石油圈

2017.02 总第16期 OILSNS

P10

九张图带你一览美国《EIA 2017能源展望》全貌

P38

雪佛龙CEO给特朗普支招，美国要上天？

P50

ePlus视网膜系统多级压裂如在眼前

P136

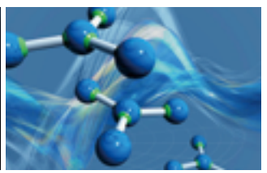
站在超深水开发的十字路口 我们都该学学Total

关注石油圈
可圈可点

石油圈
油气行业 专业媒体平台
www.oilsns.com
关注石油圈
可圈可点

目录 | Contents

2017.02 / Vol.16



勘探 · 开发 | EXPLORATION & DEVELOPMENT

46 | 推动页岩革命革新技术大盘点

50 | ePlus视网膜系统 多级压裂如在眼前

52 | **高效钻井助力低油价逆行者**

54 | 高效钻井助力低油价逆行者:数字化系统篇

56 | 高效钻井助力低油价逆行者:扶正器篇

59 | 高效钻井助力低油价逆行者:钻井液篇

64 | 勘探开发步履不停 可燃冰资源前景可期

68 | NOV有线钻杆技术花样翻新 IntelliServ2应运而生

70 | 安全 稳定 可控 AvantGuard出手 压裂返排永不越线

72 | 盐侵猛如虎? SaltShield自带固井神特效

74 | 忠于增产:BroadBand为裂缝“运”兵“布”阵

76 | 纤维暂堵转向酸压: OpenPath为增产“指明方向”

78 | 小颗粒将有大作为! A-Dots纳米示踪剂初显身手

卷首语 | FOREWORD

08 | 技术整合新技能 成就壳牌行业领头羊

油气 · 观察 | OILWORLD

10 | 九张图带你一览美国《EIA 2017能源展望》全貌

14 | 哪些技术能拯救油气未来?听听专家怎么说

18 | 扯一扯油气业过去、当下和未来的那些事儿

22 | 提质增效:2017年油气业还需要这些技术...

24 | 终极话题:石油究竟还能开采多少年?

28 | 油价上涨没那么简单 2017仍需面对这些“钉子户”

30 | 石油巨头创新哪家强? 且看Rigzone榜单

32 | 以史为鉴知兴替 来听听石油专家怎么说

38 | 雪佛龙CEO给特朗普支招, 美国要上天?

40 | OPEC跳入减产陷阱 页岩油成最大赢家?

42 | 2017就业形势初预测 技术类岗位最吃香

44 | 伊拉克起飞 美国能源独立 2017石油业想怎样?

海油发展工程技术公司是一家具备油田开采技术研发创新能力和一体化专业技术服务能力的公司。公司始终以油气田增储上产为目标，以提高油气田勘探开发生产效率为核心，努力成长为具有国际竞争力的工程技术公司。

地址: 中国天津市塘沽区渤海石油路688号
邮编: 300452
电话: +86-22-25803377
传真: +86-22-25801273 25803311
邮箱: gaodx@cnooc.com.cn

海油发展工程技术公司
CNOOC EnerTech-Drilling & Production Co.

目录 | Contents

2017.02 / Vol.16

技术 · 装备 | TECHNOLOGY & EQUIPMENT

80 | **油气井完整性新举措**

82 | X-treme全新闸板防喷器 减重增寿不加价

84 | 哈里伯顿GRIP服务 装备空中机动 深水井控无需等待

86 | 无锌 无固相 高密度! 超深水完井液新选择

90 | **钻完井技术优劣,不做对比怎可知?**

92 | 钻头之争:钻坚研微，只为独占鳌头

94 | 桥塞界风起云涌 武林盟主终花落谁家?

96 | 完井系统终极PK，谁才是真正的佼佼者?

98 | Barricade井眼封固: P&A就要简约范儿

100 | LNG低温软管 “五虎将”

103 | HTHP水平井修井难? 全新升级电缆爬行器有大招

106 | 纳米袭来, 压裂革新! “纳”些不得了的技术

生产 · 炼化 | PRODUCTION & REFINING

108 | 沙特阿美&斯伦贝谢通力合作 ESP寿命倍增不是梦!

112 | 生命不息 更新不止 海底气体压缩系统升级再升级

114 | 无需冲管 斯伦贝谢新型ICD轻松应对大位移井洗井难题

116 | EOR设备升级 NOx排放量微乎其微

118 | 低碳 节能 超长运行 IsoBoost满足能源生产新需求

120 | 井筒完整性如何走:五大趋势改变未来

行业 · 纵览 | OVERVIEW

124 | 麦肯锡:抄底并购风起云涌 2017油服业春天 会来吗?

126 | EIA报告:阿曼油气行业现状分析

132 | 2017年的深水钻机 该怎么玩?

134 | 讲真，天然气是能源过渡期的最佳选择?

136 | 站在超深水开发的十字路口 我们都该学学Total

138 | 虚晃一枪or真心减产 俄罗斯到底怎么想的

140 | IHS Markit|石油巨头布阵“气”局 道达尔为何青睐这11个区块?

142 | 壳牌CFO易主 她究竟有何过人之处?

144 | 效率为先 看雪佛龙 2016的运营经

Chain.oilsns

在油链圈

打开新世界

OPEN THE NEW WORLD

Chain.oilsns.com

专注油气领域，与独立思考者同行

石油圈、可圈可点

石油圈　油气经纪人　中东石油内参

2017年2月刊 总第16期

主办 | HOST
石油圈信息平台

—

编辑 | EDITORIAL DEPARTMENT
《石油圈》编辑部

—

出版 | PUBLISHING
石油圈信息平台

—

总编 | EDITOR-IN-CHIEF
老孟

—

执行主编 | EXECUTIVE EDITOR
魏亚蒙

—

文案编译 | COMPILER
王月 | 徐文凤 | 张永君 | 张领宇
李倩 | 张德凯 | 白小明 | 王萌
张强 | 周诗雨 | 于晓林 | 王洋
姚园 | 杜超 | 郑斯赫 | 吕姣

—

美术编辑 | DESIGNER EDITOR
房韬雄 | 张婷 | 范姁晗

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

技术整合新技能 成就壳牌行业领头羊

在油气行业各项技术朝着经济性、标准化、高效率和自动化方向发展的今天，壳牌的技术副总监Jon Crane也对壳牌近年来的业务进行思考，强调了壳牌运用技术手段提质增效，简化各项作业流程，协同创新的重要性。

作者 | Jon Crane
编译 | 张强

2016年9月IEA发布的原油市场报告再度加深了人们对于油气行业将继续面临长期低油价困境的共识。但挑战往往伴随着机遇，尽管石油行业不习惯改革，但从协同创造价值方面看，现在确实到了我们应该重新思考创新及技术发展思路的时候了。

为提高整个行业的竞争力，使工作更加便捷，关于如何进行系统和设备维护、需要克服什么样的困难等问题，业内已经探讨了多次，但壳牌目前的发展模式与过去的技术与装备发展思路大为不同。

在工程项目方面，壳牌在世界性重大项目中都取得了不小的成就：在飓风多发海域开展深水开发业务，经济地从非渗透性页岩中获得可观产量，以及在20000英尺深的储层中进行了反散射伽马射线测试。尽管大多数技术和装备的发展都是渐进式的，甚至一些还需要通过试验和纠错的方式，破而后立；但也有一些技术或许由于其自身比较简单，很容易将其应用获得盈利。

自动化技术改变作业流程

通过对过去四年所做工作的思考，我反思了壳牌现有的商业模式和经营方式。壳牌将下游业务中的自动化控制和辅助装置应用到钻井业务，以此来提高定向井的自动化。尽管作业人员有可能喜欢挑战井控问题，但他们也会在钻完井几个月后，问壳牌为什么没有进行自动防喷器（BOP）测试，其实这些作业人员的思路是正确的，因为BOP测试是日常工作中必需的一项，在地面上，自动测试相对容易实现，而且与井控问题相比，自动测试更加可控。

现在回想起来，我当时就未从工业控制的角度看待这个问题，看的太浅了，但这却是广泛存在的问题。当我参观一家钻头制造商、赞赏其技术高超的管道装卸装置和长距离的铺设能力时，我不禁问了同一个问题：为什么防喷器测试就不能实现自动化呢？所收到的答复往往是“别人”的问题—供应商、施工商和钻井承包商的问题。

一旦将钻井投入到自动化流程中，你看待设备的方式就开始发生变化了。通常，海上固井总流程中压力测试时间大于水泥泵入时间，但这就是我们所能选择的效率最高的压力测试系统了吗？使用顶驱可以将钻井时间减至其15%，那么余下的时间就可以用来进行主要耗时的接单根、完井和接头连接了吗？壳牌公司每年完成100万次的接单根操作，但却是通过人工控制完成的，操作变数很大。因此，即使在这个流程内对效率进行较小的提升，也会显著地节约成本。

多元化发展 流程简化

受大数据和全球性的影响，世界正在向多元化的方向发展，同样石油行业也是如此。在系统内推动行业稳健发展的动力，也使得流程、规则和文档等的业务水平获得了提升，现场监管人员就可以坐在电脑前对施工流程进行监测了。壳牌公司与其他公司一样，在关键流程上，简化方法，节省配套的时间；另一种方法是，反思实践中遇到的HSE和操作问题，将重点放在如何利用技术为员工提供在遇到问题时所需要的工作指导规范。

将人为因素降至最低

随着行业的发展，在发生意外事故后，我们通常会制定更为严格的流程形成以技术为核心的方法，而非仅仅通过直觉判断来开展工作。我仔细对损失巨大的井下事故进行梳理发现，在事故发生前，我们需要钻工仔细地观察泵压约40分钟，然后他有20~30秒的时间将泵关掉，但在关键时刻发生的意外状况造成了钻工停泵的失败。但只有一个人在回顾该事故时发出疑问：当系统的稳定性不足以应对某项人为干扰或注意力不集中的状况时，如果我们让一个人以上对该事故负责，那么结果又会是怎样呢？

现在以人为本的设计更加人性化，让人很容易理解而且符合人类的直觉或潜意识，但目前的各种石油设备设计远远达不到这一点，如果你仔细观察钻井设备的状态板，你会发现外表涂为红色和绿色可能既表示安全状态又表示非安全状态，或者我们需要的是一眼就能找到其中的重要信息而非要先通读所有，目前来说，这样的设备设计还大有文章可做。

理想状况下，运营商将会明确地告知供应商他们所需设备的功能和风险承受能力。然后，他们会稍稍作出技术性让步，购买标准设备；而实际情况则更为复杂。概念设计，即实际情况中不会提及的要求，最终有了功能性的实现。最优化设计需求，对标准进行极小的修改即会造成制造风险；比如分供应商制造的一个部件内径不合格，由于不符合流程，将可能造成井下，损失巨大。

系统设计优化

防御系统一般是通过系统设计严格地把握设备需求。为解决此类问题，系统设计流程可以对目前的施工状态进行评估、确定提升效益的潜在可能性、并定义技术需求。然后，为满足要求而进行系统设计，并测试论证是否能够获得预期效益。深刻理解系统需求的最直接作用就是，它使所关联部门不得不为此进行专门的交流，这无形中促进了各部门之间的相互合作。

