国外海上油气学术动态报告



2023.9

学术·汇编

学术动态报告简介

《国外海上油气学术动态报告》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、钻完井、增产、工程、数字化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。

2023 年 9 月共监测到有 1846 篇油气学术研究成果发表，其中 168 篇与海上油气相关，经筛选本期共收录其中部分优质资料 **25** 篇。

目录

一、物探技术学术动态 5

1. 综合地震属性、叠后地震反演和静态建模评估上新世-更新世油气潜力，埃及北西奈海上油田 5

2. 利用高分辨率测深技术和无人机进行现场观测，对苏格兰 Pentland Firth 泥盆纪岩石结构进行陆上-海上解释 35

3. SWAN：一种用于测绘海底地下水排放和近海地下水资源的地面拖曳模块化可控源电磁系 52

4. 用标准泥浆气绘制稠油粘度图的新方法——以 Peregrino 油田为例 60

5. 一种全面的数据解释方法将超深电磁工具的优势与浅层随钻测井数据相结合，以提高对储层的理解 73

二、钻完井技术学术动态 85

1. 一种创新的大斜度或水平井固井评价方法 85

2. 钻井时主动磁测距：原型工具测试 100

3. 基于人工智能和实时井下/地面参数指标测量的堵管预测 112

4. 混合优化技术可以在具有多种流量控制装置的先进分支井中实现动态完井设计和控制 130

5. 陆上、海上和海底钻井作业的井模拟和实时作业工程概述和成果 148

三、增产技术学术动态 168

1. 阿布扎比海上首次成功实施水力压裂——拟稳定压裂液是唤醒深层预胡夫碎屑生产性能的关键 164

2. Frac Pack 完井——通过无筛管 Frac Pack 进行持续创新，为马来西亚半岛海上的钻井项目提供防砂和提高经济效益 193

3. 海水基压裂液：提高 claire 油田海上作业效率 205

4. 聚合物技术开发提高提高采收率经济效益 224

5. 矿化度对水驱驱替效率的影响.....235

四、工程技术学术动态.....252

1. 石油生产系统水下布置方案自动化设计方法.....252

2. 采用新一代超声波脉冲回波和俯仰捕捉配置技术，提高了桥塞和弃井作业的效率.....271

3. 水下视频图像中挠性立管扭转检测.....284

4. 机械无脐带安装油管悬挂器.....296

5. 水下 HIPPS 在深水气田的应用研究.....304

五、数字化技术学术动态.....310

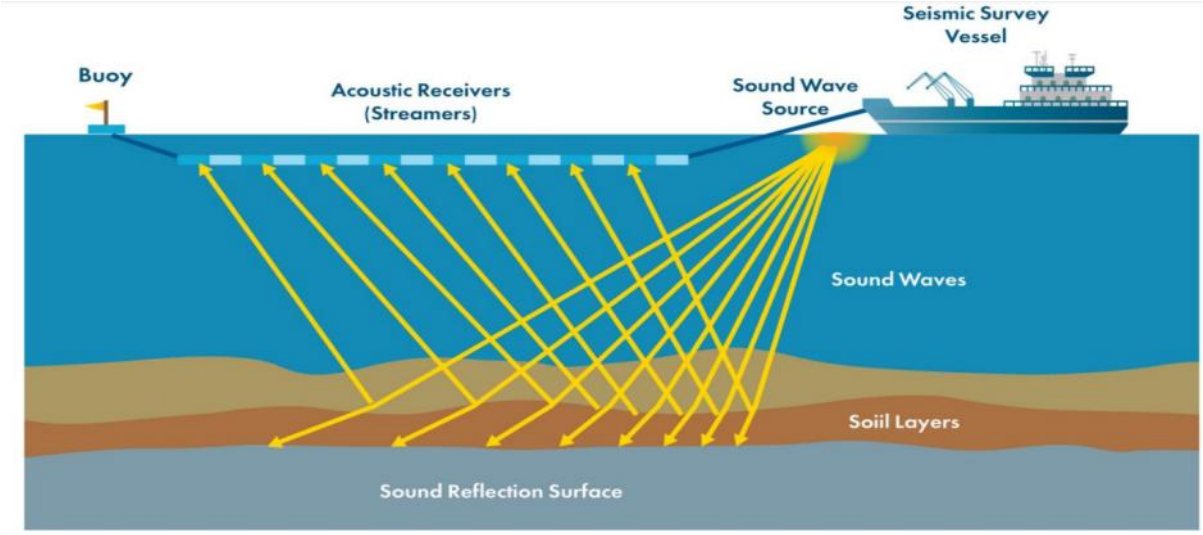
1. 在运营中成功实施数字孪生的经验教训.....310

2. 采用数据网格——一种释放商业价值的方法.....324

3. 一种基于知识数据双驱动方法的井涌检测工具.....339

4. 在无人机系统(UAS)上部署原位可调谐二极管激光吸收光谱仪(TDLAS)，以量化从设施级到设备组级的海上排放.....353

5. 无人值守固定资产的远程监控和分离，以提高油气产量.....365



一、物探技术学术动态

1. 综合地震属性、叠后地震反演和静态建模评估上新世-更新世油气潜力，埃及北西奈海上油田

文献摘要：从易受潮汐能影响的边缘油田获得最佳天然气产量是极具挑战性的。常规的地震分析不足以对预期的非均质含气砂岩的地貌描述、体积计算和微相分析有重要的了解。基于定量和地质统计解释，结合物理和几何属性分析，促进了对北西奈海上油田(ONS)的新见解，用于重建不同规模的油藏内部结构。声波阻抗测井的确定性带限反演有助于初步了解潮汐主导的三角洲进积过程中的相迁移，并揭示了四个二级层序边界，这些边界依赖于 p -速度随深度的变化(岩石弹性、2500-3000 kPa s/m 的低阻抗含气量和覆盖层挤压因素)。由于时空相差异，逐渐形成的边界限制了储层基底，这促使随机算法成为追踪薄层和内部非均质储层的模型规范，这些储层在细微的拆除区域内没有可预测的气水接触。在- 1 ms 以下进行密集分层的随机反演以及静态储层属性建模，可以评估小规模和大规模的储层，这些储层是由注入器控制的叠合河口坝、扇叶和分流河道的延伸，它们是在空间上向北迁移的斜地形系统中三角洲顶部相组合的横切潮汐滩涂。同沉积断裂上的河流剥落和容纳空间不一致导致了晚上新世—更新世前陆型沉积中心的北移和各砂系内部的三角洲相变化，而不是海平面的上升下降。在计算了每个储层的生物气储量后，目前的策略在四个拆除的区块内提供了额外的 7 个广阔的天然气远景，将 ONS 的初始天然气储量提高到 9679.5 亿立方英尺。此外，它还描绘了五个位于浅层的天然气浅滩，构成了相当大的钻井危险。本文的工作流程在 OSN 盆地新近系尚属首次。

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

ScienceDirect提供内容列表

非洲地球科学杂志

期刊主页： www.elsevier.com/locate/jafrearsci



综合地震属性、叠后地震反演和静态模型来评估上新世-更新世油气潜力，埃及北西奈近海油田

Z. 阿尔巴里·艾 [A,*]，穆罕默德·阿明·艾哈迈德·巴西乌尼 [A]，穆罕默德·布卡里 [A]，沃尔克哈德·斯皮斯 [乙]，哈迈德 N. El-Barkooky [C]，哈特姆·法鲁克·埃维达 [d]

[A] 埃及艾因夏姆斯大学理学院地质系

[乙] FB 5, University of Bremen, Klagenfurter Str., 28359, Bremen, 德国 埃及开罗大学理学院地质系d

[C] PERENCO 北西奈石油公司,埃及开罗

文章信息

处理编辑:Mohamed Mohamed G 博士
阿卜杜勒萨拉姆

关键词:
地震属性
层序地层学
静态建模
地震反演
地质体体积测量
西奈近海

摘要

易受潮汐能量影响的边缘油田的最佳天然气生产极具挑战性。
传统的地震分析不足以充分了解预期的非均质含气砂岩的地貌描述、体积计算和微相分析。基于定量和地质统计解释与物理和几何属性分析相结合的北西奈近海 (ONS) 油田的新视野,有助于重建不同规模的储层内部结构。

使用声阻抗测井的确定性带限反演有助于对潮汐主导的三角洲进积过程中相迁移的初步了解,并揭示了四个二阶层序边界,这些边界取决于 P 速度随深度的变化,作为岩石弹性、低阻抗气体含量的函数2500–3000 kPa s/m 和覆盖层压缩因子。由于时空相差异而限制储层底部的逐渐边界引发了随机算法的实施,作为追踪薄层和内部非均质储层的模型规范,这些储层在微妙的拆除区域中没有可预测的气水接触面。密集层状低于−1 ms的随机反演以及静态储层建模可以对细小和粗尺度储层进行评估,这些储层是由注入控制的堆积口坝、扇瓣和横切三角洲顶相潮汐泥滩的分流河道的延伸而发现的。向北空间迁移的斜形系统内的关联。河流撕脱引起的和同沉积断层上的可容纳空间不一致导致了晚普里乌更新世斜形沉积中心向北移动以及每个砂体系统内部三角洲相的变化,而不是海平面下降。

在计算了每个储层的生物气储量后,当前策略在四个拆除区块内提供了另外七个广泛的天然气前景,将 ONS 初始天然气储量提高到 967.95 Bcf。此外,它还描绘了五个浅层气滩,构成了相当大的钻探危险。该论文工作流程是 OSN 盆地新近系部分的第一个此类工作流程。

一、简介

地下层序地层记录基于多学科技术,整合了岩石物理分析、电缆测井、地震属性、叠后地震反演和生物地层调查（Catineanu,2006； Farzadi,2006）。应用沉积层序概念可以预测气藏的地下地层结构（Abdel-Fattah 和 Slatt,2014）。此外,重建地震尺度上序列的详细几何形状及其与沉积循环的关系可能有助于碳氢化合物勘探,并可以提供对异常和预期环境的见解。虽然石油勘探主要是

* 通讯作者。
电子邮件地址： zeinab.elbarbary@yahoo.com， zeinab.elbarbary@sci.asu.edu.eg （Z.阿尔巴里）。

https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2023.105026 2023
年 5 月 9 日收稿； 2023 年 7 月 31 日收到修订版； 2023 年 8 月 1 日接受 2023 年 8 月 3 日在线发布

1464-343X/© 2023 Elsevier Ltd. 保留所有权利。

由于关注简单的构造圈闭,因此有必要在概念上转向地层圈闭（Dalla 等,1997； El Barkooky 和 Helal,2002； Farzadi,2006； Brink 等,2009； Cross 等,2009）。

ONS 特许权位于东部近海浅海

尼罗河三角洲省的延伸部分,位于塞得港东北 60 公里处,面积 780 平方公里,水深在 29 至 58 m 之间。该奖项已授予持有 50% 股份的 NOSPCO 和 Tri-Ocean 公司（图1）。综合生物地层学研究和岩石物理分析得出的累积海平面曲线,尤其是页岩体积 (Vsh),以及解释的测深图,表明 ONS 从内浅海海洋环境延伸到外浅海海洋环境,并且海底略微向东北倾斜。记录了一个独特的东南断裂带,并且向北地震解释了两个共轭的同沉积断层多边形。

然而,最深水柱达到140米（图2）。

向近海延伸的三角洲系统,特别是沿海相和陆架区域,对海平面升降或均衡海平面波动非常敏感（Cattaneo 和 Steel,2003）。因此,横向相差异加剧。因此,在相对海平面上升期间,具有缓坡的大陆边缘可能会接收海侵沉积物,其岩性内容逐渐改变为开放的海洋环境（Ravna s和 Steel,1998； Posamentier,2002）。这是由于环境影响中的边坡角、沉积物来源、运输速率和潮汐效应造成的。到那时,以简化的方式对地层顶部进行横向 3D 地震拾取或追踪以细分由快速三角洲沉积物流入控制的厚厚发育的砂页岩互层的挑战将出现,并产生一些不足以用于小型地震的界面。规模储层预测。此外,同沉积断层对河流撕脱引起的上盘地堑和可容纳空间迁移产生的沉积物结构、厚度和几何分析有其自身的影响。本案例研究提供了一个例子,说明岩石地层边界如何在空间上横切相连续性,其中储层规模达到四级旋回或更小的厚度,例如准层序。为此,采用时间海侵地震追踪的年代地层和层序地层方法,适合在潮汐主导的尼罗河三角洲中达到薄层储层规模。本研究中使用的层序地层术语和地震相的系统描述来源于Sloss（1963)之前的专业文献;费舍尔和麦高文 (1967);布朗和费舍尔 (1977);韦尔等人。 （1977）;米彻姆等人。（1977a）;拉玛赛尔 (1979);范瓦格纳等人。 （1987）;韦尔等人。 （1991）;埃默里和迈尔斯（1996）;卡图内亚努（2006）;米尔（2010）。

这是与东地中海盆地尼罗河三角洲进积和大陆边缘演化相关的浅三角洲沉积环境的一个例子。鉴于高度动态的沉积系统,含烃砂体的识别具有挑战性。因此,需要将有关研究区域构造地层演化的概念知识紧密结合起来,并以逐步的策略应用各种定量解释和地质统计技术,以体现有意义的地震非均质性并生成感兴趣层段的经过数学处理的地质模型。使用反演或概率技术对具有独特岩石特性的代表性模型进行综合分析,可实现最佳的碳氢化合物勘探和生产。

正如多次地震属性分析所强调的那样,该策略适用于气态储层。它能够研究未来的油藏工程场景、流线模拟和井位设计。许多作者对三角洲系统和碳酸盐台地采取了相同的策略,但各有利弊,例如Farzadi (2006b);阿卜杜勒-法塔赫和斯拉特 (2014);布卡里等人。 （2015）;阿米尼（2014）;伊斯梅尔等人。 （2020a、b）;拉沙德等人。 （2022）;和别的。

以下策略使我们能够识别和地震井追踪四个上新世和五个更新世旋回,涉及与 Haq 等人相关的商业天然气储量的滨面三角洲相夹层、宽叠瓦片气砂储层。 (1988)和Hardenbol 等人。 (1998)层序地层方案。此外,概念模型还描述了Tao气田和Kamose气田之间的横向对比,并通过分析沿同沉积断层的斜滑运动和上新世充填小型盐盆地现象,解释了Tao气田内上新世岩石消失的成因。映射几何属性表面而不是单独建模块允许关联拆除块上的分散气体点。因此,在钻推荐井之前,可以防止出现不利的发现和钻探危险,例如意外的浅层气体、巨石、硫化氢和无法检测到的小断层,从而导致钻探失败。总共在九个透视界面发现了十二个明亮的细长异常。其中7个为面向Tao-MBF表面的叠置砂体。

2 地质背景

尼罗河三角洲的海上延伸部分通过上侏罗世时期激活的东西向梯形正断层带与陆上部分分开。特提斯沿非洲被动大陆边缘的扩张控制了第一次弯曲带的激活。

该枢纽线弯曲带的倾角向东增大。这

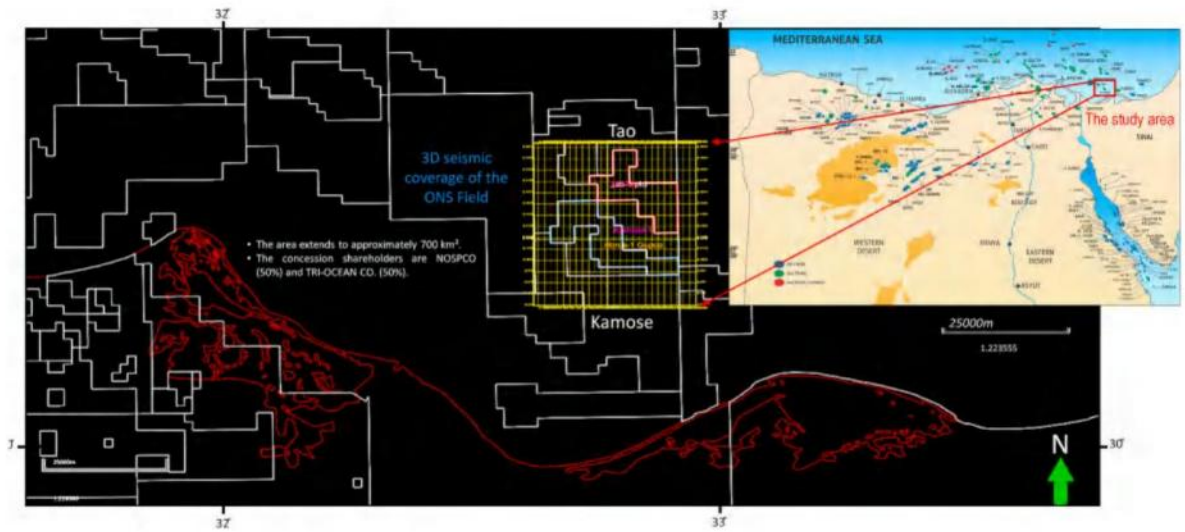


图1研究区位置图,包括地震覆盖位置。

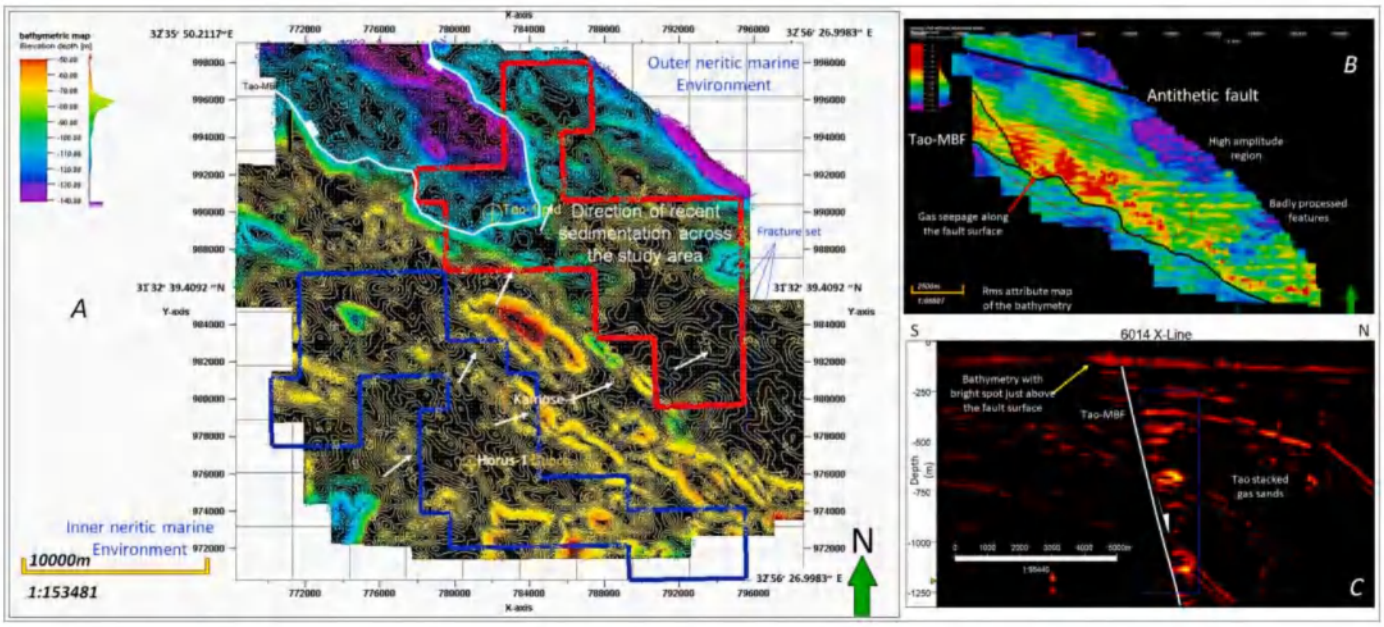


图 2. (A) ONS 场的测深图。 (B) 与正振幅属性之和共同绘制的Tao-Field 海底图显示了沿Tao-MBF 走向的气体渗流影响。 (C) 地震剖面与甜度属性共同绘制,可作为陶气砂体上方海底层内气体存在的 DHI 指标。

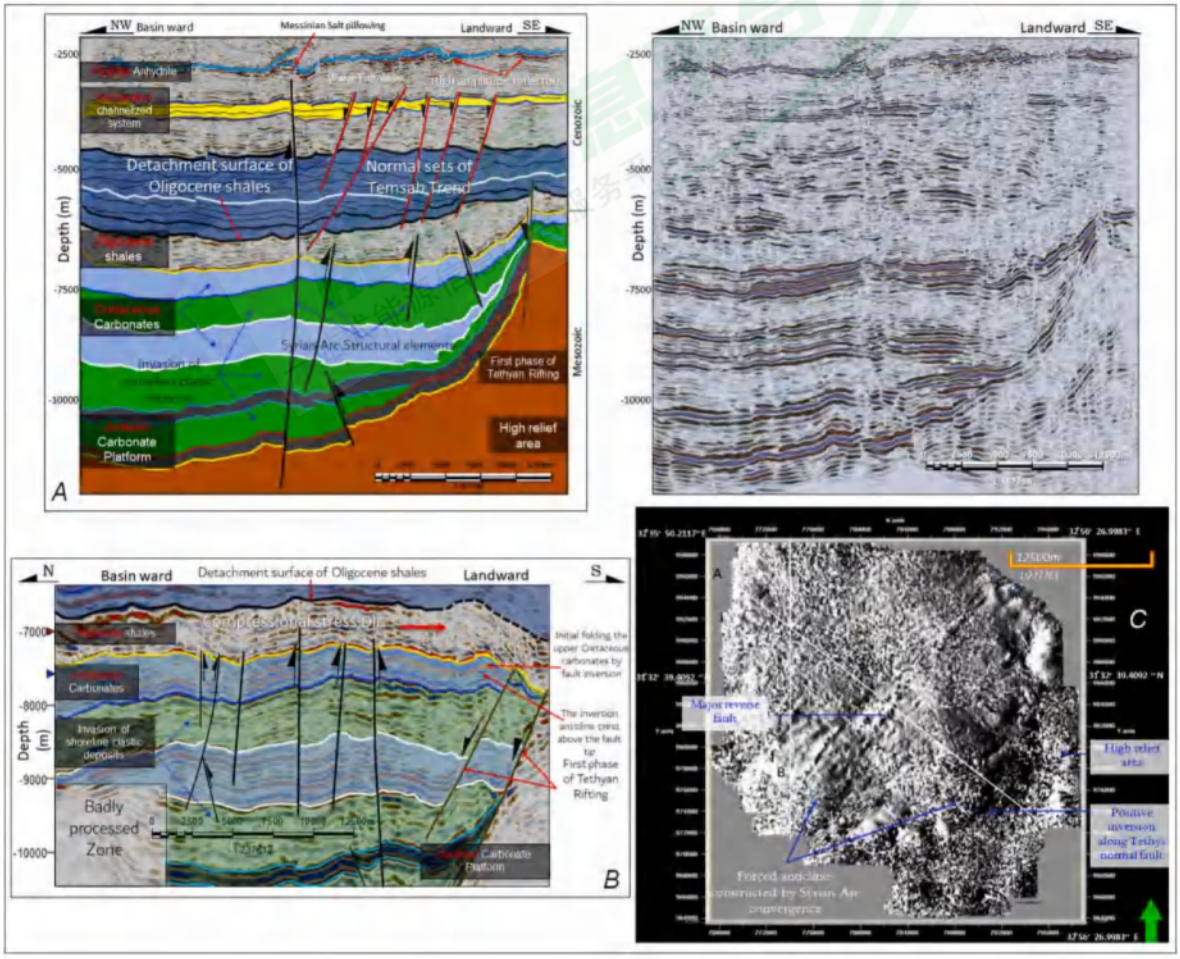


图3. (A) NW-SE解释的任意地震剖面显示了白垩纪-新近纪沉积旋回的内部结构。 (B) 东西向十字线反映了沿特提斯裂谷断层的反转运动和白垩纪碳酸盐岩上段的褶皱。 (C) – 7250m 处的深度切片与倾角照明地震属性共同渲染,反映了叙利亚弧构造引起的折叠位置。

导致了尼罗河三角洲不对称近海盆地的形成。
因此,在三角洲进积过程中,东部地区比西部地区更深,沉积物更厚（Abdel Aal等,2000）。基于与Said (1962)先前工作相关的 ONS 地震分析,总结了尼罗河三角洲东部省（包括特许区)的构造演化;许等人。 （1978）;艾尔·海尼和马蒂尼 (1981);赛义德（1981）;海尼和穆尔西 (1992);阿卜杜勒·阿尔等人。 （1994）;阿卜杜勒·阿尔等人。 （2000）； El Barkooky 和 Helal (2002);多尔森等人。 （2005）;本·亚伯拉罕等人。

（2006）;费里等人。 （2007）;克罗斯等人。 （2009）;考伊和库兹尼尔 (2012);塔西等人。 （2015）。然而,ONS序列的岩石地层细分是基于Rizzini等人的示意性描述。 （1978）,从塞拉瓦利亚西迪塞勒姆地层出发。

2.1.东埃及中生代特提斯边缘的构造演化

由于 ONS 气田的 5 个可探井针对的是 Plio 更新世含气体,因此钻孔数据最初无法调查中生代层序。因此,地震特征和属性技术是了解侏罗纪至近代构造发育的唯一途径。目前的工作重点是深层构造对上更新世变形特征和趋势的影响。

非洲克拉通相邻板块之间的构造运动造成了四个阶段的变形（Moustafa,2020）。特提斯运动的第一阶段控制了沿 ENE 伸展边缘的硅质碎屑-碳酸盐陆棚沉积物的沉积,该沉积物往往向地中海东部盆地更深（Tassy et al., 2015）。

从侏罗纪开始,沿着穿过特许区的复合地震线可以看到在特提斯裂谷继承的北埃及边缘陆架部分上构造的碳酸盐台地,其正断层垂直于伸展应力方向倾斜（图1）。 .3a).与佐尔油田相比,西北大陆台地被特提斯开口重塑为一个巨大的非碎屑盆地,而没有观察到礁丘。由于可容纳空间扩张和北东深地壳断裂,侏罗系碳酸盐岩厚度向西北方向逐渐增加。然后,特提斯第二阶段海洋扩张期间的早白垩世硅质碎屑-碳酸盐沉积表明,在褪色的混沌相之外存在高振幅地震反射体,覆盖侏罗纪盆地的陡峭边缘（图3b）。

根据叙利亚弧构造的第三阶段,非洲板块和欧亚板块之间的碰撞运动通过北东逆向断层解剖了白垩纪序列,这些断层在- 7250 m的倾角照明地震切片上很容易辨别,此外还恢复了一些预先存在的断层。正断层转变为正反转断层（图3c）。

2.2.新生代 ONS 碎屑岩的构造地层结构

EGPC (1994)和 Abdel Aal 等人。 (2001)提到了划定近海盆地边界的三大断层线,包括影响西翼的罗塞塔断层走向、影响东翼的北西向的米斯法克-巴达维尔（Temsah)断层走向以及影响东翼的东西向西北断层走向。 SE 重新激活了铰链线的断层,该断层延伸至与当今海岸线近平行的位置。研究区位于东部海洋省广阔的被动大陆架上,主要受Temsah断层走向的影响。

西北向的 Temsah 断层趋势与晚白垩世非洲板块斜向俯冲到塞浦路斯海沟同步激活,并因中新世苏伊士湾裂谷而重新激活（Moustafa,2020）。这导致了渐新世沉积物的褶皱和北西横断斜断层和正滑断层的变形。此后,渐新世中新世沉积物充填了东部地区的NW正断陷盆地,中新世斜坡水道的沉积速率加速加深。

2.2.1.西迪塞勒姆地震地貌关于ONS油田渐新世-中

新世构造发育,在中新世过渡期间没有观察到由苏伊士湾裂谷压应力产生的穹窿结构。在 ONS 特许权中,西迪塞勒姆地层包含发育良好的河道化系统融合体,并伴有宽叶扇三角洲沉积物,类似于地震剖面上清晰追踪的高振幅连续地震反射体（图 4） 。然而,顶部塞拉瓦利亚低位实体的 RMS 属性图显示出可能充满气体的河道的高蜿蜒亮点,这些河道在地层上被其内部结构捕获或尖灭到页岩中（图 5） 。位于 ONS 特许权西北部的 Temsah 油田的 Sidi Salem 储层被Nabawy 和 Shehata (2015)描述为与 ONS 案例最匹配的海底潮汐通道合并。

这些塞拉瓦利亚气体被瓦卡页岩地层的混乱、不连续和暗淡的地震相所覆盖,这些地震相充当了不可渗透的地层圈闭（图4）。此外,Hours-1 钻孔的伽马射线 (GR) 测井突显了被海侵页岩厚层覆盖的海底扇叶呈粗化上升趋势,这是Kendall 和 Pomar (2005)的颗粒尺寸和沉积能量方案的函数。塞拉瓦利亚砂异常表现为地震沉积在几乎平坦的大陆边缘上,该大陆边缘因明显的西北正断层和两个重新活动的逆断层而变形,到达罗塞塔硬石膏的下边界（图4）。

2.2.2.麦西尼亚晚期地中海干旱

中新世晚期,直布罗陀海峡洋底向大西洋下方扩张后,地中海发生了剧烈的退缩,迫使两大陆之间的面积上升,大西洋的补水骤然停止。斯坦顿,2018）。随后,地中海蒸发率增加,同时罗塞塔硬石膏沉积,称为墨西拿矿化度危机,发生时间为 5.53 Ma（ Rizzini 等人,1978 年; Dolson 等人,2005 年）。

随后,夹有粘土沉积物的薄层受损盐层的厚度范围从零（低阻抗沉积物相当于沉积物)到 586.43 m（枕状部分堆积在上里奥-更新世主界断层（MBF)表面下方） 。图6a 和 b)。据信,白垩纪晚期叙利亚弧构造的持续压缩运动,与沿活跃生长断层的扩张运动相结合,引发了罗塞塔盐枕和随后上新世沉积物下方的疏散。在回归的阿布马迪峡谷入侵近海西侧后,目前尚不清楚尼罗河三角洲东部省份的入侵范围有多广,特别是在研究区域（图6d ） 。

2.2.3.上里奥-更新世序列的构造地层概述

作为尼罗河三角洲最后重建阶段的一部分,Kafr El-Sheikh 和 Wastani 地层的厚达 3000 米的三角洲沉积物在上里奥-更新世时期沉积下来（EGPC,1994） 。

上里欧-更新世尼罗河三角洲构造呈现出不对称性,并且向东变得更加陡峭,因为在西北-Temsah 断层线的同沉积生长断层控制下,向东扩展的陆架盆地快速沉积（Dolson等,2005） 。

在本研究中,Kafr El-Sheikh 组代表由 Damietta 分支供给的上新世厚砂页岩互层,没有 Abu Madi 河流和沿海峡谷（图 8d）,由于其位置迄今为止侵入盐盆地东部,远离上新世晚期的三角洲重建。然而,早上新世单元的代表是在地中海海侵阶段（距今 5.33 Ma)沉积在普遍缓坡上的灰色页岩沉积物。 Wastani 和 Bilqas 地层的特点是厚而宽阔的砂层侵入不对称的碎屑盆地,具有粗到中尺寸的砂粒,并夹有薄页岩层（ Schlumberger,1984； EGPC,1994）。其中有很大的困难

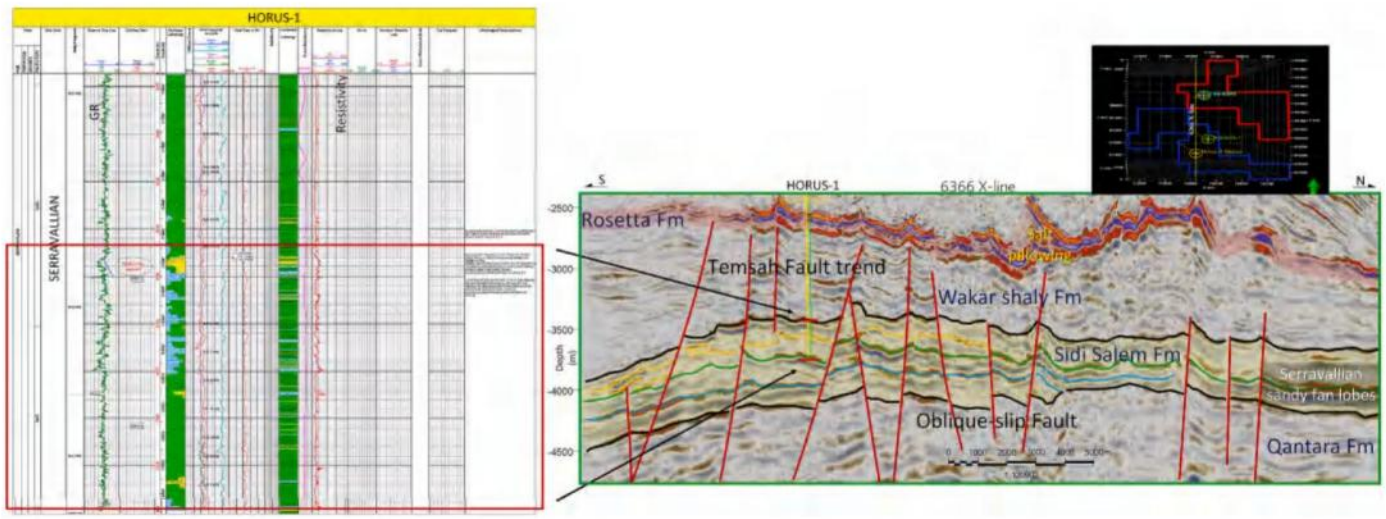


图 4. N-S 解释的 6366 x 线与 Horus-1 钻孔的复合测井相关，显示了中新世通道化系统的内部结构和上新世生长断层下方的麦西尼亚盐枕。

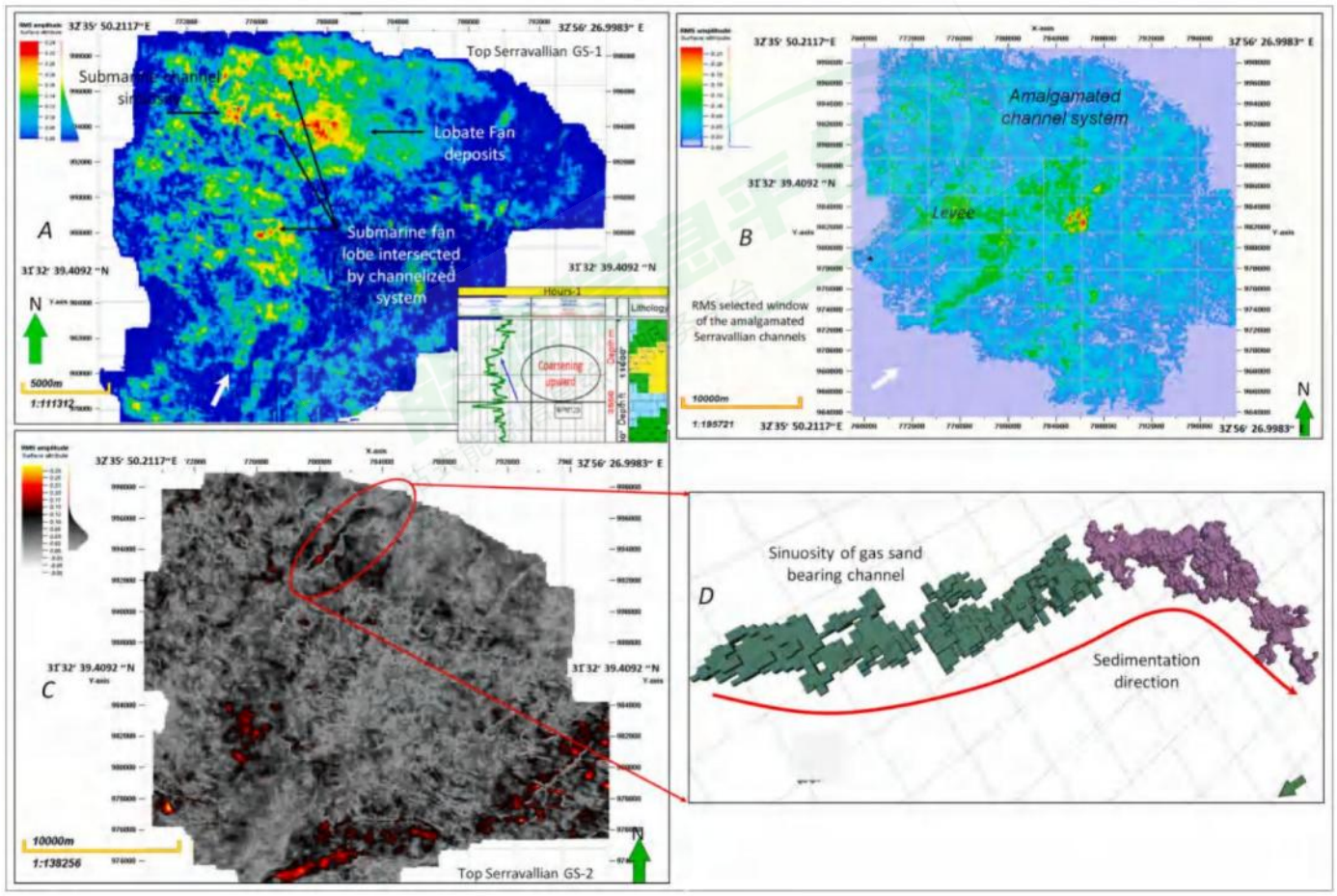


图 5 (A) 顶部塞拉瓦利亚低位含气砂岩 1 的 RMS 属性图。 (B) 与 RMS 振幅属性共同绘制的塞拉瓦利亚通道系统的选定地震窗口。 (C) 顶部塞拉瓦利亚低位含气砂岩 2 的 RMS 属性图。 (D) 具有明亮异常的塞拉瓦利亚 GS-2 含气通道的地质体提取。

探测 Wastani 和下方 Kafr El-Sheikh 地层之间的边界。在地层建模部分，我们将讨论这个问题以及控制 HC 的密集变形集

诱捕。

3. 数据集和方法

Perenco于1996年获取的原始时间反射地震数据覆盖了尼罗河三角洲附近埃及大陆边缘的Tao和Kamose租界。 2004年地震资料

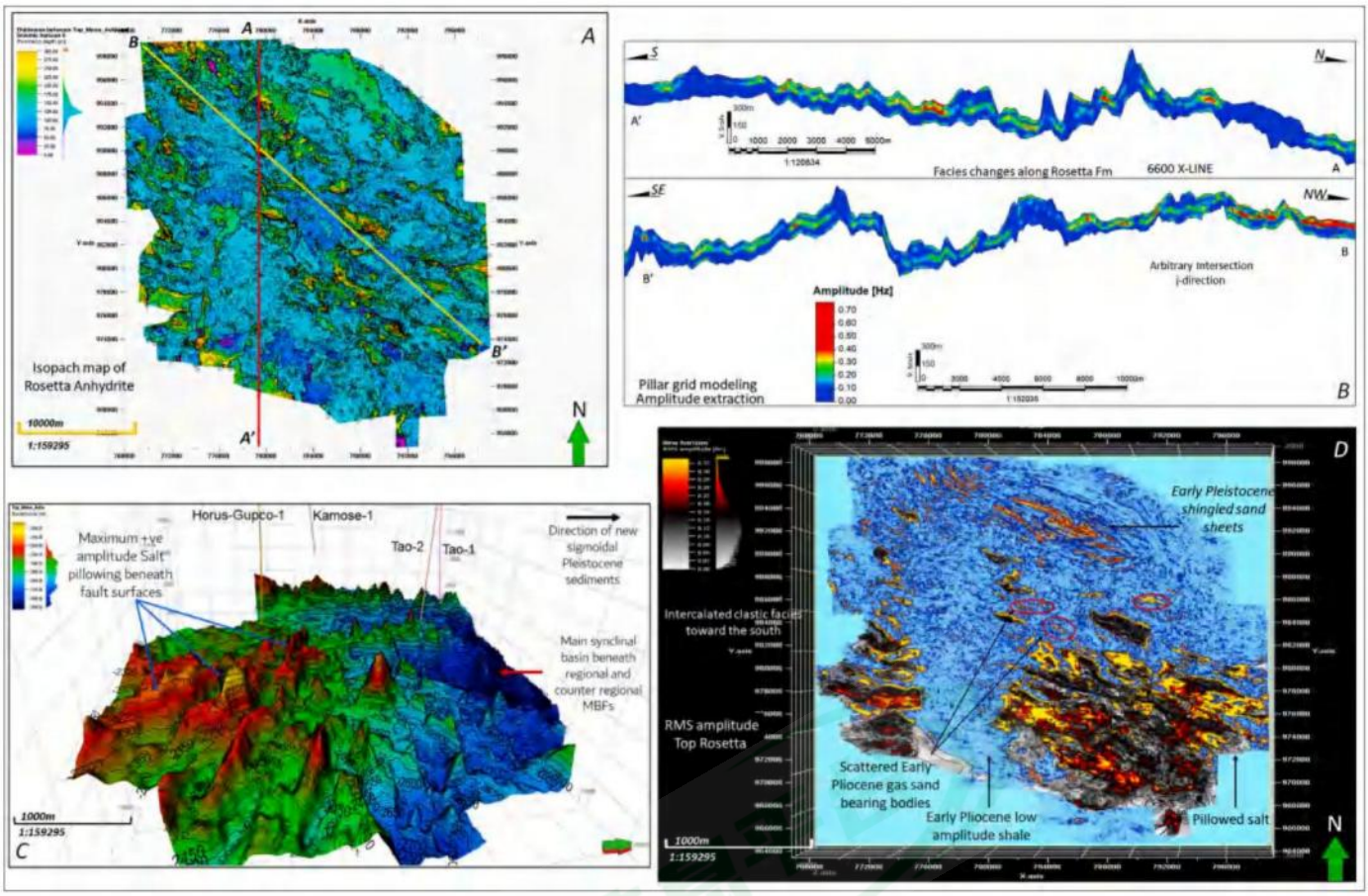


图 6. (A) Rosetta 地层等线线图。 (B) Rosetta 硬石膏结构等高线图。 (C) Rosetta 支柱网格静态模型的两个交叉点应用算术幅度提取。 (D) 顶部罗塞塔结构等高线图与上新世早期测年的 RMS 振幅属性和 RMS 属性切片共同绘制,证实不存在阿布马迪入侵。

仅限于TAO区域的数据被斯伦贝谢公司重新处理为叠前时间偏移（PSTM）。地震覆盖范围为北纬31° 22°14.1959°至北纬31° 41°55.2133°,东经32° 35°50.2117°至东经32 °56°26.9983°,采样间隔为3 ms。上更新世地震间隔的主振幅为0.014,主频率为12 Hz,带宽范围为10 Hz至100 Hz。 NOSPCO 公司提供了特许区的 5 个可进入的钻井,并提供了全套电测井,以及使用超微化石和有孔虫微化石的三个注入井的上更新世生物地层报告。

然后根据 GR 脉冲和选定的地震层位将图表细分为异常沉积物区域。 Tai-1、2钻孔的TDR关系表明,受岩性含量（上新世早中新世层序页岩含量)和上覆岩压缩因子的影响,上更新世层速随深度增加而增大。此外,沿这些偏斜注入口还出现砂页岩夹层、含气砂层和粉砂质页岩3个明显的速度带。中间气态区的特点是层速度值较低,大约在 1500 至 2000 m/s 之间。由于其高偏角以穿透 8 区块,因此它在 Tai-1 钻孔底部发生了移动。见图7c 。

3.1.地震井连接和合成地震图生成

解释的关键步骤之一是使用声波校准和对位于 ONS 特许权的五个斜井进行适当的确定性子波提取,将地震与已识别的地震表面的井联系起来。事实上,声波测井由于其大偏角,经历了多次校正过程与检查数据匹配,以实现一井轨迹穿透多个叠层储层。在五个地点,合成地震图与电缆测井检测到的含气砂体的明亮锚点进行了相关,并在地震勘探中清晰地观察到,如图7a和b所示。

首先,利用5口井检查数据绘制时间深度关系（TDR）,计算各明显沉积带的瞬时层速,按下式计算:瞬时平均速度=D/OWT,瞬时层速=ΔD/ΔOWT,其中D:以米为单位的深度,OWT:单向时间。那是

3.2.上里奥-更新世地平线测绘

ONS Field 对 15 个时间海侵层位进行了高分辨率 3D 地震解释和绘图,这些层位是通过埃雷克斯石油公司和层序地层学科进行的生物地层学调查确定的。这些接口的特点是沿 ONS 地震覆盖范围延伸的相关反射器具有清晰的连续性。确定这些地震海侵面作为三级层序边界,将上里奥-更新世碎屑序列划分为八个沉积旋回,其中包括地震反射亮点的低位含气砂岩的顶部边界。

3.3.油气潜力和断层追踪的地震属性

使用 Petrel 应用了广泛的地震属性技术

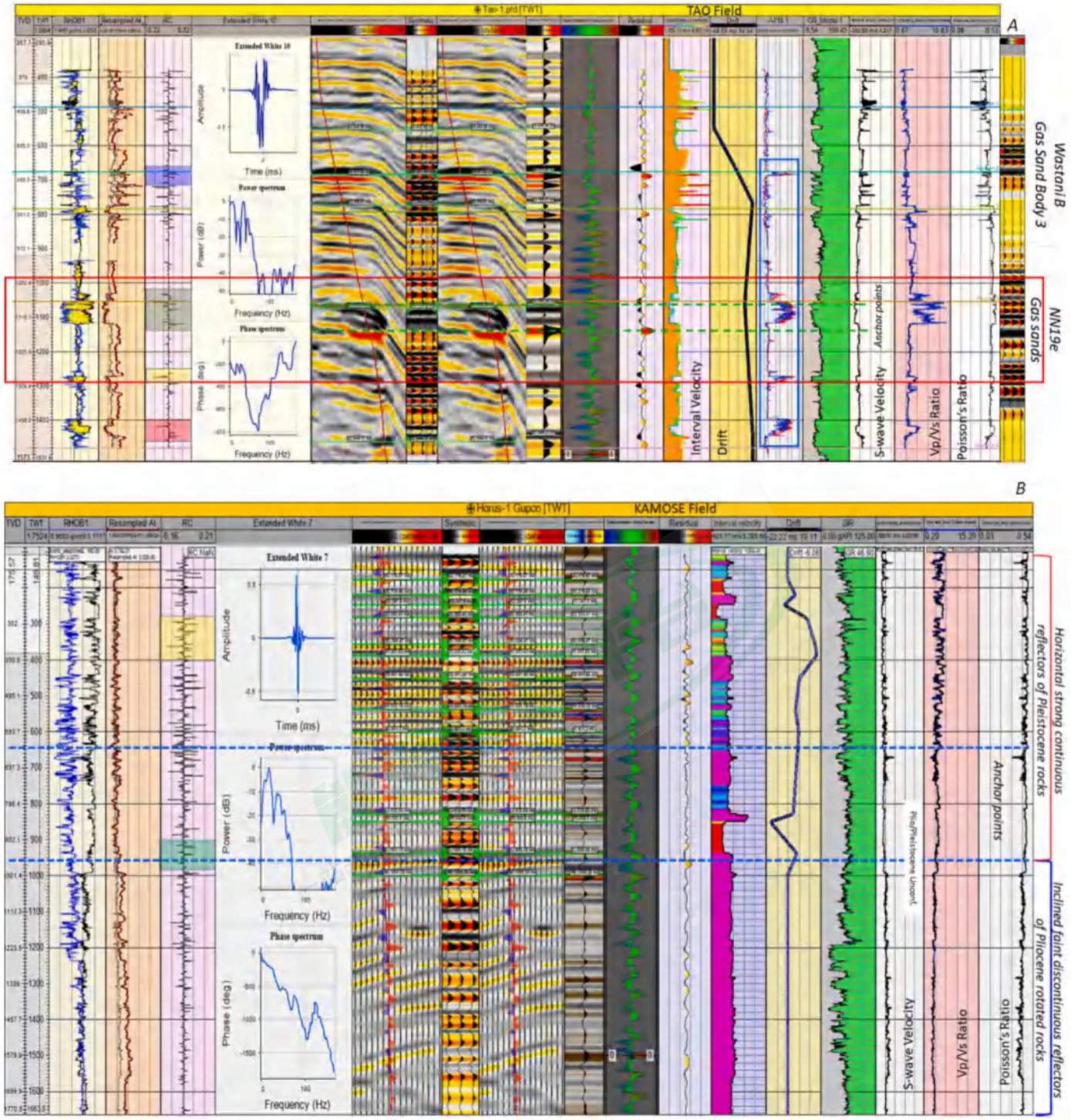


图7. （A,B)两个合成地震图示例,用于使用校正的声波测井、具有主要相关锚定点的确定性小波提取以及计算的岩石物理测井进行深度转换和后处理,以地震与井系结为目的。叠加确定性地震反演过程。 (C) 两口井穿透Tao油田的时间深度关系,此外,还根据检查数据计算出的层段和平均速度,将钻孔测井曲线细分为3个主要异常区,并反映了由于岩性非均质性和压实因素而导致的速度随深度增加的情况。

软件将每个解释的深度构造等高线图作为地震分量。塔纳等人。 (1979)首先根据其客观实现将叠后属性分为三类,例如构造或地层特征指示和流体含量预测,将多元地震属性称为直接油气指标。目前的工作重点是地层或物理负均方根振幅作为流体含量和

碳氢化合物的出现。尽管如此,玉双和朱 (2013)反对这一理论,推荐RMS地震属性仅用于追踪储层相差异和地貌特征。同样,在勤工俭学中采用了甜度和混沌属性技术,通过分析与 Hart（2008)之后表达的不同属性相相对应的 ONS 海底图来确定断层封闭和气烟囱（如果存在） 。解剖

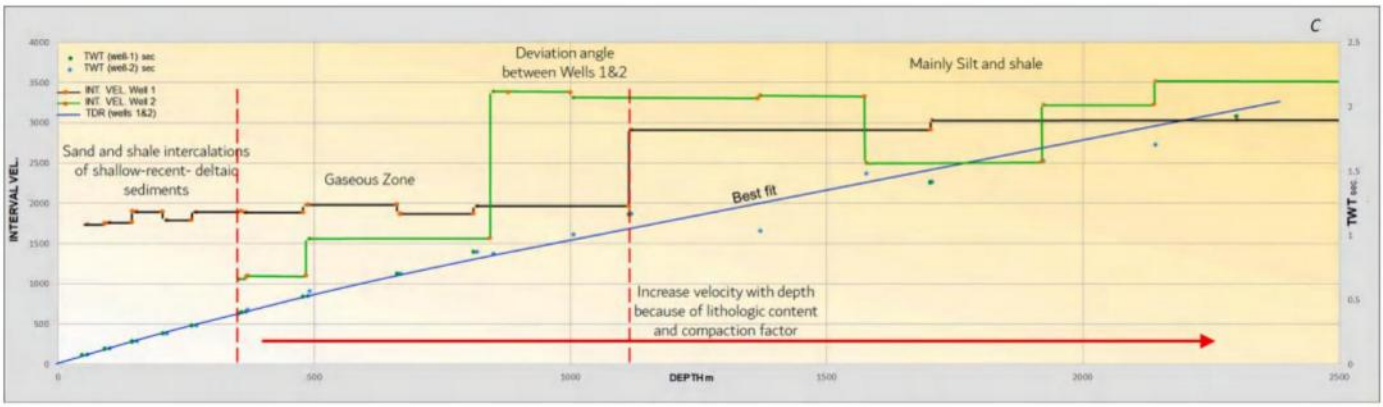


图 7 （续）。

根据皮戈特等人的说法,混乱性表明沉积物破裂、裂缝以及迁移到海底海层的气体的麻点。 （2013）。

从不同类型的地震属性窗口中提取的异常应与测井数据相关联,以避免盐或火成岩引起的高振幅,并指示HC聚集的隐藏异常,此外还可以跟踪主要和次要断层并描述地层影响地震层位连续性的配置,从而改善地震解释、预测断层封闭性分析并澄清结构闭合（Ismail et al., 2020a,b）。

本研究中实施的一种有效属性技术是蚂蚁跟踪算法,它通过各种断层和裂缝方向改进了严重变形层序的结构解释（Chopra 和 Marfurt,2007）。因此,在使用结构平滑技术（滤波器选项:1.5 x、1.5 y 和 2.5 z)过滤噪声后,首先将方差和 3D 最大曲率地震属性应用于选定的地震体,以在 3 维中描绘反射体的连续性。用作第一代蚂蚁跟踪的输入。使用蚂蚁跟踪技术对已明确识别的断层和断裂带及其连接点进行了手动解释,特别是在地震分辨率较差的地区。

消除45°-52°之间的高倾角后,提供了初始裁剪立方体,包括整个断裂趋势

减去测量边缘的 90°倾角后,8 块倾斜地层的分布,方向为 NW-SE （图8c）。这使我们能够估计特定层位断层的当前方位角和倾角。因此,通过一定的立体网从裁剪后的蚂蚁跟踪调查中减去主要断层趋势后,其他隐藏断层和裂缝的检测将明显由人工蚂蚁完成。最后但并非最不重要的一点是,获得了隐藏裂缝倾角和走向角度的玫瑰图,以及自动断层提取。这对于分散砂体中碳氢化合物的捕集起着关键作用。

3.4.时间深度转换

开发了先进的速度模型,用于正确定位解释的地震层位和地层地质体,以及体积估计,基于 15 个 TWT 相交地震界面的地震与井的联系,该界面向 NE 倾斜,使用选定的校准声波测井校正检查炮数据井和海燕速度方程。估计平均速度变化最可靠的方程是 (V = Vo + kz),其中,

Vo:瞬时速度,k:TDR 段的斜率,z:深度
每个人都从海底解释地平线。

使用收敛网格算法对Vint、 Vo和Vint、Vo进行插值,将估计的平均速度分散在模型网格中

常数K来自影响半径为800的TDR井。因此,建立从初始TWT-Z模型提取的ZZ校正速度模型以进行时深转换。在目前的情况下,使用克里金插值法构建层饼和平均速度模型是无利可图的,因为所有陶井都具有相同的井口贯入点和底部分支以及达到目标气体的偏角,并且缺乏叠加速度数据。

因此,序贯高斯模拟分布方法是分散平均速度的唯一方法,引入了大量的不确定性。

3.5.确定性地震反演与速度模型

作为替代方案,通过子波地震反褶积并将残差转换为地震阻抗的确定性叠后地震反演技术被认为是了解岩性成分和压实梯度如何影响 Plio 的最佳途径（Dai 等,2004）。-更新世横向速度变化。这使得能够预测分散在整个地震勘探中的新天然气前景。在使用 Petrel 软件进行基于 AI 模型的反演期间,应考虑消除噪声或倍数以及反射系数缩放。

为了构建初始低频模型,从声波校准步骤导出的相对声阻抗日志、适当的小波和 TWT 选取的表面至关重要（ Veeken 和 Da Silva,2004 年； Ismail 等人,2020a,b）。此后,应用从－ 480 ms到－ 2650 ms的八个Plio-更新世TWT外推层位作为输入,以匹配地震勘测坐标,其中Wastani F用作顶部,Messinian层序边界作为基础及其各自的断层多边形。此外,彩色反演属性体作为指导模型输入,即不精确的信息将一定的3D空间趋势应用于基于强振幅反射体的垂直1D测井数据放大的生成模型（Ismail等,2020a ） ,b)。

在生成反演体积之前,绘制了 4 个井位的质量控制交会图,以优化反演频谱或使用注入器插值 AI 测井进行宽带分析,作为石油地质统计学的应用。

这种方法的主要遗漏是由于地震反射率、提取的合成地震图以及所选表面覆盖测量坐标的外推选项之间的缺失关系而引发的（Zhang et al., 2012）。

作者有必要解决几个挑战才能实现确定性反演模型的工作流程。很少有

例如,同一井口可用的测井数据在总深度上存在偏差。只有Horus-1达到了上新世层段的总厚度。此外,上新世-早更新世选取的表面在地震勘探的中心部分是向下重叠的。

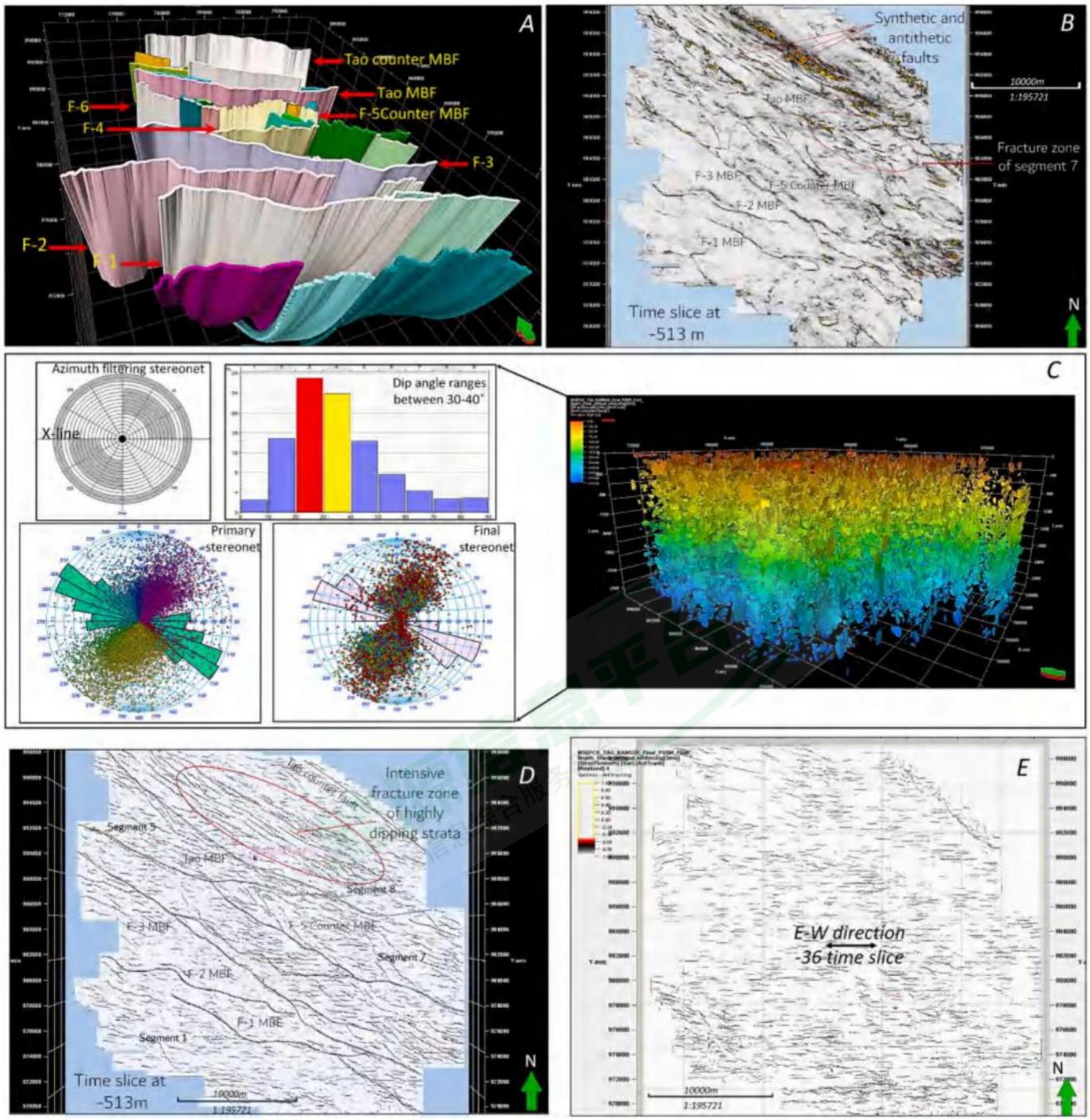


图 8. (A) 支柱断层建模。 (B) 应用方差属性后 - 513 m 处的深度切片。 (C) 左侧面板显示蚂蚁跟踪工作流程,而右侧面板显示过滤后自动提取故障补丁。 (D) 应用蚂蚁跟踪属性后 - 513 m 处的深度切片。 (E) 应用蚂蚁跟踪属性后 - 36 m 处的深度切片。

上麦西尼亚不整合面。最重要的是,叠后确定性反演依赖于高于SW薄层储层厚度的ONS地震反射系数、采样和频率（50 Hz）。这使得人们很难理解

这些薄而宽的沙实体的精确地貌特征。

为了克服这些障碍,提取的子波经过严格的滤波处理,以提高可预测性百分比并减少漂移曲线,以实现合成地震记录与互相关地震剖面之间的最接近匹配。此外,对外推部分的过度修改也导致了

还进行了,特别是在相交区域,以避免多重和不切实际的波动。

3.6.静态特性建模和随机地震反演

考虑到凝结地层由于 S 形几何形状而导致的厚度减少,构建了由 48 个模拟断层剖析的 7 个沉积旋回的区域柱状网格结构模型。解释影响普利奥更新世演替的结构因素以及应力和弹性的方向

解剖层就是目的。此外，静态属性模型用于了解每个沉积旋回的几何形状、岩性成分以及地层厚度的横向 3D 衰减直至达到零，这主要取决于井断层点、解释层位和升级的岩石属性（Abeed 等人，2019）。

因此，生成沿断层面等距单元、IJ增量值为25的支柱网格。对输出支柱网格进行单元角度几何建模，消除不稳定单元，并进行地震重采样，提取具有地震振幅属性特征的模型。 。使用从 5 口井获得的可用计算属性的确定性和随机方法进行测井算术和几何放大，例如有效孔隙度、通过岩石物理 Petrel 工具计算的声阻抗。在密度和孔隙体积校正后，使用以下方程计算有效孔隙度和水饱和度参数并通过网格单元按比例放大：

$$\text{波德科尔} = \frac{(\rho ma - \rho b)}{(\rho ma - \rho fl)} \text{-电压} \frac{(\rho ma - \rho sh)}{(\rho ma - \rho fl)} \quad (1)$$

其中，Pordcor：根据密度测井校正的孔隙度， ρma：基质密度， ρb：体积密度， ρfl：流体密度， ρsh：相邻页岩的体积密度。

$$Porncor = \Phi N - [\Phi Nshale \times \text{电压} \times 0.37] \quad (2)$$

其中，Porncor：根据中子测井校正的孔隙度， ΦNshale：相邻页岩的中子孔隙度， Vsh：页岩体积。

$$\Phi t = \frac{(Pordcor + Porncor)}{\text{散装体积}} \quad (3)$$

其中，Φt：总孔隙率。

$$\Phi eff = \Phi t - (Vsh \times \Phi tsh) \quad (4)$$

式中，Φeff：有效孔隙度， Φtsh：页岩总孔隙度。

$$\text{西曼杜} = \frac{\text{一个} \times Rw}{2 \times \text{疼痛}} \sqrt[2/n]{(Vsh\ Rsh)2 + (\text{a} \times \text{Rw} \times Rt) - (Vsh\ Rsh)} \quad (5)$$

式中，(a、m、n)：饱和指数， Rw：地层水电阻率，ø：有效孔隙度， Rsh：侵入页岩电阻率， Rt：地层电阻率。

经过密集分层和分区后，通过分析分布趋势以及指定变差图类型的可用信息品种与垂直分布之间的关系，使用确定性方法对放大的岩石参数进行分散（Abeed et al., 2019）。由于缺乏大型井，连续高斯模拟是非零值地质统计建模的最常见类型。此外，还考虑了带宽、公差角和半径。对于 SW 属性建模，应用平行于 HC 密封断层面的分布矢量可提供更令人满意的结果。

另一种仅用于跨模型单元声阻抗属性的岩石属性分布方法是时域中的叠后随机地震反演，单元厚度达到 1 ms（低于地震分辨率），使用适当的信噪比 (S /N) 从调查和球序高斯模拟中提取的比率，作为财产趋势的地质统计方法。该方法产生反演声阻抗（AI)属性的多种实现，并受到输入地震体的约束（Rashad 等人，2022）。选择最合适的实现方式，与确定性的反演体积相匹配，来显示每个砂质储层的内部结构。

3.7.地质体提取和体积计算

本文最后对发现的气藏地质体提取后进行了气体初始地质储量 (GIIP) 计算，从声阻抗反演测量中观察，与周围的页岩和下面的水饱和砂体相比，这些气藏的图像更亮。

Martin 和 Macdonald（2010)将地质体定义为目标储层的小规模地震细分，能够根据生产和注入数据进行绘图并反映动态数据。每个地质体都是一组连续体素，可以转换为位于同一传输区域的网格块单元组（Amini，2014）。其应用主要针对未穿透的气体目标。因此，地质体提取被集成到 NTG 和 Sw 属性模型中，以可视化和解释每个储层内最有利区域的微岩石属性（储层规模）以及井位预测。在这一关键步骤中，进行了体积和气体初始就地估计。在碳氢化合物勘探的初始开发阶段，这种方法可能是有效的，并作为评估新天然气前景的手段提供一致的结果（Sowizdzal 等，2022）。

4. 结果

4.1.利用结构和层序地层分析构建地层模型

在定义了层序地层块网格、体系域和分解网格的结构单元追踪后，生成基于模型的随机反演和静态属性建模。为六个层段开发了一套全面的概念模型，每个层段都有一个有趣的地震属性异常。

4.1.1.上里奥-更新世的构造模型

在本研究中，根据上盘块体和下盘块体之间的显着差异（包括地震相变化和自旋次数），对 7 个主要有界断层（MBF)进行了建模并指定为同沉积断层（图 8a）。根据这些NW向断裂，特许区被划分为8个基本段（见图8b）。这些生长的MBF的倾角随深度减小而与层理面平行，这是由于首先由美震旦贫盐控制的拉张盐盆上方的滑移运动造成的，并与下面的延性Rosetta地层一起充当更深的脱离面。

自动提取为断层斑块的密集裂缝的主要趋势（图8c)似乎与使用带有走向玫瑰图的立体网建模的断层的 NW 走向密切相关（图8c）。这些裂缝的主导方向随着深度的变化，从海底附近顶部的东西向（－ 69 ms)转移到中部的西北-东南向（－ 225 ms），如图8d和e所示。提取的断层斑块的主要倾角范围在 30° 到 40° 之间，并且在地震体底部的径向或随机方向上往往很大，通常在挖掘的盐枕上方，如图9a和 b 所示。

ONS 特许权表现出复杂的延伸区，因为存在两种交叉共轭断层类型，形成于埃拉托色尼盐坡小型盆地，随后被三角洲沉积物填充，并建立了一系列地垒和地堑结构，如图 10 所示。在顶部罗塞塔硬石膏构造等值线图上，迷你盐向斜清晰可见，由于更新世充填沉积物厚度高达3000 m，倾角朝NE方向增大（图6c）。事实上，叙利亚弧辐合运动直到最近才继续施加挤压，这重新激活了一些白垩纪逆断层，对渐新世-中新世序列施加挤压，将墨西拿盐枕在上新世生长断层下方（图4和图6c））。此外，中新世苏伊士湾裂谷

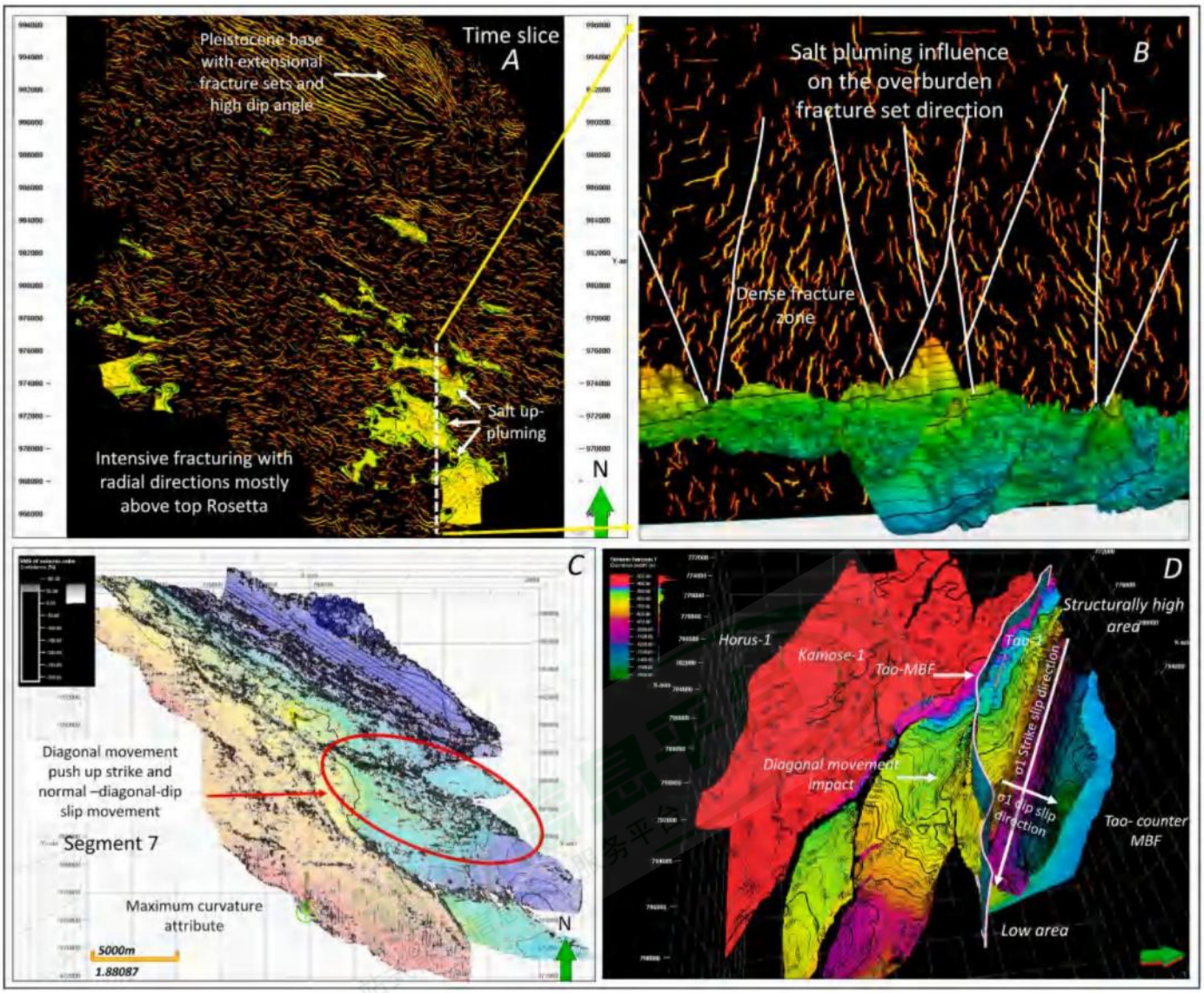


图 9 (A, B) 穿过 Rosetta 组盐堵的时间切片和交叉地震线显示了盐运动对导致上覆地层变形的裂缝组方向的影响。 (C) Wastani C 的结构等高线图与灰色的最大 3D 曲率属性共同渲染。 (D) 顶部 Wastani C& B 的 3D 可视化证实了 Tai-MBF 表面上的对角线运动。

引发了沿 Temsah 断层线的倾斜运动，并对罗塞塔盐施加了压力。在那一点上，这种运动因薄弱平面上快速沉积所产生的压力而加剧。 Rosetta硬石膏脱盐引发了两种不同结构组的形成。其中包括向东北倾斜的区域生长边界断层和许多向东南倾斜的区域反生长断层，属于罗塞塔坡道类型。

罗马等人。 (2018)描述了比斯开湾 Parentis 盆地斜坡向斜盆地的运动学分析，以及盐枕和伸展应力影响激活的断层上盘导致盐盆发育的机制。 Maudrit 和 Brun (1998)简要解释了生长断层的发展以及由于漂流和滑脱面重力影响而导致的翻转背斜的三个阶段的进展。

这些MBF最引人注目的是它们的断层距随着深度的增加而增加，导致尼罗河三角洲进展的最后阶段变形块体发生旋转，特别是在卡莫斯油田（图10）。

此外，这些断层的上端形状不规则，除了Tao-MBF外，不到达海底层。然而，它们受到最近沉积物附近的 S 形或发散特征的保护。

此外，第 8 段上盘上有宽阔的北西向不对称翻转背斜，其对面有拖拽背斜，是由沿交叉共轭断层的伸展运动形成的，形成了三向 HC 闭合。由于更新世地层上部的膨胀应力，翻转背斜出现了由正常扭动的合成断层和对位断层造成的变形，其断距较小，这是由于更新世地层上部的膨胀应力，这在蚂蚁追踪和方差属性时间切片中是不言而喻的（图8b， d）。最后，两条相反方向的MBF（F-5反断层和F-7)在其终止处相互交叉，导致6区块地堑构造样式与7区块向NE方向重新结合（见图10d）。）。

4.1.2.层序地层框架ONS 特许权涉及厚厚的上

里奥-更新世碎屑层序，与最古老的层序相比，其沉积时间跨度相对较短。这是由尼罗河三角洲重建最后阶段三角洲相沉积的高速率造成的。结果，海岸线迅速向北迁移，随后从大陆输送来的低水位体系域和高水位体系域沉积。

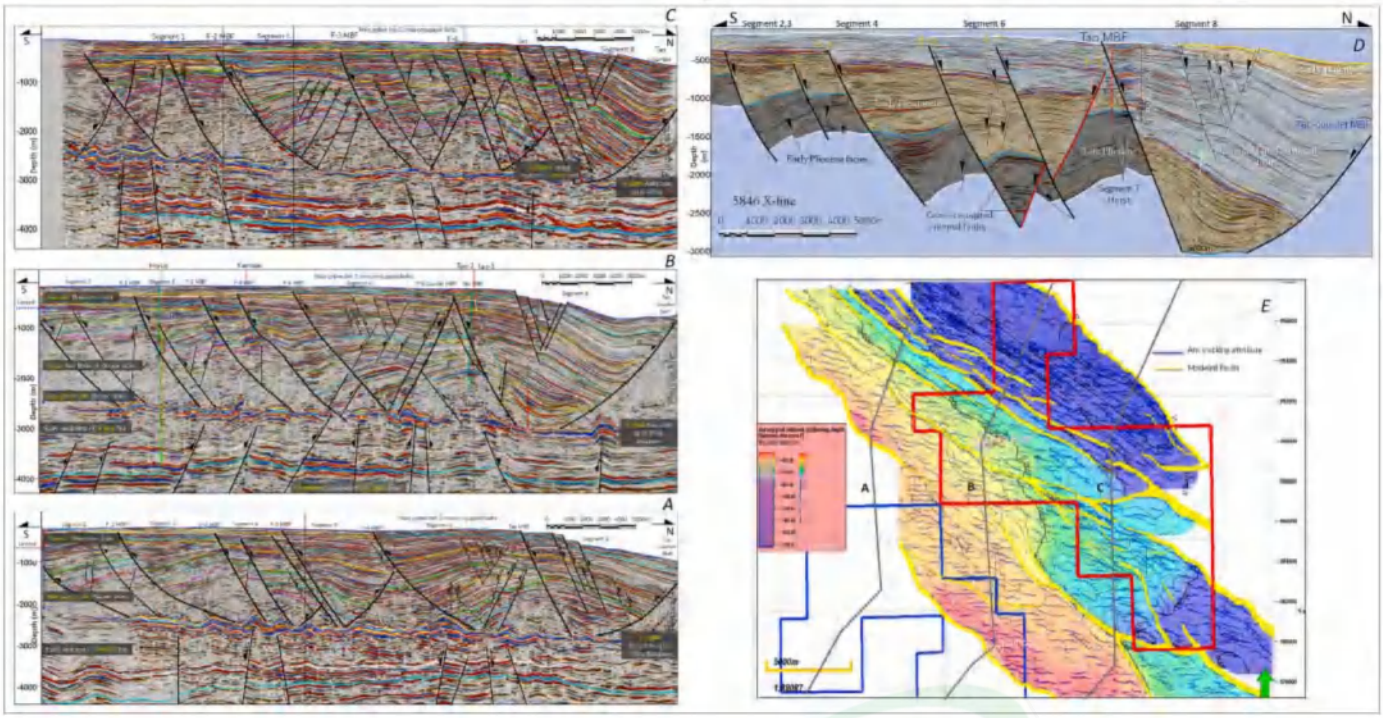


图 10. （A、B、C)一系列解释的任意横截面说明了区域重力增长和反界断层，将该区域分为 8 个主要区块，并说明了相几何形状向西北方向的变化，以及沿Tao-MBF 的对角滑移运动与Temsah 断层走向推升区块7 一致，导致上新世岩石向Tao 区域消失，并在每个交叉共轭断层之间形成小型盐盆地。 (D) 东西向十字线显示两个向相反方向倾斜的MBF相互交叉，并向北增加更新世厚度，其中上新世厚度逐渐减少。 (E) 与蚂蚁追踪属性共同绘制的 Wastani C 构造等高线图（蓝色)显示与主要建模断层相比较小的裂缝方向。

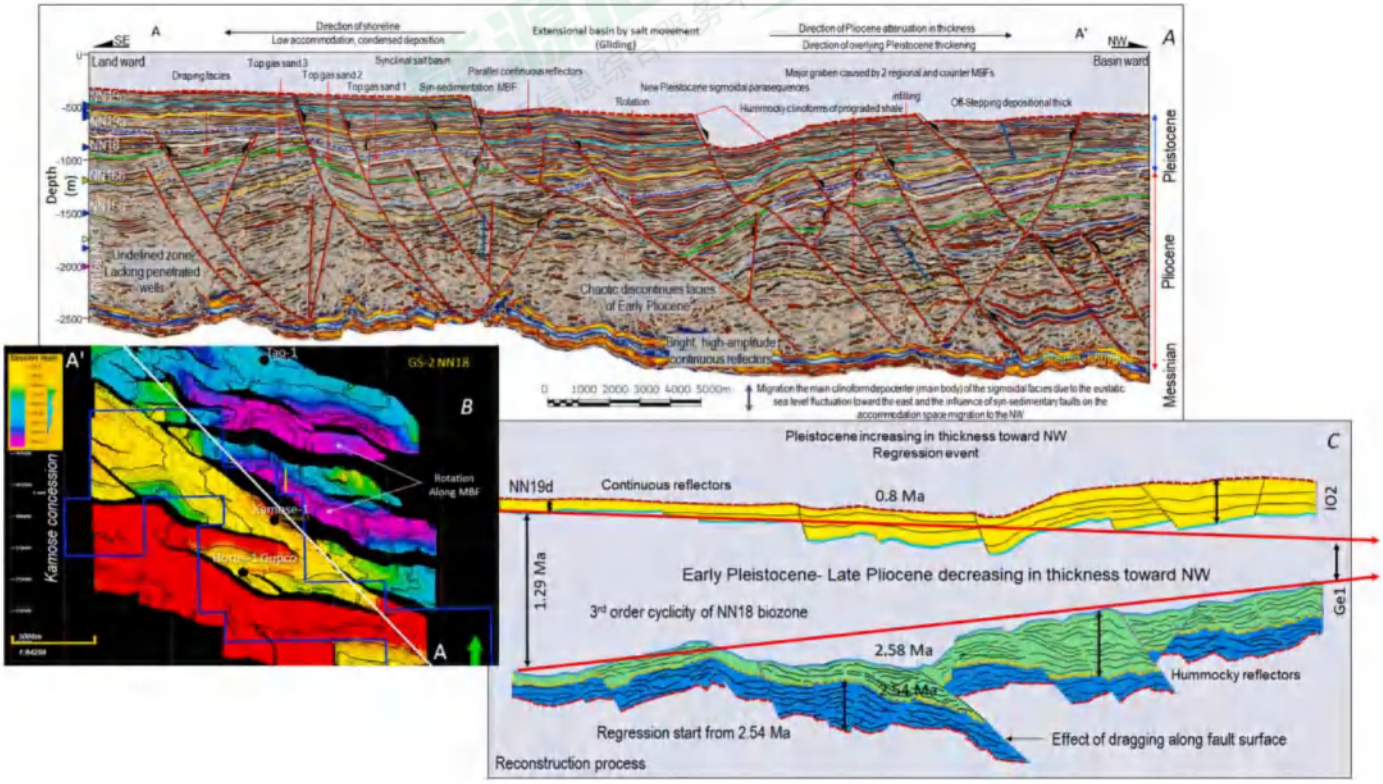


图 11. (A) 一个任意地震倾角剖面，方向为 NW-SE，穿过 ONS 油田，使用 Plio-更新世二级不整合解释解释了 Tai 和 Kamose 油田之间的沉积联系。 (B) NN18 GS-2 的结构轮廓图。 (C) 上新世偏离沉积旋回的相重建模型。

4.1.2.1.上新世层序地层细分。由于夹层砂页岩岩石成分的横向相移,与 Kafr El-Sheikh 地层顶部重合的 Plio 更新世 (P/P) 不整合面已被证明在整个地区解释起来极具挑战性。然而,阐明它的最好方法是对 Gelasian 2 (Ge 2) 旋回上边界 (1.8 Ma) 的横向 3D 地震解释,相当于 NN18 生物带顶部,作为分离 Kafr El- 的二级层序边界。 Sheikh 上新世岩石单元来自覆盖的 Wastani 地层。

层序地层学方法允许使用 Kamose-1 钻孔的生物地层分区将 Kafr El-Sheikh 地层划分为三个已识别的三级沉积旋回,从 NN16a 开始到 NN18,对应于 Piacenzian 2 (2.58 Ma) 到 Gelasian 2 层序边界。相反,根据 Hardenbol 等人的说法,Zanclean 2 (Za2) 序列是通过 Horus-1 钻孔的生物地层分区确定的,该钻孔代表上新世早期海侵旋回,日期为 5 Ma 至 3.89 Ma 。 (1998)缺乏阿布马迪低位沙实体的方案。

4.1.2.2.上新世 Kafr El-Sheikh 地层的沉积过程。穿过 Kamose 油田的合成地震剖面反映了早中新世页岩的不连续、混乱和微弱的地震反射相位轴,并覆盖了 Rosetta 硬石膏的明亮、高振幅和连续的反射体,这为了解每个上新世旋回（图11）。这些混沌模式之后是 Pia2、Ge1 和 Ge2 乙状三阶旋回的沉积,这些旋回因再生生长断层而变形,被放置为旋转断层块。这些翻转点向北迁移,从NN16a到NN18周期的下部,是受到上新世中晚期相对海平面下降和延长的近海尼罗河三角洲重建的控制（图11c ） 。

事实上,上新世早中期序列在相对高能的开放海洋环境中的沉积就证明了这一点,该环境是在湍流水动力条件下随着前三角洲相的积累而演化的。地中海海退的标志是三角洲前缘沉积物低位沙瓣的沉积,其特征是 Pia2 层序的传播的丘状斜坡状（图12）。

中新世旋回的基本地层特征包括进积砂页岩的 S 型丘状斜角,通常与断层断层下盘下部陡坡部分的旋转运动有关（图 12 ） 。 S 形曲线描绘了强中频梭形反射器横向转变为结构控制的具有凸顶的小圆顶反射器（图12）。

上新世斜形在其翻转点（斜形沉积中心)显得较厚,并且往往具有覆盖其向东南方向的凝缩部分的披覆相（图 11 和12）。这些翻转的迁移向北,从 NN16a 到 NN18 旋回的下部,受到上新世中晚期相对海平面下降和延长的近海尼罗河三角洲重建的控制。

另一方面,晚上新世Ge2旋回显示出强烈的近平行反射层,具有较小的波动,其厚度因填充向斜盆地的质量而衰减,并且具有面对MBF光滑滑移面的楔形地层的厚的陡倾终端被连续的尼罗河三角洲漂流形成的近乎水平的层覆盖（图12）。

4.1.2.3.早更新世层序地层细分。根据NN19a至NN19f的超微化石生物地层调查,将Pleis新世岩石单元划分为5个生物带,其中包括潜在的堆积砂储层。 Wastani组下边界与地震数据首先检测到的上里奥-更新世侵蚀面重合。它模拟了 Kafr El-Sheikh 倾斜断块与瓦斯塔尼组 (Wastani Formation) 上覆的乙形相之间的厚度变化。即,上新世沉积物的下部倾斜断块与回归更新世序列的上部凝缩部分之间存在地层厚度的垂直差异。因此,地中海存在明显的正常退变期。因此,向北倾斜的被动大陆边缘的容纳空间通过减慢沉降速度和加快沉积速度而减少。

层序地层学概念的实施产生了与更新世超微化石生物带相关的五个沉积旋回,从距底部 1.85 Ma 的卡拉布里亚 1 (Cala1) 开始,覆盖了顶部 0.14 Ma 的约束 S 形爱奥尼亚 (IO) 旋回的整个附近,接近测深,并形成面向先前平缓倾斜序列的重叠地层配置。以 Cala1 (NN19a) 及其相关的未分化 NN19 亚带为代表的早更新世层序仅在 Kamose 油田中发现,包含下部 Wastani 组。该层段的特征是夹层砂岩呈块状高伽马射线趋势,具有最小的锯齿和镜像空间不断的地震反射体,这些地震反射体是卡莫斯油田中几乎水平的凝结层,并且厚度向 NE 方向稳步增加,滑动倾角逐渐增大限制陶特许权的 NW 陶逆向 MBF 表面（图13）。

关于NN19b的缺失,由于缺乏其指标化石,在尼罗河三角洲盆地东部无法识别该生物带,但可以将其与NN19a混为一谈。此外,5口井的对比图显示了NN19c和d的横向连续性,这在Kamose油田已被明确诊断为具有连续地震反射的断层控制段。尽管如此,这两个旋回都被陶2直井穿透,该直井穿过断层面,目标是薄、松散、低孔隙的砂层,

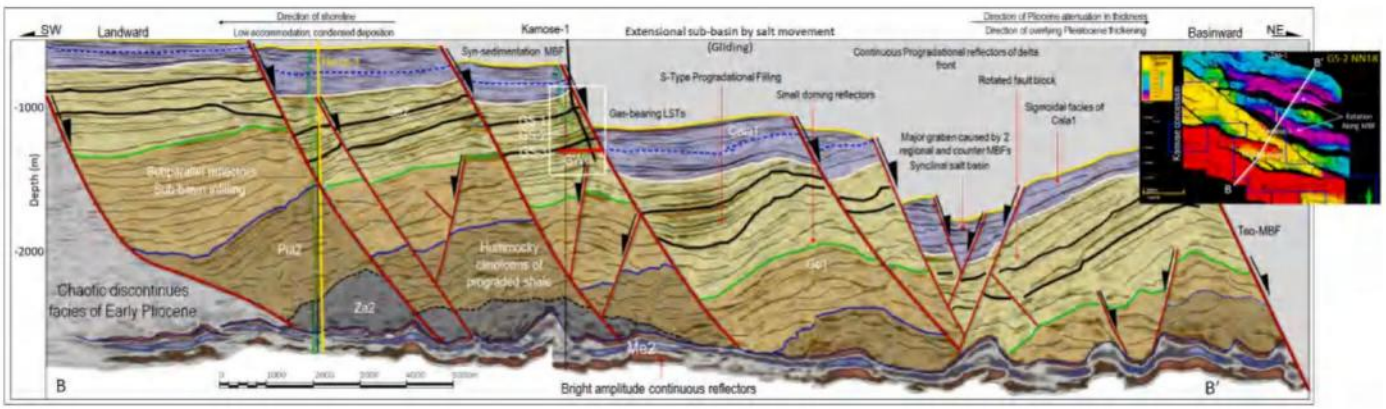


图 12.穿过 ONS 油田的 NE-SW 方向的任意地震倾角剖面,解释了 Kamose 油田的主要地层特征。

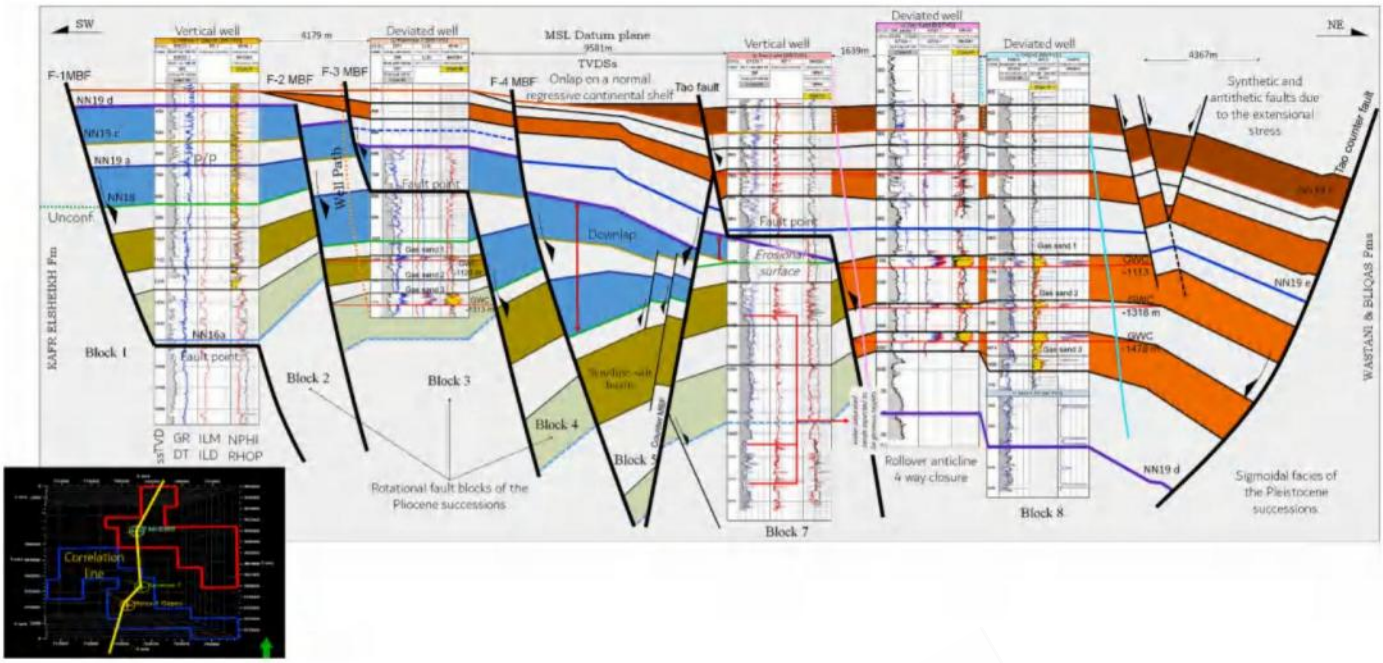


图13 ONS气田5口井的区域对比图总结了研究区的沉积历史。相关线是 15 个解释的海侵面，使用生物地层事件、层序地层边界、结构元素、岩石物理分析和复合地震线覆盖该区域，包括检测到的 7 个渗透含气砂岩体，用于预测另外八个新的天然气目标分散在同一层。此外，它反映了将上新世旋转断块与上新世乙状相相分开的二级P/P边界，后者在Block-8内形成了不对称的翻转背斜。

受两个 MBF 限制的地垒区块的 GR 趋势急剧下降，并沿相反方向下降。预计这些砂体将包含新的天然气前景。然而，在暴露于成岩过程（例如侵蚀)的高度变形、薄且狭窄的上拋侧上钻井被认为是可靠的钻井风险和失败。因此，这口井对含水饱和度曲线产生了负面影响，没有记录到峰值（图13）。

4.1.2.4.晚更新世层序地层细分。爱奥尼亚 NN19e 三级沉积旋回，距今 1.22 Ma，作为海底扇叶沉积物侵入了 Tai-NE 地块，并被区域性的 Tai-MBF 与 ONS 油田的其余部分分开。爱奥尼亚气藏首先被认为是平行于山体断层走向的大范围拉长异常。对 NN19e 低位体的初步描述可以概括为无处不在的高振幅气态砂，没有地震剖面揭示的明确的 GWC。然而，这薄

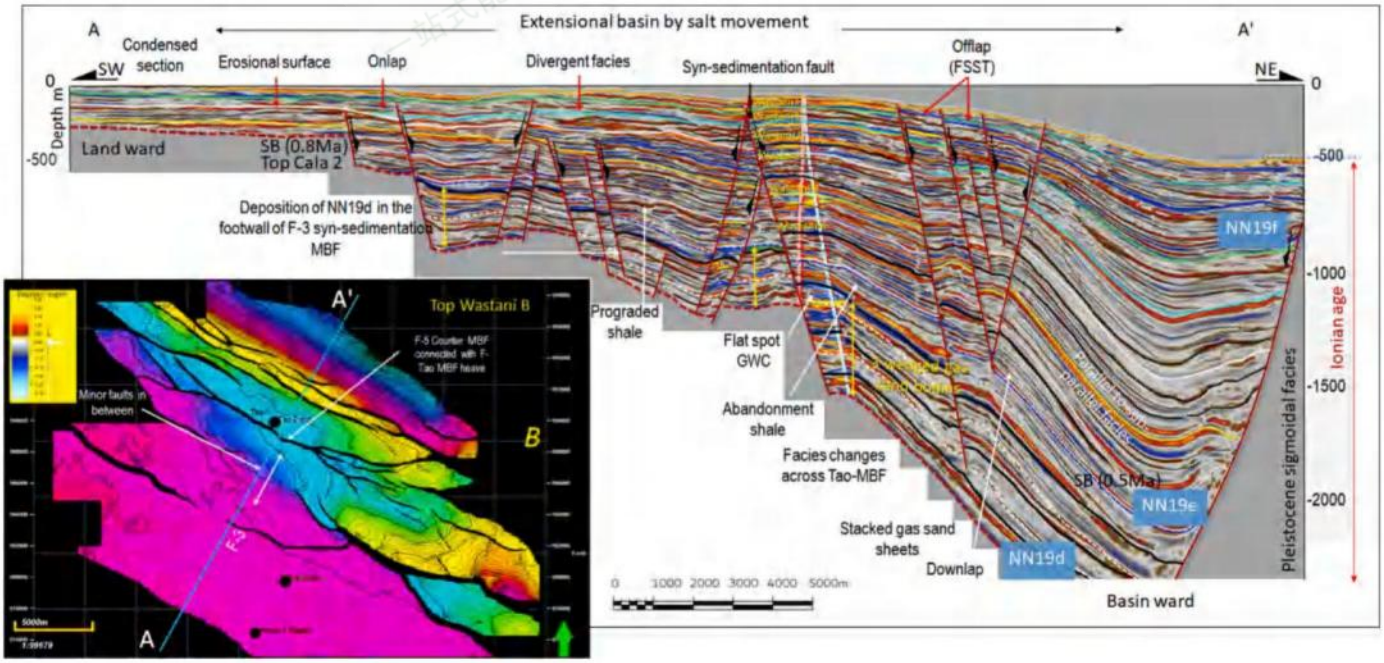


图 14. (A) 横跨桃田区的 NW-SE 方向的任意地震剖面，说明了晚更新世摩托车的基本地震相。 (B) 顶部 Wastani B 构件结构等高线图。

由于同沉积陶-MBF对盆地构型的影响和河流撕脱的触发,瓦片进入未变形、未贯通的上盘地块,地貌转变为嵌入下盘地块的3个四级LST砂质储集层（图14 ））。

根据一系列地震、测井和岩石物理分析,从陶井中识别出的大多数岩石类型是细粒到中粒尺寸的半脆性砂岩,其中含有钙质胶结物和下部储层中的三叠层中的薄粉砂质页岩（GS-3）），被深色潮坪页岩覆盖。

电阻率测井上出现明显的 GWC,其中包含非常高且连续的幅度反极性反射,将其与下面的湿砂区分开来（图14）。值得注意的是,地震数据无法显示中央的相关 GWC。

机身（GS-2）。最后一个体 (GS-1) 是最大的,代表细砂到中砂,GWC 在地震剖面上提供了清晰且轮廓分明的平坦点（图14）。最后一个沉积层序是 NN19f (0.96 Ma) 生物带的过渡质量层序,它被细分为在 Wastani a 到 f 成员之间延伸的 7 个小自循环（准层序）。当这些沙子镜像堆叠时,地震剖面上的高振幅、折叠和连续反射体在远离翻转背斜时稍微变成暗淡的楔形反射体。

4.2.确定性反演模型

确定性地震反演的质量控制图 (QC) 显示,反演的地震阻抗与四个相关钻孔的重采样声阻抗测井匹配良好,平均匹配率为 80%。

上皮里奥-更新世储层层段的确定性反演性能是可以接受的。此外,它还显示高分辨率测井岩石特性,并根据高尺度地震振幅进行校准。

使用 AI 参数考虑地震反射率的精细尺度分量,从而确定横向和纵向岩性变化。

正如最初通过地层属性确定的那样,ONS 油田划分了具有干净砂质到非均质岩性的薄层和厚层储层。图15b显示了常规地震反演如何对规模和岩性内容方面的各种储层特征敏感。首先,基于模型的反演（图15b)可以很容易地分为三个主要区域,从底部蓝色高阻抗的限制区域到顶部宽阔的低阻抗S形单元,其间由重叠的颜色分隔开。中心呈红绿色中阻抗,对应于相迁移。即,由相差异和重力沉积物流入引起的声阻抗随着深度的增加而增加。

上新世序列的低阻抗值,尤其是 3500 至 4000 kPa s/m 的范围,反映了 Kamose-1 井场红色的细长堆积气体聚集,远离井场横向变化为 5000 kPa s/m 的绿色高声阻抗。同沉积F 1 MBF （图15和16）。上新世岩石单元的下部呈蓝色,声阻抗增加到 7500 kPa s/m。更新世区间表现出最高的红色阻抗值。 Wastani 成员的薄层储层反映了等于 2000 kPa s/m 的 AI 黄色细带。这意味着上新世储层的岩性非均质性比更新世松散含气砂岩增加得更多。

还出现了其他较小的偏差,特别是沿着Tao-1 和Tao-2 路径的上部。低频成分的薄页岩条纹在空间上与更新世砂体交错,产生偏斜。尽管进行了声波校准校正,Tao-1 井眼的偏角仍导致插值 (AI) 测井与质量控制交会图上显示的反演合成谱之间的不匹配和微小偏差（图15d ）。

确定性反演方法强调气体的存在

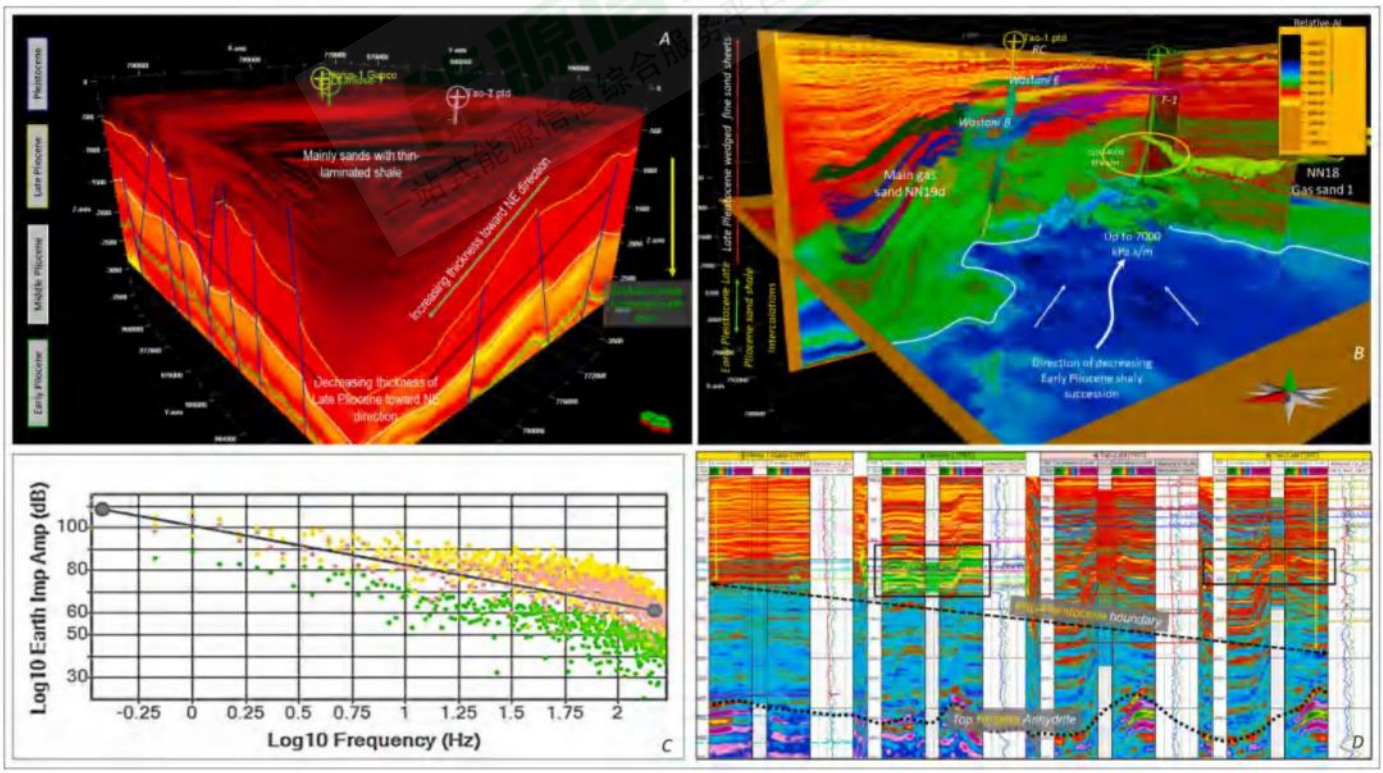


图 15. (A) 使用 AI 岩石属性的确定性反演结果,其中红色代表低声阻抗（易碎、分选良好的沙子和气体饱和沙子）,蓝色代表高声阻抗,并结合用于属性建设的选定地震层位。 (B) 4 个钻井的质量控制图显示了输出声阻抗以及每侧的反向相关部分。 (C) 用于地震反射体细化的彩色反演地震属性的频率-幅度交会图,用作属性升级的指导体积输入。

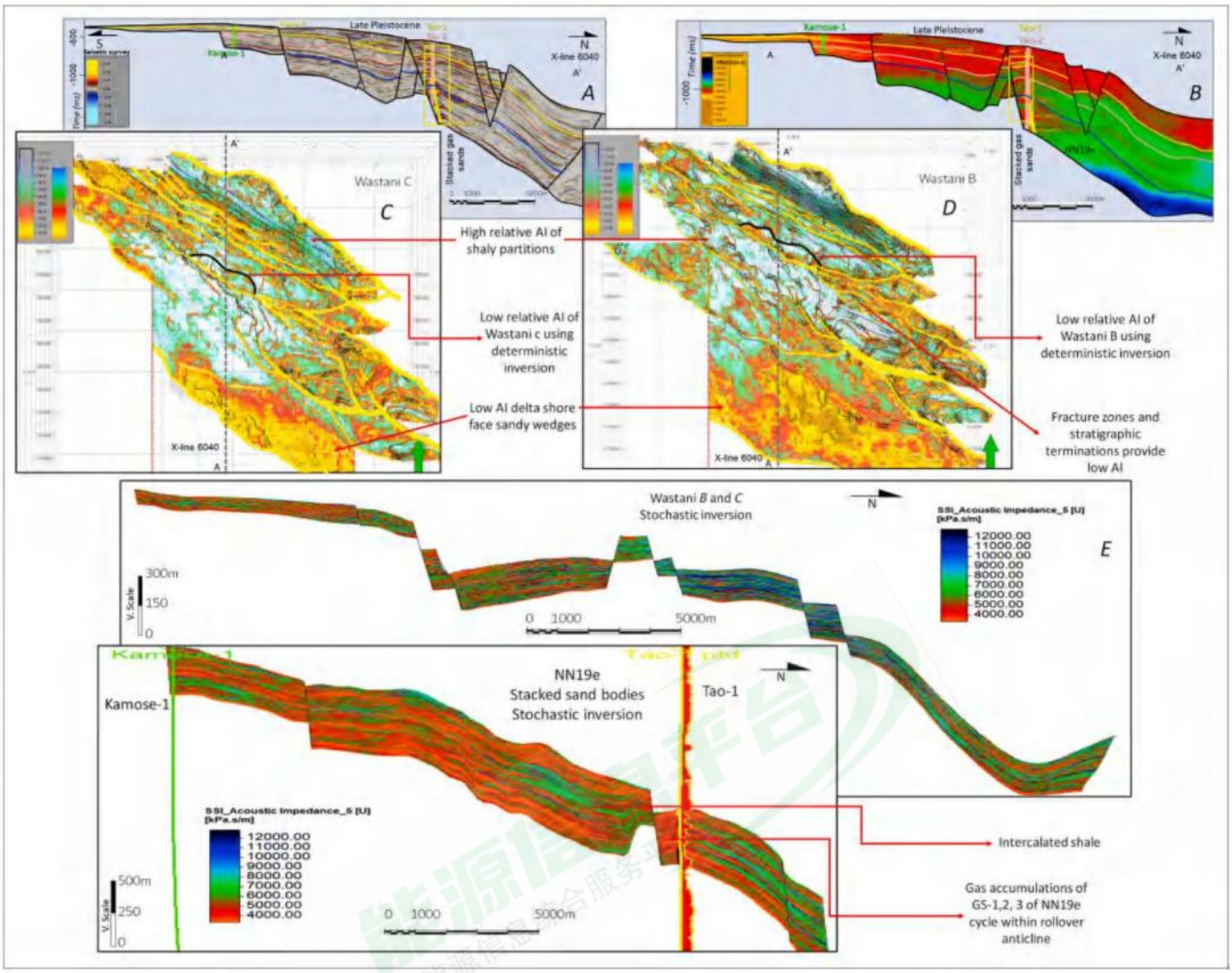


图 16. (A) 原始十字线地震剖面,包括晚更新世解释界面。 B) 使用根据声波数据计算的 AI 岩石属性,沿地震剖面进行基于确定性模型的反演。 (C, D) Wastani C 和 D 的结构等值线图与带限 AI 反演共同绘制。 E) Wastani B 和 NN19e 循环的 AI 随机倒置模型的两个交叉点与确定性输出最相关。

异常并有助于理解上里奥-更新世地层相关性,但无法准确检测依赖于地震频率的每个储层的地貌特征。因此,随机反演模型对于更全面、更清晰的储层重塑至关重要。

4.3.地震属性和气体发现

根据地震属性成图,通过测井曲线和默认地震数据中的亮振幅,首次识别出涉及3区块3个LST含气砂体的Ge2晚上新世旋回。

因此,这些HC前景已通过高振幅事件进行了横向解释,这些事件清楚地出现在与RMS属性共同呈现的结构等高线图上,由于其流体含量而被视为细长的明亮异常,这些事件在1168m MDT（GS-1)处被预测为新发现的大型未穿透气体目标位于 Kamose 气田西北方向,距顶部分别为 1336m MDT（GS-2)和 1428.9m MDT（GS-3） （图17）。此外,GS-1、GS-2 和 GS-3 的 RMS 地震振幅图表明卡摩斯西南地区存在其他扇形、细长、断层控制的亮异常的碳氢化合物堆积。基于地质体提取和体积计算的实施,Kamose-SE体延伸至面积 4.6 平方公里,在海平面以下 720 m 的深度蕴藏 200 Bcf 的天然气。最终,预计在海平面以下-620m和-920m处存在两个强振幅的亮振幅湿砂实体,它们是海中钻井的危险,在钻探钻孔之前应予以考虑（图17d） 。

顶部早更新世 NN19d 构造等值线图的瞬时属性不支持 8 区块狭窄底部区域内存在商业天然气含量,而 NN19d 旋回的静态属性模型强调了其他三种狭窄天然气的存在-陶三井2235m MDT（GS 4）、2445m MDT（GS-5)和2627m MDT（GS-6)预测饱和砂体。预测薄窄非均质油藏,仅靠地层属性是不够的,还需要进一步研究。然而,整合地球物理方法对于预测天然气发现和防止生产故障至关重要。

受Tao-和Tao-counter MBF限制的Tao-主段（Block-8)被认为是ONS气田的主要产气区,这是由于生物气从不渗透的地下烃源岩向上运移并在油藏中聚集而造成的。上部低压区面向封闭的斜面断层,旁边是作为盖层的废弃页岩。尽管如此,顶部NN19e沉积旋回的RMS属性图（图18)描绘了在Tao-MBF的上扬侧存在两个扇形高振幅异常。

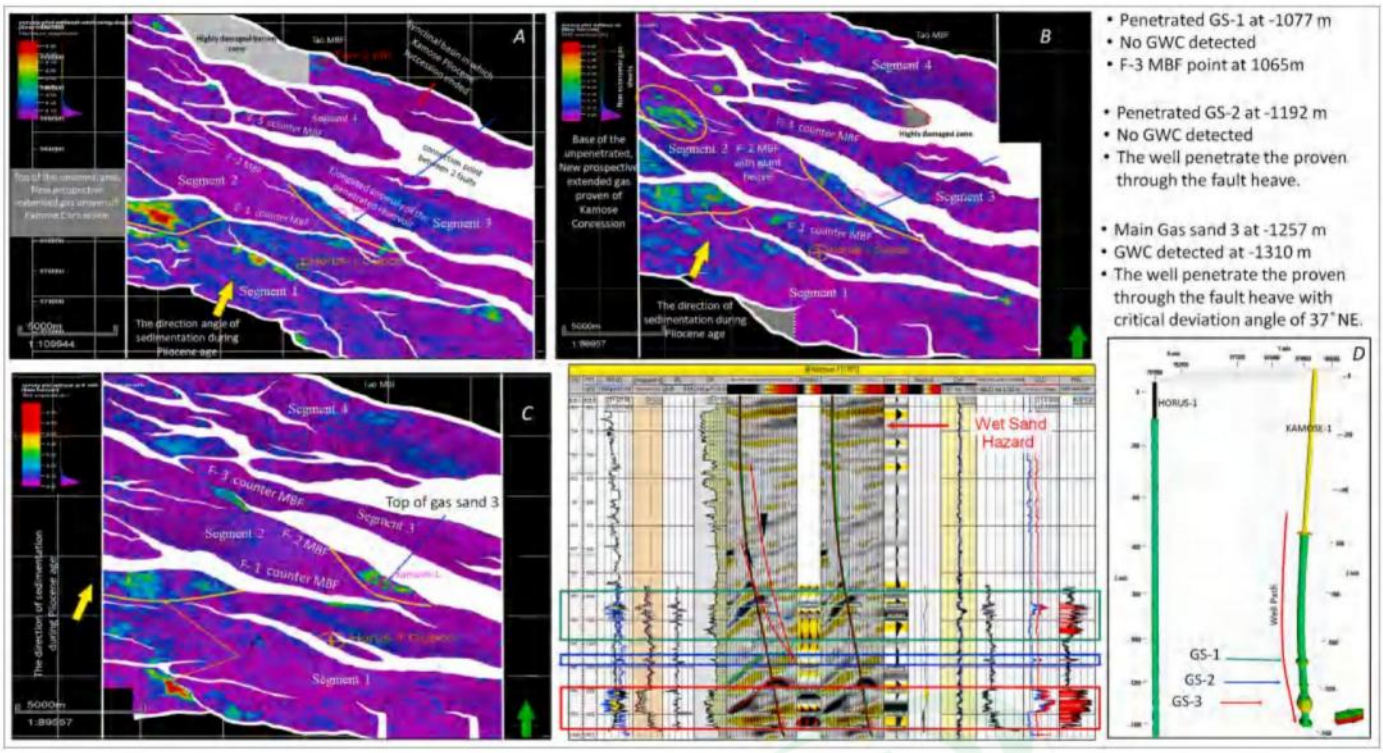


图 17. (A,B,C) 解释的具有负 RMS 振幅属性的顶部 GS-1,2 和 3 的地震层位被分类为 Ge2 旋回的 4 阶 LST,显示 3 个细长的断层控制异常和 Kamose-SE 气铅占地面积4.6平方公里。 C) Kamose-1 钻孔的合成地震图揭示了宽带反射器中穿过 F-3 升沉和湿砂钻井危险的井轨迹。

（块 6)作为新的 2 路封闭的证据,延伸至 1.3 平方公里和 0.69 平方公里 ,分别从顶部开始,并与 NN19e 地堑的预测低位 - 1054m (GS-1)、- 1300m (GS-2) 和 - 1431m (GS-3) 相关。这两个矿区的体积计算显示 HC 总含量为 68.6 Bcf。最终,NN19f 的 7 个最大厚度可达 1000 m 的气滩在主干层下方 － 330 m 至 － 975 m 的浅层 Wastani a 至 f 的 RMS 振幅图上提供了 5 个堆叠的、稀疏分散的气滩,这些气滩具有解剖的明亮异常。海平面（图19）。除 Wastani b 段外,它们都被认为是钻井气体危险源,该段在 － 636 m TVDss 处显示出广泛的细长异常,并具有尖锐的高电阻率 im 脉冲（图18b）。

最终,甜蜜度和正振幅总和属性最适合检测 ONS 海底地图上高声阻抗的明亮异常,作为气体渗漏的指示,该异常沿着 Tai-MBF 走向及其共轭对立断层发生,考虑由于这些断层并未完全封闭,因此存在钻探危险,特别是 8 号区块的西北部分（图2b 和 c）。这些气体通过传播波的信号恶化导致地震反射的 P 波速度波动（Ismail 等人,2020a，b）。此外,ONS 深海测量图显示中心部分存在细长异常,就在 Kamose Ge2 气砂上方。这是由于气体释放压力通过降低海底沉积物密度和增加地震波长对上升和弯曲地震反射率的影响而引起的（图2a）。

4.4.随机反演和属性建模

通过实施传统工作流程和聚类分析技术,通过对测井和地震数据进行综合分析来识别岩石物理特性。基于三口著名井,在作为密度因素的有效孔隙度、Sw 和由岩石物理计算驱动的 AI 测井之间绘制了交会图。由于AI测井无法帮助分离含气砂体,因此集成方法的影响力更大,能够细分内部结构

将三个储层分为三大类,如图20b、24g和25b所示。

1 含气砂岩,孔隙率>20%,声阻低
ance,和低SW（红黄点）。
2 部分饱和砂岩,孔隙率低,为 15-35%,声阻抗和 SW（绿点)适中。

3 孔隙度极低的致密砂岩和夹杂杂砂岩 =
<10%,SW> 0.9,声阻抗高。

因此,生成随机反演模型是不够的,储层评估需要对各种岩石特性进行多次运行,以了解弹性响应、物理特征、孔隙体积分布和天然气储量。匹配来自不同实现的观测结果将模拟天然气的发现。

4.4.1. Kafr El-Sheikh 储层特征描述

采用 (AI) 参数的上新世砂体随机反演模型显示了井控扇区和其他未穿透鞍部区域之间的砂斑连通性,从而产生了 GS-1 的最终地层特征。 GS-1 储层分为两个主体：GS-1A 和 GS-1B。由于 Kamose-1 井轨迹,在没有记录测井数据的情况下不可能模拟 GS-1A。仅使用震相和 Horous-1 PHI 测井对其进行预测。

然而,GS-1有一组连续的测井数据。 GS-1 和 GS-2 是在单块网格上建模的。图 21a显示了 GS-1A 的顶层,具有细长的红绿色低声阻抗异常,最高可达 3700 kPa s/m,与 F-3 区域和反 MBF 的走向近平行。它显示侧面相变为绿色,中等阻抗为 4500 kPa s/m,同时 Kamose-SW 引线顶部的照明具有范围在 3500 至 4000 kPa s/m 之间的扇状 (AI) 异常。相比之下,GS-1B 监测到垂直于 Kamose 断层走向方向穿过的横向大规模拉长红色云（图21b）。该异常的特点是 AI 较低,为 2750–3000 kPa

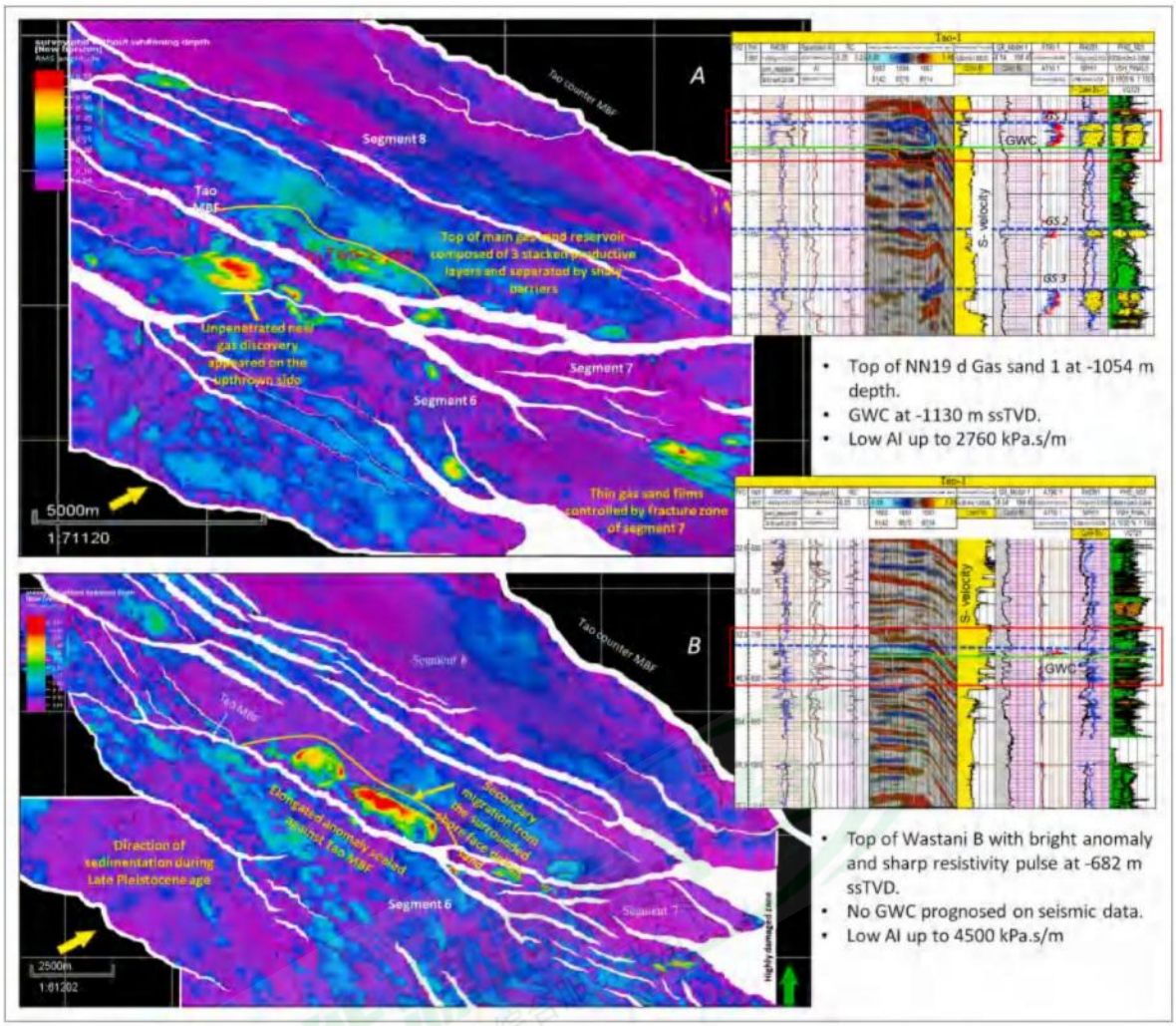


图 18. (A) NN19d GS-1 顶部具有负 RMS 振幅属性的解释地震层位反映了 Tai-MBF 下降侧的宽拉长异常,在下盘块上延伸为薄气态明亮层。 (B) Wastani B 解释的地震层位具有负 RMS 振幅属性,这是陶油田独有的特征。

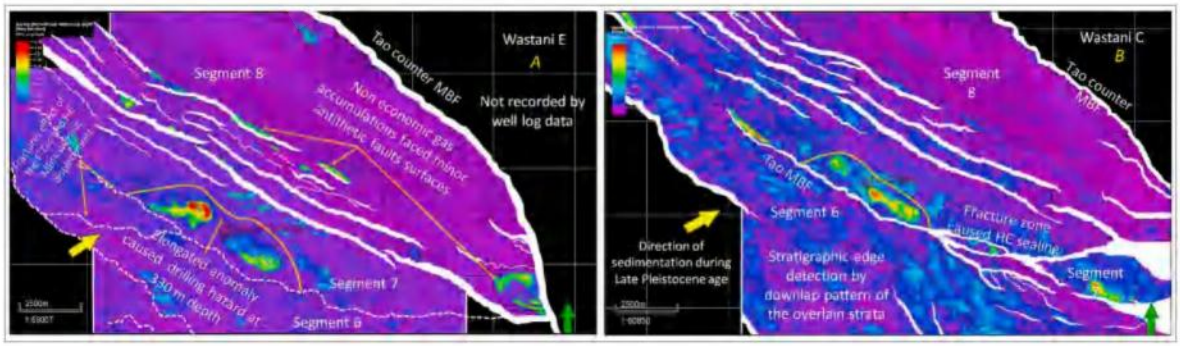


图 19. Wastani A、B 解释的地平线封闭了浅气滩,与解释为钻井危险的负 RMS 振幅属性共同渲染,并提供了残留气体的细长异常。

s/m,即沙面积的增加,峰轴随深度的变化。

经过多次迭代调整按比例放大的岩石特性后,上新世 GS-1A 的随机反演模型（图21a)反映了与 Vsh 特性模型（图22a)相当的储层地貌和延伸的微小变化,即,输出模型并不完全相同。另外， 19层的Vsh属性强调沙子比例随深度增加,但沙子矢量趋势是恒定的（图22b）。根据对 GS-1 储层的初步评价,孔隙度和 Vsh 物性模型以及相应的直方图显示,中点 Phi 值为 23%,最高可达 27.5%（见图 22c、d）,Vsh 中点小于0.3 （图22a和b）。 Sw 模型的 Sw 基值达到 0.21 （图21c）,产生 19.7 m 的压缩气柱（图21d）。 Sw 属性模型

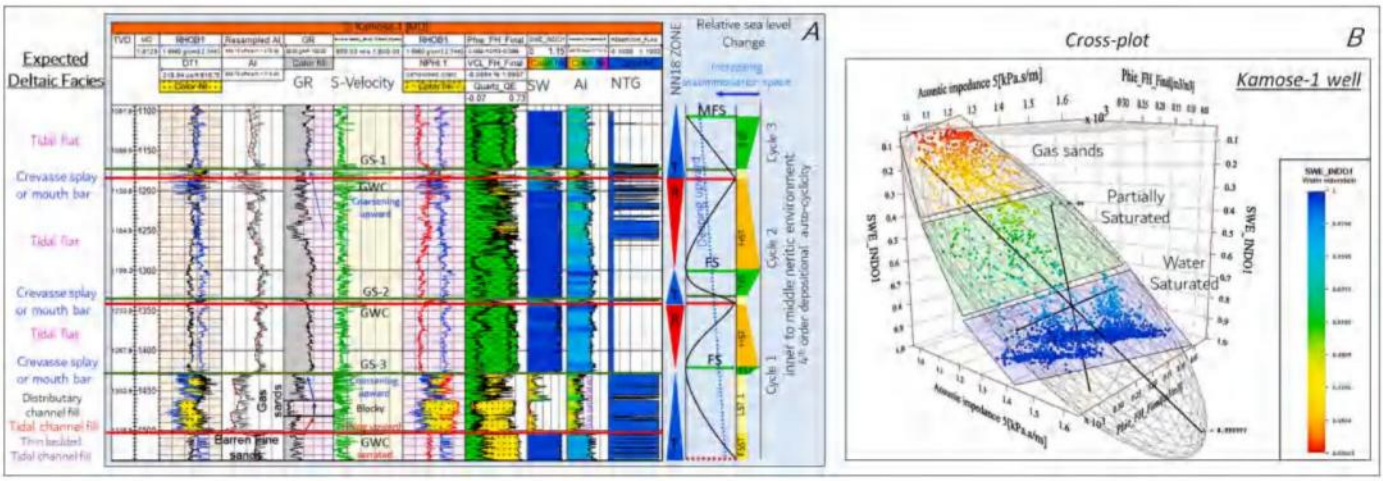


图 20. (A) Kamose 井段包含估计的岩石性质、NN18 的三阶和四阶沉积旋回性以及与Hardenbol 等人,1998 年全球方案相关的海平面波动曲线。 (B) Sw、AI 和 PHI 测井之间的交会图揭示了 3 个重要的含气砂簇（红色）、部分饱和砂（绿色)以及与捆绑砂一致的页岩（蓝色）。

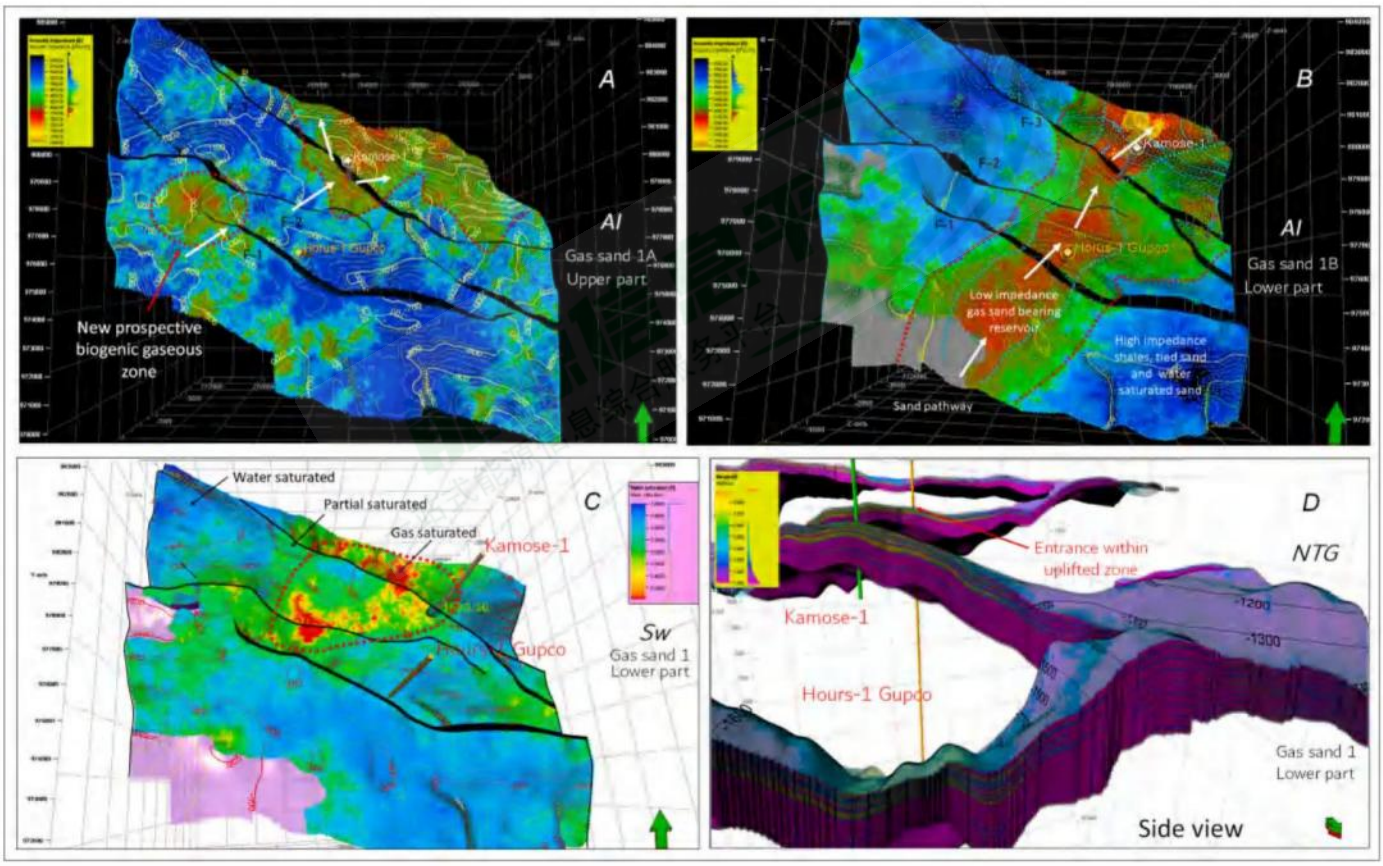


图 21. (A, B) 使用适当提取的顶部 GS-1 和 GS-1A 的信噪比进行的叠后随机反演,确定为 NN18 (Ge 2) 的四阶 LST,反映了低阻抗气体饱和的分布红色的沙子。 C) 顶部 GS-1 的确定性含水饱和度模型。 D) GS-1 下部区域的确定性 NTG 属性模型的侧面可视化,在区块 3 处高达 90%。

GS-2 反映了含气性较差的砂岩,Sw 基值含水量在 55% 至 60% 之间,对应于绿色稀少且分散的微小异常（图22e）。

Vsh、PHI、Vsand 和 AI 测井曲线之间的相关性表明 GS-3 下部砂质部分是水饱和砂岩,不含天然气。 GS-3储层特征可概括为高孔隙砂体,基值范围为0.07～0.29,网格间Sw基值为0.225,净产油层达48.2 m，地层压力条件下可能存在的压缩气柱为 53 m。 Kamose 油田的整体观测表明,3 个叠置含气砂岩储层位于 3 区块,受两步正态 MBF 约束。穿透的 GS 体向南扩展,到达隆起的 F-3 断层。这导致在 2 号区块内发现了另外三个薄异常区域,并在更东南的地方发现了 Kamose-SE 天然气管道。

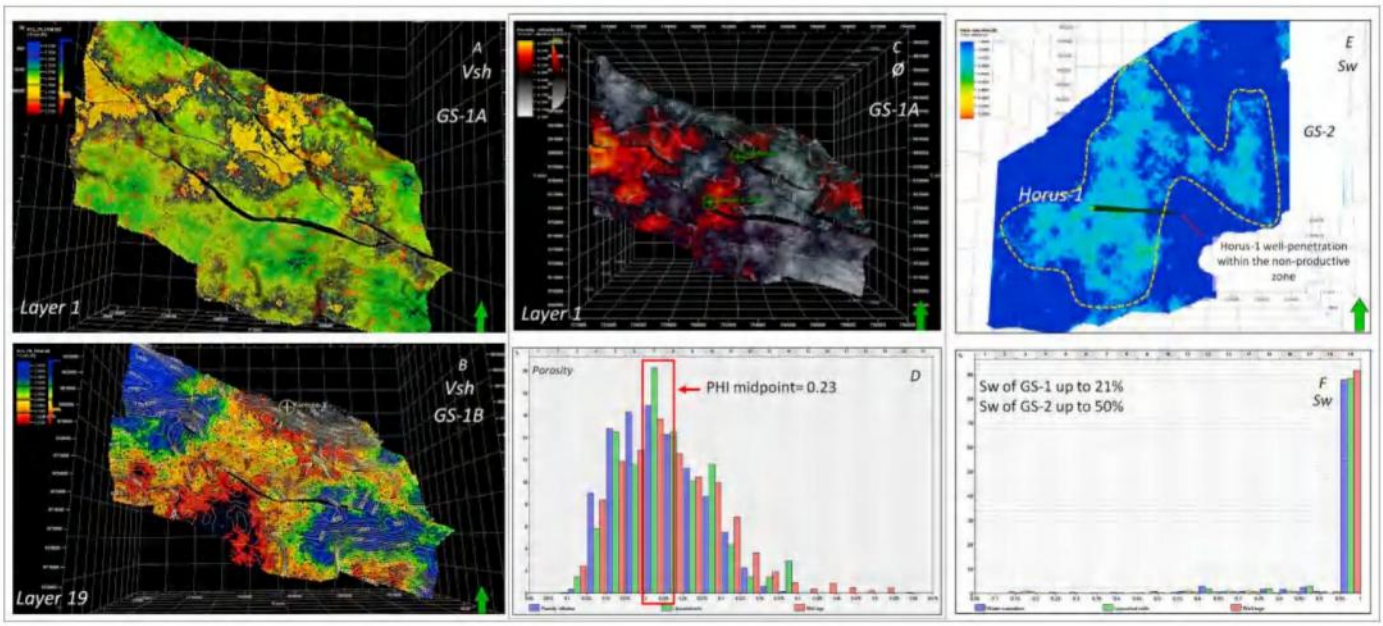


图 22. (A) Vsh 属性模型展示了上新世 GS-1A 顶部。 (B) GS-1B 的 Vsh 属性模型。 (C,D) NN18 GS-1A 的 PHI 属性模型和放大测井数据的直方图。 (E, F) GS-2 Sw 模型的重建顶视图和基础值 = 0.55 的升级 Sw 日志的直方图。

4.4.2. Wastani 储层特征

根据 NN19e 旋回随机模型（见图 16e、图23b），8 块反演模型侧视图显示了页岩中嵌入红色的 3 个非均质楔形叠置砂体的分布，以及绿色的细隔障。由于垂直岩性变化而夹在其中。此外，GS-1的俯视图显示了NNW输沙路径和宽阔的红色异常的绝对 AI 值范围在 2500 至 3000 kPa·s/m 之间，与蓝色高阻抗泥滩区域相交（图 23a）。黄色箭头指出的峰值轴、表面积和 NN19e 红色异常的 (AI) 值有明显的偏移，从 GS-1 的 NNE 到 GS-3 的更东（图 23a、d ）。即，储层岩性非均质性随着深度的增加而减小。GS-2 的窄而细长的红色云似乎仅限于 Tai-1 控制的区域

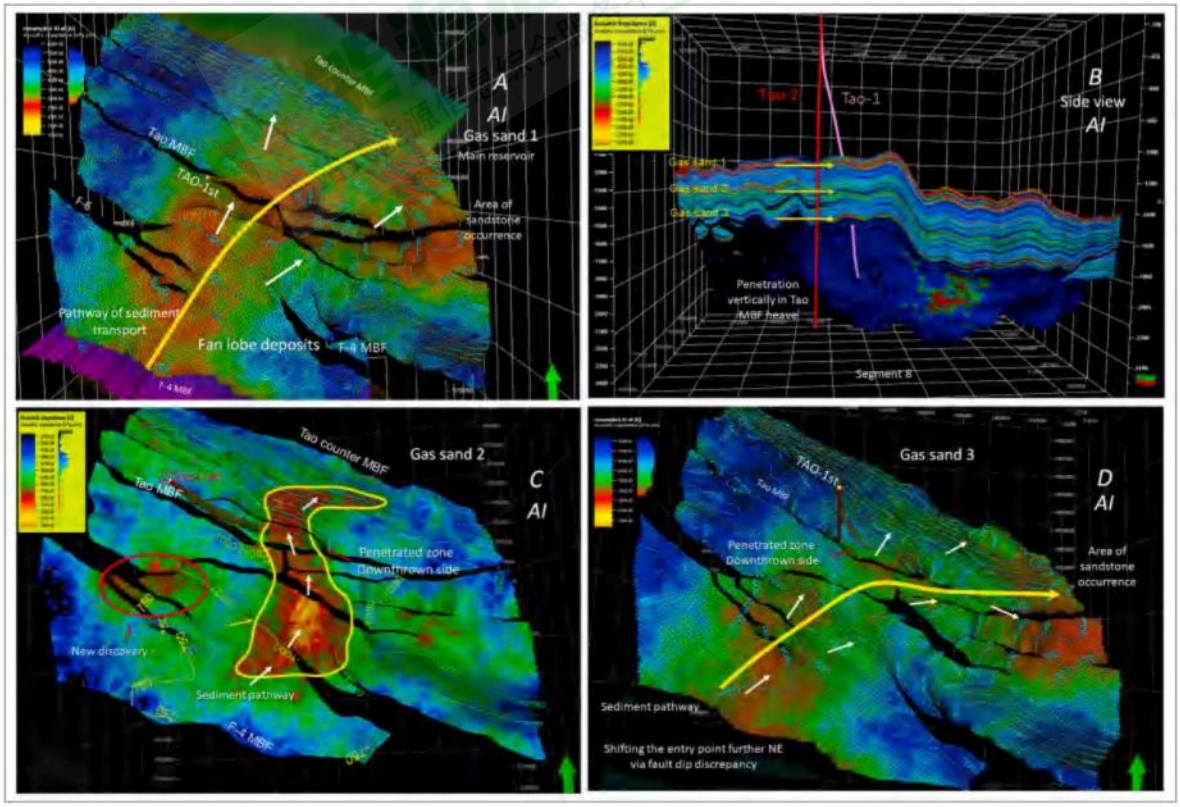


图 23 NN19d旋回四级地表沉积层状楔状含气砂岩 1、2、3 的随机地震反演反映了红色低阻抗含气砂岩的分布以及垂直于生长的沉积通道故障罢工。

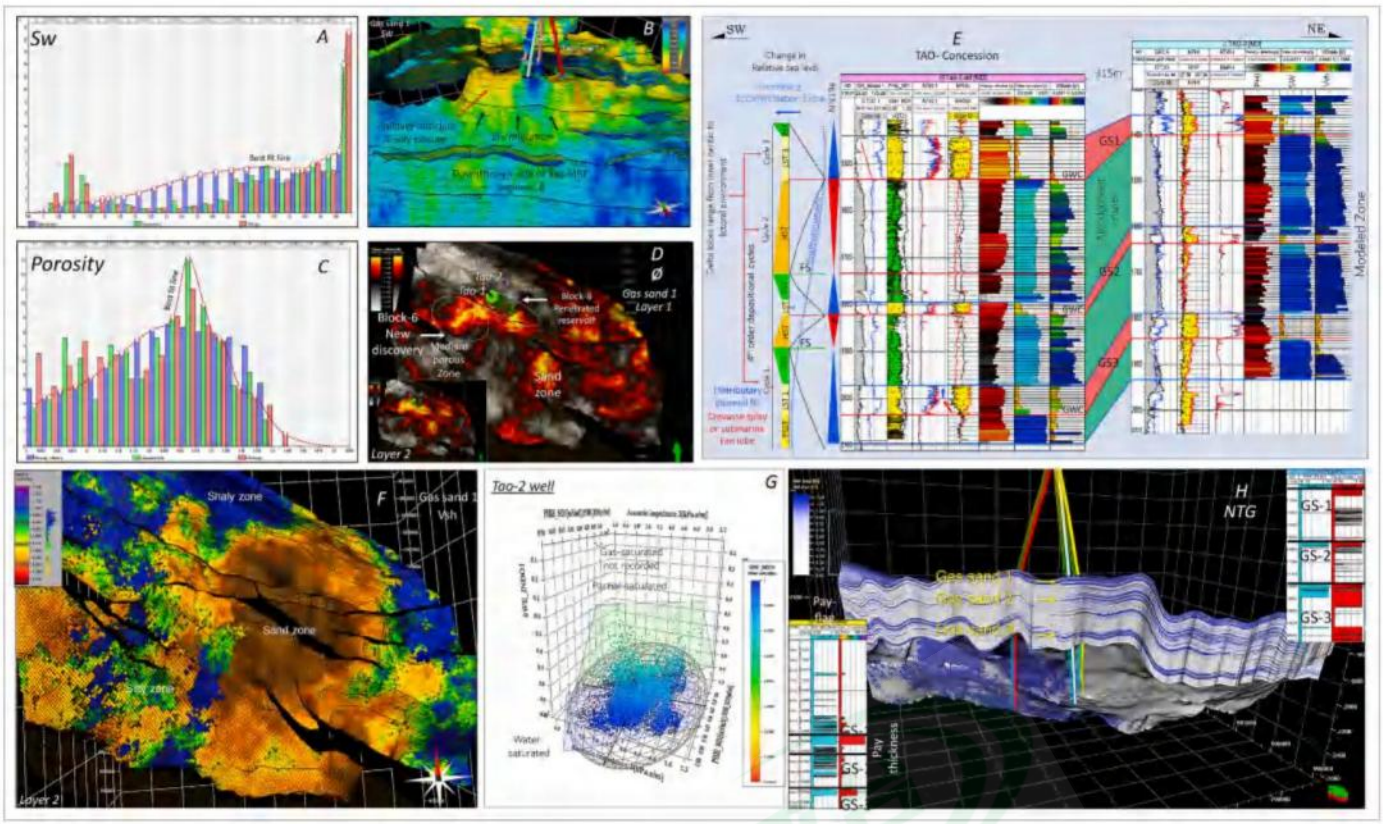


图 24. (A, B) NN19e GS-1 的 Sw 属性模型和通过顺序高斯模拟应用的放大测井数据的直方图。 (C, D) NN19e GS-1 孔隙度模型,具有放大的直方图。 (E)陶田2口井穿透对比剖面,解释了陶田3个主要叠置储层、平均PHI和SW放大测井、预测、NN19e旋回沉积旋回、海平面波动曲线。 (F) Vsh属性模型展示了 GS-1 的扇叶形状。 (G) Tai-2 井属性交会图。 (H) NN19e气藏NTG物性模型。

区域（图23c）。概率Vsh模型通常遵循随机反演趋势,具有位于中心的宽扇形波瓣,Vsh基值为 0.1 （图24f）。

PHI、NTG 和 Sw 属性模型的集成可评估表现良好的储层的效率,其有效孔隙度基值等于放大的 PHI 直方图的 26%（图 24c 和 d ） 。升级后的 Sw log 具有与其他属性模型不同的变差函数方向,以分布单元内的气体含量。由于气体聚集在 RMS 属性图上显得拉长且平行于 MBF 表面,因此该变差函数方向被精确地选择为平行于封闭断层走向。在上述研究中,使用三个估算的 GWC 构建了几个 Sw 属性模型,用于陶田储层评价。 Tai-1注入器交叉图说明了每个储层分为三个主要类别:气体饱和区、过渡-部分饱和区和其余水饱和区（图24g）。与Tao-1井相比,Tao-2 井仅存在两个区域,在Tao-MBF隆起内垂直钻井时,气体饱和带消失（见图25b）。

在Sw施工最后阶段（图24a和b）,从三口渗透井中获得了一些有关见水的地层信息,发现水矿化度在70-80克/升范围内。无论如何,所有观测都是在相对厚且干净的多孔砂岩层段内进行的,以避免由于测井分辨率而产生不确定性。量化 NTG 建模（图 24)依赖于将 Sw 测井细分为高度多孔砂楔的间隙岩石物理边界,通过包含可采 HC 的 3D 网格计算气体体积,然后进行局部地质体提取。日志已分为三个主要部分,

1 最低情况 GS-3,Sw 中点 = 0.2,PHI = 25%,Tao-1 井位净产层厚度 = 47 m。

2 中间情况,GS-2,Sw 中点 = 0.2,PHI = 27%,净工资
Tai-1井位厚度 = 17.4 m

3 上图（主油藏)GS-1,Sw 中点 = 0.14,PHI = 29%,Tao-1 井位净产层厚度 = 72 m。

此外,图24b显示了气体向面向Tao-MBF表面的翻转背斜峰低压区的二次运移方向,形成4向HC闭合。相同的场景也适用于 NN19f 序列。 Sw 模型分为 4 个主要区域,最上面的一个区域涉及宽阔的平坦斑点砂层,可以作为气态地质体提取,没有假定的 Sw 测井曲线,因为没有可用于该气滩的电缆测井曲线,导致在− 330 m 深度。

对于剩余的堆积砂体,除 Wastani b 外,所有模型都提供高达 100% 的升级 Sw 值（完全贫瘠）。 Wastani b 顶部储层的随机模型显示出广泛的黄色异常,其特征是低 (AI) 参数在 3000 至 3500 kPa·s/m 范围内的地震谱上分布,其延伸范围比北东向的井控区域更宽。

但Vsh概率砂体异常向NW方向移动,基值小于0.1 （图25c和d）。两个模型趋势之间没有一致性,但它们在几何形状和物源沉积面积方面是一致的。 Wastani b 的静态属性模型遵循与 Vsh 相同的趋势,反映了相关压缩气柱的PHI 中点 = 31% （图25e）,Sw 中点 = 0.2 （图25f）,净产层厚度 = 9 m F-3 MBF 下盘区块出现分支扇异常并向北移动至控制良好的区域

区域。

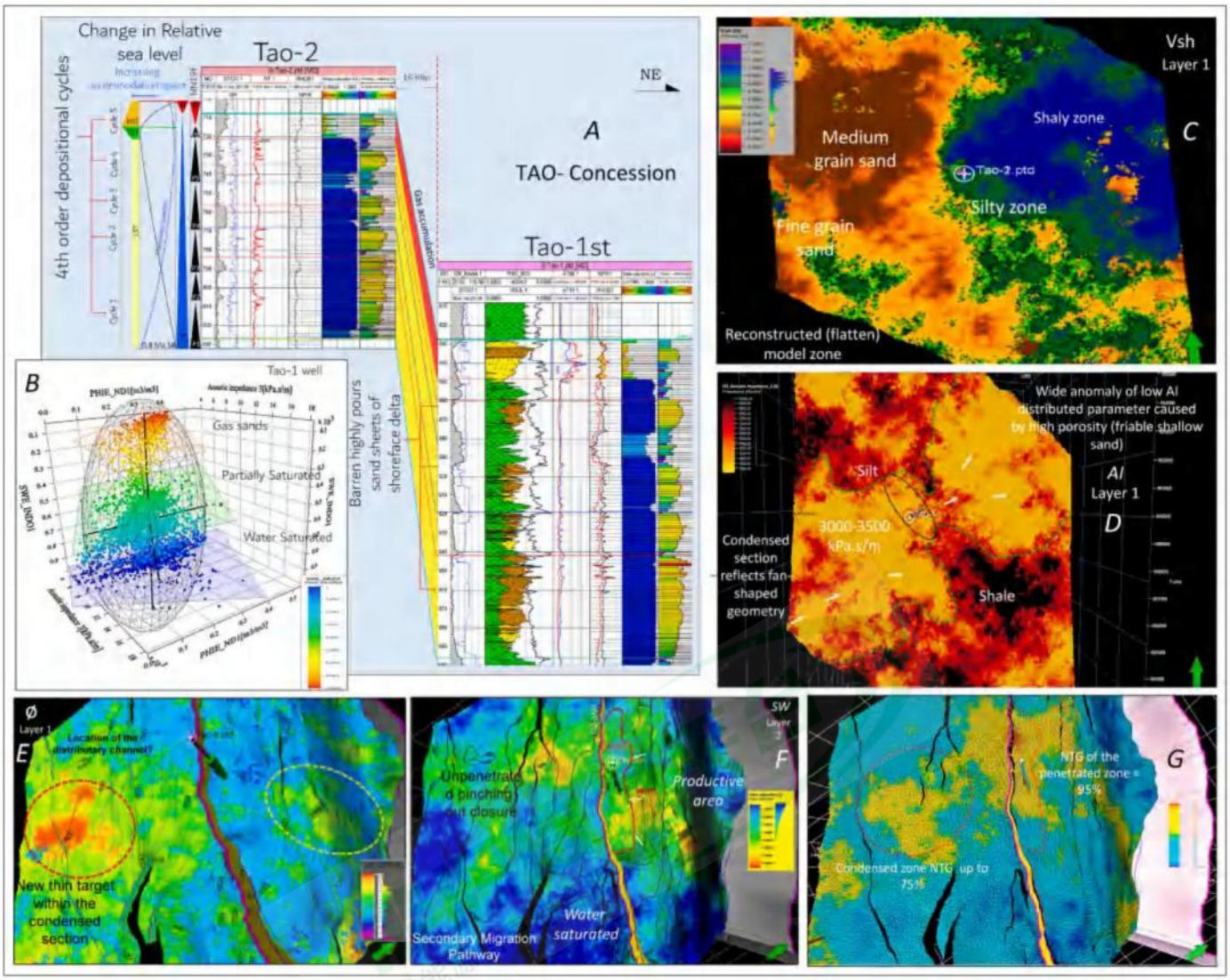


图 25. (A) 穿透陶特许权的 2 口井之间的相关线模拟了 Wastani A 至 F 模型砂层及其流体含量以及 NN19f 至近期的海平面波动曲线。 (B) 作为生产井的 Tai-1 井的交会图。 (C) Wastani b 储层的Vsh属性模型复制了预测河道内的砂粒尺寸分布。 D) 叠后随机 AI 模型,由于非胶结砂的高孔隙率影响速度值,出现了红色的大范围异常。 (E) PHI 物性模型显示了第 1 层上清晰出现的分流河道。 (F, G) Wastani b 储层的 Sw 和 NTG 物性模型。

5. 讨论

5.1.地层模型分析

关于上新世地层在道场的消失,有两个假设来解释这一观察结果。一方面,沿 Temsah 构造线的右旋走滑运动始于中新世并持续到 Plio 更新世时代,通过沿 Tai-MBF 表面对角运动的影响推升了 7 号区块,即非洲俯冲和苏伊士湾裂谷导致的正常退盐和走滑运动,这在 Wastani C 最大曲率属性图上清晰可见（图 9c、d ） 。

因此,下渐新世页岩上沉积部分的持续剥离使得这些侧翼麦西尼亚盐上的上新世-近代沉积物通过生长断层向北剥离。也就是说,渐新世-中新世拆离挤压将上覆生长断层的方向改变为 NE-SW趋势。

赫姆丹等人。 (2002)推导出 NW 向 Misfaq-Bardawl 断层走向的三个主要生长断层:Karous-Damietta、Karawan-Asfour 和 Tuna-Segan-Barracuda 构造线,划分了尼罗河三角洲东部省份。 Tuna-Segan 生长断层划定了 ONS 区域的北部边界,该断层从上新世晚期到中更新世激活,向西南方向倾斜,其特征是没有上新世和早更新世层序,且与变形内的 Wastani HC 聚集同时发生。砂岩。另一方面,由于其 S 形地层结构（图13） ,预计其厚度向 NE 方向完全衰减,这与 Hamdan 的理论最匹配。

此外,沿区域逆生长断层面的旋转和压实因素导致上新世相充填小型盐盆,并在Tao-MBF（第7段地垒)下盘遭受长期侵蚀。即,由于海床生长断层引起的盐盆地向北东方向横向迁移。

地层上,地震资料描述的上新世Ge2低位体为东南三角洲叶状、扇形砂体,散布于页岩中,时空延伸向西北下倾,呈现梭形强近平行,起伏较小,连续进积反射体厚度因大量填充向斜盆地而减薄,并显示出陡峭的厚倾角

终端面向区域反 MBF 的光滑滑翔面,其形式为楔形地层,由于尼罗河三角洲漂流而被几乎水平的三角洲平原层覆盖（图 11 和12）。上新世S形反射体的峰轴向盆地推进是三角洲前缘沉积物的一个显着特征（图11c）。此时,我们可以采用与Li等人相同的方法来调整Ge2三角洲扇瓣或裂缝展开位点的来源方向。 （2017)讨论过。

此后,瓦斯塔尼更新世演化可分为由区域二级层序边界分隔的两个沉积旋回:沿扩张盆地的初始陆架三角洲楔,包括沉积速率稳定的NN19a至NN19e,以及次生三角洲楔。棱柱体,在盆地中遇到了由尼罗河三角洲东部省的沿海输送沉积物形成的一系列间距广泛的浅层、发散的、堆叠的沙层（图 13 和14）。由于沉积速度过快,第一个旋回在很短的时间跨度（0.78 Ma)内沉积为浅层碎屑相（约 1300 m 厚)的厚堆积物,陆架三角洲开始使该物质沿伸展运动向下倾斜。断层下边界断距超过600 m。即,在高能环境中,在δ渐进的同时,膨胀应力主要由重力决定。在某种程度上,沉降速度超过了沉降速度。

通过使 NN19f 乙状相翻转点北移南退,发现了地中海次海退期（见图14）。结果,由于正态回归,Wastani c 段倾斜侵蚀陆架上的致密楔形地层形状与地震配置发生了重叠。短时间内堆积的砂体沉积为细粒FSST和LST的七个小自旋回（准层序）,其特征是下部尖锐、锯齿状的低GR脉冲,向上趋于变薄,并且彼此分开不可渗透的灰色页岩的尖锐屏障（图13）。

晚更新世 NN19f 小旋回是由更新世末期（爱奥尼亚晚期)地中海的正常退生阶段引起的,与三角洲沉积物的大规模运动有关,同时受同沉积断层控制的河流撕脱过程发生了移动住宿空间再向北。先前的序列最终被最近的海底沉积物覆盖,干扰了Wastani f小旋回的三角洲乙状反射体,该反射体出现在东北方向,并且似乎在三角洲顶部和三角洲前缘组中活跃。

5.2.确定性反演与随机反演

使用地震子波反褶积对地质框架进行几何校正,可以将体积分成五个具有特定 AI 特征的相当大的异常区域,与二阶年代地层单元非常兼容。这些区域范围从 AI 最高可达 10543 kPa s/m 的基底墨西尼亚硬石膏到 AI 相对较高的早上新世页岩,高达 6100 kPa s/m;上新世中期呈绿色,带有薄薄的红色沙层,气压约为 4480 kPa s/m;晚上新世-早更新世,反射率低,除了Ge2层序气态层范围在3000到4000kPa·s/m之间;晚更新世的阻抗极低、反射率高的区域从 2000 kPa s/m 延伸至 4000 kPa s/m （图15a）。因此,大规模绝对人工智能随着深度的增加而逐渐增加,因为:

1 压实页岩和盐的速度和密度增加,基本保证了演替。

2 三角洲快速沉积压实因子
相貌。

3 晚更新世时期,地中海的海退阶段导致了高孔隙度、低密度的岸面砂岩的沉积。

倒置的体积用两个独特的颜色表显示,包括加热和声阻抗调色板（图15）。加热色标有助于更好地检测分裂倒转体的二阶不整合面以及厚度比较,这表明上新世晚期-更新世早期带的东南方向变薄,同时增加了晚更新世乙状结肠是沉积速度加快和最大可容纳空间向北迁移的结果（图15a）。然而,AI 颜色表非常适合感知每个旋回岩性成分的变化,并突出显示每个旋回内低阻抗气态带的相对位置,这将在稍后用于地质体提取和潜在储层的体积计算（图. 15b).此外,确定性反演显示了高AI早上新世页岩的沉积路径逐渐向NE倾斜和减薄,这推断并强调了Kamose和Tao Fields之间的相关性。最后,图16a和b说明了与时间海侵界面相交的横向相变化以及相从较低泥质含量向上迁移到顶部的高孔隙度低阻抗砂岩,穿过NN19e层序的3个非均质气态带。而图 16c和 d 则强调了东南方向易碎沿海沙带的宽阔红色云的存在。

Kerans 和 Tinker (1997) 一致认为,随机反演模型更适合储层砂体比井眼间距窄的情况。相比之下,传统的确定性反演适用于储层延伸范围大于井距的情况,这是当前研究的典型情况。图 16 突出显示了通过两种不同的基于模型获得的结果之间的差异

确定性和随机反演方法。确定性模型仅显示地震体中占主导地位的主要相。

它忽略了散布在叠瓦片、层理和砂体沉积结构之间的薄层片。然而,通过低于-1毫秒的密集分层构建的基于模型的随机反演可以为未解释的几何形状和未钻孔感兴趣区域的精确AI值提供有价值的参考描述。

如图16e所示,NN19e 旋回和 Wastani 段的随机反演模型比确定性反演方法产生的层数低于上限频率为 50 Hz 的低分辨率地震数据带宽。统计随机算法增强了网格单元内的微相分布,并在非均质储层之间精确放置了薄裂页岩屏障。

这是储层评价向前迈出的积极一步。

相比之下,基于模型的随机反演利用 ONS 油田预见的上里奥-更新世含气砂顶的 (AI) 特性,显示井控扇区和其他未穿透鞍状区域之间的微相分布,然后捕获最终的地层地貌每个低位和高位分布的砂体,而不是确定性结果,强调了低声阻抗砂带的存在,在储层构型中缺乏地质意义。这是由于薄层垂直厚度以下的宽间隔或低频地震谱的反褶积造成的,即薄层储层厚度低于地震分辨率（图16）。

概念模型的密集分层和多次迭代增强了同沉积生长断层上盘中积累的浓缩、高孔隙砂体的小规模非均质性。确定性方法仅产生一种通过地震合成来分散特性的解决方案,与此相反,这些分量缺乏变差函数球形和指数矢量。

此外,确定性反演根据振幅影响提供了提取的地质体的精确体积。相反,应用 GWC 表面后导出的随机地质体经过表面平滑和单元角度细化。然而,先前的方法可以识别具有低频过渡区或垂直趋势颗粒的逐渐边界限制储层

能源信息平台 一站式能源信息综合服务平台

尺寸。

5.3. RMS 振幅图和岩石物理分析

5.3.1. Kafr El-Sheikh 深入探寻前景并发现新天然气

值得注意的是,去噪后的均方根振幅属性是预测气体异常的关键震相。

根据地震和 Kamose-1 测井数据识别出三个砂质堆积亮点后,确定 NN18 (Ge2) 沉积旋回包含 Kamose 油田探明的最经济可行的天然气。然而,由于偏角较大,GS-1 和 GS-2 在 Kamose-1 轨迹处似乎比实际厚度更薄（图17d），并且 Gr 测井显示粗化上升趋势,有效孔隙度较低27%的参数作为被海侵洪泛平原不渗透沉积物覆盖的退潮潮汐沙坝的可靠指标（图20a）。

另一边,Horus Gupco-1 井在 F-1 MBF 旋转断块下滑移部分垂直进入 Kamose 油田,达到目标后对生产造成不利影响,完全表现为水饱和实体,缺乏水份。气体含量（图17）。 GS-3 表现出与 Kamose-1 相比的低锯齿状、略微鳍状的向上 GR 趋势,表明潮汐通道被填充,顶部是粗化的向上裂隙张开或河口坝沉积物。经中子密度测井证实的低、块状 GR 响应出现在 GS-3 斑块的中心,这可能是分流河道填充。此外,GS-3 模拟的有效孔隙度值范围从顶部的 24% 到底部的 37%,含水饱和度高达 0.23,表明分选不良的脏砂岩含量沉积为四级低位体系域 (LST)) 覆盖 Ge1 层序边界。 Sw 对数主题（图 20）说明 GS-3 下方是潮汐河道下游的水饱和粉质沉积物,从而推断出 GWC。

5.3.2. Wastani 沉积过程和新天然气发现

就Tao油田的碳氢化合物潜力而言,距今1.22Ma的NN19e三级沉积旋回将主要的碳氢化合物远景限制在NETao区块内,并产生了三个细长的高振幅异常（图18 ）。陶1井砂储层的测井解释表明,三个低密度、相对较低的P-velocity和尖锐的高电阻率峰值是积极的DHI指标。 GR 和 Vsh 估计测井曲线反映了最小的基质含量,特别是 GS-1,这表明向上的口坝变粗。如图 18所示， Tao 区域 MBF 和翻转背斜在结构上限制了碳氢化合物的渗漏,而页岩流出的地层特征则从另一侧密封了生物气。

关于钻探 NN19f 叠层体存在争议,因为它们在非常浅的深度反射了薄亮点,而 GWC 在地震井剖面上没有注意到,但在可能部分饱和的振幅 RMS 图上提供了具有重叠红绿色的间断气体异常。或湿砂,需要昂贵的钻井技术才能连续生产（图19）。相反,Wastani b 储层表现出一种连通性异常,具有通过 Vsh 参数检测到的薄粉砂岩成分和高 S 波速度,仅通过电缆测井无法解释。

地震属性分析主要是瞬时属性,通过确定横向岩性差异、流体含量和储层底层,提供含气砂体特征的最佳概述(Yue等,2018)。在 ONS 上里欧-更新世过渡时期发现的大多数气藏圈闭都很难理解。比较同一解释层位的不同类型的地震属性,可以对 Wastani b 储层顶部的砂体几何形状和分布路径产生第一印象。这强调了明亮异常的原因,无论是源自气体堆积还是噪音和冗余。明显地,黄红色气态砂岩与东北方周围的水饱和砂岩之间存在空间异质性,最大震级出现在中段,受F-3和Tao-MBF的限制。 IE，储层沉积物堆积为近岸或滨岸三角洲的宽阔木瓦片（图18）。尽管如此,进阶准层序的进阶边界斜坡结构,以及对下垫连续反射层的下研磨效应,证实了低至中频率的 Wastani 带 c 砂体的不连续性和空间挤压（图 19 ） 。

更新世区间的 RMS 属性图显示了一条来自西南方向的沉积物路径,这是一个泥滩，被木瓦状的细粒或粉质大小的中幅砂片侵入,这些砂片在中部交替为含气饱和砂,具有明亮的亮度。异常现象,表现为由较小的页岩屏障分隔开的有区别的沙斑（图 18 和19）。或者,它们在北部表现出细粒碎屑沉积物的衰减幅度区,提供了潮滩地区海底近端扇沉积物的第一个指示地质模式。

5.4.随机和概率簇相分析

Kamose GS-1A 通常被描述为穿过三角洲平原环境的泥滩的横向河口坝或裂口,方向为 NW-SE。由于其生物气含量,其中部受到 AI 相对较低的红色云的限制。这些云后来在蓝色页岩沉积物的背景上变成部分饱和或束缚的沙子的更绿色的色调。相反,下部的 GS-1B 划定了更宽的纵向杆,其异质性比上部的要少。此外,由于上新世晚期格拉西期的地中海海侵以及主要海侵页岩在地层上捕获低位叠置体的向上细化沉积作用,导致 GS-1B 的走向垂直于沉积物路径。此外,GS-3 是一个巨大的、分选良好的物体,随着深度的增加,岩性更加均匀（图 21 和22）。

卡莫斯天然气藏的碳氢化合物圈闭似乎是一个复杂的双向倾角闭合,结构上是正常断层封闭,地层上是页岩挤压。图 21c和 d 显示了 F-2 和 F-3 MBF 限制目标区块的天然气储量双向闭合以及成熟生物气向上运移到顶部低压区,面向生长断层面。

关于 NN19e 含气砂岩的地貌描述和圈闭方式,放大的岩石性质和随机模型可以推断更新世 GS-1 和 GS-3 在 Tai-MBF 的上升侧沉积为分流河道充填物,即向下移动到涛一号注入器所在地的滨面三角洲的海底扇叶中。然而,GS-3 变得更窄,在穿过拉张同向沉积断层的水流撕扯作用下向东移动,并覆盖了第 6、7 和 8 段。 GS-2 窄排拉长砂楔意味着流入量的变化通过随深度增加断层距和沉积中心向北迁移,从更东向北向上沉积的速率和入口点方向（图24和图25）。

与 Kamose 目标相反,NN19e 气砂表现出向上的岩性均质性,并被薄的海侵不渗透体系域所覆盖,如岩石物理放大测井所示,随后是厚的前沉积和加成的高位碎屑沉积物。

这种现象对更新世相对海平面曲线产生了三阶中尺度浅化上升趋势,这是由于地中海的正常退积阶段以及沿海传输沉积物向盆地的强烈的质量运动所致（图24e ） 。

使用 Vsh 和随机反演模型构建支柱网格,以解释作用于砂质储层顶部的地层构造。从测井数据、随机反演模型和静态特性模型监测估计的岩石物理变化在两个层面上是有利的。首先是引起人们对储层延伸的关注,并查明最大天然气积聚的精确位置。

另一种是通过运行多个参数来预测微妙地区的天然气储量。

模型结合了渗透储层的关键特性。 Vsh 属性建模旨在将单元与低 Vsh 值对齐,并利用顺序高斯分布模拟方法预测具有地质意义的特征框架。同时,随机反演方法表示使用地震尺度子波和特定岩石物理参数来模拟地震重采样模型的实际观测,以模拟空间相变化的参数化连通性和方向。这解释了重建的 Vsh 和随机代表模型之间缺乏一致性,如图 25c和 d 所示。即,Wastani b 的随机实现更接近现实。

Wastani b 随机反演、Vsh 和 PHI 概率模型（图 25)划定了一条清晰识别的分流河道,解释为典型的河流碎屑海道,以及在模拟区域上清晰成像的下游进积相的平行地层边缘。段 6,由 Wastani b 界面的斜形地震反射体的向下研磨终端产生,与沉积的普遍入口点一致,并横向夹有蓝色的三角洲泥滩沉积物。

此外,更新世砂中的碳氢化合物截留预计将是由与断层翻转背斜相关的Tao-MBF 的四向闭合。然而,NN19e旋回的其他扁平砂体实体在~4000 m长度的RMS振幅图上提供了较薄的分布异常,由于Tao注入器的偏角,产生了部分饱和的模型区域,以减少潮湿区域的生产风险。根据图25a,NN19f c 沉积旋回的放大岩石性质显示了在 GR 测井上观察到的自旋体或准层序的四个弓形 PHI 趋势,这些趋势与单个低砂系统节拍相对应并影响了具有一个三阶回归周期的相对海平面曲线。预计晚更新世准层序沉积于

这种重复趋势是由于沿着活跃的Tao-MBF的伸展运动、河流撕脱引起的影响以及上盘块上的构造过度沉降的影响,而不是海平面下降。

从更新世到近代的地中海回归阶段是正常的。

5.5.生产性储层地质体提取和体积计算

如图 26所示,每个提取的地质体的体积计算总结于下表 1 和表 2中。 ONS 特许权的每个气体管道的气体初始地质储量 (GIIP) 和气体膨胀系数 (βg) 通过以下公式计算（ Ikwan 等人,2015 年； Brackenridge 等人,2022 年）。

$$6 - \beta g = \frac{\text{总温度}}{\text{PSC}} \times \frac{zT}{\text{磷}} = 0.2827 \times \frac{zT}{\text{磷}}$$

式中,Tsc:标准温度（520°R）， Psc:标准压力（14.7 psi）,T:油藏条件温度,P:油藏条件压力,z:气体压缩系数。

$$7 - \text{GIIP (Bcf)} = 43560 \times A \times h \times \varnothing \times \text{NTG} \times (1 - \text{Sw}) \times \frac{1}{\beta g}$$

其中,A:面积（英亩）,h:高度（英尺）,ϕ:孔隙度,Sw:水饱和度,NTG:净毛比,Bcf 单位:十亿立方英尺。

5.5.1. Kamose 储层的体积计算看来,槽形细长或椭圆形几何

形状在含气砂岩地质体中最为突出,但 Block-7 和 Kamose-SE 引线除外,它们的特征是面积延伸（图 26 ） 。

基于应用于 Kamose-SW 的地质体提取方法

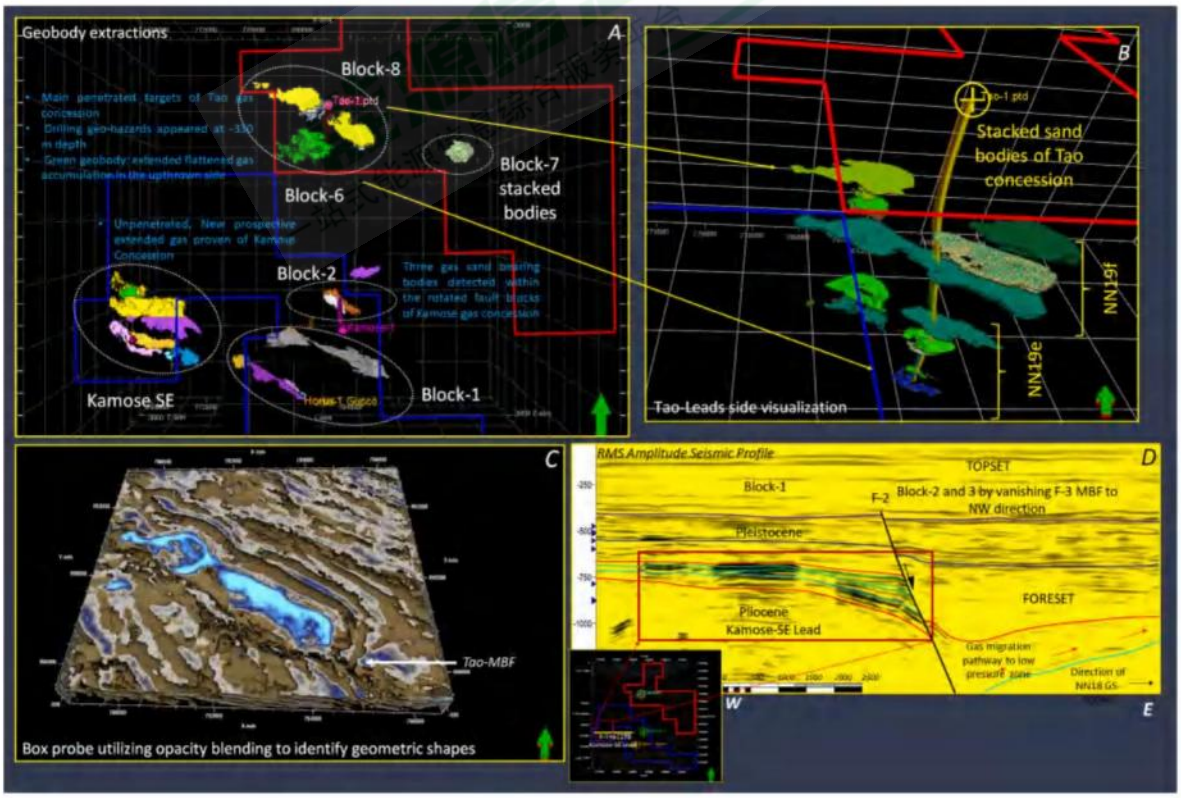


图 26. (A) ONS 特许权范围内检测到的整个含砂岩体的地质体提取。 (B) 陶田叠置地质体侧视图显示 GS-3 下方存在其他少量含气砂体。 (C) 在消除最强峰值后从反演地震体积中减去盒式探头以勾勒出储层几何形状和体积。 (D) 与 RMS 振幅属性共同绘制的东西向地震 x 线显示了 NN18 含气砂体与聚集在 F-2 MBF 上升侧的 Kamose-SE 铅之间的联系。

表1预测

Kamose储层和累计天然气储量的体积计算

B) 卡莫斯 (KAMose) 引线位置		区	面积（英亩）	厚度 m	测量深度 m	孔隙度	SW	NTG	βg	OGIP (Bcf)
第2座	卡摩斯场西北 10 公里	GS-1	404.76	14.65	1050	0.25	0.2	0.9	0.00824	18.5
		GS-2	833.73	48.63	1190	0.25	0.2	0.9	0.00744	7.8
		GS-3	68.45	36.61	第1470章	0.25	0.2	0.9	0.00644	10
		总 OGIP (Bcf)								169
1号座	卡摩斯油田 GS-1 西北 9.5 公里		41.76	16.41	1280	0.25	0.2	0.9	0.00704	2.5
		GS-2	76.36	25.94	1350	0.25	0.2	0.9	0.00679	7.5
		GS-3	152.46	37.8	第1470章	0.25	0.2	0.9	0.00644	23
		总 OGIP (Bcf)								33
卡摩斯SW	卡摩斯油田西南 10 公里	GS-1	1137.2	58.71	1000	0.25	0.2	0.9	0.00858	200
		总 OGIP (Bcf)								200

表2

预测Tao储层和累计天然气地质储量的体积计算。

A) TAO 领导	地点	地质体	区域（英亩）	厚度 米	测量深度 米	孔隙率	SW	NTG	βg	奥吉普（BCF）
锁 8 SE 和 SW (Tao-1 英石)	10.6 公里 东南岛	瓦斯塔尼b	811.5	9	828.7	0.31	0.2	0.93	0.00993	24.2
	场地	GS-1	499.15	93	1440	0.275	0.14	0.95	0.00697	213.85
		GS-2	244.09	27.4	1795.6	0.27	0.2	1	0.00603	34.238 0.00603
		GS-3	83.706	63.42	1971.9	0.25	0.2	1	25.16	
		总投资收益（BCF）								297.5
6座	14.9 公里 东南岛	GS-1	169.5	39	第836章	0.31	0.2	0.95	0.0088	25.3
	场地	GS-2	333.28	23.47	1220.6	0.275	14	0.95	0.00754	33.3
		总投资收益（BCF）								58.6
8 SE 和 SW 区块（Tao-1 英石）	10.6 公里 东南田	GS-4	49.8	43.68	2235	0.23	0.15	0.552	0.01035	32.4
		GS-5	37.21	75.96	2445	0.28	0.12	0.699	0.00693	100.39
		GS-6	19.5	17.2	2627	0.25	0.13	0.705	0.00593	77.1
		总投资收益（BCF）								209.9

据透露,新的预期目标范围超过4.6平方公里,总厚度为58.71 m。 Kamose-SW 天然气发现位于 F-2 MBF 的上升侧。它由许多堆叠而成在海平面以下－ 625 m 处检测到的楔形砂层被细小的页岩条纹隔开,这似乎与 NN18 含气砂体相关（图26d）。此外,这个已探明的储层预计将

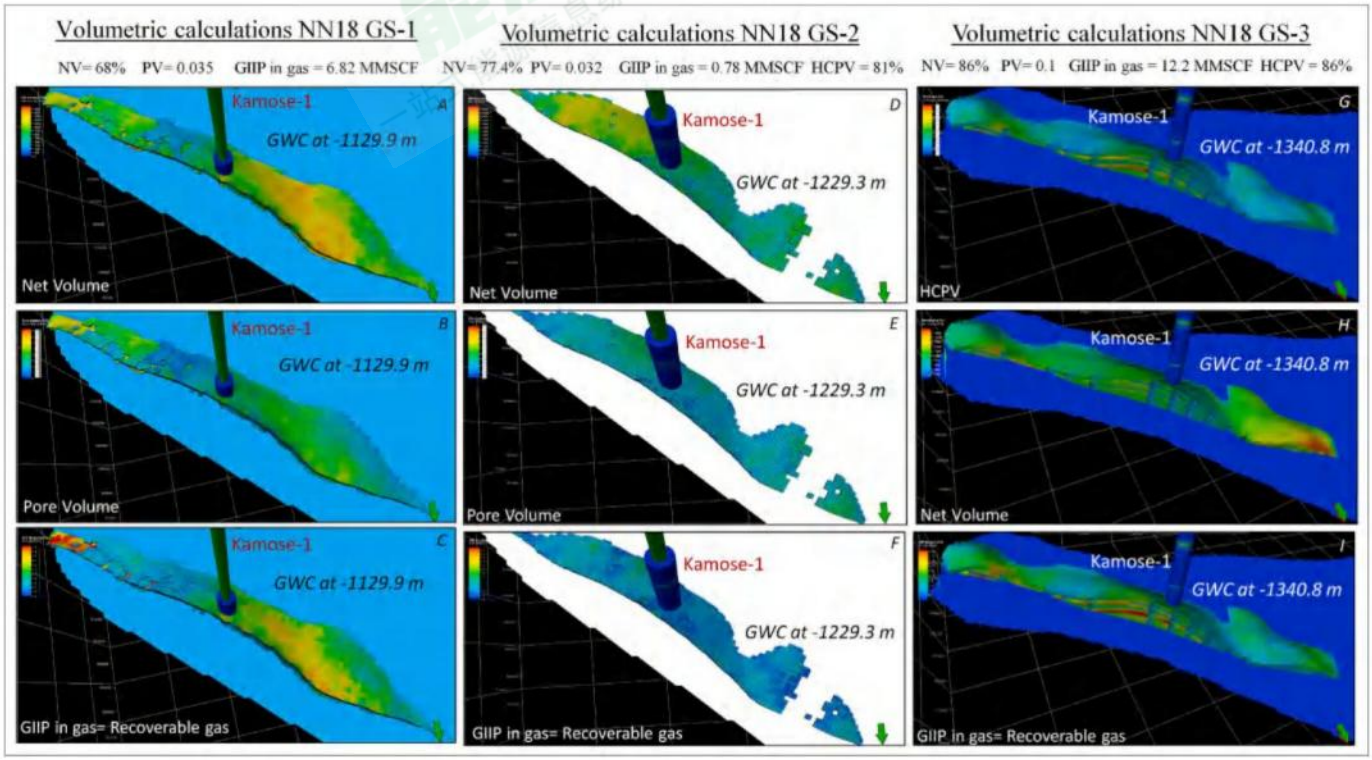


图27 NN18气砂藏体积计算模型

拥有商业量高达 200 Bcf 的生物气,在地震剖面上未检测到 GWC,即,除了夹在其间的薄页岩片之外,其厚度的 90% 都是可产的。

结果发现,在 F-2 和 F-3 MBF 的上隆侧发现了具有地震明亮槽的新地质体,具有三层窄薄的气体饱和叠砂层,可提供约 33 Bcf 的初始气体。这些储层内的天然气储量是使用与上新世 NN18 钻探含气砂质储层相同的概率值计算的。 Petrel 软件用于在应用分别在海平面以下 - 1129.9、- 1229.3 和 - 1340.8 m 处检测到的相应 GWC 后,对 NN18 沉积旋回的穿透 GS-1、2 和 3 储层进行重建。 GS-1模型面积7 098 m3,由7层含气带组成,水平尺度网格块精度为25 m×25 m（图27 a、b、c ）。整个属性中定义的单元总数为 5.7 × 104 。而 GS-2 的模拟面积为 8272 m3 ,扣除孔隙体积小于 10% 的单元后由 3 层组成,整个属性中定义的单元总数为 1.8 × 105（图 27d、e、f ））。最终,GS-3 油藏的建模面积扩展至 21954 m3 ,由 14 层组成,整个区域中定义的单元总数为 7.9 × 104 。将提取的地质体作为局部网格进行概率模型处理后,根据 GS-1 估算的 NN18 储层的天然气储量分别为 6.82、0.78 和 12.2 MMSCF（图 27g、h、i ）。由于 GWC 无法通过地震检测,因此仅根据地质体提取来估计 1 号区块和 2 号区块预测的其他未穿透气层的天然气储量。

