

# 石油圈

P10  
裁员浪潮后  
石油业如何应对人力危机

2016.09 总第11期

OILSNS

P104



扫描二维码  
加官方微信



P16

机遇与挑战并存  
为何说美国页岩气革命难以复制

P18

低油价冲击  
深水项目何时重见曙光

P24

下一个超级石油巨头OXY-APA:  
或将开启油公司并购新纪元

# 石油圈

## 油气行业 互动媒体平台

www.oilsns.com



石油圈 公众账号  
微信订阅请扫二维码



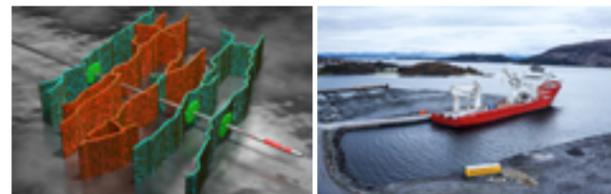


Ben van Beurden表示，许多人都用这个故事来注解易卜生的一生，他具有强烈的忧患意识和批判精神。

卷首语 | FOREWORD

08 | 壳牌CEO:新一轮能源转型 石油业最需要什么?

08 壳牌CEO:新一轮能源转型 石油业最需要什么? 要成为一名批判者并不容易，但我们有责任也有义务抛弃幻想、接受现实，推动变革尽早完成。如今，新一轮的能源转型正在悄然进行，石油行业面临着前所未有的压力。

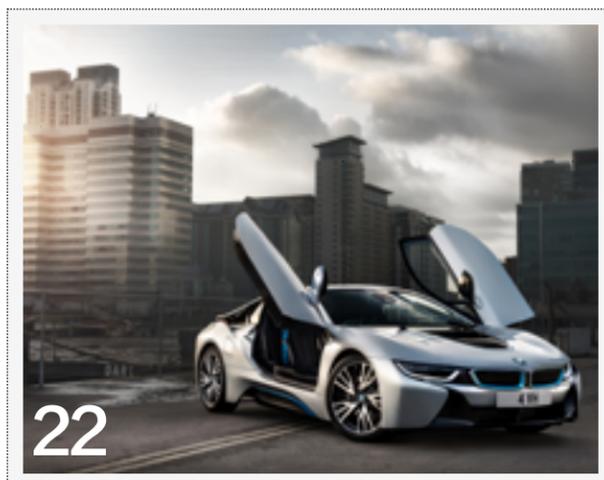


油气·观察 | OILWORLD

- 10 | 裁员浪潮后 石油业如何应对人力危机
- 14 | 50 美元为何是目前油价最难逾越的鸿沟
- 16 | 机遇与挑战并存 为何说美国页岩气革命难以复制
- 18 | 低油价冲击 深水项目何时重见曙光
- 22 | 麦肯锡:石化和汽车领域进步 石油需求2030年“真的”见顶
- 24 | 下一个超级石油巨头OXY-APA: 或将开启油公司并购新纪元
- 32 | 海上油气降本提效: 如何化低油价危机为发展良机
- 34 | 迷惘的一代石油人: 下个繁荣期到来之前该何去何从
- 36 | 一文读懂油气行业收购风云关键点
- 38 | 打破桎梏:油气项目管理之新逻辑
- 40 | 一切都是意外: 石油工业帝国原来是这样建立的

勘探·开发 | EXPLORATION & DEVELOPMENT

- 42 | 地震勘探解译有难题? 看斯伦贝谢的深度域反演技术
- 44 | 超导低密度支撑剂CARBO的又一压裂完井利器
- 46 | 威德福JetStream循环接头 轻松解决提钻速、清井眼
- 48 | 压裂技术与装备
- 50 | 弹道技术与射孔结合! 闻所未闻的射孔枪TriStim就在这里!
- 52 | 压裂水绿色处理方案-UVX杀菌系统
- 54 | 迎难而上! 看哈里伯顿引领深水压裂技术创新
- 56 | 告别低效钻井! 贝克休斯大秀绝技
- 58 | 抗压、耐温、价廉 Meta 完美尾管回接技术



22

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
- 钻完井
- 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

- 60 | 只为增产而来 KRYPTOSPHERE超导流陶粒支撑剂
- 62 | 多级完井配套技术概览
- 64 | Packers Plus储层增产改造神器 完井级数竟达50
- 66 | 哈利伯顿独具匠心大位移井专属RapidStage系统
- 68 | 小工具蕴含大智慧 HEX高膨胀可回收式桥塞解析
- 70 | 控压钻井难实施? 让@balance 为你“量身定制”
- 72 | 环空防喷器寿命短,维保难? GE 可迎刃冰解
- 74 | 2025年石油科技展望 DNV-GL为你揭开神秘面纱
- 77 | 有了降阻工具 连续油管何止“万能”
- 80 | 爆炸射孔修井问题不断 看哈里伯顿DPU技术扭转乾坤
- 82 | 贝克神器CytadelZX 首个V0级电子触发封隔器



油气·储运 | PRESERVATION & TRANSPORTATION

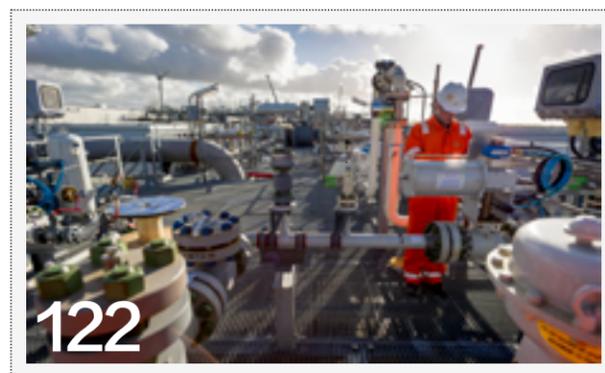
- 94 | 海底管道检测技术与装备
- 96 | Seatooth PipeLogger: 海底管道腐蚀一览无余!
- 98 | 快速!非侵入! Explorer定位海管积垢 so easy
- 100 | Tracerco: 找回“失踪” Pig 无压力
- 102 | CIRRIIS智能机器人强势助力防治铸铁管线泄漏

行业·纵览 | OVERVIEW

- 104 | EIA报告: 英国油气行业现状分析
- 112 | 罢工不断油 科威特石油公司是如何做到的
- 115 | 低油价下 为何说加拿大油砂前景依然光明?
- 118 | 纳米技术低价化 或将谱写油气上游新篇章
- 120 | 多重夹击 美国页岩油复苏之路漫漫
- 122 | 雪佛龙:缔造零事故安全文化新常态
- 126 | 伊拉克油田的福音: 看GE数字化带来了什么

生产·炼化 | PRODUCTION & REFINING

- 84 | 井筒完整性技术与设备
- 86 | 井筒状况实时掌控 看NOV带来最新射频监测技术
- 88 | 井筒完整性不容有失! 看Archer带来新套路
- 90 | 专治各种难题! 贝克休斯带来V0等级尾管封隔器ZXHD
- 92 | 深水采油界的万金油 Multi-Chem



# 专注油气领域，与独立思考者同行

微信订阅请扫二维码



石油圈



油气经纪人



中东石油内参



北美红脖

2016年09月刊 总第11期



GO WITH  
INDEPENDENT  
THINKER

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

姚园 | 辜富洋 | 赵金成 | 郑斯赫

张强 | 周诗雨 | 王苏涵 | 丁志莹

高杰 | 白小明 | 邵晨 | 邢振宇

王凯 | 徐文凤 | 尉晶 | 李倩

美术编辑 | DESIGNER EDITOR

小熊 | 张婷 | 范娟吟

石油圈

专注油气领域，与独立思考者同行

联系邮箱: mengwei@fonchan.com

官方网址: www.oilsns.com

微信公众号: 石油圈

# “壳牌CEO： 新一轮能源转型 石油业最需要什么？”

要成为一名批判者并不容易，  
但我们有责任也有义务抛弃幻想、接受现实，  
推动变革尽早完成。如今，新一轮的能源转型正在悄然进行，  
石油行业面临着前所未有的压力。在这一轮的变革中，  
石油人会被逐出历史舞台，还是继续引领风骚？  
且看壳牌CEO Ben van Beurden在那威发表的演讲中的观点。

来自 | Shell  
编译 | 张强



在一次针对“能源转型”这一主题所做的演讲中，Ben van Beurden给大家讲了一个易卜生的故事。易卜生是挪威历史上最伟大的剧作家。有一天，易卜生躺在病床上，这时护士走过来对他说：“易卜生先生，您今天的气色看起来好多了！”这时，躺在病床上的易卜生却用清晰的声音说道：“恰恰相反”。说完，易卜生便与世长辞。

Ben van Beurden表示，许多人都用这个故事来注解易卜生的一生，他具有强烈的忧患意识和批判精神。而这种批判精神对于一个社会来说恰恰是不可或缺的。

同样，对于站在十字路口的能源行业来说，当我们面临转型的压力时，最需要的也是批判精神。

众所周知，人们对能源的需求正在逐步增加。根据国际能源署(International Energy Agency)的估算，到2035年，全球的能源需求比2015年增加25%。

尽管能源需求在增加，但是根据《巴黎气候协定》的目标要求，全球温室气体的排放量必须逐步降低。

那么问题就来了：各个国家如何做到保持经济增长的同时还能降低温室气体排放？更为重要的是，我们需要多长时间才能达到这个要求？

## 能源转型困难重重

由于国家之间的社会环境、政治氛围和地理条件各不相同，各个地区的能源转型将会以不同的方式进行。例如，挪威可以大力发展水力发电，而许多其他的国家却没有这样的先天条件。此外，各个国家的能源转型速度也各不相同，有的相对较快，而有的则



相对较慢。

可再生能源在能源转型的过程中将扮演重要的角色。但是到目前为止，太阳能、风能和水能却主要用于发电。而且，可再生能源发电的推广应用也面临重重障碍。

能源体系大体上可划分为4个板块：发电、运输、工业和建筑，这几个板块在进行能源转型时都面临着不同的挑战。

如果没有碳氢化合物的话，长途飞行和大型货物的道路运输不可能发展成今天这样的规模；而钢铁和水泥的生产过程必须依赖碳氢化合物的燃烧产生高温；实现家庭住宅的电气化的过程同样困难重重，尤其是对于那些仍在使用木柴的落后地区；由于太阳能发电和风能发电具有间歇性，而且用于建设太阳能电厂和风电厂的地块十分有限，因此对于人口密集的大城市来说，仅仅依靠可再生能源发电很难满足所有人的需求。

所以说，对于全世界来说，可再生能源并不能满足一切。事实上，可再生能源在整个能源结构中的份额能否继

续增长都是个大问题。第一代太阳能和风能技术于上世纪七八十年代投入使用；几十年之后，可再生能源占全球总能源结构的份额约为1%，而且电能只占最终能源消费的18%。

但是为了应对气候变化，电能必须快速发展应用，同时能源体系也应进一步优化。换句话说，本世纪的能源格局将是可再生能源和碳氢化合物此消彼长的一个过程。说的更明确一些就是，碳氢化合物并不会彻底退出历史舞台。

这将是历史的必然，而在座的各位有责任也有义务抛弃幻想、接受现实，推动这样的变革尽早完成。

## CCS技术可降低碳排放

接受了这种现实之后，我们需要拿出具体的方案来推动能源变革。其中一种方案就是碳捕集和封存技术(CCS)，碳捕集与封存(Carbon Capture and Storage, CCS)是指将大型发电厂、钢铁厂、化工厂等排放的二氧化碳捕获并分离，输送至油气田、海洋等合适地点，进行长期封存的技术。

目前，壳牌公司正在开展多个CCS项目，其中最为著名的一个就是位于加拿大的Quest项目。此外，还有一个位于挪威Mongstad地区的测试设施。

同时，油气行业也应致力于减少碳排放强度，这也是壳牌公司选择发展天然气战略的深层原因之一。与煤炭发电相比，天然气发电排放的二氧化碳减少了一半，而且造成的空气污染程度仅为煤炭的十分之一。

为了降低碳排放强度，壳牌公司也将新能源战略提升到了新的高度。我们曾告诉壳牌的投资者们，随着时间的推移，像风能、氢能和生物燃料这些新能源必将成为能源结构中不可或缺的一部分。

当然我也深知，成为一名批判者并不容易，甚至非常痛苦。但是，如果你想成为能源转型的领军者的话，批判精神不可或缺。

我相信在座的各位都将会与政府、企业和民间团体紧密合作，共同打造能源体系崭新的未来。而我们石油行业也将在能源转型的过程中扮演极其重要的角色。□

# 裁员浪潮后 石油业如何应对人力危机

据美国劳工统计局称，美国油气行业在过去一段时间里已经减少了十万多个工作岗位。全球范围的油气行业失业人口数可能已经达到二十万以上。这还只是油气开发商、钻井承包商和油田服务公司的失业统计。如果石油和天然气价格重新上涨，他们能迅速重返岗位吗？石油从业者该如何应对经济衰退？人才的回流将面临多少困难？

作者 | Tom DiChristopher  
编译 | 曾旭洋

高盛公司在一份报告中指出，随着接下来油价复苏和美国钻井数量增多，油气行业可能需要雇佣数以万计的工人。

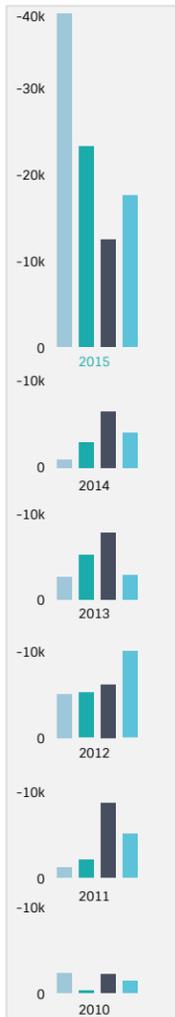
那么问题来了，那些被裁掉的油气行业员工是否还愿意回来吃这个“回头草”呢？根据美国政府公布的最新数据可知，美国在6月新增加了28.7万个岗位，全国的失业率保持在5%以下。

招聘人员一直对裁员问题发出警告，在上世纪80年代原油低谷期之后，石油行业便一直面临中层技术员工短缺的问题，而这次油气行业裁员可能会加剧这个问题。

据招聘机构Airswift统计，自2014年油价下跌以来，全球范围内油气行业已裁员291500人之多。Airswift的首席运营官(COO) Janette Marx指出，石油企业要想留住人才并吸引之前离开的技工回归，就必须提高员工薪资水平。

Janette Marx表示，求职者也许会继续投入更稳定的油气相关行业，现在说这些人永久离开油气行业还为时过早。但是如果他们真的确定要离开，那么在油价恢复后，这将引起更长时间、更加明显的人才缺失问题。

有迹象表明，现在已经不是裁员的最高峰期。根据猎头企业Challenger, Gray & Christmas近日发布的



报告，相比第一季度，美国油气行业在第二季度的裁员比例已经降低了42%。

高盛认为，油气行业的高薪将为美国油服公司吸引8~10万人才，行业内的人才需求能够解决产油州8~11%的失业人口。

而且高盛指出，许多油服公司在裁员潮中保留了经验丰富的员工，但却以很多理由把他们安排到较低职位，目的就是在油价恢复、钻井活动增加时再给这些人升职加薪。合理安排员工职位可以确保企业在行业低潮中保持高效率运营。

如果按报告所说，这些油服公司将不得不雇佣没有任何经验的新人，并且还要对其进行培训。

但是Raymond James认为，考虑到员工的工作地点都是在僻远的油田，油气行业开出的工资并不足以吸引人。

高盛在今年早些时候的报告中指出：“尽管非石油企业的工资并没有那么高，但是其工作更加稳定，工作环境也远没有那么艰苦，这足以弥补这部分工资差。对亲身经历这两年油气低谷的石油人来说更是如此”。

提到钻井作业，Raymond James认为现有的工作人数还可以应对最初增加的100-200个钻机。但是当美国的油气井钻机达到600台左右时，行业就会面临人员



短缺的困境。如下图所示，自2014年第四季度开始，美国钻机数减少了80%，但近期，钻机数出现上涨的趋势。

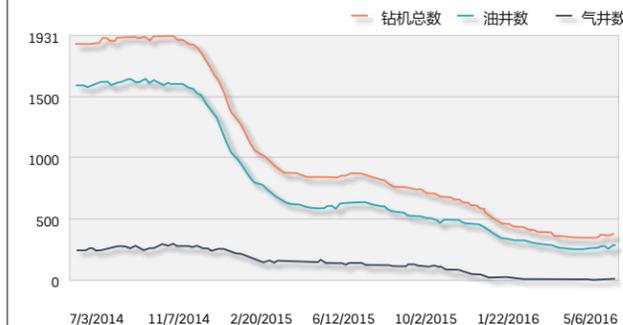
休斯顿一家油气招聘机构的主席Gladney Darroh同样认为重新召回人员并不是一件容易的事情。产油州可能拥有足够的工人来满足油气行业的需要，但是真正的问题在于这些工人能否胜任，以及他们是否想继续在油气行业工作。

同时Darroh对高盛关于能源公司人事战略的研究表示质疑：“把员工降薪留职，时机好的时候在提薪升职，这个想法简直就是天方夜谭。油服公司根本不这么想，他们的想法要简单的多。”高盛并没有针对能源公司的降薪留职战略作出具体解释，油服公司斯伦贝谢、贝克休斯和哈里伯顿也没有对此作出回应。

Darroh认为，油服公司极度精简员工，只保留自己的骨干人员，这些人员要承担更多的工作直到条件转好为止，这在业界是再常见不过的事情。

但是这种做法对雇主来说也有风

近两年美国钻机数量



近五年美国油气行业的裁员人数相比第一季度，美国油气行业在第二季度的裁员比例已经降低了

42%

险。随着钻井市场的恢复，这些行业优秀员工往往会被猎头盯上。丹佛CSI招聘机构主席Jeff Bush表示，现在他已经注意到这种现象，特别是许多私人在组建他们自己的钻井团队。他们的目标就是不再让这些失业的人。然而，在“三大问题”的困扰下，油气公司想要满足他们的人才需求可能比较困难。

首先，整个石油行业已经两年没纳新了，而且全美石油工程专业的招生也降低很多。



上世纪80年代石油大萧条时期，美国石油工程专业的招生情况一落千丈，造成目前中层专家短缺的现象。随着页岩油革命爆发，目前招生人数虽然有所恢复，但又被长期低迷的油价所困扰。

其次，许多经验丰富的高收入职员已经退休或跳槽，技术空缺只能由其余的中层人员来填补。这可能导致所谓的“人员大换血”的人力危机。

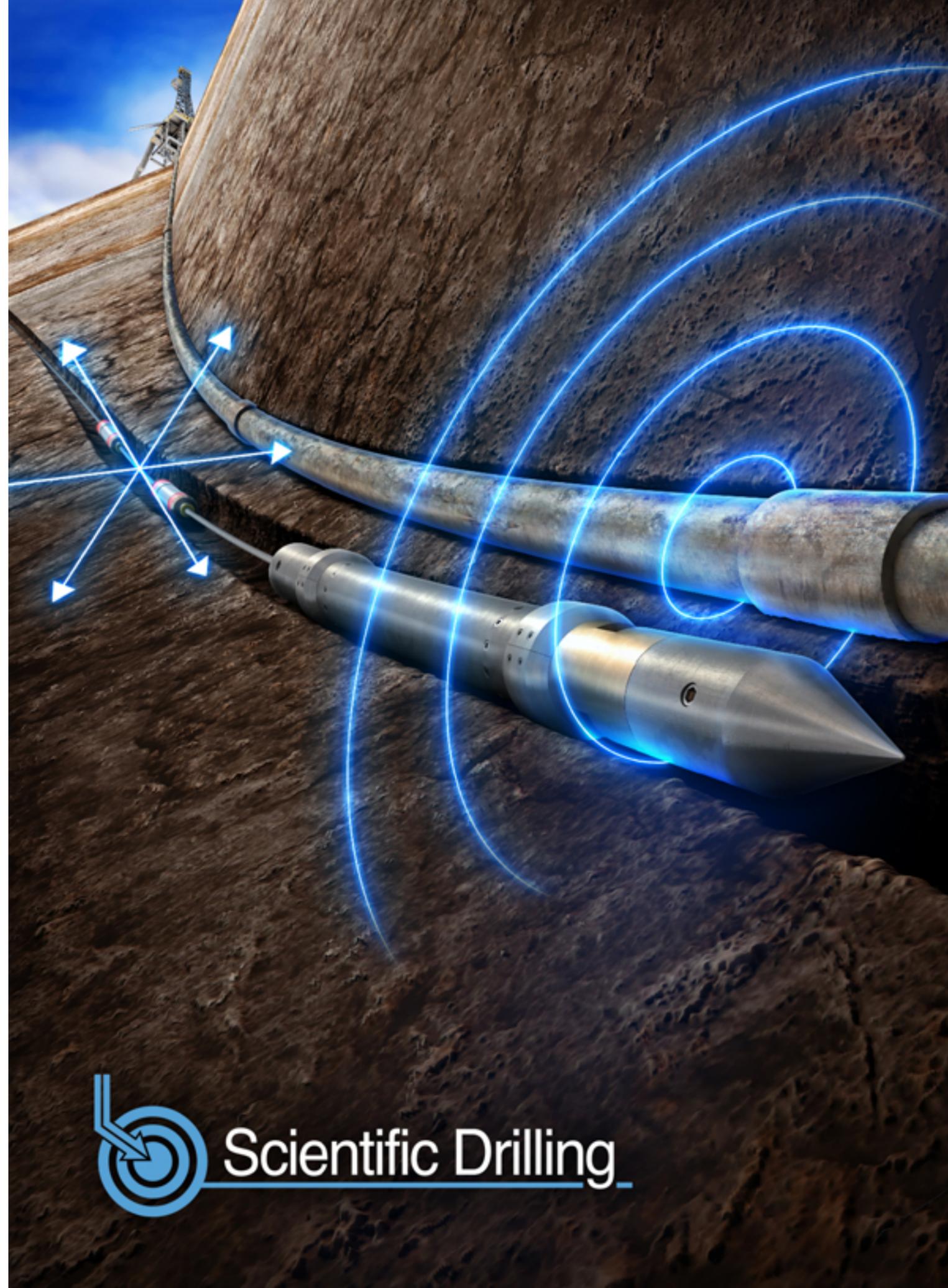
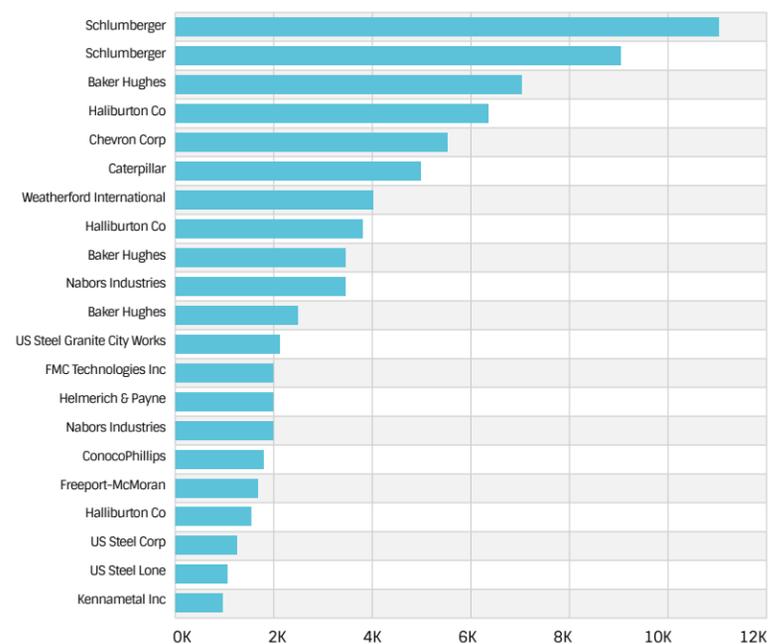
最后，年轻的专业人员由于没有经验，只能充当顾问或者寻找其他私企，走上其他的职业发展道路。

因此，Bush认为油气行业的人员招聘又会回到“短时期繁荣”的怪圈。在没有足够从业人员的支撑下，油气行业很难重返巅峰。

某种程度上来看，整个行业已陷入谷底。石油公司为维持当前的经济效益而疲于奔命，已经无暇顾及对人才的保护。就当下形势而言，石油行业应当将大量的精力放在人力规划上，权衡人才储备与投资者利益之间的关系，要有所取舍。石油企业高级技术人员必须保持技术能力，在迎接未来发展机遇的同时还要适应目前的市场现状。🟢

整个产业供应链成千上万的工作岗位受到了波及。最后，年轻的专业人员由于没有经验，只能充当顾问或者寻找其他私企，走上其他的职业发展道路。

2015年能源行业的大规模裁员统计



## 50 美元为何是目前油价最难逾越的鸿沟

近期油价一直徘徊于50美元以下，综合多种因素分析，目前油价是在多种竞争机制下形成，国际原油市场已经不是石油垄断组织OPEC所能左右的，近期油价不仅没有继续上涨的动力，而且50美元的价格将都难以为继。

作者 | Chase Carmichael  
编译 | 白小明

2014年11月，石油输出国组织OPEC决定大幅增加原油产量，试图用降低油价的方式将其竞争对手美国逐出石油市场。控制着全球40%的原油和60%的国际石油贸易组织的OPEC完全有能力影响全球石油市场。页岩油的繁荣已经造成原油供给过量，原油在降到最低点约27美元/桶之前，已经从2014年的峰值跌去了75%以上。之后，市场从2016年1月的油价低点，大幅反弹了67%。然而，由于供应量仍在不断增加、需求量在不断下降，许多经济学家预计近期石油价格上涨的趋势是短暂的。

### 日益增加的供应量

截至2016年6月，美国的石油产量达到了自1972年以来的最高水平，产量大约为900万桶/天，在过去的8年里增加了89%。如果OPEC仍按照目前的产能进行生产，那么到2016年底，产能过剩量将达到95万桶/天，比3月的预

期增加了16万桶/天。

2016年，随着产量的增加，美国原油的进口量也仍在激增。根据联邦政府的数据，在2015年5月原油进口量触及近20年的低点后，到目前进口量已增加了20%，达到800万桶/天。这种现象是由多种因素造成的，其中包括美国对伊朗取消了经济制裁，以及过剩的原油存储库容和国内较高的运输成本。

### 美国撤销对伊朗的制裁

尽管伊朗没有直接向美国出口石油，但解除经济制裁间接导致美国原油进口量的上升。在2016年1月美国撤销对伊朗的制裁后，伊朗开始用压低竞争对手的价格的方式来抢占失去的市场份额。由于伊朗压低油价，失去亚洲和欧洲市场的石油输出国，开始把石油大量卖到美国市场，这还是页岩繁荣期以来首次出现的现象。

### 库存过剩

2016年5月，美国原油的进口需求主要受石油贸易商驱动。这些贸易商利用他们在美国巨大的原油储存库容，持有原油并期望通过期货市场卖出高价。美国只占用了约66%的石油储存库容，还可以存储近1亿桶石油。相比之下，欧洲的存储库容已经使用了90%，而南非和中国的储库几乎已满。此外，造成进口量增长的另一原因是美国国内高昂的火车运输成本，经火车运输的原油价格比从国外进口原油还高，因此造成美国库存过剩。

### 需求下降

油价下跌的最主要的原因是全球原油供给量已创新的历史记录，而且需求量也在减少。2015年，对石油的需求比上年增加了154万桶/天。2016年的预测需求增长量至年底预计将放缓至120万桶/天。造成减少的原因之一



Bijan Namdar Zanganeh

尽管伊朗没有直接向美国出口石油，但解除经济制裁间接导致美国原油进口量的上升。在2016年1月美国撤销对伊朗的制裁后，伊朗用开始用压低竞争对手的价格的方式来抢占失去的市场份额。

是全球各国国内生产总值 (GDP) 增长率的下降。从2014年到2015年，全球GDP增长从3.9%下降到3.1%，预计在2016年仍将保持这一趋势，经济学家预测的增长率在2.3~2.8%之间。造成需求下降的另一个主要因素是美元的强势和反弹。随着美元走强，使用外币购买石油的价格将越来越高。根据摩根士丹利的分析，美元升值5%可能导致油价下跌10~25%。

### 投资选择

对于想加大石油投资的投资者，美国石油基金 (United States Oil Fund LP, NYSEARCA: USO) 和能源行业股票基金 (Energy Select Sector SPDR Fund, NYSEARCA: XLE) 是最受欢迎的选择。然而，这些基金之间有很大的区别。XLE投资了全球42家石油公司，其中埃克森美孚 (NYSE:XOM) 和雪佛龙 (NYSE:CVX) 共占约33.65%的比重。XLE费率低，为0.14%，股息收益率高，几乎达到3%。其多

样性的投资以及良好的股息收益率和费率，使XLE成为长线投资者的最佳选择。

而USO只适合有经验的石油领域短期投资者。由于ETF的设计，其主要投资于近月石油期货合约并跟踪每日价格波动，USO的管理费过高达0.45%，存在时间耗损。USO必须每月在到期前出售其当前的期货合约，再转到下一个月的合同。由于期货合约的定价规则，投资者越是长期看好USO，由时间耗损带来展期收益的可能性就越大。为了彻底理解这些因素如何影响USO的长线价格，投资者可以回看2009年和2010年的数据，当时石油现货价格增涨了98.74%，而USO仅上涨3.12%。

总之，近期原油价格一直在50美元上下徘徊，主要是撤销制裁的伊朗及其他OPEC国家的增产等因素造成供应量过剩，而全球经济增长放缓和美元走强等因素又造成需求量减少所致，未来我们要做好油价长期维持在50美元上下的准备。☐



## 机遇与挑战并存 为何说美国页岩气革命难以复制

目前，美国的页岩气发展十分迅猛，其开采量之大，成本之低让许多国家眼红，但是，美国页岩气革命的成功是否能够复制呢？真正影响各国油气行业发展前景的因素究竟是什么呢？

作者 | Cleveland M Jones  
编译 | 罗曼

目前美国仍处于页岩气革命的初级阶段，我们不可能知道这场革命在未来几年甚至几十年可能会出现怎样的影响。如果那些质疑的人是正确的话，页岩气革命很有可能仅仅代表19世纪中期开始以烃类为主的能源周期的一小部分。但是此次周期可能要跨越到21世纪末期。

除非我们能显著提高当前的压裂与生产技术水平，大幅提高页岩油气竞争力，否则页岩革命的结果可能就是一个

相对短暂的现象。页岩气革命兴起的周期相对短暂，约为250多年，作为非常规天然气资源或是碳氢化合物能源的桥梁，它甚至可能会将非常规油气资源时代延长。

当下的天然气时代，可能会继续延续至21世纪，诸如天然气水合物这种非常规天然气资源会比页岩气带来的正面影响更大，因为现在还不能确定天然气水合物能否取代非常规天然气。

当然，这并非是说，虽然我们目前正

在进行页岩革命，但是革命的势头却不显著，换句话说，页岩气革命不会对一些国家和公司造成深远影响，也不会使世界能源地缘政治发生巨大变化。但是终将有一天页岩气革命会对各国各企业产生重大影响，因为实际上，它已悄然为地缘政治带来了些许改变。

我们需要更多关注的是，页岩气革命对美国石油与天然气产量产生的影响越来越广泛，而这些影响如何蔓延到了世界地缘政治。最大的产油国从以前的

沙特转到了美国，这已威胁到欧洲一些地区的能源安全和政治稳定，以前西欧过分依赖俄罗斯的天然气进口，而现在对此依赖已有所减弱。

由于近期市场失衡导致世界石油价格下跌超过75%，而且已经持续了很长一段时间，这造成了石油产量的增加，但需求并没有相应提升的局面。这对于部分石油国家造成的影响巨大，但对美国和欧盟等石油和天然气进口国而言，这个影响是有利的，而对委内瑞拉、俄罗斯、加拿大和OPEC成员国等主要的产油国而言，油价带来的挑战则十分巨大。因此，尽管油价上涨能够促进世界经济的发展，但是，油价下跌对世界经济产生的负面影响却更是无法估量。

2014年，低油价确实引发了世界能源格局的改变，包括美国页岩气开发商正在进行的页岩气革命。根据经济学规律，特别是供求规律，低油价会持续的控制整体价格走向。但其推论也适用低价影响投资分配，因此现在能源方面的投资已转移到页岩气勘探作业上，虽然现有在能源方面的投资已有所降低。总体产量的缓慢下降反映在石油行业作业量的减少上，自2015年6月页岩气产量高达960万桶后，其产量下降约8%。

话虽如此，没有明确的证据表明页岩气将在世界油气行业中扮演越来越重要的角色，但美国的页岩气将在能源行业占领一席之地。除了这些困难外，油价之低同样带来了巨大的压力，我们必须高效作业。

油价跌至谷底，对页岩气开发商造成巨大冲击，也对美国天然气开发商造成了巨大威胁。美国页岩革命已整装待发，页岩油气厂商也正处于待命状态，一旦油价有所上升或保持在约50美元/桶的价格，页岩油气将恢复勘探开发。

美国页岩气行业的一些钻机数量将会随效率的急剧提升而增加，油井的产量也会随之增加，将很难用行业上传统使用的度量方法预估未来页岩产量。当然，钻机以后可以完成更多的作业，产量也会增加明显，对于产量的预测等同做无用功。最近的证据证明：虽然美国钻机数量下降50%，但其产量却没有相应下降。

此外，尽管页岩革命在美国发展迅速，但在世界范围内要想实现以前那样的繁荣却没有我们想象的那样简单。也

有一些国家在页岩气方面发展成功的案例。阿根廷的内乌肯省的Vaca Muerta页岩，作为最接近美国页岩气的非常规能源，已经广受认可。现在看来，尽管阿根廷在过去的十年甚至更长的时间处于政治、经济环境恶劣的状态，但是该国在页岩勘探作业中的效率提升显著。

美国页岩气极强的恢复能力能够脱颖而出，而阿根廷的页岩气作为一个新的、更大的以及未开发的领域，在不利的价格环境下，正在遭遇与其他国家一样的痛苦。页岩气除了在美国和阿根廷有乐观的发展前景外，其他国家都对其展现强烈的投资意向，如莫桑比克、加拿大、挪威、墨西哥，他们纷纷对新的石油与天然气勘探进行招标。另一方面，巴西石油公司由于经济不景气被迫大幅裁员，并放弃了投资计划。

近日，挪威国家石油公司与BP和道达尔公司一起，公布了他们业绩情况，尽管现在市场疲软，但是许多公司都在降本增效，他们的处境也有所改善。如果那些国家和企业能够从地质学和经济学这两方面克服低油价造成的困难，那么巴西的问题，就不能仅仅归咎于世界石油危机。

不幸的是，许多国家都严重依赖石油进出口。页岩气革命，尤其在美国，是一个极为短暂的、不持久的革命，因为在目前的石油和天然气价格下，勘探和生产作业很难实施，加之其技术上的局限性，导致产量下降等情况出现。

在21世纪的前十年，受中国需求影响，巴西的出口贸易发展蓬勃，其盐层的发现对于其经济有着显著改善。现在巴西也明白过来，正是由于其管理不善和意识形态的错误，摧毁了以前已成功建立起来的石油勘探和生产模式。巴西没有长期的能源政治计划，而且其油气行业充满了各种政治色彩。

自2006年来，巴西政府已在巴西石油公司种下灾难之果，通过在政治领域提供就业机会来填补技术上的职业空缺。巴西富含盐层，其石油的可采收率在1760-2730亿桶之间，因此，大家对巴西石油的发展速度倍加关注。

如果巴西的勘探和生产作业持续进行，通过法律和政策，巴西国家石油公司可以控制这些作业的发展，但真正的风险是埋藏于盐层下的巨大的可采资源将

永藏于地下无法被开采、生产。如果巴西的油田到了迟暮的时期，而可开采的石油和天然气资源仍埋藏于地下，这样世界就要开始转向新能源进行发展了。

石油与天然气中的非常规资源在一些国家也同样有着如此境遇，现在急需生产这些资源。一些国家想要开发页岩气资源，但想持续从页岩气革命中获益绝非易事，因此，这些国家需要迅速将开发页岩气项目提上日程，这样才能确保抓住页岩气开发的机会。

大多数国家不像美国那样具备得天独厚的条件，使其成为页岩气高产国。美国现在的非常规油气产量增长势头极为迅猛，促成该现象的原因主要包括：成熟的市场、大量的基础设施，通过管线及其他高效的运输方式来输送石油和天然气、庞大而多元的服务行业，以及众多的页岩盆地和能够开发非常规资源的油气田。

对于许多国家而言，在短期内想要同时满足以上投资所需的有利条件和时机，几乎是不可能。美国石油工业如今的实力和取得的成功，很大程度上归功于政府对能源行业的支持及政策，这不仅对大公司而言起到助力作用，更为成千上万个私人石油和天然气公司提供动力，而这些条件在其他大多数国家都不具备。

现在，一些国家的石油与天然气行业发展停滞不前，而美国之所以能够有如此广阔的前景，不仅仅因为其得天独厚的地质条件，更是因为他们在巩固石油和天然气行业发展的同时，建立了一个完整的产业链。

然而，Vaca Muerta和世界各地的其他页岩盆地，证明了页岩气在其他地区也是有发展前景的。而且即便是在当下的石油市场环境下，仍在在快速推进。石油危机并不是阻碍石油发展的非常重要的因素，因为好的战略规划、有利的监管环境，都能够为石油和天然气服务公司提供了动力和创造力，政府的激励机制以及不干扰政策，才是促使能源行业发展的有力保障。

因此，美国页岩气革命的成功对于一些国家来说，具有很好的借鉴意义；但对于有些国家来说仍是巨大的挑战。对于那些正经历着艰难处境的国家来说，很大程度是他们咎由自取，而对于另外一些正经历繁荣的国家而言，这也是他们理应获得的成果。□

# 低油价冲击 深水项目何时重见曙光

在如今的低油价环境下，资本投资密集的深水项目面临着各种困境，人们似乎越来越不愿意把钱花在深水项目上。那么在未来的5年内，世界范围内深水项目上的支出究竟将如何变化，主导因素又有哪些呢？

作者 | Mark Adeosun  
编译 | 周诗雨

全球油价的持续低迷使一系列大型超深水项目变得貌似不再可行。早在行业衰退开始之前，资本投入和运营开支的纷争就已攀升到了一个新的高度，油公司的预算吃紧。因此还没有等到油价下跌，如何减少深水项目开支就已经成为了一些油公司的关注重点，而在过去的18个月中，这个问题显得越发严峻。

根据Douglas Westwood (DW) 的预测，未来五年内由于低油价的持续影响，深水项目的开支将继续被压缩。这就使得一些位于西非和美国的常规深水项目集中区的深水作业项目被取消或者推迟。但是在油价下跌前就已经批准的深水项目，如道达尔在尼日利亚的Egina项目、在安哥拉的Kaombo项目以及在刚果的Moho Nord项目，将按原计划进行。在未来的24个月内，这些项目在浮式生产系统 (FPS) 上的开支将超过90亿美元。

## 深水项目展望

随着陆上油田和浅海成熟盆地产量的下降，深水资源的开发变得越来越关

键。为了弥补老盆地产量的下降，同时希望凭借新技术发现世界级的大型油气藏，部分油公司在深水项目上还会继续投入。油价的下跌给投资者带来许多担忧，他们特别担心在当前的油价下这些项目是否还能盈利，但这些资本密集型的项目往往在进行可行性评价时都会考虑长期效应。

尽管如此，项目执行过程中仍然面临着许多挑战，这将导致深水项目的大

范围延期。在一些深水作业开支较高的地区，影响尤其明显。此外，在西非和巴西，政府要求必须严格执行本地区的法律规定，这使得一些经验丰富的工程师无法参与到项目中，项目的及时交付变得更加困难。

## 市场概况

根据DW的预测，近5年间，深水开支将以负6%的复合年增长率下降，预计总

2011-2020年全球深水项目开支 [图1]

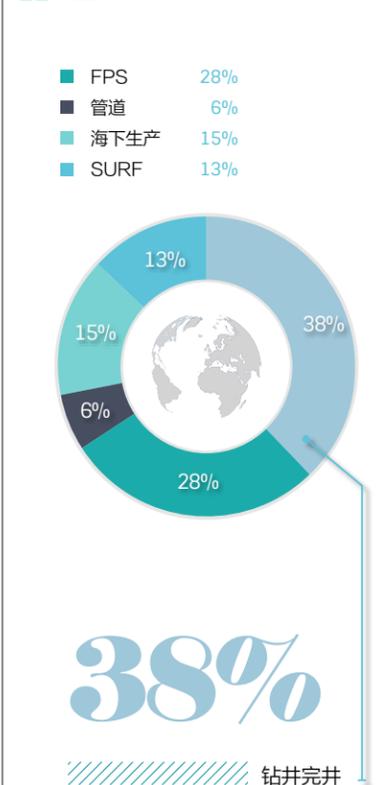


开支1370亿美元，相比于过去5年总计增加5% (图1)。项目的延期导致实际的深海项目开支的增长远远低于一年前的预期水平。

除此之外，DW预测深水项目的资金投入 (不包括FPS部分) 将会从2014年的最高水平持续跳水至2018年。受巴西大型深水项目和东非海上气田开发的影响，2019至2020年深水项目的资金投入将会有小幅度上升。FPS市场的资金投入同样也可能发生类似的下降趋势，只不过在2-3年后才会有明显的表现。去年是自1996年以来深水FPS设备订购数量最少的一年，而2016年的订购数可能会更少。FPS较长的交货时间使其对市场的反应具有一定的延迟，例如，大部分2017-2018年所需要的FPS设备都是在2013-2014年订购的。

除了低油价环境，钻井设备需求的减少也将会影响预测期内深海项目资金投入的增长。在行业衰退发生之前，深水钻井设备的需求使得钻井设备的订购量达到了历史最高水平，紧接着便出现了

全球深水项目开支构成 [图2]



供需不平衡的情况。由于供应过剩和需求减少，钻机承包商现在面临着设备租赁收入每况愈下的局面。钻机租用收入的下降引发了新钻机交付的延迟，以及大量深水钻机的堆积。

尽管人们担心低油价还会持续较长的时间，但是对于深水项目的投入还是很可观的，然而这些开支并不是来自传统的西非、巴西和墨西哥湾的深水盆地。针对大型深水项目的快速开发计划，如埃尼在埃及地中海海岸发现的Zohr气田，埃克森美孚在圭亚那发现的Liza海上油气田以及在东非气田开始兴起的海上开采活动，这些项目才是有公司在预测期内深海投资关注的重点，这一系列的行动表明这些油公司希望能够利用这一时期相对较低的钻井和设备花费，来为自己创造效益。截至2019年，埃尼公司计划在非洲投资近225亿美元。

## 全球深水项目开支构成

钻井和完井是深水市场中最大的两块市场，在未来5年内总开支预计为530亿美元 (图2)。这些开支大部分都将用于水下完井。非洲海岸海上井钻井数量将跃居世界首位，但由于拉美地区的钻井和完井时间所需时间较长，因此该地区的资本开支将会是最高的。

预计未来5年间，FPS的开支将占28%的市场份额，是深水开支中第二大的部分。FPS开支主要来自巴西，预计占总开支的52%，主要是因为Petrobras和Engevix在2010年签订了八艘FPSO的制造合同 (尽管这些设备都还未能投入生产)。这种延迟也显示出了该国的效率低下。DW预测在2020年底的时候，才会有6艘FPSO可以投入使用。

FPS设备的主要花销是在FPSO上，占总预算的81%。FPS的开支在未来5年内将以-21%的复合年增长率下降。在2019-2020年间，非洲没有安装FPS的计划。

海上生产硬件、脐带管、立管和流线系统 (SURF) 加起来占了预测期内深水



项目全球总开支的28%。海上生产硬件的投入是由所钻开发井的数量决定的，因此海上开支是与钻井和完井花费的变化相关的，在2016-2020年间这项开支预期超过200亿美元。近5年内，无论是从设备的数量还是资本的规模来看，非洲都将是海上生产硬件最大的市场。预计在SURF上的开支将超过170亿美元。

预计管道的总开支为83亿美元，与5年前相比下降2%。持续的低油价还是对管道市场产生了负面影响，尽管大型项目的延迟和取消主要是由于俄罗斯和欧洲之间的政治不稳定造成的。在预测期内，如巴西的Rota Marica输气管道和中东的SAGE管道项目，将作为管道支出的重心。

#### 区域概况

市场的衰退对所有的地区产生了负面的影响，但是由于项目之间的差异，市场衰退对其影响也会有所不同。在预测期内，非洲和美洲区域支出将占总深水开支的87%。受预测期内FPS设备安装数量的影响，拉美的资本开支是最大的，占总开支的38%。但是Petrobras作业效率低

下的问题可能会导致未来新设备的开支大幅受限。

在能源行业改革之后，墨西哥石油行业表现出了良好的发展前景，并逐步向外国公司开放了上游业务，但是由于油价的持续走低，各个油公司对开发许可证的兴趣也在降低，短期内不太可能出现大范围的勘探活动。

墨西哥石油公司也曾希望他们的Lakach深水开发项目可以继续，但是由于预算的削减，这个项目至少已经暂停了一年，而这个项目的截止日期为2018年。而在今年年初，挪威国家石油公司Statoil将首次在乌拉圭作业，他们从道达尔公司手中收购了乌拉圭—海洋勘探区块15%的股权。Statoil表示，包括埃克森美孚在内的该项目的合作方计划2016年上半年开始在Raya前景区进行钻井活动。该勘探区块位于南大西洋的Pelotas盆地，距离乌拉圭海岸200公里，最深水域高达3500米。乌拉圭14号区块的作业者是道达尔公司，仍将持有50%的权益，埃克森美孚持有35%股权，Statoil则持有剩余股权。

东非是下一个关键的深水项目中心，



**在预测期内，北美区域预计开支占总开支的18%。与前五年相比，下降了24%。加之最终的投资决定迟迟不能下达，许多项目都被取消，深水作业前景不容乐观。**

24%

位于坦桑尼亚和莫桑比克的海上安装活动将在2-3年后逐步开展。这些气田很可能像计划的那样得到很好的开发。阿纳达科已经获得了陆上LNG的开采合同，这也加快了莫桑比克气藏的开发进程。

在预测期内，北美区域预计开支占总开支的18%，与前五年相比，下降了24%。加之最终的投资决定迟迟不能下达，许多项目都被取消，深水作业前景不容乐观。受影响的大型项目包括BP的Hopkin项目和Murphy石油的Thunder Bird项目。但是BP的Mad Dog二期和壳牌的Appomattox将按计划进行。

其他地区都将深水活动的预算降至最低值，这些地区的深水开支主要来自一系列特定的项目如东欧和前苏联的Shah Deniz二期油田开发项目。

亚洲地区的复合增长率预计在4%。澳大利亚的复合增长率最高，为37%，但是该地区的深水市场只占很小的份额。

西欧的开支占全球总开支的2%。独立项目的取消和推迟将会对该区域市场前景产生较大的冲击。例如，英国的深水支出大部分来自英国北海设得兰群岛的Rosebank油气田，然而与项目相关的合约

条款很多都发生了变化，这给油气田开发的时间线带来了许多不确定性。该项目的进一步延期代表了英国深海开发水平呈下跌趋势。

#### 结论

随着在预测期内低油价对项目的压力，深水市场的增长将会受限。随着项目延期等情况的继续，原来的设备制造商和船只钻机的业主在未来几年将会更难过。油公司希望对各个项目的开发计划重新进行设计和评估，以提高其经济可行性。而较低的钻井和设备费用，从目前来看并没有对项目的获批起到多大的积极作用。

除了低油价环境，Petrobras内部的腐败丑闻和金融困难也冲击着公司，这将会在不久的将来限制公司雄心勃勃的投资计划，同时也影响着该地区的深水开支的增长。

在非洲，尼日利亚国家石油公司的解体表明了国家为清理尼日利亚石油行业所做的努力。但是人们翘首以盼的石油行业法案(PIB)的未来仍然不清晰。这种国家和国际石油公司之间存在的长期不确定性和各种法律上的瓶颈使得国家的油气行业暂时处于停滞状态，这也使得一些本来就受到低油价环境影响的大型深水项目，如壳牌的Bonga South West-Aparo以及雪佛龙的Nsiko，将面临进一步的延期。