低油价导致壳牌公司不得不拓展其传统重点业务—钻井，从钻井扩展到辅助施工业务上来。得益于钻井设备运输过程中的精益技术和设备检查时二次搬运次数的减少，其最终实现了过程损失和物流成本的大幅降低，而接下来的挑战就是与更多的供应商合作对话、实现共同的缩减成本。

总之，市场的不景气对上游的开发投资影响深远，它迫使壳牌投资那些将各部分作业流程完美整合的项目，以获得较高的运营效率。严格的系统流程设计与投资的良好结合，确保了壳牌运用技术持续创新，为整个行业创造价值。

九张图带你一览美国《EIA 2017能源展望》全貌

1月5日，EIA发布了美国《2017年度能源展望》，就未来美国能源消耗量、能源产量、能源贸易、产油量等情况作出了展望。

来自 | EIA
编译 | 白小明

在各种预测情况下（经济高速/低速增长、高/低油价、油气资源丰富/匮乏、技术领先/落后、参考），美国能源消耗总量受经济变化影响最小（图1）。

1.在参考情形下，2016~2040年间，美国能源消耗总量增幅达5%。

2.很大程度上，能源消耗量受控于经济活动。经济高速增长时，能源消耗预计增幅约11%；经济低速增长时，能源消耗将维持平稳。

3.尽管在油气资源预测分析中，油气资源的丰富与否直接影响能源产量，但对美国国内能源消耗影响不大。

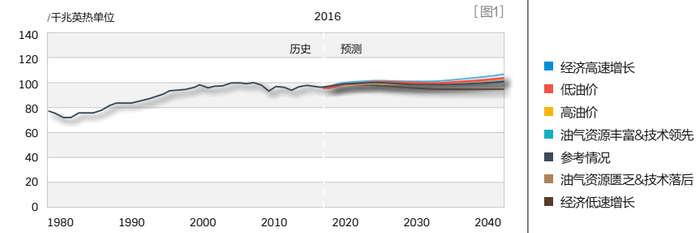
4.从各种预测情形分析，电力行业仍是一次能源消耗的最大推动力。

5.一次能源在非燃料能源中的占比变化会影响我们对能源消耗总量的预测。

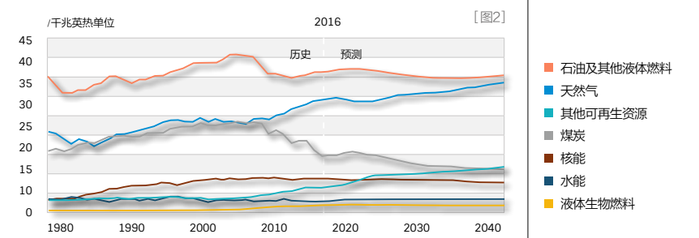
在参考情形下，美国能源消耗相对平稳，但燃料能源结构变化显著（图2）。

1.在2016~2040年，能源消耗总量增幅5%，几乎达到先前能源消耗量的巅峰。

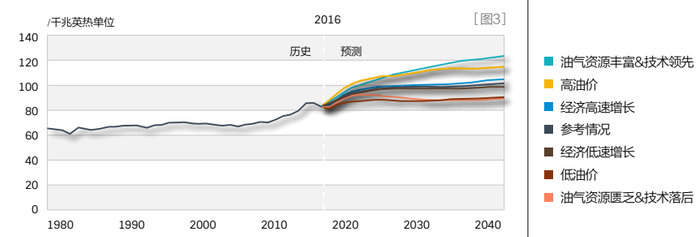
在各种预测情况下，能源消耗总量的变化情况



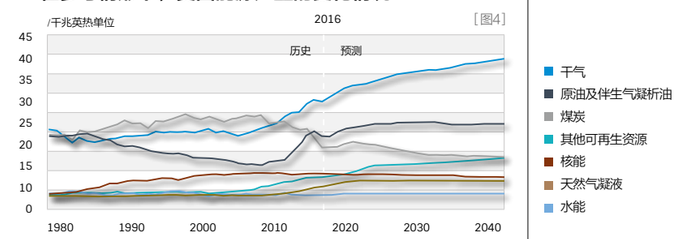
在参考情形下，能源消耗量的变化情况



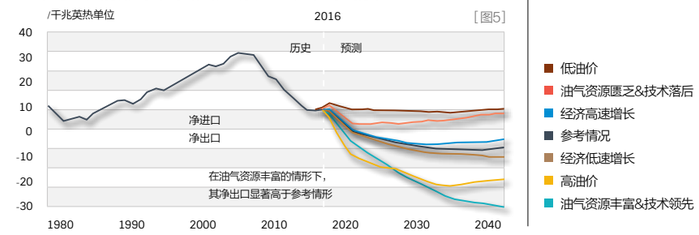
在各种预测情况下，能源消耗总量的变化情况



在参考情形下，美国能源产量的变化情况



在参考情形下，美国能源产量的变化情况



2.由于工业用气及电厂发电需求，天然气消耗量较其他燃料能源增长更快。

3.鉴于在交通运输业及工业应用上，石油的能效提升，其消耗量相对平稳。

4.天然气、可再生能源异军突起，煤炭失去在电气行业的市场份额，煤炭消耗量有所下降。

5.美国联邦政府及各州大力推广可再生能源，同时随着可再生能源的快速发展，投资成本大大降低，可再生能源增长最快。

6.液体生物燃料的增长受消耗相对稳定的交通燃料及各燃料协调发展的制约。

在油气资源匮乏的情形下，能源产量相对平稳；在油气资源丰富的情形下，能源产量持续增长（图3）。

1.从展望的预测情形分析，与能源消耗不同，能源产量变动很大。

2.在参考情形下，在2016~2040年，能源生产总量增幅超过20%，其中可再生能源、天然气以及原油的增产快于其他能源。

3.能源产量的增长取决于当前技术、资源及市场环境。

4.与参考情形相比，在油气资源丰富的情形下，展望假设尚未证实的阿拉斯加自然资源更富饶，海上资源将减少48种，陆上将减少48种致密油、致密气及页岩气资源；而相比于参考情形，其产出成本也更低；而在油气资源匮乏和技术欠缺的情形下，情况正好相反。

5.高油价体现了世界对石油产品的更大需求。OPEC的上游投资降低，而非OPEC成员国的勘探开发成本更高；而低油价情形下，则相反。

在参考情形下，美国能源产量持续增加，其中可再生能源、天然气以及原油增产快于其他能源（图4）。

1.参考情形下，煤炭产量趋势反映了美国国内的监管环境，如CPP“清洁电力计划”（或清洁能源计划）的实施以及煤炭出口市场的制约。

2.非水力发电的可再生资源的产量增加，归功于其成本的降低及美国联邦和各州推出政策大力发展风能及太阳能。

3.在参考情形下，在2017~2040年，目前新建的核电厂及核电升级基本持平退役核电厂，核能发电将小幅下降。由于当前核电站的很大一部分都将在60年后退役，因此2040年后核能发电将急速降低。

在多数情形下，美国是一个能源净出口国，而在油气资源丰富的情形下，其净出口显著高于参考情形下的净出口量（图5）。

1.根据参考情形分析，美国或在2026年成为能源净出口国。这种向能源净出口国的过渡发生于三种预测分析的早期。

2.在油气资源丰富的情形下，结合成熟的地质技术，开发油气成本较低，油气净出口是最大的。

3.高油价情形下的经济环境对生产商是有利的，但高油价也会压低能源消耗。没有可靠成熟的技术和更多的可开发资源，美国能源产量将在2030年下降。

4.在低油价及油气资源匮乏的情形下，至少在2020年之前，美国仍是能源净进口国。

5.在油气资源匮乏的情形下，美国原油生产情况不利于支持出口水平。

6.在低油价情形下，油价太低无法推动美国石油生产的发展。

在参考情形下，随着天然气出口量的增加，石油净进口量减少，美国将成为能源净出口国（图6）。

1.自1953年以来，美国一直是能源净进口国。但在参考情形中，随着能源进口降低，能源出口增加，美国将在2026年左右成为能源净出口国。

2.原油及石油产品主导着美国的能源贸易。从参考情形中可见，美国大部分原油依靠进口，但它也是液态石油的出口国，出口如汽油、柴油等成品油。

3.2016年之前，美国一直从加拿大和墨西哥进口天然气，未来我们预计此格局将有所转变，其国内液化天然气将出口至更偏远的地方。

4.美国仍是煤炭及焦炭净出口国，但受来自全球煤炭供应商市场竞争的影响，其煤炭出口量将不会显著增加。

在大多数预测情况中，与各种能源相关的二氧化碳排放量下降；在“无清洁能源计划”的情形下，二氧化碳排放量最大（图7）。

1.2011年，美国电厂的碳排放量占与美国能源相关的二氧化碳总排放量的40%，近几年其占比有所下降。

2.“清洁电力计划”（或“清洁能源计划”），目前正在司法审查阶段，要求各州制定因地制宜的减排目标，减少化石燃料发电厂的碳排放量。

3.随着天然气的价格的降低以及可再生能源税收减免政策的推行，“清洁电力计划”加速了传统化石燃料发电厂向环保低碳排放发电厂的转型。

在参考情形下，油价将从当前的水平开始上涨，天然气价格则将保持相对低位，在除参考情形以外的其他情形下，价格走势差别很大（图8）。

1.扣除物价因素，2016年的原油价格（基于全球基准的北海布伦特油价）处于自2004年以来的最低位，天然气价格（基于国内标准的Henry Hub价格）处于自1990年以来的最低位，两者在未来预测期内均看涨。

2.参考情形下的原油价格，预计短期上涨速度较长期更快。然而，在其他情形下，油价走势差别非常大。

3.参考情形下的天然气价格也将上涨，然后在2030~2040年价格维持相对稳定，为5美元/百万英热单位，之后在接下来的10年将继续上涨。在其他情形下，预期美国天然气价格很容易受到其国内资源和技术优劣的影响。

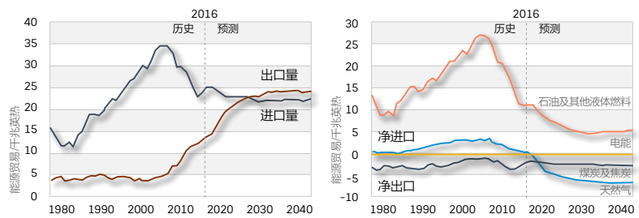
美国的原油和天然气产量，主要取决于油价、资源的可用性和技术进步（图9）。

1.由于大部分已知地层的历史产量相对较低或者无产量，而且油气采收技术和经验在持续改进，因此致密油和天然气预测产量数据充满不确定性。钻井技术的持续优化将增加油井采油指数，以及降低钻井、完井和生产成本。

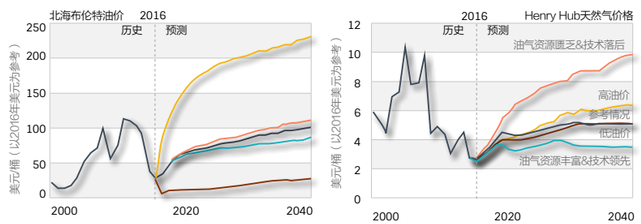
2.在油气资源丰富、技术领先的情形下，原油和天然气的产量都将增加。

3.在高油价情形下，原油价格与天然气之间的价差，将刺激能源密集型企业和交通运输领域更多地使用天然气，并通过LNG的形式出口天然气，这都将驱动美国天然气产量的增加。如果没有发现更多便利的资源以及取得技术进步，美国的原油产量将开始减少，到2040年，产量将与参考情形持平。