5.5.2. Wastani 储层的体积计算Tai-3rd 注入器的钻

探有两个目的。第一个涉及 SE-lead 的生产,目标是 Wastani GS-2 和 3,而第二个是评估 GS-3 下面更深的砂层中的天然气数量,并命名为 GS-4、5 和 6。另一方面,Tao-1 钻孔的目标是 Wastani SE-lead,但没有到达这些更深的砂体。图 28a显示了属于下部 Wastani 地层的较深层砂岩如何在距离顶部分别为 2288 m、2474 m、2671 m 和 2729.9 m 的深度处表现出高电阻率测井性质。尽管如此,地质体提取往往会将这些砂量塑造成狭窄、细长的体,具有低幅度和相对较小的伸展区域。这使得它们很难从探针盒中取出。同样重要的是,深层砂体属于 NN19d 旋回,发现于陶盐地堑较窄、较深的部分,受两个交叉共轭断层面限制。这些沙子不会延伸到其他方块。下表 3总结了使用 TAO-3rd 和 TAO-5 放大直方图预测砂岩的岩石特性。

此外,SE GS-4、5 和 6 砂岩的总天然气储量预计将使陶油田产量增加 165 MMSCF 气柱。未穿透的天然气发现出现在Tao-MBF的上隆侧,并与NN19e GS-1相关,揭示了一个斑片状的平坦地质体,该地质体占据了6号区块约444英亩的面积,GIIP为36 Bcf。 NN19d 对应的 GS-4 模拟面积为 2626.63 m3 ,包括三个连续的含气砂地质层,水平尺度网格块精度为 50 m × 50 m。整个矿区的定义单元总数为142×82×20,总气体储量达到83MMSCF。但其下方为 GS-5,其面积为 2817.98 m3 ,水平网格比例与 GS-4 相同,整个地产的定义单元总数为 182 × 33 x 90,即在含气带的 5 个不连续层中产生相当于 82 MMSCF 的可采气体量。最后,GS-6 表现为薄而窄的体,可能产生低商业可回收砂;因此,忽略了它的提取和计算（图28）。

根据NN19e储层体积计算,GS-1本体模型面积扩大至33651立方米 。由八层含气带组成,水平尺度网格块精度为50m×50m。整个属性上定义的单元格总数为 2.13 104 。 GS-1 气藏估算天然气储量为68.5 MMSCF,如图29所示,可采气量为68.7%,孔隙体积高达25%。

表 3使
用 TAO-3rd 和 TAO-5 放大直方图对 NN19d 预测砂岩进行的岩石物理估计。

区	测量深度（米）			NTG	PHIE	开关
	顶部	根据	厚度			
GS-4	2235	2296	61.5	55.2%	0.22	0.19
GS-5	2445	2531	85.7	69.9%	0.25	0.13
GS-6	2627	2648	21.0	70.5%	0.23	0.14
GS-7	2729	2760	30.5	50%	0.27	0.11

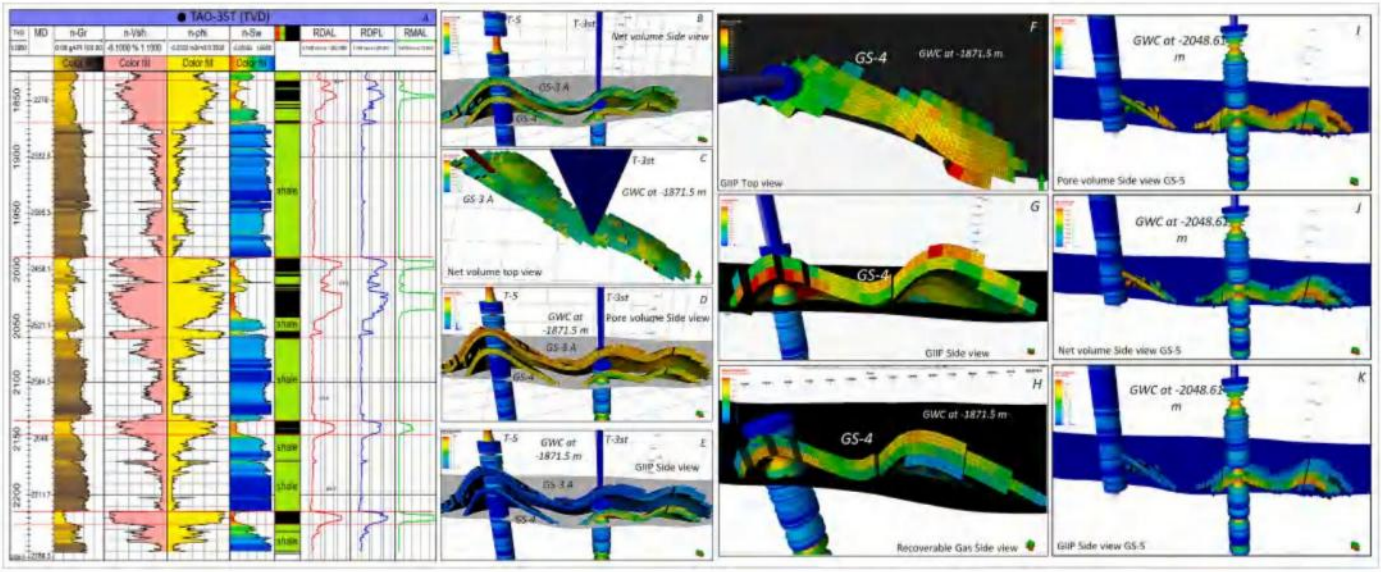


图 28陶 3 井复合测井图,左侧显示 NN19d 含气砂体计算的 PHI、Sw 和 Vsh 测井曲线,右侧显示预测天然气体积的体积计算结果。

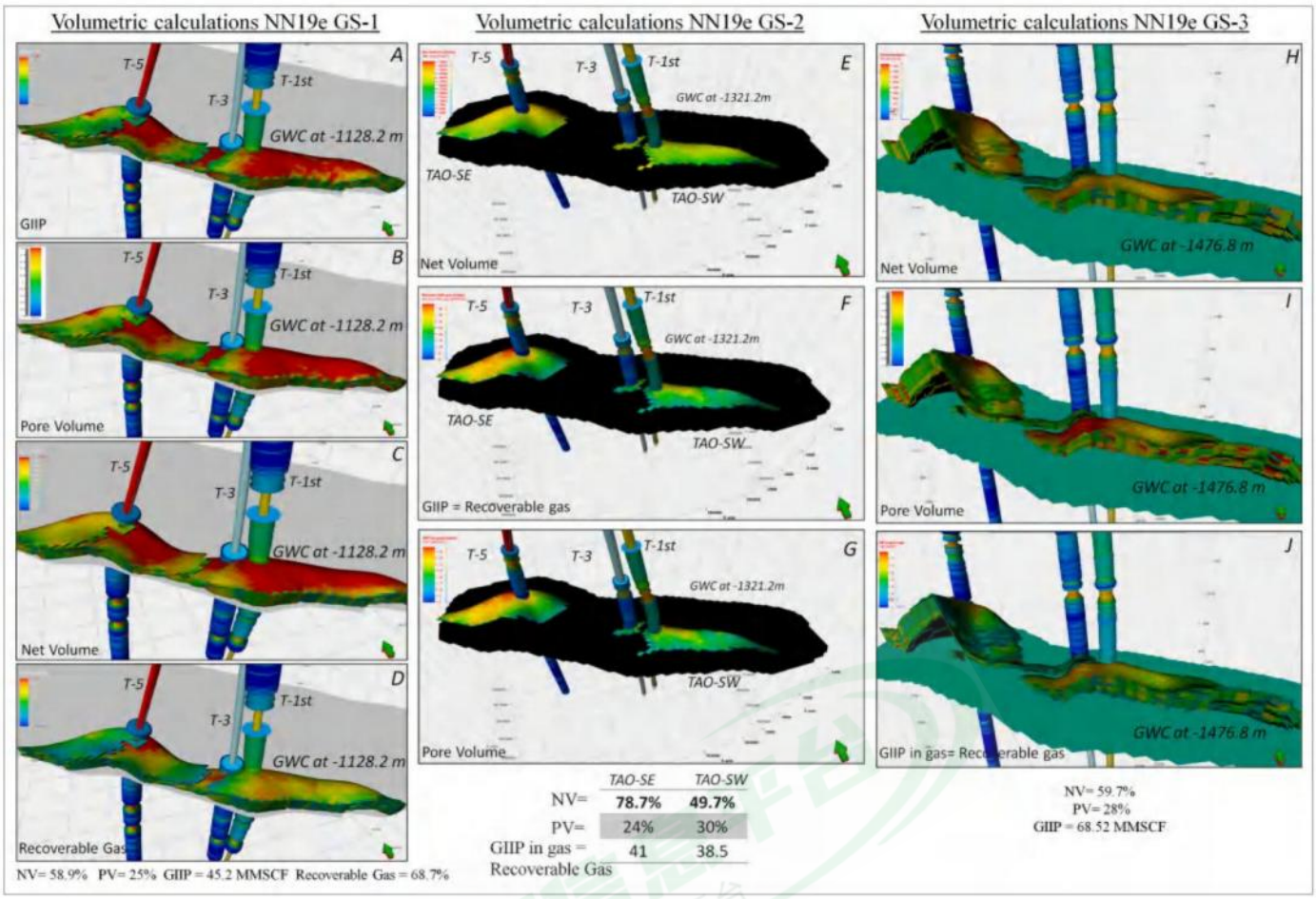


图29 NN19e气砂藏体积计算模型

此外,GS-2体积为28463立方米 ,由一层薄板组成,并细分为两个单独的引线,Tao-SE 和 Tai-SW （图29）。 Tai-SE 的估计气体储量等于 41 MMSCF,而 Tai-SW 产生的气体量为 38.5 MMSCF,定义的单元总数为 7.07 × 103 。最后是 NN19e GS-3 看起来比 GS-2 厚,占地面积 34363 m3 。它包含多层,减去低于 1 MMSCF 的较低 GIIP 区域后最多可达 13 层。所形成的气藏具有陶-西南铅的穹顶结构,这是由于过滤过程消除了部分饱和的粉砂质区域而造成的。该砂体覆盖了

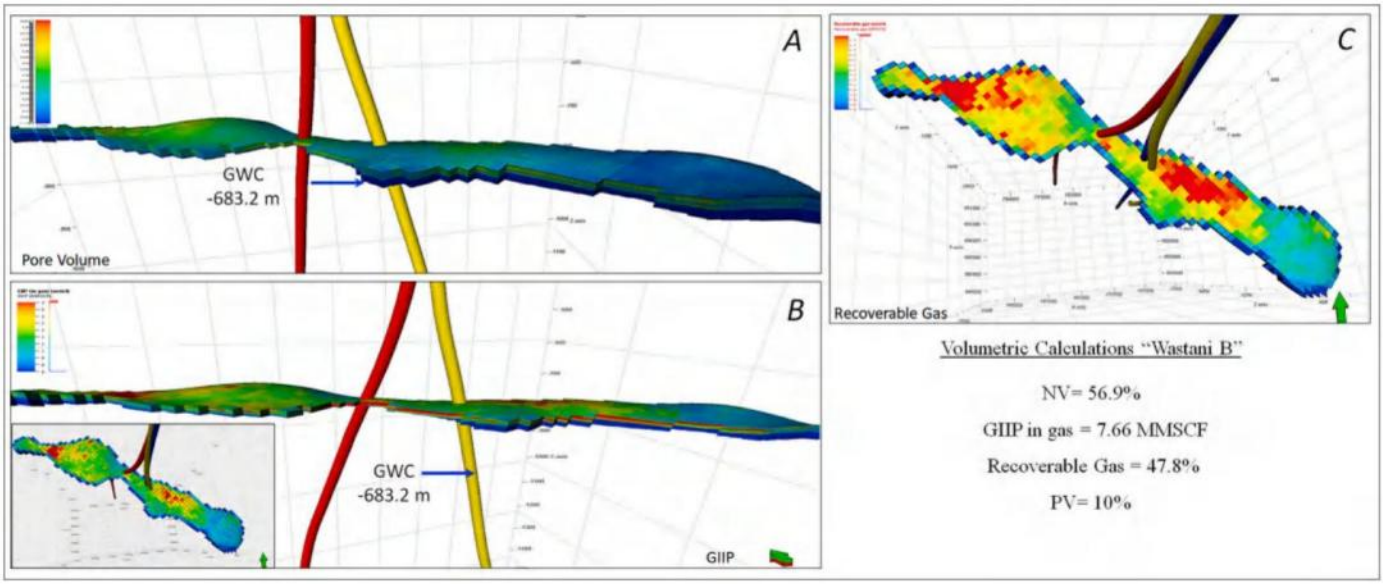


图 30 NN19f Wastani-B 油藏体积计算模型

网格的定义单元总数为 8.9 × 103,同时产生 45.2 MMSCF 的气体。

简而言之,NN19e 的 GS-3 似乎分为两个主体。其中之一是通过Tao-1和Tao-3钻孔模拟的宽阔上部,GS-3A下部与NN19e层序边界重合,并由两个主要的独特层组成,通过Tao-5钻孔探测到。当应用海平面以下－1871.5m深度的GWC并计算GS-4的体积分析时,GS 3A体显示气体初始就位等于0,尽管其孔隙体积达到0.23（图29 h ,我,j）。

NN19f Wastani B 储层的模拟面积延长了

总面积6418 m3,由3层含气带组成,水平网格块精度为50m×50 m。整个属性中定义的单元总数为 1.54 × 104 。将提取的地质体进行属性模型处理后,Wastani B 储层的估计天然气储量产生了 7.66 MMSCF 的初始天然气和 47.8% 的可采天然气（图30）。通过模拟 6 号区块和 7 号区块的气线,预测出具有新扩展天然气前景的 Kamose 气田气柱,将其 HC 产量增加至 402 Bcf。相比之下,Tao 气田将额外产出 565.95 Bcf 的天然气。

因此,ONS 的 GIIP 总量将产生 967.95 Bcf。

6。结论

ONS 天然气远景的高分辨率 3D 属性建模、地震属性和叠后地震反演技术的聚类分析揭示了潮汐主导三角洲中不同规模的岩性非均质储层结构。此外,分析浅层三角洲层序的微相含量,可以说明巨大的岸面砂质储层的路径趋势、最终的砂体几何形状和复杂的碳氢化合物捕集策略,以发现具有商业天然气量的额外天然气前景,并最大限度地减少可预测的钻井危险。上述文章的逐步策略可能适用于类似的地下场景。以下总结了论文的主要结论。

- ONS 气藏的碳氢化合物圈闭反映了通过页岩流出终端、过渡带或渐变颗粒尺寸边界以及断层和褶皱封闭结构转变为更复杂的地层和结构封闭。这可能在区域上适用于潮汐控制的三角洲沉积。
- 在使用静态属性模型之前,使用 AI 属性的确定性叠后地震反演解释了地震 RMS 属性图之间的关系,包括明亮的气体点和整个地震反射率中钻孔的放大岩石属性,这可能会激发解释者的假设HC 潜力问题。因此,RMS 属性证实了沿预期界面存在气体的初始可预测性。
- 依赖于校准速度测井的确定性叠后地震反演可适用于通过明显可见的不整合面批准时间界面的空间追踪,并概述受沉积速率和影响的从高阻抗页岩到逐渐低阻抗砂岩相的北西向迁移。地中海波动造成的洋流能量差异。
- 薄层储层无法通过实施低频地震带宽的确定性反演技术来检测,因为这些频带间隔很近,并且之间没有清晰的边界。相反,密集分层的人工智能随机模型揭示了陆架特许区的精确沙体几何形状,因为上新世潮汐裂隙在更新世宽扇叶和分流河道填充沉积物下方展开,与三角洲平原环境的潮汐泥滩相交。
- 预计卡摩斯的气柱以及额外的天然气目标将使碳氢化合物产量增加至 402 Bcf。此外,在模拟6、7区块气铅后,Tao气田将产出565.95 Bcf。

因此,ONS 特许权的总 GIIP 将为 967.95 Bcf,具体取决于生产历史的初始阶段。

通过使用射孔储层的多种叠后反演技术进行重新模拟,可以产生额外的天然气产量,以便正确评估分散在地震覆盖范围周围的广泛、不同规模的天然气斑块。该文件推荐了穿透生产井的新地点,以提高 ONS 天然气产量。

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

数据将根据要求提供。

致谢

作者要感谢埃及通用石油公司 (EGPC) 和 NOSPCO 石油公司提供可用的数据集来完成本文的实际工作。

特别感谢不来梅大学与艾因夏姆斯大学在频道项目中的合作。

参考

Abdel Aal, A.、El Barkooky, A.、Gerrits, M.、Meyer, H.、Schwander, M.、Zaki, H., 2000。东地中海盆地构造演化及其对尼罗河三角洲超深水区油气勘探的意义.继续。 MOC 717–754。

Abdel-Fattah, MI, Slatt, RM, 2014。储层层序地层控制特征和建筑:埃及麦西尼亚阿布马迪切割山谷填土的案例研究。分。欧元。 J.地球科学。 5 (4), 497–507。

Abdel Aal, A., Price, RJ, Vait, DJ, Shrallow, A., 1994。尼罗河三角洲的构造演化及其对沉积和碳氢化合物的影响。继续。第十二汽油。探索产品。会议。 19-34。 1994 年 11 月。

Abeed, A., Lazim, S., Hamied, R., 2019。mishrif 地层-garraf 油田岩石物理性质建模及储量估算。见:IOP 会议:材料科学与工程,卷。 579. https://www.researchgate.net/publication/335207102。

Amini, H.,2014。4D 模拟器到地震建模的实用方法地震解释,p。 269. 博士论文。 https://www.researchgate.net/publicati on/322923984_A_pragmatic_approach_to_simulator-to-seismic_modelling_for_4D_seismic_interpretation 。

Brackenridge, RE、Demyanov, V.、Vashutin, O.、Nigmatullin, R.,2022。改进通过“大数据”挖掘进行地下表征。能源 15, 1070。https ://doi。 org/10.3390/en15031070。

本-亚伯拉罕,Z.,伍德赛德,J.,洛多洛,E.,加尔多什,M.,格拉索,M.,卡梅伦吉,A.,VaiGB,2006。东地中海盆地系统。在:Gee,DG,史蒂芬森,RA（编辑）,欧洲岩石圈动力学,卷。 32. 地质学会,伦敦,回忆录,第 263-279 页。

Brink, G.J.、B-Larsen, S.、Finlayson, B.、El-Khawaga, H.、Kellner, A.、Maksoud, H.,2009 年。埃及西尼罗河三角洲近海和陆上中新世和上新世近端低位复合层序的地震表现。 AAPG 国际会议暨展览,南非开普敦。

Brown Jr., LF, Fisher, WL, 1977。沉积系统的地震地层解释:来自巴西裂谷和拉分盆地的例子。见:Payton, CE（主编）,地震地层学 O 在碳氢化合物勘探中的应用,卷。 26. 美国石油地质学家协会回忆录,第 213-248 页。

Boukhary, M., Cherif, O., El-Barkooky, N., Mohamed, S., Kamel, Y., Hanna, D., 2015。尼罗河三角洲西北部 Damietta 特许权新近纪的生物地震和层序地层学,埃及。历史。生物。 613–655,2016。

Cattaneo, A., Steel, RJ, 2003。海侵矿床:对其变异性的回顾。地球科学。修订版 62,187-228。

Catuneanu, O., 2006。层序地层学原理。爱思唯尔,阿姆斯特丹,p。 375页。

Chopra, Satinder, Marfurt, KJ, 2007。体积曲率属性为 3D 增添价值地震数据解释。带领。边缘 26 (7), 856–867。

Cowie, L., Kusznir, N., 2012。绘制地壳厚度和海洋岩石圈图使用重力反演在东地中海分布。汽油。地理学。 18, 373–380。

Cross, N.、Cunningham, A.、Cook, R.、Taha, A.、Esmaie, E.、El Swidan, N.,2009 。深水斜坡-河道系统的三维地震地貌:红杉油田,埃及尼罗河三角洲西近海。 AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) 公牛。 93（8）,1063-1086。

2. 利用高分辨率测深技术和无人机进行现场观测，对苏格兰 Pentland Firth 泥盆纪岩石结构进行陆上-海上解释

文献摘要：分隔苏格兰东北部和奥克尼的 Pentland Firth 强烈的潮汐流剥离了近期的海底沉积物，揭示了泥盆纪奥克迪亚盆地部分地区的地质结构，否则这些地质结构仅限于狭窄的沿海露出地面。在这里，我们解释和分析了 220 平方公里的高分辨率测深数据集，并将这些发现与陆上航空图像、野外观测和从沿海露头创建的摄影测量虚拟露头模型相结合。该方法可以重新评价奥卡迪亚盆地的构造、地层和构造演化，并为亚地震到储层尺度上的褶皱和断裂构造提供新的认识。从凯斯内斯到霍伊，可以追溯到一个主要的盆级泥盆纪构造——Brough-Brims-Risa 断裂，它在奥克迪亚盆地后期的变形阶段划分了与再激活相关的变形。在凯斯内斯与奥克尼之间绘制了东西向缩短期形成的石炭系逆反转褶皱图，并进行了对比。这些构造是由二叠纪 NW-SE 张性裂陷发育的陡倾 ENE-WSW 和次级 WNW-ESE 走向构造形成的广泛的高连通裂缝网络所交叉切割的。海上数据集展示了与叠合裂陷和盆地反转事件相关的结构的连续性和拓扑结构，其范围比迄今可能的范围大得多。

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

ScienceDirect提供内容列表

构造地质学杂志

期刊主页： www.elsevier.com/locate/jsg

使用高分辨率测深和无人机现场观测对苏格兰彭特兰湾泥盆纪岩石结构进行陆上和海上解释。

托马斯·AG·乌特利 肯·JW·麦卡弗 [甲,乙]，罗伯特·霍尔兹沃思[b,c,*]，理查德·J·沃克 [乙]，爱德华·D·登普西 [d]，安娜·德克拉兰特 [公元前]，托马斯·琼斯 [b]

[A] BP 勘探运营有限公司,Chertsey Road, Sunbury-on-Thames, Middlesex, TW16 7LN, UK
[乙] 杜伦大学地球科学系,科学实验室,杜伦,DH1 3LE,英国
[C] 地理空间研究有限公司,英国达勒姆d
赫尔大学环境科学学院,赫尔,HU6 7RX,英国
[d] NORSAR, Gunnar Randers Vei 15, N-2007, 凯耶勒, 挪威

文章信息

关键词：
测深
断层
折叠式的
老红砂岩
泥盆纪
奥克尼群岛
凯斯内斯
设得兰群岛西部

摘要

分隔苏格兰东北部和奥克尼群岛的彭特兰湾的强大潮汐流剥离了最近的海底沉积物,揭示了泥盆纪奥卡迪亚盆地部分地区的地质结构,而这些地质结构原本仅限于狭窄的沿海露头。在这 ,我们解释和分析了 220 平方公的高分辨率水深数据集,并将这些发现与陆上航空图像、实地观测和从沿海露头创建的摄影测量虚拟露头模型相结合。这种方法可以重新评估奥卡迪亚盆地的结构、地层和构造演化,并为在次地震到储层尺度上发育的褶皱和断层结构提供新的见解。一个主要的盆地规模的泥盆纪构造 Brough-Brims-Risa断层 可以追溯到凯斯内斯到霍伊,并在后来的变形过程中划分了奥卡迪亚盆地与再活动相关的变形。在凯斯内斯和奥克尼群岛之间绘制了东西向缩短期间形成的石炭纪反转相关褶皱并进行了关联。这些构造被广泛的高度连通的裂缝网络所横切,这些裂缝网络是由陡倾的 ENE-WSW 和二叠纪 NW-SE 拉张裂谷期间形成的从属 WNW-ESE 走向的构造形成的。近海数据集展示了与叠加裂谷和盆地反转事件相关的结构的连续性和拓扑结构,其规模范围比迄今为止更大。 [结尾]。

一、简介

除了评估先前存在的结构的作用之外,认识与古代盆地中个体变形事件相关的年龄和结构样式可能具有挑战性且难以约束（例如

塔马斯等人,2022a)。在海上环境中,这可能是由于分辨率有限或缺乏地球物理数据（例如地震反射数据）,这可能导致显着的不确定性或对比模型。

陆上地区可能受到有限或难以到达的地表暴露（例如陡峭的海岸悬崖)的限制,并且缺乏限制断层运动的绝对/相对年龄的证据。更好地了解构造样式和再活化历史可以为盆地发育、流体输送路径、储层储存潜力提供重要见解

更一般地说,是为了减少地下的不确定性。例如,塔马斯等人。 (2022a, 2023a, b)最近展示了如何使用与苏格兰内马峡湾盆地陆上暴露的盆地相关断层相关的同构造矿物充填物的地质年代学来更好地限制近海相关断层事件的年龄。同样,在同一盆地的陆上不存在可数据同断层矿化的部分中,特定断层与高质量、相关性良好的地震反射数据覆盖的近海地区所见断层的相关性也可以更好地确定运动的时间。 （例如Tamas 等人,2022b）。

Collier 等人的最新研究。 （2006）,尼克松等人。 (2012),韦斯特海德等人。 （2014）,桑德森等人。 (2017),约曼斯等人。 (2021)、 Craven和 Lloyd (2023)使用了近海测深数据集

* 通讯作者。杜伦大学地球科学系,科学实验室,杜伦,DH1 3LE,英国。
电子邮件地址： reholdsworth@durham.ac.uk （RE霍尔兹沃斯）。

https://doi.org/10.1016/j.jsg.2023.104922 2023
年 4 月 17 日收稿； 2023 年 7 月 22 日收到修订版； 2023年7月26日接受 2023年7月29日在线发布

0191-8141/© 2023 作者。由 Elsevier Ltd 出版。这是一篇基于 CC BY 许可证(http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/) 的开放获取文章。

英国将提供在最近缺乏沉积物覆盖的地区目前海底出现的基岩地质的连续图像。海底暴露可以为结构几何和发展提供视觉上令人印象深刻的新视角。它为近海地区地震反射数据的使用提供了一种有用的替代方案,特别是在缺乏此类数据或分辨率较低的地区。此外,海底岩石平台通常是在近岸浅水环境中开发的,那的地震数据很难捕获,而深海测量数据通常具有最高的质量。它也是陆上和近海地区结构直接关联的关键区域。

彭特兰湾两侧的潮汐相位差为 2 小时,驱动北大西洋的潮汐流通过这条狭窄的海峡进出北海,产生峰值速度为 5-6 1 的洋流（Draper 等， 2014)以及其中的参考文献）。这些洋流冲走了大片海底区域最近的沉积物覆盖层。

在潮汐发电方案的可行性研究过程中收集了高分辨率测深数据,这些数据惊人地揭示了下面基岩的结构。

在本文中,我们使用涵盖 c 的公开测深数据。 220 平方公（图 1 和图 2）,绘制分隔苏格兰大陆（凯斯内斯)和奥克尼群岛的近海区域的新结构图。对这些数据的分析为奥卡迪亚盆地泥盆纪岩石内发育的结构的位置和连续性提供了新的见解,否则这些结构只能暴露在狭窄的沿海露头中。使用无人机图像和虚拟露头模型补充了现场观察和案头研究,以进一步分析难以到达的沿海暴露区的地质情况并将其关联起来

与海上看到的结构。这些岩石通常用作类比,以更好地了解英国近海泥盆纪地下储层的沉积学和结构特征,尤其是克莱尔油田,它是 UKCS 上已知最大的碳氢化合物资源（图 1a; Witt等人， 2010； Ogilvie 等人,2015； Robertson 等人,2020）。

2. 区域设置

泥盆纪奥卡迪亚盆地出现在苏格兰北部凯斯内斯、奥克尼和马湾地区的陆上和近海，覆盖北部（莫因)和中部高地或格兰屏（达尔拉迪安)地体的加东基岩（图 1a; Johnstone 和Mykura 1989 ）； Friend 等,2000）。它属于区域性相连的泥盆纪盆地系统,该系统是由于喀多尼亚山脉向北伸入设得兰群岛、挪威西部和格陵兰岛东部的左旋张拉塌陷而形成的（Seranne,1992;Duncan和Buxton,1995;Woodcock和 Strachan， 2012 ）。它部分被许多二叠纪至新生代覆盖,主要是近海沉积中心,包括西奥克尼和马湾盆地（图1a）。

下泥盆统（Emsian)同裂谷冲积扇和河流湖沉积物大多局限于马湾地区的西部边缘（Rogers等,1989)以及凯斯内斯（NIREX,1994a)和奥克尼群岛的小部分地区（Mykura等） al., 1976a)发生在一些有限范围的小型断层盆地中（图1b）。这些区域部分不整合地被中泥盆世（艾菲利亚-吉维特)同裂谷冲积层、河流、湖泊到局部海洋和次级火山序列所覆盖,这些序列主导了凯斯内斯暴露的陆上序列，

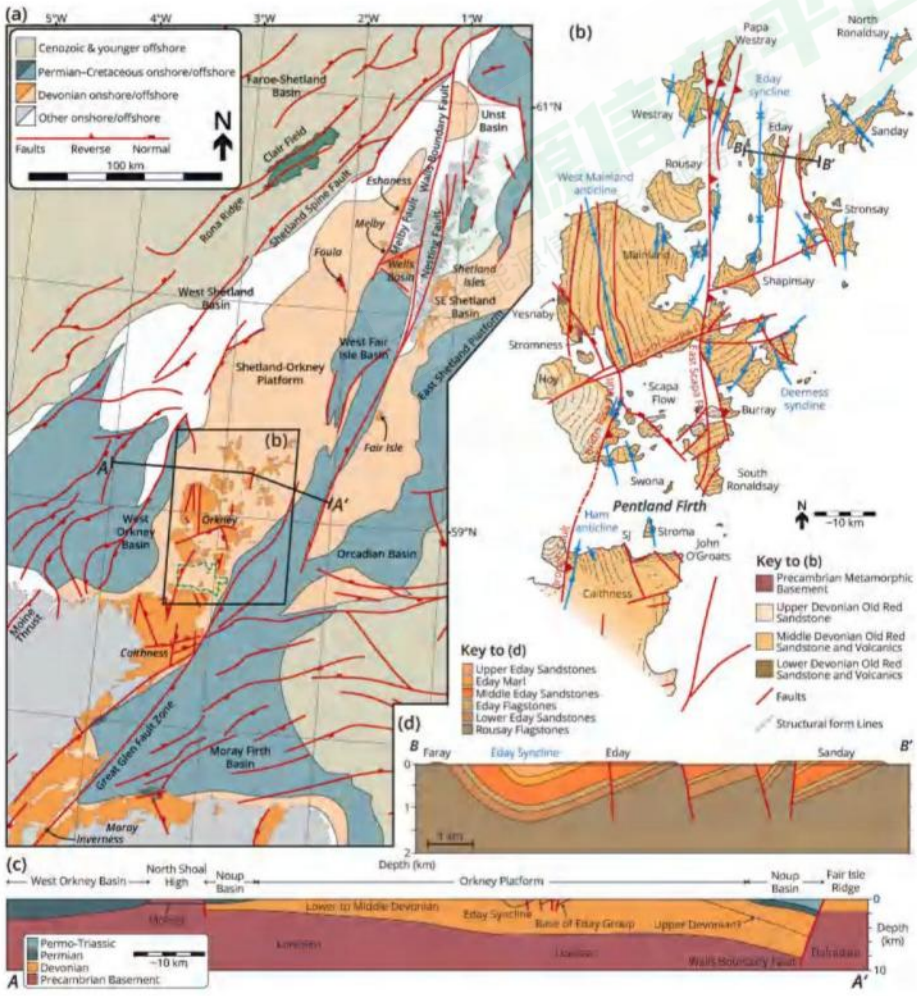


图 1. (a) 奥卡迪亚盆地区域地图,突出显示了克莱尔油田。根据 Dichiarante 和 Holdsworth (2016)以及石油和天然气管理局 (2019)进行修改。绿色虚线框概述了测深测量的位置。 (b) 奥克尼群岛和凯斯内斯东北部的简化地质图,其中显示了已知的主要结构。修改后（Mykura et al., 1976a, b； BGS 1982, 1985a; Astin 1985, 1990； Brown et al., 2019）。 SJ = 圣约翰角。(c) 奥克尼-设得兰地台的区域横截面,显示区域基底高位,其两侧和上方是古生代沉积盆地。莫迪(BGS 1985a)后。(d) 伊代向斜剖面图。修改后（Mykura 等人,1976a， b； BGS 1982,1985a ）。横截面位置见图1b 。 （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。）

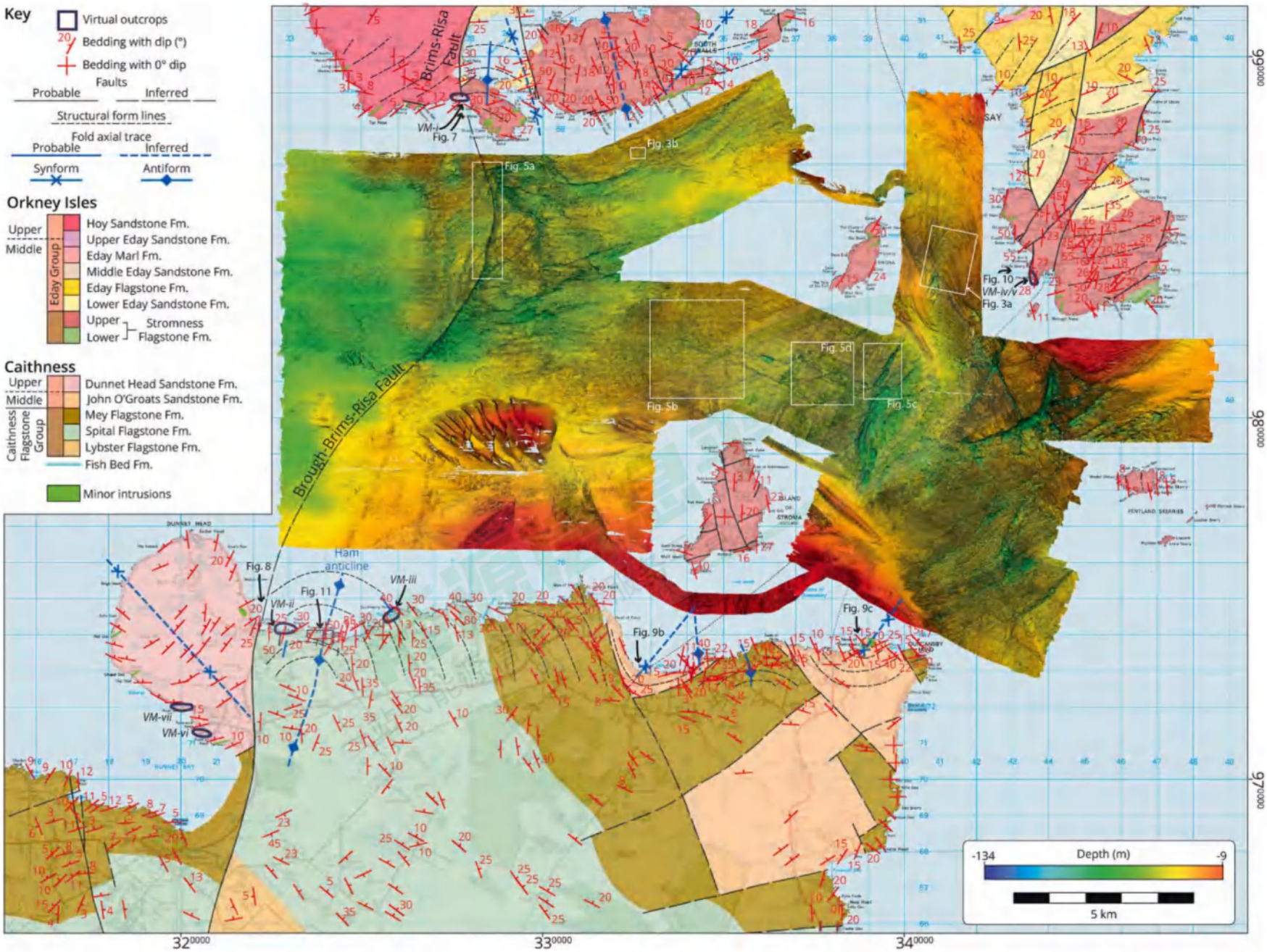


图 2. (i) 未解释的彭特兰湾测深图,显示主要地理特征/位置。还显示了已知的陆上地质、地层和区域尺度结构（Mykura 等人,1976a， b； BGS 1982、1985a 、 b， 1986、1999 ）。虚拟露头位置（附录B,补充材料中的VM-i至VM-vii)以蓝色突出显示。 1:50,000 底图由英国地形测量局通过 Digimap 提供。

（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。）

奥克尼群岛和设得兰群岛（图1a-c； Marshall 和 Hewett 2003）。上泥盆统（最新的吉维特期-法门期）、裂谷后河流和边缘风成沉积岩（Friend et al., 2000)仅在凯斯内斯的邓尼特角和奥克尼群岛的霍伊岛被发现为断层边界的异常值（图 1）。 1b).

最近的工作（例如Wilson等,2010； Dichiarante,2017； Dichiarante和Holdsworth，2016； 2020a， b； Tamas等,2023a)重新评估了陆上凯斯内斯和奥克尼群岛泥盆纪沉积层序的结构演化。根据方向、运动学和相关断层岩/脉充填物,已经识别了露头规模变形的三个区域阶段。

第 1 组断层主要为 N-S 和 NW-SE 走向,并记录了主要为左旋走滑至倾滑伸展运动。它们在最接近大峡谷断层（GGF)近海痕迹的东部地区形成了主要的露头规模结构（图 1a）。 Brough、Brims-Risa 和 North Scapa 断层等盆地规模的断层（图1b; Astin 1985、1990； Hippler 1989、1993； Dichiarante 和 Holdsworth，2016； 2020a)与显着的沉积相和厚度变化有关。与这些断层相关的变形带、凿痕和角砾岩几乎没有或没有相关的矿化或脉纹。断层和滑线数据的应力反演分析表明,这些结构与泥盆纪 ENE-WSW 转换张力有关,该转换与 Orcadian 盆地形成期间沿大峡谷断层的左旋剪切有关（Wilson 等,2010;Dichiarante 等， 2020a）。

第 2 组构造是与米到公尺度密切相关的系统,主要是与凯斯内斯、奥克尼和设得兰群岛当地识别的高度异质区域反转事件相关的南北走向褶皱和逆冲（Coward 等,1989; Dichiarante等， 2020a）。区域尺度的构造包括浅倾北向的开放褶皱,如凯斯内斯的 Ham 背斜和奥克尼群岛的 Eday 向斜（Mykura 等人,1976a） （图1b-d）。与这些结构相关的断层岩再次显示出很少或没有相关的矿化或脉纹。第 2 组特征可能是由于与 Great Glen 和 Walls 边界断层的右旋重新激活相关的石炭纪晚期到二叠纪早期的东西向缩短（Coward 等人,1989 年； Seranne,1992 年; Dichiarante 等人,2020a； Armitage 等人， 2020）。

第 3 组构造是圣约翰角（图1b 中的 SJ)以西的凯斯内斯海岸部分的主要特征。它们包括右旋斜 NE-SW走向断层和左旋～EW至ENE-WSW走向断层,具有广泛的同变形低温热液碳酸盐矿化（±

贱金属硫化物和沥青,后者源自当地泥盆纪富含有机物的地层)沿断层和相关矿脉（Dichiarante 等,2016； 2020a、 2020b及其参考文献）。凯斯内斯同变形断层黄铁矿的 Re-Os 模型年龄得出二叠纪年龄（约 267 Ma； Dichiarante 等，2016）。这与现场观测一致,即第 3 组裂缝和矿化与瑟索以东 ENE 走向的煌斑岩岩脉的侵位是同步的（根据 K-Ar 测年,侵入年龄约为 268-249 年;Baxter 和 Mitchell,1984 年； Dichiarante 等人,2020a)。与碳酸盐-黄铁矿-沥青矿化相关的断层光滑线数据的应力反演意味着西北-东南部区域裂谷（Dichiarante 等人，2016； 2020a）,在萨瑟兰加东基底更西边也认识到这一事件（例如Wilson 等人）.,2010）。没有令人信服的证据表明,运动早于二叠纪的构造在苏格兰北海岸地区广泛存在或显着（Dichiarante 等,2016）,尽管不能完全排除这种可能性。

3. 方法

彭特兰湾的海底地质和地貌测绘是使用测深数据进行的（图2）（调查:2009 2011-147366 斯特罗马岛彭特兰湾）,该数据通过英国海道测量局通过海军部海洋数据门户获取。

数据覆盖范围从距海岸线 500 至 700 m 处开始,覆盖面积约为 220 km2,斯沃纳岛和斯特罗马岛周围的数据存在较大差距（18-20 km2 ）。有关调查的更多详细信息请参见附录A。数据以 geoTIFF 格式（WGS,1984 UTM 30N)提供,最大垂直和水平分辨率分别为 6 mm 和 2 m。

将测深数据加载到 Globalmapper v17.0 中,以生成山体阴影、倾角（坡度)方位角和坡度角图（图3aii、iii、bii、iii、 4aii、iii）、收集方位数据（走向、倾角、倾角方向、图 3 和4)在导出到 ArcGIS 10.5 中进行 1:5000 比例制图、地质解释和线形分析之前。绘制出断层和裂缝轮廓（图5)后,裂缝拓扑- 一种网络表征技术（Mauldon 等人,2001 年； Rohrbaugh 等人,2002 年； Sanderson 和 Nixon 2015 年） ,可将二维断层或裂缝网络简化为离散网络分支（裂缝段)和节点（裂缝连接） - 用于定义测深中看到的成像裂缝元素之间的几何特征和网络关系（图6）。这是描述裂缝互连性以及潜在流体传输特性的特别有用的方法。不同类型节点的比例（I、T、X;孤立尖端 - I 、终止 - T - 也称为 Y - 和横切 X ）,以及 NB/ NL比率- 裂缝分支数量与断层数量 - 可用于确定所研究裂缝网络的相对连通性和空间特征（Sanderson 和 Nixon 2015）。使用 ArcGIS 的 NetworkGT 工具箱对测深和航空影像进行二维拓扑分析（Nyberg 等人,2018）。这样做是为了使用无量纲强度（二维裂缝强度 x 平均分支长度)对裂缝（线条)连通性进行定量评估,这是一种考虑了采样偏差的裂缝强度的尺度不变测量（Sanderson 和 Nixon 2015;Nyberg 等人） .,2018）。为了进一步研究裂缝模式的空间变异性,使用一系列 2.8 km2方形样本盒（n = 14)对节点和裂缝痕迹长度图进行子采样（图6a）。

选择盒子尺寸以最大化采样的裂缝数量。
选择样本位置是为了研究邻近主要断层（例如 Brough-Brims-Risa 断层和 Dun cansby Head 以北的左旋走滑断层)以及跨越公级南北走向褶皱的断裂强度和连通性差异。存在于近海区域（图2、4av）。

在奥克尼群岛和凯斯内斯群岛进行了实地考察,以进行地面实况解释,并研究在邻近近海研究区域的沿海部分的测深数据中观察到的结构的露头规模表达。使用无人机可以从几个难以到达的悬崖部分收集图像,这些图像被用来创建

运动(SfM)虚拟露头模型的3D 结构。模型在 Agisoft Photoscan 中生成,并在 VRGS 软件包(Hodgetts 2019)中进行分析和解释,以提取地质方向数据。补充材料的附录 B (VMi-vii)中提供了这些模型选择的链接,其位置如图2所示。使用 Stereonet 9.5 进行结构分析,并使用高分辨率航空图像补充研究由英国地形测量局通过 Digimap 和已发布的陆上和海上地质图（以及层理方向数据)提供

（BGS 1982、1985a 、 1985b 、 1986、1999、2019）。还在区域规模 Ham 反斜铰接区内的一个特别大且暴露良好的岩石平台上进行了裂缝拓扑分析（图2）。所使用的方法遵循海上使用的方法,使用方形样本盒对节点和裂缝痕迹长度图进行二次采样,进一步研究裂缝模式的空间变异性。这样可以比较陆上和海上拓扑

能源信息平台 站式能源信息综合服务平台

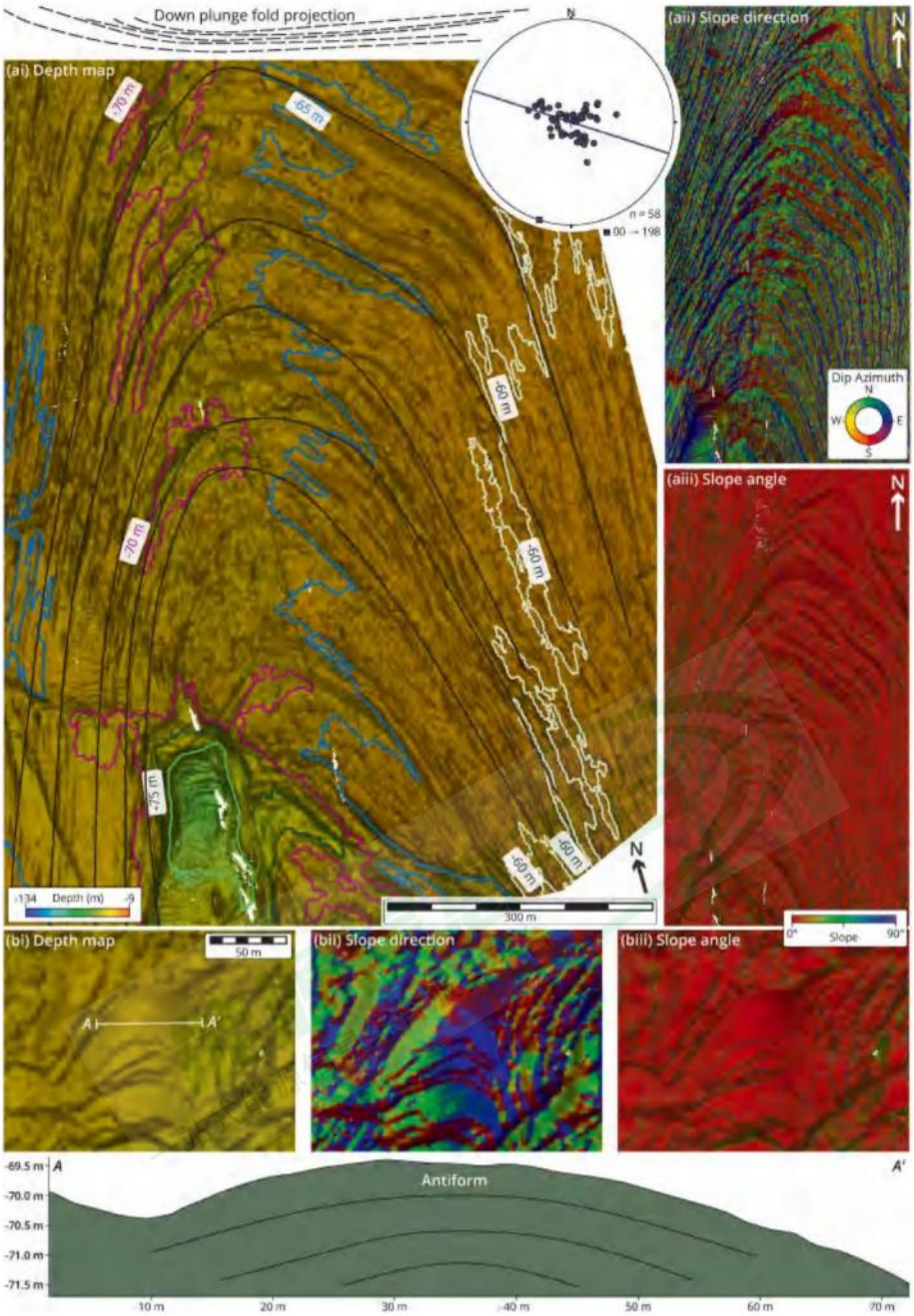


图 3.彭特兰湾褶皱结构示例的详细测深图像。 (a) 南罗纳德赛和斯沃纳之间主要的平缓 S 型倾斜公级同步形态,带有显示褶皱几何形状的下型倾斜投影； Sterenet 显示了层理的极点并解释了剖面平面和 β 轴（区域折叠插入）。 (b) 南墙近海规模较小的北倾背斜,具有下倾投影。位置见图2 。

数据集,尽管规模不同。

4. 彭特兰湾的地质和海底地貌

4.1.海底形态

彭特兰湾水深达 135 m,海底以岩石海底和裸露的扫掠基岩为主,被归类为“大西洋和地中海高能近岸岩石”

（EUNSIS,2007-11 计划） （Shields 等人,2009 年； Martin-Short 等人,2015 年）。这些扫过的基岩区域揭示了彭特兰湾泥盆纪岩石的底层地质结构,弱地质结构（例如断层和断裂带)和地层单元（例如页岩和粉砂岩)的差异侵蚀加剧了这种情况（图2- 6).

许多断层和相关破坏区已被侵蚀到周围海底以下数十米的深度,形成明显的沟壑和裂隙,可沿走向延伸数公（图2和图5 ） 。

局部地区保留了现代海洋沉积物,如位于基质东、西的10~20m高的SE-NW纵向沙丘和4×3km的沙丘场,高度分别为15m（图2;进一步了解） 。详细内容及分析见附录A） 。底部采样显示,松散的沉积物主要由分选较差到良好的粗砂、细砾石和砾石大小的底栖生物碎屑组成（BGS 2019） 。

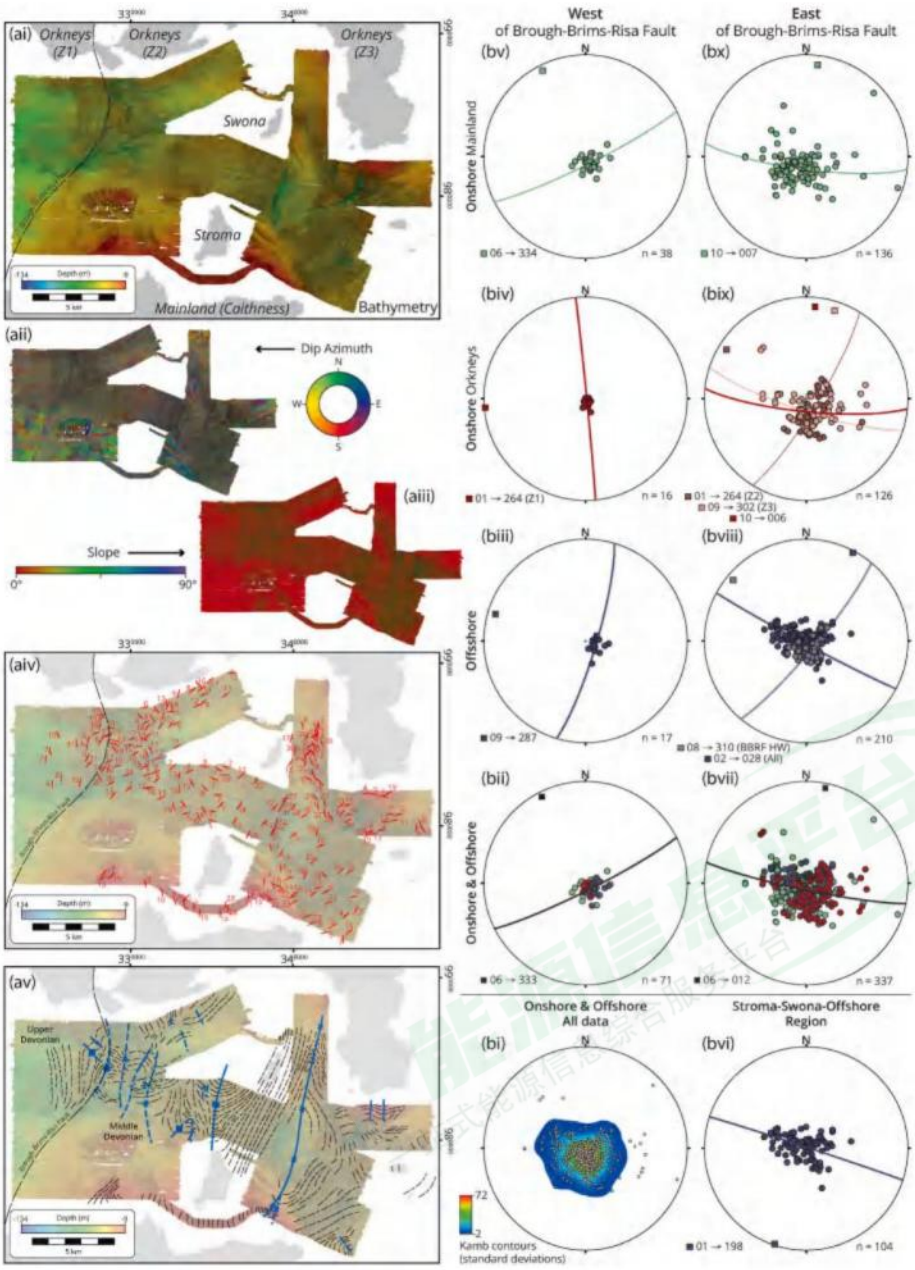


图 4. (a) 突出显示彭特兰湾近海的形态图,显示 (ai) 未解释的深海试探,(aii) 导出的倾角方位角和 (aiii) 坡度,(aiv) 提取的层理倾角,以及 (av) 形态线和主倾角折叠结构。 (b) 等面积立体图,显示（从下到上)(i) 整个研究区域的极点到层理； (ii-v,左栏)BBRFZ 以西的陆上-海上区域； (vii-x,右栏)BBRFZ 以东的陆上-海上区域。

显示了解释的轮廓平面和 beta 轴。
颜色编码用于指示所示的特定数据集。 （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。）

4.2.地层学

凯斯内斯的陆上露头主要是凯斯内斯石板群的中泥盆世沉积岩（图2），该石板群又细分为 Lybster 石板、Spital 石板和 Mey 石板地层（BGS 1985b， 1986）。这些地层主要起源于河流和湖泊,并包含几个富含化石的地层或“鱼床” （Johnstone 和 Mykura 1989）,其中最著名的是分隔 Lybster 和 Spital Flagstone 地层的 Achanarras 鱼床部分。它们上面覆盖着约翰·奥格罗茨砂岩群的主要河流沉积岩。Dunnet Head 砂岩群的上泥盆统河流和风成沉积岩仅限于 Dunnet Head 岬角（参见虚拟露头模型 Vi 和 VII,附录B ）,并通过 Brough 断层向东部较老的岩石断层（图 2）） （Johnstone 和 Mykura 1989； Dichiarante 等人,2020a）。

在奥克尼群岛,中上泥盆统沉积岩和小型火山占主导地位,是凯斯内斯的横向对应物 Flagstone 组（图2； Mykura 等人,1976a）。上斯特罗姆内斯和下斯特罗姆内斯的湖泊石板地层被桑威克鱼床层(BGS 1999)分隔开,上面覆盖着伊戴群的岩石,保留了从混合湖泊和边缘流感小瓶/冲积物沉积物到主要是河流沉积物的过渡。霍伊岛上的上泥盆统霍伊砂岩由约 1 公厚的河流和风成砂岩和泥灰岩序列形成,这些砂岩和泥灰岩不整合地覆盖在中泥盆统伊迪群的熔岩和凝灰岩上,称为霍伊火山（Mykura 等人， 1976a； BGS 1999）。它们是 Brims-Risa 断层相对于 Eday 群其他部分的断层,该断层长期以来在区域地质基础上与 Caithness 的 Brough 断层相关（图 1b 和 2）（Coward 等人,1989 年； Mykura等人)等人,1976a； Seranne,1992）。

根据它们与邻近陆上露头可能的连续性,近海调查区（见下文)Brough-Brims-Risa 断层以西的海底很可能包含与霍伊陆上所见的上泥盆统单元相当的单元（图2 ）。在断层以东,海底很可能由来自中泥盆统的单元组成。

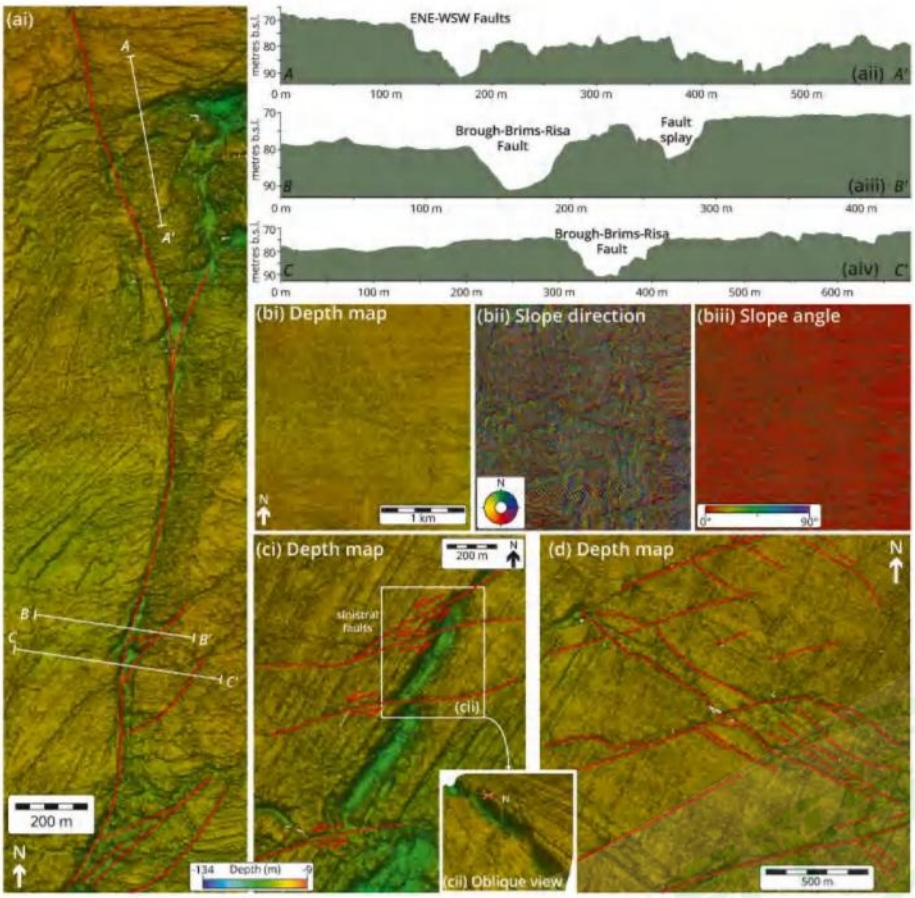


图 5.彭特兰湾断层和断裂系统示例的详细图像 - 位置见图2。(a)i-iv 深度侵蚀的 BBRFZ 近海和下属断层带的地图和横截面。 (b) 与 BBRFZ 以东更加多样化的褶皱模式和高度可变的层理方向相关的断层。 (c) 海底层理面的明显左旋偏移。插图显示斜视图。 (四)

斯特罗马和斯沃纳之间区域的直线型轮廓。倾角方位角和斜率颜色如图 1 和 2 所示。 3 和4。（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。）

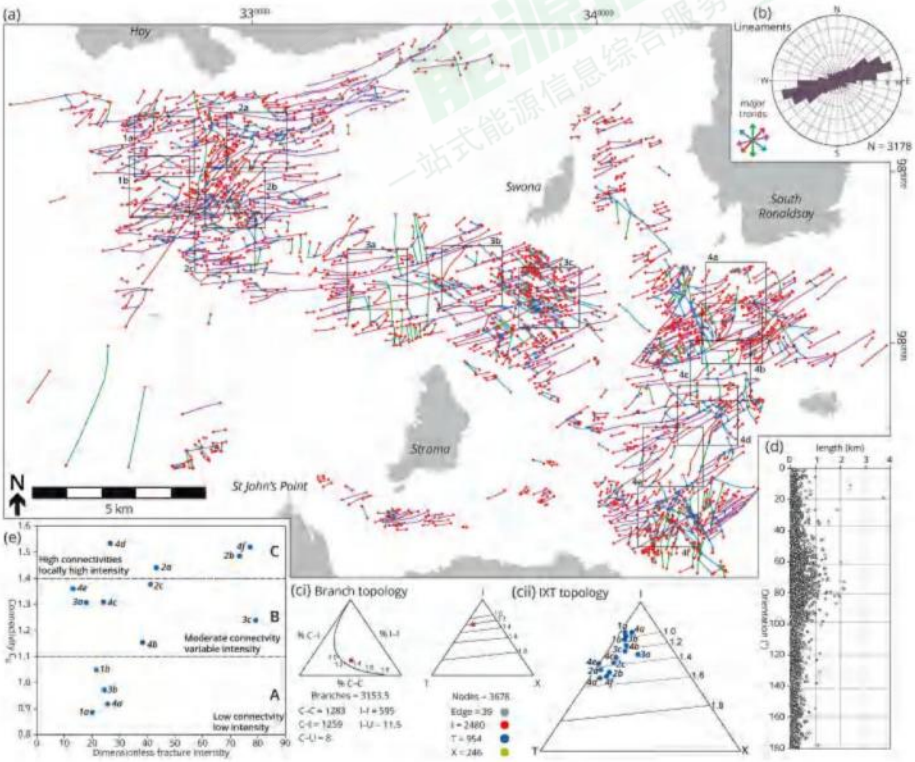


图 6. (a) 映射线形的拓扑分析。按集合细分的轮廓方向和按节点类型着色的节点。方框显示了图6c 和 e中所示的采样子区域的位置。 (b) 绘制轮廓的长度加权玫瑰图显示 4 个主要趋势； N–S、ENE-WSW、NE SW 和 NW-SE。 (c) 显示映射轮廓的分支和节点拓扑的三元图。 (d) 映射轮廓线的长度与方向图。 (e)图6a所示各个分区的断裂强度与连通性(CB)关系图。节点密度热图也显示在附录C,图 C1 中。

凯斯内斯-斯特罗姆内斯石板和上覆单位。尚未尝试进行更详细的地层分配,并且可能具有挑战性,尽管将来可能会尝试将沙子更丰富且体积更大的单元（例如风积/河流沉积物）与那些层状更加不均匀,并且可能代表更多的互层/层状单元（例如湖泊沉积物）。

4.3.近海构造地质学

在近海研究区域观察到各种类型的断层和褶皱,并且最有可能将陆地上绘制的较大（公级)结构与暴露在海底的结构联系起来,从而提供彭特兰湾及周边地区几乎连续的结构图(图2、4a和6a)。层理与断裂和断层线型的区别部分基于邻近海底的倾角,但也与线型的形态相区别,这在倾斜剖面图中最容易看到。断层倾向于形成直的、深度侵蚀的线状结构,而不是由层理上的倾角和陡坡面形成的规则间隔且通常更不对称的线状结构（例如图3和图5）。断层的运动学是根据可见的层理痕迹的明显偏移推断出来的（像素分辨率~2 m）,但垂直距离很难评估。进一步的约束来自已知的断层偏移量和位移感,以及在邻近陆上区域看到的特定趋势（例如BGS 1985a、 b、 1986、1999、2019； Dichiarante 2017； Dichiarante和 Holdsworth,2016、2020a 、 b）。

大致为 NNE-SSW 的 Brough-Brims-Risa 断裂带（BBRFZ,图 2 和 4a、b、5a、 6a）的蜿蜒痕迹将该区域划分为两个不同的区域。紧邻断层以西的地层似乎变形较小,层理向西和西北方向轻轻倾斜（图4a,bi-v）,断层线的数量、密度和多样性也较低。这需要注意的是,BBRFZ 迹线以西的区域在较小的海底区域暴露得不太好。然而,明显变形较小的状态与这些岩石属于上泥盆统地层是一致的,因为与中泥盆统地层相比,陆上（邓尼特角和霍伊)它们通常受变形的影响较小（Dichiarante 2017）。 BBRFZ以东的区域通常褶皱较多（如图2和图4a）,层理方向变化较多（图4bi、vi-x）,断层和裂缝线状较为集中（图6a）。这种变化部分是由于几个公级的南北向褶皱结构的存在（图2、4avi、v)以及与主要断层带相关的局部复杂区域和褶皱的发展。

褶皱:测深显示存在数个大型、公级、直立到浅下陷、开放的平缓褶皱结构,总体趋势为北北东-南南西向西北-东南（图2-4）。沿着从 South Ronaldsay 西海岸一直延伸到近海地区和 John O Groats 北部的走向,可以追踪到约 18 公长的南北走向的 N 闭合褶皱（图 2 和4a）。该褶皱的下倾投影横截面显示出一个稍微不对称的开放向斜,该向斜向南倾斜极浅（图3ai-iv）,肢间角度平缓（120-180°）,并有轻微的向东辐辏。海底结构的高度倾斜切割使得褶皱看起来比实际更紧,这是彻底褶皱地层的近海测深测量的常见特征（例如Craven 和 Lloyd 2023）。另一个较小的（dm 至 hm 尺度)向北倾倒和闭合的开放式反斜（肢间角约为 150°)暴露在南墙以南 1 公处的海底（图2、3bi-iv）。来自 BBRFZ 以东近海区域的层理方向数据（图 4bviii)揭示了近乎水平的 NNE-SSW 区域褶皱暴跌,而斯特罗马岛和斯沃纳岛之间的中央近海区域的层理方向数据则非常浅地暴跌至 SSW（图 4bviii）。 4bvi）。

在大同构的西边,观察到一个南北走向的背斜,铰链向南延伸至斯特罗马岛,这似乎代表了这个非常平缓的褶皱铰链区的向南延续（图2和4a ）。一系列不太明确的在该背斜以西的地区可以看到南北向褶皱,并且可能向北连接到南墙和陆上看到的类似趋势的褶皱中。

BBRFZ以东地区最东端的Hoy （图4a）;凯斯内斯上哈姆背斜向北的延续部分并未暴露,可能会被 BBRFZ 向北切断。

在 BBRFZ 以西、霍伊以南的区域可以看到一系列非常开放的（肢间角 (ILA) > 150°）、 NW-SE 褶皱（图 2 和4a、bii、-v）。在布拉夫断层以西凯斯内斯 Dunnet Head 的上泥盆统岩石中也可以看到具有相同的 NW-SE 趋势的平缓向斜褶皱（图2;4a，bv）。此外,来自 BBRFZ 以西的陆上 Hoy 的层理数据揭示了非常开放的浅 W 型俯冲褶皱（图4biv）。从紧邻 BBRFZ 以东区域的奥克尼群岛（图4bix)和凯斯内斯（Caithness）陆上 Dunnet Head （图4bv,x)的陆上数据中也可以看到从属的 NW-SE 褶皱。

断层和裂缝:根据水深测量绘制了总共 3178 个被解释为与脆性裂缝（未观察到明显偏移)和断层（可观察到偏移)相关的近海线貌（图 5a-f、6a） ,其中累积迹线长度 >1500 km,平均长度为247.96 m,最大长度为3717.55 m （表1）。确定了四种趋势,其中 ENE-WSW (n = 1607) 是主要趋势,此外还有 NE-SW (n = 443)、WNW-ESE 到 NW-SE (n = 740) 和 N–S (n = 740)。 = 388） （图6a 和 b）。最长的线状线方向为南北向、东北-西南向和东东-西西南向（图6d）。

凯斯内斯和奥克尼群岛的 Brough 和 Brims Risa 断层的相关性早已被人们所接受,因为它们与断层痕迹以西的上泥盆统地层有关,并且具有类似的复杂运动历史（例如 Mykura 等人,1976a， 1976b ） ； Coward 等人,1989）;海底地貌在水深测量中也清晰地排列起来（图2）。 BBRFZ 形成最长的测绘线状线,有几段长达 3-4 公 ,趋势为 NNW-SSE 到 NE-SW

表1彭特
兰湾陆上和海上裂缝数据对比。

样品区	陆上	离岸
面积（平方米）	60889.22	1005053316.79
编号 轮廓	8077	3178
平均线长（米）	3.05	247.96
最大线路长度（米）	45.13	3717.55
标准偏差线长度 (m)	3.53	257.28
平均线方向(°)	82.49	74.16
StDev 线方向(°)	42.48	46.12
边缘节点数量 (E)	215.00	39:00
I号节点 (I)	2358.00	2479.00
X 节点数 (X)	669.00	246.00
Y 节点数 (Y)	3623.00	953.00
未知节点数 (U)	0.00	0.00
节点数 分支	6650.00	3678.00
数 线路数	7951.50	3161.00
	2990.50	1716.00
连接数	4292.00	1199.00
平均连接/线路平均线路长度	2.87	1.40
（米）	8.21	1010.25
平均分枝长度（米）	3.09	607.06
平均连接/分支 2D 强度 无量纲强	1.70	1.22
度 分支数（减去	0.40313	0.00174
未知分支数 C – C（双连接分支）	1.24449	0.83033
	7939.50	3153.50
	5737.00	1281.00
No. C – I（单连接分支）	1864.00	1258.00
No. C – U（单连接分支）	92.50	8.00
编号 I – I（孤立分支）	234.00	595.00
No. I – U（单连接分支）	12:00	11.50
编号 U – U（未知/边缘分支）	0.00	0.00
总长度 C – C (米)	15517.42	513847.72
总长度 C – I (米)	6442.53	626695.92
总长度C - U(米)	1118.40	10792.43
总长度 I - I(m)	1200.65	348663.71
总长度 I - U(m)	200.16	7070.10
总长度U - U(m)	67.40	0.00
总走线长度（米）	24546.57	1507069.88

Machine Translated by Google

总暴露长度约为 12 公（图2、5ai和6a ）。该结构通常与 10-15 m 深的沟壑特征相关，在其东侧发育有几个 NNE 到 NE 走向的坡面（图5ai-iv）。这些结构集中在断层从 NE 向 NNW 走向摆动的区域，并且可能是由于断层上倾斜运动或重新活动期间约束和/或释放弯曲附近的应变局部化而形成的。在断层带周围区域，特别是上盘，层理很难识别，可能对应于宽达200 m的破坏带，有许多下级断层和较小的褶皱（图2、4a和5ai、 6a ））。在斯特罗马以北地区发现了其他长达约 1 公的显着南北向线条（NNW 至 NNE），并穿过 South Ronaldsay 和 John O Groats 之间的地区（图 2、5bi-iii、6a ）。

从区域来看，数量最多、横向范围最广、侵蚀最深的地貌线呈 ENE-WSW 趋势（图 5b-d、 6a、b、d）。其中许多特征显示出明显的左旋偏移，特别是在它们平分和抵消倾斜层趋势的地方（例如图5c和d）。 WNW-ESE 到 NW-SE 趋势线的从属组似乎与 ENE-WSW 趋势线形成明显的共轭组，并显示出一些明显的右旋偏移（图5d）。这些结构通常长度最短，通常终止于 ENE-WSW 和 NE-SW 走向的轮廓。 ENE-WSW 和 NW-SE 组似乎都横切了该地区较大的褶皱结构。

这些断层/裂缝群产生了明显的直线模式，特别是在斯特罗马和斯沃纳之间的区域（图 2、5d 和6a）。

断层和裂缝拓扑：整个近海区域的拓扑分析显示连通性较低，以 I 节点为主（图6a、c）。尽管存在大量 C-I 和 I-I 分支意味着 CB（每个断裂分支的连接数）值约为 1.2，但 C-C（双连接）拓扑的断裂分支占主导地位，这证实了总体较低连接性（图6c）。 I 节点数量较多且 X 节点比例较低表明许多骨折并未横切并保持孤立状态。

由于 NE-SW 到 N-S 和 ENE-WSW 断裂组显示出明显的空间聚集，断裂强度在裸露基岩样本区域内有所不同（图6a）。我们选择样本箱来研究主要断层附近以及近海地区公级南北走向褶皱的断裂强度和连通性差异（图 2、4 和5）。在 14 个样本区域中，无量纲断裂强度值在 13.3 到 79 之间变化，每个分支的连接(CB)从低值 (0.9–1.1) 到中等值 (>1.4)变化（图6e）。高度到中等连通性的区域对应于 BBRFZ 的上盘区域（样本 2a-c）以及 Duncansby Head 以北的区域，该区域靠近 ENE-WSW 左旋走滑断层及其直接侧壁（样本4c-f）（另见附录C 中的地图，图C1）。所有其他样本区域均显示中等或低连通性 (CB < 1.1)。高断裂强度并不总是对应于更高的连通性（图6e）。

4.4.陆上构造地质学

Brough-Brims-Risa 断裂带 (BBRFZ)：在霍伊州南部海岸，Brough-Brims-Risa 断裂带将霍伊砂岩地层的上泥盆统岩石与中泥盆统的上斯特罗姆内斯石板岩和下 Eday 砂岩地层并置（图 2）。布姆斯-萨

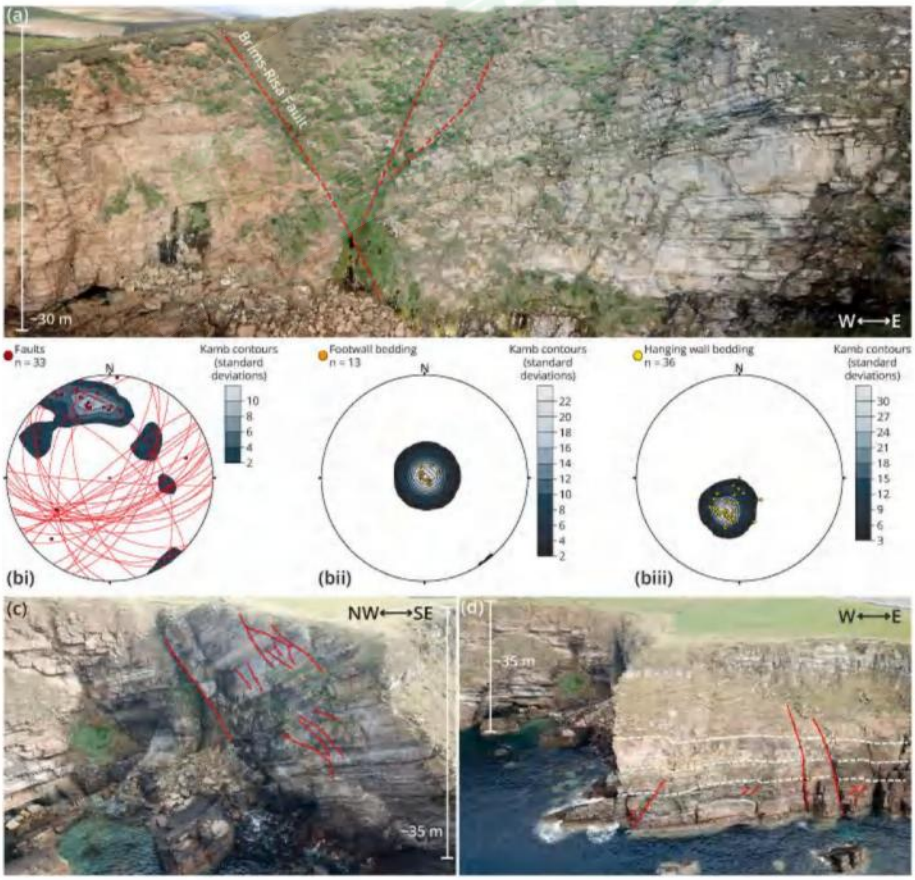


图 7.霍伊州 The Witter 的 Brims Risa 断层带的陆上暴露 [ND 327783 988866] (a) The Witter 附近悬崖上 Brims 断层的无人机图像。 (二)来自霍伊州 The Witter 海岸线 3D 摄影测量模型的结构数据立体图（参见 VMi，附录B，补充材料）。 (c) ENE/WSW 走向断裂带的无人机图像。 (d) Brims-Risa 断层上盘褶皱和断层的无人机图像。

The Witter [ND 327783 988866] 附近断层暴露但无法进入,其中断层向 NE 倾斜约 50°（150/50NE,沿常规走向、倾角、倾角方向） （图7a;另见虚拟露头 VMi、 Ap)附录 B）。位于断层上盘的上斯特罗姆内斯石板层的薄层板状砂岩与下盘上泥盆统霍伊砂岩组的较厚层的红橙色砂岩发生断层。这明显的反向偏移量与 Brims-Risa 断层是第 1 组泥盆纪正断层在晚石炭世（第 2 组)东西向缩短期间强烈反转的建议一致（Coward 等，1989;Dichiarante 等， 2020a ））。这也与观察到断层下盘的层理一般倾斜很浅（图 7bii），包含很少的断层,而上盘的中泥盆统地层适度北东倾（图7biii），并且整个断裂和断层（图7bi,c)。主要断层走向（图7bi)为 ENE-WSW、NE-SW 和 NNE-SSW,具有正向至斜向滑移方向。内陆地区的 Witter 采石场 [ND 327945 989146] 北倾石板被类似方向的 NE-SW 走向的正断层和 NE-SW 至东西向的近垂直延伸裂缝切割,这些裂缝部分被方解石矿化。

在凯斯内斯北海岸,南北走向的布拉夫断层穿过布拉夫村以北的港口[ND 322097 973978] （图2）。在这 ,西边的 Dunnet Head 砂岩群的上泥盆统岩石与东边的中泥盆统 Spital Flagstone 地层并置（图8a-c）。断层核贯穿港口,但未裸露,在悬崖和前滩形成明显的沟壑特征（图8a、c）。

在断层迹以东的悬崖上,层理倾角一般为浅至中度W 倾角,有小规模的西风边缘NNE SSW 第2 组褶皱轻轻地SSW 倾倒（图8b ）。几个更大的第 2 组褶皱暴露在 Brough 断层以东数百米的沿海悬崖上,其中一对褶皱位于 Langypo [ND 322880 974189]（另见虚拟露头 VMii,附录 B ），步行即可到达。这暴露出一对浅向北倾、向西倾斜的开放褶皱对（图8d），它被两个ENE倾逆冲断层切割（图8e）。轴面走向 N-S 至 NNE-SSW,并急剧倾斜 E。由于沿 Brough 断层东西向缩短,所有这些褶皱都与第 2 组反演一致。如 Dichiarante 等人所示。 （2020a）,这些褶皱到处都被中度至陡峭倾斜的右旋斜向正向右旋走滑断层横切,断层走向为北南至北东-西南。这些断层与矿脉和局部角砾岩中的方解石矿化广泛相关,并且对显示光滑线的断层的应力反演分析给出了与区域性第3组构造一致的NW-SE延伸方向。

紧靠布拉夫断层以西的上泥盆统地层暴露出强烈的变形（图8c）。被称为克莱特 (Clett) 的小岛屿和西边的波切台地的层理通常陡峭地倾斜至近乎垂直,并与布拉夫断层近平行。在 Clett,层理急剧地向 E 倾斜并翻转（Enfield 1988）,而西边前滩中暴露的地层急剧倾斜,但基于砂岩中的交错层理,向东倾斜（图8c； Dichiarante 等人)等人，2020a）。这表明,未暴露的区域存在紧密的向斜褶皱,该区域将 Clett 与西部前滩的其余部分分开（图8c）。继续向西深入邓尼特角北侧的悬崖,层理倾斜变得更浅。因此,靠近断层的层理变陡被认为反映了与沿 Brough 断层运动相关的变形（Trewin 1993）。一系列中等至陡峭的、数米至数十米规模、开放至紧密的南北向 Z 褶皱暴露在前滨地区的近垂直地层中,并且似乎还使一个小型二叠纪火山喷口变形（图 1）。 8c； Dichiarante 等人,2020a)。这种变形被解释为沿紧邻的布拉夫断层的二叠纪（第 3 组)右旋剪切的结果。

由于未暴露向斜的闭合方向无法确定,因此无法判断这是EW缩短过程中形成的较旧的第2组褶皱,还是由于后来布拉夫断层右旋重新激活。

断层和褶皱:在凯斯内斯和奥克尼群岛,哈姆背斜和伊戴向斜（图1b)分别是区域公认的主要褶皱。这些褶皱通常被认为与石炭纪区域反转相关的第 2 族变形有关（Mykura 等,1976a； Coward 等,1989； Dichiarante,2017； Dichiarante 等,2020a）。它们是 N-S 走向、低振幅、轻微下沉、长波长结构。较小规模的南北向褶皱形成了厘米级到分米级的局部断层相关结构,一直到大型的公级褶皱在凯斯内斯和奥克尼群岛也得到了认可（例如

无花果。 2 和4a、bi、vii、ix、x、7-10;恩菲尔德和科沃德 1987;科沃德等人,1989;迪基亚兰特 2017; Dichiarante 等人,2020a） ,在 BBRFZ 以东开发最广泛。

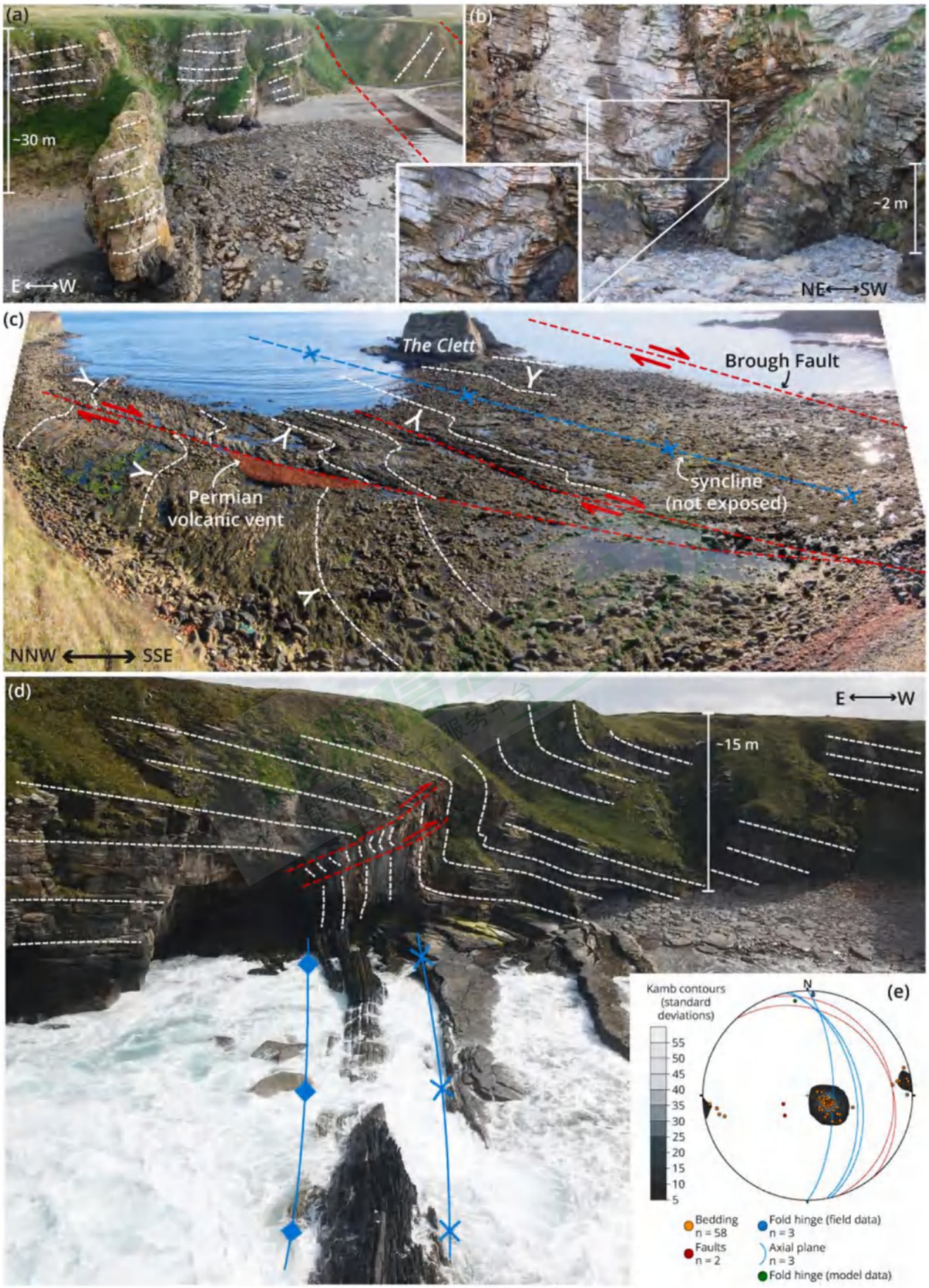
沿北海岸从布拉夫港到邓肯斯比岬发现了一系列区域性的北向俯冲褶皱（图 2 和图 9a），其中一些褶皱可以使用测深法在近海追踪。在 Gills Bay [ND 332848 972824], John O Groats 砂岩地层的岩石被折叠成一个开放的 NE 向、缓慢倾斜的向斜（图9bi-ii）。在 Duncansby 的 Ness 附近,同一单元的地层被折叠成另一个开放的 NE 走向、温和的 N 向斜（图9ci-ii）。靠近该褶皱的铰链处,有一个未变形的小型火山喷口露头,其中包括monchiquites和凝灰岩（Chapman 1975）。麦金太尔等人。（1981)获得了一个定义不明确的 K-Ar 年龄 c。

这些侵入单元的 270 Ma 表明它们与一系列区域性公认的二叠纪火山喷口和凯斯内斯-奥克尼群岛的少量侵入体有关（图2）。一条暴露程度较低的背斜穿过 Ness of Quoys 的海岸,显然被紧邻南部的大 ENE-WSW 断层所抵消,具有推断的左旋正向剪切感（图 2、9a 和 12 ）。这些褶皱被 St John s Point 和 Duncansby Head 之间区域的 3 个断层隔开,这些断层大多是暴露程度较差的 NW-SE 断层（图9a）。其中一个断层露头为陡峭的西南倾斜结构,暴露在杜肯斯比角东南侧瑟尔门附近的悬崖上（Trewin,1993）。在这 ,明显的正常位移和与断层相关的矿化的缺乏使得Dichiarante (2017)得出结论,这些 NW-SE 断层是第 1 组（即泥盆纪)正断层。

Dichiarante 等人也认识到了其他小规模的西北-东南走向褶皱。 （2020a)在陆上凯斯内斯的两个结构环境中。第一个例子是圣约翰角暴露的米级 WNW-ESE 方向的褶皱（如图1b所示的位置）,被解释为由于沿着紧密相关的 ENE-WSW 边界断层组的第 3 组左旋剪切而形成（Dichiarante 等人,2020a,他们的图12）。

第二组更为复杂,与 NW-SE 断层带相关,如 Skarfskerry 所示（图2;另见虚拟露头 VMiii，附录B）。在这 ,异常紧密的 NNW-SSE 至 NW-SE 褶皱保留在断层带附近,该断层带的特征是早期海王星岩脉和直接围岩中其他软沉积物变形结构的强烈发育。 Dichiarante 等人对此进行了解释。 (2020a)表示泥盆纪地层沉积时活跃的第 1 组断层,然后在第 2 组东西向缩短期间因左旋压扭而倾斜反转。大多数这些结构可能低于近海测深的分辨率,并且比近海识别的西北-东南褶皱紧密得多。

与凯斯内斯一样,奥克尼群岛沿海地区暴露出许多规模较小（厘米-厘米)的第 2 组褶皱和相关逆冲结构（Dichiarante 2017）。例如,沿着南罗纳德赛岛的西南大部分地区,几个北向至北东向的断裂带在相当难以接近的悬崖部分充分暴露（图10）。例如,在 Horse Geo [ND 343140 984995]（另见虚拟露头 VMiv,附录B)中,对应于 ENE-WSW 走向的第 3 组断层带的深度侵蚀沟壑暴露了一系列南北向的斜坡和平逆冲断层,逆冲断层、断层传播褶皱和重新活动的正断层（图10a）。再往北,在Tainga [ND 342703 986012]， （图10b)紧密间隔（0.5-1m)的自顶向西逆冲和褶皱局部使层理变得陡峭,具有小的、分布的反向偏移。在 The Wing 的南面 [ND 343599 983915]（另请参阅虚拟露头


(a)
~30 m
E ⟷ W
(b)
~2 m
NE ⟷ SW
(c)
The Clett
Brough Fault
Permian
volcanic vent
syncline
(not exposed)
NNW ⟷ SSE
(d)
E ⟷ W
~15 m
(e)
Kamb contours
(standard
deviations)
N
55
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
Bedding
n = 58
Faults
n = 2
Fold hinge (field data)
n = 3
Axial plane
n = 3
Fold hinge (model data)

（下一页的标题）

图 8. (a) 布拉夫港的倾斜航空概览图像,显示了凯斯内斯布拉夫港的布拉夫断层的陆上暴露情况 [ND 322105 974007]。
主断层靠近码头位置 (b) Brough 断层东上盘中泥盆统第 2 组褶皱和逆断层斜视场照片。 W 边缘褶皱的插图详细图像。 (c) 位于 Brough 断层紧邻西下盘的 Clett 和前滨地区暴露的上泥盆统地层中第 3 组褶皱和断层的 ENE 斜视图。 Dichiarante 等人描述的变形火山口的位置。 (2020a)也被显示。 (d) Langypo Spital 石板地层强烈的 W 边缘第 2 组折叠和局部变形的无人机图像 [ND 322880 974189]。 (e) 现场收集的结构数据的 Stereonet,并由 3D 摄影测量模型得出的数据进行补充（参见 VMii,附录B,补充材料）。

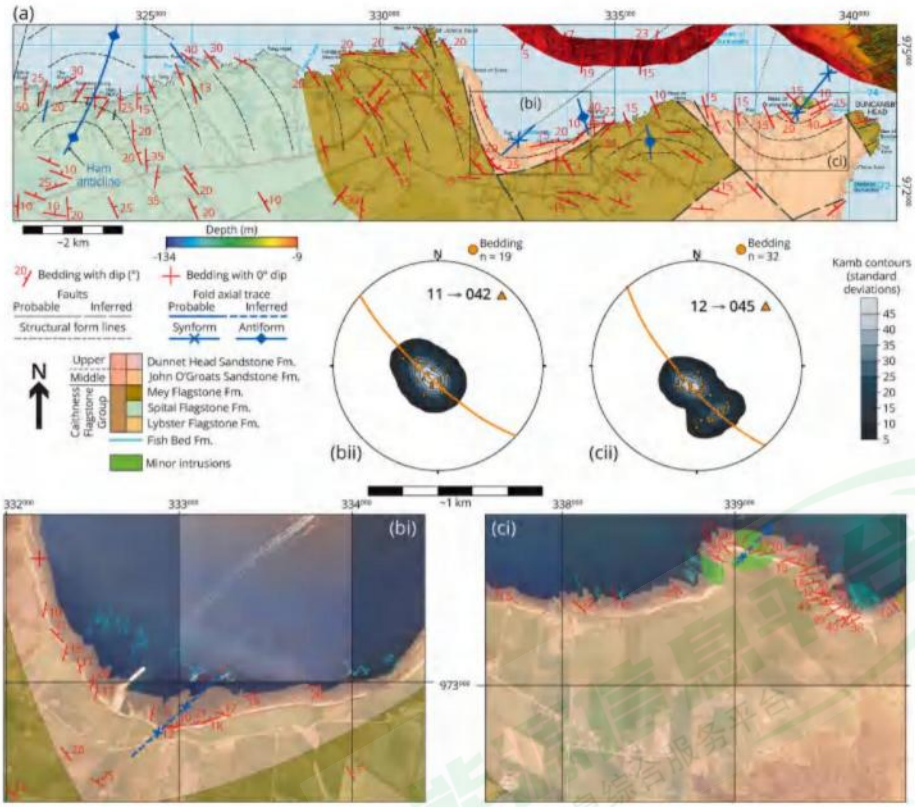


图 9.彭特兰湾南缘周围区域尺度褶皱结构测绘。 （A）

从 Brough 到 John O Groats 的海岸线地质图显示了长波长褶皱结构、断层和层理。 (b) i) 航空图像和 ii) 吉尔斯湾向斜立体网。 (c) i) 航拍图像和 ii) Ness of Duncansby 向斜立体网。

层理数据源自 BGS,并补充有其他现场数据。 Stereonets 显示轮廓平面和折叠 (β) 轴的倾斜/趋势。

下半球等面积投影。航拍图像由英国地形测量局提供。

VMv,附录B)暴露了一个大的 E 倾褶皱和冲断带（图 10 ce），该带似乎向西截断,与南北方向的陡倾断层带（图10 c 中所示的红色平面)相抵触。充当当地的支柱。

陆上裂缝网络和拓扑：使用哈姆港以西海岸线的正射航拍图像对裂缝网络进行了拓扑分析,其中切割哈姆背斜枢纽区域部分的裂缝非常好地暴露[ND 323912 973928] 。从航空图像中总共绘制了 8077 条轮廓线,迹线长度约为 24.5 km,平均长度为 3.05 m,最大长度为 45.13 m （表 1和图11a）。绘制的轮廓线对应于断层和裂缝,并确定了三个主要趋势：ENE-WSW 到 EW (n = 3216)； NNE-SSW 至 N–S (n = 3417);和西北-东南 (n = 1444) (图11b)。

ENE-WSW 至 EW 走向的地貌在整个岩石平台上数量最多且空间广泛,并形成离散的裂缝走廊（图11a）。最长的线条对应于观察到的三个主要趋势（图11c）。拓扑分析显示中等水平的连通性（总体CB约为 1.7），其中 Y 节点占主导地位（图11d）。分支拓扑显示出高度的连接性,其中 C-C（双连接)分支数量最多（图11d）。 Y 节点数量较多且 X 节点比例较低表明许多裂缝未横切或保持孤立状态。

与海上数据集相比,三个样本框（HA1-3)显示出不同的裂缝强度值（从4.5到27.5），并且都显示出相对较高的连通性值（CB 1.7-1.8） （图11e）。这最高的连通性值记录在岩石平台的中心,那存在所有主要裂缝组,包括一个长的 N-S 裂缝,它提供了与样本区域中其他簇的连通性（另请参见附录 C 中的地图,图C2 ） ）。由于海岸侵蚀,其他南北向断层带和相关结构在这代表性不足,而这些区域的连通性可能较高。

5. 讨论

5.1.陆上-海上相关性和折叠模式

图 12显示了彭特兰湾周围陆上近海区域的全面解释的地质和结构图。

使用彭特兰湾测深技术绘制的褶皱和断层图显示,奥克尼群岛和凯斯内斯群岛的区域尺度结构和趋势（例如图1b)大体上连续且一致。

代表陆上观察到的所有三个变形阶段的结构（ Dichiarante 等人,2020a 的第 1-3 组)可以在海上以不同程度的置信度进行识别。

第 1 组结构最难识别,因为它们通常会被后来的变形和重新激活所掩盖,就像陆上的情况一样（Dichiarante 等人,2020a）。此类构造可能包括 BBRFZ 以及许多其他 NW 到 N 向的断层,有时还包括 NE 向断层,例如位于南罗纳德赛 (South Ronaldsay) 近海的断层（图12）。

第 2 组折叠结构更容易识别,包括

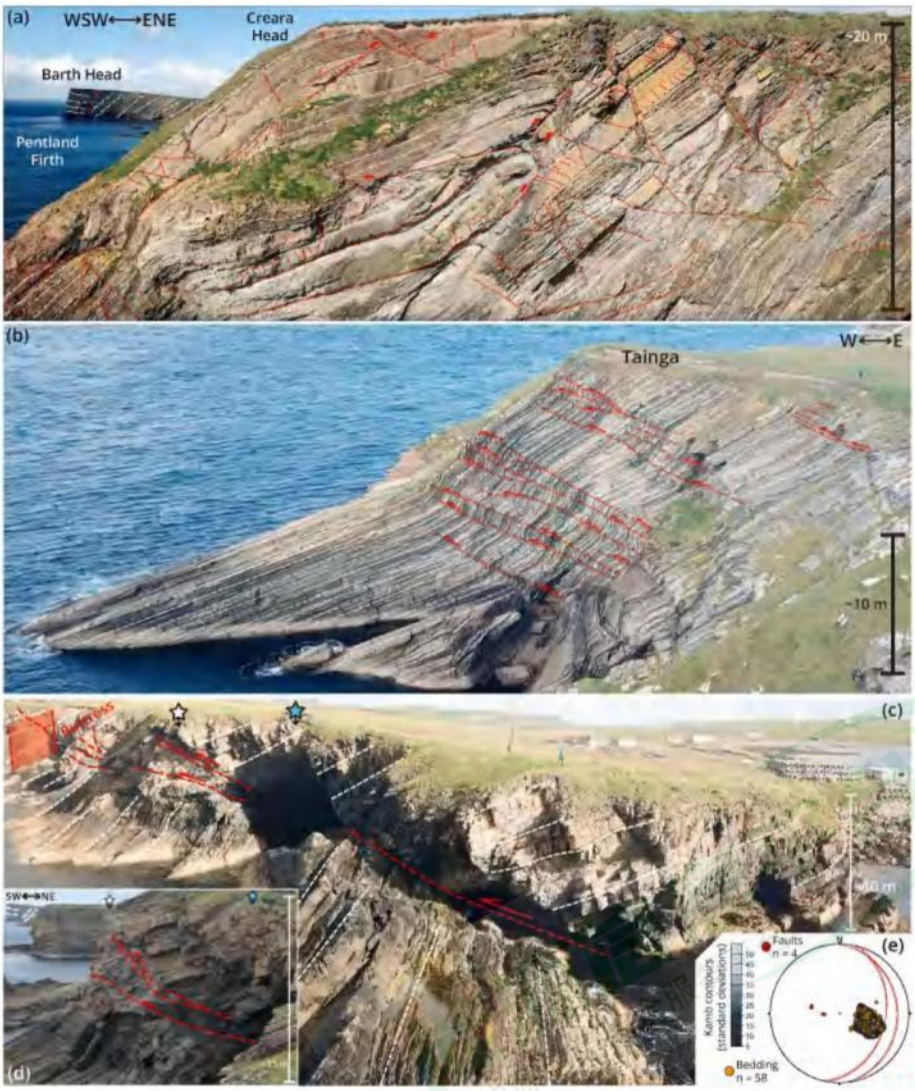


图 10.沿奥克尼群岛南罗纳德赛海岸线开发的与重复倾斜再激活相关的复杂多相结构的无人机图像。 (a) Horse Geo [ND 343140 984995] 北侧悬崖中暴露的多相变形,这是一个被侵蚀的 ENE 走向断层带（另见 VMiv,附录 B,补充材料） 。背景中可以看到 Barth Head 岬角 [ND 342655 985574],该岬角被一条显着的北/南走向的陡倾次垂直断层切割,这可能是在测深数据上观察到的深度侵蚀线貌的陆上延续。南方。 (b) 奥克尼群岛南罗纳德赛 Tainga 暴露的分布式第 2 组断层传播褶皱和逆冲断层 [ND 342703 986012]。 (c) 奥克尼群岛南罗纳德赛伯威克附近 The Wing 暴露的第 2 组逆冲断层的航拍图像 [ND 343599 983915]。 (d) 断层带的细节显示,在两个自顶向西的逆冲断层所包围的区域中,层理发生了扭曲和变形。 (e) 源自 3D 摄影测量模型的结构数据立体网（另见 VMv,附录B,补充材料）。

广泛的南北向至北北东-南南西向褶皱已在陆上和近海绘制了地图。许多在岸上看到的规模较小、局部复杂的低角度或层理平行的逆冲和褶皱结构,在沿海悬崖部分局部突出（例如图7、8d和10）,很难在测深上识别,并且可能大多是低于数据的分辨率。

第 3 组构造可能包括重新活动的南北向断层,例如 BBRFZ,以及左旋 ENE-WSW 和与二叠纪区域转张相关的更局部的右旋 NW-SE 走向构造（Dichiarante 和 Holdsworth，2016;2020a ） 。在陆地上,一些 ENE-WSW 走向的结构对应于断层和/或二叠纪时代堤坝的痕迹,例如在 Castletown 陆地上绘制的那些（Dichiarante 等人,2020a）。类似的侵入似乎也可能发生在近海,但迄今为止,将这些特征与断层线区分开来还没有被证明是可能的。陆上也发现了具有右旋第 3 组位移的西北-东南断层,最显着的是在 Skarfskerry，那暴露了右旋 Reidel 剪切和厘米级陡峭 Z 形褶皱,覆盖了港口中暴露的重新活动的第 1 组断层核心中的所有其他结构（Dichiarante 等） al., 2020a;他们的图10f)。

这表明近海所见的下属 NW-SE 右旋断层可能对应于重新活动的 1 组断层。

在西边相对有限的裸露岩石区域
BBRFZ,陆上和海上的变形似乎都不那么强烈,像在悬挂中观察到的那样的大规模褶皱较少

墙（图12）。迪基亚兰特等人。 (2020a)遵循Coward 等人的观点。 (1989)提出 Brough-Brims-Risa 断层在泥盆纪期间起源于东侧盆地或次盆地控制组 1 正断层。在大部分研究区域中,BBRFZ 以东的陆上和近海,N-S 向 NNE- SSW 走向,E－ 和 W 走向的第 2 组褶皱的发展（图 2、4a 和 9a)与东西向压缩一致,并且二叠纪-石炭纪反转。BBRFZ 以西相对缺乏第 2 组变形构造,表明该断层系统起到了支撑作用,防止变形进一步向西传播。这也与提出的大峡谷断层右旋再激活与东西向压缩和反转之间的联系一致（Coward 等,1989； Wilson 等,2010； Seranne 1992）。

有充分的陆上证据表明,Brough 断层在二叠纪期间作为右旋走滑第 3 组构造重新激活（例如图8c； Dichiarante 等人,2020a）。在 Brough-Brims Risa 断层以西暴露的上泥盆统地层中,近海和陆上（Dunnet Head、Hoy)看到的开放的 NW-SE 走向褶皱（图 2 和 4a、bii-v、viii、ix、12)最为明显。可能与变形相关的结构,例如在邻近重新活动的南北向北东-西南走向的第 1 组断层（例如福尔斯断层桥,Dichiarante 等人,2020a)的许多陆上位置上看到的较小规模的结构。

测深覆盖区域和陆上暴露区域之间大约有 1-2 公的差距,因此很难明确地将所有区域联系起来

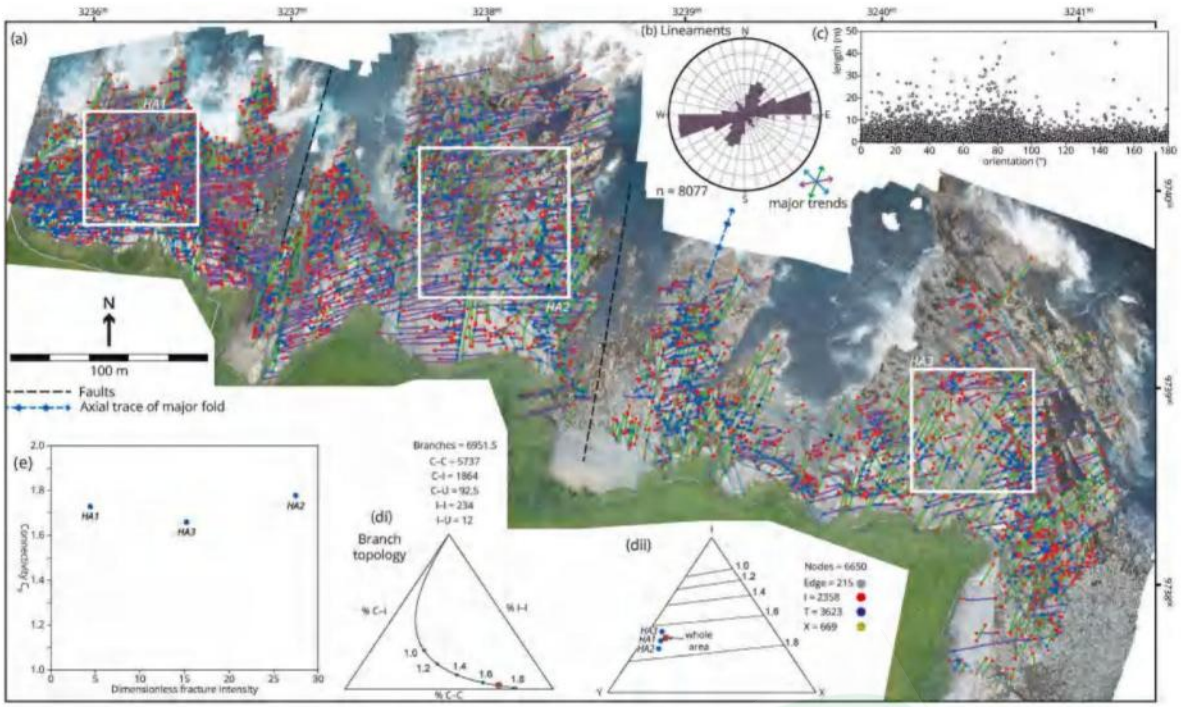


图 11. (a) Ham 背斜铰链区断裂的正射航拍图像,其中包含解释的轮廓,并确定了三个主要趋势； ENE WSW、N–S 至 NE-SW 和 NW-SE。 (b) 绘制轮廓的长度加权玫瑰图。 (c) 线条长度与方向的关系图。 (d) 显示分支和节点拓扑的三元图。 (e)图11a所示各个分区的断裂强度与连通性(CB)关系图。节点密度热图也显示在附录C,图 C2 中。

这两个领域都认识到断层和褶皱,这是此类陆上-海上研究中遇到的常见问题（例如 Craven 和 Lloyd 2023）。尽管如此,在陆上地区绘制的主要褶皱与近海地区绘制的主要褶皱之间还是有可能建立一些广泛的联系。南罗纳德赛和斯沃纳之间的显着南北向斜线似乎代表了邓肯斯比内斯凯斯内斯暴露的开放向斜向北的延续（图 2、9a 和12）。该褶皱及其西侧的反形体似乎被一条明显的左行 ENE-WSW 断层所抵消,该断层穿过 Quoys 内斯以东的凯斯内斯海岸线。位于吉尔斯湾周围更西边的暴露不良的背斜和暴露良好的向斜似乎合并成斯特罗马岛南部测深成像中的一对褶皱。该岛本身在陆地上主要由被突出的南北断层切割的平坦地层所占据,这些断层似乎对应于在该岛北部测深中看到的主要开放反形态的铰链区（图 2、4a 和12 ） ）。

从 Hoy 和 South Walls 近海来看,陆上看到的一系列南北向褶皱似乎与 Brims-Risa 断层以东地区的一系列近海褶皱相对应,趋势相似（图 2、4a 和12 ）。更南边暴露的基岩中存在巨大间隙,这意味着尚不清楚其中一些褶皱是否大致相当于凯斯内斯的哈姆背斜和相关褶皱,尽管这似乎有可能（即它们都是第 2 组结构）。

褶皱的另一个显着特征是奥克尼群岛和凯斯内斯陆上的褶皱似乎总体上轻轻地向北倾斜（例如
图4bix,x）,而近海区域中部的那些是近水平的（图4bviii）,或浅S型（图4bvi）。这种变化的证实来自于南罗纳德赛和邓肯斯比内斯之间的向斜的封闭细长盆地形状（图 2、4a 和12）。这种公级的褶皱骤降变化意味着彭特兰湾下方存在区域性的骤降洼地。这种基岩结构可能对更年轻的第四纪海道的位置产生了影响。

5.2.断裂模式和资源影响

本研究中使用的测深数据在空间覆盖范围和分辨率方面可被认为大致相当于 3D 地震体的 Z（水平)切片。奥卡迪亚盆地的断层带在不同尺度上表现出不同程度的复杂性,其中大部分观测到的复杂性处于或低于测深分辨率,并且通过代理也可能无法通过地震来解析。

如果将奥卡迪亚盆地视为近海裂缝性储层的潜在类比,那么脆性变形似乎集中在主要南北向构造周围,例如邓肯斯比角以北的 BBRFZ 和 ENE WSW 走滑断层（图 6a , e, 12)和陆上地区较长的 N-S 裂缝(图11)。然而,这些 N-S 结构通常不会影响大量岩石,并且如拓扑研究所示,只有在局部邻近这些结构时才会出现较高的连通性。在更大的尺度上,我们的分析表明,诸如 BBRFZ 下盘和彭特兰湾中部等具有公级张开褶皱结构的区域具有较低的断裂强度和较低的连通性。相比之下,BBRFZ 的上盘区域和 Duncansby Head 以北的 ENE-WSW 走滑断层的侧壁区域显示出较高的连通性,但断裂强度不同。更高的连通性要求所有 N-S 到 NE-SW、NW-SE、ENE-WSW 和 WNW-ESE 结构共存,但特别是,似乎存在或不存在明显最聚集的断裂集合,N-S 断裂,通过连接其他系统影响陆上和海上的连通性。由此我们推断,在储层评价研究中,不仅要表征主要地震级构造,而且要表征分布更广泛且与地震具有不同方向的较小规模裂缝的几何和空间特性。主要结构。使用我们的示例作为类比,需要存在主要地震级断层和至少两个进一步分布的次地震级裂缝组,以提供裂缝连通性,以有效地将流体输送到井眼或从井眼输送流体。

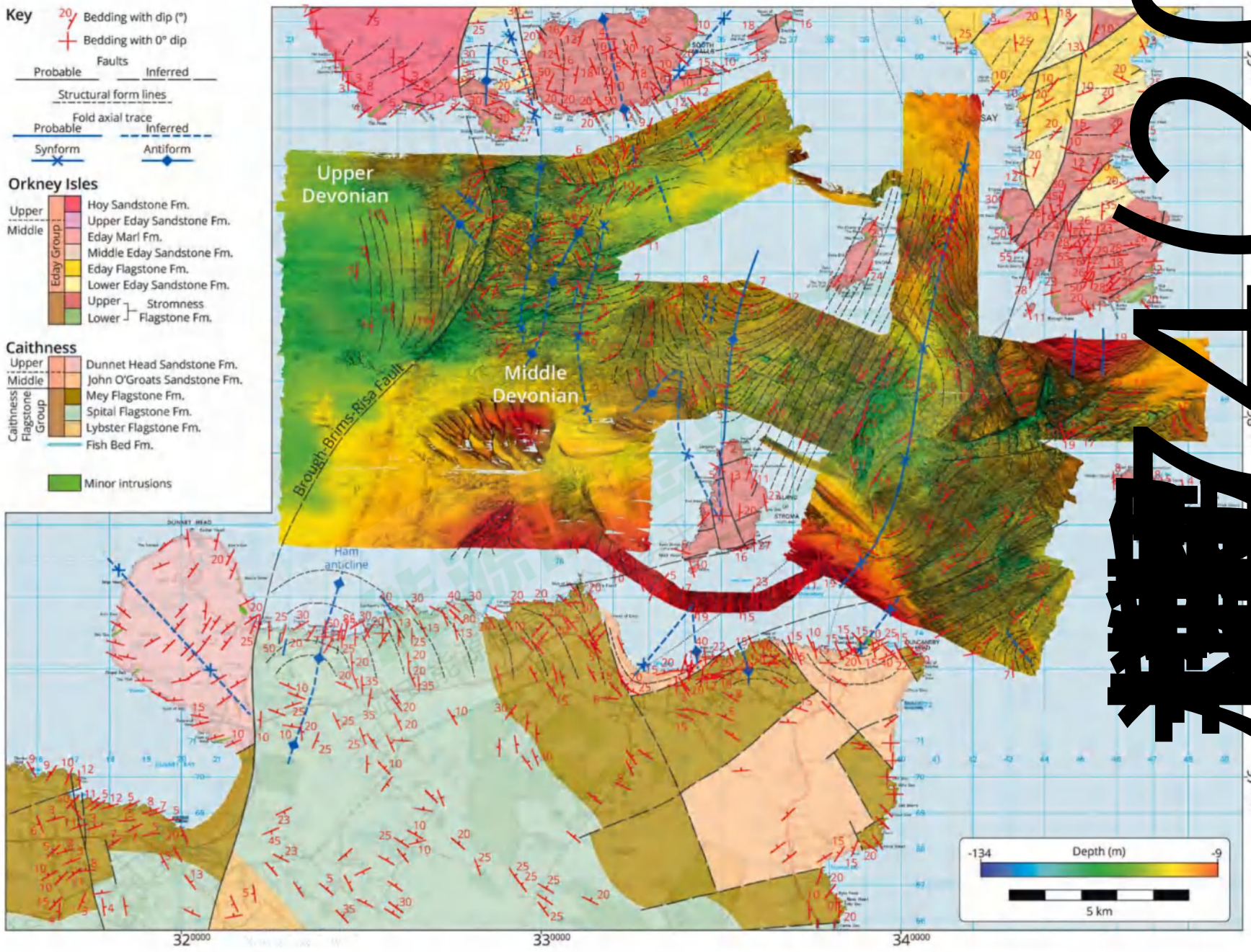


图 12.彭特兰湾陆上和近海地质结构的概要解释。

本研究中确定的公级褶皱结构在几何形状和尺寸上可能类似于圈闭结构,与其他地方近海数据中发现的含有碳氢化合物的结构类似。在海上,UKCS 北部的许多泥盆纪层序都埋藏在厚厚的中生代和新生代细粒岩性和 Zechstein 蒸发岩之下。这些较年轻的序列阻碍了对深层结构的详细成像,这些结构是来自泥盆纪和石炭纪烃源岩的碳氢化合物聚集的潜在封闭层。因此,彭特兰湾的结构为了解这些更深的、未充分探索的古生代区域中结构的性质、规模和几何形状提供了潜在的见解（另见 Tamas 等人， 2022 ）。

6。结论

最近获得的近海多波束测深与航空图像、摄影测量 3D 虚拟露头模型和实地观测地面实况相结合,为奥卡迪亚盆地内不同尺度的结构的大小、形状、连续性、分布和复杂性提供了新的见解。对彭特兰湾 220 平方公勘测的分析生成了近海区域的新结构图（图 12） ,并揭示了该区域有时在陆地上暴露不良或难以到达的结构和地质方面。

这些发现进一步强化了这样的观察:奥卡迪亚盆地所有尺度的地表/海底露头的结构复杂性既反映了区域反转事件期间预先存在的断层的局部重新活动,也反映了盆地后期发展过程中倾斜定向裂谷事件的叠加（例如Dichiarante 等人,2020a， b,Tamas 等人,2021； 2023a， b)。

主要结构是一条 12 公长的大致北/南走向的曲线线,它被解释为 BBRFZ 的近海延续,很可能是一个相连的结构。这一关键的全盆地结构似乎划分了后来的变形和反转,作为重新活动的支撑,具有发育良好的南北走向、长（公级)波长褶皱和复杂的断层/褶皱关系,主要在东部发育的结构。这些几乎肯定对应于石炭纪晚期的第 2 组结构,与东西向缩短和反转有关,这些结构与大峡谷断层的右旋重新激活有关。靠近 BBRFZ 的陆上和近海岩石也保留了后来在第 3 组西北-东南二叠纪裂谷期间右旋转张再激活的证据。在转张变形期间形成的一系列大多平缓的西北-东南走向褶皱已被识别,特别是（但不限于)在 BBRFZ 下盘变形较小的上泥盆统地层中。

近海许多断层和裂缝已被绘制出来,裂缝拓扑分析已确定了 4 个主要趋势； ENE WSW、NE-SW、WNW-ESE 到 NW-SE 和 N-S,这与之前陆上和海上研究中发现的趋势一致。

主要的南北断层带通过后来的横切和连接断裂系统与更广泛的岩体相连。断层和裂缝网络似乎在更高的分辨率下连接得更好。这些发现可能对碳氢化合物勘探和开发以及马湾、东设得兰地台、东奥克尼盆地以及与设得兰以西的法罗设得兰盆地相关的许多地区的勘探和了解较少的古生代盆地的未来作业产生影响。 ,包括克莱尔盆地。

最后,诸如此类的多学科陆上-海上研究可能会在海上风电、潮汐能和海洋地质灾害项目中变得更加普遍,其中海底地貌的详细描述与地质解释相结合,作为现场调查的一部分（例如 Petrie 等人， 2022）。

作者声明

Utley:数据管理（领导）、形式分析（领导）、调查（领导）、可视化（领导）、写作 - 初稿（领导）、写作 - 审查和编辑（支持）。

Holdsworth:概念化（牵头）、资金获取（牵头）、调查（支持）、项目管理（牵头）、监督（牵头）、写作 - 初稿（支持）、写作 - 审查和编辑（牵头）。

Walker:形式分析（支持）、可视化（支持）、写作-审查和编辑（支持）。

Dempsey:调查（支持）、监督（支持）、写作-审查和编辑（支持）。

McCaffrey:监督（支持）、形式分析（支持）、写作-审查和编辑（支持）。

Dichiarante:概念化（领导）、写作-审查和编辑（支持）。

琼斯:数据管理（支持）、形式分析（支持）、调查（支持）。

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

数据将根据要求提供。

致谢

本文中包含的工作是在自然环境研究委员会 (NERC) 石油和天然气博士培训中心 (CDT) 的博士研究期间进行的[拨款号 NEM00578X/1],并由杜伦大学资助,该大学的支持非常感谢。BGS、UKHO 和 NSTA（以前的 OGA)因提供地质、测深和近海数据而受到认可,这些数据可根据 OGL（开放政府许可证)获取和复制。史蒂夫·安德鲁斯和一位匿名审稿人感谢他们非常有建设性的评论和评论。

附录 A 补充数据

本文的补充数据可以在线找到： https://doi。org/10.1016/j.jsg.2023.104922。

参考

Armitage, TB, Watts, LM, Holdsworth, RE, Strachan, RA, 2020。晚石炭世地壳壁边界断层的右旋挤压再激活,设得兰群岛:先存构造和岩性异质性的作用。

地质学会杂志,伦敦。 https://doi.org/10.1144/jgs2020-078。

Astin, TR, 1985。奥克尼群岛中泥盆世下伊代砂岩的古地理。苏格兰人。 J.地质学家。 21、353–375。 https://doi.org/10.1144/sjg21030353。

Astin, TR, 1990。苏格兰奥克尼群岛泥盆纪湖泊沉积物;对气候周期性、盆地结构和成熟历史的影响。 J.地质学家。苏克。 147, 141–151。 https://doi.org/10.1144/gsjgs.147.1.0141。

Baxter, AN, Mitchell, JG, 1984。苏格兰北部的 Camptonite-Monchiquite 堤群;年龄关系及其影响。苏格兰人。 J.地质学家。 20、297-308。 https://doi.org/10.1144/sjg20030297。

BGS,1982。Caithness 表 58 N - 04。W 固体地质。 1、250000（系列）。

英国地质调查局,1985a。奥克尼片 59 N - 04.W 固体地质。 1、250000（系列）。

BGS,1985b。苏格兰瑟索板材 116W。扎实的埃德。 1 (50), 000。

BGS,1986 年。威克,苏格兰,第 116E 页。扎实的埃德。 1 (50), 000。

BGS,1999 年。奥克尼群岛 1:100000 特别临时地图实体和漂移版。

BGS,2019。见:英国地质调查局近海地理索引。 mapapps2.bgs.ac.uk/geoindex_offshore/home.html。

Brown, JF、Astin, TR、Marshall, JEA,2019。苏格兰北部的古生代石油系统 - 露头类似物。见:Monaghan, AA、Underhill, JR、Hewett, AJ、Marshall, JEA（编辑） ,欧洲西北部的古生代戏剧,471。地质学会,伦敦,特别出版物,第 253-280 页。 https://doi.org/10.1144/SP471.14。

Chapman,NA,1975 年。对苏格兰凯斯内斯 Duncansby Ness 喷口的尖晶石单斜辉石岩捕虏体进行的实验研究。贡献。矿物。汽油。 51、223–230。 https://doi.org/10.1007/BF00372082。

3. SWAN：一种用于测绘海底地下水排放和近海地下水资源的地面拖曳模块化可控源电磁系统

文献摘要：近海淡水(OFG)和海底地下水排放(SGD)是沿海水文系统的重要组成部分。由于普遍缺乏实地数据，对全球大部分海岸线上的近海地下水系统及其与陆上系统的相互作用仍然缺乏了解。最近，可控源电磁(CSEM)技术已经成为一种很有前途的非侵入性方法，用于识别和表征 OFG 和 SGD。不幸的是，全世界的学术和研究机构中只有少数系统可用，并且应用仅限于特定地区。这些系统通常受到相对较高的部署成本、缓慢的数据采集速率、后勤复杂性和缺乏修改选项的限制。需要一个相对便宜和用户友好的 CSEM 系统来克服这些限制。我们介绍了 SWAN 的初步理论和实践进展，SWAN 是一种低成本、模块化、表面拖曳的混合时频域 CSEM 系统，能够探测水深 100 米的 OFG 和 SGD。该系统的现场测试在亚得里亚海中部的水深从几十米到大约 160 米之间进行，以说明其能力。通过其在时域和频域的连续测量能力，该系统已经证明了其在拖曳速度为 2.5 至 3kn 时获取高质量数据的有效性。由此产生的数据覆盖范围使系统能够检测到海底以下约 150-200 米深度的地下电阻率变化。SWAN 采用模块化、用户友好的设计，提供了一种方便、经济的方法来调查浅海环境的水文地质。

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

SWAN:一种水面拖曳式模块化受控源电磁系统,用于绘制海底地下水排放和近海地下水资源图

安娜·埃利安娜·帕斯托雷莎1 ,阿米尔·哈龙2,3、马克·E·埃弗雷特4 ,莉娅·罗德2 ,蒂斯·巴特尔斯2 ,马丁·沃拉茨-沃格特2 , 扎赫拉·法吉2 ,格萨·凯瑟琳娜·弗朗茨2 ,和亚伦·米卡莱夫1,5

https://doi.org/10.1190/tle42090590.1

摘要

近海淡水地下水（OFG)和海底地下水排放（SGD)是沿海水文系统的重要组成部分。由于现场数据普遍缺乏,人们对近海地下水系统及其与全球大多数海岸线陆上系统的相互作用仍然缺乏了解。最近,受控源电磁 (CSEM)技术已成为识别和表征 OFG 和 SGD 的一种有前途的非侵入性方法。不幸的是,全球学术和研究机构中只有少数系统可用,并且应用仅限于特定地区。这些系统通常受到相对较高的部署成本、缓慢的数据采集速率、后勤复杂性和缺乏修改选项的限制。需要一种相对便宜且用户友好的 CSEM 系统来克服这些限制。我们介绍了SWAN 的初步理论和实践发展,这是一种低成本、模块化、水面拖曳混合时频域CSEM 系统,能够检测100 m 水深的 OFG 和 SGD。该系统在亚得里亚海中部数十米至约 160 m 水深处进行了现场测试,以验证其性能。该系统能够在时域和频域进行连续测量,证明了其在以 2.5 至 3 kn 的拖曳速度运行时获取高质量数据的有效性。由此产生的数据覆盖范围使系统能够检测海底以下约 150-200 m 深度的地下电阻率变化。凭借其模块化、用户友好的设计， SWAN 提供了一种易于使用、经济高效的方法来研究浅海环境的水文地质。

介绍

地下水是一种重要的自然资源,在维持生态系统和满足人类需求方面发挥着至关重要的作用。在人口密度极高的沿海地区,地下水尤为重要。这里,饮用水地下水资源的脆弱性特别高,这在很大程度上是由于过去盛冰期地下水的侵位以及陆地地下水与近海地下水的相互作用。

海底地下水排放 (SGD) 和近海淡水地下水 (OFG) 资源是全球沿海水文地质学的重要组成部分（图 1）。然而,它们的不可接近性导致我们对其空间分布和动态的了解有限。伯内特等人。（2003)和谷口等人。 (2019) 将SGD 定义为从海底到沿海海洋的水流,无论流体成分或驱动力如何。另一方面， OFG是指储存在海底沉积物孔隙和裂缝中的水,其溶解固体总浓度低于海水（Micallef 等,2021）。

传统上,SGD 和 OFG 的研究依赖于钻井、钻孔测井、岩心分析和排放地点的水采样,所有这些都是点尺度测量,空间覆盖范围有限。近年来,海洋受控源电磁（CSEM)技术已成为一种有前途的非侵入性地球物理方法,具有连续的广域覆盖范围,有助于描绘远离点尺度“地面实况”地点的新鲜地下水的区域范围（例如,Evans 和Key,2016；Haroon 等人,2018、2021;Levi 等人,2018;Gustafson等人,2019；Attias 等人,2020、2021;Lippert 和 Tezkan 2020;Micallef 等人,2020 ;King 等人,2022）。

海洋 CSEM 方法利用人工可控源产生的电磁信号来探索地下地质。发射器中的时变电流在海底感应出电磁场并传播

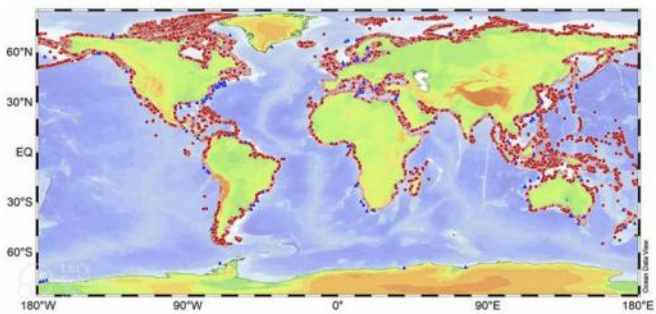


图 1.报告的新鲜 SGD（红色)和 OFG（蓝色)位点的全球分布。这些地点改编自 Luijendijk 等人。 (2020)和 Micallef 等人。 (2020）。该图像来自 Arévalo-Martinez 等人。 (2023）。

[1]马耳他大学地球科学系、海洋地质学和海底测量,马耳他姆西达。电子邮件:eliana.pastoressa@um.edu.mt; aaron.micallef@um.edu.mt。

2 GEOMAR 亥姆霍兹基尔海洋研究中心,德国基尔。电子邮件:aharoon@geomar.de； lrohde@geomar.de； tbartels@geomar.de; mwollatz-vogt@geomar.de； zfaghih@geomar.de； gfranz@geomar.de。

[3]夏威夷大学马诺阿分校、夏威夷地球物理与行星学研究所、海洋与地球科学与技术学院,檀香山,美国夏威夷。电子邮件:aharoon@hawaii.edu。

4 德克萨斯农工大学地质与地球物理系,美国德克萨斯州大学城。电子邮件:everett@geo.tamu.edu

[5]蒙特利湾水族馆研究所,莫斯兰丁,加利福尼亚州,美国。

下载自http://pubs.geoscienceworld.org/tle/article-pdf/42/9/590/5946845/tle42090590.1.pdf

穿过不同的地质构造,并受到所遇到的不同地层的电阻率的影响。每个涡轮场由位于距发射源不同距离的接收器阵列测量,从而允许电磁信号绘制不同深度的地下地图。由于新鲜和含盐孔隙流体表现出不同的电阻率值,CSEM 方法提供了一种确定海底流体特性的有效方法。虽然 CSEM 技术在对海底下新鲜的孔隙流体进行成像方面显示出巨大的前景,但它们尚未得到广泛应用。

例如,商用电磁勘测系统不太适合浅海环境。

这些系统主要为石油和天然气勘探而设计,对于调查浅水环境中海底数百米的上部来说并不是最佳选择。它们部署起来很麻烦,传输的强电流需要经过培训的人员才能安全操作,缺乏检测浅海海底结构的灵敏度,并且为表征感兴趣的目标（OFG 或 SGD)提供的数据分辨率有限。使用现有的商业系统进行近海岸地下水研究需要昂贵的改造。

只有少数研究小组成功开发和部署了能够在这些环境中运行的内部电磁勘测系统。这些团体包括联邦地球科学和自然资源研究所、GEOMAR 亥姆霍兹海洋研究中心（例如 Haroon 等人,2021 年)和科隆大学（例如 Schwalenberg 和 Engels,2011 年;Haroon等人,2018 年)在德国;英国国家海洋学中心（Attias等,2016）;中国的中国海洋大学（例如,Wang 等,2021)和中国地质大学（Jing等,2016）;和美国斯克里普斯海洋研究所、伍兹霍尔海洋研究所和哥伦比亚大学（例如,Sherman 等人,2017 年;Gustafson 等人,

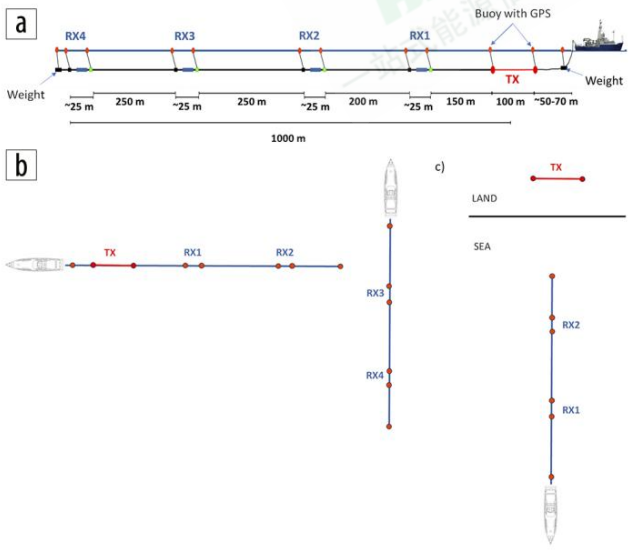


图 2. SWAN 表面拖曳式 CSEM 系统设置用于 (a) 在线测量,其中水平电偶极发射器 (TX) 和接收器 (RX) 在船舶后面在线拖曳; (b) 3D 测量,其中一艘船拖曳一系列缩短的串联水平电偶极发射器和两个接收器,第二或第三艘船独立于第一艘船移动,仅拖曳接收器; (c) 两栖测量,水平电偶极子放置在岸上,接收器由一艘或多艘船只拖到近海。

2019;金等人。 2022）。在这些方法中,一些方法涉及沿海床牵引系统并停在预定的站点（Yuan 和 Edwards,2000;Gehrmann 等人,2015;Micallef等人,2020）,而另一些方法则连续拖曳系统穿过水柱（例如,Constable 等人,2016 年;Sherman 等人,2017 年;Gustafson 等人,2019 年）。这些学术系统虽然适用于浅水区,但具有一个或多个缺点,例如相对较高的部署成本、缓慢的数据采集、后勤复杂性或有限的定制选项。此外,值得注意的是,并非所有学术系统都有能力有效地绘制水体中的 SGD,因为数据可能无法沿剖面连续获取。

本文提出的 CSEM 系统解决了上述一些问题,特别是开发一种具有成本效益的方法来采集时域和频域的电磁数据,从而缓解时域 CSEM 系统采集速度慢的问题。此外,该系统可重新配置,允许使用不同的接收器类型、方向和位置,以选定的分辨率瞄准不同的深度（图 2）。该系统可以促进水体和水深小于100 m的浅层海底的调查。在这里,我们介绍了SWAN 系统的开发过程,包括系统设计、功能和亚得里亚海中部首次现场试验的初步结果。

我们方法的一个关键方面需要进行广泛的研究,以确定研究海底 (OFG) 和 SGD 中新鲜孔隙流体的最佳偏移和频率。为了实现这一目标,我们使用一维合成模型检查了电磁场分布。通过这种分析,我们深入了解了系统对含水层不同特征的敏感性,使我们能够确定偏移量和频率的合适组合。通过根据这些发现改进系统参数,我们增强了其检测和表征 OFG 的性能。

为了评估系统在现实条件下的功能,我们在意大利近海的亚得里亚海中部进行了现场测试。该区域是根据预先存在的地质和地震数据选择的,这些数据表明可能存在淡水地下水（例如,Amorosi 等人,2016 年;Pellegrini 等人,2018 年）。

现场测试用于验证系统在识别和评估 OFG 存在方面的有效性,并评估其适用性和性能。

在整个开发过程中,我们非常注重效率和成本效益。我们利用现有的商业仪器并进行严格的调查,优化了 SWAN 系统的设计参数。通过展示我们的研究结果,我们的目标是为海洋环境中新鲜孔隙流体成像的 CSEM 技术的进步做出贡献,并鼓励其他人使用所提供的信息作为开发自己的 CSEM 技术的蓝图。

值得承认的是,SWAN 系统与Engelmark 等人描述的拖曳拖缆系统有相似之处。 （2014）。 SWAN 是拖缆系统的缩小版,经过专门针对 SGD 和 OFG 等浅水结构的研究而进行了修改。

虽然现有的商业系统通常没有设计

下载自http://pubs.geoscienceworld.org/tle/article-pdf/42/9/590/5946845/tle42090590.1.pdf

考虑到浅层结构测绘,SWAN 系统通过提供一种经济高效的解决方案来获取近海岸地区的高密度电磁数据,从而填补了这一空白。通过明确承认 Engelmark 等人描述的技术。 (2014),我们的目标是强调 SWAN 系统和现有方法之间的相似之处,同时强调SWAN 系统的独特功能和重点。

方法

SWAN系统遵循水面拖曳概念,在近海岸调查中表现出高效率和有效性。水面拖曳配置通常允许在浅水中快速采集数据,同时避免海底拖曳造成的环境破坏。此外,它克服了与用于 CSEM 数据收集的固定海底节点相关的较慢勘测速度的限制。

SWAN 系统旨在获取时域和频域数据,以促进海岸线附近的各种应用（图 2）。

仪器设计。 SWAN CSEM 系统（图 2)是利用市场上现有的地球物理组件开发的,即 Zonge International 的 ZT-30 发射机和 Magson GmbH 的自电位数据记录仪。该系统被配置为水面拖曳式偶极子系统,专为海底电力勘探而设计。它由一个 100 m 长的水平电偶极子和一个最多四个 25 m 长的自主接收器单元组成的阵列,每个单元携带一个 10 m 长的水平电偶极子。在牵引配置中,这些接收器单元沿着绳索以不同的偏移量串联连接,并且它们自主运行,如图 2 所示。

接收单元和控制单元由电池供电,使用寿命超过72小时。每个单元都包括自己的数据记录器和安装在钛压力缸中的前端电子设备,但也可以使用铝或丙烯酸塑料等其他材料来降低成本。数据采样频率高达 10 kHz。 GPS 用于保持时间同步,并由芯片级原子钟进一步支持。接收偶极子配备一对 Silvion 的 Ag/AgCl 电极,固定在接收器单元的压力缸上。源信号由研究船上的电流发射器生成,能够为任意阶跃函数产生高达 30 A 的电流。控制单元记录传输的电流和电压。发射器和接收器使用 GPS 进行同步,并且使用位于每个发射器电极、每个接收器上方和拖缆尾部的多个浮标上的GPS 跟踪来连续确定定位。为了减轻船舶交通造成的潜在损害,可在部署前将拖缆深度调整到海面以下 1 至 10 m 之间。开发的重点转向设计具有足够应变能力的运载拖缆,可在中小型研究船中部署,以相对较低的成本满足高质量仪器的要求。重要的是要注意市场上存在替代的发射器和接收器实施例并且可以部署在SWAN承载系统上。

组成该系统的不同部分,从接收器到放置浮标,通过软连接到拖缆每个接头处都应用了枷锁,使系统模块化,仅包含少量金属部件。模块化系统的设计通过简单的卡入式连接安装不同的元件,使得系统能够适应不同的目标深度,从而促进各种类型的测量。

如图 2a 所示,不同模块在不同载体配置上的布置能够最终获取电磁场的附加分量,从而促进高效的 3D 测量（见图 2b）。 Magson GmbH 的数据记录仪配备三个通道,用于测量所有电场分量。在岸上部署发射机可以进行跨越海岸线的两栖 CSEM 测量（见图 2c）,以捕获陆地地下水层与潜在 SGD 和 OFG 地点的连通性。

对目标的敏感性。在进行每次 CSEM 调查之前,解决关键的实际调查设计问题至关重要,以确保调查的有效性。这些问题包括确定发射器和接收器之间的最佳距离、评估预期信号电平以及确定最合适的源频率。这些参数可能受到各种因素的影响,包括地下层的厚度和电阻率。例如,发射器和接收器之间距离的选择取决于检测目标特征所需的调查深度。较深的目标可能需要较大的发射机-接收机偏移才能有效穿透地下,而较浅的目标可能需要较小的偏移以获得较高分辨率（例如 Chave 等人,2017）。频率源的选择也至关重要,因为不同的频率提供不同的穿透深度和对不同地下电阻率结构的敏感度。较高的频率可提供较高的分辨率,但会降低穿透深度,而较低的频率可以到达更深的目标,但可能会牺牲分辨率（Spies,1989）。

此外,地下层的厚度和电阻率在确定CSEM 响应的幅度和相位方面起着重要作用。了解这些参数如何影响 CSEM 数据有助于解释结果并区分与 OFG 或其他地下特征相关的异常。为了确定这些参数（发射机和接收机之间的最佳距离以及最佳源频率）,使用典型 OFG 模型进行了灵敏度研究。为了实现这一目标,使用 Everett 和 Chave (2019) 开发的代码进行了采用一维合成建模的测试。

一维综合模型是根据Micallef 等人的成果构建的。 (2021),他分析了描述不同大陆边缘305 个 OFG 事件的数据库。研究发现,大多数 OFG 体位于距海岸 55 公里范围内,均位于碳酸盐岩和硅质碎屑岩系统中,水深可达100 m。它们通常出现在海底最浅的部分（前一百米）。

开发了水深为50 m、海水电导率为 5.0 S/m（地中海海水电导率)的规范平面分层一维模型。第一覆盖沉积层厚度为30 m,电导率为0.7 S/m,随后的含水层厚度为50 m,电导率较低（0.09 S/m）。电动的在线响应

下载自http://pubs.geoscienceworld.org/tle/article-pdf/42/9/590/5946845/tle42090590.1.pdf
尼夫里 r

计算由在地下拖曳的水平电偶极子产生的场,如结果部分所示。

实地调查。 SWAN 系统于 2023 年 5 月在亚得里亚海中部的 G. Dallaporta 船上进行了现场测试,特别是在马尔凯地区安科纳的特龙托河和普利亚地区福贾的福尔托雷河之间的沿海地区。

亚得里亚海盆地西部形成于亚平宁造山运动早期,是一个普利奥第四纪前深盆地,由于亚平宁俯冲作用而向东移动（Cattaneo和Trincardi,1999）,其特点是泥质为主,

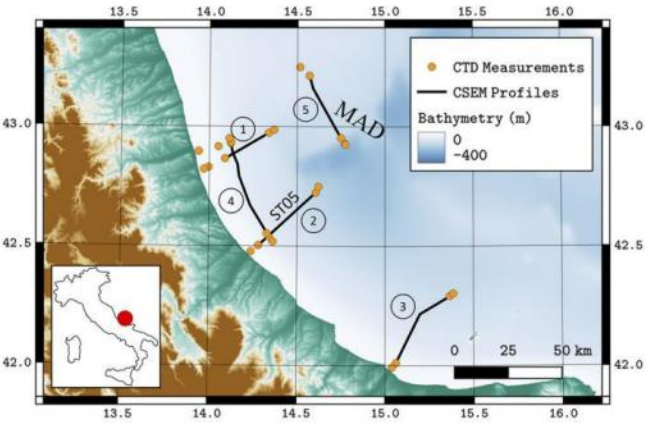


图 3.亚得里亚海中部西海岸的数字高程图（来自 Tarquini 等人,2023 年）。黑色实线是 CSEM 测量的五个轮廓,而黄点表示 CTD 测量或抓取采样的点。CTD 测量位置由 Claudio Pellegrini、Alessandra Mercorella（CNR 意大利）和 Bruno Campo（博洛尼亚大学）提供。 ST05 表示 Maselli 等人解释的地震剖面。 (2011) 并如图 8 所示。

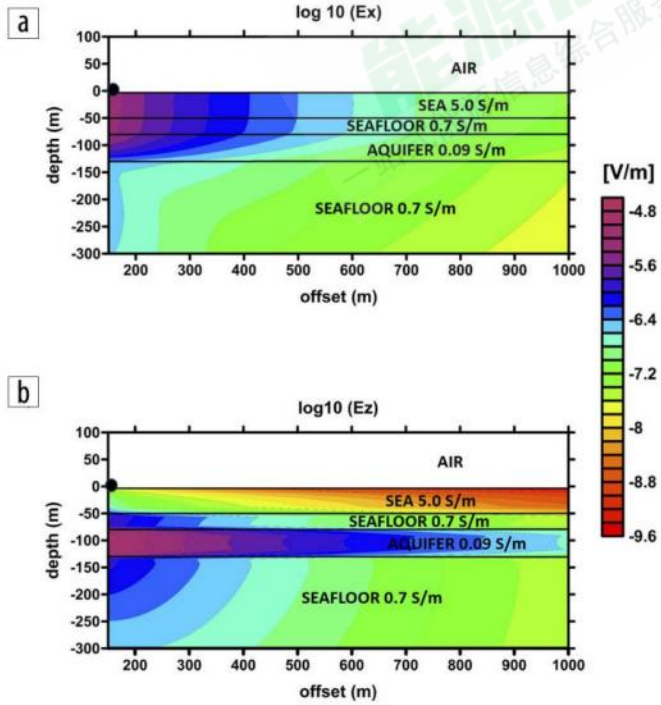


图 4.分层含水层模型的在线 (a) 水平电场和 (b) 垂直电场响应。色标描绘了相应电场分量的幅度。黑点是位于偏移 = 0 m 处的发射机源,频率源设置为 1 Hz。

受海平面变化影响的海侵沉积序列（Maselli et al., 2011）。20-90 m 深度处存在较粗的层,表明存在来自阿尔卑斯山和亚平宁山脉的河流通道（Asioli 等,2001）,这些河流有可能成为淡水储层。

我们的目标是使用 SWAN 系统沿着亚得里亚海中部的横断面调查海底以下 100 m 的最高层。为了有效地获取高质量数据,该系统采用串联配置,利用两个接收器放置在距发射器约 260 和 520 m 的位置,位于海面以下 7 m 的深度。该系统的每次部署和恢复（包括将其从滚筒上卷绕和展开)大约需要 40 分钟。

数据采集沿着五个采集剖面（见图 3)连续进行,覆盖总长度约 176 公里。这些剖面在五天内完成,每天运行约 9 小时,平均采集速度约为 2.5 海里。

周期为 4 s、电流为 25 A、占空比为 50% 的方波电流信号通过 100 m 水平电偶极子沿剖面 1 和 2 传输并注入地下。对于剖面 3、4 和 5,使用 2 s 的输入信号周期是因为初步数据处理表明,在定义的源-接收器偏移处达到直流电流不需要1 s 瞬态。通过将周期缩短至 2 秒,可以测量更多信号,从而增加可用于叠加的数据量,从而进一步提高信噪比。最终选择50% 占空比信号（时域采集)作为本次调查的首选采集波形,因为ZT-30 发射机中的热量发展仍然存在不确定性。 50% 的占空比在这方面是保守的,因为信号仅在 50% 的时间内传输,考虑到在冷却的实验室环境中多个小时的 100% 占空比传输是可行的。在每个测量剖面的开始和结束时收集电导率温度深度 (CTD) 传感器数据,以补充获取的CSEM 数据并约束后续反演过程中水柱的电阻率剖面。尽管该系统在技术上能够在多天的采集过程中连续运行,但每天都会下载和审查收集的数据。

为了证明测量数据可以用合理的电阻率模型来解释,使用一维奥卡姆反演对所获取的时间序列的示例性摘录进行了处理和反演（Constable 等人,1987）。

结果与讨论

综合建模使我们能够确定合适的发射机-接收机偏移和源频率,以研究OFG 和 SGD。此外,为了演示和验证所开发系统的功能,我们还展示了在亚得里亚海现场测试期间收集的 SWAN CSEM 测量数据的第一个结果。

综合建模结果。通过分析图 4 所示一维模型激励电场响应的串联水平 Ex 和垂直 Ez 分量的空间分布,我们可以确定海洋和含水层的影响。

下载自http://pubs.geoscienceworld.org/tle/article-pdf/42/9/590/5946845/tle42090590.1.pdf

Ex 响应在靠近发射器的地方显示其最高值,发射器位于图的左边缘的空气/海洋界面处。相反,在深海海底较远的距离观察到最小值。由电阻含水层的存在引起的 Ex畸变在图 4a 中清晰可见。相比之下,导电海水显着降低了 Ez 响应,而与沉积物覆盖层和基底层 (0.7 S/m) 相比,含水层 (0.09 S/m) 的电阻更大,因此在一定程度上增强了 Ez 响应。由于 Ez分量固有的小信号幅度、相应的信噪比问题以及拖曳式 Ez 接收天线的不稳定运动引起的失真,是否可以在靠近海面的位置测量 Ez 分量仍然存在疑问（Goldman 等人，2015）。

通过研究模拟电场响应与海面发射机距离的关系,我们观察到,在超过 200 m 的范围内,有含水层模型的 Ex 响应大于无含水层模型的 Ex 响应（蓝线)如图 5所示）。另一方面,在偏移量小于 500 m 时,含水层模型的 Ez 响应幅度低于无含水层模型的幅度,但在偏移量较大时则幅度较高（图 5 中的红线）。

值得一提的是,在该模拟中,串联 Ex响应是主要成分,因为其幅度超过串联 Ez 几乎三个数量级。从实际角度来看,这些信息是相关的,因为 Ex 更容易测量并且不易受到信噪比问题的影响。

系统地改变规范模型中的不同模型参数表明,海水深度对 Ex 和 Ez 响应都有很大影响,通常随着水深从 10 m 增加到 200 m,导致振幅减小并降低含水层响应。这是 CSEM 等扩散方法的预期结果。因此,在实地研究之前应进行彻底的建模研究,以确定含水层是否可以在预期水深处检测/解析。此外,建议获得高分辨率测深模型,以减少测量数据解释的不确定性。通过计算具有和不具有含水层的模型在 50、200 和 350 m 偏移量以及三个频率（0.1、1.0 和 10)下 Ex 响应的绝对差异,对上覆层厚度和电阻率进行了全面的灵敏度分析。赫兹。图 6 中等值线的主要垂直方向表明,含水层的 Ex 响应对上覆岩层厚度比上覆岩层电导率更敏感。在考虑的最高频率 (10 Hz) 和最大偏移 (350 m)处观察到最大影响。

从使用一维正演模型进行的分析开始,我们考虑了150 至 1000 m 之间的发射机-接收机偏移（见图 2）。敏感性研究表明包括从短偏移量到大偏移量分布的接收器有助于限制浅层沉积物电导率,这最终有助于在数据反演中解决含水层问题。

出于后勤原因,阵列的总长度保持在 1 公里。

现场测试结果。在亚得里亚海中部收集 CSEM 数据后,初步质量控制检查确保获得良好的信噪比。将传输 25 A 电流获得的信号（图 7c)与未传输时测量的信号（图 7d)进行比较时,很明显,使用有源发射器测量的信号幅度大约为一到两个数量级大于背景噪声。这种显着差异允许对测量数据进行分析,而无需进行大量处理。

在没有发射器电流的情况下获取的两个数据集的功率谱显示,电磁噪声在大约 50 Hz 频率处有一个明显的峰值,这归因于电力

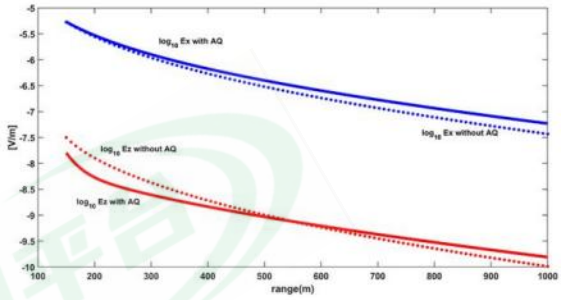


图 5.针对具有含水层的一维模型（实线)和不具有含水层的一维模型（虚线)计算出的电场 Ex（蓝线)和 Ez（红线)分量的响应,在距模型不同距离处检测到发射机,位于海面,并使用 1 Hz 的频率源。

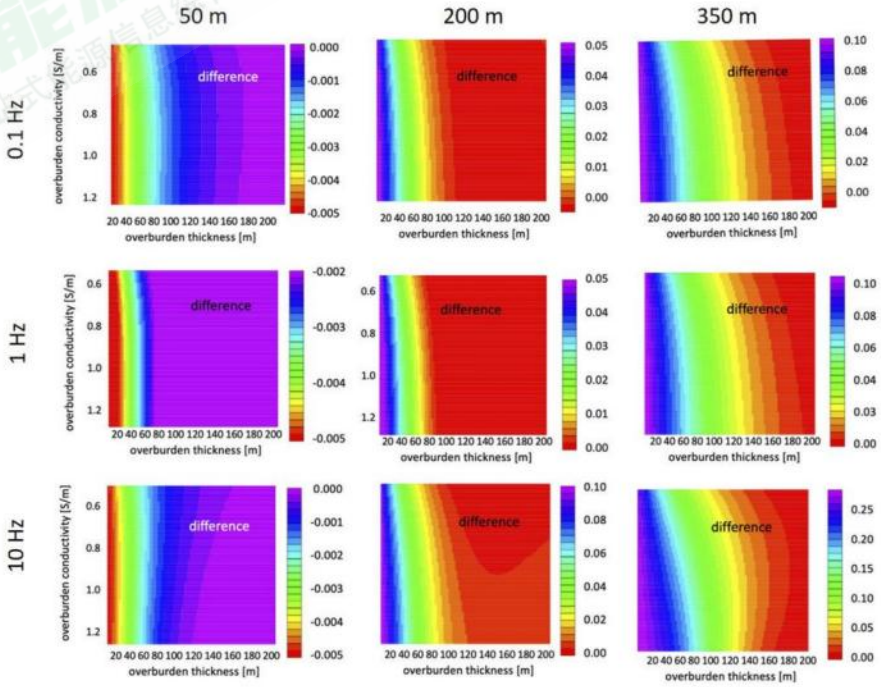


图 6.带含水层的一维模型和不带含水层的一维模型的 Ex 响应的绝对差异,计算时考虑了不同沉积物覆盖层的厚度和电阻率,源频率为 0.1 Hz（顶行）、1 Hz（中行)行)和 10 Hz（底行）； 50 m 范围（左栏）； 200 m 范围（中柱）;和 350 m 范围（右栏）。

下载自http://pubs.geoscienceworld.org/tle/article-pdf/42/9/590/5946845/tle42090590.1.pdf

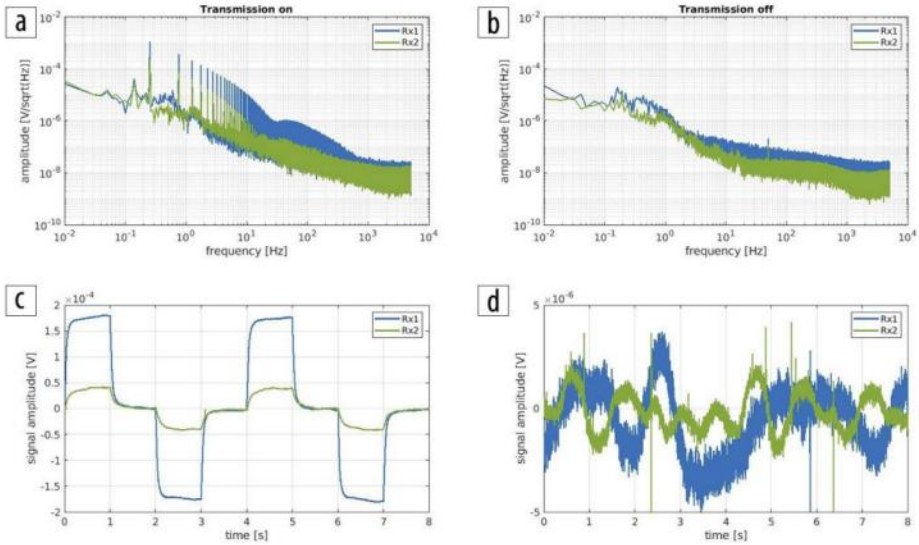


图 7. (a) 功率谱和 (c) 通过在海底注入 25 A 电流获得的电场测量时间序列信号。 (b) 功率谱和 (d) 测量的时间序列背景噪声。

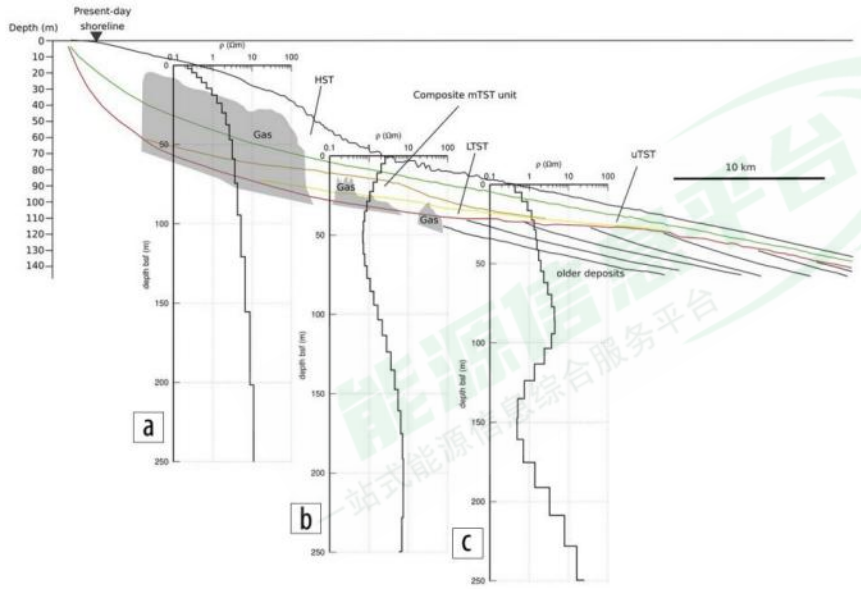


图 8.使用一维奥卡姆反演和 Masselli 等人之后重新绘制的地层解释的电阻率-深度模型叠加。 （2011）。图 3 中的地图上标出了地震剖面的位置 (ST05)。 (a) 15 m、(b) 60 m 和 (c) 80 m 水深处的电阻率深度模型。绿色、橙色和黄色线表示高位体系域 (HST) 和上部海侵体系域 (uTST)、uTST 和中海侵体系域 (mTST) 以及 mTST 和低位海侵体系域 (LTST) 之间的界面边界。 ）。红线表示与最近海平面下降相关的不整合面的现代深度。气体的存在是通过地震消隐来确定的（参见 Masselli 等，2011），并用灰色区域表示。电阻率模型的深度是指海底以下的深度。

日常使用的传输线和电子设备。因此，亚得里亚海数据集中与该频率相关的高震级可能是由于靠近亚得里亚海西海岸，并且可能是由于海上石油和天然气平台的广泛存在。

当传输 25 A 的电流时（图 7a 和 7c），与激发的源电流相比，这些人为畸变是次要的。然而，应该指出的是，这些噪声考虑因素取决于测量区域，并且对于靠近海岸线进行的测量可能发挥更重要的作用。

沿第 2 行获得的数据摘录（参见图 3）经过处理和反演以演示系统的功能。这摘录包括在大约 15、60 和 80 m 水深处采集的处理数据。图 8 显示了一维反演模型，以电阻率-深度图的形式表示，覆盖了从Maselli 等人的地震数据中获得的地层解释。 （2011）。在接近当今海岸线的浅水深度， Maselli 等人。 (2011) 指出气体的存在，导致电阻率随着深度的增加从低于 1 Ωm 明显增加到大约 6 Ωm（左电阻率模型）。这些值位于海洋沉积物和气体异常的典型电阻率范围内（例如，Attias等人，2018）。 CSEM 数据很好地解析了气体单元的上边界和相关的电阻率增加。

高位沉积物和海侵体系域沉积物表现为覆盖更具电阻性的老沉积物的导体。在剖面中心（水深约 60 m），水深变化迅速，预计二维效应会叠加获取的CSEM 数据。在这里，额外的复合中间海侵体系域沉积物的出现导致较厚的低电阻单元覆盖较旧的沉积物。预计潜在的 OFG 体将在此深度范围内，但使用此初步一维反演方法无法确认其存在。我们注意到所提出的一维电阻率模型结果是初步的。反演仅旨在证明测量数据可以符合海洋环境预期的合理电阻率值。这里，反演模型表明，海水饱和沉积物的电阻率通常为 0.5–2 Ωm。近岸区域中天然气的存在大大增加了电阻率随深度的变化，而在远离海岸线的区域获取的 CSEM 数据与 Maselli 等人的地层解释一致。 （2011）。然而，沿每个测量样线的严格解释将需要更广泛的处理和二维约束/二维反演，因此将在项目的后期阶段进行。

结论

新开发的 SWAN CSEM 系统在绘制 OFG 和 SGD 方面具有显着的能力，在成本效益、模块化和水面拖曳功能方面具有独特的优势，适合浅海近岸作业。

下载自http://pubs.geoscienceworld.org/tle/article-pdf/42/9/590/5946845/tle42090590.1.pdf

海洋环境。此外，该系统通过其用户友好的设计提供了后勤优势，无需大量技术协助即可实现高效、独立的操作，从而提高工作流程效率，特别是在时域采集方面。

系统获得的现场测试数据成功地证明了其功能。通过在时域和频域上进行连续测量，该系统能够以 2.5-3 kn 的速度获取高质量数据，有效检测地下约150-200 m 深度的电阻率变化。通过将发射器-接收器偏移量增加到 450 m 以上，可以实现更高的穿透深度。

SWAN 系统的一项显着优势是它能够适应不同的深度和不同的分辨率要求。其模块化设计允许进行定制，以满足各种勘探需求，确保即使在复杂的地质环境中也能获取高质量的数据。

尽管测试阶段总体取得了成功，但在测量过程中遇到了某些挑战。设计用于陆地和海上操作的发射器定位系统被证明不适合在船舶移动期间进行连续测量。船舶的持续运动导致 GPS 引导的发射机同步单元周期性中断，需要手动干预才能重新启动传输。为了缓解这个问题，我们正在计划更新发射机同步系统，以确保不间断的连续测量。

总体而言，SWAN 系统在解决有关 OFG 和 SGD 的全球研究问题方面具有显着优势。
其成本效益、模块化和水面拖曳功能使其成为研究近海岸环境中这些现象的宝贵工具，为了解陆上-海上流体交换的复杂动态提供见解。通过克服后勤挑战和增强系统能力，该系统有可能为全球范围内理解和管理 OFG 和 SGD做出重大贡献。

TLE

致谢

我们谨向审稿人表示衷心的感谢，他们的辛勤工作为提高我们手稿的清晰度和准确性做出了巨大贡献。我们衷心感谢《前沿》的编辑们在整个出版过程中给予我们的持续支持和鼓励。我们感谢2021 年马耳他能源和水务 R&I 补助计划（能源和水务局）提供的宝贵支持。

我们要感谢 G. Dallaporta、国家研究委员会、海洋科学研究所 CNR ISMAR 和博洛尼亚大学的工作人员在现场测试期间提供的帮助。特别感谢 Katrin Schwalenberg 和联邦地球科学与自然资源研究所借用绞车进行测量，并感谢B. Tezkan 和科隆大学的技术人员坚定不移的技术支持。

数据和材料的可用性

与这项研究相关的数据是可用的，可以通过联系相应的作者来获取。

通讯作者: eliana.pastoressa@um.edu.mt

参考

Amorosi, A.、V. Maselli 和 F. Trincardi，2016，晚第四纪源-汇系统的陆上到近海解剖（波平原-
亚得里亚海，意大利）：地球科学评论， 153, 212–237，https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2015.10.010。

Arévalo-Martínez, DL, A. Haroon, HW Bange, E. Erkul, M. Jegen, N. Moosdorf, J. Schneider von Deimling, et al., 2023，想法和观点：通过地下水实现陆地与海洋的连通性：生物地球科学， 20，没有。 3、647-662，https://doi.org/10.5194/bg-20-647-2023。

Asioli, A.、F. Trincardi、JJ Lowe、D. Ariztegui、L. Langone 和F. Oldfield，2001 年，晚冰期期间亚得里亚海中部亚千禧年规模的气候振荡：古海洋学意义：第四纪科学评论， 20，无。 11、1201–1221，https://

doi.org/10.1016/S0277-3791(00)00147-5。

Attias, E.、S. Constable、D. Sherman、K. Ismail、C. Shuler 和 H. Dulai， 2021 年，夏威夷近海淡水羽流的海洋电磁成像和体积估计：地球物理研究快报，48，第 1 期。 7、https://doi.org/10.1029/2020GL091249。

Attias, E.、D. Thomas、D. Sherman、K. Ismail 和 S. Constable，2020 年，海洋电成像揭示了夏威夷新颖的淡水运输机制：《科学进展》， 6，第 1 期。 48，eabd4866，https://doi。org/10.1126/sciadv.abd4866。

Attias, E., K. Weitemeyer, S. Hölz, S. Naif, TA Minshull, AI Best, A. Haroon, M. Jegen-Kulcsar, and C. Berndt, 2018，海洋天然气水合物结构的高分辨率电阻率成像通过CSEM 拖曳和海底接收器数据的组合反演：国际地球物理杂志， 214， no。 3、1701-1714，https://doi.org/10.1093/gji/ggy227。

Attias, E.、K. Weitemeyer、TA Minshull、AI Best、M. Sinha、M. Jegen Kulcsar、S. Hölz 和 C. Berndt，2016 年，气体中海底流体流动结构的受控源电磁和地震描绘挪威近海水合物省：《国际地球物理杂志》， 206，第 1 期。 2、1093-1110，https://doi.org/10.1093/gji/ggw188。

Burnett, WC、H. Bokuniewicz、M. Huettel、WS Moore 和M. Taniguchi，2003 年，沿海地区的地下水和孔隙水输入：生物地球化学， 66, 3–33，https://doi.org/10.1023/
B:BIOG.0000006066.21240.53。

Cattaneo, A. 和 F. Trincardi，1999，亚得里亚海陆缘海晚第四纪海侵记录：盆地扩大和相分区， KM Bergman 和 JW Snedden编辑，孤立的浅海砂体：层序地层分析和沉积学解释：SEPM，127–146，https://doi.org/10.2110/pec.99.64.0127。

Chave, AD、ME Everett、J. Mattsson、J. Boon 和 J. Midgley，2017 年，浅水中频域受控源电磁学物理学。 1：各向同性电导率： 《国际地球物理杂志》， 208，第 1 期。 2、1026-1042，https://doi.org/10.1093/gji/ggw435。

Constable, S.、PK Kannberg 和 K. Weitemeyer，2016，Vulcan：深拖 CSEM 接收器：地球化学地球物理学地球系统， 17，第 1 期。 3、1042–1064，https://doi.org/10.1002/2015GC006174。

Constable, SC、RL Parker 和 CG Constable，1987 年，奥卡姆反演：从电磁探测数据生成平滑模型的实用算法：地球物理学， 52，第 1 期。 3、289-300， https://doi.org/10.1190/1.1442303。

Engelmark, F.、J. Mattsson、A. McKay 和 Z. Du，2014 年，拖曳式飘带EM 成熟：首次突破， 32，第 1 期。 4、75-78，https://doi。org/10.3997/1365-2397.32.4.74381。

Evans, RL 和 K. Key，2016 年，使用电磁方法绘制近海淡水沉积物：第二届应用浅层海洋地球物理会议，EAGE，https://doi.org/10.3997/2214-4609.201602169。

Everett, ME 和 AD Chave，2019，地面受控源电磁地球物理学中的能量流：欧洲物理学杂志， 40，第 1 期。 6、065202，https://doi.org/10.1088/1361-6404/ab3de5。

Gehrmann, RA, J. Dettmer, K. Schwalenberg, M. Engels, SE Dosso和 A. Özmaral, 2015，德国北海受控源电磁数据的跨维贝叶斯反演：地球物理勘探， 63，第 1 期。 6、1314-1333，https://doi。

org/10.1111/1365-2478.12308。

下载自http://pubs.geoscienceworld.org/tle/article-pdf/42/9/590/5946845/tle42090590.1.pdf

4. 用标准泥浆气绘制稠油粘度图的新方法——以 Peregrino 油田为例

文献摘要：Peregrino 是巴西近海坎波斯盆地的一个重油油田。该油田于 2011 年开始生产，第二阶段于 2022 年投产。更多的开发钻井正在进行中。在有限的探井中，第二阶段的油粘度变化很大，范围在 30～180cp 之间。储层粘度的任何变化都会导致采收率的巨大差异。储层油粘度的获取方法有井下测井取样、泥浆气、岩屑抽提物、地面采油等。我们之前的研究表明，泥浆气可以提供实时、连续的油藏油性。由于开发钻井中使用水基泥浆，脱气器温度较高，标准泥浆气体数据质量较好，气体组分 C1～C3 较轻。标准的泥浆气测井是泥浆测井服务的一部分，并且不需要额外的成本来获取数据。基于 Peregrino 油田的储层流体数据库，我们进行了深入的研究。结果表明，甲烷/乙烷比和甲烷/丙烷比是表征储层油粘度的最佳参数。在采用标准泥浆气的新方法之前，我们将结果与 PVT(压力体积温度)样品和压力点的测量结果进行了广泛的比较。对比表明，基于标准泥浆气的简单方法提供了一种油粘度分类方法，可以区分给定井中的高粘度和低粘度流体。从储层流体数据库中确定了这两个类别的阈值，泥气法的结果与 PVT 分析的实验结果非常吻合。后者被认为是最基本的真理答案。因此，我们采用了一种基于标准泥浆气数据的简单方法，为未来的井绘制油粘度图，这种使用标准泥浆气数据的新方法提供了一种实时方法，可以在不需要数据采集成本的情况下，随井轨迹确定连续的油藏油粘度。随着钻井数量的增加，我们将很快实现不同储层中油层粘度的详细、准确分布。

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

SPE-215525-MS

从标准泥浆气中绘制重油粘度的新方法 – A 佩雷格里诺油田的野外案例

MC Bravo 和 A. Cely,Equinor ASA； D. Xavier、L. Masutti 和 M. Souza,Equinor 巴西； S. Donnadieu 和 T. 其中,Equinor ASA

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/215525-MS

本文准备于 2023 年 9 月 5 日至 8 日在英国苏格兰阿伯丁举行的 SPE Offshore Europe 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 项目委员会选择了这篇论文进行演示。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

Peregrino 是巴西近海坎波斯盆地的一个稠油田。该油田于 2011 年开始生产,二期工程于 2022 年投产。更多开发钻探工作正在进行中。二期油品粘度与有限探井相比变化较大,范围为30～180cp。油藏粘度的任何变化都会导致石油采收率的巨大差异。因此,随着开发钻井的进行,更新储层中的粘度分布非常重要。

获取储层石油粘度的方法有多种,包括井下测井取样、泥浆气、岩屑提取物、地表石油取样等。我们之前的研究表明,泥浆气可以提供实时、连续的储层石油特性。由于开发钻井采用水基泥浆,脱气器温度较高,标准泥浆气体数据质量较好,为轻质气体组分C1至C3。标准泥浆气测是泥浆录井服务的一部分,获取数据无需额外费用。我们能否开发一种简单的方法来根据“免费”标准泥浆气体数据来预测石油粘度?

