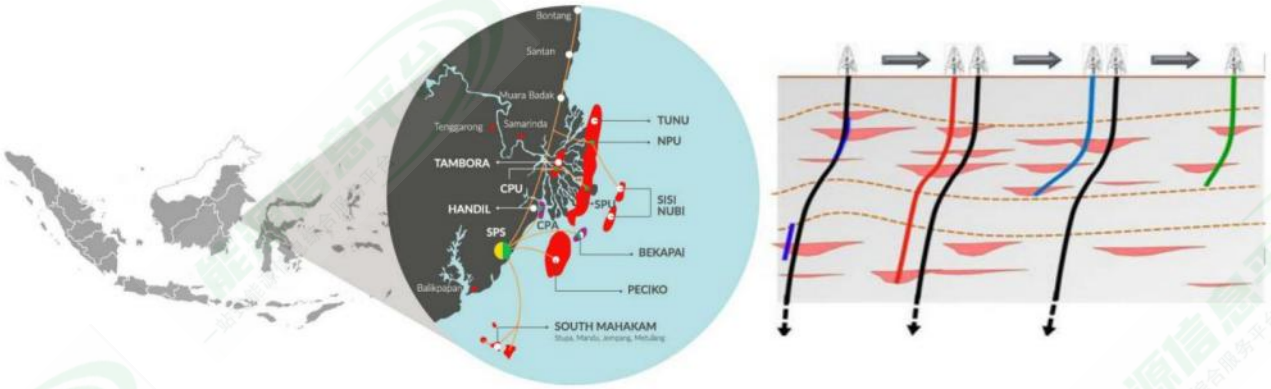


图 1 海上 Mahakam 油田

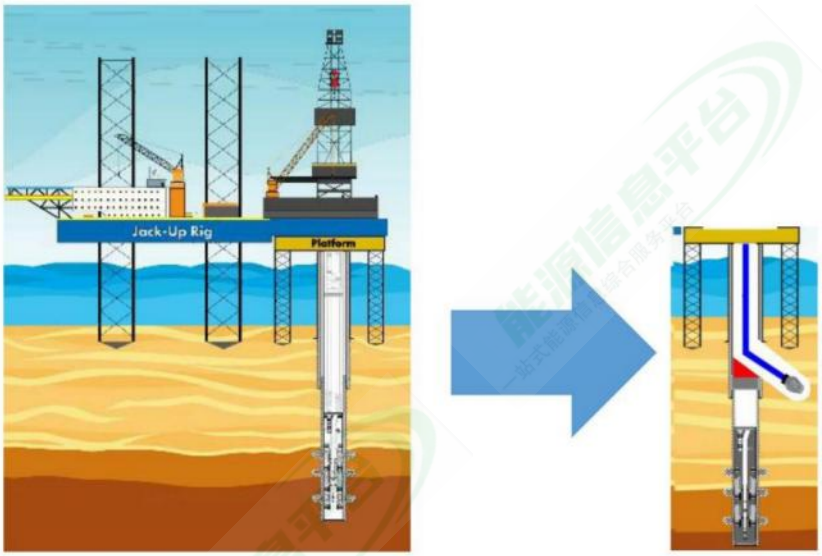


图 2 Mahakam 海上钻井的演变

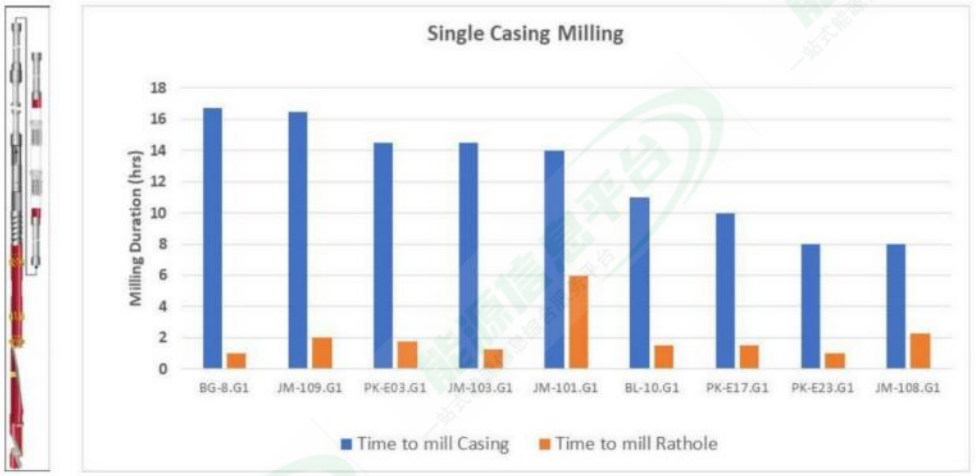


图 3　单套管性能

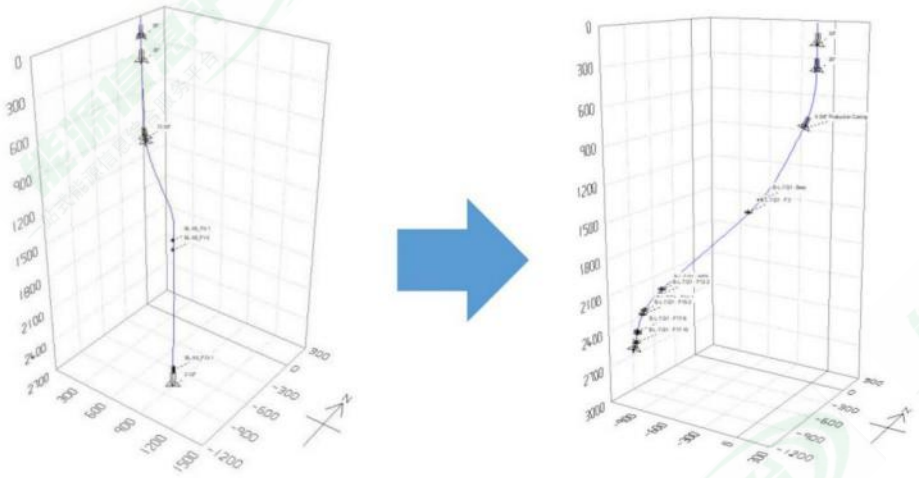


图4单套管和双套管铣削的井轨迹

这种改进并不止于那个状态。然后,再入包络线会延伸以容纳较浅区域的分布式目标,这会影响较浅的铣削窗口。表层套管深度大于目标浅层的井,应进行双套管铣削。这个新的信封随后被执行,并成为重返 Mahakam 近海区域的替代选择。

由于单套管侧轨优化已成功完成,双套管侧轨优化的挑战也应考虑。为了应对这一挑战,本文提供了过去两年与双套管侧钻相关的工作计划、执行和分析,并为即将开井的建议实践。

第二节:工作计划与执行

实施双套管侧钻法前,应对候选井进行验证,确保安全实施和生产。前期执行工作计划如下

1. 候选人遴选

初始阶段是候选人选择。选择候选井的几个考虑因素是

A。油井完整性评估 B.表面和生产套管的套管理货 c． CBL 数据 D.水泥报告

e.窗口后的岩性信息

注:部分井数据不完整。然而,死刑还是被执行了。

2. 油井设计 一旦

候选井得到验证,下一阶段就是油井设计。这不仅是为了确认双套管侧钻的深度可以执行,而且也是为了确保井设计符合公司的要求和规则。

3. 方案准备 一旦通过井设计

确认了井涌余量。然后进行双套管操作的程序

通过技术钻探方案最终确定 4. 执行

第 3 部分:结果

双套管侧轨执行总结报告如表1 所示。填充数据范围为 9-5/8 套管为 47 ppf 和 53.5 ppf,13-3/8 套管为 61 ppf 和 68 ppf。根据实际执行数据,铣削周期与每英尺套管重量并不直接线性相关。

表 1 汇总数据

Well No	Inc.	TF.	Grade	Time to mill Casing	Time to mill Rathole
BL-7.G1	0	-	9-5/8" 47# N80 BTC x 13-3/8" 61# K55 BTC	13.5	1.5
BG-06.G1	39	125 LLS	9-5/8 #53.5 P110 x 13-3/8 #68 K55 BTC	12	1
BL-3.G1	27	60 LHS	9-5/8" 47# N80 BTC x 13-3/8" 61# K55 BTC	11.75	4
BL-2.G1	25	124 RLS	9-5/8" 47# N80 BTC x 13-3/8" 61# K55 BTC	11	2
BG-13.G1	20	30 RHS	9 5/8" 47# T95 x 13 3/8" 68# K55 BTC	8	1.5
BG-1.G1	40	137 LHS	9-5/8" 47# N80 BTC x 13-3/8" 61# K55 BTC	6.5	0.5
PK-E24.G1	21	30 LHS	9-5/8" 53.5# L80 BTC x 13-3/8" 68# K55 BTC	5.16	1.5
PK-E25.G1	35	30 RHS	9 5/8" 53.5# L 80 BTC x 13 3/8" 68# K55 BTC	4	1

为了研究影响铣削持续时间的另一个因素,铣削过程中的详细参数 (例如 ROP、RPM、WOB、扭矩)与铣削深度进行了绘制。这些参数的图如下图 5.1、5.1、5.3、5.4和5.5所示。

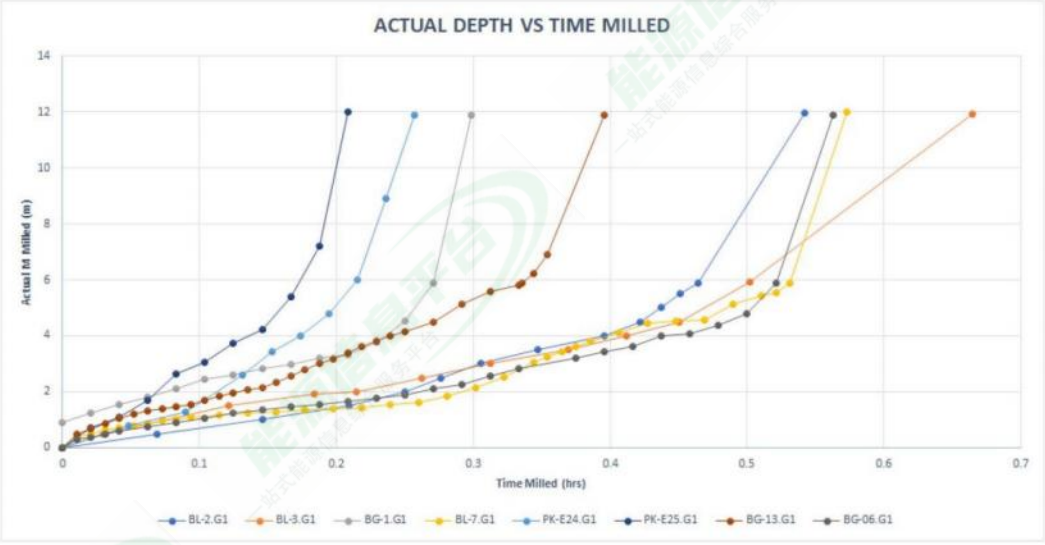


图 5.1 铣削性能 – 铣削深度与时间的关系

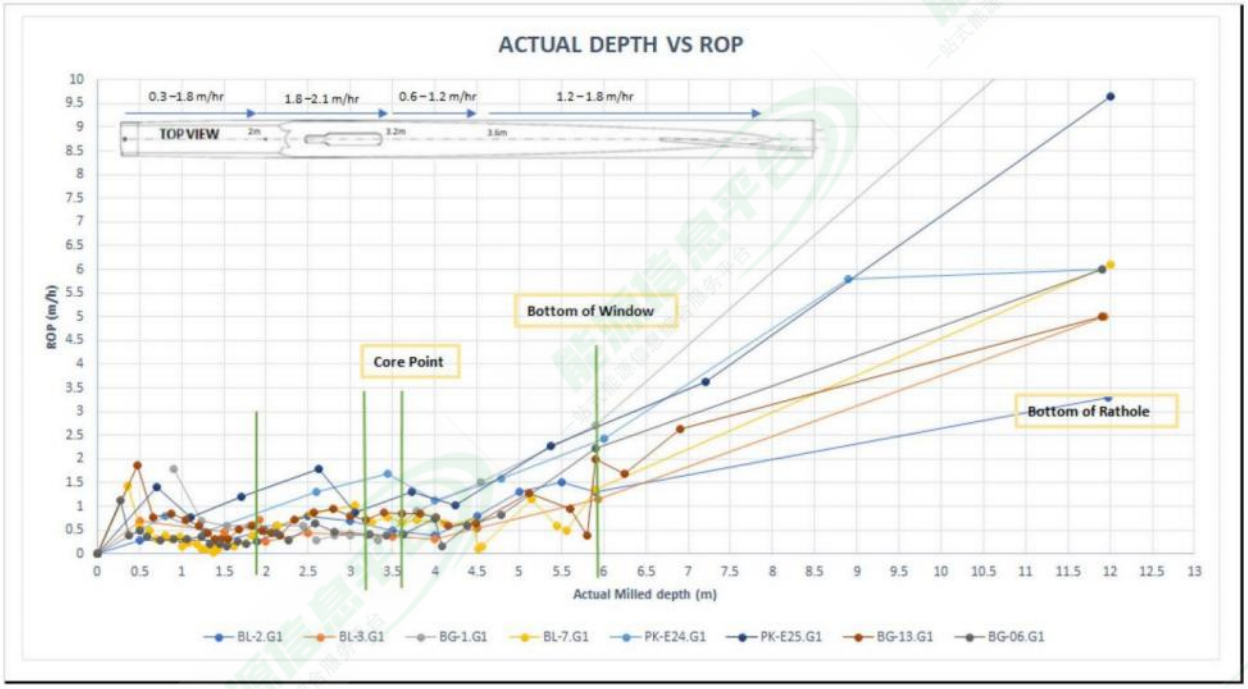


图 5.2 铣削性能 – ROP 与铣削深度

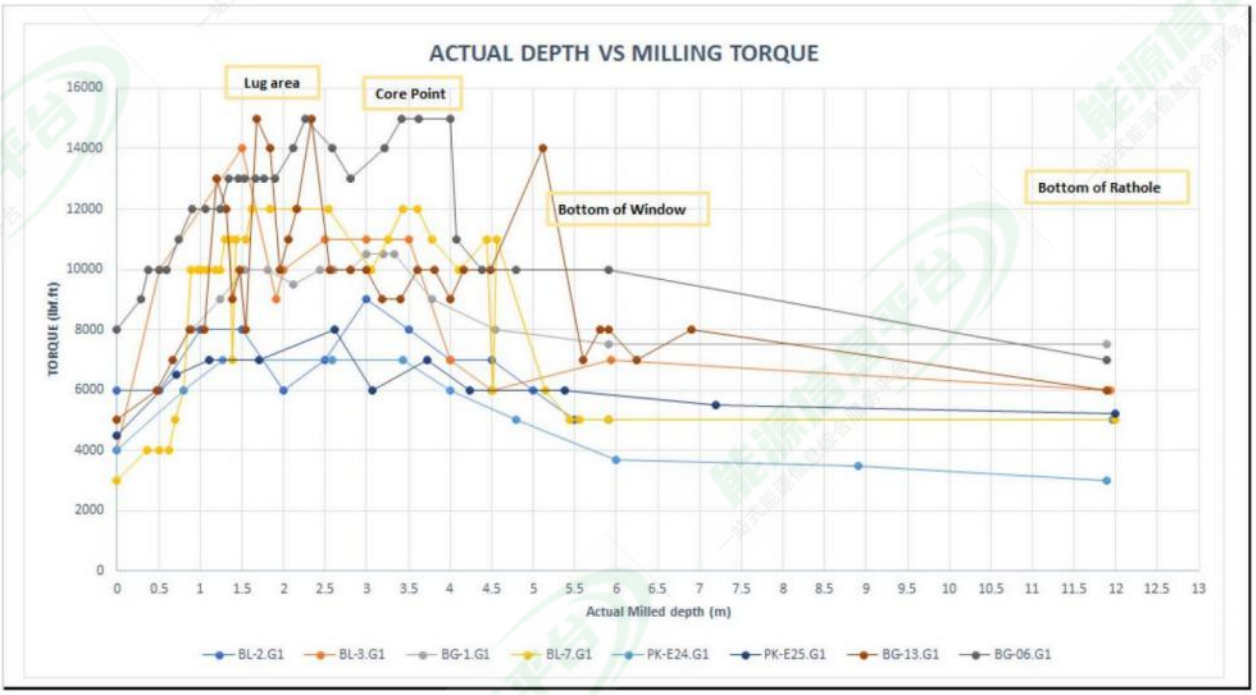


图 5.3 铣削性能 – 扭矩与铣削深度

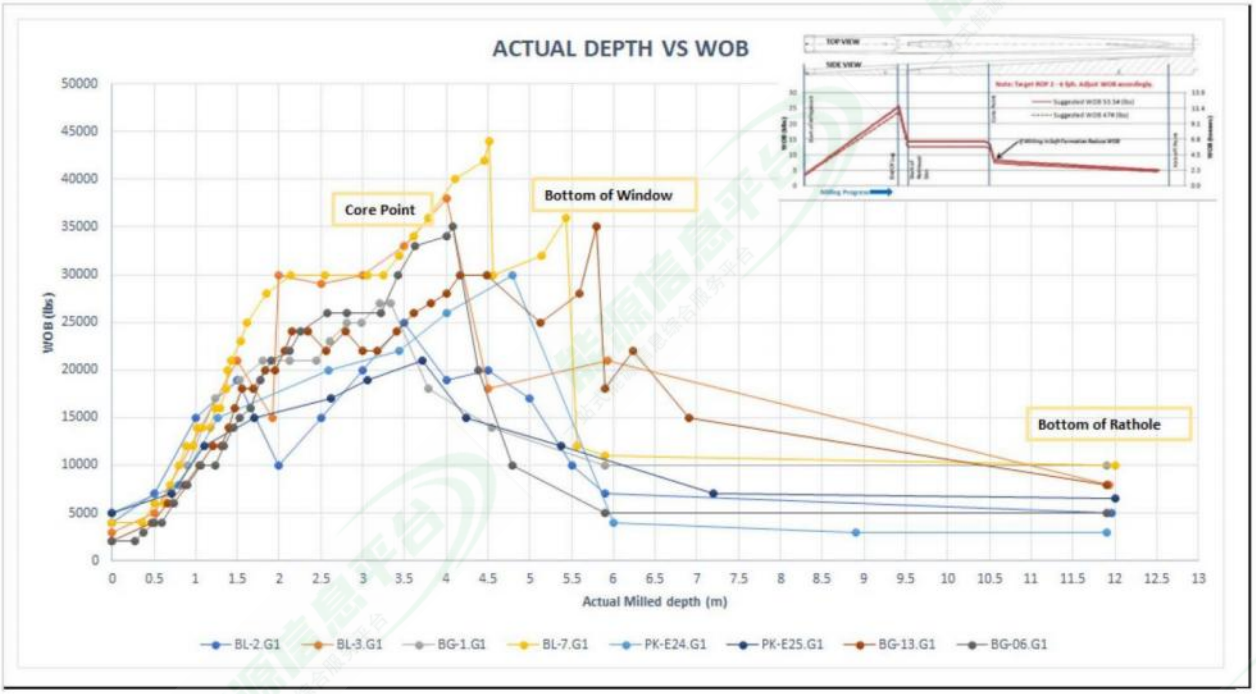


图 5.4 铣削性能 – WOB 与铣削深度

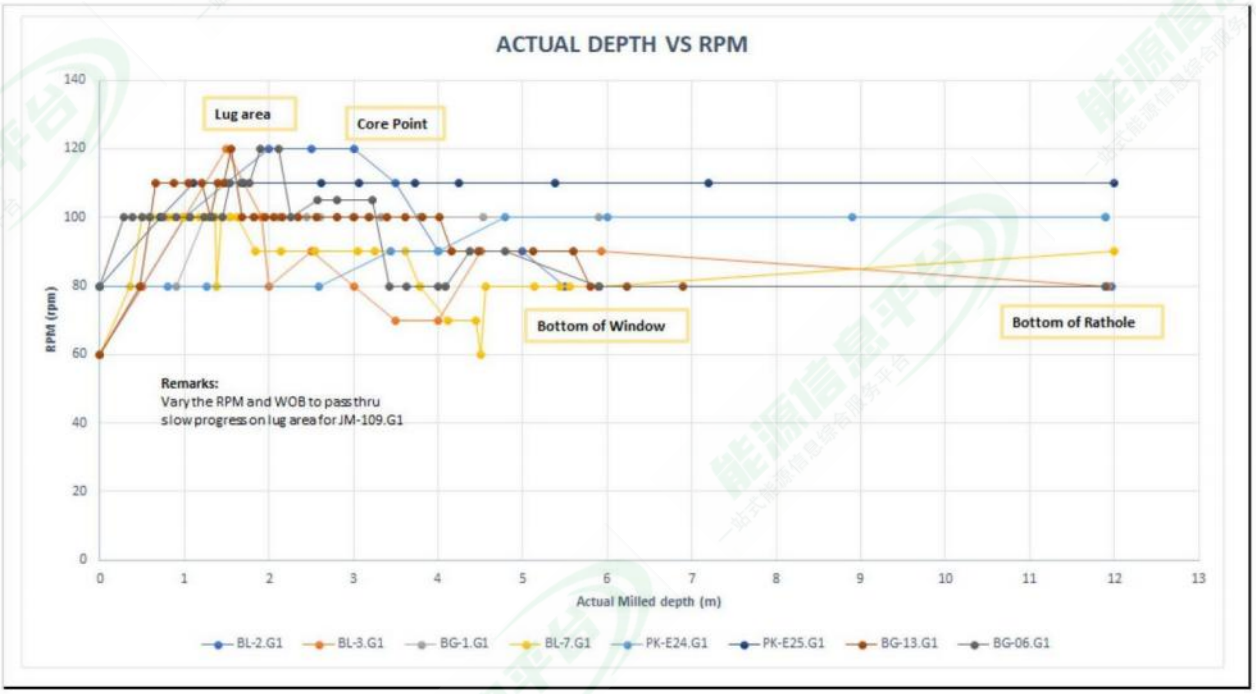


图 5.5 铣削性能 – RPM 与铣削深度

从图5.1、5.1、5.3、5.4和5.5可以看出,与铣削性能相关的一些参数为 WOB、RPM 和扭矩。而所有操作的流速几乎相同。

在最快运行时,WOB 从 20 – 30 klbs 逐渐增加直至核心点。通过核心点后,WOB则减少。减少核心点之前的 WOB 或在核心点之前增加 WOB 超过 30 klbs 不会加快铣削速率。对于 RPM,在钻井过程中 RPM 保持在 80 – 100 rpm,直到取芯点。从扭矩来看,它表明铣削持续时间较短,以获得稳定的扭矩曲线。扭矩不稳定可能是由多种因素引起的,例如套管后面的水泥、接环位置和扶正器。

如图6所示,PK-E25.G1 井的铣削操作持续时间最短,然后是 PK-E24.G1 井。考虑到表1中每英尺的套管重量,结果并不是直接线性的。因为,另一个因素可能会影响铣削性能。由于 13-3/8 套管后面的水泥没有 CBL 数据,因此该套管后面的水泥质量是通过水泥报告（作业后报告)估计的。这可能会产生不确定性。参见图 5.3 和图 5.2 ,它表明扭矩在铣磨周期较短的井中更稳定。考虑到不稳定的扭矩可能会降低铣磨速率,在这种情况下,在每英尺磅数较轻的套管上,如果套管后面的水泥质量不好,理算器或扶正器不正确,则铣磨速率可能会更长位置。



图 6 双套管性能

第 3 部分:结论

过去两年,Mahakam 的双套管铣削已成为双套管钻井的基本方法。
铣削过程中受控的 WOB 20 – 30 klbs 和 RPM 80 – 100 可能会影响铣削持续时间。另一个需要考虑的参数是在准备阶段,井数据、水泥数据、计数和扶正器的准确性可能会产生影响。

综上所述,双套管优化侧轨的成功是由最佳参数驱动的
在铣套管过程中,套管后面的水泥质量良好。

致谢本文旨在描述操作员的改进、
实施和结果。该方法的实施不仅可以减少每口井超过 200 万美元的资本成本,而且还可以延长 Mahakam Offshore 的寿命。

作者要感谢 Pertamina Hulu Mahakam 管理层允许发表本文。

命名法

PPF :磅每英尺
CBL:水泥结合剂测井
PHM:Pertamina Hulu Mahakam
RPM:每分钟转数
WOB:钻头重量

参考

1. Kresna Prabu Haryasukma、Arrofi Nurmida、Rangga Saputra、I Gede Suryana Saptawirawan、Lutfi Andhika、Ray Henry Jimmy Hutahaean,2022 年。再入井钻井性能的演变以降低 60% 的井成本:让不可能成为可能

2. 深水 MPD 成功应用于海上具有井眼不稳定和漏失挑战的衰竭地层钻井和固井

文献摘要：在过去的几十年里，控压钻井(MPD)由于能够精确地控制井下等效泥浆重(EMW)，已经成为钻井问题区域必不可少的钻井技术。这种能力使作业者在使用较低的钻井液穿过损失区时节省了时间和成本，同时能够将 EMW 保持在井筒不稳定区域以上，如果需要，还可以将 EMW 保持在孔隙压力梯度之上。本文介绍了 MPD 在马来西亚东部 Sabah 地区的一口深水水平井钻井作业中的关键作用。帮助作业者从井筒不稳定和漏失循环问题中恢复过来，并成功钻井和固井。该井面临的主要挑战是枯竭砂层和层间页岩层之间的致密钻井窗口。因此，MPD 集成立管接头(IRJ)在钻 12.25 井段之前与立管管柱一起下入。最初，该段采用常规井眼强化技术进行钻井，结果遇到了难以控制的静态损失。考虑到遇到的重大挑战，我们使用了较轻的钻井液进行侧钻，并施加了地面背压(SBP)，以保持井底压力高于井筒不稳定梯度，低于裂缝梯度。当井达到目标深度后，在 MPD 模式下将钻井组合从井中取出，而无需更换更重的起下钻泥浆，一旦到达水下防喷器(SSBOP)之上，就使用盲剪闸板(BSR)隔离井。为了继续保持 BSR 以下的收缩压，MPD 系统被放置在地面循环系统中，通过压井线将收缩压施加到井中。当套管柱下入井底后，利用控压固井(MPC)对套管进行固井，通过软件模拟制定针对泵送冲程的收缩压计划，使水泥浆进入裸眼井时压力波动最小。此外，本文还介绍了在深水环境下使用 MPD 钻井所需的钻井船上设备设置。MPD 装置可以应用先进的流量检测系统和立管气体处理，这在深水井钻井中至关重要。凭借所有这些特点，MPD 深水应用已经成功地将井送到了目标深度，而这曾经是无法钻井的。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

SPE-215029-MS

深水 MPD 成功应用于海上具有井眼不稳定和漏失挑战的衰竭地层钻井和固井

B. Benny、J. Tan、J. See 和 J. Foo,管理压力钻井,Weatherford Asia Pacific,马来西亚吉隆坡； F. Othman 和 M. Mathew,沙捞越壳牌有限公司,马来西亚沙捞越

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/215029-MS

本文准备在 2023 年 10 月 16 日至 18 日在美国德克萨斯州圣安东尼奥举行的 2023 SPE 年度技术会议和展览会上展示。

在审查了作者提交的摘要中包含的信息后,SPE 项目委员会选择了本文进行演示。论文内容未经石油工程师学会审阅,作者有权更正。该材料不一定反映石油工程师协会、其官员或成员的任何立场。未经石油工程师协会书面同意,禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要;插图不得复制。摘要必须包含对 SPE 版权的明确承认。

摘要

控压钻井 (MPD) 由于能够精确控制井下等效泥浆重量 (EMW),因此在过去几十年中已成为钻探问题区域的基本钻井技术。
这种能力使操作员能够在使用较低钻井液钻过损失区时节省时间和成本,同时能够将 EMW 保持在井眼不稳定性或孔隙压力梯度（如果需要)之上。

本文介绍了 MPD 在东马来西亚近海沙巴地区深水水平产油井钻井作业中的关键作用,以帮助运营商从井眼不稳定和漏失问题中恢复过来,并成功钻探和固井有问题的部分。该井面临的主要挑战是贫砂地层和夹层页岩地层之间的紧密钻井窗口。

因此,在钻探 12.25 孔段之前,MPD 集成立管接头 (IRJ) 与立管柱一起部署。最初,该部分采用传统的井眼加固技术进行钻探,结果却遇到了难以控制的静力损失。在多次尝试修复损失但未成功后,该部分被水泥堵塞以侧钻井。

考虑到遇到的重大挑战,该井采用较轻的钻井液进行侧钻,并施加表面反压（SBP）,以保持其井底压力高于井筒不稳定梯度并低于裂缝梯度。井达到目标深度后,钻具组合以 MPD 模式从孔中拉出,无需将井移至较重的起下泥浆中,一旦到达海底防喷器 (SSBOP) 上方,则用盲板隔离井剪切柱塞 (BSR)。

为了继续将 SBP 保持在 BSR 以下,MPD 系统排列在地面环路循环上,以便通过压井线将 SBP 应用到井上。将套管柱输送至底部后,采用控制压力固井 (MPC) 来固井套管,方法是制定针对泵送冲程的 SBP 时间表,该时间表由软件模拟制定,以在水泥浆进入裸眼井时提供最小的压力波动。

此外,本文还描述了在深水环境中使用 MPD 钻井所需的钻井船上的设备设置。 MPD 设置可以应用先进的流量检测系统和

立管气体处理对于钻深水井至关重要。凭借所有这些功能,MPD Deepwater 应用程序成功地将油井输送到了曾经无法钻探的目标深度。

介绍

本文强调了 MPD 在更广泛的钻井活动中实现初始钻井部分目标的重要性。通过实施控压钻井（MPD）,作业者有效地克服了与井眼不稳定和井漏相关的挑战,实现了成功钻井和问题部分的固井。这一阶段部署的战略不仅解决了眼前的问题,还为后续钻探和完井作业的剩余油井奠定了基础。

MPD 钻井背景和挑战

MPD 系统是在孔段 17.00 钻井之前安装和测试的,是孔段 12.25 钻井的应急计划。将 13.625 英寸套管设置为 7,410 英尺测量深度 (MD)/7,298 英尺真实垂直深度 (TVD)，使用 10.3 ppg 合成油基泥浆 (SOBM) 的静态超平衡泥浆常规钻探 12.25 英寸孔段,此外,井眼加固材料被输送至泥浆系统，以减轻该部分的损失风险。套管鞋强度经测试达到 11.56 ppg EMW,钻井作业恢复后没有出现任何重大问题,直至计划采取随钻测量 (MWD) 压力点的 MD 8,581 英尺。在进行随钻测井作业时进行回扩孔时,井内发生了严重的循环损失。尽管尝试通过降低泵送速率并最终完全停止泵送来减轻损失,但严重的损失仍然存在,并记录了 550 bph 的静态损失率。

解决损失的策略首先是泵入多个堵漏材料 (LCM) 丸并将它们挤压到地层,但仅成功地将静态损失率降低至 135 bph。作为替代方法,使用了 6.7 ppg 稠化基础油的混合物,然后通过集成控压钻井 (MPD) 立管接头主流管线软管在立管中发现该混合物,以建立等效的无损失密度和 9.91 ppg被计算出来了。然后打开环形闸板,并对井进行流量检查。随后,将 12.25 英寸的井底组件 (BHA) 从孔中拉出至 13.625 英寸套管内 450 英尺的深度。尝试向下循环,并努力建立上升管的返回。不幸的是,立即观察到损失,导致决定使用环形闸板关闭油井。

最终,水泥被挤入地层,并在拔出 BHA 之前成功修复了损失。然后下入水泥托管架,在 13.625 英寸套管鞋内设置水泥塞,以实现井侧钻。控制损失的整个操作大约花费了十个作业天,才准备好进行侧钻作业。

在成功解决了 12.25 部分的损失之后,仍然存在一些挑战来满足
本节的目标:

- 有限的侧线轨迹:由于侧线轨迹的可用选项有限,在需要考虑脱离场景之前只剩下一次尝试。

  这种限制增加了有效执行后续步骤并实现预期结果的巨大压力。

- 井眼稳定性:初始预测为 10.4 ppg EMW 以维持井眼稳定性,但主井中的值低得多时发生了严重损失。

- 在套管鞋 13.625 处进行泄漏测试 (LOT):下一个挑战是在套管鞋 13.625 处进行泄漏测试,因为存在井眼弯曲的潜在风险,特别是在启动连接处。这可能会导致水泥破裂并导致水泥掉落到

侧钻井眼。仔细管理这一风险对于确保井眼的完整性和后续作业的成功至关重要。

·裸眼地层完整性测试(OH FIT):另一个挑战是执行裸眼地层完整性测试,以确定将油井驱替至超平衡流体所需的窗口。此步骤对于允许操作以常规方式继续进行而无需 MPD 技术至关重要。这里的挑战是成功进行 FIT 并获取必要的数据,同时确保井筒的稳定性并防止任何潜在问题。 ·根据OH FIT 结果将油井置换至静态超平衡SOB,将油井置换至 10.4 ppg SOBM 的较高泥浆比重会带来过度循环的风险,从而可能导致目标深度(TD) 处的井眼冲刷。该团队需要在置换过程中仔细监测和控制循环速率和压力,以减轻这种风险。

此外,可能需要复杂的位移和跳闸时间表,这需要细致的规划和协调才能成功执行。

应对这些挑战需要仔细规划、风险评估和细致执行克服任何潜在的挫折并继续钻探作业。

工程规划

在前端工程设计 (FEED) 阶段,确定八个部分中的三个由于钻井余量较窄而需要 MPD 作为应急措施。最初计划用于常规钻井,并制定了预防措施,以防裸眼钻井余量不足以满足位移等效循环密度 (ECD)的情况。该计划包括用水泥堵住裸眼孔,并将其隔离在之前的套管鞋处。这确保了钻井泥浆重量的维持。随后的操作包括运行 BHA、将井置换至较轻的泥浆重量,以及使用 MPD 方法钻至 TD。如果贫砂能够得到充分强化,那么在按照常规方式起钻钻具组合之前,该井将在 TD 部分被移至超平衡泥浆重量。

在最初的 12.25 段期间遭遇严重损失后,通过将水泥挤入损失区来弥补损失。对挤压的水泥进行仔细标记和修整,并进行泄漏测试以确认损失区的水力隔离。随后,放置平衡水泥塞作为启动水泥塞。

由于可用的替代侧线选项有限,团队认识到了实现目标的剩余机会的重要性。因此,主要焦点转向固定孔段并确保钻井作业的成功完成。应急计划经过了细致的重新评估,形成了结合 MPD 技术和井眼加固策略的优化策略。这种方法确保了更加稳健和有弹性的前进道路。优化策略包括以下内容:

·轻泥浆比重:为了优化起始轻泥浆比重的选择并通过MPD 确保井眼稳定性,进行了广泛的分析和建模。通过等效循环密度 (ECD) 建模确定最终轻质泥浆重量为 9.2 ppg SOBM。该泥浆比重的选择是基于在 10.4 ppg EMW 的最小井眼稳定性要求的范围内维持井眼稳定性的标准,如图1所示。

起始轻泥浆重量的选择还考虑了在严重损失的情况下实现最大无损失 ECD 的能力,如图 2 所示。通过从9.2 ppg SOBM 开始并仔细管理 SBP,团队将能够将 ECD 降低至 9.91 ppg EMW,这是在最初的 12.25 部分建立的无损 ECD。

同时,还实施了 MPD 早期井涌检测 (EKD) 和井下条件（例如随钻压力 (PWD))的持续监测,以检测侧钻井严重损失的任何迹象。这将使钻井团队能够更早地响应损失事件并相应地调整钻井参数,以保持无损失的井下循环。

一旦遇到损失,团队计划通过调整SBP,及时将ECD降低至无损失ECD。这种灵活性允许快速响应,以减轻损失并保持井眼稳定性。通过持续监测井况并根据需要调整 SBP,该团队旨在最大限度地减少损失的影响并防止任何可能影响作业成功的潜在问题。

优化的钻井计划采用 9.2 ppg SOBM 的起始轻泥浆重量,同时使用 SBP 保持 10.4 ppg EMW 的最小 ECD,这证明了管理井眼稳定性的主动方法。该策略提供了必要的灵活性,以应对潜在的挑战并保持对钻井过程的控制,最终增加实现作业目标的可能性。

- 在 13.625 英寸鞋内无泄漏测试 (LOT):已确定套管鞋内的合格页岩能够承受高达 11.56 ppg EMW,这足以满足废弃理念。 ECD 建模表明,MPD 恒定井底压力 (CBHP) 技术允许在整个作业过程中将套管鞋处的 ECD 维持在 10.6 ppg EMW。

- 无裸眼地层完整性测试 (OH FIT):进行 OH FIT 被认为风险太大,因为有可能过度打开裂缝并冲走现有的堵漏材料 (LCM),这可能导致严重损失。

- 所有后续操作均使用 MPD 技术执行:MPD 可以提高效率并减少循环和混合压井泥所花费的时间。这种方法消除了对 OH FIT 的需求,并实现了操作之间的无缝过渡。该过程包括在 MPD 条件下将 12.25 英寸钻探 BHA 从孔中拔出 (POOH),然后在 MPD 条件下将 9.625 英寸衬管下入孔 (RIH)。进行了广泛的喘振建模,以确定拉出 BHA 和在衬管中运行的最大允许速度,同时还建立了 SBP 计划,以确保 ECD 在钻井过程中保持在最小井眼稳定性和最大 ECD 的范围内。这些措施确保了衬管能够安全有效地运行至设定深度,同时减轻浪涌相关问题的风险。 ·此外,广泛采用控压固井模型来保证9.625 尾管的成功固井。该建模过程旨在将环空压力剖面保持在钻井过程中所承受的最小井眼稳定性和最大 ECD 的范围内。通过在固井作业期间仔细管理压力,可以最大限度地降低影响井眼完整性的风险,确保固井作业稳健可靠。在这些作业中实施 MPD 技术不仅简化了流程,而且提高了钻井作业的整体安全性和效率。

通过利用涌动建模和控制压力固井,有效降低了与衬管安装和固井相关的风险,从而成功完成了这些关键步骤。

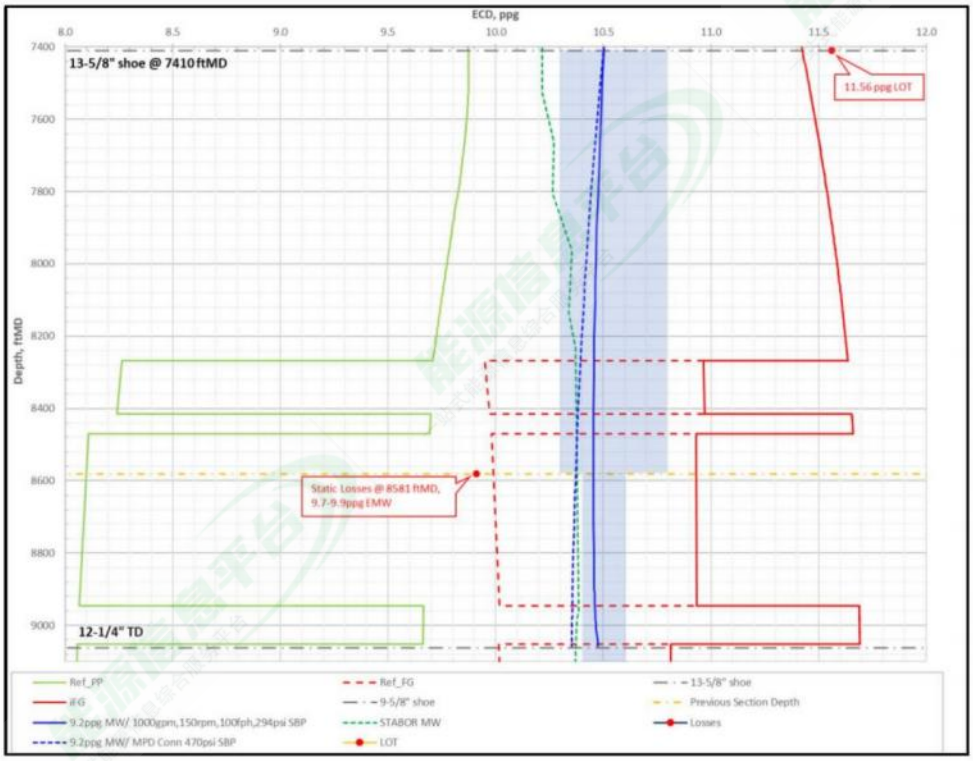


图 1　MPD 液压仿真,将 EMW 保持在 10.4 ppg 以上,且没有发生循环损失事件。

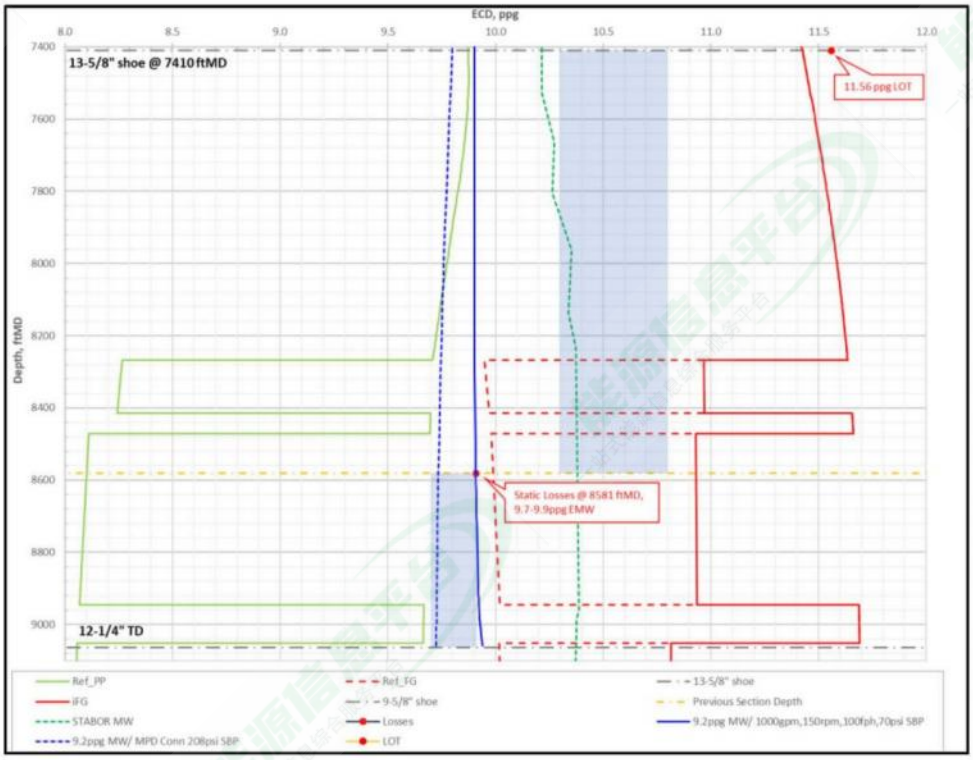


图 2　MPD 液压仿真,在发生循环损失时保持最大 EMW 为 9.91 ppg。

		10 ft/min		20 ft/min		30 ft/min		40 ft/min		50 ft/min		60 ft/min	
	Bit Depth	ECD @ TD	SBP	ECD @ TD	SBP	ECD @ TD	SBP	ECD @ TD	SBP	ECD @ TD	SBP	ECD @ TD	SBP
	ft	ppg	psi	ppg	psi	ppg	psi	ppg	psi	ppg	psi	ppg	psi
Backream out of hole (1000gpm, 120rpm)	9057.72	10.402	6	10.385	14	10.369	20	10.353	27	10.337	34	10.321	41
	8926	10.402	6	10.385	14	10.369	20	10.353	27	10.337	34	10.321	41
	8794	10.39	11	10.374	18	10.359	25	10.343	31	10.327	38	10.311	45
	8662	10.377	17	10.361	24	10.346	30	10.33	37	10.315	43	10.299	50
	8530	10.366	22	10.351	28	10.336	34	10.321	41	10.305	47	10.29	54
	8398	10.353	27	10.338	33	10.323	40	10.308	46	10.293	53	10.278	59
	8266	10.339	33	10.325	39	10.31	45	10.295	52	10.281	58	10.266	64
	8134	10.329	37	10.314	44	10.3	50	10.286	55	10.272	61	10.257	68
	8002	10.315	43	10.301	49	10.287	55	10.273	61	10.259	67	10.245	73
	7870	10.305	47	10.291	53	10.277	59	10.264	65	10.25	71	10.236	77
	7738	10.291	53	10.278	59	10.265	64	10.251	70	10.238	76	10.225	81
	7606	10.278	59	10.265	64	10.252	70	10.239	75	10.226	81	10.213	86
	7474	10.267	64	10.254	69	10.242	74	10.229	80	10.216	85	10.204	90
POOH on Elevators	7342	10.271	55	10.237	69	10.224	75	10.211	80	10.198	86	10.185	91
	7210	10.275	53	10.241	67	10.228	73	10.216	78	10.203	83	10.191	89
	7078	10.279	51	10.245	66	10.233	71	10.221	76	10.209	81	10.197	86
	6946	10.283	50	10.25	64	10.238	69	10.226	74	10.214	79	10.202	84
	6814	10.287	48	10.253	62	10.242	67	10.23	72	10.219	77	10.207	82
	6682	10.29	47	10.257	61	10.246	65	10.234	70	10.223	75	10.212	80
	6550	10.294	45	10.261	59	10.25	64	10.239	68	10.228	73	10.217	78
	6418	10.298	43	10.265	57	10.254	62	10.243	66	10.233	71	10.222	75
	6286	10.301	42	10.269	55	10.258	60	10.248	64	10.237	69	10.227	73
	6154	10.305	40	10.273	54	10.262	58	10.252	63	10.242	67	10.232	71
	6022	10.309	39	10.276	53	10.266	57	10.256	61	10.246	65	10.237	69
	5890	10.312	37	10.28	51	10.27	55	10.261	59	10.251	63	10.242	67
	5758	10.316	36	10.284	49	10.274	53	10.265	57	10.256	61	10.247	65
	5626	10.319	34	10.288	47	10.279	51	10.269	55	10.26	59	10.251	63
	5494	10.323	33	10.292	46	10.283	50	10.274	53	10.265	57	10.256	61
	5362	10.327	31	10.295	44	10.287	48	10.278	52	10.27	55	10.261	59
	5230	10.33	30	10.299	43	10.291	46	10.283	50	10.274	53	10.266	57
	5098	10.334	28	10.303	41	10.295	44	10.287	48	10.279	51	10.271	55
	4966	10.338	26	10.307	39	10.299	43	10.291	46	10.284	49	10.276	53
	4834	10.341	25	10.311	38	10.303	41	10.296	44	10.288	47	10.281	50
	4702	10.345	23	10.314	36	10.307	39	10.3	42	10.293	45	10.286	48
	4570	10.348	22	10.318	35	10.311	38	10.304	41	10.298	43	10.291	46
	4438	10.352	20	10.322	33	10.315	36	10.309	39	10.302	42	10.296	44
	4306	10.356	19	10.326	31	10.319	34	10.313	37	10.307	39	10.301	42
	4174	10.359	17	10.33	30	10.324	32	10.318	35	10.312	37	10.306	40
	4042	10.363	16	10.333	28	10.328	30	10.322	33	10.316	36	10.311	38
	3910	10.369	13	10.339	26	10.334	28	10.329	30	10.323	33	10.318	35
	3778	10.371	12	10.343	24	10.337	27	10.332	29	10.327	31	10.322	33

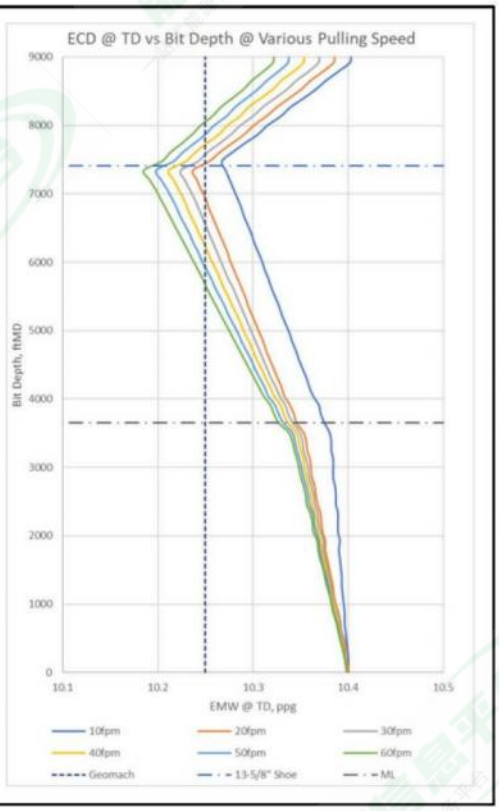


图 3 以不同拉速从 BHA 中的 12.25 孔拉出的 MPD 拭子模拟。

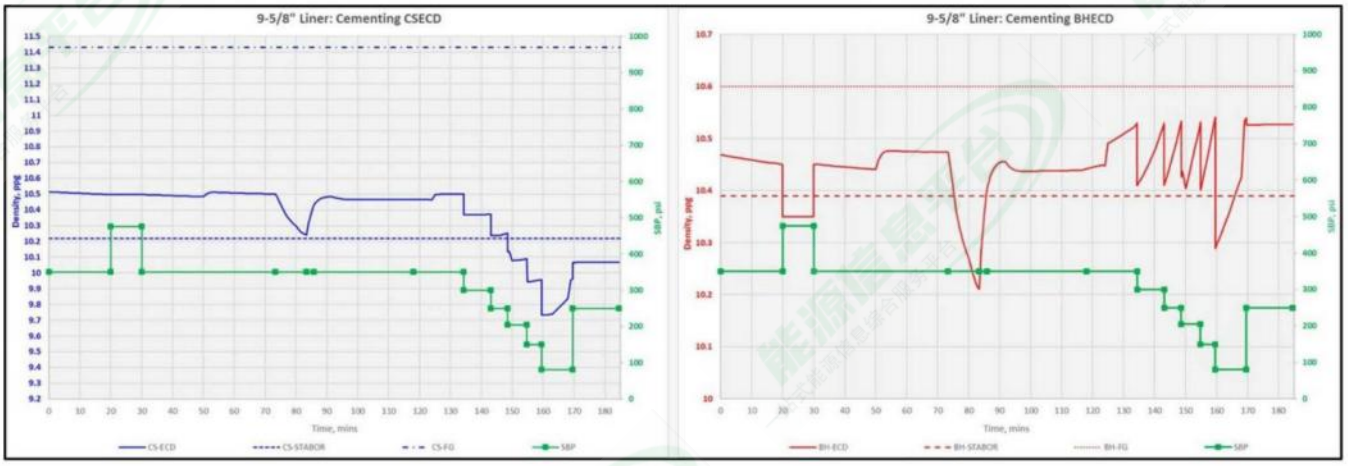


图 4 在尾管固井作业中 9.625 期间将 EMW 保持在 10.4-10.6 ppg 的 MPC 模拟。

通过实施这些策略并进行彻底的建模和分析,团队能够克服挑战并保持井筒的完整性和稳定性,确保成功完成部分目标。

深水 MPD 设备设置

在沙巴近海壳牌钻井活动开发井的规划阶段,深水 MPD 系统被集成到一艘钻井船上。该系统被设计成钻机常规设置,无需对现有井控设备进行任何改变,并且可以在需要时不受限制地在 MPD 系统应用和常规钻井之间灵活切换。

MPD 集成立管接头 (IRJ)

在这次活动中,MPD 集成立管接头 (IRJ) 部署在水下 70 英尺处,由张力环下方旋转控制装置 - 细长 (RCD BTR-S) 主体、钻柱隔离工具 (DSIT)、流量短管和上部和下部适配器,将整个 RCD 接头连接到最后一个立管接头（下部适配器)和终端接头（上部适配器）。

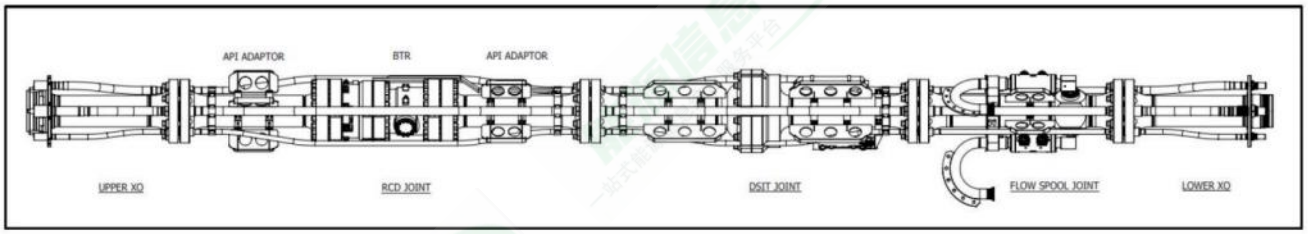


图 5 MPD 集成立管接头 (IRJ) 由上跨接器、RCD 接头、DSIT 接头、流量四通接头和下跨接器组成。

在 MPD 操作期间,RCD 轴承组件安装在 RCD 上,密封环形空间的顶部,并允许回流通过连接到 MPD 地面设备的 5 英寸 cof ex 软管转移到两个流轴出口。 2 英寸 cof ex 软管连接到 RCD 的侧法兰,可以排出 RCD 和 DSIT 或流量阀之间滞留的压力。 DSIT 用作传统的立管气体处理装置,并且如果在 MPD 操作期间需要更换 RCD 轴承组件,则还可充当使井保持在压力下的屏障。六个液压管道阀、DSIT 和 RCD 液压闩锁使用脐带卷轴从地面进行控制。

MPD 缓冲歧管

从流动池返回的流量被分流至 MPD 缓冲歧管,MPD 缓冲歧管连接到各种路径,因此它起到分流作用,根据操作将流量分流到所需的流路。

这些阀门通过气动动力装置进行液压控制,该气动动力装置通过司钻室内的控制面板进行操作,也可以通过液压动力装置 (HPU) 进行手动操作。 MPD 缓冲歧管还在每条管线上配备了两个泄压阀 (PRV),可通过控制面板中的压力输入进行编程以泄压。

垃圾收集器歧管

垃圾收集器安装在 MPD 节流歧管的上游,有助于筛选回流。可安装不同尺寸的筛网,其作用是保护下游设备不被井返大块岩屑堵塞。如果在 MPD 操作期间需要清洁垃圾收集器,系统可以即时与旁路管线对齐,而无需在移除和清洁滤网时停止 MPD 操作。

MPD 节流管汇

MPD 节流管汇是 MPD 系统的核心,由双 3 英寸节流管和科里奥利质量流量计组成,可实现井涌的早期检测和自动压力控制。在闭环钻井系统中,自动 MPD 扼流圈应用所需的 SBP 来精确操纵所需的井下 EMW。数字和模拟压力传感器以及泥浆泵行程计数器连接到智能控制单元（ICU)并集成到控制软件中,从而在作业过程中实时监控井眼参数。

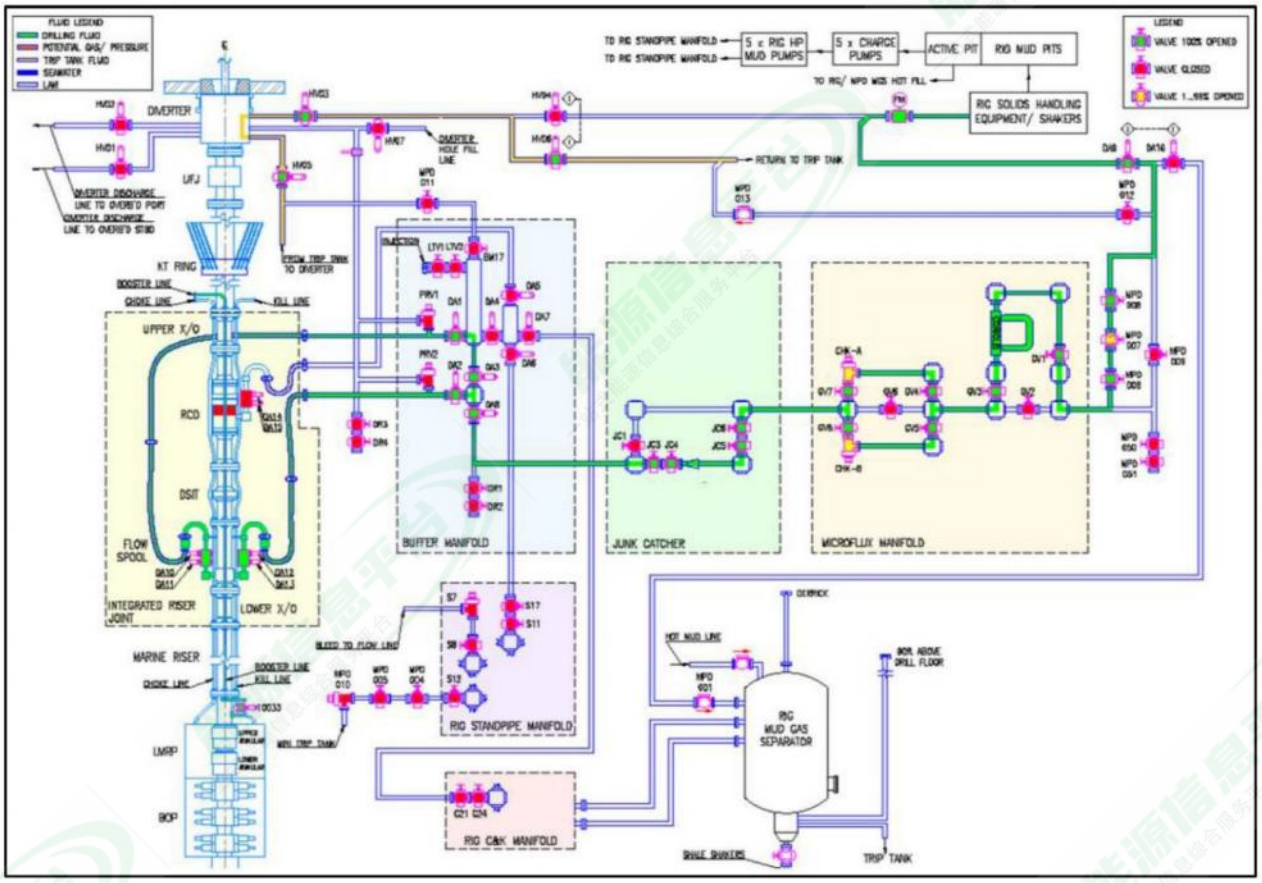


图 6　钻井船上 MPD 深水设备设置的 P&ID。

MPD 深水钻井

在 12.25 英寸剖面的初始阶段遇到严重损失后,侧钻钻井策略转变为利用 MPD 系统,将泥浆系统基本上减少到 9.20 ppg，并通过施加一定量的泥浆来补偿这种欠平衡泥浆SBP,在套管鞋深度 13.625 处保持 10.40 ppg - 10.50 ppg EMW。为了激活 MPD 系统,在钻出水泥塞之前必须进行一系列指纹识别程序和练习。该程序和练习旨在验证系统中所有组件的功能并使钻井人员熟悉 MPD 操作。在这些练习中,进行 DSIT 剥离练习是为了记录在保持 DSIT 元件下方表面压力的同时剥离钻杆 6.625 所需的最小剥离压力。在表面压力下处理立管气体或更换 RCD 轴承组件时,这种做法至关重要。

完成 MPD 指纹识别程序后,通过应用 300 psi 的 SBP（相当于钻头处 10.5 ppg）,从 7,310 英尺 MD 至 7,438 英尺 MD,以 MPD 模式钻出水泥塞。

然后以类似的方式对井进行侧钻,但 MPD 设定点深度固定在套管鞋深度 13.625 处。该锚点将使施加在井上的最大 ECD 处于套管鞋深度,这将最大限度地减少软弱地层压裂的可能性。在连接过程中,MPD 系统通过添加额外的 SBP 自动补偿泵摩擦损失,以在套管鞋深度保持 10.5 ppg EMW。图 7显示了使用 Weatherford 控制软件执行 MPD 连接的屏幕截图。

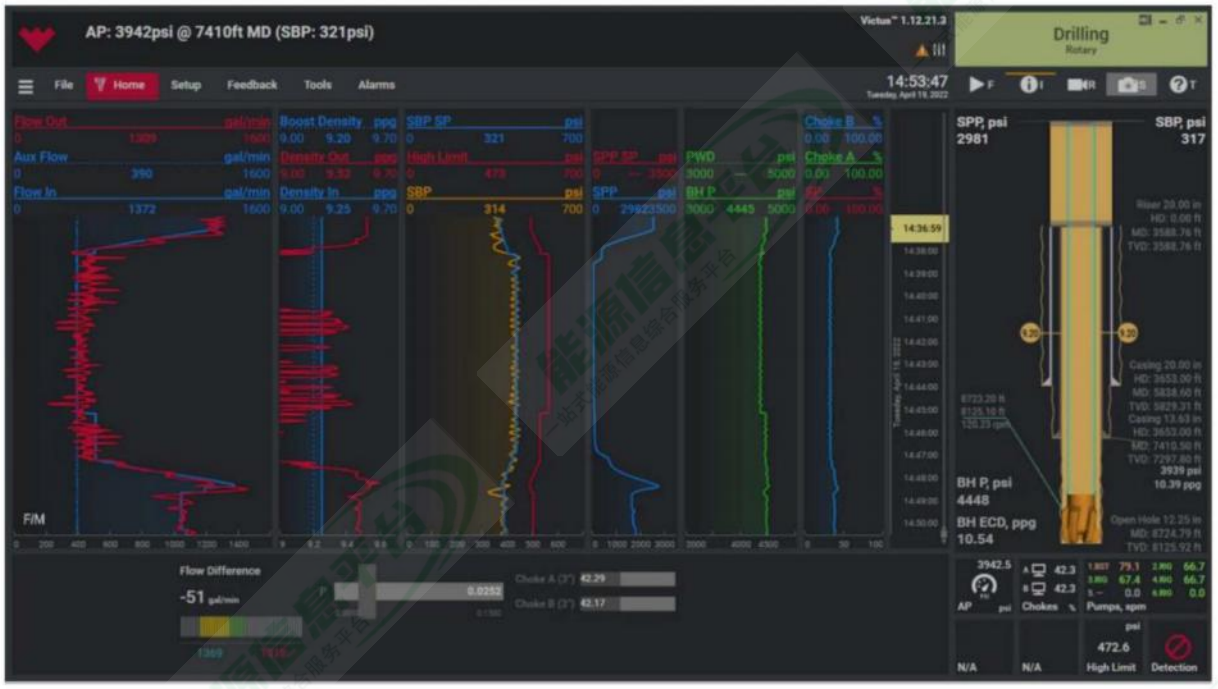


图 7　在 8724.79 英尺 MD 处使用 9.2ppg 泥浆进行 MPD 连接,在套管鞋处保持 10.5 ppg EMW

MPD 模式下的钻井作业成功达到了 9300 英尺 MD 的剖面目标深度,比原计划的 9058 ft MD 更深,在套管鞋深度处保持了 10.5ppg（见图 8）,共耗时 44.5 小时,总计执行了 15 个 MPD 连接。在 MPD 模式下的整个钻井作业中没有遇到循环损失或封堵事件。

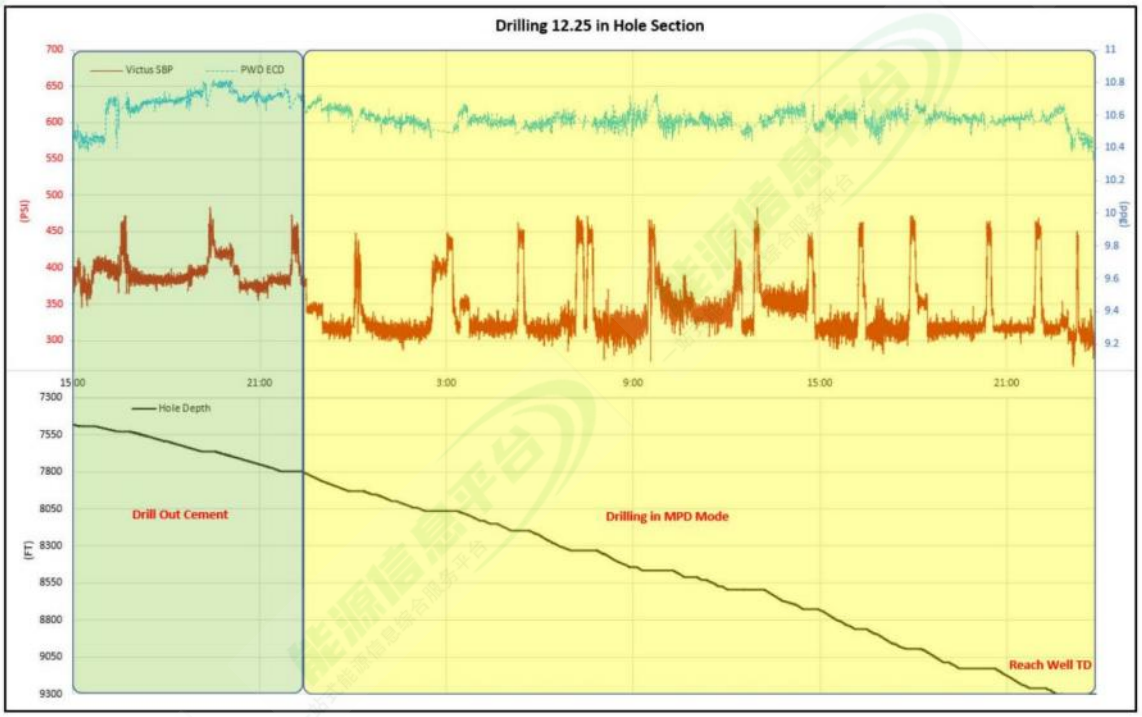


图 8　12.25 钻井作业期间的 SBP 和井底 ECD (PWD) 剖面。

MPD 起钻出孔

由于裂缝梯度与井筒失稳梯度之间的距离较窄,该井在钻至分段目标深度后没有被起下钻泥浆驱替。相反,BHA 在 MPD 模式下从孔中向后扩孔,直到钻头位于套管内 13.625 英寸内,并为了在套管鞋深度保持 10.5 ppg EMW，MPD 系统在向后扩孔期间应用 350 psi SBP,并逐渐升至 465 psi SBP连接期间。在后扩孔操作过程中没有观察到明显的阻力或超拉,这表明裸眼状况良好。

一旦钻头进入套管内 13.625 英寸,BHA 就被吊卡从孔中拉出,同时 MPD 系统继续施加 350 psi SBP,以在套管鞋深度保持 10.5 ppg EMW。然后将钻头拉出,直到 SSBOP 上方三个立柱,此时必须使用盲剪闸板 (BSR) 隔离井,然后才能取回 RCD 轴承组件。 BSR 关闭后,立管上的截留压力通过 MPD 泄放管线泄放至泥浆气体分离器。然后,必须对跳闸油箱进行扩展流量检查,以确保 BSR 正确密封。 MPD 系统排列整齐,以将 SBP 维持在低于封闭 BSR 450 psi,如图9所示。

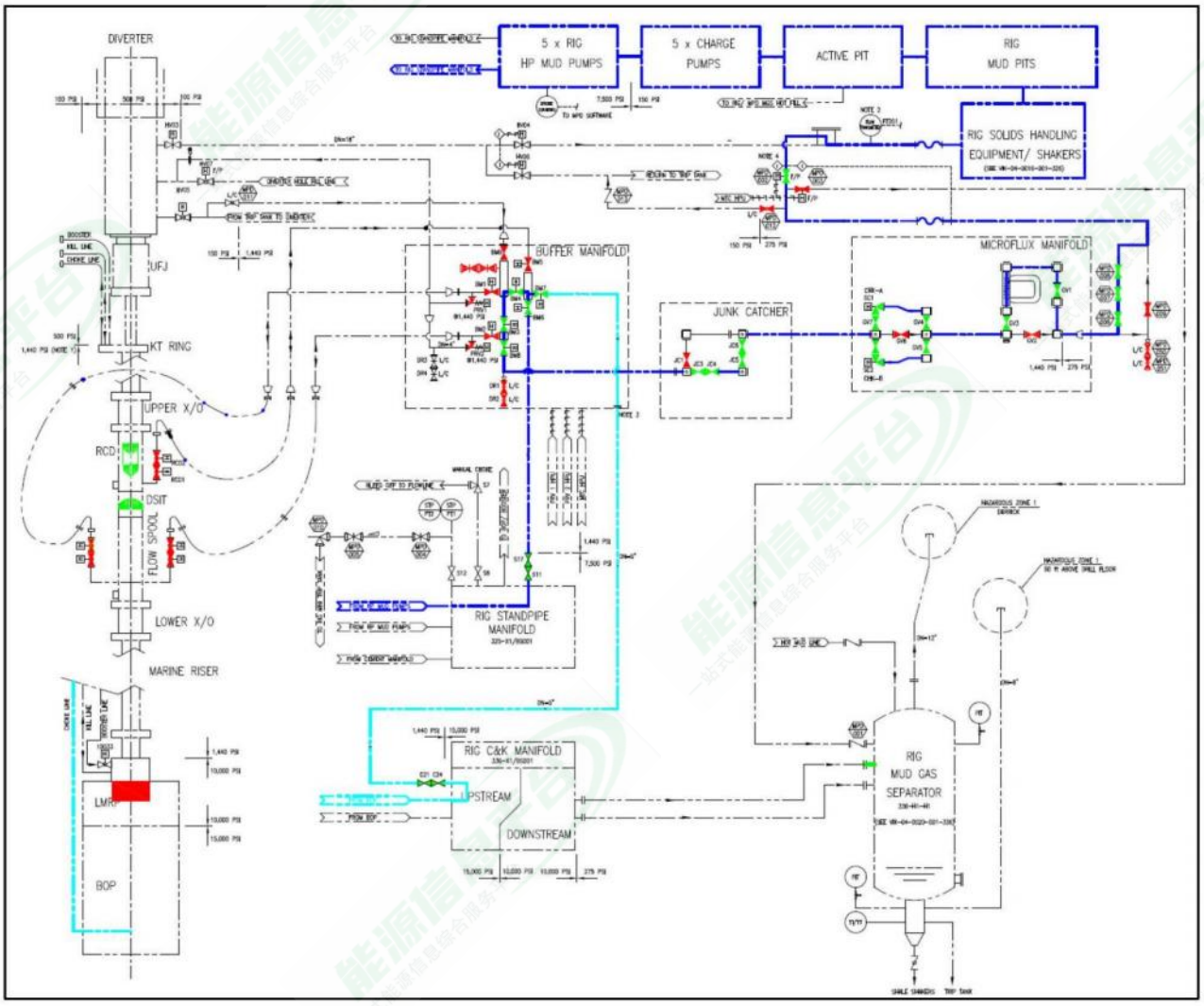


图 9 MPD 系统的排列,以将压力限制在封闭 BSR 以下

随着立管系统与井和 MPD 系统隔离,RCD 轴承组件随后被回收，BHA 被拉出并在班轮运行中以 9.625 的价格铺设。

运行 Liner 和 MPC

9.625 英寸套管和悬挂器组件在 6.625 英寸钻杆上组装并下入立管,同时 MPD 系统在封闭 BSR 下连续施加 450 psi SBP。当尾管柱位于 SSBOP 上方三个立柱时,安装 RCD 轴承组件,然后将 MPD 系统排列回到立管,通过施加相同量的 SBP（450 psi）来平衡封闭 BSR 上的压力。

均衡后,BSR 打开,衬管在 MPD 模式下继续运行。

在裸眼井中运行尾管组件时,必须考虑涌动效应,以尽量减少软弱地层破裂的风险。因此,SBP 降低至 320 psi,同时以 40 英尺/分钟的受控速度运行衬管组件,这是从本文前面讨论的拭子和喘振模拟中获得的。将衬管组件下入 9,215 英尺 MD 后,将旋转水泥头安装到管柱上以标记井底。 9.625 英寸衬管在 MPD 模式下在 8.5 小时内成功送至底部,未遇到任何重大障碍。

固井作业以 MPD 模式或简称为 MPC 进行,其目标是在固井作业期间保持井筒稳定性并尽可能避免损失。为了实现这些目标,我们使用 Weatherford 的控制软件进行了模拟,以获取固井作业中每个关键步骤的 SBP 斜坡表。表 1显示了仿真生成的斜坡表。

表 1 由 Weatherford 控制软件生成的斜坡表。

Step	Fluid Type	Density (ppg)	Vol (bbl)	Strokes	SBP (psi)	Pump Rate (bpm)	Time (mins)	Cum Time (mins)	CSECD (ppg)	BHECD (ppg)	Shutdown SBP (psi)
0	Initial Mud	9.2	0	0	460	0.0	0	0	10.46	10.31	460
1	Spacer	9.7	80	2666	310	4.0	15.00	15.00	10.40	10.39	460
2	Pumps Off	0	0	0	460	0.0	10.00	25.00	10.46	10.31	460
3	Cement	14.5	136	4333	310	4.0	32.50	57.50	10.40	10.40	460
4	Pumps Off	0	0	0	460	0.0	10.00	67.50	10.13	10.14	460
5	Spacer	9.7	10	333	310	4.0	2.50	70.00	10.30	10.30	460
6	Displacement	9.2	147	4900	310	4.0	36.75	106.75	10.34	10.34	460
7	Displacement	9.2	44	1467	310	4.0	11.00	117.75	10.34	10.39	460
8	Displacement	9.2	10	333	310	2.0	5.00	122.75	10.33	10.37	450
9	Displacement	9.2	54	1800	260	4.0	13.50	136.25	10.23	10.50	450
10	Displacement	9.2	35	1167	175	4.0	8.75	145.00	9.98	10.50	390
11	Displacement	9.2	20	667	105	4.0	5.00	150.00	10.47	9.77	303
12	Displacement	9.2	20	667	80	2.0	10.00	160.00	9.98	10.64	227
13	Pumps Off	0	0	0	230	0.0	10.00	170.00	10.01	10.50	230

水泥装置排列在水泥头处,泵送 80 桶 9.7 ppg 铅隔离剂,随后泵送 136 桶 14.5 ppg 水泥浆,然后泵送另外 10 桶混合水作为尾部隔离剂。使用水泥装置泵送时,MPD 应用 310 psi 的 SBP,并在泵关闭以在流体之间切换时增加至 460 psi SBP。水泥装置继续以 4 bpm 的速度泵送 9.2 ppg SOBM 来置换管柱,同时 MPD 继续施加 310 psi SBP。由于环空中的水泥浆 (14.5 ppg) 比 SOBM (9.2 ppg) 重得多,因此在位移过程中观察到明显的 U 形管。

在置换 201 桶 9.2 ppg SOBM（管柱的理论体积)后,逐渐降低 SBP 以补偿流出环空的水泥浆的静水压力。一旦顶塞被撞击并且水泥装置停止泵送,SBP 再次升至 230 psi,以将套管靴保持在 10.5 ppg EMW,直到衬管封隔器设置并测试 9.625。通过比较水泥罐泵送和返回的体积,MPC 操作期间没有观察到损失。

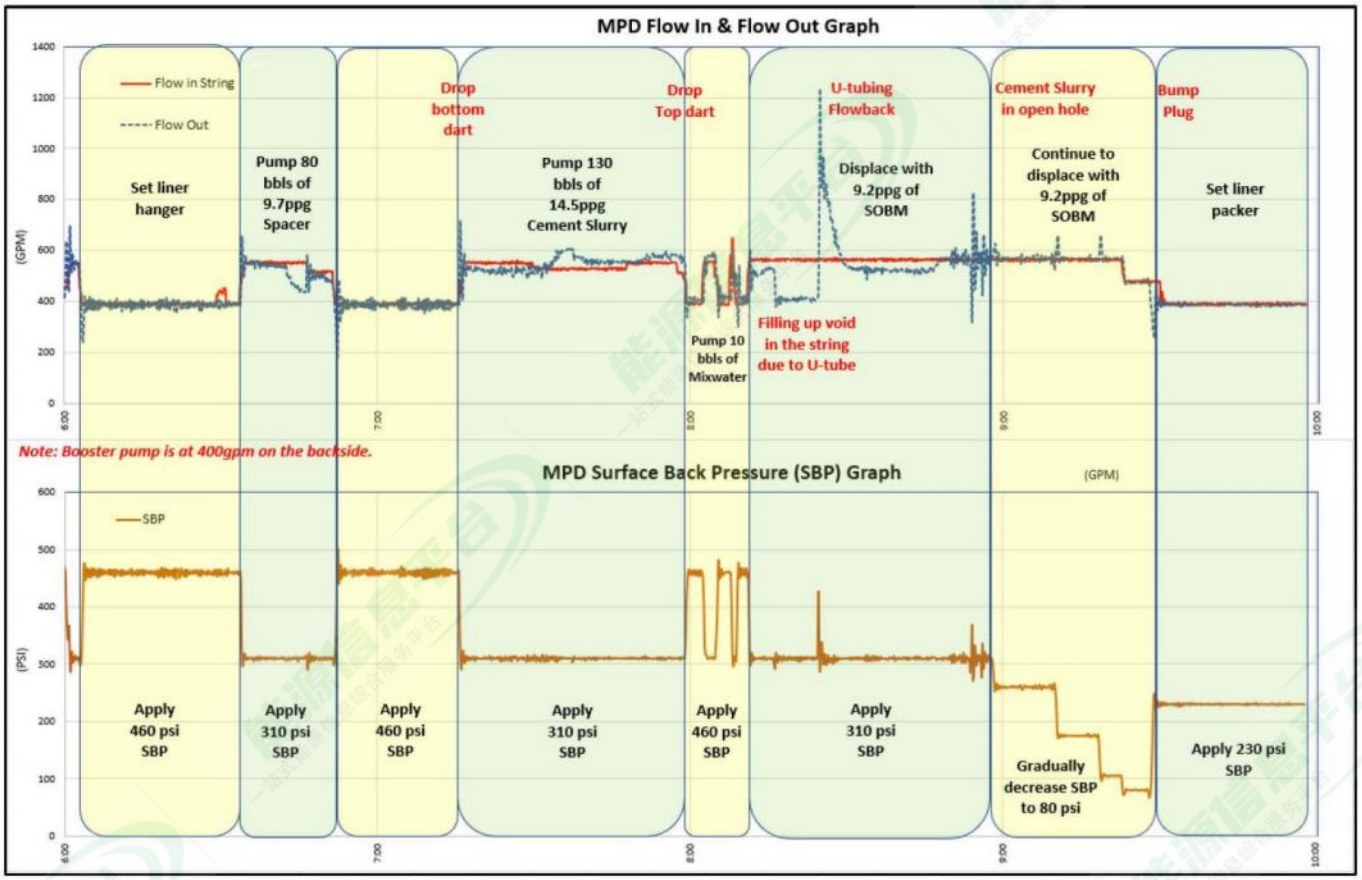


图 9　根据泵送计划的 MPC 操作摘要。

结论

MPD 系统在深水作业中的集成为运营商克服井下挑战并实现成功钻井和固井提供了显著的优势和技术能力,而不会在耗尽的地层中遇到损失。 MPD 的使用可以在紧张的压力窗口内实现高效导航,并且从钻井到固井的全系列 MPD 操作已被证明是一种节省时间和成本的方法,因为无需额外的过平衡泥浆并减少了所需的时间用于井和立管位移。

此外,在 MPD 模式下下套管和固井作业已取得成功,整个作业过程中未出现任何损失或严重塌孔。这一成功强化了将 MPD Deepwater 系统集成到未来原本计划用于常规钻井的窄窗钻井的决定。通过采用MPD策略,运营商可以节省成本,最大限度地减少解决损失所需的时间,这些损失需要LCM挤压、水泥堵塞和井侧钻,这些都是以前的井面临的意想不到的挑战。

总体而言,MPD 在深水钻井中的应用已被证明是一种非常宝贵的设置,为作业提供了广泛的功能。它成功地实现了以前认为无法钻探的井的钻探,确保将井输送到目标深度。这一成功凸显了 MPD 在深水作业中的有效性和可靠性,展示了其提高效率、降低风险和改善整体钻井性能的能力。

3. 智能完井在墨西哥湾深水注水井的成功应用

文献摘要：在具有挑战性作业条件的复杂油藏中，智能完井已被证明是优化注水和进行油藏监测的重要工具。本文以墨西哥湾深水区(GOM)为例，介绍了智能完井技术在双层注水井开发中的重要作用。该油田为上新世高密度浊积砂岩，由多个叠层油藏组成。这是一个成熟的油田，有超过 15 年的生产和注水经验。混合井通过单独的海上立管与海上平台相连，因此井间槽的可用性有限。因此，计划采用具有井下堵塞的双层注入井，以最大限度地提高井筒/槽的利用率。本案例研究展示了海上环境下最先进的智能井的规划、钻井、完井和操作的综合框架，包括:井筒规划:选择了双层注入井，以充分利用现有基础设施和槽位的可用性。通过地震和压力数据确定了未扫描和压力耗尽的储层目标。建立了数值模型，以帮助井下节流器设计，并预测邻井生产商的响应。钻完井:对井筒可用性、方向限制和防碰撞等因素进行了评估。井筒组件选择包括一个带井下堵塞的智能完井装置和一个三重井下压力/温度计。作业:能够隔离两个完井层中的任何一个,从而实现高可信度的监测和注水优化。此外，智能完井对酸化和添加水驱示踪剂有很大的帮助，因为每个层都可以单独处理或隔离。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

SPE-215169-MS

智能完井在墨西哥湾深水注水井的成功应用

HF Bolingbroke、I. Saripally、K. Webb、N. Gandhi、I. Askeroglu 和 R. Beecher，Oxy，美国德克萨斯州休斯顿

版权所有 2023，石油工程师协会 DOI 10.2118/215169-MS

本文准备在 2023 年 10 月 16 日至 18 日在美国德克萨斯州圣安东尼奥举行的 2023 SPE 年度技术会议和展览会上展示。

在审查了作者提交的摘要中包含的信息后，SPE 项目委员会选择了本文进行演示。论文内容未经石油工程师学会审阅，作者有权更正。该材料不一定反映石油工程师协会、其官员或成员的任何立场。未经石油工程师协会书面同意，禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要；插图不得复制。摘要必须包含对 SPE 版权的明确承认。

摘要

在具有挑战性操作条件的复杂油藏中，智能完井已被证明有助于优化注水和进行油藏监测。在本文中，我们提出了墨西哥湾深水 (GOM) 的多学科案例研究，强调了智能完井在双区注水器中所发挥的关键作用。

本研究中的 GOM 油田是一个上新世时代的高密度浊积砂，由多个叠置储层组成。这是一个成熟油田，已生产和注水超过15年。混合井通过单独的海洋立管连接回海上平台，因此井湾槽位的可用性有限。

因此，计划采用具有井下节流功能的双区注入井，以最大限度地提高井筒/槽的利用率。智能完井能够以所需的速率选择性地注入每个区域，以实现注水优化。

本案例研究展示了在海上环境中规划、钻井、完井和运营最先进的智能井的综合框架，包括：

1. 井筒规划：选择双区注入井是为了充分利用现有基础设施和槽位可用性。通过地震和压力数据识别未波及和压力耗尽的储层目标。建立数值模型是为了帮助井下节流器设计并预测补偿生产商的响应。

2. 钻井和完井：审查了井筒可用性、方向约束和避免碰撞等因素。井筒组件选择包括带井下节流功能的智能完井和三重井下压力/温度计。考虑了冶金规范、珠宝定位、射孔策略和压裂设计。

3. 操作：能够隔离两个已完成区域中的任何一个，从而实现高可信度的监视和注水优化。此外，智能完井极大地有助于酸化和添加注水示踪剂，因为每个区域都可以单独处理或隔离。

介绍

Holstein 油田平台位于新奥尔良以南 200 英里处的墨西哥湾 (GOM) 绿峡谷地区,水深 4,300 英尺。该油田于1999年发现,并于2004年投入生产。
注水开发于2006年开始。注水采用海水,采出水由于矿化度很高,不注入。海水在注入之前在平台上经过过滤和化学处理。

油田的生产井和注水井是混合井,也称为干树井,其中每口井都通过自己的海洋立管连接到平台。混合井具有多种优点,包括易于进入的井眼、多功能的干预选项以及更准确的流量测量。混合井的缺点是井的数量仅限于井湾中的槽口数量。在我们的平台上,只有一个可用的插槽;然而,已经确定了两个注水机会。

因此,双区注水器非常适合。
本案例研究的重点是在构成该油田的两个多层砂岩中完成的双区注入井:上砂岩和下砂岩。

上部沙层

上层沙层连通良好,无含水层支撑。储层物性良好,平均孔隙度29%,渗透率400 md。平均砂厚度>35 。浅的构造倾角（小于5°）、连通性和水/油流度比都非常有利于水驱。上砂层于 2004 年开始生产,注水于 2006 年开始。在本文讨论的双区注水器之前,上砂层已完成两口井:一口生产井和一口注水井。现有的注水器是为了支持已被废弃的生产井而钻探的,因此由于其位于油气藏内,其效率已降低。

下部沙层

下沙是比上沙更小的堆积物。其产层较薄（<25 ）,但储层物性优良,平均孔隙度为28%,渗透率超过1,000 md。它还与浅倾角、有利的水/油流度比以及无含水层支撑的良好连接。该区域于 2018 年由一家生产商开始生产。在本案例研究中,该区域在双区域注入井之前尚未被注水。主要的储层驱动机制是溶解气体和压实。

不同区域的不同目标

选择双区域注水井作为满足上砂和下砂目标的首选井。

上层沙区的主要目标是:

- 优化注水以支持生产商。
- 停止现有注水器注水,使井筒可用于侧线开发
  该领域其他地方的机会。

另一方面,下沙区以前从未被水淹过,因此主要目标是:

- 提供压力支持并提高溶解气体驱动机制的回收率。
- 由于压力损耗而导致与岩石压实相关的渗透率下降。

井轨迹规划

利用油田寿命的离散时期的地震声阻抗变化观测来解释现有生产井和计划注入位置之间的连接路径和区域。 4D地震

解释与测井和压力数据相结合,以了解储层中的波及和再加压（上砂)区域。建立油藏模拟模型来优化井轨迹。

井筒建模

对双区注水器进行井筒建模,以协助供应商设计每个区域的井下节流器,从而优化注水速率。

下部区域的中间射孔深度比上部区域深 350 英尺 TVD,但是一旦考虑到静水压力,两个区域的储层压力就非常不同。这是因为上砂层有很长的注水历史,但下砂层没有进行注水维持压力。破裂压力也不同,这一点很重要,因为破裂压力通常是注入速率的限制因素。注入能力是注入井规划中的另一个重要考虑因素。上部区域的钻前注入指数估计为 9 bbl/psi。相比之下,由于预期渗透率较高但净砂厚度较薄,下砂的钻前注入指数估计为 3 bbl/psi。为了满足两个区域的注入速率目标,较低注入量区域的井下节流器被设计为进一步打开,从而产生比较高注入量区域更大的流动面积。

注入每个砂中的水量取决于几个因素,包括表面注入速率和压力、摩擦压力损失、注入水静水头、节流器设置、储层注入指数和储层压力。由于通过管道和跨过节流器的摩擦压力是速率的函数,而进入每块砂的速率是储层压力和注入指数的函数,因此节点计算的解决方案必须是迭代的。

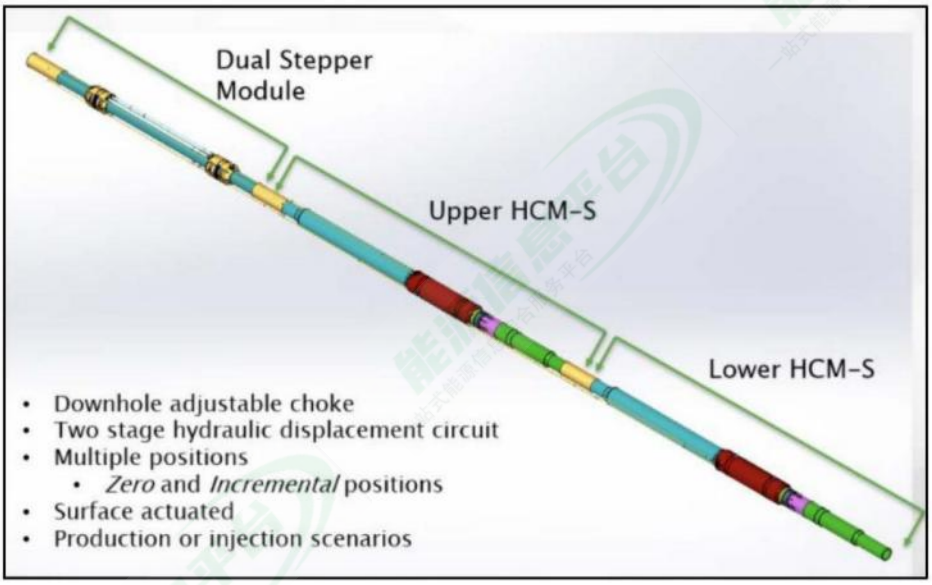
开发了阻塞和速率计算工具来解决迭代节点计算。包括压力差与速率的曲线拟合,以解释从表面注入点到公共节点以及从每个节流器到相应射孔的压力变化。井下节流设备的供应商提供了阀门系数曲线(Cv) ,以将两个节流器上的压力损失解释为速率的函数。该工具允许用户根据手头的问题修复一些输入变量并迭代其他变量。例如，“在最大地表注入压力、预期储层压力和注入指数下,当节流器分别设置在位置 1 和 3 时,每个砂层的注入速率是多少？”

钻井和完井设计

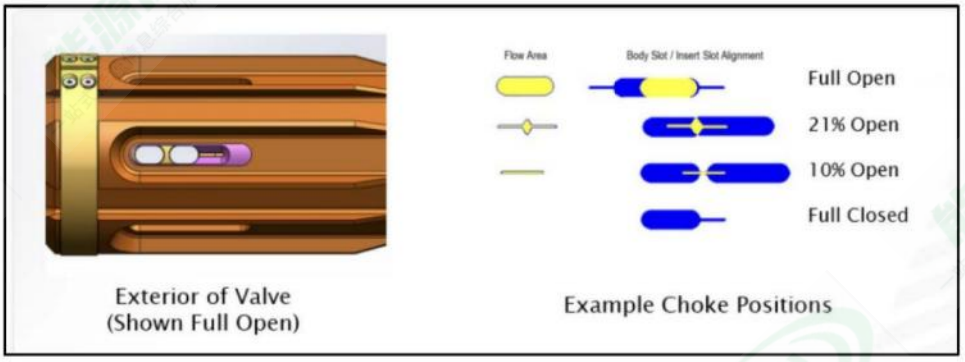
进行了多次迭代,以设计符合狗腿严重性和井眼碰撞标准的井轨迹,以实现安全钻井和完井,而不影响地下目标。

完井设备包括一个 7 英寸。用于完井深度控制的 Signature 系列 D 油坑封隔器,是一种同心设计的砂面系统,具有 2.875 英寸的深度。标准滑动套筒,2.875 英寸。 CMP Defender 径向流滤失装置位于下部区域,以及一个 2.875 英寸的滤失装置。SAF-1环流降滤失装置位于上部区域。安装了绕线 8 号、825 镍筛网用于防砂,并安装了 7 英寸、4.5 英寸的筛网。采用密封孔 SC-2XP 砾石充填封隔器。 9 7/8 英寸。隔离封隔器直接设置在 7 英寸上方。生产间隔衬管顶部可保护其免受注入流体的影响。

智能井系统设置在 9 7/8 英寸的隔离封隔器上方。套管间隔。它有一个双步进模块（液压计量装置）,可控制上部 4 1/2 英寸。和下 3 1/2 英寸。液压节流模块（图1）。上部和下部液压节流模块设计有定制的、预先确定的密封孔流动区域,其设计目标是总注入量为 10,000 至 15,000 BWPD,每个区域注入量为 5,000 至 7,500 BWPD。滑套阻塞位置通过液压控制面板在表面设置,每个步进周期需要 15 至 30 分钟。两个井下节流器都可以从任何打开位置完全关闭,而无需通过每个位置退回（图2）。



数字。 1井下堵流智能井系统



数字。 2不同扼流位置处的套筒对齐

包括一个三重压力表,用于读取生产管道中的混合压力和温度
以及上、下节流模块的独立压力和温度。

上部完井由 25CR125 生产油管和连接至地面油管悬挂器和地面采油树的地面控制地下安全阀组成。选择 25CR125 管是为了与泥酸增产兼容,根据现场历史,预计定期需要土酸增产。该井设计中不包括化学品注入芯轴,因此所有注水化学品均在地面注入。根据现场历史和行业标准完井方式的概率安全评估,这两个区域均使用 20/40 支撑剂进行压裂充填。

完井作业后,该井进行了注入测试序列,以调试节流器、验证地面控制面板功能并确保井眼设备的机械完整性。

监控和注水优化

井下压力数据

这个双区注入井中的无名英雄是三重井下压力表,安装它是为了可以连续记录上层、下层和混合注入流在两者之间分配之前的井下压力和温度。 。每个位置（下部区域、上部区域和混合区域)的压力和温度读数都是独立的。这极大地简化了

每个区域的监视和优化,因为每个区域的压力用于计算目标每日注入速率。

每日注入率

井上只有一台流量计。它位于树上,连续记录两个区域的总注水量。为了考虑各个流速,通过完全关闭一个区域的井下节流器,然后逐渐增加另一区域的流量,定期执行单区域诊断。然后测量每个井下节流位置的注入速率,一次一个区域。然后每个区域都经过硬关断和泄漏测试,以便可以进行压力瞬态分析 (PTA)。

这些单区诊断的结果是注入指数计算、注水优化和各区注入量分配的主要依据。根据设施的正常运行时间,单区域诊断每年执行两到四次。图 3显示了单区域诊断过程中三重井下压力表的压力趋势示例。

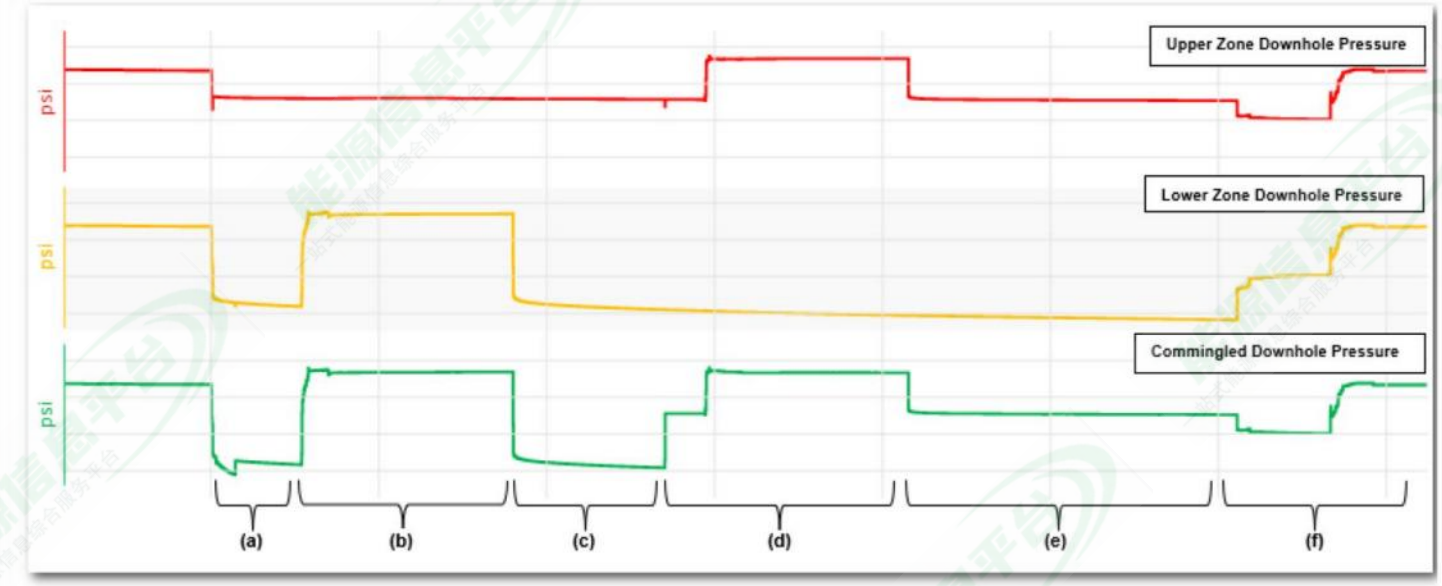


Fig. 3—Pressure trends during a typical single-zone diagnostic procedure

(a) Total injection ramped down with surface choke. Upper zone isolated with downhole choke.

(b) Lower zone ramped up, with injection rate and pressures recorded at each downhole choke step (11 total).

(c) Hard shut-in at surface (with lower zone downhole choke open) for lower zone PTA.

(d) Lower zone isolated with downhole choke. Upper zone ramped up with injection rate and pressures recorded at each downhole choke step (9 total).

(e) Hard shut-in at surface (with upper zone downhole choke open) for upper zone PTA.

(f) Downhole chokes commanded to desired positions based on results. Water injection resumed to both zones simultaneously. Ramp up is controlled by surface choke.