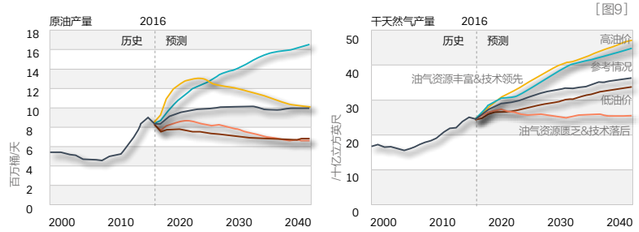
在参考情形下，美国能源贸易与净贸易的变化情况 [图6]



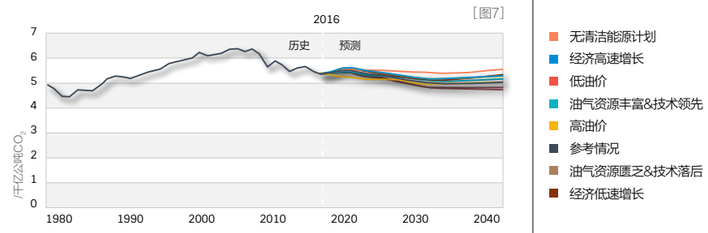
在各种预测情形下，油价的变化情况 [图8]



在各种预测情形下，油价产量变化情况 [图9]



在参考情况下，美国能源相关的二氧化碳排放量的变化情况 [图7]



哪些技术能拯救油气未来？听听专家怎么说

技术引领未来，每一个行业都是如此，油气行业也不例外。近期《E&P杂志》采访了几位业内专家，探讨了目前油气上游行业所面临的技术难点及可能的解决方案。一起来听听专家的观点，或许能让您对未来几年油气业的技术发展有一个明确的判断。

作者 | Rhonda Duey
译者 | 白小明

什么方案可以一次性解决当前油气行业上游所面临的难题？许多人可能会回答，“让油价上涨到100美元/桶”，这么回答有一定的道理，但事实上，困扰油气业发展的诸多难题，与低油价并没有太大关系。

《E&P杂志》邀请的几位业内专家一致表示，油气业当前面临的挑战本质上是技术性的，而其他一些是整个行业普遍存在的。他们的讨论涵盖了从碳捕获技术到行业人员更迭的诸多方面。当然，话题还包括那些“相对较容易实现”的技术成果如何能够快速解决行业难题。

艰巨的挑战

油气业所面临的挑战，多数与地震采集或压裂液无关，而更大的挑战可能还在后头。

Battelle公司能源业务开发负责人Olga Koper表示，油公司和油服公司均存在人才流失以及专业技术知识匮乏的问题。公司缺乏创新、许多小公司濒临破产、学术和研究机构资金大幅减少……这些都是行业所面对的普遍问题。

Qittitut咨询公司的Dick Ghiselin顾问补充道，大规模人员更迭一直是行业面临的一大威胁，尤其在当前经济衰退期，这一威胁更加严重。未来谁愿意成为石油工程师或地球科学家？这方面的后备人才从哪里来？

Eve Sprunt顾问表示，气候变化的调查结果将矛头指向油气业，以及由于地震勘探引起的构造地震问题，这些都将对行业的发展产生影响，大众逐渐开始重新审视油气业。未来可能会征收多种形式的“碳税”，这将增加企业成本并限制油气业的发展。

Koper列举了针对这一担忧政府所制定的诸多政策，包括大规模减少排放、开发碳捕集和碳封存技术，所有这些都会导致限制油气开采的各种监管措施逐渐增多。

RPSEA总裁Tom Williams称，除了油价本身的周期性变化影响之外，许多公司都受制于一些出于政治目的的监管。到目前为止，已经有不少新的监管措施导致许多油井无法顺利开钻，或是钻成后没有完井，或是提前封井，导致白白损失数百万桶的原油。不仅法律法规的制定成本极高，而且这些不确定性会增加企业的运营成本。

Koper表示，他不相信所有人都可以准确预测油价走势，同时，过去八年新增的大量监管措施将影响化石燃料的生产成本。低油价、新增的不合理监管措施以及技术挑战等因素共同遏制了油气行业发现更多的替代储量。

尽管近年来我们取得了一些突破性的油气大发现，但总体来说，勘探发现率仍在下降，油气公司被迫在更恶劣的环境中进行勘探作业，这就需要更高的HSE成本，而且，获取投资者和公众的接受也变得愈加困难。

低油价导致一些深水项目停滞，因此，在深水项目中，类似过度监管这样的问题尤为明显。Mike Forrest顾问表示，未来几年世界需要深水项目生产的石油，深水项目亟需重新回到正轨。

显然，低油价对深水项目的影响远比对美国的非常规能源更大。油气行业需要提高勘探成功率，发现更大的油田，需要更低成本、更快响应的创新开发系统，更高的采收率，以及油公司与油服公司之间的合作。Peter M. Lovie PE LLC公司的Peter Lovie补充道，过去三年间，受低油价和页岩竞争的双重威胁，传统的海上油田开发项目前景已大不如从前。

巨大的技术进步

USC能源研究所执行董事Don Paul称，毋容置疑，多级水力压裂连同水平井钻井技术，是过去二十年行业取得的最大技术进步。南加州大学能源资源主席兼工程学院研究教授William M. Keck指出，大规模应用水平井钻井、水力压裂以及先进的完井技术，对油气行业产生了深远影响。

自页岩被认为可作为油气储层后，才促成了这些技术的大结合。消除大众对页岩不能作为油气储层的偏见，可谓是行业朝正确的勘探方向迈出了一大步。

一些先进的新技术在出现的早期往往被认为是疯狂的，大众一般都心存疑惑。比如，十年前，大家都认为从致密的页岩层开采石油是不可能的；而如今，美国的致密油产量已达400万桶/天。深水项目停滞后，页岩油气可能作为替代品。

RPSEA和DeepStar两个公司的消亡，反映了E&P领域全新的技术进步。这一趋势与另外两种现象同时发生：一是油气行业进入低迷期，二是美国通过页岩油气生产的技术进步，成为了世界最大的油气生产国之一。页岩油气开发周期及资金回笼周期短，无需大量的资金投入，也无需对资金回报做出充分的承诺，即可投入生产并增加产量。

其他一些技术进步也是推动行业发展的关键因素。当被问及近年来最大的技术进步是什么时，GE油气公司首席技术官Kishore Sundararajan表示是使用数据的方式，油气行业近年来在数据处理和分析方面取得了巨大进步。

大家对生产数据的关注增多，形成了许多新产品，如斯伦贝谢和沙特阿美公司的联合项目Manara，使用井下数据进行实时油藏管理；ForOil，可以超高速处理大量油藏数字数据，使油气公司能够预测油田未来的生产工况。更加强大的计算能力，能够帮助勘探公司改进复杂区块的地震图像。

易于实现的技术进步

虽然一些技术，经过一段时间的研发，可以带来更多的能源，但目前已经很难找到可以很容易实现的技术成果了。

尽管如此，数据分析技术将永远是一个热门发展方向，有大量的发展机会。数字化和数据处理技术可以以相对较低的投资成本，带动整个行业未来的发展。

关于数据分析技术如何以及在哪些领域帮助油气公司提高投资回报率，已经有了大量已被证实的研究案例。

此外，“智能油田”技术的推广将有助于企业降低成本，减少作业量。在帮

助企业在资金有限的前提下更好地做出决策方面，我们也看到大数据和分析平台的应用处于增长趋势。

许多新的数据革命都是由更先进的传感器技术带来的，更多地使用遥感技术将有助于行业发现和生产油气。航空工业已经使用了多年的系统工程，对油气行业也有很大的借鉴价值，GE已经与壳牌和BP合作推动这一技术的发展。

GE推动的另一技术变革是标准化。把不同客户的业务流程化是一件非常棘手的事。事实上，能实现单个客户服务的标准化已经是一件非常不容易的事情了。

其他较容易实现的技术进步包括废水处理。虽然目前已经存在一些污水处理和压裂液的回收、循环利用技术，但由于人们对回收使用淡水及回注井的担忧日益增加，这些技术可能在短期内会获得进一步的发展。

行业变革者

除了较容易获得的技术进步，还有一些技术进步可能改变整个油气行业，这其中很多借鉴了其他行业的现有技术。例如，Koper提到了使用纳米材料改善油气生产、增产措施、监测以及油田现场数字化。大家一致认为，行业在推动油田开发方面还有很大的进步空间。

Koper建议，可以将碳排放和热量损失加以循环利用，实现增值。Williams则期待油田实现“电气化”，这可以减少油气生产过程中燃料的使用量；采用更高效的能源钻井、完井和生产；避免将火炬气直接烧掉，更好地节约天然气；减少汽车运输、碳排放和噪声污染；减小人类对自然环境的破坏；并提高油气的净价值。我们必须，而且也有能力，改进电力传输和存储系统，实现油田电气化。

Paul建议使用机器人技术来实现自动化操作。一些工程和技术公司，如GE正呼吁将工业物联网模式，作为油气上游的未来发展方式。

我们已看到，其他行业也在讨论这一话题。考虑到在生产油气资源过程中做出改变需要面对的挑战，实现这一目标可能需要相当长的时间，但长期趋势势不可挡，因其可大幅降低成本，提高设备设施的可靠性、完整性、安全和环保性能，并且能够克服可能出现的人才库缺口问题。

最后，专家们还提出了一些新的、更好的商业模式。Sprunt表示，我们需要新的商业模式，使当地居民在油气生产运营中获得更大的经济利益，以便让他们更加理解油气业的作业活动。

Paul补充说，行业面临的业务挑战可分为三大类：降低桶油总成本；管理好行业人才库，从而做到人才的可持续过渡；通过优化作业的可靠性、资产的完整性、安全和环境影响，进行可持续运营。

但是，最终的行业变革因素也可能只是一念的突破性想法，但说不定将颠覆整个行业。Williams补充说，一些头脑非常聪明的人，必将创造出颠覆性的行业技术，这种技术最早可能聚焦在海上项目，届时业内很多人会被问及，“嘿，刚刚发生了什么？”

扯一扯油气业过去、当下和未来的那些事儿

当今世界，唯一不变的就是变化，石油行业也不例外。近期，OPEC国家和非OPEC国家相继就减产达成了一致意见，与2015年中期相比，这一系列原油减产组合拳，促使油价上涨了20%之多。随着市场开始回调，为避免各大公司和投资者在新形势下陷入困局，我们有必要回顾下过去几年的油市，以大局观冷静思考行业的发展。