2016-2020年间，北美地区的深水项目前景总体上来说消极的，这主要是由于一些有前景的深水项目被取消或再设计致使项目大大延期。然而与其他地区不同的是，北美有着成熟的基础设施，随时可以投入生产，这可能会导致在未来的开发中，水下井口回接使用的增加。此外，一些项目的重新设计和一系列开支的削减活动也让我们在漫长黑夜的尽头看到一些光亮。未来任何油价的回升都会对海上作业造成影响。☐

# 麦肯锡：石化和汽车领域进步 石油需求2030年“真的”见顶

由于全球石油供应过剩，再加上电能和汽车领域的技术快速发展，因此全球范围内的石油需求将逐渐减弱，麦肯锡的最新报告表示，石油需求将于2030年见顶，得出这个结论的现实依据有哪些呢？

来自 | 华尔街见闻  
编辑 | 王月

由于低油价的需求减少，全球石油需求增长预计将放缓。同时，由于今年欧佩克和非欧佩克国家石油产量增加，导致全球石油供应增长。因此，今后几年的全球石油需求增长将仍低于预期。

麦肯锡的最新报告表示，石油需求长期增长率将低于预期，石油需求将于2030年见顶。这或将对接下来的能源产业及相关领域的投资造成影响。

## 报告重点

全球的能源需求增长率将逐年趋缓，于2050年降至0.7%/年，这个增长率将比此前行业预测低30%。

新兴国家和发展中国家的能源需求将持续增长，而欧洲和北美地区国家有所下降。

化工产品的需求增长速率将是能源总需求增长速率的两倍，轻型车辆的需求将在2023年达到顶峰。

全球的能源需求增长率将逐年趋缓，于2050年降至0.7%/年，这个增长率将比此前行业预测低

30%

电能的增长率将是除电能以外能源增长速率的两倍。到2050年，80%的资本净增加值，以及34%的生产量将由太阳能(000591)和风能驱动。

到2050年，化石燃料依然会在能源使用中占主导地位，但是其占比将从目前的82%降至74%。与此同时，天然气的比重会相对增强，因为天然气增长速率将会是能源总增长速率的两倍。煤的需求将在2025年到达顶峰。石油的需求增速将会下降至0.4%每年。

能源消耗造成的二氧化碳排放将会趋缓，并在2035年左右开始下降，因为燃烧引擎的能源消耗效率会改善，电力驱动的汽车比例会增加，以及能源将进一步升级为风能和太阳能。

根据麦肯锡的报告，石油需求将见顶的主要原因有二，一是石化产业进步导致增长率下降，二是轻型汽车比重的增加和出行共享的普及将进一步减少石油需求。



## 塑料需求降低石化产业增速趋缓

从行业一贯数据来看，石化产业的增长率一般为GDP增长率的1.3至1.4倍。但是从全球范围来看，成熟市场对于塑料的需求趋于饱和，尤其是德国和日本的人均塑料需求数已经开始下降。因此塑料需求的降低也将拉低石化产业的增长率。

根据麦肯锡的测算，短期来看，全球化工产品的需求增长率会降至GDP的1.2倍；从长期来看，化工产业的需求增长率最终将降至与GDP同样增速。

除此以外，随着料的可回收技术和塑料包装的高效利用技术不断发展，将会进一步改善塑料的需求格局和体量。如果到2035年，全球的塑料回收率从目前的8%提升至20%，那么塑料包装的使用将会下降5%。

## 轻型汽车和出行共享减少石油

## 需求

根据麦肯锡报告，到2030年，新车销售中电动汽车的销量比例将在中国、欧盟和美国达到50%，在全球范围内达到30%。与此同时，无人驾驶车辆和出行分享将进一步发展。如果当前市场对于电能、无人驾驶、和分享出行的渗透加速，那么到2035年，石油的需求量将比原先预期的大约减少300万桶/天。

总体来说，塑料需求调整和汽车产业的结构变化，截止2035年，将一并使得全球石油需求减少大约600万桶/天。因而截至2030年，石油的需求量将会达到顶峰。

## 基础设施建设结构调整 降低总需求前景

基于上述测算，麦肯锡预计全球宏观增长将在未来数十年减速，以及经济增长结构也将会面临调整。

其中最明显的变化有两点。一是全球人口老龄化会更加严重，到2050年，发达国家和中国的25%的人口将会超过65岁，这也意味着总人口数中的适龄劳动力比率将不断减少。因此将导致全球宏观经济下行。按照目前的情况估算，麦肯锡预计GDP的增长额将在未来的50年比前50年下降40%。

其次，GDP的增长结构也会由能源依赖性产业转向服务业。麦肯锡的研究显示，目前全球的第二大能源消耗国中国，正在逐渐将经济从重工业转向服务业以维持持续的增长力。与此同时，过去数十年内，中国大量涌现能源密集型产业的情形很难重演。这也将导致全球的GDP增长将更多由服务业拉动，能源依赖程度减弱。

因此，依赖能源消耗的GDP增长也会逐渐趋缓。到2050年，依赖能源密集型产业的全球经济增长额将缩小50%。

# 下一个超级石油巨头OXY-APA: 或将开启油公司并购新纪元

产能过剩、油价暴跌，石油行业风云涌动。人们常说挑战与机遇并存，越是艰难的时候，则越有可能是时势造英雄。那么哪个公司能脱颖而出、逆风生长，成长为下一个埃克森美孚、雪佛龙、壳牌呢？

作者 | Omar Mawji  
译者 | 周诗雨

在许多石油公司都不得不断臂求生的今天，却有一些公司很好地适应了如今的市场。自从2014年6月油价从高位跳水了70%以后，能够继续保持盈利的上游油气公司也就寥寥无几了。而只有现金损失最少，资产负债表最干净的公司才能抓住目前市场中的机遇。

一家大型油气公司的价值一部分取决于它是否能够成为成本最低的生产商，一部分取决于它的资产管理能力。一些公司采用的方法是对其上游、中游和下游业务施行多样化的管理，而另一些大型公司则是根据盆地类型、油品、开采方法、递减率、日产量、国际市场交易渠道以及政治风险来对不同的盆地进行管理。

## 时间决定一切

2014年的高油价环境使得大型油气公司有机会剥离盈利较少的资产，而如今的低油价环境则提供了另一种相反的机会：收购。

如果一家公司可以以相对较低的价格收购对手的产量和探明储量，那么为什么要本来就不多的资本投在前景不明朗的油气勘探上呢？如果富油国都在

追逐中国、印度等国家的市场份额，那么为什么独立的石油公司不能在他们各地的盆地中追求市场份额呢？如果像沙特阿拉伯、卡塔尔、科威特和阿联酋这样的国家能够挺过低价时期，那么什么样的独立油公司能够存活同样长的时间呢？

## 下一个埃克森美孚

曾经，正是如今这样的市场形势造就了埃克森、BP、雪佛龙、康菲、壳牌这样的企业。

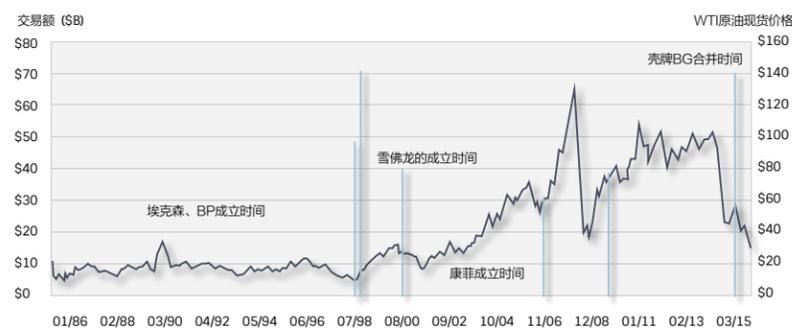
而另一家油气生产商——西方石油

公司(OXY Occidental Petroleum)发现自己马上也要迈进了超级石油企业的行列中。西方石油公司是一家美国油气公司，产能在65万桶油当量/天。这家公司非常有特点，它在二叠盆地中占有主导地位，在中东和拉美也拥有大型的生产资产。

2015年，西方石油公司67%的收入来自油气生产，余下的33%来自化工、中游和市场业务。西方石油通过其管道子公司(Centurion Pipeline)在二叠盆地中心建立了一套大型的中游集输管道网络。

此外，西方石油公司拥有海豚能源

## 过去30年间的超大型石油交易案



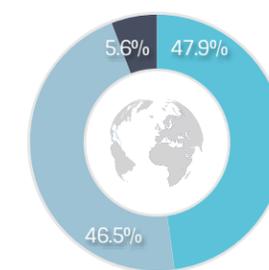
公司 (Dolphin Energy) 24.5%的股份，海豚能源公司加工的天然气和凝析油来自卡塔尔境内的世界上最大的海上气藏：North Dome/South Pars。西方石油公司位于卡塔尔Ras Laffan港的加工工厂，每天可加工23亿立方英尺的天然气和液体燃料，并通过一个运输能力为32亿立方英尺/天的管道将气体运送至阿联酋和阿曼。这对于西方石油公司来说是一份极为难得的筹码，这个世界上最大的天然气藏拥有1235万亿立方英尺的天然气储量，是美国最大气田Marcellus规模的15倍。

## 西方石油的机遇

如果真有能力收购的话，只需要看看资产负债表，就知道西方石油公司为什么能够处于主导地位了。价值500亿美元的公司只有30亿美元的净债务，这可以说是大型油气生产商中最干净的资产负债表之一了。

与EOG资源公司、先锋自然资源公司(PXD)和大陆资源公司(CLR)不同，西方石油公司不是一家纯粹的美国页岩生产商。西方石油管理着一系列不同类型

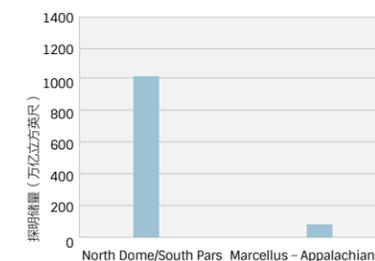
## 西方石油公司产能结构图



■ 拉美 5.6%  
■ 中东/北非 46.5%  
■ US 47.9%

47.9%

## North Dome/South Pars VS. Marcellus气藏对比



的资产，同时还一直通过稳定投资化工和上游业务来稳住公司的下行势头。

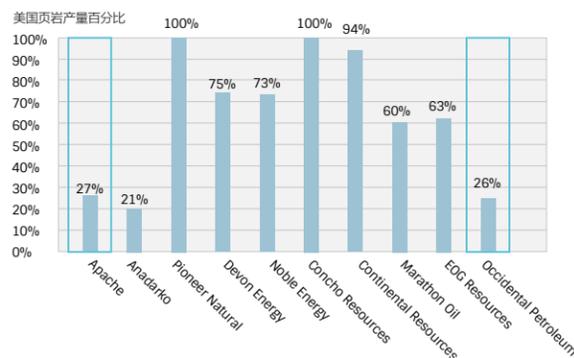
在西方石油的资产中，最令公司自豪的是他们在哥伦比亚、卡塔尔、阿曼、二叠盆地EOR和化工的业务具备很大的弹性。即使在油价最低的环境中，这些业务也能给公司带来自由现金流。二叠盆地的页岩产区能够帮助西方石油公司在油价上升时实现产量的快速增长。公司很可能会继续寻求长期自由现金流的运营和美国页岩开发之间的平衡。

西方石油将自己定义为潜在的公司收购者，但是他们的收购原则却较为独特，主要有以下三点：首先，要确保上游油气公司身份的主体地位；其次，寻求能够长期产生自由现金流的资产，且必须与美国页岩不同；最后，二叠盆地仍是重点，包括二叠盆地的EOR开采。

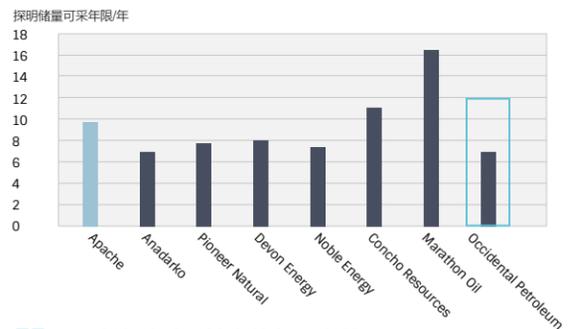
## 2014-2015年油价崩盘期 西方石油公司是怎么做的？

油气行业的最佳资产管理非西方石油公司莫属。当2014年9月油价跌至75美元时，西方石油公司就已经在剥离它不需要的资产了。

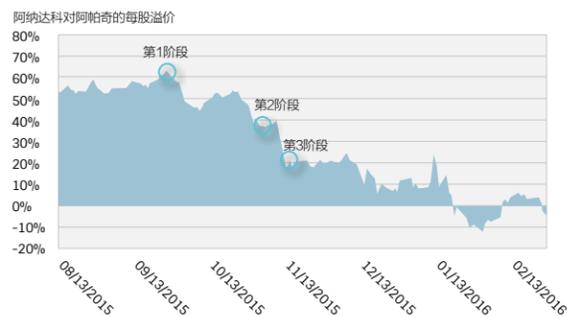
### ▶▶ 产能超过10万桶油当量/天的生产商



### ▶▶ 资源寿命指数 - 桶油当量



### ▶▶ 阿纳达科对阿帕奇的每股溢价



2014年9月6日，西方石油公司将其BridgeTex管道公司50%的股份卖给了Plains All America (PAA) 管道公司，获益11.5万美元。该管道由二叠盆地通向墨西哥湾，负载能力在30万桶原油/天。

2014年9月13号，西方石油将其在加利福尼亚一家独立公司加州资源公司(CRC)的资产进行了剥离。西方石油以23亿美元的价格卖掉了它在CRC公司80%的股份。随后，他们又卖掉了手上剩下的CRC股份。现在CRC的市场估值仅为1.5亿美元，再一次证明了西方石油的高瞻远瞩和出色的资产管理能力。

在2014年前期，西方石油还没有开始

进行这些资产出售和剥离。那时油价涨到100美元/桶，激进投资者们纷纷给西方石油施压，要求他们卖掉在中东的资产。当时有一个由卡塔尔、阿布扎比(UAE)和阿曼国家油气实业组成的财团愿意购买这些资产，出价估算在80亿美元。

2014年穆斯林兄弟会参与了埃及的“民主”过渡进程，此次事件引发了海湾合作委员会之间的意见分歧，导致财团解体。由于卡塔尔支持穆斯林兄弟会，因此阿联酋、巴林和沙特纷纷召回了驻卡塔尔大使。反过来2014年4月，卡塔尔退出了财团，放弃购买西方石油公司中东和北非的油气资产。

与世界上任何优秀的资产管理一样，西方石油公司将他们在中东的业务分成了盈利的和非盈利的。卡塔尔、阿联酋和阿曼的业务运营能够增加公司的自由现金流，因此应该被视为是核心运营区。伊拉克、利比亚和也门的业务会导致自由现金流的流失，因此西方石油将伊拉克的资产卖还给了伊拉克国家石油公司，并放任他们在利比亚和也门的租借地过期。

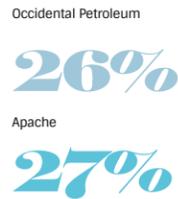
### 西方石油公司 全球搜寻购买对象

西方石油公司有能力，也有动力将自己也变成超级石油巨头。审视一下美国页岩和全球范围内主要的油气生产商，我们可以筛选出一些西方石油可能购买的公司条件。

首先，西方石油很可能会选择一家在液体燃料生产模式上相近的公司。第二，西方石油的资产负债并不为零，因此也不会购买一家负债严重的公司。第三，西方石油希望获得一个较为平衡的投资组合，也就是说，既有高增产率的美国页岩区域，也有低递减率的传统区块。西方石油公司不希望自己的资产配置过多倾向于产量递减率过高的美国页岩。

### 2015年11月阿纳达科石油公司 竞价收购阿帕奇

阿帕奇曾经迎来过一位收购者。据悉在2015年11月，阿纳达科石油公司与阿帕奇公司就收购进行过初步的商谈。但是随着阿帕奇的股价增长了35%，达到了



通过上述筛选后就只剩下一个备选公司，既能极大地提高西方石油公司的产量，还能提供他们所希望获得的资产和现金流。在全球公司和过度依赖二叠盆地的公司中，美国阿帕奇石油公司(Apache)被优选为最佳的收购目标。在这些系列二叠盆地开发商中，阿帕奇公司的资源储备量也十分不错。

第1阶段  
阿纳达科可能考虑过全股购入阿帕奇

第2阶段  
北海：阿帕奇(占60.5%的份额)与壳牌合作钻成高产井(1119.4万桶/天)

第3阶段  
根据阿纳达科“阿帕奇被合理估价”的说法，阿纳达科不再能够负担阿纳达科全股购入的提案。阿帕奇拒绝了收购提案。



50美元一股，该提案被否决了，阿纳达科也撤回了他们的竞标。阿纳达科称阿帕奇公司现在才是被合理估价了。阿帕奇股价的上涨并不是由于收购消息流出导致的。事实上上推股价的原因是阿帕奇在北海一个海上区块上取得的成功。

其实主要原因并不是阿帕奇的股价变合理了，而是阿纳达科自己的股价已经不能承担这样高的溢价了。北海的钻井结果改变了公司的博弈局面。阿帕奇公司的海上核心资产展示出了其长期可持续性和发展潜力。

事实上，阿纳达科的猎食者们也是在保护自己公司免受猎食者们的收购。有谣言称雪佛龙和中石化曾将阿纳达科视为收购对象。如果阿纳达科设法吞下了阿帕奇，那么对于其他收购者来说阿纳达科的吸引力就会小得多了。因为那样阿纳达科的油当量产量将超过130万桶/天，业务范围遍布12个国家，对于超大型石油企业来说这样的规模也是非常难以消化的。

当阿纳达科收购阿帕奇未遂的消息公诸于众之后，媒体和分析师们开始试图筛选出有可能会收购阿帕奇的公司。想要急于找到答案的分析师们只是简单地看了一下各公司的财务情况便给出了答案。有

些人仅仅因为埃克森的现金状况就认为埃克森可能会收购阿帕奇。然而，埃克森公司在二叠盆地有大量的地盘和钻井事宜，同时埃克森还在消化2010年以400亿美元收购过来的XTO能源公司。

还有人认为EOG公司也可能会收购阿帕奇。但是在与EOG接触的过程中，EOG表示他们对于现在的油田规模和资源库存都非常满意。EOG提到如果他们要进行收购，他们会考虑收购靠近现有经营范围的土地，而不是收购一家公司。

最后，除了西方石油公司以外，另一名最有可能的收购者就是雪佛龙了。人们认为雪佛龙也有收购阿帕奇的意愿。我们只需要看一下雪佛龙的经营范围就知道为什么雪佛龙可能会对阿帕奇有意思了。雪佛龙在北海有资产，在二叠盆地也有200英亩的油田。

在北海，雪佛龙三个区块每日产量可达3万2000桶原油和8800万立方英尺的天然气。雪佛龙在英国北海总共有9个海上油田。除此之外，雪佛龙在二叠盆地拥有最大的土地面积，油当量产量可达12万桶/天，这在整个盆地的生产商中排第六位。

尽管雪佛龙与阿帕奇在经营范围上

有一定的交叉，但是我们要看到雪佛龙的资源储量大，仓位也较高，北海和二叠盆地的产量也还有发展的潜力。

根据WTI的长期价格(65美元)估算，阿帕奇公司的最低收购价格为每股62美元或者2350万美元的市场价格。

最低收购价62美元，并非是说西方石油能以62美元每股的价格收购阿帕奇，而是说62美元一股将是有可能促使并购成功的最小出价。这将会是一场全股份的交易。阿帕奇的股东们可以有机会持有更大型公司的股票，分享收购带来的好处。

这种收购会使西方石油和阿帕奇的股东们联合成盟友，进一步将公司推向超级巨头的行列。西方石油并不像挣扎的阿纳达科那样需要避开猎食者们的收购，西方石油经营状况良好，拥有干净的资产负债表，他们寻求的是增加自己的资源储备、产量、经营杠杆和较大的仓位。

阿帕奇和西方石油一起可以在美国页岩区、乃至全世界开启超级巨头的新一轮。他们会在阿曼、埃及、英国和德克萨斯的能源供应中处于主导地位，并通过不断的创新、试验和开发继续保持他们在各自盆地领头羊的地位。



### 阿帕奇公司符合西方石油的标准

阿帕奇的生产成本极低。该公司的国际经营成本可以在35美元的油价水平下保证不赚不赔，而在北美的经营成本可以在45美元的油价水平下保持不赚不赔。在目前的油价水平下，公司的目标是在2016年花最少的钱来保证自由现金流的收支平衡。

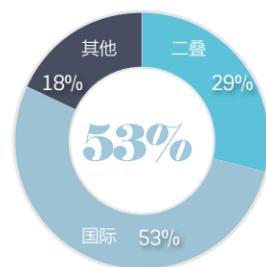
#### 1. 主营上游油气业务

阿帕奇的股价已经停滞多年。在2011年10月至2014年6月期间，油价平均高达97美元/桶，但是公司的股价几乎没怎么变。那时阿帕奇经营的地区过多，债务累积到了110亿美元，因此他们的关注点是如何卖掉资产、偿还债务。

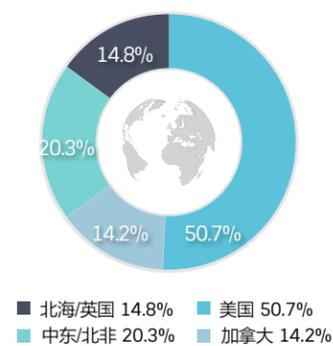
阿帕奇在油价最高点的时候卖掉了公司大多数的资产。受对冲基金Jana Partners基金的压力，阿帕奇在2014年底加速了整个出售过程。阿帕奇卖掉了在阿根廷、埃及、加拿大、墨西哥湾、美国大陆中部和澳大利亚的资产，总售价128亿美元。这些钱被用来偿还债务后，阿帕奇的负债也降至了70亿美元。公司的经营范围收缩到了4块主要的地理区域，主要进行上游作业。

### 2016年阿帕奇投资情况

在35美元油价、15亿美元的资本开支下实现自由现金流平衡



### 阿帕奇产能结构



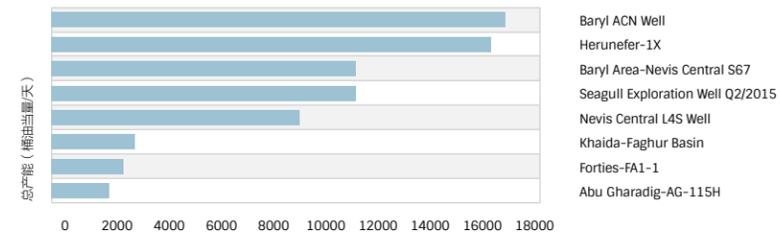
### 2. 寻找能够长时间产生自由现金流的储量且与美国页岩资产不同

与西方石油公类似，在受到了对冲基金的压力后，阿帕奇在2014年卖掉了他们在中东剩余公司的资产，降低了公司的政治风险。阿帕奇对自己在埃及的主导地位想的非常清楚。作为埃及最大的石油生产商，阿帕奇占了埃及超过20%的石油产量，同时也是唯一一家可以在国际市场上进行独立原油交易的公司。

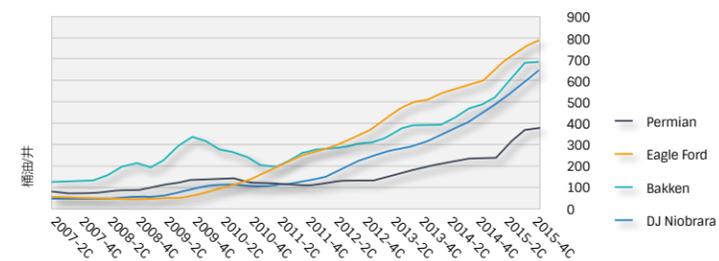
与西方石油公司在非北美地区的经营类似，阿帕奇大部分的自由现金流都来自埃及和英国地区。与美国页岩区不同，这些地区大部分都是常规油气田，用于基础设施建设的前期投入较少，产能自然递减率低，能够产生较为稳定的现金流。最重要的是，即使油价低至35美元，阿帕奇在埃及和北海的生产仍能盈利。

成本的节约和基建费用的减少，使得阿帕奇北海的项目开支减少到了6亿美元。在埃及，阿帕奇与埃及国有石油公司（埃及石油总公司）有合作的盈利项目，其中政府分担了一部分油藏开发费用。项目费用的共担帮助阿帕奇在埃及抵挡住了低油价的全面冲击。

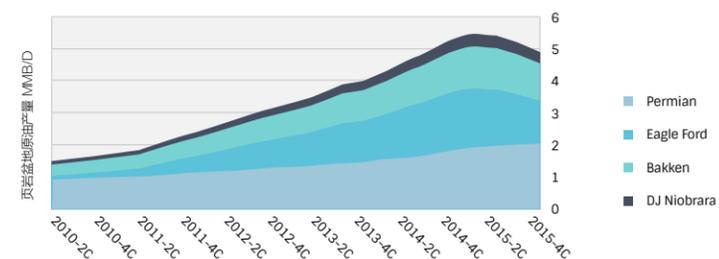
### 阿帕奇钻井的产能



### 井效



### 盈利的盆地



得益于这些费用削减的措施，阿帕奇可以在把产量维持在现有水平的基础上，降低自己的国际项目成本，同时也极好地证明了阿帕奇管理团队的杰出智慧。

下图中井的产能表现很好地说明了为什么阿帕奇要坚持在国际项目上进行投资。毕竟对大型勘探开发公司来说，1.6万桶油当量/天的井才是有意义的井。

### 3. 守住二叠盆地 重视EOR技术

西方石油公司将他们所有的筹码都放在了二叠盆地，现在他们是盆地最大的生产商。当然回报也是丰厚的，因为相对于较为成熟的Eagle Ford和Bakken页岩区来说，二叠盆地的生产经营才刚刚达到页岩的高效开发期。

尽管二叠盆地是美国最大的产区，但是仍有一定的提升空间。

在过去5年里，水平钻井和水力压裂技术得到了大幅度的提高，实现了多层储层的有效开发。表一是一个二叠多层储层的简图，看这个图的时候应该注意，这些都代表着三维空间，而不仅仅是一个平面。每个子层都代表着可以采用水平井和压裂来进行开发的油气。



### 二叠多层储层简图

[表一]

深度 (ft)	Delaware盆地	中部盆地	中部中央盆地	南部中央盆地
4000				
4200				
4400				
4600		Sand Adreas		
4800				
5000				
5200				
5400				
5600				
5800				
6000				
6200				
6400				
6600		Clear Fork		
6800				
7000				
7200				
7400				
7600	Avalon Shale	Wichita Albany	Spraberry	
7800				
8000				
8200				
8400	1st Bone Spring			
8600				
8800	Avalon Shale			
9000				
9200				
9400	2nd Bone Spring			
9600				
9800				
10000				
10200				
10400	3rd Bone Spring			
10600				
10800				
11000				
11200	Upper Wolfcamp			
11400				
11600				
11800	Lower Wolfcamp			
12000				

西方石油如果收购了阿帕奇，那么新的公司将会成为二叠盆地中最大的生产商、拥有最大的面积，那时新公司将完全控制整个二叠盆地。西方-阿帕奇实业将拥有超过3百万的土地，产量占整个二叠盆地的21%。

西方石油公司之所以担心过度依赖美国的页岩产量，主要是因为水平钻井和压裂开发的页岩井年递减率可高达60~70%。但是在阿帕奇二叠页岩总产量（17万桶油当量/天）中，只有54%达到了这个递减率。剩下的46%的产量来自中部盆地和新墨西哥大陆架。得益于水驱和CO<sub>2</sub>驱，这部分产量的递减率只有14%。这两种驱动方法是将水/二氧化碳通过注入井注入地层中，给地层施压混合油与二氧化碳/水，然后通过膨胀和压差驱动将油采出。

较低的递减率帮助阿帕奇公司在低谷期也能很好地管理自己的资本开支，他们可以选择在中陆和Delaware盆地较深部位、递减率较高的页岩井投入更少的钱。如果西方石油收购了阿帕奇，则西方石油公司的页岩递减率将会降至20%-25%。

阿帕奇所采用的EOR和非常规页岩混合运营的方式，帮助公司把美国的陆上产量成本控制在最低的范围。只要油价不低于45美元，北美所有的陆上生产就可以进行。阿帕奇仍然保持着对北美陆上油田最低限度的经营，一旦油价上涨，就可以在短时间内重启这些井的产量。

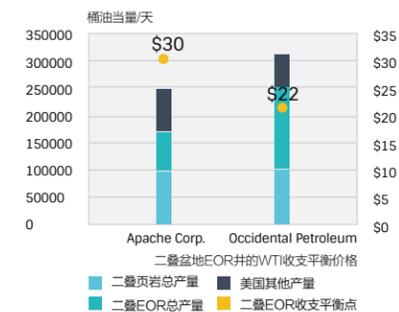
1. 西方石油公司已经是阿曼境内最大的独立石油公司了，油气净产量分别在7.5万桶/天和4300万立方英尺/天。

2. 阿帕奇公司是英国北海地区第二大的油气生产商。公司在北海花了26亿

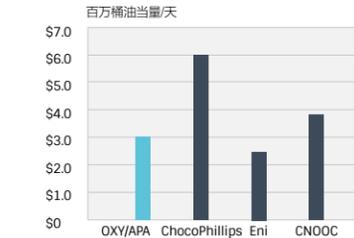
### 二叠盆地中的EOR应用



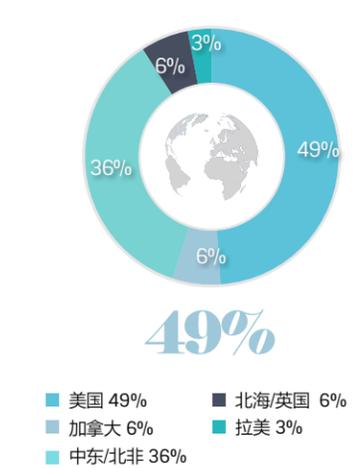
### OXY&APA在美国、二叠、EOR产量对比图



### 产量在百万桶油当量/天以上的生产商



### OXY&APA实业产能



美元进行基础设施的建设。在如今的低油价环境中，这部分投资开始发挥作用。只要油价高于35美元，阿帕奇在英国的生产就能盈利。

3. 阿帕奇占埃及原油产量的20%，并拥有独立在国际市场上交易原油的特权。公司在基础设施上的开支非常少，同时还担任着埃及石油行业创新者的角色。阿帕奇在埃及所有的Western Desert区块有着与二叠盆地相似的多层储层。阿帕奇将自己在多层水平钻井和压裂上的经验应用到了埃及的多层储层上，并得到了10倍于二叠盆地井的试油产量。现在，阿帕奇开始与壳牌合作，在壳牌所有的埃及区块上进行水平钻井的探索。

4. 阿帕奇和西方石油加在一起将会占到整个二叠盆地（美国最大的盆地）产量的21%。阿帕奇在中部盆地拥有的低递减率井和EOR技术将会提高西方石油的地位、节省部分费用，进行技术分享可以为西方石油公司带来了可以抵御低油价环境的美国页岩资产。即使油价降至45美元，阿帕奇在中部盆地采用的EOR技术，也能够使公司的一些井可以在不到一年的时间内收回其初期投入。

5. 如果西方石油收购了阿帕奇，整个实业的总产量将会达到120万桶油当量/天，这将重新划分西方石油公司在独立油气开发商中的地位，西方石油也可以与一些大型石油公司如康菲、埃尼、中海油等相媲美。西方石油-阿帕奇实业将会拥有高利润的生产线，同时有着与储量相比最低的债务水平。

在管理资产负债表和股票价格上，西方石油公司在同行中做得最为出色，能够抵御低谷期，抓住发展机会。

新的阿帕奇-西方石油公司将会是一个独特的公司。该公司会在中东、北海、拉美和美国陆上EOR的生产中进行低成本运作，保持盈利。同时，一旦油价超过45美元/桶，他们在美国二叠高达300万英亩的页岩储层就能成为有力的盈利点。公司总收入中有78%来油气生产，另外22%来自西方石油公司的化工和中游项目。

在如今的市场情况下，并购收购活动的枪声是很难打响的，但是我们相信西方石油公司最有可能抓住手中的机会，将自己塑造成下一个超级巨头。

## 海上油气降本提效： 如何化低油价危机为发展良机

降本增效是目前油气行业下行阶段各公司不言自明的目标，特别是在海上油气领域，由于油气供需失衡导致开发商的利润下降，通过分享资源和加强合作来改善运营状况是众多公司的不二之选，那么需要在哪些阶段有所改善，具体有哪些措施呢？一起来看一下-

来自 | Simon Todd et al.  
编辑 | 高杰

对上游油气产业来说，过去几年都是艰苦岁月。为了维持更好的资产负债表和现金流量表，他们采取了很多措施削减作业成本、降低资本支出。再也没有自由酌定的预算，裁员也仍在继续，有限的资源也仅是集中于基本且核心的生产之上。待油价再次提升时，对原油产量将得到提升，而对人才、设备及服务的争夺战也将再次打响。回顾石油历史，工作经验丰富的石油人也曾经历过这样的油价起落周期。

然而我们仍要保持乐观，我们正在经历一场能够长久提升潜在业务的契机，或许这样的时机非常必要，这样的改变既可以使我们在低油价时保持复原能力，又可以在高油价时给我们带来更高的利润。而对于作业者而言，如今提升绩效的一大通用方法就是更多的去相互分享资源、加强合作。

我们认为，油气上游领域中的大部分利润集中在勘探方，而将价值平稳地转化为现金流的同时，尽可能地防止产值损失的主要责任方实际上首先是项目组，其次是生产作业人员。油价高时，可以给项目组带来高利润，但也能掩盖一个项目运营绩效中较深层的问题，尽管这样做可能会带来很大的回报，而这也许会导致他们懈怠而不能提效。例如，一

项在2013年发表的针对墨西哥湾深水油气Ziff（现称Solomon）的研究表明，2012年的平均单位作业成本为5美元/桶油当量。墨西哥湾深水的油气日产量超过100万桶油当量，成本如果适度降低10%，每年将产生超过1.8亿美元的价值。即使在今天的低油价情况下，生产效率提高1%每年就能产生1.5亿的额外收益。

根据墨西哥湾深水作业的经验，在生产过程中，存在一系列共性的问题会造成产值损失，在这里我们总结了一些，例如：注水拖延/无效、井口被沥青质堵塞、微粒运移、井下安全控制阀的故障、水合物以及海底控制线故障等问题。

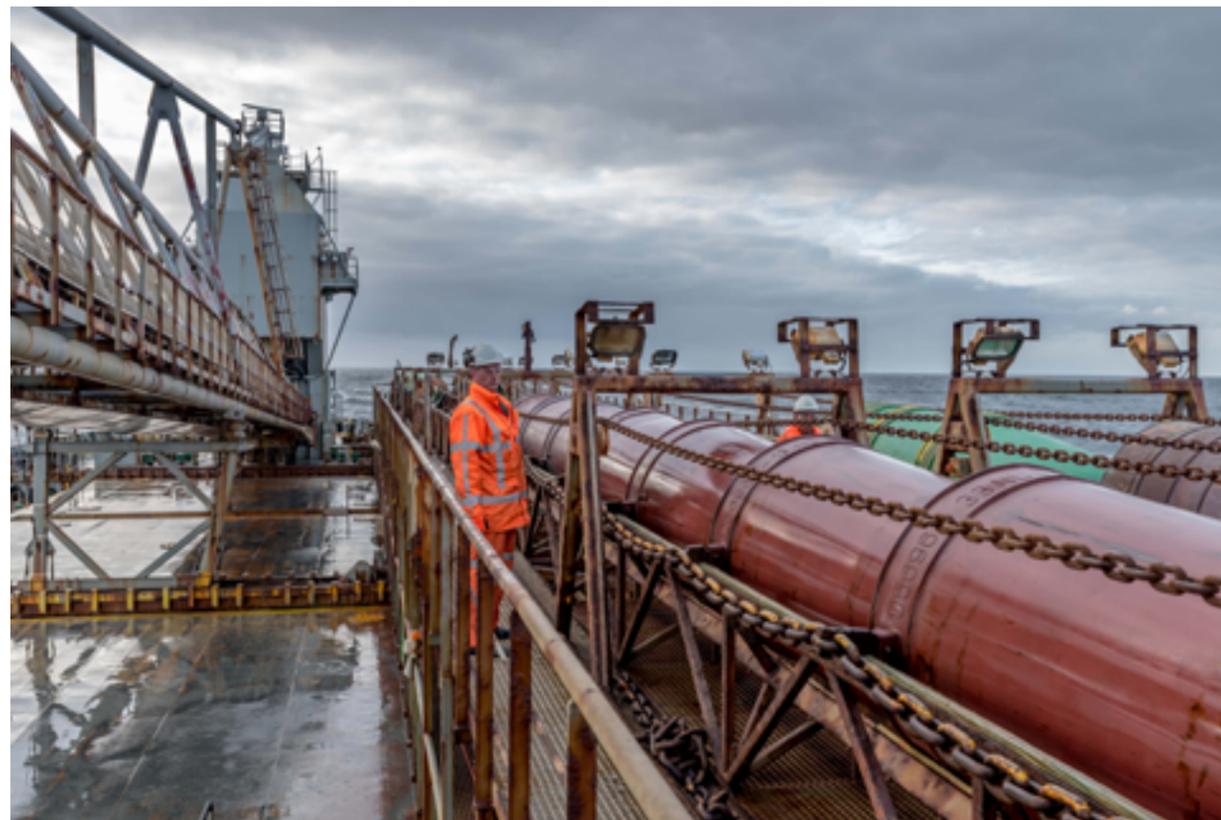
以上只是列举了其中一些问题，而我们尚未将干舷上部工程、中游、物流和库房等因素考虑在内。如果这些“技术上”存在不足，再加上以上工作的人事系统中关于组织和领导力不足，那么就有很多可以改进和削减成本的机会。

对于一家资金雄厚的海上作业者来说，目前是勘探钻井的好时机。成本已经比几年前更低了，而开发新的钻井要花费几年的时间，到那时，油价将会维持在一个合理的水平。所有的作业者都需要增加储量，而这将是通过开钻新井、或者从需要资金的公司购买资产以持续经营来实现目的的好机会。

举一个简单的例子，Gulf研究院是2001年成立的合资公司，由Gulf出版公司、世界石油与烃加工出版社、Endeavor管理公司合办，而Endeavor是一家在油田服务和设备领域有着深厚经验的战略营销企业。Endeavor公司拥有专用的Gulf研究中心数据库，这其中包含对2.5万名以上的油气行业人员进行访问的结果。

大约2个月之前，Endeavor公司的一名咨询人员出海到一个较老的平台上。在与生产人员交谈的过程中，他发现平台上设置了一个全职化学品技术工的岗位，操作人员可以通过减少化学品使用量来缩减成本、创造价值。他们意识到，在附近海域另一家作业公司拥有的平台上，也设置一个来自同一家化学品供应商的全职化学品技术岗位。很可能只需要一名化学品技术工就可以处理两个平台的工作，但是对他们而言，这一点没有被陆地管理人员所考虑到。

由上述现象我们不难发现，油气产业可以逐渐通过更多的合作来创造更大的互惠价值。最常见的一个例子就是在工业论坛和会议上，工程师和科学家彼此分享他们的工作。我们也看得到，在具有共性问题的合营油田中，作业方和非作业方伙伴分享学习，一些问题的有效解决方案便应运而生。当然，关于安全工



作，油气行业更有着协同改进的良好业绩记录，Safe Gulf公司就是美国海上油气行业中的一个绝佳案例。

当然，我们在调查中也发现，石油行业中目前的合作还是相对匮乏的。在一般的油气行业工作中，技术团队总能准备一个能够为项目创造佳绩的方案，但在方案执行时效率却往往低下。我们总是希望让包括服务方在内的一线员工参与到日常及大型作业的早期阶段，如果执行团队更多地参与到方案的执行中，就能暴露在精心设计的方案中存在的问题，这赋予执行团队更多主人翁的角色，以及更多的成功机会，并以执行的视角更早期地在方案中发现疏漏。

然而另一种合作方式存在更大可能性。设想一下，多家公司参加一个行业论坛，公开分享其当务之急，探讨全行业关注的问题，然后派遣由具有不同公司背景但经验丰富的人员组成的团队，有组织地使用常见和简单方法去解决问题。那些公司将负责选择作业公司范围内的解决方案，但是对于供应链的提升存在

尚未发现的机会。

如果能跨越公司和国家合作，那么更大的数据集肯定能提供更多的解决方案。现在有很多被普通员工或作业者低估或高估的问题，比如当公司希望能够保护其专利和技术时，这样的消息仍然会很快由普通的流动劳动者散布出去。另外，健康、安全以及降低成本的益处意义深远。表达现状并不能够改变现状，或许普通员工不应该等着公司董事会做决定才来改进，而可以自觉先行一步。

为了测试现阶段油气行业对此类合作的需求大小，Endeavor管理部门进行了一项对Gulf研究中心成员的调查，并从世界各地得到了84份答卷。我们需要确认的是油气行业需要更大的合作，开始说明其关注点，并按照兴趣大小对合作机会进行排序。在调查中，40%的回答者在油气公司工作，而其他人员大多在相关工程、咨询和设备/服务部门工作。

调查发现，对于能接受海上作业中开展合作的Gulf研究中心会员来说，他们中大多数都为油气公司工作且承担多方

面的运营责任。多数调查对象主导或经常参加公司决策，而且许多人负责数百万美元的预算。受调查人员可以对开展合作的方面进行多重选择，但是最主要的关注点为安全、降本、设施设计、工程支持、人员能力/培训、组织和人员配置。

同样，对需要合作的焦点领域的投资，了解对其投入的现有水平高低也最受关注的。调查显示，调查对象对设施设计和工程支持有着很强的合作兴趣，也有着更高的投资意愿。他们对安全及降低成本有着同样高的兴趣，但是投资意愿会低一些。当然现在油气行业面临巨大压力，想要为行业合作投资和真正能够投资存在差距，这也是可以理解的。

最后，在低油价环境下，如果进行合作的回报很大，而保持创造低供给成本问题的解决思路不变，那么设想一下在高油价环境下，合作将会带来什么。我们无论如何都要承认，在这个拮据的时期，投资需要对全行业的长远发展有一定的勇气和眼光，然而，或许这样的危机时期也是塑造未来产业转型发展的良机。☑

## 迷惘的一代石油人： 下个繁荣期到来之前该 何去何从

虽然目前油价处于相对低位，各公司都在减员降本；但从历史的角度来看，在裁员选择上公司必须慎之又慎，否则将给公司甚至整个行业的未来蒙上一层阴影，就像上世纪80年代石油行业的低迷期造成了现在技术人才的隔代缺口。

作者 | Alex Nussbaum & David Wethe  
编译 | 白小明

尽管已经在同全球石油价格暴跌作斗争了，美国的油气勘探公司还不得不努力解决上世纪80年代行业大萧条带来的历史遗留问题，当时的大萧条造成大量钻井工人失业。那次行业的不景气迫使整整一代人离开了石油行业，在其后的30-50年里，也就是现在这一阶段，钻井工人短缺，公司正努力寻找能够替代那些在2016年年龄在52岁至70岁之间的人，这些年龄相对较大的人仍然占据众多高级管理层席位，而由于隔代人才缺口，很难找到他们的接班人。

什么是行业人员大更迭 (Great Crew Change) 呢？就是数以千计的老工人即将退休，公司试图通过培训年轻员工，或者招募外行人员，高薪聘请退伍军人来填补人员流失的缺口。同时这也迫使钻井公司在目前的行业低迷期做到微妙地平衡人员配置，虽然他们裁员数千人，但仍

要设法留住那些难以替代的科学家和工程师们。

服务于总部在纽约的Alix Partners公司的管理顾问Robert Sullivan说，“现在正经历缩小业务规模的每个决策者都面临着额外的复杂问题。当前决定公司规模多大合适，将直接影响到未来市场转变时公司的发展。”

为这事雇主们已经准备了几年的时间。贝克休斯油服公司有一套培养年轻工程师的计划。埃克森美孚的发言人Bill Holbrook说，他们公司过去十年在墨西哥湾地区花在员工培训上的费用约为260万美元，公司也发布一些广告以吸引更多的美国人从事工程领域的工作。

总部位于休斯敦的Apache公司的首席执行官John Christmann接受电话采访时说，该公司为迎接行业大更迭已经做了15年的准备。钻井公司已经要求一些老员工



在到达退休年龄后延长他们的工作时间。公司还有一个为期3年、针对那些愿意扎根石油行业的新员工的专业培训计划。公司大约有一半的技术人员年龄在36岁或以下；另外三分之一超过了50岁。

50岁的Christmann说，“由于自1985到2000年期间没有很多人进入这个行业，所以有很大的人才缺口。虽然Apache已经做好了过渡的准备，但对整个行业来说只是杯水车薪，因为像这样的管理者们真的是太少了。”

由于石油行业的精英们正在流失，而且退休潮即将到来。据总部位于休斯敦的Graves & Co咨询顾问公司5月的一份报告称，从世界范围来看，自2014年油价开始下降以来，油气公司已经削减了超过35万个就业机会。

### 招聘需求

根据美国石油学会统计，石油、天然气和石化行业去年的就业人数为140万人。贸易集团3月份表示，未来二十年这些公司每年需要雇用约3万名工人，以填补离职、退休员工带来的岗位空缺。

目前一部分原因是由上世纪80年代行业的不景气造成的，当时石油供应过剩迫使油价暴跌至20美元以下，后来稳定在该价位长达15年。在当时，有超过6000多家美国公司倒闭。到了90年代初，对大批新毕业的学生 (Generation X, X一代人，类似国内的90后之说法，指代那些出生在60年代中期到80年代中期的人) 来说，石油行业绝对是个糟糕的职业方向。

Price water house Coopers的合伙人、负责给企业提供雇用建议的Robert Gruman说，“曾经有一段时间，人才市场上本该有大量的招聘信息，但实际招聘岗位却很少。而如今，由于人员退休，整个

行业在领导层和管理层之间产生了一条巨大的人才缺口。”

目前很多公司正努力更加明智地进行裁员，Gruman表示，即使支付的工资再高，公司也应该保留那些经验丰富、无可替代的技术员工。

总部设在德克萨斯州Woodlands的Newfield钻井公司，2012年以来削减了约450个工作岗位。公司一位发言人Cindy Hassler称，“尽管如此，在削减技术性人才时我们一直非常谨慎。相对而言，我们还有一些工作量，而且当市场回暖的时候必须得有专业性人才。”

千禧年时代的工人也从中有所受益。为了吸引年轻员工，许多公司已经增加了福利待遇，并提供更灵活的工作时间、现场健身房以及较低保费的医疗保险。因此，如前面所述，一端是新员工经验不足，但仍需招聘来填补空缺；对应的另一端即老员工经验丰富，但面临退休，就像Apache 61岁的地球物理学家Dave Monk就是这种情况。

### 下一代石油人

拥有超过36年丰富工作经验的Monk已踏遍全世界，正帮助从Suriname到北海的石油储量企业审核。现在，培养下一代也成了他工作的重要组成部分。

直到去年，Monk还在管理一支十几人的科学家团队。他在八月放弃了日常的领导工作，但仍然走遍世界各地，与年轻的同事们一起工作解决令人头痛的地质难题。Monk于2000年加入Apache公司，他说，“我一直尽力将我在过去多年积累的经验传授给更多的人。目前，由于人口数量的原因，没有足够的人力愿意进入这个行业。”

# 一文读懂油气行业收购风云关键点

自当前经济形势低迷、油价下跌以来，跨国公司特别是几家大型跨国石油公司经营均处于守势，压缩投资已是主流趋势，但行业内仍出现了多起公司收购案，那么，下一桩公司收购案将会发生在哪家公司呢？今天，我们来聊一聊有什么独特的方法可以进行判断。

作者 | Mark Young  
编译 | 张强

如果我们要判断一家石油公司是否有可能在未来收购其他公司，那么我们首先会分析这家公司是否有能力在吸收了巨额债务的同时还能保证自身的资本负债率维持在合理水平。

由于国际油价持续走低，大型的企业并购案已鲜有发生。另外，油价的下跌也导致许多石油公司的资本负债率飙升。如果有一家石油巨头拥有足够的财力进行一桩大型收购的话，那么这家公司必然有能力承担债务并保持“健康”。

