

石油圈

2016.10 总第12期

OILSNS

P30

多管齐下 盘点油气
行业供应链改革的五大要点

P42

EIA最新报告
尼日利亚油气行业现状分析

P56

电磁造像技术：井下支撑剂
“粒粒”在目

扫描二维码
加官方微信



P28

全面解读
GE将贝克休斯
收入囊中



石油圈

油气行业专业媒体平台

www.oilsns.com



石油圈 公众账号
微信订阅请扫描二维码





卷首语 | FOREWORD

08 | 最困难年 油企CEO们在关心什么?

油气·观察 | OILWORLD

- 12 | 埃克森美孚CEO: 石油还不能“死”
- 14 | IEA 最新报告: 供需趋近平衡 油市能否回暖?
- 20 | 低油价劫难 盘点哪些国家身陷囹圄?
- 22 | 能源需求结构渐变 油企如何谋求生存之道
- 24 | 油气行业步履维艰 裁员风波何时停歇
- 28 | 全面解读 GE将贝克休斯纳入囊中
- 30 | 多管齐下 盘点油气行业供应链改革的五大要点
- 32 | 石油巨头们如何实现节省十亿! 增收十亿!
- 38 | 油气市场开启新秩序 谁将接替OPEC成为新霸主?
- 42 | EIA最新报告: 尼日利亚油气行业现状分析



勘探·开发 | EXPLORATION & DEVELOPMENT

- 56 | 电磁成像技术: 井下支撑剂“粒粒”在目
- 60 | 压裂技术与装备
- 62 | FRACPRO: 酸化压裂设计施工好帮手
- 64 | Suretech多级完井系统: 方便、快捷、安全
- 66 | C&J增产技术 快速安全 降本增效
- 68 | 专家+技术 哈里伯顿呈现返排管理顶配
- 70 | Meta公司强势沿袭 Casing Reconnect 套管修复技术
- 72 | QuickFRAC: 高效投球与精准裂缝充填的完美结合
- 74 | SonicScope: 纵波、横波、斯通 利波一网打尽

低油价
人工成本高
企业如何生存?

找对人
油气经纪人
让企业灵活化用工更经济

勘探开发
工程建设
钻井
油田生产
非常规能源

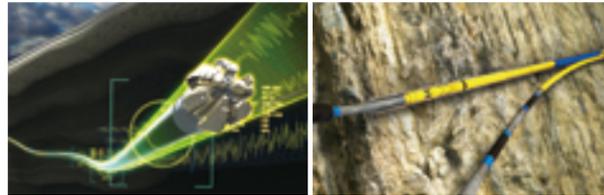


猎头服务 项目用工 兼职顾问

E-mail: duze@fonchan.com WeChat: 151-2243-7573

技术·装备 | TECHNOLOGY & EQUIPMENT

- 76 | 75 年技术结晶! Weatherford打造极致扶正器
- 78 | 远程激发 实时监测 完美测射联作
- 80 | 井眼清洁难? CLEAR技术分分钟带走岩屑
- 82 | **智能完井技术**
- 84 | OmniWell系统:油藏动态 纤毫毕现
- 86 | WellWatcher-油井观察员 耐高温压 自带电源!
- 88 | Meta系列封隔器: 高效对接多类难题
- 90 | PDC 钻头新进展
- 94 | PerGeos数字岩石分析软件 全面实现数据大融合
- 96 | SureDrill:钻进更快、更好、更高效



油气·储运 | PRESERVATION & TRANSPORTATION

- 110 | 砂蚀悄无声息? Permasense让它无处遁形
- 112 | 寻找“失踪”清管器之五部曲
- 114 | Verax VPA:解决油气集输蒸汽压监测难题

行业·纵览 | OVERVIEW

- 116 | 经济格局面临转变 中东石油花落谁家?
- 120 | 美国页岩强势对抗 加拿大油气能否转危为安?
- 124 | 北海采油设施老化 报废作业市场如何重获新生?
- 126 | 剥离、出售、延期 投资...壳牌怎么了?
- 128 | 道达尔领跑 多元化可再生能源重磅来袭
- 130 | 任重道远! 为何美国天然气净出口之路不好走
- 132 | 收益告急! 看三大石油巨头如何绝地反击
- 134 | 太阳能EOR+无线电波 如何引领石油开采新变革
- 138 | 委内瑞拉:成也石油 败也石油

生产·炼化 | PRODUCTION & REFINING

- 98 | 高含砂? 高含气? WR2泵NoCare
- 100 | 高强度、无固相!CSI 挑战老井密封
- 102 | **人工举升新技术**
- 104 | AMBIT PLUS:人工举升异常指标监测专家
- 106 | 针对深海气举: UltraLift展现神技能
- 108 | 挑战水平井举升技术难题 HEAL系统一箭双雕



油气行业专业媒体、国际视野产业猎头

关注石油圈、放眼国际化



石油圈



油气经纪人



中东石油内参



北美红脖

2016年10月刊 总第12期



PROFESSIONAL MEDIA
IN O&G TERRITORY,
INDUSTRIAL HEADHUNTER
WITH GLOBAL VISION

主办 | HOST

石油圈信息平台项目组

编辑 | EDITORIAL DEPARTMENT

《石油圈》编辑部

出版 | PUBLISHING

石油圈信息平台项目组

总编 | EDITOR-IN-CHIEF

老孟

执行主编 | EXECUTIVE EDITOR

魏亚蒙

文案编译 | COMPILER

王月 | 张德凯 | 张永君 | 张领宇

李倩 | 徐文凤 | 赵金成 | 郑斯赫

姚园 | 周诗雨 | 王苏涵 | 丁志莹

张强 | 白小明 | 于晓林 | 辜富洋

王凯 | 曾旭洋 | 邢振宇 | 尉晶

罗曼 | 邵晨

美术编辑 | DESIGNER EDITOR

小熊 | 张婷 | 范灼晗

石油圈

油气行业专业媒体、国际视野产业猎头

联系邮箱: mengwei@fonchan.com

官方网址: www.oilsns.com

微信公众号: 石油圈

最困难年 油企CEO们在关心什么？

今天油气行业的商业领袖们都在想什么？对此，普华永道(PwC)采访了众多油企CEO，对他们所关心的问题进行分析，并与全球各行业1400多名CEO所关心的问题对比，也许会对你预见整个行业发展有不小帮助。

来自 | PwC
编译 | 周诗雨

排在前面的难题有：地缘政治的不确定性、过度监管、气候变化以及不断增加的税收负担。技术，看起来将是帮助行业发展的一个关键因素，不仅有利于作业，更有可能反过来提升股东权益、管理人才及控制风险。

以下为PwC对阿帕奇公司CEO及美国总部董事长John J. Christmann IV的采访情况。

更复杂的商业环境

如今，CEO们面对着更难以适应的商业环境。调查显示，有89%的油气行业CEO们担心地缘政治，这也是大多数行业CEO最担心的问题（总体占比74%），87%的油气行业CEO们担心监管过度（总体占比79%）。且油企CEO们还对日益渐增的税收（76%）和政府对财政赤字和债务的应对措施（73%）深感焦虑。

所有这些问题都影响着人们对全球经济发展的信心。与其他行业CEO一样，油企CEO们对于今年全球经济增长情况并不乐观，只有27%的人认为情况会有所改善，这一数字相比去年

他们中28%对在未来12月内实现收入增长很有信心，与去年相比仅下降了1%。

28%

下降了8%。

中国的经济再平衡，脆弱且负债累累的各级政府和私营部门，都让投资者和所有行业心惊胆战，其中一个就是油气行业。油气行业正饱受不仅是中国，而且是全球需求增加放缓的折磨。行业供应过剩，需求降低致使油价狂跌，而今年这种不平衡看起来更严重。包括PwC战略专家在内的许多人都预测低油价将持续更长时间。毫无疑问，对于大多数公司来说，油气行业的环境将变得更艰难。

令人惊讶的是，CEO们都对未来充满信心。他们中28%对在未来12月内实现收入增长很有信心，与去年相比仅下降了1%。由于这次PwC调查的是来自整个供应链的油气行业CEO们，因此有一部分原因可能是一些受益于低油价的下游公司的信心进一步增加。

油气公司正经历重大重组和削减，此类活动还将持续。68%的CEO都计划在明年削减开支。他们认为，削减开支需要慎重，胡乱削减将会使整个组织无法应对未知的未来。

税收也是压在油气CEO们心上的



一块大石。46%的CEO们对不断加重的税收负担非常担忧。在一开始给政府的愿望清单里，油企CEO们就将一个明确、稳定、有效的税收系统排在第一位，超过了获得关键技术（这是所有行业CEO们统计出的第一选择）和高水平雇员。他们最感兴趣的是稳定性，80%的油气CEO们都非常同意稳定的税收系统比低税收系统更重要（总水平为67%）。油气CEO们似乎也更认可（占46%，总水平为36%），税收与其他的业务开支一样，也是一项需要进行有效管理的业务开支。

应对重要转折点

除了低油价，受全球趋势影响，行业正面临重要的转变时期。与其他行业的同行一样，油气CEO们认为，在未来五年内，科技的进步将会影响更广泛的利益相关者们对业务的期望。



John J. Christmann IV

我对科威特南部和东部资产部门采取了一系列策略和行动，逐步改善了我们的工作效率，并使资产运作更为连贯。



考虑到行业的性质和越发变得重要的气候变化议程，更多的油企CEO们（~69%，总水平为43%）将资源缺乏和气候变化这两个全球变化趋势，作为最可能改变更广泛利益相关者们对他们行业期望的因素。同时更多的油企CEO们认为全球经济力量的改变将影响人们的期望，这很可能是因为新型的经济体将驱动能源需求的增长。

对大多数行业来说，消费者是最重要的股东。而大多数的油气CEO们认为政府和法律对他们的政策有着较大影响，这也呼应了油气行业对法律法规更为担心这一点，而且很大一部分公司都是国有公司（调查中20%有政府的支持）。

政治冲突挑战

油气公司处于气候变化法规约束的最前线，特别是化石燃料的减排。同时他们的业务还有很大一部分分布在

充斥政治冲突的区域。在这些油气生产国，生产活动会受到威胁，可能还要受制于经济制裁。同时在部分地区，未来存在高度不确定性。环境法律对勘探开发活动也有重要影响。有案例显示，某政府时期进行的投资可能会在新政府成立后被废止。

你代表了谁？

油企CEO们在理解和管理股东期望方面有着丰富经验，一些公司有着完善的股东参与机制。因此，58%的油气CEO们表示他们已经制定出了能够代表更广泛社会期望的组织目标（总体水平只有45%）。另外有21%表示，为了将更多的影响考虑进去，他们在过去的三年内已修改目标。

尽管如此，油企CEO们更可能会认为他们公司的目标是围绕着为股东创造利益，而不是更广泛的利益相关者进行。

技术、创新、人才

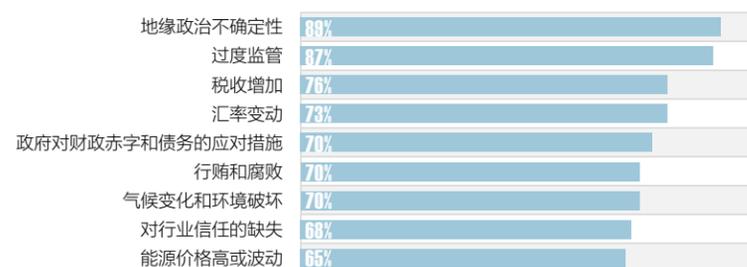
大多数油企CEO们承认，他们需要将更多利益相关者的需求纳入考虑之中，但是对于多极化世界来说，这一任务正变得越发困难。

即使是他们中意志最坚定者也会发现，竞争、创收、削减成本，每个战线都要进行日复一日的斗争，在这种情况下重塑公司将非常困难。为回应人们不断改变的期望，94%的油企CEO们都希望公司能在识别和管理风险上能够做出改变。他们也将努力宣传自己的业务：46%希望能够在品牌管理、市场营销和沟通上有重大改变，39%表示他们希望能努力将业务对社会和环境的影响最小化。

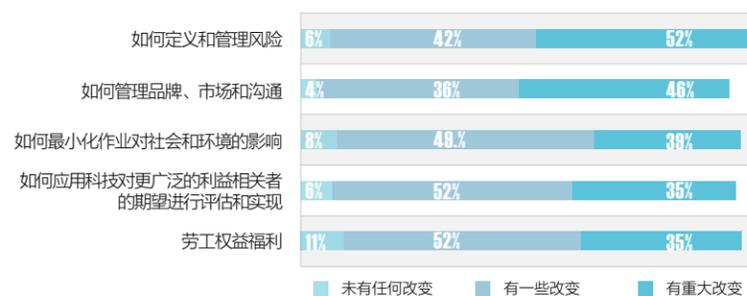
但这并非易事。近半数CEO们将业务中的额外开支，模糊、不连贯的标准及法律视为满足股东需求的障碍。他们中约有1/3提到在股东利益和财务



油企CEO们担忧更多的是地缘政治的不确定性，过度监管，气候变化以及不断增加的税收负担。



在回应股东期望上，油企CEO们正在对如何定义和管理风险作出改变



业绩预期上有冲突存在。

利用新技术与利益相关者们搞好关系？

在油气公司的利益相关者沟通项目中，数据和分析被认为是最首要的沟通技术（59%），紧接着便是客户关系管理系统（52%）。

但与其他行业相比，油气公司并不认为技术非常重要。例如，对于产品制造商来说，油气公司的客户相对较少，油气公司也较少使用社交媒体（35%，总体水平50%）。

正如阿帕奇CEO John J. Christmann IV在专访中所言，将更好的数据这一技术挑出来作为公司的技术“杀手锏”。他表示，“我希望拥有可以利用我们所有数据、对数据进行现代化处理，并随时调用的技术。我们有一大堆老的纸质数据和信息……基本上我们所有的努力都是为了搜集和分析高质量的数据。如果我能够较快地完

成这件事，那么这将给我们节约大量的时间、精力、能源和金钱，并使我们更进一步。”

人才问题加剧

阿帕奇CEO John J. Christmann IV坦言，人口统计数据行业人才短缺的加剧。“从历史角度讲，我们行业人才的流入和流出都与油价波动周期相关。从1985-2000年出现巨大断层，那时进入该行业的人极少。而现在我们也有了一点这样的麻烦，我们缺少40-50岁经验丰富的技术工。”

CEO们如何吸引和留住能够维持企业竞争力的人才？有三方面：未来的领导人培养（52%），职场文化和行为（42%），有效的绩效管理（38%）。令人惊讶的是，仅有11%的油企CEO表示要计划通过自动化和技术提高产能，或针对采用可预测的劳工分析（仅占1%）上做出改变。这非常值得深思，或许它是油气行业改革创新不彻底的

一大原因。

有效的评估和沟通

当考虑到利益相关者们的预期后，应如何对所产生的影响和价值进行度量？

油企CEO们将一些关键风险、创新和环境影响作为他们想要更好评估的重点。与其他开采行业一样，环境因素必须考虑。油气行业被社会公众、监管机构、媒体等密切关注。他们对公司所面临的风险以及所做出的努力，需要有更好的度量和沟通能力。

阿帕奇CEO John J. Christmann IV总结道：“作为一个整体，我们的行业做了很多好的事情，但是上世纪70年代到80年代我们给公众留下了一个不良的石油形象。当你回头看一下我们为环境、为社会所做的事情后，你就会发现我们是在坚持以自己的方式投资我们所居住的地方。我们在许多社会捐赠了许多钱，我们的雇员在慈善事业中非常积极。”

“年轻一代则更喜欢到外面去开辟自己的事业，他们会根据自己的工作地点来服务社会。我们的行业提供的是一项必须的服务，能源是国家所需要的。很显然，我们也想尽可能更清洁地提供能源，我们在保护环境和保证安全方面都有着努力的目标和措施。我们的目标是提供勘探服务、寻找油气资源，然后将它们回馈给我们所生活的社会。”

“我没有水晶球，所以我无法预知油价。我会尽量控制我们能控制的。这也是我们为什么要从三个不同的层面上来控制我们的开支结构——钻新井、许可区运行以及综合管理。最重要的是，我们必须按下改革的按钮，真正整治开支结构，去更好地适应低油价环境。”

埃克森美孚CEO： 石油还不能“死”

将全球气温升高控制在2°C以内的“巴黎气候协定”已达成；各国均在大力发展可再生能源；新能源汽车不断取得技术突破…尽管如此，埃克森美孚CEO雷克斯·蒂勒森仍坚持认为：石油的重要地位无可替代，想要彻底告别还不现实。

作者 | Rupert Neate
编译 | 白小明



将全球气温升高控制在2°C以内的“巴黎气候协定”已达成；各国均在大力发展可再生能源；新能源汽车不断取得技术突破…尽管如此，埃克森美孚CEO雷克斯·蒂勒森仍坚持认为：石油的重要地位无可替代，想要彻底告别还不现实。

年会现场火光四射

今年5月，在埃克森美孚于达拉斯举办的年会上，股东们试图劝诫公司进行减产，使其充分认识到气候变化对环境和公司的影响。但董事长兼首席执行官蒂勒森，否决了一些关于推动公司进一步采取措施应对气候变化的建议。

他在回击股东和环保激进分子时表示，人类目前还离不开石油，停止生产石油“是不被接受的”。

不过，持不同意见的股东们在会上赢得了投票，他们可以轻而易举地提名那些更加关注气候变化的董事会候选人，并罢免现任董事。

蒂勒森表示，埃克森美孚已经向绿色产业投入了70亿美元，但目前尚未取得能够与化石燃料抗衡的更具优势的技术突破。他表态，除非我们拥有了上述技术，否则“关闭油闸”对全人类来说还不现实。不管你愿不愿意，目前全世界还得继续使用化石燃料。

蒂勒森在会上还表示：到2040年，即使全球各国依照去年在巴黎商定的气候变化提案执行，油气仍将满足世界能源需求的约60%。

但是，有超过38%的投资者对公司决定持反对意见，他们投票要求公司公布一份年度研究报告，说明依据“巴黎气候协定”而制定的气候变化公共政策，将如何影响公司的资产和利润。

埃克森美孚曾试图在会上拒绝进行该投票结果的表决，但美国证券交易委员会的监管机构裁定，该表决必须在投票后进行。

据悉，被称为“英国三大报”之一的《卫报》被禁止进入会场报道，只能听取网络直播。据一位发言人表示：



我们拒绝《卫报》，是因为报道气候变化时缺乏客观性，他们与反油气积极分子是伙伴关系，曾组织活动反对为现代生活提供所需能源的油气公司，包括直接在报纸上写反对文章。

气候变化之困

值得一提的是，在雪佛龙公司的年度股东大会上，也进行了类似的投票，但只有41%的股东要求公司公布年度研究报告。上述投票是由英国国教投资负责人Edward Mason提出的，对于结果，他表示，很高兴看到“很多重要股东反对拿气候变化说事儿”。

但Mason也表示，考虑到本次投票的规模，我们建议埃克森最好与投资者们坐下来谈谈，并同意公布报告，说明气候变化政策给公司业务带来的风险。“巴黎协定”于去年12月达成，现在是时候进行气候风险报告了，再者投资者的要求非常明确，这是躲不掉的。

Mason帮助英格兰国教委员会管理着67亿资产，他坦言，如果不能迅速适应变化如此之快的世界，那么处在风险中的，将不仅仅是环境，还有投

向埃克森美孚的数十亿美元。他补充说，不作为的财务风险是很实际的。

可持续投资集团联盟Ceres的油气业务主管Andrew Logan表示，虽然埃克森美孚花费了大量资源反对这一提议，但此次投票反对声音如此之大，无疑对公司管理层是一大打击。投资者已经发出了明确信号，未来将温度升高控制在2°C的压力将是新常态，像埃克森美孚和雪佛龙这类行业大咖，再也不能对发生的一切熟视无睹了。

技术引领 石油不“死”

作为现任董事长兼CEO，去年，蒂勒森的薪酬高达2340万美元，股东们对此已经非常不满。有38.8%的股东投票，要求当蒂勒森退位后，委任一名独立董事。蒂勒森将于2017年3月，他65岁生日到来前退休。

证券研究主管及Arjuna资本的股东Natasha Lamb，也发起了一项提议，他表示，虽然上个世纪，谁能生产出更多石油，谁就是赢家。但在本世纪，这种做法将有毁公司的核心价值，此类后果在有的公司已初见端倪。

“巴黎气候协定”的达成对油气行业来说，确实是不小的挑战。要实现2°C温控目标，首先是限制化石类燃料的使用。对传统油气公司而言，要迎接挑战，主要依靠技术的快速发展。国际能源署(IEA)表示，2050年前，除非CCS(碳捕获和封存)技术能够被广泛应用，否则全球超过1/3已探明的化石燃料可能会被拒绝开采以保证气候安全。因此，石油天然气开采行业积极应对，通过推广采油系统优化配置、放空天然气和伴生石油气回收利用等技术，以及推广可燃气体代替燃料油等切实减少碳的排放。

作为市值高达3740亿美元、世界上最大的石油公司，埃克森美孚的一举一动将在整个油气行业起着引领性的作用。此次年会上，蒂勒森与股东们的分歧是面对“气候协定”、维护全球气候安全过程中不可避免的讨论，这些讨论基于不同的出发点，但都将推动公司不断良性健康发展。不管怎样，在应对气候变化问题上，国际大型石油公司应努力去扮演引领者而不是麻烦制造者的角色。□

IEA 最新报告：供需趋近平衡 油市能否回暖？

自国际油价下跌以来，油气行业持续低迷，油气巨头纷纷期盼油市回暖。日前，油价下跌趋势得到遏制，这对石油行业产生了不小的影响，这是否标志着油气行业即将反弹呢？近期，国际能源署 (IEA) 公布了最新的《原油市场报告》，分别从供需、油价及炼化等方面探讨原油最新变化，一起来看一下最新的原油市场信息。

来自 | IEA
编译 | 白小明

概述

经历了5月份OPEC和非OPEC供应短暂中断后，6月份全球石油供应量增加60万桶/天，达到96万桶/天。但是，OPEC的增产部分仅能抵消部分非OPEC的减产部分，导致全球石油总产量比去年同期减少了750万桶/天。预计非OPEC国家原油供应量在2016年将减少90万桶/天，降至56.5万桶/天，而在2017年将增加20万桶/天。

欧洲市场对石油的强劲需求支撑着2016年全球需求按年计增幅140万桶/天，就全年来看，其增长趋势基本保持一致。预计2017年需求量的增长速度将有所降低，增长率将降至130万桶/天，平均交货量将达到9740万桶/天。

原油价格在六月峰值后有所下降，但由于美国产量和库存减少，油价下跌趋势会有所遏制。OPEC石油出口量提高，沙特产量接近记录，尼日利亚产量也有所恢复，中东产油国继续维持高水平产量。

5月，OECD商业库存增加了1350万桶，将达到创纪录的3.074亿万桶。6月份的初始信息显示，OECD库存进一步增

加0.9亿万桶，同时浮动库存持续增长，达到2009年以来最高水平。

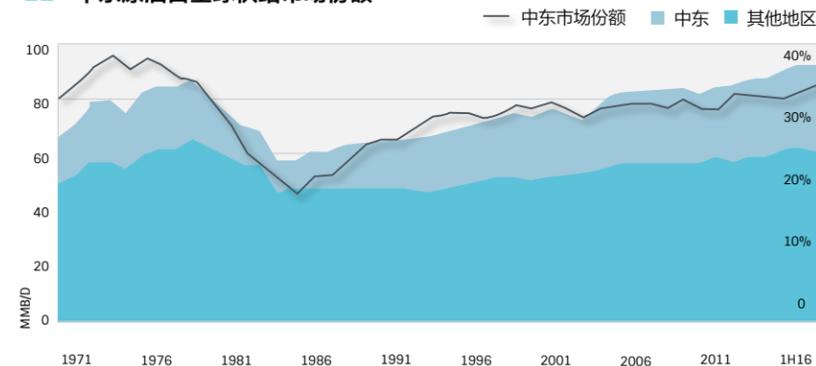
4月份全球炼化产能骤降100万桶/天，5月份产能按年计降低150万桶/天，产能下降主要是由于大部分地区出现严重的运营中断。这也将2016年第二季度全球炼化市场预期输入量拉低至7850万桶/天，这是此数据在过去3年来首次出现的下降。预计2016年第三季度炼化市场输出量将趋于稳定，达到8095万桶/天。

原油市场需求量会大于供应量吗？

见证了年初油价持续下跌的惨状，过去2个月油价在相对较高范围的40美元/桶左右，这让一些产油国松了口气。IEA预计市场将回归到供需平衡的状态，并且当前市场也正朝着这个方向发展。7月数据上的一些调整显示，市场正在略微发生变化，而这一不寻常的变化表明市场正在从2016年第一季度的过量供应状态转向第二季度的接近平衡状态。

2016年夏季中期，虽然市场上供需关

中东原油占全球供给市场份额



系正逐渐趋于平衡，但高库存仍然威胁油价的稳定：2016年第一季度炼化行业供应增长率比炼化产品需求增长率仍高出60%。虽然在近期修正了需求数据，但还是有迹象表明其增长趋势有所放缓；尽管库存几近峰值，但仍处在不断攀升的水平，尤其是那些需求增速放缓的

产品，它们才是阻碍油价上涨的真凶。预计全球炼化市场需求量将在2016年第二季度减少80万桶/天，而在第三季度骤增240万桶/天，我们将有可能看到原油库存量有所回落，但除非需求量较我们当前预期更强劲，否则产品库存仍有进一步增加的风险，威胁整个油价结构。

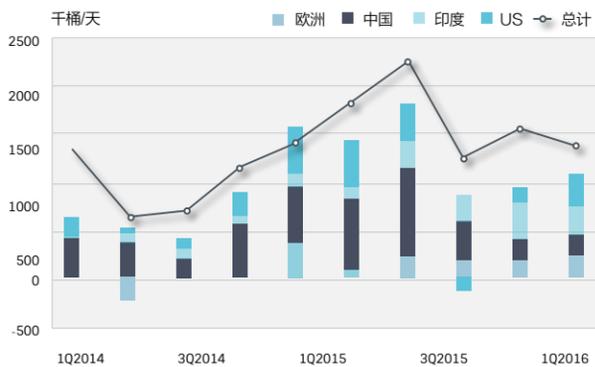
例如在中国，5月份数据显示，需求增长率按年计仅增长13万桶/天，近期需求增长率降低也是造成这一现象的部分原因。对美国而言，预计4月的汽油交货量比去年仅增7.5万桶/天，比预期还是少了41万桶/天。出乎意料的是，欧洲市场对原油的需求量所有增加，2016年第二季

2015-2017年全球原油需求量

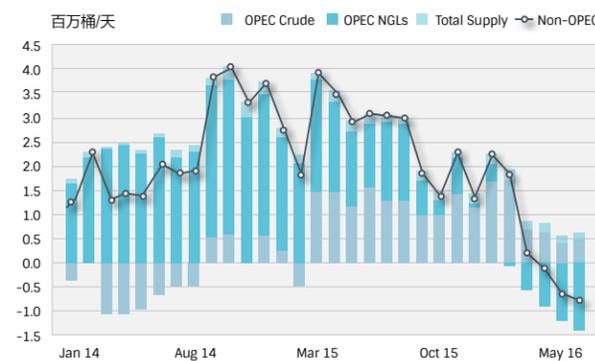
	1Q15	2Q15	3Q15	4Q15	2015	1Q16	2Q16	3Q16	4Q16	2016	1Q17	2Q17	3Q17	4Q17	2017
Africa	4.1	4.1	4.0	4.2	4.1	4.2	4.2	4.2	4.3	4.2	4.4	4.4	4.3	4.4	4.4
Americas	31.0	31.0	31.7	31.3	31.2	31.0	31.2	31.7	31.5	31.3	31.1	31.3	31.9	31.5	31.4
Asia/Pacific	32.2	31.5	31.5	32.5	31.9	33.1	32.4	32.4	33.4	32.8	34.0	33.2	33.1	34.2	33.6
Europe	14.1	14.3	14.9	14.4	14.4	14.3	14.5	14.9	14.4	14.5	14.3	14.6	14.9	14.4	14.6
FSU	4.6	4.9	5.1	5.0	4.9	4.9	5.0	5.1	5.0	5.0	4.9	5.0	5.1	5.1	5.0
Middle East	7.6	8.3	8.6	8.1	8.2	7.8	8.3	8.7	8.3	8.2	8.0	8.4	8.8	8.4	8.4
World	93.6	94.1	95.7	95.5	94.7	95.2	95.6	96.8	96.9	96.1	96.6	96.9	98.1	98.1	97.4
Annual Chg(%)	1.6	2.1	2.5	1.4	1.9	1.7	1.5	1.2	1.4	1.5	1.4	1.4	1.3	1.2	1.3
Annual Chg(mb/d)	1.5	1.9	2.4	1.3	1.8	1.6	1.4	1.2	1.4	1.4	1.4	1.3	1.3	1.2	1.3
Changes from last OMR(mb/d)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1



全球原油需求增长率



OPEC和非OPEC国家原油供给对比



度按年计增长率达到5个季度的新高。但这种现象似乎不会持续太久，因为英国公投脱欧的结果将增加欧盟经济的不确定性。

关于供需平衡中的供应方面，我们对非OPEC国家2016年产量的预计截至目前还是比较准确。预计非OPEC国家产量将减少90万桶/天，并且在2017年将略有恢复。对于成本较低的中东OPEC国家及其他产油国如巴林和阿曼，近期产量增幅稳定，增产的主要贡献者是2015年的伊拉克和2016年的伊朗。在美国页岩气产量快速增长的时候，大家都认为市场对传统产油国的依赖将降低。我们的图表显示，实际上中东地区出口量在6月份达到创纪录高位，原油产量超过3100万桶/天。同样地，中东国家在全球供应市场的占有率增加到了35%，达到20世纪70年代末以来的最

高点，值得注意的是虽然美国页岩气产量增长有所恢复，但是传统产油国仍然在石油市场占据重要地位。

正如IEA经常提到的，投资也非常重要。雪佛龙宣布，对哈萨克斯坦Tengiz油田的投资将提升至370亿美金，实际上该项目将利用部分现有的基础设施，这对于应对当前的低油价是至关重要的。当前处于历史高位的原油库存消耗速度将会对投资方面造成不利影响，但这可能为未来中期油价攀升创造条件。

综上所述，目前市场正在走上供需平衡的正轨，但近日油价回落至45美元/桶也提醒大家前方道路还很曲折。

全球原油需求变化分析

根据6月的相关IEA报告可知，2016年全球原油需求预计将增加10万桶/天，达到至9610万桶/天，其中很大原因是由于欧洲市场的回暖。预计2016年大致需求增长率为140万桶/天。

到2017年，全球原油需求预计将进一步增加130万桶/天，达到至9740万桶/天。大部分的原油需求来源于非OECD消费国，尤其是亚洲国家，预计2017年印度将以28万桶/天的增速成为全球需求增速最快的国家，而中国紧随其后。

欧洲原油消费国在2016年第二季度的需求量出人意料的高，初步数据显示，需求量达到5个季度来的新高，按年计增幅为24万桶/天，而且相对低的油价将持续支撑这一增长率。

美国原油需求预计略有调整，2016年略增2.5万桶/天，2017年略增3.5万桶/天。4月的官方数据低于预期，但5-6月需求量的初步数据高于预期，同时年中制造业景气判断指数显示为乐观。

2016年第二季度，日本的原油需求量下降最大，总需求量减少了20.5万桶/天，这主要是由于发电厂原油需求减少造成的。

由于汽油和柴油需求疲软，中国的原油需求增长率在5月份持续减少，按年计增长只有1.3万桶/天，仅超过1%。

2016年原油需求增加140万桶/天，与6月份相比，全球需求预计增加10万桶/天，达到9610万桶/天。2016年第一季

度的原油需求量增加了160万桶/天，我们将第二季度的原油需求量调整为140万桶/天，总的来说，2016年的原油需求量比较高。相比2015年稳定的180万桶/天的增长率，2016年显然略有放缓，但就历史的角度来看仍算比较稳定。2016年的主要增长来自欧洲和印度市场。

就石油产品来说，汽油从前的统治地位正在被削弱，其全球需求增长率从2015年第四季度的接近一半，下降到2016年第一季度的45%，预计2016年第二季度将降至35%。残余燃料油低的递减率是影响需求增长率的主要因素，例如LPG的快速上升（包括乙烷），同时轻油柴油需求也支撑着2016年第二季度的数据。虽然2016年第二季度汽油仍占据不少份额，仍比去年高50万桶/天，但它仅为2015年第三季度的一半。中国市场需求量的降低是汽油需求量显著减少的主因，另

外，巴西、美国、日本和沙特的需求量减少也是造成的汽油需求降低的原因。

2015年，残余燃料油的需求量急剧减少，全球平均交货量较前一年减少20万桶/天，但在2016年第一季度，由于欧洲需求下降减缓及美国燃料油交货量的增长，这一趋势可能反转。欧洲市场和美国市场的额外需求支撑着LPG需求量的增长，相比2015年第三季度，2016年上半年全球需求量的增长将翻倍。由于欧洲市场需求量显著增加且美国之前柴油需求骤降的趋势有所缓和，全球轻油/柴油需求在经历了2016年第一季度需求减少20万桶/天后，出现了反弹，2016年第二季度需求按年计增加了40万桶/天。

自2015年年中峰值后，全球需求市场增长率在2016年初略有减速，2017年增长率也将持续放缓。未来全球石油需求增长率将在2017年放缓至130万桶/天，全球

平均交货量平均为9740万桶/天。2017年，超过90%全球原油需求增长率由非OECD消费国贡献，剩余的由增长缓慢的OECD国家贡献。未来油价的上涨可能打破原油需求的增长趋势，但是油价是否上涨我们还未可知，若油价上涨，涨势如何还不确定。而且英国公投脱欧也增加了油价的不确定性。就目前阶段来看，很难预判英国脱欧对油价的短期影响。未来数周我们会持续关注其对2016年及2017年石油需求量的影响。

相比6月份的数据分析，2016年第二季度数据有所上升，包括加拿大(+10.5万桶/天)，法国(+9万桶/天)，荷兰(+3.5万桶/天)，澳大利亚(+6万桶/天)和韩国(+2.5万桶/天)。部分抵消了2016年第二季度日本(-18万桶/天)，印度(-10万桶/天)，美国(-4.5万桶/天)和比利时(-3万桶/天)数据的减少。基于成员国修订



后的数据, IEA统计部门对OECD历史基线做了修订, 预计OECD需求量为2014年4580万桶/天以及2015年4620万桶/天, 分别增加了8.5万桶/天及3.5万桶/天。

全球石油总产量变化趋势

经历了5月份OPEC和非OPEC供应暂时中断后, 6月全球石油供应量增加了60万桶/天, 达到9600万桶/天。由于OPEC的增产部分仅能抵消部分非OPEC的减产部分, 全球石油总产量比去年同期还是减少了75万桶/天。6月, 中东原油以3150万桶/天的产量, 达到历史高点, 而其市场份额为35%, 达到20世纪70年代以来的新高。

OPEC石油出口量6月增加了40万桶/天至3321万桶/天, 创下8年来的新高, 其中包括重新加入OPEC的加蓬。沙特产量达到接近记录的1045万桶/天, 尼日利亚也摆脱了反抗组织叛乱的影响, 产量有所恢复。中东产油国继续维持高产量水平以增加市场份额, 相比去年OPEC的总出口量增加了51万桶/天。

伊朗制裁解除后产量迅速攀升, 6月份产量比年初增加了75万桶/天。相对而言, 缺乏资金的委内瑞拉产量下降很快。6月产量相比去年下降了24万桶/天至218万桶/天。

六月份, 由于加拿大原油产量恢复以及季节性的生物燃料产量增加等原因, 非OPEC国家原油产量预计增加20.5万桶/天至5590万桶/天。然而, 总供应量还是比去年降低超过140万桶/天, 主要是由于美国、加拿大、中国和哥伦比亚的供应量的减少。

与6月的数据相同, 非OPEC国家原油产量预计不变, 2016年供应量将减少90万桶/天至5650万桶/天, 到2017年有望增加20万桶/天至5680万桶/天。商业景气指数的改善及商业活动的增加将支撑上述观点, 出口量下降的趋势将在未来数月放缓, 到2017年恢复增长。

国际油价变化趋势

原油价格较6月初的峰值52美元/桶有所下降, 但成交价格仍在45-50美元/桶范围内。虽然全球经济增长充满不确定性而且美元走强, 但由于美国产量和库存的减少, 油价下跌趋势会进一步受到遏制。加拿大和尼日利亚受影响的产能正逐步恢复, 但尼日利亚仍然持续的军事冲突使得产量恢复变得步履艰难。

石油现货市场也相比之前的高点有所回落, 而且加拿大和尼日利亚的产量恢复增加了其上涨压力。迪拜方面认为目前处于正向市场, 因为亚洲的炼厂正在进行季节性的设备维护, 这可能会抑制需求量。为了保持同其他中东产油国的竞争力, 沙特阿美公司降低了出口亚洲和地中海国家的月度理论油价。

现货市场产品价格将同6月的原油价格一样持续走强。然而, 对于汽油市场来说, 出现去年价格一路攀升的可能性极低。考虑到库存及未来主要市场对汽油需求度的原因, 相比其他产品而言, 汽油价格上升的可能性不大。而且, 随着六月份柴油价格相对增长强劲, 在欧洲和亚洲市场, 汽油和柴油在超过一年的时间里将首次等价交易。

随着大量油轮闲置及因天气延迟影响的减小, 从中东到亚洲航路的大型油轮的运费也出现超过一年时间段的新低。

全球炼化业概览

由于大部分地区出现严重的运营中断, 4月份全球炼化产能按年计骤降100万桶/天, 5月份产能按年计降低150万桶/天。这也将2016年第二季度全球炼化市场预期输入量拉低至7850万桶/天, 是过去3年来出现的首次下降。

2016年第三季度的生产量预计稳定在8095万桶/天, 较上季度增加240万桶/天, 是有史以来按季度增长最快的, 按年计同季度增加100万桶/天。



从季节性、结构性两个角度来看, 炼化生产量增长率正在与需求量增长率脱钩, 这就需要石油需求数据做更加细致的分析。

与初始数据相比, 美国产量下调了13万桶/天, 沙特原油输入量在2月份达到创纪录的水平后也持续下降, 因此预计4月份的炼化市场需求量将下降14.5万桶/天。中东和拉美地区4月份仅实现了60%的生产量, 剩余的生产量仍需进行评估。虽然针对其他非OECD地区的数据报告相对较好, 但是不排除进一步对4月份数据进行修订的可能。

4月份炼化活动疲软仅是5月份生产放缓的前奏, 一些主要的炼化地区比预

期表现还要糟糕。由于法国罢工及加拿大森林大火等不可抗力因素影响了炼化作业, 5月份全球生产量预计按年计下降150万桶/天, 按月份来看趋势也一样, 5月份的变化是早已预见的, 产量季节性增加没有出现, 取而代之的是近100万桶/天的下跌, 这也和加拿大森林大火及尼日利亚的停产造成原油市场暂时的供应短缺碰到了一起, 两者合起来解释了为什么炼厂在没有受到维护和不可抗力影响的状态下, 对通过增加经营活动来弥补其他地方的供应中断不感兴趣了。

因此, 在2016年一季度炼化市场增加130万桶/天的产量后, 炼化部门稍作休整, 尽管预计需求量将增加140万桶/天,

其在第二季度产量按年计也略微减少了33万桶/天。理论上, 这预示着库存趋于平衡。但实际上, 由于在过去数年石油总需求量与炼化产品需求量在一定程度上实现了脱钩, 这限制了对炼化产品增长的需求, 而且越来越多的产品已经供应到了炼化部门以外的领域。

综上所述, 市场将回归到供需平衡的状态, 并且当前市场也正朝着这个方向发展。石油供应量及全球石油需求量按年计都有所提升。虽然国际油价有所回落, 由于美国产量和库存的减少, 油价下降趋势将会有所缓和。而炼化方面的表现还不尽如人意, 仍需改善炼化供需关系。☐

低油价劫难 盘点哪些国家身陷囹圄?

自2014年国际油价断崖式下跌以来，全球各大产油国的经济均遭受了严重的冲击。例如产油大国巴西，近两年来GDP已呈现负增长现象。那么，在行业寒冬时期，其他产油大国又面临怎样的挑战呢？石油圈将从原油开采成本、原油出口量和产油量这3方面进行综合分析，带您一起了解残酷的现状。

作者 | JEFF DESJARDINS
编译 | 张强

油价下跌，哪些国家最惨？

迄今为止，石油是全球贸易额度最大的商品，2015年的全球交易额达到了7863亿美元。对于产油国而言，石油不仅能够保证经济发展，补充国库，甚至还可用于资助社会项目。

然而，持续疲软的油价给这些产油国的经济带来了严重的负面影响。石油曾经被誉为“黑色黄金”，它为产油国带来了源源不断的外汇收入，但产油国往往对石油收入存在严重依赖。近两年的低油价造成大部分产油

国的财政赤字，如果油价在未来相当长时间都无法复苏的话，一些国家的政权甚至都有被颠覆的风险。

下面，我们对2015年石油行业的3项关键指标进行分析：原油开采成本（美元/桶）、原油产量（百万桶/天）



全球产油国开采桶油成本、出口额、原油总产量大比拼
平均桶油成本（2015，单位：美元）



以及原油出口量（美元）。

低油价对以上3项指标的影响是显而易见的：原油开采成本较高的国家，很难在低油价时期通过出口获益；对主要产油国或原油出口国而言，石油往往是国内经济发展的支柱，政府往往非常依赖石油收入；对产油国中最大的几个原油出口国而言，他们还要面临另一个问题：低油价对本国货币产生的影响。

以下我们将对几个受低油价冲击最大的产油国进行分析：

委内瑞拉

委内瑞拉原油开采成本较低，2015年在全球石油出口国中位列第九，年出口额为278亿美元。查韦斯时代的委内瑞拉，经济状况要比现在

好得多。超过100美元/桶的国际油价使这个社会社会主义国家贫富差距可控，居民生活水平得到显著提升。

然而，由于委内瑞拉96%的出口额和近一半的财政收入都来自于石油，世界银行曾在2012年对其发出过警告，认为该国的经济极易受到油价波动的冲击。如今，国际油价已跌至2012年油价的一半以下，委内瑞拉国内遭遇了一系列经济问题，如严重的通货膨胀、物资匮乏等等。

俄罗斯

俄罗斯是全球第二大石油出口国，2015年的原油出口额达到862亿美元，占全球石油出口总量的11%。与此同时，俄罗斯原油开采成本相对较低，仅为17.3美元/桶。石油收益的下

降是否会对俄罗斯的外交政策产生影响，现在还很难说。

但从历史角度看，在经济陷入困境时，民族主义倾向往往会占上风。例如，为减轻民众对国内经济矛盾的关注度，俄罗斯总统普京通过“乌克兰危机”转移了国内民众注意力。

巴西

巴西的状况也不甚乐观，总统 Dilma Rousseff 甚至遭受到弹劾。作为全球第9大产油国，巴西的原油产量为320万桶/天。然而，巴西原油储量主要位于深海，作业成本高昂。2015年巴西的原油开采成本为48.8美元/桶，这样的开采成本在面对当下40美元/桶的国际油价时就显得十分尴尬。

当前巴西正在遭遇着30年以来最

严重的经济危机。这个拉丁美洲最大的国家在2016年第一季度经济萎缩达到5.4%。

尼日利亚

尼日利亚即将成为全球人口密度最大的3个国家之一，目前该国经济高度依赖石油行业。尼日利亚原油开采成本相对较高，为31.5美元/桶，受低油价的影响，尼日利亚的财政赤字高达70亿美元。

而尼日利亚货币-奈拉自取消和美元挂钩后，竟暴跌了61%。同时，尼日利亚也将“非洲第一经济体”的称号拱手让给了南非。2015年，尼日利亚是全球第6大原油出口国，原油出口额达380亿美元。

加拿大

作为全球第五大原油出口国，加拿大经济较为多元化，2015年该国的原油出口额达502亿美元。但是加拿大油砂的开采成本相对较高，平均为41.1美元/桶。受低油价冲击，该省的财政赤字高达109亿美元，且遭遇了历史上最严重的经济衰退。

加元也因多种原因出现波动，阿尔伯塔省的能源投资预计将会下降至2014年总投资的一半。能源行业的失业潮对加拿大其他行业也造成了相当大的影响，例如房地产、零售业、劳工市场和制造业。

低油价对中国的影响

中国是全球第二大能源消费国，低油价对中国经济的影响是双向的。油价低，中国在进口原油会节约大量外汇储备，并且油价低也会刺激国内消费。但是，全球通货紧缩的概率会因此上升，中国存在能源相关行业产能过剩的现象，一旦出现通货紧缩，后果不堪设想。同时，低油价会大大消减国内对石油和天然气产业的投资积极性，这会拉低中国的GDP增长率。☐



能源需求结构渐变 油企如何谋求生存之道

近几年持续的低油价对那些早已习惯了辉煌的产油国经济造成了破坏性的打击。伊朗制裁的解除及其自身具备的快速恢复到2012年制裁前生产水平的能力，导致原油市场供应严重过剩并增加了油价下行的压力。那么到底是什么原因导致石油行业持续目前的现状呢？石油行业应怎样谋求出路？

作者 | Salman Ghouri
编译 | 白小明

抢夺市场份额：稳定经济or自我毁灭

油价突然暴跌时，主要产油国才意识到自己完全处于一种被动的情形之中，骤降的石油收益根本无法平衡财政预算。各国预期的经济增速实在难以企及，但为了维持经济增长，他们又不得不采取一些紧急措施来应对石油收入减少所带来的影响，如实施财政紧缩政策、缩减或推迟一些重大项目、取消能源补贴、调用主权财富基金等。可

问题是，如果这种情形持续更长一段时间的话，他们还能维持多久？

50美元/桶以下的油价很可能还要持续至少一年左右。除非包括OPEC和主要非OPEC产油国在内的所有利益相关者一致配合冻产或减产。但这是一项艰巨的工作，所有的产油国都不愿通过减少石油收入来增加财政赤字。各国都试图以更低的油价来抢占市场份额以生产销售更多的石油，从而减小预算赤字。

例如，尽管全球石油供应过剩，但

沙特仍创下石油出口量历史新高的记录，这或许是产油国之间的一场没有硝烟的战争，各国都在生产出更多的石油努力维持低迷时期的经济状况。他们纷纷采取单独的降价增产行动，而这将继续增加早已过剩的供应量，进一步给油价下行施加压力。由此可见，一味的降价以求销量的做法很有可能造成适得其反的后果。但是，假使油价上升了，石油行业的窘境就会自然而然消失吗？

石油需求VS监管改革

油价下跌只是导致石油行业衰退的原因之一，归根结底石油销量如何还得看市场需求。各大国际机构总是预测亚洲拥有强劲的石油需求，尤其是中国和印度。例如，BP预测非OECD亚洲国家石油需求量可能在2015-2035年期间增加1500万桶/天，IEA的预测数据为1100万桶/天。

但中国和印度正采取的诸多举措很可能导致上述预测难以成真。而这种乐观的预测可能导致一些石油公司对油气上游行业过度投资，进一步打破石油市场的中长期平衡。

在控制污染方面，中国和印度正在采取一系列的监管措施和立法举措。例如，中国2014年汽车总销量的增长率为6.9%，而2015年汽车总销量为2460万辆，仅增长4.7%。销量增长率的降

低，一部分要归因于中国疲软的GDP增速，另一部分要归因于中国采取的一些举措，如政府在北京和上海等地通过摇号购车、限号出行和逐渐提高的平均能耗标准的方式，限制了汽车销量。

电动汽车行业在中国市场的快速渗透是降低中国石油需求增长率的另一因素。相反地，印度汽车保有量则持续飙升，因此该国的石油需求量预计还将增加。然而，印度法院宣布了一些关于控制大气污染尤其是控制城市地区大气污染方面的裁决。例如，2015年印度最高法院公布的一项裁决涉及禁止在新德里出售豪华的柴油汽车，印度国家绿色法庭(National Green Tribunal)是一家特别的环保法庭，其在上个月指导政府作出禁止驾驶人在首都驾驶使用期超过10年的柴油汽车的决定。

石油需求VS汽车行业结构性变化

内燃机汽车(ICE)的发展已有百年历史，其在汽车行业持续占据着领导地位。而过去的高油价和环境问题则推动了汽车行业的变革，促使汽车行业从内燃机汽车领域向电动汽车(EV)和燃料电池汽车(FCV)领域迈进。汽车行业的变革对石油公司来说意味着什么呢？石油公司是否需要新的长期战略计划以维持商业上的成功？亦或是采取维持现状的策略保持原地不动？如果忽视现有威胁、坐以待毙的话，他们也许无法完成长期的发展目标。

不容忽视的是运输业对石油的需求量超过了石油总需求量的72%，而这72%的石油需求量中，有超过80%的份额是与公路运输相关的。未来几十年里电动汽车的快速普及无疑将代替大量的石油需求，这种趋势可能会对石油工业造成致命的打击。

直到最近，石油行业都还没有对汽车行业发生的变化给予过任何关注。然而，近期几乎所有的内燃机汽车制造商都宣布，他们将逐渐从内燃机汽车领域向电动汽车领域过渡。比如大众和奥迪瞄准了电动汽车市场，他们计划到2025年电动汽车的销售量要达到销售总额的25%或以上，同时梅赛德斯也即将推出一系列电动汽车，其他汽车制造商如现代、宝马、通用汽车、雪佛兰博

尔特、特斯拉等也公开了未来的电动汽车发展规划。

一些汽车公司正计划，到2050年以后他们将完全停止生产内燃机汽车。此外，国内快递物流方面也开始引入半自动和全自动无人驾驶汽车及无人机来进行交货，必将对全球的石油需求产生重大影响。这种模式的转变对石油企业来说意味着什么？显然，电动汽车的快速渗透将逐渐代替公路运输这一主要的石油消费源。最近发表的《唤醒油企：电动汽车将减少石油需求》一文预测，在参考基准情形下，电动汽车到2040年将替代1380万桶/天的石油需求量，在预测上限情形下，这一数字可能将达到3950万桶/天。这应该被看做是对石油行业的警告，石油行业应该警醒！