基于 Peregrino 油田的储层流体数据库进行了彻底的研究。结果表明,甲烷/乙烷和甲烷/丙烷比是与油藏粘度相关的最佳参数。在采用使用标准泥浆气的新方法之前,我们将结果与PVT（压力体积温度)样品和压力点的测量进行了广泛的比较。比较表明,基于标准泥浆气的简单方法提供了一种油粘度分类,可以区分给定井中的高粘度流体和低粘度流体。这两类的阈值是从储层流体数据库中确定的,泥浆气体方法的结果与PVT分析的实验结果非常吻合。后者被视为真实答案。因此,我们采用了一种基于标准泥浆气体数据的简单方法来绘制未来油井的石油粘度。

使用标准泥浆气体数据的新方法提供了一种实时方法来识别沿着井路径的连续储层油粘度,而无需数据采集成本。随着钻井数量的增加,我们很快就会获得详细、准确的不同油藏的油藏粘度分布。

油藏粘度图为进一步优化钻井目标和井位、提高采收率奠定了基础。

介绍

Peregrino 是位于巴西坎波斯盆地南部近海的重油（14API,150 至 350 cP)油田（图1），于 1994 年发现,于 2011 年开始生产。该油藏由浊积岩沉积的 Carapebus 组砂岩组成位于晚白垩世的上斜坡环境中。



图 1 Peregrino 油田位置图。

由于几个沉积事件的重叠和沉积后侵蚀,该油田被分为几个部分。在内部,储层被细分为由内部不整合面和洪水面定义的不同地层单元。

该油田目前的开发计划分为两个阶段:一期是水平井排油最成熟的区域,二期正在开发中,有五口开发井。这两个地区的策略包括水平生产井和注入井,储层段长度在1000至2000米之间,旨在最大限度地暴露具有更好岩石物理性质的单元。主要生产驱动机制是含水层压力支撑和采出水回注、油腿注入和岩石压实。

储层特性。
Peregrino 油田是一个非均质砂岩油藏。它是复杂基底（Macaé 群)上多次沉积事件的结果,该基底是一个具有不同倾角的碳酸盐台地,由多个走向导向的阶地、悬崖和各种尺寸的倾斜导向峡谷造成,如图中的横截面所示。如下图。

Carapebus 地层内的砂子质量各异,由于重油的粘度,只能生产渗透性最强的砂子。最好的相往往集中在浊积岩通道的轴上,从而激发了水平井设计,旨在排出横向连接不良的不同通道。一般来说,这些最佳相的孔隙度和渗透率在 25-30 pu 和 5-9 达西左右变化。

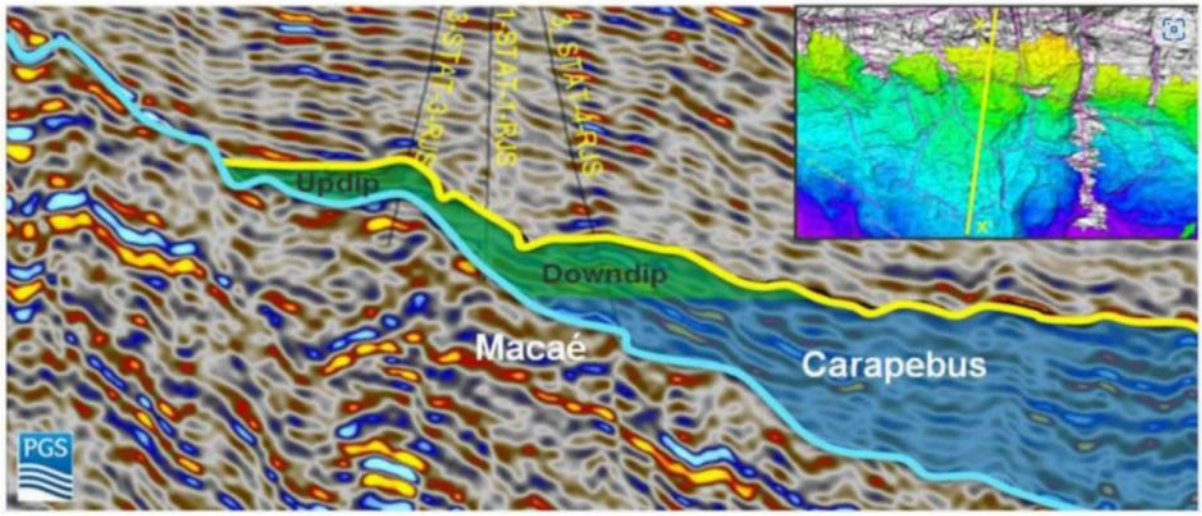


图 2 - Peregrino South 横截面（Haugen 等人,2015）

流体特性。
Peregrino 油田的石油性质深受生物降解影响,通常与水暴露和附近的油水接触有关。

2012 年钻探的评价井的流体分析（如图3所示)表明上倾和下倾之间的差异较大。南区上倾区黏度较低,为32cp,油质较轻,气油比高于油田其他井。其主要原因可能与石油运移路径和距含水层的距离有关。

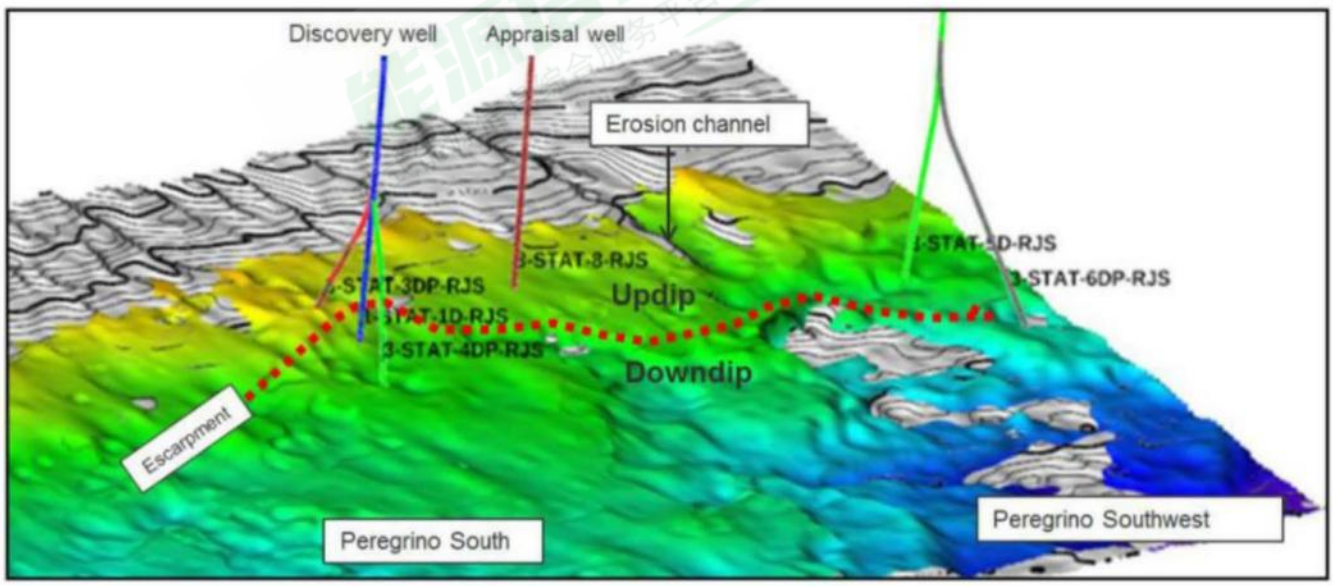


图 3　勘探井和评价井（Haugen 等,2015）

由于该地区压力分区和区域之间水力联系的不确定性,石油粘度的早期定性估计对于油藏表征和排水策略非常重要。

详细了解储层流体特性的分布是设计有效储层管理策略的基础。粘度是流体流动阻力的指标。正如 Ali 等人提到的,它是流量策略建模和优化中的关键参数。 (1996),

埃尔沙卡维等人。 (1999)和Al-Marhoun 等人。 （2004）。尽管粘度通常是在实验室中通过油样测量的，但其成本昂贵且并不总是可用。

塞利等人。 (2023)描述了可用于获取油藏石油粘度的不同方法，包括井下测井和采样、泥浆气、岩屑提取物和地表石油采样，并取得了巨大成功。尽早实时了解储层流体特性的可能性具有明显的优势：明智的决策、降低项目风险和改善排水结果等。

正如Yang 等人所强调的，标准泥气 (SMG) 测井是提供实时、连续的储层石油特性的来源。 （2021 年和2022 年），几十年来，泥浆气数据的用途仅限于流体分型、地层评估以及多井地质和岩石物理关联Anifowose 等人。 (2021)钻井期间。 SMG 的收购是强制性的，并且是钻井作业过程中所必需的。因此，不会产生额外的成本。一般来说，低脱气器温度导致C4和C5馏分的浓度可以忽略不计，从而限制了C1至C3等挥发性成分的高质量数据。此外，Peregrino 中使用水基泥浆 (WBM) 系统有利于去除轻质气体成分，因为气体提取效率高于油基泥浆 (OBM) 系统。因此，这种方法不需要对数据进行修正。我们能否开发一种简单的方法来根据“免费”标准泥浆气体数据来预测石油粘度？

本文解释了如何应用工作流程来预测沿井筒钻井后 Peregrino 油田中 SMG 成分比变化的粘度分布和分类。

方法该研究描述了一

种标准泥浆气 (SMG) 方法，该方法可在钻井过程中实时估计油藏石油粘度。该方法使用 Peregrino 油田现有的 PVT 数据库，并确定标准化碳氢化合物成分C1至C3与储层石油粘度之间的相关性。

此外，它还根据选定的阈值将油井分为低粘度区域和高粘度区域。之后，来自 SMG 的相同分量被用作输入参数来实时估计给定井段可能所属的粘度区域。事实证明，这种方法可以有效地绘制 Peregrino 中的油藏粘度图。

本研究采用的方法结构如下：

- 选择探井进行方法验证
- 探井资料准备及预研究
- 识别数据相关性并选择粘度区域之间的最佳阈值
- 生产井中的方法部署，

选择探井进行方法验证。
选择 Peregrino South 数据库来确定粘度区分类。选择两口井进行验证。需要选择用于验证方法的井以提供以下数据：标准泥浆气 (SMG)、计算岩石物理解释 (CPI)、随钻测井 (LWD) 日志、测量的粘度数据的 PVT 样本以及压力点。

探井数据准备和预研究。
来自 Peregrino PVT 数据库的碳氢化合物成分和C1至C3的 SMG已标准化。
另外，计算比率C1/C2和C1/C3 。

识别数据相关性并选择粘度区域之间的最佳阈值:根据 PVT 数据库中每口井的碳氢化合物比率绘制实验粘度已知值。高粘度区域和低粘度区域是根据C1/C2比率定义的。该值决定了两个区域之间的分离,如图4所示。它被选为储层流体粘度的定性指标,与Cely 等人应用的方法一致。 (2023)和卡特勒等人。 (2022)分别在 Breidablikk 和 Mariner 油田。因此,对于 C1/C2 比率,选择分隔两个粘度等级的划分为 16,对于 C1/C3 比率选择 14。

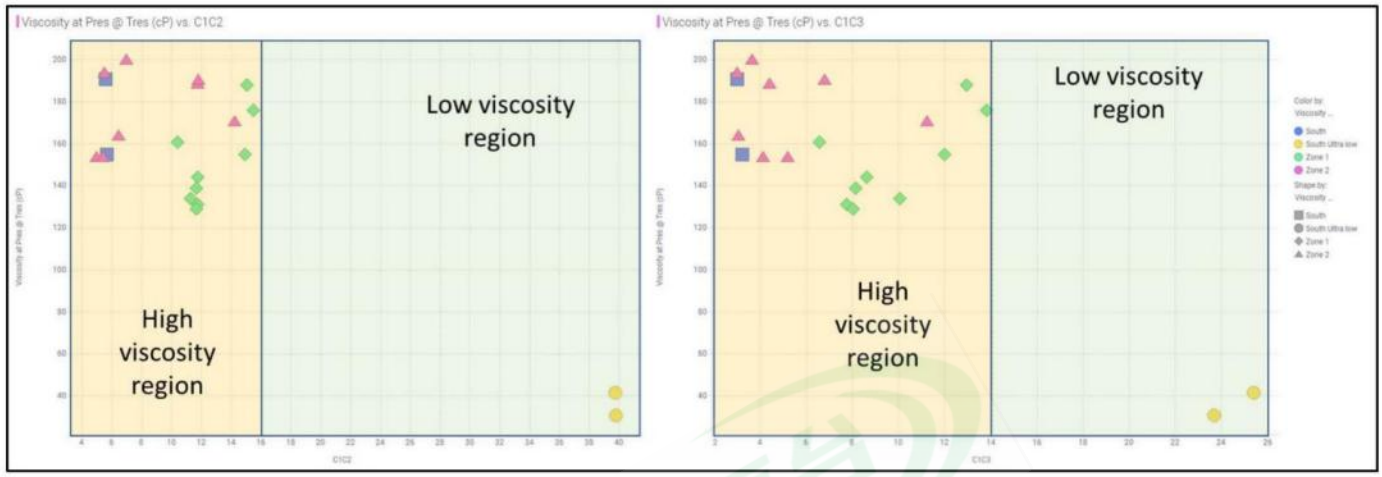


图 4 储层。粘度与C1/C2和C1/C3

生产井中的方法部署。

低质量数据是由供应商的设备质量检查 (QC) 建立的:即泥浆气体读数不稳定、成分值低于探测器特征阈值或 C1 和 C3 之间任何单个成分的数据缺失。绘制预期的 PVT 比率基线,并根据 PVT 数据库为每口井创建调色板。 SMG 数据的成分比率的不确定性标准范围和调色板基于如下阈值:

日志功能	解释
黑色基线	预期PVT比率
黄色	值 < 预期 PVT 比率 -20%
绿色	值在预期 PVT 比率 +/- 20% 范围内
红色	值 > 预期 PVT 比率 + 20%

使用每口井发现的不同阈值绘制 SMG 比率。检查 SMG 数据,过滤掉质量低的区间和不确定性高的区间。此后,根据泥浆气体测井数据和计算的比率使用粘度分类限制以获得沿井眼的粘度区域。

压力梯度分析这里利用压力梯度来

确定储层流体的密度,并确定它们是否可以作为估计在建井时缺乏 PVT 样品的井的流体密度的基础。通过将已知密度与计算值进行比较,可以量化

一个错误。这种比较可以评估与 Peregrino 中的密度计算相关的偏差水平。

值得注意的是,这种不确定性分析没有考虑流体的可压缩性、变化
温度和成分、沿井路径的流体空间分布或深度误差。

结果与讨论

基于 Peregrino South 的储层流体数据库进行了广泛而详细的研究,得出了宝贵的见解。由于开发钻井中使用的是水基泥浆,脱气器温度相对较高,因此 SMG 数据对于轻质气体组分C1至C3来说质量良好。因此不需要额外的更正。结果表明， C1/C2和C1/C3比值是油藏原油粘度的最佳参数。

在采用新的 SMG 方法之前,我们通过测量 PVT 样本和压力点来广泛比较结果。比较表明,基于标准泥浆气的新方法提供了一种油粘度分类,可以区分给定井中的高粘度流体和低粘度流体。

这两类的阈值是从储层流体数据库中确定的,泥浆气体方法的结果与PVT分析的实验结果非常吻合。后者被视为真实答案。

数据库提供了建立油田粘度类别阈值的点。作为初始步骤,根据 PVT 比率绘制数据库中样本的储层流体粘度。数据点的较大分离允许根据成分比率（C1/C2和C1/ C3)进行粘度分类。

图4包括涵盖油田西南地区所有粘度范围的值。根据分布,确定两个区域:高粘度区域和低粘度区域。已确定,超过 100 cP 的流体被认为是高粘度,低于该限制的任何点都被认为是较低粘度,分别用红色和绿色方块突出显示。

最初选择了两口生产井来验证标记的分类。井选择标准总结于下表中。所有井都必须至少具有 CPI、LWD 和 SMG。在研究进行时,只有 1、2 和 6 号井有可用的 PVT 数据。 4 号井的 PVT 数据最近才提供。

选择1井作为参考井。 SMG 不确定性范围是根据标准化 PVT 值和计算比率创建的。因此,如果比率值（图5中的黑线)在 20% 以内且图5中呈绿色,则收集样本的储层部分的 SMG 数据与 PVT 数据一致。因此,创建了一个阈值。如果数据低于 20% ， 则显示为黄色;如果比率值超过 20%,则显示为红色。此外,粘度解释轨迹还为超过 100 cP 的粘度区域的绘图添加了相应比率的类别划分基线。

对于参考井,1井C1至C3在钻井过程中实时显示沿井质量良好,除了图6中红色阴影的砂层段泥浆气体数据不稳定,以及C2和ROP数据丢失了。在储层部分（下图绿色阴影部分） ,C1/C2 比值在理论值的 10% 以内,C1 /C3比值在 5% 以内。之后,在最后一个轨迹上， C1/C2比率以 16 为基线绘制,反映了与该井中观察到的流体粘度的良好一致性,如预期的落在低粘度区域下方的橙色填充测井所示。

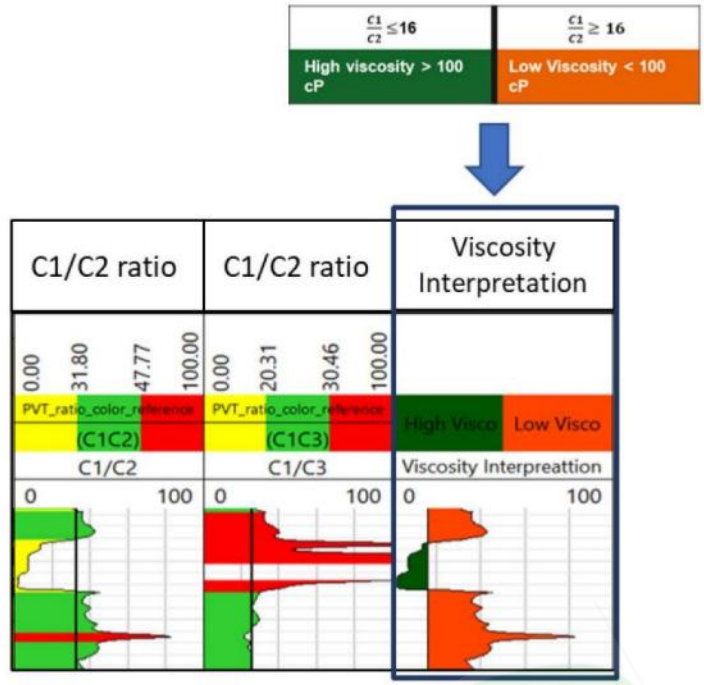


图 5　带粘度解释轨迹的 C1/C2 和 C1/C3 比率示例。

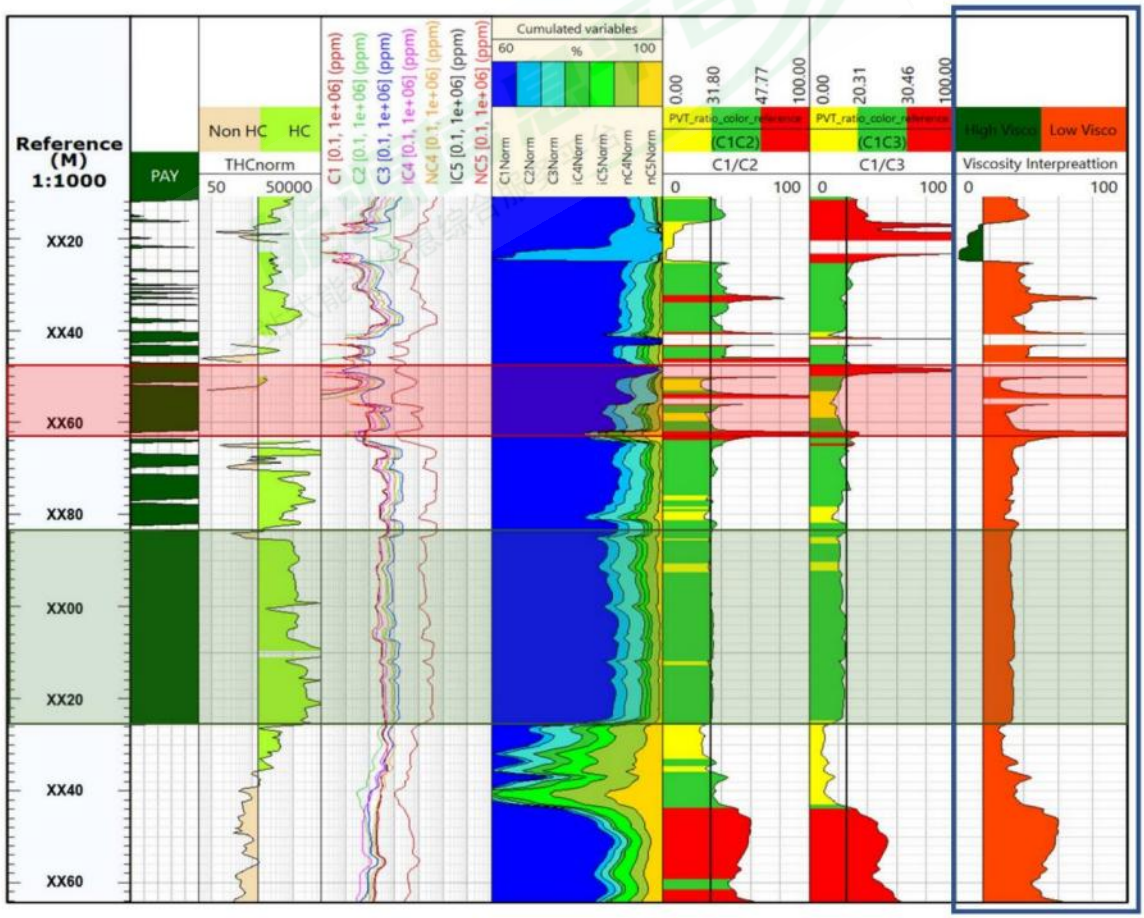


图 6　1 口井测井显示在 8 个轨迹中，深度轨迹以米为单位，后面是左侧的净支付标志，以及泥浆气体数据（总碳氢化合物含量、原始和标准化成分以及不同的比率：C1/C2和C1 / C3)右侧，最后一条轨迹显示粘度解释。

使用相同的方法测试 2 井中预期的高粘度区域,结果如图7所示。SMG 数据在 Net Pay flag=1 中进行评估（在日志中的产油轨迹中颜色为深绿色)间隔。钻井过程中的高机械钻速（~50 m/h)降低了黄色阴影部分储层部分采集的气体数据C1至C3的分辨率。因此,该区间已被排除在解释之外。绿色阴影的区间具有更好的质量。 C1/C2比率低于参考孔的预期值（图7）,因此呈黄色。然而,如图所示,它与该井 PVT 理论值预期的理论值相差 5% 以内。

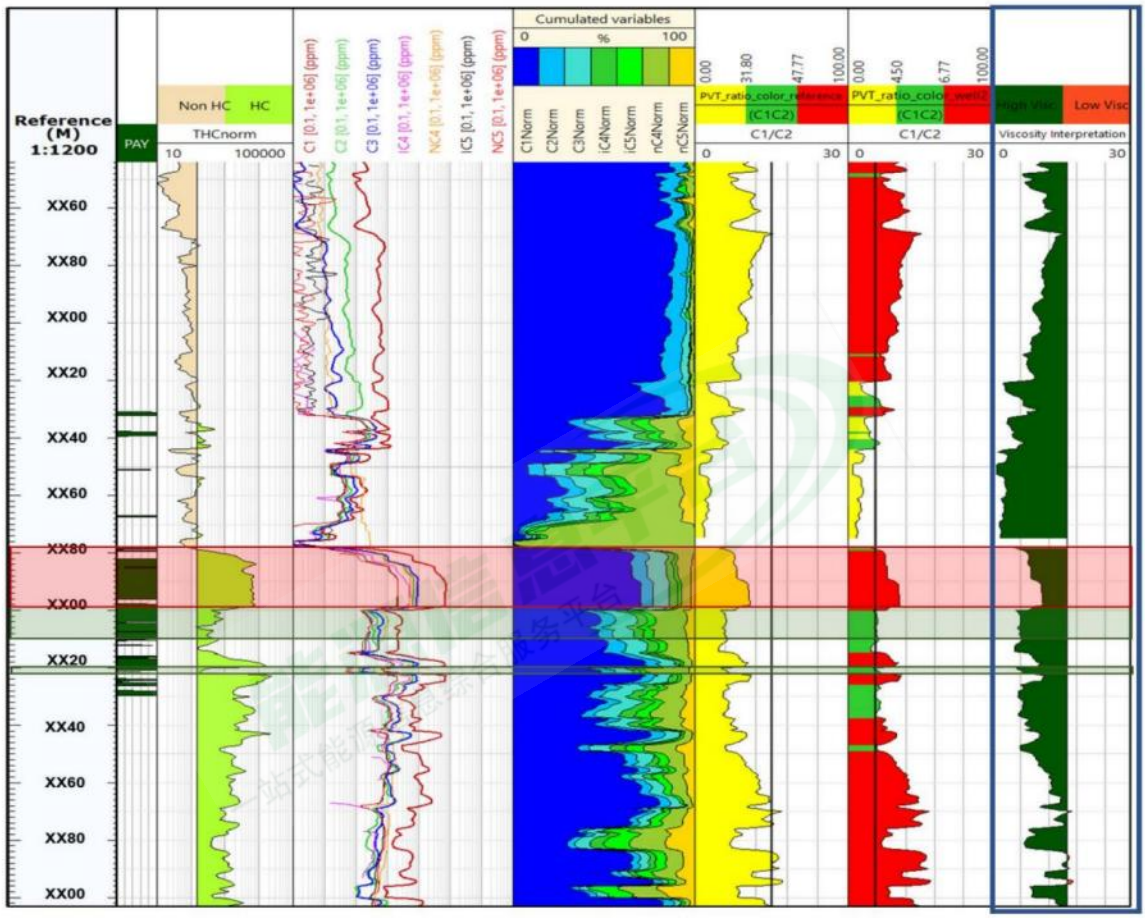


图 7　2 号井测井显示在 8 个轨迹中,深度轨迹以米为单位,后面是左侧的 Net Pay 标志,以及泥浆气体数据（总碳氢化合物含量、原始和标准化成分以及不同的比率：C1/C2 按井着色右侧的参考比率调色板,以及由 PVT 数据创建的调色板着色的C1/C2 ,最后一条轨迹显示粘度解释。

与之前一样,PVT 和 SMG 比率之间显示出明显的相关性。 SMG 比率反映了高
PVT 报告中观察到该液体的粘度。

3 号井与之前的井不同,它缺少 PVT 样本数据。 SMG 数据除红色阴影区域外均良好。对于这口井,理论 PVT 比率被用作附近一口井（6 号井)的参考。 SMG 指示流体处于高粘度范围内,如图8所示。

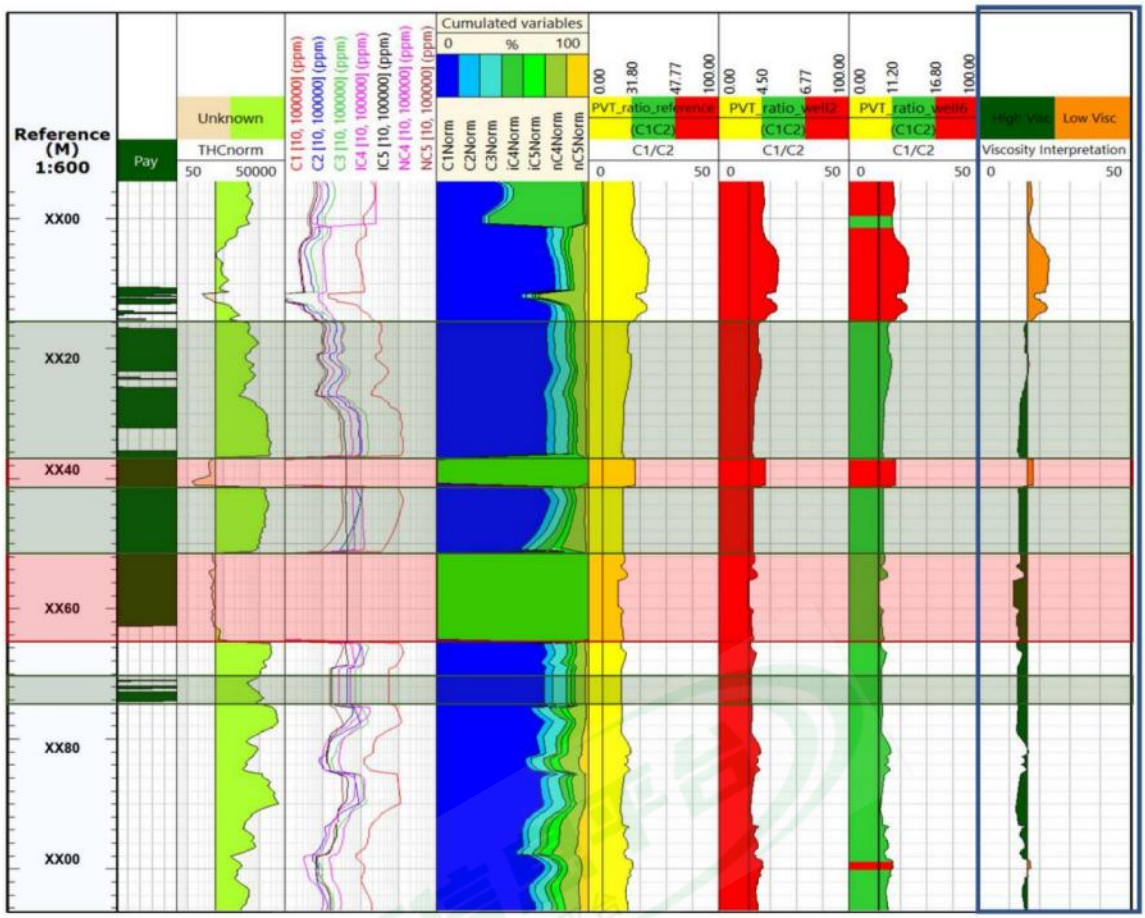


图 8　3 号井测井显示在 9 个轨迹中,深度轨迹以米为单位,后面是左侧的 Net Pay 标志,以及泥浆气体数据（总碳氢化合物含量、原始和标准化成分以及不同的比率:C1/C2 按井着色右侧的参考比率调色板（C1/C2 由 2 口井着色,C1/C2 由附近的 6 口调色板着色）,最后一条轨迹显示粘度解释。

3 号井的压力梯度分析。压力梯度分析的利用为表征该区域内的分区和存在流体的对比提供了宝贵的支持。比较1井实验数据中压力梯度推导的密度,采用平均梯度拟合方法时表现出良好的一致性,与实际PVT数据相比,其变化仅为0.4%。同样,线性拟合方法产生的偏差略低,为 0.3%。 2 号井表现出更不利的一致性,平均梯度偏离 PVT 数据 1%,线性拟合方法偏离 PVT 数据 2.5%。

因此,有理由推测 3 井可能落在该偏差范围内。利用压力点分析,基于线性拟合和平均梯度回归方法预测密度范围为 0.8863 至 0.9177 g/cc。与计算值相关的不确定性削弱了我们对其在该领域被接受的信心。

考虑到这种方法预测流体密度的局限性,压力梯度分析具有挑战性,导致密度计算的不确定性高达 2.5%,这证明有利于确定该区域的分区。尽管如此,它仍超出了通用状态方程 (EOS) 中建模和预测的建议偏差。这种不确定性的量化来自对 1 号井和 2 号井数据的观察。

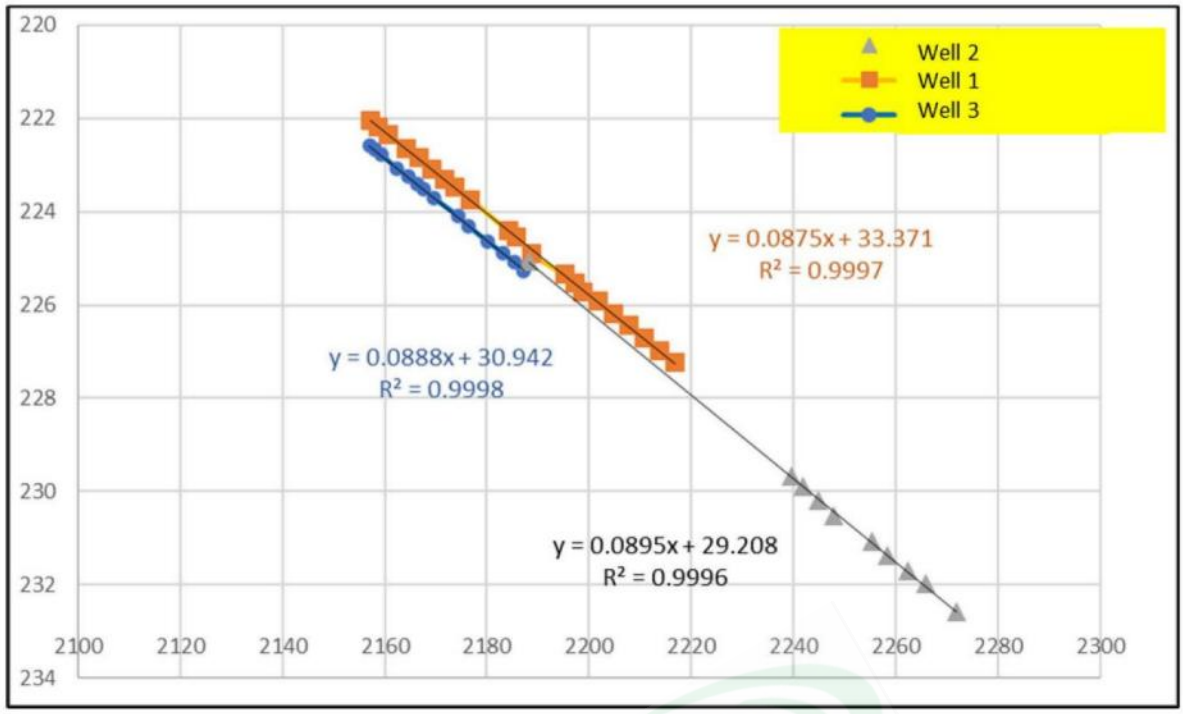


图 9　讨论中 3 个孔的压力梯度图。

随后钻探4号井和5号井（见后续图10和11），并在钻井时评价粘度。评估 PVT 比率并将其与 1、2 和 6 口井并列，其中 1 口井比率显示与 4 口井和 6 口井的相关性更强，与预期的 5 口井的相关性更好。相关性的对齐确认了该领域的分割。除了红色阴影所示的少数局部区域外，整个井轨迹上油藏含烃砂岩内的数据质量都很好。数据的解释依赖于考虑C1/C2比率落在用于参考的井的 5% 范围内（比率轨道上的绿色）。下图中的间隔也用绿色阴影表示。生产开始后，4 号井符合预测的低粘度，5 号井符合预测的高粘度。

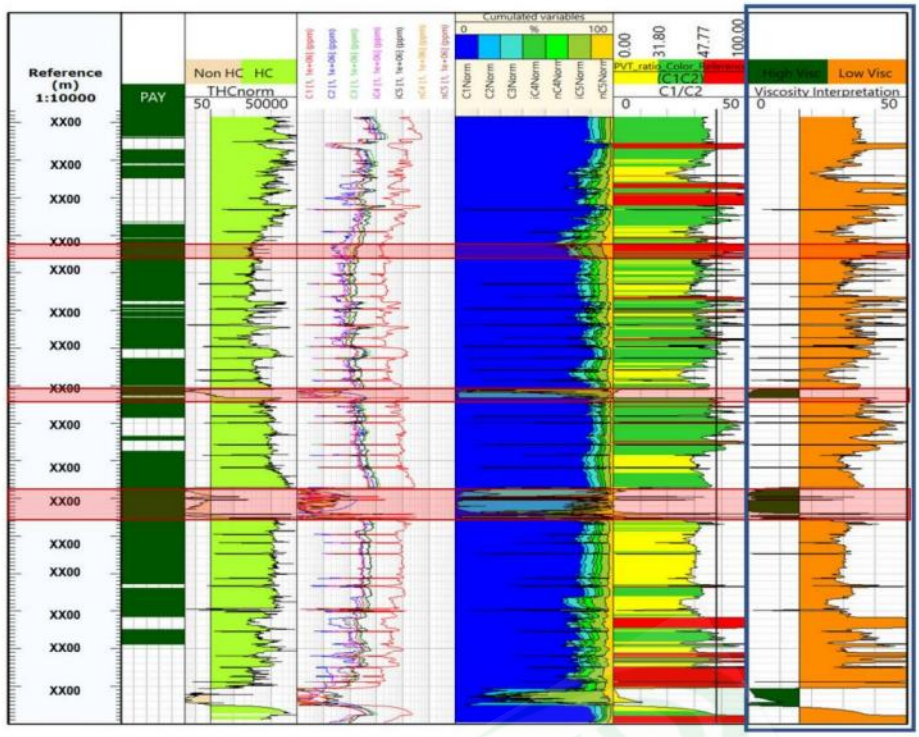


图 10　4 口井测井显示在 7 个轨迹中,深度轨迹以米为单位,后面是左侧的 Net Pay 标志,以及泥浆气体数据（总碳氢化合物含量、原始和标准化成分以及不同的比率:C1/C2 按井着色参考比率调色板)位于右侧,最后一条轨道显示粘度解释。

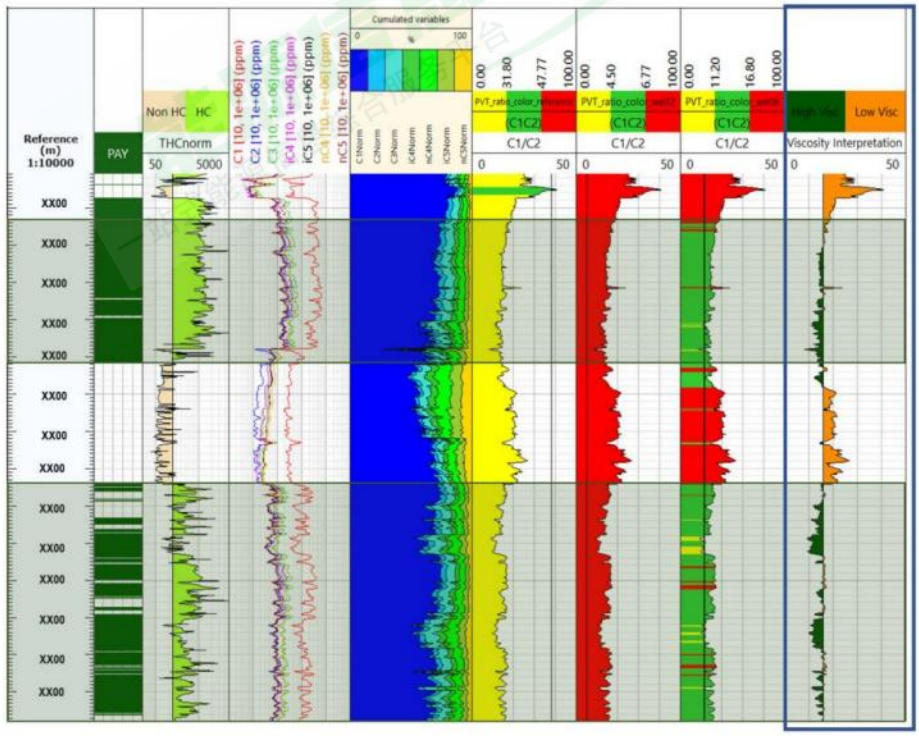


图 11　5 口井测井显示在 9 个轨迹中,深度轨迹以米为单位,后面是左侧的 Net Pay 标志,以及泥浆气体数据（总碳氢化合物含量、原始和标准化成分以及不同的比率:C1/C2 按井着色右侧的参考比率调色板（ C1/C2由井 2 调色板着色,C1/C2 由附近的井调色板着色）,最后一条轨迹显示粘度解释。

结论

1. 如果有正确的分析和参考数据库,这种基于 SMG 绘制未来油井石油粘度图的新方法可以安全使用。

2.使用标准泥浆气体数据的新方法提供了一种实时方法来识别沿着井路径的连续油藏粘度,而无需额外的数据采集成本。

3、油藏粘度图为进一步优化钻井目标和井位、提高采收率奠定基础。

致谢作者感谢 Equinor

ASA 管理层允许发表本文。非常感谢 Equinor 技术、数字和创新 (TDI) 业务领域的支持,特别是 Vibeke Haugen、Monica Vik Constable、Peter Eilsø Nielsen 和 Tore Vikaunet 的支持。特别感谢 Equinor 的勘探与生产国际 (EPI) 业务领域管理人员,特别是 Ingrid Hauge 和 Jarle Larsen。

命名法

CPI:计算岩石物理解释
C1/C3 :甲烷与丙烷之比
C1 : 甲烷
C2/C3 :乙烷与丙烷的比率
C3 : 丙烷
C4 : 丁烷 iC4 :
异丁烷
C5 : 戊烷 iC5 :
异戊烷
HC:碳氢化合物含量
LWD:随钻测井
M:米 m MD:沿
测量深度的米
OBM : 油基泥浆
Pu:孔隙率单位
PVT:压力、体积和温度
QC:质量检查
ROP:渗透率
SMG :标准泥浆气
THCnorm :归一化的总碳氢化合物含量
WBM:水基泥浆
Visc : 粘度

参考

Al-Marhoun, MA 对中东原油凭经验得出的 PVT 特性进行评估。石油学报
科学与工程。第 42卷， 209–221 (2004)。 https://doi.org/10.1016/j.petrol.2003.12.012
Ali, S. 和 Thomas, S. 提高石油采收率方法的前景和问题。加拿大石油杂志
技术,第 35卷（1996 年）。 https://doi.org/10.2118/96-07-07
Anifowose, F., Mezghani, M. 泥气数据可以揭示丰富的储层信息。数据与分析下的石油技术杂志(2021)。 https://jpt.spe.org/mud-gas-data-could-reveal-a-wealth-of-reservoir信息

5. 一种全面的数据解释方法将超深电磁工具的优势与浅层随钻测井数据相结合，以提高对储层的理解

文献摘要：了解井的地质环境和结构是实现最佳井位、提高油藏产量和未来油藏开发计划的关键。生产井的规划是使用不同分辨率的数据集完成的，但了解地下地质是连接数据源的关键。在钻井作业中，随钻测井工具的分辨率比地震测井工具更高，可用于辅助决策和优化井位。将近井测量数据与地震解释得出的地质模型相结合的关键是超深电磁(EM)工具，将这些数据放在地质背景中，可以做出更复杂的决策，并有助于更好地了解储层，从而提高储层的开发效率。将地球物理反演过程应用于超深电阻率数据，可以生成增强储层解释的模型。利用一维电磁反演可以实现垂直平面上薄层的地层边界识别和定义。将这些结果与基于高斯-牛顿的三维反演相结合，可以更好地识别储层横向变异性。最近，引入了反演各向异性和电阻率的三维电磁反演技术，可以识别各向同性和各向异性区间，从而在距离井眼更远的地方进行岩性和流体识别。由反演数据导出的地质模型可以很好地反映地下情况，但当与其他随钻测井数据和方位角图像(如密度和伽马射线)相关联时，对决策更有用。这些工具的探测范围要小得多，但可以提供更多的细节，这在地质背景下是至关重要的。结合所有可用的技术来提高对不同沉积环境的储层理解是一种更有效的方法。对 1D、3D 和 3D 各向异性反演的解释都可以识别复杂的油水界面，这对油气储量计算至关重要，在某些环境下，还可以识别储层内薄页岩层，后者可能会阻碍流体运动。利用密度/中子、伽马和深部电磁数据的信息来完善这些模型，可以提供更详细的信息，这也可以在完井设计过程中发挥重要作用。结合这些不同方法的解释，可以更好地理解储层，从而更好地理解地质情况，并允许识别在井和油田生产中起作用的因素。在钻井作业中识别这些趋势，可以优化井位和完井装置。井后进一步分析可以改进油藏开发和新井规划。

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

SPE-215519-MS

数据解释的整体方法结合了以下优势
超深电磁工具与浅层测井同时钻井数据以提高油藏认识

K. Riofrío 和 N. Clegg,哈里伯顿； L. Rawsthorne、S. Kolstø、J. Mouatt、A. Bang 和 A. Chatterjee、Aker BP

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/215519-MS

本文准备于 2023 年 9 月 5 日至 8 日在英国苏格兰阿伯丁举行的 SPE Offshore Europe 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 项目委员会选择了这篇论文进行演示。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

了解钻井的地质环境和结构对于实现最佳井位、提高油藏产量以及规划额外油井的未来油藏开采至关重要。生产井的规划是使用具有不同分辨率的不同数据集来完成的,但了解地下地质是链接数据源的关键。在钻井作业中,随钻测井工具的分辨率高于地震测井工具,用于帮助决策和优化井位。单独关注数据源可以带来成功的油井,但将这些数据置于地质环境中可以做出更复杂的决策,并可以更好地了解油藏,从而改善油藏开发。

将近井眼测量与地震解释得出的地质模型联系起来的关键是超深电磁 (EM) 工具。将地球物理反演过程应用于超深电阻率数据可以生成增强储层解释的模型。通过一维电磁反演可以实现地层边界识别和垂直平面上薄层的定义。

将这些结果与基于高斯-牛顿的 3D 反演相结合,可以更好地识别储层横向变化。最近引入了针对各向异性和电阻率的 3D EM 反演,可以识别各向同性和各向异性区间,从而可以在距井眼更远的距离处进行岩性和流体识别。从反演数据导出的地质模型可以很好地表示地下,但与其他 LWD 数据和方位角图像（例如密度和伽马射线)相关时,对于决策更有用。这些工具的检测范围要浅得多,但可以提供更多细节,这在放置在地质环境中时可能至关重要。

结合所有可用技术来提高储层对不同沉积环境的了解是一种更有效的方法。对 1D、3D 和 3D 各向异性反演的解释既可以识别复杂的油水界面,这对于碳氢化合物储量计算至关重要,也可以在某些环境中识别可以充当流体运动挡板的储层内薄页岩层。利用密度/中子、伽马和深度提供的信息完善这些模型

EM 数据提供了更详细的信息,这也可以在完井设计过程中发挥重要作用。

结合这些不同方法的解释可以提高对储层的理解,可以更好地理解地质情况,并可以识别在油井和油田生产中发挥作用的元素。在钻井作业期间识别这些趋势可以优化井位和完井安装。井后的进一步分析可以改进油藏开发和新井规划。

介绍

地质背景深海浊积岩矿床被
认为是重要的油气藏类型;全球范围内最近的许多重大碳氢化合物发现和油田开发都发生在浊积岩流沉积的沉积物中（Weimer & Link 1991， Dribus 2014， Sinha 等人 2021）。

正如 Weimer 和 Link（1991)所述,浊积岩系统存在于多种构造环境中。
这与沉积物供应和结构配置等不同因素及其复杂的相互作用相结合,导致了具有复杂几何形状和内部地层结构的浊积岩沉积物（Martinsen 等人,2005 年； García 等人,2015 年）。浊积岩沉积物具有多种特征,例如大规模侵蚀特征、河道和河道沉积物、漫滩沉积物、波瓣和河道-波瓣过渡带（Garcia et al. 2015）。这些元素中的每一个都具有独特的特征,例如,河道系统可以由小河道复杂相互作用中的混合沉积和侵蚀特征组成,其中粗沉积物沉积在轴上,细沉积物沉积在轴外并可能形成堤坝。河岸沉积物的典型特征是薄层沉积物,而波瓣可能发育出系统中最厚且横向最广泛的砂包。

北海的一些发现和生产油田与上侏罗统和古近纪的深水矿床有关。从二叠纪到晚白垩世的裂谷构造事件以及始新世期间的海底扩张塑造了盆地的几何形状（Martinsen 等,2005）。

在本文将要介绍的 Alvheim 油田中,主要油气藏（Heimdal 组)的碎屑沉积物在古新世期间沉积为一系列浊积岩,主要来源是 East Shetland 地台（Fitzsimmons 等,2005 ））。

不同的研究已经定义了由泥岩/杂粒层分隔的几个砂包,这些砂包在 Alvheim 油田生产的前几个阶段中尚未被确定为主要挡板,但已被强调为储层更远端部分的潜在流体屏障（Hjellbakk 等人,2016 年和Fitzsimmons 等人,2005）。在这个三维油藏中,通常会遇到厚的均质砂包,但是,可能会存在异石层,并且更难以绘制和预测,这可能会影响油水接触面 (OWC) 的位置和油田产量。

在这种复杂的环境中,更好地定义储层中存在的元素可以显着降低钻井时的不确定性,并可以改进完井设计,延长油井寿命。应用不同的井采集技术,如超深电阻率 (UDAR) 反演、各向异性反演和解释方法,如岩石物理分析、频谱分解体积相关性和 4D 地震,首先有助于井位定位,随后有助于完井设计和类似领域的未来开发。

方法

一维 UDAR 反演一维超深方位电阻率

(UDAR) 反演通常用于描绘 30m TVD 区域井筒上方和下方的地层和流体边界（Wu 等人,2018； Sinha 等人,2022）。这些可以在垂直平面上很好地表示地下地层和流体,从而改进井位优化以及远离井眼的电阻率边界的绘图。由于这些是反演模型,因此必须得到浅层随钻测井 (LWD) 数据的支持,例如伽马、密度和中子测井以及密度、伽马和电阻率图像,以确保反演模型的质量。一维反演算法可以在不改变生成源数据的 LWD 工具的情况下得到改进,以提供地下地质的改进表示,无论是在更好地描绘更薄的单元和低对比度边界还是渐变边界方面。

这些改进对于由复杂地质或流体边界定义的区域至关重要。

可以采取两种方法来改进反演:一是改进输入数据的信号处理/细化,二是改进输入模型构建。 Wu 等人详细介绍了对现有一维反演的改进。 （2023)同时采用这两种方法。一维反演的先前迭代生成的模型将电阻率变化定义为具有清晰边界的平方对数。这在许多岩性边界可能很尖锐的地质情况下是理想的,例如页岩和沙子之间的界面;然而,在单元之间存在梯度边界的复杂场景中,需要许多层来充分定义电阻率斜率。构建模型所需的层数越多,UDAR 反演运行所需的时间就越长,并且可能会增加模型的不确定性。尽管方形边界模型可以定义分层模型中的渐变接触,但新方法是使用跨节点的线性线来定义电阻率的斜率。与多个方木相比,单条线性线可以更好地定义坡度,并且需要更少的元素（Wu et al. 2023）。

将渐变接触表示为单条线意味着可以使用附加线来定义 UDAR 工具检测深度内电阻率的其他变化。由于缺乏可用层而可能无法在方形边界模型中定义的薄层现在可以清楚地定义。部署这种新的反演可以更详细地显示更复杂的地质场景和流体边界。

随着模型复杂性的增加,对结果具有高度信心至关重要;一种方法是与之前的反演进行比较,第二种方法是查看所有模型的潜在扩散的统计方法,第三种方法是与其他 LWD 测井响应（特别是深部和超深部电阻率图像)进行直接比较。对结果最有力的调查将结合所有这些技术,对工具响应和地下地质进行整体分析。

三维电磁 UDAR 反演超深方位电阻率工具在旋转时测量 3D 电磁
场。该数据的一维电磁反演简化了输入,假设电阻率边界位置的唯一变化是井眼上方或下方,假设所有地质都是层饼。在许多沉积环境和储层沉积后变形导致断层等结构变形的储层中,一维反演中所做的假设是不正确的。一维反演可能会变得扭曲,因为反演试图将 BHA 侧面和沿轴的电阻率变化容纳为仅垂直平面内的电阻率变化。在成熟油田中,这个问题变得更加复杂,在成熟油田中,流体由于生产和注入而运移,导致复杂的横向可变流体前缘。

三维电磁反演已被开发用于反演更复杂的地质环境,以适应各个方向电阻率的变化,并更好地表示地下地质情况（Clegg 等人,2019 年和Clegg 等人,2021 年）。除了消除所见的失真之外

在 1D 反演中,这些 3D 反演可以绘制井眼周围所有方向电阻率的变化,从而提高对储层的了解,并且在实时部署时,可以实现基于方位角和倾角的地质导向潜力（Sinha 等人,2021 年和Elkhamry)等人,2023）。

三维反演的工作原理是使用八叉树网格定义井筒周围的 3D 空间,并使用正则化和高斯-牛顿梯度下降方法进行确定性反演来细化电阻率模型,直到模型反演结果与模型反演结果之间实现低失配。实际的工具测量（Wilson 等人,2019）。与一维反演一样,支持反演结果的独立测量对于获得高可信度的结果至关重要。大多数随钻测井测量都在井筒附近进行,甚至深方位电阻率测量也仅在井筒周围 20 至 30 英尺的区域内延伸（Bittar 等人,2009 年； Wu 等人,2022 年）。这些对于与井筒附近的 3D 反演结果进行比较非常有用,并且在从密度图像中提取倾角的情况下,可用于定义诸如断层面之类的结构,然后将其与同一结构上的反演结果相匹配。除了这些工具之外,UDAR 方位电阻率图像也是一种有用的质量控制,因为它们独立于反演结果,具有与 UDAR 反演结果类似的调查深度,并且也是井眼周围电阻率的测量,因此可以突出显示电阻率的横向变化。

3D 和 1D 反演可以同时运行,原始和新的更高分辨率的 1D 反演也可以同时运行,提供多种工具来验证结果和研究地下地质。

用于各向异性的三维电磁 UDAR 反演用于碎屑沉积环境的 3D 反演的开发需要对各向异性和电阻率进行反演。在碎屑岩环境中,岩性,特别是页岩和粘土,可能会产生高度各向异性的单元,与水平电阻率相比,垂直电阻率会发生变化。当平行于各向异性层钻探井并且在反演中未考虑这种各向异性时,可能会导致绘制的地质体变形。除了模型结果的改进以及模型与测量数据之间的不匹配之外,该工具还可用于距井眼一定距离的岩性识别,比其他 LWD 工具更深（Alkhars 等人,2022 年和 Clegg 等人， 2022年）。电磁反演显示地层位置和由远离井眼的电阻率变化定义的流体边界,以这种方式定义的低电阻率区域可以是低电阻率页岩区域或充水砂单元。在生产策略至关重要的操作中,确定哪些选项是由低电阻率代表的,各向异性成为一个非常有用的工具。页岩具有高度各向异性,而砂通常具有各向同性（各向异性较低）,这与影响电阻率的流体无关。

因此,各向异性反演提供了一种工具,允许电磁反演数据提供有关由电磁反演、浅层随钻测井工具和地震数据定义的地下模型的附加信息。
将所有这些数据合并到一个解释中可以为最终的地质模型提供高可信度。

应用于地震数据的频谱分解技术可以增强储层特征,频谱分解就是这种情况。多项研究表明了地震数据及其属性与岩性变化和流体之间的相关性（Farfour 和 Gaci,2018； Castagna 和 Sun,2003）。时域到频域的转换可以通过应用傅里叶变换来完成,并且存在不同的方法来分析数据（Abu El-Ata 等人,2019）。谱分解的主要应用之一是通道边界的映射和厚度定义,特别是当它们变得更薄并且相干性等属性无法详细检测它们时（Abu El-Ata 等人,2019）。

与超深电阻率数据相关,应用不同属性来增强其信号的地震数据分析可以成为解释浊积通道及其相关碳氢化合物流体的强大方法。

4D 地震4D 地

震处理是地球科学家和油藏工程师广泛使用的一种方法,用于分析油藏内流体和压力随时间的变化（通常为 2 – 5 年）,以更好地了解油藏流体动力学并设计未来的油井 (Stammeijer和哈切尔 2014 年,杰克 2017 年）。

在本案例研究中呈现的复杂场景中,了解流体运动对于井位定位极其重要,以避免穿透水区,从而增加井储量。

案例研究结合

这些工具的优势可以通过理解单井结果的方法来证明。在目标井中,主要目标是排出目标结构中 4D 地震识别出的剩余石油（图1和4）。钻前确认的复杂性之一是波动的 OWC,它被确定为该地区先前钻探井的生产产物、浑浊沉积环境导致的储层岩性复杂性以及该油田的充填历史。在钻探之前识别这些复杂性突显出,由于潜在的结构不确定性和复杂的波动性 OWC,离开含烃区域的机会很高（图1）。

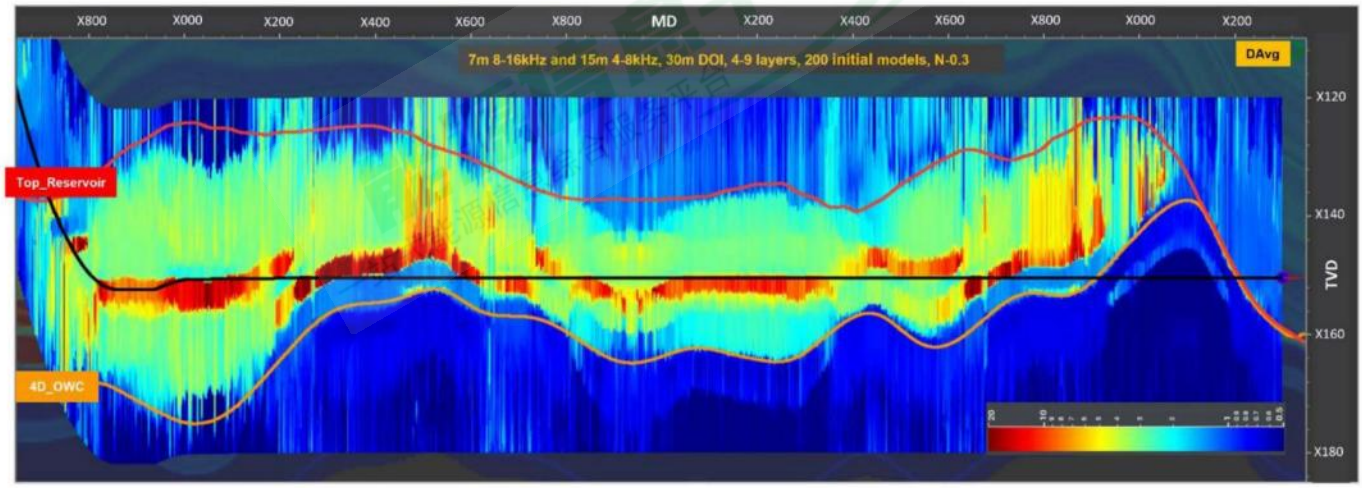


图 1　用于定义实时使用设置的井前建模。主要目标是绘制与顶部结构和 OWC 相关的岩性和流体边界。连续的红线是基于地震解释的预期顶部储层,而橙色表面是基于4D地震解释的预期OWC。

井前建模表明,需要使用 UDAR 工具来绘制储层顶部和 OWC （图1）,以便在钻井过程中快速优化井眼路径,从而减轻预期的地震不确定性。此外,该地区已证实存在厚气顶,主要的井位目标之一是避免穿透它,需要连续的岩石物理分析来识别瓦斯油边界的穿透并建立完井设计,从而允许对任何气体区域。在钻井和后处理过程中应用了引言中描述的不同方法,以了解这个复杂油藏的内部结构,改进地质导向决策并优化完井。这些信息对于了解该油藏的复杂性以及最终开发该地区或类似油田的未来项目至关重要。在此示例中,

储层部分是在浊积砂岩和粘土岩的夹层序列中钻探的,一维反演结果和地层评价测井清楚地证明了这一点（图2）。

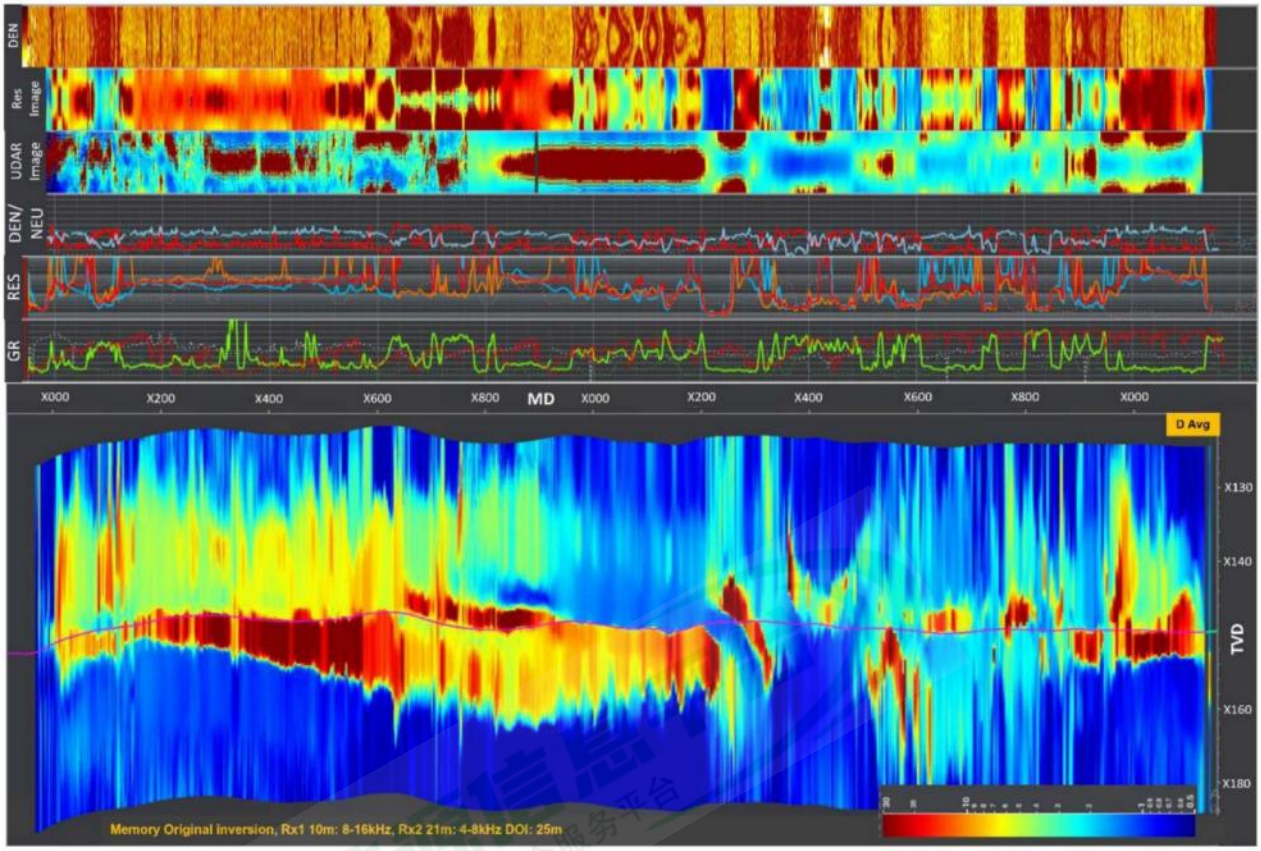


图 2　Heimdal 地层目标井沿线的地层评估测井、方位角图像和原始超深电阻率反演。薄的低电阻率层连续地绘制在井筒上方和下方。

在钻井过程中,原始 UDAR 反演清楚地映射了轨迹下方的 OWC 位置（图2）,这使得井位作业得以成功。反演技术的进一步发展带来了改进,特别是在浊积岩沉积层序等复杂环境中（Wu et al 2023）。新的反演在梯度电阻率对比方面产生了改进的结果,这可以在许多 OWC 中看到,并改进了薄层的识别。在目标井中,它绘制了非常薄的连续粘土岩层,这些粘土岩层似乎将储层分隔开（图3）。

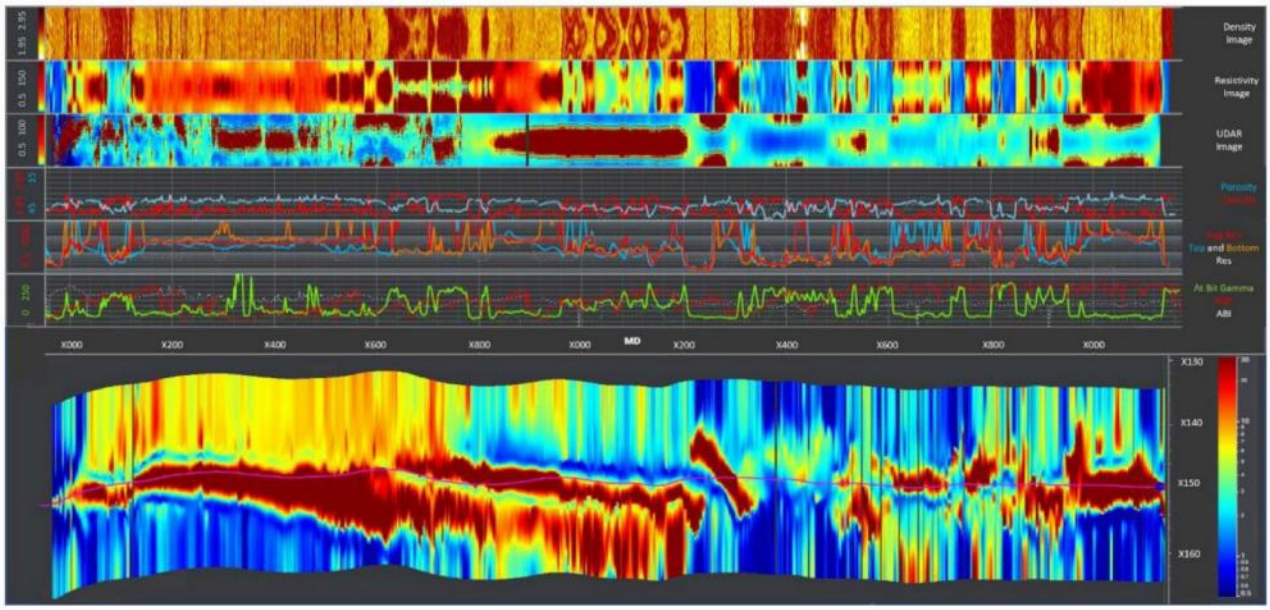


图 3　Heimdal 地层目标井沿线的地层评估测井、方位角图像和改进的超深电阻率反演。薄的低电阻率层连续地绘制在井筒上方和下方。

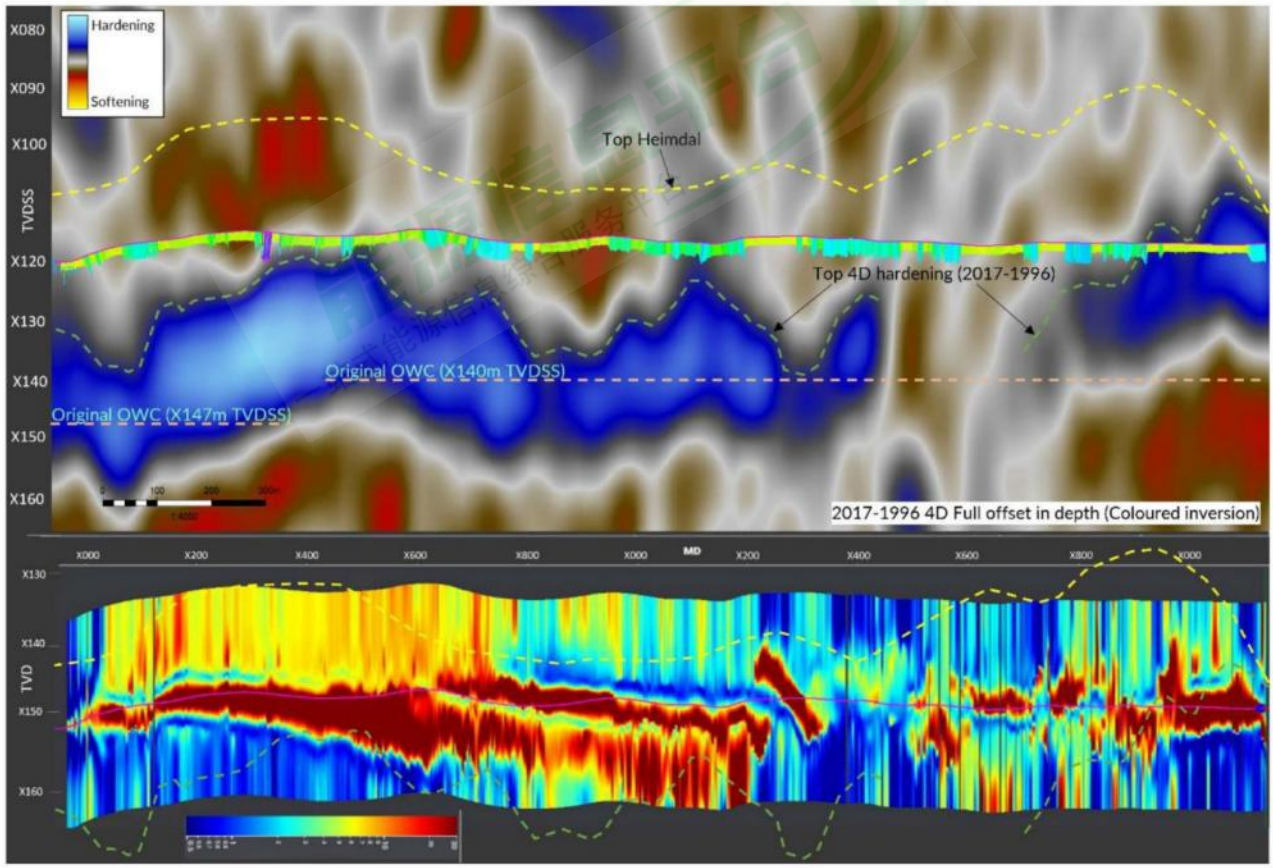


图 4　基于 4D 地震解释的 OWC，显示了起伏的边界。橙色虚线显示了来自附近探井的 X140 和 X147 m TVDSS 处的原始 OWC。在这些补偿井中测得的 OWC 差异表明了该油田边界的复杂性。在底部，将 4D 地震（绿色虚线）的 OWC 叠加到 UDAR 反演中。从 X400 m MD 到 X000 m MD，4D 地震解释接触面与 UDAR 电阻率边界之间存在良好的相关性。在其余部分中，与地层评估测井相关的 UDAR 反演可细化 OWC 位置，从而可以创建改进的完井设计。

应用这种类型的反演可以详细地突出显示井眼上方和下方的较薄页岩层序（图3）。当这些层与井眼相交时，将这些层与地层评估测井相关联，可以提高反演结果的可信度，并提高对近井眼的了解。

这些层在长距离上似乎是连续的，这可能会影响生产，并且在某些情况下可能会掩盖 OWC 的位置（图5）。

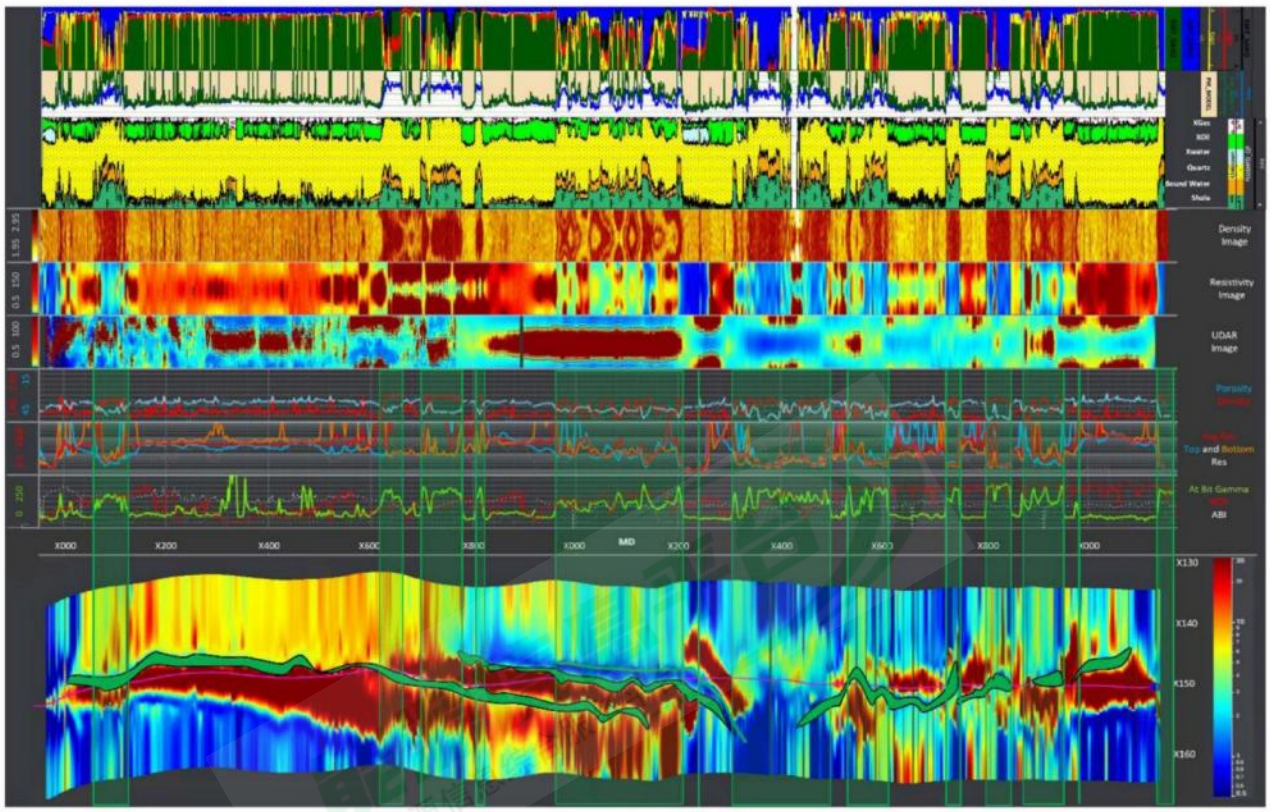


图 5　通过使用改进的超深电阻率反演定义的与页岩层相关的特征（绿色填充特征），与地层评估日志相关并得到岩石物理分析的支持。

注意各层的连续性以及它们之间的并行性。页岩层段可以充当储层中流体运动的挡板。顶部是饱和轨道；黄线是饱和度高度函数（SwJ）。在井穿过水层的地方，SwJ 与基于测井的饱和度（SWT 和 SWT_SAND)分离。从顶部开始的第三条轨道显示了多矿物评估的结果，解决了单一页岩、石英和流体（水、石油和天然气)的问题。解释的流体是气态油，是由油柱向上运动进入气层引起的。在整个井中，没有渗透到 100% 含气区。在 MD 约 X210 米处，该井穿透了含有残余碳氢化合物的含水砂层。在 MD 约 X255 米处，该井钻回低含水饱和度的含气油。

反演结果中发现的最有趣的特征之一可能是井中部的水侵入（图5），其中干净的伽马射线测量（砂岩)首先显示低电阻率值（水），然后显示高电阻率这表明碳氢化合物的存在。

在此区间之前，该井已绕过砂包的顶部，这一点由地层评估测井证实，并通过电阻率反演绘制（图 6和7 中的 a）。当穿透充水砂岩时（图6和图7中的c），电阻率呈现出尖锐且高的电阻率对比。对地层评估测井的详细分析表明，在砂包被穿透之前，这是一个薄页岩/致密层（高伽马值和密度 -图7 中的 b）。 1D 反演和 3D 反演都无法区分页岩层和充满水的砂岩，尽管两者都提供了层倾角的良好定义。正如 Clegg 等人在 2022 年所述，各向异性反演有助于区分充水砂层和各向异性页岩层。在这种情况下，各向异性反演显示了一个薄的各向异性层穿过井筒并向下倾斜，这表明了伽马迹线中识别的该层在渗透时的连续性，阻挡了来自第一砂体的水

（A）。钻探水层后（图6和图7中的c），常规电阻率测井和超深反演（1D和3D)中电阻率发生了明显变化。密度测井显示有一个非常薄的致密层被穿透,伽马传感器和 UDAR 工具均未检测到该层。尽管如此,各向异性反演显示井位置下方较致密层 b 的增厚,这可以解释为由于其厚度而导致的两个较致密层之间的平均值。 b层可以连续绘制在砂体d下方,表明低电阻率是由该致密层而不是水层引起的。

充油体 (d) 在其顶部显示出鲜明的电阻率对比。伽马射线和密度测井识别出致密层,各向异性反演定义了正上方的各向异性薄层,后面是电阻率较低的各向同性区域。

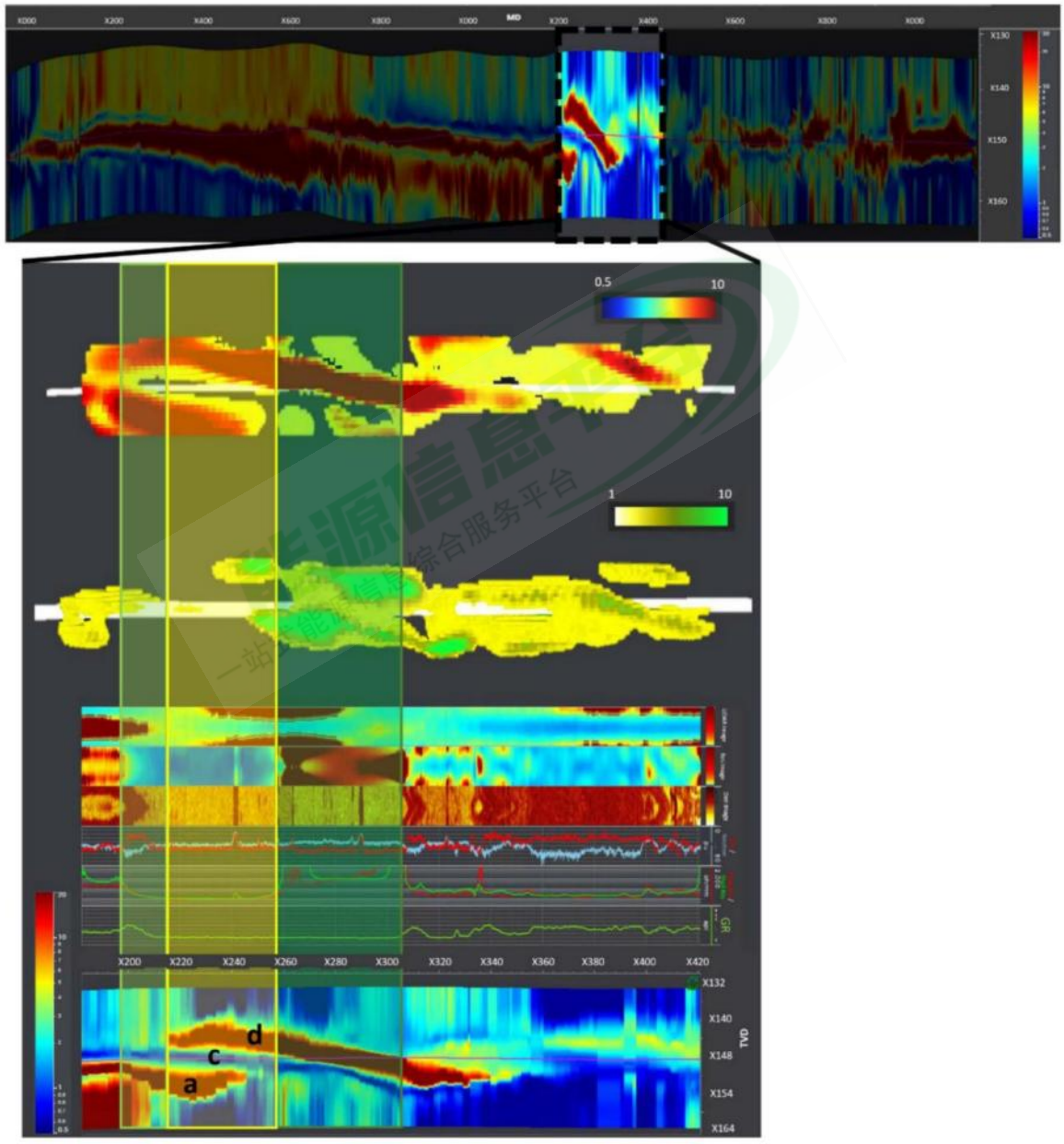


图 6　部分充满水、部分充满油的砂岩层。地层评估测井显示,在砂岩包裹开始之前及其中间存在较致密的层。

这些较致密的层似乎限制了砂体中的水运动。在顶部,3D 超深电阻率体积反演与 1D 反演以及地层评估测井相关。在中间,各向异性反演显示砂体上方和下方有连续的薄各向异性层。

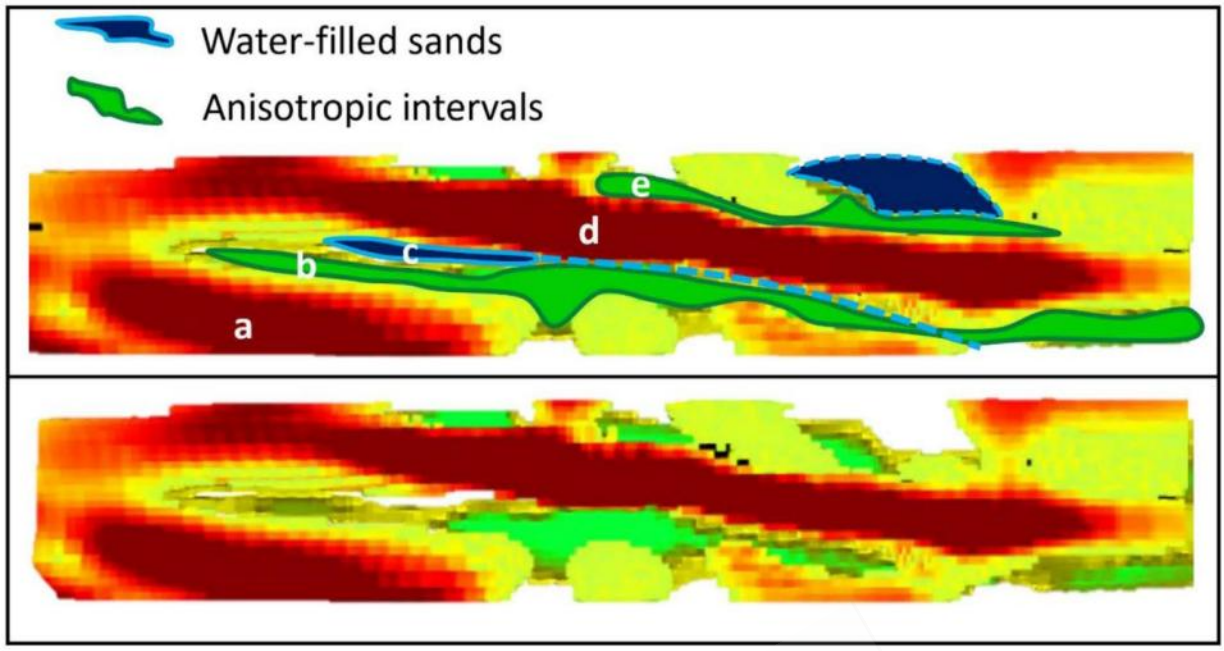


图 7　叠加在 3D 反演结果上的是用各向异性反演和充水沙子绘制的较致密层的草图。请注意，虚线表示边界位置的更多不确定性。

在此间隔之后，井穿透了一段倾斜的砂岩-页岩层，并且没有截获 OWC。

这个简短部分的复杂性既展示了像这样的储层中流体相互作用的复杂性，也展示了采用整体方法来详细了解储层的好处。
结合多种工具和工作流程的信息对于了解单口井以及如何在未来的井中更好地开发该油田和类似油藏至关重要。

结论

不同的单独技术和工作流程提供了储层内发生的情况的快照，并充当改进储层理解的路径上的面包屑。以整体方法结合信息源，既可以改进井位决策，又可以提高对油藏的了解，从而可以应用于单个油田或类似油藏的未来项目。

4D 地震分析可以通过考虑储层的流体动力学来改善成熟油田中未来井的井位。此类数据可以提供对流体接触的一般了解；然而，在钻井时可以获取更详细的数据，以加深对这种理解的了解并进一步改进井位决策。对于具有增强电阻率反演的超深电阻率数据来说尤其如此，这是一种在钻井过程中绘制可能低于地震数据分辨率的流体边界和连续薄层的强大方法。对 UDAR 数据的进一步分析使解释人员能够通过应用各向异性和电阻率反演来更好地了解岩性边界；这使得分析不再只是简单地绘制电阻率值，并且有可能识别远离井眼的岩性和流体边界。事实证明，实时作业期间这些数据的组合对于完井程序的优化极其重要。在已证明薄层可起到密封或阻止水流入作用的区域，可以修改完井策略以最大限度地提高碳氢化合物的开采量，而不必担心水提前进入井中。有了这些信息，也可以成为现场未来油井的定义和模拟油田开发的组成部分。

虽然随钻测井技术的进步通常会产生能够进一步了解储层的工具,但重要的是不要忘记现有的测井技术,例如伽马、密度和中子测井以及来自深层电阻率、密度和伽马工具的方位角图像。这些具有更高的分辨率,可以提供有关近井筒的重要信息,当与 UDAR 和地震数据结合解释时,这些信息成为强大的工具。

致谢作者感谢 Aker BP 的
协助和允许发表本文。还要感谢哈里伯顿管理层对该项目的支持以及对发表该作品的鼓励。

参考

Abu El-Ata, M、El-Behiry, M.、Hussein, M. 2019。频率分析的应用,在储层表征中使用谱分解。几何力学。地球物理学。地能。地质资源。 5. 457-478。 https://doi.org/10.1007/s40948-019-00118-z _

Alkhars A.、Achong C.、Fouda M. 和 Bikchandaev B.（2022 年 2 月 21 日至 23 日）。 3D 反演和 3D 各向异性分析改善复杂碎屑岩储层的实时决策过程。国际石油技术会议,2022 年 2 月 21-23 日。doi.org/ 10.2523/IPTC-22204-EA

Bittar, M.、Klein, J.、Beste, R.、Hu, G.、Wu, M.、Pitcher, J.、Golla, C.、Althoff, G.、Sitka, M.、Minosyan, V.,和 Paulk, M., 2009。用于地质导向和高级地层评估的新型方位深读电阻率工具， SPE Res Eval & Eng, 12 (2), 270–279。 DOI： 10.2118/109971-PA。

Castagna, J.、Sun, S. 和 Siegfried, R. 2003。瞬时频谱分析:检测与碳氢化合物相关的低频阴影。 《前沿》 22： 120-127。 DOI： 10.1190/1.1559038 Clegg, N.、Parker, T.、Djefel, B.、Monteilhet, L. 和 Marchant, D.（2019 年,6 月
15 日）。难题的最后一块:超深方位电阻率 LWD 数据的 3-D 反演。岩石物理学家和测井分析师协会。 2019- HHH SPWLA 会议论文 - 2019

Clegg, N.、Domingues, AB、Ameneiro Paredes, R.、Gardner, N.、Mendoza Barrón, V.、Rowden, E. 和 Marchant, D.
使用超深电磁 LWD 数据的 3D 反演绘制着陆操作期间复杂的地质表面形态。论文在 2021 年 8 月于德克萨斯州休斯顿举行的虚拟离岸技术会议上发表。DOI:https: //doi.org/10.4043/31216-MS Clegg, N.、Sinha, S.、Rodriguez, K.、Walmsely, A.、Sviland-Østre, S.、Lien, T.、Mouatt, J.、Marchant, D. 和 Christoph S. 超深3D各向异性电
磁反演,了解浊积岩储层中复杂流体边界的指南。论文于 2022 年 6 月在挪威斯塔万格举行的 SPWLA 第 63 届年度测井研讨会上发表。DOI： https: //doi.org/10.30632/SPWLA-2022-0119 Dribus, JR 2014。浊积沉积物的起源和特征的考虑。岩石物理学,卷。 55,没有。 2（2014 年 4 月）;第 88–95 页； 18 图 Elkhamry, A.、Clegg, N.、Taher, A. 和 Bikchandaev, E。利用实时方位角电阻率测量和超深 3D 反演首次成功完成方位角井布置。论文于 2023 年 3 月在泰国曼谷举行的国际石
油技术会议上发表。DOI:https: //doi.org/10.2523/IPTC-22779-EA Farfour, M. 和 Gaci, S.,2018。用于检测碳氢化合物的光谱分解和振幅分解：比较和应用。于 2018 年 5 月 9 日至 10 日在阿联酋阿布扎比
举行的 RDPETRO 2018:研究与开发石油会议暨展览会上发表。 https://doi.org/10.1190/RDP2018-40021380.1

Fitzsimmons, R. Veiberg, D. 和 Kråkenes, T. 2005。挪威北海 Alveim、Quads 24 和 25 内 Heimdal 砂岩的特征。地质学会伦敦石油地质会议系列6:123-131 García, M., Alonso, B., Ercilla, G., Estrada, F. 2015。深水浊积岩系统:对其元素、沉积过程和沉积模型的回顾。他们
的特征是伊比利亚边缘地区。地质学与矿产学报， 126 (2-3):189-218。国际标准期刊号:0366-0176

哈罗德·H·萨沃德 (Harold H. Sullwold)小（1961）。石油勘探中的浊积岩。 SP 22:砂岩体的几何形状,AAPG 特殊体积。彼得森,J.,奥斯蒙德,JC doi.org/10.1306/SV22354C5
Jack, I.,2017。4D地震 – 过去、现在和未来。由勘探地球物理学家协会于 2017 年 5 月 2 日在线发布。 https://doi.org/10.1190/tle36050386.1 Martinsen, OJ, Lien, T. 和 Jackson, C., 2005。北海和挪威海
盆的白垩纪和古近纪浊积岩系统:来源、分期区域和盆地地貌对储层发育的控制。地质学会伦敦石油地质会议系列章节。 DOI： 10.1144/0061147



二、钻完井技术学术动态

1. 一种创新的大斜度或水平井固井评价方法

文献摘要：在某些井况下，评估水泥完整性以防止套管后环空空间中的流体运移可能会变得具有挑战性。传统的水泥评价工具在大多数情况下都是有用的，但在具有高度挑战性的作业(斜井或水平井)中，迫切需要更先进的水泥评价和处理技术，以提高对井眼完整性评价的信心。脉冲回波和/或弯曲波测量，以及声波测量，通常是一起进行的，以提高水泥评价。该方法依赖于了解井筒流体特性(声速和声阻抗)，在斜井段或水平井段，由于泥浆沉降或泥浆离析，这些特性可能会发生变化，在井的高侧成分较轻，在井的低侧成分较重。如果不考虑这种离析现象，就会导致错误的不确定性水泥解释答案，例如在泥浆成分较重的方向出现低声阻抗条纹。基于 3 参数反演方法，开发了一种新的先进超声技术及其嵌入的独特反演处理方法 R+，该技术首先计算 360 度井眼泥浆阻抗，然后将其作为输入，精确计算环空材料声阻抗。该方法还可以揭示泥浆沉降、离析等井筒状况。本文通过多个实例，论证了新型先进超声工具和 R+反演处理的应用。在文中解释的所有情况中，我们发现由于井眼内的泥浆离析，很难识别真实的环空情况。采用 R+反演方法确定井筒流体非均质性。所有的案例研究都比较了使用经典 T3 方法和 R+反演方法进行的水泥评价。新型的 R+反演方法可以很好地解决井筒内泥浆离析所带来的不确定性，最终的固井解释有助于作业者及时做出作业决策。先进的超声波技术和 R+反演方法将确保在具有挑战性的井眼环境中进行准确的固井评估，无论套管尺寸和水泥类型如何，都希望实现泥浆离析。通过准确的固井评估，作业者可以在任何时候(新井、干预、桥塞和弃井)避免不必要的昂贵固井补救作业，从而影响钻机的活动。

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

SPE-215510-MS

一种新的创新水泥评价方法,用于高偏差或水平井

A. Kumar,SLB,印度新孟买； K. Singh,SLB,罗马尼亚布加勒斯特； D. S Oliver 和 S. Dutta,SLB,印度新孟买

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/215510-MS

本文准备于 2023 年 9 月 5 日至 8 日在英国苏格兰阿伯丁举行的 SPE O shore Europe 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 项目委员会选择了这篇论文进行演示。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

在某些井条件下,评估水泥完整性以防止套管后面环形空间中的流体迁移可能会变得具有挑战性。传统的水泥评估工具在大多数情况下都很有用,但在极具挑战性的作业（斜井或水平井)中,迫切需要更先进的水泥评估和处理技术,以提高井眼完整性评估测量的置信度。

脉冲回波和/或弯曲波测量以及声波测量通常同时进行,以改进水泥评估。该方法依赖于了解井筒流体特性（声速和声阻抗）,由于泥浆沉降或泥浆离析,井筒流体特性（声速和声阻抗)可能会发生变化,较轻的成分位于井的高侧,较重的成分位于井的下侧。井。如果不考虑这种离析现象,就会导致错误的水泥解释结果并具有不确定性,例如较重泥浆成分方向上的低声阻抗条纹。开发了一种基于三参数反演方法的新型先进超声波技术及其嵌入式独特反演处理（称为 R+）,该技术首先计算 360 度井筒泥浆阻抗,然后将其作为输入来精确计算环形材料声阻抗。该方法还可以揭示井眼状况,例如泥浆沉降和离析。

本文通过多个案例研究展示了新型先进超声波工具和R+反演处理的应用。在本文解释的所有情况中,我们看到由于钻孔中的泥浆偏析,很难确定真正的环空条件。采用R+反演方法确认井筒流体非均质性。所有案例研究都比较了使用经典T3方法与 R+ 反演方法进行的水泥评估。新的R+反演方法很好地解决了井筒内泥浆离析所面临的不确定性,最终的水泥解释有助于操作人员及时做出操作决策。

先进的超声波技术和 R+ 反演方法将确保在具有挑战性的井眼环境中准确评估水泥,无论套管尺寸和水泥类型如何,泥浆都会分层。通过准确的水泥评估,操作员可以避免在任何时候（新井、干预、堵塞和废弃)进行不必要的、昂贵的水泥修复操作,从而影响钻机活动。

介绍

套管孔超声波测井在行业中广泛用于评估套管完整性和环空水泥状况。 SLB 使用两种不同的服务:脉冲回波和弯曲成像仪,利用超声波原理来提供这些答案产品。 T3处理是用于从采集的超声波波形导出环形材料声阻抗和套管厚度的标准技术。 T3环形材料的输出声阻抗取决于输入泥浆参数（井筒泥浆的声阻抗）。随着厚套管斜井和水平井数量的增加以及重泥浆的使用,使用这种方法的解释变得具有挑战性。如果无法进行可靠的自由管道校准,则输入泥浆声阻抗通常存在一定程度的不确定性。

此外,斜井或水平井中存在泥浆分层或梯度以及非均匀方位泥浆分布的情况,其中T3在处理此类变化方面存在局限性。 T3方法假设泥浆均质,并使用平均泥浆阻抗值作为输入来计算套管后面材料的声阻抗。因此,当存在非均质泥浆并且无法测量方位角变化时,很难自信地解释结果。例如,由于套管底部的泥浆偏析,在井的斜井或水平井段的环形材料声阻抗图中观察到低阻抗条纹。如果在这样的斜井或水平井中存在通道,则很可能在套管的低侧准确地观察到。因此,无法区分这种由泥浆离析效应引起的幽灵河道与真实河道是一个很大的问题。

R+ 是一种通过先进的功率传感器超声波测井工具启用的新颖处理技术,无需用户输入泥浆声阻抗即可导出环形材料声阻抗。
它是一种 3 参数反演技术,可提供 3 个输出:套管厚度、环空材料声阻抗和泥浆声阻抗行为（方位角图）。除了井几何形状之外,R+ 不需要任何输入。通过这种方式,R+ 提供了绝对类型的测量,这在重要的井完整性案例评估中非常有利。

在了解R+反演处理技术之前,我们先回顾一下工具的工作原理
以及标准T3处理。
脉冲回波（图1)在距套管壁一定距离处有一个超声波换能器,它向套管重复发送频率在 200 kHz 至 700 kHz 范围内的短超声波脉冲。
超声波脉冲（Froelich 等人,1982)穿过钻孔中的液体并进入套管壁,以厚度模式使套管产生共振。然后传感器变成接收器并测量从套管返回的回波。接收到的波形的衰减率取决于外壳两侧介质的声阻抗。然后,根据为这些材料之间的声阻抗边界设置的阈值,将环形材料的声阻抗分类为气体、液体或水泥。

超声波换能器安装在旋转接头上,以高分辨率完全覆盖外壳。

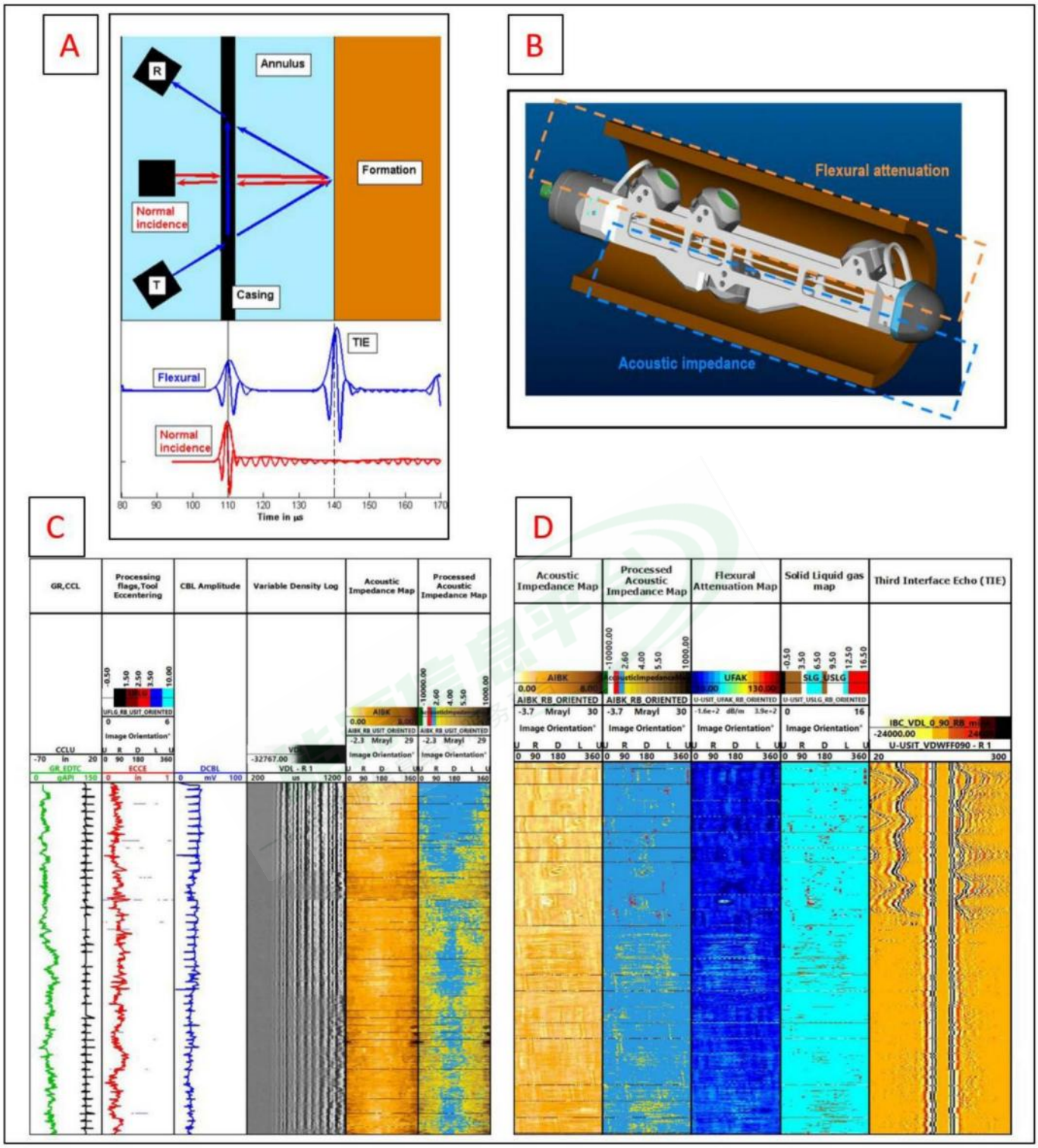


图 1 [A]、[B] 来自先进超声波测井工具的脉冲回波、弯曲衰减和第三界面回波 (TIE) 波形。 [C] 使用传统超声波和声波工具进行环空评估的超声波和声波测井测量。 [D] 使用先进的超声波测井工具进行声阻抗、弯曲衰减、固-液-气 (SLG) 和 TIE 测量。

另一方面,弯曲成像仪结合了两组测量:标准超声波测量是通过传感器发送和接收垂直入射到外壳的波来执行的,弯曲波测量是通过单独的发射器和接收器实现的,具有一定的

入射角和沿外壳轴线的传播方向。所有传感器都位于旋转接头上,这使得它们能够在不同的角度位置读取读数。

弯曲波测量的第一个输出是对沿着套管传播期间的衰减的评估。这是通过两个垂直间隔的校准接收器来实现的。弯曲衰减大致与内部泥浆和外部材料的声阻抗之和成正比,前提是该外部材料的声速低于临界阈值。由于超声波测量也是内部泥浆和外部材料的声阻抗的函数,因此结合脉冲回波和弯曲数据可以同时反演内部泥浆和外部材料的声阻抗,从而无需单独的泥日志。这种集成的另一个好处是,由于两个独立的测量,并且弯曲衰减对工具偏心、泥浆衰减、套管粗糙度、水泥等环境影响的敏感性较低,因此可以改进对套管直接后面的材料(固体、液体或气体)的解释。微环。环空材料状态精度的提高使得能够区分非常轻的水泥(例如 LiteCRETE)和液体,超出了单独使用脉冲回波测量所能实现的范围。 (Kalyanraman 等人,2017)

弯曲波的另一个特点是它可以探测套管和地层之间环空的整个厚度。在套管弯曲到达之后,可以在适当的条件下检测从水泥/地层(或水泥/第二套管)界面反射的回波,并且测量其特性(到达时间和幅度)。到达时间允许输出在钻孔(或外壳)内居中的套管以及环空声速或厚度,具体取决于钻孔直径或环空速度是否已知。

超声波脉冲回波处理原理(T3处理)

脉冲回波信号处理方法称为T3处理。回波幅度和传播时间是在时域中测量的。然后在频域中测量谐振早期部分的频率和带宽,并通过将平面波模型与所测量的谐振相匹配来确定套管厚度和水泥阻抗。简而言之, T3将平面波模型与测量波形的早期部分进行匹配。

在T3 (图2)中,首先识别回波的峰值以测量幅度和传播时间。然后,将包含初始反射的短归一化窗口应用于记录的超声波波形,以提取波形的频谱特征。应用包含初始反射和谐振早期部分的处理窗口(红色曲线)来从记录的波形导出群延迟函数。处理窗口通常覆盖波形尾部的 7 个反射。

然后使用所获取波形的频谱信息和谐振尾部的环形材料声阻抗的猜测值来生成合成波形。类似地,将处理窗口应用于合成波形,然后将群延迟与实际波形的群延迟进行比较。迭代环形材料声阻抗的猜测值,直到在采集的波形和合成波形之间找到良好的群延迟匹配。随后将 3D 校正应用于最终输出的厚度和声阻抗(Hayman 等人,1991)。为了生成合成波形, T3需要将井眼泥浆属性作为输入。

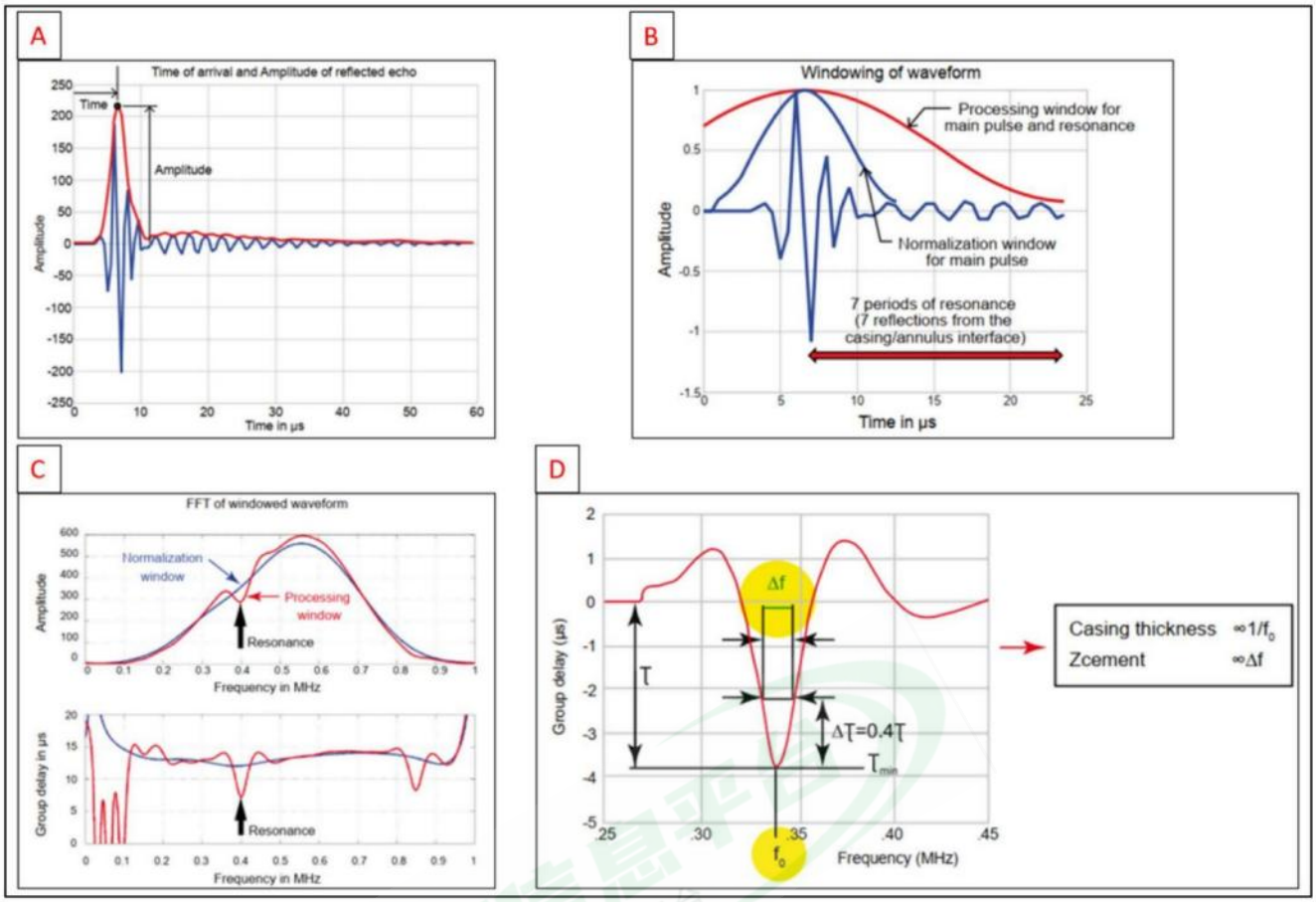


图 2 [A] 峰值位置,[B] 典型T3处理窗口,[C] 振幅谱和群延迟谱,显示通过群延迟谱更清晰地识别谐振。 [D] 套管谐振的群延迟特性。

输出环形材料声阻抗(Zann)是输入泥浆声阻抗(Zmud)的函数。通常,灵敏度比为 1:5,这意味着泥浆声阻抗变化 0.1 MRayl,环形材料声阻抗变化 0.5 MRayl。该灵敏度取决于 WLEN 参数（处理窗口中的反射周期数）。在T3处理中,WLEN参数针对7个反射周期进行了优化。因此， T3生成的输出取决于输入泥浆特性,因此答案始终取决于输入泥浆特性的准确性。

T3处理的局限性如果执行了正确的自由管校

准， T3会给出可靠的答案。几乎总是需要此校准过程。如果没有明确的参考点（例如自由管截面）,可能会出现问题。特别是对于没有经验的用户,存在错误日志解释的风险

案例为

- 泥浆特性的不确定性可能导致错误的水泥解释。例如,将脱粘水泥部分错误地解释为液体。
- 由于斜井或水平井中泥浆方位角分布不均匀,在套管底部观察到低阻抗条纹。这些情况下的问题是真正的通道可能确实存在。
- 泥浆分层或梯度可能导致井筒流体性质随深度的变化,从而导致环空水泥评估不准确。

Machine Translated by Google

称为 R+（共振（R)反演,增强（+））的新颖处理技术不需要用户输入泥浆属性。另一方面,它首先估计Zmud分布,然后使用该Zmud进行最终的Zann估计。现在我们就来了解一下它的工作原理。

新颖的R+反演处理原理（R+处理）

R+ 是一种模型驱动算法（Thierry 等人,2016 年； Thierry 等人,2017 年）,在使用带有功率传感器的高级超声波测井工具时可用。在R+ （图3)中,对记录的超声脉冲回波波形应用三个处理窗口,同时分别覆盖5、7和9次反射。从该过程中提取了三条曲线,每条曲线都代表作为 Zmud 函数的环形阻抗Zann 。生成的Zann曲线对Zmud变化的敏感性是参数 WLEN 的函数。WLEN 越高,函数的灵敏度越低（ Zann:Zmud对于 5、7 和 9 次反射的典型灵敏度分别为 7:1、5:1 和 3:1）。对于每个波形,都有一个唯一的Zmud值,允许根据 3D 模型重建波形,这三个曲线必然相交于一个公共点。该交点给出了Zann和Zmud。

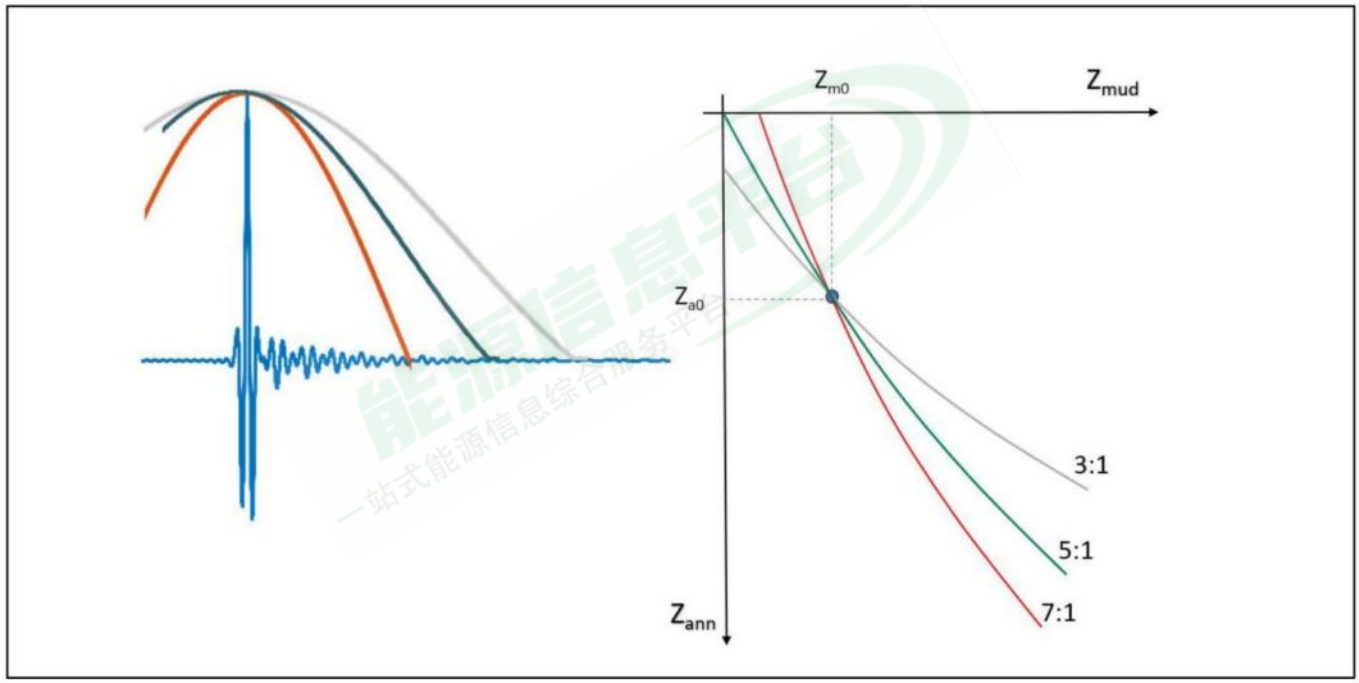


图 3 R+ 处理 – 左:应用了三个处理窗口的初始波形。右图:三条曲线,每一条代表提取的环带阻抗Zann作为 Zmud 函数的依赖性。
只有一个泥浆阻抗参数,在所有这三个函数中产生相同的输出。

由于T3是依赖于校准的反演,因此其 AIBK（环空材料声阻抗)输出是泥浆声阻抗值的函数。生成的 AIBK 的灵敏度是参数 WLEN 的函数。 WLEN 越长,AIBK 对Zmud变化的敏感度越低。图3中提供了此类行为的示例。图 3显示Zann:Zmud通常在 7:1 和 3:1 之间变化。输入 Zmud 距离预期值越远,这些函数依赖性就越发散。事实上,只有一个点所有的解都是相同的,那就是Zmud等于期望值的点。

R+ 单次执行上述多窗口深度波浪分析。也就是说,使用精确的 3D 模型,它搜索不同探测深度的所有可能解决方案,并搜索这些解决方案收敛的泥浆值。换句话说,它搜索曲线的交点,

如图3所示。提取Zmud值后,将其用于最终分析。因此,R+ 的输出提取一对值 (Th, Zann) ,并且需要
产生Zann和Zmud 两个输出。与作为输入参数的T3泥浆阻 ,
抗Zmud相反,R+ 处理提供三个输出值（Th、 Zann、 Zmud） ,并且除了井几何形状之外不需要任何输入。通过这种方式,R+ 提供了绝对类型的测量,这在重要的井完整性案例评估中非常有利。然而,R+反演的实现也有其自身的挑战。

R+ 反演最佳处理条件R+ 反演处理输出并非在每种情况下都是最佳的。

它需要具有高信噪比的高质量波形。为了产生可靠的答案,评估反演输出的质量以估计其可信度非常重要。为了充分利用 R+ 反演处理技术,最新一代的功率传感器、更新的处理软件和能够消除固定噪声的噪声抑制滤波器是必要的要求。 R+反转处理最适合厚度小于14毫米的肠衣。对于厚套管（>14mm） ,R+采集时必须使用厚套管模式才能给出正确的处理输出,否则波形尾部可能不包含正确反演所需的9个谐振周期。 （古普塔等人,2019）。

外壳越厚,与预期输出值的偏差就越大。对于厚度 < 17 毫米,它通常仍然是合理的（误差通常小于 0.5 MRayl） ,并且在较厚的肠衣中,误差逐渐变得更加重要。在小而薄的外壳（5 英寸及以下)中,可以观察到强烈的偏心效应。在这种情况下,3 参数反演可能会很困难,因此最好使用固定泥浆选项。

R+ 反转 VS T3

R+反演处理可以产生极好的结果。然而,并不是所有R+处理的作业都能比T3具有更好的质量。原因有以下几个:

- 从历史上看,操作范围已根据T3处理限制进行了优化。
  R+ 需要稍微不同的处理包络,这与T3不同。这主要涉及发射脉冲中心频率和间隔,有时间隔对于最佳 R + 反演来说太短。

- R+ 需要比T3更长的共振尾才能进行分析。也就是说， T3 WLEN 通常被选择为使其恰好覆盖尾部的 7 个套管共振回波。刀具规划器优化几何条件,以满足7个共振情况。 R+ 反过来需要 9 个回波才能正确处理。但这 9 个回声并不总是可用。

- T3是二参数反演,R+是三参数反演。在某些近似中， T3输出类似于 R+ 输出,但Zmud分布被迫保持恒定,特别是在 TIE（第三界面回波)污染较高的情况下（例如,双管柱配置中的优质水泥）。这一附加约束使输出更加稳定,但不适用于泥浆分布不均匀的情况。

实例探究

本文中提出的所有案例研究都将遵循相同的日志布局。第一个是T3处理的一般可交付布局,第二个是显示T3处理和 R+ 反转处理之间比较的布局。

T3加工布局轨迹如下;

轨道 1:伽马射线 (GR)、套管接箍定位器 (CCL)

轨道 2:偏心率 (ECCE)、处理标志 (UFLG)
轨道 3:第一回波幅度图 (AWBK)
轨道 4:井斜度
轨道 5:声阻抗图 (AIBK)
轨道 6:处理后的声阻抗图 (AIBK)
轨道 7:弯曲衰减图 (UFAK)
轨道 8:固液气 (SLG) 地图
轨道 9:弯曲波形远端接收器 1 (TIE)
轨道 10:弯曲波形远接收器 19 (TIE)
轨道 11:套管粘结测井 (CBL) 幅度
第 12 道:可变密度测井 (VDL)

T3处理与 R+ 反转处理比较布局轨道;

轨道 1:伽马射线 (GR)、套管接箍定位器 (CCL)、
轨道 2:偏心率 (ECCE)、处理标志 (UFLG)
轨道 3:R+ 群延迟噪声标志 (RPLUSGDN)
轨道 4:井眼倾斜度
轨道 5:泥浆声阻抗 (CZMD)
轨道 6:声阻抗图 (AIBK)
轨道 7:处理后的声阻抗图 (AIBK)
轨道 8:固液气 (SLG) 地图
轨道 9:R+ 反演处理泥浆图的方位声阻抗
轨道 10:R+ 反演处理的声阻抗图 (AIBK)
轨道 11:R+ 反演处理处理后的声阻抗图 (AIBK)
轨道 12:来自 R+ 反演处理的固液气 (SLG) 地图

一般评论这里介绍的所有

三口井的目标是使用声波和超声波（脉冲回波和一发一收)评估水泥。超声波测量提供方位角水泥放置信息,并识别任何小阶通道或缺陷,这是经典声波（CBL-VDL 测量)的局限性。在不同频率下操作的声波和超声波一起可以更好地评估湿或干微环带等情况下的水泥放置情况,了解水泥和地层之间的结合,岩性的影响（例如快速地层对评估的影响）,纯水泥或轻质水泥评估等一些。超声波处理需要根据深度正确确定井筒流体特性,才能给出准确的结果。井筒流体声阻抗的深度变化是根据超声波速度和已知泥浆密度计算的,或者是使用上一代超声波工具中的换能器直接测量的。每个深度报告一个井筒流体声阻抗值。该方法在近垂直井和预期井筒流体没有方位角变化的井中效果最佳。

井-A

套管:9.625 英寸、47 磅/英尺、12.25 英寸钻孔 环空
流体:11.6 ppg 油基泥浆 井筒流体:11.6 ppg
油基泥浆 倾角:79 度

在这种情况下,随着倾角增加， T3过程（图4)显示出充气环空。如果不使用带有功率传感器的新型超声波技术进行记录,将无法确定

水泥图像中的气体通道是否真实,因此可能会改变操作员下一步决策的结果。在这种情况下,功率传感器用于采集数据,因此可以进行 R+ 处理。 R+ 结果清楚地表明,在T3处理的水泥图像中观察到气体通道的区间内,泥浆偏析位于低侧。使用 R+ 对数据进行重新处理,计算井眼泥浆阻抗 360 度,然后将其用作环空材料声阻抗计算的输入。新结果 (图5)证实环空中不存在气体通道,这为操作员推进钻机项目的下一阶段提供了明确的方向。

该案例研究清楚地表明了泥浆沉降对井的大斜度部分的不利副作用。 T3处理中泥浆的声阻抗被低估,导致环空材料的声阻抗被低估,并且通过使用 R+ 反演处理考虑井眼流体的方位角变化而采取正确的输入,可以实现准确的环空材料解释。

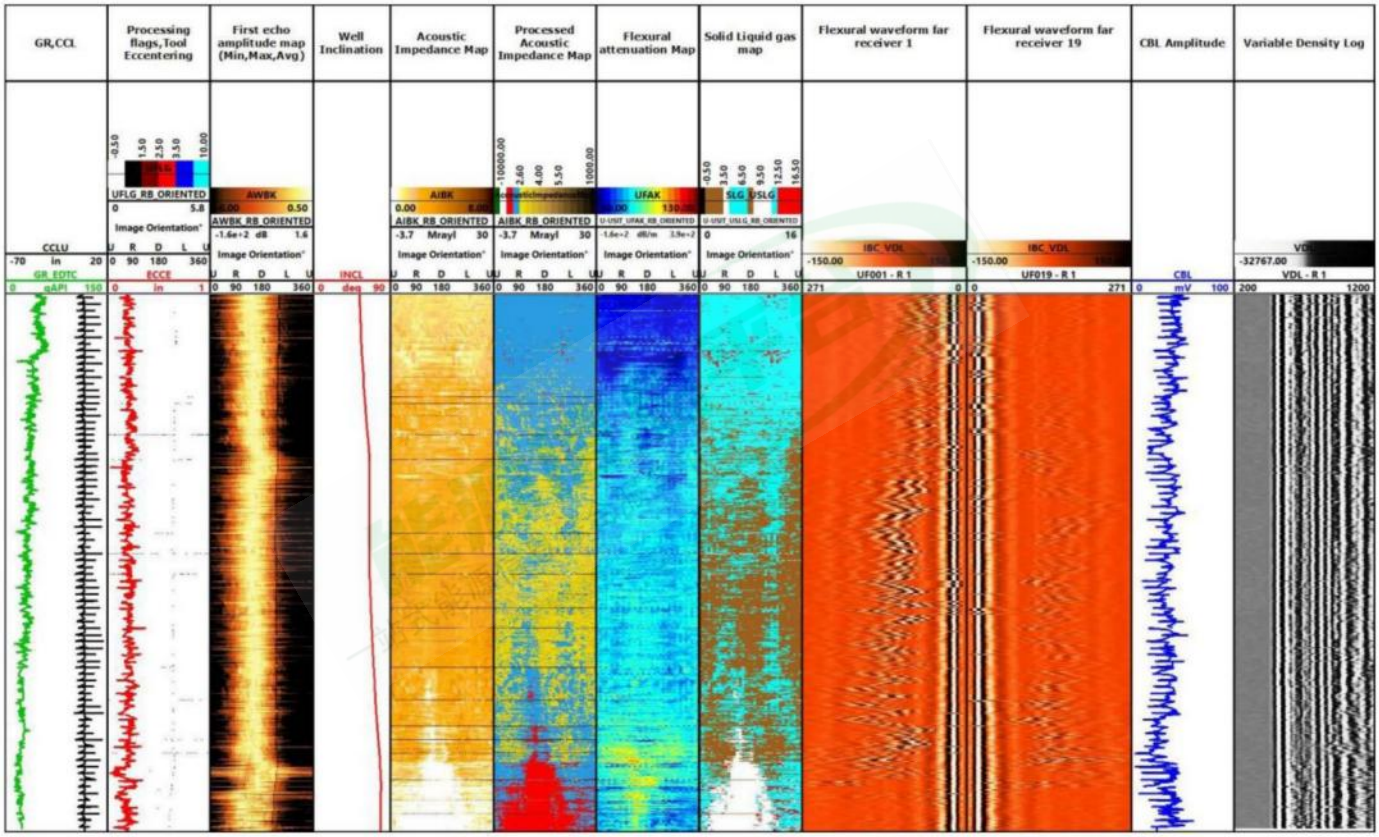


图 4 A 井:斜井和油基泥浆场景中的T3处理。

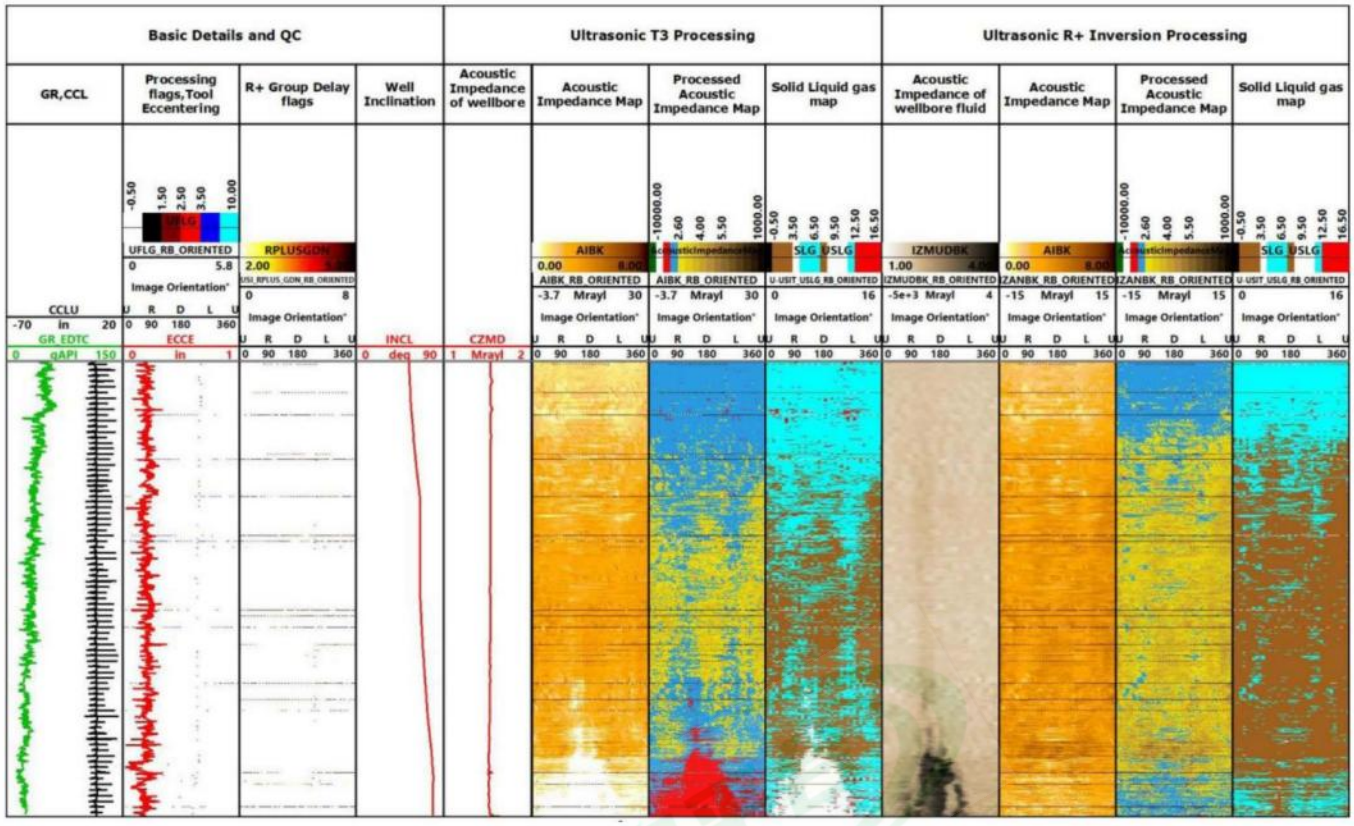


图 5　A 井:测井布局显示了斜井和油基泥浆场景中T3处理结果与 R+ 反演处理结果之间的明显区别。

井B

套管:9.625 英寸、47 磅/英尺、12.25 英寸钻孔 环空
流体:10.6 ppg 油基泥浆 井筒流体:10.6 ppg
油基泥浆 倾角:83 度

目标是评估 9.625 英寸套管环空的水泥。 T3处理结果（图6)在声阻抗图中显示出连续的低阻抗带。此外,从声阻抗和弯曲衰减得出的 SLG 图显示低侧有白点,表明数据点位于标准模型之外。

尽管有良好的自由管归一化过程,但它包含位于原木低侧的低阻抗条纹。该条纹在井的水平部分非常明显,这暗示了泥浆分离效应。在传统的超声波测井工具和相关解释工作流程中,由于技术限制,尚未开发出明确的程序来解决此问题。如果通道存在于这种类型的水平井构造中,则很可能恰好在套管的低侧观察到。这种由泥浆离析效应引起的鬼河道和真实河道的情况无法区分是一个很大的问题。

这是泥浆沉降在管道底部的教科书案例（图7） ,当使用井眼流体的深度特定声阻抗时,会低估沉降在管道底部的较重泥浆,从而导致低估了计算出的井眼流体的声阻抗。在环空中表现为伪气体通道的环空材料。同样,如果这些人工制品没有得到正确处理,将导致模糊的决策,随后由于不必要的干预操作而增加成本。因此,消除沉降泥浆的影响至关重要。

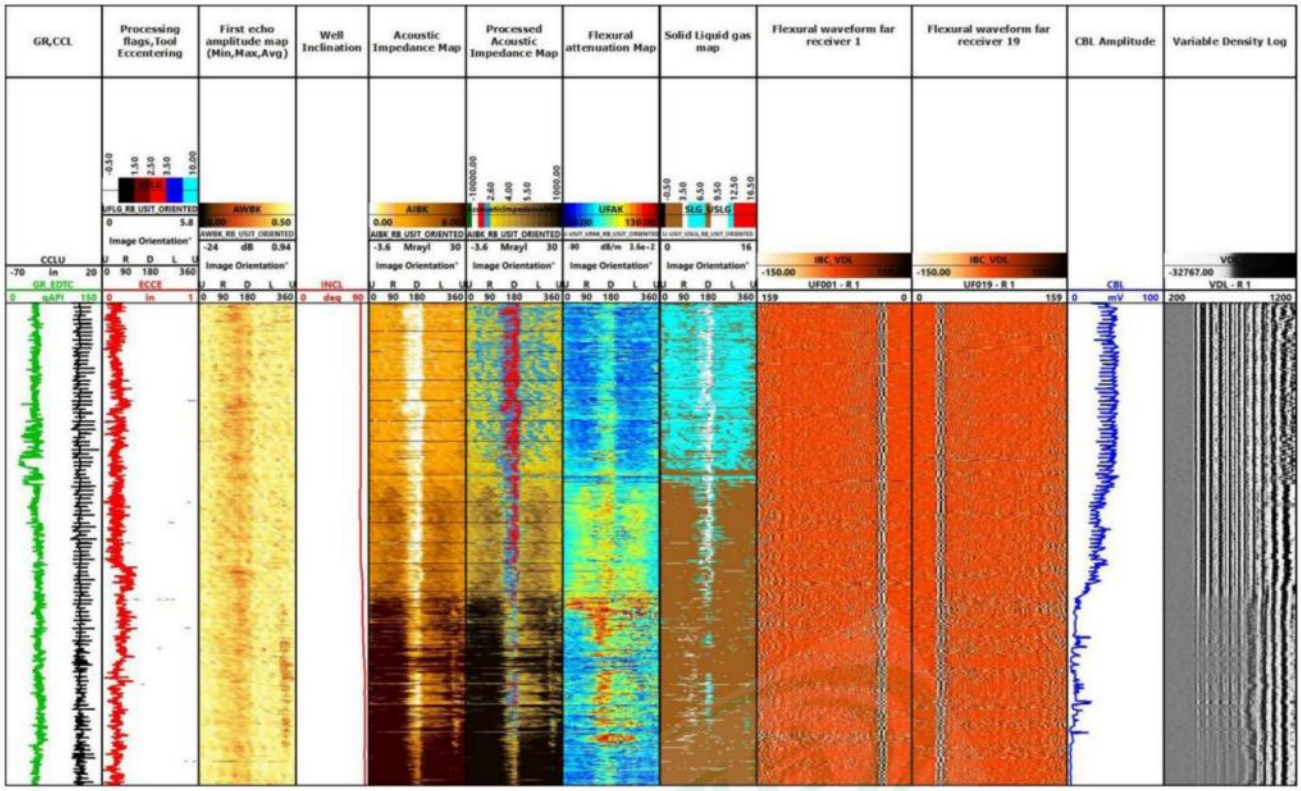


图 6B 井:水平井和油基泥浆场景中的T3处理。

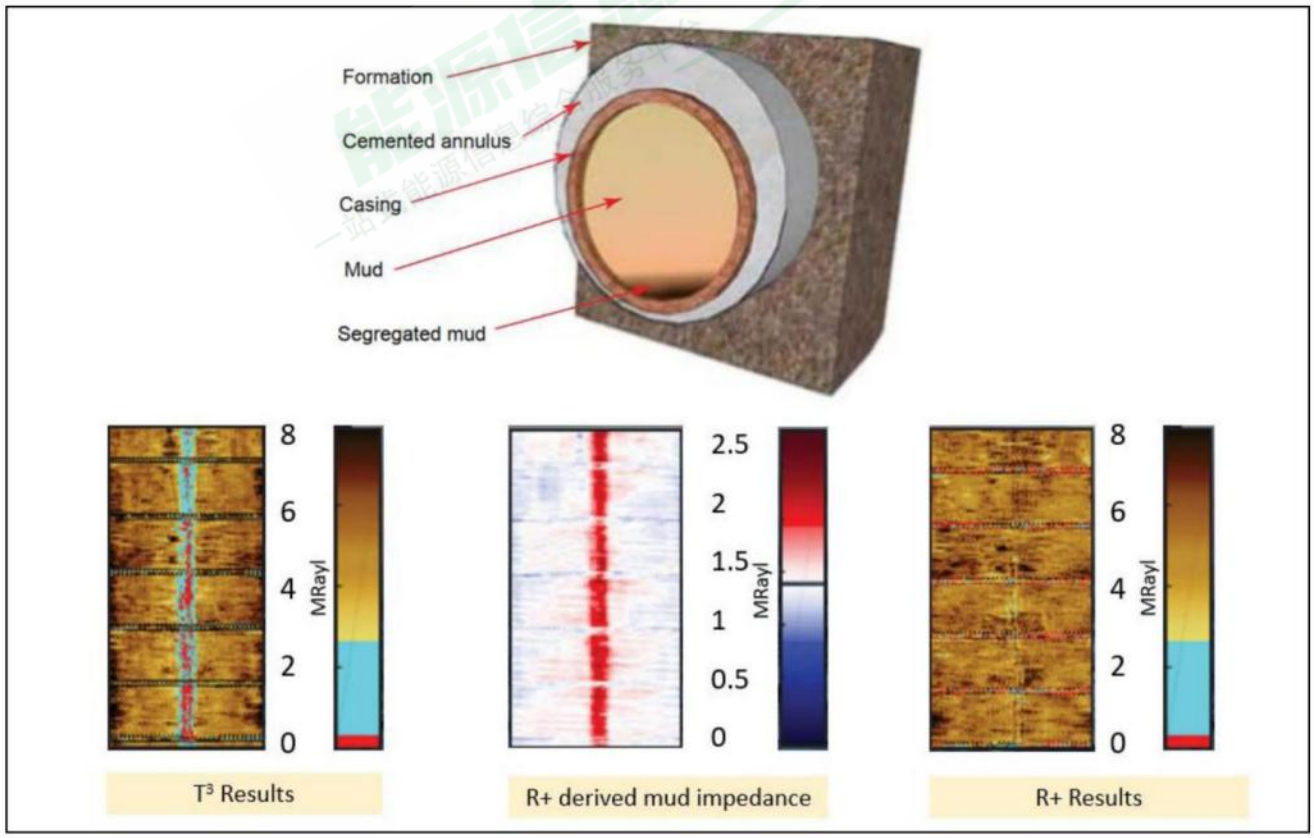


图 7　泥浆分离对T3处理的影响以及 R+ 如何解决它。

为了克服这些挑战,对该井进行了R+反演处理（图8）,证实了泥浆固体偏析。由此产生的井筒流体声阻抗显示,在整个井段的管道底部有一条连续的泥浆固体沉降带。以此作为输入,使用 R+ 反演处理技术计算的环形材料的声阻抗没有显示出这种连续的低阻抗带。这有助于操作员做出明智的决定。

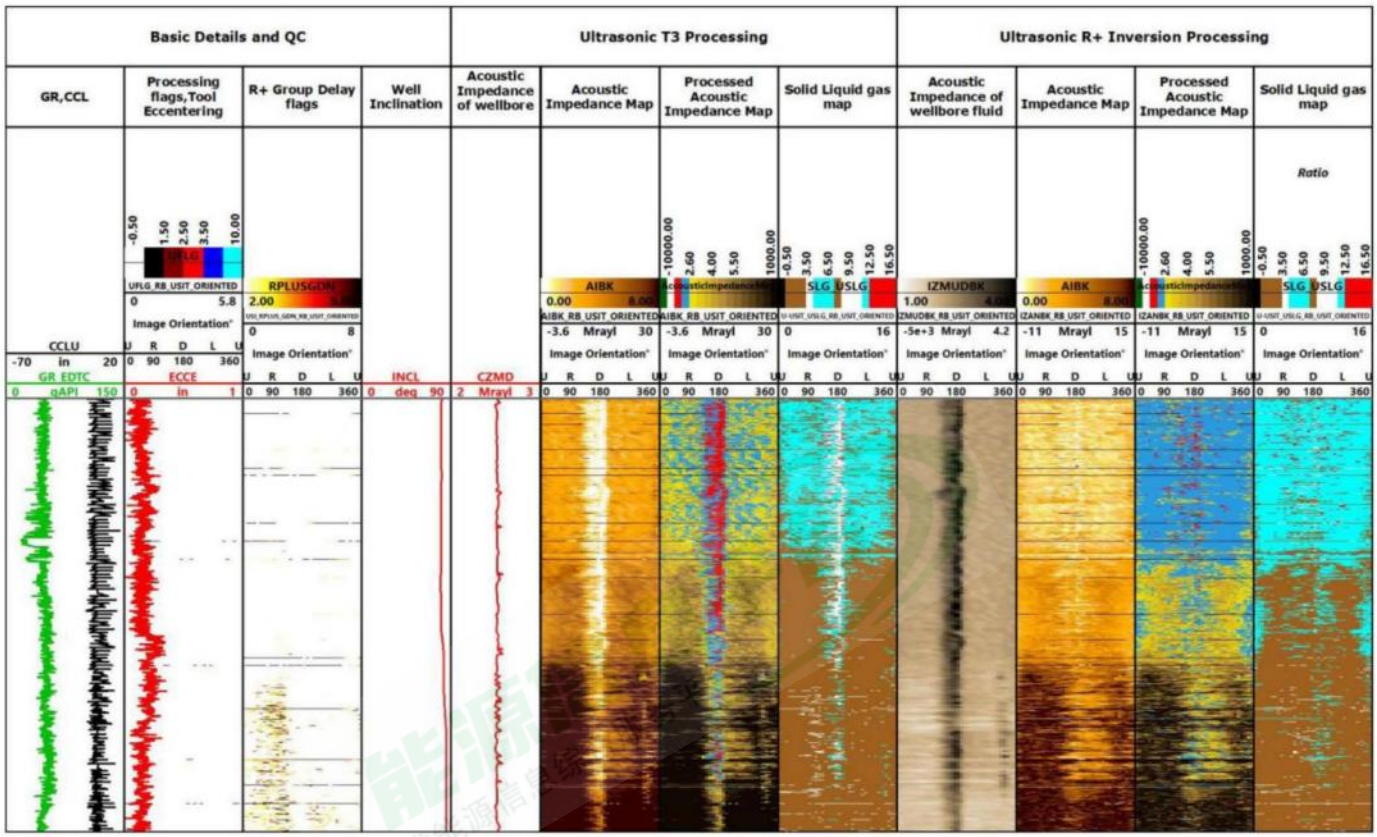


图 8B 井:测井布局显示了斜井和油基泥浆场景中T3处理结果与 R+ 反演处理结果之间的明显区别。

该案例研究也是一个典型的例子,显示了较重的泥浆固体沉降在水平段井筒下侧的不利副作用。 T3处理中泥浆的声阻抗被低估,导致环空材料的声阻抗被低估,并且通过使用 R+ 反演处理甚至考虑井眼流体的方位角变化而采取正确的输入,可以实现准确的环空材料解释。

井C

套管:13.375 英寸,72 磅/英尺,16 英寸钻孔 环空
流体:11.4 ppg 油基泥浆 井筒流体:11.4 ppg
油基泥浆 倾角:75 度

目标是对 13.375 英寸套管环空的水泥进行一般评估。对超声数据集进行常规处理以评估环空状况。使用理论Zmud（反演泥浆慢度及其密度的函数）,在声阻抗图中,井的低侧有明显的连续液体通道。此外,从声阻抗和弯曲衰减导出的 SLG 图也显示出相同的结果（图9）。

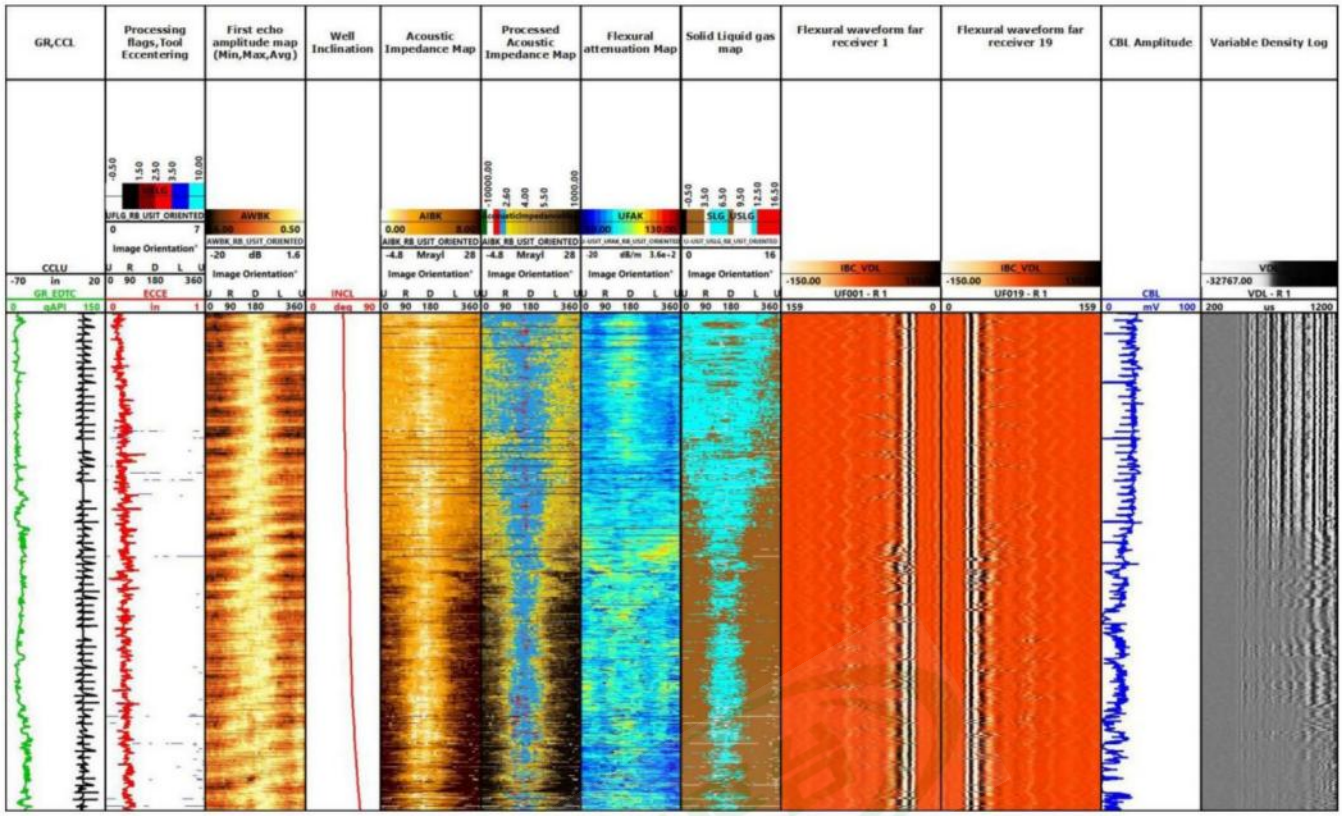


图 9C 井:斜井和油基泥浆场景中的T3处理。

由于测井采用先进的超声波功率换能器技术,R+处理可以确认套管低侧的低阻抗通道是否可能是由井内泥浆离析造成的。 R+ 处理 (图 10)显示了套管低侧的泥浆分离,并且利用这一新信息,重新处理的环空声阻抗不会显示通道,从而提供了水泥放置的准确图片。在这种情况下,重新处理的结果确认了区域隔离所需的最小进尺,并且钻机转移到下一个计划,而无需担心进行水泥修复的意外情况。

该案例研究再次清楚地表明了泥浆沉降对井的大斜度部分的不利副作用。 T3处理中泥浆的声阻抗被低估,导致环空材料的声阻抗被低估,通过使用 R+ 反演处理甚至考虑井眼流体的方位角变化来采取正确的输入,可以实现准确的环空材料解释。

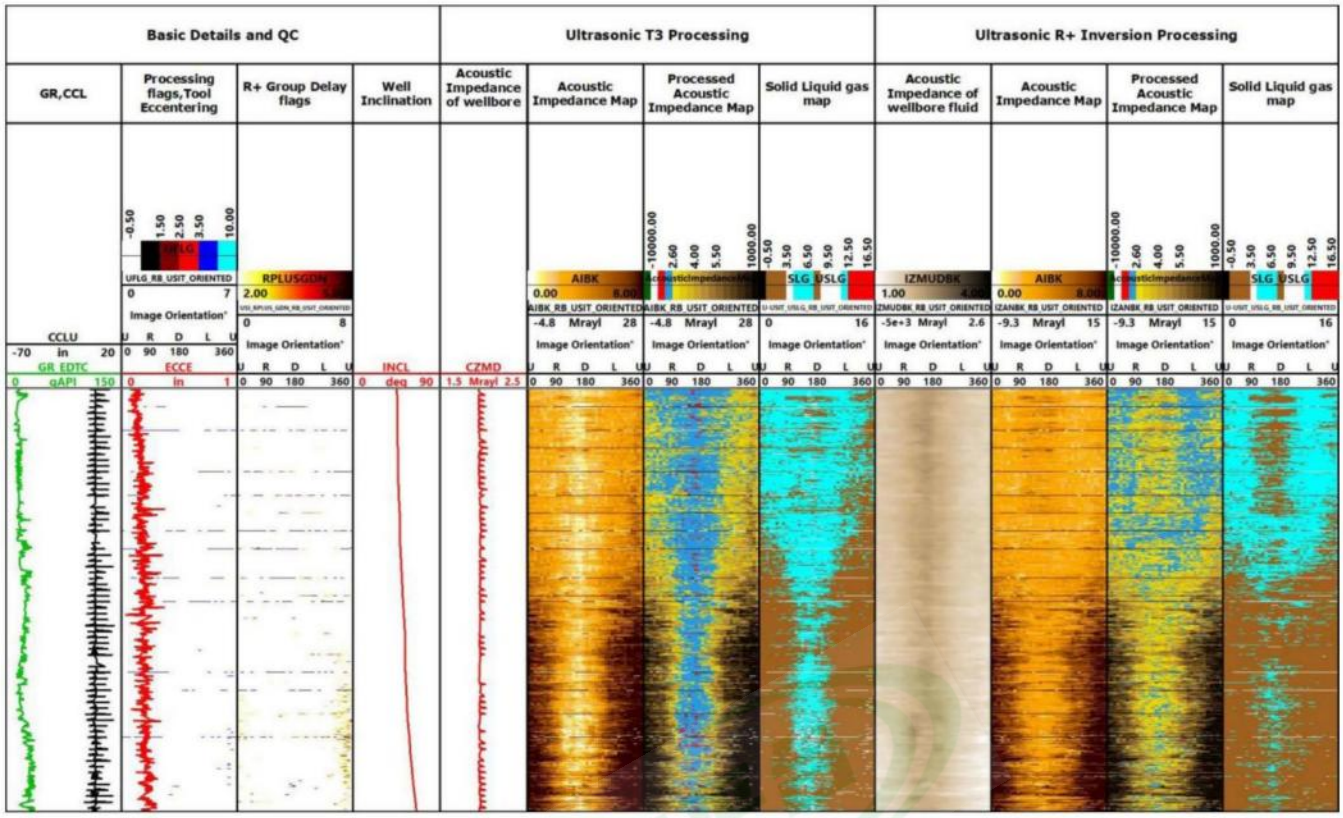


图 10C 井:测井布局显示了斜井和油基泥浆场景中 T3 处理结果与 R+ 反演处理结果之间的明显区别。

结论

R+反转是一种利用先进的超声波功率换能器技术实现的新颖处理技术。如果怀疑井眼泥浆发生离析（径向或轴向），它可以清晰地显示环形水泥的放置情况。结果可以在几个小时内准备好，以帮助为下一次钻机操作做出决策。在本文介绍的所有三个案例中，操作员避免了水泥修复操作，从而节省了 3 至 5 天的钻机时间和相关成本。

三个案例研究针对不同的套管尺寸、井斜和泥浆特性，展示了R+反演在精确环空评估中的应用和独特能力。

拥有独立于 Zmud 的处理无需外部校准（免费管道校准）。

这消除了由于泥浆变化/分层效应而导致任何误解的风险。

参考

Froelich, B.、Dumont, A.、Pittman, D. 等人 1982 年。水泥评估工具：水泥评估的新方法。杰佩特技术 34 (1982): 1835–1841。 https://doi.org/10.2118/10207-PA

Gupta, S.、Govil, A.、Obando, G. 等人 2019 年。环空评估的最先进开发。论文于 2019 年 11 月在阿联酋阿布扎比举行的阿布扎比国际石油展览及会议上发表。https://doi.org/10.2118/197338-MS

Hayman, AJ、Parent, P.、Cheung, P. 等人 1994 年。通过超声波改进钻孔成像。论文于 1994 年 9 月在路易斯安那州新奥尔良举行的 SPE 年度技术会议和展览会上发表。https://doi.org/10.2118/28440-MS Kalyanraman, R.、Van Kuijk, R. 和 Hiroshi H. 2017。了解为什么有时原木在环空中看不到水泥。论

文于 2017 年 4 月在加利福尼亚州贝克斯菲尔德举行的 SPE 西部地区会议上发表。https://doi.org/10.2118/185731-MS

2. 钻井时主动磁测距：原型工具测试

文献摘要：井拦截作业具有钻入现有井的范围。类似地，一些填充钻井作业是在避免与其他井拦截的范围内进行的。开发了一种无需电缆作业的随钻主动磁测距(AMR)工具原型。本文的主要内容是介绍这种新工具在测试井中的原型测试结果：该测距工具向地层中发射低频交流电，到达目标井，然后穿过套管回到正在钻的井中。这种电流形成一个可变磁场，由 AMR 工具测量，确定朝向目标的方向以及距离。如果钻一口救援井，在拦截目标井之前，需要下 10 - 25 趟电缆。目前的 AMR 工具完全集成在钻杆中，从而避免了所有起下钻作业。本文对该工具进行了详细的概述。大部分重点将放在挪威的一口研究井中进行的性能测试上。钻杆放置在直井中，作为目标井。AMR 工具在研究井中下入，并测量了方向和与附近目标井的距离。详细介绍了在钻杆上进行的测井作业的设置和结果。图中显示了如何使用该工具测量两口井之间的方向和距离。大多数拦截作业不是救援井钻井，而是由于井段需要连接到另一口井或在桥塞和弃井作业期间需要拦截一口井的情况。该工具还可以避免与其他井发生碰撞，这是老油田钻井填充井或地热钻井散热器井的相关范围。本文概述了该工具及其潜力。

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

SPE-215523-MS

随钻主动磁测距:原型工具测试

K. Husby 和 M. Hjelstuen,SINTEF,挪威； TJ Eriksen,Well Intercept,挪威斯塔万格； A. 自由,M. Koraei 和 JD Ytrehus,SINTEF,挪威； A. Saasen,斯塔万格大学,斯塔万格,挪威

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/215523-MS

本文准备于 2023 年 9 月 5 日至 8 日在英国苏格兰阿伯丁举行的 SPE O shore Europe 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 项目委员会选择了这篇论文进行演示。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

井拦截作业的范围是钻入现有井。同样,一些加密钻井作业也是在避免与其他井拦截的范围内进行的。不使用电缆操作的随钻主动磁测距 (AMR) 工具原型已经开发出来。

当前文章的主要范围是展示这个新工具的原型测试结果。

测距工具向地层发射低频交流电到达目标井,然后穿过套管回到正在钻探的井。该电流建立了一个可变磁场,AMR 工具可以测量该磁场,从而确定朝向目标的方向以及距离。如果钻救援井,则在拦截目标井之前需要运行 10 - 25 次钢丝绳。目前的 AMR 工具完全集成在钻杆中,因此避免了所有起下钻操作。

钻杆上的主动磁性测距工具原型已经开发出来。论文中详细概述了该工具。最关注的将是在挪威的一口研究井中进行的性能测试。
将钻杆放置在直井中,即目标井。 AMR 工具在研究井中运行,测量了到附近目标井的方向和距离。详细描述了在钻杆上进行的测井操作的设置和结果。显示了如何使用该工具测量两个井之间的方向和距离。

大多数拦截作业不是救援井钻井,而是由于井段需要与另一口井连接或在堵塞和废弃作业期间需要拦截井的情况。该工具还可用于避免与其他井发生碰撞,这适用于在老油田钻探加密井或地热钻探中的散热器井。本文概述了该工具及其潜力。

介绍

在油田开发过程中,在油田的生命周期内,通常会在旧井和经常废弃的井之间钻新井（填充钻井）。在此类钻井作业中,重要的是不要与现有井发生碰撞。一口新井可能会靠近几口旧井,如果在钻井过程中不采取措施控制,很可能会与其中一些井发生碰撞。传统上,这些措施需要多次绳索作业,这显着影响钻井作业时间。定位旧井轨迹的测井作业

填充钻井过程中的方法通常类似于井截取钻井过程中所应用的方法,其目的是打另一口井。

截井作业是一种钻井作业,其范围是钻入现有井。通过井喷来压毁油井或气井的操作众所周知,但相对较少。在这种井喷情况下,可能无法进入目标井。因此,不可能将重液泵入该井以阻止井喷。因此,解决方案是钻一口泄压井,计划钻入目标井,以便能够将高密度压井液泵入该井以阻止井喷。通常,不可能找到该井的开放部分。因此,通常的做法是将泄压井钻至喷吹井附近,然后进行导航,使得该井在套管部分的底部被拦截。大多数拦截作业不是救援井钻井,而是需要将一口井拦截,因为它需要与另一口井连接,或者在堵塞和废弃作业期间。从商业角度来看,这些其他应用远比救援井技术重要。对于所有截井作业,包括紧急救援钻井,适当的磁测距至关重要。在靠近北极或南极的地方,借助笛卡尔坐标确定井位变得更加困难,因为纵向线之间的距离变小,磁场线水平分量变小（ Saasen 等人;2021）。

在截井钻井过程中,必须进行多次电缆测井操作,以确保相对于目标井的方向正确。对于每次这样的测井作业,钻杆被从井中拔出,并且缆绳工具被下入。从电缆工具将极低频交流电发射到地层中以到达目标井套管。然后电流沿着套管流回泄压井底部。该电流将建立一个可变磁场,由救援井中的磁力计进行测量。因此,可以确定朝向目标井的方向。相应地调整钻孔方向,并继续钻孔。通常,在拦截目标井之前需要进行 10 – 25 次有线导航运行。将钻杆拉出井、运行钢丝绳操作以及最后将钻柱送回井中的一项这样的操作通常需要几个小时的钻井时间,并且拉出和下入救援井所损失的总时间可能是几个小时。天。随钻主动磁测距工具的原型已经开发出来。使用该工具的范围是通过救援井钻杆系统上的集成工具来执行与当前使用电缆操作执行的类似测井操作。因
此,避免了所有起下钻操作,并且显着减少了钻救援井的时间。下面详细介绍该工具。将重点关注在挪威的实验室和研究井中进行的性能测试。不同类型的管道放置在目标井中。然后,将包括测量工具的钻杆在邻近井中下入,并测量到目标井的方向和距离。详细描述了在钻杆上进行的测井作业的设置和结果。

传统的测距工具目前在有线上运行。例如,参见国际井眼测量精度指导委员会 (2021)， Rassadkin 等人。 （2019）,卡约等人。 (2022)或Dorey 等人。 （2022）。由于经常需要大量的跳闸操作,因此使用这些操作是耗时的并且因此是昂贵的,如上所述。正如Husby 等人所描述的。 (2023)目前的主动磁测距 （AMR)工具被采用在钻柱本身上。它包括一个电流发射器和沿钻柱的至少两个接收器。该系统可以在钻孔时运行,但在测量期间暂停钻孔时才能达到最佳精度。可以使用多个接收器。然而,对于原型来说,它专注于与发射器共同分配的接收器。发射器沿 Z 方向的钻杆产生电流,同时至少两个磁接收器检测 X 和 Y 方向的磁场分量,如图 1 所示。AMR 工具还具有额外的板载磁传感器来捕获地球磁矢量以及 g 矢量。事实证明,这些传感器在解释测量活动的数据时很有用。

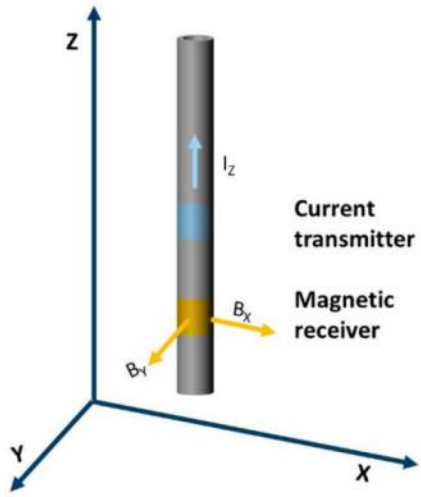


图 1AMR 工具坐标定义。

AMR 工具还将受益于井底组件 (BHA) 中可能存在的其他传感器数据。高精度磁力计数据不仅可以捕获地球磁场，还可以捕获 AMR 工具本身的交变磁场。此外，还应捕获来自任何惯性测量单元 (IMU)（如果存在）的数据。该工具的详细绘图如图2所示。下面将介绍并讨论不同测试运行的结果。

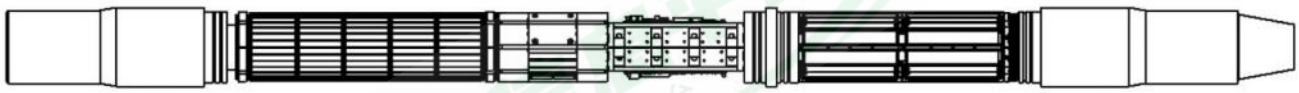


图 2　发射器位于左侧、接收器位于右侧的工具详细图。

测量和测试程序AMR 工具的主要用途是测量任何不垂

直于 Z 轴的附近目标井的范围和方向（见图 1 ）。模拟表明，在考虑工具灵敏度和热噪声的情况下，与目标井成45°角钻井时，可以将目标井定位在70米左右的距离（Husby等，2022）。这些模拟是被认为与行业相关的示例，并不表明该技术的外部限制。原型的全尺寸为 3 米长，内径 70 毫米，外径 168 毫米，如图 2 所示。该工具在图3 中标记为“新井”的 500 米深裸眼测试井中进行了两次测试。连续测量所有深度的IZ、 BX和BY分量，并在井中的不同深度绕其自身的 Z 轴旋转。

工具下方至少连接了 55 米长的管道来模拟 BHA。第1轮目标井没有加套管，但插入了 5 3/4 英寸钻杆来模拟加套管孔。在第二次运行中，这些管道被拆除。

该地层由片麻岩组成，因此其电导率明显低于实际操作中的情况。因此，该测试代表了最坏的情况。

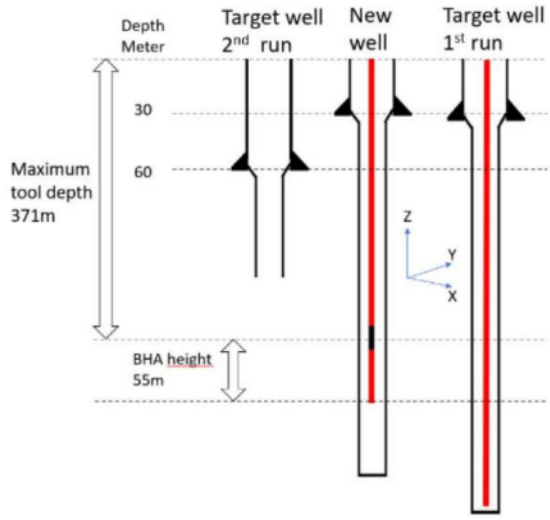


图 3 AMR 工具插入“新”井中的钻杆,存在潜在目标井。

只要工具相对于目标井保持静止定向,静止的BX和BY读数就会提供朝向目标井的方向信息。此外,它还指示了目标的范围。然而,在发射器产生强电流和强磁场的同时,接收器却具有非常高的灵敏度和高增益。因此,很难避免来自发送器的泄漏信号添加到检测到的BX和BY上。在测量活动期间,通过在旋转工具的同时进行多次测量来识别这些泄漏信号。来自磁罗盘的附加信息改进了对捕获数据的解释。

为了确定到目标井的距离和方向,考虑了两种不同的方法。信号强度在短距离内相对准确,而从发射信号到接收信号的飞行时间或相位滞后提供了替代的距离指示,这在较长距离和使用较高探测频率时非常有用。当钻杆和工具静止时以及工具在钻孔时不断运动时,这两种方法都适用。

深井第一次运行的结果Husby 等人也提出了
以下结果。 (2023)也包含在此处作为参考。
在图 4和图 5中,在将工具以 22.5 度的步长旋转 360 度的同时,从 240 米深度的 4 米范围内观察目标井。在本次测试中,旋转持续了 32 分钟。在此期间,该工具对 X 和 Y 方向的两个通道中的每一个通道执行 350 次复杂的测量。如果测量值的偏移已知,则仅这些测量之一就足够了。在这种情况下,虚值上存在非常大的偏移。测量四个参数:它们是垂直于 Z 方向检测到的BX和BY磁通量分量的实值和虚值。

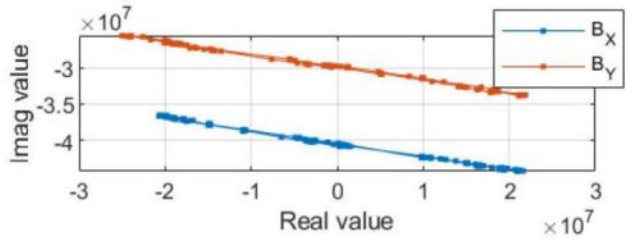


图 4 -工具完整 360 度旋转的BX和BY虚值绘制为实值的函数。反向散射信号的相位滞后可以从BX和BY中找到,即虚值和实值之间的斜率或比率。精度范围为 +/- 0.5 度。相位滞后与范围 RT 成正比。

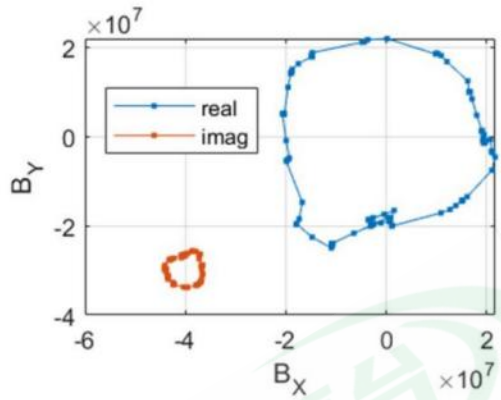


图 5 针对工具的完整 360 度旋转绘制的实值和虚值的BY与BX值。范围RT和到目标井的方向都可以从此图中提取。

图 5所示的逐步旋转的替代方法是测量管道何时处于恒定旋转状态,如图6所示。好处是不会浪费钻孔操作的时间。另一个好处是可以估计偏移或泄漏分量,然后通过必须应用的相干滤波将其去除。然而,与逐步测量相比,当工具低速旋转时,随机噪声似乎更高。预计这两种方法可以结合起来； 1) 在管道旋转时校准工具,2) 在管道停止旋转时进行更准确的测量。对于图5所示的数据,大量测量点倾向于围绕圆周围的每个角度步长聚集,因为当每 16 个步长进行 20 次测量时,工具看起来是分段静止的。

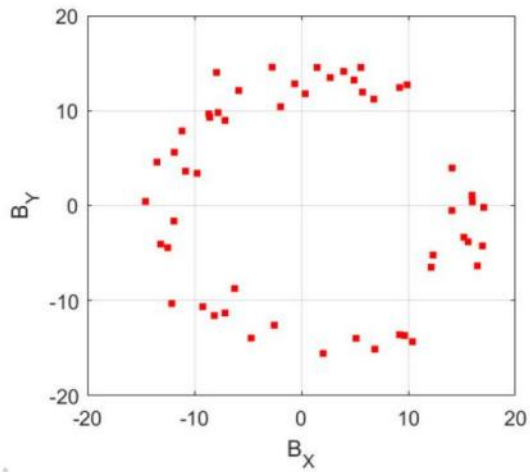


图 6 5 分钟内完成 50 次测量,同时管道和工具以 20 RPM 的速度旋转。

幽灵目标在第
一次运行中看似对目标井进行了积极验证的情况很可能只是错误验证。幽灵目标是误报,看起来像邻居的井或金属物体。图 5中存在一些不规则之处,不适合围绕完整 360 圈的 16 乘 22.5 度步长。

这些异常现象比工具本身的内部噪音要强得多。在井的更深处,通过如图7所示的测量数据,这种情况就变得清晰起来。在这里,我们可以看到旋转工具时的三角形反向散射信号。这些不同深度的信号形状相同,甚至与工具的旋转具有相同的相位。这是在 320、350、356 和 371 米深度处观察到的。这只是巧合还是有一个固定在工具上的三角形物体在工具旋转时产生如此可变的信号?图 8是作为第一个项目安装在 X 和 Y 接收器天线下方的稳定器的照片。该稳定器具有间隔 120 度的三条腿。如果该稳定器与井壁接触,则稳定器将为井壁增加额外的摩擦力并将电流发送到地层中。

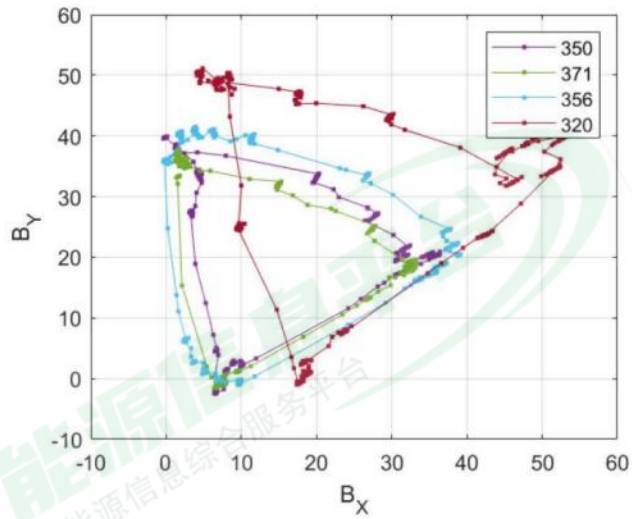


图 7 X 和 Y 接收器在深井位置逐步 360 度旋转的响应。



图 8 工具附近附有一个三角形稳定器。

尽管钻柱和稳定器的摩擦力存在变化,但该工具在井内较浅的深度和较深处都能稳定地逐步旋转。这可以通过罗盘读数来验证

图9. 给出了水平面内的绝对磁方位矢量。该工具平稳旋转 16 次 22.5 度一整圈。

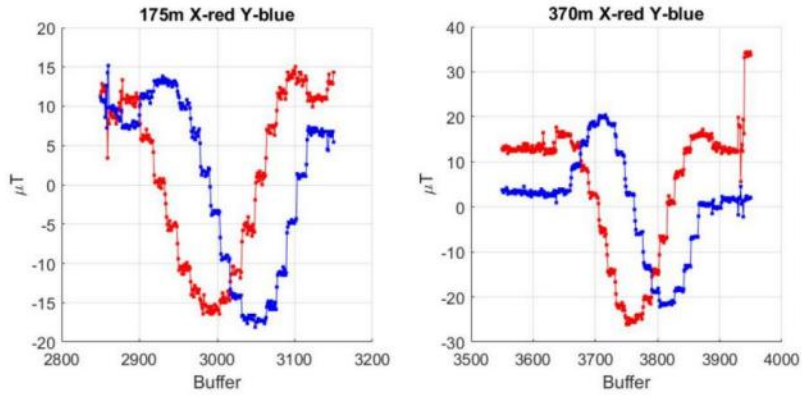


图 9　工具在 175 米深度和 370 米深度以 22.5 度为步长旋转 360 度时罗盘检测到的磁通量。

分析鬼目标接收器天线附近的任
何电流I和电流偶极子IL将根据公式1 中所示的准静态麦克斯韦方程产生反向散射磁场 H 场。

$$H = IL\frac{\sin\theta}{4\pi R^2} \tag{1}$$

其中L是当前元件的长度， θ是当前元件的中心线与AMR接收器放置之间的角度， R是从接收器到当前元件的距离。我们工具的最坏情况电流元件是靠近接收器天线且 sin(θ) = 1 的不对称元件，如图10和图 11 所示。

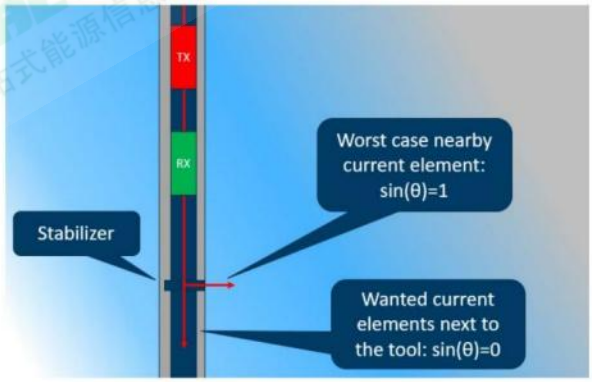


图 10　钻柱上带有电流发射器 (TX) 和磁性接收器 (RX) 的工具图。
导电三腿稳定器放置在靠近接收器的位置。该稳定器以及实际上任何其他导电金属物体（例如附近的圆形工具接头）都将能够产生最坏情况的电流元件。

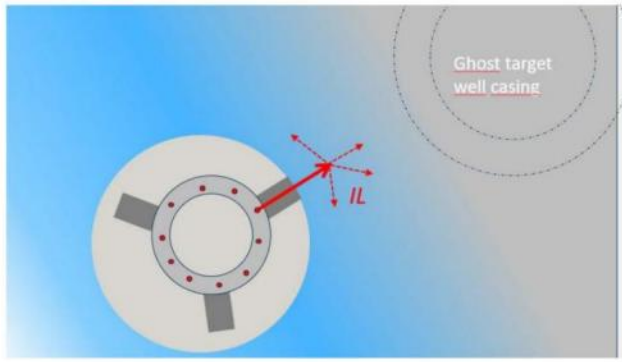


图 11 - 当钻杆旋转时,三腿稳定器充当旋转换向器,在电流元素IL进入地层时产生特征反向散射信号。

如图 10和图 11所示,放置在工具附近的三腿导电稳定器在 AMR 工具的初始测试期间充当电流的电动换向器或旋转开关。因此,可以得出结论,该工具对这种外部异常的脆弱性有多大。一般来说,应避免不平衡电流使钻杆靠近工具。

我们了解到,所有接触点都能够充当换向器。例如,如果钻杆之间的圆形工具接头靠近接收器并将电流传导到地层中,它们也会执行相同的操作并生成幻影目标信号。该工具本身也可以做同样的事情,因此也需要隔离。

不可能区分这种重影信号和来自目标井的真实信号。然而,确实存在几种可以提高 AMR 范围的可能性:

- 通过增加钻井液的电导率至至少与地层的电导率相匹配,可以减少在靠近工具的随机接触点处离开钻杆的不平衡电流I。在这种情况下,电流不仅会在这些接触点处进入地层,而且还会根据需要从钻柱的整个表面进入。
- 仍然需要稳定器将工具集中在井中,但据观察,如果泥浆不导电(就像我们使用淡水的情况一样),放置在距接收器 1.5 米处的三角形稳定器可能会在 5 米范围内产生三角形鬼目标。因此,稳定器应移开至少一个数量级,或者应将其与钻杆隔离。
- 将工具和附近的管道与钻井液隔离也是有益的。

井中第二次运行的结果为了验证或
伪造目标井和鬼影的存在,在同一测试井中进行第二次运行之前,将目标井中的钻杆移除。相同但经过改进的 AMR 工具配备了惯性测量单元和磁罗盘等额外传感器,现已投入使用。在第二次运行之前,对该井进行了全面的陀螺仪调查。总而言之,这些测量结果清楚地表明,图 5和图 7中给出的第一次运行的检测几乎完全是由估计范围为 5 到 10 米的幽灵目标引起的。

因此,该工具对于相同或更远距离的真实目标实际上是盲目的。 5 米范围内最强的假目标在井深处呈三角形(见图7和图 12) ,而最弱的鬼目标在约 10 米范围内呈圆形(如图5和图12 所示)。测量结果受到以下因素的干扰:

- 第一次和第二次运行时,距离接收器天线 1.5 米的三角形钢稳定器。
- 第一次运行时,圆形工具接头距天线 15 米。
- 第二次运行期间,圆形工具接头距天线 10 米。

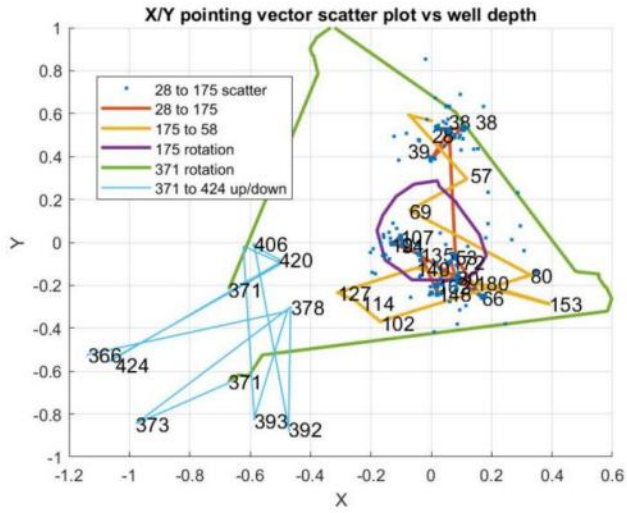


图 12　存在所有测量结果。从井中取出管道时，也可以看到套管井。

测试井附近有一口 20 英寸套管的井，深度约 60 米。在图3中，该井被标记为“第二轮目标井”。 AMR 工具进入 30 米深度的裸眼井，非常接近该目标井。由于对比度显着，该工具随后能够检测到该相邻套管，如图 13和图 14所示。

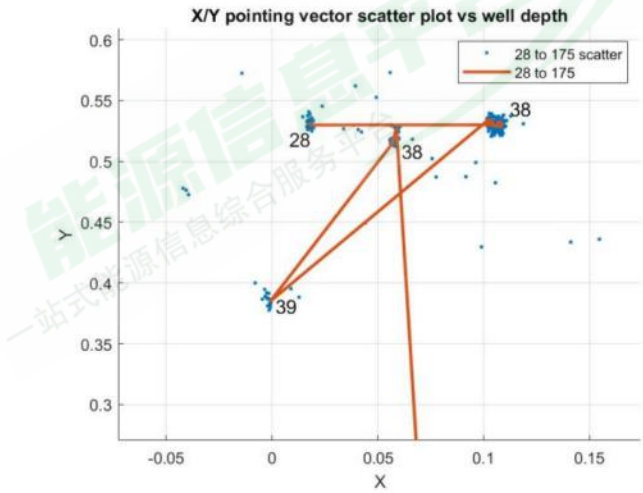


图 13　近距离观察浅层测量，套管井位于 28 至 39 米的深度。
请注意，当管道和工具停留在给定深度且蓝点聚集在一起时，信噪比很高。

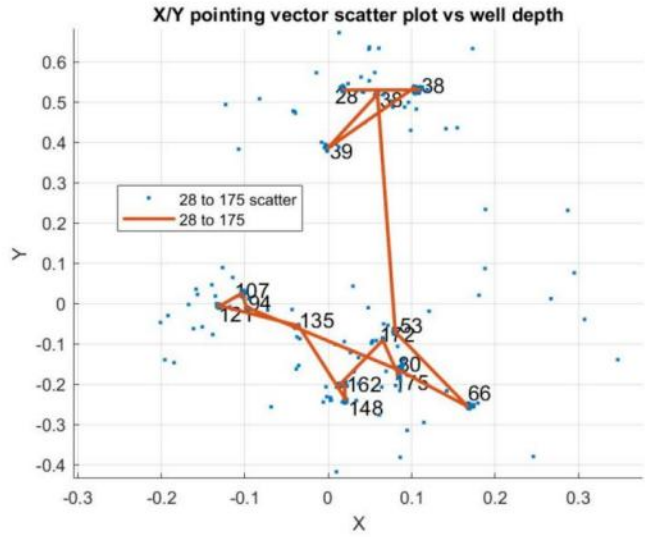


图 14 在 28 至 39 米深度的套管井附近进行的测量与在 53 至 175 米处没有任何附近金属的情况下进行的测量相比。

图 13和图 14中 X 和 Y 接收器的所有测量值均以蓝点表示。
然而,许多测量是在管道运动时进行的。与管道静止时进行的测量相比,这些测量的噪声更大。编写了检测管道何时不移动的软件算法,当发生这种情况时,将测量的深度放在图表上,并在所有管道静止时进行的稳定测量簇之间绘制实线。在图 13中,在指定深度 28 至 39 米处可以观察到大约 0.5 的 Y 分量。

该信号由相邻外壳生成。根据在 4 米范围内以 0.75 幅度获取的校准数据以及基于接近 0.5 的前向通道电流耦合因子的估计（Husby 等人;2022 年和2023 年）,该套管的范围估计为 3 米在此范围内,但方程中的量未知。

在更深处,即 53 米以下,来自套管的后向散射信号减弱,如图14 所示。
在这些深度处,除了不同强度的幽灵物体之外,附近没有任何金属物体。增加工具检测范围的关键是工具内部发射器/接收器系统具有高信噪比,并且来自幽灵目标的外部噪声非常微弱。信噪比已经足够低,可以进行更远距离的检测,但必须采取预防措施将幽灵目标移得更远。

作为参考,整个运行的所有测量结果均包含在图 12 中。

结论

放置在钻柱上的 AMR 工具将能够在钻井作业期间添加有价值的测距信息。简而言之,样机测试结果包括以下内容:

- 该原型工具已用于在传导不良地层中检测 3 米范围内的套管目标井。
- 原型工具具有很高的灵敏度,可以提供有用的测距信息。
- 强大的外部噪声源限制了测试运行期间可解释的测距距离。
- 为了最大限度地提高工具的精度和范围潜力,列出了适合该工具及其钻杆附近的必要调整列表。

对于当前原型（+/- 4°），可以以足够的精度测量到目标井的方向，但前提是采取预防措施减少鬼目标。通过在 AMR 工具中添加额外的传感器以及优化接收器线圈、电子设备和软件，预计精度将会提高。

距离测量具有更多的不确定性，因为需要额外的信息来计算与地层电阻率和井轨迹相关的反向散射幅度和相位的更准确的数字。

致谢作者感谢挪威研究委员会
（拨款 327686）和 Aker BP、Equinor、OMV、Vår Energy、Wild Well Control 和 X-Rig 对这项工作的大力支持。作者还感谢 Well Intercept 发布数据以供发表。

参考

Cayeux, E.、Dvergsnes, E.、Carlsen, L.、Mihai, R.，2022。自动化钻井工程的基于集成的解决方案：定向测量的应用，在 IADC/SPE International 上发表的论文 SPE-208791-MS钻井会议暨展览于 3 月 8 日至 10 日在美国德克萨斯州加尔维斯顿举行。 doi： https : //doi.org/10.2118/208791-MS

Dorey, J.、Rassadkin, G.、Sikal, A. 和 Momot, F.，2022。利用非接触磁测距方法进行地下干预的海上综合体退役。论文 SPE-208761-MS 于 3 月 8 日至 10 日在美国德克萨斯州加尔维斯顿举行的 IADC/SPE 国际钻井会议暨展览会上发表。 doi： https: //doi.org/10.2118/208761-MS

Husby, K.、Saasen, A.、Ytrehus 等人，2022 年。钻井时主动磁测距：井下环境测绘”，2022 年IEEE 传感器应用研讨会 (SAS)，第 1–5 页。doi: https:/ /doi.org/10.1109/SAS54819.2022.9881354 Husby, K.、Saasen, A.、Ytrehus 等人，2023 随钻主动磁测距：性能测试。论文
OTC-32475-MS 于 2023 年 5 月 1-4 日在休斯敦举行的离岸技术会议上发表。doi： https: //doi.org/10.4043/32475-MS，国际井筒测量精度指导委员会、井截取小组委员会、WISC 电子书版本

3-2021， https://www.iscwsa.net/committees/well-intercept/，接近2023年1月24日
Rassadkin, G.、Ridgway, D.、Dorey, J. 等，2019 年。复杂堵塞和废弃的高级磁测距和陀螺仪测量。论文 AADE-19-NTCE-034，2019 年 AADE 全国技术会议暨展览会于 4 月 9 日至 10 日在科罗拉多州丹佛市希尔顿丹佛市中心举行。

Saasen, A.、Poedjono, B.、Ånesbug, GO 和 Zachman, N.，2021，“有效去除钻井液中的磁性污染：对定向钻井的影响”，J. Energy Resources Technology，143 (10)，论文103201.doi： https: //doi.org/10.1115/1.4049290

3. 基于人工智能和实时井下/地面参数指标测量的堵管预测

文献摘要：钻井作业应尽可能保守。在大面积枯竭的油藏中，这些作业将变得更加关键。钻井人员必须管理允许的地面参数，以确保顺利作业，并且不能再依赖于传统的平衡或过平衡钻井作业。本文提出了一种基于监督式机器学习和实时特征工程与钻机物理参数相结合的卡钻事故预测模型。它利用实时钻井数据收集，修复数据问题，并分析这些参数值中的模式，以识别卡钻事故的警告信号。已经在卡钻和非卡钻两种类型的井中进行了测试。该模型能够在卡钻事故发生之前尽早发出井下事故警报，从而留出时间窗口，帮助钻井人员采取主动行动来降低这些风险。

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

SPE-215528-MS

基于人工智能和实时的卡管预测
地下/地表参数指标测量

Malki Mohammed A. 和 Abughaban Mahmoud F,沙特阿拉伯国家石油公司； Guimaraes Thiago T 和 Alshawabkeh Albara A，Intelie by Viasat,美国

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/215528-MS

本文准备于 2023 年 9 月 5 日至 8 日在英国苏格兰阿伯丁举行的 SPE Offshore Europe 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 项目委员会选择了这篇论文进行演示。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

钻井作业应尽可能保守。在严重枯竭的储层中,这些操作将变得更加重要。钻井人员必须管理允许的地面参数,以确保顺利作业,并且不能再依赖平衡或过平衡钻井的传统作业。本文提出了一种基于监督机器学习和与钻机物理参数相结合的实时特征工程来预测卡管事故的模型。它利用实时钻井数据收集、修复数据问题并分析这些参数值内的模式,以识别卡管事件的警告信号。它已经在卡井和非卡井两种类型的井中进行了测试。该模型能够在卡管事件发生之前尽早发出井下事件警报,以留出时间窗口,并帮助钻井人员采取主动行动来减轻这些风险。

介绍

卡管现象一直被归类为钻柱运动和/或旋转的突然冻结或限制。卡管事故是钻井行业非生产时间（NPT)的主要原因,钻井行业需要花费大量的时间和资源来解决卡管事故。卡管事件可能会导致钻柱断裂,从而导致捕鱼作业,并且为了成功地将钻柱断裂部分从井眼中移除而花费更多的钱。不成功的捕捞作业肯定会通过起诉成本高昂的替代方案（例如侧线捕捞)或在最坏的情况下放弃油井而使情况恶化。

卡管原因/机制除了循环和旋转之外,钻柱可能会

也可能不会完全移动。管道被卡住,在不损坏的情况下可能无法释放。图 1突出显示了井下卡管的症状。

在钻探地层时,钻头会压碎、剪切和损坏地层,导致岩石破裂和井眼不稳定。钻井过程之后是下入（入或出)井眼的起下钻操作。假设存在如图1 所示的井下问题。钻机人员将遇到大钩负载 (HL) 的增加/减少,这将表明由于以下原因导致超拉或重量松弛

高阻力重量。如果它们进行后/下铰孔,则由于点紧或卡管问题,它们会遇到扭矩增加,同时每分钟旋转 (RPM) 恒定。钻机人员必须超过最大允许的吊钩负载才能应对这种情况。需要他们的直接干预来确定卡管背后的主要原因,以便做出正确的决定来解除卡管事件。图 1说明了卡管机制的主要类别、机械卡卡和差动卡管这两个主要类别的机制和原因。