数字。 3典型单区诊断过程中的压力趋势

由于智能完井允许单独隔离每个区域,因此可以利用注水示踪剂。该项目的监视部分之一包括分别向两个区域注入化学示踪剂。一个区域完全关闭,化学示踪剂被泵入另一个区域,然后反之亦然。这两种化学示踪剂对于每个区域来说都是完全独特的。对整个油田采出水进行常规取样可以识别微量浓度的示踪剂。这些数据提供了有关注入井-生产井关系、水流时间和波及效率的信息。

表 1 双区注入井和相关储层的监测策略

监控类型	性能指标	来源
短期油井表现（实时数据）	• 总注水量 • 井筒压力梯度 • 井下压力趋势	• 井下表压和温度（上限、下限和混合） 混合表面流量计 ·管道压力和温度
中期油井表现	• 注入性指数 • 皮肤 ·诊断图（霍尔图、抵消生产商下降曲线分析） • 流量保证指示器（井筒和/或地层中的沉积）	·单区诊断 • 压力瞬态分析 • 偏移生产数据 ·注入和采出液取样（水离子分析、ESEM 过滤器、pH、固着细菌和浮游细菌计数）
长期油藏管理	·失效替代率 • 数值建模 ·注入者-生产者关系 ·清扫效率 ·突破时间	·单区诊断 • 压力瞬态分析 • 偏移生产数据 • 化学示踪剂

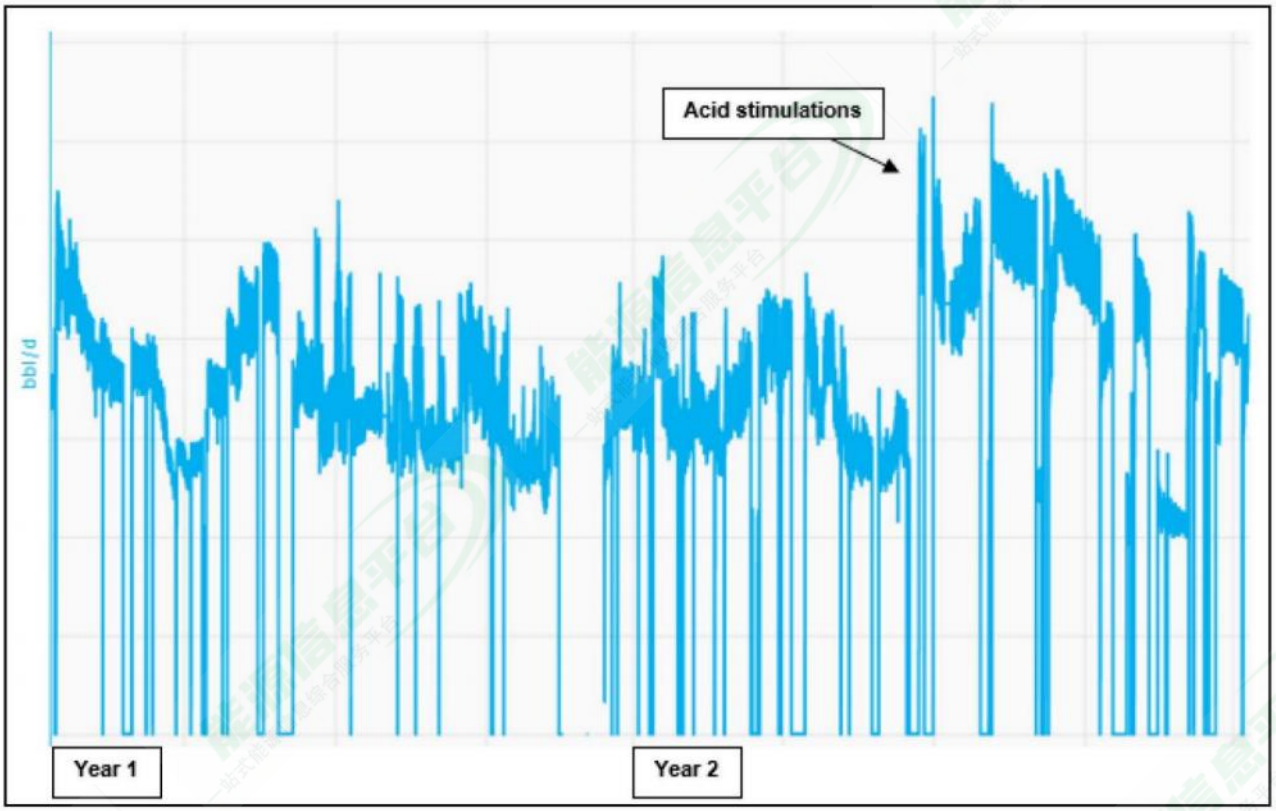
酸刺激

如前所述，使用 25CR125 管是因为预计需要定期进行酸刺激。尽管之前在该领域进行了大量工作来减少注入性下降，但许多人认为这是不可避免的（Sharma 等人，1997）。一旦两个区域的总注入量减半，就进行酸增产，由于破裂压力的限制，注入压力无法进一步增加。油田的另一个单区注入井已成功酸化，这为双区增产提供了框架（Bolingbroke 和 Yao 2022）。为每个区域设计了独特的增产措施，其中结合了各自的射孔间隔和储层特性。

两种刺激均包括带有分流器包的乙酸、HCl 和 HF 酸的多级，以及溶剂预冲洗和氯化铵过度冲洗。

智能完井允许对每个区域进行单独增产，而另一个区域则通过关闭其井下节流阀来隔离。刺激以牛头方式进行，并用额外的氯化铵转移到地层中。一旦每个区域都被刺激，立即恢复向两个区域注水。没有进行回流有几个原因，包括无需人工举升卸载流体的可行性、减少干预成本以及降低 HSE 风险。

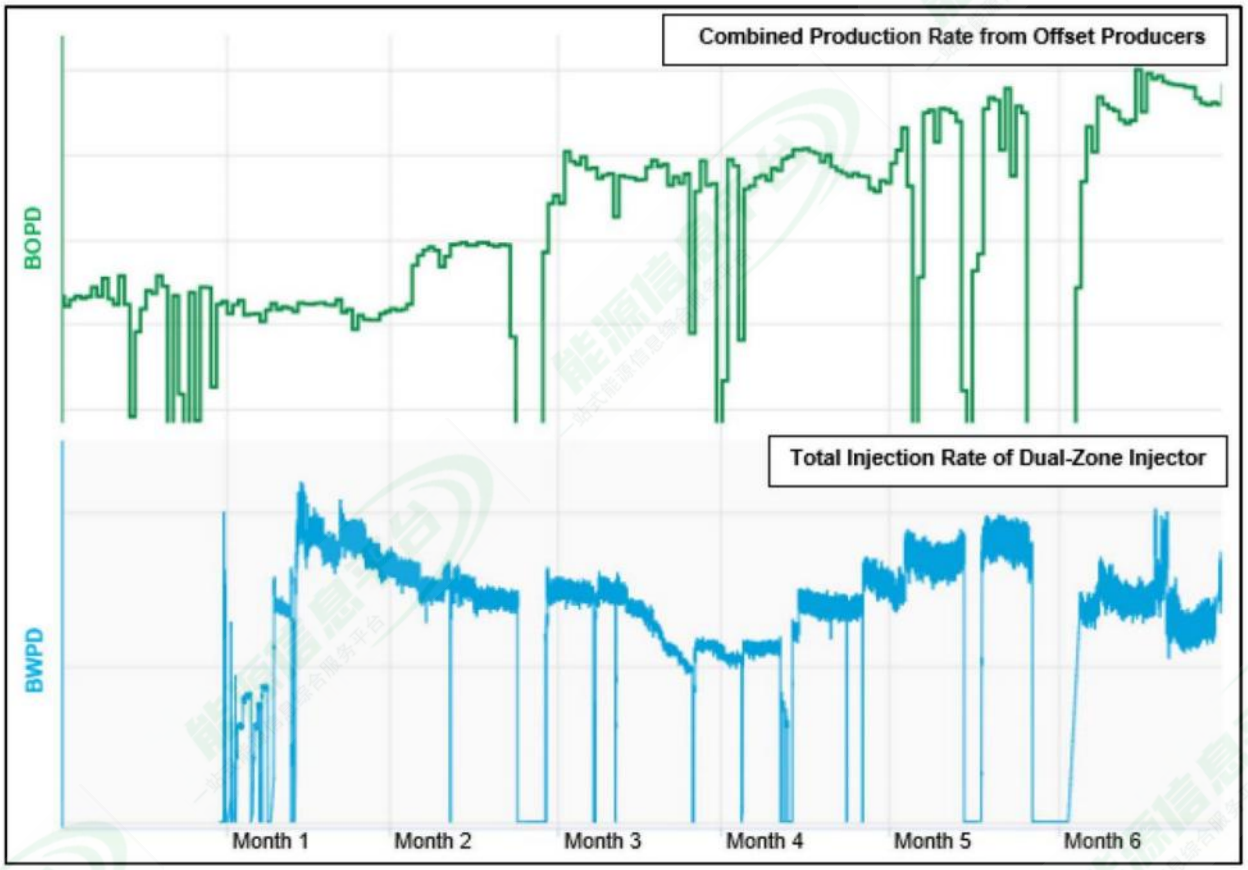
在酸化之前和之后进行单区域诊断，因此可以评估对每个区域的影响。如图4所示，增产成功，总注入量增加了一倍，使该井恢复到初始注入能力。



数字。图4两个区域总注水量的历史趋势,包括酸化抬升

结果

本案例研究的成功有两个主要衡量标准。第一个是执行双区智能完井并实施地面控制的井下节流器。通过单区域诊断和井的总体易用性,这已被证明是成功的。第二个是由此产生的补偿生产井的产量上升。图 5显示,注入两个月后,两个区域的产量均增加了 30%,注入六个月后增加了 55%。对于这项资产来说,由此带来的提升是成功的。此外,下部区域（之前未进行水驱)的压力下降被阻止,上部区域过时的注入井已被转移到另一个生产井的不同砂子上。双区智能完井,实现了资产管理的各项目标。



数字。 5双区注水带来的产量提升

参考

Bolingbroke, H. 和 Yao, C. 2022。注水器酸刺激:海上案例研究。于 2 月 23 日在美国路易斯安那州拉斐特举行的 SPE 国际地层损害控制会议和展览会上发表。

SPE-208851-MS。 https://doi.org/10.2118/208851-MS。

Sharma, MM, Pang, S., Wennberg, KE 等人 1997 年。注水井注入量下降:墨西哥湾近海案例研究。于 6 月 2 日在荷兰海牙举行的 SPE 欧洲地层损害会议上发表。 SPEE-38130-MS。 https://doi.org/10.2118/38180-MS。

4. 连续循环技术的优势在于减少海上钻井作业的非生产时间(NPT)

文献摘要：连续循环的优点是改善了井眼清洁和固体输送。保持井底压力不变，减少卡管事故和气胀效应，使孔隙与破裂压力差较小的地层可钻。研究重点是标准方法钻井与连续循环技术钻井的时间评价与比较。起点是 2018 年至 2022 年期间进行的与中间和生产阶段相关的海上活动的 NPT 和总持续时间的数据。选择用于分析的 NPT 类别与连续循环装置的使用对井眼状况和地质问题(如流体流入、卡钻、循环漏失)的影响有关。该研究强调的额外好处是，连续循环在海上作业中的广泛应用可以提高安全性和井眼质量。考虑到来自不同地理区域、针对不同地质环境的几口井配置的数据量，提供了可靠的结果，为研究潜在的进一步应用提供了建议。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

IADC/SPE-215893-MS

连续循环技术的优势在于减少海上钻井作业的非生产时间(NPT)

A. Ciuca、EM Pollini、V. Gibilterra、N. Poletti、L. Pinto Vieira 和 L. Orlando，Eni Spa，San Donato Milanese，米兰，意大利； P. Salicante, 哈里伯顿, 米兰, 意大利

版权所有 2023，IADC/SPE 控压钻井和欠平衡作业会议及展览 DOI 10.2118/215893-MS

本文准备于 2023 年 10 月 3 日至 4 日在美国科罗拉多州丹佛市举行的 IADC/SPE 控压钻井和欠平衡作业会议暨展览会上进行展示。

在审查了作者提交的摘要中包含的信息后，IADC/SPE 项目委员会选择了本文进行演示。
本文内容未经国际钻井承包商协会或石油工程师协会审查，作者可能会进行更正。该材料不一定反映国际钻井承包商协会或石油工程师协会、其官员或成员的任何立场。未经国际钻井承包商协会或石油工程师协会书面同意，禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要；插图不得复制。摘要必须包含对 IADC/SPE 版权的明确承认。

摘要

连续循环已被证明的优点是孔清洁和固体输送的改进。
保持恒定的井底压力，可以减少卡管事件和气球效应，并且可以钻探孔隙和破裂压力之间边缘较窄的地层。

研究的重点是对采用标准方法钻探的海上油井与应用连续循环技术的海上油井进行时间评估和比较，以突出非生产时间（NPT)的减少。

起点是 2018 年至 2022 年期间进行的 NPT 数据以及与中间阶段和生产阶段相关的海上活动的总持续时间。综合钻井数据发现 (ID3) 系统是用于检索数据的软件。

选择用于分析的 NPT 类别与连续循环装置的使用对井眼条件和地质问题（例如流体流入、卡住、循环损失)的影响有关。
该研究强调的额外好处是，连续循环在海上作业中的广泛应用可以提高安全性和井眼质量，同时降低 NPT 并改善节省时间和成本的结果。

来自不同地理区域、针对不同地质环境的多个井配置的经过考虑的数据量提供了可靠的结果，建议研究潜在的进一步应用。

介绍

连续循环系统是埃尼公司的一项开发成果，允许钻探孔隙和裂缝梯度之间边缘较窄的井，这些井通过保持恒定的井底压力而导致严重的操作问题。该技术在井眼清洁、岩屑运输、管卡问题、膨胀以及高温高压井期间井下工具的持续冷却方面具有优势。

技术说明

连续循环技术由哈里伯顿运营,提供所有设备和相关服务。该系统由短节、导流管汇、CAT 泵、地面管线和软管组成,用于连接地面设备、泥浆桶,以及（如果需要)钻井吊环和升降机。

制成钻杆支架的短节内部有两个挡板,一个是轴向的,一个是径向的,允许流体通过侧入口或到达短节的顶部。流动方向由分流歧管控制,该分流歧管将流量转移到顶部驱动器或连接到转盘中的接头的软管。 CAT 泵用于填充安装在钻柱上的空钻杆支架。

一旦钻杆组向下钻出,软管就会连接到位于转台上的接头,并且水流从顶部驱动装置转移到接头,并且接头内部的轴向挡板关闭。现在,顶驱内部的立管压力可以被排出,并且可以在保持连续的井下循环的情况下完成连接。连接后,可以将软管从接头上拆下,然后继续钻井。

系统可靠性

连续循环系统多年来在所有不同场景和部署井类型的应用过程中已被证明是一种高度可靠的技术。

根据定义,系统故障是由于连接过程中钻机泵关闭而导致连续循环中断,无法维持井下条件;在故障发生之前,需要采取一些应急措施,以避免破坏泥浆通过系统的连续流动。

连续循环技术已在埃尼油井中运行了 9000 多天,连接次数超过 28000 次,经过实地验证,可靠性高达 99.3%。



图 1　连续循环技术工具

背景

钻井作业和相关成本的最新增长趋势导致石油行业将注意力集中在作业优化上。基于此,连续循环技术的利用在钻井作业中发挥着重要作用,可以缓解 NPT,同时提高安全性和井眼质量。

NPT 衰减尤其反映了相关成本相关的海上钻井活动。因此,分析的重点是2018年至2022年期间半潜式、钻井船和自升式钻井平台钻探的海上井。由于连续循环短节通常在中间和生产钻井阶段使用,因此分析中没有考虑地面阶段。 NPT 百分比的计算仅考虑钻井活动,不考虑测井、下套管、水泥作业和防喷器安装。

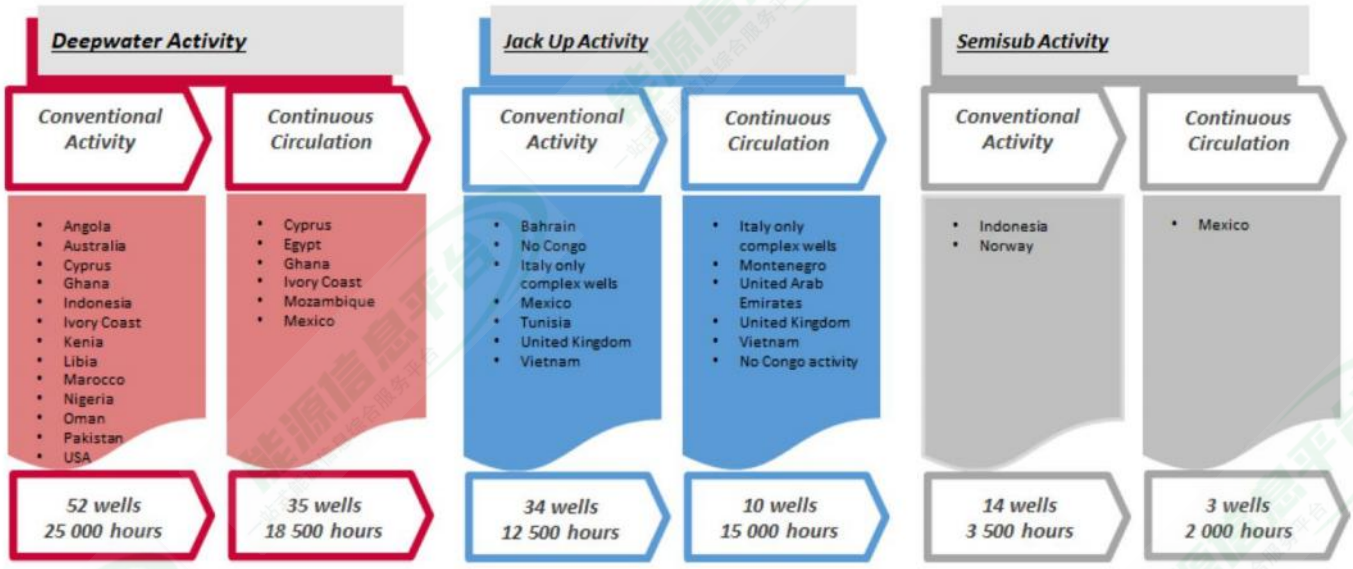


图 2 全球油井类型分布 - 传统活动和连续循环技术

为了进行研究, “综合钻井数据发现（ID3）”系统用于检索数据并结合“每日钻井报告记录系统（WellView）”进行验证。

驱动

选择用于分析的 NPT 类别与连续循环装置的使用对井眼条件和地质问题（例如流体流入、卡住、循环损失)的影响有关。

这种选择的原因是解决与孔隙和压裂压力之间的窄差、连接过程中的井涌、机械和压差卡管、压力和温度变化（特别是在高温高压井中)相关的钻井问题所花费的时间。

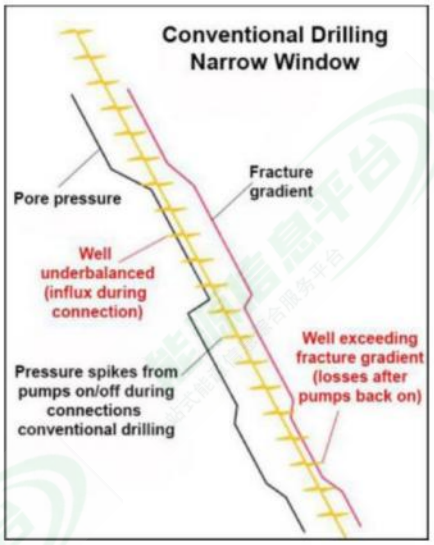


图 3　常规钻井窄窗口

连续循环方法提供了井下稳态条件,避免地层遭受压力振荡,同时改善井眼清洁和井眼稳定性。结果,与裸眼井底压力管理相关的钻井问题的可能性减少,从而减轻了与井眼条件和地质问题相关的 NPT。

这种瞬态行为及其对裸露地层的影响是众所周知的。由于这种负压波动,井下压力可能会降至孔隙压力以下,从而引起井涌。
当循环重新开始时,正压浪涌会加速泥浆,使井下压力升高到 ECD（循环时的井眼压力)以上,将升高的压力下的流体泵入相邻井眼地层,或者在最坏的情况下超过破裂压力并产生裂缝并失去循环。

连续循环技术的另一个优点是早期检测涌流,因为在连接过程中动态压力持续作用在井眼上。

此外,处理由循环启动产生的最终气球效应,避免
将其视为流入,从而很好地控制作业。
使用相同的井数据,与传统的连接站所花费的时间进行比较并进行连续循环活动。

结果

井控管理

连续循环以及由此带来的恒定的井底压力,保证了对主要井屏障的更好控制。

上述说法得到下图的支持,在采用连续循环技术的井中,井控问题所花费的时间从 5.0% 减少到 2.0%。该分析针对过去 5 年防喷器关闭的所有井控事件进行。

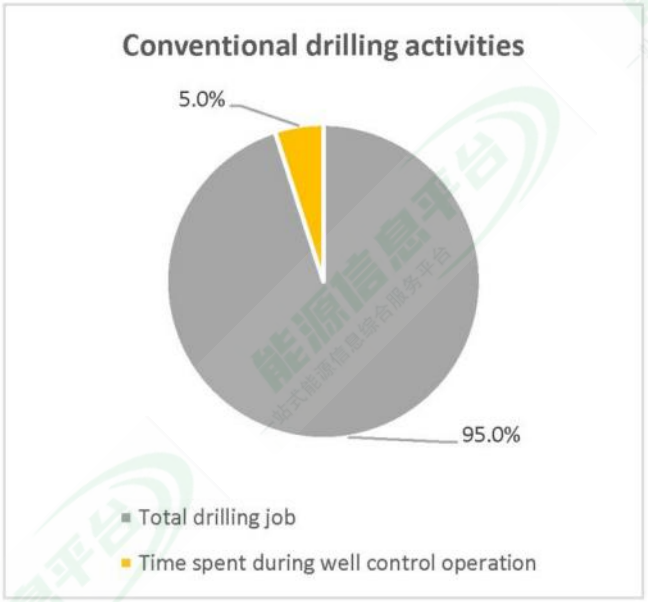


图419口井的常规钻井活动

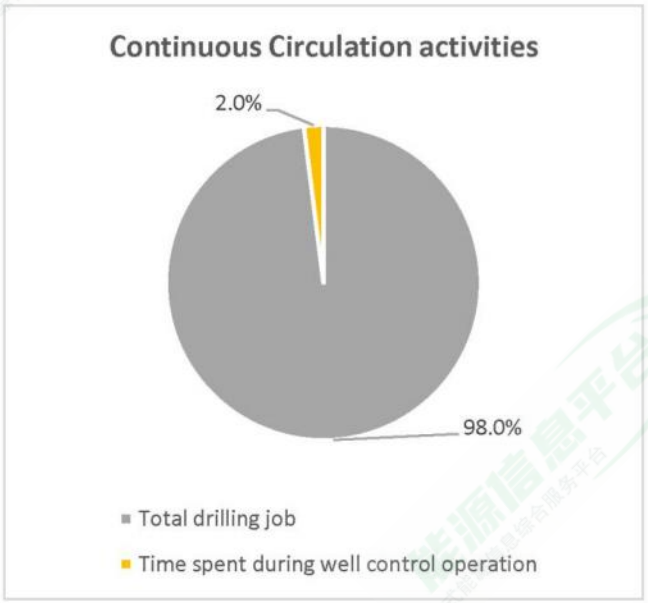


图510口井的连续循环活动

仅考虑探井,百分比从 7.4% 进一步下降至 1.5%,这一点非常明显。

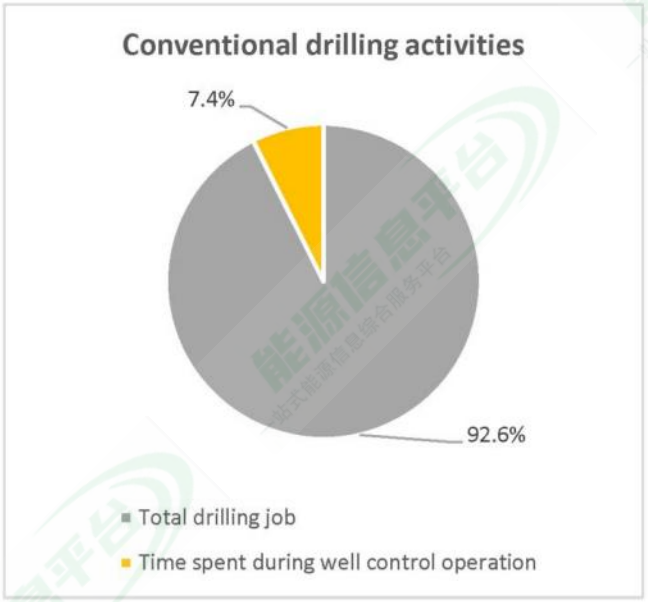


图 6　7 口探井的常规钻井活动

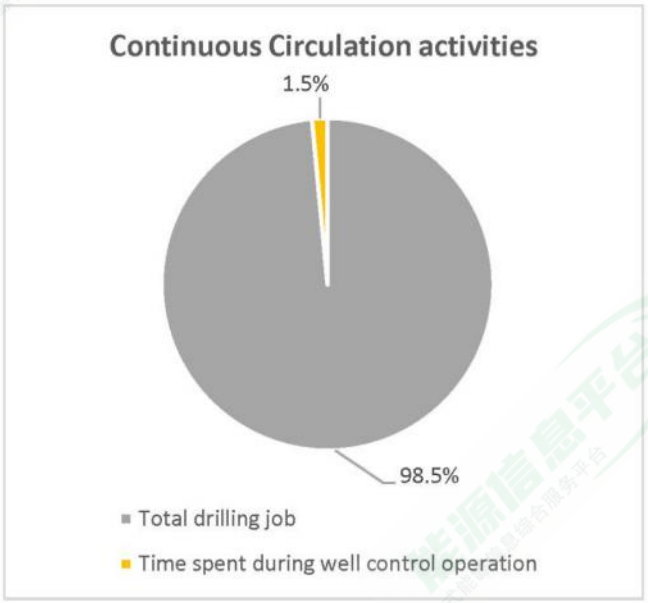


图7　7口探井的连续循环活动

性能

收集的数据表明,使用连续循环系统可以潜在地减轻所选 NPT 类别的影响。事实上,常规活动中与 NPT 相关的时间更长。

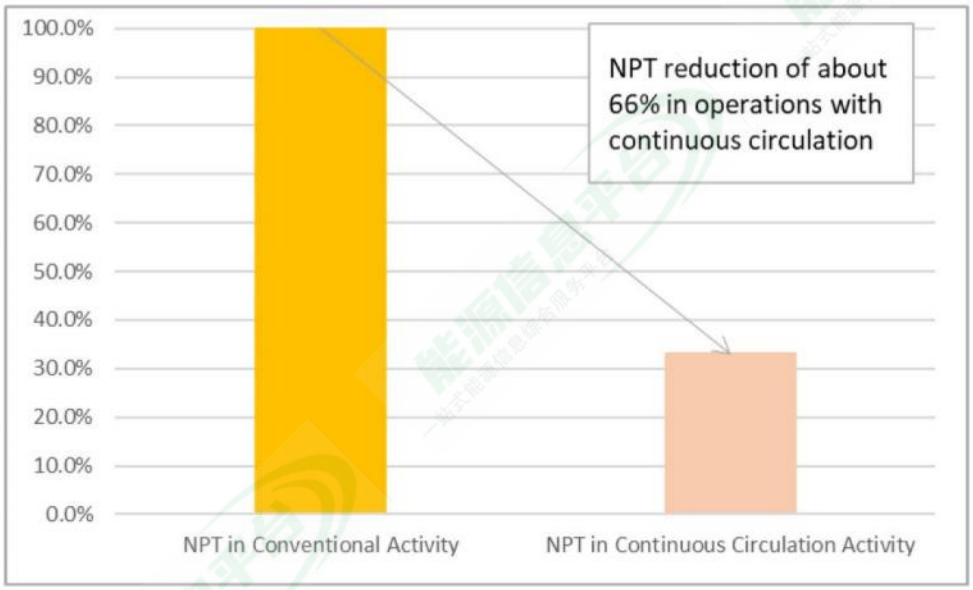


图 8 NPT 减少 - 常规活动与连续循环活动

此详细图表中的信息给出了连续循环技术的正确应用的输出,可以最大限度地减少可能产生严重耗时的孔问题的整体 NPT。事实上,约 66% 的减少是根据 NPT 常规循环活动与连续循环活动之间的比较得出的。关注NPT细分,NPT大幅减少主要与流入和流通损失事件有关。

从连接时间分析可以看出,传统作业中钻井期间（卡瓦到卡瓦)的平均连接时间为 5.6 分钟,而连续循环作业为 9.9 分钟。

尽管由于该技术的应用而增加了连接时间,但由于 NPT 的减少而节省了时间。

此外,该技术的实施可以减少流通时间， 由于孔清洁的改进,钻井实践减少了铰孔和背面铰孔。

结论和前进方向

该技术的使用可以减少 NPT,从而节省最终的手术时间。
如果我们考虑每日钻机和服务成本相对较高的深水活动,这种优势在经济方面显然会增加。

一般来说,连续循环装置的实施与复杂井有关,其边缘较窄或可能存在井眼清洁问题。 NPT 和井控评估的突出成果促进了此类技术在每个井场景中的使用。

由于取得了优异的成绩,埃尼集团决定大幅提高这项技术和工艺,覆盖所有高、中复杂程度的钻井活动,同时修改公司标准程序。此外,预计该技术的自动化可以提高在钻台红色区域工作的操作人员的安全性。

参考

SPE-147147 – 通过连续循环管理压力钻井,eni 经验总结 – A. Calderoni，
S. Masi、C. Repetto M. Tufo、C. Molaschi、R. Poloni、eni e&p
SPE-192749-MS - 通过超窄 ppfg 窗口的深水 HP/HT 钻井:埃尼公司的案例研究,连续循环技术与 MPD 钻井相结合已成功应用于 HPHT 超深水井的极端钻井环境条件 - Enrico Squintani、Andrea Uslenghi、Susanna Ferrari 和 Luca Affede,埃尼温泉阿布扎比国际石油展览暨会议,2018 年 11 月 12 日至 15 日 SPE-198864-MS – 连续循环技术减少西非近海钻井天数:案例研究 –

雷切尔·约翰逊、贾梅尔·泽拉里、皮尔维托里奥·萨利坎特、保罗·米多洛、哈里伯顿

5. 中东地区最长的大位移井，位于阿联酋阿布扎比海上

文献摘要：本文描述了在阿布扎比海上成熟碳酸盐岩油田创造新的大位移世界纪录的工程设计和操作执行实践。这一成就不仅仅是一项工程成就，它还减少了开发的碳足迹，允许在开发计划的早期获得油藏数据，并在降低成本的同时加速生产。在规划阶段涉及的工程设计和操作执行实践，为阿布扎比海上成熟碳酸盐岩油田创造了新的大位移世界纪录提供了深入的支持。这一工程成果通过与现有设施进行额外的油藏接触，减少了整个项目的碳足迹，并允许在开发计划中更早地获得油藏数据，从而在减少资本支出的同时加速生产，并推迟了额外的资本投资。延长计划阶段在实施前几个月进行，利用邻井分析和大位移钻井专业知识，运用多年来在战略计划中积累的所有经验，扩大大位移能力。为了规划好这口井，我们付出了巨大的努力，确保有一个广泛的多功能团队参与其中。为了成功钻出这口世界级的井，需要进行大量的工程建模、深度设备评估以及钻井/地下监测。在实施之前的几个月里，就开始了规划阶段，使用了邻井分析、大位移钻井专业知识，并应用了多年来执行战略计划所获得的所有经验教训，以逐步扩大水平段长度的能力。规划过程的一个基本特征是确保一个多功能团队参与到适合用途的井眼轨迹设计中，以最大限度地减少井筒弯曲，同时保持关键的井位，以最大限度地提高油藏接触面积。结果、观察、结论:该井成功钻至 50000 英尺，比之前的大位移世界纪录高出 787 英尺，并在目标储层中完成了 33500 英尺的水平段。在扭矩和阻力建模、井眼清洗、定向 BHA 设计、地质导向和作业监控实践方面的学习在实现钻井目标方面发挥了关键作用。该井成功钻至 50000 英尺，比之前的大位移世界纪录高出 787 英尺。在钻井和地球科学团队的合作下，该井在目标储层中交付了 33500 英尺的地质导向水平段。对井监测实践的高度关注使得实时变化最终增加了成功的机会。该井的设计利用了 LWD 工具中的井下钻井机械传感器，最大限度地提高了 WOB 传递，最大限度地减少了钻杆的屈曲，从而确保了高效的钻井作业。此外，在钻井过程中成功获取了压力点，以便更好地了解储层压力分布，并做出泥浆比重决策，以管理井控风险。关于扭矩和阻力建模、井眼清洗和定向钻具组合设计的学习在实现目标方面发挥了关键作用。新型/附加信息:当一个多功能团队聚集在一起制定战略计划，以扩大钻井活动的技术和操作能力时，这个大范围开发项目是一个很好的例子。这一方案为继续测试本组织的延伸覆盖能力奠定了基础。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

SPE-216326-MS

中东地区最长的大位移井，位于阿联酋阿布扎比海上

MM Alabed、NS Alsuwaidi、JS Duguid、JD Marsh、DL Pace、MA Alyan、MS Alharbi、EA Mohamed、JA Alali、NA Ali、MN Alhashmi、NJ Alqaydi、KG Alnayadi 和 SH Abbas，ADNOC Offshore，阿布扎比，阿联酋; MS Kaabi，ADNOC 钻井公司，阿联酋阿布扎比； A. Mikhaylov、A. AbdelNaby 和 A. Maghawri，哈里伯顿，阿布扎比，阿联酋

版权所有 2023，石油工程师协会 DOI 10.2118/216326-MS

本文准备于 2023 年 10 月 2 日至 5 日在阿联酋阿布扎比举行的 ADIPEC 上发表。

在审查了作者提交的摘要中包含的信息后，SPE 项目委员会选择了本文进行演示。论文内容未经石油工程师学会审阅，作者有权更正。该材料不一定反映石油工程师协会、其官员或成员的任何立场。未经石油工程师协会书面同意，禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要；插图不得复制。摘要必须包含对 SPE 版权的明确承认。

摘要

目标/范围：本文描述了支持在阿布扎比近海成熟碳酸盐岩油田创造新的大范围世界纪录的工程设计和运营执行实践。

这一成就不仅仅是一项工程成就，因为它还减少了开发的碳足迹，允许在开发计划的早期获得油藏数据，并在降低成本的同时加快生产。

深入介绍了规划阶段涉及的工程设计和支持在阿布扎比近海成熟碳酸盐田创造新的大范围世界纪录的运营执行实践。这项工程成就通过现有设施的额外油藏接触减少了整个项目的碳足迹，并允许在开发计划的早期获取油藏数据，从而通过减少资本支出以及推迟额外资本投资来加速生产。

方法、程序、流程：在执行前几个月进行扩展规划阶段，使用偏置井分析并利用大位移钻井专业知识，应用多年来战略计划中获得的所有经验教训，以扩大作业的大位移能力。

为了做好规划，我们付出了巨大努力，确保有广泛的多功能团队参与其中。要成功钻探这口世界级的油井，需要进行大量的工程建模、深入的设备审查以及钻井/地下监测。

规划阶段在执行前几个月进行，使用偏置井分析，利用大位移钻井专业知识，并应用多年来执行战略计划所获得的所有经验教训，以逐步扩展横向长度能力。规划过程的一个基本特征是确保多功能团队参与调整适合目的的井道设计，以最大限度地减少井眼弯曲度，同时保持关键的井位以最大限度地提高储层接触面积。从操作执行的角度来看，实施了水平孔清洁方法的最佳实践，以确保清除岩屑床并降低井眼摩擦系数。

结果、观察、结论:该井成功钻探至 50,000 英尺,比之前的大位移世界纪录高出 787 英尺。它在目标油藏中实现了 33,500 英尺的横向钻探。围绕扭矩和阻力建模、孔清理、定向 BHA 设计、地质导向和操作监控实践的学习在实现油井目标方面发挥了关键作用。

该井成功钻探至 50,000 英尺,比之前的大位移世界纪录高了 787 英尺。由于钻井和地球科学团队之间的合作,它在目标储层中交付了 33,500 英尺的地质导向横向钻井。对油井监测实践的高度关注可以实现实时变化,最终增加成功的机会。该井设计利用随钻测井工具中的井下钻井机械传感器来最大限度地提高钻压传输并最大限度地减少钻杆屈曲,以确保高效的钻井作业。此外,成功获取随钻压力点,以更好地了解储层压力剖面并做出泥浆重量决策以管理井控风险。

围绕扭矩和阻力建模、孔清理和定向 BHA 设计的学习在实现目标方面发挥了关键作用。

新颖/附加信息:这个扩展范围的开发计划是一个强有力的例子,说明当多功能团队齐心协力制定战略计划以扩展钻探活动的技术和运营能力时可以取得什么成果。该计划为本组织的延伸覆盖能力的持续测试奠定了基础。

介绍

大型海上油藏的盈利开发是一项具有挑战性的任务,因为它需要一种具有成本效益的策略来提高产量,同时降低资本成本并最大限度地提高盈利能力。因此,优化井参数,如井距、方向、水平布置和水平横向长度是应对当前挑战的关键。我们进行了研究以得出优化的井计划,从而实现了世界级大位移井计划的钻探,最大储层接触面 (MRC) 水平超过 25,000 英尺（Alyan 等人,2018 年,2021 年）。这些记录井是从单个环境岛上钻探的,能够最大限度地开发目标油藏,同时减少项目的总体碳足迹。由于目标库区面积广阔,这也证明了显著的成本节省。

油藏及开发计划

背景1 毫达西 (md) 油藏为碳酸盐岩,储量以泥岩和颗粒岩岩石类型为主。平均孔隙度为 18%,厚度为 130 英尺。渗透率沿东西南北方向降低,降至 1 md 以下。储层质量下降的原因是导致方解石高度胶结的主要成岩作用。由于这些低构造区域的石油充注较晚,方解石胶结作用在储层最西端区域继续发育。目标地层被划分为六个地质区域,其间有非密封缝合层。

最初,目标油藏以 2 公里井距钻探,采用井口平台塔 5 点注水方案。然而,由于渗透率非常低,大井距压力支撑无效,生产无法持续。随后,通过环境岛开发,采用250 m井距的管线注水方案优化开发。这带来了有效的压力支持,从而维持了商业产量（Alyan 等,2015）。

目标库区被划分为四个开发区,分别为西A、西B、西C、西D,如图1所示。划分依据是环境岛的钻井可达性和下伏地质。

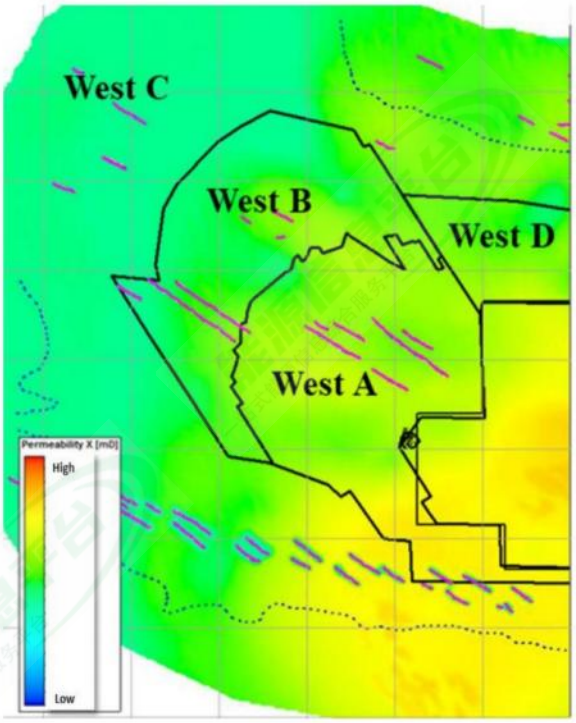


图 1　渗透率图以及定义储层细分区域的多边形

目前优化开发已通过人工岛进入西A库区,如上图所示。其余的西 B、C 和 D 库区需要投资两个新岛屿。因此,这些投资决策存在很高的风险,因为如前所述,这些库区的储层岩石性质会退化。此外,在过渡区内,随着向西北方向发展,含水饱和度有增加的趋势。

为了减轻油藏属性高度不确定性带来的相关投资风险,制定了评估计划来测试开发区的生产力和注入量。主要重点是西B库区,因为它是继西A之后的第二个开发项目。最初的建议是利用任何现有的井口平台来评估西B库区。然而,由于恢复井口平台的成本很高和评估计划所需的管道,但在研究从现有岛屿钻探的选择时放弃了这个想法。本次从现岛测试西B区的方案要求目标井总测深超过设定限值

西 A 区的开发计划首先以 AB 和 BC 钻探段为基础,横向钻探长度超过 20,000 英尺,以在目标日期前实现产量增加。为了测试西B区,延长了BC段,从而覆盖了西A和B区。该选项降低了钻井复杂性风险并最大限度地提高了油藏生产率。此外,通过采用岛屿钻探方案而不是评估西 B 的有限区域,可以评估约 10 公里的广阔区域。

为了实施这一方案,我们执行了逐步钻探计划,逐步钻探 8 口大位移 MRC 井,以达到评估 West B 油藏区的目标（Alyan 等,2021）。这也有助于加快西B地区的石油开采。这些第一口井以 1,000 – 2,000 英尺的增量延伸,以测试钻探和完井至 45,000 英尺目标测量深度的能力。利用这些试点井的经验教训,逐步将井延伸至 50,000 英尺测量深度及以上被研究了。

本文讨论了为实现这一目标所面临的挑战和所做的工程工作。通过这项工作,成功钻探了一口测量深度为 50,000 英尺的先导井。这口井保持着在目标层成功进行地质导向的世界纪录。图 2显示了所钻钻井的位置图,测量深度扩展至 50,000 英尺,并附有底层含油饱和度图。

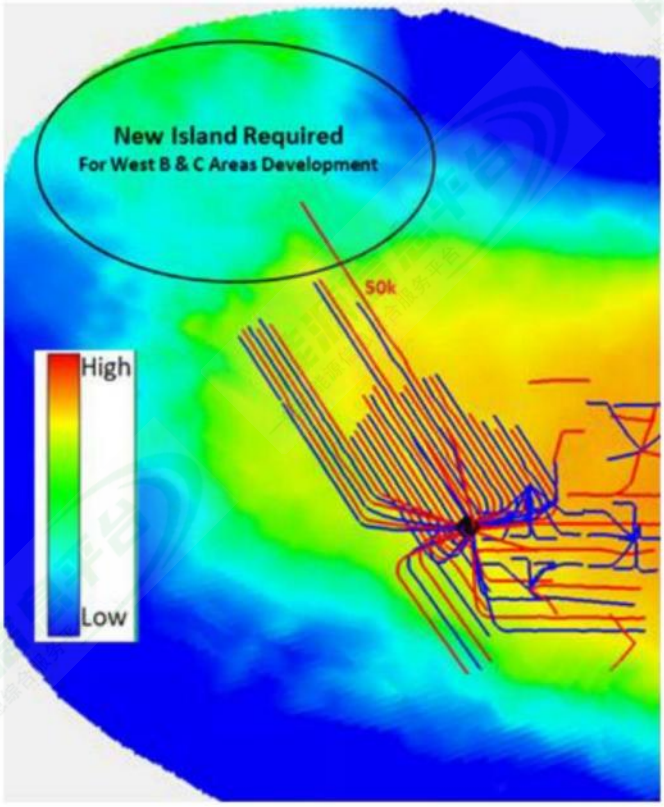


图 2 测量深度为 50,000 英尺的主题井位置图以及底层含油饱和度图

这种优化的油田开发策略使得西B油藏能够得到有效的评价。此外,通过现有岛屿的扩展井策略,还可以加速开发超过 20% 的西 B 地区石油储量,这还有一个额外的好处。

钻井规划

在钻井开始之前进行了广泛而深入的规划阶段。一项逐步提高 ERD 钻井能力的战略计划已经到位,并在几年内取得进展,几口井的 MD 最大范围从 36,000 英尺扩大到 45,300 英尺。从大范围计划中获得的油井规划和执行方面的经验教训进行了分析,并应用于后续油井,最终在 50,000 英尺超 ERD (uERD) 井上全面实施了这些经验教训。

规划阶段的一个关键方面是聘请多功能团队,以确保设计适合目的的井道,以最大限度地减少井眼弯曲度,同时保持目标油藏中的关键井位,以最大限度地提高油藏接触性。

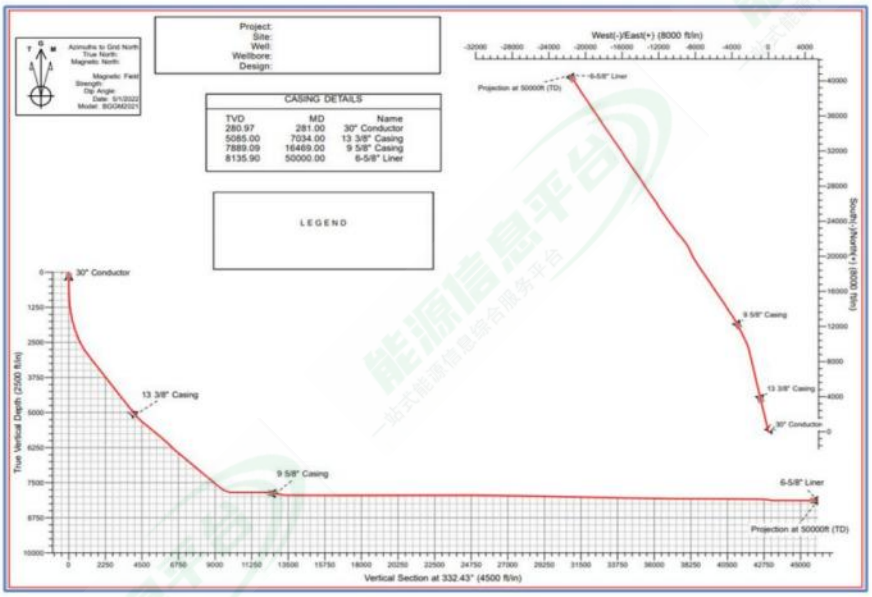


图 3　目标井的井剖面

来自钻井、油田开发、油藏管理、油井完整性和作业地质等各个职能部门的代表在工作和管理层举行了几次多功能会议。跨职能协作的要求已被记录并商定，以最大程度地提高这一极具挑战性的打破世界纪录的 uERD 的成功机会。

这些要点包括：

最小化扭矩/管理扭矩限制。井设计的关键问题之一是最小化扭矩并管理 50,000 英尺井的 TD 处的扭矩限制。检查偏移井的摩擦系数和绝对扭矩值。该井的建模表明，在扭矩限制范围内交付井是可以实现的，但具有挑战性。 TD 处的预测扭矩预计接近顶部驱动和钻杆极限。偏置井出现了高达 20 k ft-lbs 的显著扭矩波动，这是一个重大问题，如图 4 所示。为了在该井上取得成功，需要采取多种策略来最小化扭矩。其中一些已经在之前的 ERD 补偿井中得到了巨大的应用：

1. 最大限度地减少整个井中的井眼弯曲度，尤其是浅井中的弯曲度，因为它可能会严重影响达到 TD 的能力。这需要重点关注底部钻具组合 (BHA) 设计、减振以及与多功能团队的密切合作，尤其是在油藏落地和通过油藏进行地质导向时的作业地质。

2、使用摩擦系数为1.15的钻杆涂料，提高了钻头的扭矩能力
管道至 73 k ft-lbs。

3. 与钻井承包商协调，允许顶部驱动扭矩限制超过 40,000 90%
英尺。

4. 在所有井段使用旋转导向工具和随钻测井工具。
5. 根据偏移数据选择钻头，以最大化 ROP，同时最小化扭矩。

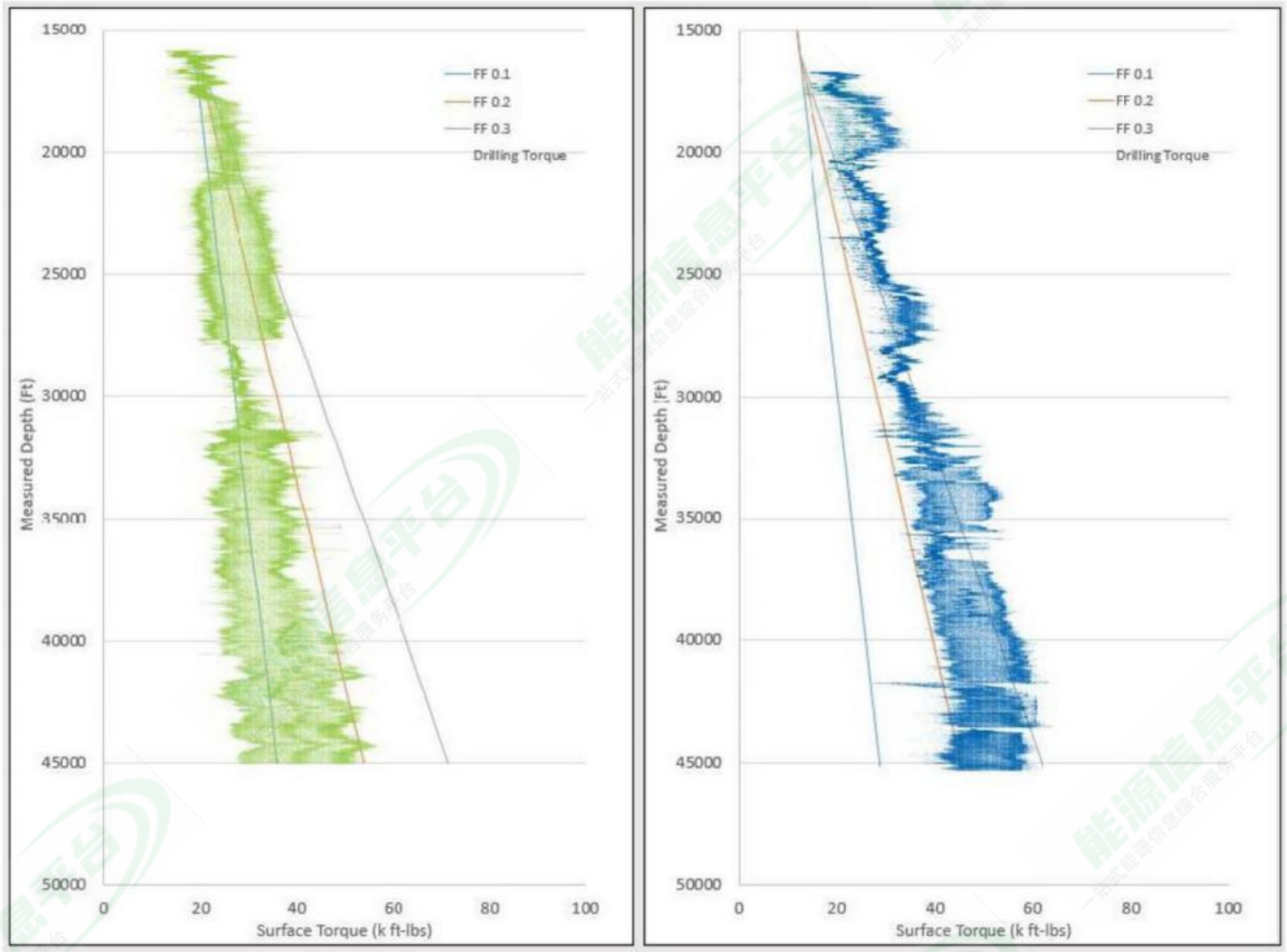


图4上图为两口偏置井地面扭矩对比

处理高 MD 下的数据传输降级。多功能团队与服务公司合作建立了优化数据传输的工具。服务公司根据观察到显著改善的全球历史油井提出了一种新的信号改进算法。

负脉冲遥测系统的工作原理与正脉冲不同,因为脉动是由通过阀门单元向环空释放压力而产生的（图5）。与正脉冲系统相比,所创建的负脉冲更稳定并且具有更大的信号幅度。由于更好的信噪比,更高的幅度可以接收更清晰的信号。在表面,多个传感器测量的负脉冲被并行处理（并行检测）,以实现最大检测效率。

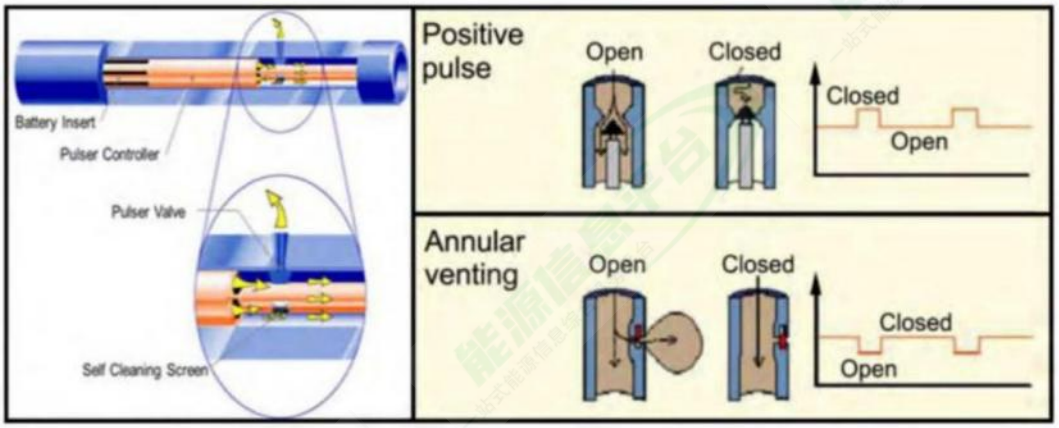


图 5 负脉冲发生器概念

该系统使用差分脉冲位置调制方法（差分 PPM 或 DPPM)生成负压脉冲,以脉冲之间的时间间隔形式对数据进行编码。与标准 PPM 相比,DPPM 有几个优点。数据以相对脉冲位置的形式编码,无需井下设备和地面设备之间的时间同步。由脉冲位置的不正确检测引起的可能的解码错误受到两个脉冲重复周期的限制,并且可以使用已知的纠错方法来纠正（Cooper 和 Samuel B. Santos 2015）。因此,在噪声水平相当的情况下,即使在极端条件下,当来自正脉冲 MWD 系统的信号完全受干扰时,负脉冲 MWD 系统也能实现更好的检测。

除了技术优势外,高速 MWD 系统还拥有先进的软件,允许创建多达 8 个负载表选项。这种可变性允许实施更详细的方法来为传输的数据集配置更多选项,以考虑所有潜在风险和各种钻井条件。纸张之间的切换是通过安装在地面上的特殊压力释放模块发出的命令来执行的。

这种数据传输对于确保支管有效地放置在油气藏中至关重要。在规划初期,多功能团队努力平衡起钻所需时间与关键储层位置,并预先商定,如果部分随钻测井信号丢失,则在减少测井数据的情况下尽可能提前钻探或使用替代方案地质导向手段（如果有）。然而,大家一致认为,这不应影响目标油藏中的井位,并且如果无法成功导向则不会影响钻井。

管理 ECD 与断裂梯度。由于 uERD 井的延伸范围较大,ECD 被定义为关键限制因素。如图2所示,该井位于现有注入井附近。这带来了额外的挑战,因为与补偿井相比,需要更高的泥浆重量。为了充分了解储层孔隙压力,制定了在钻井时获取地层压力的计划,以优化 MW 选择。公司和服务合作伙伴在规划阶段使用 ROP、RPM、流量、环空切削载荷等钻井参数进行水力建模,结果表明 ECD 将在具有预先规划的 MW 的假设裂缝梯度内。然而,偏移井的经验教训表明,在执行过程中,需要重点关注泥浆监测和泥浆参数优化,以最大限度地减少 ECD、喘振和擦拭。此外,为了尽可能降低储层压力,从而最大限度地减少兆瓦需求,跨职能团队同意继续生产附近的油井,并在可能的情况下停止对相邻油井的注入。

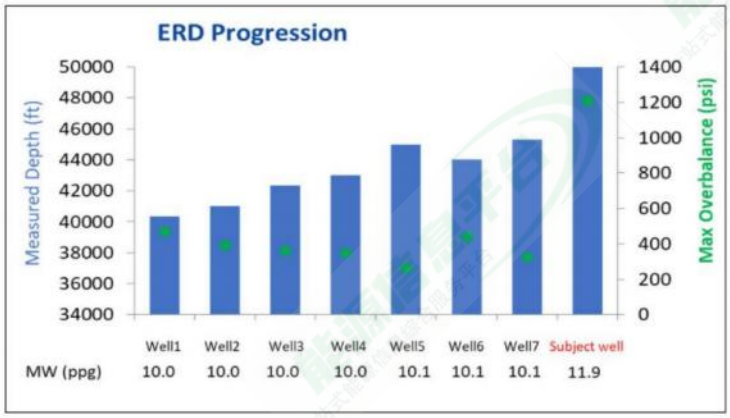


图 6 该图比较了主题井与补偿井的泥浆超平衡

底部孔组件。为了在将井放置在正确的储层中时确保最小的弯曲度和由此产生的扭矩,所有三个孔段的井底组件都是与跨职能团队协商设计的,以确保在将井放置在正确的储层中时最小的弯曲度和相应的扭矩,并且满足所有必要的数据收集要求。 16英寸剖面和12 1/4英寸剖面建议采用包括钻头倾斜传感器、随钻压力、伽马射线和定向工具的指向钻头旋转导向系统（RSS）,从垂直方向开始并在钻头处达到54.5°。 16 英寸鞋和 12-1/4 英寸鞋向计划
方向倾斜 85°,弯曲度最小,同时
应对附近油井的防碰撞挑战。 RSS 和 LWD 中的振动传感器有助于最大限度地减少工具故障并减轻高振动,尤其是在坚硬地层和过渡区域。在 BHA 上方添加了扩孔器稳定器,以移除凸缘并提供平滑的钻井以将两个套管下至底部。 8 ½ 英寸截面 在偏置井上,定向 RSS 以及三重组合随钻测井和钻井动力工具在单次作业中已达到 27,873 英尺和 28,595 英尺。相同的 BHA 被用作计划的 33,500 英尺记录横向长度的参考。如前所述,由于地层压力的不确定性,还包括地层压力测试仪工具,以提供实时优化泥浆重量的机会。该项目首次在 BHA 中添加了额外的电池,将运行时间延长至 20 天（图 8）。

电池环的位置经过优化,不会危及 BHA 的稳定性和支座。

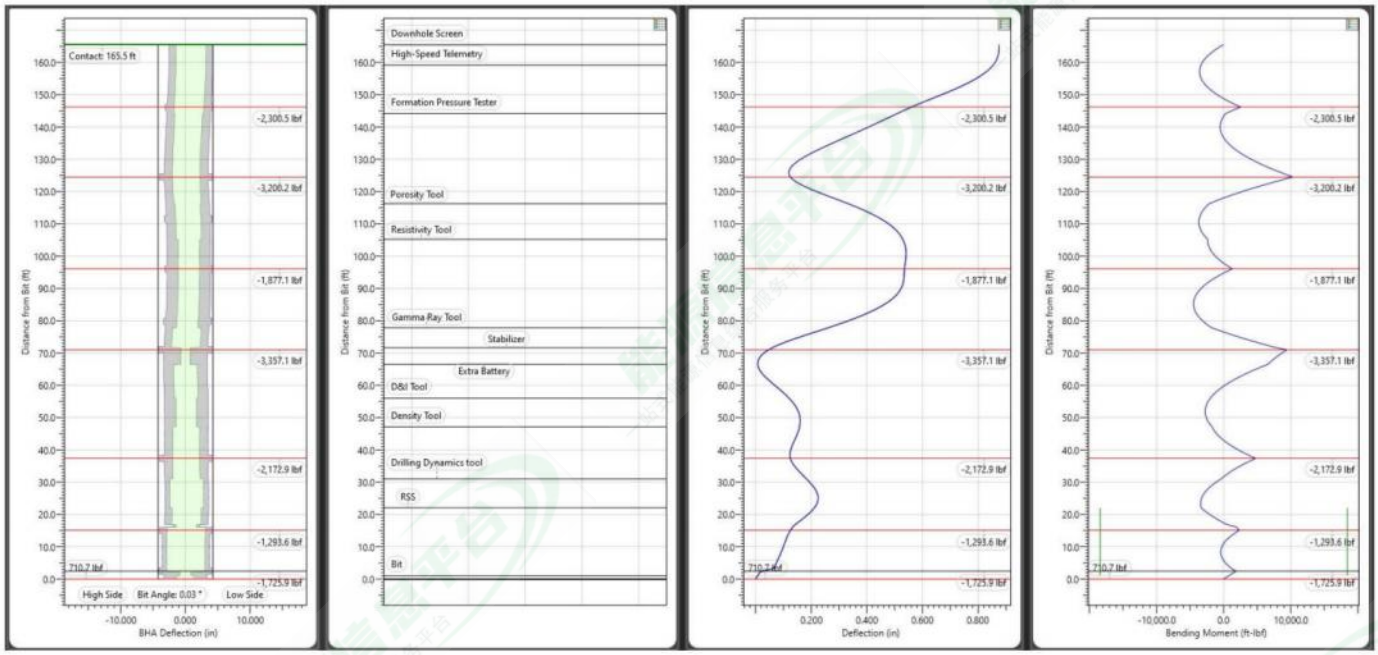


图 7软件中 BHA 元件侧向力模拟结果

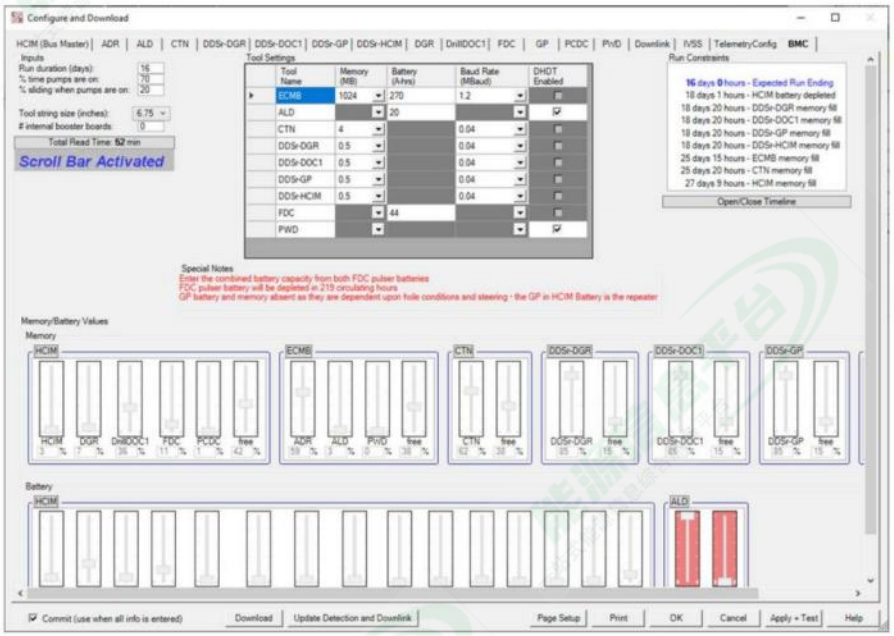


图 8　8 ½ 英寸横向截面的电池容量计算示例

钻井阶段

16 英寸孔部分从 20 英寸导靴钻到起始点，并开始将倾斜度从垂直方向增加到 54.5°。在井的这一点上，我们重点关注的是最大限度地减少定向工作，以确保井上的弯曲度最小，并在钻探井的其余部分（尤其是在井的深处）时最大限度地减少摩擦（扭矩和阻力）。通常，16 英寸井段中的第一次 BHA 起下钻是在钻井时使用电机 BHA 和陀螺仪进行的，以管理由于偏置井非常接近和碰撞风险而导致的启动。然而，在仔细审查碰撞风险后，获得了对准，可以将旋转导向系统与陀螺仪随钻工具一起运行，从而消除了更换 BHA 所需的行程。

12 1/4 英寸孔段从 13 3/8 英寸套管鞋开始。规划的方向规划要求将孔角度构建为 85° 的目标角度。在建立并保持与套管点的切线角度方面观察到了出色的 RSS BHA 响应,这是将井落入目标储层所需的。

遇到的主要挑战与粘滑振动有关,粘滑振动主要是通过保持软扭矩参数持续校准来控制的。

8 ½ 英寸的孔从 9 5/8 英寸套管鞋钻出,计划总深度为 50,000 英尺 MD。为了更好地了解油藏压力剖面,确保正确管理井控风险并选择限制超平衡所需的最小 MW,在 8 ½” 部分早期测量了地层压力。

发现储层压力高于预期,MW 必须增加 0.4ppg。此时,对泥浆特性的监测和非常严格的管理变得更加重要,因为从 40,000 英尺 MD 开始,裂缝梯度的限制将受到挑战。许多策略被用来管理 ECD,主要是用新鲜泥浆或基础油稀释、流量和转速管理。

随后,ECD 能够保持在井 TD 的限制内,如图 9 所示。图9显示了每天审查和讨论的关键特性的泥浆监测。

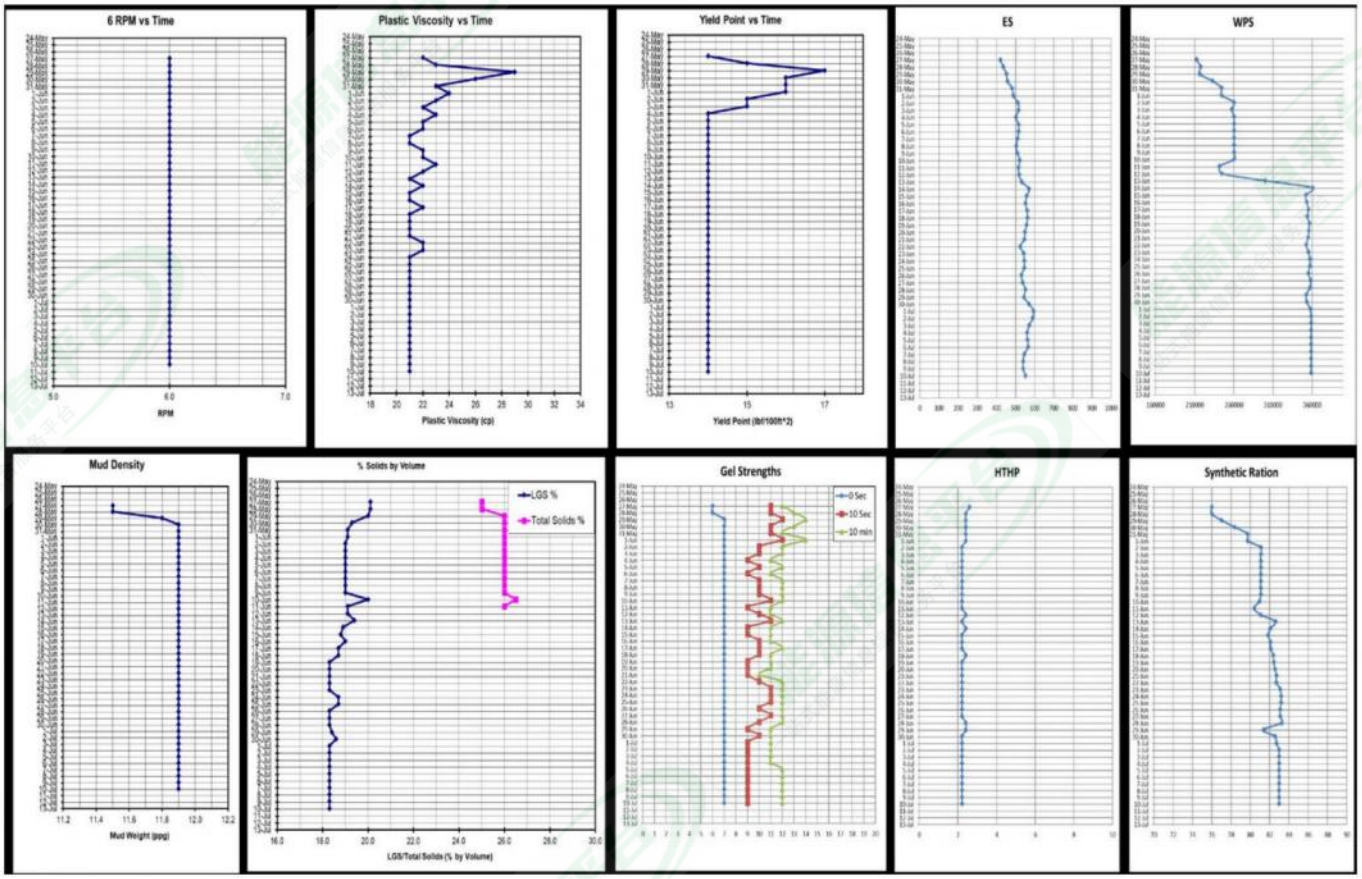


图9上图为主题井泥浆流变监测

在规划阶段需要与服务合作伙伴和作业地质部门密切协调,以将油井保持在储层的 “最佳”位置,并避免刮伤更致密的地层。这些致密层存在于目标储层的上方和下方,并且历史上曾导致钻头飞镖,从而增加了高达 20 k ft-lbs 的偏移井的额外弯曲度和扭矩波动。然而,在这个主题上,多功能团队的实力得到了证明,因为很少有编队界面导致额外曲折的情况。由此产生的扭矩可以在图 11中观察到。扭矩波动低于偏置井,直到大约 40,000 英尺,扭矩波动才达到峰值。

波动更加明显。还观察到阻力非常低,其中在 MD 34,000 英尺处经历了松弛损失（通常称为“负重量”）,该深度明显比偏移井深,已观察到偏移井失去了松弛能力MD 20,000 英尺。

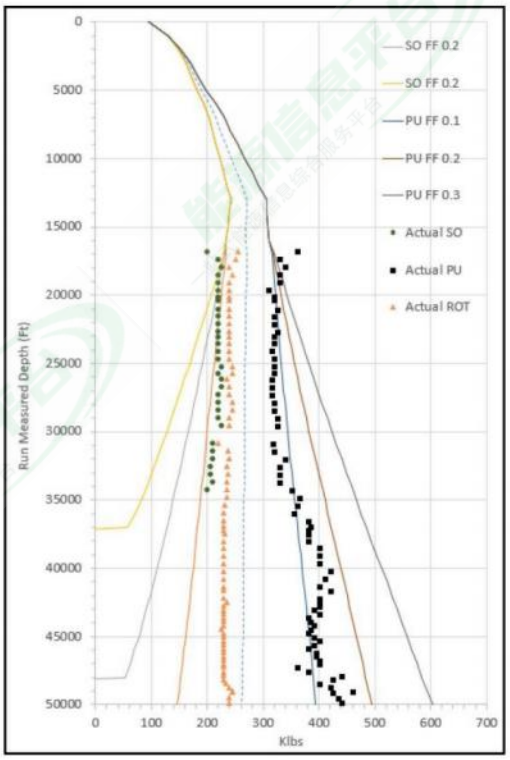


图 10　该图显示了在生产部分钻井时的阻力读数

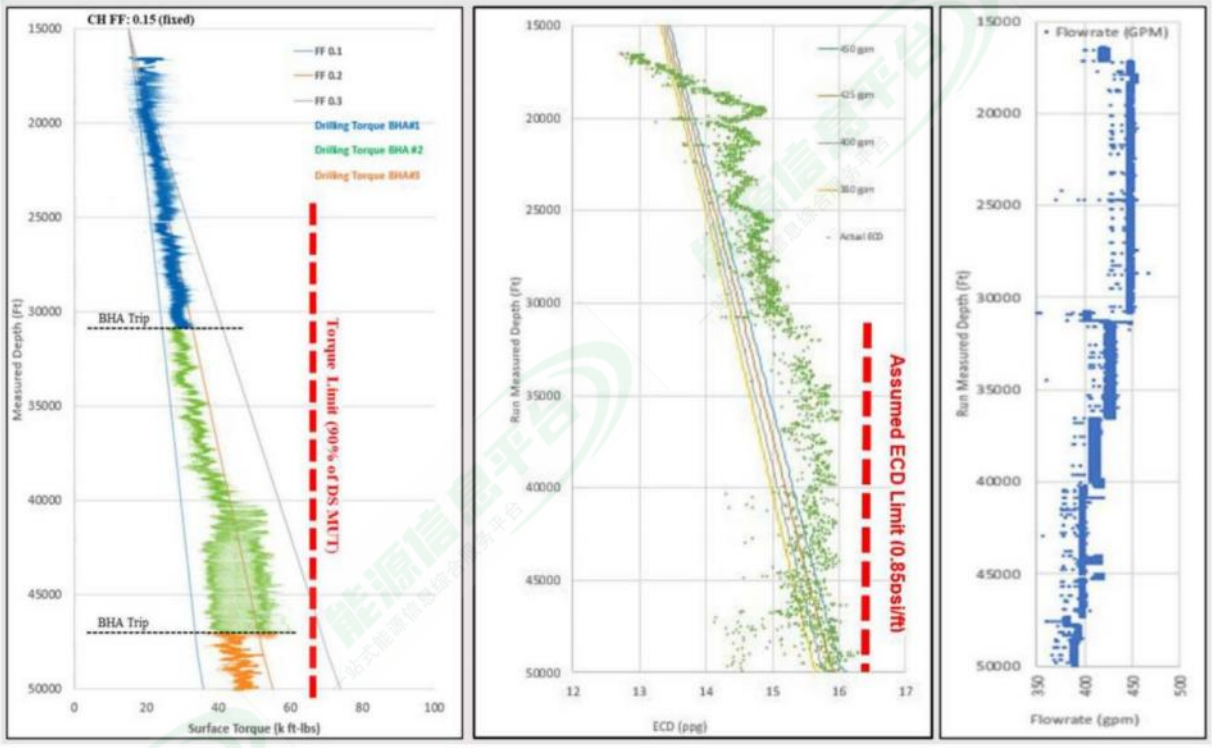


图 11　上图显示了钻井至 TD（50,000 英尺)时的地面扭矩、ECD 和流量读数。

需要重点关注监测井眼是否存在孔清洁不良或弯曲的迹象,并实施了在以前的井上开发的水平孔清洁实践,以最大限度地降低风险。对扭矩和阻力的关注提供了确定是否需要额外循环和/或连接处铰孔所需的信息,以及驱动决策是否需要短雨刮器行程或其他补救措施。

33,500 英尺的部分通过两次 BHA 起下钻进。每次 BHA 行程中都观察到井眼中的摩擦系数明显低于钻井时所经历的摩擦系数,这有助于提高钻压传输和钻井效率。这可能是由于地质导向的质量,但也由于钻井和反扩孔时的孔清洁实践,去除了井眼中可能存在的任何残留岩屑床和微曲折。举个例子,尽管在钻井作业期间失去了在 34,278 英尺处松弛的能力,但在使用第二个 BHA 下钻到 47,000 英尺 MD 时,BHA 能够一直松弛。此外,在钻探从 47,000 英尺 MD 到 TD 的其余部分时,第二个 BHA 从 40,000 英尺开始观察到的扭矩波动几乎消失,请参见图 11左图。

BHA 设计以及 MWD 和 LWD 工具提供的信息的使用用于优化整个部分的性能。放置在 BHA 中的钻井动态传感器使团队能够最大限度地提高钻压传输,同时最大限度地减少钻杆屈曲。这确保了能量通过钻柱更好地传输到钻头,并允许了解和减轻 BHA 中的振动,最终实现更高效的操作,成功达到总深度。在运行第二个 8 ½ 英寸孔 BHA 之前进行 BHA 建模是更好地理解和管理钻柱谐波的关键（图7）。

结论

大型海上油田的超级 ERD 开发计划的成功,最终在钻探时钻出了世界上最长的 ERD 井,这是多功能团队齐心协力可以取得成果的有力例子制定战略计划以扩展运营的技术和运营能力。这口全球纪录井的成就不仅是重大合作和规划努力的结果,也是多年来系统性和战略性应用经验教训的结果,以扩展大位移钻井各个方面的能力。

强大的团队专注于 ERD 油井设计的关键方面,并确保每个团队成员都了解并协调实现宏伟目标所需的关键成功因素,这一点至关重要。在这个全球最长 ERD 井的示例中,规划的重点是限制器以及如何扩展它们。

通过多种策略和策略来管理扭矩,包括井道设计和布置、底部钻具组合设计以及高角度水平孔清洁方法等操作实践。通过建模以及对泥浆特性的密切监视和管理来识别和管理水力挑战,以最大限度地减少 ECD。当 ECD 确实接近裂缝梯度时,可以通过降低流量同时仍然有效地清洁孔以及通过用新鲜泥浆或基础油稀释来进行管理。

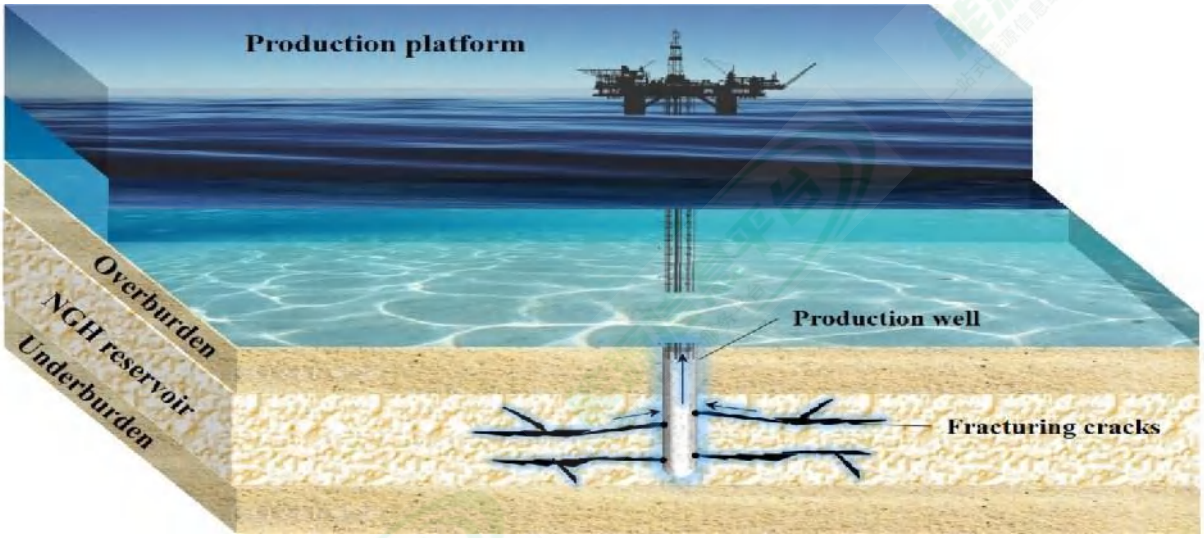
这种大位移井的交付通过现有设施的额外油藏接触减少了项目的总体碳足迹,并允许在开发计划的早期获得油藏数据,从而加速生产并减少资本支出。

该计划为本组织的延伸覆盖能力的持续测试奠定了基础。

参考

Alyan, M.、Martin, J.、Irwin, D. 2015。致密碳酸盐岩储层油田开发计划优化。于 11 月 9 日至 12 日在阿布扎比举行的阿布扎比国际石油展览和会议上发表。 SPE-177695-MS。 https://dx.doi.org/10.2118/177695-MS

Alyan, M.、Al Shamouty, B.、Tiwari, A. 等,2018 年。成功利用超长横向 MRC 井优化开发致密薄碳酸盐岩。于 11 月 12 日至 15 日在阿布扎比举行的阿布扎比国际石油展览和会议上发表。 SPE-193264-MS。 https://doi.org/10.2118/193264-MS



三、增产技术学术动态

1. 用于水下注水的深水浮式海上风力涡轮机概念

文献摘要：本文介绍了一种浮式海上风力涡轮机(FOWT)的设计技术，该涡轮机被设计用于向深水区域的海底注水系统(SWI)提供能源。该项目的主要目的是用风能取代燃气轮机提供的传统能源供应，从而有助于海上油气生产的脱碳。注水方案由巴西石油公司定义，包括水下泵、电力分配和控制系统，安装在 FOWT 上。利用长期的风、波、流组合数据，结合场址的海洋气象特征，采用耦合优化程序对 FOWT 子结构及其系泊系统进行了尺寸规划。采用 BESS(电池储能系统)来稳定离网电力系统，并优化以限制海底电动机停机。为了提供真实的注入水量估计，在分析中考虑了典型的风力机效率因素和故障率，并根据应用场景校准了维修时间。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

OTC-32829-MS

用于水下注水的深水浮式海上风力涡轮机概念

AN Simos,圣保罗大学海军与海洋工程系,巴西圣保罗州圣保罗； MB 萨勒斯和 RM
Monaro,圣保罗大学先进电网实验室,巴西圣保罗； MR Martins 和 J. Mas-Soler,圣保罗大学海军与海洋工程系,巴西圣保罗； A. 盖伊、内托和 GR
Franzini,圣保罗大学结构与岩土工程系,巴西圣保罗;圣保罗大学机械工程系 Carmo 学士,巴西圣保罗； CP Pesce 和 HM Morishita,圣保罗大学海军与海洋工程系,巴西圣保罗； DF Carvalho,CENPES/Petrobras,里约热内卢,RJ,巴西； GA Amaral,圣保罗大学结构和岩土工程系,巴西圣保罗； BC 利马,圣保罗大学先进电网实验室,巴西圣保罗； L。

圣保罗大学海军与海洋工程系 S. Terra,巴西圣保罗州圣保罗； A. Harger,圣保罗大学结构与岩土工程系,巴西圣保罗州圣保罗

版权所有 2023,海上技术会议 DOI 10.4043/32829-MS

本文准备在 2023 年 10 月 24 日至 26 日在巴西里约热内卢举行的巴西离岸技术会议上发表。

OTC 项目委员会在审查了作者提交的摘要中包含的信息后,选择了本文进行演示。论文内容未经海洋技术会议审查,如有修改,请作者指正。该材料不一定反映海上技术会议、其官员或成员的任何立场。未经离岸技术会议书面同意,禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要;插图不得复制。摘要必须包含 OTC 版权的明显承认。

摘要

本文介绍了有关浮动式海上风力发电机 (FOWT) 设计的技术问题,该风力发电机旨在为深水区域的海底注水系统 (SWI) 提供能源。该项目的主要目的是用风能替代燃气轮机提供的常规能源供应,从而促进海上油气生产的脱碳。注水方案由巴西国家石油公司定义,包括海底泵以及安装在 FOWT 上的配电和控制系统。 FOWT 下部结构及其系泊系统通过耦合优化程序确定尺寸,该程序通过风、浪和海流组合数据的长期序列考虑了该地点的气象海洋特征。采用BESS（电池储能系统)来稳定离网电力系统,并进行优化以限制海底电动机的停机。为了提供注入水量的实际估计,分析中考虑了典型的风力涡轮机效率因素和故障率,以及根据应用场景校准的维修时间。

介绍

油气生产脱碳是全球石油公司的主要目标之一。在巴西,大约 95% 的生产是在坎波斯和桑托斯盆地的深水区近海进行的,通常距离海岸超过 100 英里。因此,这种情况对于

采用未安装在浮式生产装置上的解决方案,在这方面,正在评估各种替代方案,以寻求减少温室气体排放的最佳策略。

最近， （Silva 等,2023)提出了一些正在研究的为巴西超深水域油气资产提供外部能源的方案。正在考虑的场景之一包括一个小型浮动风电场,该风电场将通过类似于 Equinor 的 Hywind Tampen 项目（惠特菲尔德,2020 年)采用的离网策略来满足 FPSO 的部分电力需求,但范围更大水深。尽管如此,其他可能的安排也涉及使用浮动式海上风力涡轮机（FOWT）,例如直接向海底注水（SWI)系统供电,这是本文讨论的主题。例如,作为 DNV-GL 进行的题为“双赢”的 JIP 的一部分（DNV GL，2019）,之前对此类申请进行了调查。

当然,评估此类企业的技术和经济可行性必须考虑许多不同的方面。因此,巴西国家石油公司和圣保罗大学 (USP) 正在开展一项广泛的研发、创新和创新项目,以探索与这一最先进技术相关的关键方面,并应对与其实施相关的挑战。在这方面,本文介绍了 FOWT 下部结构及其系泊线设计的评估研究结果,同时还提供了每年预期注入水量的准确预测。

为了实现这些目标,进行了案例研究,假设 FOWT 将安装在 2000 m 的水深中,并承受桑托斯盆地地区典型的气象条件。SWI系统的设计最大流量为9000立方米/天,总电力需求为4.85MW。泵安装在海底并通过电力电缆连接到FOWT。所有其他喷射设备也安装在 FOWT 的甲板上。尽管此处的分析将仅限于 IEA 15MW 参考风力发电机（Gaertner 等人,2020）,但该应用正在考虑不同容量的风力发电机。

FOWT 设计的选择遵循三个主要阶段:首先,对可用概念进行广泛筛选,然后考虑目标场景的特殊性,其中考虑到主要与涡轮机配对、FOWT 安装和水深有关的预见限制。

接下来,通过第一阶段选择的配置进行了初步优化程序,用于确定最小船体和系泊装置尺寸并估算其成本,这可以进一步减少最有前途的解决方案集。最后,第一阶段涉及更广泛的参数优化,以便定义每种配置内的最佳变化并设置浮动下部结构和系泊装置的主要尺寸。用于建造下部结构的材料是钢,系泊装置采用典型的混合装配进行建模,该混合装配由钢链和聚酯绳组成,考虑了悬链线和拉紧腿配置。优化框架寻求最小成本解决方案,同时遵守最小静态稳定性、机舱最大加速度和最大允许偏移的限制。一旦定义了 FOWT 尺寸,就会通过 FEM（有限元法)模型对结构进行模态分析,以证明结构的固有频率与转子和波浪的重要循环载荷的固有频率不一致。

为了预测注入水量,通过事后预测模型生成了作业现场的长期风变化序列（10年）,并将其作为独立电力系统（涡轮机+注入泵)分析的输入。然后,考虑涡轮机功率曲线、能量损失和风力涡轮机主要部件的典型故障率,评估风力发电的可用性。根据可用性预测,BESS 旨在提高系统稳定性并使泵停止次数达到可接受的水平。

上述分析中采用的方法的更多细节以及针对研究场景获得的主要结果将在下一节中介绍。然而,首先,将提供有关研究中考虑的参考涡轮机和环境数据库的附加信息。

设想

IEA-15MW 参考风力发电机

本工作中采用的参考风力发电机是最先进的 IEA 15MW 海上风力发电机
专为海上环境而设计。该涡轮机采用了先进技术,例如创新的
传动系统和发电机系统,确保高可靠性和可用性,减少维护
要求和运营成本。塔架的细节和转子机舱组件在
（Gaertner 等人,2020)并总结于表1 中。

表1IEA15MW转子机舱组件主要特性

范围	价值	单位
切入风速	3	[多发性硬化症]
切断风速	25	[多发性硬化症]
额定风速	10.59	[多发性硬化症]
额定功率	15	[兆瓦]
转子速度	5-7.56	[转数]
叶片数量	3	[-]
转子直径	240	[米]
轮毂直径	3	[米]
轮毂高度	150	[米]
RNA质量	1045	[t]
塔体质量	1263	[t]
--	--	--

环境数据

采用ERA5公共数据库（Hersbach等,2020)获取环境信息
选定的安装地点位于巴西里约热内卢近海约 200 公里处。
使用参考数据库中提供的数据,一组 32145 个 3 小时长的环境条件跨越
经过10年被选中。

关于风数据,数据库显示风速季节性振荡,主要是
风向为NE。为了便于说明,图 1提供了预期风速的箱线图
分析中考虑的年份之一的站点。风速是在轮毂高度（150m)处测得的。在
该图中,蓝条代表25%-75%的概率范围,红点代表极端
异常值。人们可能会注意到存在相当大的季节性。

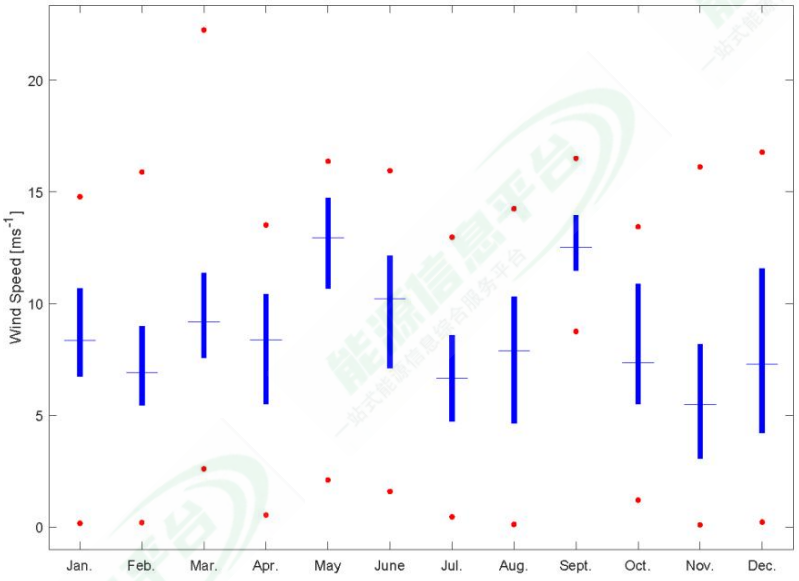


图1 月容量因子与风速的关系

使用 JONSWAP 频谱建模的海况包括从温和到恶劣的各种事件,显著波高 (Hs) 高达 5 m,最大峰值周期 (Tp) 为 25.3 秒。这些环境参数还与风感流相结合,速度值高达 0.2ms-1,且主要方向为 S/SW。

为了优化 FOWT 尺寸,这些数据与巴西国家石油公司估计的该地点的极端气象海洋数据（长达 50 年重现期)相结合。通过采用这种方法,优化过程可以考虑最严重的负载,同时依赖于平均加速度水平的可靠预测,例如,用于限制维护操作的停机时间。

FOWT 的定义

船体和系泊系统

这项工作中提出的 FOWT 概念是一种支持 15MW 风力涡轮机的半潜式平台类型。漂浮物的几何配置类似于（Christopher 等人,2020)提出的几何配置,由支撑塔的中心柱和通过浮桥连接的三个外部柱组成（图2）。然而,其尺寸是对 FOWT 下部结构和系泊装置进行参数优化的结果,其中重点在于整体性能和降低特定地点条件下的总体成本。此外,该概念还提出了一个可容纳配电、控制系统和 BESS 模块的平台。



图 2　半潜式 FOWT 概念示意图

该优化方法在（Mas-Soler, et al., 2022)中提出,并简要描述了其基本原理附录A中提供了主要浮体元件的尺寸,如表 2所示,主要浮体元件的尺寸见表 2。FOWT 的惯性数据如表3所示。

表2FOWT主要尺寸

范围	价值	单位
高度（从龙骨到旋翼轮毂）	162.40	[米]
草稿	16:00	[米]
气隙	15:00	[米]
总长/梁	90.91	[米]
浮桥高度	4.00	[米]
艏浮筒长度	41.00	[米]
左舷和右舷浮桥长度	45:00	[米]
柱外径	15:00	[米]
中心柱直径	10:00	[米]

表 3FOWT 惯性数据

范围	价值	单位
大量的	15510	[吨]
重心高度（距龙骨）	23.54	[米]
滚动惯性	4.11E07	[吨·平方米]
俯仰惯量	3.96E07	[吨·平方米]
偏航惯量	1.28E07	[吨·平方米]

注意:相对于原点位于 CG 位置的参考系计算的惯性

值得一提的是,表 3中给出的 FOWT 质量包括系统的结构质量及其镇流器。事实上,与 FOWT 排水量相比,RNA 重量（约 1000 吨)相对较小。系统的大部分体积是为了承受转子推力施加的横倾力矩,在 10.6 m/s 的标称风速下达到 2.78 MN。出于机械原因,应避免机舱过度倾斜,并避免损失转子效率。在本设计中,施加的最大横倾角为 8 度。因此,镇流器通过降低 FOWT 的质心来提高 FOWT 的稳定性。它总重 7500 吨,其中大约一半由固定（混凝土)压载组成,另一半由水压载（50%)组成。压载舱主要布置在浮箱内,混凝土压载物布置在中心柱下方的区域。

优化过程中还使用风力涡轮机的最大推力,以保证 FOWT 满足 DNV-ST-0119 标准（Hopstad、Argyriadis、Manjock、Goldsmith 和 Ronold,2018)规定的基本稳定性要求。

如上所述,FOWT 的优化方法使用特定地点的长期环境数据系列,可以更好地评估风、波浪和水流造成的载荷。所应用的限制之一是指在维护操作期间可以容忍的机舱的最大加速度。该设计确保在Hs < 3.0m的所有海况下,这些操作的停机概率低于 5% 。因此,优化的 FOWT 概念的动力学特点是波浪响应幅度小,自然周期高（升沉约为 17.0 秒,横摇和纵摇约为 28.0 秒）。

浮体设计过程中的另一个考虑因素是气隙和可能的波浪对甲板的影响。为此,我们进行了分析,考虑了现场的环境统计数据、每种条件下平台的横倾以及柱子上预期的波浪爬升。在此分析的基础上,将桥面布置在最方便的位置,并定义了15m的气隙（外柱顶部）,以确保不会发生明显的水动力影响。

系泊系统针对 2000 米水深进行了优化,系泊系统设计变量包括角度拉紧和悬链线松弛配置。由此产生的系泊装置每列有两条线,每条线具有三个不同的段（链-聚酯链）。由于现场环境载荷的方向分布,三组系泊线并不完全相同。考虑指向外柱的 x 轴,与图 2中的轮毂方向（右舷侧的设备甲板)对齐,并假设这是“船首”方向。船首柱中的线间隔 20 度,而左舷柱和右舷柱中的线间隔 5 度（见图3 ）。系泊半径/深度比为 1.59（船头)和 1.49（左舷和右舷）。需要强调的是,这种配置作为基础系泊设计,可根据具体情况进行调整,以满足特定的底部布局要求。

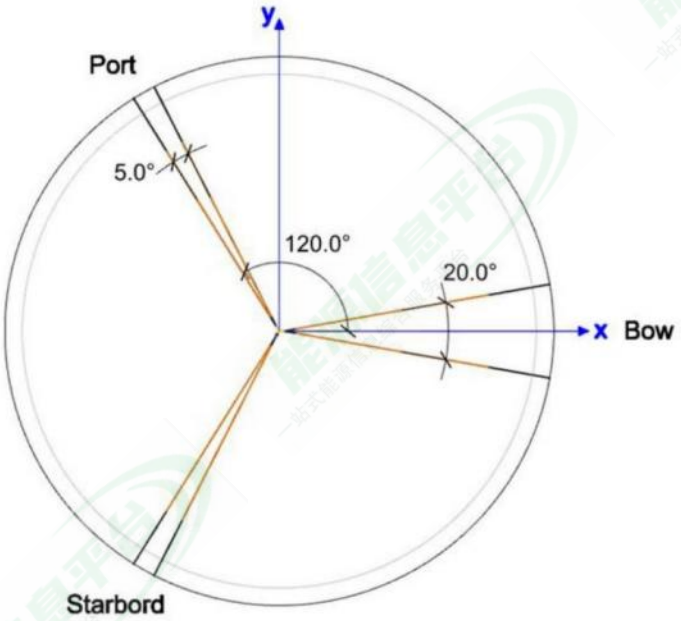


图3 系泊布局

6条线的结构相同,第一段与海底接触,是一条长714.7m、直径89mm的链条。中间段由直径为160mm的聚酯绳组成,长2680.2m。顶部部分由与底部部分相同的链条组成,长度为 178.7m。系泊系统在浮体上产生约 740 吨的垂直载荷。

最大预期偏移量为 115.0m,相当于水深的约 6%。它是在涡轮机最大推力与波浪和水流几乎与风向一致的环境条件下达到的。在这种情况下,最大负载系泊线的结构安全系数估计为 2.17（计算为静态负载乘以 1.2 的动态放大系数 (DAF) 与聚酯段的最大断裂强度 (MBS) 之间的比率）。

优化过程中做出的所有预测随后均通过 OpenFAST 软件的动态模拟进行验证。模拟结果还用于证明系泊系统符合 (Hopstad, Argyriadis, Manjock, Goldsmith, & Ronold, 2018) 中规定的 DNV 要求,考虑一根绳索故障的最终和意外极限状态。

关于 FOWT 对涡流引起运动的敏感性的研究也在进行中。为此,正在研发项目范围内开发理论降阶模型,并计划在不久的将来进行实验测试。

结构模态分析。 FOWT 承受由转子 (1P) 和叶片 (3P) 旋转产生的风、波浪和循环载荷等动态载荷。它们的结构设计必须保证系统的固有频率不受这些载荷的频谱影响,以防止其动态响应放大。为了证明这一点,应该对 FOWT 进行模态分析以获得结构的固有频率。

这是通过有限元软件Ansys Mechanical及其参数化编程语言APDL 完成的。塔架以及浮动下部结构的柱和浮桥被实现为梁,而转子机舱组件（RNA)被视为刚体并被实现为塔顶的节点惯性元件。下部结构的道碴被离散化,并作为节点惯性单元应用于有限元网格的相应节点。浮子的增加质量也以这种方式建模,被解释为下部结构的水下部件质量的字面增加。除了软件结果之外,还利用条带理论估计了它们的值

WAMIT®。更详细地描述了该方法以及模态分析的其他方面
FOWT 可以在（Vieira 等人，待出版）中找到。

表 4列出了结构的前 6 个固有频率/周期以及对结构的描述
相应的振动模式。基本模式，如图4所示，是侧向弯曲模式
塔的旋转与相应的下部结构的实际刚性旋转。要检查是否发生
表 4的结果应与图5中给出的载荷谱进行比较，该载荷谱经过调整
来自（Christopher 等人，2020）。

表 4　涡轮自然频率

模式	频率[赫兹]	期间[s]
第一塔侧弯	0.401	2.50
第一塔前后弯曲	0.424	2.36
第一塔扭转	0.660	1.51
第二塔侧弯+浮桥弯	0.851	1.17
第二塔前后弯曲 + 浮桥弯曲	1.060	0.94
浮桥弯曲	1.35′	0.74



图 4　第一种振动模式：左右弯曲

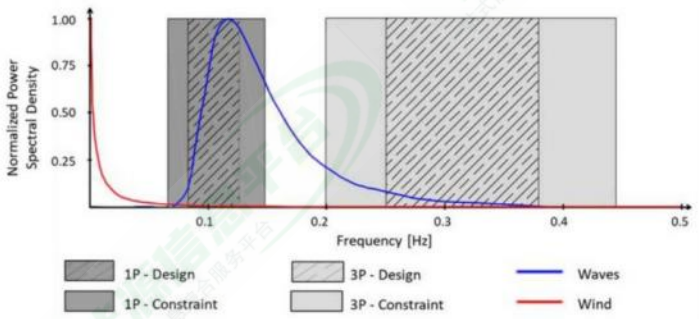


图 5　负载频谱（Vieira 等人，待发布）。改编自（Christopher 等人，2020）

可以看出，前两个频率接近所谓“3P – 约束”的上限
频段，这意味着 FOWT 在其工作过程中可能会经历一些共振事件
寿命。约束带对应于设计的 1P 和 1P 的概率定义的扩展

3P 频率涵盖了考虑到涡轮机浮动的情况下转子和叶片可以实现的频率范围（Christopher 等人,2020）。理想情况下,FOWT 的基频应在此范围之外,这需要增加其刚度。然而,在实践中,这可能不值得,因为设计范围之外的 3P 频率的出现是一个概率事件,而其他措施（例如涡轮机控制器的定制)可以帮助避免结构问题。然而,这种分析留待 FOWT 设计的更高级阶段进行。

维护支持参数

Dewan（2014)指出,海上风电场的运行和维护（O&M)占其生命周期总成本的 40%,而海上风电机组的可靠性及其维护所需的资源可能代表约占能源生产总成本的 30%,如（Dinwoodie、Endrerud、Hofmann、Martin 和 Sperstad,2015 年)中所示。虽然深水浮动风力涡轮机取得了相当大的开拓性发展,但用于评估系统性能的可靠性、可维护性和可用性分析（已在设计阶段)的考虑将对预测涉及的成本和发电量产生积极影响。此类企业的生命周期。

在设计和详细设计阶段采用概率方法和标准需要提供适合正在开发的模型的统计数据。部分统计数据是通过跟踪对已投入运行的一个或多个工厂或设备的组件和/或系统的故障率进行个性化分析来开发的。从概念上讲,数据库不仅包含根据预定义标准排序的信息,而且还包含一组程序,范围从收集有关组件和事件的数据以及与环境因素相关的信息,到估计统计参数,经历一个阶段数据处理和随后的概率模型验证,使理论更接近观察到的现实。

本项目范围内的 RAM 分析（可靠性、可用性、可维护性)主要旨在确定系统的可用性,该系统由浮动风力涡轮机组件和连接的海底注入系统组成。许多出版物涉及陆上和海上风力涡轮机（包括浮动风力涡轮机)的 RAM 分析,但有关在隔离电气系统和/或深水中运行的设备的文献实际上不存在。

风力涡轮机的可靠性数据库包括涡轮机及其子系统的历史故障、维修和停机时间。与陆上系统可用的数据库相比,海上风力发电数据库的可用性仍然很少。然而,海上风电行业现在面临着无数的运营挑战,例如需要提高组件和子系统的可靠性以及应用和开发运营和维护策略以降低成本。人们认识到,关于浮动式海上风力涡轮机的故障率和维修率的数据库仍然很少,并且在可用时,它们提供了不同的分类和分类法。

众所周知,如（Zanforlin、Schleder 和 Martins,2017)中所述,选择用于执行 RAM 分析和风险分析的数据库必须考虑到可用数据很少会匹配与正在开发的项目具有相同特征的系统。在（Dao、Kazemtabrizi 和 Crabtree,2019 年)的工作中还观察到,在比较陆上和海上系统时（基于故障率和停机时间）,关键子系统有所不同。附录B简要回顾了用于定义 RAM 分析中采用的代表性故障率的主要数据。

该方法是使用蒙特卡罗模拟技术和直接执行的逆变换方法开发的（Zio,2013）,其中系统转换是通过直接对涡轮机每个组件的所有可能转换的时间进行采样,将这些转换组织在发生时间的升序,预测任务时间内的故障历史记录（逐个子系统）。

因此,当其中一个涡轮机部件发生故障时,涡轮机将不会产生能量,直到维修

修理组件。具有指数分布的故障率和维修率用于 RAM 分析的蒙特卡罗模拟,考虑到构成涡轮机的部件的故障和维修数据（如前所述）。

仿真算法首先检查涡轮机及其所有部件运行的可用性。使用每个涡轮机部件的故障时间的概率分布（从每个部件的故障率获得）,为每个部件的所有可能的状态转换（从运行到故障)生成随机时刻。过渡时刻在时间轴上按升序排列。接下来,选择涡轮机的最小转换时间,将其状态从“运行”更改为“故障状态”,从而影响涡轮机的可用性。从此时起,涡轮机将不再发电,直到进行维护为止。

维护过程首先检查备件的可用性、船舶的可用性以及维护团队的可用性。还考虑了使这些物品可用所需的时间。
当所有必要的维护项目均可用时,将检查给定时刻的海况,以评估船舶在故障状态下释放至涡轮机的可能性。一旦船舶被释放,就会计算到达涡轮机的运输时间,从而启动涡轮机的维修。在修复时间（根据涡轮机的修复时间概率分布生成)之后,系统将进行新的状态转换,将其状态从“故障”更改为“运行”。随着涡轮机恢复运行,系统会采样新的故障时刻,更新时间线以将这个新的转换包含在状态转换集中。重复该例行程序直到任务时间完成,始终按照故障时刻的升序检查必要的维护。当模拟总数完成时,计算平均运行可用性值,评估系统的运行可用性。

对于可用性计算,考虑了数年的任务时间,时间增量为一分钟,以验证涡轮机针对特定风速的容量系数。半合成风系列是根据安装现场的实际测量数据创建的。使用按小时离散的 10 年风序列和时间步长为 5 秒的 6 个月序列。创建半合成风系列是必要的,因为泵停止次数和电池循环次数很大程度上受到风系列时间步长的影响,并且在一小时的间隔内,有关系统动态的许多信息都会丢失。因此,将这两个系列组合起来,目的是利用一个系列良好的离散性和另一个系列的月度和年度季节性。由于缺乏额外的测量数据,将6个月系列复制为一年系列,并通过月度尺度进行调整,计算为10年系列月平均值与10年系列月平均值之间的比率。一年系列。结果,获得了 5s 时间步长的 10 年风序列。这样可以识别技术不可用时刻（涡轮机由于其组件之一故障而无法使用)以及操作不可用时刻（将技术不可用与由于风速不匹配而无法发电的时期结合在一起）。

结果,将提取每种故障类型的停机次数,表明模拟的操作和技术停机时间,以及涡轮机的技术和操作可用性。在任务期间以一分钟的时间增量进行了一千次模拟,进行了 RAM 分析。为了验证平均值,以一小时的时间增量额外计算了一万次模拟。

根据涡轮机的平均可用性数据,进行了五次 RAM 分析模拟（使用蒙特卡罗方法进行了一千次模拟）,其中将故障顺序和技术不可用时期纳入风力序列中,对涡轮机的故障和维护周期进行采样。该信息随后用于获取喷射泵的流量并优化用于减少喷射泵停止次数的 BESS。

电池储能系统（BESS）

众所周知,由于缺乏电网主支撑,孤立电力系统可能面临严重的稳定性问题和与运行连续性相关的困难（Yang、Bremner、Menictas 和 Kay,2018）。因此,在向可再生能源渗透率更高的系统过渡的情况下,找到提高稳定性并确保有足够电力来满足需求的解决方案至关重要。在这种情况下,ESS（能量存储系统)是一个有前途的解决方案。这些系统用于确保发电和负载之间的一致平衡,允许在过剩时存储能量,以在发电不足或零发电时进行补偿（ Zhang 等人,2021 年）， （Sarvi 和 Barati.,2010 年）。

此外,这些系统还承担其他功能,例如提高电能质量和系统可靠性、电压支持和频率调节,以及在传统系统中实现可再生能源的更大渗透（Faisal、Hannan、Pin Jern Ker、Mansor 和 Blaabjerg， 2018 ）。

ESS 有多种技术可供使用,但 BESS 被广泛使用,是全球最常见的储能形式。在多种电池类型中,锂电池是最受欢迎的。尽管市场上存在各种各样的锂电池,但与其他技术相比,所有锂电池除了重量轻、灵活且维护率低外,还以其高能量密度和低自放电百分比而闻名（McIlwaine 等人） ., 2021)。通过对市场上可用替代方案的比较分析,基于锂电池的 BESS 被认为是最适合该项目具体应用的技术。由于安装系统的海上风力发电机浮动结构的重量和空间限制以及对扰动场景快速响应的需求,使得该技术脱颖而出。

为了定义最合适的 BESS 容量,开发了一个优化问题,并根据存储系统的电池容量和功率转换器进行了灵敏度分析。该优化旨在优化电池调度,同时尊重操作约束和客观目标。该问题的三个关键因素是注入速率、泵停止次数和电池循环次数。第一个取决于油井的采油性能,而第二个则与维护成本直接相关,也影响注入量。至于电池的循环,应对其进行监控,并尽可能将其最小化,以延长系统的使用寿命,最终降低与设备更换和安装相关的成本,这一功能在偏远海上尤为重要地点。

初步分析表明,注入速率并未受到存储容量的严重影响,而停泵情况也是如此（Lima、Monaro 和 Salles,2022 年）。因此,在限制电池循环次数的同时尽量减少停车次数的解决方案被证明是最合适的,并在本次工作中得到采用。

考虑到作为问题输出的泵功率,喷射速率是在优化之外计算的。由于时间和计算处理的限制,在限制泵停止和循环的同时最大化注入的理想方案是不可能的。该问题的输入是风力发电、电池能量容量和转换器功率。作为输出,在定义的时间间隔内,程序返回最佳电池调度、注水率、泵停止和循环次数以及削减的总能量。有关数学发展以及所考虑的参数的详细信息可以在附录A中找到。

结果 预测的可用性和注入率

在没有 BESS 且任务时间为 10 年的情况下获得的结果表明,操作不可用性为 24.83%,标准偏差为 0.92%。这种不可用性意味着 21,756 小时不活动。值得注意的是,当涡轮机的切入速度或喷射泵的最小功率达到时,计算出的不可用性将由于涡轮机故障（直到维护完成)而导致的不可用期与由于风速不足而导致的不可用期结合起来。没有达到。这

每个子系统的平均故障数可以在表5中观察到,其中可以看出
变桨/液压子系统和电子元件的故障最为集中。

表 5 故障次数汇总

故障类型	叶片和轮毂偏航		支持结构	变桨液压传动系统		发电机	电气成分
小修	7.10	1.90	14.60	15.60	1.30	7.20	15.70
大修	0.30	0.30	1.20	1.80	0.10	2.60	2.00
替代品	0	0	10	0	0.50	0.40	0

有了这些结果,就可以反馈半合成系列的数据,并结合
用于研究电气系统及其与电池的相互作用的涡轮机故障期
喷油泵,在报告的标准偏差内总共有五种可能的维护路径。

将可用性结果暂时应用于半合成风系列,电池调度
进行了优化。考虑10年的运营跨度解决了优化问题
以 1 分钟时间步长(dt) 离散化。分析了十对电池容量和电源转换器
并且,对于每一对,进行了五次模拟,RAM 分析中生成的每个系列进行一次模拟
上一节中描述。这项工作中分析的所有参数也将与结果进行比较
忽略可用性损失时获得的结果,以便更好地评估其影响。

图 6显示了平均每日注入速率的结果。上图显示了当
忽略可用性损失以及五种可用性场景获得的平均值。
下图显示了五次模拟中每一次的结果,从而得出了所示的平均值
上图中。总体而言,人们可能会注意到注入速率与
BESS 容量,随着电池容量的增加,注入速率略有降低的趋势。这
出现明显的矛盾是因为优化优先考虑以较低功率为泵供电
水平,以保持运行的连续性并减少泵的停机次数。这
注入方程中考虑的效率变化是造成这种现象的原因。可用性
损失导致所有 10 个 BESS 容量的日注入率降低约 21%
经过考虑的。五种可用性情景的标准差在 166 至 169立方米/天之间变化。

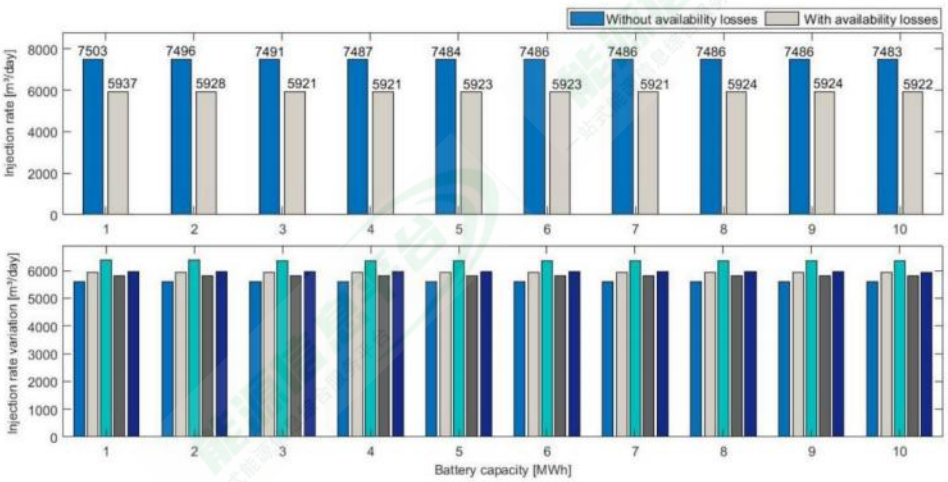


图 6 每日注入速率(顶部)和五个的输出
用于估计平均注入速率的模拟(底部)

作为对下面结果的重要补充,模拟了不考虑可用性损失的非电池场景,结果发现平均为 7.500立方米/天。该结果证实 BESS 对注入速率几乎没有影响。

另一方面,图 7显示了每年停泵次数的结果。每年最多需要 100 次停靠,这被证明是定义 BESS 容量的最关键因素。与注入速率不同,该参数很大程度上受电池尺寸的影响,并且在增加存储容量时会显著降低。还可以观察到,在某些情况下，考虑到可用性损失时,停泵次数会减少。这是因为,在考虑这些损失时,模拟中会偶尔引入一些长时间不活动的情况（主要是与组件的大修/更换相关的情况）。相反,在某些情况下观察到的停靠站数量的小幅增加可能是由于故障插入的停靠站的结果。根据这些结果,1 MWh 的存储容量足以满足每年所需的停车量。然而,由于像这样的复杂分析涉及不确定性,2MWh 容量似乎是一个更安全的选择,可以确保合理的误差范围。对于此参数,五次模拟的标准偏差范围为每年 1 到 0.3 次停止。

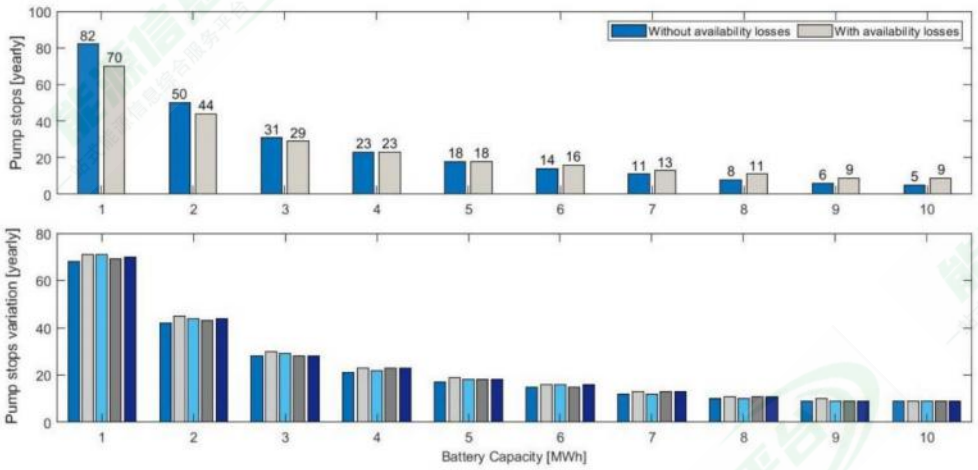


图 7　每年停泵次数（顶部）。下图显示了用于估计每年停泵次数的五次模拟的结果。

对于没有 BESS 的情况,每年平均停泵次数为 8,019 次,这个比率将使应用程序变得不可行。然而,大多数此类停止的持续时间都很短,从上面的结果可以看出,采用存储系统能够显著缓解该问题。因此,从这个意义上说,BESS 不仅被证明是该应用的有效解决方案,而且还证实,在考虑预期停机次数时,没有任何额外支持的操作是不可行的。

关于电池循环次数,图8显示了10年运行期间获得的总值。在考虑可用性损失时该参数的减少也可以用这种情况下系统不活动的时期来解释,这降低了电池运行的可能性。如果以电池寿命终止时总共 6000 次循环作为参考,尽管还有其他因素可能影响该值,但分析中获得的估计值代表了在此类电池中使用电池的积极迹象。应用。给出的平均值的标准偏差范围在 6 到 63 个周期之间。

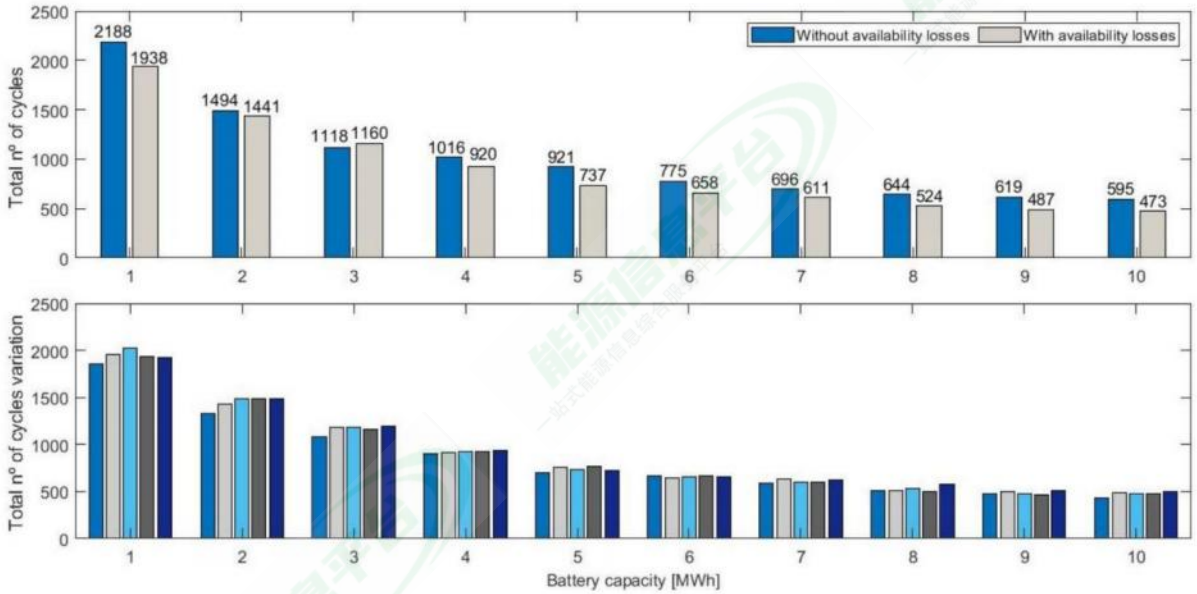


图 8　10 年跨度的估计总电池周期（上图)和下图显示了用于估计总电池周期的结果。

最后,考虑到可用性损失,该期间产生的总能源为 391.32 GWh,与忽略这些损失的情况相比减少了 22%。然而,同样需要强调的一个特点是,所有分析的电池容量的弃电率平均达到 41%,这表明可用能源的利用相对较差。这可能有利于使用较小的风力涡轮机,目前研发项目正在研究这一方面。然而,这一决定并不是一个简单的决定,因为它涉及许多额外的考虑因素,例如在 FOWT 的使用寿命期间为多个 SWI 系统供电的可能性。

结论

本文讨论了 FOWT 设计中涉及的一些主要特征,该 FOWT 旨在为超深水中的 SWI 系统提供所需的能量。重点放在两个主要方面:浮标及其系泊系统的设计以及注入水量的预测。两者对于对此类企业进行经济评估都是必不可少的。

关于 FOWT 设计,进行了讨论,指出了稳定性和运动方面最相关的限制,并提出了主要尺寸。还描述了预测注入水量所采用的方法,重点强调了储能能力的必要性,以稳定电力系统并将 SWI 泵的关闭数量保持在合理水平。此外,定量结果说明了注入量、每年泵停率和电池循环次数等重要参数对所选 BESS 容量的敏感性,以及考虑风力涡轮机故障带来的影响。后一个方面是通过广泛的 RAM 分析引入的,考虑了主要涡轮部件的典型故障率。

所有结果都是作为正在进行的 R、D&I 项目的一部分获得的,该项目研究 FOWT 在深水中应用的技术和经济可行性。从上述讨论中,人们可能会推断,离网系统中涉及风能的应用相当复杂,尤其是为深水中的 SWI 系统供电的应用。据作者所知,这项调查是第一次针对这种情况进行调查;然而,这与巴西石油和天然气行业非常相关。

许多工作任务对于完成本研究中评估的系统的设计至关重要,例如进行经济可行性评估或对项目的关键方面进行深入评估（例如详细的结构分析）。这些工作线程已留作未来的工作。

2. 利比亚海上气田:利用海上平台技术激活海底油井提高产量

文献摘要：本文讨论了一个实际的案例研究应用，该技术允许运营商在利比亚海上无需任何海底作业的情况下重新建立原料气生产。该方法包括通过传输钝化信号来产生电动/电化学效应，从而提高海底电缆的绝缘电阻(IR)，从而使电力能够重新使用，并导致海底井的重新激活。长期作业和暴露在恶劣的海底环境条件下，可能会导致电缆、脐带缆和电气设备的绝缘性能随着时间的推移而下降。其中最常引起湿气侵入的是大多数常用的保温材料。这种影响会降低介质强度，增加电流泄漏，并导致海底系统的持续退化，最终导致海底系统故障。事实上，海底电气故障的影响在时间/成本和收入方面都是巨大的。事实上，从历史上看，更换电缆、设备甚至脐带缆一直是解决这一问题的唯一方法，在这种情况下，应用上层技术是解决海底电气问题的最佳方案，可以最大限度地提高效率。利比亚海上的实际案例研究应用包括一个动态过程，该过程为低 IR 提供了积极的“修复”解决方案。该技术安装在海底输出模块(SOM)中，是管线绝缘监测(LIM)面板的一部分。它由钝化信号组成，该信号应用于系统电力导体和地面之间，通过电动/电化学效应产生连续的、动态的、不导电的沉淀物，从而增加 IR。上层技术应用的目标是在由 6 口海底井组成的 midline 歧管中重新建立原料气生产。2022 年 9 月，IR 减少导致部分失效，只有 2 口气井仍在使用。2022 年 11 月，由于 IR 低，整个 MLM 系统停产，导致天然气总产量损失。2022 年 12 月，通过上层解决方案恢复了全部 MLM 生产。在顶部信号激活后，预安装 IR (~173 kOhms)立即提高，可以在几小时内实现全井采油。本文通过在利比亚海上的实际案例研究应用证明了该方法的附加价值。生产影响超过了 80 万立方英尺/天的原气，使得在第一次 IR 问题发生后的几个月内就可以重新建立平台，而无需采取任何海底作业，预计可节省约 2000 万美元的成本。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

SPE-217052-MS

利比亚海上气田:利用海上平台技术激活海底油井提高产量

N.阿拉瓦尔,MOG。 S. Raniolo、C. Esposito、F. Guzzo、N. Polzone、K. Mazzocchitti、N. Allegro、E. Trovato 和 M. 韦尔加尼,埃尼公司； E. Ong 和 T. McCudden,Viper Innovation Ltd.

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/217052-MS

本文准备于 2023 年 10 月 2 日至 5 日在阿联酋阿布扎比举行的 ADIPEC 上发表。

在审查了作者提交的摘要中包含的信息后,SPE 项目委员会选择了本文进行演示。论文内容未经石油工程师学会审阅,作者有权更正。该材料不一定反映石油工程师协会、其官员或成员的任何立场。未经石油工程师协会书面同意,禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要;插图不得复制。摘要必须包含对 SPE 版权的明确承认。

摘要

本文讨论了上部技术的真实案例研究应用,该技术允许运营商在利比亚近海无需任何海底活动即可重新建立原料天然气生产。该方法包括通过传输钝化信号来增强海底电缆绝缘,以产生电动/电化学效应,从而增加绝缘电阻（IR）,从而能够重新施加电力并导致海底油井重新激活。

长期运行和暴露在恶劣的海底环境条件下,随着时间的推移,可能会导致电缆、脐带缆和电气设备的绝缘性能下降,这通常是由于大多数常用绝缘材料受潮所致。这种效应会导致介电强度降低、漏电流增加以及持续退化,最终导致海底系统故障。事实上,海底电力故障对时间/成本和收入的影响都是巨大的。事实上,从历史上看,更换电缆、设备甚至脐带缆一直是解决这个问题的唯一方法。

在这样的框架中,上部技术的应用代表了解决海底电力问题的最佳解决方案,使效率最大化。利比亚近海的真实案例研究应用包括一个动态过程,为低 IR 提供积极的 “处理”解决方案。该技术安装在海底输出模块 (SOM) 的上部,是线路绝缘监测 (LIM) 面板的一部分。它由钝化信号组成,该信号应用于系统电源导体和地球之间,通过电动/电化学效应产生连续、动态、非导电沉淀物,从而增加 IR。

上部技术应用的目标是重新建立由 6 口海底井组成的中线管汇的原气生产。 2022 年 9 月,IR 降低导致部分失效,仅 2 口气井保持活跃。 2022 年 11 月,由于 IR 较低,整个 MLM 系统被关闭,从而导致天然气总产量损失。 2022 年 12 月,通过上部解决方案恢复了全面的传销生产。在顶部信号激活后,约 173 kOhms 的预安装 IR 立即增加,允许在几个小时内恢复全井。

本文通过利比亚近海的实际案例研究应用展示了这种方法的附加值。生产影响超过 80 MMscfd 原料气,使得从第一个 IR 问题发生后的几个月内即可重建平台,而无需采取任何海底活动,预计节省成本约 20 M$。最后,天然气产量的全面恢复通过全面的原气产量覆盖开采和随后的水管理改善了油藏管理策略。

介绍

本文介绍了上部结构技术的成功应用,该技术允许恢复受电气低绝缘影响的利比亚近海海底油田的电力和通信分配。

通过部署这项技术,可以在几个月内恢复天然气生产,并且只需对上部设施进行少量投资,而不是采用更昂贵和复杂的解决方案来处理海底脐带缆的回购和相关的海底安装活动。

电绝缘性低是海底领域的常见问题。它通常是由连接器或脐带电缆内部进水引起的,并且可能从开发的早期就出现。故障位置的识别很复杂,由于潜水员或 ROV 的可及性而变得复杂,并且通常无法目视检查损坏情况。在设计阶段有效利用备用理念和可恢复装置可以减少运行期间的停机时间,提高海底系统的可用性,但它们通常不足以避免问题,解决该问题的唯一解决方案是更换海底设备。这可以是简单的电气飞线,也可以是整个海底脐带缆,需要更长的时间安排和巨大的采购、制造和安装投资。

本文描述的解决方案可以避免复杂的海底海上活动,并且通过安装上部设备可以通过脐带电缆传输钝化信号,在脐带电缆内部产生动电/电化学效应,将绝缘电阻（IR)恢复到向海底网络传输电力和通信的可接受值。

理论和定义陈述绝缘电阻 (IR) 恢复是一个动态过程,可

为海底电缆、脐带缆和连接器中进水引起的低绝缘电阻提供预防性和主动的“修复”解决方案。 IR 恢复采用的过程通过在系统电源导体和地球之间传输钝化信号来产生电动/电化学效应,从而增加绝缘电阻。

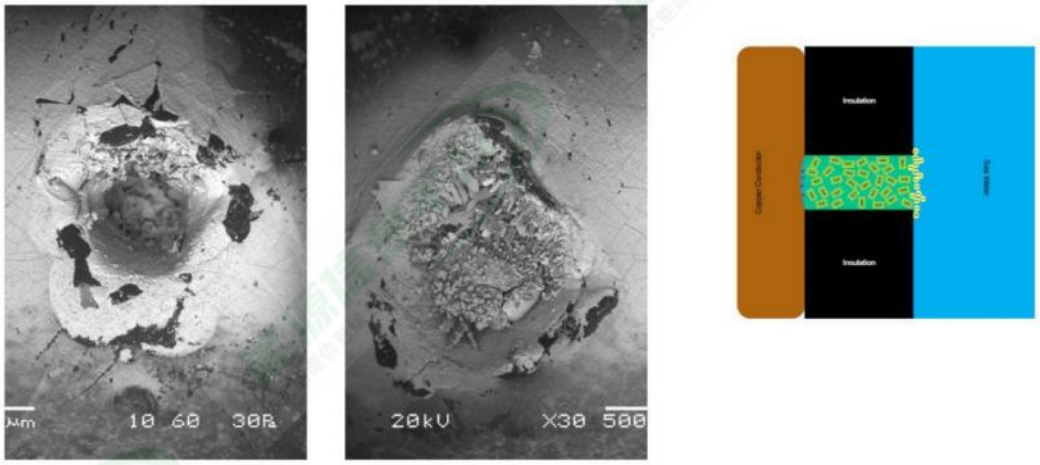


图 1　修复前后的微尺度图像

它由安装在顶部电力装置中的绝缘监测装置 (IMD) 组成
（或类似的)并连接在海底电力导体和地球之间。
通过将软件配置文件上传到 IMD 来促进 IR 恢复过程
安装 IMD 后可随时启用。
当处于 IR 恢复模式时,IMD 继续监控绝缘电阻以及配电系统的其他参数（例如,绝缘电容、线路电压、线路电流等）。

IMD “电源”连接器需要连接到带保险丝的 110/240 VAC (50 / 60 Hz) 电源，“线路”连接器需要与 EPU 输出电路并联连接,以便可以将测量信号应用于系统。施加的测量信号对提供给海底控制模块的EPU输出电压或频率没有影响。

目前技术仅限于可直接连接到 IMD 单元的最大线路电压,即 1000 VAC。因此,IR 恢复过程的应用仅限于该电压用于直接线路连接。 IMD 装置已经过一系列线路接口模块的测试,适用于 >1000 VAC 的应用,并且可以激活 IR 恢复过程。

当处于 IR 恢复模式时,IMD 单元向两个电源核心（L1 和 L2)施加共模钝化信号,因此不会对控制系统电源或通信产生不利影响。

IR 恢复过程的响应能力取决于多个因素。例如,系统设计、寿命、是否存在任何固有故障、位置、环境、进水等。IR 恢复过程可以在几小时或几天内生效。

设备和工艺的描述和应用

该海底油田自 2000 年代初以来一直在生产,位于利比亚近海水深约 150m 处。该网络由两个海底模板（PSM - 保护结构和管汇)组成,共有十一 (11) 口井,通过天然气生产管线连接到中央海上平台。

平台使用多路电液控制系统确保海底井的控制。单个“主”脐带缆将液压和电力、通信和化学品输送到第一个（“中线”)PSM,长度为 20 公里。从那里有第二个电动液压“场内”脐带缆连接到第二个（“Endline”)PSM,位于四公里外。

每个 PSM 通过配电单元 (EDU) 确保本地配电,目的是将电源和通信从脐带缆分配到每个海底控制模块 (SCM)（MLM 为 7 个关,MLM 为 6 个关)榆树）。

在平台上,主脐带缆由 LIM（线路绝缘监测器,也称为
称为 IMD)来保护设备。

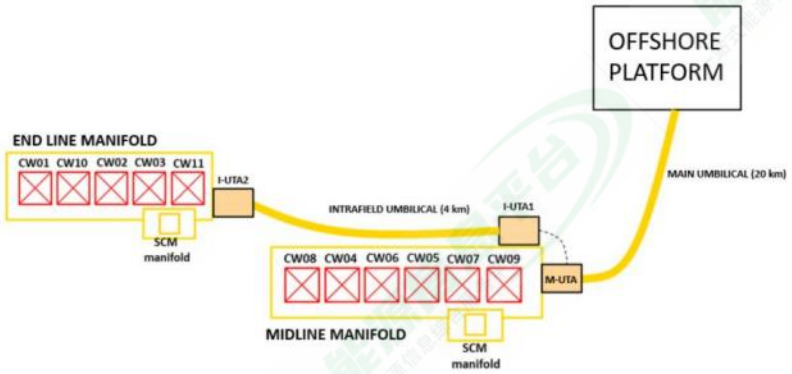


图 2　简化脐带示意图

主脐带缆的电气部分由四 (4) 根 13.5 mm2 1000 V ac 电源电缆和四 (4) 根 4mm2 1000 V ac 屏蔽通信电缆组成,其中每根电缆有两 (2) 根导线。两根电源线（通道 A 和通道 B 各一根)专用于中线歧管,其余两根用于端线歧管。类似的方法也适用于通信。

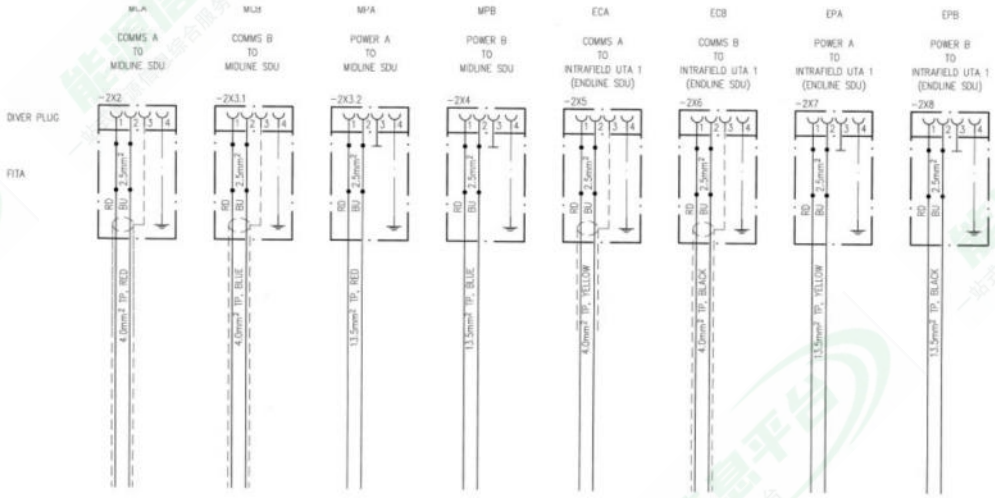


图 3　主脐缆

该油田自建成之初就受到低IR的影响,多年来进行了几次海上作业,旨在恢复中线管汇和端线管汇的生产。

在每次活动期间,都会更换多个项目（例如 EDU、电气飞线和海底控制模块）。脐带电力电缆的可用性大大降低,绝缘电阻值远低于原始设计值。本文提出的分析和数据与中线流形相关。

在 2021 年第二季度发生最后一次故障之前,2019 年进行了一次海底行动,旨在恢复中线管汇的生产和冗余。 2019 年的活动恢复了中线管汇和相关油井的控制,但几个月后,冗余就消失了。

2021 年第二季度出现了最终的绝缘电阻故障,实际上 MLM 读数的剩余功率通道在 20kΩ 和 4000kΩ 之间波动,导致 SOM（海底输出模块)在 20kΩ LIM 读数时跳闸,并且无法恢复生产。为了清楚起见,20kΩ 代表最小允许 IR 值。

我们立即采取了更换上部 SOM 和 LIM 的行动,但没有取得任何成功。对上部网络进行的兆欧表测试证实了上部系统的健康状况并且故障位于海底。

在采购了 EDU、悬空引线和翻新备用 SCM 后,于 2022 年第二季度末执行了一次海上活动。它允许从上部和海底对系统进行多次兆欧表和时域反射计 (TDR) 测试明确评估主脐带缆中确定的故障位置,靠近 UTA,可能位于海底内部

连接器。

更换 EDU 和 EFL 后,可以恢复对一个电源通道的控制,但无法确保冗余。该系统受损严重,唯一的潜在解决方案是更换主脐带缆或应用绝缘电阻恢复系统。由于 IRR 启动快、非侵入性且易于应用,因此决定继续进行。

以下是 2022 年 IRR 申请前的最终读数和系统配置:

Power Channel

test voltage test voltage 1000 V			Da piattaforma 2022		Da piattaforma 2019	
Channel		Type	IR 2 min		IR 2 min	
Power A MLM	MPA	C1-C2	0.00	Ω	0.00	Ω
	MPA	C1-Earth	0.00	Ω	0.00	Ω
	MPA	C2-Earth	0.00	Ω	0.00	Ω
	MPA	C1&2-Earth	0.00	Ω	0.00	Ω
Power B MLM	MPB	C1-C2	8.50	GΩ	79.00	GΩ
	MPB	C1-Earth	67.50	MΩ	1.00	TΩ
	MPB	C2-Earth	0.40	MΩ	8.00	GΩ
	MPB	C1&2-Earth	0.30	MΩ	N.A.	
Power A ELM	EPA	C1-C2	6.25	GΩ	20.80	GΩ
	EPA	C1-Earth	68.00	MΩ	1.00	TΩ
	EPA	C2-Earth	0.41	MΩ	13.61	MΩ
	EPA	C1&2-Earth	1.65	MΩ	N.A.	
Power B ELM	EPB	C1-C2	18.20	MΩ	53.70	GΩ
	EPB	C1-Earth	0.68	MΩ	1.00	TΩ
	EPB	C2-Earth	2.40	MΩ	2.00	TΩ
	EPB	C1&2-Earth	0.24	MΩ	N.A.	