为了避免石油行业全面崩溃，一些油气公司使油价处在50美元/桶的低位来提升原有的销量，这是为了阻止电动汽车产业的快速发展吗？或者更确切地说，导致低油价的原因是技术创新还是是一些国家为了自求生存而采取抢夺市场份额的破坏性政策，而这些政策的根本不是为了保护石油行业？不管怎么说，一些明智的公司已经摒弃了单纯开展油气业务的旧观念，开始向可再生能源领域延伸。我认为大多数的石油公司会在为时已晚之前制定新的战略。那些坚持“守旧”的公司，将会发现自己输得一败涂地。

工业革命使化石燃料成为了主要的能源，内燃机的发明使石油需求大增；而如今可再生能源的逐渐广泛利用，降低了对化石燃料的需求；特别是电动汽车的普及，使运输业这一石油需求量最大的行业对石油的需求持续降低并在未来有取代石油的趋势。

总之，石油行业的衰退应该有三个方面原因，一是油价下行，导致产油国人人自危，纷纷降价促销以求销量，造成供应过剩市场饱和的结果；二是需求下降，由可再生能源为基础而衍生出来的市场极具发展潜力，抢占大量能源市场份额；三是创新能力不足，处在传统与革新的边界，守旧只会消亡，石油企业不能再坐以待毙了。希望石油行业能基于自身不足，找到发展前进的方向，早日迎来胜利的曙光。☐

油气行业步履维艰 裁员风波何时停歇

加拿大油气行业的裁员风波持续发酵，同时其他行业对石油工人跨行再就业也持有偏见，而加拿大政府就业扶持政策的进展也十分缓慢。面对此番景象，加拿大石油工人能否在本行业内继续谋生呢？

作者 | Claudia Cattaneo
编译 | 白小明

油价急转直下，加拿大油气行业的裁员风波在持续发酵，仅阿尔伯塔省就裁员6万多人，地质工程师和勘探工程师在这次裁员动荡中更是首当其冲。其他行业对石油工人跨行再就业也持有偏见，他们认为石油从业者在油价反弹时可能会重返石油行业，而加拿大政府就业扶持政策的进展也十分缓慢。面对最为难熬的油气寒冬，石油人能否继续在此安身立命？

阿尔伯塔的裁员风波

地质工程师Ryan Lemiski, Stephen Scott, 勘探工程师Brian Sondergaard和Marian Hanna在学生时代都曾是本专业的佼佼者；他们也都曾为各自就职过的公司创造了巨大的价值，并在油气行业取得过非凡的成就；他们都为油气行业贡献了自己的青春，但是现在却因油气行业的不景气而失业了。

裁员6万人 国家内部原因成罪魁祸首

自油价下跌以来，阿尔伯塔省能源行业已陆续裁掉了多达6万名的专业人才，而这些失业的石油人才足以坐满三个马鞍体育馆。（马鞍体育馆是阿尔伯塔省著名的冰球举办场所，冰球比赛时可容纳19289名观众，由此可见此次石油行业

裁员之多）。

两年前沙特阿拉伯发动市场份额争夺战，油价开始崩盘，一场持久的行业低潮期超乎了所有人的预测，为了自保，曾经用人需求量较大的石油行业也陆续开始裁员。除此之外，埃德蒙顿和渥太华市政府的能源政策不明确、管道输送不给力、液化天然气项目无法开展、高额税收以及成本较高的法律条例的实施，一系列的国内原因导致了失业率不断攀高。

阿尔伯塔经济萎缩创历史低位

近期，阿尔伯塔省政府财务报告公布了一组不甚乐观的数据，这组数据显示，在过去的2016年和2015年，阿尔伯塔省的经济萎缩度分别为2.7%和3.7%，创历史新低，这一数据甚至不如国家能源计划（NEP）后1982-1983年经济衰退期的水平。

加拿大非常规资源协会主席Dan Allan称，“这简直就是一场人间悲剧”，根据会员们的反馈，从地质工程师、财务人员到销售人员，预计阿尔伯塔省将会有4~6万名石油工人失业。

7月，阿尔伯塔省官方公布的失业率为8.6%，创22年来的新高，Allan表示，油气行业曾是加拿大的主要收入之一，在石油行业衰退前，毫无迹象表明加拿大会出现如此高的失业率。

Allan称，当他看到数以千计的从业者失业时，他感到非常沮丧。这不仅仅涉及数千人，而是波及数万人。他们想尽量办法将这件事看淡一点，但这毕竟是一件令人不安的事。

行业回暖 石油工人会回归石油领域吗？

尽管目前油价呈缓慢反弹趋势，但是在两年内，油气行业的就业状况并不会因此而得以恢复。与此同时，其他行业也不愿接收石油行业的离职人员，因为他们认为一旦石油行业复苏，这些失业者就会回归石油行业。而政府推崇的绿色就业，实质上就是让石油工人向清洁能源转型，以满足新气候变化政策所需的人才缺口。

Lemiski: 努力工作却被裁两次

今年33岁的Lemiski，曾在阿尔伯塔大学学习了8年，并获得了地质学学士及地球与大气科学硕士学位。六年前，他作为一名勘探工作者就业于Talisman能源公司，但当公司陷入财务困境，削减勘探计划时，他被解雇了。后来他在中海油Nexen子公司谋得岩石矿物分析这一岗位，但今年三月他又失业了。

这两家公司为他提供生活保障的同时也丰富了他的工作经验，但和其他的年轻工程师一样，Lemiski是公司裁员的主要目标，因为公司需要花费资金来培训他，并为他制定职业发展计划，这些都增加了公司的营运成本。作为加拿大石油地质协会的志愿者主管，Lemiski表示，“自从进入这个行业以来，我一直在努力工作。但工作了6年，却被裁了2次。”

这两家公司为他提供生活保障的同时也给他提供了丰富的工作经验，但和其他的年轻工程师一样，Lemiski是公司裁员的主要对象，因为公司需要花费资金来对他进行培训，并为他制定职业发展计划，这些都增加了公司的经营成本。作为加拿大石油地质协会的志愿者主管，Lemiski表示，“自从进入这个行业以来，我一直在努力工作。但工作了6年，却被裁了2次。”

Lemiski的妻子在卡尔加里有一份不



错的工作，但如果他和妻子能在别处找到工作，他们将离开阿尔伯塔省。目前，他已无望重新找到与地质工程师相关的工作，因为一旦有招聘职位，就会有上万人去申请。他承认，目前石油业别无选择，只能削减成本来应对窘境。

阿尔伯塔就业总人数在增长

Petro LMI/ENFORM一直在跟踪油气行业劳动力市场的变化趋势。该公司表示，全省在2016年前4个月内共有14.5万人直接从事油气开采、管道和服务工作，而2014年这一数字为17.6万。与此同时，2016年前4个月的失业人数为1.73万人，而这一数字在2014年仅为6500人。但阿尔伯塔省就业总人数则从239万增加到了245万，这也说明其他行业的就业人数在增长。

Allan表示，地质工程师和勘探工程师的工作主要是勘探新的油气储量，随着油气公司逐渐将主要精力放在了对已有储量的开采上，他们将不再关注新储量的勘探。因此，地质工程师和勘探工程师所遭受的失业打击最大，根据其行业协会估计这两个职位的失业率将达到40~50%。

阿尔伯塔地球科学家和工程师协会发言人Philip Mulder表示，地质工作者是此次裁员大潮中的主要裁员对象，因为他们主要的就业范围只能是在油气行业，而工程师们则可以有更多的职业选择。

46岁的Stephen Scott是一名工程师，他20年前毕业于Queen's大学土木工程系，后来在阿尔伯塔省的Athabasca大学获得MBA学位。他的第一份工作是在运输行业，然后通过工程咨询公司进入了油气行业。他最后一份工作是在Cenovus能源公司，但在去年10月他被解雇了，Scott彻底离开了油气行业。他表示，进入其他行业同样充满挑战，非能源公司不愿接收曾经的石油工人。

高薪成石油工人再就业阻碍？

Higher Landing位于卡尔加里，是一家专注于帮助能源行业失业人员找新工作的职业服务公司，该公司总裁Jackie Rafter表示，其他行业的招聘人员思维保守，不愿接受能源行业的从业者，他们担心一旦油价恢复，他们就会离开，并且石油行业再就业人员要求的所谓高薪，这也让其他公司无法接受。

Rafter称，那些成功转型的人正从事着与原职业完全无关的如志愿者、艺术、计算机科学甚至是农业这一类工作。非能源公司也会因拒绝接受石油工人而错过大量的专业人才，因为技术、学术和分析技能等能力在不同行业内都具有通用性。她表示，这些失业的天才对她们来说简直是“一座金矿”，其他行业需要了解能源行业人员的价值。

Petro LMI/ENFORM的一位发言人Claudine Vidallo表示，招聘人员对石油工人的薪酬定位是一大阻碍。她表示，2015年采油工人按小时计平均工资比全省平均工资高44%。这一原因可能使其他行业的雇主很难雇佣一个来自油气行业的人。

即使那些对薪酬预期较低的人也很难获得工作。卡尔加里大学是集地球科学、工程和商业领域为一体的顶级学府，但该校校园招聘形势也不容乐观。

学校的就业服务部管理者Colleen Bangs称，许多雇主已经暂停了应届毕业生招聘计划。为了避免出现因未来经济复苏而出现员工断层问题，一些公司仍在继续招聘毕业生，但与两三年前相比，就业前景已相差甚远了。

文化差异or职业偏见

阻碍石油工人再就业的另一因素是行业间的文化差异。石油领域的工作一直受加拿大反油砂组织的反对。Scott表示，因为石油工人与脏兮兮石油打交道，他们越来越不受其他行业欢迎。

油气公司的高管们不会受这些文化差异所带来的影响，但对目前已失业的Stephen Scott来说却影响颇深。他也在卡尔加里以外的地方找工作，即使这意味着放弃原来城市的人脉基础以及他妻子的工作，他还是需要找到一份新的工作。

油气行业最难熬的冬天

Brian Sondergaard是一名勘探工程师，在26年的职业生涯中，他曾服务于14家不同的公司并帮助这些公司发现价值数十亿美元的油气储量，对他来说，改行显然不是最佳选择。他特别自豪的是，自己曾在阿尔伯塔省北部的Swan Hills地区发现了一口自喷井。

谁会是下一个被裁的人？

两个月前Sondergaard结束了他在新

兴勘探公司Striker的工作，这是他5年来的第3份工作。而他最后一份工作的薪酬只有最好时的一半，这在另一方面也说明了随着失业人数的不断增多，石油工人的期望薪酬一降再降。

作为业内的资深人士，他表示从1月份开始就知道公司即将难以为继。他甚至未将挂牌出售的消息告知他们，他是在《每日石油公告》杂志上看到这一消息的。被裁之后，Sondergaard依靠着自己庞大的行业人脉重新开始找工作。但他表示已经没有新工作可找了，而那些仍在油气行业工作的人也在时刻担心着自己会是下一个被裁掉的人。

根据雇主们的反馈，由于钻井作业前景不容乐观，他预测即将到来的冬天将是整个油气行业最难熬的日子。Sondergaard表示，大多数石油低迷期一般只持续一个钻井周期，而本轮低潮期已进入了第三个周期。如果没有根本上的改变，低迷期将持续到2017年底。

Marian Hanna: 我不会放弃!

另一资深勘探工程师Marian Hanna

称，自己不会放弃。Hanna的上一份工作是ION地球物理服务公司加拿大分公司的总裁。一年前她被解雇了，这主要是因为这家总部位于休斯敦的公司关闭了其在卡尔加里分公司，该分公司在过去28年里做到了许多领域的行业第一，其公司价值达数十亿美金。

Hanna身兼加拿大勘探地球物理学家协会(CSEG)志愿主席，她刚刚从卡尔加里大学Haskayne商学院的企业董事培训课程结业，希望步入另一领导岗位。她申请了各种工作，包括卡尔加里市战略策划一职，但至今一直未取得大的成功。

Hanna对加拿大目前采取的应对措施表示担忧，低价向美国出售原油，新管道项目审批评估过严，这些举措都不利于本国经济和民众生计。

Hanna担心过度裁员将会使加拿大缺乏能源方面的相关人才，将来加拿大可能无法有效利用能源行业带来的新机会。作为在CSEG工作的一部分，她曾提醒政府去关注能源行业过度裁员可能带来的后果以及缺乏就业规划的严重性。👁



石油石化行业“新常态”带来的连锁反应，SGS 如何接招？

面对“国家经济新常态”及“低油价”的双重挑战，石油石化行业“产业转型”不再是空洞的口号，倒逼下的企业改革应运而生。“结构升级”将涉及整个产业链的方方面面，作为石油石化监测认证领域的“排头兵”：SGS通标标准技术服务有限公司稳中求变，不断优化自身服务流程、将经验转化成市场竞争力并积极寻求合作新模式、努力开创新的增长极。SGS乐意利用自己成熟的全球服务网络及资源优势，把发达国家市场中的众多成功的国际项目实践经验带到中国，帮助石化上、中、下游相关企业规避其寻求可持续发展时可能遇到的风险、提高企业综合竞争力。

SGS 石油石化全方位服务及解决方案

供应链服务	在役检验服务	培训服务
检验和催交、项目协调、供应商的资质审定、大尺寸测量、材料测试	储罐检验、钻井设备检验、安全阀的校验、内窥镜检验等	欧标和美标无损检测人员培训、焊接培训等
强制性和自愿性认证	无损检测服务	其他服务
ASME,CE,IBR,DOSH,MOM等	RT,UT,MT,PT,ET,AE,TOFD,PAUT等	国际工业高空绳索技术服务、TSS服务等

详情请咨询

4006 301 878
industrial.china@sgs.com
0532-68999254
fiona.sun@sgs.com

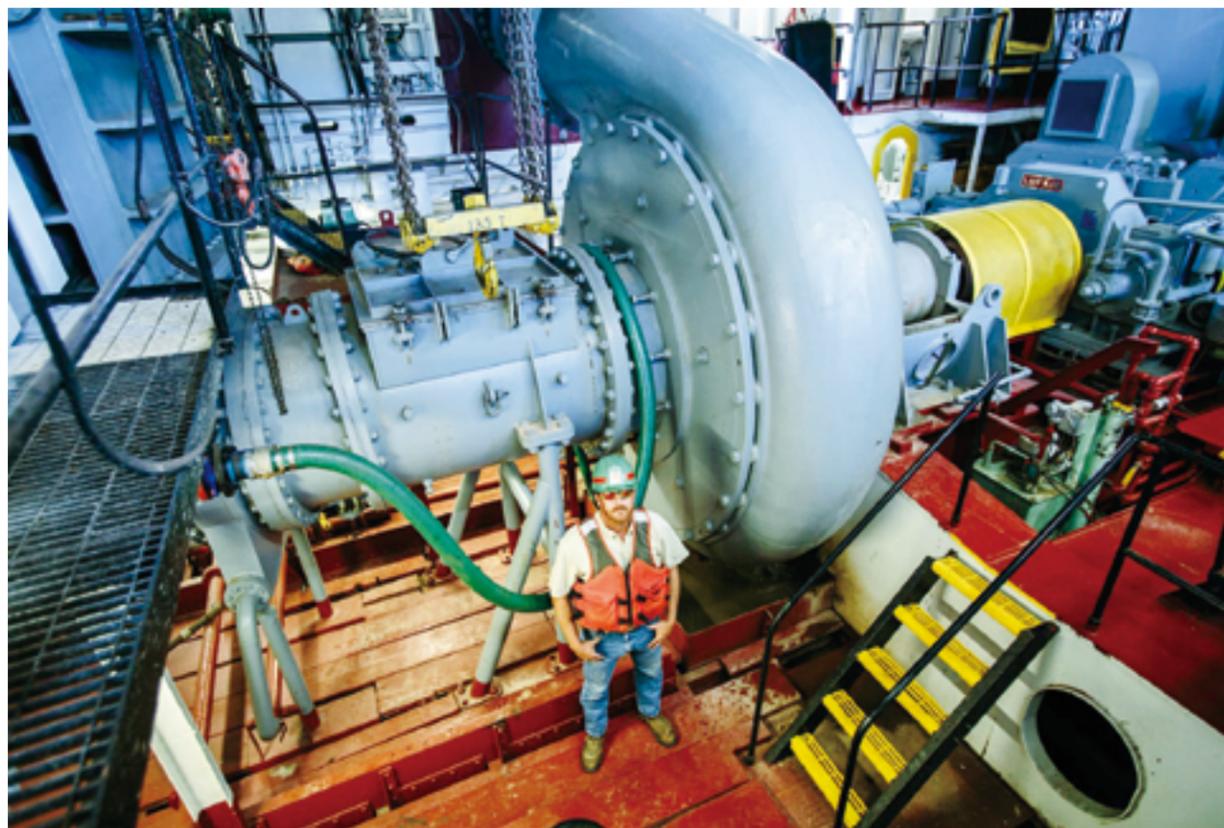


扫描二维码
了解更多信息

SGS 是全球领先的检验、鉴定、测试和认证机构

WHEN YOU NEED TO BE SURE

SGS



全面解读 GE将贝克休斯收入囊中

最新消息，GE的油气子公司与贝克休斯确认合并成立“新”贝克休斯，两家公司将如何合作，有何种权益关系，将产生什么样的经济效益？石油圈为您全面解读“婚约”细节。

来自 | Energy Egypt
编译 | 王月 徐文凤 李倩

北美时间10月31日8点，GE和贝克休斯联合宣布：GE油气分公司与贝克休斯达成合并意向，联手打造世界顶级油服公司，为客户提供独一无二的服务与设施。“新”贝克休斯将以320亿美元的综合收入及覆盖120多个国家的业务量成为顶级的设施、技术及服务提供商。GE技术优势与贝克休斯油服业务的结合，将为客户提供一流的物理和数字技术解决方案。

并购细节

两家公司董事会已达成一致，同意签署合并协议，并由GE向贝克休斯股东一次支付现金分红，每股17.5美元，而贝克休斯将继续持有新公司37.5%股份。

GE董事会主席兼CEO Jeff Immelt表示，此次合并将打造出新的行业领袖。目前，客户需要更高效的生产解决方案，这一问题只能通过技术创新和优质服务来解决，而这也是GE和贝克休斯所各自的优势所在。

自GE开展油气业务以来，其一直对贝克休斯的专业服务印象深刻。而油气业务是GE重要的战略版块，占据着GE的优势资源。一个优质油服平台必须向顾客提供一流的数字产品，GE期望Predix能够成为行业标准，并成为提高服务质量的代名词。通过合并，GE可以大幅提升企业竞争力，从而使投资者获利，同时能够使其股票

到2018年每股上涨0.4美元，到2020年上涨0.8美元。

贝克休斯董事长兼CEO Martin Craighead称，此次合并能够为彼此带来一流的油田设施、生产技术服务、电子技术，从而使客户和股东受益。同时，合并能够创造一个无缝集成平台，提供更加优化的解决方案，强化与客户的联络。

GE油气分公司现任总裁兼CEO Lorenzo Simonelli表示，此次合并是对油服行业的重新洗牌，将造就一个更大、更强、注重长期发展的油服公司。同时，合并将使两公司的员工受益，这是不同企业文化之间的磨合，员工要以期超出客户预期为目标，不断提升自身竞争力。

战略目标与经济效益

资产互补和产品集成将为新“贝克休斯”的客户提供差异化服务。新公司将GE的数据处理技术、制造理论和技术与贝克休斯在油服行业优秀的经验结合起来。从而成为油气行业设备、技术均领先世界的油田技术服务商。此次合并收入将达到320亿美元，并在120多个国家开展油气业务，为世界提供最顶尖的油气技术装备服务。

两家公司在石油寒冬期间都进行过投资，并且在整个行业具有强大的互补性。GE拥有全面的油气生产和技术解决方案，贝克休斯拥有先进的海上钻井、钻井旋转导向设备和钻完井



过程中的成像和遥感技术，两家公司技术互补，跨界融合，合并后的公司将超越传统油服公司的作业范围，为油气生产提供技术支持和解决方案。

合并符合两家公司互利共赢的发展战略。新公司希望到2020年能够获益16亿美元，净现值达到140亿美元。虽然这主要由成本估算驱动，但在行业回暖的趋势下，双方坚信，新公司将

拥有无限的发展潜力。

合并为贝克休斯股东创造价值。多样化投资组合能够贯穿于整个油气服务周期，油气业务和油服业务整合后的协同效应能够提升运营利润率并驱动有机增长，“新”贝克休斯拥有强劲的资产负债表。

合并为GE股东创造价值。此次合并将使其股票到2018年每股上涨0.4美

元，到2020年上涨0.8美元，这为优质数字工业公司的建立提供了资金保障。

“新”贝克休斯将成为行业首选的合作者和雇主。GE油气分公司和贝克休斯的合并是不同企业文化的磨合，彼此公司的员工都将显著受益于这家更大、更强、注重长期发展的油服公司。

资产结构

此次合并是一种新型合作模式，GE和贝克休斯都能继续运营各自原有业务。GE将拥有新公司62.5%的股权，贝克休斯将持有37.5%的股份，两者通过纽约证券交易所成立一个新的上市公司。交易结束后，贝克休斯的股东将获得一次性的现金分红，为每股17.5美元，而GE将提供74亿美元用于为现有的贝克休斯股东提供现金股利。

总部、管理层和理事会

“新”贝克休斯将有两个公司总部，分别位于德克萨斯州的休斯顿和英国伦敦。

GE的董事长兼CEO Jeff Immelt将担任新公司的董事长，GE油气分公司的总裁兼CEO Lorenzo Simonelli将担任总裁兼CEO，贝克休斯董事长兼CEO Martin Craighead将担任新公司的董事会副主席，其余管理层领导则由GE和贝克休斯现有的领导人员组成。

交易完成后，“新”贝克休斯的董事会将由九名董事组成。其中包括主席Jeff Immelt在内的五人将由GE任命，其余四人包括副主席Martin Craighead，将由贝克休斯任命。

必经之路

该交易必须经过贝克休斯公司的股东、监管部门的批准，同时符合其他惯例成交条件。GE和贝克休斯将积极配合相关部门的监督管理，以促进各项并购流程的顺利进行。

石油圈认为，与上次哈里伯顿收购相比，此次并购，并不一定能够在短期内给市场带来明显变化，但从长远来看，两者优势互补，会在技术领域全面超越油服行业老大斯伦贝谢，合并将会对整个行业带来冲击性的影响！

多管齐下 盘点油气行业供应链改革的五大要点

石油行业不景气，首当其冲的就是油服公司。近两年来，油服公司的财务报表惨不忍睹，大量企业宣布倒闭。如今，油服行业为了生存，已经开始从供应链领域着手，探索降本增效的方法。那么关于供应链的改革涉及哪些方面呢？

作者 | Giorgio Bresciani
编译 | 张强



过去两年间，油气行业供应链上的相关企业经历了从繁荣到萧条的历程。为此，油田服务与设备公司正在积极探索生存之道。

由于油价一路下跌，油气行业在过去两年内甚是没落，油田作业公司也因此大幅削减了供应链支出。受其影响，油田服务与设备供应公司的业务量骤减。为了生存，许多公司开始削减成本，甚至改变原有的业务模式。除此之外，为了有效降低运营成本并获取长期利润，作业公司与油服公司也开始通力合作，共同抵御油气行业寒冬。油服公司正在采取以下5个策略以适应低油价环境，即削减成本、垂直整合、探索新的盈利模式、加强合作、改变设备供应及服务模式。

削减成本：油服公司的瘦身计划

石油行业曾经的繁荣鼎盛，使油服公司早已习惯了大手大脚。然而随着利润骤减，削减成本已成了他们当务之急的生存之道。

自2009年以来，油气行业的兴盛导

致了每桶油的开采成本逐年上升5~15%，石油公司因此经历了多年的成本膨胀。其中，海洋石油开采成本涨幅尤为明显，盈亏平衡点居高不下。例如，北海地区的桶油成本从2010年的8美元上升到了2013年的17美元，增加了2倍多。

但是，从另一方面考虑，越是臃肿的公司，其开展瘦身计划来优化成本的机会就越多。

油田作业者现如今也正在努力寻求提高效率、节约成本的方法。例如，美国许多独立作业公司通过改进水平井技术，采用多级压裂甚至超级压裂技术，这样不仅增加了单井产量，还降低了桶油成本。还是以北海地区为例，根据麦肯锡公司数据显示，2015年北海地区的采油成本下降了20%。

起初，油田作业者也只是在战术层面改进以降低了成本20~30%，其中包括项目延期、削减开支、裁员及减少油服公司作业量等措施。但是现在，油田作业者已经开始从战略层面做文章，例如优化作业流程、探索供应链协作方案、寻找

新的盈利模式以及引进最新技术。油服公司也在效仿这些做法从战术及战略层面开展削减成本计划。

垂直整合：打造一站式服务

垂直整合即各部门、板块要通力合作，这是一种降低成本、简化承包商管理的有效方法。通过整合设备、软件、工程以及其他服务供应商，油服公司可以最大化的为用户提供服务。

油田服务和设备供应往往都是由多个供应商提供，这样往往会导致供应链管理的复杂化和碎片化。如今，许多油服公司正采取垂直整合措施，使各项服务一体化，从而减少协调成本。通过这种方法最高可降低30%的成本。例如，斯伦贝谢公司正在进一步开发已有的Petrel软件平台，这样客户便可利用优化的平台进行油藏油田建模、井位选择以及完井设计，从而减少额外的成本支出。

除业务整合外，许多公司也在通过合作或者收购的形式拓展业务范围。如在2013年Cameron与斯伦贝谢在深水开

发领域共同成立合资企业One Subsea，该公司整合了斯伦贝谢的油藏、油井技术以及Cameron的井口、地面技术（传感器、控制器、软件和分析），形成了一套完整的钻采系统，该系统每年的利润约为6亿美元。继13年合作之后，斯伦贝谢于2015年收购了Cameron。

2016年5月19日油服领域发生了一件大事。美国油服公司油田服务公司FMC Technologies (FTI)与法国油服公司Technip宣布合并。合并之后，双方将共同致力于改进海上油田设计、运输及维护方式。另外，两家公司也将为客户提供一体式的全套海工设备供应服务，包括Technip公司的EPCI总包服务、设计软件（Subsea, Umbilicals, Risers和Flowlines）以及FMC公司的设备系统。通过提高供应链效率、优化基础设施以及优化组织结构等措施，两家公司预计，到2018年重大项目的成本将会减少2亿美金，而2019年则至少降低4亿美金。

探索新的盈利模式：共担金融风

险注重长期回报

如今，油服领域也在探索新的盈利模式，例如考虑可以结合设备及服务的绩效合同以及参与利用股权交换设备和项目的项目融资。新的盈利模式能够使油服公司为油田作业者提供更多的灵活性，有效降低油田作业者的供应链成本以及在困难时期的投资需求。尽管这种方式会给油服公司带来更多的资金压力，但能为其创造更多的现金流。

比如通用电气GE与Diamond Offshore钻井公司签署了一份协议，这份协议规定，GE仍然保有防喷器完整业务的所有权。但只有当防喷器正常工作时，Diamond Offshore才会付给GE一定费用，以此来激励GE提高防喷器系统可靠性和减少关停时间。很显然，这样的模式增加了GE这一类服务公司的资本支出负担。

这种模型的缺点是需要公司建立更为复杂的金融管理模型以及进行更加紧密的合作，这些要求超出了许多公司的能力范围。例如斯伦贝谢与油气勘探企

业Ophir能源公司就Fortuna LNG项目曾签署协议，斯伦贝谢因此在项目中获得了40%的股权。然而，由于双方无法完成协议规定的交易内容，该协议于2016年4月底作废。

加强合作 抱团取暖

油服行业的企业并购有两种常见的类型，一种是如Nabors公司与C&J油服公司合作以及哈里伯顿收购贝克休斯的这种同类型公司之间的合作；另一种是如斯伦贝谢收购Cameron以及FMC与Technip合并的这种油田生命周期不同阶段业务的整合。

据麦肯锡预测，如果油价继续维持在当前水平，油服板块将会出现更多类似的合作。许多公司的经营规模已经大不如前，这些公司可以通过合并的方式节省许多成本。此外，钻井板块也适用于类似的合作方式。

设计创造价值：改变设备供应及服务模式

一些公司通过持续增加研发新技术的投资找到了新的利润增长点。低油价迫使石油行业降本增效，而新技术的开发就是实现降本增效的一种有效手段。

石油行业的上游作业者们正在致力于采用先进技术来降低成本，例如采用随钻测井技术（即在钻井的过程中测量地层岩石物理参数，并用数据遥测系统将测量结果实时送到地面进行处理）、旋转导向钻井技术和智能完井技术。而油服公司也应加大技术研的投资，利用数字技术来提高工作效率、开拓市场，同时油服公司也要探索新的商业和应力模式来应对行业寒冬。

石油行业的上游作业者们正在致力于采用先进技术来降低成本，例如采用随钻测井技术（即在钻井的过程中测量地层岩石物理参数，并用数据遥测系统将测量结果实时送到地面进行处理）、旋转导向钻井技术和智能完井技术。数字技术具有极大的潜力并广泛应用于各个领域，但石油行业在这方面却有些反应迟钝。对于石油行业来说，数字技术的应用可以提高钻完井流程的自动化程度，降低人力成本，增加信息获取效率。因此，油服公司也应加大技术研的投资，利用数字技术来提高工作效率、开拓市场，同时油服公司也要探索新的商业模式和盈利模式来应对行业寒冬。

如今，许多油服公司在设备研发阶段更多的引入模块化设计理念来节约成本。过去，产品设计师并没有考虑过产品成本或是其总拥有成本（TCO）。而从成本角度去考虑设计模块能够节约15-30%的采办和制造成本。在这点上，斯伦贝谢公司最新设计的钻头就是一个非常典型的例子。总之，油服板块的降本增效之路任重道远，供应链改革势在必行。📍



石油巨头们如何实现 节省十亿！增收十亿！

创新会为行业带来新的活力，但是能带来活力的却不只创新！除了裁员，合理利用现有技术和设备也是油气公司降本增效的方法之一。那么，这种方法究竟能为油气公司带来什么样意想不到的收获呢？

作者 | Richard Ward
编译 | 张德凯

创新会为行业带来新的活力，但是能带来活力的却不只创新！除了裁员，合理利用现有技术和设备也是油气公司降本增效的方法之一。那么，这种方法究竟能为油气公司带来什么样意想不到的收获呢？

单就电脑设备而言，如果油气公司能够充分利用的话，这些设备将带来数十亿美元的额外收益。目前，行业中的高级分析工具能够对降本增效方案进行自动的分类、识别、对比与鉴定，而这种工作是普通员工无法轻而易举完成的。尽管同类分析工具已问世多年，但石油行业在对这些工具的应用方面却显得有些故步自封，发展缓慢。油价下跌固然是造

成这种情况的原因之一，但企业内部IT部门的竞争以及公司本身的消极态度也是不可忽略因素。

目前，石油行业意识到了分析工具的重要性，各大油企也开始合理运用现有技术，并达到了降本增效的目的。对此，石油圈将对三个降本增效的案例进行分析，带您一起领略石油巨头是如何取得降本增效胜利的。

优化供应链降低十亿美元成本！

AB Oil Co曾经召集了所有的供应商进行谈判，要求供应商降低原料价格，虽然供应商同意了AB公司的要求，但这并不能充分降低该公司的成本支出，AB

公司还应该在本方面做出哪些有价值的决策呢？

过去几年间，AB公司高层做出了许多有关设计、采购和作业等方面的决策，包括阀门订单、套管作业、固井合同等，并且该公司与各个供应商都签订了合同。但在与这些供应商签订合同的同时，市场也在逐步发生变化，例如一些供应商降低了价格，某些作业团队的工作效率明显提高等。但是AB公司并没有及时注意到这些变化，这在无形中增加了公司的运营成本。但这种情况为什么会发生呢？这是因为，在市场上各种各样的信息、参数会同时出现，任何人都不能同时掌握所有的信息，从而也无法做出最佳选择。加之这项工作太复杂，复杂到连一个专业的分析团队都难以应付。但是计算机却完全可以胜任这项繁杂的工作！

新型的分析工具拥有同时分析、整合数据的功能。通过成本核算，新型分析工具能够自动挑选出对公司运营最有利、成本最低的采购方案。

例如，一家位于北美的页岩开发商发现，水平井的钻井价格会随着作业区域的不同而呈现差异化。为了确定最佳采购方案，开发商成立了一个数据分析团队。这个团队收集了财务、运营、行业资讯以及竞争对手的投资情况等方面的数据，并对这些数据进行了从上到下的系统分析。通过无数次的记录、标准化与关联，数据分析团队得到了最佳方案。因此，该团队非常自信的对作业团队的选择、套管设计以及采购方案做出了相应的改变。

而作业结果也显示，与预算相比，该公司的每口钻井平均节约了70万美元。而公司未来的计划是完成1300口井的钻探开发工作，总计将节约9.1亿美金，距离十亿美金的目标已非常接近！

缩短工程时间节约十亿美金支出!

AB公司拥有数千计的项目,为此公司雇佣了几万名工程师及技术人员。但是,并不是所有的项目都能成功或是为公司盈利,也不是所有的员工都有很高的工作效率。为此,公司需要持续对工作内容 and 员工的表现进行考察与鉴定。但这种考核通常只会对某一项内容的表现现象做出评判,而很少有机会使公司获得足够的信息去分析造成这种现象的深层原因,所以考察效果难免事倍功半。计算机程序在这方面的表现也是十分突出。

计算机分析程序可以同时分析几百个工程师进行的活动,效率极高。研发人员首先收集了相关的通讯数据(邮件、日期、姓名等)、中期工作成果(会议纪要等)、工作时间记录表、员工分布表和差旅费用等信息,然后通过分析工具对这些数据进行分析,最后得到了这些团队的工作效率及工作有效性的全面分析结果。通常人为分析数据时,员工会认为大公司的效率更低,但分析工具不会混入个人对任何公司的偏见。

分析的每一步都会对关联值较高、更加符合预期的数据进行标准化,而无用的数据则会舍去。通过数千次的迭代计算,分析工具最终会制定两个标准来衡量团队的工作效率是否低下。

第一个标准用于衡量协调程度:由于团队目标不统一或是团队内部冲突,那些需要高协调度但是沟通却较少的团队通常表现较差,缺乏沟通会导致工作进度慢、目的性低,整体工作效率也会降低。

另一方面,沟通过于频繁的团队虽然表现出了很好的协调性,但是其工作效率也不高。因为坚持按照工作总结会和问题研讨会制度工作会造成严重的时间浪费,这类员工的工作状态永远是开会以及等待别人开会。

在以上两个案例中,只要获得相应数据,分析工具即可对项目或是工作人员做出正确安排,并且建立高效的工作模式。

在已记录的案例中,以工程时间计,这些团队的成本支出都降低了15%-20%。

油气行业保守工作模式决定了其发展现状。通常油气工程作业团队都出现过上述提到的问题,但是他们中大多数的团队都没有采用有效的分析工具来解决这些问题。以AB公司为例,在未来三年中,该公司只需再雇佣约1500名员工即可完成工作,而原计划则需雇佣上万名员工,这将为公司节省超过十亿美元的花费。而像“节省十亿美元”这样看起来很难完成的工作,对于分析工具来说也只是小菜一碟。

提高生产效率 营收增加十亿!

持续的低油价迫使油气公司将关注的重点大多放在了如何节约成本上,因此,他们往往忽略了“增加产量”这种能够抵御风险的有效手段。

绝大多数的油田修井作业与生产优化的关系可以用帕累托规则或80/20法则表示:即油田上将近80%的产能提高来自于约20%的修井作业。可想而知,若能分辨出这20%的有效修井作业,并以此为根据来合理分配修井作业投入,开发商的收益将得到显著提高。

但历史数据表明,这样做的难度非常大。常规的分析手段需要多个分析工具进行配合,期间通常需要在不同的系统中进行数据的转换,非常繁琐。这就导致很多油气公司在得到一个分析结果之前就放弃了分析,进而在修井作业方面的投入还是没有重点。

柱塞举升优化工具PLOT已经问世,康菲石油公司也运用该工具对2013年的计划进行了调整。然而,“工具”这个词对于PLOT来说有点不恰当,因为PLOT只是将已有的分析软件、柱塞举升系统、产层数据以及作业经验等资源进行整合、简化,并且整个过程由自动化软件流程来完成。

简而言之,PLOT就是利用现有资



源,执行工程师制定的计算指令,然后利用配备的自动化程序和认知来完成数据和设计的改进工作,这项技术最早用于通讯行业,之后才引入了石油行业。PLOT结合了多种系统,对每一口井的分析描述都包括43份图表,内容详细,覆盖了油气井的整个生命周期。PLOT的主要优势之一就是它无需设计任何新的软件、系统,也不需要建立新的数据库或数据模型,使用起来就像手边的工具那样简单。

据康菲公司报道,在使用了PLOT工具的油田中,原油产量提高了30%,收益明显提高。若时间以三年计,假设油价为40美元,那么PLOT为康菲带来的收益就

超过了十亿美元。收益如此之大,而付出的却只是运用数字技术,性价比可见一斑。目前,分析工具的应用主要体现在两个方面:高级分析与机器学习。

高级分析

在过去几年间,统计分析工具、模型构建工具和技术分析工具都经历了快速的发展。现在几乎每周都能看到关于全新分析系统研发成功的报道,方向也涵盖了面部识别、算法路径优化以及预测模式识别等多方面。

现在越来越多的技术分析工具被应用到商业和工程活动中,同时,为了满足工业应用的需求,相应的分析工具也已

经进入了测试阶段,测试内容包括系统的采购、维保以及建设。

机器学习

机器学习功能也许会对未来发展产生十分深远的影响。举个例子来说,当在网上搜索Deep Mind和Atari时,大家会发现一个视频,视频的内容是谷歌DeepMind开发的一个有自学能力的程序,这个程序通过自学在Atari游戏中获得了胜利,并且还设计出了一个更有效的游戏取胜方案。

从传统角度来看,软件集成系统与土木工程项目有点类似,它们都期望将庞大且灵活性差的部件组装成即稳定又



耐用的产品。

这样的组装工作在某种程度上确实取得了成功，但是大多数成果都无法适应情况的变化，显得非常古板。在过去的几年间，新型集成软件系统开始逐步面世，这些集成软件工作起来就像人类在操作一样，非常灵活，这使得过去的古板的系统逐渐退出历史舞台。过程自动化工具能够自动读取屏幕和应用程序界面的数据，并且能够将这些数据传输给下一个系统，整个过程无需编码指令。市面上所售的商品有很多都是靠新型系统运行的，比如协调软件、机器人自动化或是简单的自动化过程，甚至连智能手机也不例外。

机器自主学习和过程自动化这两种工具在工作中能发挥很大作用，但我们也要认识到，并不是所有的工作要求都相同，也不是所有的团队对各种工具都有

需求。因此，要想它们在工作中发挥出事半功倍的作用，公司还需要一个完善的实施策略。

但同时，每个团队或公司也都有机会从这些技术和工具中获益。从以往的经验来看，能否从这些技术中获益主要取决于以下三个因素：

一是组合投资思维，在油气勘探过程中通常需要钻几口初探井才能发现油气资源，而且在不同的地点要选择何种技术也是开发者的烦恼之一。因此，运用投资组合思维来选择相应的初探井钻探技术就显得非常有必要。

二是高效的执行团队，在金融行业，私募基金公司的每次都会选择有潜力的项目进行投资，并且选择经验丰富的团队来操作。同理，为了保证成功率，油气开发公司也应该选择经验丰富的团队来执行应用前景较好的技术测试，因为这样

的团队知道如何掌控风险，适合进行高级分析工具和机器学习的探索工作。

三是及时沟通，数字技术能够使交流变得更加迅速。这样即使在工作过程中出现一些错误，大家也能及时沟通、解决，这比实体沟通工具更加的高效，并且积极沟通的工作习惯也有利于激发工作中的创造性。数字技术也能改善管理体系，进而提高大家的积极性和活跃度。

以上三点要素是一个高效运作团队所必备的。拥有这样特质的团队能够快速判断出领导人的潜力，并能够以最有效的方式管理风险。

长期看来，油价将一直处于波动状态，油气公司要想立于不败之地，就必须拥有强大的适应能力以及调整能力。所谓适者生存，若能合理利用这些聪明且高效的工具，油气公司就能找到最佳的生存之道。☐

Gastech
Conference & Exhibition

主办单位:



钻石赞助商:



2017年4月4-7日

幕张千叶会展中心
日本东京

业界领袖 齐聚日本

以下是目前已确认出席Gastech2017全体大会及领袖论坛的演讲嘉宾。这将是了解全球天然气及LNG价值链最新动态，获取国际前沿能源企业领袖行业见解的不容错过的业界盛会。



Patrick Pouyanne
主席及首席执行官
Total



Ryan M. Lance
主席兼首席执行官
ConocoPhillips



Peter Coleman
首席执行官兼执行董事
Woodside Energy



Maarten Wetselaar
整合天然气及新能源总监
Royal Dutch Shell



Michael K. Wirth
中游及业务发展执行副总裁
Chevron



Robert S. Franklin
天然气及发电市场营销总裁
ExxonMobil



Khalid bin Khalifa Al-Thani
首席执行官
Qatargas



Charif Souki
主席
Tellurian Investments Inc.



Shogo Shibuya
总裁及首席执行官
Chiyoda Corporation



Jack A. Fusco
总裁兼首席执行官
Cheniere Energy Inc.



Mary Hemmingsen
全球LNG主管
KPMG



Nobuo Tanaka
主席 日本Gastech联盟
前执行总监 国际能源署

组织方:



完整会议议程及演讲阵容
将在2016年10月公布，敬请关注！
了解更多请关注Gastech官方微信号
www.gastechevent.com/oilsns2



油气市场开启新秩序 谁将接替OPEC成为新霸主?

2014年年末，油气行业遭遇滑铁卢。掌握行业话语权的OPEC由于种种原因渐失人心。这就意味着，全球油气市场新秩序即将建立，谁会成为行业新霸主？未来的油气行业将何去何从？

来自 | Oil & Gas 360
编译 | 张强

自油价下跌以来，OPEC不仅没有通过减产措施以提升油价，反而成员国之间的分歧越来越大。种种迹象表明，OPEC已经无力继续掌控大局。与此同时，北美地区的石油生产商已经崛起，俨然成为了新的霸主，全球原油市场开启了一种“新秩序”。

OPEC的衰落 是否意味着油气行业新秩序的开始?

每隔几天，我们就会看到来自EIA、OPEC、IEA以及财经媒体的报告，这些报告所显示的油价时刻牵动着原油市场交易员和投资者的神经。根据最新发布的数据，美国原油库存增加110万桶，这导致WTI原油期货价格下跌1美元；前些天OPEC特地开了一次会议来寻求油价支持，他们希望油价上涨1.5美元……这不禁让我们反思：难道今年我们所看到的一切，就是油价的新常态吗？

2014年的感恩节，油气行业突遇“寒

冬”，就像长满草的山坡一夜之间被推土机推过，变得面目全非。2014年感恩节之后的21个月中，油价的大幅波动已经成为了一种新常态。从2014年的100多美元/桶一路下跌至2016年初的26美元/桶，原油市场已经变得难以预测。

当OPEC为维护自己的市场份额而拒绝减产的时候，他们就已经不再是全球原油市场“产量调节者”了。近两年，油气行业因OPEC的不作为而承受了巨大的痛苦。疯狂的行情已经让许多人离开了这个行业，而留下来的人们则是在沉潜中蓄势待发。

原油市场新秩序：供应决定价格还是价格决定供应?