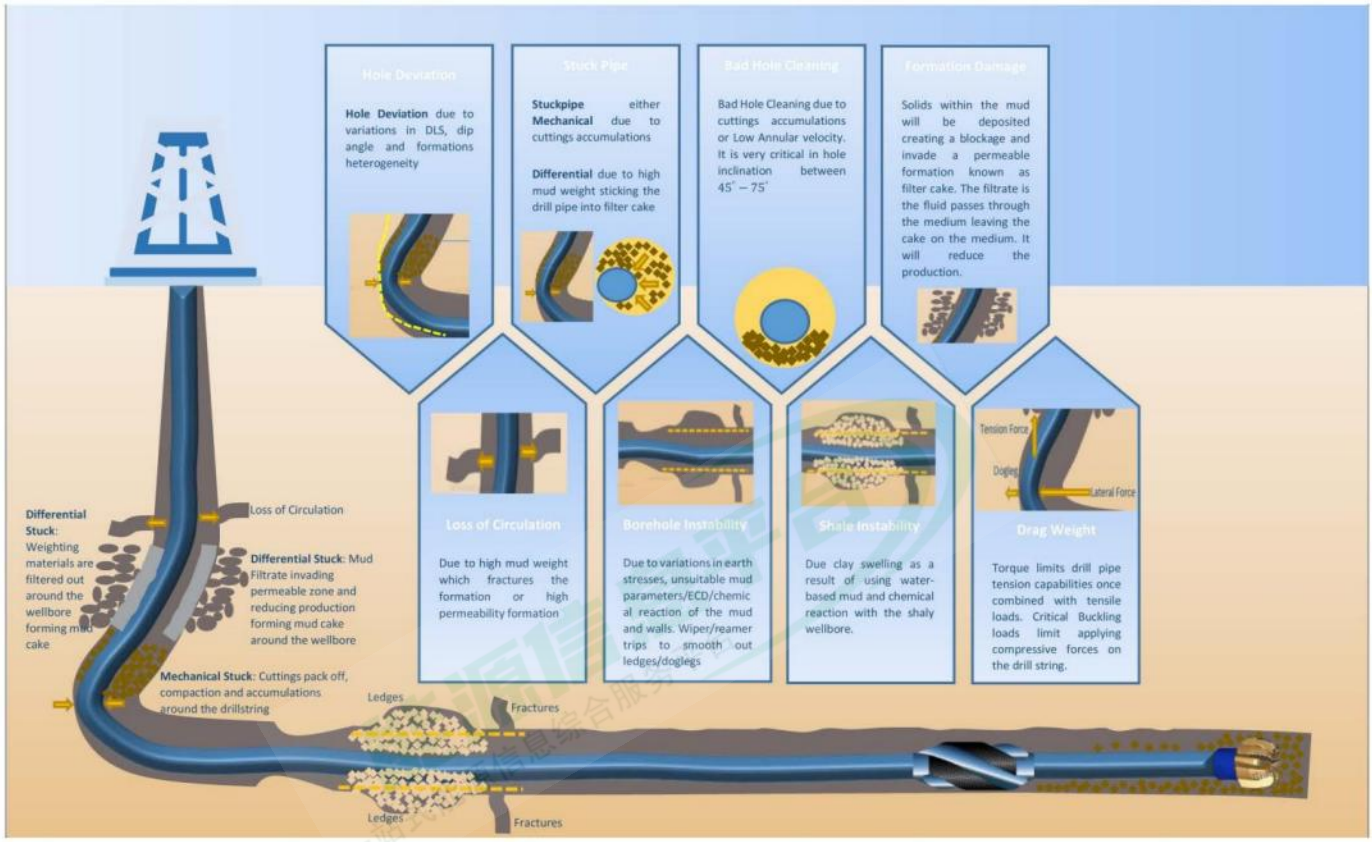


图1 常见井下问题说明

压差卡钻在过平衡钻井

作业期间,泥浆重量通常必须保持高于地层压力,以维持安全钻井作业。一旦钻头到达可渗透地层,由于井筒静水压力和可渗透地层压力之间的巨大压力差,钻井液将逸入该可渗透部分,并开始侵入附近的井筒区域,如图1所示。泥浆中的称量物质将在井壁周围滤出,形成厚层。该层俗称泥浆滤饼。滤饼将地层与井眼静水压力的影响隔离开来。一旦钻柱表面接触到滤饼,就会感觉到井筒内泥浆的静水压力越来越高,而滤饼外表面会感觉到较低的地层压力。随着钻柱之间的接触面积增加,巨大的压力差将在巨大的作用力下将钻柱粘入滤饼中。在此阶段,钻柱将被视为差速卡钻。钻机人员必须计算出绳子:

- 使用冲洗管和稳定剂对卡管接触区域进行强化冲洗
- 使用钢丝工具绳向下震击绳,以对绳索施加向下的冲击载荷。

字符串来释放它

- 通过空气气化或钻井液稀释来减少泥浆重量

机械卡钻 卡管的机械
原因与孔封堵、地层不稳定和松散地层有关。孔堵塞可能与孔清洁不良或地层不稳定有关。

岩屑在钻柱周围充填并压实，如图1所示。随着管道在起下井过程中向上移动，这种压实程度会增加。在大斜度井中，问题的严重性将会增加，因为岩屑将作为层理积聚在井眼的下侧。除了卡管外，这些岩屑还会急剧增加 ECD，从而导致地层破裂。

它肯定会减慢穿透速度并增加扭矩。钻机人员在起下钻作业期间将开始看到过度的超拉。另一方面，地层不稳定是由于地球应力变化导致井眼失效的结果。这些失效可能是由于井壁周围的拉伸强度或压缩强度造成的。这种失效模式取决于泥浆静水压力或地层剪切应力施加在壁上的应力。在拉伸破坏模式的情况下，钻孔将因泥浆重量过高而破裂，由于超过围岩强度的高应力而使井壁破裂。然而，如果井眼剪切应力高于泥浆重量，井壁将垂直于最小应力方向破裂，导致井眼破裂。钻机人员需要确定泥浆重量窗口的工作限制，以便在这些限制内安全钻井，如图2所示。

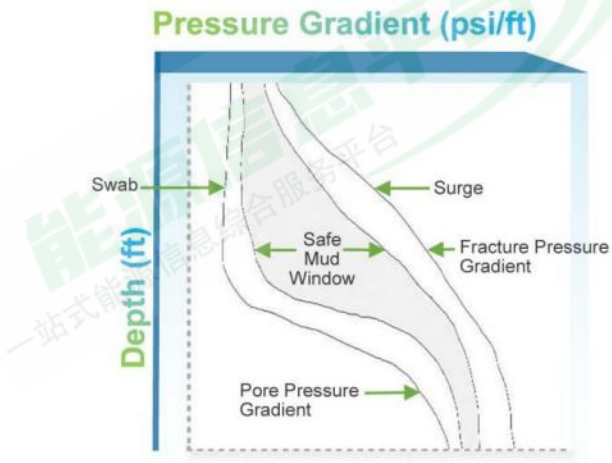


图 2　就钻孔不稳定性而言的钻井泥浆窗口

积极预防行动

防止管道卡住需要密切监测预警信号，例如：

- 扭矩和阻力增加
- 岩屑装载量过多
- 绊倒时的紧张点
- 钻井时循环损失
- 可能需要增加钻井液密度（以稳定膨胀页岩）或降低钻井液密度（以保护贫化区并避免差异卡钻）



图 3 卡管模型架构

模型架构

该模型架构涉及多个模块,例如物理模型、风险指示器和 Stuckpipe 风险 AI 模型本身,以及新开发的实时操作中心 (RTOC) 可视化和警报,以帮助钻机人员监控井下情况钻井活动。

物理模型物理模型生

成针对历史通道的每个时间戳数据沿着钻柱和井眼轨迹估计的计算曲线。这些模型包括:

·扭矩和阻力软弦模型:

扭矩和阻力模型估计各种管柱和套管部件所受的力

受到井下环境的影响。

瞬态清孔模型:

计算沿井眼的相对床高和岩屑浓度,以便

帮助确定流速和流体特性,以进行正确的孔清洁。

瞬态液压模型:

优化泵功率的最大利用率,帮助钻头以最大效率进行钻井。它有助于监测由于循环系统中的摩擦而造成的能量损失,并利用节省的能量来改善钻头液压系统,以实现适当的孔清洁环境。

最小曲率模型:

使用最小曲率法对轨迹进行插值并计算狗腿严重程度。

指示器在钻井

作业期间,传感器仅在地面或靠近钻头的 BHA 处可用。因此,利用物理模型,计算沿钻柱的各种输出来估计风险场景,并将每个指标的严重程度作为输入来表示卡管风险模型,如下所示:

瞬时岩屑浓度

瞬时相对床高度

·泥浆当量 (EMW)

·等效循环密度 (ECD)

钩载摩擦系数

·扭矩摩擦系数

- 拖
- 每长度法向力
- 冯·米塞斯应力
- 狗腿严重程度 (DLS

方法 要创建提供卡

管预警风险概率的机器学习 (ML) 模型,可以考虑多种类型的 ML 算法。将在半监督迭代过程中探索每种类型的潜力,以确定从最可解释的模型到最小模型的最佳方法,例如分别从线性、概率或神经网络导出的线性模型。在每次迭代中,选择多个井用于机器学习和探索性分析,并且每次迭代中所选井的数量都会增加。所选择的卡管井将其已知的卡管周期最初标记为目标类别（例如,类别1）,并且在每次迭代之后,前一次迭代的输出由专家评估并相应地标记为目标类别,然后整个标记数据用于下一次迭代。

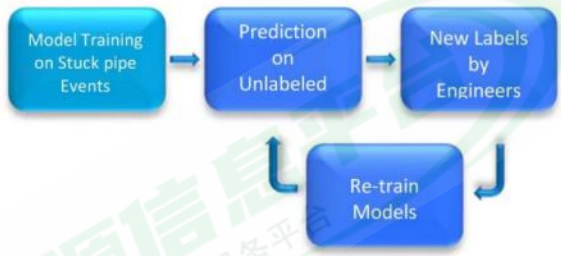


图 4　半监督学习过程

为了能够通过机制识别不同类型的风险,将井分为两个主要组:机械井和差压井,分别包含 45 口井和 38 口井。每个组都分别接受本节中描述的半监督过程。在此过程中,完成了超过 18 轮的建模和评估,使用不同的技术创建了超过 18 个不同的模型,并由专家验证了其结果。最后,使用 45 口井训练力学模型,其中包括 41 口卡井事件（如图 14 和图 15 中的井)和 4 口非卡事件（如图 16 和图 17 中的井）,而差分模型则使用 38 口井进行训练。数据包括 4 口未卡井和 34 口如图 18 和图 19 所示的卡井。用于训练和测试的机械卡井数据集除了每口井的主要卡事件之外还标记了 368 个风险事件,而微分模型有 68 个由专家标记的风险事件。

图14和图15中的标记风险是通过建模迭代发现的附加风险区域的示例,其中不包括主要卡钻事件或主卡钻之前未识别风险的卡井。与图 14 一样,图 15 仅包含专家标记的风险,而不考虑卡住事件本身。

指标

用于超参数优化和阈值选择的主要指标是 F-beta 分数 [1],它是（精度和召回率)的组合,因为它们是评估二元不平衡数据集的最佳指标。此外,该指标用于比较算法和迭代之间的性能,

选择 0.5 的 beta 值是为了在处理数据的不平衡性质时引入偏差,以尽量减少误报。

在测试性能评估过程中,还监控了以下附加指标:F1 分数、精确度、召回率和准确度。图 5 说明了一个虚构的模型（圆形曲线）,该模型将粉色点类（正类)和黄色十字类（负类)分开。黄色的一半代表正类的正确分类（True Positives）,深蓝色的一半代表正类的错误分类（False Negatives）,绿色的一半代表负类的错误分类（False Positives）,浅蓝色代表负类的正确分类（False Negatives）。

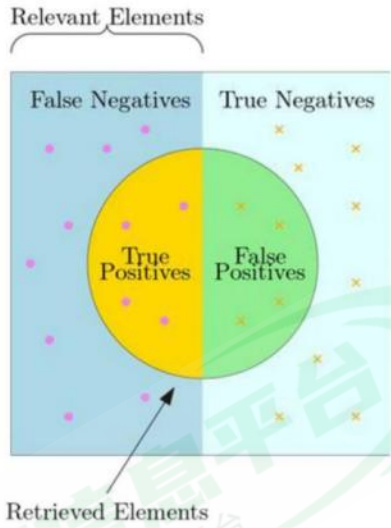


图 5　阳性结果和阴性结果之间的差异

表 1　性能指标

$$TP = True\ Positive$$
$$TN = True\ Negative$$
$$FP = False\ Positive$$
$$FN = False\ Negative$$

$$accuracy = \frac{TP + TN}{TP + FN + TN + FP} \quad \text{Eq. 1}$$

$$precision = \frac{TP}{TP + FP} \quad \text{Eq. 2}$$

$$recall = \frac{TP}{TP + FN} \quad \text{Eq. 3}$$

$$F1 - score = 2 \cdot \frac{precision \cdot recall}{precision + recall} \quad \text{Eq. 4}$$

建模结果 为了创建卡管预
测模型,测试了多种机器学习模型,例如线性模型、K-NN 模型和神经网络模型。这个想法是,简单的模型可以具有令人满意的性能,因为用作输入的特征具有有关油井历史上随时间和深度的卡管风险的大量信息。

在本节中,按照上一节中描述的机械/差压卡井测试集的指标,呈现最佳训练模型的性能结果,其中

值是超过 100 个不同阈值的视觉效果。这些测试的结果如图所示:图 8 –图 13。

机械风险模型。图 6中的 DNN-2-Layer 模型在测试数据集上表现非常好,其最佳 F-beta 分数在 0.71 阈值时为 95%。该模型经过仔细训练以避免过度拟合。
然而,由于高分和神经网络的一般性质,该模型不能保证在部署后具有类似的性能。图 8显示,DNN-5-Layer 模型的表现与之前的 DNN 模型类似,最佳 F-beta 值为 96%,为 0.67。

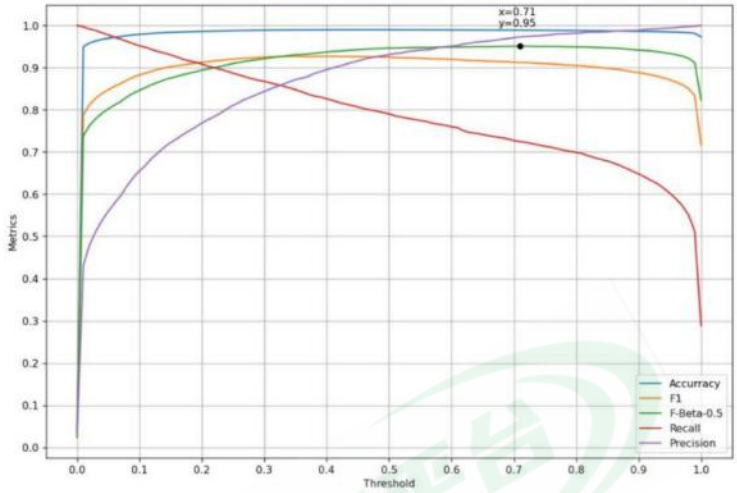


图 6 机械 DNN 模型性能（2 个隐藏层）

图 7中的 K-NN 模型在机械数据集上也表现良好,具有可靠的性能,因为其底层配置与数据集问题的性质相匹配,但其最佳结果是 0.43 阈值上的 F-beta 的 78%,并且预计保持相似部署后的性能。

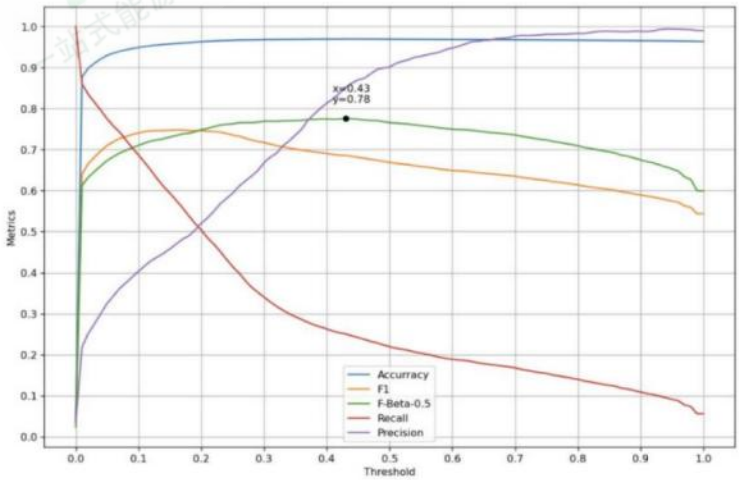


图 7 机械 K-NN 模型性能

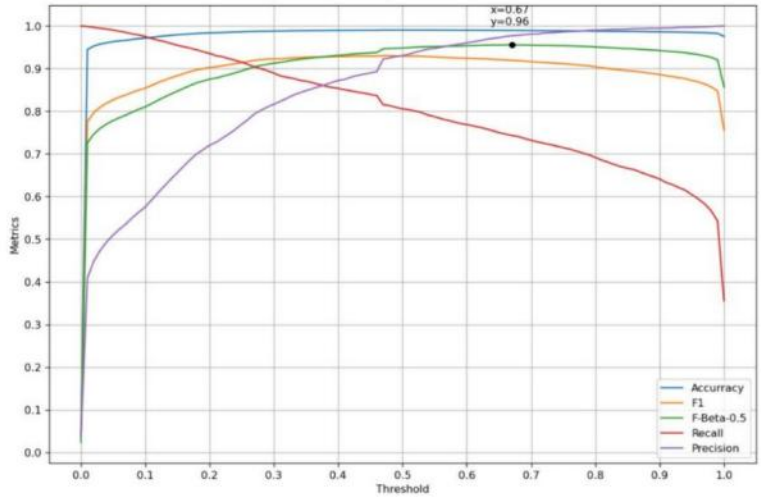


图 8　机械 DNN 模型性能（5 个隐藏层）

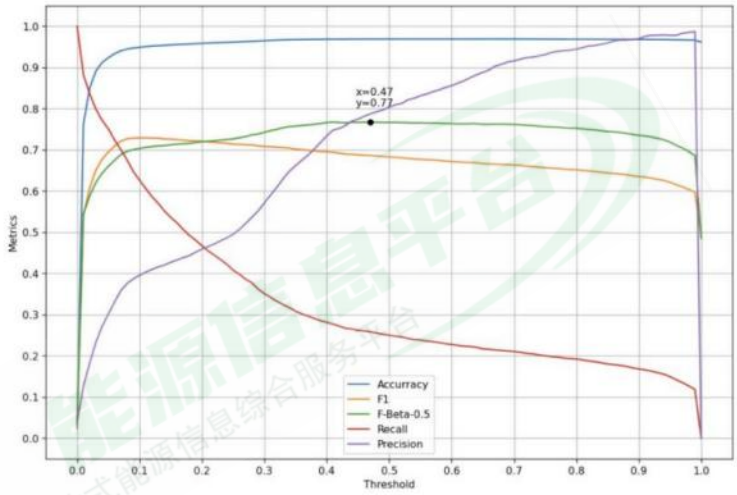


图 9　机械 MLP 模型性能

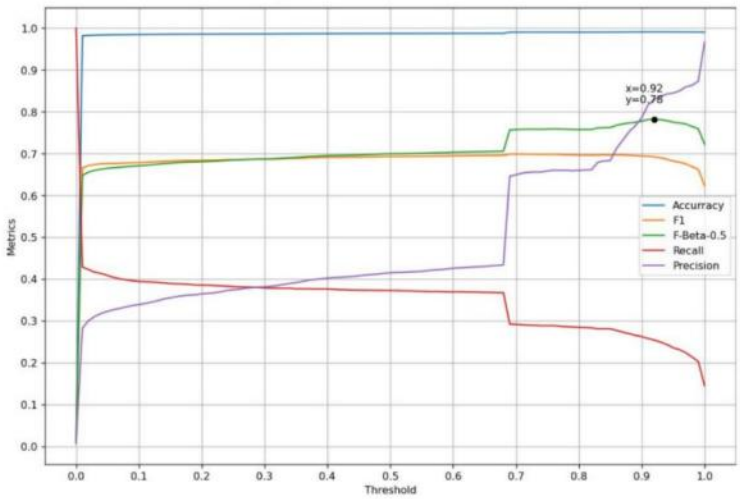


图 10　差分 DNN 模型性能（5 个隐藏层）

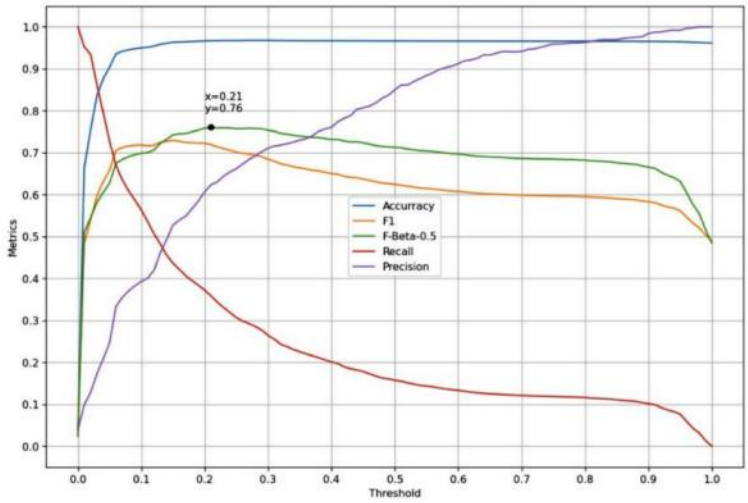


图 11　机械物流回归模型性能

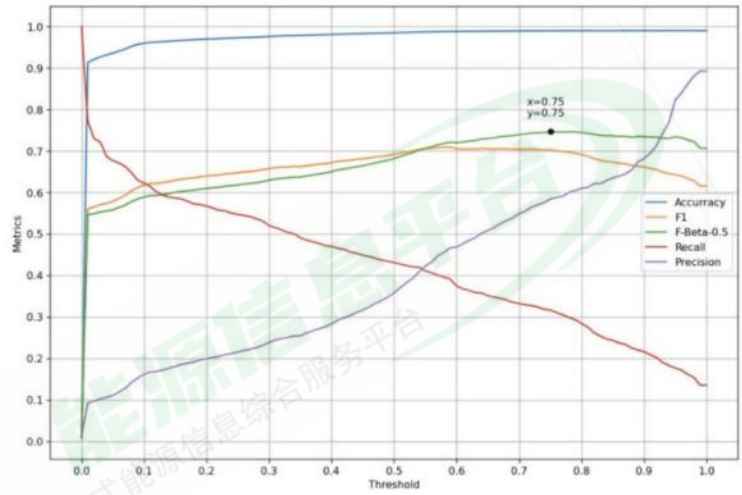


图 12　差分 k-NN 模型性能

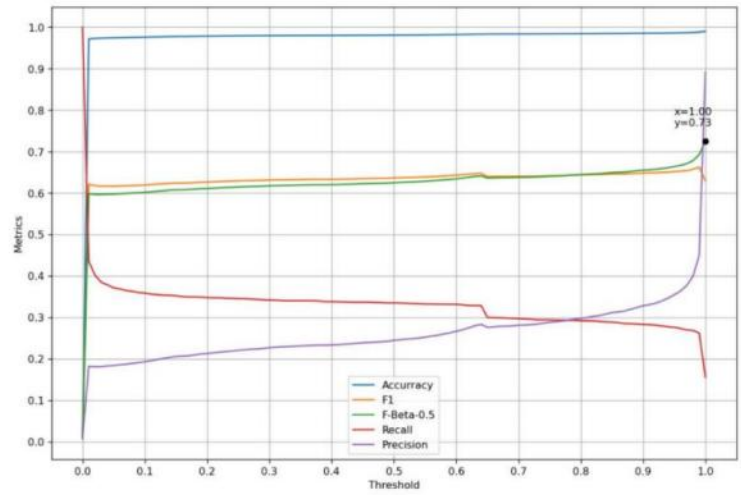


图 13　差分 DNN 模型性能（2 个隐藏层）

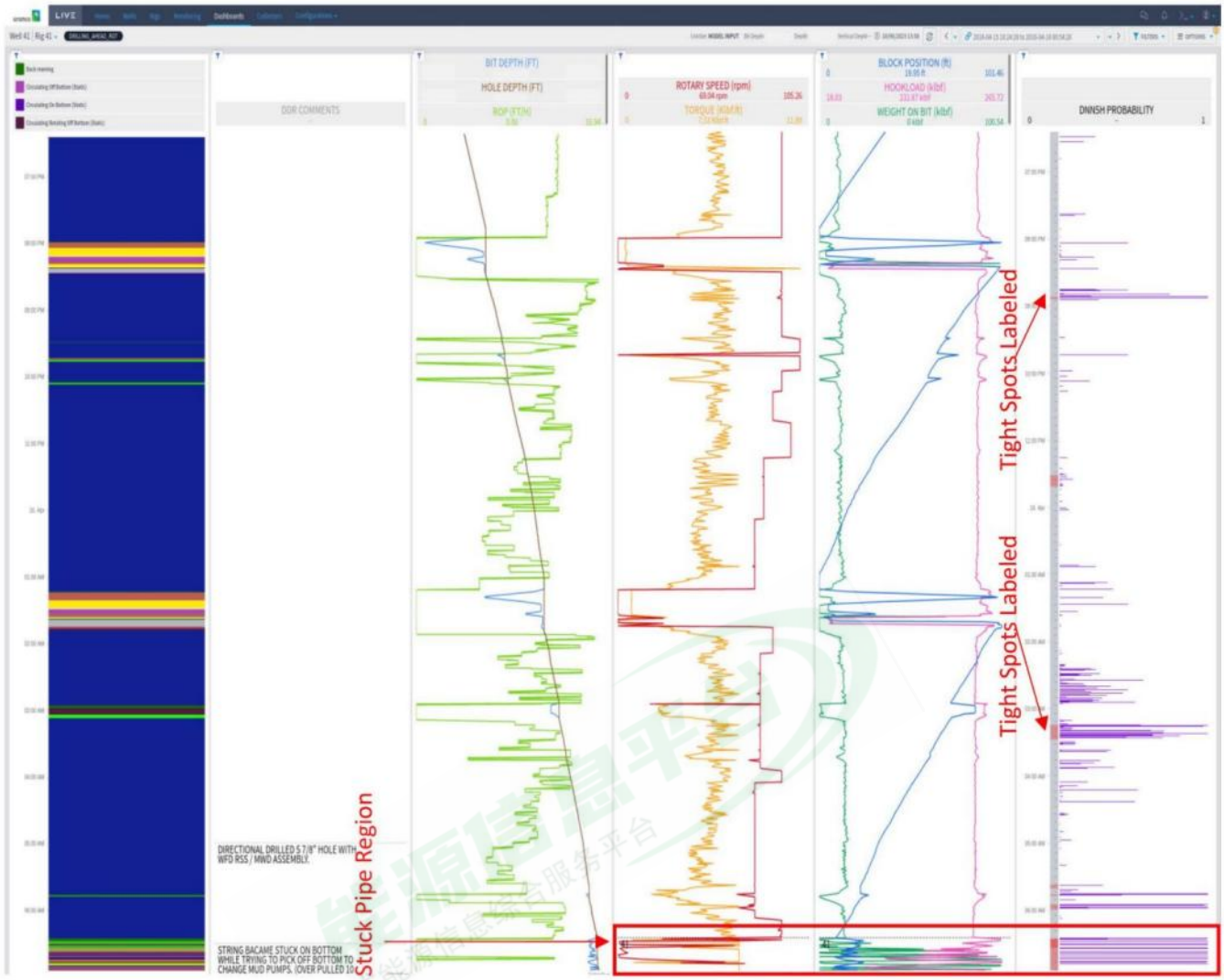


图 14　A 井机械卡管事件和紧张点

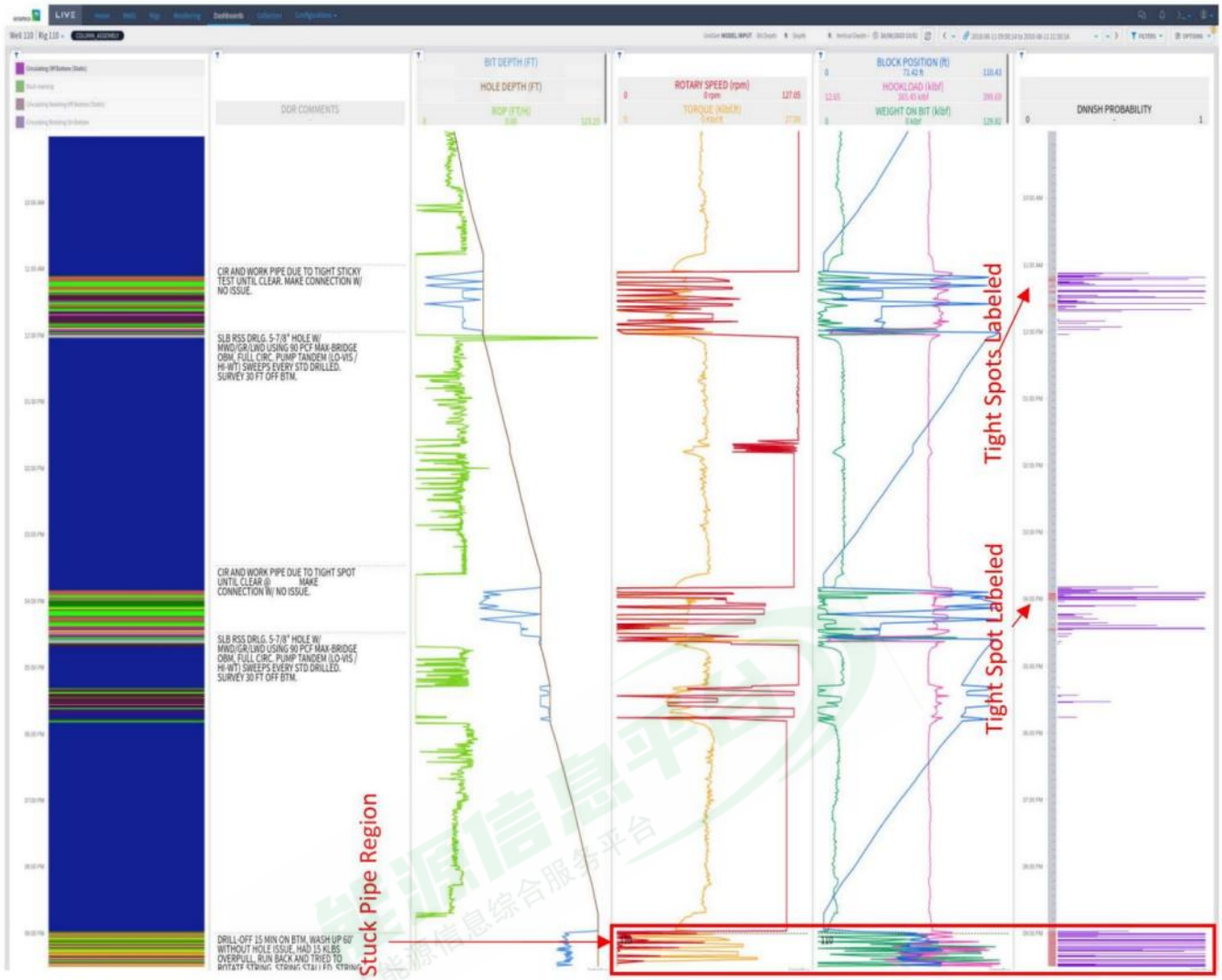


图 15　B 井机械卡管事件和紧张点

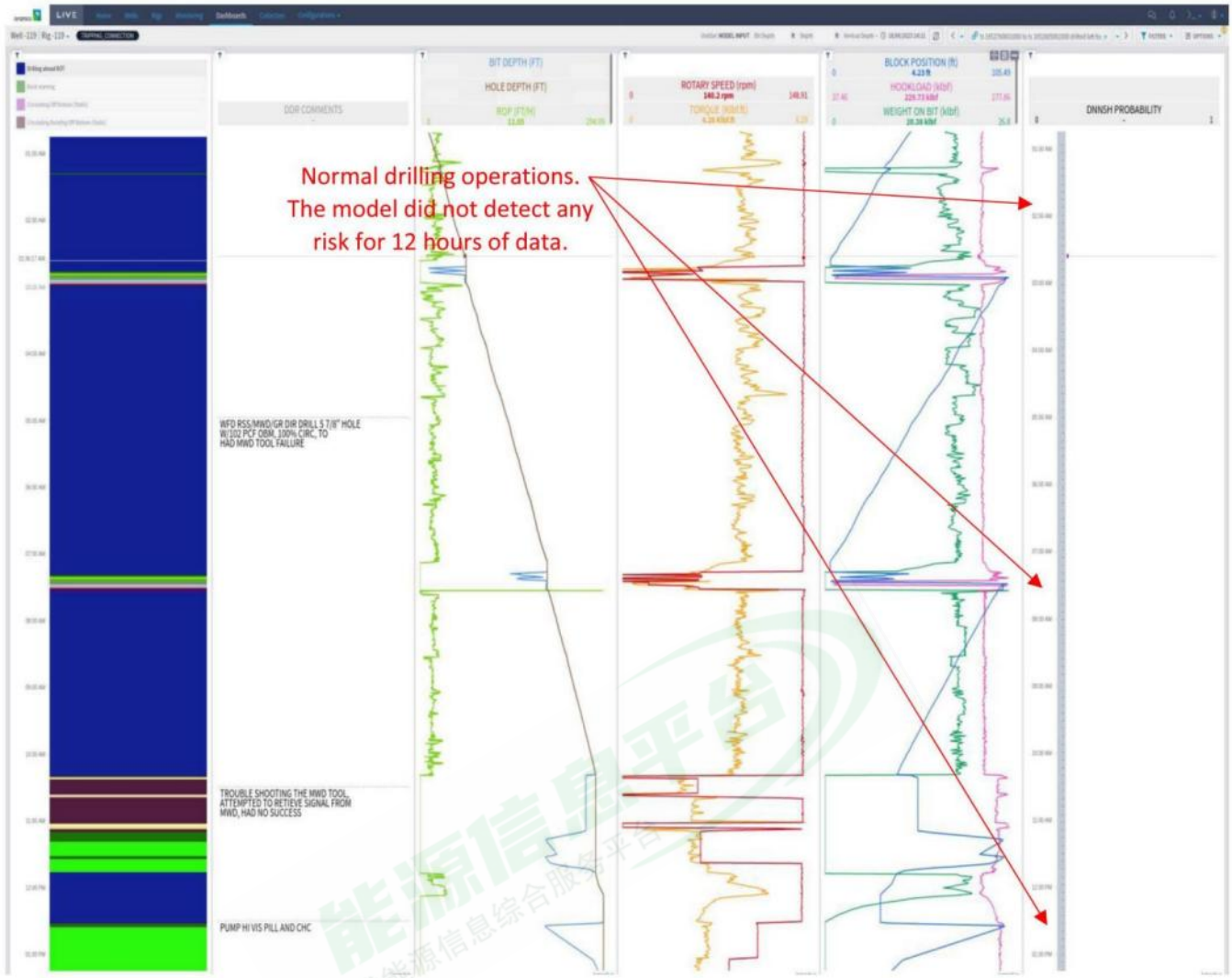

Normal drilling operations.
The model did not detect any
risk for 12 hours of data.
BIT DEPTH (FT)
HOLE DEPTH (FT)
ROTARY SPEED (rpm)
BLOCK POSITION (ft)
HOOKLOAD (klbf)
WEIGHT ON BIT (klbf)
DMNSH PROBABILITY
DDR COMMENTS
WFD RSS/MWD/GR DIR DRILL 5 7/8" HOLE W/102 PCF OBM, 100% CIRC, TO HAD MWD TOOL FAILURE
TROUBLE SHOOTING THE MWD TOOL, ATTEMPTED TO RETIEVE SIGNAL FROM MWD, HAD NO SUCCESS
PUMP HI VIS PILL AND CHC

图 16C 井不卡管



图 17Well-D 不卡管

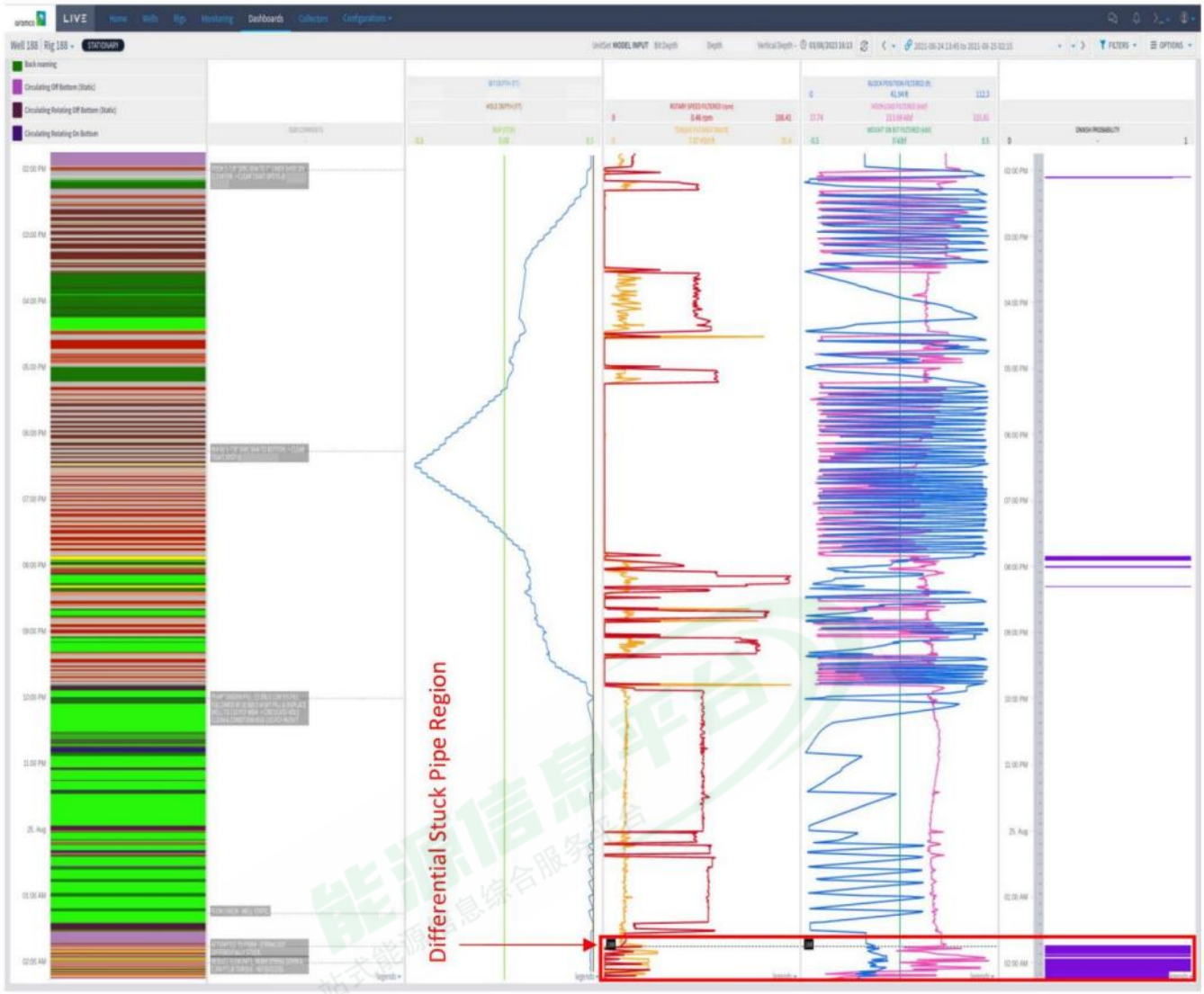


图 18E 井差压卡管事件

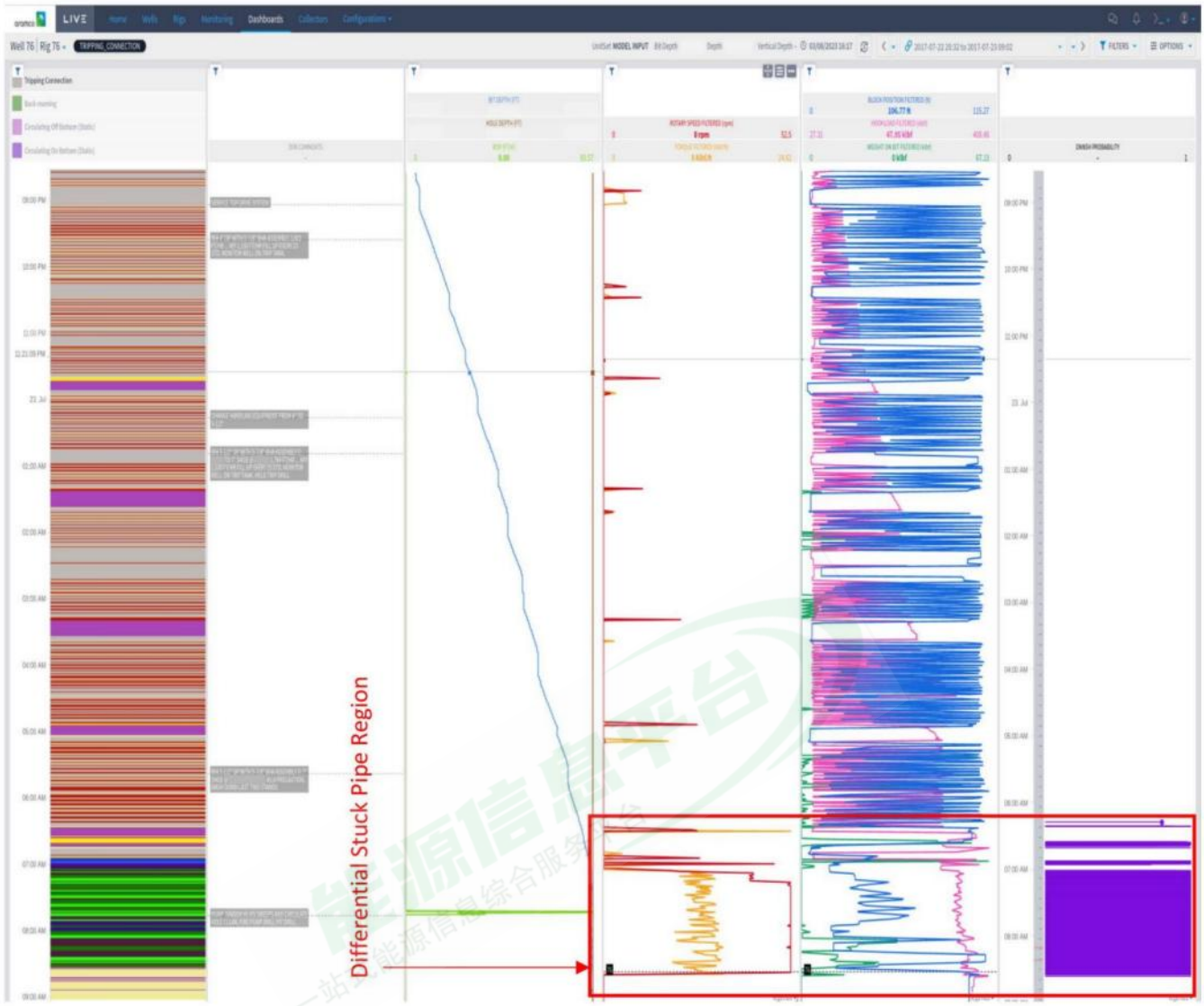


图 19F 井差压卡管事件

图 11 中的 Logistic 回归模型在具有以下模型的模型中具有最低的最佳 F-Beta 阈值：在 0.21 阈值时达到 76% 的值,并在 0.98 高阈值时达到 100% 的精度。

图 9 中的 MLP 模型在 0.47 阈值上具有 77% 的最佳 F-beta 值,它最初是为了预先测试 DNN 潜力而开发的,也因为它报告了不错的结果,所以它通过 K-NN 的不同迭代和逻辑回归模型。

差异风险模型。图 10 中的差分 DNN 模型的最佳 F-beta 值在 0.92 阈值上为 76%。该模型仅使用 68 个风险事件进行训练，并且在该模型的不同迭代之间,这是其当前的最佳版本。

图 13 中的模型在非常高的阈值 1.0 下获得了最佳结果,性能为 73%,结果与 DNN 模型在差分数据集上的一般性能相似。

图 12 中的模型在 0.75 阈值时具有 75% 的最佳 F-beta 结果,并且在使用 68 个风险标签对其进行训练后,精度曲线向上提高了 10 个点,并且预计会随着与其机械变体类似的更多迭代而稳步提高,但是由于根据压差卡住和缺失压力以及地层的性质,最佳的 ML 模型可能采用不同的算法。

性能基于基于点的指标,用于监控迭代之间的性能变化,并且结果是在测试数据集中的最佳F-beta-0.5阈值下收集的,并且数字根据阈值在两个方向上变化值选择如表2所示。

表 2　使用不同性能指标进行模型测试

Type	Model Algorithm	F-beta-0.5 (Macro)	F1 (Macro)	Accuracy	Precision	Recall
Mechanical	Logistic Regression	76.07%	71.92%	96.71%	62.37%	35.85%
	k-NN	77.57%	68.57%	96.96%	85.11%	25.04%
	MLP	76.73%	68.63%	96.89%	78.74%	25.80%
	DNN (2x Hidden-Dense)	95.07%	91.32%	98.84%	97.29%	72.46%
	DNN (5x Hidden-Dense)	95.58%	91.96%	98.93%	97.80%	74.35%
Differential	k-NN	74.65%	70.27%	98.49%	58.41%	31.65%
	DNN (2x Hidden-Dense)	72.50%	62.99%	99.04%	89.14%	15.54%
	DNN (5x Hidden-Dense)	78.18%	69.21%	99.11%	82.88%	25.23%

结论

物理模型和机器学习模型实时计算成功地检测到卡管的早期预警信号。使用的特征包含许多有关井下问题的信息模式。
这些模型应用于不同井况的不同部分。提供给模型的训练数据越多,对井下问题的检测就越好、越早。

拟议的方法包括:

- 数据质量、钻机状态、扭矩和阻力软管柱物理模型、瞬态孔清理和液压物理模型、表面数据和机器学习建模的工程特征。

表 2 中的实验结果表明 DNN 模型表现最佳:

- F1 分数 = 91.96%
- 对于生产,将测试深度神经网络 (DNN) 和 K 最近邻 (KNN)

该项目开发的机器学习模型可以通过对卡住管道特征和专家标记为真实情况的卡住管道警告标志进行训练,成功检测卡住管道的早期预警信号。

测试的算法和 ML 模型结构是为分类而设计的,但由于结合了时间和序列感知功能（指标及其趋势变体）,它们能够预测时间序列数据中的风险,如这些实验所示。表 2 中的性能数据表明,利用 ML 来预测卡住风险是可能的,甚至有可能以某些算法的召回率较低为代价达到 100% 的精度。一些机器学习模型使用趋势数据进行测试。基于趋势的模型即使使用基于点的指标,性能和流数据以及流数据（当前样本值)也表现良好并报告了良好的值。通用机器学习算法,如 K-NN 和

物流回归表现不错,但全连接 DNN 在性能数据上超越了它们,同时也能够解决数据中的差距。 K-NN 模型总体表现不错并提供了稳定的结果,尽管其结果显示与 DNN 模型相比性能较低（见表 2）,这可能是由于非卡井风险预测精度较高且误差计数接近于零,这导致精度、召回率和 F 分数的值较低,因此 K-NN 模型结果预计在新数据下会良好且稳定,并且建议部署在 DNN 上，因为它的噪声也不是很大大多数时候预测风险或给出非零风险值的模型。

参考

1. 佩雷拉 (LG)、甘德尔曼 (RA)、克莱门特 (RG)、特谢拉 (PHS) 和特谢拉 (GT)（2013 年，
10 月 29 日）。开发使用机器学习预测盐下钻井区域泥浆重量的软件。离岸技术会议。 doi: 10.4043/24341-MS 2. Hempkins, WB、Kingsborough, RH 和 Lohec, WE 等人 1987 年。多变量

卡钻杆情况统计分析。 SPE 杂志。 SPE-14181-PA。 http://dx.doi.org/10.2118/14181-PA

3. Jahanbakhshi, R.、Keshavarzi, R.、Aliyari Shoorehdeli, M. 等人,2012 年。与传统人工神经网络相比,支持向量机对差异管道卡粘的智能预测:伊朗海上油田示例。 SPE 钻井和完井。

SPE-163062-PA。 http://www.dx.doi.org/10.2118/163062-PA 4.
Murillo, A.、Neuman, J. 和 Samuel, R. 2009。使用自适应模糊逻辑建模进行管道卡粘预测和避免。 SPE 生产和运营研讨会,俄克拉荷马州俄克拉荷马城,4 月 4 日至 8 日。 SPE120128-MS。 http://www.dx.doi.org/10.2118/120128-MS 5. Siruvuri,C.;纳加拉坎蒂,S.； Samuel, R. 2006。卡管预测和避免:A

卷积神经网络方法。于 2 月 21 日至 23 日在美国佛罗里达州迈阿密举行的 SPE/IADC 钻井会议上发表。 SPE-98378-MS。 http://www.dx.doi.org/10.2118/98378-MS。
6. Weakley, RR 1990。使用卡管统计来减少卡管的发生。
于 9 月 23 日至 26 日在路易斯安那州新奥尔良举行的 SPE 年度技术会议暨展览会上发表。 SPE-20410-MS。 http://www.dx.doi.org/10.2118/20410-MS。
7. 威斯尼,美联社;朱志伟. 1994. 量化墨西哥湾石油和天然气公司的卡管风险
气体钻井。于 2 月 15 日至 18 日在德克萨斯州达拉斯举行的 SPE/IADC 钻井会议上发表。 SPE-28298-MS。 http://www.dx.doi.org/10.2118/28298-MS。
8. Magana-Mora A. 和 Bajic VB 2017。 OmniGA:优化的全变量决策
可推广分类模型的树。科学报告 7. 3898 (2017)。 http://www.doi.org/10.1038/s41598-017-04281-9。

9. Alshaikh, A.、Magana-Mora, A.、Gharbi, SA 和 Al-Yami, A.（2019 年 3 月）。用于检测卡管事件的机器学习:数据分析和模型评估。在国际石油技术会议上。国际石油技术会议。

10.Bajric R.、Zuber N.、Skrimpas G. 和 Mijatovic N. (2016)。 “利用离散小波变换进行特征提取,用于风力涡轮机齿轮箱的齿轮故障诊断”,《冲击与振动》,卷。 2016 年,文章 ID 6748469,10 页。 http://www.doi.org/10.1155/2016/6748469。
11. Pears, R. 和 Ba i , Boris。 （2018）。 “时间序列中前体模式检测的小波方法”。电气系统和信息技术杂志。 5. http://www.doi.org/10.1016/j.jesit.2018.03.003。

12. Y. Tan 和 L. Du，“心电信号处理中的小波变换研究”，
2009 WRI 世界软件工程大会,厦门,2009 年,第 515–518 页。 http://www.doi.org/10.1109/WCSE.2009.89

4. 混合优化技术可以在具有多种流量控制装置的先进分支井中实现动态完井设计和控制

文献摘要：由于存在大量的相关控制变量和计算要求很高的目标函数，设计具有多种流动控制装置(FCD)的分支井完井是一项具有挑战性的优化任务。因此，标准的优化工作流程可能无法找到最优设计。由于缺乏可靠的优化工作流程，油气行业不得不采用简化的、快速的方法来进行智能完井设计，而忽略了油藏的长期动态动态。在这项工作中，开发了一种称为混合优化(HO)的多级优化工作流程，用于有效优化配备多种类型 FCD 的分支井的完井设计。差分演化(DE)是一种元启发式优化算法，用于搜索空间的初始探索，以识别有潜力的区域，而生成的数据用于开发快速代理模型，以模拟计算昂贵的油藏模型的动态性能。然后使用 Sobol 方法进行全局敏感性分析，并借助开发和测试的代理模型，将控制参数分为高影响组和低影响组。在最后的优化阶段，采用同步摄动随机逼近(SPSA)算法，在先前确定的最优区域进行精细搜索。提出的框架为工程师提供了一套指导方针，通过修改最关键的设计参数来调整完井设计，以最大限度地提高生产性能，同时最大限度地降低安装和操作风险。新的工作流程已经在一个 3-D 合成油藏模型上进行了测试，该模型是由一个智能双分支井开发的，该双分支井在分支段内安装了流入控制装置(ICD)，在分支段连接处安装了段间控制阀(icv)。与当前依赖单一算法的标准优化选项相比，所开发的 HO 技术显示出优越的性能。它允许有效的动态优化，并在合理的时间内提供可靠的结果，以取代快照设计，这可能是次优的，因为它们依赖于单个时间步长。

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

SPE-215507-MS

混合优化技术允许动态完井设计和多种流量控制的先进多分支井控制设备

Jamal Ahdeema,赫瑞瓦特大学地球能源工程研究所,英国爱丁堡。 / 利比亚苏尔特苏尔特大学工程学院石油工程系。
Morteza Haghighat Sefat 和 Khafiz Muradov,赫瑞瓦特大学地球能源工程研究所,英国爱丁堡。

版权所有 2023,石油工程师学会 DOI 10.2118/215507-MS

本文准备于 2023 年 9 月 5 日至 8 日在英国苏格兰阿伯丁举行的 SPE Offshore Europe 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 项目委员会选择了这篇论文进行演示。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

由于存在大量相关控制变量和计算要求较高的目标函数,为具有多种类型的流量控制装置 (FCD) 的分支井设计完井可能是一项具有挑战性的优化任务。因此,标准优化工作流程可能无法找到最佳设计。由于缺乏可靠的优化工作流程,业界被迫采用简化的快照方法进行智能完井设计,而忽略了长期动态油藏性能。

在这项工作中,开发了一种名为混合优化（HO)的多阶段优化工作流程,用于有效优化配备多种类型 FCD 的分支井的完井设计。差分进化 (DE) 是一种元启发式优化算法,用于对搜索空间进行初始探索,以识别有希望的区域,同时使用生成的数据来开发快速替代模型,以模拟计算成本昂贵的油藏模型的动态性能。然后,借助已开发和测试的替代模型,使用 Sobol 方法进行全局敏感性分析,将控制参数分为高影响组和低影响组。

在最终优化阶段采用同时扰动随机逼近（SPSA)算法,在先前确定的最佳区域中执行精细搜索。拟议的框架为工程师提供了一套指导方针,通过修改最关键的设计参数来调整完井设计,从而最大限度地提高生产性能,同时最大限度地降低安装和运营风险。

新的工作流程已经在由智能双分支井开发的 3-D 合成代表性油藏模型上进行了测试,该模型在支管内部配备了流入控制装置 (ICD),并在支管连接处配备了间隔控制阀 (ICV)。与当前依赖单一算法的标准优化选项相比,开发的 HO 技术表现出卓越的性能。它允许高效的动态优化,并在合理的时间内提供可靠的结果,以取代快照设计,因为快照设计由于依赖于单个时间步长而可能不是最佳的。

介绍

多边井（MLW)旨在通过扩大井排水面积、增加井与储层的暴露、连接横向分离的特征以及扩展储层评估来提高总产能和采收率。此外,满足现场生产率要求所需的 MLW 更少,从而降低了资本和运营成本。所有这些好处都可能因不需要的流体（即油井中的水和/或天然气)的早期突破而恶化,这会大大降低多分支井的性能。不良流体的早期突破通常是由洪水前沿的不均匀传播引起的,导致井的不同部分的流入不平衡。这种不均匀性是由储层非均质性、地层压力差以及长水平段的跟趾效应等因素引起的。流量控制装置（FCD)可以通过抑制高产区的流量来鼓励低流量区的生产,从而使油井的流入剖面更加均匀（Lei et al., 2020）。

流量控制装置主要分为三类:流入控制装置（ICD）、自主流量控制装置（AFCD)和间隔控制阀（ICV）。 ICD 是无源装置,可通过专门设计的流路（例如迷宫/螺旋通道或喷嘴/槽)产生额外的压降（ Rosi 等人,2022）。 AFCD 是独立工作的反应装置,可限制或切断不需要的流体流动。这些可以进一步分为自主流入控制装置（AICD)和自主流入控制阀（AICV）。最常见的 AICD 类型是流体二极管 (FD-AICD) 和速率控制生产 (RCP-AICD) （Eltaher 等人,2019）。图 1显示了最常见的商用流量控制装置 (FCD) 类型。



图 1　最常用的 FCD 类型。 （InflowControl,2021； SLB,2019； Tendeka,2021）

层间控制阀（ICV)是主动装置（即井寿命期间的地面控制）,用于关闭或减少不需要的流体流动。根据控制灵活性级别,ICV 可分为:开/关 ICV、离散 ICV 和无级可变 ICV。 ICV 提供逐区域控制,允许操作员执行被动或主动控制策略,以提高产量并提高最终回收率。在反应策略中,ICV 根据当前油藏和井作业参数（例如分区含水率)进行控制（Botechia 等,2021）。另一方面,主动战略旨在通过推迟未来水/天然气突破来优化长期目标。产量预测和主动规划需要高精度的油藏模型,因此该方法需要考虑油藏描述的不确定性（M. Haghighat. Sefat 等,2013）。

寻找具有不同类型控制变量（例如不同FCD)的智能完井优化设计以优化长期油田开发目标是一项具有挑战性的任务,因为它会产生具有大量相关控制参数的复杂且多层次的优化问题和

计算量巨大且不确定的目标函数。目前处理多级优化问题的主要方法有两种:1)同时优化（Humphries et al., 2014） ,涉及同时优化所有级别的所有控制变量。然而,由于涉及大量控制变量,这种方法对于全场应用来说可能并不实用,这使得很难获得最佳解决方案。 2)顺序优化,采用将主要问题细分为更小的子问题的策略,每个子问题的控制变量数量减少（Mirzaei-Paiaman 等人,2022）。这种方法对于全领域应用来说更加实用,因为它允许更易于管理的控制变量数量,并且可以实现更有效的优化。

然而,当控制变量之间的交互作用较高时,这种方法可能无法找到最佳解决方案（Salehian et al., 2022）。

根据所使用的优化算法,现有的动态优化框架可以分为三大类：(1)元启发式和无导数算法,例如遗传算法（GA）(Almeida et al., 2010; Holland, 1975） 、粒子算法群体优化（PSO） （Kennedy & Eberhart,1995； Wang et al.,2021)和差分进化（DE） （Storn & Price,1997； Zhao et al.,2020）。 (2) 基于梯度的算法,例如伴随方法(Zandvliet et al., 2008),以及 (3) 随机估计的基于梯度的算法,例如同时扰动随机逼近 (SPSA)

（Salehian 等人,2021； Spall,1992）、基于集成的优化（EnOpt） （Fonseca 等人,2015)和随机单纯形近似梯度（StoSAG） （Lu 等人,2017）。无导数和元启发式算法具有跨各种类型的控制变量全局搜索最优解决方案的优势。然而,这些算法需要大量的函数评估,并且它们的性能随着控制变量数量的增加而迅速下降。伴随方法需要访问模拟器的主代码,该代码并不总是可用,限制了这种方法的应用。基于随机估计梯度的算法计算效率高并且收敛速度快。然而,它们倾向于收敛于局部最优（M. Sefat et al., 2016）。此外,基于梯度的算法的效率依赖于初始起点（初始猜测）,如果算法的起点距离接近最优解太远,则算法可能无法在有限的模拟内收敛到合理的解预算（Arouri 和 Sayyafzadeh,2020 年； Asadollahi 和 Naevdal,2009 年）。

这项工作引入了一种多级优化框架,称为混合优化 (HO),用于在具有多种类型 FCD 的分支井中进行高效完井设计。它结合了两类算法:DE的全局搜索能力和SPSA在大规模优化问题中的快速收敛能力,在增强全局优化性能的同时克服了单个算法的局限性。在初始阶段,DE 算法执行全局搜索以识别搜索空间内有希望的区域。然后采用 Sobol 技术（Sobol,1993)使用替代模型进行全局敏感性分析,并根据参数的总 Sobol 指数将参数分为高影响组和低影响组。统计测量用于支持决策,通过调整对目标函数有重大影响的参数来简化初始完井设计。在第二个（增强)优化阶段,SPSA 算法利用 SPSA 在大规模优化问题中的快速收敛优势,优化初始阶段确定的区域内的低影响参数组。这种混合方法增强了优化性能,提供了搜索空间的探索和快速收敛到接近最优的解决方案。

论文概要如下： 首先,提出了多分支完井设计动态优化的问题表述。然后描述和解释所建立的 HO 优化框架的结构,然后将其应用于综合代表性案例研究。最后对结果进行讨论并得出结论。

问题表述

目的是增加油田预期寿命的净现值 (NPV)。对于给定的油田油藏模型，NPV 使用方程式进行评估。 (1).

$$J_{\substack{x\in R^{N_x}\\ m\in R^{N_m}}} = f(x,m) = \sum_{n=1}^{s}\left\{\left[\sum_{j=1}^{N_{pr}}\left(r_o q_{o,j}^{n} - r_{pw} q_{w,j}^{n}\right)\right]\frac{\delta t^{n}}{(1+b)^{t_n}}\right\} \quad (1)$$

其中x是决策变量的Nx维向量； m为储层的Nm维状态向量； n为油藏模拟的第n个时间步长； s是模拟总步数；Npr是生产者的数量。成本参数ro和rpw分别代表石油价格和水处理成本，均以美元/STB 表示。和 是 j 井在时间步n的油和水产量（以 STB/天为单位）。 δt n是第 n个模拟步骤的长度（以天为单位）； tn是第n 个时间步结束时的模拟时间（以年为单位）； b是十进制的年度贴现率。使用商业动态油藏模拟器（CMG-IMEX，2022)针对指定的一组优化变量和状态向量来评估目标函数。用于计算 NPV 的经济值如表1 所示。

表 1 优化过程中使用的经济参数。

范围	价值
石油价格（RO）	60 美元/机顶盒
水处理成本(rpw)	6 美元/机顶盒
折扣率（b*100%）	12%/年

混合优化 (HO) 过程开发的 HO 框架如图2所示，涉及三个主要步骤：1)使用元启发式算法（例如差分进化（DE））进行全局搜索，2)使用 Sobol 分析对参数进行排序代理模型响应，3) 使用同时扰动随机逼近算法 (SPSA) 增强优化。本研究采用 DE 算法在第一步中执行全局搜索并识别有希望的区域以进行增强优化。然而，开发的工作流程与算法的选择无关，并且预计在此阶段可以使用任何其他全局搜索算法。第一个优化步骤中生成的输入和输出数据将用于训练快速代理模型，以便使用 Sobol 技术进行后续全局敏感性分析（Sobol，1993）。然后根据“Sobol”排名指数将控制变量分为两个主要组（高影响组和低影响组）：高影响组包含少量对目标函数有重大影响的变量，这意味着任何小的变化在其输入域中可能会导致目标函数发生重大变化，而低影响组包括其余（大量)输入参数。然后计算高影响组的 Pearson 相关系数（ Freedman 等，2007），以确定该组中每个参数与目标函数之间的关系类型，以支持简化或修改完井设计的决策。在下一阶段（增强优化阶段），采用SPSA算法来优化低影响组中的大量参数，以在初始优化阶段探索的有希望的搜索区域内实现快速收敛到接近最优解。

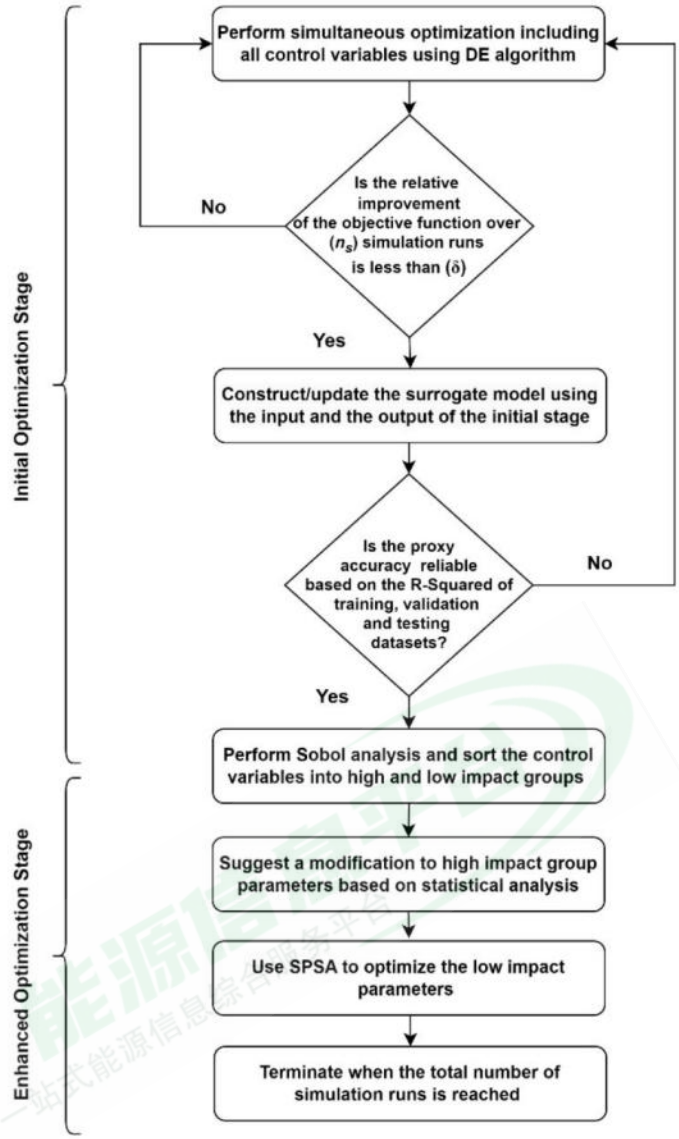


图 2　混合优化 (HO) 框架。

差分进化 (DE)：一种受自然启发、基于群体的优化算法（Storn & Price，1997），它应用变异、交叉和选择算子来搜索最优解决方案。

附录 A更详细地描述了 DE 算法。当搜索空间较大且复杂时，基于群体的算法（例如 DE）很难找到全局最优解（M. Haghighat. Sefat 等，2013）。然而，它们仍然可以提供对搜索空间的初步良好探索。在每一代中，DE 通过结合当前群体中多个最佳解决方案的信息来创建新的候选解决方案。此过程使 DE 能够维护候选解决方案的多样化群体，并对搜索空间进行良好的初始探索。本文基于基于群体的算法的优势，将其与基于梯度的算法（例如，SPSA）相结合，在已识别的有希望的区域中执行快速局部搜索。

使用 Sobol 分析和代理建模进行参数排序：对控制参数进行排序以识别高度敏感（高影响）变量是使用 SPSA 执行第二（增强）优化阶段之前的关键步骤。高影响参数对目标函数有很大的影响，使得它们对于最大化目标函数至关重要，但同时也使得相对于它们的估计梯度的计算更加困难，导致基于梯度的算法的性能不稳定。通过执行 Sobol 分析可以完成有效的排名，

基于方差的全局敏感性技术,探索控制变量（FCD 设置)和目标函数之间的关系。有关 Sobol 方法的更多详细信息,请参见附录 B。与局部敏感性分析或微分敏感性分析（Hamby,1994)等其他简单敏感性分析技术不同， Sobol 方法考虑输入变量之间相互作用的影响,以识别高阶变量。敏感性使其成为解决更复杂问题的强大工具（Saltelli 等人,2010）。然而,Sobol 分析的计算成本可能很高,因为它需要大量的目标函数评估才能准确估计灵敏度指数（Saltelli 等人,2010）。因此,使用初始优化阶段生成的数据来开发快速代理模型来模拟目标函数。代理模型是基于径向基函数（RBF)构建的,径向基函数是一种常见的前馈人工神经网络。有关 RBF 的更多详细信息,请参阅（Samuel & Muggeridge,2022）。图 3显示了 RBF 的结构,其中包含三层（输入层、隐藏层和输出层）。

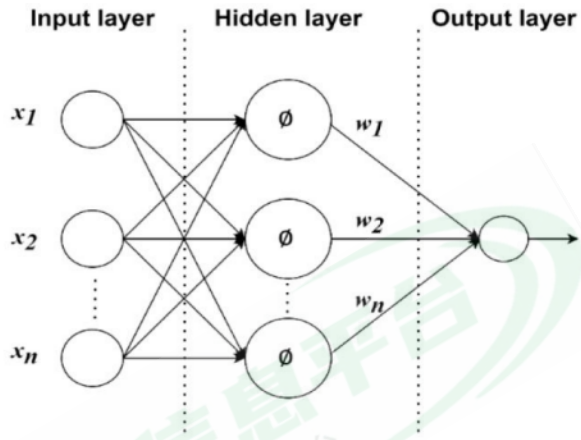


图 3 径向基函数架构。

同时扰动随机逼近（SPSA）:是一种基于随机估计梯度的算法。 SPSA 同时扰动所有控制变量,以减少估计梯度所需的目标函数评估数量（Spall,1992）。附录 C描述了 SPSA 的数学背景以及调整其超参数的指南。 SPSA 已被证明可以通过快速收敛到局部最优来为具有大量控制变量的优化问题提供高效率。然而,初始猜测（起点)会对 SPSA 算法性能产生重大影响。对接近最优解的初始猜测支持算法的快速收敛。在 HO 框架的第二阶段中,SPSA 用于优化 DE 算法在第一阶段找到的最有希望区域中的低影响组参数,将它们作为 SPSA 算法中输入的起点。

切换标准:从初始优化阶段进入增强优化阶段之前,需要满足两个后续切换标准。当目标函数值稳定或达到预定容差水平内的稳定水平时,认为满足第一个标准。这可以通过特定次数的模拟运行中目标函数(Ir)的相对改进来进行评估,如方程式 1 所示。（2）。如果(Ir)低于特定阈值(δ) ,那么我们认为算法已达到收敛（Ma et al., 2022）。

$$I_r = \frac{J_2 - J_1}{J_1} * 100 \quad (2)$$

其中J2是我们计算相对改进的目标函数； J1是前一个目标函数,位于当前目标函数之前(ns)模拟运行处。在本研究中， ns = 150,δ = 0.5%。

第二个切换标准是替代模型的准确度水平,可以使用阈值因子来确定,例如根据等式 1 计算的训练集、验证集和测试集的 R 平方值。 (3) ：

$$R^2 = 1 - \frac{SSE}{SST} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{n}\left(J_i^{act} - J_i^{proxy}\right)^2}{\sum_{i=1}^{n}\left(J_i^{act} - \overline{J_i^{act}}\right)^2} \tag{3}$$

其中， SSE和SST分别表示平方误差和和总误差和。 J_i^{act} 和 J_i^{proxy} 分别是从实际油藏模型和代理模型获得的目标函数（NPV）。是从模拟器获得的每个数据集中的平均目标函数值， n是数据集（即训练集、验证集和测试集)的大小。从初始优化阶段过渡到增强优化阶段都需要满足这两个标准。首先监控第一个标准,一旦满足,就评估代理模型的准确性,如图2所示。

模型描述一个综合的、代表性的

油藏模拟模型（图4），在 x、y 和 z 方向上分别具有 10x10x3 网格块,用于测试所提出的混合优化框架。每个网格块的 Δx 和 Δy = 500 英尺。顶层厚度为 30 英尺,中层（页岩)厚 20 英尺,底层厚 50 英尺。储层由一口中央双侧向井开发穿透顶层和底层（图5）。顶部横向长度为 2027 英尺,在 8325 英尺真实垂直深度 (TVD) 处穿透顶部储层,而底部横向长度为 2100 英尺,在 8375 英尺 TVD 处穿透底部储层。该井的最大产液量为 1500 STB/天,最小井底压力为 1000 psi。渗透率分布近似于渠道化储层中发现的渗透率分布,其中高渗透率渠道是早期见水的可能原因。有强大的边缘含水层支撑储层压力。

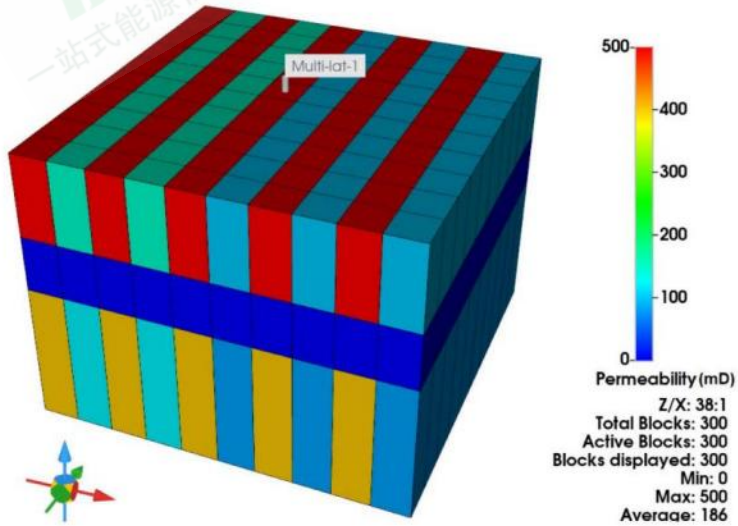


图 4合成盒模型

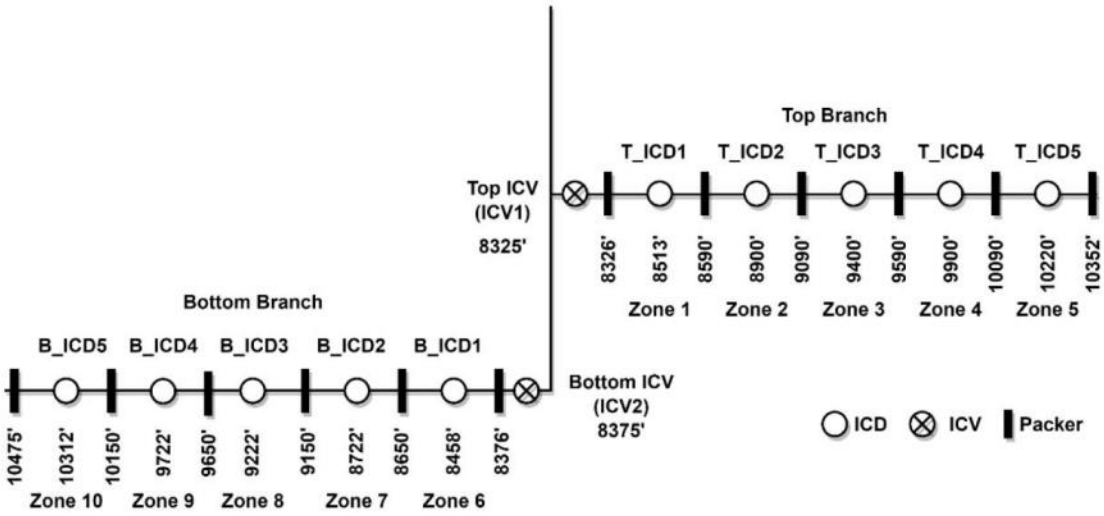


图 5 完井示意图

为了提高石油采收率并延迟高渗透率区域预期的早期见水,需要考虑使用多种类型的 FCD 进行提前完井。根据渗透率对比,使用六个可膨胀封隔器将每个侧线分为五个生产区。每个区域都安装了 ICD,每个侧向连接处都安装了 ICV,以控制每个侧向的总流量。我们使用 T 或 B 后跟 ICD 编号来表示 ICD 控制变量。 T和B分别表示顶部和底部分支,数字是指ICD在从侧向连接处开始的分支中的位置。为了命名 ICV 控制变量,我们使用 ICV 编号,后跟时间步长编号。例如,ICV1-T10 表示时间步 10 处的 ICV1 或顶部 ICV。 （CMG-IMEX,2022)中的iSegWellTM用于模拟从储层到砂面并随后通过环空、FCD 和油管的流体流动。它将井离散成分段并使用多分段井模型计算压降（Holmes 等,1998）。乘法器用于控制 ICD 和 ICV 上的压降,作为其流通面积的函数。

结果与讨论

目标是在 1500 次模拟运行的有限模拟预算内,动态优化现场生产寿命期间多种类型流量控制装置的流量控制区域。两种智能网联汽车在十年（总计 3600 天)的生产期内每三个月（90 天)主动控制一次。这导致每个ICV 40 个控制变量（即两个ICV 80 个控制变量)和ICD 10 个控制变量（即总共90 个控制变量）。所有控制变量的范围均可在 0.01 至 1 之间无限变化,其中 0.01 代表 ICD 和全封闭 ICV 的严格限制设置。而设置为 1 的设备表示它完全打开,没有流阻。所有优化算法/技术都从基本情况开始,其中所有 ICD 和 ICV 设置均设置为 1（完全打开）。在HO框架的第一阶段,群体规模为20的DE用于同时优化所有90个控制变量。如图（图2)流程图所示,在优化过程中,第一个标准在 150 次模拟运行的时间间隔内受到监控。图6-a 显示了第一个标准的满足情况,其中 150 次模拟运行中 NPV 的相对改进小于 0.5%。这种情况分别发生在J1 = 1.752 x108和J2 = 1.758 x108 的350 到 500 次仿真运行之间,相对改进约为 0.34%。一旦满足初始标准,就会评估第二个标准,即代理准确性。如图（图2)中的流程图所示,一旦满足初始标准,输入（FCD 设置)和输出（NPV)数据集将用于构建基于 RBF 的代理模型。该代理模型的准确性是通过评估训练、验证和测试数据的 R 平方值来确定的。图6-b、c 和 d 描述了从模拟器获得的实际 NPV,以及在初始阶段进行的 500 次实验中基于 RBF 的代理模型预测的 NPV。这些实验分为三组:405 个用于训练,45 个用于验证,50 个用于训练

供测试用。在所有这些数据集中,发现 R 平方系数接近 1,这表明训练后的基于 RBF 的代理模型可以被视为可靠的后续敏感性分析。

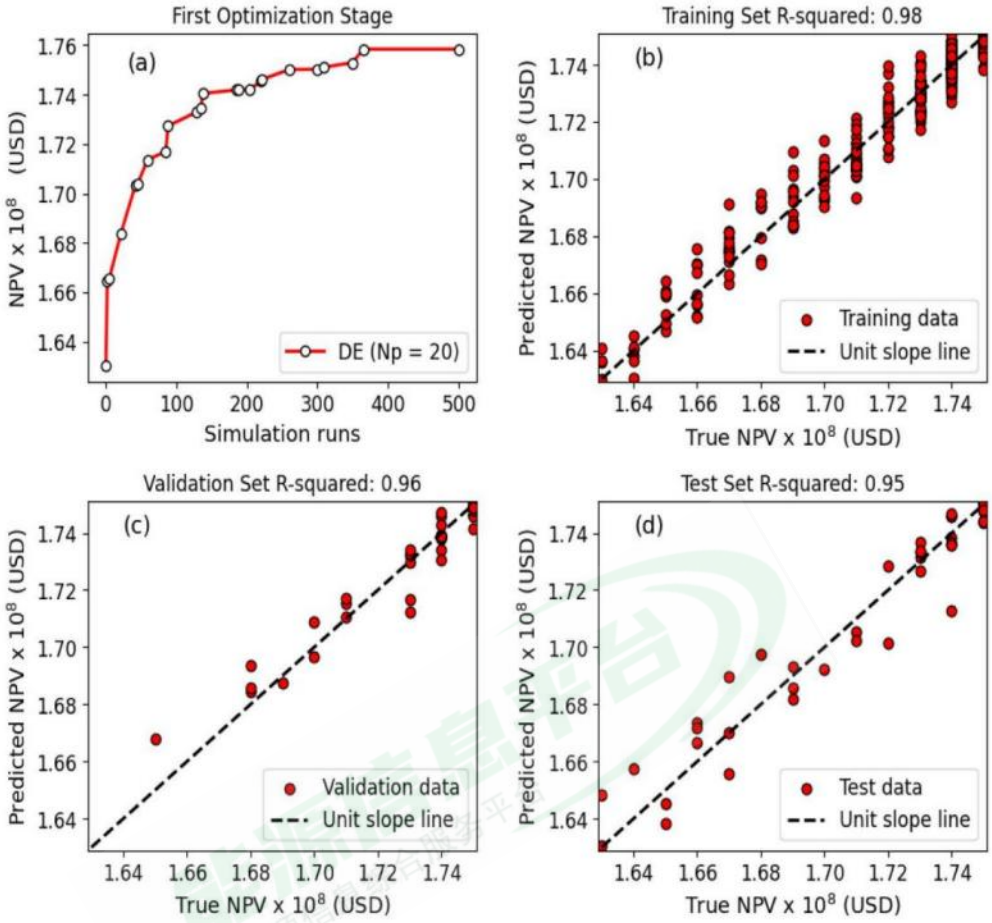


图 6 初始优化阶段和代理模型训练:(a) 第一个优化阶段的目标函数性能; (b) 训练集（405 个实验）、(c) 验证集数据（45 个实验）、(d) 测试集（50 个实验)的代理模型质量。

Sobol 分析是使用经过验证的基于 RBF 的代理模型对所有 90 个控制变量进行的,以根据它们对目标函数的总影响（效果)对它们进行分组。图 7 蓝色显示主效应（即控制变量单独对目标函数的影响）,红色显示交互效应（即控制参数与其他参数交互时对目标函数的影响)和总效应排名前 45 个控制变量的效应（蓝色和红色）（即主效应和交互效应的总和）。值得注意的是,高影响控制变量尽管只占参数总数的一小部分,但表现出显着的主（个体)效应和相对较低的相互作用效应。这表明这些参数是相对独立的,可以单独优化。

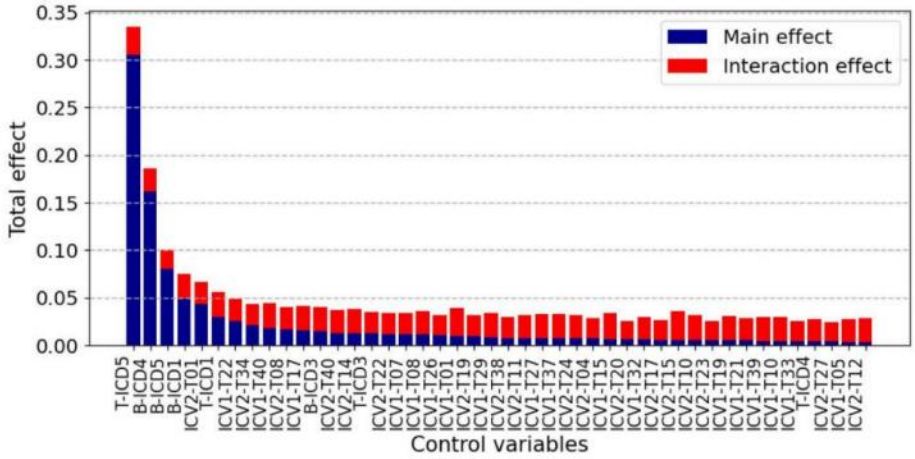


图 7　排名前 45 位的控制变量的 Sobol 指数结果。

我们发现,将控制参数相对于其总 Sobol 效应绘制在半对数图上（图8)可以提供将参数分为高影响组和低影响组的最有效方法。每个组可以通过总效应曲线的不同斜率来区分。根据分组分析,高影响组有 8 个控制变量（T-ICD5、B-ICD4、B-ICD5、B-ICD1、ICV2-T01、T-ICD1、ICV1-T22 和 ICV2-T34）,而低影响组有 8 个控制变量（T-ICD5、B-ICD4、B-ICD5、B-ICD1、ICV2-T01、T-ICD1、ICV1-T22 和 ICV2-T34）。影响组包含其余参数（即 82）。

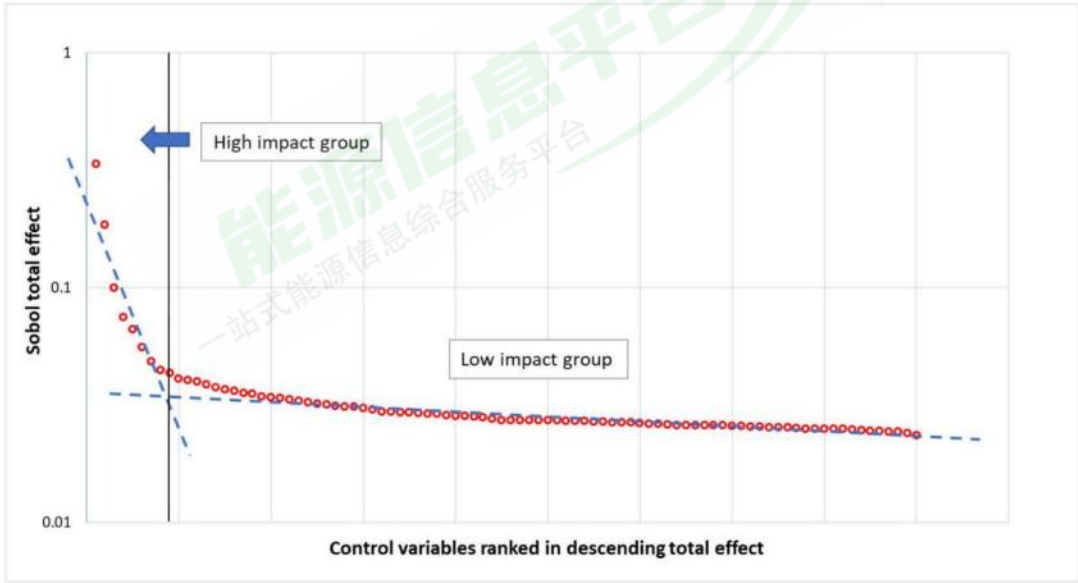


图 8　根据总效应曲线的斜率变化对控制变量进行分组。

混合优化框架提供的控制变量排序还支持工程决策,以简化完井设计,从而降低安装和运营风险。皮尔逊相关系数是针对高影响参数计算的,其中强正系数或负系数表明控制变量是设计调整的绝佳候选者。

（图9)中的 Pearson 相关系数表明,八个高影响控制变量中的五个（T-ICD1、B-ICD1、T-ICD1、B-ICD4 和 T-ICD5)具有高度相关性度量,并且是良好的候选变量。设计调整。

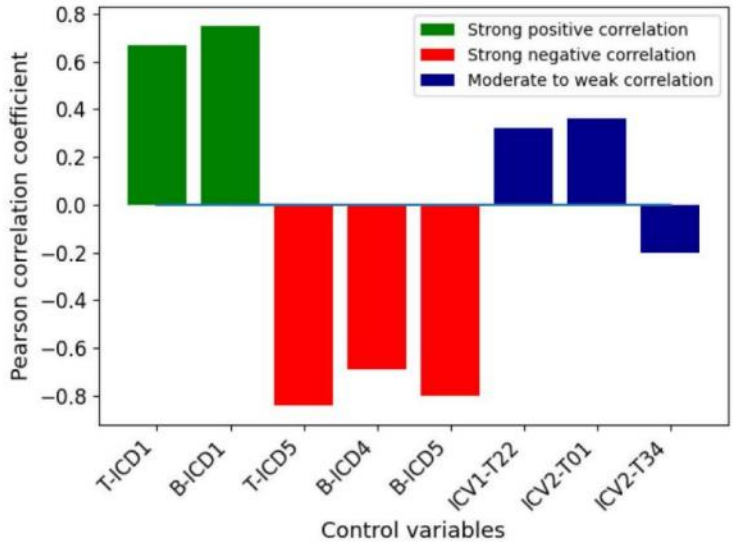


图 9　高影响力参数的皮尔逊相关系数。

强负相关意味着应减小该特定参数的流动面积（FCD 设置)以改善目标函数。图 10 （左)显示,减少区域 5 中强负相关 T-ICD5 的设置会显着增加 NPV。这表明,可以通过在区域 5 中放置空白管而不是 ICD 来简化初始完井设计,因为该区域会产生过量的水（即使采用限制性 ICD 设置） ,这会显着影响目标函数值。对于区域 9 中的 B-ICD4 和区域 10 中的 B-ICD5 也观察到类似的强负相关性,并且对这些区域中的初始设计应用类似的处理（即放置空白管道）。然而,该技术不能替代 Sobol 指数来直接查找高影响参数。这是因为一些低影响参数在其交互作用下可以表现出类似的趋势。

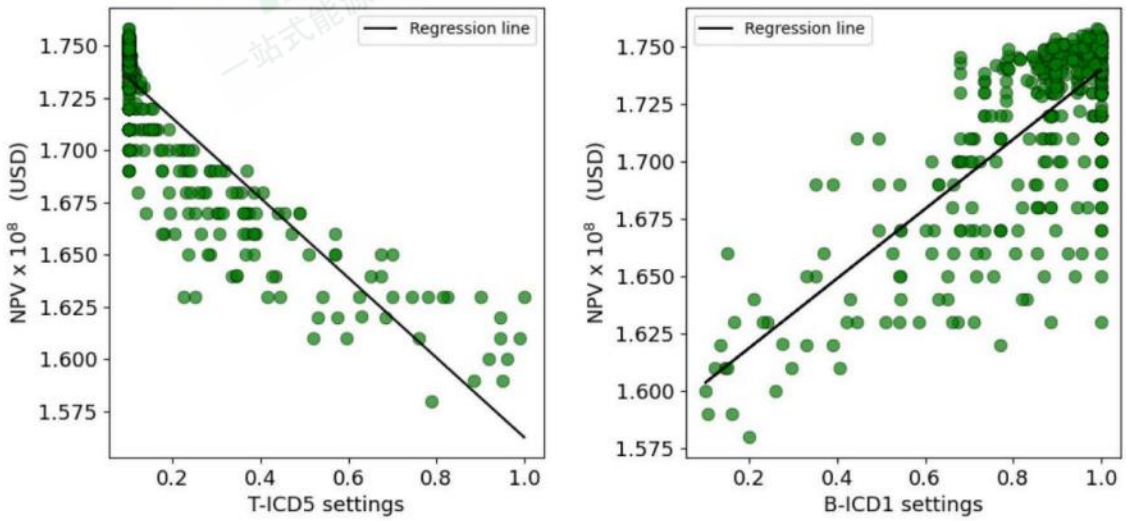


图 10　初始优化阶段的 T-ICD5（左)和 B-ICD1（右)设置值与 NPV 的关系。

强正相关意味着应增加该特定参数的流动面积（FCD 设置）以改善目标函数。图 10 （右）显示，增加强正相关 B-ICD1 的设置会增加 NPV。这表明完井设计可以通过取消底部侧线 6 区的 ICD 来简化，例如用筛管代替，因为该区具有非常高的石油生产潜力和低含水率。类似的设计调整也适用于顶部侧面区域 1 中的 T-ICD1 装置。这些发现可以通过基本案例模拟结果得到进一步证实，其中所有设备都完全开放，如图11所示。负相关性强的装置含水率高，正相关性强的装置比其他装置产油量高。然而，这种分析仅作为支持和验证决策过程的手段，而不是用于识别高影响参数。例如，T ICD2、T-ICD3、T-ICD4 和 B-ICD3 等参数表现出高产油潜力（如低含水率所示）。

然而，尽管它们具有有利的特性，但这些参数仍然被认为是不敏感的，这意味着它们范围内的变化对整体目标函数的影响有限。

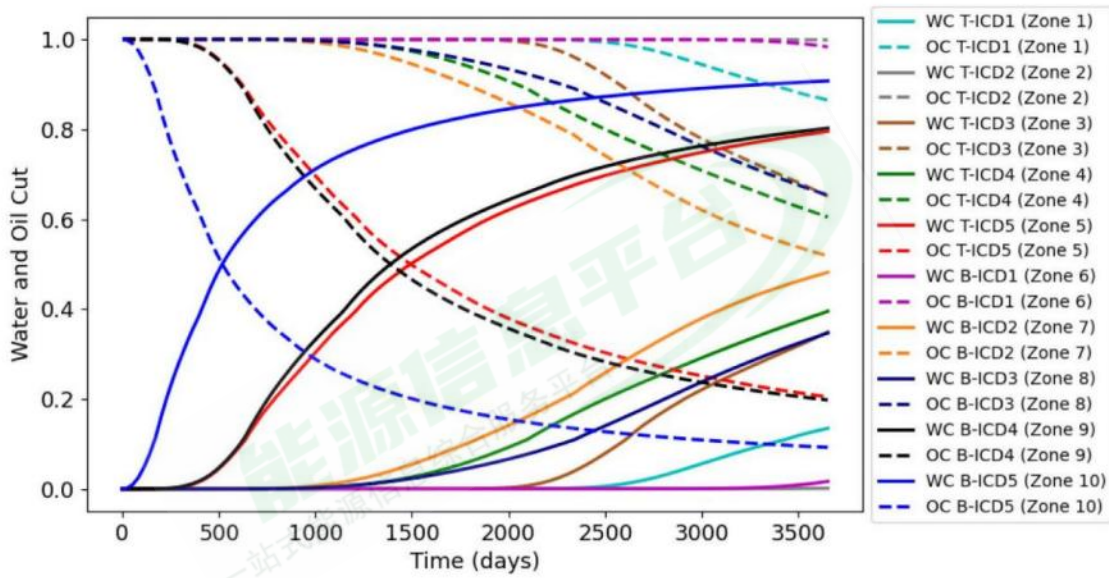


图 11 10 个 ICD 全开时含水、含油曲线对应 10 个产区。

在最终（增强）优化阶段，利用 SPSA 算法优化低影响组，同时将高影响参数固定为其新的调整值。 SPSA 的性能在很大程度上依赖于其调整参数的值； （即步长ak和扰动大小ck），参见附录C。

对α和c进行敏感性分析，发现α=2和c =0.5提供了稳定的性能和收敛速度。

HO 的性能与使用 DE 的独立优化进行了比较（图12）。由于基于群体的算法固有的随机性，DE 使用多个群体大小和不同的随机种子进行测试。

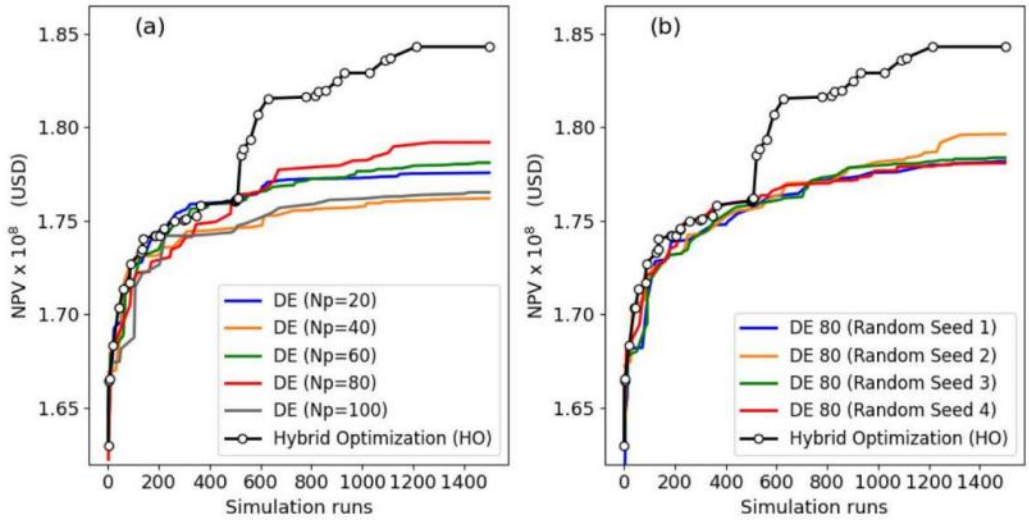


图 12HO 与独立 DE 算法的对比； (a) HO 与 DE,其中 DE 应用不同的群体规模； (b) HO 与 DE,其中 DE 应用不同的随机种子。

在所有情况下,HO 都会比独立 DE 算法产生更好的结果。独立 DE 最初提供了对搜索空间的良好探索,HO 也利用了这一优势,但最终未能找到最佳解决方案。这是基于群体的算法所期望的,因为它们的性能随着大量控制变量而显着下降。

我们还将 HO 与独立 SPSA 算法的优化性能进行了比较。对系数 α、 c和扰动数量进行了敏感性分析,其值在先前作品中建议的范围内（M. Sefat 等人,2016 年； Spall,1992 年）。然而,HO仍然提供了更好的解决方案,如图13所示。 SPSA 未能收敛到接近最优的解决方案,很可能是由于高敏感参数与不太敏感参数同时优化而产生的噪声导致其估计梯度的质量较低。

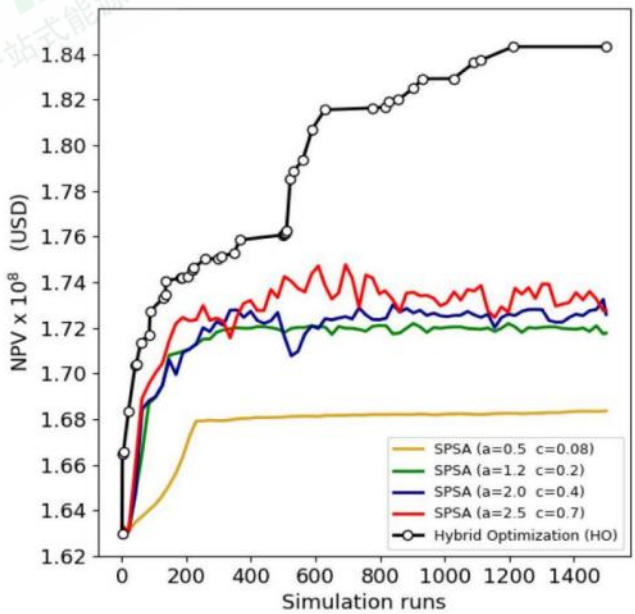


图 13 HO 与 SPSA 算法的对比

此外,我们将混合优化与“行业标准”顺序优化方法的效率进行了比较,其中输入参数根据其类型分两个阶段顺序分割和优化（即首先优化 ICD 大小,使用 300 次模拟运行,然后是从第一阶段开始将 ICD 固定为其最佳值后,使用 1200 次模拟运行进行 ICV 优化。每个阶段指定的模拟运行次数是根据算法收敛所需的模拟运行次数进行敏感性分析确定的。此外,还进行了敏感性分析以确定 DE 的最佳群体规模,ICD 优化阶段为 20,ICV 优化阶段为 60。研究发现,在相同的调整参数 α = 2 和c = 0.5下,SPSA 表现更好,而两个优化阶段的扰动数量都等于 10。

尽管从顺序优化技术获得的解决方案比从标准（同时)优化策略获得的解决方案稍好,但HO 的性能优于顺序优化方法（图14）。顺序技术（特别是在 SPSA 情况下)性能的提高是由于在顺序优化的第一阶段（即 ICD 优化阶段)中包含了五个高影响参数（T_ICD5、B_ICD4、B_ICD5、B_ICD1 和 T_ICD1）。这消除了评估梯度中的一些并提高了第二优化阶段的 SPSA 性能。然而,与顺序 SPSA 算法相比,顺序 DE 技术的性能较差。由于控制变量数量较多,顺序 DE 也遇到与独立 DE 相同的问题。

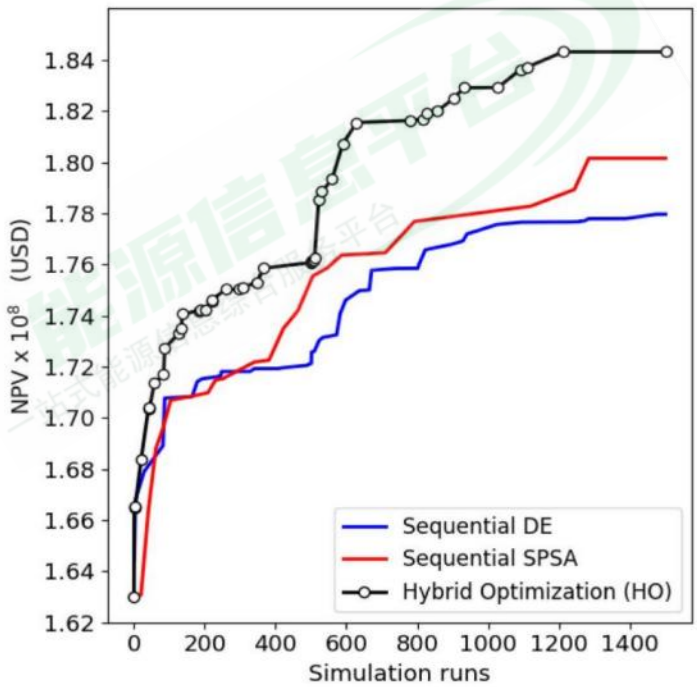


图 14　HO 与基于 DE 和 SPSA 算法的顺序优化技术的对比。

详细结果表 2总结

了累积油量、累积水量、NPV 和 NPV 增量方面的所有最佳解决方案。 HO 显示出最高的改进,与基本情况相比,NPV 增加了约 13%。 NPV 的改善是通过减少高电导率区域的产量来延迟早期见水并通过提高波及效率来增加累积石油产量来实现的,如图 15和图16所示。

表 2 从本研究中应用的所有优化算法和技术中获得的解决方案。

算法/技术	累计 油（桶)*106	累计 水（桶)*106	净现值 ($) *108	净现值增加 相比于 基本情况 （%）
基本情况	4.20	1.28	1.630	
标准DE	4.58	0.895	1.792	9.94
标准SPSA	4.45	1.01	1.748	7.24
顺序DE	4.56	0.919	1.780	9.20
顺序SPSA	4.62	0.862	1.806	10.80
混合优化 (HO)	4.71	0.770	1.843	13.07

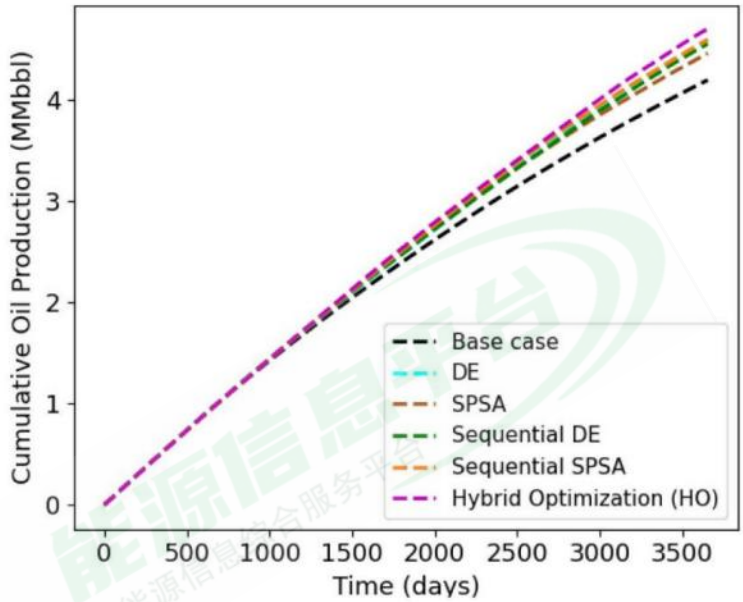


图 15 所有优化算法和技术的最佳解决方案的累计石油产量。

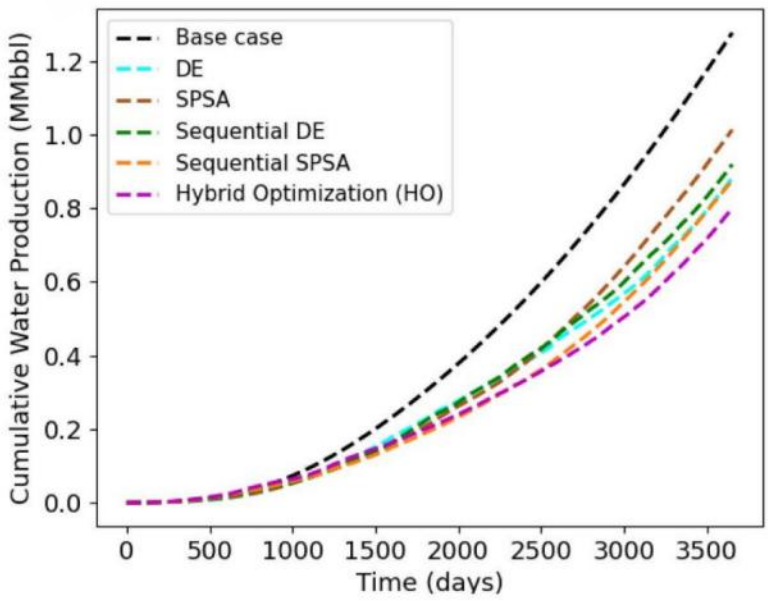


图 16 所有优化算法和技术的累积产水量。

图 17和图 18展示了通过 HO 实现的最佳解决方案的最终 FCD 设置图,在封锁进攻区域后,通过满足两个目标:1)在水突破较早的区域选择限制性 ICD 设置（区域 4 和 8）,同时在预计产水量较少的其他区域（1、2、3、6 和 7)保持限制最少的 ICD 设置。 2) 选择ICV 设置,以在油田生产寿命的初始阶段保持底部侧向的更多产量（即ICV2 限制较少）,因为它产生的水较少。在后期阶段,底部侧向的含水率变得更高,因此 ICV 的设置被交换以主要从顶部侧向生产（即 ICV2 设置为更具限制性）。

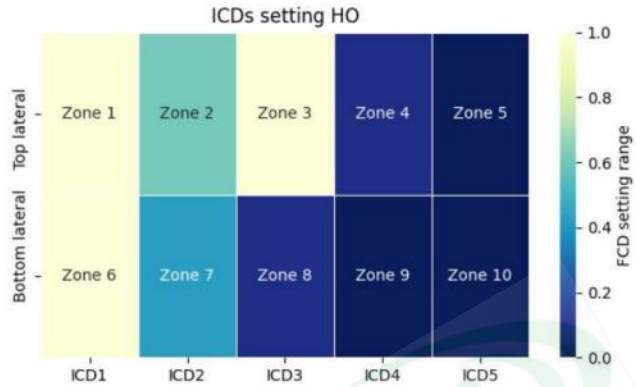


图 17　HO 获得的最佳情况的 ICD 设置图。

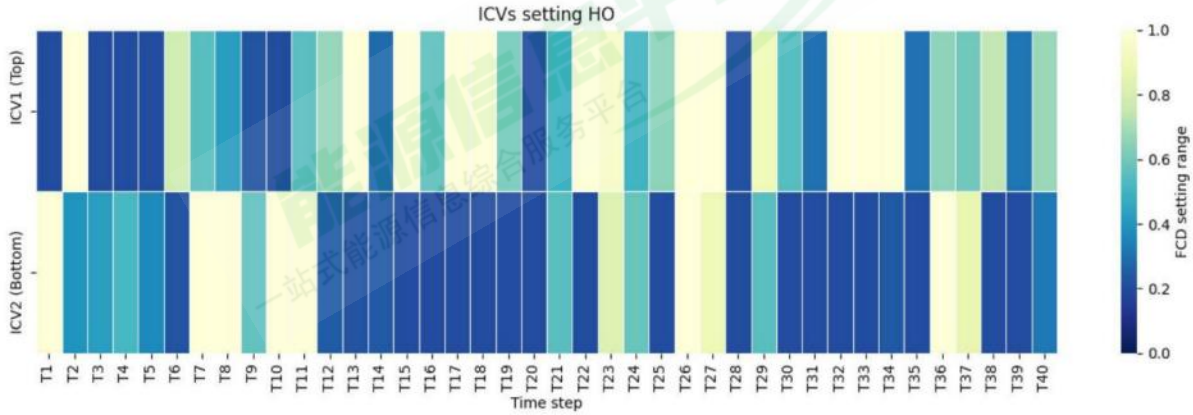


图 18　HO 获得的最佳情况的 ICV 设置图。

结论

在这项工作中,我们开发了一种混合优化框架,以增强具有多种类型的流量控制装置的分支井的智能完井设计的动态优化过程。混合优化工作流程需要：(1)使用DE算法进行初始优化阶段,同时构建基于RBF-ANN的代理模型； (2)借助RBF代理模型计算所有控制变量的Sobol指数； (3) 根据控制变量的 Sobol 指数对控制变量进行排序； (4) 将控制变量分为两个主要组（高影响组和低影响组）； (5)应用动态模拟和统计分析支持的工程设计修改来调整高冲击组参数,以简化完井设计并提高目标价值； (6)采用SPSA优化低影响组,同时将高敏感参数固定在其调整值。

高影响参数虽然只占总控制变量的一小部分,但表现出异常的敏感性。即使输入范围内的微小变化也可能导致显着变化

在目标函数中。因此,为了提高优化性能,将这些参数设置为最佳值或接近最佳值至关重要。高影响参数还表现出显着的主（个体)效应和相对较低的相互作用效应。这表明这些参数更加独立,可以单独处理。另一方面,其余（低影响)参数的影响主要取决于变量之间的交互作用。

混合优化框架应用于由中央双侧井开发的合成箱形油藏模型。将建议的混合优化技术与标准或独立优化算法（即DE 和SPSA)以及“行业标准”顺序优化技术进行比较。结果表明,所提出的混合优化技术优于所有标准和顺序优化技术,NPV 提高了约 13%。因此,所提出的混合优化工作流程为具有大量控制变量的优化问题提供了一种有效且实用的方法。简而言之,该优化框架可以针对大量控制变量更快地找到最佳井控和完井策略,并且需要更少的模拟运行,这对于实际现场设计和生产优化研究至关重要。

致谢作者感谢赞助商利比亚
高等教育部提供的财政支持,并感谢计算机建模小组 (CMG) 允许学术界使用其软件。

参考

阿尔梅达 (LF)、维拉斯科 (MMBR) 和帕切科 (MAC) (2010)。不确定性下智能井阀门控制优化系统石油科学与工程杂志， 73（1-2）,129-140。 https://doi.org/10.1016/j.petrol.2010.05.013 _

Arouri, Y. 和 Sayyafzadeh, M. (2020)。用于井控优化的加速梯度算法。石油科学与工程杂志， 190。https ://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106872 Asadollahi, M. 和 Naevdal, G. (2009)。使用基于梯度的方法进行注水优化。
SPE/EAGE 储层
表征和模拟会议,阿联酋阿布扎比。 https://doi.org/10.2118/125331-MS
Botechia, VE、Araújo de Lemos, R.、Hohendorff Filho、JC von 和 Schiozer, DJ (2021)。高含气碳酸盐岩油藏的井和 ICV 管理。石油科学与工程杂志， 200。https : //doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108345 CMG-IMEX。 （2022）。计算机建模集团有限公司,加拿大艾伯塔省卡尔加里。 （第 2022 号）。

Eltaher, E.、Muradov, K.、Davies, D. 和 Grassick, P. (2019)。自主流量控制装置建模和完井优化。石油科学与工程杂志， 177 , 995–1009 https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.07.042

Fonseca, RM、Leeuwenburgh, O.、Van Den Hof, PMJ 和 Jansen, JD (2015)。通过协方差矩阵自适应改进集成优化方法。 SPE 杂志， 20 (1), 155–168。 https://doi.org/10.2118/163657-pa Freedman, D.、Pisani, R. 和 Purves, R. (2007)。统计 :第四国际学生版（第四版）。 WW诺顿
& 公司。 https://books.google.co.uk/books?id=mviJQgAACAAJ
汉比,DM (1994)。环境模型参数敏感性分析技术综述。环境模型参数敏感性分析技术综述， 32, 135–154 https://doi.org/10.1007/BF00547132

霍兰德,J.（1975）。自然和人工系统的适应 :介绍性分析及其在生物学、控制和人工智能中的应用。 https://openlibrary.org/books/OL5070129M/Adaptation_in_natural_and_artificial_systems _

Holmes, J.、Barkve, T. 和 Hydro ASA, N. (1998)。应用多段井模型模拟高级井的流动。 SPE 欧洲石油会议 – 在荷兰海牙举行。 https://doi.org/10.2118/50646-MS _汉弗莱斯 (TD)、海恩斯 (RD) 和詹姆斯 (LA) (2014)。联合优化井位和控制的同时和顺序方法。计算地球科学, 18（3-4）,433-448。 https://
doi.org/10.1007/s10596-013-9375-x _

流入控制。 （2021）。自主流入控制阀.. https://www.inflowcontrol.no/。
肯尼迪,J. 和艾伯哈特,R. (1995)。粒子群优化。 ICNN 95 论文集 - 国际神经网络会议， 4,1942–1948 https://doi.org/10.1109/ICNN.1995.488968

5. 陆上、海上和海底钻井作业的井模拟和实时作业工程概述和成果

文献摘要：在世界范围内，井模拟和实时作业工程技术正在成为建井设计和钻井作业跟踪的重要组成部分。这些工具用于规划、实时支持和作业后分析，在市场上的可用性已经发展了多年，在本文中，我们概述了该系统的总体特点和一些公司使用该系统的案例历史。通过动态建模和/或通过数据统计分析。在现场收集的数据可以提供实时的操作洞察，同时为预测分析工具提供数据，以提高安全性和性能。对于此类应用，选择的井可以在软件中以手动或自动的方式进行配置，因此可以从外部来源接收数据，也可以通过集成系统自动配置，并为随后的建模做好准备。软件中嵌入的动态模型经过校准，以获得模拟和测量钻井参数之间的重叠。输出可以有不同的性质，通常是基于时间的(泥浆测井和类似钻井舱的布局方式)、基于深度的(如轴向和扭转摩擦系数的路线图)、基于测量的(操作包膜用不同颜色的仪表表示，以帮助操作人员了解钻井参数是否在操作包膜内)、柱状图、图表等。这些产出也可用作规划和工作后阶段高级分析的投入。该工具还可以为钻井参数提供咨询支持，提出潜在的改进建议，并突出钻井作业期间达到的特定 kpi，将其与邻井数据进行比较，以评估井作业性能。该公司于 2021 年初开始系统应用此类工具，对北海和非洲的海上/海底作业进行实时监控。随着数字钻井软件市场的发展，将于 2022 年在其他几个国家进行陆上、海上和海底钻井作业，新的商业工具的评估将以这一经验为基准。这些技术构成了钻井自动化的基本步骤，因为它们的动态方法允许定义操作包络层，机器人工具可以在包络层内操作，并在包络层被覆盖时自动生成警报。钻井参数的异常行为可以被识别、控制和调整，在我们的作业中已经测试和部署的井模拟解决方案来自于公司评估的一种工具，并证明了对各种现有平台的适应性。新的升级，用于数据输入和结果可视化，易于用户友好的应用，减少了作业人员熟悉工具和在钻井作业中应用工具所需的培训数量。

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

SPE-215594-MS

油井模拟和实时作业工程概述和陆上、海上和海底钻探作业的结果

Santoro D、Spelta A、Ferrara P、Bianchini LP、Bartucci G、Zarra AF、Pregliasco M、Fontana A 和 Pinto Vieira L、ENI SpA、San Donato M.Se,意大利米兰； K Lahou、J Nabavi、P Huseynov、EB Gocmen、J Lye 和 J。
Loh,eDrilling,斯塔万格 - 挪威

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/215594-MS

本文准备于 2023 年 9 月 5 日至 8 日在英国苏格兰阿伯丁举行的 SPE Offshore Europe 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 项目委员会选择了这篇论文进行演示。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

油井模拟和实时作业工程技术正在成为全球油井施工设计和钻井作业后续的重要组成部分。此类工具（用于规划、实时支持和岗位分析）的市场可用性多年来不断发展,通过本文,我们将概述公司特定系统的功能和一些案例历史。

油井模拟器和实时操作工程软件等系统的基本思想是通过动态建模和/或数据统计分析,通过实时数据表征来提供操作的即时图像。现场收集的数据可以提供实时运营洞察,同时为预测分析工具提供数据,以提高安全性和性能。

对于此类应用,选定的井以手动或自动方法在软件内配置,从而从外部源接收数据或通过集成系统自动配置并为后续建模准备软件。嵌入软件中的动态模型经过校准,以达到模拟和测量的钻井参数之间的重叠。输出可以具有不同的性质,通常是基于时间的（以录井和钻机舱布局方式）、基于深度的（例如轴向和扭转摩擦系数的路线图）、基于仪表的（在仪表上表示操作范围）具有不同颜色以帮助操作员了解钻孔参数是否在操作范围内）、柱图、图表等。这些输出还可以用作规划和后期工作阶段高级分析的输入。这些工具还可以为钻井参数咨询提供支持,提出潜在的改进建议,并突出显示钻井作业期间达到的具体关键绩效指标,将其与偏移井数据进行比较,以评估钻井作业绩效。

公司于 2021 年初启动了此类工具的系统应用,对北海和非洲海上/海底作业进行实时监控。到 2022 年,部署将扩展到其他几个作业国家,用于陆上、海上和海底钻井作业,并且随着数字钻井软件市场的发展,利用这些经验支持对新商业工具的评估：

基线之一。这些技术构成了钻井自动化的基本一步,因为它们的动态方法允许定义操作范围,机器人工具可以在其中操作,并在超出范围时自动生成警报。可以识别、控制和调整钻井参数的异常行为。

在我们的运营中经过测试和部署的油井模拟解决方案来自公司评估的工具之一,并展示了对各种现有平台的适应性。针对数据输入和结果可视化的新升级易于用户友好的应用,减少了操作人员熟悉工具并在钻井作业中应用它们所需的培训量。

介绍

油井工程和实时支持工具通常可以分为两大类:

1.来自单一服务提供商的综合工具,构成闭环系统,良好的原创设计可以接收实时运营的反馈并随着运营进行调整。
这种环境有可能简化建井的一般流程,因为闭环方法简化了集成和自动化流程,但公司仍在评估此类系统带来的好处和挑战。在本文中,我们将此类称为“基于套件的建井环境”

2. 来自不同各方的工具并行或顺序地工作,从井设计到后续和井后分析。一般来说,这种方法增加了建井过程中涉及的实体(人力、软件、接口)的数量,需要解决集成问题,评估其可行性,并考虑后续的软件定制。目前在自动模式下无法提供油井设计反馈,从而关闭了油井施工循环,因此我们将此类称为“开放式油井施工环境”。

基于套件的建井环境在这种配置中,必须重新设
计建井工作流程,特别是不仅要考虑工程方面,还要考虑与操作相关的方面,因此需要将计划和实时操作封装在其中易于使用的软件套件。通常,此类套件具有不同程度的用户友好性,并要求在对数据或设计选择进行特定修改时能够自动更新工程计算、输出可视化和一致性检查、意外情况比较、补偿井分析、统计分析关于风险和成本等。使用其中一些工具,可以从头开始构建井设计,可以组装钻井程序,并且所有设计和操作方面都可以传输到集成在套件中的实时操作软件。

除了根据公司要求进行定制过程的需求(这是评估这些软件时的一个常见方面)以及将当前数据库迁移到新数据库的必要性之外,此类系统还可以提供各种潜在的远距离优势鼠标点击的次数,其中:

- 数据集成和可视化:将地质、地球物理、油藏和工程数据等各种类型的数据集成到单一软件平台中(图1)。收集到的数据可以在所有油井项目阶段使用和交换,以提高流程每个步骤的性能和效率。

- 井筒设计优化、目标深度、储层特征、钻井限制和环境因素等耦合因素与经验教训的有机数据库可以通过套件的实时操作工程部分立即获得,以便

支持未来的良好规划。所有这些信息都可以在同一仪表板中一键获得，从而可以根据地层和压力剖面相关约束立即检查井设计（图2）。

- 风险评估和应急计划：此类系统可以结合风险评估模型来识别潜在的钻井风险和不确定性，根据建井仪表板功能，这些风险和不确定性也可能沿着井眼剖面进行定位（图3）。通过进行敏感性分析和蒙特卡罗模拟，工程师可以评估不同的场景并制定应急计划，以减轻与建井相关的风险和不确定性。

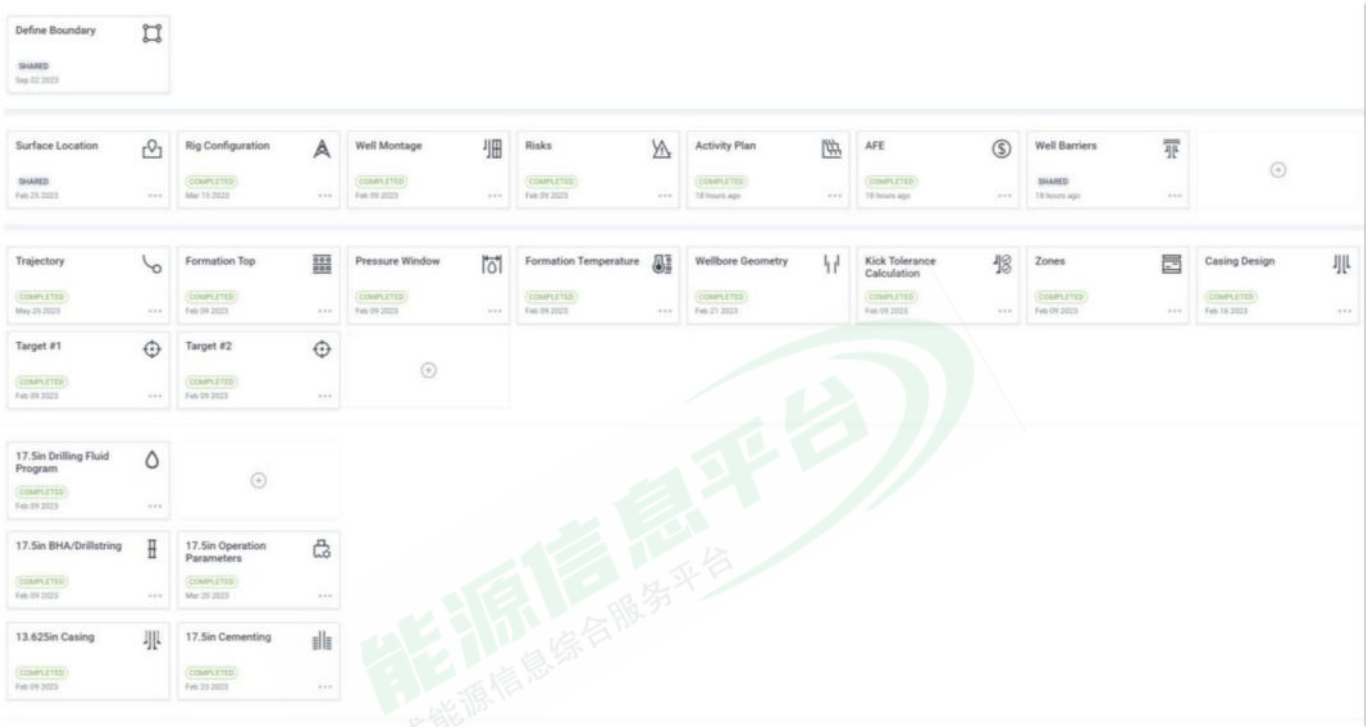


图 1　包括油井设计的所有数据和部分的软件平台示例

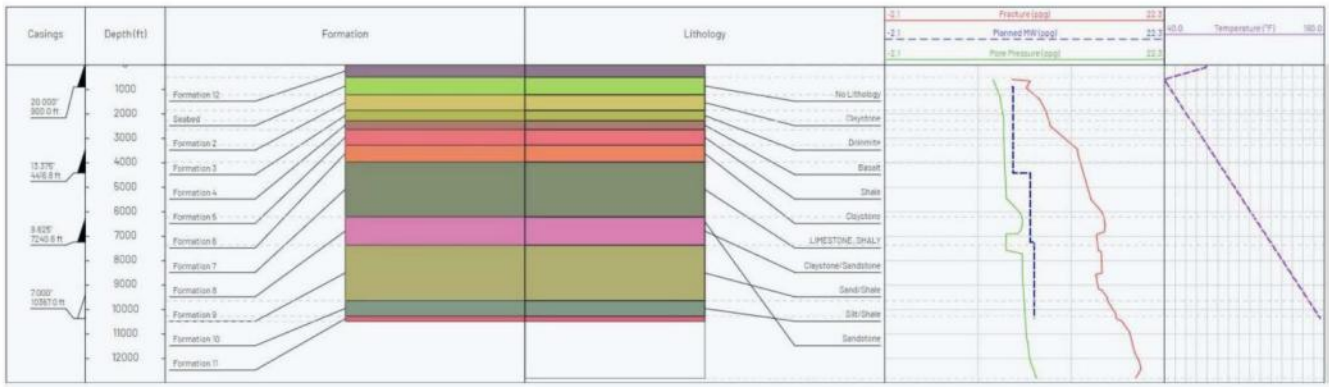


图 2　耦合套管设置深度放置与井下地层分层和压力剖面



图 3　与特定井设计相关的钻井风险

开放式建井环境在这种配置中,建井工作流程
主要基于手动的流程顺序,从数据采集到油井设计,从操作跟进到报告和经验教训,需要大量工时。这是进行建井过程的最过时的方法:它涉及来自不同能力领域的几位专家（油藏、地质学家、工程师、操作员)和通常不相互作用的不同工具,如果它们相互作用,那就是持续改进过程的结果,一个永无止境的工作流程,来自不同第三方的工具通常通过专用的数据交换平台进行交互。我们将整个过程与之前的过程区分开来,因为它不会变成市场上可用的软件套件。

这种集成过程带来的主要挑战与许可证更新、软件可用性有关
和编程代码,工具的工作逻辑可能有很大不同。

然而,类似的系统可以更直接地集成到当前的建井工作流程中,占地面积更小,并且具有更高程度的灵活性,因为可以根据具体要求或需求在不同的项目或阶段采用不同的软件。

目前,市场正在经历越来越多基于套件的建井环境,可以添加一些软件作为微服务,集成过程不是由公司执行,而是通常由服务提供商负责。为了简化流程,一些服务提供商参与论坛和平台来制定软件开发的通用标准,OSDU(开放地下数据使用)数据平台就是一个例子。

评估标准和关注点

无论软件应用程序是用于建井规划还是实时操作支持,在搜索最合适的软件时都会考虑一些通用标准:

·功能:软件应提供一套全面的工具来支持整个建井过程。

- 用户界面和易用性:用户界面应该直观且用户友好,设计精良且易于导航,使用户能够快速学习并高效使用软件。
  拖放功能、可定制的仪表板和清晰的数据可视化等功能可以在使用这些工具时真正发挥作用。

- 数据集成和兼容性:软件集成和处理各种类型数据的能力,包括地质、地球物理、油藏和工程数据。它应该支持常见的行业数据格式,并具有无缝导入和导出数据的能力。

  与建井工作流程中使用的其他软件系统(例如钻井数据采集系统)的兼容性也是一个重要点。

·性能和速度:软件需要具有足够的处理速度来处理大型数据集和运行复杂的模拟,从而能够及时处理数据并生成结果,以支持建井作业中的实时决策。

·准确性和可靠性:软件提供商进行的验证和验证研究的证据是关键因素。软件在行业中的声誉和跟踪记录(包括其他用户的反馈和评论)可能很有用。

- 技术支持和培训:软件供应商提供的技术支持的可用性和质量。供应商对询问的反应性和响应能力以及及时解决问题的能力是需要考虑的一个方面,以及接受软件使用培训的可能性。

- 成本和价值:与其特性和功能相关的软件成本与其为建井作业提供的价值相比。考虑前期成本和持续维护或订阅费用。评估该软件可以通过提高效率、降低成本和优化建井流程带来的潜在投资回报。

对于规划部分,这可能是建井过程中最发达的方面,软件被构建为一个完全集成的平台,允许管理与钻井计划准备相关的所有任务,包括生成可定制的报告。此类平台应该通过与准备钻井计划所需的其他连贯软件接口来交换数据,无论是在同一套件内还是使用基于微服务的方法,在该方法上,不同的工具,甚至来自不同的服务提供商,都有助于钻井计划的准备。工作流程管理允许考虑以下主要功能和针对非数字化方法可用的改进:

·可以复制现有项目

·可以在公司级别定义团队并将其保存为模板

·可以为每项任务定义最后期限

·能够处理公司不同职能部门（钻井、地下等）之间的交叉审查

·角色和职责的管理

每个数字钻井规划软件应提供有关公司和技术的合规性方面的信息要求。技术方面至少应符合以下主要任务：

- 井剖面定义
- 定向规划
- 井作业计划

·外壳设计

- 国际收支平衡表
- 泥浆计划
- 水泥计划
- 井壁屏障示意图

·钻柱、液压和 T&D（参见图4中的示例）

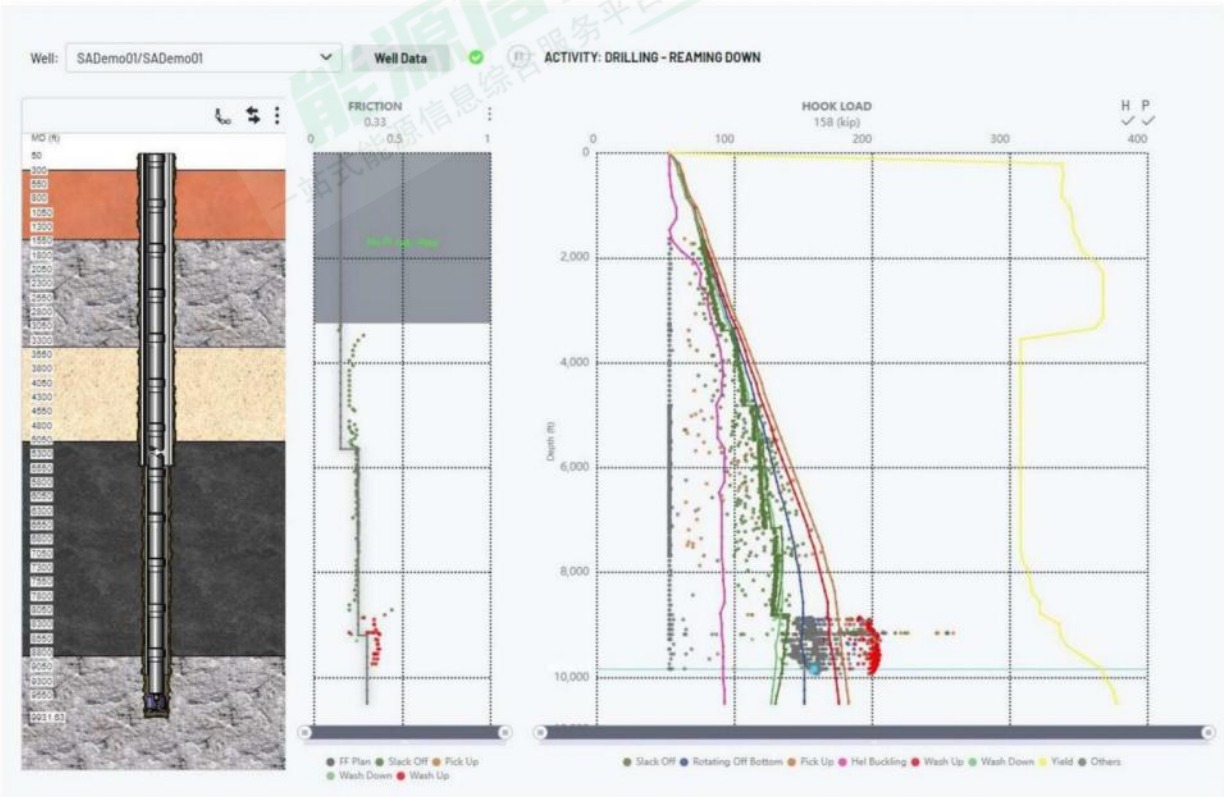


图 4　沿井眼剖面的扭矩和阻力分析

部署和案例历史在过去的几年里,公
司有机会持续部署属于“开放式”软件系列的“油井模拟器”解决方案。特别是,该软件不会替代已经嵌入当前建井工作流程中的系统,而是并行运行,并且可以支持设计和操作选择:最初,该解决方案被选择用于通过虚拟现实环境进行操作人员培训,但后来它被淘汰了。主要用于目标井,以支持钻井和起下钻作业期间的决策过程。选择该系统的另一个原因是可以收集计算出的钻井参数和包络线,并将其用于进一步分析。部署的软件解决方案具有三个主要模块:

·规划模块:它包括动态液压和温度子系统（图5）、井控评估（图6）、井涌容差、扭矩和阻力的不同子模块。 ·操作后续模块:油井操作的动态建模、模型与泥浆测井数据流的耦合,对水力、摩擦力进行实时评估,并检测操作过程中的异常情况,这些异常情况由软件传达给操作员,以便进行操作如果被解释为地面设备、井下设备和井筒相关问题的意外事件的可能迹象,则需要进行评估和解决,并避免随后潜在的非生产时间。根据计算参数和包络线,以基于时间（图7)或基于深度的图（图8)来监控测量参数,并根据操作约束进行检查,例如压力梯度剖面和 BHA 扭转限制,并自动生成警报在克服操作限制的情况下由软件进行。这些参数的稳定性也会随着时间的推移进行检查； ·运营咨询模块:与运营后续模块的集成,这是一个基于云技术的系统,具有基于人工智能（AI)模型的推理,能够针对运营参数提供实时和前瞻性建议。它具有一个自动校准模块,该模块考虑计算和测量的钻井参数之间观察到的漂移,如果这些漂移与数值计算严格相关而不是与井眼事件相关,则它会自动调整调整系数:使用此类工具时必须非常小心,以避免掩盖事件,例如踢动、堵塞、丢失或孔洞清洁不良。操作咨询模块包括钻井顾问和起下钻顾问。

能源信息平台 一站式能源信息综合服务平台

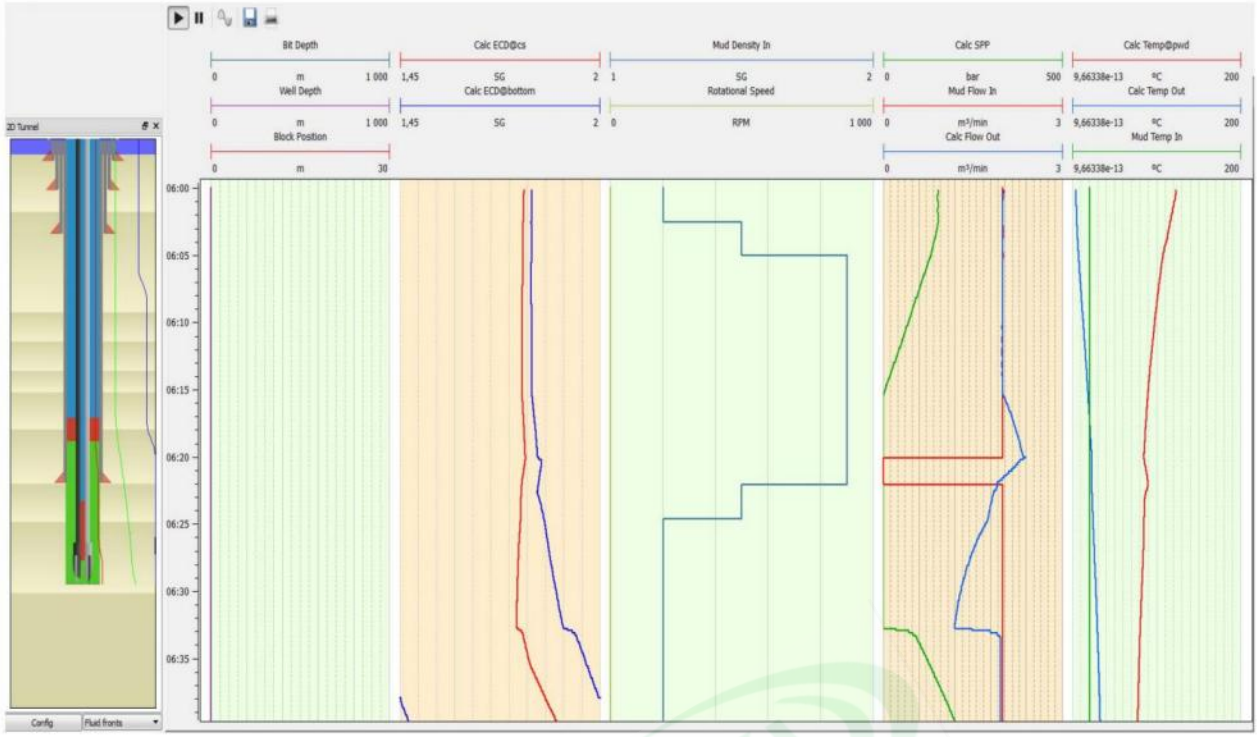


图5 固井作业的动态水力和温度模块,包括底部和先前套管鞋处的ECD计算、预期SPP和流量、底部预期温度变化

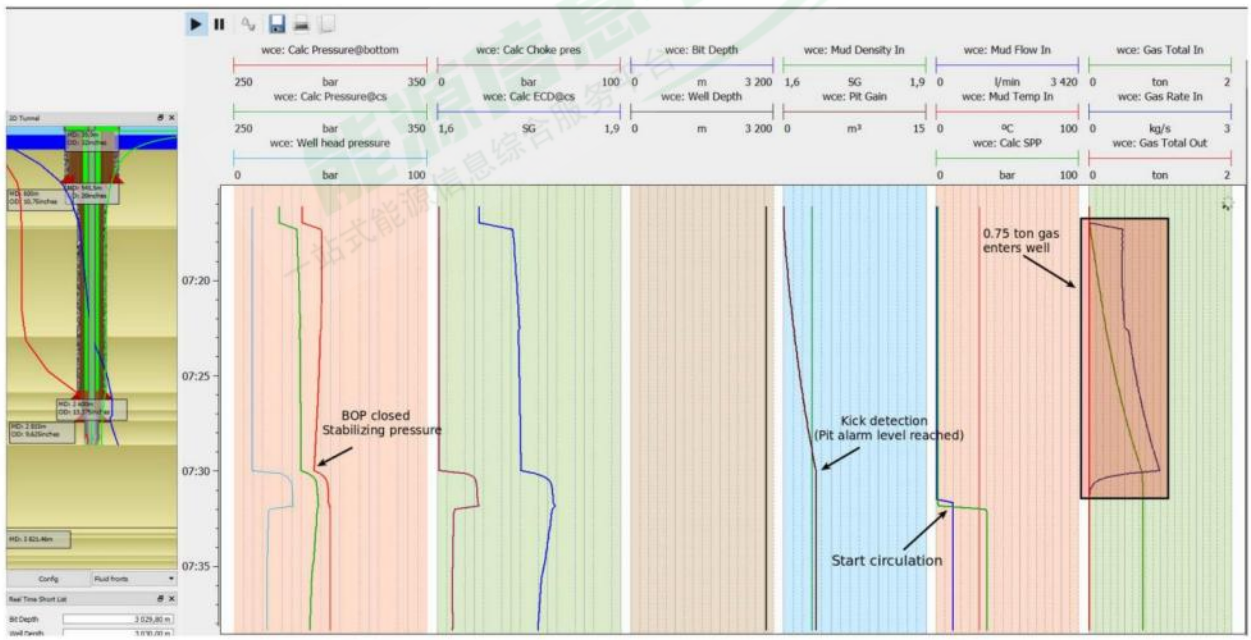


图 6 井控评估模块,显示了使用司钻方法管理的井控事件期间的预期参数趋势和值

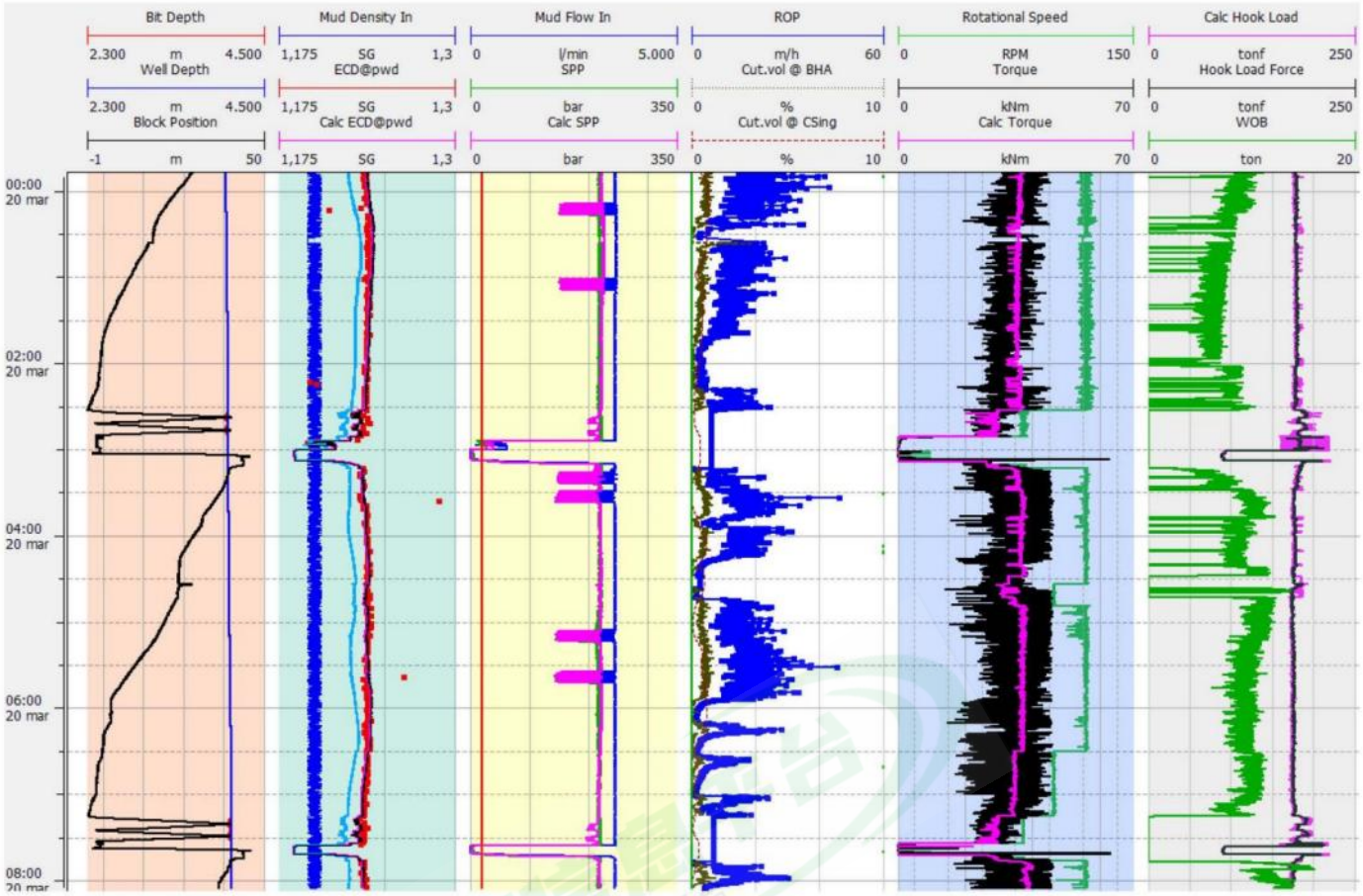


图 7　通过油井模拟器技术进行 RT 跟踪的基于时间的图。钻孔通过动态建模计算的参数以紫色绘制

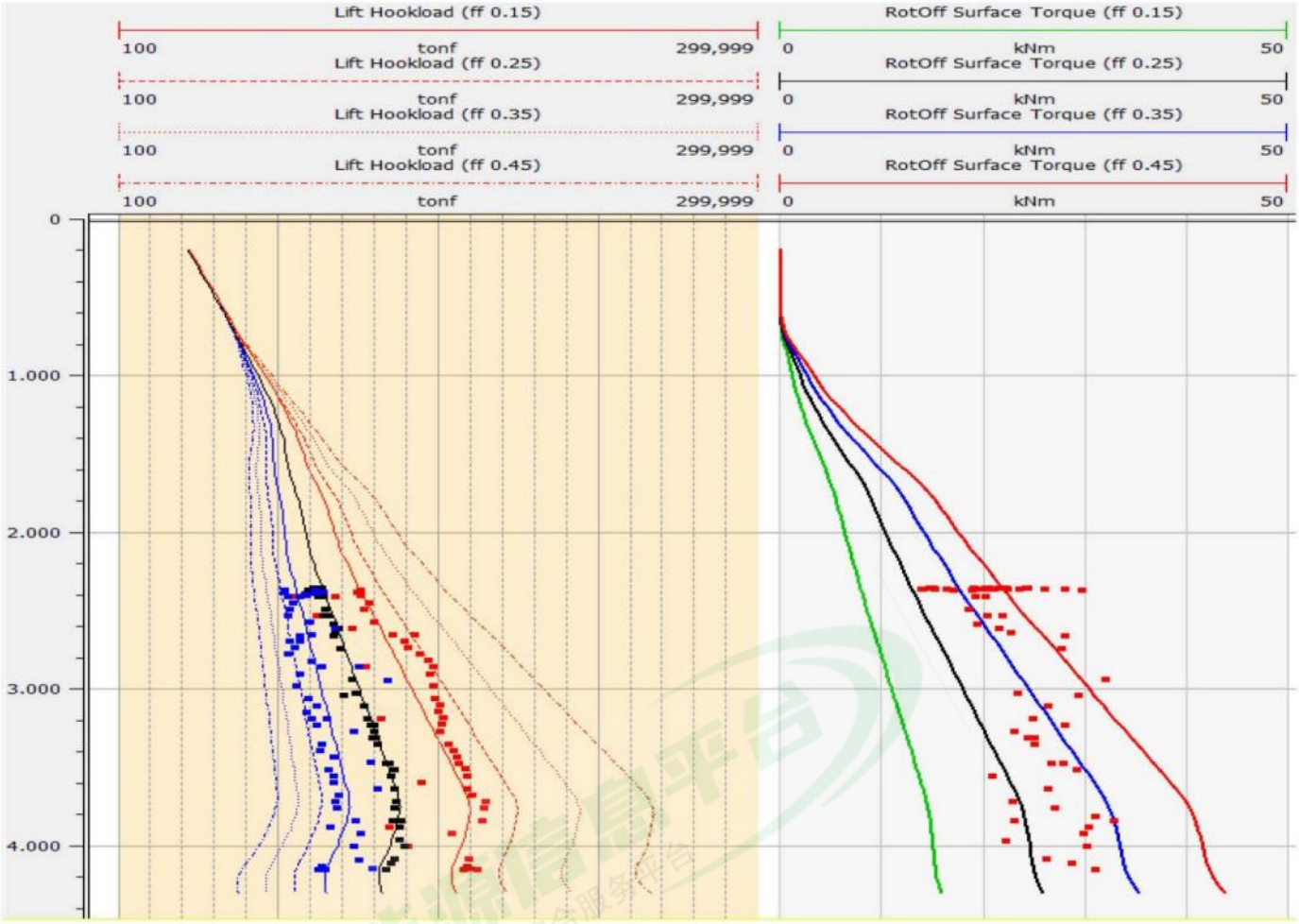


图 8 通过油井模拟器技术进行 RT 跟踪的基于深度的图。钩载和扭矩路线图考虑不同摩擦系数值（从 0.15 到 0.45）下的所有预期吊钩载荷读数并叠加使用观察到的大钩载荷值来估计钻井和起下钻时沿裸眼孔的实际摩擦系数

虽然运营咨询模块处于早期试验阶段，但规划模块已被使用仅针对具体的操作关键性进行一次（尽管如此，为决策提供了良好的支持）流程）运营跟进模块从2021年开始在公司运营中得到广泛应用，跨越陆上、海上和海底应用，也适用于特别关键的环境，以及多种业务区域遍布全球，包括南欧、地中海、东非、西非、北海和墨西哥湾。表1给出了主要案例的综合总结。

表1 2021年和2022年油井模拟器应用概述

油井模拟软件应用	2021年	2022年
规划		1口陆上井
RT 随访	12口海底井 2口海上油井	1口陆上井 6口海上油井 5口海底井
岗后分析	1口海上井	1口海上井

规划模块案例历史:欧洲陆上油井受限裸眼井的摩擦因数路线图演变该应用涉及陆上油井的侧钻:发现计划在其中设置造斜器的 9 5/8 套
管,稍微减少了漂移,防止 8 ½ 钻头通过,同时允许 8 3/8 BHA。然后,钻井工程团队必须审查随后的 7 衬管 RIH 轴向摩擦系数路线图,以减少钻孔尺寸,比较与原始情景相结合,评估潜在的操作风险。考虑了不同的衬管 RIH 场景,改变组件的流量和旋转以观察差异并建立最佳操作策略,以最安全和最有效的方式执行衬管运行操作:主要结论是,即使在最高流量和旋转值适用,使 7 衬管穿过计划轨迹并减小孔径不会对预期的吊钩载荷产生显着影响。

在操作过程中,对 8 3/8 BHA POOH 操作进行监控,以检查摩擦系数是否异常（图9）。然后执行 7 衬管下入操作（图10）,一旦脱离 9 5/8 套管窗口,应用了 30 rpm 的旋转,以及 500 lpm 的流量:除了最初穿过套管窗口的困难之外,总体运行工作是成功的,并且后来成功地进行了固井作业。

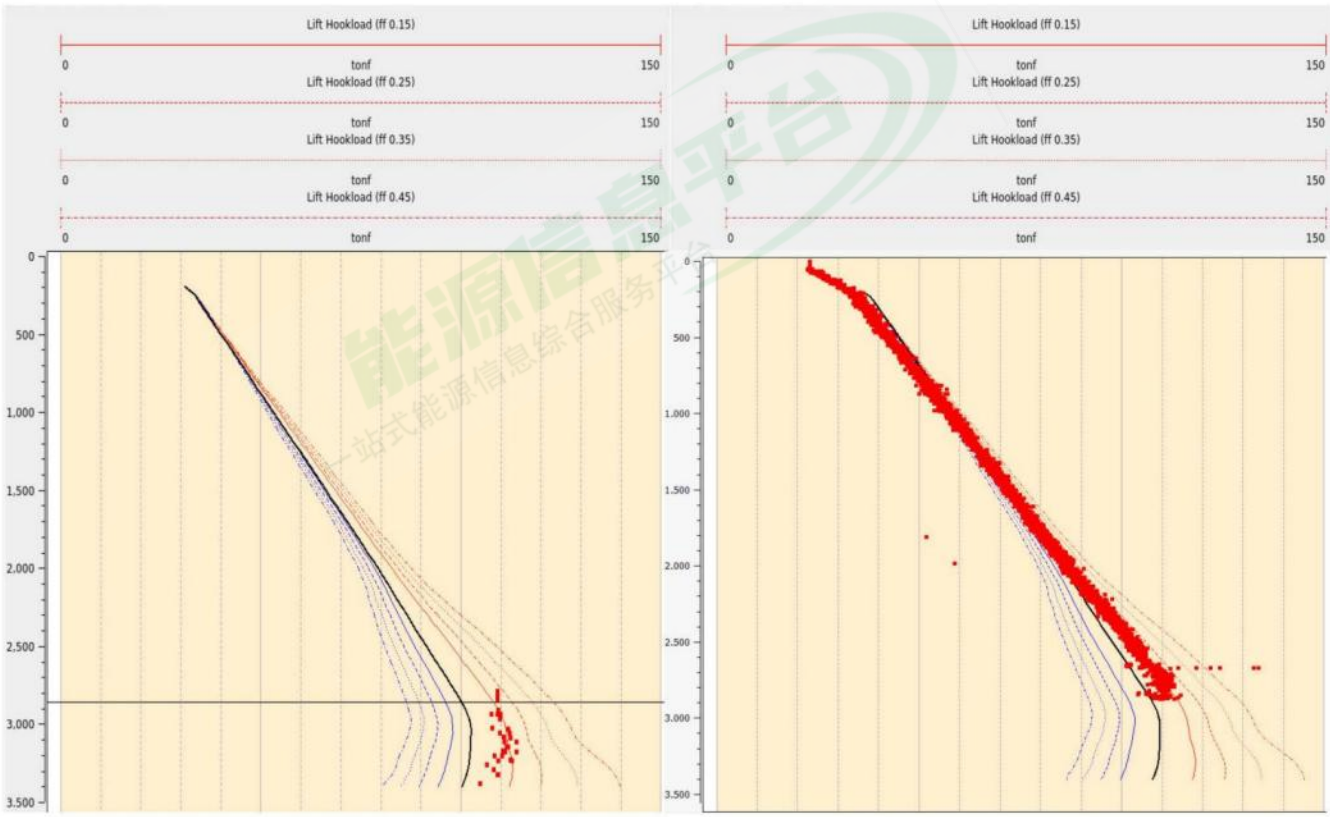


图 98 3/8 在裸眼（左)和套管孔（右)中钻探 BHA POOH 路线图。估计裸眼中的轴向摩擦系数在裸眼中低于 0.15,在套管孔中约为 0.15-0.20。

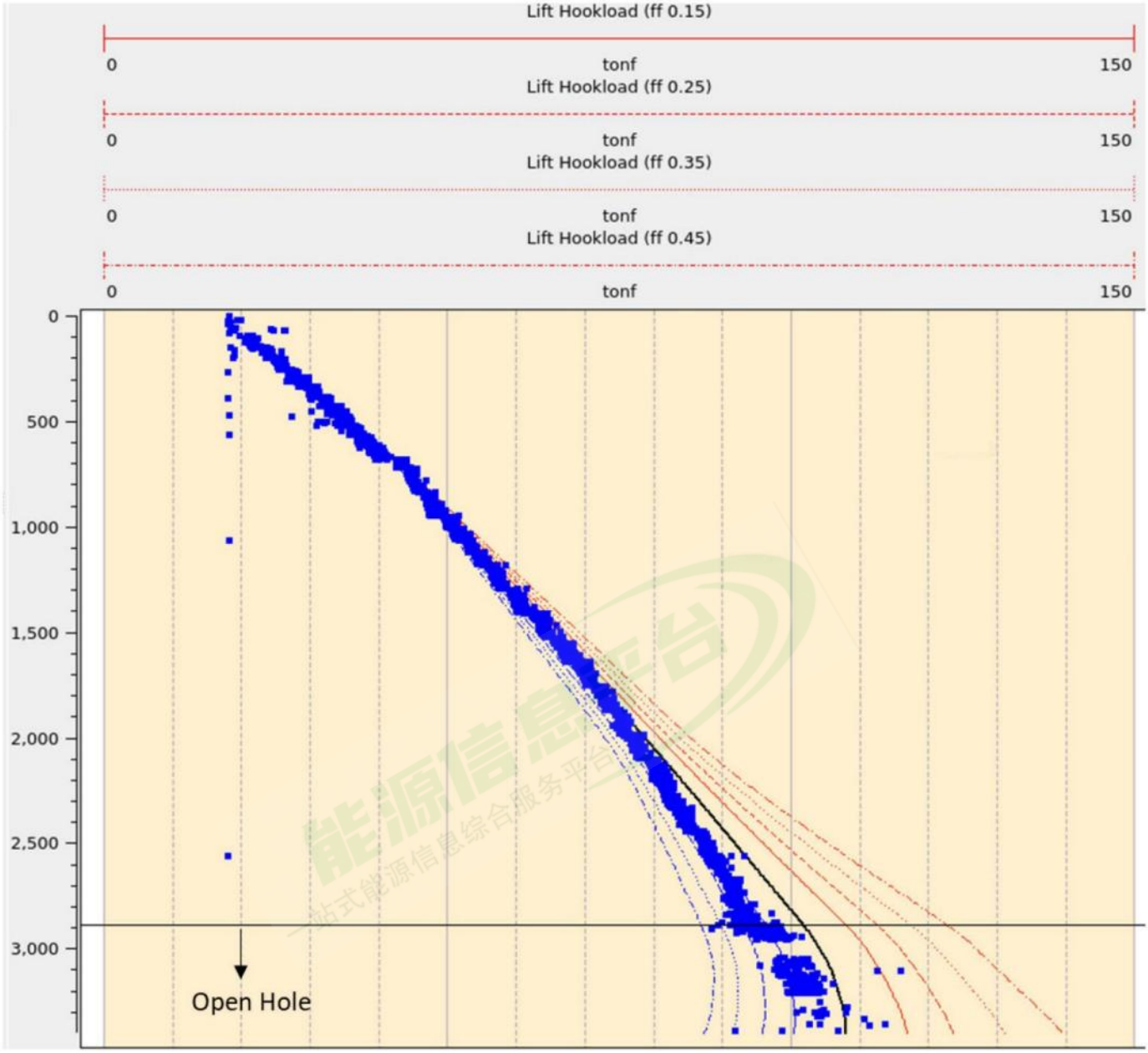


图 107 衬管 RIH 路线图。套管孔中的估计摩擦系数在 0.15 到 0.25 之间,而在穿过 9 5/8 套管窗口并增加 500 lpm 流量和 30 rpm 旋转后降至 0.15 以下

实时操作中的操作后续模块案例历史:在北海海底井获取压力点时诊断的封隔趋势对于这口海底井,感兴趣的操作与使用 8 ½ 中的 FPWD 工具采集地层压力有关在
获取压力点时,相对于计算的基线 (图 11)观察到 SPP 缓慢但稳定的增加,同时,该软件触发了有关 ECD 减少到剪切破坏梯度以下的多个警报,并存在潜在的井眼稳定性问题。 两个独立的信息源能够检测井眼问题,证明正在开发中的封隔趋势:随后的压力点被取消,MW增加,并且在没有潜在非生产时间的情况下恢复了操作。来自现场的反馈导致观察到井眼的迹象塌陷,特别是在停止压力点操作并循环出井眼之后,因为在振动筛处观察到崩落。

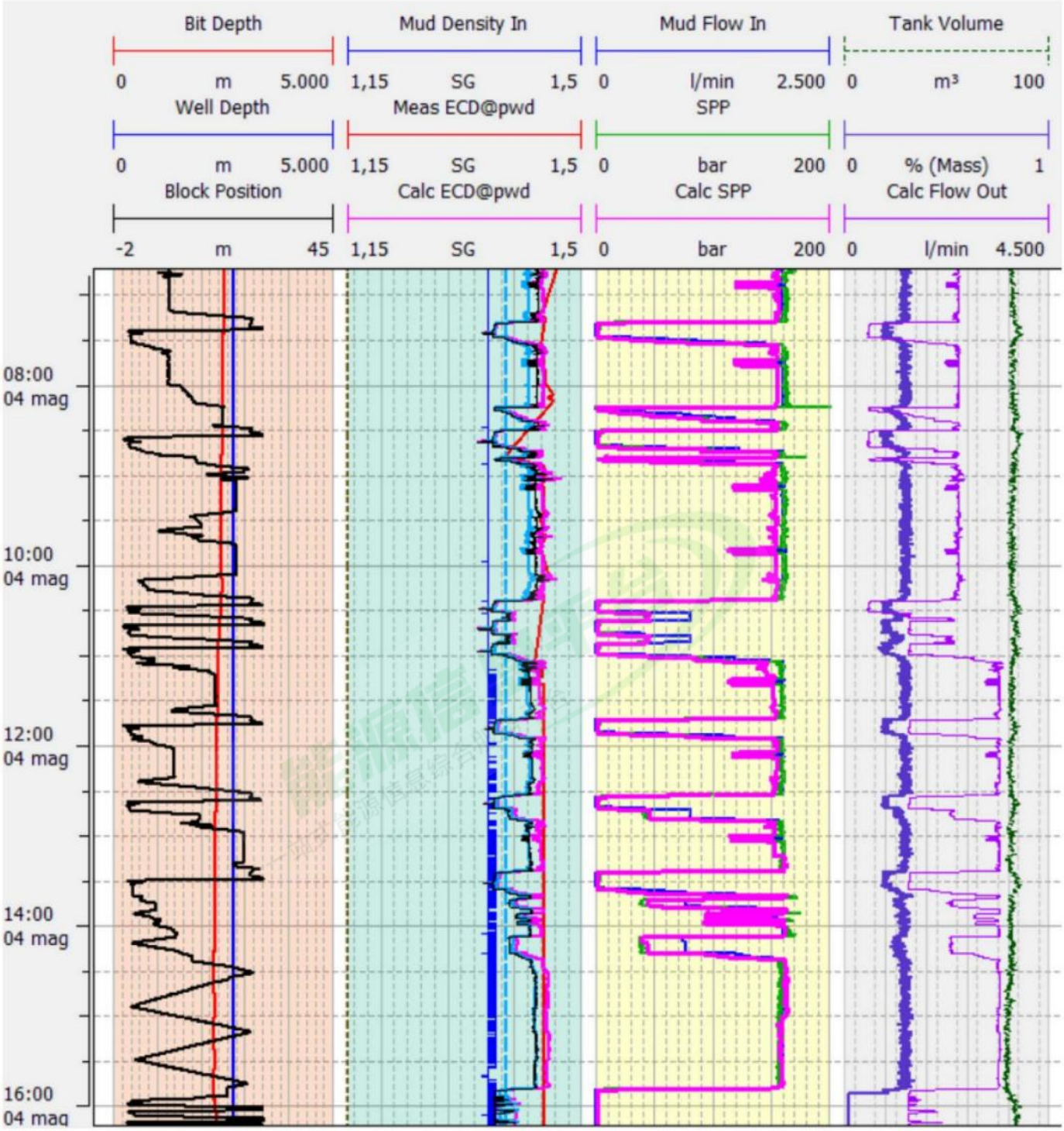


图 11　使用 FPWD 工具获取压力点时 SPP 建立趋势的证据。该工具因 SPP 异常和 ECD 低于剪切破坏梯度而触发多个警报，造成裸眼井中潜在封堵的情况。随后的压力点被取消。

作业后应用中的操作后续模块案例历史：墨西哥湾海上油井卡管事件的警告信号该工具还用于分析过去在复杂操作条件下发生的钻井作业，以评

估该工具的潜在响应用于同一地区未来的油井。

对于这口位于墨西哥湾并于 2018 年钻探的海上油井，我们能够检测到井眼问题的不同迹象（图 12），这些问题升级为卡管事件，发生在 8 小时内，而

钻 8 ½ 孔部分并从底部开始工作。通过将计算的基线与观察到的钻孔参数进行比较,这些警告信号随着时间的推移很明显,这些漂移特别是:

- 测量的 ECD 高于计算的 ECD;
- 测量的 SPP 高于计算的 SPP;
- BHA 的扭矩响应不稳定,有多个尖峰;
- 超拉,检测为峰值高于计算的钩载荷。

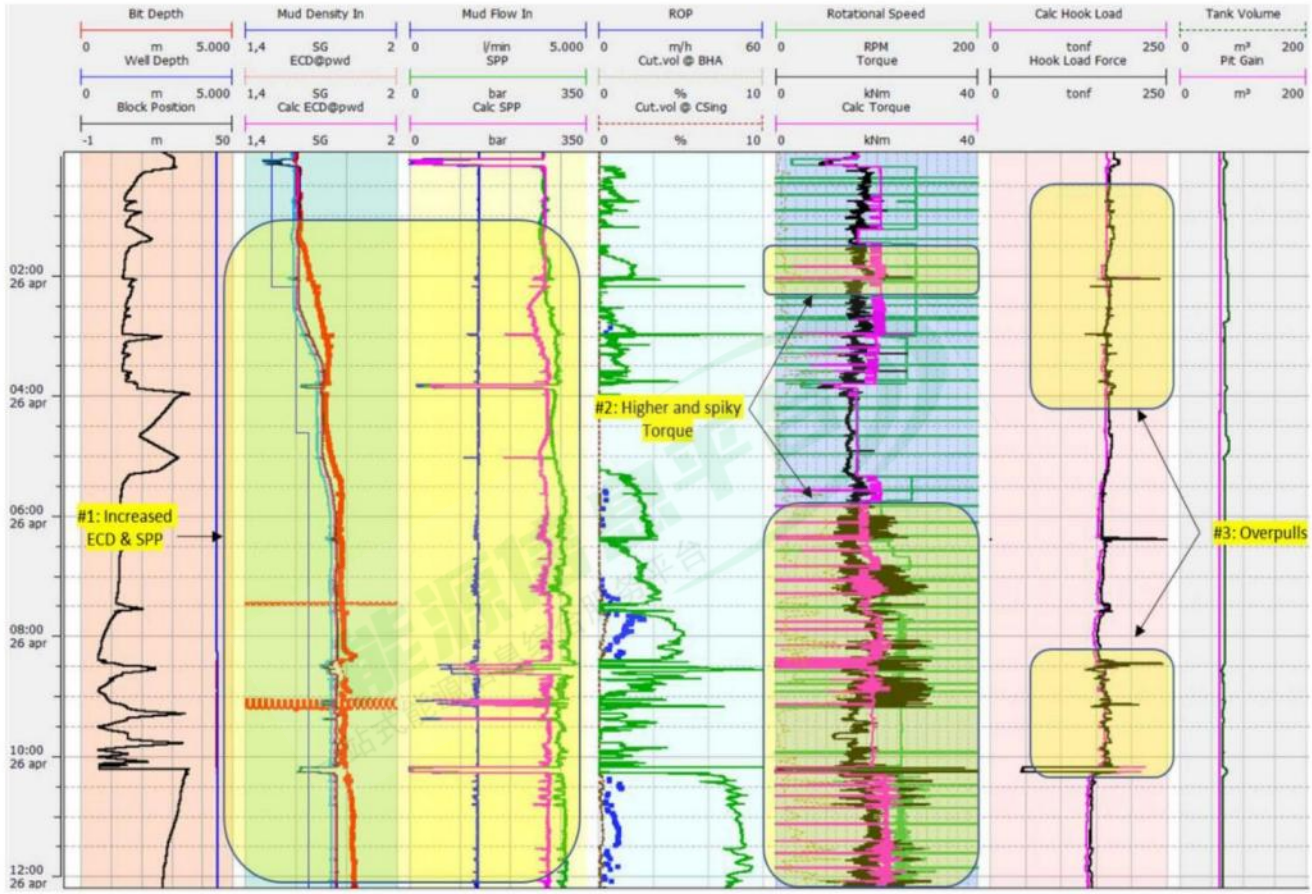


图 12 墨西哥湾近海油井发生卡管事件的基于时间的警告信号图,8 1/2 孔段,4474 m MD RKB

在被证明很难在计划钻井参数内钻探的井段中,有明显的井眼问题迹象:大钩载荷和扭矩路线图 (图 13)显示不同摩擦系数值周围存在严重分散,反映了不适合安全的井眼条件钻井作业。

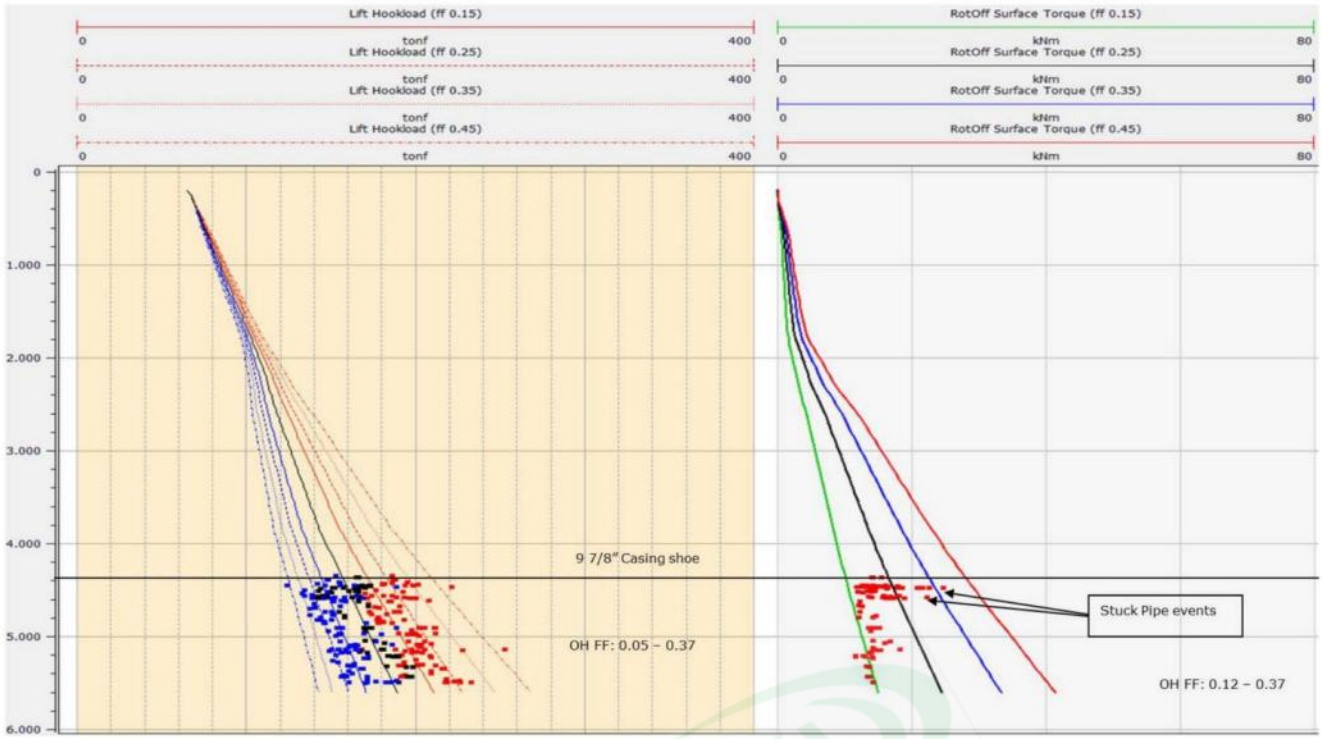


图 13　墨西哥湾近海油井发生卡管事件的基于深度的警告信号图,8 1/2　孔段,4474 m MD RKB

结论

本文概述了用于建井过程中规划和实时作业评估的数字系统和软件。虽然该技术在公司处于早期部署阶段,但人们认识到此类系统有潜力提高油井设计效率并以直观和全面的方式支持现场作业。闭环和开放式数字系统都有被利用的潜力和需要解决的挑战,但是,即使在后台支持和专业知识有限的情况下,在最佳条件下,其好处也可以是一致的。公司有机会在不同的工作环境中部署其中一个系统,在井作业的规划、实时和作业后场景中测试其功能,获得不同程度的经验和结论。

这些工具是一个更复杂的工作项目的一部分,旨在实现油井设计和施工过程的自动化,但需要人员和专业知识来确保以最安全和最有效的方式使用这些工具。

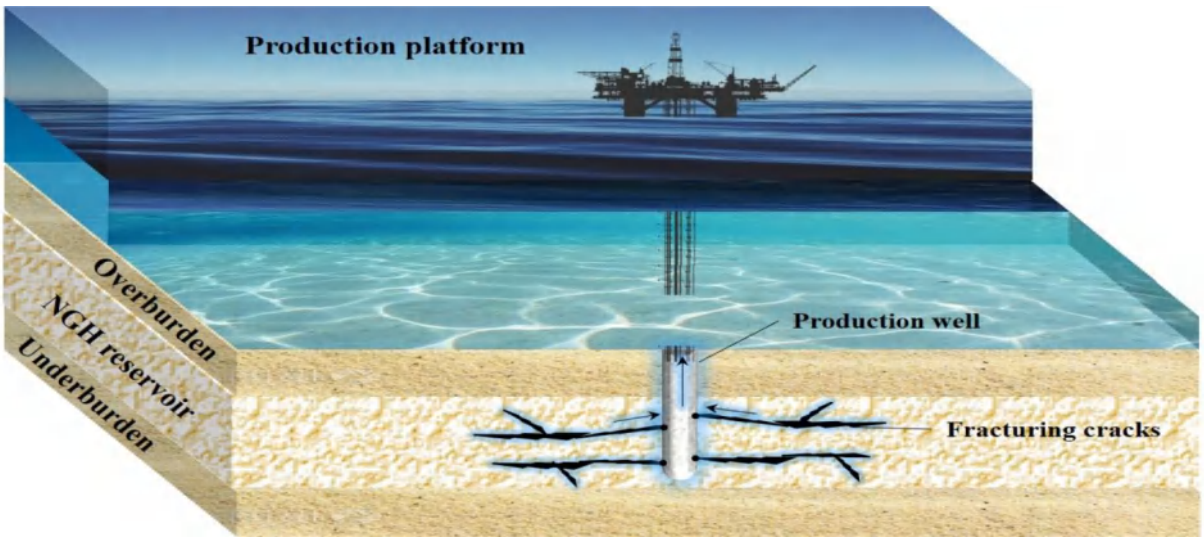
致谢

我们要感谢所有参与
各种测试和部署过程的总部和子公司同事,以及参与油井模拟系统部署的 eDrilling 合作伙伴。

参考

Paolo Ferrara 等人,2020 年。虚拟现实:虚拟钻井环境和油井数字孪生的新概念。该论文于 2020 年 1 月在沙特阿拉伯王国达兰举行的国际石油技术会议上发表。
论文编号:IPTC-20267-MS

Akpeni Chukwuka 等人,2019 年。数字技术通过集成跨领域专业知识优化非常规井规划。论文于 2019 年 4 月在美国俄克拉荷马州俄克拉荷马城举行的 SPE 俄克拉荷马城石油和天然气研讨会上发表。论文编号:SPE-195202-MS



三、增产技术学术动态

1. 阿布扎比海上首次成功实施水力压裂——拟稳定压裂液是唤醒深层预胡夫碎屑生产性能的关键

文献摘要：本文介绍了拟稳定压裂液作为提高裂缝导流能力和生产性能的关键技术，在阿布扎比海上首次成功进行水力压裂处理。主要目标储层为前 khuff 碎屑岩组。尽管油气行业在高温储层压裂方面有着悠久的历史，但压裂液的流变特性仍是一个备受争议的问题。众所周知，压裂液在高温下容易过早破裂，失去粘度、输送支撑剂的能力和扩大裂缝宽度的能力，这可能导致压裂作业提前终止。很少有人提到的是，压裂液在富氧环境(如实验室)的高温下会自发破裂，然而，当缺氧时，流体不会有效破裂。由于铁、有机物和碳氢化合物的存在，储层是强氧还原环境，对压裂液流变降解、流体清理和裂缝导流能力产生负面影响。与此同时，对于压裂液与储层高温条件下影响其流变性能的热交换速率和大小，目前还没有达成共识。与人们普遍认为的相反，压裂液并不像许多软件应用程序所建议的那样快速升温到油藏条件，也不需要大的粘度稳定窗口来有效地输送支撑剂，而不会过早出砂。在这个案例中，基于物理的压裂液设计成功地进行了约 100 吨的处理，实现了 15 分钟的粘度稳定窗口，在传统标准下，无法在恶劣的井下条件和 350°f 以上的温度下使用，压裂后产量增加了 500%，在第一次压裂后达到了稳定的商业产量，证明了所实施的流体设计理念是正确的，在开发高性能压裂措施方面非常有效。

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

SPE-215677-MS

阿布海上首次成功水力压裂处理 Dhabi – 实施准稳定压裂液作为关键 唤醒深层 Pre-Khuff 碎屑生产性能

H. Buijs,Wintershall Dea,汉堡,德国； A. Singh,ADNOC 钻井公司,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； A. Alam 和 Taliwati Ao,ADNOC 钻井公司,阿拉伯联合酋长国阿布扎比； A. Bulekbay,ADNOC,阿拉伯联合酋长国阿布扎比； A. Vazquez,ADNOC 钻井公司,阿拉伯联合酋长国阿布扎比； M. Basioni、JA Alloghani、AE Al Hammadi、RK Al Kindi、FM Al Aryani 和 UB Bregar,ADNOC,阿拉伯联合酋长国阿布扎比； AM Hassan,ADNOC Offshore,阿拉伯联合酋长国阿布扎比； M. Alkindy、M. Vo、M. El-sayed 和 C. Sirlupu Ruiz,贝克休斯公司

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/215677-MS

本文准备于 2023 年 9 月 12 日至 14 日在阿曼苏丹国马斯喀特举行的 SPE 国际水力压裂技术会议暨展览会上发表。

在审查了作者提交的摘要中包含的信息后,SPE 项目委员会选择了这篇论文进行演示。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

本文介绍了在阿布扎比海上首次成功泵送的水力压裂处理中,准稳定压裂液作为提高裂缝导流能力和生产性能的关键技术的应用。主要目标储层是 Pre-Khuff 碎屑岩组,这是一种深层致密含气砂岩,可在深度超过 16,000 英尺且温度高于 350° F 的地方找到。

尽管我们的行业在压裂高温油藏方面有着悠久的历史,但压裂液的流变行为以获得最佳性能仍然存在很大争议。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,压裂液在富氧环境（例如实验室)中在高温下会自发破裂,但当缺氧时,压裂液不会有效破裂。由于铁、有机物和碳氢化合物的存在,储层是强氧还原环境,对压裂液流变性能退化、流体清理和裂缝导流能力产生负面影响。同时,对于压裂液与储层高温条件之间的热交换速率和大小会影响其流变特性,目前还没有达成共识。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,并且不需要大的粘度稳定性窗口来有效地输送支撑剂而不会过早脱砂。

在此案例中,采用基于物理的压裂液设计成功地进行了约 100 吨的处理,实现了 15 分钟的粘度稳定性窗口,根据传统标准,该窗口无法承受恶劣的井下条件和超过 350° F 的温度。产量增加了

500%,首次压裂处理后达到稳定的商业化率,证明所实施的流体设计理念是正确的,并且在开发高性能压裂处理方面极其有效。

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,其下方是一层厚厚的细粒至中粒、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%。不同区间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,许多因素证明了 Pre Khuff 商业天然气生产的延迟是合理的。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。

新开发项目考虑采用套管和固井 S 形井,并使用专用的 5 ½ 英寸 - 4 ½ 英寸锥形压裂管柱进行高速率泵增产处理。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。

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 80 至 115 吨,在 30 小时内达到高达 6 ppag 的泥浆浓度。磅/1,000 加仑 (ppt) 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。

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。这不仅是第一个成功的海上泵处理

阿布扎比同时也是第一个从该地区同一油藏的所有油井实现稳定商业产量的油田。

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，包括高地层温度、高闭合应力、孔隙弹性效应以及海上环境中处理后支撑剂返排的可能性等。

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）。

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释放难以开采的储量变得非常重要。

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、压力累积测试 (PBU)、详细裂缝，学习曲线得到了压缩。处理信息、近井筒裂缝高度评估和遗留井的生产结果。

建立岩石物理模型来描述所有井的岩石弹性特性。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。进行了应力敏感性分析，以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 (GPTT)，以深入了解岩石力学特性、孔隙压力、应力状态、系统渗透率和由天然裂缝驱动的泄漏条件。结果通过井筒图像、三轴机械测量、MDT、PBU、诊断性裂缝注入 (DFIT) 和短期生产信息得到证实（Gulrajani 等人，1996 年； Piggott 等人，1992 年； Buijs 和 Ponce，2018 年； Buijs 等人，2019 年； Buijs 等人，2020 年； Buijs 等人，2021 年； Abdelmawgod 等人，2022 年）。