COMM Channel

test voltage 500 V			Da piattaforma 2022	
Channel		Type	IR 2 min	
COMM A MLM	MCA	C1-C2	29.60	GΩ
	MCA	C1-Earth	1.34	GΩ
	MCA	C2-Earth	2.34	GΩ
	MCA	C1&2-Earth	1.58	GΩ
COMM B MLM	MCB	C1-C2	11.90	GΩ
	MCB	C1-Earth	1.62	GΩ
	MCB	C2-Earth	1.73	GΩ
	MCB	C1&2-Earth	1.84	GΩ
COMM A ELM	ECA	C1-C2	24.60	GΩ
	ECA	C1-Earth	5.40	GΩ
	ECA	C2-Earth	6.05	GΩ
	ECA	C1&2-Earth	4.34	GΩ
COMM B ELM	ECB	C1-C2	7.30	GΩ
	ECB	C1-Earth	660.00	MΩ
	ECB	C2-Earth	390.00	MΩ
	ECB	C1&2-Earth	240.00	MΩ

图 42022 年和 2019 年期间的 IR 值

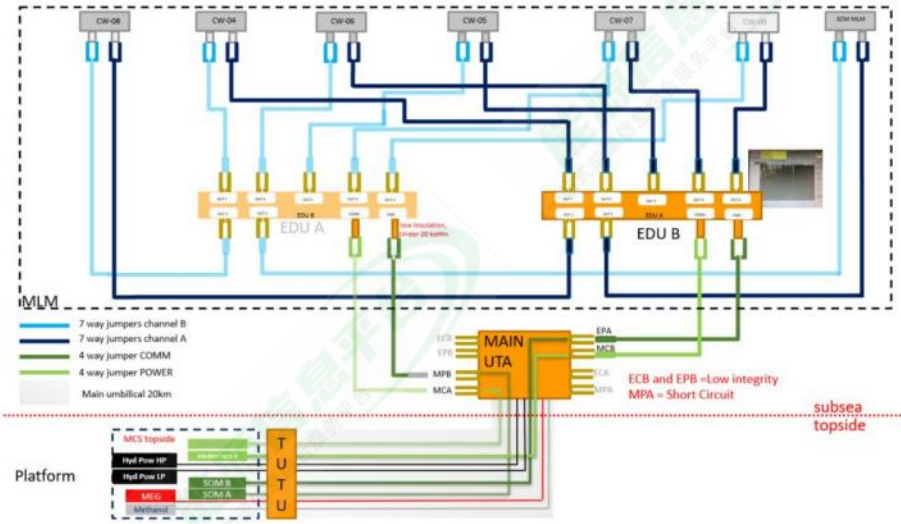


图 5 2022 年海底活动后的最终配置。

最后,在 2022 年底开展了一项上部活动,旨在通过上部技术重建 Midline Manifold 的 IR。它包括通过顶部应用钝化信号,以改善绝缘,直到达到允许系统通电的阈值水平。

从第一次生产损失开始,完整的红外恢复系统部署在不到五个月的时间内完成,所有详细信息将在下面的章节中介绍。

数据和结果的呈现

安装上部 IR 恢复系统后,SOM 通电,LIM/IMD 收集脐带缆的基线 IR 数据,如图 6 所示。IR 在 24 小时内记录了大约 173kΩ 的低值。



图 6 激活 IR 恢复之前的 IR 测量

在接下来的几个小时内,IR 恢复系统立即被激活,并且 IR 立即增加,导致在激活后的几个小时内超过 >1 MΩ。这导致气井立即通电,并恢复了全部生产损失。重新激活过程很顺利,IR 很快就超过了关闭前的值,从而可以安全管理海底系统。

而且,B通道的IR随时间不断上升,两周后实现了>186MΩ的上升,并在稳定前有持续上升的趋势。这一趋势与其他资产的历史案例一致,再次证实了该技术的有效性。

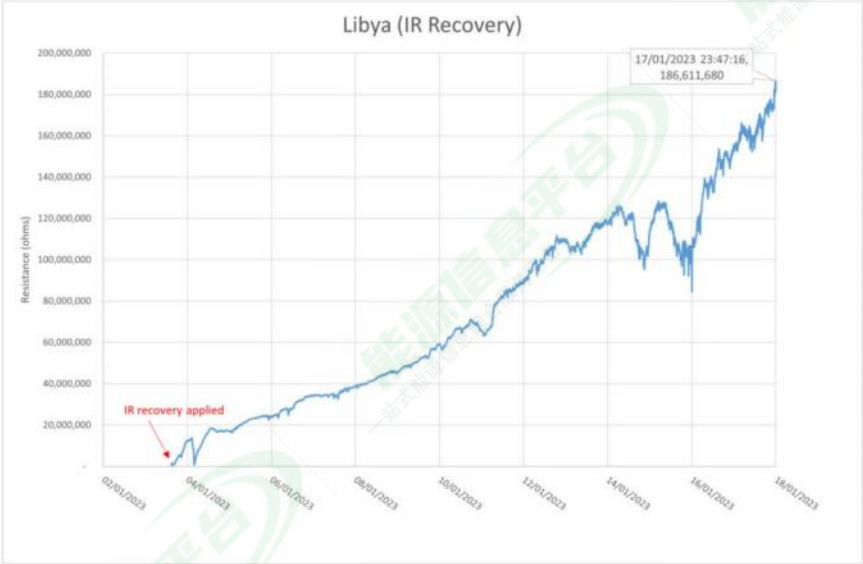


图 7 IR 恢复系统激活后的 IR 测量。

总之,上部技术应用的目标是重新建立由 6 口海底井组成的中线管汇的原气生产。 2022 年 9 月,IR 降低导致部分失效,仅 2 口气井保持活跃。 2022 年 11 月,由于 IR 较低,整个 MLM 系统被关闭,从而导致天然气总产量损失。 2022 年 12 月,通过上部解决方案恢复了全面的传销生产。在顶部信号激活后,约 173 kOhms 的预安装 IR 立即增加,允许在几个小时内恢复全井。

结论

本文通过利比亚近海的真实案例研究应用展示了这种方法的附加值。生产影响超过 80 MMscfd 原料气,IRR 解决方案使系统绝缘电阻能够在第一个 IR 问题发生后的几个月内重新建立,而无需采取任何海底活动,预计节省成本约 20 M$。最后,天然气产量的全面恢复通过全面的原气产量覆盖开采和随后的水管理改善了油藏管理策略。

前几段中描述的技术部署的现场经验得到了所取得的非常好的结果的支持,为该技术的应用提供了积极的反馈,作为全球范围内广泛可能应用的海底生产系统低绝缘电阻问题的第一个缓解措施。

在出现低绝缘电阻问题时,典型的系统恢复干预是基于一个漫长而昂贵的过程,其中第一步包括故障查找,以了解故障是否位于上部（包括 EPU 或 LIM 本身） ）,或海底配电的某个地方。如果故障位于顶部,那么定位和修复相对容易。如果故障发生在海底,那么解决起来就更加复杂,因此解决起来成本也更高,需要专门的海上干预活动,确定一系列可能的海底工具和备件,以更换故障组件（即 EFL、连接器）。 ） ,这通常在活动开始时是未知的。通过部署这种 IRR 技术,所有这些故障查找阶段都可以跳过,因为系统一旦通电,就能够触发动电反应并“治愈”发生进水的区域,而无需知道故障原因和位置位于并且不需要可能需要很长交货时间的海底工具和备件（即典型的 EFL 交付时间可能超过一年,新的海底脐带或电缆通常超过一年）。

另一个需要强调的方面是这种技术与所有主要海底生产系统 OEM 配电的兼容性,以及在大多数系统中线路绝缘监测设备的可用性,该设备允许通过最少的修改安装和激活技术。

最后,系统可以在很长一段时间（即几十年)内保持通电和潜在的活动状态,因为已证明激活系统的铜消耗率明显低于暴露于低绝缘电阻条件下的系统。一旦系统通电,IR 趋势就会始终增加并稳定在接近已安装 LIM 可读的最大限值处。

唯一需要强调的关键方面是 IRR 系统必须持续保持活动状态,以保证绝缘电阻的改善:如果系统断电,绝缘电阻将以小时或天为单位回落到激活前的读数,取决于边界条件。然而,如果 IRR 系统再次打开,IR 将再次快速增加,通常达到相似的水平。

在棕地使用该技术需要对前几段中描述的硬件进行一些修改,因为上部控制系统,特别是海底输出模块（SOM）和线路绝缘监测（LIM)面板,尚未设计为适应其插头边玩边实施。如果上部控制系统自最初部署以来就已被设计为与该技术兼容,则通过可能的本地甚至远程应用,技术应用将会更加容易。因此,在未来的绿地开发中,公司正在评估为未来的上部控制系统配备已嵌入原始设计中的所述技术,以便根据需要立即激活它,而无需进行现场修改。

根据现场经验,与典型的修复干预措施相比,上述技术的部署的主要积极方面可概括为以下要点:

- 响应时间短:无需查找故障,无需采购备件。
- 成本低:无需昂贵的海上活动　只需对上部结构进行改造。
- 扩展了与所有主要海底生产系统 OEM 的兼容性。
- 持久有效,但仅限于IRR 系统通电时。

综上所述,该技术的应用极其有效、高效、可靠,实现了海底采油树的控制恢复和生产重启,为公司带来了明显的效益。此外,在未来的项目中,该技术的部署甚至有可能改善部署上部控制系统以及已嵌入原始设备中的技术的响应时间。这种方法可以允许从设计阶段就嵌入缓解 IR 系统,以防止 IR 在适当的时候降低到临界值。

致谢我们衷心感谢所有
MOG、埃尼北非、Viper 和埃尼总部人员,他们在该技术的部署中发挥了决定性作用,并为其成功的现场应用提供了宝贵的指导。

参考

AR·兰利博士。绝缘测试理论,Viper Innovations。
AR·兰利博士。铜损研究,Viper Innovations - 专利号:GB 2522351 和 GB 2529466

3. 采用新型单相无聚合物延迟酸体系对巴西海域一口井进行碳酸盐岩再增产

文献摘要：本文重点介绍了一种新的单相、无聚合物延迟酸液技术在巴西盐下油田海上油井的成功应用。该研究的目的是评估这种新体系在绕过近井地层损害方面的有效性，并将其与传统的乳化酸体系进行比较。

在 total energy 油藏井筒界面(RWI)的支持下，新流体系统在休斯顿和澳门进行了广泛的实验室测试，然后用于再增产作业。采用了专用矩阵酸化软件来优化作业设计、体积、泵送速率和导流策略。处理设计的目的是确保酸覆盖多层井的井筒和径向延伸，以绕过地层损害。通过处理前和处理后的生产测井(PLT)分析验证了处理效果。在主酸泵送之前，使用配备脉动压力波工具的连续油管进行酸预洗。抽酸装置安装在一艘经过改装的平台供应船(PSV)上，这大大降低了专用供应船的成本。通过钻井船到海底井，利用改良的 PSV 技术成功完成了处理。PSV 上的抽酸装置是一个独特的项目，在支持船的主甲板上组装了一个完整的增产装置，大大降低了专用增产船的成本。

新的单相、无聚合物延迟酸液技术使整体表皮系数从-0.8 降至-4.0，尽管在不同的层位观察到渗透率存在差异。该系统成功地按照计划处理了所有三个区域，在油井生产稳定和生产指数(PI)提高后，日产量增加了 17%。在处理前后通过生产测井工具(PLT)分析证实了该系统的有效性。与之前在初始增产作业中使用的乳化酸体系相比，使用新型酸化液简化了作业，减少了作业执行的钻机时间。新的单相、无聚合物延迟酸流体技术被认为是处理巴西盐下地层渗透率变化的多个层的合适选择。

新型酸液技术是传统乳化酸体系的有效替代方案，传统乳化酸体系在物流上更复杂，而且对环境不太友好。该研究结果为海上近井地层损伤井的再增产作业提供了实践指导。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

OTC-32982-MS

采用新型单相无聚合物延迟酸体系对巴西海域一口井进行碳酸盐岩再增产

B. Lai,TotalEnergies,里约热内卢,RJ,巴西； A. Zakaria,贝克休斯,美国德克萨斯州休斯顿； V. Cruz 和 L. Riolfo,TotalEnergies,法国波城； A. Junior,贝克休斯,里约热内卢,RJ,巴西； J. Monberg,TotalEnergies,丹麦哥本哈根； JL Puyaubran,TotalEnergies,里约热内卢,RJ,巴西； J. Hernanadez,TotalEnergies,法国波城； B. Wiratnanto,TotalEnergies,里约热内卢,RJ,巴西； M. Mohamed,TotalEnergies,法国波城； LA Lacerda、TotalEnergies、里约热内卢、RJ、巴西

版权所有 2023,海上技术会议 DOI 10.4043/32982-MS

本文准备在 2023 年 10 月 24 日至 26 日在巴西里约热内卢举行的巴西离岸技术会议上发表。

OTC 项目委员会在审查了作者提交的摘要中包含的信息后,选择了本文进行演示。论文内容未经海洋技术会议审查,如有修改,请作者指正。该材料不一定反映海上技术会议、其官员或成员的任何立场。未经离岸技术会议书面同意,禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要;插图不得复制。摘要必须包含 OTC 版权的明显承认。

摘要

该论文重点介绍了一种新型单相、无聚合物延迟酸液技术在巴西盐下油田海上油井再增产中的成功应用。该研究的目的是评估这种新系统在绕过近井眼地层损害方面的有效性,并将其与传统的乳化酸系统进行比较。

新的流体系统在 Jean Féger 科学与技术中心 (CSTJF) 的 TotalEnergies 储层井眼接口 (RWI) 的支持下,在休斯顿和马卡埃进行了广泛的实验室测试,然后用于再增产作业。采用专有的矩阵酸化软件来优化作业设计、体积、泵送速率和分流策略。处理设计旨在确保酸沿着多层井的井筒覆盖并径向延伸,以绕过地层损害。通过处理前和处理后生产测井仪（PLT)分析验证了处理效果。在主要酸泵送之前,使用配备脉动压力波工具的连续油管进行酸预清洗。酸泵装置布置在经过改造的平台供应船 (PSV) 上,这大大降低了专用刺激船的成本。利用改良型 PSV,通过钻井船到海底井成功进行了处理。 PSV 上布置的酸泵装置是一个独特的项目,在支持船的主甲板上组装了完整的增产装置,显著降低了专用增产船的成本。

尽管在不同区域观察到渗透率存在差异,但新的单相、无聚合物延迟酸液技术使整体皮层从 -0.8 降低至 -4.0。该系统成功地按计划处理了所有三个区域,在油井产量稳定和生产指数 (PI) 增加后,日产量 (bopd) 增加了 17%。

处理前后的生产测井工具（PLT)分析证实了该系统的有效性。与之前在初始增产中使用的乳化酸系统相比,使用新的酸液简化了操作,减少了钻机执行作业的时间。新型单相、

无聚合物延迟酸液技术被认为是处理巴西盐下地层渗透率变化的多个区域的合适候选技术。

新的酸液技术是传统乳化酸系统的有效替代品,传统乳化酸系统在物流上更加复杂且不太环保。这项研究的结果为在近井眼地层损坏的海上油井中进行再增产作业的实践工程师提供了实用指导。

介绍

LAPA 是一个盐下深水油气藏,位于巴西近海约 270 公里（168 英里)处。它提出了与深水油田开发相关的典型挑战,包括物流限制、额外的工程要求、风险以及钻井和完井作业的成本上升。然而,LAPA 也因其长兴趣区间（100m 至 250 m)和高渗透率对比度（10 至 4000 mD)而带来了特殊的挑战。这些因素使得产油区的酸转移和有效增产特别具有挑战性,需要复杂的工程设计来确保适当的增产。

为了有效地刺激 LAPA 层段,进行了全面的工程研究,确定了需要考虑的主要变量,包括产层之间的渗透率对比和增强流体处理的定制流动路径。尽管在 LAPA 东北 (NE) 开发第二阶段期间已经实施了定制的完井设计,但完井工作管柱内明显缺乏能够将酸机械转移到所需处理区进行重新处理的服务工具。 -刺激。因此,可用于再刺激的唯一转移方法是化学转移。因此,我们精心选择了有效的化学品转移系统,以确保整个产油区的平等待遇,解决 LAPA 特点带来的挑战。

业界普遍认为,通过实施适当的基质增产设计,高产能井可以实现 20% 的增产（Economides,MJ 和 Nolte,KG 2000）。在 LAPA NE 二期开发过程中,成功地采用了基质酸化方法来增产所有井,包括本文的具体重点。然而,尽管增产措施总体取得了成功,但 A 井的产量仍低于预期,这表明建井过程中对低渗透率区域处理不当的潜在原因。

为了充分释放该井的生产能力,计划进行重新增产作业,采用与开发活动期间使用的增产船相同的方法,即改造 PSV 并在船上配备全容量增产装置。在这种再刺激中,通过采用单相系统（特别是单相无聚合物延迟系统)而不是双相系统来修改酸处理方法。为了优化酸势并确保在所需区间内有效分布,选择了先进的自转向化学转向酸系统。化学导流体系的选择不仅对高渗透、天然裂缝、孔洞的增产起到了至关重要的作用,而且对受损、低渗透的增产也起到了至关重要的作用。

在进行彻底的风险评估、分析成本、协调刺激容器组装和拆卸以及确保将单相系统进口到巴西的物流后,LAPA油田的作业得以安全、成功地执行。因此,该项目可以说是取得了巨大的成功。后续章节将全面概述与 A 井再增产项目有关的所有方面,包括其概念、流体系统选择、实验室测试、项目执行、经验教训以及 LAPA 油田开发第三阶段的潜在策略。

背景

LAPA 是巴西石油和天然气行业第一个由国际石油公司 (IOC) 开发的盐下项目。该油田分为东北（NE)和西南（SW)区域,遵循三阶段开发计划。第一阶段由 PETROBRAS 完成,第二阶段由 TotalEnergies (TTE) 运营。第三阶段的重点是西南地区,也将由 TTE 运营。

在NE地区,共钻探了6口井,其中3口处于勘探阶段。一口井被废弃,其余两口井已成功完井并用于开发目的。此外,还钻完两口产油井和一口注水井,构成第一阶段生产的一部分。该阶段包括三个石油生产商和两个水和天然气注入井 (WAGI),全部连接到 FPSO Cidade de Caraguatatuba。

该项目的第二阶段将涉及另外两个石油生产井和两个水替代注气井的钻探和完井。这些油井和 FPSO 之间的连接将通过安装在自由悬链线配置中的生产线和服务线建立。这一阶段还涉及两口井的成功堵塞和废弃,因为钻探的新生产井取代了那些堵塞和废弃的井。

另一方面,SW地区有两口勘探井,将在三期开发中发挥作用。该阶段计划进一步钻探更多油井。在该区域,所有油井将通过刚性环路连接,并与 FPSO Cidade de Caraguatatuba 相连。

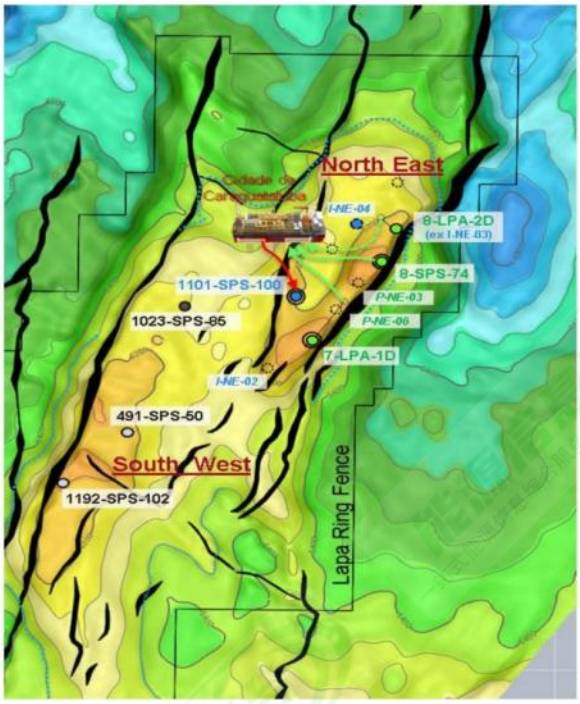


图 1　拉帕威尔斯

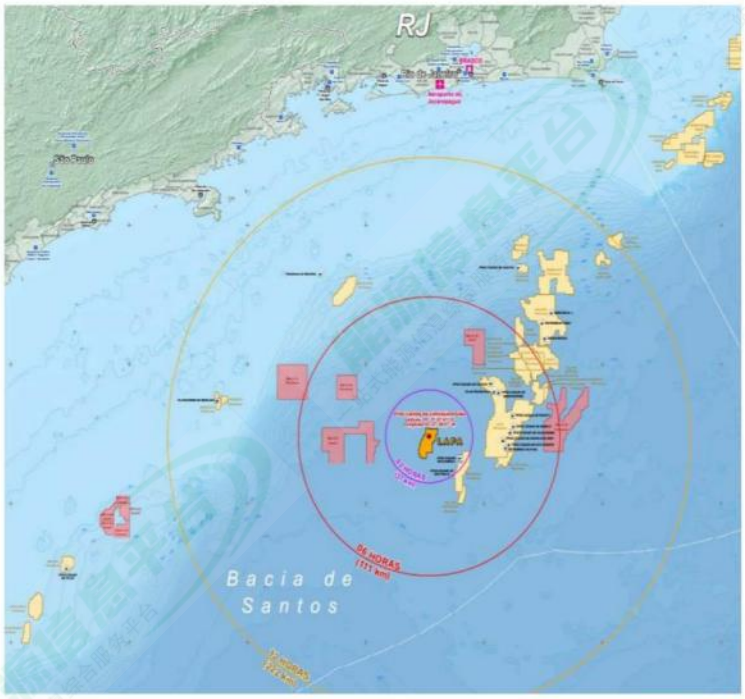


图2 拉帕位置

历史

2020年3月,使用70/30乳化酸基溶液对该井进行了模拟酸处理。
20%盐酸（HCl)和自转向酸系统。由此产生的机械皮肤
当使用乳化酸作为增产液时,原始酸处理估计为-0.8。

新酸作业的目标是刺激受刺激最少的最低区域
在之前的处理期间,目标是实现至少 -2 的良好机械皮肤。去完成
为此,再刺激策略涉及利用基于无聚合物的单相酸液技术
以 15% HCl 作为主要增产液。此外,自转向酸剂将用于
以交替方式最大限度地接触储层并确保区域覆盖。

井和地层数据

A 井的详细情况如下：

表1地层数据

出色地	井A
类型	制片人
钻机	DS-15
水深	2155米
编队	碳酸盐（石灰石）
地层流体	油
巴哈斯特	72°C
断裂梯度	5,394 (1.04 psi/米)

准备工作

客观的

- 执行 PLT#1,流回浮式生产储油卸油 (FPSO),以确认当前速率下的油藏贡献
- 使用临时刺激血管进行酸治疗刺激
- 使用地面井测试 (SWT) 包对钻井船进行井清理,以实现低基础值
沉积物和水 (BSW)
- 执行 PLT#2,流回 FPSO 以确认酸工作性能以及酸再刺激油桶增益

增产改造液的选择。为什么选择无聚合物单相延迟酸液技术?

无聚合物的单相延迟酸液技术（Zakaria 等人,2022)最大限度地提高了储层接触面,并充分释放碳酸盐岩地层的生产力。该流体技术是一种延迟酸系统,可深入地层并创建有效的流体流动路径,以增强油气向井眼的流动。它可以与自转向酸系统结合,确保酸液沿井段均匀分布。酸性流体技术与特定的泵送时间表和工程设计相结合,以最大限度地提高酸增产处理的成功率。

无聚合物单相延迟酸液技术适用于碳酸盐岩地层,因为该技术基于盐酸,对钙质物质具有高溶解能力,可有效提高储层的渗透率和产能,从而优化油气采收率。

更简单、更安全。新的酸性流体技术是一种单相流体,不含乳液和聚合物凝胶,从而简化了操作,表现出与常规 HCl 类似的摩擦和粘度特性,可实现高泵送速率,并最大限度地减少表面马力和占地面积要求。

由于它是单相系统,因此没有特殊的混合要求,也不需要柴油乳液,可提高 HSE 并最大限度地减少碳足迹。酸液系统还可以即时混合,进一步减少停机时间。为了进一步节省成本,还可以显著减少淡水需求,这对于海上应用尤其有利。新的酸性流体技术有效地提供了 TotalEnergies 的区域覆盖,具有深层储层接触和通过牛头或连续油管的部署灵活性。

延长。常规 HCl 会与地层快速反应,导致工作面溶解和近井筒消耗,从而限制了酸增产处理的成功。与常规 HCl 相比,无聚合物单相酸液技术在 275°F 时的延迟程度高出 100 倍,从而使活酸能够更深地渗透到基质中,形成单一的主要虫洞储层接触,并在酸后显著减少皮肤刺激工作。

清洁工。无聚合物酸液技术是一种不含任何乳液或聚合物凝胶的单相流体。新酸液技术的使用消除了任何乳液可能保留在地层中造成损害或水润湿岩石的风险（如乳化酸的情况）,并且使地层不含任何聚合物凝胶残留物（如乳化酸的情况）。凝胶酸的情况下可以最大限度地刺激处理的成功。

无聚合物单相酸性流体技术如何发挥作用

盐酸和碳酸盐形成之间的总体反应遵循以下化学反应:

$$CaCo_3 + 2 \rightarrow CaCl_2 + CO_2 + H_2O$$

上述化学反应分为三个步骤:

1. 氢离子从大量酸溶液转移或扩散到岩石表面， 2. 岩石表面的反应， 3. 反应产物（钙或镁离子)的扩散或转移回到批量

解决方案。

在单相、不含聚合物的延迟酸性流体中，通过控制氢离子向岩石表面的扩散并减慢接触时岩石表面上的 H+ 的反应来延迟 HCl 的整体反应性。单相、无聚合物延迟酸的总体活性被延迟，使得活性酸能够在地层中更深地移动，从而最大限度地提高增产效果

成功

流体鉴定 实验室工作

进行实验室测试是为了鉴定这种新型单相无聚合物延迟酸性流体技术。这些测试包括作业前和作业期间的线性岩心酸化测试、乳液/相容性测试、陆上实验室 QA/QC 测试和海上 QA/QC 测试。

实验室线性岩心酸化测试。该实验测试评估了两种酸系统，即单相无聚合物延迟酸和 15% HCl，采用标准岩心驱替程序进行基质酸化。

测试是在印第安纳石灰岩（露头)上进行的。由于没有可用的 LAPA 岩心，它将提供与之前在同一露头测试的油井增产液的比较。

Test #	1	2	3	4	5	6
Reference	L18	L16	L12	L19	L20	L21
Core saturation	De-ionized water	De-ionized water	De-ionized water	De-ionized water	De-ionized water	De-ionized water
Length (cm)	12,4	12,52	12,42	12,2	12,18	12,14
Diameter (cm)	3.77	3.76	3.7	3.78	3.78	3.78
PV (mL)	15,82	29,47	17,75	16,33	15,66	16,44
Porosity (%)	11,5%	21,2%	13,28%	11,9%	11,4%	12%
Temperature (°C)	77	77	77	77	77	77
Acid system	Sta-Live	Sta-Live	Sta-Live	Sta-Live	15% HCl	15% HCl
Flow rate (mL/min)	1	2	5	7,5	10	10
Kavg, initial	13	17	8	10	11	8
Kavg, final	∞	∞	∞	∞	∞	∞
PV_{bt}	0,60	0,144	0,26	0,75	2,21	2,058
After acidification INLET					X	X
After acidification OUTLET					X	X

图 3　单相、无聚合物酸系统鉴定测试的结果

资格测试证实，单相、无聚合物延迟酸系统具有明显更好的性能，即与常规 15% HCl 相比，突破孔体积 (PVBT) 更低。

突破的孔体积甚至低于其他酸性体系 PVBT。结果表明，酸性流体技术的反应性较慢，这会导致深入地层渗透。

此外，较低的最佳注入速率将使酸系统在泵送速率较低的时间间隔内保持有效的虫洞流体。然后，单相无聚合物酸系统可在 LAPA 中使用，等待乳液/相容性测试。

实验室乳液/相容性测试。酸系统与 LAPA A 井原油之间的兼容性测试对于避免造成损害并确保系统的性能至关重要。

在这些测试中，流体在实验室中按以下比例在 162°F 下混合：25%/75%、50%/50% 和 75%/25%。将酸体系和油之间的混合物剧烈搅拌并转移至管中并在 162°F 的水浴中加热。在不同的时间和温度下观察到分离。与LAPA井A原油的相容性测试是使用活的和废的单相无聚合物酸体系以及活的和废的自转向酸（SDA)进行的。还对单相无聚合物酸系统、SDA 系统和酸作业前使用的溶剂流体之间进行了兼容性测试。

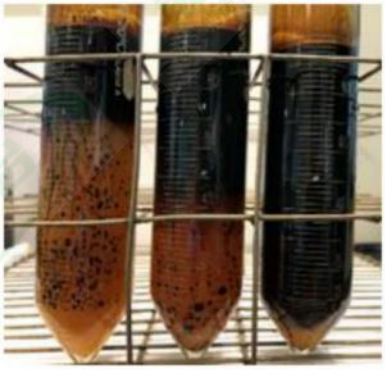


图4单相无聚合物酸体系的相容性测试结果



图 5　与 SDA 的兼容性测试结果

测试期间未观察到不相容的稳定乳液或淤渣。

陆上和海上实验室 QA/QC 测试：粘度、pH 值和密度。 QA/QC 测试使用单相无聚合物酸系统和 SDA 系统进行。粘度、pH 值和密度是在混合后立即在 162°F 下进行的。 SDA 转向酸系统在实验室中进行测试，以使用发送到容器的每种化学品的样品来验证转向系统的效率。直觉是为了验证网状过程和粘度发展过程中的 pH 行为。准备好 SDA 系统后，添加碳酸钙以验证增量和完整的网状过程。

网状化后，将系统移至 162°F 的预热水浴中观察网状化，并同时分析粘度和 pH 值。观察凝胶破裂情况，以验证 SDA 系统是否在 2 小时内破裂，按照计划在石油生产期间不会损坏地层。实验室进行的测试显示了该系统的令人满意的结果，与 15% HCl 相比，单相无聚合物酸系统显示出缓凝性能，并且 SDA 呈现出良好的网状和破碎过程，如预期的那样。

离岸实验室 QA/QC 测试:粘度、pH 值和密度。作业前在船上进行相同的陆上实验室 QA/QC 测试（密度、流变学、pH 值和 SDA 交联剂过程）。每次测试均使用来自容器的化学样品,并使用来自容器水箱的水。

其想法是验证化学品是否适合继续工作并满足每个系统预期的规格。

在工作期间对泵入的酸系统的每个阶段进行取样进行 QA/QC 测试 LAPA 井 A 井。

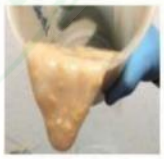
QA/QC summary results for each Self-Diverting Acid (SDA) stages - During the acid stimulation in Vessel				
STAGE during the acid stimulation job	**STAGE 1 - Self-Diverting Acid**	**STAGE 3 - Self-Diverting Acid**	**STAGE 5 - Self-Diverting Acid**	**STAGE 7 - Self-Diverting Acid**
Number of sample	**1**	**3**	**5**	**7**
Density	1.010 sg or 8.43 lbs/gal	1.012 sg or 8. 44 lbs/gal	1.012 sg or 8. 44 lbs/gal	1.012 sg or 8. 44 lbs/gal
pH @ 80°F	1.5	1.36	1.37	1.20
Viscosity @ 170 s-1(cPo) @ 80°F	39	39	50	50
Quantity of CaCO3 in 250mL crosslinked (in grams) @ 80°F	8	16	16	16
pH value to crosslinked SDA @80°F	2.8	3	3.2	3.1
Photo of Crosslinked SDA	 Good Crosslinked	 Good Crosslinked	 Good Crosslinked	 Good Crosslinked
Viscosity of broken SDA @ 170 s-1(cPo) @ 162°F	4 cPo	4 cPo	5 cPo	5 cPo
pH value of broken SDA	4.96	5.1	5.2	5.1
Photo of broken SDA	 After 1 hour and 30 minutes	 After 1 hours and 30 minutes	 After 2 hrs	 After 2 hrs
Comments	Good Crosslinked ✓ Gel broken totally broken ✓ Crosslinking pH = 2.8 ✓ Breaking time @ 162°F = 1 hour ✓ and 30 minutes ✓	Good Crosslinked ✓ Gel totally broken ✓ Crosslinking pH = 3 ✓ Breaking time @ 162°F = 1 hour and 30 minutes ✓	Good Crosslinked ✓ Gel totally broken ✓ Crosslinking pH = 3.2 ✓ Breaking time @ 162°F = 2 hours ✓	Good Crosslinked ✓ Gel totally broken ✓ Crosslinking pH = 3.1 ✓ Breaking time @ 162°F = 2 hours ✓

图 6　酸性作业执行期间的 QA/QC 结果



图7单相无聚合物酸体系

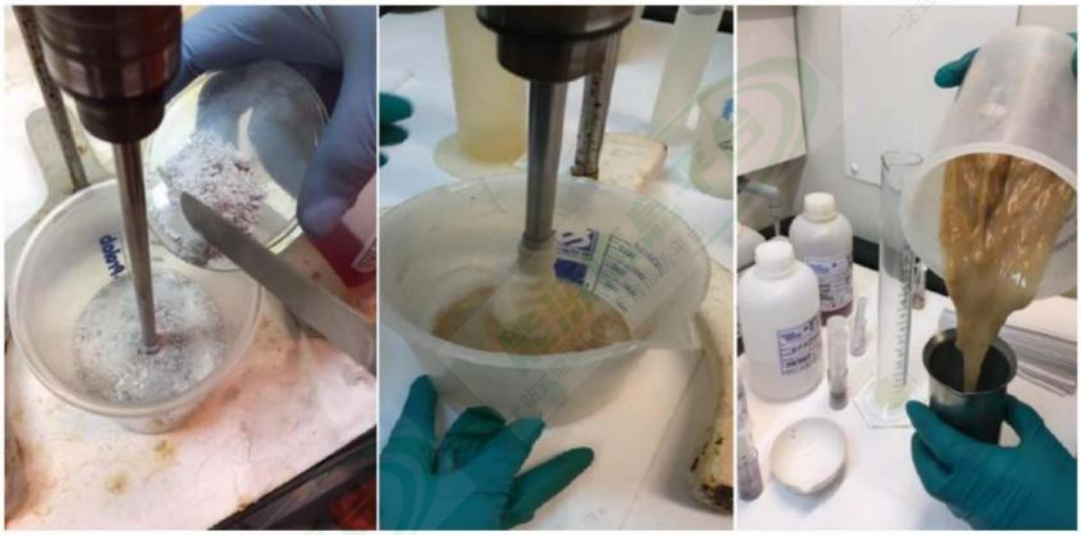


图 8交联过程中的 SDA 转向器系统

临时井容器

由于深水井位置偏远,海上环境带来了独特的后勤限制和挑战。在这种环境下成功进行基质酸化操作需要仔细考虑三个潜在的增产方案:

A。油井增产船舶:油井增产船舶是专门为执行增产作业而专门设计的船舶。它包括酸化过程所必需的所有必要设备和设施,包括酸罐、混合系统、泵、控制室、储罐和其他配套设备。作为一种独立的移动解决方案,油井增产船对于海上酸化作业来说具有无价的价值。

b.临时增产船:临时增产船涉及对现有船舶的改造,例如平台供应船(PSV),以容纳增产作业所需的设备和设施。该模型需要向海军船级社提交项目提案供批准,确保遵守必要的标准和法规。 C。基于钻机的设备:另一种选择是直接在钻机上安装基于钻机的设备。然而,由于钻机固有的空间限制,该模型可能不适合涉及大容量酸系统或要求高液压马力(HHP)的操作。基于钻机的工厂通常用于预处理操作或酸系统体积和 HHP 要求有限的情况。基于钻机的工厂安装,酸罐和所有设备的空间有限,下面的列表显示了需要安装在钻机甲板上的设备:

- 酸罐:酸储存
- 间歇式混合机:用于制备泵送系统混合物的设备
- 控制室:管理阀门和软件控制的舱室
- Coflexip 软管:用 coflexip 软管卷盘将酸系统转移到井中
- 高压熨斗:为流体提供泵送路径
- 高压软管:为流体提供泵送路径(用于基于容器的情况)
- 液体添加剂罐:储存液体添加剂的小罐

- 起搏器泵:高压泵
- 安全阀:提供过压释放
- 溶剂罐:储存互溶剂的罐

在选择最合适的模型时,必须仔细考虑各种运营因素,包括处理量、所需的HHP、资源的可用性和财务回报分析。在所呈现的案例中,根据达到所需流量所需的处理量和 HHP,临时油井增产容器成为最佳选择。事实证明,该模型在再刺激场景中特别有利,能够创建更深的虫洞并促进高处理率。

基于钻机的泵站的布局经过了所有相关项目利益相关者的广泛讨论,包括钻机操作员、客户、泵送公司和其他同时进行的钻机操作员。

我们小心翼翼地确保工厂的布置不会妨碍或扰乱其他钻机活动。

虽然油井增产船可能是一种可行的替代方案,但其建造时间和相关
成本与项目预期不符。

需要强调的是,在规划阶段,应谨慎选择设备及其规格,确保与工作范围保持一致。未能选择合适的设备可能会对操作的整体性能产生不利影响,导致延误,或者在极端情况下导致操作无法进行。

经过彻底分析,考虑到各种因素和考虑因素,得出的结论是,使用临时增产船包将在效率和简单性方面提供最佳解决方案。考虑到其满足当前项目的特定需求和要求的能力,这种方法成为最可行的选择。通过利用增产船套件的功能,可以简化和简化操作流程,从而提高生产率和成本效益。此外,这种选择可确保与现有基础设施的无缝集成,并最大限度地减少对持续运营的潜在干扰。船舶包的临时性质还可以灵活地适应不断变化的项目需求,并实现有效的资源分配。总体而言,采用临时油井增产船包的决定反映了一种战略方法,可以最大限度地提高效率,同时最大限度地降低复杂性,从而有助于项目的整体成功。

增产船设备安装项目已提交给海军船级社。经修订和批准后,指定设备按照拟议设计安装在船上。事实证明,该模型对于甲板空间有限的钻机安装特别有利,因为它允许仅通过集成泵送管线来安装地面泵送设备,而不会中断钻机正在进行的活动。此外,该模型的设计可以满足运营需求,甚至可以在非运营期间容纳货物负载。

在本文件讨论的案例中,选择了一艘平台供应船 (PSV) 来容纳泵站,确保符合该工作指定的所有操作和海军要求。

需要强调的是,在项目规划阶段,必须根据项目范围仔细考虑设备选择和每个组件的规格。设备选择失败可能会对整体运营绩效产生不利影响,导致进度延误,在某些情况下甚至导致运营无法执行。

选择设备时,要考虑的主要因素是流体容量、液压马力 (HHP)、最大泵送压力和所需的泵送速率。

基质酸化操作所需的设备清单取决于流体设计、泵送时间表、泵送压力、添加剂等，但考虑到该历史案例中的情况，使用的主要设备如下所列，这些是设备在临时油井增产船上动员：

- 酸罐：酸储存
- 混合系统：带阀门、离心泵和剂量泵的系统
- 离心泵：流体输送容器内部罐
- 控制室：管理阀门和软件控制的舱室
- Coflexip 卷盘：带有 coflexip 软管的卷盘将酸系统转移到井中
- 电子容器：集中电子指挥官的房间
- 压裂泵：高压泵
- 流体罐：储存水和盐水的罐
- 发电机：电力
- 高压熨斗：为流体提供泵送路径
- 高压软管：为流体提供泵送路径（用于基于容器的情况）
- 液压动力组：为设备提供液压动力
- 实验室容器：提供实时实验室分析
- 液体添加剂泵模块：流体添加剂控制
- 安全阀：提供过压释放
- 支持罐：储存大容量添加剂的罐

在规划阶段实施的一个值得注意的最佳实践是在动员之前复制和测试陆上泵站。该过程可以识别泵回路内的任何问题或挑战，并确保所有设备接口的正常运行。

设备的安排经过了广泛的讨论，并获得了包括海军认证协会在内的利益相关者的批准。重要的是要认识到，海军认证协会进行的批准过程是该项目的关键点，通常需要几个月的时间。实施简化此流程的策略，例如选择具有预先批准项目的 PSV，有助于缩短总体项目时间。

经过陆上验收测试以证明泵站的适用性后，测试设备被转移到停泊在造船厂的船上，启动船上安装

下面是泵站布局的通用示意图：

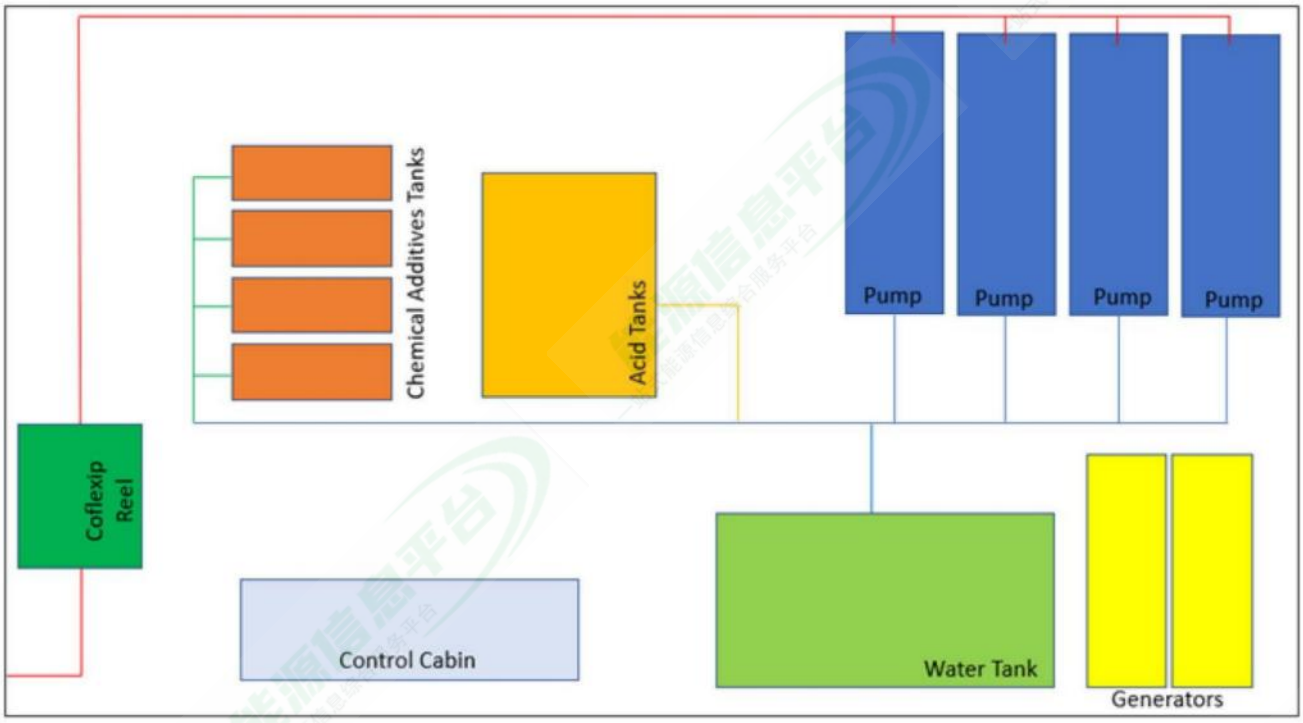


图 9　通用临时船泵站布局。

获得海军认证协会批准所需的时间是项目中需要仔细考虑的关键因素。这个特定的过程往往会持续几个月，这使其成为对整个项目时间表具有潜在影响的关键方面。然而，可以采取一些行动来增强和简化这一流程。例如，选择之前经历过批准项目的 PSV 可以大大有助于加快认证程序。通过利用先前批准中获得的经验和知识，该项目可以受益于更顺畅、更高效的认证流程，从而可能节省大量时间。

陆上动员阶段完成后，进行了全面的验收测试，以验证泵站的适用性和功能性，然后再继续进行。该测试是一个关键的检查点，以确保所有设备都经过适当的测试并满足必要的要求。一旦这一阶段成功完成，所有测试的设备就会转移到船上，并安全地停泊在造船厂。这标志着随后在船上进行的动员阶段的开始。临时船上的动员过程持续了大约 45 天，期间对设备的安装和集成给予了细致的关注。

动员和安装活动完成后，对船舶的泵站进行了最终验收测试。该测试的目的是重新评估工厂的能力和性能，特别是在作业执行过程中遇到的操作条件下。通过将泵站置于预期工作范围内会遇到的相同条件下，可以验证其充分满足工作要求的能力。最终验收测试是关键的验证步骤，以确保泵站装备齐全并准备好有效执行指定任务。

表 2 船舶 A 的描述

姓名	船舶A
建成	2014年
设计	STX PSV 4700
类别符号	1A1 消防员（一)清洁（设计） COMF(V-3) DK(+) DYNPOS(AUTR) E0 HL (2.8) NAUT(OSV(A)) SF
博士班	2
可用的	7.90米
宽度	19.00米
草稿	6.60米
载重吨	4,700吨
货舱区	1,000平方米
建成	2014年



图 10 软血管 A 上的刺激包

设计处理方案

处理设计是使用基质酸化模拟专有软件进行的。我们利用了
可用裸眼测井来开发与试井解释密切相关的方案
在重新刺激工作之前。在最初的设计中，我们考虑比较连续油管 (CT)
通过牛头和转移技术进行处理。但考虑到井的复杂性
根据油藏层位形态和特征，我们确定采用硬头处理
从专用容器中转移化学品会更合适。这种做法不仅导致
更深入、更均匀的处理渗透。牛头策略
通过紧急断开套件/下部船舶套件 (EDP/LRP) 系统，可实现更高的
速率和每英尺输送的体积更大，如图11比较 CT 和
牛头设计。

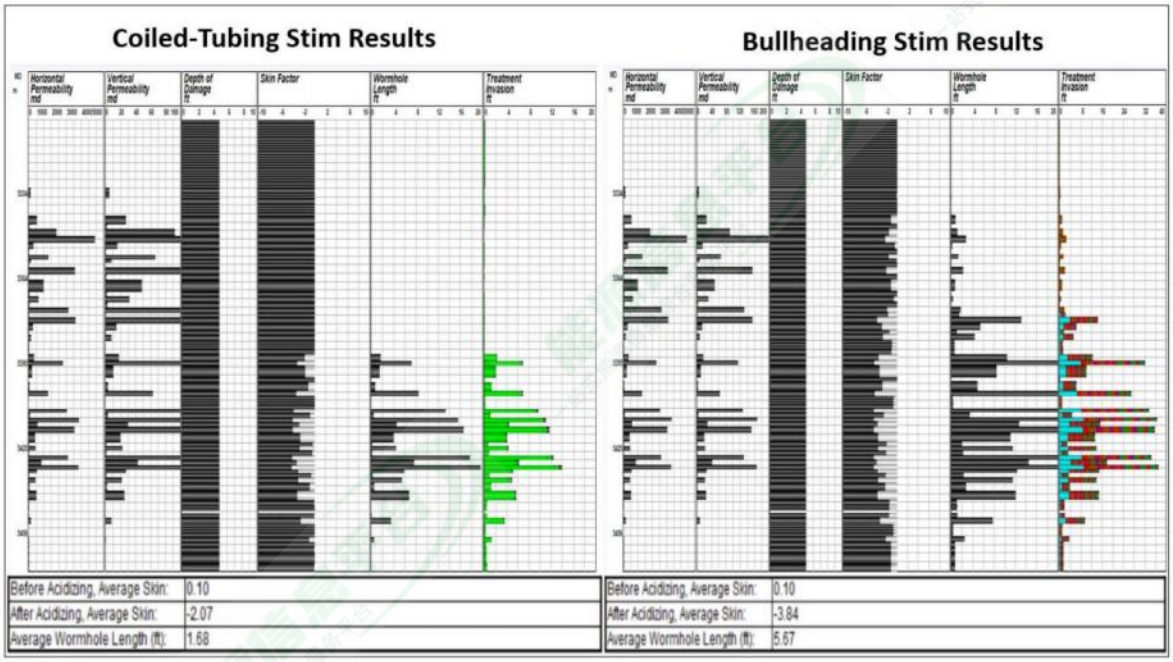
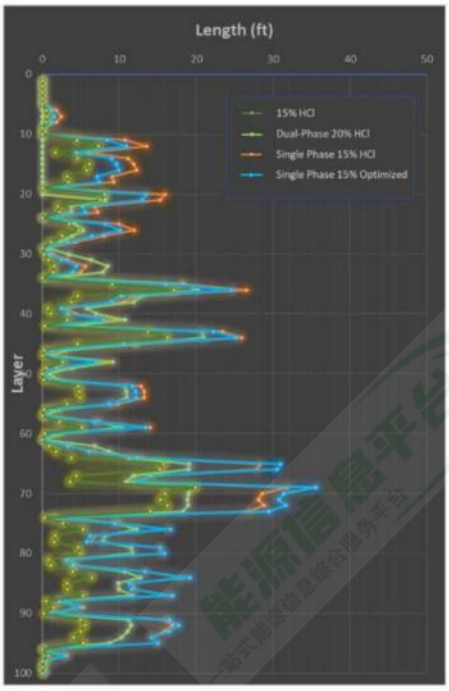


图 11　比较 CT 与 BH 处理时的模拟结果。当BH以更高的速率进行刺激处理时，可以获得更低的皮肤和更深的渗透

一旦确定了输送处理方法，我们就开始使用不同的系统来比较和优化预期的再刺激结果：双相（与 2020 年使用的相同）、普通 15% HCl 和单相无聚合物酸系统。为了加强优化过程，我们重点调整分段体积，特别是处理液和分流器的顺序。在图 12 中，比较了各种系统的预期结果，考虑了总共 3000 桶酸和 1800 桶自转向酸（体积受容器容量限制）。

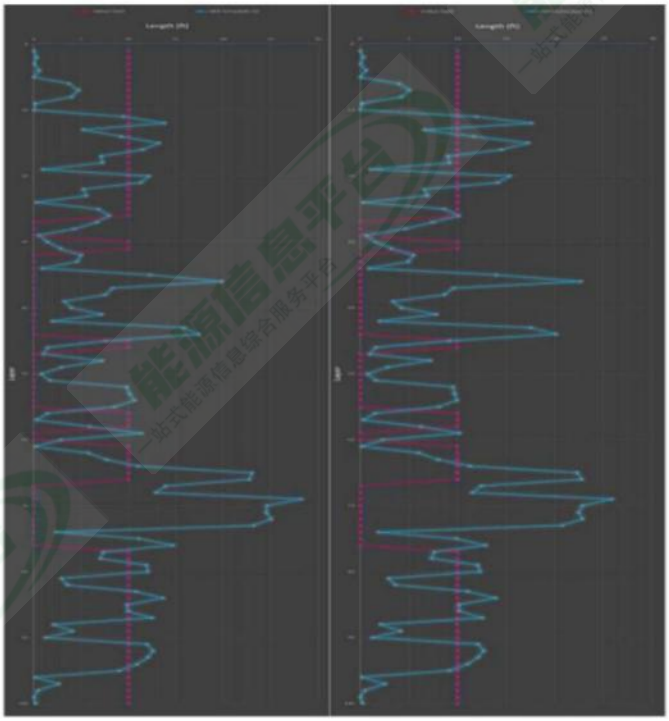


Design rate 32bpm		Pre Optimized Design	Optimized Design
Fluid	Description	Volume (bbl)	Volume (bbl)
Single phase acid	Main Acid System	1200	600
Self diverting acid	Polymeric divergent	800	300
Single phase acid	Main Acid System	900	600
Self diverting acid	Polymeric divergent	600	800
Single phase acid	Main Acid System	600	400
Self diverting acid	Polymeric divergent	400	800
Single phase acid	Main Acid System	300	200
Displacement	Brine	750	750

图 12比较不同酸体系时的模拟结果
（15% HCl，双相且不含聚合物，单相延迟酸）

考虑到估计的损伤深度 (DoD) 范围为距井眼 10 至 15 英尺,采用无聚合物、单相延迟酸液技术的处理表明,在有效解决储层排水较大部分的损伤方面具有更大的潜力。为了提高井上部区域的区域覆盖率,在预（再)增产生产测井工具（PLT）分析之后,对抽油计划进行了额外的优化。

图 13提供了 PLT 分析之前和之后优化设计之间的比较。
通过最终的处理设计,通过确保上下区域之间的处理分配更加平衡,实现了平衡状态。



Optimized Pre-PLT Design (@32 bpm)		
Fluid	Description	Volume (bbl)
Single phase acid	Main Acid System	600
Self diverting acid	Polymeric divergent	300
Single phase acid	Main Acid System	600
Self diverting acid	Polymeric divergent	800
Single phase acid	Main Acid System	400
Self diverting acid	Polymeric divergent	800
Single phase acid	Main Acid System	200
Displacement	Brine	600

Optimized Post-PLT Design (@32bpm)		
Fluid	Description	Volume (bbl)
Self diverting acid	Polymeric divergent	450
Single phase acid	Main Acid System	750
Self diverting acid	Polymeric divergent	450
Single phase acid	Main Acid System	750
Self diverting acid	Polymeric divergent	450
Single phase acid	Main Acid System	750
Self diverting acid	Polymeric divergent	450
Single phase acid	Main Acid System	750
Displacement	Brine	600

图 13　基于预再刺激 PLT 读数和单相酸处理模拟的处理渗透的假设损伤深度。

执行

处理图和持续时间

在从容器中泵出主要处理剂之前,进行了连续油管酸洗。将 50 桶纯 15% HCl 泵入整个层段（以清洁表面）,然后泵入 377 桶溶剂,以去除先前处理或油井生产中残留的乳液。图 14显示了连续油管 (CT) 泵送的刺激前处理。

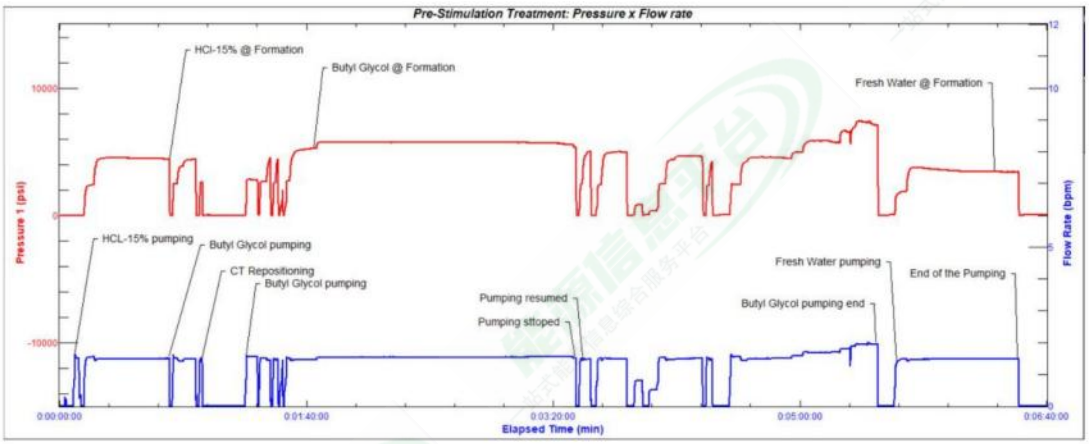


图 14 刺激前处理压力-速率图

增产前处理泵送完成后,在拔井过程中发生了连续油管（CT)卡在井中的意外事件。分析表明,海底采油树下水合物的形成是根本原因。

人们采用了各种策略来释放 CT,但在决定对 CT 和修井立管之间的环形空间进行减压以分离水合物之前,没有一种策略被证明是成功的。
这一成功的操作允许释放 CT,随后通过刺激血管进行主要处理。

根据地层顶部的裂缝闭合压力 (FCP),井下压力计 (DHG) 的最大允许处理压力确定为 9400 psi。连接容器并进行高压测试以确保系统在最大允许处理压力 (MATP) 下的完整性后,进行步进速率测试 (SRT)。 SRT 涉及逐渐将流量增加至设计速率,从而能够评估处理执行期间的系统性能和预期压力。图 15说明了该测试的结果。值得注意的是,井底压力 (BHP) 始终显著低于 MATP。

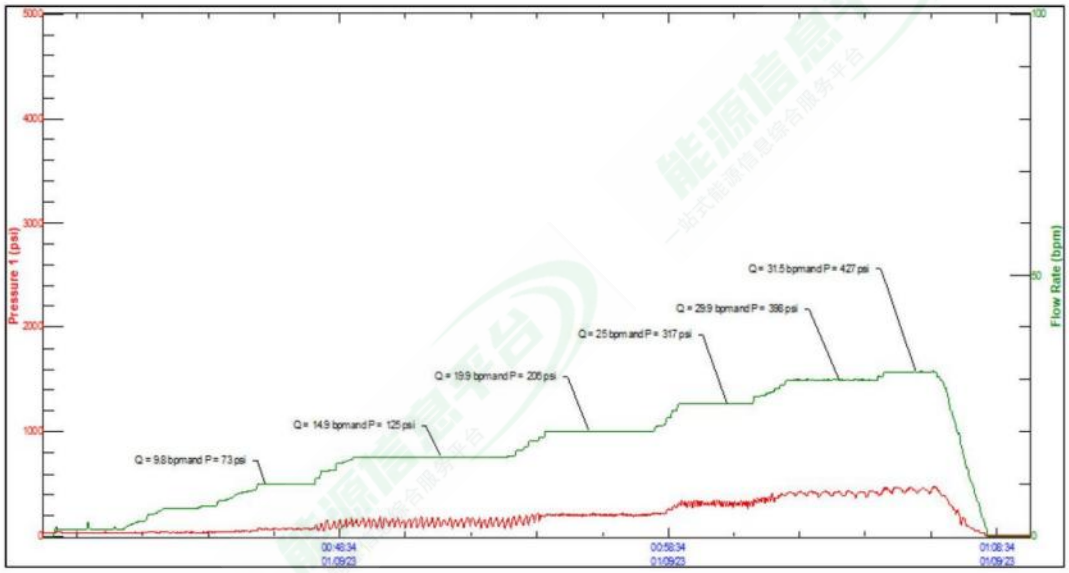


图 15 步进速率测试之前的作业,以设计速率测试系统并在作业执行期间预见处理压力

图 16显示了整个处理执行过程中井底压力 (BHP)、表面压力和处理速率的动态变化。颜色代表储层附近涉及的不同流体

井筒。最初,钻井水被置换,随后以大约 20 桶/分钟 (bpm) 的速率置换自转向酸 (SDA),该速率略低于设计速率。这种较低的速率旨在增强分流器的作用,鼓励无聚合物的单相延迟酸从处理开始就瞄准生产力较低或无贡献的区域。然而,必和必拓在此初始泵送步骤中保持稳定。

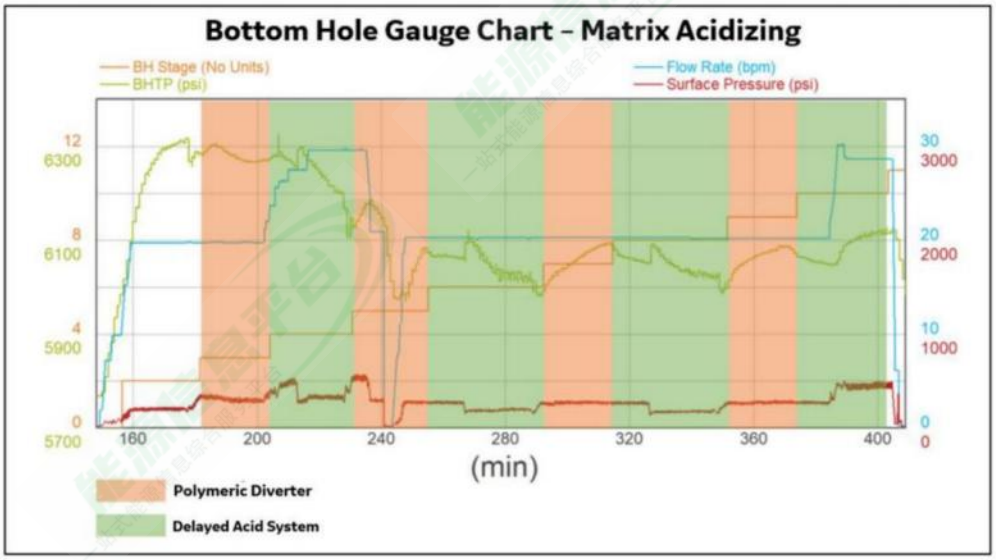


图 16　主要处理期间的表面压力、DHG 压力和泵送速率演变。

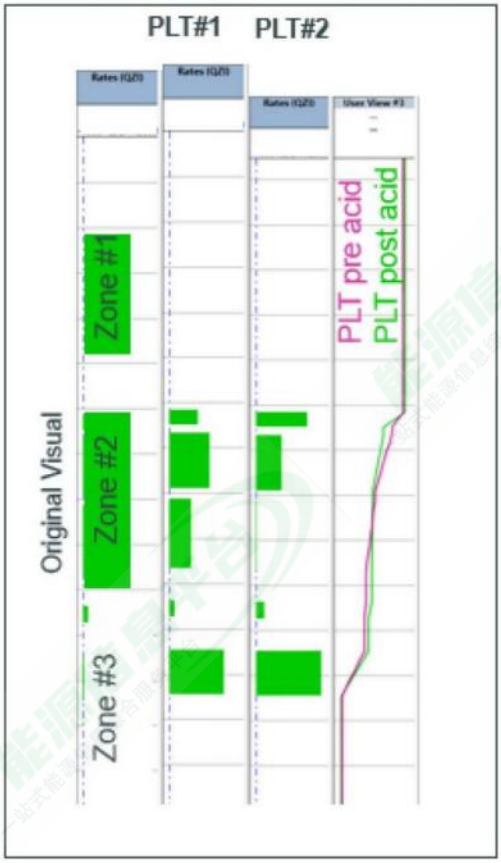


图 17　酸再刺激之前和之后的 PLT



Production Event	Skin
2020 Start-up	-0.8
2021 FFSD	-0.8
2022 FFSD	-0.9
2023 Post Acid	-4.0

图 18　PI 和皮肤的改善

当不含聚合物的单相延迟酸到达地层时,BHP 开始下降,即使速率从 20 bpm 增加到 30 bpm。 BHP 的下降表明酸对近井眼区域的影响以及储层与井眼界面之间连通性的改善。

处理大约 230 分钟后,刺激血管上的高压处理管线开始出现过度振动。为了解决这个问题,决定先降低速率,然后暂时停止工作进行分析。随后,以大约 20 bpm 的较低速率恢复处理,此时高压处理线经受的振动较小。

一般来说,对于处理的后续阶段,当分流器到达地层时会观察到压力增加,这表明后续阶段存在一定的分流。相反,当酸达到地层水平时,测得 BHP 下降,表明储层与井眼界面之间的连通性有所改善。由于地表管线中已经存在水,速率再次增加至大约 28 bpm,直到用钻井水冲洗井以完成处理。

再刺激结果

在酸再刺激之前和之后都进行了生产测井工具（PLT）,以评估处理对油井的影响。

PLT 分析表明没有检测到大量气体,表明井附近不存在气体突破或游离气体。这表明储层压力仍高于泡点。

从 PLT 获得的密度测量结果表明,#3 区存在固定水段。这一固定水段意味着该特定区域的水是不可移动的,因此对生产没有贡献。

此外,在#3 区的下部没有观察到流动,表明其非生产性质。
然而,值得注意的是,以其优越的油气藏排水能力而闻名的#3 区上部仍在继续生产
。
酸再刺激后,生产力指数有所改善。酸后工作获取显示压力显著增加,增加了约 435 psi。这种正压力的增加表明酸作业取得了良好的结果,特别是在#2区和#3区的上部,显示出生产性能的提高。

总体而言,PLT 分析为酸再刺激的有效性提供了有价值的见解,强调了不存在气体突破、存在固定水段、非生产力

#3区下段,以及酸处理对#2区和#3区上段生产的积极影响。

这一优化举措取得了可喜的成果,有助于提高生产率指数,并随后提高了相关井的产量水平。

此外,值得注意的是,皮肤改善效果显著增强,评级从-0.8飙升至令人印象深刻的-4.0。这一显著进步意味着井眼附近遇到的障碍或损害大幅减少,进一步提高了开采过程的生产率和效率。

需要强调的是,尽管没有任何新的流动区间,kH（渗透率-厚度)值也没有显著变化,但综合努力和实施的战略调整已经取得了值得称赞的成果,最终导致了压降减少方面的显著改善,生产力指数和皮肤改善。

新的单相、无聚合物延迟酸液技术使整体皮层从 -0.8 减少到 -4.0,并在不同区域观察到渗透性的变化。该系统成功地按计划处理了所有三个区域,在油井产量稳定和 PI 增加后,bopd 产量增量增加了 17%。通过处理前后的PLT分析证实了该系统的有效性。新的酸性流体技术被认为是处理巴西盐下地层渗透率变化的多个区域的合适候选技术。

结论

酸再增产干预与海底 EDP/LRP 干预系统、连续油管和专用临时增产船相结合,是一项复杂的操作,需要周密的准备工作,并涉及多项操作挑战。这些挑战包括确保钻机、管理物流和供应链、保持井眼完整性、优先考虑操作安全、实现有效的流体布置和导流,以及获取准确的监测数据。通过采用多学科方法并有效应对这些挑战,可以最大限度地提高油藏产能。

单相无聚合物酸液技术方法具有多种优势。首先,单相酸处理有效地渗透碳酸盐岩储层复杂的孔隙结构和不同的岩性。通过溶解矿物沉积物并形成导电通道,它们可以增强渗透性并促进流体流动。此外,酸性流体技术通常被配制为与碳酸盐矿物相容,从而最大限度地减少沉淀和地层损害风险。这确保了储层的有效渗透和溶解,而不会造成过度伤害。

无聚合物、单相延迟酸系统的另一个好处是其能够控制反应速率（延迟效应）。这使得操作员能够根据特定的储层特征和目标调整酸的性能,实现最佳的渗透和溶解,而不会浪费酸或导致过早的酸消耗。此外,单相酸简化了物流并提高了运营效率。与更复杂的增产液相比,它们需要更少的添加剂和设备,从而降低了成本,并使其适用于偏远或具有挑战性的操作环境。

重要的是要考虑酸类型和配方的选择应基于对储层特征、潜在地层损害和操作因素的全面评估。咨询专家对于确定特定碳酸盐岩储层最合适的增产策略至关重要。

总体而言,使用无聚合物酸性流体技术提供了一种有效且高效的方法来增产碳酸盐岩储层,从而提高石油和天然气行业的产量和采收率。

酸再增产通过提高油井产能、增强油藏连通性、延长油井寿命和提供具有成本效益的解决方案、适用于多种油藏类型并促进环境可持续性来实现干预目标。

4. 深水 Pre-Khuff 碎屑水力压裂:从阿布扎比海上先进技术的实施中获得的经验教训

文献摘要: 本文介绍了一种多压裂完井策略的开发和实施，该策略在 Pre-Khuff 深层目标的首次成功水力压裂处理中，将井的性能提高了 500%以上。主要目标储层是深度超过 16000 英尺、温度超过 350°F 的深层致密砂岩。考虑到储层的特点(主要是低渗透率)，需要进行水力压裂才能达到商业产量。压裂增产措施的设计面临着几个具有挑战性的条件，包括地层温度高、闭合应力大、破裂压力大，以及在海上环境中压裂后支撑剂可能返排的问题。在面向网格的平面三维水力压裂模拟器中采用力学模型来优化处理，并了解与特定多缝完井策略相关的生产动态变化，指导优化过程。这项工作导致了纳米支撑剂、伪稳定压裂液以及其他技术的成功应用，其中包括专为低应力各向异性条件设计的射孔枪。本文将介绍从实施尖端水力压裂技术中获得的成果和经验教训，这些技术为开发难以开采的储量提供了克服挑战的手段。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

SPE-216565-MS

深水 Pre-Khuff 碎屑水力压裂:从阿布扎比海上先进技术的实施中获得的经验教训

H. Buijs 和 M. Ibrahim、Wintershall Dea； Mahmoud Basioni、JA Alloghani、A. Elmahdi 和 S. Sayed,ADNOC Upstream,阿拉伯联合酋长国阿布扎比； T. 瑞典人,Wintershall 在那里； Y. Azoug、A. Al Kaabi、A. Bulekbay、M.S. Efnik、AE Al Hammadi、RK Al Kindi、FM Al Aryani 和 UB Bregar,ADNOC Upstream,阿拉伯联合酋长国阿布扎比； R. Nuriakhmetov，ADNOC Offshore,阿拉伯联合酋长国阿布扎比

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/216565-MS

本文准备于 2023 年 10 月 2 日至 5 日在阿联酋阿布扎比举行的 ADIPEC 上发表。

在审查了作者提交的摘要中包含的信息后,SPE 项目委员会选择了本文进行演示。论文内容未经石油工程师学会审阅,作者有权更正。该材料不一定反映石油工程师协会、其官员或成员的任何立场。未经石油工程师协会书面同意,禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要;插图不得复制。摘要必须包含对 SPE 版权的明确承认。

摘要

本文介绍了多重压裂完井策略的开发和实施,该策略在深 Pre-Khuff 目标中首次成功进行水力压裂处理时,将油井性能提高了 500% 以上。主要目标储层是深层致密气砂岩,可在深度超过 16,000 英尺且温度高于 350°F 的地方找到。鉴于储层特征,主要是其低渗透性,需要水力压裂才能实现商业生产率。压裂增产处理的设计提出了几个具有挑战性的条件,包括高地层温度、闭合应力和破裂压力,以及在海上环境中处理后支撑剂返排的可能性。

通过对来自旧井和新钻探井的不同数据集进行跨学科评估,学习曲线崩溃了。在面向网格的平面 3D 水力压裂模拟器中采用机械模型来优化处理方法并了解与特定多裂缝完井策略相关的生产性能变化,从而指导优化过程。这项工作成功实现了纳米支撑剂、准稳定压裂液以及专为低应力各向异性条件设计的专用射孔枪等技术。本文将深入探讨尖端水力压裂技术实施的结果和经验教训,这些技术为克服挑战以释放难以开采的储量提供了手段。

介绍

XX 油田位于阿布扎比（阿联酋)近海。主要目标储层是 Pre-Khuff 碎屑岩组,这是一种深层致密气砂岩,可在深度超过 16,000 英尺、温度高于 350°F 的地方发现。该地层是晚石炭世 - 早二叠世沉积物,由深灰色页岩组成,粉砂岩、泥岩和小型粘土岩,其下方是厚层的细粒至中粒、交错层状,

石英砂岩。这些被解释为河流起源,并且可能是沿着蜿蜒河流的点坝沉积的。

该地下构造于 1966 年首次被发现,是区域 NS 延伸构造趋势与其他附近油田的一部分。它拥有三个不同的储层单元,具有不同的岩石物理和力学性质。粘土总体积估计为 10-40%,最多孔区域的孔隙度估计为 12%。不同层段的固有系统渗透率范围为 0.01-1 mD。主要气体成分是甲烷,约占 Pre-Khuff 气体总成分的 69% （Al Ameri 等,2015）。在该结构和类似结构上钻探的直井证实了不同的储层质量范围、不同的破裂压力条件以及增产后有限的产能。

尽管早在 1979 年就在 Umm Shaif 油田的一口探井中发现了 Pre-Khuff 天然气（Darwin 等人,1978 年）,但仅在 Hair Dalma 近海油田报道了 5.79 MMScfd 的天然气产量（Ali 和 Silwadi,1989 年））。自此,Pre-Khuff 油藏因其开发背后的巨大经济潜力而成为阿布扎比深海和陆上探井的主要目标（Hu et al., 2015）。从第一次发现到报告水力压裂的成功应用已经过去了几十年,许多因素都证明了推迟 Pre-Khuff 商业天然气生产的合理性。引用一些而不是全部：

- 具有挑战性的储层地质、高静态杨氏模量（YMES）、天然裂缝、孔隙弹性和不同储层内的高裂缝梯度（Al Ameri 等,2015）。
- 深层储层的高温、高压和井眼冲刷条件会影响地质力学岩石特性评估的正确数据采集（Steiner et al., 2019）。
- 复杂的应力状态条件,呈现出由天然裂缝的存在所定义的横向和纵向储层质量变化（Abdelmawgod 等,2022）。
- 缺乏足够的技术和专业知识来进行有效的水力压裂设计同样也是造成上述因素的原因。

本文介绍的案例涉及在较低且较热的储层部分（称为“Berwath”）实施的水力压裂设计。该地质力学台架的静态杨氏模量约为 10 Mmpsi (YMES),平均孔隙压力约为 10,000 psi,最小应力约为 11,000 psi,断裂压力约为 11,500 psi。

挑战

鉴于油藏特征（主要是低渗透率）,需要进行水力压裂才能实现可及时维持的商业生产率。压裂增产处理的设计提出了几个具有挑战性的条件,包括高地层压力、高闭合应力、孔隙弹性效应以及海上环境中处理后支撑剂回流的可能性。

大量天然裂缝的存在导致流体效率低下,传统效率计算无法正确理解这一点,因为在泵送条件下,次生孔隙度主导的泄漏可能高出 20 倍以上（Barree 和 Mukherjee,1996 年;Barree,2005年） 2023； Buijs 等人,2023）。次生孔隙的存在支持空间中可变的泄漏条件,需要对其进行适当的建模和理解,以避免由于浆料脱水而导致过早的处理筛选。

同时,当将大的主岩静态杨氏模量（YMES)与低净压力环境（过程区应力或“PZS”)相结合时,可以实现小裂缝宽度。小裂缝孔径和大泄漏条件的存在,不仅表现为复杂的压裂环境,在不终止处理的情况下不能放置大浓度的支撑剂,而且对裂缝导流能力产生负面影响。当后者与整个结构的可变应力状态和主岩中存在的高温相结合时,水力压裂处理

优化,特别是压裂液设计对于解开难以恢复的难题变得非常重要
储备。

完井策略

新开发考虑采用套管和固井 S 形井,并使用专用的锥形 5 ½ - 4 ½ 压裂管柱,用于高速率泵送增产处理。选择“堵塞和射孔”完井方法是因为考虑到水力裂缝增长的初始不确定性,这种方法具有灵活性,并且可以系统地获取关键信息,以便在完井时不断优化压裂处理。

在所有井中实施了由全面且多样化的数据集组成的战略数据采集计划。

利用现场测试的大压差塞来隔离不同的裂缝阶段。在射孔设计方面,各个射孔簇的长度和位置、簇之间的间距、孔数和孔尺寸是根据对簇动力学的最新理解以及专有考虑因素,在储层和完井质量评估之后完成的。专为低应力各向异性环境设计的射孔枪与混合衬管装药相结合,在工程欠平衡条件下发射,以减少与岩石变形相关的应力笼效应。反过来,这可以最大限度地减少近井眼区域的压力损失,从而减少过早脱砂的机会并改善裂缝与井眼的连通性。

根据压裂刺激的地质力学台架,压裂处理预计将以 30 至 50 桶/分钟 (bpm) 的速率泵送,可变支撑剂质量为 60 至 115 吨,在 30 小时内达到高达 6 ppag 的泥浆浓度。磅/1,000 加仑交联液。考虑到不同的储层特征,每种处理所采用的支撑剂尺寸和支撑剂浓度梯度是不同的。表 1显示了典型的水力压裂处理方案。

表 1 典型的水力压裂处理设计。

Stage #	Fluid	Clean Stage Vol.GAL	Cum Clean Vol.GAL	Proppant	Prop Conc.PPA	Cum Proppant.LB	Rate.BBL/M
1	ZrCMHPG 30 lbm	24,000	24,000	Nano-Proppant	0.25	6000	30
2	ZrCMHPG 30 lbm	46,000	70,000	40/70 HSP	0.25	17500	30
3	ZrCMHPG 30 lbm	10,000	80,000	40/70 HSP	0.5	22500	30
4	ZrCMHPG 30 lbm	16,000	96,000	40/70 HSP	1	38500	30
5	ZrCMHPG 30 lbm	17,500	113,500	40/70 HSP	2	73500	30
6	ZrCMHPG 30 lbm	7,000	120,500	NR 40/70_RCP	2	87500	30
7	ZrCMHPG 30 lbm	17,000	137,500	NR 40/70_RCP	3	138500	30
8	ZrCMHPG 30 lbm	19,000	156,500	NR 40/70_RCP	4	214500	30
9	ZrCMHPG 30 lbm	2,500	159,000	NR 40/70_RCP	5	227000	30
10	Slickwater	14,324	**173,324**			**227,000**	30

方法

通过跨学科评估和整合不同的数据集,包括完整的裸眼测井套件、井眼图像、深剪切图像、模块化地层测试仪 (MDT)、岩心实验室测量、PBU、详细的裂缝处理信息、近井眼热成像,学习曲线得到了压缩。遗留井的裂缝高度评估和生产结果。

建立岩石物理模型来描述岩石弹性特性。基于岩性的力学特性进一步受到岩石力学三轴测试的约束,并根据测量的应力大小开发了多个 1DMEM。进行应力敏感性分析来解释由断层的存在引起的构造边界的变化。实施了创新的地质力学压力瞬态测试,以深入了解天然裂缝驱动的岩石力学特性、孔隙压力、应力状态、系统渗透率和泄漏条件。结果通过井眼图像、三轴机械测量、MDT、PBU、诊断性裂缝注入 (DFIT) 和短期

术语生产信息（Buijs 和 Ponce,2018； Buijs 等人,2019;Buijs 等人,2020； Buijs,2021； Buijs,2022和Abdelmawgod等人,2022）。

通过在不同储层渗透率、天然裂缝渗漏剖面、岩性约束的岩石力学特性以及最小应力分布等条件下运行大量裂缝几何模拟,采用机理模型来优化水力压裂处理。收集到的知识用于了解与特定水力压裂设计和射孔位置相关的生产性能变化,指导目标生产策略的优化过程。

基于岩石物理和岩性的1DMEM

为跨储层结构钻探的 7 口井建立了岩石物理模型,考虑了流体饱和度效应、井眼条件和储层矿物学。对声波测井的压缩走时 (DTCACT) 进行了校正,以考虑孔隙流体饱和度的影响,以便与矿物学正确联系起来,以描述不同地质力学台架的力学行为（Buijs 和 Ponce,2018 年;Buijs 等人， 2019年和Buijs 等人,2020）。为了实现这种校正,根据所有井的深部电阻率测量生成了合成走时。图 1.A显示了一个线性回归,以电阻率的自然对数作为输入曲线,并以测量的 DTC 作为目标函数,以开发基于电阻率的压缩走时 (DTCRESIST)。如图 1.B所示,当 DTCACT > DTCRESIST（轨道 1)时,这些合成曲线也可用于定义致密储层的净产油量,并由标识为 C1_Out 的气体显示（在轨道 2 上用红色箭头标记)支持。紧水轴承间隔与 DTCACT ~ DTCRESIST 相关,因为测量的行进时间不会因气体的存在而减慢（在轨道 2 上标记为蓝色箭头）。同时,深部和浅部电阻率测量之间的差异提供了油气饱和度和天然裂缝位置的指示,这与井眼图像（用黑色箭头标记)一致。值得注意的是,根据遗留井的生产结果,传统的含水饱和度模型往往会低估主岩含水饱和度,因此,利用上述过程可以跟踪整个储层结构的净产水量。

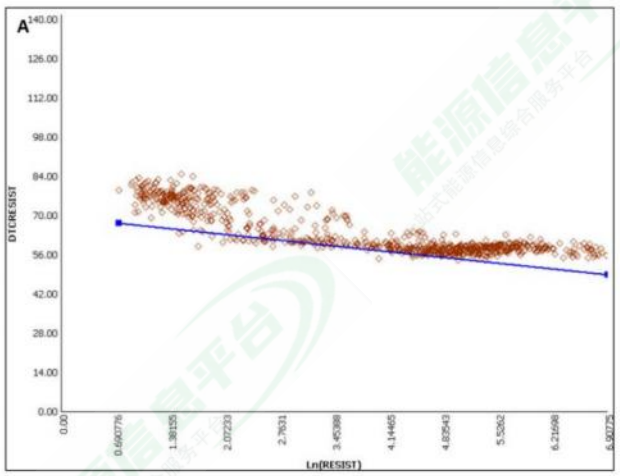


图 1A:流体替代图

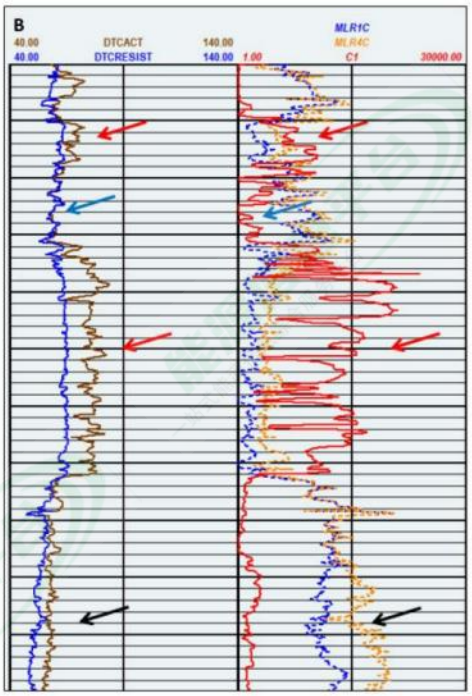


图 1B:DTCACT 与 DTCRESIST/电阻率与气体显示

在俄罗斯、挪威、北海、北非、中东和拉丁美洲地区的多个油田进行的大量工作表明,用于描述 DTCRESIST 的流体替代系数往往是相对恒定的,并且可以在油田层面应用。这一观察结果开辟了开发综合相关性以创建岩石物理和储层特征模型的可能性,其中包括优化要运行的测井工具的可能性。图 2显示了在该储层结构上钻探的 6 口井的 DTCRESIST 线性回归系数。

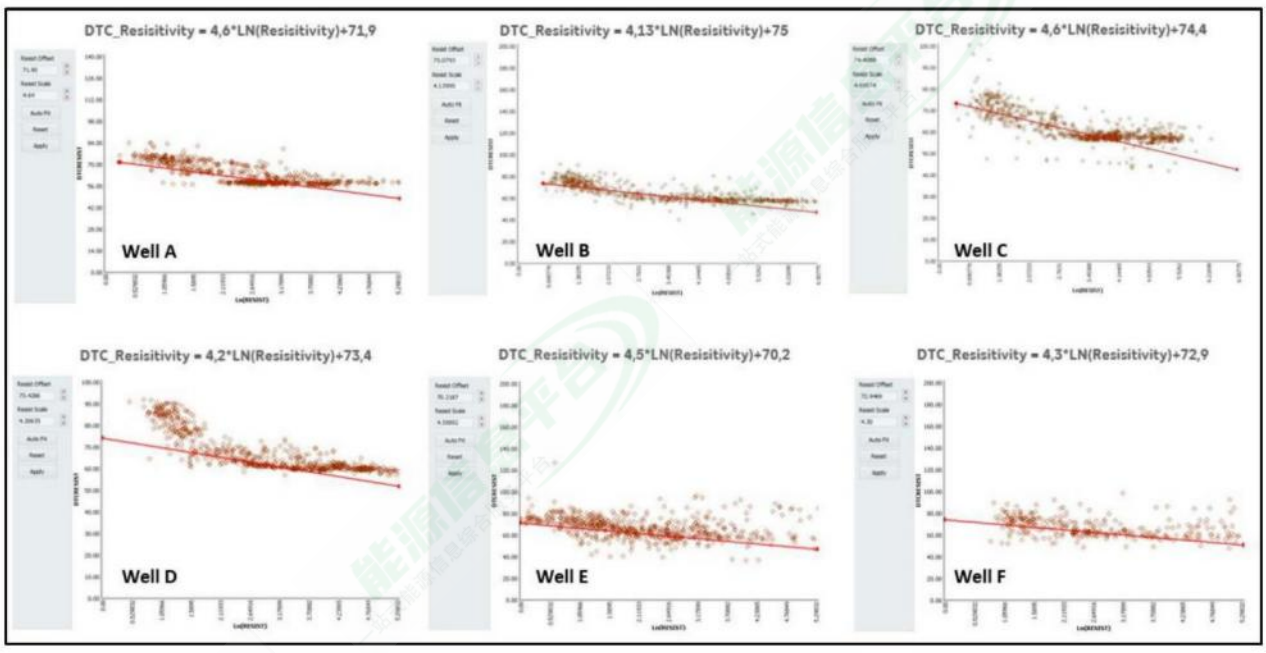


图 2液体替代系数

完成地层岩性描述后,通过应用基于岩性的经验相关性来估计岩石的动态弹性特性。矿物学体积分数用于通过利用密度测量和流体替代压缩旅行时间实现加权平均机械特性来创建岩石物理模型（Barree 等人,2009 年； Barree 等人,2014 年）。通过综合多口井的岩石力学测试,将动态岩石弹性值转换为静态值。垂直 Biot 是通过基于在受控条件下进行的 100 次岩心测量建立的相关性来计算的,这些测量结果证明与岩心测量一致（Barree,2005-2023）。

岩石物理模型和三轴力学测试支持多口井的不同地质力学台架上有限的横向力学异质性（Abdelmawgod 等,2022）。图 3.A显示了位于不同储层区域的 A、B 和 C 井的岩石弹性行为和 DTACT 的中等差异。孔隙压力模型根据不同地质力学台架（例如 MDT、PBU 和 DFIT)的多口井的各种独立测量值进行校准。

综合信息支持恒定的孔隙压力梯度,平均孔隙压力约为 10,500 psi。图 3.B显示了在 100 psi 范围内（由橙色和蓝色曲线确定的上限和下限定义的)多个井和源的测量结果。

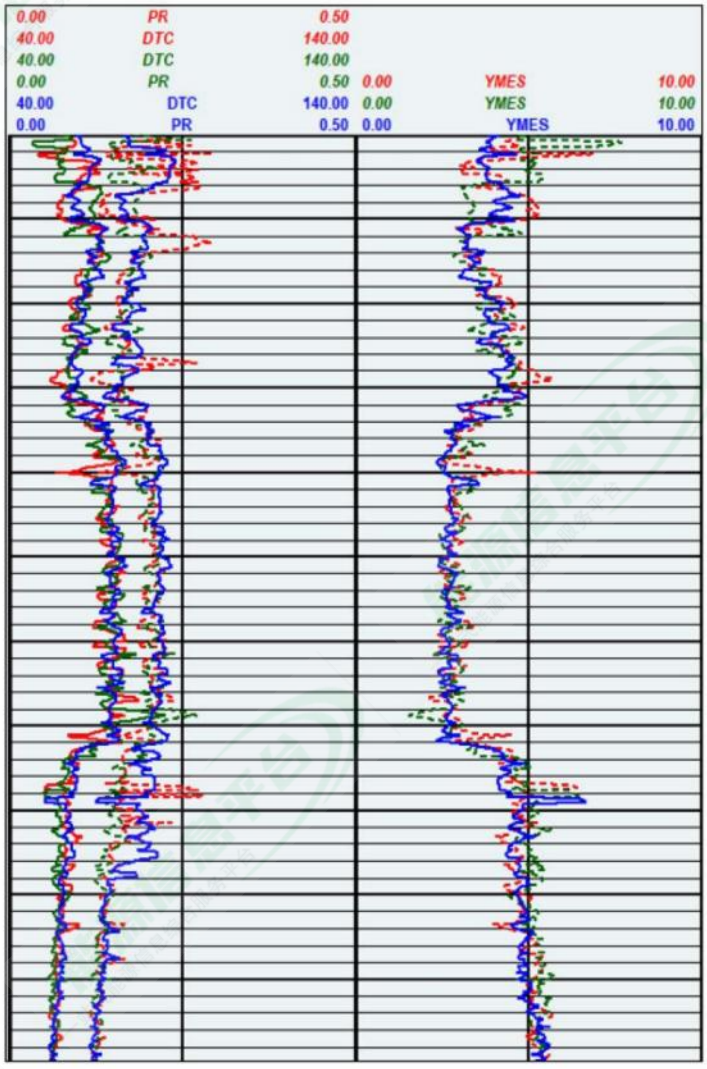


图 3A:岩石物理 A、B 和 C 井 - 第 1 道:泊松比和 DTC/第 2 道:静态杨氏模量。

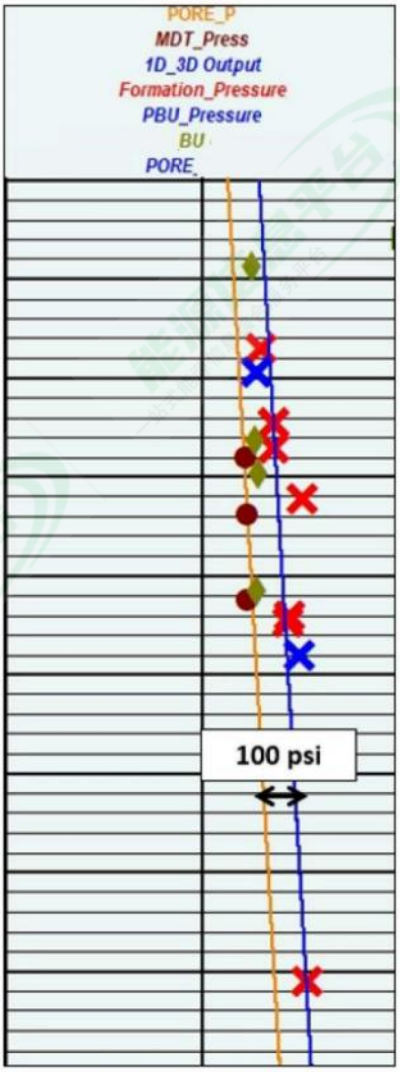


图 3-B:多口井独立孔隙压力测量值的整合。

值得注意的是,声波数据不能用于预测需要裂缝刺激的硬岩中的孔隙压力（Buijs 和 Ponce,2018）。不同的顾问尝试了多种基于声波的预测,提供了非常不稳定的孔隙压力估计行为,无法通过多口井的实际 PBU 瞬态测量来证实。

井眼图像上已识别的钻井诱发裂缝显示了应力张量如何在结构中钻探的所有井中旋转（详细信息见图4.A）。后者可以通过具有可比较的最小和最大应力大小来解释,基于岩石物理学的井眼稳定性模型进一步支持了这一点,该模型表明水平应力之间的差异小于 20%。诊断裂缝注入和应力建模支持某些现场区域存在可变构造影响,其中至少需要应用两个不同的边界来匹配不同地质力学台架上的多个应力测量。后者与图4.A中 A 井上显示的不同储层单元的应力旋转一致。根据井眼事件校准的井眼稳定性模型证实,断层改变了附近区块内的局部应力,从而导致断层部分的应力状态发生变化。同时,根据所钻井的弹性行为模型,此类区块内的应力条件往往保持恒定。

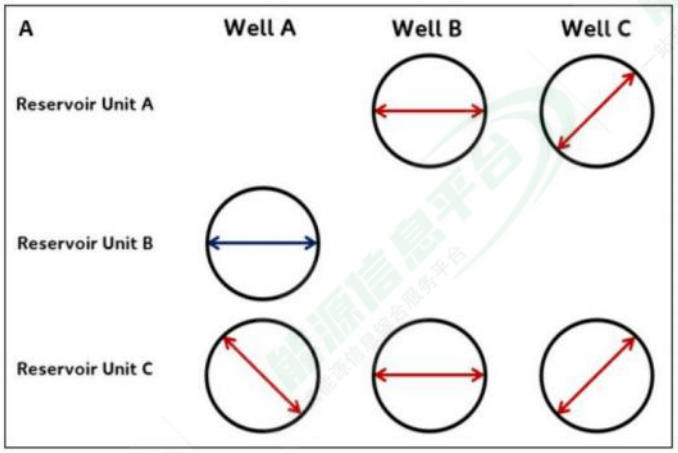


图 4A:A 井、B 井和 C 井井眼图像识别出钻井诱发裂缝。

对于总应力的计算,由于目前的不确定性,利用各向同性和各向异性模型来评估完井时会遇到的不同情况。利用多次压裂前测试的信息来校准和了解目标地层的应力分布。图 4.B显示了本文提出的裂缝改造井的基于光刻的 1DMEM。值得一提的是,本文提出的从下部储层部分岩性得出的预测总应力与压裂前测试测量的最小应力的误差在 3.8% 以内,证明了为预测状态而实施的工作流程的价值。钻井前的应力。

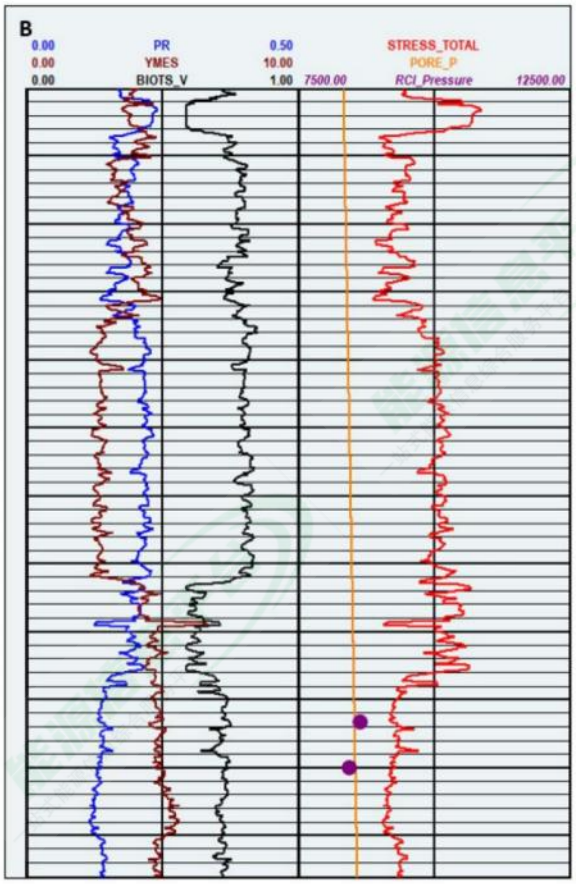


图 4B:基于光刻的 1DMEM。

机理建模 - 水力压裂设计优化

采用具有剪切解耦功能的网格导向平面 3D 裂缝模拟器,能够管理压力相关泄漏 (PDL) 和横向裂缝存储,为不同地质力学台架 (Barree) 设计适合目的的水力压裂处理方法。 ,1983）。基于岩性的1DMEM 用于描述主岩弹性特性和应力分布。纳米支撑剂低浓度段塞用于改善近井眼压裂进入条件,控制泄漏并提高增产储层体积（SRV)的生产寿命。采用智能支撑剂与工程树脂涂层相结合来了解接触的净产水量并在高生产率下锁定电导率。通过在优化的水力压裂设计中标记不同的支撑剂体积,优化了用于评估所形成的裂缝高度的非放射性 (NR) 支撑剂的必要量（Buijs 等人，2023）。

压裂液设计是任何增产处理的执行和性能的关键。在这方面,生产结果和过去 Pre-Khuff 处理的 PBU 分析的整合证实了与所实施的压裂液设计相关的较差性能,因为缺乏用于刺激生产的 100 吨处理的有效流动裂缝长度。从先前在该深度和类似应力状态条件下执行的压裂处理中收集到的经验也表明,在不筛选处理的情况下泵送 20/40 支撑剂浓度高于 5 ppag 具有挑战性（Al Ameri 等,2017） 。 ,2015）。因此,考虑到所有处理均采用高强度陶瓷支撑剂,提高裂缝导流能力和提高生产性能的少数方法之一是正确设计用于输送支撑剂的压裂液。在这方面,在裂缝模拟模型中进行了敏感性分析,以根据液龄图了解必要的支撑剂承载能力和压裂液所需的稳定时间。并行进行热模拟以确定压裂液将暴露的预期温度范围。基于这些信息,低聚合物负载量的准稳定压裂液被设计为具有约 15 分钟的粘度稳定性窗口和快速的流变降解曲线（Buijs 等,2023）。

变化的应力场内的可变应力相关渗透率的组合在裂缝几何形状的估计中引入了不确定性,并阻碍了其优化。为了在水力压裂设计阶段解决这一挑战,通过在不同储层渗透率、天然裂缝渗漏剖面、最小应力分布以及岩性约束岩石等条件下运行大量裂缝几何模拟,采用机械模型来优化处理方法机械性能。

利用生产模拟器来预测不同裂缝几何形状实现的性能,考虑了储层瞬态流动、闭合应力、嵌入、剥落、凝胶清理和支撑剂充填层上的多相非达西流动的组合动态相互作用（Duenckel 等人)等人,2019;Barree 等人,2003）。为了评估大量裂缝几何形状实现的效率并优化水力裂缝设计,每个模拟案例都根据相关的预测产量以及对创建的几何形状的目视检查进行评估（如图 5 所示） 。

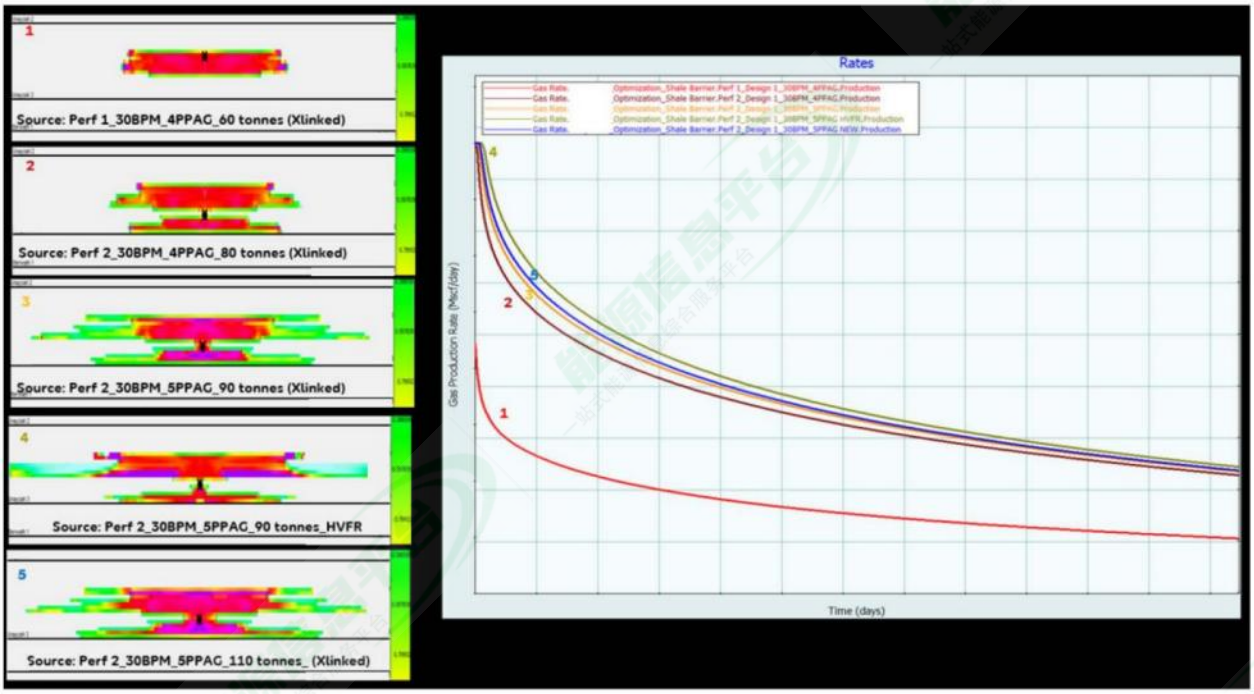


图 5　裂缝几何形状评估与产量预测。

总共运行了近 800 次模拟,以了解如何平衡最佳性能所需的裂缝几何形状与相关的筛选风险和裂缝增长到无产油区间。模拟的压裂处理采用可变的支撑剂质量（60 至 240 吨）、可变的支撑剂浓度（3 至 8 ppg）、压裂速率范围为每分钟 25 至 55 桶、多个裂缝起始点和多个压裂液流变剖面。模拟（交联、高粘度减摩剂和滑水压裂液）。应力状态范围为 10,500 至 13,000 psi,而渗透率模型考虑了不同地质力学台架上 0.01 至 15 mD 之间的可变渗透率范围。图 6显示了预定义 1DMEM 和平均渗透率为 0.5 mD 的多个裂缝模拟。

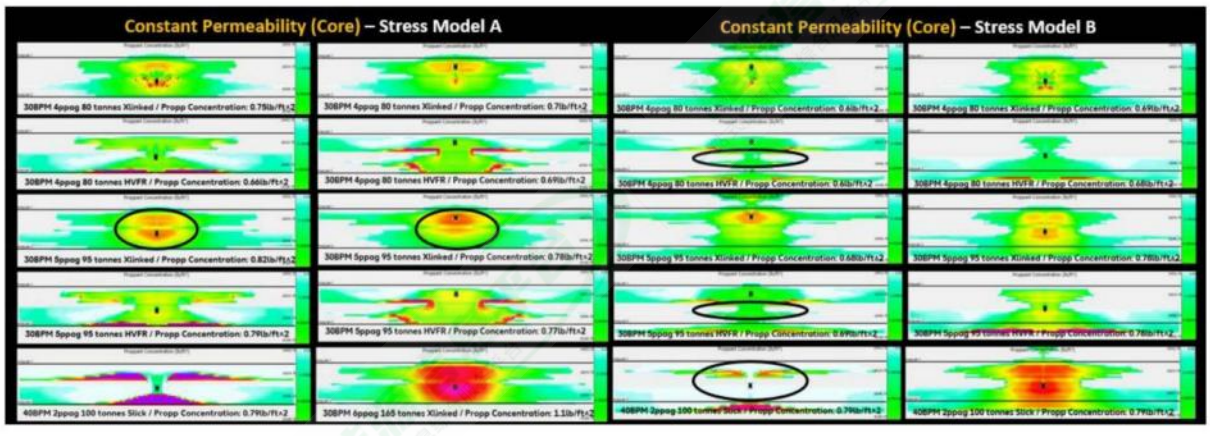


图 6　不同应力情况下的裂缝几何形状支撑剂浓度图。

利用通过不同机械建模周期收集的知识来了解与特定水力压裂设计（速率、支撑剂和流体类型/体积）和射孔位置相关的生产性能变化,指导目标生产策略的优化过程。该分析不仅用于制定优化且系统的完成策略

但与此同时,创建战略数据采集程序以在油井完成后继续优化水力压裂设计也很有用。通过用于模拟各种水力裂缝几何实现的不同建模方案来评估裂缝增长,显示出以下趋势:

裂缝几何评估

A。水力裂缝建模支持不同的裂缝高度控制能力,具体取决于岩石力学特性、储层渗透率、压裂率和射孔位置。 b.考虑到评估的应力分布范围,除非实施有限入口射孔设计,否则不同储层单元之间的裂缝增长是不可能的。 C。为了正确连接 Pre-Khuff 内的所有储量,需要进行 3 种不同的断裂处理。

水力压裂设计

A。接触系统渗透率（天然裂缝)对所创建的裂缝几何形状和要实施的水力裂缝设计（裂缝高度和开发的导流能力）具有一阶效应。

b.在考虑支撑剂充填层降解、清理和非达西效应等因素时,发现处理规模大于约 100 吨不会提供额外的生产性能。

尽管如此,水力压裂设计仍然需要在现场不断优化,因为油井是根据压裂前测试信息和基于非放射性示踪支撑剂的裂缝高度现场测量完成的。

C。在目标生产率下,20/40 至 40/70 范围内的支撑剂尺寸所提供的生产性能实际上没有差异。支撑剂尺寸的选择在放置能力和低压降下的早期压裂液清理能力之间进行了平衡。 d.在大量模拟案例中,低聚合物负载交联压裂液设计比滑溜水或高粘度减摩剂压裂液提供了更好的储层覆盖率。

这也是该地区的一项已知技术,使其成为首选。

裂缝起始点

A。根据预定义地质力学台架内的垂直应力异质性,必须实施单一射孔间隔或有限入口射孔设计以覆盖所有可用的净产水量。

b.模拟支持裂缝断开点的存在（产油损失)和靠近井眼的支撑剂充填浓度较低,因为射孔位于增产水力单元内的较高位置（受流体流变学影响很大）。这样的布置还会因重力作用而影响压裂液的清理,影响压裂处理的生产效果。

C。当将射孔放置在不同液压装置的中下部位置时（较大的平均支撑剂充填电导率）,倾向于具有更好的井与裂缝连接。

水力压裂液设计

尽管我们的行业在压裂高温油藏方面有着悠久的历史,但为了实现最佳性能,压裂液的流变行为仍然存在很大争议。众所周知,在高温下,压裂液往往会过早破裂,失去其粘度以及输送支撑剂的能力并形成裂缝宽度,这可能导致处理提前终止。很少有人提及的是压裂液在高温下自破裂。

然而,当缺氧时,液体无法有效分解。在这方面,由于铁、有机物和油气的存在,储层是强氧还原环境,对压裂液流变性能退化、流体清理以及裂缝导流能力产生负面影响。

冷注入流体和相对较热地层之间的传热机制在水力压裂液设计中起着至关重要的作用,因为大多数压裂液具有控制支撑剂输运的温度依赖性流变行为（Ben-Naceur 和 Stephenson,1985;Ben-Naceur） ,1988）。尽管热交换模型已广泛应用于其他行业（即了解核反应堆中的热流） ,并且在我们的行业中已经使用了几十年,但对于压裂液与原始高压之间的热交换速率和强度仍然没有达成共识。温度库条件。通常,压裂液流变学旨在承受井底静态温度,产生过度稳定的压裂液以避免流体流变性能下降。反过来,此类流体变得难以破裂并有效地回产以产生有效的裂缝流动长度。 Pre-Khuff 传统压裂处理的生产结果和 PBU 分析的整合证实,由于缺乏用于刺激生产的约 100 吨压裂处理的有效流动压裂长度,因此与实施的压裂液设计相关的性能较差。

与普遍看法相反,压裂液不会像许多软件应用程序所建议的那样快速加热到储层条件（Grubac 等人,2021 年;Hoq 等人,2022 年）。压裂液的低温行为得到了压裂和生产条件下超过 15 年的光纤温度测量的支持,显示储层液位的加热时间非常慢（Huckabee,2009 年;Holley 等人,2014 年;Ugueto 等人,2014 年）。 ,2016）。为了定义流体在不同时间点暴露的温度范围,模拟了典型裂缝处理的预期热交换的数值模型。模拟输出表明,在主压裂体内输送大部分支撑剂的流体温度比静态储层温度低 45% 至 60%。在此温度范围内,不需要高温凝胶稳定剂,并且避免了它们对生产性能的负面影响（Buijs等人,2023）。

图7.A显示了井下测量温度随注入压裂液体积的变化,呈现出指数冷却函数,在注入3个井眼体积的压裂液后趋于稳定。蓝色曲线代表仪表测量值,通过应用线性转换,红色曲线定义了进入射孔的最大可能流体温度。测量结果表明,注入2.5倍井筒体积的压裂液后,温度远低于静态储层温度。尽管裂缝很薄并且被无限的热质量包围,但传热在短期温度分布中占主导地位,并且流体在整个处理过程中往往保持低温。

热模型支持压裂液工作温度将保持在井底测量值约 20°F 左右（如图7.A中的蓝色阴影区域所示）。在所介绍的压裂处理的最后约 1.5 小时内,绝大多数压裂液的平均温度保持在 160° 至 190° F 之间。