## 为什么我们必须分析企业债务？

我们必须承认，自油价下跌以来，上游石油公司的资金状况已经发生了翻天覆地的变化。通过对那些在美国证券交易所上市的公司进行分析可知，随着去年以来资产负债率的上升，这些公司的风险也在不断累积。同时，我们也可以得到一些有趣的结论。

由右图可知，这些上市公司2015年的资产负债比明显高于2014年。鉴于当前的低油价，这种现象不足为奇，甚至有些公司在2015年已经变为了负资产。

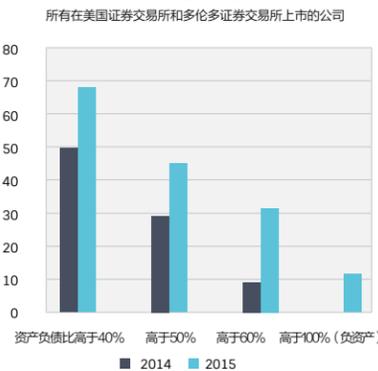
假设一个公司的负债资产比小于35%才被认为是运行良好的话，那么我们就可以以此为依据来判断哪一家加拿大或者国际石油公司有能力承担收购产

## 2016年第一季度公司负债能力排名

加拿大	
公司	百万加元
Suncor能源公司	7549
Cenovus能源公司	5460
帝国石油公司	2599
PrairieSky Royalty公司	1179
哈斯基	1101
Athabasca石油公司	978
Tourmaline石油公司	799
ARC资源有限公司	751
Seven Generation能源公司	609
Crescent Point能源公司	580

全球	
公司	百万美元
马来西亚石油公司	58395
俄罗斯天然气工业公司	41684
埃克森美孚	39300
雪佛龙	34375
中石油	31226
中石化	28312
皇家壳牌	27756
道达尔	23703
BP	22140
埃尼集团	16062

## 资产负债比高于正常值的公司数量



生的额外债务，并保证自身债务维持在可控水平。以Tourmaline石油公司为例，根据该公司2016第一季度的资产负债表，它在收购其他公司的时候有能力承担7.99亿加元的债务，并保证其负债资产比低于35%。当然，这并不意味着这些公司一定会并购其他公司，只是说明他们拥有这样做的能力而已。

## 分析：油价低迷时期的几大收购案

在油价低迷时期，最高调的一桩公司收购案当属皇家壳牌以大约810亿美元的价格收购BG集团。而在加拿大，Suncor能源公司以66亿加元的价格收购加拿大油砂公司，并成为了Syncrude项目的最大股东。

这两桩收购案都拥有许多共同点：皇家壳牌和Suncor能源公司都是以发行股票的形式对目标公司进行收购，同时都承担了巨额债务。根据BG集团2015年的年度报告，壳牌是以每股383便士现金加0.4454股壳牌B股股份收购BG，并承担了BG集团100亿美元的债务，BG在2014年第三季度创50亿美元亏损，其主要缘由是公司在澳大利亚的资产因大宗商品价格下跌而被迫进行资产减记，且减值额度高达90亿美元，大量的收购致使成本膨胀，投资开发项目计划也一再推迟，使许多新发现大型油田的开采一直停滞不



前，BG被收的命运似乎难以扭转。

据媒体报道，Suncor是用0.28股森科股票交换一股加拿大油砂公司股票对其进行收购，同时承担了24亿加元的债务。

2016年6月份，加拿大也出现了几桩类似的收购案。在Raging River勘探公司收购Rock能源公司的过程中，Raging River承担的债务总额为6700万加元，占总收购价格的61%；Gear能源公司将以2.325股Gear股票交换一股Striker股票对其进行收购，同时承担Striker公司1000万加元的债务。所以说，分析一家公司是否有能力承担债务并保证自身正常运作，是判断这家公司时候会收购其他公司的关键。

Suncor能源公司和皇家壳牌都有着出色的举债能力。根据媒体的报道，Suncor同其他几桩收购案都有牵连，而壳牌公司则考虑出售旗下的资产。据传，壳牌公司将在不久的将来出售该公司旗下的资产，波及10多个国家，并将对市场产生巨大冲击。

前文中提到的这些负债能力较强的公司中，许多公司已经开始出售其在加拿大的特许经营权，从而缓解油价低迷期现金流不足的问题。

近两年，石油公司想尽各种方法控制自身成本。同时，随着油价止跌回升，虽然以上几桩收购案并不代表大规模的收购潮正在到来，但也许我们很快就会见到下一桩石油行业收购案的发生。近日，埃克森美孚公司将以36亿美元的高价收购天然气开采商InterOil公司，以获得巴布亚新几内亚的石油开采，用于填补现有的天然气出口供应缺口。埃克森德克萨斯分公司的欧文在一份声明中表示，埃克森美孚公司将以45~71.87美元每股的价格将公司股票出售给InterOil，具体的价格取决于InterOil公司Elk-Antelope油田的储量。如果收购成本的范围为25亿到30亿美元之间，那这会是埃克森四年以来最大的收购案件。

2015年是自2004年以来并购和收购最低的一年，而今年，在北美地区油气行业并购达43.9亿美元，业内人士称，这一结果有望继续保持。油价低迷的大环境下整个行业正陷入空前的萧条中，更多石油相关产业与企业将面临严峻挑战。油气公司收购行为可以说是一场赌局和博弈，固然有利好一面，但风险同样存在，究竟利大于弊还是弊大于利，都需要时间和历史的检验。□

2016第一季度的资产负债表，它在收购其他公司的时候有能力承担7.99亿加元的债务，并保证其负债资产比低于

35%



## 打破桎梏：油气项目管理之新逻辑

尽管油气行业目前有些许好转，但一直未度过市场低迷期，后续态势发展如何，我们仍不得而知。关于石油与天然气相关的项目，我们应该采取哪些特殊的措施，才能够真正做到降本增效，走出困境呢？几大石油公司给我们提供了一些可参考的方法，相信只要我们能拓宽思路，因地制宜，终将看到希望的光芒。

作者 | Karen Boman  
编译 | 罗曼

石油和天然气公司在关于项目超工期、超费用这两方面，仍需开拓新的思路。虽然，改变对于每一个人而言并非易事，对于整个行业来说，更是难上加难。但正如业界人士所言：我们必须得作出改变，严格把控项目的成本和时效。

项目成本高、作业周期长并不是

油气行业新出现的问题，在如今的低油价时期，尤为凸显。去年，Alix Partners公司就一项研究表明：油气公司需要更好的经营、管理项目，才能度过油价低迷时期。

油价下跌导致了許多深水项目推迟，诸如荷兰皇家壳牌和挪威国家石油公司由于面临巨大压力，必须削减

成本，因此推迟了项目的进行。2015年，一位业内人士表示，在油价低迷期之前，也就是在2012年，成本超预算的迹象已很明显，但一些石油公司未能就此问题采取行动。

为了生存，油气公司对于需要耗费大量工程的、昂贵的项目改变思路。IO的CEO Dan Jackson表示，石油公司需

要大开脑洞，不走寻常路。不能持续以往的项目管理模式，因为现在的市场需要一个新的应对方法，如果此方法不适用于所有的持股人，那么就难以开辟和使用新的思路。

GE和McDermott国际公司支持50-50项目管理模式（一种风险管理方法），此模式由石油与天然气咨询公司的管理者来执行，他们通过自己第一次尝试，将综合评价方法应用于油气项目，并取得了较好的成果。到目前为止，该公司已与15家企业实现合作，包括一些国际石油公司、主干公司以及一些私企。今年年初，该公司称已向BP公司连续学习了两个项目管理模式。

Jackson说，美国国际学术联盟（IAA）通过全面且有针对性的研究，处理了海上作业出现的复杂情况，形成了一套详细的方案，建立了各阶段的项目作业流程。该方法具体是通过对比筛选各种先进理念，从而确保各部门人员能够更加深入的了解各项目之间的联系。Jackson补充道：IO公司同时博采众长，不仅帮助企业从技术方面进行规划，而且为他们的项目建立了一个成功的经济模式。

Jackson解释道，“这使企业就像激光聚焦一样专注于那些对项目有着重大影响商业领域的，也使得IO改善财政能力，规避风险，为项目运营创造价值，在不确定性事件中寻找确定性。”

IO公司是在油价下跌的前两年创办起来的，但是企业在低油价下难以维持项目运营也是事先能预料到的。其做法不仅应该缩减成本，更应该提高效率。

今年，IO公司收到了一个大订单，此订单刚好能够有助于实现该公司成为石油行业巨头的宏伟目标，例如在液化天然气项目上。Jackson说，“液化天然气在市场中占据很重要的比例，你可以通过以下方法来使项目越走越远：一是削弱其市场，二是降低其宏观驱动力，如将石油或天然气输送到一些富

全球范围的油气行业失业人口数可能已经达到二十万以上。整个产业供应链成千上万的工作岗位受到了波及。卡车司机、产沙商、钻完井设备制造的技术工人都饱受失业之苦。

有战略性需求的东道主国家。”

### 建立连接桥梁

Jackson说，IO也正在试图改变甲方和乙方的关系，并在过去已尝试在甲方和乙方之间建立连接桥梁。但随着油价持续的低迷，运营商和承包商则需要更加紧密的合作，来有效规避风险、控制成本，这意味着甲方需要与服务公司保持更加持久、可信赖的合作关系。

石油和天然气行业合同扩大模型是指在繁荣时期增加支出，萧条时期削减成本。这使得行业难以保持稳定，不论是在个体组织管理上还是在现场的作业上，此论述源自2015年全球知名顾问机构E&Y的报告，其中，E&Y曾带动过石油和天然气运营绩效。

E&Y在报告中指出，“随着‘易油’时代的推移，甲方正面临着全球勘探开发成本日益增长、难度加大、作业区域地层日益复杂的局面，这些因素已经使利润受到影响，虽然与2014年12月相比，油价有所稳定，但是这却掩盖了利润下降的影响。”只有当甲方决定建立持久的稳定性战略，才能够在油价低迷期或高峰期产生效益。保持稳定性是企业成功的最佳途径，通过卓越的运营管理，并加以完善才能够解决周期性的经济问题。

### 新的工作方案

E&Y全球油气高级主管Pateman-Jones解释道，由于目前低油价的影响，甲方和乙方更倾向于思考一种全

新的工作思路。

Pateman-Jones说，“通过在项目上应用‘精益生产’及持有系统处理模式，项目得以发生重大改变。同样的，使用新技术、新标准，不仅能够收获眼前的利益，而且能够获得更多、更重要的机会”。

Pateman-Jones也从标准化设备、程序中看到了隐藏在行业中巨大的商机，为此，供应商们必须重新考虑真正有效的奖励机制。

油气行业的长远商业目标大多出于人类的本性，Pateman-Jones说：“不幸的是，在石油低迷期各企业的一些措施，如：降低成本、裁减人员，而这将导致在石油形势转好的情形下面临更严重的资源挑战、昂贵的人员成本等问题”。

目前的挑战是企业应该认识到长期将面对的困难，企业应该从研究新的技术到突破性的技术，再到寻找未来新能源；适应并善于解决在项目实施过程中可能突发的任何困难。

E&Y公司见证了其客户在监管能力和效率上的提高，提高监管主要是从项目采办、项目选择、目标设定方面进行督办，进而实现整个项目操作的透明化，提高非经营资产项目绩效。

同时，该公司的客户也正在不断努力，以确保实现降本增效。例如，在内部供应链中，企业能够在恰当的时间找到合适的员工，并支出适当的成本。最后Pateman-Jones总结道，“当经济慢慢复苏，资源越来越丰富，企业只有通过最好的技术、最健全的体制和人事关系来确保项目的顺利完成”。👉

# 一切都是意外： 石油工业帝国原来是这样建立的

石油作为能源已有一百多年的历史，享有“工业血液”之称。同时，石油作为战略物资，在全球的经济、政治、文化发挥着至关重要的作用。但是庞大石油工业是如何建立起来的却鲜有人知，今天我们就一起探索一下石油工业的创始之谜吧。

来自 | Pattayaone  
编译 | 曾旭洋

19世纪期间，一场工业革命席卷了欧美大陆，美国出现了一种由建国前期的简陋小作坊老板和种植园主演变而来的新型商人。与他们的前辈相比，这些大亨们不但更圆滑世故而且做事专一，拥有更大的雄心壮志。

房地产、铁路、钢铁、建造业甚至筑栅栏的材料都成为了这些富有而强大商人们所经营的产业。在19世纪中叶，作为后来垄断行业的石油产业还不能够在这些精英行业中取得一席之地，但是情形很快就改变了。

在1845年左右，美国商人兼发明家Martin Kier发现了他的盐井被一种从石头中渗透出的油状物污染了。最初他下令让工人把这些恶心的东西倒到附近的运河里，但是他后来意外发现，其中的一个水池竟然可以点燃，Kier看到了这种东西的潜在价值，并把它命名为“石油”。

对Kier来说，这非常简单。在石油出现前，美国所有的灯里用的燃料都是鲸脂，这种动物燃料既昂贵又稀有。所以Kier找来了一些化学家来研究他新发现的石油。1848年，他把他的这种产品命名

为“Seneca Oil”，并在市场上将其当作皮肤软膏来使用，但是几乎无人问津，这种产品很快失败了。

第二次尝试稍微比第一次强一些，他将新的产品命名为“石油膏”，这种产品很快便被运送到美国各地并很快风靡。或许你也用过这个产品，它就是类似我们现在称之为凡士林的东西。如果你曾对凡士林为什么会贴上“石油膏”这个标签感到好奇，那么你现在应该知道是因为什么了吧。

除了这些，Kier也注意到了石油可以缓慢的燃烧，这让他看到了希望，即用石油代替日益昂贵的鲸油作为燃料。尽管并不是特别成功，1851年Kier还是成立了石油炼化厂并为采矿业制造出更为安全的新型油灯。当时，由于开采出的石油太少，而且在为新产品申请专利的过程中也屡屡碰壁，Kier逐渐对这些失去了兴趣。

但是，在1857年，Kier的两个执行主管George Bissel和Jonathan Eveleth听说在宾夕法尼亚州Titiville镇附近发现了一个新的油藏，他们就立刻前往调查。在

Titiville的旅馆，他们遇到了一个镇上的已退休的火车售票员Edwin L. Drake，他就是后来众所周知的德雷克上校。

Edwin L. Drake给Bissel和Eveleth留下了深刻的印象，他们立刻聘请Drake作为专家，并由Drake带他们免费乘坐火车到美国各地调查其他油藏。他们很快便意识到石油的巨大市场，而当时存在的最大问题就是能否找到石油。

1858年春天，Drake来到了现在被称为油溪(Oil Creek)的地方，它是宾夕法尼亚州Crawford和Allegheny县之间Allegheny河的一条只有45英里长的支流。之前也有人在该地区钻过井，但当时的作业目标只有水和盐这两种东西。

当石油出现时，没人知道石油到底有什么用，所以钻井队伍就转移到了下一个地方。然而，Drake在调查过该区域并做了类似于地质研究后，决定放弃钻盐井时使用的蒸汽机钻井技术。

他的这个决定让他雇佣的第一支钻井队非常震惊，他们说道，“钻油？你是说钻到地下去找油？疯了吧你！”这句话后来在石油行业广为人知，流传了很久。



确实是这样，当时的钻井大都是尽量避免出油，所以第一队队员收拾装备后就离开了。

1859年夏天，Drake终于组建起了新的钻井队伍，开始钻井，但是很快他们就遇到了麻烦。在钻井过程中由于地层疏松，地层一直垮塌并且会卡住钻头。Drake想出了一个方法，即在钻进过程中用一个铁管子挡在钻具外面，防止坍塌和出水。尽管这样，钻进速度还是非常缓慢，平均一天只能打3英尺(约1m)。

钻井队伍失去了前进的动力，围观群众也开始嘲笑Drake是“傻瓜Drake”，更令人难以置信的是Seneca石油公司也放弃了这个项目，只把Drake的钻机留给他。资金很快用完，也没有其他人帮助，Drake一直坚持到1859年的8月27日那天，那天他们钻到了70英尺深并且钻遇了裂缝。

钻井队又一次收拾好东西准备离开，但是第二天井队的首席工程师Billy Smith震惊的发现石油正顺着钻杆慢慢往上冒。人们迅速把这些石油都泵到一个老浴缸里，这是“疯子的第一桶油”，这一天被历史永远铭记。

之后其他勘探者都开始使用Drake的套管内钻进方法防止坍塌，直到现在，钻井业仍然在广泛使用这种方法，Drake就为现代石油工业奠定了钻井原型。宾夕法尼亚州42加仑的木桶在偶然间被他用于装罐和运输石油，并成为石油世界使用时间最长的重要物品。这种主要用于威士忌交易的木桶成为石油市场沿用至今的生产和消费基础度量单位。

使用Drake的方法，刚开始每天可以产出45桶油，并在当时以每桶40美元的天价出售。这些油都被运到了Samuel Kier的炼化厂进行炼化并作为灯油销往美国各地。一时之间，不计其数的没有经过专门训练的石油勘探人员涌入西宾夕法尼亚州(Western Pennsylvania)。他们有个绰号——野猫钻井者。随之而来的是运输人员、炼化人员、经销商、银行家、投机分子甚至有经常出没的骗子。在1861年，第一家炼油厂投产之后，美国出口的第一批石油用木桶装运经费城运往伦敦。1865年，第一根石油管道铺设成功，它有5英里长，每天能运送800桶石油。这样，所谓的“黑金热”开始了。随着煤油进入美国市场，紧接着闯入欧洲市

场，石油工业生产飞速发展起来。十年之后，每天大约有16,000桶原油进入炼化厂炼制，而Drake又被称为“现代石油工业之父”。

然而，与创新力相比，Drake的商业头脑无法与之相提并论，他不但申请钻井方法专利失败，还因投资失败失去了所有的家产。到1863年，Drake已经变的一贫如洗。最终在1872年，宾夕法尼亚州政府为这位老人支付1500美元/年的补贴，作为他“以一人之决心建立石油行业的疯子”的奖励。1880年，Drake去世，人们为纪念他，在Drake井的旧址建立了“德雷克井纪念馆”，世人将永远记住这位世界石油工业开创者的功勋。

Drake上校那具有划时代意义的试验被看作是石油工业的起源。没有Drake在众叛亲离时仍坚持寻找石油的那份决心，那些如亨利·福特、洛克菲勒等商业大佬们，以及那些如德克萨斯和中东盛产石油的地区，将无缘享受这巨大的财富和能源垄断权利。事实上，没有Drake，整个世界的石油行业可能就会仅仅局限于Vaseline的那个小池子里，而可怜的鲸鱼可能因为鲸油的需求也要灭绝。📍

## 地震勘探解译有难题？ 看斯伦贝谢的深度域反演技术

斯伦贝谢深度域反演服务，可以应对复杂地质环境下的地震构造解释，提高储层属性预测的准确性，为客户们描绘出更为清晰的勘探前景。下面就为大家带来技术的简单介绍~

来自 | Schlumberger  
编译 | 周诗雨

斯伦贝谢于2015年推出了深度域反演服务，该技术由斯伦贝谢的石油技术专家提供，可以提高在复杂环境下地震构造解释和定量地震解释的可靠性和一致性。

斯伦贝谢石油技术服务公司总裁 Maurice Nessim表示：“传统的时域地震反演会导致地震成像和岩石性质之间出现不一致的情况，尤其是在较厚盖层的地方，例如盐下储层。但是通过深度域反演服务，客户可以从地震数据中获得更多油藏性质的相关信息，帮助降低复杂油藏环境性质的不确定性，增强我们对储层性质、油藏体积估算和勘探前景的信心。”

在墨西哥湾的Green Canyon地区，斯伦贝谢石油技术专家采用了深度域反演工作流程，对一照明不佳的复杂盐体环境进行了反演，照明效果对逆时偏移产生的地震振幅产生了不利的影响。

工作人员在Petrel勘探开发软件平台上运行的深度域反演工作流程，改进了地震结构解释和定量地震解释，

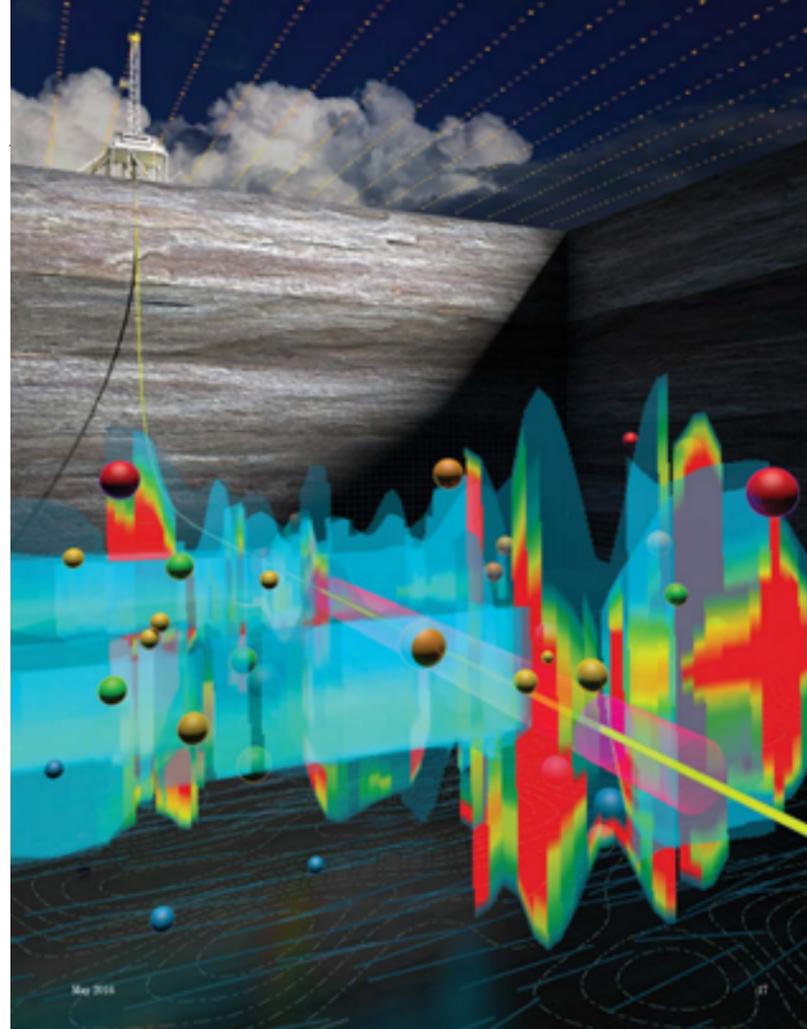
修正了照明效果，可获得更好的连续性地震事件、更可靠的地震振幅和保真度更高的声阻抗量，从而提供更加清晰的反射率图像。

### 传统反演存在缺陷

在传统的振幅反演技术中，假设地震图中振幅的位置是准确分布的，并通过推导出的岩石真实属性将其转化为弹性参数。然而，复杂的地质结构加上地表地震采集的限制会导致对地下目标的不完全照明，这将严重影响偏移成像中振幅和相位的准确性。

由于技术限制，常规的振幅反演技术不能补偿振幅和相位的变化，诸如照明之类的非地质因素的影响也会影响反演结果，导致反演得到的弹性和岩石性质可靠性不够。

事实上，这样反演出来的参数不能准确地代表相应的岩性。另外还有一个难题，在复杂的地质环境中要想进行准确的振幅反演得到可靠的地下成像通常需要深度成像，但目前的振幅反



演技术通常是在时间域进行的，这样就会造成成像和反演之间不一致，损失地震反演所获得属性参数的保真性。

### 深度域的准确反演

为了提高构造成像和岩性预测之间的一致性，斯伦贝谢推出了深度反演服务。通过采用了一种新型的工作流程，可在深度域中直接实现振幅反演。深度域反演服务流程采用了点扩散函数 (PSF)，能够捕捉采集观测系统和复杂地质条件造成的依赖倾角的照明效应。

点扩散函数PSF采用了偏移成像中随空间和深度变化的3D子波，而不是常规振幅反演中使用的1D子波。深度域反演的最终结果为经过校正的照明效应反射系数数据体，通过合适的井数据还可以输出声阻抗成像。

深度域地震反演方法，完美地结合了反演与成像，提高了表征储层特征的岩石性质的估算可靠性。该方法的基本思路是在深度域地震振幅直接反

演过程中，对深度空间和照明效应进行校正。该深度域反演服务已经在北美和南美的复杂地质环境中得到了成功应用。

深度域反演可以通过最小平方目标函数得到最佳声阻抗模型，目标函数的约束条件还可以包括反射系数模型的稀疏性、输出沿地质构造的横向连续性和与先验低频模型的偏差。同时还可以使用更为复杂的物理场来考虑虚反射或衰减效应。在反演中考虑这些因素后，反演结果的保真度将得到进一步的提高。

采用深度反演服务可以修正由于复杂盖层和观测系统造成的照明效应，提供更清楚的反射系数图，更好的事件连续性，更可靠的地震振幅和保真度更高的声阻抗容积。

### 更好揭示复杂储层结构

斯伦贝谢深度反演服务可在深度域中直接提供定量地震解释，极大提高了复杂地质结构中的储层性质描述准确性。通过对照明效应进行校正和

深度反演建模，石油技术专家们可以对二维和三维地震数据的岩石声学特性进行可靠的推算。相比于传统复杂环境中常用的AVO反演技术，该技术可以提供分辨率更高的波阻抗，从而得到分辨率更高、保真度更高也更稳定的解释图像。

### 减少复杂储层不确定性

深度域反演服务独特的工作流程可以对依赖深度、空间、倾角的照明不完全性进行校正，减少在确定烃类系统构成（如运移通道、圈闭和密封）等时的不确定性。构造成像和岩性预测之间的一致性将为勘探工作提供前所未有的视野。

与常规的振幅反演方法相比，深度域反演服务提供的岩石声学特性的可靠度要高得多。基于深度反演获得结果可以帮助勘探工作者们对勘探前景进行更准确的描述，对油藏性质和体积进行更好的确定和计算。

### 应用

1. 复杂地质环境中的储层刻画；
2. 确定二维、三维地震数据岩石声波特性和弹性特性；
3. 地震振幅反演，校正依赖空间、深度、倾角的照明效应。

### 技术优势

1. 降低最为复杂的储藏环境的参数不确定性；
2. 在确定油藏系统构成时，如运移通道、圈闭、密封方式等，准确性更高；
3. 提高声学性质、岩石性质和孔隙体积估算时的保真度，帮助勘探工作者们对勘探前景进行更准确的描述，对油藏性质和体积进行更好的确定和计算；
4. 从勘探到评价，挖掘地震数据的巨大价值；
5. 集成工作流程生成反演模型，可以在钻井期间帮助可动决策的决定。📍

# 超导低密度支撑剂 CARBO 的又一压裂完井利器

近日，CARBO公司宣布该公司超导低密度支撑剂应用取得了成功，该产品密度低、强度大，在复杂境况下也能提供理想的导流能力。下面将对该技术进行简单介绍~

来自 | CARBO Ceramics  
编译 | 郑斯赫

近日，CARBO Ceramics宣布该公司的超导低密度KRYPTOSPHERE LD陶粒支撑剂技术在Consol能源公司的Utica地区获得了成功运用。这是采用KRYPTOSPHERE LD技术的第一口井，在井的开采周期内实现了最大化油气产量。

CARBO公司的KRYPTOSPHERE LD超导低密度陶粒支撑剂在导流能力、抗压强度和耐久性方面远远超过了现有的低密度支撑剂。

在首次应用中，KRYPTOSPHERE LD的使用深度接近13500英尺。在这样的应力条件下，采用这项技术是因为其经济价值更高、强度更大、支撑剂输送能力更强，能够支撑裂缝体积更大。采用KRYPTOSPHERE LD作业的井就无须再使用交联液，降低了整体的完井成本。

使用KRYPTOSPHERE LD的第一口井的初始产量非常可观，24小时内天然气产量就超过61.9百万立方英尺/天，使之成为Utica地区到目前为止产量最

高的井之一。

Carbo公司的超导低密度和高密度支撑剂具有相同的特点：尺寸均一，具有无可比拟的强度、耐久性和光滑度，无论是在低应力或是高应力的井眼条件下，都能提供很高的导流能力。它比现有低密度支撑剂的导流能力要强很多，还能降低对压力泵设备的磨损，并最终获得更高的产量和预计最终采收率(EUR)。

除此之外，与中密度和铝矾土相比，KRYPTOSPHERE LD技术还能提供更高的导流能力和更强的支撑剂输送能力，并能增加支撑裂缝体积。

Consol能源公司的区域作业部的董事Kirby Walker评论道：“将KRYPTOSPHERE LD技术和我们的完井设计相结合就是Consol能源公司实现完井效率提高的典型例子，在整个页岩行业内，到目前为止，我们第一次将Utica地区十口井中气体产量最高的三口完井结果呈现给世人。”

“将KRYPTOSPHERE LD这样

能够降低作业者生产石油和天然气成本的创新技术商业化在目前挑战性的环境下很有必要，”CARBO公司负责销售和市场的副总裁Don Conkle补充道，“像CONSOL能源公司这样主要的作业者使这些技术的推广成为了可能，CARBO公司致力于提高油藏采收率和降低发现和开发(F&D)成本的投资没有白费。”

CARBO公司致力于整合相关支撑剂技术，为压裂作业的设计、构建和优化提供工程解决方案，通过提高井产量和预计最终采收率来为勘探和开发(E&P)作业者提供重要的价值。

## KRYPTOSPHERE LD超导低密度陶粒支撑剂

KRYPTOSPHERE LD超导低密度陶粒支撑剂在导流能力、抗压强度和耐久性方面远远超过了现有的低密度支撑剂。除此之外，KRYPTOSPHERE LD技术的导流能力相比于中密度和铝



矾土支撑剂毫不逊色，在多数情况下导流能力甚至更高，并提供更强的支撑剂输送能力、提高支撑裂缝的体积。更高的产量和更大的支撑体积提高了采收率和投资回报率，降低了原油的发现和开发成本。

### 产品特点

1. 精细设计的支撑颗粒，高强度、耐久、形状规则、单一尺寸、光滑度更高；
2. 为适应井条件，可以根据需要生产任何尺寸的单筛目尺寸产品；
3. 与典型的中密度和低密度的陶粒支撑剂相比，具有明显更高的基线导流能力；
4. 与标准的低密度陶粒支撑剂相比，具有无与伦比的强度和耐久性；
5. 圆度、球度和光滑度俱佳，侵蚀性更低。

### 应用优势

1. 创造的裂缝具有更多均一的孔隙，油气流动的空间更大；
  2. 在油气的开采期内，都能维持最高的流速和导流水平；
  3. 通过降低流动通道的弯曲度来降低非达西效应的影响，提高整体导流能力；
  4. 在泵注过程中，腐蚀性明显更低，对设备和工具的磨损也降至最小；
  5. 性能方面取得了跨步式提高。
- 应力循环后仍能维持导流能力**  
经过技术人员的长期研发，KRYPTOSPHERE LD超导低密度陶粒支撑剂技术在整个低应力条件到高应力条件的范围内都能提供最高水平的产量和采收率。这项技术比砂粒和传统的陶粒支撑剂具有更高的闭合应力，因此能维持更高水平的导流能力。

KRYPTOSPHERE LD具有很高的抗破碎性，能承受应力循环，确保能长期维持裂缝的导流能力、完整性和连接性来优化生产。

### Beta系数和压降更低

球形的KRYPTOSPHERE LD表面光滑，尺寸均一，该技术的这些特点能确保流动通道更加连续，并能将穿过裂缝的非达西流效应所产生的压降减至最低。这进一步提高了产量和最终采收率。

KRYPTOSPHERE LD技术拥有异常低的且均匀分布的内部孔隙度，产生的支撑剂具有无与伦比的抗压强度。因此这种支撑剂比LDC(低密度陶粒)更有密度优势，而且比在很多油藏中所使用的标准LDC(低密度陶粒)和IDC(中密度陶粒)支撑剂具有更佳的抗压强度和耐久性。☑

# 威德福 JetStream 循环接头 轻松解决提钻速、清井眼

威德福公司通过使用无线射频识别循环接头，摆脱了投球等复杂低效率的操作，一次起下钻即可多次操作多种工具，大大节省了钻井时间，并能提升井筒清洁度和完整性。

来自 | Weatherford  
编译 | 滕云天

威德福公司通过使用无线射频识别终端，摆脱了投球等复杂低效率的操作，使一次起下钻即可多次操作多种工具，大大节省了钻井时间，并能提高流量和环空流速，进而提升井筒清洁度和完整性，也能准确识别堵漏材料和加重压井液。

随着井筒复杂性的增加，常规扩眼工具和循环接头的效率在不断下降。而这些工具需要多次起下钻来进行机械激活或液压激活，这也增加了钻机的成本。

主动和被动的无线射频识别技术 (RFID) 的创新应用，为井下控制和地上设备管理提供了全新的选择方式。主动式无线射频识别技术 (RFID) 新添加了扩大井眼、循环钻井液清洗井筒、减少井底口袋长度的功能。被动式的RFID可以精确追踪钻杆轨迹，从而提高安全性和效率。与普通投球工具相比，Jetstream RFID钻井循环接头实现了更高的流

速、更清洁的井筒。

先在地面向井筒投入一个射频识别终端，然后进行循环，使其通过接头，RFID驱动的循环阀就可无限次打开和关闭。另外，钻杆上可以安装多个扩眼工具，同时消除了脱扣的隐患，明显提高了工作效率和正常运行的时间。RFID也使测井操作不再需要节流球座来提供贯穿井筒的通道。

使用RFID的钻井扩眼器和循环接头可以提供多重按需激活和反激活，有助于维持泥浆性能进而提高循环和钻进效率，允许测井工具放置在扩眼器下，允许多个备用工具在同一个钻杆下运行。RFID技术可以平衡成本效益操作和超支操作之间的差异，尤其是在钻机效率和成本都非常高的情况下。

## 发挥钻井作业的潜力

完全发挥钻井作业的潜力的关键有两方面：作业过程中遇到意外挑战

时的调整能力和尽可能少的起下钻次数就能完成钻进的能力。JetStream RFID循环接头能够进行三点位安装、多重应用和动态激活设置，可帮助作业者获取最大的钻进效率和操作的灵活性。

## 掌控效率

尽管许多循环接头都可以清洗井筒、识别处理液以及冲洗防喷器，但是他们都不能在一次起下钻过程中同时完成这三项。JetStream接头就不同了，因为JetStream接头没有开关次数的限制，作业者可以多次使用单个JetStream接头来执行多项操作而无需起下钻。串联运行多个JetStream接头，并将这些接头安装在钻杆的不同位置上，还可以提供额外的功能并增加操作灵活性。

## 如何提高作业的灵活性？

加快液流从一个区域到另一个区



域的流动速度最简单的方法之一，就是移除流动通道的阻碍。JetStream接头通过移除笨重的机械传动装置和降低相关风险，来实现完全贯眼流动使流动面积最大化。

与市面上的大多数循环接头不同的是，JetStream接头通过RFID (无线射频识别) 技术进行控制。当司钻需要激活一个接头时，就从地面向井内投入一个RFID终端，此终端在流经所需激活的接头时，就会对该接头发出指令。RFID信号一旦被接收，由电池供电的电马达将驱动液压泵，进而移动一个套筒进入三个预设档位中的一个：开、关或独有的分流档位。

JetStream接头不需起下钻即可选择性的激活一系列接头，这可以节省

许多时间。最后由于JetStream接头不依赖井下水力工具来进行激活，所以它在多种应用中都非常有效，包括小流量和欠平衡钻井作业。

## JetStream接头其他组件和功能

### 板载内存

循环阀记录所有的井下事件，包括时间、钻杆压力、接头内液压、温度和电池电量。借助i-Rabbit® 近场无线传输设备，数据可以迅速收集并显示在垂直条形图上。

### 大的内径和端口流动面积

JetStream接头的端口流动面积为6.5平方英寸 (4185.4平方毫米)，是业内所有接头中最大的。而接头的大内径使操作不受笨重投球或球座的限制，在每次操作中通道都保持为全通径。全通径可以提高流速，并使操作者能够使用底部钻具组合下方的工具。

### 分流定位

JetStream接头可以配置一个打开端口的选项，这样分流器可以在钻进时清理岩屑。分流定位技术在尾管钻井和小流量作业中非常有用。

### 可调喷嘴

多种喷嘴配置便于确定液流在环空和钻具组合之间如何分流。同时可以通过控制分流液体的流量，调整总流量面积、加大环空流速。

### 备用系统

压力循环程序用作备用传输系统。

## 应用案例

**Caspian Sea (里海) 一作业时间缩短了1.5天，节省成本35万美元。**

威德福在底部钻具组合 (包括扩眼器) 上方部署了JetStream接头。因为JetStream接头内径大且没有球座，司钻能够在一次起下钻过程中使用底部钻具组合下端的工具进行多种操作。

JetStream接头可使完钻所需起下钻的次数最小化，这为甲方节省了1.5天的海上钻进时间，节省了35万美元的成本。JetStream接头也有助于实现大流量、高环空流速以及高紊流流速，而这些可以提高井筒清洁度和井筒完整性。📍

## 优点优势

- 1.提升环空流速;
- 2.清洁井筒和防喷器组;
- 3.减少非生产时间;
- 4.有效识别堵漏材料和加重压井液。

### 在井下保持所有的设置处于打开状态

部署单个的JetStream接头可以实现不同的功能:

● **钻井时:** 提高环空流速以提高井筒清洁效率;

● **补救方法:** 精确识别堵漏材料和加重压井液以恢复泥浆流动;

● **钻井后:** 在井底产生紊流以清洁井眼，冲洗海底防喷器和井口。

## 压裂技术与装备

随着页岩油气开采的进行，压裂技术取得了前所未有的发展。本期就为大家带来近期推出的压裂相关技术，敬请期待~

来自 | Schlumberger等  
编译 | 张德凯

压裂技术是一种重要的油田增产手段，以页岩开发为例，压裂几乎成为了必不可少的增产作业。在近年油气探明储量中，低渗透储量所占比例上升速度在逐年加大。低渗透油气藏渗透率、孔隙度低，非均质性强，绝大多数油气井必须实施压裂增产措施后方见产能，压裂增产技术在低渗透油气藏开发中的作用日益明显。

### 压裂技术发展难题 水平井压裂

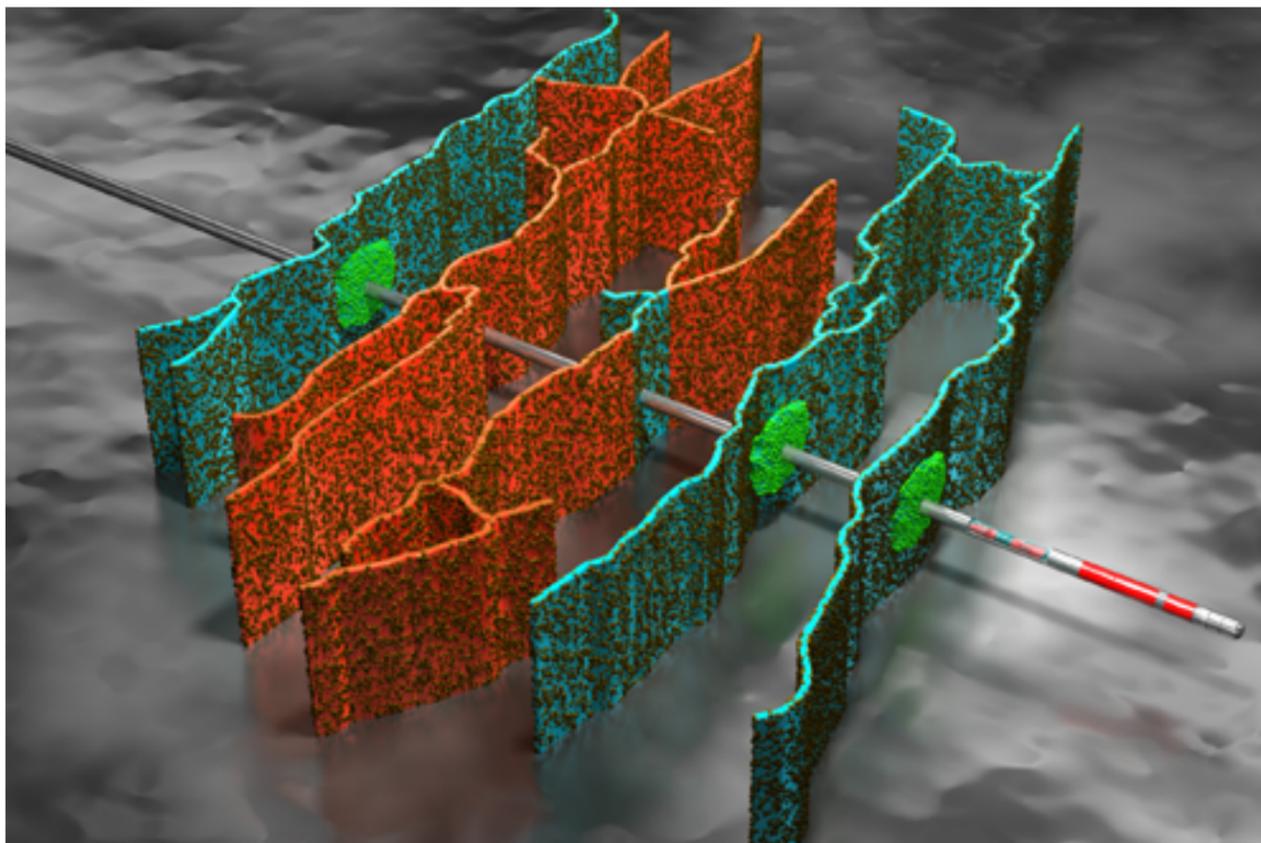
目前，水平井压裂工艺主要是限流法压裂、分段压裂工艺。对于水平段较短的水平井多数采用限流法压裂，而水平段较长的水平井必须采用分段压裂法压裂储层。限流压裂中压裂液通过射孔孔眼进入储层时会产生孔眼摩阻，且摩阻随泵注排量的增加而增大，带动井底压力的上升，一旦井底压力超过多个压裂层段的破裂压力时，便在每一个层段上压开裂缝。

该技术对压裂泵排量、储层性质、射孔工艺等要求较高，存在多条裂缝控制困难、压裂针对性差等问题，因此应用受到限制。分段压裂方式有：桥塞压裂、连续油管携带跨隔封隔器压裂、凝胶复合段塞法压裂和水力喷射分段压裂。

### 定向井和大斜度井压裂

与直井相比，定向井、大斜度井易出现破裂压力异常、近井摩阻大、施工压力高、压后效果普遍较差等问题。近井效应显著、裂缝空间转向、多条裂缝的形成是造成定向井、大斜度井压裂施工难度大和压裂后效果普遍较直井差的主要原因。因此，该类井常采取优化射孔工艺技术、前置液加段塞工艺技术、线性加砂工艺技术、变排量压裂工艺技术、增加前置液量和增大加砂规模等工艺措施来减少多裂缝和近井摩阻，达到增加裂缝长度和宽度、降低施工难度以及提高压裂施工效果的目的。

### 深水压裂作业



常规的海上压裂作业由于受技术思想狭窄、工具能力有限以及完井管柱功能单一等原因的限制，作业过程中需要频繁起下不同功能的作业管柱，极易因工具故障而发生井下复杂情况。陆地以及浅水作业成本相对较低，常规的海上压裂工艺对施工时效的影响不明显，但是深水作业对油气勘探开发技术和装备能力极限的要求很高，且具有作业风险高、难度大、成本高等特点。从作业时效方面考虑，传统工艺技术时效低的缺点会导致作业成本大幅上涨。因此，只有应用适合深水作业安全、高效的压裂新技术，才能有效提高海上作业时效、降低作业难度、节省深水完井作业费用。

### 压裂污染问题

水力压裂法开采天然气时，用高压将混有化学物质和沙子的水注入到地下页岩层，在高压下水压裂岩石，同时用沙或其他物质支撑裂口，使页岩破碎释放出气体。

水力压裂技术需要消耗大量水资源且不可回收。水力压裂井比传统的井需要更多的水。在美国密歇根的Antrim页岩气田，一个传统的井一次需要190立方米的水。然而据估计如果是水平钻井，一个水力压裂井一次需要19000立方米的水。据德国地球科学研究中心的霍斯菲尔德教授介绍，每口页岩气井需耗费 $1.5 \times 10^4$  m<sup>3</sup>的水才能使页岩断裂。所以，压裂回收水重复利用处理技术逐渐得到了业内的重视，压裂水处理技术也快速发展。

### 压裂设备问题

毫无疑问，压裂设备的稳定性对于压裂作业的工作效率至关重要。随着油气藏开发深度的不断增加和压裂施工工艺技术的日益进步，对压裂设备的要求将会越来越高。

总的来看，其发展方向为：1.压裂设备继续向高压、大排量和功率的方向发展；2.压裂设备将更具有高度的运移性、安全性、环保性、稳定性和

适应性；3.压裂施工过程的监测和控制将更加自动化、网络化、智能化、人性化；4.压裂设备的形式将会多样化、个性化、集成化，品种更多，功能更全；5.压裂设备能够耐腐蚀、耐磨损，在恶劣的工况条件下更长时间可靠工作。

针对以上提到的问题，本期为大家准备了三项压裂相关技术，包括：压裂废水处理技术Mobile UVX System，哈里伯顿的Flow Ultra-Kleen System深水压裂技术，Delphian的最新TriStim射孔枪。

### Delphian的TriStim射孔枪

Tier 1与Delphian Ballistics强强联合，共同带来了全新理念的射孔枪技术，该技术能够显著提高射孔的几何形状，所需压裂能量更低。相对于传统的射孔枪技术，TriStim的效率更高、性能更稳定。

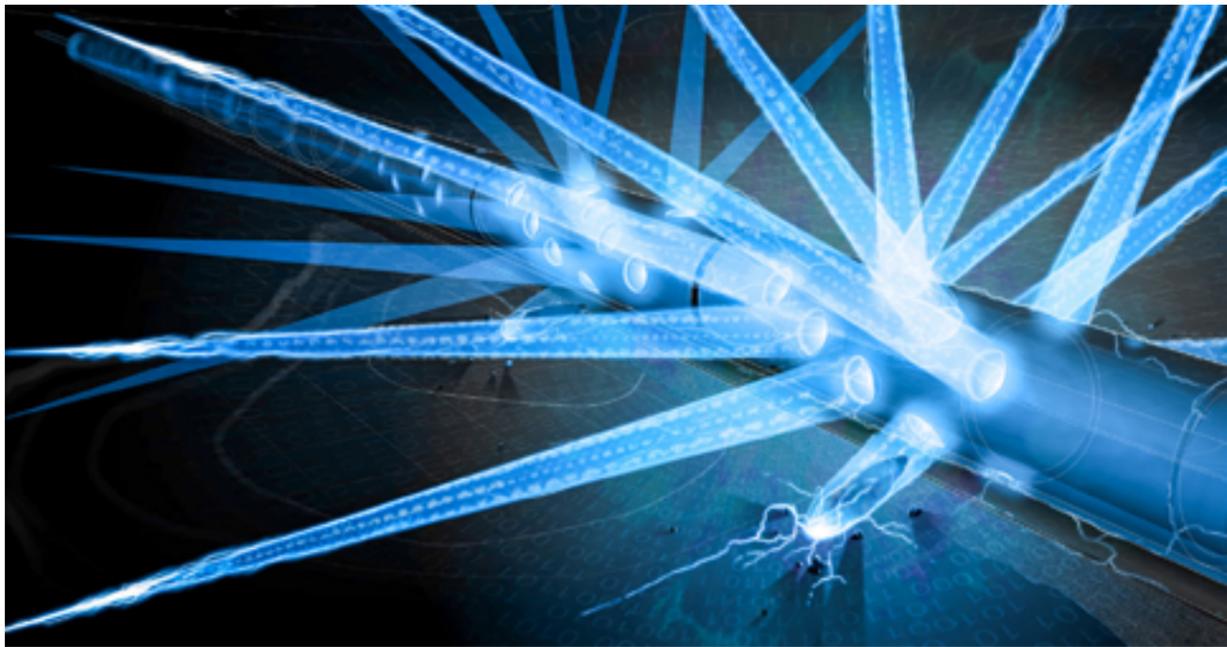
### Mobile UVX System压裂废水处理技术

在非规油气开发领域，水力压裂是一种必不可少的增产措施。无论压裂中使用的水是来自回收的地层水或是淡水，都必须要进行杀菌处理以减少对设备的损坏。

UVX紫外线杀菌系统的开发基于紫外线技术，与常规紫外线杀菌系统相比，它能够提供更每立方英尺14倍的杀菌灭活功率和每瓦特8倍的杀菌灭活效率。UVX具有紧凑的尺寸，也是其一个重要的优势，能够应用到前置液中，满足大量高杀菌度消毒水的使用需要。