网格导向的平面 3D 裂缝模拟器具有剪切解耦功能，能够管理压力相关泄漏 (PDL) 和横向裂缝存储，用于为不同地质力学台架设计适合目的的水力裂缝处理（Barree，1983）。在压裂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，进行了 200 多项流变测试，设计出具有有限粘度稳定性和快速流变降解特性的低聚物拟稳定压裂液。开发了一种新型破坏剂混合物，可在各种流体温度条件下约 15 分钟窗口后完全破坏流体粘度。

热模拟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 -纳瑟尔,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。

用于水力压裂优化目的的第一个热模拟器假设基于 Perkins 和 Kern 宽度模型的双线性温度变化,在所创建的裂缝的前四分之一期间,温度从入口温度线性增加到储层温度。长度,并且对于所创建的几何体的其余四分之三保持不变。 1985年,Ben-Naceur 等人。对裂缝扩展过程中的传热机制进行了全面的文献综述,并通过将沿裂缝的对流与储层中的传导和对流相结合（考虑传热系数和材料热容)进行了广泛的模拟。模拟结果表明,注入几分钟后,压裂液温度是注入温度（射孔处)和初始储层温度之间的平均值。

当前内部生成的分析和数值热模型模拟了主体内产生的裂缝面和压裂液之间的热交换,支持工作压裂液温度远低于储层静态温度。霍克等人。 (2022)在北海的几个压裂处理中进行了井下流体温度测量,支持注入温度的测量数据远低于商业压裂软件的预测,并指出建模输出应被视为最坏情况。 2021年,Grubac 等人。在黑海的多口井上测量了注入期间和早期回流期间的压裂液温度,显示回热剖面在 48 小时内达到了静态储层温度的 50% 至 70%。他继续确认,井下温度测量结果表明,业内常用的压裂模拟器用于评估和预测压裂作业期间的温度冷却,显然低估了冷却效果。美国页岩诊断导向完井带来了有关水力压裂的丰富知识,特别是有关压裂泥浆温度行为的知识。在这方面,压裂液的低温条件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,2009 年） 。 ,2014 年； Ugueto 等人,2016 年）。

为了解释低工作流体温度， Conway 等人。 (2007)描述了主裂缝体内热边界层的发展,该热边界层主要受流体泄漏控制（如图 1 所示） 。压裂液温度低于静态储层温度的原因是主要热流从裂缝流出并进入地层。因此,泄漏阻碍了边界层的形成,因此,裂缝内的大部分流体基本上没有被储层原位温度加热,直到它从井眼移动很长一段距离为止。只有传导和辐射可以按照泄漏率传递热量,并且这些机制相比而言相对较弱。

同时,交联浆料的使用最大限度地减少了流体循环,并且根据渗透率,在压裂面上形成泥饼,进一步限制了裂缝中的热对流。

（巴里,2005-2023）。

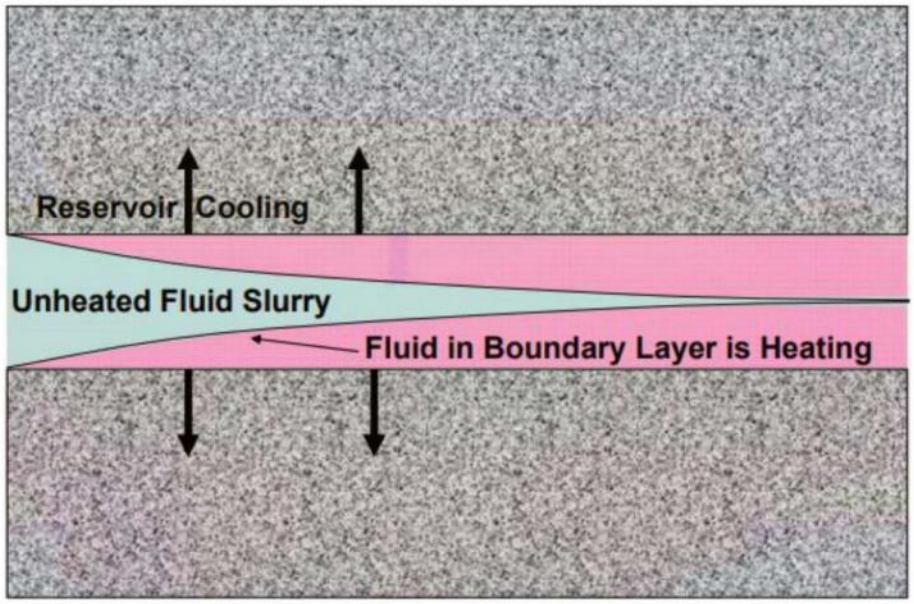


图 1 - 水力压裂中的流体传输动力学示意图 (SPE 106085)。

用于了解裂隙介质渗漏的大型实验室设备清楚地表明,支撑剂是从主要裂缝流中取出并积聚在高渗漏位置的（如图 2 所示）。过滤压力引起的固定支撑剂的积累减少了明渠流动面积,增加了流动压裂液的速度。反过来,流体沿流道区域的停留时间减少,并且向压裂流体的传热显着减少（Barree 和 Conway,2001）。因此,流体损失机制在热交换过程中至关重要,因为热对流将受到滤液速度的演变以及天然或诱发裂缝的存在的控制。

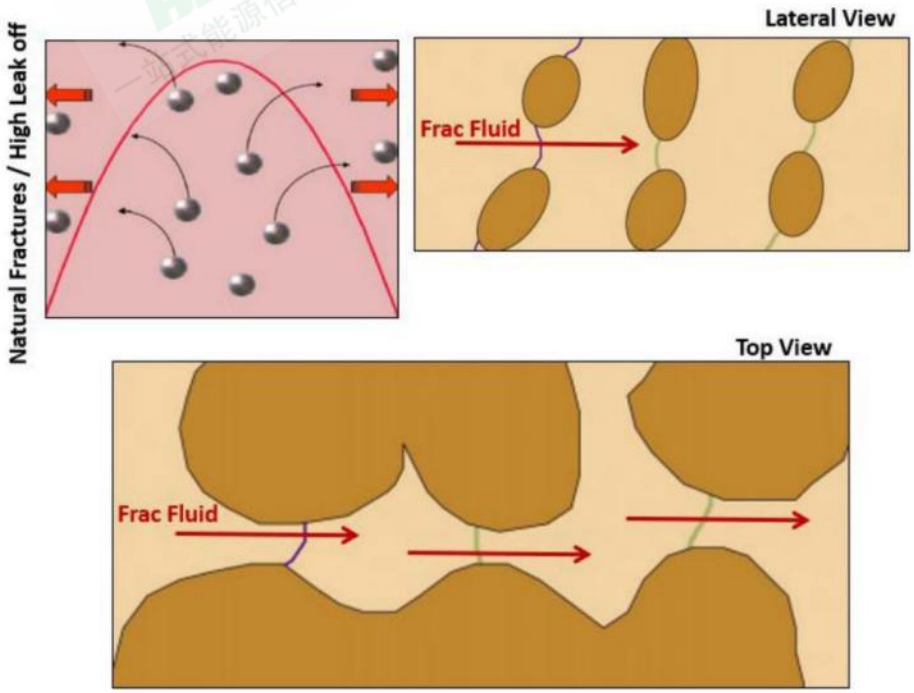


图 2　裂隙介质中流体流动和支撑剂积累的示意图（Barree,2005-2023）。

了解压裂液将暴露的工作温度可用于调整流变行为,以实现最佳支撑剂输送及其承载能力下降,从而提高支撑剂充填层的传导性。值得注意的是,比大多数从业者普遍接受的温度低得多的温度暴露可以构建聚合物含量较低的流体,并适当优化破坏剂混合物以实现这些目标。

Grubac 等人的最新工作。 (2021)验证了压裂液回热所需的天数与泵入井中的增产液量成正比。测量的热回温度曲线证明,主要化学破胶剂之一的活化温度接近储层静态温度,因此,由于需要近 300 小时才能达到该条件,因此效果不佳。这导致了化学破胶剂配方的优化,不仅有助于改善流体粘度的降解,还有助于降低流体成本和整体项目经济性（如图 3 所示） 。

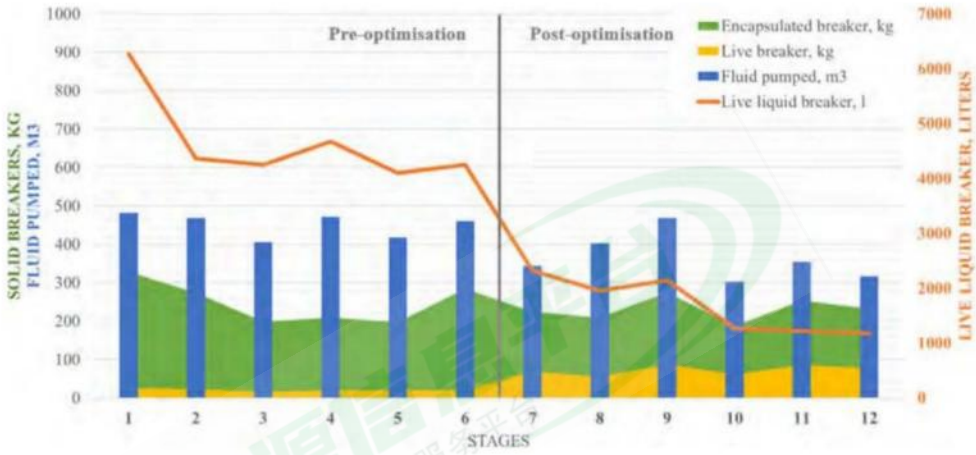


图 3 破碎剂配方的优化 (SPE 206313)。

2007年,麦高文等人。与业界分享了澳大利亚中东部库珀盆地650次压裂施工的压裂液设计演变。这些处理剂被泵送穿过晚石炭世至中三叠世高达 360°F 的高温致密砂岩。在库珀盆地的整个开发过程中,使用了不同的凝胶类型、负载、破坏剂和流体添加剂策略来应对高静态地层温度。这些策略的进步是由对支撑剂传输和流体加热速率的假设推动的。 20 世纪 90 年代初期流行的主要假设是,流体一旦通过射孔进入,就会迅速加热到静态地层温度。这导致了高凝胶负载、使用高温凝胶稳定剂以及在流体中运行少量甚至不使用化学破胶剂以避免流体流变性能退化。

遗憾的是,这种方法至今仍在多个地区继续应用,但生产结果并不理想。

从 20 世纪 90 年代末开始,由于对压裂液将面临的温度和所需的粘度稳定性有了更深刻的了解,人们更加重视减少凝胶负载以最大限度地减少聚合物损坏,并采取更积极的破胶计划以最大限度地发挥潜力用于压裂液的清理。图 4显示了 Cooper Basin 处理中减少凝胶聚合物负载、消除凝胶稳定剂的使用以及增加破坏剂浓度的趋势。在实施新流体设计期间,筛选频率并未显着增加,这证明先前关于压裂流体升温的假设导致流体设计过于保守（McGowen 等,2007） 。

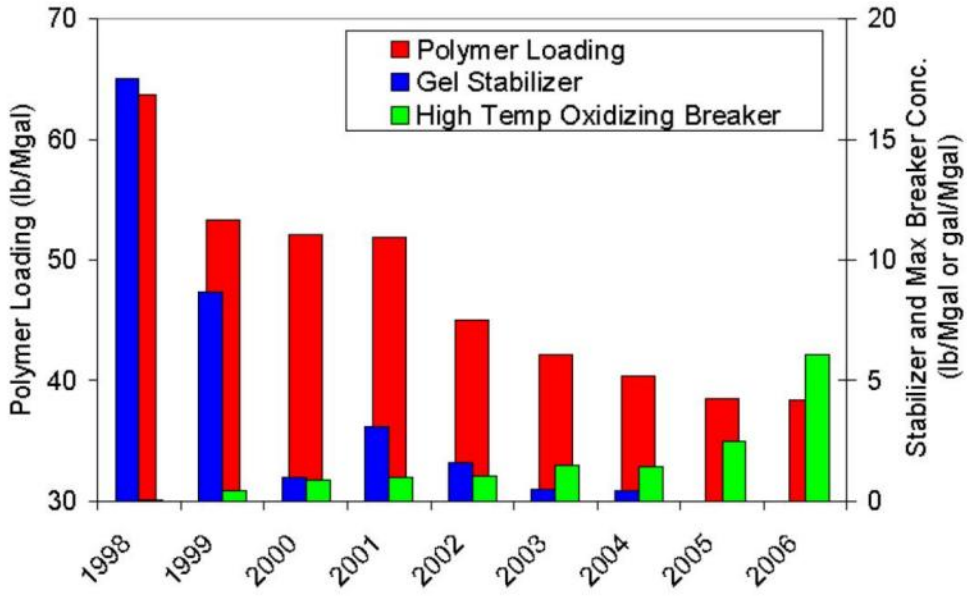


图 4 Cooper 盆地压裂液设计的演变 (SPE 106051)。

压裂液稳定性2000 年代初，

Conway 等人。将准稳定压裂液的概念引入我们的行业，以释放北阿尔伯塔深盆地难以开采的储量，该盆地由于先前完井表现不佳而尚未开发。如果不过早地筛选出处理方法，在这些井上实施的所述流体流变学就无法在静态油藏条件下幸存下来，但压裂后的生产率证明，坚持使用“有限稳定性”压裂液是确保成功完井的首选方法。他继续肯定，即使在棉花谷高温压裂液的早期开发中，不稳定的压裂液比更稳定的压裂液泵送的支撑剂用量少 50%，但产生的碳氢化合物与所有其他液体配方一样多或更多。需要迅速降低流体流变特性的原因在于对支撑剂传输的理解以及压裂液在储层条件下破裂的难度。

在常见测试和缺氧状态条件（在氩气调节环境中）下进行的大量实验室测试表明，流体系统中必须存在最低水平的氧气才能使断路器发挥作用。值得注意的是，在实验室进行的任何断路器测试都是在过量的氧气和流体在高温下自发破裂的情况下进行的，而系统中根本没有断路器。然而，即使在极高的温度下，如果从泥浆中除去氧气，压裂液也不会自发破裂。储层是强氧还原环境，由于铁、有机物和碳氢化合物的存在，能够从注入流体中去除大量氧气。如果没有氧气，破坏器就无法工作，这解释了为什么相同的流体/破坏器系统在一个储层中工作得很好，而在另一个储层中却工作得很差。差异可能根本不在于流体，而在于岩石（Barree，2005-2023）。

服务公司实际上已经利用了无氧环境中流体稳定性非常好的事实，通过开发高温凝胶稳定剂来清除注入流体中的氧气，从而提高其在高温下的稳定性。

作为具有相当深度和应力状态的模拟油藏科学井项目的一部分，进行了油藏露头研究，以了解油藏质量和矿物学的趋势。如图1 所示，铁基矿物群可被识别为“棕色”氧化区域（用红色箭头标记）。整个分析结构中的修补分布很难预测，但它们的存在是显而易见的，并且由于其去除氧气的能力而对裂缝导流能力有害

用于输送支撑剂的压裂液中。因此，一旦支撑剂输送完成，流体输送支撑剂的能力就变得无关紧要，并且需要降低粘度以对裂缝导流能力产生积极影响。



图 1　石炭纪露头　德国奥斯纳布吕克。

压裂液设计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约 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，压裂液的流变特性应根据与主岩热交换相关的实际“工作”流体温度进行评估和优化。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，并估计了 140° - 220°F 的工作流体温度范围。

图 5.A显示了井下测量温度随注入压裂液体积的变化，呈现指数冷却函数，在注入压裂液约 3 个井眼体积后趋于稳定。蓝色曲线代表井下仪表测量值，通过应用线性转换，红色曲线定义了所创建的裂缝内可能的最高流体温度。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5.A中的蓝色阴影区域所示）。

在所提出的压裂处理的最后约 1.5 小时内，绝大多数压裂液保持在 160° 至 190° F 范围内。

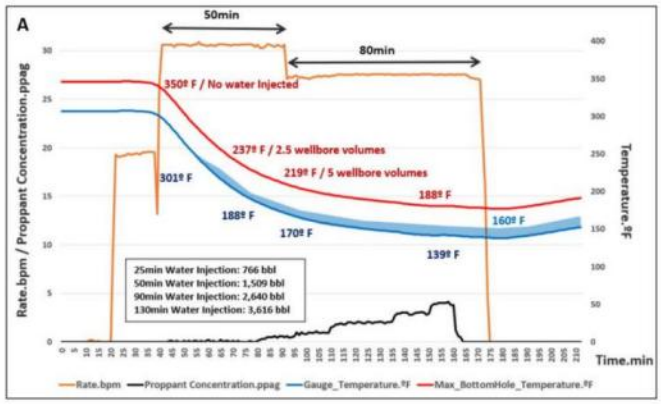


图 5.A 井下温度测量。

图 5.B显示了执行裂缝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 5.C显示了井下温度测量结果（蓝色曲线)以及泵送处理后前 24 小时内裂缝内平均压裂液温度（显示为蓝色阴影区域）。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 5.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,这与独立的井下测量结果一致。

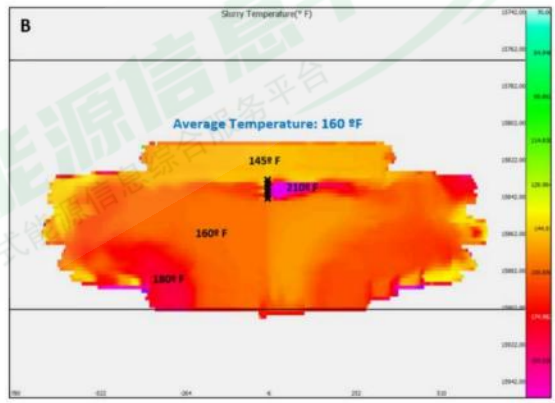


图 5.B 泵送结束时的模拟压裂液温度

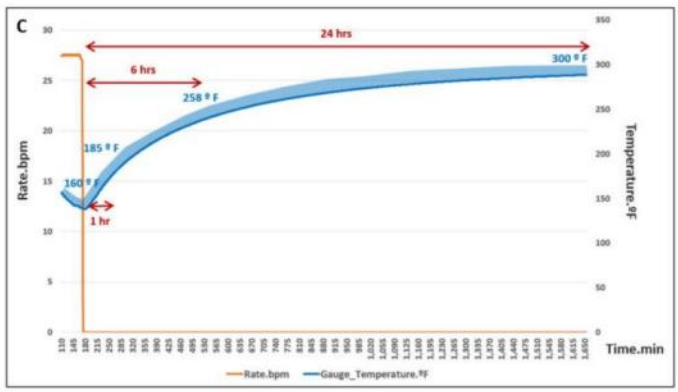


图 5.C 井下温度测量 处理后 24 小时

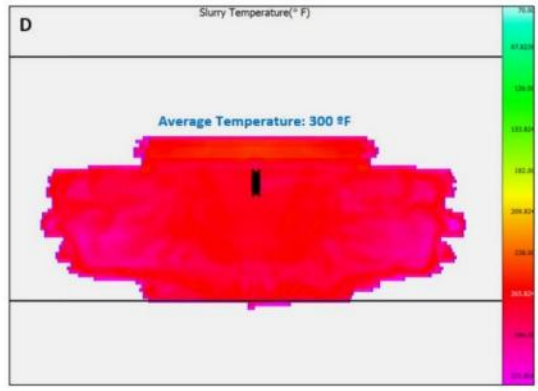


图 5.D　处理后 24 小时的模拟压裂液温度。

利用在三周内不同时间点进行的恢复渗透率测试来了解化学添加剂对支撑剂充填层电导率退化的影响及其随时间的演变。数据分析证明,即使是少量的高温稳定剂（约为过去处理中传统使用量的 20%）,也会使静态电导率降低约 30% （Buijs 等人,2011-2013）。低工作流体温度表明不需要高温凝胶稳定剂来优化压裂液流变特性,因此避免了它们对裂缝导流能力的负面影响。

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（Barree,2005-2023； Buijs 和 Ponce,2018）。为了帮助解释流体所需的短稳定时间,颜色填充图中显示了关井时（160 分钟后)裂缝中流体的年龄。如图 6.A所示,绿色裂缝的任何部分的流体年龄都小于 10 分钟,表明流体可以在该时间范围内移动超过 450 英尺（这是流体完成大部分传输工作）。图 6.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。

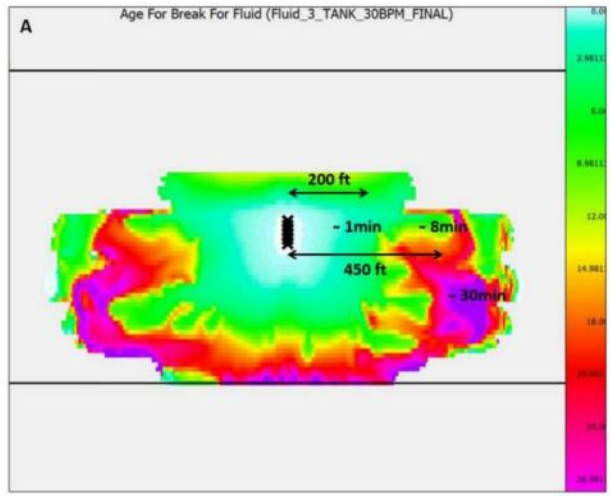


图 6.A　原位条件下典型断裂处理的流体年龄图。

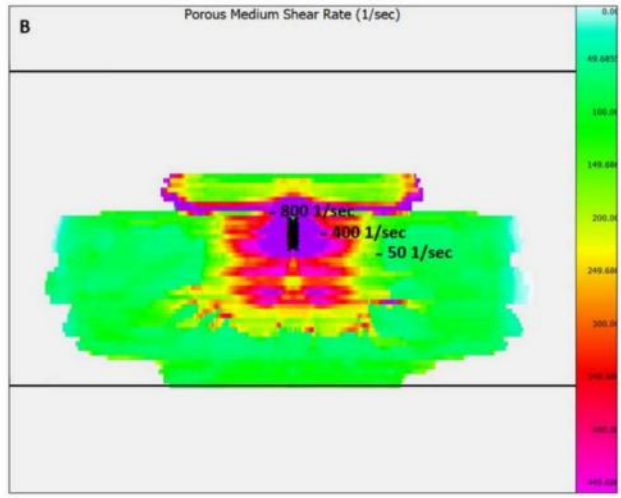


图 6.B　流体剪切图。

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 7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。目标曲线提供了超过 100 cp 的流体粘度,持续时间超过 30 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 ppt 当量瓜尔胶聚合物负载来实现。

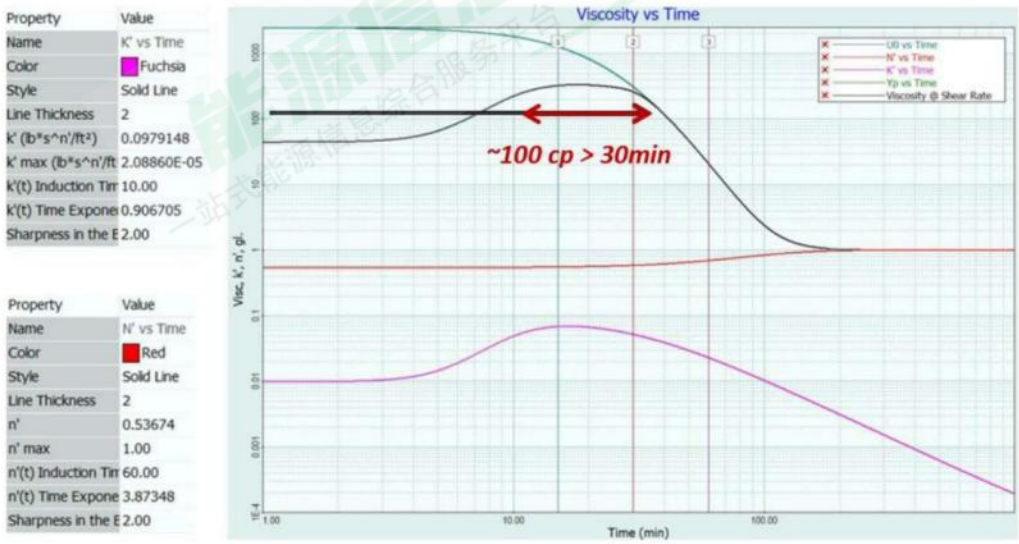


图 7　目标压裂液流变学曲线。

流体测试方法开发一种能够产生必要的裂

缝几何形状、输送和悬浮支撑剂,同时能够在中低温范围内正确破裂的压裂液并不是一件容易的事。为了在代表性的泵送条件下测试流体,需要正确设计大量的测试并对流体进行严格的测试。前面的段落描述了目标流变行为,并作为定义成功的流体配方的标准。

行业标准被保留作为了解流体流变学的基线,但一些测试方法被更改以代表压裂液将面临的实际条件。为了建立

为了开发出能够开发有效电导率并提高后处理生产性能的压裂液配方,我们进行了大量测试,以利用必要的知识来实现稳健的流体设计:

- 评估不同压裂液在较宽温度范围内的流变稳定性。
- 优化压裂液配方以正确输送支撑剂,产生迅速降解粘度并足够灵活,以便在治疗执行过程中进行处理。
- 对关键化学品进行敏感性分析,以了解它们对流体流变学的影响(模拟操作化学添加剂的波动)。
- 研究了使用不同水源时对流变学的影响(随着测试的成熟)。
- 分析了树脂涂层支撑剂(RCP) 对流体流变学的影响。
- 分析流体PH值对树脂稳定性的影响。
- 进行支撑剂沉降测试作为关联和评估流体输送的一种手段能力。
- 评价了破碎压裂液与原生水的配伍性试验。
- 执行毛细管吸入时间 (CST) 测试以优化粘土抑制添加剂类型和浓度,以避免粘土膨胀损坏。

压裂液在 220°F 和 140°F 下进行测试,定义了在开始向井下泵入大量支撑剂之前用于调节裂缝的初始温度冷却期之后压裂液所经历的温度范围。在整个处理过程中使用基线压裂液配方,对类型和破胶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。这导致开发了三种压裂液,在处理执行过程中的不同时间泵送:

- 压裂液 1:通过使用高温封装氧化破胶剂配方(HT 破胶剂)在 220° F 下开发,具有较大的流体粘度,以创建目标稳定性窗口。在处理早期,由于高温,预计配方的支撑剂承载能力会有所下降。因此,额外的粘度旨在改善裂缝进入条件并降低流体将暴露的初始裂缝面高温。
- 压裂液 2:具有目标流变特性,可在 140° F 的温度下正确输送支撑剂,稳定性有限约 15 分钟。这是通过优化 PH 和不同化学破胶剂浓度来实现的。该液体具有与压裂液 1 相同浓度的 HT 破胶剂和附加的低温氧化破胶剂(LT 破胶剂),以在实现大部分支撑剂输送后获得迅速的流变降解。
- 压裂液 3:具有与压裂液 2 相同的流变特性,但由于低温下存在树脂涂层支撑剂,LT 破胶剂浓度略有增加。

在高温和低温破坏剂浓度之间找到适当的平衡以在较宽的温度范围内实现迅速的流变降解并不是一件容易的事。当预期压裂液温度的预测存在不确定性时,这种方法会带来价值,同时在热回期间提供改进的流体破裂。典型的治疗方案见表 1。

表 1　典型的水力压裂处理。

Stage #	Fluid	Clean Stage Vol.GAL	Cum Clean Vol.GAL	Proppant	Prop Conc.PPA	Cum Proppant.LB	Rate.BBL/M
1	Frac Fluid 1_ZrCMHPG 30 lbm	24,000	24,000	Nano-Proppant	0.25	6000	30
2	Frac Fluid 1_ZrCMHPG 30 lbm	46,000	70,000	40/70 HSP	0.25	17500	30
3	Frac Fluid 2_ZrCMHPG 30 lbm	10,000	80,000	40/70 HSP	0.5	22500	30
4	Frac Fluid 2_ZrCMHPG 30 lbm	16,000	96,000	40/70 HSP	1	38500	30
5	Frac Fluid 2_ZrCMHPG 30 lbm	17,500	113,500	40/70 HSP	2	73500	30
6	Frac Fluid 3_ZrCMHPG 30 lbm	7,000	120,500	NR 40/70_RCP	2	87500	30
7	Frac Fluid 3_ZrCMHPG 30 lbm	17,000	137,500	NR 40/70_RCP	3	138500	30
8	Frac Fluid 3_ZrCMHPG 30 lbm	19,000	156,500	NR 40/70_RCP	4	214500	30
9	Frac Fluid 3_ZrCMHPG 30 lbm	2,500	159,000	NR 40/70_RCP	5	227000	30
10	Slickwater	14,324	**173,324**			**227,000**	30

流体流变学测试程序所有压裂液均通过首先使

用带有高效桨的标准钱德勒恒速混合器将线性凝胶流体水合30分钟来制备。在交联之前记录所有测试的线性凝胶pH值。然后进行水合测试，以使用 OFITE 900 粘度计和温度计评估线性凝胶的凝胶负载。该流体经过交联，然后加载到具有 R1-B5 转子-摆锤配置的 Chandler 5550 中。测试按照 API RP 13M (ISO 13503) 剪切坡道时间表进行。剪切斜坡：118 rpm (100 sec-1)、88.5 rpm (75 sec-1)、59 rpm (50 sec-1)、29.5 (25 seec-1)、118 rpm (100 sec-10)。间隔设定速率每个斜坡序列之间的转速设置为 118 rpm（100 sec-1）23.5 分钟。计算每个剪切斜坡间隔的幂律指数 n　和 K　。使用 R1B5 转子-摆锤配置。

采用多次剪切扫描测试来评估 HPHT 流变仪上的流体剪切稳定性。为此，将流体在 800 sec-1 和 511 sec-1 下剪切 5 分钟，然后在 100 sec-1 下剪切 5 分钟，总共循环 4 次。流体以 100、75、50 和 25 sec-1 的速度进行剪切速率扫描，以计算幂律指数 n　和 K　。在初始剪切斜坡之后，每 15 分钟重复一次剪切速率扫描。尽管高温高压流变仪与实际泵送条件相比（最多约 900 sec-1）对压裂液施加的剪切量有限，但根据之前的高剪切环经验，得出的结论是这些剪切扫描具有代表性评估流变退化并正确更新流体配方以获得最佳性能。

不同流体配方的评估

为了开发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。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。为此，在压裂液设计优化的早期阶段对不同交联压裂液进行了初步筛选：

- 采用硼酸盐交联剂配方的高PH 瓜尔胶（PH ≥ 12）。
- 低 PH 羧甲基羟基丙基瓜尔胶 (CMHPG)，采用双交联剂配方：锆酸盐 + 硼酸盐 (PH ≤ 6)
- 具有双交联剂配方的中PH CMHPG：锆酸盐+钛（PH：9-11）

图 8.A和图 8.B显示了测量的低 PH 值和高 PH 值流体系统的流变曲线，支持这两种流体在预期流体工作温度范围内不能提供稳定的流变曲线。它们的流变行为可以通过改变某些化学添加剂的浓度来即时优化，但它给本已具有挑战性的操作带来了额外的操作复杂性，因此被留置在其他合适的油藏条件下使用。

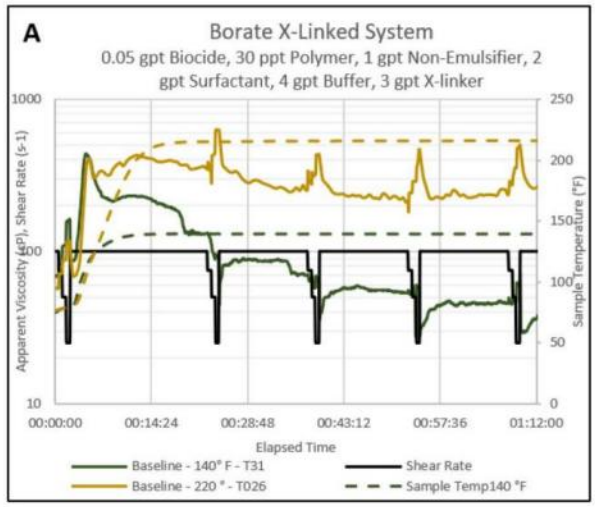


图 8.A140°-220° F 范围内的流变学硼酸盐 xlinked 系统。

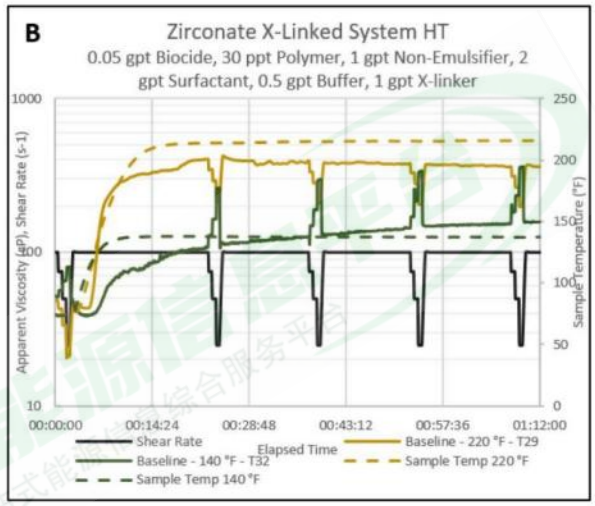


图 8.B 140°-220° F 范围内的流变学低 PH 锆酸盐交联系统。

中间 PH CMHPG 配方能够在较宽的温度范围内获得相当的粘度发展,并提供了开发简单流体设计的方法,该设计可以在操作执行期间轻松处理和优化（如图 9 所示）。所选流体由双交联CMHPG压裂液组成,其基础化学添加剂如表2所示。聚合物负载量为30 ppt,而缓冲剂、交联剂和破胶剂的浓度根据测试要求进行改变。附录1中列出了所进行的测试的摘要。附录2中列出了对压裂容器储罐中储存的水源水的分析,该水用于优化本文所示的最终压裂液配方。

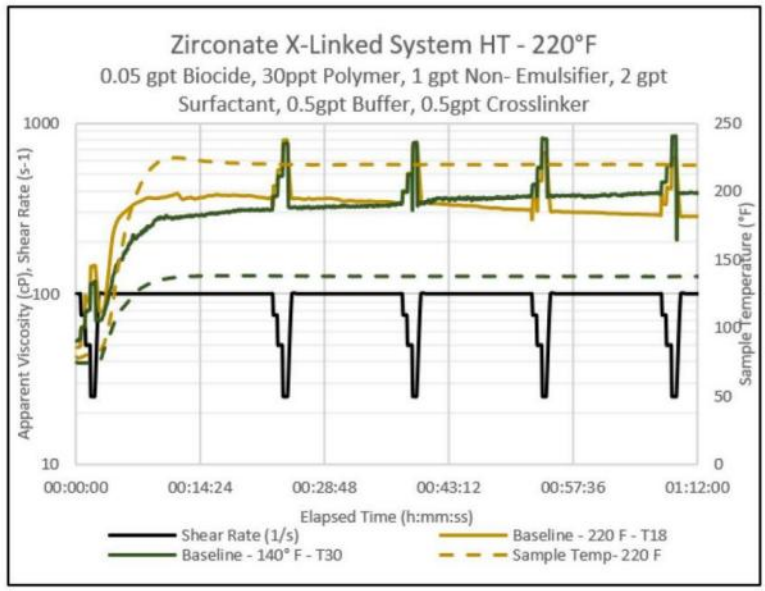


图 9　140-220°F 温度范围内压裂液的流变行为

表2　压裂液化学成分和浓度。

Chemical Name	Concentration
Polymer	30 lbs/1000 gal
Biocide	0.05 gpt
Non-Emulsifier	1 gpt
Surfactant	2 gpt
Crosslinker	Variable
Buffer	Variable
Oxidative Breaker (LT)	Variable
Encapsulated Breaker (HT)	Variable

使用合成水、水源水和压裂船水进行流变测试随着流体流变优化的成熟，不同的水源被用来评估压裂液配方的目标性能。最初，位于休斯顿的服务公司研究中心使用了合成水源。随后，在阿布扎比当地使用实际水源水和压裂容器可用后的储罐水对优化的流体配方进行了测试。

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。在进行大量流变学测量时积累的知识使我们能够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，以迅速实现目标流变特性。

从用于不同测试的上述水源获得的不同流变曲线如图 10.A和图 10.B所示。

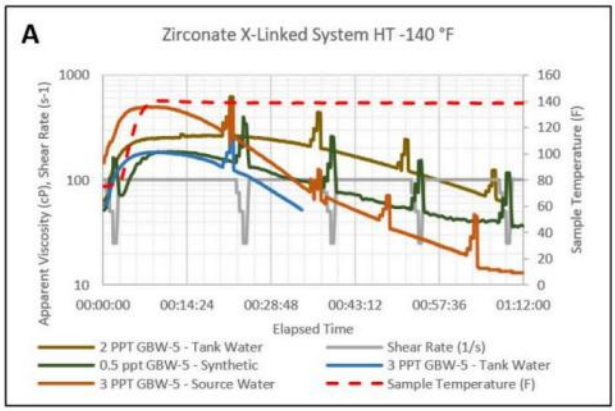


图 10.A 140°F 下不同水源的压裂液流变学。

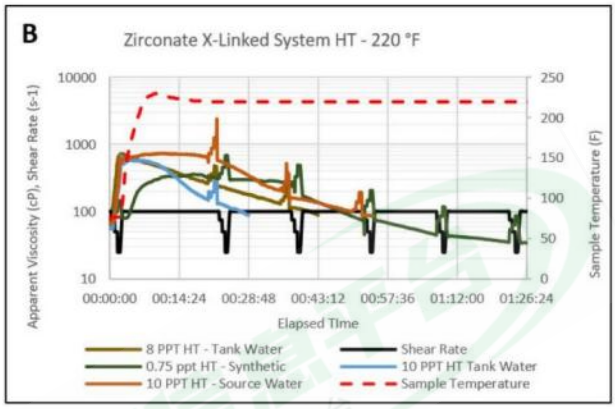


图 10.B 220°F 下不同水源的压裂液流变学。

使用干聚合物和实验室化学品与合成水优化流变特性最初的测试是使用合成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 11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）。

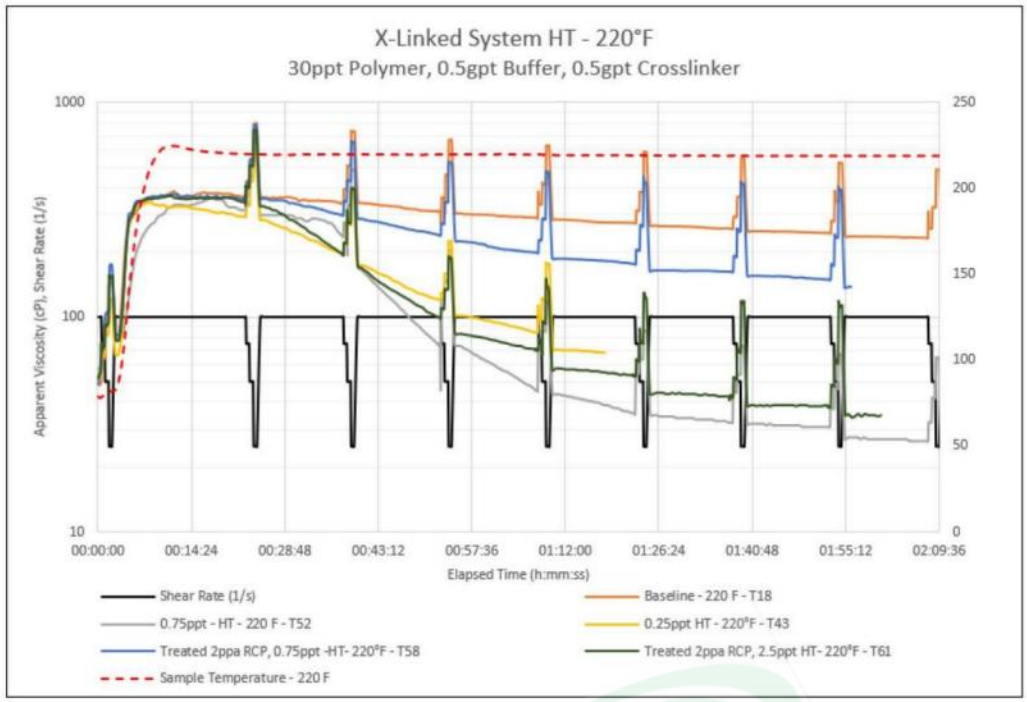


图 11　220°F 时压裂液流变学的优化。

如图 12中的 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) 的存在会影响流体 PH 值及其流变行为（如比较测试 T56 与 T72 时所见）。因此,我们对 LT 破胶剂的用量进行了优化,以在开始失去其流变性能之前获得 15 分钟 250 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（测试 T90R）。

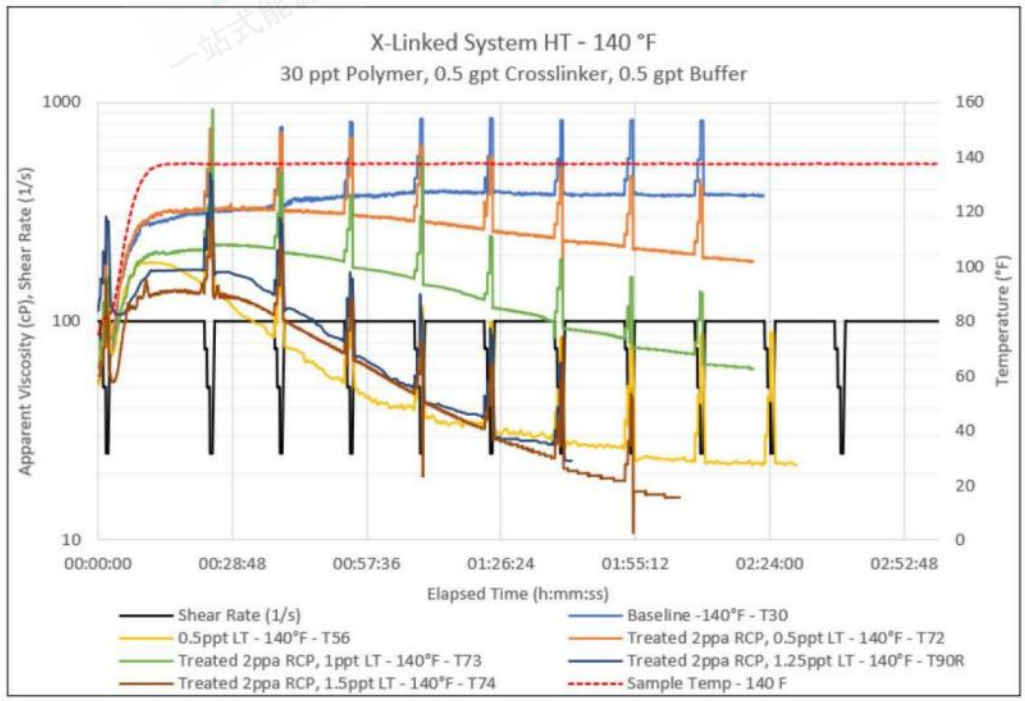


图 12　220°F 时压裂液流变学的优化。

在压裂作业执行过程中,液体和干添加剂浓度略有波动。为了评估这种变异性对流体流变学的影响,对交联剂和缓冲液浓度等关键参数进行了灵敏度测试,考虑了 +/- 5% 的化学差异。如图 13所示,当化学添加剂差异如此之小时,可以评估流体流变特性的微小变化。

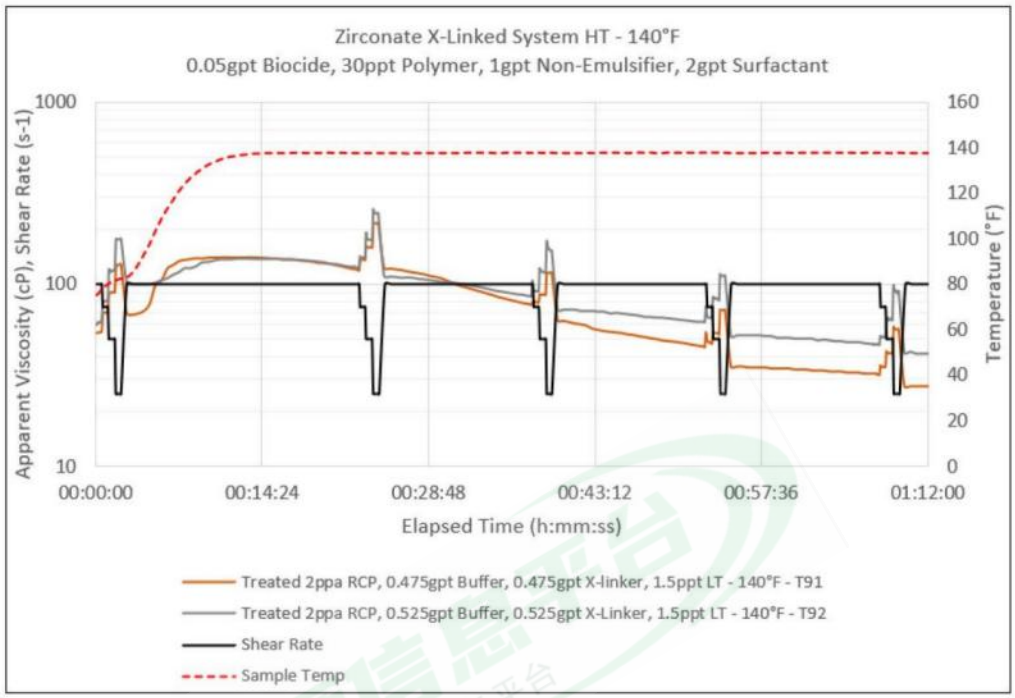


图 13 140°F 下的化学添加剂敏感性分析。

进行了几次剪切扫描测试来评估流体粘度的降低。图 14显示了作为完整流体配方进行的多项测试,显示由于流体温度上升至 220° F,流体粘度在第一次剪切扫描后持续增加。同时,它可以可以看出,所应用的剪切扫描最大损失了 40% 的粘度,并且减少了流体达到 100 cp 屏障所需的时间,这表明流体性能降低,这在前面段落中介绍的目标流变学曲线中已得到考虑。早期粘度稳定性没有受到严重影响,但在此初始阶段之后流体流变降解变得更快。测试还表明,根据流体源、表面流体温度、泵送条件下预期的热交换以及流体将受到的剪切速率,可能需要少量增加聚合物负载以迅速形成粘度并获得稳定的轮廓。一旦流体完全破裂,通过加热流体温度来进行再愈合测试,显示粘度没有恢复。

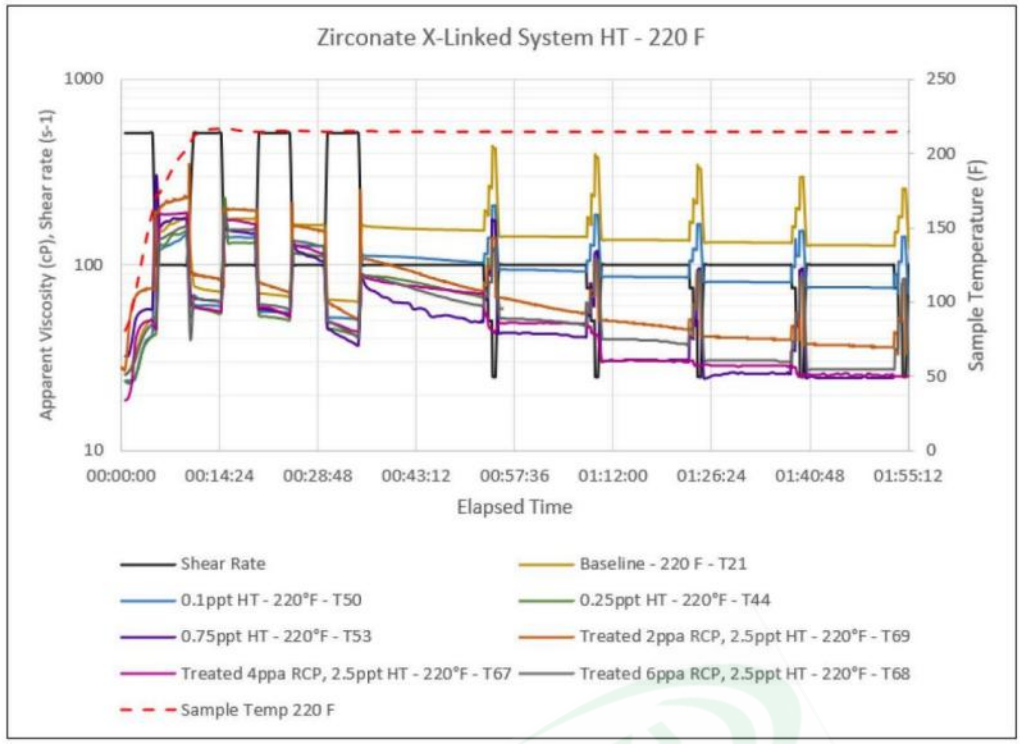


图 14　140°F 下的剪切扫描测试流变曲线。

使用干聚合物和压裂船化学品以及当地水源优化流变特性

为了准确地表示流体性能,对分配给该工作的代表性化学品样品进行了额外的测试。制备了当地水源水样 50:50 的混合物,用于评估流体配方的流变性。流变学首先针对 220 °F 的测试温度进行优化,然后在 140 °F 下进行测试。图 15显示了聚合物负载量为 30 ppt 时在 220 °F 下的 HPHT 流变学结果,显示出稳定的粘度发展（红色曲线）。使用 10 ppt HT 破胶剂进行破胶剂测试,获得约 800 cp 的基线粘度发展、20 分钟的粘度稳定性窗口,并需要 50 分钟才能达到 100 cp 粘度。

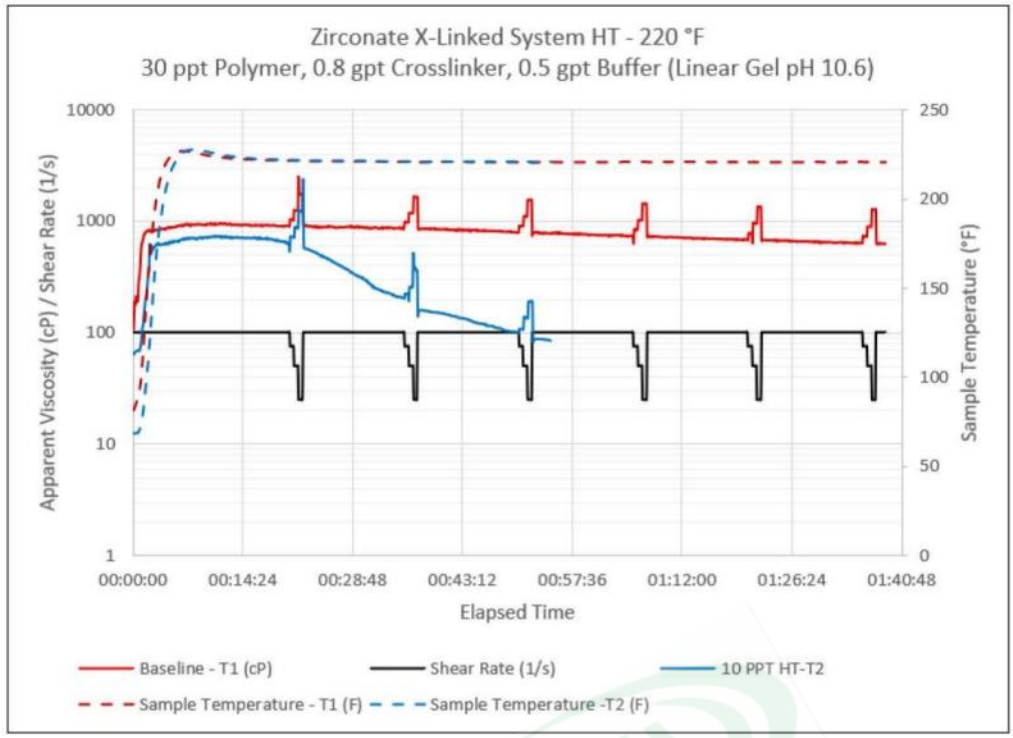


图 15 220°F 时压裂液流变学的优化。

图 16显示了 140° F 下聚合物负载量为 30 ppt 时的流体流变行为,随着流体加热,迅速形成约 1000 cp 的粘度曲线。使用 3 ppt 的 LT 破胶剂进行破胶剂测试,粘度发展达到 500 cp 的量级,粘度稳定窗口为 15 分钟,需要 30 分钟才能达到 100 cp 粘度。

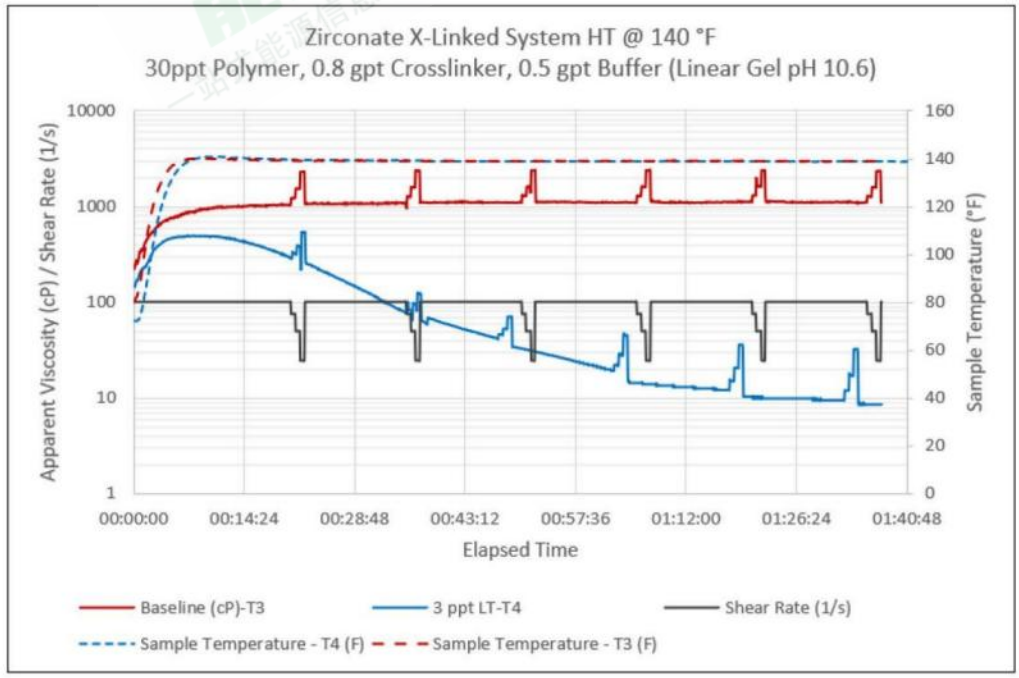


图 16 140°F 时压裂液流变学的优化。

使用液体聚合物和压裂船化学品以及来自压裂船的水优化流变特性由于海上作业要求,聚合物改为液体聚合物浆料 (XLFC)。

因此,通过实验室测试进行优化,以便使用 XLFC 和来自容器压裂罐的水样重新设计流体。聚合物负载量保持为30 ppt。图 17显示了使用 XLFC 在 220 °F 下的 HPHT 流变学结果。调整交联剂和缓冲液浓度以获得稳定的基线液体（红色曲线）。棕色曲线显示通过采用 10 ppt HT 破坏剂浓度实现了最佳粘度发展和破乳曲线,粘度发展约为 750 cp,粘度稳定窗口为 15 分钟,需要 30 分钟才能达到 100 cp 粘度。由于初始高温对流体流变学的影响,因此需要达到如此大的粘度。

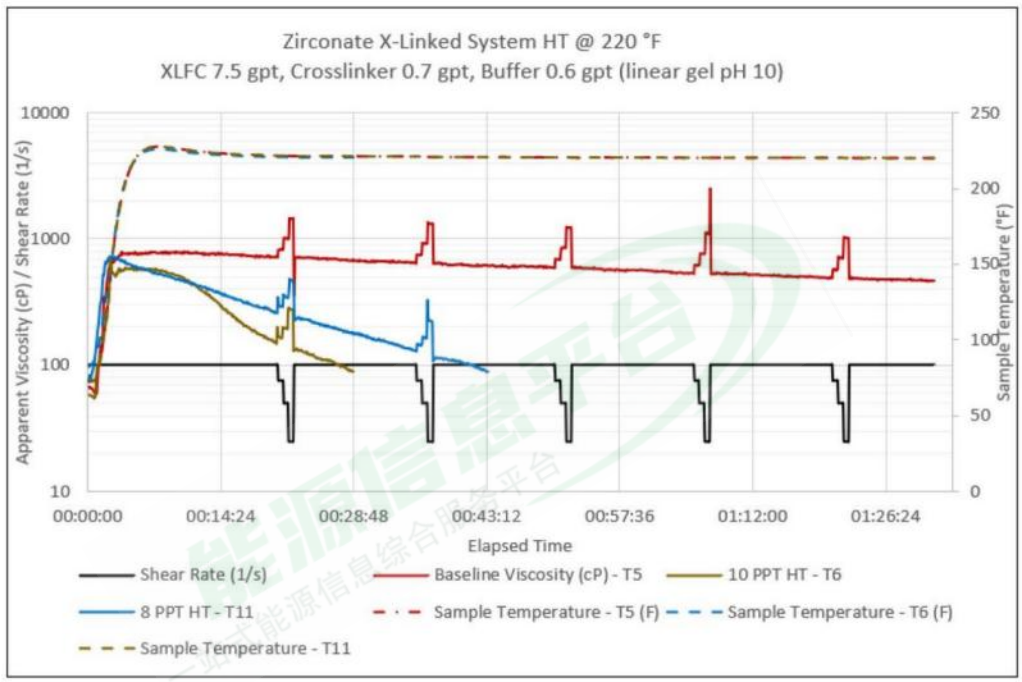


图 17　220°F 时压裂液流变学的优化。

缓冲液和交联剂浓度必须在 140° F 下进一步优化。图 18显示了在此温度下优化的 HPHT 流变学结果。基线液体稳定（黑色曲线）,最佳破坏剂浓度为 3.5 ppt LT。棕色曲线代表 300 cp 的流体和约 15 分钟的粘度稳定性窗口,与目标流变曲线相匹配。

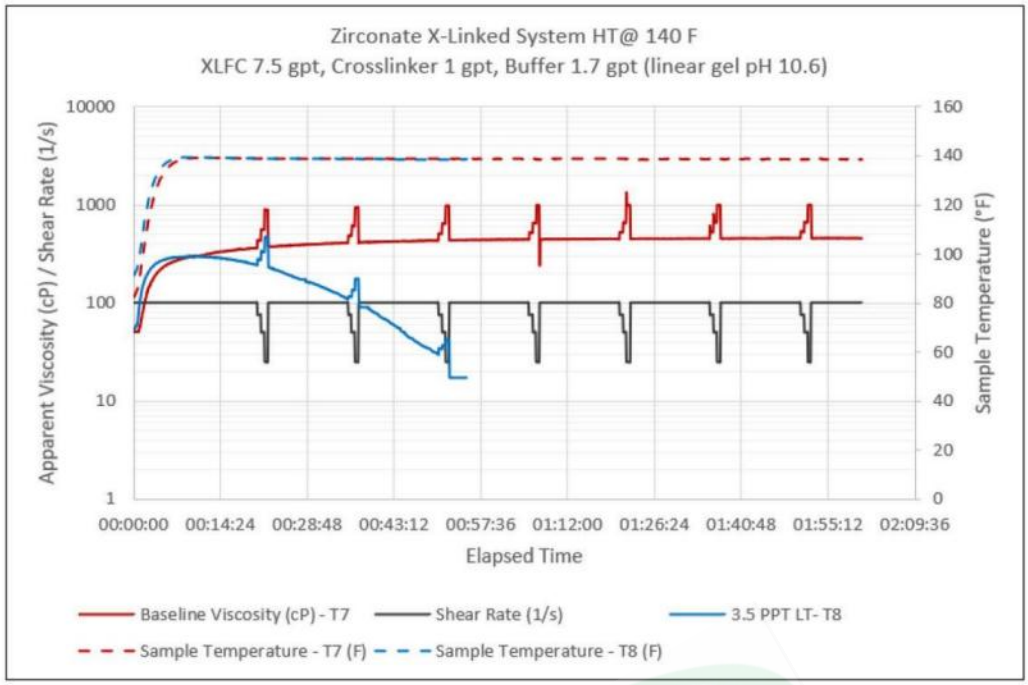


图 18　140°F 时压裂液流变学的优化。

RCP对压裂液流变学的影响在本案例中,RCP被用于尾端

压裂处理,并分析了其对压裂液流变学的影响。当树脂用于锁定电导率时,它往往会通过影响其交联和断裂剖面来与用于运输和悬浮支撑剂的压裂液发生反应。根据所用树脂的类型,需要改变缓冲剂和破坏剂的浓度,以实现目标支撑剂承载能力。特别关注 RCP 浓度为 2、4 和 6 ppag 的调节流体样品的流体粘度和破碎效率的发展。为此目的,通过颠倒然后正面朝上大约10-15次来混合水,然后在测试温度下在水浴中静置,然后倾析以使用于构建交联压裂液制剂的线性凝胶水合。

在 140°F 的温度下,在采用 HT 和 LT 破胶剂组合配方的流体配方中,评估了树脂涂层支撑剂对交联稳定性和破胶剂效率的影响。如图 19所示， RCP 对交联时间没有影响,但 PH 值的轻微变化会导致流体粘度略有增加,并导致其断裂敏捷性降低。

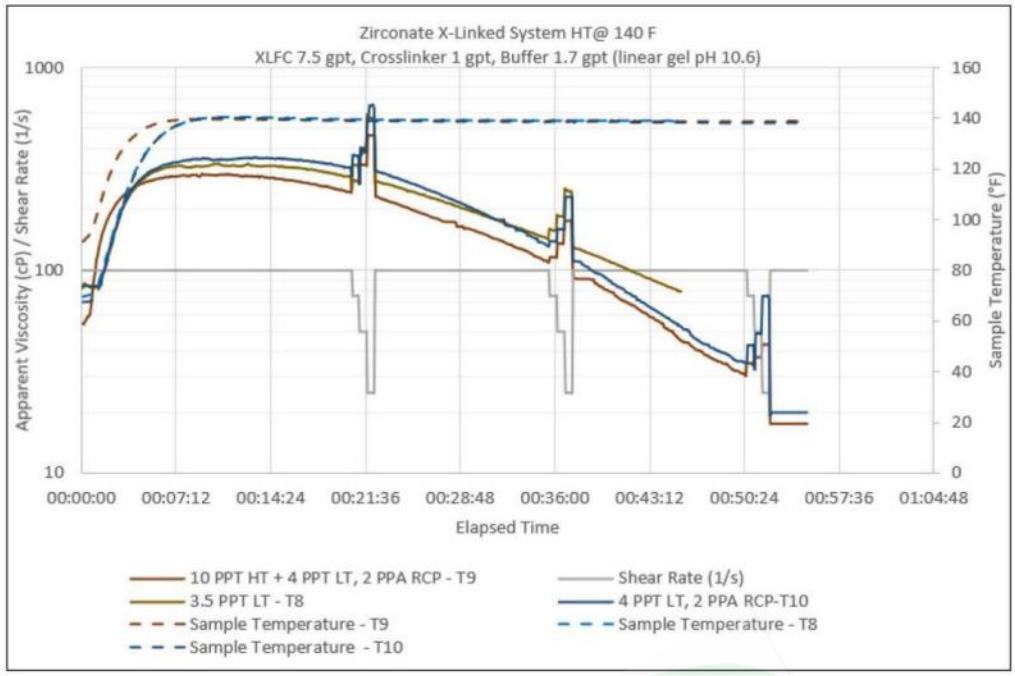


图 19　140°F 时树脂对压裂液流变学的影响。

PH 对树脂稳定性的影响通常的做法是

评估 RCP 对流体流变学的影响,特别是对粘度降低的影响,但评估化学反应对支撑剂树脂的影响却很少。

在某些树脂上,高 PH 往往会使其熔化,并且支撑剂颗粒开始粘在一起,由于较大的当量支撑剂直径无法穿过射孔（这也称为支撑剂“球化”）,从而导致过早筛出。

还通过在 140°F 的温度下在优化的流体配方上混合不同的 RCP 负载来评估高流体 PH 对树脂稳定性的影响,以模拟浆料在套管中停留时间期间的低温条件。图 2表明,当 PH 值为 12 时,支撑剂开始“起球”,因此被设置为配方的最大 PH 值。

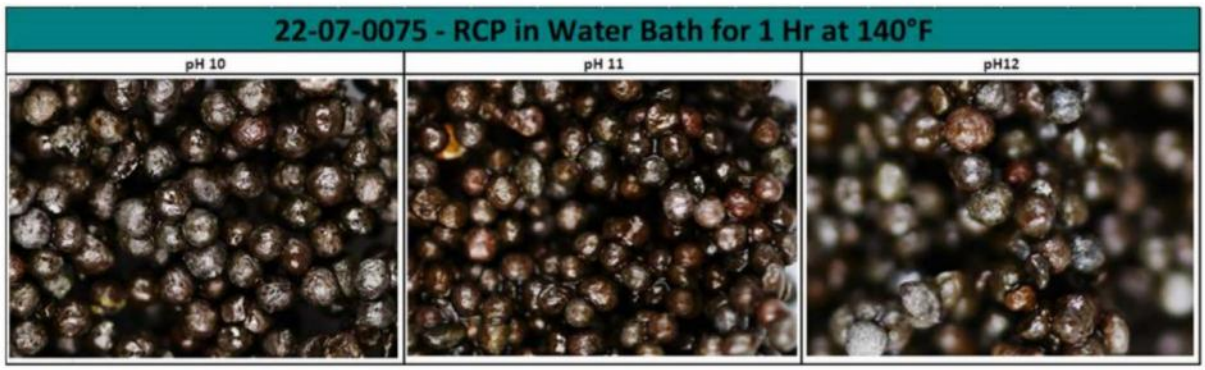


图 2　PH 对支撑剂树脂的影响。

支撑剂沉降测试 支撑剂沉降

测试在 2 ppag 支撑剂浓度下进行,作为了解优化压裂液在静态条件下的携带和悬浮能力的一种手段。尽管所有压裂液的承载能力都将被定义,但除其他许多因素外,

由于在处理执行过程中流体将因剪切力而暴露,因此该测试提供了重要的质量检查。图 3显示测试浆料在超过 40 分钟内没有支撑剂沉降。

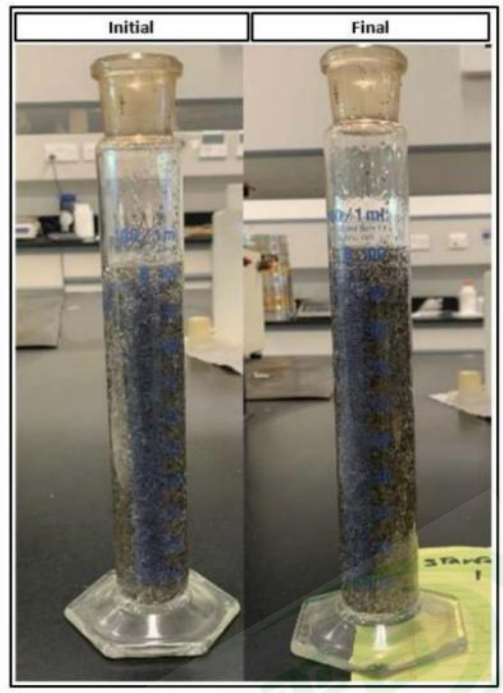


图3 支撑剂沉降试验

压裂液与原生水相容性测试该测试的目的是检查破碎压裂液与含有高浓度阴离子和阳离子的地层水结垢和乳化的趋势,因为它可能会对后期产生负面影响。处理生产性能。原生水和过滤后的破碎压裂液以 50%-50% 的浓度混合,在地表温度和 190° F 温度下进行测试。图 4显示了在 190° F 下进行的相容性测试,显示出少量沉淀物。在较低温度下进行的测试显示了相同的结果,这支持了随着温度升高,由于流体制剂的溶解度较高,通过将沉淀保持在悬浮状态,沉淀量减少的趋势。考虑到这些结果以及预期回热至 350° F 的情况,当井回流时,预计会出现甚至少量的沉积物,因此,进一步支持的压裂液预计不会造成损害由后处理的生产性能决定。在单独的生产测试中采集的实际流体样品没有显示出沉淀或结垢趋势。

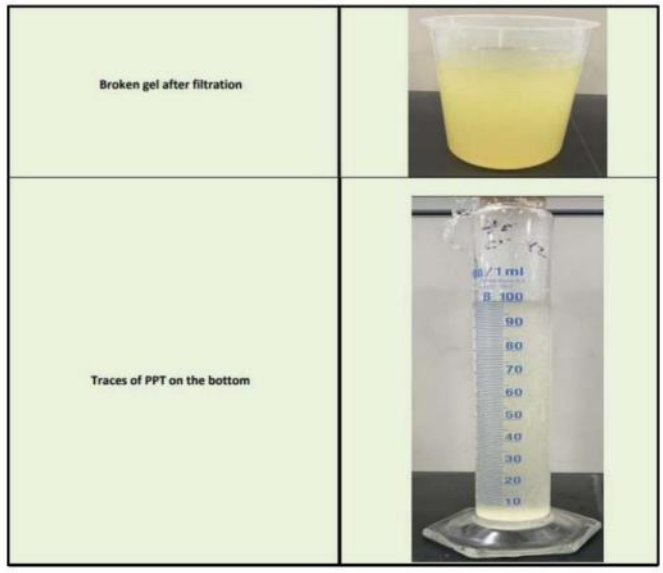


图 4　在 190 F 下进行的兼容性测试

毛细管吸入时间（CST)测试通过毛细管吸入时间（CST)测试评价不同添加剂的粘土抑制能力。

CST 装置旨在评估水溶液在厚多孔滤纸上的两个电极之间径向穿过破碎芯材样品的过滤时间。一般来说,混合流体的 CST 时间短表明相容性和粘土反应性低。或者,敏感或反应性粘土与破坏性液体混合时,会因膨胀和/或分散而导致 CST 时间延长。

Berwath Fm 的测试计划。包括评估 3 种液体的毛细管吸入时间：

·不含粘土稳定剂的自来水。

- 水+2%KCl。
- 水 + 2 gpt 专有粘土抑制剂。

为了推断不同程度的流体和这些不同流体之间的地层相互作用,有必要比较流体和岩心材料的 CST 值与单独特定流体的 CST 值的比率。

大比率 (> 2) 是较长过滤速率和较高流体/地层相互作用的结果。

小比率（接近 1)是过滤速率较短以及流体/地层相互作用较低的结果。

在图 20 中， Berwath Fm 的两次 CST 测试。被提出。所有测试的流体配方的 CST 比率均低于 3,这被认为是非常低的反应性，并且与对该地区其他结构的同一储层进行的其他测量一致。测量表明,在开发方案中,不需要粘土抑制,因为粘土似乎不具有反应性。在模拟储层中,大量 CST 测量提供了更低的比率,支持与主岩温度相反的反应性趋势。

	CST Ratio		
Sample	Tap Water	2% KCl	2 gpt - Clay Inhibition Additive
A	3	2.4	2.3
B	3.1	2.5	2.5

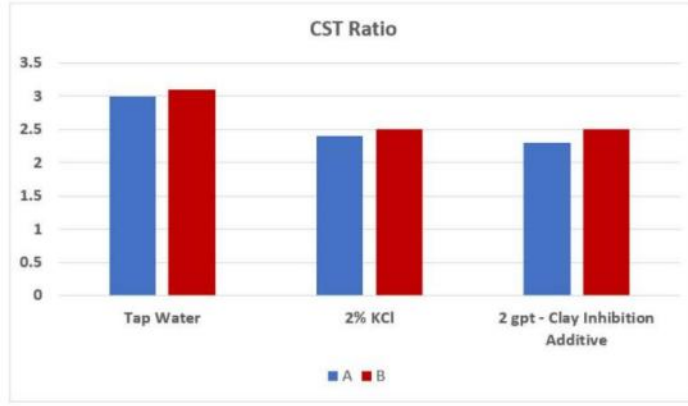


图 20对钻屑进行的 CST 测试

治疗执行

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) 与由于天然裂缝的存在而在该地质力学台上测量的大泄漏相结合时，出现了复杂的情况。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。在这种情况下，为了避免处理过早终止，最重要的是压裂液产生粘度以拉紧岩石并形成裂缝孔径。

图 21显示了执行处理的不同事件， Buijs 等人对此进行了详细解释。（2023）。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。执行的骨折治疗计划如图 22 所示。

实施了全面的生产评估测试计划，以了解该下部储层部分的生产潜力并评估裂缝增产处理的效果。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。当比较射孔后和压裂增产处理后的自由流动潜力时，产量增加了+500%，并实现了稳定的商业产量（Buijs 等，2023）。

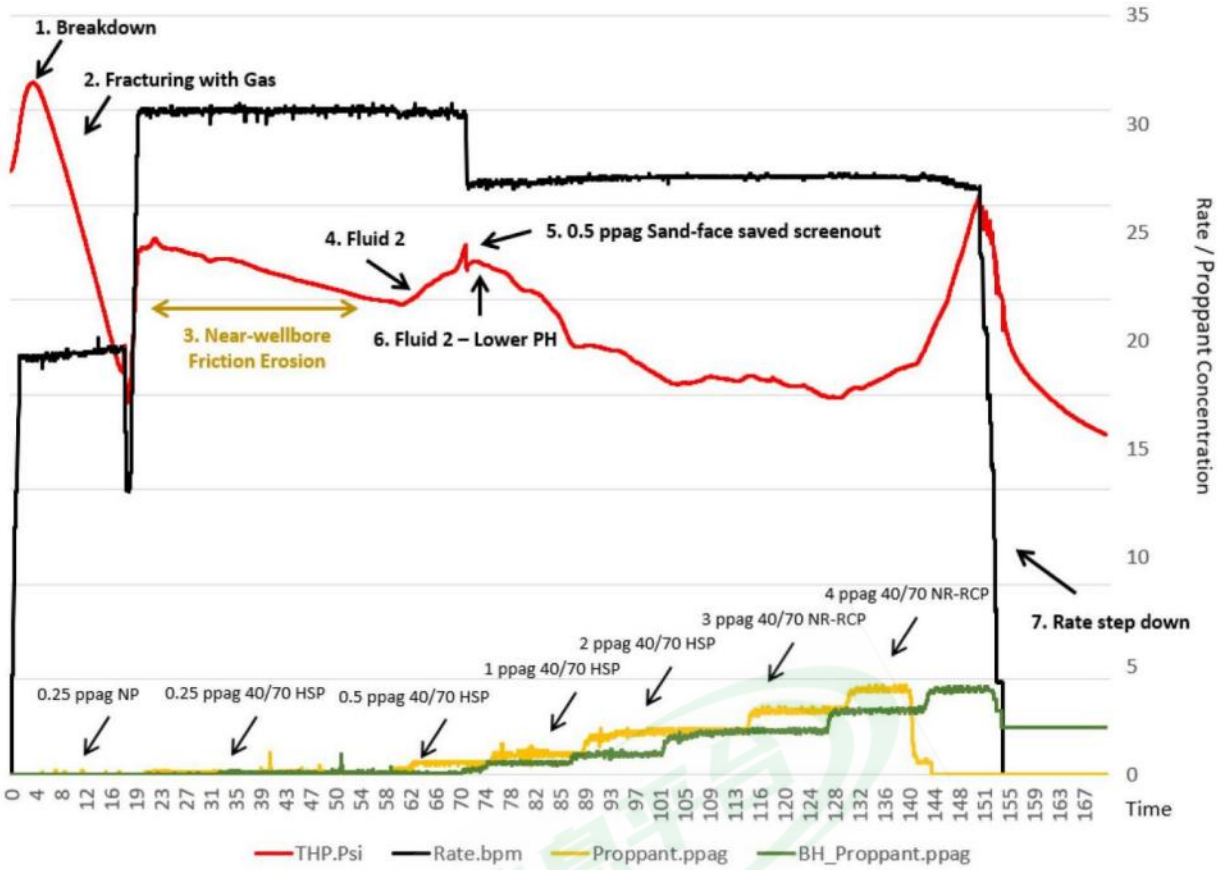


图 21执行的骨折治疗。

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　实际骨折治疗方案。

结论

压裂液在高温应用中获得最佳性能的流变行为仍然存在很大争议。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。事实证明，该技术对于经济地提高裂缝导流能力极其有效，压裂后产量增量超过 500%，在第一次压裂处理后就达到了稳定的商业产量。从本文中可以得出的主要结论如下：

·压裂液在富氧环境（如实验室）的高温下会自发破裂。然而，当缺氧时，液体不能有效分解。

- 由于铁、有机质和碳氢化合物的存在，储层是强氧还原环境，对压裂液流变性能和裂缝导流能力产生负面影响。
- 一旦主要支撑剂输送过程完成，就应以快速破液为目标，这样储层就不会从泥浆中清除大量氧气。
- 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# 交联准稳定压裂液具有约 15 分钟的粘度稳定窗口和快速的流变降解曲线，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，当在压裂处理过程中采用正确的压裂液设计和支撑剂坡道时，无需泵送高浓度的支撑剂即可大幅提高生产性能。

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 每加仑流体添加的支撑剂磅数 PPT 每 1000 加仑流体的磅数
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。

参考

Abdelmawgod, A.、Al Blooshi, A.、Alloghani, JA、Al Kaabi, A.、Azoug, Y.、Elmahdi, AM、Sayed, S.、Buijs, H.、Ibrahim, M. 和 T. Swedan。“实施基于物理的水力压裂优化工作流程作为释放致密天然气储量的游戏规则改变策略：阿布扎比深层天然气案例研究。”论文在阿联酋阿布扎比国际地质力学研讨会上发表，2022 年 11 月。doi：https: //doi.org/10.56952/IGS-2022-115 。

一个骗子; Silwadi, SJ SPE-18009-MS 阿联酋阿布扎比古生代前哈夫碎屑岩的碳氢化合物潜力

Al Ahmadi, HA, Al Ameri, TS, Wattenbarger, RA 和 JA Rushing。“首次在近海海湾应用超高密度压裂液”。论文于 2015 年 5 月在美国德克萨斯州休斯顿举行的海上技术会议上发表。doi：https: //doi.org/10.4043/25824-MS。

巴里，RD（1983）。用于异质介质中三维裂缝扩展的实用数值模拟器，SPE 12273。论文在加利福尼亚州旧金山举行的 SPE 储层模拟研讨会上发表。

RD 巴里和 MW 康威。 “自然裂缝性储层中的支撑剂滞留、桥接和滤过行为。”论文于 2001 年 3 月在俄克拉荷马州俄克拉荷马城举行的 SPE 生产和运营研讨会上发表。doi：https: //doi.org/10.2118/67298-MS

巴里，RD，2005-2023。水力压裂原理课程。

2. Frac Pack 完井——通过无筛管 Frac Pack 进行持续创新，为马来西亚半岛海上的钻井项目提供防砂和提高经济效益

文献摘要：与之前的常规砾石充填完井相比，压裂充填已在 D 油田的棕色油田开发中实施，以提高砂粒控制效果和产能。在动荡的经济形势下，边际储备需要进一步创新或改进项目的经济性。为了降低完井成本，最近推出了无筛管压裂充填技术，在测试完井的稳健性和寿命的同时，提高了项目的经济性。本文重点介绍了改进工作、设计微调、获得的经验、宝贵的经验教训和最佳实践。常规砾石充填完井的挑战之一是高完井成本和潜在的筛堵时间。无筛管压裂封隔器无需使用昂贵的井下防砂筛管、封隔器组件以及随后的 RIH 成本。主要的压裂充填处理采用尖端筛出法，以创造短裂缝长度和宽裂缝宽度，以最大限度地提高裂缝导流能力。在生产过程中，采用树脂涂层支撑剂(RCP)防止支撑剂返排。该作业于 2022 年成功投产，并保持了良好的产能，没有观察到支撑剂返排。首先是在生产寿命期间将支撑剂保持在裂缝中而不发生返排的能力，其次是在不影响生产的情况下满足预期的目标产量。处理后的生产结果满足了这两个标准，基于无筛管压裂充填技术首次试验的成功，目前正计划在更多的井中复制该技术。通过在单口井中应用相同的压裂设计理念，为即将到来的填充钻井项目创造更多价值，并提高多个边际储量开发的经济性，预计将进一步降低钻井成本。除此之外，我们还将在本文中强调一些经验教训和关注事项，以供将来在复制该设计时考虑。

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

SPE-215696-MS

压裂包完井 - 通过无筛管压裂包持续创新,实现稳健防砂并提高加密钻井项目的经济效益

马来西亚半岛近海

Zaidi Awang@Mohamed、Sufian Abd Hamid、Cheol Hwan Roh、Yvonne Tan 和 Anwar Husen Akbar Ali,PETRONAS Carigali Sdn.有限公司。

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/215696-MS

本文准备于 2023 年 9 月 12 日至 14 日在阿曼苏丹国马斯喀特举行的 SPE 国际水力压裂技术会议暨展览会上发表。

在审查了作者提交的摘要中包含的信息后,SPE 项目委员会选择了这篇论文进行演示。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

压裂充填已在 D 油田的棕地开发中实施,与以前的传统砾石充填完井相比,提高了砂粉控制效果和生产率。动荡的经济形势下的边际储备需要进一步创新或提高项目经济性的方法。

为了降低完井成本,最近推出了无筛管压裂包,它提高了项目经济性,同时测试了完井的稳健性和寿命。本文重点介绍改进工作、设计微调、获得的经验、宝贵的教训以及最佳实践。

传统砾石填充完井的挑战之一是高完井成本和潜在的筛管堵塞时间。无筛管压裂充填消除了昂贵的井下砂筛管、封隔器组件的使用以及随后的 RIH 成本。主要压裂充填处理采用尖端筛出方法,形成较短的裂缝长度和较宽的裂缝宽度,以最大限度地提高裂缝导流能力。树脂涂层支撑剂 (RCP)用于防止生产过程中支撑剂回流。该工作已成功执行,并于 2022 年顺利上线,继续以良好的生产率生产,并且没有观察到支撑剂回流。

该应用程序的成功标准由两个要素驱动;第一个是在生产寿命期间保持支撑剂处于破裂状态而不会回流的能力,第二个是在不影响生产的情况下满足预期目标生产率。后处理生产结果满足了这两个标准,并且基于无筛网压裂充填技术首次试验的成功,正在计划在更多井中复制该技术。通过在单眼井中应用相同的压裂设计理念,通过即将到来的加密钻井项目创造更多价值,并提高多个边际储量开发的经济性,预计还可进一步降低油井成本。除此之外,我们将在本文中强调一些经验教训和关注点,以供将来复制此设计时考虑。

介绍

图1所示的D油田是位于马来西亚半岛近海约130公里处的海上油田。场地结构为细长的向西俯冲的背斜。主要的南北走向的正断层系统与其他NW-SE和WE向的断层一起将构造分割成19个断层块,这些断块具有可变的垂直位移,有些断块的位移可能达到100 m以上。

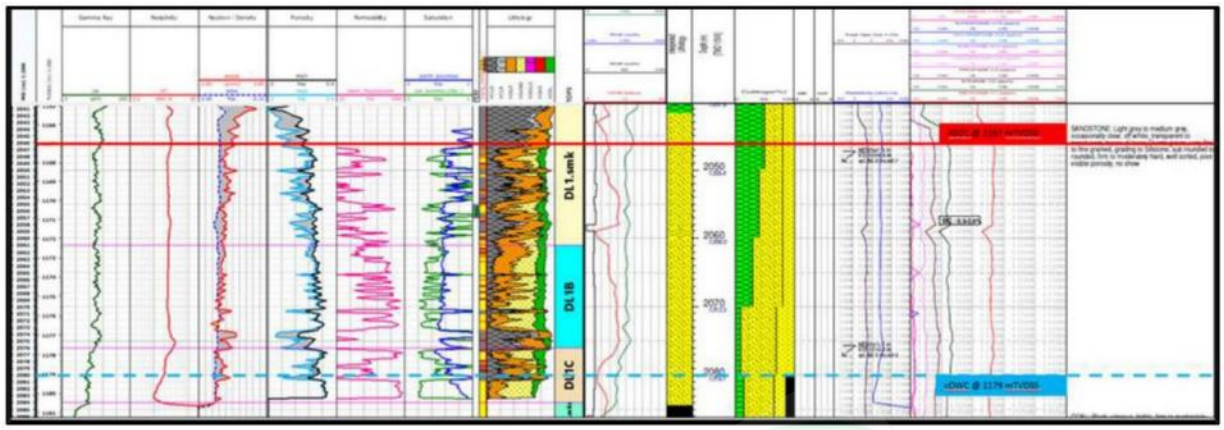


图1(a)目标砂体的岩石物理解释

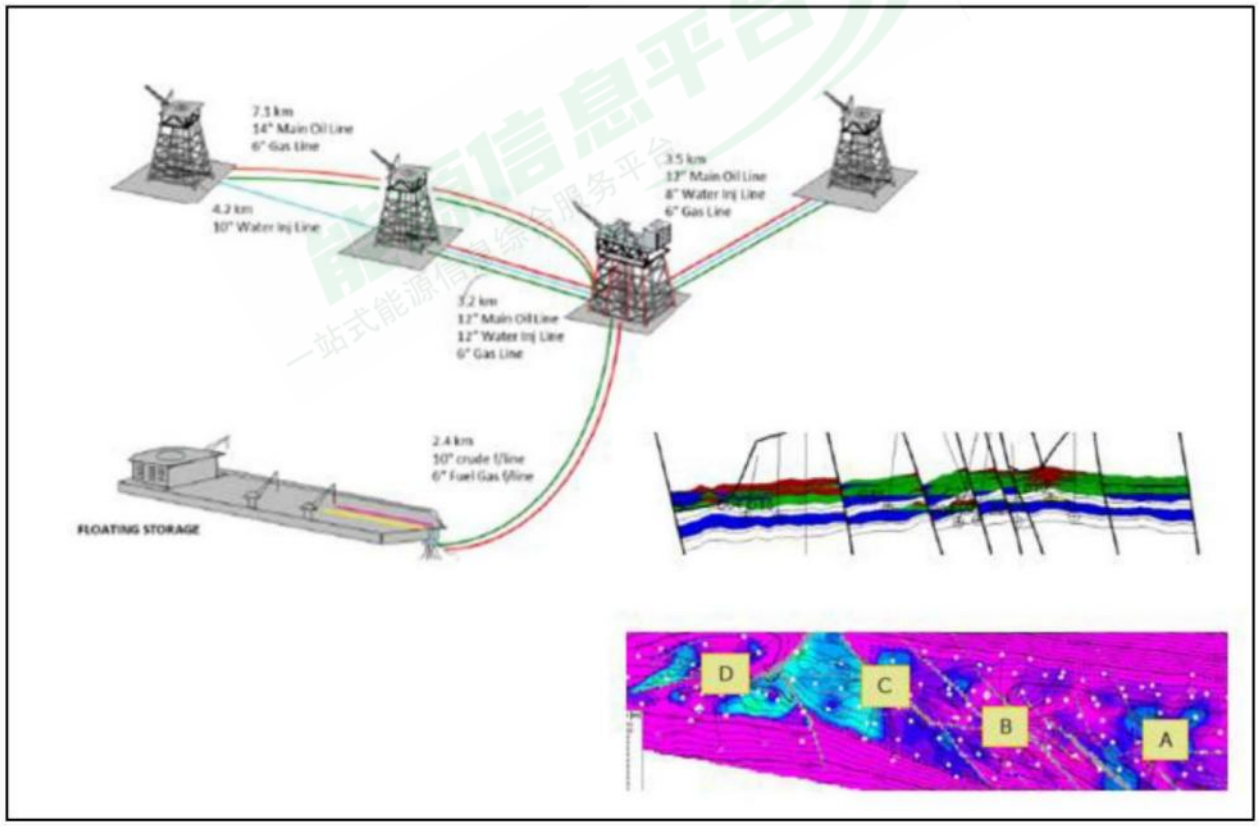


图 1 (b)D 区生产设施、地质剖面和顶部深度图

该油田储层主要由中新世砂岩组成。储层层段包含约 20 个独立的砂岩单元,其中夹有页岩、粉砂岩和薄的、横向广泛的煤层。细化和粗化向上砂体的存在表明它们沉积在热带河流/潮汐主导的三角洲环境中。

感兴趣的储层是枯竭储层,估计压力在 900-1200 psi 范围内,厚度约为 10 m,渗透率范围在 60-160 mD 之间。钻井后,该井遇到了预测的目标砂,但在 1179 mTVDSS 处观察到 OWC,该位置位于目标砂下方 15 m 以内。下面的图 1 (a)突出显示了目标沙子,即 DL1smk 和 DLB1B,其中 DL1C 中标记有 OWC。

该油田已投产 30 多年。最初的产量为 26,000 BOPD,并于 1996 年第一个平台投产时达到峰值 75,000 BOPD。截至 2023 年 5 月,该油田目前共有四个平台生产约 10,000 BOPD。

该油田由一个中央处理平台（CPP)和三个卫星井口平台（WHP)组成。该区域水深约为76m,原油通过海底管道从卫星平台输送至CPP,最后输送至浮储卸船(FSO),然后再转运至油轮。

随着油藏枯竭和含水增加,出砂问题成为人们关注的问题,尤其是在油田早期开发过程中使用“套管射孔”方法最初钻探和完井的油井。
为了解决这个问题,后续生产井钻井已完成井下防砂,主要使用带循环充填、高速率水充填和扩展充填/压裂充填的套管砾石充填（CHGP）。从 2019 年开始,加密开发井均采用 fracpack 完井,以管理生产油藏中的高细粉含量 (10-20%),并吸取以往项目的经验教训,改善完井表层。然而,这种完成方案的完成成本很高。

D 油田的加密钻井项目因边际储量而面临商业挑战。为了提高项目经济性并降低油井成本,正在考虑使用无筛管压裂技术。这种方法消除了对完井硬件（如砂筛和相关封隔器组件)的需求,同时仍然提供有效的防砂。作为该方法的试点应用,选择了名为“FP1”的加密井来针对单个储层区域。岩心样本显示目标储层中粘土含量为 10% 至 40%。本文重点介绍了 FP1 井在 8 个月的生产期后的主要表现以及由此概念带来的成本节约。

无筛分压裂包工艺

无筛网压裂填料正如名称所应用的那样,与传统的压裂填料基本相似,但孔中没有安装筛网。从项目角度来看,挑战或担忧在于坚固性或将砾石保留在填充区的能力。如果没有筛管,预计由于筛管堵塞而导致的表皮会被消除,因此预计会改善油井PI,同时砾石仍能起到控制出砂的作用。

整个压裂充填过程总结如下。

1. 基于地质和动态数据理解的储层表征。
2. 钻前地质力学建模,包括孔隙压力裂缝梯度预测。
3. 钻前压裂设计 4. 钻后地质力
学建模（对于微调设计很重要）
5. 钻后压裂设计 6. 实验室测试、
预压准备和设备检查功能测试 7. 使用定向 TCP（0/180 度 4 spf DP 充电 DUB 自动滴
枪)和井下压力温度记忆运行压裂工作管柱在一次运行中测量。

8.采用有限入口射孔,即2m间隔,以实现有效的压裂作业。
9. 阶梯速率测试
10. 基质酸化 11. 小
型压裂、分析和压力匹配 12. 最终压裂设
计 13. 主要 TSO 压
裂处理

14. 拉动压裂作业管柱。
15. 井筒清理。
16. 运行上部完井并接续生产树和出油管线。
17. 压裂后压裂压力匹配 18. 诊断性压裂
注入测试分析 19. 压裂后地质力学模型校准 20. 油井生产
动态评价。

压裂布设和完井成功布设 TSO（尖端筛出)压裂,以实现砂/细粉控制、最

大生产率和最小完井皮。 TSO 是在净压力逐渐增至 650 psi 的情况下实现的,并且在 Nolte-Smith 净压力双对数图中具有单位斜率,如下图所示,形成短而宽的裂缝。井底支撑剂浓度为7 ppa。将约 25 klbs 树脂涂覆的支撑剂放置在裂缝中以控制支撑剂回流。裂缝模拟表明,向下的压裂高度增长在 OWC 上方停止。

压裂作业后上部完井的完井示意图如下所示。

生产业绩

截至2023年6月,该井已投产8个月。油井能够维持稳定的 650 blpd,并有可能以更高的产量生产。生产初期,该井采用较大的油嘴尺寸,由于生产优化和约束,该井油嘴缩小至28/64 ,产量稳定。

FP1 井性能总结于表 1中,如下。

表 1 FP1 井性能总结

FP1 井（无筛管压裂井）	
平均流动速率（桶/日）	630+/-30
扼流圈尺寸 (1/64)	28/64
生产力指数 (PI) (bbl/d/psi)	3

从该井开始,建立了一系列良好的试井成果。在无井底流压、未安装井下压力表的Pwf测量的约束下,利用Pwf的估算来量化井的产能指数（PI）。油井测试数据能够与 PI 为 3 bbl/d/psi 的模型相匹配。该中试无筛管压裂包能够实现良好的油井 PI,即 3 bbl/d/psi。

根据计算出的 Pwf 和试井测量的不确定度,下图 7显示了
井PI与该井的试井相匹配。

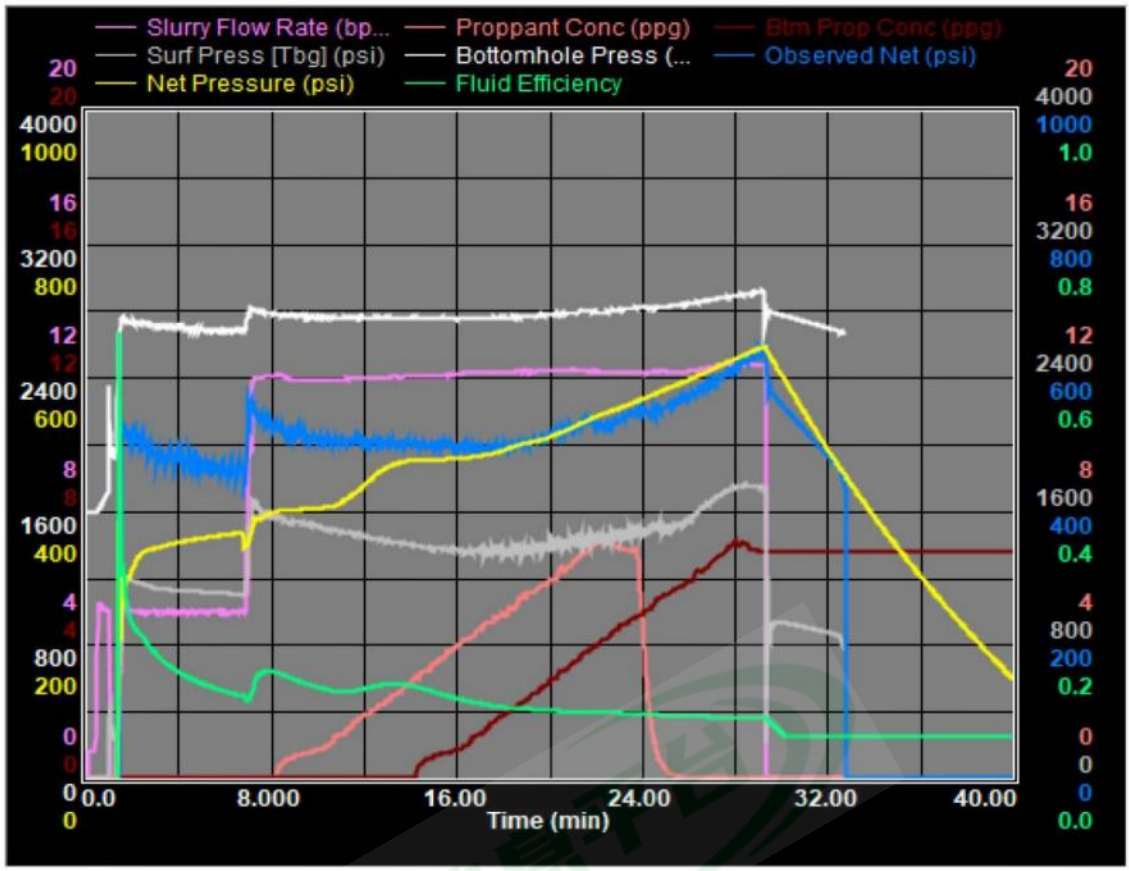


图2 骨折处理图和压力匹配（黄色曲线）

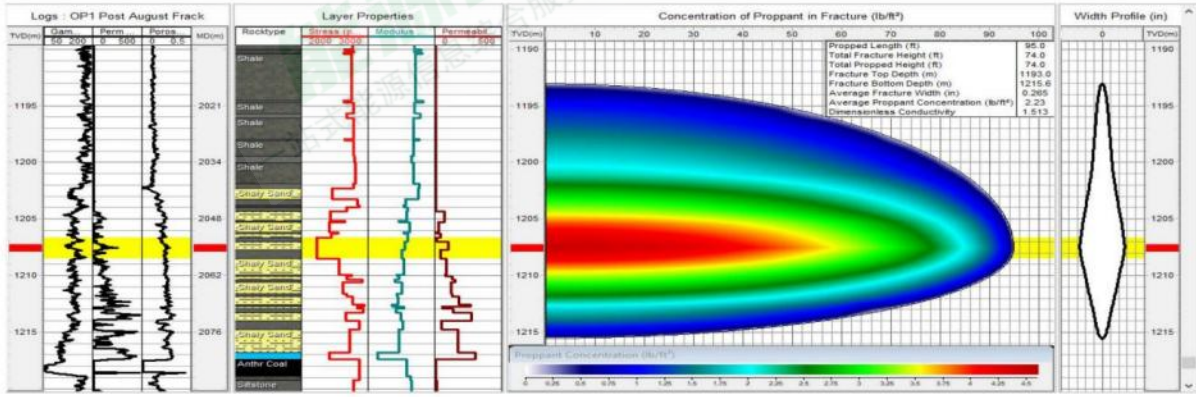


图 3 基于压力匹配的裂缝几何形状估计。

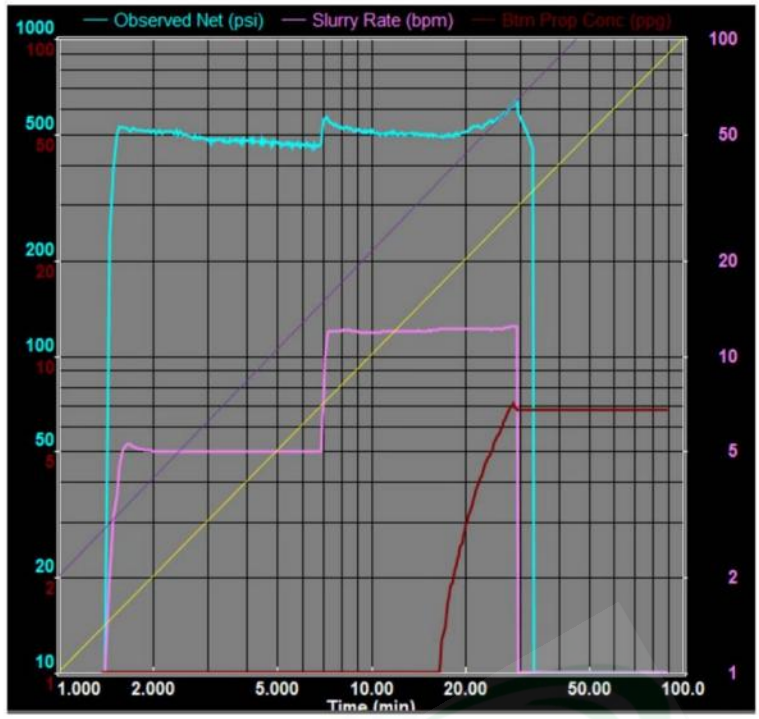


图 4Nolte-Smith 净压力双对数图,显示具有单位斜率的 TSO。

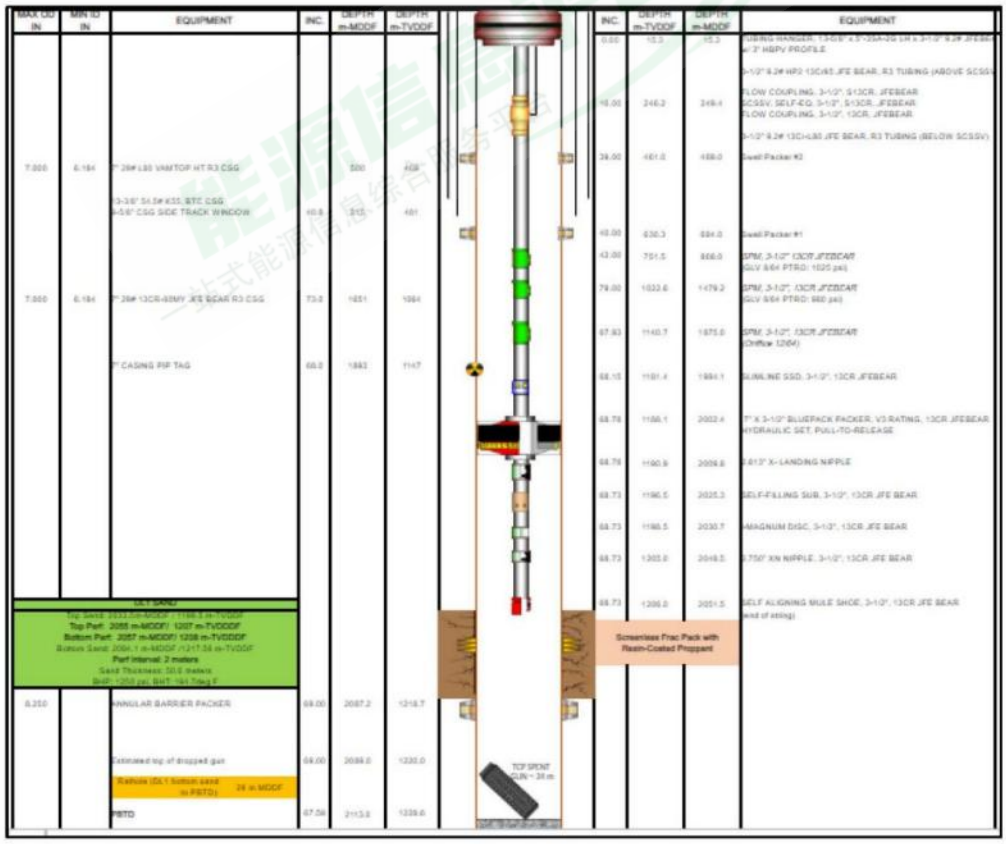


图5FP1完井示意图

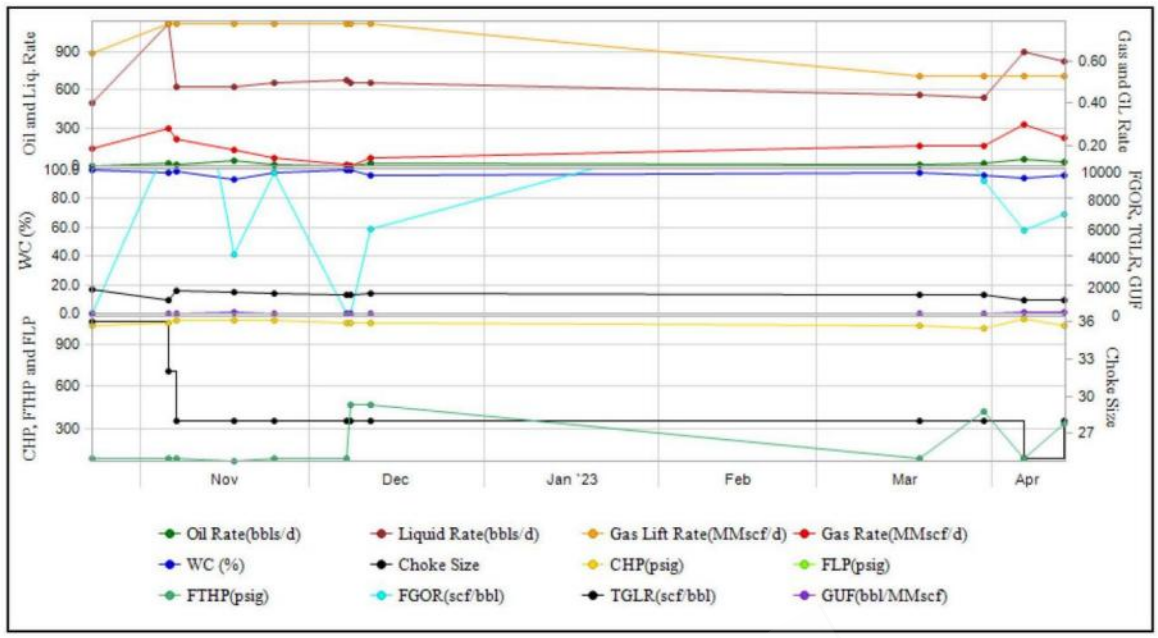


图 6 FP1 井动态趋势

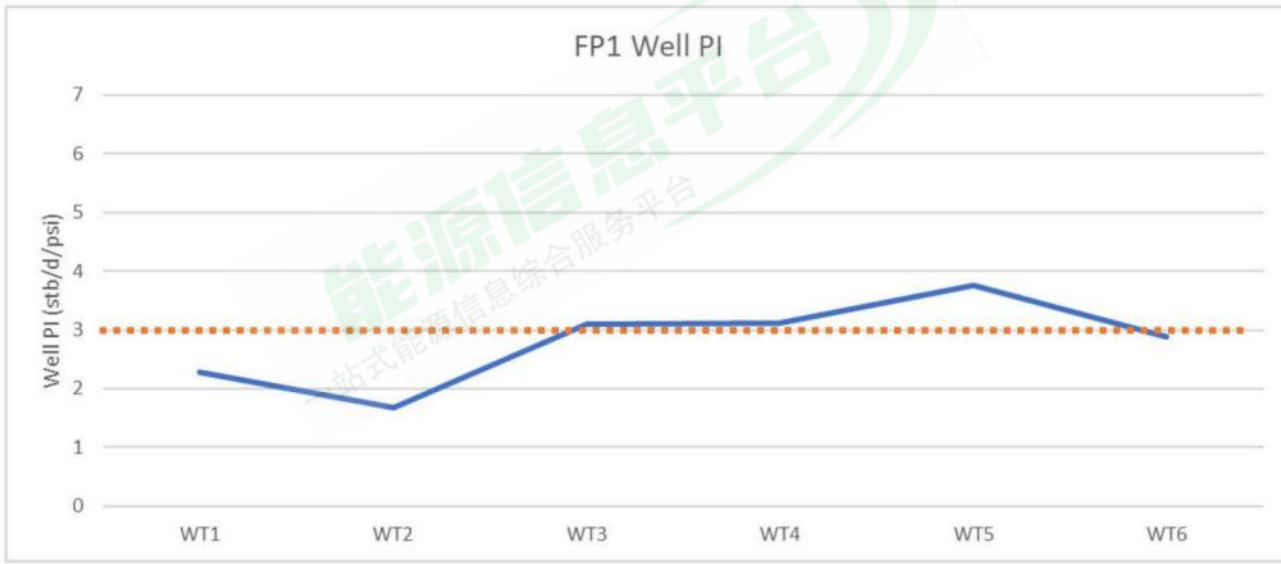


图 7　FP1 井的计算 PI

截至本文撰写时,尚未对该井进行压力增大 (PBU) 测试。模型中使用+6 的表皮值来匹配试井性能。这与 D 区的另一口井相当,该井采用传统压裂充填技术完井,记录的表皮值为 5-10。

FP1 井 PI 还与同一油藏生产的其他井进行了比较,产生的裂缝能够抵消砾石充填的额外表皮。 FP1 井的 PI 为 3 bbl/d/psi,与其他生产井相当,后者已完成套管和射孔,并且已知在 D 油田具有良好的 PI。

此外,Fracpack 还实现了控制出砂量的目标,即 FP1 井记录的出砂量是同一油藏生产井中最低的（图 8和图9）,范围为 10-20 pptb。结果显示,生产一年后没有观察到支撑剂回流,成功消除了对支撑剂回流的担忧。使用树脂涂层支撑剂 (RCP) 代替筛网,成功地保持了支撑剂的完整性。从现场来看,这口井的沙子数量属于

与采用不同井下完井类型（例如 CHGP（循环充装、高速率水充装、延伸压裂充装）、OHSAS 和 CHSAS)完井的其他活跃生产商相比，该生产商的成本最低。

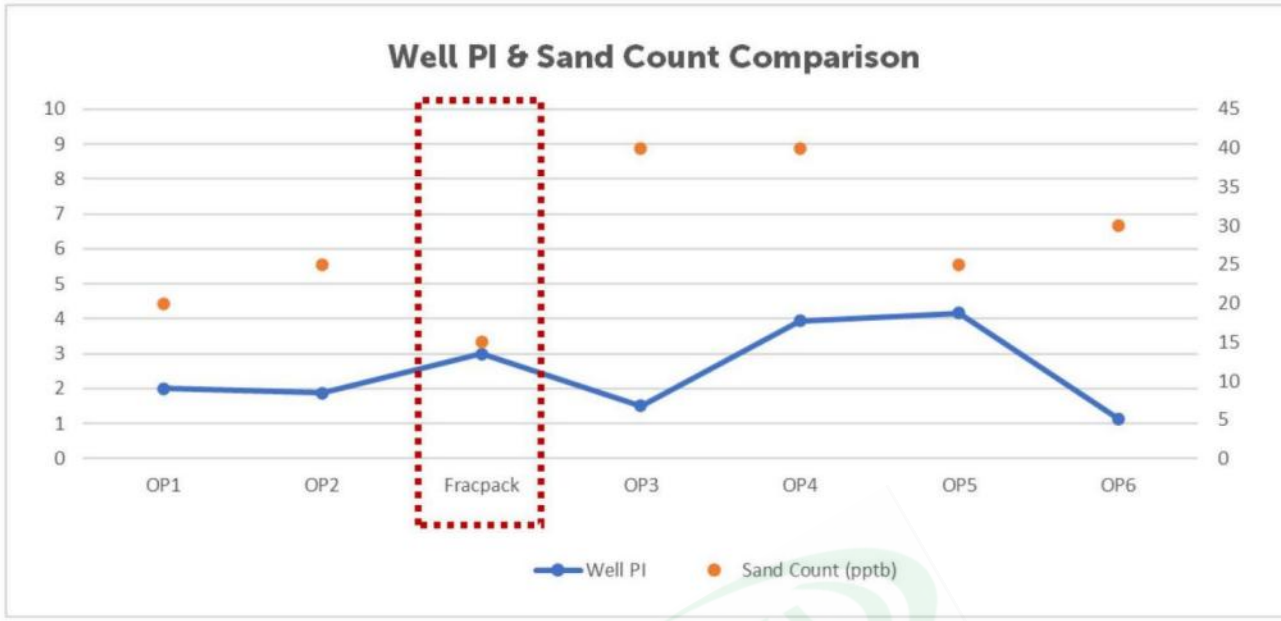


图 8FP1 PI 和砂粒数比较

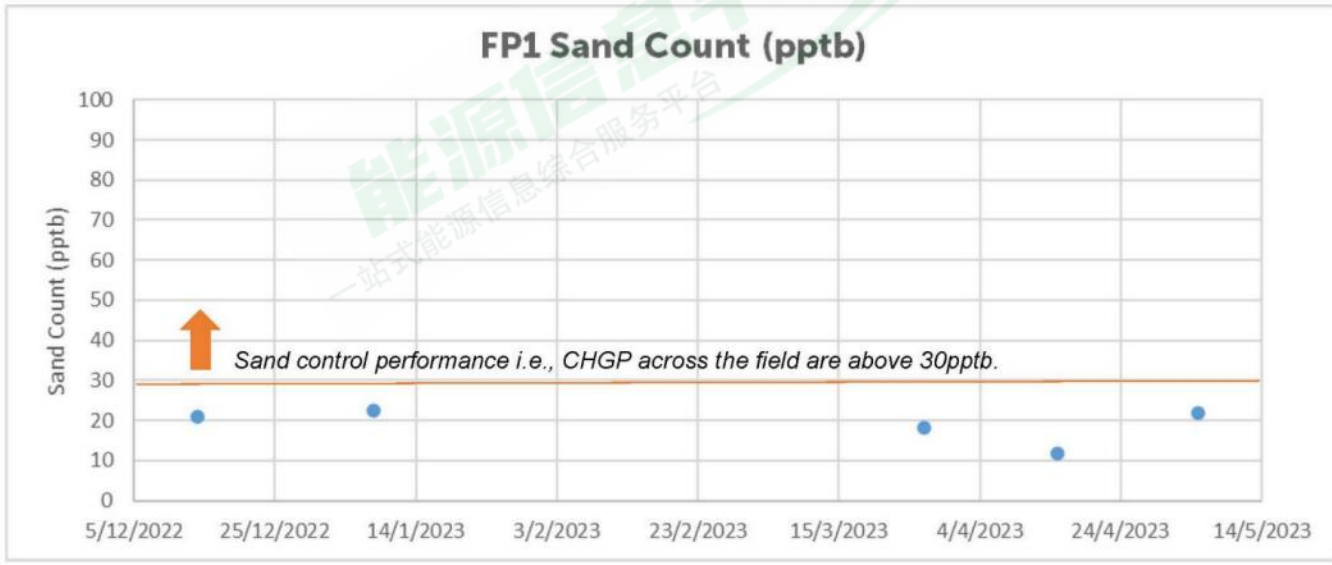


图 9FP1 井砂粒计数

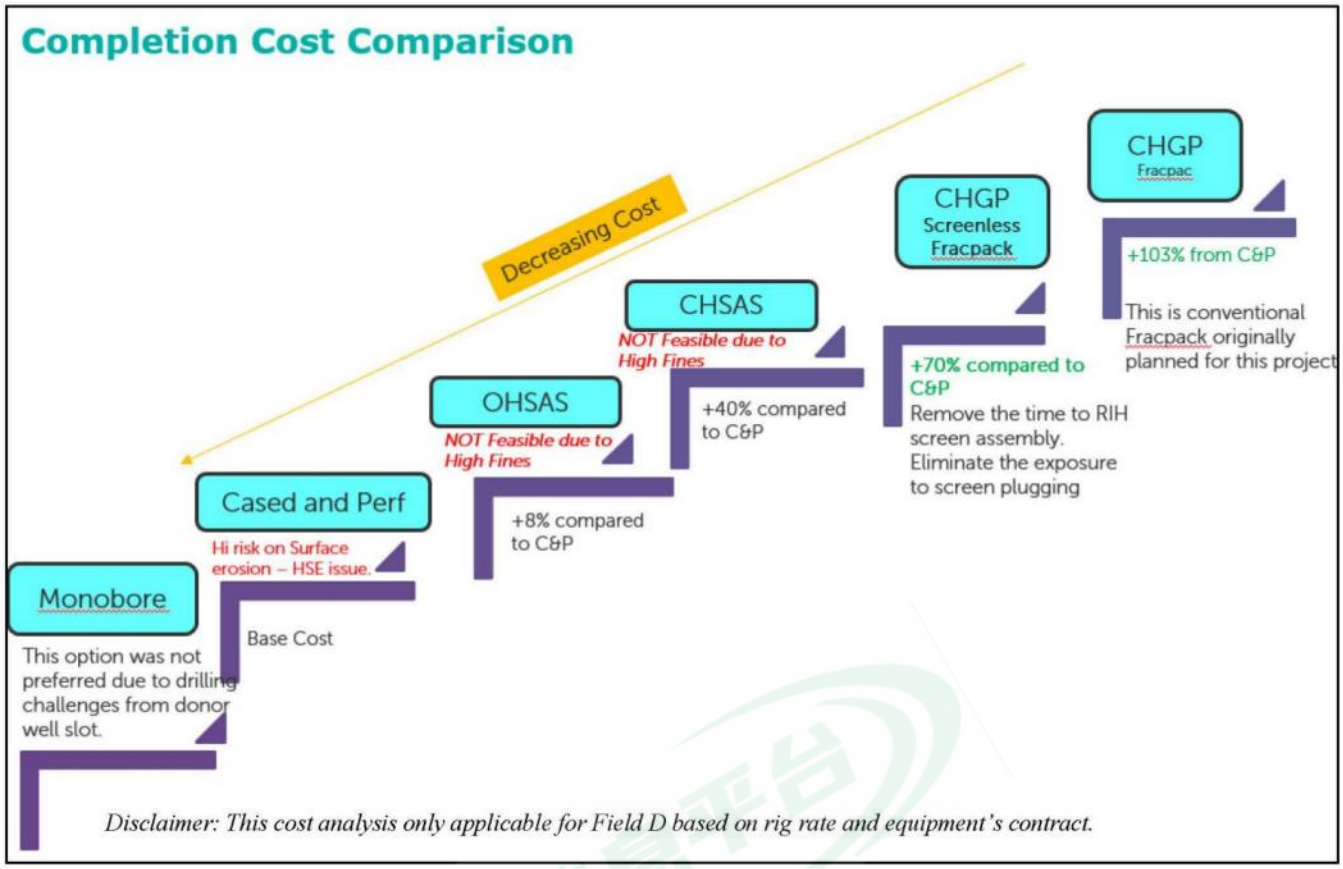


图 10　D 油田的完井成本比较

成本比较根据实际油井

成本,无筛管压裂充填技术的应用使团队原计划使用传统压裂充填完井CHGP FP 的完井成本降低了36%。成本的节省得益于井下防砂设备的减少,例如筛管、传统 GP 封隔器和更快的完井时间。

下图为基于D油田现有合同价的成本比较（其他油田可能不适用）。我们与基本案例成本（即案例和性能完成)进行了比较。从成本分析来看,SAS 应该提供更好的成本选择,但地层砂的性质不利于选择 SAS,因为细粉含量可能高于 15%。单孔似乎很有吸引力,但对于这个项目来说,由于我们是从现有的井槽钻探,因此井建设需要额外的运行以适应单孔选项（额外成本）,这抵消了单孔概念的潜在节省。

然而,对于未来的项目,团队正在探索单孔压裂套管技术的选择,以更好地降低压裂充填完井的成本。单孔压裂套筒允许在不需要射孔运行的情况下执行压裂作业,从而节省大量钻机时间,尤其是在多区域完井中。

无筛网压裂包还能够将防砂人员和服务成本减少 40-50%，
消除 RIH 时屏幕损坏或操作中断（钻机时间)的风险。

经验教训和最佳实践

无筛网压裂包的经验教训和最佳实践总结如下。

1. 计划在主要压裂之前进行树脂砂固结,以强化岩石并控制套管后面关键基质区域的细粉。但钻后 LWD 岩石物理评估显示渗透率（约 60 md)低于预期。因此,砂固结被取消。压裂后生产监测显示出良好的生产率,且没有任何出砂情况。决定在以后的处理中不包括树脂砂固结这一步骤。

2. 控制顶部射孔上方支撑剂浆液后的冲洗量具有挑战性。尖端筛出是必要的,但存在过早筛出和位移不足的风险。为了在成本高昂的海上钻井作业中最大限度地缩短压裂处理后的井筒清理时间,该作业的设计需要将过早筛出的风险降至最低。这两个要求之间的平衡仍然具有挑战性,因此精确的压裂设计是必要的。

3. 如果压裂作业管柱内部过早筛出,则在将管柱拉出井外之前,需要使用连续油管从管柱内部快速钻出固化的树脂涂层支撑剂。
   它成本高昂,但钻机时间成本更高,因此这一步需要快速执行。
4. 达到 650 psi 的净压力。对于未来的工作,可以尝试更高的净压力以获得更高的压力
   电导率,但应考虑邻近水域。
5. 在尝试释放压裂作业管柱上的压裂封隔器时,反复施加过拉力
   消耗钻机时间。更坚固的封隔器可用于未来的压裂作业。
6. 处理时使用线性凝胶代替交联凝胶。线性凝胶足以产生所需的压裂尺寸。交联凝胶可能会产生更大的裂缝,这对于实现 TSO 和远离水区是不利的。

7. 12 bpm 的低泵送速率也用于控制压裂准备并实现 TSO。
8. 在裂缝中放置高达7ppa的高支撑剂浓度。但甚至更高的浓度也可以
   在未来的压裂中应用以获得更高的电导率。
9. 了解相邻WOC对于压裂作业至关重要。这对于无筛网压裂包来说更为关键。
   在传统的压裂充填完井（使用 GP 筛管)中,如果我们发现任何意外的水层或 WOC 已在钻探后移至更接近预期压裂区域,我们始终可以操纵设计,将计划从压裂充填更改为 HRWP。 HRWP 应减轻或最小化压裂传播到水或天然气区域的风险。然而,在无筛管压裂充填中,由于没有筛管,HRWP 不是一个理想的后备方案,树脂固结在渗透率小于 100mD 的地层中也不是一个好的选择。因此,在决定使用无筛管压裂组件之前,必须充分掌握 WOC 或水和天然气区域。

结论与建议

1. 对于单区完井,采用树脂涂层支撑剂的无筛管压裂充填已被证明是一种砾石充填方法,可解决高细粉形成问题,与传统压裂充填相比,可以以较低的完井成本提供良好的生产率。

2. 裂缝中的树脂涂层支撑剂充填体完好,未观察到支撑剂回流
   生产一年后进行多次表面取样。
3. 保持3至4 stb/d/psi的高生产率指数。
4. 无筛网压裂填充性能在砂数非常少（即 10-20 pptb)的情况下被认为是成功的
   在砂地层中,这与传统 CHGP 相当（如果不是更好的话）。
5. 在压裂作业的设计和执行阶段,泵送计划对于保持压裂扩展非常关键
   远离邻近水域。
6. 基于本次试点应用,建议未来项目采用无筛管压裂包进行单区完井,以缓解高细粉问题,同时最大限度地降低井成本。

   每口井至少可节省 36% 的成本,尤其是应用于多口井时,可显着节省成本。

7. 对于多层完井,应考虑单孔压裂套管技术,因为它可以提高
油藏中的井成本进一步提高,可以允许混合或自下而上的策略。
8. 当水位/水层非常接近射孔或压裂层时,高速率水充填 (HRWP) 技术应作为压裂充填的替代方案的首选,以减少意外压裂扩散到水层中。

9. 本申请的成功标准由两个要素驱动;第一个是在生产寿命期间保持支撑剂处于破裂状态而不会回流的能力,第二个是在不影响生产的情况下满足预期目标生产率。后处理生产结果满足了这两个标准,并且基于无筛网压裂充填技术首次试验的成功,正在计划在更多井中复制该技术。通过在单眼井中应用相同的压裂设计理念,通过即将到来的加密钻井项目创造更多价值,并提高多个边际储量开发的经济性,预计还可进一步降低油井成本。

10. 该井的成功试验为完井尤其是边际油田开发开辟了新的视野。无筛网压裂与单孔压裂套筒相结合应能更好地节省成本,并有可能提高未来项目的整体项目经济性。

参考

Cheol Hwan Roh、Mohd Hisham Abd Hamid、Zaidi Awang@Mohamed、Lie-Ernest Ndong Nguema、Yvonne Tan、Diana Madi、Daeng Dahasry、M. Rizwan Rozlan、Sunanda Magna Bela、Imran Mortaza、M. Nizar Othman、Amr Zeidan、Anwar Husen Akbar Ali、Nor Azwan Azahari、Subrat Kumar Dhal 和 Eghbal Motaei,PETRONAS Carigali Sdn. Bhd:“马来西亚的首个无筛分压裂技术应用被证明是棕油田和边缘油田的可行开发方法”SPE-214070-MS,于 2023 年 3 月 13 日至 15 日在阿联酋迪拜举行的天然气和石油技术展示和会议上发表Jagaan Selladurai、Cheol Hwan Roh、Amr Zeidan、Saurabh Anand、Bahrom Madon、Anwar

Husen Akbar Ali、Eghbal Motaei、Thanapala Singam Murugesu、M. Nizar Othman、M. Izuddin Ismail、Siti Nur Mahirah Mohd Zain、Nur Hidayah Mohd Zamani 和Sunanda Magna Bela:“Redefining Fracpack For Sand And Fines Control Completion in 30 Years Old Production Field”,论文 IPTC-21183-MS 在 2021 年 3 月 23 日至 4 月 1 日虚拟举行的国际石油技术会议上发表。

M. Arfie、M. Jadid、N. Samsudin、A. Azer、R. Ali:“巴拉姆油田改进压裂和充填作业设计和执行案例历史”,论文 IPTC-11166-MS 在国际石油技术会议上发表。阿联酋迪拜,2007 年 12 月 4-6 日

Anwar Husen Akbar Ali、Srinagesh Marti、Rokiah Esa 和 Raghu Ramamoorthy; Tim Brown 和 Tim Stouffer:“使用地质力学建模和岩石力学的高级水力压裂 - 工程集成解决方案”,论文 SPE-68636 在 4 月 17 日至 19 日于印度尼西亚雅加达举行的 SPE 亚太石油和天然气会议暨展览会上发表2001 年 Enzo Pitoni、Fabrizio Devia、Simon G. James、Norbert Heitmann:“Screenless Completions: Cost-Effective Sand Control
in the Adriatic Sea”,论文 SPE-58787-MS 在 SPE 国际地层损害控制研讨会上发表,2 月 23-24 日2000年

Malone, BP 等人:“在浅层重油蒸汽驱中启动 TSO 压裂活动”,论文 SPE-38096,于 1997 年 4 月 14 日至 16 日在吉隆坡举行的 SPE 亚太石油和天然气会议上发表., Burton, RC, Davis, E.:“压裂、压裂充填和地层故障控制:无筛管完井能否
防止出砂?”论文 SPE-51187-PA 于 1996 年 10 月 6-9 日在丹佛举行的 SPE 年度技术会议和展览会上发表

RL Kirby、CC Clement、SW Asbill、JW Ely:“墨西哥湾利用树脂涂层砂进行无筛分压裂包完井”论文 SPE-30467-MS,于 1995 年 10 月 22-25 日在 SPE 年度技术会议和展览会上发表

Arthur Bale、Kjell Owren、Michael B. Smith:“支撑压裂作为防砂和油藏管理的工具”
论文 SPE-24992-PA 发表于期刊:SPE Production & Operations, 1994 年 2 月 1 日

3. 海水基压裂液：提高 claire 油田海上作业效率

文献摘要：Clair 油田位于英国大陆架，由于其基质渗透率范围广，因此需要较高的支撑剂浓度和裂缝导流能力，以实现经济的生产提升。选择硼酸盐交联瓜尔基压裂液是因为其可靠性、环保性、良好的采收率、携带支撑剂的能力和机械剪切后保持粘度的能力。此外，这些流体在北海有着良好的历史记录，并且成本相对较低。淡水通常被用作这种压裂液的基础。然而，随着新型压裂完井技术的发展，可以连续压裂多个压裂层，淡水就成为了物流上的限制因素。海水可以被认为是这种完井的推动因素。然而，由于海水在高 pH 下会产生阳离子沉淀，并且需要增加高成本的阻垢剂浓度，因此在技术和经济上对此类流体提出了挑战。由于北海严格的环境法规，经批准的阻垢剂的可用性有限。目前已经确定了一种经北海批准的阻垢剂添加剂，用于防止高 ph 下二价阳离子的沉淀。然而，该阻垢剂所需的体积相对较大，导致该流体的成本过高。研究发现，最终流体 pH 值与阻垢剂用量之间存在密切关系。因此，本研究旨在找到阻垢剂浓度、流体 pH 值和粘度稳定性之间的平衡，以实现经济的海水基硼酸盐压裂液。通过动态结垢环试验，确定了阻垢剂的沉淀情况和对阻垢剂的需求。然后，在不同的阻垢剂负载和流体 ph 下进行了多次视觉相容性测试。结果表明，高 ph 缓冲液的浓度与相应的阻垢剂用量呈正相关。最初，由于高 ph 缓冲液的浓度高，需要高负荷的阻垢剂来保持流体的稳定。然而，将高 ph 缓冲液降低到较低的值可以显著降低所需的阻垢剂浓度。使用高压高温(HPHT)粘度计进行了一系列流变测试，以确认新的高 ph 缓冲液量足以在井下条件下保持流体稳定。最后，利用露头岩心和地层岩心进行了一系列的岩心注水测试，以测量恢复的渗透率，以确认海水的使用不会造成损害。该研究提出了一种满足技术和经济要求的解决方案，可以实现高效的水力压裂作业，并在淡水供应不足的情况下将规模风险降至最低。流变学、岩心驱替和相容性测试结果表明，海水可以作为压裂处理的基液。

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

SPE-215625-MS

海水基压裂液:提高克莱尔油田海上作业效率

Anastasia Bird、Ahmed M. Gomaa 和 Andrey Mirakyan,bp;雷金纳德·斯坦利和埃德蒙·埃斯温,SLB

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/215625-MS

本文准备于 2023 年 9 月 12 日至 14 日在阿曼苏丹国马斯喀特举行的 SPE 国际水力压裂技术会议暨展览会上发表。

在审查了作者提交的摘要中包含的信息后,SPE 项目委员会选择了这篇论文进行演示。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

位于英国大陆架的 Clair 油田受到其广泛的基质渗透率的驱动,需要高支撑剂浓度和裂缝导流能力才能经济地提高产量。选择硼酸盐交联瓜尔胶基压裂液是因为其可靠、环保、回收性好、能够携带支撑剂并在机械剪切后保持粘度。此外,这些流体在北海有着良好的历史记录,而且成本相对较低。淡水通常用作这种压裂液类型的基础。然而,随着允许连续压裂多个区域的新型压裂完井,淡水成为后勤限制因素。海水可以被视为此类完井工程的推动者。然而,由于高pH值下的阳离子沉淀以及需要高浓度的高成本阻垢剂,海水对此类流体提出了技术和经济挑战。由于北海严格的环境法规,经批准的阻垢剂的可用性有限。

经北海批准的阻垢剂添加剂已被确定可以防止二价阳离子在高 pH 值下沉淀。然而,该阻垢剂所需的体积相对较大,导致该流体的成本过高。观察到最终流体 pH 值与所需阻垢剂用量之间存在密切关系。因此,本研究旨在找到阻垢剂浓度、流体 pH 值和粘度稳定性之间的平衡,以实现经济的海水基硼酸盐压裂液。

进行动态水垢循环测试,以确认水垢沉淀情况以及是否需要阻垢剂。此后,在不同的阻垢剂负载量和流体 pH 值下进行了多次视觉相容性测试。结果表明,高pH缓冲液的浓度与相应的阻垢剂用量呈正相关。最初,由于高 pH 缓冲液的浓度,需要高负载的阻垢剂以保持流体稳定。然而,将高 pH 缓冲液降低至较低值可以显着降低所需的阻垢剂浓度。使用高压高温 (HPHT) 粘度计进行了一系列流变测试,以确认新量的高 pH 缓冲液足以在井下条件下保持流体稳定。最后,进行了一系列岩心驱替试验,使用露头岩心和地层岩心测量恢复的渗透率,以确认不会因使用海水而造成损害。

该研究提出了一种满足技术和经济要求的解决方案,以实现高效的水力压裂作业,并在无法获得足够淡水供应的情况下最大限度地降低结垢风险。流变学、岩心驱替和相容性测试结果表明海水可以用作压裂处理的基液。

文献综述

近年来,人们对减少压裂中淡水消耗的普遍兴趣以及简化海上作业物流的需求,极大地激发了人们对开发海水基压裂液的兴趣。

多重挑战包括由于 pH 变化导致的结垢以及由此产生的支撑剂充填层/地层损坏、由于胶凝剂和交联剂对高矿化度环境的敏感性导致的流体粘度和稳定性降低。

近年来已经发表了几篇描述海水基压裂液的设计和应用的论文。李雷明.等人。 (2010)描述了设计基于海水或采出水的硼酸盐交联流体在保持良好的流变流体性能方面的技术挑战。

建议使用稳定剂来实现海水基液的流变性。特兰等人。 (2015)报告成功设计了硼酸盐交联海水基压裂液,该压裂液已泵送至越南近海油田,井底静态温度 (BHST) 范围为 170°F 至 280°F。但这两个案例研究都没有讨论使用海水作为高 pH 硼酸盐流体时的主要问题,即沉淀可能会对所形成的支撑裂缝或储层基质本身造成损害。瓜尔胶基硼酸盐交联液的配制 pH 值应高于 9.0,以实现足够的交联和热稳定性水平。如果海水 pH 值增加到 10 以上,就会形成氢氧化钙和氢氧化镁沉淀。这使得可用的 pH 范围非常窄,并且可能需要额外使用阻垢剂、螯合剂或其他流体稳定剂。

瓜尔胶衍生物如羧甲基羟丙基瓜尔胶（CMHPG)或羟丙基瓜尔胶（HPG)可以与锆酸盐或钛酸盐交联。 Langford M. 等人于 2013 年报道了成功使用基于 CHPG 的金属交联海水基流体的案例研究。与硼酸盐交联相比,金属交联可以在较低的 pH 水平下实现,这使其对于海水基流体设计具有吸引力。然而,金属交联流体容易发生不可逆的剪切降解,这使得它们的应用对于许多完井类型来说更具挑战性。此外,金属交联剂需要更高的 BHST 才能使交联机制发挥作用,并且在低温和中等储层温度下,金属交联流体在流变学方面表现不佳。

海水基压裂液设计中的一些新技术包括使用基于纳滤 (NF) 膜的技术来降低硫酸盐含量以防止结垢（Abdul Majid 等人，2017 年； Hoq A. 等人,2023 年)以及应用共聚超分子聚合物。 -低pH条件下与锆交联的支化聚丙烯酰胺增稠剂（Yunpeng J.,2020）

新完井项目推动了对连续流体供应的需求基于淡水的延迟硼酸盐交联压裂系统传统上用于硬岩压裂。

该流体提供最佳性能和支撑剂承载能力。硼酸盐交联系统在长泵送持续时间内提供所需的流变特性,确保支撑剂沿裂缝良好的覆盖和分布。延迟硼酸盐交联压裂凝胶的主要操作优势之一是其坚固性,这意味着系统性能对水、化学品或条件的变化不会过于敏感。该流体具有良好的剪切恢复能力,一旦剪切力消除,粘度就会迅速恢复。

传统的多级压裂完井涉及增产泵送作业,然后进行 3-5 天的连续油管清理和套管移位。这一系列操作为流体物流和淡水的重新装载提供了机会。近年来多级压裂完井

已经看到了向高运营效率迈进的许多变化。位于英国大陆架设得兰群岛以西近海的克莱尔油田也遵循了自己的多级压裂完井的完井演变路径:从堵塞和射孔、机械移动套筒、落球操作套筒,最后到单行程多级压裂（STMF)系统（Bird 等,2023）。在新颖的完井中,清理操作的中间步骤要么像落球完井那样被消除,要么像 STMF 那样从几天显着减少到几个小时。随着完井和压裂执行的这些变化,船舶物流最大限度提高效率的压力也随之增加。对于克莱尔的标准支撑剂压裂设计,每级使用 300-500 klbs 支撑剂和 3000-4000 bbl 流体,增产船能够为 5-7 个区域装载足够的支撑剂,但只能为 1-2 个区域装载足够的淡水。流体供应已成为新型海上多级完井的限制因素。海水基压裂液可以为持续供水提供解决方案。

原创海水基流体设计

技术成功对海水流体的要求

之一是在标准延迟硼酸盐交联压裂凝胶体系的基础上开发。这是为了确保发挥硼酸盐交联液的所有优点,例如坚固性、简单性和良好的流变性能。该液体必须仅使用环保添加剂来开发,并且可以根据严格的环境法规注册并批准在北海使用。在现有淡水系统的基础上设计新型海水压裂液还将有利于物流简单性和多功能性,可以在两种液体之间切换,同时对操作影响最小。

海水中离子含量增加。对于硼酸盐压裂液来说,特别有问题的离子是高浓度的Ca2+和Mg2+。硼酸盐交联压裂体系是高 pH 值流体,其中 pH 值对于交联机制至关重要。二价离子如Ca2+和Mg2+在高pH环境下往往会以不溶性氢氧化物的形式沉淀。此类沉淀物的本质是氢氧化钙和氢氧化镁（图1）。

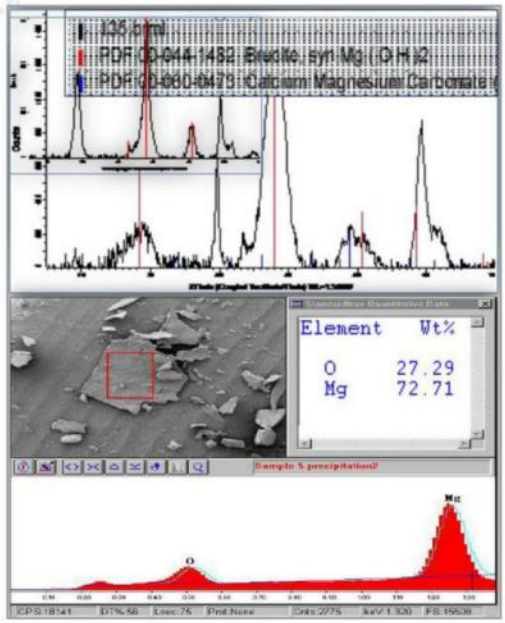


图 1 沉淀物的 X 射线衍射分析证实了氢氧化镁

根据溶解度积计算对 pH 值进行分析,估计在 pH 值高于 10 时,氢氧化镁开始从原海水中沉淀出来。该 pH 阈值也通过物理沉淀测试得到了证实（图2）。因此,为防止沉淀,pH值必须保持在10以下。

另一方面,要形成热稳定的硼酸盐交联流体,克莱尔储层温度为 155 至 165°F,所需的最低 pH 值高于 10。

$$Mg(OH)_{2\,(S)} \leftrightarrow Mg^{2+}{}_{(aq)} + 2OH^{-}{}_{(aq)}$$

$$Ksp = [Mg^{2+}] \times [OH^{-}]^2 = 5.61 \times 10^{-12}$$

$$Mg(OH)_2\ Sol.@\ 25℃ = \frac{0.00064g}{100mL} = 6.4 \times 10^{-4}$$

$$[OH^{-}] = \sqrt{\frac{5.61 \times 10^{-12}}{6.4 \times 10^{-4}}} = 9.36 \times 10^{-5}$$

$$[H^{+}] = \frac{10^{-14}}{9.35 \times 10^{-5}} = 1.0695 \times 10^{-10}$$

$$pH = -\log[H^{+}] = 9.97 \approx 10$$

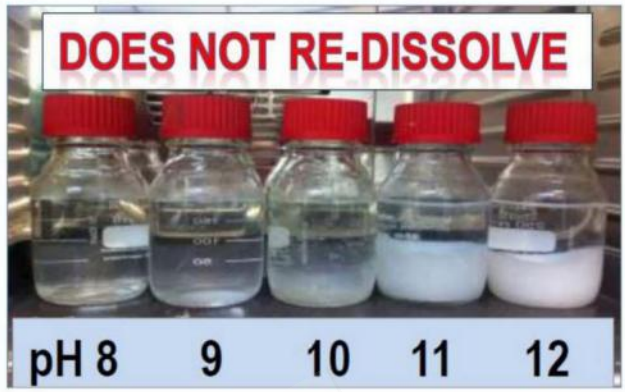


图 2　溶解度计算和瓶子测试确认 pH 值高于 10 时氢氧化镁沉淀

这种沉淀很有可能导致支撑剂充填层传导性降低,或者对裂缝面处的地层造成渗透性损害的可能性较小。这构成了开发海水基硼酸盐交联凝胶的主要挑战。

通过添加阻垢剂可防止沉淀形成和脱落。
该液体的配方与现场使用的原始淡水基压裂液的性能相匹配,但使用的是克莱尔海水。原淡水基压裂液pH值为10.5,性能稳定。需要40gpt浓度的阻垢剂才能完全消除海水当量压裂液中的沉淀。初始克莱尔海水压裂液设计见图3。初始海水压裂液表现出良好的流变性、粘弹性和稳定性（图3）。进一步的测试证实,通过改变系统中破胶剂的浓度,可以可控地去交联（“破碎”）。

Concentration	Function
987 gpt	Base Fluid
0.25 gpt	Biocide
7.95 gpt	Guar Polymer Slurry
2 gpt	Surfactant
3 gpt	Non-Emulsifier
40 gpt	Scale Inhibitor
Lab blend	Crosslinker
8 ml	Base Fluid
22 ml	Gelling Agent
0.41 g	Crosslinker
0.34 ml	Delay agent

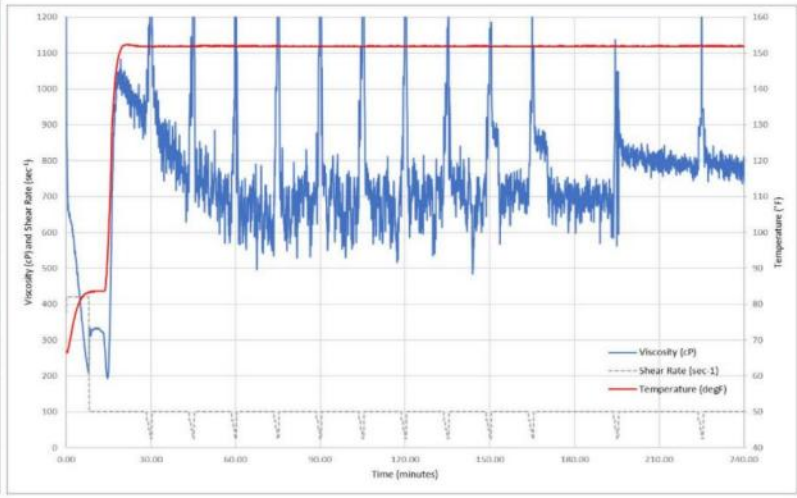


图 3　具有 40 gpt 阻垢剂 (SI) 流变性能的初始海水流体

实际挑战一旦完成了海水流体
的技术设计,就进入了规划阶段。目前,据评估海水流体对该项目带来了后勤和经济挑战。

Clair 的平均每口井所需液体量约为 20,000 至 30,000 桶。设计浓度为40gpt时,对应的阻垢剂用量为33,000至50,000加仑。这一体积需要多达 190 个手提箱,远远超过可用的甲板存储空间。因此,该船仍然需要对每口井进行额外的动员,只是这次返回港口仅重新装载阻垢剂。每个作业所需的体积也超过了液体添加剂罐的泵送容量,并且在作业期间需要化学品传输。

阻垢剂通常具有复杂的化学性质,因此是特种产品。当然,与商品相比,此类化学品的成本较高。在每个流体成本模型中,每个组件的成本部分是添加剂浓度和添加剂单位成本的乘积。对于大多数压裂液来说,成本的最大部分归因于聚合物,因为其成本高且浓度高。

对于其余成分,分离可能有所不同,从盐水（浓度非常高但成本低廉的商品)到作为破坏剂和非乳化剂的特种添加剂（浓度低但成本较高）。当转向海水流体初始设计的成本模型时,由于阻垢剂成本高且浓度高（40 gpt）,其比例迄今为止是主要成本组成部分（78%）(表1 ）。流体的总成本增加了 4 倍 (399%)。这一经济挑战促使该项目研究具有较低阻垢剂浓度的替代流体设计。目标是开发一种稳定、无损害的海水基流体,阻垢剂浓度为 5 gpt。

在这种情况下,预计流体成本增加 28%,可以通过减少流体重新装载所需的天数来证明其合理性。

表1淡水和海水压裂液的经济性比较

Fluid system				Fresh water	Sea water - Initial design 40 gpt SI		Sea water - Target design 5gpt SI	
Additives	UOM	Conc	Conc UOM	% of FW Fluid Cost	% of SW Fluid Cost	% of Cost normalised to FW Fluid Cost	% of SW Fluid Cost	% of Cost normalised to FW Fluid Cost
Brine Salt	lb	167.0	ppt	11%	-	-	-	-
Biocide	gal	0.25	gpt	2%	0%	2%	1%	2%
Guar Polymer	gal	8.0	gpt	36%	9%	36%	28%	36%
Surfactant	gal	2.0	gpt	7%	2%	7%	6%	7%
Non-emulsifier	gal	3.0	gpt	13%	3%	13%	10%	13%
Crosslinker	lb	1.7	ppt	0%	0%	0%	0%	0%
Delay Agent	lb	6.0	gpt	2%	1%	2%	2%	2%
Buffer	gal	7.0	gpt	6%	1%	6%	4%	6%
Breaker	lb	5.0	ppt	2%	1%	2%	2%	2%
Delayed Breaker	lb	5.0	ppt	21%	5%	21%	16%	21%
Scale Inhibitor	**lb**	**5-40**	**gpt**	-	78%	311%	30%	39%
TOTAL				**100%**		**399%**		**128%**

海水分析 本研究中使用的克
莱尔海水的分析结果如表2所示,而本研究中使用的压裂液配方的初始成分如图 3 所示。北海批准的阻垢添加剂已被确定可以防止沉淀当在高 pH 值下作为压裂液的基质混合时,海水成分中二价阳离子的含量（表2）。然而,这种阻垢剂所需的体积相对较大（40 gpt）,导致流体成本过高。因此,本研究

旨在找到阻垢剂浓度、流体 pH 值和粘度稳定性之间的平衡,以实现经济的海水基硼酸盐压裂液。

表 2克莱尔海水分析

Physical Properties:	
SG @ 72°F	1.027
pH (72 °F)	8.01
TDS	33398.05
Cations (mg/L):	
Boron (B)	5.84
Calcium (Ca^{+2})	415.53
Iron (Fe^{+2})	0
Potassium (K^{+})	578.91
Magnesium (Mg^{+2})	1301.77
Sodium (Na^{+})	9321.23
Strontium (Sr^{+2})	13.88
Anions (mg/L):	
Chlorides (Cl^{-})	19020.64
Sulfate (SO_4^{-2})	2630.25
Alkalinity (mg/L):	
Bicarbonates (HCO_3^{-})	92
Carbonates (CO_3^{-2})	18

实验研究和结果

水垢循环测试使用
150°F 的 Clair 海水进行动态水垢循环测试,以确认水垢沉淀以及是否需要阻垢剂（图4）。使用 500 psi 背压和 10 cm3/min 流速。

进行了三项测试：

- 测试# 1:注入使用 NaOH 溶液 (25wt%) 缓冲至 pH 10.25 的全盐水流体,结果显示注入压力/或压降没有增加。这是因为形成的水垢全部沉淀在蓄能器内,并且毛细管内几乎没有固体流动。因此,我们在以下两个测试中创建了两种流体:第一种流体包括阴离子盐水,第二种流体包括阳离子盐水。两种流体将在刻度环（毛细管)内混合。

- 测试#2:将阴离子和阳离子液体分别注入并混合,并在刻度环（毛细管)内缓冲至pH 10.5。注入压力（压降)显着增加,以确认结垢形成,并且结垢环路（毛细管)被堵塞。

- 测试# 3:将阴离子和阳离子液体分别注入并混合,但不在刻度环（毛细管)内进行缓冲。注入压力（压降)没有增加,以确认水垢环（毛细管)内部没有形成水垢。

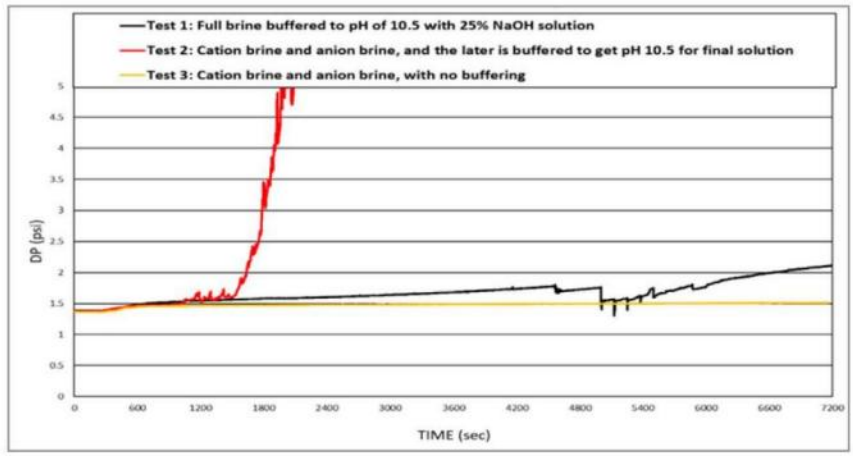


图 4　使用 Clair 海水在 150°F、500 psi 背压和 10 cm3/min 下进行的动态刻度回路测试

总之,在中性pH值下,海水不会产生任何水垢。然而,当它与高pH值混合时
流体,形成水垢,并且需要阻垢剂。

兼容性瓶测试在不同 pH 值下进
行了多项视觉兼容性测试,阻垢剂负载量为 5 gpt （表3）。基于经济效益,选择 5 gpt 的阻垢剂负载量作为截止值。阻垢剂负载量超过 5 gpt 时,海水基流体在经济上不可行。

表 3　视觉相容性测试期间所有测试液体的成分和 pH 值变化。

Test number	Sea Water	0.25 gpt Biocide	2 gpt Surfactant	3 gpt Non-Emulsifier	5gpt SI	add Buffer, gpt	Solution pH	Crosslinker	Solution pH	Aging	Solution pH
Control	-	-	-	-	-	0 gpt	8.4	0 gpt	8.4	Heat for 12 hours at 150F	8.48
1	8.40	8.50	8.46	8.00	6.72	1.5 gpt	10.06	3.2 gpt	9.82		9.51
2						1.5 gpt	10.09	3.75 gpt	9.86		9.58
3						2 gpt	10.40	3.75 gpt	10.23		9.88
4						4 gpt	10.72	3.75 gpt	10.71		10.02
5						6 gpt	10.90	3.75 gpt	10.86		10.05
6						8 gpt	11.06	3.75 gpt	11.00		10.14

瓶子测试的目的是目视评估当所有压裂液添加剂在储层温度 (150°F) 高 pH 值下与海水混合时水垢的沉淀情况。由于测试温度低于 200°F,因此未向系统施加压力。除了对照样品（不含添加剂的海水)之外,还选择了六种不同的液体来评估缓冲液/pH 对结垢趋势的影响。

表 3显示了使用瓶子测试的测试配方的组成。所有流体首先在室温下混合,然后装入预热的水浴中至 150°F。测试液体被加热至 150°F 并保持 22 小时。可接受的配方是通过测试流体没有固体沉淀的能力来判断的;如果在测试期间没有发现固体沉淀,则一些流体混浊仍然被认为是可以接受的。

表3还给出了添加不同压裂添加剂和井下温度老化过程中pH值的变化。正如预期的那样,对照样品（不含添加剂的海水)的 pH 值几乎相同（~8.4 至 8.48）,没有固体沉淀（图2）。这再次证实海水不会造成任何固体沉淀或损害。然而,添加不同的压裂液添加剂会导致pH值随添加剂类型和浓度的变化而变化。

- 0.25 gpt 的杀菌剂将液体 pH 值略微升高至 8.5。
- 2 gpt 的表面活性剂将液体 pH 值略微降低至 8.46。
- 3 gpt 的非乳化剂继续将液体 pH 值降低至 8.00。
- 5 gpt 的阻垢剂将 pH 值显着降低至 6.72。
- 缓冲液负载量不同时,观察到不同的 pH 值:缓冲液负载量越高,pH 值越高（表3）。
- 交联剂和温度的应用往往会降低溶液的 pH 值。

图 5显示了测试结束时的六种液体。显然,结果表明高 pH 缓冲液负载与形成的水垢之间存在密切关系。流体 #1、2 和 3 通过了目视测试,而流体 #4、5 和 6 由于固体沉淀而未通过。图6显示了加热之前、期间和之后pH值的变化。

有趣的是,最终 pH 值小于 10 表明没有明显的水垢问题。然而,对于最终 pH 值增加超过 10 的流体,观察到了相当大的规模。基于此结果,建议在流变优化测试中使用高达 2 gpt 的缓冲液负载,以将最终 pH 值保持在 10 以下。



图 5　不同测试液体的瓶子测试结果,在 150°F 下 12 小时。

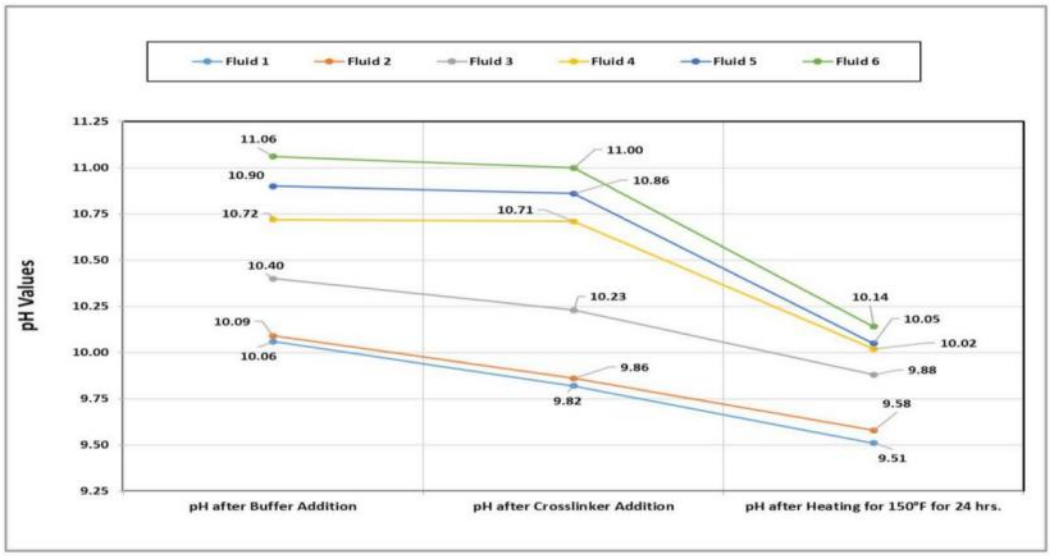


图 6　在视觉相容性测试期间所有测试液体的 pH 值发生变化,如表3 所示。

表 4显示了视觉兼容性测试期间所有测试液体的水分析结果。结果表明,对照样品在加热前后成分几乎没有变化。这证实没有降水。然而,从液体 1 到液体 6,我们注意到 Ca 和 Mg 水平持续降低。这种减少在液体 1 至 3 之间是最小的,并且从液体#4 开始变得显着。这与视觉测试期间注意到的结果一致（图5）。

表 4　视觉兼容性测试期间所有测试液体的水分析。

Sample Information								
Sample Name	Control Before Heating	Control After Heating	Fluid 1	Fluid 2	Fluid 3	Fluid 4	Fluid 5	Fluid 6
Physical Properties:								
SG @ 72°F	1.027	1.027	1.029	1.029	1.029	1.029	1.028	1.028
pH (72 °F) at lab	8.52	8.46	9.51	9.43	9.73	9.79	9.77	9.84
TDS	37482	37644	38676	39136	39630	39789	39918	39974
Cations (mg/L):								
Boron (B)	9.11	9.24	38.75	41.91	42.01	36.94	30.29	28.47
Barium (Ba^{+2})	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Calcium (Ca^{+2})	369.55	368.86	357.46	351.56	345.73	316.29	295.29	272.21
Iron (Fe^{+2})	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Potassium (K^{+})	751.21	757.57	749.32	733.31	730.10	737.66	761.18	748.69
Magnesium (Mg^{+2})	1354.80	1347.36	1333.23	1306.63	1303.61	1029.44	787.38	544.61
Manganese (Mn^{+2})	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sodium (Na^{+})	9723.85	9323.49	10158.75	10244.10	10321.75	10588.50	10840.65	11275.55
Strontium (Sr^{+2})	13.93	14.12	14.19	14.10	14.16	13.55	12.31	11.75
Zinc (Zn^{+2})	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Anions (mg/L):								
Fluoride (F^{-})	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Chlorides (Cl^{-})	22300.64	22835.45	22934.29	23289.76	23583.44	23850.64	23943.27	23833.17
Nitrite (NO_2^{-})	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bromide (Br^{-})	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Nitrate (NO_3^{-})	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Phosphate (PO_4^{3-})	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sulfate (SO_4^{-2})	2749.53	2799.80	2905.76	2963.02	3030.51	2976.76	3018.81	3025.25
Alkalinity (mg/L):								
Bicarbonates (HCO_3^{-})	155	130	0	0	0	0	0	0
Carbonates (CO_3^{-2})	54	58	0	0	0	0	0	0
Hydroxide (OH)	0	0	184	191	259	239	229	234

粘度测量使用高压高温
(HPHT) 粘度计进行了一系列流变测试,以确认新加入的高 pH 缓冲液的量足以使流体在井下条件下保持稳定。

将32#瓜尔胶线性凝胶在海水中水合,如表5所示,使用搅拌机以1000rpm转速水合30min。使用创建的线性凝胶,使用不同的添加剂浓度混合八种不同的流体（表5）。按杀菌剂、表面活性剂、非乳化剂、阻垢剂、缓冲剂和交联剂/延迟剂的顺序添加添加剂,同时以 1000 rpm 的速度混合流体。将混合物再混合 15 秒,以确保所有添加剂混合,然后快速转移到 HPHT 流变仪的杯子中。使用N2将样品加压至约 500 psi ,并通过在 450s－1 下剪切六分钟进行预处理,以代表管内的剪切速率。然后将流体加热至实验温度 (150°F)。

表5 流变测试过程中所有压裂液的成分。

Additives Function	Fluid 1	Fluid 2	Fluid 3	Fluid 4	Fluid 5	Fluid 6	Fluid 3R	Fluid 7	Fluid 8
Base water (sea water)	977.05 gpt	976.5 gpt	976.0 gpt	974.0 gpt	972.0 gpt	970.0 gpt	976.0 gpt	974.0 gpt	972.0 gpt
Biocide	0.25 gpt	0.25 gpt	0.25 gpt	0.25 gpt	0.25 gpt	0.25 gpt	0.25 gpt	0.25 gpt	0.25 gpt
Guar polymer slurry	8 gpt	8 gpt	8 gpt	8 gpt	8 gpt	8 gpt	8 gpt	8 gpt	8 gpt
Surfactant	2 gpt	2 gpt	2 gpt	2 gpt	2 gpt	2 gpt	2 gpt	2 gpt	2 gpt
Non-emulsifier	3 gpt	3 gpt	3 gpt	3 gpt	3 gpt	3 gpt	3 gpt	3 gpt	3 gpt
Scale inhibitor	5 gpt	5 gpt	5 gpt	5 gpt	5 gpt	5 gpt	5 gpt	5 gpt	5 gpt
Buffer	1.5 gpt	1.5 gpt	2.0 gpt	4.0 gpt	6.0 gpt	8.0 gpt	2.0 gpt	2.5 gpt	3.0 gpt
Crosslinker/delay agent	3.2 gpt	3.75 gpt	3.75 gpt	3.75 gpt	3.75 gpt	3.75 gpt	3.75 gpt	3.75 gpt	3.75 gpt

表 6显示了流变学测试的流体溶液的线性凝胶粘度和 pH 值。正如预期的那样,32#瓜尔胶在 511s-1 时的线性凝胶粘度约为 12.5 至 14.2 cP。此外,与瓶子测试的结果一致,缓冲液加载量高达 2 gpt 显示最终 pH 值小于 10。图 7显示了所有测试液体的粘度测量结果。只有流体#1 显示出不可接受的流体粘度,在大约二十分钟内迅速降至 100 cP 以下,而另一方面,所有其他测试流体都显示出合适的流体稳定性/粘度。此外,一般来说,增加缓冲液负载有助于提高测试温度下的流体稳定性和粘度。因此,1.5 至 2 gpt 之间的缓冲液负载可提供合适的粘度,但建议选择使用 2 gpt 的缓冲液负载来实现最高的稳定粘度。重要的是要记住,缓冲区加载超过 2 gpt 时,可能会形成规模。

表 6 流变学测试的所有压裂液溶液的线性凝胶粘度和 pH 值。

Fluid Parameters	Fluid ID								
	1	2	3	4	5	6	3 - RR	7	8
Guar loading (ppt)	32								
Source water pH (42 °F)	8.30						8.25		8.30
Visc.@10 min. (cP), 511 s^{-1} (50 °F)	12.5	12.5	12.5	12.5	13.1	14.2	12.5	12.8	12.8
Linear gel pH @ 10 min (50 °F)	8.14	8.15	8.20	8.30	8.24	7.99	8.25	8.20	8.20
Crosslink pH	8.23	8.19	9.49	10.43	10.79	11.14	10.32	10.14	10.39
Final pH	9.03	9.68	9.79	10.09	10.51	10.58	9.66	10.30	9.95

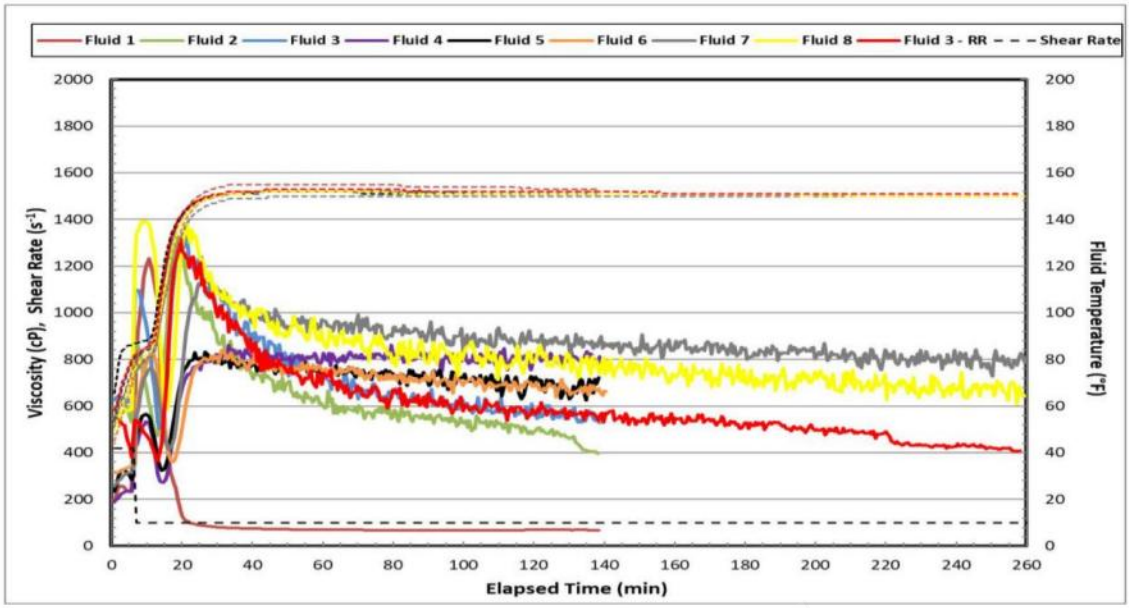


图 7　测试的八种流体的流变结果,如表6 所示。

恢复渗透率测试最后,进行岩心驱替

测试,以使用实际地层岩心测量恢复渗透率,以确认不会因使用海水而造成损坏。单岩心驱替系统（图8)旨在测量海水基压裂液的恢复渗透率。使用实验室高压精密注入泵进行流体注入,最大允许工作压力为 7,500 psi。施加 50 psi 的背压和 1,000 psi 的上覆压力。在岩心驱替实验期间对压差进行监测并进行数字记录。使用以下步骤进行测试：

1、将选定的芯在100°C下干燥3小时,用天平称重,得到干重。
然后用7% KCl溶液真空饱和岩心24小时,再次称重,计算岩心孔隙率。

2. 将芯放置在支架内并加热至 160°F。
3. 当温度稳定在 160°F 时,以相当于 2 cm3 /min 的速率注入 7% KCl 溶液,获得相应的压降,计算注入和生产方向的初始渗透率。这证实了在泵送压裂液之前没有发生任何罚款或损坏。

4. 测量初始渗透率后,以恒定流量注入 3 个孔体积（PV)的不含聚合物和 2 gpt 缓冲液的海水基压裂液。同时,监测并记录穿过岩心的压降。

5、最后以2 cm3/min的速度重新注入7% KCl溶液,得到相应的压降,计算最终注入和生产方向的渗透率。

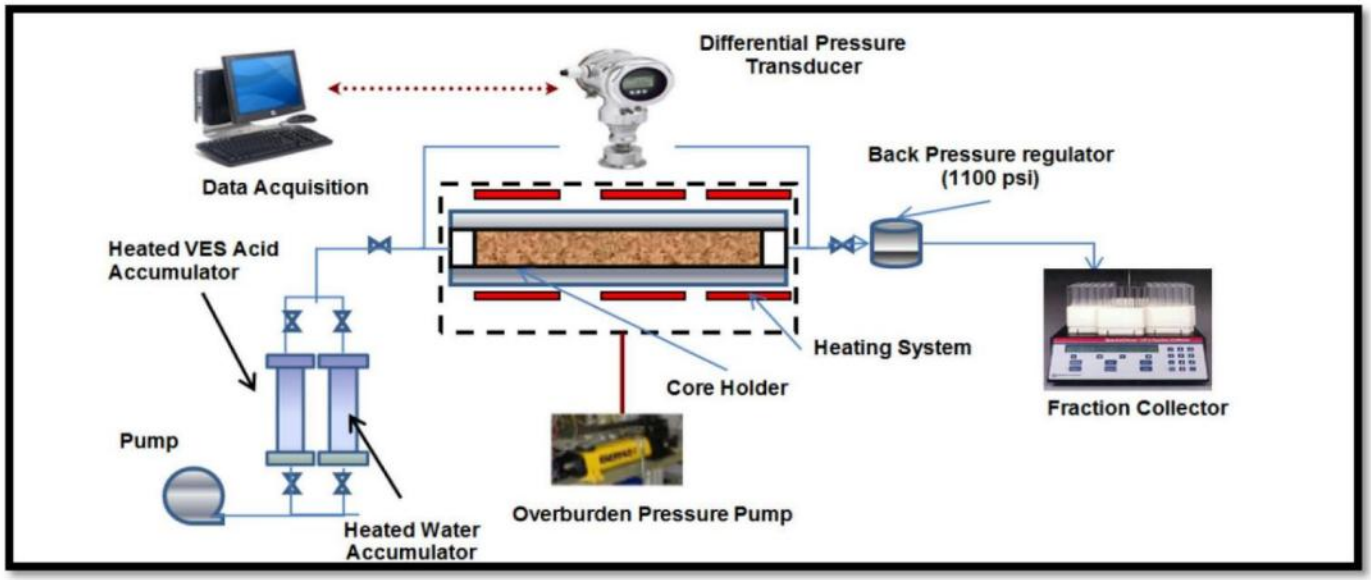


图 8　核心洪水设置（Gomaa 等人,2011 年）。

岩心洪水测试的结果。结论是渗透率恢复了 90%,这证实了不含聚合物和 2.0 gpt 缓冲负载的海水基压裂液将对岩心渗透率造成最小的损害。

最终海水流体优化在继续建立用于有效克莱尔裂缝处

理的最终海水基流体的过程中,开始了最终流体优化序列。该地区实验室继续进行多方面的合作,建立了一系列参数,并在滴定分析后使交联剂成分敏感。

为了确定压裂液的 pH 值,使其不会导致沉淀并随后导致支撑剂充填渗透率降低,我们建立了Mg(OH)2 沉淀与压裂液 pH 值之间的关系。
添加所需添加剂后,对 Clair 海水压裂液（不含聚合物凝胶)进行滴定（表7）

表 7　滴定分析的流体设计

Additive Function	Concentration
Raw Clair seawater	1,000 gpt
Biocide	0.25 gpt
Surfactant	2.0 gpt
Non-emulsifying agent	3.0 gpt
Scale inhibitor	5.0 gpt
Crosslinker	1.7 ppt
Delay agent	2.0 ppt

滴定中的变量是缓冲液的浓度。缓冲剂是基于氢氧化物的,它的存在有助于激活交联剂（通过转移到更高的 pH 环境）。在进行滴定时,观察到一个拐点,该拐点与形成沉淀的点直接相关（图9）。

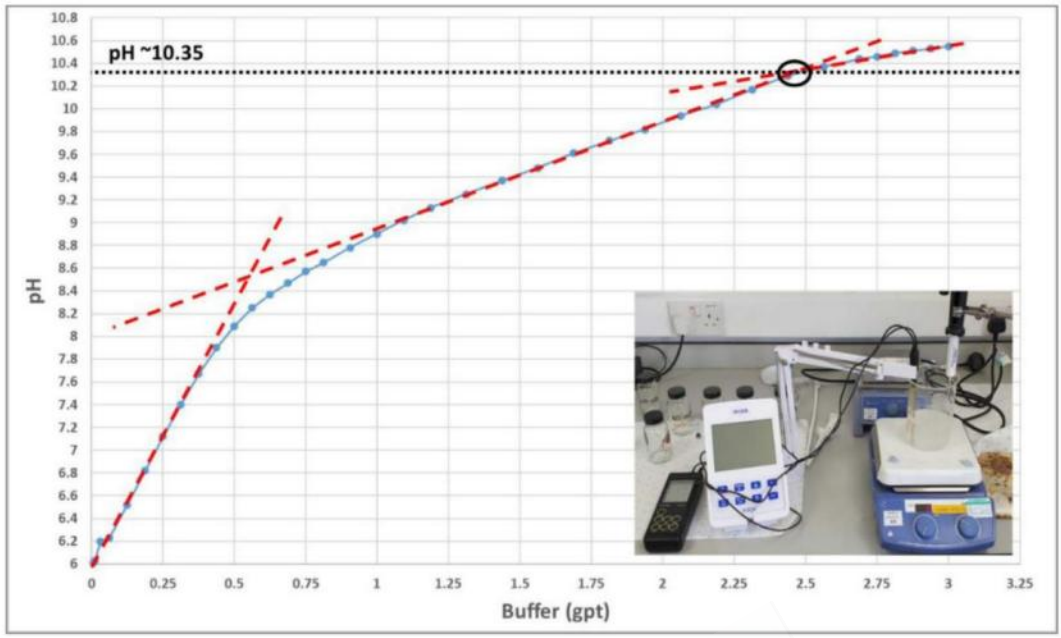


图 9　环境温度下克莱尔海水压裂液 pH 值与缓冲液浓度的函数关系

由于缓冲液的单位添加,可以仔细监测液体的 pH 值和外观,并按顺序记录结果。在 pH 值~10.35 时观察到拐点。拐点处的梯度变化可能是一个点,一旦超过该点,就会产生缓冲效应,导致 Mg(OH)2沉淀的形成。

利用这些数据,进行了瓶子测试,以在没有沉淀物的情况下制定交联剂设计（表8）。进行了一系列瓶子测试以符合上述发现。目的是开发一种 pH < 10.35 的交联剂。该测试不包含浆状凝胶,以避免添加浑浊聚合物后产生的任何视觉干扰。

表 8　交联剂设计范围

No precipitate	No precipitate	No precipitate	No precipitate	Slight precipitate	Moderate precipitate
No Crosslinker Solution (XL)	XL15	XL13	XL16	XL12	XL11
No buffer	1.75gpt buffer	2.0gpt buffer	2.3gpt buffer	2.5gpt buffer	2.75gpt buffer
No crosslinker	1.7ppt crosslinker	3.0ppt crosslinker	3.0ppt crosslinker	3.0ppt crosslinker	2.75ppt crosslinker
No delay agent	2.0ppt delay agent	4.0ppt delay agent	4.0ppt delay agent	4.0ppt delay agent	4.0ppt delay agent
Initial pH on mixing cross linker into linear gel formulation (minus gelling agent)					
5.86 @ 19.8°C	9.90 @ 19.2°C	9.97 @ 19.1°C	10.26 @ 19.2°C	10.35 @ 19.9°C	10.48 @ 19.9°C
Final pH after 16 hours at 151°F (cooled to room temperature)					
5.85 @ 22.4°C	9.69 @ 23.0°C	9.75 @ 22.9°C	10.00 @ 23.5°C	9.94 @ 24.2°C	9.79 @ 23.2°C

交联剂溶液由不同浓度的交联剂、缓冲剂和延迟剂形成。
在将溶液放入～BHST的烘箱之前进行彻底搅拌以调节流体

16小时。 16 小时测试时间结束后,测量 pH 值并进行目视检查以确认是否形成沉淀（图 10）。

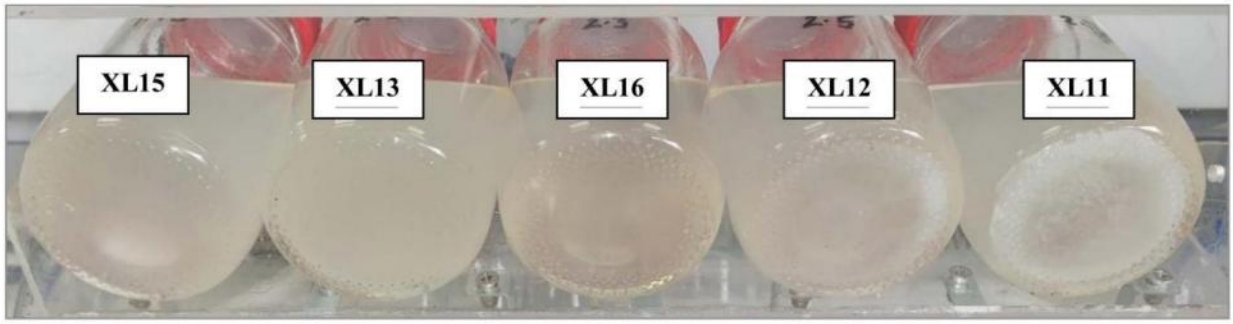


图 10　交联剂设计的目视检查

具有最高pH且没有任何明显沉淀迹象的交联剂设计被确定为XL16。请注意,pH 值为 10.26,小于滴定结果 10.35。而 pH >10.35 的交联剂溶液（XL 11 和 XL 12)均具有明显的沉淀迹象。

使用相同的方法在 2.0 至 2.5 gpt 范围内进一步优化缓冲液浓度（表 9）。请注意,驱动因素不是缓冲液的浓度,而是目标 pH 值。不同的缓冲液样品的 pH 值会有轻微差异,这会极大地影响结果。因此,液体的最终 pH 值应该是最重要的,并且应该调整缓冲液浓度以达到目标 pH 值。

表 9　仅调整缓冲液浓度的 pH 敏感性

Crosslinker Name	XL26	XL24	XL25	XL16	XL27
Buffer concentration	2.0 gpt	2.1 gpt	2.2 gpt	2.3 gpt	2.5 gpt
pH post mixing	9.80 @ 19.1°C	9.88 @ 19.5°C	10.01 @ 19.4°C	10.18 @ 19.4°C	10.29 @ 19.4°C
Conditioned	Heated to 154°F for 16 hours				
Precipitate	None	None	None	Slight (little)	Moderate
pH after conditioning	9.68 @ 16.5°C	9.78 @ 16.7°C	9.93 @ 16.7°C	10.09 @ 16.7°C	10.20 @ 16.6°C

同时,在对这些交联剂进行瓶子测试时,流体的流变学特征如下:
使用运行以下温度/剪切方案的 HTHP 粘度计（表 10）。

表 10　基于完井配置和流体路径的剪切时间表

Stage	Shear Rate (s^{-1})	Time (minutes)	Initial Temperature (°F)	Final Temperature (°F)
Shear 1	365	6	59	79
Shear 2	850*	1	79	82
Shear 3	100	5	82	82
Shear 4	100	7	8	152

*HPHT 粘度计上用于资产保护的最大剪切速率。

流变学比较与缺乏沉淀形成的平衡表明 XL25 是
用于海水流体设计的最佳交联剂。

在加热至 BHST 期间,粘度保持在 300cP 以上,因此显示出良好的剪切恢复（图11）。在 2 个多小时内,流体粘度保持在 400 cP 以上,因此表现出适当的热稳定性（图12）。