近期原油市场的表现，让人们产生了许多新的问题：油价将会在一定区间内小幅波动还是继续大起大落？油价的波动是否已成为新常态？原油市场何时才能重回平衡？

过去很长一段时间，油价曾牢牢地控制在OPEC手中。这个产油国同盟根据国际原油市场的供需状况来增产或减产，以维持油价和供需的稳定，这也是OPEC组织一个使命。OPEC之所以拥有这样的能力，正是因为它的成员国控制了全球绝大多数的石油产量，而成员国也乐于通过这样的方式来控制油价。

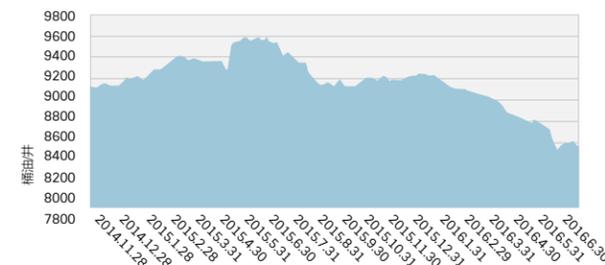
而就在2014年11月27日星期四这一天，OPEC放弃了“产量调节者”的角色。从此以后，OPEC也失去了他们曾经对原油供应和油价的控制力。

当OPEC失去影响力之后，美国油气生产商的原油开采成本将会左右国际油价。人们曾经坚信：OPEC不会允许油价下跌到70美元/桶以下。但是，当这种信任被打破之后，美国油气生产商将会调整自己的开采方案。如今，这些控制着全球石油供应的CEO、COO以及CFO们，习惯于精打细算，时时刻刻关注着油井的经济效益。

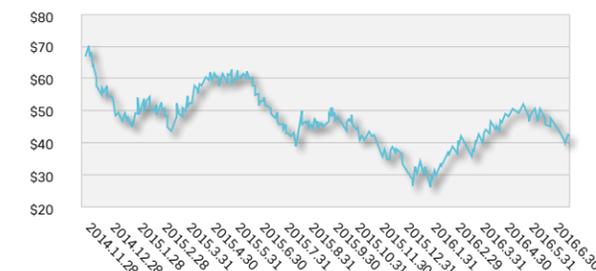


OPEC

美国原油产量



WTI油价



新常态下资本市场的动态调整

OPEC如今已名存实亡，它已经无力控制原油供应，进而控制油价。如今，北美地区的这些油气生产商们将会取而代之，成为新的“产量调节者”。而北美油气生产商做出决策的影响因素则是：桶油成本。

任何新兴市场都会经历一个调整期。当资本主义经济自由市场上出现一款新产品时，由于缺乏竞争，这款产品的最初价格一定高于它的最终价格。随着其他厂家生产出同样的产品，竞争加剧，产品的价格随之下跌。最终，各个厂家会不断优化产品的产量，市场会达到一个供需平衡的状态，产品的价格也得以稳定。

尽管原油不同于智能手机、等离子电视或者ShamWow抹布，但是它们的经济学原理是相同的。而且，最近几个月我们已经观察到原油市场已经趋于稳定，尤其是美国市场。



许多人担心，OPEC放弃“产量调节者”这一角色的真正用意是为了给美国的页岩商们好好上一课，逼迫他们削减页岩气开采的资本投入。考虑到美国正是通过“页岩气革命”在2014年成为了石油市场的主导力量，OPEC也许正是想通过这个契机打击美国。

尽管油价下跌之后，北美地区的油气行业出现了大面积的裁员、资产出售以及破产，但是美国原油市场已经向外界证明了自身的顽强。之所以这么说，是因为美国钻井数量减少的同时，国内产量却在增加。这些油气公司通过削减成本、降低投资以及增加效率的方式，抵抗住了油价下跌带来的冲击。

钻井效率不断提高、丛式钻井的应用、新完井技术的研发以及钻井时间的

减少……这些连续的进步，最终造就了钻井成本的降低。这些都证明：北美油气公司的高管们已经学会了新常态下生存的方法。

问题的关键：美国强大的原油供给水平

下图是2014年11月28日以来美国原油产量每周的数据。2014年11月28日当周的周末，原油产量为90.83亿桶石油当量/天，这是2014年11月28日~2016年2月26日期间的最低值。而2016年2月26日当周的产量数据为90.77亿桶石油当量/天。

从图中可以看出，随着油价下跌，美国原油产量不但没有下跌，甚至有时候还会上升。这对于石油行业之外的人们来说，似乎有些难以理解。然而，钻井活

动的持续确实有其合理性：避免破产、未到期合同、维持租赁协议等等。这段时间的产量水平实际上是许多因素的综合反应，而不仅仅是市场因素。

2016年1月15日当周的产量为92.35亿桶石油当量/天，这是2015年8月份以来的最高点。而当天的WTI原油期货收盘价格为26.21美元/桶，为自油价下跌以来的最低收盘价格。1月15日-7月初，石油产量持续下跌，仅有两次小幅上涨。

2016年6月3日当周美国的石油产量出现了自1月份以来最明显的一次上升，较上周的产量增加了1万桶石油当量/天。同时，原油价格触及了近几个月的最高点。2016年6月8日的原油期货收盘价格为51.23美元/桶。

另一个分析指标是钻机数量。2015年8月份以来，钻机数量的首次上升出现在2016年6月3日。就在同一周，油价触及了近几个月的高点。

在过去一年半的时间里，美国钻井的效率也得以提高，钻井时间不断减少。钻完井的时间从一开始的一两个月，下降至几周的时间，有时候甚至只需要几天的时间。这样，钻机数量的变化能够更快地对产量产生效应。

2014年11月到2016年初的这段时间里，美国的石油公司基本上无视市场的变化。他们所考虑的只有生存，继续钻井，继续生产，维持现金流。但是随着油价进一步下跌，现金流枯竭，公司的债务状况开始恶化，在经历了一波油服公司倒闭潮之后，北美地区的开发商们不得不削减成本，以适应当前的新常态——低油价。

石油供应：谁在开足马力，增加产量？

如果说美国的石油供应足以影响全球的供需平衡的话，那么我们有必要来了解一下究竟是什么因素在推动美国石

Bakken地区盈亏平衡点



油产量的增加。

石油市场存在两种经济体制——资本主义（美国）和计划经济（沙特和OPEC），然而计划经济的领导者们正在发生转变。如今，石油市场已经供应过度，而美国正在统治这个市场。

在美国的自由市场经济体制中，位于“核心区”的石油公司有能力在低油价时获得可观的投资回报率，这些公司为第1梯队。由于第1梯队的石油公司掌握着石油储量最多，钻井成本最低，他们仍然可以在低油价下继续生产石油。OPEC将其“产量调节者”的角色让给了北美的页岩气生产商，这些页岩商其实处于第2、3、4梯队，位于“核心区”之外。

与第1梯队的石油公司相比，第2、3、4梯队的石油公司由于生产成本更高，经济回报率更低，因此在做出钻井和生产决策的时候略微复杂一些。其中一个考虑因素就是投资回报率。也就是说，油价会对石油公司的钻井决策产生影响，进而影响石油供应。

尽管北美的石油生产商并不能像OPEC那样具有同盟之间的协议约束，因而可能算不上真正的“产量调节者”，但

他们却能够成为石油行业的“产量调节系统”。在这样一个“产量调节系统中”，上百个公司的CEO会根据供应情况调整自身的经济策略。

国际油价曾经有长达3年的时间处于100美元左右的水平，这段时间里，美国石油公司的商业策略主要集中在规模扩张上，同时也能够获得大量的银行贷款，因而钻井数量大幅增加。这样的结果就是，美国的产量超越沙特和俄罗斯，成为全球最大的产油国。而此后发生的油价下跌，确实使那些资金杠杆较高的公司损失惨重。

市场的变化并非一夜之间发生的。北美的页岩气生产商也有一个适应的过程。由北美石油商组成的“产量调节系统”最终会让油价重新稳定下来，并形成油气行业的新秩序。这种新秩序与OPEC统治时期简单粗暴的决策系统不同，北美石油商在做出决策时，需要同时考虑公司的内部收益率、油价、套期保值以及现金流状况。总之，公司的财务状况将会决定供应情况。

石油行业的未来

假如油价明天就上升至70美元，那么美国的钻机将会开足马力，提升产量、增加供应，促使油价下跌。相反地，如果油价跌至20美元以下，美国将会缩减钻机数量、降低产量、减少供应，进而油价上升。最终，钻井数量和产量会稳定下来，油价恢复平衡。此后，美国和加拿大的生产商将会根据市场动态调整自己的生产策略。如果这一切顺利进行的话，全球的原油市场将会趋于平衡，而不是大起大落。

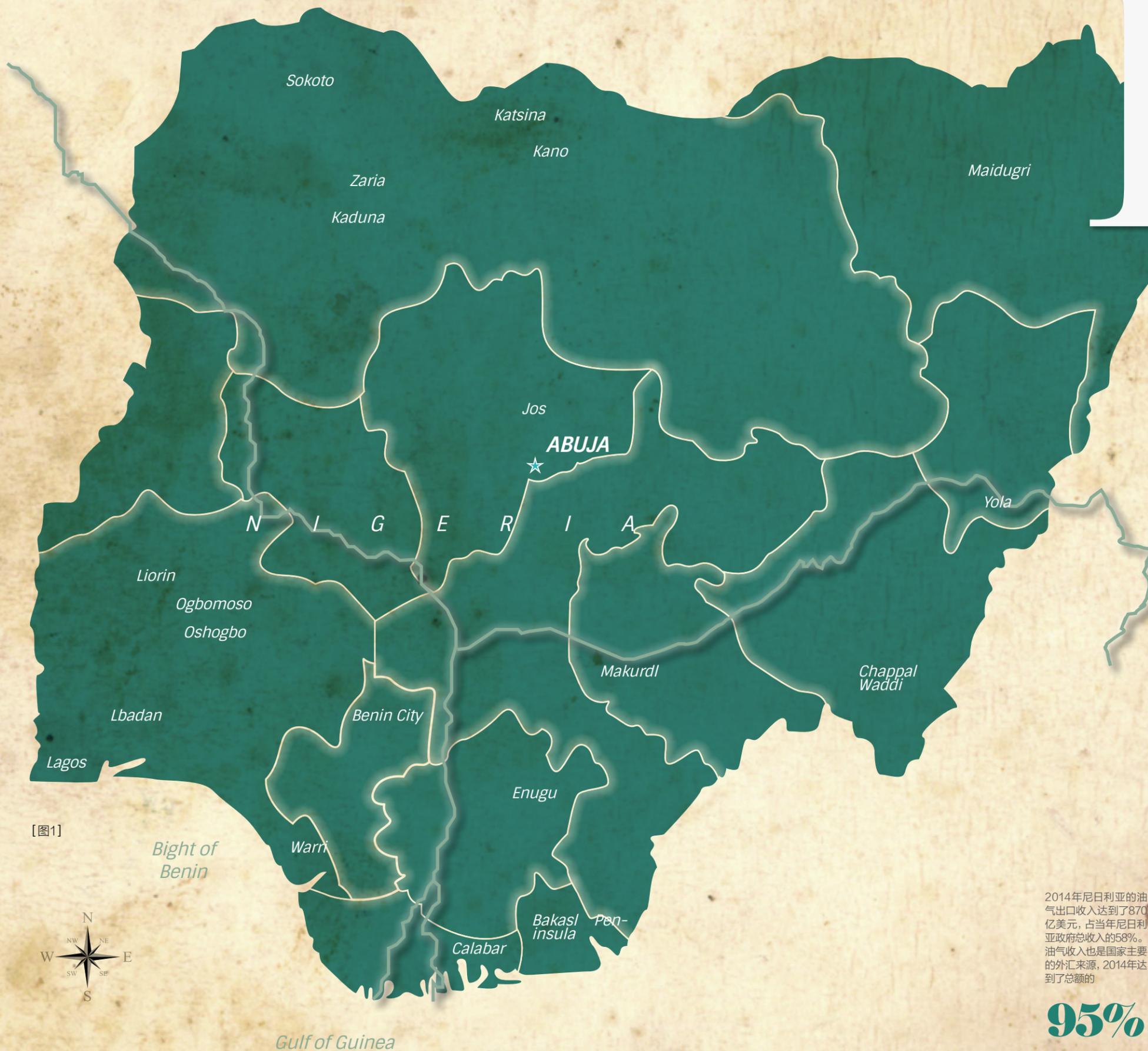
曾经，OPEC只手遮天，通过控制全球原油供应来控制原油价格。而以后，原油价格将会由第2、3、4梯队石油公司的钻井数量及开采策略决定，这些公司的决策将会最终决定供应水平。☐

EIA

最新报告

尼日利亚油气行业现状分析

来自 | EIA
编译 | 周诗雨



[图1]

综述

尼日利亚曾是非洲最大的产油国，拥有非洲大陆上最丰富的天然气资源，同时2015年LNG出口量达世界第四。尼日利亚于1971年加入了OPEC组织，但实际上早在上世纪50年代，尼日利亚的石油生产就已经在含油丰富的Bayelsa州兴起了。尽管尼日利亚位于非洲产油国前列，但尼日利亚的石油生产会不时发生供应中断的情况，导致最高可达50万桶/天的计划外停产。

尼日利亚的油气行业主要集中在尼日尔三角洲南部地区，同时这也是该地区冲突频发的原因之一。大量企图分一杯羹的当地不法团体经常攻击石油行业的基础设施，一些石油公司不得不宣布石油的运输出现“不可抗力”（不可抗力条款规定，当状况超出某方可控范围，可以宣布无法履行最初所签协议的要求）。同时，偷油贼会蓄意破坏管道，这种行为通常会导致严重的原油损失和污染，迫使很多公司不得不中止生产。

基础设施老化和维修不到位同样也导致了原油的泄露。而天然气的放空燃烧（伴生气）则加剧了环境的污染。

原油泄漏和天然气燃烧带来的环境污染问题，使尼日利亚出现了大批的反对者，加剧了当地社会和国际石油公司（IOCs）之间的对立情绪。人们指责石油行业污染空气、土壤和水，导致可耕种土地流失、鱼群减少。

尼日利亚的油气资源是国家的主要经济收入。根据国际货币基金组织（IMF）的报告，2014年尼日利亚的油气出口收入达到了870亿美元，占当年尼日利亚政府总收入的58%。油气收入也是国家主要的外汇来源，2014年达到了总额的95%。

一次能源消耗总量

由于尼日利亚的经济严重依赖石油，因此油价波动对国家的影响非常大。国际货币基金组织指出，2015年尼日利亚的油气出口收入为520亿美元，比2014年少了350亿美元，主要原因就是油价的下跌。尼日利亚的财政缓冲库（超额石油账户和主权财富基金）主要储存着超额的石油资金收入。但是，这些账户的资金从2012年底的110万美元下跌至了2014年的20万美元。在2014年底，尼日利亚还拥有342.5亿美元的国际备用金。

2014年尼日利亚的油气出口收入达到了870亿美元，占当年尼日利亚政府总收入的58%。油气收入也是国家主要的外汇来源，2014年达到了总额的

95%



根据EIA的估计, 2013年尼日利亚的一次能源消耗总量约为 4.8×10^{15} BTU (英国热量单位) (图2)。其中, 传统的生物能和废料 (主要为木头、木炭、粪便或庄稼废物) 占了74%。这部分生物能的使用主要用于了自给自足类型用户的取暖和煮饭, 主要集中在农村。这里需要注意的是, 由于这类生物能资源通常并不会在容易观察的商业市场上交易, 因此传统生物能耗的估算量可能并不准确。尼日利亚的用电普及率预计在45%左右, 这也就说该国内大约有930万的人无法使用电能。IEA估计, 在尼日利亚大约有1.15亿人主要依赖传统的生物能和废料生活。

石油行业法律

石油行业法案 (PIB) 最先于2008年提出。政府希望该法案成为法律后, 能够改变石油行业组织结构和财政条款的监管问题。国际石油公司担心财政条款的变化可能会使某些项目变得无法盈利, 特别是资本集中的深水项目。

尼日利亚国家石油公司 (NNPC) 创立于1977年, 主要是为了监管国内的油气行业, 上下游的生产开发任务次之。在1988年, NNPC分成了12个子公司, 分别对石油行业不同的分支进行监管。石油资源部的石油资源室是另一个关键的监管部门, 主要负责总的合规性、租赁、许可和环境标准等方面的审核。

目前, 尼日利亚大型的石油天然气项目多采用国际石油公司和NNPC合资的形式进行, 其中NNPC是控股股东。剩下的项目都是通过与国家石油公司签订产量分成合同 (PSCs) 进行管理的。产量分成合同这样的财政制度主要是用于管理深水项目, 但也并不总是这样。相比于主要涉及陆上和浅水项目的合资形式, 产量分成合同中的一些条款更为诱人。产量分成合同中涉及深水项目的条款, 一般会倾向于支持深水项目的发展。

NNPC与壳牌、埃克森美孚、雪佛



龙、道达尔以及埃尼公司都签订有合资项目和 (或) 产量分成合同。其他活跃在尼日利亚油气行业的企业还有阿达克斯石油公司、挪威石油公司以及几家尼日利亚石油公司。在尼日三角洲地区有陆上和浅水项目的国际油公司, 饱受该地区不稳定局势的影响。因此, 通常这些国际油公司 (特别是壳牌、道达尔、埃尼、雪佛龙和康菲) 倾向于将自己陆上和浅水油田的份额卖给其他公司, 主要是尼日利亚的公司和其他一些较小的国家油公司, 而自己则主要专注

于深水项目和陆上的天然气项目。

石油行业法案 (PIB) 最早于2008年提出。政府希望该法案成为法律后, 能够改变对石油行业组织结构和财政条款的监管问题。国际石油公司担心财政条款的变化可能会使某些项目变得无法盈利, 特别是资本集中的深水项目。PIB草案中最受争议的地方主要集中在税收和土地使用费用结构的变化、下游部门的管制放松、NNPC的重组、石油资源部监管权力的集中以及国际石油公司必须向石油社区基金缴纳

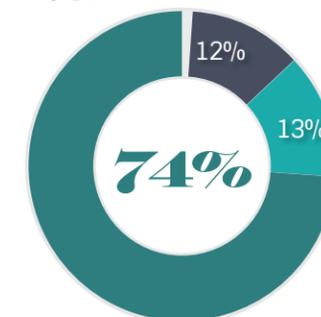
10%的净月利润上。

法律的不确定性导致新的油气项目投资减少, 2007年一整年尼日利亚都没有进行过授权活动。每年由于未通过石油行业法案 (PIB) 造成的经济损失值, 估算高达150万美元。在2015年12月通过了新的PIB草案, 该草案提议将尼日利亚NNPC拆分成一个国家石油公司和尼日利亚石油资产管理公司, 并成立一个特殊调查小组遏制腐败。

尽管晚了一些, 但是NNPC的改革终于来了。尼日利亚新晋总统穆罕穆德·

2013年尼日利亚一次能源消耗总量

- 传统的生物能和废料
- 天然气 12%
- 石油 13%
- 水电 1%



[图2]

布哈里在2015年后期指定Emmanuel Ibe Kachiwu任国务大臣、石油资源部部长以及NNPC的集团常务董事。这其实已经是一个拆分的过程了, NNPC的职工们开始断断续续进行罢工。整个重组计划还不完全明了, 但总的计划是将NNPC拆分为5个主要的部门, 分别对上游、中游、下游以及合资集团进行监管。

石油及其他液体燃料

尼日利亚拥有非洲第二大的原油探明储量, 但是却并没有与之相对应的勘探



活动。日益严重的安全问题，加之法律的不确定性，进一步削弱了勘探活动的活跃程度。

根据《石油与天然气杂志》(OGJ)的报道，截止2015年尼日利亚的探明储量估计约为370亿桶，仅次于利比亚。大部分的储量分布于尼日河三角洲、贝宁湾、几内亚湾以及邦尼湾区域。尽管陆上仍有部分勘探活动在进行，但是目前主要的勘探活动还是集中在深水、超深水区域。

陆上的勘探主要位于尼日利亚东北部的Chad盆地，尽管该区域十分靠近武装组织Boko Haran。在2015年后期，NNPC宣布在Chad盆地发现了潜在储层，但是具体的评价工作还在进行中。目前尼日利亚北部地区并没有任何石油生产活动，也没有基本的加工和运

输基建。此外，Boko Haran的动荡也是该地区石油生产的一个重要风险源。

南部尼日河三角洲地区的勘探活动也在减少，主要原因要归咎于偷油贼和蓄意破坏管道所造成日益严重的安全问题。几家主要的国际石油公司已经剥离了他们在陆上的资产，这也为尼日利亚本国公司进入市场创造了机会。一直拖延的石油行业法案带来法律上的不确定性也加剧了深水项目投资的延迟，这些项目的开工日期一直被推迟。

生产和消费

2005年，尼日利亚的原油产量达到了244万桶/天的峰值。但是之后，各类武装组织开始不断出现。受到暴力的影响，许多公司不得不撤出员工，关闭生产，导致产量明显下降。2009年以后产量有所回升，但是由于产量中断仍不时

发生，因此与峰值水平相比产量仍然相对较低。

尼日利亚的原油多为轻质、低硫原油，大部分出口到国际市场。原油产量在2005年达到244万桶/天的峰值。但是之后，各类武装组织开始不断出现。受暴力的影响，许多公司不得不撤出员工，关闭生产，导致产量明显下降。石油税收缺乏透明度，税收分配上的存在较大争议，泄油造成的环境破坏以及当地民族宗教的紧张局面使得尼日三角洲区域的局势十分紧张。截止2009年，原油产量下降幅度超过25%，降至平均180万桶/天(图3)。

在2009年后期，政府开始施行赦免政策。武装组织跟尼日利亚政府达成协议，同意上缴武器，用以交换现金和培训机会。2009年以后原油产量的回

升，部分原因就是因为在尼日三角洲赦免政策的实施缓解了武装组织对原油设备袭击活动的影响。油公司能够有时间修复受损的基础设施，恢复生产。

另一个产量上升的主要因素是新深水油田的产量增长。从90年代开始，政府就通过政策吸引深水区域的投资，达到增加产能、实现油田产区多样化的目的。深海项目的投资和运营成本都较高。为了鼓励深水投资，政府与国际油公司签订的产量分成合同中规定：开采深度越大，可享受的份额越多。

2015年，尼日利亚的石油和其他液体燃料产量达到了230万桶/天，其中190万桶/天为原油，剩下的为天然气凝析油以及炼化加工产物。受油田产量逐年递减的影响，2015年尼日利亚的产量比上一年略低。2012年2月投产的

Usan深水油田，日产量为12.5万桶/天，是尼日利亚最新的一个大型产油地。在此之后，还有一些小型的Bonga和Erha深水油田的外延项目，日产量在4万桶/天的Bonga西北油田在2014年8月开始投产。2015年9月Bonga三期项目开始生产，其最终产能会逐渐增加到5万桶/天。2015年10月，Erha深水油田开始外延项目。日产量在4万桶/天的Bonga西北油田在2014年8月开北二期项目上线，最终产能预期在6.5万桶/天。这些项目能够弥补陆上产量的不足。

由于法律法规的不确定性，尼日利亚几个预定的深水项目不断地被推迟。石油行业法案的几个草案版本中所提出的财政条款改制，让深水项目的商业可行性受到了质疑。深水项目基本上都比陆上和浅水项目拥有更多有利的

经济政策，但是如果石油行业法案一旦通过成为了法律，政府则会从深水项目中收取更高的收益。

由于这种不确定性的存在，国际石油公司只通过了八个计划深水项目中的一个(表1)。无论是通过还是未通过审批的深水项目，其未来五年或更长的时间内的潜在产能大约都在110万桶/天，但是只有20万桶/天左右的实际生产量推迟了原有计划。如果全球油价继续下跌，则会进一步加剧尼日利亚项目的延误情况。

偷油贼以及油田设施遭破坏

尼日三角洲的不稳定局面导致大量陆上和浅海地区的生产关闭，各公司不得不经常宣布受不可抗力影响停止石油运输。

从21世纪初中叶起，尼日三角洲

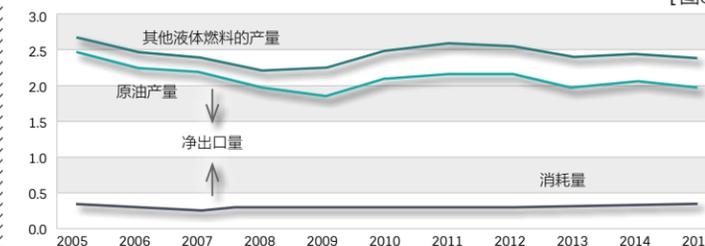
尼日利亚计划的油田项目

[表1]

油田开发项目	运营商	原油/凝析油	类型	产能(万桶/天)	是否投产	投产年份
Sonam油田开发项目	雪佛龙	凝析油	陆上	30	是	2017
Gbara-Ubie二期项目	壳牌	凝析油	陆上	20	是	2017
Egina项目	道达尔	原油	深水	200	是	2018
西北Bonga和Apa项目	壳牌	原油	深水	225	是	2020+
南Bonga项目	壳牌	原油	深水	100	否	2020+
Zabazaba-Etan项目	埃尼	原油	深水	120	否	2020+
Bosi项目	埃克森美孚	原油	深水	140	否	2020+
卫星油田开发二期项目	埃克森美孚	原油	深水	80	否	2020+
Uge项目	埃克森美孚	原油	深水	110	否	2020+
Nsiko项目	雪佛龙	原油	深水	100	否	2020+

尼日利亚原油和其他液体燃料的产量和消耗量

[图3]





地区内的管道破坏、绑架、武装接手石油设施等情况日益严重。在过去，尼日三角洲解放运动组织 (MEND) 便是其中一个主要组织。他们因为一些政治目的，攻击或威胁石油设施反而宣称是为了寻求石油财富的重新分配以及加强当地对石油部门的控制。

安全问题使一些油服公司撤出了尼日利亚，石油工会也以罢工抗议频繁出现的安全问题。尼日三角洲的不稳定局势导致大量陆上和浅海项目停产，公司不得不宣布石油运输遭遇不可抗力。2009年的赦免运动在一定程度上缓解了袭击和供应中断的问题，公司修复了一些受损的设施。但是最近几年，新就业机会的减少和经济发展的迟缓使得偷油和袭击行为又有所增加。

2016年，偷油和破坏事件增加。为了打击腐败，总统Buhari宣布政策不再倾向于赦免受益人。最明显的一点是赦免付款流程发生了改变。现在政府直接向被赦免人付款，而不是像以前那样统一支付给前武装政府领导再进行分配。另外，赦免项目的开支也被削减了，主要是政府在尝试着逐渐缩减规模，并准备在2017年底完全撤销。除

但近日，尼日利亚出现了新一轮的油荒，其石油生产饱受局势不稳定和供应中断之苦，同时由于缺少相应的基础设施，目前尼日利亚产出的天然气大多被放空烧掉，油气现状着实堪忧。

了赦免项目发生变化之外，Buhari总统已停止继续施行从前与前武装分子签订的基础设施保护合同，根据该合同，前武装分子负责保卫油气设施的安全，现在这部分工作由政府安保服务部门接管。

尼日利亚的偷油和交易市场主要涉及一个复杂的网络系统，其中包括了本国、各地区和国际人员。人员成分也较为复杂，包括当地的年轻人和社区、专业人员，如腐败的银行经理、精英分子，政府官员和安保部队人员。从上游到下游的多个生产环节中都会出现偷油的情况，如井头、节流管汇、管道以及出口终端的储油罐。大多数偷油行为都是通过管道上安装一个水龙头带来放油抽油的，然后用油泵将其送到油船或小型的储油罐中。

这些偷来的原油部分流入了沿尼日三角洲沼泽灌木区的非法炼化厂，随后炼化后的成品卖给国内和地区的买家。然而有大量的原油进入了国际市场。大部分卖给国际市场的原油都是直接从尼日利亚的出口终端流走，人们把这些偷油贼称为白领贼。白领贼在终端用偷来的油加满储油罐，或者从储油罐中偷油转到货车上。国际上一部分非法交易的原油还涉及把原油从小的储油罐中转移到在近海处较远的大储油罐中，人们称之为船到船转移。

在尼日利亚，被偷的原油数量不等，估算最高可达到40万桶/天，但是有些人认为估算值过高，其中可能还包括了泄漏的原油损失。很难对管道进行监测，具体的被偷油量很难统计，同时，国际石油公司并不会统一报告偷油

量，所以对于总的偷油量并没有较为权威的数据。

环境破坏

在尼日利亚，管道的维修不到位、老化问题日益严重，加之偷油贼对管道的破坏导致原油经常发生泄漏。泄漏的原油造成了土地、空气和水污染，鱼群减少、严重地影响到了周围村庄。

尼日利亚三角洲地区存在严重的环境污染问题，主要原因是偷油造成的管道破坏和非法炼化厂泄漏的原油。管维修不到位、老化严重导致管道腐蚀开裂，原油泄漏。但是到底是偷油造成的原油泄漏更多，还是设备老化以及操作失误造成的泄漏更多？国际公司和环境人权组织一直对这个问题争论不休。

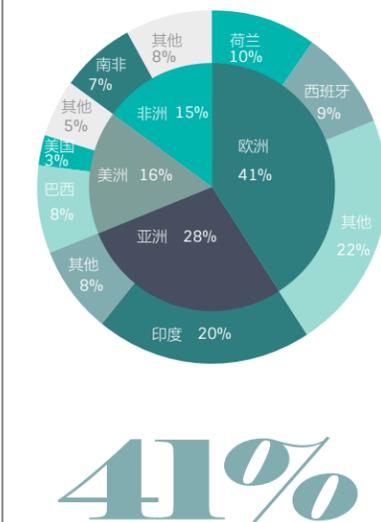
原油泄漏造成了土地、空气和水的污染，鱼群减少，水和可耕地受到污染，周围的村庄受到了严重的影响。联合国环境规划署发布了一项研究，主要讨论了Ogoniland和该地区在50年的石油生产后的环境污染程度。研究证实了人们关于石油污染土地和水资源的担心，并称污染还在继续，估计需要25-30年才能修复。

西非近海的海盗

近年来，西非地区的海盗活动越发频繁，对该地区的石油行业和海运造成了影响。安全专家表示随着西非海岸的海盗事件数量超过东非地区（主要是索马里近海地区），该地区现已成为了世界上最危险的地方。其中一些海盗袭击事件导致了员工受伤和死亡。负责跟踪海盗行为的国际海事局认为，西非海域的海盗事件还不止报道中的那些。一些人担心报道会引发更多的袭击活动、增加保险费用，因此他们不愿意泄露船只的所有权信息。

海盗袭击包括武装抢劫、赎金绑架、占领石油海上平台，从油罐或货船偷油以及从油罐中抽油。与东非多以赎金绑架为主的海盗活动相比，西非的海盗活动更多的集中在偷油和偷炼化产品上。根据一些油公司的报告，有多个油船被偷。一些分析师认为这些海盗来自尼日利亚武装组织，如尼日三角

2015年尼日利亚原油凝析油出口分布图 [图4]



洲解放运动组织 (MEND)。海盗事件（特别是尼日利亚近海地区）无法得到抑制的一个主要原因是尼日利亚政府不允许在其海域内有外国武装行为。在东非，允许外国武装是抑制海盗活动的一个有效方法。根据联合国运行卫星规划署 (UNOSAT) 的报道，西非近海，特别是几内亚湾，海盗相关袭击活动并没有减少的迹象，反而袭击活动变得越发严重。

方法是关键

尼日利亚政府官员、全球咨询公司以及其他国际组织对尼日利亚的原油生产和供应中断情况的估计各不相同。产生不同的原因是在进行估算时，对原油和凝析油的分类以及原油供应中所包含的液体类型认定的不同。供应中断的估算结果不同主要是因为衡量产量时，所采用的方法和定义不同。

EIA在对尼日利亚的石油和其他液体燃料供应进行估算时，包括原油、凝析油、天然气凝析油（乙烷、丙烷、丁烷和天然汽油）以及炼化产物。不同组织所报道的原油产量值一般不同，这主要是看计算产量时包括了哪些种类的液体。另一个导致不同的原因可能是对原油和凝析油的分类不同。根据

APC量度，尼日利亚产量中的很大一部分既可以认为是原油，也可以认为是凝析油（后者的API重度更大）。而不同机构所使用的划分原油和凝析油的度量方法各不相同。

据EIA估算，尼日利亚的非计划供应中断大约在20-30万桶/天，在过去甚至达到过50万桶/天。各机构在估算供应中断时采用的方法也各有不同，主要取决于产能的估算。EIA采用了有效产能的概念来衡量尼日利亚的非计划中断量（有效产能是考虑了在一年内可能进入市场的产量）。有效产能考虑了生产关闭后油田的退化和需要一年以上时间进行修复的生产部件的受损情况，这主要取决于经济、安全以及政治环境。

原油和凝析油出口

欧洲是尼日利亚原油的最大买家。在2015年，欧洲的原油和凝析油进口量在80万桶/天多一点，占了尼日利亚41%的出口量。

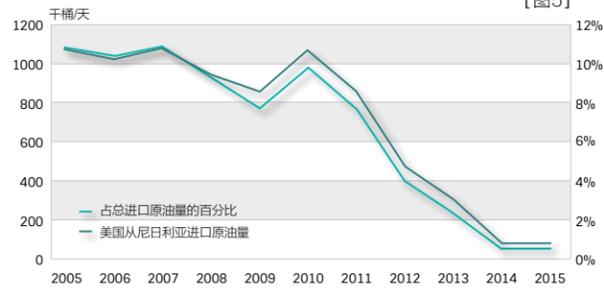
根据劳氏情报的数据分析，2015年尼日利亚出口了198万桶/天的原油和凝析油。印度是尼日利亚原油的最大进口国，2015年的购买量近40万桶/天，占当年尼日利亚总原油出口的20%。在以前美国是尼日利亚的最大进口国，但是当美国本国的轻质低硫原油产量上升之后，这一情况就发生了改变。在2012年，美国是尼日利亚最大的原油进口国，但到了2015年，这一排名跌至了第10。欧洲仍然是尼日利亚最大的区域买家，2015年的进口量略高于80万桶/天，占尼日利亚出口量的41%（图4）。

交易模式

在2012年以前，美国要从尼日利亚进口所需原油的9~11%。现在这一份额下降了不少。在2014年，美国从尼日利亚进口的原油量仅不到美国总原油进口量的1%。

尼日利亚是美国的一个主要原油供应国，但是最近几年美国从尼日利亚进口量和份额都出现了明显的下降。2015年，美国从尼日利亚的进口平均在5.7万桶/天，与2010年相比降幅超过90%（图5）。因此，尼日利亚从2011年的第五大外

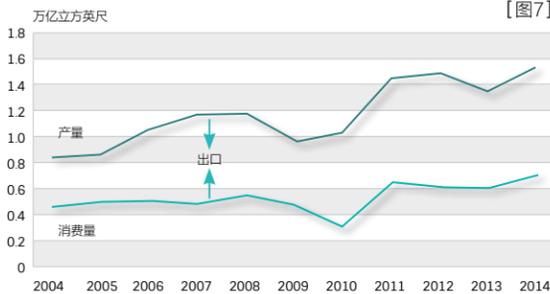
美国从尼日利亚进口原油变化图 [图5]



尼日利亚原油和凝析油在各地的出口量 [图6]



尼日利亚干气产量和消费量 [图7]



2008年后期到2009年
Soku集气场关闭

2013年供应中断和
LNG运输的暂时封锁
导致产量下降

国供应商, 上升为2015年的第11名。美国巴肯和鹰滩的轻质低硫原油产量的增加, 导致美国对相同品质原油的进口量大大减少, 例如尼日利亚原油。

在过去几年内, 美国的进口量在减少, 但是欧洲和亚洲的进口量在增加。欧洲从尼日利亚的进口量每年都在增加, 2011年增量达到了40%, 2012年增量为30%, 这使得欧洲成为了尼日利亚的最大原油进口地区。欧洲禁止对伊朗进口原油, 加上利比亚时不时出现供应中断, 这都导致欧洲从尼日利亚进口量增加。在2015年, 欧洲从尼日利亚的进口量下跌到了10万桶/天, 这一现象背后, 是尼日利亚原油产量的下降, 以及欧洲开始更多地从伊拉克等国进口原

油。(图6)

原油消费和炼化

尼日利亚的原油蒸馏产能为44.5万桶/天。尽管设计产量超过了国内的需求, 但是由于炼化厂的使用率极其低, 因此国家必须进口原油。

根据国际能源署的数据, 2015年尼日利亚的石油产品消耗量在26.6万桶/天, 比2014年的27.5万桶/天稍低。根据OGJ的报道, 尼日利亚拥有Port Harcourt I 和II、Warri和Kaduna这四家炼油厂, 总炼化产能为44.5万桶/天。但是由于操作失误、火灾以及原油供给管道被破坏等原因, 这些炼化厂无法长期满负载运营。四家炼化厂的总使用率从2013年的22%跌至了2014年的14.4%。因此, 尽管尼日利亚国内的设计炼化产能超过了国内的需求量, 但是国家仍需要进口石油产品。2014年尼日利亚的石油产品进口量为15.6万桶/天。

很多年来, 尼日利亚政府都在计划建立新的炼化厂, 但是由于缺少资金和政策支持, 该计划迟迟无法实现。尼日利亚的Dongote集团, 计划在尼日利亚人口最多的城市拉各斯附近建立一个产能在50万桶/天的炼化厂。整个预算估计在90-140亿美元之间, 炼化厂中还规划有石化厂和化肥厂。Dangote集团希望该炼化厂能够在2017年下半年开始动工, 一旦该炼化厂建成了, 将会成为非洲最大的炼化厂。

石油工业草案中一项备受争议的提案便是炼化部门的私有化和通过取消补贴实现国内燃料价格的市场化。早在2013年便有私有化炼化部门的提案递交给了政府, 但是联邦政府并没有通过该提案。国家两个主要的工会威胁道, 如果炼油厂被卖掉, 他们就会罢工。

燃料短缺和补助

尽管尼日利亚是非洲最大的原油生产商和石油产品进口国, 但尼日利亚人仍然饱受能源周期性短缺的困境。最严重的能源短缺危机发生在2015年, 这主要是由能源进口商、市场营销商与尼日利亚政府之间关于款项支付争议造成的。

能源进口商被指控利用了尼日利亚的能源补贴政策, 让尼日利亚政府为其



并没有进口的石油买单, 并将部分进口的石油转卖给了临近国家。

近年来国际油价的下降使得尼日利亚可以逐渐撤销其能源补贴项目。2015年后期, 尼日利亚国家石油公司的总经理Kachikwu宣布将撤销能源补贴。油价下跌导致原油出口税收减少, 尼日利亚政府无力再继续资助该项目。至于当油价回升后, 政府是否会重新继续部分的补贴政策, 目前尚不清楚。

尼日利亚的能源补贴项目在花费政府数十亿美元的同时, 还饱受着腐败的指控。根据美国Brookings政策研究机构的研究报告, 2011年尼日利亚的燃料补贴花费了80亿美元, 占政府总支出的30%、GDP的约4%以及预算的118%。尼日利亚在2012年开始改革该能源补贴政策, 尼日利亚政府在2012年1月1号撤销了陆地上的能源补贴。能源补贴政策造成了市场混乱, 阻碍了下游部门的投资, 助长了经济不平等现象, 富有的能源进口公司是主要的受益者, 滋生了暗地的欺诈渠道。能源补贴政策的撤销引起了公众的强烈抗议, 石油和非石油联盟组织了大规模的罢工活动, 威胁要关闭原油生产。因此仅在两个星期后, 政府就重新恢复了部分补贴政策。

许多尼日利亚人认为能源补贴是生活在产油大国的一个最大好处。

在恢复部分政策后不久, 围绕尼日利亚能源补贴项目的争议便再次浮上水面, 同时政府还带头进行了腐败和违章管理行为的调查。总统委员会的报告显示, 该项目中由于挪用和管理不善造成的收入损失在11亿美元左右。由于政府对石油行业开展了调查, 整治管理不善的问题, 因此能源进口商与尼日利亚政府之间的关系也非常紧张。调查过程中逮捕了几名市场营销商, 并停运了几家被指控为挪用款项和抬高价格的公司。

天然气

尼日利亚的天然气探明储量位居非洲首位, 居世界第九位。2014年尼日利亚的干天然气产量为1.55万亿立方英尺, 比2013年高14%。尼日利亚的天然气生产受到基础实施欠缺的限制, 目前都被放空燃烧掉了, 无法实现其商业价值。

根据OGJ的报道, 截止2015年底, 尼日利亚的天然气探明储量估计达到了180万亿立方英尺 (Tcf), 位居世界第九位和非洲首位。尽管天然气探明储量位居世界前十, 2014年尼日利亚的干气产

量为1.55万亿立方英尺, 仅位居世界前30。大多数的天然气储量位于尼日利亚三角洲, 因此石油行业遭受的安全和管理问题也同样困扰着天然气行业。

在尼日利亚的天然气行业, 同样存在管道破坏和供应中断的问题。尼日利亚最大的一次天然气供应中断发生在2008年后半年至2009年(图7)。在2008年9月, 壳牌宣布Soku集气和天然气凝液站因“不可抗力”停产。Soku工厂为尼日利亚唯一的一家LNG商提供大量的天然气源。Soku的管道遭到了当地不法团体偷气的破坏, 壳牌决定关闭工厂, 对管道进行维修。近五个月后工厂才得以重新开始生产, 但在2009年, 几乎整个生产季再次关闭了工厂。这个事件的后果就是尼日利亚天然气产量, 特别是壳牌所属区块的产量严重下降, 2009年的LNG出口量也受到了影响。

2009-2013年, 尼日利亚的天然气产量逐年增长。在2013年, 由于供应中断和尼日利亚LNG运输的暂时封锁, 天然气产量下降了10%, 降到了1.35亿立方英尺, 相应也导致了出口的下降。加上尼日利亚从不进口天然气, 因此国内的消费也下降了。在2014年由于供应中断情况缓解, 尼日利亚的天然气产量增长到了1.55



尼日利亚计划的天然气项目 [表2]

项目名称	公司	预期产量 [MMcfd]	最终是否投资	最早开始时间
Sonam油田项目	雪佛龙	215	是	2017
Forcados Yokri集成项目	壳牌	65	是	2017
南沼泽伴生气项目	壳牌	45	是	2017
Gbara-Ubie二期项目	壳牌	800	是	2017
西南Bonga-Aparo项目	壳牌	15	否	2020+
北Bonga项目	壳牌	60	否	2020+
Bosi项目	埃克森美孚	260	否	2020+
Uge项目	埃克森美孚	20	否	2020+

尼日利亚的天然气放空燃烧量 [图9]



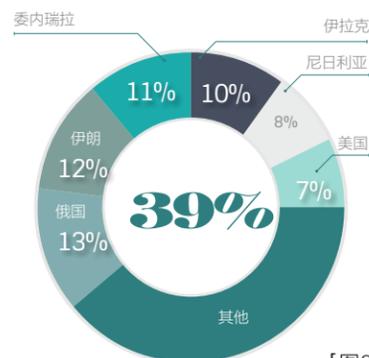
万亿立方英尺的历史最高点。2014年尼日利亚的干气消费量达到了6.02亿立方英尺, 大约占其产量的40%。

天然气的放空燃烧

天然气的放空燃烧占尼日利亚天然气总产量的一个重要部分, 2014年为12%, 但在过去十年内天然气的放空燃烧量已经减少了50%以上。尼日利亚从2011年的第二大天然气放空燃烧国降到了现在的第五位。一批最近在开发和即将开始的天然气项目就主要关注如何实现这部分天然气的经济化。

尼日利亚之所以有大部分的天然气被烧掉, 主要是因为一些油田缺少

2014年世界天然气放空燃烧量前五名的国家



[图8]

基本的伴生气捕集设备。在2014年, 尼日利亚燃烧掉的伴生气产量为3790亿立方英尺, 占总量的12%。根据国际天然气信息中心和OPEC年度统计公报的数据, 尼日利亚是世界上第五大天然气放空燃烧国, 占2014年全球总放空燃烧量的8% (图8)。

近年来尼日利亚的天然气放空燃烧量从2010年的5400亿立方英尺降到了2014年3790亿立方英尺 (图9)。根据壳牌的数据, 天然气放空燃烧迟迟无法解决的原因之一是尼日利亚三角洲的安全问题以及缺少资金放缓了伴生气捕集项目的进行。壳牌最近的报告指

策实施的期限却被反复推迟, 最新的政策期限为2012年12月。2008年, 尼日利亚政府颁布了一项天然气管理计划, 主要是为了促进管道基建和新天然气发电站的投资, 减少天然气的放空燃烧, 为发电站提供更多的天然气燃料。但是尼日三角洲地区的安全风险阻碍了整个过程的推进, 国际石油公司在进行天然气商业化基建时困难重重。

气液转化

尼日利亚在Escravos有一家产能为3.32万桶/天的气液转化 (GTL) 工厂。该工厂于2014年中期投产, 比计划时间晚了整整10年。Escravos GTL项目是由雪佛龙 (投资75%) 与NNPC (投资25%) 合作进行的。南非Sasol公司与雪佛龙的合资企业Sasa雪佛龙为GTL工厂的设计和开发提供技术支持。当满负载运行的时, 该工厂每天可以将325百万立方英尺的天然气转化为3.32万桶/天的液体, 主要是提供汽车和货车的合成柴油。

LNG和管道出口

2014年尼日利亚出口了大约9000亿立方英尺的LNG, 占全球LNG交易份额

的8%, 为世界第四大LNG出口国。日本是尼日利亚LNG的最大进口国, 2014年的进口量占尼日利亚出口总量的26%。

尼日利亚大部分的天然气都以LNG的形式出口, 一小部分通过西非天然气管道 (WAGP) 输送至临近国家。2012年8月至2013年7月, 由于位于Togolese水域的管道受到船只锚的破坏, 该管道进行了关闭维修。根据法国国际天然气信息中心, 这导致WAGP的天然气出口量从2011年的290亿立方英尺降到了2012年的14亿立方英尺, 但在2013年和2014年输气量又部分恢复至了210亿立方英尺, 仅占WAGP管道满载运输量的三分之一。

2014年尼日利亚出口了大约9000亿立方英尺的LNG, 为世界第四大LNG出口国, 紧随卡塔尔、马来西亚和澳大利亚。各机构统计的尼日利亚LNG出口量更不相同。在英国BP 2015年世界能源统计综述中提到2014年的出口量略低于9千亿立方英尺, 但OPEC的年度统计公告认为其大于9千亿立方英尺。尼日利亚的LNG出口量占全球总LNG交易量的8%。日本目前是尼日利亚LNG



的最大买家，2014所占份额为26%，紧随其后的为韩国（17%）、西班牙（11%）和墨西哥（10%）（图10）。

尼日利亚的LNG交易情况在过去几年内发生了许多变化。最为显著的是，尼日利亚LNG对欧洲的出口量显著减少。在2010年，欧洲进口了尼日利亚LNG总出口量的67%，但在2014年这一份额下降到了23%。2011年3月福岛核事件后，尼日利亚对日本的LNG出口量增加。2014年日本从尼日利亚进口的LNG量是2010的8倍。

美国现在不再从尼日利亚进口天然气，2006年美国从尼日利亚的进口值达到峰值570亿立方英尺，降到了2011年的20亿立方英尺，主要原因是美国本土的天然气产量增长。2012年开始美国不再从尼日利亚进口LNG，这是自1999年以来的首次。2013年，美国再次从尼日利亚开始进口LNG，进口量在25亿立方英尺。但是2014-2015年美国没有再从尼日利亚进口任何天然气。

伯尼港的LNG设施

位于尼日利亚伯尼岛的LNG设施是目前尼日利亚唯一运营着的LNG工厂。尼日利亚LNG有限公司（NLNG）为主要控股公司，合作伙伴为NNPC（49%）、壳牌（25.6%）、道达尔（15%）和埃尼

（10.4%）。NLNG目前有六条液化线，每年的LNG产能可达2200万吨，液化石油气产能可达400万吨。正在筹划中的第七条线可以将工厂的LNG产能提高到超过3000万吨/年。

Brass LNG设施正在筹备之中

Brass LNG公司由NNPC、道达尔和埃尼几大财团组建而成，正在筹备Brass LNG液化厂的建设。康菲也曾是其财团的一员，但在2014年中期的时候退出了，并将它的股份转给了其他成员。该LNG厂计划建立两条液化线，总产能预计为1000万桶/天。目前该项目正在早期施工阶段，比计划时间晚了好几年。

西非天然气管道

尼日利亚的一部分天然气是通过西非天然气管道（WAGP）出口的。该管道是由西非天然气管道有限公司WAPCo负责，并于2011年开始进入商业运营。WAPCo是由雪佛龙西非天然气有限公司（36.9%）、NNPC（24.9%）和壳牌海外控股有限公司（17.9%）、塔克拉底电力有限公司（16.3%）、Societe Togolaise de Gaz（2%）和Societe bengaz S.A（2%）合资建成的。

该管道全长421英里，负责将天然气从尼日利亚的Escravos地区运送至

Togo、Benin和Ghana，主要用于了这些地区的发电（图11）。西非输气管道联入了现有的Escravos-Lagos管道，从那里开始进入了平均水深35米处的海岸。管道的设计负载能力为1.7亿立方英尺/天的天然气，但实际的运输量仅有满负载量的1/3。根据法国国际天然气信息中心的数据，从2013-2014年，尼日利亚通过西非输气管道出口了210亿立方英尺的天然气。

跨撒哈拉输气管道提案

尼日利亚和阿尔及利亚联合提出了建设跨撒哈拉输气管道（TSGP）的计划。长达2500英里的管道将把天然气从尼日三角洲的油田运送至阿尔及利亚位于地中海的Beni Saf出口终端，并最后流入欧洲。

2009年，NNPC与阿尔及利亚国家石油公司Sonatrach签订了谅解备忘录，共同推动管道的发展。一些国际和国家石油公司在过去对该项目表示过兴趣，包括道达尔和俄罗斯天然气工业股份公司。但是整个管道沿线的安全问题、不断上升的费用以及各项即将出台的法规政策的不确定性都将继续导致该项目的延误。

电力

尼日利亚的人均净发电量为世界最低国家之一。发电量远不能满足需求，经常需要面临减载和停电的情况，人们也较为依赖私人发电机。

2013年尼日利亚的发电量为10022兆瓦，其中7892兆瓦（79%）来自化石燃料，2040兆瓦（20%）来自水力发电，88兆瓦来自生物燃料和废弃物（<1%），2兆瓦（<1%）来自风能。净发电量远远低于其产能，2013年仅为275亿度（3140兆瓦），仅为产能的一半。尼日利亚的电力部门一直受到电力设备维修不足、天然气供应短缺、配电网少等问题的困扰。只有45%的尼日利亚人可以享受到供电服务，而尼日利亚的实际电力需求估算仅为1万兆瓦左右。

尼日利亚是世界上人均净发电量最少的国家之一，而电力用户还必须经常面临减负载、停电，依赖私人发



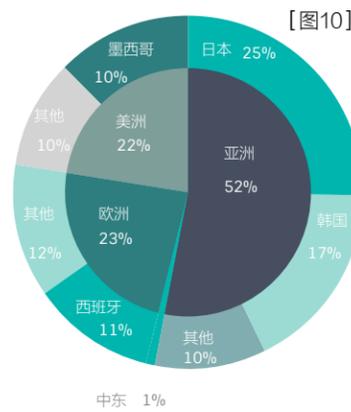
动机等情况。根据哈佛2010年一篇文章的报道，尼日利亚有30%的电来自效率低下的私人发电机。商人们通常会购买较为昂贵的发电机作为停电时的备用电源。许多尼日利亚人采用传统的生物能源和废料，例如木头、木炭和动物粪便，来满足家庭煮饭和取暖的能源需求。

在2013年9月1日，尼日利亚联邦政府将其大部分发电厂GenCos和配电厂DisCos卖给了私人公司。电力部门的私有化是2005年电力部门改革法案发起的电力部门改革中的一部分。该法案要求监管着GenCos和DisCos的尼日利亚国有电力控股公司（PHCN）进行网厂分离改革。买下GenCos和DisCos的私人公司拥有发电和配电基础设施的实物所有权，并负责对系统进行升级和维护。GenCos中六个卖掉了五个，DisCos中11个卖掉了10个，剩下两个并入了仍处于联邦政府控制下的国有输电公司。

尼日利亚联邦政府现在正准备卖掉10个天然气发电厂。这些发电厂是在国家集成电力项目（NIPP）中建立的。NIPP项目是由尼日利亚政府于2004年设立的，旨在建立多个收集伴生天然气进行发电的天然气发电厂。但对于生产商来说，出口天然气显然比低

尼日利亚曾是非洲最大的产油国，2015年LNG出口量位居世界第四位。但近日，尼日利亚出现了新一轮的油荒，其石油生产饱受局势不稳定和供应中断之苦，同时由于缺少相应的基础设施，目前尼日利亚产出的天然气大多被放空烧掉，油气现状着实堪忧。

2014年尼日利亚LNG出口分布图



52%

价卖给本国市场更划算，因此用于发电的天然气供应并不充足，现在这一情况也使得国家较难卖掉这些发电厂。

尼日利亚对增加发电量很有信心。尼日利亚计划截止2020年，化石发电量要超过2万兆瓦，而水力发电能力要达到5690兆瓦，几乎为2012年的三倍。计划包括了升级现有水力发电站和建立新的发电站：Gurara II（360兆瓦），Zungeru（700兆瓦）和Mambilla（3050兆瓦）。在2013年后期，尼日利亚政府与中国签订了一份13亿美元的合约，建设产能为700兆瓦的Zungeru水力项目。中国进出口银行负责提供75%的资金，尼日利亚政府承担剩下的25%。项目最初定于2017年完工，但是由于法律上的一些问题延缓了项目进程，该完工日期已经被推后了。□

电磁造像技术：井下支撑剂“粒粒”在目

目前，一些常用的压裂效果可视化技术存在一定的局限性。因此亟需研发一种准确的压裂效果可视化技术。

当前，Carbo、UT Fracturing JIP、AEC等四个团队在进行这方面的研究，并取得了一定成果。

来自 | Journal of Petroleum Technology
编译 | 王苏涵 张永君

水力压裂是改造油气层的有效方法，是油气水井增产增注的重要措施。我国石油天然气资源的突出特点之一是低渗透油气层分布广、储量大，这种客观存在的资源条件决定了水力压裂作为低渗透油气田增储上产的首选措施和有效方法，在老油气田稳产高产和低渗透新油气田勘探开发中发挥着不可替代的重要作用。

随着水力压裂技术的发展和运用，现场迫切需要测量和评估水力裂缝的有效而经济的方法。目前通常采用一些裂缝直接诊断技术，如井下电视、微地震测量、放射性示踪剂、井温测试、地面和井底测斜仪等已被应用于推断地下裂缝的几何尺寸，然而这些诊断技术提供的资料往往有限，而且费用昂贵。

目前，有四个团队在进行压裂效果可视化研究，其中三个团队采用电磁造像技术，第四个团队采用泵入微型声波发射器的技术。这四个团队分别取得了不同的成果，下面将进行详细介绍。

Carbo陶粒公司首次利用电磁支撑剂造缝时获取的影像看上去好像是一长串黄色肿块。之前非常规井中通常使用砂粒或陶瓷颗粒作为支撑剂来提高油气产量，但这种方法仍存在不少问题。这种电磁造像技术的出现，对于解决目前非常规井面临的问题具有里程碑式的意义。

当前，国际上有四个团队在寻找实现压裂效果可视化的方法。其中三组采用了电磁造像技术，这种技术首先将支撑剂进行特殊处理，然后通过电磁能激发支撑剂，进而实现压裂效果可视化。

业界通常通过微震图像来了解压裂效果。微震图像是通过采集岩石相互摩擦（类似打响指）发出的爆裂声绘制的，这种造缝和注入支撑剂并确保成功造缝的方式并不是一种低噪、高效的方法。

德克萨斯大学奥斯汀分校石油工程专业的教授Mukul Sharma认为：“微震图像并不能告诉我们支撑剂的分布位置。它只能显示压裂失败的位置。”Mukul Sharma教授是德克萨斯大学水力压裂和防砂联合工业项目（UT Fracturing JIP）的带头人，也参与了前文提到的压裂效果可视化项目。“相比之下，了解支撑剂的分布位置对于了解压裂效果十分重要。”在许多地层，已支撑的裂缝是油井产量的主要贡献者。这也是电磁造像技术与微震图像相比最大的优势。”

对已支撑的裂缝进行造像，是实现多开采10%非常规油气目标的第一步。这种方法能够确定已支撑的裂缝的长度和高度，为储层建模提供更精确的数据，并能帮助工程师合理布井，在不

影响邻井的前提下进行压裂增产。

第四个小组试图通过泵入微型声波发射器实现压裂可视化，这种微型设备在裂缝内停留后会发出一种特殊的声音，这种声音信号被捕集到后会在微震图像上显示支撑剂的位置。

油气价格下跌，大部分非常规油气田无法盈利，因此亟需研发一种工具，这种工具能够弄清楚裂缝多但产量不高的原因。Paulsson公司首席执行官、井内检波器的研发者Bjorn Paulsson指出：“目前80%的油气井产量仅来自于20%的裂缝，也就是说大部分压裂的成本都浪费了。”