### 哈里伯顿的Flow Ultra-Kleen System深水压裂技术

MaxForce Flow Ultra-Kleen射孔枪技术获得了World Oil Awards提名，该技术能够最大限度地提高流动面积，减少通过孔眼的压降和每个砂粒上的有效作用力。适用于：深水、防砂完井、砾石充填和普通完井。☑



[ 附文1 ]

# 弹道技术与射孔结合！ 闻所未闻的射孔枪TriStim就在这里！

传统的射孔枪在射孔过程中会对地层造成很大的伤害，影响最终的开采效果。近日，Delphian Ballistics 推出了结合弹道技术的射孔枪TriStim，该技术射孔效果更佳，到底有什么神奇之处呢？一起来看个究竟吧~

来自 | Delphian Ballistics等  
编译 | 辜富洋

Tier 1 Energy Solutions已与Delphian Ballistics公司达成了独家合作协议，Delphian Ballistics的目标是倾全力打造一款更优秀的射孔系统来提高油气产能。TriStim是Delphian独有的射孔专利技术，该技术利用冲击波的力量能够制造孔径更大、孔眼更干净、孔深更深的射孔孔道。就TriStim技术而言，Tier 1 Energy将成为其在加拿大西部的独家服务供应商。

基于弹道物理学做了一系列独特的改进后，TriStim采用了一种更为巧妙的射孔方式。通过将精密弹道工程学与传统的射孔工艺结合，TriStim能够极大的提高冲击波的能量，增强射孔破碎动力，提高油气产能。TriStim在射孔过程中使用3个聚能射孔弹只产生一个孔道，而不是传统射孔方式的1个射孔弹产生一个射孔孔道。这种3个聚能射孔弹协同作用使TriStim射孔系统变得

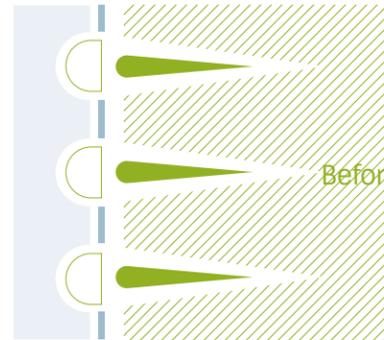
独一无二。

3个射孔弹只产生一个孔道，而传统射孔方式1个射孔弹产生一个孔道

Delphian Ballistics的常务董事Stuart McLeod说：“TriStim是一种为满足目前全球市场产能最大化和成本最小化的出色技术。”

### TriStim射孔系统

TriStim聚能射孔系统对陈旧的射



300%

- 1.射孔面积增加85%；
- 2.射孔孔眼体积提高3倍；
- 3.渗透率提高10%。

孔工艺进行了革新，采用一个独特的配置，即利用3个聚能射孔弹的协同作用产生一个孔径更大、孔眼更干净、孔深更深的射孔孔眼。3个聚能射孔弹共同作用产生的冲击波力量，创造出对储层伤害更小的射孔孔眼，这极大地提高了储层与井筒之间的连通性。

相对于传统的射孔系统，TriStim产生的射孔孔道几何形状更规则，加之射孔过程中地层的表层伤害大幅降低，该技术可极大地提高油气产量。TriStim满足任何高精度射孔的需求，可用于全球的压（裂）前射孔、生产射孔、重新射孔作业。

TriStim射孔枪系统应用起来极其简单，传统射孔方式中常用的工具和方法同样对其适用，配套工具包括：电缆、普通油管、连续油管或钢丝绳。

现场作业人员无需额外的准备工作，与传统的射孔方案相比，TriStim产品规格的信息更加丰富。此外，TriStim的装配也非常容易。射孔枪的标准尺寸为：2英寸、3英寸、4½英寸，TriStim系列产品的设计宗旨是满足广大客户需求，因此该系统适用于所有服务公司。

### TriStim采用标准组件

尽管TriStim系统采用的聚能射孔弹技术十分独特，但其配套工具均为现场应用成熟的工具，这有助于规避未经现场考验的组件带来的风险。TriStim的设计符合油气井射孔系统的现行标准，同时对标准组件也进行了创新性的应用。从聚能射孔弹到射孔枪硬件，TriStim与其他优秀射孔系统并没有什么不同。

### 模块化设计

TriStim可根据特定的施工工况精密调节射孔孔眼的相位角，且相对于其他射孔系统，可调节的幅度更大，这使得TriStim具有更优秀的射孔性能。无论是用于新井射孔、重新射孔还是压（裂）前射孔，TriStim都是一种具有将完井效率提升至新高度的潜力的射孔系统。

### 技术效益巨大

正如现场操作一样，不同的应用和不同的情况所获得的效益组合是不同的。但是，TriStim的关键技术在任何情况下都能在一定程度上提高收益。

### 地层伤害更小

所有射孔系统的目的都是在井筒与储层（油气藏）之间为流体建立起有效的流动通道。不幸的是，包括钻完井在内的油气井施工作业均不可避免的会对近井地带造成一定程度的伤害。

TriStim在以下四个方面的专门设计都取得成功应用：

- 1.优化了射孔孔眼分布组合；
- 2.降低了射孔对储层的伤害；
- 3.优化了对油气藏的控制；
- 4.将射孔深度最大化。

总之，由于TriStim致力于降低射孔产生的表皮伤害，因此可提供最佳的连通井筒和储层的流动通道。SPE的论文证实了TriStim聚能射孔技术使流体流动效率提高了25%，表皮伤害降低了85%。相对于高密度射孔系统，TriStim的采油指数大约提高了50%。

### 优化射孔孔眼分布

TriStim还极大地优化了射孔孔眼分布，并非简单地扩大射孔孔眼深度和体积，而且干净的射孔孔眼还极大的降

低地层伤害。在传统的射孔系统中，岩石产生塑性形变——实际上，岩石受挤压破碎形成射孔孔眼。其结果是被压缩和破碎的储层留下了一个渗透率降低的破碎带。这将阻碍油气流动。

TriStim的3聚能射孔弹布局，上部和下部聚能射孔弹产生的冲击波使射孔孔眼轴线附近聚能区的岩石产生破坏。中间聚能射孔弹的冲击波产生一个完全不同的效果。其结果是射孔孔眼非常光滑，射孔深度更大且无破碎区产生。

该技术还会带来额外的惊喜，组合冲击波将产生一个磨光效果，这意味着在材料的破坏面被磨光/碎屑脱离材料主体，因此在冲击波的作用区域无破碎带产生。

### 降低水力压裂裂缝起裂压力

射孔在油气藏水力压裂裂缝起裂和延伸中常起到关键性作用。在致密油气藏压裂中，TriStim极大地降低了水力压裂裂缝起裂压力，并且显著提高了对裂缝充填的控制程度。这意味着可以降低水力压裂高压泵组的水马力、施工人数、耗水量和化学药品消耗量，从而提高净现值以及开发先前难以开发的油气资源。

总之，TriStim为非常规油气井开发可以带来如下好处：

- 1.水力压裂较低的裂缝起裂压力和每口井产生更多的裂缝降低了建井成本，且能够开发先前难以开发的油气资源。
- 2.降低了耗水量，克服了运输瓶颈以及其他原因造成的物质短缺。
- 3.降低了化学品的消耗量、耗水量、其他材料的消耗量、以及降低了对物流的要求，减小了对环境的影响。☑

[ 附文2 ]

## 压裂水绿色处理方案—UVX杀菌系统

压裂过程中的压裂水在使用之前都要进行杀菌，以防对地层和油藏造成不必要的伤害，UVX压裂水杀菌系统可以在100桶/分的速率下工作，且不使用环境污染化学药剂。下面将对该技术进行简单介绍~

作者 | Steve Yencho  
编译 | 王凯

在非常规油气开发领域，水力压裂是一种必不可少的增产措施。无论压裂中使用的水是来自回收的地层水或是淡水，都必须进行杀菌处理以减少对设备和油藏的损坏。100桶/分钟的压裂水消毒系统能够满足对紫外线消毒系统日益增长的需求，这种经济无毒的新一代紫外线消毒系统，可以应用于处理产出水及淡水。此外，这种自储式移动单元能够有效避免有毒杀菌剂的使用。

### 压裂水UVX处理工艺

UVX紫外杀菌系统的开发基于紫外线技术，与常规紫外线杀菌系统相比，它能够提供每立方英尺14倍的杀菌灭活功率和每瓦特8倍的杀菌灭活效率。UVX具有紧凑的尺寸，也是其一个重要的优势，能够应用到前置液中，满足大量高杀菌度消毒水的使用需要。

该系统有六个平行的腔室组成。在每个腔室中都有专门的中级压力灯产生紫外线来杀菌。在每个腔室中，水流

经一系列的次级腔室，在流动过程中始终保持紫外线照射，此外特殊的流道设计使水流产生连续涡流。

高平行度带来了内在的冗余，因为如果一个腔室中的紫外线灯失效时，通常调整阀门可使水流在经过剩余5个灌注室的时候转向。所有腔室系统的设计都经过优化，在实现高杀菌率的同时最大程度的减少能源消耗，同时，杀菌腔室系统的表现可以通过CFD软件进行模拟和优化。

在UVX的运行过程中，大量的机载仪器和电脑控制确保其无故障高效工作。与传统的紫外线消毒系统相比，细菌失活效率得到大幅提高。中等波长的紫外线能够防止处理过的水中的失活细菌光复活。少量的过乙酸能够对残余细菌进行消毒从而增强紫外线的杀菌作用。

过乙酸是在拖车中生产的，通过将粉状、无毒和无安全隐患的前导溶剂混和到清水罐中制成。过乙酸是由美国食品和药物管理局批准可以在4.8ppm浓



度下清洗新鲜水果和蔬菜的安全化学药品。UVX系统在更低的浓度下使用过乙酸用于初始消毒和残余消毒。过乙酸不与其他压裂化学产品互相反应，可以有效的作为残留杀菌剂处理自还原的细菌、铁还原细菌和产酸细菌。

### 系统特点

该UVX系统被集成到一个独立的半挂车上，配备有外部发电机以便全天候操作。综合加热器能够使系统在外部温度低至25° F的情况下工作，综合冷却装置能够使系统在外部温度高达110° F的环境下作业。独立拖车配置使UVX系统能够靠近水源工作，并迅速组装和拆卸。

拖车设计有足够的内部空间，以方便更换紫外线灯，并且能够在任何天气状况下为UVX提供预防性维护，半挂车带有一个综合操作区，以便其他额外设备以及电子系统进行控制。该UVX系统的设计允许在现场压裂作业

间隙进行常规的清洗工作，包括清洗灯周围的石英管。一旦灯泡出现问题，先进的管汇设计能够在不需要清除系统内部水的情况下更换任意紫外灯。管汇入口装配有一个过滤器，以防止异物进入该系统。

该UVX系统具有集成的电源接地故障中断系统，如果检测到电源故障，能够立即切断电源使用备用电池供电，以保护系统免受电涌或者断电的损害。由于现场样品要送至独立的环境保护机构进行分析，期间要保持恒温7小时难度较大，于是建立了一个基于环境保护署标准方法的现场实验室来分析水样。

### 应用结果

UVX处理系统能够在超过90桶/分钟的流速下处理清水压裂液和采出水压裂液，并持续达到99.95%以上的细菌灭活率。该系统在Marcellus页岩、Permian盆地和Anadarko盆地中应用都显示出了出色的杀菌效果，证明了

其在不同油藏中都能发挥作用。

测试结果还经过认证的实验室的测试，并经过膜滤法分析进行了验证。UVX系统在亚利桑那州进行了测试，并显示出了大于99.999993%的细菌失活率。该系统还消除了与有毒杀菌剂的接触，如戊二醛和四(羟甲基)硫酸盐，降低了相关的健康和安全问题。不同于杀菌剂和氧化剂，经过UVX消毒的水不会破胶或交联压裂液中的瓜尔胶/减阻剂。

- 1.现场证明加99%以上的杀菌率；
- 2.每分钟100桶以上的处理速率；
- 3.高效处理浑水、采出水和清水；
- 4.不会影响瓜胶或者减阻剂的效果，无毒残留；
- 5.处理过的水不会在高温高压下破胶；
- 6.减少或者消除可能的地下水污染；
- 7.与化学杀菌剂相比，经济耗费更小。☑

[ 附文3 ]

## 迎难而上！看哈里伯顿 引领深水压裂技术创新

在2015年的World Oil Award评选中，Halliburton的深水压裂技术MaxForce Flow Ultra-Kleen获得了众多关注，本期即将带来该技术的简单介绍。

来自 | Halliburton  
编译 | 徐建鹏

近年来，非常规油气和海洋石油开发如火如荼的进行着。与常规油气田开发相比，非常规和海洋油气田的井况更为复杂，开发难度更高。以墨西哥湾为代表的深海油藏尤其如此，深水油藏的压力与温度都远远高于其他油藏，常规的技术在此并不适用，针对此种难题，各大油服公司都加码了深水开发技术的研发。

本篇文章为大家带来的是哈里伯顿的深水压裂技术MaxForce Flow Ultra-Kleen射孔技术，该技术能够在极端压力和温度条件下进行压裂和完井作业，并获得了2015年World Oil Award提名。

### MaxForce Flow Ultra-Kleen深水压裂技术

哈里伯顿公司的射孔技术MaxForce® Flow UltraKleen能够满足复杂井况下的射孔作业要求，该系统的动态过程控制对井下射孔设备实时监控并

下条件变化。射孔设备额定作业压力和温度分别是25000psi和425° F，毫无疑问，它是为深水 and 高压下作业的最佳选择。

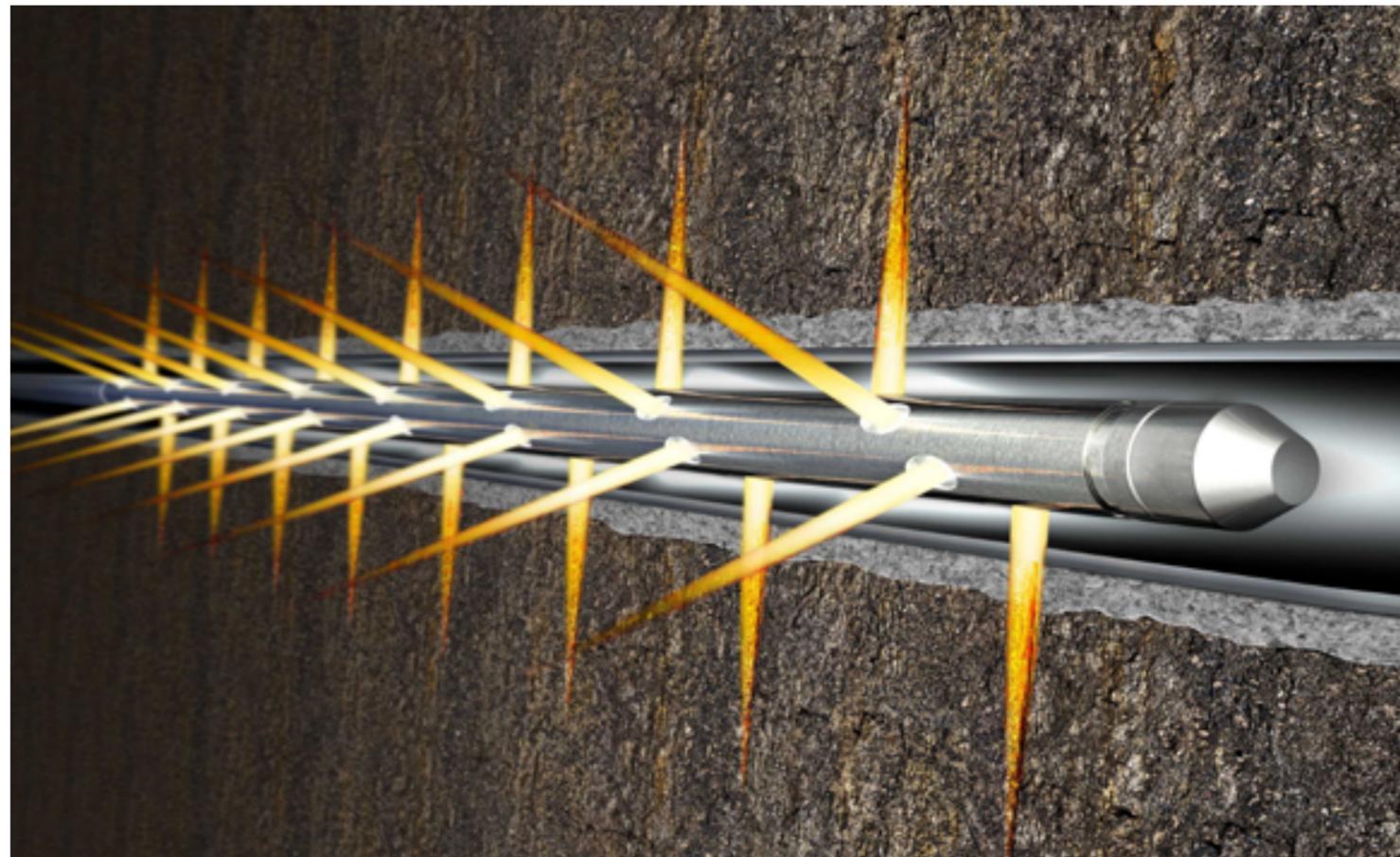
MaxForce系统包括UltraKleen和Low Debirs Zinc两部分，每部分各有一个扩展的6.75英寸流动面积和18孔/英寸的孔密。流通面积增加能够有效提高常规的和基于流量的完井方案，最大限度地提高流动面积能减少通过孔眼的压降和每个砂粒上的作用力，从而减少筛管冲蚀和出砂可能性。当然，这些改进都是在不影响厚壁套管的打捞能力前提下进行的。

MaxForce Flow Ultra-Kleen系统采用独特的电子管设计，即使在大狗腿和大斜度井中也能完成不产生碎片的作业，这种特性有助于减少从射孔产生的碎屑，确保电子枪系统安全、射孔清洁而不影响射孔区液体流动。同时，该系统也能降低射孔中动态的瞬间作用力，保障了完井和射孔管柱的油管传输。

随着官方认可的API 19B第1和5的测试顺利通过，MaxForce Flow Ultra-Kleen射孔设备无论是在孔尺寸和最低碎屑量方面都在引领行业。它提供13.04sq.in./ft的高流通孔道面积，在9 7/8英寸62.8磅/英尺C-125套管测试，和16克/立方英尺的最低碎屑，这给予了最佳的压裂充填完井。该射孔设备的设计可以防止射孔过程中的动态瞬时的冲击负荷，这保护了完井和油管输送射孔管柱的过程。

#### 产品优点

- 1.射孔过程中和射孔后排出的碎屑量最少；
- 2.压力等级高，适合深水压裂作业；
- 3.射孔的流量区域达13.04 sq. in./ft；
- 4.射孔过程中瞬间作用力降低；
- 5.通过减少压降和穿孔流量降低筛管冲刷的风险；
- 6.降低液体和气流紊乱几率，降低出砂风险；
- 7.降低射孔之间的压力，降低孔道



坍塌风险；

8.在不牺牲的打捞能力前提下最大化射孔枪作业能力。

#### 典型应用范围

MaxForce Flow Ultra-Kleen系统的压力等级更高，能完成更复杂井况的压裂、完井作业，主要覆盖范围如下：

- 1.为特殊作业条件提供一个有效的射孔方案，集中在：深水压裂，防砂完井，压裂完井，砾石充填，压裂充填，高速堵水完井以及普通完井；
- 2.可在无机械分离设备存在的前提下降低关于出砂处理的潜在费用；
- 3.可消除射孔碎屑有关的潜在问题。

#### 案例分析：深水极端条件下完成射孔作业

MaxForce® Flow Ultra-Kleen的射孔设备在墨西哥湾完成了一系列的射孔作业，只产生了少量的射孔碎屑，孔道的流通面积非常理想，满足了客户在超过21000psi的极端井况下的作业期望。

处重新标记，射孔枪被拉出洞口，没有任何运动和填充的迹象。完井和油管输送的射孔管柱被取回到地面没有任何事故（如卡住，弯曲等）发生。整个工作的完成没有非生产时间（NPT）或安全问题。

通过与运营商有效的沟通和策划，该任务最重成功执行。MaxForce Flow Ultra-Kleen射孔设备为这些极端条件下的井成功射孔，同时满足所有客户的期望，并解决他们所有的问题。

#### 作业挑战

1.因为其井底压力超过21000psi，射孔总垂深超过30,000英尺，运营商担心在射孔过程中其他井下工具和设备超过压力限制和动载荷；

2.作业者需要能产生最大的流动面积同时不产生碎屑的射孔设备，用来提高和保证压裂充填过程可以在无非生产时间下完成。

#### 解决方案

1.利用压力等级为25,000 psi，规格为6 3/4-in 18-SPF的MaxForce Flow UltraKleen射孔设备进行射孔作业。该设备是哈里伯顿专门为深水 and 高压井压裂设计，并配备有动态控制系统来处理动态载荷问题；

2.The MaxForce Flow Ultra-Kleen射孔设备提供了业内最大的孔道流动面积和最低碎屑量，确保压裂充填完井的最佳环境。

#### 作业结果

1.射孔设备按设计运行，防止射孔过程中动态瞬时载荷过大，保障完井和油管输送射孔管柱的安全；

2.井底钻具组合（BHA）一从井筒取回就进行检验确认，无事故（卡钻，弯曲等）发生，且振荡器上无杂物发现。整个工作按照设计在没有产生非生产时间和安全问题下成功完成。☑

在墨西哥一个深水开发商，面对深水高压井的挑战，需要在井底压力在超过21,000psi、深度超过30,000英尺的总垂深（TVD）条件下实施射孔方案。在这种极端的井下条件，普通射孔方法并不适用。

该运营商对于射孔设备在射孔过程中施加在完井管柱上的动态瞬变负载十分关注，射孔系统的压力不能超过其它井下工具和设备的压力等级限制。此外，该运营商还需在射孔过程中产生最大的孔道流量面积，同时控制在裂缝充填过程中可能会导致操作问题的碎屑产生。

射孔段在垂深为30710英尺至30815英尺，作业环境压力位245° F的温度和压力21174 psi。该MaxForce Flow Ultra-Kleen射孔设备运行成功，压裂效果非常理想。射孔枪点火后，作业人员对井况进行监测，反排液在振荡器上没有发现碎屑。

沉砂封隔器在管道上的原始标记

# 告别低效钻井！ 贝克休斯大秀绝技

WellLink钻井服务系统可将钻井数据转变为可视化信息，帮助钻井人员制定钻井计划、掌握实时钻井动态，减少ILT，规避风险，能够有效提高钻井效率，降低钻井成本。

来自 | Baker Hughes  
编译 | 丁志莹

在钻井成本如此敏感的当下，开发商们正试图寻求一种提高钻井效率的方法，希望能够辨别并及时解决钻井效率低的问题，从而优化钻井经济效益、降低财政风险。

贝克休斯近期发布了WellLink系统，该系统通过把软件中复杂的数据、钻井报告和数据流转化为易懂、可操作的实时信息来减少操作人员的无形损耗时间 (ILT)。利用转化得到的信息，操作人员可以快速辨别、评价并解决钻井过程中出现的问题，比如：连接程序、循环次数和解扣速度 (占正常操作时间的30%) 等，从而提高钻井经济效率。

通过使用一套服务模型软件，钻井工作人员可以通过WellLink系统分析历史和实时井场数据，并对比计划、基准和偏移数据来快速识别低效钻井问题。工作人员也可以无缝识别、探究ILT的根本原因，比起通过人工方法，利用WellLink系统分析钻深-钻时图表、活动分析图表和实时报告的结果要更清晰。关键性能警报器和仪表盘有助于工作人员采取积极措施来处理

ILT相关问题，并实时监视相关操作，保证操作的持续改进。

贝克休斯的远程操作服务产品和技术副总裁Celestine Vettical表示：“ILT是非常关键的效益指标，但传统的手动流程往往不利于操作人员准确捕获实时信息。WellLink系统使用最新的数字技术，帮助运营商了解性能缺陷，推进关键决策，从而降低施工成本。”

同时，WellLink系统可与SIGNALS钻井咨询系统兼容，能够与贝克休斯全天候分析、解释数据集的远程协助人员工作相结合。通过因素分析，专家可进一步减少钻井中的ILT。贝克休斯钻井服务副总裁Tom Thisen表示：“WellLink系统可以对钻井设计的可行性和影响力提供有价值的意见；该系统与SIGNALS系统结合，可以针对低效操作提供专业的建议和解释，从而进一步提高钻井效率，节约成本。”

## 强大的ILT鉴别能力

大多数提高钻井性能的措施主要

集中在减少由井筒问题和设备故障引起的停钻时间。低效钻井造成的ILT并没有受到多数运营商的关注，然而这种时间却占正常钻井时间的30%之多。目前，一般通过手动分析钻井报告来计算ILT，但通过WellLink系统的实时可视化和分析功能，可轻松得到准确的实时ILT。

WellLink系统通过分析历史和现场实时数据，建立起综合钻井性能解决方案，基于网络的仪表盘可以解释应用程序和钻井报告系统中的复杂数据，即时提供易理解、可操作的信息。该信息可通过一系列直观的多级钻井仪表盘、图表和报警监测数据获得，包括：

1. 钻井/起下钻过程图形可视化——实现钻井问题和趋势的可视化显示，并对连接程序、循环次数、连接处造孔、钻进速度和起下钻速率进行评估；
2. 员工KPI视图——用户可配置性能绩效指标对比，包括建立工作人员安排表；
3. KPI监控——带有报警状态的



实时KPI可视化度量；

4. 低效性能识别 (POT) ——即时识别需要提高性能的区域；
5. 钻深-钻时图——依据井的设计、偏移距或基准井来绘图；
6. WellLink性能服务系统能够显示操作故障，通过对比不同井和钻机的KPI来确定钻井过程中的低效情况。

## 精准的ILT原因剖析

1. WellLink系统能够确定发生钻井低效和性能缺陷的原因，帮助决策者寻找改进的可能，并为当前及后续钻井制定解决方案。
2. 上述方案能够避免耗时较长的常规人工分析。此外，还可以为不同的工作程序提供更多的背景分析。
3. 上述解决方案可以有效地筛选所有的关键数据，并确定ILT的根本原因。

## 完美的钻井调整方案

1. 通过即时探测并对比基准井的钻进时间，纠正钻井问题，提高钻井性能，降低钻井成本。
2. KPI日报提供了钻机性能信

## 功能与优点

1. 可视化分析计划-实际对比图、POT、钻机活动以及员工绩效，通过减小ILT、提高性能来提高操作效率。

### 2. 实时KPI仪表盘

- (1) 与基准指标进行高频率对比；
- (2) 有助于运营商提高油井产能；
- (3) 即时识别操作漏洞，规避风险。

### 3. 可拓展的多井分析方法可系统监控并评估性能

- (1) 利用领先指标提供实现最优性能的指导意见；
- (2) 支持“技术规范钻井”进程以减少ILT；
- (3) 识别并记录最佳实践操作；
- (4) 通过管理服务提供最低成本计划改善意见。

### 4. 兼容SIGNALS钻井咨询服务系统

- (1) 监控、验证和解释KPI；
- (2) 提供包含减少NPT/ILT的“最优井推荐”发展方案。

息，可以帮助决策者采取积极措施，改善低效钻机的脱扣次数、连接次数、机械钻速、井眼调节次数和低效钻井时间等。

3. 通过识别、分析性能数据确定了相应准则后，WellLink系统就可以设定操作范围和控制，并对其实时监控和警报。通过上述功能建立一个闭环运行监测系统，有助于不断改进钻井作业。

## 应用

1. 钻井规划与建设；
2. 基准点确定和记分考核标准；
3. 回顾分析；
4. 人员和投资配置优化；
5. 远程操作决策支持。

贝克休斯此次WellLink系统的研发，大大满足了运营商在当前经济形势下对高效钻井的渴求。WellLink系统把传统的复杂数据秒变成直观易懂的数据信息，为操作者提供了可靠的操作依据，是提高钻井效率、降低钻井成本的良方。这也是钻井技术的又一大跨越飞跃。📍

# 抗压、耐温、价廉 Meta 完美尾管回接技术

尾管回接固井是一种利用回接工具连接尾管悬挂器，将套管回接至井口的一种工艺。Meta公司的Liner Tieback尾管回接技术在耐温、承压、密封形式等方面表现优异，可为深水或超深水区域钻井提供强有力支持。

来自 | Meta  
编译 | 姚园

Meta公司位于美国德克萨斯州休斯顿，是一家专注于井下隔离技术的专业单位。该公司研发的尾管悬挂器没有弹性体。对墨西哥湾油气开发商而言，这种创新性结构设计能够满足该区域打深井或超深井对复杂化管柱钢级的要求。此外，该技术对外层套管的内径变化不敏感，可实现尾管悬挂器与外层套管的良好密封。

Meta尾管回接技术糅合了自身的金属形态学专利技术，为应对后续的钻井及生产设计难题提供了有效的解决思路。

通过使井下工具发生形变，尾管回接筒与原来的外层套管实现金属面-金属面的紧密嵌合，且密封等级达到V0 ISO14310，该悬挂体的无弹性体结构设计，可在后续单井生命周期内有效保障管柱结构的完整性。

依托该技术完成的尾管回接质量堪称完美，还可预防不可预见性的井筒结构完整性问题。

Meta公司尾管回接技术通过克服套管内径限制难题而实现了高承载能力。在油藏衰竭式开发过程中很多老井需要调整井筒轨迹，井槽“复苏”操作

启动程序的预先安装可实现单井生命周期的成功续航。金属面-金属面密封的耐久性使得尾管回接系统承压能力可达93.07MPa，作业温度可达160℃，轴向载荷能力高达1587.6t，这些特性使其可完美应对深水油气藏开发的系列技术挑战。

Meta尾管回接技术为应对后续开发过程中的钻井设计与生产难题提供了解决思路。若将该创新性技术应用于井深结构设计则可以有效保障结构的完整性，增强承载能力使井眼更深，有效规避井筒干预风险，增强后续实施提高油藏采收率方案措施的灵活性。

Meta公司尾管回接技术已获得V0 ISO 14310密封等级认证，完备的轴向载荷连接系统依托永久且耐用的金属面-金属面密封将尾管回接到原来的外层套管上。该技术承载能力卓越且无弹性体结构设计，意味着其在单井生命周期中可完全满足相关作业要求。

依托该技术完成的尾管回接质量堪称完美，还可预防不可预见性的井筒结构完整性问题。它还可以有效减少施工间隔时间，从而缩减平台使用时间，减少费用支出。最后，在油藏衰竭



式开发过程中很多老井需要调整井筒轨迹，Meta尾管回接技术可实现井槽“复苏”操作启动程序的预先安装，进而实现单井生命周期的成功续航。

综上所述，Meta尾管回接技术的应用可显著增强后续开发过程中单井完整性与生产等方面的规划设计能力。

## 应用效果

井筒结构完整性：Meta尾管回接技术完备的轴向载荷连接系统依托永久且耐用的金属面-金属面密封形式将尾管回接到原来的外层套管，从而弥补套管的不足。该技术可以克服当量泥浆密度压力变化带来的诸多挑战，并能降低二级固井施工的必要性。该技术载荷能力卓越且采用无弹性体结构设计，深水与超深水油气藏监督基于此可根据开发规划方案调整单井的完整性。

更强悍的钻井能力：Meta尾管回接技术具备卓越的轴向载荷能力，依托的是金属面-金属面密封形式，可支持钻更深井眼。

井槽“复苏”：在油藏衰竭式开发过程中，部分单井需要开展井筒干预措施。作业者通过在井槽“复苏”方面应

用Meta尾管回接技术，可提高单井产量并增加生产年限，进而增加经济效益。

符合环保与安全法规：Meta尾管回接技术载荷能力卓越且无弹性体结构设计，依托金属面-金属面密封形式，在单井生命周期中可完全满足相关作业要求。该技术可便捷地应用于已钻井的井身结构，对原井管柱结构所造成的损害可降至最低。

## 应用实例

### 尾管回接—单井由停产状态转变为再生产

为使钻井深度能够达到9144米或者更深，作业者需要在井身设计中不断增加套管数量。油套环空间隙越来越小，迫使作业者只能选用贯眼接头连接方式。当前市面上的尾管悬挂设备与超深井井身结构设计中的套管钢级不匹配，尤其是需要将尾管回接到井口的情况，更是不能满足作业要求。Meta尾管回接技术的应用便可解决该技术难题，将尾管管柱通过传统尾管悬挂器回接到井口也不会导致套管钢级与完整性的缺失。此外，该技术系统在井筒内的安装位置可适度提高，使得操作人员可通过原有井筒来钻打新井眼，从而避免造成水下永久导向槽结构中井槽的浪费，提高经营效益。

### 尾管回接—降低作业当量泥浆密度

随着井深的不断加大，套管管柱长度也随之增加，分两阶段下入管柱的作业方式具有显著优势。首先在新井裸眼段的较低部位坐挂尾管管柱，然后将尾管回接到井口。通过这样的施工方式不仅可以降低固井作业所需的当量泥浆密度，还可以显著缩减管柱下放到位时间（较于传统作业方法）。此外，该方式能使操作者在可控作业条件下将尾管回接到井口。尾管悬挂器结合Meta尾管回接系统可实现金属面-金属面密封，达到V0等级密封标准。☑

## 特征

- 1.金属面-金属面密封，气密性承压能力可达103.42MPa；
- 2.符合ISO 14310 V0气密等级标准，无弹性体结构设计；
- 3.Meta尾管回接技术安装深度不受限制；
- 4.可承受160℃高温；
- 5.轴向载荷能力高达1587吨；
- 6.破裂压力等级相当或高于基础套管；
- 7.挤毁压力等级相当或高于基础套管；
- 8.密封性能可支撑50年以上；
- 9.具备NACE标准性能；
- 10.较于传统型尾管回接技术，节约费用可达500万美元。

## 操作流程

- 1.将尾管回接装置定位到尾管悬挂器的上部或下部；
- 2.回接套管进入Meta尾管回接系统；
- 3.配套工具下放到位；
- 4.以液压方式驱动尾管回接系统在井下成型，形成金属面-金属面密封；
- 5.起出Meta液压膨胀金属变形工具，施工完成。

# 只为增产而来

## KRYPTOSPHERE超导流陶粒支撑剂

压裂技术已然成为释放油气产能的最直接手段，而支撑剂对于压裂增产效果起到了决定性的关键作用。CARBO公司研发了具有超导流能力的KRYPTOSPHERE支撑剂技术，它有何玄机呢？

来自 | CARBO  
编译 | 高杰

CARBO公司KRYPTOSPHERE超导陶粒支撑剂技术，旨在在油井的生命周期内最大限度地提高并维持原油产量。

CARBO可以提供低密度和高密度的KRYPTOSPHERE支撑剂，以适应不同的油井工况及满足油田经济需求。

### 带来更高产量和更高的投资回报率

#### 提高油井产量

KRYPTOSPHERE超导陶粒支撑剂技术对任何油藏都能起到提高产量、采收率、投资回报率的作用。在产

油量至关重要的情况下，该支撑剂能挖掘油藏的生产潜能，同时降低每桶油当量的发现及开发成本。

#### 优异的导流能力、强度和耐用性

通过对支撑剂提升油藏产能的物理特性进行研发设计，CARBO公司研制出在导流能力、强度和耐用性方面具有明显优势的超导陶粒支撑剂。

#### 流动空间更大

KRYPTOSPHERE可为每一裂缝创造更大的流动空间，并能维持更长时间的导流能力。该支撑剂拥有更高抗压能力，从而保证压裂的导流能力、完整性和更长时间的连通性，进而优化生产。

#### 提升产量、最终采收量和投资回报率

KRYPTOSPHERE可以提供低密度和高密度的陶粒支撑剂，能使作业者获得最大的裂缝连通性、导流能力和耐久性，在从地层低到超高的闭合应力范围内提升产量与经济效益。

#### 可带来卓越的生产 and 经济效益

KRYPTOSPHERE支撑剂的物理特性提供无与伦比的长期导流能力和耐久性，其效果能超越所有其他同类的支撑剂。

#### 更高的导流能力



同其他类型的压裂砂和传统的陶粒支撑剂相比，无论低密度还是高密度的KRYPTOSPHERE支撑剂，都可在更高的闭合应力下，维持更高的导流能力。

#### KRYPTOSPHERE特征

##### 优越的形状带来更高的导流能力

每一个支撑剂颗粒的球度和圆度都很高，因此提高了导流能力，并改善了裂缝的流量剖面，获得更高的油井产量和最终采收率。

##### 优越的强度提高了支撑剂的耐用性

支撑剂的内孔隙率低，因而提高了其抗压能力和耐用性，提高了支撑剂的长期导流能力，甚至在应力循环后依然能维持较长时间。

##### 高度光滑 减少对设备的冲蚀

高度光滑的支撑剂表面意味着对设备的冲蚀更低，它在水力压裂作业期间保护地面及井底设备。支撑剂也具

有较低的 $\beta$ 因子，通过减轻非达西流动效应，降低了压裂过程中的压降。

#### 支撑剂尺寸统一 以达到最优充填效果

KRYPTOSPHERE是一种单一目数的产品，可以按照作业者的压裂设计和油藏的目数要求来进行生产。KRYPTOSPHERE尺寸统一，结合优越的圆形外形，因而能够达到最优的支撑剂充填效果，提升裂缝导流能力。

#### 为任何油藏构建最优的受支撑的裂缝

通过选择低密度或高密度支撑剂，KRYPTOSPHERE可以为油井创建出连通性、导流能力和耐久性更好的裂缝。

#### 根据油井状况精心研发

KRYPTOSPHERE是一种单一目数的支撑剂，可根据压裂设计和油藏状况制造出最适合尺寸的支撑剂，为油井

设计最佳的压裂方案。

#### 低 $\beta$ 因子和压降

KRYPTOSPHERE具有球形外观、光滑表面以及统一尺寸，使得支撑剂流动路径更加一致，减少了在压裂过程中非达西流动效应导致的压力降。

#### 最佳的支撑剂充填效果

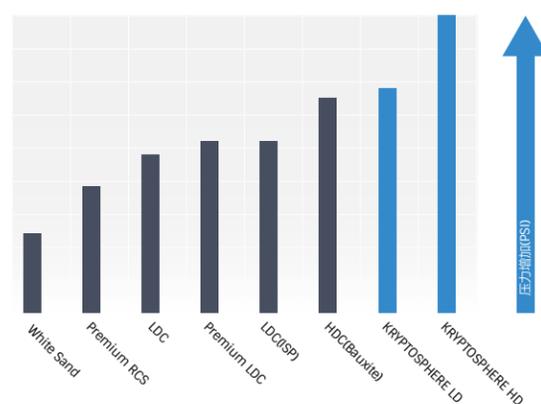
KRYPTOSPHERE为支撑剂充填提供了更多的空间，它具有良好的圆度、统一的大小，因此能够保证裂缝的最佳填充效果。不规则尺寸和形状的压裂砂和劣质的陶粒支撑剂会导致密实的填充效果，从而降低流体流动的空间和导流能力，同时随着支撑剂完整性的破坏并逐渐产生细渣，这一问题还会进一步恶化。

#### 独特的内部结构造就更高的强度和耐久性

KRYPTOSPHERE具有优秀的抗

### 支撑剂类型 (20/40目)

固定导流能力下不同支撑剂的强度比较



压强度和耐久性，能在恶劣的井下环境中带来更高的长期导流能力。

#### 为每一处裂缝构建更高的产量

KRYPTOSPHERE技术独特的生产工艺造就了具有低内孔隙率的支撑剂，因此具有更高的抗压强度、耐久性，它能耐受最苛刻的油藏及应力循环环境。通过为每一个裂缝创建更高的长期导流能力并获得更长的生产时间，使得油井的最终采收率和投资回报率得以最大化。

#### 更好的耐酸性和压裂液相容性

KRYPTOSPHERE使用的高质量材料与高精度生产工艺提升了该支撑剂的耐酸性，增强了支撑剂的耐久性和与其他生产时添加的化学试剂的相容性。

#### 提高产量和经济效益

KRYPTOSPHERE更好地实现了裂缝与油藏的接触，因此提高了油井产量、采收率和投资回报率，降低了每桶油当量的发现、开发成本。其良好的圆度和光滑度也减少了压裂液的使用，降低了对泵的要求，进一步降低了总压裂成本。

#### 可在超高闭合应力和高风险环境下提高采收率

KRYPTOSPHERE超导高密度陶瓷支撑剂，可用于高闭合应力和高风险环境下，包括超深水区域，如墨西哥湾。

作为适用于超高闭合应力环境的唯一支撑剂，可以说，KRYPTOSPHERE是对作业者在大于14000psi闭合应力条件下提高导流能力的最佳选择。

#### 对井下设备的冲蚀降低

KRYPTOSPHERE支撑剂具有良好的球形和光滑度，这意味着它能在泵送中显著减少对设备的冲蚀。因此，就可以减弱对设备产生的磨损，从而可以使用更大用量的支撑剂。☑

## 多级完井配套技术概览

完井系统始终是工具的天，技术的革新也常常以一种或多种创新型技术的应用来体现，本期选取了三种最具代表性的工具，详细介绍了国外最新的多级完井配套技术。

来自 | Packers Plus等  
编译 | 魏亚蒙

多级分段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，它的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。

目前我国低渗透油藏已探明储量近60亿吨，已经动用储量近30亿吨，近50%的探明低渗透储量由于产能低、开采效益差难以动用。水平井可以增加井筒与油层的接触面积，提高油气的产量和最终的采收率。

但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。应用水平井压裂的措

施，可实现油田增储稳产。

多级分段压裂技术可以分为两类：第一类是机械封堵逐层压裂的分段压裂技术，主要采用封隔器机械分卡压裂方法。第二类是分流分段压裂技术，它是利用压裂液通过已压开层射孔炮眼时的力学特性，迫使压裂液分流并提高井底压力，使破裂压力不同的各目的层都相继被压开，加砂支撑裂缝，完成全井压裂。其技术代表是限流法压裂技术。

国外水平井多级分段压裂技术比较有代表性的有以下三种：

斯伦贝谢公司针对砂岩或碳酸盐岩油藏裸眼井的压裂而设计的 Stage FRACTM增产系统，技术核心是借助 Rock Seal TM II 裸眼封隔器对水平段进行分段封隔。



哈里伯顿公司的固井滑套分段压裂系统，主要包括膨胀悬挂器、遇油膨胀封隔器、压裂滑套。

贝克休斯公司的 Frac Point System 分段压裂系统，主要由尾管封隔器、裸眼管外封隔器、投球驱动压裂滑套、“P”压力驱动滑套”井筒隔绝阀及引鞋等组成。

我国从上世纪80年代起对水平井压裂增产技术进行研究，主要在水力裂缝理论、产能预测、水平井分段压裂施工工艺与水平井分段封隔工具等方面取得了较大进展，经过多年发展，比较具有代表性的有大庆油田水平井分段酸化管柱，长庆油田水平井机械隔离分段压裂管柱。

本期内容主要对多级分段完井工艺领域的几种最新技术和工具进行了

介绍：专为非常规致密油气储层裸眼井和套管井的增产改造而设计的Packers Plus StackFRAC HD多级完井系统，哈里伯顿专门应对大位移井复杂井身结构的RapidStage系统，以及Interwell公司的高膨胀桥塞 (HEX)。

#### Packers Plus公司StackFRAC HD多级完井系统

Packers Plus公司的StackFRAC HD多级完井系统是专门为解决非常规致密油气储层裸眼井和套管井的增产改造问题而量身打造。这种创新的、久经现场考验的系统能够在一次连续的泵注中为增产改造提供有效的充填。一旦增产改造作业完成，该井可立即返排并投入生产。

此外，StackFRAC HD系统采用了模

块化设计，能与其他Packers Plus工具和系统兼容使用。诸多特点不胜枚举，那么在面临横跨科罗拉多州和怀俄明州的落基山脉地区天然裂缝高度发育的Niobrara储层时，该技术又有何骄人表现呢？

#### 哈里伯顿RapidStage系统

大位移井复杂的井身结构，对于完井作业的所带来的难度和风险不言而喻。作业时间更长，完井成本更高，也是让运营商们最头疼的问题。哈里伯顿公司的RapidStage系统为上述问题提供了比较满意的解决方案。

美国东北部的Seneca油气田的大位移井选用了RapidStage ME滑套系统，效果如何？系统基于什么样的作用原理，有哪些鲜为人知的工具，性能怎样？

#### Interwell公司的高膨胀桥塞 (HEX)

Interwell公司目前研发出一种高膨胀性能的HEX桥塞工具，它是目前市场上使用最为灵活的机械桥塞装置，虽然外观小巧，但性能强大。HEX短小精悍，耐高温耐压，可适用范围广泛，实乃修井作业的良好伴侣。

该桥塞不仅具有超强的膨胀性能，而且便于安装和回收，通常只需要一次操作便可实现桥塞的回收，帮助用户们解决了桥塞回收这一大头疼的难题。那么，该桥塞的结构组成、作用原理、产品特性和现场应用情况又是如何呢？敬请关注后期内容。

总体来讲，国内在该领域的技术成果还达不到现场施工配套要求，特别是水平井分段压裂工艺和井下分段层间封隔工具的配套情况与实际生产需求还存在较大的差距，井下层间封隔工具密封性能、工具可靠性不能满足现场需求。在加强科研攻关的同时，面临惨淡的行业背景，如何采取有效的措施对先进技术进行吸收、创新是一个值得发人深省的问题。☑

[ 附文1 ]

# Packers Plus 储层增产改造神器

## 完井级数竟达50

Packers Plus StackFRAC HD多级完井系统专为非常规致密油气储层裸眼井和套管井的增产改造设计。极大的提高了完井效率，节省了完井时间和成本，在当今低油价下，意义重大。

来自 | Packers Plus  
编译 | 辜富洋

Packers Plus StackFRAC HD多级完井系统专为非常规致密油气储层裸眼井和套管井的增产改造设计。这种新型系统能够在一次连续的泵注中进行增产改造。一旦增产改造作业完成，该井可立即返排并投入生产。StackFRAC HD系统为运营商提供了一种投入产出比高的高效完井方式。

由于Packers Plus StackFRAC HD系统是模块化工具系统，因此可以与其他Packers Plus工具和系统协同使用，可根据增产改造的实际需求量身定制。

### StackFRAC HD系统的组成

#### RockSEAL H2封隔器

RockSEAL H2封隔器为液压式机械封隔器。双重密封设计，配有高性能密封技术，确保在增产改造期间和整个井的生命周期内对高压层段进行可靠的封隔。RockSEAL H2封隔器长度外径小并且无需预先配置，因此安装非常容易。在安装作业中可通过液压激活实现精准控制，从而减少作业时间和降低成本，提高经济效益。

#### 特点和优势

1. 可用久经现场考验的RockSEAL H2封隔器完成机械分段封隔；
2. 连续的泵注作业，减少了完井时间、降低了成本；
3. 连通了裸眼井中的天然裂缝；
4. 完全适用于大位移水平井；
5. 适用于整个井段的增产改造；
6. 增产改造后可立即返排；
7. 提高了油气产量；
8. 能与其他Packers Plus工具和系统兼容使用。

#### 应用

1. 裸眼水平井和直井、套管水平井和直井；
2. 多级增产改造；
3. 压前压后生产测试；
4. 致密油气储层；
5. 危险的酸性以及高温高压环境；
6. 大位移水平井；
7. 多分支井。

#### RockSEAL IIS封隔器

RockSEAL IIS封隔器是一种单密封、双卡瓦、液压式可回收裸眼井封隔器。它保留了双重密封封隔器成熟的机械和元件系统以及附加锚定能力。封隔器的锚定防滑设计可将StackFRAC HD系统锚定在水平井的趾端、分支井连接点、或其他需要额外稳定之处。上述封隔器通常与RockSEAL H2封隔器协同使用，以获得更强的密封能力，也可以根据实际需要单独使用。