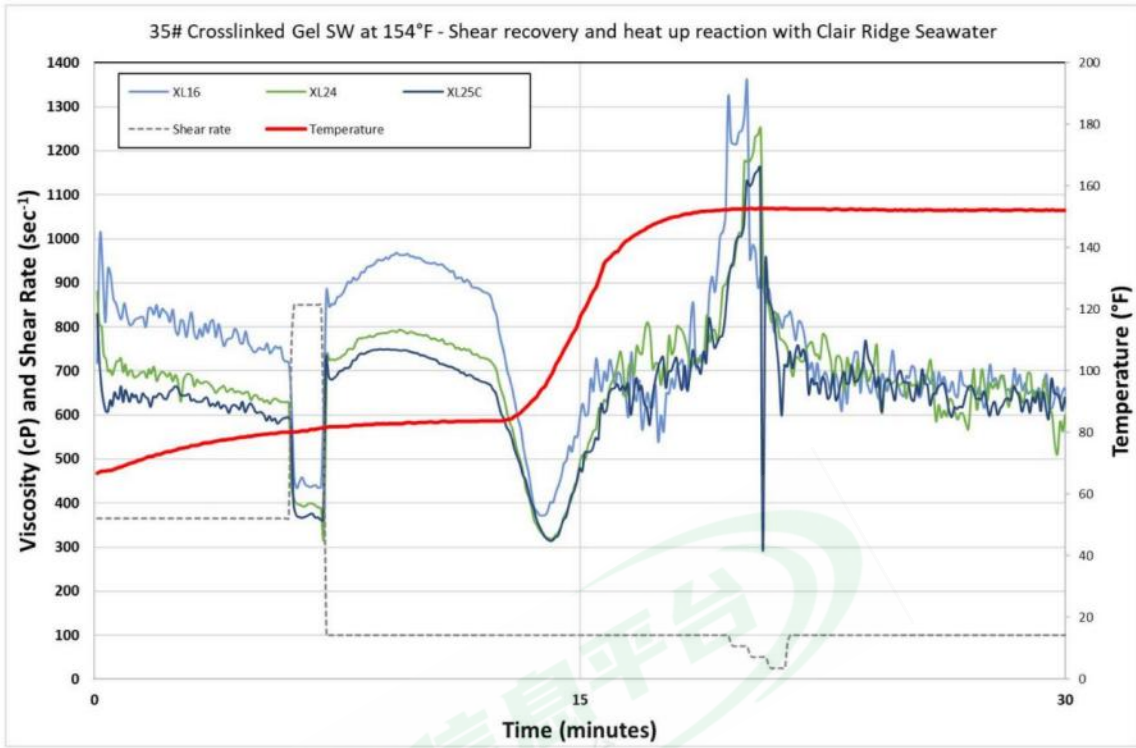


图 11　最终海水基压裂液设计的剪切恢复率。

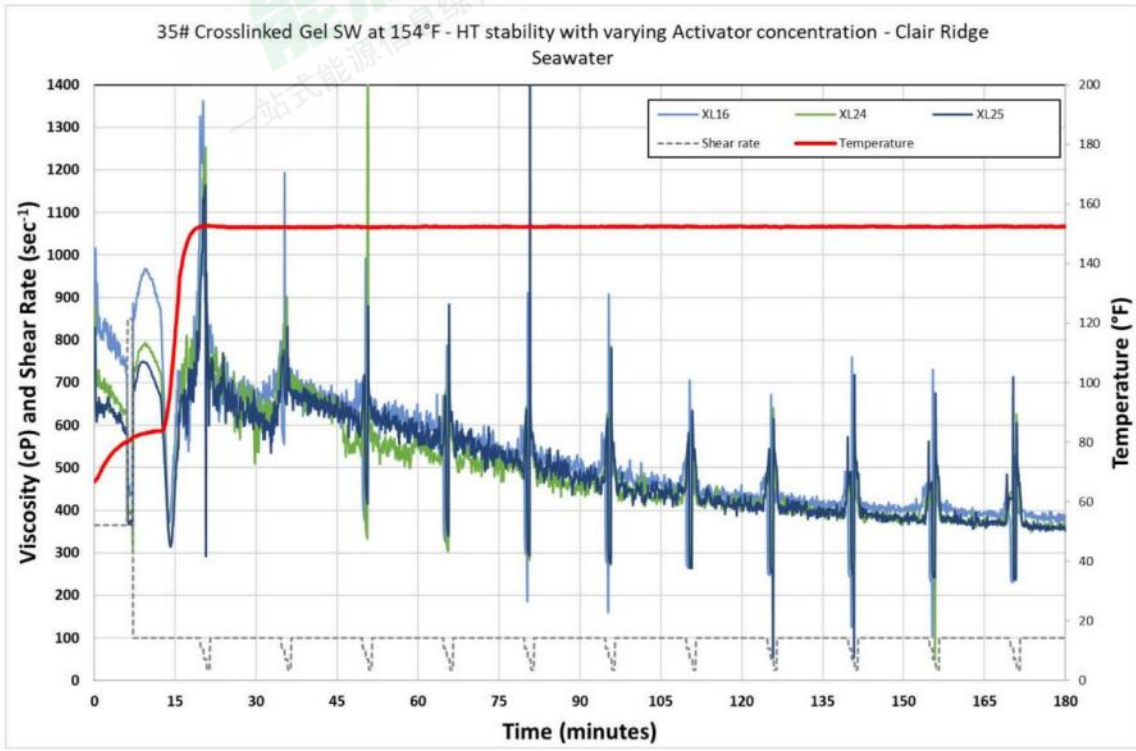


图 12　最终海水基压裂液设计的高温稳定性和流变性。

根据结果确定了最终优化的流体配方,如表 11 所示:

表 11 最终优化的海水基交联压裂液配方,1,000 US Gals

Additive	Concentration
Clair seawater	971 gpt
Biocide	0.25 gpt
Polymer	8.0 gpt
Surfactant	2 gpt
Non-emulsifying agent	3 gpt
Scale inhibitor	5 gpt
Crosslinker solution conc.	10.4 gpt
*(Fresh water)**	*(8 gpt)*
*(Buffer)**	*(2.2 gpt)*
*(Crosslinker)**	*(3 ppt)*
*(Delay agent)**	*(4 ppt)*

*交联剂溶液添加剂。

最终流体表面pH值为10.16,距离“缓冲区”足够远,不会形成任何沉淀物。

尽管流体配方已经确定,但它并不能完全代表井下行驶时所经历的条件。由于钻井活动的性质以及考虑到效率的目标,该作业将通过钻杆和 3.5 英寸管柱进行在线压裂。因此,流体在进入穿孔之前将通过 2.548 英寸内径的管道承受 2,987s-1 的剪切速率34 秒。

为了更加确信流体的剪切恢复和热稳定性是否会受到如此大的剪切的不利影响,通过剪切历史模拟器 (SHS) 进行了测试(图 12)。

让 SHS 重现现实世界场景存在局限性。流动回路不能承受温度,并且流体不能承受多种剪切速率。因此,我们的想法是使流体在 90 英尺的流动回路中承受 2,987 s-1的单一剪切速率34 秒,并对流体进行预热,目的是使其在进入粘度计之前以近似射孔温度离开 SHS。

(请注意,穿孔温度并未达到 85°F,而是达到了 71°F。相比之下,它与环境温度样品相匹配以进行相应分析)。

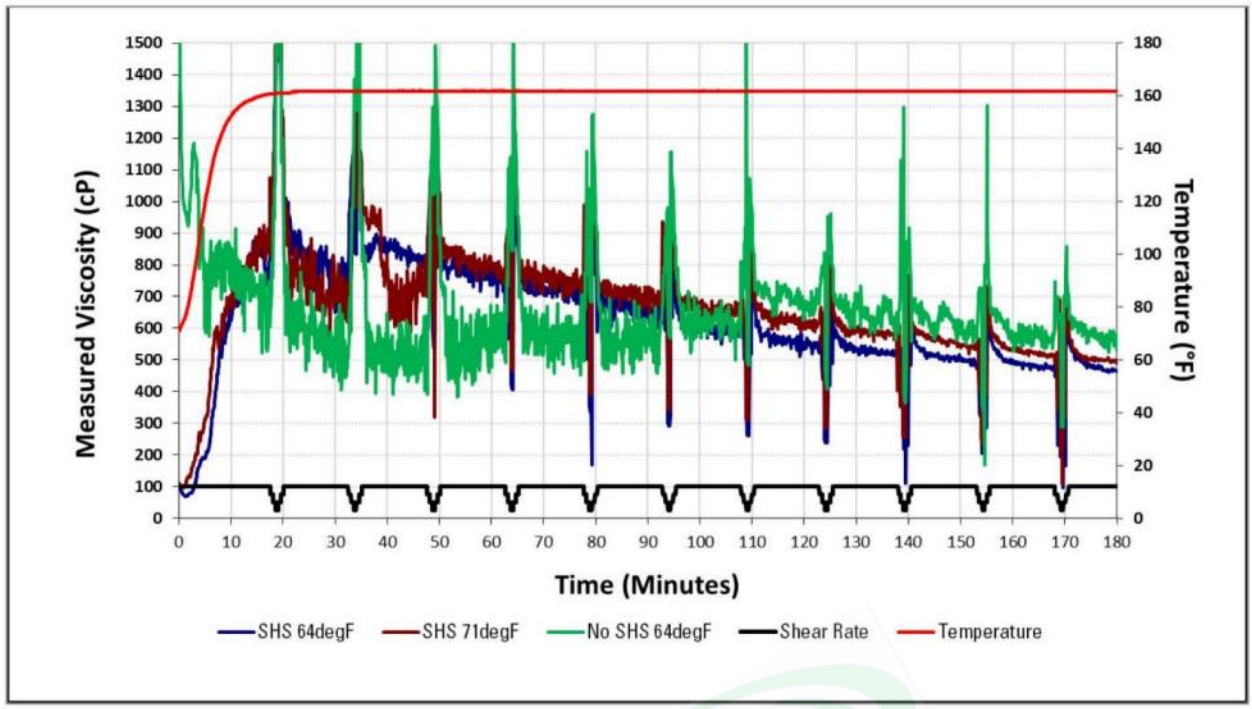


图 13　最终海水基压裂液设计经过剪切历史模拟器 (SHS) 后的性能

该图描绘了进入粘度计的 SHS 中没有预剪切的基线测试与通过粘度计之前通过 SHS 进行的两次测试之间的比较。可以观察到的是,与没有经历剪切力的流体相比,SHS 流体发生了显着的降解,并且流体需要时间才能恢复;自然。无论剪切力如何,随着流体加热到达穿孔,剪切力恢复将会改善,如蓝色和栗色曲线之间的图所示,此外,热稳定性将持续更长时间。

尽管如此,一旦流体经历了这种程度的剪切,它往往会比没有剪切时更快地失去其幂律特性,如 30 至 40 分钟后 >1 n 所示。为了解决这个问题,将在流体中添加完全可降解的纤维,以在支撑剂运输中提供机械帮助,特别是在支撑剂离开射孔的点处。这些纤维的额外好处是维持支撑剂悬浮、增加支撑半长并防止支撑剂在裂缝闭合之前塌落。所有对生产有积极贡献的属性。

结论

这项研究建立了阻垢剂浓度、流体 pH 值和粘度稳定性之间的平衡,以实现经济的海水基硼酸盐压裂液。根据所获得的结果,可以得出以下结论。

- 在中性pH值下,海水不会形成任何水垢。然而,当海水与高pH值流体混合时,就会形成水垢,这就需要阻垢剂。
- 高 pH 缓冲液负载与形成的水垢之间存在密切关系
- 氢氧化镁是主要沉淀物
- 添加阻垢剂可以控制沉淀
- 克莱尔海水和以其为基础的硼酸盐交联压裂液在pH低于10.35时不形成沉淀

观察到渗透率恢复了 90%,这证实了所设计的海水基压裂液在规定的 pH 范围内配制时,不会对岩心渗透率造成损害。

致谢作者衷心感谢 bp
Exploration Operating Company Ltd 和其他克莱尔油田所有者壳牌英国有限公司、雪佛龙英国有限公司和 Harbour Energy Plc 允许发表本文。

特别感谢阿伯丁和休斯顿的 SLB 和 Premier 实验室对海水压裂液开发的支持。

缩略语

BHST 井底静态温度
CMHPG 羧甲基羟丙基瓜尔胶 gpt 每千加仑（洁净液体的加仑数），液体浓度 UOM
添加剂
FW 淡水
HPHT 高压高温
HPG 羟丙基瓜尔胶 ppt 每千磅磅（加仑清洁液体），干燥浓度 UOM
添加剂
SHS 剪切历史模拟器
SI 阻垢剂
SW海水

参考

阿卜杜勒·马吉德·AB； Hansen JE 等人 2017 年。海水基压裂液：沙特阿拉伯水力压裂应用的游戏规则改变者。论文于 2017 年 3 月在巴林王国麦纳麦举行的 SPE 中东石油和天然气展及会议上发表。 SPE-184015-MS https://doi.org/10.2118/184015-MS

Almubarak T. et al 2015。高温原海水压裂液的设计与应用。 SPE J. 24 (04):1929–1946 SPE-195597-PA。 https://doi.org/10.2118/195597-PA

Bird A, Lumsden J., et al 2023。案例研究：北海 Clair Ridge 油田的首次多级压裂 SIMOP 与并行钻井作业。论文于 2023 年 9 月在阿曼马斯喀特举行的 SPE 国际水力压裂技术会议暨展览会上发表。SPE-215632-MS

Bird A、Roy A 等人,2023 年。大克莱尔水力压裂的后续步骤 一个不断发展的故事。论文发表于 SPE ADIPEC,阿联酋阿布扎比,2023 年 10 月。SPE-216632-MS

Gomaa, AM、Wang, G. 和 Nasr-El-Din, HA 2011。新型 VES 酸系统的实验研究：考虑 CO2 溶解度的影响。论文于 4 月 20 日至 22 日在美国德克萨斯州伍德兰举行的 SPE 国际油田化学研讨会上发表。 SPE 141298。https ://doi.org/10.2118/141298-MS Harris P., van Batenburg D.. 1999。淡水基和海水基硼酸盐交联压裂液的比较。论文于 1999 年 2 月在德克萨斯州休斯顿举行的 SPE 国际油田化学研讨会上发表。

SPE-50777-MS。 https://doi.org/10.2118/50777-MS

Hoq A.、Caline Y. 等人,2023 年。压裂液工程的增强重新唤醒了北海巨人。论文于 2022 年 1 月在阿曼马斯喀特举行的 SPE 国际水力压裂技术会议暨展览会上发表。SPE-205256-MS。 https://doi.org/10.2118/205256-MS

Langford M. 等人,2013 年。海上水平井压裂：北海南部的作业优化。论文于 2013 年 9 月在英国阿伯丁举行的 SPE Offshore Europe 石油和天然气会议暨展览会上发表。 SPE-166550-MS。 https://doi.org/10.2118/166550-MS

Leiming Li, Ezeokonkwo C. et al 2010。用油田采出水制备的井处理液：第二部分。论文于 2010 年 9 月在意大利佛罗伦萨举行的 SPE 年度技术会议和展览会上发表。SPE-133379- MS。 https://doi.org/10.2118/133379-MS

4. 聚合物技术开发提高提高采收率经济效益

文献摘要：聚合物技术的最新进展在聚合物驱项目和扩大适用条件范围方面发挥了重要作用。在位于英国北海的 Captain 油田，自 2017 年以来，在 Captain 一期聚合物驱开发中注入了一种高活性、+50%阴离子聚丙烯酰胺聚合物。这个大规模的海上聚合物驱项目已经证明了聚合物 EOR 技术在海上环境中的优势，在所有聚合物注入模式下都有明显的生产响应。本文描述了聚合物产品开发对 Captain 聚合物项目整体效率的影响，包括与聚合物消耗相关的节省。这一进展对整体物流和供应链的改善、海上库存需求产生了直接影响，并减少了与聚合物生产和运输相关的二氧化碳排放。

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

SPE-215496-MS

通过聚合物技术开发提高 EOR 经济效益

S. Toivonen,Kemira Oyj,赫尔辛基,芬兰； G. Johnson,伊萨卡能源英国有限公司,英国阿伯丁； S. Hanski,Kemira Oyj,赫尔辛基,芬兰；
T. Lynch、L. Rosati 和 E. Pin,凯米拉化学公司,美国亚特兰大； N. Lugo,伊萨卡能源英国有限公司,英国阿伯丁

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/215496-MS

本文准备于 2023 年 9 月 5 日至 8 日在英国苏格兰阿伯丁举行的 SPE Offshore Europe 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 项目委员会选择了这篇论文进行演示。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

聚合物技术的最新进展在实现聚合物驱项目和扩大适用条件范围方面发挥了重要作用。这些改进通过改善这些项目的经济和环境措施,为运营商带来了明显的好处。

在位于北海 UKCS 的 Captain 油田,自 2017 年起在 Captain 第一阶段聚合物驱开发中注入了一种液体、高活性、+50% 阴离子聚丙烯酰胺聚合物。这个大型海上聚合物驱项目已经证明了聚合物 EOR 技术在海上环境中的优势,在所有聚合物注入模式中都有明确的生产响应。

本文描述了聚合物产品开发对 Captain 聚合物项目整体功效的影响,包括与聚合物消耗相关的节省。这一进展对整体物流和供应链的改善、离岸库存需求产生直接影响,并减少与聚合物生产和运输相关的二氧化碳排放量。

介绍

Captain油田位于北海英国区13/22a区块,距离阿伯丁东北130公里。 Captain 油藏由平均渗透率为 3 - 11 达西的高渗透砂岩组成,平均温度为 31°C,使其成为高分子量聚丙烯酰胺聚合物聚合物驱的绝佳候选者。该油田于 2011 年开始聚合物注入,多年来该聚合物项目的持续成功已在多份出版物中得到介绍。 （Poulsen 等人,2018 年； Johnston 等人,2021 年、2022 年和2023 年）

近年来,成熟的 Captain 油田的产量一直在下降,但这已被 Captain 聚合物驱石油产量的增加所抵消。 Captain 油藏的聚合物驱提高了油量,显着提高了注水储量,并且使注水开发最终可开采的石油量增加。观察到的井含水率显着降低,从而减少了发达地区所需的水处理要求。

迄今为止,Captain 油田由 100 多口水平井组成,利用长达 6,000 英尺的水平油藏部分,注入井和生产井之间的间距约为 100 m。试点成功后

（Poulsen 等人,2018)通过称为 EOR 第 1 阶段的更广泛开发（图1），聚合物驱开发已日益扩大,通过多个聚合物注入井覆盖更大的油田区域。

对于每种聚合物注入模式,各个聚合物驱油井的产量反应都非常积极（Johnson 等人,2023 年），Captain EOR 第一阶段项目迄今为止已增加了 10 mmbbls 的石油产量（Ithaca Energy 2023 年）。第一阶段 EOR 项目的积极成果支持了向全油田聚合物驱的扩展,即第二阶段,其中涉及将聚合物驱扩展到油田东部的海底区域。

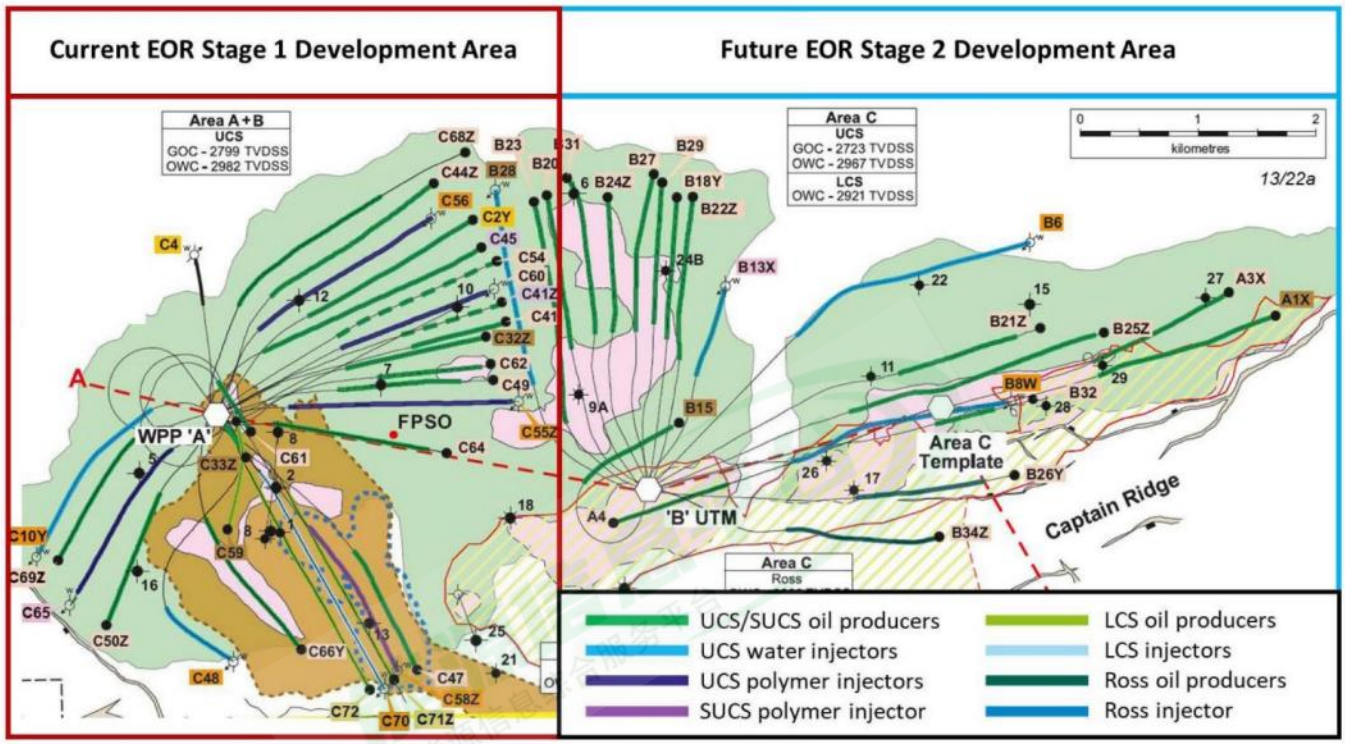


图 1　Captain Field 第一阶段和第二阶段开发区域。

聚合物注入的全面扩展需要大量的前期投资,包括在两个新的钻探中心钻六口新的聚合物注入井,以及安装和调试额外的海底管道和管汇。因此,必须仔细考虑投资的整体经济性。

除了第二阶段扩建所需的大量工作和投资外,额外的聚合物需求在项目的整体经济效益中发挥着重要作用。 Captain 中应用的聚合物类型的选择是基于其提供高溶液粘度并在储层条件下保持该粘度的能力,同时在注入井中表现出易于处理和出色的注入能力。该项目成功的另一个关键要求是所交付的液体聚合物的质量始终如一。在现场条件下通过单级混合器进行混合和水合需要为储层提供持续的高质量溶液。该解决方案必须在环境条件下在聚合物通过油藏的运输过程中表现出长期稳定性,以便成功提高石油采收率。此外,虽然所有技术和质量参数至关重要,但聚合物供应链的可靠性和效率在现场实施中发挥着重要作用。成功的聚合物 CEOR 开发通过减少二氧化碳排放来改善可持续性已在其他地方得到证明（Dupuis 等人,2021），在本文中，EOR 项目可持续性的另外两个贡献者,聚合物产品和整个供应链,都将单独讨论。

流程与方法

产品开发液体聚合物被选

择用于聚合物注入的海上部署,因为它能够获得高粘度产量和出色的注入能力,而且还因为与干粉相比,在海上环境中易于处理和运输。此外,与干粉混合和处理装置相比,液体聚合物所需的混合方案和设备简单可靠,所需空间显着减少,并且对海上环境中的重量限制的担忧更少。 （金等人。

2018,亚历克西斯等人。 2022）

2016年,第一阶段开发开始,第一代新型液体聚合物（NLP)应用于Captain领域。该产品是专门针对海上 EOR 项目推出的新型液体聚合物的联合开发和评估的结果（Dwarakanath 等,2017）。

2016）。经过非常仔细的评估和验证过程,无论是在实验室还是通过庭院试验（ Kim 等人,2018 年）,该产品被选择用于 Captain Field（当时由雪佛龙运营）,其中包括最终验证步骤任何要在海上应用的产品。庭院试验确保现场性能与实验室实验的预期措施相关,并在现场实施之前优化混合方案和操作范围。

第一代 NLP,NLP GEN-1,是一种油连续液体聚合物分散体,含量约为50% 活性聚合物含量旨在在 Captain 现场条件下使用 2,000 ppm 活性聚合物提供 20 cP 粘度产量（图2）,并在 Captain 现场成功应用了两年多,没有出现任何问题或质量问题。经过技术团队审核,提出通过提高聚合物分子量来进一步提高产品性能,以进一步提高EOR方案效率。

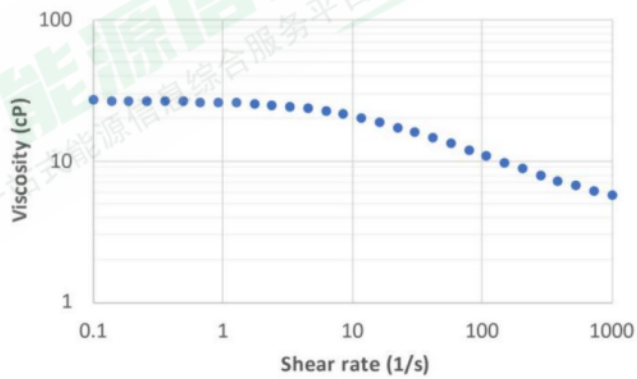


图 2Captain 现场条件下 NLP GEN-1 的粘度曲线。

在与运营商的密切合作下,成功实施了变更管理 (MOC) 计划,旨在提高聚合物产品性能并降低 Captain 聚合物注入中聚合物的具体消耗量。

随后实施了新产品开发计划,其中包括系统化的阶段控制流程,以确保涵盖所有步骤。这从客户或市场需求开始,构思以响应需求,然后进行项目验证以启动该过程。开发过程在商业化之前经过技术评估、开发和放大,如图 3 所示。商业化后,通过技术客户服务支持产品的部署。作为该计划的成果,Captain Field 的产品性能已实施了两步更改,同时保留了产品规格中其他所需的控制参数。

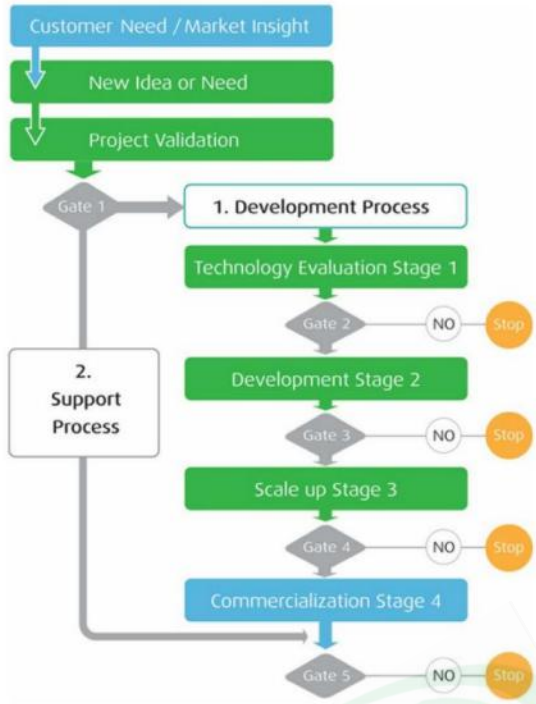


图 3　新产品开发流程的流程描述。

提高产品收率是通过增加聚合物的分子量来实现的,而不会降低注入性能。通过预先商定的性能参数和质量控制规范来测量和控制注入性能。仔细实施这一开发过程,产生了改进的产品 NLP GEN-2,与 NLP GEN-1 相比,它在比消耗低 10% 的情况下达到了目标粘度,即活性聚合物的浓度为 1800 ppm。在现场注入之前,该产品经过了完整的资格协议,包括内部实验室和第三方独立实验室的岩芯驱替验证。最后,庭院测试在更大范围内证明了实验室结果,与 NLP GEN-1 的原始审批流程（Kim 等人,2018 年)类似,大量产品通过静态混合器运行以代表现场条件。对混合器后收集的样品进行了与实验室规模相同的参数测试,以证明更大规模的性能。图4显示了产品在现场试验中通过静态混合器后的注入测试示例。这显示了注入的多个孔隙体积上的恒定 dP,没有可观察到的压力阶跃变化,这表明注入性损失。经过所有步骤,包括在 CEFAS 和 IMO 注册的新配方,新的 NLP GEN-2 于 2019 年 6 月投入现场应用。2019-2021 年期间,该产品总共应用了超过 43 kMT,节省了 ~对于相同的溶液粘度,制造、运输、储存和注入的产品为 11 kMT。

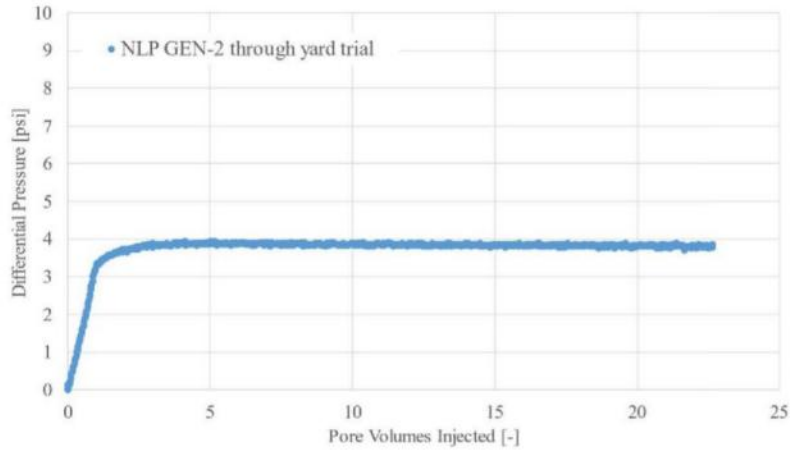


图 4　在庭院试验中通过静态混合器进行聚合物反演后的岩心驱替测试,证明了出色的反演特性和注入性能。

鉴于NLP GEN-2的优异性能,技术团队重新评估了继续改进产品的可能性,通过调整配方以进一步提高产品性能。执行相同的变更管理 (MOC) 流程来验证产品性能并减轻下一代 NLP（NLP GEN-3)离岸实施所考虑的风险。该产品进一步降低了满足 31 °C 和 7.34 1/s 下 20 cP 粘度目标所需的单位消耗。与 NLP GEN-1 的初始消耗相比,NLP GEN-2 和 NLP GEN-3 的改进使 Captain EOR 项目的单位消耗合计减少了 20%。图 5和图 6分别以 2000 ppm 浓度下的粘度曲线和产率曲线展示了这种改进。

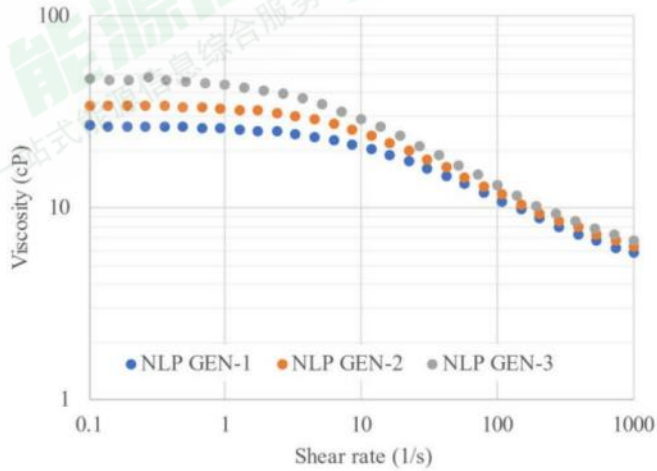


图 5　在 Captain 现场条件下,不同 NLP 代在 2000 ppm 浓度下的粘度曲线。

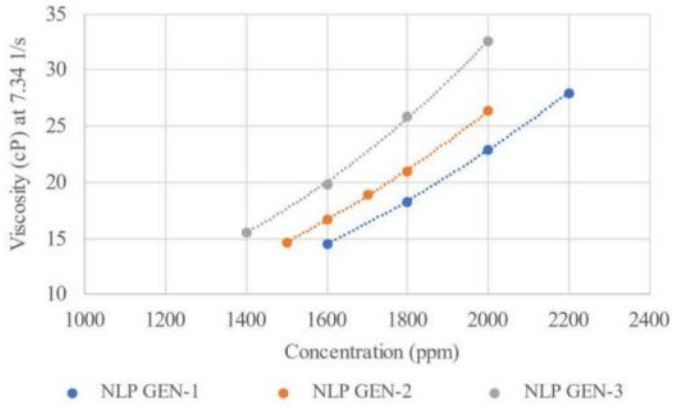


图 6 NLP GEN-1、GEN-2 和 GEN-3 的粘度屈服曲线,显示了改进的性能和 20 cP 目标粘度所需的浓度。

在这些改进周期中,产品质量从未受到影响,溶解度和注入性得到精心控制。图7显示了Captain现场条件下NLP GEN-1、GEN-2和GEN-3在2000 ppm浓度下的过滤比曲线。虽然过滤时间随着聚合物分子量的增加而增加,但正如预期的那样,每种产品的过滤比值仍然优异。过滤比的计算公式为[t(200g)-t(180g)] / [t(80g)-t(60g)],并为 NLP GEN-1、GEN-2 和 GEN- 给出值 1.08、1.09 和 1.00分别为3个。

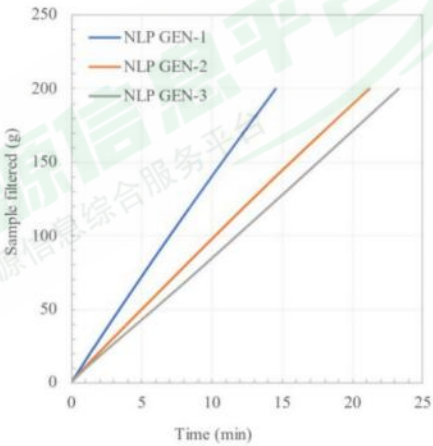


图 7 NLP GEN-1、GEN-2、GEN-3 在 2000 ppm 浓度下通过 1.2 μm 过滤器的过滤比曲线。过滤时间随着分子量的增加而增加,而 FR 值仍然优异。

图8显示了 NLP GEN-3 注入性测试的示例。在 Captain 现场条件下应用了粘度为 24 cP 的溶液。将聚合物溶液以 10 英尺/天的速度注入 Bentheimer 岩心,注入 > 30 个孔体积,以确认良好的注入能力。表1收集了更多测试参数。

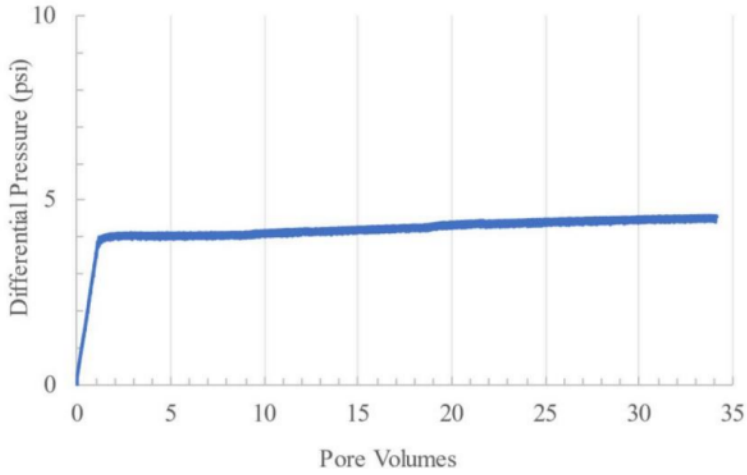


图 8　NLP GEN-3 的注入测试,以确认产品的良好质量。

表 1　NLP GEN-3 注入性测试中使用的核心特性和参数。

芯材	本特海默
磁芯长度,英寸	12
芯直径,英寸	2
孔隙率	0.23
孔体积,毫升	143
渗透率,mD	1985年
注入粘度,10 s-1 时的 cP	24

改善经济效益

改进的聚合物产品性能通过直接影响项目经济性
通过增加海上储罐的库存容量,节省聚合物成本和额外节省
并减少满足海上聚合物需求所需的整体补给船航行次数。
接下来将讨论这些不同的方面。

体积

海上应用的液体产品含有 50% 的活性聚合物。通过提高主动的性能
聚合物,达到目标粘度所需的聚合物浓度降低,因此
产品的总消耗量同样减少。

以每天注入 90,000 桶的海上聚合物驱项目为例
的粘化水,2,000 ppm 活性聚合物的初始聚合物消耗量意味着总计
每年需要 23,300 吨 50% 活性产品。继新的改进之后
NLP、GEN-2 和 GEN-3 等级,这一数量首先下降至 20.9 吨,进一步下降至 1.86 万吨
每年需要 50% 的活性产品。图9总结了发展的影响。

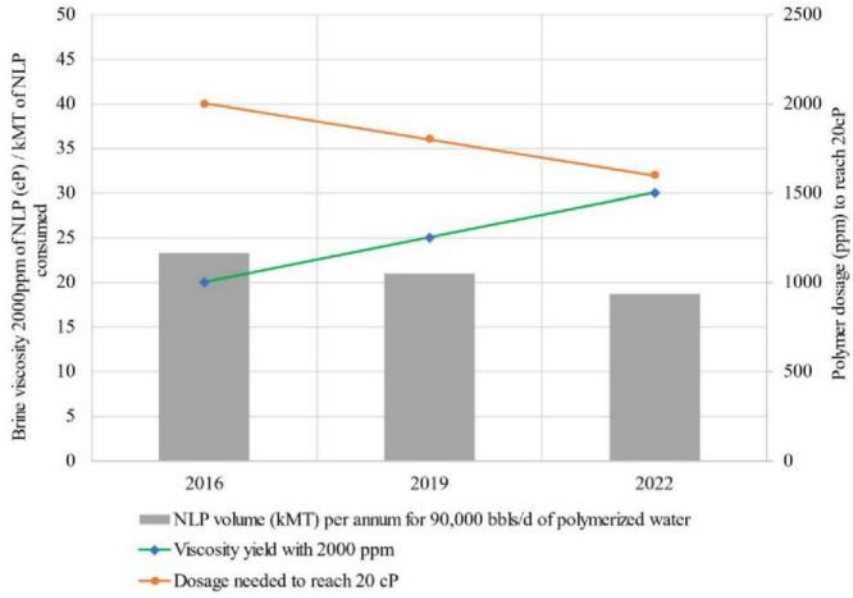


图 9　以现场注入 90,000 桶/天粘化水为例,NLP 性能改进对目标粘度所需浓度和年消耗水平的影响。

鉴于定价指导没有改变,这些聚合物配方消耗的直接节省从逻辑上减少了聚合物的项目支出。如果以每吨液体聚合物平均成本 2,400 欧元为例,聚合物开发每年可节省超过 1100 万欧元的聚合物成本。这种节省对聚合物驱项目的经济性有直接影响,使未来的项目更具吸引力和商业可行性。

物流聚合

物配方在专用储罐 (ISO) 中交付,随着消耗量的减少,所需储罐的数量也相应减少。这直接反映了运输成本的节省以及与聚合物从制造地点运输到卸载地点相关的碳排放。

对于海上库存,产品通过具有液体聚合物专用储罐的供应船交付。当聚合物消耗量减少时,聚合物运输所需的补给船航行次数就会减少。当然,补给船正在向海上运输许多其他补给品和产品,并且该假设仅考虑聚合物体积要求。

以 Captain 油田为例,产品通过 ISO 罐从制造工厂交付,罐内装有 27 吨 50% 活性产品。另一方面,将材料运输至海上储存的补给船每次航行可装载 384 吨产品。当产品开发和性能增强与交付和补给船航行数量直接相关时,每年的航行和交付数量可能会大幅减少（图10）。

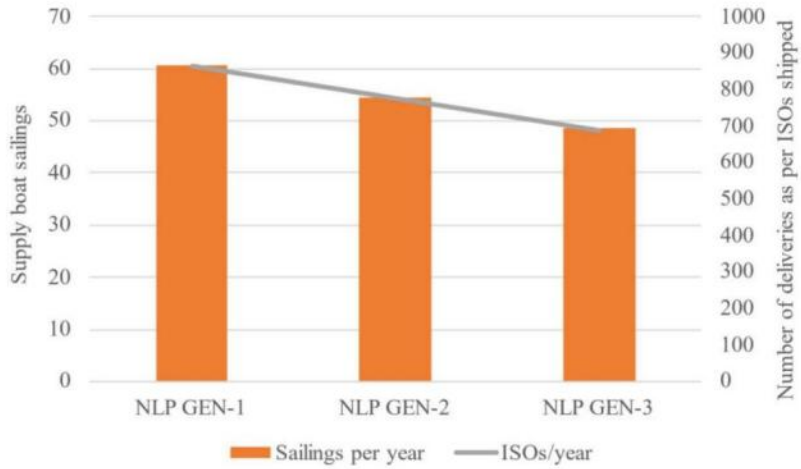


图 10　ISO 储罐和补给船航行的年度交付量

以每次交付一个 ISO 储罐的成本为 5000 欧元为例,节省的物流成本约为 1000 欧元。每年 100 万欧元,用于每天注入 90,000 桶聚合水的油田,其中仅包括装载到供应船之前从制造厂交付的产品。

这里没有计算与供应船费用相关的成本,但从理论上讲,从聚合物输送的角度来看,对于相同的所需注入量,可以避免 12 次年度航行,以保持聚合物注入在海上持续进行。

库存海上聚
合物存储在根据聚合物消耗和潜在空间或重量限制而设计的储罐中。以 400 m3的存储容量为例,初始消耗 2,000 ppm 的活性聚合物,每天注入 90,000 桶粘稠水,存储容量可满足 5 天半的聚合物消耗量。聚合物开发完成并减少消耗后,相同的初始容量将覆盖聚合物体积 7 天。对于像 Captain 这样的近海或偏远油田,容量的增加有直接的好处,可以确保冬季期间的连续聚合物注入,因为冬季恶劣的天气可能会中断向油田地点的交付。以这种方式避免中断对聚合物驱项目实现的提高石油采收率具有直接和积极的影响。

二氧化碳足迹仅
考虑聚合物二氧化碳排放量并使用“从摇篮到大门”评估（代表原材料和包装的上游制造、原材料和包装的入境运输以及聚合物制造现场的生产)时,平均聚合物碳液态聚合物的足迹范围为 1.3 至 2.0 kg CO2当量。 / 公斤包装成品。对于本次评估,平均排放量为 1.65 千克二氧化碳当量。 /千克成品已用于计算由于聚合物产品改进而产生的二氧化碳足迹。

迄今为止,这些聚合物产品的增强功能已为 Captain Stage 1 项目减少了近 8,000 二氧化碳当量/公吨的二氧化碳排放量

生产的聚合物最终注入
储层的聚合物将到达生产井并被生产到生产设施中。很少有论文讨论了聚合物驱项目中与聚合物回报相关的挑战。 (Mouret 2022)回产聚合物的命运高度依赖于储层温度和盐水矿化度。在 Captain 现场条件下,温度仅为 31°C,聚合物水解速率可以忽略不计,因此聚合物在通过储层传播时不会进一步水解。

对聚合物功效的改进与注入储层中的聚合物质量成正比,因此与最终生产的聚合物质量减少相关。毫无疑问,这将有利于管理生产设施中较少数量的聚合物回收。

摘要本文使用

现场数据来证明聚合物开发计划可以对大型海上聚合物驱项目的经济可行性做出积极的改进。所述聚合物开发方法从 Captain 油田 EOR 第一阶段扩建项目开始就得到应用,并在过去六年中实现了显着的节约,在相同的目标注入粘度下,剂量需求减少了 20%。这些改进是通过仔细增加聚合物分子量来实现的,同时确保保持产品优异的注入特性并严格控制交付规格。

所述聚合物产品性能的进步导致项目购买、运输、储存和处理的聚合物减少。这些改进可显着降低聚合物产品供应链的成本、操作复杂性和二氧化碳足迹。

在本文中,我们给出了在考虑总共 90,000 桶/天稠化水注入时每年直接节省约 1200 万欧元的示例。离岸运输和运营带来的其他间接节省未计算在内,但被认为对总成本影响有意义。

上述对聚合物产品的改进是推进全油田 Captain EOR 战略并获得第二阶段扩建项目批准的关键推动因素。这些增强功能的一个重要部分是聚合物供应商技术团队直接与运营商的地下和运营团队的无缝协作。

致谢作者谨向伊萨卡船长联合
投资人 Dana Petroleum (E&P) 表示感谢
感谢他们对 Captain Field 开发的支持,以及赫瑞瓦特大学的工作人员对聚合物产品改进的技术工作和支持。

参考

Alexis, DA、Kim, DH、Dwarakanath, V.、Malik, T.、Winslow, G.、Thach, S.、Jackson, A.、New, P.、Poulsen A.、Aujla, S.、Pin, E ., 2022。高活性液体聚合物的成功开发、放大和现场部署。于 2 月 21 日至 23 日在沙特阿拉伯利雅得举行的国际石油技术会议上发表。 IPTC-22655-MS。 https://doi.org/10.2523/IPTC-22655-MS _ Dwarakanath, V.、Dean, RM、Slaughter, W.、Alexis, D.、Espinosa, D.、Kim, DH、Lee, V.、Malik, T.、Winslow, G.、

Jackson, AC、Thach, S ., 2016。由于使用液体聚合物和开发修复方案而导致渗透率降低。于 4 月 11 日至 13 日在美国俄克拉荷马州塔尔萨举行的 SPE 提高石油采收率会议上发表。 SPE-179657-女士。 https://doi.org/10.2118/179657-MS

Dupuis, G.、Dupuis, G.、Al-Houry, P.、Nieuwerf, J.、Favero, C., 2021。使用聚合物 EOR 降低碳强度,同时提高石油采收率。在 4 月 19 日至 22 日举行的第 21 届欧洲提高石油采收率虚拟研讨会上发表。 https://doi.org/10.3997/2214-4609.202133048伊萨卡能源,2023 年。伊萨卡能源 2022 年年终财务业绩,2023 年 3 月 30 日。

https: //investors.ithacaenergy.com/财务/报告演示文稿?tab=2023 （2023 年 5 月 8 日访问）。

Johnson, G.、Hesampour, M.、Van Zeil, WE、Toivonen, S.、Carnicero, P.、Pin, E.、Hall, D.、Sihvonen S.、Hanski, S.,2021。一种新颖的采样和测试程序,用于确认 Captain Field 的聚合物驱粘度保留情况。于 4 月 19 日至 22 日在奥地利维也纳举行的第 21 届欧洲提高石油采收率研讨会 (EAGE IOR 2021) 上发表。 https://doi.org/10.3997/2214-4609.202133039 _

Johnson, G.、Hesampour, M.、Toivonen, S.、Hanski, S.、Sihvonen, S.、Lugo, N.、McCallum, J.、Pope M.,2022。船长场聚合物粘度保留的确认通过井口采样。在 4 月 25 日至 29 日举行的虚拟 SPE 提高石油采收率会议上发表。 SPE-209370-MS。 https://doi.org/10.2118/209370-MS

5. 矿化度对水驱驱替效率的影响

文献摘要：流体性质是影响注水性能的主要参数之一。本文旨在通过了解矿化度对驱替效率的影响，探讨矿化度对驱替效率的影响。除矿化度外，还评估了溶解 CO_2 和温度的影响。在此基础上，本文评估了何时不同的影响是显著的，其中需要进行盐水跟踪和温度建模。文献中关于矿化度(主要是低矿化度水的注入)对采收率影响的研究大多涉及地球化学反应，缺乏物性对采收率影响的研究。本文采用组分油藏模拟方法进行敏感性分析。其中，在等温和非等温系统中模拟不同矿化度的情况，同时考虑含和不含溶解 CO_2 的油成分。分析表明，矿化度对采收率影响不大；其对密度和粘度的影响不足以影响驱替效率。此外，CO2 显著提高了 2D 和 3D 系统的采收率，这归因于改善了油的粘度和油的膨胀现象。温度的降低略微提高了 2D 系统的采收率，而 3D 系统的采收率则显著提高。这表明，在没有二氧化碳的情况下，向高温储层注入冷盐水可以提高 3D 体系的采收率，而在重力不太明显的

2D 体系中，在二氧化碳存在的情况下采收率更高。此外，由于极低的流动性比，重力效应被最小化。基于此，通常不需要进行盐水跟踪，而建议在成分模拟中进行温度建模。

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

SPE-215494-MS

矿化度对注水驱油效率的影响

AY Al Jadidi 和 EJ Mackay,赫瑞瓦特大学,英国爱丁堡

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/215494-MS

本文准备于 2023 年 9 月 5 日至 8 日在英国苏格兰阿伯丁举行的 SPE Offshore Europe 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 项目委员会选择了这篇论文进行演示。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

流体性质是影响注水性能的主要参数之一。本文旨在通过了解矿化度对物理性质的影响来研究矿化度对驱油效率的影响。 除了矿化度之外,还评估了溶解的二氧化碳和温度的影响。基于这些,本文评估了不同影响何时显着,何时需要盐水跟踪和温度建模。此外,它还提供了有关涉及二氧化碳的储层应用的见解。

文献中关于矿化度（主要是注入低矿化度水)对采收率影响的研究大多涉及地球化学反应,而缺乏物性影响的研究。

在这项工作中,通过成分油藏模拟进行了敏感性分析,其中在等温和非等温系统中模拟可变矿化度情况,石油成分考虑了溶解二氧化碳和不溶解二氧化碳的情况。 2D 和 3D 网格均被使用。

分析表明,矿化度对采收率影响不大;它对密度和粘度的影响不足以影响驱油效率。此外,CO2 显着提高了 2D 和 3D 系统的石油采收率,这归因于改善了石油粘度和石油膨胀现象。温度降低略微提高了 2D 系统的采油率,而显着提高
了 3D 系统的采油率。

这表明,当由于重力效应而没有二氧化碳时,将冷盐水注入热油藏可以使 3D 系统获得更好的石油采收率,而重力不太明显的 2D 系统在存在 CO2 的情况下具有更高的采收率。此外,由于流动率非常低,重力效应被最小化。基于此,通常不需要盐水跟踪,而建议在成分模拟中进行温度建模。

介绍

水驱是世界范围内最常用的石油采收技术之一,特别是在自然驱动机制的初级枯竭阶段之后。该技术由于工艺简单、效率高以及水的可用性而被广泛使用。

在水驱应用中发挥关键作用的因素有多种,它们会影响工艺的性能及其适用性。这些因素包括储层几何形状、岩石性质和岩性以及储层流体性质,如（Ahmed,2019)所述。储层流体

性质是本项目将研究的主要因素,主要与物理性质和热效应有关,稍后可以扩展到包括地球化学相互作用并了解综合效应。

文献中报道的大多数关于可变矿化度注水的研究都是关于注入淡水并通过主要与润湿性改变相关的机制来提高石油采收率。为了了解矿化度对石油采收率的影响,应包括对注入水（IW)和地层水（FW)的可变矿化度的研究。

一个很好的例子是Sharma 和 Filoco (2000)的岩心驱替测试,其中测试了三种可变矿化度情况。他们的结果表明,水矿化度较低时,石油采收率较高,FW 的矿化度比注入的矿化度影响更大。他们将此归因于地层水矿化度的变化导致润湿性向混合湿的变化。还值得注意的是,由于过程中涉及的不同相互作用,原油成分可能会影响结果。

模拟方面， Aljuboori 等人。 (2020)水驱模拟表明,使用五年高矿化度注入,然后五年低矿化度注入是最佳策略,其中二次和三次采油过程分别增加了 12-14% 的石油产量。采用该技术的原因是,最初的高矿化度水可以有效地以最小的粘性指进扫油,而随后应用低矿化度水驱在经济上更可行。

与矿化度相关的注水热效应尚未得到彻底研究。 Tang & Morrow (1997)进行的一项研究表明,对三种不同原油的三种储层盐水进行水驱表明驱替温度的增加与采油水湿度的增加有关。

该项目将调查注入不同矿化度的水的影响及其对石油产量的影响。我们将通过运行模拟来研究矿化度对密度和波及效率的影响。 温度的影响也将被纳入研究其对密度和粘度的影响,以及将较冷的盐水注入较温暖的储层的影响。二氧化碳溶解度也将作为不同系统中油成分的一部分进行研究。

模拟将在具有不同油成分的系统上进行,其中将研究对油密度和粘度的敏感性。此外,这项研究将评估重力偏析,因为它取决于注入水和地层水以及石油的密度,并考虑到不同矿化度的影响。在非等温计算中将考虑热锋相对于饱和锋和成分锋的传播,因为密度和粘度是温度以及压力和矿化度的函数。

油藏模拟将用于运行三次注水和四种地层水矿化度的敏感性。初始模拟将使用二维等温模型来观察矿化度对重力分离的影响,因为二维模型具有恒定的横截面积,因此粘性与重力的比率是固定的。在项目结束时将使用 3D 模拟和非等温模型来研究单个储层系统内不同流速、停留时间和温度的系统中不同位置的影响。

最终,该研究将调查矿化度和温度何时对扫风效率产生影响。因此,它将提供关于何时应进行盐水跟踪和温度建模的指南,因为密度和粘度影响很显着,以及何时不区分水成分的等温黑油模型足以满足油藏模拟的目的。还将考虑对未来工作的建议,例如矿化度和热效应对咸水含水层二氧化碳置换的影响。

方法

对于本研究,将使用 GEM 成分通过数值模拟来确定灵敏度
来自 CMG 的模拟器,其中所有矿化度情况将在所有组中模拟 40 年（2000-2040 年）。
A使用三种注入水矿化度和四种地层水矿化度的矩阵来模拟不同的
水矿化度的可能性并观察其影响。表1描述了由此产生的 12 个案例。 C1
作为中等矿化度的基本情况。

表 1 模拟案例。

案件编号	IW矿化度 (毫克/升)	固件矿化度 (毫克/升)	矿化度描述
C1	67,944	66,989	相似的矿化度/中等
C2	4,392	66,989	低 IW / 中等 FW
C3	154,377	66,989	高 IW / 中 FW
C4	67,944	14,113	中等 IW / 低 FW
C5	4,392	14,113	极低 IW / 低 FW
C6	154,377	14,113	高 IW / 低 FW
C7	67,944	120,628	中等 IW / 高 FW
C8	4,392	120,628	低 IW / 高 FW
C9	154,377	120,628	极高 IW / 高 FW
Q10	67,944	199,433	中等 IW / 极高 FW
C11	4,392	199,433	极低 IW / 极高 FW
C12	154,377	199,433	高 IW / 极高 FW

这 12 起案件将在八组中进行调查,这些组代表了不同的系统,其中总共
进行了 96 次模拟。这些组旨在研究不同参数的影响,例如
由于重力偏析、石油中二氧化碳的存在以及油藏和油藏之间的不同温度
注入盐水。这些集合按字母顺序编号并在表2 中进行了描述。模拟结果将是
以案例编号后跟设定字母的形式呈现（例如,系统组 D 中的 C8d 案例 8）。这些案例旨在
从中等基础到低和高极端,而集合代表系统的逐渐增加
复杂。

表 2模拟集。

放	二氧化碳效应	热效应	网格	复杂
A	不	不	二维	均质
乙	是的	不	二维	均质
C	是的	是的	二维	均质
D	是的	是的	3D	均质
和	不	不	3D	均质
F	是的	不	3D	均质
G	是的	是的	二维	异质性
H	是的	是的	3D	异质性

敏感性研究的流程图如图1所示。它代表了
增加流程的复杂性。将模拟矿化度情况以及不同的网格和系
统并进行了调查。



图 1 灵敏度流程图。

本研究使用了简单的笛卡尔网格,模型大小保持不变。 2D X/Z
网格主要是看是否存在重力偏析效应,稍后将结果合并
并与 3D 网格进行比较。为了简单起见,网格最初是同质的,而异构网格
后来通过修改水平渗透率来增加复杂性并观察随之而来的结果
影响。表3列出了不同的网格属性。模型岩石和流体属性以及井
控制措施见表4 。

表 3 网格属性。

	二维均匀	二维异质	3D 均匀	3D异构
尺寸（米）	1575×1575×40	1575×1575×40	1575×1575×40	1575×1575×40
细胞数量	30×1×30	30×1×30	9×9×4	9×9×4
孔隙率	0.2	0.2	0.2	0.2
水平的 渗透率 (mD)	200	1-10 层:200 第 11-20 层:1000 第 21-25 层:100 26-30 层:50	200	第一层:200 第2层:1000 第 3 层:100 第 4 层:50
Kv/Kh 比	0.1	0.1	0.1	0.1

表 4 一般模型属性。

范围	价值
储层压力（kPa）	29,500
储层温度 (°C	100
)注入温度 - 非等温 (°C)	40
库顶(m)	3000
克鲁（@Sor）	0.3
克罗（@Swr）	1
开关频率	0.21
啤酒	0.313
岩石压缩系数（1/kPa）	1.E-8（1000kPa时）
喷射器控制储层流体 流量（m3 /d）/压力（kPa）	最多 1000 / 最多 50,000
生产者控制油藏流体 流量（m3 /d）/压力（kPa）	最多 1000 / 最少 10,000

重力分离案例将为此目的使用修改后的网格。网格将具有渗透性
对于顶部情况,第 1-15 层为 1000 mD,第 16-30 层为 500 mD,而对于
底壳。精致的外壳在 Z 方向有 150 个单元。

该模型包含两口井,一口生产井 (PROD) 和一口注水井 (INJ)。这些井位于
在模型的对角。距生产者一街区,距注入者一街区
选择来记录和分析一段时间内的流体物理特性。这些块是 INJ (2,1,15) 和
2D 网格选择 PROD (29,1,15),3D 网格选择 INJ (1,1,2) 和 PROD (9,9,2)。

本研究的组成模型使用彭-罗宾逊状态方程,包含七个
成分包括水。 CO2 的溶解度使用 Henry 的 Harvey 相关性进行建模
法律。该油是一种非常轻的油,用于更好地了解密度差效应。
油品成分见表5

表 5 油成分。

成分	摩尔百分比%	分子 重量（克/克摩尔）	比重
二氧化碳	0 – 0.0611	44.01	0.818
N2至 C1	0.5252 – 0.5863	16.13	0.302
C2 至 NC4	0.1523	39.70	0.450
IC5至C10	0.1146	105.03	0.737
C11至C14	0.0586	166.61	0.809
C15至C16	0.0881	219.89	0.842
水	0.0001	18.01	1

水相密度将根据 Rowe-Chou 相关性计算,而水相
粘度将根据 Kestin、Khalifa 和 Correia 相关性计算。

假设系统中没有发生地球化学反应,并进行相应的建模,
因为重点仅在于流体物理特性及其影响。

结果与讨论

为了简单性和一致性,本章将分为与不同方面相关的结果和观察
系统集（2D 和 3D）,然后将进行讨论和进一步分析。不同的
矿化度案例和系统组将根据采油系数与水和油进行比较
分析注入区和生产区的粘度和密度,以了解
不同的参数导致结果。

不含 CO2 的等温系统

集合 A 和 E 分别作为 2D 和 3D 同质网格的基础。图2石油采收率
两组的系数和含水率。

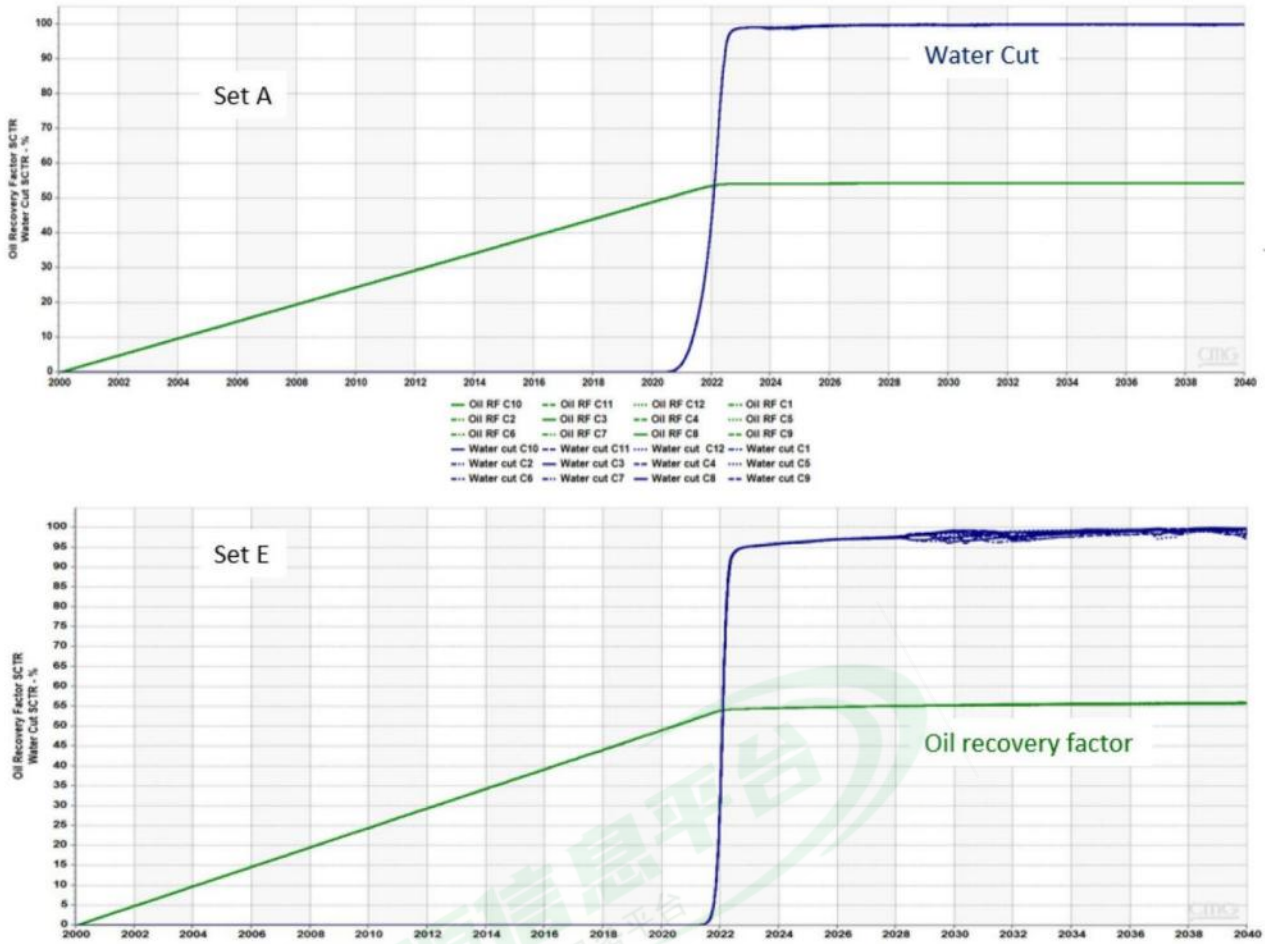


图 2A) A 组油 RF,B) E 组油 RF

据观察,所有不同矿化度情况都落在同一条线上并产生相同的采油系数。有趣的是,这表明矿化度不会影响这些系统的恢复。矿化度的差异,特别是注入低矿化度水,有望提高石油采收率。 2D 和 3D 系统的恢复系数几乎相同。为了了解对物理性质的影响,图 3显示了设置 E 的水和油密度。

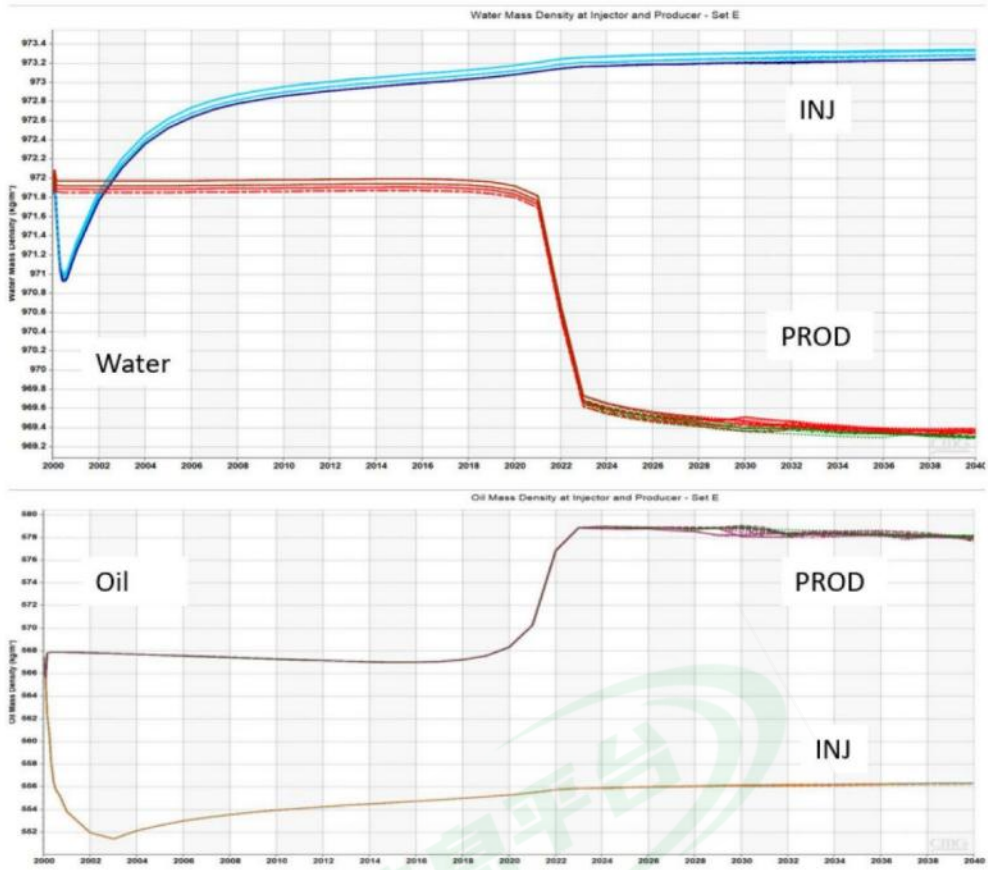


图 3A) 水密度 E 组,B) 油密度 E 组

对于水来说,注入器周围的密度增加,而生产侧的密度减小,变化接近2 kg/m3。对于石油,密度变化约为 10 kg/m3,因为它在注入器中减小,在生产器中增加。二维中的密度变化不太明显,尤其是生产侧的石油密度,下降了约 2 kg/m3。低矿化度注入水（深蓝色线)似乎略微降低了水密度,但在油密度的情况下并不明显。轻微波动是由于数值问题造成的。油和水的粘度在变化方面都遵循与密度相似的趋势。

含有 CO2 的等温系统在 B 组和 F 组
中,通过引入 CO2 来改变油的成分,以研究存在 CO2 的系统中的影响。

据观察,水矿化度不会产生任何直接影响,因为即使油成分发生变化,所有情况都会导致相同的采收率。该装置的显着差异是,通过在系统中引入 CO2,回收率提高了约 6%。

据观察,与之前的组相比,CO2 会稍微增加水的密度,但对于 2D 系统,注入器中的最终水密度低于其初始值。矿化度较低的情况也显示出较低的水密度。关于石油密度,CO2 的存在会增加密度的初始值,然后在生产厂中密度值会下降约 4 kg/m3。然而,2D 和 3D 网格的注入器行为是不同的,因为 2D 的最终值略低于初始值,而 3D 的最终值则高 4 kg/m3。粘度在 2D 和 3D 中显示出与密度相似的趋势,并且 CO2 似乎不会对其产生显着影响,因为这些值与之前的设置相似。

不含 CO2 的非等温系统组 C 和 D 代表非等温
系统,其中注水温度设置为 40 °C,而油藏温度为 100 °C。油的成分是一样的。

观察结果是,响应与前面描述的其他系统类似,因为恢复系数的差异小于 1%。此外,在较低温度下注入水似乎会略微降低石油采收率。流体物理性质的最终值受到影响。图 4显示了 C 组的水和油密度。

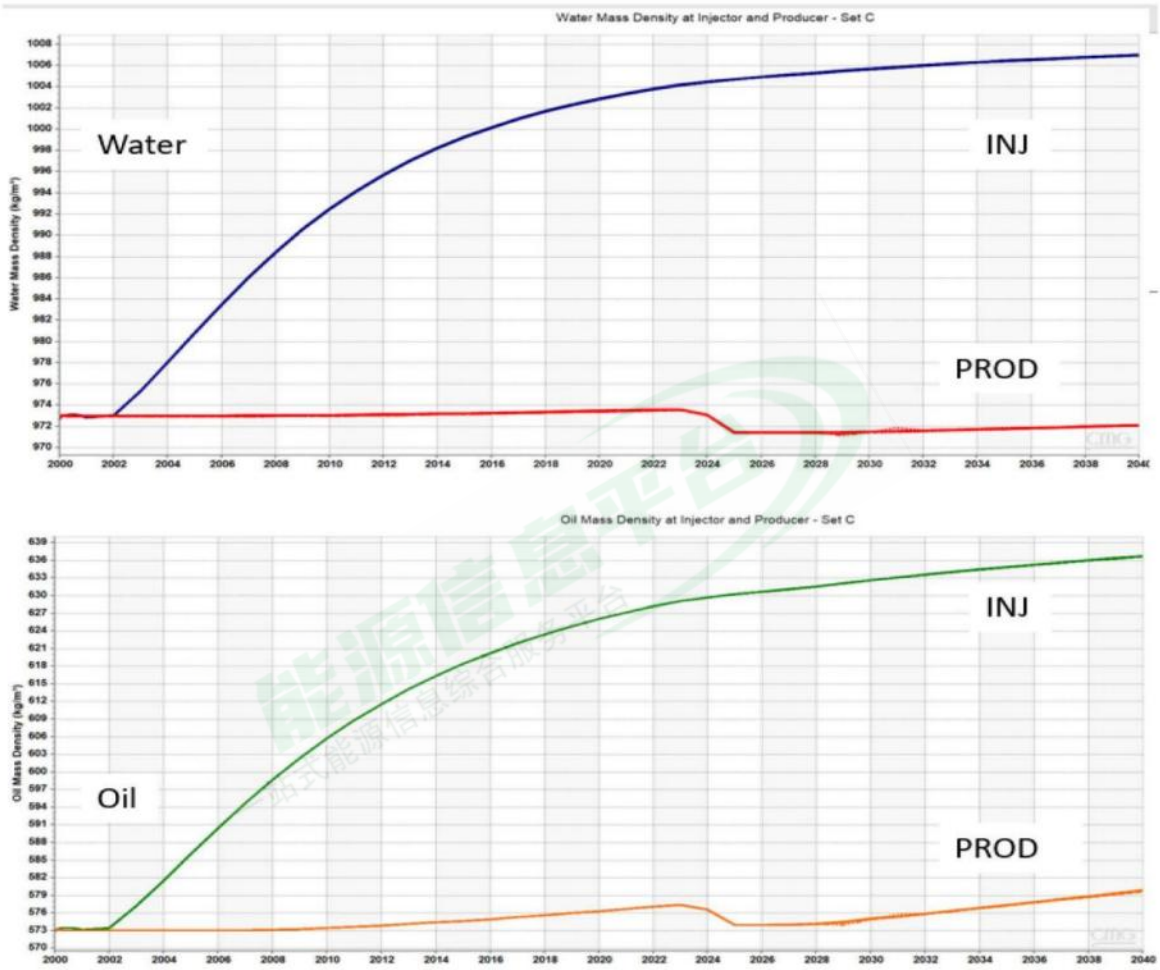


图 4A) C 组的水密度,B) C 组的油密度

随着时间的推移,温度的降低显着增加了喷射器侧水和油的密度。增加量约为35公斤/立方米。在生产侧,油密度增加约9 kg/m3,而水密度略有下降。这可以指示温度前沿相对于饱和前沿的移动。 2D 和 3D 的响应相同。

随着喷射器侧温度的降低,水和油的粘度的最终值增加到其初始值的两倍。生产侧感受到的热效应较小,因为与注入器处的效应相比,热效应值略有增加。这可能表明温度对物理性质变化的影响更为明显;然而,在含有 CO2 的等温系统中,石油采收率略高。同样,注入水和地层水的矿化度似乎不会影响结果。

通过修改水平渗透率创建异质网格,同样的非等温
使用 CO2 系统来观察异质性的影响。

根据结果,与异质集相比,异质集的恢复系数略低同质的。流体性质几乎相同,采收率差异是由于早期异质案例的突破。喷射器侧流体特性汇总如表所示6、生产者方见表7。

表 6　注入器侧的流体特性

放	普威 (公斤/立方米)	ρwf (公斤/立方米)	微维 (cp)	微沃夫 (cp)	ρi (公斤/立方米)	ρ (公斤/立方米)	微伊 (cp)	微量 (cp)
A	971.9	972.6	0.29	0.29	565.5	554.5	0.1275	0.1195
乙	972.9	972.4	0.29	0.29	572.9	572.2	0.124	0.134
C	第973章	1007	0.29	0.65	第573章	第636章	0.125	0.245
G	第973章	1006	0.29	0.65	第573章	第634章	0.125	0.235
D	第973章	1010	0.29	0.66	第573章	第645章	0.125	0.265
和	972.1	973.3	0.29	0.29	第566章	第556章	0.128	0.122
F	973.1	973.3	0.29	0.29	572.8	577.3	0.123	0.14
H	第973章	1008	0.29	0.66	第573章	第642章	0.125	0.26

表 7　生产侧的流体特性

放	普威 (公斤/立方米)	ρwf (公斤/立方米)	微维 (cp)	微沃夫 (cp)	ρi (公斤/立方米)	ρ (公斤/立方米)	微伊 (cp)	微量 (cp)
A	971.9	970.1	0.29	0.283	第567章	第565章	0.128	0.127
乙	972.7	970.8	0.29	0.281	572.9	569.4	0.123	0.1215
C	第973章	第972章	0.29	0.28	第573章	第580章	0.125	0.13
G	第973章	第972章	0.29	0.28	第573章	第577章	0.125	0.13
D	第973章	第972章	0.29	0.28	第573章	第583章	0.125	0.135
和	972.1	969.4	0.29	0.282	第566章	第578章	0.128	0.136
F	973.1	970.4	0.29	0.28	572.8	第569章	0.123	0.121
H	第973章	第972章	0.29	0.28	第573章	第581章	0.125	0.138

提供初始（i)和最终（f)值以观察属性随时间的变化。所有系统组的采油系数如图 5所示,先是 2D,后是 3D。

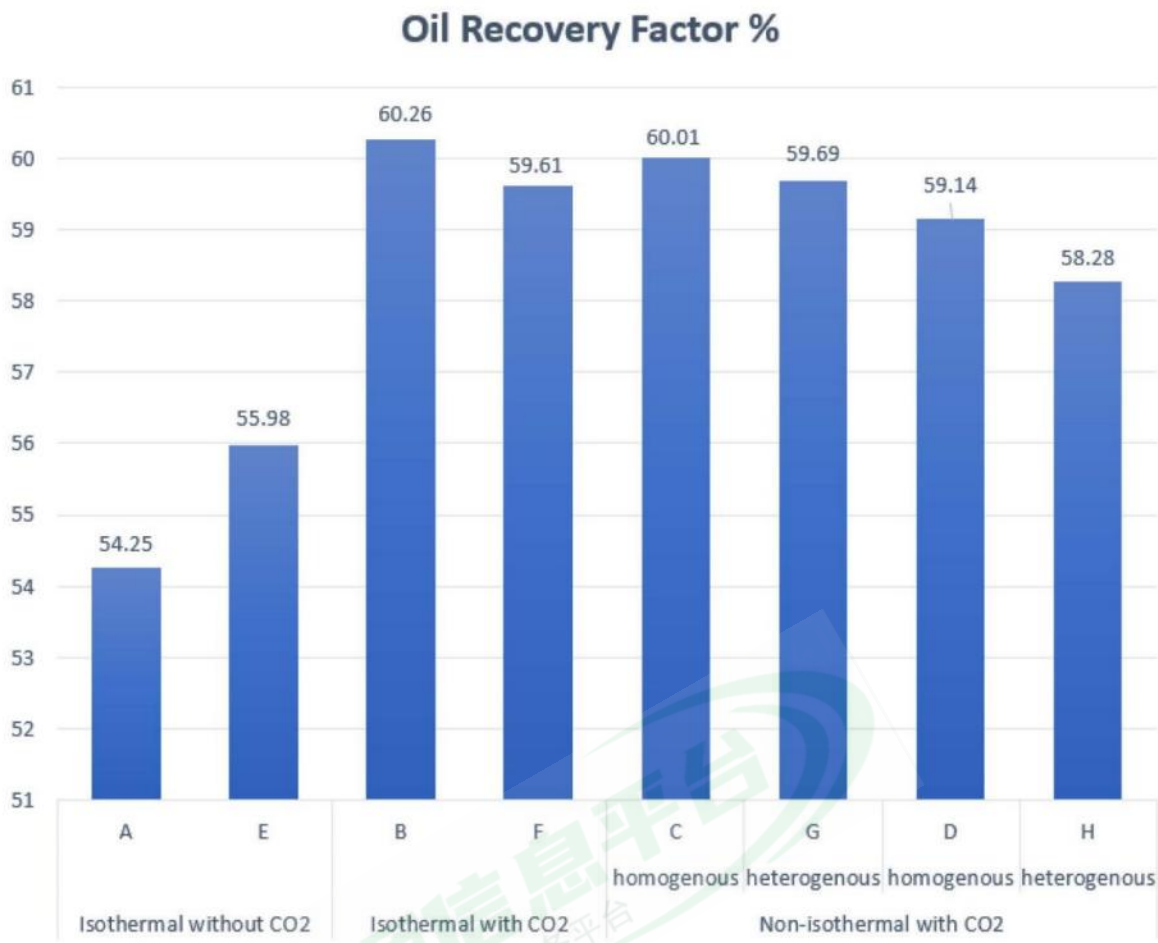


图 5　石油采收率总结

为了了解所获得的结果,将分析矿化度、溶解二氧化碳、温度和重力等不同因素的影响。此外,还模拟了另外五个案例,以进一步研究和了解重力偏析以及二氧化碳和热效应。在这方面,将使用两个经验数,即终点迁移率（M）和重力数（G）。这两个数字都有助于了解流体在油藏中的流动情况,因为流度比可以深入了解驱替前沿和最终的石油采收率,而重力数则显示采收过程中力的贡献。表8列出了所有系统和集合的结果以及进一步的分析案例。

表 8 M、G 和油采收率的最终结果

系统	套装/箱	终点 流动率（M）	重力数 (G)	采收率
无 CO2 等温	A	0.131	13.5	54.25
	和	0.141	12.5	55.98
与 CO2 等温	乙	0.126	13.9	60.26
	F	0.125	14	59.61
与 CO2 非等温	C	0.06	13.8	60.01
	D	0.061	13.3	59.14
	G	0.06	29.5	59.69
	H	0.063	22	58.28
进一步调查案件				
非等温 无二氧化碳	C1c	0.056	15.6	56.13
	c1d	0.053	16.4	59.68
重力分离	C4g精制	0.0616	22.4	59.59
	C4g 上衣	0.0597	52.2	60.09
	C4g 底部	0.0591	52.9	60.19

模拟结果表明,矿化度对采收率没有影响,12个案例中注入水和地层水的矿化度从低到高变化,回收了相同量的油。一般来说,矿化度的增加会由于质量的增加而导致密度的增加。原因是矿化度的增加破坏了水中天然存在的氢键（穆罕默德等人,2003）。此外,矿化度的增加也与恢复率的提高有关,因为降低油与水之间的粘度比,从而提高油的流动性。这些影响有在这项研究中没有观察到,主要是因为它们与地球化学反应的关联,而这项研究重点关注物理特性。在这方面,降低粘度比或提高油的流动性这里也没有发生。这是因为改变矿化度导致水的变化相对较小密度和粘度,流度比不变,对采收率影响不大重要的。

图 6显示了基于 D 组钠摩尔浓度的水矿化度（3D,均质热和CO2)经过10年的模拟预测。

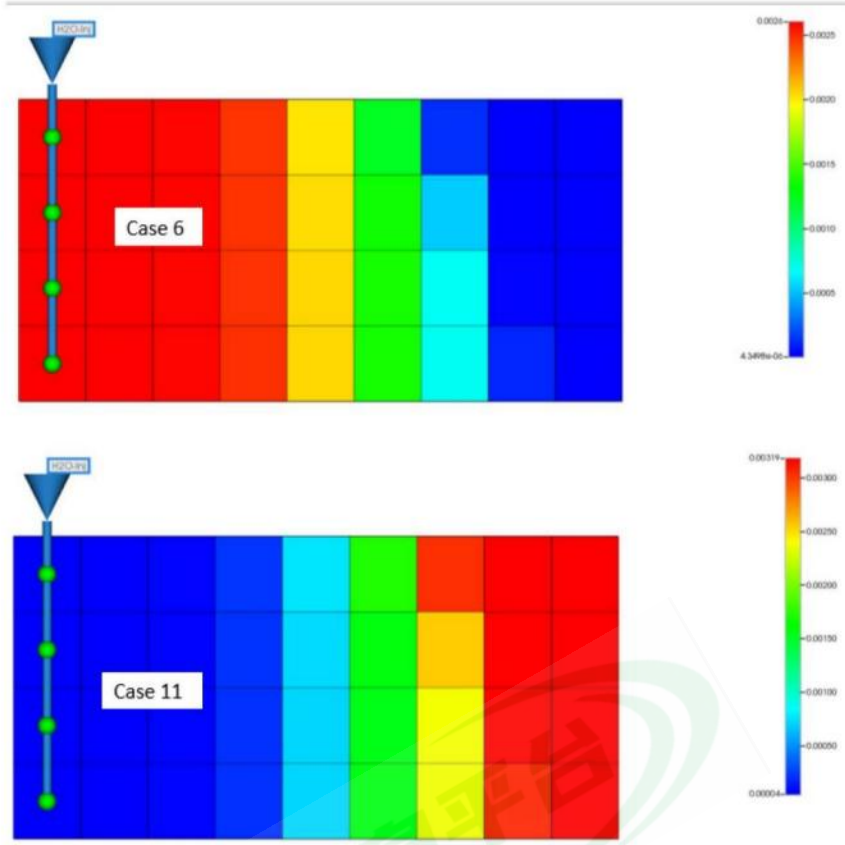


图 6Na 摩尔浓度 A) 情况 6,B) 情况 11

案例6代表高IW和低FW矿化度,而案例11代表非常低的IW和非常高的FW矿化度。在第一种情况下,可以看出矿化度正在增加,并且增加是从注入器侧传播的。在第二种情况下,情况正好相反,因为低矿化度水正在向储层中部传播。这是为了表明矿化度在模拟案例和集合中正在发生变化,但其影响不是很明显。因此,矿化度对流体物理性质变化的影响很小,不会对采油过程产生重大影响。

从模拟结果可以清楚地看出,溶解的 CO2 和改变温度对石油采收率以及流体密度和粘度有显着影响。

CO2 对油的影响与将 CO2 作为油成分的一部分或通过注入将 CO2 引入系统这两种情况有关。当系统中存在二氧化碳时,油密度将会增加（Emera & Sarma,2007）。此外,在存在二氧化碳的情况下,油密度的增加也可能是由压力增加引起的。这从 B 组和 F 组中可以明显看出,与不含 CO2 的 A 组和 E 组相比,生产侧的石油密度有所增加。此外,它们还在注入器侧表现出更高的最终油密度,其中压力因注水而增加。溶解的二氧化碳也会降低油的粘度,而且这种降低比对密度的影响更为显着（Sun et al., 2018）。

随着二氧化碳溶解度的增加,油的粘度降低得更多,这意味着二氧化碳浓度将增强油的性能。石油粘度相对于 CO2 浓度增加的变化归因于系统内气体的增加（Grigg,1995）,而与较轻的石油相比,较重的石油的影响更为明显（Deruiter 等,1994）。这从 B 组和 F 组生产侧的油粘度中可以明显看出,因为在存在 CO2 的情况下,油粘度随着时间的推移而降低。然而,喷射器侧的最终油粘度显示出增加,这可能归因于压力和油压缩性的增加。

就对水的影响而言,二氧化碳似乎会略微增加生产侧和注入侧的水密度,但与观察到的石油相比,增加幅度较小。对于粘度,无

在 CO2 存在的情况下发现了显着的差异。根据 Esene 等人（2019)的研究,水粘度随着 CO2 浓度的增加而增加。本研究中没有观察到这种情况,这可能是由于压力、温度和时间等参数组合的影响,以及注入速率等操作参数都会影响性能变化。与系统中含有二氧化碳相关的重要观察结果是石油采收率显着增加。根据（Sohrabi 等,2009）,具有高 CO2 溶解度的轻质油由于油的聚结和膨胀而经历了高采收率。这些现象将导致油性质的改善并随后增强油的流动性。CO2 在提高石油采收率方面的综合作用可以从计算的流度比中总结出来,其中对于含有 CO2 的系统,M 较低,从而导致较高的采收率。

流度比值的微小差异也与流体性质的微小变化有关。

就温度而言,通常温度升高会因体积增加而降低密度,这对粘度的影响类似,因为粘度随着温度升高而降低,从而导致流动阻力降低。对于同时存在温度和 CO2 影响的 C 组和 D 组,可以注意到两侧的油密度和粘度的最终值均有所增加,尤其是在喷油器侧更为明显。

对水性质的影响相似,但仅适用于注入器侧。由于喷射器侧水粘度的增加,温度的降低随后将流度比值从 0.125 降低到几乎一半,从 0.125 降至 0.06。然而,系统流动性的增强并没有带来采收率的增加,而是导致最终值略有下降。

图 7显示了 C 组模拟结束时的温度前沿。很明显,热在生产系统的运行寿命期间,前端不会到达生产者。

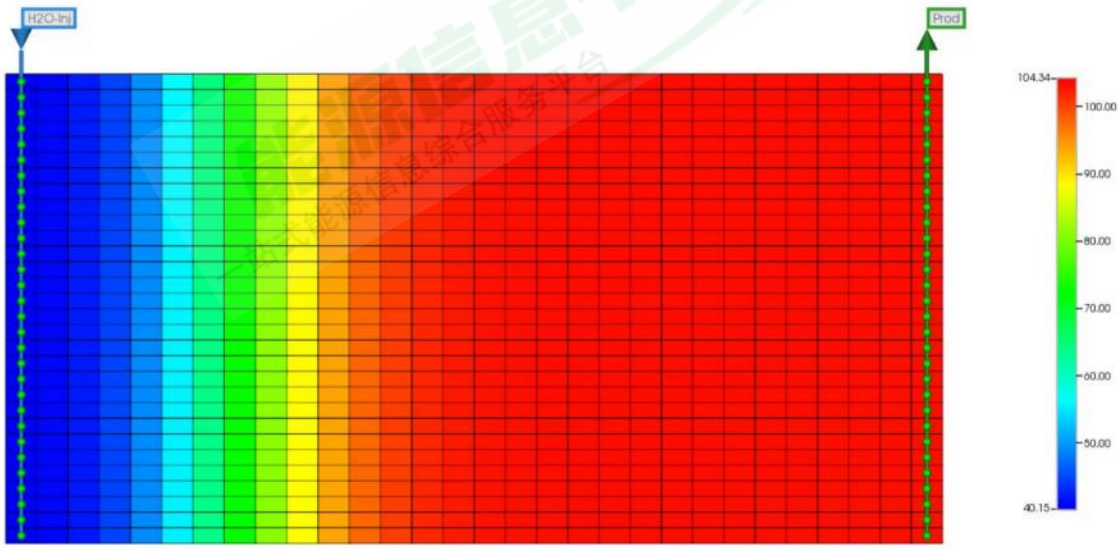


图 7　2D 组 C 的温度前沿

模拟了另外两个案例（C1-c、C1-d)以进一步了解温度的影响。新情况采用相同的注入温度进行模拟,但这次油中不含二氧化碳。获得的结果形成鲜明对比,3D 情况下的采油率略有增加,而 2D 情况下的采油率则显着下降。在物理性质变化方面,2D集显示水的性质与CO2的情况几乎相同;然而,油密度和粘度值下降。原油粘度降低,流度比降低,但采收率略有提高。可以得出结论,对于二维系统,CO2 的存在提高了石油采收率,其效果比温度更显着。

对于3D系统,变化与2D系统类似,但结果相反。看来流度比对 3D 系统的影响更大,因为流度比较低的情况提高了石油采收率。此外,在此类系统中,温度对流体物理性质的影响比 CO2 更明显。这说明了在石油采收方面二氧化碳和温度之间关系的复杂性,因为两者都对其他相关参数的变化敏感。此外,2D 和 3D 结果的差异也可能凸显出模拟效果在获得的结果中起着关键作用。不同的模拟网格将在力的平衡方面以及系统内的不同参数如何参与该过程中经历变化。在 2D 系统中,粘性力和重力之间的平衡在整个模型中是均匀的,而在 3D 模型中,粘性力在近井区域占主导地位,而重力效应在场中心更为明显。

为了进一步了解影响系统和前端运动的力,基于异构 C4g 案例模拟了另外三个案例。第一种情况是C4g的细化版本,其中垂直方向有150个单元。其他情况（顶部和底部)模拟渗透率对比,其中储层被分为两个渗透率差异为 500 mD 的区域。顶部情况的顶部具有较高磁导率层 (1000 mD),底部情况则相反。

石油采收率非常接近,差异很小。精炼案例导致恢复略有下降,而顶部和底部案例显示恢复有所改善。

根据El-Khatib (2003) 的说法,当某一层的渗透率低于紧邻的较浅层时,重力的影响将导致石油采收率增加,并伴随着水突破的延迟。这是因为“底部”案例在达到稳定水平并超过其他案例之前具有较早的突破和较低的复苏。

从计算的重力数来看,重力似乎大于粘性力。这表明系统中发生了重力偏析。注入的水比油藏中的轻质油重得多。除了重力数之外,注入流体和储层流体之间的这种巨大差异也会影响流度比。根据Alamooti & Malekabadi (2018) 的研究,在高渗透率、高密度差、高流度比和较低流量的情况下,重力偏析会很显着。为了评估这一点,图 8显示了顶部和底部情况（左)以及 C4g 和 C4g 细化（右)的饱和前沿。

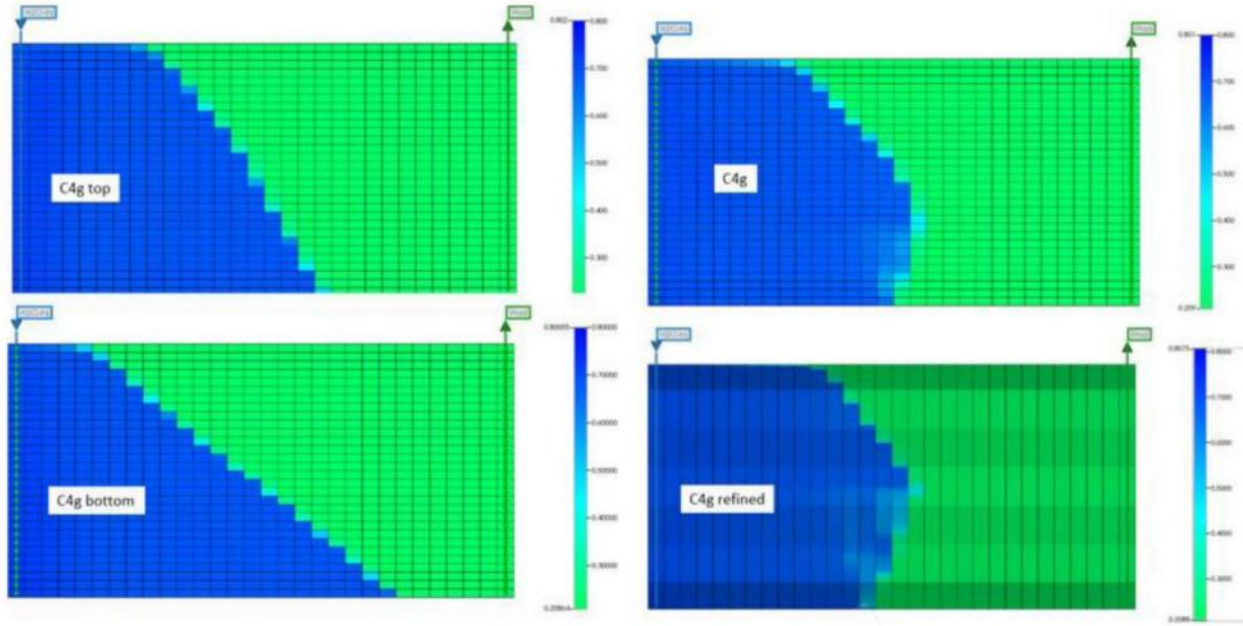


图 8 饱和前沿

据观察,存在一定的重力效应,并且当底层具有较高渗透率时,该效应会因粘性力而增强,因为综合效应将水驱至底部。然而,当比较不同时间的锋面时,可以观察到锋面以相同的速度传播,并且没有明显的倾斜度差异,表明力是平衡的。这可以表明,无论重力数有多高,锋面都是稳定的,这可以归因于具有非常低的流动性比。低流动比将确保前部稳定性并导致更像活塞的位移。

结合流度比、重力数和采收率;值得注意的是,对于等温组,较高的采收率与较高的重力数和较低的流度比相关,而对于非等温组,情况相反。此外,2D和3D结果也显示出差异。这归因于每个网格中的力平衡,因此,模拟效果影响了本研究得出的结论。

结论

总之,这项工作涵盖了矿化度对波及效率的影响,其中使用 CMG GEM 成分模型进行了注水敏感性研究。基于三个注入水和四个地层水矿化度值,在八个系统组上模拟了 12 个矿化度情况。这些组代表不含 CO2 的等温系统、含 CO2 的等温系统和含 CO2 的非等温系统。模拟旨在涵盖 2D 和 3D 网格中的矿化度、CO2 和温度对波及效率和由此产生的石油采收率的影响。除了使用迁移率和重力数来评估效果和分析结果之外,还进行了其他案例。这项工作的结论总结如下:

- 注入水矿化度对石油采收率没有影响,因为所有可变矿化度情况都会导致相同的采收率。改变矿化度对水性质的影响并不显着,并且不会影响油的性质。
- 二氧化碳增加了生产侧的石油密度,同时也增加了注入侧的最终值,但这与压力的增加有关。
- CO2 降低了生产侧的石油粘度,而由于石油的可压缩性和压力的增加,最终的粘度在生产侧增加。

- 二氧化碳略微增加了水的密度,但与对石油的影响相比,其影响较小。
  CO2 对水粘度的影响微不足道且不明显。
- CO2 显着提高了 2D 和 3D 系统的石油采收率,这归因于改善了石油流动性和石油膨胀现象。

- 温度的降低会降低生产侧的油密度和粘度,并会增加注入侧的油密度和粘度。

- 温度的降低会增加水的密度和粘度,但仅限于注入侧,因为热锋不会到达生产井。

- 温度降低略微提高了 2D 系统的石油采收率,而对于 3D 系统则显着提高,因为流度比降低了一半。

·在没有水的情况下,将冷盐水注入热油藏可为 3D 系统带来更好的石油采收率
CO2,而 2D 系统在 CO2 存在的情况下具有更高的回收率。
·由于流度比非常低,导致稳定位移,从而最大限度地减少了重力偏析
正面。

基于所有这些结论,在储层模拟中不需要盐水跟踪,而在成分模拟器中建议进行温度建模,因为它对溶解度和相性质有显着影响。其次,对二氧化碳行为的观察可以为咸水层中二氧化碳的置换提供见解。对于今后的工作,建议做好以下工作:

- 对不同的油性质和成分具有相似的灵敏度。
- 包括注入模式和洪水方案的影响
- 将流量降低至 (1/10) 并将模拟注入时间增加 10 倍,以了解重力效应的重要性。

·更改模型大小和属性以查看数值模拟和力的不同效果
影响流量。

将这项工作在对流体物理性质的影响方面的成果与地球化学相结合
反应来区分两个参数对石油采收率的重要性。

·重复研究向咸水层注入二氧化碳的影响。

参考

艾哈迈德,T.(2019)。第14章-注水原理。见 T. Ahmed(主编),油藏工程手册(第五版)(第 901-1107 页)。海湾专业出版社。 https://doi.org/https://doi.org/10.1016/ B978-0-12-813649-2.00014-1

Alamooti, AM 和 Malekabadi, FK (2018)。第一章 提高石油采收率简介。见 A. Bahadori(主编),《传统和非常规油藏强化石油和天然气采收率的基础》 (第 1-40 页)。

海湾专业出版社。 https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-813027-8.00001-1

Aljuboori, FA, Lee, JH, Elraies, KA 和 Stephen, KD (2020)。天然裂缝性油藏低矿化度注水的有效性。石油科学与工程杂志, 191, 107167。https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107167 RA 德鲁特、LJ 纳什和 MS 辛格特里 (1994)。粘稠原油与二氧化碳和烃类气体的溶解度和驱替行为。 SPE 油藏工
程, 9(02), 101-106。 https://doi.org/10.2118/20523-pa

哈提卜,NAF(2003 年,2003 年)。重力对分层油藏注水性能的影响。
Emera,MK 和 Sarma,HK (2007)。石油中二氧化碳溶解度的预测及其对石油物理性质的影响。能源,A 部分:回收、利用和环境影响, 29(13), 1233-1242。 https://doi.org/10.1080/00908310500434481 _格里格,RB (1995)。 CO2 驱替过程中的动态相组成、密度和粘度测量

油藏油。 SPE国际油田化学研讨会,



四、工程技术学术动态

1. 石油生产系统水下布置方案自动化设计方法

文献摘要：这项工作提出了自动化合成石油生产系统海底布局的方法。目标是在更短的时间内实现更多的设计选择，同时提高效率并显著降低相关成本。结果是一个自动探索不同平台位置的计算工具；对于每个位置，考虑到几个工程标准，它生成并评估了多个流线路线的空间安排方案，以及平台阳台上立管门廊上的立管连接顺序。通过包括总流线长度在内的指标来评估每种解决方案的质量。介绍了与该问题的建模和求解相关的几种方法，包括：选择立管连接顺序的算法；定义流线轨迹的路由算法；并采用全局搜索方法对平台进行定位。案例研究展示了它们的性能，并应用于具有代表性的海上场景。结果表明响应时间有了很大的改善，在几分钟内生成了几个有效的解决方案，而传统设计过程通常需要几周的时间。这样，该工具可以减少设计时间，以评估更多的可选布局，提供准确的结果，并最大限度地降低成本。

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

ScienceDirect提供内容列表

应用海洋研究

期刊主页： www.elsevier.com/locate/apor

石油生产系统海底布局替代方案的自动化设计方法

菲利普·斯泰普 一,1，穆里洛·菲伦扎诺·拉波索 一,1，朱莉安娜·苏扎·拜奥科a,1 乙 ，比阿特丽斯·苏萨·雷特皮雷斯·德·利马a.1 ，布雷诺·皮涅罗·雅各布a,1,* ，贾琳·玛丽亚·罗查

[A] LAMCSO –计算机方法和海上系统实验室,PEC/COPPE/UFRJ –联邦大学研究生院里约热内卢土木工程部,Avenida Pedro Calmon,S/N,Cidade Universitaria,Ilha do Fundao， ～里约热内卢,RJ 21941-596,巴西b

Petrobras – Petr´ oleo Brasileiro SA, CENPES –研究与开发中心, Avenida Horacio Macedo 950, Cidade Universitaria, Ilha do Fundao, ~里约热内卢, RJ 21941-915, 巴西

文章信息

关键词：
海底布局
流线路由
立管门廊连接
A星算法

摘要

这项工作提出了自动合成石油生产系统海底布局的方法。目标是在更短的时间内实现更多的设计方案,同时提高效率并显着降低相关成本。其结果是一个计算工具可以自动探索不同的平台位置;对于每个位置,考虑到多个工程标准,它不仅会生成并评估多条流线路线的空间安排,而且还会评估平台阳台立管门廊上的立管连接顺序的替代方案。每个解决方案的质量通过包括总流程长度在内的指标进行评估。提出了与问题建模和解决相关的几种方法,包括： 选择立管连接顺序的算法;定义流线轨迹的路由算法;以及用于定位平台的全局搜索方法。案例研究展示了它们应用于代表性海上场景的性能。结果表明响应时间得到了显着改善,在几分钟内生成了多个有效的解决方案,而不是传统设计过程中通常需要数周的时间。这样,该工具可以减少评估更多替代布局的设计时间,提供准确的结果,并最大限度地降低成本。

一、简介

石油生产系统的海底布局设计包括各种组件的定位（Bai 和 Bai,2010）：平台、海底设备、油井以及将它们互连的刚性和柔性管线的路线（图1）。由于涉及大量变量及其相互依赖性,这涉及一个极其复杂且难以解决的问题。此外,部件位置的选择直接影响生产系统,成为油田开发的战略决策(Sahebi et al., 2014)。

传统上,海底系统的设计是一个明显的跨学科过程（特别涉及石油工程、地质学、土木和海军工程）。它与生产系统的不同方面（Guo 等,2005） （包括油藏（Silva 和 Soares,2021）、油井（Chang 等,2015； Ebadat 和 Karimaghaee，2012），管道和海底设备中的多相流,例如管汇、管道末端终止 - PLET、管道末端歧管 - PLEM 和干线（JS Baioco 等,2018； Stape 等,2019； Stape 等,2020））、立管（Vieira 等人，2008； de Pina 等人,2011； Vieira 等人,2012）、平台（Souza 等人,2019)及其系泊系统（Monteiro 等人,2016； Monteiro)等人,2021 年;普拉多等人,2022 年））。因此,为了获得有效的解决方案,必须考虑所有这些学科的要求,包括例如所生产流体的特性;该地区的海底障碍物和土壤特征（de Lucena et al., 2014； JS Baioco et al., 2018）;建井和钻井计划的可用技术（Iyer 和 Grossmann）;该平台;安装方法（de Araújo Neto 等,2019)和关键海军资源（钻井平台、管道铺设船等)的可用性。除了海底工程领域的特定需求（例如设计的局限性和特征)之外,所有这些

* 通讯作者。
电子邮件地址： philipstape@lamcso.coppe.ufrj.br （P. Stape）， murilo.rapozo@lamcso.coppe.ufrj.br （MF 拉波佐）， jsbaioco@lamcso.coppe.ufrj.br （JS拜奥科）， bia@coc.ufrj.br （利马 BSLP）， breno@lamcso.coppe.ufrj.br （BP 雅各布）， djalene@petrobras.com.br （DM 罗查）。 http://
[1] www.lamcso.coppe.ufrj.br

https://doi.org/10.1016/j.apor.2023.103706 2022
年 11 月 18 日收稿； 2023 年 2 月 1 日收到修订版； 2023 年 8 月 14 日接受 2023 年 8 月 18 日在线发布

0141-1187/© 2023 Elsevier Ltd. 保留所有权利。

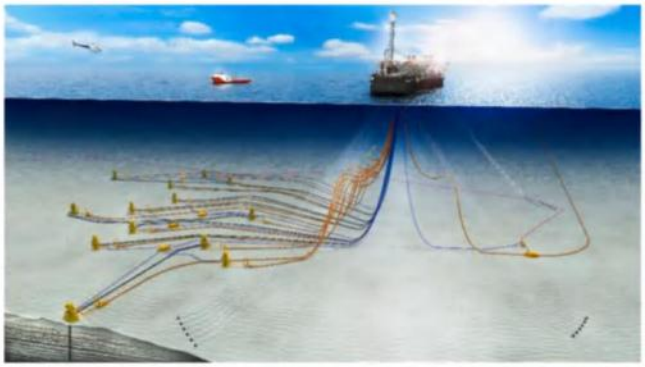


图 1.海底布局配置。

管道、设备、系泊系统及其与海底系统配置和油井互连（卫星、管汇、干线等)相关方面的相互作用

这些特征使得涉及的任务的确定
海底布局组件的定位特别适合通过计算方法进行处理（Wang et al., 2012; Y.

王等人,2014； Y.王等,2014;王等人,2016;罗德里格斯等人,2016； H.张等人,2017; H.张等人,2017;罗莎等人,2018;洪等人,2018;王等人,2018;席尔瓦和苏亚雷斯,2019; Almedallah 等人,2020;洪等人,2021;王等人,2021;岳等人,2021;刘等人,2022）。考虑到通过手动检查进行设计的通常做法,需要进行多次定位尝试（并且针对每一次定位尝试都手动详细说明简化的管道路线）,直到达到令人满意地满足不同标准的解决方案：流量、最小化互连油井的出油管线长度、对现有设施的干扰、地质灾害、法律和/或环境限制（Rocha 等人,2015 年； Devine 等人,2016 年； Devine 和 Haneberg,2016 年）,以及总量的最小化海底系统的成本。此手动过程可能需要相当长的时间,并且可能导致布局设计效率较低和/或成本较高。

在问题建模和解决方法方面,海底布局优化问题已经通过多种不同的方法进行了探索。许多作者使用数学方法来解决位置分配问题,该问题定义了包括井口和歧管在内的海底设施的位置。例如， （Rosa 等人,2018)使用基于混合整数线性规划（MILP)的数学规划模型,该模型考虑流形的数量及其位置来搜索最佳布局配置。然而,报告的计算成本相当高:在具有 384Gb RAM、6 个 2.4 GHz 核心和 4 Tb 硬盘的工作站中大约需要 12 小时。 (Silva 和 Soares, 2019)还采用了 MILP 模型来解决位置分配问题并确定井组、管汇和平台的最佳布置。假设了一些重要的简化:管道路线被视为直线;不考虑地形/障碍物信息;通过预先安装管道支架可以避免管道交叉效应。针对卫星井系统， (Hong et al., 2021)提出了混合整数非线性规划模型（MINLP）,以创建投资回收期最短的海底布局设计。以井水平位移、流线节点连接、流量、产量和平台类型作为决策变量。虽然解决了流线路线,但假设了重要的简化:平坦的海床,路线由具有直线段的折线表示,并且未考虑立管配置。最近,流形的位置分配问题在（Liu et al., 2022)中得到了解决,作者指出 MINLP 模型过于昂贵,并建议将其简化为更简单的二元线性规划（BLP)模型。事实上,从许多以前的工作中可以推断出 MILP/MINLP 方法可能需要过多的

计算成本,和/或可能需要对布局优化问题的建模进行许多简化。

除了 MILP/MINLP 模型之外,还采用了其他混合/迭代方法来解决位置/分配问题:在（Wang et al., 2021)中,基于无监督学习方法和聚类算法的迭代结构包含“协作优化””并分组、簇管汇布局以及管汇之间的连接关系的程序。同样,假设有一个平坦的 2D 平面。

另一方面,关于实际 3D 地形中最佳管道路线的确定,许多工作表明此类问题可以通过进化算法（EA)或其他启发式方法有效解决。例如， （de Lucena 等人,2014 年； JS

Baioco 等人,2018)描述了与不同约束处理技术相关的遗传算法的使用,并结合了底部稳定性标准。进一步的工作通过结合不同的方法将 3D 路径问题与设施位置分配问题相关联:在（Hong 等人,2018)中,模拟退火和 Dijkstra 算法相结合,以确定流形、管网的最佳数量和位置考虑 3D 海底地形和障碍物的拓扑和路线。尽管如此,还是假设了一些简化,包括仅考虑柔性管道,并考虑所有井和/或歧管都连接到单个立管底座。 Wang et al., 2018)开发了一种结合 MILP 模型和 A-star 算法的混合方法来优化天然气传输网络。考虑到 3D 地形,设计变量是压缩站的位置和管道的连接。使用质量平衡方程评估管道内的气体流量;使用分段线性化方法排除了这些方程中的非线性项。在（Almedallah 等,2020)中,基于固定平台的浅水生产系统的布局通过结合多种技术的混合方法进行了优化,例如求解井分配的 MILP 例程、线性逼近的约束优化（COBYLA）来确定钻井路径,以及改进的 Dijkstra 算法来确定管道路线。在（Yue等人,2021)中,提出了一种设计海底生产控制系统布局的优化方法,设计变量是海底分配单元（SDU)和脐带着陆点的位置、管道连接拓扑和管道路线。该方法采用自适应变异粒子群算法和经典A星算法相结合的混合算法。然而,作者指出了与其计算性能相关的重要缺陷,并指出“在更复杂的搜索环境中,应该选择改进的方法和其他算法”。

总之,上述研究工作表明,海底布局优化问题可以从多个角度解释,使用多种方法建模,并通过多种方法解决。在这种背景下,这项工作提出了一种新的方法,重点关注复杂的现实世界场景,这些场景可能有数十口井、复杂的出油管和立管网络,以及代表海底和海底障碍物的 3D 测深数据的详细描述。这些场景必须满足几个不同的

设计标准和安全要求;之前介绍的其他作品并未考虑到所有这些问题。由此可见,计算效率是一个关键问题。

在这项工作中,为了克服这些障碍,将方法和程序纳入 OtimRota 计算工具中,以自动合成海底布局。最初,OtimRota 工具专注于单个海底管道（例如出口管线)的最佳布线（de Lucena 等人,2014 年； JS Baioco 等人,2018 年; Rocha 等人,2015 年； de Lima 等人,2011 年） ； Baioco 等人,2011; Baioco 等人,2012； JS

拜奥科等人,2013； JS Baioco 等,2013； JS Baioco 等,2014； JS 拜奥科等人,2014;拜奥科等人,2015;拜奥科等人,2017;多斯桑托斯等人,2017）。现在,该工具将能够自动探索不同的平台位置;对于每个地点,考虑到几个工程标准,它将生成并评估替代方案

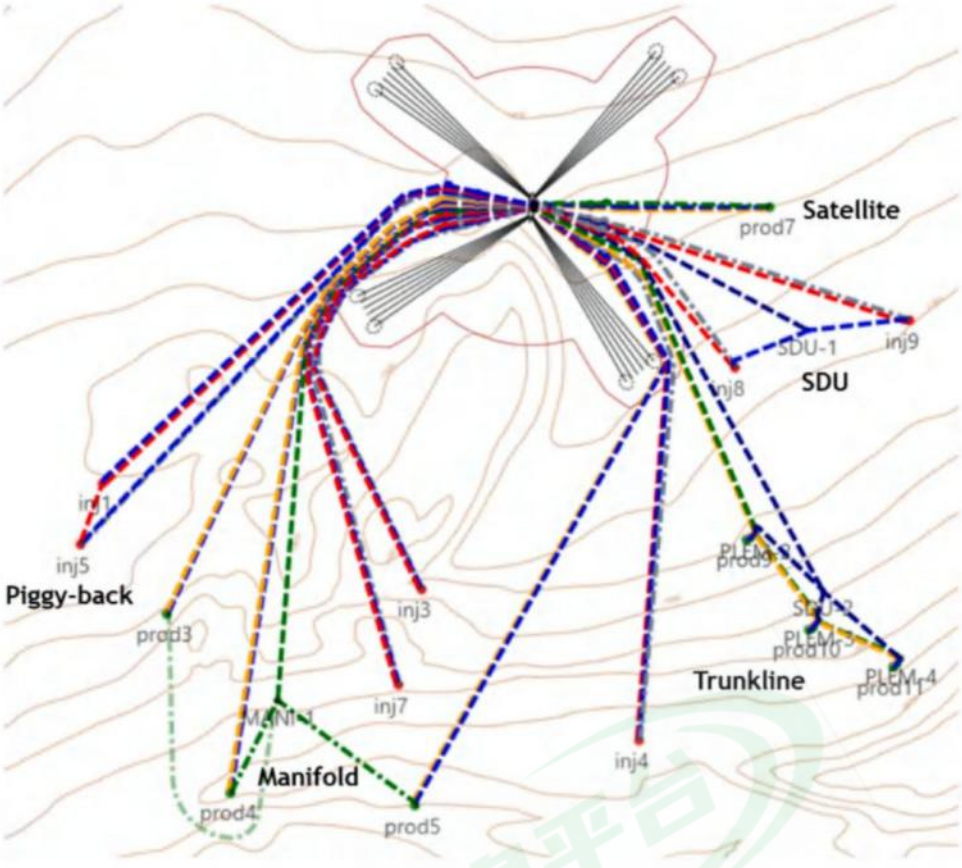


图 2.海底布局架构。

不仅考虑了多条流线路线的空间安排,还考虑了平台阳台立管门廊的立管连接顺序。

特别是,这是所提出的方法的主要创新方面之一,解决了海上生产系统概念设计中的关键任务。其他重要方面包括处理真实的 3D 测深数据来表示海底,包括大量复杂的障碍物（其他现有平台及其系泊线和管道;低有利度系泊区域;地质灾害和海底麻点等。 ）。这给流线的选线带来了许多困难,并导致路线相当复杂。此外,该工具不会执行将给定井中的所有管线压缩为单个“等效束”的通常简化操作;相反,每条单独的生产线都被表示和布线（例如,生产、注入和控制线）。

所有这些方面都包含了更加现实和复杂的建模,因此计算效率至关重要,因为该工具必须在几秒钟内几乎实时地提供结果,以便用户在操作图形界面时可以快速评估替代解决方案。这将带来重要的好处,即分析更多的设计方案,在更短的时间内实现更高的效率,从而显着降低相关成本。

此外,可以在更短的时间内获得不同的配置,从而帮助决策者选择最佳设计。

本文的其余部分安排如下。首先,第 2 节介绍了问题描述和海底生产系统设计的概述。然后,第 3 节到第 5节介绍了用于对海底生产系统进行建模的方法,包括三个主要程序:第一个是基于 A-star 算法的出油管线的路由（第 3 节）。第二个是定义每个立管（以及与之相关的相应出油管线/设备/井)连接到平台阳台处的立管门廊的顺序的算法（第 4 节） 。最后,第三种是全局搜索方法找到平台的最佳位置（第5 节）。第6节介绍和评估了案例研究和结果,说明了 OtimRota 在代表性海上场景中的使用,并比较了发现的不同替代方案。最后,提出最后的评论和结论。

2.问题陈述

油田的生产开发项目要经历几个阶段,直到“第一口油”的到来。在主要阶段中,以下几个阶段最为突出:评估、项目定义和项目执行。在评估阶段,产生了不同的设计理念,并进行了多项研究。这个识别机会和研究替代概念的阶段代表了可以为生产开发项目增加最大价值的阶段。例如,仅通过优化平台的定位和立管的连接顺序,由于线路长度的减少,投资成本（CAPEX)可以减少数百万美元（Bai和Bai,2010）。

然而,由于问题的高度复杂性和多学科性质,在短时间内详细阐述和评估可能数以千计的海底布局替代方案是一项艰巨的任务。

在油田的概念设计过程中,应考虑到影响石油生产的各种因素,对生产系统进行几种情景。因此,概念设计通常从油藏特征开始,油藏工程团队根据油藏模型定义每口井的坐标。然后,根据油井的空间布局,海底工程团队开发了概念性替代方案,应用不同的架构和技术（Bai 和 Bai,2010）,如图2所示:



图 3.水深测量和地质灾害。

卫星井系统　井直接连接到
平台。
背负式 – 该井与另一口井相连,共享生产或注入管线。　管汇系统　井通过管汇进行分组,收集
从井中产生的碳氢化合物并将联合产出发送到平台。除了生产之外,还可以使用其他设备对生产线进行分组,例如用于脐带线的海底分配单元 (SDU)。

循环系统（干线）- 油井通过一条干线互连,该干线累积互连井的产量。

有几种不同类型的流线,可用于不同的功能,在图2中用不同的颜色表示。生产线以绿色显示,服务线以黄色显示,注水以红色显示,电动液压脐带管以蓝色显示。脐带缆使用电信号和液压来控制海底设备;这些管道可能会铺设在其他管道的顶部,而无需经过严格的审查,因此在设计过程中,脐带线可能会与其他管道相交。流线的布线需要考虑许多方面,包括避免干扰海底障碍物（地质灾害、珊瑚、设备、系泊线等）。因此,需要有关海底的信息,例如测深和地质灾害,才能划定安装出油管的可行区域（图3）。

因此,除了设备的多样性之外,还应定义几个设计变量,包括数量、位置以及每个设备将连接到哪口井。设备和平台的位置也极其重要,因为正是从它们的位置来定义出油管线的路线,从而直接影响海底布局的成本。

在这种背景下,这项工作描述了一种计算工具的开发和实现,该工具可以自动生成潜艇布局组件的空间分布,包括平台位置;每个立管（以及相应的流线/设备/与之相关的井)连接到立管门廊;以及最佳流线路线。

海底布局的定义应从选择平台位置开始,这在油田设计中起着关键作用。在每个潜在位置,立管廊处的连接顺序和每条流线的路线都会不同。传统上,海底布局设计师手动选择不同平台位置的连接顺序和路线。然而,这些都是非常费力的任务,因此在传统的设计实践中,在给定时间内只能分析数量减少的位置。在这里,OtimRota 工具自动彻底地搜索油田中潜在的平台位置。在每个位置,它必须首先快速确定立管廊道连接顺序（即,每个井设备/出油管线/立管组件将连接到立管廊道的哪个位置）,并随后确定满足现场要求的出油管线布线。在下面的小节中,整个过程将以相反的顺序呈现:首先,第 3 节描述了针对给定平台位置和给定连接顺序确定流线的最佳路由的方法。然后,第4节描述了连接算法;最后,第 5 节总结了包含所有这些步骤的全局搜索方法。

3.流线布线法

3.1.基本要求

路由算法必须自动定义在立管-流线连接 (RFC) 处将井或设备连接到立管底部的最佳流线路线,即每条流线连接到相应立管的海底锚定位置。路线应尽可能短,以最小化成本;对于生产线,尽量减少压降。它们由一系列直线和曲线表示;弯曲段被定义为圆弧。下面的数学表达式定义了优化过程的约束,作为惩罚项,稍后将被纳入

A-star 算法的启发式函数（3.4 节的方程（3））：

3.1.1.障碍物干扰

路线应避免穿越海底障碍物:平台/系泊线、其他流线、地质灾害、珊瑚、设备。违反此标准的路由将受到TPc 的处罚：

$$TPc = \sum_{j=1} Ncp\ (PCP) + \sum_{j=1} Ncf\ (Pcf) + \sum_{j=1} Nco\ (Pco) \quad (1)$$

其中Ncp、 Ncf和Nco分别表示穿过平台/系泊线、其他流线和其他类型障碍物的次数，相应的惩罚值设置为Pcp = 106、 Pcf = 105和Pco =

103.因此,与平台的交叉点受到严重处罚,因为流线不能安装在系泊线下方。不鼓励其他类型的穿越,但如果没有找到其他路径,仍可能会考虑其他类型的穿越,但处罚程度较轻。

有趣的是,除了避免干扰障碍物外,路线还应与障碍物保持最小安全距离。该约束隐式地合并到为 A-star 算法创建节点的过程中,如第 3.3 节中所述。

3.1.2.最小曲率半径

路线曲线应满足最小曲率半径

(Rmin)各个流线成分的要求,即R(AB →, EF →) ⩾ Rmin其中， R(AB →, EF →) 是连接两个后续直线段AB → 和EF →的曲线半径。对于违反此标准的曲线,采用以下惩罚项：

$$TPR = \sum_{j=1} Nr^{(Pr)} \quad (2)$$

其中Nr是违规曲线的数量， Pr = 105是相应的惩罚项。

3.2. Dijkstra 和 A-star 算法

路由问题是一个众所周知的计算任务,有许多不同的解决方案（de Lucena et al., 2014; JS Baioco et al., 2018; Rocha et al., 2015; Devine et al., 2016; Devine and Haneberg, 2016； de Lima 等人,2011； Baioco 等人,2011； Baioco 等人,2012； JS Baioco 等人,2013； JS Baioco 等人,2013； JS Baioco 等人,2014； JS Baioco 等人等人,2014 年； Baioco 等人,2015 年； Baioco 等人,2017 年）。这项工作使用了一种新的寻路算法,可以考虑上述特定要求。该方法基于（Hart et al., 1968)使用 Dijkstra 算法（Dijkstra, 1959)开发的 A-star 算法,利用图论中的节点和边的概念来映射可能路线的搜索空间。它还考虑了海底测深变化,这些变化会影响每条出油管和立管铺设时的长度,从而影响其成本:海底高度图用于计算每条出油管和立管的 3D 几何形状,以更准确地估计其成本。

Dijkstra 算法（Dijkstra,1959)找到图的两个节点之间的最短路径。它的工作原理是分析搜索空间,重点关注分配值最低的节点,分配值定义为从初始节点到特定节点的距离。该算法遵循以下步骤：

1 首先,它将图中的所有节点标记为未访问,并创建这些节点的列表。每个节点都分配有一个距离值,初始节点为零,其余节点为无穷大。初始节点被设置为当前节点。

2 然后计算当前节点到其所有相邻节点的距离。这些节点被分配的值等于

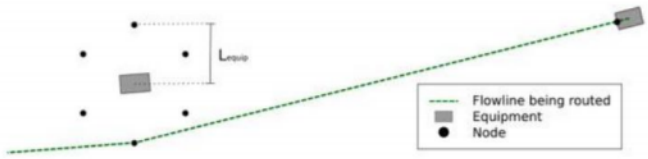


图 4.围绕设备创建节点。

到当前节点的距离加上当前节点的值。如果这个新值低于当前分配给该节点的值,则会覆盖它。

3 从未访问列表中删除当前节点。

4 如果未访问列表中的最小值是无穷大,则停止算法,因为未找到路径。

5 如果访问了末端节点,则停止算法,因为路径已被访问成立。

6 如果这些标准均未达到,则搜索未访问列表中找到最低值的节点,并将其设置为当前节点,然后从步骤 2 开始重复。

A-star （Hart 等人,1968)通过向每个节点的最终值添加启发式函数来修改原始的 Dijkstra 算法。额外的启发值通常是当前节点和结束节点之间的距离。这样,在搜索过程中会优先考虑距离目的地较近的节点。

在执行开始时,这里提出的算法并不知道所有节点及其邻居的位置;随着算法继续对终点进行视线检查,它们将被创建并添加到“未访问列表”中,如第3.3 节所述。此外,为了计算节点值,提出了一种新的启发式函数,使用行驶距离、到终点的距离和方程的惩罚项。 (1)和(2),如第 3.4 节所示。

3.3.节点创建

由于搜索区域的大小（可能涵盖数十平方英里)以及快速周转所需的速度,在算法分析之前必须仔细选择节点。

因此,在这里设计的路由方法中,没有预先定义节点所在的网格;它们可以位于场景中的任何位置。为了最大限度地减少计算成本,在算法选择给定的可能的下一个可行节点之前,不会实际创建节点。为此,首先在当前节点（从RFC开始)和路由的最终节点之间画一条直线;选择它穿过的第一个障碍物来创建新节点,并定义将构成路线的下一个节点。然后,算法仅在与从当前节点到目标的直线相交的障碍物周围创建节点。

根据障碍物的类型（流线、系泊线、设备、珊瑚等）,围绕其几何形状创建不同的节点配置。创建节点的一种简单方法是在每个障碍物的每个顶点定义一个节点,以便路线可以通过跟随障碍物外边缘的节点绕过障碍物。如果找到路线必须走的方向是唯一的目标,这是可以接受的;然而,对于这个问题,算法还必须满足3.1 节中提出的标准。因此,算法必须根据其类型为每个障碍物创建多个不同的节点。

当围绕其他设备布线时,围绕其中心点定义规则六边形图案,如图 4 所示。节点创建的距离Lequip为特定设备类型与所布线的流线之间最小安全距离的 1.5 倍。

对于系泊线扇区和一般海底障碍物,减少航线与障碍物交叉的机会,同时保持最小安全距离,障碍物扩大1.5倍最小安全距离的距离（L）。这是

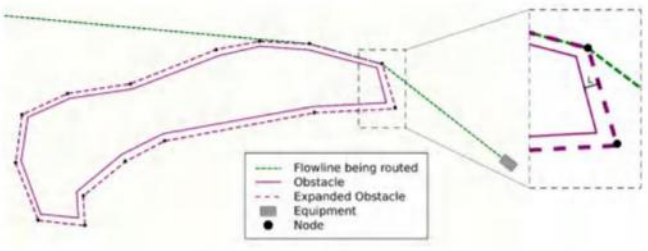


图 5.系泊线和海底障碍物周围的节点创建。

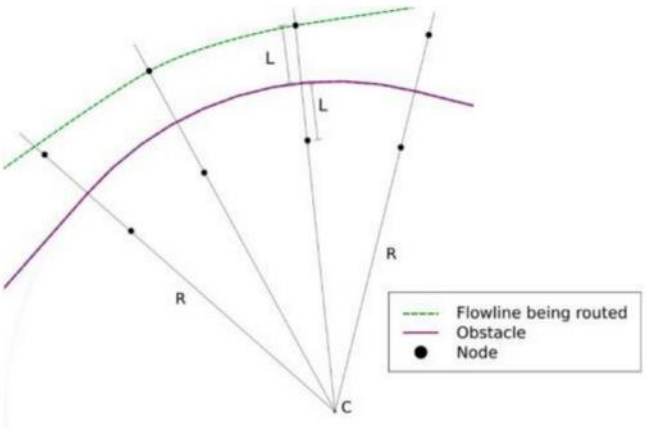


图 6.其他流程的节点创建。

如图5所示,生产流程以绿色表示,扩大的海底障碍物阻碍了井（或设备)与平台之间的理想直线路径。在扩展障碍物的每个顶点处创建一个节点。

当障碍物是另一条流线时（如图6的紫色路线所示）,节点将被定制以围绕该流线路由新的流线。

沿着其轮廓的障碍物。障碍物的每条曲线被分成由圆弧组成的段。为了正确适应具有不同曲率（即柔性或刚性)的流线,每个段的长度是 100 m 和曲线总长度之间的较小值。在每段处创建两个节点,曲线的每一侧各一个,距离 (L) 等于最小安全距离的 1.5 倍。

在确定新节点的候选位置之后,但在实际创建它之前,会在该位置和前一个节点之间执行视线检查。如果该线与障碍物相交,则不会创建该节点。这有助于删除位于障碍物另一侧的节点,从而影响性能。

3.4.节点值计算:A-star算法的启发式功能

A-Star 算法中分配给每个节点的值是使用以下等式所示的启发式函数计算的:

$$h(n) = a(n) + b(n) + c(n) + r(n) \quad (3)$$

其中a(n)是从起始节点到当前节点(n)的距离， b(n)是从节点(n)到结束节点的距离。可以看出,从起始节点已经行驶的距离除以因子 10,以减少其重要性并优先考虑到目的地的距离。

方程的其余两项。 (3)、 c(n) = dist × TPc且r(n) = dist × TPr其中dist是从起始节点到结束节点的总距离,由等式 2 的罚函数导出。3.1节中的（1)和（2)分别与障碍物干扰和最小曲率半径有关。人们发现,这种启发式函数可以在计算时间和所创建路线的可行性方面提供最佳结果。

3.5.算法流程图

该算法的流程图如图7所示。它首先在RFC处创建一个节点,将其添加到未访问节点列表中,并对节点进行排序。

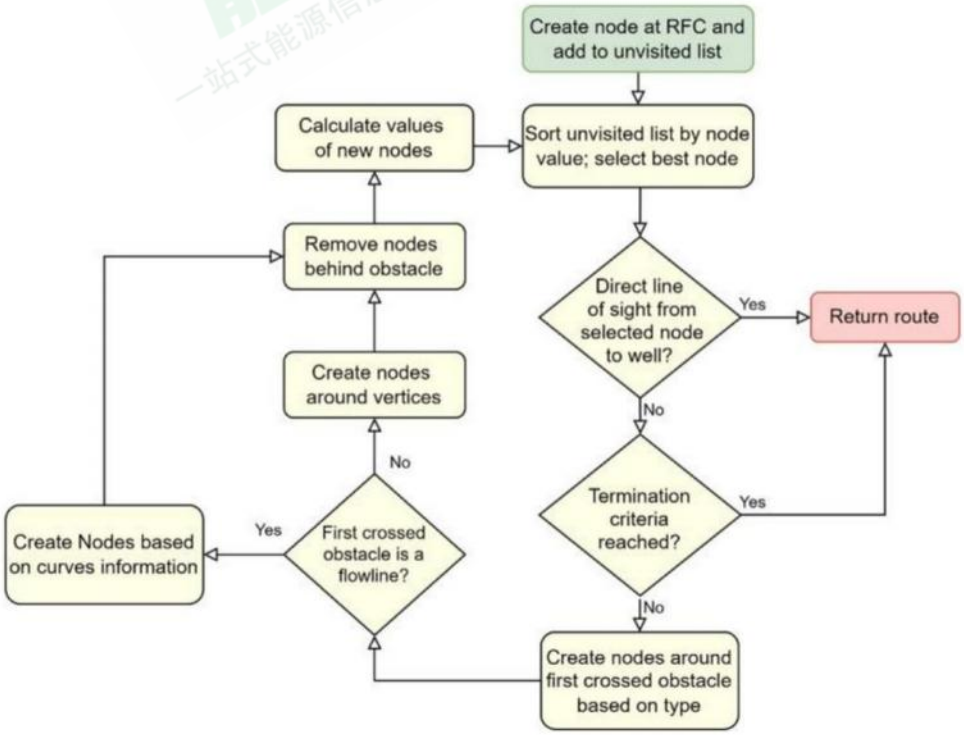


图 7.路由算法流程图。

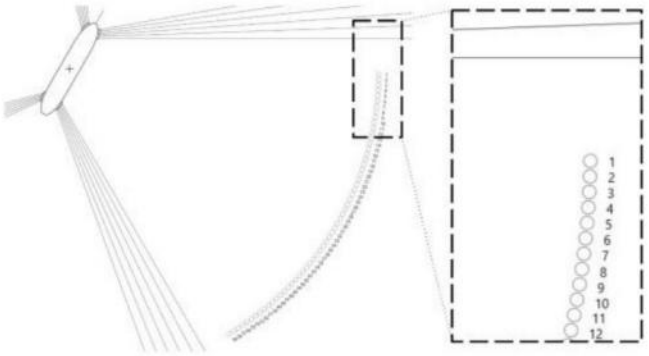


图 8.可能的立管流连接点。

使用方程式的节点值列表（3）。然后,它检查节点是否具有到目的地点（即流线所连接的井或设备)的直接视线。如果是,则流线将从该节点直接路由到设备。如果不是,为了在由于字段配置而无法实现有效的流程路由时降低计算成本,算法会检查是否满足任何终止条件,其中包括：

Ø 循环最大迭代次数,默认设置为40
迭代。
从初始节点开始的路线上的最大交叉点数量
到当前最好的节点,默认设置为5个交点。

4. 连接算法

4.1.基本要求

图 8显示了 59 个可能的 RFC（用编号点表示)位于开口为 60° 的平台右舷的示意图。这说明可能的 RFC 数量受到系泊线创建的开口角度的限制,因此可能解决方案的搜索空间由平台该侧可用的 RFC 定义。

连接的分析是从RFC的角度进行的。对每一个都进行研究,以确定是否有最佳的流线可以连接;也就是说,连接算法必须确定每条出油管线及其立管将连接到哪个 RFC – 并且,因此,立管将在哪个立管门廊位置（以及相应的方位角)连接到平台（以便每个方位角值对应于给定的 RFC）。

选择每个流线及其立管将连接到哪个 RFC 的算法应最大化能够连接的流线数量,并应根据稍后将在第 5 节中介绍的全局目标函数最小化总流线长度（等式（7））。有趣的是,图 8的 RFC 位置仅说明了它们可能的方位角,因为实际位置将取决于每个立管的悬链线配置;以及每个相邻立管之间的角度间隔,该角度间隔可能根据其类型而变化（在图 8中,我们考虑 1° 的角度间隔）。这样,根据定义立管、脐带缆和系泊线之间的角距离的以下标准,创建基础模型,以便立管不会相互交叉。

4.1.1.立管和系泊线之间的最小角距离

立管和最近的系泊线之间的角距离必须等于或大于每种类型立管的最小安全值。假设θRiser是立管方位角， θMooring是最近系泊线的方位角,则该标准可以用以下等式表示：

$$abs(\theta Riser - \theta Mooring) \geqslant \theta mooringmin \quad (4)$$

其中θmooringmin是立管和系泊线之间的最小安全角度间隔。该值是立管类型（生产、气举等)的函数。承载任何类型流体（例如生产线或注入线)的立管需要远离系泊线的较大缓冲区,因此θmooringmin可能高达 10 至15°,以便波浪和水流不会导致它们碰撞。脐带并不那么脆弱并且可以放置在更靠近系泊线的位置,因此θmooringmin可以设置为3°。

4.1.2.每个相邻立板之间的最小角距离

每个相邻立管之间的角度必须等于或大于每种立管结构类型的最小安全值。刚性立管必须与其他刚性立管保持更远的距离,而柔性立管和脐带缆可以放置得更近。该标准可以用以下等式表示：

$$绝对(\theta Riserx - \theta Riserx{-}1) \geqslant \theta Risermin \quad (5)$$

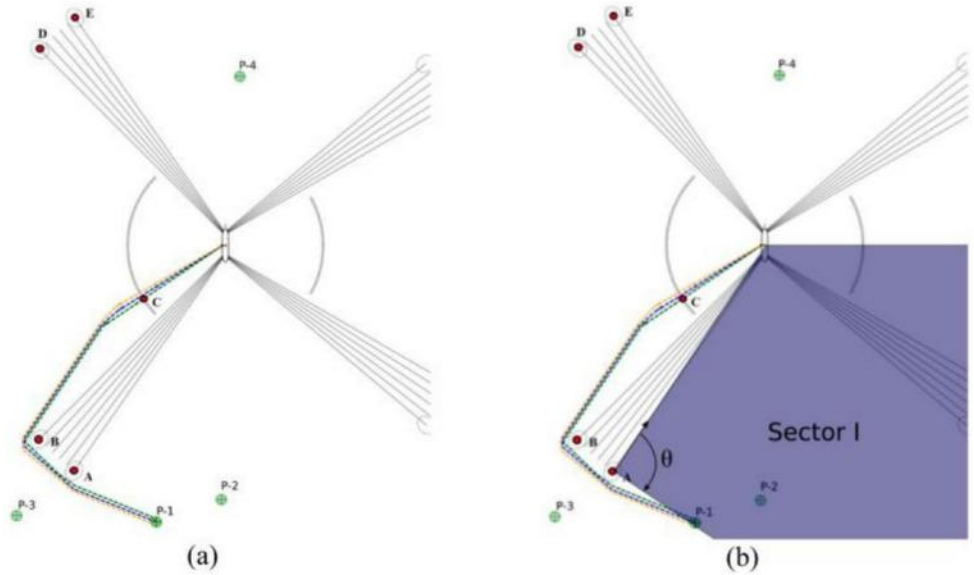


图 9. I 区的基地布局和定义。

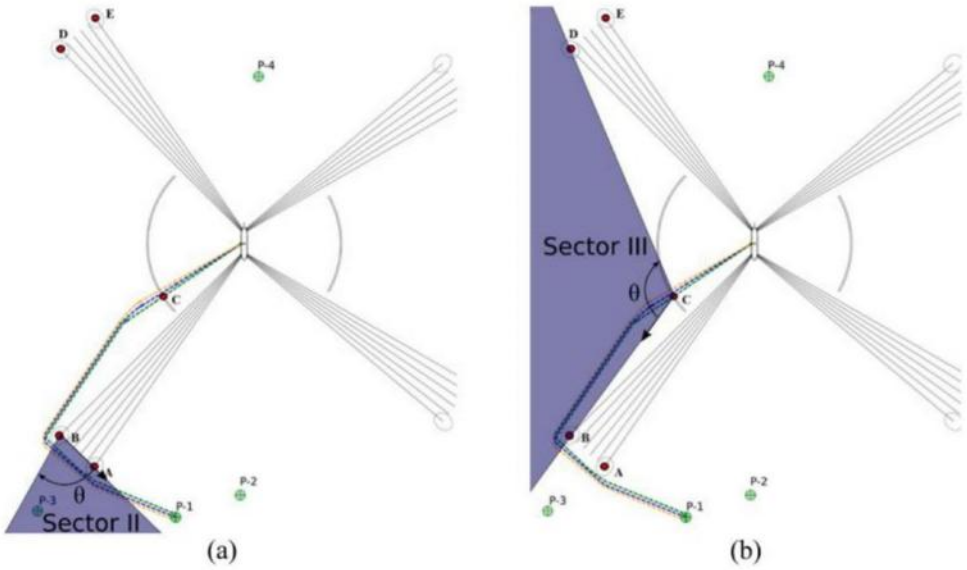


图 10.第二部分和第三部分的定义。

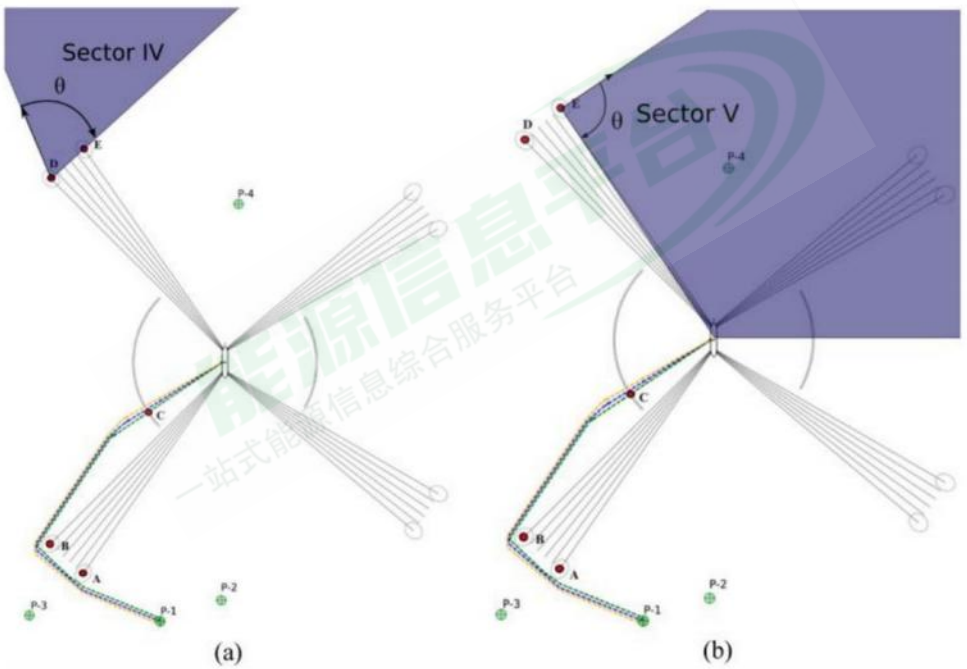


图 11. IV 区和 V 区的定义。

其中θRisermin是立管之间的最小安全角度间隔,是结构类型（柔性、刚性或脐带式）的函数。

除了在生成基本模型时采用的这些标准之外,类似于第 3.1.1 节中已经描述的约束也适用于此,即必须最小化或消除与障碍物（例如不同流线等)的交叉。正如稍后将在第 4.3 节中看到的,方程(6)还将采用惩罚项对要连接的井/设备的不同替代组合进行排名。

4.2.订购油井/设备/出油管线/立管组件:枢轴点和枢轴角度

与连接到平台的每口井/设备/流线/立管相关的 RFC 按顺时针方向排序,无论正在分析的平台的哪一侧（右舷、左舷、船头、船尾）。必须有一个基本顺序来分析井/设备以及流线和立管;该顺序由枢转角θ定义,通过分析井/设备相对于特定点（例如锚、平台和 RFC)的位置来计算。

角度θ是使用每个连接边的五个枢轴点计算的;这些点在图9a中标记为A到E。在此图中,立管连接到端口侧,并显示了四个井（标记为 P 1 至 P-4）。图9b、图10a、图10b、图11a和图11b显示了不同的圆扇区,其中通过扫描场景并在其经过不同系泊线位置时改变枢轴点来定义角度θ 。完整的扫描将划定 5 个不同的区域,在这些图中以紫色突出显示。角度始终为正,并描述了井或设备位于哪个区域。它们是按顺时针方向计算的,如图9b所示:第一个枢轴点是

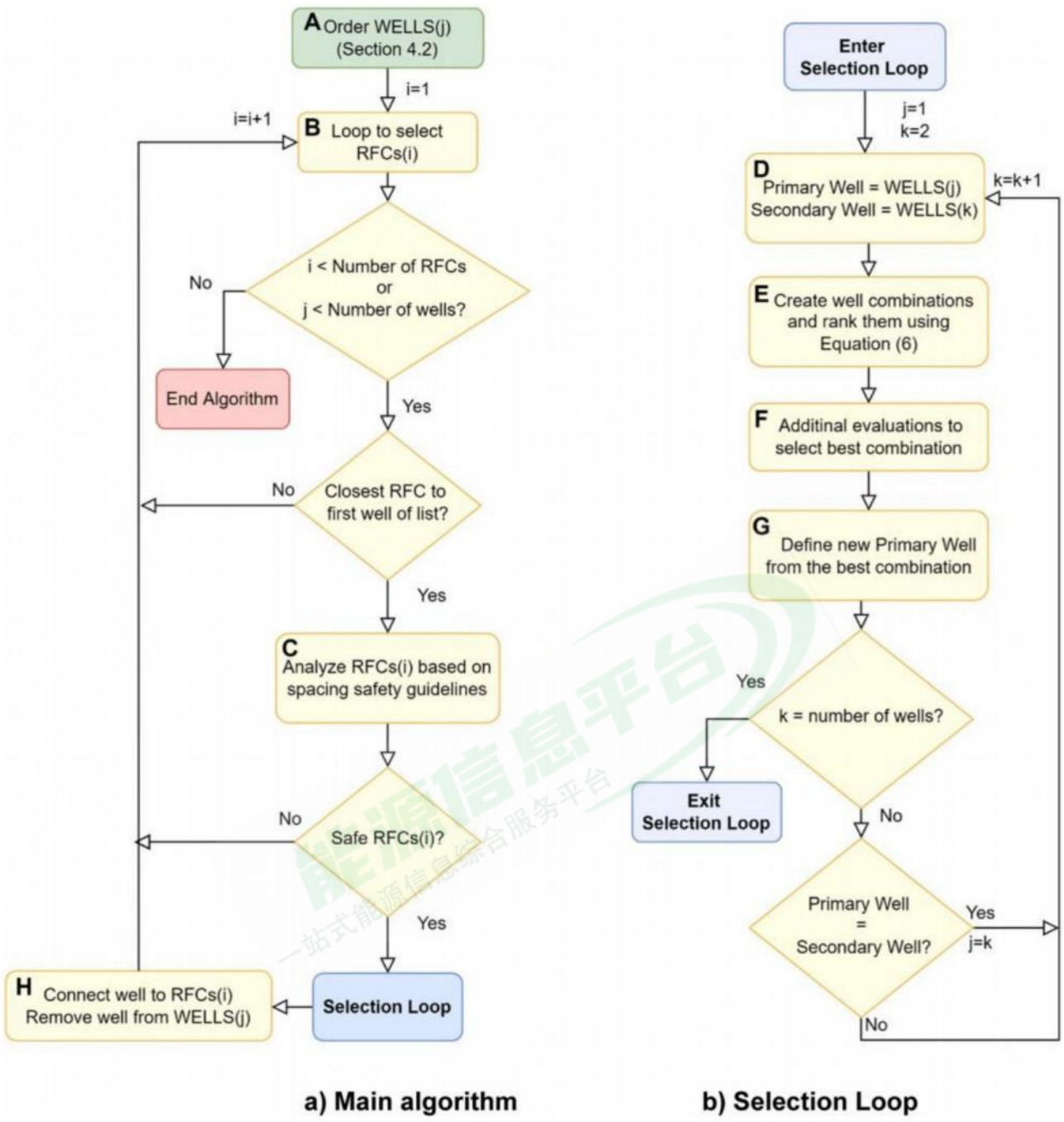


图 12.连接算法流程图。

最外面的锚点(A),该枢轴和平台之间的轴定义了扫掠的起点。当扫描线到达外部(A)和最内部(B)锚点形成的角度时,枢轴点变为(B),如图10a所示。接下来的过程是将下一个枢轴定义为当前 RFC 本身的位置(C) （图 10b - 由于 RFC 位置是枢轴点,这意味着θ将根据当前正在分析的 RFC 在扇区 III 上变化）;然后从另一侧将内部(D)锚定（图11a），最后将外部(E)锚定（图11b）。

这会席卷整个领域并订购连接到生产单元这一侧的每口井/设备。图9至图11布局中， P-1、P-2井位于I区； P-3 位于第 II 区,P-4 位于第 V 区。根据排序程序,这四个井被排序为 P-2、P-1、P-3 和 P-4。

尽管由枢轴角度定义的这种排序是连接算法的良好起点,但它可能无法预测布局的更精细细节。例如,每条流线根据其结构的不同,有不同的最小曲线半径要求;与刚性线路相比,柔性线路可以转弯更紧。每种类型的流线也将具有不同的立管长度,从而影响最终的 RFC 位置,即路由算法的起点。这些差异会影响每条线路的可用路由,并可能改变最佳连接顺序;因此,如果要使用第3节中描述的路由算法在该位置进行连接，则必须在每个潜在连接点验证每口井的可能路线是什么。

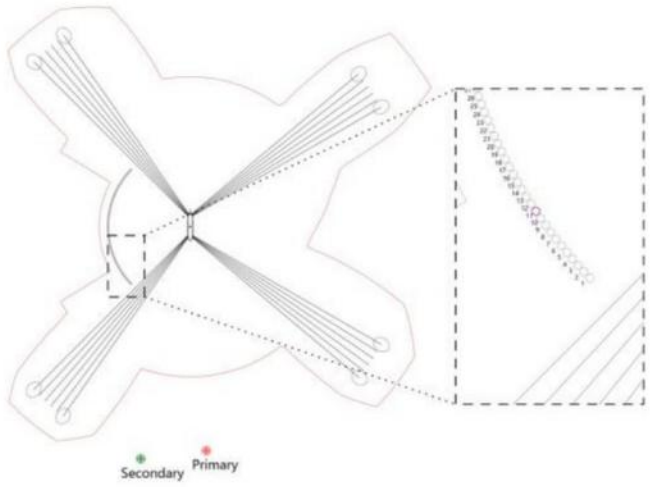


图 13.组合示例的基础布局。

表 1连
接顺序分析的可能组合。

连接到电流的组合设备 RFC		第一个要路由的设备
C-1	基本的	基本的
C-2	基本的	中学
C-3	中学	中学
C-4	中学	基本的

4.3.算法流程图

图 12所示的流程图代表了算法,该算法决定每个井设备/出油管线/立管组件连接到平台的顺序。图 12a描述了主算法,而图 12b详细描述了主循环底部的选择循环。 WELLS 表示带有可以选择的潜在井设备列表的向量,RFC 表示流线可以连接到的潜在 RFC 列表。

为了描述该算法,主要步骤从A到H 进行标记。该描述将借助基本示例进行说明,如图 13 所示,其中将分析两口井来决定他们的连接顺序。 “主”井是水交替气 (WAG) 井,具有一条刚性注气管线（要求最小曲线半径为 800 m）;一根脐带线和一根柔性注水管。 “二级”井是一口生产井,有 3 条灵活的生产线连接到平台:1 条生产线,1 条脐带线和 1 条服务线。所有柔性线路要求最小曲线半径为 30 m。

首先,在步骤A 中,所有井和/或设备根据枢轴角度排序到设备列表中,如第4.2节所述。如图13所示,相应的RFC按顺时针顺序排列。

步骤 B定义一个循环,其中 RFC 的索引递增,直到找到最接近列表中第一口井或设备的 RFC。
然后步骤 C通过查找将连接的流线数量和 RFC 数量来检查这是否是“安全”RFC（即,它是否仍然为所有后续油井/设备连接留下足够的空间）

可用,以及立管和系泊线之间的最小安全距离。在图 13的示例中， RFC11 （以红色突出显示)被发现是第一个“安全”RFC,它与系泊线有足够的角度间隔,可以安全地连接至少一个油井;在这种情况下,图 13示例布局中的两个井都可能与其连接。

在图12b所示算法的选择循环中,然后成对地分析井/设备。 “主要”是当前选择的要在当前 RFC 处连接的井/设备; “次要”是替代该 RFC 的主要井/设备的可能候选者。在包括分析开始的步骤D ,主要和次要井/设备被定义为有序列表中的第一和第二剩余对象。

然后,步骤 E定义并评估这两个可能的井的四种不同组合,如表 1所示和图 1-2所示。如图14至图17所示,按照接井顺序,布置相应的流线。在下面的描述中,对于给定的一对井/设备，“首先连接”意味着该井/设备将连接到当前的RFC; “第二个连接”意味着在考虑第一个连接的井中已占用的 RFC 后,它将连接到下一个可用位置。

这四种组合根据以下等式进行排名：

$$f(x) = \Sigma n_{i=1}\,(\,Lf \times (\,1 + \Sigma N_{i-1}\,(\text{电脑})\,)\,) \quad (6)$$

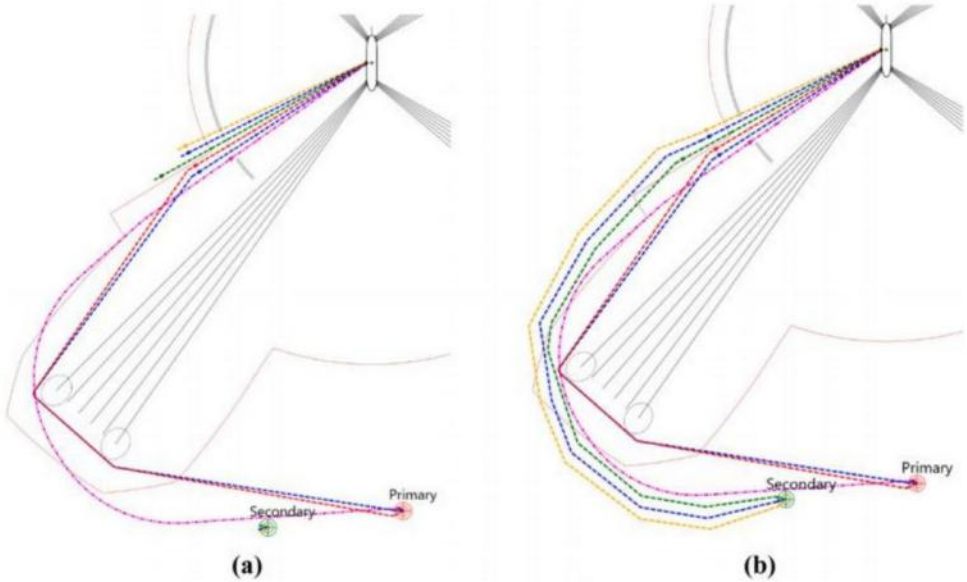


图 14.用于连接顺序分析的组合 C1。

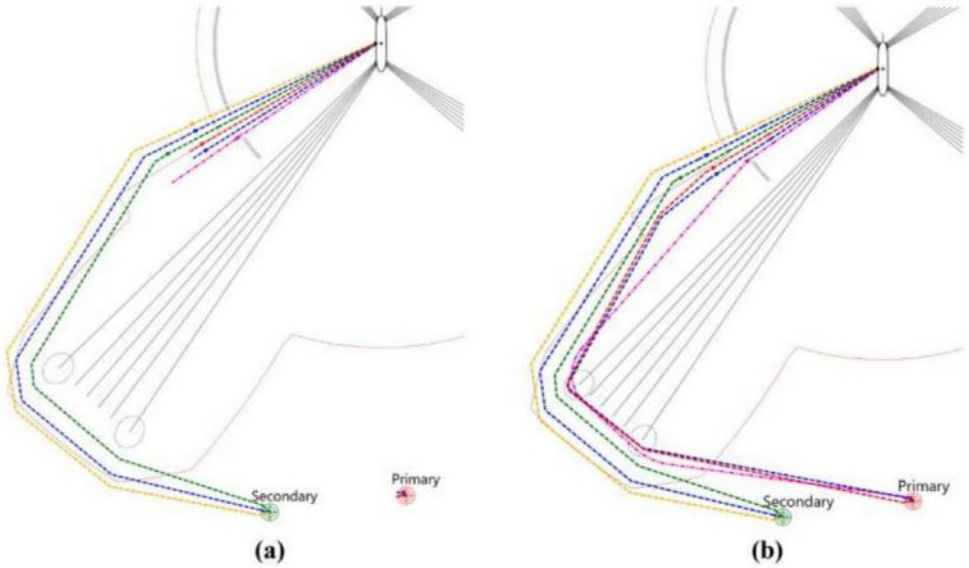


图 15.用于连接顺序分析的组合 C2。

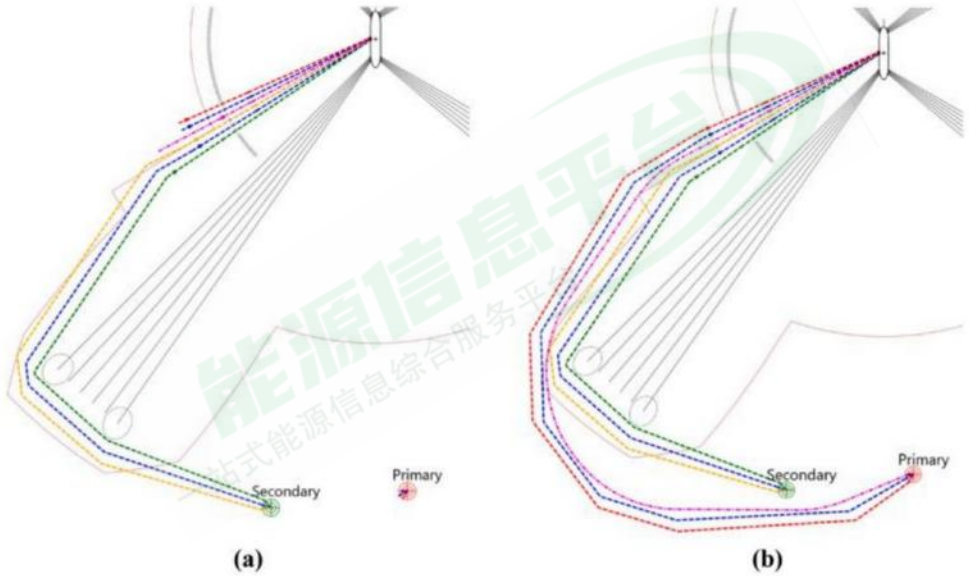


图 16.用于连接顺序分析的组合 C3。

其中n是流线数量； Lf为流线长度； Nc是每条流线的交叉点数量， Pc是取决于交叉障碍物类型的值。如果是系泊线,则Pc = 10;流线， Pc = 3;和任何其他障碍物， Pc = 1。因此,在没有找到直接路线的情况下,具有最低结果的组合将具有最短路径和最少的交叉点数量。

无花果。图14至图17遵循这样的模式,其中对于每种组合,第一幅图像(a)显示来自首先布设的井的流线。第二张图(b)显示了两个井的流线都已布线后的结果。可以看出，这四种组合C-1至C-4可能给出非常不同的结果。

图 14显示了组合C-1 ,其中首先连接主井/设备并首先布线。在图14 （a)中,主井已经连接并布线,但来自副井的流线尚未布线。来自主井的洋红色气体注入管线的路线（需要 800 m 最小曲线半径的刚性管线)必须包括一个宽转弯,需要太多空间。这没有为同一井的其他两条线留下足够的空间

它们绕过系泊锚,最终与注气管线相交。然后,图14(b)示出了来自次要井的线路的路线,这些线路在主要线路之后布线,并且能够绕过来自主要井的路线。

图 15显示了组合C-2 ,其中首先连接主井/设备,然后进行布线。这是比这更糟糕的情况

C-1 中的情况:当来自次井的管线首先布线时（图15(a)） ,来自主井的管线没有空间到达其指定的 RFC,导致它们彼此相交,如下所示如图15(d)所示,不符合最小曲线半径要求。

图 16显示了组合C-3 ,其中首先连接次要井/设备并首先布线。在这种组合中,连接顺序相对于原始顺序翻转:次要井是第一个被连接和布线的。这是线路与任何障碍物没有相交的一种情况。

最后,图 17显示了组合C-4 ,其中首先连接次井/设备,然后布线（首先布线来自主井的管线）。这种情况没有留下线条的空间

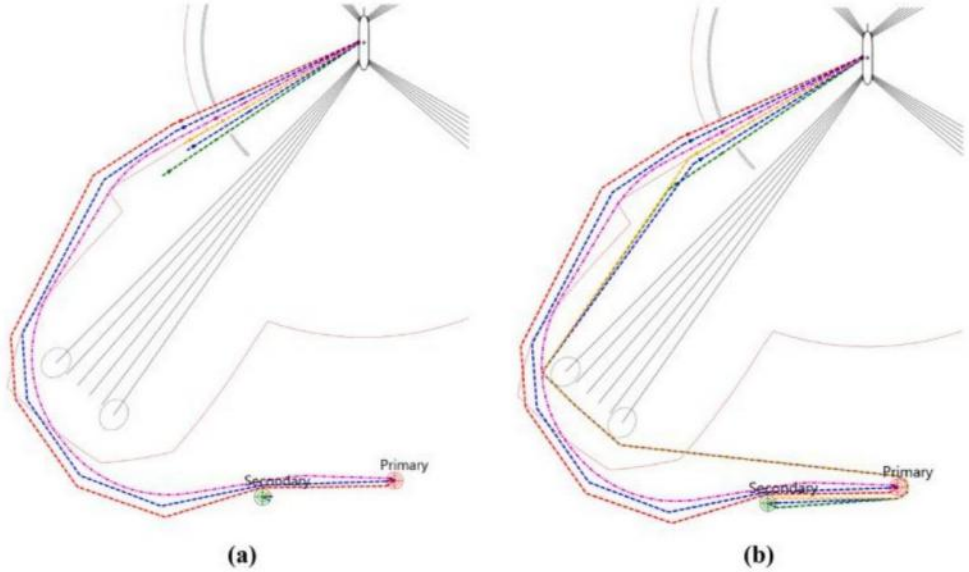


图 17.用于连接顺序分析的组合 C4。

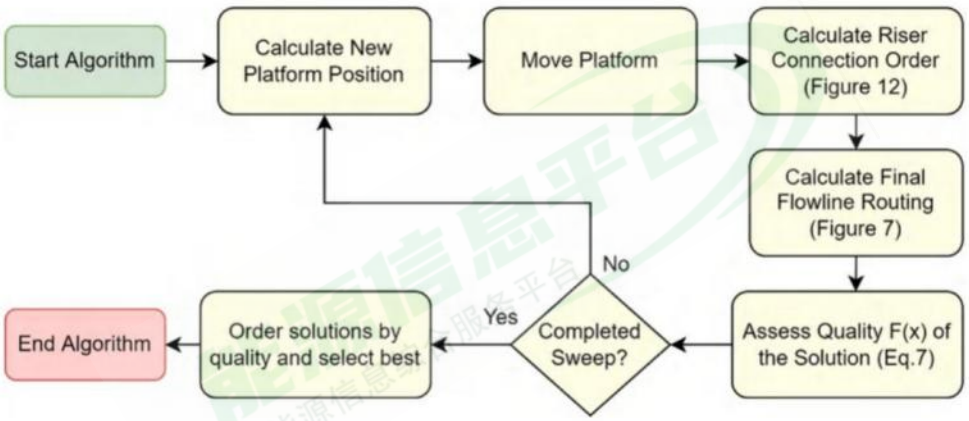


图 18.全局搜索算法流程图。

从次井到达平台,无需绕过主井（如图17 （b)所示）,然后通过系泊锚和注入线之间的狭窄走廊,该走廊太窄而无法满足最小要求距离要求。

然后,在步骤F 中,根据方程（1）,当最佳组合具有相似性能值时,执行额外的评估以进一步优化连接。 （6）。如果两个最佳组合具有不同的连接顺序并且产生的性能值相差小于20%,则距离锚点最近的井将被优先考虑,如果其到 RFC 的距离小于从锚点到 RFC 的距离。当井非常靠近平台和锚时,这可以最大限度地减少问题,并可能阻碍其他井的布线。

在步骤G中,如果发现原来的主井是更好的选择,那么它仍然是主井;否则,如果次要是最好的,则将其提升为主要。无论哪种方式,都会按照枢转角度顺序选择新的辅助井,并且井选择循环继续进行,直到分析了所有可用的井/设备;然后,退出选择循环后,在步骤H中选择最终的主要井/设备进行连接。

然后,RFC 循环选择下一个可用的 RFC 来继续分析。当所有油井/设备均已连接或所有 RFC 均已分析完毕时,算法结束。这是一种相当复杂的方法,可以在大量搜索中找到可行的替代方案可能的设备位置、锚位置、流线功能、流线类型（柔性/刚性）、平台航向、障碍物位置等的空间。

5. 搜索方法

图18示出了搜索算法的全局流程图。

将实施海底布局的总搜索区域定义为以平台为中心的圆。该算法最初将平台放置在井的质心处,并从该位置开始扫描搜索。通过定义几个半径不断增加的圆来执行搜索,直到达到总搜索半径。图 19显示了计算的前四个循环。随后的每个圆都会将其半径增加步长 (St) 值。然后,每个圆的周长被分成长度等于相同步长值的弧,创建可能的平台位置,如图19中的灰点所示。因此,搜索算法有两个输入参数:圆的半径和步长可能位置之间的距离。

因此,全局搜索包括分析每个位置的径向扫描。当然,半径越大,分析的区域就越大;步骤越小,搜索越精细。这可能包括大量的职位;然而,由于存在障碍物或其他设备干扰平台及其系泊装置周围的禁区,大多数位置无效

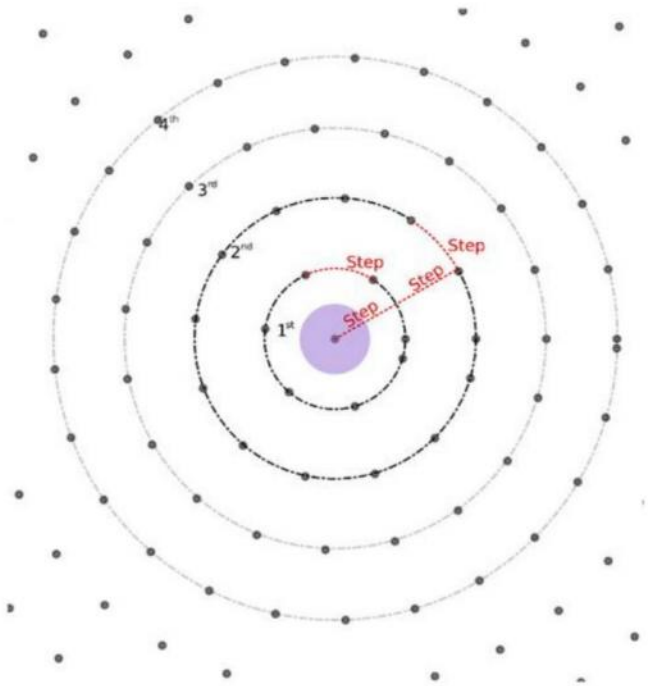


图 19.搜索方法。

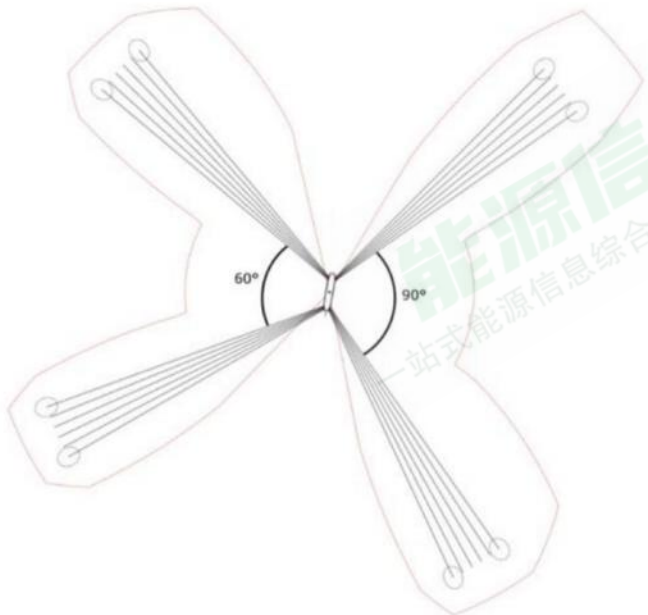


图 20.平台禁区。

系统,如图 20中的红色轮廓所示。该区域可能会因地区、水深和系泊系统配置而异。低有利度系泊区域（即,无法安装系泊缆锚的区域)也限制了可行位置的数量。

为了评估每个平台的定位,首先针对上述冲突和干扰进行可行性评估。如果违反任何标准,则该位置被认为不可行,不执行进一步的计算,并且扫描继续到下一个位置。当找到合适的位置时,则使用前面部分中描述的算法确定最佳连接顺序和流线路由。

在扫描结束时,为了确定最佳平台位置,

通过以下公式计算F(x)来评估每一项的质量
方程：

$$\text{最小化}F(x) = \sum_{f=1} Nf\ Lf + \sum_{r=1} Nr\ \text{左} \tag{7}$$

其中Lf 、 Nf 、Lr和Nr分别是出油管和立管的长度和数量。根据该方程,考虑出油管和立管,根据最小总长度确定最佳解决方案。此时,值得注意的是,在 OtimRota 工具的当前实施中,海底设备（即 PLEM、SDU 等)的数量并不是正在优化的设计变量。因此,由于整个设施的总成本与安装的出油管线和立管的长度有很强的相关性,方程： (7)包含简单有效的目标函数。正如结论中将评论的那样,未来的工作将包括与海底布局相关的其他设计变量,包括设备的数量和位置以及不同系统架构（例如背负式、歧管或干线)之间的选择。然后可以定义更复杂的目标函数,以最小化总投资成本,包括设备成本（基于设备类型、安装深度、压力要求和功能） ;根据安装深度的系泊缆绳成本;最大化现场生产率等

6. 案例研究

6.1.设想

本节介绍 OtimRota 工具在典型海底场景中的应用,其中包含 15 口井（9 个产油井、3 个注水井和 3 个注气井） ,在已安装的生产装置附近钻探。真实世界的 3D 测深用于表示海底高程。该场地有几个复杂的障碍物,如图21所示。紫色障碍物代表已安装的生产单元;新平台的流线和系泊系统不得与其几何形状冲突。

黑色多边形是低好感度系泊区域。红色障碍物是海底麻点（火山口状凹陷） ,在布置出油管线和定位锚时必须避免这些障碍物。蓝线是已安装的燃气管道,不能跨越,将连接到平台。

井按照表2所示的坐标进行安装。每个生产井连接到3条生产线:1条生产线、1条脐带线和1条服务线。注水器有水管和脐带管。气体注入器具有气体注入管线和脐带管线。

为了帮助减少直接连接到平台的管线数量,使用控制多个井的设备来合并一些控制管线。来自油井的脐带线连接到海底分配单元（SDU） ,然后连接到平台。 IG-1、P-3和P-1井由SDU-1控制,IA-2、IA-4、P-2和P-7井由SDU-2控制。 IA-4 井以背负式配置连接到 IA-2,以使用相同的注水立管。天然气管道将使用管道末端歧管 (PLEM) 进行访问,该歧管具有通往平台的天然气出口管线。全部设备配置如表3所示。

待安装的平台是浮式生产储卸油（FPSO)装置,其航向设置为190°,以最大限度地减少平台上风、波浪和水流（取自现场气象海洋数据)造成的环境负荷,它的系泊系统和立管。

航向在任一方向上最多可变化3° ,但在本研究中,在搜索过程中航向将保持固定在190° 。 FPSO 将使用展开式系泊系统进行系泊。平台的四个末端各有一束 6 根系泊线,间隔2° ,并通过间隔 5 m 的导缆器连接到平台。系泊线长度按 FPSO 位置水深的130% 计算。系泊线束的位置定义了两个

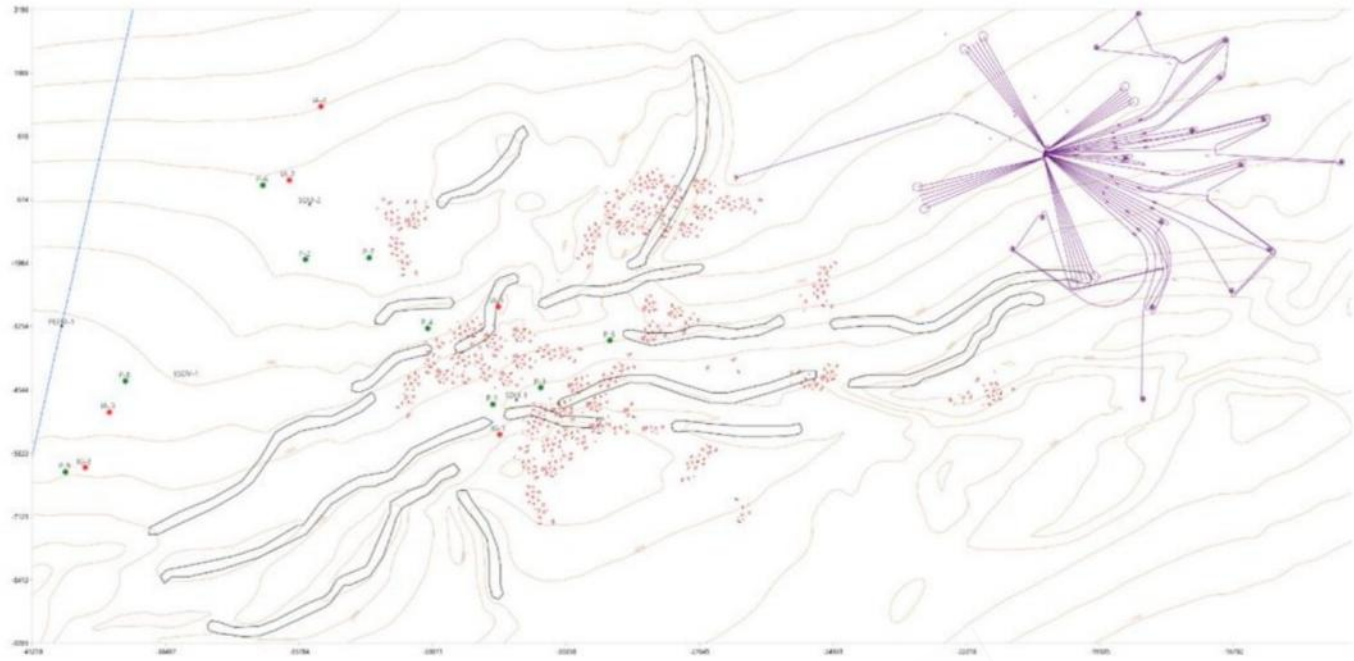


图21.油田概况。

表 2孔。

姓名	井型	坐标（米） X	和
P-1	石油生产	31,842	- 4841
P-2	石油生产	35,652	– 1892
P-3	石油生产	30,868	– 4500
P-4	石油生产	33,165	- 3294
P-5	石油生产	29,463	- 3540
P-6	石油生产	36,518	- 381
P-7	石油生产	34,356	- 1857
P-8	石油生产	39,314	- 4369
P-9	石油生产	40,531	– 6220
IG-1	注气	31,702	– 5456
IG-3	注气	40,129	- 6125
IA-1	注水	31,728	- 2854
IA-2	注水	35,980	- 278
IA-3	注水	39,638	- 5003
IA-4	注水	35,340	1221

表3设备配置。

姓名	坐标（米） X	和
部落-1	40,607	- 3251
SDU-1	31,366	- 4751
SDU-2	35,569	- 772

立管通过走廊连接到立管门廊。左舷开口为90°,右舷开口为60°,如图20所示。立管廊位于平台左舷,因此所有来自右舷的立管均通过龙骨牵引连接。

如第5 节所述,算法最初将 FPSO 定位在油井的质心,并从该位置开始扫描搜索。总搜索区域为半径为5000 m的圆,搜索步长为100 m,总共包含2055个可能的平台位置。图 22显示了这个初始位置,位于由紫色圆圈线界定的搜索区域的中心。

6.2.搜索结果

在 2055 个可能的平台位置中,发现 69 个是可行的,并在图 23中通过使用从绿色到红色的渐变的小实心圆圈表示,其中绿色表示根据质量函数（方程（7）)的更好位置。最好的结果主要包含在三个不同的区域,即 A、B 和 C ,如图 23所示,越靠近中心越好。每个区域获得的结果范围如表4 所示。可以看出,所需的流线数量以及每个布局的成本根据平台的位置而有很大差异。 A区的最佳位置与C区的最差位置仅相距4公里,但已安装的出油管和立管减少了79公里,相当于减少了26%。所有这些布局的设计只需几分钟即可创建,而手动创建每个布局通常需要几天的时间。

6.2.1. A 区A 区内获

得的最佳布局如图 23 所示,安装管线 222.6 km:流管线 129.3 km,立管 93.3 km。

在这个位置,算法很快找到了每个设备的理想连接顺序,以及它们沿着海底且不与任何障碍物或其他线路相交的流线的最短路径。好吧,P-6 通过平台的左舷正确连接,尽管它稍微靠近右舷。如果它连接到右舷,系泊线周围的路线将导致其流线更长。

现在讨论此布局中的一些值得注意的区域。首先,图 24详细展示了立管。算法选择的顺序使流线长度最小化,同时满足有关立管自身与系泊线之间的安全间距的所有要求。最靠近系泊线的立管与系泊线之间的安全角度由其类型决定。立管也会自动间隔至少2° ,遵循柔性管线的安全标准。由于系泊系统开口较小,右舷可供立管连接的可用空间较小;如果油田还有更多井,则必须将其引至左舷。

平台东侧的区域布满麻点,阻碍了流线的走向,但如图25 所示,

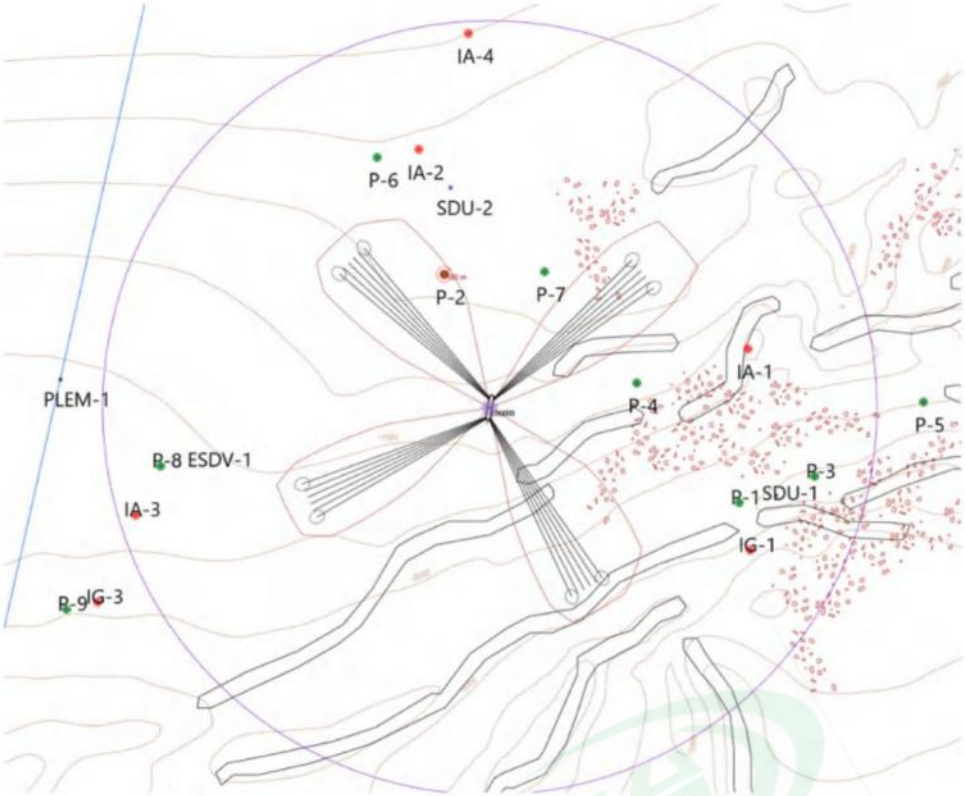


图 22.搜索空间和初始平台位置。

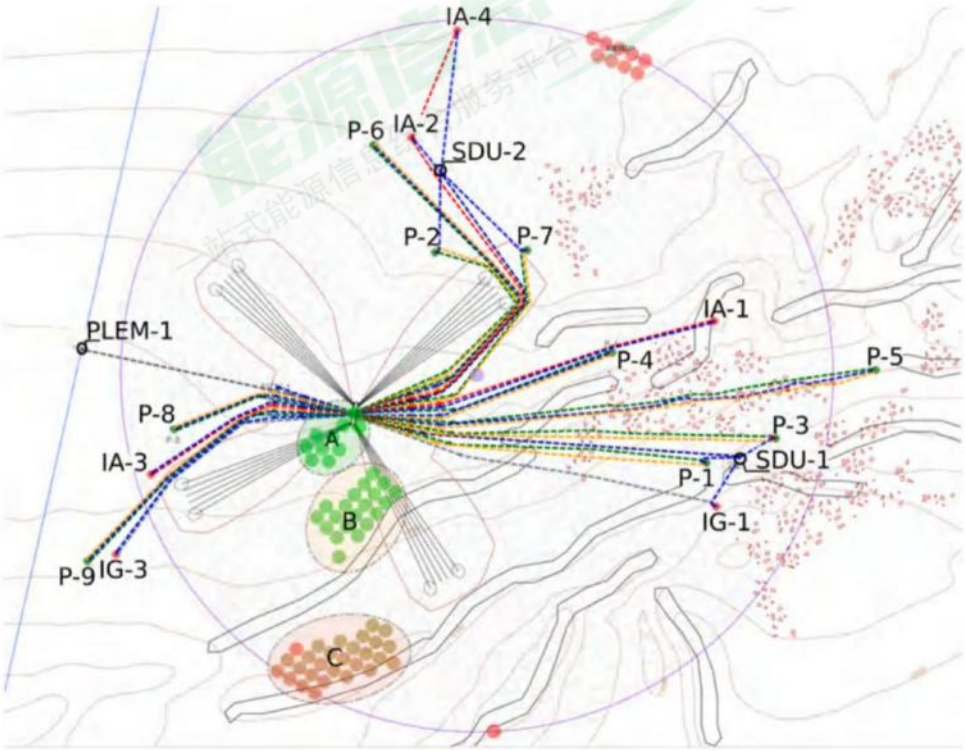


图 23.搜索结果 – 最佳布局区域 A。

算法可以定义从 P-5、P-3、P-1 和 IG-1 井到所有麻点周围的路线，没有任何冲突。 IA-1 的注入线和脐带线也正确地绕过 P-4 井，同时保持所需的安全距离。