电磁检测

微震图像法是通过建立3D阵列来显示支撑剂位置的，但是这种方法需要提前数年就安装好相关仪器设备。而那个时候，电磁法已经在现场进行试验了。

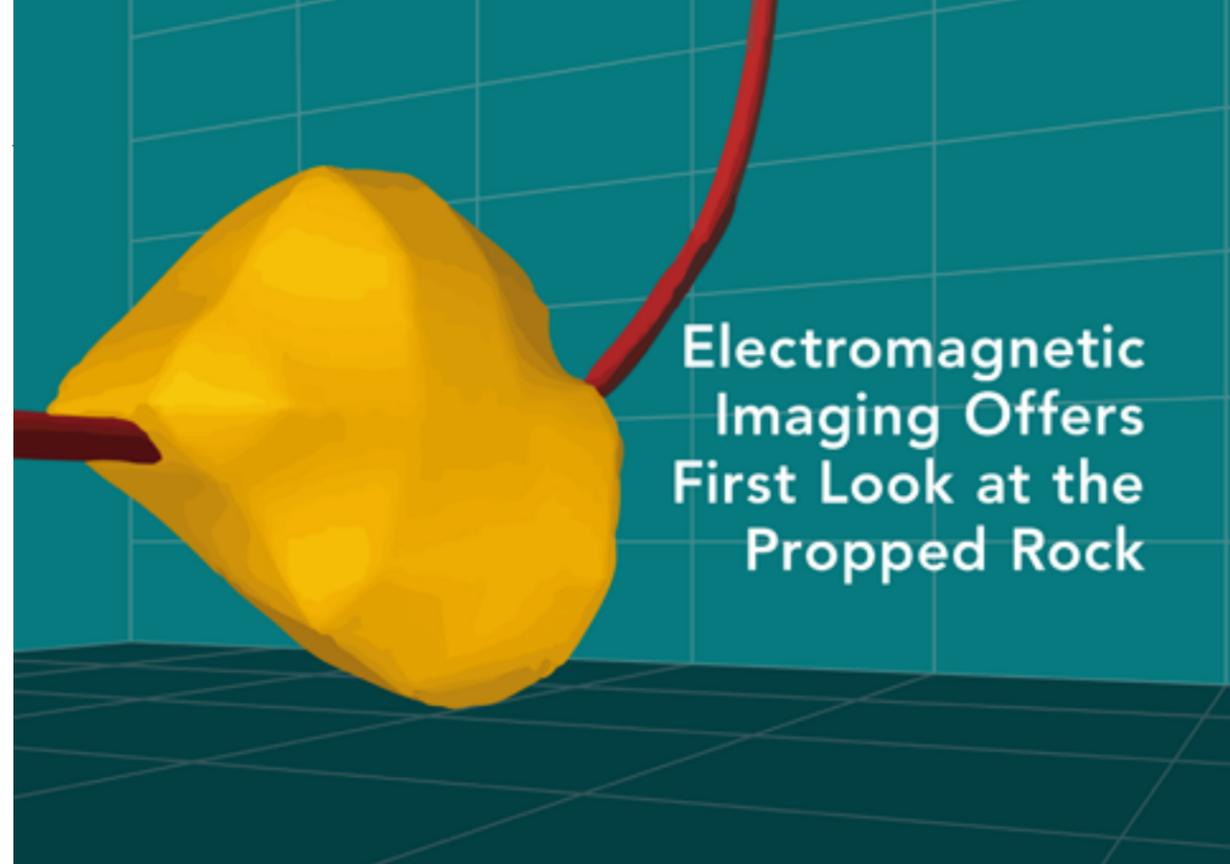
Palisch等人2016年在SPE水力压裂技术会议上发表了一篇技术论文（SPE179161），这篇文章首次探讨了油气井中电磁造像技术的可行性。文中使用了23万磅覆有导电涂层的支撑剂，这些支撑剂被8000英尺井深处套管发出的电磁能激发后，实现了压裂效果可视化。

这种方法需要多种新技术的支持，例如导电性涂层的研发，利用钢套管发出强磁场的方法，以及处理数据的全新算法。

一月时，Carbo仍在处理收集到的大量数据，以期降低噪音影响，提高造像质量。试验中，先注入了18万磅石英砂，在压裂的最后阶段又向四个射孔中注入了23万磅处理过的陶瓷支撑剂。如果所有支撑剂都导电的话，我们也不知道支撑剂所在位置将会呈现出什么样子。

公司一直在改进图像处理方法，将分辨率从25m提高到了它的一个零头。在接下来的一年里，Carbo，这个最大的陶瓷支撑剂生产商，将会进行更多的油气井测试，期望能够延长作用的时间和范围，以显著降低测试的成本和精力。

同时，致力于电磁支撑剂造像方法研究的工作人员还需要说服持怀疑态度的油藏工程师们，令他们相信这些基



于深奥物理和数学方法创建的图像能够描述井底的真实情况。

Advanced Energy Consortium (AEC) 提出，电磁支撑剂造像项目的当务之急是证明该模型提供的“裂缝范围和基本参数等有用信息”是可靠的。Multi-Phase Technologies的首席科学家Douglas LaBrecque这样说道。Multi-Phase Technologies公司是德克萨斯大学奥斯汀分校经济地质局的一部分，为AEC提供电磁技术支持。同时，该项目也有其他大学和研究机构参与。

虽说目前了解裂缝长度和高度的方法有一定的价值，但是这些测量数据总是过高，导致预估产量被过分夸大，而运营商愿意为这种不准确的测量方法付出的资金、时间和精力代价也是有限的。

美国能源部希望能够寻找到一种“对裂缝分析有显著影响的，且廉价、可重复、简单易操作”的新方法，并将研究过程中的限制因素总结在了支撑剂造像研究的计划书中。

刚开始的时候，电磁支撑剂造像的价格与另一种广泛应用的诊断测试方法（收集并分析岩心样本）价格差不多。Palisch说下一步是将价格降低到与微震图像差不多，然后在此基础上再把价格往下降。

“最后，我希望电磁支撑剂检测的价格能够降到跟测井价格差不多，低到几乎

每个井都可以进行检测。”他这样说道。

可视化材料

GroundMetrics公司—Carbo公司合作伙伴，非常规及地球科学部门副总裁Mark Wilkinson（曾任职于一家微震公司）认为，虽然目前在孔隙压力增高的一瞬间就能从井下数千英尺处探测到地震波，但压裂的微震成像技术仍需要主观判断。

“最初也没人将这些远距离地震波与压裂联系在一起，但最终还是实现了，界线在哪里呢？”他这样说，“更多更直接的测量能够帮助人们更好地了解压裂情况。”

该公司为Carbo公司提供地面监控服务，并且正在为美国能源部做一个研究项目，这个项目主要是追踪压裂过程中高导电盐水的流动状态。

液体或支撑剂造像需要一种化学物质，在这种化学物质作用下，支撑剂或液体能与背景岩石形成明显的反差。由于储层也有一定的导电性，理想的化学试剂需要导电效果非常好才行，最好导电系数是周围的岩石1000倍甚至10000倍以上，La Brecque这样说道。

电磁场激发导电支撑剂时会发生多种电磁反应。研究人员正在寻找究竟其中的哪一种能够提供最好的信号。

目前经常使用的砂粒和陶瓷支撑剂导电性都较差，因此研究电磁造像的三支团队都在寻找替代材料。为了一定距离外也能检测到信号，要求信号比较强，这就需要大量的导电性支撑剂，因此使用的材料要耐用、价廉。

目前，只有AEC支持的团队透露了他们正在使用的材料，分别是一种钢粒和一种名为Loresco焦粉的导电碳粉。他们采用石质土进行测试，这种土土质松软，可以使用手工工具来观察形成的裂缝形态。

今年晚些时候，这种焦粉会在100米井深下进行下一个测试。但Mohsen Ahmadian认为生产井内则需要硬度更强的材料来承受更深处的压力。Carbo以及UT压裂合作团队并未透露他们生产导电性支撑剂所用的材料。Palisch被提问时，只说了Carbo提交的专利申请中涉及的几种产品。

Sharma谈到，UT压裂合作团队计划使用一种常见材料，价格比砂砾稍贵但比用来制造陶瓷颗粒的铝土更便宜。且实验室测试表明这种未命名的材料有足够的强度，“即使在高应力条件下也有良好的裂缝传导性能”。

远距离感应

通过电阻率差来寻找原油的想法，



来源于100年前斯伦贝谢兄弟进行地下测量时所使用的方法。“电磁法是地球物理学最早使用的几种方法之一，一直传承至今。”Wilkinson说道。与之前不同的是，在电磁能注入储层内的方法和接收技术方面有了革新。

在Carbo公司的测试中，电源顺着电缆被送至水平井底部与套管接触的部分，使这个刚性套管成为激发支撑剂的电磁场源。

将套管用作电磁场天线的的时间并不长。Ground Metric公司广泛地使用了这种技术，而在与Carbo公司的合作中，采用了20套这样的电磁接收器来收集被激发的支撑剂发出的信息。通过比较压裂前后三十分钟接收到数据，绘制电磁图像。

在美国军方的帮助下，Ground Metrics公司开发了新一代接收器，利用这种接收器能够测量井下电位变化。Wilkinson认为这些接收器比电流装置 (galvanic device) 更可靠，电流装置的读数有很大的浮动，且老式接收器很难安装和维护。

美国能源部资助的UT压裂JIP技术项目组致力于研究两种可在井内工作的测量方法。

一种是适用于裸眼完井的低频感应测井工具，另一种是套管井内作为电磁发射与接收设备使用的永久接触电极。

感应测井工具的合作伙伴是Gearhart公司，该公司拥有研发井斜测量工具过程中积累的丰富经验。UT压裂JIP项目组则与E-Spectrum Technologies在套管井的硬件方面进行合作，Sharma提到。

Sharma说到，永久接触电极能够覆盖大约几百英尺的范围。这些为发射和接收信号而安装的电磁线圈组也可以用于测量其他地理数据，比如裂缝以及裂缝变化。GearHart公司研发的这种工具已通过了实验室测试，Sharma说，他们的目标是在今年夏天在一口浅井内进行现场测试。

未来规划

Carbo公司已经看到了电磁造像技术的魅力所在。所以即使目前压裂行业处于低谷，仍在逐步推进这些项目。研究过程中吸收借鉴了从材料科学到地球物理等诸多学科的科技进步成果。

Palisch表示，Carbo刚开始寻找实现支撑剂分布位置可视化的方法时，寻求了政府研究机构—桑迪亚国家实验室的帮助。

Carbo从桑迪亚国家实验室给出的诸多建议中选择一个，这个建议与Carbo研究人员Lew Bartel所做研究恰巧一致。自此之后，桑迪亚国家实验室的地球物理学家David Aldridge开始指导Carbo的研究工作，比如，电磁数据在长

井筒中被诸多不规则、不可预测的地质条件干扰时，如何进行分析等。

将有用的电磁数据分离出来并进行造像的反演法，以及去除由井场周围电场产生的噪音干扰，是支撑剂造像中最困难的一部分。虽然地震波是基于声波这种完全不同类型的信号，但这两种方法都需要能够将大量数据转换成有用图像的复杂算法。

“过去五十年里地震反演在地球物理领域一直都处于主导地位。”说道，“而我们才刚刚开始，仅做了肤浅的研究工作，还处于起跑线上。”陆上压裂需要快速、低成本的处理工艺。UT压裂去年提交的进度报告显示：他们采用计算密集型方法解方程，致力于将模拟速度提升一个数量级。

而AEC项目方面，数据处理是当务之急。“我们的成果之一是我们最好的反演软件通过了验证，”Ahmadian说道。

为验证这个程序，该团队小心地挖开了第一次测试压裂的区域。“现场比较浅，因此我们能够将整个区域挖开来验证我们的预测。”他说道，并且他们也很高兴地看到，“我们的程序非常棒。”下一步将是UT在测试井内进行验证，UT将会通过钻取岩心的方法来观察，在比首次测试更深条件下，成像是否与压裂效果一致。☑

Sometimes, lighter is heavier.

Light Footprint™ Tubular Running Solutions

Drastically reduce manpower and equipment with the right plan, the right people, and the right tools. Volant's Light Footprint™ Tubular Running Solutions for casing and liner installations offer improved safety and increased productivity at a reduced cost. In these times, a light footprint comes with some heavy benefits.

www.volantproducts.ca/lightfootprint/

VOLANT
Doing more with less.



sales@volantproducts.ca | volantproducts.ca | sales@volantoiltoolsUS.com | volantoiltoolsUS.com

压裂技术与服务

压裂改造技术是提高致密地层油气产量的重要手段，研究人员分别针对压裂作业研究了压裂前模拟、压裂中工具与工艺、压裂后改造与清洁等一系列技术，可有效指导压裂作业，提高增产效果。

来自 | CARBO等
编译 | 张永君

在全球进入难动用储量开发的时代背景下，国内外油气均面临着低渗透、超低渗透储层自然产能低，开发建产率低等开发难题，如何提高低渗透油藏的采收率和储量动用率逐渐成为国内外油气开发领域亟需解决的问题。压裂改造技术是解决上述问题的关键，本期选取了三种代表性的技术，这三种技术能够对储层压裂前、压裂中和压裂后进行预测和改造。

压裂设计与裂缝监测：裂缝的发育程度是影响页岩气产量的重要因素，怎样获得更多的人造裂缝是压裂设计首先要考虑的问题。为了获得有效、经济和成功的压裂效果，在实施压裂之前，往往要进行压裂设计。

压裂设计的工作很多，其核心是压裂效果的模拟，通过压裂模拟能够预测裂缝发育的宽度、长度和方向，评价压裂是否成功。页岩气水力压裂模拟一般通过专业的模拟软件进行。这些软件可以预测裂缝的三维几何形状，提供优选的压裂方案，并在压裂作业中收集数据，实时监测和评价压裂效果，判定不合理的压裂措施，从而有助于压裂的经济规划和开支管理，提

高增产效果。

压裂技术和工艺：多级压裂、重复压裂、水力喷射压裂等是目前压裂常用的技术。

多级压裂 (Multi-Stage Fracturing) 是利用封堵球或限流技术分隔储层不同层位进行分段压裂的技术。多级压裂能够针对储层特点进行有针对性的施工，目标准确，压裂效果明显。多级压裂有2种方式，一是滑套封隔器分段压裂，二是可钻式桥塞分段压裂。多级滑套封隔器分段压裂是目前页岩水平井多段压裂中前沿的完井方式，它能够在水平井或直井中同时压裂多个层段而不必使用桥塞分隔。

重复压裂 (Refracturing) 是指当页岩气井初始压裂处理已经无效或现有的支撑剂因时间关系损坏或质量下降，导致气体产量大幅下降时，采用对气井进行重新压裂增产的压裂工艺。重复压裂增产措施对处理低渗、天然裂缝发育、层状和非均质地层很有效。

重复压裂能够有效地改善页岩气单井产量与生产动态特性，建立良好的生产井产能，在某些情况下，经过重复压裂的井能够达到生产的最高水平，井



产量与估计最终可采储量都接近甚至超过初次压裂时期。

水力喷射压裂 (Hydrojet Fracturing) 是集水力射孔、压裂、隔离一体化的水力压裂技术。

根据上述常用的压裂方法，国外研究人员研发出了与之配套的软件和工具等。接下来将与大家一同了解以下三种国外先进的压裂技术。

FRACPRO软件组合

FRACPRO一款性能出色的压裂商业软件组合，包含压裂设计、酸化设计、现场监控等多个软件模块。更让人惊喜的是，用户还可通过苹果iOS系统下

载FRACPROapp，随时随地掌握压裂现场的动态。

FRACPRO软件组合的功能强大，可以进行非平行裂缝的设计、分析和监控，助力裂缝设计方案的工程化和现场实施，可以实现基质酸化作业的设计、模拟和分析，优化生产、采收率 and 经济效益。

针对井身结构、支撑剂分布、导流能力提升和裂缝维度的任意组合，FRACPRO软件几乎都可以对其进行建模。FRACPRO帮助用户捕捉和输出实时数据，并生成输出报告，可完全兼容IMEX, VIP和ECLIPSE等软件。至于FRACPRO软件组合如何实现上述性

能，大家拭目以待。

SUREtech多级完井系统

SUREtech多级完井系统主要是由SUREtack系统、SUREjet系统、SUREseat和SUREstart系统组成的，可有效提高完井效率，节省时间和节约成本。

SUREtack系统进行增产改造后无需铣除或钻穿作业，可压裂后节约的修井时间多达40%。SUREjet系统可作为连续油管压裂滑套的经济替代品，无需辅助衬管设备，现场应用效果良好。

SUREseat可取代长水平井中的复合桥塞和射孔作业，或与桥塞射孔协同使用以调高效率。SUREstart在注水泥完井管柱的底部运行，允许力矩通过工具传递而不影响阀门完整性。那么，SUREtech每个系统如何运作？四个系统之间有何联系与区别？

C&J压裂完井服务

C&J能源服务公司独创的LateralScience工程完井和Re-Con增产技术可实现降本增效的目标。LateralScience技术可为完井提供可靠、低成本的传输信息服务。C&J的Re-Con增产服务可以清洗井眼和清洁裂缝，能够在不损害套管的情况下清除射孔和地层的污染，提高油井产能。C&J公司还可以根据现场情况提供酸洗服务，通过高压将水、化学药剂和支撑剂等打入地层，渗入裂缝，打开或者压裂出新的油流通道，使油气能够流入井内，提高油井产能。

国内压裂技术起步较晚，与国外相比还有较大差距，国外非常规天然气开发中广泛使用多级压裂、清水压裂、重复压裂等技术，积累了大量的经验，研发了许多先进的工具和软件，可以作为我们压裂技术的借鉴，接下来将为大家一一介绍。☑

[附文1]

FRACPRO: 酸化压裂设计施工好帮手

FRACPRO是一套性能出色的酸化压裂软件组合,包含压裂设计、酸化设计、现场监控等多个软件模块。更让人惊喜的是,用户还可通过iOS系统下载FRACPRO app,随时随地掌握压裂现场的动态。

来自 | CARBO
编译 | 周诗雨

FRACPRO,一套优秀的压裂商业软件组合,可以帮助石油行业进行先进的裂缝设计、分析和监控。在全世界范围内的油公司、油服公司、咨询顾问和高校中,FRACPRO的运用都极为广泛。

FRACPRO软件组合的功能强大,可以进行非平行裂缝的设计、分析和监控,可助力裂缝设计方案的工程化和现场实施,优化生产,提高采收率和经济效益。

改善油井性能

通过内置算法和实时数据的结合,FRACPRO设计、分析和监控软件组合可对任何储层类型、渗透率级别和储层位置进行连续的评估,进而设计出出色的压裂方案,提高油井性能。

全集成模块 提高投资回报率

FRACPRO软件组合中含有多个集成模块,完美助力裂缝的设计和评价,帮助完成经济性优化和油藏产能评价。

FRACPRO软件产品组合由FRACPRO压裂设计与分析软件、FRACPRO XCHANGE现场压裂监控软件、FRACPRO REMOTE实时压裂监控app和STIMPRO基质酸化分析软件四部分组成。下面分别对

每一部分进行介绍。

FRACPRO压裂设计与分析软件

通过提供必要的信息,FRACPRO压裂设计与分析软件可达到提高油井产能、实现成功压裂的目的。不论何种储层类型、渗透率级别或储层位置,使用FRACPRO软件后都能取得更好的效果。

多参数综合建模

该软件可对所有类型的压裂作业进行建模,包括局部射孔井、多段射孔井和水平井压裂。软件还可以对所有地层类型(碳酸盐、砂岩甚至煤层)中的裂缝生长进行建模。

更深刻的认识

使用FRACPRO压裂设计与分析软件可以更好地判断支撑剂充填位置,导流能力的提高水平和裂缝维度。挤压、嵌入、应力循环、非达西流和多相流等会导致支撑剂破损,而FRACPRO软件十分精密,可以将这些因素考虑进去。

独特的水平井处理能力

FRACPRO可以模拟水平井的单次和多次压裂作业。同时软件还可对水平井进行特殊的显示处理,可以清楚地看到沿横向排列的裂缝。

采用实时数据定制模型

FRACPRO压裂设计与分析软件可以对压裂数据进行实时捕捉,从而根据具体的施工目的对模型进行调整和校核。

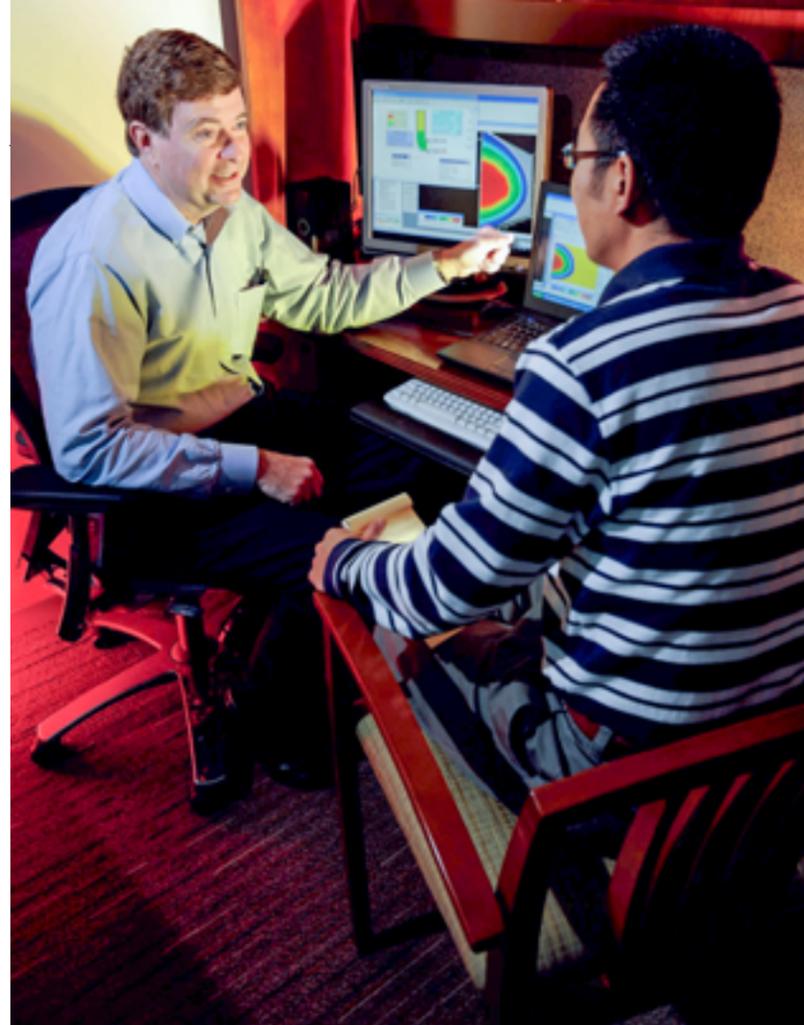
特点

- 1.具有内置丰富的流体和支撑剂信息库;
- 2.可实时进行现场监控和评估;
- 3.支持倾斜油藏的多段水平井压裂模拟;
- 4.具有诊断性压裂注入的全集成分析工具;
- 5.油藏特性在记录文件中清晰可见;
- 6.具有英文、中文和俄语界面。

优势

- 1.界面简单,易上手;
- 2.可根据具体的施工需求对模型进行调整和校核;
- 3.在一个单一文件中设计并显示多个处理压裂作业;
- 4.允许在一个文件中创建多个泵时间表和储层;
- 5.可进行特殊的显示处理,可清晰观察横向裂缝排布。

FRACPRO XCHANGE 现场压裂监控软件



FRACPRO XCHANGE 软件可以优化压裂监控车的现场显示效果。

可显示所选压裂数据和格式

FRACPRO XCHANGE软件可以实现配置曲线在多台显示器上显示。根据需要选择数据可自行调整颜色、图片和数字的大小。显示结果可以保存并传输到其他设备上,实现下一步工作的快速启动,保证各个监控车之间的统一性。

强大的压裂车显示工具

FRACPRO XCHANGE具有强大的监视功能,可显示多级压裂水平井压裂情况。一个数据库数据可用于井中50级的单独压裂井段。FRACPRO XCHANGE中有一个压裂施工所需的支撑剂和流体的完整数据信息库。

完美的兼容性 更高的效率

FRACPRO XCHANGE和FRACPRO软件可以进行文件共享,更好地协调现场作业和办公室工作,进而得到更高的效率。FRACPRO XCHANGE监控软件中具有FRACPRO软件所有的采集、储存、显示和绘图功能。

内置的报告工具可以创建自定义的施工总结文件,包括各类图表。软件可以生成Word和Excel兼容的输出文件,实现报告的自定义化。

特点

- 1.采用与FRACPRO软件相同的输入文件;
- 2.具有可靠的数据采集系统;
- 3.含有灵活的绘图选项;
- 4.包含小型测试压裂、DFIT测试、降排量测试等程序。

优势

- 1.强大的绘图和报告生成功能;
- 2.自定义多重显示器显示的内容;
- 3.相比完整版,价格更实惠;
- 4.可升级至完整版FRACPRO。

FRACPRO REMOTE 实时压裂监控app

FRACPRO REMOTE app是一款可以用于苹果iOS系统的手机应用。任何人在任意地点都可以获得压裂作业的实时信息。该应用可以通过特殊的IP地址,将FRACPRO软件连接

到移动设备上。

可浏览、绘制多频道数据

当设备连接到FRACPRO REMOTE app上后,可以从任意的数据频道中选择包括计算值在内的数据,进行浏览和绘图。图片可以根据需要进行移动和缩放。所选择的频道可以用任何FRACPRO支持的单位,如米,进行绘图或数字化显示。

可浏览整个作业历史

如果用户在作业开始后连接,那么app会请求获取设备连接前捕获的数据。这样就可以填补完整整个作业的信息。

特点

- 1.可安装在苹果iOS设备上;
- 2.可与压裂作业建立连接;
- 3.可实时运行;
- 4.通过网络利用特殊的IP进行连接。

优势

- 1.实现远程跟踪现场进展;
- 2.可从FRACPRO软件获取信息进行绘图;
- 3.帮助保存现场数据。

STIMPRO基质酸化分析软件

STIMPRO软件系统可实现基质酸化作业的设计、模拟和分析。

减少作业开支 增加产量 提高经济效益

STIMPRO系统独特的优势和强大的功能可以实现酸化作业的快速设计、分析和优化。系统可以在作业中进行作业调整,还可以在作业后进行后续分析。该系统可有效降低作业开支,增加产量,提高酸化作业的经济性。

行业领先的酸化作业全阶段建模

STIMPRO系统可处理基质酸化作业所有阶段,行业领先的STIMPRO系统中含有一个为客户量身定做的酸液/添加剂信息库,并筒数据接口操作简单,可进行油藏和矿物描述,并拥有出色的报告生成功能。软件可以建立全集成的碳酸岩和砂岩酸化模型。

适用于多层油气藏斜井和水平井

软件可以对井内流体力学,复杂的地化反应和井筒、油藏、流体之间的热传递进行建模。还可以用于模拟

[附文2]

Suretech多级完井系统： 方便、快捷、安全

斜井和水平井中的多层油气藏。

STIMPRO还可以对施工过程中表皮系数的变化进行监测，并以图像的形式显示预测的表皮指数。

实时数据分析

STIMPRO系统可以收集实时施工数据，并进行施工分析，以便更好地了解压裂作业对油井的影响，优化下一步作业。

特点

1.完善的基质酸化设计、模拟和作业安排，适用于多层油藏、斜井和水平井；

2.可进行实时压力数据拟合；

3.可进行瞬时压力和表皮计算；

4.可进行Pacaloni图施工监测；

5.可对砂岩储层复杂泥土/氟化氢反应建模；

6.可对碳酸盐酸化和虫孔建模；

7.具有完备的酸液/添加剂信息库；

8.可以模拟储层伤害、进行表皮表征；

9.可进行滤饼建模、泡沫建模和作业安排；

10.压裂流体、岩性和储层的信息可预加载；

11.具有简单的选井选层功能。

优势

1.可进行酸化作业的快速设计、分析和优化；

2.减少作业开支；

3.增加产量；

4.提高酸化作业的经济效益；

5.利用实时数据分析，可在任何时间重新对作业进行设计；

6.在线绘图和报告功能，实现产能预测、拟合和经济分析；

7.简单易用的Windows界面。

针对井身结构、支撑剂分布、导流能力提升和裂缝维度的任意组合，FRACPRO软件组合几乎都可以对其进行建模。FRACPRO软件组合帮助用户捕捉和输出实时数据，并生成输出报告，可完全兼容IMEX, VIP和ECLIPSE软件。☑

Suretech多级完井系统由Surestack系统、Surejet系统、Sureseat系统和Surestart系统构成，这四个系统可分别用于压裂完井的不同方面，可有效提高完井效率，节约时间、成本，提高油井产能。

来自 | Suretech
编译 | 辜富洋

由于低渗透油藏的渗透率低、渗流阻力大、连通性差，有时水平井的单井产能也较低，满足不了经济开发的要求，还要对水平井进行压裂增产，提高水平井的产能。

众所周知，完井是连接钻井和生产的关键环节，完井技术是影响油气井开发效益的关键技术。近两年完井技术革新主要围绕水平井开展，膨胀管技术和多级完井工艺得到不断发展和走向成熟。

多级完井工艺技术对于改善低渗透、低孔隙度油气藏开发效果、提高单井产量和最终采收率具有重要作用，它是油田增产、增注的有效手段，其技术难点在于分段压裂工艺方式的选择、井下封堵工具和压裂滑套工具的配套使用。

Suretech公司专注于研究完井新技术。该公司的工程师团队、工具设计团队、加工制造团队不断地研发可以带来更高回报、更高效率、更安全和更环保的工具和方案，致力于为客户解决最棘手的完井问题。

多级完井技术是开发油田油气的关键技术，由于其可以达到工程追求的高效益，因此最近几年发展较为迅速。Suretech公司的多级完井系统由多个功能不同的系统组成，每个系统都具有不同的功能和作用。

Surestack系统

Suretech的Surestack系统正在申请专利，该系统可有效消除球座铣除作业或常规多级压裂系统方案中的钻穿作业，可节约修井时间高达40%。采用上述系统的油井可直接投产，且整个水平井段为无阻流动。

特征

1.具有高效单程可回收球和球座系统，使用连续油管或组合管柱；

2.压裂滑套尾管系统可通过投球进行激活；

3.具有短半径裸眼封隔器；

4.无需铣除或钻穿球座；

5.可用膨胀封隔器封隔；

6.具有用于层位封隔/堵水的可移动滑套；

7.具有全通径作业的常规修井工具。

优点

1.降低完井成本：增产改造后无需铣除或钻穿作业；可节约完井时间高达40%；

2.即刻返排，整个水平井段为无阻流动；

3.为单程可回收系统；

4.通过压裂作业，最大限度地提高油井生产潜力；

5.井的整个生命周期内都可进行修井作业；

6.可利用转位工具实现无限级压



裂完井；

7.增产改造后，流体返排时最大限度的降低滤失量；

8.采用专利滑套设计，可正向和反向循环。

Surejet系统

在北美的环空压裂作业中，Surejet磨料射流压裂系统的可靠性和效率极高。作为连续油管压裂滑套的经济替代品，该系统无需辅助尾管设备，在出砂严重的储层中可顺利完成快速定点压裂。

在中低压井中，Surejet一次起下作业能够完成40多段压裂。该系统已应用到阿尔伯塔的多个储层中，可靠性极高，连续作业，成功完成了超过1000段压裂，平均每口井20段。

上述系统为多段可回收完井系统，无需铣除或钻穿作业，可优化生产、降低完井成本。

Sureseat系统

Sureseat系统可取代复合桥塞和射孔作业，在长水平井段应用广

泛；Sureseat也可与桥塞射孔协同使用，提高作业效率，将油井产能最大化。且其专门设计的大内径球座可保证射孔枪能够轻松通过。

在套管井中作业时，为避免下坐重量不足耽误铣除复合桥塞的时间，在长水平井完井管柱的趾端安装Sureseat系统。压裂过程中，Sureseat与特殊的可溶解压裂球协同作业，这种压裂球可在任意井筒流体条件和温度下解封和溶解。

这种压裂球可降解成小颗粒，无需机械清除便能保证油气生产的井筒内壁干净整洁。当用尾管控制阀取代压裂作业的桥塞和射孔时，Sureseat可在尾管管柱内进行压力测试，确保尾管的完整性和安全性。

特征

1.具有大的坐封内径，采用可溶解压裂球，无需铣除便可得到大生产内径；

2.安装尾管时，Sureseat安装在尾管上，可降低风险和节约时间；

3.可溶解压裂球可在任意温度和井筒流体条件下完全降解，可保证油气流动通道干净整洁；

4.可用于进行压力测试，确保压裂作业时阀门上部管道的完整性和安全性。

Surestart系统

Surestart是一个压力作动阀，在注水泥完井管柱的底部运行。打开储层前，这种阀可测试尾管完整性，进而启动压裂作业。Surestart中有特殊的设计，确保作业可在较宽的井筒参数范围内安全顺利进行。

根据井筒参数设定一个预定压力，从地面施加一个压力后，Surestart随之启动。然后一个被锁定机构锚定在原处的弹簧辅助滑套也被开启。在此点，尾管和储层之间建立起通道，然后即可开始压裂作业。

特征

1.带特殊磁性开关的弹簧辅助滑套可保证阀门始终处于开启状态；

2.流动端口面积超过尾管最大过流面积，可将流过阀门的压降降到最低；

3.全通径内径，标准顶塞可顺利通过阀门；

4.在不影响阀门完整性的前提下，力矩能够通过工具传递。☑



[附文3]

C&J 增产技术 快速安全 降本增效

C&J公司是北美第二大压裂服务商，其独创的LateralScience完井技术、Re-Con增产技术和酸洗服务可有效增大油流通道，提高油井产量，实现降本增效目的。

来自 | C&J
编译 | 曾旭洋

正常生产会引起井底压力降低，压力降低会给油井带来极大危害，造成危害的机理如下：

1. 产水结垢，堵塞油层；
2. 产液后产生有机沉积；
3. 缺少表面活性剂，引起润湿性变化；
4. PH变化产生乳浊液；

5. 瓜尔胶和聚丙烯酰胺等减阻剂从压裂开始持续对油层造成伤害。

上述危害有可能会阻塞油流通道，造成油井产能下降，导致油井效益降低。

水力压裂是一种用在页岩储层中的增产方法，通过高压将水，化学药剂和支撑剂打入地层，渗入裂缝，打开或

者压裂出新的油流通道，使油气能够流入井内。

C&J公司具有先进的技术、简洁的系统、海量的资源、出色的服务，能够提供卓越的水力压裂技术，可以解决完井时遇到的各种技术挑战。

C&J可提供压裂服务

1. 该公司具有北美第二大的压裂服务团队；
2. 曾创造过最高产量纪录（基于监管部门数据）；
3. 提供LateralScience完井服务；
4. 提供多样化的暂堵剂，包括重复压裂暂堵剂和层间压裂暂堵剂；
5. 提供可靠的Re-CON增产技术；
6. 提供试井设计、弃井等降本增效的服务；
7. C&J压裂设计工程师将根据每口井的数据安排压裂作业，以解决不同井的不同挑战；
8. C&J公司的水力压裂设备性能完备，能够满足正常地层和一些需要长水平井段压裂和多层压裂的异常高压地层的完井需求；
9. C&J公司具有十分丰富的非常规油藏作业经验和实验室研究能力，能够提供包括LateralScience完井工程服务、重复压裂技术等在内的多种增产完井技术，可有效恢复油井产能、提高采收率。

准备工作完善

1. 设计过程中与作业人员充分交流；
2. 具有连续配套的技术服务，节省时间；
3. 为保证设计最优的完井方案，进行作业前测试。

作业能力出色

1. 对设备进行实时监控，寻找潜在问题；
2. 进行设备现场维护；
3. 提前更换磨损零件。

作业灵活

1. 为了最大程度地发挥设备性能，合理设计现场布局；
2. 组织培养能够同时完成多项任务的专属服务团队；
3. 设备安装过程中可进行地层流

体测试；

4. 设备安装过程中有重要人员在场以加快技术审查速度。

LATERALSCIENCE完井技术

C&J公司的LateralScience技术能够提供可靠，低成本的传输信息服务，通过这些信息可以成功确定完井层位。不管是新井完井还是重复压裂，这种增值技术都能帮助作业者利用已有的钻井数据完成完井设计，这将极大的提高油井产量，且无需增加成本和额外的现场作业。

高性价比

LateralScience技术利用已有的钻井数据来确定完井层位，不需要额外的数据采集成本工作。

高效

由于该技术使用钻井数据确定完井层位，不需要额外的占用钻进时间，也不需要额外的流程和设备，可保证作业效率。

可同时应用于多井

LateralScience的工作流程简单直接，能够满足多井同步作业的要求，同时能返回可靠和精确的数据。

直接提高油井效益

通过重复压裂作业增大油流通道，这种完井和射孔技术能够提高油井产量并优化新井完井效果。

如何实现上述性能？

LateralScience可利用常用的钻井测量工具和泥浆马达参数获得机械比能（MSE）。MSE参数是获得无侧限抗压强度的一个重要工具，而无侧限抗压强度又是压裂设计的一个重要的储层参数。得到的结果能够帮助作业者确定射孔簇的位置，进而以正常压力射开油层，获得均质裂缝。

迄今为止，LateralScience技术已在超过100口井成功应用。通过对照裸眼

电测数据、比较油井产量和额外现场作业量，可发现LateralScience技术十分可靠。

C&J全套重复压裂作业介绍

C&J公司具有许多增产和延长油井生产寿命的技术。该公司在页岩完井领域经验丰富，他们能够提供一套比打一口新井更经济的方案。

C&J可以通过Casedhole Solutions部提供电缆服务和全套的连续油管服务。

C&J的工程队伍和Research&Technology部能够为开发难度大的油田找到问题，并解决问题。

C&J的工程师和实验室研究人员能够根据油井参数设计出配伍的钻完井液体系。该公司的PureStim体系在变化较大的温度范围内和使用环境下能保持较好的稳定性。

C&J团队经验丰富且注重安全，能够保证油井尽快投产。

Re-Con 增产服务

管柱完整性遭到破坏后需要进行高压处理。C&J的Re-Con增产服务可以解决这个问题。

清洗井眼和裂缝能够在不损害套管前提下清除射孔和地层的污染。作业过程中采用暂堵转向技术，可保证在任何尺寸的水平段时都能进行暂堵转向。C&J使用最先进的化学技术和尖端科技，作业成功率极高。

酸洗服务

油井产能受很多因素的影响。一旦产量开始下降，就要尽快找到解决方案。现场经常采用重复压裂技术来提高油井产能，但有时候并没有必要采取这项措施，而酸洗作为一项经常被忽视的工艺措施，其实增产效果也非常明显。☑

专家+技术 哈里伯顿呈现返排管理顶配

压裂液返排对储层保护以及油井产能等有着不可忽视的影响。Halliburton推出的CALIBR返排服务对返排工艺进行管理，大大提高了油井产能，同时也减小了返排过程对地层的伤害。

来自 | Halliburton
编译 | 白小明

返排是压裂过后返出压裂液和其他井眼碎屑的一个程序，是水力压裂作业的最后一个环节，同时也是非常重要的一个环节。这一过程是在裂缝闭合期间进行的，但是由于对压后关井期间或返排过程中裂缝闭合情况、井口压力变化等情况不能进行正确的预测，对返排程序的优化设计显得无据可依。截至目前，仍少有成熟的压后返排理论。现场的返排工艺往往靠经验确定，存在很大的盲目性和随意性。

传统来讲，一般返排的的目的是得到较高的初始产能，但这只是对返排过程的一个局限性理解。在长期应用过程中观察发现，这种返排设计会对压裂连通性造成不利影响，引起产量下降。

多年来，国内外大量学者就压裂液返排问题进行了深入研究，常用方式包括利用化学示踪剂监测返排压裂液，采用支撑剂或结合连续油管、树脂液和压力脉冲工具优化返排等。但从目前的应用现状看，压裂液返排仍存在诸多问题。

非常规油藏的多级压裂水平井往往在进行返排作业时，往往还不清楚返排对油井长期产能所产生的影响。过于武断的返排工艺将会对裂缝连通性造成影响，大大缩减油井产能。

Halliburton的专业油藏工程队伍和返排现场人员强强联手，推出CALIBR返排服务技术，结合SPIDR，通过先进的诊断技术，对返排作

业进行持续的管理，提高油井产能。同时该技术还能够将化压裂水的回收率最大化，同时减少压裂作业对地层造成的伤害。

CALIBR的原理：在返排过程中获取实时地面数据，对其进行分析，确定储集层反应，并为采收率和长期产能最优化提供参考数据。哈里伯顿通过SPIDR（自驱动智能数据发回器）来收集数据，获得高精度井底压力数据，为不同井况提供定制服务。

哈里伯顿测井部门副总裁Grant Roscoe说道：“CALIBR首次将多领域的的数据捕获和实时测量技术结合起来，帮助作业者提高油井的长期产能。”

CALIBR已经在非常规油藏中获得应用，现服务领域分布于全球各地。

CALIBR 返排服务工作流程

Step1: 测量

利用SPIDR测量服务获得高精度、高频率的数据。

使用SPIDR不仅能获得井底压力数据，还能预测常规返排作业对地层可能造成的损害，进而对作业做出及时调整。此外，Halliburton拥有业界最好的返排设备和专家队伍，包括现场人员和油藏工程师，可提供综合返排方案。

Step2: 分析

油井产能分析可实现对油井返排的持续管理，从而最大程度地避免完井带来的损害。对于维持完井有效性



和长期油井产能最大化来说，实时管理至关重要。工程中的每项工作都基于完井设计、油藏数据、产量和前期施工经验而进行相关调整。

Step3: 优化

CALIBR返排服务是集持续测量、分析、调整、提高完井效果、增大油井产量于一体的重复循环过程。CALIBR技术能够使油井的经济价值最大化，同时降低当量桶油成本。

技术特性

1. 油藏工程师专门对返排进行管理和分析；
2. 根据油井产能进行有效的返排管理；
3. 使用SPIDR测量得到高精度压力数据；
4. 先进的返排设备；
5. 经过专业训练的现场人员；
6. 快速进行返排分析预测完井实效；
7. 产量数据分析评价油藏属性。

技术优势

1. 减少由于返排不当而造成的完井损害；
2. 提高油井产能；
3. 最大化返出压裂液；
4. 通过高精度SPIDR测量确定地层伤害来源；
5. 通过多学科综合提高决策能力。

技术应用

一位客户授权哈里伯顿在某试验井的返排作业中使用CALIBR工程返排服务技术，同时在附近的另一口井上使用不同服务技术进行返排作业，对比二者在提高油井产能和减少完井损害方面的作用效果。

根据油井特性，Halliburton的油藏工程师和高级现场工程师使用CALIBR和SPIDR进行此次返排作业。利用高精度的SPIDR压力数据，建立井底压力模型，并分析可能造成完井伤害的因素。CALIBR服务对油

井产能的变化进行持续分析，以此实现流量最优化，使返排计划更适应于油藏的实时变化。通过CALIBR服务，哈里伯顿的工程师提前识别并及时减小了完井产生的损害，最后对完井有效性进行了全面评估。

通过使用CALIBR工程返排服务，试验井获得了历史最高产能。产量的增加也向客户证明，该区块具有进一步开发的巨大价值。

在数字化油田全面发展的现今，Halliburton的此项CALIBR技术对于压裂液返排来说无疑是一份捷报。不局限于数字系统，完美的技术往往是人与计算机相配合结果。专业化的操作团队与先进的技术相结合，在精准的返排实时数据基础上，利用丰富的作业经验和对技术的娴熟掌控，从经验和实况两方面着手，对返排的整个过程进行全方位管理，在提高油井产能和减小地层伤害方面均有可观的改善。📍

Meta 公司强势沿袭 Casing Reconnect 套管修复技术

套管破损、受卡、腐蚀损坏等问题会严重破坏井筒完整性，增加停钻时间，影响原定钻进计划。Casing Reconnect技术可在不影响井筒内径的前提下有效解决上述问题，减少钻井时间和成本，提高作业效率。

来自 | Meta
编译 | 邵晨 白小明

如果钻井过程中井眼偏离了原有的设计轨迹，那将会带来灾难性的后果。切割和起出套管常常要耽误数天的作业时间，同时也会造成巨大的经济损失。如果无法重建井眼的完整性，就只能填井或弃井。那企业将为此付出惨重的代价。

Meta公司的Casing Reconnect技术能够替换已破损或受卡的套管，避免昂贵的侧钻或者费时的打捞作业，且不需要改变原有的钻进计划。此外，如果作业者需要侧钻，也可使用Casing Reconnect技术。同时，在填井或弃井作业中也可使用Casing Reconnect技术保证井筒完整性。

切掉已损坏的套管后，Casing Reconnect技术可通过金属面-金属面的密封技术在新旧套管间形成连接。该连接具有较强的轴向承压能力。Casing Reconnect工具中没有弹性体，不会明显缩小井筒内径，可靠性高达98%，能够保证整个生产周期内的井筒完整性。

- 1.内径缩小：无；
- 2.密封时效：50年；
- 3.可靠性：98%。

应用范围

套管完整性：无论是套管破损或受卡，抑或是腐蚀损坏或井口油管悬挂器损坏等，都可使用Casing Reconnect技术修复。该技术能够维护井筒完整性，减少停钻时间，避免成本高昂的修井作业，保证作业者在不减小原有井筒内径的前提下继续推进原来的钻井计划。

弃井：Meta公司的Casing Reconnect技术可以帮助作业者快速便捷的恢复弃井作业后的井筒完整性。

侧钻：如果作业者需要在已有的生产井中开采新的储层，Meta公司的Casing Reconnect技术可以帮助作业者在已有井筒中实施侧钻。

更换井口：Meta公司的Casing Reconnect技术可以帮助作业者在无需拔除套管的情况下快速的更换井口。

套管受卡：Meta公司的Casing Reconnect技术可修复受卡套管，进而保证井筒完整性，减少停钻时间，避免成本高昂的修井作业，继续推进原来的钻井计划。

案例1—Centrica能源公司（北海南部）

挑战

Centrica公司需要恢复9-5/8”套管的压力完整性。他们尝试使用膨胀技术恢复刺漏的9-5/8”套管的完整性，花费了大量的钻进时间，但都以失败告终。结果该项目的成本不断增加，因而需要采取一种在窄操作窗口内重建井筒完整性的解决方案。

解决方案

Meta公司的Casing Reconnect系统具有设计快速、部署和安装时间短的特点，可以满足Centrica公司作业时间短的要求，因此Centrica公司选择使用该工具。Casing Reconnect安装成功后，可用金属面-金属面密封连接现有的9-5/8”套管柱和井口，形成符合ISO13679和ISO14310标准、具有双向承载能力的V0级气密封连接。将Meta公司的Casing Reconnect系统与施工目标井作业方案相结合，可为作业者提供一种安全的解决方案，保证作业者继续推进原来的钻井计划。



成果

此次完井作业的成功，使Centrica公司能够按原计划作业，减少了停钻时间，避免了高昂的修井作业和气井延期生产等问题。

Meta的Casing Reconnect技术通过气密封技术恢复了生产周期内油井的密封性，该密封技术具有5000psi（约35MPa）的承压能力，保证套管可承受600,000lbs（约2669kN）的拉力和压力。Meta的Casing Reconnect系统节约了约4百万美金的直接作业成本。

案例2—北海作业者

挑战

北海作业者计划在一口枯竭的井内侧钻开采新储层。

起出油管串准备侧钻时，作业者发现井口悬挂器的密封面损坏无法继续

使用。

更换该密封面的唯一方法就是更换整个井口。为了使该枯竭井继续生产，需要通过切断旧井口、安装新井口来恢复井筒完整性。

由于尾管密封失效是在起出油管串准备钻新井时才发现的，所以作业时间紧迫。

解决方案

作业者需要一套施工周期短的解决方案，该方案可以将新的10-3/4”套管连接到现有已固井的9-5/8”套管上，保证井筒的机械完整性、内径不变，且在井的整个生命周期内气密封保持有效。只有这样，这样套管柱才能完成气举完井作业。在不改变原有作业计划的前提下，作业者要求Meta公司提供能够恢复且保证整个生产周期内井筒完整性的方案。

由于需要修补的套管井段未知，Casing Reconnect系统可更加灵活的用在两固定点（例如新井口和现有套管顶部两点）之间，因此该技术正是解决上述难题的完美方案。

成果

Meta的Casing Reconnect技术可以在水泥顶面以上任何位置切割井内的9-5/8”套管。首先修整残留在井内的套管顶部，然后下入底部带Casing Reconnect贴补回接筒的新套管柱，最后使套管顶部插入到回接筒内。

作业完成后可形成永久性的全尺寸连接，该连接为金属面-金属面的V0级气密封，能够承受超过1,000,000lbs（约4448kN）的轴向载荷。

如此便能继续使用现有的井身结构，而且在不需要额外的平台井槽的情况下开展钻井作业。□

QuickFRAC: 高效投球与精准裂缝 充填的完美结合

QuickFRAC将投球技术的高效率与裂缝充填的精准度相结合对储层进行压裂，研发了一种降低完井时间和成本、提高作业效率和提高油气产量的完井方法。

来自 | Packers Plus
编译 | 辜富洋

过去几十年，油气生产商通过在非常规储层打水平井成功地提高了油气产量。这主要得益于定向钻井、长分支井、以及多级压裂增产改造等技术的进步。此外，压裂段间距缩短等完井方式的改变也有助于提高油气产量。Haynesville和Bossier页岩的一项工程研究表明：当压裂段平均间距从2011年的272英尺缩小到2013年的150英尺时，单井产量提高了22%（天然气产量从45亿立方英尺增至55亿立方英尺）。完井设计也需要相应地增加压裂液和支撑剂用量。

完井方案的研发

水平井技术和水力压裂技术的结合成功开发了效益较差的非常规油气藏。与之类似，在注水泥衬管完井中，将投球技术的高效率与裂缝充填的精准度相结合，可研发一种能够减少完井时间和成本、提高作业效率、增加油气产量的完井方法。

限流投球技术的演变过程

Packers Plus于多年前推出首款限流投球系统。原设计包括一个接球装置和多个压裂喷嘴。激活球下放至接球装置上，然后沿着压裂层段运移，沿途开启每个压裂喷嘴。该系统可在封隔器之间配备一个或多个压裂喷嘴，以获得单个或多个吸液点。压裂喷嘴是根据油气藏特性量身设计的，因此可以控制整个井段中每一段压裂的工作液注入。作业者使用该工具后可继续采取酸化作业，将利益最大化。该完井系统已用于数个高产的碳酸盐岩储层。