#### FracPORT H2滑套

FracPORT H2滑套是一种投球式、液压激活的注入/生产端口。上述滑套用在两个RockSEAL H2封隔器之间，对特殊井段进行封隔后进行选择性压裂增产改造。FracPORT H2滑套能够提供比衬套截面积更大的过流端面，使得增产改造作业中流动不受限制。FracPORT H2滑套还可根据生产需要对进行关闭或重新开启，有效的进行堵水和防止气窜、流动控制、重复压裂和生产测试。

#### 液压FracPORT滑套



液压FracPORT滑套是一种液压激活的注入/生产端口，可用于所有Packers Plus增产改造系统的首段压裂增产改造。上述滑套可在特定压力条件下开启，使工具管柱和环形空间连通。对于首段压裂的有效增产改造，液压FracPORT滑套独特的构造确保其能够完全开启。液压FracPORT滑套还可在将来的作业中进行关闭或重新开启。

#### 看StackFRAC HD系统是如何运行的

1. StackFRAC HD系统工具被安装在距离生产尾管一定距离的钻柱上，然后随钻柱一同下入到井中。当到达所需的深度时，完井液便可以在井筒中循环。
2. 一个球从地面被泵送至该系统的趾端以切断流动并在系统内部的环空中憋起压力。
3. 通过液压驱动的方式启动封隔器和锚定工具。上述锚定工具可以将封隔器固定在裸眼井和套管井中的系统，并可沿井筒方向隔离出独立的压裂封隔段。
4. 一旦系统安装完成，起出入井管柱并安装压裂管柱。起出钻柱，同时也

将增产改造设备安放在预定位置。

5. 第一段压裂在水平井的趾端用液压FracPORT滑套起裂，通过进一步增加液压可开启滑套。

6. 流体压力进一步增加，使储层岩石产生裂缝。然后支撑剂以砂浆的形式被泵送至井下，尾随前置液进入裂缝完成充填。

7. 泵注一段顶替液以冲洗压裂段前端系统工具中的支撑剂。精确计算顶替液的液量，以防止支撑剂被过度顶替，从而确保裂缝的导流能力。

8. 顶替作业完成后开始第二段压裂，向井中泵入一个稍大的球并完成裂缝起裂。该球坐落在FracPORT H2滑套处，液压上升可开启滑套。

9. 不断重复上述过程进行连续泵注作业。被改造井可立即返排并投入生产。

#### 案例分析

##### 背景

Niobrara储层位于横跨科罗拉多州和怀俄明州的落基山脉地区。包含源页岩和碳含量丰富的白垩系储层，Niobrara储层因天然裂缝高度发育，使得运营商倾向于开发这种储层，也正是这个原因使得Niobrara储

层闻名于世。

#### 挑战

在美国科罗拉多州维尔德县从事油气开发的运营商对Niobrara储层中增大水平井段长度和最大化压裂段数很感兴趣。当时，运营商在4328英尺长的水平井段上平均压裂段数为20段。该运营商希望充分利用储层中高度发育的天然裂缝，在更长的水平井段中继续使用裸眼井、多级完井系统以实现特定层段的封隔。

#### 解决方案

Packers Plus为运营商设计了一套高段数完井方案，充分利用投球完井技术的作业效率并实现了完井段数不受限制。考虑到运营商的完井设计标准，Packers Plus设计出了一个50段和51段的完井系统，首先在水平井的趾端应用StackFRAC HD系统，直至全通径内径滑套装配完成。在水平井的跟端，RockSEAL H2封隔器与裸眼井的封隔器-射孔完井方式协同使用。

#### 结果

在系统安装后的两周内，两口井都取得了增产改造的成功。所有压裂段都按设计圆满完成增产改造，且每一口井的完井作业时间少于2天，相对于单独使用封隔器-射孔完井方式来完成50段压裂增产改造，为运营商节省了大量的时间和成本。

由于所有的Packers Plus系统都是模块化的，StackFRAC HD系统和封隔器-射孔系统可在同一口井中协同使用，为目标完井项目量身定制设计方案。两种方法协同使用增大了与油气藏的直接接触，同时可以通过减小压裂段距来提高压裂段数。Packers Plus是多级完井系统的创举，同时也是行业中基于各种完井方案的设计和制造技术的引领者。📍



[ 附文2 ]

## 哈利伯顿独具匠心 大位移井专属 RapidStage 系统

哈利伯顿公司的RapidStage系统专为井身结构复杂的大位移井提供完井方案设计，在Seneca油气田的大位移井完井作业中成绩斐然，缩短了完井时间，降低了完井风险和成本。

来自 | Halliburton  
编译 | 辜富洋

RapidStage系统无需调停作业即可准确实现增产改造，进而优化多级完井作业。这有助于保证目的井段成功实施增产改造作业，并且最大化增产范围。RapidStage系统可通过套管柱表面或尾管挂系统下入到固井质量好的套管井或裸眼井中。

RapidStage SE (单端口) 压裂系统包括RapidStage SE (单端口) 滑套、RapidStart起始压裂滑套或RapidStart Initiator CT起始压裂滑套以

及全套的滑套封隔工具。哈利伯顿公司针对不同种类的油藏条件提供了多种封隔选择。

为了激活RapidStage SE滑套，使用哈利伯顿公司的气动投球器按从小到大的顺序依次向井中投入压裂球。压裂球坐封在对应可铣除的节流板上即可相继开启滑套，由滑套端口分流并封隔已压裂段。

增产改造完成后，流体可以同时流至所有较低的产层，这有助于洗井

作业。RapidStage ME (多端口) 压裂系统可以高精度充填裂缝，很少需要或无需调停作业，为运营商提供了更好的多级完井选择。

RapidStage ME滑套的每一目标压裂段都有多个端口，允许运营商利用高效的投球压裂滑套系统来模拟传统桥塞射孔作业。

层内的RapidStage ME系统包括RapidStage ME滑套和RapidStage SE滑套。RapidStage滑套的出口端口

可以根据不同工况条件的需求进行量身定制。

RapidBall可溶球技术的应用无需高成本的井筒清洗作业。

完成压裂作业后，可通过同时冲洗所有较低的产层来协助井筒清洗。

### RapidStage系统特征

- 1.分段压裂的段数超过50段；
- 2.适用于套管封隔或裸眼封隔；
- 3.滑套开启时通过刚性连接的锁定装置；
- 4.350华氏度和10000psi的标准服务；
- 5.SE滑套适用于高压/高温和酸性服务；
- 6.每个目标压裂段中的ME滑套都具有多个滑套；
- 7.压裂泵注排量高达100桶/分钟；
- 8.量身定制的出口端口；
- 9.防旋转功能的可铣除节流板，应急计划时无需开启滑套。

### RapidStage系统优点

- 1.多段压裂增产改造时可连续泵注；
- 2.削减了完井作业费用；
- 3.增大了与油气藏的接触面积 (ME滑套)；
- 4.降低了水和化学药品的使用量；
- 5.使得充填量最小；
- 6.如果使用RapidBall可溶解球，则无需调停作业。

### 案例分析

#### 概述

Elk County Pennsylvania (宾夕法尼亚州艾克县) 的Seneca Resources公

司正寻求一种可进一步提高完井效率、缩短完井周期的完井方式。他们还希望提高每天的平均压裂段数。Seneca公司选择使用RapidStage ME滑套以缩短由电缆桥塞和射孔枪作业产生的非生产时间，进而节省压裂作业时间，降低压裂作业的总成本。

将可溶解球技术与更大直径的节流板协同起来使用，可进一步提高完井效率。同时使用这两种技术，Seneca公司无需对大位移井的趾端部位进行清理。

#### 挑战

Seneca公司需要一种高效、高投入产出比、低风险的大位移井的完井方案。在大位移井中，由于井眼环境极其恶劣，因此加大了所有作业的难度和风险。极端的测量深度加大了连续油管的施工风险，并且还会延长连续油管 and 井下电缆的作业时间。最终将导致时间无法有效利用，并增大了事故的概率，进而增加时间成本和事故处理成本。大位移井是为了提高效率、降低成本，然而传统的完井方式面对上述这些严峻挑战时，往往无法实现提高效率、降低成本的目的。

#### 解决方案

美国东北部的大位移井正在寻求高效的完井方式，因此Seneca公司选择在试验井前三段使用RapidStage ME滑套系统，每段使用4个端口或12个滑套。

每个完井段的投球坐封和增产改造设计方案都做了最优化处理。该系统由4种RapidSuite技术组成，分别为RapidBall可溶解球、RapidStage ME滑套、RapidStage SE滑套以及一个位于井眼趾端的RapidStart Initiator CT

起始压裂滑套。在油气井投入生产前，该系统无需钻穿节流板，因此为大位移井提供了一套高效完井方案。

RapidStage ME滑套系统带来了一种多端口完井设计方案，效率更高，且无需调整作业。通过RapidStart Initiator CT起始压裂滑套完成井筒与储层的初次连通。开启滑套后，RapidBall DM (可溶解金属) 球被泵送至井下以激活RapidStage ME滑套。

球穿过RapidStage ME滑套的节流板，从端口出来后到达RapidStage单端口滑套。

RapidBall DM自动溶解球技术是一种临时性的底部封隔技术，这种封隔会随着时间的推移而逐渐减弱。压裂施工时，上述可溶球起到了坚固桥塞的作用，从将压裂液引入当前压裂段的开口，同时封隔后续的压裂段。压裂完成后，球溶解，油气井投入生产，无需钻穿上述可溶球或节流板。

Seneca公司使用RapidSuite系统，缩短了过去因电缆作业导致的停产时间。这种完井方法在油气井投入生产之前不需要钻穿压裂段，因此节省了过去花费在修井和连续油管上的时间和成本。

#### 结果

RapidStage ME系统可按照预先设计开启，并且在泵注作业时支撑剂100%的按设计进行充填实现预先设计的工作效率。实践证明溶解性固体球是有效的，所有的工具都处于正常的开启状态。通过与哈利伯顿公司合作，Seneca公司节省了6个多小时的作业时间，降低了在大位移井中去除常规桥塞所面临的各种风险。☑

[ 附文3 ]

## 小工具蕴含大智慧

# HEX 高膨胀可回收式桥塞解析

最近，Interwell公司给石油天然气行业研发出了一种独特的超高膨胀性能桥塞HEX。HEX桥塞短小精悍，耐高温耐压，可适用范围广泛，实乃修井作业的良好伴侣。

来自 | Interwell  
编译 | 周诗雨

Interwell公司，目前研发了一种高膨胀性能的桥塞HEX。它虽然外观小巧，但性能强大，不仅具有超强的膨胀性能，而且便于安装和回收，通常只需要一次操作便可实现桥塞的回收，帮助用户们解决了一大头疼的难题。此种HEX高膨胀桥塞的用途广泛，如可用于堵水、防止井间干扰等。

### 产品简介

Interwell公司的HEX高膨胀可回收桥塞，特别适合作为修井作业中的管线封堵器，并可以避免不必要关井造成的近井地带油藏伤害。

HEX桥塞，是目前市场上使用最为灵活的机械桥塞装置。其特殊的结构设计可以允许桥塞通过井筒极其狭窄的区段（如阀门或接头处），也可以使其安置在大内径的套管中。HEX桥塞尤其适合作为修井作业中的管线封堵，可以很好的避免不必要的关井操作，

从而避免对近井地带油藏造成伤害。

新型的HEX桥塞属于Interwell公司井下扩展工具中的一员。在过去的17年里，HEX系列产品以其小巧的外径大小和出色的膨胀性能享誉整个行业。

HEX在未扩展之前的外形较为细长，因此就算在极窄的井筒位置上仍能进行安装和回收，没有其他膨胀封隔器所涉及到的卡阻风险。另外，HEX桥塞可以极大地提高操作效率，无论是安装还是回收都可以一次性完成，解决了桥塞难以回收这一大难题。

HEX采用了创新的封隔器模块化设计，包括瓣状支撑装置，同时还保留了整体式的弹性体，并设计出一个环形的密封器对套管内径进行密封。对HEX桥塞进行安装时，下入后，会有一套配套的接合工具来保证桥塞在膨胀和压缩前能够居中。

另一方面，HEX高膨胀可回收桥塞已经被证实可以在水平井中进行应用。

温度和时间是膨胀桥塞最难解决的问题，而当桥塞安装好后，坐封器的压力波动也会对其造成各种难题。Interwell公司对HEX桥塞进行了一系列不同压力和温度下的性能测试，结果显示：其极限测试压力值达到了27.5MPa，极限测试温度达到了110摄氏度，并通过了国际质量体系ISO 14310:2008认证，密封级别达到了V0级。

### 产品应用

对于井筒内膨胀性能要求较高的位置，HEX桥塞既可以作为暂时的，也可以作为永久的封隔器。整个产品的设计可以承受双向压力，保证桥塞在窜流存在的情况下仍能维持其稳定性。

1. HEX桥塞为目前市场上膨胀性能最优的可回收桥塞；

2. HEX桥塞配有接合扶正装置，确保桥塞在下放和安装时能够保持居中（尤其在水平井中）；



- 3. HEX桥塞的长度较短；
- 4. HEX桥塞为理想的修井作业工具，适用于：油管封隔，注水阀门封隔器，固定阻塞器；
- 5. 未扩展的HEX桥塞结构纤长，外径小；
- 6. 使用常用的打捞矛工具即可一次性完成安装和回收工作（不需要其他工具）；
- 7. HEX桥塞可安装在钢丝、电缆、连续油管或者其他管件上；
- 8. Interwell公司可根据用户需求定制其他尺寸的HEX桥塞。

### 案例分析

试验时间：2015年12月；  
试验区域：美国，墨西哥湾深水。

### 面临的挑战

运营商位于墨西哥湾的深水井出现了出细砂的情况，并且不知道这些细砂出自何处。运营商要求安装一个可

回收的桥塞作为深部封隔器，对整个回接尾管的完整性进行测试。但是该井的条件非常受限，地层压力达到了16,200psi，温度高于195华氏度，测深21,695 ft，且废屑多，工具被卡住的可能性非常高。如何找到一个合适的解决方案成为了一个难题。

### 解决方案

运营商根据井筒中狭窄段的空隙，并冗余出了细沙和废屑掉落在桥塞周围的空间，选择了Interwell公司的HEX封隔器。在这样严峻的井环境中，如果封隔器不能顺利在钢丝或连续套管上安装，那么作业者就必须捞出或者打捞出封隔器。

Interwell公司在没有停工的情况下，采用2.7”高压水力坐封工具（HSU）对HEX桥塞进行钢丝安装。作业者将HEX桥塞上端的压力升到了2,500 psi，对回接尾管进行测试，随后缓慢释放压力，进行储层负压测试。

在48小时内，Interwell使用1.5”的GS

打捞工具，并在两次尝试后成功回收了钢丝上的HEX桥塞。由于井下的作业环境相当严峻，因此这并不是一项简单的工作，HEX桥塞却顺利完成了该作业。

### 价值创造

对于墨西哥湾的许多井来说，运营商在对井进行暂时报废的时候，通常的操作是采用复合或者铸铁桥塞（CIBP），并在井筒上部进行水泥固结。尽管目前有许多公司都开发出了过套管桥塞，但是，现在还有许多运营商仍在继续采用这种费时费钱的传统操作方法。

Interwell在12小时内成功回收了钢丝线上的HEX桥塞，给运营商节约了近500,000美元的钻井费用。

桥塞的回收作业曾被认为是操作中风险最高的步骤之一。机械故障，运输问题，障碍物，压力等等，所有这些问题都可能给桥塞回收造成困难。该墨西哥湾运营商说道：“HEX桥塞的回收帮助我们克服了一个大难题。”

# 控压钻井难实施？ 让@balance 为你“量身定制”

M-I SWACO推出的@balance可定制控压钻井方案，能够解决钻井时出现的复杂问题，它可以提供恒定的井底压力，减少作业风险，提高钻井效率，降低钻井成本。

来自 | Schlumberger  
编译 | 赵金成

斯伦贝谢公司M-I SWACO的@balance着眼于钻井程序的每一个方面，以评估预期的条件和风险，然后与满足所有钻井、HSE目标、经济目标并且配置得当的控压钻井方案共同协作。

## 减少53%的非生产时间

@balance将改变作业者对MPD的看法。例如：在墨西哥湾一口井的钻井过程中，操作者发现孔隙压力和破裂压力梯度之间的压力窗口极其狭窄，这意味着在该勘探区域无法进行正常钻进。与之不同的是，在另一个墨西哥湾区块的自升式平台钻井上，其压力状况不算麻烦，无需投入过多的精力在压力下，但操作者在处理黏土慢性膨胀这一问题上已经耗费了超过两天的时间。

如果作业者只认为第一个案例中遇到的状况是目前为止最具挑战性的情况，而同时认为控压钻井（MPD）是最理想的钻井方式，那么作业者可能对M-I SWACO的@balance会非常感兴趣。M-I SWACO的@balance可以为作业者展示常规的钻井作业如何才能更加安全、高效的完成。

无论是作业者无法利用常规方法

进行钻井，还是作业者面临着非生产时间（NPT）持续增加的难题，@balance都可以制定出具有无可比拟的可靠性的控压钻井（MPD）程序，以帮助作业者将井眼轨迹按照预期设计完成，同时将钻井成本控制在预算之内。@balance结合业界领先的资源、工程技术知识来提供全面的工程解决方案—MPD方案，这个方案是积极主动的一种解决方案，而不是简单的被动方案。

@balance的特别之处在于它是一种工程设计及自动化控制的系统，能够提供恒定的井底压力。通过时刻控制井底压力来消除异常压力的产生，而不是当压力发生异常时再起反应。换句话说，@balance的恒定井底压力方法有助于确保这些压力异常事件从一开始就永远不会出现，而不是仅仅关注控制异常压力。事实上，不管井下压力窗口如何，@balance MPD提供的更精确的恒定井底压力方法已经将墨西哥湾很多难钻井的非生产时间降低了53%。这意味着减少了作业的非生产时间，能够更加安全、高效的方式进行钻井，因此大大降低了钻井成本。

## @balance的特点

1. 为一种工程控制压力钻井的技术；
2. 可以为特定井定制MPD方案；
3. 可以提供现场和非现场工程技术支持；
4. 具备MPD许可证辅助功能；
5. 具备地层特征性能描述功能；
6. 配备训练有素、经验丰富的MPD专家；
7. 具备特有的虚拟液压软件和PRESSPRO RT软件；
8. 唯一一种精确恒定井底压力的管理方法。

## @balance的优势

1. 可提供积极主动而不仅仅是被动反应的控压钻井解决方案，以减少钻井所遇危险因素；
2. 可降低高达53%的非生产时间；
3. 降低了钻井液密度，以提高机械钻速，延长钻头寿命，降低钻井风险；
4. 可减少套管柱的数量；
5. 可减少起下钻的次数；
6. 可提高早期井喷检测的效率；
7. 可增强综合钻井的效率；
8. 可以加深套管的入下深度；
9. 其他方法无法钻进的区块可以



进行钻井作业；

10. 可以降低成本和HSE风险；
11. 增加资产的价值；
12. 可以标识出钻井作业的上/下操作极限。

## 保持平稳恒定的井底压力

@balance可以依靠精准的流量测量，建立精确的地层孔隙压力，并在条件允许的情况下迅速改变钻井液的密度和压力——这使得@balance成为解决压力相关问题的理想解决方案，这些问题包括：

1. 井漏；
2. 井壁失稳；
3. 卡钻；
4. 抽汲压力引发的问题；
5. 井喷；

6. 井漏时进行的封堵作业；
7. 以及更多其他情况。

可见，@balance MPD已经不仅仅是一个矫正工具，还是一种解决钻井所遇问题的方案。

相对于典型的常规钻井作业，@balance MPD工程技术可以优化整体钻井效率并降低成本。显然，当处于静态过平衡状态时，使用低密度钻井液钻井能持续增大机械钻速，延长钻头和其它井下工具的使用寿命，从而减少了起下钻的次数。同样，MPD可以将套管下放位置设定在更深的位置，并且，在某些情况下甚至可以削减套管柱的数量。通过闭合的MPD技术的特性和恒定BHP的传递，@balance可以通过阻止可能导致井控事件发生的问题和提高早期井喷检测效率这两

方面来提供额外的安全保障。

更重要的是，根据施加的井口环空压力来快速修改当量泥浆密度，根据复杂多变的井内环境立即调整系统，这些优势使得@balance的MPD方案成为了在面临新区块钻井或定位一个新的层位遇到无数未知难题时进行井筒特征描述最理想的工具。

与常规钻井方法相比，精确设计的MPD操作的主要优点是它有助于消除消耗成本巨大的危险因素，比如井筒疲劳等。这一切都归功于它独特的保持平稳恒定的井底压力的能力。

现在，对于更难钻达的目标层，@balance的MPD方案可以为作业者提供开采的可能性。

## 应用案例

### 1. 背景简介

在枯竭的大陆架环境中进行钻井时，作业者面临着包括井眼稳定性和卡钻等产生非生产时间的风险。由于预期产层位于枯竭层下方，由此产生的狭窄压力梯度窗口和低的破裂压力梯度使得常规钻井方法难以进行。

### 2. 解决方案

作业者需要@balance设计出一种MPD操作，从而可以利用恒定的ECD参数进行钻井，当泵关闭后，井口压力将替代压力损失，因此井底压力将保持恒定而不会改变。

### 3. 应用结果

MPD方案使得难钻井区域可进行钻井作业，并且可以成功到达钻井深度，同时保持接近恒定的过平衡井底压力。MPD技术产生了零NPT情况，缩短了近11天的计划钻井时间，节省约280万美元的成本。📌

# 环空防喷器寿命短，维保难？ GE 可迎刃冰解

环空防喷器在陆上和海上勘探钻井中有着不可或缺的作用。GE公司的GK环空防喷器配备具有超长使用寿命的密封胶芯，能够延长正常运行时间和维修间隔。

来自 | GE Oil&Gas  
编译 | 王凯

环空防喷器是陆上和海上勘探中至关重要的组成部分，它能够通过密封管柱（比如在钻井过程中的钻杆）来隔绝压力。

## 为每个钻井风险保驾护航

GE油气公司的环空防喷器技术可以追溯到1948年，当时的工程师Granville Knox发明了GK环空防喷器来密封钻杆。长期以来GE油气公司对所提供的每个防喷器都秉承着精益求精的态度，这使得GE油气公司环空防喷器成为陆上和海上钻井作业的首选。GE油气公司环空防喷器的设计从一开始就注重于设备维护和作业便利性，因此能提供更长久的正常运行时间，延长了维修间隔。

GE的防喷器只有两个可移动部件：液压活塞和密封胶芯。从而尽可能的降低了元件的磨损程度。可更换的密封胶芯耐磨板部件避免了金属与金属间的直接接触，从而延长了检修的时间间隔。

## GK环空防喷器

地面应用中GK环空防喷器维修次数更少、使用寿命更长。

GK防喷器的可靠设计和现场测试结果表明，GK防喷器在地面应用中能

够提供世界级的安全保障。

GK防喷器能够通过简化的控制程序快速、有效的关闭，从而在可能发生井喷时有效关闭井口。密封胶芯可以在钻杆、方钻杆、接头、油管或者电缆上实现密封，同时也能够在裸眼段实现密封。

## 应用和优点

1. 简易的预加压和维修操作，组件可借助简单机械自由安装；
2. 氢化丁腈橡胶出色的耐用性；
3. 观察孔选项包括预加压观察孔和储能囊认证；
4. 隔膜能够在现场更换，减少了故障处理时间。

## GE油气公司GK防喷器的优势

GK防喷器的密封胶芯具有足够的耐压强度使其能够在裸眼井中实现关井作业。在出厂之前，每一个密封胶芯都在防喷器中进行耐压测试，包括在裸眼情况下测试压力达到工作压力的50%，以及在有钻杆的情况下测试压力采用100%的工作压力级别。耐久性测试表明，使用了液压控制密封胶芯的GK防喷器能够提供更长的使用寿命。

当防喷器关闭时，活塞向上移动，同时带动胶芯沿内衬运动，活塞运动到固定位置后形成一个封闭空间（钢圈）能够防止井眼压力下胶芯持续向上移

动。弹性胶芯沿着内衬向里运动，能够在钻杆或者裸眼井内形成有效密封。由于弹性胶芯主要处于压缩状态，因而能够有效的抵抗拉伸、剪切和磨损。

## 主要特点

GK防喷器维修和保养方便，因而延长了更换密封胶芯和维修的周期。GK具备这些优势的关键在于下面这些简易的设计：

1. 配备有能够在任何尺寸的管具或者裸眼井条件下完全关闭的密封胶芯，并且胶芯可拆卸；
2. 只有两个移动部件：活塞和密封胶芯，降低了原件间的磨损程度和检修次数；
3. 为了能够快速方便安装密封胶芯和磨损密封，大部分GK防喷器都有一个带丝扣的顶盖设计；
4. 配备现场可更换的螺栓连接的内衬套；
5. 配备可更换的耐磨板，能够避免密封胶芯衬垫和防喷器之间的金属与金属直接接触，延长了检查和维修的时间间隔；
6. 长活塞设计提供了更为稳定、可靠的作业以及更方便的组装；
7. 密封胶芯由GE油气化学专家精心开发、设计、制造和测试。



## GK环空防喷器长寿命密封胶芯

在同样的性能要求下，在250° F高温条件对GK密封胶芯和标准长寿命密封胶芯进行了测试对比，测试结果显示两者具有相同的可靠性。

## 应用和优点

环空防喷器的核心是它的密封胶芯，GE油气公司设计和测试的长寿命密封胶芯具有卓越的性能和耐用性。

在严格的现场和实验室测试中，GK长寿命密封胶芯性能：

1. 比其他可更换部件更耐用，至少5比1的比例；
2. 按照API 16A标准，密封胶芯耐温性可达180° F；
3. 按照API 16A标准，提供耐温250° F的高温模块，同时可以为GK13-5特殊定制耐温300° F的高温模块。

## 主要特征

长寿命密封胶芯的卓越性能的关键

在于开创性的在顶盖内壁和密封胶芯之间增加了非均匀内衬，这个衬垫使得密封胶芯的灵活性增强，同时也使得密封胶芯性能更加稳定。其他的特征包括：

1. 在不影响GK防喷器操作性能和起下钻作业的情况下，胶芯具有更长久的疲劳寿命；
2. 高质量弹性体（天然橡胶或者丁腈橡胶），集成有钢制法兰连接的钢部件；
3. 使用了大量高强度密封材料，能够满足大部分作业要求；
4. 弹性体处于压缩状态，提供更好的抗拉、抗剪和耐磨性能；
5. 高性能的橡胶-金属连接。

可更换的长寿命密封胶芯具有两个井筒尺寸，工作压力级别为5000psi或者10000psi，可选耐温级别为250° F或者300° F。

## GE油气公司长寿命密封胶芯优势

使用长寿命胶芯，能够维持与之前设备相同的高性能和安全标准，保证作业人员和设备远离伤害，并处于安全状态。GK长寿命密封胶芯和防喷器凭借超常的疲劳寿命树立了良好的信誉，受到客户的一致认可。

## 防喷器服务

GE的服务在交付产品之前就已经开始了，GE油气公司工程师和产品经理协助确定最佳的技术解决方案。

GE油气公司为所有的产品提供服务。位于路易斯安纳州Broussard和苏格兰Aberdeen的Captial钻井设备服务中心能够为所有的环空防喷器产品提供完整的检测、维修和二次认证服务。此外，现场工程师团队能够提供全球范围内的现场检测和维修服务，保证钻井项目在预算内良性运转。🟢

# 2025年石油科技展望 DNV-GL为你揭开神秘面纱

科技进步始终是推动石油工业快速发展的强大动力，在当今油价低迷时期，更加亟需技术的更新换代，从而达到降本增效的目的，那么，石油和天然气技术的未来发展趋势是怎样的，哪些技术又将是炙手可热的呢？

来自 | DNV-GL  
编译 | 魏亚蒙

根据DNV-GL公司2025年技术展望报告的内容，石油和天然气技术的未来发展趋势为：高度自动化、数字化和智能化。预计到2025年，投入使用的石油和天然气技术包括：

- 1.全自动钻井作业；
- 2.更简单、更智能的完井；
- 3.更智能的海底连接；
- 4.管道自动检测；
- 5.提高采收率的可生物降解聚合物；
- 6.无钻机封井和弃置；
- 7.以LNG为燃料的卡车和火车。

## 全自动钻井作业

钻井作业是石油公司一项巨大支出。探井与评价井是高风险、高成本的活动，而钻井成本通常占整个油田开发成本的一半。除了成本支出，安全问题也是重要的关注点。钻井作业过程中如有人员伤亡或环境污染事故，将可能甚至一定会对公司造成巨大影响。全自动钻井操作具有提速和安全钻井操作的潜力，同时能够降低成本。

先进的自动化技术可以从根本上改变钻井方式。但需要对钻井流程进行完整的重新设计。才能享受到自动化带来的利益，为实现持续的钻井作业，使生产过程不被打断，需要一些

关键技术的支持，包括自动举送钻杆操作、控压钻井技术、套管钻井，以及监控和诊断。

**自动举送钻杆操作：**钻台上可以不再需要人，明显降低了人员安全风险。钻杆全自动化操作方案可适合使用较长管具井段，减少了连接数量，从而减少所需时间，特别对起下钻和完井作业更有意义。

**控压钻井 (MPD)：**通过一个封闭的压力系统，持续、自动地调整控制井底压力。增强对压力的控制可提高对异常压力层的探测和响应，进而在复杂钻井作业中提高安全性，减少非生产时间。此外MPD技术可以用于窄密度窗口钻井，钻井液保持循环可确保在所有作业阶段井内正确的压力，减少卡钻的几率。

**套管钻井/随钻完井：**依赖于自动化和MPD技术，可进一步加快钻、完井过程。不需要多次重复入井，增强了安全性，特别适用于一些有挑战性的区域。

**钻井过程监控与诊断：**联合井上和井下测量数据进行分析，并将其结果用于自动控制，是目前随钻测量技术发展的下一步目标。全自动钻井系统可以利用更多的大量数据，以做出

据美国能源情报署统计，液化天然气在2040年将占有美国铁路燃料市场份额的

35%



正确决策。特别是有动态突发事件时，可以向操作负责人提供相关数据，使他们不至于陷入危急状态。

自动钻井技术与常规钻井技术相比，预计将减少30-50%的钻井时间和成本。这将使更多的油井在经济上可行，使钻井目标更准确，增加大量的加密生产井。自动化带来的影响在整个钻井作业中都将能感受得到，自动化钻机将改变参与方的角色，包括：钻机所有者、油服公司和作业者。

## 更简单、更智能的完井

为了能够高效地开采油层，防止过多的水窜和气窜，对那些有水窜和气窜的井，可能有必要靠近每个单独的生产层位进行生产。完井通常需要使用钻机，这是耗时且成本高昂的作业，一旦完井后如果要再改变，传统来说是既昂贵又麻烦。

智能完井包括监控和精确控制生产层位，提高采收率。该系统能够自动

或采取远程控制的方式抑制高出水和气的地层。低成本智能完井可以不使用钻机即可轻松重新配置。对复杂油气田提高开采量有潜在优势，包括那些稀油区。智能完井可以选择更多的采收率较高的最佳采油点位置。

智能完井使每口井具有的多个采油点可轻松进行开、关，能够在成本削减的情况下通过改善油藏管理而从根本上提高油井性能。此外，由于能够限制相关的水、气的产出，其他井的处理能力可相应提高。

## 更智能的海底连接

多相流技术的发展，已经能够把井内流体简单、有效、安全地从井口运送到处理设施。尽管海底生产系统需要通过先进的流体建模得以实现，但从控制和监测的角度来看却并不复杂，这也使得海底生产系统可以从全球的5000口井进行可靠生产。

海底生产系统的完整性和主要流

程参数需要通过远程控制室全天候进行监测。到2025年，我们期待海底生产系统能够主动依靠监测和数据分析来达到稳定生产所需的流动状态。对流动相关问题更好的预测有助于更快采取措施确保流动的连续性，这样就可减少非生产时间，对油田经济产生重大影响。更重要的是，改进对流体和工艺条件的控制，可使操作更接近稳定的多相流的物理极限，这对于稠油或蜡质油、液体含量高的气体以及较大油砂开采有特殊意义。借此有望简化油田开发方案，比如使用较长的连接和更简单的设计。

随着监测水平的提高，海底生产系统的完整性和周围环境，包括对渗漏探测的改进，也将涵盖进来。从海底生产系统收集的数据也将进一步改进检查、维护和修理策略。总之，它将帮助设计者和作业者确保流体稳定不间断地流动，提高对系统完整性的信心。



### 管道自动检测

由于对能源的需求不断增加,但又面临着一些挑战,比如犯罪活动(打孔盗油)、恐怖袭击、气候变化影响(山体滑坡等),因此对陆上及海底管道的监控预计将加强。

执行定期管道检查的自主式水下机器人(AUV),比传统的远程操作潜水器(ROV)提供的方法更高效。自主式水下机器人可以配备声纳、相机及可探测甲烷或石油泄漏的传感器。

对于陆上管道检测,将使用无人机(UAV)。但目前无人机的使用,由于缺乏在民航领空营运的法规和程序受到了限制。

一种方案是使用高空长续航无人机,在商用空中交通高度之上运行(>17公里),配备高度复杂的传感器系统,包括雷达、光学和红外成像仪。今天的无人机受到距离和续航的限制,但正在开发的太阳能无人驾驶飞机,

可用于军事和商业。

水下机器人和无人机开发之初,目的都是军用,但我们会看到越来越多的军用技术将转为民用和商用。

### 提高采收率的可生物降解聚合物

将水注入到常规油田,通过在整个油藏驱油提高采收率,同时保持油藏压力。由于油藏性能的多变性和水粘度低于石油,注入的水从注入井到开采井,走的是阻力最小的路径。结果就是驱油效果低于预期,大油量仍然位于注入水经过的主要路径之外。

提高采收率(EOR)技术一般是指比单纯注水法获得较高石油采收率的措施。EOE通常的目标是增加驱油面积,或者使不流动的石油流动起来。使用聚合物就是增加驱油面积的一种方式。聚合物是长链分子,注入水中加入聚合物,可以提高粘度,就更接近于石油性能,从而增加驱油面积。

此外可通过添加其他聚合物,形成凝胶状堵塞,使水需要绕过堵塞而转向,迫使水在油藏中选择新路径。

在注入水中使用添加剂,面临的一个挑战是随后会产生带有添加剂的注入水。可降解的无毒生物聚合物可作为一种环境友好的替代品。这种聚合物通常是糖基的,到2025年会成为适合大规模使用的成熟产品。

### 无钻机封井和弃置

油田寿命期结束时,所有油井必须永久坚固封堵,避免将来渗漏。目前的封井弃置(P&A)技术一般要求使用钻机进行永久封堵,这项工作比较耗时,当然费用较高。封堵和弃置目前占全部退役费用的40-50%。考虑到钻机会用于可以产生价值的钻井勘探、评价或开采,而封井与弃置只是纯粹的成本耗费,所以一般就推后了。仅在北海,就有8000口井没有充分封堵。

以更经济的成本对油井永久封堵,需要新的封井弃置技术。为了实现这一目标,需要无钻机操作。这意味着下油管进行封井弃置。目前已有合适的技术应用于一些地区低风险的油井,但大部分油井目前还需要钻机的协助,才能进行封井弃置。

无钻机封井弃置大大节省了成本,但需要采用基于风险的方法,并对相应法规进行修订,以考虑井特有的风险从而满足长周期完整性的要求。在对旧井进行临时封堵以尽可能减少未来溢油,以及加速应用低成本的封井弃置技术,各国政府和石油公司有着共同的利益。

### 以LNG为燃料的卡车和火车

运输业更多地使用天然气,是改善城市空气质量和减少排放量的一种方法。过去十年,对NOx排放量和空气颗粒物水平的监管限制已逐步实施,要求运输业使用更清洁的燃料,或安装清洁发动机废气的过滤器和设备。此外,天然气比柴油价格更低、更稳定。在欧洲,以LNG为燃料连接12个国家的基础设施(LNG蓝色走廊)建设正如火如荼进行。过去十年中,商船船队的船东们对以LNG为燃料的运输工具的兴趣大大增加,一直持续关注着排放量、长期的低价天然气和高价柴油状况,以及改进营运效率等问题。

世界的铁路线中,只有四分之一是电气化的。欧洲有50%以上的铁路线已电气化,但北美地区却几乎为零。据美国能源情报署统计,液化天然气在2040年将占有美国铁路燃料市场份额的35%。

美国目前天然气价格低廉,这将推动LNG燃料在美国市场的发展,之后也可能延伸到其他国家。美国的LNG燃料目前来自LNG调峰装置,但随着美国天然气液化生产能力的提高,使用LNG作燃料将更具吸引力。☀

## 有了降阻工具 连续油管何止“万能”

连续油管是油田作业的常用工具,但其在超深井中的应用目前还未全面展开,主要障碍是其下入深度受到摩擦阻力的限制。Trican公司推出了连续油管降阻工具,大大增加了连续油管在深井中作业的范围,下面一起来了解一下吧~

来自 | Trican Well Service  
编译 | 姚园

连续油管在石油行业有着“万能作业机”的美誉,其应用范围广,可应用于钻井、测井等多种油田作业中。随着非常规油气和深水项目的不断开发,连续油管的应用也遇到了一些难题,比如在深水井或者超深井的连续油管使用中,由于其与油、套管之间的摩擦阻力,连续油管很难到达指定深度,这已经是业内公认的一大难题。

针对这一难题,Trican Well Service公司与CT Energy Services联合研发推出一种新型降低连续油管摩擦阻力的工具——Toe Tapper。Toe Tapper作为新一代降低摩擦阻力的典型代表,可增加连续油管入井深度,在利用连续油管磨铣作业中可更好地控制磨鞋上部钻压。Toe Tapper能够发射低频脉冲,压力脉冲能够长时间的作用在连续油管上,更有效、持久地降低连续油管与套管间的摩擦。

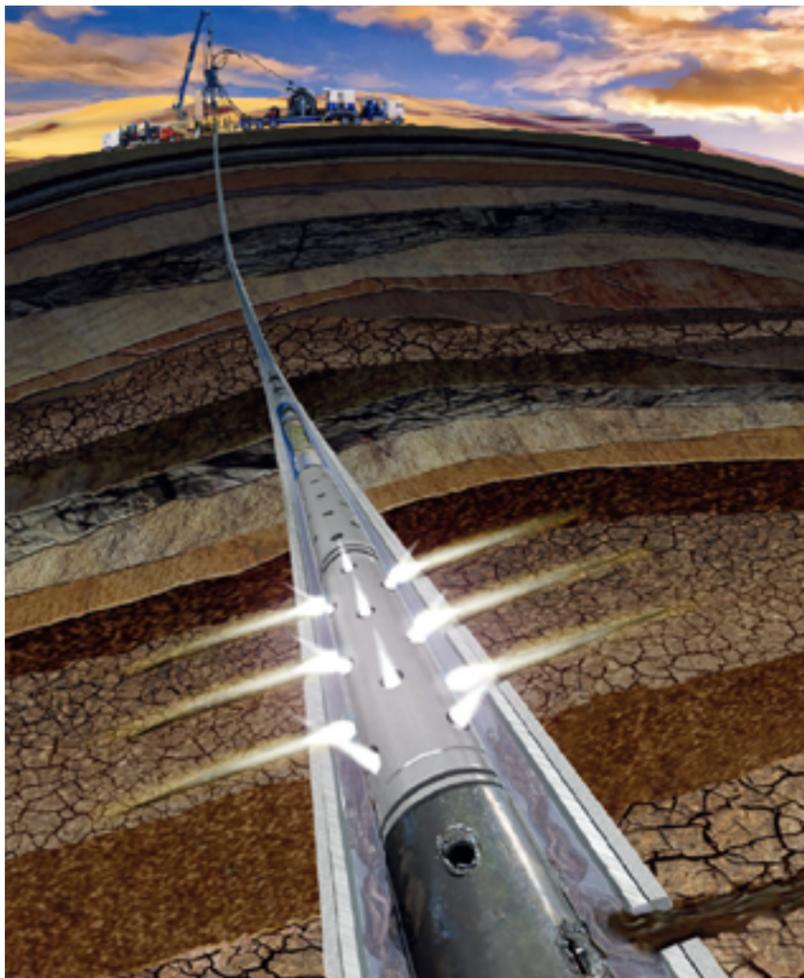
该工具通过流体流动造成负压脉冲,进而引起射流冲击效应,“打破”

连续油管 and 套管间的摩擦阻力并产生液压牵引力。螺旋弯曲效应(helical buckling)会导致连续油管在井内发生锁定,而摩擦降低会削弱该效应造成的消极影响,连续油管入井深度也会增加。

Trican公司在连续油管和井下工具作业方面拥有丰富的经验,并向全球的运营公司和工具服务商提供Toe Tapper工具。此外,该公司还提供一套完备的井下磨铣钻具组合、连续油管压裂工具以及水平井多级完井工具组合。

### Toe Tapper连续油管降阻工具

Toe Tapper是一款独特的连续油管降低摩擦阻力的工具,通过产生负压脉冲来削弱连续油管所受到的摩擦阻力。该工具在流体通道内部署了一个变量限流器,从而可向环空低频泵送流体。由于连续油管底部压力的急剧降低,便会产生周期性的射流冲击效应。这种压力脉冲会驱动连续油管下



行,降低了从静态向动态转变时的摩擦系数。

该工具发射低频脉冲的特性使压力脉冲在连续油管上的作用时间会更久,同时也可提高碎屑清洁效果。射流冲击效应也会产生机械力;在旋转阀运行周期内,液压惯性力在轴向发生作用,产生的冲击能量脉冲能够促进重量转移。相关证据表明,这种压力脉冲提高了螺旋屈曲阈值,连续油管与Toe Tapper工具组合的刚度变化区间变得更加宽阔且压力峰值时的刚度较大。

Toe Tapper配备有一个旋转阀,由一款低额定转速的动力装置驱动。旋转阀通过周期性地改变流体流向引起连续油管内的压力变化,频率变化取决于流量变化。

### 应用

- 1.单井增产措施作业,井筒干预作业;
- 2.复合桥塞磨铣;
- 3.断裂金属落鱼磨铣;
- 4.清砂作业;
- 5.生产测井,磨料射流作业。

### 特性

- 1.动力装置功率可调,进而可改变压力脉冲频率;
- 2.阀门系统可调,进而可增加或降低压力脉冲幅度;
- 3.可与多种性质流体配合使用,例如氮气。

### 应用优势

- 1.射流冲击效应产生液压拉力,能够促进重量转移;
- 2.Toe Tapper™能够发射低频脉冲,压力脉冲作用于连续油管的时间会更久,从而能够更有效地降低摩阻,连续油管入井深度便会更大;
- 3.减小螺旋屈曲效应引起的摩阻;
- 4.可减少平均磨铣次数;
- 5.特别适用于水平段较长的单井;
- 6.可提高井内碎屑清洗效果。

该装置还可以根据需要进行配置优化,比如在可以确定较快的压力变化速率可以更有效降低摩阻的情况下,则可以增加动力装置部分的功率,更有效的降低摩擦阻力。该工具特别适用于大斜度水平井内磨铣作业,可以显著降低平均磨铣次数。

为使工具效能达到最大化,大约5%~8%泵入连续油管内的流体会通过Toe Tapper工具靠近底部的喷嘴流入环空。这种贯通设计能够产生更高效的负压脉冲,引起的射流冲击效应可以有效降低摩阻。低频负压脉冲作用在连续油管上的时间会更久,可使连续油管下行时间更长。此外,这种贯通设计还允许泵速进一步提高,进而可以更好地清理井底碎屑与井眼清洗。□



## 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



扫描微信二维码  
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

## 爆炸射孔修井问题不断 看哈里伯顿 DPU 技术扭转乾坤

传统的机械打孔装置故障率高，而爆炸射孔由于炸药的运输、存储等问题可行性不高。哈里伯顿公司基于DPU工具，研发出了全新的非爆炸式油管射孔器，该工具可靠性高、安全、送入方式选择灵活、性价比高~

来自 | Halliburton  
编译 | 白小明

在中东油田开采过程中，不管是陆地还是海上，因井下设备处在强腐蚀环境下，往往需要经常修井。在这些作业过程中，井下设备必须经常进行修理或更换。为了解决在这些修井过程中的井控问题，通常需要一个方便压井液循环的通孔。通常，这些孔是使用炸药配合柔性射孔枪或机械打孔的方法形成。

但这类解决方案可能会损坏油管或套管，带来后续的问题。因修井前通常需要打孔形成一个流通孔眼，运输炸药造成的进度延迟带来经济性问题，而使用传统的机械打孔方法在软油管上打孔失败率又很高。

另外，许多国家严格控制炸药的使用。作业国家需要许可证、特种运输和安全存储相关证件，这在许多地方都难以实现。一旦作业者遇到物流相关问题时，海上钻机可能要闲置数日。

此外，机械工具的早期故障率非常高导致作业成本增加甚至翻倍，2006年以前，机械射孔装置的平均故障率接近50%。因此通常作业不

得不回到使用爆炸射孔的时代。公司确实需要一种可靠的方式来逐渐平衡压力，使他们能够在（修井）作业开始前安全地泵出流体。

### 哈里伯顿的替代产品—DPU

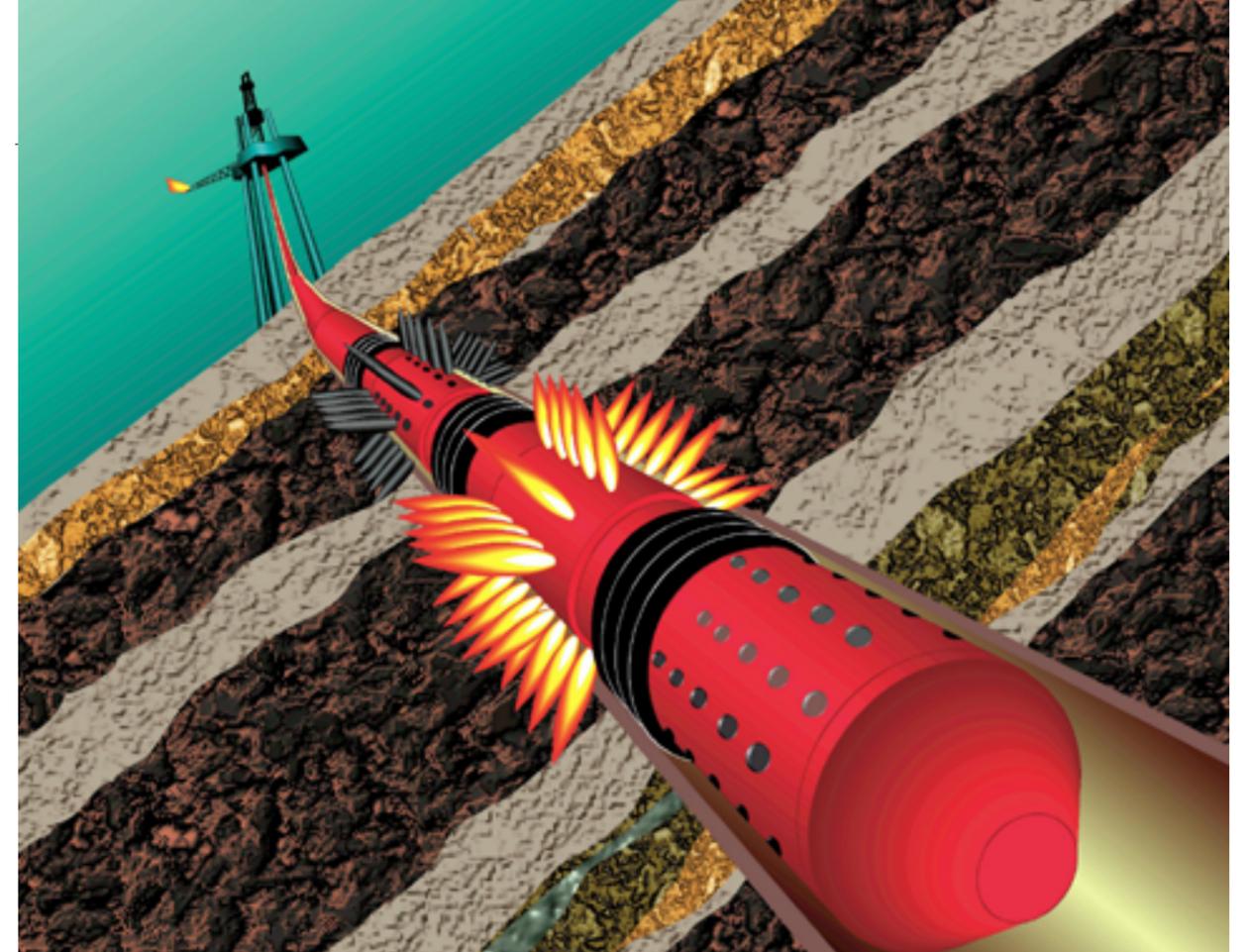
为了改善安全性、成本和物流状况，早在2006年，哈里伯顿公司希望能够研发出一种更好的机械式设备的替代产品。于是在哈里伯顿德克萨斯州Carrollton的工厂，工程师们开始了寻找解决方案的工作。