作者 | Chet Biliyok
编译 | 白小明

短期内油价复苏仍较慢

OPEC会议之前，油价始终无法突破上限，大多时候油价保持在53美元/桶以下，直到11月30日OPEC达成减产协议。

在最近6个月时间里，整个行业从业者逐渐开始意识到整体能源格局在不断变化，需求峰值论逐渐成为主流。然而，行业每年需要大约500万桶新生产的石油来替代产量的自然递减，因此，自2014年12月以来，数千亿美元投资的削减，意味着在未来几年内将出现原油供应短缺的局面。

因此，鉴于行业近期的发展，此刻有必要重新审视我们之前对油价的预测。当前，减产协议对整个行业产生的影响仍余波未平，而美元的强势可能打乱正在逐步复苏的油价。

总而言之，180万桶/天的减产额度，应该足以打破油价下跌供应过剩局面。如果从2017年1月1日开始，减产按计划严格执行，那么如大家所愿，原油供需应该在2017年的某个时间点重新达到平衡，届时全球石油供应刚好满足石油需求。

IEA也非常认同“石油市场可能从产能过剩转向产能不足”这样的预判。然而，油价涨太多也不大可能，因为根据供需平衡关系，原油库存将会越来越重要。虽然自8月份以来OECD国家的库存水平一直在下降，但原油和成品油库存水平仍然比五年前的平均水平高出3亿桶，大量库存会逐渐投入市场，抑制油价的快速上涨。诸多担忧导致现在出现了一些保守的预测：直到2017年年底油价才会达到70美元/桶。

减产协议的背后

就供应面而言，协议仍然对没有参与减产的OPEC国家开了后门。尼日利亚和利比亚这两个OPEC成员国获得了减产豁免，协议允许他们恢复因国内冲突而损失的产量。鉴于这两国都将采取增产措施，可能将给市场增加100万桶/天的原油供应，但前提是需要解决错综复杂的政治问题。

另外，北美油气生产商已蓄势待发，准备从减产中获利。美国钻机数量在5月触底，如果油价继续维持高于50美元/桶，重返油田的钻机数量将会快速增加，特别是在二叠纪盆地。另外还有5000口已钻完但未完井（DUC）的井，这一数字是钻井数量较少的年份的2.5倍。相比典型的普通井6个月的完井时间，这些DUC井可以在数周内投产。

然而，由于油气行业已经裁员25万多人，导致许多人离开了油田选择了其他收入较高的行业，因此受用工荒的拖累，完井率可能受到限制。由于裁员太快、太多，各公司现在将不得不承担缺乏劳动力的恶果，这将大大阻碍他们利用油价上涨获利的能力。在这种情况下，EIA仍预计2017年美国油气产量将增加约40万桶/天。

提到需求面，IEA最近将2017年的需求增长预测上调至了130万桶/天，并修正了俄罗斯和中国需求的预测值。但预计中国的需求量将从2017年开始减少，全球需求增长率的变化似乎过于乐观。中国利用低油价增加战略储备后，目前储备量已经达到了容量极限。同时，中国也正在控制低油价下蓬勃发展的小型炼油厂，这也将阻碍原油需求的增长。

中国需求量的不景气，加上库存水平过高，以及减产豁免国将向市场增加供应，这些因素将共同延缓油价的复苏。除非出现大幅供应中断，否则油价将基本保持稳定。比如特朗普领导的美国政府撤出伊朗核计划协议，以及重新实施制裁，都可能会造成供应的大幅减少。

但这几乎不可能发生，因为其他协议签署国，如俄罗斯和欧盟不太可能与美国站到一边，特别是经过了一年的努力才达成了协议，而且之前就有批评家认为美国的做法不会奏效。事实上，道达尔和壳牌最近与伊朗签署了协议，这为伊朗油田的未来发展铺平了道路。因此，短期来看，油价上涨的上限已经形成。

气候对油气发展的影响

从长远来看，人们对气候变化的日益关注给油气行业的发展蒙上了阴影。今年已是过去有记录的17年中最热的一年了。目前，大气中的二氧化碳浓度已经永久性地超过了400ppm的心理极限，如果达到450ppm，温度升高将超过2℃，气候变化将不可逆转。

最令人担忧的是，近年来北极气温在以全球气温升高速度的两倍增长，11月份的冰覆盖率比1981-2010年的平均水平低18%，这将影响全球的天气模式。因此，全球各国开始认真关注气候变化带来的威胁。目前，各国已承诺的巴黎协定已于10月份生效，此协议旨在降低对化石燃料的依赖。许多国家，特别是OECD国家，正在提高生产效率，以及利用可再生能源和核能。

石油公司正越来越多地注意到这种不断变化的能源格局，如果公司继续按往常的方式经营，陷入财务困局的风险可能将越来越高。因此，在11月初，10家全球最大的石油公司共同宣布设立10亿美元的基金，在未来10年投资碳捕获和提高能效的技术。

许多人认为这一投资金额将是杯水车薪，但这一举措仍然可以看作是一个好的开始。埃克森美孚也投资了碳捕获技术，其将利用专业技术捕获发电厂的碳排放；壳牌在碳捕集领域也有投资计划，并于10月宣布其在加拿大的Quest项目在第一年的运营中就储存了100万吨二氧化碳，等同于25万辆汽车的碳排放量。

随着石油与其他能源的竞争日益激烈，欧洲主要石油公司，如壳牌甚至表示他们支持碳税，这将对煤炭等污染更严重的能源造成更大的压力。煤炭正面临着来自多方的压力，不仅是环境，还包括经济压力。大规模利用太阳能的成本已经下降到了很低的水平，使其在很多地方成为了最便宜的发电能源。太阳能和其他可再生能源的成本正持续下降，并且全球电网近期增加了很多可再生能源发电，可再生能源发电量已经超过了煤炭发电量。而且，大量廉价的页岩气已成为煤炭业最大的竞争对手，所有支持化石燃料的政府举措只会给煤炭行业的发展带来更多的阻碍。

能源投资变化

对石油和其他化石燃料来说，最大的长期挑战是资本市场的动向。在9月份发布的一份报告中，全球最大的私人投资公司（资产总额4.9万亿美元）黑石资本（BlackRock）表示，其将开始评估投资产品中的气候变化风险。

比尔盖茨与少数其他成功人士合作宣布设立能源创新风险投资基金（Breakthrough Energy Venture Fund），

资金总额为10亿美元，旨在商业化改变行业的清洁能源技术。虽然这种尝试以前就有过，但大都以失败告终，最令人难忘的失败案例是美国太阳能创业公司Solyndra。

但现在与之前最大的区别是，当前的投资者更在乎长期效应，而不是短期的回报。该基金并不保证项目的成功性，然而，重点是资本市场已开始迈出了重要的第一步，从长远来看将会对石油工业产生不利影响。不过，石油工业仍然有一个王牌可打，因为事实上，大约一半的石油消耗用于了除能源以外的其他用途。

人类使用的许多产品的原材料都来自石油，包括您阅读本文所使用的电脑和手机，其很多零件都是以石油作为原材料生产的。因此，在人类能够可靠地利用生物燃料作为石化产品及化学原料的替代品之前，就算用量在大幅减少，石油仍是必需品。

如果从中期的角度来看，很多事情将变得非常有趣。许多公司已经能够通过提高效率、削减人员，安全度过近几年的行业低迷期。随着行业加速复苏，强强联合也算是重塑公司的明智选择，如GE油气和贝克休斯的合并。

另外，雪佛龙和BP等跨国公司近期已经开始开展大型项目。Cenovus能源公司和加拿大自然资源公司等加拿大生产商近日自2014年以来首次批准了资本支出，预计到2020年将增加产量9万桶/天。

鉴于这种乐观情绪，壳牌CFO预测石油需求可能在未来5-15年达到峰值。根据壳牌的说法，这主要得益于效率的提高，特别是在OECD国家。OECD地区的石油消费量比2005年减少了9%，这种持续的趋势将在很大程度上抵消新兴国家的需求增长。

电动车的冲击

接踵而来的是，石油即将失去其作为运输能源的垄断地位。汽车工业正在向电动车（EV）方向发展，几乎每家主要的汽车制造商都将开发或已经开发了自己的电动汽车模型，并将在未来五年内投入生产。

目前，电动汽车占全球汽车总量的1%左右，需求还相对比较低。然而，随着在未来5年内购买者的选择越来越多，下一代电动车有望单次充电运行200英里，这也将打消大众关于续航的疑虑，因此，电动车的时代即将来临。

在美国，首批销售的单次充电运行200英里的电动汽车，即通用汽车闪电系列电动车（General Motor's Bolt）于近期开始已经发货。大众对其评价比较高，明年特斯拉Model 3也将上市。目前这些电动汽车发展迅速，而且其售价也将在未来几年下降，电池成本下降更多，随着更多的电动汽车投入市场，竞争将变得更加激烈。预计未来柴油动力汽车将受到冲击，使用数量将会大降。

然而，大量生产柴油的炼油厂似乎也不用太担心，卡车和船舶对柴油的需求量将越来越大。但特斯拉等公司也正在尝试制造电动卡车，并考虑将LNG作为替代燃料。目前全球LNG产能过剩，也在探索LNG的其他应用。即使是石油衍生品为主的航空燃料，其主导地位也面临着生物燃料的挑战，不过要持续供应所需的生物燃料量还需要至少10年时间。

除了美国，电动汽车也得到了其他地区国家强有力的监管支持，特别是在欧洲。10月，德国联邦委员会（Federal Council）通过了一项决议，从2030年开始禁止内燃机，但目前还不清楚这项提案如何实施。同时，脱欧后的英国也将电动汽车作为重建其全球汽车制造基地的好机会。另外，特斯拉也准备在各地扩建电动汽车工厂，其他汽车公司也计划在欧洲各地公路上安装快速充电网。

而且，电动汽车正蓄势待发，准备在新兴国家市场大显身手，就如同当年移动电话代替固定电话。中国目前已是最大的电动车市场，正在应对大城市的许多空气污染问题。中国当前的情形非常适合发展电动汽车，而且这也受保护公众健康的激励。

人们在展望汽车制造业和石油工业前景时，存在两个分歧点，一是对新兴国家石油需求量的预计，二是类似共享乘坐服务和自动驾驶汽车等创新技术可能带来的影响。一些汽车制造商预计到21世纪20年代中期，电动汽车销售比例将占到40%，而石油公司预计到2035年，电动汽车销售比例也不会到10%。无论哪一方预测失败，代价都将是惨重的。

石油业未来展望

概括来说，石油行业正面临着两种趋势的直接较量，即由于投资延迟导致的供应短缺和主要由电动汽车加速渗透带来的需求量下降。最终，供应短缺会占上风，从而出现石油行业的最后一个繁荣期，然后将进入缓慢而不可避免的衰退期。碳捕获技术的发展有望让人们继续使用化石燃料，同时还能进一步限制碳排放。

然而，这一技术最终不会成为主流，除了石油化工用途，石油将需要与其他能源形式直接竞争。石油巨头们正在采取各种措施抵抗其他能源的冲击。埃克森美孚已经针对碳捕获投资了燃料电池技术，壳牌已经将重点转向了天然气，同时也投资了碳捕获领域，而道达尔公司已经进行了重组以成为一家综合性的能源公司。其他公司要么也在朝这些方向努力中，要么仍在忽略这一巨大的潜在威胁。