随着限流投球技术的不断进步，该系统去掉了接球组件，可用从地面泵入的激活球直接激活压裂喷嘴。由于限流投球完井技术既可以用于酸压，也可以用于加砂压裂，因此该技术具备很强的通用性。

QuickFRAC注水泥衬管完井系统



为了设计和测试新的多级完井系统—QuickFRAC (QF), Packers Plus公司在美国南部推出了一个试点项目。QF系统的目的：在注水泥衬管完井中，结合限流压裂充填和投球技术，进一步提高投球技术效率。新技术主要着眼于能够在一次压裂施工中获得更多的吸液点，消除电缆和连续油管作业的风险，并省去返排前铣除工具/桥塞的工作。

在施工期间，QF系统使用多个滑套，并通过单个激活球启动。为防止腐蚀，每个滑套的吸液点都进行了强化处理。且吸液点都可以单独设计，能够确保每个滑套都能有自己的回压。由于一个压裂段中有多个吸液点，因此，在每个滑套处QF系统可独立地对油气藏进行选择增产改造。在Packers Plus公司专有的挤液技术的支持下，滑套每个压裂段都设计有大量吸液点。由于QF系统采用可降解球技术，使得该系统的效率得到进一步提高。因此，QF系统可以帮助作业者可进一步降低作业风险和消除铣除工具的需求。

QuickPORT IV滑套

与早期的滑套设计相比，全新的QuickPORT IV滑套 (QP) 对机械元件进行了简化，缩减了40%左右。为防止孔眼腐蚀等问题，新型QP滑套的液体流出口使用碳化钨合金进行了强化处理，这有助于促进流体分布到多个吸液点。泵注排量可以在预定位置实现对裂缝的充填，进而获得最优的裂缝长度。QP设计中，为了提高近井地带的导流能力，压裂段不会过度充填。

优质尾管悬挂封隔器

尾管悬挂封隔器采用了高效密封技术，能够对环空进行封隔，并保证技术套管中完井衬管的安全。新式悬挂系统采用了密封技术和卡瓦，可承受高达10000psi的压力。该工具的性能包括：

1. 悬挂封隔器中含有平衡活塞，可防止其在下放过程中提前坐封；
2. 可旋转、推/拉，坐封工具无需早期释放；
3. 悬挂封隔器中含有键连接元件，

在不破坏元件的前提下，可保障较高的循环排量和衬管运行速度；

4. 通过产生较高的力矩提供扩眼能力；

5. 内置备用的浮动螺母和辅助释放选项确保了运行的可靠性。

测试性能良好的趾端滑套

液压驱动的初始滑套在压裂滑套开启前可完成多重压力测试，测试压力最高达到最大套管压力。其性能包括：

1. 可通过独立于增产改造作业的压力测试，且无时间限制；

2. 完全满足北美的套管完整性测试要求；

3. 具有能够确保滑套完全开启的冗余结构；

4. 具有可调的激活装置；

5. 端口过流面积超过衬管。

应用工程性能

为将某一任务的系统方案最优化，会有一个工程团队专门计算泵注排量、摩擦系数和压降、以及完井每个阶段的扭矩和摩阻。结合团队的专家意见进行综合分析，确保QF系统成功安装，进而对油气藏进行高效的增产改造。

案例研究

QuickFRAC首次应用于俄克拉荷马州的MD, Mississippian井，随着12000英尺深趾端处首段压裂的完成，首个QuickFRAC注水泥完井系统装配完成。除了液压驱动的趾端滑套外，还包括间隔大约45英尺的5个QuickPORT滑套。为了进行裂缝注入测试，在其余井段进行增产改造的两周前，趾端先进行了压裂改造。泵注程序一旦开启，可降解激活球也会启动，滑溜水以100桶/分钟的排量紧随其后，五个滑套也将随之开启。与传统的PnP完井方式相比，上述完井作业单段可节约2小时。除了不用射孔枪外，可降解球技术还节约了返排前铣除工具的时间。📍

SonicScope: 纵波、横波、斯通利波一网打尽

SonicScope服务能实时传输纵波、横波和斯通利波数据，分析这些数据可以实时评估并眼稳定性、钻井液密度窗口和岩石物性等，进而实现钻头准确定位，优化并眼轨迹。

来自 | Schlumberger
编译 | 郑斯赫

SonicScope多极子随钻声波测井结合了高质量的单极子和四极子测量方法，能够在传输斯通利波的同时实时传输纵波和横波慢度，且不受泥浆慢度的影响。

这些测量数据可以帮助作业者在钻井过程中做出更准确的决定：避免下入不必要的套管管柱，降低风险，提高安全性，减少非生产时间，同时减少钻井天数和成本。

SonicScope服务会提供大量的曲线和图表，这些数据保证全面的质量控制过程具有极高的可靠性。

实时控制井壁稳定

通过实时控制钻井液密度窗口，SonicScope服务可以在控制井壁稳定性的同时，避免溢流和钻井液漏失，减少卡钻风险，进而将非生产时间降到最低。

这种评价方法不受地层温度和盐度影响，可帮助作业者更合理地评估地层孔隙压力和破裂压力梯度，并随之调整钻井液密度窗口，降低钻井风险。

实时的声波-地震结合对比

SonicScope服务所提供的稳定的实时纵波数据可以用于建立合成地震记

录，减少井位的不确定性。地面地震图可以确定钻头放置的位置，在钻进的过程中可以帮助作业者对地质导向、着陆和地质停钻做出更好的判断。

实时评估岩石物性

稳定的纵波和横波测量能够识别天然气并估算孔隙度，且由于没有放射源，因此避免了复杂的后勤工作和其它的风险。

因为SonicScope服务只会对连通孔隙度作出响应，这使得SonicScope在碳酸盐储层中的优势尤为明显。

实时监测井筒完整性

实时评估固井质量，甚至在钻掉浮鞋之前就能检测水泥充填情况。

这项评估是关于固井作业完整性的第一手资料，有助于制定更安全更合理的方案。

优化完井质量

SonicScope系统具有一种特殊的发射模式。在钻进过程中，这种发射模式保证作业者能够在井眼冲蚀前采集到斯通利波 (Stoneley wave)。

斯通利波对于横穿井眼的连通渗透性裂缝、地层流体流度和地层横波

慢度非常敏感。

整理斯通利波测量结果可以得到关于储层性质、地质情况、裂缝网络和岩石力学等参数的精确解释，这些解释可以帮助优化完井方案，进而获得最大产能。

SonicScope服务能够计算实时在快地层和慢地层中监测到的纵波和横波 (P&S) 数据。

全方位数据质量控制

为了降低数据的不确定性，SonicScope服务在全面质量控制过程中可提供大量的测井曲线和图表，从波形中可以获得或计算出相关的横波和纵波数据，这些曲线和图表就可以帮助作业者分析这些数据。

A.慢度-时间相干性：将相干波至和相关慢度全面可视化。

B.四极能谱：详细描述波形的频率组成；能谱越暗，能量越强。

C.四极相干投影：表现横波反演的精度。

D.四极慢度频率分析：往慢度轴上投影频散，进而确定不同深度上扩散波的能量。

E.频散质量控制 (QC)：确定四极反演得到的模型与数据的吻合程度。



F.相干谱：突出与四极数据相关的频带宽度。

G.波形变密度曲线：通过纵波波至对某一特定油藏的波形进行质量控制，并验证井眼冲蚀是否会影响波形振幅。

H.频散图：频散图能帮助作业者理解声波在井眼中传播的不同的模式，且对于慢度测量处理的质量控制也非常关键。

SonicScope频散图

频散图能验证是否从单极、四极和斯通利波中选择了合适的模式，并能判断处理方法是否正确。

慢地层的慢度频散图

1.将高频的单极源数据作为非频散纵波首波，可以识别到纵波反馈。

2.井眼四极模式采用基于模型的反

演方法，而四极横波反馈可以从该四极模式的低频率部分中提取出来。

快地层的慢度频散图

1.将高频的单极源数据作为非频散纵波首波，可以识别到纵波反馈。

2.横波反馈可以从单极源或四极源数据中的横波首波中提取出来。

3.井眼四极模式采用基于模型的反演方法，而四极横波反馈可以从该四极模式的低频率部分中提取出来。

案例分析

SonicScope实时数据可以帮助作业者提高钻头定位和并眼定位精度。

提高钻头定位精度

某作业者试图关联实时的声波-地震数据，实现对钻头的准确定位，确定取芯位置和地质停钻点。斯伦贝谢建议将SonicScope服务同ImPulse综合

MWD平台和adnVISION服务整合，这个一体化系统能在钻进过程中提供高质量的quad-combo数据。由于该系统采用了最先进的标号算法，能够实时并连续的提供可靠的纵波和横波数据。

通过InterACT全球连接、互动和信息服务，所有的数据都是实时传播的，可以实现高效的远程决策和数据质量控制。一名地球物理数据专家随时在线，这名专家将负责建立批量的合成地震记录，并通过内部插件同Petrel平台相连，随时同地面地震数据进行相关性研究。Orion II高速遥测平台在钻速为100ft/h的情况下实时提供纵波和压缩密度数据，取样间隔为6英寸，确保建立的地震合成记录具有记录模式的精度。

将这些信息同地面地震数据进行关联可以更准确地定位钻头，甚至能预判钻头之前的层位，从而更好的管控钻进风险并确定套管下深。钻进过程中还能减少钻井前得信息中的不确定因素，进而优化并眼轨迹。

先于钻头位置的解释

在钻井过程中，将地球物理应用在实时的测量工作中可以更好定位钻头。地面地震信息可以用来确定靶点、并眼轨迹和孔隙压力趋势线，套管下深、断层位置和钻井风险等。这些信息以时间的形式得到，然后转换成深度的形式，但这种方式具有很大的不确定性，尤其是在勘探过程中或者在地面地震分辨率很差的区域。

更好地确定井眼位置

从声波和密度测量中获得的实时连续的纵波数据能为地震剖面对比提供重要的信息，还能对并眼数据不断更新，对钻头之前的地层和对未来的邻井进行解释。此前，由于实时数据经常是不连续的，所以只能使用之前记录的数据，但对于这些先进技术来讲，之前记录的这些数据质量有时候比较差。

使用实时的高质量数据帮助作业者进行更好地定位井眼位置，进而在设计层位内安全钻进。📍

75 年技术结晶！ Weatherford 打造极致扶正器

VariForm扶正器是威德福凝聚了75年设计和使用寿命经验的最新产品，制作工艺精湛，定制化设计，满足不同条件需求，可以从多方面带来优质的固井效果。

来自 | Weatherford
编译 | 白小明

德克萨斯大学奥斯汀分校的一位高级研究员Mike Cowan说道：“固井的成功，80%要靠水泥分布情况；而水泥的均匀分布，80%要靠套管居中。如果你无法将套管居中，并保证99%的环空都充满水泥，那么你就无法获得长久可靠的隔离效果。”

一次成功的固井作业是油井完整性的保证。如果套管有足够的居中度，那么固井作业所形成的物理屏障将坚不可摧。

凝聚了75年的经验和科技，VariForm扶正器是Weatherford保证套管精确居中的最新产品。该扶正器经过100%可追踪的、严格的德国制造工艺加工，VariForm扶正器最终只留下一条微不可见的金属焊缝。

VariForm扶正器是一款适用于斜井、水平井的高性能、一体式设计扶正器。该扶正器在保证启动力和下放力几乎为0的情况下，可产生较大的回弹力。如此一来，下套管过程中的摩擦可保持在很小的水平，固井过程中即可使套管保持较高的居中度。

独特的工程、制造和可定制化设计，使VariForm扶正器可以满足最苛刻的入井条件。波浪状外形的弓形扶正器簧片可以减小摩擦，避免通过受限井段时被损坏。这种外形设计也可以强化簧片，获

得更大的刚性。在下入过程中，弓形扶正器簧片可以被压缩至近似扁平状态，在达到预定位置后可恢复完整外径。整个过程对性能无影响，可提供良好的居中效果。VariForm可应用于标准尺寸的井眼、扩眼井段、水平段以及间隙较小的井段，以实现套管居中。

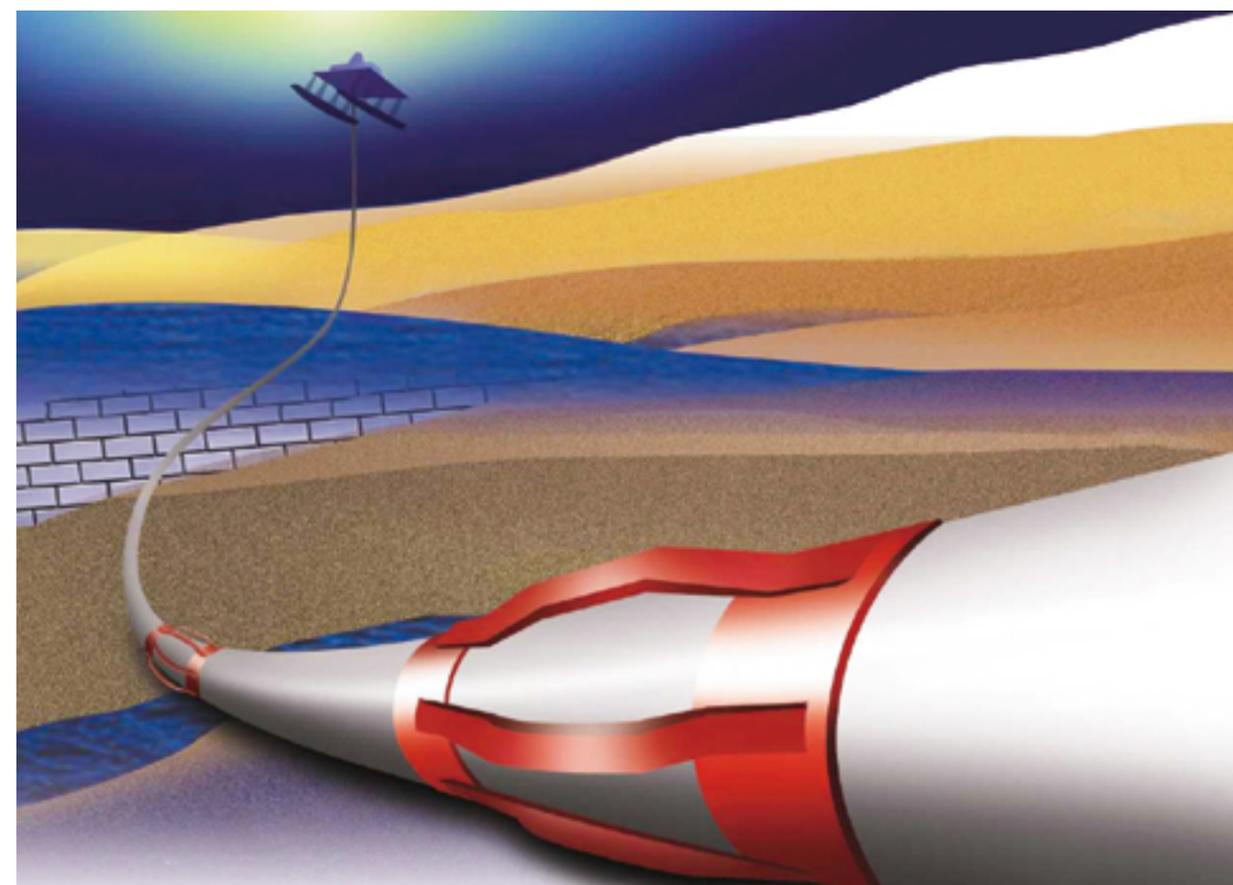
优质的原材料

VariForm扶正器的每一个生产环节都加强了对质量的控制，确保每一批钢材的机械性能。该扶正器使用优质的欧洲和美国的合金材料，并遵循严格的标准，确保对热处理工艺的精确控制。

高效、精密的制造设备工艺

VariForm扶正器的制造工艺100%由机器自动化操作，具有非常严格的公差要求；采用行业领先的测试体系，保证每一只扶正器完全相同。监控系统在产品完成之前密切关注整个过程，监测生产异常，所有的VariForm产品都轻松达到API 10D标准。

一体化的VariForm扶正器经历一次成形过程，保证与套管尺寸完美配合。单焊缝的耐用性强，且能够满足最恶劣的入井条件。剖焊样品的金相检验表明，成品的最小热影响区与母体金属完全相同。



VariForm扶正器所使用的全自动化焊接工艺不使用填料，这意味着焊接后的扶正器只存在一条可恢复的焊缝，使得成品与母体金属的区分度极低。

VariForm扶正器短节

VariForm扶正器短节可以下入到常规扶正器无法下入的井段。在套管间隙极小，最窄为0.125英寸的情况下，该扶正器短节是最佳工具。同时，该工具也可用于扩眼后达4英寸或更大的裸眼井段。VariForm扶正器短节是业内首款将扶正器“提”着下入井眼的短节，而非“推”入。

确定安放位置，记录相关数据

CentraPro Plus扶正器安放软件可模拟井筒状况，从而选择最佳的扶正器类型以及扶正器和挡环的安放位置。CentraPro Plus模拟的内容包括在已知井眼几何形状的前提下，任意井深的

VariForm扶正器

特点和优势

1. VariForm扶正器采用先进的设计，可以定制满足特定的或极端的应用情形；
2. 使用私有的无填料焊接技术完成扶正器本体的焊接，几乎很难将成品与母体金属区分开来；
3. 一体化的结构确保扶正器牢固，可承受较大的外力并保证完整性，不致被压碎产生碎片留在井内；
4. 较小的截面积使得流量限制较小，同时降低了等效循环密度；
5. 扶正器设计用于斜井和水平井，具有较大的弹性力，而下放力为0；
6. 所有尺寸的扶正器都通过了测试，产品规格超过了API（美国石油协会）10 D标准的要求。

侧向力、管串浮重和拉力；基于管柱/井眼尺寸组合实测数据的扶正器在上述各力作用下的受力情况；基于管柱弹性和三维矢量分析的扶正器之间的下垂情况。另外，客户还可以从CentraPro Plus数据库中获取扶正器的性能相关数据。

有很多材料可用于固井，而不仅仅是水泥

对于那些难度极大的固井作业，客户必须保证整个生命周期内的井筒完整性。VariForm扶正器组合大可以帮助客户在最恶劣的条件下建井，并保证井的长久安全性。Weatherford可提供扶正器安装服务，帮助客户使套管居中，优化水泥分布，并实现长久的井筒隔离。

可定制的设计

定制的一体化设计，可以改变扶正器的形状以满足特定的任何需求，包括重新平衡启动力、下放力和回弹力。👉

远程激发 实时监测 完美测射联作

eFire-TCP将两种成熟技术融合到一起，形成了一种新型油管输送射孔-测试联作技术。这种新技术不需要使用传统的压力信号激发射孔枪，能够实时反馈井下信息，实现了井底与地面的双向通信。

来自 | Schlumberger
编译 | 王凯

油管传输射孔(TCP)与地层测试工具(DST)联合作业是80年代初从国外引进的一项比较先进的试油工艺技术，基本工作原理是将射孔枪及其引爆系统、减震系统与地层测试工具系统一起下入井下预定位置，通过校深使射孔枪对准目的层；坐封封隔器，使目的层与环空压井液隔离；打开井下测试阀，用特定的方式引爆射孔枪；地层流体直接进入测试管柱进行地层测试；测试完成后将所有的下井工具全部起出。

这种工艺技术可在任何复杂油气井(如大斜度井、定向井、高温高压井、硫化氢井等)中实施，井筒不用掏空即可实现负压射孔，能够避免或减少地层和地面污染，缩短试油周期，节约施工成本，提高地层产能，在当今试油工艺中，是试油周期短、资料质量高、具有较高推广应用价值的试油工艺技术。

油管传输射孔以其特有的优势在现场得到广泛应用。但随着油管传输工作量的增加，受各种因素的影响，其起爆装置和方式仍存在不少安全隐患。例如，油管传输射孔施工中枪身不起爆或部分起爆等问题，这有可能由于传统点火方式为压力激发，但当压力加不上去或出现其它问题时，就容易引发安全隐患。且为了判断油管传输射孔是否起爆，需要

监测井下各种信号，并从中鉴别出起爆特征信号，作为判断射孔枪起爆标准。

为了取代传统的压力激发信号并监测井下动态，斯伦贝谢公司将IRIS智能遥控系统和Muzic无线遥测系统这两项成熟技术融合到点火头上，形成了一个新技术—eFire-TCP油管传输射孔电子点火头技术。与传统方法使用压力传递信号不同，eFire-TCP技术是通过声音信号来激发射孔枪的，主要通过集成传感器、电池、微处理器和控制开关来实现，取代了传统方法中使用的破裂盘、剪切销钉和一些机械激活装置等。这也保证了射孔前地层保持在最佳欠平衡状态。该技术还具有许多特点和优势，下面一一进行介绍。

无线控制 高效点火 信息冗余

eFire-TCP点火头分为两个部分。上部为Muzic遥测部分，包括一个的压力传感器总成，有Muzic遥测调制解调器就安装在这个总成上。下部为eFire-TCP点火头部分，包括点火头和电池，它们能在高达330°F和20,000psi的环境下工作100小时。

地面的Muzic遥测装置一旦接收到无线信号，就会传输给井下点火头。点火指令通过Muzic遥测装置传输到点火头后，将会向地面反馈，确定射孔枪已发射。



eFire-TCP技术也可以采用液体脉冲来激发射孔管柱压力。通过压力传感器向点火头传递信息，检测到点火指令后，激发装置激发射孔枪。

采用无线遥测技术完成射孔

声音信号激发eFire-TCP点火头后，射孔作业就会迅速高效地完成，不再需要使用压力脉冲。Signature压力计可以实时传输井底压力数据，保证射孔前达到最佳欠平衡状态。

压力恢复后井底流体流出，同一管柱底部的第二个无线点火头被激活，进行测试。接收到eFire-TCP点火头无线传输来的反馈信息和工具状态就能确认射孔枪已经激发，几分钟之后井底压力的监测系统就能确认是否射孔成功。

实时双向通信能够得到更多的信

息，可以帮助作业者做出正确的决定，同时能够验证作业目标是否实现。

eFire-TCP适用范围

1. 加压范围很小的井；
2. 斜井/定向井；
3. 多层射孔；
4. 选择性射孔。

eFire-TCP优点

1. 没有移动部分，可靠性较高；
2. 激发点火头时不需要压力；
3. 通过无线遥测技术或者液体脉冲信号(应急方案)进行操作；
4. 接收到点火指令时会进行确认；
5. 与其它机械和电子点火头一起下入。

eFire-TCP特点

1. 双向通信，能够从油藏和射孔管柱得到信息反馈；
2. 射孔作业能够安全进行；

3. 实现欠平衡控制；
4. 简化复杂的射孔点火配置。

案例分析

鉴于eFire-TCP技术的优良性能，Wintershall Norway公司决定在其作业现场采用该技术进行射孔作业。

射孔中实时获取井下压力数据

Wintershall Norway公司想要在TCP—测试联作过程中实时监测井下数据。测试作业十分复杂，需要实时获取准确的井底压力数据以监测油井动态，制定相应的方案，优化测试时间。实时井底压力资料对优化射孔前的欠平衡状态也非常有价值。

设计方案以eFire-TCP点火头为特点

斯伦贝谢建议Wintershall Norway公司下入采用Muzic无线遥测技术激发的eFire-TCP点火头，因为这种技术将IRIS智能遥控系统和Muzic遥测这两项现场应用成熟的技术融合到一个点火头上，具有良好的应用前景。

解决方案

为了连续获取井下压力，将eFire-TCP和Signature石英压力计(均由Muzic无线遥测技术控制)下入井内，然后激发射孔枪，监测DST数据。

应用效果

1. 通过声波点火指令快速安全地激发了点火头；
2. 在最优欠平衡条件下进行了射孔作业，射孔效果良好；
3. 通过井下实时压力监测装置确认射孔枪已成功激发；
4. 采用无线遥测技术完成了业内首例射孔后二次激发；
5. 将无线遥测技术成功应用于多层射孔作业中。

从上面的描述可以看出，将两种成熟技术融合到测射联作中后，能够遥控井下射孔作业、遥测井下压力数据，可以提高射孔质量和成功率，并根据井下实时油井动态调整方案，有利于实现安全高效作业。☑

井眼清洁难？ CLEAR技术分分钟带走岩屑

井眼不清洁会导致作业风险、成本增加。通过使用CLEAR技术能够改善这一情况，今天我们一起了解一下传说中的“CLEAR”技术有多强。

来自 | Schlumberger
编译 | 罗曼

在不同钻井环境下，清除井眼钻屑对于预防泥包、密封及卡钻等井下复杂情况十分重要。如果没有及时清除，则可能导致地层伤害、漏失以及非生产时间的产生，进而要求司钻起钻并进行井眼清洁。

当作业者进行大位移井、大斜度井、水平井或丛式井等更复杂作业时，井眼不清洁会导致作业风险和作业成本增加，同时井眼稳定性也会变差。在深水作业时，作业者通过提高井眼清洁率和井底循环频率来减少非生产时间，从而提高钻井效率，缩短钻井时间。

地面监测钻屑是确定井眼清洁率和井壁是否稳定的常用方法。然而，传统的监测方法不智能，不精确，且不能提供实时信息，无法满足司钻根据实时信息进行高效控制以保持井下作业稳定的要求。

CLEAR技术能够监测井眼清洁率和井壁稳定性，提供实时数据，帮助井队不断提高钻井效率，减少非生产时间的产生。通过实际和理论进行对比，该服务能够尽早地检测到由于井眼不清洁而造成的井壁失稳和返出过量等问题。

技术应用

1. 大位移井和大斜度井；
2. 水平和多底井；
3. 深水井。

技术优势

1. 流量计对钻屑进行测量并显示相关参数，监测井壁稳定；
2. 确保井眼清洁，提升钻井效率；
3. 对井眼清洁情况进行监测、分析，减少非生产时间及卡钻风险。

技术特点

1. 数字测量，提高对钻屑评估的准确性；
2. 实时仪表盘界面简单、直观；
3. 一键生成报告；
4. 数据传输可视化；
5. 设备产生破坏时，自动产生报警信号。

多个传感器和数字信号

CLEAR服务技术装置包含岩屑流量计(CFM)和称重托盘，位于振动筛的尾部。当钻屑落在筛布上时，流量计能够监测这一情况。托盘锁定在一个由地质服务公司和客户所决定的固定位置。岩屑堆积在托盘上，通过应变仪进行称重。

数字信号被传送到采集系统，并完成相应的计算功能。在可调整预设周期的最后阶段，称重托盘向下倾斜，将钻屑清除后恢复水平位置，以便对后续钻屑进行处理。钻机用压缩空气供给为启动控制装置提供动力，且该设备不会堵塞振动筛通道。

CLEAR服务技术符合欧盟的ATEX



指令标准，并通过了CE和国际电工委员会(IECEX)认证。

实时数据仪表盘

由CLEAR技术提供的综合、实时钻井液信息包含了钻井参数、钻屑地质情况、钻井液性能以及随钻测井和测斜数据。这些数据通过仪表盘清晰地呈现出来，无论是在井场或是在远程办公，工程师均可通过该仪表盘获取所需信息。这一具有可达性且使用简便的仪表盘能使作业人员对井眼清洁效果进行有效判断，减小井壁失稳的风险。

服务灵活性

CLEAR服务技术除了能够提供简洁清晰的仪表盘及CFM设备之外，还能提供先进的服务，即通过对井眼清洁进行专家级的评估解释，进行层次分析，总结经验教训，并为后续工作的最优方案设计提供有效的经验依据。自动化的解决方案在提高数据质量和完整性的同时，还能够减少作业劳动力。

通过上述多种功能的描述可知，CLEAR服务技术能够为作业者提供多种可选择项，以便为其提供最适合的服务。

高效的泥浆校正

由于钻屑泥包率很容易发生改变，考虑取当量干岩屑校正系数(EDCR)应用于这一易变的指标。湿岩屑的重量转换为当量干岩屑，可以与已钻地层的理论体积进行比较。

CLEAR技术能够测量的数据：

1. 振动筛处湿钻屑的总重；
2. 干钻屑总重；
3. 钻屑体积；
4. 干钻屑的理论体积；
5. 钻屑流速；
6. 基于一定钻速时的钻屑理论流速；
7. 体积过大或过小。

应用案例

优化钻井作业

CLEAR技术已经成功应用于一些油田现场作业。在中东的一次钻井作业中，操作者将CLEAR技术应用于钻井方案。结果显示，CLEAR技术能够节约作业时间，降低卡钻风险，在实现转速最大化和总进尺最大的前提下实现通井作业。

保证井眼稳定性

东南亚使用井眼清洁服务技术的目的在于减小三个水平大位移分支井井壁不稳定的风险。在钻进平均偏差大于1524m，井斜70°的12-1/4”和13-1/2”井段时，作业者须对井眼清洁进行监督和控制。

由CLEAR技术提供的数据表明，钻井液的流变性不足以将钻屑从井底携出。井队发现这一问题后，及时改善钻井液的流变性，从而实现井眼清洁，避免了不必要的循环作业。

通过使用新的服务技术，钻井作业团队可针对性地提高处理剂的性能。相对少量的处理剂对于井眼清洁不仅没有不利影响，反而能够提高机械钻速，降低泥浆处理的时间。通过对于处理剂的种类、加量以及粒径进行改善，能够提高作业效率，对于井眼二次清洁有良好的作用。同时，高粘度处理剂能够维持斜井井径。

这一方案能够提高钻井作业整体水平，提高作业者对于优快钻井的信心。单井钻井液循环和泵入时间可节约11分钟，总体上能够节约16小时的钻井作业时间，从而降低194000美元的成本。📍

智能完井技术

国外专家曾指出,本世纪,石油工业将广泛应用智能技术进行井下管理和维护。当前,智能完井技术蓬勃发展,能够实时远程监控油藏生产,应用效果极好,下面将介绍一些智能完井发展现状及先进技术。

来自 | Weatherford等
编译 | 张永君

世界石油技术在近年来发生了日新月异的变化,一些前沿技术已开始应用于油田,且取得了可观的效益,智能完井技术更是从中脱颖而出,受到人们的关注。21世纪现代完井技术的总体发展趋势就是从科学化完井的成熟阶段向自动化完井阶段迈进,智能完井将完井技术推到了一个新阶段。

智能完井将现代测控技术、机电一体化技术、计算机与网络多媒体技术等应用于完井工程领域,形成一套可用于多储集层、多分支井油气开采,能够实时动态地进行井下多参数测试、多功能操作,井下自动控制与地面联网协同决策相结合的智能完井综合系统的技术方法体系。

智能完井系统需要同时完成井下数据监测和远程控制井下开采两大功能。根据智能完井各单元在整个系统中所起到的作用,将智能完井系统分为:

- ①用来收集井下储层温度、压力和流量等参数的井下传感器;
- ②封隔临近的储层,避免高压油、气窜层的穿线式封隔单元;
- ③控制井下1个或多个储层的开启、关闭和节流的层段控制阀单元;
- ④传输井下数据信号,传达地面控制指令的数据传输和控制系统;
- ⑤地面中央控制系统。

智能完井技术优越性

与常规完井相比,智能完井技术通

过把各种传感器长期放置在井下,可以对井下的各特性参数进行实时动态监测,一方面有助于准确判断井下的各种情况,一方面可以避免大量的生产测试,因而可以避免对正常生产的干扰以及节省大量的常规生产测试的费用。其优越性主要表现在:

提高油田最终采收率

智能完井可以对不同层位选择性地进行开关,从而实现从特定油层段采油的目的。智能完井能够定性定量监测各油层油、气、水。当生产中出现水或气的锥进时,可通过调整层段流量来延缓水或气的锥进,达到提高油田最终采收率的目的。

实时监测功能

现代智能完井系统能够实时获得生产层井下信息,并将监测到的资料传输到地面的计算机中储存起来,测试的资料具有较强的连续性。由于监测资料是长期持续记录的,从而克服了不稳定试井分析所引起的模糊性和不确定性。

地面遥控功能

智能完井系统能够在地面上识别流入控制阀的位置,有选择地开关某一油层,从而实现在不关井的情况下进行井身结构重配。由于现代智能完井具有地面遥控功能,便于管理,适用于偏远地区,也适用于难于管理的海上油田或沙漠油田。

便于油藏管理



利用智能完井所获得的长期监测资料比传统的短期测试资料更广泛,提供的油藏信息量更多,非常有利于油藏工程师建模。监测的数据不但包括单井数据,还包括井间数据,油藏信息的扩大使先进的油藏管理向着精确的流体前缘图解和油藏描述方向发展。因此智能完井更适用于油藏结构复杂、具有较高不确定性、需要录取大量资料的井。

节约生产成本

现代智能完井系统可以通过减少施工时间、井筒维修工作量、优选采油方式以及提高最终采收率来节约成本。另外,油层供油半径得以改善,并有效利用地层能量,现代智能完井系统能方便适时地提高油层的总产量。

智能完井技术适用范围

由于智能完井单项成本较高,其应用领域受到很大的限制。智能完井技术大多应用在以下几个领域:

- A. 海上油井: 减少和最大限度地消除油井的采油维修工作。
- B. 高度非均质储层的水平井: 使流量控制装置下入到挠性油管所能下入的

最深位置。

C. 深水井: 可以减少设备和人员使用。

D. 多分支井: 电子设备可以精确的监测井下不同层段的压力,并调控每个生产层段的生产压差,可以使油井的各分支同时采油及以最佳方式采油。

E. 多油层的合采井。

F. 需要井底油/水分离处理的井。

智能完井系统虽然在开发早期的投入成本较大,但在油气井后期的生产管理和维护费用方面节省了大量的开支。随着我国分支井、水平井、气井及海上油田开发力度的加大,智能完井系统的优势越来越明显,势必会掀起我国完井方式的革命。

OmniWell系统

OmniWell是一套可靠的油藏生产动态监测方案,可获取油藏生产实时动态数据,提供从简单的单仪表部署到复杂的多产层智能井生产和油藏监测全方位的方案。该系统通过单根电缆测量井下数据,集成多个测量源,实时可视化井下数据,可提供一系列适用于不同水下应用环境的永久井下传感器及数据采集装

置,能够提高油井产能,降低运营风险,最大化油藏采收率。

WellWatcher监测系统

WellWatcher监测系统包括井下电子压力计和其它相关系统,可实时测量压力、温度、流体密度和流量。其中,液压连接器可实现整个作业环境的密封,模块化电缆保护罩能够在完井生产管柱的全长范围内保护控制管线和电缆,光纤分布式温度传感器和压力计可确定流量变化的时间、位置和原因。该系统结构紧凑、密封性好、可抗极端作业环境,能够大大节约时间和成本。

智能完井系统对各单元的可靠性要求很高,可靠性较高的电子层段控制技术、光纤传感技术及自膨胀封隔技术是未来智能完井技术的发展方向。我国智能完井技术研究刚刚起步,完整的智能完井技术仍属空白,可以在消化吸收国外技术的基础上,自主研发井下控制阀、井下传感器、管内封隔器和裸眼封隔器等智能完井工具关键部件。从原理简单、成本较低的液压式智能完井系统寻找突破,逐步实现智能完井系统的国产化。☑

[附文1]

OmniWell 系统：油藏动态 纤毫毕现

油藏生产动态监测贯穿于油藏开发的始终，是认识油藏、制定开发方案的重要手段。威德福的OmniWell系统可连续获取油藏生产实时动态数据，是一套可靠的油藏生产动态监控方案。

来自 | Weatherford
编译 | 白小明

从简单单仪表部署到复杂多产层智能井管理，威德福的OmniWell系统都能提供相应的生产和油藏监控方案。

OmniWell中含有一系列监测压力、温度、流量、声波和地震活动的工具。这些工具能够进行数据采集、信息管理以及井型分析工作，可以帮助作业者更准确地认识油藏。该方案采用单根电缆测量井下数据，集成多个测量源，可实时监测井下数据，能够提供信息帮助加快生产，降低作业风险，将油藏采收率最大化。

OmniWell中含有电子硅绝缘片(SOI) 计量表、光学传感器及石英压力计等，可监测压力、热量、流量和地震活动。该系统可以配置不同的功能以满足不同的生产环境需要，确保所有的井都可以找到合适的方案。

光学传感器已经从最初的未经现场检验的技术，演变成了恶劣深水环境下监测全井生产周期油藏动态的优秀方案。采用石英压力计可以减少使用井下电子元件，减少故障几率，延长设备的使用寿命。

连续、可靠的井下数据能够帮助作业者做出更好的油藏管理决策、提高采收率、延长油井生产周期，进而提高收

优势

降低作业成本和风险

1. 不需要修井措施；
2. 减少人员需求；
3. 避免缓慢开采带来的生产成本升高问题。

优化生产

1. 优化油井设计；
2. 加强增产、人工举升、防砂的效果；
3. 监测地层伤害；
4. 分析压力损失；
5. 控制井底压力降；
6. 尽量减少获取压力恢复曲线所用的关井时间；
7. 确定意外停工的原因；
8. 加速生产，更快获得收益。

改善油藏管理

1. 加深对油藏和油藏特性的了解；
2. 采集实时真实数据而不是预测数据；
3. 建立不变的参考点，避免重复使用备用传感器带来的重复性误差；
4. 量化不同储层及合采井各自的产能贡献率；
5. 监测分支井不同的储层；
6. 监测储层可以采出及无法采出的油气量；
7. 捕获地震成像；
8. 预测不同开发策略下的产量和采收率。

益。但是海底特殊的环境条件易产生振动和极端的温度压力，进而影响数据的可靠性。且设备损坏或故障的风险较高，需要进行复杂的维修，会引起工期延后，造成成本升高，妨碍信息采集。永久监测系统不需要修井，从而降低了成本和作业、生产、安全及环境风险。威德福的OmniWell产品系列，可提供一系列适用于不同深水应用环境的永久井下传感器及数据采集装置。

深水环境下适用范围 高温高压环境

OmniWell系统在井下安装耐用的组件，在地面配备可靠的仪器，可用于对精度和分辨率要求极高的环境中。光学传感器可以监测井内的温度和压力，最高温度达572°F (300°C)，最高压力达30,000psi (268 MPa)，石英压力计的额定最高温度达392°F (200°C)，最高压力达25,000 psi (172 MPa)。

压力/温度测量

压力/温度(P/T) 仪表测得的数据可用于确定生产效率。当配合流量控制阀或进液量控制设备使用时，这些仪表有助于实现平稳生产，避免电缆修井造成



的生产中断。

油井投产监测

压力/温度传感器能够测量实时油藏压力数据，控制初始压降。配套的软件—PanSystem和PanMesh可以进行干扰试验和压力瞬变分析，进而确定油藏边界。

井下流量测量

在深水复杂环境中，实时测量多产层井和分支井等井的流量对优化生产十分关键。这些数据可以减少或避免地面试井及其相关的作业、安全和环境风险。OmniWell系统配备有光学流量计，可测量单相和多相流流量。该光学流量计具有双向、可扩展的测量功能，满足任何管道尺寸，且不限流道。光学流量计配合Red Eye可追踪整个油井生产周期内的产水量。

人工举升

石英压力计可以监测P/T数据，进而分析各种形式的人工举升，并使其实现自动化。永久监测系统可以减少关井时间或生产损失，从而延长人工举升设备的使用寿命。

层间隔离监测和压力瞬变分析

石英压力计可以监测不断变化的井

下动态数据。且这些压力计分辨率极高，能够检测到非常微小的压力温度变化。

分布式温度传感系统

通过测量某一产层一定时间段内(例如每米间隔)的温度变化，分布式温度传感系统(DTS)可以绘制整口井的温度剖面。这些数据可以用来监测水、蒸汽和注入气体的特性，优化气举作业，以及鉴别油管或套管泄漏、流动受阻或漏失层等情况下的流量异常现象。

Array/Multipoint温度传感系统

在井筒内较受关注区域的Array/Multipoint温度传感(ATS)设备，可以提供可靠、精确、稳定的温度数据，可以用于测量由生产引起的微妙温度变化。ATS设备获取的实时数据，分辨率是DTS的100倍，精度是DTS的25倍，ATS也可为DTS测量数据提供参考点。

建立生产和注入剖面

光学DTS和ATS系统可以沿储层截面建立水平井、多分支井和多产层井的生产和注入剖面。

防砂

光学系统可以安装在防砂筛管的内

部或外部，特别适合采集射孔段或裸眼段的数据。

多产层完井

在多分支井和多储层的合采井，光学流量计测得的数据可以解决产能分配的相关问题。这些数据也可以帮助确定单层或全井的采油指数。

案例分析

地点：尼日利亚

井型：陆上产油井

试验目标

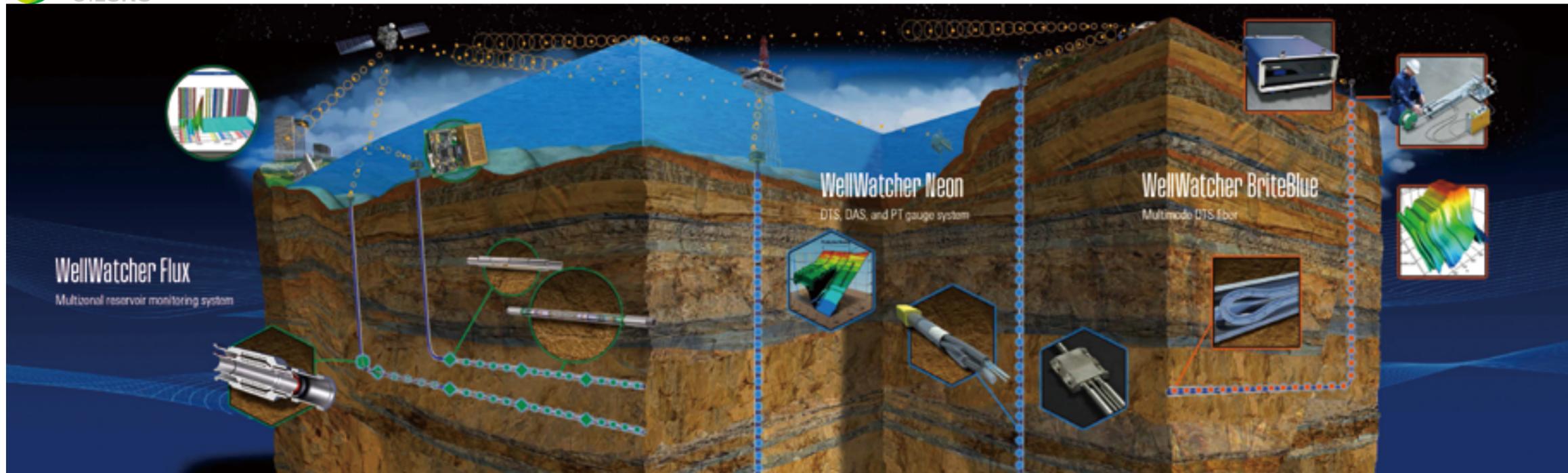
采用永久井下压力/温度(P/T) 仪表(PDHG) 系统来收集准确、可靠的实时油藏数据，将数据传送到无线接收设备，并能够实现远程数据传输。

应用效果

1. 成功安装了威德福光学井下仪表系统及井口数据采集设备，可为客户提供需要的实时油藏数据。

2. 光学传感系统不需要井下电子元件，在整个油井生产周期内高度可靠。

3. 节省了人工采集油藏数据的成本，对该井而言，每年节约超过10万美元的费用。☑



[附文2]

WellWatcher-油井观察员 耐温耐压 自带电源！

WellWatcher永久性监测系统包括井下电子计和其它相关系统，能够实时测量某点的压力、温度、流体密度和流量，适用于人迹罕至、条件苛刻的环境中，能够大大节约作业时间和成本。

来自 | Schlumberger
编译 | 赵金成

油气藏动态监测贯穿于油气田的全部开发过程，对油田以提高采收率为目标的开发调整工作起到至关重要的作用。通过对油气藏动态资料的分析，可以更加准确地认识监测油气藏的变化，以制定切实可行的方案，实现对油气藏的科学化管理。

国外各大油服公司相继研发出系列油藏动态监测方案技术，如前面介绍的威德福公司OmniWell系统，该系统在深水环境下表现不俗，而斯伦贝谢公司没

有示弱，也研发了一系列油藏动态监测的产品和方案，下面一起了解下斯伦贝谢公司的WellWatcher永久监测系统，看一下它与OmniWell有何不同。

WellWatcher永久监测系统集成了目前最先进的永久井下测量技术、地面数据采集系统和数据通讯系统，能够实时远距离监测油井和油藏动态。

该系统可以将井下压力、温度、密度和流量等数据传输到地面，也可以通过卫星、因特网或电缆传输到远方。

WellWatcher系统的所有组件都经过严格的测试和认证，能够满足可靠度的最高标准。

该系统由一系列先进的产品组成，主要包括各类监测仪表、连接器和保护罩等，这些产品在监测过程中都能发挥不同的作用，以保证监测数据准确可靠，下面将分别介绍WellWatcher永久监测系统的各个组成部分的功能和特点。

永久性井下仪表

永久井下电仪表和其相关系统能够获取测量点的压力、温度、流量和流体密度，且测量数据的精度、可靠度极高。

WellWatcher永久监测系统能够提供长期的储层和生产监测，能够免除修井作业，降低作业成本。也可以通过确定油井或油田的生产趋势来优化油井产能、提高采收率。

这些仪表集成了目前最先进的压力传感器、全焊组件、耐腐蚀合金和电子元件等。且采用了先进的电缆头连接器技术，在系统层面提高了技术的可靠性。

Lasalle电缆保护罩在世界各地的许多石油和天然气产区应用效果良好。

模块化电缆保护罩的性能跟标准的交互耦合电缆保护罩的性能一样好。完井过程中，能够保证整个生产管柱范围

	耐压	耐温	每根电缆最多安装
WellWatcher Remote电池供电PT监测系统	168,947 kPa [10,000 psi]	110°C [230 °F]	16
WellWatcher Sapphire PT计	68,947 kPa [10,000 psi]	68,911°C [230°F]	6
WellWatcher Quartz LT高分辨率PT计	68,947 kPa [10,000 psi]	130°C [266°F]	8
WellWatcher Quartz优质耐高温、高分辨率PT计	172,368 kPa [25,000 psi]	176°C [350°F]	8
WellWatcher Extend高分辨率双向传感PT计	适用于高压和高温环境 110,316 kPa [16,000 psi]	150°C [302°F]	10
FloWatcher流量、流体密度和PT监测系统	压力、温度、流量和流体密度 172,368kPa [25,000 psi]	175°C [347°F]	

	液压Dry Mate连接器	模块化电缆保护罩
适用范围	1.与液压控制线性永久井下电缆配合的支路； 2.油管悬挂器尾端。	1.仪表； 2.地面控制井下安全阀； 3.控制管线； 4.光纤电缆； 5.电缆。
优点	1.实现油管悬挂器直接密封； 2.采用紧凑式设计，最大限度地减少空间占用，降低成本； 3.实现封隔器或油管悬挂器耦合处的密封； 4.强大的防微痕密封能力增强了密封性能。	1.支撑控制管线和电缆而不是机械地夹持它们； 2.通过预安装的可变衬垫消除部件松动； 3.防止轴向和横向运动； 4.卸载方便并可以重新安装； 5.可减少完井作业时的意外停机风险。
特征	1.即使在苛刻环境下液压连接的可靠性也极高； 2.可进行压力测试； 3.符合NACE MR0175材料标准。	1.能够优化肩部、电缆槽和可变衬套之间的电缆保护罩长度，进而缩短运送准备时间； 2.可重复使用； 3.采用一体式设计，具有预连接紧固件和预安装衬垫； 4.标准底座部分缩短了准备时间； 5.支持高达100英尺[30.48米]（或重量达30磅[13.6 kg]）的控制管线和电缆； 6.优化了长度和可变衬套，能兼容所有接箍、线路以及各种尺寸和方位的电缆。

内的控制管线和电缆的安全。铰链设计配合预连接的紧固件和预安装的衬垫使用，能够保证安装快捷方便。

模块化电缆保护罩可用于3.5英寸(88.9毫米)、4.5英寸(114.3毫米)和5.5英寸(139.7毫米)油管。

从上述产品各方面的性能和特点可以看出，WellWatcher永久监测系统性能优良，且应用前景十分广阔，但光说不练假把式，实践是检验真理的唯一标准，WellWatcher到底是不是如同描述那么好，就要看它的实际应用效果了。

案例分析

位置偏远和低温环境下的监测难题

阿拉斯加某偏远、环境恶劣地区的油井需要实时监测井下动态。该井场温度很低，不易进入，而且没有永久电源。监测系统必须在冰冻道路融化之前的4个月内完成安装。同时，这4个月内必须完成道路和井场建造，运送钻机到现场，且完成钻井和完井作业。

锂电池供电简化安装程序

作业者选择使用WellWatcher远程锂电池供电的PT监测系统。由于阿拉斯加冬季白昼时间短，且永久供电设备或太阳能电池板容易被盗，采用它们供电并不是一个明智的选择。因此，WellWatcher系统采用小型可更换锂电池。且其远程采集单元比较小，便于运输。锂电池的寿命较长，能够满足偏远地区对电池可靠性的要求。弃井后，该装置能够比较容易地运送到其他井场，且运送成本较低。

应用效果

WellWatcher系统按计划在原地运行了几个月，弃井前，一直在监测井下压力、温度，并维持井筒完整性。由于消除了传统电力能源安装建设和其他费时的需求，运营商节省了大约4天的作业时间和50万美元的作业成本。

从实际应用效果可以看出，WellWatcher系统在低温环境下具有一定的优越性，可以在一定程度上减少作业时间、降低成本，实现监测油藏动态的效果。☑

[附文3]

Meta系列封隔器： 高效对接多类难题

Meta公司开发了低成本、高性能的MorphPackers系列封隔器，包括永久式封隔器、层位分离封隔器以及压裂封隔器，从各个方面优化了现有技术，并解决了部分难题。

来自 | Meta
编译 | 于晓林

随着中东地区油气开发深度不断增加，油藏越来越复杂，油气开发工作面临着更多的挑战。同时，油气井的全生命周期开发急需新的技术突破。

如何保持油层和隔层的完整性，对操作人员和钻井承包商来说是一件非常令人头疼的事情。冲洗液腐蚀井眼或固井不到位都可能破坏隔层的完整性，进而影响油气井的正常生产。如今，像高压高温井和页岩油井这样的高风险井，问题出现频率高达90%。