他们把工作重心放在了改造哈里伯顿的重磅产品DPU®（井下动力装置）上。自上世纪90年代投入使用以来，DPU工具已在全球范围内证明了其价值，它可以采用非爆炸的方式来坐封桥塞。那么它能适用于射孔吗？

### 独特的设计

哈里伯顿井下电力驱动油管射孔器（Downhole Power Unit® Actuated Tubing Perforator），带来一种非爆炸式、经济性高的在油管或套管上射孔的方案。

当DPU工具内的螺杆向下移动时，



它将推动其上的刀片尖部在油管壁上绕一轴线旋转。最终油管开始被刺穿。一开始只有针孔那么大，然后刀片将孔逐渐扩大至0.5英寸。随着DPU工具持续给刀片加压，叶片将翻转过来，缩回到工具内，然后就可以起出工具了，几分钟内便在油管上留下一个通孔。

### 应用优势

- 1.非爆炸式射孔提高了安全性和可靠性；
- 2.用户友好型，作业HSE水平明显提高；
- 3.可降低油管射孔的成本；
- 4.通过减少使用其他机械射孔器带来的失误下入趟数来减少钻机占用时间；
- 5.送入方式选择灵活，可用钢丝、电缆或连续油管；
- 6.设备紧凑，可快速部署实施；
- 7.没有损坏环空管柱的风险。

### 产品特点

- 1.适用于多种级别的套管：J-55、L-80、P-110和13 CHR；
- 2.采用成熟的DPU技术部署实施；
- 3.非震击方式形成连通孔眼；
- 4.带来永久的穿透性能。

### 案例分析

阿塞拜疆巴库（Baku）的一名作业者设计部署一套气举装置，该方案计划不采用炸药对油管（参数：外径7英寸、磅级32磅/英尺、含13%铬、壁厚达0.51英寸）进行射孔。为避免损坏控制管线和套管，采用了电缆送入的非爆炸式机械油管射孔器。为了满足作业参数，该射孔器能够产生高达10万磅的力足以刺穿7英寸的油管。

7英寸井下电驱动油管射孔工具，提供了一种可控的、非爆炸式、经济的解决方案，在不损坏环空控制管线的前提下，在油管或套管上留下单个孔眼。建立了油管和环空的流动通道后，下入跨式过油管气举装置来增加产量。当因修井需要必须快速动员时，油管射孔器可以降低成本，带来一种安全、有效、可靠的油管射孔解决方案。该工具可采用多种送入方式，可以用钢丝、电缆或连续油管（CT）送入射孔器，这为工具带来多功能性和经济性的优势，可满足多种业务需要。

这种电驱动油管射孔器避免了（危险）爆炸物的运输问题，是健康、安全、环境（HSE）和用户友好型的，通过减少失误的下入趟数，最大限度地减少钻机占用时间。它结构紧凑、可用直升机吊放提高便携性，可快速部署实施，而且没有损坏环空管柱或套管的风险。得益于可靠的性能来提供动力，此油管射孔器已经过使用验证，是安全、可靠、经济的生产管柱射孔方法。

获取、运输、存储和处理炸药相关的设备是很困难和费时的。而且在许多国家，地区安全性是一个问题，炸药的运输是受管控的，这经常导致项目进度的延迟。因此，当现场发生意外，如卡钻需要使用炸药来切断管柱时，钻井队可能需要等待数日才能进行相关作业。这些意外经常发生，尤其是在钻井工作量比较多的地区。

在某些情形下，对于一个陆地钻井项目，损失的时间保守估计将超过1200万美元/年。对于海上项目，这一数字很容易翻3倍，而且需要注意的是，这些费用估计都没有考虑（石油和天然气）生产延期带来的收入损失。☑

# 贝克神器 Cytadel ZX 首个V0级电子触发封隔器

贝克休斯推出的Cytadel ZX电动封隔器可以在井下形成一个二级屏障，以弥补水泥封堵技术的不足。该封隔器有助于消除环空带压，减少泄压引起的成本升高和并发症，满足HSE要求。

来自 | Baker Hughes  
编译 | 辜富洋

贝克休斯推出了Cytadel ZX电动封隔器，它是一种采用电子触发机制的气密封的环形套管封隔器。在井筒施工、完井、生产以及弃井作业阶段可能会形成环空流动通道，在该通道上通过Cytadel ZX建立一个机械屏障可以更好地保持井筒完整性，提高安全性，降低风险。

针对关键的陆地区块、非常规天然气、大陆架、深水、深井中的应用，Cytadel ZX封隔器的模块化设计采取了V0级气密封技术。这种封隔器可以作为防止环空带压、保证井下水泥密封完整性的屏障。该封隔器为消除气窜、减少环空带压引起的井喷提供了一道新的屏障。

Cytadel ZX封隔器是首个采用模块化电子触发机制设计的V0级封隔器，免去了安装封隔器时对压力或管柱操作的要求。通过减少安装封隔器时必须参考的井下数据，这种驱动方法干预少，且简化了封隔器的安装。在不到1200英尺深（365.76米）的浅层应用时，封隔器内部的安全信号生成系统将预编程的振动序列作为激活方式从钻台发送至井下工具。另一种应用于浅层和深层相似的激活方法是使用磁性载波或具有特殊磁场特征的定制套管刮塞来启动封隔器上的计时器。

由于Cytadel ZX封隔器的上无流动通道，因此可以保持压力完善性，并可消除套管与环空之间可能发生的窜流。除了可解

决与建井、完井、以及生产作业相关的短期安全问题和环境风险问题，防止环空带压可显著降低由桥塞、弃井作业产生的成本。此外，该封隔器的密封等级为ISO14310V0，满足了环空流动通道中机械屏障使用的性能要求。

Cytadel ZX封隔器还使用了成熟的ZX密封技术，该技术已通过极高的压力和温度耐受评级，在世界各地的井筒的稳定可靠性上也无出其右。为了在套管柱之间形成一个机械的环形密封，贝克休斯在该封隔器中集成了先进的密封技术和业界唯一的V0级的电子触发机制，推出了一个安全的、可靠的封隔器系统。

## Cytadel ZX适用范围

1. 常规油气开发；
2. 非常规油气开发；
3. 陆地和深水油气开发；
4. 泥线200英尺（60.96米）以下的大陆架油气开发；
5. 长管柱套管完井；
6. 已有套管鞋上方形成环形隔离带；
7. 保持井筒完整性。

## 特点和优点

1. ZX密封技术；
- ① 消除环空带压，降低泄压成本；
- ② 在40000多次应用中，可靠性达99.5%



%以上；

- ③ 通过了ISO14310 V0评级。
2. 实体封隔器的心轴为管状连接；
- ① 该封隔器可与套管匹配使用，保证井筒完整性；
- ② 避免产生套管与环空之间的流动通道。
3. 封隔器采用电子触发设置；
- ① 安装后一劳永逸；
- ② 无需压力或管道操作要求；
- ③ 可在钻台上完成激活工作；
- ④ 节约钻进时间。

## 依靠水泥形成环空封隔

在深水井中，安全性和环境问题是成功的关键，作业者长期以来一直仅依靠水泥来防止环空带压（SCP）的产生。尽管使用水泥对气层进行隔离并将整个井段密封是行业的标准做法，但是井下条件一般比较苛刻，仅依靠水泥形成一个完整的液压环形密封是比较困难的。

即使是很小的泄漏也会在套管中形成十分危险的环空带压（SCP）。尽管作业者通常试图补救环空中注水泥作业失败，但补救效果有好有坏，参差不齐。因此，即使是很小的环空带压也必须要监测出来并将套管中的危险压力泄掉。

失败的注水泥作业会导致的后果：

1. 增大环空带压以及人员和财产的风险；
2. 增大井喷的风险；

3. 增加钻进时间；
4. 产生泄压成本；
5. 耽误油气生产；
6. 需要额外的监测和报告。

## Cytadel ZX可消除环空带压

Cytadel ZX电动封隔器提供了一个气密封的环形密封，可以更好地预防水泥胶结不足引起的环空带压升高。这种二级屏障杜绝了气窜，降低了由环空带压引起的井喷风险。

## Cytadel ZX可降低HSE风险

Cytadel ZX封隔器作为长管柱完井的一部分，其安装目的是将套管与套管环空隔离开。固井作业结束时，在地面远程激活Cytadel ZX封隔器。一旦设置完成，封隔器将提供ISO14310 V0级的环形密封，形成一个永久性的气密封屏障。这种封隔器在40000多次应用中可靠性达到了99.5%，成为行业公认的零泄漏ZX密封技术。该封隔器为实体设计，因此它的安装不会对套管完整性产生负面影响。

V0级ZX密封技术消除了危险套管压力，具有业界公认的可靠性。Cytadel ZX电动封隔器能够满足如下要求：

1. ISO14310 V0级的、业界公认的、零泄漏的ZX密封技术可消除环空带压，降低泄压成本，减少由上述问题引起的生产中断；
2. 阻止套管与环空之间的流体流动，降低与环空带压相关的井喷风险，该封隔

器为实体，可保持套管的完整性；

3. 可以远程激活该封隔器，利用电子触发机制减少钻进时间。

## 案例分析

俄罗斯Sakhalin岛附近的海上作业者发现该地区的几口井在完井作业时出现了流体漏失的情况，导致注水泥作业不能连续进行。为了实现有效的密封，有些井需要多次向环空中注水泥，因此，增加了钻进时间、提高了成本、增大了HSE风险。气窜引起的环空带压对安全对环境是一种极为严重的危害，而仅仅依靠套管和水泥无法阻止气窜和环空带压危险的发生。

作业者选取了两口易受地震活动影响且水泥屏障易产生流动通道和发生破裂的新井，对其采取了相应的措施。在固井注水泥期间，流体漏失是广泛存在的。因此，如果没有额外的屏障系统，气窜将成为一个显著的问题。

V0级Cytadel ZX封隔器安装在地层与套管表面之间环形空间中，固井注水泥完成后，作业者可进行远程激活。两口井的压力测试结果证实：该封隔器可以建立起一道不透气的屏障。

自从安装了封隔器以后，两口井都未曾监测到环空带压。可以说，安装Cytadel ZX电动封隔器有助于改善井控，消除环空带压，减少与泄压相关的成本和并发症，满足HSE的严格要求。☑

## 井筒完整性技术与设备

井筒完整性对于提高开采效率、降低生产成本、提高操作安全性都具有非常重要的意义，本期选取了三种具有代表性的井筒完整性技术，敬请期待。

来自 | Schlumberger等  
编译 | 张德凯

井筒是井内的流体通道，也是井控工作的重要环节，井筒功能对于安全生产具有重要意义。无论在油气井建设还是在生产运行中，对地层流体的控制始终是最为重要的，一旦地层流体发生无控制流动，可能导致严重的、甚至灾难性后果。

“井筒完整性”定义为“应用技术、操作和组成措施来降低开采风险，以保证油气井在整个寿命期间的安全”。其内涵为：井筒在物理上和功能是完整的，井筒处于受控状态；井筒操作者已经并继续不断采取措施防止井筒事故的发生。

### 井筒完整性遇到的挑战

在油气生产过程中，井筒完整性主要问题不外乎以下几个方面：持续的环空压力，完井管柱渗漏，完井管柱发生腐蚀，固井套管柱腐蚀，水泥环剥落，套管头发生移动，采油树与套管头连接

处密封不良等。上述多项井筒完整性破坏的现象中，任何一项都是由多方面因素共同造成的后果。

### 井筒完整性关键技术

井下管柱及配件完整性：井下管柱及配件由于长期处于高温高压状态，甚至某些井中有强腐蚀的情况，所以管柱的变形、断裂以及橡胶筒的密封和耐腐蚀问题变得尤为突出。针对这一问题，各石油公司以及科研机构自20世纪80年代以来进行了广泛的研究。

井下管柱及配件失效的原因主要有：构造环境中的岩石应力引起套管变形（椭圆化），海上碳酸盐岩储层的结垢，地层出砂所产生的固体沙粒导致靠近射孔段套管的弯曲，由于外部环境造成的靠近表面、外部的套管损坏，油田水侵导致套管的腐蚀等。

### 井下作业完整性

此处所指的井下作业完整性主要体

现在水泥环的完整性上。国内关于此方面的研究针对典型的枯竭型碳酸盐岩油气藏提出技术套管和油层套管采用管外封隔器固井技术，并分别采用膨胀纤维水泥浆体系和柔性水泥浆体系，可提高固井质量，确保井筒完整性。

### 井口系统完整性

井口系统的完整性主要是指井口的材料和密封问题。由于较高的轴向张力和防喷器顶部提升负载引起的大力矩可能大幅降低连接器上初始夹持预加载荷，预加载荷的完全释放可导致轴面分离和垫圈压力完整性损坏，而这一情况可发生在压力低于防喷器组额定压力的情况下发生。

另一方面，传统的井口系统和技术在高温高压或极端高温高压下不能完全的管理密封失效的风险，且井口防喷器接头中形成水合物会破坏井口系统完整性，甚至为井控带来危险性。针对这些问题，在轴向承载力、弯曲力矩以



及承压能力的限制因素下，代替橡胶密封的井口金属对金属密封得以设计以实现完全的压力封隔，从而保持井口完整性，同时也提出了对井口消除水合物的热力学和化学方法。

### 井筒完整性管理

由于井筒失效使得井筒功能丧失，增加了井控难度，一旦发生事故，甚至带来的严重的安全问题及后果。因此，井筒完整性的评价和管理尤为重要。井筒完整性如此重要，各大石油公司和油服公司从未停止。国外油气管道完整性评价与管理技术起源于20世纪70年代。90年代，管道完整性管理技术得到

进一步发展并逐渐形成了一套较为完整的管道完整性管理体系。

与国外相比，我国在井筒完整性方面的研究还相对落后。结合国外已有的研究和成功案例，国内在井筒完整性方面的研究重点是：对井下管柱及配件管材和检测新方法的研究以及防腐措施和套管受损修复技术的研究；研制良好的水泥浆体系，以确保水泥环的完整性；井口系统密封技术的研制；井筒完整性管理系统以及井筒完整性设计方法的建立。通过理论和应用相结合，使井筒完整性技术尽快赶上国际水平，以确保我国石油勘探开发的需要。

业内现在已经出现了很多种井筒完整性管理技术，本期为大家带来以下三种技术：Archer推出的Point system井筒完整性管理系统；NOV推出的井下完整性管理新工具TracTag和TracAssesst；贝克休斯推出的V0等级ZXHD尾管封隔器。

### Archer推出的Point system

传统的井筒泄漏探测技术如温度、噪声测井，诊断的可靠性受漏速和漏点位置影响很大。Archer推出的Point system，以独具见解的完整性动力学为核心，是一套前摄型、系统化的完整性管理方法，可以高效、准确、全面地定位全井系统的漏点和流道，降低完整性风险。

### NOV的完整性管理工具TracTag和TracAssesst

NOV以射频技术为载体开发了井下工具识别管理工具和软件平台。该系列的技术如同一名不疲倦的追踪者，可以对井下工具的一举一动进行监测和控制。不论是出厂的参数，还是在使用过程中所进行过的维修维护作业信心，都可以轻松掌握在手，帮助客户做出更加明智、优化的决策。

### 贝克休斯的V0等级ZXHD尾管封隔器

在高压油气井尾管固井作业中，由于油气水窜等影响，导致井筒完整性降低，影响油气井的生产寿命。贝克休斯研制的ZXHD尾管顶部封隔器，具有V0级气密封效果，最大承受69MPa压差，可提高尾管段固井质量，延长油气井生产周期，是保障高压油气井完井效果的利器。

[ 附文1 ]



## 井筒状况实时掌控 看NOV带来最新射频监测技术

来自 | NOV等  
编译 | 周诗雨

国民油井华高公司最近就射频技术(RFID)和油气工业资产管理软件两项技术发布了新的研究进展,推出了TracTag和TracAssesst技术,可以对井下工具的一举一动进行监测和控制,使井筒完整性的控制更加高效。

国民油井最新一代的“射频标签”技术,TracTag,安装在钻柱组件上后,可以承受极端的钻井条件。该技术已经得到了现场验证,是目前行

业中唯一一款可以承受极端井下温度(-40°C到+200°C)和压力(高达155MPa)的射频技术。在利用射频技术结合地面设备和服务进行资产管理上,国民油井一直处于世界前列。现在,TracTag所采用的技术帮助其成功克服严苛的井下环境,这也意味着可以将TracTag整合到国民油井公司的井下产品系列。

公司还发布了一款资产管理软

件,TracAssesst。该软件可以进行自动钻杆计数,并包含有一个井场标签识别器AutoTally。结合后的系统能够给作业者传递更为可靠的信息和分析结果。

国民油井的董事长兼CEO Clay C. Williams表示:“我们将继续对新技术进行投资,驱动行业向前发展,帮助我们的客户改善资产的利用效率和可靠性,同时降低开支。这些创新的技术

近日,国民油井高华(NOV)推出了基于其射频技术的井筒完整性管理技术TracTag和TracAssesst,该技术能够帮助开发商更好的管理设备,使井筒状况了然于胸~

所获得的数据,将在钻柱组件和工具的未来发展上扮演重要的角色。”

国民油井将可以提供整个井生命周期内的钻柱组件解决方案,其中还包括原始的制造规格参数、检查和修复历史、以及使用细节等信息。TracTag和AutoTally系统可以在钻柱组件穿过钻井平台时对标签进行读取,而将整个系统整合到井控系统中则可以实现钻井时间、关键的钻井信息甚至各工具的序列号等信息的获取。

国民油井Tuboscope业务部门会将所获得的信息输入全球检查维护系统中去,为客户提供分析结果和关于钻杆库存的详细信息,在油气行业中这些信息在过去从未能被有效收集和利用。国民油井提供的分析结果可以提高生命周期内对工作历史的认知,可以准确地知道管材或井下组件曾在何时何地使用了何口井和何种钻井环境中,改善检测方案,减少井下管材失效事件的发生。

### 射频标签技术-TracTAG

该技术之所以如此的引人关注,在于其中蕴含了最先进的技术:射频标签(RFID)芯片。通过特殊的设计,TracTag标签可以承受海上和陆地深井中的极端环境。TracTag在井下的使用历史已经超过10年,可以在最严苛的环境中运行,在以往的应用中得到了钻井行业中客户的好评。TracTag体积虽然小,但功能强大。TracTag的

尺寸使得其可以安装在大多数的井下设备上,同时不影响设备的完整性。

### 特点优势

1. TracTag为12kHz的无源射频识别,可以识别钻杆和其他油气行业中使用的井下设备,可以承受海上和陆地深井中的极端钻井条件;

2. 小巧的尺寸可以帮助TracTag融合在大多数的井下设备中,并不会破坏设备的完整性;

3. 位于钻井平台井中心的射频识别器可以对安装在槽上的标签进行识别读取。当起下钻速度超过2.5m/s时,识别器可以进行自动读取。当使用手持识别器时,读取的间隔距离可以达到0-10 cm。

### 现场工具管理-TracASSET

TracASSET™是一款基于射频识别技术的资产管理软件,拥有灵活的硬件和软件解决方案,专为油气行业和其他严苛环境中的应用所设计。

Trac资产管理软件(TracASSET)专注于油气上游,通过可靠的射频识别技术进行资产追踪和操作控制。TracAsset中包含有不同的模块,可以满足对上游价值链中的可动和固定资产进行追踪的多样化要求,实现有效的进程管理、自动化和集成操作。

### 轻松实现全生命周期管理

TracASSET是所有系统解决方案的记忆库。软件中不同的模块可以满足对上游价值链中的可动和固定资产

进行追踪的多样化要求。

TracASSET可以帮助作业者进行全面的控制,实现钻柱所有相关资产的全面管理——钻柱的位置、规格参数、使用历史以及维护和检查情况。显而易见,完善的控制可以带来丰厚的回报,井下事故和没有必要的维修都可以得以避免。该产品开发负责人说:“欢迎来到我们的世界:自动追踪——信息储层——检查更新——维修记录,从出厂到实际使用,TracASSET了解你钻杆的所有历史。”

### 钻井现场管理

TracASSET钻井现场管理模块可以帮助人们追踪钻杆从出厂到目前使用的整个历史。使用正确的设备并了解其位置,提供更精确的预测、更轻松的决策制定。

### AutoTally-方案验证,文件记录

TracASSET的AutoTally(自动计数)模块可以根据入井时间、转速和其他井中设备的使用情况进行记录。通过记录文件,可以改进昂贵的操作、检查和维修作业方案,帮助作业者在整个价值链中进行有效操作,减少开支!

### 检查,随时更新记录

TracASSET检查模块可以让我们掌握钻杆从出厂到整个生命周期内的历史。整个过程中都会对检查数据进行跟踪搜集,方便客户随时更新记录。TracASSET维修模块可以让我们掌握钻杆整个生命周期内的维修和维护信息,实现所有计划和计划外的维护和维修的全面追踪。

### 一切尽在掌握

TracASSET手机模块可以将钻柱组件的数据全部传输至客户手机上。只需要通过手机就可以对资产情况进行确认、改变现有状态、运输、检查和更新。📱

[ 附文2 ]

# 井筒完整性不容有失！ 看Archer带来新套路

井筒完整性对于油田生产至关重要，直接影响到油田开发的收益，受到了开发商们的广泛重视，Archer带来的全新井筒完整性管理系统具有常规方法不具有的优势。下面将对该技术进行简单介绍~

来自 | Archerwell等  
编译 | 白小明

Archer推出了Point system井筒完整性解决方案，该方案结合了Archer的前摄型、系统化完整性管理方法和全球超过4,000次成功应用的经验。

Point system同时部署在地面及井下，是一种全新的井筒完整性解决方案。系统利用Archer多年来对完整性动力学（Archer将其定义为响应完整性的一系列井系统行为）的理解，根据现象，解释井内究竟发生了什么以及如何查找完整性故障。大多数相关技术都经过了现场验证，Point system的不同组件在全球范围内已有超过2,000次的成功应用，但这套以完整性动力学为核心的系统还没有作为一个整体应用过。

Point system结合了准确的完整性测量数据、专业的评估和分析，在不起出完井管串的前提下评价屏障（如套管等）性能，识别泄漏点和流道的准确位置。Point system具有强大的完整性诊断方案和专有的超声波技术，油气开发商可以得到如下益处：

1. 前摄型、系统化的完整性管理，有效降低高耗费的泄漏风险，最大限度地不影响生产；

2. 全面结合地面和井下的测量数据，形成关于井的重要信息，让客户轻松、高效地解决最简单或最复杂的

完整性难题；

3. 评估井下屏障的密封性能，而不是屏障的状况，准确定位管道的漏点和流道，形成一套可靠、全面的完整性管理方法。

“为了井筒性能最优化，除了油藏动力学和采油动力学之外，我们要利用第三门同样重要的学科—完整性动力学。理解这门学科对于安全、高效地管理井非常重要，”Archer电缆市场和销售副总裁Ken Feather说。“我们的Point system提供目前业内对完整性动力学最全面的见解，让作业者高效、准确、全面定位全井系统的漏点和流道。这意味着可以更快做出最佳的补救决策，提高井的盈利性，最重要的是降低完整性风险。”

## 一种系统化方法

Point system基于Archer专有的超声波技术，包含7个强大的诊断程序，形成一套前摄型、系统化的完整性管理方法。程序可以检测定位各类地面、井下故障，为作业者带来更大的灵活性，帮助减少解决故障所需的资源和成本投入。

**CheckPoint®: 在地面即可检测泄漏和流道**

许多作业者已意识到了前摄型完



整性管理的好处。连续的完整性监测或定期进行完整性检查，可以保证井筒安全或者可以及早发现故障征兆，以便在问题恶化前及时采取补救措施。

CheckPoint是前摄型完整性评估的第一步。CheckPoint部署在地面，日常使用中即可进行完整性验证和井筒完整性故障响应，可以揭示井筒故障的原因细节和位置。由于CheckPoint在地面使用，也就不会有进行井筒监测带来的生产中断、成本和风险。此外，CheckPoint可以直接使用，操作方便，成本低。

## LeakPoint®: 定位井下漏点

泄漏降低了油气井在生命周期内的性能，引起严重的安全、环境问题，甚至对于开发商的声誉造成损害。传统的泄漏探测方法，如温度、噪声测井，诊断的可靠性受漏速和位置影响很大，在低漏速或者多漏点，以及非最内层管柱的泄漏探测相当有难度。

FlowPoint®可以及时、可靠、准确地判断出最内层管柱及其外层的套管或完井设备的泄漏。不同于传统的方

法，LeakPoint探测技术对较大范围内的漏速和位置都很敏感。判断结果非常清楚，不会模棱两可，泄漏位置精确度极高。即使井内的液体正在流动，比A-环空泄漏更复杂的泄漏也可以被诊断出来。

## FlowPoint®: 定位井下漏点和流道

井筒失去完整性是最危险、最具破坏力的井筒故障类型。最可怕、最可能发生的结果包括地表水污染、环空流体喷出地面。即使之前有固井保护，作业者仍普遍担心由于固井密封失效引起的环空非正常液流和持续的高压。

如何判断套管外的液流困扰了工程师数十年，最常用的井下环空诊断方法仅是评估屏障的状况，而不是屏障的密封性能。FlowPoint®继承了LeakPoint的优势，可以定位漏点并描绘全井系统的环空液流通道，可以有效、全面诊断最复杂的多重故障。

## 技术的6个关键

可以说，Point system在业内目前

独占鳌头，定义了全新的行业完整性管理标准。

## 前摄型、系统化

传统的完整性诊断是反应式的，即发生问题系统才作出反应。不管是作为完整性管理程序的一部分来日常使用，还是用来处理一次已知的完整性问题，Point都提供一种完整性管理的前摄型、系统化途径。这可以降低成本风险，确保快速、完整地定位故障点。

## 完整性动力学

合理诊断完整性需要对油气井行为有深入的理解，通常我们所称的完整性动力学是指井系统对完整性做出的一系列响应行为。Point利用完整性动力学的丰富知识，来准确定位全井系统的泄漏点和液流通道。

## 屏障性能

大多数完整性测量数据只能评估井下屏障的物理状况，屏障状况不能带来完整性故障的直接显示，而Point system能够做到评估屏障的密封性能。通过将两者结合，Point可以得到最可靠、全面的完整性管理方法。

## 地面及井下检测

传统的完整性测井更强调井下部分，而Point system同时在地面和井下进行检测，帮助作业者更好地管理井筒完整性。将地面和地下测量数据结合意味着Point可以日常、低成本地解决最简单或最复杂的完整性难题。

## 超声波技术作支撑

探测井筒完整性的技术有许多。Archer在此方面具有丰富的经验和专业的技术，Point system专有的超声波技术结合了丰富的测量数据、专业的评估、协议和分析，使其在业内独占鳌头。

## 降低总体成本

可靠的诊断系统要能够定位全井系统的各类泄漏故障，并且使生产中断时间尽可能短。Point system可以适用于所有的情形—即使是过油管工作。这意味着不需要起出完井设备就能进行全面的完整性评估，这能显著缩短生产中断时间、降低总体诊断成本。☑

[ 附文3 ]

## 专治各种难题！ 贝克休斯带来V0等 级尾管封隔器 ZXHD

贝克休斯研制的ZXHD尾管封隔器，具有V0等级气密封效果，最大承受69MPa压差，可提高尾管段固井质量，延长油气井生产周期，是保障高压油气井完井效果的利器~

来自 | Baker Hughes  
编译 | 白小明

通常完井过程中，尾管顶部封隔器用以保障完井效果，但并不是所有的尾管封隔器都能满足复杂井况。在尾管完井中，尾管顶部密封要么使用水泥，要么使用尾管顶部封隔器，后者能提供比前者更可靠、更有效的机械密封效果。

井筒底部的高压可能会导致一些尾管封隔器移位，如果顶部密封失效，将导致一系列不良后果，对环境、地面人员及财产造成威胁。因此采用一种稳定、不移位的尾管顶部封隔器是非常重要的。贝克休斯研制的ZXHD™尾管封隔器，具有V0等级气密封效果，最大承受69MPa压差，可提高尾管段固井质量，延长油气井生产周期，是保障高压油气井完井效果的利器…

### ZXHD尾管封隔器

相比于其他尾管封隔器，即使当尾管部分压力过大时，ZXHD™可以提供无与伦比的保护和可靠性，它采

用的高效ZXTM密封技术和牢靠的固定能力仍能确保封隔器在原位不移动。ZX™密封技术在全世界范围已成功应用了超过45,000次，这种封隔技术也代表着业内现有大多数尾管封隔器今后发展的方向。

ZX橡胶含抗磨合金，使ZXHD™封隔器在上下压差高达69MPa时仍能保持气密封性。最高温度达204°C，ZXHD™尾管顶部封隔器结合了标准结构和最新的流线型设计，支持更大的应用范围，缩短了交付周期。结果是：更可靠的保护完井作业，降低对人员及环境的危害风险。

它通常作为尾管串的一个连接件下入，也可以在需要维修尾管顶部时，作为回接封隔器同回接密封总成下入。ZXHD™封隔器结合了经过现场使用考验的具有V0级密封能力和流线型设计的ZXP™尾管顶部封隔器（ZXHD™封隔器是ZXP™封隔器的升级版）。它将带抗磨合金的紧压元



件作为ZX密封元件的一部分，来将封隔器稳定坐封在井内。这也具有减少了工具本体移动部件的优势，提高了可靠性和表现性能，但并不影响其使用功能。

ZXHD™封隔器是贝克休斯客户需求—生产直接对接的产品，依据客户的订单进行配置(CTO)生产，可缩短近8周的交付时间，大大提高了作业效率。标准的结构设计结合高效的橡胶密封，赋予封隔器更大的作业应用范围，温度范围从80°C到205°C。

对现场操作来说，ZXHD™封隔器与其早期产品ZXP™封隔器类似。它比常规的尾管封隔器下入更快，具有承受上下压差最大69MPa的良好性能。

### 应用范围

1. 大多数尾管悬挂器应用情形，包括深水、地热、页岩气；
2. 需要大循环排量的情形。

### 产品特点和优势

1. 经过现场使用考验的V0级橡胶
- ① 建立环形气密封；
- ② 应用于更大的温度范围。
2. 带抗磨合金的紧压元件的ZX密封

- ① 降低抽吸风险；
- ② 提高下入速度，缩短下尾管时间；
- ③ 即使封隔器山下压差巨大，也能保证封隔器安全坐封不移位。

### 应用案例

路易斯安那州近海一作业者，计划采用自升式平台钻一口设计井深4875m的井。为了稳定井眼并缩短井眼不稳定引起的非生产时间(NPT)，设计从3283m开始下入914m的7in (32ppf) 的尾管，然后下入5in尾管。因为ZXHD封隔器能承受高达69MPa的压差，运营商选择在7in尾管串上使用ZXHD™尾管封隔器。尾管挂系统含ZXHD™尾管顶部封隔器

及Control SET™ FLEX-LOCK™尾管挂来坐封7in尾管，通过阻止气体从环空向上流窜来保证井眼完整性。

### 作业挑战

1. 不稳定地层的裸眼段；
2. 观察到下部井眼有气体返出；
3. S形井眼使下入尾管变得困难。

钻至4127m后，起钻，下入扩眼器清洗井眼。正如之前所料，观察到了气体返出。起洗并钻具组合时在一段18°井斜的S形井段遇到了困难，因此后期加入了玻璃微珠来帮助下尾管。有了玻璃微珠的帮忙，尾管成功下到位，且在S形井段没有其他问题。

贝克休斯工程师在3283m坐封了油管挂，坐封工具脱手，然后坐封了ZXHD™尾管顶部封隔器。没有观察到气体返出，表明V0级的ZXHD密封元件在井内形成了可靠的环形气密封。然后继续在尺寸为7in尾管以下钻下部井眼，下入5in尾管，最后钻至完钻井深4877m。

通过下入尾管避免了由井眼不稳定带来的非生产时间(NPT)，ZXHD™尾管封隔器形成的气密封阻止了下部地层气体的运移，降低了作业风险，保护了地面人员和环境安全。

### 应用结果

1. 通过V0级环形气密封保护井筒完整性；
2. 尾管的成功下入和坐封确保了井眼的稳定；
3. 降低了作业、人员、环境的风险。👍

## 深水采油界的万金油 Multi-Chem

深水油气开发中抑制水合物生成、防腐、除菌和环保等问题使深水开发困难极大，而Multi-Chem团队建立的深水流动保障方案可有效解决上述问题，极大提高深水开采效益。

来自 | Halliburton  
编译 | 王苏涵

为优化深水采油系统，经过特殊的化学和机械处理，一个工程化、高性价比的方案应运而生。

### 深水流动保障方案

获得最佳的流动保障方案首先需要彻底了解油井在预计寿命内的生产状况。为深入了解，Multi-Chem可利用模拟多相（油、气和水）混输的软件—OLGA和先进的测试技术进行风险评估，并提出降低风险对策。

### 降低水合物生成风险

生产系统中生成的水合物会堵塞管路等通道，低剂量水合物抑制剂（LDHI）专为解决该问题而设计。Multi-Chem作为LDHI生产的领头羊，利用先进的水合物摇摆电解槽等工具，成功研发了业界全新的现场应用效果良好的技术。

### 石蜡与沥青处理方案

Multi-Chem的石蜡和沥青处理产品可阻止生产系统中产生有机物沉积，且满足深水采油的特殊要求。Multi-Chem设计的石蜡/沥青控制方案十分独特，能够解决流动保障方面的挑战，并保证生产系统流动状态最佳。

### 防垢

深水采油作业中会产生各种类型的矿物沉积，为阻止这种现象发生，Multi-Chem针对性的研发了相应的防垢剂。Multi-Chem的专家具有多年的水处理经验，可通过分析生产、注入系统的水化学了解结垢趋势，也可通过研究已形成的沉积分析结垢成分。由此，形成了一个独特的防垢方案，该方案能最大程度降低结垢风险，保证高产量，并减少除垢作业产生的成本。

### 深水资产完整性及海水处理方案 腐蚀问题

为准确了解所有可能引起设备和管道腐蚀的参数，Multi-Chem会对客户作业系统的生产条件进行全面建模。借助这些信息可形成一个针对性的化学解决方案，该方案可降低深水系统的腐蚀风险，并通过持续监控系统参数保证设备能发挥最大潜力。

### 细菌和海水驱处理方案

Multi-Chem很清楚一个成功的除菌方案的重要性。海水驱会导致储层条件恶化，严重影响油井的经济效益。相关基础设施上的细菌污染会造

成代价极高的设备故障和超标违规问题。作为除菌剂界的领头羊，Multi-Chem能够提供一整套EPA注册的除菌剂，以及业界领先的新型微生物控制方法。

### 流体分离和水处理问题

深水环境下，为保证生产的原油和海上排水符合标准，高效的水油分离至关重要。Multi-Chem对分离系统进行了大量的现场评估，并得出了化学分离方法和机械分离方法的最佳组合形式。Multi-Chem开发的方案适用于不同生产条件，且性价比极高，能够保证生产的原油满足销售质量标准、排水符合海洋法律法规。

### DeepSEAL – 适合深水脐带 缆的产品

深水管缆中使用的化工产品需满足极高的质量、清洁和性能要求，因此，Multi-Chem意识到研发合格的化工产品极为重要。并且产品必须能够长时间承受极大的温差与压差。

DeepSEAL认证过程包括了详细的材料兼容性测试、微粒含量测量、低温高压粘度测量，以及产品长效性评价。



### DeepSEAL通过的资质认证

1. 测试其在4°C下和上限温度下60天的稳定性；
2. 测试其在上限温度下以及4°C下对脐带缆稳定性产生的影响；
3. 测试其在4°C下的高压粘度，评价其在一定工况下的流动能力；
4. 过滤后达到ASE AS4059 Class 8标准，并可达Class 6B标准；
5. 严格的材料兼容性测试；
6. 生产过程中严格遵守QA/QC规定；
7. 密封方式符合规定。

### 为作业者带来的利益

1. 特制的DeepSEAL LDHI防聚剂可防止在20英里长的海底回接系统内产生水合物；通过控制高含水条件下（60%含水率）的水合物生成，大幅

提升了油井的生产寿命，处理水量高达1800桶/天；

2. 高性能防聚剂LDHI可延长33英里（53.1km）长（1005.84m水深下）海底回接井的使用寿命；含水率和出水量升高引起生产井见水后，LDHI能够有效预防水合物堵塞管路，从而保证多产的50万桶油；

3. LDHI复配法可延长40英里（64.37km）海底回接系统的使用寿命；复配LDHI/热力抑制剂抑制水合物生成，使天然气产量最大能达到1400桶/天；

4. SeaWave服务使得废物排放符合海洋严格的安全标准；持续处理多种回流和采出水，以达到不同地域和作业环境的排放标准；

5. 安全与环保承诺：Multi-Chem

提倡在工作中能做到安全、环保和遵守行业法规，致力于通过针对深水的安全方案和培训等来推动和创造安全的工作环境；

6. 流动保障工程技术支持：通过业界公认的稳态和瞬态多相流模拟软件，Multi-Chem流动保障工程师团队能够对流动系统进行建模。这些信息可以用来对工艺及流程进行复核，也可为现场作业、油田设计，以及各类流动保障问题提供建议；

7. 性能监控：为保证方案效果最佳，Multi-Chem的深水专家利用MVP2.0化学程序管理工具来监控系统数据、管路参数、化学品库存、化学品用量、实验室研究结果；利用KPI来评估产品功效，并从化学和机械方面对流动保障提出建议。👍

## 海底管道检测技术与装备

油气管道担负着输送油气产品的任务，在油气田生产中起着十分重要的作用。因此，检测海底管道状态，保证海底管道正常运行，对于海上油气资源开发具有十分重要的意义。

来自 | Tracerco等  
编译 | 张永君

海上石油与天然气的勘探开发已经成为石油工业很重要的一部分，而海底管道是海洋石油天然气运输的重要手段，是海上石油天然气开发生产线的生命线。

自1954年美国Brown & Root海洋工程公司在墨西哥湾铺设第一条海底管道以来，在包括中国海域在内的全球各个海域已铺设了大量海底管道。世界上的海上大型油气田，包括伊朗的沙山油田、挪威海域的埃菲斯克油田和英国海域的福蒂斯油田等均采用海底管道进行原油运输。

自1985年在渤海埕北油田建成第一条海底输油管道以来，我国已在不同海域建成80多个油气田，各种规格管道近百条，总长超过4000km。因此，海底管道对于海上油气开发具有重要意义。

海底管道系统复杂，通常来说海底管道由大型钢质海底管道、泵站、供电和通讯系统组成。海上油气田油、气、水的集输、储运，多是通过海底管道来完成，海底管道把海上油田的整个生产密切系统组合起来。

与铁路、公路、水运等其他运输方式相比，管道运输具有突出的优点，如管道运输是连续运输，运输量大；投资省见效快；安全密封；损耗小，效率高；便于管理、易于实现远程集中监控

等优点，在全世界得到了广泛的应用和快速发展。

但是由于海底管道所处环境复杂，容易产生管道腐蚀、堵塞等问题，发生事故的概率较大，尤其是一些老管线，容易因为管道存在腐蚀缺陷，导致管道发生泄漏，维修维护要花费大量的人力物力，不但给石油公司带来了巨大的经济损失，也会污染环境。

因此，海底管道运行状况直接影响海上油气田的安全。所以，有必要对油气管道腐蚀进行失效分析，发展高效可靠的管道检测技术，对管道进行检测与完整性评估，确认管道运行风险大小，及时的对海底管道进行维护维修，确保海底管道安全稳定运行。本期将介绍一种海底腐蚀监测仪，该仪器是一种管道外部检测仪器，彻底改变了传统的作业模式。

管道运行过程中由于管道材质老化腐蚀，以及天然气中含有的杂质在管道内沉积、聚集，容易导致管道的流通面积减小，甚至出现堵塞，同时这些沉积物又会加速管道的内腐蚀，所以这时就要确定管道中沉积物沉积或管道腐蚀位置，并进行清管作业，以保证管线的输送能力、控制腐蚀。但是清管器在作业过程中经常会出现“失踪”的情况，这不仅会影响清管作业效率和油气传输，也极易造成管道安全隐患。



因此，及时寻找“失踪”的清管器对于管道运输来说极为重要。针对上述情况，本期为大家带来两种海底检测技术与装备—管道清管器追踪技术和Explorer，这两种技术装备可以确定管道堵塞位置、追踪“失踪”的清管器，对保障海底管道的流通性十分重要。

### Seatooth PipeLogger腐蚀监测仪

Seatooth PipeLogger腐蚀监测仪可用于管线腐蚀情况的无线实时监控与数据记录，专门服务于埋藏管线等水下资产的改造作业。SP腐蚀监测仪的研发旨在降低水下管线或跨接管长期监控的作业成本，该工具的研制彻底改变了水下资产完整性监控模式。

SP系统数据记录器所记录的传感数据，可在后续程序中由DRU提供的ROV实现无线收集。SP自身为一个独立设备，但也可与其他仪器联合组成网络系统设备共同作用。

SP调幅系统可应用于下列情况：监控周遭海水流动对水下设备的冲击振动情况、监控管线内部流体流动对水下管线的冲击振动情况、监控水下波动区流体对部署设备的冲击振动情况，进而实时了解累积性管线疲劳状态。

彻底改变了水下资产完整性监控模

式？这项革命性的技术看起来好炫！

### 清管器追踪技术

清管器下放到海底管线中后时不时地会发生各种走丢、停滞不前等的麻烦情况，对此，Tracerco公司研发了一种十分好用的方法：对清管器进行放射性同位素的标识，并采用配套仪器在管道外对其进行监测，从而可以得到清管器的位置和清管器前进的速度等一系列信息，不仅可以寻回走丢或者故障的“pig”，还能帮助作业者优化作业方案，节约大量的人力物力。

Tracerco公司的追踪系统可实现实时的数据收集，优化ROV和潜水器的使用。该系统可靠性高，可应用于管道的全生命周期内。从试运营前，到操作过程中，再到停运后，都需要对清管器进行准确的追踪。在工具隔离、定位（精度 $\pm 5$ cm）、注水、冲洗、测径和排水、管道在线检查或钢管漏磁检测、刚性管道、管中管系统或埋置管道等作业中，该系统都可以帮助作业者获得清管器或追踪工具的位置信息。准确可靠的清管器追踪还可以应用到泡沫清管器中，作为管道清洗测试中的一部分。

安装追踪设备的清管器容易被找到，那没有安装追踪设备的清管器还能找到吗？不要担心，如果是没有安装

追踪设备的清管器卡住了，也可以用Tracerco出品的Explorer探测器对其进行定位。

### 管道流动安全性保障—Explorer

保障管道流动安全性的Explorer系列产品（以下简称Explorer），其独特的技术可以快速扫描海底数公里的管道，可以快速识别导致异常流动的污垢积聚位置。这为作业者带来了用于检测和定位积垢位置的简单便捷的方案。非侵入式的Explorer，与Discovery配合使用，可以从管道外部检测管道内的流体介质。无需去除管道的保护层，或是中断生产进行检查，使其成为解决管道流动安全性问题的低成本解决方案。

Explorer作业水深可达3000米（10,000英尺），可检测的管道直径范围为2-60英寸（50.8-1524毫米）。它具有检测各种不同管道系统的能力：如标准刚性管（已加涂层或未加涂层）、同心管、管束系统和软管等。

这款产品已用在了一些海底管道项目上，包括一个北海项目和墨西哥湾项目。截止目前，Explorer为作业者带来了满意的结果，被证明是检测积垢的有效手段，而且也方便部署实施。👍

[ 附文1 ]

# Seatooth PipeLogger: 海底管道腐蚀一览无余!

WFS公司Seatooth PipeLogger腐蚀监测仪的研发具有革命性意义,该产品可用于管线腐蚀情况的无线实时监控与数据记录,专门服务于埋藏管线等水下资产的改造作业。

来自 | WFS  
编译 | 姚园

海底管道是海上油气田开发工程设施的主要组成部分,担负着海上油气输送的重要任务。相比于陆上管道,海底管道的工作环境更为恶劣,管道易受腐蚀、第三方活动、自然灾害等因素的影响而出现损伤甚至失效等问题。其中,海底管道腐蚀是导致管道失效的重要因素。而海底管道一旦失效泄露,将会严重破坏海洋环境,造成巨大的经济损失,甚至有可能导致人员伤亡。且海底管道的修复工作难度大、周期长、费用高。

因此有必要对管道的腐蚀情况进行实时监控,以便能够及时采取相应措施,防止管道失效这种灾难性问题出现。

针对上述情况,英国WFS科技公司推出了Seatooth PipeLogger(以下简称SP)腐蚀监测仪。该公司在新闻发布会上表示:“SP腐蚀监测仪旨在降低长期监控海底管线或跨接管的作业成本,该工具的研制会彻底改变水下资产完整性监控模式。”

根据公司发布消息,SP监测仪搭载了超声波测厚传感器,即使管线绝缘

层厚达6毫米,壁厚测量数值也可精确到0.1毫米。客户可根据特定需求自定义仪器的壁厚监测周期,测量数据可自动存储在船载数据记录器内。

在海水、海底、混凝土罩面结构或浪溅区,SP监测仪的无线通讯覆盖范围是5~10米,额定入水深度为1000~4000米,在海水中的视重不超过5千克。

SP调幅系统包含一个SP单元(搭载一款Seatooth感应加速度计传感器)和一个数据记录器,可用于改造现有管线资产。对于倾斜、隆起或者塌陷管线,SP系统在监控过程中无需穿透管线。

可利用Seatooth数据回收单元(Data Recovery Unit,以下简称DRU)无线获取存储在SP调幅系统内的数据,该回收单元可通过遥控机器人(以下简称ROV)、潜水员或自主式水下载具(以下简称AUV)下放到位。

SP监测仪可实时监控与记录管线腐蚀情况,专门服务于埋藏管线等水下资产的改造作业,是一项具有革命性意义的产品。为了提高油气藏开发采收

率、保障管线等资产完整性与流动安全性,SP产品基地研发了一系列的水下基础设施无线改造工具。

对于水下管线系统与隔水导管,SP系统是一种有效的数据采集与监视控制系统(Supervisory Control and Data Acquisition,以下简称SCADA)平台,可作为有效流动安全保障计划的重要组成部分。为了保护管线外表面,Seatooth传感技术与SP系统糅合于一体,其包含有一系列的非侵入型传感器,可实现管线状态监控。

非侵入型传感器的应用,可避免管线内部出现流体扰动现象,还可有效避免常规插入式传感器出现的腐蚀、堵塞和清洁问题。水合物形成、管线疲劳以及腐蚀现象都会影响流动安全性,而传感数据可对这些问题进行早期预警。

Seatooth技术可在海水、空气或者地下进行无线通讯。WFS公司的Seatooth专利技术支持在海水、海床、混凝土罩面结构、金属管线以及浪溅区等介质内开展可靠的双向无线通信。SP



## 案例研究: 管线完整性管理

### 目的

- 1.灵活改装温度传感器,用于监测水下管线;
- 2.可通过ROV、AUV、潜水员或直接在海上获取无线数据。

### 参数

- 1.温度传感器测量范围和精度: 0~200° C; +/- 0.5° C;
- 2.数据记录器: 400,000 个数据点;
- 3.无线通信系统:
  - ①上传速率: 约1,000 次采样/分钟;
  - ②范围: 最大5米;
- 4.可实现网络化应用;
- 5.磁夹;
- 6.电池寿命: 5年。