油服公司、技术提供商和设备制造商也需要在不断变化的能源环境中分清形势，准确判断。可以预测，能量存储领域便是一大比较成熟的投资方向。除了电池，其他诸如压缩空气和低温储气等储能技术，可以利用从石油行业积累的专业经验，平衡电力市场的供需关系。

随着太阳能和风能发电在电网中所占的比重越来越高，在夜间或者无风的时候，非常需要储能技术来提供能量。众所周知，地球上基于阳光最大的能源形式就是存储在地下的石油了。总之，作为20世纪推动人类发展最重要的行业，石油工业未来必然将迎来各种挑战。

提质增效：2017年油气业还需要这些技术…

油气行业目前已部署了大量降本增效的相关技术，即便2017年油价回弹，也不见得能够动摇这些部署。

来自 | 石油界
编辑 | 王月

2016年，油企将继续投资高级分析技术，以期从它们的数据中获得更多的价值。运营和信息技术的融合使得诸如物联网（IoT）等技术变得更加廉价，并帮助油企以更少的成本做更多有价值的事情。

GE数字的高级产品经理表示，在2017年，由于在长期波动之后供需开始逐渐平衡，油企将继续关注智能技术投资。为了确保业务的长期性和连续性，企业将采用资产绩效管理（APM）技术，帮助工程师、运营商和高管人员制定与主营业务直接相关的智能资产战略。

Pattison表示，“在大数据爆发的新时代，数据是良性管理的强大工具之一。停机一天可能使能源企业损失数百万，但APM技术可以避免这些损失，并创建更有效的维护计划，以减少停机时间”。

保持盈亏平衡是油气行业对数字技术投资的主要驱动力，例如高级分析能够将更多的智能数据从井下带到地面。多年以来，油气行业一直被不同的系统和数据源困扰，由此还增加了许多成本。商业战略公司Clareo的合伙人高管Bryant表示，目前国际石油公司和国家石油公司已不限于在常规油气方面投资数字技术，也在非常规油气资源方面展开此类投资。

油气公司继续探索云架构

全球企业应用提供商IFS油气中心的Hege Wroldson表示，油气公司也一直在探索云架构的潜力。由于入门门槛低，云端可以加速价值实现，并提供更快、更灵活的解决方案。从这次石油寒冬中幸存下来的公司“是知道如何利用云端计算和移动性等技术，提高自动化能力、优化流程、应用分析以改善业务的”。

IDC Energy Insights的研究总监Chris Niven也认为，油气公司正在考虑虚拟现实和云的潜力，特别是私人云和混合云。他还看到资产管理的潜在机会，以监控现场设备，如：SCADA系统、压缩机和控制器、虚拟现实等技术有助于降低成本，并提高作业的安全性。

AspenTech公司产品营销总监Laura Rokohl表示，石油、天然气和石化公司的云技术正在迎来新时代。更多的公司对在云中托管供应链解决方案感兴趣。云托管服务已经存在多年，但是流程制造的客户对安全性和可访问性的担忧阻碍了石油、天然气和石化公司的投资。目前他们正通过技术手段缓解这两大难题，托管主机和过程制造商都在不断创新中获利。

在IT投资方面，低迷的油气价格不仅迫使油气公司降低成本，而且也是能源公司简化运营和坚实开发的信息技术的催化剂，同时转向云，应用移动性应用程序。Niven说，IDC的研究表明，油气公司正在寻求他们的战略供应商，并帮助改进油气公司的IT系统，以提高效率。

无人机协助公司安全检查

无人机可以帮助油气公司对难以触及的设备和资产进行检查。Identified Technologies公司CEO Dick Zhang表示，在美国联邦航空管理局放宽的管理规定和完全放宽管理的商用无人机解决方案的促使下，2017年，会有更多的能源公司使用无人机。

油气公司最在乎的是甲烷检测，然而，该技术仍在开发之中，无人机需要长时间在管道上飞行，并且它需要很灵敏的检测气体，而不必不断更换电池。

由于美国环保局今年通过了关于石油和天然气甲烷排放的附加法规，检测甲烷泄漏将是未来油气行业的一项关键技术。

智能钻机助推海上钻机正常运行

技术改变操作的另一个例子是智能钻机。诸如BP plc和埃克森美孚等公司正在探索智能钻机，如若成功，它不仅可以提高钻机能力，同时也可以减少钻机数量。使用认知计算工具的智能钻机通常能够集成IT、微电子、机器人、软件和通信/网络技术，可以进一步实现钻井技术的工业化。

David Haake解释道，“智能钻机概念的综合效果包括通过自动化的业务流程实现更高的生产，在更加严峻和偏远的地区进行钻井、更高精度的钻井、事故预警等”。智能钻机还可以提高作业的安全性和环保性。

当前关注的是井下传感和控制方面的进展，但是钻井的所有方面，包括机器人化自动钻机，管理钻机移动和资产管理的”智能“方法也正在发展之中。

使用智能钻机的一大目标是减少现场操作人员，机器人化自动钻机的发展不仅显示了自动化的巨大进展，而且这也优化了钻井工艺。久之，它也会将大量海上钻井人员的工作场所转移到陆上支持中心，同时也会将他们训练成远程钻井专家，这将大大提高海上钻井的作业能力和作业安全性。

总之，技术的进步将大大影响油气工人的日常生活，并将改变油气工人的作业方式和技能。另一方面，油气业仍然非常缺乏能够将油气专业知识与技术相结合的人才。

终极话题：石油究竟还能开采多少年？

近年来，关于地球上石油资源的数量问题，主要观点正从“石油峰值”论向“需求峰值”论转变，即在石油枯竭前的某个时间，人们对石油的需求量将先达到峰值，之后逐渐减少。石油究竟还能供我们开采多少年？且听百家之言。

来自 | Quora
编译 | 白小明

关于这个问题，人们有许多不同的观点，有的说是53.3年，有的说是40年，更有甚者说是256年……在知乎上，这个问题引起了网友们的激烈讨论，得到了很多回复。《石油圈》摘出了热度较高的部分回复，你赞同哪一种说法，我们一起讨论。

Mike Shellman

根据2016年12月《世界石油杂志》的数据，当前原油+凝析油（C+C）的证实储量（P1）为1.7万亿桶，自1999年以来首次出现下降。如果按8300万桶/天的原油+凝析油消耗量，石油还可以开采56.5年。

几乎每个公司、每个国家都在谎报其证实储量，如沙特、埃克森、中国、Pioneer和Continental。因此我不太相信这些数字，我认为实际的开采年限可能更低。过去几十年最大的谎言就是美国可采的非常规页岩油气储量，这些储量数字的预测完全没有考虑成本、经济形势以及巨额债务管理问题。过去40年，美国总是指责中东国家的储量不透明，而现在这一问题在美国页岩油气领域更为严重。

概算储量（P2）表示只有50%的几率可以采出的储量，可能储量（P3）表示只有10%的可能性可以采出的储量，这两者都不值得考虑。近期我还听到了另一个术语“未发现技术可采储量”，这究竟是什么意思？我认为如果未发现，就不能算作储量。

很多人会将储量多少和行业新技术结合在一起，但是我想说，人们总是把太多希望放在了技术进步上，因为这样可以让大家对未来充满信心。但其实，像水平井钻井和多级压裂，这些只能算作“老技术新用”而已，仅仅是提高了效率，而并非完全的新技术。

就技术而言，石油行业其实已经“黔驴技穷”了，所谓的“新”技术研发，资金从何而来？还未开采的石油储量，即使是证实储量，其开采成本也将越来越高，因此必须尽快研发出可以降本的真正的技术。

当说到石油还可以开采“150年”或者石油将“取之不尽”的时候，我不确定大众，甚至是石油人，是否完全明白证实储量和概算储量的定义，我也不敢说他们有无考虑成本和购买力。所谓的概算储量和可能储量究竟从何而来？过去100年里，全球已知的产油盆地已经基本都被开发了，现在我们正从这些已知盆地的储油岩层里榨取石油，但是开采的难度正越来越大。页岩油开发完以后下一种石油来源又会是什么呢？

我认为，20年后我们就将因石油资源的开采成本太高而举步维艰，我们的后代将来可能无力再开采石油，这一天的到来只会更早，不会更晚。不过，我们的后代大都讨厌石油工业，未来几乎所有的城市人口在交通方面将不再使用化石能源。未来20年，全球将在告别石油的路上迈出一大步。

化石能源的时代已经开始没落。

Nick Gjergji

据估计，全球常规原始石油地质储量（OOIP）为4.5万亿桶。其中，已经开采和消耗了1.1万亿桶，即当前实际的采收率为24.5%。我将假设常规石油采收率可以达到45%，即余下的可以采出的常规石油为0.925万亿桶。

据估计全球有9.5万亿桶的重油和沥青的原始地质储量。我按上限估计这些资源的最终采收率为25%，所以最终可以采出的资源量为2.375万亿桶。

总的来说，可采的常规石油、重油、沥青总量为3.3万亿桶。全球石油和液体能源的消耗量约为9500万桶/天，暂且估计全球每天消耗石油9000万桶，并假设能源效率将提高。按照如此假设，全球每年消耗328.5亿桶石油。

考虑到未来全球石油消耗量基本不变，那么最终计算的石油可以开采的年限为100年。

此外，新技术可以提高常规老油田、重油、沥青资源的采收率。假设采收率将提高10%，当然这一数字可能更高。因此，按此假设使用新技术的话，我们可以采出额外的1.4万亿桶石油。如果继续按9000万桶/天的消耗量，则我们将可以再多开采石油15年，即全球石油可以开采115年。

另外，我们还必须考虑从非常规致密储层开采的石油，这将增加全球石油可采年限。目前的技术在这些储层的采收率仅有5-10%，以后的新技术可能将提高这些储层的采收率。基于EIA的预测，未证实的致密油技术可采储量为4189亿桶。这意味着按9000万桶/天的消耗量，我们可以再多开采12年。

综合常规、非常规石油、重油和沥青后，我认为全世界还可以再开采石油125年。当然，开采这些石油需要数万亿美元的投资及大量的人力投入，这也将产生大量的二氧化碳，但部分二氧化碳不会释放到大气中，这部分二氧化碳的一些会用于提高采收率，另一些将被捕获并封存在地下。

Joe Schindler

消耗、需求以及价格、利润，这些因素将共同决定石油还能供应多久。全世界剩余的石油是有限的（新勘探发现的石油资源有限），但开采速度以及开采成本将决定石油还能开采多久。

如果油价下跌（假设突然出现大规模的石油替代品），最终石油将无开采价值，我们也就不会再开采石油；如果油价持续上涨，我们将尽力找到更多的石油资源；如果油价高于当前的开采成本，那么努力发现并开采更多石油资源将是经济可行的。

虽然电动汽车威胁着作为交通运输主要燃料的石油，但我们需要塑料和其他一些材料来制造电动汽车，也需要修公路，这些领域都需要石油，因此可以短时间内增加石油需求。

Martin Fournier

地球上的石油资源在人类文明时期将取之不尽，因为会不断有新的油气藏被发现。甚至有人说过，石油最早并不一定都是化石燃料，而可能是储藏在地壳以下，在沼气、热、压力、时间等因素共同作用下自然形成的产物，这也可以解释为什么有些储层位于古老的陨石撞击遗址。