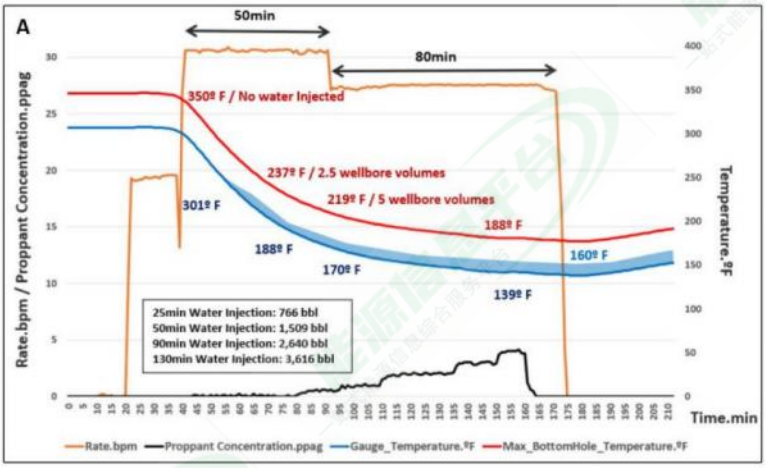


图 7A – 井下温度测量

图 7.B显示了执行压裂处理结束时的模拟压裂液温度,显示了与不断变化的裂缝几何形状内的停留时间相关的流体温度范围。图 7.C显示了井下温度测量结果（蓝色曲线)以及泵送处理后 24 小时内裂缝内平均压裂液温度（蓝色阴影区域）。可以看出,压裂液在关井第一小时内升温 20°F,并在 24 小时内达到储层静态温度的 85%。图 7.D显示了处理后 24 小时的模拟压裂液温度,获得了 300° F 的平均模拟压裂液温度。

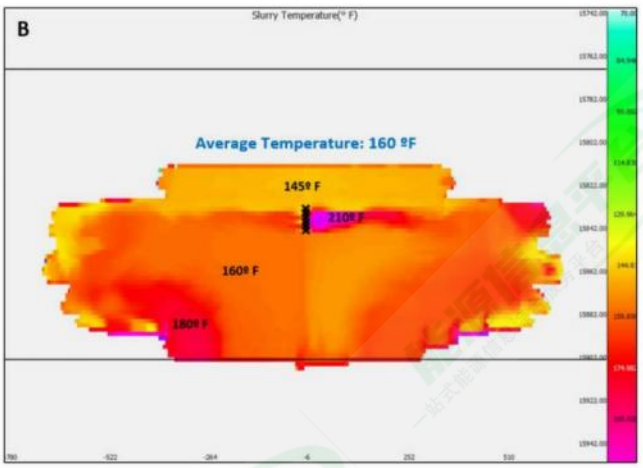


图 7B – 泵送结束时的模拟压裂液温度

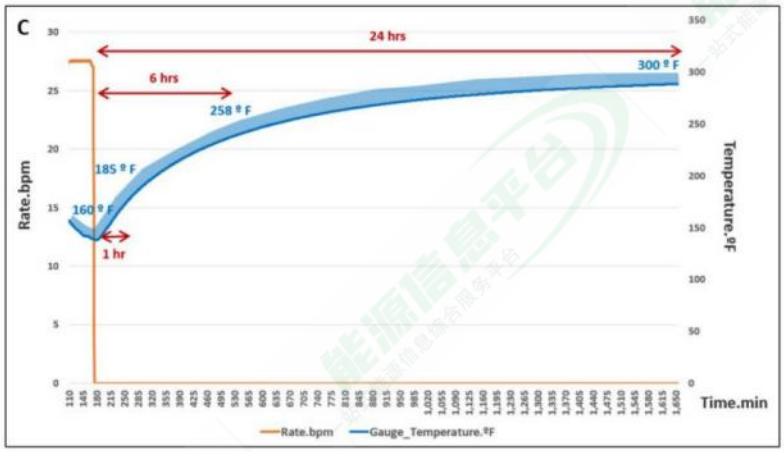


图 7C – 井下温度测量 – 处理后 24 小时

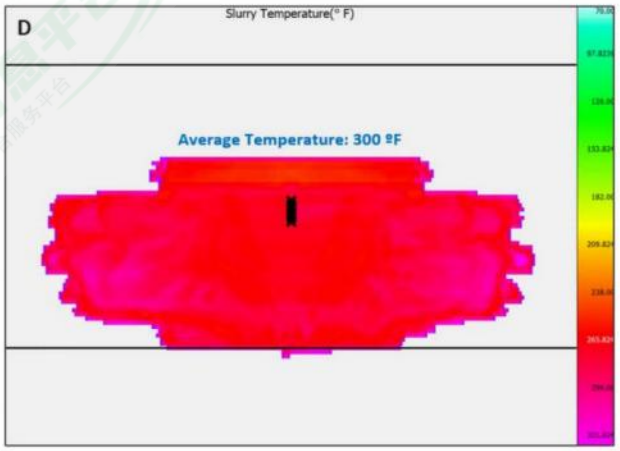


图 7-D – 处理后 24 小时的模拟压裂液温度。

支撑剂运输是一个复杂的过程。数十年的大规模支撑剂输送试验、建模经验和现场实施证明,大多数支撑剂输送发生在支撑剂移出射孔后约 20 分钟内。经过这段时间后,流体输送支撑剂的能力变得无关紧要,并且粘度需要降低才能对裂缝导流能力产生积极影响。面向网格的平面 3D 裂缝模拟器的输出用于开发有关该项目支撑剂传输的知识和理解,用于创建流体年龄、剪切力、泥浆粘度以及压裂液将暴露于的温度等诊断可视化。为了开发全面的流变特性（Buijs 和 Ponce,2018）。

为了帮助解释流体所需的短稳定时间,图 8.A中的颜色填充图中显示了关井时（160 分钟后)裂缝中流体的年龄。绿色裂缝的任何部分的流体年龄都小于 10 分钟,表明流体可以在这段时间内移动超过 450 英尺（这是流体完成大部分传输工作）。图 8.B显示了剪切图,可用于评估流体将承受的预期剪切速率范围,以便设计实验室测试并根据其结果定制压裂液配方。

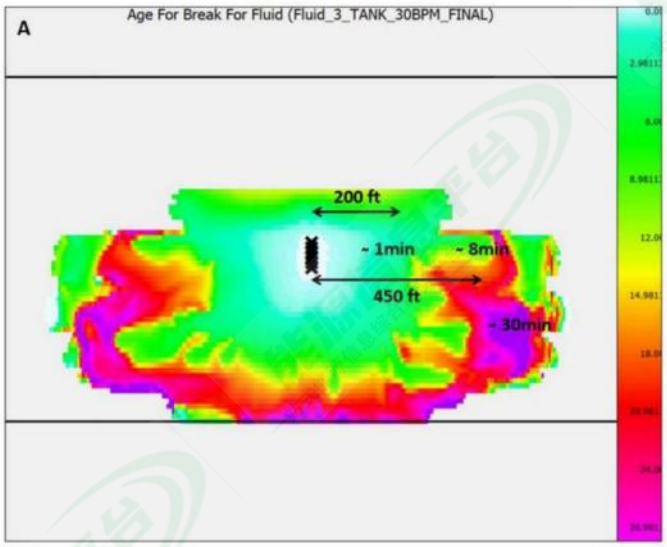


图 8-A – 原位条件下典型断裂处理的流体年龄图。

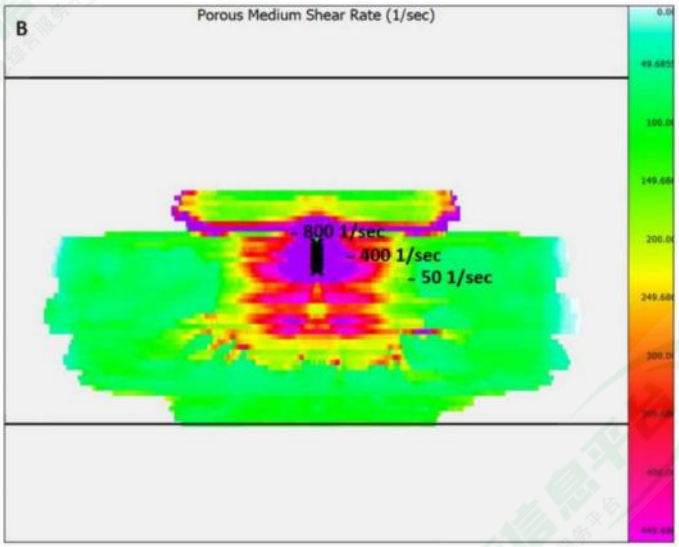


图 8B – 流体剪切图。

通过考虑流变测试和为获得目标压裂几何形状而运行的几种流变场景,追求过度设计的流变剖面以创建可靠的支撑剂传输能力。图 9显示了目标流变学。黑色曲线是在 100 1/秒剪切速率下计算的粘度 (cp),呈现约 300 cp 的基线粘度,在引发快速断裂之前可维持约 15 分钟。紫红色曲线显示随时间变化的流体稠度指数 (k),红色曲线是流体幂律指数 (n)。这种粘度分布可以通过 25-30 lb/Mgal 当量瓜尔胶聚合物负载来实现。

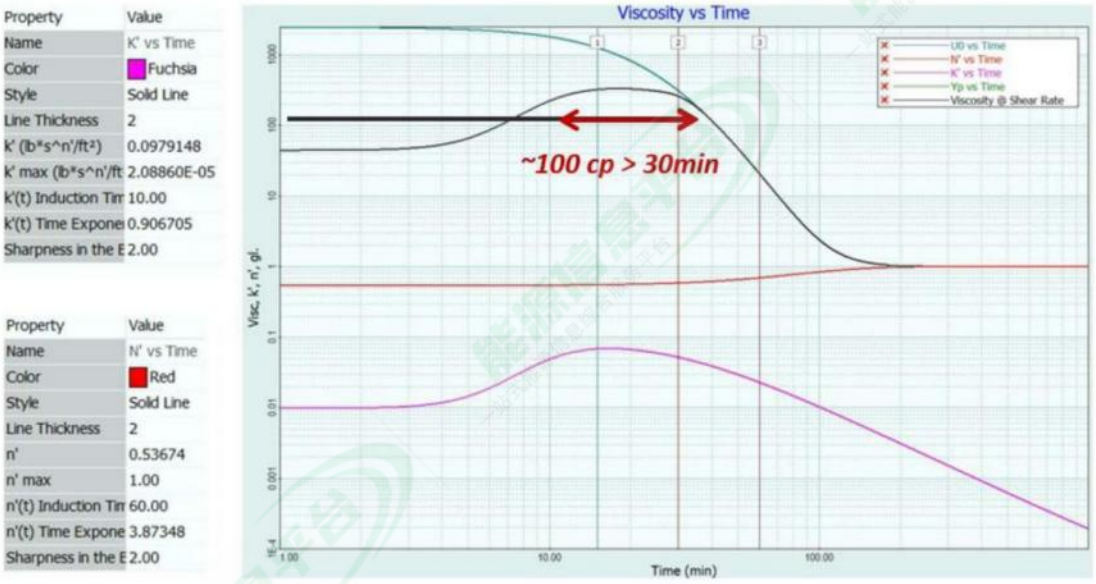


图 9　目标压裂液流变学曲线。

开发一种能够产生必要的裂缝几何形状、运输和悬浮支撑剂,同时能够在中低温范围内适当破裂的压裂液并不是一件容易的事。为了构建具有可预测行为的压裂液,对几种压裂液、不同的凝胶负载量和多种化学添加剂进行了质疑和分析。为了考虑工作流体温度估计中可能存在的不确定性,开发了一种创新的化学破坏剂混合物,以在较宽的温度范围内降低流变性能。我们进行了 200 多项流变测试,以提供优化的流体配方,该配方可在较宽的温度范围内保持稳定,并在油藏条件下适当破裂。行业标准被保留作为了解流体流变学的基线,但一些测试方法进行了更改,以代表压裂液将面临的实际条件（Buijs 等人,2023）。

根据热模拟输出,压裂液在 220° 和 140° F 下进行测试,定义了压裂液在开始泵送大量支撑剂浓度之前用于调节裂缝的温度初始冷却期之后所经历的温度范围井下。采用CMHPG双交联压裂液配方进行泵处理,对类型和破坏剂浓度进行细微调整,在某些情况下,需要稍微改变缓冲液浓度才能获得目标流变曲线。

最初的测试是使用合成水源水和实验室化学品进行的。所用的合成水源使用两种淡水样品按 50:50 混合而成的混合物。如图 10所示,当流体加热至 220° F 时,流体几乎立即开始增加粘度,在开始失去其流变特性之前,在 15 分钟内形成 300 cp 的稳定趋势。从目标粘度上限开始,大约需要 35 分钟才能达到 100 cp 的粘度（如测试 T52 中所示）。

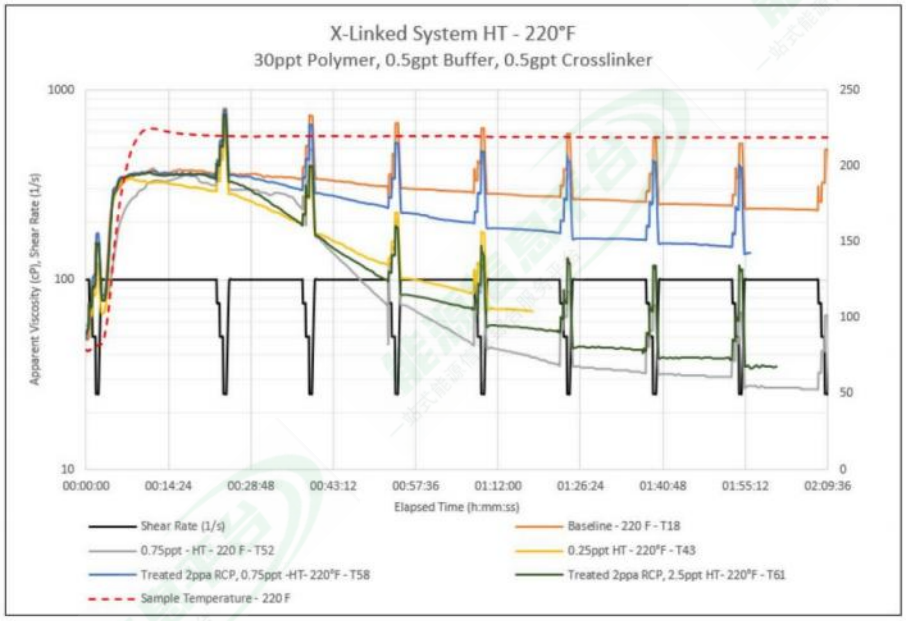


图 10　220°F 时压裂液流变学的优化。

如图 11中 140 °F 测试所示,与高温条件下相比,在低温下开发有限的稳定性窗口和快速粘度分解变得更具挑战性。不同浓度的树脂涂层支撑剂 (RCP) 的存在会影响配方 PH,当流体加热时,流体几乎立即开始出现粘度,并在 15 分钟内形成 250 cp 的稳定趋势,然后开始失去其流变性能。从目标粘度上限开始,大约需要 35 分钟才能达到 100 cp 的粘度（测试 T90R）。

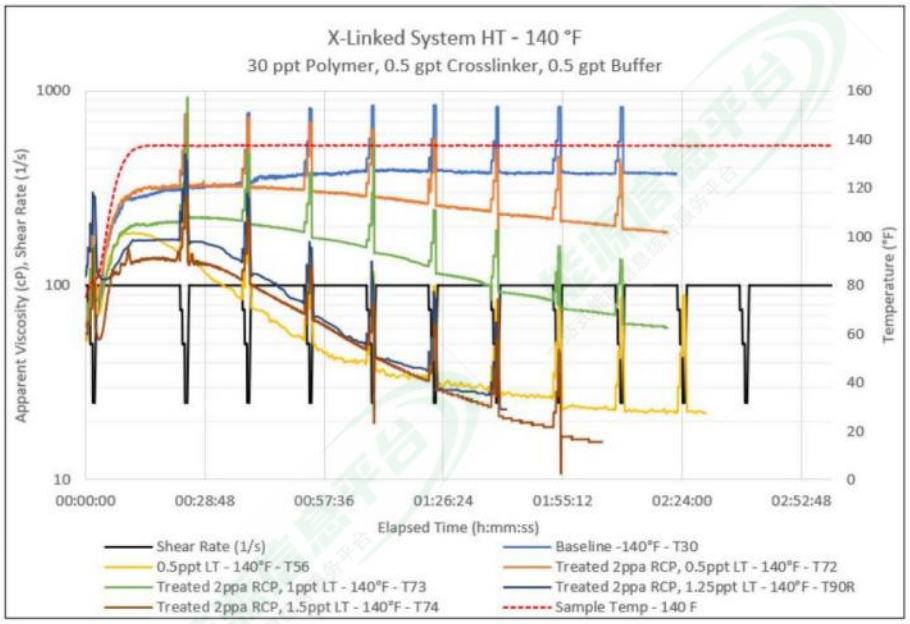


图 11　220°F 时压裂液流变学的优化。

多项测试表明,即使合成水和原水化学成分相似,流变行为也不同,必须更新不同化学添加剂的浓度。

同时,由于存在额外的铁和碳酸氢盐,储存在容器水箱中的水变得与源水不同,从而导致流体流变行为发生改变。知识点

在进行大量流变学测量时建立的模型可以深入了解不同的化学添加剂,为迅速优化必要的 PH、交联剂浓度、破胶剂的数量和类型铺平道路,以便在操作过程中迅速实现目标流变曲线。

伪稳定压裂液的利用并不新鲜,但仍然是一种新颖的应用,因为这种知识尚未在行业内广泛共享,因为它被认为是一种比其他运营商具有竞争优势的技术,可以释放难以开采的储量。在该领域和其他领域获得的经验证明,流体设计理念是正确的,并且在开发高性能压裂处理方面非常有效,可实现稳定的压裂后产量增量超过 500%。

射孔压裂

Pre-Khuff 不同的储层单元需要不同的射孔策略。射孔布置是基于大量裂缝几何模拟,考虑了应力分布的影响,还考虑了水泥隔离测井、测径器和井眼图像的整合。

根据在多个项目中获得的经验,决定使用专为低应力各向异性条件设计的专用射孔枪,采用混合衬管技术,在工程欠平衡条件下发射。这种类型的射孔枪配置往往会降低破裂压力并减少弯曲度,从而减少压裂液剪切降解、高压以及可能的筛漏。

在致密和超致密油藏中,有限进入的概念正在得到成功应用,并已成为此类油藏改善水力压裂性能的标准做法。该策略通常在目标区域实施,沿整个产油层分布有限数量的射孔,以确保对储层进行有效增产。这些类型的非常规油藏往往具有很大程度的机械非均质性和层理数量,可以阻止或限制裂缝生长,如以下深部石炭系地层的模拟岩心所示（如图 12 所示）。

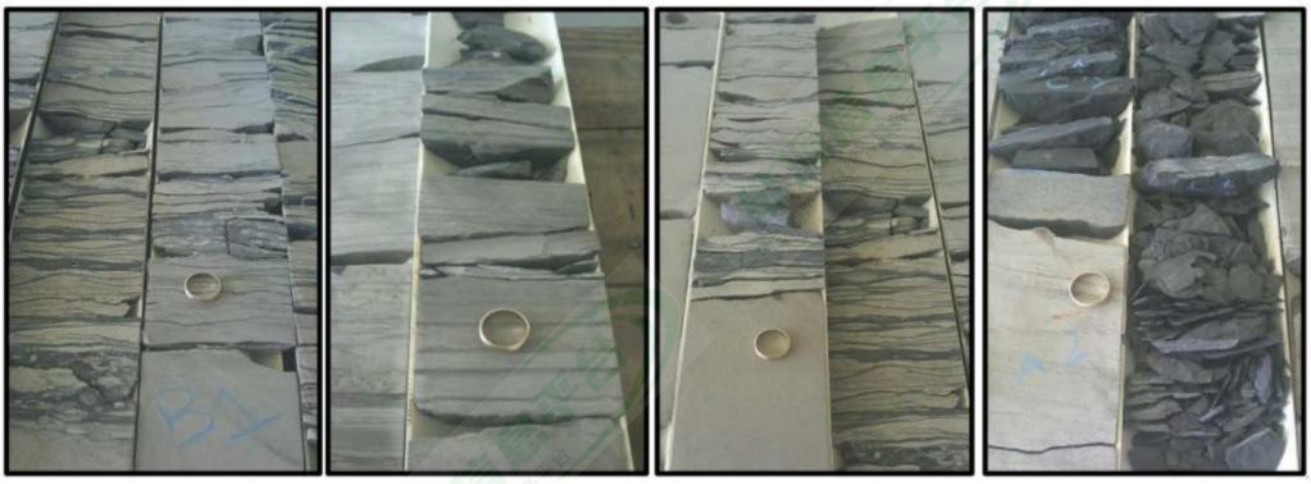


图 12 石炭系核心异质性和层理（Buijs,2012）。

有限进入设计仍然是一个艺术-科学-领域应用过程,需要了解主岩的应力状态。如果设计得当,有限的进入将通过改善重力效应导致的压裂液清理来提高我们压裂处理的生产性能,并允许裂缝连接更多的净产水量。除其他考虑因素外,必须有足够的注入速率来维持射孔之间的高压差

（设计速率为 1 至 3 bpm/射孔）。这意味着射孔数量的减少，以保证有效的导流，同时最大限度地提高射孔效率（通常每级平均使用 20-28 个孔）。

裂缝并不完全是连续的平面特征，如水力裂缝模拟器所示，它们将全局遵循最大应力平面，但局部它们遵循岩石结构。可视化裂缝在原位条件下的外观的一个好方法是通过钻井诱发裂缝的图像。尽管压力直接施加到井壁并且与水力压裂期间的控制局部注入不同，但它确实提供了裂缝将遵循的曲折路径的想法，其中包括层状效应。

岩层还为裂缝在高度继续增长之前穿过它们生长（损失额外的能量）提供了机会。被困在该转向裂缝区域内的支撑剂将抵抗上覆应力而闭合，并且在生产过程中，限制应力可能变得如此之大，以致所形成的裂缝几何形状的大部分可能与主要油气生产部分断开（Vincent，2015）。将多个射孔连接到所形成的裂缝内的不同位置将可以减少这种负面影响，从而提高生产寿命。

天然裂缝、压力相关泄漏、流体效率和处理垫体积计算

到 20 世纪 90 年代初期，我们行业的传奇人物如Castillo (1987)、 Nolte (1986; 1988; 1990;1991)和Muherjee 等人。 al (1991)提出了审查理论的必要性，以解释自然裂缝性储层中泄漏随压力的指数性质。 1986 年，Shelley 和 McGowen 提出了一种经验相关性，以帮助根据短注入测试确定渗入次生孔隙系统的泄漏情况。 Warpinski 结合质量守恒、达西定律和应力相关渗透率的 Walsh 分析模型 (1981) 来计算应力相关泄漏系数。 Castillo 是最早于 1987 年指出 G 函数的导数应在受应力相关泄漏影响的压力下降过程中减小的人之一。1996 年，Barree 和 Muherjee 提供了可变泄漏系数的唯一可行解决方案，该系数控制高于裂缝张开压力的泄漏交换率，已纳入全 3D 水力裂缝模拟器中。与实践者一致，模拟输出证明实际流体效率远低于仅在垂直于断裂面的正常泄漏条件的传统前提下获得的流体效率。因此，计算双孔隙系统中流体效率的传统方法实际上是没有意义的，并且是由于泥浆脱水和泥浆流动性损失导致处理漏筛的主要原因之一（Barree，2005-2013）。

流体效率定义为产生的裂缝体积除以泵送结束时注入的流体体积，通常根据压力下降分析来计算。进而，在开始向浆料内注入支撑剂之前，利用该值来计算所需的 PAD 体积，以避免过早的漏砂。传统的流体效率计算假设裂缝是在正常渗漏条件下产生的，遵循卡特一维模型（Carter，1957），其中流体通过所产生的裂缝面渗漏。 G 函数分析已用于根据关井后的压力下降速率来确定泵送结束时的压裂液效率。对于严格涉及基质泄漏率且没有 PDL 行为的情况，在泵送条件下观察到的泄漏与裂缝闭合过程中应用的泄漏相同，并且可以根据闭合时的 G 函数值来估计效率。

在现实世界中，通常会出现次生孔隙泄漏，其要么以自然裂缝的形式存在，要么以压裂过程引起的诱导裂缝的形式存在。当存在 PDL 泄漏条件时，有效泄漏将比利用传统效率计算计算出的值高几个数量级。换句话说，通过将效率分析应用于压力衰减的线性部分，

我们正在分析所有裂缝闭合后基质系统中的液体流失率。然而,整个压裂作业的泵送压力高于裂隙开放压力,因此泵送期间的泄漏比线性压力下降期间观察到的泄漏大得多。在这些条件下,在工作期间准确模拟泄漏条件的唯一方法是识别压力相关泄漏函数的存在和大小,并对其进行正确建模以正确设计处理计划（Barree 和 Mukherjee,1996 年;Barree,1998 年） 。诊断注入压力下降的逆分析 (GPTT) 可用于通过对上述裂隙泄漏系数进行迭代来发现完全收敛的解决方案,以微调断裂模型（ Buijs, 2021）。

还值得一提的是,在裂隙介质中,泄漏在空间上是可变的,因为它取决于所产生的裂缝的不同部分所施加的压力。图 13显示了 2 次压裂处理的压裂压力图,显示近井眼与所形成的压裂最大部分之间的压差可能为 600 psi。通过考虑泄漏的指数性质,该图解释了为什么绝大多数处理筛选发生在射孔附近。

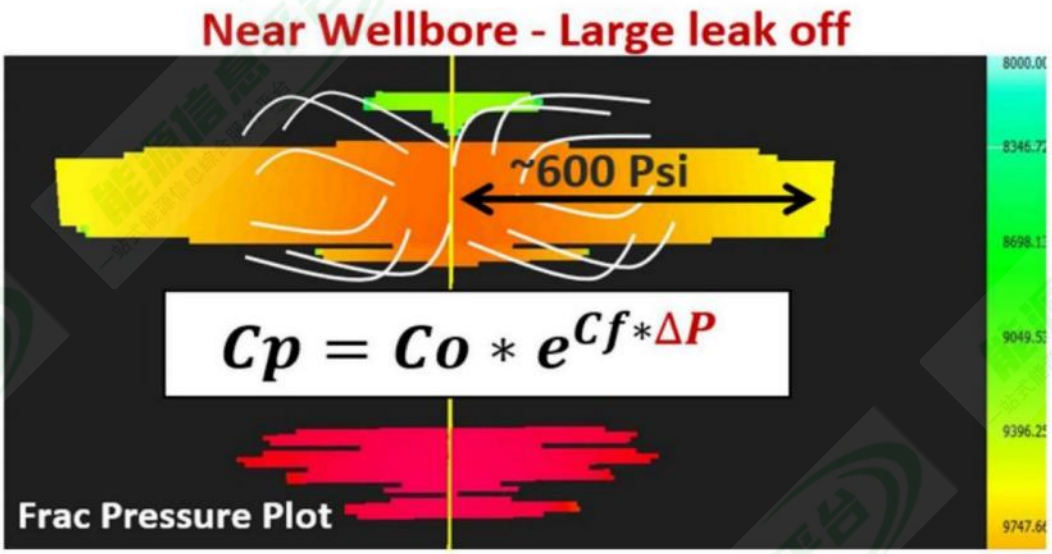


图 13 在不同地质力学台架上实施的裂缝设计的破裂压力图。

在 Pre-Khuff 深部实施首次水力压裂处理目标

压裂前测试

由诊断压裂注入测试 (DFIT) 和小型压裂组成的一组压裂前测试被泵送,以了解渗透率、孔隙压力以及接触母岩的最小应力等变量。利用专门的建模工作流程来理解和验证不同的测试解释,旨在表征 Pre-Khuff 气藏中不同水力单元的特征。

所有衰减测试均根据过去执行的处理的遗留井信息进行数字化设计,以减少其解释中的不确定性并获取关键信息以正确更新水力压裂处理设计。

利用传统方法对诊断注入进行分析（Barree 和 Mukherjee,1996； Barree 等,1998;Barree 等,2009； Talley 等, 1999）。为了获得可靠的信息来表征原位储层条件,使用处理过的水作为 DFIT 测试的主要流体。图 14显示了 DFIT 降压测试 (SDT),显示了约 11,500 psi 的破裂压力,显示了清晰的“水锤” ,表明与所产生的裂缝有效连通,并且近井摩擦力较低。

该分析提供了 550 psi 的弯曲度估计和 227 psi 的射孔摩擦力,支持 28

孔从放置在该簇上的 30 个射孔中打开（射孔效率 > 90%）。值得一提的是，小型压裂测试提供了可比较的结果。

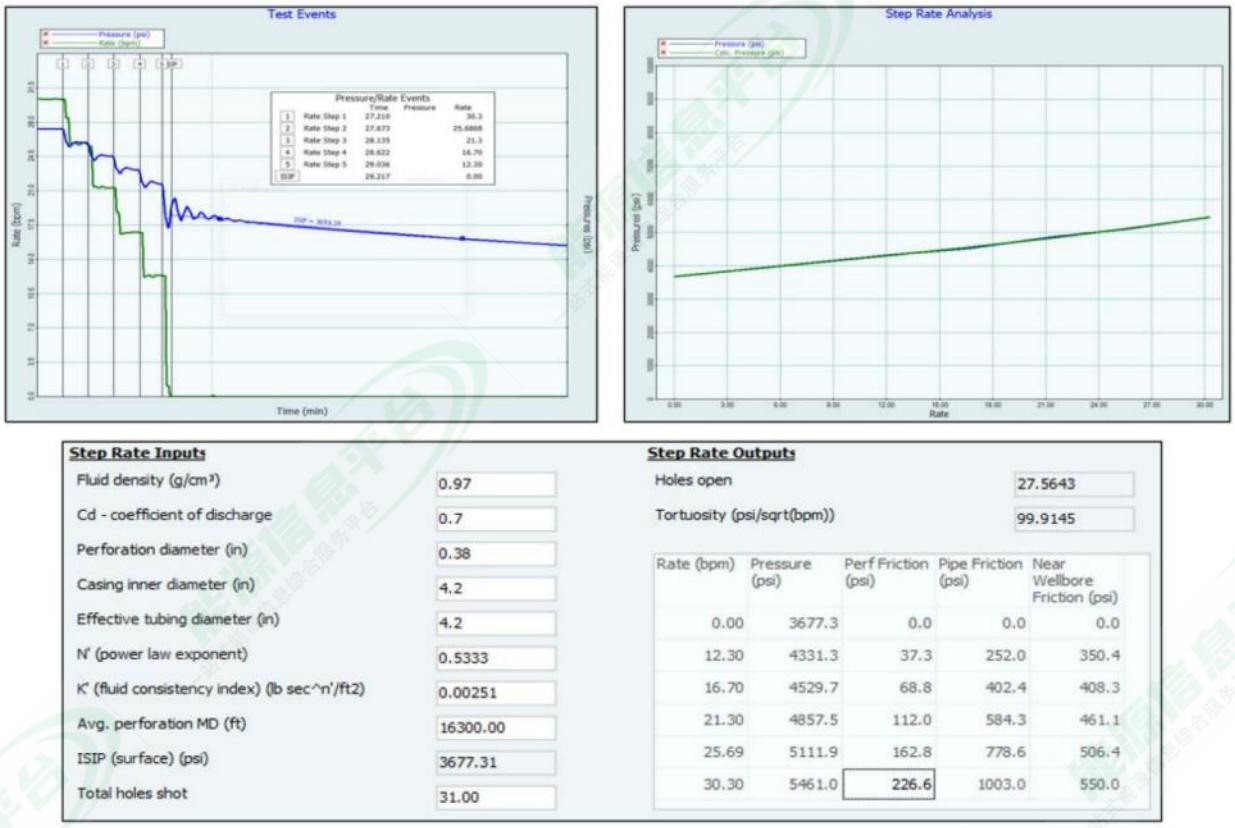


图 14SDT 迭代工作流程解释。

图 15.A中的 DFIT Gplot（Gtime 与压力导数）显示了与天然裂缝相关的压力依赖性泄漏裂缝闭合机制 (PDL)。剖面不存在线性渗漏，支持由天然裂缝主导的储层流量。缺乏线性泄漏周期表明存在有限的应力各向异性，这与该井的校准井眼稳定性模型一致。测试解释提供了约 11,000 psi 的最小压力，基于 4 分钟的闭合时间，流体效率为 14.3%。由于在压裂条件下泵送气体和水以及快速关闭，关闭时间渗透率估计值过高并且与注入前生产测试结果不一致（Barree等人，2009年； Buijs，2022年）。使用完全交联的压裂液进行小型压裂测试。图 15.B显示了 DFIT 后泵送的微型压裂的 G 图，具有可比较的最小应力估计值，并且 PZS 中略有增加 125 psi，这很可能与连续注入的次生孔隙系统的硬化有关。

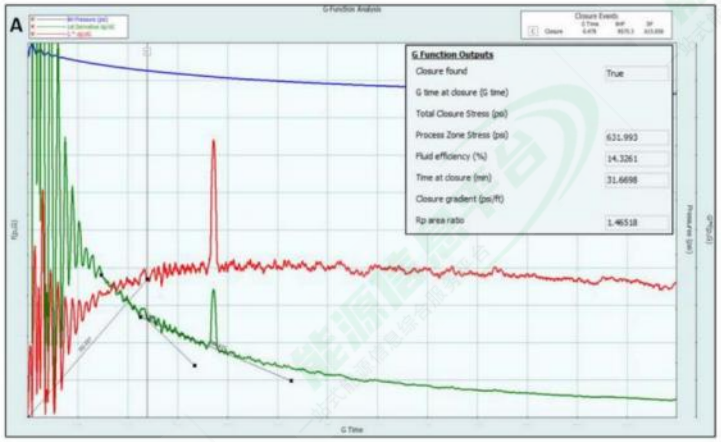


图 15A:DFIT G 图（Derivatives 与 Gtime）

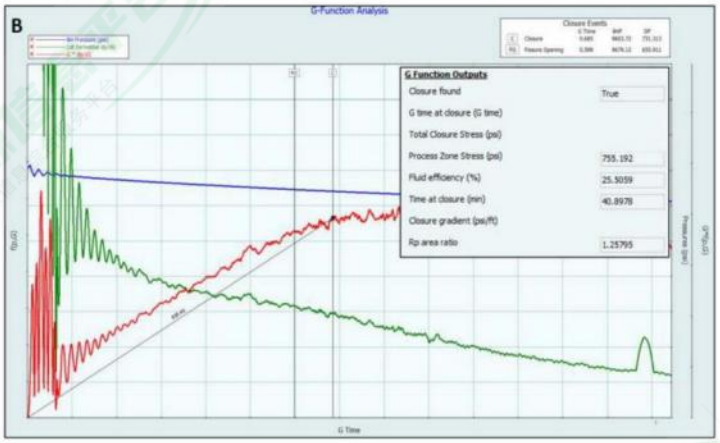


图 15B:Minifrac G 图（导数与 Gtime）:蓝色曲线是井底压力,绿色是一阶导数曲线 (Dp/DG),红色曲线是 (G*Dp*/DG)。

如前几段所述,在自然裂缝地层中,基质漏失率和系数不再描述作业设计的流体效率、垫体积要求或筛分行为。这是因为在早期关井期间控制流体效率的漏失系数与低于裂隙张开压力 (CFOP) 时获得的漏失系数不同。

当所形成的裂缝内的内部流体压力超过使其闭合的应力时,天然裂缝或次生裂缝就会张开,泄漏量呈指数级增加,因此,PDL 成为一种重要的诊断机制,因为它对作业设计和执行有很大影响。为此,使用 PDL 系数来确定天然裂缝张开造成的泄漏变化幅度（Barree 和 Mukherjee,1996）。该值用在指数方程中,这样当压力超过 CFOP 时,由于不同网格位置处遇到的压力变化,泄漏将在裂缝几何模拟中呈指数和空间变化。

在裂缝闭合期间,裂隙渗漏数据绘制为 ln(Cp/Co) 与 dP 的关系,确定的斜率给出了压力相关渗漏 (Cdp) 的系数。图 16显示泄漏比率图不是线性的,有两种不同的趋势标记为红色直线。这表明具有不同张开压力和流量的多个共轭裂缝组,具有较大的斜率,可能与地应力各向异性有关。对于这种情况,在压差约为 600 psi（断裂压力 – CFOP)时,泄漏比实现裂缝闭合之前确定的短期线性泄漏高 20 倍以上。

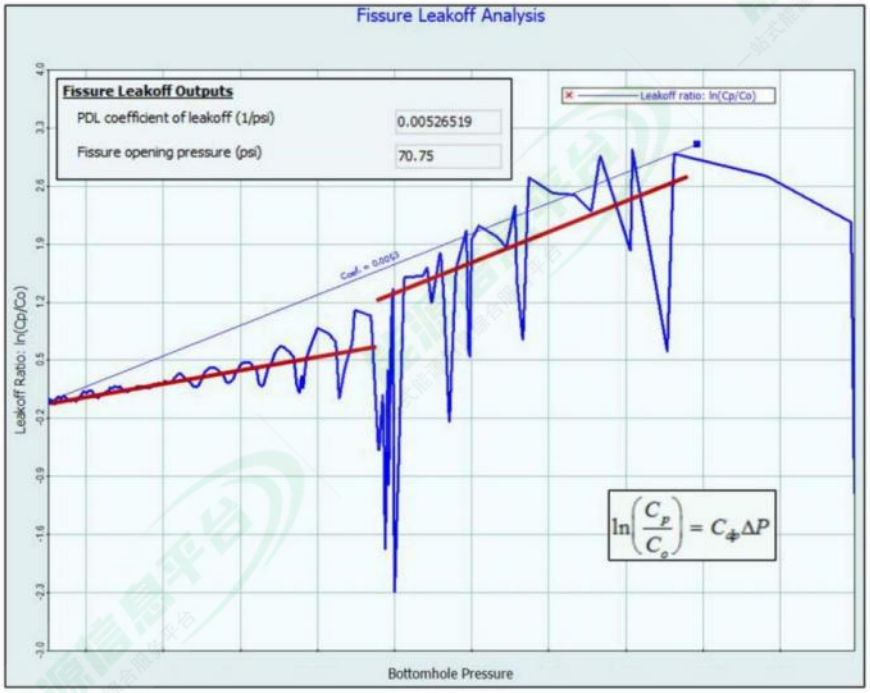


图 16 DFIT 裂隙渗漏分析。

为了计算母岩的传递率,对下降压力的伪径向部分进行了分析,以提供约 10,500 psi 的估计储层压力,这与独立的 MDT 和 PBU 测量结果一致（如图 17.A 所示））。图 17.B中的塔利-诺尔特图显示,下降压力与分析得出的估计孔隙压力之间的压力差具有负单位斜率,与其在已识别的伪径向流期间的对数导数一致,支持分析的有效性（Talley 等,1999）。



图 17A:线性流动时间解释。



图 17B:塔利-诺尔特图解释。线性时间流量函数:蓝色曲线为井底压力。 Talley-Nolte 图:蓝色曲线为 delta 压力;绿色是对数导数曲线。

为了估计储层渗透率,实施了迭代过程来匹配处理的压力并评估所创建的裂缝几何形状。压力匹配模型建议裂缝高度为 60 英尺,该裂缝高度已纳入计算的闭合后传导率中,从而得出系统渗透率估计值为 0.95 mD （图 18）。该估计与预压裂测试之前进行的生产测试和 PBU 结果一致,增加了模拟裂缝高度的可信度。

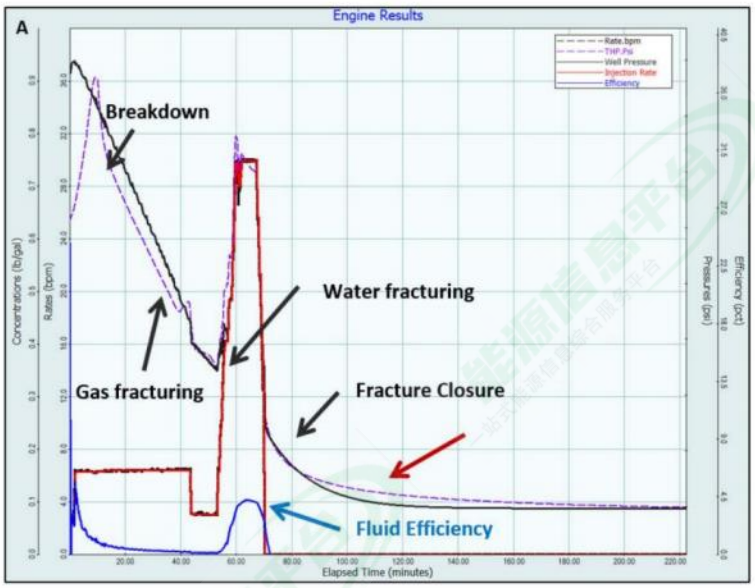


图 18A:DFIT 压力匹配和相关事件。蓝色曲线为模拟流体效率;紫色虚线为实测井口压力;黑色曲线为模拟井口压力;红色曲线是速率。

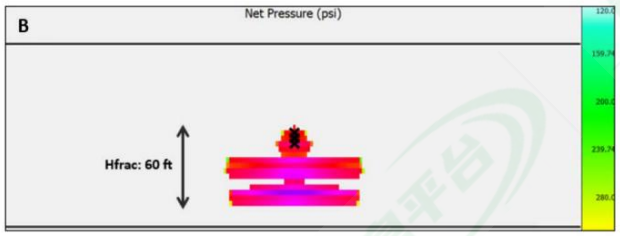


图 18B:DFIT 创建的裂缝几何形状。

在天然裂缝地层中,径向流分析往往会提供储层流动能力的高估值,因为不满足平面裂缝的假设,该平面裂缝具有从沿所创建的压裂面的线性流动模式演变而来的瞬态,并且-扩散系数方程的闭包解变得无效（Barree,2014）。在这种情况下,人们相信井眼图像上解释的大量天然裂缝的随机排列是如此不均匀,以至于它转化为一种跨主岩的均匀排列,允许传统的闭合后传输率分析提供合理的流量容量估计。

渗透率、净压力 (PZS) 和一维机械地球模型 (1DMEM) 的创建是为了与 DFIT 观测到的速率和处理压力进行历史匹配。为此,采用了具有剪切解耦功能的面向网格的平面 3D 裂缝模拟器,能够管理压力相关泄漏 (PDL) 和横向裂缝存储（Barree，1983）。

图 18.A显示了 DFIT 压力匹配的不同事件,而图 18.B显示了创建的裂缝几何形状。在进行诊断注入测试之前进行了生产测试,因此,该井最初被压裂,气体储存在井眼中。注入以约 7 bpm 开始,在交联液到达射孔之前降低至约 3 bpm,然后在进行 SDT 之前将速率增加至 30 bpm 约 15 分钟。与用于设计测试的数值模型相比,实施的早期注入速率要高得多,因为由于气体的可压缩性,可以在较大的压裂速率下轻松识别破裂。模拟的下降压力提供了出色的早期和晚期压力匹配。图 18.A上用红色箭头标记的压力瞬变期无法匹配,因为天然裂缝在达到裂缝闭合压力之前闭合,从而导致系统传递性发生变化,从而转化为较低的测量压力下降,这通常在许多情况下出现。致密和超致密油藏。由于天然裂缝提供指数泄漏,压力匹配模型在泵送结束时提供约 5% 的模拟流体效率。

图 19.A显示了小型压裂压力匹配。该测试是在 DFIT 测试之后直接进行的,井中充满了经过处理的水。在该测试中,使用滑溜水将 30 ppt 交联压裂液转移至射孔。由于 DFIT 中的闭合时间较快,因此决定泵送更长的小型压裂测试以延迟裂缝闭合时间,这也将允许测试设备性能以及流体在表面条件下交联的趋势。压力匹配是通过利用相同的 DFIT 裂隙渗漏系数并将系统渗透率增加到 1.5 mD 来实现的。对于相同的接触储层体积,微型压裂支持约 2 mD 的渗透率后进行的生产率和 PBU 测试。



图 19A:压力匹配微型压裂模型。:蓝色曲线是模拟的流体效率;紫色虚线为实测井口压力;黑色曲线为模拟井口压力;红色曲线是速率。

压力匹配模型还提供了泵送结束时约 15% 的模拟流体效率,比基于 11 分钟的小型压裂闭合时间计算的 25.5% 的传统流体效率低 10%（如图 15.B 所示）。在压力下降测试之后,运行热测井来估计所产生的裂缝高度（如图 19.B 所示）。如图 19.C所示,压力匹配的几何形状与测量的热异常一致,显示出优先向下的裂缝高度增长,这是通过使较高的温度冷却到射孔层段以下而得到支持的。

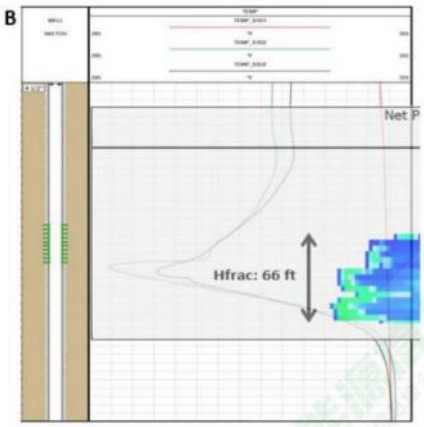


图 19B:热测井估计的裂缝高度。

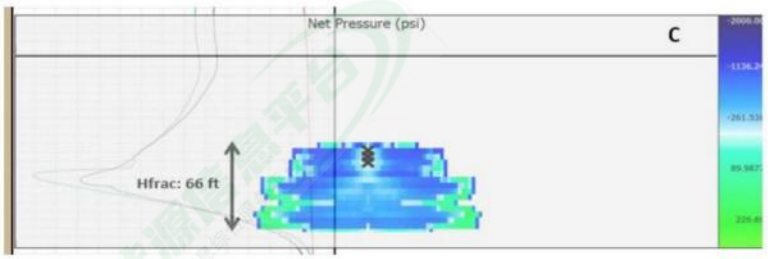


图 19C:微型压裂裂缝几何形状的净压力图。

水力压裂设计优化

水力压裂设计根据校准的压裂模型更新为现场测量。当应力状态、有限的 PZS (~ 600 psi) 和高 YMES (~ 10 MMpsi) 时,会出现复杂的情况

由于存在天然裂缝,该地质力学台架上存在大量泄漏。这意味着能够产生适度的裂缝宽度,加上天然裂缝驱动的大泄漏,由于泥浆脱水和小裂缝孔径内泥浆流动性的损失,产生过早处理漏筛的高风险状况。后者也转化为不稳定的砂面裂缝进入条件,这可能与近井眼区域支撑剂塞产生的大摩擦压力有关（Barree,2022）。

用于了解由于裂缝的存在而导致的筛滤机制的专门实验室测试证明,需要开发稳定的机械桥来控制由天然裂缝驱动的指数泄漏（Glenn 等人,1985）。为此,采用纳米支撑剂和 40/70 HSP 陶瓷的组合来机械控制泥浆脱水并调节近井筒区域以避免早期漏砂。

图 20.A描绘了与对关键参数执行的多种敏感性相关的井口压力图,以评估由于复杂的压裂条件而用于优化水力压裂处理的一系列可能的情况。大多数模拟支持裂缝一旦 3 ppag 阶段到达射孔就开始积聚压力,因此,水力裂缝设计相应更新（图 20.B）。压裂方案的设计几乎排除了驱替过程中的处理措施,目的是增加支撑剂充填条件并防止支撑剂在高生产率下回流。事实证明,水力压裂设计和树脂涂层技术的结合能够有效地有效截留支撑剂,当该层段以高产率回流时,产量不到注入支撑剂总量的 0.1%。

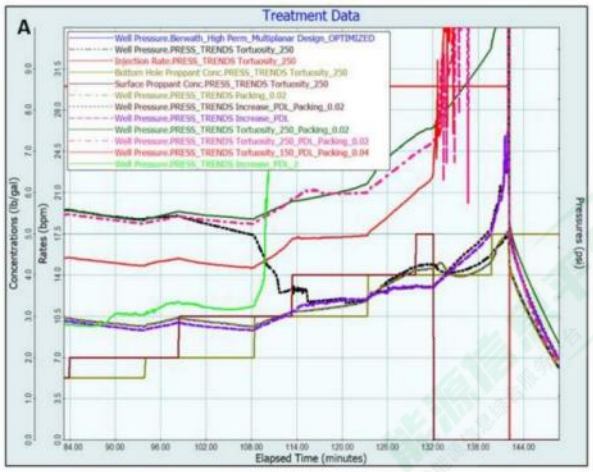


图 20A:裂缝处理敏感性分析的压力趋势。

B

Stage #	Fluid	Clean Stage Vol.gal	Cumulative Clean Vol.gal	Proppant Type	Prop Conc.ppag	Cum. Proppant	Rate.bpm
1	ZrCMHPG 30 lbm	14,000	14,000	Nano-proppant	0.25	3,500	18
2	ZrCMHPG 30 lbm	10,000	24,000	Nano-proppant	0.25	2,500	18
3	ZrCMHPG 30 lbm	26,000	50,000	40/70 HSP	0.25	9,000	30
4	ZrCMHPG 30 lbm	10,000	60,000	40/70 HSP	0.5	14,000	30
5	ZrCMHPG 30 lbm	16,000	76,000	40/70 HSP	1	30,000	30
6	ZrCMHPG 30 lbm	15,000	91,000	40/70 HSP	2	60,000	30
7	ZrCMHPG 30 lbm	17,500	108,500	40/70 HSP_RCP NRT	2	95,000	30
8	ZrCMHPG 30 lbm	16,000	124,500	40/70 HSP_RCP NRT	3	143,000	30
9	ZrCMHPG 30 lbm	10,000	134,500	40/70 HSP_RCP NRT	4	183,000	30
10	Linear Gel	14,000	**148,500**			**183,000**	30

图 20B:优化的水力压裂设计。

处理执行

使用专用的 22,000 HHP 水力压裂船来泵送处理。召开多部门协作会议,评估可能遇到的不同操作场景

在工作执行期间制定应急计划,以便在操作期间迅速做出决策。在主压裂处理开始之前,在确认化学添加剂的可用性后,对所有液体添加剂泵进行了桶测试、线性凝胶和交联评估,以确保为主压裂做好准备。将纳米支撑剂直接装入搅拌机至其容量（5,000 磅）,并动态添加额外的袋子以达到总重量 6,000 磅。同时,对高压管线进行了压力测试,以确认主要压裂作业质量准备情况以及 HS&E 合规性。处理结果实时传输,多个部门参与压裂作业的实时决策（Buijs 等人,2023）。

为了防止形成大的渗漏裂缝区域并增加过早筛选的机会,处理开始后就开始以约 0.25 ppag 的速度加载支撑剂。考虑到由于先前的生产测试,该井没有液体,因此在没有典型垫体积的情况下泵送增产处理。如果正确模拟和理解泄漏,只要支撑剂浓度低于临界浓度,就可以在没有垫体积的情况下泵送压裂处理。事实上,许多 200,000 磅的处理已在易于漏砂的地层中成功泵送完成,从开始到结束,砂浓度恒定为 4 ppag 20/40,完全没有泵送垫（Barree,2022）。

图 21显示了执行的裂缝处理中的多个事件。处理开始以 18 bpm 的速度泵送,同时添加低浓度的纳米支撑剂,然后一旦井充满交联液,破裂率就增加到 30 bpm 的设计速率。最初的破裂是通过压缩气体实现的,而由于注入井筒中的压裂液提供的等效密度增加,表面压力急剧下降。第 3 点显示了由复合纳米和 40/70 支撑剂冲刷阶段实现的近井眼入口摩擦侵蚀,消除了几乎 90% 的射孔摩擦和弯曲度 (~ 650 psi)。

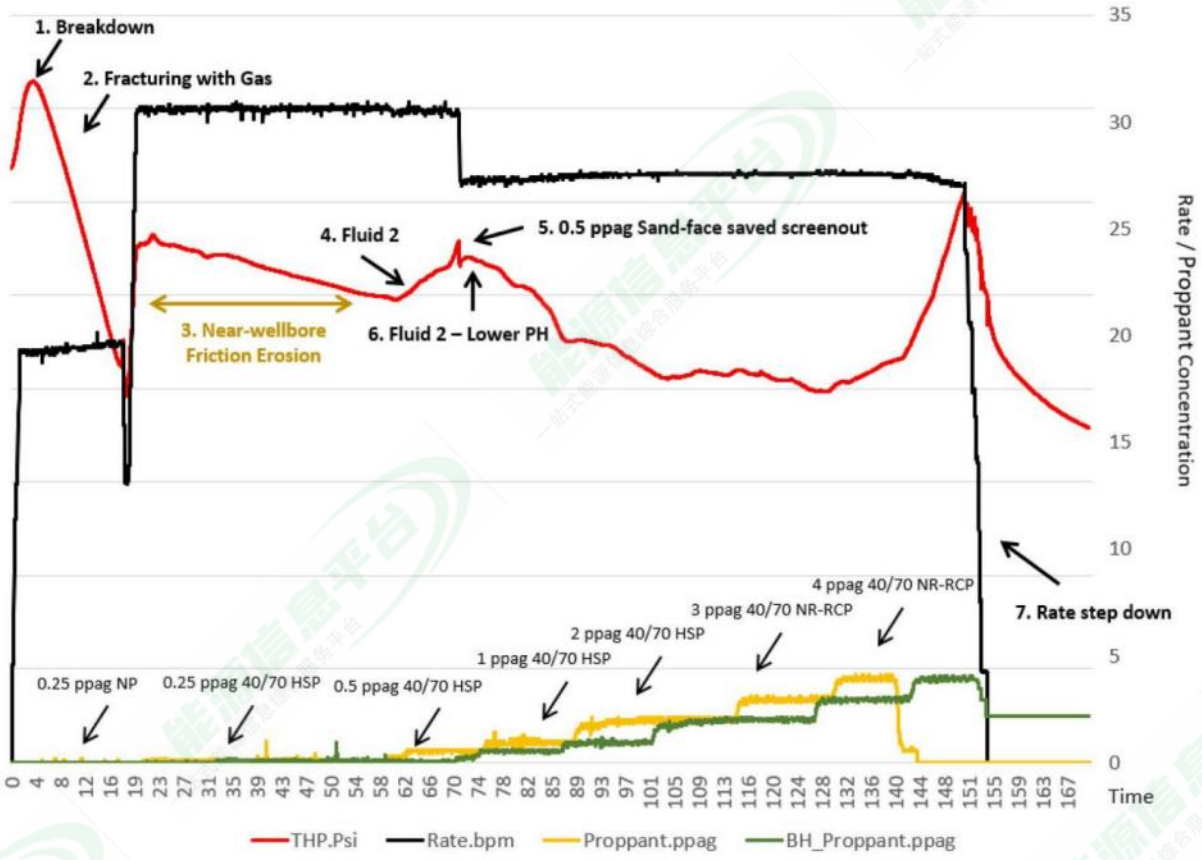


图21执行的压裂处理。:黄色曲线是地表支撑剂浓度;绿色曲线为井底支撑剂浓度;黑色曲线为速率;红色曲线为井口压力。

根据设计,使用较低温度的压裂液配方来承载 0.5 ppag 支撑剂阶段,第 4 点确定的增量压力趋势与流体在地面交联有关。为了收集与流变行为相关的表面和井下压力信息,现阶段未对流体配方进行任何修改。每分钟 700 psi 的压力急剧增加,几乎终止了低支撑剂浓度下的处理（由第 5 点确定）,这与砂面支撑剂塞有关,该塞是通过将压裂速率降低至 27.5 bpm 并降低流体 PH 值来处理的延迟表面条件下的流体交联。速率的变化降低了泵入井眼表面的固体的质量速率,从而能够去除井眼表面处的支撑剂段塞。此事件后压力下降趋势主要与流体 PH 值的变化有关,因此获得较低的粘度发展。正如压裂设计阶段模拟压力趋势所预测的那样,当 3 ppag 泥浆撞击射孔时,处理压力开始上升并破裂充填,这支持了模拟解决方案的预测能力。

地表和井下压力-温度测量的综合表明,在早期,由于井眼内温度的剧烈变化,流体的流变特性发生了变化。执行的裂缝处理计划如图 22 所示。

Stage #	Fluid	Clean Stage Vol.gal	Cumulative Clean Vol.gal	Proppant Type	Prop Conc.ppag	Cum. Proppant	Rate.bpm
1	ZrCMHPG 30 lbm	14,000	14,000	Nano-proppant	0.25	3500	18
2	ZrCMHPG 30 lbm	9,142	9,142	Nano-proppant	0.25	5823	30
3	ZrCMHPG 30 lbm	26,250	35,392	40/70 HSP	0.25	12328	30
4	ZrCMHPG 30 lbm	19,698	55,090	40/70 HSP	0.5	22002	30
5	ZrCMHPG 30 lbm	16,590	71,680	40/70 HSP	1	38018	30
6	ZrCMHPG 30 lbm	10,962	82,642	40/70 HSP	2	58494	30
7	ZrCMHPG 30 lbm	18,690	101,332	40/70 HSP_RCP NRT	2	93370	30
8	ZrCMHPG 30 lbm	17,682	119,014	40/70 HSP_RCP NRT	3	141252	30
9	ZrCMHPG 30 lbm	12,642	131,656	40/70 HSP_RCP NRT	4	185465	30
10	Linear Gel	14,000	**145,656**			**185465**	30

图 22　执行的裂缝处理计划。

处理过度

冲洗经过 24 小时的树脂固化期后，将连续油管下入井中，以清洁井眼中剩余的支撑剂，然后运行一组测井工具来评估所产生的裂缝高度。在井清理期间没有回收支撑剂，因此，由于排量逐步下降阶段期间的流体惯性，留在井眼中的支撑剂的编程尾入被无意地过度冲洗。值得注意的是，过度冲洗是致密油藏的正常做法，并且越来越多地在高渗透率应用中实施，以优化完井时间，对生产绩效没有负面影响（Vitthal，2020）。

回顾水力压裂的历史，处理溢流早在页岩革命之前就开始了，因为它可以追溯到煤层气井，这些井不断地用处理过的水进行折射，以重新刺激母岩的天然裂缝，目的是增加生产绩效（Conway，2013）。此时，在大型实验室裂缝单元（16 英尺 x 6 英尺）中观察到了密度偏析和粘性指进的强烈影响，这些裂缝单元被用来了解使用较低粘度流体进行过度冲洗交联裂缝处理的效果。在过度冲洗过程中，在最坏的情况下，泥浆中的所有支撑剂都处于悬浮状态，当注入低密度清洁流体作为过度冲洗时，它将重力覆盖泥浆。相反，如果一些支撑剂通过泄漏而脱水并形成固定的填充物，则它将完全被溢流绕过。它还可能有助于冲走主流通道中松散的支撑剂，从而减少可能回流的支撑剂量（Barree，2005-2023）。

过度冲洗压裂处理的积极方面通过天然橡胶支撑剂的现场测量得到了验证，压裂后增量产量超过 500%，在第一次压裂处理后成功达到稳定的商业产量，产量不到 0.1%注入支撑剂。

水力裂缝几何形状

表面和井底测量仪用于模拟裂缝几何形状。通过调整垂直到水平各向异性系数、支撑剂持留量以及砂面效应的进展等，可以以多种方式进行压力匹配处理。通过 NR 支撑剂的位置估算的接触净产层允许微调不同的模型变量，以获得合理的裂缝几何形状表示。这使得我们能够了解岩层提供的额外裂缝高度控制能力，并进一步改进处理设计。处理速率、支撑剂浓度和井底压力如图 23.A所示。

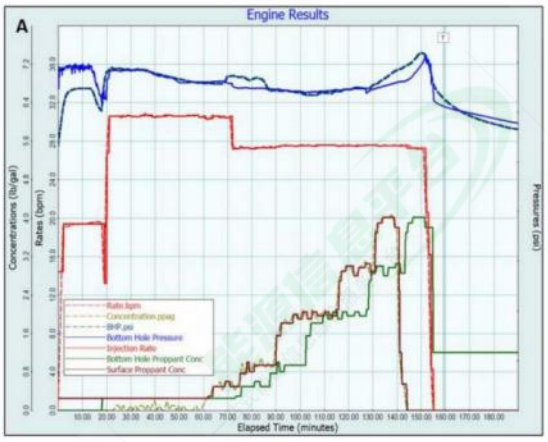


图23-A:执行的处理图。:蓝色实线是模拟的井底压力;蓝色虚线为测得的井底压力;棕色和绿色曲线是支撑剂浓度;红色曲线是速率。

天然裂缝的大量存在、其相关的泄漏和砂面效应产生了影响所创建的几何形状内的压力发展的过程的叠加。后者转化为主裂缝体内具有挑战性的压力进展,该压力进展从裂缝尖端向射孔（“尖端脱砂”）以及由于固定支撑剂而在近井筒区域中发展。图 23.B显示了压力匹配的几何形状,获得了 112 英尺的裂缝高度和 530 英尺的半长。在创建的裂缝几何形状上跟踪 NR 支撑剂,形成了 94 英尺的模拟裂缝高度,而解释的 86 英尺则为提供了连接的储层体积的合理表示（图 23.C）。尽管大约 60% 的处理是由 NR 支撑剂制成的,但压力匹配的模拟输出仍然显示,根据提供的解释,总体形成的裂缝高度与 NR 支撑剂所在的位置之间存在微小差异。

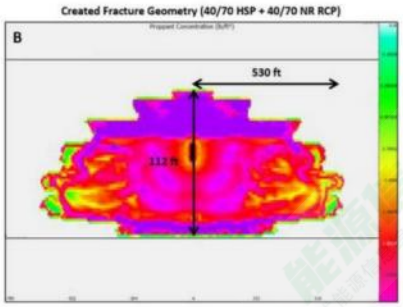


图 23B:创建的总裂缝几何形状。

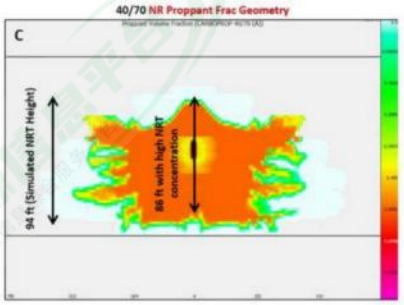


图 23C:NR 支撑剂裂缝几何形状。

由于处理执行早期经历的近井眼裂缝进入条件,井眼表面（砂面)过程最终明显主导了后期压力上升。根据设计,对后期压力趋势的分析支持裂缝在位移过程中处于筛选边缘。

裂缝几何形状复杂,产生多个与井筒相连的裂缝体。在处理的最后阶段,由于近井区压力较大,消除了水平应力各向异性,产生了主横向裂缝体的纵向分量。图 24.A显示了主要的横向裂缝体,而图 24.B显示了允许扩大 SRV 以提高产量的纵向分量。

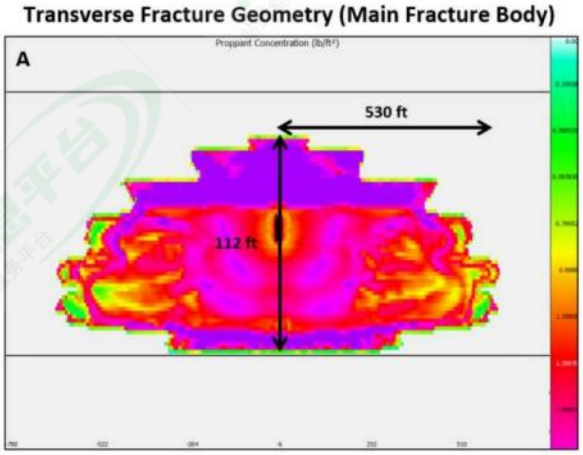


图 24A:主要裂缝体（横向）。

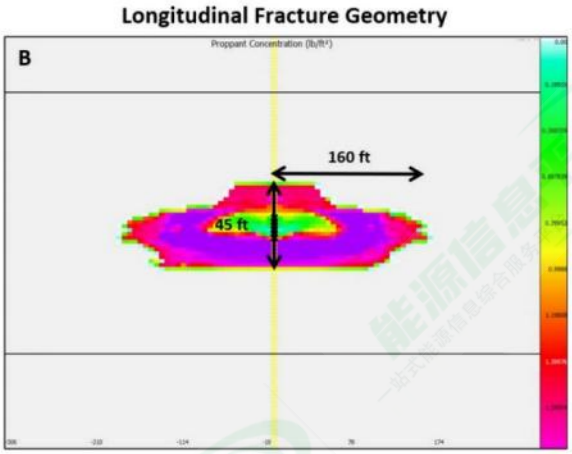


图 24B:纵向断裂几何形状。

生产结果

实施了为期 3 周的综合生产评估计划,以了解该下部储层部分的潜力并评估压裂增产处理的效果。

流动、流动后流动和压力建立测试提供了有关该地质力学台架在完成的不同时间步骤的生产性能的关键信息:射孔之后、进行预压裂测试之后以及进行主要压裂处理之后。

跨学科评估涵盖了不同数据集的整合,包括完整的裸眼测井套件、井眼图像、深剪切图像、MDT、岩心实验室测量、

PBU、详细的裂缝处理信息、近井筒热噪声-NR 支撑剂裂缝高度评估和生产结果。

详细生产评估的主要结论如下：

- 预压裂测试后渗透率增加100%（从约1 mD 增加至2 mD）。根据在本部分评估的多个压力瞬变测试，并在旧井中进行验证，系统渗透率往往会随着高于压裂压力的注入速率和跌落测试期间累积注入流体的增加而增加。
- 在进行主要裂缝处理后，没有获得渗透率增量。
- 比较射孔后和裂缝增产处理后的自由流动潜力，可以实现+500%的产量增量。

图 25显示了不同完成步骤的生产力指数 (IPR) 图。压裂处理生产性能结果毫无疑问地证明了所实施的技术策略、压裂液配方和水力压裂设计理念是正确的，在开发高性能压裂处理方面非常有效，生产性能提高了500%以上。

尽管该间隔经历了详细的长期生产测试计划，但 NP 技术维持生产的能力仍难以评估。但值得注意的是，与模拟油藏相比，获得的产量相当稳定，并未出现大幅下降。

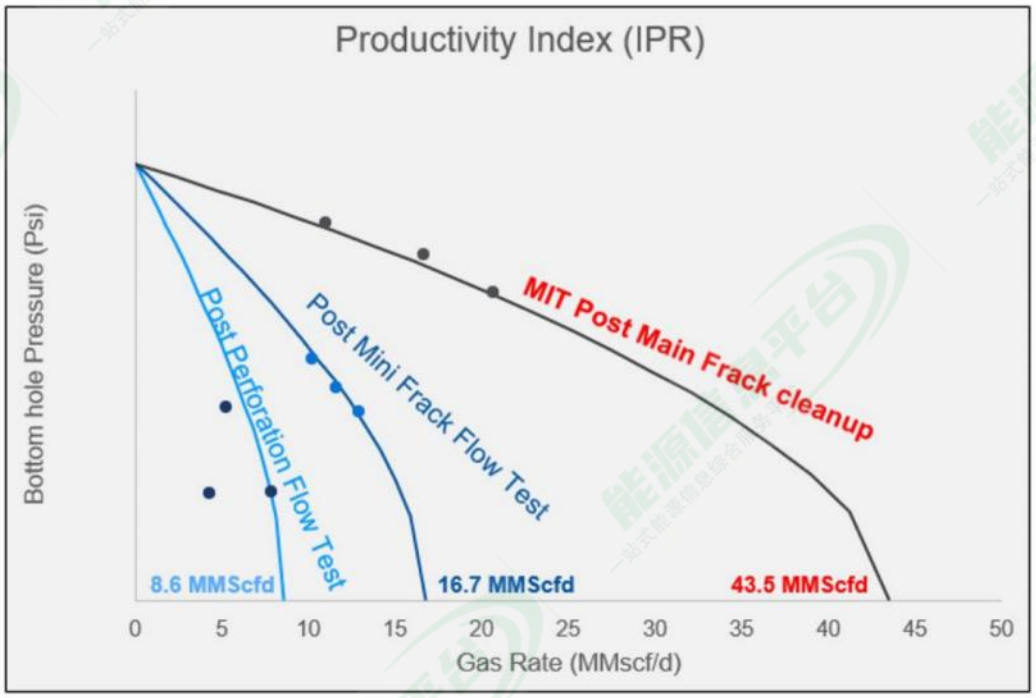


图 25　完成不同时间步长的生产率指数图。

结论

实施的技术策略和水力压裂设计为压裂后产量增量超过 500% 铺平了道路，在第一次压裂处理后成功达到稳定的商业产量，成为阿布扎比海上第一个成功的处理。从本文中可以得出的主要结论如下：

- 正确了解主岩的应力状态对于开发成功的水力压裂增产至关重要。

- 大量多学科驱动的机械模型的转化结果不仅为优化水力压裂设计提供了关键信息,而且还为制定战略性和系统性的多压裂完井计划提供了关键信息。 ·为低应力各向异性环境而制造的专用射孔枪,在工程欠平衡下发射,提供良好的储层与井筒连接以及较低的近井筒压力损失。

- 纳米支撑剂技术与低浓度支撑剂的结合是控制漏失的关键,并消除了90%的近井摩阻,为完成压裂处理铺平了道路。

- 天然橡胶支撑剂可对所形成的裂缝高度进行高分辨率测量,从而了解岩层对裂缝高度增长的影响,并适当优化水力裂缝设计。

- 工程树脂涂层可有效阻止支撑剂回流,即使在多相清理条件下各个压裂阶段以高速率流动时,所产生的注入支撑剂也少于 0.1%。

- 在主压裂体内输送大部分支撑剂的流体比静态储层温度低 45% 至 60%。在此温度范围内,无需使用高温凝胶稳定剂,避免了高温凝胶稳定剂对生产性能的负面影响。

- 大多数支撑剂输送发生在支撑剂移出射孔后的前 10 分钟内。

- 30 ppt 交联准稳定压裂液具有约 15 分钟的粘度稳定窗口和快速流变降解曲线,对于经济地提高裂缝导流能力非常有效。

- 该井积累的经验证明,当利用正确的压裂液流变学和水力压裂设计时,无需泵送高浓度支撑剂即可大幅提高生产性能。

- 裂缝处理过度冲洗不会影响生产,可用于优化完井时间。

致谢作者要感谢 ADNOC 地下开发
部、Wintershall Dea 中东和 Wintershall Dea 总部的支持和允许发表本文。特别感谢 MA Basioni 先生、JA Alloghani 先生和 Ibrahim 博士在整个项目过程中给予的信任和指导。

词汇表

SRV 增产储层体积

PPAG 每加仑液体添加的支撑剂磅数 EUR 估计最终采收率 HTNCC
高热中子捕获化合物 NR 非放射性 BPM 桶每分
钟。

PZS 过程区应力。

YMES 静态杨氏模量。

MMScfd 每天百万标准立方英尺。

5. 阿布扎比海上油田水驱油田开发方案决策支持中的生物源油藏选择潜在风险评价

文献摘要：生物源性储层酸化以水驱后硫酸盐还原菌(SRB)生成 H2S 为特征。阿联酋的一个海上油田采用了含水层倾倒驱和外围海水注入的开发方法。未来开发方案(FDP)选择中倾角模式注入海水，提高采收率。为评价该开发方案的稳健性，了解生物成因储层酸化机理，预测未来储层酸化风险;首先，对储层酸化现状进行分析调查;其次，使用 soursimmrl(工业 JIP 的程序)进行油藏酸化模拟，该程序作为油藏流动模拟器的后处理器，预测微生物的产生、清除、吸附和运输 H2S 过程。模拟结果表明，由于储层温度较高，注入海水对储层降温的影响仅限于注入井附近。因此，生物源储层酸化的主要模式是“生物膜”区，SRB 生长所需的所有成分都需要通过注入海水来提供。敏感性分析也证实了注入海水中碳源和营养物浓度对生物源 H2S 生成的影响大于地层水。预测模拟结果表明，油田采出气中生物源性 H2S 浓度呈逐渐上升趋势，与油田含水增加相对应。然而，预测的生物储层酸化影响的严重程度仍在设施设计限制范围内。因此，由于稳健的设计基础，FDP 在生物储层酸化风险方面是可以接受的。额外的酸化缓解措施，如安装硫酸盐去除装置被认为是不必要的。虽然现场水平的生物源 H2S 是中等的，但在几口井中预测了相对较高的生物源 H2S 浓度。该研究管理了复杂的油田开发历史，包括含水层储层倾倒驱和外围注水，以及中倾角 FDP 部署模式注水。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

SPE-216173-MS

阿布扎比海上油田水驱油田开发方案决策支持中的生物源油藏选择潜在风险评价

Kota Ashikawa、Koki Ikeda 和 Atsushi Iino,INPEX CORPORATION,日本东京;Takeshi Hiraiwa,日本石油开发公司,阿联酋阿布扎比;Ken Makishima 和 Yukito Nomura,ADNOC Offshore,阿联酋阿布扎比;Saeeda Mohamed Al Ameri 和Adedayo Dada,ADNOC Upstream,阿布扎比,阿联酋;Hideharu Yonebayashi,日本石油开发公司,阿布扎比,阿联酋

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/216173-MS

本文准备于 2023 年 10 月 2 日至 5 日在阿联酋阿布扎比举行的 ADIPEC 上发表。

在审查了作者提交的摘要中包含的信息后,SPE 项目委员会选择了本文进行演示。论文内容未经石油工程师学会审阅,作者有权更正。该材料不一定反映石油工程师协会、其官员或成员的任何立场。未经石油工程师协会书面同意,禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要;插图不得复制。摘要必须包含对 SPE 版权的明确承认。

摘要

生物成因储层酸化的特点是硫酸盐还原菌 (SRB) 通常在注水开始后产生 H2S。阿联酋的一个海上油田是通过含水层储层的排洪和外围海水注入来开发的。未来开发计划（FDP)选择中倾注海水模式,以提高石油采收率。为了评估该开发计划的稳健性,该研究旨在了解生物油藏酸化的机制并预测其未来风险。

首先,对当前储层酸蚀状况进行了分析调查。其次,利用SourSimRL（工业JIP程序)进行全场生物成因储层酸化模拟,该程序作为储层流动模拟器的后处理器,预测微生物生成、清除、吸附和输送H2S的过程。最后,进行了敏感性分析,以了解生物储层酸化的限制因素并捕获 FDP 预测中的不确定性。

模拟表明,由于油藏温度较高,注入海水对油藏的冷却效果仅限于注入井附近。因此,生物储层酸化的主要模式预计是“生物膜”区域,其中SRB生长的所有成分都需要由注入的海水提供。敏感性分析还证实,与地层水中的碳源和营养盐浓度相比,注入海水中的碳源和营养盐浓度对生物成因H2S的生成具有更大的影响。预测模拟预测了油田层面产出气中生物成因H2S浓度逐渐增加的趋势,这与油田含水率的增加相对应。然而,预测的生物储层酸化影响的严重程度仍在设施设计限制之内。因此,由于稳健的设计基础,FDP 在生物成因储层酸化风险方面是可以接受的。额外的酸化缓解措施（例如安装硫酸盐去除装置)被认为是不必要的。虽然是场级

生物源H2S浓度适中,部分井局部预测生物源H2S浓度相对较高。它可以通过高含水井的井监测来管理。

该研究管理了复杂的油田开发历史,包括含水层储层的排洪和外围海水注入,以及 FDP 在中倾角部署模式海水注入。全油田生物成因油藏酸蚀模拟的应用极大地有助于基于水驱的FDP的决策支持,并更好地了解减轻油藏酸蚀风险的潜在需求。

介绍

生物成因储层酸化的特点是硫酸盐还原菌（SRB)通常在注水开始后产生 H2S （Vance 和 Thrasher,2005）。海水注入引入高浓度硫酸盐,使储层温度降低到更有利于SRB增殖的条件,有利于SRB的活性。 H2S的产生可能会对材料腐蚀、职业安全和从生产液中去除H2S 的加工设施设计造成相当大的影响。因此,在基于海水注入方案的油田开发规划过程中,需要对生物油藏酸蚀风险进行评估。

阿联酋阿布扎比酋长国的一个巨型海上油田于 20 世纪 60 年代末开始商业生产。该油田已开发多个油藏。来自每个油藏的生产液由公共海上设施接收和处理。在最初的自然耗竭期之后,已经制定了各种策略来维持油藏压力（图1）。过去,采用从含水层油藏到油藏的排土驱（重力驱动注水）。此外,还进行了下侧翼注气试验。目前,储层保压已转向外围动力海水注入和顶部注气相结合。作为未来开发计划（FDP）,选择中倾注海水模式以进一步提高石油采收率,因为由于注水井与油池区域距离较远,目前外围注水效果较差（Nomura等)等,2021）。中倾模式注水预计将增加石油生产商注入海水突破的可能性。由于注入的海水可能含有SRB产生的H2S ,因此人们担心这些设施可能会暴露在比设计基准更高的H2S水平中。因此,需要进行详细的现场案例评估,以了解生物油藏酸化的机制并预测其未来风险,以评估开发计划的稳健性。

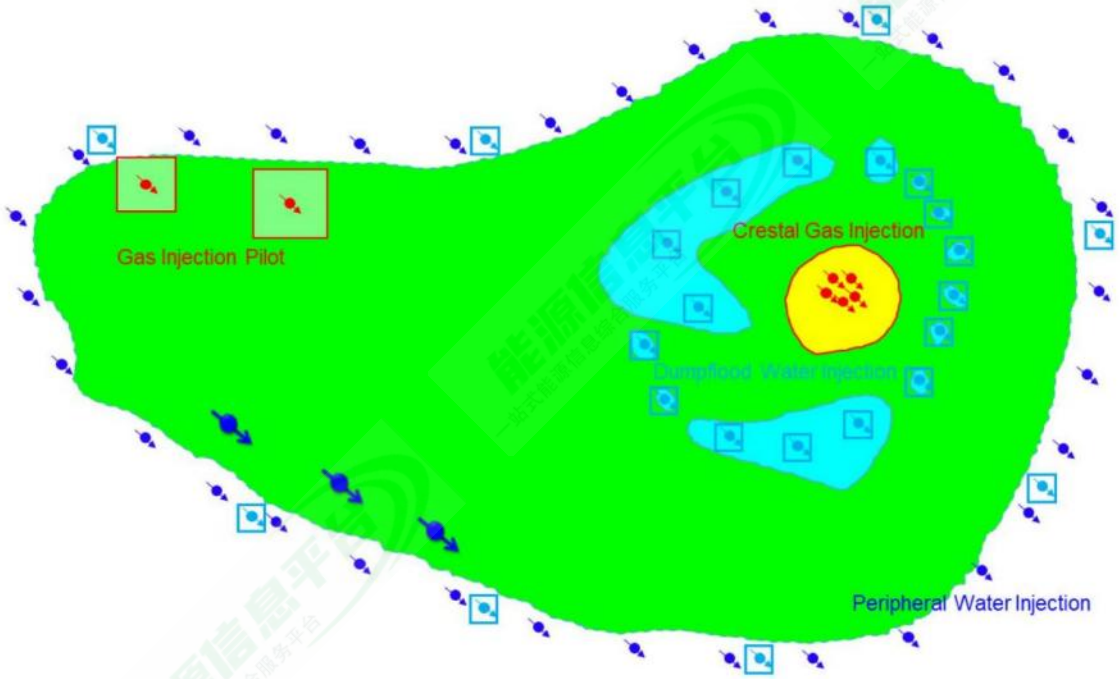


图 1　使目标区域的注水历史变得复杂

生物成因储层酸化

SRB 减少硫酸盐已被认为是水驱可能导致的生物成因储层酸化的最重要机制。厌氧条件因其硫酸盐还原活性而受到青睐，并且每种 SRB 都有特定的合适温度条件，通常范围在 4 至 85°C 之间（Vance 和 Thrasher，2005）。根据约翰逊等人的说法。(2017)，影响SRB活动和油气藏酸化的关键水化学总结如下：

- 电子供体：VFA（挥发性脂肪酸）和 BTEX（苯、甲苯、乙苯和二甲苯）等碳源是呼吸作用必需的电子供体，并作为生物质掺入。
- 电子受体：硫酸盐是呼吸作用的电子受体，并被还原为硫化物。
- 营养物质：氮和磷是SRB生长所需的营养源。
- 盐度：总溶解固体 (TDS) 浓度非常高，超过 150,000 毫克/升，产生 SRB 不活跃。
- pH 值：SRB 通常在 4.5 至 11.0 之间的 pH 值范围内具有活性。
- 硫化物：硫化物本身具有毒性，在高浓度下对微生物活动具有自限性。对于微生物生长而言，水相中未解离的硫化物浓度上限为 250 mg/L。

如图2所示，“混合”区和“生物膜”区有两 (2) 个酸化模式（Mitchell 等人，2017 年； Zhu 等人，2016 年）。 “混合”区是储层水和注入海水混合的移动区域，导致SRB利用地层水中的VFA和注入海水中的硫酸盐生产H2S 。另一方面，“生物膜”酸化仅发生在注入井附近。

该模型在高温油藏中往往占主导地位，因为SRB只能在注入井附近通过注入海水冷却温度才能持续生长。 SRB 活性由注入海水提供的成分支持。

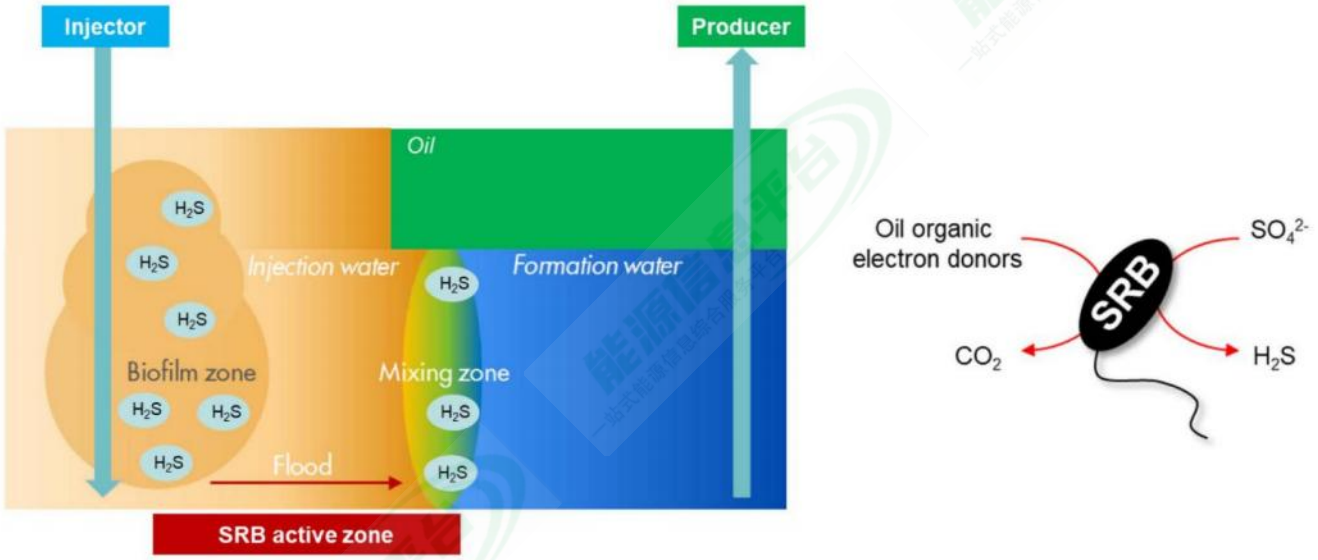


图 2　生物酸化机制：“生物膜”和“混合”区域的图示（改编自Zhu 等人,2016 年）

针对生物油藏酸化有多种缓解措施（Johnson 等,2017； Vance 和 Thrasher,2005）。硝酸盐注入会刺激硝酸盐还原菌 (NRB),后者在作为电子供体的常见碳营养物方面胜过 SRB。减少H2S形成还包括对注入水进行处理。使用纳滤膜的硫酸盐去除装置 (SRU) 是去除注入水中硫酸盐的一种选择。此外,还包括使用杀菌剂进行部分固化,以减少硫化氢的产生量。

目的和范围

本研究的目的是评估整个油田开发计划在与未来注水相关的生物成因储层酸化方面的稳健性。

本研究的范围如下：

1. 审查石油生产商现有的水化学和H2S测量数据,以评估SRB生物源H2S生成的当前影响。

2. 进行生物成因油藏酸化模拟,了解生物成因油藏酸化机制,并评估油田寿命期间产油国的生物成因H2S产量。

从该油田已开发油藏中选取A油藏进行生物成因油藏酸化评价。 A油藏共三层,是该油田已开发油藏中产量最高、规模最大的油藏。与该油田的其他储层相比,A 储层预计更适合 SRB,并且面临最高的生物成因H2S生成风险,原因如下：

- A油藏深度最浅,温度108°C。其他较深储层的较高温度将进一步限制SRB活动。
- A油藏在开发前本来是甜的。其他储层原本是酸性的,其中硫化物可能有毒,并且由于较高的H2S浓度而限制了 SRB 的活动。

水化学和H2S测量

对石油生产商 2016 年至 2021 年H2S测量记录进行了审查,以评估当前生物油藏酸化情况。经证实,即使在见水后,周边地区许多产油区测得的H2S浓度仍保持在原始水平。这意味着

海水注入井附近产生的生物H2S尚未到达石油生产商或
目前生物源H2S的生成量仍然微乎其微。因此， H2S测量可在
目前还不能断定目前生物油藏酸化的情况。

表 1列出了影响 SRB 活动的主要水化学成分。已进行水分析
地层水、排洪含水层水和海水。需要注意的是，没有可用的
地层水、排洪含水层水和地下水中 VFA、磷和氮的实测数据
该领域的海水。对模拟油田进行的水分析结果（在相同的条件下）
不同深度的区域位置）被参考来估计这些参数。有比较高的
与地层水和排洪含水层水相比，可利用的碳源和养分
海水。然而，由于 i) 高矿化度，预计地层水中的 SRB 活动将被禁止
浓度超过 150,000 mg/L 且 ii) 储层温度高超过 85°C。因此，SRB 活性
仅限于海水注入井附近的生物膜区域，其中油气藏局部冷却至
SRB 活动可接受的温度。海水中有足够的硫酸盐可供 SRB 使用
呼吸作用和海水中的矿化度、pH 值和硫化物适合SRB。然而，生物源
H2S 该领域的发电将受到碳源和养分供应量相对较低的影响
在注入的海水中。

表 1　影响生物油气藏酸化的水化学

参数		地层水	排洪含水层水	海水
挥发性脂肪酸	毫克/升	45	45	1.9
氮	毫克/升	75	75	3.1
磷	毫克/升	180	180	38.3
硫酸盐	毫克/升	400	268	3200
总固体溶解度	毫克/升	254184	263009	43374
酸碱度		6	5.9	8
硫化物	毫克/升	0	25	0

评论：

- VFA、氮和磷的水分析不适用于该油田，参考了模拟油田的水分析。
- 将地层水中的 VFA、氮和磷施用到 Dumpflood 含水层水中。

生物成因储层酸化模拟

工作流程

使用已开发的 SourSimRL 进行全场生物成因储层酸化模拟
由联合工业项目（JIP)提供。 SourSimRL 用作油藏流动模拟器的后处理器和
预测储层中微生物生成、清除、吸附和传输H2S的过程
（埃文斯等人，2015）。用于油藏流动模拟的商业成分模拟软件
该字段也与 SourSimRL 兼容。该接口是一种单向耦合方法。所以，
储层流动模拟独立于 SourSimRL 模拟。

如图3所示，仿真流程如下：

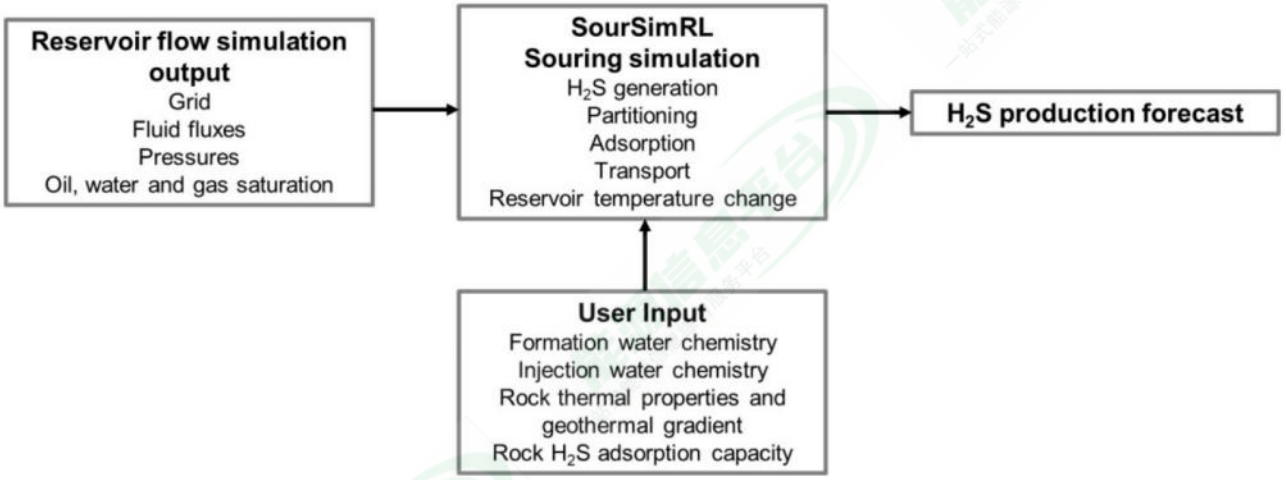


图 3　生物油藏酸化模拟工作流程

1. 运行全油田油藏模型进行油藏流动模拟。模拟包括
   历史期和预测期直至现场寿命结束。
2. 使用油藏流动模拟的输出文件作为 SourSimRL 模型的输入来运行油藏酸化模拟。此外，水化学性质、热性质和储层岩石的H2S吸附能力根据可用的实验室数据手动输入到 SourSimRL 模型中。应该注意的是，热选项没有纳入储层流动模拟中，因此在 SourSimRL 中使用输入热属性和流动模拟的输出来计算空间和时间温度变化。

3. 进行敏感性分析，了解生物油藏酸化的限制因素
   捕捉 FDP 预测中的不确定性。

SourSimRL 模型设置

表 1中的关键水化学参数被输入到 SourSimRL 模型中。此外，还应用了以下输入：

- 提供了岩石（包括流体）的比热容和热导率以及地温梯度。此外，影响储层温度分布的另一个因素是致密层的岩石物质。由于孔隙体积和流动能力可以忽略不计，此类致密层通常在储层模拟模型中失效，并在模型中的层间显示为空隙。 SourSimRL 激活了致密层/区域，以便考虑到可为冷却区域提供额外热量的岩石。

- 参考储层深度处地层温度为 108°C，地温梯度为 1.06°C/100 英尺。假设注水井底部海水温度为 40°C。

- 储层岩石中存在的含铁矿物（例如菱铁矿、赤铁矿）会吸附H2S。
  在这项研究中，由于吸附能力的不确定性，忽略了储层岩石中的H2S吸附。这种假设可能会导致酸化模拟中对石油生产商中硫化氢浓度的悲观预测。

- 储层油中的 BTEX 化合物已被测量并用作附加碳
  来源。

- 输入注入气体中的历史H2S浓度。

- SourSimRL根据低、中、高H2S生成标准确定H2S生成量。该标准源自历史 SRB 实验室在一系列范围内的生长测试

的条件。在本研究中,使用高H2S生成标准来了解最坏的情况
硫化氢的产生。

- SourSimRL 考虑H2S溶解到油相、气相和水相中的情况。 H2S溶解_
通过油相、水相和气相之间的分配值表来表示。它一直
确认用于导出 SourSimRL 默认表的油成分与油相似
该字段的组成。因此,默认表用于表示H2S分区
不同的阶段。

敏感性分析

由于该领域没有可用的 VFA、氮和磷的测量数据,因此水分析
参考针对模拟领域进行的研究来估计基本情况模拟的这些参数。
还检查了这些参数的敏感性,以确认一系列可能的结果。表2
总结了基本情况和敏感情况的模型参数。 VFA、氮和磷
对值进行了测试,以模拟生物源H2S产量高和低的两种情况:

·敏感性1 例（生物源H2S 产量高）

朱等人。 (2016)报告了 VFA 浓度与储层温度的函数关系。
在较高的储层中观察到地层水中 VFA 浓度较高
温度。据报道,油气藏的最大 VFA 浓度为 2000ppm
温度为 100°C 时,考虑到所有因素,已转换为 533.3 mg/L 的当量碳
VFA 作为较短的链（甲酸盐）。此外,氮和磷均设置为 10,000 mg/L
为了评估地层水和排洪中无限营养物来源的影响
含水层水。

·敏感性2 案例（生物源H2S 产量低）

VFA、氮和磷值参考 SourSimRL 建模研究
科威特北部的 Raudhatain Mauddud (RAMA) 油气藏（Al-Refai,2019 年）。氮气
和地层水和排洪含水层水中的磷含量均低于基准情况。
此外,与海水相比,海水相对贫乏,VFA、氮和磷值较低。
基本情况。

表 2敏感性分析的模型参数

案件	范围		地层水	转储水驱 含水层水	海水
基本情况	挥发性脂肪酸	毫克/升	45	45	117
	氮	毫克/升	75	75	70
	磷	毫克/升	180	180	70
灵敏度-1	挥发性脂肪酸	毫克/升	533.4	533.4	117
	氮	毫克/升	10000	10000	70
	磷	毫克/升	10000	10000	70
灵敏度2	挥发性脂肪酸	毫克/升	1.9	1.9	0.5
	氮	毫克/升	3.1	3.1	0.3
	磷	毫克/升	38.3	38.3	0.3

评论:

将地层水中的 VFA、氮和磷应用于 Dumpflood 含水层水中。

生物油藏酸化模拟结果

油气藏冷却效应

如图4所示，SourSimRL 模拟了油气藏温度的时间和空间分布。模拟表明,由于油藏温度较高,注入海水对油藏的冷却效果仅限于注入井附近。随着水驱前沿的进展,混合区的温度预计将迅速接近油气藏温度,该温度过高而无法维持生产性微生物活动。因此,储层中的高储层温度将微生物活动限制在海水注入井周围的冷却区域。正如预期的那样,模拟结果表明生物油藏的主导模式是注入井附近的“生物膜”区,而不是靠近水驱前缘的“混合”区。

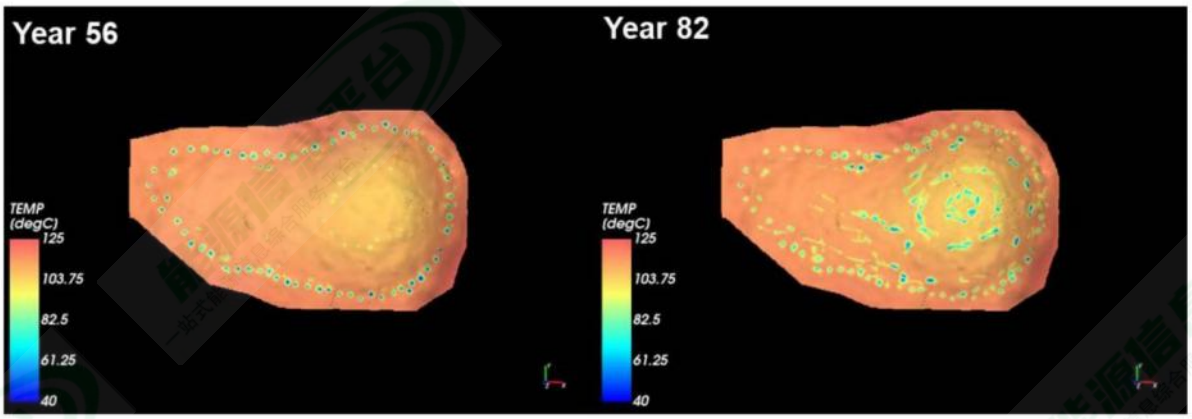


图 4　油气藏温度冷却效应模拟结果
中倾（二层)开始注水前后

现场水平生物H2S生成预测

模拟预测，在基本情况和敏感情况下,现场水平产生的气体中生物成因H2S浓度呈逐渐增加的趋势,这与油田含水率的增加相对应（图5）。即使对于敏感性 1 情况（生物源H2S产量高的情况）,预测的生物酸影响的严重程度仍然在设施设计限制内（低于设计基准的 5%）。因此,由于稳健的设计基础,FDP 在生物成因储层酸化风险方面被认为是可以接受的。额外的酸化缓解措施（例如安装硫酸盐去除装置)被认为是不必要的。

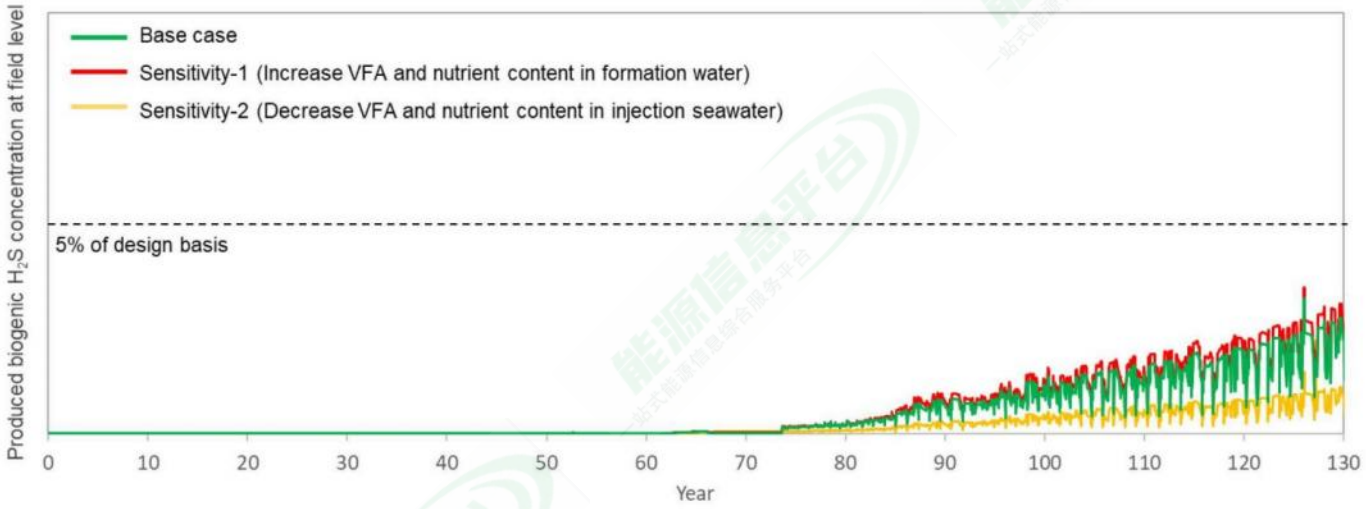


图 5　采出气中生物H2S现场平均浓度模拟结果

基本情况和敏感性 1（使用地层水和排水驱中较高的 VFA 和营养物浓度)预测的生物H2S浓度相对相似。另一方面,基本情况和敏感性 2 情况（使用海水中较低的 VFA 和营养物浓度)之间预测的生物H2S存在显著差异。因此,注入海水中的VFA和营养盐浓度对H2S生成水平的影响比地层水中的VFA和营养盐浓度更大。一个可能的原因是,该领域生物成因 H2S 生成的主要模式是生物膜模式,其中 SRB 生长的所有成分都需要由注入的海水提供。

图 6中的 3D 概述显示了限制油气藏淹没区域生物量潜力 (BMP) 的控制参数。 BMP 是生物质中的代谢潜力,相当于 SourSimRL 中的H2S生成率。蓝色区域不存在生物量潜力,主要是由于地层油气藏温度高、TDS高。在海水注入井附近,储层温度下降,主要限制因素是碳（橙色)和磷（黄色)的可用性。因此,注入海水中的碳源和营养盐浓度对BMP的影响较大。

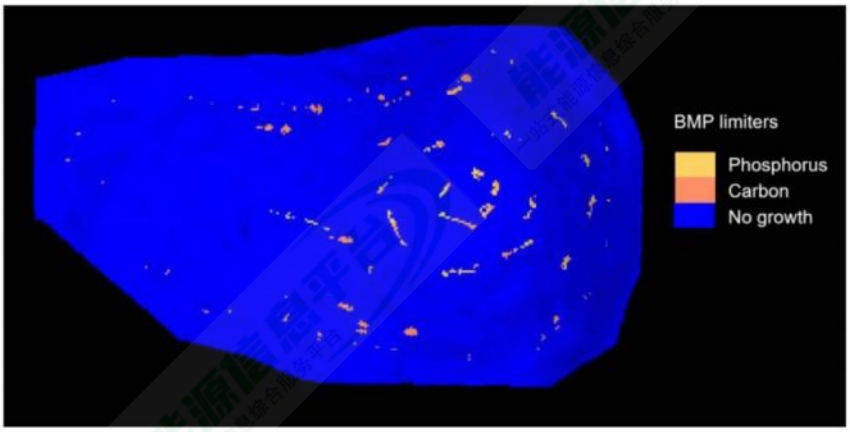


图 6　BMP 限制器的仿真结果（82 年第 2 层）

各个孔生物源H2S生成

图 7显示了各个孔预测的生物源H2S生成的直方图。生物成因油藏酸化对石油生产商的影响通常被认为是可以接受的,因为预测的生物成因油藏酸化对石油生产商的影响是可以接受的。

大多数油井（例如,占基本案例中产油国总数的 97%)中的H2S含量相对较小（低于设计基准的 5%）。预计在注水器附近的几口井中,局部存在相对较高的生物成因H2S浓度。图 8显示了高H2S产量井的预测生物源H2S浓度示例（高达设计基准的 15%）。有限数量的井中的高H2S产量被认为可以通过井监测进行控制。建议继续对H2S进行常规监测,通过绘制类型曲线（生物源H2S与标准化产水量）,了解整个注水井周围高含水井中生物源H2S的增加。

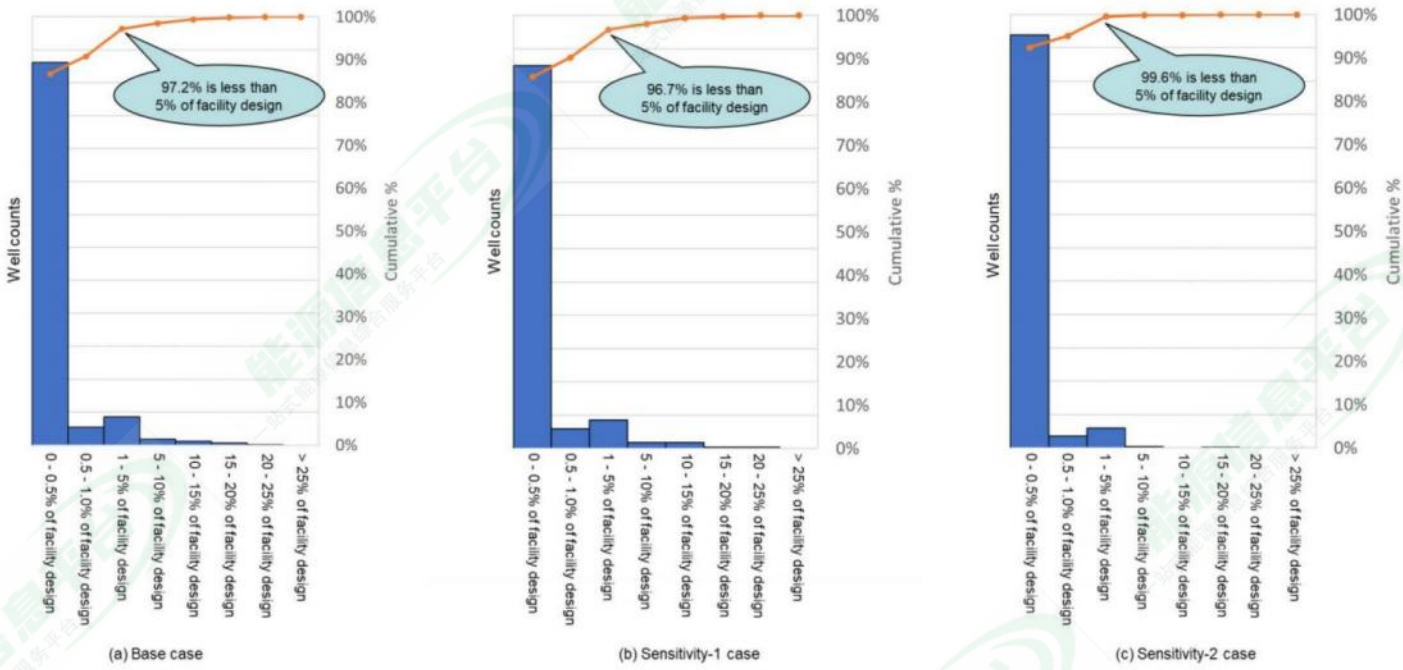


图 7　预测生物源H2S生成的直方图:(a) 基本案例； (b) 敏感性 1 例； (c) 敏感性 2 情况



图 8　预测生物成因H2S生成井剖面和井位置示例 1

结论

该研究管理了复杂的油田开发历史,包括含水层储层的排洪和外围海水注入,以及 FDP 在中倾角部署海水注入模式,以评估生物储层酸化的潜在风险。

使用 SourSimRL 进行的模拟表明,主要的生物成因H2S生成是一种限制在注水器附近的生物膜模式,其中高储层温度被注入的海水冷却。该油田生物成因H2S的生成很大程度上受注入海水中碳源和营养物质的影响。

此外,模拟预测生物成因储层酸化影响的严重程度是中等的,因为油田水平产出气体中的最大生物成因H2S浓度低于设施设计限制的 5%。这一结果表明,额外的生物酸化缓解措施（例如安装硫酸盐去除装置）被认为是不必要的。

总之,全油田生物成因油藏酸蚀模拟的应用有助于水驱基础FDP的决策支持,并更好地了解减轻油藏酸蚀风险的潜在需求。

参考

Al-Refai, SA、Al-Ajmi, M.、Oduola, L. 等人。 2019. 科威特北部成熟水淹油藏的酸化预测,SPE-195561-MS,在 SPE Europec 上发表,于 2019 年 6 月在英国伦敦举行的第 81 届 EAGE 会议和展览会上展出。

Evans, P.、Nederlof, E. 和 Richmond, W. 2015。与北海油田 PWRI 相关的酸化开发。 SPE-174529-MS 在 2015 年 5 月美国德克萨斯州加尔维斯顿举行的 SPE 采出水处理和管理研讨会上发表。

Johnson, RJ、Folwell, BD、Wirekoh, A. 等人。 2017. 油藏酸化 – 应用和的最新进展 缓解,生物技术杂志,卷。 256,2017年,第 57-67 页。

Mitchell, AF、Skjevrak, I. 和 Waage, J. 2017 年。对成熟北海油田储层酸化模式和缓解效果的重新评估,SPE-184587-MS,在蒙哥马利举行的 SPE 国际油田化学会议上发表,美国德克萨斯州,2017 年 4 月。

Nomura, Y.、Almarzooqi, MS、Makishima, K. 和 Tuck, J. 2021。通过集成流体模型规模预测、油藏模拟和实验室岩心驱替实验对阿布扎比近海巨型油田进行水相容性和规模风险评估, SPE-207319-MS 于 2021 年 11 月在阿联酋阿布扎比举行的阿布扎比国际石油展览和会议上亮相。

Vance, I. 和 Thrasher, DR 2005。油藏酸化:机制和预防,石油微生物学， M Magot 和 B Ollivier,华盛顿特区,ASM Press,123-142。

Zhu, F.、Kuijvenhoven, C.、Borhan, NB 等人。 2016 年。马来西亚近海油田油藏酸化评估的经验教训,SPE-179787-MS,在 2016 年 3 月阿曼马斯喀特举行的西亚石油和天然气 SPE EOR 会议上发表。



四、工程技术学术动态

1. 通过应用 RBI 方法确保埃及苏伊西湾 119 个海上平台的结构完整性

文献摘要：本文是关于通过应用 RBI(基于风险的检查)方法和采用定性和半定量方法来确保埃及苏伊士湾 119 个海上平台的结构完整性，目的是确定每个平台的故障概率(POF)和故障后果(COF)，并确定平台是否符合公司验收标准(在 10,000 年的事件风暴中幸存下来)第一阶段:选择关键和代表性平台进行极限强度评估和抗震评估。平台的选择是基于平台的一般分组，然后是风险排序，使用定性方法来确定船队的 POF，该方法基于水深、平台上报告的损坏程度、负载增加程度、基础、阳极耗尽等因素。此外，在选择地震评估平台时也考虑了 API 地震区划，选择平台代表船队，目的是允许在类似平台的通用组中选择最具代表性或最关键的平台进行推复分析，并确定实际(定量)POF。在第一阶段完成平台选择后，在第二阶段对选定的平台进行了详细的极限强度(渐进坍塌可推覆)和地震评估，之后根据可推覆计算的 RSR 和 POF 的结果，重新检查和更新了第一阶段估计的所有通用 POF。基于这些选定平台(来自第二阶段)的推覆分析结果将被认为是合理的，足以推断所有结构的当前稳健性。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

SPE-216678-MS

通过应用 RBI 方法确保埃及苏伊西湾 119 个海上平台的结构完整性

M. Amer,DRAGON OIL,埃及开罗

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/216678-MS

本文准备于 2023 年 10 月 2 日至 5 日在阿联酋阿布扎比举行的 ADIPEC 上发表。

在审查了作者提交的摘要中包含的信息后,SPE 项目委员会选择了本文进行演示。论文内容未经石油工程师学会审阅,作者有权更正。该材料不一定反映石油工程师协会、其官员或成员的任何立场。未经石油工程师协会书面同意,禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要;插图不得复制。摘要必须包含对 SPE 版权的明确承认。

摘要

本文是关于通过应用 RBI（基于风险的检查)方法并采用定性和半定量方法来确保埃及苏伊士湾 119 个海上平台的结构完整性,其目的是确定故障概率 (POF)以及每个平台的故障后果 (COF),并确定该平台是否满足公司验收标准（经受万年事件风暴）。

已完成的工作分两个阶段进行： 第一阶段:涉及选择
关键和代表性平台进行极限强度评估和抗震评估。平台选择是基于平台通用分组进行的,然后使用定性方法进行风险排名,根据水深、平台报告的损坏程度、负载增加程度、地基、阳极等因素确定船队的 POF耗尽……等此外,在选择地震评估平台时也考虑了API地震分区。

选择平台来代表机队,目的是允许在类似平台的通用组中选择最具代表性或最关键的平台,以执行推覆分析并确定实际（定量)POF。

第二阶段:在第一阶段最终确定平台选择后,在第二阶段对所选平台进行了详细的极限强度（渐进式倒塌推覆)和地震评估,之后根据第一阶段的结果重新审查和更新了第一阶段中的所有通用 POF 估计值。 Pushover 计算了 RSR 和 POF。基于这些选定平台（来自第二阶段)的推覆分析结果将被认为足以推断所有结构当前的稳健性。

介绍

背景

Dragon-Oil Egypt 是埃及一家 50-50 合资企业的股东,在本文中称为 Dragon-Oil JV (DOJV),该企业在埃及苏伊士湾运营着一支由 119 个平台组成的船队。第一个平台于 1966 年安装,最近一个于 2012 年安装。超过 90% 的平台是在 1987 年之前安装的。

从历史上看,有过许多修改和添加,其中许多是不受控制的,并且对结构后果或完整性评估要求的关注有限。因此,许多平台都出现了构件断裂、上部重量显著增加以及所支撑的导体槽和立管数量大幅增加的情况。

尽管 DOJV 平台群的大部分安装时间是 20 年,但平台的设计不一定反映当时的设计规范。许多井口保护器结构都是通用设计,直到 1970 年代末和 1980 年代初,这是基于 1960 年代和 1970 年代初进行的设计。

该项目旨在通过进行充分的结构分析和相关评估来量化与所有平台相关的结构风险,从而确定平台舰队的整体结构完整性。

此次评估的结果将使 DOJV 更好地了解其机队的结构完整性,从而在必要时优先考虑适当的风险缓解措施,并协助任何未来项目的活动集规划。

目标

第一阶段的主要目标确定如下:

- 选择极限强度评估平台。
- 地震评估平台的选择。
- 开发基于 Microsoft Excel 的风险排名工具包,用于首先选择平台

2个目标

- 制定第二阶段分析的评估基础,其中包括极限强度推-

最后,地震和岩土工程审查和调查。

第二阶段“全球结构完整性评估”的主要目标是:

- 对第一阶段风险排名和平台分组分析中确定的平台进行结构完整性评估(Pushover 分析)。
- 研究平台承受一万年异常风暴条件的能力,而无需

坍塌。

- 根据增加 100 年极端风暴条件确定平台的储备强度比 (RSR)。
- 由于缺乏信息,调查平台对垂直载荷、土壤容量等的敏感性。
- 执行冗余分析来识别参与失效机制的“关键”结构部件。
- 展示平台承受极端地震(ELE)和异常地震(ALE)而不倒塌的能力。
- 根据 DOJV 风险矩阵上的 RSR 结果更新平台风险。

该项目的目的是进行充分的结构分析和相关评估,以使 DOJV 充分了解其机队的结构完整性。这反过来又将允许优先考虑

必要时采取适当的风险缓解措施,并协助任何未来项目的活动集规划。此评估仅限于下表中列出的平台。 DOJV 舰队中
的两个平台是
排除在本次评估之外。这些曾经是:

1. ESMA8 退役并移交给埃及当局。
2. J6 – 倒塌。

这就留下了 117 个平台供研究,如表（1)所示:

表 (1)　研究中包含的 GOS 平台群

No.	Field/Complex	Platform
1	BADRI COMPLEX	BADRI GS-315A
2	BADRI COMPLEX	BADRI GS-315B
3	BADRI COMPLEX	BADRI GS-315C
4	BADRI COMPLEX	BADRI GS-315D
5	BADRI COMPLEX	BADRI GS-315E
6	BADRI COMPLEX	BADRI P FLARE JACKET 1
7	BADRI COMPLEX	BADRI P FLARE JACKET 2
8	BADRI COMPLEX	BADRI GS-315P
9	JULY	J-4
10	JULY	J-8
11	JULY	J10-D
12	JULY	J10-F1 (HD)
13	JULY	J10-F2
14	JULY	J10-F3
15	JULY	J10-GL
16	JULY	J10-P
17	JULY	J-15
18	JULY	J-25
19	JULY	J-29
20	JULY	J-37
21	JULY	J-58
22	JULY	SG 300
23	JULY	J22
24	JULY	J62
25	M-1 COMP	M 120
26	M-1 COMP	M 3
27	M-1 COMP	M 6
28	M-1 COMP	M1 D
29	M-1 COMP	M1 F1
30	M-1 COMP	M1 F2
31	M-1 COMP	M1 T
32	M-36 COMP	GS 356 WALY
33	M-36 COMP	M 107
34	M-36 COMP	M 170
35	M-36 COMP	M 100
36	M-36 COMP	M 15
37	M-36 COMP	M 190
38	M-36 COMP	M 2
39	M-36 COMP	M-36B
40	M-36 COMP	M-36D
41	M-36 COMP	M-36 HELIDECK JACKET
42	M-36 COMP	M-36 PRODUCTION
43	M-36 COMP	M-36 PH IV
44	M-36 COMP	M-36 PH V
45	M-36 COMP	M-36 F1
46	M-36 COMP	M-36 F2
47	M-36 COMP	M-36 F3
48	M-36 COMP	M-45
49	M-36 COMP	M-5
50	M-36 COMP	M-7
51	M-36 COMP	EDFU
52	M-36 COMP	M-72
53	M-55 COMP	GS 327
54	M-55 COMP	GS 336
55	M-55 COMP	GS 345
56	M-55 COMP	GS 347 YOUNIS
57	M-55 COMP	M 160
58	M-55 COMP	M55-F1
59	M-55 COMP	M55-F2
60	M-55 COMP	M55-P
61	M-55 COMP	M55-D
62	M-55 COMP	SB-339
63	M-8 COMP	M-20
64	M-8 COMP	M-21
65	M-8 COMP	M-22
66	M-8 COMP	M-24
67	M-8 COMP	M-50
68	M-8 COMP	M8-P
69	M-8 COMP.	M8 F1
70	M-8 COMP.	M8 F2
71	M-8 COMP.	M8 F3
72	M-8 COMP.	M8 P
73	M-8 COMP.	M-8 Ph 1 & II
74	M-8 COMP.	M8 Ph III
75	M-8 COMP	M-85
76	OCT COMP	OCT P
77	OCT COMP	OCT A
78	OCT COMP	OCT D
79	OCT COMP	OCT E
80	OCT COMP	OCT EAST TANKA A
81	OCT COMP	OCT F (GS 160)
82	OCT COMP	OCT G
83	OCT COMP	OCT H
84	OCT COMP	OCT J
85	OCT COMP	OCT K
86	OCT COMP	OCT B
87	OCT COMP	OCT C
88	OCT COMP	OCT-F1
89	OCT COMP	TEMPORARY FLARE SUPPORT
90	OCT COMP	TRANSGULF
91	RAMADAN	GS 277
92	RAMADAN	R1
93	RAMADAN	R24
94	RAMADAN	R3
95	RAMADAN	R4
96	RAMADAN	R5
97	RAMADAN	R6-D
98	RAMADAN	R6- GL
99	RAMADAN	R6-F1
100	RAMADAN	R6-F2
101	RAMADAN	R6-P
102	RAMADAN	R6-WF
103	RAMADAN	SB-305
104	SH/ALI, Hilal &Sidki	GH 376
105	SH/ALI, Hilal &Sidki	GS365
106	SH/ALI, Hilal &Sidki	GS 382 SIDKI
107	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI A CENTRAL
108	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI A NORTH
109	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI A SOUTH
110	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI B EAST
111	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI B WEST
112	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI P
113	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI WF
114	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI C
115	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI D
116	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI E
117	SAQQARA	SAQQARA

一般方法论

初步风险排名：

表（2)中所示的以下因素用于计算每个平台的失败可能性（LOF），以便在最终风险排名和平台选择之前以快速定性方法了解平台风险：

表 (2) 研究开始前初步风险排名中使用的因素。

Item	Rule	Weight
2.1	Design Practice	5
2.2	Number of legs and bracing configuration	10
2.3	Foundations	10
2.4	Risers and Conductors	5
2.5	Boat Landing	5
2.6	Grouted piles	3
2.7	Damaged, missing, and removed members	20
2.8	Splash Zone corrosion and damage	10
2.9	Flooded members	6
2.10	CP surveys and anode depletion	6
2.11	Inspection history	5
2.12	Design loading	5
2.13	Marine Growth	6
2.14	Scour	5
2.15	Topside weight change	10
2.16	Additional risers, caissons and conductors	5
2.17	Wave-in-deck	20

与可能性类别相对应的可能性得分范围

Category	Range
1	≤ 250
2	251-400
3	401 to 600
4	601to 750
5	> 750

下图显示了上述各个因素在每个平台总分中的参与情况，这是在评估每个平台的失败可能性之前完成的，用于风险排名。

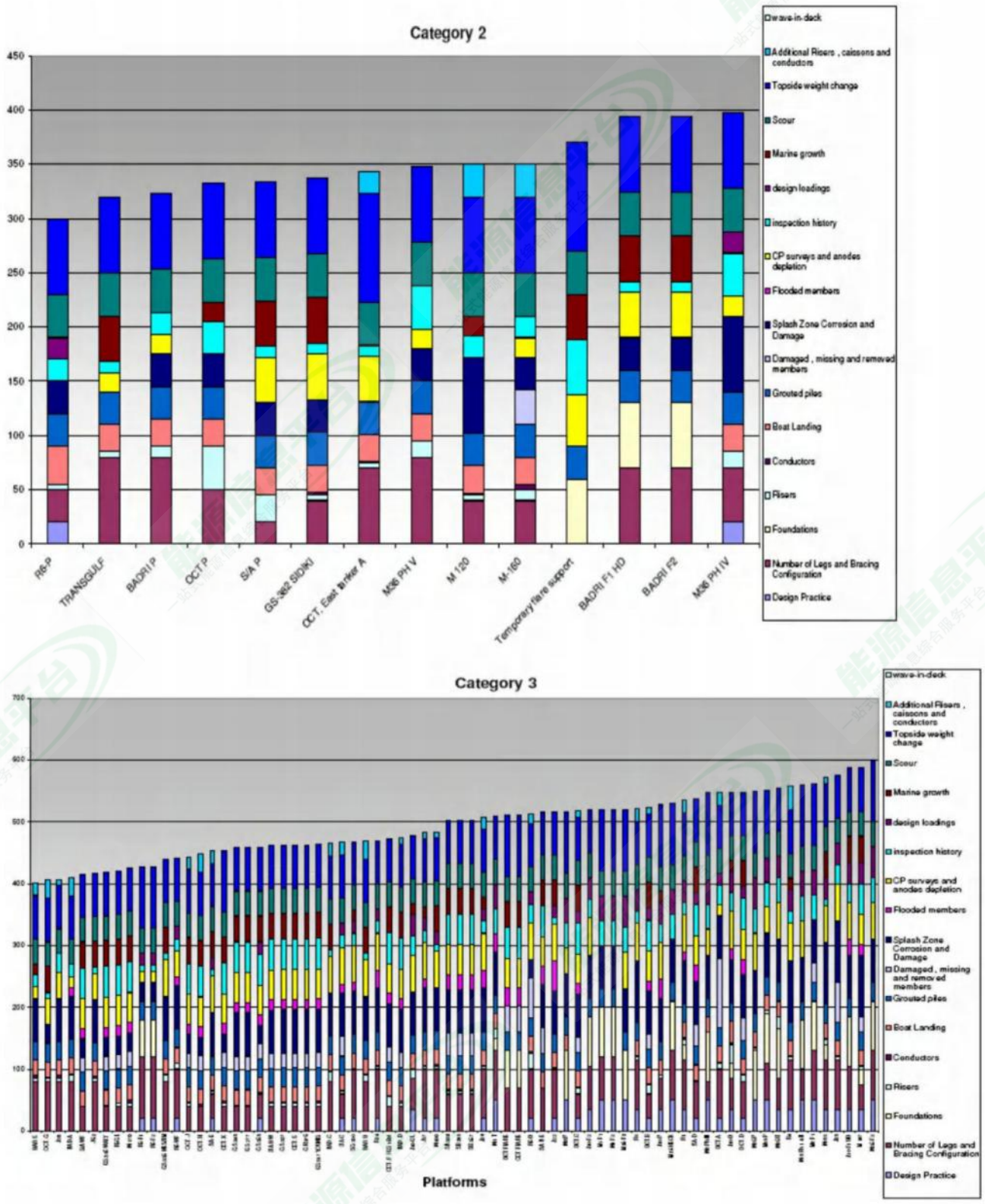
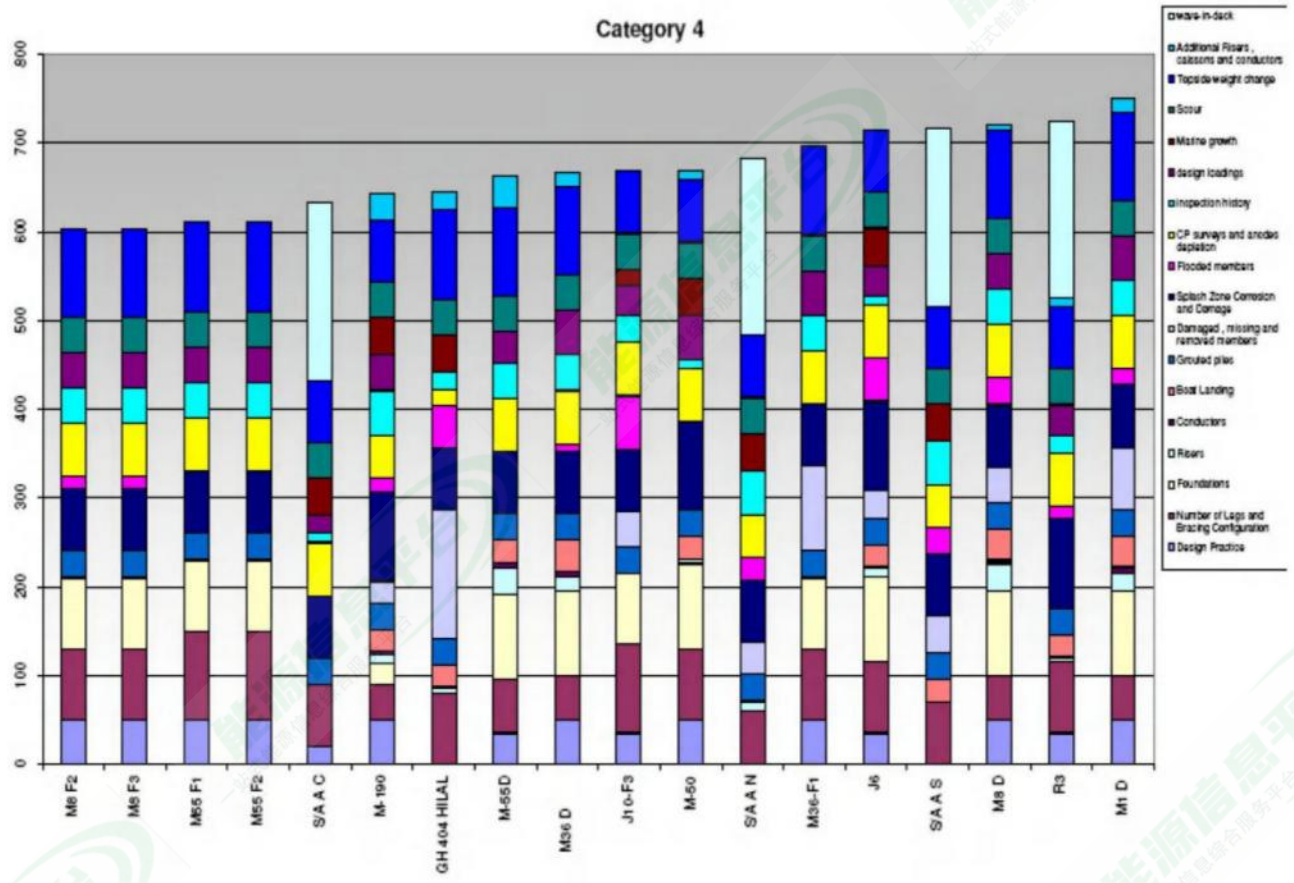

Category 2
wave-in-deck
Additional Risers , caissons and conductors
Topside weight change
Scour
Marine growth
design loadings
inspection history
CP surveys and anodes depletion
Flooded members
Splash Zone Corrosion and Damage
Damaged , missing and removed members
Grouted piles
Boat Landing
Conductors
Risers
Foundations
Number of Legs and Bracing Configuration
Design Practice
R6-P
TRANSGULF
BADRI P
OCT P
S/A P
GS-382 SIDIKI
OCT, East Striker A
M36 PH V
M 120
M-160
Temporary flare support
BADRI F1 HD
BADRI F2
M36 PH IV
Category 3
Platforms

图 (1)A、B


Category 4
0
100
200
300
400
500
600
700
800
M6 F2
M6 F3
M55 F1
M55 F2
S/A A C
M-190
GH 404 HILAL
M-55D
M36 D
J1 0-F3
M-60
S/A A N
M36-F1
J6
S/A A S
M8 D
R3
M1 D
wave-in-deck
Additional Risers , caissons and conductors
Topside weight change
Scour
Marine growth
design loadings
inspection history
CP surveys and anodes depletion
Flooded members
Splash Zone Corrosion and Damage
Damaged , missing and removed members
Grouted piles
Boat Landing
Conductors
Risers
Foundations
Number of Legs and Bracing Configuration
Design Practice

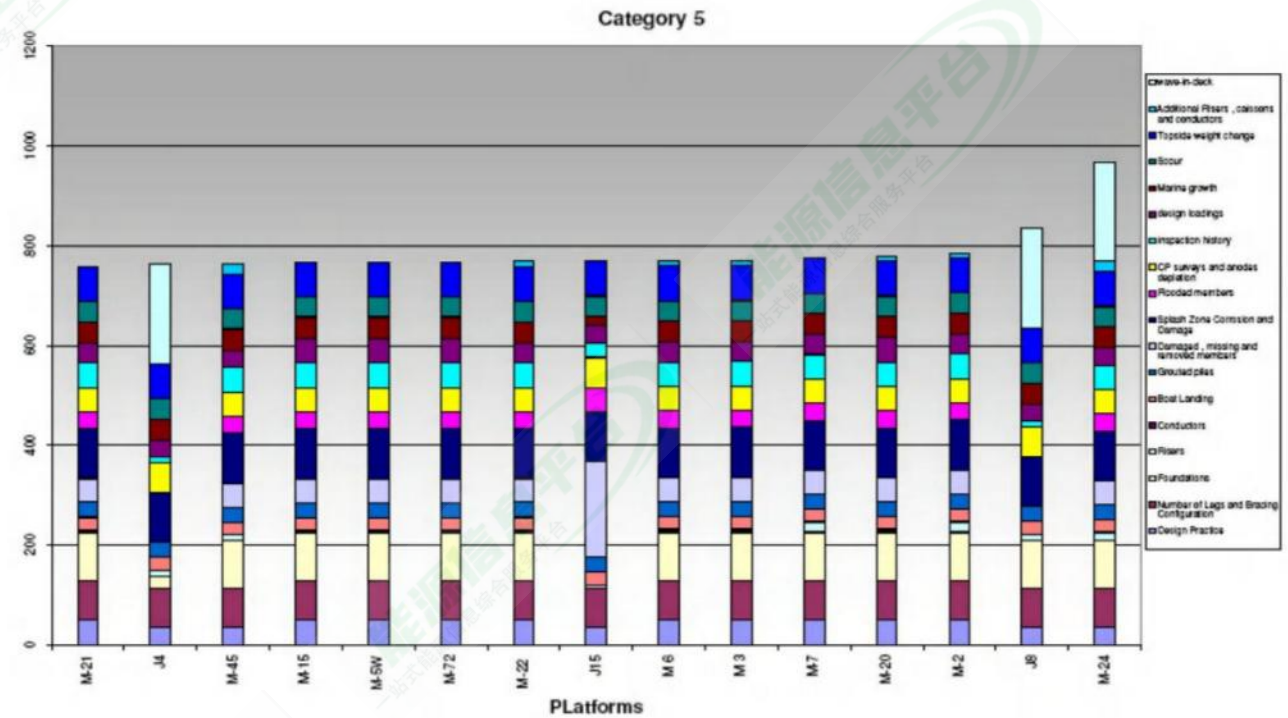

Category 5
0
200
400
600
800
1000
1200
M-21
J4
M-45
M-15
M-SW
M-72
M-22
J15
M6
M3
M7
M-20
M-2
J8
M-24
PLatforms
wave-in-deck
Additional Risers , caissons and conductors
Topside weight change
Scour
Marine growth
design loadings
inspection history
CP surveys and anodes depletion
Flooded members
Splash Zone Corrosion and Damage
Damaged , missing and removed members
Grouted piles
Boat Landing
Conductors
Risers
Foundations
Number of Legs and Bracing Configuration
Design Practice

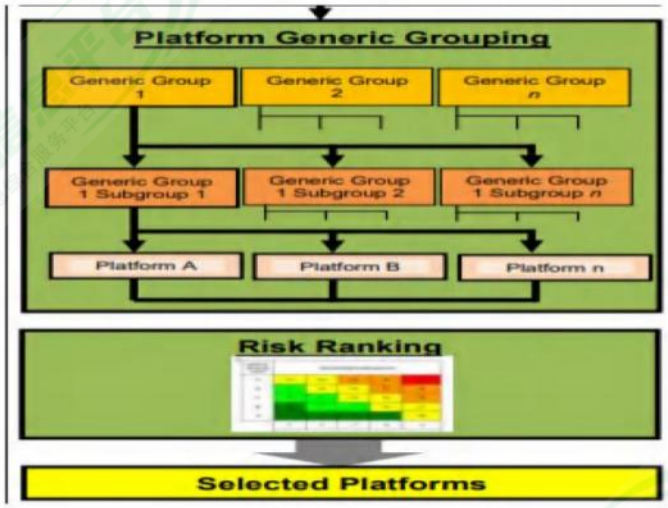
图 (1)C、D

平台选择过程

终极力量推力评估的平台选择

介绍。如前一节所述,共有 117 个。作为本次评估范围一部分的平台。对每个单独的平台执行 Pushover 分析需要付出巨大的努力,并且会耗费成本和时间。鉴于此,进行了如下图所示的一系列平台选择过程。这些过程的目的是允许在类似平台的通用组中选择最具代表性或最关键的平台。基于这些选定平台（来自第二阶段)的推覆分析结果将被认为足以推断所有结构当前的稳健性。

总之,平台选择过程涉及平台通用分组,然后是风险排名。该过程的细节在图(2)中描述。



图（2)

平台通用分组。平台的主要分组是基于腿的数量和支撑配置。总共确定了 6 个主要平台组,如下所示:

- 主组 1 - 4 条腿、倒 K 型,第 1 隔间带有 D 型支撑,并带有 2 孔槽
- 主组 2 - 4 腿、倒 k 支撑
- 主组 3 - 4 腿,XH 支撑
- 主组 4 - 4 腿,Amoco X 支撑
- 主要组 5 - 三脚架
- 主组 6 - 其他类型的配置

主要组根据以下条件进一步分为 34 个子组:

- 水深
- 腿和支架直径
- 附属物的存在和数量
- 上部结构和导管架重量（如果已知）

下表（2)列出了平台主分组和子分组的结果。
整个海湾环境条件的变化被认为不够显著,不足以保证使用分组。此外,土壤条件没有显著变化可被视为一个亚组。

其他相关平台信息,例如护套腿/支架尺寸、甲板重量、设计导体槽数与现状槽数等也已列于下表中,以便更好地确定基于结构的平台之间的相似性或差异构件尺寸和负载敏感性。例如,子组 3-3 下的平台与主组 4 下的平台具有相似的支撑配置,但在护套腿和支撑尺寸方面存在明显差异。

应该注意的是,对于基于的子组,仅考虑一种典型配置
在不同的水深范围内。

表 (3)　平台通用分组（第 1 部分,共 4 部分）

Platforms generic grouping (part 1 of 4)

No	Main Group ID	Main Group Description	Sub Group ID	Sub Group Description	No of Sub Group	Field/complex	Platform	Water Depth (m)	Deck Weight (MT)	Jacket Weight (MT)	Jacket Leg Sizing (mm)	Jacket Brace Sizing (inch)	No of Design Conductor	No of As is Conductor
1	1	4-legged, Inverted K with D bracing at 1st bay and with 4-well slot	1-1	Water Depth ≤ 25m	1	M-1 COMP	M 6	16.50	41	44	685.8	8/10	4	5
2						M-36 COMP	M 72	21.35	40	50	711.2	8.625/10.76	4	4
3						M-8 COMP	M-85	19.00	41	45	685.8	8.625/10.75	4	5
4			1-2	25m < Water Depth ≤ 50m	2	M-1 COMP	M 3	30.17	41	70	711.2	8.625/10.75	4	5
5						M-36 COMP	M 2	31.00	45	73	711.2	8.625/10.75	4	5
6						M-36 COMP	M-5	30.80	41	72	685.8	8.625/10.75	4	4
7						M-36 COMP	M-7	33.50	54	78	685.8	8.625/10.75	4	4
8						M-36 COMP	M 15	40.50	49	95	711.2	8.625/10.75	4	4
9	2	4 legged, Inverted k bracing	2-1	Structure with 2-well slot Water Depth ≤ 25m	3	M-8 COMP	M-24	19.00	29	36	660.4	8.625/10.75	2	5
10						M-8 COMP	M-50	19.00	35	37	660.4	8.625/10.75	2	4
11			2-2	Structure with 2-well slot Water Depth > 25m	4	JULY	J-8	39.60	29	73	660.6	8.625/10.75	2	4
12						JULY	J-15	37.20	34	83	660.4	8.625/10.75	2	4
13						JULY	J-4	39.60	29	73	660.6	8.625/10.75	2	4
14						M-8 COMP	M-20	26.00	28	50	660.4	8.625/10.75	2	6
15						M-8 COMP	M-21	29.00	28	56	660.4	8.625/10.75	2	2
16						M-8 COMP	M-22	38.00	28	73	660.4	8.625/10.75	2	3
17						M-36 COMP	M-36 F1	33.50	UNKNOWN	UNKNOWN	660.4	8.625/10.75	2	0
18						M-36 COMP	M-36 F2	34.50	UNKNOWN	UNKNOWN	660.4	8.625/10.75	2	0
19						M-36 COMP	M-36 F3	35.50	UNKNOWN	UNKNOWN	660.4	8.625/10.75	2	0
20						M-8 COMP	M8 F1	38.74	UNKNOWN	UNKNOWN	660.4	8.625/10.76	2	0
21						M-8 COMP	M8 F2	38.74	UNKNOWN	UNKNOWN	660.4	8.625/10.77	2	0
22						M-8 COMP	M8 F3	38.74	UNKNOWN	UNKNOWN	660.4	8.625/10.78	2	0
23						M-36 COMP	M-45	30.00	29	57	660.4	8.625/10.75	2	6
24						RAMADAN	R1	37.50	36	77	660.4	8.625/10.75	2	7
25						RAMADAN	R3	39.00	36	82	660.4	8.625/10.75	2	5
26						RAMADAN	R4	27.00	36	68	660.4	8.625/10.75	2	11
27						RAMADAN	R5	31.00	29	73	660.4	8.625/10.75	2	8
28			2-3	Structure with 12-well slot	5	RAMADAN	R6-D	21.00	226	216	990.6	14/16/20	12	15

Platform Generic Grouping (Part 2 of 4)

No	Main Group ID	Main Group Description	Sub Group ID	Sub Group Description	No of Sub Group	Field/complex	Platform	Water Depth (m)	Deck Weight (MT)	Jacket Weight	Jacket Leg Sizing	Jacket Brace Sizing (inch)	No of Design Conductor	No of As Is Conductor
29	3	4 legged, XH bracing	3-1	Structure with battered legs	6	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI C	15.20	30	36	660.4	8.625/10.75	4	8
30						SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI D	12.20	36	42	660.4	8.625/10.75	6	6
31						SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI E	12.80	36	52	660.4	8.625/10.75	6	9
32			3-2	Structure without battered legs	7	RAMADAN	R6- GL	30.50	889	221	1447.8	24	0	0
33			3-3	Structure with inconsistent horizontal bracing	8	RAMADAN	R24	23.20	60	54	660.4	8.625/10.75/12.75/16	9	4
34						JULY	J-25	38.70	53	83	660.4	8.625/10.75/12.75/14/16	4	4
35						JULY	J-22	40.26	51	84	660.4	8.625/10.75/12.75/14/16	4	2
36						JULY	J-37	36.27	55	88	660.4	8.625/10.75/12.75/14/16	4	5
37						JULY	J-29	34.40	53	70	660.4	No drawing. Same as J37 drawing	4	7
38						JULY	J-5G 300	45.72	53	112	660.4	8.625/10.75/12.75/14/16	4	4
39						JULY	J10-F1 (MD)	37.50	UNKNOWN	UNKNOWN	711.2	8.625/10.75/12.75/14/16	0	0
40						M-36 COMP	M 100	31.00	64	89	660.4	8.625/10.75/12.75/16	4	6
41	4	4 legged, Amoco X bracing	4-1	Water Depth ≤ 25m	9	M-36 COMP	M 190	18.30	221	109	838.2	12.75	9	12
42						M-55 COMP	M 160	18.30	213	109	838.2	12.75	9	13
43						M-55 COMP	G5 347 YOUNIS	23.50	186	105	838.2	10.75/12.75	9	9
44			4-2	25m < Water Depth ≤ 50m	10	RAMADAN	SB-305	26.00	121	118	838.2	10.75/12.75	9	9
45						M-36 COMP	M-36 PH V	33.00	2121	240	1473.2	18/20	0	0
46						BADRI COMPLEX	BADRI G5-315P	31.70	1321	220	990.6	16/18	0	0
47						M-36 COMP	M-36 HELIDECK JACKET	33.50	UNKNOWN	UNKNOWN	273	14	0	0
48						BADRI COMPLEX	BADRI G5-315A	34.14	207	200	838.2	12.75	9	14
49						BADRI COMPLEX	BADRI G5-315D	34.00	249	181	838.2	12.75/14	9	10
50						BADRI COMPLEX	BADRI G5-315E	36.60	256	184	838.2	12.75/14	9	13
51						JULY	J-58	40.84	138	228	838.2	12.75	9	11
52						JULY	J-62	47.24	212	307	838.2	12.75	9	11
53						M-1 COMP	M1 T	33.50	402	122	838.2	12.75	0	0
54						M-36 COMP	M 107	34.80	191	153	838.2	10.75/12.75	9	9
55						M-36 COMP	M 170	34.00	213	202	838.8	12.75	9	8
56						M-1 COMP	M 120	26.21	207	155	838.8	12.75	9	15
57						M-36 COMP	EDFU	32.00	202	156	838.2	12.75	0	9
58						M-55 COMP	G5 327	40.80	207	240	838.2	12.75	9	11
59						M-55 COMP	SB-339	32.00	207	189	838.2	12.75	9	9
60						RAMADAN	R6-WF	30.50	36	121	889	12.75/14	0	0
61						SH/ALI, Hilal &Sidki	GH 376	32.00	192	145	838.2	10.75/12.75	9	9

Platform Generic Grouping (Part 3 of 4)

No	Main Group ID	Main Group Description	Sub Group ID	Sub Group Description	No of Sub Group	Field/complex	Platform	Water Depth (m)	Deck Weight (MT)	Jacket Weight	Jacket Leg Sizing	Jacket Brace Sizing (inch)	No of Design Conductor	No of As It Is Conductor
62						OCT COMP	OCT A	55.50	146	209	838.2	10.75/12.75	9	12
63						OCT COMP	OCT B	58.20	152	222	838.2	10.75/12.75	9	10
64						SAQQARA	SAQQARA	28.00	UNKNOWN	UNKNOWN	990.6	20	9	3
65						OCT COMP	TRANSGULF	59.40	1896	508	1155.7	20/24	0	0
66						M-36 COMP	GS 356 WALY	78.90	489	826	990.6	18/20/24	9	6
67						SH/ALI, Hilal &Sidki	GS 382 SIDKI	84.00	522	862	1155.7	24/24.75/28	12	11
68						RAMADAN	GS 277	66.40	199	360	990.6	10.75/12.75/14	9	9
69						M-55 COMP	GS 336	73.20	206	356	990.6	10.75/12.75/14	9	9
70			4-3	Water Depth >50m	11	M-55 COMP	GS 345	73.20	213	431	990.6	10.75/12.75/14	9	6
71						BADRI COMPLEX	BADRI GS-315C	67.60	199	359	990.6	10.75/12.75/14	9	13
72						SH/ALI, Hilal &Sidki	GS365	85.00	503	894	No drawing	No drawing	9	9
73						OCT COMP	OCT H	59.40	255	359	838.2	12.75/14	9	12
74						BADRI COMPLEX	BADRI GS-315B	61.80	206	363	838.2	10.75/12.75/14	9	14
75						OCT COMP	OCT G	59.40	252	359	838.2	12.75/14	9	12
76						OCT COMP	OCT E	52.70	133	180	838.2	10.75/12.75/14	9	1
77						OCT COMP	OCT J	64.00	262	386	838.2	12.75/14	9	13
78						OCT COMP	OCT K	57.00	102	UNKNOWN	838.2	12.75/14	14	14
79						OCT COMP	OCT F (GS 160)	63.00	299	353	838.2	10.75/12.75/14	9	3
80	4	4 legged, Amoco X bracing	4-3	Water Depth >50m	11	OCT COMP	OCT C	61.00	148	225	838.2	10.75/12.75/14	9	10
81						OCT COMP	OCT D	64.00	145	247	838.2	10.75/12.75/14	9	7
82						BADRI COMPLEX	BADRI P F 1	31.70	UNKNOWN	UNKNOWN	685.8	8.625/10.75/12.75/14	0	0
83						BADRI COMPLEX	BADRI P F 1	31.70	UNKNOWN	UNKNOWN	686.8	8.625/10.75/12.75/14	0	0
84			5-1	Diagonal bracing (Type 1)	12	M-1 COMP	M1 F1	32.60	UNKNOWN	UNKNOWN	685.8	8.625/10.75/12.75/14	0	0
85						M-1 COMP	M1 F2	32.60	UNKNOWN	UNKNOWN	686.8	8.625/10.75/12.75/14	0	0
86						OCT COMP	EAST TANKA A	62.00	217.6	258	914.4	12.75/14/16/18/20/24	5	8
87			5-2	Diagonal bracing (Type 2)	13	JULY	J10-F2	37.50	UNKNOWN	UNKNOWN	711.2	12.75/16	0	0
88						JULY	J10-F3	37.50	UNKNOWN	UNKNOWN	711.2	12.75/16	0	0
89			5-3	Inverted K bracing	14	M-55 COMP	M55-F1	72.00	UNKNOWN	UNKNOWN	762	8.625/10.75/12.75	0	0
90	5	Tripod Structures				M-55 COMP	M55-F2	72.00	UNKNOWN	UNKNOWN	762	8.625/10.75/12.75	0	0
91			5-4	AMOCO X bracing	15	RAMADAN	R6-F1	30.50	UNKNOWN	UNKNOWN	685.8	12.75/14	0	0
92						RAMADAN	R6-F2	31.50	UNKNOWN	UNKNOWN	685.8	12.75/14	0	0
93			5-5	Diagonal bracing (Type 3)	16	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI A CENTRAL	15.20	39	35	838.2	16	2	2
94						SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI A SOUTH	15.20	44	35	838.2	16	2	2
95						SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI B EAST	15.20	95	54	762	16	2	2
96			5-6	Diagonal bracing (Type 4)	17	OCT COMP	Oct P Flare	59.48	UNKNOWN	UNKNOWN	838.2	8.625/12.75/18	0	0
97						OCT COMP	Sea Flare	59.40	UNKNOWN	UNKNOWN	762	12.75/16	0	0

Platform Generic Grouping (Part 4 of 4)

No	Main Group ID	Main Group Description	Sub Group ID	Sub Group Description	No of Sub Group	Field/complex	Platform	Water Depth (m)	Deck Weight (MT)	Jacket Weight	Jacket Leg Sizing	Jacket Brace Sizing (inch)	No of Design Conductor	No of As It Is Conductor
98			6-1	8 legged structure with combination of diagonal and K bracing (Type 1)	18	JULY	J10-D	37.50	377	363	863.6	No data in drawing	16	16
99			6-2	8 legged structure with combination of diagonal and K bracing (Type 2)	19	JULY	J10-P	37.50	1200	290	863.6	14/16/18/20/24	0	0
100					20	JULY	J10-GL	37.50	642	468	990.6	14/16/18/20/24	0	0
101			6-3	8 legged structure with Amoco X bracing	21	OCT COMP	OCT P	59.00	3335	1254	1314.5	18/20/24	0	0
102			6-4	8 legged structure consists of a pair of jackets with K bracing	22	M-36 COMP	M-36B	33.22	367	144	660.4	8.625/10.75	0	0
103						M-8 COMP	M8 Ph 1 & 2	38.74	1000	195.00	660.4	8.625/10.75	0	0
104			6-5	8 legged structure with XH bracing	23	M-36 COMP	M-36 PH IV	33.50	857	435	1016	14/16	0	0
105			6-6	4 legged structure with combination of diagonal and K bracing (Type 1)	24	M-8 COMP	M8-P	40.00	UNKNOWN	113	660.4	No data in drawing	0	0
106						M-36 COMP	M-36 PRODUCTION	32.00	UNKNOWN	106	660.4	Poor drawing	0	0
107	6	Other Types of Configuration	6-7	8 legged structure with diagonal bracing	25	RAMADAN	R6-P	21.00	1176	256	1016	18/20/22	0	0
108			6-8	4 legged structure with combination of diagonal and K bracing (Type 2)	26	M-55 COMP	M55-D	72.00	UNKNOWN	250	1016	16/20/22/26	0	21
109						M-55 COMP	M55-P	68.00	1030	391	990.6	24/26	0	0
110			6-9	8 legged structure consists of a pair of jackets with diagonal bracing	27	M-8 COMP	M8 Ph3	35.08	1000.00	184.00	863.60	14	0	0
111			6-10	4 legged structure without battered legs, diagonal bracing without horizontal bracing	28	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI A NORTH	15.20	91	72	838.8	16	4	4
112			6-11	6 legged structure without battered legs, diagonal bracing without horizontal bracing	29	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI B WEST	15.20	103	127	762	16/18	6	4
113			6-12	6 legged structure with XH bracing	30	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI P	13.70	1416	290	1346.2	20	0	0
114						SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI WF	13.70	1082	290	1346.2	20	0	0
115			6-13	8 legged structure with combination of diagonal and K bracing (Type 3)	31	M-1 COMP	M1 D	32.60	UNKNOWN	337	838.2	10.75/12.75	12	13
116						M-8 COMP	M8-B	38.74	380	328	838.2	10.75/12.75	12	14
117						OCT COMP	OCT B	33.50	UNKNOWN	313.6	838.2	10.75/12.75	12	16

最终风险排名。在平台分组后,每个平台都根据相关风险进行排名,以供平台选择之用。开发了基于 Microsoft Excel 的工具包来促进这种风险排名工作。

该工具包是根据 DOJV SIMS 风险排名方法开发的。

工具包中计算了两种风险,即设施风险和完整性风险。

设施风险考虑了所有故障可能性 (LOF) 因素,如下表 (4)所示。

表 (4) 设施和完整性 LOF 风险因素

Likelihood Factor	Platform Facility Risk	Platform Integrity Risk
Platform Vintage	Yes	Yes
Number of legs and Bracing System	Yes	Yes
Grouted Piles	Yes	Yes
Foundations	Yes	Yes
Last Inspection	Yes	Yes
Damaged / Severed Members	Yes	Yes
Anode Depletion	Yes	Yes
Flooded Members	Yes	Yes
Marine Growth Thickness	Yes	Yes
Scour Depth	Yes	Yes
Unprotected Risers and Conductors	Yes	No
Riser Splash Zone external Corrosion	No	No
Fatigue	Yes	Yes
Earthquake	Yes	Yes
Additional Appurtenances	Yes	Yes
Topsides Weight Change	Yes	Yes
Proximity to Shipping Lane	Yes	No
Previous Jacket Repair	Yes	Yes

RBI 间隔规划 LoF 进行了修改以供项目使用,并称为平台完整性风险。

所做的修改是仅考虑直接影响相关平台完整性（稳健性)的 LoF 分数。所做的更改包括 Topsides 重量变化和 Foundation LoF 分数。

然而,完整性风险包括除与船舶影响相关的所有 LOF（即未受保护的附属物和靠近航道的影响)之外的所有 LOF。船舶影响风险被认为超出了本项目的范围,应单独处理（例如通过单独的船舶影响研究/分析）,因为该评估的主要目的是确定结构的完整性或更确切地说是针对极端环境或地震的稳健性事件。

Severity Level	Overall Risk Ranking Score				
E	1E (11)	2E (16)	3E (20)	4E (25)	5E (30)
D	1D (8)	2D (10)	3D (15)	4D (19)	5D (24)
C	1C (6)	2C (8)	3C (12)	4C (14)	5C (18)
B	1B (4)	2B (5)	3B (7)	4B (12)	5B (13)
A	1A (1)	2A (2)	3A (3)	4A (4)	5A (12)
	1	2	3	4	5
	Likelihood Band				

Very High
High
Medium
Low
Insignificant

		Probability							
	Level	1	2	3	4	5			
	Description	Rarely	Unlikely	Possible	Probable	Very Likely	Safety	Environment	Business
Consequence	E Very High	11	16	20	25	30	- Multiple fatalities (3+) - 30 or more injuries requiring hospital treatment	- Extensive damage onshore which can be restored in 1 year or more. - Localized damage offshore which can be restored in 1 year or more. - Widespread damage to onshore which can be restored in months. - Extensive damage offshore which can be restored in months.	>$100m Severe enforcement action against a material asset. Public or investor outrage or localised or limited "interest-group" outrage. Prolonged adverse national or international media attention. Widespread adverse social impact. Damage to relationships with key stakeholders. > 5 > 7
	D High	8	10	15	19	24	- 1 or 2 fatalities - 10 or more injuries requiring hospital treatment	- Localized damage onshore which can be restored in 1 year or more. - Extensive damage onshore which can be restored in months. - Localized damage offshore which can be restored in months - Extensive damage offshore which can be restored in days or weeks.	$5m-$100m Other adverse enforcement action by regulators. Limited "interest-group" outrage. Short term adverse national or international media coverage. Damage to relationships with key stakeholders. >3 > 5
	C Medium	6	8	12	14	18	- Permanent disability - Several non-permanent injuries - Days Away From Work Case	- Localized damage onshore which can be restored in months. - Immediate area damage offshore which can be restored in months. - Extensive damage onshore which can be restored in days or weeks. - Localized damage offshore which can be restored in days or weeks.	$500k-$5m Regulatory compliance issue but does not lead to regulatory or other level consequence. Prolonged local media coverage. Local adverse social impact. Damage to relationships with key stakeholders. >1 > 2
	B Low	4	5	7	12	13	- Single or multiple recordable injury or health effects	- Immediate area damage onshore which can be restored in months. - Localized damage onshore which can be restored in days or weeks. - Immediate area damage offshore which can be restored in days or weeks.	$50-500k Short term local media coverage and some disruption to local operations. > 0.5 > 1
	A Very Low	1	2	3	4	12	- First aid - Over-exposures causing irritation but no actual health effects	- Immediate area damage onshore which can be restored in days or weeks.	<$50k Some disruption to local operations. < 0.5 > 0.5
	Frequency	10^{-3} /yr or lower	$>10^{-3}$ to 10^{-2} /yr	$>10^{-2}$ to 10^{-1} /yr	$>10^{-1}$ to 1 /yr	> 1/YR			Rate (mbopd) / Reserves mmboe
	Probability	10^{-3} or lower	$> 10^{-3}$ to 10^{-2}	> 0.01 to 0.1	>0.1 to 0.25	> 0.25			

Note: The area terms require interpretation using this ranking: Widespread > Extensive > Localised > Immediate.

图 (2) DOJV 详细风险矩阵

地震评估平台选择

仅位于 API 地震活跃区 3 级及以上的平台需要进行地震荷载评估。这一要求被用作第一个选择标准。基于 DOJV 数据库中的可用信息;位于API地震活动区3的平台仅有14个，

多于。这些平台及其地震区划如下表（5），这些平台均位于苏伊士湾南部。

表(5)API 3级及以上地震带台地

Main Group ID	Main Group Description	Sub Group ID	Sub Group Description	Field/complex	Platform	API Seismic Zone
3	4 legged, XH bracing	3-1	Structure with battered legs	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI C	4
3	4 legged, XH bracing	3-1	Structure with battered legs	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI D	4
3	4 legged, XH bracing	3-1	Structure with battered legs	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI E	4
4	4 legged, Amoco X bracing	4-2	25m < Water Depth ≤ 50m	SH/ALI, Hilal &Sidki	GH 376	4
4	4 legged, Amoco X bracing	4-3	Water Depth >50m	M-36 COMP	GS 356 WALY	3
4	4 legged, Amoco X bracing	4-3	Water Depth >50m	SH/ALI, Hilal &Sidki	GS 382 SIDKI	3
4	4 legged, Amoco X bracing	4-3	Water Depth >50m	SH/ALI, Hilal &Sidki	GS365	3
5	Tripod Structures	5-5	Diagonal bracing (Type 3)	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI A CENTRAL	4
5	Tripod Structures	5-5	Diagonal bracing (Type 3)	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI A SOUTH	4
5	Tripod Structures	5-5	Diagonal bracing (Type 3)	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI B EAST	4
6	Other Types of Configuration	6-10	4 legged structure without battered legs, diagonal bracing without horizontal bracing	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI A NORTH	4
6	Other Types of Configuration	6-11	6 legged structure without battered legs, diagonal bracing without horizontal bracing	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI B WEST	4
6	Other Types of Configuration	6-12	6 legged structure with XH bracing	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI P	4
6	Other Types of Configuration	6-12	6 legged structure with XH bracing	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI WF	4

根据此表中的平台列表，地震评估平台选择过程的下一步是遵循与推覆评估平台选择相同的过程。在确定 Pushover 评估平台的阶段，根据上述各节所述的标准，选择了主组/子组中最具代表性和关键性的平台。

这些选定的平台也被认为对于地震事件的强度评估具有代表性和关键性。因此，选择位于 API 地震活动区 3 及以上且已确定进行推覆评估（即最关键）的平台进行地震评估。

平台选择结果和建议

最终强度推力评估平台的初步选择

根据2.1节所述的选择标准，总共选择了31个平台，如下表（6）所示。这些平台根据诚信风险进行排名（以及相关的总体风险排名分数）

根据 SIMS 风险排名方法中的 DOJV 总体风险排名矩阵)及其失败可能性评分。

表 (6) 为 Push-Over 评估选择的平台

No	Field/complex	Platform	Integrity Risk	LOF Score	Overall risk ranking score
1	RAMADAN	R6-D	4E	441.5	25
2	JULY	J10-D	4E	423.5	25
3	RAMADAN	R4	4E	395	25
4	M-8 COMP	M8-P	4E	381	25
5	M-55 COMP	M55-P	4E	374.5	25
6	M-36 COMP	M-36B	4E	347.5	25
7	JULY	J10-P	4E	344.5	25
8	OCT COMP	OCT J	3E	269	20
9	OCT COMP	OCT EAST TANKA A	3E	263	20
10	RAMADAN	R6-P	3E	223.5	20
11	RAMADAN	R6- GL	3E	218.5	20
12	SH/ALI, Hilal &Sidki	GS365	4D	423	19
13	JULY	J10-F3	4D	396	19
14	M-1 COMP	M1 D	4D	379	19
15	JULY	J-SG 300	4D	344	19
16	M-55 COMP	M55-F1	4D	329	19
17	JULY	J-15	5C	584.5	18
18	M-36 COMP	M-7	5C	500.5	18
19	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI A NORTH	3D	291	15
20	OCT COMP	TEMPORARY FLARE SUPPORT	3D	247	15
21	M-36 COMP	M-36 PH IV	3D	241.5	15
22	RAMADAN	R6-F2	3D	205	15
23	BADRI COMPLEX	BADRI GS-315P	3D	191	15
24	M-36 COMP	M-36 PH V	3D	186.5	15
25	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI P	3D	181	15
26	OCT COMP	OCT P	3D	168.5	15
27	OCT COMP	TRANSGULF	3D	155	15
28	M-55 COMP	M55-D	4B	417	12
29	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI B EAST	3C	229	12
30	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI C	3C	211.5	12
31	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI B WEST	3C	201	12

一般来说,据观察,选择的平台数量取决于 DOJV 机队中使用的导管架结构支撑配置的多样性。大多数支撑配置都是独特的,需要单独评估而不是通用评估。

建议按顺序对所有平台进行极限强度 Pushover 分析
优先级排序如表（6)所示。

用于最终实力推压评估的最终选择平台

在与股东进行无界面会议后,很明显没有足够的预算来考虑在初始选择过程中确定的所有平台。

采用了进一步细化的筛选流程,将平台数量从 31 个减少到 5 个。

选定的 5 个平台是:

July Field	**SG-300**	WD 46m.
October Field	**Oct-J**	WD 64m.
M55 Complex	**M55-F1**	WD 72m.
M55 Complex	**M55-P**	WD 68m.
July Complex	**J10-P**	WD 38m.

- 选择了一种三脚架结构,M55 F1,因为它是三脚架中风险等级最高的。
- 选择 M55P 是因为 K 型和斜撑的组合、高甲板重量、水深和风险等级。 ·最后,除了风险排名之外,J10 P 还被选为具有低鲁棒
性框架配置的大型多足平台的代表。
- SG300 代表 South Ghareb,OCT J 代表 October Field。

地震评估平台的初步选择

根据2.2节所述的选择标准,总共选择了7个平台,如下表（7)所示。这些平台根据诚信风险（根据 SIMS 风险排名方法中的 DOJV 总体风险排名矩阵,以及相关的总体风险排名分数)及其失败可能性分数进行排名。

表(7) 地震评估选择的平台

No	Field/complex	Platform	Integrity Risk	LOF Score	Overall risk ranking score
1	SH/ALI, Hilal &Sidki	GS365	4D	423	19
2	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI A NORTH	3D	291	15
3	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI P	3D	181	15
4	SH/ALI, Hilal &Sidki	GH 376	3C	279	12
5	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI B EAST	3C	229	12
6	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI C	3C	211.5	12
7	SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI B WEST	3C	201	12

建议按优先顺序对所有平台进行抗震评估
排名见下表（7） 。

地震评估平台的最终选择

在与 OLD 和 DOJV 举行接口会议后,很明显没有足够的预算来考虑在初始选择过程中确定的所有平台。

采用了进一步细化的选择流程,将平台数量从 7 个减少到

2. 选定的2个平台是Shoab Ali Production和GS365。

Shoab Ali Production 之所以被选中,是因为它是唯一被确定用于评估的载人平台。

其余 6 个井中,有 4 个是 Shoab Ali 井口,位于浅水中,框架总体坚固。其余 2 艘,GS365 和 GH376,则在珊瑚礁区域和更深的水域中。因此决定选择其中一项作为另一项评估。

之所以选择GS365,是因为它是风险最高、水深最深的平台。

风险排名工具包。下图 (3)是工具包的摘录



图 (3) 工具包摘录

阶段2:

推倒评估结果

J10-P 平台推送评估结果摘要。 J10-P平台的非线性极限强度评估结果表明,在所有研究的波浪方向上都实现了万年风暴的目标生存能力。

表（8)第1部分 J10-P平台极限强度评估结果

Reserve Strength Ratio / Factor of Safety	SACS	000°	64.26°	090°	115.74°	180°	244.26°	270°	295.74°
	True North	SE	E	NE	NE	NW	W	SW	SW
		145°	80.74°	55°	29.26°	325°	260.74°	235°	209.26°
100 Yr Storm with @ Critical WD(As-is model)		4.609	6.912	6.811	7.951	5.729	**4.347**	6.701	6.607
10,000 Yr Storm with @ Critical WD(As-is model)		3.025	5.054	4.179	5.278	3.315	2.892	4.203	4.487

M55-P 平台推送评估结果摘要。 M55-P 平台的非线性极限强度评估结果表明,在所有研究的波浪方向上都实现了10,000 年风暴的目标生存能力。

表(8)第2部分M55-P平台极限强度评估结果

Reserve Strength Ratio / Factor of Safety	SACS	000°	045°	090°	135°	180°	225°	270°	315°
	True North	SW	S	SE	E	NE	N	NW	W
		225°	180°	135°	090°	045°	000°	315°	270°
100 Yr Storm with Critical WD		10.463	4.433	2.949	9.832	12.791	5.235	3.854	5.265
10,000 Yr Storm with Critical WD		7.645	3.065	1.893	7.132	9.002	3.445	2.370	3.258

OCT-J 平台推送评估结果摘要。 OCT-J 平台的非线性极限强度评估结果表明,在所有研究的波浪方向上,都实现了一万年风暴的目标生存能力。

表（8)第3部分 OCT-J平台极限强度评估结果

Reserve Strength Ratio / Factor of Safety	SACS	000°	056°	090°	124°	180°	236°	270°	304°
	True North	SW	S	SE	E	NE	N	NW	W
		225°	180°	135°	090°	045°	000°	315°	270°
100 Yr Storm with @ Critical WD(As-is model)		10.37	2.257	6.834	8.431	14.52	**2.243**	5.201	3.653
10,000 Yr Storm with @ Critical WD(As-is model)		7.223	1.396	6.063	5.184	8.133	1.373	3.186	2.147

SG-300 平台推送评估结果摘要。 SG 300 平台的非线性极限强度评估结果表明,在所有研究的波浪方向上都实现了万年异常风暴的目标生存能力。

表(8)第4部分　SG-300平台极限强度评估结果

Reserve Strength Ratio / Factor of Safety	SACS	000°	045°	090°	135°	180°	225°	270°	315°
	True North	NW	W	SW	S	SE	E	NE	N
		315°	270°	225°	180°	135°	90°	45°	0°
100 Yr Storm with Critical WD (Intact model)		2.345	3.702	8.099	5.198	2.481	7.112	8.904	**2.263**
10,000 Yr Storm with Critical WD (Intact model)		1.504	2.237	4.892	3.228	1.403	4.680	5.376	1.395

M55-F1 平台推送评估结果摘要。 M55-F1 平台的非线性极限强度评估结果表明,在所有研究的波浪方向上均实现了一万年风暴的目标生存能力。

表(8)第5部分M55-F1平台极限强度评估结果

Reserve Strength Ratio / Factor of Safety	SACS	000°	030°	060°	090°	120°	150°
	True North	W	SW	SW	S	SE	SE
		265°	235°	205°	175°	145°	115°
100 Yr Extreme Storm at Critical WD		8.968	14.394	13.663	7.348	3.200	3.074
10,000 Yr Abnormal Storm at Critical WD		5.603	10.087	9.029	5.017	2.020	2.300
Reserve Strength Ratio / Factor of Safety	SACS	180°	210°	240°	270°	300°	330°
	True North	E	NE	NE	N	NW	NW
		85°	55°	25°	355°	325°	295°
100 Yr Extreme Storm at Critical WD		23.451	15.000	14.830	8.851	3.545	3.281
10,000 Yr Abnormal Storm at Critical WD		15.314	10.113	9.533	5.629	2.319	2.003

地震评估结果

GS-365 平台地震评估结果摘要。 GS-365平台的ALE和ELE地震评估结果汇总如下表（9）：

表（9)第 1 部分　GS-365 平台 ALE 和 ELE 地震结果汇总

Events	Maximum UC / Minimum FOS	Remarks
ALE (3,200 years)		
• Member UC	1.049	1 member with UC marginally > 1.0.
• Joint UC	0.818	All joints with UC < 1.0. OK.
• Pile UC (Above Mudline)	**1.062**	3 piles with UC marginally > 1.0.
• Pile UC (below Mudline)	**1.402**	All piles with UC > 1.0.
• Pile Axial Capacity FOS	1.010	All pile with FOS > 1.0. OK
ELE (1,500 years)		
• Member UC	1.051	1 member with UC marginally > 1.0.
• Joint UC	0.867	All joint with UC < 1.0. OK.
• Pile UC (Above Mudline)	0.856	All joint with UC < 1.0. OK.
• Pile UC (below Mudline)	0.964	All piles with UC < 1.0. OK.
• Pile Axial Capacity FOS	**1.100**	All pile with FOS < 1.25.

SHOAB ALI P 平台地震评估结果摘要。 Shoab Ali P平台的ALE和ELE地震评估结果总结如下：

表 (9) 第 2 部分　Shoab Ali P 平台 ALE 和 ELE 地震结果汇总

Events	Maximum UC / Minimum FOS	Remarks
ALE (3,200 years)		
• Member UC	2.336	21 members with UC > 1.0.
• Joint UC	1.642	2 joints with UC > 1.0.
• Pile UC (Above Mudline)	0.900	All pile members with UC < 1.0. OK.
• Pile UC (below Mudline)	0.661	All pile members with UC < 1.0. OK.
• Pile Axial Capacity FOS	1.360	All pile with FOS > 1.0. OK
ELE (1,500 years)		
• Member UC	2.037	18 members with UC > 1.0.
• Joint UC	0.987	All joint with UC < 1.0. OK.
• Pile UC (Above Mudline)	0.722	All pile members with UC < 1.0. OK.
• Pile UC (below Mudline)	0.515	All pile members with UC < 1.0. OK.
• Pile Axial Capacity FOS	1.561	All pile with FOS > 1.25. OK

DOJV GOS 平台群的风险排名更新。 DOJV GOS 机队中所有平台的风险排名已根据 RSR 值进行更新。根据对五 (5) 个平台执行的 Pushover 分析，相同的 RSR 值将应用于同一组中标识的所有平台。一般来说，

平台的主要分组是基于腿的数量和支撑配置,其中总共 6 个
确定了主要群体。

- 主组 1 - 4 条腿、倒 K 型,第 1 隔间带有 D 型支撑,并带有 2 孔槽
- 主组 2 - 4 腿、倒 k 支撑
- 主组 3 - 4 腿,XH 支撑
- 主组 4 - 4 腿,Amoco X 支撑
- 主要组 5 - 三脚架
- 主组 6 - 其他类型的配置

主要组号6（与其他类型的配置)已进一步细分为 4 个主要
分组如下：

- 主组 6 – 8 条腿生产平台,即无导体
- 主组 7 – 4 条腿和 6 条腿,其他类型的配置
- 主组 8 – 8 腿,具有独特的支撑配置
- 主组 9 – 8 腿钻井平台,即带导线

总共九（9)个。通过选择最关键的平台来进行 Pushover 分析
分组内的条件。目前,仅完成了五 (5) 个项目的推倒评估。
平台（J10-P、M55-P、OCT-J、SG-300 和 M55-F1）。下表（10)总结了风险排名
RSR 覆盖更新源自 5 个平台评估以及同一平台中的平台群
分组。

表 (10)　纳入 RSR 结果的 GOS 平台群的风险排名更新

FIELD/BLOCK	PLATFORM	Main Group	DOJV PREVIOUS RISK (NO RSR OVERRIDE)		DOJV UPDATED RISK	
			FACILITY	INSPECTION	FACILITY	INSPECTION
JULY	J10-F1 (HD)	Group 3	4D	4D	3D	3D
JULY	J-25	Group 3	5C	4C	4C	3C
JULY	J-29	Group 3	5E	4E	4E	3E
JULY	J-37	Group 3	4D	3D	3D	3D
JULY	***J-SG 300***	***Group 3***	***5D***	***4D***	***3D***	***3D***
M-36 COMP	M 100	Group 3	4C	4C	3C	3C
RAMADAN	R24	Group 3	3C	3C	3C	3C
RAMADAN	R6- GL	Group 3	4E	3E	3E	2E
SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI C	Group 3	3C	3C	3C	2C
SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI D	Group 3	3C	3C	3C	3C
SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI E	Group 3	3C	3C	2C	2C

BADRI COMPLEX	BADRI GS-315A	Group 4	3C	3C	3C	3C
BADRI COMPLEX	BADRI GS-315B	Group 4	3D	3D	3D	3D
BADRI COMPLEX	BADRI GS-315C	Group 4	3C	3C	3C	3C
BADRI COMPLEX	BADRI GS-315D	Group 4	4D	3D	3D	3D
BADRI COMPLEX	BADRI GS-315E	Group 4	3C	3C	3C	3C
BADRI COMPLEX	BADRI GS-315P	Group 4	3D	3D	3D	3D
JULY	J-58	Group 4	3D	3D	3D	3D
M-1 COMP	M 120	Group 4	3D	3D	3D	2D
M-1 COMP	M1 T	Group 4	4E	3E	3E	3E
M-36 COMP	GS 356 WALY	Group 4	3C	3C	3C	2C
M-36 COMP	M 107	Group 4	4D	3D	3D	2D
M-36 COMP	M 170	Group 4	4C	3C	3C	3C
M-36 COMP	M 190	Group 4	3D	3D	3D	2D
M-36 COMP	M-36 HELIDECK JACKET	Group 4	3D	3D	3D	3D
M-36 COMP	M-36 PH V	Group 4	3D	3D	3D	3D
M-36 COMP	EDFU	Group 4	4E	3E	3E	2E
M-55 COMP	GS 327	Group 4	3E	3E	3E	3E
M-55 COMP	GS 336	Group 4	3C	3C	3C	3C
M-55 COMP	GS 345	Group 4	3C	3C	3C	3C
M-55 COMP	GS 347 YOUNIS	Group 4	4C	3C	3C	3C
M-55 COMP	M 160	Group 4	3C	3C	3C	3C
M-55 COMP	SB-339	Group 4	4C	3C	3C	3C
OCT COMP	OCT A	Group 4	4D	4D	3D	3D
OCT COMP	OCT D	Group 4	3D	3D	3D	2D
OCT COMP	OCT E	Group 4	3C	3C	3C	3C
OCT COMP	OCT F (GS 160)	Group 4	4C	3C	3C	3C
OCT COMP	OCT G	Group 4	3E	3E	3E	3E
OCT COMP	OCT H	Group 4	4D	3D	3D	3D
OCT COMP	***OCT J***	***Group 4***	***4E***	***3E***	***3E***	***3E***
OCT COMP	OCT K	Group 4	3D	3D	2D	2D
OCT COMP	OCT B	Group 4	3C	3C	2C	2C
OCT COMP	OCT C	Group 4	4D	3D	2D	2D
OCT COMP	TRANSGULF	Group 4	3D	3D	3D	3D
RAMADAN	GS 277	Group 4	4C	3C	3C	3C
RAMADAN	R6-WF	Group 4	4E	3E	3E	3E
RAMADAN	SB-305	Group 4	4C	3C	3C	3C
SH/ALI, Hilal &Sidki	GH 376	Group 4	4C	3C	3C	3C
SH/ALI, Hilal &Sidki	GS365	Group 4	5D	4D	4D	4D
SH/ALI, Hilal &Sidki	GS 382 SIDKI	Group 4	4C	3C	3C	3C
SAQQARA	SAQQARA	Group 4	3E	2E	3E	2E
BADRI COMPLEX	BADRI PRODUCTION FLARE JACKET 1	Group 5	4D	3D	3D	2D
BADRI COMPLEX	BADRI PRODUCTION FLARE JACKET 2	Group 5	4D	3D	3D	2D
JULY	J10-F2	Group 5	4D	4D	3D	3D
JULY	J10-F3	Group 5	4D	4D	3D	3D
M-1 COMP	M1 F1	Group 5	4D	4D	3D	3D
M-1 COMP	M1 F2	Group 5	4D	4D	3D	3D
M-55 COMP	***M55-F1***	***Group 5***	***5D***	***4D***	***3D***	***3D***
M-55 COMP	M55-F2	Group 5	5D	4D	3D	3D
OCT COMP	OCT EAST TANKA A	Group 5	4E	4E	3E	2E
OCT COMP	TEMPORARY FLARE SUPPORT (Sea Flare)	Group 5	3D	3D	2D	1D
RAMADAN	R6-F1	Group 5	3D	3D	2D	2D
RAMADAN	R6-F2	Group 5	3D	3D	2D	2D
SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI A CENTRAL	Group 5	4D	4D	3D	3D
SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI A SOUTH	Group 5	3D	3D	2D	2D
SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI B EAST	Group 5	3C	3C	2C	2C
JULY	J10-GL	Group 6	4E	3E	2E	2E
JULY	***J10-P***	***Group 6***	***4E***	***4E***	***2E***	***2E***
M-36 COMP	M-36 PH IV	Group 6	4D	3D	2D	2D
OCT COMP	OCT P	Group 6	3D	3D	2D	1D
RAMADAN	R6-P	Group 6	3E	3E	2E	1E
M-36 COMP	M-36 PRODUCTION	Group 7	5E	4E	4E	4E
M-55 COMP	***M55-P***	***Group 7***	***5E***	***5E***	***4E***	***4E***
M-55 COMP	M55-D	Group 7	5B	5B	4B	4B
M-8 COMP	M8-P	Group 7	5E	5E	4E	4E
SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI A NORTH	Group 7	4D	3D	3D	3D
SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI B WEST	Group 7	3C	3C	3C	2C
SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI P	Group 7	3D	3D	3D	2D
SH/ALI, Hilal &Sidki	SHOAB ALI WF	Group 7	3D	2D	3D	2D

结论

本研究的结论如下：

1. 最好进行更多的评估，以获得更准确的结果，但是进行这种大的评估成本高昂且耗时，这种方式给出了相当准确的结果，可以保证机队的安全。

2. 值得注意的是，仅基于定性评估的未更新风险　在某种程度上夸张地说，当涉及分析定量结果时，他们放松了。
3. 检查排名和设施排名没有太大差异，海底根据这些结果引入了感染计划。
4. 对于所有大于 18 的风险（根据风险矩阵）；一项专门研究已启动，以探讨修复的必要性，以将风险降低到较低水平。

参考

1. API RP2A“规划、设计和建造新的固定海上平台 – 工作应力设计”，2005 年 10 月第 21 版 2. API RP2A“规划、设计和建造新的固定海上平台的推荐实践 – 负载和阻力系数设计”，5 月2003年。

3. API RP2A SIM《海上固定结构结构完整性管理的推荐做法》，保留最新修订信息4. ISO 19901-1:2005《石油和天然气工业　海上结构物的具体要求　第1部分： Metocean设计和操作注意事项”，5. ISO 19902:2007“石油和天然气工业　固定式钢制海上结构”

2. 使用锚处理船的非常规海底脐带回收方法

文献摘要：西非的一个深水油田已经退役，作为运营商放弃和退役(A&D)计划的一部分，进行了海底设施回收作业。水下脐带缆和脐带终端单元(UTU)是必须从海底回收的水下设备。水下脐带回收作业分两个阶段进行，第一阶段为动态脐带回收，第二阶段为静态脐带和 UTU 回收。在第一阶段中，动态脐带的回收采用了常规的反安装方法，使用了带有垂直敷设系统(VLS)的船舶，而第二阶段的静态脐带的回收采用了非常规的方法，使用了没有 VLS 的锚泊处理船。本文将讨论使用锚处理船进行脐带回收的简单方法，以及在海上执行过程中面临的工程流程和操作挑战。海底设施的回收通常被认为是安装的逆转，需要大量的努力和精确的工程设计，以确保作业能够按照时间、预算和范围执行。所进行的工程范围包括结构分析，以验证 UTU 的结构完整性，以及脐带恢复分析，以验证设备能够承受起吊和回收活动期间所产生的载荷。除了主要程序外，还准备了应急回收方法和安装辅助工具，以确保正常操作并最大限度地减少停机风险。使用锚处理船回收脐带和 UTU 是一种经过现场验证的方法，可以通过更广泛的船舶选择，为运营商和服务提供商提供船舶使用灵活性(即船舶类型)和作业可用性方面的重大利益。通过使用更简单的回收方法，锚定处理船是现场退役和脐带回收作业的可行解决方案，不再受垂直铺设船能力的限制。成功执行海底设施回收的关键是识别关键操作并解决相关风险。采用经验教训和/或最佳实践，结合在执行过程中遇到的技术挑战进行快速、果断的故障排除，是海上作业成功的关键因素。运营商和承包商之间的有效接口和集成对于各方以最小的运营成本实现项目目标的双赢至关重要。众所周知，海底设施的回收可以采用反向安装方法，但由于废弃和退役的性质，实施更简单的回收方法是独一无二的。事实证明，在未来的海底废弃和退役项目中，这种方法更有吸引力，也更有益。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

SPE-217038-MS

使用锚处理船的非常规海底脐带回收方法

PDS Dharma Dian、MF Rashid、A. Berwanto、AZ Abdullah、AT Obaidelah 和 I. Ghazali,马来西亚国家石油公司

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/217038-MS

本文准备于 2023 年 10 月 2 日至 5 日在阿联酋阿布扎比举行的 ADIPEC 上发表。

在审查了作者提交的摘要中包含的信息后,SPE 项目委员会选择了本文进行演示。论文内容未经石油工程师学会审阅,作者有权更正。该材料不一定反映石油工程师协会、其官员或成员的任何立场。未经石油工程师协会书面同意,禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要;插图不得复制。摘要必须包含对 SPE 版权的明确承认。

摘要

作为运营商废弃和退役 (A&D) 计划的一部分,西非的一个深水油田已退役,并进行了海底设施回收作业。海底脐带缆和脐带缆终端装置（UTU)是必须从海底回收废弃的海底设备之一。海底脐带缆回收作业分两个阶段进行,第一阶段为动态脐带缆回收,第二阶段为静态脐带缆和UTU回收。在第一阶段,动态脐带缆的回收采用传统方式,使用具有垂直铺设系统（VLS）的船舶进行反向安装方法,而第二阶段的静态脐带缆的回收则采用了非常规方法,使用不带垂直铺设系统（VLS)的起锚船。本文将讨论使用起锚船进行脐带回收的更简单方法,以及海上执行过程中面临的工程流程和操作挑战。

海底设施的回收通常被视为安装的逆过程,需要大量的努力和精确的工程设计,以确保作业能够根据时间、预算和范围进行。所进行的工程范围是结构分析,以验证 UTU 的结构完整性,以及脐带回收分析,以验证设备能够承受提升和回收活动期间施加的负载。除了主要程序外,还准备了应急检索方法和安装辅助工具,以保证良好的操作并最大限度地减少停机风险。

使用锚处理船回收脐带缆和 UTU 是一种经过现场验证的方法,可以通过更广泛的船舶选择,在船舶使用的灵活性（即船舶类型)及其操作可用性方面为运营商和服务提供商带来显著的好处。通过采用更简单的回收方法,锚处理船是现场退役的可行解决方案,脐带缆回收操作不再受到垂直铺设船能力的限制。

成功执行海底设施回收的关键是确定关键操作并解决其相关风险。采用吸取的经验教训和/或最佳实践,加上快速、果断地解决执行过程中遇到的技术挑战的故障排除是海上活动成功的关键因素。运营商之间的有效接口和集成

不同工作范围的承包商对于各方实现双赢至关重要,以最低的运营成本实现项目目标。

虽然众所周知,可以采用反向安装方法来回收海底设施,但由于废弃和退役的性质,实施该案例所特有的更简单的回收方法被证明更具吸引力,并且有利于在未来的海底复制废弃和退役项目。

介绍

该油田采用海底生产系统开发,拥有9口生产井,5口注水井位于水深800m,1口注气井位于浅水280m。生产井分布在三个钻井中心,并使用海底管汇模板连接在一起,并通过双管道连接到主机（FPSO）。

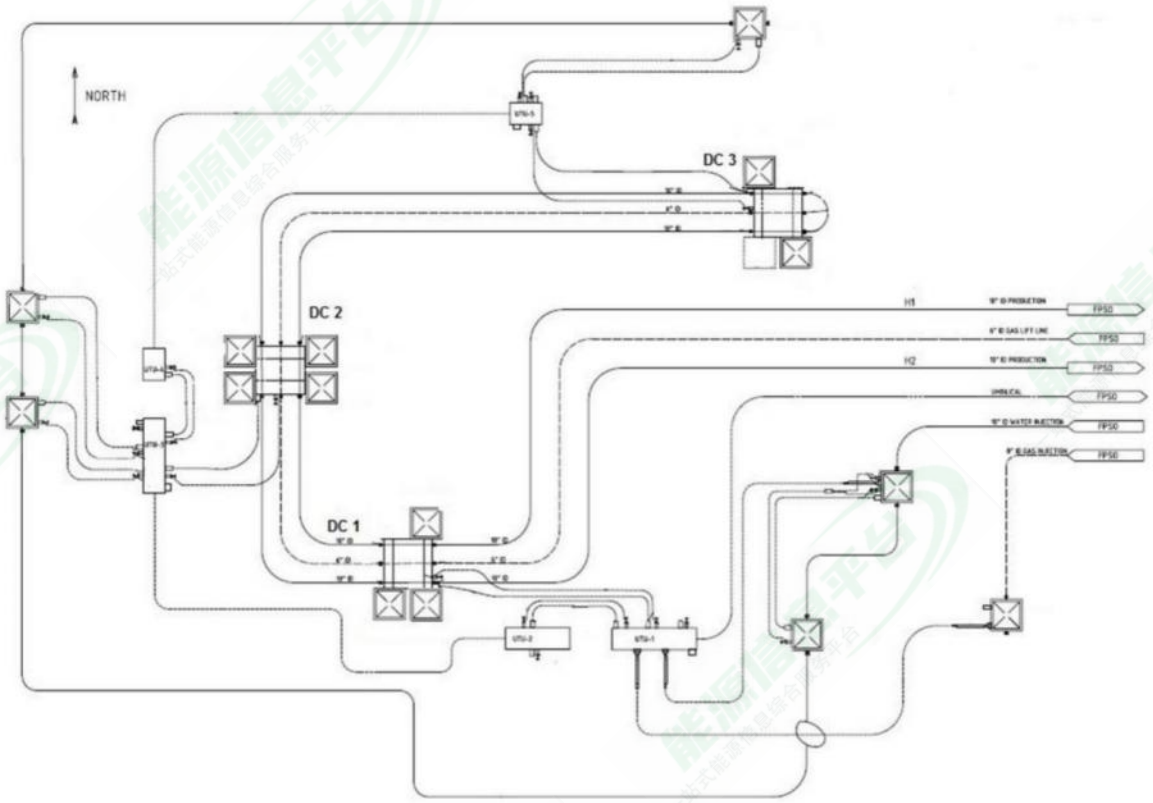


图 1　海底油田布局

该油田的总体 A&D 分三个阶段进行　阶段 1、阶段 2A 和阶段 2B。第一阶段的工作范围包括停止生产（COP）、冲洗脐带缆和出油管、FPSO 断开和复员（D&D）、临时油井暂停（TWS)以及动态脐带管和出油管立管的回收。第2A阶段的工作范围是海底井的堵塞和废弃（P&A）,海底XT、井口和流基的回收（注:井口和流基的回收仅针对浅水井进行）。 2B 阶段的工作范围包括回收海底管汇、控制跳线、静态脐带缆、UTU 和 FPSO 系泊线以及随后处置回收的海底设施。

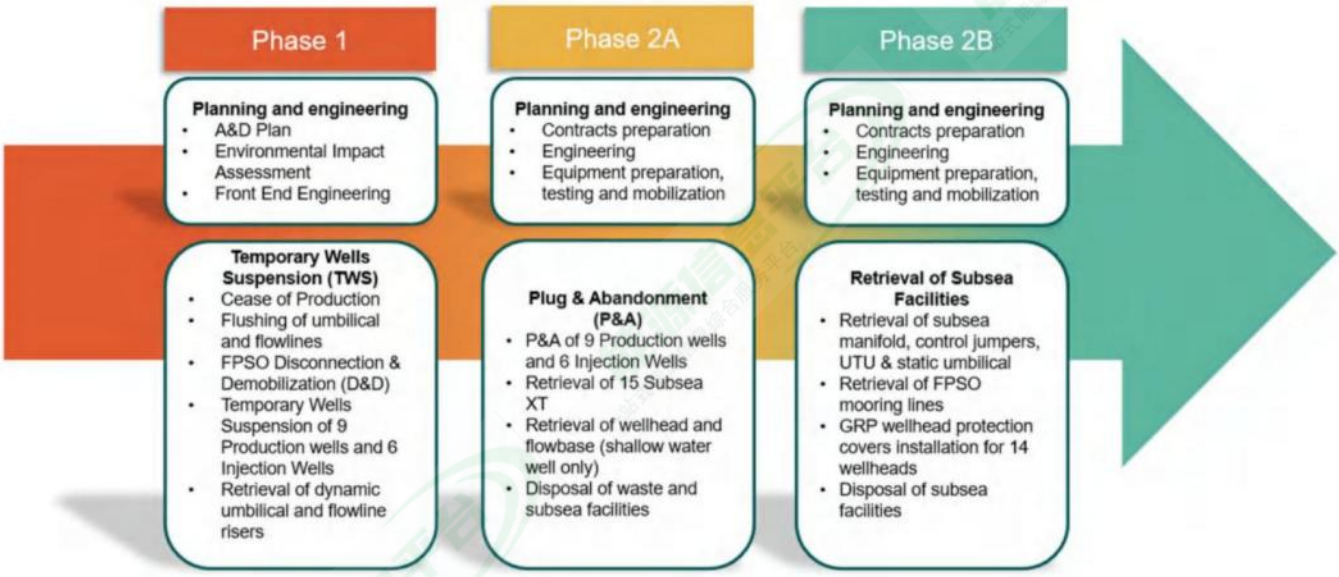


图 2　整体现场废弃和退役工程范围

通常,脐带缆或立管回收是使用配有卷筒驱动系统 (RDS) 的 VLS 的船舶执行的。位于船舶月池上方的 VLS 用于将脐带缆回收至水面,而 RDS 由两个纵向导轨组成,可容纳各种尺寸的卷轴,并配有卷轴装置,以帮助将脐带轴从卷轴上卷绕或从卷轴上松开。其他船舶配备了甲板下转盘系统,配有液压驱动的卷轴臂。在将脐带缆卷入卷轴或转盘之前,将移除脐带缆辅助设备,并清除脐带缆上的海洋生物。

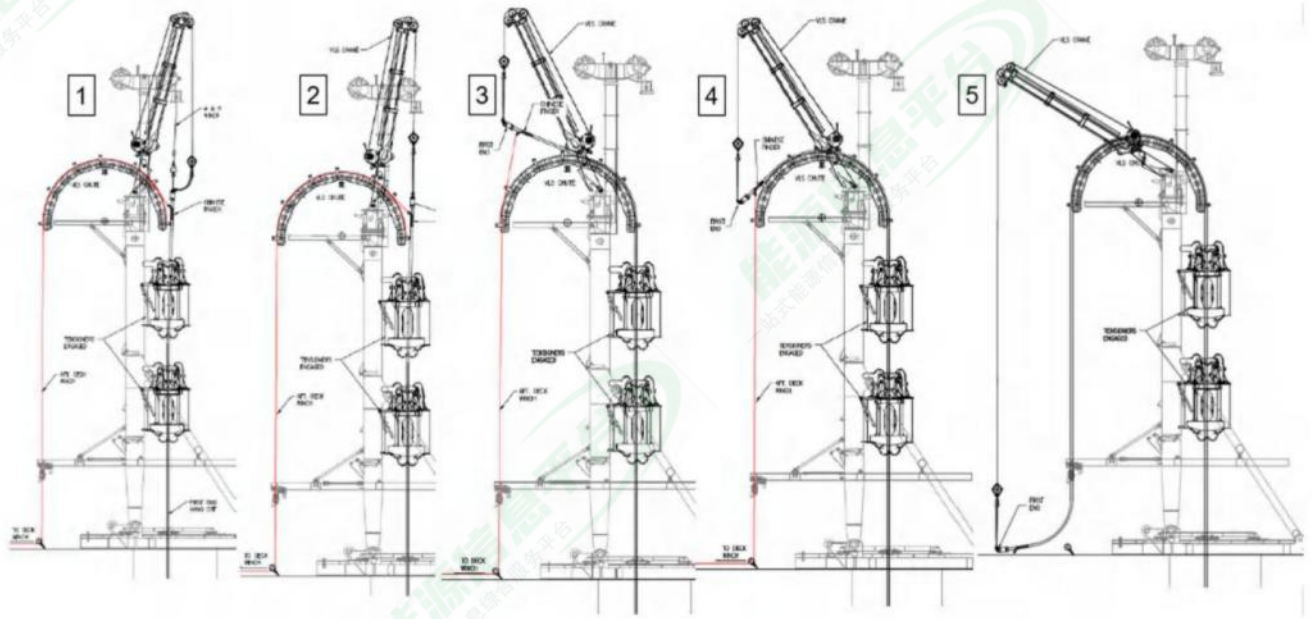


图 3　使用垂直铺设系统 (VLS) 进行脐带回收

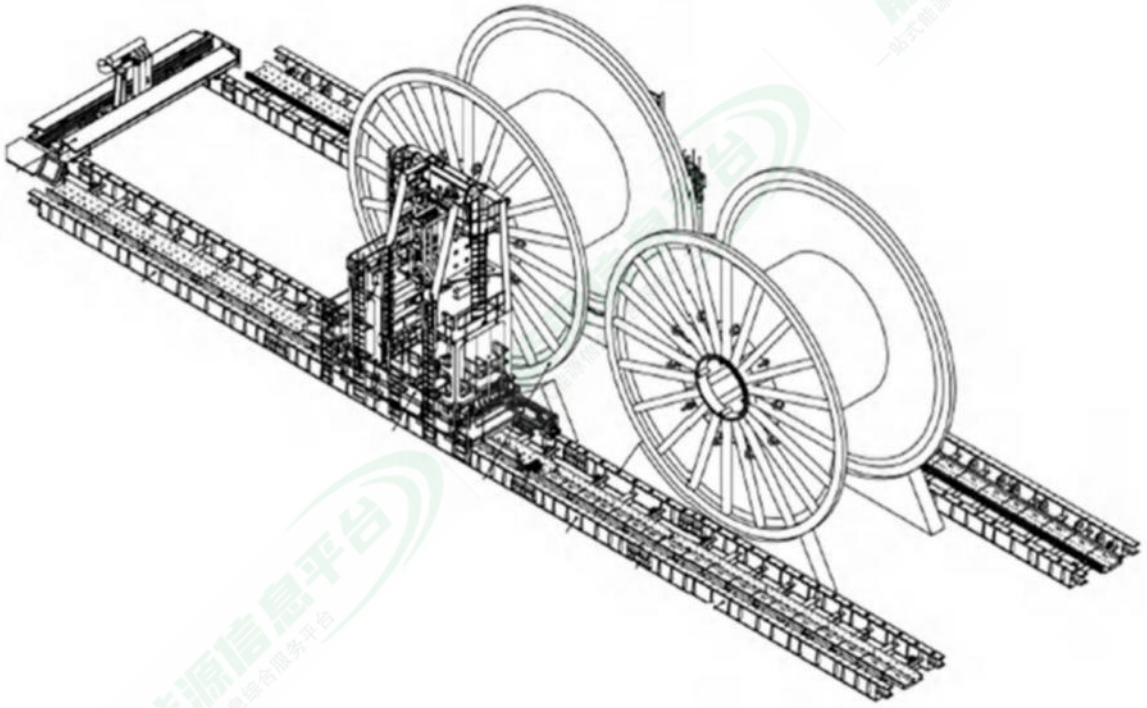


图 4　卷轴驱动系统 (RDS) 概述

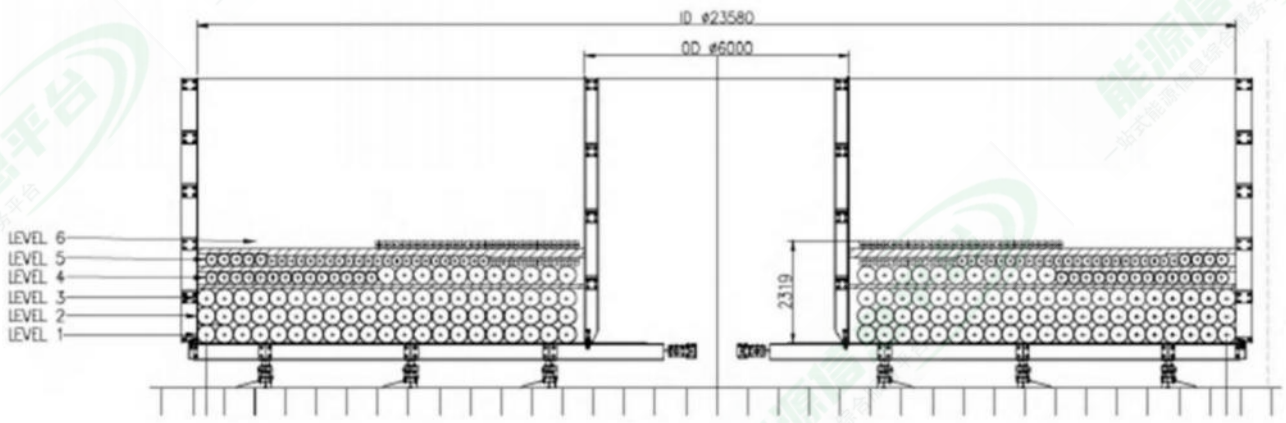


图 5　脐带缆的甲板下转盘包装布置

使用锚处理进行脐带回收的非常规方法

对于该项目,配备 VLS 的血管仍被视为脐带回收工作的基本案例解决方案。然而,当市场推出使用锚处理船进行回收工作的解决方案时,运营商相信这种方法将是一种更简单的解决方案,具有商业竞争优势,同时为船舶选择提供更广泛的选择。与开发阶段设备安装受限于特定安装方法不同,废弃和退役性质为设备回收方法提供了更大的灵活性。与收回脐带缆进行维修或将来使用时应采取的方法相矛盾的是,处于废弃和退役模式的设备被认为对过程不太敏感,因为它不会进一步使用,因此,通常带有必须监视和控制的参数的设备功能不再是一个问题。例如,脐带缆的整个长度不必作为一个完整的单元进行回收,它可以在海底切割成任意长度的碎片

适用于检索程序。对于这个项目,这是为执行而提出的概念。

船舶规格及设施

如前所述,本次作业使用的是起锚船,其主要规格总结于表1

表 1　船舶规格摘要。

。

Main Particulars	Value
Type	Anchor Handling Vessel
LOA	123.4m
LPP	112m
Beam	25.0m
Depth	10.m
Design Draft / Max Draft	8.0m / 9.4m
Main Crane Hook Capacity	250Te
- Min. Lift Radius:	8.0m
- Max Lift Radius	36.0m
- Max. Lift Height from Main Deck	45.5m
Main Crane Whipline Capacity	20Te
Rail Crane PORT	2.8Te / 3.2m - 15.4m outreach15t/3m
Rail Crane STBD	2.8Te / 3.2m - 15.4m outreach15t/3m
Stern Roller Diameter	4.5m

	Type	Wire OD (mm)	Length (m)	Wire Termination Type	Max Tension
AH Winch - Port	Wire	108	450	CR Socket 533	500t
AH Winch - Stb	Wire	108	2000	CR Socket 533	500t
Special Handling Drum	Wire	108	650	CR Socket 533	500t
Secondary Winch - Port	Wire	83	200	CR Socket	210
Secondary Winch – STB	Wire	83	200	CR Socket	210
Fwd Tugger – Port	Wire	26	108	Closed Spelter Socket	
Fwd Tugger – Stb	Wire or Dynema	26 /24	180/120	Closed Spelter Socket	
Aft Tugger – Port	Wire	22	120	Closed Spelter Socket	
Aft Tugger – Stb	Wire	22	120	Closed Spelter Socket	

该船配备的绞车系统包括特殊处理滚筒/绞车（SHD）、辅助绞车和锚/链处理/拖曳绞车。除了主绞车系统外,该船还

配备前、后甲板拖轮绞车。 VLS 船使用 VLS 和 RDS/转盘提供顶部张力和绕线存储,而起锚船则使用特殊处理鼓本身提供顶部张力,同时恢复脐带缆并在绕线操作期间充当临时存储。起锚船在其甲板上使用畜栏区域进行进一步存储。

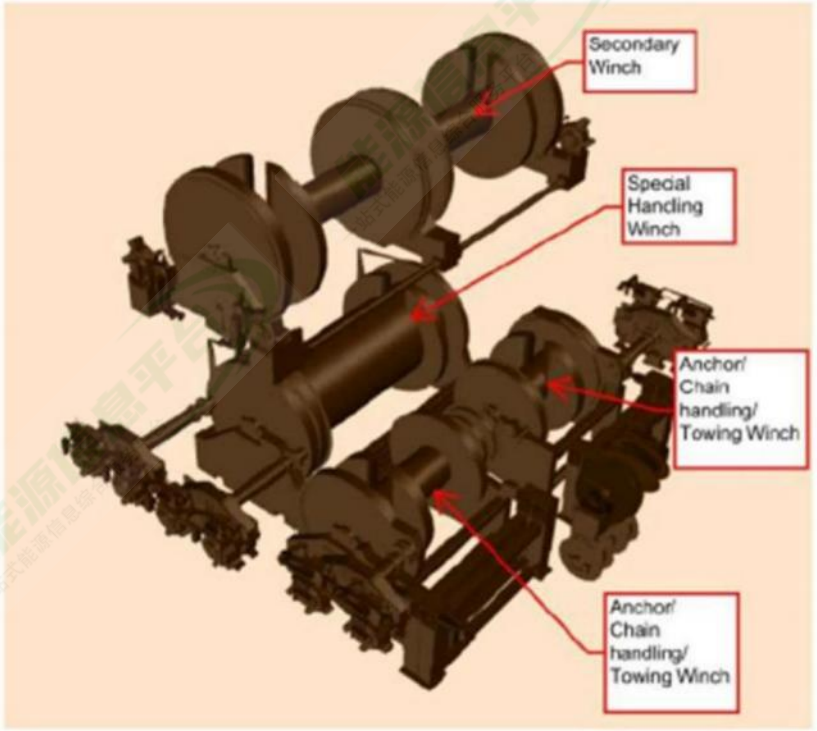


图 6 船舶绞车系统

船甲板后部有两个牵引销,与牵引销适配器板和脐带摩擦夹一起使用,以在甲板上拆卸 UTU 时保持脐带悬链线负载。该船还配备了双船尾滚轮,以便在不损坏船尾的情况下进行拖曳或回收操作。

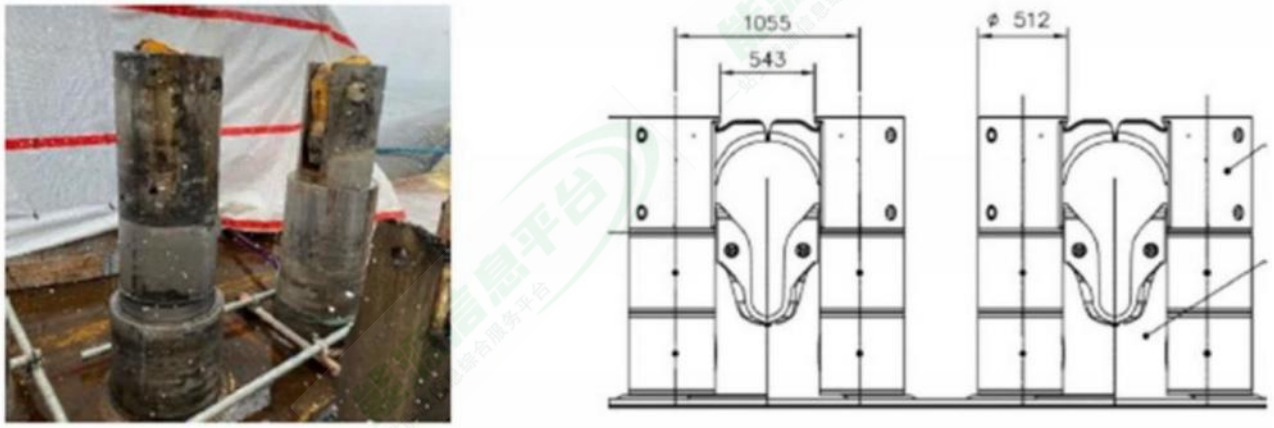


图 7 两个销钉

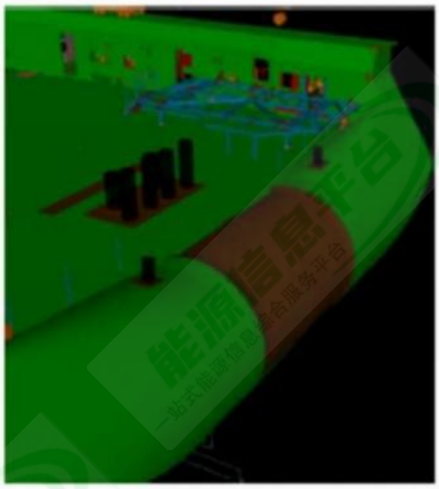


图 8　双艉艉滚轮

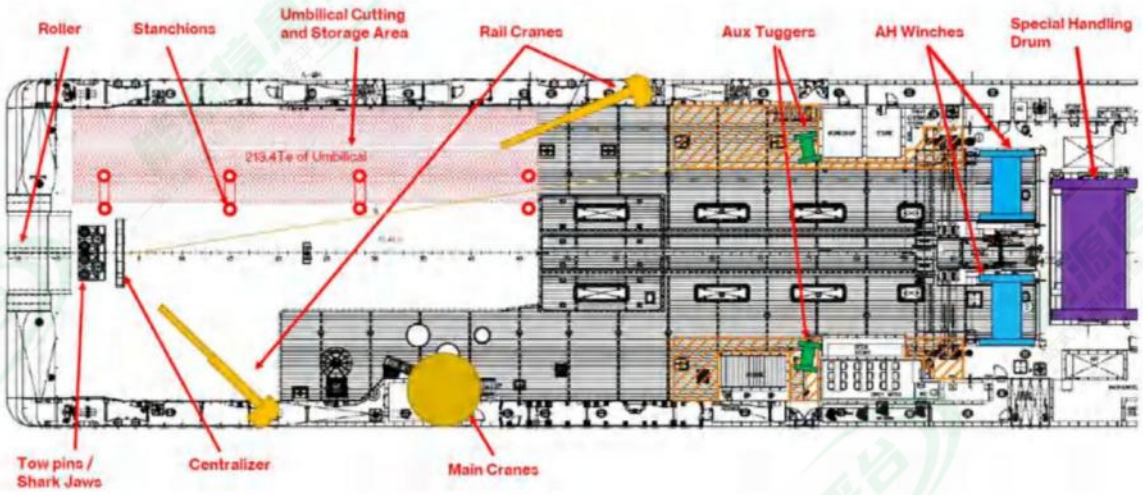


图 9　船舶设施/设备

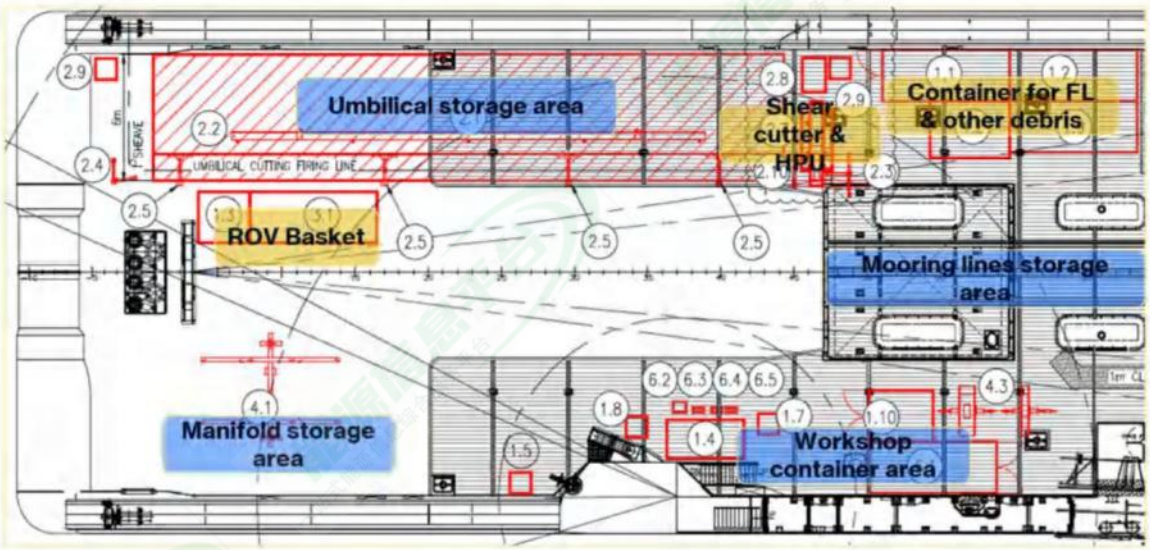


图 10　回收设备和工具的存储区域。注:图中还显示了在活动中回收的其他设备（系泊缆和管汇)的存储区域。

UTU 和脐带回收概述

本次活动共回收了 5 个UTU 和 5 个静态脐带。在五个脐带中,三个将与 UTU 一起回收（即脐带 1/UTU1、脐带 4/UTU2 和脐带 5/UTU4）。另外两个脐带缆（脐带缆 2、脐带缆 3a 和脐带缆 3b)以眼镜蛇头作为端部连接,与另外两个 UTU（UTU3 和 UTU5)一样被独立回收。

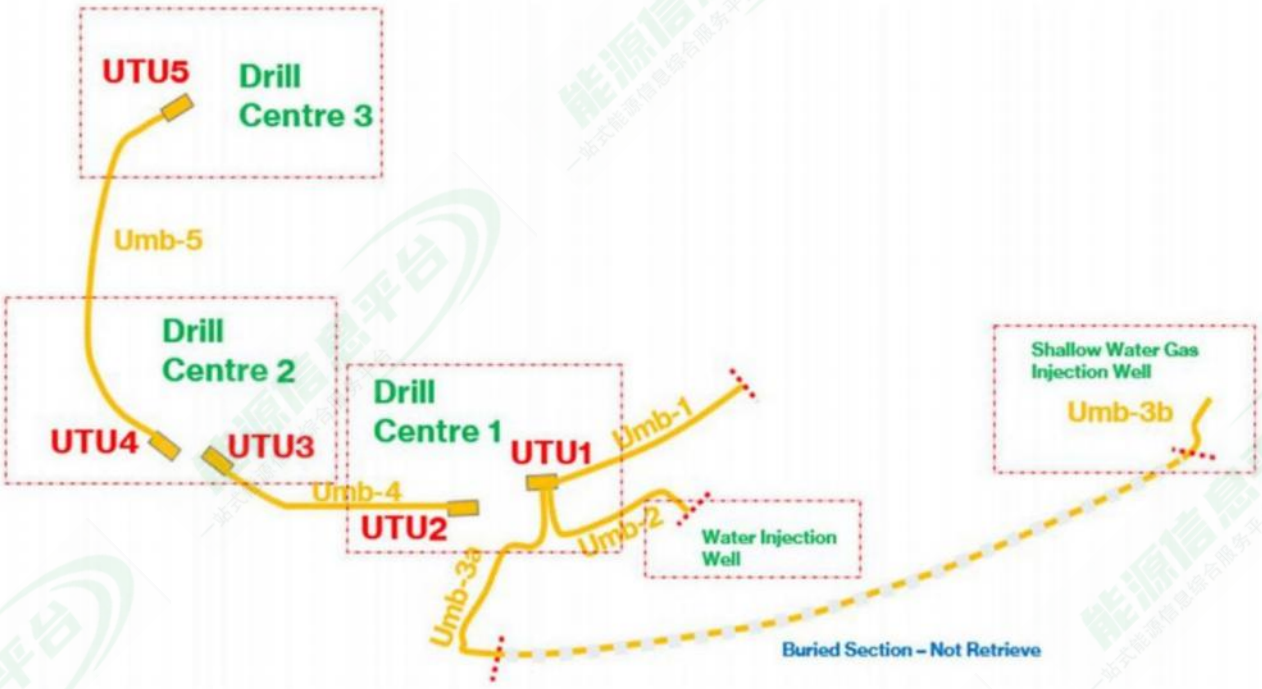


图 11　用于检索的脐带野布局

脐带尺寸有 144.5 毫米、133.5 毫米和 82.5 毫米三种,分别对应五个脐带外径。脐带特性总结于下表2中。

表 2　脐带缆特性总结

Product	OD (mm)	Weight in Air (kg/m) fluids filled & flooded	Est. Weight in Air (kg/m) fluids Empty	Weight in water (kg/m) fluids filled & flooded	Total Weight in Air Fluids Filled & Flooded(kg)	Total Est. Weight in Air Empty (kg)	Length (m)	1st End	2nd End
Umbilical 1	144.5	35.26	26.94	17.38	57,298	52,858	1625	UTU1	Cut
Umbilical 2	82.5	11.73	10.49	6.24	8,915	8,354	760	Cobrahead (UTU1)	Cobrahead
Umbilical 3a					36,363	34,076	3100	Cobrahead (UTU1)	Cut
Umbilical 3b					117	110	10	Cobrahead	Cut (UTU1)
Umbilical 4	133.5	33.03	24.99	17.38	58,562	54,991	1773	UTU2	UTU3
Umbilical 5					67,084	62,993	2031	UTU4	UTU5
				TOTAL	228,339	213,382	9,299		

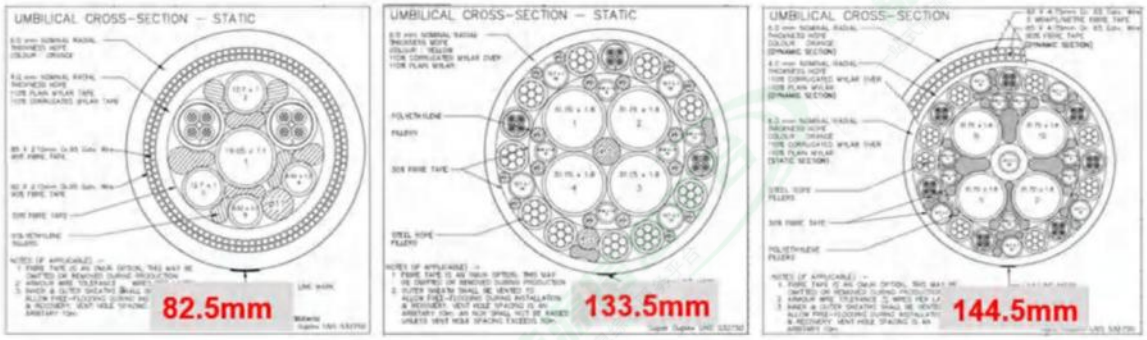


图 12　脐带缆特性

表 3　脐带附件总结



Component	Dimensions (mm)	Weight in Air (kg)	Qty	Drawing No.
Clamping Collar	122 x OD 375	38.2	1	051534-4595
Steel Bend Restrictor (A) Assembly	648 x OD 320	62.7	1	051534-4558
Steel Bend Restrictor (B) Assembly	844 x OD 323.9	86.0	2	051534-4559
Steel Bend Restrictor (C) Assembly	852 x OD 323.9	92.7	1	051534-4560
PU Bend Restrictor Element.	340.7 x OD 381	17.8	19	051534-4568
PU to BSR Interface	350 x OD 360	40.5	1	051534-4561
Bend Stiffener			1	

共有 4 个眼镜蛇头,分别对应脐带 2、脐带 3a 和脐带 3b，计划与海底结构断开并通过脐带缆回收。

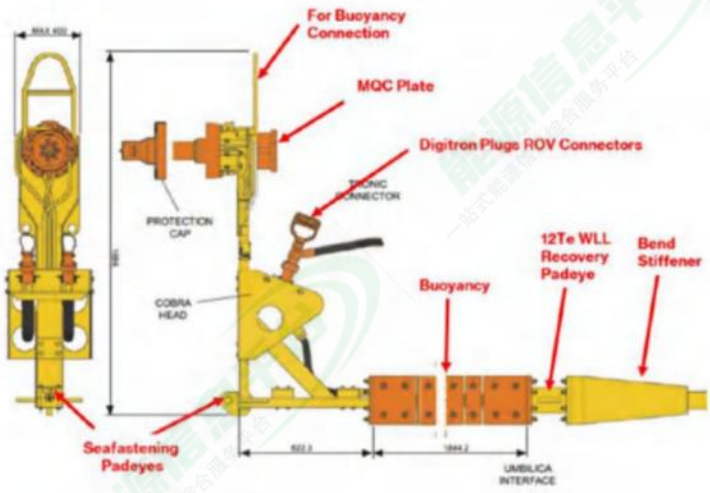


图 13　Cobrahead 总体布置

UTU 安装在脐带缆终端的末端,作为脐带缆末端的第一和/或第二端辅助附件。在 UTU 中,包括 UTU 接口法兰组件的线轴和铠装过渡组件已安装在保护脐带缆的弯曲限制器部分之前。

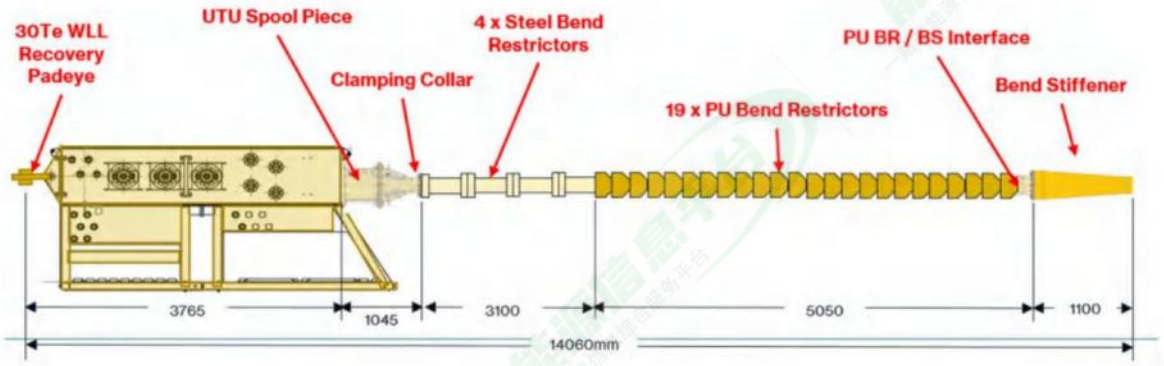


图 14 UTU 与脐带辅助设备的总体布置

安装辅助工具

脐带摩擦夹。有几种安装辅助设备用于促进脐带回收过程。脐带摩擦夹用于在甲板上拆卸脐带附件时保持脐带悬链线负载。它的设计目的是通过与拖车销适配器板（也靠在船舶的拖车销上)连接来承受脐带缆的轴向载荷。

为手术制作了两种尺寸的摩擦夹具,较大的夹具用于处理外径 144.5 毫米和 133.5 毫米的脐带缆,而较小的夹具用于处理外径 82.5 毫米的脐带缆。

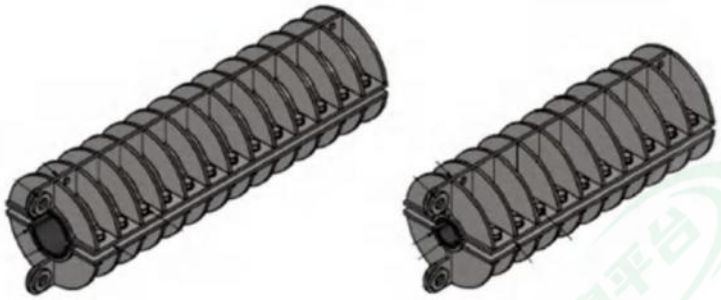


图 15 脐带摩擦夹

脐带拖销适配器板。脐带缆牵引销适配器板用于通过脐带缆摩擦夹将脐带缆的悬链线负载转移到船舶的牵引销上。牵引销适配器板孔径足以满足两种脐带摩擦夹的尺寸。

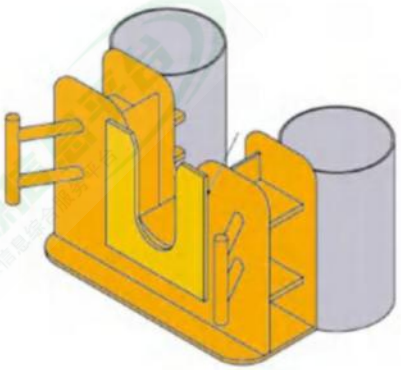


图 16 脐带缆牵引销适配器板

脐带拉头。脐带拉头安装在脐带弯曲加强筋组件的前方。它的设计目的是在 UTU 或眼镜蛇头从脐带缆上取下并准备好缠绕到特殊处理滚筒上后，承受脐带缆的全部悬链线负载。为此操作制造了两种尺寸的拉头，一种用于带 UTU 的脐带缆，另一种用于带 cobrahead 的脐带缆。

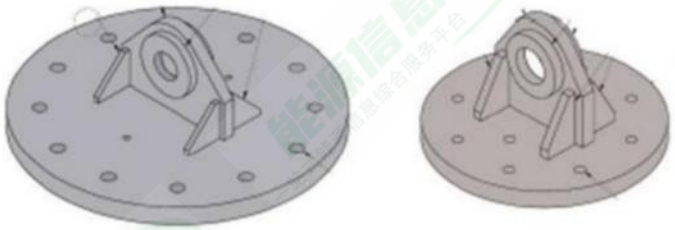


图 17 脐带拉头

砍锯。切割锯用于在海底进行脐带切割。该切割工具采用夹紧系统定制，可以灵活地夹紧各种形状和尺寸，并能够在垂直或水平位置进行切割。



图 18切割锯

甲板剪切机。甲板剪切机用于将回收的脐带钢切割成 30m 长，然后存放在畜栏区。切割机永久安装在畜栏区入口处的甲板上，以便进行作业。

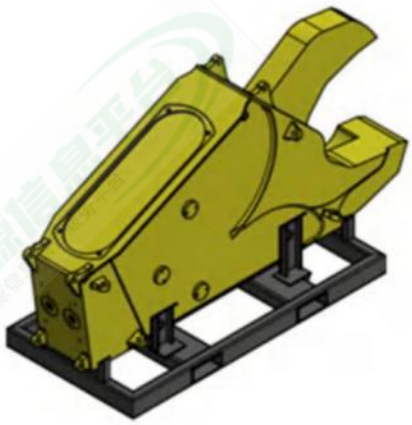


图 19 甲板剪切机

操作期间使用的其他安装辅助工具包括：

·回收索具套件 - 用于主要和应急回收方法，适用于 UTU/脐带缆和眼镜蛇头/脐带排列。

- Cobrahead 吊杆 - 帮助 Cobrahead 与脐带一起恢复。

·长吊杆 - 用于吊起截断的脐带束，以便存放在畜栏内和用于最后从船上卸货。

- ROV 篮子和海底篮子用于回收小型设备，例如飞线或海底碎片。
- API 17D 1-4 级扭矩工具 - 用于将 cobrahead 与 UTU 或海底结构断开。
- ROV 工具 - 例如剪刀式切割机、ROV 磨床、扭矩限制器工具

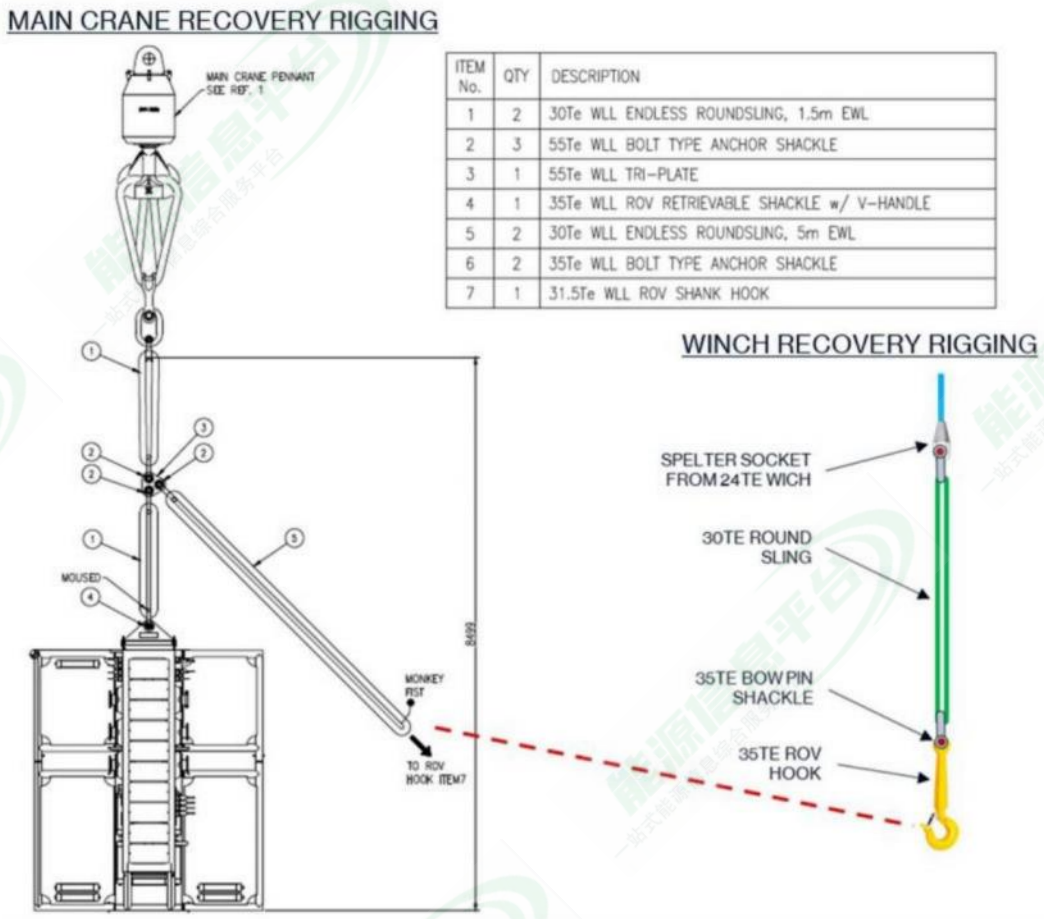


图 20 第一端和第二端恢复索具

应急工具

海底脐带回收夹。当 UTU 的主 padeye 无法用于脐带回收时，海底脐带回收夹将用作应急工具。

该夹具采用机械夹紧机构，通过固定螺栓和 ROV 操作的扭矩工具来挤压脐带缆。



图 21 脐带回收夹

MQC 覆盖工具。 OEM 提供的多快速连接 (MQC) 覆盖工具将用作应急工具,用于在使用标准 1 -4 级扭矩工具无法断开 Cobrahead 与 UTU 或结构的连接时将其从 UTU 或结构上断开。

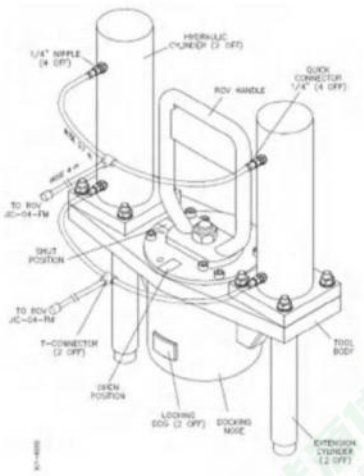


图 22 MQC 覆盖工具

脐带回收工程

结构完整性分析

作为工程工作的一部分,进行了结构完整性分析,以确保 UTU 结构在收回力作用下的完整性。结构构件的强度评估针对两种荷载工况进行,一种是垂直提升的 UTU 结构（主要工况）,另一种是水平提升的 UTU 结构,后者是主要工况的应急工况。根据DNVGL-ST-E273/A1和DNVGL-OS-C102/A2对结构进行分析。现场共有5个结构相似的UTU组件。因此,具有最大权重的 UTU 被视为保守组件进行分析。实际 UTU 和脐带缆终端头 (UTH) 质量添加了百分之二 (2%) 的额外质量以考虑海洋生长和 1m 长度的脐带缆重量（假设在海底切割)以代表 UTU 的实际状况将从海底回收。

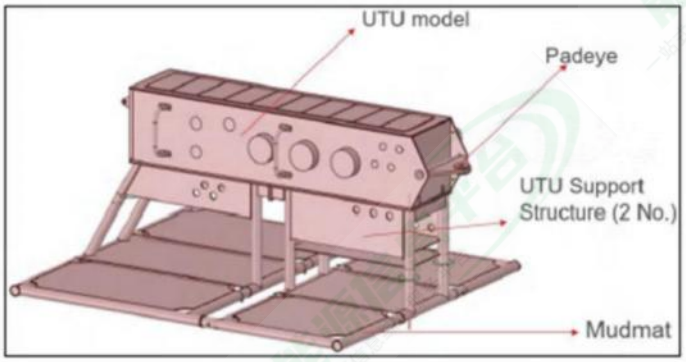


图 23　脐带缆终端单元 (UTU) 组件

使用有限元分析（FEA)弹性（线性应力-应变曲线)和弹塑性（非线性应力-应变曲线)方法对不同载荷条件下的UTU结构强度进行分析。
相应的材料特性（即杨氏模量、泊松比和屈服强度)被相应地用作分析输入。结构构件许用应力的验收标准根据DNVGL-ST-E273,而弹塑性分析的许用应变极限则取自 DNVGL-OS-C102。