### 优势

- 1.部署 & 回收成本低;
- 2.数据采集方便、成本低;
- 3.可使用无线网络连接到偏远地区。

在SCADA架构中可作为无线远程测控单元(Remote Terminal Unit,以下简称RTU)。

Seatooth技术产品中应用的数据传输技术支持数字数据的双向传输,传输速率高、低延迟。

SP系统数据记录器所记录的传感数据,之后可由DRU提供的ROV实现无线收集。SP系统与Seatooth S100 DRU整合在一起,可实现双向数据传输,即意味着后者可向前者发送命令数据流。

SP可以独立作业,也可与其他仪器联合组成网络系统设备,利用Seatooth S400通信平台,可使节间距延展至30米。

### Seatooth PipeLogger特征

通过应用专利技术,SP调幅单元可用于监控管线运动、振动、倾斜及角

度等多方面情况。SP单元搭载的是Seatooth感应非穿透型加速度计传感器。

此外,加速度计传感器可与其他类型的非侵入式传感器联合使用,例如超声波测厚传感器,可用于监控管线腐蚀与管道壁厚;超声波流量传感器,可用于监控过程流量或相对速度;温度计,可用于确定芯管内外温度;内部电压传感器,可用于阴极保护和电流阴极保护(ICCP)系统监控。

用户可根据自身需求调节传感器的读取速率,变化范围从1/分钟到1/每月均可,Pipellogger数据记录器可存储多达4万个数据点。

SP基础系统是专为8in直径管线设计,包括一个加速度计传感器和一个数据记录器,目前已开发出系列化产品,可安装在4in~48in直径的管线上。PipeLogger可通过多条绑带或重型磁夹固定在管线上。

为了方便安装,SP调幅系统可配备ROV或潜水员握柄或ROV夹具,另外还可能配置ROV/潜水员LED接口,可下到1000m水深。WFS公司应用了专利化电池持久续航管理技术,水下部署设备的电池使用寿命可达15年,这可有效降低常规水下长期监测时需要投入的高额ROV安装和监测设备维护费用,将大大提高无线监测及传输数据的能力。

Seatooth S100 DRU利用ROV(通过RS232串行连接)或潜水员、AUV可与SP调幅系统间实现双向通信,带宽可达2.4千字节/秒,在流体介质中的传输距离为5米。该耦合系统可与传统型无线通信系统相兼容。此外,Seatooth S400基础系统支持清管器收集数据,通过管壁传输数据。

### 适用范围

SP调幅系统适用范围

1.改造的涡激振动监控器—监控周遭海水流动对水下设备的冲击振动情况,实时了解累积性管线疲劳状态;

2.改造的流激振动监控器—监控管线内部流体流动对水下管线的冲击振动情况,实时了解累积性管线疲劳状态;

3.改造的波激振动监控器—监控水下波动区流体对部署设备的冲击振动情况,实时了解累积性管线疲劳状态。

配合其他传感器可获得扩展功能

1. UT或电压传感器—长期性腐蚀监测;

2.超声波流量传感器—水合物形成监测;

3.温度传感器—管线内外温度监测。

#### 其他性能参数

WFS公司的“Seetooth”(型号: S5510) 频率为100kHz~200kHz,水中传播速度为100kbps,最大通信距离达10m。如果提高频率的话,从技术上来说速度最大可达1Mbps, WFS公司认为将来能够提高至10Mbps左右。Seetooth这个名字是因为该技术与通信距离约为10m、数据传输速度约为几百k~1Mbps的蓝牙相似而命名的。

另外,“SeaText”(型号: S1510) 利用的是几kHz以下的低频率,因此通信距离更长,在水中能以100bit/秒的速度通信30m。当然,由于电波在空中能更长距离传播,如果在浅海区或较浅的池塘等,水底的传感器可以与数百米远的岸上进行通信。

具体用途方面,Seetooth可用于比如在船上或冰车上远程操作无人小型潜艇,与潜艇间通信、或者大型潜舰对接时的通信等。Seatext可用于英国南部等被海浪侵蚀的场地的海岸线监控,以及利用河底的传感器进行的水质检测。除了水之外,土壤也能传播电波,因此还可用于埋入地下的下水管雨量传感器等。

通信所需的传感器的耗电量方面,5~10mW即可进行一次水中通信。这样的话,即使每天进行4次100kbps的通信,电池也能使用1年左右。如果与铺设线缆所需的工夫和成本相比,更换传感器或电池相对容易。☑

## [ 附文2 ]

# 快速!非侵入! Explorer定位海管积垢 so easy

Tracerco推出了一款创新型产品—Explorer,能快速扫描数几公里长的管线,探测并定位造成流动安全性问题的积垢,筛查速度可达100米/小时。

来自 | Tracerco  
编译 | 白小明

Tracerco公司的清管系统,能有效跟踪并快速定位清管器,可以节约定位遇卡或遗失清管器的时间。作业者仅需按一些必要的作业步骤执行,就可以在最短时间内使管道恢复为正常的工作状态。上文为大家带了一种采用同位素标记寻找“失踪”清管器的方法,但有些海底管道作业中的清管器并没有进行同位素标记,如果这些清管器“失踪”,我们还能找到吗?当然可以,接下来就为大家带来这项高大上的技术。

### Explorer系列流动安全保障产品

为了保障管道的流动安全,Tracerco公司研发了Explorer系列产品,该产品可提供一种可靠的甄别服务,帮助作业者确定积垢位置,并为进一步检查做准备。

Explorer系列产品(以下简称Explorer)拥有独特的技术特性,可以快速扫描海底数公里的管道,迅速确定导致异常流动的积垢位置。常规筛查

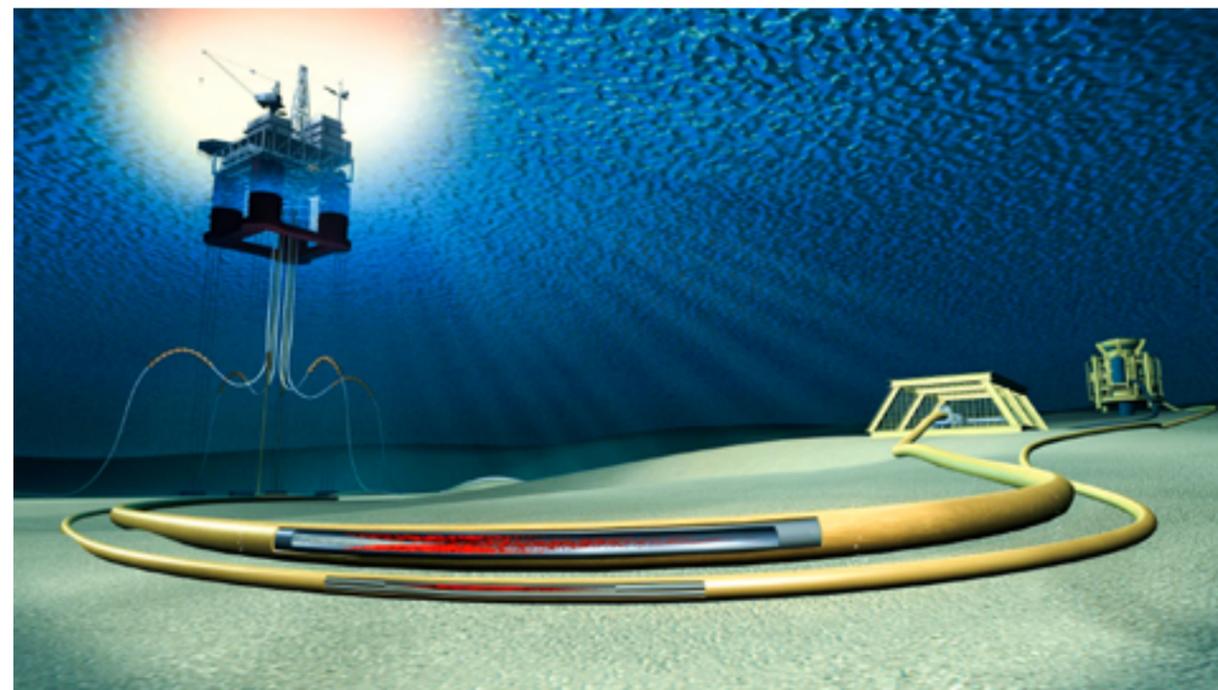
速度可达100米/小时,每班可以检查数公里的管线,这就为作业者带来了简单便捷地检测和定位积垢位置的方案。

Tracerco公司Subsea Services的业务主管Lee Robins说:“精确检测积垢阻塞位置是油气行业一直持续关注的话题。在了解到广大客户的需求后,我们很高兴可以发布Explorer系列产品,这是一套快速、新型、低风险的方案。”

“Tracerco公司研发的Explorer系列产品,为海底作业者提供了一种快速筛查并确定管道内积垢和堵塞位置的方法,配合Discovery系列产品使用可以对积垢进行更精确的描述。”

非侵入式Explorer,与Discovery配合使用,可以从管道外部检测管道内的流体介质。检查时无需去除管道保护层或者是中断生产,因此,Explorer解决管道流动安全性问题的成本相对较低。

Explorer作业水深可达3000米(10,000英尺),可检测的管道直径从2英寸到60英寸。该产品能够检测各种不同管道系统,如标准刚性管(已加涂层或未加涂层)、同心管、管束系统和软管等。



Explorer探测积垢位置的方法为:先测量管道的密度分布,然后分析探测到的各种异常数据。如果探测管道中流体存在密度异常,就表示有积垢产生。该工具可以显示管道内流体平均密度的详细剖面,以及基于假设密度的积垢量。

这款产品已在北海、墨西哥湾等多个海底管道项目得到了成功应用。截止到目前为止,Explorer的现场应用效果都十分好,实践证明该技术方便部署实施,是一项检测积垢的有效手段。

#### 优势

- 1.非侵入式系统,无需中断生产,快速检测积垢位置;
- 2.实时显示流动剖面数据;
- 3.通过监测积垢变化,加强了解并可采取合理的补救措施;
- 4.沿管道特定的参考点跟踪流动状态;
- 5.快速识别管道可能存在的流动安全性问题,以便做进一步的检查;
- 6.快速、非侵入式定位遇卡或丢失的清管器。

联合研发的Explorer和Discovery,

成为了世界上首款能够提供完整CT扫描和详细海底管线流体层析图像的管道检测工具。一旦Explorer确定了可疑的堵塞,就可以用Discovery进行下一步流动异常检测,确定积垢的类型,比如是水合物、蜡、沥青质还是水垢。这两种技术都采用非侵入的方式扫描管线,无需去除涂层或中断生产,是一种保障管道流动安全性的低成本方案。Explorer和Discovery的结合可以帮助作业者更好地进行流动安全性问题诊断,有效规划补救措施。

#### 案例分析

Tracerco推出的Explorer系列产品成功完成了一项北海管道的分析工作。

作业者正准备对两组连接到海上平台的8英寸生产管线进行清管作业,但担心如果有积垢的话清洗器会遇卡,造成管线阻塞,最终可能由于延误生产而造成数百万英镑的收入损失。在清管作业开始前,Tracerco公司采用Explorer技术确定了两组管线中的积垢位置和积垢量。这样,作业者在清管前就能掌握管线的清洁程度。之后,他们就可以放心地进行清管作业,或根据

Explorer的检测结果进一步进行检测,确定合理的清管方式。

Explorer可以扫描任意涂层类型的管道,获取流动介质的密度分布。通过与已知流体对比,Explorer能够识别细微的密度变化,从而确定是否有积垢。这样就能够快速筛查管线,确定积垢位置。一旦确定积垢存在,就可以相应地采用最佳的处理措施,或者像本案例中,明确清管器遇卡的潜在风险。

Tracerco提供了两组管线的详细剖面信息,显示了所有位置的分析结果。通过这些结果,作业者确信管道中存在的少量积垢不足以阻碍清管器通过。因为少量积垢并不是什么大问题,也不会带来严重后果,因此,作业者决定就此开始清管作业。

在Explore之前,从管道外部检测管道内部介质的风险性极高,且价格昂贵。Explorer的研发对作业者来说具有极大的商业价值。作业者对接收到的数据和Tracerco团队的专业性表示非常满意。

Tracerco公司的清管系列产品功能强大,且对管道和管道运行影响较少,具有极大的实用价值,看来十分值得国内相关领域的研究人员学习借鉴。☑



### [ 附文3 ]

## Tracerco: 找回“失踪”Pig无压力

清管器在管道中经常会出现走丢、停滞不前的情况。对此，Tracerco公司通过对清管器同位素标识、采用配套设备监测等方法大大缓解了这种情况可能造成的损失。

来自 | Tracerco  
编译 | 周诗雨

Tracerco公司的清管器追踪系统，是一款可以对海底清管器进行快速、可靠、有效、准确追踪和探测的技术。该清管器追踪系统技术成熟，可以帮助作业者准确地获取检测中或清管作业中清管器的位置和前进速度。通过这些数据，作业者可以将损坏风险降至最低，并使清管器的工作效力达到最大。除此之外，清管器快速定位可以节约大量寻找丢失或卡住清管器的时间，防止造成重大的经济损失。

Tracerco清管器追踪系统可以提供100%准确、安全、可靠的管道清管器追踪服务，能够快速、有效、全面地掌

握水下清管器的跟踪和定位信息，可应用于包括管中管在内的任何直径和壁厚

的管线。作为世界探测系统创新技术的领导者，Tracerco公司做了一系列提高可靠性、使用寿命和功能多样化的工作，努力提供更好的服务质量。

Tracerco公司的追踪系统可实时采集数据，能够优化ROV和潜水器作业。该系统可用于管道的整个生命周期，从预调试到作业，再到停运，都需要准确地追踪清管器。在工具隔离、定位（精度： $\pm 5\text{cm}$ ）、注水、冲洗、测径和排水、

管道在线检查或钢管漏磁检测、刚性管

道、管中管系统或埋置管道等作业中，该清管器追踪系统都可以获取清管器或其它工具的位置信息。由于该技术十分准确可靠，因此可以作为管道清洗测试的一部分用到泡沫清管器作业中。

### 案例1: 美洲海上项目 (Chris Schendel)

Tracerco公司的GammaTrac系统通过监控和追踪清管器作业，保证了维修工作的顺利进行。

在北极圈、墨西哥湾深水等严苛环境中，Tracerco对许多“失踪”的清管器完成了搜索和定位工作。

每一次清管作业的最终目标都是在尽可能短的时间内完成指定任务，并恢复管道工作状态。一旦清管器卡住就会影响作业进度，进而导致作业成本升高。因此，针对这种情况，十分有必要准备一套应急计划来监测整个检查活动。

Tracerco的GammaTrac系统便能很好地追踪管道中的清管器。GammaTrac系统是一套可靠成熟、在业界极具口碑的追踪服务，十分简单就能应用到检测作业中，可以应用到包括管中管在内的任何直径的管线中。无论是海上还是海下，无论是输气、输液，还是多层管道，GammaTrac都可以轻松应对。

GammaTrac安装在潜水器或者ROV上后就可以在指定位置监控作业了。GammaTrac拥有四大独特功能，包括：标示器 (Flagger)、漫游器 (Ranger)、加法计算器 (Totalizer) 和询问器 (Interrogator)。

1. 标示器—单一清管作业时可以在LED屏幕上显示工作路径；

2. 漫游器—类似于一个辐射强度计，可以根据同位素的强度精确定位清管器的位置；

3. 加法计算器—计算经过监控位置示踪清管器的总数；

4. 询问器—结合了所有模式，并计算通过的清管器总数和所用时间。

当标记了同位素的清管器经过某一特定位置的时候，GammaTrac就会记录下时间和日期，并存储下来，而在系统外部的LED屏上则会显示清管器的时间和数量。设备的这一特点即为“询问器”功能。询问器适用范围广泛，且还能下载存储好的数据，因此应用的非常广泛。该设备的电池额定寿命为3000个小时，因此不需要频繁更换电池，进而延长了在海底的工作时间。

### 案例2: 墨西哥湾大型Diagnostics Pig Tracking项目

受一家墨西哥湾生产商的委托，Tracerco为一条新安装的长达200英里的管道提供了相关服务，主要是为排水、调试和试运行阶段提供清管器追踪同位素和相关的设备。



在该项目中，采用Tracerco GammaTrac和ROV报警器追踪清管器的放置和回收时间。Tracerco公司的ROV报警设备中包含一个海底辐射检测器，可以向海上笔记本实时反馈结果。现场配备有两名机动的Tracerco技术员，并有三艘支援船，支援船上有全套的设备。在排水阶段，Tracerco在前三个清管器中放置了同位素，随后将其投放到了管道中。

#### 阶段 I: 排水

在项目的计划阶段时，甲方同意在海底不同位置安装7套GammaTrac设备，但是项目开始后，将设备数量减少到了4套。作业开始时估计大约14天左右能够排空管道中的积水。这14天里，Tracerco始终监测着管道的压差和平台终端的排水情况。Tracerco从监测情况推断清管器正按计划向前推进。

由于观测到了压力下降和水回流现象，Tracerco立刻在平台终端对管道组织了一次检查。检查发现，有只清管器在下放作业中受到了轻微的损伤，停在了管道中，但不知道流窜到了哪条管道中去了。Tracerco技术员利用ROV报警设备，从管道中最后标记“失踪”清管器的位置开始搜索。最后ROV报警探测器在偏离甲方预期位置约75英里的地方发现了该清管器。

如果采用了最初计划的7套GammaTrac，甲方就可以监测更大的面积，这样可能会节约7-10天的平台运行时间和人力，也就可以为整个项目节约一大笔资金。当GammaTrac以合适的间隔安放在管道内时，GammaTrac就可以作为可视标

记清楚地显示清管器前进路线。

通过ROV上的摄像头，GammaTrac的LED显示在海底十分明显。采用了压力脉冲和管道抽水操作后，卡住的清管器终于回到了它该去的位置。随后在ROV报警检测器的监控下，该清管器在通过了最后的75英里后停在了甲方指定的停泊位置，然后准备进行第一阶段的排水工作。

#### 阶段 II: 调试

在准备跨接到平台的工艺管道连接和测试完成后的大约一月左右，开始了第二阶段的清管器作业。该阶段重新放置了一系列新的标记后的可追踪清管器，并在海底新增了12个GammaTrac设备。分别将这些GammaTrac放置在6个ILS (In-Line Skids) 和ILV (In-Line Valves) 中。这样，整个管道监测范围就分割成了20块，就可以追踪整个调试阶段中所有清管器的前进路线。

管道中总共标记和放置了7个清管器。多用途供应船 (MSV) 可以利用Tracerco ROV报警设备对整个管道长度内的清管器进行追踪。通过GammaTrac的询问器功能，可以得到清管器总数和各自通过监控位置所用的时间。

通过监测发现，由于受海底地形变化，以及海水、管道调试所用的化学剂和氮气的影响，清管器前进的速度比预期要慢。因此，作业者迅速调整了清管预计作业时间。安装GammaTrac设备可以帮助甲方及时跟进每个清管器通过每个监控点的准确时间。然后利用清管器通过时间，甲方的作业团队就可以相应调整泵功率和化学剂注入工艺。

主追踪船一直追踪管道中清管器串直到终端平台，然后由Tracerco的技术员回收清管器，并取出放射性同位素。次追踪船回收所有的GammaTrac设备，并在管道关闭阶段进行必要的阀门对齐找正工作。

#### 结论

通过Tracerco公司的Diagnostics Pig Tracking服务，客户可以掌握清管器串沿管道前进的轨迹和时间，从而达到节约船只和设备费用的目的，还可以帮助客户准确地实施必要的作业程序，完成整个项目。☑

# CIRRIS智能机器人强势助力防治铸铁管线泄漏

ULC Robotics公司与英国SGN (Scotia Gas Networks) 天然气公司联合推出创新型CIRRIS智能机器人, 可对管网系统开展多方面性能的检修工作, 杜绝泄漏事故发生。

来自 | ULC Robotics  
编译 | 姚园

当前, 铸铁输气管线在全世界仍有广泛分布, 鉴于这些管线的尺寸、重量及埋藏深度等特点, 若用新材质的管线替换的话会耗资巨大。此外, 大直径厚壁铸铁输气管网能够提供安全、可靠的输气服务, 并可持续数百年之久的。因此, 突破传统作业方式的新型工具亟待研发问世!

CIRRIS智能机器人在实际应用时, 只需在管线上开凿小型豁口便可下放到位, 支持双向行进, 单次下入即可完成数百米范围内的管线检测及修复工作。独特的工作性能既可以减少公共破坏, 又可降低作业费用。

创新型CIRRIS XI智能检测机器人装备有两款传感器, 可获取管线完整性检测数据, 燃气管网运营商根据管线完整性分析报告可采取相应防治措施, 妥善维保公司资产。第一款传感器所应用的技术是电磁声换能器 (EMAT), 可检测管线壁厚与碳化腐蚀情况; 第二款传感器为巴克豪森噪声传感器, 用于测取管线应力数据。

在该工具问世之前, 燃气管网运营商没有合适途径来获取输气管网完整性的相关数据, 故无法采取有效措施维保公司资产。

CIRRIS XR智能修复机器人主要用于修理机械接头、承插接头和失效的Weco接头密封, 通过向漏气接头处注入两种不同的密封剂或其他密封材料来达到修复目的。对于

已经老化的接头密封, 机器人内部设置了由伺服机构控制的高度专业化钻进与药剂注入程序。经过专业培训的操作人员可高效、可靠地将机器人定位到每个管线接头处, 并注入指定量的密封剂。该操作具备高度可重复性和实用性, 可帮助燃气公司有效防治气体泄漏事故发生。

ULC Robotics公司总裁, Gregory Penza表示: “基于燃气公共事业公司对尖端技术的迫切需求, ULC Robotics公司内由机械工程师、电气工程师、传感器科学家以及精密仪器机械师等组成的团队同SGN公司的创新团队协同合作, 最终研发出CIRRIS XI智能检测机器人与CIRRIS XR智能修复机器人。”

在2015年11-12月期间, 这两款智能机器人的现场试验均喜获成功, 这为后期投入商业化运营铺平了道路。作为这项创新技术的合伙人, SGN公司成为首家将CIRRIS智能机器人投入实际应用的企业, 两种工具在应用中高效地完成了铸铁输气管线的检测与修复工作。

SGN公司创新与新技术研发部门经理Gus McIntosh表示, “我们公司着力于转变这批新型工具对街道下方铺设输气管线的作业方式。此外, 我们公司一直致力于研发创新型工具, 最终目的是既能解决当前的管线问题, 又能防患于未然。”

ULC Robotics公司成功研制出



CISBOT铸铁关节机器人后, 又同英国SGN天然气公司协作而成功研制出CIRRIS XI和CIRRIS XR智能机器人, 这些力证说明该公司正在全力打造全新一代的燃气管网维保机器人。随着机器人技术的日臻成熟以及大直径铸铁燃气管线的日趋老龄化, 燃气行业将会从中看到长远利益。

CISBOT铸铁关节机器人主要用于如燃气、电力等公共设施管道修复和密封, 可在100%燃气环境中安全工作, 更换和修复地下的铸铁燃气管道。其占地面积小, 可由在地面的专业人员操控在地下工作, 可以有效防止气体泄漏, 同时在整个维修过程中可以保证燃气的正常供应, 在提高公共设施效率的同时增加了安全性。

## CIRRIS XI智能机器人

1. CIRRIS XI智能机器人是全球首款可为燃气管网运营商提供管线壁厚和应力等方面数据的智能工具。运营商可根据测取数据及时掌握管线动态并制定、实施相应维保措施, 从而提高了燃气管网资产的安全性与可靠性;

2. 检测并测量腐蚀等原因引起的壁厚损失: CIRRIS XI™智能机器人系统上配备的电磁声换能器, 通过测取管线壁厚数据来辨别导致壁厚损失的原因是腐蚀还是其他;

3. 检测并测量管壁应力: CIRRIS XI™智能机器人系统上搭载的巴克豪森噪声传感器, 用于测取管线应力数据, 进而可识别管线不利荷载条件以及应力集中点, 避免发生管线断裂事故。

## CIRRIS XR智能修复机器人

1. 可实现管内某节点任意钟面位置的钻进与药剂注入: 可在管线内部进行圆周旋转, 这就使其可在接头的任意钟面位置完成钻进与药剂注入工作;

2. 改进提升的机动性能: 在大直径铸铁管线的行进过程中, 能够通过90°的径向弯曲段, 具备越过常见障碍物和大多数不同种类碎片的能力;

3. 充裕的钻进与注入机制: 机器人系统内部设置了两种不同的钻进机制。在同一管线节段, 既可实现两种不同类型密封剂的注入, 又可完成两种不同类型接头的修复工作。

## 技术优势

1. 相较于管线更替成本或者其他管线修复方法, 新型工具的作业方式可显著降低作业成本;

2. 减少并预防多种管线接头处 (包括机械接头、承插接头和内部机械密封) 的气体泄漏事故, 降低重复维护成本;

3. CIRRIS XI智能机器人的检测数据可直接输入风险模型进行分析, 而后根据检测分析数据获知管线完整性与密封性等情况;

4. CIRRIS智能机器人具备更快的驱动速度、改进提升的机动性能、更强悍的越障能力以及在铸铁管线内部的弯曲灵活性;

5. 相较于管线挖掘替换方式, 非开挖施工技术的应用可缩减作业许可证审批程序并可大大降低工程复原成本;

6. CIRRIS智能机器人在整个作业过程中无需终止对居民用户与商业用户的燃气供应, 在提高公共设施效率的同时增加了安全性;

7. 对燃气公司的人力与资源要求较低;

8. 减少公共干扰、噪音污染、道路关闭及交通堵塞等情况发生。

CIRRIS智能机器人的研制成功, 改变了燃气管网运营商传统的彻底更换管线的修复方式。这既降低了管道风险, 又延长了大直径铸铁管线 (12 in-48in) 的使用寿命。该工具单次作业最多可完成100处工程修复, 其中包括机械接头、填铅接头、黄麻接头或者内部机械密封等, 防止气体泄漏事故发生。相较于管线更替成本或者其他管线修复方法, 新型工具的使用可降低作业成本并减少公共干扰。📍

# EIA

## PRESENT SITUATION ANALYSIS OF THE BRITISH OIL & GAS INDUSTRY





[图1] 英国地图

“脱欧”前，英国是欧盟国家中第一大原油生产商和第二大天然气生产商，“脱欧”后，英国凭借欧洲最大的石油生产国和出口国的身份，在当前世界原油金融体系中仍然拥有举足轻重的地位，而且全球两大原油基准价格中，其中就有一个是来自英国的Brent基准。

### 英国油气行业概述

英国的GDP位居世界第五位。一直以来，英国都是一个原油和天然气的净出口国。而在2004年和2005年，英国相继成为一个油气净进口国。英国的石油和天然气产量在上世纪90年代后期达到顶峰，此后，由于新发现的油田产量不足，其油气产量逐年降低。2015年，英国的石油和其他液体燃料的产量再次上升，油价处于高位时油气行业的投资也大幅增加，但即便如此，英国仍然是一个石油净进口国。



2013年，继英国成为成品油的净进口国之后，英国所有的化石燃料都需要依赖进口。2014年，英国的成品油进口量继续增加。为了降低对燃料进口的依赖，英国政府已经开始制定多项政策以应对国内产量降低的问题。这些政策包括：对现有的成熟油气田应用提高采收率措施、提高能源利用效率、减少化石燃料的使用量、加强与挪威的能源合作以及加大可再生能源的投资，走低碳化道路。然而，低碳化发展需要大量投资来建设能源基础设施。

在2005-2014年的过去十年间，英国可再生能源的使用量已经增加了一倍，尤其是在电力部门。然而，石油和天然气仍然是英国消费量最大的能源。2014年，石油和天然气分别占总能源消费量的36%和33% (图2)。

英国的单位GDP能耗是西方国家中最低的经济体之一。过去十年间，英国的基本能源消耗总量下降了将近20%，这主要得益于高耗能行业减少、经济萎缩以及能源利用率的提高。

### 石油和其他液体燃料

过去相当长的一段时间内，英国的石油产量和消费量都呈下降趋势，而2015年的数据似乎预示着下降趋势暂时得到扭转。

英国的石油消费量在2005年达到顶峰，此后，英国的石油产量和消费量整体上呈下降趋势。2010年之后，产量的下降速度超过消费量的下降速度，这导致英国更加依赖原油进口和成品油进口。根据美国EIA初步估算，英国的石油产量在2015年增加了10万桶/天，而消费量较之前基本持平 (图3)。

### 部门组织

为鼓励投资，提高油气项目竞争力，英国政府降低了油气部门的税率。

英国政府在油气生产过程中并没有直接受益，但是由于油气行业对英国整体经济的贡献和需要向政府上缴大量的税收，因而对英国政府来说油气仍然是一个十分重要的部门。2014-2015财年，英国大



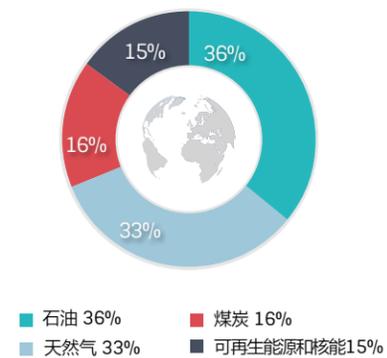
陆架石油生产税收总额为22亿英镑。

2011年，英国政府改变了英国大陆架石油生产活动的税收结构和税率，税收新政大幅增加了英国油气行业的税率。高税收和高成本导致英国北海地区的油气田缺乏竞争力。2013年，英国政府在一篇报告中建议，应对英国大陆架的油气田采取降低税率的策略，实现经济回报率最大化。因此从2016年1月份开始执行新的税收政策，油气生产活动的边际税率介于30~67.5%之间，最高税率较2011年降低81%。

### 勘探和开发

### 2014年英国一次能源消费分布情况

[图2]



2013-2014年，英国的石油和其他液体燃料产量相对平稳，但2015年产量有所增加。

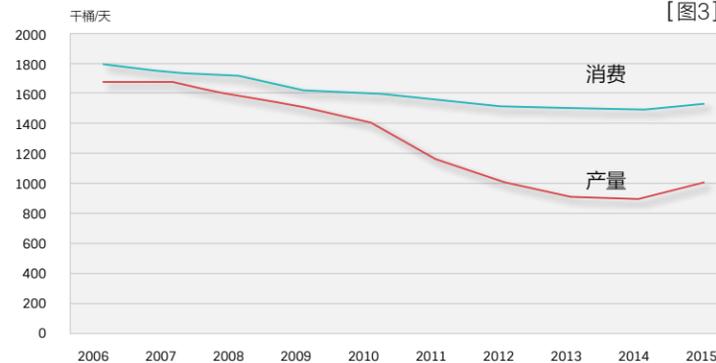
英国的石油和其他液体燃料产量在1986年达到顶峰。1999年，由于北海地区多个油田得以开发，英国的石油和其他液体燃料产量再次达到顶峰。1999-2013年，英国的石油和其他液体燃料产量以平均每年8%的速度递减。2014年，产量递减速度放缓，平均产量为90万桶/天。2015年初步数据显示，英国的石油和其他液体燃料产量增加了10%，达到100万桶/天。

2015年增加的大部分产量得益于近两年来新油田的投产。北海地区的石油开发项目具有投资回报周期较长的特点，因此，2015年产量的增加来自几年前油价较高时的投资。尽管英国石油产量并没有因油价下跌而下降，但油气行业的投资已经开始减少，这将会导致未来石油产量的下降。

据报道，2015年英国的已探明石油储量为28亿桶，较2014年的储量下降了8%。于1981年发现的Mariner油田即将进入开发阶段，这将抵消部分储量的下降。英国能源部于2013年批准了Mariner油田

### 英国石油和其他液体燃料的产量与消费量趋势图

[图3]





的开发,计划该油田将于2017年投产。但是2015年年底,挪威国家石油公司宣布Mariner油田预计的投产时间推迟到了2018年下半年。据估计,Mariner油田将会持续生产30年以上,总产量为2.5亿桶,年均产量为5.5万桶/天。

英国的大部分石油储量位于大陆架,而石油产量主要来自北海的中部和北部地区。大部分的石油储量位于小型油田,只有1/3的油田拥有5千万桶以上的储量。

Weald页岩盆地位于英国南部陆地地区,油气储量十分可观。2015年,英国的一家勘探公司在Weald页岩盆地靠近伦敦Gatwick机场附近钻了一口井,初步分析结果非常理想。然而,Weald页岩盆地的勘探仍旧处于早期阶段。据估计,Weald页岩盆地的资源种类十分丰

富,潜力巨大。

#### 原油等级

英国的原油等级主要有三种:Flotta、Forties和Brent混合油。原油以轻质和低硫原油为主,这对全球的石油买家而言十分具有吸引力。Flotta是英国产量最小、油质最低的原油等级(API为37.1°,含硫量为0.92%),主要产于苏格兰Orkney岛的Flotta能源站。

Forties混合油为轻质低硫原油(API约39°,含硫量约为0.7%),是由来自北海地区50多个油田的原油混合而成,其中最大的一个为Buzzaard油田,其含硫量更高。

Brent混合油也是一种轻质、低硫原油(API为37.6°,含硫量为0.40%),是由二十多个油田的原油混合而成,其中仅有极少量的原油来自Brent油田。Brent混合油通过管道运输至位于苏格兰Shet-

land岛的Sullom Voe终端,该终端由BP公司运营。尽管Brent混合油产量在下降,但是作为一种金融基准,它的重要性却日益增加。

#### Brent基准原油

基准原油通常交易量巨大,通过基准原油,世界各地的卖家和买家可以更好地对不同品种的原油进行定价。Brent是一种在世界范围内广泛使用的基准原油,由四种原油混合而成: Brent、Forties、Ekofisk和Oseberg (BFOE)。Brent和Forties原油主要来自英国近海地区,Ekofisk和Oseberg主要来自挪威近海地区。

Brent基准原油早期主要以Brent油田的产出油为主。Brent油田位于英国北海地区,其产量高峰期出现在1984年,达40万桶/天。80年代后期,该油田产量

急剧下跌。90年代初,其产量出现过短暂的上升,但不久之后再次下跌。2014年,Brent油田3个仍在运行的平台中,有两个平台停产。2015年,剩余唯一一个平台的产量不足1000桶/天并将在不久的将来停产。届时,Brent原油中将不会出现Brent油田产出的原油。

在Brent油田产量下降的同时,Brent基准原油增加了其他的来源。如今,Brent基准原油包括四种混合油(BFOE),其中大部分来源的产量处于下降趋势。尽管Brent基准原油总体产量很少,但它仍是国际油价的主要指标。

#### 英国的油田及其运营商

根据石油产量计算,Nexen是英国最大的原油生产商。2015年年底,Nexen控制着英国8个油田,这些油田在2014年的产量总和为18.7万桶/天。2014年,Nexen

旗下的油田产量占英国总产量的24%。

英国最大的油田——Buzzaard油田由Nexen公司运营,该油田在2014年的产量略高于15.4万桶/天(表1)。Buzzaard油田于2007年投产,其产量于2008年达到20万桶/天的峰值。2009-2013年,该油田的产量持续下跌。2014年,由于运行维护导致大量关停,Buzzaard油田的产量较2013年下降了15%。2015年,Buzzaard油田恢复稳定生产,前9个月的年均产量为16.8万桶/天。

#### 消费和进口

2014年,英国的原油及其他液体燃料消费量为150万桶/天,与2013年和2015年的水平基本一致。英国的原油消费量高峰出现在2005年,那时的消费量为180万桶/天。此后,消费量逐渐下降,2013年原油消费量略高于150万桶/天。其中,运输和工业部门消费了90%以上的原油(见图4)。

英国对中间馏分油(尤其是柴油和航空燃料)的需求稳步增加。2014年英国的燃料消费中馏分燃料油占34%,航空煤油占17%,车用汽油占19%。随着柴油汽车使用量增加以及汽车耗油量的降低,自1990年之后,英国的车用汽油消费量逐渐下降。

2014年,英国国内炼油厂的原油消耗量为100万桶/天。2014年英国的原油进口中,47%来自挪威,3%来自欧盟国家,37%来自非洲国家,尤其是阿尔及利亚和尼日利亚,中东和美洲国家各占3%,7%来自其他欧洲和亚洲国家,大部分来自俄罗斯。

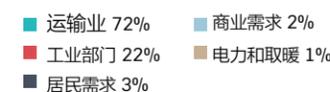
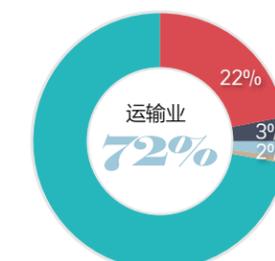
#### 出口

英国曾是一个主要的原油出口国,但是随着国内原油产量下降,其出口量也在不断减少。英国的原油出口量在2000年左右达到最高的190万桶/天,到2014年下跌至60万桶/天。

尽管英国已经成为原油和石油产品的净进口国,但是英国仍然是欧洲最大的石油生产国和出口国。在英国的原油出口中,86%出口至欧洲国家,主要是荷兰和德国。出口至德国的原油主要用于炼化和消费,而出口至荷兰的原油则会进一步出口至其他国家。欧洲以外的出口国主要是亚洲国家(9%)和美国(图6)。

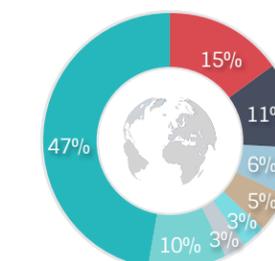
2014年英国各行业石油需求量分布

[图4]



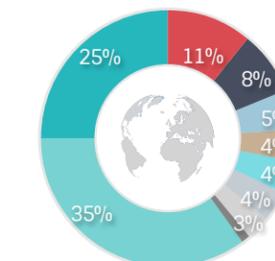
2014年英国石油进口来源分布图

[图5]



2014年英国原油出口地分布图

[图6]



2014年英国油田产量TOP10 [表1]

油田	万桶/天
Buzzard	154
Forties	40
Jasmine	39
Captain	21
Wytch Farm	18
Franklin	17
Foinaven	17
Alba	16
Clair	16
Gryphon	12
总计	350
英国原油总产量	787

英国天然气产量及消费量 [图7]



2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015

### 天然气

长期以来，英国的天然气产量和消费量一直呈下降的趋势。而近几年的天然气产量较为平稳，并有小幅增长趋势。

英国的天然气产量在2000年达到顶峰，而其消费量在2004年达到顶峰。此后，天然气产量和消费量双双下跌（图7）。根据2015年数据初步分析，英国的天然气消费量停止下跌的趋势，并出现略微的上升。

### 部门组织

英国天然气的全部产业链均为私有化运营，包括生产、输气和配气。英国国内最大的天然气经销商为Centrica公司，隶属于英国天然气公司。根据英国天然气和电力市场部门的数据，Centrica在2013年占有英国天然气市场40%的份额。另外5家市场份额介于10%~16%之间的天然气供应商分别为E.On、NPower、SSE、Scottish Power和EDF。



2015年，英国天然气输配板块经历巨变，National Grid Gas公司将其八个天然气输配系统中的4个出售给了Scotia Gas Networks、Wales and West Utilities和Northern Gas Networks。在出售管网之前，National Grid垄断着英国国内的天然气输配系统。

### 勘探与开发

根据石油与天然气杂志2016年1月份的统计数据估算，英国已探明的天然气储量为7.3万亿立方英尺。英国的天然气供应总量中有47%来自国内（图8），BP、壳牌和康菲是英国主要的天然气生产商。

2014年，英国的天然气总产量中55%来自海上油田伴生气。2013-2014年间，海上油田伴生气产量增加了3%以上。海上干气气田的产量占2014年总天然气产量的45%，而陆地油田只占不到1%。

英国的天然气产量在2000年达到峰值3.8万亿立方英尺。2000-2013年间，天

然气产量以平均每年超过8%的速度下降。2014年之前的高油价为北海地区的石油开发带来了大量的投资，而2014和2015年间英国石油产量的增加也得益于这些投资。2014年英国的天然气产量仅比2013年高出0.1%，而2015年前三个季度的产量较14年同期增长6.8%。

### 页岩气

与美国相比，英国的页岩油气开发还处在初级阶段，页岩区的地理分布十分复杂。目前，最受关注的两个页岩区分别为Bowland页岩区和英格兰南部的Weald盆地。Bowland页岩区以天然气为主，而Weald盆地以原油为主。

2011年，Bowland盆地水力压裂活动造成了两次小型地震，英国政府因而暂停了水力压裂。但是2012年12月，英国政府在加强了监管措施之后，恢复了页岩地层的钻井和水力压裂活动。从此以后，石油公司只有在拿到了英国政府和

当地议会的批准之后，才可进行钻井和水力压裂。尽管英国政府十分支持页岩地层的勘探与开发，但是石油公司常常遭遇来自地方议会的阻力。

### 消费、进口与出口

2014年英国的天然气消费量略高于2.5万亿立方英尺，较2013年下降了9%。2014年民用天然气占总消费量的36%（图8），较2013年的水平下降了19%，下降的主要原因是2014年冬天的气温高于平均值。2014年工业部门的天然气消费量

较2013年下降了4%，只有发电部门的天然气消费量增长了8%以上。

2004年，英国成为了天然气净进口国。2014年，英国天然气进口量达1.5万亿立方英尺，其中3/4通过管道方式运输，另外1/4以LNG的形式运输。从挪威通过管道进口的天然气和从卡塔尔进口的LNG占总天然气进口量的80%。同时，英国也会通过管道向欧洲大陆和爱尔兰出口天然气，2014年的出口量达0.4万亿立方英尺。

### 液化天然气 (LNG)

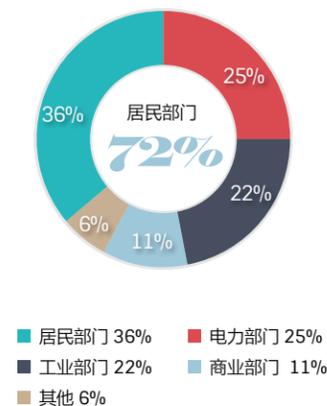
历史上英国一直进口LNG，直到20世纪80年代初，北海地区天然气产量才足以代替LNG进口。然而，随着国内天然气需求不断增加以及北海产气量减少，英国于2005年恢复了LNG进口。如今，英国共有4座LNG接收站，总处理量达1.9万亿立方英尺/年。过去5年间，LNG接收站的平均利用率仅为28%，但是LNG进口量的月度和年度波动幅度十分剧烈。2011年初，因日本LNG需求量巨大，全球LNG市场一片繁荣，英国LNG利用率也超过了50%。而2011年底，由于亚洲吸引了更多的LNG运输船，英国LNG终端的利用率下降到了30%。

2013年3月，Centrica公司与Cheniere Energy公司签署了一份长达20年的合同，从Louisiana州Sabine Pass train 5进口LNG。Train 5 LNG工厂的建设始于2015年6月，预计2019年年底投入运行。根据合同，Centrica每年将从Cheniere购买175万吨LNG，折合890亿立方英尺天然气。

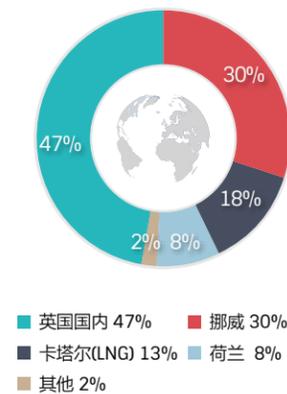
2014年，英国LNG进口量为3990亿立方英尺，较2013年增长了20%。2015年1月至10月LNG进口量同比增加23%。从2012年开始，从卡塔尔进口的LNG占总进口量的90%以上（图9）。

2015年，英国Grain LNG公司成功测试了将进口的LNG重新装船的技术，该技术预计在2016年实现商业化。这项技术可以将进口的LNG再次用于出口或者装载到更小的船上。

2014年英国各部门天然气消费量 [图8]



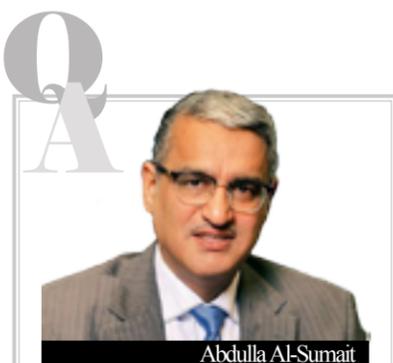
2014年英国天然气来源分布图 [图9]



# 罢工不断油 科威特石油公司是如何做到的

科威特石油工人的大罢工事件使科威特原油产量急剧下降，然而科威特国家石油公司采取一系列应急措施补充其国内及全球市场的供应。可见，科威特即使在罢工的压力下，也有一定能力满足市场需求。这背后究竟有什么秘密呢？

来自 | Pipeline  
编译 | 郑斯赫



Abdulla Al-Sumait

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，这些策略和行动达到了预期目标，并使Burgan油田原油产量达到了前所未有的高度。



科威特石油公司副总裁曾接受Pipeline杂志独家采访，就Burgan油田在科威特石油行业中的重要性、生产开发过程中面临的挑战，以及科威特石油行业未来的发展方向发表了自己的观点。

Abdulla Al-Sumait是科威特石油公司(KOC)副总裁，负责科威特南部和东部Burgan、Ahmadi和Magwa等大型油气田的大部分业务，他在接受Pipeline杂志独家采访时谈到了Burgan油田的重要性，认为Burgan油田是科威特石油行业的中心。

Abdulla先生表示，“我主要负责为公司创造财富和利润，与此同时，能够领导这样一支有活力、有进取心的队伍也是我的荣幸。我们拥有5个团队23个小组，主要负责油田开发，科威特东部、南部油田经营以及相关的后勤支持工作。我是一名机械工程师，从1986年开始就在科威特石油公司工作，工作部门恰好就是科威特南部和东部资产部门的维保团队。”

## Q&A: Burgan油田对科威特石油行业具有怎样的重大意义？

作为一个超大型油田，Burgan油田的原油储量巨大，是科威特石油行业的

核心，维持着科威特作为石油输出国在世界能源舞台的地位。

回顾过往，Burgan油田一直根据科威特的市场需求，灵活控制产量，以满足市场的阶段性需求，作为最可靠的原油供应商，Burgan油田在科威特享有很高的声誉。在科威特所有石油行业的资产部门中，Burgan油田产能占据着最大的份额，约为科威特所有石油行业产量的60%，因此我们必定要改善油藏管理方式以管理好这个油田。

同时必须指出的是，正因为Burgan油田是在20世纪30年代到40年代之间发现的，世界的目光才重新聚焦到了科威特巨大的石油储量上，也开始了我们国家作为石油输出国的历史。毫不夸张地说，我们国家的现代化是同Burgan油田的发展是同步的。

## Q&A: 您认为在Burgan油田范围内，是否还有未被开发的资源？

Burgan油田的油气资源分布于多个油藏中，按照科威特石油公司的指导方针，油田目前的产量是173万桶/天，并且具有健全的油藏管理系统。

随着新技术的使用，我们能够提供更



更多的储量，并且能在很长的时间内保持产量的稳定增长。与此同时，我们一直在开展勘探和评估活动，以期发现新的机会，待评估完成后或许能扩大我们现有的资源基础。

## Q&A: 开发Burgan油田的主要挑战是什么呢？

油田内的油藏处于不同的生命周期，因此挑战是时刻变化的。油田的某些部分比较成熟时，主要的挑战就在于如何开采出剩余油并控制产水。相比之下，其他仍然处于开采的早期阶段的油藏，需要进行进一步的评估以确定全部的储量。对于一些中等成熟的、并未完全开发的油藏，则需要注水维持压力来保持原油产量。管理一个在开采周期内具有多个阶段的大油田是非常具有挑战性的，也是非常有趣的。就像是人生，如果没有了跌宕起伏的变化就太无聊了。

作为一个成熟的油田，我们面临很多常见的问题，比如地面拥堵，又如为了应对产水增加的挑战，需要对设备和井网进行持续调整。后续的油藏开发需要修建用于注水和平行排状注水的新设施，包括阀门和管线等。我们也在提高含

硫油藏的产量以及含硫油藏的开采上，需要特殊的设备和管理系统。如上所述，我们既在管理新的开发项目也在管理不断成熟的油藏，这都需要我们对地下情况、钻井作业和地面挑战灵活应对和及时调整。

我做的第一件事是组建了“一体化业务管理”(IBM)组织，在这个组织内，业务一体化是每个人工作的核心。只有打破桎梏，才能有所作为。

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，这些策略和行动达到了预期目标，并使Burgan油田原油产量达到了前所未有的高度。