Kirby Mohr

没有人能给出答案，按照当前的技术水平也无法判断石油还能开采多少年，因为有很多未知的因素需要考虑。在20世纪60年代后期，我采用《油气杂志》的数据计算的结果为12年。后来被证明计算是错误的，我也很庆幸自己算错了。我认为，关于一个问题的答案，错误性是能够确定的，但正确性无从得知。

James Hardey

对这个问题的答案，我并不乐观，毕竟大多数大型油田的生产年限都超过50年了。虽然我们每年都发现了新的石油资源，但近期并没有一些大型油田的发现。关于已发现的油田是否已经被勘探完目前还存在争论；页岩气和墨西哥湾确实有大量资源，但其经济性仍然存疑。我参与了一些Hayensville页岩项目，但发现当地的土地拥有者确实赚了不少钱，但不是生产商。所以，就算确实有大量的石油储量，但我们不一定支付得起开采成本。

John Adrian

如果电动汽车的电池技术没有突破，我认为石油还可以开采132.5年。但是前提是：未来130年我们还将继续使用内燃机汽车。

如果未来20年，大多数汽车不再使用汽油，石油的可采年限将是732.7年。注意，在这种假设前提下，塑料及其他石油产品的成本将大幅提高。

Simon Klampfer

答案很简单，由价格决定！储量就是经济可采的资源量，如果油价高，之前经济不可采的石油（即非储量）也将变得经济可行，即成为储量。虽然地球上的石油资源有限，但如果需求增长，供不应求的话，油价也将上涨，可能将产生其他的能源形式。那时石油将不再作为能源，而是作为其他产品的基本原料。

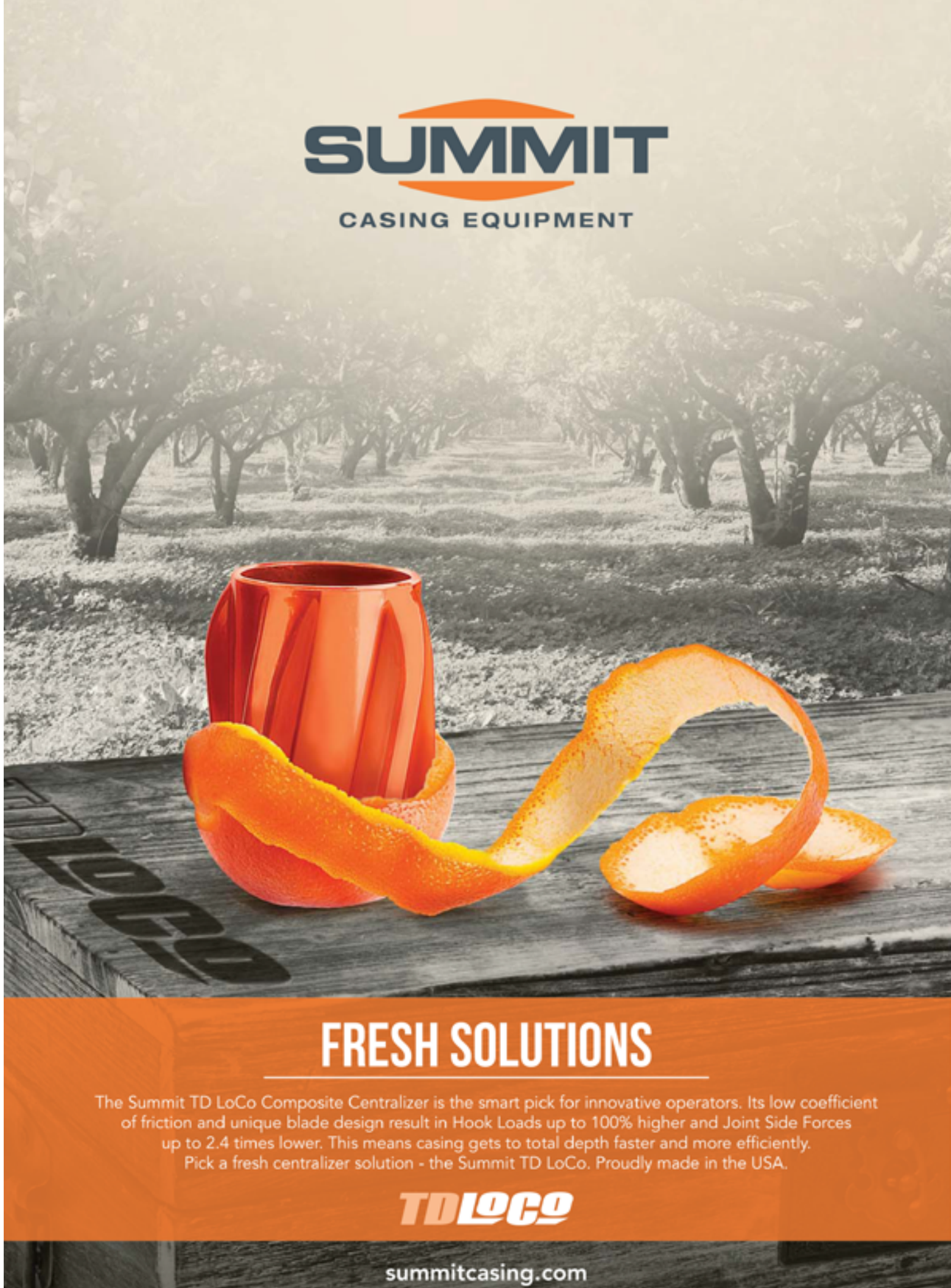
因此，从经济性角度来说，我们拥有用不完的石油！

Michael Smith

尽管我们可以开采石油的年限没有上限，但是最终其他的能源形式将代替石油，最终石油工业将消失并被遗忘。真正的问题是，何时石油将被彻底替代？何时石油供应将无法满足需求？

在第一波石油勘探开发大潮后，石油将逐渐按照海洋石油、深水石油、超重油、致密油的阶段过渡。

也许还会有下个阶段，但是环境变化的压力可能将是最后的阶段，所以可以忽略石油还可以开采“多少年”这一数字，这毫无意义。



油价上涨没那么简单 2017仍需面对这些“钉子户”

2016年，沙特与伊朗间的争端稍微平息，备受瞩目的OPEC也终于达成了减产协议；而进入2017年，虽然油价呈平稳趋势，但油气市场仍有许多问题没有解决。未来油气走势如何还不甚明朗，石油人仍需谨慎抉择！

作者 | Todd Royal
编译 | 徐文凤

得益于产油国达成减产协议，国际油价在持续走低一年后大幅反弹，一度涨至一年半来的最高点。不过，一些机构和分析师指出，受OPEC减产协议执行力度、美元汇率走势等因素影响，今年油价回升势头可能并不那么乐观。

美元走强 油价承压

近期，美元汇率创下2003年来新高，美联储持续加息，道琼斯指数迅速升至20000，通货膨胀也不断加剧，全球金融市场呈现一片“非理性”繁荣局面。

减产虽能助推油价上涨，但美元走势强劲却是油价回升的阻碍。因为，美元汇率上涨会导致持有其他货币的买家购买成本上涨，成交量下降，进而促使原油等以美元计价的大宗商品期货价格下跌。同时，美国与中国潜在的贸易战也会给其他经济体带来“站队难题”。若供应、消费或存储等领域对这些因素反应过快，那么油气业很可能会跳进另一个下行周期！

供需难平衡 油价难提升

EIA称，对于油气市场来说，供应过剩仍是一大棘手问题，其会加剧油气市场投资泡沫倾向。

OPEC会履行承诺吗?

沙特是OPEC最大的市场助推者，该国表示，虽然OPEC成员国公开达成了减产协议，但最终执行情况如何，大家不得而知。前沙特石油部长Ali Al-Naimi甚至表示，“虽然减产协议能够帮助油气市场趋于平衡，但不得不说，我们可能无法履行这个承诺，目前油气市场仍处于供应过剩状态”。

虽然OPEC成员国可能不会履行承诺，即按协议进行减产，但位高权重的前石油部长如此直言不讳着实让人惊讶。

沙特还表示，沙特阿美已与美企Nabors Industries Ltd.签订了为期十年的联合协议，双方将共同建造50部陆上钻机。而此举似乎并不符合该国决定执行减产计划的逻辑。

此外，尼日利亚和利比亚也因饱受国内军事动荡而获得了减产豁免权。两国宣布，他们将重启油田及大型油气终端的开发项目。若两国重新回归油气市场，全球油气供应量又将大幅提升。而这两个国家也的确有这样的能力，有些石油巨头甚至已经奔赴这些地区，准备抓住第一手商机。

减产协议再遇挑战

与OPEC情况类似，美国俄克拉荷马州库欣是美国的原油走廊，也是世界上最大的石油库存基地，但这个小镇却明显的被全球石油人忽视了。目前，该地区原油库存量不断上升，已达创纪录水平。

除非中国、美国、欧洲、印度或是南非需要大量能源以保持经济增长，否则库欣小镇上涨的原油储量，将会削弱OPEC及非OPEC的减产效果。所以，从供需角度看，未来油价仍有可能低位徘徊。这正是OPEC担心的地方，也是值得投资者慎重考虑的因素。

美国页岩也来添乱

此次减产行动的最大赢家似乎应属美国页岩，自行业下行以来，美国页岩商们不但没有被沙特领导的“抵抗页岩之战”击垮，反而一鼓作气，工作更加高效、盈利更加丰厚，如Chesapeake Energy公司的压裂活动变得愈来愈频繁。

当油价处于100美元/桶时，油企有较大盈利空间，债务压力和资产负债表不平衡的现象十分常见，这时的银行也会提供宽松的信贷政策，但当行业不景气时，油企利润紧缩，宽松政策自然也就到头了。

而页岩商们早已学会了适应，他们采用压裂砂来作为降低钻井成本的一种方式，即使2017年行情依然看衰，他们也能承受。因此，一旦页岩供应商们借此机会提高产量，OPEC将很难维持减产协议。

需求下降再添阻力

除却美元走强和供应过剩，减产协议能否奏效还需考虑需求因素。据IEA称，以中国为首的亚洲正经历经济“瓶颈期”，因此，油价攀升，会导致当前油气需求量大幅下滑，而需求减弱现象也是OPEC应考虑的重大问题。

同时，美国利率上升也会给需求及消费带来下行压力，因此，OPEC减产协议需要同时考虑美元、美联储及全球油气供需这三个因素，而不单单只考虑是减产120万桶/天还是减产150万桶/天。

地缘政治决定油气未来

当今时代，石油仍是多数国家的主要能源，而80%的世界石油探明储量分布在中东、非洲、欧亚和北美，但近80%的世界能源消费都集中于北美、欧洲和亚太。石油的不可再生性和能源分布、消费重心错位这两大因素，使得国际关系成为油价能否在2017年突破70美元/桶的决定性因素。

如2016年美国众议院一致投票赞成将“伊朗制裁”延长10年，此举将限制大多数美国公司赴伊朗进行油气投资，同时，出于对美国二级制裁的担忧，欧洲企业也不敢贸然前往，这将激化美国与伊朗之间的矛盾，从而加快伊朗启动核潜艇项目的步伐；其次，中国捕获了一艘美国水下无人机（用于石油探测），并无归还之意，此举震惊了油气界。据推测，这一举动的原因起于美总统当选人特朗普，其与台湾友人的谈话打破了“一个中国”的原则。