对于提升分析,对壳体和实体单元进行了建模,并且针对垂直和水平提升情况使用相同的网格模型。对于垂直起重情况,应用了钩点方向和吊索长度方面的边界条件。而对于水平提升,需要确定更多的边界条件,即吊钩点方向、所有提升吊索的弹簧刚度、吊索与水平面之间的最小角度、吊钩点与重心对齐。由于水平吊装仅被确定为应急吊装布置,UTU结构没有任何现有吊装点来支持该布置,因为原来的吊装点只是用于安装的旋转吊眼（这对应于主要的垂直吊装配置）)。因此,对于水平情况,假设提升点位于 UTU 支撑结构的四个管状部分上,吊索将缠绕在管状部分上。

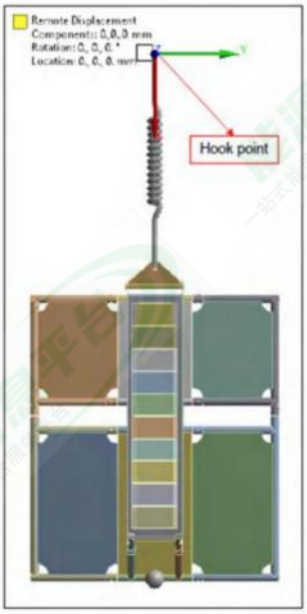


图24UTU垂直提升分析

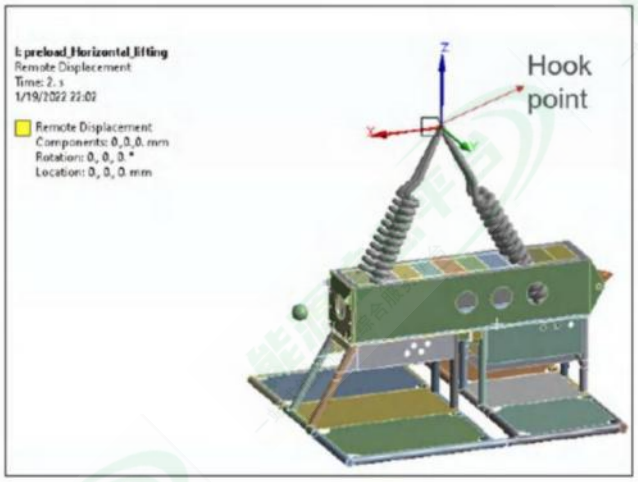


图25UTU水平提升分析

进行了弹性分析来模拟垂直提升,但结果表明,板眼孔处的诱发应力高于允许极限,因此进行弹塑性分析来验证应力。根据分析,产生的塑性应变只是局部的,并且在允许的范围内。对于水平提升,产生的最大应力在允许的弹性极限内,因此未进行塑弹分析。

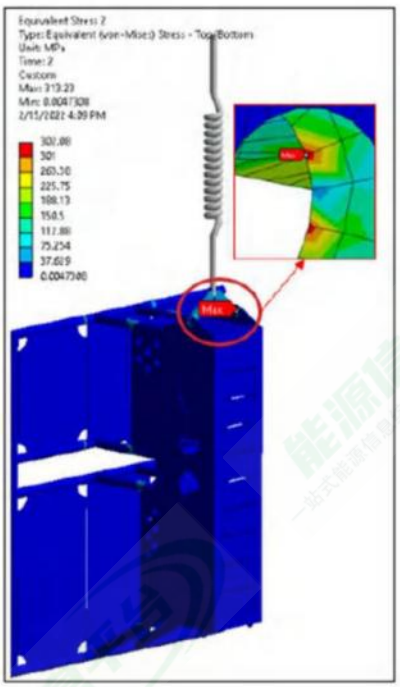


图 26 等效应力 - 垂直提升

继续这些分析,还分析了每种情况下施加的最大结构载荷直至最大等效塑性应变（发生在结构中小于许用塑性应变的情况）,以确定结构在之前可以承受的最大载荷它失败。这是为了反映脐带长度与 UTU 一起检索的情况,这会对结构造成更高的负载。所有这些分析结果均在可接受的标准范围内,UTU 结构强度被认为足以进行检索活动。

脐带回收分析

回收分析的目的是验证使用 Orca lex 软件回收脐带和相关辅助设备的方法的可行性。对检索步骤进行分析，根据脐带缆/辅助设备和船舶容量的限制设计标准，确定海上作业各个阶段的限制（设计）海况。

通过提供船舶运动、起重机钢丝长度、起重机吊钩深度、产品放入/放出和悬链线几何形状的足够详细信息，进行铺设分析，确保在海上作业期间遵守产品完整性以及船舶和设备限制。外行分析确定了限制（设计）海况和用于确定回收设备/辅助设备尺寸的预期负载。有人指出，船舶动态定位（DP）能力、甲板操作和其他因素可能会进一步限制作业海况。

接下来的分析步骤是：

- 建立的静态步骤涵盖了具有详细几何形状的恢复方法的所有关键阶段。
- 提取所有关键响应参数（例如产品最小弯曲半径、拉伸/压缩、辅助设备载荷、起重机角度、索具载荷等）的静态结果，并根据控制设计标准进行鉴定。
- 选择关键静态步骤并进行动态分析，目的是确定负载和限制有效波高 (Hs) 以及恢复操作的任何相关限制参数。
- 提供检索辅助设备尺寸和协助检索操作的放置台尺寸的结果。

给出了与每个检索任务相关的以下参数的结果：

- 产品最小弯曲半径 (MBR)、张力/压缩。
- 弯曲加劲肋、UTU 和 Cobrahead 载荷。
- 船舶的起重机绞盘钢丝负载和偏角/侧导角。
- 每个检索阶段的限制海况。
- 起重机吊钩的最大和最小负载。
- 最大和最小吊索负载。

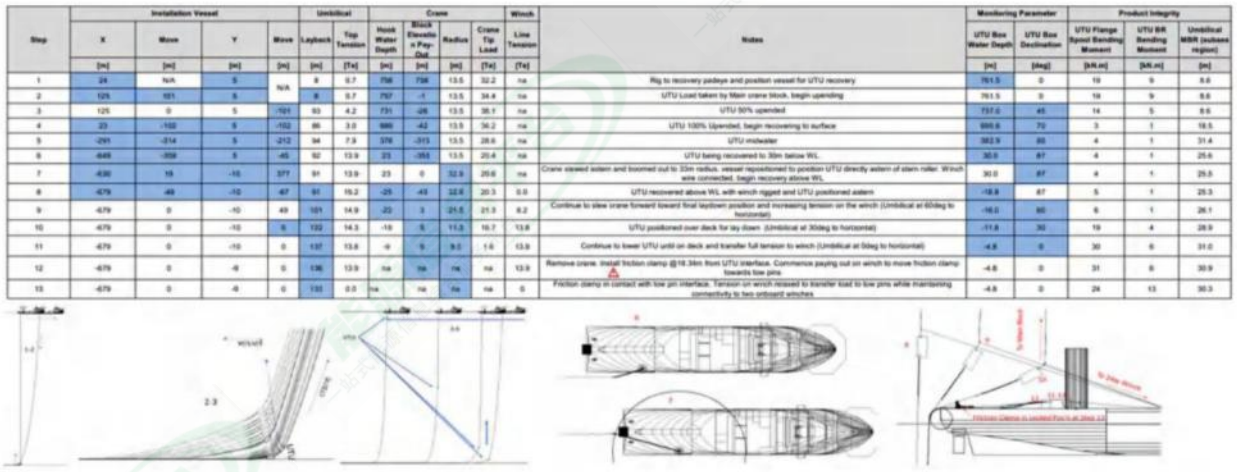


图 27 脐带回收分析

脐带回收方法

甲板准备工作

作为船舶动员范围的一部分的第一项活动是为船舶准备操作所需的安装辅助设备和固定装置。珊瑚支柱、Samson 柱和甲板偏转器安装在船舶甲板上的专用区域，以帮助脐带甲板在被打捞到水面后处理到其存储区域的过程。

其他设备和工具，如甲板剪切机、切割锯、脐带回收夹、MQC 超越工具、阴极保护 (CP) 探头和 ROV 工具正在进行设置和功能测试，同时其他安装辅助工具，如回收索具套件、吊杆、脐带摩擦夹、脐带牵引销适配器板和脐带拉头为手术准备。

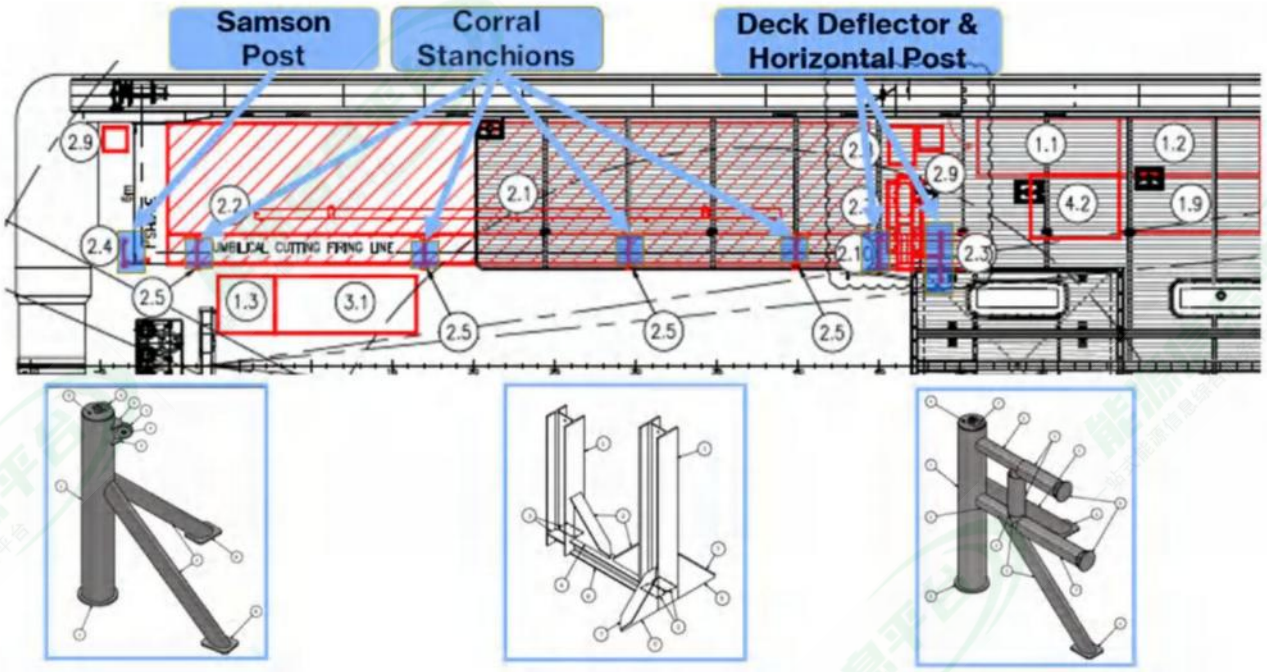


图 28　用于将脐带缆搬运到存储区域的安装辅助装置

UTU 海底回收工程与脐带缆 - 第二端回收

以下段落解释了 Umbilical-4、Umbilical-5 和 Umbilical-1 的工作步骤。 唯一的例外是，在之前的第一阶段动态脐带回收工作中，Umbilical-1的第二端被切断。

手术从船舶移至脐带第二端区域并进行动态定位（DP)试验开始。随后，在第二端区开始海底作业，进行海底准备工作，ROV 执行多项任务。 ROV 调查是通过一般目视检查 (GVI) 对 UTU 进行的，以检查泥垫状况、飞线布置和结构状况是否存在任何异常迹象。 ROV 检查了旋转式鱼眼的状况是否有任何破裂迹象，因为这是回收的关键要素。然后使用 ROV 喷水系统清洁 UTU padeye 和阀门区域。使用 padeye 上的 CP 探针进行 CP 检查，以确认 padeye 的完整性。如果 CP 读数超出验收参数，将使用应急索具安排来取回 UTU 和脐带缆。最后，UTU padeye 上的旧卸扣被切割并拆除。所有 UTU 的这些准备工作都是相同的。

下一步是使用绞车钢丝起重机部署切割锯。一旦切割工具在脐带管上对齐,ROV 就开始在弯曲加强筋后面的一定长度处切割脐带管。此时,第二端 UTU 与脐带的其余部分断开并准备取回。 ROV 还断开（切断)了 UTU 飞线。

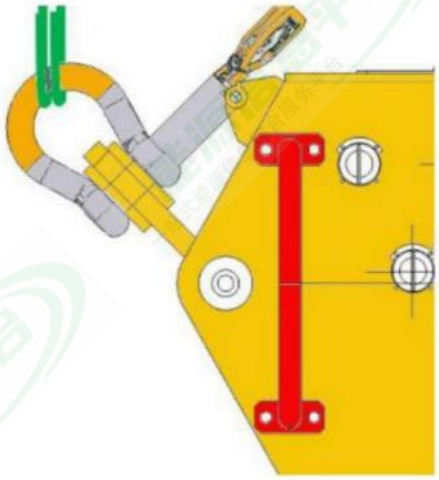


图 29　安装新卸扣的 UTU Padeye

新的卸扣和回收索具已通过主起重机组部署到深处。然后将卸扣安装在 UTU 旋转接头的第二端上,并将所有切割工具回收到地面,准备将 UTU 提升到地面。带有主起重机组的船舶开始从海底提升 UTU,同时 ROV 监控被提升至水面的 UTU。

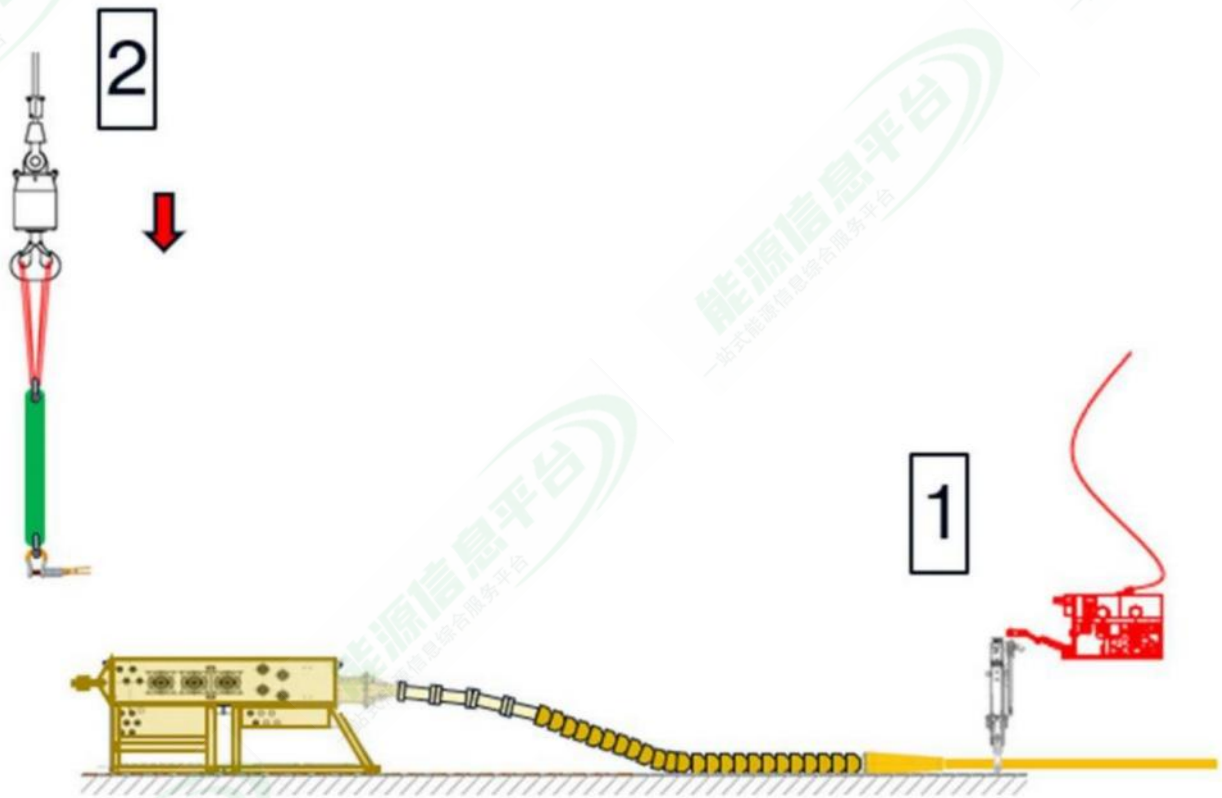


图 30　切割第二端 UTU 并连接主起重机的回收索具



图 31　将第二端 UTU 从海底提升并回收至水面

带脐带缆的 UTU 海底回收工程 - 第一端回收

一旦完成第二端回收,船舶就会转移到第一端区域。第一端回收过程与第二端相同,首先进行海底准备工作,并将回收索具连接到第一端 UTU padeye 上的主起重机组。唯一不同的是,从这一端开始,UTU的恢复伴随着脐带的整个长度。该船必须将起重机定位在 UTU 上方并向前移动就位以开始翻转,同时 ROV 在恢复过程中监控脐带着陆点。继续提升直至UTU到达水深30m后停止。然后,船舶重新定位起重机,以确保 UTU 位于船尾滚轮后面。钢丝绞车回收索具被部署到深处,ROV 将其连接到转移吊索上。

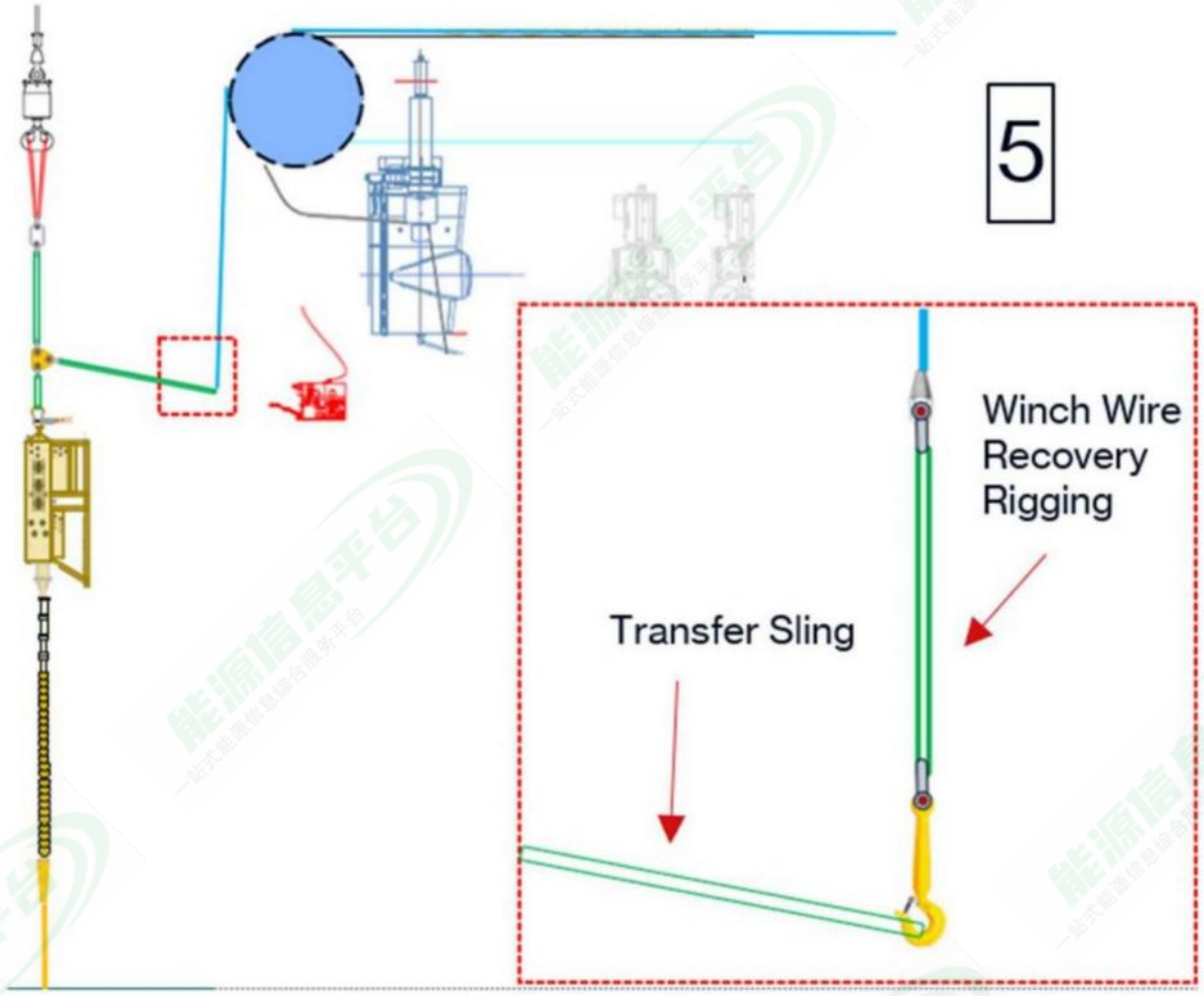


图 32 ROV 在 30m 水深连接绞车钢丝回收索具

脐带缆回收到水面和甲板操作

从 30m 水深开始,起重机继续将 UTU 提升到船尾滚轮上方并放线,直到所有脐带缆辅助设备从船尾滚轮上清除。主起重机将脐带缆对准船舶中心线并对准已固定在拖车销上的拖车销适配器板。与此同时,前港 (Fwd-Port) 甲板绞车已投入使用,同时主起重机向前回转,将脐带缆放置在船尾滚轮上,直到 UTU 到达中间甲板,将悬链线负载从主起重机转移到甲板绞盘。一旦 UTU 水平降落在甲板上,所有张力都由前港甲板绞车承担。采用中国手指配置的织带吊索安装在弯曲限制器/加强筋后面,并连接到右舷前 (Fwd-Stbd) 甲板绞车,作为辅助阻力。然后,主起重机与 UTU 救援索具安全断开。

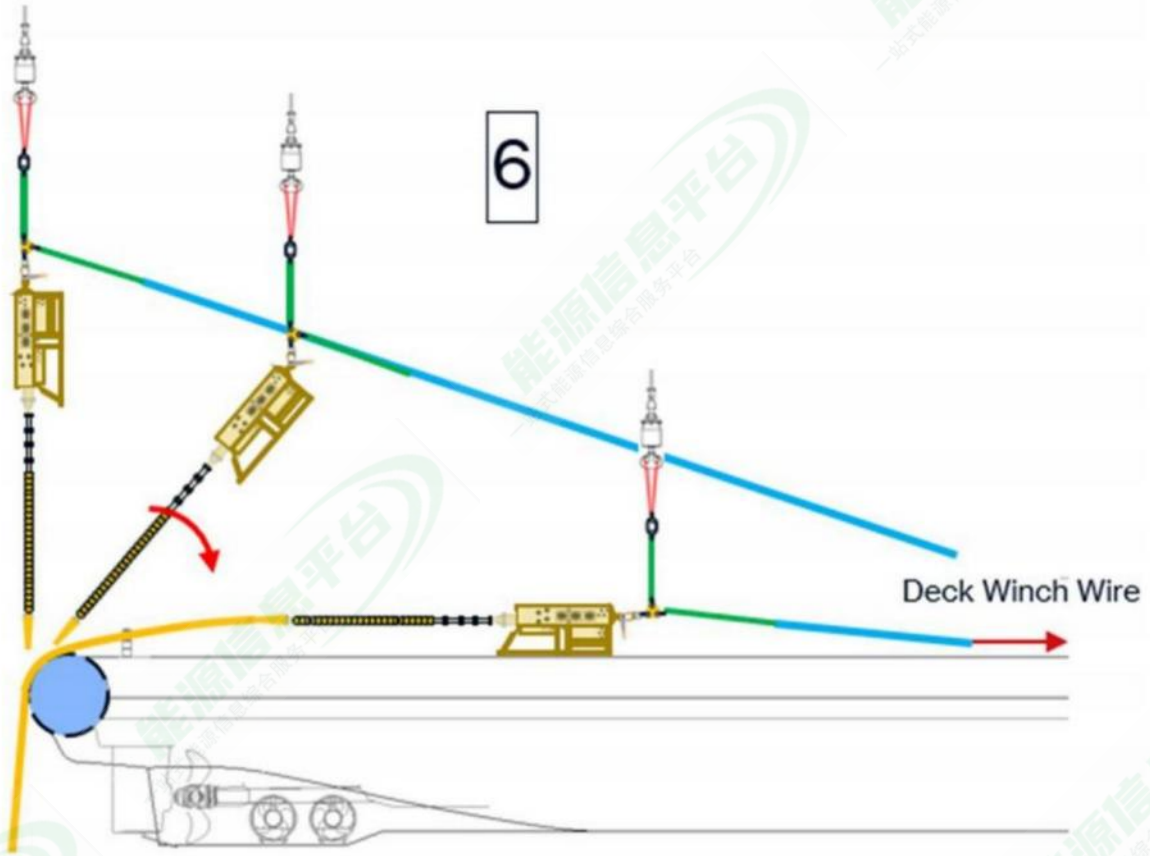


图 33　脐带缆放置在船尾滚轮上且 UTU 降落在船舶甲板上

将脐带摩擦夹安装在脐带上,然后放出绞盘线,使摩擦夹靠在牵引销适配器板上。

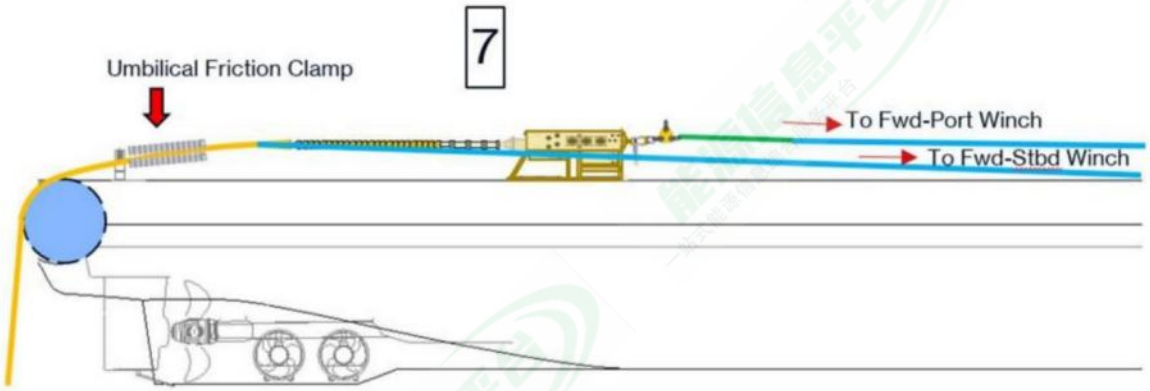


图 34　当 UTU 连接到绞车时,摩擦夹安装在脐带缆上

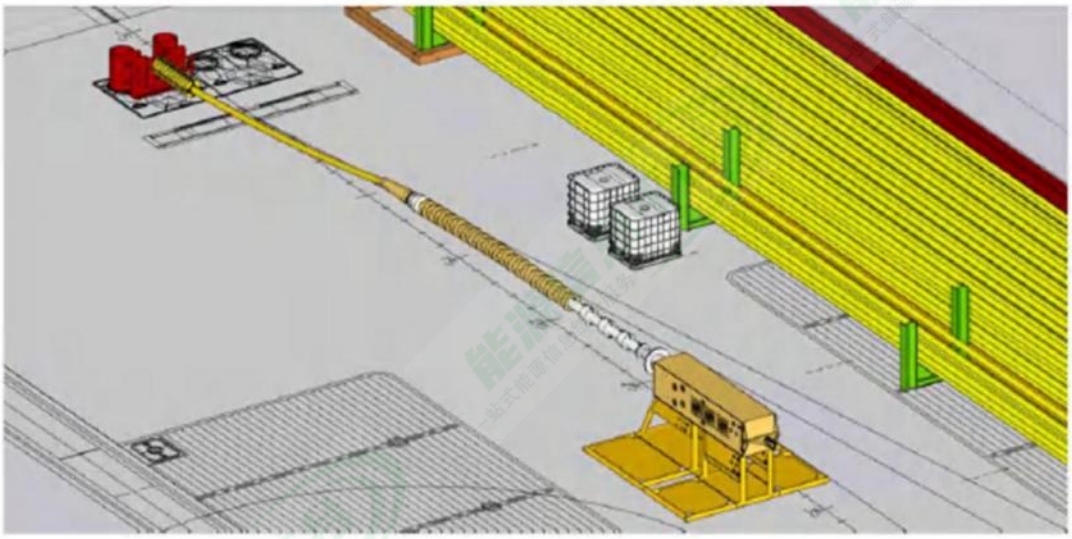


图 35　脐带摩擦夹和牵引销承受的脐带负载

UTU和脐带缆固定到位后,由经过培训的人员使用危险气体探测器进行危险气体检查,以确保甲板人员进行后续工作的安全环境。

此时,脐带负载由摩擦夹和拖销承担,允许甲板人员继续从 padeye 上断开 UTU 回收索具并拆除脐带辅助设备,即 PU 至 BSR 接口、PU 弯曲限制器元件、钢弯管限制器和夹环。终端法兰装甲和 UTU 之间的线轴（UTU 分体管)也被移除,留下裸露的脐带线。然后使用研磨机将这些线切割成与法兰铠装齐平,从而将 UTU 与脐带缆断开。然后将 UTU 移至专用存储位置,并将脐带拉头安装到脐带法兰铠装上。

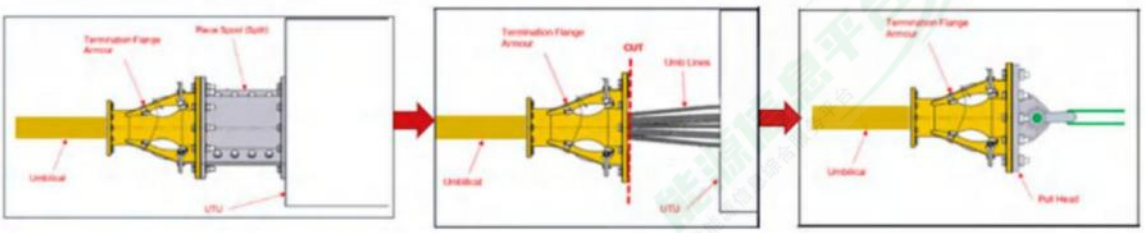


图 36　拆除线轴、从 UTU 上切割脐带缆并安装拉头

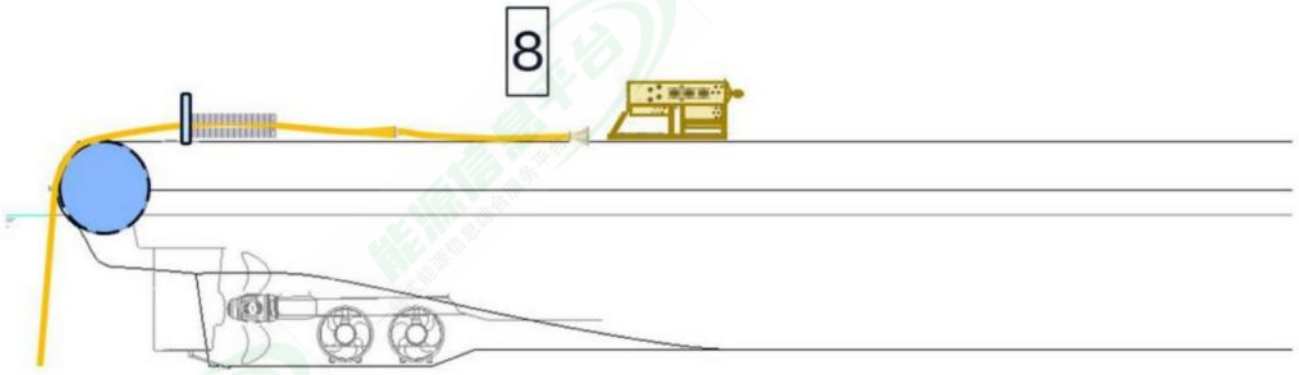


图 37　脐带缆与 UTU 断开

接下来,将特殊处理滚筒 (SHD) 连接到拉头索具并开始卷绕以传递来自摩擦夹的脐带悬链线负载。一旦 SHD 承受了脐带负载,就将摩擦夹从脐带上移除。继续卷入,将拉头移向SHD的入口,直到拉头能够固定在SHD上。 SHD 继续卷入,船舶以正常模式回收脐带缆（同时遵守回收分析报告中确定的回收参数）,直到切割端回收到甲板上。

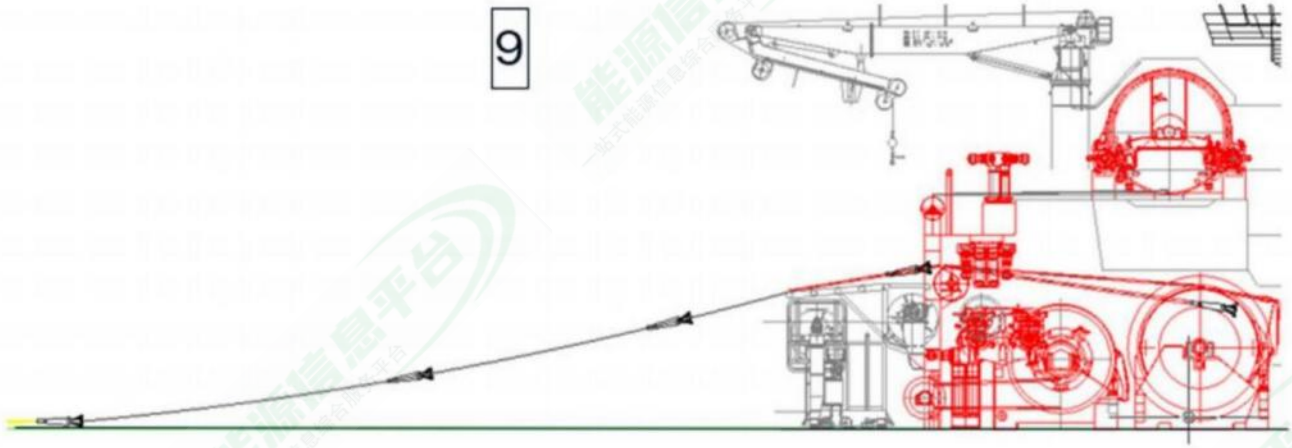


图 38 将脐带缆放入特殊处理滚筒中

一旦切割部分到达甲板,扼流吊带就安装在脐带缆上,并连接到船尾拖船,以在与 SHD 缠绕时提供反张力。使用船舶右舷轨道起重机作为引导,切割端被移动并放置在靠近畜栏入口的位置。

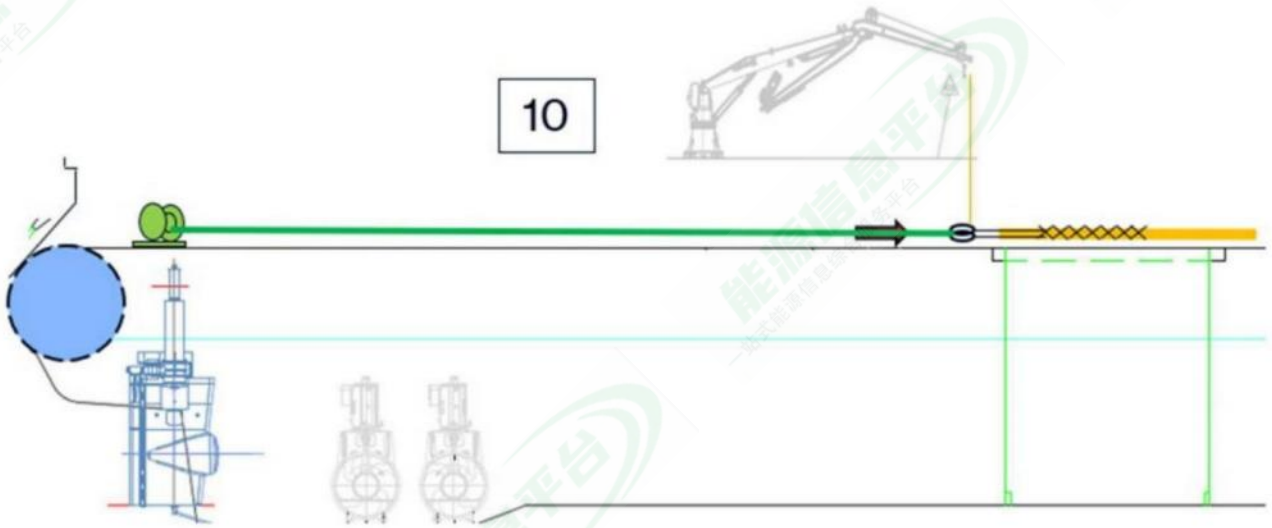


图 39 连接到船尾拖轮的脐带缆切割端

随着 SHD 解开脐带缆,切割端沿着存储区域移动,直到达到畜栏的 30m 长度,并使用甲板剪切机在畜栏入口处将脐带缆切割成 30m 的部分。重复这些步骤,直到剩余的脐带长度被切割,并且使用棘轮带将脐带部分捆扎成十五块,为随后的卸载做准备。



图 40 脐带缆移入畜栏区域

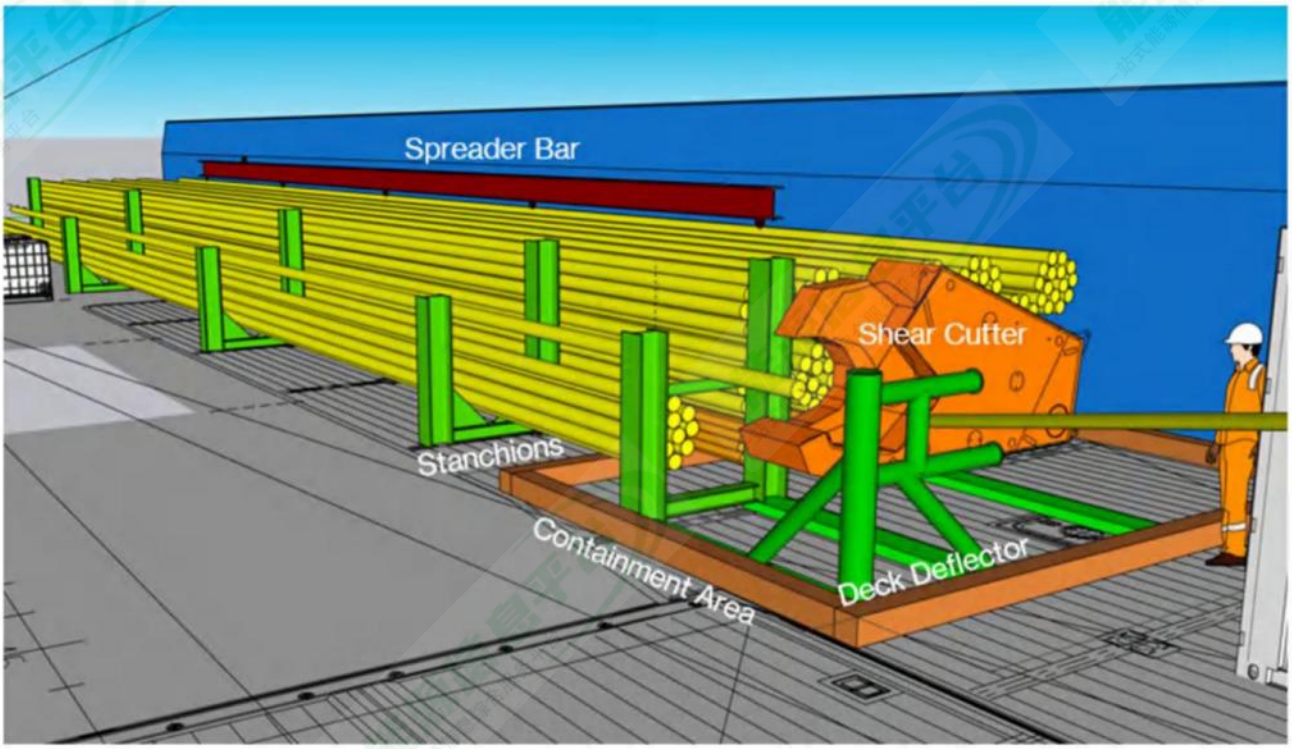


图 41 脐带缆切成 30m 段用于捆绑和储存

使用 Cobrahead 进行脐带缆海底回收工作

使用 Cobrahead 取回脐带可被视为与使用 Cobrahead 取回脐带第一端类似。
UTU,该方法在上文第 5(b) 节和第 5(c) 节中进行了解释,对应于检索

Umbilical-2、Umbilical-3a 和 Umbilical-3b,但仅有细微差别。首先使用标准 1 -4 级扭矩工具将 Cobrahead 从 UTU 或结构上断开,并将其相应的回收索具装置连接到 Cobrahead 上的提升点。然后将眼镜蛇头与脐带一起回收到地面。

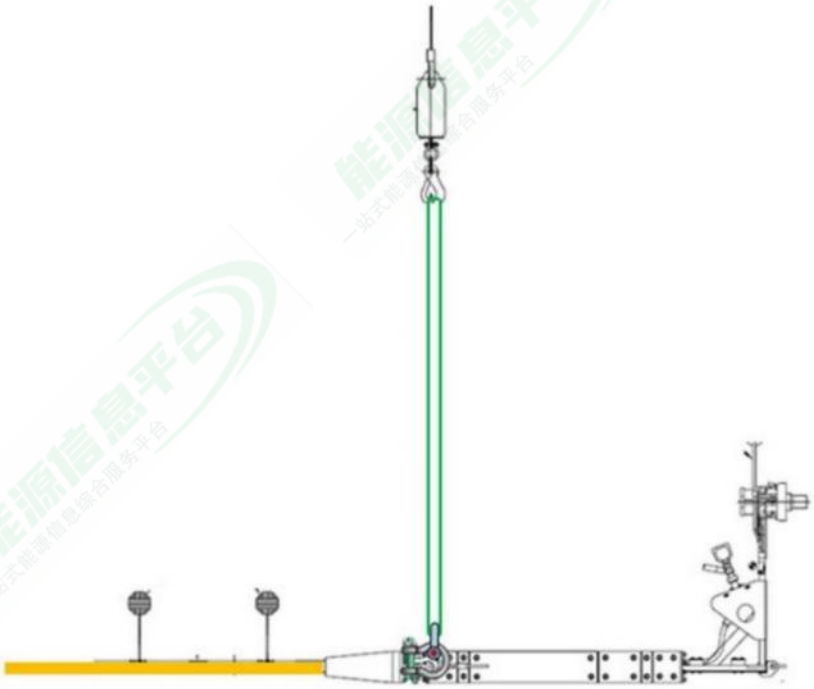


图 42　带 Cobrahead 的脐带缆提升点

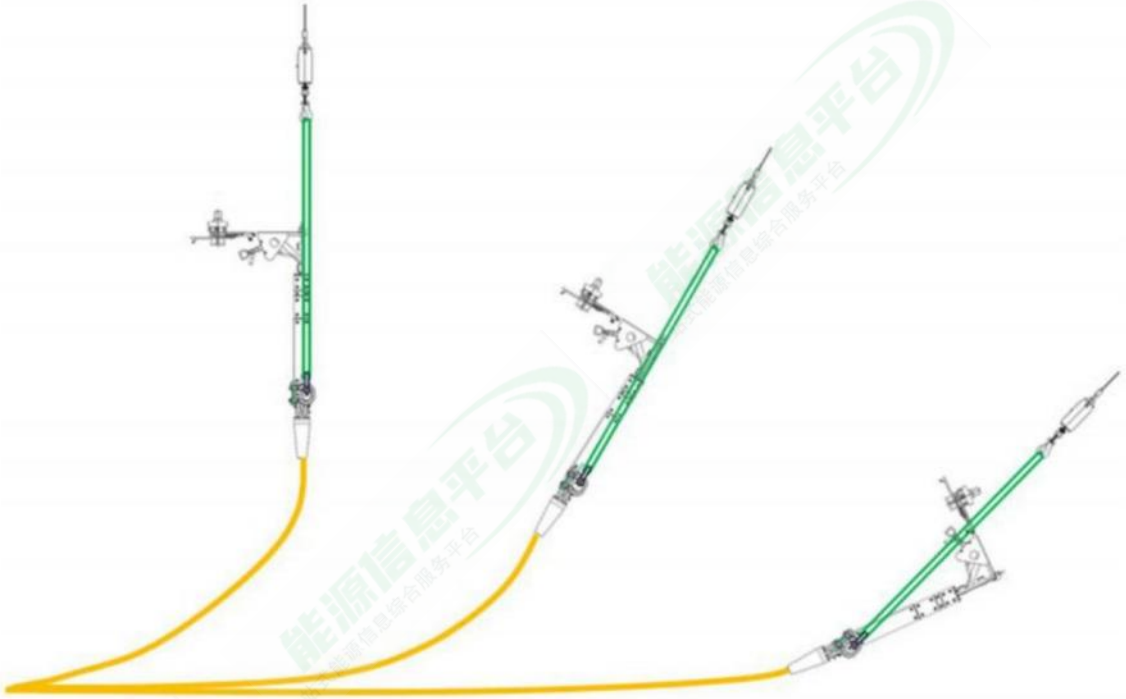


图 43　带 Cobrahead 的脐带缆从海底升起

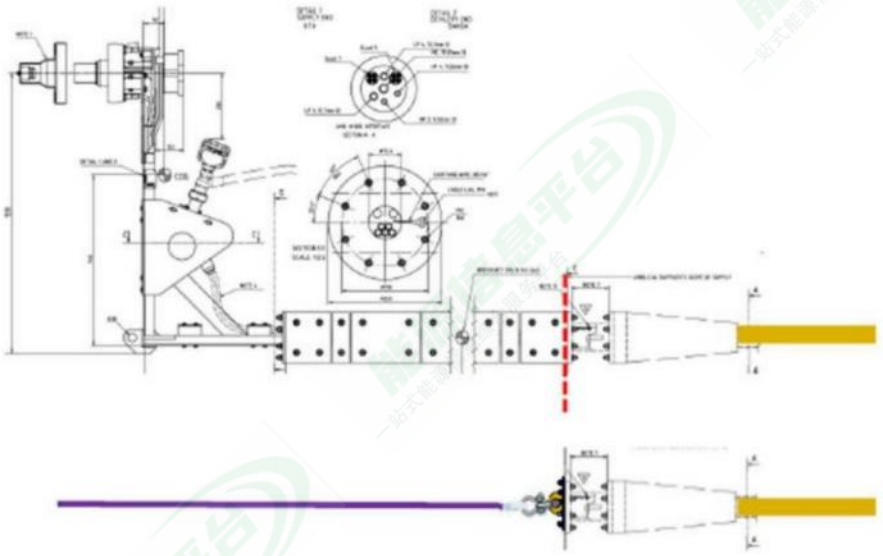


图 44　眼镜蛇头与脐带的切割点

脐带卸载

制造了用于卸载脐带束的吊杆,其设计用于提升 15 × 30 m 长的脐带部分,容量为 15Te 安全工作负载 (SWL)。扼流吊带安装在脐带束的五个部分,并连接到吊架上的四个吊环。船舶抵达码头后,脐带束被卸载到运输机上进行岸上处置。

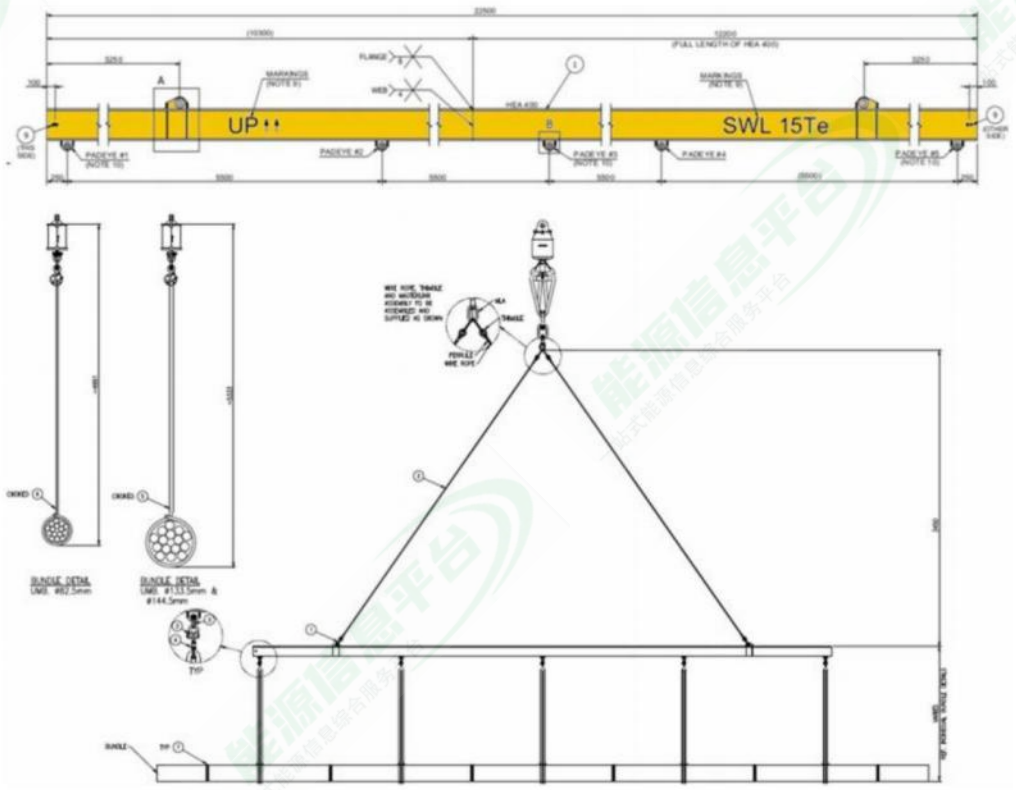


图 45　使用吊架卸载脐带束

脐带应急恢复

准备了用于检索 UTU 的应急方法,作为主要提升方法的备用计划,以避免操作中断的风险。这种应急方法将在两种情况下使用,一种是如果 padeye 上的 CP 检查读数超出可接受范围（这表明潜在的结构完整性问题）,或者如果主起重装置的新卸扣未能安装在 padeye 上。

UTU白眼鱼。在这种情况下,操作将通过与脐带缆分开的水平提升装置回收 UTU。脐带缆将在 UTU 后面一定长度处被切断,并且 UTU 应急恢复索具将被卡在 UTU 的四个腿周围以进行提升。

脐带回收夹将安装在脐带上,并充当第一端回收头,以允许将回收索具连接到主起重机上。然后使用相同的第一端回收方法将脐带缆回收到地面。在水面上,脐带摩擦夹本身将用于将脐带卷入 SHD。

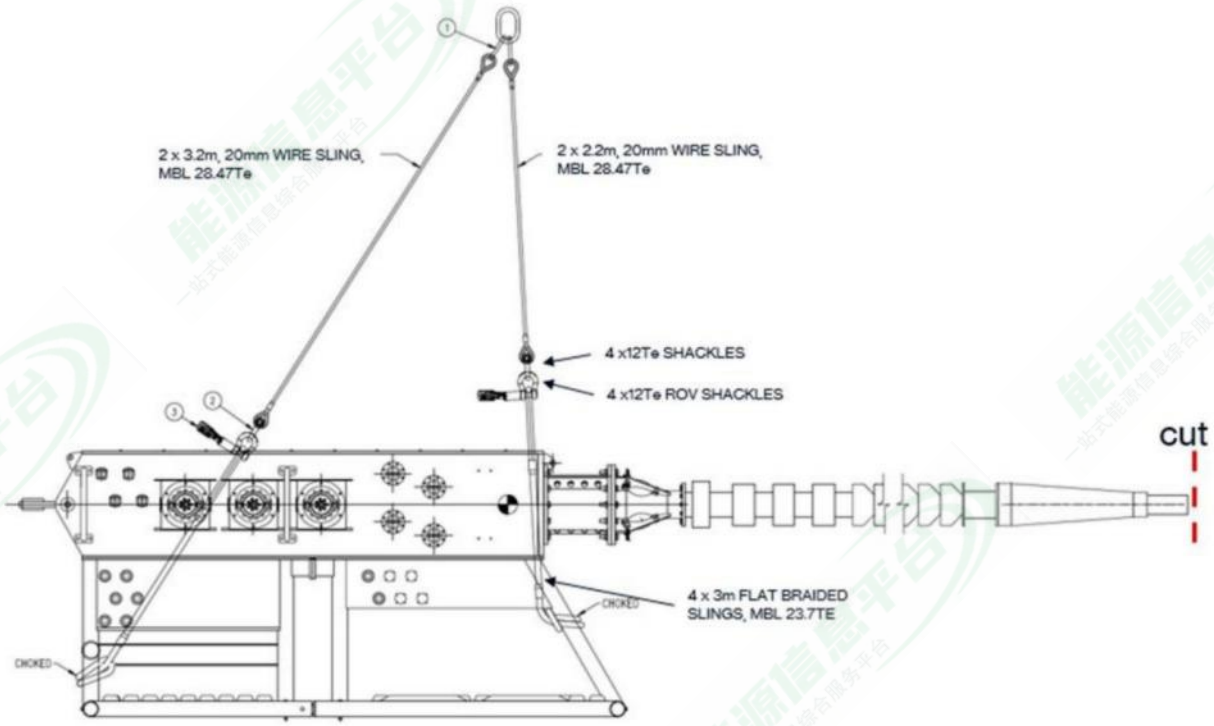


图 46UTU 应急吊装安排

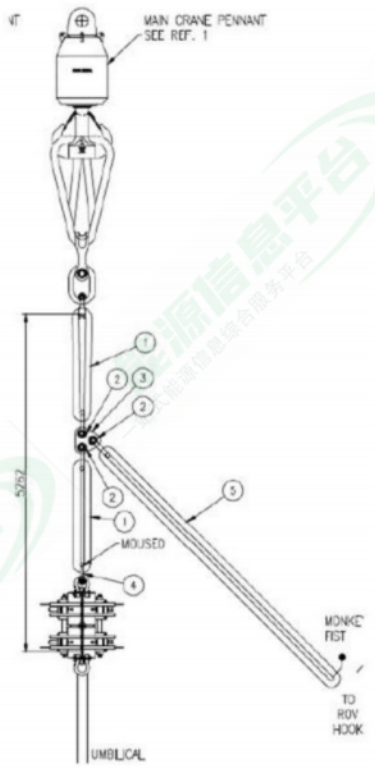


图 47 使用脐带回收夹的脐带应急提升布置

脐带回收过程中的主要挑战

Umbilical-4 回收到地面时油气气体释放

Umbilical-1 已使用上文第 5 节中说明的计划程序成功回收到地面,没有任何异常。 Umbilical-4 和 UTU-2 是第二条从海底回收的脐带缆,然而,它在中途打捞到水面时遇到了前所未有的事件。

当 UTU 被带到甲板上时,在预切动火作业危险气体检查期间检测到油气气体。气体探测器上的警报响起,表明甲烷的存在达到或超过 100% 爆炸下限 (LEL)。发现被认为具有残余压力的气体是通过 UTU 上的液压飞线 (HFL) 的切口从备用甲醇 (MeOH) 管线中释放出来的。将管线隔离在一桶水中以观察气泡。由于存在火灾风险,甲板上的脐带缆被认为不安全,因此禁止切割甲板上的脐带缆,进一步的操作被停止。我们已准备好采取缓解措施来克服这种情况,并在等待进展的同时将风险降低到尽可能合理的水平 (ALARP)。进行了风险评估,并采取了安全措施,包括封锁该区域、安装换气扇以防止危险气体积聚、确保消防设备处于待命状态。

最初,讨论的是甲板操作将采用冷切割方法进行,条件是需要首先吹扫生产线直到切割区域。然而,在对新开发的切割方法进行甲板上最终检查时,观察到管线中的气泡增加,随后管线在高压下排出气体一段时间,这表明管线存在堵塞,最终被驱逐到地表。

随后停止排气,气体读数降至零。审查了变更管理 (MOC)和风险评估,以更新后续甲板操作要实施的控制措施,其中包括:

·使用船上可用的压缩空气传播从UTU 端吹扫脐带的甲醇管线。 ROV 位于脐带缆的切割端,观察气泡从开口端的释放情况,确保管线内不再出现堵塞。

- 甲板经过清洁,以确保气体释放区域的所有化学物质均已清除,从而防止任何潜在的火源。
- 气体探测器被重新安置在靠近 SHD 区域、船舶住宿区域和发动机进气区域的位置,以监测这些关键区域。
- 安装了便携式风扇来驱散脐带开口附近的空气,确保释放的气体不会积聚。 ·在脐带切割过程中,每次切割之前和之后,定期对脐带开口进行气体检查,以确保所有

人员的安全。

后续脐带缆打捞的打捞方法改进

在 Umbilical-4 打捞过程中遇到气体滞留事件后，对 UTU-5 进行了 ROV 检查,结果显示气体从 HFL 释放流体海底的切割端排出。对工艺和仪表图 (P&ID) 的审查表明,气体是从 Umbilical-4 上捕获气体的同一条备用甲醇管线中排出的。随后决定,出于人员安全原因,不能按照先前计划和批准的程序回收Umbilical-5。

因此,为了安全回收Umbilical-5,制定了一种新的回收方法,该方法将减轻与潜在残留气体相关的风险,步骤如下:

- 从两端的 UTU（UTU 4 和 UTU 5)上切下 Umbilical-5,并将 UTU 分别回收到表面。
- 对 2,031 m 的脐带缆进行了测量、标记,并在海底切割成 30 m 的长度,以匹配脐带缆捆扎和存储的围栏尺寸以及起重机对提升高度的限制。
- ROV 安装了双层缠绕和扼流吊索,这些吊索预先绑在甲板上的每个切割部分上。
- 每个切割部分都在主起重机上垂直回收并放置在畜栏中。
- 作为安全预防措施,在每个切割部分的脐带开口处进行气体检查。

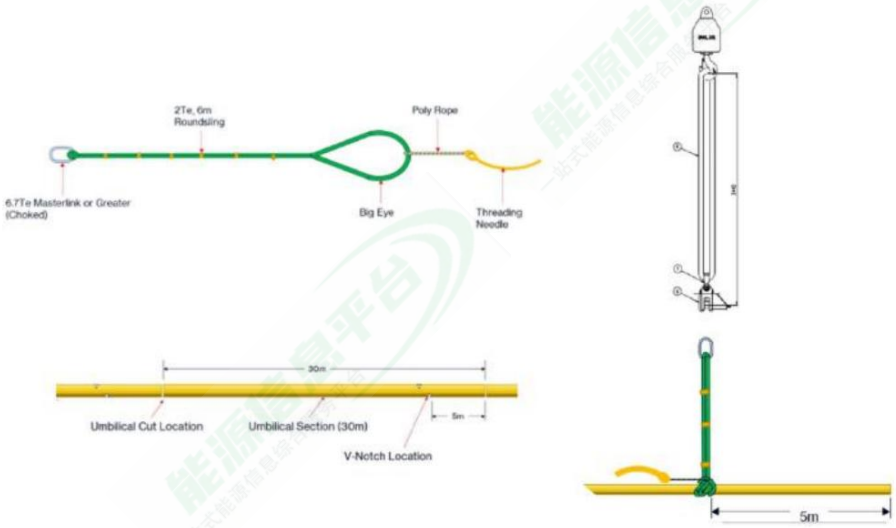


图4830m脐带切断段应急吊装布置

这种改进的方法被证明可以有效释放脐带长度内捕获的任何潜力。将脐带切割成 30m 的短段,无需进一步切割

甲板上存在有害气体的作业和脐带缆的回收最终安全完成,没有发生任何事故或有害气体泄漏。

眼镜蛇头在提升到地面

过程中分离第一个脐带蛇头与眼镜蛇头一起按照第 5(d) 节中解释的计划方法一起取回。
然而,在吊起眼镜蛇头端的过程中,眼镜蛇头部分在与船尾滚轮接触时分开,并且分开的部分掉落到海床上。随后,必须通过 ROV 从海底回收分开的部分,并使用海底篮子将其带到水面。这一事件表明,虽然眼镜蛇头和脐带缆可以一起回收到水面,但眼镜头结构不够坚固,无法承受任何意外载荷,例如撞击船尾滚轮的冲击力。

为了避免在随后的眼镜头取回中出现这种风险,我们采用了更简单的取回方法,即从脐带上切下眼镜头部分,以便通过眼镜头眼单独取回脐带。另一方面,眼镜蛇头部分要么保持连接并与 UTU 一起回收,要么使用海底篮回收。

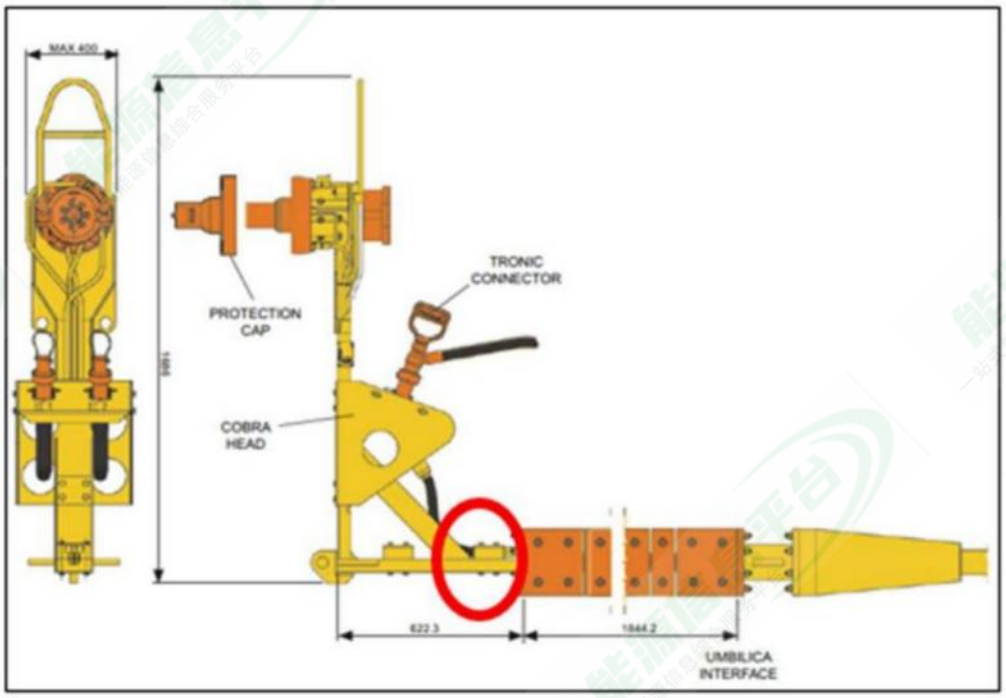


图 49 Cobrahead 分开点

结论

事实证明,使用起锚船进行脐带回收的非常规方法是一种更简单的管状设备回收方法,可为其他运营商进行报废和退役项目提供良好的参考。为了缓解检索过程中面临的挑战而引入的修订方法确实取得了巨大成功。虽然它增加了回收过程中的血管时间,但可以选择替代方法作为应急方法,以最大限度地减少未来脐带回收活动的操作停机时间。

3. 现有海底管道自由跨修正优化的工程方法

文献摘要：在运营阶段，现有海底管道的自由跨越是一个值得关注的问题，需要定期检查和纠正。跨度主要是由海床不平整、冲刷和在使用寿命周期内表层土壤的运动引起的。ADNOC 通过 ROV(远程操作车辆)调查对其现有管道进行了定期检查，发现许多管道的临界跨度不符合允许跨度标准。这些跨度需要进一步的详细评估，以估计和优化所需的缓解程度，同时不损害管道的健康和完整性。根据调查结果和初步筛选，观察到有超过 4500 个自由跨度需要在进行自由跨度校正之前进行详细的评估。在这方面，采用了一种最先进的方法来进行自由跨度评估，其中包括分析方法和有限元分析，然后再提出缓解方案;与将报告跨度与允许跨度进行比较的传统方法不同，采用了三级评估步骤来确定需要缓解的关键跨度。本文主要介绍了现有管道自由跨度评估所采用的方法，并重点介绍了在评估中采用的不同级别/步骤来优化自由跨度校正。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

SPE-217015-MS

现有海底管道自由跨修正优化的工程方法

穆罕默德·埃萨·阿尔哈贾吉、阿里·阿卜杜拉·阿尔·马祖奇、桑迪普·帕南布尔和穆罕默德·纳赛尔·阿尔哈马迪，
ADNOC O shore，阿布扎比，阿拉伯联合酋长国

版权所有 2023，石油工程师协会 DOI 10.2118/217015-MS

本文准备于 2023 年 10 月 2 日至 5 日在阿联酋阿布扎比举行的 ADIPEC 上发表。

在审查了作者提交的摘要中包含的信息后，SPE 项目委员会选择了本文进行演示。论文内容未经石油工程师学会审阅，作者有权更正。该材料不一定反映石油工程师协会、其官员或成员的任何立场。未经石油工程师协会书面同意，禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要；插图不得复制。摘要必须包含对 SPE 版权的明确承认。

摘要

现有海底管道的自由跨越是运营阶段需要关注的问题，需要定期检查和整改。跨度主要是由海底不规则、冲刷以及运行生命周期中表层土壤的移动引起的。 ADNOC通过ROV（远程操作车辆）调查对其现有管道进行定期检查，发现许多管道的关键跨度不符合允许的跨度标准。这些跨度需要进一步详细的评估，以估计和优化所需缓解的程度，而不影响管道的健康和完整性。根据调查结果和初步筛选，发现有超过 4500 个自由跨度需要在进行自由跨度修正之前进行详细的评估。

在这方面，在提出缓解方案之前，采用了最先进的方法来进行自由跨度评估，其中包括分析方法和有限元分析（FEA）。

与将报告跨度与允许跨度进行比较的传统方法相反，采用三个级别的评估步骤来识别需要缓解的关键跨度。采用初步筛选、特定位置剖面测绘、分析方法和代表性有限元分析来估计需要整改的自由跨度的实际数量。

本文旨在强调对现有管道进行自由跨度评估所采用的方法，并主要关注评估中采用的不同级别/步骤以优化自由跨度整改。

关键词：阿布扎比国家石油公司 (ADNOC)、挪威船级社 (DNV)、疲劳极限
状态 (FLS)、有限元分析 (FEA)、载荷控制检查 (LCC)、管土相互作用 (PSI)、
ROV（遥控潜水器）、PSI 推荐实践（RP）、标准（ST）、极限状态
(ULS)、涡激振动(VIV)

概述

阿布扎比国家石油公司正在运营多个海上油田，拥有大量石油、天然气和水海底管道，其中大部分管道都是使用传统碳钢建造的。该研究包括免费

分布在 ADNOC 不同的作业领域,并对应于一系列服务、规模、材料等级、地球物理、岩土工程和环境数据。

本节介绍了观察到的自由跨度的详细信息,并总结在下表 1中。

表 1 自由跨度总结

Description	Value
Total Number of Free Spans	4500+
Free Span Length	6m to 110m
Span Gap Height	0.1m to 0.4m
Pipeline Installation Year	1962 to 2014
Number of Pipelines	280+
Geographic Locations/ Fields	6+
Pipeline Size	6" to 42"
Pipeline Material Grade	X-42 to X65
Service	Oil, Gas & Water Injection
Water Depths	5m-25m
Seabed Type	Medium to Dense Sand

挑战/约束

由于各种影响因素,例如缺乏足够的数据、跨度数量大、管道老化、强度材料等级较低等,现有管道的跨度分析可能非常具有挑战性。对于老式管道，原始允许跨度值无法追踪,或者在此期间,影响允许限值的关键操作参数已发生变化。当采用将报告的跨度长度与允许的跨度长度进行比较的传统方法时,这通常会导致对允许跨度长度的不切实际的估计,从而导致不必要的、昂贵的缓解
措施。

自由跨度评估方法

自由跨度长度受动态考虑、涡流脱落和直接波载荷产生的过度振荡以及静态考虑、重量和环境力导致的弯曲应力超过允许值的影响。自由跨度的振动是由周期性涡旋脱落引起的。

每个涡流都会引起反作用脉冲,从而导致管道偏转。如果振荡频率与管道跨度的固有频率相匹配,则会发生共振或“锁定”,从而导致高振幅振荡。此外,如果可能存在由直接波浪载荷引起的共振,则除了来自波浪载荷的静应力之外,还可能存在动应力。

评估现有管道自由跨度的方法如下图 1所示。评估方法分为三个级别,与每个级别相关的详细信息将在以下部分中描述。自由跨度评估按照DNV-RP-F105和DNV-ST-F101的要求进行。使用DNV FATFREE和DNV-ST-F101工具分别进行FLS（疲劳极限状态）/ULS（极限状态)和LCC（负载控制检查)检查进行评估。

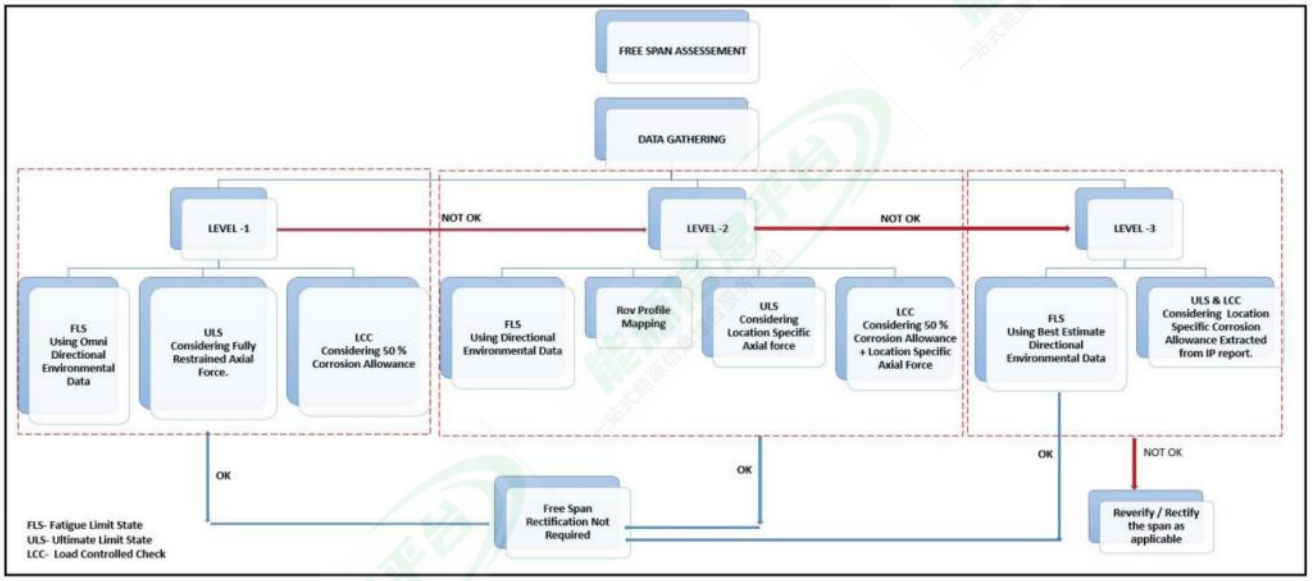


图 1　自由跨度评估方法

数据收集/筛选

需要管道数据来确定载荷和阻力参数以及管道自由跨度的结构静态和动态特性。管道数据可以从原始设计文件、最新信息或基于现场检查数据获得。评估的第一步也是最重要的一步是收集所有必要的参数，即材料特性、尺寸参数、工艺参数、环境数据（波浪和水流）、跨度细节、方位、地球物理和岩土工程数据等，这些都是必不可少的用于评估自由跨度。数据收集和编译的目的是定义评估报告的自由跨度所需的输入参数，因为每条管道的环境数据、管道机械性能、工艺条件和土壤参数都不同。 此外，根据 DNV-RP-105 的指导，每个跨度都被分类为孤立的或相互作用的。自由跨度可以分为孤立跨度和交互跨度。如果中间支撑长度使得每个跨度的静态和动态行为不受另一个跨度的存在的影响，则两个跨度是隔离的。在所有其他情况下，自由跨度是相互作用的。

根据土壤类型、位置和水深，对跨度进行分组并考虑进行进一步评估。下表显示了示例管道的空闲跨度数据收集和编译的摘要。

表 2 样本数据收集/编译

Size	Length (m)	Steel Grade (-)	Steel Thickness (mm)	Concrete Weight Thickness (mm)	Concrete Weight Density kg/m3)	Corrosion Coating Thickness (mm)	Corrosion Coating Density (kg/m3))	Temperature Deg C	Pressure (psig)	Serial No	Start KP	End KP	Span Length (m)	Height (m)	Distance between Spans.	Angle w.r.t True North	Water Depth (m)	Lsh/L	La/L	Span Category
8	3691	X42	12.7	70	3047	4	1400	50	3250	1	0.828	0.837	9.02	0.14	2.98	96.43	18.26	0.3304	0.8991	Isolated
								50		2	0.84	0.848	8.11	0.1	12.89	96.02	18.28	1.5894	0.8483	Isolated
								50		3	0.861	0.867	6.88	0.1	7.12	95.68	18.29	1.0349	0.8648	Isolated
								50		4	0.875	0.880	5.95	0.1	1402	95.20	18.34	178.15	0.756	Isolated
								46		5	2.283	2.290	7.87	0.1	0.13	88.69	16.04	0.0156	0.9425	Interacting

收集必要的详细信息后,进行第一级筛选,以确定并消除满足初始筛选标准的跨度的整改要求。将报告的跨度与线路特定的允许跨度（如果有)或代表性的允许跨度进行比较。

那些未能满足初始筛选标准的跨度将被考虑进行下一级别的评估。

1 级评估

编译所有数据后,通过 DNV 软件 FATFREE 使用全向波数据并保守地假设所有数据,进行 1 级自由跨度评估,以计算 VIV（涡激振动)和直接波浪作用引起的疲劳寿命。跨度落在管道的约束部分之下（即,承受最大有效轴向力）。每个跨度都填充了跨度详细信息、响应数据、土壤特性、SN 曲线、安全系数、工艺参数和结构参数等变量。环境建模中使用了 US 和 Hs 直方图,同样取自 ADNOC 气象海洋数据库。根据量程特性,使用“RP-F105 量程”或“固定 - 固定”响应数据（如果适用）。焊缝盖部和根部分别考虑具有 CP 的海水中的 SN 曲线和空气中的 SN 曲线。在 Level-1 中,设计温度已保守地用于 ULS（极限极限状态)和 FLS（疲劳极限状态）。由压力和温度引起的有效轴向载荷已在 FATFREE 中计算,并隐式考虑了自由跨度分析。

从 FATFREE 获得的结果用作 LCC（负载控制检查)检查的输入。

此外,还对每个跨度进行了 ULS（极限状态)和 LCC（负载控制检查)检查。总的来说,各个级别的评估均按照DNV-RP-F105和DNV-ST-F101的要求进行。

根据一级结果,那些未通过一级筛选的跨度将接受下一级的详细评估。需要整改的空闲跨度数量的减少以及结转到下一级的空闲跨度的状态列于表-3。从下表可以看出

通过一级考核的空闲跨度为1792个,无需整改。总共 2526 个空闲跨度将结转到下一个级别。

表 3 1 级结果摘要

Total Number of Free Spans Assessed	4318
Spans Passing Level -1 Assessment	1792
Spans Carried Forward for Next Level of Assessment	2526

二级评估

二级评估对数据进行了更详细的细化,其中考虑了轴力、定向波数据、自由跨度相对于地理北方的方向、特定于跨度位置的轴力等因素特定于跨度位置,从而消除了上一级别中所占的一些保守性。有效轴向力是自由跨疲劳评估中非常重要的参数,完全轴向约束管道的假设可能会导致过度保守。因此,FATFREE 中的有效轴向张力已进行调整,以匹配计算出的位置特定轴向力值。在 Level-2 中,设计温度曲线用于 ULS（极限状态)检查,工作温度曲线用于 FLS（疲劳极限状态）检查。

内部开发了轮廓测绘工具来比较和评估报告的自由跨度。这项活动的主要目的是探讨消除自由跨度报告中过度保守主义的可行性。从调查报告中提取的海底和管道顶部详细信息被输入到工具中,以生成特定跨度的剖面图。在本次练习中,我们发现ROV调查报告中的某些跨度与剖面测绘工具确定的跨度不一致,因此在进行实际现场整改之前需要进一步调查/确认。下面的表 4和图 2提供了报告的跨度与代表性跨度的剖面映射的比较结果。

表 4 ROV 调查报告摘录（Span# 285）

Anomaly Type	KP (Kilometer Post)	Water Depth(m)	Span Length(m)	Span Height(m)	Description
	1.581	15.46			Free Span Start
	1.585	15.44	4.0	0.2	Support Touch Down, Length 4.0mX0.2m Height
FS	1.631	15.25	45.27	0.2	Free Span End. Length 45.7X0.2 Height

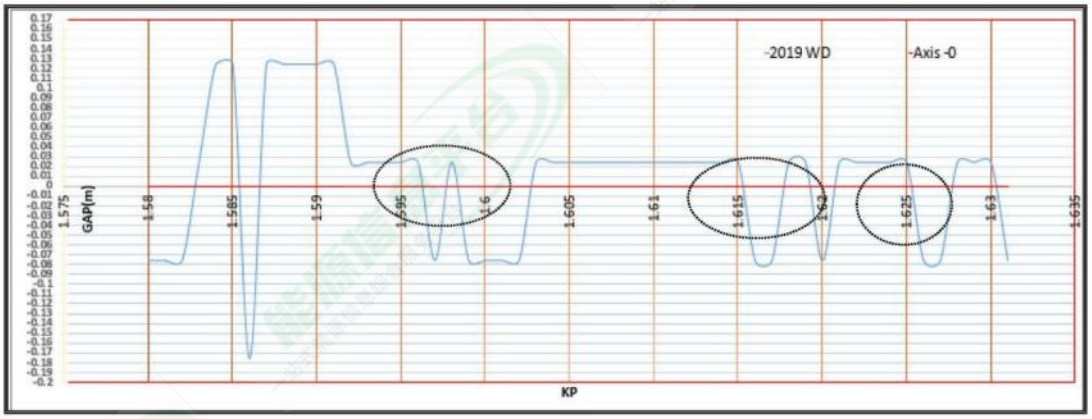


图 2 配置文件映射结果（跨度 # 285）

调查中报告的跨度为45.7m,但根据剖面图,观察到在许多位置（虚线圆圈内）,管道接触海底,有待现场验证进一步优化的潜力。下面的表 5总结了 2 级评估的结果。通过二级评估的自由跨度为1366个,无需整改。总共 1160 个空闲跨度将结转到下一个级别。

表 5 2 级结果摘要

Total Number of Free Spans Assessed	2526
Spans Passing Level -2 Assessment	1366
Spans Carried Forward for Next Level of Assessment	1160

三级评估

三级方法与二级类似,不同之处在于主要针对腐蚀数据、水深以及更精细的环境数据等位置特定跨度数据进行评估。在自由跨度评估中考虑的是最佳估计数据,而不是上限气象海洋数据,从而消除了环境数据的过度保守。此外,通过比较连续的智能清管报告来提取腐蚀数据。 -3级评估结果列于下表6 。根据三级评估,需要整改的空闲跨度总数为906个。

表 6 3 级结果摘要

Total Number of Free Spans Assessed	1160
Spans Passing Level -3 Assessment	254
Spans Requiring Rectification (~30% to 35% requires site verification to confirm rectification)	906

除了分析方法之外,在试点的基础上,还使用 ABAQUS 对由孤立和相互作用的自由跨度组成的代表性自由跨度进行了有限元分析。这项活动的主要目的是评估受有限元分析（而不是分析方法)影响的自由跨度的行为,并探索进一步优化自由跨度校正的可能性。使用 ABAQUS (FEA) 进行模态分析以捕获响应。管道单元和海床之间的相互作用被定义为无摩擦和软接触,管道土壤相互作用是使用 ABAQUS PSI（管土相互作用)单元建模的,具有线性垂直和横向刚度,基于 DNV- 中推荐的动态值。 RP-F114。分析中使用定向电流和波浪数据。

模态分析中使用的 ABAQUS 模型的总体视图如下图 3所示。模型相对较短以减少计算时间,但足够长以确保最终边界条件不会影响解决方案。

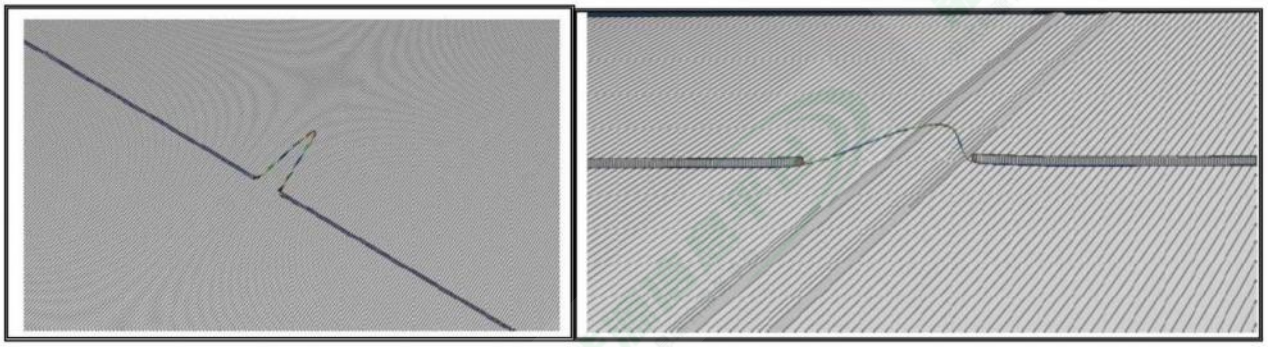


图 3　独立和交互的 FEA 模型

从 FEA（有限元分析)中提取直列和横流模式的固有频率和振型,然后使用 DNV FATFREE 软件进行疲劳分析。下面的表 7和图 4显示了从 FEA（有限元分析)中提取的前四个串联和横流模态形状和频率,用于隔离和交互跨度位置的运行载荷情况。

表 7　从 FEA 中提取的代表性顺流和错流频率

Span	Flow	Mode 1	Mode 2	Mode 3	Mode 4
		Freq. (Hz)	Freq. (Hz)	Freq. (Hz)	Freq. (Hz)
KP0.828 to 0.837 (Isolated)	IL	5.574	15.567	29.764	46.394
	XF	5.730	16.011	30.762	48.460
KP2.283-2.301 (Interacting)	IL	5.020	5.983	11.544	16.809
	XF	6.476	9.583	21.219	26.368

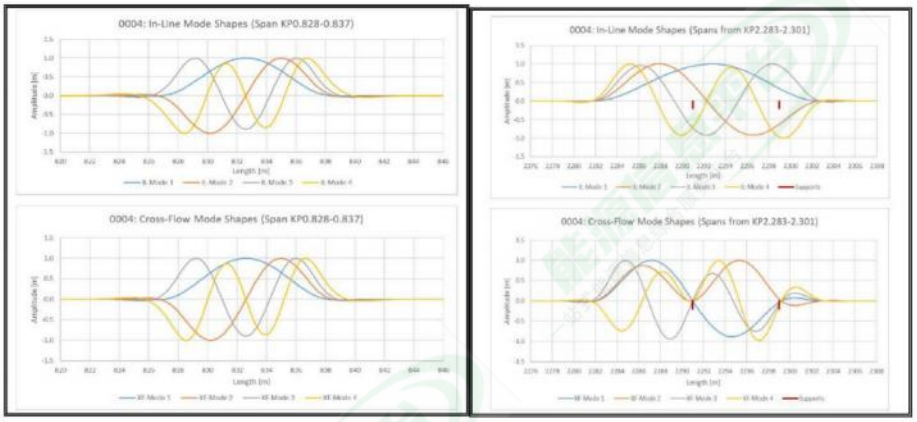


图 4　代表性的串联和错流模式形状

根据 FEA（有限元分析）,我们发现计算出的疲劳损伤完全在极限范围内,并且有足够的空间来增加允许跨度。隔离跨度的敏感性情况是通过增加跨度长度（同时所有其他参数保持不变)进行的,直到满足接近极限的允许标准。结果表明,在满足要求的标准的同时,隔离跨度的允许跨度有可能增加 50% 以上。下面的表 8列出了代表性跨度的比较结果。

表 8　9m 和 16m 隔离跨度的疲劳损伤比较

Span	Length (m)	FATFREE Fatigue Life [η included] (years)	Required Fatigue Life from FATFREE [η included] (years)	Ratio	Status
KP0.828 to 0.837 (Isolated)	9	899951	4819	0.01	OK
Sensitivity Case with increased length	16	6136	4819	0.79	OK
	17	3501	4819	1.38	FAIL

结果

通过采用独特的方法,需要校正的自由跨度总数显着减少。需要整改的免费跨度数量已从最初估计的 2526 个（不包括初步筛查)大幅减少到 906 个,根据现场核实,还有进一步减少的空间。

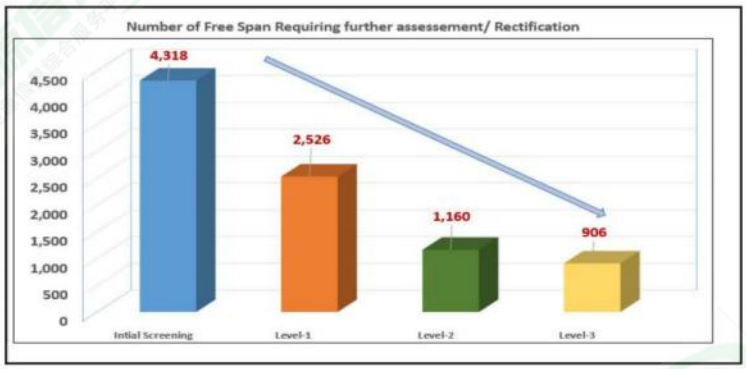


图 5　整体整改总结

总结了三个级别的行动,并与公司资产完整性团队分享,以采取进一步行动。根据研究结果,跨度分类如下。

A。不需要整改:报告的跨度在允许的限度内,因此不需要
整改。

b.需要纠正:报告的跨度不满足规范要求,因此需要通过灌浆袋/等效物进行纠正。 C。如果需要,重新验证和纠正:有可能根据现场优化跨度纠正

确认。

对于为现场验证而确定的跨度,确定了允许的跨度长度和可能的着陆点,以便在必要时进行自由跨度校正。下面的表 9显示了代表性跨度的最终建议摘要。

表 9 最终整改摘要示例

Size	Span No	Start KP	End KP	Span Length (m)	Height (m)	Pipeline Touch Down KP (Based on ROV Profile Mapping)	Number of Supports	Allowable Span	Rectification Summary
8"	1	0.097	0.105	7.7	0.12	-	-	-	Rectification Not Required
	2	0.136	0.159	22.8	0.2	KP 0.148 & 0.156	2	10	Re Verify and Rectify if required
	3	0.278	0.3	21.45	0.12	-	1	11	Rectification Required
	4	0.302	0.31	8.43	0.13	-	-	-	Rectification Not Required

总结和结论

本文主要关注现有管道自由跨度评估所遵循的整体方法。方法论包含整个过程,从数据收集开始到三个级别的自由跨度评估,并简要介绍了采用有限元分析来提高允许跨度的优势。

通过评估得出以下结论。

- 对于老式管道,按原设计允许跨度修正自由跨度会导致不必要的自由跨度修正,应避免。
- 使用特定位置的跨度数据,例如实际轴向力、水深、腐蚀数据和定向环境数据可以帮助临时调整允许的跨度。
- 采用的方法负责跨度分类（独立跨度或交互跨度）,在采用将允许跨度与原始设计跨度进行比较的传统方法时,通常会忽略跨度分类。
- 剖面测绘练习可以消除跨度报告和相关校正中的过度保守。
- 通过采用创新方法可以节省大量成本,节省成本的主要领域包括优化灌浆袋的数量以及纠正每个确定的跨度所需的时间。
- 通过执行FEA（有限元分析）,可以优化自由跨度校正要求。

致谢作者谨对 ADNOC 管理层的慷慨指导和支持表示衷心感谢。

参考

1. DNV-RP-F105,推荐实践,自由跨越管道 2. DNV-ST-F101,海底管道系统 3. Det Norske Veritas,FATFREE 软件 4. ABAQUS,有限元分析软件 5. DNV-RP-C203,推荐实践,海上钢结构疲劳设计 6. DNV-RP-C205,推荐实践,环境条件和环境载荷

4. 海上管道作业泄漏缓解——以单点系泊作业为例

文献摘要：本文旨在展示一种有效的解决方案，用于检测连接炼油装置(RU)内单点系泊(SPM)和陆上接收设施(ORF)的海底管道中的泄漏。建议的解决方案包括一个全面的泄漏检测系统(LDS)，包括硬件、软件、安装、调试和相关服务。通过综合利用现场变送器、通过控制器收集数据、电信媒体连接以及控制室的实时可视化，可以在加载、卸载和冲洗等关键操作期间连续监测管道的完整性。

油动(OM)控制室利用监控和数据采集(SCADA)系统有效监控 SPM 和长距离海底管道的运行情况。该系统使作业者能够配置和管理通过管道的石油运输，允许根据美国石油协会(API)的学位，根据不同类型的石油产品进行可调的操作设置。所有相关信息都显示在人机界面(HMI)屏幕上，为操作人员提供管道操作的集中视图。该系统的主要目标是通过将现场数据转换为有价值的业务信息来优化远程资产和管道基础设施。

LDS 的精度主要依赖于使用实时瞬态模型(RTTM)和质量平衡方法精确计算线包，从而提供高保真度。这些计算遵循 API 推荐实践(API RP)-1130 计算管道监测(CPM)系统和 API-1149 管道可变不确定性，作为管道操作的通用标准。

在发生泄漏的情况下，SCADA 系统能够迅速采取缓解措施。利用全球定位系统(GPS)技术，可以准确识别泄漏位置，从而立即停止作业。这种积极主动的应对措施可以最大限度地减少石油或天然气向环境中的释放，从而对海洋栖息地、人类安全和资产完整性(例如爆炸和火灾事件)产生不利影响，同时维护公司的声誉。

该项目在设计、调试和启动阶段面临几个挑战。这些挑战包括但不限于 SPM 的总重量、可再生能源的可用性有限、安装现场发射机的空间限制以及 2019 年冠状病毒病(COVID-19)大流行造成的计划延误。

实施 LDS 的优点是可以对 SPM 和海底管道进行远程监控，从而消除了操作人员和工程师频繁乘船访问的需要。这种旅行需求的减少不仅有助于减少二氧化碳排放，还能最大限度地减少燃料消耗。最终，这一实施旨在减少与棕地相关的碳影响。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

SPE-217073-MS

海上管道作业泄漏缓解——以单点系泊作业为例

So Susanto,施耐德电气,印度尼西亚； Rajesh Sharma,施耐德电气,阿联酋;雷纳托·菲诺尔、施奈德法国电气； James Ladd,施耐德电气,美国

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/217073-MS

本文准备于 2023 年 10 月 2 日至 5 日在阿联酋阿布扎比举行的 ADIPEC 上发表。

在审查了作者提交的摘要中包含的信息后,SPE 项目委员会选择了本文进行演示。论文内容未经石油工程师学会审阅,作者有权更正。该材料不一定反映石油工程师协会、其官员或成员的任何立场。未经石油工程师协会书面同意,禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要;插图不得复制。摘要必须包含对 SPE 版权的明确承认。

摘要

本文旨在展示一种有效的解决方案,用于检测海底管道泄漏,该管道将单点系泊装置 (SPM) 连接到炼油厂单元 (RU) 内的陆上接收设施 (ORF)。拟议的解决方案包括一个全面的泄漏检测系统 (LDS),其中包括硬件、软件、安装、调试和相关服务。通过利用现场发射器、通过控制器收集数据、电信媒体连接和控制室实时可视化的组合,可以在装载、卸载和冲洗等关键操作期间持续监控管道完整性。

石油输送 (OM) 控制室利用监控和数据采集 (SCADA) 系统来有效监控长距离 SPM 和海底管道的运行情况。该系统使操作员能够配置和管理通过管道的石油运输,从而可以根据其美国石油学会 (API) 学位针对不同类型的石油产品定制可调整的操作设置。所有相关信息都显示在人机界面 (HMI) 屏幕上,为操作员提供管道操作的集中视图。该系统的主要目标是通过将现场数据转换为有价值的业务信息来优化远程资产和管道基础设施。

LDS 的精度主要依赖于使用实时瞬态模型 (RTTM) 和提供高保真度的质量平衡方法对管线包进行的精确计算。这些计算遵循计算管道监控 (CPM) 系统的 API 推荐做法 (API RP)-1130 和管道变量不确定性的 API-1149,它们是管道运营的通用标准。

如果发生泄漏,SCADA 系统可以立即采取缓解措施。通过利用全球定位系统（GPS)技术,可以准确识别泄漏位置,从而可以立即停止运营。这种积极主动的应对措施最大限度地减少了石油或天然气向环境的排放,避免对海洋栖息地、人类安全和资产完整性（例如爆炸和火灾事件)产生不利影响,同时维护了公司的声誉。

该项目在设计、调试和启动阶段面临多项挑战。这些挑战包括但不限于有关 SPM 总重量的考虑、有限的

可再生电力资源的可用性、安装现场发射机的空间限制以及 2019 年冠状病毒病 (COVID-19) 大流行造成的时间表延误。

实施 LDS 提供了对 SPM 和海底管道进行远程监控的优势，从而消除了操作员和工程师频繁登船的需要。出行需求的减少不仅有助于减少二氧化碳排放，还可以最大限度地减少燃料消耗。

最终，这一实施旨在减少与棕地相关的碳影响。

介绍

实施LDS以预测环境污染问题并减少海底管道原油泄漏造成的原油损失。它不仅仅是预防事故，而且是预防、检测和缓解商品泄漏的整体方法。预防步骤试图通过检测可能对管道基础设施造成潜在危险的操作环境来协助远程遥测单元（RTU）防止商品泄漏。检测活动包含多种可用于检测泄漏的 CPM 方法。而缓解措施则对位置计算和泄漏尺寸/速率计算进行分类。在检测到商品泄漏后，负责特定管道的管道公司将启动其应急响应计划。这通常意味着应急人员将被派往泄漏现场，并且用户能够告知应急人员泄漏位于管道上的位置以及现场泄漏的大小是很重要的。 LDS 的整体方法包括作为连接产品的硬件、SCADA 和 LDS 的软件以及维护服务。

项目系统架构

该项目由以下服务器组成：

1. OM 控制室的两台在线冗余 LDS 服务器 2. OM 控制室的一台
SCADA 操作员工作站

两台 LDS 生产服务器将充当冗余在线 LDS 服务器的角色。 LDS 和 SCADA 服务器将包含 LDS 软件来运行泄漏检测系统。它还将包含用于 HMI 开发和运行 SCADA OPC 数据服务器的 SCADA 服务器。 SCADA 数据将从 SCADA 开放平台通信 (OPC) 服务器提供给 LDS。 LDS将通过OPC通信协议与SCADA系统通信，以获得所需的流量、温度、压力、设备状态，以及相应的质量标志（新鲜标志)和时间戳。 LDS 服务器将使用 Windows 时间服务 (W32Time) 自动将其时钟与 SCADA 服务器同步，Windows 时间服务使用网络时间协议 (NTP) 以确保准确的时钟值或时间戳，即警报和事件记录。

为了便于监控，可以使用单个发光二极管 (LED) 监视器来监控 LDS 和 SCADA 机器。这是通过键盘视频鼠标 (KVM) 实现的
转变。这些材料安装在 OM 控制室的 RTU 和服务器机柜中。此外，RTU 和服务器机柜上还安装了蜂鸣器警报，以便在发生泄漏检测警报时向操作员发出警报。

SCADA 操作员工作站 (OWS) 用作安装了 SCADA 客户端软件的操作员控制台。 LED 监视器指定供操作员在 OM 控制室内监视和操作 LDS。 SCADA 和 LDS 图形都将显示在 SCADA 工作站上。

陆上 OM 控制室的 RTU 和服务器机柜中安装了两个 RTU，用于测量来自流量、压力和温度变送器的 4-20mA 模拟输入 (AI)，另外两个 RTU 安装在

安装在 SPM O shore 上,用于测量来自流量、压力和温度变送器的 4-20mA 模拟输入 (AI)。

下面参考图1,它是系统架构,显示了硬件的布局
将在现场安装。

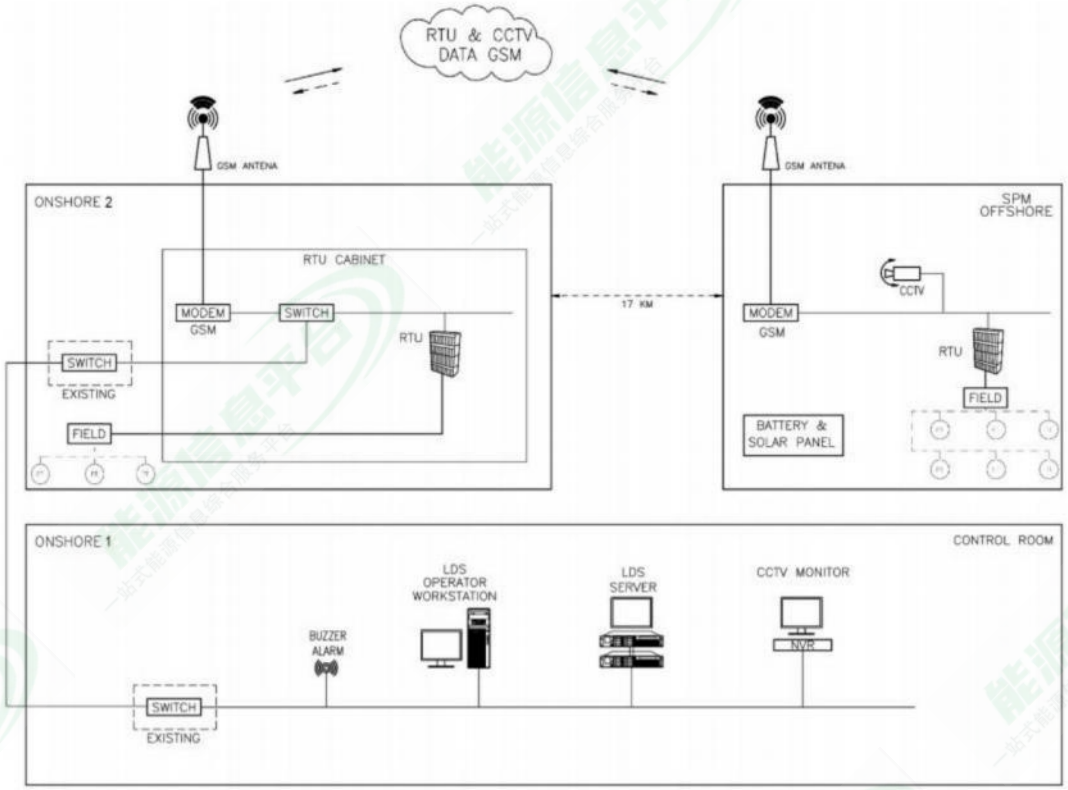


图 1 项目系统架构

海底管道系统

如图2所示,这是原油如何从油轮传输到 ORF 或反之亦然的整体拓扑。



图2 通过海底管网输送原油

悬链线锚腿系泊系统 (CALM) 或单点系泊 (SPM)

CALM 是一种可以安装在开放海域的系泊系统。 CALM系统仅将一艘船舶从船头停泊到一个停泊点,使其能够“风向标”,即在风和水流的共同影响下围绕浮标自由摆动。这种风向标功能意味着停泊的船舶可以自由地占据风、水流和波浪作用对其施加最小力的位置,总的效果是在不同的天气条件下具有更大的多功能性,使船舶能够保持停泊状态在停泊在两端的船只被迫腾出泊位的情况下继续进行货物转运。

CALM 终端主要由一个圆柱形浮标组成,该浮标通过锚链或“悬链线锚腿”固定在海床上。悬链锚腿允许浮标在限定范围内自由移动,同时提供使浮标返回到其理论中心位置的恢复力,从而为系统提供最大能量吸收所需的弹性。锚腿通过重型锚固系统拴在海床上,该系统是针对当地主要土壤条件和设计锚固力而设计的。

转盘由系泊平台、下水平台、悬臂管支架和中心管旋转单元旋转部件组成,通过重型三滚道滚子轴承安装在浮标体支架上。一个特殊的连接器将中心管旋转单元的旋转部分连接到转盘。这种特殊的连接器将转盘的运动传递给管道旋转部件,而不传递任何系泊载荷。转盘允许停泊的油轮绕码头自由旋转,并占据对风和水流的合力阻力最小的位置。它设计用于接收容量高达 150,000 载重吨的油轮,并将通过柔性软管上传原油。

以下是 CALM 的逐步操作:

1. 一艘油轮低速驶近SPM码头。船舶信缆将连接系泊装置
   缆索。
2. 将船舶的绞车和油轮拖至适当距离并关闭发动机。油轮响应波浪、水流和风的影响,在浮标周围慢慢地移动。
3. 浮动软管连接至油轮的管汇。
4. 现在可以装卸流体货物了。
5. 转移过程完成后,操作员只需断开软管并松开系泊缆索即可。

监控与数据采集系统

它是一个通过从远程位置获取实时信息来监视和控制设备的系统。它处理和分析地理上广泛的过程控制系统中的数据。它可以消除远距离现场检查、调整和数据收集的情况。

基本上,如图3所示,SCADA系统包括现场发射器、RTU、媒体
电信和 SCADA 软件。它可以支持多种协议,实现高效的数据交换。

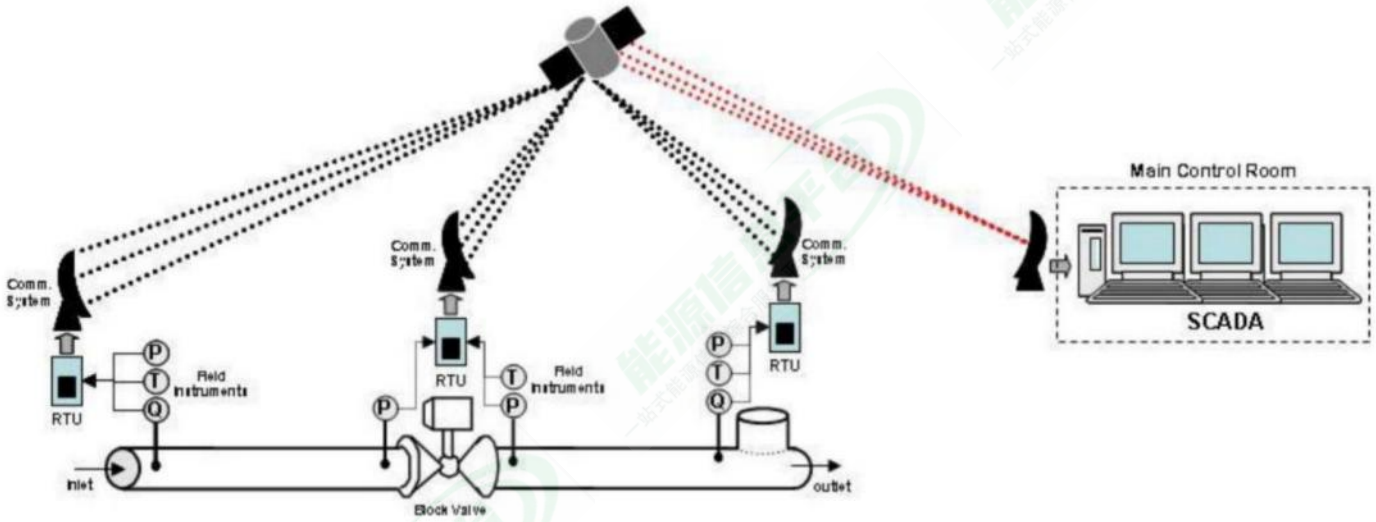


图 3管道运行 SCADA 系统互连

使用 SCADA 系统使用户能够从以下功能中受益：

- 工厂设备和制造区域、流程和生产管道的真实模型
- HMI应用程序通过网络远程部署在计算机中以进行监视和监督
- 网络安全与集中式安全配置集成
- 通过域控制器 (DC) 进行多用户身份验证和访问级别
- 分布式报警子系统提供有关现场、其他分布式控制系统 (DCS) 和第三方系统的报警和事件的信息
- 过程数据、警报和事件的历史归档以供将来参考

仪器仪表

它是一门如何利用现场变送器测量压力、流量、温度等过程控制变量的科学。这些设备将数据作为 4-20 毫安的常见电子信号传输到 RTU。
可靠和准确的数据是首要任务和最重要的事情。错误的测量总是会导致性能不佳和效率低下。

压力测量是常用的测量之一，施加在液体表面上并沿着整个表面均匀地传输。因此，表面上的力取决于固体的压缩程度和表面积的大小。它使用 4 至 20 mA 的 HART 通信，允许直接模拟连接到常见接收器，同时仍然使用高速可寻址远程传感器协议 (HART) 通信器提供完整的数字通信。

流量测量是测量通过管道的流体量的科学。
与使用超声波流量计（USM)的流量变送器相关，超声波流量计利用超声波进行测量并从管道外部测量流量。对于不受干扰的流动剖面，最重要的是选择与任何干扰源保持足够距离的测量点。只有这样，才能假定管道中的流动剖面已充分发展并获得更好的精度。如图4所示，建议上游距扰动源的距离为 10 D，下游距扰动源的距离为 5 D，其中 D 为测量点处的公称管道直径。

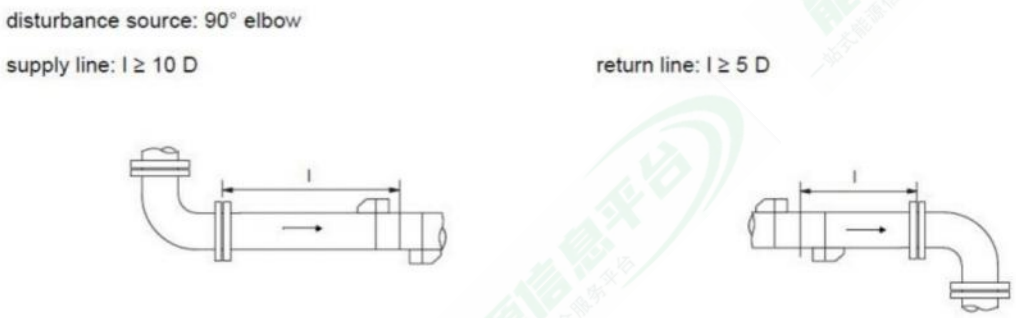


图 4 建议的直入口和出口管道长度示例

在这个项目中,如图5所示， 2 个换能器或发射器既充当超声波信号发生器又充当接收器。当安装在外管表面上时,它们彼此处于声学通信模式,这意味着第二个换能器可以接收第一个换能器发射的超声波信号,反之亦然。在操作中,每个发射器都会产生一定数量的声脉冲,然后作为接收器产生相同数量的脉冲。超声波信号的发送和接收之间的时间间隔是在两个方向上测量的。当管道中的液体不流动时,下游的传输时间等于上游的传输时间。当液体流动时,下游的渡越时间小于上游的渡越时间。下游和上游渡越时间之差与流动液体的速度成正比,其符号表示流动方向。该流量变送器没有移动部件,需要最少的维护,并提供长期、无漂移的运行。

超声波流量传感器分为湿式或非湿式（夹式）。夹式传感器被夹在管道的外侧,并且永远不会与过程流体接触。与传统流量计量技术相比,钳式传感器提供最大的便利性、灵活性和较低的安装成本。

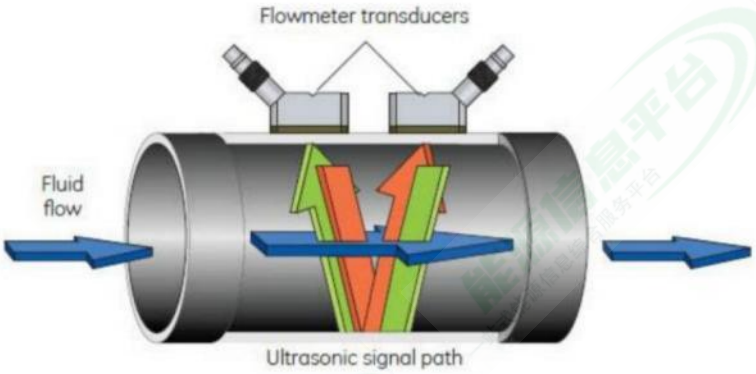


图 5 传输时间流量测量

温度测量有一些常见的温度传感器件,如热电偶、电阻温度检测器 (RTD)、热敏电阻和集成电路 (IC)。支持HART通讯协议。

远程终端设备

来自现场发射器的所有信息都将由 RTU 收集。 RTU 硬件提供了一些有用的功能,例如:

- 输入输出 (I/O) 技术、I/O 板和 I/O 扩展选项的选择
- 具有多种技术和电压范围的输入电源选项

·输入电源电压监控

- 用于操作系统固件本地/远程重新编程的启动监视器
- 硬件看门狗
- 串行通讯端口
- 通用串行总线 (USB) 通信端口
- 闪存只读存储器 (ROM) 和非易失性随机存取存储器 (NV RAM)

·可更换锂电池

- 以太网支持:非屏蔽双绞线 (UTP) 或屏蔽双绞线 (STP)

·工作温度范围为-40…+70 °C (-40…+158 °F)

·支持世界级认证美国保险商实验室 (UL)、加拿大标准协会 (CSA)、欧洲合格性 (CE)、监管合规标志 (RCM)、易爆环境 (ATEX)、1 级 Div。 2

RTU 应使用现代 Windows 应用程序进行配置,并使用开放标准 IEC 61131-3 编程语言进行编程,例如功能框图 (FBD)、结构化文本 (ST)、梯形图 (LD)、顺序功能图 (SFC) 和指令表（IL）。

媒体电信

SCADA系统利用各种通信方式在控制中心和现场发射器之间发送和接收数据。该项目使用的媒体是全球移动通信系统（GSM）。这是点对点配置。 GSM 使用多频段全向天线,可支持蜂窝无线保真 (Wi-Fi)、GSM、通用移动电信服务 (UMTS)、长期演进 (LTE) 和 5G。

监控与数据采集软件

SCADA HMI 显示过程值并使用户能够监视、分析和控制关键参数。最终它将优化流程性能。它位于 OM 控制室,监视和控制从 CALM 到 ORF 的所有管道操作。

SCADA服务器包含数据库（系统上每个项目的配置和数据)并与RTU和LDS服务器通信。数据经过处理后可在 SCADA 软件中使用（例如,原始模拟数据可能会缩放到更有意义的范围）。如果配置为这样做,服务器还可以向任何这些设备发送指令（控制）,例如启动泵或关闭电机。

从服务器发送的控件可以自动或手动触发。

通常,SCADA 系统包含一个中央 SCADA 服务器和多个 SCADA 客户端。 SCADA 客户端向用户提供来自 SCADA 数据库的信息,并将用户定义的操作发送到 SCADA 服务器。

通过登录 SCADA 客户端,您可以通过 SCADA 服务器与远程设备进行交互。例如,您可以使用 SCADA 客户端向设备发出控制,控制从 SCADA 客户端发送到 SCADA 服务器,在服务器上进行处理并发送到适当的设备。然后,SCADA 服务器更新数据库以指示控制尝试的结果。

SCADA客户端可以在SCADA系统上执行广泛的任务,包括发出控制、响应警报和配置数据库。但是,用户的权限可能会根据其职责限制对功能的访问。例如,操作员级用户通常能够使用 SCADA 来监控系统并响应警报,但无法访问配置功能。

作为操作员,将主要使用 SCADA 客户端访问:

- 模拟 - 图形显示,可以提供对操作菜单（用于警报管理、控制等)和相关显示（例如其他模拟、趋势、列表)的访问。
- 警报显示 - 各种显示（警报横幅、警报列表等）,提供有关系统当前发出的警报的信息。您可以使用这些显示屏来访问警报管理功能。
- 趋势 - 显示一段时间内的值轨迹。
- 事件日志 - 系统上事件的记录。您可以使用事件日志（也称为事件列表)来跟踪特定事件发生的原因和时间。

标准显示器组将包括以下内容:

1. 主显示 2. 型号和
产品显示 3. 系统显示 4. 压力（扬
程)曲线 - 液压曲线 5.
系统摘要 - 总体泄漏部分概述 6. 泄漏流量和警报 - 泄漏流量和
警报表和趋势 7 . 泄漏检测阈值 – 泄漏检测阈值 8. 配置文
件 – 其他物理配置文件 9. 仪表 – 用于泄漏检测系统的现场发射器

闭路电视 (CCTV)

由于其易于安装的设计,安装了闭路电视来监控 CALM 周围的任何活动,包括在油轮装卸过程中。这款专业网络视频录像机（NVR)采用强大的处理器,为对图像细节要求较高的应用提供4K分辨率处理能力。此外,NVR 还可以作为边缘存储、中央存储或备份存储,并具有直观的快捷操作菜单,用于远程管理和控制。它独立于视频管理系统 (VMS) 运行,可支持多用户访问,并与开放网络视频接口论坛 (ONVIF) 2.4 协议兼容,并可与 4K 摄像机实现互操作。

CCTV系统与NVR之间的集成包括对图像质量参数的调整,优化数据包的大小,以确保通过网络的高效传输。通过实施这些措施,CCTV系统可以有效运行,不会对RTU的数据传输造成重大影响,保持LDS项目的完整性和可靠性。

太阳能发电系统

该太阳能电池板将安装在 CALM 上,将太阳能转化为电能。三个主要组件是光伏（PV)模块、太阳能控制器和电池。根据连接某些用电设备的系统要求,计算出功率约为200W,标称电压为24V。太阳能充电控制器将用于从光伏组件供电,为电池充电。该控制器允许多个模块串联用于 12V 和 24V 电池系统。详细的电池编程选项可为最新的锂、镍镉和铅酸电池类型提供高级电池支持。

本项目采用磷酸铁锂（LiFePO4)电池,其优点:

·能量密度高,重量更轻,能量更多

·高充电电流（缩短充电时间）

·高放电电流（例如,可以在小型电池组上进行电烹饪）

·电池寿命长（可达传统电池电池寿命的六倍）

·充电和放电效率高（由于发热而造成的能量损失非常小）

·提供更高的连续功率

SCADA系统如何支持LDS功能?