为解决以上问题，同时兼顾石油开发的经济性，Meta公司开发了一系列低成本、高性能的封隔器：MorphPackers系列封隔器。

MorphPacker永久式封隔器

传统封隔器需组装超过20个零部件，密封原理十分复杂，需多级内部密封、内螺纹、多级运动部件、复杂元件和剪切螺丝等多方面紧密配合，才能实现完美工作。

MorphPacker永久式封隔器是一款套管井生产封隔器，也可用作衬管顶部封隔，固定于未胶结井眼内，同时也可用于地热井完井和高压高温完井。

MorphPacker永久式封隔器完全打破了常规封隔器的设计理念。凭借Meta公

司的金属形态技术专利，V0级封隔器仅需7个组件，且不包含可运动的零件和内部密封。该封隔器能够在井下变形，贴合井身。全通径设计使得MorphPacker永久式封隔器成为一款可靠、高端性价比极高的产品。

MorphPacker永久式封隔器不仅成本更低，而且可靠性更高。与其他封隔器相比，MorphPacker永久式封隔器的安装更加方便快捷，节省了钻井的时间和成本。另外，它在操作上可实现多个产品的功能，减少了钻井初期设备的数量，简化了供应链。

MorphPacker层位分离封隔器

MorphPacker层位分离封隔器主要为裸眼井隔离提供解决方案，能够在裸眼井的全生命周期内起到层位分离作用。该封隔器抗压能力强，强度超过混凝土。与膨胀式封隔器相比，MorphPacker的耐用性和可靠性更强，可更有效地实现井眼封堵。

多功能封隔器变形率超过60%，可在地面进行变形与设置。与膨胀式封隔器相比，MorphPacker层位分离封隔器与井眼贴合更为紧密，既节省了时间（膨胀式封隔器安装需21天），又节约了资源。



该封隔器固定于生产套管之上，不受产出液的侵蚀。即使是在恶劣的产气与注气环境中，封隔器的接触应力仍能保持不变。

MorphPacker压裂封隔器

MorphPacker压裂封隔器能够在维持最大内径的前提下，经济高效地对射孔进行隔离，为操作人员提供一种快速可靠的增产方法。Meta公司摒弃了可靠性差的降解球以及价格高昂的衬管，在新开发的封隔器中应用了标准衬管，并保证衬管内径。这种配置方式不仅经济可靠，而且适用性强。

技术应用

No.1 作为未胶结衬管悬挂器

许多操作人员在使用未胶结衬管或者进行完井的时候仍然靠传统的衬管悬挂器，然后使用生产封隔器进行完井。这不仅增加了设备成本，而且延长了钻井

时间。

然而，这些问题在Meta公司的MorphPacker永久式封隔器面前迎刃而解。MorphPacker永久式封隔器的安全性能范围超过了市面上其他的同类产品。它的强度和悬挂重量适用于任何衬管，不仅简化了操作流程，而且降低了成本。

No.2 套管井生产封隔器

高性能的V0型生产封隔器是油气行业必不可少的一种工具。MorphPacker永久式封隔器可以应用在种类的工作管柱封隔器坐封之上，其安全性能范围超过了市面上其他的同类产品。由于该产品可适用于多种套管重量，减轻了库存压力。

No.3 用于环空隔离

Meta公司的MorphPacker层位分离封隔器可用于裸眼井和衬管之间进行环空隔离，起到固井的作用。因为即使固井工作不到位的话，仅靠MorphPacker层位分离封隔器也能起到完全隔离的目的。

No.4 二次压裂

MorphPacker压裂封隔器可用于套管井二次压裂，并保证内径损失量最小。操作人员可使用MorphPacker压裂封隔器对射孔进行隔离，并进行二次压裂。该产品价格实惠，保持井眼内径效果良好，可与标准调停设备同时使用。

MorphPackers封隔器技术性能

1. 变形率—高达60%；
2. 油井密封寿命—50年以上；
3. 瞬时主动密封—15000psi。

封隔器作为重要工具，本身价值不高，但在作业过程中的应用性却有这不可多得的妙处。目前国内的封隔器技术研究存在着诸多问题，包括封隔器适用范围不够广泛、产品过于繁杂以及设计工作不够精细化等。MorphPackers系列封隔器足以成为国内相关研究和应用的一个技术样例，取精华去糟粕，在不断摸索的路上，终取得技术突破。📍

PDC 钻头新进展

PDC钻头可以极大地提高钻井工作效率和降低钻井成本，已在石油钻井工具中占有十分重要的地位。本文着重介绍了近几年国内外最新的几种PDC钻头以及应用效果，一起领略下这些最新产品吧…

转自 | 《石油工程科技动态》

错排齿PDC钻头

在定向井钻井过程中，由BHA侧向力引起的过度振动容易引起钻头的切削齿损坏，进而降低ROP、定向控制能力和整个钻井效率，增加钻井作业成本。为了应对钻柱振动引起的钻头失效，Ulterra 钻井技术公司开发了CounterForce PDC钻头，采用切削齿成对错排的布齿方式，每对切削齿采用相反的侧向角度排列，这种排列方式能使钻头形成反作用力，减少钻头反扭矩、抑制振动、提高机械能利用效率和破岩效率。

在阿曼，作业者采用牙轮钻头钻121/4in的表层井段时，BHA水平振动严重，机械钻速较低。传统PDC钻头在该井中也进行了多次试验，由于产生的扭矩较大，根本无法控制。最后采用钻头参数为钢制胎体、五刀翼、16mm切削齿的CounterForce PDC钻头——Ulterra U516S，机械钻速达到57m/h，相比牙轮钻头机械钻速30m/h来说，提高了90%。CounterForce PDC 钻头克服了钻机条件的限制，使得PDC钻头能用在以往只能使用牙轮钻头的地层。

第二代微芯PDC钻头

几年前，Tercel公司开发了第一代微芯PDC钻头，其目的是在钻井的同时

取出小尺寸岩芯，用于地质评价。几年后，Tercel公司发现微芯PDC钻头的布齿结构能够显著提高机械钻速。最近，研发人员通过重新设计钻头结构、PDC切削齿和水力参数，同时优化了岩心腔的直径和深度，研发了第二代微芯PDC钻头，其目的是提高机械钻速。

第二代微芯PDC钻头减少了钻头中心部分的切削齿数量，增加了钻头面外围的切削齿，位于取芯腔后部的切削齿剪断获取的地层岩芯，岩芯脱离钻头后，随钻井液从环空返回地面。

传统PDC钻头大部分能量消耗在钻头中心部位，相比于钻头面外围而言，钻头中心部位的岩屑排除速度慢，第二代微芯PDC钻头的设计优化了能量分布，提高了岩屑从钻头底部的排出速度。

2014年，在Eagle Ford页岩气区的一口水平井中使用第二代微芯PDC钻头一趟钻完成造斜段和水平段，该井总测深4950m，造斜点深度2550m，造斜率10~14°/30m，水平段2100m，平均机械钻速27.6m/h，邻井造斜段和水平段的机械钻速21.6m/h。

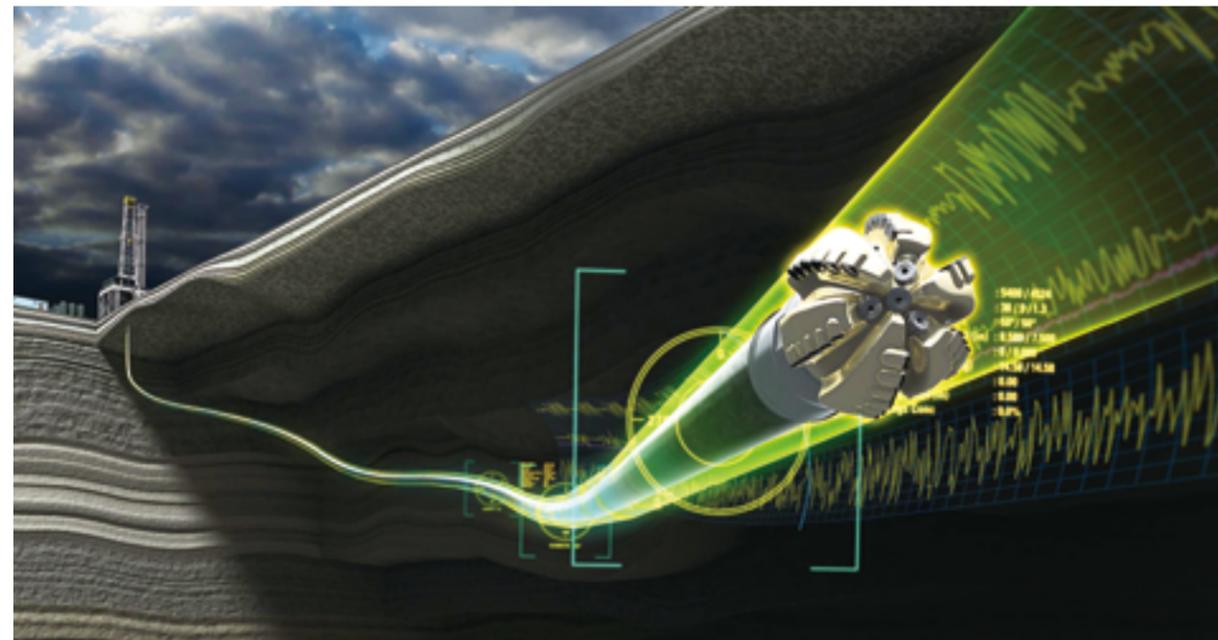
第二代复合钻头Kymera FSR

贝克休斯研发了第二代复合钻头Kymera FSR，结合了牙轮钻头和PDC钻头

设计方面的优势。相比2011年研发的主要应用于硬地层和软硬交错地层的第一代牙轮PDC复合钻头来说，第二代复合钻头针对软地层和碳酸盐岩地层设计，在碳酸盐岩地层能提高性能50%~100%。

通过优化牙轮和PDC的切削结构，能满足低钻压的同时达到比第一代复合钻头更高的机械钻速。牙轮钻头的碳化钨镶齿能够切削更加坚硬的岩石，PDC钻头清除残余的岩石，并高效清洗井眼。两种切削结构的结合能够更好地控制工具面，并保护刀翼，实现扭矩控制。钻井过程中，钻压分布合理，工具效率更高，可以减轻定向井工程师在井眼轨迹调整方面的工作量。

在Eagle Ford页岩气区，采用常规PDC钻头钻井，扭矩波动较大，使得BHA偏离了钻井轨道，导致至少需要2只钻头钻曲线段。同时，高扭矩波动时，作业者使用低钻压，大大降低了机械钻速。通过在三口井中采用第二代复合PDC钻头钻曲线段，三口井的平均深度为3780m，曲线段平均236m，第一口井钻时22h，平均机械钻速10.8m/h；第二口井钻时17小时，平均机械钻速13.8m/h；第三口井的平均机械钻速12.3m/h，复合钻头起出后，基本没有磨损。而邻井采用3只常规PDC钻头钻曲



线段，钻时35h，平均机械钻速7.11m/h；另一口采用常规PDC钻头钻曲线段用2只PDC钻头，钻时27.5h，平均机械钻速9.66m/h。用第二代复合钻头单位进尺成本至少减少36%。

两步切削结构钻头

针对硬地层、研磨性地层或软硬交错地层，哈里伯顿研发的Geo Tech 两步切削结构PDC钻头，采用两步切削结构设计。与传统PDC钻头相比，在钻头侧面设计了钻头切削齿，以破碎更多岩石。部分刀翼上切削齿相对较少，而另外部分刀翼切削齿相对较多。钻头采用先进的切削齿材料，包括新的基质材料、粘合剂和更加耐磨的金刚石复合片，提高了钻头的热力学性质。哈里伯顿公司同时推出了IBitS 3D设计软件新版本，对模型和运算法则进行了优化，与哈里伯顿的岩石破碎模型相结合，这些工具能更加真实地模拟地层和钻头的相互作用。

在北海海上一口井中，Geo Tech 钻头钻121/4in井眼段，钻遇7种不同的地层。GeoTech GTD65D钻头钻进2476m，平均机械钻速27.9m/h，相比邻近三口井的平均机械钻速22.2m/h，节省了至少11h时间，钻头起出后，磨损较小。

Pexus复合钻头

当钻遇上部是卵石和砾石，下部是软的砂泥岩地层时，钻头的选择非常困难。上部硬地层对传统PDC钻头会造成很大的伤害，而采用牙轮钻头钻下部软砂泥岩地层机械钻速低。为了解决此类地层的钻进问题，Shear钻头公司研发了Pexus复合钻头，该钻头由两级切削结构组成，第一级切削结构由可旋转的碳化钨齿组成，第二级切削结构由PDC切削齿组成。碳化钨齿与牙轮钻头类似，对上部砾石等硬地层进行破岩，以保护PDC切削齿钻软地层之前没有磨损。通过第一级切削齿破碎上部硬地层，第二级切削齿破碎第二级软地层，实现一趟钻完钻。

2015年3月，在加拿大Wilrich-Bluesky油砂项目中，71/2in井眼采用牙轮钻头钻完200m后，二开造斜段需要钻穿砾石层，作业者采用Pexus钻头钻450m中间造斜段，平均机械钻速50m/h，比邻井牙轮钻头机械钻速提高了30%，比邻井PDC钻头机械钻速提高了66%。完钻起出钻头，钻头磨损较小。

CuttPro剪切帽PDC钻头

在下套管固井作业时，水化膨胀严重地层或坍塌地层使得套管不能下到预定深度，这种情况下，一般采用套管钻井

技术。套管钻井采用带有碳化钨的PDC套管钻头钻至预定深度，采用套管代替钻杆进行钻井作业，完钻后直接进行固井作业。然而，为了钻下部井段，套管钻头必须先钻掉，作业者一般采用两种作业方式，一种是用牙轮钻头磨洗掉套管钻头后，再采用PDC钻头钻下部井段；另一种方式是采用PDC钻头磨洗掉套管钻头后继续钻下部井段。这两种方式都不是最优的选择，因为第一种方式需要采用两趟钻，作业时间较长，第二种方式对PDC钻头磨损较大。Varel针对该问题研发了剪切帽式PDC钻头，在PDC切削齿上增加了碳化钨切削材料，在磨洗套管钻头时，顶部的碳化钨切削材料对PDC切削齿进行保护，当套管钻头磨洗完后，钻下部地层时就是完整的PDC钻头。

2014年，CuttPro剪切帽钻头在加蓬DIGA油田的121/4in井眼中现场试验，平均机械钻速为14.1m/h，而邻井平均机械钻速为9.5m/h。

StingBlade锥形金刚石齿钻头

Smith公司在推出将锥形齿布置在PDC钻头中心的Stinger钻头之后，通过深入研究锥形齿复合片的破岩机理及其应用情况，又研发了StingBlade钻头。该钻头使用了表面有超厚聚晶金刚石层的锥

形齿，并将大量锥形齿布置在钻头的刀翼部分，形成特殊的破岩结构和破岩组合，与常规PDC复合片互为补充，提高钻头的机械钻速。

StingBlade锥形金刚石齿钻头与常规PDC钻头相比，具有以下几方面的优势：

①通过大量分布的锥形齿，提升破岩效率

与常规平面式复合片不同，Stinger复合片是锥形齿复合片，将以往分散的载荷集中于一点，通过犁削和剪切方式来破碎高强度岩石，大大提高了破岩效率。同时，锥形齿比平面式拥有更大的金刚石表面，从而提高了切削齿的强度和耐磨性。

在14个国家250余次的现场应用表明：StingBlade钻头平均进尺增加55%，平均机械钻速提高30%。

②工具面易于控制，钻水平井曲率

半径更小

传统PDC钻头在钻遇硬地层或夹层时，扭矩和工具面角波动较大，导致低造斜率和钻时更长。由于集中的点载荷，StingerBlade钻头能减少扭矩波动，以更好地控制工具面角，使得施加在地层的钻压更加有效。这一特点使钻头能够实现短曲率半径造斜，维持高造斜率。

在美国TEXAS州多口定向井的现场应用表明，使用StingBlade钻头钻进定向井工具面更易控制、扭矩更小，造斜率提高了23%。

③减缓切削过程中的振动，使BHA更加稳定

底部钻具组合的振动会严重影响机械钻速，也会造成井下工具的失效，而StingerBlader齿具有更平衡的切削结构，

钻头振动轻微，进而提高机械钻速、延长钻头及井下工具的使用寿命。

在美国SOUTHTEXAS州的现场应用表明，使用StingBlade钻头钻进可降低53%的侧向震动、37%的轴向震动。

④获得更大的岩屑，有利于更好的进行储层评价

锥形齿的点冲击能产生更大的破碎体积和更大尺寸的岩屑：大尺寸的岩屑有利于对地层岩性、孔隙度、渗透率、岩石力学性质、所含碳氢化合物的分析，优选储层。

在哈萨克斯坦的现场应用表明，尺寸大于2cm的岩屑返出量远多于普通PDC钻头，钻屑与钻井液的分离更容易，对地层特性认识更清晰；同时，机械钻速提高了166%，节约了6天的钻井时间和18万美元的钻井成本。□



SCIENTIFIC DRILLING INTERNATIONAL'S
PROPRIETARY TECHNOLOGIES HAVE PROVIDED

INDUSTRY LEADING PERFORMANCE & VERSATILITY

FOR OVER 47 YEARS

DO BUSINESS THE **SCIENTIFIC** WAY

PerGeos 数字岩石分析软件 全面实现数据大融合

FEI公司开发的PerGeos软件，在对岩石数据进行数字化分析的同时，结合了各阶段工作，增进了各项工作之间的协同化，实现了真正意义上的We are伐木累！

来自 | FEI
编译 | 尉晶

PerGeos是业内首个综合数字岩石分析软件，可以帮助地质学家快速描述并建立岩石模型，从而进一步使勘探生产工程师迅速获得有效的、可操作的数据。

PerGeos向用户简单地展示了储层岩石的地层特征以及岩石物性。多种比例的、先进的数字岩石模型提供了分析典型结构特征和物理特性的直接测量方法，例如粒径、孔隙和连通性。岩芯分析学家、地质学家和岩石物理学家使用PerGeos可以在同一平台上整合不同来源的数据，并对这些数据进行描述和使用。该软件的特点主要是自动化的工作流程、高倍成像算法以及一个舒适的用户界面。

FEI公司油气资源部总经理Mark Bashforth表示：“我们常常需要处理分析一张张使我们困惑不已的图像资料。我们试图去了解储层的物理特性，再去分析这些特性是怎样反映油藏潜在价值的，而这些又是怎样与最优开采技术相联系的。现在摒弃常规的岩石分析方法，而是基于PerGeos，通过一个共有的工作平台，建立一种通用的岩石模型，将所有信息进行数字化整理。”

Bashforth还补充说道：“对于油藏工程师来说，将毛细管压力、孔隙度和渗透率等数据输入到地质模型的这一过程非常重要。了解这些性能可以帮助资产经

理们更加明确地了解一个储层的开发潜力究竟有多大，从而改善他们对储量评估的准确性，并调节其对开采有关基建费用投资。

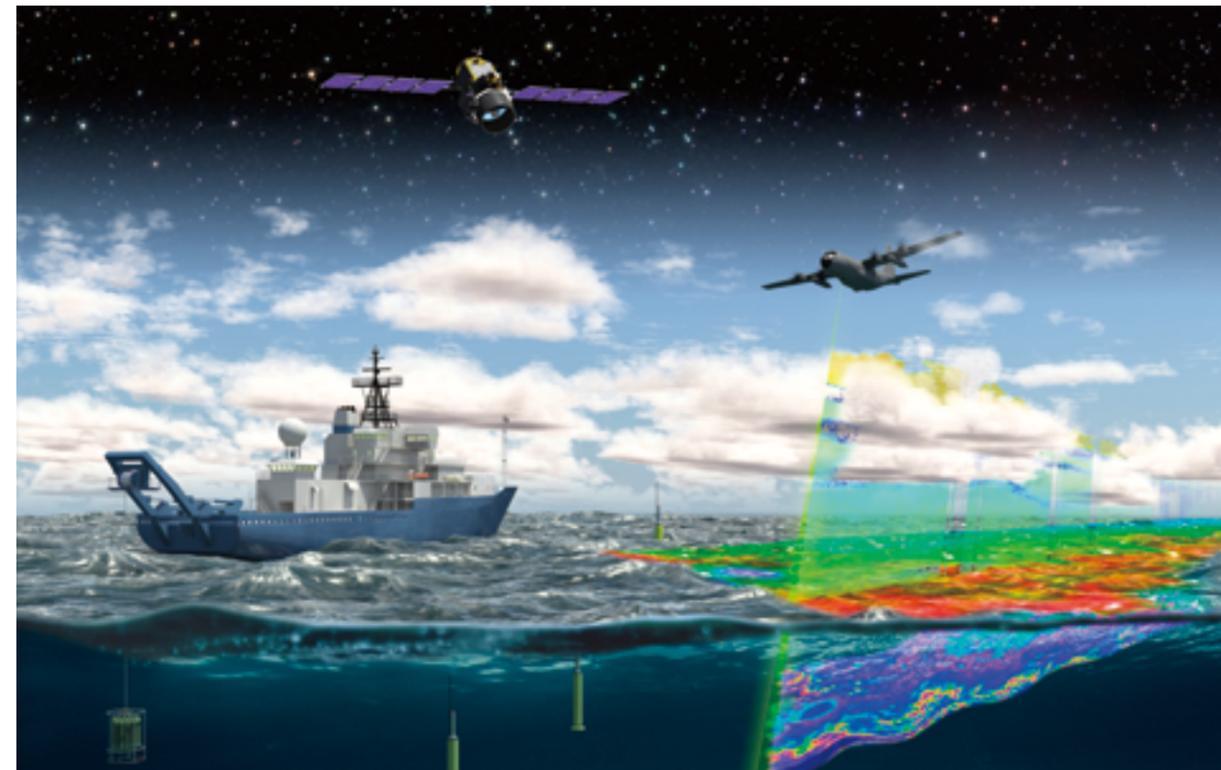
PerGeos包括三个模块：岩石物性、孔隙统计以及岩芯剖面图。设计每个模块的目的是帮助用户对样品进行抽样统计，并对样品进行具体功能的研究。用户可将这些信息转换成一个数字模型，供整个团队进行相互评价。这是PerGeos的独有之处，可以让学科领域之间产生交叉合作，也可以使用户对岩石模型的建立产生通用的理解——这在证实、了解储层有效性和可生产性能影响因素等方面起着重要作用。

PerGeos对二维和三维数字岩石成像的可视化、数据处理以及数据分析，提高了用户对储层质量的评估精准度，并且加速了用户对影响生产的静态及动态岩石性质的理解。

PerGeos集成了目前市场上最先进的人为因素剥离、筛选以及分析算法。它既可以独立应用，也可以与其他程序配合使用，为用户提供数字岩芯分析的自定义功能体验。

PerGeos优点特性

1. 综合的岩芯分析-多学科共享信



息，建立共同的岩石模型；

2. 数据处理&模型一致性-自动化的工作流程可提高效率，并实现最优匹配；

3. 结果可靠-多比例、多种模型的成像分析有助于用户综合所有数据，验证现象与特性的匹配程度；

4. 为各油气储层量身定制-采用市场上最先进的人为因素剥离以及分析工具，专为油气层不同特征和数字岩石分析设计。

自动化的工作流程

结合目前市场上最先进的人为因素剥离、过滤以及分析技术，PerGeos可以准确地显示岩石特性。所有先进工具都可以通过直观的用户界面，轻松地整合到自定义的自动化工作流程中。PerGeos分析结果的时间比处理成像数据更长一些。

设计灵巧且自动化

在开发PerGeos时就秉承了设计灵巧的模块结构理念，为终端用户提供了更适合进行日常岩样观察的条件。除了内置有自动图像处理流程，PerGeos还提供了自定义用户体验。

岩芯剖面分析

强大、全新的全岩数据应用功能。在同一工作区下，岩芯剖面应用可以将全岩CT数据、岩芯成像与岩石物理测井协同显示，提高其可视化程度。同时，还能在全岩CT数据基础上建立虚拟测井。

岩石物理

岩性分析和模拟的模型可以推导出测算数据，例如绝对渗透率、阿尔奇公式 m (由电阻率因素 F 得出)，低温特性和氮气吸附孔隙度。

孔隙统计

该应用可从分段的三维数据中提取出孔隙网络模型(PNM)。其中包括的自动化流程可以定量两相和三相流体存储，并表征孔隙与喉道尺寸分布规律。

强大的定量和定性分析

PerGeos通过自身的图像处理、筛选以及分段工具协助岩石学家、地质学家、岩芯分析学家以及岩石物理学家进行岩石的定量和定性分析。这些工具有助于用户了解并共享储层信息。

PerGeos之于地质学

更加强大的算法支持图像分析，并

建立自动化流程，增加统计学在岩芯观察中所占的权重。分析功能可以帮助用户定量的提取以下数据：

1. 分层数据；
2. 断层密度和倾向；
3. 有机质丰度。

PerGeos之于岩石物理学的沉积作用特征

PerGeos可提供简便的自动化流程，从孔隙大小、连通性等图像数据中计算孔隙统计量。用户有权使用孔隙统计应用中的工具获得精准数据：

1. 孔隙尺寸分布以及孔隙类型可视化；
2. 表征孔隙和喉道分布；
3. 估算连通及孤立的孔隙度；
4. 对全岩CT和测井数据进行比较。

岩石物理应用中内置的特征和自动化流程有助于向传统质量控制实验室推导出快速数字化RCA特性以及第三方数字岩石测量结果，例如：

1. 绝对渗透率；
2. 氮气吸附；
3. 电阻系数；
4. 地层影响因素。📍

SureDrill: 钻进更快、更好、更高效

APS公司旗下的SureDrill系列产品是一套性能优秀的钻井优化和钻柱振动控制的系列产品，可以给客户提供全套的钻井优化和振动控制服务，让钻井工作更快、更好、更高效进行。

来自 | APS
编译 | 周诗雨 张永君

APS公司的SureDrill产品线中拥有许多新兴的钻井优化技术和振动控制产品。这些硬件和软件产品都服务于一个共同的目标—更快、更好地钻进。

APS结合了自动减震技术和实时钻井数据记录分析技术，可以预测和测量影响钻井过程的变量，完成甚至超水平完成钻井计划。

主动式减震器短节—AVD

APS主动减震器 (AVD) 是一款独立的井下工具，可以自动、实时地适应井底钻具组合的变化，最大程度地阻止钻柱轴向、横向以及扭转振动。由于钻柱振动减少，AVD可以将机械钻速提高50%，并使钻头的寿命翻倍。其他的井下钻柱组合，如MWD/LWD工具，也同样可以从振动减少中受益。

从结构上来说，AVD有点类似一个减震器，附有一个可对其刚度进行编程调节的阻尼装置。阻尼腔内充满了磁流变流体，可以用电子控制其粘度。每分钟集成运动传感器测量位移数次，并根据监测到的钻井情况调节阻尼系数。

AVD可以针对实时的钻井情况，对工具柱进行减震调整，从而极大地减少

了振动，钻头与地层可以更好地接触，进而提高了机械钻速。

特点和优势

1. 减震;
2. 摩擦颤振补偿;
3. 提高机械钻速;
4. 延长钻头寿命;
5. 减少非生产时间;
6. 独立的钻井工具，不需要额外的校准和钻机维修工作;
7. 可记录振动数据，并能够下载。

案例分析

1. 面临的问题

在一口典型的Barnett页岩井中，Beacon公司在稳斜段钻进目标层位Hard Atoka砂岩层时，需要进行多次起下钻作业。

2. 解决方案

APS建议在一口井中安装AVD，在邻井中安装VMS (振动监测传感器)，以明确钻井效果的改善是否与钻井过程中的振动减少有关。

3. 结果

钻进过程中，采用AVD的井起下钻次数更少，机械钻速更高。与邻近井相比，平均节约了一天半的时间。整个稳斜

段用了4天完成，通过减震控制将钻井效率提高了20%。

钻井动态监测短节—DDM

APS公司推出的钻井动态监测 (DDM) 短节可以对钻进过程中的钻压、钻头扭矩、钻头弯矩、以及内部和环空的压力和温度进行测量和记录。

特点和优势

1. 通过APS的SureShot MWD/LWD系统，可实时传输采集到的数据，或者将数据储存在DDM的井下存储器中用于后续的下和分析。
2. DDM装配振动监测器后，可以对井下轴向、横向等振动和冲击进行测量和计算。
3. 可通过SureShot传输实时振动警报。

振动储存短节—VMS

SureDrill振动储存短节 (VMS) 是一款独立的井下工具，可对井下的轴向、横向和角振动进行测量、计算和记录，进而用于地面的数据回收和分析。VMS可以帮助用户分析井下钻井冲击振动，例如粘滑和涡旋效应。还可以分析井下钻井操作、设备性能或设备故障与所记录数



据之间的关系。

振动数据计算

每隔20s，微处理器就会进行一次计算和存储，主要包括以下数据：

1. 最大横向加速度——X、Y向量和加速度;
2. RMS横向加速度;
3. 最大半秒RMS横向加速度;
4. 最大轴向振动 (Z方向加速度);
5. RMS轴向加速度;
6. 最大半秒RMS轴向加速度;
7. 最大和最小角速度 (RPM);
8. 粘滑率和其他转动参数;
9. 绝对日期和时间。

特点和优势

所有的井下振动测量数据都标记有日期和时间，方便与其他数据进行相关性分析

数据能够以ASCII文本文件的格式进行存储，用户可以使用APS的振动数

据分析软件 (Vibration Data Viewer) 进行分析，或者也可以使用自己的分析软件进行分析。

VMS的存储空间为32MB，最高可连续存储250个小时的数据。

数据回收简单。将短节上的数据转存接口通过一个接口盒连接到电脑上的软件中，便可以将储存的数据转化为文本文件。

工具的设计是基于探测器进行的，公母接头都是标准接头。

基于探测器的这种设计可以方便地增大、减小工具尺寸，以适用于不同的钻链尺寸。

检测振动使用的是± 120 g (横向)和± 60 g (轴向)的加速计，外加一个磁通门磁力仪旋转探头。

钻井优化软件

SureDrill Optimizer—实时钻井

优化服务

APS公司现在拥有一整套钻井优化系统，可以帮助油公司和钻井公司节约时间和成本。公司推出的SureDrill-Optimizer系统处于行业领先地位，可以完成以下优化作业：

1. 钻柱建模和分析 (钻井前实时进行)
2. 基于实时的地面和井下数据进行钻井优化;
3. 钻进前的已钻邻井分析——明确钻进中出现的问题，为每个地层选择最佳的钻进点;
4. 钻井后分析。

SureDrill-Optimizer可以安装在现场的服务器或者远程服务器上，安装简单。远程服务时，数据将传回技术中心或者客户办公室。对于所知甚少的新区域的钻井任务，SureDrill-Optimizer可以快速地制定最佳的钻井操作。钻进时，钻井工作紊乱会导致计划外的起下钻作业，而SureDrill可以减少，甚至避免这种情况。

特点和优势

1. 增加机械钻速;
2. 减少振动;
3. 增加钻头寿命;
4. 增加钻头进尺;
5. 减少起下钻次数。

WellDrill—钻柱建模和分析程序

APS公司的WellDrill是为井下钻井设备而设计的一款分析软件。其应用包括：设计井下工具、确定工具造斜率范围，以及分析故障原因。标准趟次输入表中提供了必要的输入数据。输出数据以便于理解的图表形式呈现，可在数分钟内完成一整套综合分析。完整的WellDrill软件包含以下模块：

1. BHA弯曲度—底部钻具组合弯曲度分析：计算弯曲挠度、侧向负荷、弯曲力矩、名义应力;
2. BHA振动——BHA临界转速分析;
3. BHA预测——预测BHA的钻进趋势。📍

高含砂? 高含气? WR2泵 No Care

Borets公司所研发的WR2泵系统, 具有适用操作范围广、性价比高、耐磨损等特点。可更好地应对含砂和含气的井环境, 可最大化采收率, 减少修井作业和停工时间。

来自 | BORETS
编译 | 周诗雨 张永君

电潜泵作为一种机械采油设备, 从研制及应用至今已经有八十多年的历史, 由于其本身具有排量高、扬程高等优点, 广泛应用于高产井、含水井、斜井以及定向井中。

电潜泵机组具有零部件多且相互关联的结构特性, 再加上其本身运动复杂、工作环境恶劣等因素, 因而发生故障的可能性也比较大。尤其是到油田开发的中后期, 更加复杂的地质结构, 更深的开采井深, 更加复杂多变的油井和井液条件, 使得电潜泵在其使用过程中综合故障率较高, 寿命较短。轻则使电潜泵排量降低, 影响正常生产, 重则造成电机烧坏, 电缆击穿, 分离器、保护器损坏, 更有甚者还会出现整个机组落井的重大事故。

另外, 电潜泵机组一旦出现故障, 不仅需要停机维修, 花费大量的作业费和修理费, 而且大多数故障会造成油层

工作失调, 机组重新投入生产几天后才能恢复油井的最佳采油状态, 给油田的开发带来经济和时间上的损失, 严重影响油井的正常生产。

针对这种情况, Borets公司研发了一种WR2泵, 这种泵在严苛工况下适应良好, 在含砂、含气井中依然有较好的工作表现, 下面让我们来详细了解一下WR2。

Borets公司WR2泵

WR2系统采用了一种专利制造工艺, 尺寸公差精确, 表面磨光度高, 无表面下空洞存在。WR2的水力设计十分出色, 极大地提高了工作效率和可靠性, 实现了减轻系统压力和延长操作寿命的目的。

WR2系统泵与传统电潜泵的硬度同为HRC57, 但WR2系统泵的强度极限可达2,100 MPa (304.5 ksi), 流速可达250-1000桶/天和560-1900桶/天。

其它的系统组件包括Borets 4.56/117

永磁式电动机 (PMM) 和Axiom II变速传动装置 (VSD), 它们可以帮助用户实现只使用一个变速传动装置, 运用相同的驱动器和公共接口, 便可以运转PMM和感应电动机。

Borets的市场营销副经理Keith Russell表示“在初期递减阶段, 裂缝清洗以前需要几个泵的作业, 现在只需要一个泵就能解决了, 这减少了开支, 优化了该关键阶段的原油生产情况, 极大地提高了客户的投资回报率。”

Borets公司WR2泵, 设计新颖, 采用了新型技术、制造工艺和材料, 扩展了电潜泵的系统性能。WR2泵的设计可以从容应对严苛井况, 如高含气和高含砂的情况。WR2泵可以极好地适应一系列的生产情况, 可达到延长适用寿命、减少修井作业的目的。

WR2采用了金属粉末注射成型 (MIM) 工艺, 这在电潜泵制造行业中尚属首例。MIM技术让很多的制造流程



产生了巨大的变化。该技术可以实现精确的尺寸公差, 提高表面抛光度, 避免表面下空洞。

与传统的电潜泵相比, WR2泵系统采用了液压平衡泵级, 减少了边界状态下的穿刺磨损, 因此作业范围得到了极大扩展, 可靠性更高, 系统承受的压力更小、操作寿命更长。

气锁和井循环引发短路和其他可能造成ESP寿命缩短的情况, 而WR2将径向流设计变为了混合流设计, 这样, 气体通过泵更加容易, 相应减少了上述情况的发生。

Borets研发中心采用了几种材料组合的方式, 极大地提高了材料硬度。WR2泵不仅能够满足标准泵级硬度—HRC57, 同时抗拉强度极限可达2100MPa (304.5ksi)。

WR2的设计流量范围为125-440桶/天(20-70立方米/天), 250-1000桶/天(40-160立方米/天) 和560-1900桶/天(90-300立方米/天)。

WR2特性和优势

1. 新型泵级制造流程:

① 不需要气体分离器, 可以应对含气量55%之内的情况;

② 可以满足复杂泵级设计中的各种几何形态;

③ 出色的泵级性能, 使用寿命更长, 操作参数更稳定;

④ 极限操作速率可达6000rpm;

⑤ 总泵长更短, 产能更高。

2. 高泵效 (高达75%): 适用操作范围广, 生产性价比高。

3. 高强度材料, 硬度与钨钢相仿: 耐磨损材料, 在含砂和含气井中使用寿命更长。

4. 与传统电潜泵相比, 作业范围扩大了2.5倍: 可以适应不断变化的井况, 减少修井作业和停工时间, 将采收率最大化

WR2适用范围

1. 非常规油气井;
2. 具有不稳定流的井;
3. 高磨损井;
4. 含气井;
5. 代价敏感环境;
6. 产量快速下降的井;
7. 压裂反排井。

在北美的首例应用完成于2015年5月15日。在俄克拉荷马西北部的一口井中, 主要对该系统泵的性能进行了测试, 看其在一段较长的时期内是否能够应对各种类型的液流、气体段塞、以及压裂砂反排砂。

截止到2016年3月, WR2系统的现场成功试验数量达到了22起, 有8起位于北美。当前, 还有几起系统仍在运行, 在一次为期400天的测试运行后, 三口井通过了所有的API测试。WR2系统在严苛井况下适应性良好, 可以应对很多不同的生产、磨蚀和含气情况, 延长了工作寿命, 减少了修井作业。👍

高强度、无固相！CSI 挑战老井密封

CSI推出新型树脂密封胶，该密封胶具有常规水泥浆无法比拟的优点，CSI正逐步应用于油井废弃和修井作业中，为作业者节约了大量的成本。

来自 | CSI Technologies
编译 | 丁志莹

持续的低油价环境，给油气行业带来了巨大的财政压力。过去富有弹性的海外市场，目前正逐步减少新的钻井活动，并将注意力转向现有资产。在现今这种油价低迷时期，修井和停产等相关活动的数量正以稳定趋势逐渐增多。相比油井停产或废弃，生产商更愿意通过修井来提高产量。

CSI井控公司产品销售经理Travis Baughman表示：“钻井的人工效率、环境监管压力的增加、钻井及相关服务成本的缩减等等，这些问题综合起来就像是一个多参函数，往往趋向于更优化的结果。”

油井完整性是长期存在的技术难题，而不断增加的修井和停产作业将这一挑战进一步推到了风口浪尖。

对老油井来说，不管弃井还是二次完井/修井，常常需要修复已损坏的隔层。隔层的类型因水泥环、管件渗漏、封隔器泄漏等情况的不同而不同。这些特殊情况往往表现出非常低的注入性，因此需要小容量的高压修复处理技术。

水泥浆污染难题

使用常规水泥进行修复非常困难。水泥浆由特定比例的液体和固体组成，硬化后即会得到一定程度的机械强度。然而，水泥浆在硬化前却很容易分离，并被污染，从而影响最终的修复效果。

Baughman表示：“在所有的油井配置中，水泥污染是造成小容量修复失效的主要原因。由于超深水钻井深度大、井身结构复杂等特点，水泥在硬化前发生污染的可能性也将显著增加。”

微孔隙密封难题

长期区域隔离问题往往是来自油井生命周期内的循环温度和压力载荷所导致的。脆性、抗拉强度等机械性能都会影响水泥密封的长期耐用程度。对微孔隙一类区域的隔离失效进行修复，往往花费高、挑战性强。与微孔隙相比，普通水泥具有相对较大的颗粒尺寸，这就意味着常规水泥浆很难产生有效密封。

CSI树脂密封胶问世

结合Wild Well Control和CSI的相关技术，CSI树脂密封胶应运而生，并作为一种特殊的产品应用于小容量隔离。在

最初的应用阶段，CSI树脂密封胶作为一种高性能密封胶，主要用来应对飓风导致的平台倾倒以及水下结构受损等事故。经过长时间的发展，该树脂现已在修井和弃井作业中找到了用武之地。

强大的抗污染能力

ControlSEAL是一种羟基环氧树脂，常态下不溶于水基泥浆，静置条件下能够发生交联。以上特性使得CSI树脂密封胶能够有效应对小容量污染的发生。

完美的密封效果

该产品为不含固相的牛顿流体，能够泵入常规水泥浆无法进入的致密孔隙，进而进入微孔道，并在其中发生硬化。

CSI树脂密封胶能够有效处理常规水泥难以解决的问题，降低修复成本。CSI树脂密封胶由环氧树脂和化学固化剂两部分构成，不同于以往油田密封胶，该树脂对水不敏感，不会发生稀释。CSI树脂密封胶密度范围7.0 ppg-19.0 ppg，适用温度40°F-300°F。



高强度抗压抗拉性能

水泥极易受到拉应力作用而失效，因此良好的抗拉性能十分重要。根据CSI报道，CSI树脂密封胶的抗压强度是常规水泥的5-6倍，抗拉强度是水泥的4-5倍。

Baughman表示：“即使在压力下降或限制流量的情况下，CSI树脂密封胶的机械性能也基本不会发生变化，这方面的性能远远好于常规水泥浆。”

在具备上述优点的背景下，结合其特有的耐化学性，CSI树脂密封胶比常规水泥更有助于优化油井生命周期的整体性。

目前，CSI树脂密封胶还没有完全替代常规的水泥浆，Baughman表示：“对大多数人而言，CSI树脂密封胶仍然非常新颖。随着技术的进步，我们能够量化常规水泥浆系统的潜在缺点，同时评估替代材料，以求改进。由此，我们能够预见行业领军企业对CSI

树脂密封胶做持续评估和研究的重大意义。”

“随着信息差距的缩小以及业内技术的提升，像参与弃井和修井作业这样，CSI树脂密封胶的应用会随之扩大，最终与常规水泥浆一同应用于油井的主流建设中。”

CSI树脂密封胶特征

1. 无固相体系使该密封胶可进入微小孔隙，更强的密封性避免了重复的固井作业；
2. 低流变性意味着该密封胶更容易混合并注入；
3. 可用于常规油田设备，如间歇式搅拌机和卸料泥浆泵等；
4. 凝聚特性保证密封胶在井下环境也能保持稳定；
5. 不溶于水，可在水中自由穿越，并在目标区域重新形成；
6. 可被油田标准钻头钻穿，同时能

够承受射孔压力；

7. 远胜于传统水泥的抗压强度、抗拉强度和剪切强度；
8. 不收缩和不渗透的特性确保了其长期的耐用性。

技术应用

案例1: 墨西哥湾一口井的生产封隔器出现泄漏问题。工作人员多次尝试修复，但均未获成功。封隔器的泄漏严重影响了油井的正常生产。CSI技术公司将CSI树脂密封胶泵入环空中，置于生产封隔器顶部，在适当位置对油管进行堵塞，密封环空，恢复气举生产。24小时后进行压力测试，结果喜人，表明CSI树脂密封胶已成功实现密封。

案例2: 在一次海上钻井的堵井作业中，操作者多次尝试进行套管密封，但均未见成效。最终选择CSI树脂密封胶。泵入树脂后，进行24小时关井测试，环空中无气泡，表明作业成功。👍

人工举升新技术

人工举升在油气开采中的地位越来越重要。本期将继续带来贝克休斯、威德福等公司的相关技术，是好是坏，我们一起来一看究竟吧！

来自 | Weatherford等
编译 | 张领宇

人工举升的作用是将油气开采至地面，是原油开采中的重要环节。随着油田进入开发中后期，人工举升的地位会越来越突出。

油井在井身结构、产量、流体性质等方面差异促进了人工举升技术的多元化发展。几十年来，已经形成了抽油机、螺杆泵、电潜泵、气举等多种举升工艺，并形成了配套的举升方式优选方法、系统分析方法及系统优化方法。人工举升已经成为一门综合性的学科。

多数油田已经进入开发中后期，稳产形势严峻，机采井数量不断增加，人工举升的作用越来越突出。同时，随着资源劣质化程度不断加深，斜井、水平井等复杂井型数量不断增加。油井工况越来越复杂，对举升技术要求也越来越高。

深水举升技术有多难？

举升作为井下油气开采的重要一环，其技术的可靠及稳定性直接影响到深水油气田最终的采收率。因此，在选择应用水下生产系统进行油气田开发时，为了确保海上安全生产和达到预期产量，往往需要选择合适的水下人工举升方式。

目前，深水成熟的人工举升工艺主要包括气举和水下电潜泵，而气举采油则是最可靠的水下人工举升方式。鉴于深水海域油气井作业施工难度大，费用高，深水举升工艺需不断改进，并不断更新，从而进一步满足深水油气井举升的需要。

举升工况监测还要继续走

在发展人工举升新技术的同时，提高对生产过程中的检测和控制水平，是采油工程发展的必然局势。在油气井开发过程中，如若未能及时发现潜在问题并进行处理，则极有可能导致作业系统关闭，不仅会影响开发进程，提高开采成本，更会给开采环境造成负面影响，导致产量下滑。

油井工况不断变化，举升工况监测与诊断是一项永恒的任务，目的是提高系统效率、降低开发成本并最大化提高产量。目前电潜泵等都已经发展了诊断与优化技术，仍然存在着优化耗时长、步骤复杂的缺点，其发展方向是从地面分析向井下可视化发展，与油藏数据相结合，实现实时的监测和优化。

水平井气举技术咋改进？



气举采油作为一个重要的人工举升方式，已被国内外油田广泛采用，但仍存在着地面设备系统复杂，投资高，利用率较低等缺点。传统的气举采油方法往往不能很好地适应生产，造成经济的损失以及生产管理难度的增加。这也大大限制了气举采油的应用范围。

最近几年，随着水平井钻井的激增，技术人员屡次尝试将本来为垂直段设计的抽油泵下入弯曲段，再进入水平井，这样一来泵就侧卧在一边上，但结果往往以失败告终。在这样一个技术瓶颈下，如何更高效地应用抽油泵，发挥其更大的潜在作用价值，是水平井举升技术得以进一步发展的关键门槛。

基于人工举升在采油工程中的重要意义，国内外各油服公司一直在不断优化和更新人工举升相关工艺技术。针对以上技术问题和方向，本期将带来相关技术的剧透，包括Weatherford公司

的UltraLift深水气举系统、Baker Hughes的AMBIT PLUS生产监控服务技术以及Production Plus的HEAL系统。

Weatherford公司的UltraLift深水气举系统

威德福的UltraLift深水气举系统结合了全新的API V-1认证的气举阀和DVX生产线经过现场使用考验的其它部件。整个系统为操作者带来了一整套优质的气举阀解决方案，提供可靠的气举作业以及双重保障来提高井筒完整性。系统可以下至最深5486m (18,000ft)，可以结合化学注入系统、控制管线及仪表一并使用。

Baker Hughes公司的AMBIT PLUS生产监控服务技术

贝克休斯推出的AMBIT PLUS生产监控服务，针对非常规油气井开发初期产量不稳定情况，对电潜泵 (ESP) 存在的问题

进行精准分析。通过提高电潜泵 (ESP) 作业效率和使用寿命，不但可以为客户减少成本支出和作业时间，而且还可以稳定开采产量和提高区块采收率。

这明明就是石油人梦寐以求的神器，详细了解请见后面附文。

Production Plus公司HEAL系统

Production Plus公司研发的HEAL系统将抽油泵放置于井的垂直段，通过在完井管柱内加装塑料衬里来减小流体流动的截面积，从而让流体更为平稳。同时，该系统还能通过控制固相和气体干涉来对抽油泵进行保护，并能将压差最大化，提高井产量和油藏采收率。

在低油价形势下，通过技术创新，提高人工举升系统效率，降低能耗，提高投资回报率，是石油人最为期待的发展之一。我们将针对各类问题和技术进展做持续跟踪调研。☐

[附文1]



AMBIT PLUS: 人工举升异常指标监测专家

贝克休斯推出AMBIT PLUS全天候开采监控服务。该服务针对非常规油气井开发初期产量不稳定情况，对电潜泵（ESP）存在的问题进行精准分析。通过提高电潜泵作业效率和使用寿命，不但可以为客户减少成本支出和作业时间，而且还可以稳定开采产量和提高区块采收率。

来自 | Baker Hughes
编译 | 赵金成

在非常规油气井开发中，油井从首次出油后的90到120天内，原油的采出产量极为不稳定。

最近一项研究表明，在非常规油气井开发的前90天内，如果未能对潜在问题及时处理，那么由自动开采系

统触发的预警，有三分之一的可能导致电潜泵（ESP）系统关闭。虽然电潜泵系统具备良好的经济性、较高的作业效率，并且能够灵活的找到恢复方案，但因电潜泵初期管理不善导致的停产，可能会增加油井干预与修井

费用，降低长期开采价值。

如果认为产量下滑才是出现问题的第一信号，也许一切为时已晚。

在开采的关键时期，压裂砂返排、液流不稳定和气塞等问题如果未能得到及时处理，将会给开采环境带来负

面影响。因此产量降低万不可作为问题出现的第一信号。

如果客户能够在恰当时间，观测到正确指标，客户就可以尽早地分辨出危险指标。电潜泵入口与出口压力变化、电机工作电流波动、振动过大和温度异常等问题如果得不到及时有效处理，都将导致开采问题长期存在。

当操作人员发觉产量出现下滑时，也许已经来不及挽回对于其开采系统的永久影响了。电潜泵系统作业效率越来越低，导致设备维修和修井作业方面投入的费用日趋增加，提高了在采收率方面的潜在风险，也降低了客户的资产价值。在这些成为真正的威胁前，将其及时解决，对于保证电潜泵系统和开采系统良好运行至关重要。

该服务将客户的资产实时置于掌控之中。

在非常规油气井开发的所有关键时期，如果客户都采用了全天候监控服务，那么将会降低井下环境的开采系统的作业性能与寿命的动态风险。

AMBIT PLUS全天候开采监控服务融合了行业内技术水平最高的开采监控软件，并且可以提供来自贝克休斯优化领域内的专家实时决策服务。如果客户的非常规油气井开发采用了全天候监控服务，贝克休斯将派出一名专家实时监控井下作业环境和开采作业过程，提供技术支持。

基于客户需求、资产目标和开采系统特点，贝克休斯通过调整电潜泵系统和其它设备，以满足优化开采的需求，并降低井下作业环境的负面因素和HSE风险。

开始作业后，贝克休斯团队将对客户的非常规油气井数据与各项指标进行持续记录、处理以及分析，建立起一套专属开采资料，专家仅需几小时便可发现异常。每天的数据与各项指标将被不断被更新和评估，然后重新纳入系统中，逐步搭建智能开采。

油气井开采产量稳定后，客户即

可获得一份丰富的基础性数据资料，并不断得到相关数据反馈，保证客户在整个非常规油气井开采寿命内都能够监控产量变化。

行业内顶尖的开采监控软件

- 1.采用无缝集成设计，无需额外IT人员技术支持；
- 2.可提供实时数据和历史数据；
- 3.在云技术环境下，为数据完整性提供安全保障；
- 4.依据用户要求，可提供日报或周报服务；
- 5.可将所有警告录入历史参考资料；