首先，我们对资产的领导阶层进行了重新分配，成立了6个新的小组，扩大并延伸了领导层。其次，为了整合并对所有资产活动进行管理，我们成立了“科威特南部和东部资产部门一体化业务管理(S&EK IBM)”组织。该组织是将所有的资产活动按短期、中期和长期的时间表进行排列和整合，统一管理，从而更好的实现目标。新的领导团队和一体化业务管理部门在克服生产过程中出现的由于水侵问题带来的挑战过程中起到了

关键性作用，同时为地下项目和地面项目提供了补救和激励措施。

在任期内，我认为一体化业务管理是目前为止在资产管理方面最重要的策略。

## Q&A: 请问在Burgan油田采用了哪些突破性技术？

我们是世界上为数不多的将提高原油采收率(EOR)技术加入早期油藏开发计划中的几个公司之一。这样做能极大的提高经济效益，同时在油田开发前期获得更高的产量。早期EOR技术的主要优势在于其不仅能延长无水采油期，还能减少注入水和生产设施用水的浪费。KOC在油田早期开发过程中一直积极推广这项创新技术，从而在油田的开采周期内获得更高的价值。

与此同时，我们的数字油田试点项目也已经获得了巨大成功，目前正计划将这个推广到全世界。

我们花费了许多年的时间，建立了世界上最大的地质网格模型和油藏模型来描述Burgan油藏。这些建模活动对于我们建立油田开采策略并迅速应对未来的挑战非常重要。

整个油田的巨大的生产价值链，一直



鼓励我们进行了很多创新方案来测试新技术，以此来提高我们开采资源的效率。

#### Q&A: 油田工作人员对于项目的成功有多重要？油田是否有很多不同工作种类的员工？

包括办公室员工、研究人员、计划和工程研究员以及现场员工在内，所有在科威特南部&东部资产部门工作的员工对我们的成功都非常重要。我们在Burgan油田大约有1,500名员工，直接负责所需的技术服务。从钻井到检测、从合同管理到人力资源管理、从HSE到财务服务，我们都为了共同的目标而努力。

我们的成功也离不开跟我们一起共事的承包商，他们是我们科研团队、项目展望、工程和现场作业的顾问。我们的地面设施、管网十分广泛，劳动力非常紧张。这些地面设施包括14个原油集输中心、2个污水处理厂、1个注水站，此外还有气体增压站、消防站等等，石油产量为170万桶/天。我尤其对我们的员工感到自豪，正因为有了他们，我们才能保障每一天都能够完成目标产量。

#### Q&A: 设备维护和员工人身安全

#### 对维持油田高效生产的重要性有多大？

保证员工和设施的安全是我们工作中的重中之重。关于员工健康，我们每年都有健康体检，医疗援助服务非常完善。同时我们也拥有完善的设备维护计划，采用最高的HSE国际标准实施作业，能够确保我们的设施是最可靠、最安全的。我们不想冒任何生命或者因故障关停而造成巨大损失的风险，比如集输中心由于出乎意料的紧急情况或者由于维护不当而被紧急关停。我非常欣慰能看到公司能够反复强调这些关于设备维护和安全性的重要性。

#### Q&A: 低油价环境会对油田的资本支出产生影响吗？

目前，KOC还未削减对SEK项目的投资，但这并不意味着计划一成不变。我们会持续关注哪里是投资的重点，并更加关注价值和效率。这些问题并非关于减少投资，而是关于该如何进行更加明智的投资。

#### Q&A: 您认为科威特石油行业会如何发展？现在进行到哪一步？

科威特石油行业现在依旧扮演着可

靠的原油供应商的角色，同时逐渐发展出包括稠油和天然气在内的多样化的投资组合。在未来能源行业，科威特仍将扮演重要的角色。

科威特石油和天然气资源丰富，拥有得天独厚的优势。这些资源都蕴藏在易于开采的油藏当中，每桶石油的开采成本相对较低。

未来，开采剩余资源以及更为棘手的新型资源，比如重油、深层气和含硫气等将带来更多的挑战。即便如此，非常规油气资源的开采已经初具规模，由于特殊的作业环境，即便是开发这些非常规资源我们也将比别的地方更有经济效益。

从此次专访中不难发现，持续走低的油价对于科威特石油行业影响不大，甚至由于科威特得天独厚的开采优势或许能够帮助其在全球石油供应市场中赢得更大的市场份额。但无论如何，目前石油石化行业面临的困难前所未有，但机遇也是千载难逢。国内石油企业该如何应对低油价形势下的新挑战，抓住机遇、推动改革、实现持续发展，以及如何借鉴科威特石油公司的成功之处，都是值得我们深入思考的问题。

## 低油价下 为何说加拿大油砂前景依然光明？

从油气行业总体上来看，低油价时期，加拿大油砂田、美国页岩油等已饱受重创，近期，受森林大火影响，加拿大油砂又受到不小的影响，但全世界各种权威能源机构都认为油砂是让未来30年石油产量增长的主力军。那么从长远来看，加拿大油砂行业前景到底如何呢？

作者 | David Yager  
编译 | 尉晶

世界上85%的油砂集中在加拿大阿尔伯塔省北部地区，主要是阿沙巴斯克(Ashabasca)、冷湖(Cold Lake)以及和平河(Peace River)三个油砂区，面积分别达430、72.9和97.6万公顷。日前，加拿大石油生产商协会(CAPP)表示，尽管油价下跌，但截至2030年加拿大油砂行业产量将有望增加至155万桶/天，这需要巨大的管线运输能力才得以进入市场。

同时，全球能源咨询公司IHS Energy发布报告称，加拿大油砂原油产量将于2025年激增至340万桶/天，这主要得益于现有油砂项目的扩建，而非新项目建立。

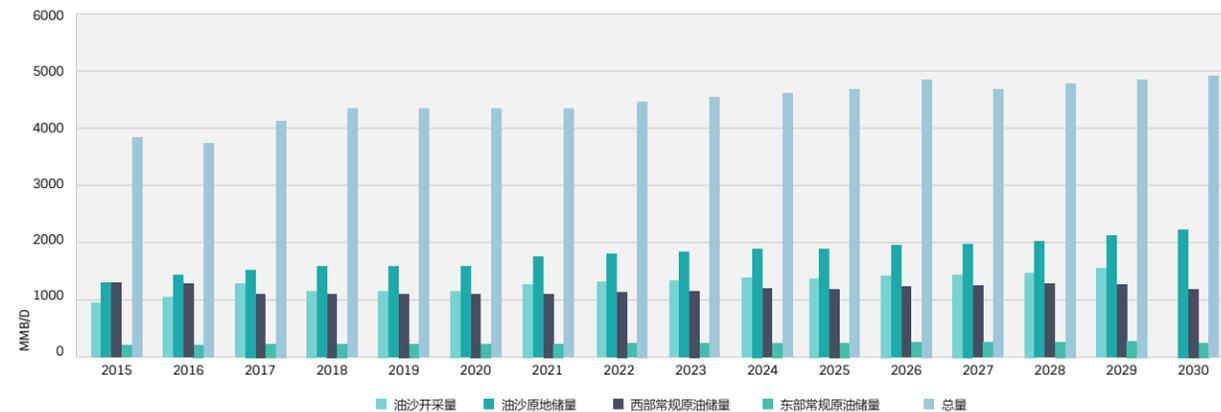
当我们预测未来的时候，有太多的不确定因素。比如对于油价的预测，往往并非完全正确。而对于未来商业发展的预测更无定论，这与天气预报这种“相对确定的学科”形成了鲜明的对比。这听起来似乎有悖常理，油价常常与一些政治因素挂钩，但天气预报则不需要。对于加拿大石油生产商协会(Canadian Association of Petroleum Producers, CAPP)预测的未来石油产量数据应该也是同样的道理。

在6月中旬，CAPP发布了年度原油产量预测、市场和运输报告。鉴于目前的行

业现状，这无疑是一项非常有益的调研，因为它统计了直到2030年这十几年期间的产量走势。就像是之前的大多数预测一样，它也很有可能是错误的，但是在某种程度上，这也给加拿大油砂的未来发展带来了希望。

CAPP在供应预测的序言中写道：“原油是全球最重要的商品之一。不仅是因为不论现在还是未来，它在能源方面占统治地位，还因为它还是化工、塑料业的重要原材料，这些产业都与我们的日常生活息息相关。CAPP预测到2030年，加拿大西部原油产量增量将超过110万桶/天。加上

2015-2030年加拿大原油产量



加工之后的混合物体以及进口稀释液，这也就意味着每天会有超过150万桶原油运送至炼油厂进行加工。”

这也是为什么即便是在抵制和取代石油等化石燃料呼声越来越大的情况下，加拿大石油生产协会仍发布了这样一项报告：

1) 沥青总产量在增加，在提高沥青品质之后，油砂开采和原地定价有利于增加净沥青产量；

2) 西部常规油气开发包括轻质、中质、重质以及戊烷等液化天然气和凝析气；

3) 西部常规开采主要集中于海上，但是还有少量是在Ontario。

CAPP预测了15年内原油的产量增加了110万桶/天，从2015年的385.2万桶/天的实际生产量增加到了2030年的492.8万桶/天。大部分增加主要是油砂部分，从236.5万桶/天增加到366.8万桶/天，增加了将近1/3。加拿大西部常规油气产量每天减产近20万桶，从2015年131.1万桶/天降至2030年的116.7万桶/天。加拿大西部油气产量去年只有17.6万桶/天，预计由于新项目投产在2019年将会涨至275000桶/天的最大值，之后产量就会开始下降，最终产量预计为93000桶/天。

如果事实确实如此的话，那么这些数字意义重大，那加拿大将在全球仍保持重要的生产商地位。下表列出了2016年第一季度全球十大石油生产商。以上内容在三月份以来会有所变动（其中，伊朗排名应该更加靠前），但在任何时候，加拿大都不可能挤出前十，除非可以找出大量石油替代品。

CAPP的方法主要针对油砂增长，包括那些已知的或是已经在计划列表上但还未完成的项目。例如，帝国石油(Imperial Oil)已经宣布了有两个还未执行的项目。一旦目前这重大的项目建设完成，在当下已完成项目的基础上，油砂的产量和效率都会增加。

CAPP认为加拿大原油市场广阔，而且北美仍将是主要市场。到2017年，加拿大西部产量将超过现有管道容量。CAPP还预测道，“截至2030年，来自西部沉积盆地WCSB的加拿大原油供应将增加150万桶/天，CAPP的这个数字包括进口到加

拿大并作为混合产品运往市场的沥青稀释液。

这些产品的首选运输方式应该就是管道运输，但是监管项目的意外扩展给项目的进行又带来了不确定性。但是，比较明确的是我们应该有好的方法来增加全球市场销路，并将加拿大西部供应发挥其最大价值”。

为此，CAPP进行了广泛的调查，在没有新管道使用的情况下，加拿大原油将由火车进行运输。预计未来加拿大原油将启动多项管道工程，不过并非在今年。

CAPP就油价并未作出任何预测，然而，他们列举出了关于已知的和被批准的油砂项目的详细列表，不论这些项目是已经着手开发还是刚刚获批。

未来仍充满了希望，这对于向整个行业提供方方面面的设备和服务的油服公司来说无疑是个巨大的好消息。鉴于目前的生产规模，最具潜力的应该是生产维修部门，根据原油总产量预计该部门14年后的规模将扩大25%。

然而，由于过去几年油价暴跌以及低成本的管道运输，上述项目并未实现它真正的价值，因此在某种程度上，这个预测来说相对还算适中，因为预测事件都是有固有风险。在2012年，CAPP预测2030年石油产量将高达620万桶/天，主要的变化是油砂产量从当时预测的500万桶/天降至今年预计的370万桶/天。其中的原因就是过去几年推迟或取消了一些工程，导致这130万桶/天产量的下降。

今年6月份，全球著名能源咨询公司IHS Energy发布了他们关于加拿大油砂产量预测的报告。在《环球邮报》上，IHS认为到2025年油砂产量将达到340万桶/天，如果不包括一些叠加效应影响的话，这个数字与CAAP的预测相同。

这也就意味着在未来九年产量将增加100万桶/天，这个速度虽然比服务商和供应商期待的要慢，但也绝不是夕阳产业的速度。IHS的数据还指出，自2014年以来一家油砂公司的成本每下跌10美元/桶时，热采业务能够在目前油价为50美元/桶时达到盈亏平衡，该值为全周期成本，而非低运营成本。

不论预测与否，在未来3年里，原油

在《环球邮报》上，IHS认为到2025年油砂产量将达到340万桶/天，如果不包括一些叠加效应影响的话，这个数字与CAAP的预测相同。

35%

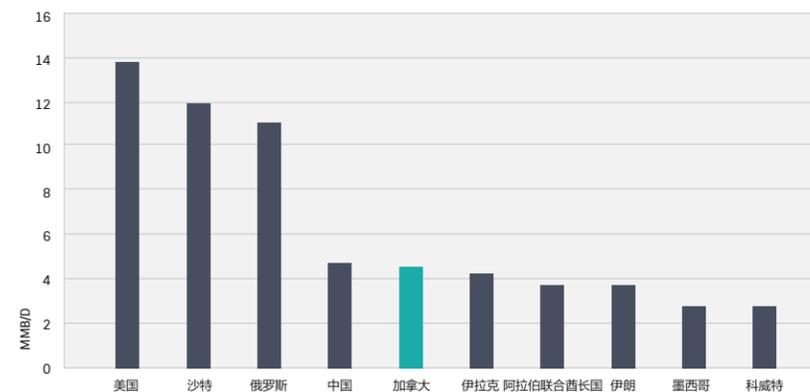


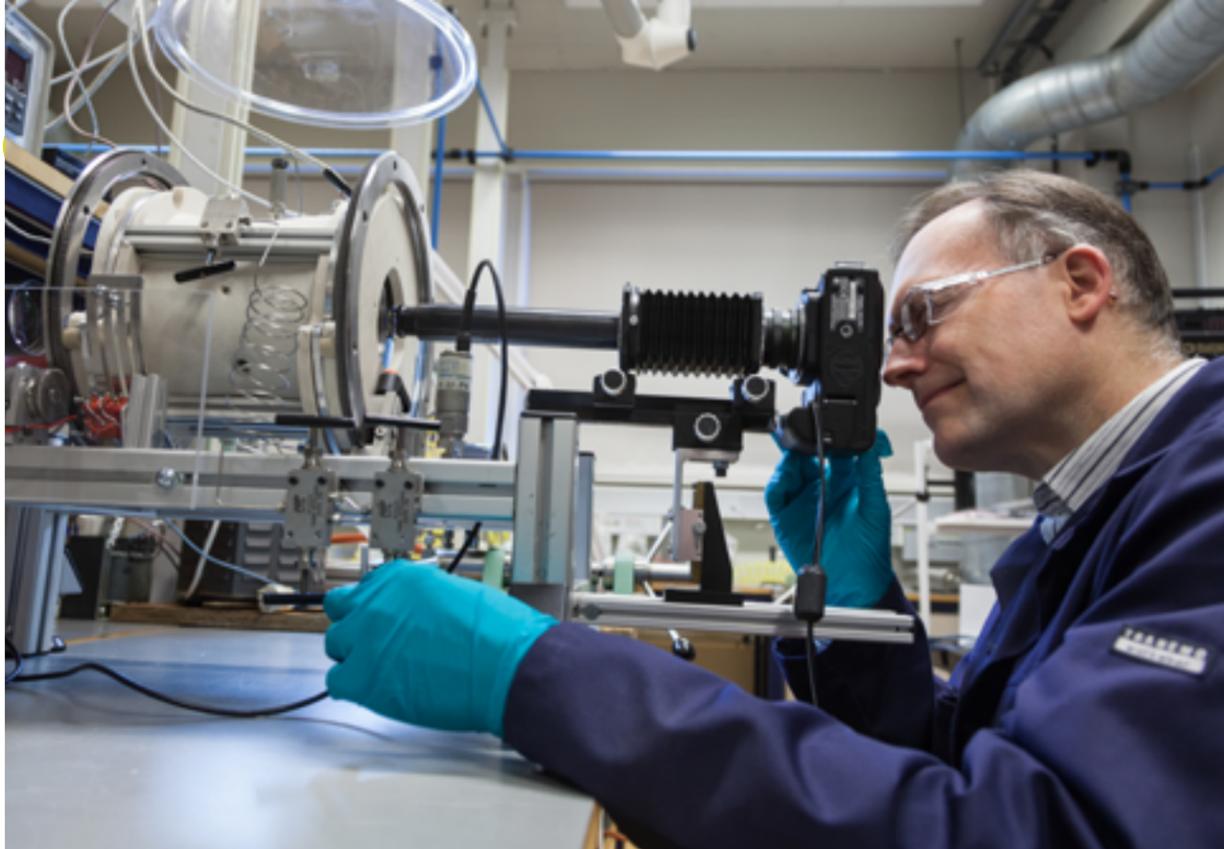
不论预测与否，在未来3年里，原油产量增长量将为52万桶/天，这些增长主要来自于大部分正在进行的项目。这是一个极具挑战的市场。

产量增长量将为52万桶/天，这些增长主要来自于大部分正在进行的项目。这是一个极具挑战的市场。另外，最近战火蔓延，这也是业内人士关于他们的未来保持积极态度支持行业发展的重要原因。油价还并未上涨到足以刺激北美地区各大原油和天然气产量增长的地步。

对于常规轻质、中质、重质和液化天然气的投资以及作业活动有助于油价回涨。在油价平稳回涨4个月之后，最近的脱欧事件，又将油价打回原形，但其影响应该只是暂时的，近期ARC金融公司在关于英国脱欧的报道中写道，“英国脱欧并不会以某种方式影响到需求增长，相反的，该事件极有可能延缓对于新供应项目的投资，从而导致油价上涨”。预计一段时间之后，这个观点在全球资本市场中引起的骚动，很难使石油公司缩减下一步的项目投资。□

全球10大产油国





## 纳米技术低价化 或将谱写油气上游新篇章

纳米技术是近年来出现的一门高新技术，目前已成功应用于新材料、医学、化学、生物检测以及制造业等领域。那么，关于纳米技术在油气上游行业应用的最新进展又有哪些呢？

作者 | Karen Boman  
编译 | 白小明

如今，许多国际大公司都致力于将纳米技术理念充分应用到油藏勘探、钻井、完井、开发等油气上游领域，解决生产实际中的诸多难题，从而应对全球日益增长的油气需求。

据一位工程研究人员称，目前学者们在探索将纳米技术应用于油气上游行业时，唯一的阻碍就是想象力还不够大胆。

低价促使一些油服巨头大幅削减研发开支，但许多高校目前正在研究将纳米技术应用于油气领域。一位业内专家称，无需太多额外的支出，纳米技术

就可以帮助油气公司改善现有液体的性能，但当前市场所用的纳米技术还需进一步低价化。

在最新的纳米技术研究案例中，有一项即是通过改变物质原子或分子的结构来研发出新材料的方法；而院校方面的研发成果，包括休斯敦大学 (University of Houston, UH) 近期公布的该校一位研究人员发现的基于纳米技术的新溶液。这一发现可以解决油气行业所面临的两大难题，即在提高原油三次采收率的同时保证民用地下水资源安全，因为非常规油气勘探和生产的地层就位于地

下水层以下。

休斯敦大学的研究人员称，通过使用基于石墨烯的双面两性纳米片，含0.01%纳米液体浓度的溶液，其原油采收率可达15.2%。MD Anderson的物理系教授任志峰在6月27日的新闻发布会上称，这个速度堪比化学方法，大约比其他纳米液体效率高3倍。

任志峰指出，这种溶液具有全新的工作模式：当注入地层时，该溶液有助于将油从岩石表面剥离。当基于石墨烯的液体接触到储层中的盐水/油混合物时，液体中的纳米片自发地到达接触面，减小

了界面张力，使油流向生产井。

在某些水力条件下，基于石墨烯的液体在油水界面上形成一层弹性很强且可回收的薄膜，而非形成乳化液。研究人员认为造成这种差异的原因是双面纳米粒子。纳米粒子通常要么像油一样具有斥水性或憎水性，要么像水一样具有亲水性。在溶液中使用的Janus纳米粒子兼具上述两种特性，并且还具有严格的两性分子的特点。

生产商目前只能在价格昂贵但纳米粒子浓度较高的方案和相对便宜但是需与聚合物或表面活性剂混合的方案中做选择。研究人员在6月27日刊登于《Proceedings of the National Academy of Sciences》杂志上的一篇文章中指出，“我们预计，这项工作将使简单的低浓度纳米液体驱油技术最终成为油田的常规做法，它可以以更环保、更经济有效的方式采油。”任志峰表示，这一新发现不是受任何油气公司委托，而是一项基础理论研究。目前正在安排现场试验，研究人员正寻求与油气公司合作以全面试验该项技术。

油气公司的最终目的是最大限度地提高原油产量，因此提高采收率将是一个长期研究的重点领域。援引美国能源部的数据，休斯敦大学的研究人员指出，先经过自喷或机械泵抽，再通过水驱或气驱等二次驱油后，仍有高达75%的原油未采出。传统的三次采油方法包括将化学混合物注入井内，这可提高10~20%的采收率。然而三次采油使用了大量的化学品，可能带来环境破坏等问题。

总部位于波士顿的研究咨询机构Lux Research的分析师Colleen Kennedy表示，基于石墨烯两性纳米片的三次采油技术，是近期纳米技术应用于油气行业的一项最新研究成果。纳米技术在油气上游行业的涂层保护和材料应用中发挥着巨大作用，纳米技术以后的发展趋势将很可能集中在提高采收率等领域上。她指出由政府资助的将纳米技术应用到油气领域的项目，如采用微型微震声波发射器跟踪支撑

剂等技术目前还在进行中。

### 纳米技术的应用不要受想象力限制

卡尔加里大学Schulich工程学院非常规油气材料工程系教授Steven Bryant博士表示，将纳米技术应用到油气行业的唯一阻碍是人们想象力的局限性。纳米材料为油气公司带来了解决长期存在问题的新方法，这些问题包括提高原油采收率等。

Bryant解释说：“以前只能通过注入化学品的方式使颗粒进入到储层的某些细小孔隙中，而目前使用纳米粒子就可以通过足够小的含油气沉积岩孔隙。通过在纳米粒子的表面加上涂层使它们兼具憎水性和亲水性，这些纳米粒子在油水界面将非常活跃。使用这种纳米粒子可以让泡沫或乳液比使用化学品和表面活性剂稳定更长的时间。虽然表面活性剂在界面比较活跃，但它们来来去去很不稳定。”

Bryant指出，以前这些不便获取的新材料今后将有机会应用于更多领域。以前使用的表面活性剂不能改变粒子结构，而这些新材料及相应的涂层技术在调整粒子结构方面有更大的灵活性。可调整的粒子级别从肉眼可识别的氧化铁粒子到不起眼的细小沙粒。而在更小的尺寸级别下由于存在振荡磁场会产生热量，使得能量能够从一种形式转换成另一种形式。

Bryant说，在很多领域人们都希望能够利用热能，上述纳米技术将带来一种新选择。纳米粒子也可使液体具有磁化率特性，磁化后的液体可以被注入储层。该想法是形成一种造影剂，让作业者能够看到注入液体的去向。就像患者在进行X-光检查前食用钡餐一样。使用纳米粒子作为造影剂可应用到各种成像中，从水驱到检测管线。

Bryant评论说：“虽然这不是万能溶液，但它确实比其他溶液能带来更多的灵活性。卡尔加里大学正在寻找提高非常规能源如油砂原油产量的新方法。虽

然该校在努力寻找如何提升非常规天然气产量的新方法，但目前还无法判断这些方法将来是否能够成功。”

### 油气行业纳米技术的发展趋势

Kennedy表示，除了基于石墨烯的两性纳米片，近期在油气领域纳米技术应用的其他进展包括纳米粒子示踪剂和近井眼处理措施。纳米技术不仅可以提高产量，而且它在生产时对地下水资源的影响很小。当然，对传感器的任何改进对环境还是有一定的影响，如跟踪井间液体的纳米粒子示踪剂。

Kennedy称：“此外，目前正在研发中的纳米传感器，可帮助作业者更好地了解支撑剂的运移情况。虽然这些技术目前还处于早期阶段，但由于它可以诱发地震在许多国家已经上了头条，这将大力推动其商业化进程。聚合物微珠和纳米微珠无疑是提高采收率领域关注的焦点，因为它们表现出可以提高驱油效率和降低水侵的特性。化学提高采收率项目到目前为止发展还很缓慢，但其中一些项目在未来仍有望成功。”

Kennedy说，海上勘探和生产也将受益于纳米技术的相关研究成果，如防污染技术或防止石蜡积聚的技术。解决上述问题的涂层技术可以减少昂贵管线的更换量，这无疑将是海上作业的理想选择。纳米技术应用于油气领域要取得进一步成功，最大的障碍是很难获得现场的人井试验。而低油价正促使作业者将主要精力集中在短期的降本技术上，并控制新技术现场试验的数量。

Kennedy指出，对任何技术而言降低成本才是关键。能够通过储层狭小孔隙的纳米示踪剂，可提高油藏地图的分辨率。但是要想大规模使用成本必须足够低，以保证这些“纳米信使”项目失败后损失不至太大。Kennedy最后总结说，“目前的市场环境要求摒弃以前使用长租期、价值数百万美元工具的商业模式，而需要研发低成本、一次使用便可以测量全部井下数据的技术”。☐

## 多重夹击 美国页岩油复苏之路漫漫

随着页岩油开采技术的蓬勃发展，美国石油产量在几年内几乎增长了一倍。而自2014年6月以来油价大幅跳水，美国的页岩油生产商遭受重创。不少生产商采取大幅减产、减少投资或者提高生产效率等措施以适应市场变化，但低油价持续，美国页岩油开采钻机闲置，人才出现断层，整个行业的复苏之路十分漫长。

作者 | Devika Krishna Kumar  
编译 | 尉晶

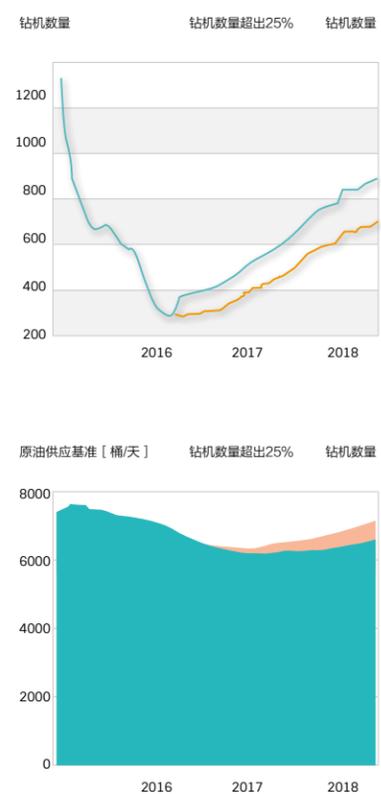
两年前，Reg MacDonald开设的20天的钻井课程班座无虚席，每一次培训，都能使近40名学生在蓬勃发展的油气行业中获得一份满意的工作。但是现在，每次培训只招收6名学生才能确保所有人能够找到工作。

MacDonald是位于加拿大Nova Scotia的Maritime钻井学校校长，他表示，“这次的油价暴跌是压垮所有石油工人的最后一根稻草，对全球无论是刚涉足油气行业的新手还是已经颇有经验的师傅们来说，仿佛一下子又回到了2008年那个艰难的岁月”。

MacDonald从上个世纪70年代中期就开始在这一行工作，他说：“油气行业很不稳定，具有周期性。如果你冲在最前面，那你就有可能最先受到损失。”而供应中断一度使油价接近50美元/桶，许多美国页岩气开发商纷纷表示他们要提高产量，并要在一些油斑含量高的地区增加钻井数量。

然而，各大生产商、承包商和供应商之间进行会谈后表示，2009-2014年美国页岩油气蓬勃发展，美国原油产量翻番并使其成为全球主要原油生产国以后，

美国钻机数量与原油供应增长量预估



现今油气行业的任何一点复苏迹象，都意义非常。

这两年间成千上万名石油工人的流失以及候补人员的缺乏就是一个挑战。行业专家表示，长期闲置的设备已经不能再用，服务成本也在增加，那些已经钻了却还未钻完的井累计起来的额外成本都将是面临的问题。

前几个月，Dallas Federal Reserve对200家油气公司的一项调查表明，70%的公司对一年内油价会有所回升保持积极态度。但他们最近保持谨慎的乐观态度，因为在过去几周，油价又回跌了13%，维持在45美元/桶左右。在德克萨斯州拥有超过150口钻井的Welder Exploration and Production股份有限公司总经理Raymond Welder表示，“油价在四个小时内涨到了51美元/桶，我在那个周四的早晨格外开心，但这并未持续太久”。

### 专业人才与钻井设备

生产商和招聘人员表示，在接下来的2-3年里，人员短缺将持续对行业造成伤害。根据美国劳动统计局数据统计，自2014年末开始，在美国有超过10万名油气



行业工作者相继失业。提前退休、毕业生减少、行业相关专业减少都将使劳动力数量降低，这样也能使他们撑到行业复苏的那天。

挪威国家石油公司美国休斯敦分公司副总经理Torgrim Reitan表示，在未来半年，如果生产商们想要增加产量，但是如果缺乏技术型承包商的话，他们将搁置增产计划。“因此企业对员工放开了，也有许多人离开了原来的岗位，我们需要为作业数量的增加做好准备，但同时，这个增加的步伐比我们早先预计的要稍慢一些。”

尽管能源行业岗位稀缺，一些石油工程系的毕业生还是会选择其他更加稳定的工作，即使这项工作的待遇可能与行业的六位数年薪并不相符。

Nick Menon是一名23岁的石油工程系毕业生，他现在正在从事机械工程的工作，他说：“我只想要告诉未来的毕业生们‘不要走这条路’。”然而，路透社采访过的一些之前在油气行业任职的人员表示，如果再给他们一次机会，他们会回到原来的工作岗位上，因为当时的工资确实不错。

由于那些闲置的钻井设备和其他机器的零件常常被“拆卸”下来用于正在运行的设备上，因此想要重新启动那些钻机、提高产量也是非常困难的。科罗拉多矿业大学教授Jennifer Miskimins说：“我们在两年前所拥有的能力在现在已经大打折扣了，若要想再赶上来，需要一定的时间。”

### 行业恶习

在一些方面节约的成本并不能使开发商们在油价只有2014年油价一半的情况下再继续坚持太久。在新的钻井技术有助于降低成本的同时，油服和供应商方面的价格也在下降。根据投行Evercore ISI的资料，现在，在早期作业的鼓励下，一些油服公司开始根据行业合同提高价格。

记忆还停留在去年那个“假希望”时段，当时油价一举涨到了60美元/桶，可是来年就下跌到了一半，这些事实也在提醒着页岩油气商们不要有任何激进的增产举措。而且生产也从未停止，还有许多未完钻的井很快就可以打完，这些

井投产以后每天都可以开采成百上千桶原油，这也会阻止油价的上涨。

根据贝克休斯的数据显示，事实上，美国生产商添置钻井设备的速度比2015年更加缓慢，过去两个月他们增加了50台钻井设备只是为了应对油价的突然下跌。Wood Mackenzie咨询公司预计截止年底将增加大约22台钻井设备，明年将增加160台钻井设备。

然而，页岩气开采商EOG资源公司首席执行官Bill Thomas最近作出警告，开采商们应该钻探有经济价值的油气井。他说道，“我们这个行业确实有想遍地打井的坏习惯，千里之堤，溃于蚁穴，虽然油价现在还算适中，但美国并不是遍地都有产油井。”

有美国页岩油气业内人士表示，主要石油生产出自大公司，大公司资金雄厚大多可以度过不景气时期，而那些扛不住而倒闭的大多是小型企业，也并不生产多少石油。但即使油价回升到一定水平，也需要数年来恢复和增产，这意味着，页岩油生产商再次迎来繁荣时期或许要等到至少2020年之后。☑



## 雪佛龙：缔造零事故安全文化新常态

油价越低，人们就越轻视石油安全，而安全却是一切油气作业中的重中之重。雪佛龙应用其开发的OESM系统在油气安全领域取得了令人瞩目的成绩，这套系统到底有何神奇之处？雪佛龙的企业安全文化到底如何？

来自 | Chevron  
编译 | 曾旭洋

雪佛龙Wes Lohec HSE主管指出，即使是最聪明、最称职、最勤勉的员工都会在他们的工作中犯错。“人无完人，所以现在的问题是：我们如何避免人为的错误引发一场大灾难”。不管是从个人还是从公司的角度出发，雪佛龙面临的挑战是在作业中严格遵守原则，即在每一项作业中，都严格按照其在过往作业中仔细研究出的方法和程序进行。雪佛龙意识到：他们的工作是永无止境的。

雪佛龙能够在油气领域安全作业，

得益于他们在做任何事情时都设有层层的安全保障。雪佛龙花费了20多年时间，设计并改善了一套有完整安全文化支持和环境管理的系统。雪佛龙把这套系统称为“卓越运营”系统。这一切都基于雪佛龙对于自己能够通过危机管理、阻止事故发生的信心。

### 对卓越运营的持续追求

由于雪佛龙业务众多，其工作地点遍布全球，要想建立一套持续且高效的

安全文化不是一件容易的事情。为了解决这些问题，雪佛龙开发出了一套卓越的运营管理系统(OEMS)。OEMS是雪佛龙管理整个公司作业安全、个人安全、环境问题、可靠性问题以及效率问题的一个系统性方法，其终极目标就是确保雪佛龙的员工和承包商的人身安全。

2015年不仅是雪佛龙总体表现最好的一年，而且也是他们发生事故最少的一年。他们在保证核心劳动力安全、作业安全和环境安全方面超额完成目

标。2015年，雪佛龙雇员及其承包商创造了每200000个工时损失0.018工时，以及最少机械事故率的记录。同时，雪佛龙全球内的77个作业区获得了零人身安全伤害奖，远远超过2014年的10个。42个作业区获得了雪佛龙作业安全零事故奖，而2014年只有36个作业区受此嘉奖。

### 卓越运营5大目标

雪佛龙的OEMS在作业安全管理、个人安全管理、健康管理、环境管理、可靠性和效率管理上提供了严格的方法。雪佛龙严格执行作业流程、标准以及监管要求以确保其合规性，积极识别和管理风险事件，确保有应急响应措施。要想提高整体安全表现，需要关注安全、健康、环保、可靠、高效这五个方面，这主要是为了创造一个无事故、无伤害的工作环境，减少主要工作环境的健康风险，识别并减少作业中的环境和安全风险，并使用业内最可靠和完备的设备进行作业，有效利用自然资源和资产。雪佛龙致力于将OEMS系统管理扩展到他们的承包商、供应链合作者以及作业区域所有人员，而不仅仅是雪佛龙公司的内部雇员。

在阻止人身伤害方面，雪佛龙达到了行业内领先水平。不过，雪佛龙仍然发生过人员死亡事故，这让他们难以接受。这使得雪佛龙即使在安全问题的解决上取得了一定效果，他们还是丝毫不松懈。

例如，在2015年年前雪佛龙的员工和其承包商员工保持了公司历史上最长的无致命事故时间，即47.7亿工时。雪佛龙对每一起险情和死亡事故都彻底调查，这样他们可以了解其根源并从中学习经验。然后他们会在整个公司范围内分享这些经验教训并应用在他们的日常实践中，同时雪佛龙也与行业内的其他公司合作，改进作业流程，防止类似事故的发生。

在零事故的价值追求下，雪佛龙在2015年引入了一个严重伤害和死亡(SIF)指标，这个新规定要求他们加强对事故和险情的审查。Lohec说道，“当你开始关注一些重伤事故或者可能致死事故亦或严重操作安全事故时，你就开始发现系统中存在的种种弱点。或许我们只有一道保障

措施来防止事情恶化。因此，我们正在努力找出我们保障措施中的弱点并进行完善”。他引用了高空落物作为例子，一个安全网能够有效的减少伤害；虽然安全网并不能阻止工人制造高空落物，但是它确实有效的防止了严重伤害。

除了学习应用SIF指标之外，雪佛龙在加州SAN Joaquin Valley业务区(SHV-VY)使用验证和确认程序，以评估员工在工作中和在高风险活动，如电力系统工作和起重设备操作的能力，并根据实际需要指导工人。

SJVBU也实行了人力绩效培训，通过评估和整合个人的潜能，为员工提供实用工具来减少潜在的错误发生。在2015年，通过这一系统，SJVBU培训了超过2300名工人，按照计划，明年还有1000名工人需要培训。

了解员工的一些易错问题也可以有效的阻止事故发生。例如，雪佛龙上游公司欧洲分公司总经理Greta Lydecker了解到一名员工非常没有耐心，如果安排他做一些重复性的工作，他可能就会跳过工作中的一些步骤，这可能会引起一场事故。这个时候，通过记录工作步骤，并检查他是否按照步骤完成的方法，能够减少这类错误发生的风险。

### 应用最优方法技术防止事故发生

雪佛龙已经尝到了在确保安全作业中应用最优方法的甜头，下一步他们希望能够通过使用新技术来阻止事故发生。

雪佛龙运输公司(CSC)对OE的广泛使用创造了业内领先的安全和环保成果。在2014年和2015年两年内，CSC做到了零损失工时，CSC旗下的船只自2003年11月以来从来没有发生过原油泄露或者燃油泄露。这一切主要得益于在2012年完成的避免重大事故专项研究。它对CSC的工作程序和政策进行了广泛的研究，以减少作业安全事故发生的可能性。根据这份报告衍生出一系列的避免船只发生灾难性事故的计划。

作业中太过复杂的程序都被重新编写，而且更加透明、更加简单。海员的培训也更加的严格和标准化。2015年，CSC

在苏格兰Glasgow开设了一个世界领先的海洋研究和开发中心，用来给公司的海员提供严格的训练，并且还在加利福尼亚San Ramon、安哥拉卢旺达、印度孟买安装了航行模拟器。

同时，他们改进了新船的检查程序来确保新的设计能够减少事故的发生率。从造船厂接收新船的程序和检查更加严格，改变管理模式是减少风险的最佳方法，并对已有的规定进行修改完善。

雪佛龙管道公司总裁Al Williams表示，该系统就是卓越运营系统。它是在雪佛龙对程序安全、资产完整性和环境管理关注下的一个自然产物。

除此之外，CSC参与的几个国际组织，如国际石油公司海洋论坛、国际天然气油轮及码头运营商协会等，为CSC提高其在全球范围内的油轮、LNG运输船、陆地终端，以及海上支持船的安全和环境标准提供了大力支持。

雪佛龙一直致力于评估并提高自己的安全作业保障能力，雪佛龙管道公司(CPL)风险管理部有很多管理网络管道的先进系统，运营在很多国际港口。

CPL是业内率先使用PortVision的公司之一，也是首先在管道控制中心使用24小时监控，以及在管道风险管理系统中使用先进技术检测摄像头和预测分析仪的公司之一。(PortVision是一种在事故发生前发现问题并阻止问题扩大的船只追踪系统。)

2015年雪佛龙管道公司因“持续的安全记录和良好的作业条件”受到了美国石油学会的杰出安全和环境奖奖励，获得了API杰出安全和环境奖。

### 自始至终正确的解决问题

雪佛龙在项目的整个周期，从计划、设计到建造、运营和停运，自始至终都以正确的方法处理问题。用以更换老旧设施的六个巨型焦炭塔，是可以将原油加热到493摄氏度的设备，该复杂EI Segundo炼化焦炭塔的可靠性分析项目获得了由非营利性组织项目管理学会(PMI)颁发的年度最佳项目奖项，这一奖项是项目管理学会所颁发的最高奖项。



### 雪佛龙一直致力于评估并提高自己的安全作业保障能力，雪佛龙管道公司（CPL）风险管理部门有很多管理网络管道的先进系统，运营在很多国际港口。

雪佛龙综合工程设备部副主管Frank Semancik讲到，“合理的计划，有效的合作保证了这个项目的顺利进行。对老旧焦炭塔的替换将有效的增加炼油厂的可靠性”。

在独特的安全文化背景下，来自世界不同区域的承包商完成了建造、运送、安装整套设备的任务，并在这一过程中实现了零事故。由于安装焦炭塔需要20英尺或者更高的高空作业，项目领导人采用了防坠措施，要求工人使用正常高空作业情况下的两倍数量的安全吊带。项目团队不断举行安全会议，并严防项目中的工具和材料从高空坠落。所以尽管有400人参与了在焦炭塔安装过程中的高空作业，但在整个项目过程中没有出现跌

落事故或者工时损失事故。

EI Segundo炼油厂同时也把对安全的关注扩展到了日常作业中。2015年，它不仅获得了卓越安全奖，而且获得了由美国燃料与石化制造商协会（AFPM）授予的全美最安全炼油厂称号。要取得这一称号需要满足以下方面的严格标准：首先，企业必须在5年内没有员工或者承包商死亡；其次，企业没有超过4英尺高度的坠落事故；最后，企业在前一年没有员工或者承包商因工伤住院。

从EI Segundo炼油厂的焦炭塔更换项目以及它的日常作业中可以看出，保持作业的清晰性和一致性能够有效的阻止事故发生。目前，雪佛龙位于全球的各个事

业单位都在学习该安全运营范例。

在尼日利亚，承包商们往往来自世界各地，拥有着不同的安全文化背景。Meren油田的天然气储集压缩平台，其上部甲板石油韩国制造，然后运送到尼日利亚海域。这个平台从其他八个海上生产平台接收天然气，并通过管道将天然气输送到陆地上的Escravos天然气处理厂。在整个项目过程中，项目负责人用“一个团队理念”提高了这支多样化安全队伍的协作力。

在建造这个近四层高的平台的过程中，为了防止坠落和事故，项目组要求所有工作人员在工作区域内都必须装备全身安全吊带。Nigerdock是这个平台上多个组件的分包商，在2014年，Nigerdock在123万工时内没有发生过损失工时事故。

Lohec最后表示，我们必须坚定的寻找安全措施中的弱点，并进一步改善这些，这将会帮助我们真正的成为无死亡和无安全事故的石油公司。☑

## ENGINEERED FOR THE EXTREME.

Corrosion costs operators billions of dollars each year. That's why so many engineers choose high-performance alloy products from PCC Energy Group.

PCC Energy Group products are engineered for the extreme, including: sour wells, HP/HT environments and high levels of mechanical stress. Our high-performance pipe, clad pipe and finished products are all specifically designed for the toughest jobs and proven to perform when it matters most. In fact, PCC companies created 80 percent of the nickel-based, corrosion-resistant alloys currently used in the field. So nobody is more qualified to take efficiency and uptime to the extreme.

# 伊拉克油田的福音： 看GE数字化带来了什么

数字化油田可以通过智能平台系统对油田构建一个总体概览，监测油田总体的设备健康状况、维修状态等，该项目近年来发展迅速。通用电气(GE)一直是行业内数字化系统变革的领先者，而作为产油大国伊拉克，其油田数字化进程也迫在眉睫。

来自 | Pipeline  
编译 | 曾旭洋

最近，GE就与伊拉克石油部签订了一系列关于伊拉克油田安装数字化系统的协议，为提高伊拉克油气开采效率奠定了坚实的基础。

GE油气中东北非土耳其分公司CEO兼董事会主席Rami Qasem在接受Pipeline杂志的专访时透露，GE油气已与伊拉克石油部签订了一项涵盖范围广泛的战略合作计划，这使得GE与伊拉克的合作关系更上一层楼。

据悉，这项战略合作计划是GE同伊拉克石油部于巴格达签署，旨在通过伊拉克油田的全面数字化实现伊拉克能源效益的提高。

Qasem表示，“我们非常荣幸，在协议签署过程中，伊拉克石油部的各个部门、其子公司及其他股东当场表示了对协议的支持。现在，为了伊拉克的国家利益，我们将全力以赴履行这个协议。我们的协议主要是通过使用GE的数字化设备为伊拉克油田带来更流畅、更迅捷、更高效的作业环境。伊拉克石油部希望GE满足他们包括服务在内的所有作业要求，并将GE领先的数字化技术整合到伊拉克油气行业的核心领域中去”。

根据协议，GE油气将为伊拉克油田建立首个监控中心，为其提供实时的

维护服务，减少其油田的关井时间并提高其作业效率。作为协议框架的一部分，GE也需要提供一个终端对终端的方案，将利用伊拉克油田火炬气来发电，减少其排放。

Qasem解释道，“伊拉克石油部可以通过这项协议来利用GE的专业知识和技能减少伊拉克油田的火炬气浪费。同时他们也可以利用最新的技术来增加现有油井的产量，每个井场大约能够减少200兆瓦的电使用量，节省数千桶当量的液化石油气。”

协议还包括与伊拉克财政部建立新型经济合作关系的合同，通过应用GE的国际专家智库为其主要油气项目提供支持，建立项目经济构架以实现对此战略项目的支持。Qasem相信这个“关键协议”的广度将会增加伊拉克能源领域从业人员的专业技能、振兴伊拉克经济，这对伊拉克来说非常重要。

## 伊拉克油气的重要性

GE签署的这项新协议将会加强油服公司与伊拉克石油部和政府间的长期合作关系，而这项协议的签订也是GE在伊拉克长期努力的结果。

Qasem表示，“GE同伊拉克石油部



已经建立了超过45年的合作关系，我们有超过50%的设备在伊拉克投入使用，包括旋转机械设备、泵以及控制设备等。有了这份多年建立的信任，这次协议将我们与伊拉克石油部之间的关系带入新的阶段，这对我们来说是极为重要的。伊拉克对我们而言是一个非常重要的市场，我们同伊拉克有着非同寻常的关系，而且伊拉克作为一个大产油国，它对油气市场是极为重要的。我们的任务就是继续同伊拉克油气行业保持合作关系，满足他们所有要求”。

Qasem认为，“在油气行业遭遇危机时，作为合作伙伴，我们要站出来尽力支持这个行业。我们将毫无保留的拿出我们的专业技术，包括提供合理的技术和经济建议，把伊拉克一些偏远的油田接入到中心监控系统中，推动大数据建设。”

## 降低成本

目前持续的低油价环境正在持续地对整个行业造成影响，而伊拉克也感受

到了这股寒意。这次与GE达成的新协议将有助于伊拉克石油部在这个特殊的时期降低成本。

Qasem表示，“行业内所有人都在想着怎么降低成本，但这真的是一个很难的问题，因为降低成本需要考虑很多不同的方面。我们这次与伊拉克石油部合作，主要是通过增加伊拉克石油行业所有资产(包括其合资企业)的运作效率、降低日常运营成本来实现降本。通过对伊拉克石油部下所有公司的作业情况进行监控，并对比监测他们的表现，我们能够以最快和最高效的方式确定进一步的优化方法以及最优的产量配置。”另外，降低成本一定不能影响人员和培训的投入，这一点也非常重要”。

作为协议的一部分，GE油气将致力于建设它的本地化作业能力，为伊拉克民众创造就业机会，并且为他们提供高级技术培训。“我们最近正在巴士拉建立一个培训中心，并且计划在巴格达也建造一个。我们还准备将一些经过培训

的讲师派往伊拉克，以培训伊拉克石油部下属不同部门数以千计的员工，来提高他们的操作、维护和管理水平。我们希望能持续性地培养伊拉克本地人才。”

## 推动数字化建设

除了显著增加伊拉克石油部现有资产的效率和产量，这项协议的签订还标志着GE的数字化解决方案在伊拉克的首次应用。

Qasem表示，“数字化的建立对伊拉克油气行业十分关键。推动达成该协议的GE高层领导非常看好推动伊拉克油气的数字化进程，同时他们要求我们选取一些已经装完传感器的设施，并确保它们在2017年夏天之前联网成功”。

GE将会建立一个7X24小时工作的数据中心，收集安装在伊拉克石油部设备上传感器发回的大数据信息。通过软件分析提供在线解决方案，能够实现提前维护、减少关井时间，从而提高总体的作业效率。☑



# RÉAGISSONS, LE TEMPS EST COMPTÉ.

Paris Climat 2015 : Pour tout changer, nous avons besoin de tous.



内部刊物

# OILSNS

FOCUS ON OIL AND GAS FIELD, GO WITH INDEPENDENT THINKER

✉ Email: [mengwei@fonchan.com](mailto:mengwei@fonchan.com)

👤 WeChat: 18622051921

👤 Contact: 老孟



“石油圈”  
不只是一本杂志

扫描二维码



月刊申请渠道  
《石油圈》纸质月刊