仪表设置

在流动条件下，LDS 期望获得所有传入和传出流量以及相应的时间戳和质量标志。如果任何活动流量计具有不良质量标志,则整个段的泄漏检测将被禁用。

所有收货和交货都需要温度变送器。站产品温度将
如果测量准确,则可用于调整。

地面温度传感器用于计算管道沿线周围的土壤温度。在没有地面温度传感器的情况下,将配置每月环境温度的估计值。
可以为每个月和多个位置配置环境温度。

所有收货、交货和隔离部分（至少一个)都需要压力变送器。泵站吸入和排出压力将用于提高泄漏检测性能,但如果其中任何一个缺失,泄漏检测将使用最近的可用变送器自动重新配置局部泄漏部分。

所有设备状态都用于正确预测站点的正常运行条件和瞬态情况
和摆动位置,并将泄漏检测系统从流动模式转变为关井模式。

禁用现场仪表

可以通过两种可能的方式禁用现场发射器：

1. 可以仅禁用模型中的任何现场发射器。如果正在现场发射器上执行工作,但该发射器在 SCADA 系统中未禁用并且会提供错误信息,则可以执行此操作。另外,如果已知现场发送器不正确,则可以将其禁用,直到可以修复现场发送器为止。此操作是通过嵌入图形包中的显示或通过标记为 “锁定取出”(LOTO) 的字段来执行的。

2. 如果现场发射器在 SCADA 系统中被禁用和/或标记为不新鲜,则该信息将被发送到模型,然后现场发射器将在模型中被禁用。

SCADA 仪表接口

SCADA 轮询率将对短期平均周期持续时间产生影响。最短平均期限必须包含来自现场变送器 SCADA 系统的多次更新。因此,如果轮询率为 20 秒,则最短平均周期应为 80 秒或更长。

模型对来自现场的 SCADA 值进行筛选,以去除异常信息。
当 LDS 软件接收到的仪器值与周围数据不一致时,RTU 会收到一条信息警报,表明存在潜在问题并应进行检查。如果仪器自行纠正,模型就会撤回该消息。此功能非常重要,因为很多时候仪器会出现短期异常输出。

每个点的历史记录、时间戳和置信值均由 LDS 模型维护。每个点都分配有一个可靠性因子； SCADA系统为模拟提供初始点状态

然后,模型计算该点的可靠性因子,作为自上次收到良好值以来的时间函数。可靠性因子（置信度)从 0.0 更改为 1.0。当收到新的良好值时,它设置为 1.0,并立即开始衰减。每个点类型都有一个单独的时间衰减因子。

这些值可以在系统调整期间调整。当计算的置信度达到可配置的下限（这是一个人为值,理论上0.0到1.0之间的任何值,它是没有可用更新时衰减到的最小值,默认值为0.4)时,模型会自动禁用它。阀门、泵和地面温度不会衰减。

LDS软件的仪器分析系统提供了多种报警,其中包括：

·高范围违规

·低范围违规

·高仪器漂移（如果某个位置有冗余发射机则可用）

·物理值与周围数据不一致（如果有冗余发射器则可用）

·在某个地点）

·在指定时间后丢失来自 SCADA 的数据输入

·SCADA 的固定值

SCADA 与 LDS 集成LDS

项目中的实时数据库和泄漏检测系统 (SCADA/LDS) 之间的通信通过开放平台通信数据访问 (OPC DA) 协议实现,如图 6 所示。从 LDS 发送的数据SCADA 系统（包括泄漏警报)也采用 OPC DA 协议。 LDS 软件需要使用基于互联网协议的分布式数据服务 (DDSIP) 协议进行传入和传出通信。为了实现这一点,LDS 软件的 DDSIP OPC 应用程序充当转换器,在 OPC DA 和 DDSIP 协议之间转换数据。

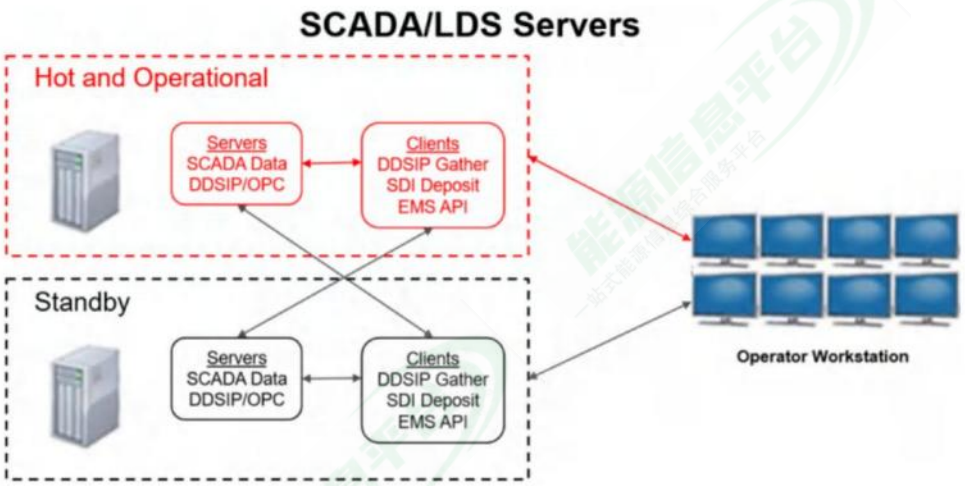


图 6SCADA 和 LDS 冗余机制

为了实现 SCADA 系统和 LDS 软件之间的数据交换（如图7所示） ,必须在用作 LDS 软件数据源的每台服务器上安装和配置 SCADA 数据服务器。 SCADA数据服务器持续运行并定期与SCADA系统通信以确定其状态。主（热且可操作)SCADA 计算机的数据服务器提供数据,而备用数据服务器则监视 SCADA 系统的状态。如果状态发生变化（例如故障转移） ,先前活动的 SCADA 数据服务器会断开客户端连接,并且其中之一

备用数据服务器变为活动状态,允许客户端连接。然后,LDS 客户端应用程序重新连接到活动 SCADA 数据服务器、重新注册数据点并与活动数据同步
服务器。

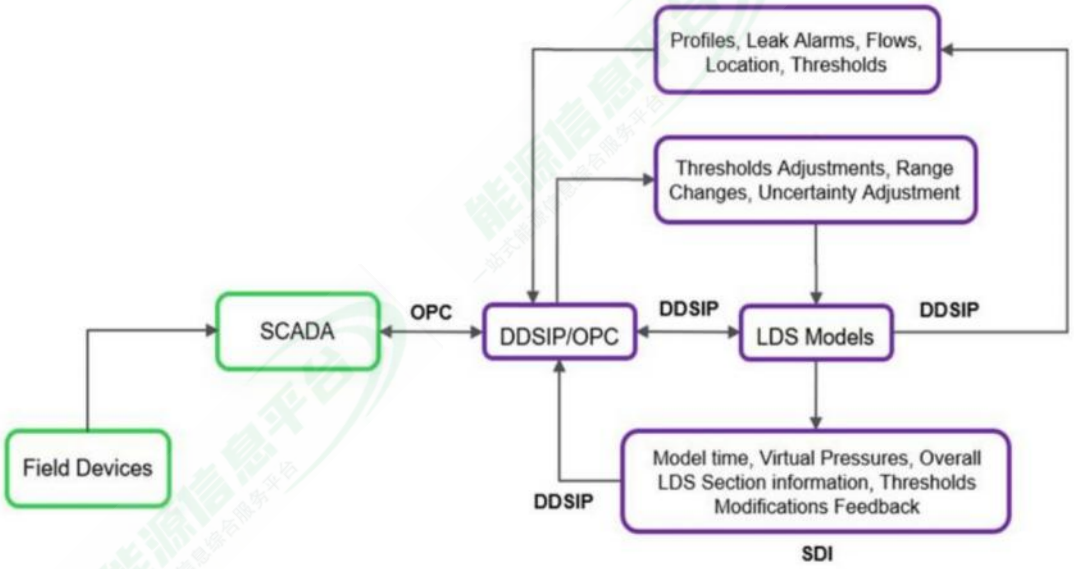


图 7　SCADA 和 LDS 之间的接口图

如果 LDS 客户端无法连接到 SCADA 数据服务器或丢失现有连接,它将尝试根据配置的 simpoint 收集文件中定义的扫描周期重新连接。在每个扫描周期内,客户端将按照可配置的超时间隔进行 3 次连接尝试。此过程将持续进行,直到满足以下条件之一:

- SCADA服务器连接成功
- LDS系统已关闭

请注意,如果收集文件中的某个点在 SCADA 数据库中不存在,则 LDS 软件模型会将消息写入运行日志中,并继续对数据库中存在的所有点进行正常操作。

重新建立通信后,客户端DDSIP进程清除通信丢失告警。然而,由于目前与SCADA系统的通信较差,因此无法将此状态写回数据服务器。

漂移一般是指变送器的指示值逐渐偏离实际过程
价值。这种漂移可能来自许多不同的来源,例如:

- 电子偏差
- 外部参数（环境温度变化等）
- 更换工艺流体（从一种原油更换为另一种原油等）
- 物理变化（测量水龙头被污染）

SCADA 数据传输至 LDS

LDS 系统需要来自所有计量站以及管道沿线的压力和温度变送器的遥测信息。每个数据点检索值
、时间戳和质量

信息,然后用于评估数据的有效性。有效数据用于更新 LDS 计算。无效数据被丢弃。这一切都是通过使用DDSIP Gather功能来实现的。

LDS 到 SCADA 客户端驻留在 LDS 服务器上。 SCADA 数据服务器也驻留在 LDS 服务器上,并向客户端应用程序（即 LDS、SCADA 客户端)提供数据。 LDS 应用程序将向 SCADA 数据服务器提供 LDS 应用程序所需的数据点列表。所请求的数据点的格式将与现有的SCADA系统数据架构兼容。 SCADA 数据服务器提供 LDS 客户端和 SCADA 数据库之间必要的链接。

LDS 客户端应用程序将注册客户端想要定期检索值的数据点。 SCADA 数据服务器将确定哪些点值已更改,并将用仅包含已更改的点值的消息响应客户端。 LDS 客户端应用程序将根据所需的更新速率将数据点分组在一起,以各种速率安排数据检索。如有必要,可以在项目调试阶段调整数据检索间隔。

点类别作为广泛的分类,不指定单个 SCADA 数据点。
他们对预期的点类型进行分类。提到的 SCADA 数据库表和列条目特定于表定义。

以下项目定义了 LDS 在线模型期望的信息的大类
从 SCADA 系统检索。假设所有类别的数据均可用。

1. 现场变送器类型包括压力、流量和温度。所有变送器值均为模拟值,可在 SCADA HMI 中找到。

2. 管道模拟需要了解所有建模阀门的状态。的打开/关闭状态
   SCADA HMI 中将分别提供阀门。

表 1 模拟表数据属性

请求的数据属性	描述	对应SCADA字段
价值	当前模拟读数	xxxxxxxxxx.CurrentValue
时间戳	获取并转换当前读数的时间	xxxxxxxxxx.当前时间
质量	点值状态	xxxxxxxxxx.当前质量

LDS 数据传输至 SCADA

LDS 应用程序将使用模拟数据交换 (SDI) 将模拟和状态点发送回 SCADA 系统。这将由 LDS 系统向 SCADA 数据服务器发送存款消息来执行。该存款消息将包含数据点的名称和值。 SCADA数据服务器将值写入SCADA数据库中指定的对应数据点。

数据库中数据点的 SCADA 配置将根据该值确定警报的类型和/或严重性。

每个 SDI 进程在启动时都会读取一个静态配置文件 (sdi.dat),该文件定义了要按照用户可配置的时间频率将哪些信息写回到 SCADA 数据库中。如果数据库不可用,SDI 会向 SDI 日志文件生成一条消息,并尝试每十 (10) 秒重新连接到数据库。
此过程将持续进行,直到满足以下条件之一：

- SDI已连接
- LDS软件系统或SDI进程关闭

通信故障

当 LDS 和 SCADA 服务器之间的通信丢失时,无法从数据服务器检索管道数据,并且 SCADA 数据库无法使用来自 LDS 的信息。 LDS 显示屏最终将显示系统状态“已禁用”和降级的发射机置信度。当与 SCADA 服务器的通信恢复时,LDS 模型将再次检索管道数据以执行其计算。 LDS 显示屏将显示系统状态“正常”和良好的发射机置信度。

对 LDS 模型的影响将取决于与 SCADA 服务器的通信恢复的延迟。

系统对通信故障的反应取决于故障的范围。例如,如果 SCADA 失去与截止阀站点的连接,预计不会发生重大变化。该系统仍然可用并完全运行,并且总体泄漏检测阈值将自动调整以反映体积不确定性的变化。如果泄漏发生在该站附近,则泄漏检测时间可能会增加,并且泄漏定位精度会降低。这里不能给出性能降低的具体值,它们对于每个管道部分都是唯一的。当连接恢复时,泄漏检测系统会自动将阈值调整回原始值。

任何与收货或交付地点相关的通信故障都将被视为泄漏检测系统的重大事件。如果任何部分流量计数据不新鲜,泄漏检测部分最终将被禁用。默认情况下,如果流量计数据不新鲜,则需要 600 秒（可配置)来禁用泄漏部分。当通信恢复时,系统将恢复运行并使用可用的良好数据。该模型无法“赶上”丢失的数据。

LDS

该项目使用的LDS软件符合以下全球标准：

- 鹿
  - API 1130 RP – 液体管道 CPM
  - 交通运输、管道和危险材料安全管理局 (PHMSA)
    - 49 美国联邦法规 (CFR) 第 195 部分：“管道安全:危险液体的安全”管道
    - 49 CFR Part 191&192： 管道安全:天然气输送管道的安全:最大允许工作压力 (MAOP)
  - 用于估计泄漏警报阈值的 API-1149 标准
  - 用于评估基于软件的 LDS 的 API-1155 标准
  - API-1161液体管道人员培训标准
- 加拿大
  - CSA Z662:19“石油和天然气管道系统”
- 欧洲
  - EC天然气协调小组
  - FR 天然气标准化办公室
  - GR 管道系统技术规则 (TRFL)

- 英国 BS EN 16348:2013,天然气基础设施 – 天然气输送基础设施的安全管理系统 (SMS) 和天然气输送管道的管道完整性管理系统 (PIMS)

- 环境保护局 (EPA) 批准的敏感区域解决方案（洛杉矶、夏威夷、塞萨洛尼卡、黑海、切萨皮克湾、墨西哥湾）

软件解决方案基于 RTTM 方法,可提供最高保真度的液压剖面。它符合 API-1130 标准,API-1130 作为基于软件的算法监控工具,用于增强管道 RTU 识别液体管道水力异常的能力。这些异常可能表明管道商品释放,因此,这些类型的系统通常也称为 LDS。 CPM 中概述的所有方法如图8所示,可用于检测特定管道上的各种泄漏或商品释放,并且由于每条管道都是唯一的,因此最适合一条管道的泄漏检测方法可能不适合另一条管道。

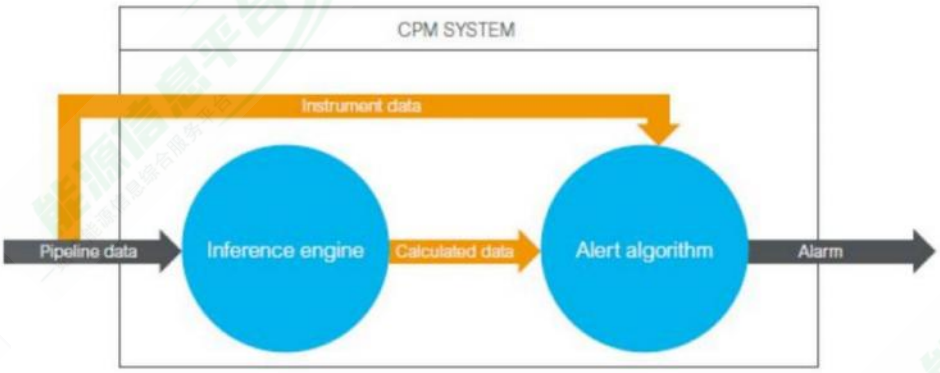


图 8 计算管道监控系统图

此 RTTM 方法应用程序要求安装与 LDS 软件中的高级模型关联的模块,以确保此应用程序使用最准确的线路包。

基于 RTTM 方法的泄漏检测应用程序使用多种方法的组合来检测和定位泄漏。泄漏可能发生在管道的任何地方,泄漏的大小各不相同,并且可能由疲劳、腐蚀、设备故障和盗窃引起。

LDS 软件中的液压剖面模块提供了计算和绘制压力/水头的方法
每个配置的管段中的轮廓。
液压剖面包生成四个压力/水头图：

- 海拔压力/水头

  该图显示了管道系统沿线的地面高程（以 psi 为单位）。它仅供参考,并会转化为一致性压力。该图将根据产品的重力而变化。

  调整后的压力绝不能低于该线。

·调整后的最大工作压力/扬程

  该图显示了管道系统中确保安全的最大压力。它是添加到管段中每个剖面点的标高压力的最大工作压力。调整后的压力绝不能超过该线。 ·表压/扬程 该图显示了管道沿线的遥测压力。它由管道操作中的液压剖面模块根据所有遥测压力值动态生成。遥测点之间的所有轮廓点处的压力是根据指定用于
提供产品跟踪的应用程序生成
  的结果来计算的。

除了这些压力和扬程曲线之外,液压曲线模块还可以显示已配置管段的其他曲线,例如流量、温度、密度、速度等。

LDS 软件调节

LDS 软件的高级模型包括压力和传热的自动调节功能。对于压力的自动调节,在管道发生重大物理变化或产品质量发生重大变化后仅需要几个小时。在这种条件下自动调节传热的持续时间取决于温度变送器之间的距离。

通常,该期限约为几天。对于两种类型的自动调节（即压力和传热）,软件将在调节时间段内连续运行。

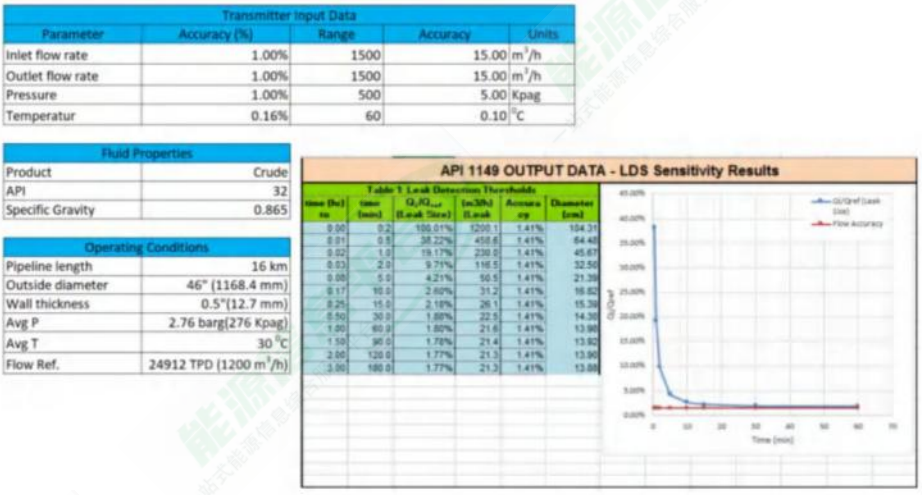
整体导纳（压力)调整。高级模型自动调整管道模型某些部分的总体导纳（管道摩擦力的倒数）。这对于考虑一些未知的管道特性是必要的。这是一个短期调整,大约为几分钟和几小时。下图显示了一些用于验证压力调节行为的诊断显示。

发射机漂移调谐。软件配置为允许 RTU 和/或模型补偿仪表漂移。该漂移包含在 SCADA 系统的接口中。仿真模型使用调整后的值进行所有计算。一般来说,如果一组发射机的冗余信息可用,则模型将计算发射机的漂移。如果模型计算出的漂移大于可配置值,则会生成警报并将其发送到 SCADA 系统。

传热系数调整。软件中的高级模型会自动调整管道某些部分与环境的整体传热系数。该调整基于在线土壤温度或流体温度输入。这是一个长期的调整,大约需要几周到几个月的时间。

基于 API 1149 估计阈值

在泄漏检测模型配置并连接到管道之前,可以使用 API 1149 标准计算理论上可达到的阈值,如图 9 所示。它用于详细说明影响泄漏检测性能的变量和可能的理论阈值的初步估计。 API 1149 用于获取阈值的起始值。安装模型后,将有一个调整阶段,在此阶段确定实际值。



Transmitter Input Data

Parameter	Accuracy (%)	Range	Accuracy	Units
Inlet flow rate	1.00%	1500	15.00	m^3/h
Outlet flow rate	1.00%	1500	15.00	m^3/h
Pressure	1.00%	500	5.00	Kpag
Temperatur	0.16%	60	0.10	°C

Fluid Properties	
Product	Crude
API	32
Specific Gravity	0.865

Operating Conditions	
Pipeline length	16 km
Outside diameter	46" (1168.4 mm)
Wall thickness	0.5"(12.7 mm)
Avg P	2.76 barg(276 Kpag)
Avg T	30 °C
Flow Ref.	24912 TPD (1200 m^3/h)

API 1149 OUTPUT DATA - LDS Sensitivity Results

Table 1 Leak Detection Thresholds

Time (hr) to	time (min)	$Q_L/Q_{Leak\ Size}$	(m3/h) (Leak	Accuracy	Diameter (cm)
0.00	0.2	100.01%	1200.1	1.41%	104.31
0.01	0.5	38.22%	458.6	1.41%	64.40
0.02	1.0	19.17%	230.0	1.41%	45.67
0.03	2.0	9.75%	116.5	1.41%	32.50
0.08	5.0	4.21%	50.5	1.41%	21.39
0.17	10.0	2.60%	31.2	1.41%	16.82
0.25	15.0	2.18%	26.1	1.41%	15.39
0.50	30.0	1.88%	22.5	1.41%	14.30
1.00	60.0	1.80%	21.6	1.41%	13.98
1.50	90.0	1.78%	21.4	1.41%	13.92
2.00	120.0	1.77%	21.3	1.41%	13.90
3.00	180.0	1.77%	21.3	1.41%	13.88

图 9　基于 API 1149 的泄漏位置模拟

实际上,最终阈值通常小于 API 1149 预测的阈值。这是多种因素造成的,包括发射器的保真度可能比制造商规定的更好（或更差）。

例如,可以提到的是,温度建模对 RTTM 方法的泄漏检测精度影响最大。基于 RTTM 方法的泄漏检测使用实时模型来计算详细的温度曲线,并且对温度测量的不准确性不太敏感,例如:

1. 阈值主要取决于重复性,而不是绝对精度。
2. 即使测量值在正确值附近振荡,对模型的影响也很小。影响较小的原因是,它只会影响当前流入管道的油量,而不会影响总油量。因此,振荡将在一定程度上抵消。

检测和确定泄漏位置的方法

LDS 应用程序采用综合方法,利用多种方法来有效检测和定位泄漏。通过各种质量平衡计算来识别大泄漏和小泄漏,同时采用压降计算来查明泄漏的精确位置。为了覆盖各种泄漏尺寸,LDS 集成了多级质量平衡监测系统。

如图 10所示的质量平衡方法,利用质量守恒方程,考虑进入和离开管道各部分的 SCADA 流量,以及流量变送器之间的质量变化。该计算在多个时间段内执行,从而可以在不同的操作条件下（包括稳态、瞬态和关断情况)准确检测和评估线路组。

$$F_{leak} = \frac{\overbrace{\sum F_{in}\Delta t - \sum F_{out}\Delta t}^{FDIF} + \overbrace{(Mass_{t-\Delta t} - Mass_t)}^{VDIF}}{\Delta t_{avg}}$$

F_{in}	flow into the section
F_{out}	flow out of the section
F_{leak}	leak flow
$Mass_t$	current mass of a section
$Mass_{t-\Delta t}$	last pass mass of a section
Δt	time difference between historical values
Δt_{avg}	averaging period

*** F and Mass can be mass or standard volume

图 10　质量平衡方程

为了确保有效的泄漏检测,管道被分为多个控制体积,LDS 计算每个控制体积的质量、动量和能量守恒方程的解。
管道中的总质量受产品特性、温度和压力的影响,由所有控制体积的累积质量得出。存储管道总质量的历史数据并用于精确的管道包计算。

采用多个平均周期来快速、高精度地检测不同程度的泄漏。平均周期的数量和间隔是可定制的,最多可以灵活地设置四个平均周期。在所监控的特定管道中,平均周期设置为5、15、60和120分钟。这些周期可以调整,或者在现场调整期间添加额外的周期。多个时间平均值用作泄漏的冗余验证,并为检测和评估泄漏尺寸提供不同的分辨率级别。

质量平衡方法还可用于定位系统内的泄漏。局部质量平衡计算在配备压力传感器的截止阀之间进行。这种方法提供了更快的

响应较大的泄漏并提高泄漏定位的准确性。本地定位方法依赖于进出每个本地部分的模拟流量,而不是 SCADA 流量。

本地定位方法的精度取决于所使用的压力传感器的精度。

本地级别采用与整体泄漏段相同的平均周期,在内部收集历史数据而不产生警报。虽然操作员无法通过 HMI 访问有关局部泄漏部分的具体信息,但 LD 工程师可以使用 LDS 软件调试工具对其进行检查。

此外,HMI 还为操作员提供本地泄漏区域内疑似泄漏的大致位置,帮助他们做出响应。局部工段计算出的数据供整体检漏工段进行综合分析和决策。

使用稳态压降方程计算泄漏位置,如图11所示。

假设泄漏上游和下游的压降速率不同。

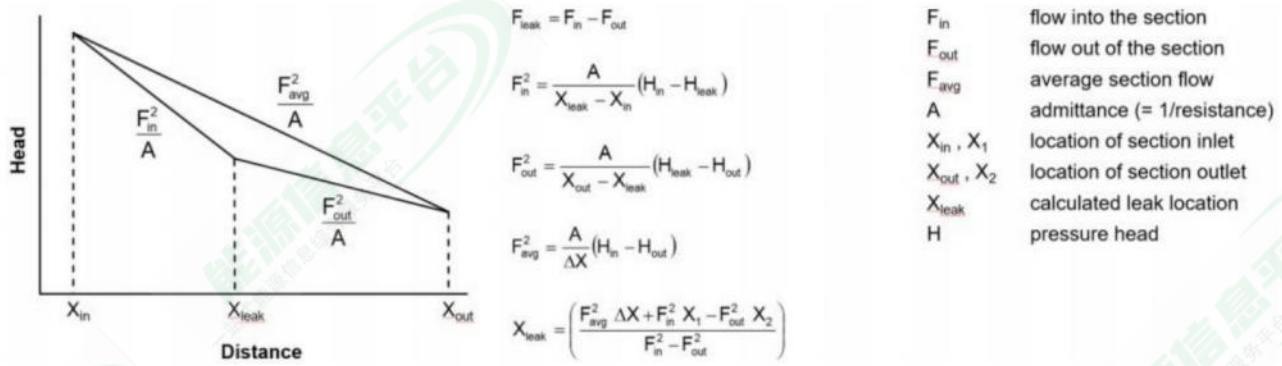


图 11　泄漏位置计算

图12代表LDS软件HMI。

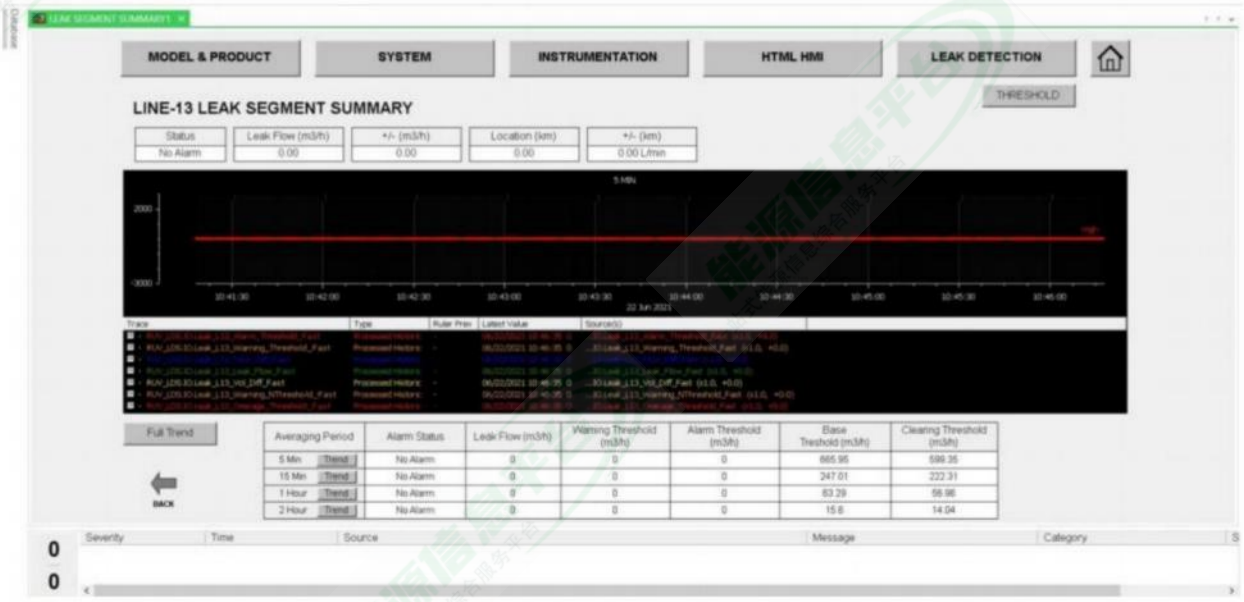


图 12　LDS HMI 仪表板

泄漏检测测试方法

在任何情况下,LDS在投入生产之前都会经过严格的测试。该测试包括正式且记录在案的工厂验收测试程序和现场验收测试。工厂验收测试的主要目的是验证系统的大部分功能,包括

各种相关应用程序之间的通信。在工厂测试之前,客户会准备并批准测试文件。客户在此测试阶段发挥着关键作用,验证系统是否准备好进行现场安装。

在 FAT 期间,泄漏检测系统会针对各种正常和异常情况进行测试,包括:

- 流动稳态条件
- 流动瞬态条件:
  - 管道启动/关闭
  - 关闭/无流量状态

每个场景都将针对多种泄漏尺寸进行测试 - 从不同位置的最小可检测到完全破裂。

与 FAT 一样,现场测试遵循客户批准的正式程序。现场验收测试的重点是验证 SCADA 系统和在线泄漏检测系统之间的通信。系统的性能也是这一阶段的首要关注点。初步 LDS 调整在现场验收测试之前完成,并在正式测试之后进行额外调整。

遵循此正式测试程序,建议由客户自行决定执行多次实际泄漏测试（产品撤回）。通常,执行泄漏测试是为了验证是否满足项目的性能要求。客户还评估系统定位管道泄漏的能力。

如果没有计划或不可能进行实际泄漏测试,则可以通过更改任何有源流量计的流量计系数来测试泄漏检测。它并不代表真正的泄漏测试,但它将显示泄漏检测检测流量计不准确或流量不平衡的能力。

脱碳石油和天然气设施

排放按类型或范围进行分组，必须根据其分类进行处理,如图 13所示。根据温室气体 (GHG) 协议,排放范围分为三个范围。

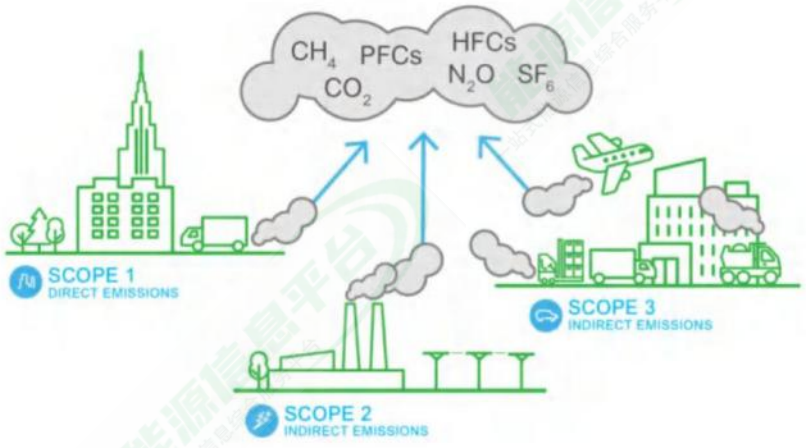


图 13　温室气体议定书规定的三个排放范围

1. 范围 1 排放是指组织直接负责产生的排放。常见的例子包括燃气轮机或蒸汽轮机驱动的大型压缩机或泵以及现场热源或发电源,例如锅炉。

2. 范围 2 排放是指电网发电产生的排放。这些排放被认为不属于工业设施的直接责任（因为由公用事业运营商决定能源结构），但公司仍然对这些排放负责，因为它们是由需求驱动的。

3. 最后，范围 3 排放是所有其他间接排放。这个广泛的类别包括从废物管理产生的排放到价值链中产生的排放的所有内容。在许多情况下，范围 3 排放不仅占总排放足迹的最高部分，而且也是最难解决的。

减少现场设施二氧化碳排放的方法

工业活动是温室气体排放的主要来源，其中包括石油、天然气和炼油行业，该行业有多个子细分市场，涵盖石油和天然气的整个价值链。没有一种万能的解决方案可以实现净零排放目标，而是有无数的创新机会。

随着生产进入更复杂的油藏，全球石油和天然气生产的净能源系数持续下降，这意味着需要更多的能量来支持流动和压力。最后，随着运营碳足迹转移到地理偏远地区，运营风险更高，环境影响也更显着。

因此，了解泄漏位置及其大小来缩短采取行动的时间是决定性的。
泄漏检测系统是降低可能的管道故障和环境足迹的运营成本的重要因素，因为它可以将响应时间缩短到不到一分钟。

针对上述部分（泄漏检测系统)提到的情况，提出了一种解决方案来监测管道完整性并使用全球定位系统来定位泄漏并停止运营，以避免大量石油或天然气排放对温室气体排放的影响。气体释放到环境中。数据显示，该地区4天后已出现管道故障，已有300多桶泄漏到海洋中，因此有可能减少90%以上的泄漏桶。

温室气体排放量的主要减少似乎是避免了乘船或直升机监测管道的行程次数（减少和控制泄漏，无论对环境的影响如何。
对于本例，我们使用了来自美国环保局的船舶和直升机柴油消耗的平均排放因子和运营数据。其中一个主要发现是，通过实时监控，响应时间可能会不到一分钟。

LDS 项目的挑战

这个特定的 LDS 项目面临的几个挑战：

1. 使用太阳能光伏和电池的自主电源系统源。利用来自太阳的间歇性能量，它应该在 3 天内为所有电子设备供电。
2. CALM中有限的空间导致超声波流量变送器的精度和性能受到影响。
3. CALM 的占地面积和重量限制。由于它可以自由旋转，因此应合理计算设备位置、尺寸和重量，以免造成 CALM 损坏。
4. 由于Covid-19大流行，项目执行、现场工作和调试被推迟。

结论

客户已确定与该项目相关的几个关键业务价值：

1. 运营效率和环境影响：

- SCADA和LDS软件提供了简单的操作和维护,操作员和工程师将能够看到来自现场发射器、RTU、CCTV、电池电压和原油管道的液压剖面的所有参数。 ◦通过减少船员前往 CALM 和返回岸上的次数,减少 CO2 排放量 1.4 吨/往返（357.8 kgCO2e /h,船舶在 50% 负载下每小时消耗 130 升,通常 4 小时往返）。这使得运营更加可持续。 ◦船员船舶柴油的运营支出 (OPEX) 成本降低。

2、高级参数配置：

- 用户可以根据不同油轮的原油类型进行预设条件。这确保了高效、简化的操作,专门针对原油的 API 特性量身定制。

3、环境保护及防溢漏：

- 该项目解决了防止海底管道泄漏引起的水道溢油的关键问题,从而最大限度地降低环境污染风险。

- 例如,估算考虑了从容量为 165,000 DWT（载重吨)的油轮上卸载阿拉伯轻质原油的过程,流量为 5,000 m3/h,压力为 10 kg/cm2g。通过实施 LDS 系统,可以有效地预测和减轻潜在的泄漏和相关的环境损害。

这些确定的商业价值凸显了该项目对运营效率、环境责任以及保护环境免受潜在石油泄漏和污染影响的积极措施的承诺。

致谢作者对施耐德电气项目和管理
团队对本文发表的支持表示最诚挚的谢意。

命名法

SPM 单点系泊
ORF陆上接收设施
RU炼油厂装置
LDS 泄漏检测系统
OM石油运动
SCADA 监控和数据采集
API美国石油学会
HMI人机界面
RTTM 实时瞬态模型
RP 推荐做法
CPM计算管道监控
GPS全球定位系统
2019 年 COVID-19 冠状病毒病
RTU远程遥测单元
OPC 开放平台通信
W32Time Windows 时间服务
NTP网络时间协议
LED发光二极管

5. 自由悬挂刚性立管:创新 X 市场解决方案

文献摘要: 超深水油气勘探面临一系列技术挑战，但随着立管技术的不断创新，这些挑战已逐渐被克服。当谈到自由悬挂式刚性立管时，最常见的解决方案是钢制懒波立管(SLWR)，它依赖于在管道的额外部分安装浮力模块。SLWR 系统的主要挑战之一是安装浮力模块的额外成本和时间，以及安装相关的风险和需要额外的立管长度来容纳浮力。也有人提出了其他解决方案，如 Gimbal Joint 立管(GJR)，它是一种与立管连接在一起的铰接式立管，可以减少触点(TDZ)的动态影响;或者残余曲率立管(RCR)，它由变形的刚性立管部分组成，可以耗散从悬挂到触点(TDP)传输的能量。根据恶劣的环境条件和浮动单元的类型，所有的解决方案都有自己的最佳点。本文旨在介绍三种解决方案的概念，并在成本和技术可行性方面进行比较，并假设一个参考案例。上述三种技术以不同的方式解决了从悬挂到 TDP 的能量耗散问题，它们是使用不同资源和基于不同概念的独立解决方案。假设安装时间和总成本是自由悬挂刚性立管系统最相关的两个方面，除了管线张力标准外，这是用于比较解决方案的主要标准，特别是在悬挂处。建立了 SLWR 解决方案，并在文献中发表了一些结果。这些结果可作为本工作的参考。根据 API 等级，RCR 目前处于技术就绪等级 2 (API/TRL-2)，其估计基于数值模型和分析计算。GJR 是技术准备等级 2 (API/TRL-3)的解决方案，目前正在进行技术鉴定过程的结论。因此，在对 GJR 进行评估时，根据鉴定程序中已经进行的实验测试，使用校准的数值模型。结果表明，在运行和极端情况下，RCR 和 GJR 比 SLWR 具有更好的性能，且成本更低。SLWR 在疲劳寿命方面略优于竞争技术，但 GJR 和 RCR 的疲劳结果也符合使用要求。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

OTC-32725-MS

自由悬挂刚性立管:创新 X 市场解决方案

Andre Ramiro Amorim、Peter Tanscheit、Victor Bandeira、Rodrigo Klim Gomes 和 Peyman Asgari,Subsea7,巴西里约热内卢

版权所有 2023,海上技术会议 DOI 10.4043/32725-MS

本文准备在 2023 年 10 月 24 日至 26 日在巴西里约热内卢举行的巴西离岸技术会议上发表。

OTC 项目委员会在审查了作者提交的摘要中包含的信息后,选择了本文进行演示。论文内容未经海洋技术会议审查,如有修改,请作者指正。该材料不一定反映海上技术会议、其官员或成员的任何立场。未经离岸技术会议书面同意,禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要;插图不得复制。摘要必须包含 OTC 版权的明显承认。

摘要

超深水石油和天然气勘探面临一系列技术挑战,这些挑战已通过立管创新逐步克服。对于自由悬挂式刚性立管,最常见的解决方案是钢懒波立管 (SLWR),它依赖于沿管线管的附加部分安装浮力模块。 SLWR 系统的主要挑战之一是安装浮力模块所需的额外成本和时间,此外还存在与安装相关的风险以及需要额外的立管长度来容纳浮标。人们已经设想了替代解决方案,例如万向接头立管 (GJR),一种与立管同轴的铰接接头,可减少着陆区 (TDZ) 的动态效应,或残余曲率立管 (RCR),其中包括变形的刚性立管部分,消散从悬挂传递到着陆点 (TDP) 的能量。

根据恶劣的环境条件和浮动装置类型,所有解决方案都有自己的最佳点。本文旨在介绍三种解决方案的概念,并假设参考案例在成本和技术可行性方面对它们进行比较。上述三种技术以不同的方式解决了从悬挂到 TDP 的能量耗散问题,它们是使用不同资源并基于不同概念工作的独立解决方案。假设安装时间和总成本是自由悬挂刚性立管系统最相关的两个方面,那么除了线路张力标准之外,这些是用于比较解决方案的主要标准,尤其是在悬挂处。建立了SLWR解决方案,并在文献中发表了一些结果。这些结果可以作为当前工作的参考。根据 API 等级,RCR 目前处于技术成熟度 2 级 (API/TRL-2),并根据数值模型和分析计算进行估计。 GJR 是技术成熟度 2 级 (API/TRL-3) 的解决方案,目前正在完成技术鉴定过程。因此,为了评估 GJR,需要根据鉴定计划中已进行的实验测试使用校准的数值模型。结果表明,与 SLWR 相比,RCR 和 GJR 在运行和极端情况下表现出更好的性能,且成本更低。

SLWR 在疲劳寿命方面略优于竞争技术,但 GJR 和 RCR 的疲劳结果也符合运行要求。

关键词:万向接头、残余曲率立管、钢懒波立管

介绍

钢悬链线立管 (SCR) 是一种著名的立管系统,一直受到深水应用的青睐。
然而,由于主机平台在恶劣环境下的大幅移动,它遇到了重大挑战。这些运动可能会导致 TDP 过度压缩和疲劳。由于张力限制、屈曲问题和疲劳问题等多种原因,SCR 可能不是超深水的最佳解决方案。由于这些限制,替代立管系统,例如钢懒波立管 (SLWR),通常更适合超深水应用。这些替代品提供更好的疲劳性能、改进的拉伸能力和更大的灵活性,以适应超深水环境中遇到的苛刻条件。

市场上有许多替代解决方案,例如惰性波、普通波、陡波、陡波和重量分布式 SCR,但对于自由悬挂式刚性立管,最常见的解决方案是 SLWR,它依赖于沿管线管道的附加部分安装浮力模块。 2010年,SLWR配置首次在壳牌运营的巴西BC10油田使用,水深达到1780米（Felisita,2015）。关于 SLWR 配置的早期值得注意的参考文献可归功于Karunakaran 等人 (1996)。

SLWR 配置在管理大型平台运动方面表现出了卓越的弹性,特别是在强度和疲劳性能方面。然而,实现这一目标并非没有挑战。
与 SLWR 系统相关的主要问题之一是所需大量浮力模块以及这些模块耗时的安装过程导致成本增加。此外,安装过程中存在固有风险,并且容纳浮力模块需要额外的立管长度。

为了应对这些挑战,已经开发了几种替代解决方案。其中包括万向接头立管 (GJR),它涉及将铰接接头与立管集成在一起。这种创新设计有效减轻了着陆区 (TDZ) 的动态影响。

另一种替代解决方案是残余曲率立管 (RCR),它利用变形的刚性立管部分作为能量吸收器,有助于吸收从悬挂到着陆点 (TDP) 的能量。

本文旨在概述 GJR 和 RCR 概念,它们为 SLWR 提供了具有成本效益的替代方案。此外,它还试图追踪这些替代解决方案的技术鉴定流程的发展。需要强调的是,这项研究并没有提供全面的全球分析,而是提供了对整体行为的简明评估。主要目标是评估采用提议的替代解决方案替代 SLWR 的成本影响。

概念创新说明

万向节联合立管

GJR 技术的主要目的是利用资源和程序减少自由悬挂刚性立管上的压缩波,从而降低安装成本和风险。该概念包括引入铰接接头,为刚性立管提供额外的自由度,以便解耦悬挂处的激励和靠近 TDZ 的立管的响应。该铰接接头由设计用于承受拉力的钢制铰接铠装和提供弯曲刚度并充当所产生流体的导管的内管组成。当主机平台向立管施加向下速度时,能量通过立管从顶部连接传输到 TDZ,但铰接接头的存在消散了能量并减少了对立管的整体影响（Cruz， 2019）。

万向节可以被描述为由一系列接头组成的细长体,类似于脊柱的椎骨。这些椎骨通过环连接,环提供接头之间的连接,并保证对万向接头内的内部导管的保护。

椎骨在万向接头的概念中被称为身体节段,旨在提供接头和承受悬链线张力的能力。内环连接身体各部分,旨在保证铰接能力。主体部分和内环这两个部件在连接时形成所谓的装甲,它充当内环的保护屏障,支撑张力和疲劳载荷。铠装的端部通过一组端部配件连接,这些端部配件将张力从立管传递到铠装,从而保持内部导管不受张力负载。

装甲由摩擦系数尽可能低的接头组成。接头由专为水下作业设计的高阻力和自动润滑轴承组成。

另一方面,内导管被设计成提供所需的弯曲刚度并保证产出流体的输送。内导管由连接到铠装末端的端部配件组成,以避免管道上的轴向载荷,如前所述。内管和铠装的设计和组装是为了避免部件之间的碰撞,因为它会影响万向接头的正常操作并导致内管损坏。

当技术部件组装起来时,铰接接头为立管提供了承受压缩波所需的自由度。图 1说明了万向节概念。

万向节可以作为立管的在线设备安装,无需操作人员的大量参与。此程序安装运行期间所花费的时间。

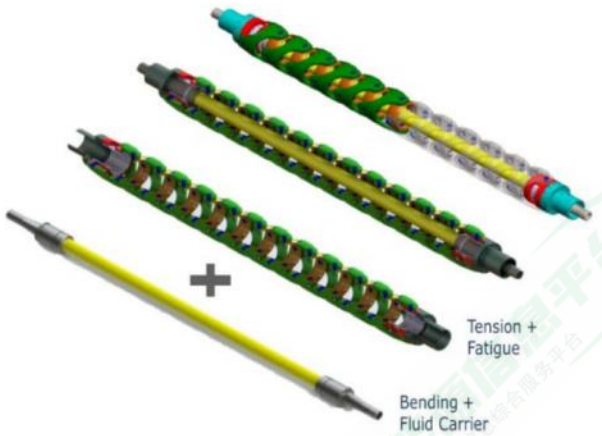


图 1 万向接头的概念,由用于支撑张力和疲劳的铠装和用于支撑弯曲载荷和输送流体的内管组成。

万向节概念需经过 2018 年启动的资格认证过程。资格认证过程分为三个阶段。第 0 阶段致力于通过分析和数值验证来证明这一概念。第一阶段经过大量工作后完成,提供了缩小规模的实验测试并将技术状态升级到 API/TRL-3。最后,最后一个认证步骤,即第 2 阶段,将使用全尺寸原型进行,以完成认证过程并将技术带入产品阶段 (TRL-4)。资格认证计划的时间表如图3所示。

万向节鉴定过程的第一阶段分为机械测试和水动力缩小比例测试。后者包括确定水动力系数的测试以及缩小规模和截断悬链线的实验,而前者计划研究内部导管和装甲之间的相互作用以及接头的正确操作。两项测试均考虑了阶段 0 中使用的相同参考案例。

机械测试采用钢比例 1:9 模型进行。图 2显示了机械测试布局,其中 GJ 处于悬链线配置,以及 OrcaflexTM （Orcina，2023)中开发的数值模型,并根据测试进行了校准。缩小比例模型代表了全尺寸原型中的所有万向接头细节。流体动力学系数是通过两个打印的塑料模型得出的,比例为 1:9 和 1:30,接头固定。这些模型在水中进行强制振荡,以评估阻力和附加质量系数。悬链线受迫振动是在波浪盆中使用 1:30 比例的钢模型进行的。环境和立管的所有属性都被认为代表万向接头的操作。在后续研究中， （Ramiro,2023)提供了 GJR 技术状态的详细资格,概述了完成技术资格过程的挑战。

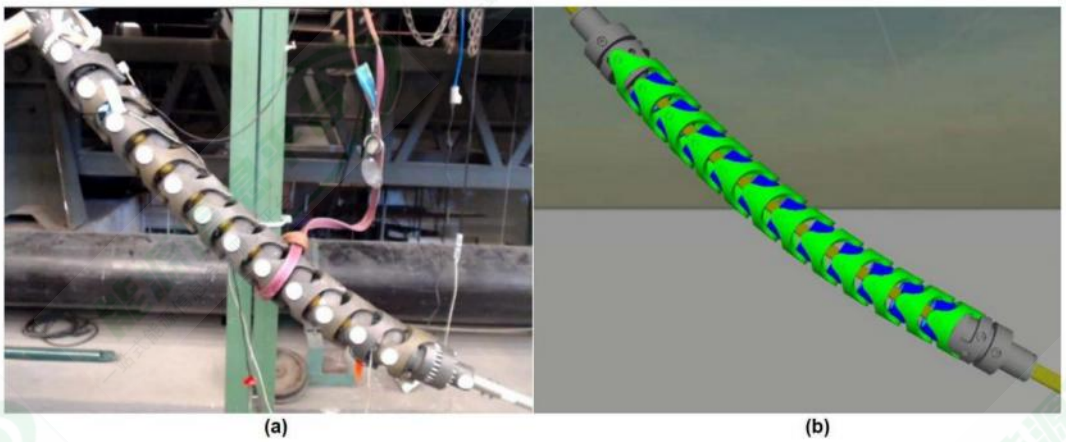


图 2 (a) 1:9 比例的机械测试和 (b) Orcaflex™ 中开发的缩小比例模型。

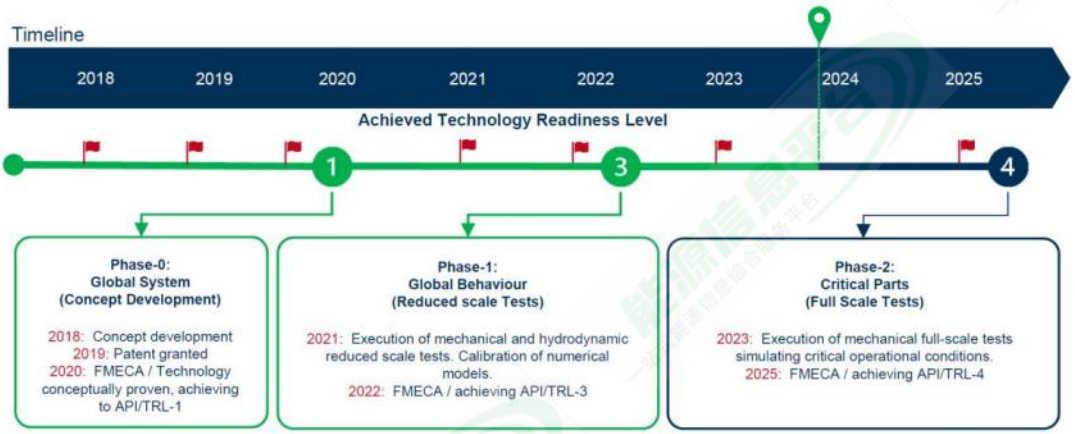


图 3　万向接头立管鉴定时间表。

残余曲率立管

Equinor（前挪威国家石油公司)开发了残余曲率方法并获得了专利（Endal,2005 年）。它可以防止运行条件下因热膨胀和不受控制的横向运动而引起的流线横向屈曲。遵循Endal (2005)提出的相同概念,针对立管提出了一种创新解决方案。该解决方案涉及将残余曲率部分合并到沿立管的自由悬挂悬链线配置中。这种方法在立管中引入受控塑性变形,有效地耗散顶部区域产生的能量并保护底部区域免受压缩波的影响。在（Ramiro,2021)进行的一项可行性研究中,发现残余曲率解决方案可以有效降低 TDZ 处的应力水平,同时保持在

与 SCR 相比,可接受的限度。这种类型的解决方案对于卷绕管道安装方法特别有趣。

当管道缠绕到容器的卷轴上时,它在穿过对准器和卷轴时会发生塑性变形。为了纠正管道铺设期间由卷筒和对准器引起的变形,对矫直器进行校准,以在与曲率相反的方向上施加张力（Roy,2014）。然而,如果卷轴上的矫直器设置为在特定长度上留下预定曲率而不是完全矫正它,则在安装后可能会保留一些残余曲率。

值得注意的是,该方法的推荐残余应变范围为 0.1% 至 0.3%,尽管这可能会根据冒口的外径和厚度而变化。因此,建议在为每个特定应用确定适当的残余应变范围时考虑这些因素。立管配置的设计确保即使在极端操作条件下,残余曲率部分也始终保持悬浮在海床上方,从而最大限度地减少与海床接触的风险。随后,可以评估接触海底是否有利于结果可能存在的风险。

RCR 的概念和功能已通过两个技术鉴定阶段的分析得到验证和论证,从而使 RCR 达到API RP 17Q 的技术准备级别 2。

定义了 GJR 和 RCR 技术的概念后,下一章将介绍
在某些预先建立的假设下,将解决方案与典型的 SLWR 进行比较。



图 4　残余曲率立管鉴定时间表。

方法

对所提供的解决方案进行比较,重点是对巴西桑托斯盆地分散式系泊 FPSO 场景中典型生产立管的极端和疲劳分析进行调查。表 1提供了有关现场场景的更多详细信息。使用 Orcaflex™ 模拟全局分析的负载情况,包括极端和疲劳条件。由于本文的重点是研究 TDZ,因此假设悬挂处存在固定连接,并且仅根据一阶波浪引起的运动来计算损坏。

表 1　桑托斯盆地情景。

Property	Value	Unit
Filed / Spectrum	Santos Basin / JONSWAP	[-]
FPU	Typical FPSO	[-]
FPSO Draft	Full load	
FPSO Heading (clockwise from true North)	210 deg	[deg]
Water Depth	2150	[m]
Soil stiffness	544	[kN/m/m]

GJR 和 RCR 概念将进行数值评估,并将结果与 SLWR（作为参考案例)进行比较。图 5显示了每种配置的示意图。三个系统包括多个共同组件,例如顶部连接处的柔性接头 (FXJ)、立管顶部的列板、底部的直列锚栓 (ILA) 以及位于立管顶部的管道端接 (PLET)。位于流程末端（见图5 ）。这些配置协同工作以确保最佳性能和稳定性。

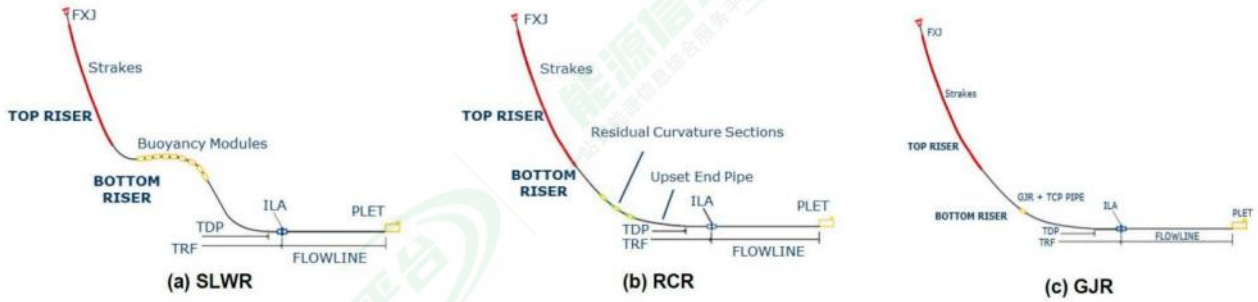


图 5　概念示意图。

本研究展示了桑托斯盆地常用的典型生产立管,其内径为 8 英寸,壁厚为 1 英寸。立管设计用于承受极端环境负载。为了评估立管的性能,还考虑了优化的 SLWR 进行比较。分析不考虑海洋生长,因为它只影响立管靠近水面的上部。

因此,它对 TDZ 没有影响。表 2提供了正在评估的每个不同概念的立管的详细规格。

表 2　立管规格。

	Value		Unit
	SLWR	GJR/RCR	
ID	225.5	203.2	mm
Wall Thickness, WT	25.3	25.4	mm
Coating Thickness	69	75	mm
Coating Density	704	700	kg/m^3
MLP Thickness	3	3	mm
Seabed Strength Stiffness - Normal	0.5	0.5	-
Seabed Strength Stiffness - Axial	0.2	0.2	-
Internal Design Pressure, P_d	657	657	bar
Internal Pressure Reference Level	20	20	m
Steel Pipe API Grade	X65	X70	-
Poisson's Ratio	0.3	0.3	-

为了坚持保守主义,新概念的立管方位角正在垂直于船舶的方向上进行调查和研究。与参考案例（其中槽位位于船中前方 74 米)相比,我们正在更远的位置（最大 79 米)分析 GJR 和 RCR 概念,以获得更大的垂直运动。表3列出了每个概念相应的后退长度和悬挂立管长度。较短的后退长度使 FPSO 能够更接近油井,从而节省立管长度。

表 3 概念的排列。

	Value			
	SLWR	RCR	GJR	Unit
Top Angle	8.5	10	10	deg
Riser azimuth, CW from N	286	300	300	deg
Hang-off longitudinal position, from midship (SLWR)	74	79	79	m
Hang-off side	Starboard	Starboard	Starboard	-
Buoyancy module	57	N/A	N/A	Qnt.
Increment thickness at upset-end pipe	N/A	6.350	N/A	mm
upset-end pipe section length	N/A	180	N/A	m
Suspended Riser length	3660	2794	2983	m
Flowline length	2018	2018	2018	m
Layback length	1579	898	953	m

在极端负载分析中,通过将电流方向与近偏移和远偏移的方向对齐来考虑电流负载的影响。原则上,估计海上结构的极端载荷效应需要考虑适当的载荷条件,例如100年或10,000年重现期,并考虑来自各个方向的波浪。为了使用 Gumbel 分布获得 90% 分位响应,需要对所有海况进行综合分析,包括生成一组 3 小时长的海况实现和响应分析。然而,在实践中,可以通过假设立管中的最大响应与悬挂位置处的最大向下速度相关来进行简化。该标准可用作识别控制海况和估计最大向下速度的筛选工具。

Ramiro（2021b)充分描述了基于Metocean的综合考虑所有载荷条件和波向的波浪筛选分析方法。该方法涉及计算波浪等值线图中所有海况的每个波浪方向的向下速度。此外,为了准确识别主导海况,利用短脊海进行波浪筛选。

经过筛选分析,确定最大向下速度达到3.41 m/s。这发生在右舷侧的一个槽位,位于 FPSO 船中前方 79 m 处。 100 年波方向为东南偏东（ESE）,峰值周期为14.9秒,有效波高为6.7米。对于 SLWR,相同的波导致位于距船中 74 米的槽中的向下速度值较低（3.37 m/s）。

对极端环境和操作条件的几种组合进行了分析,以涵盖所有极端条件。利用率的基本原则是验证对于任何负载场景中任何考虑的故障模式,设计负载效应不会超过设计阻力。表 4中提供了极限状态 (ULS) 的载荷工况组合。由于横摇运动导致悬挂时的运动很大,因此不考虑 10 年期波浪和 100 年期当前情况的组合,因为 100 年期波浪将是最关键的载荷情况。尽管如此,还是进行了敏感性分析来证实这一假设。

表 4 极端载荷工况矩阵。

Limit State	Offset	Offset Direction	Wave/Current	Content Fluid – kg/m^3	System Condition
ULS	7% of WD	Near Nominal Far	100yrs / 10yrs	Maximum: 560 Minimum: 200 Operating: 350	Intact Mooring

表4所列工况中,近偏移距含液量较大,远偏移距含液量较大。
事实证明,就利用率而言,最小密度是最关键的。

疲劳分析是估算超深水中立管在 SLWR 的 HOG 和 GJR 和 RCR 的 TDP 的一阶操作波下的疲劳寿命的过程。值得注意的是,基本情况考虑了吃水/偏移对热点点扩散的影响。为了保守起见,疲劳分析中不考虑电流载荷的影响。因此,在解释结果时记住这一点很重要。为了进行分析,使用不规则波浪,并在每种海况下采用雨流计数方法。运行初步案例来识别导致 TDZ 中 90% 损坏的负载案例。在其他分析中仅运行这些载荷工况（34 个载荷工况）,如表5 所示。分析中考虑了联合北海波浪项目 (JONSWAP) 定向扩展谱,具有 21 个波浪方向和 12 的扩展指数。表 5中的模拟执行持续时间为 2700 秒，而波向是相对于正北顺时针方向测量的。出于保守性的考虑,544 kN/m/m 的线性土体刚度被认为是最合适的估计值,因为它非常接近上限值。

表 5　疲劳波和波高引起的偏移。

Load Cases	Tp [s]	Hs [m]	γ	Direction [deg]	Offset [m]	Occurrence [hours]
1	8.06	2.16	1.56	90	15.57	616.6
2	12.37	2.26	1.00	90	16.13	84.2
3	12.28	3.13	1.04	90	20.90	22.0
4	8.05	1.45	1.11	120	11.21	245.1
5	8.13	2.14	1.52	120	15.01	307.2
6	9.93	2.19	1.10	120	15.26	353.3
7	12.35	2.25	1.00	120	15.64	243.4
8	9.46	3.14	1.63	120	21.07	79.9
9	12.28	3.09	1.03	120	20.77	73.6
10	14.75	3.14	1.00	120	21.05	10.5
11	11.32	4.03	1.49	120	27.17	5.4
12	15.18	4.24	1.00	120	28.65	3.6
13	8.16	2.20	1.55	150	15.44	269.7
14	10.00	2.18	1.09	150	15.35	386.4
15	12.35	2.26	1.00	150	15.75	393.2
16	9.58	3.14	1.60	150	20.51	91.4
17	12.34	3.12	1.03	150	20.41	142.9
18	14.92	3.16	1.00	150	20.65	23.7
19	12.31	4.10	1.31	150	26.06	18.3
20	14.87	4.21	1.00	150	26.71	7.7
21	14.97	5.11	1.13	150	32.33	3.7
22	10.05	2.25	1.10	180	7.97	354.8
23	12.25	2.34	1.00	180	8.26	356.1
24	9.67	3.14	1.57	180	11.12	160.4
25	12.37	3.18	1.04	180	11.26	270.7
26	15.07	3.24	1.00	180	11.47	47.7
27	12.39	4.13	1.30	180	15.12	55.4
28	15.19	4.12	1.00	180	15.07	20.0
29	15.54	5.18	1.07	180	19.93	6.9
30	11.79	4.23	1.44	210	10.83	92.1
31	11.50	5.09	1.77	210	13.98	22.8
32	13.91	5.23	1.31	210	14.53	12.8
33	14.79	6.26	1.37	210	18.84	4.2
34	14.34	7.28	1.64	210	23.70	2.2

在本研究中,假设 FPSO 在五种不同的吃水深度下运行,每种吃水深度都有不同的 RAO,对应于不同的负载,范围从可能的轻船到满载,并考虑到 FPSO 使用寿命期间的不同暴露（参见见表6)。值得注意的是,没有生产的 FPU

存储容量,例如半潜式平台,可能不像 FPSO 那样具有典型的吃水分布。该研究总共分析了 170 个荷载工况,每个荷载工况考虑了 5 个草图。

表 6 典型 FPSO 在其使用寿命期间的吃水暴露情况。

	Draught 1 (Like-light)	Draught 2 (Medium-1)	Draught 3 (Medium-2)	Draught 4 (Like-full)	Draught 5 (Full load)
Exposure (% Service life)	15%	25%	35%	20%	5%

在本研究中,使用 SN 曲线方法估计每个负载情况的失效周期数。采用Palmgreen-Miner伤害累积法计算寿命。以被动方式在管道外径 (OD) 圆周上的 16 个等距点处计算损坏。为了确定一阶波浪载荷引起的疲劳寿命,使用 Orcaflex™ 软件（Orcina，2023)并被动地假设钢管截面中的“均匀管道应力”。本研究中使用的 SN 曲线详见表7。值得注意的是,计算中不会被动使用安全系数。

表 7 SN 曲线,来自 DNV-RP-C203。

Curve	Position	m_1	$\log(a_1)$	Limit	m_2	$\log(a_2)$	Thickness Exponent (k)
D w/ CP	Outer	3	11.76	10^6	5	15.61	0.20

疲劳损伤计算中应用的应力范围是通过施加应力来确定的
相关时,集中系数以及标称应力范围的厚度修正系数：

$$S = S_0 SCF\left(\frac{t_{fat}}{t_{ref}}\right)^k \quad (1)$$

其中S0是标称应力范围， SCF是应力集中系数， (tfat/tref) k是厚度修正系数TCF。在这项工作中,平均代表性管道壁厚tfat等于管道公称壁厚,同时不考虑腐蚀。根据 DNV (2021),参考壁厚为 25 毫米。作为保守假设,所考虑的TCF和SCF的乘积为1.2。

虽然残余曲率立管 (RCR) 在极端环境下显示出有希望的结果,但它可能需要额外的工具,例如在 TDZ 实施加厚端管道或较轻的底部立管,以满足取决于海上油田的操作要求。 “加厚端管”涉及在特定区域的每根管的两端增加额外的厚度。附加厚度可以位于内部,减少内径,或位于外部,增加外径。该解决方案的可行性已通过联合工业项目 (JIP) 进行了广泛研究。在他们的研究中， Izquierdo 等人。 (2008)概述了加厚端管的开发和鉴定过程,重点是提高疲劳性能。最近， Ramiro (2023b)对桑托斯盆地情景中的钢悬链线立管 (SCR) 的翻转端厚度进行了敏感性分析。结果表明,在不改变整体质量和机械性能等配置的情况下,焊接响应得到了显着改善。

这表明加厚端管具有提高疲劳寿命、同时保持立管现有结构特征的潜力。

本研究的重点是通过采用 RCR 概念的长度为 180 m 的加厚端管段来提高 TDP 钢立管的疲劳寿命。为了建立公平的比较基础,考虑使用加厚端管的 GJR 的疲劳寿命也与 RCR 一起进行了研究。此分析可确保两种解决方案在相同的操作要求下进行评估,从而进行有意义且准确的比较。

为了实现这一目标,建议将加厚端管的壁厚增加 25%。通过采用这种厚度修改,加厚端管段可以显着增强立管系统在 TDP 处的疲劳性能。应该指出的是,市场上提供了一系列在焊缝处具有不同厚度修改的加厚端管,通常范围为 10% 到 50%。这些选项可以灵活地选择适当的厚度修改,以满足特定的设计要求,并提高钢立管系统在 TDP 下的疲劳寿命。

为了确保立管系统在极端和操作环境条件下的完整性,
考虑表 8中列出的标准:

表 8 极端和操作要求标准。

Criteria	Acceptable value
Utilisation Factor[1]	<1
Unfactored Fatigue life, year	>500

1) Based on Combined loading, bending moment and External/Internal overpressure LRFD method described in DNVGLST- F201

GJR 和 RCR 概念可以使用卷盘铺设方法进行安装,并由七号织女星 (Seven Vega) 等专用船只提供便利（见图6 ）。这艘最先进的容器具有两个卷轴,主卷轴具有 5,600 吨的巨大存储能力,能够容纳直径从 4 英寸到 20 英寸的产品。

副卷轴的容量为 1,600 吨,使总容量达到令人印象深刻的 5,600 吨。为保证作业顺利进行,系统最大动态顶拉力达600吨,矫直机直径21米,矫直机具有欠矫直和过矫直功能,可实现立管的精准高效对中。

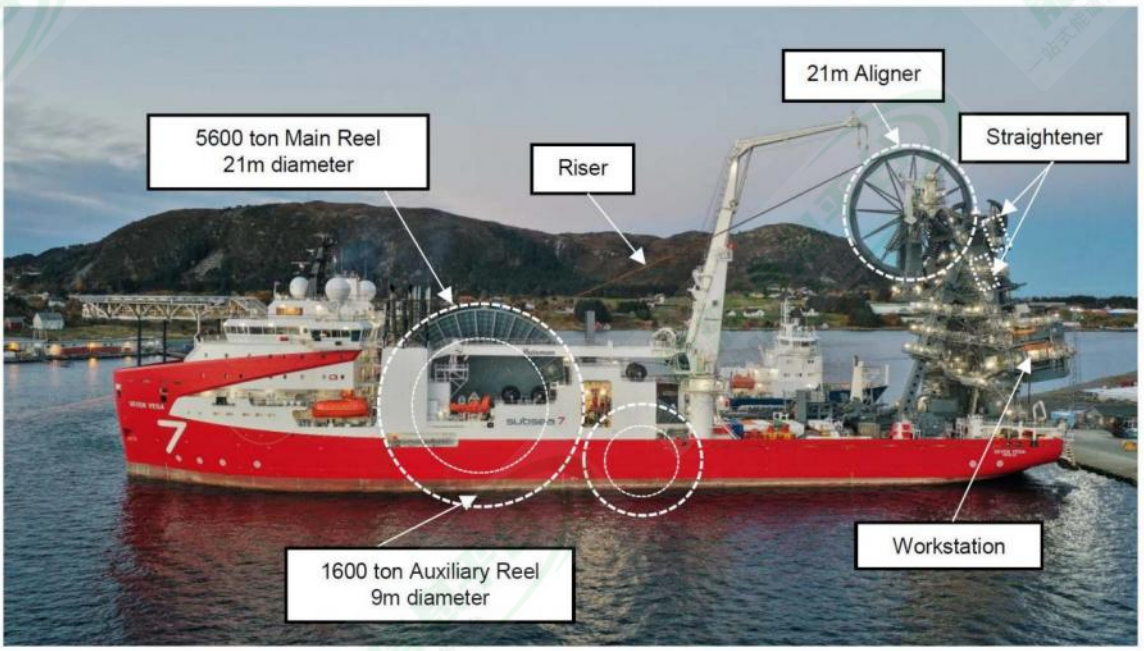


图 6Subsea7 的 7 Vega 铺管船。

讨论

全局行为评估

为了进行全面评估,考虑到上一章中描述的假设和前提,进行了全局评估。为了保证立管的完整性,

根据可接受限度,对于最终极限状态（见表4 ）,所提出概念的利用率不得超过 1（见表8 ）。

图 7中的比较分析表明,在极端条件下,GJR 和 RCR（在 TDZ)优于 SLWR（在大弯位置）。值得注意的是,虽然GJR和RCR由于其纵向悬挂位置而具有较高的向下速度,但它们的利用率低于SLWR。具体来说,在下降速度为 3.41 时,RCR 和 GJR 的利用率分别为 0.89 和 0.82,而 SLWR 的最大利用率为 0.96,位于大弯位置,TDP 时的最大下降速度值为 0.54。 3.37米/秒。需要注意的是,在浮力损失的情况下,SLWR的利用率可以从0.96提高到0.97。基于这些发现,可以得出结论,GJR 和 RCR 是极端条件分析更合适的选择。

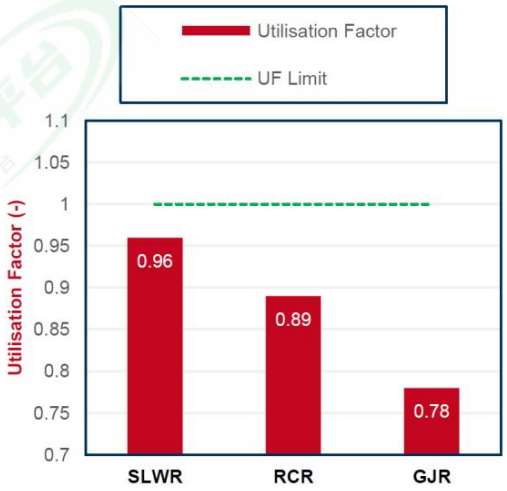


图 7　SLWR（猪弯）、RCR (TDZ) 和 GJR (TDZ) 的利用率比较。

使用表8中概述的标准对拟议概念的运行性能进行了彻底评估。结果直观地显示在图8 中。据观察,SLWR 表现出良好的疲劳性能,并成功满足所有要求的标准。相比之下,GJR 表现出令人满意的疲劳性能,尽管其疲劳寿命低于 SLWR。

相比之下,RCR未能满足500年的最低运行要求,表明需要采取额外措施来增强其疲劳性能。为了解决这个问题,根据该方法,RCR 考虑采用加厚端管,焊缝壁厚增加 25%。加厚端管的引入显着提高了 RCR 的疲劳寿命。具体来说,在 TDZ,疲劳寿命延长至令人印象深刻的 1372 年。

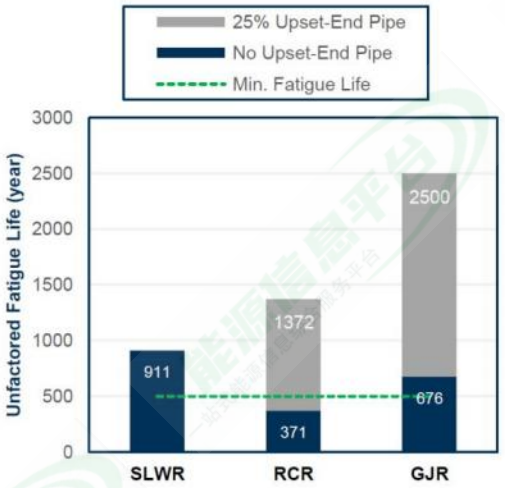


图 8　SLWR（大弯）、RCR (TDZ) 和 GJR (TDZ) 的疲劳寿命比较。

图 9比较了这三种概念在悬挂时的最大静态和动态有效张力。结果清楚地表明 GJR 和 RCR 均满足张力要求。
然而，值得注意的是，与 SLWR 的 DAF（1.55)相比，RCR 和 GJR 表现出更高的动态放大因数（DAF），分别为 1.64 和 1.67。

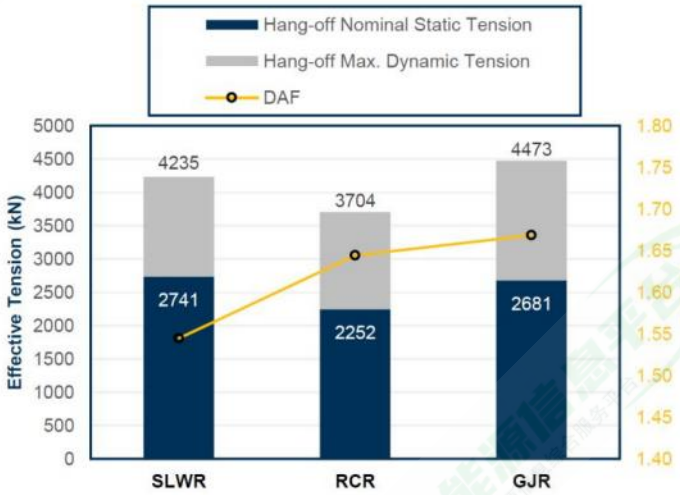


图 9　SLWR、RCR 和 GJR 的悬挂最大静态和动态有效张力和 DAF。

在全球评估中，残余曲率立管和万向接头立管均取得了令人满意的结果。然而，为了获得进一步的见解，本研究的后续部分重点关注这些替代解决方案的成本评估。目的是将实施 GJR 和 RCR 的成本影响与 SLWR 的参考案例进行比较。通过进行此分析，我们可以确定相对成本效益，并确定采用 GJR 和 RCR 作为 SLWR 替代方案的经济可行性。

图10和图11分别比较了SLWR、RCR和GJR的顶部连接有效张力循环范围和顶角循环范围的直方图。与图9所示的结果一致，与 RCR 和 GJR 相比，SLWR 表现出更高的顶部张力循环范围（见图10 ）。

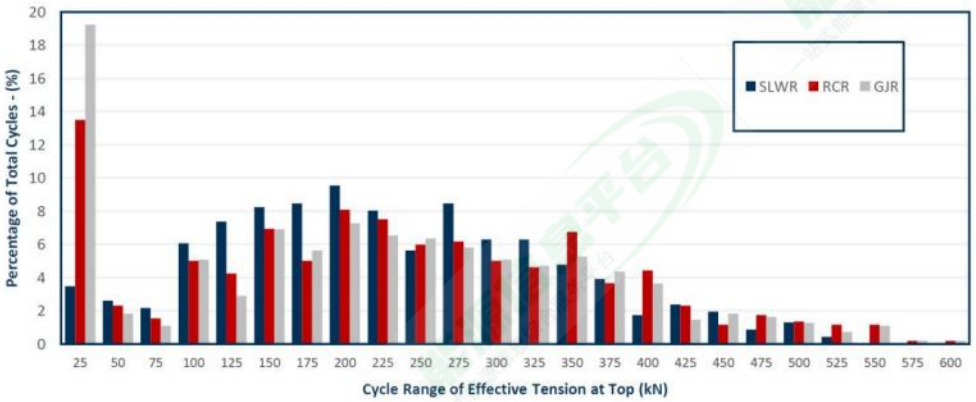


图 10　立管顶部张力循环范围直方图。

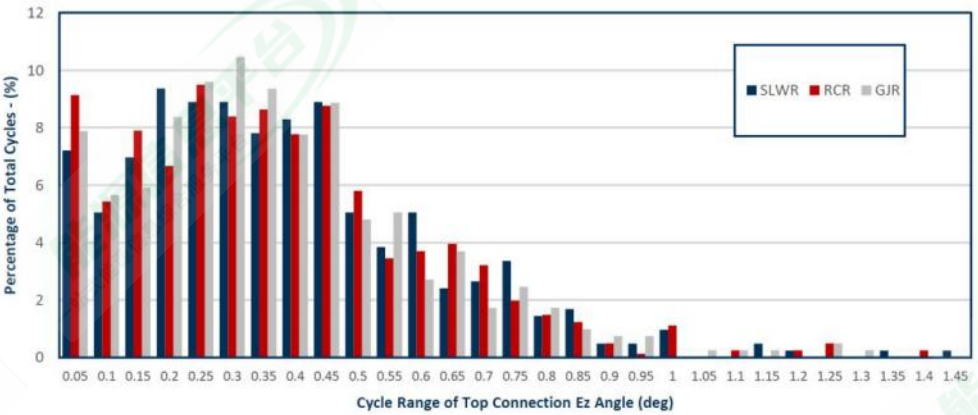


图 11　顶角循环范围直方图。

根据图11,顶角循环范围没有发现显着差异,而RCR和GJR遵循SLWR趋势。

此外,还对柔性接头长度的估计进行了初步评估,因为较短的长度会对成本评估产生积极影响。在初步分析中,假设顶部立管在悬挂处有固定连接,并对每个概念的利用率进行了分析。 UF 高于 0.8 的立管长度将被视为指示 Flex 接头长度的可接受的估计量。

因此,图 12提供了三个概念的顶部立管连接处利用率的比较图。每条曲线与水平线 (UF=0.8) 的交点表示柔性接头的长度估计值。根据图 12,与 SLWR 相比,GJR 和 RCR 的柔性接头都较短,而 RCR 则显着减少（减少了 35%）。

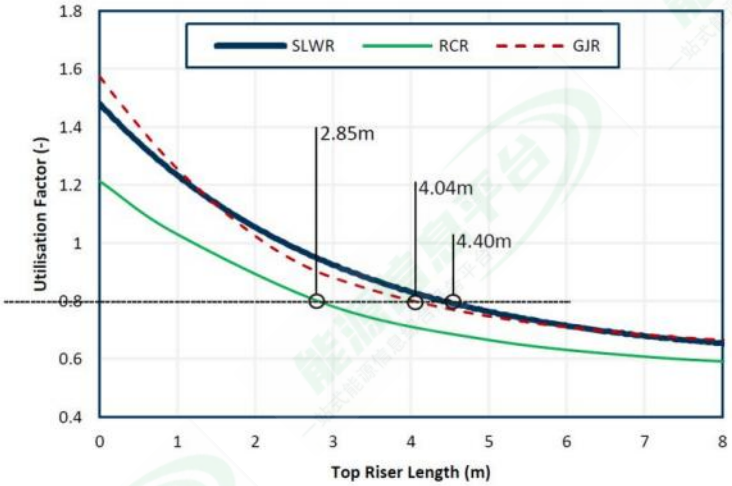


图 12　假设悬挂处固定连接的顶部连接利用率

成本评估

为了调查新技术、GJR 和 RCR 与 SLWR 配置相比，除了这里描述的技术优势和优势之外，是否还可以节省相关成本，我们已经进行了一个业务案例。表 9定性地显示了每个概念的系统组件。

表 9定性系统组件。

SYSTEM COMPONENTS	SLWR	RCR	GJR
Riser Monitoring System	✓	✓	✓
PLET Structure	✓	✓	✓
Buoyancy Modules	✓		
Anchoring System	✓	✓	✓
FXJ	✓	✓	✓
Strakes	✓	✓	✓
GJ			✓
TCP Pipe			✓
Upset-end Pipe		✓	

该业务案例将基于成本评估，考虑图 5和表9 中描述的场景，系统范围从 FPSO（Flexjoint)到 PLET。相对成本比较将以全球术语（初始价格与最终价格)显示，并突出显示启动前每个主要系统阶段的成本细目：

- 采购
- 物流
- 制造，以及
- 安装

“采购”项目将详细显示 (1) 浮力模块 (BM) 与相应技术、(2) 管接头数量和 (3) 其他系统组件的比较。 “物流”和“制造”项目直接考虑管接头的重量和数量。 “安装”

item 基于类似的安装过程考虑了每种技术的所有特性。为了澄清起见,将评估两种情况:第一种情况仅考虑悬挂长度的管道减少,即仅考虑立管系统中的影响。第二种情况考虑随着FPSO越来越靠近油井,整个管道系统、立管和出油管的节省。

成本评估显示,仅考虑悬挂长度节省,RCR 技术与 SLWR 解决方案相比可节省约 12%,而 GJR 技术可节省约 6% （图13）。在这两种情况下,管线管（较短长度)采购的节省相当于最显着的贡献。

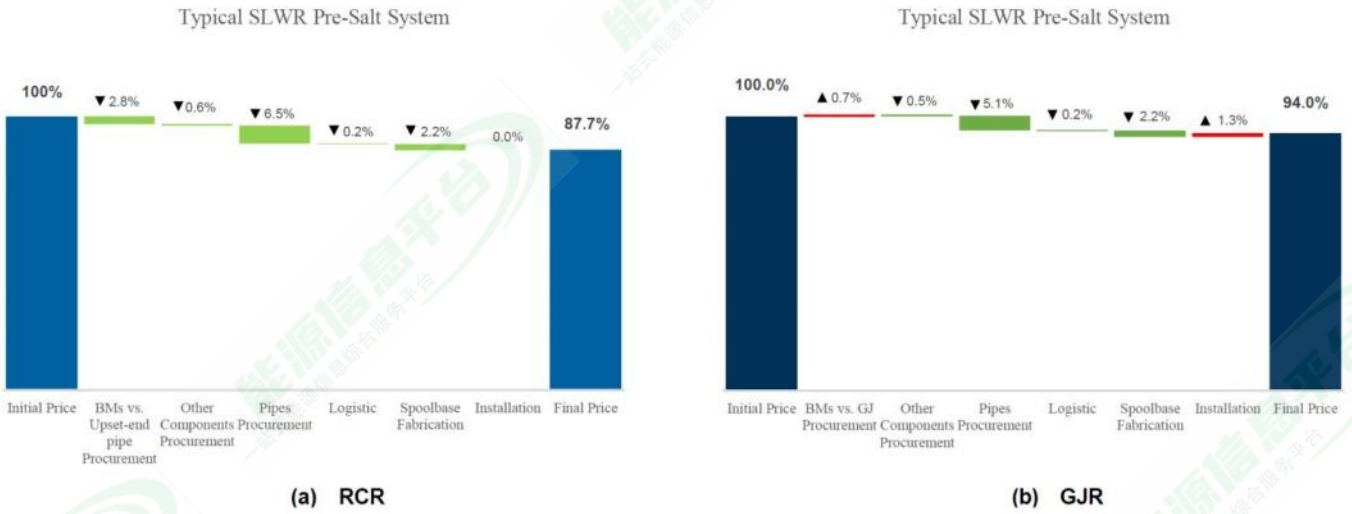


图 13 成本变化评估 节省悬挂长度（立管系统）。

评估 FPSO 邻近情况（FPSO 移向油井）,成本评估的节省量如预期增加,RCR 从 12% 增加到 22%,GJR 从 6% 增加到 14%（图 14 ）。在这两种情况下,管道采购相当于总节省量的一半以上。

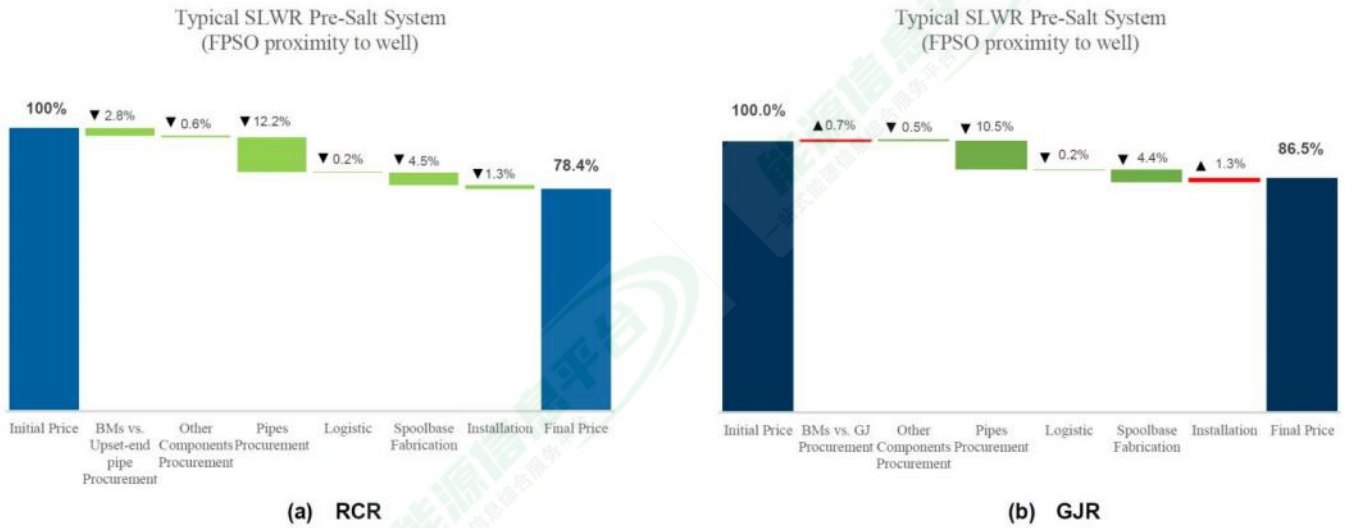


图 14 成本变化评估 FPSO 邻近节约（立管 + 出油管系统）。

比较评估

表 10对不同概念进行了定性比较,概述了它们各自的优点和缺点。通过参考此表,可以确定哪个概念最适合特定场景。

表 10 所研究概念的优点和缺点;定性比较。

		SLWR	GJR	RCR
Operational Performance	Positive	✓ High fatigue life ✓ No need upset-end pipe	✓ Excellent performance in high downward velocities ✓ Acceptable fatigue life ✓ No need upset-end pipe	✓ Good performance in high downward velocities
	Negative	× Higher utilisation factor	× One additional inline structure	× Low fatigue life × Need upset-end pipe (25% increase in pipe end wall thickness) at TDZ.
Procurement	Positive	✓ No cost due to the upset-end pipe	✓ No cost due to the upset-end pipe ✓ Low pipe procurement ✓ 4.9% cost reduction ✓ 10.3% cost reduction in case of FPSO proximity to well	✓ Low pipe procurement ✓ No procurement requirements for buoyancy modules ✓ 9.9% cost reduction ✓ 15.6% cost reduction in case of FPSO proximity to well
	Negative	× Large procurement requirements for buoyancy modules × Large pipe procurement	× Additional 0.7% cost due to GJ procurement × Possibility of upset-end pipe requirement (extra cost)	×Possibility of extra cost due to the upset-end pipe
Logistic and Installation	Positive	✓ No in line structure (GJR) to be installed	✓ Mitigated risks associated with buoyancy installation ✓ 1.1% cost reduction ✓ 3.3% cost reduction in case of FPSO proximity to well	✓ Mitigated risks associated with buoyancy installation ✓ Faster installation ✓ Simpler installation process ✓ 2.3% cost reduction ✓ 6% cost reduction in case of FPSO proximity to well
	Negative	× Risks associated with buoyancy installation × Longer installation time due to the number of buoyancy modules × Large spooling time due to the riser length × Higher logistic costs	× Longer GJ installation time × Challenge of manoeuvring articulated GJ on deck	-

表 11列出了 GJR 和 RCR 概念的积极和消极特征。尽管在这项工作中没有深入研究这些特征,但通过数值分析期间的观察以及从以前的项目中吸取的教训,可以预期这些特征。

表 11 所研究概念的正面和负面期望;与参考案例的定性比较。

	GJR	RCR
Positive	✓ Lower VIV fatigue ✓ Lower slugging fatigue ✓ Improvement in interference assessment	✓ Lower VIV fatigue ✓ Lower slugging fatigue ✓ Improvement in interference assessment ✓ Reduction in taper length
Negative	× Installation fatigue to to GJ welding × WoW due to GJ installation	× Coating issues at upset end pipe sections due to the slope

结论

表 10和表 11提供了所提出概念之间的主要比较;但通过分析可以得出以下结论:

- 与 SLWR 相比,RCR 和 GJR 都是具有成本效益的解决方案,并且根据本研究,与 SLWR 相比,它们可能是极端条件下的合适选择。
  - 尽管与提出的GJR 和RCR 概念相比,SLWR 表现出更优异的疲劳性能,但加厚端管的使用显着改善了其疲劳寿命,使其处于可接受的范围内。因此,随着加厚端管的应用,RCR概念证明了疲劳性能的改善,并且可以被视为进一步评估的可行选择。值得注意的是,使用加厚端管道可能会导致项目产生额外成本。然而,重要的是要考虑到这一成本可以通过缺乏大型浮力模块采购来抵消。
- 一般来说,可以得出结论,RCR 是最经济的替代方案,但疲劳性能有限。
- GJR 解决方案显示出更好的疲劳耐力,但成本效益低于 RCR。与 SLWR 相比,这两种解决方案都是具有成本效益的解决方案。
  - 我们已经开发了一个业务案例来检查应用新系统技术的项目的成本节省有多大。与 SLWR 配置相比,RCR 和 GJR 都实现了相关的节省,因为它们显着缩短了悬挂长度,并且可以增加 FPSO 与 TDP 的距离。
- RCR 可节省 12% 至 22%,GJR 可节省 6% 至 14%,与 SLWR 相比,这两种解决方案都具有成本效益。

致谢

作者感谢 Subsea7 对推广这些技术的支持,授权发表本文,并感谢 ANP （Agência Nacional do Petroleo，

天然气和生物燃料）、雷普索尔中石化巴西公司和 Equinor 获得万向节联合立管资格认证
程序。

命名法

API美国石油学会
CW 顺时针
DNV 挪威船级社
DAF 动态放大系数
ESE 东-东南
FPU浮式生产装置
FPSO 浮式生产储卸
FXJ 柔性接头
GJR 万向接头立管
Hs 有效波高
内径内径
ILA 内联锚
JIP联合产业项目
JONSWAP 联合北海波浪项目
N 正北
OD 外径
PLET 管道端接
RAO 响应幅度算子
RCR 残余曲率冒口
SCF 应力集中因子



五、数字化技术学术动态

1. 机器学习算法优化海上钻井中心位置

文献摘要：长期发展规划需要钻探。由于海上环境中的钻井槽数量有限，因此需要新的钻井中心(井口塔)。钻井中心位置的优化对降低钻井成本具有重要作用。本文讨论了与井口塔位置相关的两个主要挑战:首先，基于地下坐标和钻井约束，未来钻井中心的位置;二是如何将数十个地下目标分配到多个钻井中心。作者开发的钻井中心布局优化算法是基于与井成本相关的多个优化参数。需要进行以下详细分析:水平轨迹的着陆点和总深度评估;水平泄油长度的优化;最佳含油区域水平泄油长度的优化;扭矩-阻力评估;防碰撞评估;最佳完井附件的选择。然而，对于大多数规划复杂的大型海上油田，需要进行数百甚至数千次的填充开发。确定钻井中心的最佳位置和井的分配将需要对本已繁琐的工作进行多次迭代。本文还介绍了另一种方法，该方法可以使用开源机器编程工具和应用数学来确定未来的设施布局。该方法已成功应用于两个主要的海上油田，目前的生产通过井口塔连接。开发计划的演变和产量的增加意味着在未来 10 年内计划进行更多的钻井作业，计划在尚未建成的井口塔上钻探大约 100-150 口开发井。实现成本效益的主要挑战之一是新塔的有效放置，以最大限度地减少所有开发井的总泄油长度。该方法涵盖了设施建设的两个最重要的方面，这两个方面在海上油气田设施扩建的资本投资优化中起着至关重要的作用。这些方面包括未来钻井中心的优化配置和钻井中心的布局。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

机器学习算法优化海上钻井中心位置

长期发展规划需要加密钻探。由于海上环境中的槽位数量有限,因此需要新的钻井中心（井口塔）。钻探中心的优化选址对于降低钻探费用可发挥重要作用。完整的论文讨论了与井口塔放置相关的两个主要挑战:首先,根据地下坐标和

钻井限制;其次,如何将数十个地下目标分配给多个钻井中心。作者开发的钻井中心布置优化算法基于与井成本相关的多个优化参数。

介绍

为了最终确定井轨迹,从而最好地管理井成本,在钻井阶段之前,需要进行以下详细分析:

- 根据着陆点和总深度评估水平轨迹
- 水平排水长度的优化
- 水平排水长度的优化
  最佳含油层带
- 扭矩和阻力评估
- 防碰撞评估
- 选择最佳完井配件

然而,对于大多数具有复杂的计划,需要数百甚至数千个填充开发。确定最佳位置以及将油井分配给钻井中心将需要对本已繁琐的工作进行多次迭代。完整的论文描述了一种替代方法,该方法允许使用开源机器编程工具和应用数学来最终确定未来的设施布局。

所提出的方法已成功部署在两个主要海上油田,其中当前的生产通过井口塔连接。开发计划的演变和产量的增加意味着未来 10 年内计划进行更多钻探。

大约有 100-150 口开发井计划从尚未建造的井口塔进行钻探。实现成本效益的主要挑战之一是有效放置新塔,以尽量减少所有开发井的总排水长度。

该方法涵盖了设施建设的两个最重要的方面,这两个方面在优化海上油气田设施扩建的资本投资方面发挥着至关重要的作用。

这些方面是未来井向钻井中心的优化分配以及这些钻井中心的布局。

本文由JPT技术编辑 Chris Carpenter 撰写,包含论文SPE 211772 的要点， “利用阿布扎比海上先进分析和机器学习算法优化未来钻井中心位置”,作者： Rail Salimov、Benoit Ja res和 Jamal Alblooshi、 ADNOC 等人。该论文尚未经过同行评审。

在有限的时间内,完整的论文可在 jpt.spe.org 上免费向 SPE 会员开放。

将油井分配给钻井中心

将井分配到钻井中心的用例基于将要开发的具有 52 口水平井的海上油田。是否打井的决定

必须从两个或三个钻井中心进行钻井。对于每种情况,钻井中心必须能够容纳一定数量的

的井。双钻中心场景下,每个钻中心最大井数为26口;三钻中心场景下,每个钻中心最大井数为18口。

对于这两种情况,可能的数量钻井中心分配的组合可以达到数百万,机器学习算法可以帮助实现最佳解决方案。

针对给定问题,提出了K-means聚类算法。经典 K 均值聚类算法的缺点是每个聚类没有给出限制。为了解决这个问题,经典的 K-means 聚类算法被替换为约束 K-means 聚类。主要思想是定义最大和最小数量

每个钻井中心的井数。约束 K 均值聚类算法的实现通过将其表示为最小成本流线性网络优化问题来修改聚类分配步骤,然后使用成本缩放推重标签算法来解决该问题。

钻井中心位置的优化

一旦将井分配给钻井中心， 就必须确定钻井中心的最佳地面位置。从数学角度来看,优化就是寻找函数的局部最小值。 在本研究中,从钻井中心钻探的所有井成本的总和被视为主要优化参数。井成本由多个参数决定,包括井长、完井类型、泥浆类型和套管设计。这项工作优化了影响井成本的两个参数:井总长度和用于钻探非储层部分的泥浆类型。两个优化参数都取决于井轨迹。

井总长度与井轨迹直接相关。

所讨论区域的泥浆类型取决于主剖面的角度;超过一定限度,就必须使用更昂贵的油基泥浆。

为了进一步优化,需要一个数学模型,该模型可以根据地下目标和钻井约束（例如启动深度和狗腿严重程度）构建井眼轨迹。商业钻井软件能够构建非常精确的钻井轨迹;然而,建立一个单井轨迹并迭代数百口井的数千个可能的表面位置是非常耗时的（并且实际上是不可能的）。因此,必须构建一种能够快速解决井轨迹问题并根据需要执行多次迭代的算法。

3D 井几何结构的解析解。从数学角度来看,井轨迹是一个复杂的3D几何问题。对于所呈现的情况,假设井有五个部分:垂直部分、第一角度累积部分、主切线部分、第二累积部分和水平部分。为了简化起见,假设问题油气藏断面完全水平。

由于在开源数据库中没有找到解析解,因此根据转换为几何考虑因素的钻井约束导出了解析解。因此,目标函数被表示为完整论文中详细说明的复杂方程组。

根据这些公式估计的轨迹产生与商业钻井软件完全相同的轨迹,这意味着该模型是正确的、稳健的并且对于进一步优化有用。该方法的最大优点是它是用Python编程的,Python是一种强大而灵活的编程语言。数百万次迭代可以在几秒钟内完成,以找到最佳的钻井中心位置。由所开发的算法生成的井轨迹示例如图 1 所示。

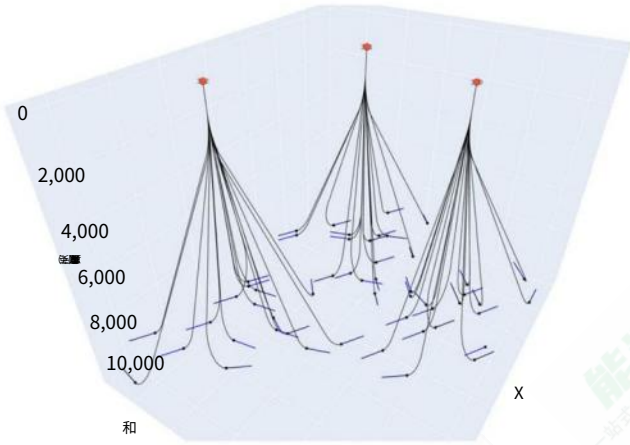


图 1　使用开发的算法生成的井轨迹示例。

井长度之和。一旦该算法与商业钻井软件进行交叉检查并被证明是稳健的,就可以用于进一步优化。井已分配给钻井中心,钻井中心的最佳位置仍有待确定。解决此问题的一个简单方法是计算着陆点的几何平均值并将钻井中心放置在该位置,但这不会产生最佳位置。

作者使用的过程的第一步是定义钻探中心位置的可能区域（3×3 公里的正方形）。第二步是在x和y方向上使用 100 米的步长来生成 900 个可能的钻井中心位置。

对于每个（x， y)位置,计算并存储所有井长度的总和。

水平井油藏断面受控

由两个地下目标。可以从两侧和平台钻探一口井,如有必要,可以交换目标点。在计算任何可能的钻井中心位置的井眼轨迹时,会考虑钻探水平井的两种选择,并且使用总测量深度较短的井来确定最佳方案。

最后一步是生成地图

所有井长度的总和。与前面描述的简单方法相比,优化的钻井中心位置可以减少

约占井总长度的 5%,同时充分尊重地下目标。

泥浆类型。本文讨论的第二个优化层次是泥浆类型。一个主要假设是,由于储层不稳定,在倾角高于 50° 的浅层钻探将需要使用更昂贵的油基泥浆。为了解决这个问题,使用了类似于上一篇中描述的方法

小节。对于每个(x, y) 表面迭代,不是将井长度总和保留在内存中,而是将倾角高于 50° 的井总数绘制在地图上。然后,该算法确定了一个没有倾斜度超过 50° 的井的区域。

结论

所提出的方法使得可以结合多种优化并确定一组地下目标的钻探中心的全局最佳位置。可以实施的进一步优化标准可以包括海底深度、带有禁区的海底管道图、钻井难度图以及与扭矩和阻力相关的风险图。实施任何附加参数都相对容易,因为大多数参数都以井轨迹为指导,而井轨迹是井设计和井成本定义的关键输入。

与简单方法相比,优化钻井中心位置可节省高达 5% 的钻井成本。开发的算法可以在任何领域和多个钻井中心位置实施。该算法的主要优点是使用开源编程语言,无需商业许可,并且可以对数千种场景进行高效计算。

开发的算法不仅用于优化钻井中心位置,还用于快速生成和可视化多个油田开发计划选项的轨迹。在 10-15 分钟的工程时间内,可以对数百口井进行 3D 计算和可视化。 JPT

第344页,共392页

2. HSURF:一种新型水下远程半自主设施检测模块化平台

文献摘要：在本文中，我们提出了 H-SURF 模块化系统，包括三个不同的平台(浮子，沉子和鱼)，可用于水下无线遥控检测。与使用系绳式大型 rov 进行海底检查的最常见商业方法不同，这里使用了许多小型无系绳半自主机器人，以机器人群的概念为导向。整个系统可以从远程基站进行远程操作，并检查由多个管道和阀门组成的复杂海底结构，利用不同平台和许多小型灵活机器人之间的协作。我们展示了在非常复杂的轨迹中遥控导航和水下垂直结构的半自主详细检查的测试结果。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

SPE-216792-MS

HSURF:一种新型水下远程半自主设施检测模块化平台

S. Iacoponi,哈利法大学,阿布扎比,阿联酋； H. Alhosani 和 N. Mankovskii,技术创新研究所,阿联酋阿布扎比； A. Infanti,哈利法大学,阿布扎比,阿联酋； I.Zhilin,技术创新研究所,阿联酋阿布扎比； F. Renda,哈利法大学,阿布扎比,阿联酋； C. Stefanini,Scuola Superiore Sant Anna,意大利比萨； G. De Masi,哈利法大学,阿布扎比,阿联酋 / 技术创新学院,阿布扎比,阿联酋 / Scuola Superiore Sant Anna,比萨,意大利

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/216792-MS

本文准备于 2023 年 10 月 2 日至 5 日在阿联酋阿布扎比举行的 ADIPEC 上发表。

在审查了作者提交的摘要中包含的信息后,SPE 项目委员会选择了本文进行演示。论文内容未经石油工程师学会审阅,作者有权更正。该材料不一定反映石油工程师协会、其官员或成员的任何立场。未经石油工程师协会书面同意,禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要;插图不得复制。摘要必须包含对 SPE 版权的明确承认。

摘要

在本文中,我们提出了 H-SURF 模块化系统,由三个不同的平台（浮子、沉子和鱼)组成,可用于水下无线遥控检查。与使用系留大型 ROV 进行海底检查的最常见商业方法不同,这里使用许多小型无系留半自主机器人,面向机器人群概念。整个系统可以利用不同平台和许多小型灵活机器人之间的协作,从远程基站进行远程操作,并检查由多个管道和阀门组成的复杂海底结构。我们展示了在非常复杂的轨迹中遥控导航的测试结果以及对水下垂直结构的半自主详细检查。

介绍

长期以来,海上石油和天然气的勘探和生产对于满足全球能源需求至关重要。海底设施包括复杂的海底结构和数千公里的海底管道,使用复杂的设备运输危险的易燃油气,构成了这些作业的支柱。然而,由于恶劣且偏远的海洋环境,确保这些海底设施的完整性和最佳性能面临着许多挑战。

位于水下的海上石油和天然气资产带来了各种困难和风险,并且比以往任何时候都更加需要进行检查和维护活动,以防止主要来自最旧结构的操作和环境危害。虽然联合国教科文组织发起的“海洋十年”要求可持续利用海洋[1],但由于腐蚀损害预测和不同的环境条件存在不确定性,这些资产的维护是一项复杂的任务。腐蚀是一种自然现象,会导致严重的结构损坏,导致泄漏,从而可能造成灾难性的环境后果[2]。管道故障可能导致石油泄漏,对海洋生态系统（包括沿海栖息地、湿地和珊瑚礁)造成破坏性影响[3]。

检查和维护海底设施的常用方法通常涉及人工干预,例如维护商业潜水。训练有素的潜水员被部署执行水下维护任务,例如进行维修、更换损坏的设备、清洁结构和进行日常维护活动。使用潜水员执行检查和维护任务是极其危险、低效且昂贵的。相反,利用远程操作 (ROV) 或自动驾驶车辆 (AUV) 的使用,自动化操作可提供更安全、更准确、更有效的解决方案[4]。特别是针对水下航行器的远程操作提出了一些解决方案[5,6,7,8]。通过减少人为干预并最大限度地利用自主系统,可以出现一种检查和监测海底设施的变革性方法。

在本文中,一种用于远程水下设施检查的新型机器人模块化系统正在科学项目 HSURF 中部署、完全设计、开发和实现:“异质水下机器鱼群”[9] 。该项目由一个由 20 个自主水下航行器 (AUV) 和两个附加平台组成的多机器人系统组成:一个自主水面航行器（此处称为 Floater)和第二个平台（称为 Sinker），可以在所需水深处自主使用滑轮系统。正在展示的全新平台系统非常适合视觉测量,它可以收集有关基础设施状态的各种信息,并且操作员可以立即理解。 HSURF 多平台系统提供远程控制的多目标检查和监控,特别适合海底结构检查。

操作员可以在公海执行调查任务,能够使用远程操作从地面控制站控制机器人,以便检查水下生物群落和结构并收集信息,同时在数据处理场景中记录视频。通过目视检查,操作员可以评估水下结构的状态,例如土木结构的完整性或石油和天然气设施的腐蚀程度,以及是否存在泄漏或珊瑚礁等自然生态系统的整体健康状况。

与检查技术（如声学或磁力)相比,视觉检查具有更丰富的信息,并允许实时人员参与循环,对水下状况进行全面评估。

另一方面,由于水的特性,目视检查的缺点是只能在短距离内进行。为了实现更快、更稳健的检查,有必要同时使用许多机器人。这就带来了更多的挑战:由于存在纠缠的风险,不允许有很多绳索,那么机器人必须是不受绳索和无线控制的。如果没有系绳,机器人的通信、协调和控制就会困难得多,无法基于集中式系统。分布式系统更合适。

然而,即使在分散式系统中,也需要来自远程基站的一定程度的人工控制。



图 1　左图:鱼的侧面和正面视图。中央面板:沉降片。右面板:浮动。

平台描述HSURF

多 平台系统提供远程控制的多目标检查和监控。

它由三套主要的机器人组成,如图1所示:一套浮动平台、一套沉降平台和人工鱼（AUV）。

人工鱼

鱼机器人是一款重 4 公斤、长 450 毫米的水下自主航行器。它配备了一个由 3 轴加速度计、3 轴陀螺仪和 3 轴磁力计组成的 9-DoF IMU,安装在每个机器人上,用于计算机器人的姿态。机器人是欠驱动的,具有三个推进器（两个在背面,一个垂直）,允许升沉、偏航和喘振,防止摇摆。通过内部重量的适当分布可以避免滚动和俯仰旋转。使用压力传感器和回声测深仪来获取鱼的当前深度。每个机器人都有一个声学调制解调器与其他平台通信,还有一个 LED 条用于静态通信其状态。每个机器人至少安装一个前置摄像头来拍摄环境照片。有些鱼可以安装两个横向摄像头（每侧一个)以更好地检测另一条鱼的位置。创建并使用电子传感模块传感器,使鱼能够在浑浊和黑暗的环境中活动。它由两个电场发射器和四个接收器组成。 它用于物体/机器人检测和定位以及避免碰撞。

浮动平台

浮动平台具有 GNSS 和 Wi-Fi,允许鱼和基站之间进行数据传输。它部署沉降器并通过其声学调制解调器监控 AUV。浮动平台安装有广角向下摄像头,用于监控沉降片平台的上下移动。惯性测量单元（IMU)用于测量浮动平台的姿态以进行监控。浮动平台的导航由操作员管理,但可以通过 GPS 实现自主导航。

沉降片平台

沉降片平台通过浮动平台上下移动;其主要任务是通过环境传感器从环境中获取信息,从而仅集成三个探头即可获得所有所需的测量结果。沉降片平台安装了多个摄像机来拍摄周围区域的图像。它允许 360 度摄像头视图,实现水下远程呈现。此外， 它还可以监测水下环境,测量温度、压力和浊度等相关物理参数,并使用声学调制解调器与 AUV 保持通信。沉降平台使用回声测深仪来确保和管理向下移动时与海底的距离。回声测深传感器用于确保耐候性、厘米分辨率以及短距离到长距离的检测。

技术应用

个体AUV（自主水下航行器)的管理已在科学和商业应用中进行了探索。相比之下,水下自主机器人团队（群体)的管理和控制尚未得到很好的探索和理解。所需的方法可能与单代理方法有很大不同。与受规模和成本规模经济限制的团队相比,单个代理更容易控制， 并且可以依赖更大的传感器集。另一方面,车辆团队可以利用代理之间的协作和目标共享[10]。

在这里,我们将我们的系统应用于不同车辆的综合使用进行水下检查:坐在基站的操作员能够检查由海底设施构成的水下特定区域,操作多个人工鱼,获取不同结构的数据和图像,视觉上

通过沉子观察任务,并使用浮子作为水下环境和他所在的控制站之间的桥梁。

在鱼可用的传感器中,有摄像头。如今的相机相对便宜且易于实现。如上所述,相机输出在检查中具有重要价值,也可以在控制中发挥作用。与大多数其他多智能体水下系统（其中 AUV 仅通过声学进行通信)不同,这里的群体智能体还可以利用机载摄像头和视觉接触,在彼此相对较近的距离内进行操作。利用这些信息,可以赋予 AUV 一定的自主权,根据其他智能体的相对位置开发边缘机器人控制。然后可以存储多种类型的控制来体现不同的集体行为,例如区域覆盖、特定点的聚合、链形成。这使得操作员能够利用视觉和声音广播通信来应用全局或群组命令,而不必单独与每个代理进行交互。

由操作员选择的分散方法与预编程行为相结合,代表了此类系统操作的核心。参考需要对大面积进行定期目视检查的水下设施的案例场景,群体水下机器人可以找到应用。

远程操作测试

即使在操作一群水下机器人时,也希望对代理保持一定程度的控制,以便对返回的反馈做出反应,并允许人类操作在检查过程中处于循环状态。这种类型的控制可以采取多种形式,从对整个群体施加某种行为的全局命令到对单个代理的精细控制。

最基本的控制水平是控制单个机器人的能力。显然,在没有系绳和任何可靠的电磁通信的情况下,远程操作迫使人们使用替代的通信方法。特别地,声调制解调器用于此目的。每个代理以及水面车辆（Floater)都配备了 Succorfish 调制解调器 V2。声学通道的大延迟和有限的带宽不允许直接控制电机输出。在[11]中,我们探索了一种针对特定问题的新颖解决方案,展示了尽管单字节命令、相对较高的数据丢失和近 2 秒的延迟的灵活控制。该方法实现了用于深度、偏航旋转和航向控制的机载控制系统。发送的命令对所需的航向、浪涌速度和深度增量进行编码。为了将其压缩为单个字节,这 3 条信息在有限数量的可能情况下被量化。一个明确的场景被重复了多次,并取得了成功。如图2所示,该路径包括多次反转和深度变化。

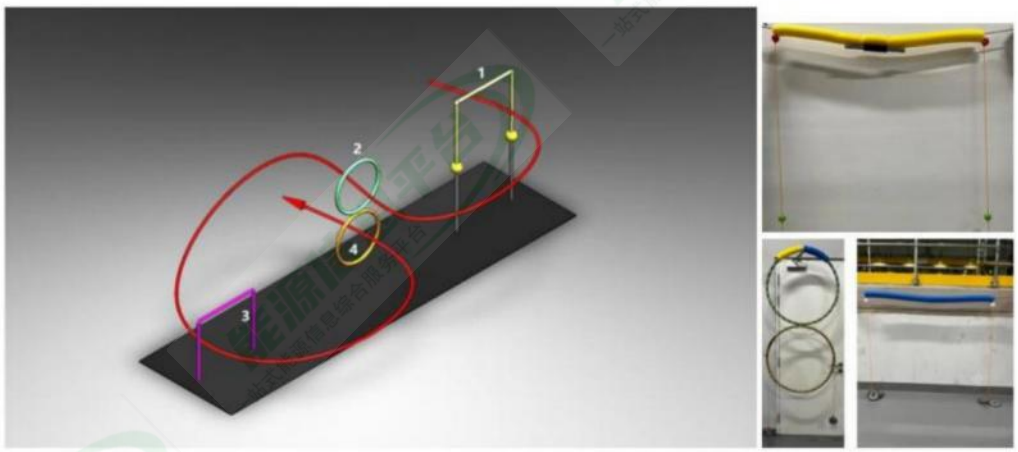


图 2 - 左图:表示远程操作测试期间要执行的轨迹。特工需要穿过位于不同深度的 4 个连续目标。右图:用于测试的物理门[11]。

表 1显示了上述测试的平均声学通道统计数据。对于完整轨迹,总共发送了 45 条消息。消息丢失率是根据命令变化计算的（当新的编码命令与先前发送的命令不同时,我们考虑命令变化）。只有 14.5% 的消息丢失。遥控总延迟仅为1.9秒,包括WiFi传输延迟、声学延迟以及所有处理和结构延迟。由于检查是一项缓慢的任务,需要准确性而不需要速度,我们认为 2 秒就非常令人满意了。