- 6.可将开采数据整合到油藏模型中；
- 7.简明集成信息系统，以行业标准数据保存所有资料；
- 8.系统采用可追溯性功能，重要指标简单直观；
- 9.集成即时通讯系统，监督工程师可随时获取信息。

贝克休斯优化专家服务

- 1.为客户提供全天候在线技术支持服务；
- 2.基于在特定作业、客户特殊要求和对于区块产量的深度理解等方面的经验，建立起预警机制；
- 3.调整开采目标产量；
- 4.监控井内温度异常情况，泵的人口压力、马达运行电流、泵的出口压力和机组振动情况；
- 5.持续监测系统数据，以确定系统存在的问题，并给出可能的解决方案；
- 6.及时采取措施，缓解、解决、优化相关问题；
- 7.如果需要现场手动作业，及时联系客户现场工作人员；
- 8.如果检测到存在危及客户财产、长期开采或最终采收率风险，将会立刻采取关井措施。

案例分析

贝克休斯曾有一套无监控电潜泵系统，仅运营九天便出现了问题被更换下来。通过24小时的监控和实时细节观察，公司团队依据井下情况对电潜泵系统做出了调整。根据公布的资料显示，更换后的电潜泵在服务近一年以后，功能一切正常。

从监控服务开始，到第14个月，无论是陆地还是海上的开采，无任何一台电潜泵需要维修或者更换。在此之前，运营商在该地区每更换一台电潜泵的费用高达150万美金到400万美金。贝克休斯为运营商提供了一种节省成本，并且可以维持甚至提高开采产量的解决方案。□

技术应用

- 1.双向监控优化设备；
- 2.电潜泵系统；
- 3.螺杆泵系统；
- 4.开采中后期的油气井。

特点与优势

- 1.专业的优化开采技术；
- 2.保证系统完整性的同时，实现最大化开采；
- 3.集约化管理，优化产量递减曲线；
- 4.提高最终采收率。

专业的电潜泵管理技术

- 1.停产时间最小化；
- 2.保障设备正常运行；
- 3.减少设备维护与修井费用支出；
- 4.远程遥控作业；
- 5.延长泵的服务寿命、提高作业性能和产量；
- 6.减少健康、安全与环境(HSE)风险，减少人员往返现场。

[附文2]

针对深海气举： UltraLift展现神技能

Weatherford公司的UltraLift深水气举系统结合了全新的API V-1认证的气举阀和来自DVX生产线、并经过了现场使用考验的其他部件，可为客户提供高标准的生产资产运营。

来自 | Weatherford
编译 | 白小明

气举涉及到向油套环空注气，往液体里充气体可以降低液体密度，然后地层压力即可克服液注压力将液体上推到地面。基于油井的生产特点及气举设备的特点，可以采用持续注气或间歇注气。

气举系统在深水环境的应用

威德福的UltraLift深水气举系统结合了全新的API V-1认证的气举阀和来自DVX生产线，并经过了现场使用考验的其他部件。

通过高压注入系统，UltraLift RH-2XHP气举阀将气体注入井筒深处，提高深水井产量。独具特色的双端接焊缝波纹管增强了高压可靠性，气举阀总汽室压力34.5MPa (5,000 psi)，最大工作压差68.9MPa (10,000 psi)。

RH-2XHP气举阀含有一体化止回阀，用来提高流量，同时避免长期工作和卸载时的侵蚀影响。止回阀经过了严格的测试，符合API 19G2 V-1标准，满足北海作业相关的TR2385挪威标准。在温度149°C (300°F)时，止回阀可承受最高68.9MPa (10,000 psi)的压差。

系统采用含两个外部阀的DVX偏心工作筒，避免套管环空腐蚀流体的侵入。工作筒设计遵循相关行业标准，操作者可以插入外径1in或1.5in

的工作筒以替代任何气举阀。为了进一步提高可定制性，可在不增加工作筒外径的情况下，通过在工作筒侧面加工凹槽来满足使用更多控制管线的要求。

双注气流道设计

在正常的气举操作中，井筒流体可能回流到套管环空里，引起腐蚀。但有了多重独立的保障—包括RH-2HXP阀的内部止回阀，即两个DVX QS止回阀，以及附属于DVX工作筒的双外部阀—当使用电缆移除气举阀后，整个系统仍可以保护套管环空免受井筒流体的腐蚀侵害。

总体来说，整个系统为操作者带来了一整套优质的气举阀解决方案，提供可靠的气举作业以及双重保障从而提高井筒完整性。系统下入深度可达5486m (18,000ft)，也可结合化学注入系统、控制管线及仪表一并使用。

降低超高压气举应用中的作业风险，使收益最大化

在一些极具挑战性的应用环境中，安全、效率及可靠性至关重要，客户可以使用UltraLift气举系统，获得高水准的完井整体性，以及一贯、长期的优质性能。

1.气举阀可以提供最大化的气体通道，处理极端压力；

2.含双外部止回阀的工作筒，在生产和气举服务时带来多重保障，提

高完井整体性；

3.整套解决方案通过了大量的严苛条件下的测试，验证了最佳使用效果。

坚固的双波纹管结构

当汽室压力高达34.5MPa (5,000 psi)、浸没压差高达68.9MPa (10,000 psi)时，独具设计的Ultra-HP阀可以带来可靠的操作。

DVX偏心工作筒

1.DVX经受了恶劣井筒环境的测试和考验，具有坚固的本体设计和独一无二的外部双回流阀系统；

2.双CV-2 DVX外部止回阀，带来可靠的第二道屏障，阻止井筒流体进入套管环空，通过保护套管串，免受高压、腐蚀性流体侵蚀，维持完井整体性；

3.具有行业标准的偏心结构，可以满足1in和1.5in外径的气举阀和工作筒；

4.在不增加工作筒外径的情况下，可加工凹槽满足使用更多控制管线的要求；

5.使用电缆更换气举阀后，不需要对套管环空泄压，可减少生产中断时间；

6.可以配置组件以满足最高标准的API 19G1 V-1认证。

针对高压环境的终极配置



当将ULTRA-HP气举阀和经过验证的DVX偏心工作筒配合使用时，可以满足最恶劣的海洋环境。

Ultra-HP气举阀

1.针对超高压注入系统设计，下入井眼最深处，提高产量；

2.根据API 19G2测试程序，平均下入次数超过100,000次；

3.基于计算流体力学(CFD)的气动设计，带来最大的气体流道和抗腐蚀性能；

4.基于航天技术的波纹管保护系统，避免高压差下的形变；

5.汽室压力高达34.5MPa (5,000 psi)；

6.在温度149°C (300°F)下，最大浸没压差达68.9MPa (10,000 psi)。

可靠的完井整体性

双外部止回阀给套管串带来额外保护，免受高压、硫化氢、二氧化碳及其他有害物质侵害。

针对多种海上油气井应用的系列顶级气举阀

作为威德福气举产品和解决方案整体的一部分，优质的UltraLift系列产品可提供一套电缆可回收式气举阀系统，此系统具有优质性能；同时，经腐蚀测试证明，该系列产品可以使产量最大化。

每一套UltraLift气举阀都引入了DVX止回阀设计，并装配改进的PTFE，同时配合金属-金属组合密封或严格的金属-金属密封。针对严苛环境下的保障认证，两种配置都通过了严格的API 19G2和TR2385测试标准。

RH-2压力控制注入阀

该阀包括了传统的反转波纹管设计，提供了针对高注入压力和高注入排量系统的液压波纹管保护，并且在中高端操作条件下具有良好的跟踪记录。

RDDK-2A 剪切孔板阀

初始安装后，此多用途工具的作用类似于一个偏心堵塞器，用于进行完井测试。在下一个预设的压力点，破裂杆断裂，阀门即像孔板阀一样工作。

RO-2HV孔板阀

采用CFD软件进行设计，带来最

大化的气体流道和最小化的腐蚀，同时也可以提供可靠的、极端环境下的长期工作状态。RO-2HV孔板阀可改装成包含文丘里风格喷嘴在内的RV-2HV配置，在一些应用中提高流量稳定性。

满足世界上最苛刻的深水环境

CV-2 DVX止回阀系统通过了严苛的北海流体腐蚀测试，满足API 19G2和TR2385中有关油井在封堵情况下密封能力的标准。

小工具兼大任

即使是DVX止回阀中的一个小小的根据气动动力学设计的突板，都是经过了严格的物理测试以提高完井整体性。

作为气举技术的世界领先者，在研发以及使用深水关键气举系统方面。例如延长一些备受关注的海上油气井的生命周期，威德福有着良好的作业记录，当客户使用UltraLift气举系统后，将看到其生产资产处在高标准运营中。☑

[附文3]

挑战水平井举升技术难题 HEAL系统一箭双雕

Production Plus公司研发的HEAL系统将抽油泵放置于井的垂直段，让流体更为平稳；同时还能对抽油泵进行保护，并能将压差最大化，提高井产量和油藏采收率。

来自 | Production Plus
编译 | 郑斯赫

尽管原油价格处于低谷，但很多公司仍然坚持通过应用新技术或改良现有技术的方式提高效率，并降低运行成本，从而寻求成功。

水平井人工举升的挑战

基本上，按照传统的设计，所有人工举升系统都是下入井眼的垂直段，而且以前也都是这么做的。最近几年，随着水平井钻井的激增，Production Plus尝试将本来为垂直段设计的抽油泵下入弯曲段，再进入水平井，这样一来泵就侧卧在一边上。然而结果却是，系统变得非常低效且可靠性极差——也就是说系统基本失效了。

HEAL系统的不同之处

人工举升系统最关键的可靠性问题，往往跟抽油泵的很多移动部件有关。这些移动部件本不该侧卧在某一边，否则会经常发生故障，而且举升效率也会差很多。

HEAL系统的设计前提依旧是泵放置于垂直段。我们要做的就是将抽油泵放置于它本来的垂直段位置，

而HEAL系统的职责就是让流体进入水平段，再上升至弯曲段，然后再进入垂直段，最后抽入抽油泵内。

HEAL系统目前正在申请专利。该系统由保护器、固定尺寸的调节管柱和一个HEAL Vortex分离器组成，在水平井中的下入位置比传统的人工举升位置更低，换句话说，Production Plus想尽办法来只为两件事情：在没有移动部件的前提下，将抽油泵从水平段移至垂直段，以及让流体从水平段进入垂直段。

目前最需要清楚的是，为了将产量最大化，抽油泵必须放置于井内的最低点。这样一来，油藏和井筒内的压差将达到最大。压差越大，进入井筒内的流体就越多。

过去，唯一能实现这个目标的方式是将抽油泵强行下入到井的水平段。

有了HEAL系统，通过降低弯曲段的流动截面积，气、液等流体即可通过调整流动方式，从水平段举升至垂直段。

当流动面积变小之后，油气的流速会变高。这样一来，流态将改变流体的密度，呈现出从液态到雾态的变化。



上述技术主要是通过特制塑料衬里来实现的。所有的井都有连接管柱，每一根大概九米长，通过螺纹连接，从顶部一直下到底部。在底部的某些管柱内部安装塑料衬里，创造所需要的流动条件，从而达到举升的目的。

另外，还可根据每口井的条件差异来调整塑料衬里的厚度。每口井的生产条件都有所不同，利用塑料特有的可塑性，即可针对不同井下条件对塑料衬里进行调整。

解决杂流问题

进行到气举阶段后，有两种情况较为理想的。其中一种情况即上文提到的，创造出低密度流体，从而模拟井底的低压条件，使产量最大化。另外一种情况是，HEAL系统也能解决杂流问题，这也是研发人员在开发HEAL系统过程中的又一重大发现。

气举系统很难处理快速波动的流速、固相和气相干涉——这些问题在水平井中很常见，而且会导致停工时间过多、修井成本过高以及压差不够等问题。

这些长达几千米的长水平段本身就是优良天然流体分离器。但当流体从水平井眼段举升到抽油泵所在的位置时，常常会变得非常不稳定、不连续且异常杂乱。这也是水平井所独有的特点。

对于水平井，最初十分钟出现的流体可能都是气体，接下来的十分钟可能什么都没有。这一问题的根源就在于，抽油泵无法很好地处理杂流。

HEAL系统解决了水平井关于非连续杂流的难题。通过HEAL系统，研究人员发现，通过缩小弯曲段的管径，从水平段流出的流体流动即可变得更为平稳，从而避免井产生杂流。

解决问题的方式

Production Plus发现，解决水平井气举难题的关键就是让流动更为平稳。

HEAL系统弥补了现有气举系统的不足，沉降了水平段流动的杂质，降低流体密度，将流体举升到抽油泵能稳定运转的垂直段。该系统能控制固相和气相干涉，从而对抽油泵进行

保护；同时，在气举周期的每个阶段也都会对井很有帮助。

最大化运行时间，降低作业成本 降低气举成本

1.应用HEAL系统，客户可以使用易于管理且成本更低的气举系统来保证产量。

2.HEAL系统还允许安装小型的抽油机、抽油杆和抽油泵。

3.HEAL系统能帮助降低昂贵的修井费用，比如维修固相和气相干涉所损坏的井下抽油设备。

提高产量，最大化运行时间

1.HEAL系统能通过控制固相和气相干涉，使得流体流动更为平稳，进而最大化运行时间。

2.该系统在较低的井底生产压力下运行，将压差最大化，提高井产量和油藏采收率。

3.在垂直段安装气举系统能大大提高现有设备的抽油能力。

4.HEAL系统具有高度可靠性，没有移动部件；同时，该系统还能应付较宽范围的流量变化。☑

砂蚀悄无声息？ Permasense让它无处遁形

油气开发中，油气井出砂会产生砂蚀，对设备造成伤害，影响生产效率。加勒比海某一天然气生产平台应用Permasense传感器，可实时监控砂蚀数据，维护资产完整性，大大提高生产效益。

来自 | Permasense
编译 | 丁志莹

加勒比海的沙滩和海洋通常预示着轻松的暑假和一段开心时光。然而，一提到砂以及它对上游生产设备的影响，情况就没有那么美妙了。

距Trinidad和Tobago东海岸80公里处有一个天然气生产平台，对作业者而言，从一开始砂蚀就是一项特殊的挑战。

自2009年投产以来，这个平台已成为该运营商全球内天然气净产量最高的项目之一。去除伴生的凝析液，四口井的平均产气量约1700万立方米/天。该平台位于水深约90米（300英尺）处，是Trinidad和Tobago重要的税收来源。

砂石和海洋的挑战

对任何资产来说，维持资产完整性保证产量最高以及满足相关法律法规是首要任务，这也就是海上无人平台需要考虑的问题。

由于砂的侵蚀速率极少与时间成线性关系，但随流速增大急剧加快，传统方法难以对其进行监测和评估。砂

粒可快速侵蚀金属并造成损坏。因此，运营商必须在低产出、低收益与高收益但资产破坏、意外停产、甚至油气生产失控之间做出选择。

这个平台的不锈钢立管上安装了永久声波探砂器和报警装置。探测器可检测到出砂以及出砂量，能够间接反映发生砂蚀情况。然而，却无法反映砂粒的形状、大小和硬度等可以显著影响金属侵蚀速率的因素。

内置法弊端

内置法是在液流内部放入探测器，并测量其腐蚀速度的方法，也可间接检测磨蚀比较严重的时间段。

然而，由于它们并没有进行管道监测，不能给出一个明确的实际资产状况表。内置法也存在一定的弊端，从管道中取出探测器的技术含量和危险系数很高。考虑到更换探测器的安全问题，作业者会减少使用或者即使过期也不进行更换。

声波探砂器和内置探测器均无法测量管道出砂、金属磨损、管道完整性受损造成的实际影响。生产过程中，维护人员不是持续性检测管道资产完整性，而是定期人工进行壁厚测量，不断使用最小数据集推测侵蚀率。由于进入生产现场不易，手工测量的花费昂贵；四名专业人员需每3个月乘坐直升机，检查上层隔水管和管道的完整性。另外，声波探砂器每6个月就需要重新校正一次。

作业者也通过模型了解出砂的影响因素。但是，由于缺少实际的完整性测量值，仍需要限制生产速率，避免出现砂蚀。

产量 VS 井筒完整性

运营商期望通过优化生产将利润最大化，增加投资收益。

该平台第一口生产井的资料表明，该地区天然气储量超过560亿立方米（2万亿立方英尺）。砂蚀不仅仅是维



持井筒完整性需要考虑的问题，也是顺利开采油气资源、获得利益最大化要克服的问题。但不顾井筒完整性盲目提高产量会产生极为严重的后果。

运营商先前曾与Permasense合作开发了一种测量管道侵蚀程度的新方法。该方法已经应用于下游的炼油厂，接下来计划应用于上游。该平台被认为一个很有价值的目标，该技术将在此展示出显著的优势。

Permasense的方案采用成熟的超声波技术，可测量任何固定设备的厚度。这种传感器不是通过检查人员定期进行人工测量登记，而是通过无线设备将数据传输到陆上中。工作人员可以在办公室实时查看、分析数据。

该Permasense超声波传感器最初安装在高侵蚀风险区，监控一口出砂量高的高流速气井。最终将油井产能提高了12%。

测量对象

产出气将通过集气平台运送回陆地，运营商担心产出砂也随产出气通过流线运移至毗邻的集气平台。因此，在连接集气平台和附近驻人平台的进气总管上安装了一个更先进的80传感器。

一旦平台的监测位置选定，一天内就能完成安装调试，可立即向陆上工程师提供可靠的数据。

提高收集数据能力

系统安装后，能够监测一些固定设备的情况和性能。

一般情况下，传感器每隔12小时将壁厚测量值传输至陆地。高风险时期，比如高出砂或产率变化时，陆上工程师可以相应地提高测量频率。该系统的数据库管理软件可计算磨损，并根据用户自定义的速率阈值对测量位置进行分类。

运营公司的资产完整性专家会对收集到的数据进行详细分析，这些数据也可通过运营商的任何网络设备查看。工作人员能够迅速对数据进行分析，并与历史数据进行对比。

预警系统

收集数据做出的图表可以指出设备发生腐蚀的部位。实际上，这个系统就像是一个预警系统，可以帮助Trinidad和Tobago的运营团队监测改变生产速率产生的影响，并根据需要进行调整。

有了这项新功能，该平台油井产量提高了12%，并有信心将气井的侵蚀率控制在安全范围内。提高的产量相当于可以多销售849,505立方米（300万立方英尺/天）的气，相当于提高90,000美元/天（相当于3美元/百万立方英尺）的收益。📍

寻找“失踪”清管器之五部曲

清管作业在管道日常维护中必不可少，作业中清管器卡堵的情况时有发生。因此，需从经济、技术和环境等多角度分析选择清管作业服务供应商，保证能够安全快速解决清管器受卡问题。

作者 | Helena Barras
编译 | 丁志莹

谁也不想看到这噩梦般的一幕：清管器刚刚开始作业就卡在了管道中。这是一个失败的清管案例—水下管线堵塞，而用来解堵的清管器也失踪。

清管器卡堵会导致海底管道关停，造成高达数千万的生产损失，因此尽快疏通管道至关重要。在这种情况下，首先需要疏通被清管器卡堵的海底管道，因此需要确定清管器的位置。

第一步：保证安全

不管是在进行清管作业、管线检查或两者都在进行，一旦管道被卡，生产问题就会随之出现，严重影响油井产能，且可能引发HSE风险。因此需快速、高效地实施补救措施，当然，这要在保证安全的前提下进行。无论采取什么方法来确定受卡清管器的位置，首先要综合环境、健康和安等因素进行风险分析。

第二步：调研相关研究资料

通常，清管器受卡风险作为初期计划的一部分会被登记在册。经验丰富的工程师不仅会制定预防措施降低风险，还会制定相应的备选方案以预防清管器受卡问题的发生。然而，海上油气勘探开发速度较快，不可能针对所有登记在册的风险都制定详细的预防措施和备用方案。所以如何快速制定解决方案，降低风险呢？

清管产品和服务 (PPSA) 将派上用场，PPSA买家指南或技术咨询同样非常有用。

Offshore Magazine编制了一套流动保障解决方案综合对照表，且每年都会更新。

Tracerco可提供一种确定海底管道中清管器受卡位置的服务—Explorer，这也是一个值得考虑的选择。

在流动保障方面，Explorer具有的优点：



- 1.快速、非侵入的探测沉积位置，且不断生产；
- 2.可实时检测流量剖面数据；
- 3.可监控沉积变化，提高对解决清管受卡方法和过程的认识；
- 4.追踪管道特定参考点的流态；
- 5.快速识别需要进一步研究的流动保障问题；
- 6.快速、非侵入定位丢失/受卡的清管器。

第三步：评价可用方案

如果对可用的备选方案有了一定的了解，且它们均符合EHS标准，就需要从其中选出最适合的一个方案。下面列出了评价备选方案的详细标准。

方案实用性

采用该技术需要的花费是多少？是否需要挖掘作业？这些作业会增加

多少成本成本，更重要的是，会不会超过作业时限。

部署速度

通常，选用的技术设备需要通过水下机器人来移动，然后对管道进行扫描，因此水下机器人的速度将是很大的限制因素。因此，在不影响数据采集的情况下，所选技术的数据采集速度需要能够跟上水下机器人的运动速度。

输出结果速度和数据采集速度

如果选用的技术可以快速筛查数据，但结果需要经过一定时间的整理和分析才能输出，这就会增加作业时间。而一旦确定清管器的位置，下一步就是打捞作业—更复杂、更耗时，因此定位清管器要快，以争取更多的时间。包括结果输出在内的所有工作都应尽快完成。

技术成本

成本不仅仅包括选用技术的日租费

用，还包括许多其他费用。是不是还需要其他设备仪器（支持潜水的船舶，水下机器人等）？需要多长时间？管线是不是需要做什么处理工作，比如去除涂层或挖掘作业？所有这些都会增加项目的总成本，因此应该结合选用技术的优势（主要是速度优势）进行综合评估。

第四步：定位受卡清管器

为了尽快、高效地确定受卡清管器的位置，作业者需对技术提供商的要求有充分的理解，且帮助他们充分认识管道的设计、通路、可用的设备、作业预期目的以及存在的问题等。这样，作业部署才能流畅地进行，作业结果才能令人满意。向IRM承包商和技术服务商提供尽可能详尽的管线信息，有助于成功完成作业。

第五步：“前事不忘，后事之师”

发生清管器受卡的唯一好处在于：可以从容应对将来可能发生的类似情况。清管作业对于管道日常维护很重要，同样，清管器受卡的风险也始终存在。如果能够顺利定位清管器的位置，那么下一步就需要知道如何解卡清管器。

一个预防清管器受卡更完美方法是：在初期风险预防方案中，将清管器技术与追踪技术结合在一起。这样可以有效监控管道中清管器的位置，保证清管器受卡后能够尽快定位。而Tracerco的清管器追踪服务使用的就是最可靠、最准确的放射性同位素法。

结论

在定位清管器受卡位置时需要重点考虑的问题就是如何快速高效地完成作业，尽量将停产时间降到最低。需要尽快找到能够应对紧急情况、进行高效部署以及迅速提供实时或接近实时数据的服务供应商。📍

Verax VPA: 解决油气集输 蒸汽压监测难题

JP3 Measurement推出了Verax VPA实时在线蒸汽压力分析仪，为装卸和运输中产品的安全性提供了实时测量数据，提高了经济效益，降低了安全风险和维护费用。

来自 | JP3 Measurement
编译 | 王苏涵

JP3 Measurement公司专注于油气行业过程控制和烃的质量测量，该公司推出的Verax VPA是业内首个可用于油区的联机式光学蒸汽压分析仪。通过使用该仪器，操作人员无需对样品进行预处理即可实现对冷凝液和原油蒸汽压力的实时测量。

多年以来，液态烃由集输系统输出并通过一系列不同方式进行处理。然而，随着高比重的轻质原油产量不断增加，这些产品的测量和管理难度也日渐提升。此外，产品运输对铁路和公路的需求不断增长，这也加强了公众对原油和冷凝液运输安全的关注度。AAR（北美铁道协会）的数据显示，在2008到2013年间，原油运输的车辆负载数量由9500增长至将近40万。

产品在公路和铁路上的运输量飞速增长，这对现有的终端存储基建造成了很大压力。现如今，产品的装载和卸载都要求安全精确，且越快越好。然而传统的蒸汽压测量方法不仅速度很慢，而且需要大量的取样系统，甚至需要通过手动取样来确保它的有效运作。

此外，根据现有的RVP (D323) 和VPCR (D6377) 测试方法，测试前需将样品降温至100°F而在这种环境下，产品会在取样设备内形成堵塞，导致传统的蒸汽压力分析仪无法正常作用，并进一步增加了维护和操作成本。

Verax VPA是首个光学、在线、实时的蒸汽压力分析仪，专为测量原油、液态天然气和冷凝液的挥发度而设计，能够在加工或装载过程中为操作人员提供蒸汽压力的实时测量数据。Verax VPA在整个装载作业过程中，均可对原油蒸汽压力进行测量，从而确保原油的挥发度保持在安全运输范围以内。

JP3 Measurement的总裁和首席执行官Matt Thomas说：“Verax VPA是首个对运输中的原油和冷凝液进行全天候监测控制的技术。我们很高兴能够为油气市场提供这款全新的分析仪，这不仅能够提高经济效率，同时也可以降低运输途中的风险等级。”

Verax VPA的探头安装在管道内，可直接在操作条件下对目标数据进行



测量，消除了测量蒸汽压力时的蜡堵隐患。Verax VPA每30秒返回一次测量数值，保证了装载或卸载中的产品蒸汽压力始终保持在规定的数值范围内。

此外，该设备也能在装载滑轨和基站使用，仅需24伏直流电源即可运行。整个工艺是一个简单的旁路工艺，不消耗任何产品。

Verax VPA使用了近红外光谱技术，为客户的控制系统提供实时数据，并对样品进行监测和控制。

Verax VPA的测量方法和优势 在管道内的操作条件下进行测量

由于Verax VPA的探头可在管道内直接对产品进行测量，无需样品采集系统，因此也就不存在产品的排放或损耗。

近红外光谱提供高速数据反馈

近红外光谱技术能够在数秒内提供读数，且无需任何移动部件或过滤系统，因此设备寿命更长，维护费用更低。

实时远程监控

为客户提供完整的实时测量数据，并监控作业过程，实现空前的监测控制。

Verax VPA技术特点

1. 可实现每30秒返回一次RVP、TVP和VPCR数据；
2. 可实现零损耗零排放；
3. 无需分析仪箱，可安装于工厂任何位置；
4. 其性能符合ASTM标准相关规定。

在作业温度和压力下的联机式探头

1. Verax VPA使用近红外激光吸收光谱技术，并配有专门的化学计量学模型库；
2. 全压状态联机，无需采集样品；
3. Verax VPA可提供多个探头测量；
4. Verax VPA具有定制的探头设计，可预防结垢，无需维护；
5. 其使用的无线调制解调器可提供远程操作能力。

Verax VPA应用实例 待解决问题

客户需要手动切换再沸器，以达到下游要求的标准。但由于含蜡量、循环周期和成本等问题，传统蒸汽压力分析仪的效果往往不佳。

解决方案

安装Verax VPA后，作业人员能够稳定工厂生产，达到客户要求的标准。

处理结果

工厂整体财务利润增长2-3%，分析仪投资成本回收时间为两周。

Verax VPATM使客户能够安全地测量原油、冷凝液、液态天然气和液化石油气的蒸汽压力，测量结果符合ASTM标准，并具有极高的重复性。位于管道内的探头可直接监测流体在原始状态下的数据，从而使客户做到“观察管道内发生的一切”。

另外，Verax VPA目前已在中游设施、装卸站和美国大多数主要油气盆地管道上投入使用。☑



经济格局面临转变 中东石油花落谁家？

面对美国对中东石油需求减少，新兴市场突起的现状，中东石油将如何选择呢？本期内容就来解读一下中东的经济架构及其未来的发展趋势。

作者 | Jeff Desjardins
编译 | 尉晶

谈及中东，我们首先想到的画面就是中东遍布“石油大国”，但是中东各国之间分歧不断，阿富汗、伊拉克等国更是连年饱受战火煎熬，这主要是因为他们拥有影响全球经济走势的石油资源。整个中东的经济体系更是错综复杂，并且主要产油国也面临经济转型、经济战略转变的困扰。

如果要用一张图来展示整个中东经济体系的话，那么下面这张图就再合适不过了。下面这张图一览无余的告诉我们关于整个中东地区财富、地缘政治影响、该地区自然资源以及部分中亚地区的信息。其中很多错综复杂的关系在这张图中也是非常明显。

中东经济出口收益

首先，我们从最重要的开始说起，对于大多数中东国家来说，占据出口量第一位的是石油及其相关产品。2015年，中东各国向全球出口石油总收益达3250亿美元，原油出口量占全球总量的41.3%。

2015年，沙特阿拉伯、伊拉克、阿联酋、科威特、伊朗和阿曼在全球原油出口

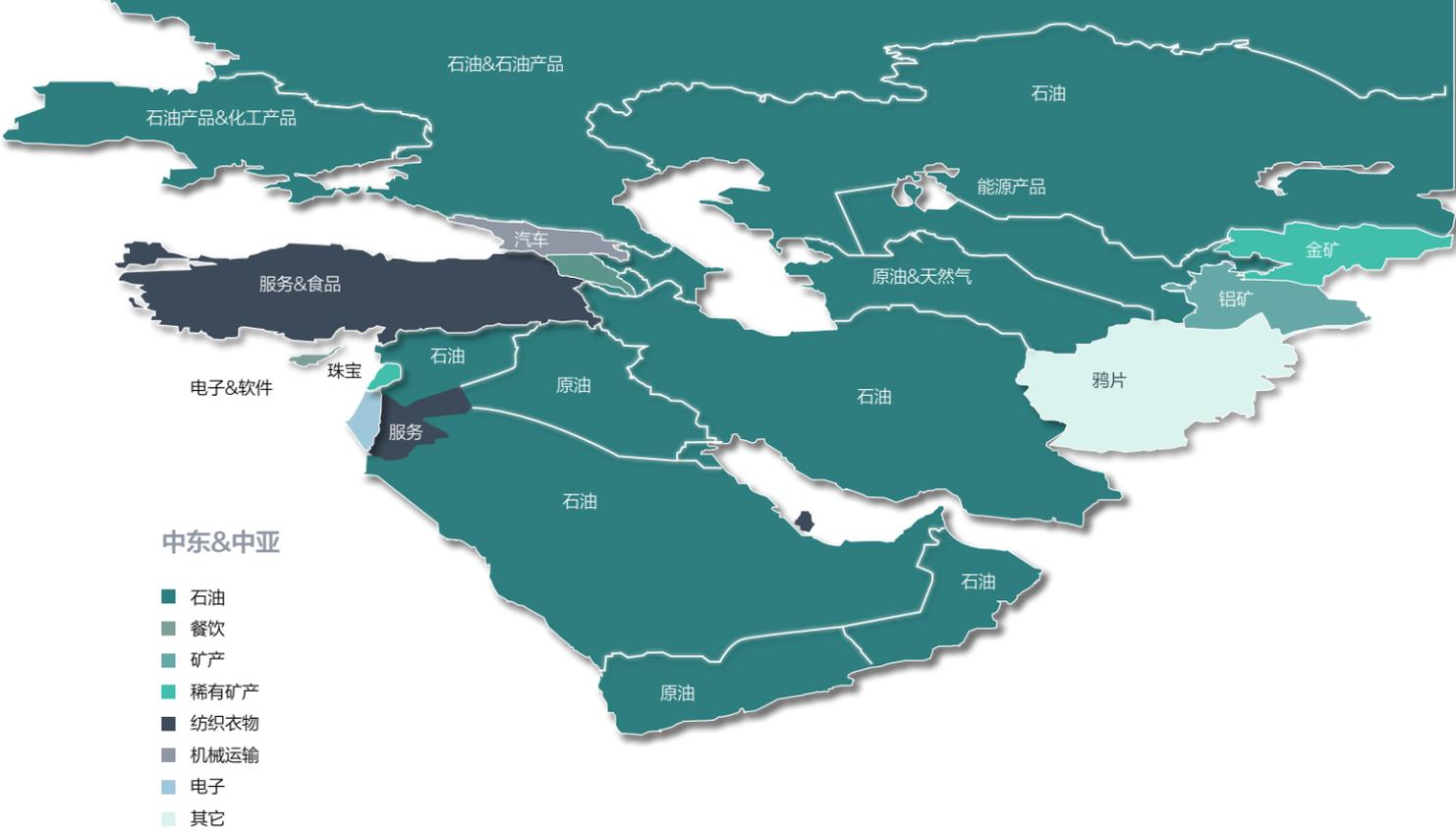
排行榜中均位于前五名之中。除此之外，俄罗斯和哈萨克斯坦位于中亚地区，两国也同样位于前五名之列。

在这种经济力量的支撑下，地方政权也从中获益不少。财富增长可以稳定社会局势、提升国家形象，这些国家在国际事务上也比其他国家具有更大的影响力，拥有更多的话语权。沙特阿拉伯就是个很好的例子，即使近几年它的影响力在不断下滑，但不可否认的是，沙特在该地区的影响力依然很大。

其次，中东地区小部分地区也经营着除石油外的其他产业。以色列在国际市场上也发展其他领域来创造价值。除石油外，以色列其它三大主要出口领域为电子和软件、钻石切割以及制药业。

在国际市场





左图一览无余的告诉我们关于整个中东地区财富、地缘政治影响、该地区自然资源以及部分中亚地区的信息。其中很多错综复杂的关系在这张图中也是非常明显的。

国政府宣布将实施大范围改革的计划，并称该国需求变得更加多元化，同时也需要削减支出。

中东地区的未来发展趋势

中东地区的石油储量占全球已探明总储量的近70%，在石油前景并不明朗的现在，中东石油未来该何去何从？曾几何时，美国曾是中东石油最大的出口对象。但是现在，美国并不像从前一样高度依赖于中东地区的石油。美国现今的石油进口来源地呈多元分布，并且分布区域也越来越有向周边聚拢的趋势。

过去的30多年里，经济迅猛增长的中国和其他新兴市场经济体逐渐填补了中东石油出口市场的空缺。上世纪90年代初，沙特阿拉伯对中国的石油出口微乎其微。但仅仅过了10多年，到2002年，沙特对中国原油出口量便超过了1100万吨，占当年中国原油进口量的16.4%，年增长率达超过40%。沙特也从这一年起成为中

国最大的原油进口国，并一直保持至今。到2010年，沙特对中国原油出口量已近4500万吨，占当年沙特对外原油出口总量的18.6%。

目前，中国对包括沙特在内的中东国家原油需求不仅高于美国，也远高于欧洲。日本对中东的石油依存度虽然高

于中国，但其石油消费量却远低于中国。加之出于对安全、经济双边利益及战略意义等原因的考虑，中东将与中国在未来形成紧密关切。

在2013年，发展中国家的石油需求量首次超过发达国家。当月，经合组织(OECD)国家的原油日需求量为4430万桶，而非OECD国家达到4450万桶。除了中国以外，印度正日益成为原油需求量大幅增加的主要推手，IEA预计印度的石油消费增长幅度将明显高于其他地方，在2040年将攀抵每日1000万桶。

还需要关注的是，虽然美国和西方对中东石油的进口一直在下降，但自1980年以来，沙特和其他中东主要产油国的石油产量和出口量总体上是不断上升的。这就意味着，中东不仅石油出口对象正在从西方转向东方，新增的石油产能也全部销往了以中国为代表的新兴经济体。因此，中东未来的石油发展前景将取决于如中国一样的新兴市场。

中，常年饱受战火煎熬的阿富汗出口收益主要来源于其他自然资源。鸦片是阿富汗最具价值的经济作物，其中鸦片制剂比如麻醉剂、吗啡和海洛因出口量最多。若按边界价格估算，该经济作物创造的价值为30亿美元，占2013年整个国家GDP的15%。

这一现象也从侧面反映了中东一些国家即使不依靠石油，其经济发展也能保持一定的增速。但是，从地缘政治角度来看，石油资源稀缺的国家在国际舞台上的影响相对较少。例如，亚美尼亚主要以出口生铁、未锻造铜和有色金属为主，其在全球出口国排名中仅位列138位，排名位于牙买加和斯威士兰之间。在地理位置方面，亚美尼亚首都Yerevan处于不利地区，因此亚美尼亚一直寻求俄罗斯的支持。

石油背后的中东经济概况

石油曾给中东带来过无与伦比的财富。然而，油价的暴跌也给很多中东经济体带来了一波又一波的冲击。新的税收政策被引进，社会福利大幅消减，油价高居100美元/桶以及随之而来的1万亿美元出口营收，已经变成了“过去式”。曾富得流油的海湾国家及其民众正在被迫接受这种现实，低油价困境使得这些富油国不得不做出一些改变来适应新的经济状况。

若按边界价格估算，该经济作物创造的价值为30亿美元，占2013年整个国家GDP的15%。

15%

科威特享受着全球最低的产油成本，同时也拥有全球最古老的主权财务基金之一。然而，油价的暴跌已经迫使这个国家考虑那些曾经认为不可能考虑的事情，即征收公司利润税。阿布扎比商业银行首席经济学家Monica Malik指出，科威特朝公司征税是一种完全不同的创收形式。

因受低油价和政府支出下降的影响，国际评级机构穆迪将沙特阿拉伯银行业展望从“稳定”下调为“负面”。穆迪指出，沙特今年削减了14%的公共支出，这也是导致评级下降的一个关键因素。身为中东地区最大产油国，沙特已经开始大规模的削减支出及社会福利补贴，甚至大幅度削减了国外奖学金计划。

据预计，今年卡塔尔或出现15年内首个预算赤字。身为2022年世界杯的举办国，卡塔尔创建了规模浩大的主权财富基金，因此该国能比其他邻国更好地实现自保。尽管如此，卡塔尔也推行了削减举措。卡塔尔国家新闻机构援引首相谢赫塔米姆·本·哈马德·阿勒萨尼的讲话称，政府可能无法继续“提供一切”。此外，卡塔尔将汽油价格上调了35%，抬高了水电价格，并且下令各大国有机构削减支出。

巴林王国三十多年来首次上调汽油价格，并且削减能源补贴。近期，巴林王



美国页岩强势对抗 加拿大油气能否转危为安?

石油与政治密切相关，加拿大新总理Trudeau在去年的竞选中带领自由党获得了“惊人的胜利”，新政府的政策会对未来加拿大的能源行业有何影响？美国作为加拿大油气出口的主要市场，页岩革命的推进会对加拿大的能源行业将造成什么影响？加拿大油气行业怎样突出重围？

作者 | Allen Brooks
编译 | 曾旭洋



新政府成立 加拿大油气前景令人担忧

地缘政治一直是影响能源行业的一个重要因素，最近加拿大政坛重新证明了这点。2015年阿尔伯塔省的省长选举中，新民主党(NDP)领袖Rachel Notley的当选增加了人们对阿尔伯塔省未来能源以及环境政策的担忧及其不确定性。而五个月后，随之而来的是另一场出乎意料的政治事件，即自由党赢得了选举，开始统治这个国家。为什么要说出乎意料呢？因为在选举前，自由党及其领导人Justin Trudeau在国会获得绝大多数人支持希望非常渺茫。

在这半年中，加拿大的能源行业在阿尔伯塔省及渥太华市的保守和支持的政策下发展，并试图观望自由党在税收及环保政策方面将会做何改变。在Notley赢得选举之后，显而易见的是，能源行业的成本将会增加，因为支持Notley的政党主张从这些油气公司取得更多的收入。同时，更严厉的环境监管动摇着人们对能源市场增长的信心。

这次选举代表着保守党领袖Stephen Harper及其pro-energy政策的失败。之前

这位总理一直鼎力支持的Keystone XL输油管道项目最终被美国总统奥巴马拒绝。而Trudeau意外当选后，加拿大的选民纷纷争论，特别是他关于能源项目和环境政策的竞选言论，究竟能否成为现实，还是这仅仅是他拉选票的工具呢？

Trudeau是1968-1984年在政的前加拿大总理Pierce Trudeau的儿子，由于其缺乏政治经验，很多选民在竞选时都没把他当成一回事，他们说他只是靠他的父亲而已。但是率领自由党拿下国会大多数人支持后，Trudeau在人们心中的地位飙升。在奥巴马对其在环境和社会问题方面的主张表示赞同后，Trudeau的政治地位进一步提高了。两位领导人共同推动了《巴黎气候变化协定》的签订，提高了加拿大在世界环保界的地位。真正提高Trudeau地位的是来自奥巴马发出的美国国宴邀请，而在奥巴马执政的前七年中，前加拿大总理Harper从来没有获此殊荣。

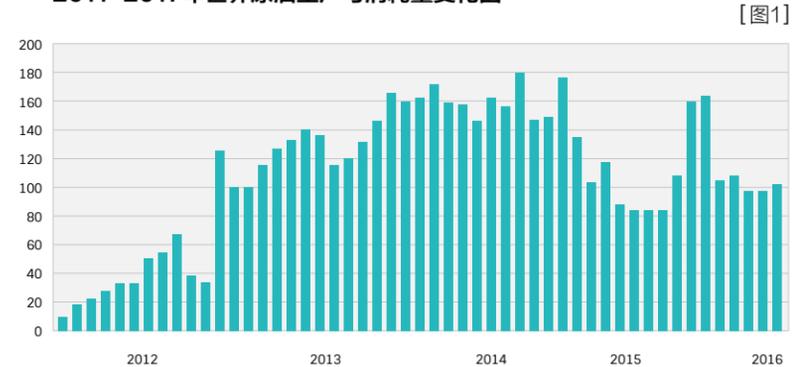
税收的增加、阿尔伯塔新政府的成立以及对加拿大油气管线建设价值进行重新评估的新政策都将加拿大的能源行业推向了风口浪尖。全球油气行业的不

景气已近乎摧毁了加拿大的油气行业，引起了投资的严重缩减、员工大量失业以及各种意想不到的经济重组。当各个油气公司的高管意识到这次油气行业低谷的严重性时，他们才对此进行评估。他们也意识到了加拿大能源行业所处的困境，一直希望寻求机会拯救他们的业务。很简单，对于能源行业来说，尽管加拿大油气资源丰富，但是它缺少走向世界市场的途径。加拿大是世界上石油资源最多的国家之一，但是加拿大的油气行业却只注重北美市场。美国通过页岩油革命极大的增加了自己的原油产量，并且大力拓展可再生能源市场，加拿大的石油出口不得不在美国和其他各地苦苦寻找机会，但是机会看似渺茫。

加拿大能源面临的两个问题

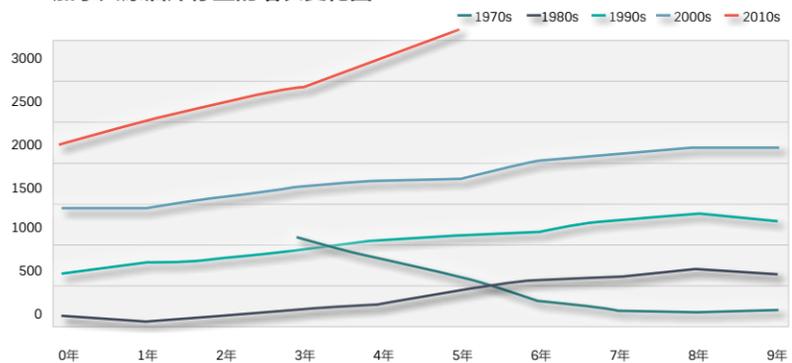
与很多富油国家类似，自2010年油价飙升至100美元/桶时，加拿大的原油出口量大幅增长。高油价和强需求推动了传统石油生产商不断进行钻井和压裂活动，油砂生产商也通过扩大他们的矿场范围和数量来就地地进行开采项目。产油量的增加也促使管道行业对现存的输油

2011-2017年世界原油生产与消耗量变化图



[图1]

加拿大原油库存量的增长变化图

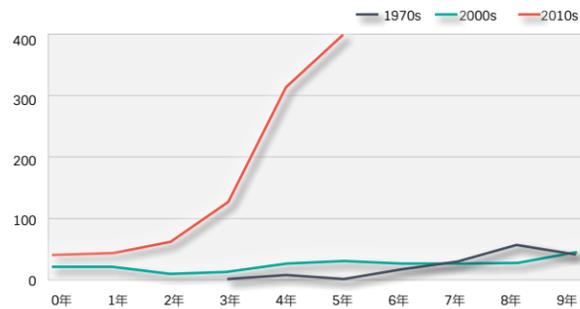


[图2]

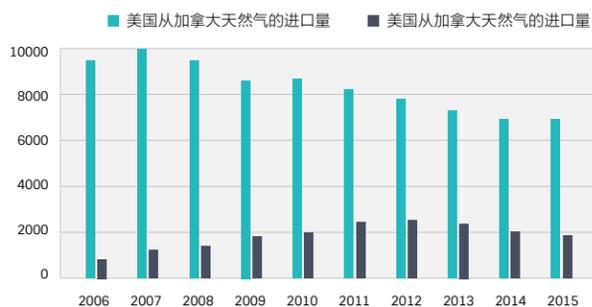
管线进行扩张，或者像Keystone公司一样为美国提供新的管道设计方案。而这些新建管道主要是用来输送沥青这种最脏的油，致使这些新管道也成为了环境保护者的主要攻击对象。由于加拿大国内管道行业已不能满足加拿大石油行业向美国出口的需求，他们不得不通过火车来向美国输送原油。

加拿大对美国的原油出口量在2012年急剧攀升，在后来的几年内，出口量也一直有增无减。在2015年，由于油价下跌，加拿大通过铁路运输出口到美国的原油量减少。据估计，加拿大Fort McMurray森林大火导致了加拿大油砂停止生产，而通过铁路运输的原油量也会持续保持在低位。很多油砂生产商通过维护他们在南阿尔伯塔的储油设施来维持他们的出货量，但是出货量的降低最终将影响通过管道和铁路运输的原油量。当油砂开始恢复生产后，加拿大的原油产量和出口量会上升，但是据IEA预测，受森林大火影响，加拿大六月的油砂出口量平均减少了40万桶/天，这意味着出口量的恢复需要一个过程。

加拿大从美国进口原油量的变化图 [图3]



2011-2017年世界原油生产与消耗量变化图 [图4]



从图3可知,从20世纪80年代开始,加拿大对美国的石油出口量一直稳定增长。20世纪70年代,加拿大曾是美国重要的石油供应国之一。但是由于阿拉伯国家从1973-1974年实施的石油禁运导致油价飙升,以及随后1978-1979年的伊朗革命降低了美国的石油消费量,加拿大停止了其原油出口。当石油工业从低谷中恢复后,加拿大就成为了美国的一个重要供油国。最近正如火如荼进行的页岩油革命极大的提高了美国国内石油产量,而同时,由于能源利用率还有待提高,高油价也限制了原油的消费量。美国产油量的提高以及加拿大东部新输油管线的建成都大幅提高了美国对加拿大东部的石油出口量。现在美国对加拿大的原油出口量已经达到了向加拿大进口量的15%。

现在对于加拿大原油生产商来说,特别是油砂生产商,最重要的问题是增加通向世界市场的通道。他们希望能够出口,因为如果不能出口,他们将受制于低油价,美国的炼油厂就会刻意压低进口价格,因为这些人也知道加拿大的油商们必须把这些油卖出去。

阿尔伯塔能源顾问组最近在一个报告中指出了加拿大能源行业面临的两个问题:一个是美国石油行业的强力复苏,另一个是加拿大缺少通向国际市场的出口渠道。在报告中,顾问团指出:“美国石油行业已经复苏,这对阿尔伯塔的市场份额来说是一个巨大的挑战。这确实是一个问题,因为美国一直是加拿大原油出口的主要客户(从某种程度上来说,是唯一客户),而我们也没有足够的渠道把我们的油气卖到全世界。”

尽管在地图上加拿大有几条输油管线能够把加拿大西部的原油运输到加拿大东西口岸并出口到全世界。但是这些管线所在区域的人们一直抵制这些管线并进行环境保护运动。就拿TransCanada集团的Energy East管线来说,这条管线将阿尔伯塔的石油输送到东海岸的原油出口港,但是整个东部的政客及环保主义者都对此持反对意见。

由于美国天然气市场的繁荣以及加拿大寻求液化天然气出口机会的失败,加拿大的天然气市场也正在面临危机。在2007年,加拿大出口美国的天然气量达到峰值,自那之后便逐步下降。而下降的原因正是由于美国页岩革命造成的。美国天然气产量的增长轻松满足了日益增长的发电用天然气的需求。

20世纪90年代,由于美国天然气产量下降且复苏的前景黯淡,加拿大对美国的天然气出口量迅速增长。在那段时间,天然气消费量减少,天然气价格下跌到1美元/千平方英尺。低廉的价格限制了气井的钻探,特别是在墨西哥湾海域,当时Tidewater的首席执行官John Laborde曾说,墨西哥湾已是一片“死海”,美国对加拿大的天然气进口依存度显著提升。

加拿大从美国进口的天然气量也有增长,特别是东部省份。如图4所示,美国从加拿大进口的天然气量减少,而出口加拿大的天然气量增多。北美天然气市场的这些变化也显示了加拿大商业天然气产量的降低。在21世纪初,加拿大的天然气产量达到了一个高位,2008-2009年由于经济危机,需求疲软,加拿大的天然气产量有所降低。之后由于美国页岩革命的爆发,加拿大的天然气产量增长受到限制。在2009-2015年之间,美国天然气



产量增长到370亿立方英尺/天, 将近是产量为100亿立方英尺/天的阿尔伯塔产量的4倍。

LNG终端决定加拿大油气未来

现在美国天然气市场和加拿大天然气的最大差距在于LNG出口设施的建设。在美国,当页岩气革命源源不断的提供天然气时,当工程师预测“低价格下仍保持数百年的供应增长”时,美国国内的产气商就意识到了过量的供应会压低天然气的价格。他们四处游说,期望能够获得一个机会,向国际市场出口产量过剩的天然气,因为就算考虑了液化气体成本、运输成本以及重新气化成本,其国际市场获得的利润也要高于美国市场。

加拿大和美国的生产商都曾寻求LNG出口许可并计划建立出口终端。很多

美国人提议,利用现存的LNG进口终端设施,生产商只需要加装液化设备和出口许可。而加拿大就没有如此幸运,因为加拿大缺少LNG进口设施以及配套管道。美国天然气行业是幸运的,他们的气藏距离他们的LNG终端较近,并且遍布的管道网络也能把天然气输送到终端。

加拿大国家能源委员会的网站显示,LNG出口许可申请有44个。整个行业都在关注马来西亚国家石油公司子公司Pacific North West LNG在Prince Rupert, B.C.的一个终端使用申请。联邦应该就这项申请于4月做出批复,但是新任的加拿大环境部长Catherine McKenna为这个项目增加了额外的环境审查程序。

Petronas的申请在接下来几个月内就会有结果,结果如何取决于环境部长的决定。如果结果是正面的,且没有额外的限制,那么Petronas就可以做出一个

最终投资决定(FID)。假设项目进展顺利,2020年后,加拿大将开始向国际市场出口天然气。这两个项目的顺利进行将会增加加拿大油气的开发项目。最近的行业低谷对加拿大的采油以及油服行业影响巨大,钻机数量已经降到了数十年的最低点。如果没有像Petronas LNG这样的项目来刺激加拿大国内的钻井活动,加拿大的油服行业将不得不精简人员,在可预见的低钻井活动下苦苦挣扎、寻求盈利。

加拿大能源行业已经到了一个至关重要的节点。政府监管和市场渠道为加拿大的石油行业特别是油服行业设定了发展的方向和步伐。油价复苏确实会缓和石油行业的损失,但是对加拿大西海岸LNG项目和Energy East项目的监管政策在很长的一段时间内都是至关重要的。📍

北海采油设施老化 报废作业市场如何重获新生?