图 26中所示的系泊锚周围的区域也非常容易出现并发症，因为来自系泊系统后面的井的流线将在该区域汇聚。对于这种情况，东北系泊束是来自北部油井的线路汇聚的地方，

表 4每
个地区的结果范围。

地区	线路长度（公里）					
	最佳位置			最差的位置		
	流线	冒口	全部的	流线	冒口	全部的
A	129.3	93.3	222.6	133.8	94.0	227.8
乙	134.6	94.2	228.8	155.3	95.4	250.6
C	176.6	95.6	272.2	205.5	96.0	301.6

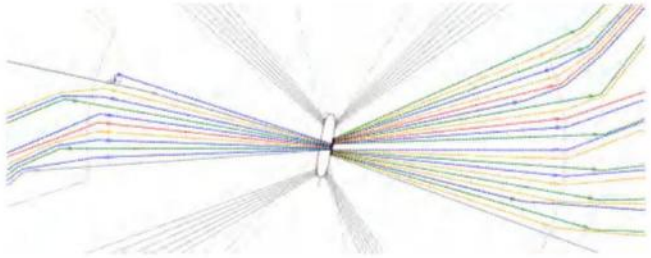


图 24.立管连接顺序。

连接顺序算法仍然可以正确确定最佳顺序,因此当路径靠近锚点放置时不会有交叉点。

6.2.2. B 区图 27为
B 区最佳布局,线路总长 228.8 km:流线长 134.6 km,立管长 94.2 km。它类似于

之前的布局 A,有一些关键差异。首先是水深差异较小:布局 A 的平台水深为 1949 米,布局 B 的平台水深为 1971 米。这会影响立管的长度,导致布局 B 中的 0.9 公里额外长度,如表4所示。它还增加了系泊系统的总长度。

与之前的位置相比,FPSO 现在的位置更靠东南,因此 P-6 井的理想连接侧从左舷改为右舷。这一变化减少了东北系泊群的拥堵。由于平台距离井中心较远,因此增加了流线的总长度。

图 28中的细节显示,与之前的布局一样,来自 P-3、P-1 和 IG-1 的流线受到障碍物的阻碍较少;然而,来自 IA-1 的流线,在布局 A 上有一条清晰的路线

平台,现在也必须穿过麻子场。 P-5 的流线仍然受到麻点的严重影响,需要复杂的路线。

结论

这项工作提出了自动合成石油生产系统海底布局的方法和程序。这些方法被实施到一个自动探索不同平台位置的计算工具中。对于每个位置,考虑到几个工程标准,该工具会生成并评估几个替代方案,这些方案表征了海底布局的给定配置,包括所有出油管线的路线,以及立管连接到平台立管阳台的顺序。每个解决方案的质量通过包括总流程长度在内的指标进行评估。

该工具的性能已通过其在代表现实世界油田的海上场景的应用得到证明。该案例研究还旨在证明与传统手动程序相关的复杂性,其中工程师目视检查测深数据和障碍物,以确定定位平台和海底元件的可行区域。它还指出了在不违反任何与干扰障碍物或地质灾害有关的标准的情况下平台可以放置的困难选择和有限区域;以及确定平台阳台立管连接过程的复杂性。案例研究的结果表明,该路由方法能够创建穿过困难地质灾害场的可行路线,绕过所有障碍物并具有最佳流线长度。因此,可以肯定地说,所提出的方法确实适用于具有不同井管网络的各种其他现实场景;测深、地质灾害和障碍物。

最后,除了提供高效且经济高效的解决方案外,该工具还展示了其能够大幅缩短响应时间的能力,只需几分钟即可生成多个解决方案,而传统设计过程通常需要数周时间。

因此,可以预期,该工具在石油和天然气行业的实际使用将减少评估更多替代布局和评估最佳配置的设计时间。更重要的是,它将提供更准确、更高效的结果,并最终最大限度地减少与海底系统相关的巨额投资成本。

未来的工作将提出其他优化方法的评估和结合（例如元启发式算法和/或 MILP/MINLP 模型的变体和改进）,以优化其他优化方法

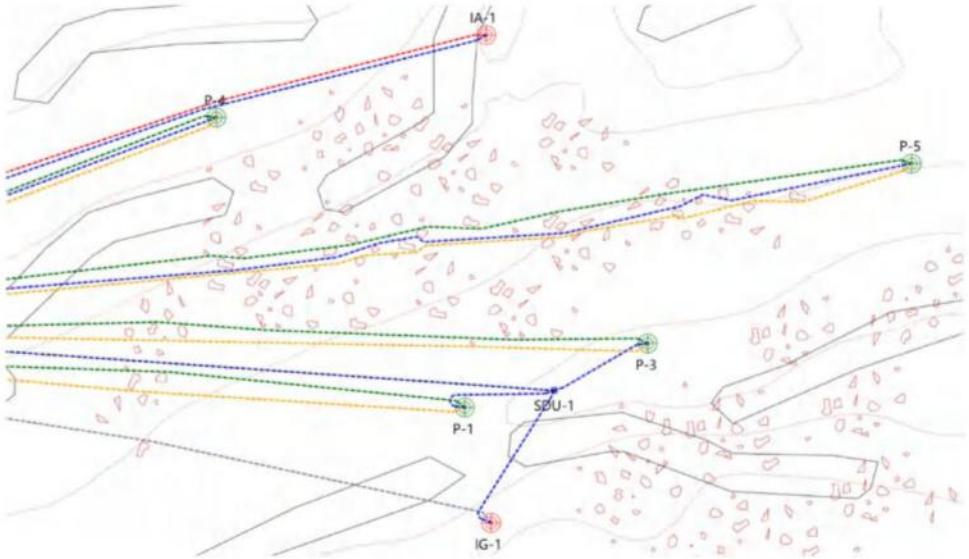


图 25.困难布线区域 – 布局 A。

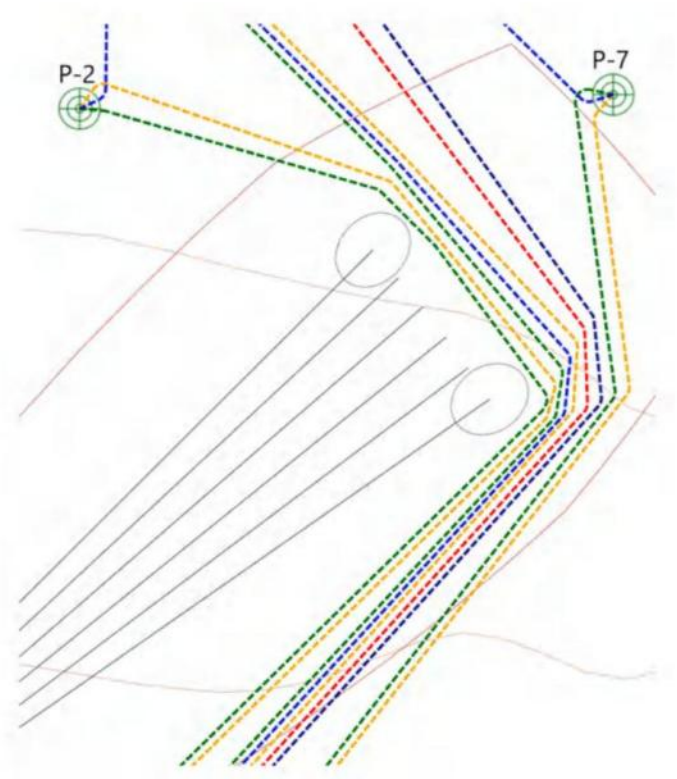


图 26.系泊锚区域 – 布局 A。

与海底布局相关的设计变量,包括井口和管汇的位置;歧管和 PLEM 等设备之间互连的可能性;以及不同生产系统架构之间的选择,例如背负式、歧管或干线。考虑到这项工作的主要创新方面之一是立管门廊连接顺序的定义,将歧管和 PLEM 集成到优化过程中也将有助于通过减少所需流线和立管的数量来改进布局,增加平台阳台空间的可用性,从而允许在现场布局中添加新井。

这些研究还可以侧重于优化不同的目标,例如:根据每条管线和设备的配置（类型、安装深度、压力要求、功能等)为每条管线和设备分配不同的成本,从而实现总投资成本;通过使用能够估计任何生产架构的石油流量的多相流分析来提高生产率。这些目标也可以使用多目标优化方法进行组合,从一组解决方案生成帕累托前沿。

CRediT 作者贡献声明

Philip Stape:概念化、方法论、软件、写作　原稿。 Murilo Fiorenzano Rapozo:概念化、方法论、软件、写作 - 评论和编辑。 Juliana Souza Baioco:概念化、方法论、写作　评论和编辑。 Beatriz Souza Leite Pires de Lima:概念化、监督、写作 – 审查和编辑。 Breno Pinheiro Jacob:概念化、监督、写作 – 审查和编辑。 Djalene Maria Rocha:概念化、监督、项目管理。

竞争利益声明

作者声明他们没有已知的竞争性财务

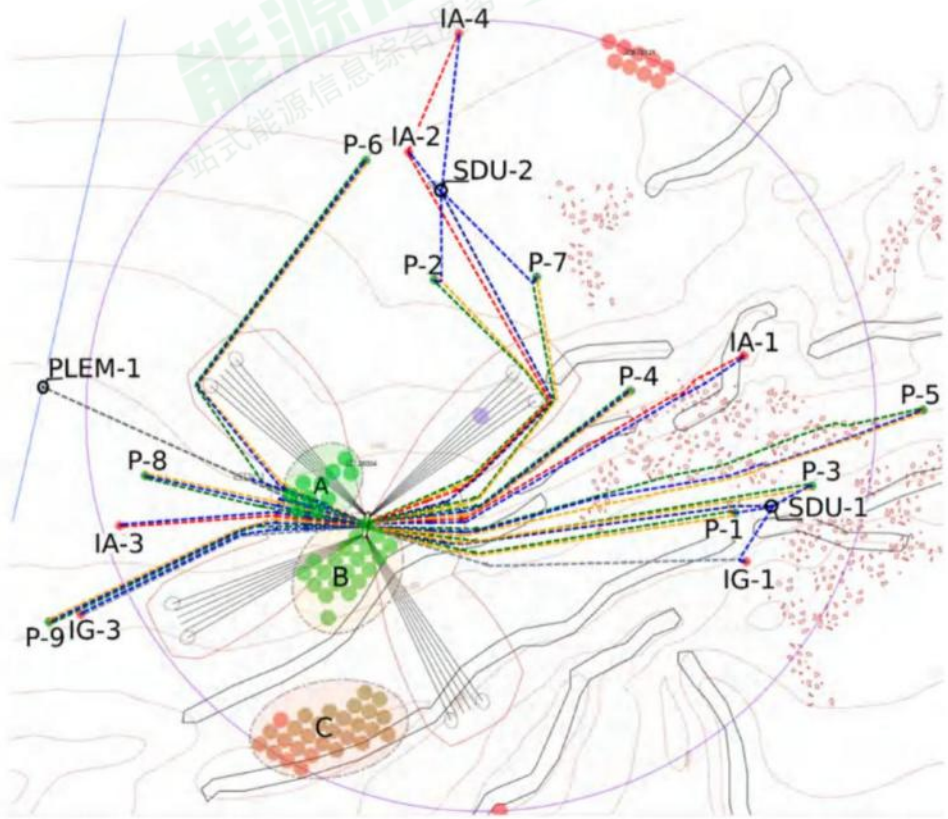


图 27.最佳布局区域 B。

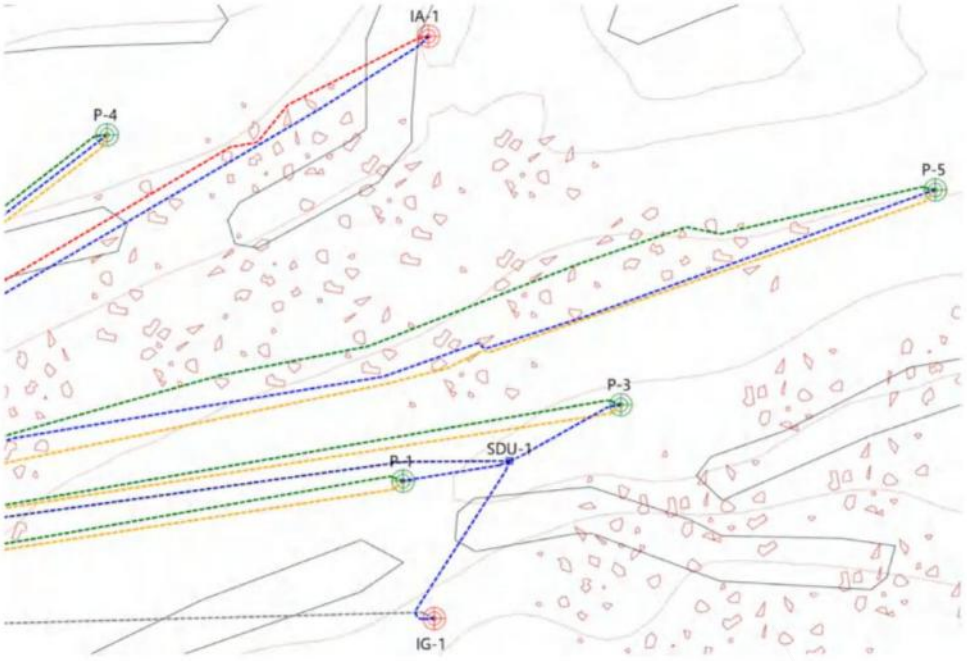


图 28.困难布线区域 – 布局 B。

可能会影响本文报告的工作的兴趣或个人关系。

数据可用性

已使用的数据是保密的。

致谢

第一和第二作者谨感谢巴西资助机构 CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnologico) 和 CAPES (Coordenaçao ～ de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) 在 COPPE 研究生学习期间的支持/UFRJ。第四和第五作者还感谢 CNPq 的支持（授权号分别为 309042/2020-8 和 312249/2021-7）。巴西资助机构 CAPES 也通过财务代码 001 部分支持了这项工作。所有作者均感谢 ANP（巴西国家石油、天然气和生物燃料局)通过其研究、开发和创新征税基金提供的财政支持;最后,巴西国家石油公司（巴西国家石油公司)的积极支持,该公司一直鼓励在现实设计情况中使用创新的数值工具,并促进该领域的研究活动。

参考

Almedallah, MK, Branch, G., Walsh, SDC, 2020。组合井路径,潜艇
浅水海上油田的管网、路线和流量优化。
应用。海洋资源。 105 https://doi.org/10.1016/j.apor.2020.102396。
白云,白清,2010。海底工程手册。爱思唯尔。
Baioco, JS, 小德利马, MHA, 阿尔布雷希特, CH, 德利马, BSLP, 雅各布, BP, 罗查, D
M.、Cardoso、CdO,2011。海上管道路线评估配重以实现底部稳定性。载于:CILAMCE 2011 会议记录。Ouro Preto,MG,巴西。

Baioco, JS、Coutinho, DCS、Albrecht, CH、de Lima, BSLP、Jacob, BP,2012 年。
海底管道路线综合与优化。见： WCCM 2012 - 10o 世界计算力学大会论文集。圣保罗,SP -巴西。

拜奥科,JS,怀特,JPI,雅科瓦佐,BM,阿尔布雷希特,CH,德利马,BSLP,雅各布,B
P.、Cardoso、CdO、Rocha、DM,2013a。考虑 VIV 引起的自由跨距疲劳的海底管道路线的综合和优化。见:会议记录
OMAE 2013 - 第 32 届海洋、近海和北极工程国际会议。法国南特。

Baioco, JS、Albrecht, CH、Jacob, BP,2013b。海底管道路线的综合和优化比较压载方法以实现底部稳定性。
在:过程。毕尔巴鄂工程数值方法大会。西班牙。
Baioco, JS、Stape, P.、Granja, M.、Albrecht, CH、de Lima, BSLP、Jacob, BP,2014a。
将工程标准纳入海底管道路线的综合和优化:底部稳定性、VIV 引起的疲劳和多相流。在:过程。 OMAE 2014 - 第 33 届海洋、近海和北极工程国际会议。美国加利福尼亚州旧金山。

Baioco, JS、Stape, P.、Albrecht, CH、de Lima, BSLP、Jacob, BP,2014b。海底管道线路设计优化算法的评估。见： ECT 2014 - 第九届工程计算技术国际会议论文集。那不勒斯,意大利。

Baioco, JS, Albrecht, CH, Jacob, BP, Rocha, DM, 2015。考虑底部稳定性、VIV 引起的疲劳和多相流的海底管道路线的多目标优化。见:ISOPE 2015 - 国际近海和极地工程会议论文集。科纳 - 夏威夷,美国。

Baioco,JS,Albrecht,CH,de Lima,BSLP,Jacob,BP,Rocha,DM,2017。
浅水区海底管道路线的客观优化。见： OMAE 2017 论文集 - 海上力学和北极工程国际会议。挪威特隆赫姆。

Baioco, JS、Stape, P.、Ortiz, LdM、Jacob, BP,2018a。生产影响
潜艇管汇最佳位置的参数见:ISOPE 2018 - 国际海洋与极地工程会议论文集。日本札幌,第 1010–1015 页。

Baioco, JS, 小德利马, MHA, 阿尔布雷希特, CH, 德利马, BSLP, 雅各布, BP, 罗查, D
硕士,2018b。通过嵌入海底稳定性准则的遗传算法优化海底管道设计。数学。问题。工程师。 2018 年,1-21。 https://doi. org/10.1155/2018/1781758。

Chang, H., Bouzarkouna, Z., Devegowda, D., 2015。地质不确定性下快速稳健优化油田开发的多目标优化。计算。
地理学。 933–950。
作者:Araújo Neto, ED、Jacovazzo, BM、Correa, FN、Jacob, BP,2019。数值
评估旨在避免共振响应的海底设备安装方法。应用。海洋资源。 88、288–305。 https://doi.org/10.1016/j。 apor.2019.03.025。 de Lima Jr.,MHA,Baioco,JS,Albrecht,CH,de Lima,BSLP,Jacob,
BP,Rocha,D。
M.、Cardoso、CdO,2011。考虑底部稳定性标准的海底管道路线的综合和优化。见:OMAE2011 - 第 30 届海洋、近海和北极工程国际会议论文集。荷兰鹿特丹,第 307-318 页。 de Lucena, RR、Baioco, JS、de Lima, BSLP、Albrecht, CH、Jacob, BP,2014 年。

不同约束处理技术的遗传算法优化海底管道线路设计副词。工程师。软件。 76、110–124。 https://doi.org/10.1016/j.advengsoft.2014.06.003 。 de Pina, AA、Albrecht, CH、de Lima, BSLP、Jacob, BP,2011。为海上石油生产立管设计
定制粒子群优化算法。最佳。

工程师。 12、215-235。 https://doi.org/10.1007/s11081-009-9103-5。
Devine, C., Haneberg, WC, 2016。北极管道路线选择的优化方法。见:离岸技术会议。圣约翰。

2. 采用新一代超声波脉冲回波和俯仰捕捉配置技术，提高了桥塞和弃井作业的效率

文献摘要：挪威大陆架的一家作业公司监督了一个成熟油田 32 口井的封井弃井作业(P&A)。屏障评估方案是根据之前在类似性质油田的经验制定的，由另一家作业公司执行，其中包括使用常规超声波技术对水泥和固体进行评估。本文介绍了最新一代换能器是如何帮助缩短封堵弃井作业时间、节省钻井时间的。在 32 口井封堵弃井作业中，作业公司和服务公司定制开发、执行并共同分析了整个测井计划。在策略选择过程中考虑了测井层段、井流体和多种套管尺寸目标。在过去的几十年里，采集能力一直在不断发展，在提供全面评估的同时，避免了多次测井下降，并在不降低结果的情况下实现了更快的采集速度。本文中描述的完整数据采集活动在原始计划的基础上进行了改进，并进行了调整，包括超声波脉冲回波和俯角捕获成像测量的组合，第三界面回波(TIE)，这是传统声波技术响应支持的俯角捕获方法的输出，能够快速识别环空材料以及套管切割和拉拔决策。所有测量结果的结合使得解决方案不受井眼测井流体和潜在未知环空物质的影响，这些物质会在井的生命周期中产生隔离或变化。该油田采用的混合技术使直接测井时间缩短了 50%，并允许在一次下降中获取多个非同心套管尺寸，这是上一代技术无法实现的。总体结果帮助作业者减少了温室气体(GHG)的排放，将屏障评估周期缩短了 10 个钻机天，通过采用最新的超声波屏障评估测井技术，作业者能够显著减少在作业期间花费的钻机时间，从而在不影响原始目标结果的情况下减少了总体温室气体排放。

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

SPE-215495-MS

提高桥塞和废弃活动的效率
新一代超声波脉冲回波和一发一收配置
技术

Jose Bueno 和 Amit Govil,SLB； Sven Gundersen,挪威雷普索尔 AS

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/215495-MS

本文准备于 2023 年 9 月 5 日至 8 日在英国苏格兰阿伯丁举行的 SPE Offshore Europe 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 项目委员会选择了这篇论文进行演示。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

挪威大陆架的一家运营商监督了堵塞和废弃 (P&A) 活动的执行,该活动包括成熟油田的 32 口井。屏障评估计划是根据具有类似属性的领域的先前经验制定的,并由另一名操作员进行,其中包括使用传统超声波技术进行水泥和固体评估。本文介绍了最新一代传感器的引入如何帮助缩短 P&A 活动持续时间,节省数天的钻机时间。

32 口井 P&A 活动中用于屏障评估的整个测井计划是由运营商和服务公司定制开发、执行和共同分析的。在战略选择过程中考虑了测井间隔、井液和多个套管尺寸目标。这使得能够收敛到提供全面评估的解决方案,同时避免多次测井下降并实现更快的采集速度而不降低结果。

过去几十年来,采购能力不断发展。本文描述的完整数据采集活动对原始计划进行了改进,并进行了调整,包括超声波脉冲回波和一发一收成像测量的组合、第三界面回波（TIE）、一发一收方法的输出,和传统的声波技术响应,实现快速环形材料识别以及套管切拔决策。所有测量的结合提供了一个稳健的解决方案,该解决方案独立于井眼测井液和在这些井的生命周期中分离或变化的潜在未知环形材料。该领域采用的技术混合使直接测井时间缩短了 50%,并允许在一次下降中采集多个非同心套管尺寸,这是上一代技术不可能实现的。总体结果通过将屏障评估活动长度缩短了 10 个钻机天数,帮助运营商减少了这些作业期间的温室气体 (GHG) 排放。

运营商能够显着减少在实施最新超声波屏障评估测井技术的活动中花费的钻机时间,从而在不影响原始目标结果的情况下减少其总体温室气体排放。

介绍

Gyda油田位于北海斯塔万格西南260公里2/1区块,生产许可证（PL）
019B。该油田于1980年发现,1990年投入生产。作业者于2003年9月接管该油田并进行生产,直至2020年2月停止生产（图1）。

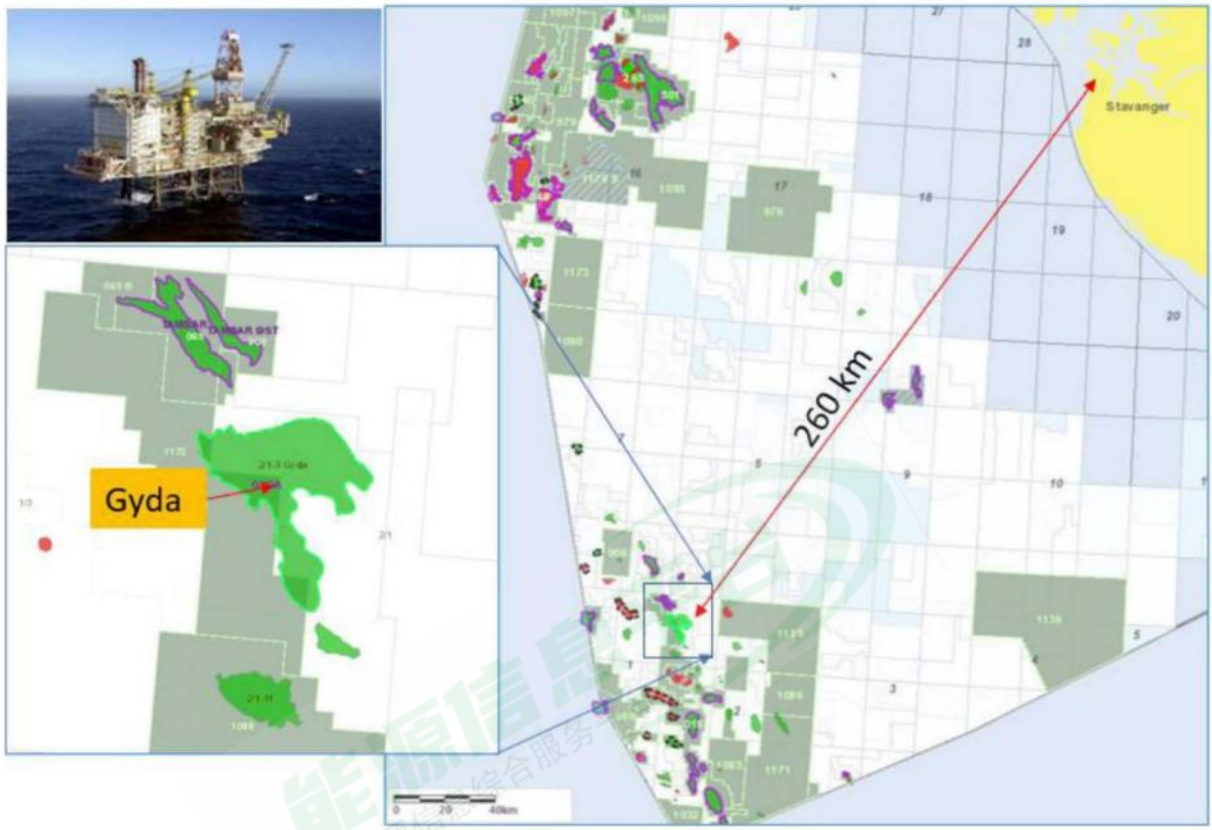


图 1 Gyda 平台和地理位置（NPD FactMaps 2023 之后）。

Gyda油田是勘探2/1-3井发现的,上侏罗统浅海相砂岩油藏位于TVD深度4000m处,初始油藏压力约为600bar。在 Gyda 油田的生命周期内,钻探了 18 个注入井和 38 个生产井,其中几口井在新运营商接手之前被前任运营商堵塞并废弃 (P&A)。

Gyda 退役计划是根据挪威石油法制定的。运营商承诺对剩余油井进行最终的 P&A,并将 Gyda 上部结构和导管架移至岸上进行拆除、回收和处置。该项目的范围是永久 P&A 32 口井,符合NORSOK D-010 标准。上部平台和导管架的拆除工作于 2022 年夏季完成。

方法

Gyda 退役和 P&A 运营Gyda 退役项目的总体目标是根
据批准的计划、在预算范围内提供安全运营,并满足所有监管要求。

为了支持 Gyda 退役项目,地下评估工作于 2015 年启动,为钻井和完井 P&A 设计提供输入。

地下评估工作分为两个阶段：

第一阶段)流入评估

第 2 阶段)错流风险评估

第一阶段分析了孔隙压力以及岩石和流体特性,得出结论认为,Vade 地层和另外两个流入组中存在从 Gyda 油田地层流入井眼的风险（图 2）：

·第三级流入组（含水）:Sele/Forties 地层、Upper Lista 地层和 Ekofisk/托尔形成

储层流入组（含油气）:Gyda 砂岩、Mandal/Farsund 地层和下阿斯加德地层

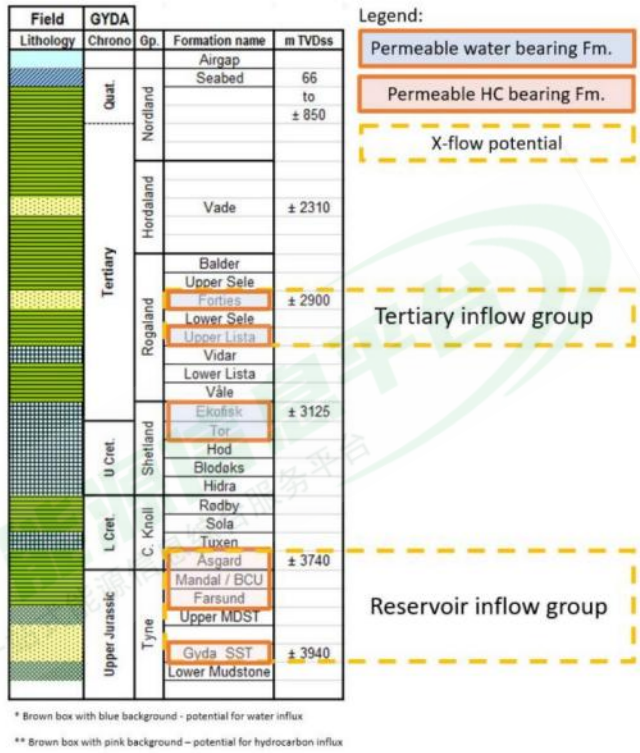


图 2　P&A 活动期间出现的流入群体。

最终的跨学科评估得出的结论是,唯一需要完全隔离的阵型是第三纪流入组,由 Forties/Sele 和 Upper Lista 地层组成。

蠕动地层评估Varg 油田的先前 P&A 经验（通过 Repsol 收购 Talisman Energy Norge AS 获得的 PL038)表明,Hordaland 地层内的蠕动地层层段具有粘结质量,可用作水力屏障。 Noble 等人对蠕动地层作为障碍物的资格进行了广泛的研究。 （2019）。对超声波脉冲回波、一发一收成像测量的回顾,以及从 Gyda 的三口井通过电缆获取的传统水泥粘结测井 (CBL) 和可变密度测井 (VDL) 数据显示,存在高质量的屏障形成Hordaland 地层中的蠕变粘土,其中包括 Vade 地层上方和下方的地层。在 Gyda 油田,Hordaland 的蠕动地层似乎具有足够的质量和长度来形成密封粘结,充当来自下方的环流的屏障。此外,通过压力在三个不同的井中成功评估了霍达兰蠕动地层的屏障质量

通信测试（在一段时间内建立压差，以证明测试流体不会从 A 点流到 B 点） （Govil 等人，2021 年）。同一测试间隔内的通信测试和高质量有线测井结果的结合被用作 P&A 活动其余部分的基准。

堵塞和废弃作业：数据采集策略Gyda 的 P&A 电缆测井于 2019 年 3 月开始，结合使用超声波脉冲回波、一发一收成像测量和 CBL。 Varg P&A 活动继承的知识使用了类似的评估工具配置，从而开发了内部“蠕动地层和水泥粘结矩阵”，用于鉴定电缆测井结果。该方法适用于 Gyda 电缆地层评估和验证过程。活动期间使用的环形评估测井工具串的示例如图3所示， Obando 等人进一步解释了其配置的更全面的描述。 (2020)

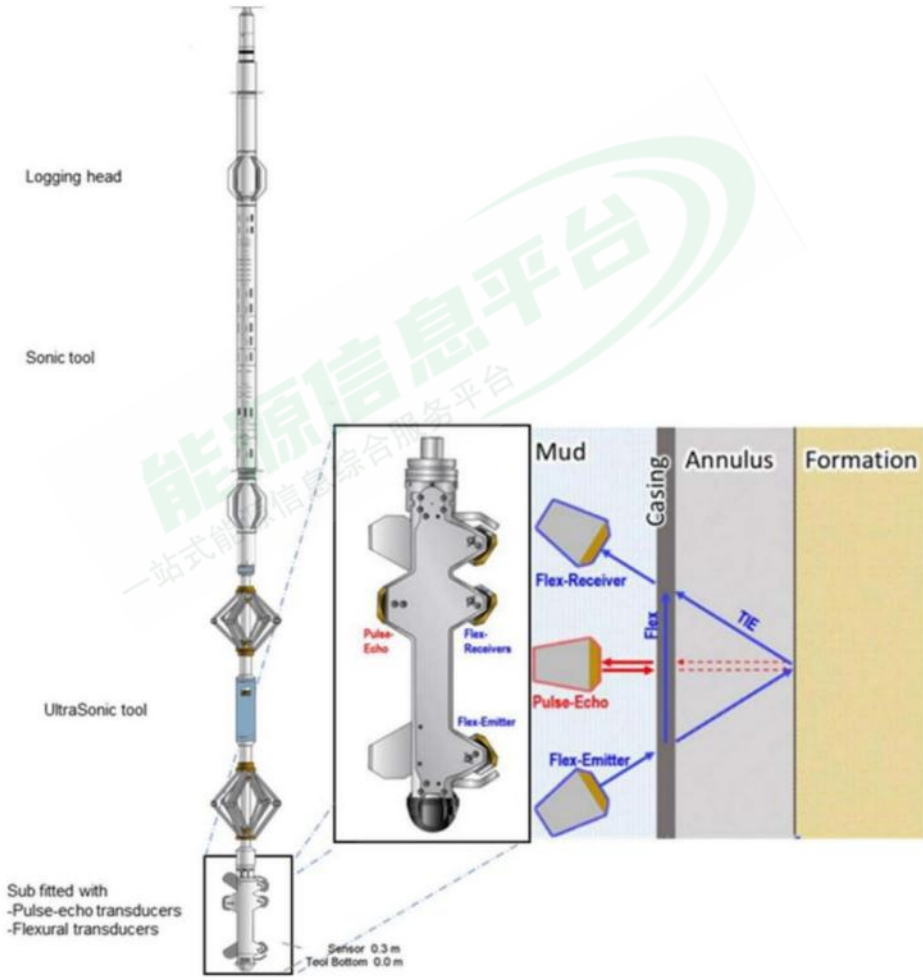


图 3 包括脉冲回波传感器和三个弯曲传感器的测井仪示例。

Gyda P&A 活动中记录的第一口井是 2/1-A-22 A。计划在 9 5/8 英寸范围内采集用于屏障评估的有线数据。套管，总测井段 4894m；井障图如图4所示。如上所述，该策略是复制在 Varg 油田 P&A 活动期间实施的相同技术的使用；因此，采用的方法是应用传统的超声波换能器进行脉冲回波和一发一收配置。成功实现了评估第三纪流入带上方和下方的密封质量以及

确定对四十年代地层上方的蠕动地层进行压力验证的时间间隔。

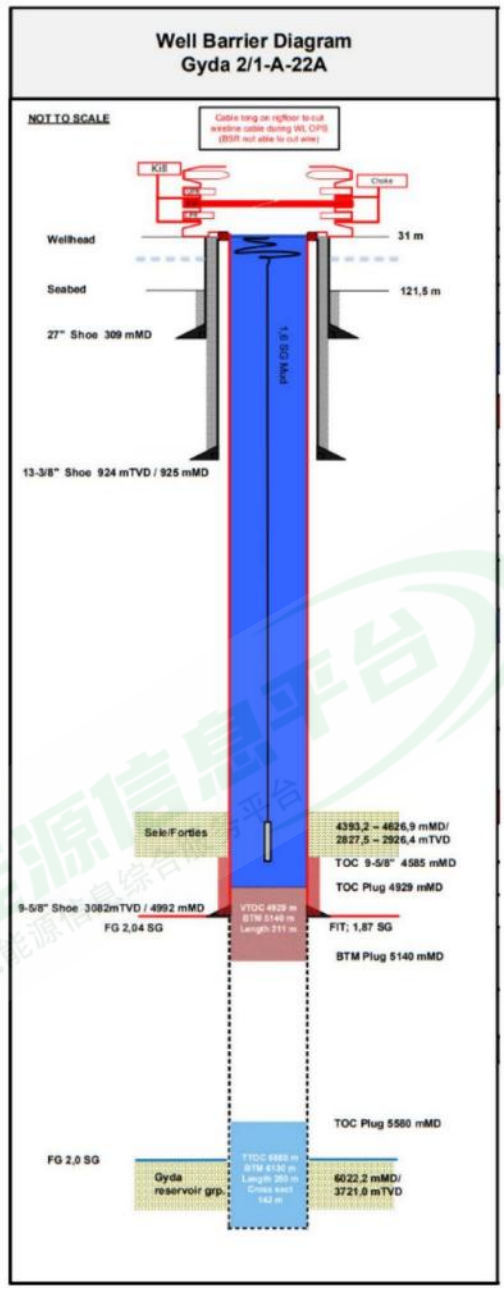


图4 2/1-A-22A井测井时屏障图

2/1-A-22 A 井实现的平均测井速度为 670 m/h (2,200 ft/h),虽然传统传感器并未对这种单套管情况下的数据质量构成限制,但他们的反应导致了成功的障碍评估,传统方法缺乏各种操作优势,而这些优势无法在剩余的活动中迅速实现和实施。

Gyda P&A 活动中后续三口井的结构需要在 7 英寸和 7 英寸处进行屏障评估。和 9 5/8 英寸。非同心套管,事实证明这非常耗时,因为需要多次记录单个套管,从而增加了钻机时间和成本。

通过服务公司和运营商之间的密切合作,对活动策略进行了彻底的重新评估。采用新的配置带来了重大变化,测井速度提高了 330 m/h (1,100 ft/h)。通过采用最新一代超声波换能器可以实现的一些改进如下:

- 在障碍评估测井过程中实现了直接 50% 的效率增益（测井速度）。
- 新的超声波传感器能够记录各种尺寸外壳的高振幅信号。由于信噪比高,它们允许使用相同的工具串设置和单一钻机上升和下降沿多个非同心套管进行测井。
- 通过应用一种新颖的脉冲回波处理方案（定义为 Rplus 反演）,先进的解释能力成为可能。该方法不依赖于导出泥浆阻抗（Zmud)的外部手段,而是将其作为副产品进行反演,从而能够区分沉积在内套管壁中的各种材料。 Gupta 等人详细讨论了 Rplus 反演。 2019.

工具集中策略必须考虑要记录的不同套管尺寸的数量以及最大预期偏差。在 Gyda P&A 活动期间,当重力部署建模为不足以达到目标深度时,测井工具的运输包括在斜井中使用电缆拖拉机。所使用的扶正器是半刚性扶正器和可折叠滑套扶正器的组合,并使用可自动调节到各种套管内径的串联弹簧加载扶正器。根据套管尺寸和最大预期偏差,在地面上对扶正器所需的力进行了仔细建模和调整,以保证超声波工具的最佳居中效果。

多个非同心套管尺寸的存在要求每个套管在同一下降过程中都有专用的测井通道,因为每个套管尺寸需要不同的采集参数。然而,当具有相同套管尺寸的多个套管重量时,情况并非如此,其中连续测井通道可以覆盖整个层段。采用最新一代超声波换能器的好处在 2/1-A-14 C 井的测井性能中变得显而易见。尽管其总深度和测井间隔与 2/1-A-22 A 井相似,但有一个显着区别这些井之间是配置。井 2/1-A-14 C 具有 7 英寸。和 9 5/8 英寸。非同心套管（图5）,而 2/1-A-22 A 井有单个 9 5/8 英寸套管。套管布置。

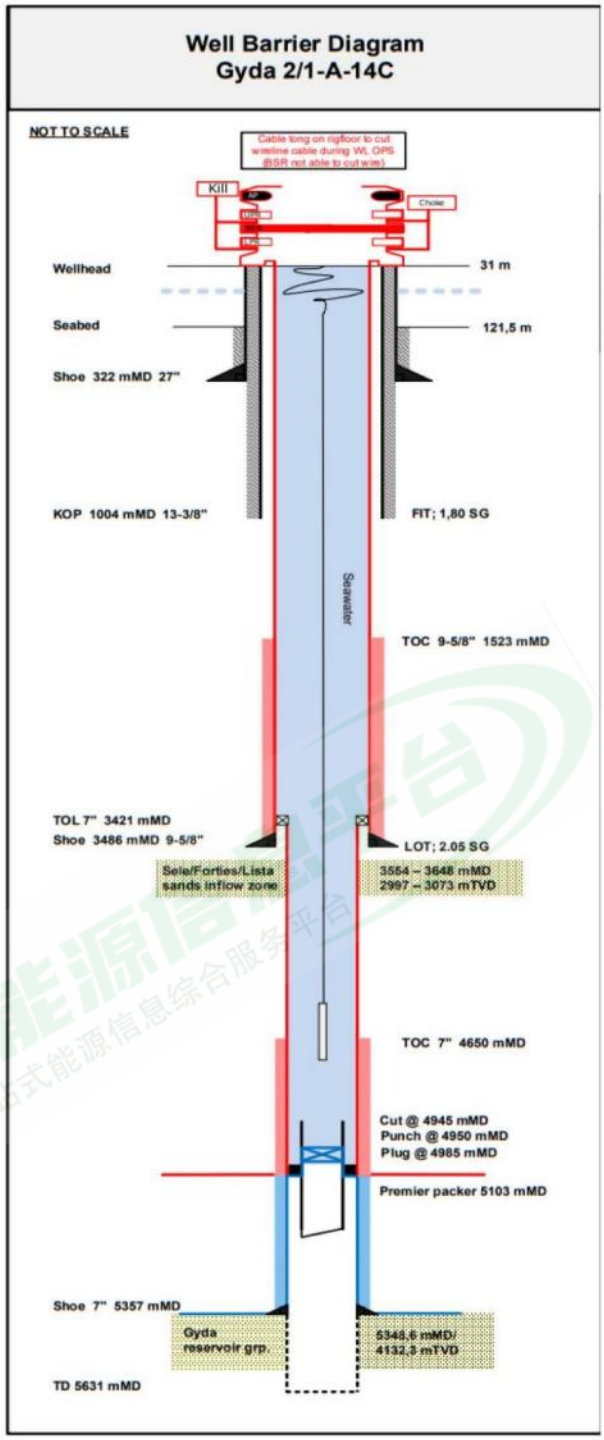


图 5　2/1-A-14 C 井非同心 7 英寸屏障图和 9 5/8 英寸,伐木时的套管。

2/1-A-14 C 井单次测井后的解释结果如图6所示。
所呈现的曲目按以下顺序排列（从左到右）：

1.深度:米,测量深度（mMD）
2. 主地层 3. 次地层
4. 倾角:度 5. 伽马
射线 (GR)、套管接箍定位
器 (CCL)、偏心率 (ECCE)

6. 井草图 7. 声阻
抗 (AI) 图 8. AI 解释 9. 粘合质量评估
Repsol Norge AS
(RNAS)
10. 粘合质量评估 SLB 11. 环空含量

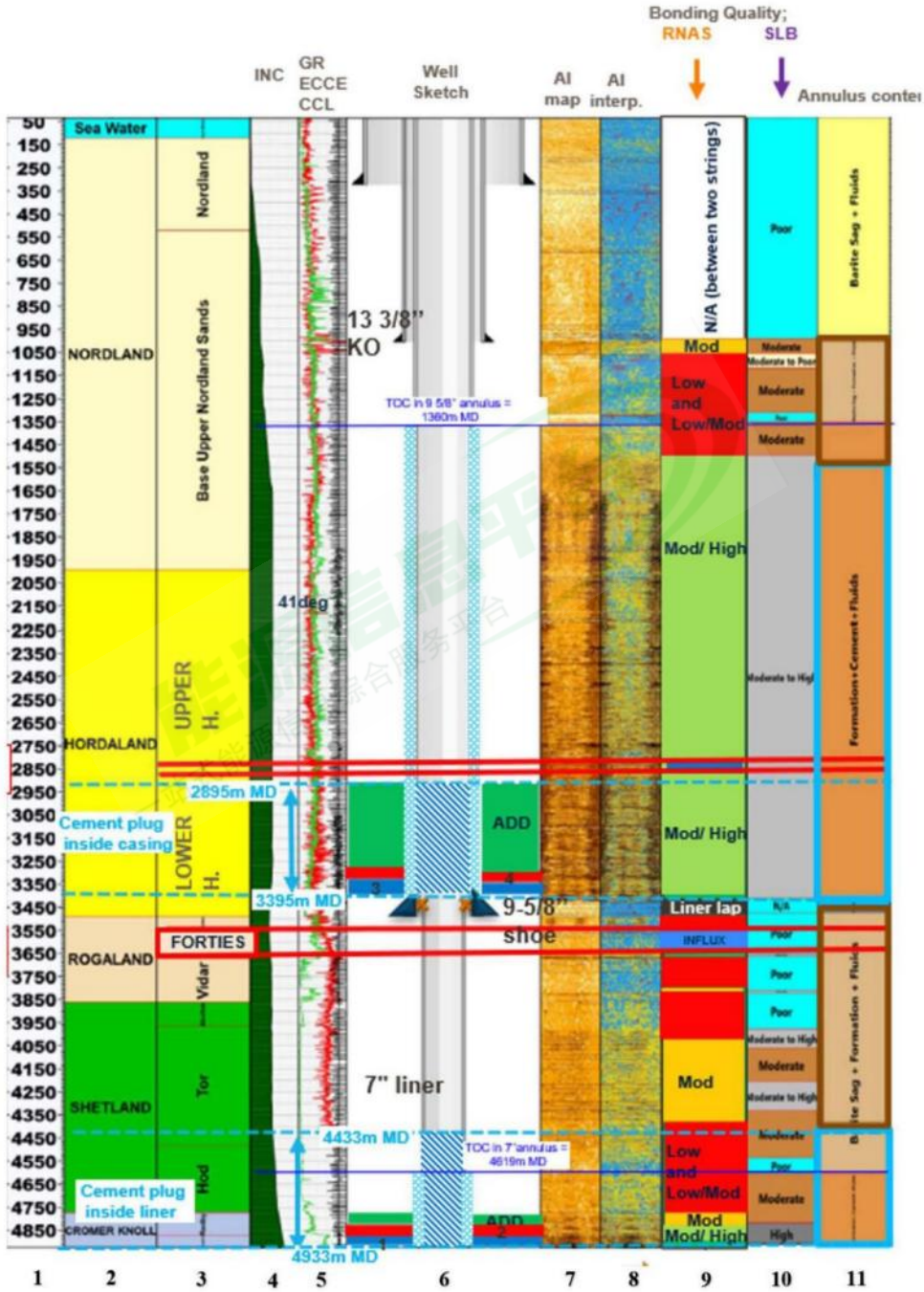


图 6　使用新一代传感器在 2/1-A-14 C 井进行单次测井的测井解释结果。

使用新一代超声波技术,2/1-A-14 C 井不仅实现了 1000 m/h（3,300 ft/h)的测井速度,还实现了单次下降的测井目标。直接影响是总共节省了 12.4 个运行小时。效率贡献归因于两个

单独的因素:由于更快的记录速度,记录时间缩短了 2.4 小时;通过节省额外的记录运行,减少了 10 小时。这 10 小时相当于提升和操作附加工具串所需的平均时间,该附加工具串配置用于记录后续套管尺寸、其表面操作检查、下入孔以及测井后拔出孔以及拆卸和进一步操作。装备下来。图 7直接比较了上述井的测井时间,图 8比较了 2/1-A-14 C 井传统超声波换能器和新一代超声波换能器的测井时间以及总体节省时间。新的传感器。

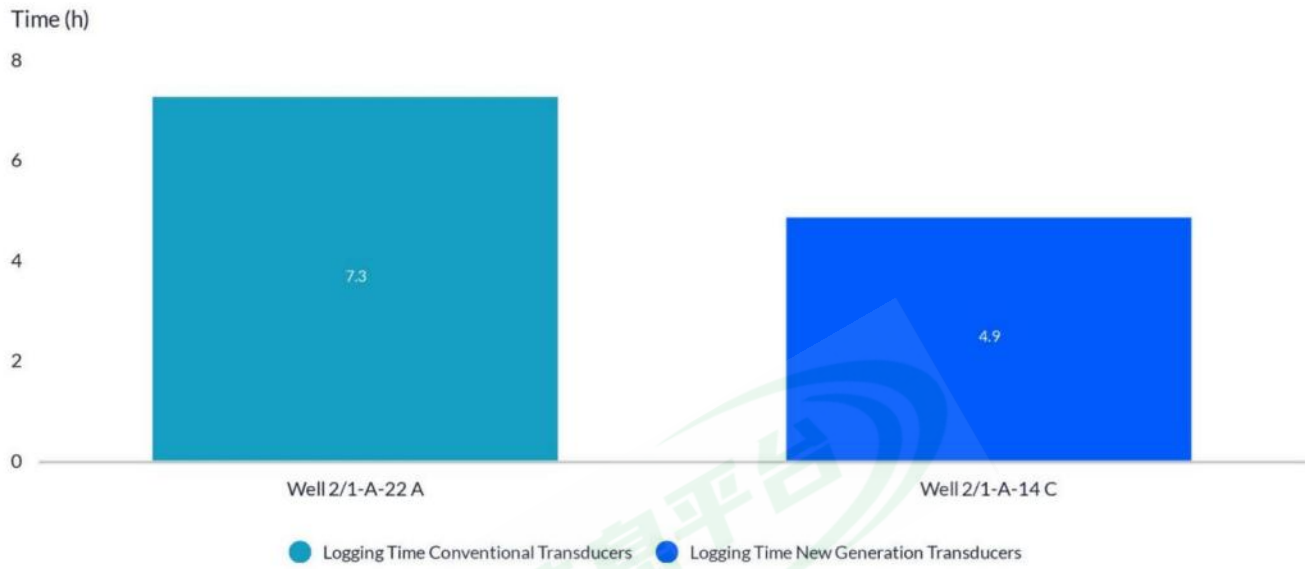


图 7 使用传统传感器与新一代传感器的类似测井间隔之间的测井时间比较。

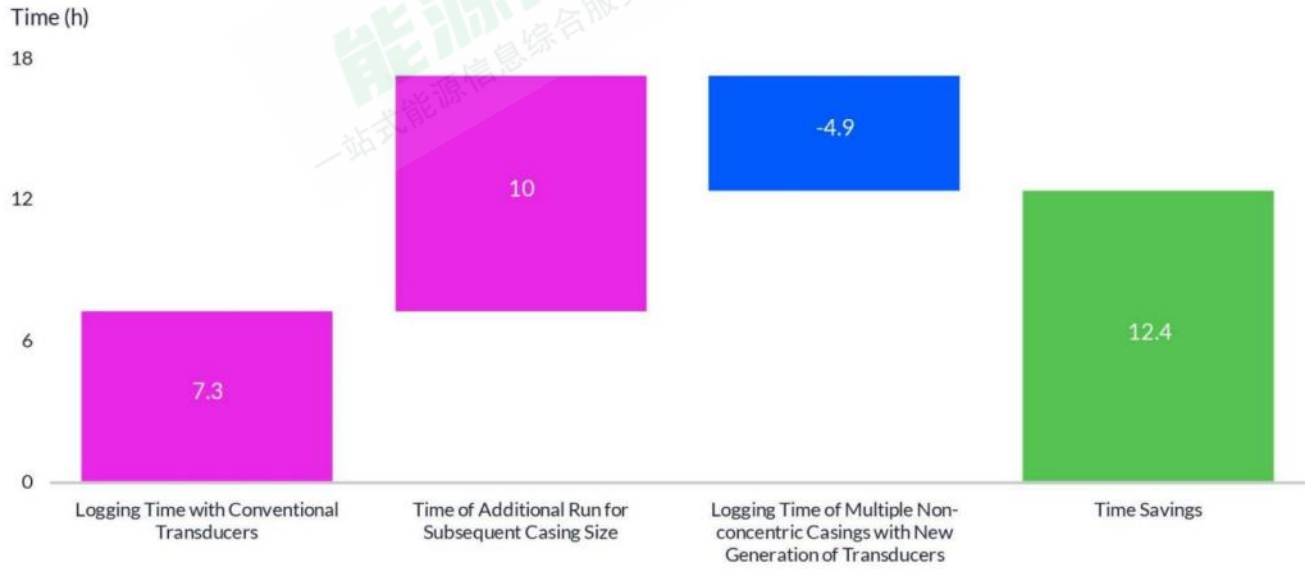


图 8 通过在多个非同心套管场景中使用新一代超声波换能器进行测井,节省了 2/1-A-14 C 的时间。

继续使用最新一代技术可以额外节省 17 次作业,这代表了整个 Gyda P&A 活动期间使用多个非同心套管测井的数量。表 1按 P&A 活动期间测井的顺序列出了 Gyda 井、测井的套管部分、测井间隔以及采用这种新颖方法节省的时间。

表 1 Gyda P&A 活动中测井。

记录顺序	井名	套管截面（英寸）	记录的间隔 (mMD)	节省时间（小时）
1	2/1-A-22A	9.625	4894	0
2	2/1-A-20	7 和 9.625	4078	13.3
3	2/1-A-08A	7 和 9.625	3989	13.3
4	2/1-A-04	7 和 9.625	4199	13.4
5	2/1-A-12	9.625	4249	3.5
6	2/1-A-28A	7 和 9.625	4504	13.7
7	2/1-A-32D	9.625	2612	2.2
8	2/1-A-32D	13.375	4136	3.4
9	2/1-A-7 AT2	7 和 9.625	4437	13.6
10	2/1-A-3	9.625	3203	2.7
11	2/1-A-6A	7 和 9.625	4198	13.4
12	2/1-A-1	7 和 9.625	4434	13.6
13	2/1-A-9A	7 和 9.625	3442	12.9
14	2/1-A-17A	7 和 9.625	4413	13.6
15	2/1-A-29	7 和 9.625	5949	4.8
16	2/1-A-25A	9.625	1908年	1.7
17号	2/1-A-30 AT2	7 和 9.625	5299	14.3
18	2/1-A-31 AT2	7	2331	2.0
19	2/1-A-23	7 和 9.625	4532	13.7
20	2/1-A-27A	9.625	3458	2.2
21	2/1-A-10	9.625	2433	1.6
22	2/1-A-16B	9.625	3395	2.2
23	2/1-A-26	7 和 9.62	3684	12.4
24	2/1-A-02A	7、7.625 和 9.625	4895	13.1
25	2/1-A-21 T3	9.625	2216	1.5
26	2/1-A-21 T3	13.375	295	0.4
27	2/1-A-11	7、9.875 和 9.625	4402	12.8
28	2/1-A-24B	7 和 9.625	3279	12.1
29	2/1-A-14C	7 和 9.625	4896	13.1
30	2/1-A-13 T2	9.625	5298	3.3
31	2/1-A-13 T2	13.375	2627	1.8
32	2/1-A-18 T2	9.625	1980年	1.4

每口井的电缆测井评估过程要求服务公司测井专家在协作环境中生成地层和水泥质量的完整解释报告与操作员结合。

运营商拥有一支合格的井完整性团队来监督测井质量控制，预定义的记录响应矩阵的解释和实施。这种联合方法允许并行解释的比较和验证，确保逐井测井的一致性结果并能够对蠕变地层和水硬密封水泥进行验证和鉴定

间隔。油井完整性团队还为最佳射孔深度和最终作业后报告提供了意见。所应用的屏障质量保证/验证流程如图9所示。

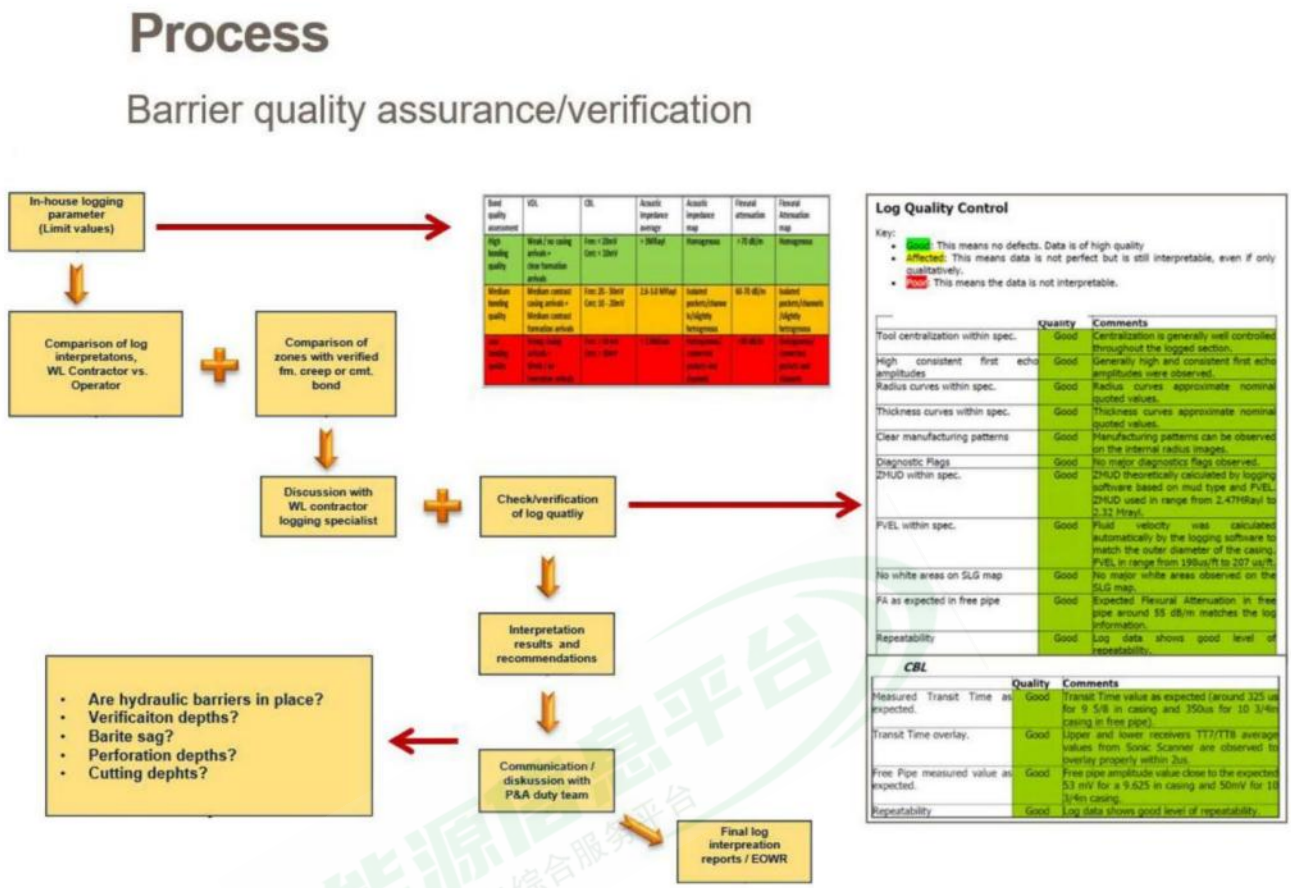


图 9　屏障质量保证/验证过程。

采用最新一代脉冲回波和一发一收配置的总体节省技术如图10所示。

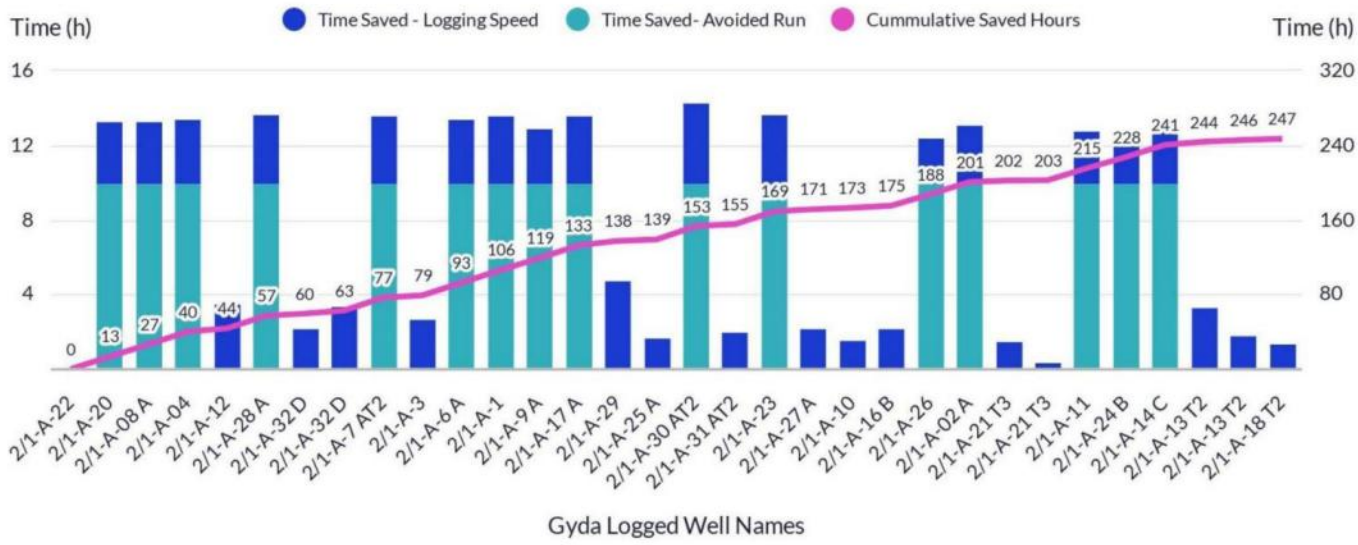


图 10　使用最新一代脉冲回波和一发一收配置技术节省的累积时间。

操作观察和结论

- 超声波评估提供的测量结果证实,使用蠕动地层作为屏障,可以满足NORSOK 标准 D-010,元素验收标准表 52。 · 在 Gyda P&A 作业中的一口斜井中,使用 Rplus 反演可以进行校正由于 9 5/8 英寸内下侧泥浆中存在分离固体而引入的方位泥浆变化不确定性。套管,从而通过区分充满液体的环空、重晶石液体下垂和重晶石泥浆沉降的区域,帮助射孔和冲洗水泥策略选择最佳层段。更详细的解释可以在Gupta 等人中找到。 （2022）。

- 新一代传感器提高了测井速度,在整个活动中覆盖了约 120,000 m 的总距离,这是一个差异化因素。

  这种加速的测井过程使钻机时间显着减少了 87 小时,同时又不影响测井数据的质量。

- 在 Gyda 测井的 29 口井中,有 17 口井中的 17 口井中的单一电缆工具管柱能够测井多种尺寸的非同心套管,其多功能性避免了针对每种套管尺寸的专用电缆运行,从而节省了约 170 小时的钻机时间,从而提高了 P&A 的效率活动并减少额外设备搬运、提升、钻机安装和钻机拆卸所固有的健康、安全和环境风险。

- 运营商和服务公司为 Gyda P&A 活动共同开发的评估理念,以及指定解释团队的一致性,对测井解释的周转时间产生了积极影响,同时提高了对地层的理解水平行为。 ·排除由于识别和分类蠕动地层作为障碍的能力而节省的费用,更快的测井速度和对非同心多套管柱执行单次下降测井的能力的综合影响导致钻机时间减少了247小时。此次减排总共消除了 1,132 吨二氧化碳。 （在 P&A 运营期间,Gyda 平台由燃气发电机而非柴油提供动力,平均每天产生 110 吨二氧化碳。）

致谢作者要感谢 Repsol Norge AS 和 SLB 允许发表本文,以及测井解释团队和海上电缆工作人员,他们使整个活动取得了成功。

参考

Govil, A.、Nevøy, H.、Hovda, L. 等人。 2021.识别地层蠕变:超声波键测井现场示例。 SPE 钻探与 Compl 36 (4): 991–1005。 SPE-204040-PA。 https://doi.org/10.2118/204040-PA古普塔,S.,戈维尔,A.,奥班多,G. 等人。 2019。环形评估的最先进发展。该论文于 2019 年 11 月 11 日至 14 日在阿联酋阿布扎比举行的 SPE 阿布扎比国际石油展览及会议上发表。

SPE-197338-MS。 https://doi.org/10.2118/197338-MS。

古普塔,S.,温德海姆,H.,戈维尔,A. 等人。 2022年。区分套管后面的水泥和蠕动地层是成功堵塞和废弃的关键。于 6 月 6 日至 9 日在西班牙马德里举行的第 83 届 EAGE 年会暨展览会上的 SPE EuropEC - 欧洲能源会议上发表。 SPE-209655-MS。 https://doi.org/10.2118/209655-女士。

诺布尔,L.,温德海姆,H.,戈维尔,A.等人。 2019. 基于超声波和声波测井数据的 Varg 油田井地层粘结研究。论文于 3 月 5-7 日在荷兰海牙举行的 SPE/IADC 国际钻井会议暨展览会上发表。 SPE-194172-MS。 https://doi.org/10.2118/194172-MS。

NORSOK 标准 D-010 钻井和油井作业中的油井完整性。 2021。Lysaker:挪威标准。
挪威石油管理局（NPD）。 2023.事实地图https://factmaps.npd.no/factmaps （2023 年 7 月 5 日访问）。

3. 水下视频图像中挠性立管扭转检测

文献摘要：当柔性管道承受高轴向载荷并暴露于二氧化碳和水的混合物中时，其金属护甲会腐蚀和破裂，导致扭曲变形，如果不加以处理，可能会导致崩溃。监测整个管道的扭转情况对于早期发现至关重要，但由于这些异常的微妙性质和视频片段的分析可能需要数小时，因此人工评估具有挑战性。本工作旨在通过提出一种算法，处理从标准管道检测程序获得的视频数据，并准确检测扭曲管道的部分，从而实现柔性管道扭曲检测的自动化。利用模拟数据验证了该算法，并成功检测到 300mm 管道上 3mm 量级的扭曲。实际数据的结果与专家的意见一致，但需要进一步发展以确保在其他设备和海洋生物存在的情况下的可靠性。

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

SPE-215511-MS

水下视频图像中的柔性立管扭转检测

VM Cesar、B. Reis、MG Maia、J. Kelner 和 DH Sadok,巴西累西腓伯南布哥联邦大学； JMT Marinho,巴西国家石油公司,里约热内卢,巴西

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/215511-MS

本文准备于 2023 年 9 月 5 日至 8 日在英国苏格兰阿伯丁举行的 SPE O shore Europe 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 项目委员会选择了这篇论文进行演示。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

当柔性管道承受高轴向载荷并暴露在二氧化碳和水的混合物中时,其金属铠装会腐蚀和破裂,导致扭曲变形,如果不及时处理,可能会导致倒塌。监测整个管道的扭曲对于早期检测至关重要,但由于这些异常的微妙性质,手动评估具有挑战性,并且视频片段的分析可能需要数小时。这项工作旨在通过提出一种算法来自动检测柔性管道扭曲,该算法可处理从标准管道检查程序获得的视频数据并准确检测扭曲管道的部分。该算法使用模拟数据进行了验证,并成功检测到 300mm 管道上 3mm 的扭曲。实际数据的结果与专家的意见一致,但需要进一步开发以确保在其他设备和海洋生物存在的情况下的可靠性。

介绍

柔性管道经常用于将海底石油和天然气储备输送到地面平台,特别是在恶劣的深水环境中。这些条件使它们承受来自内部和外部压力、波浪力和自身重量的高负载。随着时间的推移,管道中负责处理轴向载荷的层（称为拉伸铠装)可能会受到损坏。此类故障可能会产生严重的经济和环境影响,以及维修成本上升和生产损失。

在应力集中较高的区域或环面被淹没时,拉伸铠装会退化,导致碳钢在CO2 上发生应力腐蚀开裂的现象。最初,裂纹会导致管道变形和扭曲。随着越来越多的电线断裂,管道逐渐失去运行能力,直到达到临界点并崩溃。

为了评估其完整性,通常使用连接到远程操作车辆 (ROV) 的摄像机沿管道进行定期目视检查。 ROV 捕捉视频,由人工检查员分析以查找异常情况。当管道经历退化时,它开始扭曲。然而,这些异常很难用肉眼看到,因为它们通常只覆盖图像中的几个像素。此类分析需要观察多个小时的视频片段,并进行手动检查

既低效又容易出错。最重要的是,如果未能尽早发现柔性材料的异常情况,可能会导致柔性材料迅速恶化。

这项工作的主要目标是利用已安装的设备提高管道完整性评估的质量。为了实现这一目标,我们提出了一种算法来自动检查立管地层中的柔性管道。它检测流视频图像中的管道数据,计算局部异常并将其与 ROV 定位数据相结合以产生连续的相干异常样本。考虑到异常的周期性,异常的频率分析用于识别扭曲管道的部分。

为了支持该操作领域更广泛的环境条件和常用配件,所提出的管道图像分割技术优化了管道轴上的对比度并消除了异常值。高帧速率和低导航速度的结合使我们能够采取保守的方法来保证收集高质量的数据。实验表明,所采用的算法在使用720p视频时可以检测到毫米级的异常。请注意,所采用的解决方案不需要相机校准或使用任何额外的专用硬件。

通过自动化灵活的完整性分析过程,可以执行更频繁、更彻底的检查,从而及早发现管道退化,同时提供有关这一重要资产状态的更多最新信息。运营安全性的提高降低了与管道维护相关的成本和停机时间。

动机及相关工作

美国石油学会通过其标准“粘合柔性管道规范” API Spec 17K (2022)描述了多种失效模式,例如塌陷、爆裂、拉伸失效和压缩失效。发生这些情况的原因有多种,例如快速减压、气体渗透导致的化学劣化、与H2S 接触时的聚合物降解、电线疲劳、分层等因素。这项工作的重点是扭转失效,由于应力腐蚀开裂现象,扭转失效一直是深水下装置的一个主要问题。

为了评估扭转失效,通常的做法是对管道进行目视检查。

最近,文献中出现了大量描述深水管道目视检查的挑战和解决方案的文章。这些出版物大多数都强调在考虑相关环境和生态问题时从经济和社会角度来看管道完整性管理的重要性。

Khan（2019)对拟议的基于风险的石油和天然气管道完整性管理方法进行了审查。他们采用了范围界定审查来确定知识差距、了解当前趋势并确定这些趋势可能影响未来发展的方式。作者声称,在他们的工作之前,缺乏对基于风险的管道完整性管理方法的最新技术的审查。作者的评论包括讨论弹性工程概念应用于管道完整性管理的文章。作者还报告称,2020 年共发表了 897 篇与管道相关的文章,其中多达 37% 的文章关注管道风险分析。作者得出的结论是,所审查的作品一致认为需要使用先进的数学技术来收集和分析相关数据。他们还观察到,除了使用机器学习和计算智能之外,管道行业还通过应用基于数据的方法与数字化相结合来改善基于性能的完整性管理,从而推动管道行业走向自动化。

管道将原油和天然气从海上平台输送到陆上工厂,事实证明既安全又经济。然而,它们可能会因多种原因而泄漏,包括腐蚀、制造缺陷和第三方干扰。 Korlapati (2022)进行的审查包括两个阶段:文献计量研究以及文献系统审查。作者使用 VOSviewer 软件对从 OnePetro、OnePetro、

ScienceDirect 和工程村。三个数据库共识别出 27,274 条引用,其中 VOSviewer 分析了 660 篇文章。作者得出的结论是,泄漏检测方法分为三类:基于外部的、基于内部计算的和目视检查方法。

他们还提请注意使用自主水下航行器 (AUV)和机器人来检测和定位管道泄漏的重要性,并认为这是一个需要进一步探索的研究领域。

目前,该行业提供一系列用于陆上和海上检查的产品。正如Barnard (2021)所描述的那样,它们包括机器人、摄像机、激光器和声纳设备,旨在协助检测腐蚀和泄漏。在管道检测工具和系统方面,大量的设备和技术被广泛用于内部检测。我们的贡献落在这一领域,其独特之处在于是一个专为管道外部检查而设计的系统。

方法本节描述所提出

的算法。它接收视频帧序列以及每个帧与管道沿线位置之间的映射作为输入。作为输出,该算法生成一个尺度图,以热图的形式显示管道中螺旋异常图案的螺距。这种热图的特点是其轴代表管道的节距和位置,从而可以提取有关管道状态和健康状况的有价值的信息。

本方法部分由两个小节组成:第一个小节描述了用于分析输入视频数据的数学模型;第二小节详细介绍了用于从图像中查找管道轴的计算机视觉算法。

视频分析视频信

息的检查代表了算法最全面的组成部分。

视频处理需要识别管道的边界,计算管道的中心轴,并根据计算出的轴检测偏差。此过程针对视频的每个单独帧进行。

本节详细介绍了所采用的过程。

考虑到摄像机无法在一次拍摄中观察到管道扭曲的整个区域,因此有必要将整个视频序列捕获的信息进行组合和合成。

换句话说,每一帧都提供有关管道扭曲的部分信息,而所提出的算法旨在提取有关管道整个扭曲的信息。

偏差的概念是该方法的关键,它量化了特定视频帧下管道与未损坏管道的偏差程度。需要指出的是,虽然事先未知未损坏管道的几何形状和位置,但预计它会遵循直线。偏差测量计算如下:给定参数曲线段C (t),定义在 0 ⩽ t ⩽ 1 范围内,表示管道轴在视频帧上的投影,偏差d是曲线之间的最大距离和L,其中L是穿过曲线段端点C (0) 和C (1)的直线。图 1说明了偏差测量。

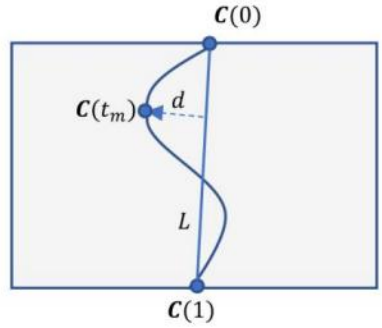


图 1　偏差计算的建模。出于说明目的,偏差被强烈放大。

偏差可以由以下表达式定义：

$$d = \frac{aC_x(t_m) + bC_y(t_m) + c}{\sqrt{a^2 + b^2}}$$

其中C （tm)是C距L最远的点， Cx （tm)和Cy （tm)是点C （tm)的坐标， L由方程ax + by + c给出。

偏差的符号表示C (tm)所在的线L的一侧。在管道的扭曲部分,预计偏差值将沿着视频序列在正值和负值之间周期性振荡。偏差的符号取决于选择t = 0 或t = 1 的极值。没有建立约定,但实施应强制沿视频序列的时间连贯性。

为了说明这一概念,请考虑一根软管,其轴几何形状如图2所示。
管道检查视频可以被视为覆盖整个管道长度的滑动窗口。

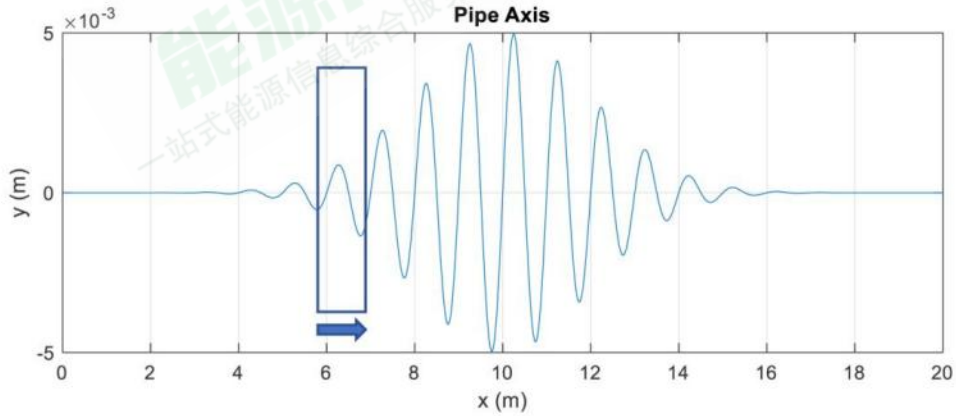


图 2 - 人工生成的扭曲管道的管道轴投影。管道长20米;扭曲发生在 4 米和 16 米之间,节距为 1 米,振幅为 5 毫米。

在每一帧中,计算一个新的偏差值,当与管道位置的映射结合时,生成每个管道位置的新的偏差映射。该映射由一维信号 S 给出,如图 3所示,定义为：

$$d = S(p)$$

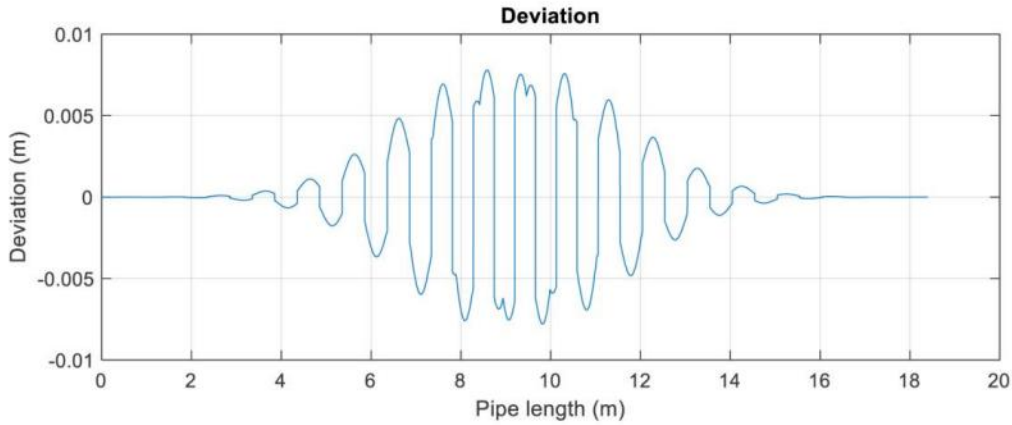


图 3 图2中管道的偏差值与管道位置。

其中p是框架上的管道位置， d是偏差值。

请注意，偏差函数不是管道轴的重建，因为偏差是仅限于相机在该帧上观察到的管道部分的观察结果。尽管如此，所得信号S与原始管道轴之间存在很强的相关性。

作为这项工作的前提，如果管道扭曲，它将导致沿着偏差函数的周期性行为。为了检测扭曲，该算法使用 Morlet 小波对信号S进行小波变换。给定我们之前的例子，信号S的小波变换生成如图4所示的尺度图，其中扭曲表现为位于 1 m 节距处的峰值。

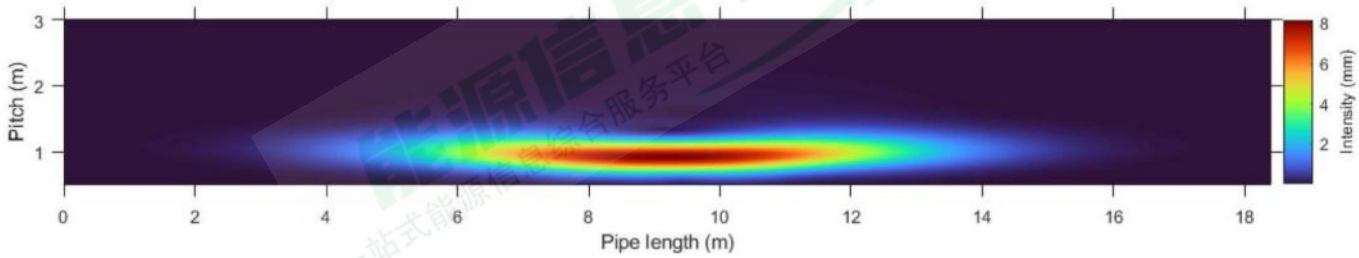


图 4 图3中给出的偏差信号的小波变换的尺度图。红色区域对应于扭曲。

为了从尺度图中提取任何可能的扭曲，使用了Van der Walt (2014)的 scikit 库中的峰值检测算法。该算法在给定最小强度阈值的情况下找到小波变换数据的局部最大值。该阈值是凭经验确定的。

本节介绍了我们用于检测管道扭曲的模型。下一节描述如何计算视频输入的每一帧的偏差。

偏差计算本节描述了在视频
的每一帧中定位管道轴C (t)的投影所采用的策略。该算法的第一步是检测管道边界。考虑到水下检查场景，管道是视频序列中唯一预期出现的物体，而背景又空又暗。这使我们可以假设管道边缘相当突出，因此可以通过检查对比度来找到。

当管道穿过图像的垂直轴时，图像R (x)的每一行都包含管道的轮廓，其中边界由x = b和x = b 给出，估计的管道轴为由x = c给出，如图5所示。

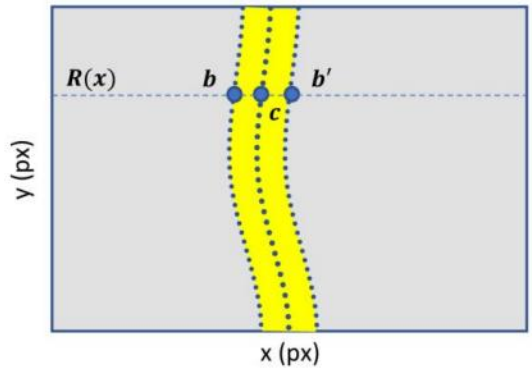


图 5 基于检测到的管道边缘的管道轴图示。

为了检测管道的边界,图像R (x)的每一行都通过以下卷积进行变换:
边缘增强核F (x),如图6所示,由Canny (1986)描述,定义为:

$$F(x)=\begin{cases}-1 & if \quad -\frac{w}{2}<x\leq 0\\ 1 & if \quad 0<x\leq\frac{w}{2}\\ 0 & otherwise\end{cases},$$

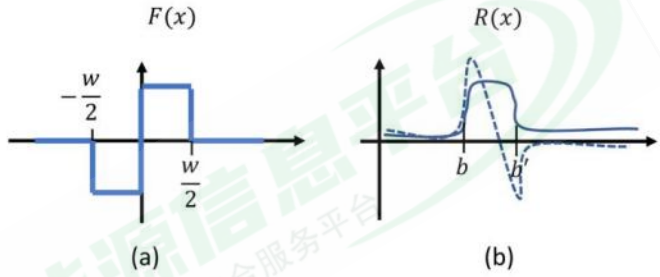


图 6 管道边缘的检测是通过箱差算子对管道轮廓进行卷积来完成的。 (a)中,边缘增强核F (x); (b)中,实线表示轮廓R (x) ,虚线表示将F (x)应用于R (x)的结果。

R (x)与核F (x)的卷积生成结果轮廓M,其强调轮廓上的边缘,使得左边缘bj是结果轮廓的最大值,右边缘是最小值,定义为:
$\mathbf{b}'_j$

$$\begin{aligned}M_j &= (F*R_j)(i)\\ \mathbf{b}_j &= \left[\operatorname{argmax}(M_j)\right]_j;\\ \mathbf{b}'_j &= \left[\operatorname{argmin}(M_j)\right]_j.\end{aligned}$$

为了提高边缘点检测的质量,我们丢弃b > b max (Mj)− min (Mj) <的点
γ。阈值γ根据经验定义,以丢弃管道边界不那么突出的点。
管道轴定义为通过管道边界之间的平均曲线,可以根据以下公式计算:

$$\mathbf{c}_i=\frac{(\mathbf{b}_i+\mathbf{b}'_i)}{2}\quad .$$

管道上的标记、微小缺陷或图像上的其他意外伪影可能会产生误报点（或异常值）。为了消除这些异常值并获得管道的平滑表示,使用 LMedS 算法将轴点ci拟合到 3 度贝塞尔曲线,如Rousseeuw (2005) 所描述的。

可以确定 C (t) 曲线,并且可以通过以下公式导出以像素为单位的偏差dp的计算:
利用上一节中提出的公式,沿曲线采样点。

结果

在本节中,评估了所提出的算法检测异常的能力。评估包括使用已知异常的视频执行算法,然后将结果与真实情况进行比较。

评估分为两种场景:一种使用综合创建的数据,另一种处理从实际管道检查中收集的数据。此外,还检查了该技术的局限性。

合成数据当使用

合成数据评估算法时,会生成一个视频,模拟检查具有已知异常的变形管道。该视频用于评估算法在位置和俯仰方面的准确性。

为了生成测试用例的合成视频,对代表直径 300 mm、长度 32 m 的管道的矩形应用了正弦变形。矩形的主轴是垂直定向的,其表面具有纹理以模拟从相机视点观察到的圆柱体的照明。通过应用被高斯窗口包围的正弦函数,模拟管道经历了变形过程,导致水平位移。将形状渲染为图像后,模拟将通过模拟 ROV 进行检查来进行,其中每一帧仅显示已知位置处的一段管道,如图 7 所示。视频的创建分辨率为1280x720像素,考虑 60° 的视野和 1.5 m 的相机与管道之间的距离。

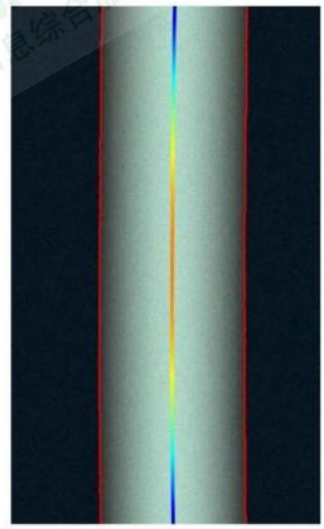


图 7　突出显示检测到的边界和偏差的模拟管道。

视频中产生了两个异常,一个以8 m位置为中心,间距为2.2 m,强度为5 mm;第二个以24m为中心,间距1.5m,强度3mm。

在管道偏差计算过程中获得的小波变换如图8中的尺度图所示。正如预期的那样,它清楚地显示了两个峰值,这也是通过异常检测检测到的

算法。第一个异常在 8.1 m 的位置以 2.11 m 的节距被正确检测到,而第二个异常在 23.9 m 的位置以 1.39 m 的节距被识别。

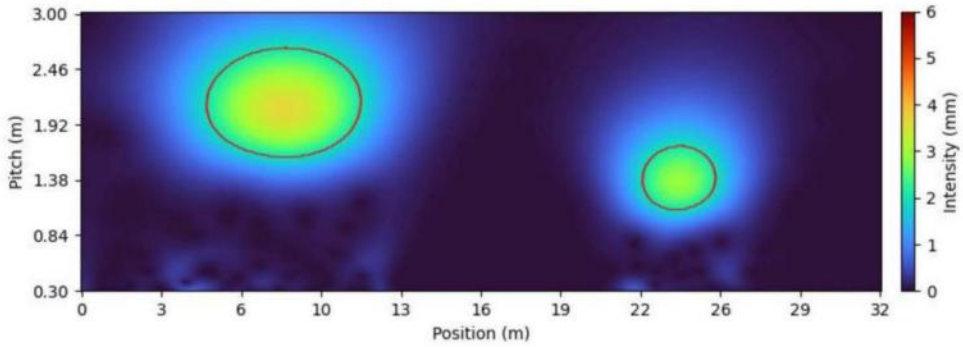


图 8　位置偏差数据的尺度图。

该测试证明该技术在使用合成数据的理想场景中可以正常工作,例如
不同的间距大小和异常强度,并且没有检测到误报。

真实数据鉴

于需要破坏性测试来确定管道上电线损坏的位置,因此对真实数据的算法评估考虑了专家目视评估管道存在扭曲的情况。球场的地面实况信息考虑了拉伸装甲的规格。

已知该管道的拉伸铠装螺旋角为25°,其直径为260毫米。基于
根据这一信息,可以使用以下公式计算音高:

$$p = \frac{\pi d}{\tan\alpha}$$

其中p是节距， d是管道直径， α是拉伸铠装螺旋角。根据上述情况,预计异常间距为 1.75 m。

为了定义帧和管道位置之间的映射,我们使用 OCR 扫描从帧叠加中提取深度信息。下一小节将检查两种情况:一种是检测到异常,另一种是未检测到异常。

有异常。对于第一个实验,算法根据检查扭曲管道的视频进行了评估,并由专家进行了评估。向左和向右的偏差可以通过视觉观察到,但可能会给未经训练的眼睛带来挑战,如图9所示。

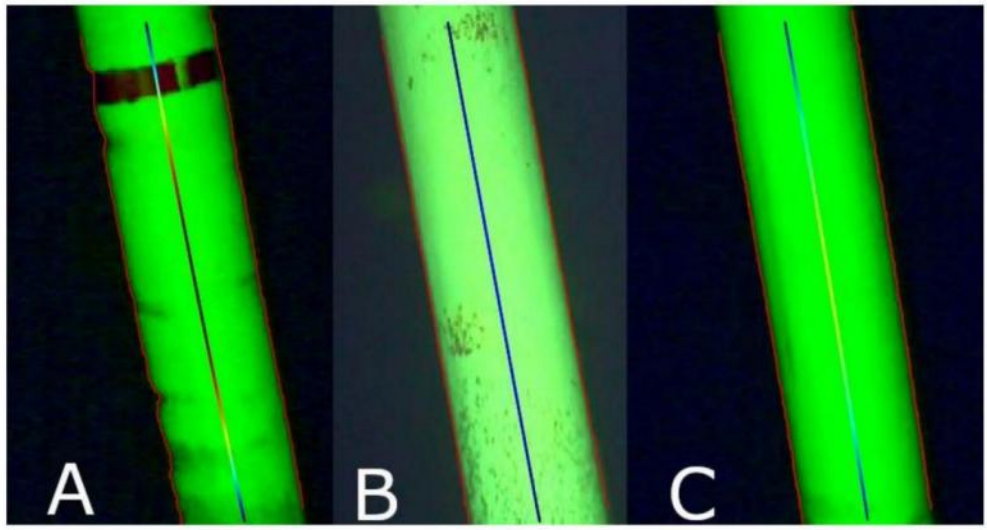


图 9　检查扭曲管道的框架样本。在A中,可以看到强烈的向左偏差； B 、无偏差;而在C中,则有轻微的向右偏差。 A中管道的左边界（显示为红色细线)呈现出许多由管道表面暗斑引起的波纹;然而,这些与检测到的异常无关。

我们的算法能够在 98% 的帧上找到管道,并在检查期间观察到整个长度上检测到节距约为 1.7 m 的异常,如图 10 所示,与管道的预期节距相匹配。

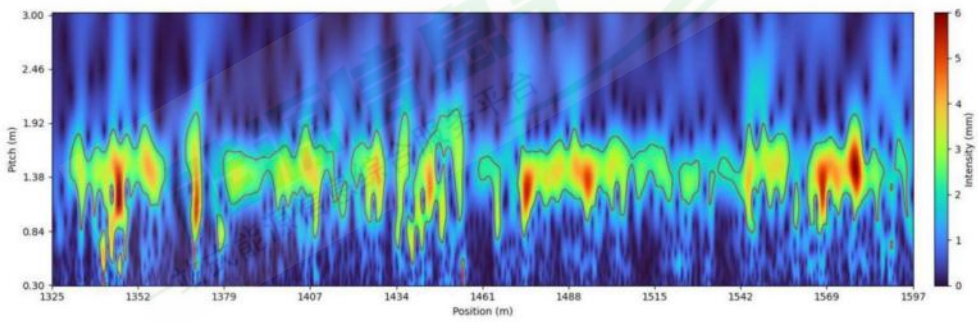


图 10　扭曲管道的偏差尺度图,显示了整个管道长度上的几个强强度区域。

无异常。与之前的场景类似,该算法用于评估没有异常的检查视频。在这种情况下,预测结果是在俯仰轴上没有明显相干带的尺度图,以及主要由较冷的颜色组成的热图,表明在所寻求的范围内正弦图案不存在偏差。

正如预期的那样,图 11中呈现的尺度图在预期音高中表现出很少的一致性,这与之前存在异常的情况不同。在该视频中,偏差计算在位置 127 m 附近失败,可以将其视为尺度图中的暗斑。

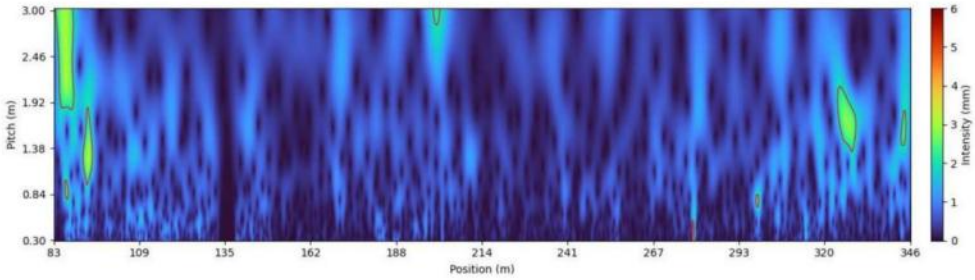


图 11 无故障管道的偏差尺度图。

局限性现实

世界的检查场景可能会遇到一些挑战,包括海洋生物结壳和管道污渍。值得注意的是,立管配置不仅包括管道,还包括连接器、浮子和沿其长度的其他组件。当前算法未考虑这些元素,并且在检测图像上的管道边界时可能会导致不准确,如图12所示。

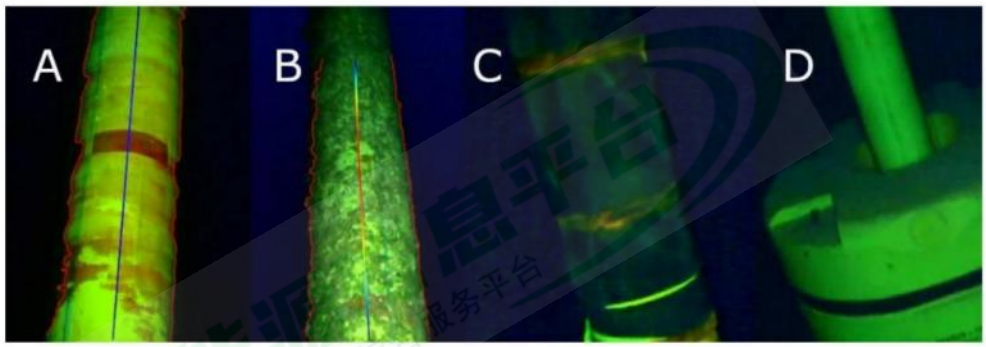


图 12 所提出算法的挑战性条件示例。 a) 显示严重污染的管道； b) 显示海洋生物结壳； c) 显示了黑色涂层的管道； d) 显示了带有浮子的管道。

图 13显示了通过开发的算法在显示多个漂浮物的视频上实现的结果示例,其中仅在 56% 的帧中检测到管道边界。正如每个位置偏差图上突出显示的那样,沿管道存在多个偏差信息间隙,由于浮子定位的周期性,这可能导致检测到一些高强度异常斑块。

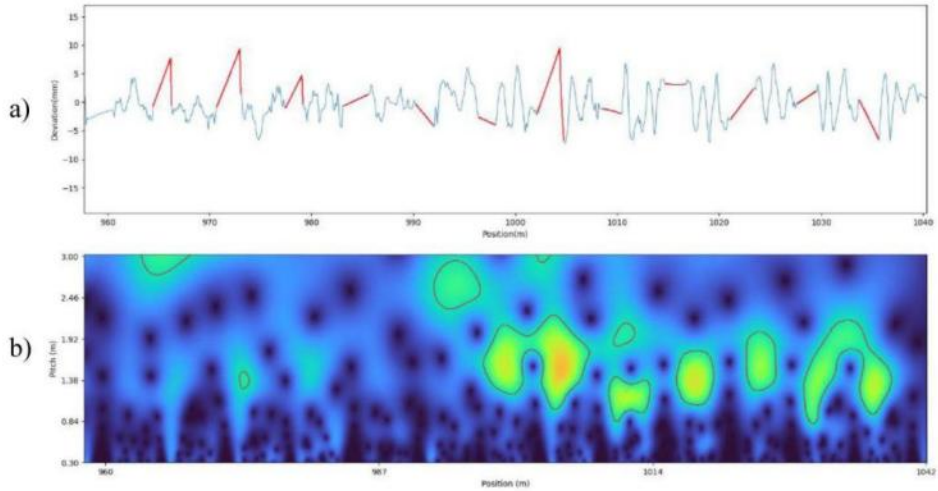


图 13 带有多个飞蚊症的视频的结果。 a)每个位置的偏差图以红色突出显示未检测到管道边界的部分,由于插值而观察为直线； b)错误观察高强度区域的尺度图。

此外,作为该技术的前提,认为ROV在沿着管道移动时捕获视频数据,最终悬停在某些部分以执行本地化工作。然而,如果检查仅限于管道的小范围内,则可能没有足够的信息来评估管道的完整性。

结论

CO2应力腐蚀开裂引起的拉伸铠装的早期退化是依赖于使用柔性管道的油气勘探基础设施的主要问题。这个问题在深水作业中尤其重要,因为立管承受极高的轴向载荷。为了减轻一些重大的经济和环境后果,至关重要的是为新设施部署更可靠的基础设施,并实施早期检测方法来识别损坏的管道,例如通过使用本工作中描述的自动检查。

所提出的解决方案可自动执行并增强 ROV 捕获的视频数据中的异常检测,目前该解决方案用于手动检查程序。因此,无需额外的海上设备或程序即可利用该解决方案。使用合成数据对所提出的算法进行了测试,并准确地检测到几毫米强度的扭曲。此外,该算法在应用于真实管道数据时表现良好,成功检测出专家认为变形的管道段中的异常情况。目前该算法的实现可以在使用 6 核 Intel 处理器时以每秒 20 帧的速率处理 1080p 分辨率的视频。

然而,该算法仍然难以正确处理辅助设备的存在,例如连接器、浮子或盖子。需要进一步的开发来检测并考虑它们的存在,目前由于信息差距而阻碍了对偏差周期性行为的评估。

这项研究的后续步骤包括使用模拟数据进行额外的精度测试,以评估算法的不确定性,并评估其在更广泛的现实世界数据上的性能。

参考

API 规格 17K。 2022。粘合柔性管规范。第三版。 API。

Canny, JF 1986。边缘检测的计算方法。 IEEE 模式分析与机器学报情报 PAMI-8 (6):679-698。 https://doi.org/10.1109/TPAMI.1986.4767851

Barnard, D. 2021。基本工业管道和检查工具。控制自动化， https://control.com/industry文章/必要的工业管道和检查工具/ （2023 年 5 月 25 日访问）。

4. 机械无脐带安装油管悬挂器

文献摘要：在过去的 20 年里，在挪威大陆架进行海底开发的运营商一直致力于提高效率，减少与海底完井相关的钻机设备和人员需求。钻井公司已经降低了 HSE 风险，减少了对钻机进行改装以适应海底相关设备(如卷筒和修井控制系统)的需求，并降低了成本、钻机时间和排放。目前已经实施了许多措施，例如通过深坐泵开泵或消失桥塞来消除对着陆管柱和电缆作业的需求，安装修井和修井控制系统(IWOCS)来操作同一台设备上所有系统供应商的工具，使用 ROV 修井控制系统(RWOCS)海底 hpu 来控制采油树(XT)，以移除采油树下入工具(TRT)脐带缆，开发一种通过有线钻杆与油管悬挂器下入工具(THRT)通信的液压-电动遥控系统，以消除对 THRT 脐带和 IWOCS 的需求，举几个例子。这是一种用于安装油管悬挂器(TH)的机械工具，它也消除了远程通信的需要，从而大大降低了复杂性和故障的可能性。这种机械油管悬挂下入工具被称为 THRUT，是由 CCB Subsea 与 Equinor 合作开发的。2022 年 3 月，Transocean Encourage 钻井平台在 Equinor Heidrun 油田的 E-2 井上成功完成了首次使用 THRUT 的无脐带水下完井作业。继第一口井之后，又在 Equinor 的 8 口井和 Norske Shell 的 3 口井中使用了 THRUT。该工具适用于 Aker Solutions、TechnipFMC、OneSubsea、贝克休斯或其他系统供应商提供的任何类型的水下水平 XT (HXT)系统。此外，该工具由负责海底完井的海底系统供应商在海上操作，不需要 CCB subsea 额外的人员在海上操作。本文介绍了水下 hxt 中机械无脐带安装 TH 的系统设计理念和要求、设备功能和方法，并总结了与 HSE、时间、成本、人员需求、后勤和钻机接口相关的优势方面的最重要成果和操作经验。

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

SPE-215534-MS

油管悬挂器的机械无脐带安装

FN Hansen 和 C. Saelen,CCB Subsea AS 卑尔根,挪威

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/215534-MS

本文准备于 2023 年 9 月 5 日至 8 日在英国苏格兰阿伯丁举行的 SPE O shore Europe 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 项目委员会选择了这篇论文进行演示。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

过去 20 年来,在挪威大陆架进行海底开发的运营商一直致力于提高效率并减少与海底完井相关的钻井平台所需的设备和人员。驾驶员一直在降低 HSE 风险,减少对钻机进行改造的需要,以适应海底相关设备（例如卷筒和修井控制系统）,并降低成本、钻机时间和排放。已经实施了许多措施,例如通过深置泵打开或消失的障碍塞消除着陆管柱和电缆操作的需要,安装干预和修井控制系统（IWOCS)以操作来自同一单元的所有系统供应商的工具,使用ROV修井控制系统 (RWOCS) 海底 HPU 控制采油树 (XT) 移除采油树送入工具 (TRT) 脐带缆,开发液压电动远程操作控制系统,通过有线钻杆与油管挂送入工具 (THRT) 进行通信无需提及 THRT 脐带血和 IWOCS。

本文描述了最新的一项发明;一种用于安装油管悬挂器 (TH) 的机械工具,无需远程通信,从而大大降低了复杂性和潜在的故障。机械油管悬挂送入工具称为THRUT,由CCB Subsea与Equinor合作开发。 2022 年 3 月,通过 Transocean Encourage 钻机在 Equinor 的 Heidrun 油田 E-2 井上成功实施了首次使用 THRUT 进行的无脐带海底完井作业。继第一口井之后,THRUT 已在 Equinor 的另外 8 口井上运行挪威壳牌公司有 3 口井。该工具概念适用于与 Aker Solutions、TechnipFMC、OneSubsea、BakerHughes 或其他系统供应商提供的任何类型的海底水平 XT (HXT) 系统连接。而且,该工具由负责海底完井的海底系统供应商在海上操作,海上不需要CCB Subsea额外的人员。结果是一个高效、强大的工具,具有低风险、低成本和所需人员少的特点。

本文介绍了海底 HXT 中 TH 机械无脐带安装的系统设计理念和要求、设备功能和方法,并总结了在 HSE、时间等方面的最重要的结果和操作经验。 、成本、人员需求、物流和钻机接口。

介绍

传统上,用于完井的海底工具是通过扭转软管束中的液压电缆从地面进行液压操作的,该软管束带有外部加固护套（也称为液压脐带缆）,夹在工作管柱上。工作管柱由连接的钻杆或立管接头组成,内径通常在 75 毫米（3 英寸)至 180 毫米（7 英寸)之间变化。脐带缆的尺寸通常在外径 70 至 100 毫米之间变化。

用于工作管柱的脐带管和相关的夹具在海洋立管内部受到损坏,因为当钻机和海洋立管由于波浪等外部环境载荷而移动时,它们可能被挤压在工作管柱和海洋立管内部之间。和洋流。运行时,至关重要的是要以一定的张力夹紧脐带,这需要司钻、两个安装夹具的人员以及卷筒上的操作员的协调和经验。卷轴上的松弛会导致停机,夹具之间的松弛会导致脐带缆损坏。在从油管悬挂器降落之前,需要在脐带缆上安装降落环。这需要时间和精力,并且使带有井下控制装置和油管悬挂器的油管通过处于关键位置的海洋立管暴露于环境负荷。脐带缆的潜在损坏以及因损坏的夹子通过立管掉落到防喷器而导致零件松动的后果,构成了损失钻机生产时间的重大风险。

深水将使此类事件的问题和财务后果变得更糟。由于将脐带管夹紧到工作管柱的上述缺点和其他缺点以及没有脐带管的工具系统所具有的优点;提高效率、减少完井管柱和人员的潜在伤害、降低设备成本等。

拥有这样的机械工具,运营商的海底部门已经讨论了20多年。机械 THRT 的想法由 Equinor 提出,并于 2019 年在研究披露出版物中发表。该想法的更多好处是:

- 节省与 TH 卷轴和脐带缆相关的资本支出
- 需要调动的设备较少,即 TH 脐带卷盘
- 由于无需夹紧脐带管,节省了钻机时间
- 缩短完井管柱在卡瓦中的时间将降低损坏完井管柱的风险
- 钻台上的“红索”中没有人员将脐带管夹紧到钻柱上
- 本地监控压力输出和 BOP 管线流量将为功能执行提供适当的反馈
- 上述效益的潜在价值将随着水深的增加而增加

CCB Subsea 对于如何解决这个问题有几个想法之一。该概念侧重于最小但必要的功能,以保持较低的复杂性,并避免在关键功能的工具内出现立管流体。
最后,在 2019 年,Equinor 的研发部门要求 CCB Subsea 围绕这一想法为 TFMC HXT 开发概念进行研究,并根据该研究于 2020 年 12 月授予了交付合同。

系统设计理念和要求

以下理念和要求适用于系统设计和组件选择:

- 坚固的设计,可靠性高。任何单一故障均不得对人员安全、环境和金融资产损失造成不可接受的风险。
- 避免性能和故障模式不确定的复杂硬件和软件。
- 高品质的组件和材料。

- 尽可能使用市场上可用的合格/经过验证的组件,将技术鉴定的风险降至最低。选择在行业中拥有良好记录的组件,而不是定制和专门的组件。
- 应有双重密封屏障以抵御外部环境并避免对关键功能造成意外压力。
- 任何对操作至关重要的控制仪表和液压系统都应作为审查的一部分进行审查。
- 故障模式影响和危害性分析 (FMECA)。
- 部件和系统解决方案的选择应满足海底设备和控制系统的相关标准。
- 避免使用专有软件。
- 应能够测试和冲洗所有设备。
- 测试设备和测试单元应属于交付范围的一部分,并且必须足以覆盖项目期间的所有产品和系统测试。
- 表面控制系统应根据危险区域 1、气体组 118 和温度等级 T3 的 ATEX 要求进行设计。

开发和交付遵循 DNV RP A203 技术认证流程。建立了 FMECA、风险矩阵以及测试和资格计划 (TQP)。该设备单独经过 TRL 3 认证,并经过系统测试,使其达到 TRL4（根据 DNV A203）。

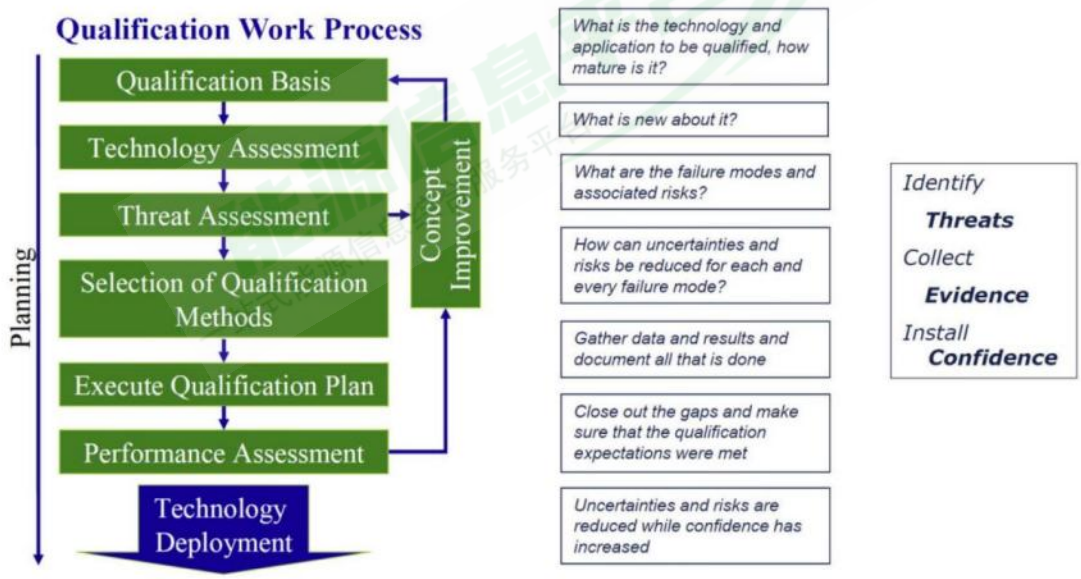


图 1　技术资格流程

测试范围可概括如下：

- 胖的
- FAT/SIT

所有新的 THRUT 版本都经过严格的测试和鉴定。硬件交付按照相关管理标准进行,工具的主要设计标准为 ISO 13628-4,Equinor 的主要技术要求为 TR3571。测试包括根据 ISO 13628-4 PSL 3 进行的资格测试、工厂验收测试、TH 到虚拟 BOP 设置的系统集成测试。测试是为了证明 THRUT 系统按照其设计规范工作。

所有工程、设计标准和测试均符合设计基础中提出的标准中给出的要求。该资格模拟了运行条件,以证明设计的质量和可靠性并确定设计局限性。测试计划包括在 FMECA 分析过程中被确定为关键的场景,并经过测试以验证和确认工具的可靠性。THRUT 的交付中包括一个与要使用的钻机上的 BOP 接口的工具适配器接头,以及辅助设备:每端测试帽、带快速连接器的热线、与钻机上卡瓦连接的 TH 保护器接口等。



图 2 从概念到商业化产品

第一个 THRUT 于 2021 年 12 月交付,并于 2022 年 3 月在 Heidrun 海底使用 Transocean Encourage 钻井平台进行首次作业。它现已针对 Horizontal XT 系统进行了现场验证,并已在 Equinor 的 9 口井和 Norske Shell 的 3 口井上运行。第一个版本的 THRUT 交付给 Equinor,与第三代（90 年代末设计)TechnipFMC 的 Horisontal XT (HXT) 接口,下一个版本的 THRUT 交付给 Norske Shell,与Ormen 上使用的第四代（2002 年及以后的设计)TechnipFMC HXT接口兰格。此外,具有 Aker Solutions HXT 接口的 THRUT 目前已获得资格,将于 2023 年 7 月交付给 Equinor 和 AkerBP。该工具现已在 TRL9 中,通过不同的系统供应商在市场上以租赁业务模式进行商业化。

THRUT 功能和机械无脐带安装方法
TH

THRUT 的主要目的是消除在海底完井过程中对来自地面的脐带缆进行液压供给和工具功能控制的需要。该概念基于用于操作 THRUT 和 TH 液压功能的液压能,可以通过对闸板腔下方、也可能在环形防喷器下方的防喷器组的环形空间加压,在工具上本地生成。配置。 BOP 的环形空间通过来自地面的节流管或压井线加压。该概念不需要修改第三方设备,即防喷器组或钻井隔水管,也不需要连接到地面的外部脐带缆。

THRUT在岸上车间或海上甲板上由TH组成;闩锁功能在车间内通过热线通过液压操作。弹簧加载销激活以确保锁定位置,TH 锁套作为闩锁（夹头指)的一部分接合,并且安装剪切销以确保 TH 解锁位置。通过夹头手指可进行目视闩锁验证。与 THRUT/TH 的构成相关,安装隔离套管 (THIS),并通过流体静力测试组装封盖管道底部和 THRUT 顶部。 THRUT/TH 组件已准备好运送到海上并准备运行。 THRUT/TH 在甲板上进行检查;通过夹头手指进行目视验证,在解锁线上进行低压检查,并验证安装在锁定活塞上的剪切销。

THRUT 还可以作为搬运工具； THRUT 和 TH 从甲板提升到狭小通道,并通过顶部驱动从水平位置提升到垂直位置,并以旋转方式连接到生产油管。井下管线端接到 TH 并在 THRUT 和 TH 在钻杆上的孔中运行之前进行测试。红色区域需要最少的人员。

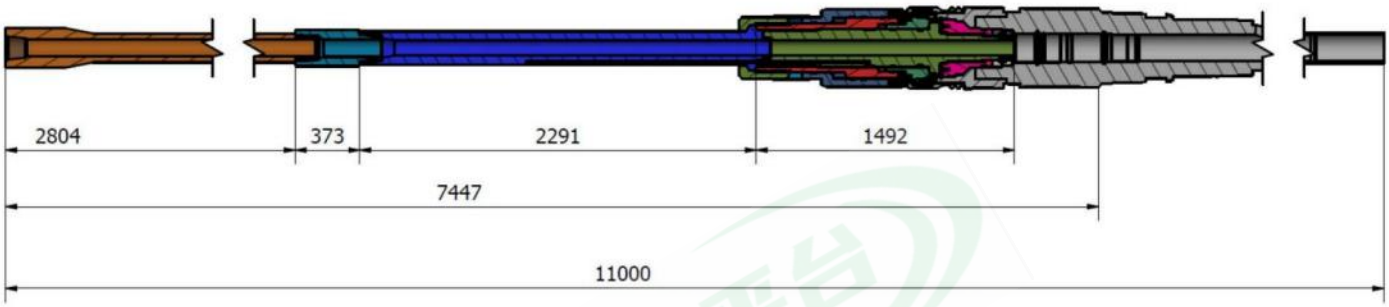
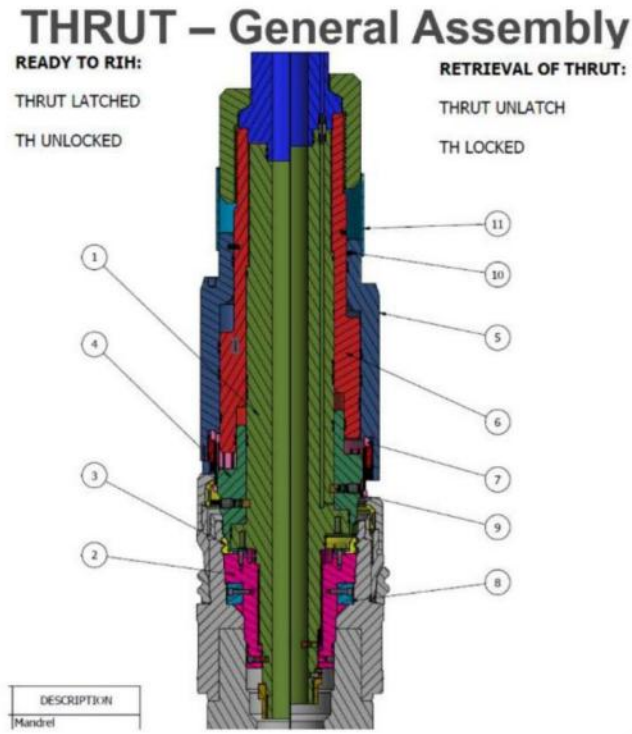


图 3THRUT 系统,包括适配器,其长度适合每个钻机,与 BOP 闸板的接口有关

TH 降落在 XT 中,并且特定的管子闸板在 THRUT 适配器/光滑接头周围封闭。适配器的尺寸和长度取决于 BOP 的接口。当管闸板关闭时,压井或节流管线通过钻机上的泵加压至一定压力。固定锁套的剪切销在一定压力下会断裂。进一步向上施压会使锁套发挥作用并锁定 TH。 TH 锁定后,孔将对齐并启用验证。锁定验证是通过增加压力直到安全阀破裂并观察到压力下降来完成的。 TH锁定后,进行过拉力测试。进一步的程序是测试 XT 和 TH、设置和测试井下生产封隔器以及在 THRUT 解锁和收回之前测试屏障元件。

主要解锁方式是顺时针旋转;安全销断裂且锁环塌陷。 THRUT 已准备好被检索。二次解锁功能是通过关闭环形袋并在下方加压来实现的。进入解锁室的安全阀在一定压力下打开,弹簧加载的销断裂,并且锁定室与孔通风。锁定活塞在此操作期间保持平衡。 THIS 连接到THRUT 并将与THRUT 一起检索,这节省了额外的线路运行。



PARTS LIST	
ITEM	DESCRIPTION
1	MANDREL
2	LOWER BODY
3	LATCH RING
4	LATCH PISTON
5	LOCK PISTON
6	UPPER BODY
7	COLLET FINGERS
8	ANTI ROTATION KEYS
9	SPRING-LOADED PINS
10	SHEAR PINS
11	SHEAR PINS RECEIVER

图 4　左侧显示“准备 RIH”,右侧显示“THRUT 检索”的 THRUT 总装配件

THRUT 操作经验在将 TH 锁定到 XT

方面,所有海上操作都取得了成功,获得了锁定验证和解锁的清晰指示,没有观察到过度拉力。此外,辅助解锁装置已在海上的一口井上用于测试功能,并经过现场验证。

Norske Shell 在 Ormen Lange 与 Transocean Barents 上安装的 TH 压力图

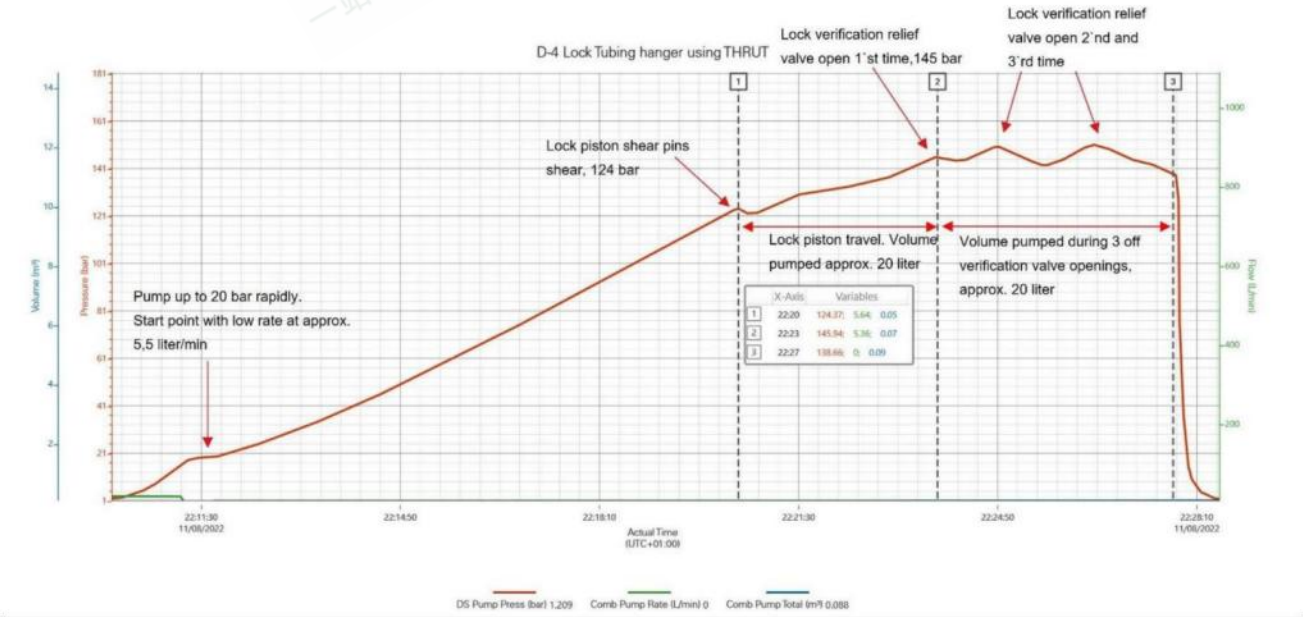


图 5　Ormen Lange 井上 TH 安装的压力图

TH安装报告：

·将 TH 锁定到 XT 线轴中

解锁 – 安全销以 23KNm 剪切,DP 转动 5 圈

·直拉　未观察到过度拉力

已解决和实施的挑战和改进：

在产品开发过程中,一些密封设计和部件几何形状得到了进一步改进

增加了末端止动件的转数,以防止与司钻之间的沟通错误

由于标准阀门不能完全满足规格,因此开发了一种新的锁定验证阀

进行了一些修改,使工具更能抵抗磨损

各种安全销设计和几何形状已在单独的测试装置中进行了测试,并将用于测试以验证新的电源

请查看以下挪威壳牌公司报告的这口水深 1000 米的 Ormen Lange 井的实际作业时间（扣除在 XT 登陆后的控制线/测试和屏障测试）：

• 奥曼·兰格	来自甲板的 P/U 和旋转式组成	1小时
	RIH 并降落在 XT	3小时
	POOH,L/D 在甲板上	2.25小时

这意味着每口井在作业期间总共可节省 12 至 24 小时的在线钻机时间
取决于水深。

优点和结论HSE 优点主要包括红区工作量少（无
需脐带夹紧）、TH 脐带绞车无需人员、不会损坏脐带、孔内不会丢失夹具、降低柔性接头损坏 TH 的风险在 XT 着陆之前等

此外,与市场上的液压 THRT 和其他无脐带远程操作控制系统 THRT 相比,机械 THRT 具有许多商业优势。优点是 TH 和 THRT 在岸上预制,无需单独的处理工具,TH 隔离套管与 THRUT 一起回收,节省了一次电缆运行,复杂性较低,井中没有液压或电气组件,坚固的工具可显着降低资本支出和运营成本， ETC。

此外,还有一个巨大的优势,即无需在钻机上调动卷筒和 WOCS 以及相关的改造工作,从而显着节省时间和成本。最多可节省 5 磨坊。
每口井美元。
客户报告说,对于某些项目来说,如果没有
由于缺乏卷轴和 WOCS,因此 THRUT 的优势是另一个规模的。

5. 水下 HIPPS 在深水气田的应用研究

文献摘要：在深水油气田开发中，当存在异常高压井时，常规的全压设计理念会导致歧管、跳管和流线设计压力过大，增加投资，降低经济效益。水下高完整性压力保护系统(HIPPS)作为一种安全保护系统，用于降低水下设施的设计压力。在陵水 25-1 气田，对南海 3 口异常高压井进行了水下 HIPPS 安装，利用 OLGA 动态仿真软件，研究了水下 HIPPS 应用的关键技术参数，优化了测试和泄压流程。结果表明：对异常高压井设置两层相互独立的超压保护系统，采油树生产阀关闭压力为 21.9 MPa，水下 HIPPS 关闭压力为 25 MPa，可在保证安全的前提下减少水下 HIPPS 触发关闭；在水下 HIPPS 下游设置 700 m 的强化区，可以确保下游低压生产设施的安全。HIPPS 测试和泄压设计是一个一体化的过程，可以简化系统流程，减少 2 个海底控制阀和管道系统，减轻 HIPPS 主体重量 0.6 吨。深水油气田开发具有高技术、高风险、高投资、高经济回报的特点，但任何可能发生的事故都可能大大增加作业时间和成本。在严重的情况下可能导致灾难性的后果(Deli G， 2020)。在海底生产系统中，在主机平台聚集的过程中，深海海底低温的自然环境容易造成管线中蜡质或水合物的堵塞，管线中的压力会增加到井内的关井压力(Jing G et al.， 2020)。为避免海底生产系统超压造成的事故和环境污染，通常将海底生产设施的设计压力作为所有生产井的最高关井压力，但对于深水异常高压气田，过高的设计压力不仅会造成生产歧管超重、安装困难，而且会导致管线壁厚过大。由于立管的吊重，降低了施工效率，增加了投资成本，甚至限制了浮动平台开发方案的可行性(API， 2015)。陵水 25-1 气田是南海首个深水高温超压气田(Renjun X et al.， 2021)，储层压力 68.6 MPa，关井压力 58.8 MPa，共有 3 个生产歧管。每口井的生产液通过气田内的输气管线聚集到中央管汇，然后通过一条 113 公里的输气管线输送到水深 88 米的浅层主平台。异常高压对气田生产设施设计压力的影响是气田开发面临的主要挑战之一。

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

第三十三届（2023)国际海洋与极地工程会议论文集
加拿大渥太华,2023 年 6 月 19 日至 23 日
版权所有 © 2023 国际近海与极地工程师协会 (ISOPE)
ISBN 978-1-880653-80-7； ISSN 1098-6189

海底HIPPS在深水气田的应用研究

Li PengCheng
中海油研究院有限公司
Beijing, China

摘要

深水油气田开发中出现异常高压井时,传统的全压设计理念,管汇、跨接管、流管设计压力过高,增加了投资,降低了经济效益。作为一种安全保护系统,采用海底高完整性压力保护系统（海底HIPPS)来降低海底设施的设计压力。陵水25-1气田南海3口异常高压井安装海底HIPPS,利用OLGA动态模拟软件研究海底HIPPS应用关键技术参数,优化测试及泄压流程。研究结果表明,异常高压井设置两层相互独立的超压保护系统,采油树生产阀关闭压力为21.9 MPa,海底HIPPS关闭压力为25 MPa,可以降低异常高压井的超压保护系统。水下HIPPS在保证安全的前提下触发关断;在海底HIPPS下游设置长度为700m的设防区,可以保证下游低压生产设施的安全。

HIPPS测试和泄压设计是一个集成过程,可以简化系统流程,减少2个海底控制阀和管道系统,使HIPPS本体重量减轻0.6吨。海底HIPPS首次应用于南海陵水25-1气田,研究成果可为今后采用海底模式开发的其他油气田提供参考。

关键词:海底高完整性压力保护系统;超压气田;流量保证;设防区;超压情况;关井压力。

介绍

深水油气田开发具有高技术、高风险、高投入、高经济效益的特点,但任何可能发生的事故都可能大大增加作业时间和成本,严重时可能导致灾难性后果（Deli G,2020）)。在海底生产系统中,在主机平台集油过程中,深海底的低温自然环境容易造成管线中蜡或水合物的堵塞,管线内压力增大而导致停产。井内压力(Jing G et al., 2020)。避免因事故造成的事故和环境污染

水下生产系统超压,通常将水下生产设施的设计压力作为所有生产井的最高关井压力,但对于深水异常高压气田,高设计压力不仅会导致超重生产管汇重量大,安装困难,而且还导致管线壁厚较大,施工效率低,增加了投资成本,甚至因立管悬挂重量限制了浮动平台开发方案的可行性（API,2015）)。陵水25-1气田是南海首个深水高温超高压气田（任军X等,2021）,储层压力68.6 MPa,关井压力58.8 MPa,现场三个生产管汇。每口井的产液通过天然气内流管线汇聚到中心管汇,然后通过单根113 km的流管线输送至水深88 m的浅层主平台。异常高压对气田生产装置设计压力的影响是气田开发的主要挑战之一。

海底HIPPS是一种特殊的高性能安全仪表系统,可以主动监测出油管线中的流体压力,并在超压条件下有效隔离高压源,以降低海底生产设施的设计压力（API,2014）。首台海底HIPPS于2002年在北海Penguin油田得到应用,并陆续在墨西哥湾、西非等国外多个深水油气田得到应用（Sandeep P等,2005;柯伦 C,2009）。学者们对海底HIPPS的应用进行了大量的研究,Patni (Patni S et al., 2005)研究了海底HIPPS对出油管直径和隔热优化的影响； Hernandez (Hernandez R et al., 2016) 研究了海底 HIPPS 的安全性和可靠性;于曼丽（Manli Y,
2010)和郝云等。等人。 （Yun H 等,2014）。分析了海底HIPPS与平台HIPPS相比的优缺点。综上所述,保障海底HIPPS工作安全性和可靠性的系统研究还很有限。

针对海底HIPPS在陵水25-1高压气田开发中的应用,采用OLGA瞬态软件对采油树和HIPPS停堆触发压力进行研究,确定了加固段长度;并研究了海底HIPPS运行过程中的测试与泄压一体化流程,为未来深水高压油气田的安全高效开发提供参考。

基本数据和计算模型

基本数据。该气田深970m,采用12个海底采油树木分布在三个生产流形中,流形 1 有 7 个管汇 2 有 3 口生产井（A1~A7）,管汇 2 有 3 口生产井（A8~A10）,管汇 3 有 2 口生产井（A11~A12）。
各井地层压力和温度如表1所示,可以看出,A7、A10、A12井地层压力

均高于50 MPa,属于高压井异常,A12井最大关井压力为58.8 MPa,而A12井最大关井压力为58.8 MPa。
其余9口井关井压力均低于38MPa。

表 1. 每口井的储层压力和温度

井名	压力 /兆帕	温度 /°C
A1	43	123
A2	43	123
A3	45	129
A4	45	129
A5	43	128
A6	43	128
A7	60	123
A8	43	123
A9	45	129
A10	60	129
A11	43	128
A12	69	128

每口井埋深2800~3100 m,内径102.9 mm,长度3300~4000 m。 168.3毫米内径用于海底HIPPS的跳线和强化区。

管汇 1 下方油井的生产流量通过内径 168.3 mm 的流管汇集至管汇 2

管汇3下井的生产流线,长5.7公里,通过内径273.1毫米、长7.7公里的流管汇集至管汇2,然后输送至管汇2。

生产流量在管汇 2 汇聚后,通过内径 438 mm、长 113 km 的出油管线到达主平台。海底最低环境温度 3.6 °C,最大水流流速 0.38 m/ s。

模拟模型。基于整体优化的基本思想
深水石油采集系统的运行参数
天然气田,OLGA 软件用于建立集成
从油藏、井筒、跨接管、海底HIPPS、海底流管到主机平台全过程数值分析模型

比例为 1:1（Meziou A 等,2016）。选择各气井的储层作为系统的初始节点,分离器

以主机平台入口为系统终端节点,根据该模型建立了物料混合输送的物理模型。

已安装的海底HIPPS的生产系统建立为
如图1所示,分析整个生产系统的运行工况,确定工艺参数

海底 HIPPS。利用PVTsim软件的状态PR方程生成流体特性包,作为OLGA软件数值模拟的输入文件。

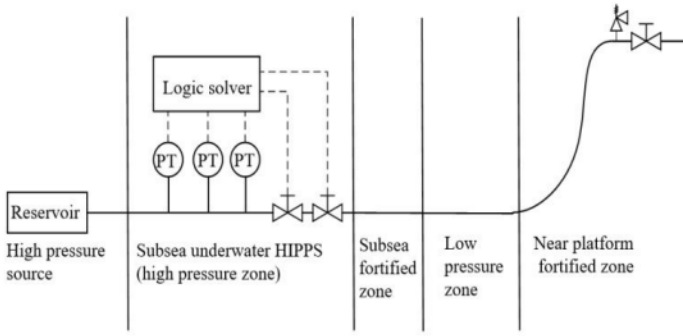


图1 海底HIPPS应用仿真模型

理论计算模型

气藏流入动态方程。计算方程
气井产量（Zongxiao R et al., 2015）：

$$q = C\left(p_{右}^{2} - p_{工作端}^{2}\right)^{n} \quad (1)$$

式中， q为气井产气量， m3 /d； C为气体回收率
指数， m3 /d/Pa 2; PR为油藏压力,Pa； pwf是底部
流动压力； n为指数,完全层流取1,完全紊流取0.5。

井筒和流线的多相流模型。一个修改过的
使用 OLGA 软件的二流体模型来求解六个
通过相间传质关联的守恒方程
获取井筒稳态和瞬态多相流条件下的压力、温度和流量参数

气田开发期间的管柱和流线。基于
欧拉方法,基本方程应用于拉格朗日
前沿跟踪格式。多相流包括气相、液相和液滴的三个质量方程,两个动量方程

液滴的气相和液相方程以及一种能量
equation (Zhiyuan W et al., 2009).
气相、液相、液体的质量守恒方程

$$\text{掉落}\cdot g_{t}\ (\text{中}) \quad \frac{1}{\text{在}}\ (\text{关闭}) \quad {}_{G}\ G_{G} \quad (2)$$

$$-(V_{t} \quad \frac{1}{AZ_{闭}}\ 关_{lll}\ ) \quad G_{维维_{d}}^{在_{*}} \quad {}_{d} \quad G_{*} \quad (3)$$

$$\frac{(}{V\ t_{--}\ d\ *}) \quad \frac{1}{AZ_{闭}}\ (\ 关_{二}\ _{d}) \quad G_{维维_{d}}^{在_{d}} \quad {}_{d} \quad G_{d} \quad (4)$$

其中,下标g、l和d分别代表气相、液相和
分别为液滴； A是流线的横截面积
过流截面， m2 ； G为质量源,kg/s； V为体积分数,满足Vg+Vl+Vd=1； g 气相和液相间的传质速度,kg/s； e、 d为液滴夹带速度，

分别为沉降速度,kg/s； ρ为密度,kg/m3 ； T 是
时间,s。
气相加液滴动量守恒方程
液相:

(5)

(6)

式中， v为速度,m/s； vr为气相与液相之间的相对速度,m/s； α是之间的夹角

流线轴线和垂直线； i代表之间的接口
气液两相主体； Sg、 Sl和Si是湿态
气相、液膜和液体之间界面的周长
气液两相混合物分别,m。
气液混合物能量守恒方程：

(7)

式中， E为单位质量内能,J/kg； H 海拔,m；
Hs为质量源的焓,J； U为管壁传热,J。

油阻流方程。通过节流阀的流量方程为： M = A mum

(8)

式中， M为质量流量,kg/s； A为流体通过面积， m2 ； ρM为
混合密度,kg/m3 ； um为混合速度,m/s。

密度计算公式为：

(9)

式中， k为滑移率； g 气相密度,kg/m3 ； l为密度,kg/m3 ； x是气体质量
分数。

(10)

式中， ug为气体速度,m/s； ul为液体速度,m/s。

(11)

式中， Mg为流经扼流圈的气体质量流量,kg/s； M是通过节流阀的总质量流量，
kg/s。

海底HIPPS动力模拟研究

异常高压井至管汇的跨接管上安装海底HIPPS,并有采油树停机和采油树停机两个
独立的超压保护系统。

海底 HIPPS 关闭。当超压发生时,圣诞节
树关闭系统首先启动,并且只有在以下情况下才会启动 HIPPS：
采油树停机系统未能及时有效切断高压源。海底 HIPPS 高度敏感

和安全。一旦监测压力达到触发设定值,HIPPS将立即动作停机,导致深水气田停产。
恢复中

停产后的生产不仅需要大量建设
资源和人力,也增加了平台的风险
断面塞流疏水阀溢流和水合物堵塞重新启动
（艾哈迈德 H 等人,2019）。因此,海底 HIPPS 触发压力
设置的设置是为了在保证安全的基础上,保持其运行稳定性,尽可能减少触发停机。

装置。

深水气田正常生产时,在生产井节流孔处注入水合物抑制剂乙二醇,以抑制水合物的
形成。
形成并避免堵塞流线。然而,计划外的
生产过程中生产树节流阀开度调整或未能全开,水合物量不足

抑制剂会导致下游水合物堵塞的存在
海底 HIPPS 和上游管段压力快速上升
的堵塞点。由于海底 HIPPS 需要一些时间
要监控触发压力以完成关闭,有必要
提供一定长度的高压缓冲强化段
HIPPS 关闭阀的下游（Priyadarshi H 等人,2020；
莱昂纳多·G 等人,2021）。加固部分的长度需要
结合海底 HIPPS 响应确定
关闭时间、触发压力、生产系统的操作压力和流体特性。动态模拟

计算触发压力和长度的程序
海底HIPPS的加固部分如图2所示。

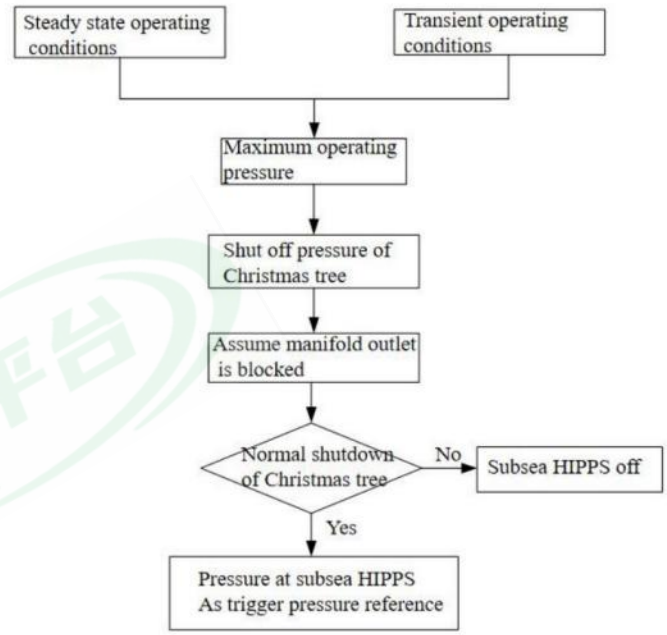


图2a 海底HIPPS触发压力计算程序

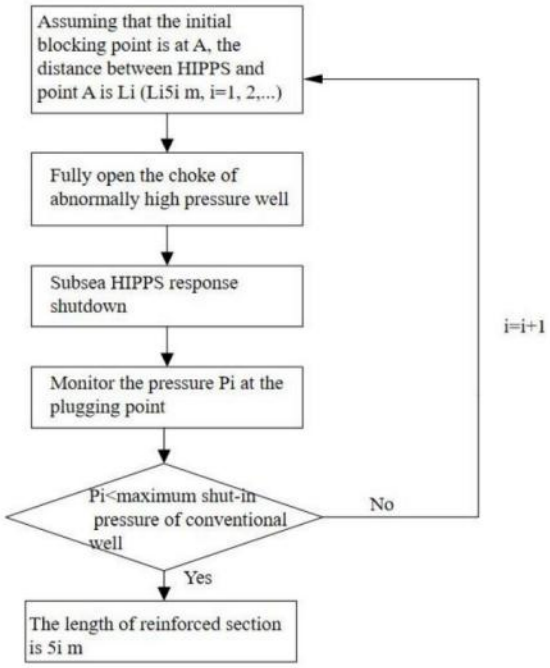


图2b 海底HIPPS下游计算程序
加强段长度

海底HIPPS触发压力研究。的分析
采用OLGA动态模拟软件对1号管汇下的A7异常高压井进行了海底HIPPS。整个过程中节流器下游0.5 m处的压力变化如图3所示。正常生产时操作压力（OP)为14.1 MPa,否则将升至最大压力。

管道清管期间的工作压力 (MOP) 18.1 MPa。高报警压力（HAP)为19.9 MPa,是MOP18.1 MPa的1.1倍。
高关闭压力（HHAP)为21.9 MPa,是高关闭压力的1.1倍
报警压力。假设歧管出口被堵塞
压力升至高关断值21.9 MPa,生产阀在30 s内完全关闭,压力升至24.5 MPa。 HIPPS 安装距离仅 40 m

采油树的压力约为 24.6 MPa,因此 HIPPS
触发压力 (TP) 设置为 25 MPa。

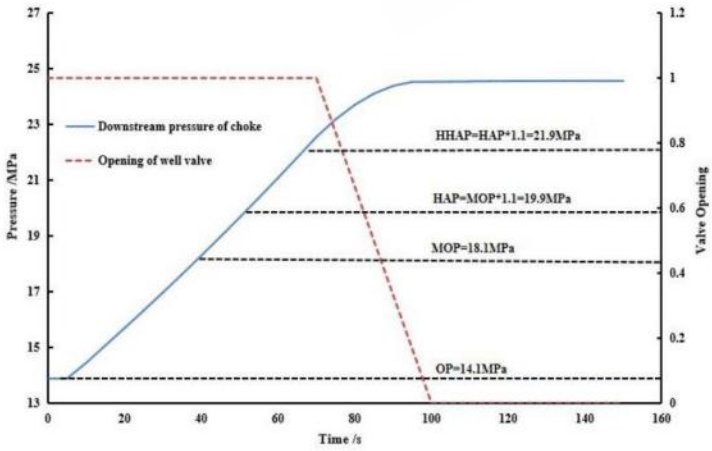


图3 节流阀下游压力变化
南支管出口发生堵塞

海底下游加固段长度研究

希普斯。 A7井异常高压情况下,堵点最高压力可低于最大关井油管水头压力（SITHP)38 MPa。

当节流阀无法完全打开时,假设常规井
海底HIPPS下游发生堵塞,监测到25MPa压力后10s内海底HIPPS关闭。

不同堵塞位置处的压力变化如图 3 所示。
4、当加固段理论长度达到350m时,堵塞点最大压力可低于常规井最大关井压力38MPa。这

加强段实际长度取2倍
理论计算长度、加强长度
HIPPS 下游断面取 700 m,考虑
考虑计算软件误差、油藏压力温度
以及其他不确定因素。

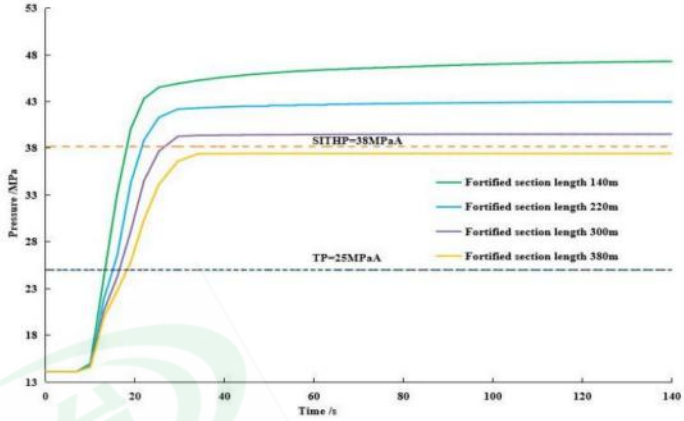


图4 HIPPS强化截面长度敏感性分析
下游

海底 HIPPS 测试和优化
泄压过程和工作
程序

海底HIPPS测试与集成研究
泄压过程。海底 HIPPS 是一种安全和保护
设备,其故障可能导致严重的环境破坏
经济损失巨大,安全可靠
重要性。海底 HIPPS 需要定期进行测试以表明
确保海底 HIPPS 正常工作并监控运行状态。突然的超压情况导致海底 HIPPS 关闭,HIPPS 本体和高压流

上游需要释放到下游的低压空间
恢复生产前。减少阀门数量
海底HIPPS管道,优化管道空间并减轻安装重量,海底HIPPS测试和泄压

流程如图5所示,减少了两个海底控制阀及相关管道,减轻了安装重量

约0.6吨。

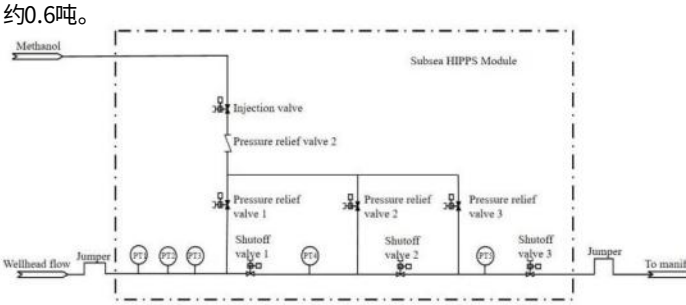


图5 HIPPS测试和泄压的集成流程

海底 HIPPS 测试和泄压程序。海底HIPPS测试介质使用甲醇在生产系统中进行测试

程序如下： (1) 关闭试验阀门和生产阀门
采油树的阀门形成一个有限的封闭空间
体积; (2)打开泄压阀1,向测试空间充满甲醇,观察压力传感器数据以及HIPPS两个截止阀的响应。如果截止阀的响应关闭,则截止压力响应确定为

成功的; (3)继续注入甲醇,关闭进样阀
压力升至气密性试验压力后,观察压力传感器1/2/3。若5分钟内压力无衰减,则截止阀1完全密封； (4)关闭泄压阀1,打开泄压阀2和注入阀,关闭注入后压力升至气密性试验压力

阀门。观察压力传感器 4,当其显示无衰减时
加压5分钟,截止阀2完全密封。
海底 HIPPS 泄压分两个阶段进行。前
泄压,确保测试阀先打开,然后
打开泄压阀3和2以释放高压流体
截止阀1、2之间至截止阀2下游,然后打开泄压阀1泄压

截止阀上游积聚 1.泄压过程
需要注意控制泄压速度,避免
气体在管段内迅速膨胀,引起
管壁温度急剧降至最低温度以下
管道的设计温度。在泄压过程中,
还需在泄压管内同时注入甲醇,防止水合物堵塞压力

泄压管。

结论

对海底HIPPS进行了动力分析计算
安装于陵水25-1气异常高压井
南海海域。触发压力与下游加固段长度的动态分析

制作了海底HIPPS,并对其测试和优化进行了优化
为保证其工作的安全可靠,主要结论如下：(1)异常高压井设置两套独立的超压保护系统,采油树生产阀门关断压力为21.9 MPa ,HIPPS关
闭压力为25 MPa。在保证安全的前提下,尽可能减少HIPPS触发关断,并加强缓冲

海底HIPPS下游需要设置700 m的区域,以
确保下游低压生产设施的安全
的 HIPPS。
(2)HIPPS试验与泄压一体化流程,在满足停机、试验、泄压功能需求的基础上,可

也简化了系统流程。并减轻 HIPPS 的重量
减少2个海底控制阀和管道,车身减轻0.6吨
系统。

参考

艾哈迈德 H、拉胡尔 G、Dhafer AS (2019)。 “瞬态井筒压力累积相关性有助于工程师确保 hipps 安全运行”， SPE Production & Operations， 35(1), 125-136。

API。分析设计安装的推荐实践
海底应用安全系统测试:API RP 17V[S]。第一名
部分。华盛顿特区:API 出版服务,2015 年。
API。海底高完整性压力保护系统标准:
API17O[S].第 2 节。华盛顿特区:API 出版服务,2014 年。

柯兰·C (2009)。 “海湾地区 HIPPS 的工作开放之路”,《美国石油与天然气报道》， 52(10), 123-124,126,128-129。
德利,G（2020）。《发展模式与工程探讨》
深水天然气及其水合物技术，”天然气
工业， 40(8), 169-176。
Hernandez R、Patel R、Attaway, T.、Shah, V. 和 Asi S. (2016)。
“SIL3 海底 HIPPS 的实施和挑战”,论文 #
OTC-27278-MS。岸上技术会议。美国德克萨斯州休斯顿。

Jing, G, Bohui, S, Yuchuan, and C, Shangfei, S (2020)。天然气水合物海底多相流线输送及其堵塞风险防控[J].天然气工业, 40(12), 133-142.

Leonardo G、Daniel M、Geilherme C 等人 (2021)。 “西尼罗河三角洲天然气开发的设计挑战:罗塞塔海峡
穿越，”岸上技术会议。
曼丽,Y（2010）。 “高完整性压力保护系统在海底工程中的应用”,《石油化工自动化》， 46(5), 73-76。

Meziou A、Wassar T、Chaari M 等人 (2016)。 “基于模型的设计和海底高完整性压力保护系统分析
(HIPPS)”， 2016 年 IEEE 国际高级会议
智能机电一体化（AIM）。 IEEE。
帕特尼·S,达瓦拉斯·J (2005)。 “海底 HIPPS:一种开发更高水平的方法压力海底领域”， SPE 生产与设施， 20(02), 155-159。

Priyadarshi H、Harold D、Baig A 等人 (2020)。 “海底 HIPPS 货币价值:感知与现实”， ASME 2020 年第 39 期
海洋、海岸和北极工程国际会议。

Renjun, X, Wuyi, Y, Junliang, Y, et al (2021). “Technical feasibility 钻完井评价及关键技术研究
南海超高温高压气田开发[J].中国海岸油气, 33(05), 122-129.

桑迪普·P、达瓦拉斯·J (2005)。 “海底 HIPPS 提供高压油田开发方案”,《岸上:纳入石油公司》， 65(6), 107-110。

云 H (2014)。 “HIPPS在开发中的应用
深水高压气田”,《天然气与石油》, 32(2), 5-9.

恽红,Y华蕾（2014）。 “HIPPS系统在海洋石油工程中的应用
应用”,中国岸电平台， 29(01),1-6。
王志远, 宋保江, 曹海清, 等(2009), 深水井控井筒天然气水合物形成区域预测,应用力学, 26(2), 224-229.

Zongxiao R, Xiaodong W, Jinying Z, et al (2015). “Inflow 溶气驱油藏部分射穿井动态方程[J].石油钻采技术, 37(05), 68-72.



五、数字化技术学术动态

1. 在运营中成功实施数字孪生的经验教训

文献摘要：随着工业领域对数字孪生的极大兴奋，人们往往过于强调这项技术，而忽视了它只是成功数字化转型的一个因素。本文将介绍一种规划、实施和维持运营数字孪生的方法，旨在通过将必要的重点放在人员、流程和数据元素上，以及解决技术问题，最大限度地提高资产所有者的投资回报。基于此，我们设计了一种结构化的运营资产数字孪生方法，以帮助解决和克服这些挑战。该方法将使资产所有者能够更全面地看待使用数字孪生的数字化转型，使他们能够最大限度地提高现有投资回报，并通过资产运营推动持久的变革和价值。数字孪生方法分为三个阶段：咨询、实施和价值实现。在咨询阶段，定义愿景、业务成果、目标和价值驱动因素。与运营团队密切合作，确定、筛选和分组数字孪生的用例，以形成战略计划。然后，在战略路线图上确定优先级和顺序之前，开发计划以定义所需的投资和预测回报。实施阶段使用敏捷，价值驱动和以用户为中心的方法执行，该方法利用设计思维过程。在每个步骤中，人员、过程、技术和数据方面都得到了具体的考虑和评估；在价值实现阶段，技术、数据和相关的业务过程得到维护，用户参与指导持续改进和未来的用例开发。本文将介绍两个详细的案例研究，以说明数字孪生方法在实践中的应用，详细说明所面临的挑战和取得的成果。

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

SPE-215542-MS

在运营中成功实施数字孪生的经验教训

R. Kennedy,伍德,澳大利亚西澳州珀斯

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/215542-MS

本文准备于 2023 年 9 月 5 日至 8 日在英国苏格兰阿伯丁举行的 SPE Offshore Europe 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 项目委员会选择了这篇论文进行演示。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

工业界对数字孪生感到非常兴奋,但人们往往过分强调该技术,而忽视了它只是成功数字化转型的一个要素这一事实。本文将提出一种规划、实施和维持运营数字孪生的方法,旨在通过对人员、流程和数据元素进行必要的关注以及解决技术问题,最大限度地提高资产所有者的投资回报。

将回顾项目经验教训和行业调查结果,概述数字孪生项目期间遇到的常见挑战。基于此,设计了一种用于运营资产的结构化数字孪生方法,以帮助解决和克服这些挑战。该方法将使资产所有者能够利用数字孪生对数字化转型有更全面的了解,使他们能够最大限度地提高现有投资的回报,并通过资产运营推动持久的变革和价值。数字孪生方法分三个阶段提供:咨询、实施和价值实现。

在咨询阶段,定义愿景、业务成果、目标和价值驱动因素。
与运营团队密切合作,对数字孪生的用例进行识别、筛选和分组,以形成战略计划。然后制定计划来定义所需的投资和预测回报,然后根据战略路线图确定优先顺序和顺序。

实施阶段是使用敏捷、价值驱动和以用户为中心的方法来执行的,该方法利用了设计思维过程。通过每个步骤,人员、流程、技术和数据方面都经过专门考虑和评估。

在价值实现阶段,技术、数据和相关业务流程得到维护,用户参与指导持续改进和未来用例开发。跟踪持续收益以支持持续投资。

将提出两个详细的案例研究来说明实践中的数字孪生方法,详细说明
面临的挑战和取得的成果。

介绍

过去五年来,石油和天然气行业中围绕数字孪生的呼声呈指数级增长。曾经是技术专家和数字梦想家的话题,现在已经成为一个几乎无处不在的术语,在运营商、工程承包商、顾问和服务人员的办公室中引起反响。

公司 更不用说技术提供商了。然而,有一点尚未发展,那就是对数字孪生是什么的普遍理解。作为一个行业,我们现在似乎认同“数字孪生”这个术语对不同的人意味着不同的东西 这提出了一个问题:人们是否仍然过于关注技术(看起来可能非常不同)而不是基本概念作为数字化转型的推动者(这是更普遍的)。

Gartner 沿着“技术成熟度曲线”绘制了数字孪生成熟度的进展:从“创新触发点” (Gartner,2018 年)到“期望膨胀的峰值”,再进入“幻灭的低谷” (Gartner,2022 年)。对数字孪生的最初兴奋导致了早期实施项目(许多由一级石油和天然气运营商实施),这些项目在小规模上展示了令人信服的结果。这些早期的成功推动了整个行业的巨大发展势头,技术提供商的密集营销放大了人们的高期望。然而,随后陷入“幻灭低谷”的原因是未能大规模交付承诺的结果,并随着时间的推移维持这些结果。有趣的是,这些失败并不是由于技术,而是因为更广泛的转型挑战。鉴于对业务转型的研究发现 70% 的转型失败(McKinsey,2019),这也许并不令人意外。

在数字孪生实施方面,显然需要正确的技术,但这只是其中之一;人员、流程和数据方面同样重要且不容忽视。每个新建设施都是从一张白纸开始的,提供了更大的数字化空间,运营资产带来了需要转型的人员、流程和数据的遗留问题,而不会对持续的安全性、环境绩效、可靠性或盈利能力产生负面影响。因此,必须考虑运营资产的具体挑战,采用最大限度地提高成功转型机会的方法。

本文提出了一种规划、实施和维持运营数字孪生的方法,旨在通过对人员、流程和数据元素进行必要的关注以及解决技术问题,最大限度地提高资产所有者的投资回报。

行业观察Wood 在全球范围内设计、
建造、建造、运营和维护石油和天然气资产,提供从概念到退役的整个资产生命周期的解决方案。通过这项工作,伍德对行业的数字化进行了深入研究,从客户实施自己的数字化转型计划时的项目和调查结果中收集经验教训。

为了保护客户的机密,这些观察结果已被匿名化和概括化;他们是
分为四个标题:人员、流程、数据和技术。

人员转
型中人员方面的挑战最常表现为用户采用问题。
如果没有用户采用,即使投资技术最先进的系统和最高质量的数据也不会为业务带来回报。

从一开始,有效管理组织转型就至关重要。人们自然会担心变化,而且人们常常担心数字化举措会显着改变甚至取代他们的角色。人们发现,高层领导者对转型的明显而热情的支持是有效的,特别是在等级制度较多的组织中。持续吸引用户,并清楚地传达变革的业务驱动因素和期望的结果将帮助他们感受到变革的一部分,而不是变革的牺牲品。

接下来,必须深入了解用户、他们执行的工作、他们所做的决策、他们创造的价值以及他们感知到的挑战/机会。如果做得好,解决方案和相关流程将使用户的工作变得更轻松,并且他们将看到个人利益。如果不

如果做得有效,用户很可能会遵循阻力最小的路径,并诉诸现有的系统和工作方式。

最后,有必要通过提供正式培训来增强用户能力,并实施易于访问和响应的支持来增强用户的能力。人们发现,确定能够在日常基础上与用户密切合作、能够提供反馈以推动持续改进的超级用户或冠军是非常有效的。

流程在
转型运营资产时,现有的业务流程可能已经完善,管理层和团队都非常习惯当前的工作方式。这可能会导致组织惰性,并且不愿意修复那些未被认为已损坏的东西。也许并不奇怪,据观察,现有的业务流程通常只反映该组织内的惯例 虽然这些流程适合目的,但它们不太可能得到高度优化。

人们还发现,现有的业务流程有时可能是高度规范性的,强制使用特定的系统或工具,这可能会阻止或抑制新系统的采用。
相反,规范性业务流程被发现可以通过强制使用新系统和规范新的工作方式来帮助推动变革的采用。在进一步更新流程以强制使用新系统之前,在变革正在进行时考虑如何实现业务流程(包括所使用的系统)具有更大的灵活性可能是有益的。在这种情况下,在更新流程以要求使用新系统和工作方式之前,需要确保新系统和工作方式适合目的且有效,否则业务影响可能相当大。必须注意确保业务流程(包括角色、活动、决策和结果)的意图、逻辑、功能和稳健性不会受到负面影响。

最后,人们发现可能需要新的业务流程和程序来维护和维持新的解决方案和基础信息。这些流程需要针对每个解决方案和组织进行定制,并且应咨询用户以确保它们适合目的。

数据
石油和天然气运营商的数据格局千差万别。然而,过去五年出现了一些共同的主题和挑战。

首先,许多运营商采用数据湖和数据仓库作为其业务的一致数据源,推动分析、数字化转型和数字孪生。当关联的数据源或记录系统被集成并且数据具有合适的质量时,例如当集成来自计算机化维护管理系统(CMMS)的维护数据或来自数据历史记录的处理数据时,这种方法可以很好地发挥作用。然而,人们发现这种方法有很大的局限性,特别是对于工程和资产数据。

事实证明,工程和资产数据在资本项目期间得到了良好的管理,特别是在采用最新的数字交付方法时。但是,尽管项目取得了这些进展,但运营方法仍然高度以文档为中心。工程和资产数据通常滞留在文档中,因此难以利用。更糟糕的是,庞大的数据集(例如资产的 3D 扫描)通常很难通过文档控制进行管理。因此,经常发现此类数据不受控制,使用外部硬盘或网络共享来存储和共享。

这种以文档为中心的运营方法也意味着可能没有适当的数据标准,并且通常很难使用准确性、完整性、一致性、及时性、有效性或唯一性这六个维度来评估数据质量。这些挑战意味着资产所有者经常需要执行一项重要的计划,扫描整个设施并将其相关文档和图纸数字化,以提取数据和元数据(例如标签到标签以及标签到文档的关系)。

观察到的有效数字孪生战略已将数据方面（包括数字化要求)整合为总体战略的一部分,并将数据改进计划作为路线图的一部分排序,以实现技术实施和组织变革,从而加快实现价值的时间。

技术在技术
选择和实施方面,我们观察到了许多不同的挑战和考虑因素。由于这不是本文的重点,因此仅讨论相关的、反复出现的主题。

资产所有者可能已经拥有必要的技术来实施优先用例并转变其业务的各个方面,从而使转型能够仅关注流程、人员和数据方面。
人们发现,利用现有解决方案可以加快实现价值的速度并提高投资回报。然而,现有的解决方案可能受到限制（例如,在扩展能力方面）,并且应该在整体数字孪生战略和路线图的背景下评估其适用性。

数字孪生可能需要服务于一系列学科的功能,包括工程、资产管理、流程优化脱碳。人们反复观察到,数字孪生可能需要集成来自不同供应商的多个现成解决方案,或者需要在平台解决方案上进行定制和开发。这两种方法已被广泛观察并且同样有效。该决定可能会受到公司战略和合作伙伴关系、所需功能以及对可用技术的详细评估的影响,以平衡部署的速度和易用性与长期可扩展性。

方法这种运营资产
的数字孪生方法的设计考虑了行业内观察到的经验教训和挑战,通过将必要的重点放在四个关键领域:人员、流程、数据和技术,以最大限度地提高成功的可能性和相关的投资回报。

该方法分三个阶段实施。首先,在咨询阶段了解资产所有者的愿景、挑战和需求,识别受影响的用户、业务流程和价值流。然后,在路线图中优先考虑各项举措,以加快投资回报。接下来,以迭代方式执行实施,解决人员、流程、信息以及技术方面的问题。最后阶段的重点是长期维持数字孪生创造的价值,制定维护解决方案和信息的流程。

咨询咨询
阶段（参见图1)是与资产所有者的领导和运营团队合作进行的。最初的重点是为数字孪生定义清晰的愿景,发现关键挑战和机遇,并定义转型可能影响的价值驱动因素以及相关的基准和改进目标。一旦定义,这些方面将用于集中和指导后续活动。

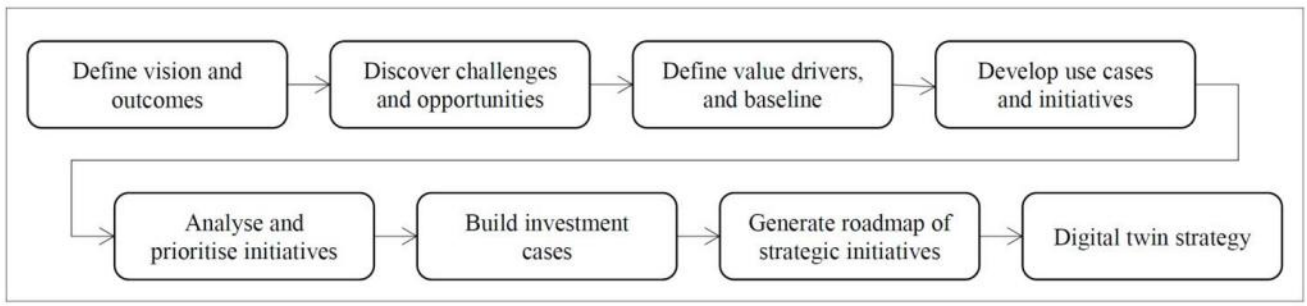


图 1 咨询

接下来,运营团队通过研讨会参与,参考当前的痛点、感知的机会和行业经验,共同定义和开发数字孪生的用例。筛选确定的用例以使其与总体愿景保持一致,使用定义的价值驱动因素进行评估,然后将其组合在一起以形成战略计划。然后对这些计划进行分析,以确定人员、流程、数据和技术要求,量化所需投资并预测投资回报。

最后,对战略举措进行优先级排序和选择。为选定的计划(单独或集体)生成投资案例,考虑依赖性,在路线图上对这些计划进行排序,然后最终确定数字孪生策略以供实施。

实施一旦数字孪生
战略到位,并且必要的投资获得批准,就可以使用敏捷、价值驱动和以用户为中心的方法进行实施,如图 2 所示。实施的第一步是创建一个计划管理变革和沟通,定义角色、职责、时间表和关键接口,并建立发起人和领导层的审查和治理机制。

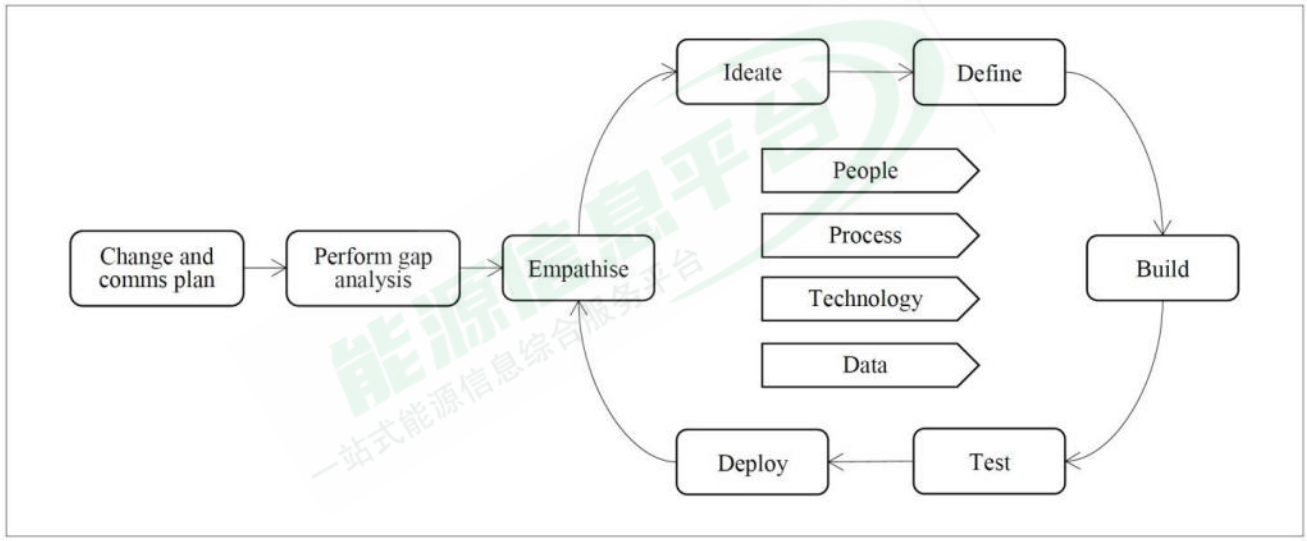


图 2 实现

然后针对该策略进行差距分析,以确认支持实施阶段所需要素的可用性和适用性。考虑文化、数字技能和经验以及当前的组织环境,审查转型准备情况。确定了相关的业务流程、程序和工作方式,强调了那些可能受到数字孪生实施影响的内容。接下来,审查现有信息标准和规范的适用性,并识别和记录当前信息和数据集。最后,评估当前的技术和记录系统,确定利用现有系统和界面的机会。

主要实施阶段采用设计思维流程,这是一种广泛使用的创新方法,专注于为用户提供解决方案来解决他们的挑战(Emeritus, 2022)。
采用六步流程(根据Nielsen Norman Group,2016 年),改编自斯坦福大学开发的原始五步设计思维流程(斯坦福大学 d.school,2018 年)。这六个步骤不是连续的,而是作为关键活动的框架来应用:

- 理解:与用户互动以了解他们的需求、挑战和期望

- 定义:收集和分析信息以定义问题陈述
- 构思:为已定义的问题陈述生成潜在的解决方案
- 构建:开发简化的原型来评估想法,根据反馈完善解决方案
- 测试:获取用户的反馈,评估提出的解决方案是否满足他们的需求和定义的验收标准
- 部署:在将解决方案投入生产之前进行必要的验证和确认

通过每个步骤,人员、流程、数据和技术方面都经过专门考虑和评估。

实施步骤通常针对每项举措依次执行;然而,考虑多项举措或整个转型计划的某些方面(例如变革和沟通计划)可能是适当的。

价值实现价值实现
阶段(参见图3)的重点是实现投资的持久价值,确保运营团队将数字孪生作为日常工作的一部分。

业务转型活动的重点是发展现有的业务流程、程序和工作方式以纳入数字孪生,确保它们支持并实现其使用。在适当的情况下,可以更新流程以要求使用数字孪生。

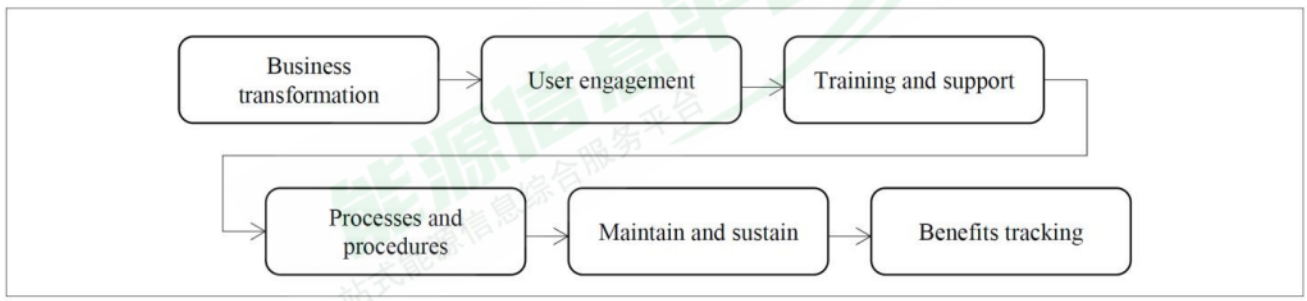


图 3 价值实现

实施阶段非常注重吸引和获取用户的反馈,并将其延续到后续的价值实现阶段。这种持续的用户参与使数字孪生团队能够通过了解解决方案的使用方式、其优点和缺点来直接支持采用,并有助于为持续的改进和未来的发展提供信息。重要的是,它使挑战和挫折能够在影响采用之前被快速理解和解决。

对用户的持续培训和支持直接支持持续的用户参与和支持。建议从用户组中确定超级用户或冠军,他们可以与数字孪生团队合作设计和测试培训材料(例如现场培训或电子学习模块)。然后,超级用户可以继续向他们的同事和团队提供非正式支持,并酌情将他们引导至正式支持机制。正式的支持机制应与资产所有者现有的 IT 支持流程相集成,以保持一致性,并根据需要为不同的系统和数据源制定特定的支持流程。

为了实现数字孪生的持续维护和维持,有必要首先创建处理各种技术和数据方面的支持流程和程序,包括软件的更新和治理,以及如何保持数据常青。一个明确的流程来捕获用户的问题、错误和建议并适当确定其实施的优先级非常重要,并且为用户提供了一种影响未来开发以满足其不断变化的需求的方法。

最后,跟踪数字孪生带来的好处至关重要。这确保了可以衡量实现既定改进目标的进展,并可以监控投资回报。

此外,需要持续投资来推动维护和维持活动,因此量化持续收益对于证明持续支出的合理性至关重要。

实例探究

下面介绍了两个案例研究,说明了本文所述的运营资产的数字孪生方法的各个方面。除了成功的成果之外,这些案例研究还说明了运营商之前的数字化转型计划的挑战和缺点,因此运营商尚未被确定。

案例研究 1 – 战略

背景。亚太地区一家有着雄心勃勃的数字化愿景的化学品生产商几年前就选择了一家工厂作为其旗舰数字化工厂。一系列数字化举措已经完成,导致整个资产中使用了大量数字解决方案,解决了资产管理、生产运营和流程优化等领域的用例。然而,运营商认识到他们在实现这项投资价值方面面临挑战。

对该资产现有的数字解决方案的审查发现,已经实施了多个“点”解决方案,每个解决方案都专注于特定的需求或用例。然而,每个解决方案都使用单独的技术堆栈,这影响了解决方案之间可能存在的潜在协同效应,增加了成本,并且几乎没有机会横向扩展解决方案以支持未来的用例。这也意味着用户需要使用多种不同的解决方案作为其工作的一部分,这增加了复杂性并降低了潜在的效率。确定对变更进行了有限的管理,并且业务流程和工作方式尚未转变以实现技术的价值。最后,没有制定总体的数字或技术战略,这意味着解决方案是由各个部门发起和倡导的,几乎没有协调,导致技术格局碎片化。

当生产商准备运营一个新的类似设施时,他们请求支持制定数字孪生战略,以实现其数字目标,同时克服第一个设施所面临的一些挑战。应用了所提出的数字孪生方法,重点关注咨询阶段流程,以提供数字孪生战略、路线图和投资案例。

咨询。根据方法论,采用自上而下和自下而上的方法来制定策略。
首先,与运营商的领导团队举行了一系列研讨会,以确定总体愿景、成果和目标。这些都记录在页面上的战略中,该战略通过定义业务驱动因素、期望的结果和战略重点领域,形成了整个数字化转型的北极星。在此过程中,还确定并记录了已知的挑战和机遇,以供进一步分析。

接下来,应用价值驱动树(参见图4)来量化安全、排放、资本支出、运营支出和生产等维度的商业机会。然后使用价值驱动因素确定当前业务和资产绩效的基线,支持后续的分析和计划的优先级排序。

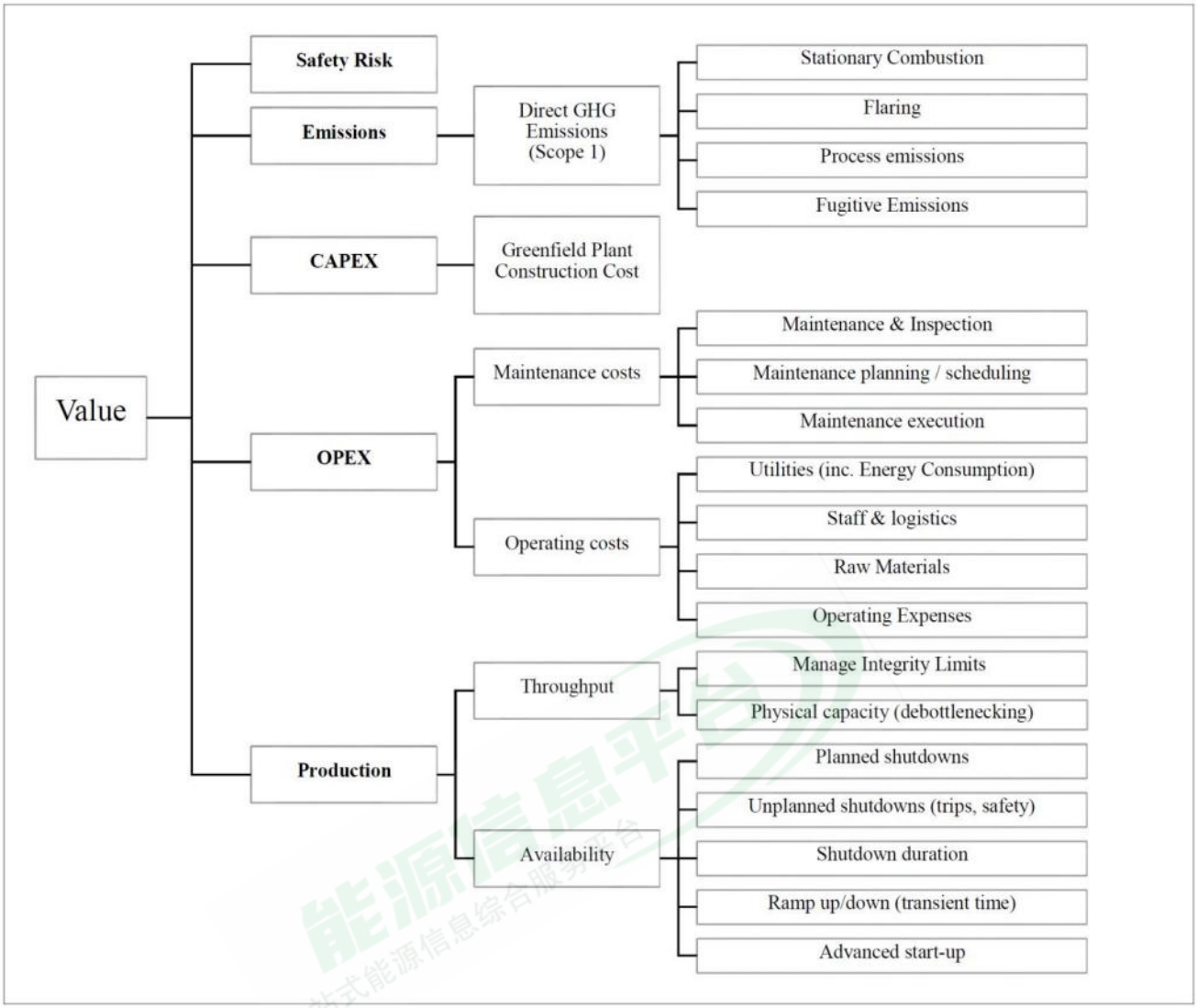


图 4　价值驱动因素树,案例研究 1

然后,运营团队在战略机构、价值驱动因素的指导下,识别潜在的用例,并确定挑战和机遇。然后开发每个潜在的用例,评估流程、人员、技术和数据方面,生成包含 200 多个用例的“长”列表。然后使用已确定的价值驱动因素对用例进行评估和筛选,以生成用例的“简短”列表;然后,在将入围用例分组以形成计划时,考虑了入围用例之间的依赖性和协同作用。

对已确定的战略举措进行评估,从高层次考虑解决方案要求、数据要求和流程、业务流程和工作流程以及人员方面。然后评估每个计划,考虑可行性（包括实施复杂性、成熟度和成本)和业务影响（考虑每个已确定的价值驱动因素的价值潜力）。这使得所有举措都能够进行排名和优先级,并选择高优先级举措。

为了完成该战略,我们为每个选定的举措准备了投资案例。每个案例都展示了该计划的战略一致性以及所解决的相关业务挑战和机遇,以及价值潜力。还确定了对其他举措、技术或数据的依赖,以及进一步定义的任何要求。行业最佳实践、案例研究和证明点也被记录下来,为投资奠定了强有力的理由。

最后,建立了数字孪生路线图。这考虑了随着时间的推移可用的投资,并平衡了短期价值的交付与交付基础举措的要求,这些举措将在长期内支撑和支持更广泛的转型。在这种情况下,两个最优先的举措是实施一个工程数据仓库,以在短期内支持棕地工程,并指定和选择一个数据集成平台,以支撑数字孪生环境并支持中期的广泛转型。至长期。

结果。数字孪生战略总共确定了 15 项高价值举措,以改善安全性、排放、运营成本和生产率。全面实施后,这些举措有望将总可记录事故率 (TRIR) 提高高达 20%,排放量减少 13%,运营成本降低 2%,产量提高 9%（基于实际内部数据)来自顾问、技术提供商和资产所有者的数据和已发布的示例,预期不确定性为 ±50%）。从财务角度来看,数字孪生解决方案的年度价值潜力估计超过初始实施成本的五倍,几乎是持续年度维护成本的二十倍。

值得注意的是,所确定的价值成果归功于现代业务流程和新的工作方式　技术和数据带来的转型。然而,仅靠技术和数据被认为不太可能单独提供任何重大的价值成果。与生产商之前在另一家工厂实施的多个数字解决方案相比,数字孪生解决方案已被构建为一个集成平台,通过跨多个用例重复使用数据和系统来最大化协同效应。这简化了用户采用、维护和支持,并最大限度地发挥环境的潜力来支持未来的其他用例。

还应该指出的是,这些结果反映了主题业务的当前状态,其中数字成熟度水平较低、高度手动的工作方式以及维护或生产的持续优化有限意味着可以实现重大改进。在更广泛的行业背景下,这被认为是一种高端结果,在具有更现代工作方式的更成熟的企业中不太可能实现。

案例研究 2 – 实施和价值实现

背景。一家上游石油和天然气生产商在北海经营多个海上资产。运营商在维护方面面临着特殊的挑战,由于海上可供人员执行维护的床位有限,大量逾期维护积压不断增加。

他们需要在不影响运营安全性和可靠性的情况下,通过减少低价值活动来显着减少逾期积压,并优化未来的持续维护水平。还需要通过探索将其他工作转移到陆上的机会来释放海上床位,以便增加海上维护人员的数量。

该运营商已经制定了总体数字战略,并对系统和数据进行了大量投资。已经实施了数据湖,但这仅集成了来自某些操作系统的数据,例如企业资源规划（ERP)系统、计算机化维护管理系统（CMMS)和过程数据历史记录;其他关键信息被困在文件和不同的第三方系统中。前几年使用 3D 激光扫描和球形照片进行了一项重要的资产数字化计划,虽然这些数据通常得到了适当的管理,但它已经过时了,而且相关系统没有很好地集成,也无法供所有用户访问。最后,集成的数字孪生解决方案作为试点项目在单一资产上实施,但尚未被用户广泛采用,并且从中实现的价值很小。

执行。在实施阶段之前,完成了咨询阶段,其中参考了运营商的总体数字战略、业务优先事项和挑战以及现有系统和数据

景观。此阶段的输出是明确的愿景、目标和改进目标,将通过包括技术、转型、技术和数据计划的路线图交付。

为了开始实施阶段,为整个计划制定了转型计划,确定关键利益相关者和用户,记录职责,并确定参与、审查和治理会议的节奏。

随后的差距审查包括对现有技术平台、解决方案、信息系统和数据源的审查,以建立适当的数字孪生技术战略和架构,以支持优先业务成果。此次审查确定现有的平台和解决方案（包括主要的云计算平台和已在单一资产上进行试点的集成数字孪生解决方案)具有足够的能力来支持已确定用例的开发。

由此产生的数字孪生解决方案和相关的转型举措如图5所示。

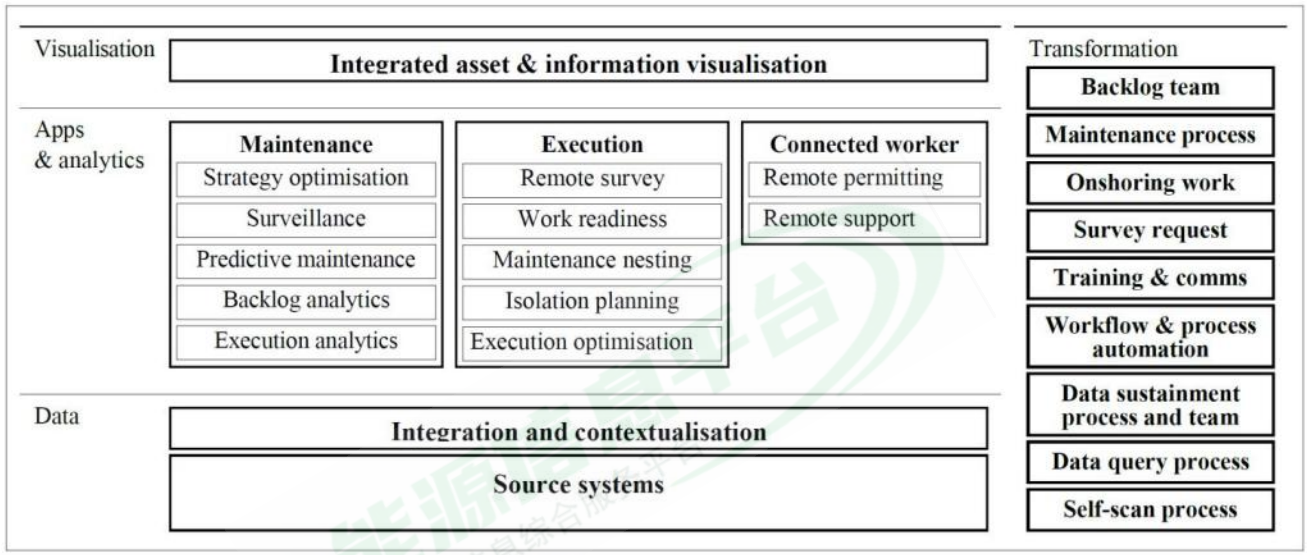


图 5　数字孪生解决方案,案例研究 2

一项优先举措涉及组建跨职能的维护积压优化团队。
这个由领域专家组成的技术团队最初专注于筛选和合理化维护积压,以消除重复、低价值和其他不必要的活动,这是建立更稳定起点的关键一步。然后,团队将重点转向转变维护流程和工作方式。一项单独的计划实施了维护优化解决方案,包括积压分析、策略优化、监视和预测性维护,这将直接支持维护优化团队的工作并将其维持到未来。这些解决方案部署在云计算平台上,采用专门的例程和业务分析。对于数据,利用了 CMMS 的现有接口（通过数据湖）,同时将特定的维护数据（例如润滑油采样结果和状态监测数据)集成到来自第三方系统的数字孪生中。

解决了维护积压的优化问题后,还需要优化维护的执行,并允许在岸上完成更多工作,为维护人员腾出床位。通过并行执行的多项举措解决了这个问题,这些举措共同寻求使人员能够规划和准备工作的执行,而无需前往海外设施。

已启动数据修复计划,为数字孪生建立可靠的信息基础。数字孪生需要准确且最新的数据来支持各种用例;然而,有些数据在其他系统中不容易获得,被困在文档或图纸中,或者没有被获取。

保持最新。一个例子涉及每个设施的 3D 模型,某些用例需要这些模型作为基础模型,提供每个标签编号在空间中的位置,并实现关联数据的上下文化或链接。基本模型还可以在 3D 中直接导航资产,而无需加载大量 3D 点云数据。我们发现每个设施的 3D 模型质量参差不齐,有些需要进行重大更新以反映修改或缺失的标签编号。

除了将现有的数字孪生平台推广到资产之外,还需要进行特定的开发来启用新的用例。实施了新的功能和工作流程,以优化维护计划和执行,包括远程调查工具、隔离计划和工单嵌套。与用户的互动对于这个过程至关重要,并且确定了一组经验丰富的维护人员与开发团队合作。这些超级用户提供了有关工作流程的重要见解、必要的信息以及支持决策所需的见解。

设定要求后,这些用户提供了有关想法和原型的反馈,并在部署之前测试了解决方案。

价值实现。在实施每项计划之后,开展了业务转型活动,以推动新解决方案的采用、培训和支持用户,并确保持续交付所需的业务成果。其中涉及实施新的业务流程以及修改现有流程以反映和支持新的工作方式。下面讨论一些值得注意的方面。

根据超级用户组的早期反馈,可以确定即使数据修复完成后,一些数据问题仍然存在。这些用户拥有多年海上工作中资产的第一手知识,并且他们拥有未反映在适当数据集中的资产维护或修改的直接经验。除了对数据准确性的担忧之外,人们还真正担心这些数据问题可能会导致用户对解决方案失去信心并影响采用。为了应对这一挑战,实施了数据查询流程,使用户能够标记数据问题或请求更新,从而使他们能够与数字孪生团队一起识别和解决数据问题。

数字孪生使工作的规划和准备方式发生了重大转变。
在此之前,作为维护或改造工作规划的一部分,人员前往海外对工作区域进行实地调查已成为惯例。这项海上调查需要两到三天的时间,占用床位并产生物流成本,此外还使人员面临与直升机飞行和海上工作相关的风险。一旦部署数字孪生,就可以改变人员申请离岸旅行并获得批准的流程。在考虑任何离岸旅行批准之前,工作人员必须尝试使用数字孪生进行远程调查。如果发现数据问题阻碍了有效的远程调查,则使用数据查询过程对这些问题进行评估,以确定在这种情况下进行实际调查是否更合适,或者是否应该进行额外的数据收集以使其他用户受益。

使用激光扫描收集海上数据是受益于新工作方式的另一个领域。
此前,需要调动专门的调查团队到海外进行扫描,从而造成成本、规划和床位负担。由于可靠的测量控制点已经建立,因此确定测量员并不总是需要进行扫描。相反,激光扫描设备永久驻留在海上,并向海上人员提供必要的培训,以设置和操作激光扫描仪、下载扫描并将数据发送到岸上。这意味着信息更新可以在机会主义的基础上进行,以减少离岸旅行。最后,更新了进行修改的工作流程,使激光扫描成为收尾流程的强制性部分。

每个计划完成后,相关的系统、数据和流程都会移交给专门的维护和维持团队进行持续管理。该团队不断与用户互动,提供支持、整理反馈以及评估和启用新的用例。该团队还负责维护流程、解决方案和数据,并根据需要不断改进它们。最后,团队跟踪解决方案和新工作方式为企业提供的持续收益。

结果。该转型计划运行了 16 个月,在此期间,回报的价值成果是初始投资的六倍多。 50 名超级用户和超过 500 名用户接受了培训,显着提高了整个组织的数字成熟度。业务流程和工作方式的变化也将在未来实现显着的持续节省。

主题专家使用积压分析对逾期维护进行合理化,消除了 45% 的逾期工单,且对监管要求、安全性或工厂可靠性没有任何影响。
这是为实施新的维护流程和工作方式建立稳定基线的关键成果。这些利用了策略优化、监控和预测性维护解决方案,并利用了从十个新数据源集成的数据。总体而言,持续维护强度降低了 23%。

远程调查工具的推出和相关业务流程更新使得每年有 500 多个离岸调查被取消,10 个全职离岸职位被迁移到岸上。这些远程调查工具还简化了棕地工程,使设计团队能够快速评估虚拟环境中的潜在选项,而无需派人到海外进行实际调查,也无需受到时间影响。在一项棕地改造范围中,使用远程调查工具使关键路径工程活动减少了 10 天,从而显着增加了产量。

结论

在运营中成功实施数字孪生需要采用一种方法,能够实现持久的数字化转型并最大限度地提高资产所有者的投资回报,同时在实施变革时不会对安全性、环境绩效、可靠性或盈利能力产生负面影响。行业的经验表明,许多数字化举措过于关注技术,而对更广泛的转型方面重视不够。

为了成功交付可操作的数字孪生并长期维持其价值,必须制定解决人员、流程、数据以及技术方面问题的战略。从一开始就明确定义自上而下的愿景、业务成果和目标,将在规划和实施转型时保持重点和方向,从而衡量成功与否。根据此定义,可以通过与运营团队密切合作来定义和评估用例,以自下而上的方式确定策略的细节,将它们分组为战略计划,然后对这些计划进行分析和优先级排序以生成战略路线图。以自上而下和自下而上的方式处理战略可确保战略目标、业务流程和用例之间的良好一致性。

它还提供了足够的定义来建立合适的技术策略。
在开始实施之前,必须定义一个转型计划,其中定义时间表、沟通计划、主要发起人和利益相关者、角色和责任。然后应进行差距分析,以确定组织准备情况、数字成熟度以及支持实施阶段所需要素的可用性和适用性。这应该专门评估现有的数据集、信息标准和技术解决方案,以确定利用现有投资的机会,从而加快实现价值的时间。数字孪生计划的实施应采用敏捷、价值驱动的方法,以迭代的方式共同实现人员、流程、技术和信息方面的目标。这将保持对预期结果的关注,并使实施团队能够与用户密切合作,解决实现目标的必要方面。

实施完成后,有必要建立适当的机制来维护和维持解决方案、数据和业务流程,确保未来能够维持预期的结果。持续的培训和支持有助于培养数字技能并支持采用,同时应进行持续的用户参与以获得反馈和建议,为改进和未来的用例开发提供信息。维护、支持和持续改进需要持续投资,因此跟踪数字孪生和相关转型带来的好处以证明这笔支出的合理性非常重要。

本文概述的方法旨在根据观察到的整个行业挑战和从项目中吸取的经验教训,帮助克服与运营中数字孪生实施相关的常见挑战。虽然它应该最大限度地提高实现预期业务成果的可能性,但它不能保证成功;所有数字化转型项目都将面临独特的挑战和障碍,需要有针对性的解决方案。然而,将数字孪生项目视为转型项目(而不仅仅是技术和数据交付项目)将显着增加成功的可能性并最大化投资回报。

定义

CMMS:计算机化维护管理系统

情境化:将相关信息添加到数据中以使其更易于理解且更具可操作性的过程

数据湖:一个中央数据存储库,吸收和存储大量结构化和非原始形式的结构化数据,无需在读取数据之前定义数据的结构或模式

数据仓库:中央数据存储库,可在针对特定目的优化的模式中摄取和存储大量结构化数据

数字孪生:一组连接的系统,提供物理资产或整个资产生命周期的过程,整合历史记录和实时数据来预测未来的状况或状态。

数字化转型:数字化转型是组织采用和实施数字技术的过程,以创建新的(或修改现有的)业务流程、工作和运营方式

数字化:将信息转换为数字格式的过程

数字化:利用数字技术改进业务流程

ERP:企业资源规划(软件)

参考

荣誉退休,2022 年。设计思维过程的 6 个阶段及其重要性。 https://emeritus.org/blog/product-design-innovation-design-thinking-process(2023 年 6 月 6 日访问)

Gartner,2018。制造运营战略成熟度曲线,2018。https://www.gartner.com/en/文件/3884015(2023 年 5 月 18 日访问)

Gartner,2022 年。2022 年制造业数字化转型和创新技术成熟度曲线。https://www.gartner.com/en/文件/4018649(2023 年 5 月 18 日访问)

麦肯锡,2019。为什么大多数转型都是由哈利·罗宾逊完成的。 https://www.mckinsey.com/capability/transformation/our-insights/why-do-most-transformations-fail-aconversation-with-harry-robinson(2023 年 5 月 16 日访问)

Nielsen Norman Group,2016。设计思维 101。https://www.nngroup.com/articles/design-thinking/(第 4 次访问)2023 年 5 月)

斯坦福大学 d.school,2018。设计思维盗版。 https://dschool.stanford.edu/resources/design-thinking bootleg(2023 年 5 月 4 日访问)

2. 采用数据网格——一种释放商业价值的方法

文献摘要：本文介绍了一个采用数据网格的案例研究，数据网格是一种在组织中管理数据的新方法，它对释放业务价值的影响。该研究探讨了数据网格原则的实施，包括建立分散的数据所有权和面向领域的数据团队。结果证明了数据网格在提高数据可访问性、数据质量和加速数据驱动决策过程方面的有效性。本文为希望采用数据网格来利用其数据资产的真正潜力的组织提供了见解和实用建议。

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

SPE-215544-MS

采用数据网格　释放业务价值的方法

D. Ramchandani,Mesh-AI,英国伦敦； D. Mackinnon,TotalEnergies E&P UK,英国阿伯丁

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/215544-MS

本文准备于 2023 年 9 月 5 日至 8 日在英国苏格兰阿伯丁举行的 SPE Offshore Europe 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 项目委员会选择了这篇论文进行演示。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

本文介绍了一个关于数据网格（一种组织中管理数据的新方法)的采用及其对释放业务价值的影响的案例研究。该研究探讨了数据网格原则的实施,包括建立去中心化的数据所有权和面向领域的数据团队。结果证明了数据网格在提高数据可访问性、数据质量和加速数据驱动的决策过程方面的有效性。本文为希望采用数据网格来挖掘数据真正潜力的组织提供见解和实用建议

资产。

关键词:数据网格、数据域、联邦治理、透明度、数据、数字、去中心化
数据所有权

目标/范围随着世界不断

发展并需要更可持续、清洁、可再生的能源,能源行业正在经历重大转型。这一转变是由环境问题、可再生能源成本下降和消费者偏好变化等多种因素推动的。更重要的是,该行业面临着实现雄心勃勃的净零排放和减排目标的巨大压力,以加速其向综合多能源生态系统的转型并使其能源结构多样化。

为了实现这一雄心勃勃的目标,整个行业越来越认识到有效利用数据、数字和人工智能来转变能源供应链的重要性　从与勘探和生产相关的上游活动,一直到下游过程。供应和电网管理。

然而,实现这一目标是一项复杂的任务,会影响运营模式、工作方式以及对传统基础设施的长期依赖。是否需要进行更彻底的改革,我们如何正面拥抱数据和人工智能?