表 1　远程操作测试的平均测试统计数据。完整的分析可以在[11]中找到。

平均发送消息数	45
平均数据丢失率	14.5%
平均延迟	1.9秒
平均延迟方差	0.125秒

随着更复杂和更明确的行为的发展,我们期望操作员承受的负载
减少,并且对数据丢失和延迟的容忍度增加。

将来,我们希望扩展类似的方法,以便同时控制多个代理。具体来说,该方法是增加操作员指挥命令的抽象性,并相应地扩展代理的自主权。这将允许它不是单独地而是向组分配命令,并最终一次向整个群体分配命令。

然而,单智能体控制已经适用于编队领导者控制方法的范围,其中一组智能体由充当相邻机器人的本地领导者的遥控 AUV 被动引导。

半自主视觉检查

正如我们上面所证明的,虽然可以远程控制无绳代理,但有必要保证某种形式的水下自主性。我们想要在共享自主设置中检查水下垂直结构（在本例中是带有黄色标记的铁链）,其中操作员远程操作并驾驶鱼,直到感兴趣的区域靠近目标（在本例中是铁链）。此时,鱼会使用机载传感器和人工智能开始自主进行详细检查。

测试是在哈利法大学的海洋机器人池中进行的。图 2 （左图)中的水池尺寸为 12.5m x 8m x 2.1m。泳池的墙壁上装有波浪和电流发生器,在测试期间保持关闭。

三个平台已部署:浮子、沉子和鱼,如图3右图所示。



图 3　左图:用于远程操作测试的哈利法大学海洋机器人池。特工需要穿过位于不同深度的 4 个连续目标。右图:部署的三个平台:浮子、沉子和鱼。

为了证明我们的鱼有能力从机载摄像头和处理器中提取此类信息,我们设计了目标识别和相对定位的定性实验。主要关注点是:以足够的频率和足够小的延迟从原始图像中提取重要信息,同时在识别和准确性方面保持足够高的置信度。

在测试过程中,如图 4 所示,鱼最初是从远程站遥控操作的,以便在环境中导航。一旦接近感兴趣的物体,Yolo5神经网络就被用来识别前置摄像头视野中的目标（链）,并且 - 只需使用神经网络输出的装箱信息 - 我们就可以提取相对距离的链条。然后采用相对简单的控制系统将鱼锁定在距待检查目标预设距离处,并启动自主垂直扫描,从而可以记录整个链条上的图像和视频,并从 4 个不同的方向重复此操作,实现鱼围绕垂直结构 90 度的四次自主旋转。



图 4 左图:鱼类在环境中航行,通过无线遥控进行远程操作。右图:通过目标检测算法,鱼检测到链条并锁定位置以开始记录图像和视频。

我们设想,通过改进神经网络和控制行为,将来将该方法扩展到多种鱼类和更复杂的结构,因为上面的测试展示了该方法的可行性。

结论

本文提出了利用 HSURF 多平台系统进行水下远程半自主设施检查。该系统可以为海底作业提供有益的进步。

展示了远程操作测试来远程控制单个机器人。由于缺乏用于避免海底设施纠缠的系绳,因此在另一侧需要适当的通信通道,特别是声学通道,因为不可能进行任何可靠的电磁通信。此外,使用基于专用传感器的感知和在边缘运行的控制法,集成了一些人工智能,为车辆提供了在远程环境中有用的部分自主权。特别是,这里还设计了视觉伺服定性实验,用于目标识别,旨在对特定结构进行半自主检查,并基于实时识别相邻代理及其相对位置,通过摄像机进行相对定位。

在未来以视觉检测为重点的应用中,可以通过人类操作员使用遥操作远程控制多个机器人来处理各种数据,从而提供更大的可扩展性。
管理和控制水下自主机器人团队与单个 AUV 管理不同,因为它可以通过彼此相对靠近的操作来利用与其他车辆的协作和共享目标,从而允许扩展的视觉接触。通过一群水下自主机器人,可以存储多种类型的控制以达到不同的集体行为,从而使操作员能够

指挥一组机器人,而不是单独与每个机器人交互。通过利用自主技术的力量,这种方法有可能彻底改变海底设施的检查、维护和管理方式,同时缩短操作时间和成本,并提高稳健性。

致谢这项工作是技术创新研究
所（阿布扎比)与哈利法大学共同开发的“异构水下自主车辆群”项目的一部分（合同号:TII/ARRC/2047/2020）。

参考书目

1. “OceanDecade 联合国海洋科学与可持续发展十年”， https://oceandecade.org/ ,访问时间:2023 年 1 月 13 日。
2. G. De Masi、M. Gentile、R. Vichi、R. Bruschi、G. Gabetta,(2015),海底管道腐蚀评估的机器学习方法， Oceans2015 Proceedings,热那亚（意大利）
3. EC Heery、BW Hoeksema、NK Browne、JD Reimer、PO Ang、D. Huang、DA Friess，LM Chou、LH Loke、P. Saksena-Taylor、N. Alsagoff、T. Yeemin、M. Sutthacheep、ST Vo、A. R. Bos、GS Gumanao、MA Syed Hussein、Z. Waheed、DJ Lane、O. Johan、A. Kunzmann、J. Jompa、Suharsono、D. Taira、AG Bauman 和 PA Todd，“城市珊瑚礁:东亚和东南亚沿海城市硬珊瑚组合的退化和恢复力”,海洋污染公报,卷。 135,第 654–681 页,2018 年。
4. YR Petillot、G. Antonelli、G. Casalino 和 F. Ferreira，“水下机器人:从远程操作车辆到干预自主水下车辆”，IEEE 机器人与自动化杂志,卷。 26、没有。 2,第 94–101 页,2019 年 6 月,doi： 10.1109/MRA.2019.2908063。
5. GG Muscolo、S. Marcheschi、M. Fontana 和 M. Bergamasco,水下遥控操作人机控制界面的动力学建模， Robotica，卷。 39,没有。 4,p。 618–632,2021。
6. P. Padrao、J. Fuentes、T. Kaarlela、A. Bayuelo 和 L. Bobadilla,面向水下机器人远程操作的最佳人机界面设计,arXiv 预印本 arXiv:2304.02002,2023 年。
7. M. Candeloro、E. Valle、MR Miyazaki、R. Skjetne、M. Ludvigsen 和 AJ Sørensen，“HMD 作为水下操作中远程呈现和 ROV 闭环控制的新工具”，OCEANS 2015 - MTS/IEEE Washington,华盛顿特区,美国,2015 年,第 1–8 页,doi： 10.23919/OCEANS.2015.7404466。
8. EF Cardenas 和 MS Dutra，“一种辅助远程操作的增强现实应用程序水下机械臂”， IEEE 拉丁美洲汇刊,第14卷,第 2 期,第 863–869 页,2016 年。
9. S.Iacoponi,G.Jansenvanvuuren,G.Santaera,N.Mankovskii,I.Zhilin,F.Renda,C.Stefanini,G.De Masi，。H-SURF:异质群水下机器鱼。地点:海洋 2022,汉普顿路。 IEEE,2022。p。 1–5
10. J. Gonzalez-Garc a、A. Gomez-Espinosa、E. Cuan-Urquizo、LG Garc a-Valdovinos、T. Salgado-Jimenez 和 JAE Cabello，“自主水下航行器:协作任务的定位、导航和通信， “应用科学,卷。 10、不。 2020 年 4 月。
11. S. Iacoponi、S. Alhajeri、M. Hanbaly、F. Renda、C. Stefanini、G. De Masi,复杂路径中 HSURF 人工鱼的无线遥控。于:海洋 2023,利默里克。 IEEE,2023。

3. 水下资产的数字孪生作为完整性管理和基于风险的检查工具:挑战和前景

文献摘要: 基于目前在石油和天然气行业的应用，本文探讨了水下生产系统资产数字孪生技术开发中的主要挑战。通过文献研究，选择了油气行业不同部门开发的相关数字孪生解决方案，以确定实施此类技术的主要挑战、风险和前景。此外，本文还提供了作者根据国家数字化转型项目的研发和创新经验制定的解决方案。这些解决方案考虑了石油和天然气行业的数据分析、与数据库的连接、循环退化模型的定义。数字孪生可以定义为系统或资产的数字表示，它通过集成的模型和数据计算状态并提供相关信息，以支持整个生命周期的决策。在上游，其主要活动涉及石油和天然气的勘探和生产，数字孪生可以用作生产系统中资产完整性管理的工具，并与基于风险的检查(RBI)等完整性管理方法相关联。数字孪生的实现是一项复杂的任务，并且存在一些挑战，因为它由许多需要相互连接的模型和数据组成。然而，来自不同来源的数据通常存储在不同的系统上。另一个相关的挑战涉及与数字孪生相关的模型，这是不确定性的来源。缺乏一致的模型和当前物理和虚拟模型之间的协调，复杂的数据验证，收集和处理挑战是实施数字孪生的障碍。如果实施得好，数字孪生可以通过跟踪资产的整个生命周期，帮助制定与资产完整性管理相关的决策过程。在 RBI 方法中，它可以降低海底系统的运营成本。本文将探讨海底生产系统资产数字孪生开发的各个阶段，以及基于石油和天然气行业最近开展的研究的主要挑战，例如数据交换的透明度要求，同时保持安全性和保密性，数据模型同化，模型的不确定性和验证。此外，还将介绍作者在开发完整性管理解决方案方面获得的经验。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

OTC-32757-MS

水下资产的数字孪生作为完整性管理和基于风险的检查工具:挑战和前景

[PubMed] Rodrigues SS、Braga JO、Xavier JM、Pauli G、Mata AM、Margotti E、Demay MB 和 Donatelli GD,CERTI 基金会,巴西圣卡塔琳娜州弗洛里亚诺波利斯

版权所有 2023,海上技术会议 DOI 10.4043/32757-MS

本文准备在 2023 年 10 月 24 日至 26 日在巴西里约热内卢举行的巴西离岸技术会议上发表。

OTC 项目委员会在审查了作者提交的摘要中包含的信息后,选择了本文进行演示。论文内容未经海洋技术会议审查,如有修改,请作者指正。该材料不一定反映海上技术会议、其官员或成员的任何立场。未经离岸技术会议书面同意,禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要;插图不得复制。摘要必须包含 OTC 版权的明显承认。

摘要

本文基于石油和天然气行业当前的应用,探讨了开发海底生产系统资产数字孪生的主要挑战。我们进行了文献研究,选择石油和天然气行业不同部门开发的相关数字孪生解决方案,以确定实施此类技术的主要挑战、风险和前景。此外,本文还提供了作者根据国家数字化转型项目的研发和创新经验开发的解决方案。这些解决方案考虑了数据分析、与数据库的连接、石油和天然气行业中循环退化模型的定义。数字孪生可以定义为系统或资产的数字表示,它通过集成模型和数据计算状态并提供相关信息,以支持整个生命周期的决策。在上游,其主要活动涉及石油和天然气的勘探和生产,数字孪生可以用作生产系统中资产完整性管理的工具,并与基于风险的检查（RBI）等完整性管理方法相关联。数字孪生的实施是一项复杂的任务,并面临多项挑战,因为它由许多需要互连的模型和数据组成。然而,来自不同来源的数据通常存储在不同的系统上。另一个相关挑战涉及与数字孪生相关的模型,这是不确定性的来源。当前物理和虚拟模型之间缺乏一致的模型和协调,复杂的数据验证、收集和处理挑战是实施数字孪生的障碍。如果实施得当,数字孪生可以通过跟踪资产的整个生命周期来帮助制定与资产完整性管理相关的决策过程。在 RBI 方法中,它可以降低海底系统的运营成本。本文将探讨海底生产系统资产数字孪生的开发阶段以及基于石油和天然气行业最近进行的研究的主要挑战,例如在保持安全性和保密性的同时数据交换透明度的要求、数据-模型同化、不确定性和模型验证。此外,还将介绍作者在开发完整性管理解决方案时获得的经验。

介绍

石油和天然气（O&G)行业一直在向数字化转型,主要是受石油桶价格波动以及不断推动成本优化和流程效率的推动。借助物联网（IoT）、机器人技术、人工智能、网络物理系统和数字孪生（DT)等支持技术,这一数字化过程旨在提高多个行业部门或领域的效率。之前的一些研究估计,数字技术的大量使用可能会将资本支出和运营支出降低约 25%（Grijpink 等人,2020）。

在众多新兴技术中,数字孪生已成为油气行业日益重要的选择。过去三年,该主题的注册专利数量接近 535,000 项（Offshore Technology,2022）。最相关的公司将DT视为提高效率和安全水平以及降低成本的重要技术（Wei等人,2020）。

在上游,DT 可用于海底生产资产的完整性管理,旨在减少预防性维护策略固有的运营成本和资产停机时间。海底系统安装在深水中,会受到多种退化机制的影响,这可能与各种故障模式有关,这主要是由于生产过程中涉及的高压、温度和流动条件造成的。例如,根据北海DNV RP F116 (2021),海上管道的主要失效模式是内部和外部腐蚀、自然灾害和影响。

数字孪生

数字孪生定义

DT 可以被认为是一个不断发展的概念,根据其应用可能略有不同。那么,对于 DT 是什么,没有唯一的正式定义。

DNV RP A204 (2021)确定数字孪生是资产的虚拟表示,它使用
数据和数字模型来评估状态并提供资产使用寿命期间的信息。

数字孪生也可以被描述为模型的集合,它在数字域中模拟物理系统的行为,并使用实时数据来更新其在整个系统生命周期中的估计。
DT 在物理系统运行过程中对其进行监控和评估,并将其复制到数字域中,以预测故障和改进机会,并制定实时措施以优化和缓解意外事件（Semeraro 等人,2021 ））。

对于海底系统,DT 可以被描述为一种计算或数字工具,它可以监视和控制系统,以及预测停机时间并降低管道和资产的风险。 DT 在生产系统项目、建筑以及剩余使用寿命和寿命延长评估中发挥着特殊作用（Rosen 等,2015）。

从各个角度来看,DT的主要概念是为物理资产创建数字模型,旨在模拟和估计其实际和未来的状态和行为,并通过反馈到物理资产来控制它们。这个概念的核心是模型和数据（Hochhalter et al., 2014， Tao,2019）。

图 1代表了这一概念,其中数据和信息互连数字域和物理域。
在物理领域,材料、机器、操作人员和环境在生产过程中发挥着重要作用。在数字领域,与生产过程不同方面相关的多个模型支持准确的预测和理性的决策。此外,这些模型不仅依赖于历史和实时数据,还依赖于经验和知识（Qi、Tao 、 2018;陶,2019）。



图 1　数字孪生（Tao,2019）。

从这个意义上说,物理双胞胎和数字双胞胎应该表现出相同的行为。然后,通过模拟,数字模型能够通过反馈来优化操作并提高物理过程的性能,这需要两个双胞胎的共同进化（Vachálek et al., 2017;Glaessgen, Staergel, 2012； Tao ,2019）。

数字孪生开发流程

根据DNV RP A204（2021)， DT 的开发可以分两步进行。第一个包括建立功能元素（FE）,数字孪生的模块化组件,由计算模型及其相关数据组成。第二阶段与数字孪生的质量保证和资格相关,可分为四个主要步骤:功能、运营、平台和组织成熟度评估。

功能保证与每个 FE 的资格和保证相关。运营保证涉及有限元绩效监控和实物资产随时间变化的管理。平台保障包括对承载所有 FE 和共享服务的平台的评估。最后,组织成熟度评估涉及对与 DT 开发和维护相关的组织工具、流程、熟练程度和能力的评估。

DT 和每个 FE 都是分阶段开发的。根据其成熟度演化,DT 及其每个 FE 可以有六种不同的功能级别,如图2所示。

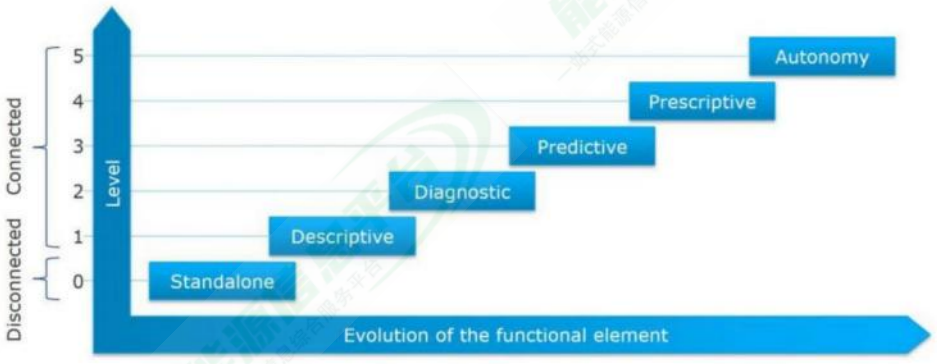


图 2　数字孪生能力水平（DNV,2021 年）。

在第一级中，“独立”,数字孪生和物理孪生是断开的。 DT/FE 可用于资产的运营阶段,仅用于规划和培训。

一旦通过“描述性”级别的实时数据流与物理资产建立连接,系统就可以提供或估计资产的实际状态。在第三阶段“诊断”中,DT/FE 应能够使用状态指示器提供信息。

当 DT/FE 达到第四级“预测”时,可以评估未来状况并执行性能和剩余使用寿命的预测。这些预测可用于“规定”级别,以建议采取措施来减轻后果或提高性能或资产的剩余使用寿命。在最后一个级别“自治”中,DT/FE 可以通过执行控制操作来代替用户。

数字孪生规范

在指定 DT 时,重要的是构建其功能结构和涉及寻找一些主要问题答案的过程,如图3所示。

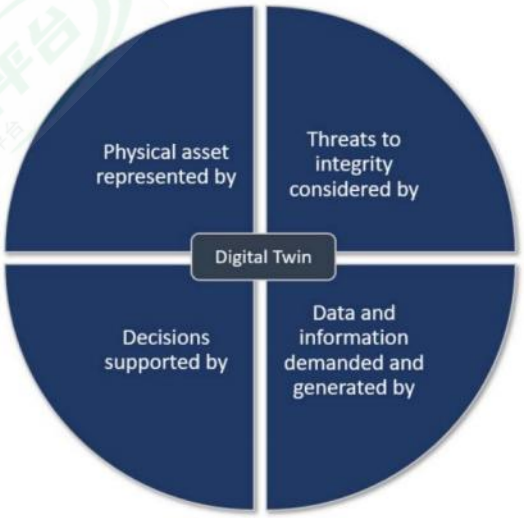


图 3 数字孪生规范。

了解如何表示受监控的物理资产、对其完整性的相关威胁、其输入和输出数据以及 DT 应该回答的问题,可以简化 DT 及其 FE 的规划和规范。

下面,这些问题将转化为基于DNV RP A204 (2021) 的问题,应驱动 DT 规范流程。

以DT为代表的实物资产可能会引发以下问题:

- 分析对象的物理特性和限制是什么?
- 除了时间变化之外,感兴趣的特征是否会出现空间变化?
- 物理对象的哪些组成元素应该区别对待?

DT 考虑的完整性威胁涉及以下问题:

- 物理资产的每个要素都面临哪些威胁?
- 元素的退化如何随时间和空间演变?
- 在完整性管理中的哪个阶段应对威胁(建立、转移、完整性维护)?
- 威胁之间是否存在相互作用,或者它们是否独立行动?

DT 所需和生成的数据和信息可能会引起以下问题：

- DT 的运行需要哪些输入数据？
- 输入数据的来源是什么？
- 如何在资产的整个生命周期中收集输入数据？
- 输出数据是什么？ DT是如何生成的？

DT支持的决策可以将用户的问题和提问频率联系起来：

- DT 回答什么问题？
- DT如何为用户增加价值？
- 用户询问 DT 的频率如何？

通过回答这些问题，可以制定数字孪生创建的规范定义。然而，应该注意的是，每个系统都有其自身的特殊性，并且这些问题可能根据应用而更加具体。

数字孪生解决方案在石油天然气行业的应用

数字孪生是一项新兴技术，在石油天然气行业的多个领域得到越来越多的应用。

在上游，Apex系统由BP实施，该系统集成了生产系统或资产的数字模型。 Apex 能够识别和预测可能影响生产力的潜在事件或故障（英国石油公司，2018 年）。 Digimar 是一种 DT 构建，用于预测潜艇立管的疲劳损伤（Kharazmi 等人，2021）。在北海，Johan Sverdrup 油田的运营商使用 echo 这一数字孪生来规划、维护和支持运营（Larsen 等人，2020）。

在下游，巴西国家石油公司已在其炼油厂中成功使用DT （巴西国家石油公司，2019）。
此外，Konsberg 和壳牌还为天然气加工厂开发了 DT。开发的解决方案是植物行为的实时动态数字表示。 （壳牌，nd）。

在文献中也可以找到DT的一些应用。例如，通过实时数字孪生的应用，DT已被用于改善地震作业性能，提高石油矿床勘探活动中地震船的作业效率。作者展示了将DT与机器学习方法相结合的良好结果，例如：指导新系统和更高效的设备自动模型、减少风险和损害、改进问题识别以及提高所获取数据的质量。此外，燃料成本和污染物排放量也有所下降。 （Sadjina 等人，2019）。

Onepetro、ASME、Science Direct、IEEE 和 MDPI 等相关科学出版商对 2019 年至 2023 年间“数字孪生石油和天然气行业”术语进行的调查已确定了超过 27 个解决方案，主要集中在上游，解决以下领域：钻井、生产、诚信经营。

数字孪生：挑战、风险和前景

DT 在资产完整性管理和风险分析方面具有巨大潜力。在多种情况下，使用由运营数据驱动的预测方法非常有帮助，主要是当数据测量在技术上和财务上都不可行时（Straw 等人，2022）。

在石油和天然气行业实施数字技术所面临的主要挑战中，可以强调的是：

- 可用数据量；

- 数据可访问性或互操作性；
- 资产生命周期的数据集成；
- 物理域和数字域之间的集成；
- 数据质量；
- 可靠的型号。

石油和天然气在数字化转型方面落后于其他工业领域，其中生产部门最为落后，这主要是由于资产的使用寿命较长（Deloitte，2022）。相反，在较新的领域，已经通过压力、温度和腐蚀探头等多种传感器从生产过程中收集数据。

尽管可用数据量不断增加，但对于大数据算法来说仍然不足。
此外，海底资产经历的许多退化机制的动态性较低。例如，侵蚀和腐蚀可能持续数年或数十年。然后，现在缺乏可用的数据来开发和验证数据驱动的退化模型。

在石油和天然气领域大量使用数字技术的另一个相关挑战与数据互操作性或可访问性有关。大数据方法与传统石油勘探和生产方法的结合可能很麻烦，这主要是由于数据集成和连接相关的问题。数据可能以不同的数据格式分散存储在不同的数据库中（Ruidong et al., 2018）。从不同数据源和数据库访问的数据（有时以不同的格式)可能会呈现与相关生产部门相关的不同程度的复杂性和风险。更复杂的数据可能需要访问更多的资源并将其连接到数字孪生。此外，数据客户端应以适当的采样频率仅接收所需分析或操作所需的数据，以减少收集、处理和存储成本和错误。

资产生命周期的数据集成也是一个重要问题。为了提高DT成果的质量，来自设计、开发、生产计划和执行的数据应被整合并在必要时可供使用。如今，这些数据在设计师、供应商、生产和维护团队中普遍存在，危及 DT 结果的质量和可靠性。

将DT视为信息物理系统的一部分，物理域与数字域的融合关系到物理域与数字系统之间通过可靠、动态、实时的关系建立连接的能力（Tao et al .，2019）。物理域和数字域之间缺乏协调可能会降低DT性能，产生孤立的、碎片化的和不可用的数据，降低DT效率和智能水平（Tao et al., 2018）。

油气行业在实施数字技术时面临的挑战的另一个重要因素是可用数据的质量差。数字模型的性能深受数据质量的影响。低质量的数据导致低置信度的估计，这可能会影响数据驱动的决策。此外，数据驱动的数字模型可以基于收集的数据来开发，其少量和低质量可能会危及模型性能。

关于海底资产的数字模型，有很多可用的替代方案，重点关注数字孪生的不同方面，例如几何尺寸、资产行为规则、材料属性以及对资产和管道中发生的退化现象的理解。当有效且可靠时，这些模型可以对实物资产状态的监测、诊断、预防和控制做出重要贡献（Tao et al., 2018）。构成DT的数字模型应该高度可信地表示数字域中的实物资产，从而能够模拟实际资产过程并估计不同条件下的资产行为（Grieves，2014）。

因此，凭借高质量的数据和可靠的模型，以及适当的数据可访问性以及数字域和物理域之间的有效集成，DT在海底生产系统中的应用

可以非常有利可图,主要与生产系统和资产生命周期的实时模拟相关,为海底系统的重新配置生成输入,以减轻随着时间的推移发生的变化的影响（Semeraro 等人,2021） 。

用于海底资产完整性管理的数字孪生

与海底资产数字孪生相关的要素

用于海底资产完整性管理的数字孪生开发包括对与资产功能相关的最相关退化模型所使用的数据质量进行集成和评估。

DT 可以根据对每个退化模型最重要参数的监控来了解资产状态或状况。它允许识别故障模式,从而在与基于风险的检查 (RBI) 方法相关时为决策提供支持。

该过程的一个重要阶段是确定与海底资产相关的主要退化机制,例如腐蚀和侵蚀速率、裂纹扩展和拖网频率,以及为每种机制开发或使用可靠的模型,如上所述DNV RP F116 (2021)。

尽管如此,模型结果的可靠性取决于数据调节和质量评估。
数据调节可能是一个繁琐的过程,因为它基于每个模型输入数据的行为和特征。每个数据可能需要清理、转换、标准化、重新采样和删除异常值,以及与模型和应用程序中数据的使用相关的程序。

而且,数据质量是表示每个数据适合其使用程度的参数。
模型估计质量的评估表明模型与观察到的现象相比的代表性如何。根据DNV RP A204 (2021),质量指标的使用有助于评估数据驱动决策的自信。简而言之,数据质量对于 DT 结果的可靠性和准确性来说是一个非常重要的问题。

海底资产数字孪生的另一个重要问题是监测相关参数的能力,这与数据测量和故障模式随时间演变的信息提取相关。它旨在通过提供有关资产或系统状况的有价值的信息来控制每种退化机制或故障模式的最相关参数。

所有这些功能的集成使 DT 能够执行大量分析,包括 RBI,它建议对海底资产执行检查或维护活动的决策应基于相关的风险级别。 RBI 由资产故障模式分析驱动,涉及故障概率 (PoF) 和故障后果 (CoF)。

PoF是指由多种故障模型引起的资产退化超过安全阈值（极限值)的概率。另一方面,CoF 代表与故障（如果发生)相关的后果。 PoF 和 CoF 的组合被认为是风险级别,它指导风险管理并支持与检查和维护相关的决策。

使用基于退化模型和实时数据的模拟有助于估计海底资产的 PoF 和 CoF。然后,海底资产的数字孪生对于完整性管理和监控非常有益,有助于 RBI 分析的执行。

用于海底资产完整性管理的数字孪生框架

DNV RP A204 (2021)将 DT 的功能元素 (FE) 概念确立为“数字孪生的一部分或模块,旨在支持用户做出关键决策” 。在此前提下,开发了用于海底资产完整性管理的数字孪生框架。所提出的框架由七个 FE 组成,如图4所示。

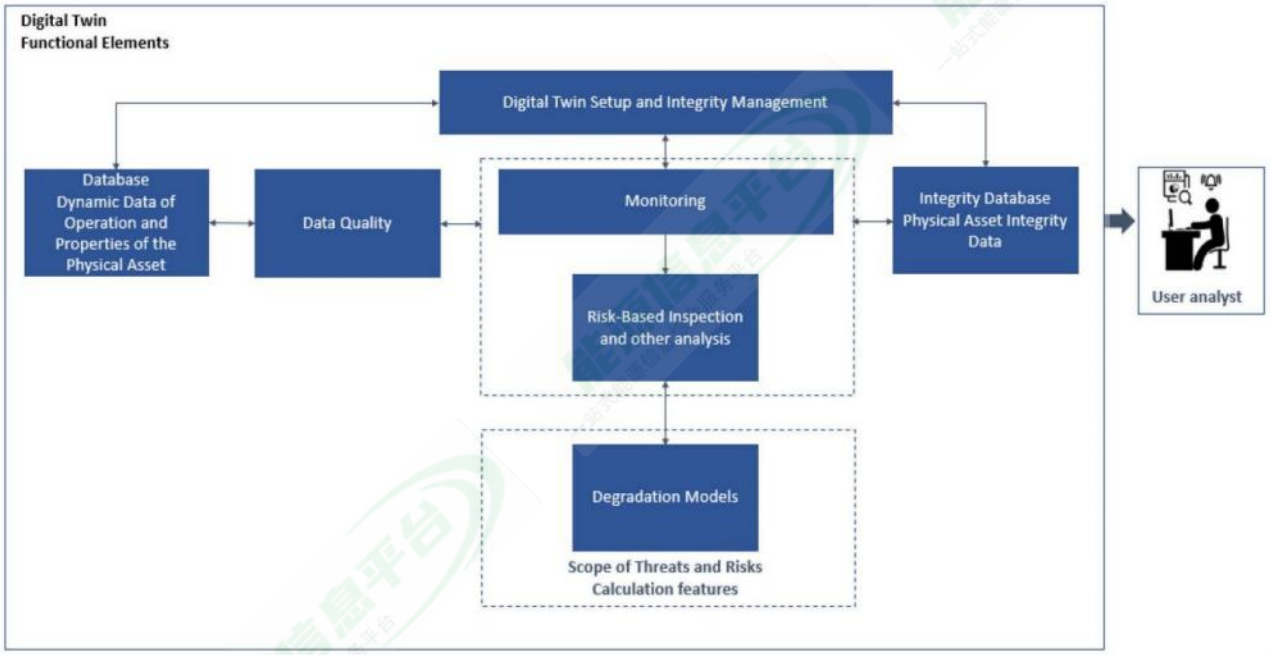


图 4　数字孪生框架。

功能元素:数字孪生设置和完整性管理。第一个 FE 称为“数字孪生设置和完整性管理”,用于解决 DT 设置和配置问题。通过此 FE,用户可以注册自己并通过选择相关的数据和数据库以及用于估计和预测的退化模型来配置所需的完整性分析。

作为输入,该 FE 从用户接收几条信息,例如自动化系统中的数据源地址、相关数据库、分析间隔和所选的退化模型。其输出告知应从特定数据库读取哪些代表每个资产的数据（来自生产的数据以及与流动条件相关的数据）。

功能元素:数据库 - 物理资产的操作和属性的动态数据。 FE 接收应从数据库读取的数据、其地址、间隔和读取频率作为输入。
它从数据库收集数据并将其发送到称为“数据质量”的 FE。

功能要素:数据质量。在此 FE 中,数据经过适当调节并评估其质量,以便为分析准备数据并向用户指示分析结果的置信度。该有限元需要有关模型的信息,用于选择最合适的调节技术并识别最相关的数据进行分析并评估模型数据输入和输出的质量指标。经过调节和质量评估后,数据流至并行运行的“监控”和“基于风险的检查和其他分析”FE。

功能要素:监控。 “监控 FE”旨在随着时间的推移分析所选退化模型最相关的输入数据。它旨在识别这些数据随时间变化的时间和方式,通过仪表板中的警报通知用户数据特征已发生变化。然后,用户能够验证要采取的最佳替代方案,例如执行新的退化分析、计划检查或传感器维护。

作为“监控”有限元功能的示例,用户可以选择与特定退化机制（例如腐蚀)相关的最有影响力的参数,并根据设计项目或标准建立限制。这些限制将构成该机制的安全范围,并将与数据库中可用的操作参数进行比较。 DT 监控工具应该能够检测是否有任何参数超出安全范围,并向分析人员显示通知。

为了使DT在本例中正常工作,必须有一个明确定义的规则来识别和分类安全范围之外的参数及其通知。完善的规则将区分错误警报,这是一种短暂的变化,并不意味着可能导致失败的退化机制的改变。

功能要素:基于风险的检查和其他分析。 “基于风险的检查和其他分析”FE 旨在根据先前的用户配置来管理和执行多项分析。
这些分析（如基于风险的检查或寿命延长)由其他 FE（称为“退化模型”)支持,这些分析根据“基于风险的检查和其他分析”FE 发送的数据输入来评估资产状态或状况。

分析管理和退化计算之间的分离旨在实现框架模块化。它简化了模块接口,防止不一致和信息冲突。

此外,它使系统维护或改进变得更加容易,因为每个退化模型都可以升级或替换,而不会损害 DT 性能。

功能元素:退化模型。然后,基于风险的分析 FE 使用“退化模型”FE 执行的模拟结果,这些结果能够对其进行分析并与实物资产的完整性数据进行比较。

功能元素:完整性数据库 实物资产完整性数据。最后,这些结果应存储在完整性数据库中,并在用户友好的仪表板中提供给用户。
值得注意的是,在所提出的框架中,用户负责分析配置和结果理解。因此,用户应该接受适当的培训并熟悉与DT相关的工具和方法。这包括对基本概念的深入理解,以及正确设置分析、解释结果并根据 DT 提供的信息做出决策的技术技能。适当的培训可以让用户充分发挥 DT 的潜力,实现效益最大化并优化决策过程。

结论

本文中提出的评论以及作者在该主题中强大的技术背景可以确定与数字孪生概念相关的主要定义,以及在数字化背景下详细说明工业生产系统的发展阶段。转型。

这些步骤由DNV RP A204 (2021)提出,对于巩固不同工业部门的 DT 实施至关重要。

在石油天然气领域,DTs的应用作为一项新兴技术,无论是上游、中游还是下游,都呈现出巨大的市场前景,尽管目前的主要举措都集中在上游领域。

关于在海底资产中大量使用数字技术的技术挑战,最突出的是与数据库的连接、访问数据量及其速率以及考虑数据质量和条件的数据处理。此外,它还突出了具有低不确定性的数据驱动或数学模型及其应用,忠实地代表了实物资产中发生的退化现象,以及建立可靠、安全、动态和瞬时的能力。连接到DT的物理资产和虚拟资产之间的集成。

基于作者对DT进行的大量研究、开发和技术创新,本文还提出了DT在石油和天然气领域海底生产系统管道和设备中应用的方法或框架。该可行的应用设想了一种包括不同功能元素互连的安排:与数据库的连接、数据质量和调理、虚拟模型、系统监控以及基于风险的分析和检查,为基于DT的完整性管理提供支持。

因此,DT 作为石油和天然气行业的一项新兴技术,有助于减少故障、优化生产并提高涉及成本和运营投资的决策的自信。考虑到作为数字化转型工具的可能性,它的能力是有前途的。

参考

英国石油公司 2018 年。石油和天然气生产双赢， https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/reimagining-energy/apex-digital-system.html (accessed 2023 年 5 月 15 日）。

德勤。巴西石油和天然气行业的数字化成熟度:该国行业数字化转型的行动、进展和挑战（葡萄牙语）。 2022 年。

DNV RP F116。海底管道系统完整性管理。2021。

DNV RP 0002。海底生产系统的完整性管理。2021。

DNV RP A204。数字孪生的资格和保证。2021。

Grieves, M. 2014。数字孪生:通过虚拟工厂复制实现卓越制造。白皮书1:1-7。

Grijpink, F.、Katsap, N.、Verre, F. 2020。利用石油和天然气的连通性如何推动更高的性能。麦肯锡公司。https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/how-tapping-connectivity-in-oil-and-gas-can-fuel-higher-performance 。

Glaessgen, E., Stargel, D. 2012。“未来 NASA 和美国空军车辆的数字孪生范式。”语义学学者。 https://doi.org/10.2514/6.2012-1818。

Hochhalter, JD、Leser, WP、Newman, JA 等,2014 年。将损伤传感粒子与数字孪生概念耦合。

Ehsan, K.、Zhi Cheng, W.、Dixia, F. 等人 2021。通过数字孪生演示从数据到评估模型海洋立管。 10.4043/30985-MS。

Larse, P. F.、Tossessen, T.、Schuchert, F. 等人“Johan Sverdrup:数字旗舰”。在离岸会议上发表的论文技术会议,美国德克萨斯州休斯顿,2020 年 5 月。doi:https: //doi.org/10.4043/30477-MS。

巴西石油公司。 2019. 数字孪生:帮助解决实际问题的数字孪生（葡萄牙语）， https://nossaenergia.petrobras.com.br/energia/digital-twins-os-gemeos-virtuais-que-ajudam-a-resolver-现实问题/ （2023 年 5 月 15 日访问）。

Qinglin, Q.、Tao, F. 2018。“面向智能制造和工业 4.0 的数字孪生和大数据:360 度比较。 IEEE 访问6 (2018): 3585–93。 https://doi.org/10.1109/access.2018.2793265。

Rosen, R.、von Wichert, G.、Lo, G. 等,2015 年。关于自治和数字孪生对未来制造业的重要性。 IFAC-PapersOnLine， 48(3), 567–572。 doi:10.1016/j.ifacol.2015.06.141。

张瑞东,X春明,S俊峰,等,2018。油气生产大数据分析平台研究。于 3 月 20 日至 23 日在吉隆坡亚洲离岸技术会议上发表。 OTC-28346-女士。 https://doi.org/10.4043/28346-MS。

Sadjina, S.、Skjong, S.、Pobitzer 等人。 2019。地震 RTDT:用于提高地震作业性能的实时数字孪生。于 6 月 9 日至 14 日在格拉斯哥举行的 ASME 2019 第 38 届海洋、近海和北极工程国际会议上发表。 OMAE2019–95885。土井:10.1115/OMAE2019-95885。

Semeraro, C.、Lezoche, M.、Panetto, H. 等人,2021 年。数字孪生范式:系统文献综述。计算机位于工业， 130： 1-23。 DOI:10.1016/j.compind.2021.103469。

壳。数字化创新。 （nd）。 https://www.shell.no/about-us/projects-and-sites/digital-innovation-in-action-英文.html （2023 年 5 月 15 日访问）。

Straw, M.、Mistry, R.、Lewis, S. 等,2022 年。性能和完整性的预测数字孪生。于 5 月 2 日至 5 日在休斯敦举行的海上技术会议上发表。 OTC-31863-MS。 https://doi.org/10.4043/31863-ms。

陶F. 2018。大数据数字孪生驱动产品设计、制造和服务。国际。 J Adv Manuf。技术。 94： 3563–3576。 https://doi.org/10.1007/s00170-017-0233-1。

Tai, F., et al 2019。面向智能制造和工业 4.0 的数字孪生和网络物理系统:相关性和比较。工程学5(4):653–661。 https://doi.org/10.1016/j.eng.2019.01.014。

Vachálek, J.、Bartalský, L.、Rovný, O. 等。 2017 年。工业 4.0 概念中工业生产线的数字孪生,2017 年第 21 届国际过程控制 (PC) 会议,斯洛伐克斯特布斯克普莱索。doi： 10.1109/ PC.2017.7976223。

Wei, L., Ding, P., Min, H. e Qinghai, M. 2020。数字孪生在海上石油/天然气开采中的应用:从可视化到评估。 IFAC-PapersOnLine 53 (5): 738–43。 https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2021.04.166。

4. 通过定量和自动化风险评估技术实现海上油井风险管理的数字化

文献摘要：风险评估是油井不同生命周期风险管理的关键环节。这是一个严格的程序，用于识别、评估和量化可能危及人员、对环境有不利影响或损害资产的风险。通过使用基于场景的定性风险评估技术和公司 6X6 风险矩阵，ADNOC Offshore 建立了一种新的自动化油井风险评估工具，使公司能够识别故障，控制和减轻由于不同故障场景导致的油井完整性风险。在数字化风险评估模块中，所有危险场景都被识别出来，包括所有可能的泄漏路径和导管结构风险。然后模拟详细的障碍分析，以定义每个场景的失败概率。此外，从数据库中检索所有操作限制以及各种后果因素，如人员、安全、资产、公司声誉和业务。最后，通过使用 ADNOC 6X6 矩阵评估 4000 多种模拟风险情景，对油井风险进行排名。所有功能都被添加到内部软件中，并与所有相关井数据相关联，如 X-tree、DHSV、环空压力测量、最大允许预期地面压力(MAASP)、导管等。数字化风险评估通过有效地对不同类型的井(油气生产井、注水井、注气井等)进行风险评估和排名，确保符合当地、国际标准和最佳实践。在不同的位置(岛式或井口塔)流动或注入酸液和甜味流体，使用单个或多个完井管柱，这些管柱配备了地面或地下控制系统，除了对导管进行结构评估外，还配备了多达四个环空。一旦对故障场景进行了排序，并确定了最终的风险等级，将创建油井完整性护照(WIP)。该 WIP 将包含有关油井的所有信息，包括风险评估、短期和长期行动计划以及缓解计划，还将包括每个故障场景的指定方和到期日期。随后，井完整性护照(WIP)将根据审批层次自动循环审批。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

SPE-216881-MS

通过定量和自动化风险评估技术实现海上油井风险管理的数字化

艾哈迈德·哈桑·艾哈迈德、阿比尔·阿尔-阿里、艾哈迈德·阿尔·霍萨尼、穆罕默德·萨利赫·阿里和哈桑·阿里·阿尔·哈马迪,ADNOC 离岸

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/216881-MS

本文准备于 2023 年 10 月 2 日至 5 日在阿联酋阿布扎比举行的 ADIPEC 上发表。

在审查了作者提交的摘要中包含的信息后,SPE 项目委员会选择了本文进行演示。论文内容未经石油工程师学会审阅,作者有权更正。该材料不一定反映石油工程师协会、其官员或成员的任何立场。未经石油工程师协会书面同意,禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要;插图不得复制。摘要必须包含对 SPE 版权的明确承认。

摘要

风险评估是不同油井生命周期风险管理中最关键、最关键的阶段。它是一个严格的程序,用于识别、评估和量化可能危害人类、对环境产生不利影响或损坏资产的风险。通过使用基于情景的定性风险评估技术和企业 6X6 风险矩阵,ADNOC O shore 构建了一种用于自动化油井风险评估的新工具,使公司能够识别故障、控制和减轻因不同故障情景而导致的油井完整性风险。

在数字化风险评估模块中,已识别出所有危险场景,涵盖所有可能的泄漏路径和导管结构风险。然后模拟详细的障碍分析,以确定每种情况的失败概率。此外,所有操作限制以及各种后果因素（例如人员、安全、资产、公司声誉和业务)均从数据库中检索。最后,通过使用 ADNOC 6X6 矩阵评估 4,000 多个模拟风险场景,对油井风险进行排名。所有功能均添加到内部软件中,并链接到所有相关油井数据,例如 X-tree、DHSV、环空压力测量、最大允许预期表面压力 (MAASP)、导管……等。

数字化风险评估通过有效地对不同类型的井（石油和天然气生产井、水和天然气注入井等)进行风险评估和排名,在不同地点流动或注入含硫和含硫流体,确保符合当地、国际标准和最佳实践（岛或井口塔）,配备单个或多个完井管柱,配备地面或地下控制地下安全装置,除了导管的结构评估外,还采用最多四个环形结构。

一旦对故障场景进行了排名并确定了最终的风险排名,就会创建油井完整性护照（WIP）。该 WIP 将包含有关油井的所有信息,包括风险评估、短期和长期行动计划以及缓解计划、指定方和每个故障场景的到期日期。随后,油井完整性护照（WIP)将根据审批层级自动流通审批。

介绍

与所有油井相关的健康、安全、环境和商业危害均得到识别,并传达给参与建立和维护油井完整性的所有人员。

油井完整性管理的重点是通过识别完整性威胁及其后果、实施风险管理策略并采取缓解措施来预防危害和降低风险

措施。

ADNOC 集团公司必须确保所有油井都经过风险评估并进行排名,以确保根据其风险水平分配适当的资源和关注。为了有效解决每口井中已识别的风险,重要的是根据已识别的风险确定井的优先级。

实施数字化、定量和自动化的风险评估,设定预定的风险水平,并概述必要的行动、响应时间和资源,以减轻常见的油井故障模式并将风险降低至 ALARP（合理可行的最低水平)水平。

使用重要性排名系统记录风险评估的结果通常是有益的。
这样可以确定风险降低计划的优先顺序并相应地分配资源。 WIDMS 包括一个自动风险排名模块,该模块包含 4000 多种场景并考虑:

- 6X6 风险矩阵。
- 考虑了所有可能的故障场景。
- 不同的井类型/操作模式。
- 该系统与来自不同模块和数据源的所有相关油井数据链接。
- HSE/业务/人员/成本后果。
- 对于每种情况,都会计算概率、后果和风险排名。
- 最高风险被视为最终油井风险排名。

风险评估流程

风险是对意外事件发生概率和潜在不利后果进行衡量的结果。风险评估分为三种类型:定性风险评估、半定量风险评估和定量风险评估。

定量风险评估用于评估风险,这是一种正式和系统的方法,用于估计危险事件的概率和后果,并将结果定量地表达为对人员、环境、资产或声誉的风险。

定量风险评估过程是评估风险并向管理层传达风险的首选方法,为了进行定量风险评估,应确定概率和后果。

概率（可能性)是单位时间内事件发生的次数,所使用的井障元件失效概率和事件概率基于以下公式并从 A 到 F 表示,其中 A 为低概率,F是最高的:

- 公司现场可靠性数据。
- 石油和天然气生产商 (OGP)
- 海上陆上可靠性数据 (OREDA)

后果（严重性)是指发生任何危险事件时可能造成的损失,用 1 表示
到 6,其中 1 是低后果,6 是较高后果,可能会影响:

- 人员健康与安全:死亡、受伤、不可逆转的健康影响……等。
- 环境:水、空气、动物、植物和社会。
- 声誉:员工和第三方。
- 财务:财产（资产)损坏或生产损失。

以下因素用于计算后果:

- 硫化氢 (H2S) 浓度。
- 井位（岛或井口塔）。
- 屏障的泄漏率（水、油或气体）。
- 控制潜在泄漏所需的天数。
- 潜在的漏油量。
- 总维修费用
- 清理费用。
- 紧急响应成本。
- 生产损失。
- 注水中化学品的浓度。
- 水深。

计算出的概率和影响用于通过如图 1 所示的 6X6 矩阵评估风险类别,该矩阵包括四个风险类别,如下所述:

- 高风险井（CAT-1）
- 高中风险井（CAT-2）
- 中风险井（CAT-3）
- 低风险井（CAT-4）

根据风险类别、短期和长期行动计划以及缓解计划,将包括每个故障场景的指定方和到期日期。

风险评估方法

采用基于情景的定量方法，通过检查所有潜在的故障情景来评估与 Well 的障碍相关的风险。可能出现以下五种可能的故障情况:

- 井口、X-Tree 和 DHSV 可能会导致井控丧失。
- 生产环空可能会失去井控。
- 胶结环可能导致井控丧失。
- 由于导管故障可能导致井控丧失。
- 可能失去区域隔离。

每个故障场景都用于评估与特定障碍相关的风险,以保证
地层压力和环境之间至少存在两个屏障。

接下来,我们将探讨利用上述五种可能的故障场景可以对哪些障碍进行风险评估。因此,可以实施预防措施以及短期和长期计划。

可能的故障情况

井口、X-Tree 和 DHSV 可能会导致井控丧失。井口、X-Tree 和 DHSV 下有六种次可能的故障场景,用于评估不同的障碍物,以下是六种故障场景以及将评估哪些障碍物。

被船只、驳船、钻机移动、X 树击倒评估在被船只、驳船、钻机移动、X 树击
倒期间井下安全阀的完整性状态。

X-Tree 阀体泄漏,
用于评估 X-Tree 阀体组件（例如阀盖、法兰、黄油嘴)可能发生的泄漏。等,X-tree 闸阀的一些可能的泄漏路径如图3所示。

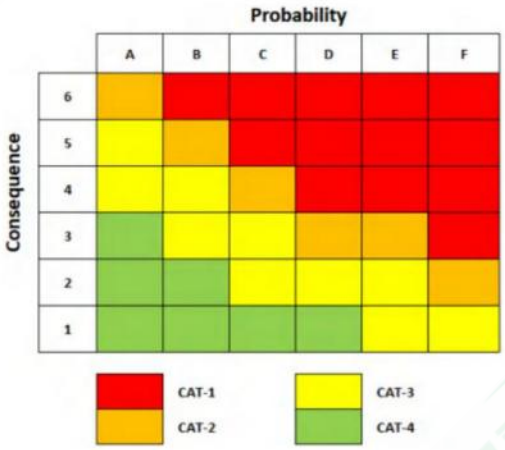


图 1　风险矩阵。

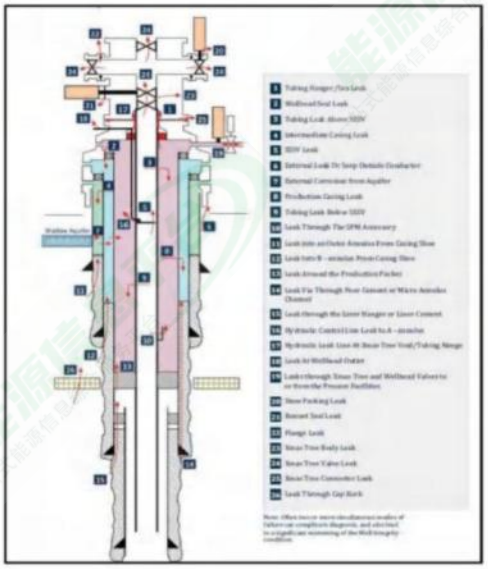


图 2　典型的油井故障模式。

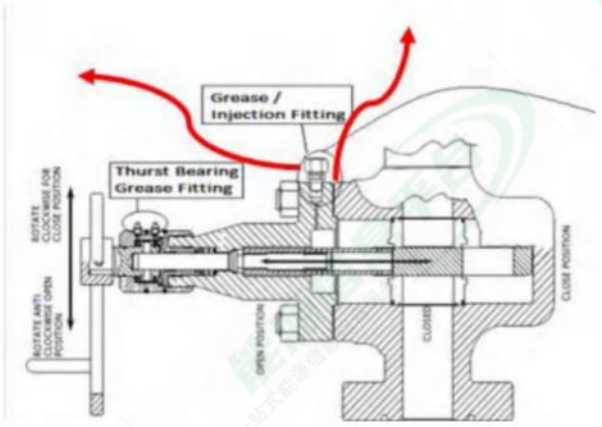


图 3X-Tree 闸阀。

由于颈腔密封件/测试端口失效而导致泄漏,以评估颈腔
封套的井屏障元件（颈腔密封件和测试端口）,图 4 显示了双管柱油管挂腔的可能泄漏路径。

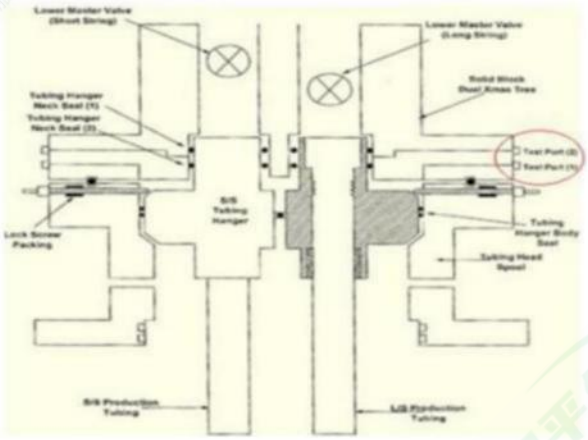


图 4　双管柱的油管挂腔。

由于体腔密封件/连接器或锁紧螺钉失效而导致泄漏,以评估体腔封套的井屏障
元件（体腔密封件、连接器和锁紧螺钉）,图 4 显示了双管柱油管挂腔的可能泄漏路径。

由于控制管线与地层流体连通,通过外部针阀泄漏,以评估井下地下安全阀控制管线故障（主要是
控制管线的外部针阀)时通向环境的第一泄漏路径（图5 ）。

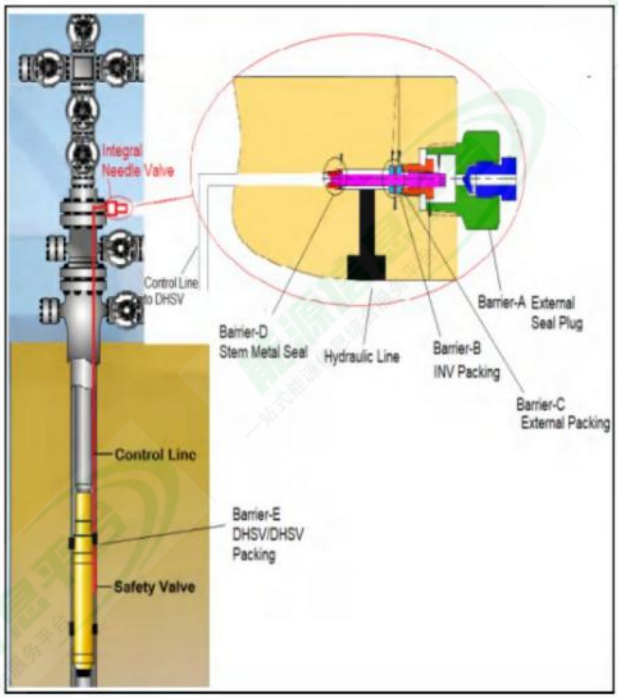


图 5　控制线的井屏障示意图。

通过控制管线内部针阀填料泄漏是由于控制管线与地层流体连通,以评估井下地下安全阀控制管线故障时通往环境的第二泄漏路径,主要是控制管线内部针阀填料（图5 ） 。

示例:计算一口具有绳索可回收井下安全阀、自然产油 2,000 BOPD 和低硫天然气 1 MMSCFD 的井 “被船只撞击、驳船、钻机移动、X 树损坏”故障场景的风险等级以无人海上平台为例,需要 60 天通过钻泄压井来控制泄漏。

概率计算:X树脱扣事件每年发生的概率为0.000104,如果该事件发生,则井下安全阀可能会整体失效,每年失效概率为0.052,否则失效则失效概率每年 1 次。

整体式井下安全阀的最终概率=0.000104*0.052=5.408* 10-6
是 “A”概率。
非整体式井下安全阀的最终概率=0.000104*1=0.000104,即 “C”概率。

后果计算:如果采用整体式井下安全阀,不会产生重大影响。如果使用非整体式井下安全阀,主要后果如下： 由于气体泄漏率限制超过 900 SCFD,健康和安全将处于 “5”级后果级别。

会引起火灾,主要影响井口塔上的人员。
累计漏油造成的环境影响为 2,000 BOPD * 60 天 = 12,0000 桶石油,环境影响等级为 “6”级。

总维修成本、清理成本、应急响应对业务还有另一个影响
成本、生产损失。
如果是整体阀,则最终后果级别为 “1” ;如果是非整体阀,则最终后果级别为 “6” 。
场景风险级别:对于积分状态,风险级别将为 “低（1A）” ,对于非积分状态,风险级别将为 “高（6C）”

生产环空可能会失去井控。
被船只、驳船、钻机移动、X 树击倒

如图 6所示,评估生产环空井屏障元件（油管、封隔器、井口密封件、油管附件等)在船舶撞击、驳船、钻机移动、X树拆除期间的完整性（图 6） 。

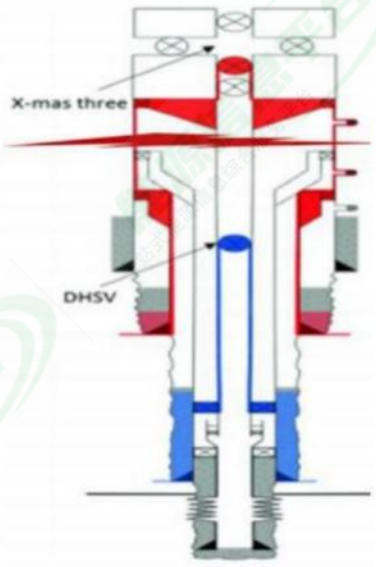


图 6　可能的井位。

跌落物体对环空阀造成损坏的评估与上述相同,但
涉及物体跌落到环空阀上的事件。
通过环空阀的环垫片泄漏来评估环空阀和油
管头四通之间的环垫片的完整性。
通过生产环空阀的泄漏来评估通过环空
阀可能发生的泄漏。
外部环空套管爆裂导致泄漏到地面,以根据生产环空包络
线中积聚的任何压力来评估套管的完整性（图7） 。

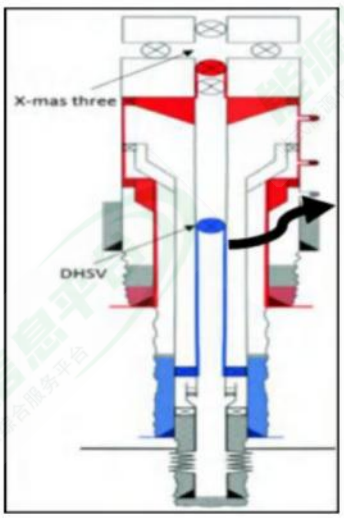


图 7　由于腐蚀或外壳破裂可能导致泄漏。

6A	6B	6C	6D	6E	6F
23	27	30	33	35	36
5A	5B	5C	5D	5E	5F
17	22	26	29	32	34
4A	4B	4C	4D	4E	4F
15	16	21	25	28	31
3A	3B	3C	3D	3E	3F
7	12	14	19	20	24
2A	2B	2C	2D	2E	2F
3	5	9	11	13	18
1A	1B	1C	1D	1E	1F
1	2	4	6	8	10

图 8　风险矩阵（从最低风险到最高风险）。



图 9　Well 的风险评估工作流程。



图 9a 数据采集。

生产环空包络线中的泄漏（由于腐蚀），压力低于 MAASP，导致泄漏到表面，以评估腐蚀情况下的套管完整性（图7）。

胶结环可能导致井控丧失。

受到船只、驳船、钻机移动、X 树敲落的撞击，以评估船只、
驳船、钻机移动、X 树敲落期间水泥的完整性（图6）。

跌落物体对环空阀造成损坏的评估与上述相同，但
涉及物体跌落到环空阀上的事件。
通过环空阀的环垫片泄漏来评估环空阀和井
口四通之间的环垫片的完整性。
通过环形阀泄漏来评估通过
环形阀可能发生的泄漏。
外部环空套管爆裂导致地面泄漏，以评估套管完整性以对
抗水泥环空封套中积聚的任何压力（图7）。
生产环空包络线中的泄漏（由于腐蚀），压力低于 MAASP，导致泄漏到表面，以评估腐蚀情况下胶结环空的套管完整性
（图7）。

由于导体故障可能导致井控丧失。这种情况仅适用于海上平台，用于评估导管的结构，应始终将导管失效的概率与表层套管失效的概率一起考虑，即导管和表层套管都必须失效才能打井。由于负载而倒塌。已经针对海上油井的各种装载情况计算了安全系数。

通常，测量是在井口平均海平面之上和之下的几个高度进行的，其中几个测量值沿着导管的圆周均匀分布在

每个海拔。然后计算每个标高的最小平均剩余壁厚 (MMT)。
与结构分析确定的最小所需厚度 (MRT) 相比，最小平均厚度用于评估。

可能失去区域隔离。定性地确定与区域隔离丧失相关的风险，然后将剩余概率和后果添加到软件中。

故障场景和油井风险排名确定在评估每个单独子故障场景的概率、后果和风
险排名后，使用以下矩阵以及图1中的矩阵来确定这些子故障场景中的最高风险排名。该排名将作为场景的风险排名，并且将采用类似的方法来确定井的风险排名。

Well 通过 WIDMS 进行风险评估工作流程

为了使用先前概述的方法执行基于场景的数字化定量风险评估，以下工作流程已纳入内部油井完整性数据中

管理软件 (WIDMS)，包括以下阶段：

数据采集、审查和验证。在运行数字化风险评估之前，应在 WIDMS 中收集、审查和验证以下数据：

- 最大允许预期表面压力 (MAASP)。
- 井环流准确配准
- 持续环空压力 (SAP) 值（如果有）。
- 环空测量（压力趋势、泄漏率、H2S...等）。
- 人工举升的类型。
- 自然流动能力数据
- 井下安全阀完整性数据。
- X-Tree、井口和空腔完整性数据。
- 导线管检查。
- 位置好。
- 套管和水泥的完整性。
- 区域隔离失效的概率和后果。

进行风险评估。工程师收集并验证数据后，将通过选择油井和文件名称以及“加载所有场景”按钮自动进行风险评估。

加载风险评估后，按下“打印”按钮后，将显示风险登记册，其中显示每个单独故障场景和井位的概率、后果和风险级别。随后，工程师将有机会检查和验证风险评估，并在必要时重新计算，以确保准确考虑和评估所有场景（图 10）

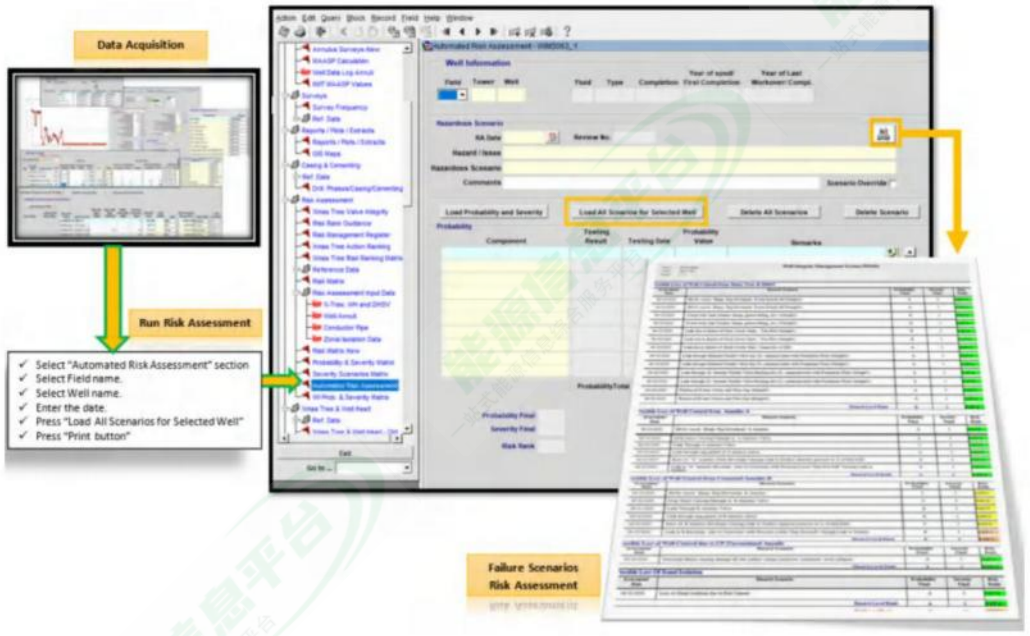


图 10 数字化故障场景评估。

确定风险缓解方案。按照上述步骤,将与负责团队召开会议,以协调故障场景的风险排名和井位。

如果确定风险为 CAT-1、CAT-2 或 CAT-3,团队应尝试确定可降低风险的选项。选项可以包括降低风险,例如降低起始事件频率、提高现有障碍的可靠性或实施额外障碍的选项。如果通过当前实践有效管理 CAT 4 风险,团队可以建议接受该风险,无需采取进一步行动。

风险缓解可以是短期或长期行动,应立即执行短期行动以降低风险,例如改善或增加障碍数量,通常具有降低情景发生频率的效果。有一些“被动”(不需要采取任何行动/始终可用)障碍可以减少后果。然而,降低后果通常需要通过杀灭液等“固有”措施来减少危害。长期行动主要集中于恢复屏障的完整性,以将风险降低至较低水平。

良好诚信护照的启动和批准。 WIDMS中的Well Passport (图11)是动态报告,可以随时生成,具有有效期,需要每3年更新一次。如果井作业情况发生任何变化或完整性状态发生变化,则根据需要进行修订和更新,其中包含:

- 基本的井信息,例如井名、开挖点和完井日期。
- 井位、生产/注入参数
- 油井完整性信息,包括风险评估中使用的所有数据。
- 风险评估结果。
- 风险登记册。
- 风险矩阵中井的位置。
- 井障图。
- 短期和长期缓解行动。

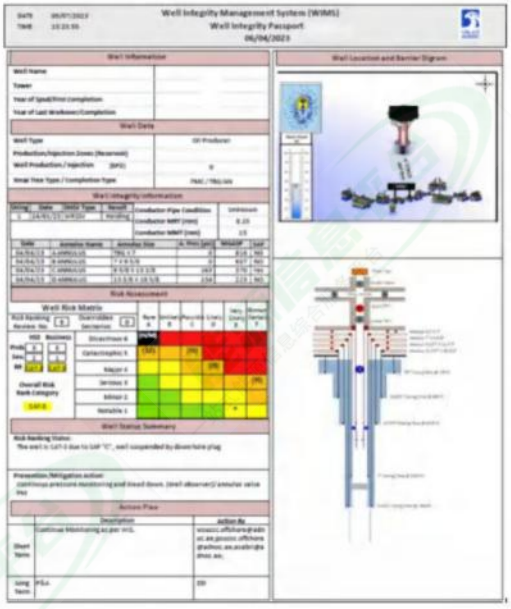


图 11 油井完整性护照。

启动 WIP 后,根据风险级别,它会在 WIDMS 中经历审批工作流程。

缓解措施跟踪。已实施通知系统,将缓解措施与截止日期一起分发给责任部门,并建立监控系统来验证行动的进展情况,任何行动的完成都将通过该系统完成。

风险重新评估。根据缓解措施的状态或井状态的任何更新,应重新进行风险评估以检查风险类别。输入所有数据后,在重新运行风险评估之前只需要验证和更新新数据,这将需要几分钟的时间。

结论

利用数字工具使我们能够始终如一地全面了解油井屏障的有效性。这涉及了解屏障的状况以及油管、套管、衬管和水泥的结构完整性,以有效降低风险、延长使用寿命并优化油井整个生命周期的管理:

·石油、天然气和水井

- 酸甜的液体。
- 不同位置的井（岛和井口塔）。
- 具有单完井、双完井和三重完井的井。
- 具有多个环空的井
- 配备不同类型DHSV的井。
- 具有已知和未知条件的导体。
- X-Tree 阀门和环形阀门故障。
- 井口可能出现故障。
- 区域隔离失败。

数字化、定量化、自动化的风险评估技术覆盖了4000多种场景,支持我们:

·通过更新/统一所有油井的风险排名来遵守 100% HSE 策略,

- 确保采用最佳实践的本地和国际标准,
- 由于使用数字化结构并最大限度地减少人为干预而节省时间,

·系统效率提升,

- 通过应用内部系统节省成本。
- 提供统一的报告和审批流程。
- 用于跟踪缓解措施和行动计划合规性的好工具。

·易于审核、验证和跟踪。

致谢作者要感谢油井完整性
部门、IT 和 HSE 的所有团队通过定量和自动化风险评估对油井风险管理数字化提供的支持,帮助 ADNOC O shore 实现 100% HSE 并遵守国际标准和准则的实践。

参考

1. ADNOC 海上油井完整性管理系统,第 1 版,2022 年 8 月 2. ADNOC HSE 风险管理 (HSE-RM-ST01)。
3. SPE-211225-MS 数字化和数据自动化:提高油井效率的途径
完整性数据管理和具有成本效益的响应 Mouna NIZAR,ADNOC OFFSHORE

5. 嵌入式数字孪生在提高水下电动阀门执行器容错性中的应用

文献摘要：生产和加工系统的数字化具有巨大的潜力，可以极大地造福石油和天然气行业，以及碳捕集利用和储存(CCUS)和利用海上可再生能源生产绿色氢气(H2)。特别是数字孪生，不仅在设计新应用方面，而且在增强现有机器方面发挥着关键作用。这种先进技术的集成使行业能够实现前所未有的效率、可控性和预测性维护水平，确保更具竞争力和可持续发展的未来。本文重点研究了水下电动阀门执行器的嵌入式数字孪生，该执行器使用基于其物理对应组件的状态空间方程进行建模。它的状态空间矩阵通过控制器输出信号和重新计算系统参数(包括机械和体积效率以及基于传感器数据的生产阀特征)不断更新。为了实现持续更新，采用卡尔曼滤波的在线递归系统识别技术来更新数字孪生模型的参数。在整个实验过程中，MATLAB 脚本利用物理对口的数据对数字孪生模型进行了测试。两种情况下，有和没有在线和递归参数识别，进行了探讨。值得注意的是，数字孪生体熟练地调整了自己的参数，反映了物理孪生体的行为。研究结果最终表明，嵌入式数字孪生能够对物理对偶进行状态监测，弥合传感器间隙并补偿传感器故障。这种主动维护能力大大提高了设备的可靠性。该特性用于提高电动水下阀门执行器的容错性，为位置和扭矩传感器等关键部件提供数字冗余。

》》》》》》》》》》》》》》》》》》》》点击浏览全文快翻文档《《《《《《《《《《《《《《《《《《《《

OTC-32685-MS

嵌入式数字孪生在提高水下电动阀门执行器容错性中的应用

Joao Pedro Duarte da Silva,博世力士乐股份公司/圣卡塔琳娜州联邦大学;奥尔特·亚历山大和
Kubacki Markus,博世力士乐股份公司； Guilherme Prudente da Silva,博世力士乐股份公司/德国联邦大学
圣卡塔琳娜州； Victor Juliano De Negri,圣卡塔琳娜联邦大学

版权所有 2023,海上技术会议 DOI 10.4043/32685-MS

本文准备在 2023 年 10 月 24 日至 26 日在巴西里约热内卢举行的巴西离岸技术会议上发表。

OTC 项目委员会在审查了作者提交的摘要中包含的信息后,选择了本文进行演示。论文内容未经海洋技术会议审查,如有修改,请作者指正。该材料不一定反映海上技术会议、其官员或成员的任何立场。未经离岸技术会议书面同意,禁止以电子方式复制、分发或存储本文的任何部分。印刷版复制的许可仅限于不超过 300 字的摘要;插图不得复制。摘要必须包含 OTC 版权的明显承认。

摘要

生产和加工系统的数字化具有巨大的潜力,可以极大地惠及石油和天然气行业,以及碳捕集利用和储存（CCUS）以及使用海上可再生能源生产绿色氢气（H2）。尤其是数字孪生,不仅在设计新应用程序方面发挥着关键作用,而且在增强现有机械方面也发挥着关键作用。这种先进技术的集成使行业能够实现前所未有的效率、可控性和预测性维护水平,确保更具竞争力和可持续的未来。

本文重点开发用于海底电动阀门执行器的嵌入式数字孪生,该数字孪生是使用基于其物理对应部件的状态空间方程进行建模的。其状态空间矩阵通过控制器输出信号不断更新,并根据传感器的数据重新计算系统参数,包括机械效率和体积效率以及生产阀门特征。为了实现持续更新,采用卡尔曼滤波器的在线递归系统识别技术用于更新数字孪生的参数。

在整个实验过程中,MATLAB 脚本利用来自物理对应物的数据对数字孪生模型进行了测试。探索了有或没有在线和递归参数识别的两种场景。值得注意的是,数字孪生巧妙地调整了其参数,反映了其物理对应物的行为。研究结果最终表明,嵌入式数字孪生能够对物理对应物进行状态监测、弥合传感器间隙并补偿传感器故障。这种主动维护能力显着提高了设备的可靠性。本研究中使用此功能来提高电动海底阀门执行器的容错能力,为位置和扭矩传感器等关键组件提供数字冗余。

介绍

在海底石油和天然气开采领域,用机电设备取代传统的液压和电动液压设备是一种持续增长的过渡趋势,称为全电动海底设备,因为它具有降低安装成本（资本支出 - 资本)等多种优势。支出)和

运营成本（OPEX - 运营支出）、更快的系统响应、更高的能源效率、减小脐带电缆的直径（因为此类系统中不需要液压管路）、系统的高水平运营灵活性以及环境可持续设计（Abicht等人,2017 年； MacKenzie等人,2020 年）。

在全电动海底方法中使用电动静压执行器 (EHA) 是一种解决方案,有可能保留上述良好属性,并增加传统电动液压系统固有的优势,例如紧凑性、坚固性、高功率密度、高负载能力、简单有效的过载保护以及弹簧的故障安全功能（Weber,2016 年和Orth等人,2022 年）。

应用 EHA（具有多个组件的独立控制系统)取代常见海底液压执行器的主要挑战之一是将该设备安装在与传统设备相同的空间内。图 1给出了内置于旋转电动静压海底阀门执行器内的几个模块的示意图,该执行器应与传统液压缸具有相同的尺寸。

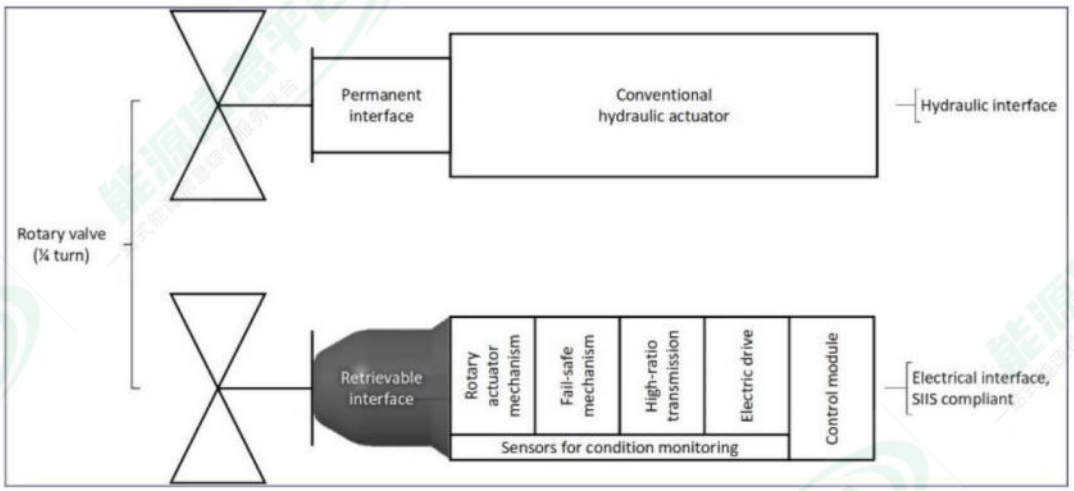


图 1 新型海底旋转 EHA 中集成的组件比较（Placido Neto 等人,2022）

对于如此复杂的系统,尺寸的限制降低了包含组件冗余的可能性,因此需要替代策略来在需要时提高系统可靠性。从这个意义上说,数字孪生（DT） 一种高保真仿真模型,设计用于在执行器控制器中运行,并在系统传感器信号和控制动作中更新其状态和参数 可以成为监控 EHA 和甚至为关键传感器创建数字冗余,从而在不添加新组件的情况下提高其可靠性。

海底阀门执行器

正如Kritzinger等人提到的。 (2018),在数字孪生中,物理对象状态的变化必然导致数字对象状态的变化。因此,需要对将成为数字孪生（控制体)一部分的系统元素进行清晰的定义,包括其输入的映射以及将用作更新信息的输出。

本工作中建模的物理系统是电动静压海底阀门执行器 (EHSVA)
（图 1(b)和2)设计用于在水深达 4,000 米的情况下操作旋转小口径阀门（Orth等人， 2021 年）。它的设计尺寸和重量达到传统海底液压执行器的尺寸和重量,同时提供标准电气接口,完全集成所有必要组件,包括电力驱动和控制装置。它具有嵌入式系统来控制其运动和

为操作员提供符合海底仪表接口标准化 (SIIS) 标准的通信接口（容错 CANOpen – SIIS Level 2）。



图 2　博世设计的旋转电动静压执行器的说明性照片。

奥尔特等人。 (2022)提到,EHA 技术应用在液压 SVA 替代中的主要挑战之一是设计它们以适应传统 SVA 所占用的相同空间。
这种空间限制可能会导致系统冗余的限制,从而需要替代解决方案来提高系统可靠性。

如图1所示,SVA 包括一个嵌入式执行器控制模块,其中安装了印刷电路板 (PCB)。该 PCB 运行执行器应用软件 (ASW),该软件负责根据用户命令和传感器读数控制 SVA 的操作。有关执行器 ASW 及其鉴定过程的更多信息,请参阅Placido Neto等人的文章。 （2022）。

数字孪生可以嵌入到 ASW 中,以增强 SVA 的状态监测,并为由于上述空间限制而没有物理冗余的关键传感器创建分析冗余。以下各节将详细介绍这些概念。

数字孪生概念

数字孪生 (DT) 的概念相当于物理产品的虚拟数字对象于 2003 年在密歇根大学产品生命周期管理 (PLM) 高管课程中引入（Grieves，2014） 。从那时起,文献中出现了各种定义来描述广泛的系统和应用（Glaessgen&Stargel,2012和Tao等人，2022）。罗森等人。 (2015)指出,DT 由一个非常现实的模型组成,它反映了流程/系统的当前状态及其与现实世界环境交互的行为。
Grieves（2014)将DT概念定义为由三个主要部分组成,即“a)真实空间中的物理产品,b)虚拟空间中的虚拟产品,以及c)将虚拟与现实联系起来的数据和信息的连接”产品一起” 。

Glaessgen 和 Stargel (2012)将 DT 描述为“对复杂产品的集成多物理场、多尺度、概率模拟,并使用最佳的可用物理模型、传感器更新等来反映其相应双胞胎的寿命” 。

由于大量的定义以及与数字化相关的几个概念,例如数字仿真、信息物理系统（CPS)和物联网（IoT） ,数字化的概念经常被引导。

造成混乱（Errandonea等人,2020）。富勒等人。 (2020)对 2016 年至 2019 年涉及 DT 的几篇作品进行了分类,但他们的模型缺乏被视为 DT 所需的一个或多个属性。为了解决缺乏定义的问题， Kritzinger等人。 (2018)提出将 DT 分为以下三个子类别：

·数字模型：现有或预期物理对象的数字表示,不使用物理对象和数字对象之间任何形式的自动数据交换。两个对象之间的通信是手动完成的。数字表示相对于物理对象可能或多或少准确；

·数字影子：在数字影子中,现有物理对象的状态与数字对象的状态之间已经存在自动的单向数据流。物理对象状态的变化会导致数字对象状态的变化,但不会以相反的方式变化；

·数字孪生：现有物理对象和数字对象之间的数据流完全集成到两个方向。数字对象还可以充当物理对象的控制实例。

博兰吉乌等人。 (2020)提到应用数字技术的主要好处是（a)可见性,通过允许设备操作和更大的互连系统（例如制造工厂)的可视化，（b)通过应用建模技术（物理-和基于数学的)在 DT 模型上,可以预测过程或资源的未来状态，(c)与模型的交互，其中 DT 允许模拟使用物理原型执行不切实际的条件,然后启用“假设”场景分析,(d) 文档,通过提供工具来理解单个或互连组件的行为,以及 (e) 集成,其中可以实现 DT 模型以与后端业务应用程序连接,以在大型系统中实现业务成果。

演示器 – 海底阀门执行器 SVA R2

根据克里青格等人的说法。 (2018),数字孪生要求物理对象状态的任何变化都应对应于数字对象状态的变化。因此,建立一套明确定义的系统元素来形成数字孪生至关重要,本质上是创建一个控制体,即数字孪生覆盖的系统范围,因为这将是一个控制系统。这需要映射系统的输入和输出,这将作为更新数字孪生内信息的基础。

本工作中将建模的物理系统是海底阀门执行器 (SVA) （图 1和图 2），设计用于在深达 4,000 米的深度操作旋转小口径阀门（Orth等人， 2021）。图3描绘了执行器的简化图。将嵌入数字孪生的应用软件是根据规范、专有和客户要求设计的,旨在实现执行器中的一组功能。 Silva等人之前已经部分描述了这些功能。 (2022)和普拉西多等人。 (2022),包括 (1) 预载故障安全机制,(2) 过程阀命令打开,(3) 过程阀命令关闭,(4) 紧急关闭过程阀（故障安全关闭)和 (5)

坚守阵地。

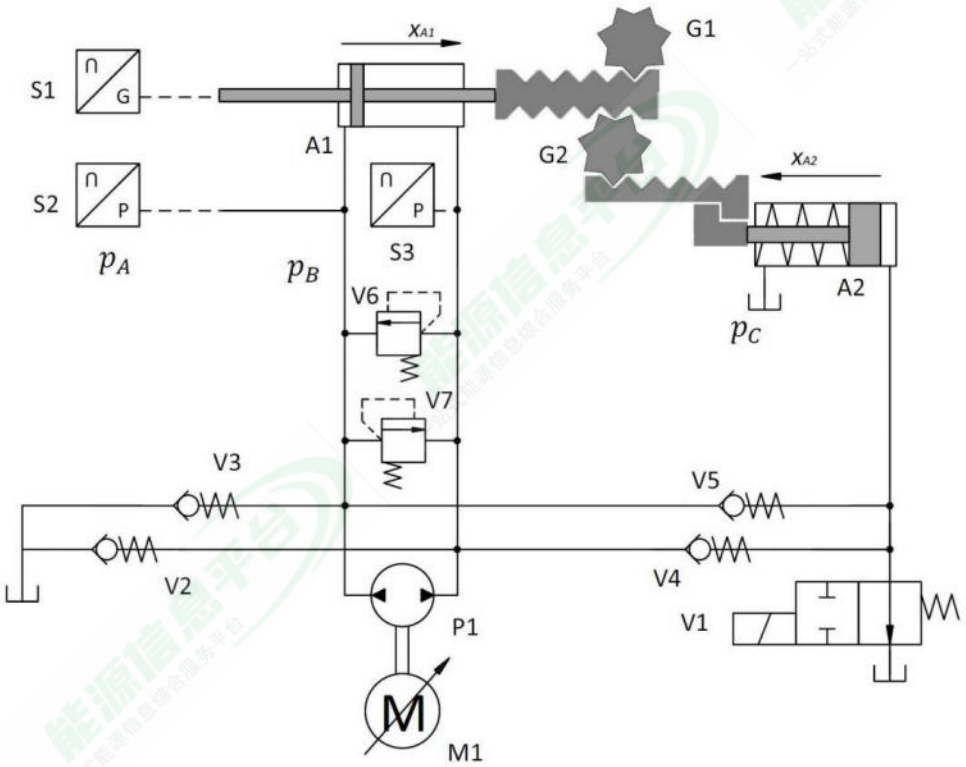


图 3 - 旋转 SVA R2 的简化图（Placido 等人,2022）

在 SVA R2 运行期间,其 DT 必须能够重现与其物理组件相同的行为。为了执行这样的任务,DT 必须建立适当的数学模型,该模型必须能够适应物理系统的特性,例如制造和环境不确定性和组件退化。以下部分描述了数学模型和更新方法。

数字孪生建模

在数字孪生的建模阶段， 采用基于通道/实例 Petri 网（C/I 网)的方法来建立各个组件（包括软件、物理资产和环境)之间的连接。 C/I 网络符号是一种图形表示法,包含两个基本元素:用矩形表示的主动功能单元和用圆圈表示的被动功能单元。

这些元素通过有向弧相互连接,如 De Negri (1996) 所示。 Belan (2007)提出了用于工业设备设计的 C/I 网络的形式化,但它也可以扩展到任何领域。

图 4中显示的元素是： 外部元素：

- I1:外部环境,是环境压力和温度以及生产阀门负载扭矩的来源； I2:海底控制模块（SCM）,负责通过通道 C2 提供电力,并通过通道 C3 提供命令信号。通道C3还负责反馈SVA
- 状态信息。

内部元件：

- 3.1:物理资产,压缩了SVA的所有硬件元素；

- I3.2:应用软件,其组成为:
  - I3.2.1:参数估计模块,基于物理资产传感器读数,更新数字孪生的参数； I3.2.2:数字孪生是一种数学模型,利用控制器发送的命令信号和参数估计器的更新状态,
  - 应再现与物理资产类似的输出； I3.2.3:故障检测器,比较来自物理资产和数字孪生的信号,如果检测到传感器故障,它将反馈信号从物理资产切换到数字孪生； I3.2.4:控制器根据命令信号和反馈信号,向物理资产发送命令动作。
  -
  -

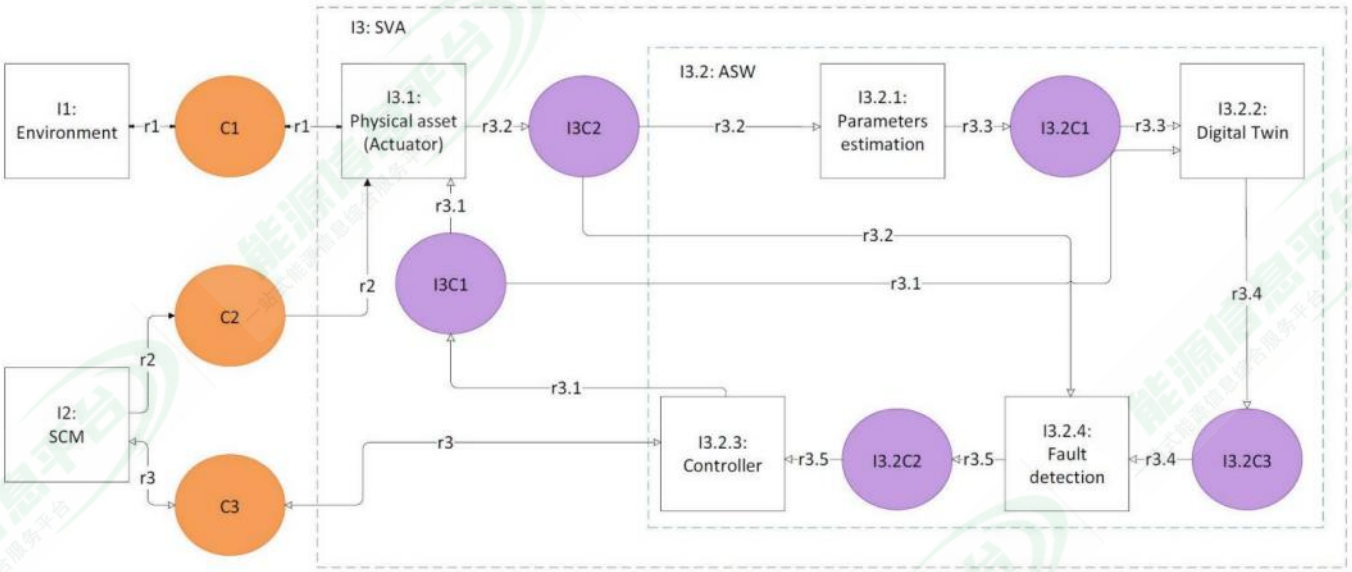


图 4　提议的数字孪生容错方法的 C/I 网络。

数学建模

动态模型是现实世界实体（通常是物理系统)的简化表示。

它可以用方程或计算机代码的形式表示,捕获系统的基本特征及其随时间的行为,同时忽略非本质的方面（Ellner 和 Guckenheimer,2006）。构建动态系统模型的结构有多种方法。一种方法是通过物理模型,其中涉及将系统划分为具有已知行为的子系统。

另一种方法是识别模型,它使用来自真实系统的观察结果来拟合选定的模型结构。此外,神经网络也已用于此目的（Ljung et al., 1994; Kim et al., 2018; Pavlenko et al., 2018）。

为了开发数字孪生,选择了状态空间建模方法,也称为动态线性建模。这种建模技术提供了一个多功能框架,可以将确定性方程与不确定性分量相集成（Shumway 和 Stoffer,2017）。

正如Shumway & Stoffer (2017)所给出的,状态空间模型采用一阶、n 维向量自回归可以表示为

$$x_k = \Phi_k x_{k-1} + \gamma u_k + w_k \quad (1)$$

$$y_k = H_k x_{k-1} + \Gamma u_k + v_k \quad (2)$$

其中yk是可观测变量n × 1的向量， xk是不可观测变量m × 1的向量,称为状态变量， Hk是已知系数的矩阵， vk是白噪声n × 1向量,称为测量误差,具有协方差R, Φk是一个m × m自回归系数矩阵， wk是一个具有协方差Q 的白噪声m × 1向量，称为状态误差， uk是一个n × 1输入向量， γ是一个n × r输入矩阵,而 Γ 是q × r前馈矩阵。

状态和参数估计

在数字孪生模型中,每个组件都由空间状态方程表示,并且其参数可能因组件而异。这些变化可能是由制造公差、随时间发生的变化（例如密封退化)或机械部件摩擦力引起的。

此外,某些状态矩阵,例如与压力管线相关的状态矩阵,会受到时间变化的影响。因此,有必要建立一种基于物理系统观测数据更新数字孪生状态和参数的策略。卡尔曼滤波器是一种常用的数学工具,它提供了一种递归计算方法来估计动态系统的状态并最小化估计误差（Liu,2013） （Kalman,1960）。

卡尔曼滤波器已应用于各个领域,用于对动态系统的行为进行建模。
其主要目标是每当有新的观察可用时更新系统知识（Costa&Alpuim,2010） （Durbin&Koopman,2012）。该算法旨在使用一组称为状态空间模型的方程,基于相关的可观测变量来估计不可观测变量,如前面的方程 1和2 所示。通过迭代更新估计值,卡尔曼滤波器能够跟踪和预测系统状态并提高了准确性。

因此,正如Costa & Alpuim（2010)所述,卡尔曼滤波器迭代算法在每个时间 k 生成状态向量xk的估计量,该估计量由状态向量到截至该时间的观测变量的正交投影给出。然后,将xk|k-1视为基于截至时间 k-1 的信息（即基于y1,y2,…,yk-1)的xk估计量,并令Pk|k-1为其均方误差（均方误差)矩阵。有关卡尔曼滤波器算法的更多信息,请参阅Liu (2013)以及Grewal 和 Andrews (2001)。

生产阀门负载曲线监控

每个海底生产阀门都呈现不同的扭矩与角位置曲线,或力与线性位置曲线,无论是否来自同一制造商。该曲线称为“阀门特征”，取决于多个参数,例如摩擦系数、几何形状、材料以及通过阀门作用的压差等变量（Euthymios,2013 年； Mashiba,2011 年）。使用 SVA 能够估计阀门整个生命周期的特征,在状态监测方面具有巨大潜力。 Nesbitt (2007)表明,负载扭矩曲线可以建模为打开位置的函数。

从数字孪生的角度来看,生产阀门施加的负载扭矩可以被视为影响物理对应物的环境干扰（参见图4）。该负载扭矩可以通过考虑主缸上的压差和弹簧缸计算出的力来计算,如下式所示：

$$T_{G1}=\begin{cases}(p_A-p_B)A_{A1}R_{G1}-T^1_{fric}, & x_{A2}>x_{A1}\\ (p_A-p_B)A_{A1}R_{G1}+(p_C-p_T)A_{A2}\cdot R_{G2}-T^1_{fric}-T^2_{fric}, & x_{A2}\le x_{A1}\end{cases} \quad (3)$$

其中pA、 pB、 pC和pT [Pa] 分别是室 A、B、C 和储层中的压力， AA1 [m2]，
AA2 [m2]、 xA1 [m] 和xA2 [m] 气缸 A1 和 A2 面积和位置， RG1和RG2 [m] 是齿轮

变速器当量比， TG1 [Nm] 是齿轮 1 中的合成扭矩,以及作用在与齿轮 1 和齿轮 2 相关的分量中T^1_{fric} 和 T^2_{fric} [Nm] 是的摩擦扭矩。

可以看出,用于计算 SVA 扭矩的方程高度依赖于压力读数,如果缺少其中之一,该方程将不起作用。为了解决这个问题,采用了一种在线递归识别系统来获取用于估计扭矩的参数,并且在没有压力传感器的情况下,它将能够停止更新这些参数并继续工作。

从图4 和方程3中可以看出,从气缸的角度来看,不可能将气缸的摩擦力与生产阀门负载扭矩分开,因此必须同时估计两者。

正如Valdiero（2005)指出的,摩擦是一种多方面的非线性现象,表现出多种非线性特征,这些特征通常取决于速度、温度、运动方向、润滑、表面之间的磨损、位置,甚至运动的历史。可接受的摩擦模型是

$$T_{fric} = B\cdot\omega + \tanh\left(\frac{\omega}{K_s\cdot\omega_s}\right)\cdot\left(T_c + (T_s - T_c)\cdot e^{-\left(\frac{\omega}{\omega_s}\right)^{\delta}}\right) \tag{4}$$

其中B [Nmrad/s] 是粘性阻尼系数， Ks [无量纲] 平滑系数,δ [无量纲] 任意指数， ωs [rad/s] 斯特里贝克速度， Tc [Nm] 库仑扭矩， Ts [Nm]斯特里贝克扭矩。

通过重新排列方程 4并添加位置(xsva),直至第三个电位,以考虑阀门签名,得出以下 SVA 负载扭矩(Tload)等式。

$$\begin{aligned} T_{load}(x_{sva},\ \omega_{sva}) &= Hx \\ &= \begin{bmatrix} \omega_{sva} & \mathrm{sign}(\omega_{sva}) & \mathrm{sign}(\omega_{sva})e^{-\left(\frac{\omega_{sva}}{\omega_s}\right)} & x_{sva} & x_{xva}^2 & x_{sva}^3 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B \\ T_c \\ T_s' \\ K_1 \\ K_2 \\ K_3 \\ K_4 \end{bmatrix} \end{aligned} \tag{5}$$

将位置 $T_s'[\mathrm{Nm}]$ 是斯特里贝克扭矩减去库仑扭矩， K1[N]、 K2[N/m] 和K3[N/m2] 是系数和扭矩之间的相关性添加到方程中， K4[Nm] 是偏移量。

在这种情况下,可以在这里实现递归卡尔曼滤波器算法,通过使用Tload方程作为预测步骤中的设备反馈来估计方程 5的参数(x) ，并使用TG1来计算误差,如下所示

使用初始参数值计算负载扭矩 $\hat{\chi}_{k|k-1}$:

$$\hat{T}load_{k|k-1} = H_{k|k-1}\hat{x}_{k|k-1} \tag{6}$$

主缸的实际液压扭矩为:

$$T_{load_k} = (p_A - p_B)A_{A1}R_{G1} \tag{7}$$

预测误差或创新vk由下式给出

$$v_k = T_{load_k} - \hat{T}load_{k|k-1} \tag{8}$$

用于通过方程进行估计 $\hat{x}_{k|k}$

$$H_{k|k} = H_{k|k-1} + K_k v_k \tag{9}$$

其中Kk称为卡尔曼增益矩阵,由下式给出

$$K_k = P_{k|k-1}\left(H_k P_{k|k-1} H'_k + R\right)^{-1} H_{k|k-1} \tag{10}$$

此外,均方误差 MSE 矩阵更新为

$$P_{k|k} = P_{k|k-1} + Q - P_{k|k-1} H'_{k|k-1} H_{k|k-1} P_{k|k-1}\left(H_k P_{k|k-1} H'_k + R\right)^{-1} \tag{11}$$

上述方程用于更新 SVA R2 负载曲线,并使用相同的算法结构来确定与系统效率相关的参数。该模型经过了测试,下一节将详细描述。

结果与讨论

SVA R2 的数字孪生使用从高压舱内对其物理对应物进行测试获得的数据作为输入进行模拟。如图5所示,该测试设置旨在复制 SVA 在海底环境中所经历的操作压力。这些应力主要包括水柱施加的外部高压以及由于过程阀而施加到 SVA 机械接口的负载扭矩。为了在 SVA 轴上产生负载扭矩,使用了由电力驱动器、齿轮传动装置、扭矩控制器和压力补偿系统组成的测试装置。有关此测试设置的更多详细信息,请参见 Silva等人。 （2022）。

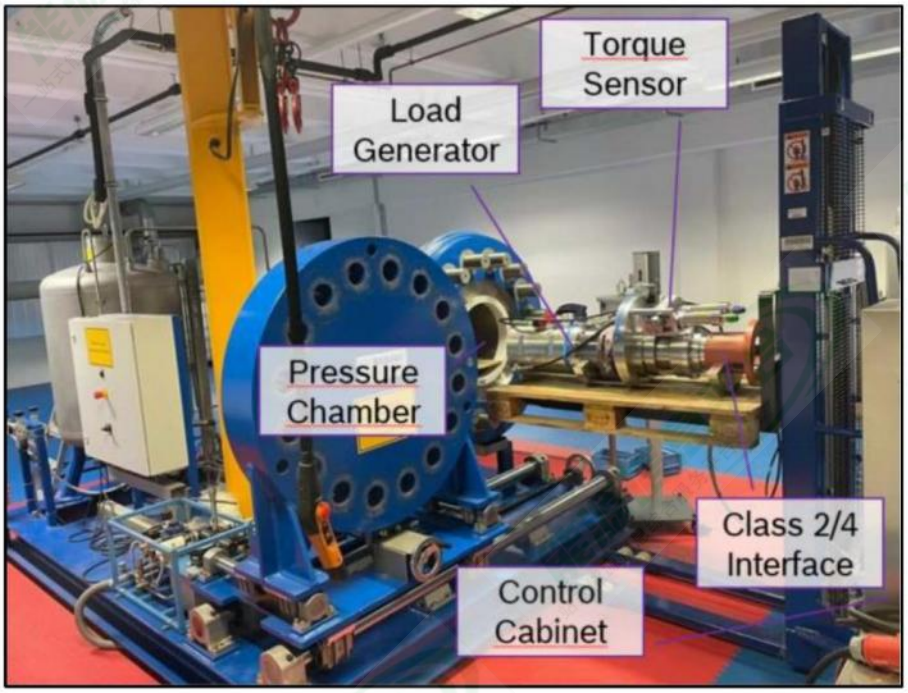


图 5 调试期间的高压舱和测试台（Silva 等人,2022）。

数字孪生测试中用作工厂信号的数据是高压测试期间收集的数据,环境压力为 220 bar,阻性负载扭矩为 225 Nm。该模型首先进行模拟,没有任何参数更新。这些初步结果如图6所示。

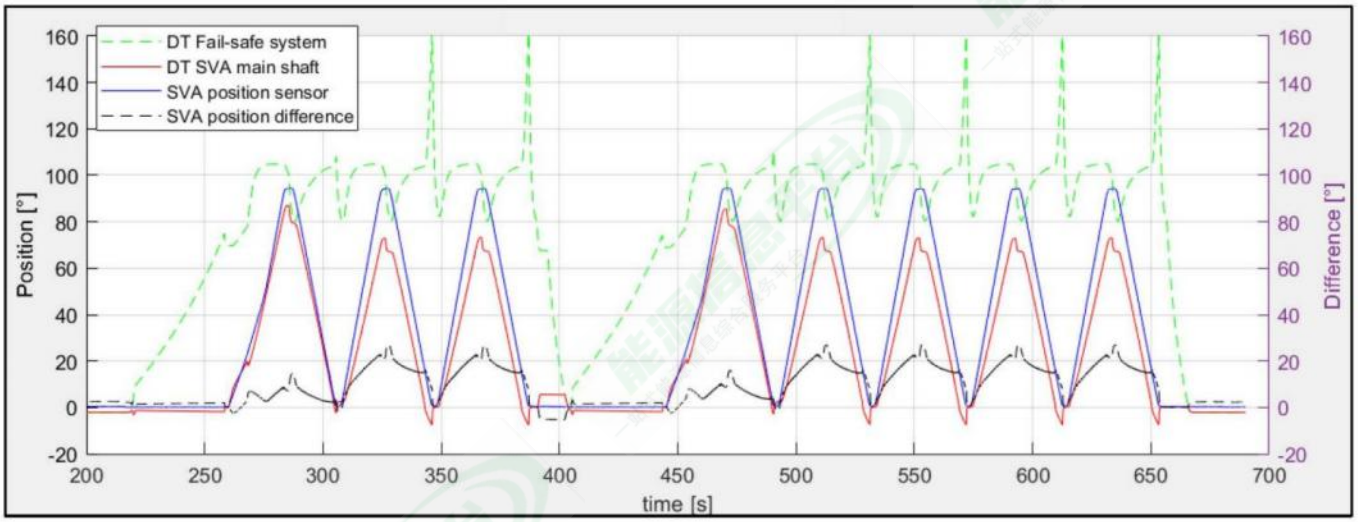


图 6　数字模型和 SVA R2 传感器 S1 的位置和误差

从图6中可以看出,给定数字模型的初始参数,如果没有更新参数,模型与测量值之间的误差相当大。纠正它的另一种方法可以是使用通过执行测试的线性回归估计的参数来开始模拟。然而,该解决方案无法使数字模型适应每个系统及其变体。

对于图7,来自传感器 S1、S2 和 S3（见图3)的信号用于更新数字
双参数。

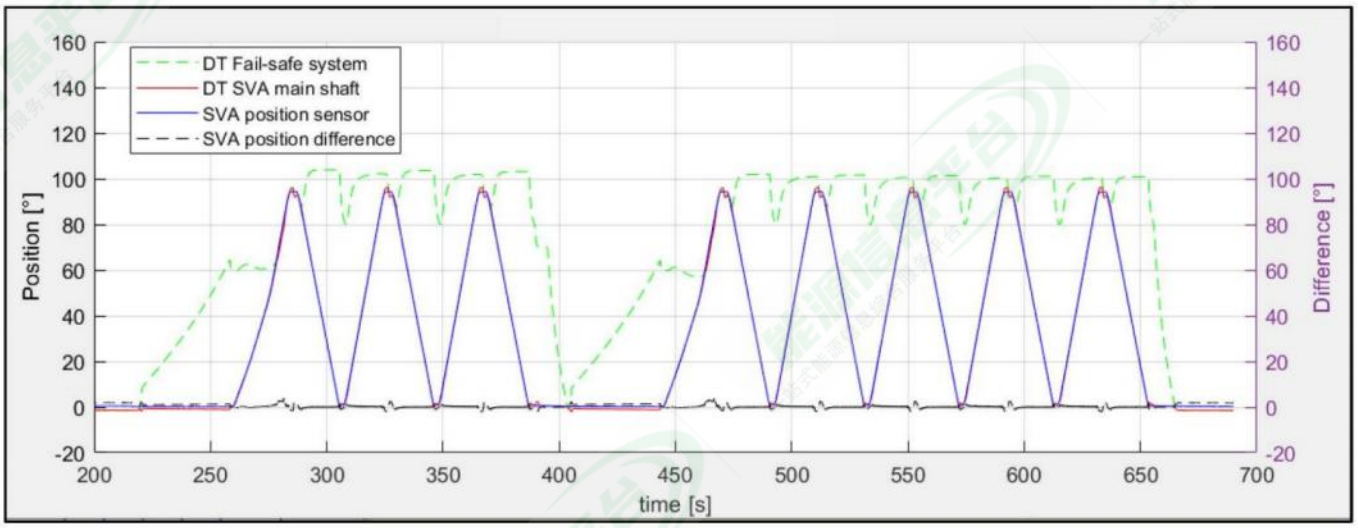


图 7　数字模型和 SVA R2 传感器 S1 的位置和误差

根据图7,很明显,当利用参数更新卡尔曼滤波器算法时,数字模型的输出与物理系统的行为密切相关。此外,数字模型可以提供不可观测变量的预期值,包括故障安全系统位置。在测试过程中,观察到数字孪生（DT)和S1传感器的信号之间的差异为0.8°,标准偏差为0.99°。这表明 DT 和传感器测量之间的差异相对较小,凸显了数字孪生在复制物理系统行为方面的准确性和可靠性。

图8 显示了传感器故障场景,其中数字孪生失去了从故障传感器接收数据以进行参数更新的能力。但是,它依赖于该传感器的最后一个可靠值来继续运行。在随后的模拟中,数字孪生在 400 秒后仅根据控制器输入运行。尽管在参数估计算法中关闭了来自传感器的反馈信号,但出于比较目的,它们仍然显示在图 8中。

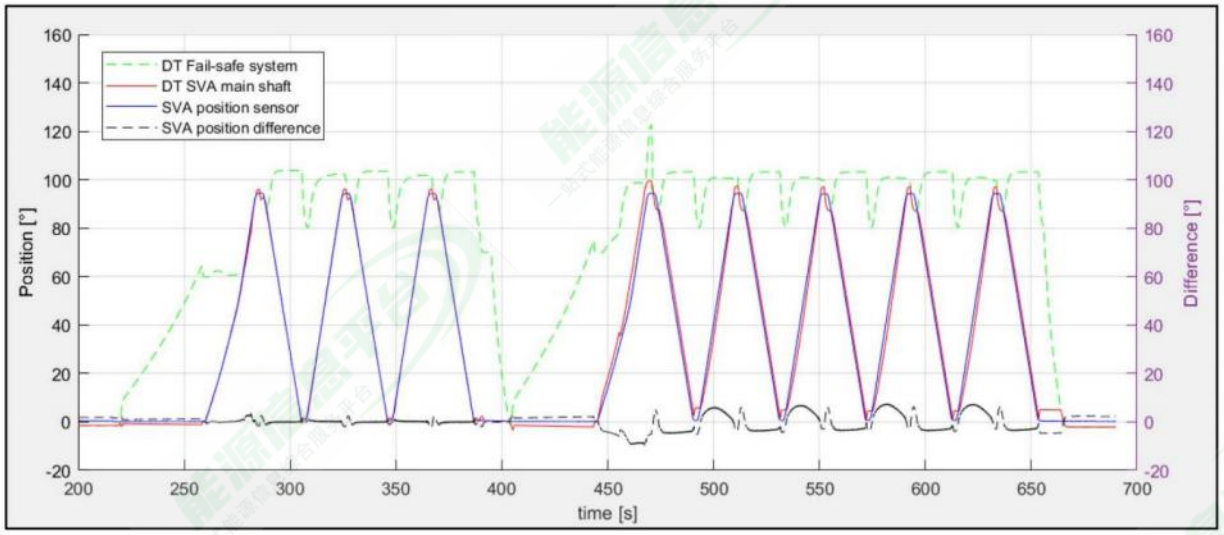


图 8　数字模型和 SVA R2 传感器 S1 的位置和误差

现在,在 400 秒时,位置误差再次增大,但比图6所示的结果要好得多， DT 和传感器之间的差异为 -1.13°，标准偏差为 4.2°。该结果表明,参数估计对传感器故障场景中的状态估计产生积极影响。

图 9显示了作用在主缸上的测量和估计的液压扭矩,即使反馈信号关闭后,仿真仍会继续呈现与其真实对应物类似的结果。

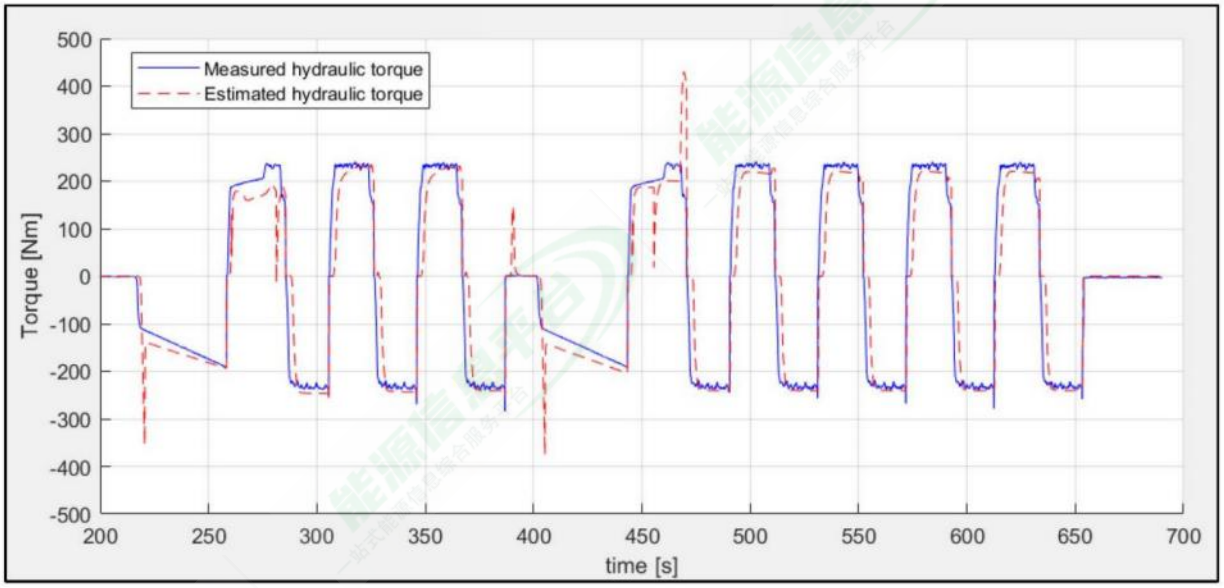


图 9　作用在主缸上的负载扭矩。

结论

从模拟和测试场景中获得的结果表明,开发的数字孪生能够准确地复制其真实对应物的行为,提供令人满意的置信度。这样可以观察非监控变量,并可以用精度较低的数字替代品替换有故障的传感器（例如位置传感器）,从而使系统即使在性能精度略有下降的情况下也能保持其主要功能。

此外,所提出的系统能够监测生产阀门特征,这是指阀门位置和相应的操作扭矩或力之间的关系。这种监测功能对于评估阀门的状况（包括摩擦和压差等因素)具有巨大的潜力。这意味着,执行器现在也可以被视为智能传感器,用于执行监控功能,例如所驱动过程阀的部分行程测试或状态监控分析,而不需要额外的过程传感器（相同的硬件、更多的数据、更多的用户利益））。

此外,所提出的方法可以应用于采油树海底设备内的所有驱动阀,从而为任何海底应用设备创建采油树数字孪生做出重要贡献。这种更广泛的应用可以更全面地观察设备参数,并增强采油树海底设备系统的整体状态监测。通过软件提高自动化系统的容错能力,而不必通过避免添加冗余物理组件来增加其硬件复杂性,这不仅对于任何石油和天然气海底生产或处理系统都非常有用;但对于降低成本并提高新生能源转型行业的可靠性和安全性至关重要,例如碳捕获利用和存储系统或海上绿色氢 (H2) 生产。

AES:全电动系统
HPU : 液压动力装置
ROV : 遥控潜水器
SCM:海底控制模块
SIIS:海底仪表接口标准化
SIL:安全完整性等级符合。符合 IEC 61508 / IEC 61511 SVA:海底阀门执行器 DT:数字孪生 XT:海底采油树

MM : 最少载人
UM:无人
SCIS:海底化学品储存和注入系统

出版参考书目

Abicht、D. Halvorsen、G. Ramberg,RM 2017。海底全电动。离岸技术会议 (OTC),美国德克萨斯州休斯顿。 doi： https: //doi.org/10.4043/27896-MS。

信息来源

注：本报告素材源自对定制服务客户开放的能源信息共享平台，[点击浏览平台的介绍视频](#)。



- **建设背景：**在日常工作过程中，信息获取是必不可少的环节。但是，我们也面临着一些挑战：①在日常工作过程中，经常面临着各种信息获取需求，找信息、找数据、找文献等；②相关渠道质量参差不齐，需要花费大量的时间进行甄别筛选；③外文研究文献，阅读效率低，无法快速筛选出有用信息。。。
- **平台内容：**平台专注于汇总主流的各类能源报告、文献、资讯、数据和知识信息，旨在为工程师提供一个高效的信息获取工具，让工程师们能够快速获取最新的研究资料、信息数据和技术动态等。
  - **研究资料：**本平台汇总分享研究过程中获取到的国外研究资料信息，涵盖主流文献库资料，同时结合翻译网站实现快速的全文翻译阅读。便于从业者便捷获取国外研究资料的同时，提高阅读效率。
  - **机构报告：**平台收录了来自国际知名机构 BP、普华永道、德勤、证券机构以及国际能源署(IEA)发布的最新研究统计报告。这些报告涵盖了能源领域的动态趋势与发展方向，为从业者提供了深入了解行业发展的宝贵资料。通过将这些资源整合在一起，让用户更轻松地掌握全球能源行业的最新观点及发展趋势，为油气公司发展提供更广阔的视野和更有力的支持。
  - **全球资讯：**平台分类汇总了丰富的油气资讯网站，包括油气勘探和开发项目的最新进展、能源市场的行情和趋势、政府政策的最新动态、油气技术的发展与应用等等，同时集合翻译实现网站全文翻译，提高浏览效率。便于从业者及时了解业务方向的最新动态，获取高质量、及时性、全面性的信息服务。
  - **能源数据：**平台分类汇总了国内外主流的能源数据网站，涵盖油气上中下游、新能源产业、国家统计信息、公司运营、能源机构等方面的各类数据。用户可通过平台了解当前油气行业的概况，分析市场趋势，制定投资计划和业务策略。便于从业者获取各类能源统计数据、油气田/单井开发生产数据信息等。
  - **能源知库：**平台本着提供全方位油气知识服务的理念，分类汇总油气能源方向的知识网站及内容。平台提供了丰富的油气资源，包括基础知识、实用工具、培训视频等。便于从业者便捷掌握、温习、拓展业务知识点。

能源信息平台

一站式能源信息综合服务平台



扫一扫，获取报告最新动态