降本增效是当前低油价环境下众多石油公司的首要目标，但对于老油田的开发，愈加高昂的基础设施维护成本无疑加重了此目标的艰巨性。在这种情形下，运营商该如何做，怎样的选择更有益，DW公司的一份预测文件似乎可以给我们一些启示。

作者 | Ben Wilby
编译 | 丁志莹

北海老油田设备报废or继续维护

对于提供采油设施报废作业的公司来说，北海一直具有巨大的潜力，然而，最近几年几乎没有平台运营商下令进行弃置作业，使得采油设备报废业务增长十分缓慢。但是，当前的形势与之前已经大不相同了。

油价崩盘是产生这一变化的关键，它将迫使运营商考虑调整其标准的操作模式。尽管受油价波动的影响小于预期，但是当前危机的长期性迫使运营商考虑设施报废处理。北海许多采油平台临近使用年限，但由于运维费用高昂，运行成本早已超过了设计预期。因此，2010-2014年中期油价较高时公司可以维持收支平衡，这时候高昂的维护成本还不是问题，但是在今年2月初30美元/桶的低油价情况下，高昂的运维成本就成了大问题。

从长远来看，我们可以预测油价短期内不会回升，即使到2020年油价似乎也不会高于100美元/桶。当运营商们考虑北海采油设施的寿命问题时，他们会发现继续维护生产已经无利可图。因此，DW公司预测，到2020年将会有一大批设施报废，各类设施报废作业公司也将拔地而起。

北海的许多采油设施都已经老化，甚至一些建造时间要追溯到二十世纪六

十年代，这意味着设施维护费用会相当高，且费用逐年飞快速增。这对于在过去18个月内不断削减预算、缩减运维费用的运营商来说是个大问题。

SLV(单吊船)报废方案更具性价比

在DW关于北海采油设施报废作业市场(2016-2040)的预测报告中，涵盖丹麦、德国、挪威和英国，报废费用主要分为两部分。方案1：DW假定所有报废作业使用相同的方法，即最常用的反向安装方法。方案2：DW考虑了SLV单吊船(比如Allseas的Pioneering Spirit)对市场的潜在影响。

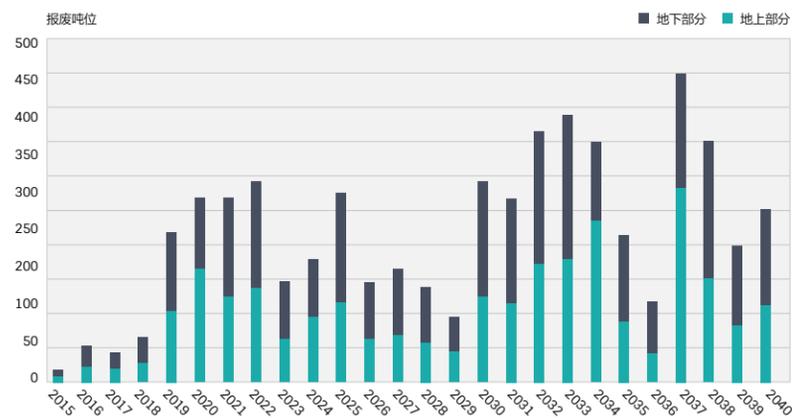
从图中可知，总体费用的差别显而易见。在方案1中，DW预计从2016-2040年四个国家的报废总费用为820亿美元，但是方案2下降到700亿美元。这主要是由于租赁吊船的费用减少造成的。

但是需要注意的是，只有在Pioneering Spirit任务顺利完成、日租赁费用低廉以及不愿尝试新技术的运营商充分接受单吊船概念的前提下，方案2才能实现。DW预测：如果运营商存在需求，SLV会在企业竞争中得到长足发展。

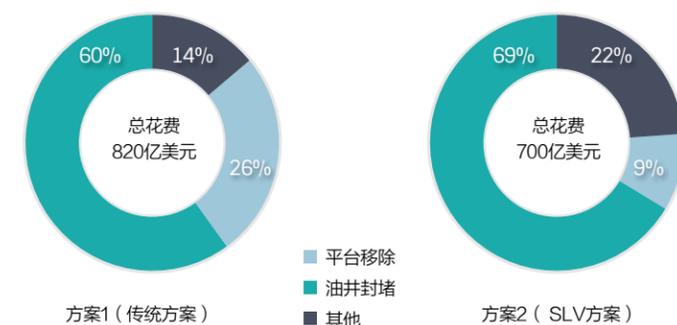
从二十世纪六十年代投入生产以来，北海有众多的水上和水下采油设



2016-2040年丹麦、德国、挪威和英国海上设施报废作业吨位预测



2016-2040年丹麦、德国、挪威和英国海上设施报废方案对比和所占比例预测



施。DW预测50%的设施不久需要进行拆除，费用将超过方案总费用的50%。费用较高是挪威和英国的水下采油树造成的，水下井口的封堵和移除需要租赁吊船，费用要远高于水上井口。油井报废作业领域窄，成本高存在技术瓶颈，而且只有少数公司可以胜任，因此潜力巨大。

除了油井报废作业外，两种方案中平台移除的必要成本也存在差距。在方案1中，上部机构以及附属设施的移除费用占26%，但在方案2仅占9%，这表明利用单吊船能够明显节约成本——也就是说在不采用反向安装方法的情况下，借助单吊船可以将最重的平台部分整体移除。

由于单吊船的影响，方案1海上作业的部分在方案2中陆上就可以完成。因此相比方案1，方案2陆上拆除费用占38%以上。虽然看起来方案2的陆上拆除费用较高，但其耗时少、整体成本低，且更安全，因此总体而言方案2的性价比更高。

英国的报废成本为何最高

由于基础设施的完善度以及盆地开发的成熟度较高，英国将会主导移除作业和费用。总体而言，DW预测2016-2040年英国将报废285座平台和4000口井，成

本为500亿美元(方案1)和440亿美元(方案2)。因此,在两种方案中,英国的费用均超过北海报废总费用的50%。相比其他国家,英国会率先进行报废作业,同时DW预测2019-2026年英国报废平台数量为146,占2016-2040年预测的报废总数量的51%。

正因为如此,英国的报废需求会使其成为各大从事报废作业的公司竞争的焦点。当挪威等国需要高质量的报废作业时,那些在英国获得良好声誉的公司将会非常获利。

到预测期(2016-2040)后期的时候,挪威的花费将成为仅次于英国的第二大国。挪威的费用占整个预测期四个国家总花费的32%,同时最后十年里的费用比例高达79%。

丹麦的影响也同样重要。虽然丹麦的海上设施相对较少,但是预计在以后的两个时期也会迎来报废作业的高峰,一个是Dan和Halfdan平台的报废时期,一个是2035年左右Siri和Gorm平台的废弃时期。

报废作业市场是否迎来新生?

总体而言,对于平台运营商来说,当前低迷的经济形势或许是一个机遇,能够趁机摆脱只有在高油价才具有经济效益的营业资产以及已经成为流动负债、即使维护也不见回报的陈旧平台。

而对于从事北海油田大吨位采油设施报废作业的专业公司来说,不断增多的报废业务也为其提供了绝佳的机会(图2)。

Pioneering Spirit和SLV(单吊船)方案为报废作业指出了一条新路,作业更快、成本更低、风险更小。这从Pioneering Spirit之前完成的作业中就可以看出。如果Yme和Brent平台的报废工作能在短时间、低事故率的情况下完成,SLV方案可能会成为北海大吨位平台的理想报废方案。

但是打铁还需自身硬,可以安全、高效进行报废作业且具有良好声誉的公司才会在竞争中取胜。到底谁会在这场即将到来的“战争”中脱颖而出,我们拭目以待。☐

剥离、出售、延期 投资…壳牌怎么了?

壳牌作为油气行业翘楚,于近日开始了对旗下业务的剥离和出售,同时宣布停止在多达10个国家的石油与天然气业务。壳牌为什么这么做?这一举动将会对并购市场造成什么影响?壳牌的下一步要如何走?

来自 | Oil & Gas 360
编译 | 曾旭洋

剥离墨西哥湾资产

据悉,荷兰皇家壳牌公司已经同意以4.25亿美元的价格出售旗下位于墨西哥湾的Brutus/Glider资产,此次交易将在10月完成。根据情报,这份出售协议预示着壳牌在北海、加蓬、新西兰出售业务谈判的开始,也意味着买主能够满足壳牌在价格上的期望。

在最新的声明中,壳牌将被统称为Brutus/Glider资产的Green Canyon的114、158、202、248区块出售给了独立油气公司EnVen能源公司。除了这些区块,EnVen还会得到Brutus的张力腿平台(TLP)、Glider海底生产系统,以及用来输送TLP产出油气的海底管线。

Brutus/Glider现产量预计有2.5万桶/天的油当量,相当于壳牌总产量的4%。壳牌仍保有大量的墨西哥湾资产并且计划增加现有油田的产量。

两个公司也达成了一个按获利能力付款的机制协议,壳牌将会从EnVen公司在Glider区块的未来产量中拿到大量分成。

停止10个国家的油气作业

6月份,壳牌天然气一体化及新能源

业务执行董事魏思乐宣布,以约700亿美元现金加股票方式完成对英国天然气集团(下称BG)的收购,这是过去十年能源并购市场上较为少有的大宗并购案,也是荷兰皇家石油和英国壳牌2005年合并以来规模最大的并购。此项交易让壳牌拥有了全球20%的液化天然气(LNG)市场,将催生全球最大的天然气生产商,规模超过了埃克森美孚,也可能成为迄今西欧最大的综合性石油生产商。

当然,这也迫使壳牌增加了大量的借款金额以保证它在低油价环境下的股息政策;7月份,壳牌CEO Ben van Beurden指出,低油价持续的向油气行业提出挑战,这将会带来“深刻而持续的变革”。

为降低资本支出,以及减少在BG集团并购案中的债务积累,壳牌计划在三年内出售将近300亿美元的资产。壳牌首席财务官Simon Henry在7月表示,壳牌计划在今年内出售60-80亿美元的资产。

6月份,英国脱离欧盟的消息搅乱了整个资本市场,壳牌CEO Ben van Beurden警告说,英国的这一决定将会拖累壳牌出售资产的计划。在7月份的一个投资者和分析师大会上,壳牌发布声明,决定



让美国银行美林证券对壳牌在北海资产的利润做出评估。

壳牌在剥离墨西哥湾资产之后又宣布取消了另一个北美项目。7月份,壳牌宣布,考虑到资金限制,决定对加拿大LNG出口设施的最终投资进行延期。

今年,壳牌表示他们将会在多达10个国家停止常规油气作业,将更多的精力投入到产气多的澳大利亚和页岩气机会巨大的美国。

不会考虑降价出售

这次壳牌将Brutus/Glider区块出售给美国独立油气公司EnVen,可能暗示着油价将会上涨到60美元/桶,比现在的价格高出10美元/桶。

UBS的一个分析师指出,随着2016年初油价触底,并且有可能在2017/18年达到更高的价位,买家和卖家都能看到的一个可以接受的相对价值——这将会打

开公司并购和剥离的市场。

壳牌首席经济官Simon Henry在5月4号表示,当前油气市场疲软,油价只有45美元/桶,我们确实正在同顾问一起在上游寻找多种剥离目标,但是我们绝不会在这个时候低价出售资产。

经过前段时期的低迷期,现在的市场交易量有所上升,并购市场也逐渐火热。不过,这种势头可能会对壳牌的剥离计划造成挑战。壳牌正着眼于将作业和高级资产流线化,并把所有不必要的资产都剥离掉。但是就现在这个市场环境,不能说他没有低价出售的可能性,毕竟市场上剥离和并购活动仍然十分活跃。

除此之外,壳牌目前在就出售其位于英国北海的油田进行进一步商谈,下一步计划将位于新西兰、泰国以及突尼斯等地的石油资产进行处置。据彭博社报道,壳牌正在寻找一系列的资产准备出售,并在正式出售活动发起前同各个

公司对话,以及对公司的利润进行评估。在做出最终决定之前,壳牌会不会继续持有这些资产,我们不得而知。

截至8月30日,壳牌已经出售了约20亿美元资产,与其收购BG时所定的60-80亿美元的目标相比,还有三分之二没有完成。而出售石油资产所获的收益也未能弥补壳牌在上游业务亏损。7月28日壳牌公布了2016年二季度财报,利润同比下降72%至10.5亿美元,成为其11年以来的最差季度成绩单。

壳牌集团首席执行官Ben van Beurden表示,尽管天然气业务面临着LNG生产成本高昂、相对廉价煤炭供应依然充足等很多问题,壳牌依然选择将未来放在天然气业务上,并预测至2030年,亚洲将占全球天然气需求的40%左右。

选择将未来押注在天然气身上,进而剥离全球范围内的石油资产,这可能就是壳牌应对低油价的手段吧。☐

道达尔领跑 多元化可再生能源重磅来袭

持续的低油价、可再生能源成本的骤降以及巴黎气候大会对碳排放的严格规定，都使得石油巨头们纷纷开始寻求新的利润增长点，跨入可再生能源等领域。道达尔也不例外，自2011年以来大手笔收购了多家可再生能源公司，其他竞争对手也纷纷效仿，寻求“石油替代品”的时代已经到来了吗？

作者 | Maurice Smith
编译 | 白小明

多元化可再生能源强势回归 道达尔成为领先者

本世纪之交，当时的石油巨头英国石油公司欲将其名称由British Petroleum变更为Beyond Petroleum，试图通过R&D方面的努力使公司实现可再生能源领域的多元化发展，但这种想法当时没能实现，而且在接下来的十年里，公司大规模剥离了可再生能源业务，但如今可再生能源多元化发展的趋势似乎又回来了。

油气公司，特别是欧洲的油气公司，正再一次向可再生能源及低碳能源生产领域迈进。事实上，一些油气公司已经迅速成为了领先的低碳能源生产商。

道达尔公司领先大踏步向太阳能发电和储能技术领域迈进。2011年，道达尔公司以14亿美金收购了太阳能电池板制造商SunPower公司，这一举措使道达尔成为了太阳能市场主要的竞争者之一，而今年在道达尔公司收购了电池制造商Saft集团后，它便成为了集太阳能发电、存储和分布式发电技术为一体的行业大家庭的重要一员。

在5月份公布的《气候变化纳入发展战略》中，道达尔董事长兼首席执行官Patrick Pouyanne称，COP21绝对是一个转折点，公司未来的全新宏图是，未来20年低碳业务份额提高至占整个业务的20%。他们希望低碳业务成为真正的利润增

长点，在未来20年的时间里可再生能源的份额占总投资组合的20%。

他到底有多重视此项业务呢？近期，Pouyanne任命道达尔前炼化业务老大Philippe Sauquet来负责新成立的天然气及可再生能源和电力部门，彭博社称，此举充分表明道达尔认为该领域有潜在的增长趋势。Macquarie公司油气研究部主管Lain Reid告诉彭博社，“Pouyanne希望把自己信任的人安排在天然气及可再生能源和电力部门，因为该领域对公司的发展将至关重要。”

Lux研究中心表示，这些举措不会浪费。道达尔最近以10亿美金收购了储能技术公司Saft，在利润下滑和长期不确定性的背景下，全世界的石油“巨头们”需要紧跟道达尔的步伐，而且巨头们不应该仅局限于在电池领域寻求机会，还应包括太阳能和分布式发电领域。

Lux研究中心还指出，尽管两年前油价跳水导致利润骤减，但石油巨头都坐拥50-300亿美金不等的现金储备，如BP、雪佛龙、康菲、埃克森美孚、荷兰皇家壳牌和道达尔等。

Lux研究中心高级分析师Cosmin Laslau称，持续投资电池公司，打造太阳能领域日新月异的发展势头，并为分布式发电的发展创造机会，这些努力都是值得的。实际上，最近Tesla和Solar City

公司的合并显示，当前大家正在将越来越多的赌注压在整合未来不同的电力系统上，这将由分布式太阳能和先进的储能技术做支撑。虽然将业务延伸到石油巨头们专业领域以外的其他行业存在风险，但他们还是应该行动起来，因为坐以待毙将带来更糟的后果。

欧洲公司可再生能源项目紧跟其后

道达尔并不是唯一一家进军可再生能源领域的石油巨头。挪威国家石油公司(Statoil)已经制订了新能源解决方案，即逐渐用可盈利的可再生能源和其他低碳能源解决方案来补充其油气业务板块的不足，并设立风险投资基金，如向有发展前景的美国可再生能源公司投资了2亿美金。

挪威近海石油和天然气专家称，Statoil的重点是在近海的可再生能源市场占据一席之地，在这一方领域他们的优势非常明显。

Statoil也在不断增加创新型风电项目的投资，位于苏格兰沿岸的Hywind项目便是其中之一，其目标是为了证明在最佳的风力条件及油气供应充足的区域部署并漂浮式风力发电机是可行的。

Hywind是世界上最大的漂浮式风力发电厂，它即将试验一种新的电池存储系统。风力发电机安装在固定在海底的载



压钢瓶顶部，这是为了将已知的技术进行全新的配置，创造在深水环境中捕获风能的可能性，Statoil也在研究捕获和存储碳氢能源、低碳能源及其他可再生能源的解决方案。

丹麦油气生产商Dong Energy也迅速将业务扩展到了可再生能源领域，其新颖的风电项目也正在进行之中，该项目预计创造新的能效记录。Dong Energy预计Hornsea项目将成为世界上最大的海上风电厂，可以给超过两百万英国家庭供电。而在德国和荷兰的项目已于近期得以批准，Dong Energy承诺将提供世界上成本最低的海上风电。公司总裁兼首席执行官Henrik Poulsen近期表示，在风力发电强劲增长的带动下，公司的营业利润同比增长了19%。

加拿大可再生能源发展齐头并进

在加拿大，管道巨头Enbridge和TransCanada早就开始投资石油以外的可再生能源领域以扩展其商业版图，包括太阳能、风能、地热和水电项目。油砂公司难道不会紧随其后吗？

Suncor能源公司已经认识到世界能源发展方式的“根本性变化”。其在近期推出了新的业绩目标，即在石油及其衍生品生产过程中，到2030年碳排放量要降低30%，并通过投资废热发电和可再

生能源项目加入到绿色电网工程。作为加拿大主要的油砂生产商，其还经营着加拿大最大的生物燃料生产厂，而且已投资风能项目，目前正在寻求开发阿尔伯塔省第一个公用事业规模的太阳能光伏发电厂的机会。

近期在接受Daily Oil Bulletin采访时，Suncor可再生能源的副总裁Jim Provias称，公司正在寻求能源“双线”发展模式，即在开发油砂、近海石油和天然气资源的同时，也拓展了对未来新能源领域的投资。

Provias说，石油公司在开发和运营大型复杂资产项目方面具有丰富的经验，这可以给他们在发展可再生能源领域的竞争中带来优势。

他表示，石油公司在开发和运营大型复杂资产项目方面具有丰富的经验。多年的行业经验对改善资金成本结构、项目执行指标和各种可再生能源项目的运营效率都非常有利。油气行业在技术开发过程和执行过程中也有优势，这可进一步提高可再生能源项目发展的经济性。虽然做出进入可再生能源业务决定的过程是复杂的，但石油公司已经具备的开发油气资源的核心能力有利于公司加入到可再生能源领域。

实际上，加拿大的一些欧洲能源公司均表示，对石油公司决定进入可再生

能源领域来说，没有一个绝对的最佳时间点。当然，向可再生能源领域的转变并非易事。道达尔指出，如果全球气候变暖持续，温度提高2℃，到2035年，油气在能源消耗中所占的比重将仍为46%，其中煤炭将从29%减少至18%，石油将从31%下降到24%，而天然气将略升至22%。但从中期来看，实际增长点将在可再生能源领域，其在上述同一时间段内，所占的比重将从8%飙升至22%，这其中蕴含着未来的投资契机。

在今年六月加拿大能源研究院的石化会议上，为Sustainability公司提供服务的GRL Collaboration咨询公司总裁兼首席协作官Gord Lambert称，“当前我们处在气候变化决议定制的新游戏规则下，决议的主要内容也都是关于能源方式的转变方面的。”Lambert是Suncor公司前可持续发展部门的副总裁，他还曾就职于阿尔伯塔省政府的气候咨询小组，据他称，“像所有的变化一样，能源方式的转变充满着风险和机遇。”

在长期的低油价的背景下，可再生能源价格迅速下降，去年的COP21协议以及阿尔伯塔省自有的气候领导规划使得大家开始重新关注碳排放，阿尔伯塔气候领导规划规定：到2030年，全省电力的30%将来自可再生能源，寻求“石油替代品”的时代可能真的已经到来。☐

任重道远！ 为何美国天然气净出口 之路不好走

“页岩气革命”以来，美国的天然气储量迅速增长。EIA预测，美国将在明年下半年完成从天然气净进口国向净出口国的转换。虽然美国目前已经基本实现了天然气的自给自足，但距离美国成为天然气净出口国，还有一段很长的路要走。这是为什么呢？

作者 | Dougie Youngson
编译 | 尉晶

据报道，“页岩气革命”使美国的能源进出口结构得到了不小的改变，2000年左右，美国30%以上的天然气依赖进口，之后的每年进口比例都在增加，一直持续到2007年左右。然后呈现逐年下降趋势，2013年已经几乎没有进口。

2014年，美国天然气已经实现了全年本土产量超过全年本土消耗，其中40%以上是页岩气，并且已经开始出口。但是最近两年形势告诉我们，美国要想在天然气独立的基础上实现向净出口国的转换，还需要考虑以下几个方面的原因：

1. 美国天然气需求量上升而产量或将下降

由于美国“清洁能源计划”的施行以及更加严苛的环境保护措施的引入，在能源方面，煤炭的使用在减少，天然气的利用率则在增加。当前，电力部门对天然气的需求在美国所占的比重为30%，未来有计划使用更多的燃气设备来替代燃煤设备。

然而，美国的这种计划在短时间内或将难以实现。由于近两年油价下跌，那

些投资页岩气的公司都将重心放在了偿还债务而非投资上。所以，目前他们预测天然气产量在未来一年或将下降。美国能源信息署预计，9月天然气产量将连续第七个月下滑，达454立方英尺/日，为2015年5月以来的最低水平。

2. 开发商积极性受挫

自从2014年2月，天然气价格触及高点后，便迈入了熊市。一方面，油价的持续低迷带动气价下跌，另一方面天然气市场供应过剩进一步降低了气价，低气价可能严重影响开发商积极性。

而且，页岩气投入产出比太低，回报在短期内无法弥补前期的巨大投入，可能导致开发商撤资、停止开发等。而当前美国大量页岩气资源正处于待开发状态，因此，对LNG项目的投资如果继续无利可图，美国的天然气出口将受到不利影响。

3. 各国对天然气的需求降低

不可否认，当前的美国天然气储量在全球总量中占很大的比重。然而各进口



国天然气需求量有走低趋势，这对于美国天然气的出口也造成了一定的影响。

首先，由于当前全球LNG低价现状以及投放亚洲市场的高昂运输费，美国LNG大部分只投放在了北美和欧洲市场。在亚洲市场这边，2015年8月27日，日本九州电力公司恢复了位于该国鹿儿岛县的川内核电站1号机组，预计未来几个月内将反应堆输出功率大幅提高。其他核电机组也将陆续重启。

分析师预计，到2017年，日本能够恢复11.5千兆瓦的核电生产能力，而这将使天然气需求减少约1100万吨，即日本天然气进口总量的12%。

而中国正在努力让自己能源独立，不再希望大量依赖进口能源。即便经济增长使得未来几年内中国仍需进口天然气来满足大量的能源消费，但进口能源将不会占据能源供给的主导地位。

此前，国际能源署（IEA）也预

测，2020年，中国一半的天然气需求将由国内生产满足，若是积极开发其庞大的页岩气储备，可能国内生产将会满足更多的需求。另外，IEA还预测，虽然在2015-2020年期间，中国天然气总消费量预计将增加70%以上，而LNG进口占天然气来源比例将仅增加6%。

此外，伴随风能、太阳能等新能源生产能力提高、生产成本下降以及国家财政补贴支持，欧洲的天然气产业正在逐步被取代。

亚洲、欧洲的需求减少，而澳大利亚、卡塔尔等供应国还在积极进行市场份额的争夺，这意味着在未来五年内，全球天然气供应过剩的情况将会加剧。

4. 气候影响

在供需关系上，气候变化也扮演着重要角色。在不减产的情况下，若经历暖冬或是酷暑，库存的天然气会很快被用

完。另外，厄尔尼诺和拉尼娜现象的转换也对市场未来起着重要作用。2015-2016年的厄尔尼诺在2016年5月宣告结束，此次厄尔尼诺是近百年来最强的厄尔尼诺之一，厄尔尼诺现象使全球气温屡创新高，多地经历了暖冬，影响了油气价格。

花旗集团能源分析师表示，厄尔尼诺现象引发的气候变化对油价和气价产生了负面影响。受厄尔尼诺事件影响，美国冬季平均气温偏高，让美国取暖用油、馏分油和柴油的需求受到影响，对天然气的需求也下降许多。拉尼娜又称“反厄尔尼诺”，产生的影响与厄尔尼诺相反，如果这种现象发生了，那美国将要面临寒冬考验，在天然气库存和价格上也会有更大的压力。

综上所述，美国国内国外的各项因素都会影响到其天然气的出口进程，美国要想在天然气独立的基础上实现向净出口国的转换并非易事。□

ExxonMobil



收益告急！ 看三大石油巨头如何绝地反击

来自 | Oil & Gas 360
编译 | 尉晶 邢振宇

总部设在美国的雪佛龙 (CVX)、埃克森 (XOM) 和康菲石油 (COP) 分别发布了第二季度的财务报告。报告均表明由于油价持续下跌，各公司第二季度收益状况并不尽如人意，均遭遇重创。

雪佛龙摊薄后每股收益0.78美元，损失15亿美元，其连续三个季度的亏损标志着该公司正经历着27年来最长时

间的衰退。埃克森每股收益0.41美元，第二季度收益17亿美元，盈利同比下降59%，这是自1999年以来，收益状况创造的新低。

康菲也不例外，每股0.79美元，净亏损10亿美元，第二季度的净收益大幅下滑。尽管每家公司的收益均有所降低，并不乐观，但他们仍逆势而上，将视野聚焦于未来。

雪佛龙不惧风险 二叠盆地钻机数量不断攀升

雪佛龙依旧在进行调整以适应低油价环境。尽管利润减少、信用评级下降，雪佛龙上游行业高级副总裁James Johnson仍在电话会议中表示，公司想要拓展在二叠盆地的业务量，八月份预计在二叠盆地增加四台设备。因此截至今年年底，二叠盆地的钻机设备将由目前

面对行业下行，各石油巨头苦不堪言，就第二季度财务报告来看，谁也没有躲过低油价带来的损失。埃克森美孚、雪佛龙、康菲以及许多曾经在高油价时期风光无限的石油巨头们，现如今却步履维艰。雪佛龙、埃克森和康菲这三大石油巨头为应对困境也是各出奇招，他们能在种种桎梏下，扬帆前行度过油气熊市吗？

的六台增加到十台，而且这些设备均性能良好。

雪佛龙还在试图解决一个问题：公司既要保持适当的步调来保持生产力以及已经获得的资本效率，也要确保所做的决定都是有利的，而且对所开展的业务要有充足的把握。当公司把投资的注意力都放在那些有高回报率的领域时，非常规方面投资所占比重就有所下降，只有25%。

Johnson还表示，在去风险化基础上，非常规领域还是可以兼顾的，尤其是在二叠盆地。雪佛龙正在Marcellus、Permian、Duvernay及Vaca Muerta几个油田实施的最佳方案也都表明其在非常规方面可以盈利，并且在这方面公司相当有兴趣继续坚持下去。

Johnson也透露Gogon液化天然气站第二生产线和第三生产线的情况，第二生产线有望在第四季度上线，第三生产线预计在6-8个月以后上线。雪佛龙液化天然气项目的完成也将减少该公司的资本支出。

埃克森循序渐进 拓展PNG LNG业务

埃克森美孚是世界上市值最大的石油勘探商，由于火灾，西加拿大的油砂区域和老化的探井遭到了破坏，产量也相

应的下降。而在这个季度，它在美国的油井和天然气井也举步维艰，平均每天损失高达560万美元。

埃克森高级副总裁Jeff Woodbury在电话会议中表示，该公司将减少二叠盆地的钻机投放数量，目前在二叠盆地运行的钻机数量达到十台。Woodbury称：“就长远来看，我们要考虑一系列的问题。对于这些问题，我们要循序渐进，争取在短期过程中创造积极的发展成果。我们不想冲在最前面，但也不想错过有价值的机会。我们需要在合适的时间，做合适的事情。因此目前我们需要考虑的事情就是平衡供需关系。”

埃克森董事会主席兼CEO Rex Tillerson已经将公司天然气和石油的布局由南太平洋迁移至非洲，以此来应对目前能源市场的下滑趋势。最近该公司对InterOil的收购也拓展了其在Papua New Guinea的天然气业务，该区PNG LNG项目年产量740万吨，比2015年最初预计的年产量增加7%。收购InterOil使得埃克森在Papua New Guinea的资产增加了400万英亩的开发区块。

Woodbury还表示，此次成功收购使埃克森拥有了Papua New Guinea区块大概400万英亩的六个开发许可权，如已有的P'nyang地区一样，Elk-Antelope气田弥补了虽发现但尚未开发资源的空缺，通

过联合其他LNG生产线，能更好的定位合资企业来拓展现有项目的运行。

埃克森也将开始拓展从新加坡到荷兰的炼油及化学配合物的生产，并准备进行投资。公司认为用于汽车轮胎、机油和塑料领域产品的区域需求未来将会增长，而这些领域也将会是今后投资的重点。

康菲石油另谋出路 降低成本开销

康菲石油在最近的财报会议上指出了两点，其一是油价在~45美元/桶时，公司第二季度净现金流的问题；其二是公司计划如何继续降低成本的问题。

康菲高级副总裁Alan Hirshberg表示，目前该公司销量呈现利好且资本支出和运营成本都较低，这三方面对该公司都极其有利并且都在朝着好的方向发展，这一趋势可以帮助他们维持盈利状态。而且他们已经通过减少资本支出和运营成本来印证这一点，但是该公司仍需要继续努力。

康菲石油CEO Ryan Lance也表示，康菲石油并不满足于现状。他们仍在努力降低资本方面及成本方面的花销。因为该公司不但要打破盈亏平衡状态，而且要竭尽所能使盈亏平衡降到最低，以使其具备强劲的市场竞争力。由于目前的行业下行状态及价格低迷境况仍将持续，因此他们要想办法在低迷时期力争繁荣。

在国际油价持续走低的大背景下，三大石油公司仍然聚焦于美国陆上液化天然气项目。雪佛龙认为非常规领域的前景还是非常乐观的，其在天然气方面的投资也在不断扩大。埃克森美孚在减少二叠盆地钻机数量的同时也关注其天然气领域的发展，并希望联合LNG生产线，更好的运行现有项目。康菲的脚步也紧紧相随，在逆境中降低运营成本，打破盈亏平衡，为公司寻求新出路。总之，天然气业务也许能够成为突出重围的黑马也未可知。☐

太阳能EOR+无线电波 如何引领石油开采新变革

全球变暖的趋势越演愈烈，石油行业“理所应当”的成了“众矢之的”。随着全球环保意识的增强，石油公司不得不通过提高石油生产技术来降低对环境的影响。在中东，太阳能热采EOR技术有望减少阿曼和科威特等国家对于天然气的依赖；而在加拿大无线电波加热石油的方式也正引导着加拿大油砂开采的革命。

作者 | Omar Mawji
编译 | 郑斯赫

当全球目光都聚焦于可持续的石油生产和提高石油采收率大趋势下，太阳能热采EOR技术和利用无线电波加热石油的方式或许仅仅是改变石油行业的一个开始。

石油背负的骂名

作为一名加拿大人，我亲眼见证了加拿大油砂被一些人中伤诽谤的过程。他们担心油砂开采会对世界造成不好的影响，比如环境问题和温室气体排放问题等。这些人似乎也推动了加拿大联邦政府和阿尔伯塔省政府的转型，以前的政府从不主动解决气候变化问题，而现在却将降低温室气体（GHG）排放作为主要的政见。

加拿大的油砂主要来自石油生产（不包括加拿大的石油改革项目），包括从油井生产一直到汽车尾气的整个过程，加拿大的油砂对温室气体排放的贡献率不到20%。事实上，全球的石油生产，从石油开采到作为燃料使用的整个过程，对温室气体排放的贡献率也都不到20%。

加拿大的石油多是在美国的中西部

和墨西哥湾进行炼化，然后以炼化产品的方式出口到美国，这个过程排放的温室气体占总量的70~80%，而美国是最终的受益者。那些致力于减少温室气体排放的加拿大环保主义者偏偏把目光集中在阿尔伯塔油砂开采上，对美国的需求量却视而不见，而美国对于炼化产品的需求恰恰是影响温室气体排放的主要原因。

对石油的中伤诽谤 是对是错？

石油生产背负的骂名不仅仅局限于加拿大的油砂。同样地，美国加州也开始强力要求减少温室气体的排放，许多美国的环保组织都非常担心水力压裂和火炬气的燃烧会破坏环境同时还会向大气中排放温室气体。北美可能会采取一些政策来减少温室气体的排放，全球的石油产业也已经意识到了这种趋势。

减少温室气体排放的压力迫使石油公司不得不通过提高石油生产技术来降低对环境的影响。石油生产技术的创新需要耗费大量资金，而且往往需要几年才能实现经济效益。近几年来，石油公司不断寻找途径来平衡股东利益和环境



的可持续性，他们所做的努力，已经逐渐开始显现出来。

利用太阳能开采石油

阿曼西南部的Amal稠油油田的开采就是一个关于平衡盈利和可持续性的很好例子。阿曼的石油生产主要应用提高采收率（EOR）技术，这项技术通过往地下注入气体、蒸汽和聚合物来提高石油的流动性，从而提高石油产量。阿曼每天石油生产中的每100万桶就有大约22%是通过EOR技术获得的。

阿曼石油开发（PDO）国家石油公司控制了阿曼70%的石油产量，旗下Amal油田为EOR技术付出了不懈努力，该油田的与众不同之处在于其一直致力于使用太阳能来开采石油。这项技术的成功应用，归功于GlassPoint太阳能公司，而且早在2011年就开始在美国使用。GlassPoint公司的这项技术是使用太阳能热镜聚集太阳光来加热水并产生蒸汽。

蒸汽是EOR技术的主要部分，首先

是将蒸汽泵入注入井，驱替油层，加热石油，降低石油粘度，再将油驱替至相邻的生产井。为了产生蒸汽，石油公司使用天然气、液化天然气（LNG）或者柴油来加热水源，而这一过程会产生大量的温室气体。GlassPoint太阳能公司采取的则是完全不同的方式，通过使用太阳能热镜聚集太阳光来加热载有水的管道，从而产生蒸汽。GlassPoint公司采用专利技术，这套技术包含封闭式的太阳能热镜以及在温室内部的引导装置，这样的设计能够保护热镜不受潮湿、风、尘土和沙尘暴的影响。

2011年2月Berry石油公司在加州Kern县的21Z租赁区块进行了太阳能EOR项目，这是最早的两个太阳能EOR项目之一，该项目使用的是GlassPoint公司封闭式太阳能热镜专利技术。另外一个太阳能EOR项目是2011年在加州的Fresno市，由BrightSource能源公司提供技术支持，该技术利用镜子将太阳光反射到了位于塔顶的中央太阳能接收器上，来自塔顶

接收器的热能对装满水的锅炉进行加热，产生蒸汽。BrightSource公司的项目要比GlassPoint公司的项目规模大100多倍，但GlassPoint公司的封闭式技术能承受更高的风力和更为恶劣的环境条件，产生蒸汽效率更高，自带清洁系统，而且维护费用较低。

导致加州太阳能EOR项目受挫的原因是燃料替代能源市场的发展。在美国，由于页岩气的大规模开采，使得天然气成为一种更为廉价的能源，限制了太阳能EOR技术的发展。GlassPoint公司很早就意识到了这个问题，并将目标转移到了倾向于将天然气作为燃料来开展EOR作业的新市场：阿曼。

作为天然气净出口国，阿曼每年的出口能力高达5000亿立方英尺，并因此成为欧洲和亚洲之间的优质市场。2014年，阿曼通过阿曼湾附近的LNG出口设备将3750亿立方英尺天然气出口到日本和韩国（占其出口量的93%）。现在阿曼将天然气通过LNG终端以6~9美元/MMBTU的

价格出口到亚洲。国内的天然气需求不断增长,2014年国内天然气需求量为7210亿立方英尺,相比2004年已经翻了三番,这迫使阿曼的LNG公司宣布到2024年会将LNG的出口转为国内消费。

随着石化行业不断发展,电力行业的输出量也从2004年的110亿千瓦时增长到2013年的260亿千瓦时,阿曼正计划通过出口油气来实现经济多元化。阿曼的石化行业和电力行业的发展将严重依赖于天然气消费。阿曼国内天然气消费占总产量的56%,而这56%中有22%都用于EOR作业,太阳能EOR技术将解放天然气资源并将其用于阿曼经济的其它行业,以帮助阿曼实现经济多元化。

GlassPoint在阿曼—从试点到项目开展

在2013年上半年,GlassPoint开始在Amal油田利用7兆瓦(MW)的太阳能EOR项目产生蒸汽,这个项目比Kern县的项目大20多倍。GlassPoint在阿曼太阳能EOR项目的技术测试已经完成,并建立了4.95美元/MMBTU的当量天然气价格盈亏点,使太阳能成为传统燃料的一个有力竞争者。

随着GlassPoint公司在Amal油田的试点项目的成功实施,该公司正期待能够在Amal油田的Miraah项目中降低成本、提高作业效率。Miraah项目比Amal试点项目规模大100倍,热能达到10亿瓦,预计在2017年投入使用。

GlassPoint在阿曼—机遇与挑战

阿曼的Amal油田是一片开阔的区域,从9月到次年5月能吸收大量的阳光。在这里,Miraah项目获得了741英亩的土地(当量面积超过360个足球场),并拥有36个温室,Amal油田提供10亿瓦特热能的太阳能EOR项目。10亿瓦特的热能在Amal油田能为EOR作业提供大约37,800桶/天的蒸汽量,同时石油产量预计将达到23,000桶/天。

虽然阿曼地域辽阔,气候炎热,但



2013年的Amal试点项目却遇到了一些问题。Amal试点项目开始的时候正好赶上石油增产,经常遇到水源供应问题和现场蒸汽注入部署的问题。自2013年开展作业以来,在阳光最强且无云层的时候,Amal项目本该能生产超过500桶/天的蒸汽,但平均的蒸汽量只有315桶/天。在夏季的几个内,吹入阿曼南部的Khareef季风带来了厚厚的云层,阿曼白天的日照高峰都被厚云层覆盖,减少了太阳能热镜在阳光下的吸热量。

在阿曼,高云量、沙尘暴和持续不断的灰尘减少了GlassPoint太阳能热镜吸收阳光的总量。如果GlassPoint的温室无法清理掉灰尘,每天的太阳能输出量就要降低了3%。自动化的清洁系统能提高清洁效率,有助于太阳能热镜最大化吸收的阳光。为了应对阿曼的气候模式,GlassPoint进行了封闭式技术的太阳

能EOR项目,这个项目将在科威特北部和西部地区云层较少,但多风且沙尘暴肆虐的稠油油田开展。

科威特时一个天然气的净进口国,需要靠EOR技术来维持科威特西部50万桶/天的石油产量,但科威特也希望减少对用于EOR作业的LNG的进口依赖。科威特现在以9美元/MMBTU的价格进口LNG,而且随着科威特石化、电力和水淡化行业的扩张和多样化,这个国家需要更多的天然气。

太阳能EOR技术在中东市场的使用仍处于初期阶段,但特殊的天然气市场、广阔的土地和持续的日照,为太阳能热采EOR技术的蓬勃发展和建立未来可持续的石油生产提供了坚实的基础。石油公司和很多国家一直在持续减少对非再生资源的依赖。虽然很多中东公司都在尝试用太阳能来替代天然气、液化天然气和柴

油,但随着EOR作业的不断增长,水源问题又成为非常关键的制约因素。

加热石油: 驾驭无线电波

回到加拿大的油砂问题上来,阿尔伯塔的很多公司在水源使用问题上存在跟中东地区类似的顾虑。油砂开采主要有两种方式:露天开采和类似于EOR的地下原地开采,但每种方式都需要大量的水资源。根据加拿大石油生产商协会(CAPP)的说法,露天每开采1桶石油就需要耗费3桶水,原地每开采1桶石油平均就需要0.4桶水。由于加拿大油砂开采中存在关于水源使用问题的顾虑,因而油砂只能通过原地开采的方式被开采出来,这样水用量更小,而且对地面环境影响也相对更小。

虽然很多加拿大石油公司新的油砂项目均为原地开采项目,但对于很多要

确保未来水源供应的公司来说,仍然非常担忧水资源安全问题。很多主要的油公司控制了加拿大油砂的原地开采项目,其领头羊Suncor能源公司(SU)正尝试改变对水源的依赖。

在2015年上半年,Suncor公司在Dover区块关于溶剂结合电磁加热提高采收率(ESEIEH)的试点项目的第二阶段已经建成。ESEIEH试点项目是一个联合项目,由Suncor公司、Nexen能源公司、Devon能源公司(DVN)和Harris公司(HRS)和阿尔伯塔气候变化和碳排放管理公司(CCEMC)共同支持完成。

ESEIEH项目中利用两口水平井与Harris公司专有的热波天线搭配,热波天线置入上部的注入井,传送低频的能量用来加热沥青。低分子烷烃溶剂加热到70°C就会蒸发,而水需要加热到200°C才能产生蒸汽,相比之下,加热溶剂所需的能量要少很多。蒸发的溶剂经过水平注入井、液化后扩散到沥青中去,降低沥青粘度,石油因此能够流入到下部的水平生产井中。

相比于传统的蒸汽EOR技术,ESEIEH技术将节能75%,并且节省30%的土地使用,还能让Suncor公司摆脱对水源、水净化和水处理设备的需求。如果2017年上半年项目的第二阶段后,从商业上来说项目是可行的,那么下一个阶段的目标将开展商业化的ESEIEH项目。随着中东地区对EOR技术的依赖度越来越高,同时又想摆脱热力采油对水的需求,ESEIEH技术在中东有很大的发展潜力。

中伤石油 对石油行业有利?

对石油的中伤诽谤是有害的,但对大石油公司的业务来说是有利的。石油公司应抓住这次可持续发展的机遇,利用无限可再生的能源来开采有限的不可再生的石油能源。可再生能源和可替代性创新手段的结合将推动石油生产向着正确的轨道前进。当全球目光都聚焦于可持续的石油生产和提高石油采收率大趋势下,太阳能EOR技术和利用无线电波加热石油的方式或许仅仅是改变石油行业的一个开始。□

委内瑞拉：成也石油 败也石油

委内瑞拉国内正处于史上最严重的经济危机中，并已经演化成了一场政治和人道主义灾难，石油价格的崩溃截断了该国唯一的出口收益来源。委内瑞拉的“末日”已经来了吗？油价回暖会不会使委内瑞拉扭转大局？石油大国们该怎么办？

作者 | Luis Colasant
编译 | 白小明

通货膨胀 人民穷困潦倒

委内瑞拉正面临着历史上最严重的经济和人道主义危机。该国经济受到了持续24个月低油价的重创，预计将在2016年底萎缩10%，可能是过去13年来最大的经济倒退。据国际货币基金(IMF)的数据显示，委内瑞拉通货膨胀已超过700%；有其他分析师表示，该国通货膨胀已达1000%。

近期，数十万抗议者9月1日走上委内瑞拉首都加拉加斯的街头，要求罢黜总统Nicolas Maduro。“我们要打败饥饿、犯罪、通货膨胀和腐败，这十七年里他们什么都没做，他们的时间已经结束了”，一位抗议者义愤填膺地说道。当前，委内瑞拉人的日常生活面临着多重困境：持续升高的犯罪率和腐败率、每天停电、80%以上的药品和食品短缺、甚至连最基本的救命医疗用品，如抗生素都没有……研究表明，以目前的食物价格，人们需要20倍最低工资才能购买到基本食品。

西蒙·波利威尔大学(Simon Bolivar)的生活水平评估显示，将近90%的委内瑞拉人买不起足够的食物。即便那些有钱的人，在超市货架空空如也的情况下，也无法找到基本生活品。为了应对这个

问题，年初马杜罗政府设立了一个挨家挨户的分配机制，以防止物品流入黑市，但效果并不理想。

当前的原油价格有所回暖，布伦特原油价格在50美元/桶上下波动，然而即使是在两年前布伦特原油的交易价为102美元/桶的高油价情况下，委内瑞拉也早已出现了经济问题。所以即使原油价格回升，高油价也不能解决委内瑞拉的经济、人道主义和政治危机。

油价崩盘 石油生产全面滑坡

委内瑞拉96%的外汇收入来自石油工业，随着油价崩盘，收入已经减少了50%。而且不止是收入减少了，石油产量也下降了许多，这对委内瑞拉来说简直是雪上加霜。

另外，由于从国营委内瑞拉石油公司(PDVSA)很难获得回款，一些油服公司今年已在委内瑞拉暂停或减缓了生产经营活动。基于同样的原因，委内瑞拉的钻井承包商也削减了钻井计划，这恐将进一步造成委内瑞拉原油减产。

活跃钻机的数量被业内认为是预测未来产量的最佳指标。意大利石油和天然气承包商Saipem SpA公司CEO称，该



公司4月份暂停了委内瑞拉89%的钻机作业量，即28台钻机中的25台；2016年6月28日，贝克休斯的数据显示，今年5月份委内瑞拉的石油钻井平台数量从69台下落到了59台，7月份活跃钻机数从71台降至了49台。由于无法收回服务费，其他公司如斯伦贝谢和哈里伯顿也在减少在委内瑞拉的作业活动。

据莱斯大学休斯顿校区贝克研究院拉美能源政策中心研究员Francisco Monaldi博士称，自1998年以来，委内瑞拉的石油产量已经减少了75万桶/天，仅2016年上半年出口量就减少了25万桶/天。迈德利环球顾问公司(Medley Global Advisors)高级常务董事Luisa Palacios称，与2015年平均水平相比，委内瑞拉的原油出口量在2016年6月已经下降了超过30万桶/天。

PDVSA正在与油服公司进行谈判，想把未支付的服务费转为金融资产，即实现资产证券化过程。委内瑞拉石油部长Eulogio Del Pino 上月表示，PDVSA已经与威德福和哈里伯顿签署了融资协

议，而且与斯伦贝谢也即将达成协议，这也利于扩大斯伦贝谢在OPEC国家的业务量。Del Pino说，“这种机制可以使商业债务转为金融债务，通过财政收益改善现金流持有工具，以应对低油价的窘境。”但声明将这些本地业务描述为“发展中的计划”，而且得到了“主要的钻井和服务公司”的支持，但并未提及公司的具体名字。

入不敷出 还了外债苦了国人

今年8月16日，Monaldi博士在委内瑞拉加拉加斯联合电台César Miguel Rondón的广播节目中称，近些年来，PDVSA的债务已经从30亿美元增加至超过430亿美元。

即使油价回暖，委内瑞拉国内的经济状况还是非常复杂。PDVSA没有现金，其正在努力偿还债务，而且姑且不说在新业务方面的投资，石油行业本就需要巨大的投资以维持产量。

就目前而言，委内瑞拉政府表示，即

使民众生活状况日益恶化，也要优先偿还国际债务。宁愿把越来越稀有的资源用于偿付国际债主，也不顾在街头挨饿的人民，这似乎是一个荒唐的行为，但对于一个95%的收入都依赖石油出口的国家来说，政府肯定也担心债主诉诸法律而坐上国际法庭的被告席，这可能是不得已而为之的选择。而且，违约的成本可能会比偿还债务更高。

此外，拖欠债务将给政府债券造成更多的负面影响，将使政府在重新协商信贷额度时处于不利地位。其实，到目前为止，委内瑞拉仍然是有偿付能力的。然而，由于政府的错误政策，这一问题没有得到很好的解决。

在石油行业如此低迷的当下，作为一个对石油依赖度很强的国家，委内瑞拉必须从过去的错误中吸取经验教训，并进行大量的改革，尽快摆脱对石油的过分依赖，以使国家走上正确的道路。其他石油大国也该加紧转型的步伐，以防委内瑞拉的悲剧在自己国家重演。□



RÉAGISSONS, LE TEMPS EST COMPTÉ.

Paris Climat 2015 : Pour tout changer, nous avons besoin de tous.



OILSNS

FOCUS ON OIL AND GAS FIELD, GO WITH INDEPENDENT THINKER

✉ Email: mengwei@fonchan.com

🗨 WeChat: 18622051921

👤 Contact: 老孟

扫描二维码



月刊申请渠道
《石油圈》纸质月刊

“石油圈”
不只是一本杂志

内部刊物 仅供分享