综上所述，美元汇率、利率、供需关系及国际政治事件仍会在新一年对油气市场产生重大影响，因此，对于油价走势来说，2017年将是有趣的一年，石油人也要明确自身定位，仔细观察国际油气动向。

石油巨头创新哪家强？且看Rigzone榜单

石油是全球消费者赖以生存的资源，没有石油，许多药品、日常用品及通信产品都将无法生产，我们的生活也将变得非常乏味。然而，由于种种原因，世界正面临着能源转型，面对石油需求危机，油企要怎样走好未来发展之路？

作者 | Karen Boman
编译 | 徐文凤

最具创新精神的油企排行

近期，Rigzone“最佳雇主调查”系列又出佳作，推出了油气行业中最具创新精神的十大公司。

在此次“最具创新精神油企”排行榜中，壳牌再夺金牌。壳牌首席技术官Yuri Sebregt表示，从1892年壳牌建造了全球第一艘能安全航行在苏伊士运河上的油轮，到2015年该公司在加拿大启动世界上第一个拥有商业规模的碳捕获与封存项目，创新已帮助壳牌拔得多个行业头筹。直至现在，壳牌仍不断创新以应对国际能源市场的诸多挑战。

Sebregts称，油企要满足全球不断上涨的能源需求，也要减少环境污染，因此创新和科技在今后的油气发展中将仍扮演重要角色。

雪佛龙在此次排行中位列第三，公司发言人Melissa Ritchie表示，在长达一个多世纪的时间里，雪佛龙一直致力于研发新技术以获得可靠、清洁且价格合理的能源。自2007年起，雪佛龙已在研发领域投资近60亿美元，涵盖技术开发的每一个环节。该公司也是全球最先使用无人机来检查意外泄漏的企业。

德勤咨询公司负责人Damon Vaccaro向Rigzone表示，在变幻莫测的市场面前，油企需要及时抓取相关信息，保持对市场的敏感度，并对市场变化做出快速反应。因此，不仅技术领域需要创新，招聘、商业实践、发展战略等领域也都需要不断创新。

运营、战略也需另辟蹊径

目前，越来越多的油企开始注重企业的创新实践，并在公司内部提升创新能力。他们一直在推进技术创新，如数字技术，其能使油企在勘探、生产阶段快速获取信息和价值。

Parsable创始人兼CEO Yanda Erlich在采访中表示，油气公司希望创新能帮助他们整合公司业务、提升工作效率。

安永美洲油气咨询交易服务（EY）的负责人Vance Scott表示，展望未来，油企需要关注市场发出的微弱信号，因为这些信号可能就是行业未来的发展方向。同时Scott也介绍了安永的“三个因素”解决方案，他表示，绝大多数公司都把自己全部精力放在第一因素上——过于注重已取得成功的业务，但这种“封闭式”经营方式可能会使企业忽视潜在的市场变化，而第二因素——技术创新，是开拓新业务的一个途径。

商业模式、业内规则、消费者喜好等趋势变化是第三因素。虽然该因素变化缓慢，但却是影响企业未来发展战略的必然因素。若企业能花精力关注这类趋势，他们就能对自身未来发展战略做更好定位。

此外，石油巨头们也一直在追求未来基本运营理念的创新，因为他们想让自身在某些领域中更具竞争力，比如页岩领域。建立天然气生产线和FPSO等大型资本项目将仍是油企未来发展的关键，管理这些项目则需依赖门径管理系统，即企业各部门需跨职能合作。

Erlich表示，考虑到安全与风险问题，油企不再像从前一样，在整个组织中推行新技术，而是降低了新技术在各部门的应用速度，确保企业能充分考虑技术部署。这种方式能使创新技术更快实现价值，同时也不会增加操作风险。

安永主要负责人Rachel Everaard表示，目前，油企正着力构建虚拟团队，即运用技术就能及时对员工表现进行反馈，通过这种技术，即使负责人离开某个会议，他也能通过该技术立刻了解到员工们在会议上的表现。

与此同时，在企业日常运营中推行新技术，如召开视频会议，不仅更适合年轻雇员工作方式，也能为企业节省成本、提高效率。Everaard表示，由于对偏远地区工作感兴趣的员工较少，所以目前油企也在大力发展向自动化技术。

TOP 10 Companies for Innovation

排名	全球排名	
1	1	Shell
2	3	ExxonMobil
3	2	Chevron
4	6	Schlumberger
5	5	Halliburton
6	4	BP
7	7	Saudi Aramco
8	8	Total
9	9	Baker Hughes
10	10	Weatherford International

招聘领域的创新之路

Everaard表示，在为企业注入新生力量方面，油气公司一直在探索新方式，如埃克森美孚，该公司在休斯顿北部建立了一个“校园型”基地，作为集团运营中心，该基地能够同时容纳10000名员工在此工作，在这里，员工们将享受开发完好的居住区、休闲娱乐设施，以及校园般的办公环境，员工间的等级观念也将弱化，更加注重团队协作。

油气市场已然复苏，所以无论是在工作环境方面，还是在员工培训、分配工作、薪酬奖励方面，油企都在重塑自身形象，为增加自身招聘竞争力做准备。在吸引年轻人方面，油企不仅要保证能淘汰同行对手，还要与其他行业竞争。

创新是保持企业竞争优势的秘诀，其不仅能削减运营成本、提高工作效率，还能为企业吸引有理想、有追求的年轻一代。对于油企来说更是如此，面对瞬息万变的油气市场，固步自封绝不是良策，时刻保持创新精神才能永远立于不败之地。

以史为鉴知兴替 来听听石油专家怎么说

截至2016年末，全球石油业共裁员44万余人，其中油田服务供应商、钻井承包商和设备制造商的裁员占到四分之三以上。“前事不忘，后事之师”，我们有必要回顾下石油业的发展更迭，更理智地看待近期的裁员潮。

来自 | SPE
编译 | 白小明

油价崩盘后两年来，裁员和人员退休改变了石油工业的面貌。就连美国石油协会（SPE）会员的年龄结构也正趋于年轻化，其中20~30岁的会员占大多数。

油藏描述和动态分析技术主管Tom Blasingame表示，本轮行业不景气，一大批老一辈的石油人被行业遗弃。许多有丰富工作经验的人被迫离开石油业，难免让人有些心伤。

目前，石油行业还活跃着婴儿潮时期（二战之后的1946—1964年间）出生的人，他们需要把自己所学的经验传授给年轻人。以下采访的是7位SPE主管，他们的职业生涯均开始于持续了很久的行业萎缩期（20世纪80年代—90年代）。在迪拜举行的SPE年度技术展览会（ATCE）上，他们就题为《回顾历史是为了更好地向前》的讨论发表了各自的见解。

尽管石油市场似乎正趋于平稳，波动也逐渐收窄，而且今年裁员幅度已大幅减小，但目前对石油人来说仍然是艰难时期。

生产和设施技术主管Hisham Saadawi表示非常遗憾，目前许多人都丢掉了工作；这是行业和全球范围内的普遍现象，身在国有石油公司的Saadawi认为，油价将继续保持现状。

Blasingame也是Texas A&M大学石油工程系教授，他表示，企业降本的压力仍然很大，包括人员预算支出。就连Texas A&M大学优秀的毕业生，也总是听到企业说“我们目前没有招人的计划”，他称大多数人的“担忧情绪已经爆表”。

在美国，越来越少的学生选择就读石油工程专业，因为学习石油工程已经不能保证一份高收入的工作，有些学校的石油工程系学生报考率已减少了50%或者更多。

学术主管Dan Hill最大的担忧是毕业生的就业状况，许多地方的就业率堪忧。然而，对于许多石油工程专业教职人员来说，报考率的下降却也有积极的一面，班级规模减小可以提高授课质量。

缩减招聘人数同样需要成本。信息管理技术主管J.C. Cunha表示，在以前低迷期，一些公司数年都没有招聘或培训计划，但企业如果没有新思维、新员工、新鲜血液注入，企业的发展将趋于停滞。

虽然油企都在针对油价将徘徊在50美元/桶做充足的准备，但历史经验告诉我们，行业不会永远糟糕下去。目前石油的需求量已开始增加，而且老油田每年的产量也在递减，剩余可采原油都存储在更加难以开采的地层。要改变这些现状，需要更多更优秀的石油工程师。

Blasingame称，目前对于大学生来说，我们有必要做的、也是最重要的事是让他们相信石油工程的前途是光明的。当前行业招聘充满变数，而石油工程师毕业后想要找份工作需要投入大量的时间和金钱，因此必须重塑大家的信心。

虽然现在行业不得不裁员降本，但是做好长远规划很重要。Cunha提出采用低成本的方式维持招聘、培训和学习计划，而钻井技术主管Jeff Moss则鼓励寻找一些可持续的降本措施。

许多公司都向股东汇报称，他们已经降低了桶油成本，但是降本其实主要

来自从产品供应商处压榨来的折扣，一旦市场条件允许，供应商必将找回这部分损失。优化钻头的使用方法，提高钻头寿命可以长期永久节约成本，而仅靠打折肯定不能。

在行业困难时期，买家也不得不分清必需品和必须品，避免购买无法确定是否可以带来价值回报的产品，例如高度定制化的设备。

Saadawi表示，目前他们正在研究高油价时期使用的设备规格参数。在当前低油价环境下，为了降低成本，有必要购买一些符合行业标准、同时设计也经过简化的设备。但对于那些条件恶劣、监管要求高的作业环境，有时不能使用简易设备。

降本的要求，不仅增加了经营管理人员的责任，同时也减少了非生产作业部门，如HSE部门的工作人员数量。HSSE主管Trey Shaffer表示，当前，越来越多的作业管理人员开始兼任HSE领导岗。他也在寻找方法，以使这些身兼多职的专家能够获得更广泛的信息，完成多岗位职责。

与20世纪80年代毕业的那批大学生一样，今年毕业的许多大学生，他们找到的工作可能并不如意。

Blasingame称，在其职业生涯里，他见到过很多通过关系才进入行业的人，虽然一开始选择了自己不喜欢的工作，但后来也逐渐担任了行业要职。

一个人当前即使从事看似渺小的工作，20年后也能成为该领域的专家。完井技术主管Jennifer Miskimins称，她刚开始工作的时候，完井还仅仅是采油工程的一个小分支。而现在，完井阶段的压裂作业，已经成为了从非常规储层开采石油的主要手段。

她是因为喜欢才选择这个行业，当未来充满不确定性的时候，选择石油专业的动机应该是兴趣和爱好。Jennifer也是科罗拉多矿业大学的副教授，她表示当看到现在的年轻学生时，她再一次看到了朝气和激情。

油藏描述和动态分析技术主管 Tom Blasingame

在残酷的就业市场环境下，正在找工作的石油工程专业的毕业生们正努力让自己脱颖而出。Blasingame称，大多数学生都表现平平，唯一能吸引招聘单位眼球的是拿到高学分，并积极参加实习和项目，Blasingame也正在考虑如何帮助大学生就业。他表示，“现在的就业市场情况确实糟糕，我也在尽自己最大的努力帮助这些学生，让他们更具价值，以便得到招聘人员的赏识。”