随着数字产品的增加,尝试使用数据时遇到的挑战和摩擦往往成为决定速度的步骤。人们经常发现数据质量不够好,也不容易发现,从而导致人们对数据的信任度降低。这些挑战凸显了所有权、功能、存储和格式方面的数据孤岛,从而影响了加速投资。

为了探索这些问题,TotalEnergies E&P UK (TEPUK) 与 Mesh-AI 合作启动了一项战略举措,我们共同努力确保附属机构内的数据一致、完整、正确、互联、可访问和负责,提供自助服务将数据处理作为日常工作流程和活动的一部分所需的服务能力。

方法、程序、流程确定了一个明显的机会来推动改

进数据治理和提高数据质量,同时通过使同事和合作伙伴更容易访问数据来发展数据文化,以实现数据网格原则。

这提供了一种可扩展的现代方式来发现、管理和提高数据的可用性,同时通过数据产品推动治理和所有权。作为此转变的一部分,建立了以下内容:

1.数据战略和文化:通过赢得同事的青睐并帮助他们理解数据的价值,推动联盟内部发生根本性的文化转变。这是通过以下方式实现的:创建鼓舞人心的数据策略,阐明转型如何与业务目标保持一致,努力建立技能提升和教育机制,熟悉新工具,构建展示变革和支持途径的变革管理框架。

2.跨企业可扩展数据治理的联合操作模型。向基于数据网格原则和以产品为中心的思维的联合数据治理模型过渡。这可以识别整个组织的数据域,使他们能够根据中央数据治理功能设置的控制和策略公开高质量的数据产品以供使用。这会增加各领域的数据所有权以及组织内质量和受管数据的民主化。

3.现代数据堆栈。基于云的联合自助服务数据堆栈,允许数据域快速创建数据产品,使消费团队能够访问高质量的数据产品,并使运营团队能够有效地管理和治理数据环境。这种基于云的数据堆栈与现代数据治理和工程实践相结合,以改进数据管理、质量和编目,从而促进可靠、实时地访问高质量数据。

4.转向使用现代实践和工具进行数据处理、数据科学、可视化和共享;维护源数据的完整性,提高可靠性,从而实现更好的数据协作。

结果、观察、结论TEPUK 正在朝着更好的策划、更高质量的

数据产品发展,包括碳排放和维护操作,从而能够识别、跟踪、采取行动和分享我们的承诺以及准确的支出报告。

开展这一举措有助于反思如何转型,数据如何成为附属公司内的战略资产,使 TEPUK 能够更好地利用高级分析作为业务主导、数据驱动的组织。

新颖/附加信息

本文将介绍实施数据网格战略的实际方面,与现代数字实践和架构 (数据、人员、创新和技术)相一致,以及技术领导委员会 (TLB) 提出的更广泛的愿景,作为海上能源数据

战略工作组报告1

Machine Translated by Google

介绍

简介概述了组织在有效管理和利用数据方面面临的挑战。它强调了传统集中式数据架构的局限性,以及对更具可扩展性和敏捷性的方法的需求,以允许更容易访问和更值得信赖的数据消费。

数据网格的概念是作为解决这些挑战的一种有前景的方法而引入的,强调了其核心原则和潜在好处。

TotalEnergies UK (TEPUK) 的数字化进程在 2019 年加速,中北海 (CNS) 资产被确定为“数字资产旗舰”(DAF),这是一项公司投资计划,旨在通过内部转向数字化构建和产品（例如 DRILLEX2)实现数字化转型现在是钻井作业寿命中的核心工具。

,

通过 DAF,TEPUK 发现需要将记录系统中的数据传输到基于云的平台上,以服务于数字产品。为此,该附属公司开发了通用数据平台 (CDP),这是一个基于云的数据平台,可提取本地存储的数据并将其提供给数字产品以供使用。

随着数字产品的增加,尝试使用内部数据时遇到的挑战和摩擦成为决定速度的步骤。人们经常发现数据质量不够（一致性、完整性、正确性、关联性)且不易发现,从而导致数据信任度较低。这些挑战凸显了所有权、功能、存储和格式方面的数据孤岛,损害了加速的数字投资,重新激发了对更好数据治理的需求。

为了充分利用 TotalEnergies 的实时数据和世袭数据的潜力,除了业务（数字)和 IT（信息服务 (IS))之外,还开发了第三个系列的活动和角色:DataTech,作为新 OneTech 部门的一部分成立（2020 年 9 月） ,其中 DataTech（特别是 Data Office）被视为数字推动者,提供数据服务以促进业务绩效和公司转型。

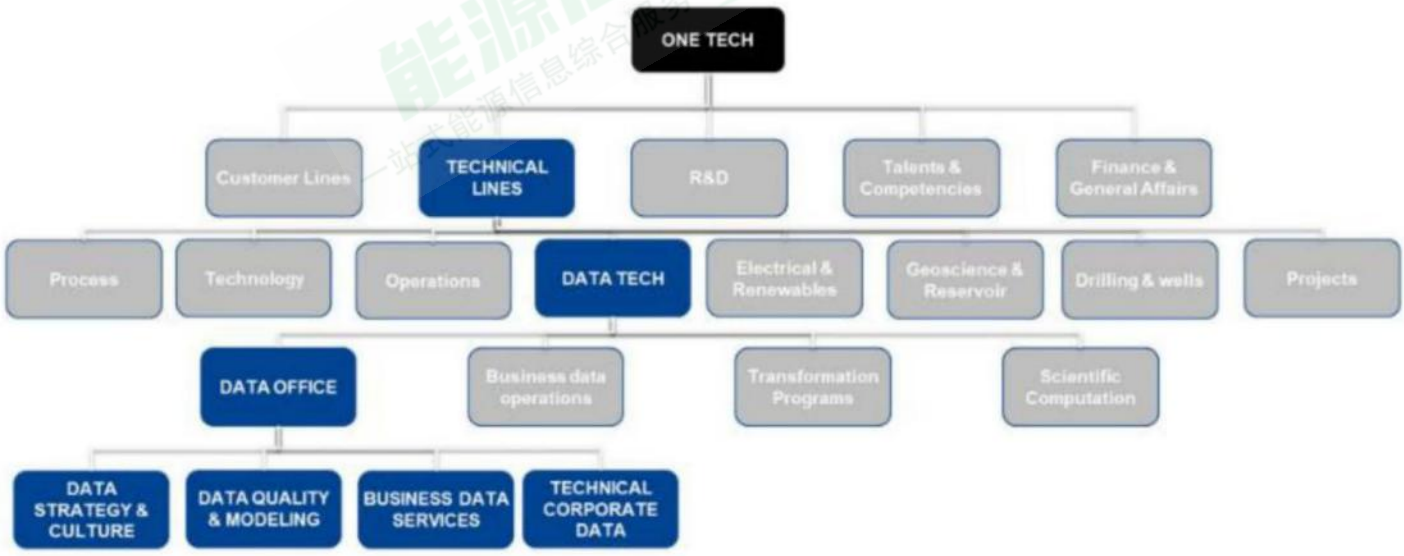


图 1a TotalEnergies 数据技术组织。

将数据作为这些活动的核心、不可或缺的一部分的好处包括:

- 共享术语和定义通过共同理解促进互动
- 构建数据的常用方法,通过消除差异来简化和加速数据公开
- 提高与行业标准的一致性并增强与第三方的互操作性

- 共享规则和指南,以防止不当数据使用和不当存储

数据治理运营模型位于数据办公室内,它依赖于五个支柱,即其核心组件,每个支柱对于确保数据组织在 TotalEnergies 中良好运行以及人们参与并履行其在数据管理活动方面的角色至关重要。

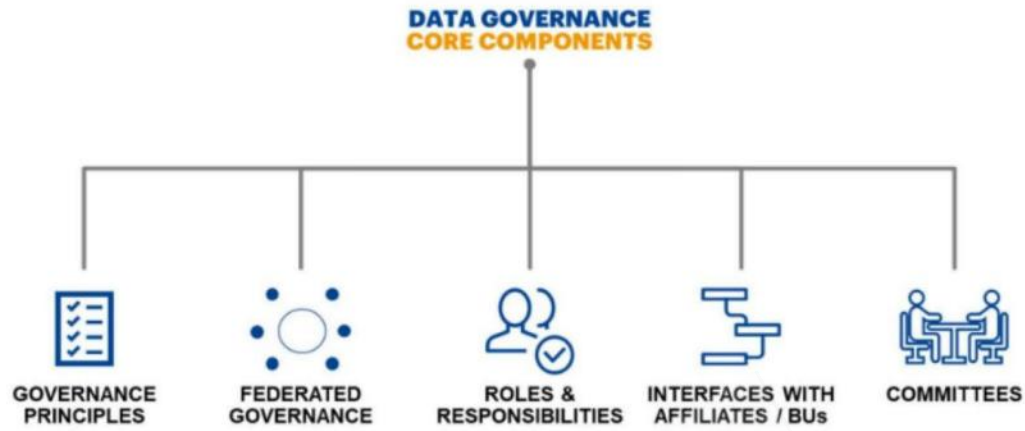


图 1b 数据治理的核心组件。

- 治理原则为数据治理结构和其他核心组件设定了目标和期望。
- 联合治理描述了团队结合其专业知识以更好地服务 TotalEnergies 数据用户生态系统的方式。
- 角色和职责定义了参与整个组织的数据管理活动的各个参与者,列出了他们的职责并描述了他们的组织和交互。
- 与附属公司/业务单位的接口描述了附属公司/业务单位本地数据治理结构和角色背后的原则,以及在与总部接口处发生的活动。
- 委员会描述了组织如何通过组织内相关数据利益相关者之间的定期接触点进行横向协调。

尽管数字产品对 TEPUK 用户来说是变革性的,但日常数据操作基本保持不变。数据治理的需求仍然得到了广泛认可,尽管作为一个相对枯燥乏味的主题,其衍生的商业价值经常被忽视。

作为领先的数字附属公司,TEPUK 选择试点战略数据治理计划。与 Mesh-AI Limited 合作推动数据网格的概念,以更好地确保数据在附属机构、组织中可信、可发现和可访问,并着眼于更广泛的能源义务3,建议免费提供更多数据工业界、学术界和其他。

总结一下数据网格计划:

- 寻求将提供高质量数据和管理数据的责任联合到负责创建数据的各个业务领域,而不是让一个中央数据团队负责上述活动。
- 为各领域提供一种能力,使他们能够在满足联盟需求并以数据治理为核心的平台上创建高质量的数据产品。
- 为团队提供自助服务功能,以请求访问数据产品并将其用作日常工作流程的一部分。

- 通过引入数据合约的使用,增强对数据质量、连接性和可靠性的信任。

- 为数据域和团队提供最佳实践、加速器和变更管理技术,帮助一步一步地向这一现代方法过渡。

总而言之,数据网格提供了一个分散的基于域的数据所有权模型,其中域拥有数据,它们生产和创建高质量的数据产品以在整个组织中共享。这些数据产品由现代数据平台创建、分发和管理,该平台包含该联合并提供数据治理功能,以确保这些数据产品得到适当的管理。

理论和定义陈述本节深入探讨数据网格的理论基础,
阐明关键概念和原则。它提供了数据网格的全面定义,包括其基本理念、原则和指导原则,例如面向领域的去中心化所有权、自助数据基础设施和联合计算治理。

什么是数据网格?

传统上,大型组织在寻求更好的治理以从数据中获取价值时会采取集中化的方式。在这种方法中,组织创建一个中央数据团队,汇集来自整个组织的数据,应用一个单一的治理框架,旨在统一收集的数据并标准化消费。然而,随着组织开始扩展这个中心拓扑,很快就发现这个中心结构是一个瓶颈。中心团队无法处理整个组织的所有各种分析请求,中心团队也不够接近数据,无法解决使用数据时面临的数据治理和质量问题。

为了克服这一挑战,整个行业的思想领袖寻求结合其他数字和软件开发技术的最佳实践来应对这一挑战,并将数据网格视为一种方法。 2020 年推出的数据网格提倡采用联合且面向领域的数据管理方法。这种范例促进了数据所有权和责任向跨职能团队 (称为域)的分配。这些团队拥有特定于其业务领域的数据的所有权,并将数据作为有价值的资产进行管理,确保其在整个组织中的质量、可发现性和可用性。这种方法旨在提供以下好处:

- 领域驱动的数据所有权:通过将数据所有权分配给面向领域的团队,数据网格鼓励源头的责任和所有权。这种本地化所有权促进了数据管理文化,在这种文化中,团队在确保其领域内的数据质量方面拥有既得利益。

- 数据合同:就像法律合同定义两方之间的协议条款一样,数据网格引入了数据合同的概念。数据网格强调清晰且标准化的数据契约的定义,包括数据模式、质量期望和验证机制。这些合同确保跨领域的数据质量一致,并促进无缝数据集成。

- 自助数据平台:数据网格不是创建一个只有中央团队才能处理和共享数据的集中式数据平台,而是促进了自助数据平台的使用。在这种情况下,每个域都可以访问自助环境,允许访问、处理和分析自己的数据。该基础设施包括用于数据发现、数据准备、数据分析和数据可视化的工具。

- 联合治理:此外,数据治理不再集中在数据网格内,而是跨数据域联合。这意味着每个域负责设置

它有自己的数据治理政策,但还必须遵守组织内集中定义的整体数据治理框架。

为什么选择 TEPUK 的数据网格?

当 TEPUK 希望踏上数据之旅时,发现了与任何集中数据管理和治理方法相关的挑战。基于 CDP 的学习成果并考虑数据治理运营模型中阐明的关键支柱,很明显,转向数据网格对于实现组织的数据驱动目标至关重要。

此外,当结合英国 TotalEnergies 的战略目标来审视能源转型时,我们发现数据可以用来提高效率、优化生产,并在附属公司、组织和整个利益相关者生态系统内更快地做出决策。

该行业的其他主要参与者已经确定了向数据网格过渡的好处,包括:

- BP4 :该公司正在使用数据网格来提高数据质量、治理和敏捷性。 BP 正在使用数据网格来推动其上游、中游和下游业务的创新。
- Shell5 :该公司正在使用数据网格来改善其提供受管理的自助服务和运营效率的旅程。壳牌还使用数据网格来做出更好的业务决策。 · Equinor6 :该公司正在使用数据网格来改进组织数据的更好组织方式,使每个部门的输出成为产品。

设备和流程的描述和应用本节描述采用数据网格所涉及的流程和方法。它解释了组织如何建立

面向领域的数据团队、设计可扩展的数据基础设施以及培育数据协作文化。它进一步强调了数据目录、数据发现平台和元数据管理系统等技术推动者在实施成功的数据网格架构中的重要性。

鉴于数据网格是一种根本不同的处理和处理数据的方法,必须仔细考虑如何管理转型的人员、流程和技术方面,确保组织成熟度得到同步管理。为了管理这一转变,采取了以下分阶段方法:

第 1 阶段:定义和基础在此阶段,TEPUK 试

图定义数据网格对附属机构的意义以及最佳实现方式。作为该阶段的一部分,开展了以下活动:

- 定义数据域:鉴于数据域是过渡时的关键单元,必须仔细考虑,因为它是组织的基础构建块之一。值得庆幸的是,TotalEnergies 已经定义了一组初始数据域,建议所有附属公司对其进行标准化,以便更好地管理本地和全球数据。

TEPUK 采用了这些定义,并在其基础上进一步发展,同时考虑到当地业务的细微差别。

这导致以下领域达成一致:

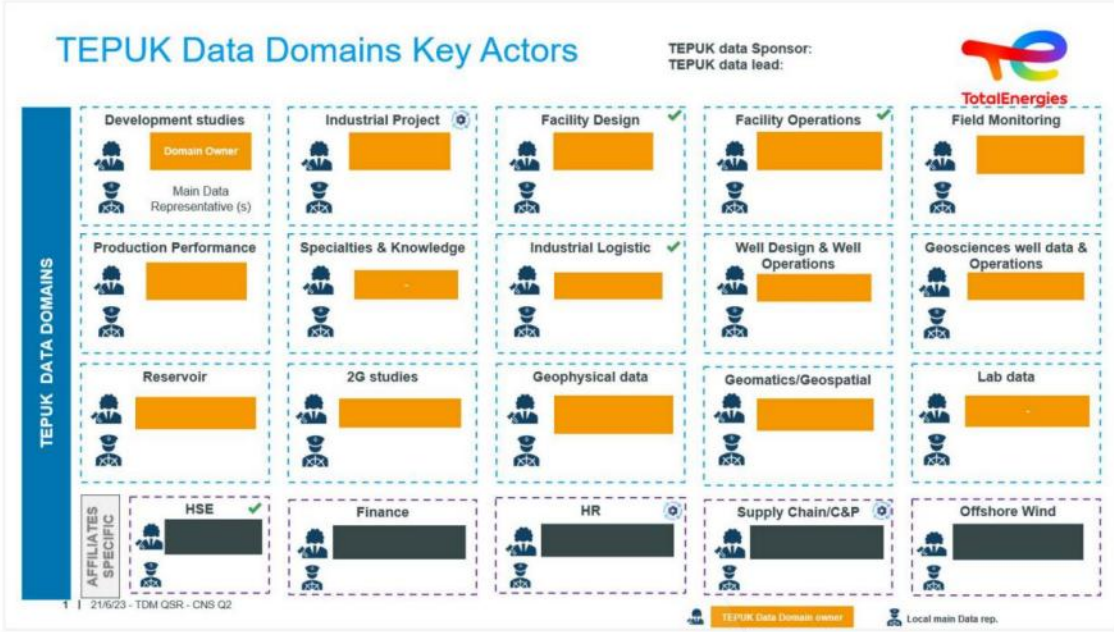


图 2aTEPUK 数据域

·定义联合数据治理运营模型:一旦就数据域达成一致,就必须创建一个框架,允许这些域以联合方式运行,同时遵守一组集中的数据治理策略和控制。为了实现这一目标,设计了联合数据治理运营模型,包括:

◦以联合方式成功运营所需的关键组织能力

• 各个组织团队的角色和责任

◦工作方式和交互模型

◦关键成功指标

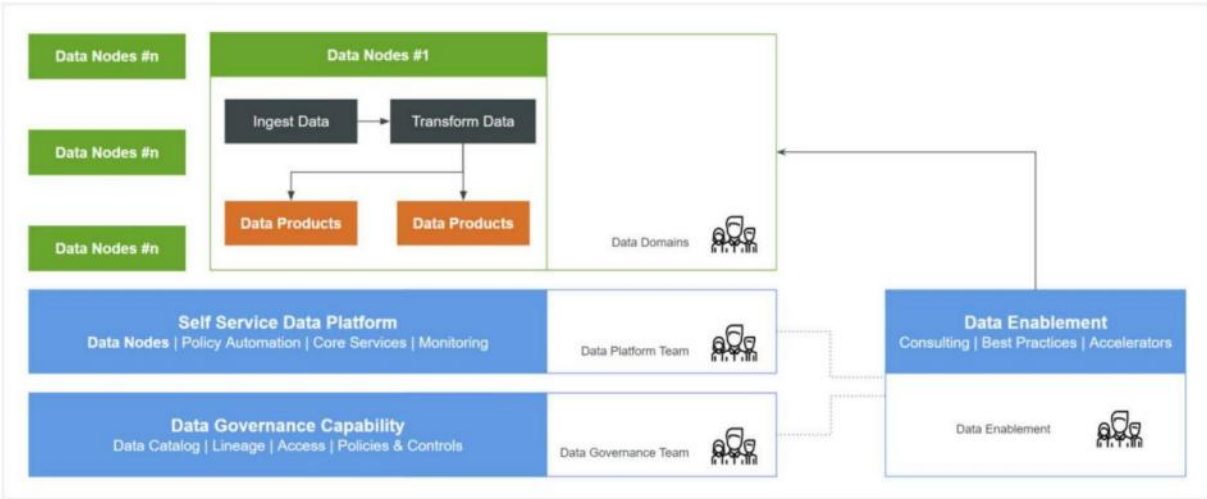


图 2b 联合运营模型的高级概述

·设计一个可扩展的自助服务平台:为了向数据域提供一个允许创建数据产品的自助服务平台,TEPUK 选择设计和构建一个全新的平台,该平台将在数据域中进行联邦和数据治理。核。该平台名为域数据平台 (DDP),是在 Microsoft Azure 上设计的,为域提供了一个独立的环境,域可以在其中创建可供整个附属机构使用的数据产品。此外,该平台还提供数据治理和目录功能,可以像“谷歌搜索”一样简单地搜索数据产品,并可以请求访问。

整个功能由中央团队精心策划和管理,为附属机构提供集中治理的严格性和保证以及去中心化数据所有权的规模和优势。

该平台旨在为联营公司提供以下功能:

- 特定于域的数据登陆区域,每个域都可以在其中获取其数据并创建特定于其业务上下文的数据产品。
- 集中式外部数据摄取:使平台团队能够确保摄取的外部数据是安全的。
- 外部数据共享,通过集中功能与整个生态系统中的合作伙伴/利益相关者共享数据,从而允许在出口点应用额外的安全措施。
- 数据治理控制平面负责监督整个平台,并允许中央数据治理团队管理在附属机构之间共享的数据产品、跟踪所有权、质量并确保遵守必要的数据治理访问控制和策略。

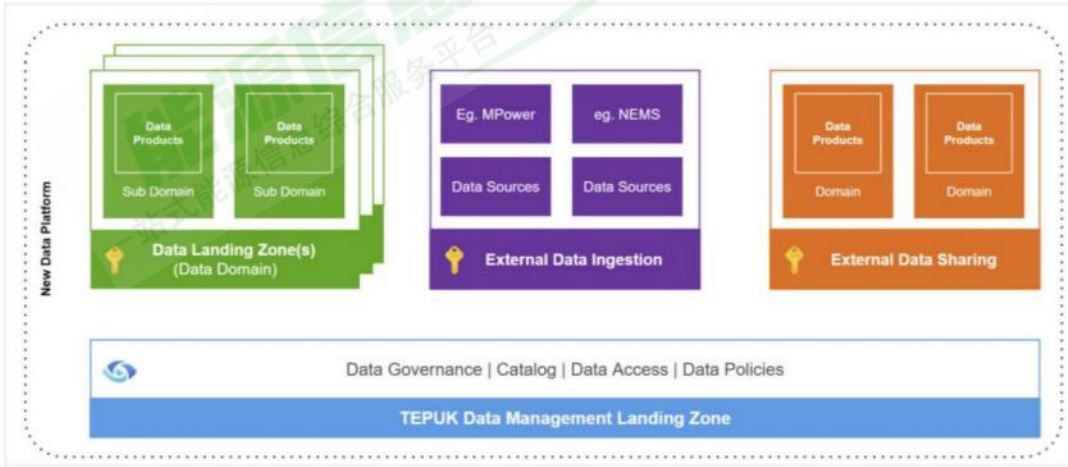


图 2c 域数据平台 (DDP) 模型

·确定早期候选方案以提供方法:为了将理论结构、设计和蓝图付诸实践,TEPUK 确定了早期候选方案,这些候选方案具有以下特点: 对附属机构具有足够的价值,足以展示对成功交付的影响,同时确保它们不够复杂在第一个障碍处就停下来了。鉴于准确跟踪和捕获组织内排放数据作为其可持续发展承诺的一部分的重要性,选择健康安全与环境 (HSE) 领域进行初步试点。

- 引导技术和数据创新:推动更广泛的业务(数字)和 IT(信息服务)家族对数据产品需求的认识和协调,灌输联合运营模式,并管理以数据为中心的技术的使用,以进一步工业化部署数据驱动的操作。

运营实践需要自上而下的支持,以加强不同数据和分析流程之间的协作,需要不断变化的管理文化,以更好地利用数据驱动的决策,并相信数据是正确的。

随着网络物理系统技术（机器人、无人机和水下航行器)的扩大部署,以实现数据收集、情境化并最终执行数据驱动的命令,必须同样关注数据相关的角色和技能,确保协调以及相互作用的学科和主题角色之间的协作。

转向优先考虑:

◦协调联盟数据基础设施建设

◦支持和指导数据治理流程的开发,识别数据、确定优先级、
验证数据产品的构建

◦支持和指导技术治理的整合,以确保企业所有权
传统和集成数字技术。

◦通过为期 18 个月的沟通活动、变革管理实践和数据协调员网络,发起“数据战略和文化”转变， ◦确定技能提升的关键要求和培训途径。



图 2d 技术和数据创新指导

·载入数据域:为了确保域逐渐引入这种新方法,设计了数据载入体验。作为这种体验的一部分,数据域将是:

• 引入新的数据治理运营模型

• 简要介绍了数据网格的核心概念及其对日常数据交互的影响 与其他领域合作,创建了数据管理计划,包括

的:

■ 域的业务上下文

■ 潜在的子域

▪关键数据代表

▪消耗的关键数据源和系统

■ 负责创建数据并与数据交互的关键业务流程

Machine Translated by Google

▪未来路线图可能开发的关键数据产品

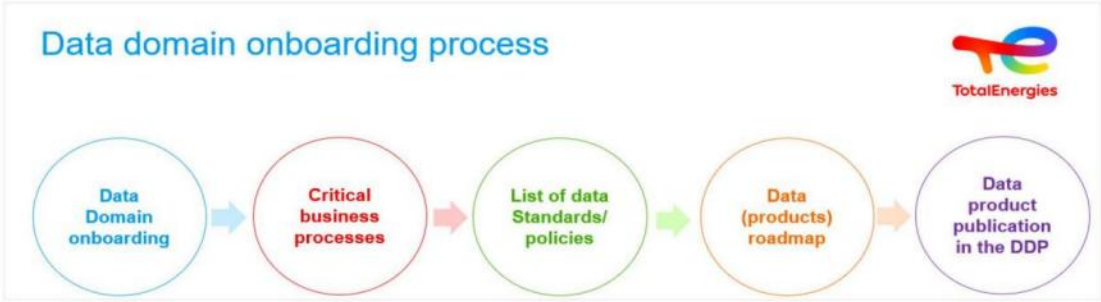


图 2e 域加入

- 基准测试和跟踪改进的框架:组织在寻求开始数据转换计划时面临的一个关键挑战往往是忽视进展并且没有使转换本身由数据驱动。 TEPUK 力求确保跨数据域的关键指标在开始使用时得到跟踪和管理,从而在最滞后的领域提供有针对性的支持和支持。为了帮助解决这个问题,创建了一个内部数据成熟度框架和工具,允许领域定期自我评估其成熟度。数据治理团队对此进行跟踪,提供成熟度曲线的附属范围热图、应规划的关键支持领域以及每个领域蓬勃发展/落后的领域。

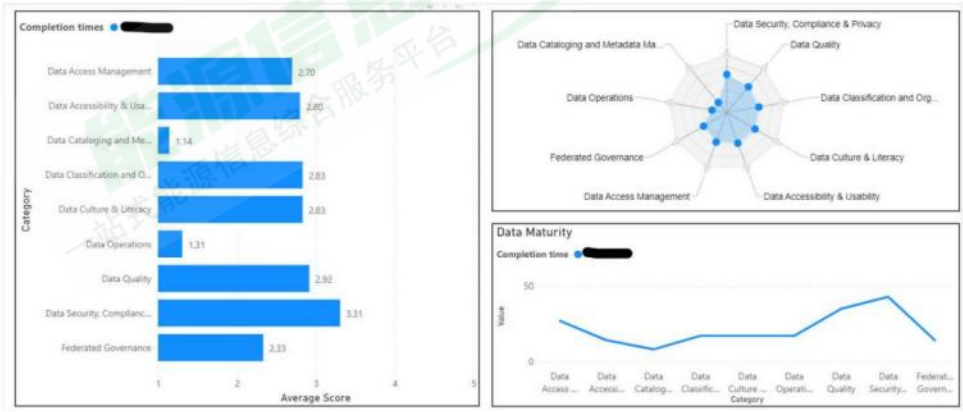


图 2fTEPUK 数据成熟度评估框架

第 2 阶段:证明和学习在定义

了基础和运营模型后,TEPUK 开始在整个附属机构中以试点能力实施这些功能,以学习和反思数据网格过渡的影响。

与健康、安全和环境 (HSE) 领域以及 TEPUK 的 IS 组织合作,创建了一个数据网格平台 (DDP) 来托管第一个战略数据产品:二氧化碳排放当量 (CO2e) 。该数据产品综合了测量的大气排放率,包括资产层面产生的二氧化碳、NH4 和 N2O,为环境、社会和治理 (ESG) 报告中的许多利益相关者提供支持。此外,考虑到这些数据的使用频率、其在附属机构、组织中的可见性,以及 HSE 领域内采用新技术和创新数据技术的积极心态,该数据产品被认为是完美的第一个产品。数据网格的用例。

为了构建数据产品,来自三个不同源系统和其他离线数据源的数据被汇集在一起。 HSE 数据域有助于解构转换逻辑以导出 CO2e 计算,将这些计算捕获为现代数据管道的一部分,其中数据质量受到持续监控。最后,创建的数据产品被注册并存储在现代数据目录中,可以轻松搜索经过认证和批准的数据产品。

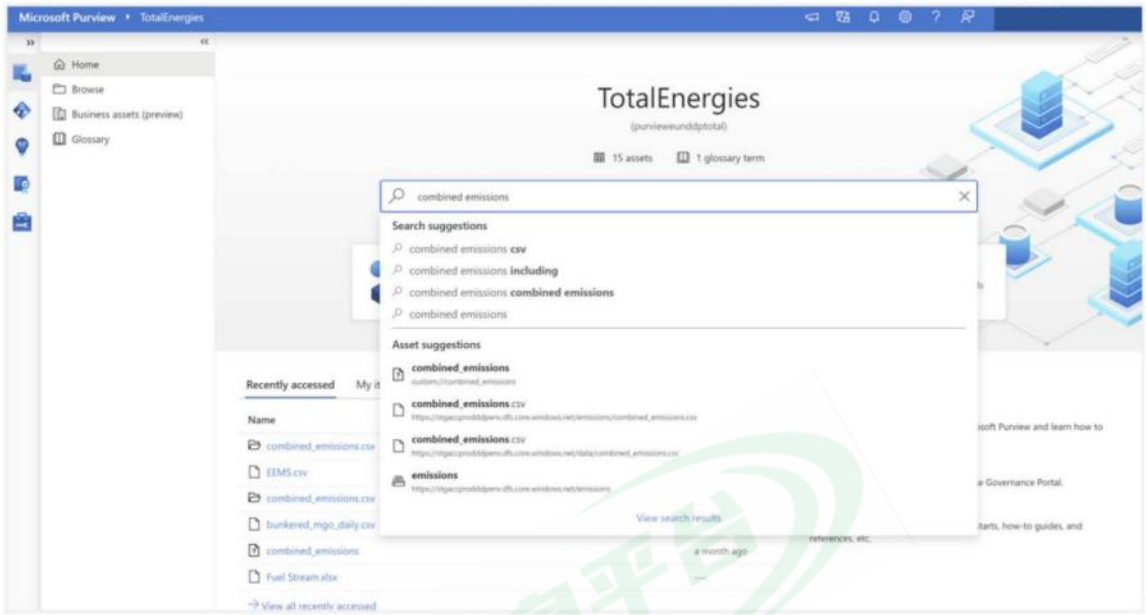


图 2gTEPUK 数据目录

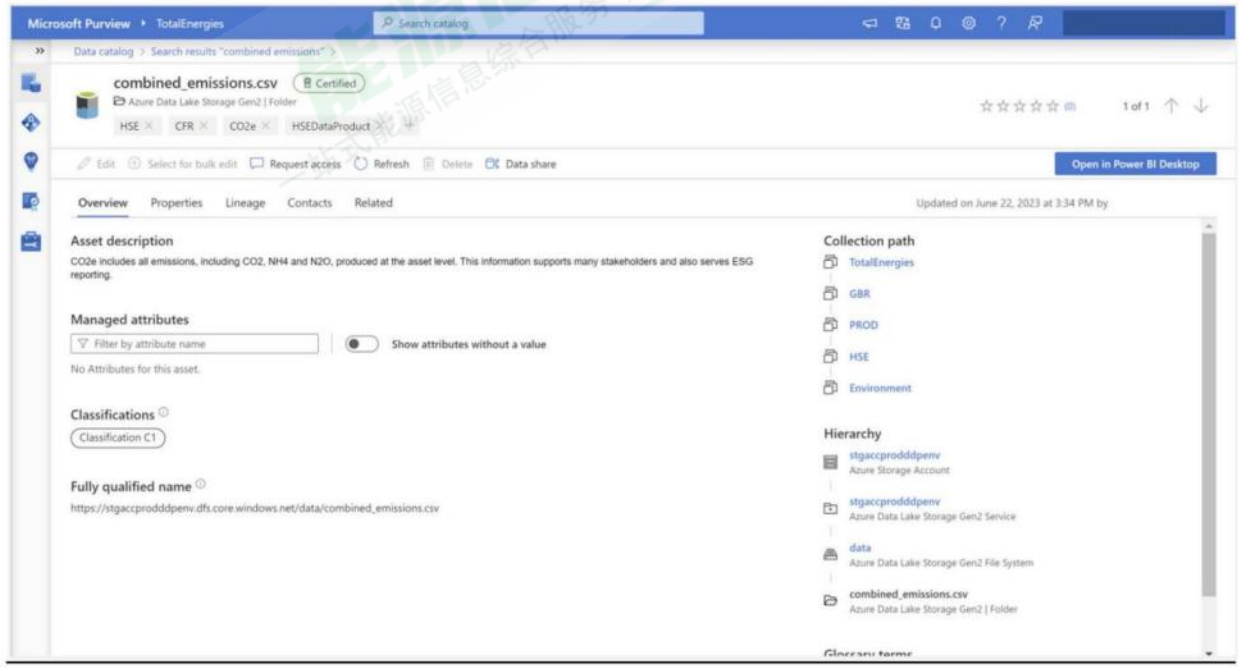


图 2hTEPUK 数据目录

第三阶段:规模

化与众多变革举措一样,最大的挑战来自于从试点过渡到大规模部署。通常的趋势是关注“技术”而不是人和流程7 ,这是很好的

指出数据和数字可以产生影响,而用户采用和文化变革大大加速和增强了这种影响。

剥削将包括行为、心态和技能的转变。对于公司来说,仅仅拥有技术专长并使用某项技术是不够的。他们还必须具备尽可能广泛和战略性地应用数据网格技术的技能,以追求商业价值 寻找和提取价值所必需的批判性思维、创造力、创新、解决问题、构思。 “做数字化”和“成为数字化”之间的核心区别。

作为一种方法,数据网格原则超越了 TEPUK 的 DDP 数据平台,进入数字孪生平台 (量子)以及其他新兴行业解决方案,例如开放地下数据宇宙 (OSDU)

随着数据治理和数据平台的核心技术基础现已就位,该附属机构已准备好开展战略性组织变革计划,以帮助加强数据文化。这一变革举措包括:

- 数据通信工作流,帮助开发和交付英国范围内的内容
  技术和数据帮助同事了解:
  - 为什么:为什么我们需要改变?如果我们不这样做会怎样?谁在乎?
    - 内容:变革会给我和公司带来什么好处?
    - 谁:谁将实现变革以及如何实现?
    - 如何:我们如何管理、交付和衡量变革?
    - 哪里:变革的机会和风险在哪里?
    - 时间:我们的变革时间表是什么?
  - 领导力:谁将领导变革?
- 数据人才工作流旨在提高技能并将初级人才嵌入组织中,以帮助加速交付已确定的数据计划并支持迄今为止正在进行的工作。
- 数据战略工作流,帮助构建战略框架和愿景,将 TEPUK 的业务目标与实现这些目标所需的基础数据计划联系起来。

数据和结果的呈现

本节介绍案例研究的发现和结果。它探讨了附属机构采用数据网格的历程,包括遇到的挑战、采用的策略以及取得的成果。它展示了数据可访问性、数据质量和数据驱动决策流程的改进,展示了通过实施数据网格释放的有形业务价值。

在寻求开展这一转型的同时,TEPUK 制定了一组关键指标,使附属机构能够跟踪这一变革举措的成功情况。这些指标按以下方式分类:



图 3a 关键成功指标

虽然向数据网格的过渡和转变是一个持续的过程（<1 年），但以下是一些关键数据点展示了迄今为止取得的成果：

- 已上线域名数量:7/16
- DDP 的设计、构建和验证，现在能够加载所有数据域
- 创建的域“认证”数据产品数量:2
- 沟通和领域研讨会计划让利益相关者参与数据治理活动
- 数据协调员网络 - “数据人”的双月网络，分享知识、贡献和学习

此外，作为 HSE 试点的一部分，该附属公司取得了一些重大成果，对数据网格采用的积极影响。

- 数据质量： CO2e 数据产品减少了 HSE 领域在 HSE 质量检查工作中花费的时间，从而腾出时间来生成更多见解，提高效率。
- 领域参与： HSE 数据领域已开始识别其他数据产品，这些产品将在与数据交互的方式以及如何通过共享更可靠的数据产品来支持其他团队方面增加价值。
- 提高请求访问数据的可访问性： HSE 域现在可以利用 DDP 平台的现代数据治理功能，一键提供对其数据产品的访问，从而提高数据的可访问性。
- 增加对数据的信任： HSE 领域现在能够自信地与其他团队共享其数据，即不断验证其数据的质量并与消费团队共享这些质量检查，从而增加对其数据的信任。 ·在TotalEnergies 中开创数据网格之路： TEPUK 采取的方法并没有被更广泛的组织忽视。公司一直与 TEPUK 密切合作，着眼于全球规模。随着数据产品核心基础的建立，TotalEnergies 可以选择扩展数据网格作为构建，并将数据作为全球战略资产。

结论

从案例研究中获得的主要见解和经验教训的总结。它强调了采用数据网格方法的好处,例如提高敏捷性、改进数据所有权和增强协作。
本文最后为考虑采用数据网格的组织提出了建议,强调了组织协调、文化变革和持续学习以最大化数据资产业务价值的重要性。

TEPUK 意识到数据是实现战略目的和目标的基础。然而,随着数据通过以领域为中心的知识和细微差别分布在附属机构和更广泛的组织中,附属机构需要评估其管理、治理和共享数据的方法。

数据网格使 TEPUK 能够在数据域内将数据保留在数据来源附近,从这些域创建战略数据产品,然后根据需要在更广泛的组织中利用现代数据目录共享这些产品。该试点项目为 TEPUK 提供了一种机制:

- 与团队共享高质量数据就像进行谷歌搜索一样轻松
- 允许内部团队一键请求访问数据
- 使数据域能够对其数据拥有更大的所有权
- 为附属机构提供在生态系统内和跨生态系统共享数据的能力,以实现更高的运营效率,更好地规划和管理能源结构和能源转型

通过详细介绍数据网格的采用及其对业务价值的影响,本文为寻求更有效地利用其数据资产并通过去中心化和面向领域的数据管理方法推动创新的组织提供了宝贵的资源。

致谢作者要感谢
Mesh-AI Limited 和 Total E&P UK Ltd 对此项目的支持,并授予发表这项工作的许可。

参考

1. ESC OEDS 工作组报告 - 数字化海上能源系统.pdf (the-tlb.com) 2. https://drillingcontractor.org/totalenergies-aims-to-pioneer-a-new-way-of-drilling-with 钻头x-60536
3. https://www.nstauthority.co.uk/data-centre/overview/
4. https://podcasts.apple.com/tt/podcast/ai-leaders-podcast-12-data-mesh-from-theory-to-practice/id1538658398?i=1000547124200&l=fr _
5. https://www.dremio.com/subsurface/live/live2023/session/the-year-of-the-data-lakehouse/ 6. 《数字能源》杂志,2023 年 2 月,第 2 页“Equinor 如何实施‘数据网格’概念
7. http://www.the-tlb.com/pdf/ukcs-data-digital-survey-response-phase-2b.pdf

3. 一种基于知识数据双驱动方法的井涌检测工具

文献摘要：识别异常流体流入是保证井控安全的第一步，也是最重要的一步。然而，由于井筒流体机理的复杂性、地层压力的不确定性以及实时测量数据中的噪声，常规方法难以检测出井涌。本文的目的是提出一种知识数据混合方法，并构建一个可靠且易于使用的工具来自动检测踢脚。在了解井涌主要指标的基础上，利用长-短移动窗口平均算法结合先进的滤波技术，在钻井过程中实时测量的地面噪声数据中，精确、及时地捕捉细微变化趋势。针对不同的数据测量技术，提出了采用自适应踢腿阈值的方法来提高踢腿检测的精度。数据分析技术将特定钻井作业和现象(如井筒膨胀效应和钻井液孔隙)的知识和推理逻辑嵌入到数据分析技术中，以减少井涌检测系统的误报。基于这种知识数据双驱动方法，构建了一种可靠实用的智能井涌检测工具。该工具的必配输入组仅包含 8 个通道，包括坑体积、出口流量、立管压力等，使工具具有灵活性和广泛的适用性。该工具使用实时和存档的钻井数据，并在检测到井涌时提供声音和易于理解的视觉警报。此外，该工具还支持不同的出口流量测量技术，包括桨形流量计、雷达流量计和科里奥利流量计。使用历史数据进行的大量测试表明，井涌检测率为 100%(在总共 16 次井涌中正确检测到 16 次井涌)，与传统方法相比，总体检测时间提前 6.1 分钟。该工具还被部署在实时操作中心进行更全面的验证。在试验过程中，该工具准确、及时地检测到 1 次井涌。对于桨米，该工具每 12 小时的误报率低于 3.5 次。从井涌检测率和虚警率的测试结果来看，该工具具有早期自动检测井涌的潜力，有利于提高井控的安全性，实现井控过程的进一步自动化。

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

SPE-215546-MS

一种基于知识数据双驱动的新型踢球检测工具方法

Xiaoyan Shi, Meng Cui, Yong Ji, Dong Wu, Weihong Guo, Lingzhi Jing, Yumeng Tian, and Xinyi Yang, CNPC
中国北京工程技术研发有限公司

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/215546-MS

本文准备于 2023 年 9 月 5 日至 8 日在英国苏格兰阿伯丁举行的 SPE Offshore Europe 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 项目委员会选择了这篇论文进行演示。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

识别异常流体涌入是井控安全的第一步,也是最重要的一步。然而,由于井筒流体机理的复杂性、地层压力的不确定性以及实时测量数据中的噪声,传统方法很难检测井涌。本文的目的是提出一种知识数据混合方法,并构建一个可靠且易于使用的工具来自动检测踢球。基于对井涌主要指标的了解,利用长短动窗平均算法结合先进的滤波技术,准确、及时地捕捉钻井过程中噪声较大的实时测量地面数据中的细微变化趋势。针对不同的数据测量技术,提出了采用自适应踢动阈值的方法来提高踢动检测的准确性。数据分析技术中嵌入了特定钻井作业和现象（例如井眼膨胀效应和钻井液成孔)的知识和推理逻辑,以减少井涌检测系统的误报。基于这种知识数据双驱动方法构建了可靠实用的智能踢腿检测工具。该工具必备的输入集仅包含8个通道,包括坑容积、出口流量、立管压力等,这使得该工具灵活且适用范围广。该工具使用实时和存档的钻井数据,并在检测到井涌时提供声音和易于理解的视觉警报。此外,该工具支持不同的出口流量测量技术,包括桨式流量计、雷达流量计和科里奥利流量计。

使用历史数据进行大量测试过程表明,踢球检测率为100%（正确检测到16次踢球中的16次踢球）,并且总体检测时间比传统方法提前了6.1分钟。该工具还部署在实时运营中心,进行更全面的验证。试用过程中,出现了 1 次踢击,该工具准确、及时地检测到了该踢击。

该工具误报率低于桨式仪表每12钻井小时3.5次。从所展示的井涌检测率和误报率来看,该工具对于早期自动检测井涌很有前景,有利于提高井控安全性,并实现井控过程的进一步自动化。

介绍

钻井过程中意外涌液如果不及时采取适当措施可能会造成严重后果。及时识别异常涌液是防止井失控的关键和第一步。然而，传统的涌入识别很大程度上依赖于钻机人员的经验和责任感，不仅耗时，而且常常错过最佳反应时间。近年来，自动踢腿检测技术越来越受到人们的关注，人们对此进行了广泛的研究。

活动泥浆坑体积的异常正变化和流量增量（出口和入口流量之间的差值）的增加是钻井作业中意外涌流的两个主要指标。

传统的踢腿检测方法将预期指标与测量指标进行比较。井眼、回流管线和泥浆处理的高保真水力模型可用于准确预测稳态和瞬态阶段的流出流量和坑体积变化（Cayeux 和 B. Daireaux） 2017，Xu et al 2018)[1][2]，从而通过限制错误检测来精确识别踢球。然而，精细的物理模型需要井眼轨迹、钻柱、井眼几何形状、钻井液特性和实时钻井参数（钻柱转速、每分钟冲程等）的详细而准确的信息。如果属性或参数测量不频繁或不够精确，收集和输入这些信息非常耗时，有时甚至很困难。作为一种替代方法，Zhou 等人。 2010[3]提出了一种自适应观测器方法，该方法使用需要更少输入的简化水力模型。然而，这种简化的水力模型无法准确预测用于校准模型的观测范围之外的返泥流量和泥浆坑体积变化，从而导致井涌检测性能不可靠。近年来，信号处理技术和机器学习算法被应用于踢球检测系统（Alouhali et al. 2018[4], Tarr et al. 2015[5]） ，以最大限度地减少输入数据要求（仅依赖于传感器测量）和提高系统的鲁棒性。利用现代降噪技术来提高原始测量数据的质量（Brakel 等人， 2015 年[6]）。为了减少因流量变化或泵关闭事件引起的瞬态期间产生的误报，采用数据模式识别算法来获取“正常”事件的限值（Brakel et al 2015[6]，Tarr et al 2015 [5] ）。与物理建模方法相比，数据分析方法更加直接和高效。然而，由于当前凹坑体积测量技术的限制（Brakel等， 2015[6]），测量的数据往往相当嘈杂，导致经常出现误踢警报。此外，可靠的增量流量数据需要精确测量入口和出口流量（Orban 等人， 1987 年[7]， Orban 和 Zanker， 1988 年[8]）。而在现场，出口流量最常通过桨式传感器测量，很难与入口流量直接进行比较（Cayeux et al., 2013[9]）。除了这两个主要指标外，标准化贯入速度（D 指数）、立管压力（SPP）和环空排放压力（ADP）也被用作辅助井涌指示参数。 D指数偏离原来的增长趋势表明遇到了异常压力形成。将实时 d 指数计算与流量增量和坑体积变化趋势分析相结合，可以更早地检测井涌（Mao 等， 2019[10]），但该方法仅适用于旋转或滑动钻井。观察SPP和ADP的变化是识别钻井作业中异常情况的另一种方法。例如，SPP 和 ADP 同时增加是踢球情况的特征[11]。然而，与控压钻井相比，在常规钻井情况下测量ADP相对困难。此外，为了更快地检测异常，需要安装高分辨率传感器。

因此，该技术不适合常规钻井。

上述各项工作各有优点，加速了踢腿检测技术的进步。有些方法需要详细输入不同类型的钻井相关数据，有些方法需要更精确的测量，有些方法仅解决某些钻井作业下的问题。广泛应用的踢球检测工具还很少。这项工作的目的是

开发一种具有高检测率和可接受的误报率的自动井涌检测工具,该工具仅需要最少且易于获得的输入数据,并支持大多数钻井作业。

自动井涌检测方法这项工作重点关注起下钻以外的各种钻
井作业期间的井涌检测,包括旋转/滑动钻井、循环、静止、扩孔等。该工作的主要思想是检测总坑体积的正变化。精确计算曲线和流出曲线,并根据多条曲线的变化趋势、自适应阈值和踢球先验知识进行综合判断。

首先介绍了工作中使用的关键算法,然后说明了详细的检测过程。

数据清洗由于当
前流量计和坑体积测量技术的限制,实时测量不可避免地存在噪声,这会影响后续的数据挖掘性能。

为了提高数据质量,在进行进一步分析之前需要对实时数据进行处理。
时间序列中的噪声可以分为三类:大尖峰误差、小误差和连续误差[12]。通过对大量地表测量数据的分析,较大的尖峰误差是地表数据中最常见的噪声之一,对进一步的时间序列分析有很大影响。因此,本研究重点研究大尖峰误差的数据清洗技术。对不同的算法进行了评估,根据对原始数据变化最小的原则,本工作采用基于变化幅度约束的修订版SCREEN[12]方法来检测异常点,然后补足错误点。约束条件是通过统计方法获得的,如下式所示:

$$|Dif - \mu| > 3\delta \tag{1}$$

其中Dif是要清洗的时间序列中两个连续数据点之间的差值,μ是根据原始时间序列计算出的差值序列的均值,δ是差值序列的标准差。

某些钻井过程也会引起测量数据的突然增加或减少,这可能会导致测量数据突然增加或减少。
满足式1。为了区分这些情况,方程 2 中给出了一个附加条件。

$$Dif1*Dif2 < 0 \tag{2}$$

其中Dif1是评估数据点与前一个数据点之间的差异， Dif2是评估数据点与下一个数据点之间的差异。

同时满足式1和式2的数据点将被识别为噪声,然后
在这项工作中进行了清洁。

图 1显示了具有较大尖峰误差（红点)的出口流量时间序列。

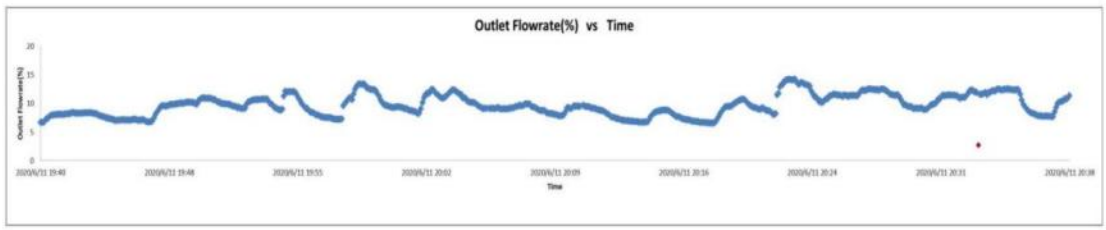


图 1　具有较大尖峰误差的出口流量时间序列

计算两个连续数据点之间的差异,服从正态分布（图2）,平均值为0.000913,标准差为0.309436。分析分歧序列,总计

49个数据点满足式1,只有1个数据点同时满足式1和式2,即图1中的红点。并且使用以下等式将检测到的噪声替换为新的估计值:

$$D_i' = \frac{D_{i-1} + D_{i+1}}{2} \tag{3}$$

其中 是检测到的数据点的新值， Di-1是前一个数据点， Di+1是下一个数据点。

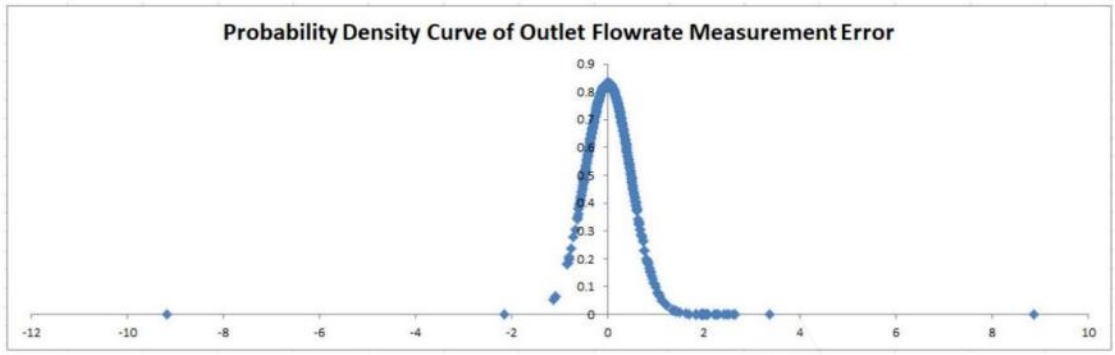


图 2出口流量时间序列中两个连续数据点之间的偏差服从正态分布

变化趋势检测钻井过程中异
常的流体涌入会导致井眼流量和压力的变化,这些变化反映在地面测量中。自动识别地表测量时间序列的变化趋势是井涌检测的基础。虽然通过人类视觉很容易检查数据流的变化趋势,但自动识别和跟踪趋势并不是一件容易的事。主要挑战是将测量误差引起的局部波动与异常钻井事件引起的相对长期变化趋势区分开来。本文引入多空滑动窗口平均差来识别趋势的演变,定义为[13]:

$$\mathrm{SWAD}_t = swa_{\alpha,t} - swa_{\beta,t} \tag{4}$$

其中swaα,t表示短滑动窗口 α 的平均值； swaβ,t表示长滑动窗口的平均值。

SWADt为正值表示最新数据点的平均值大于之前数据点的平均值,表示变化趋势向上。 SWADt为负值表示变化趋势向下。窗口长度参数的确定对于准确计算趋势至关重要。短窗口长度的选择应反映时间序列的最新变动,并避免波动造成的负面影响。长窗口长度的选择应平衡信息的充分性和有效性。图3说明了通过计算滑动窗口平均散度来选择短长窗口长度和坑体积时间序列的趋势识别。

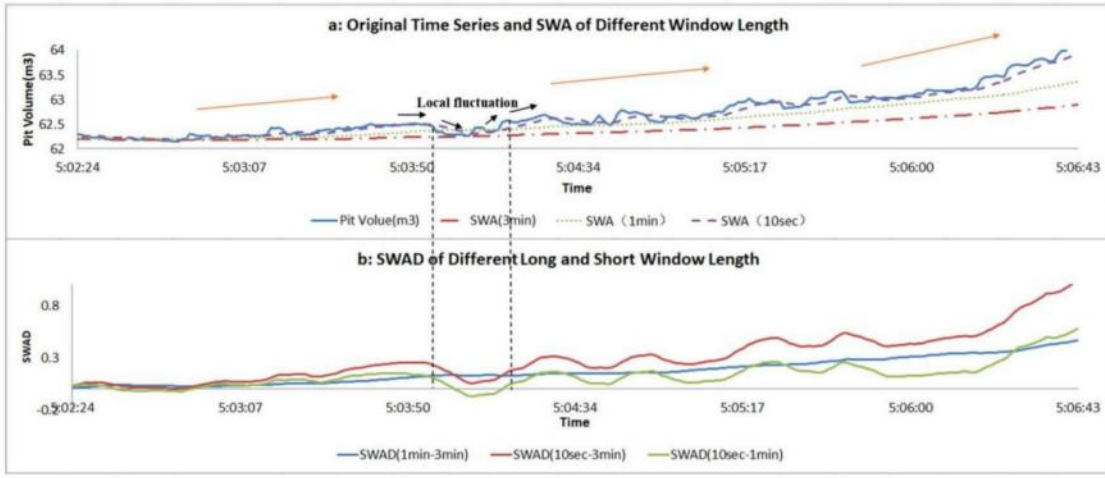


图3 不同窗口长度下坑体积时间序列的SWA和SWAD

在图1-a中,计算了不同窗口长度（10秒、1分钟和3分钟)的坑体积滑动窗口平均值。从图中我们可以看出,窗口长度越长,SWA曲线越平滑。窗口长度较短的 SWA 可以捕获原始时间序列最近的运动,但也可能捕获局部波动。从视觉上看,所展示的时间段内坑体积时间序列的趋势是向上移动的。窗口长度为1分钟的SWA和窗口长度为3分钟的SWA都很好地代表了原始系列的趋势,并且1分钟SWA比3分钟SWA移动得更快。 10秒SWA代表原系列的最新动作,同时也随原系列波动,可能会干扰基于坑量时间序列的踢腿检测。在图1-b中,计算了不同短长窗口长度设置（1min-3min、10sec-3min和10sec-1min)的滑动窗口平均差。 SWAD（1min-3min)是最平滑的,准确地代表了原始系列的趋势运动的演变。因此,在这种情况下,短、长窗口长度应分别初始化为1 min和3 min，SWAD（1min-3min)可以准确捕获凹坑体积曲线的变化趋势。

自适应阈值变化趋势与阈值相结
合,可以更准确地判断钻井异常事件。传统方式中,根据以往的经验设定恒定的阈值。然而,同一测量值在不同井之间甚至在同一井的不同时间段之间差异很大,如图4所示。

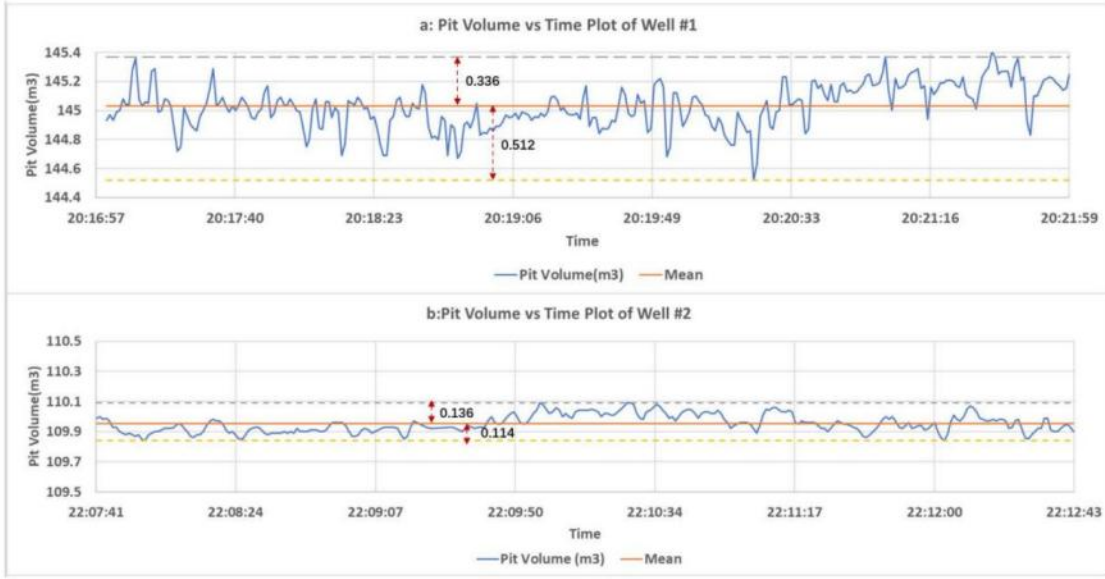


图4 不同井坑体积时间序列波动幅度差异较大

恒定的阈值可能会导致错误判断。较低的凹坑体积阈值可以很好地适应相对稳定的测量,但对于波动的测量可能会引发大量的误报;较高的坑体积阈值可以消除许多误报,但可能无法检测到真正的井涌事件。为了解决这个问题,本文提出了一种创新的自适应阈值技术。 Ti时刻的测量阈值P由下式计算:

$$TH_p = \frac{\sum_{j=1}^{n} |x_j - Mean(X)|}{n} \times Coef \tag{5}$$

其中： TH 为Ti时刻的阈值 , X是测量P时间序列的子序列， Mean(X)是子序列的均值， xj是子序列的第j个元素,n是子序列的长度， Coef是用作放大器的系数。

子系列是从没有发生突然变化（通常由钻井作业切换引起)的最新时间窗口中自动提取的。本工作中的时间窗口长度为 10 分钟。通过这种方式,阈值设置总是考虑最新的数据特征。

进出口流量曲线相似度计算由于出口流量与入口流量密切相关,因此不能
仅通过出口流量的变化趋势来判断溢流的发生。同时,由于成本原因,现场仍普遍使用桨式仪表,计量单位为%;而入口流量通常根据泵信息计算,常用单位为L/s和m3/min。在这种情况下,无法使用实际值直接比较入口和出口流量。尽管进、出口流量实际值存在差异,但一般情况下,进、出口流量曲线的变化趋势是相同的,两条曲线变化趋势的偏差可以作为初步判断依据溢出或泄漏。通过将进、出口流量曲线从数据转换为众数,可以量化进、出口流量变化趋势的相似程度,从而根据出口流量变化计算溢流的可能性。具体方法如下所示。首先,对入口和出口流量序列应用分段聚合近似（PAA)算法,降维后得到新的序列,如式（ 6)所示。

$$FO'_k = \frac{v}{w} * \sum_{j=\frac{w}{v}*(i-w)*(k-1)+i-w}^{\frac{w}{v}*(i-w)*k} FO_j \tag{6}$$

式中， FOj为原始出口流量时间序列的第j个值； FO'k为降维后出口流量时间序列的第k个值； w是应用PAA的出口流量时间序列的窗口长度； v是段号。

其次,基于连续数据点之间的相对变化,将压缩的入口和出口流量数据序列（FO ,FI)转换为变化模式序列（FO”，FI”） 。总共定义了7种不同的变化模式,每种模式都分配了一个数据值;分别是:突然减少（-3）、减少（-2）、缓慢减少（-1）、不变（0）、缓慢增加（1）、增加（2)和突然增加（3）。第三,使用欧氏距离计算入口和出口变化模式序列的相似度:

$$S=\sum_{k=1}^{v-1}\left(FO_k^{'}-FI_k^{'}\right) \tag{7}$$

计算出的相似性与出口流量的正趋势一起可以用作主要的方法之一
钻井过程中异常涌入的指标。

踢球检测过程这项工作提

出了一个详细而完整的自动踢球检测过程,如图5所示。随着新数据点实时到达,应用数据清理算法来提高数据质量并减少对后续数据的负面影响。异常值引起的算法。随后,根据实时地面测量数据计算钻井状态,并对除起下钻外的大多数钻井作业进行多元时间序列趋势分析。根据坑容积和出口流量时间序列的变化趋势检测结果触发井涌报警。值得一提的是,一些常规钻机操作也会引起与井涌事件非常相似的坑容积和出口流量测量响应。例如,向泥浆坑中添加添加剂和液体也会导致坑体积增加,而井眼呼吸（发生在泵关闭时)会导致出口流量上升和坑体积增加。为了减少误报,提取了某些钻机操作下多元时间序列的变化特征并将其嵌入到井涌检测算法中,以区分这些操作与真实井涌事件。

能源信息平台 一站式能源信息综合服务平台

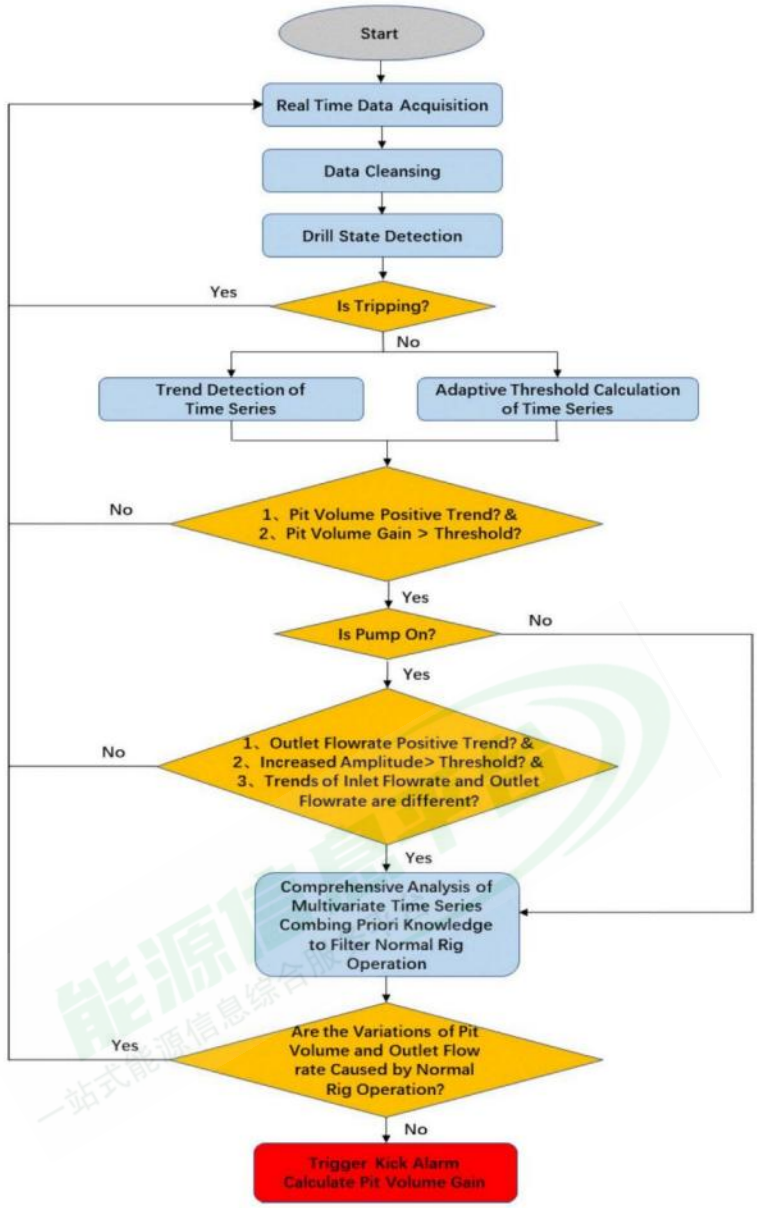


图 5　自动踢球检测过程

自动踢球检测方法

开发了一个基于第 2 节中介绍的踢球检测算法的软件工具。该工具包括4个主要功能模块:数据采集模块、数据可视化模块、踢球检测模块和结果显示模块,如图6所示。

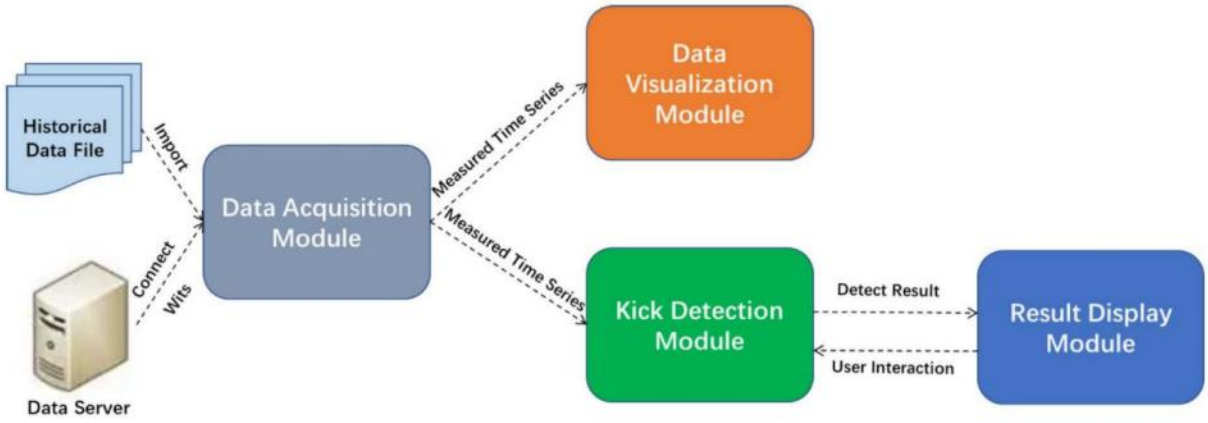


图6自动踢球检测工具的功能模块

数据采集模块支持历史数据导入和实时数据连接。除了以图形和声音方式显示检测结果外,结果显示模块还使用户能够确认或释放所发出的警报,并且用户输入将被标记在时间数据上,以供进一步的数据挖掘之用。

软件工具的强制输入时间序列包括孔深、钻头深度、转速、大钩负载、立管压力、进口流量、出口流量和坑容积,这些都是每口井通常测量的。当该工具在实时模式下运行时,包括数据采集、数据处理、数据分析和踢动检测的整个过程都是自动执行的。



图 7　自动踢球检测工具的用户界面

结果

历史结果使用来自
16 个不同井的表面测量数据的数据集来测试开发的井涌检测工具。每口井的选定时间段包括一次井涌事件。数据集中井涌事件大多数发生在超前钻井过程中,井涌发生在循环井中,井涌发生在扩孔作业中,井涌发生在钻井固井期间,井涌发生在钻井过程中,井涌发生在钻井过程中,井涌发生在钻井过程中,井涌发生在钻井过程中,井涌发生在钻井过程中,井涌发生在钻井过程中。数据集中除3号井采用科里奥尔流量计测量外,所有井的出口流量均采用桨式流量计测量。总体测试结果如表1所示。

表 1 历史测试结果

测试数据集信息				工具的踢击检测性能		
井名	钻孔作业 时间（小时）	确认的 踢球事件	钻探状态 何时 踢球发生	是否 检测到踢球	早期检测 时间（分钟）	误报率 (个数/12小时)
井1	24	1	向前钻探	是的	3	5
井2	16	1	循环	是的	1	2.25
井3	89	1	钻井水泥	是的	10	0.8
井 4	132	1	向前钻探	是的	6	2.3
井5	9	1	向前钻探	是的	2.5	5.3
井6	24	1	向前钻探	是的	3	2.5
井7	8	1	向前钻探	是的	6	1.5
井8	43	1	铰孔	是的	12	2.2
井9	26	1	向前钻探	是的	2	4.6
井10	35	1	向前钻探	是的	2	1
井11	39	1	向前钻探	是的	6	4.9
井12	24	1	循环	是的	7	1
井 14	24	1	向前钻探	是的	8	2.5
井 15	48	1	循环	是的	13	5.5
井 16	24	1	向前钻探	是的	10	6.5
平均的					6.1	3.2

从表中我们可以看到该工具正确识别了所有事件。平均踢球次数
工具的检测时间比钻井报告中记录的识别时间早6.1分钟。完全
565小时钻井作业中，共发出133次警报（除了真实井涌事件的警报）
时间。测试数据集的平均误报率约为每12小时3.2次。

根据5井钻井报告，钻井人员在钻井过程中发现井涌事件。
钻井作业。 2020年9月21日0:37:30，5井出口流量测量急剧增加
观察，测得坑体积增量约为0.8m3。钻机人员停止钻井作业
立即提起钻柱并停泵。关井后套管压力
压力从0兆帕增加到0.9兆帕。踢球事件已确认。该井地面测量数据
被馈送到踢球检测工具，该工具在 2020/09/21 0:35:00 检测到踢球事件，即 2.5
比钻机人员注意到的时间早了几分钟。此时坑体积增加约0.3立方米，
该工具检测到出口流量有增加趋势。计算出的相似度值
5分钟时间窗口的出口流量时间序列和入口流量时间序列为6，表示
计算窗口内的两个时间序列不相同，且出口流量的增加趋势
可以作为踢球事件的指标。

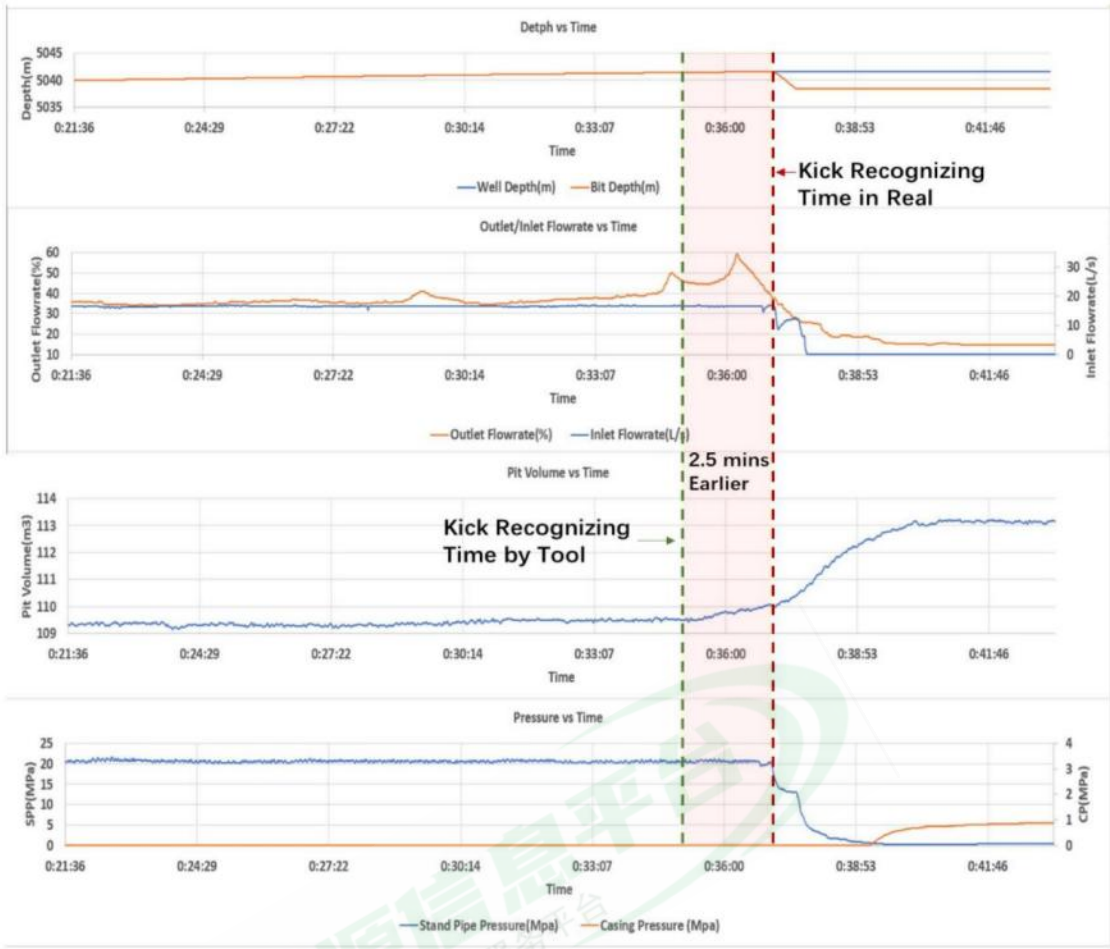


图 85 井井涌检测结果

回顾误报的总体数据特征发现,除了测量不确定性的原因外,很大一部分误报是由于泵压变化不规律,导致坑内容积和出口流量时间波动造成的。系列,如图 9所示。本例中,入口流量也有波动,入口流量和出口流量的相似度计算结果为假,因此,坑容积和出口流量的正趋势被识别为井涌。



图 9　泵压变化引起坑容积和出口流量的波动

实时结果井涌检测

软件工具连接中石油工程技术研发有限公司（CPET)工程情报支持中心（EISC)10口井的实时数据进行测试。该工具连续运行24小时而不重启,平均误报率约为每12小时3次。试验过程中发生了一次踢击事件,检测准确。经测试,检测算法的计算速度能够满足实时性要求,且工具稳定、鲁棒。

结论

根据本文介绍的踢腿检测方法和给出的测试结果,得出了一些重要的结论。

1.本工作开发的井涌检测工具自动化了整个井涌检测过程,包括数据采集、数据清理、钻头状态计算、井涌检测和结果显示,非常人性化。

2、该工具总共需要8个输入通道,是现有钻机每井通用测量的通道,支持不同类型的出口流量计。此外,井涌检测算法涵盖了除起下钻相关活动之外的大多数钻井作业。这些功能使该工具具有广泛的适用性。

3. SWAD趋势分析算法结合自适应阈值计算方式,提高了踢腿检测的准确性。此外,有关某些经常被错误检测为踢动的常规钻机操作的先验知识被嵌入到算法中,从而减少了误报。测试结果表明,所开发的踢腿检测工具可靠、可行。

4. 应进行更多的现场测试,以进一步验证和持续改进该工具。
需要开展进一步的工作来减少某些钻井作业程序引起的误报。并且需要添加针对绊倒活动的踢腿检测方法来完成整个踢腿检测过程。

致谢作者谨此感谢中国石油
工程技术研发有限公司 (CPET) 允许发表本文。作者还要感谢工程智能支持中心 (EISC) 团队成员,他们贡献了宝贵的现场经验和知识,并帮助测试了该软件工具。

参考

1. Cayeux,E..,和 B. Daireaux。 “深入了解影响钻井作业期间自动增益/损耗检测的物理现象。” SPE 钻探与 Compl 32 (2017): 13–24。 doi： https: //doi.org/10.2118/166801-PA。

2. 徐玉强、关志川、陈伟庆。 “深水钻井中早期气涌检测和井控风险评估的方法”。论文于 2018 年 4 月在阿联酋阿布扎比举行的 SPE 国际健康、安全、安保、环境和社会责任会议及展览会上发表。doi:https: //doi.org/10.2118/190510-MS

3. Zhou, J., Nygaard, G., Godhavn, JM, et al 2010。用于井涌检测的自适应观测器以及控压钻井过程中井底压力调节和井涌衰减的切换控制。载于美国控制会议,美国马里兰州巴尔的摩,6 月 30 日至 7 月 2 日,3765-3770。

4. Alouhali、Raed、Aljubran、Mohammad、Gharbi、Salem 和 Abdullah Al-yami。 “钻取数据:使用数据挖掘进行自动踢球检测。”论文于 2018 年 12 月在科威特科威特城举行的 SPE 国际重油会议和展览会上发表。doi： https: //doi.org/10.2118/193687-MS。

5. 塔尔 (BA)、拉登多夫 (DW)、桑切斯 (D..) 和总经理米尔纳 (GM Milner)。 “连接期间的下一代井涌检测:泵停止时的流入检测 (IDAPS) 软件。” SPE 钻探与 Compl 31 (2016): 250–260。 doi： https: //doi.org/10.2118/178821-PA。

6. Brakel, JD、Tarr, BA、Cox, W..、Jørgensen, F.. 和 HV Straume。 “智能井涌检测:井控自动化之旅的第一步。” SPE 钻探与 Compl 30 (2015): 233–242。 doi： https: //doi.org/10.2118/173052-PA。

7. JJ 奥尔班、KJ 赞纳和 AE 奥尔班。 “用于钻井过程中井涌和损失检测的新型流量计。”论文于 1987 年 9 月在德克萨斯州达拉斯举行的 SPE 年度技术会议和展览会上发表。doi:https: //doi.org/10.2118/16665-MS。

8. Orban、JJ 和 KJ Zanker。 “用于踢动检测的准确流量测量,实际对受控气体流入的响应。”该论文于 1988 年 2 月在德克萨斯州达拉斯举行的 IADC/SPE 钻井会议上发表。doi： https: //doi.org/10.2118/17229-MS。

9. Cayeux, E. 和 Daireaux, B. 2013。使用坑内回流的瞬态水力模型进行精确增益和损失检测。于 10 月 7 日至 9 日在迪拜举行的 SPE/IADC 中东钻井技术会议暨展览会上发表。 SPE-166801-MS。 http:// dx.doi.org/10.2118/166801-MS 。

10. 毛友利和张鹏。 “基于实时钻井数据统计分析的自动井涌报警系统。”论文于 2019 年 11 月在阿联酋阿布扎比举行的阿布扎比国际石油展览及会议上发表。doi： https: //doi.org/10.2118/197275-MS

11. Mills, I.、Reitsma, D.、Hardt, J. 等,2012 年。使用立管压力和环形排放压力的自动早期井涌检测系统的模拟器和首次现场测试结果。于 3 月 20 日至 21 日在意大利米兰举行的 SPE/IADC 控压钻井和欠平衡作业会议及展览会上发表。 SPE-156902-MS。 http://dx.doi.org/10.2118/156902-MS 。

4. 在无人机系统(UAS)上部署原位可调谐二极管激光吸收光谱仪(TDLAS)，以量化从设施级到设备组级的海上排放

文献摘要：随着政治、环境和社会压力的增加，油气运营商正在寻找有效减少甲烷排放的方法。减排的第一步是了解设施排放的现状，这通常是使用自下而上的估计或使用各种技术进行测量。由于这些自下而上的估计与质量平衡方法或遥感观测的独立、同期测量结果缺乏一致性，它们正日益受到审查。在海上环境中，甲烷排放测量尤其具有挑战性，特别是考虑到水的吸收/反射率特性，这会抑制测量后向散射的传感器，如激光雷达和卫星。在无人机上部署高分辨率甲烷传感器可以最大限度地提高安全性，同时实现准确的排放量化，这是大多数其他方法无法做到的。在这项工作中，使用 SeekIR 传感器，一种安装在垂直起降(VTOL)无人机系统(UAS)上的原位可调谐二极管激光吸收光谱仪(TDLAS)，在海上环境中检测和量化甲烷排放。2021 年秋季，在北海和欧洲西北部的海上设施进行了甲烷泄漏检测和量化调查。TDLAS 系统部署在一艘合同供应船上的大疆 M300 多旋翼无人机上，用于检测和量化设施的甲烷排放。甲烷浓度、风力数据和其他辅助数据用于进行质量平衡计算，得出设施水平的排放量，独立于背景甲烷浓度。作业中遇到并克服了各种挑战，如船舶承包、天气、调查设计和有价值的数据产品战略。使用经过第三方现场试验和计量控制释放实验验证的算法，根据测量的甲烷混合比和调查期间收集的风力数据计算甲烷排放量。对 5 个海上设施的甲烷排放量进行了检测和量化，并将调查结果与同一作业期间进行的自下而上计算进行了比较。在此类行业的首批应用之一中，在海上环境中进行了高时空、高时空的甲烷排放测量调查，展示了靠近海上资产的小型无人系统的应用，作为一种可行的操作方法，可以满足内部、自愿和/或监管排放报告。使用带有 TDLAS 传感器的 UAS 系统可以有效、安全、准确地量化海上甲烷排放，节省了时间，并限制了派遣人员到平台上的任何潜在调度问题。封闭系统传感器可用于海上水域和其他高反射表面，可以估计单个设备组的甲烷排放量。

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

SPE-215547-MS

原位可调谐二极管激光吸收光谱仪的部署 (TDLAS) 关于无人机系统 (UAS) 的海上量化 从设施级别到设备组级别的排放

Abigail Corbett、Brendan James Smith 和 Bobby Melton,SeekOps,美国德克萨斯州奥斯汀

版权所有 2023,石油工程师协会 DOI 10.2118/215547-MS

本文准备于 2023 年 9 月 5 日至 8 日在英国苏格兰阿伯丁举行的 SPE Offshore Europe 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 项目委员会选择了这篇论文进行演示。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

随着政治、环境和社会压力的增加,石油和天然气运营商正在寻找有效减少甲烷排放的方法。减排的第一步是了解设施排放的现状,通常使用自下而上的估算或使用各种技术进行测量。这些自下而上的估计越来越受到审查,因为它们与质量平衡方法或遥感观测的独立同期测量结果不一致。在近海环境中,甲烷排放测量尤其具有挑战性,特别是考虑到水的吸收/反射特性会抑制测量反向散射的传感器,例如激光雷达和卫星。在无人机上部署高分辨率甲烷传感器可以最大限度地提高安全性,同时允许准确的排放量化,这是大多数其他方法无法做到的。在这项工作中,使用安装在垂直起降 (VTOL) 无人飞行系统 (UAS) 上的 SeekIR 传感器（一种原位可调谐二极管激光吸收光谱仪 (TDLAS))来检测和量化近海环境中的甲烷排放。2021 年秋季,在北海和西北欧的海上设施进行了甲烷泄漏检测和量化调查。 TDLAS 系统部署在合同供应船上的 DJI M300 多旋翼无人机上,用于检测和量化设施内的甲烷排放量。甲烷浓度、风力数据和其他辅助数据用于执行质量平衡计算,从而产生设施级排放,与背景甲烷浓度无关。我们遇到并克服了运营挑战,例如船舶承包、天气、调查设计以及对有价值的数据产品制定战略。使用已在第三方现场试验和计量控制释放实验中验证的算法,利用测量的甲烷混合比和调查期间收集的风数据计算甲烷排放量。对 5 个海上设施的甲烷排放量进行了检测和量化,调查结果用于与同一运营期间进行的自下而上的计算进行比较。在此类行业的首批应用之一中,在近海环境中进行了高时空甲烷排放测量调查,展示了靠近近海资产的小型无人系统的应用,作为一种可行的操作方法来满足内部、自愿和/或监管排放报告。使用 UAS 系统

TDLAS 传感器可实现有效、安全且准确的海上甲烷排放量化,节省时间并限制将载人船员送往平台所涉及的任何潜在调度问题。
封闭系统传感器可在海上和其他高反射表面上使用,从而可以估计各个设备组的甲烷排放量。

关键词:甲烷排放、TDLAS、自上而下、协调、OGMP 2.0

介绍

甲烷是一种比二氧化碳具有更高全球变暖潜力的温室气体,近年来已成为许多行业（尤其是石油和天然气行业)减少排放以减缓人为气候变化的焦点[1] 。监测和减少这种强效气体的排放需要可靠、安全且经过验证的技术解决方案来准确量化排放量,从而可以随着时间的推移制定基准并测量排放量的减少。通过石油和天然气甲烷合作伙伴关系 (OGMP) 2.0 等举措和框架,石油和天然气运营商开始比较并自愿报告资产过程和活动的自下而上估计,以估算排放量,这已证明低估了排放量[2],采用自上而下的方法（第 4 级和第 5 级)测量数量。

与陆上报告相比,当前的海上甲烷排放报告需要“自下而上”的核算,在计量良好的情况下,报告的可信度很高,但对于未计量的来源,可能会导致计算的排放量存在很大的不确定性。为了了解离岸排放量,离岸环境与退役监管机构 (OPRED) 等政府机构与石油和天然气运营商真诚合作,创建了离岸排放清单,表明离岸排放量可能比陆上排放量大得多。这些数据集显示了这些排放量的对数正态性,其中大多数排放量低于 30 kg/h,但一小部分高于 300 kg/h [3]。其他技术已尝试使用卫星和飞机来测量近海排放;然而,由于水中的反向散射、视野中的云彩以及缺乏量化离岸资产可能分布在附近的区域中的一项资产所需的分辨率,成功率较低[4] 。

这些调查中使用的技术是美国国家航空航天局 (NASA) 喷气推进实验室 (JPL) 多年研究和商业开发的结晶。该技术最初是为火星好奇号探测器开发的,旨在寻找微生物生命的证据,因此被开发为对高于背景水平的甲烷增强极其敏感（Webster,2016）。 2017 年,该技术从 JPL 剥离出来,并在更广泛的能源行业商业化,包括传统石油和天然气、沼气/垃圾填埋气和可再生天然气[5]。随后在科罗拉多州甲烷排放技术评估中心 (METEC) 进行的盲控释放测试对其进行了验证,本文中描述的传感器在检测和量化泄漏方面最为成功,没有误报,也没有漏报[6] [7]。该技术不断得到验证,通过数百次额外的受控释放测试减少了测量不确定性,并已在陆上商业化中证明了其自身的优势,在排放调查之后,采取了缓解和纠正措施来减少排放,如后续调查所示[8] 。

在之前的北海海上部署中,携带上述 TDLAS 传感器的固定翼无人机用于量化视线外的排放[9] ,但由于飞行模式的限制,仅限于总资产排放量化。为了以更高的分辨率更好地了解海上平台的甲烷排放量,从而量化设备组的排放量,我们开发了这个项目,其中我们使用了从补给船上部署的旋转无人机。这些发展的整合实现了排放率的量化,可以验证计算出的自下而上的值,并使设施运营商更好地了解其甲烷性能。除了这种方法的环境报告意义之外,这种方法可能会导致在安全距离内及早识别排放问题,这些问题对于正常操作来说并不引人注目,而这在常用的 OGI 摄像机或常规载人调查中是看不到的。 OGI 和其他手持式排放估算器需要额外的

海上资产上的人员,这需要额外的培训和其他后勤困难,例如计划往返旅行、在平台上长时间寻找住宿以及处理人员数量限制,这会增加运营商的成本和责任[10] 。根据全球海上事故数据库 (WOAD) 的数据,1970 年至 2012 年间,共发生 6451 起海上事故,造成 2288 人死亡[11]。除了人身安全风险外,这些事故还会对环境产生影响[12]。事实证明,使用自动化和机器人化 （例如无人机)可以提高海上钻井作业的可靠性和安全性,同时最大限度地减少船上人员数量[13] 。

材料和方法

技术概述这项工作中使用
的传感器是专门为测量大气中的甲烷而设计的红外光谱仪。核心技术使用可调谐二极管激光吸收光谱 (TDLAS) 进行操作,[8] 中描述了该技术的详细概述。 TDLAS 传感器重约 600g,运行期间功耗不到 2W。该功能包括每秒进行 200 多次测量,并将这些测量平均减少到每秒 10 次独立测量。此外,该设备还收集 GPS、激光测距仪的地面高度、气压、温度和其他关键测量值。这些辅助数据点对于逐点浓度数据的后处理以产生可操作的甲烷质量流量至关重要。

甲烷排放量化 甲烷排放量化的目标是表征
和了解石油和天然气价值链中各个点的逃逸排放和过程排放。然后可以将这些信息报告给联合国环境规划署 (UNEP),作为 OGMP 2.0 5 级框架的一部分,即在现场报告排放量[14]。众所周知的质量守恒方程可以写成方程： 1描述设施产生的排放物的质量流量,通过取沿顺风表面的质量流量之间的差值,

$\dot{m}_{emissions}$

$\dot{m}_{out}$, 和上风面， $\dot{m}_{in}$ ，

$$\dot{m}_{emissions} = \dot{m}_{out} - \dot{m}_{in} \quad (1)$$

此外,通过工程控制计算流量来确定质量流量
体积,如式所示。 2.

$$\dot{m}_{emissions} = \iint \rho(\chi_{yz} - \chi_b)\,\overrightarrow{v(z)} \cdot \hat{n}\, dxdz \quad (2)$$

其中甲烷的摩尔密度 (g/m3), ρ 是使用理想气体定律中测得的压力和温度以及甲烷的摩尔质量计算得出的,适用于给定的甲烷温度和压力,用于将测得的混合比转换为浓度每立方米物种的克数,以体积百万分之一表示的甲烷混合比 (ppmv) 由每个点的测量值χyz、背景χyz以及每个点的风矢量的法向分量表示高度， ,通过工程控制量[3]。该计算中使用的风测量是通过固定的现场风速计和针对局部表面粗糙度优化的风廓线模型来记录的。给出标准温度和压力修正后,所得质量流量值通常为千克每小时 (kg/h) 或标准立方英尺每小时 (SCFH)。 $\overrightarrow{v(z)}$

为了全面调查沿着感兴趣区域的控制体积表面的排放羽流,已经开发了有条理的飞行模式[3]。这些飞行模式在 X、Y 和 Z 方向上完整地测量羽流,从而可以测量羽流边缘之外的局部背景甲烷浓度。与使用这些飞行模式的陆上应用类似,该技术套件

可以从近海资产供应船或资产本身（例如,直升机甲板)进行部署。 [9]和[15]中描述了飞行路径的详细信息以及使用传感器进行海上定量的特性,评估和减少排放率不确定性的相关方法记录在[3] 中。

飞行测量部署每次测量部署需
要 2 名机组人员:一名飞行员和一名地面控制操作员。调查人员负责进行现场风险评估（例如工作安全分析）、向相关方通报操作情况、部署固定式风速计以及对无人机系统进行预飞行。飞行前程序期间会进行一些检查表和调查计划讨论。

传统上,这些类型的作业都是在陆上进行的,那里的监管、环境和操作条件与海上石油和天然气行业的情况有很大不同。该工作范围的成功完成需要技术提供商、无人机服务运营商和客户之间的实质性合作。制定了一项综合计划,在离岸资产附近进行调查,提供排放的特写剖面图以及排放率的量化。

经确定,航班要么从直升机甲板起飞（如图1所示）,要么从一艘单独的补给船起飞。考虑到客户要求在距离平台 250m 和 500m 的距离进行调查,这些飞行是从位于资产附近不同位置的供应船进行的。一项资产是从平台本身进行调查的,调查操作是在直升机停机坪上进行的。与从船上操作相比,从直升机停机坪进行操作带来了一系列不同的挑战,包括在测量期间与无人机保持视线的障碍物,这限制了测量的进行位置,从而限制了设备组和区域。



图 1　从海上平台的直升机甲板起飞的无人机上的传感器。图像右侧可以看到在测量期间设置用于测量风的风速计。

与陆上测量类似,在飞行过程中,飞行员控制飞机并确保测量执行过程中的安全操作。地面控制操作员正在监测甲烷信号是否有任何高于背景的增强,并将信息转发给飞行员进行动态重新分配任务。地面控制操作员的额外作用是生成量化通量的航路点任务

飞机“在飞行中”并将任务推送给无人机立即执行。规划考虑因素涵盖下表列出的各个方面。

表 1 将陆上测量技术应用于海上的规划考虑因素。

后勤	• 协调供应船将现场工作人员运送到多个海上资产。 ·管理设备许可、运输和部署。 ·解决COVID-19 大流行引起的并发症。
设备	·确保海上专用设备的准备就绪。
监管	·获得所有必要的飞行许可。 ·在操作前获得客户的许可和许可。
操作	·识别资产位置。 ·收集平面图、图纸或任何提供有关每项资产的背景信息的可用文档。 ·进行天气预报，包括监测海况。 ·建立海上作业限制和应急程序。 ·在调查时确认操作计划，例如检查以确保操作程序不会干扰 收集测量值。 ·审查运营数据源以确保在调查期间可以适当地了解设施的详细信息 提取/记录以帮助分析结果。 ·提前准备飞行计划和 数据收集方法。

在将这些方法应用于离岸资产时，出现了挑战并得到了解决。一个主要挑战是缺乏部署前资产的地理空间视觉参考材料，例如最低点视图卫星图像。陆上资产具有利用 Google Earth 等工具进行飞行前规划以衡量规模的优势。然而，在这种情况下，只能依赖客户提供的工程图纸和平面图。在调查期间，使用现场风速计在现场进行风测量，对于陆上资产，该风速计部署在现场未受干扰的固定地面区域。

为了测量海上风力，风速计安装在移动的船上，这使得测量风速和风向具有挑战性。此外，还制定了计划，及时将风速计固定在陌生船只上的最佳位置，以免延误操作。由于船只的运动，通常的无人机起飞和着陆必须进行调整，并且开发了从移动的船只上发射和回收无人机的技术。

涉及传感器的陆上操作挑战包括灰尘和降水等天气，但在这些调查中，无人机和飞行员必须避免并计划因资产本身的海浪和水排放引起的问题。每个传感器都配有单点激光测距仪，用于相对高度测量。由于水的吸收和近红外（这些高度计起作用的波长）的杂散反射，激光测距仪的功能在水中受到限制，因此需要来自 UAS 飞行日志和传感器 GPS 测量的补充高度数据。如前所述，飞行员在视线范围内驾驶无人机。在陆地上，飞行员可以相对于无人机进行操纵，以保持在视线范围内；然而，海上引航员仅限于补给船，这造成了一些航程限制。

此外，还存在数据挑战。通常，对于陆上勘测，在数据处理过程中会使用图像来建立勘测与资产之间的可靠关联，并确保正确的方向。
在处理过程中需要采取额外的步骤来处理在发射高度以下的操作，并准确记录此信息以用于报告目的。

结果

在这次部署中，在北海甲烷排放调查工作期间，使用一艘船只往返该地区运送人员和设备。甲烷泄漏检测和定量

对 5 个海上设施进行了调查。在每次飞行期间,调查人员都使用安装在 DJI M300 无人机上的甲烷原位可调谐二极管激光吸收光谱仪在现场每个设备组的顺风位置飞行,以检测和定位排放。然后使用专有的反演算法处理收集的数据,以生成检测到的每次排放的估计流量。

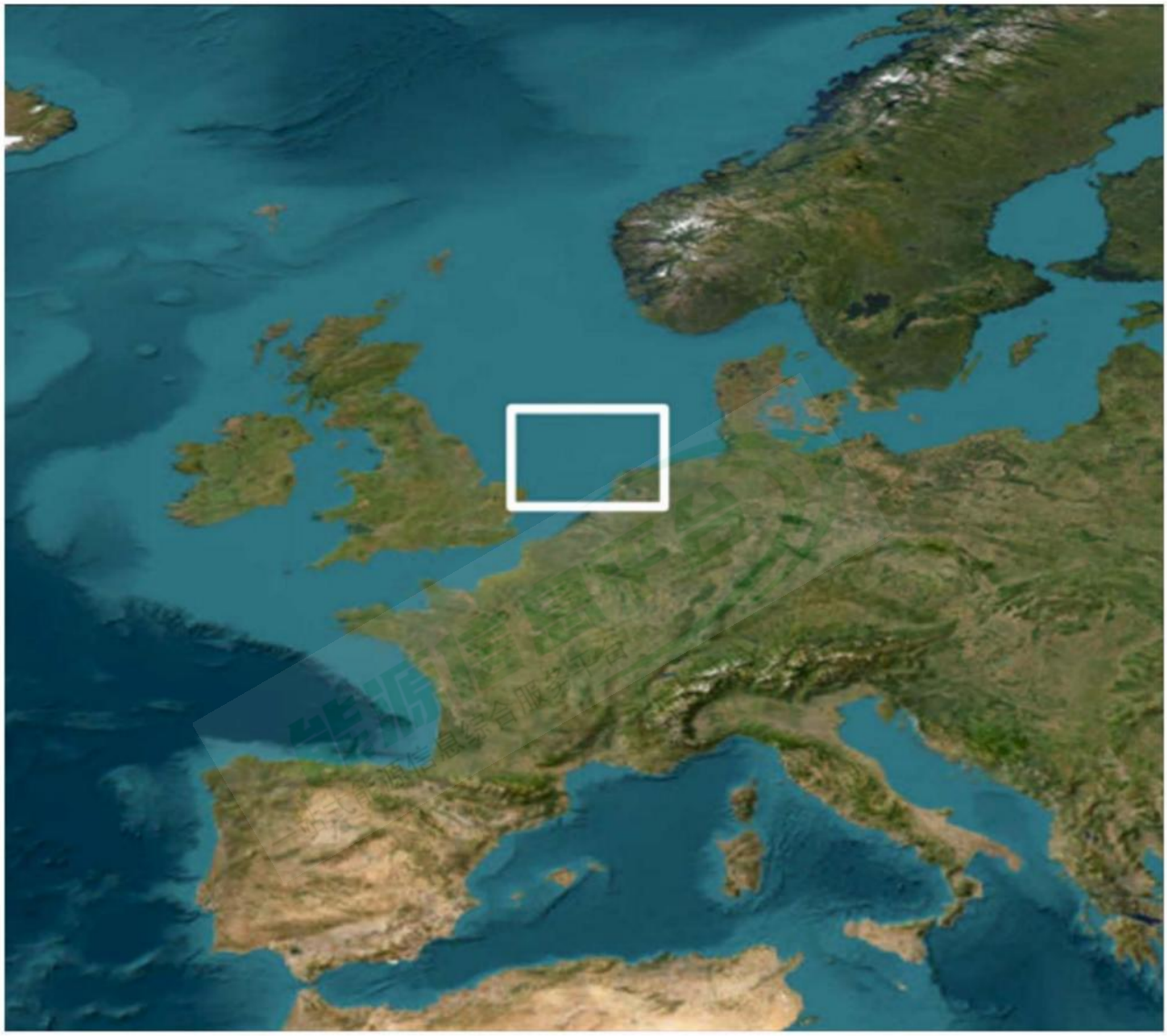


图 2　相对于欧洲调查 5 个地点的区域的鸟瞰图。

在现场调查中,收集了甲烷浓度和大气条件,如温度、压力和风矢量数据。调查完成后,将对数据进行处理以定位排放源并提供排放率估算。正如上一节中所讨论的,甲烷检查是使用安装在小型无人机上的传感器进行的,该无人机在设备的顺风方向飞行,以检测设备组件发出的甲烷浓度增强情况。在无人机操作员监控的地面控制站上可以实时看到甲烷浓度的增加。一旦检测到增强功能,就会采用标准化垂直光栅飞行模式来收集定位和量化数据,通常需要不到 30 分钟即可完成一次飞行。对于所有站点,根据风向,对现场发现的每个排放物或排放物组重复此操作。风数据是使用测量期间安装在补给船甲板上的 3D 声波风速计捕获的。

图 3显示了垂直栅格图案如何沿着感兴趣的资产区域的顺风飞行的示例,该示例面向北。飞行期间,风向为北风,风速为 10-12 m/s。飞行模式用于检测和量化每个设备组的排放。这些飞行线显示了用于数据采集的模式,其中从最低高度到最高高度重复标准水平飞行,然后在下降时交错以增加垂直分辨率并降低垂直步高。在图3 中,这些点已通过排放增强进行了缩放和着色,以更好地可视化甲烷排放的位置,并突出其相对重要性。在 2D 平面上绘制一个可能是排放源的圆圈。本次飞行在设备组顺风 20 m 处飞行。线框图由运营商在运营规划阶段提供。

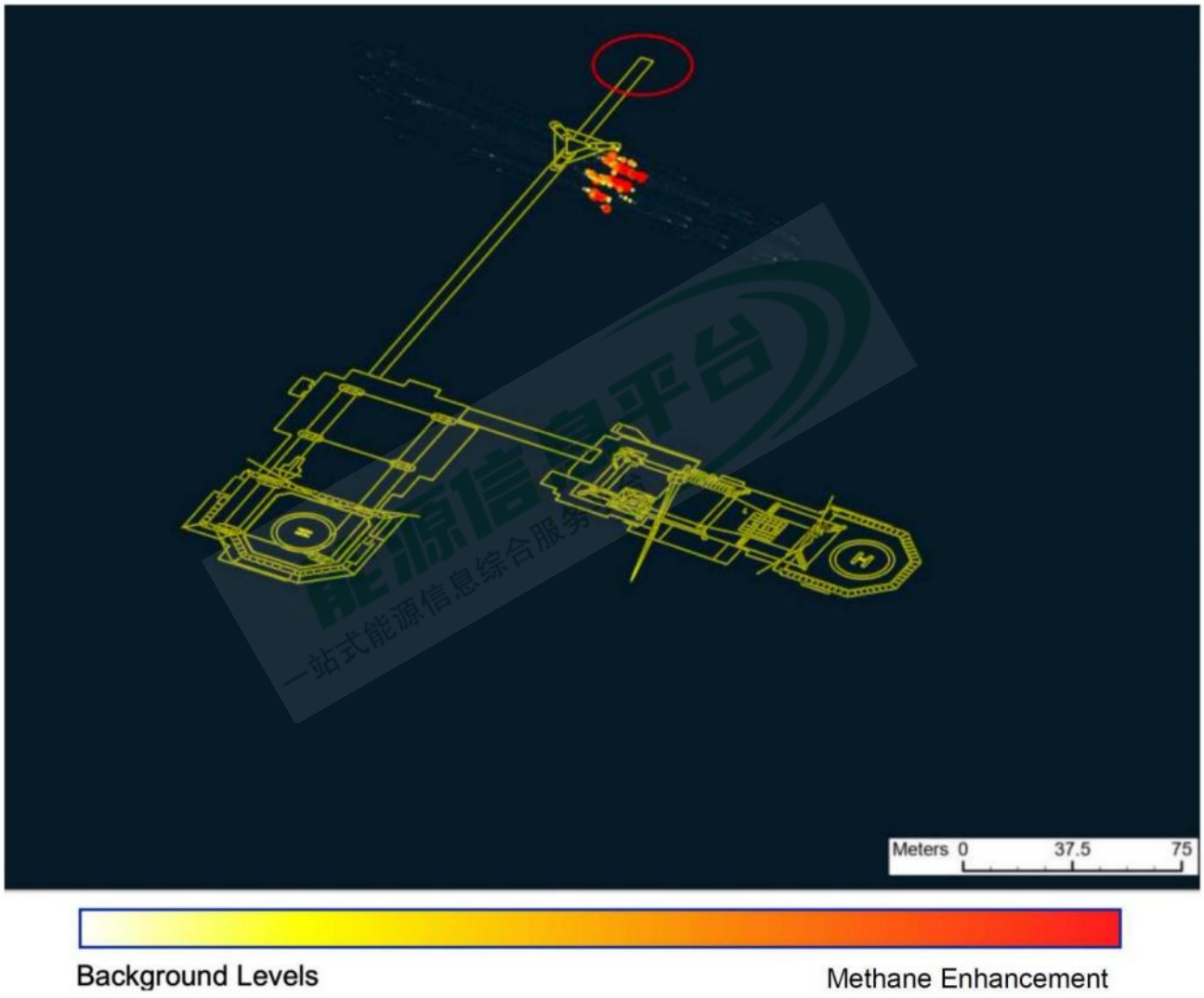


图 3　在被测设备组顺风 20m 处飞行的飞行路径。风向为北风,风速约为 10 m/s。在 40 m 高度、52 m 高度和 82 m 高度处观察到增强。

等轴测图也是使用 19 次离岸飞行期间收集的数据创建的。等距图很有用,因为它们还显示了估计源位置的高度。图4是 19 个航班之一的等距图之一的示例。除了二维飞行路径图中显示的信息外,等距图还显示了预计发现排放增强源相对于海平面的大致高度。它是无人机定位的羽流高度、二维线中到排放源的距离、现场记录中排放高度的飞行员注释以及平台上已知的主要排放点的组合。

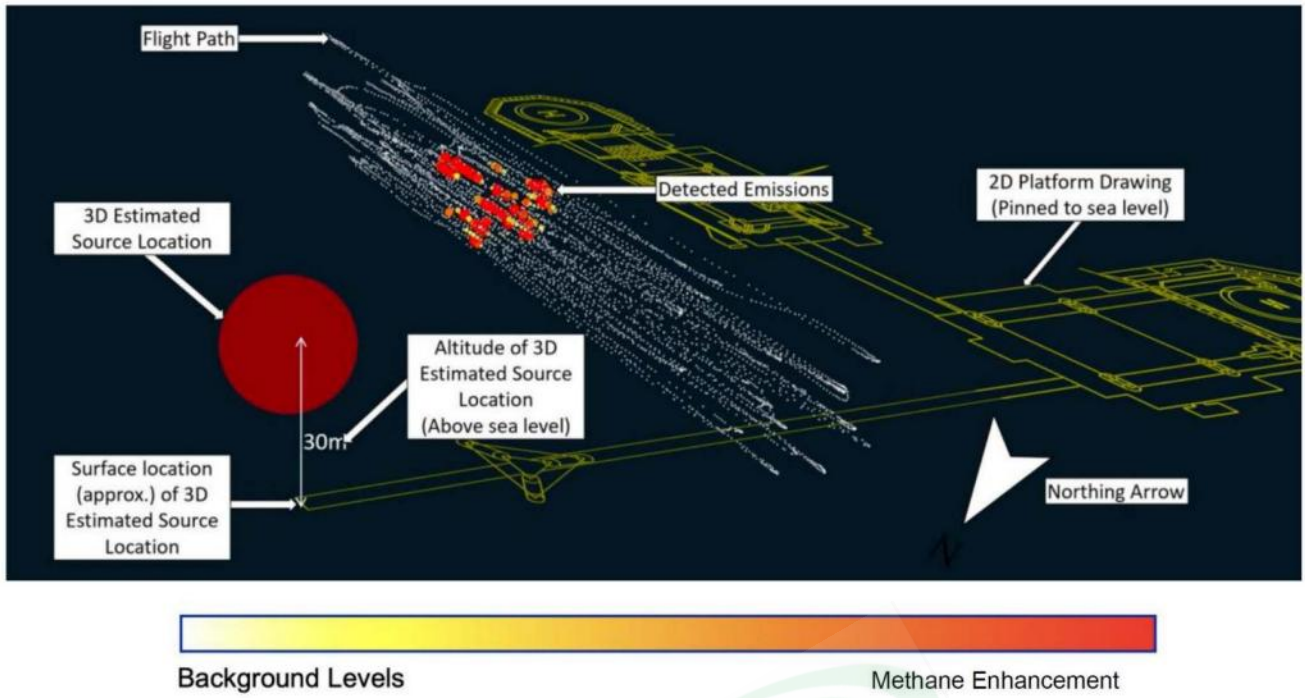


图 4 每次飞行的等距图,飞行路径按发射颜色着色
估计,估计来源以红色圆圈显示,并带有相对高度。

对于接受调查的 5 项资产,进行了多次飞行。资产 1 已飞行 8 次航班,其中 3 次航班
资产 2 进行了 4 次航班,资产 3 进行了 4 次航班,资产 4 进行了 2 次航班,资产 4 进行了 2 次航班
5. 每次飞行的排放量化表如表1 所示。 第四次飞行
资产 3 的调查排放量最大,而资产 2 航班的调查排放量最小。
在资产 1 调查期间,对南部通风口、燃气轮机和北部通风口进行了两次调查。两项调查
就量化率达成一致,为测量提供更多验证。

表 2 17 个航班的排放估算（以千克/小时为百分比）。

航班号	调查区域	排放量占场地总量的百分比
1-1	南通风口、燃气发动机、北通风口	10.54
1-2	南通风口、燃气发动机、北通风口	10.19
1-3	涡轮机	34.57
1-4	桥通风口和主通风口	5.06
1-5	东区	17.43
1-6	北文特	5.95
1-7	C组	8.24
1-8	C组	8.01
2-1	排气尖	43.16
2-2	通风/排气/乙二醇脱水器	53.80
2-3	排气尖聚焦飞行	3.04
3-1	西边	2.08
3-2	通风和排气	18.98
3-3	PC 主通风口、排气管	15.79
3-4	通风口	65.4

航班号	调查区域	排放量占场地总量的百分比
4-1	桥梁管道、收费公路排气管	34.6
4-2	AP 护套和主通风口的西南角	65.4
5-1	B 组和 C 组	11.5
5-2	C组	88.5

在图5 中,根据每次飞行的甲烷排放量将航班绘制成直方图。这
该图证实了 OPRED 的 EEMS 数据的观察结果,即甲烷排放量通常遵循
强烈偏斜的分布。大多数航班（11 + 5
飞行（本例中为航班）,但当检测到较大排放量时,少数航班会出现异常值。

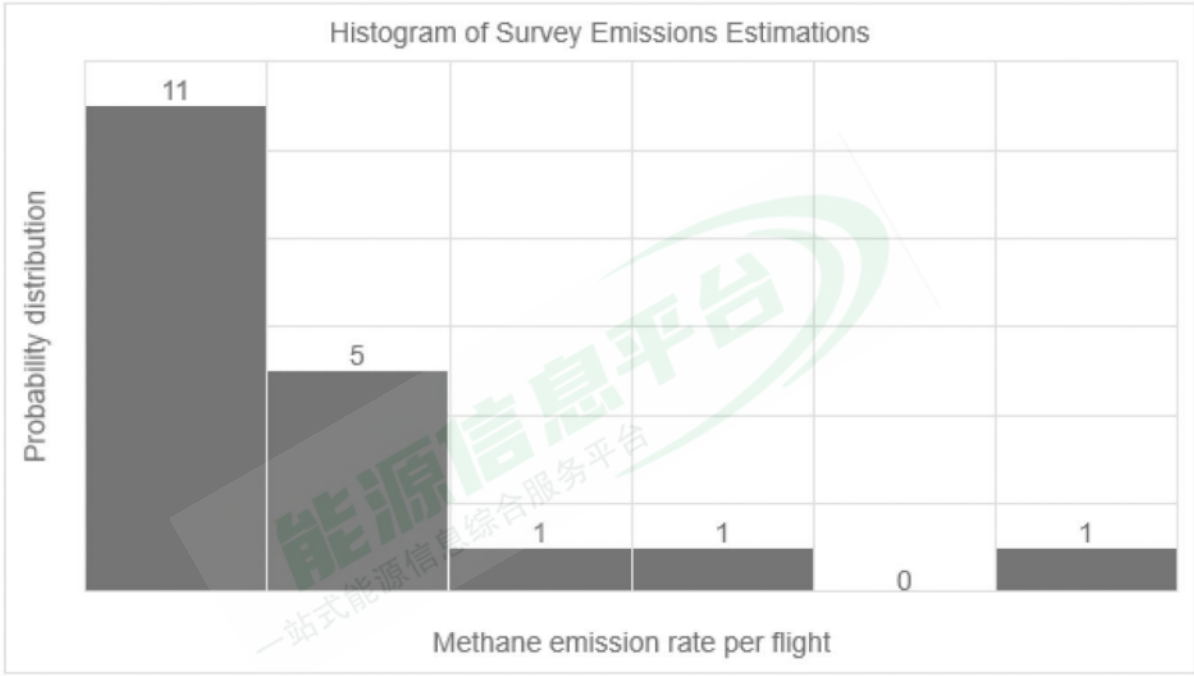


图 5　显示排放估算分布的直方图
整个调查的每个航班（19 个航班）。排放量的分布。

每个单独资产的甲烷排放量占总排放量的百分比如图6所示
在对五项资产的整个调查期间进行了测量。当按资产汇总排放量时,如果有多个
对同一区域或设备组进行调查,在总计之前对这些区域的排放量进行平均,
这发生在资产 1 和 2 的航班中。图 5显示了站点总数占总数的百分比的分布
本项目期间调查的排放量。

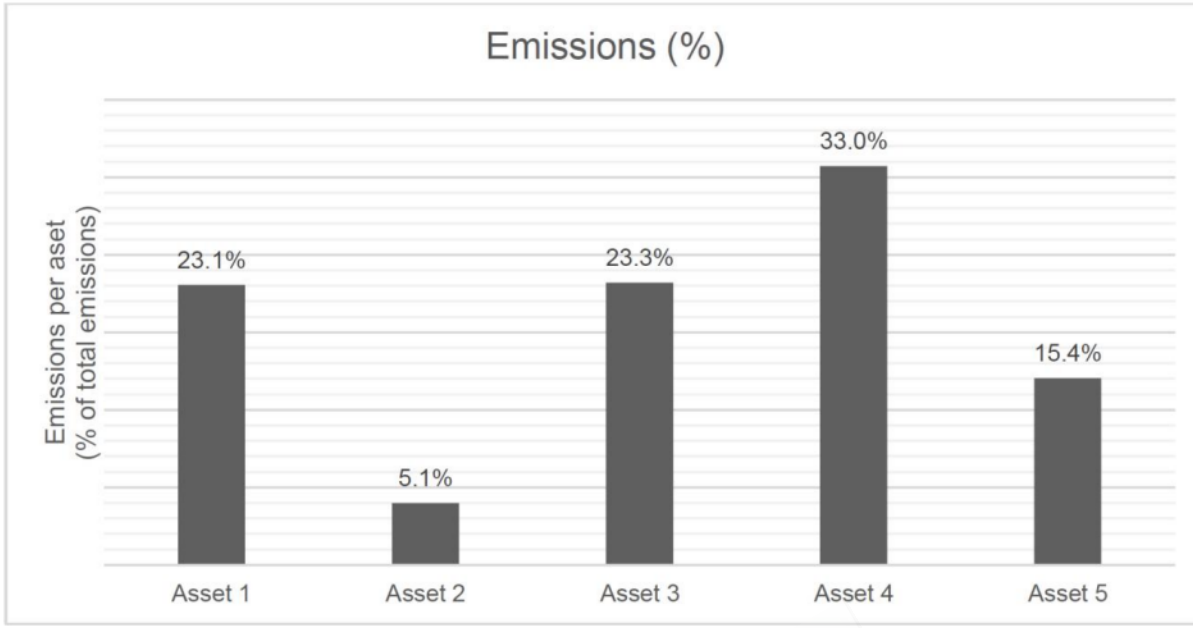


图 6 显示所有 5 项调查资产的总资产排放量的条形图。

讨论

在海上调查活动中,使用 TDLAS 传感器通过 19 次飞行对 5 个海上资产进行了甲烷排放调查。作为旋转无人机的一种新颖部署,确定一种让机组人员安全有效地前往近海资产区域进行勘测而不中断操作或直升机时间表的方法是此次部署的挑战之一。使用包租的补给船,无人机飞行员可以进入资产的周围区域,同时不受运营时间表和需要进入资产本身的限制。此外,从船上部署可以让飞行员在资产周边移动,从而始终与无人机保持视线,这是飞行无人机的安全要求。如果飞行员从现场的直升机停机坪进行部署,则会限制他们在测量时可以飞行以保持视线的区域,从而可能导致某些区域和设备组未被测量。此外,如果我们要从资产进行部署,则安排额外的人员在资产上花费时间是有限制的。正如引言部分所述,海上资产上的额外人员会增加人员和环境伤亡的风险。从船上部署可以为额外的无人机电池充电,并在维护无障碍的位置设置地面风速计。

该项目规划期间克服的另一个挑战是北海地区近海的天气,该地区的特点是强风、降水和低温。安排海上部署必须考虑天气和季节性。夏季的测量使天气条件有利于质量平衡方程和将服务船部署到偏远的海上资产区域。这些调查中使用的 DJI M300 无人机的操作极限风速低于 15 m/s。为了安全驾驶无人机,飞行员接受过培训,切勿在无法进行实时可视化的雾天或黑暗条件下飞行。此外,该传感器在潮湿环境中运行,但在可见降水中的使用受到限制。

从补给船上进行部署可以实现在海上资产可能排放区域的顺风处使用我们的标准垂直光栅飞行模式所需的适应性。这还包括使用我们的标准处理算法,该算法已在第三方现场试验和计量控制释放实验中得到验证[6] [2] [3]。使用测量的甲烷混合比和调查期间同时收集的风数据计算甲烷排放量。与其他依赖技术不同

对于建模气象数据或粗分辨率区域气象站,该技术完全独立,仅使用无人机操作员在勘测期间收集的现场数据。

在该项目中使用海上四旋翼无人机的另一个好处是可以量化设备组甲烷排放量,而不仅仅是现场总排放量。这可以让石油和天然气运营商有机会在更精细的空间尺度上诊断泄漏和意外排放,从而更快地缓解和解决问题。例如,后续的 OGI 摄像人员可以被派往设备组排放升高的资产角落,而不是花费数天时间在整个平台上追踪一个泄漏点。

由于质量平衡方程对风向的依赖,一些设备组无法与其相邻的设备组分开。在这些情况下,计算的是较大排放组的排放量,只有在数据中检测到多个羽流时才能在分析中进行分离。确定两个独立羽流的一种方法是查看资产几何形状和排放点高度。这允许根据 X、Y 和 Z 方向上的位置将羽流几何形状回溯到可能的排放点。这还凸显了使用敏捷无人机（例如这些调查中使用的 DJI 300)进行测量的好处。使用四旋翼无人机,与将传感器部署在其他类型的飞机（即固定翼无人机或有人驾驶的飞机)上相比,能够以更近的间隔距离进行测量。在较近的对峙距离进行调查意味着多个羽流保持未混合且独立于邻近排放羽流的可能性更高。随着隔离距离的增加,排放羽流往往会消散并与周围空气混合,从而减少了在排放几何形状中识别多个羽流的机会[16]。

该项目证明,使用部署在无人机上的 TDLAS 传感器进行高分辨率调查可以实现顺风向潜在排放的高数据密度调查,可用于量化海上石油和天然气资产设备组级别的甲烷排放。将已在六大洲部署的排放量化和本地化技术应用于海上资产,这些技术经过第三方团体的测试,并根据自下而上和计量源进行验证,可以帮助石油和天然气运营商了解其海上甲烷排放量。了解甲烷排放量并将运营期间测得的排放量与自下而上的排放量估算进行核对是总体降低甲烷排放量的第一步。

致谢 感谢壳牌为本次活动提供
的便利和资助。

参考文献

1. D. Etheridg、L. Steele、R. Francey 和 R. Langenfelds，“公元 1000 年至今的大气甲烷:人为排放和气候变化的证据。” Geophys J.
资源。大气,不。 103,p。 15979–15993, 1998。
2. S. Stokes、E. Tullos、L. Morris、F. CardosoSandana、M. Smith、S. Conley、B. Smith 和 D. Allen，“协调油气罐电池站点的多种甲烷检测和量化系统”， Environ 。科学。技术,卷。 56,没有。 22,第 16055–16061 页,2022 年。
3. A. Corbett 和 B. Smith，“两架无人机上的微型 TDLAS 系统研究”
飞机独立量化石油和天然气生产资产和其他工业排放源的甲烷排放”，《大气》,第13卷,第 804 期,2022 年。
4. O. Schneising、M. Buchwitz、J. Burrows、H. Bovensmann、M. Reuter、J. Notholt、R. Macatangay 和 T. Warneke，“从卫星检索的三年温室气体柱平均干燥空气摩尔分数– 第 1 部分:二氧化碳，”大气化学和物理,卷。 8、不。 14,p。 3827–3853,2008。
5. NASA、国家航空航天局，“甲烷探测器嗅出泄漏”，
2019。[在线]。可用： https: //spinoff.nasa.gov/Spinoff2019/ps_7.html。

5. 无人值守固定资产的远程监控和分离，以提高油气产量

文献摘要：能源公司需要获得可靠和连续的出砂信息，以提高他们对出砂井的了解。在井口下游直接除砂，同时对分离出的砂进行实时监测，可以将量化的出砂数据转化为对油井生产的有价值的见解，并提供对油藏行为的了解。随着能源公司越来越多地部署常规无人装置(NUI)和卫星平台，传统上由人工操作的远程操作系统变得越来越重要。本文介绍了一种通过远程监测和量化海上出砂来优化生产的系统。该作业于 2022 年在北海的 NUI 进行。该资产预计将生产超过 4000 公斤的粘土/支撑剂混合固体，并可能产生苯和天然放射性物质(NORM)。通常情况下，产固井是封闭的，但在这种情况下，采用了带有闭环系统的除砂器，以保证生产并避免人员接触。与常规作业相比，项目成果包括稳定生产、远程监控出砂、POB(船上人员)和减少排放，同时保证了作业者的过程安全要求。通过连续测量和固体清除，作业者可以在没有人员的情况下继续作业。除砂器直接向生产工程师提供数据。这使得他们能够获得基于事实的决策信息，确保了生产的整体方法和资产的完整性，而不需要海上人员。随着对 POB 关注的增加，远程解决方案成为解决方案的一部分。

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

SPE-215575-MS

无人值守固体生产资产的远程监控和分离以提高石油和天然气产量

O. Nilsson、S. Taylor 和 S. Greenland，FourPhase

版权所有 2023，石油工程师协会 DOI 10.2118/215575-MS

本文准备于 2023 年 9 月 5 日至 8 日在英国苏格兰阿伯丁举行的 SPE Offshore Europe 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 项目委员会选择了这篇论文进行演示。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

能源公司需要获得可靠且连续的出砂信息，以提高对出砂井的了解。直接清除井口下游的沙子，同时实时监测分离的沙子，可以将量化的沙子数据转化为有关油井生产的宝贵见解，并提供对储层行为的了解。随着能源公司越来越多地部署无人装置（NUI）和卫星平台，传统上手动操作的远程操作系统变得越来越重要。

本文介绍了一种通过远程监控和量化海上出砂产量来优化生产的“行业首创”案例研究系统。该行动于 2022 年在北海的一个 NUI 上进行。该资产预计将生产超过 4000 公斤粘土/支撑剂混合固体，并具有生产苯和天然放射性物质 (NORM) 的潜力。通常，产生固体的井保持封闭，但在这种情况下，使用带有闭环系统的除砂器来实现生产并避免人员暴露。项目成果包括稳定生产、远程监控砂生产、POB（船上人员）以及与传统操作相比减少排放，同时保持操作员的工艺安全要求。

通过连续测量和固体去除，操作员可以在无人值守的情况下继续操作。除砂器直接向生产工程师提供数据。它使他们能够获取信息，从而实现基于事实的决策，确保生产的整体方法和资产的完整性，而无需海外人员。

本文分享了新的突破性技术，以帮助更多的能源运营商管理出砂井。随着对 POB 的日益关注，远程解决方案成为解决方案的一部分。本文分享了一个有记录的成功项目。

介绍

石油生产过程中地层砂和其他不需要的固体与储层流体混合的问题是一个长期困扰石油和天然气行业的持续挑战，并且仍然是一个难以解决的问题（Maryam，2010）。由于生产、设备延迟或损失，这个问题会给操作员带来高昂的成本

无论油价波动等外部因素如何,侵蚀和昂贵的油井干预活动都会发生（Ian Bedwell,2015）。随着油气田的成熟,固体产量通常会随着采出水的增加而增加,随着现场技术的发展,固体管理变得越来越重要（Tollaksen,2019）。

生产过程中固体的存在给上部处理带来了许多挑战,包括生产效率降低、生产停滞以及由于固体侵蚀而导致工艺完整性受到侵蚀。为了缓解这些问题,人们采用了生产预测和监测、上部管理、防砂和“智能”系统等传统活动（Gherryo，2009）。

关于砂管理、井下设备、分离器和砾石充填的论文和文章已经撰写了大量,重点是优化效率、功能和成本。然而,本文将重点关注上部管理,以及如何利用 NUI 海上远程监控实现高效、安全的固体清除,而无需人员持续海上作业。

目前,最常用的上部固体管理方法涉及传统技术,例如手动操作除砂器,需要大量人力来确保运营效率。体力劳动存在人为错误的风险。无聊和分心的员工是人为错误的主要来源,增加了出错的可能性（Guide 2018）。最大限度地减少对 POB 的需求是能源行业维持可持续成本水平的总体目标。与其他行业一样,过去二十年在人因设计和自动化方面取得了重大进展。例如,与最新的智能手机相比,自第一部移动电话问世以来,通信行业发生了巨大变化。同样,近年来汽车行业已转向电力,地面交通也变得越来越自动化。这些都是行业不断提高安全性和环境暴露度的绝佳例子。

上部砂管理技术也在不断发展,这与运输技术的进步有相似之处,运输技术提供了更智能的安全系统,并正在向自主操作过渡。砂处理领域的顶级设备供应商正在为其除砂器提供联锁系统和远程操作功能,以提高安全性。一些供应商甚至提供远程操作除砂器,并且 2019 年在无人平台上安装了全自动多容器除砂器。这些进步增强了砂子管理和清除的人体工程学,最重要的是,可以通过减少POB 和产量增加。本文介绍了通过固体管理实现的“生产流恢复”,并介绍了旨在优化生产的专有双容器除砂器的案例研究,该除砂器结合了对北海 NUI 的远程监控。

成熟的市场随着行业的发展

和适应不断变化的宏观动态,海上石油和天然气市场正在经历成熟的过程。这种成熟体现在几个关键方面。最重要的是,首先,已经转向更深的水域和更复杂的储层,需要先进的技术和专业知识来开采资源。这刺激了创新钻井技术、海底基础设施和增强生产系统的发展,以最大限度地提高采收率（Qiu 2022）。

其次,行业越来越重视运营效率和成本效益。
该行业实施更精简的项目管理方法、标准化设备和简化流程,以优化绩效并减少资本和运营支出。此外,能源行业越来越关注环境的可持续性,海上运营商实施严格的环境法规并采用更清洁的技术,以尽量减少该行业的生态影响（Potts 2021）。这些成熟市场的特点是采取更加平衡和知情的方法,

运营商优先考虑安全、效率、可持续性和协作,以应对海上环境的挑战和不确定性。有效的固体管理是碳氢化合物生产的关键组成部分,当局对报告废物产生有严格的规定（EPA 2023）,了解和测量沙子生产现在对于希望在遵守法规的同时优化碳氢化合物生产的能源运营商发挥着重要作用。传统上,除砂器的测量能力有限,但随着市场的成熟和监管机构对排放的严格要求,人们开发出了能够实时测量分离砂的解决方案（FourPhase 2022）。

通常无人装置海上工业见证了 NUI 利用率
的增加（Stump,《海上杂志》2021 年）。这些先进的海上平台设计为无需任何常驻现场人员即可运行,而是依靠远程监控系统。这一新兴趋势是由多种因素推动的。自主系统、机器人和传感器网络等技术的快速进步显着提高了无人装置的可行性和效率。此外,海上工业对安全和环境可持续性的日益关注也在采用无人装置方面发挥了关键作用。通过消除危险海上环境中的人类存在,可以最大限度地降低操作员的暴露风险,并为降低资产和环境风险提供更大的潜力,同时显着降低泄漏和其他环境事件的可能性（Furru 2019）。

通常,无人装置传统上主要被考虑用于海上工业的边缘领域。由于规模较小且缺乏常驻现场人员,NUI 通常被认为只适合规模较小且不太复杂的操作。然而,随着海上油田的成熟和生产成本的上升,延长现有设施寿命的概念也受到了广泛关注。通过将 NUI 连接到现有结构并将其集成到老化油田中,运营商可以提高整体项目经济性并从这些资产中获取额外价值（Stump,Offshore-mag 2021）。消除或减少人员住宿和相关基础设施需求带来的成本节约,加上自主系统和远程监控技术的进步,使 NUI 对运营商来说成为可行且有吸引力的选择（Borges 2023）。延长海上设施的使用寿命,同时最大限度地降低运营成本的能力已成为最大化盈利能力和优化碳氢化合物储量回收的关键策略。因此,曾经被认为是边际经济设施的设施现在已发展成为维持和最大化离岸项目经济可行性的宝贵工具。

船上人员长期以来,人员
一直被认为是海上作业中的一个重大安全风险和成本要素,并且人们越来越关注限制 POB （Saadipour 2018）。海上设施需要广泛的基础设施来支持人员,包括住宿、餐饮、医疗设施和运输物流。这些成本可能会迅速上升,尤其是在偏远地区和恶劣的环境中。此外,确保船上人员的安全和福祉需要强大的应急响应系统、培训计划和设施的定期维护,这进一步增加了财务负担。通过采用无人系统和自动化技术减少船上人员数量,海上工业可以显着降低这些成本。无人装置配备先进的远程监控和控制系统,无需大量现场劳动力即可实现高效的操作和维护。减少 POB 所节省的资金可用于尖端技术的研究、开发和实施,确保行业的长期可持续性和竞争力。

含沙子流入的碳氢化合物生产碳氢化合物生产过程中的沙子流入是世界

许多地区的一个主要问题（Djebbar Tiab 2016）。松散砂岩储层最容易出砂。制砂通常在第一次生产流程中或稍后破水时开始。有多种原因可能导致产生沙子和固体，包括（Zhang 2019）：

- 松散水库
- 水突破
- 弱阵型
- 储层增产（用支撑剂压裂）
- 井筒几何形状、储层特性、压降和损耗

产砂的原因在各种学术论文中都有详尽的讨论，这里不再讨论。细粉的生产是有益的，并且通常不需要停止，因为它们的生产提高了近井眼渗透率。如果出砂不过多，就会降低油藏皮层系数，并在高产率下产生负皮层（Morita 2022）。

生产流程中不受管理的固体面临很多挑战，包括：

- 侵蚀管理
- 生产受阻
- 与振动筛上的碳氢化合物相关的人员暴露
- 与制砂相关的干预活动

为了应对这些挑战，经过验证的固体管理实践至关重要。这包括实施井下除砂技术，包括裸眼、套管孔砾石充填、高速率水充填、压裂充填、裸眼砾石充填以及独立筛管和可膨胀筛管。

这些将不会进一步讨论，但重点将放在作为主要固体管理系统的上部解决方案，即过滤、分离和固体去除技术或组合。在这种情况下，使用旋风双容器除砂器。

固体管理固体生产成为

问题的时间点很难在一般基础上定义，因为所有操作员都有不同的要求和可用的处理能力。一些运营商将固体小于 50 微米的流分类为无固体流，而其他生产设施无法管理任何侵蚀，因此需要最大限度地减少工艺设施中的固体。

石油和天然气行业的固体管理可大致分为上部固体管理和井下固体管理。上部固体管理涉及控制和减轻地面固体产生，而井下固体管理则侧重于防止固体进入井筒并优化油藏性能。

在上部固体管理中，采用各种技术和设备将固体与产出液分离，保护下游设备并最大程度地减少潜在损害。其中包括固体分离器、除砂器和旋风分离器，可从生产流中去除固体颗粒。此外，还使用过滤系统和砂处理方法来安全地处理和处置分离的固体。

井下固体管理的重点是防止储层中的固体产生到井眼中。这是通过固控技术实现的,例如砾石充填,在井眼周围形成渗透屏障,以防止固体迁移,同时允许流体流动。

其他方法包括筛管、衬垫、化学处理和稳定地层并抑制固体移动的固结剂。

上部和井下固体管理技术对于维持生产效率、保护设备完整性和延长油气井的使用寿命至关重要。通过有效管理固体生产,操作员可以优化生产率、降低维护成本并确保安全高效的运营。通常,如果油藏可能产生固体,能源运营商会安装井下固体控制装置。根据所选择的解决方案（在“含沙流入的碳氢化合物生产”部分中提到）,它们将具有不同的排除固体的能力和不同的预期寿命。在这些高度侵蚀的环境中,筛网可以很好地排除固体。然而,安装带有固定网孔的筛网也意味着限制油流,因此它是决定您可以管理多少固体和可以没有多少碳氢化合物流的平衡。

特定方法的选择和实施可以由许多因素和决策者决定。通常这是适应可用项目预算的情况。

生产流程恢复（PFR）

对于被堵塞的碳氢化合物生产井,已经开发出一种新的恢复方法,并且在某些情况下将产量提高到之前的正常水平以上,并获得了专利“控制油井出砂的装置和方法” （斯卡兰 2020）。该方法已在 SPE 卑尔根地下会议上提出,并在论文 22-BERG-P-174-SPE 中进行了详细描述。本文提出了一种新的试井概念,可优化和最大化具有出砂挑战的固结不良油藏的生产潜力。该方法包括找出上部出砂量的极限,并区分来自储层的砂子和井眼中积累的砂子,从而实现有效的除砂和测量。在试井期间安装了双容器除砂器装置,提供固体产量的实时数据,并使操作员能够调整井流量以增加产量,同时有效管理砂子。该方法在本文稍后介绍的案例研究中得到实施。通过安装双容器除砂器,显着降低了产砂到达加工系统的风险,从而能够从井中完全（不受堵塞)生产,而不会有多余的砂到达设施的风险。

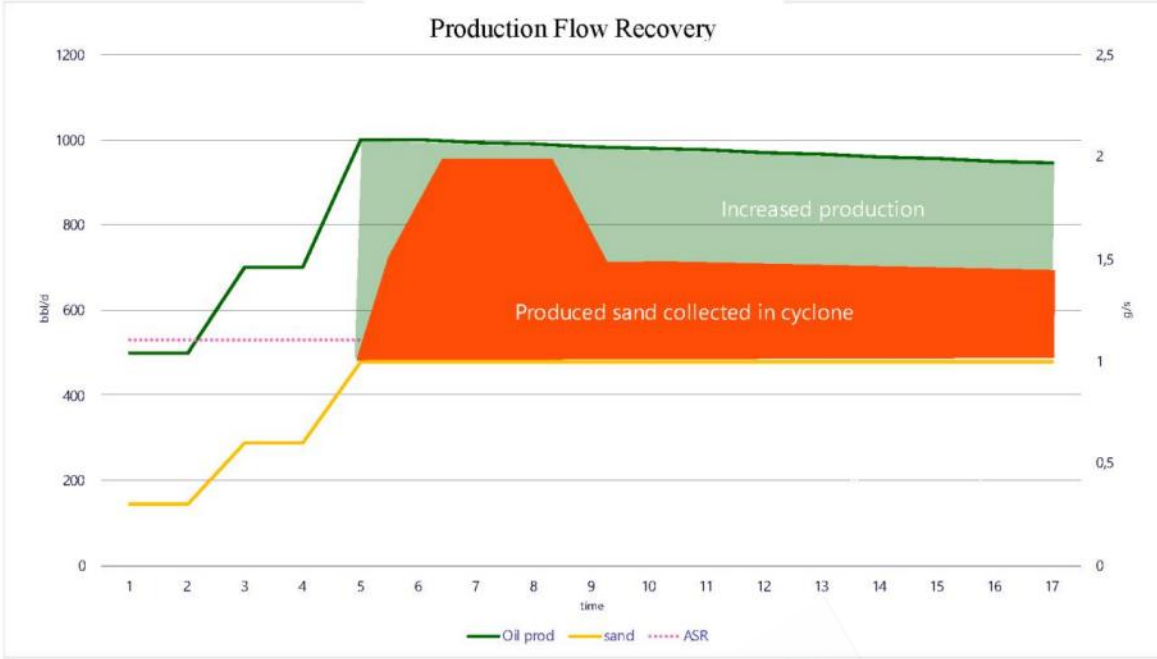


图 1 - 显示使用双容器除砂器和生产流量回收方法获得的产量的图表

该方法的优点包括改进油井启动指南、识别未实现的生产潜力、减少进入生产分离器的总出砂量以及减少连续油管清理操作的需要。介绍了北海的一个案例研究，该方法用于减少连续油管清理作业的数量，从而节省成本、降低风险并提高环境绩效。

固体管理系统的远程监控架构

远程监控远程监控是指
从远程位置观察和跟踪系统、流程或设备的状态、性能或行为的能力。它涉及使用各种传感器、仪器或网络设备收集有关受监控对象的数据、测量结果或信息。然后收集到的数据被传输到中央位置或控制中心，在那里可以由个人或自动化系统进行分析和解释。远程监控可实现实时或定期监控，深入了解监控对象的当前状态，允许主动决策，并在检测到任何异常或问题时促进及时采取行动。

远程操作远程操作涉
及从远程位置对系统、设备或机器执行任务或活动。它超越了远程监视和控制，支持远程对象的全部或部分操作，允许执行复杂的操作或功能。远程操作通常涉及远程监控和远程控制功能的组合。它使个人能够远程操作机器、执行程序或控制过程，利用技术弥合操作员和被操作物体之间的物理差距。远程操作的示例包括远程医疗程序、远程手术或无人机 (UAV) 或无人机的操作。

具有远程功能的双容器除砂器双容器除砂器系统用于
支持生产井测试操作和临时井清理。该系统已通过第三方认证,可有效分离液体或气体介质中99.8%的20μm至10,000μm的固体颗粒。

通过采用两个独立的旋风室,该系统允许在一个室中处理分离的固体,同时保持第二个室处于活动状态。这种配置确保不间断的连续生产流程。介质进入旋风室,其中专利的几何设计将固体沿着外壁分布。然后,重力和施加的压力促进固体移动到固体蓄能器中,并在那里连续测量它们。清洁的液体和气体通过旋风室顶部返回（FourPhase 2022）。

该装置的尺寸仅为 2x2 米,高度低至 3.5 米,可轻松改装,以便在各种平台上进行连续生产或干预,例如生产平台、钻机、NUI、浮式生产储油卸油 (FPSO) 船或无立管井介入血管（RLWI）。这种多功能性使双容器除砂器系统能够遵守现有平台系统中严格的重量和尺寸限制。这些阀门通过数字接口系统进行操作和控制,利用电气连接和气动装置来确保最大的安全性和可靠性。为了降低接触有害物质的风险,该系统是全封闭的。

此外,固体产量的实时测量消除了手动海上采样的需要,从而降低了相关风险。由于利用 OPC 统一架构进行信息交换、Ether-CAT 和超过 550 个传感器,该装置可以在陆上和海上进行远程监控。案例研究中的图 5展示了对北海 NUI 的远程监控操作,其中此类系统与闭环储罐一起使用,以最大限度地减少与环境的接触。



Temperature	345 bar (5.000 psi)
Max. Temperature	-28 °C (-18.4 °F)
Maximum Flow (liquid)	+120 °C (212 °F)
Maximum Flow (gas)	3168 m^3/day (19 926 bbl./day)
Maximum Sand Rate	565 000 Sm^3/day (20.0 MMSCFD)
Particle Size	200 kg/hr. (440 lb./hr.)
Dimension (L x W x H)	20 – 10.000 µm
Weight	2.000 x 2.000 x 3.280mm
	10.000 kg (22.000 lb.)

图 2双容器除砂器规格

数字化
远程操作的定义是“远距离操作系统或机器” （维基百科 2010）。
在海上作业方面,可以通过多种方式和设置进行远程监控。例如在一个平台内从“A”点到“B”点铺设电缆以避免处于高风险环境中,

它可以通过不同平台上的网络或从岸上在线进行。这是用于案例研究的解决方案，本节将进一步描述。

网络架构必须考虑多种因素，包括客户和供应商系统的网络安全要求。使用 VPN 和特定的防火墙规范来穿越不同的网络本地可以增强安全性，并且通常可以满足这些要求。

当与其他客户端系统一起显示数据时，Modbus通信协议通常是首选方法，并通过数据趋势软件远程显示。然后使用 VPN 远程登录客户端网络上的 PC，以访问趋势数据。

远程监控数据的传输和显示延迟多少也是一个关键因素。低固体率可允许更长的延迟时间，而固体率增加且需要更频繁冲洗的容器则需要更短的延迟时间。在这种情况下，低固体含量可以减少冲洗频率，提高延迟时间的灵活性，并减少前往 NUI 进行冲洗操作的海上行程。

下面的案例研究中进一步描述了为操作选择的解决方案，该解决方案描述了一种解决方案，其中放置在 NUI 上的固体管理系统从附近的主机平台以及陆上服务供应商的办公室进行监控。架构设计根据客户和可用基础设施的不同而有所不同。在本例中，选择的设置如下图 3所示。能源操作员可以通过配置为允许 Modbus 数据的防火墙访问供应商固体管理数据，并通过 HTTP 的 Web 界面查看人机界面 (HMI)。为了可视化 Modbus 数据，能源运营商需要使用 Power BI 可视化并创建自己的仪表板。

关于下面的图 3，值得注意的是，供应商固体管理网络是一个无法访问互联网的本地网络。客户端在供应商防火墙中分配了一个物理接口端口，该端口位于与固体分离系统不同的网络上。防火墙规则将 Modbus 和 HTTP 流量定向到指定的客户端网络，以允许客户端接收 MODBUS 和 HTTP 数据。

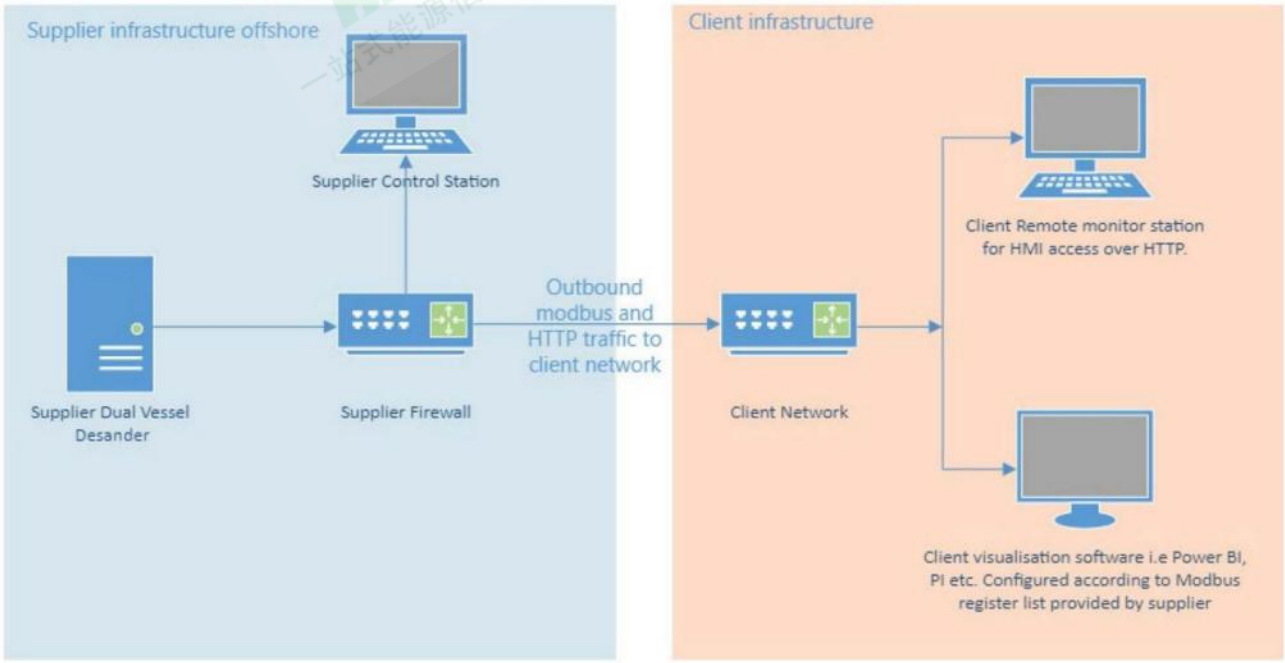


图 3 固体管理系统和客户端基础设施之间的网络设置拓扑

起重机能力有限的过程安全和安装使用无人值守 24 小时的 NUI 工
作还需要额外的过程安全考虑,用于闸阀操作的气动空气被断开,冲洗水和固体侧的高压/低压接口被断开当人员不在船上时进行隔离和封顶。这是项目团队做出的决定,尽管双容器除砂器装置本身具有带 PLC 软件联锁装置的双阀隔离和额外的双旋塞阀,以及在低压/高压接口上使用不同的止回阀。

这使得工艺团队能够将双容器除砂器视为智能管道,在发生故障时不会污染平台上的水系统,同时提供有关固体生产的宝贵信息。

正如上面“通常无人安装”部分所述,这些平台通常比传统平台小很多。对于较小的平台,支撑功能的设计能力也可能较低,例如起重机,因为对运行中安装/使用的设备的要求较低。在 NUI 上操作时需要考虑这些限制,因为它们可能会限制可带上飞机的设备类型。或者,必须实施其他解决方案,例如运输可在海上组装的模块化设备。在这种情况下,选择了模块化、紧凑型双容器除砂器模块。主要部件被拆除并运输到平台,使其保持在起重机的起重能力范围内。由于该装置占地面积小,为 2 × 2m,然后通过露天甲板上的一个小舱口放入井湾中,并在就位后重新组装。完全安装后,POB 就会减少,对于陆上监控和冲洗操作,主管会在岸上监控系统,并准备在需要时进行动员以进行冲洗操作。

向自主和远程沙子管理操作过渡在固体管理领域,从部署带有手动阀的手动旋风除砂器的传统做法到
更加自动化的方
法发生了显着的转变。

这种转变带来了安全性、控制和运营效率的显着提高,特别是在通常无人值守的设施中。远程监控系统的集成在促进这一转变中发挥了关键作用。通过利用先进技术,操作员现在可以远程监控和控制除砂器的操作,从而无需持续驻守现场。

因此,管理固体管理系统所需的劳动力已大幅减少,从之前手动操作系统的 5-6 名操作员,减少到拥有半自动化海上固体管理系统的 2+2 名操作员组成的精简团队,现在甚至可以进行远程监控很少有一名接线员待命。

随着远程监控和岸上操作的实施,目标是减少海上人员。然而,在许多情况下,图 4所示的方法显示了如何实现这种转变。如图所示,远程操作的实施计划从开始到完成可能需要大约 12 个月的时间,在 12 个月内,客户组织已经能够在其终端实施必要的更改以适应远程操作,并且供应商已经获得了离岸操作的经验组织和运作。在这四个阶段中,船员逐渐从海上转移到岸上,远离当前标准的传统 2 + 2 船员。

每个阶段计划耗时大约三个月。以这种速度进行改变的原因之一是从项目管理的角度来看这是有意义的。关键风险缓解最佳实践之一是确保利益相关者参与其中,并逐步实施所有相关措施

各方可以分享知识和经验,从而提高成功率（Lutkevich 2023）。简而言之,每个阶段都将固体管理操作转变为远程操作。最初在“第一阶段”,一名操作员被移至岸上以监控操作,其他一切保持不变,此阶段是为了确保一切按预期进行。在“第二阶段”,由于两个组织都获得了信心,远程监控将继续从岸上进行,但由 1+1 海上运营商进行。

在“第三阶段”中,远程操作是从岸上进行的,但要像以前一样在海上保留人员来管理操作。在“第四阶段”中,所有操作均在岸上进行,只有一名操作员在海上执行必要的维护或类似任务。向远程监控的过渡不仅可以最大限度地减少人类接触潜在危险的风险,从而提高安全性,而且还可以提高整体控制和效率,从而实现更加简化和更具成本效益的固体管理方法。

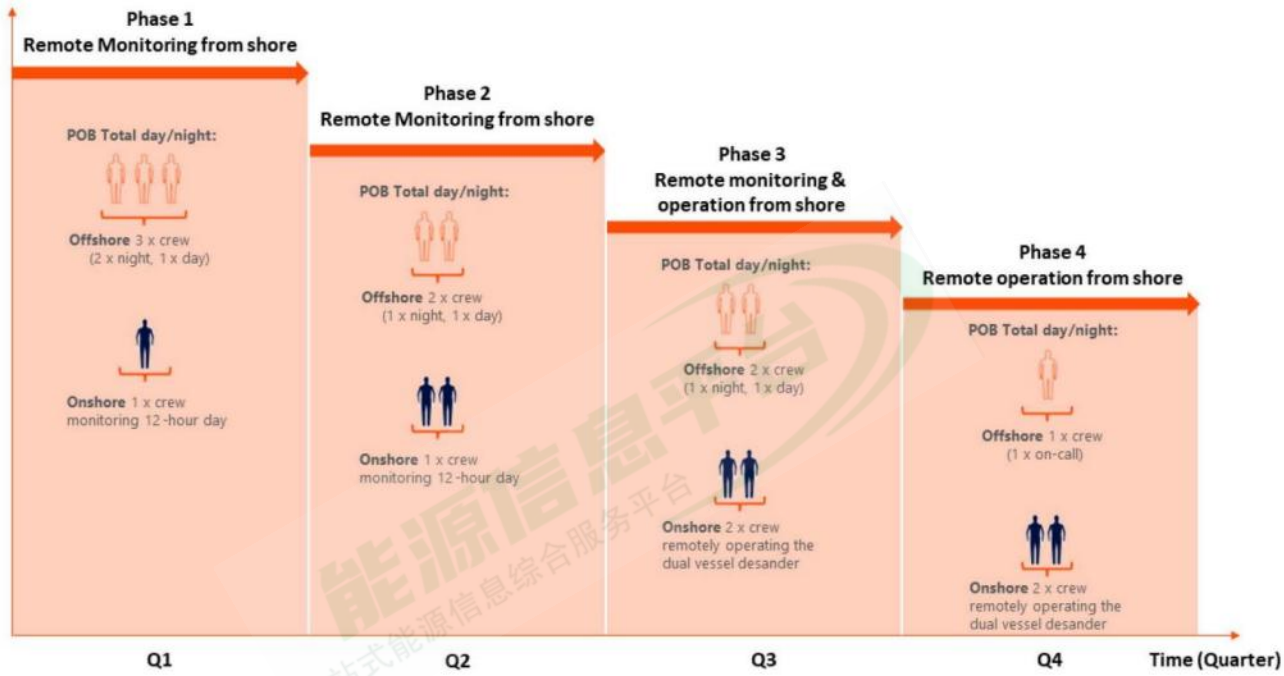


图 4 实施远程控制和减少海上 POB 的不同阶段

通过有效的固体管理提高可持续性

上部旋流固体管理通过以下几个关键贡献在促进更可持续的石油和天然气生产方面发挥着至关重要的作用:

1. 废物最小化:通过有效地从生产流体中分离固体,旋风固体管理系统有助于最大程度地减少石油和天然气生产过程中产生的废物量。这减少了对额外处理或处置方法的需求,并且可以降低对环境的影响并提高可持续性,因为废物原本会被捕获在船上,然后不再需要将整个体积运输到岸上或燃烧。

2. 资源优化:固体管理系统确保有效去除生产流中不需要的固体,防止对下游设备造成潜在损坏。通过保护加工设备的完整性,这些系统有助于优化资源利用率并延长关键部件的使用寿命,从而减少更换通常加压部件的需要。

3. 能源效率:有效的固体管理减轻了下游加工设备的负担,从而提高了能源效率。通过在生产过程的早期去除固体,旋风系统有助于维持生产井、泵、

分离器、压缩机和其他设备。通过优化碳氢化合物生产和现场处理废物，可以节省能源并减少每桶生产的温室气体排放（Woodroof 2022）。

4. 增强安全性：高效的固体管理可最大限度地降低因固体堆积引起的设备侵蚀、堵塞或故障的风险，从而增强操作安全性。通过防止潜在的运营中断，这些系统有助于为人员提供更安全的工作环境，并减少发生事件或事故的可能性。此外，一些自动化上部固体管理系统提供闭环系统，消除人员接触 H2S、NORM 和其他有害物质的任何风险（Smith、Nilsson og Skåland 2022）。

5. 监管合规性：许多监管机构对向环境中排放受石油污染的废水制定了严格的指导方针。一些地区的监管机构要求尽可能实施最佳可用技术（BAT），以推进技术开发，同时实现更可持续的生产。上部旋风固体管理系统通过有效地从生产流体中分离油污染固体来帮助满足这些监管要求，确保合规性并最大限度地减少石油和天然气生产作业对环境的影响，因为将油污染固体喷射到海洋的需求大大减少（第四阶段 2022 年）。

总之，上部旋风固体管理系统通过最大限度地减少废物产生、优化资源利用、提高能源效率、增强安全性以及遵守环境法规，有助于实现更可持续的石油和天然气生产。这些系统在减少环境足迹和确保石油和天然气行业的长期生存能力和可持续性方面发挥着至关重要的作用。启用上部固体管理系统的远程监控和/或控制可进一步减少排放，因为人员仅在需要时才出海。

结论

能源行业正在经历向更可持续运营的转变。从平台电气化到降低 POB，各种不同垂直领域都有许多挑战需要克服。然而，为了克服整个行业的这些挑战，我们需要在所有部门分享我们的学习成果和成果。成功实施固体管理的远程监控并分享“如何”可以使业内其他人更快地学习和实施。

随着上部固体管理系统的进步，供应商可以确保 20 – 10 000μm 范围内固体的高分离效率。这些参数涵盖了广泛的应用，将在保持碳氢化合物生产的同时降低侵蚀风险。用现成的专有系统取代传统的固体管理系统可以提高供应商和能源运营商的安全性和运营效率。

正如本文所述，远程控制的实施是从远程监控开始逐步驱动的方法。全面实施的远程监控使能源运营商能够将与固体管理运营相关的 POB 减少 75%，使海上运营商从“四个”减少到“一个”。这显着降低了客户和供应商的成本以及与固体、旅行和住宿相关的环境影响。为了确保石油和天然气行业的生存能力，实施最佳可用技术是关键。随着当前远程和自主技术的进步，我们比以往任何时候都更有能力实现安全、清洁和高效的海上作业。

案例研究北海

南部的一口井由于粘土和支撑剂生产问题而停止生产,尽管该井之前的产量为 1,199 桶/天。运营商的主要目标是通过生产流程恢复操作清理油井来恢复生产。通过此次运营,运营商还旨在改善可持续性措施并尽可能减少排放。此外,该项目还带来了额外的困难,因为所采用的平台是典型的NUI,这意味着任何船员都不能过夜,从而导致必须提前解决的各种新挑战,包括:

- 从岸上和主机平台监控操作的能力至关重要。
- 可靠且精确的信息流对于组织全天的工作流程至关重要。
- 工作日仅限 12 小时,在此期间需要进行维护和清空固体累积器。
- 钻机和组装只能使用有限的起重机能力。

考虑到上述因素,以及减少船上人数的潜力、固体处理的效率和紧凑的设计,操作员选择了如图 2 所示的双容器除砂器作为他们的首选设备。

提前规划为了恢复生产

并清除粘土/支撑剂固体,计划进行为期 7 周的井眼清理,供应商在此期间监控油井的表现。了解拟议的运营环境至关重要。进行了可行性研究,以收集基本的油井数据,包括流量、石油/天然气特性、压力、温度、预期固体产量和预期侵蚀率。此外,还进行了现场考察,以了解平台上存在的空间限制,并确定铺设区域、管道布线、连接和工艺连接点、可用的公用设施和钻机选项。进行模拟是为了评估流动和侵蚀性能,并确保除砂器的操作窗口能够适应计划的工作。通过提前创建 3D 装备模拟,可以实现高效的装备。这种方法还通过最大限度地减少海上运输的多余材料来增强 ESG 指标。

实施该项目选择双

容器除砂器,在一个装置中配备两个获得专利的单衬管旋风分离器,因为它能够应对特定的挑战。当一个容器被隔离和冲洗时,另一个容器继续提供 99.8% 的分离效率和 20 µm 至 10 mm 固体的动态范围,高达 20,000 bbl./d 和 20 MMSCF/D,从而实现连续生产和更好的效果资产管理。通过操作员附近的控制平台、卑尔根的运营和技术中心以及供应商的阿伯丁设施进行远程监控,确保系统的关键运行参数得到监控。为了促进远程监控,需要定制接口,包括为固体产量、流量、容器压力和空气供应等关键指标设置警报。除砂器的中央控制与客户 SCADA 系统集成,允许远程访问以只读访问方式查看操作员 SCADA 系统的页面。最新一代系统中包含预测性维护,并由从近 600 个 I/O 数据点收集的实时数据支持,以优化每次清理操作。

双容器除砂器安装消除了对海上固定船员的需求,从而减少了四人的 POB。在钻井平台和调试阶段,使用步行上班船来满足船员的需求,并且只需要供应商主管定期访问即可

冲洗和检查。由于通过井舱舱口的通道需要紧密,因此系统 2x2 m 的紧凑占地面积是其选择的关键因素。每天 12 小时的作业窗口意味着船员将被送往近海进行船舶冲洗/系统检查。由于该平台是 NUI,除砂器需要在卑尔根拆卸并运输以进行调动。该装置的一艘旋风船被拆除以满足起重机的重量限制（8吨）,然后通过舱口降下并放置在井湾区域,供机组人员重新组装。



图 5　双容器除砂器通过舱口甲板下降

结果除

砂器系统的实施成功地去除了生产流程中的固体,实现了无固体生产并降低了运营成本,尽管生产率低于预期。该系统自主运行并有效地消除了过程中的固体。项目期间产生的固体量低于预期,持续的实时监控导致冲洗操作之间的间隔比最初预期的更长,并且 POB 需求低于计划。六周后,系统安装完毕,该井继续以优化的产量生产。从井中采集的流体样品显示平均粒径为 4 至 100 µm。该项目实现了 1,000 多个小时的远程监控连续生产,这是北海独立固体管理的一项重大成就。通过连续生产,生产率保持较高水平,远程监控降低了海上人员成本和相关旅行排放。

该项目的下一阶段涉及确定更多候选者并扩展系统的远程监控功能并将其部署到英国和挪威部门的多个平台。下一步关键是将第三方系统集成到供应商的产品生态系统中,从而实现完全远程的生产流程恢复操作。作为市场上第一个具有远程操作功能的海上自动化固体管理系统,该系统可以完全消除 POB,并在基础设施允许的情况下完全远程操作。最新一代的控制系统可以远程操作所有供应商的设备。

随着行业继续向固体管理数字化迈进,这些技术进步将为边缘油田和海上 NUI 的使用带来新的机会。供应商和客户之间的安全连接和强大的数据流无疑将是这些项目成功的关键。

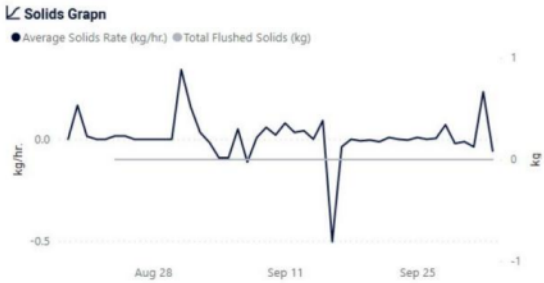


图 6 显示固体产量的图示

命名法μ微米

缩略词ASR 可

接受的沙率 Bbl。桶

FPSO 浮式生产储卸

HMI人机界面

HP/LP 高压/低压

HTTP 超文本传输协议

I/O 输入/输出

NORM 天然放射性物质

NUI正常无人安装

OPC UA OPC 统一架构

OPEX 运营支出

PFR生产流程恢复

PLC气动逻辑控制

船上 POB 人员

RLWI 无立管井干预

SCADA 监控和数据采集

VPN 虚拟专用网络

参考

Acock Andrew、ORourke Tom、Shirmboh Daniel、Alexander Joe、Andersen Greg、Kaneko Toshinobu、Venkitaraman Adi、López-de-Cárdenas Jorge、Nishi Masatoshi、Numasawa Masaaki、Yoshioka Katsuhei、Roy Alistair、Wilson Allan、Twynam Allan。2004 年。《实用》砂管理方法。” 《油田评论》 10-27。

博尔赫斯、维克多. 2023.挪威船级社。访问日期:2023 年 6 月 27 日。https://www.dnv.com/article/normally-unattended 安装-208008。

杰巴尔·蒂布 (Djebbar Tiab),埃尔勒·C·唐纳森 (Erle C. Donaldson)。 2016。“第 9 章 - 应力对储层岩石性质的影响。” 《岩石物理学》（第四版） ,作者:Donaldson C. Erle Tiab Djebbar,483–582。爱思唯尔公司https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780128031889000097?via%3Dihub 。

EPA,美国环境保护署。 2023.美国环保局。 3 月 29 日。访问日期:2023 年 6 月 27 日。https :// www.epa.gov/hw/management-oil-and-gas-exploration-and-production-waste。

四相。 2022。四相。 5 月 4 日。访问日期:2023 年 5 月 25 日。https: //fourphase.com/environmental-performance/。

四相。 2022.“FourPhase.com”。 5K 双流除砂器技术规格。 05 15。2023 年 5 月 22 日访问。https: //fourphase.com/assets/media/uploads/pages/element/100554-19-technical-specification-5k Dualflow-545324.pdf。

弗鲁,艾达。 2019. 挪威科技大学。六月。访问日期:2023 年 6 月 27 日。https: //ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2622967/no.ntnu%3Ainspera%3A2527307.pdf ?sequence=1。