Blasingame根据其自身经历，以及通过听取那些在行业不景气时入职的人的讲述，认为那些坚持不懈的人，可能考虑选择迂回的职业路线。在石油行业从繁荣期转向衰退期的1983年，当时正读大四的Blasingame也选择了“曲线救国”。他本以为自己可以通过实习的机会，入职阿莫科石油公司，但和其他人一样，他收到了阿莫科的拒绝信，公司告诉他已经不再招人了。

没有如期获得理想工作的Blasingame在思考下步打算同时，还解决了一个紧迫的行业难题。当时他需要选择选择毕业论文的题目，于是他请教了Texas A&M大学的John Lee教授。教授见到他后，没有说任何话，只是走到书架前，拿出了一本书，然后在书的某些页贴了便利贴，让他去复印。复印的这部分内容主要讲的是压力恢复测试的相关计算。Lee教授似乎对这些公式有异议，于是他便指导学生去把“这些问题搞透彻”。

Blasingame利用他学到的数学知识在论文中进行了分析，以期得到教授的赏识。大约在圣诞节，他将论文提交给了Lee教授，经过讨论，得到了令人难以置信的结论。教授当时问Blasingame有没有考虑过读研究生，他回答说没有，

教授建议他考虑读个研究生。但这不在Blasingame的计划之列，他计划和他父亲一样在油田工作，父亲在他小时候就拥有一家钻井公司。但他还是听取了教授的建议，虽然与他的一些同学相比，读研究生似乎是错误的选择。但Blasingame称，他当时就喜欢做一些其他人不愿意做，甚至认为可笑、愚蠢至极的事。但现在看来，他终究还是选择了正确的道路，只是走的有些磕磕绊绊。

完井主管Jennifer Miskimins

Miskimins在她的职业生涯选择了一个看似不起眼的专业。20世纪80年代末期，她开始从事完井工作时，完井仅仅是建井作业的一部分，由生产工程师完成。当钻井工作完成后，她们接手，完成射孔、增产，使生产设备就绪。有时，需要进行压裂作业，但与现在的40、50，甚至100级压裂相比，当时的增产或者压裂作业只有一级。

完井作业在不同时期的这种差异，诠释了当前这一工序为何在一口井的整个生命周期内如此重要，压裂作业扩大了可以开发的储层范围。就在去年，当Miskimins成为了首位SPE完井主管后，完井作业才得到了大家的认可，她的目标是让完井工程师有能力继续推动完井工作的发展。

Miskimins是科罗拉多矿业大学的副教授，她发现近期一些大学才开始教授高级完井课程，而且完井在钻井和增产设计课程中越来越受到重视。目前，虽然很多人都在从事压裂工作，而且压裂对行业来说也确实非常重要，但在一些学校，特别是美国和加拿大的学校，在增产方面竟然没有专门的压裂课程。

这种在北美地区盛行的技术目前正在走向全球市场。目前，科罗拉多矿业大学有了一些来自沙特阿美学习压裂的博士生，这在以前是没有的。当沙特国家石油公司招聘压裂人才，帮助他们开发致密、非常规气田的时候，这些学生便来到美国学习，他们发表了许多如何利用压裂技术增加常规产量的论文。

目前，很多公司的现场完井工程师团队，只能依靠少数几个专家的跨学科知识（涵盖从油藏模拟到岩石力学）。未来，我们将看到更多的完井工程师，使用更多的诊断工具来优化压裂效果。不过现在学校还没有单独的完井专业学生，还没有太多的人了解完井细节或者专攻该领域。

钻井主管Jeff Moss

Moss表示，自油价下跌以来，钻井成本已大幅下降，但这种局面很快就会改变。行业需要更加关注“可持续的降本措施”。经验告诉我们，从设备供应商和服务供应商处压榨利润，一旦市场允许，他们将很快提高价格。

尽管现在供应商的服务价格已经大打折扣了，但许多陆地生产商仍然很难盈利，海上油田开发也还离盈亏平衡点很远。

Moss称，油企实施降本措施要分清主次，不要拘泥于在小地方省钱，常规油企要与非常规油气公司展开正面竞争，这意味着以后再也不能以2亿美元的成本，钻一口产量为1万桶/天井，还期望能赚钱。

小幅度的成本节约远远不够，在深水项目中，我们需要彻底改变传统的观念。历史经验告诉我们，当研发预算被压缩后，在成本压力较大时，一些作业公司会尝试新技术，而不是放弃项目。

在20世纪80年代，Moss便开始从事早期的水平井钻井工作。水平井钻井在当时还属新兴技术，在北海的作业证明了水平井是比直井更佳的选择，可以增加致密气储层的接触面积。Moss称，和其他新事物一样，经过一段时间后，水平井的优势得到了认可，应用更加广泛，后来又有了水平井压裂技术。

深水项目降本措施的目标，目前主要在套管上，在一些复杂井，控制井内孔隙压力和可能伤害储层压力两者之差，即压力窗口较窄的井，套管起到稳固井眼的作用。可以采取一些手段避免采用成本较高、复杂的钻井设计，比如更精确的压力预测，控压钻井（MPD）和以及井壁强化。

如果我们可以进行控压钻井，并减少套管层数，将会非常有吸引力。这些手段包括一些现有方法，如海上广泛应用的MPD，但也需要进行流程改进，增加用户和监管机构的认可度。海上作业要实现可持续的、长期的降本目标，需要在不增加风险的情况下，避免不必要的成本。

HSSE主管Trey Shaffer

Shaffer的职业生涯轨迹，是随着德克萨斯州石油经济的兴衰而变化的，目前他从事环保咨询工作。

过去30年，共有3次萧条期，1989年他从Texas A&M毕业，获得建筑学士学位，就遇到了低迷期，后来他在一家拥有250名职员的BootsandCoots公司工作，该公司主要从事油田清洗和危险物品应急响应工作，直到2003年，由于行业不景气，他辞职加入了ERM集团，在该公司，他赢来了油田环保规划的大发展，从2009年直到最近的这次油价崩盘。

虽然他目前还是ERM的合伙人，但是作为HSSE主管，他见证了自2014年以来的大裁员对行业的影响，本以为HSE部门的裁员会在30-40%，但实际上比这还严重。一些人换了岗位，一些人被裁掉或者退休了，真是戏剧性的转变。

行业必须时刻关注安全和环保，但裁员后，很大程度上其他岗位分担了HSSE的职责。实际上，这种变化也让大家看到，做决策的人同时需要考虑生产作业和环保要求，例如，在涉及到处理生产水、管理排放，或者提高安全业绩时，都离不开HSSE管理。

现在的工作模式，已经不再是HSE专家在现场识别问题，然后作业人员去解决，而是任何人发现一个问题时，需要自己动手解决。这使得身兼多职的专业人员常常感到力不从心，因为更少的人需要完成更多的任务。而且当培训和会议方面的成本被压缩后，他们也没有更多的时间去学习工作中涉及到的HSE知识。

年轻人开始扮演管理者的角色，他们比以前提拔的更快，也承担着更大的责任。Shaffer称，SPE需要思考如何找到这些人并让他们参与培训计划，扩展他们在工作中可能用到的HSE知识。不过这涉及到一个棘手的问题，因为他们的主干专业并非HSE，而是其他学科，这使他们不愿意参加SPE的HSE活动。另外，HSE相关内容需要更好的融入到SPE会议议程里，话题要紧贴大家感兴趣的领域，要让HSE内容更接地气，更具相关性。

管理和信息技术主管J.C. Cunha

企业有义务为其股东控制成本，而且要在不降低长期收益的情况下控制成本。尤其当降本压力远比准备迎接行业最终反弹压力更大时，要实施这种平衡做法尤其困难。

Cunha表示，那些没有招聘新人，裁掉了数以千计员工的公司，也失去了反弹力。在处于恢复期的市场，招聘成本更高，因为一些人离开了行业，一些人退休了，所以公司需要在人才市场抢人。

持续雇佣年轻工人，增加了低工资人才的数量，但是公司仍然掌控在那些即将退休的人手中，不能实现人才的可持续性。

行业不景气加速了两代工人之间的更替，增加了管理数百万美元综合性项目所需的工作量。新入职的员工需要学习和培训，但恰恰又遇到经验丰富的员工纷纷离开，而培训预算又大幅削减的窘境。

Cunha表示，富有经验的经理不会去争论人才招聘的重要性，但在当前这样的市场环境下，人才招聘显然不是头等大事。Cunha在迪拜ATCE发表的演讲中，给出了如何招聘和培训的建议，他首先就提到，保持理性的人才招聘政策，比不招聘要强。

Cunha称，企业需要想办法留住有经验的工人，以填补人才间断缺口，保持长期项目的连续性。如果一些人愿意，可以考虑限制工作小时数，并安排他们参加学习和培训，以降低用人成本。

年轻人进入油气行业后，可以让他们学习企业文化，给他们传授经验，为企业未来发展培养团队，为行业反弹做好充分准备。

生产和设施技术主管Hisham Saadawi

当前的油价让Saadawi开始回想2004年，当时，油价跟现在相当，但油气公司仍然有利可图，而且每个人都很高兴。

Saadawi是一名来自阿布扎比的行业顾问，他正在思考我们如何能从过去的历史经验中吸取教训，以前我们可以简单地从API 610标准中查询一台抽油泵的参数。但在行业繁荣期，这些参数开始变得相当复杂，且设备生产成本也变得非常昂贵。

Saadawi和参加ATCE的许多人就如何简化一些设备参数进行了讨论。在确保订购的设备符合要求的前提下，可以简化加工流程，减少加工时间、人力和成本。

长久以来，一些复杂油田的开发确

实需要特殊对待，如酸性储层和深水油田，需要特殊定制的设备。但在可能的情况下，大家其实只需使用基于API标准的满足基本功能的设备即可。对设备简化的需求正改变着海上项目的面貌，一些教科书的内容还停留在简易浅水生产平台，这些平台主要为开发中东和亚洲项目而设计。

为了保持油田开发的连续性和实现早日投产，一些企业在生产平台完工以前，将早期生产出来的油气输送到附近的设施上。

Saadawi在董事会就任的职位（生产和设施技术主管）也代表着我们需要重新思考一些问题，该职位结合了以前的两个领域：生产和经营。这种合二为一的变化主要由于该学科领域的很多人都在寻求扩大工作职责。Saadawi称，该领域的从业人员，大多都从事着多任务的工作。甚至在较大的公司，生产和设施也是合并在一起的。

学术主管Dan Hill

当前，随着毕业生越来越难找工作，石油工程专业的报考人数也出现了大幅减少。学术主管Hill，同时也是Texas A&M大学石油工程系主任，她表示，这不禁让人联想到20世纪80年代早期的行业低迷期，当时在4年之内，学生报考人数减少了90%。

Hill表示他再也没有看到过比当时更糟糕的情况，当他1982年在德克萨斯大学奥斯丁分校开始学术生涯时，油价上涨至峰值，当时的报考人数达到了1100人。而5年后，油价大跌，报考人数只有100人。

如果低油价持续更长的时间，相关专业的报考人数必将减少得更多，不过他当时还算乐观，认为不久的将来学生人数会增加。

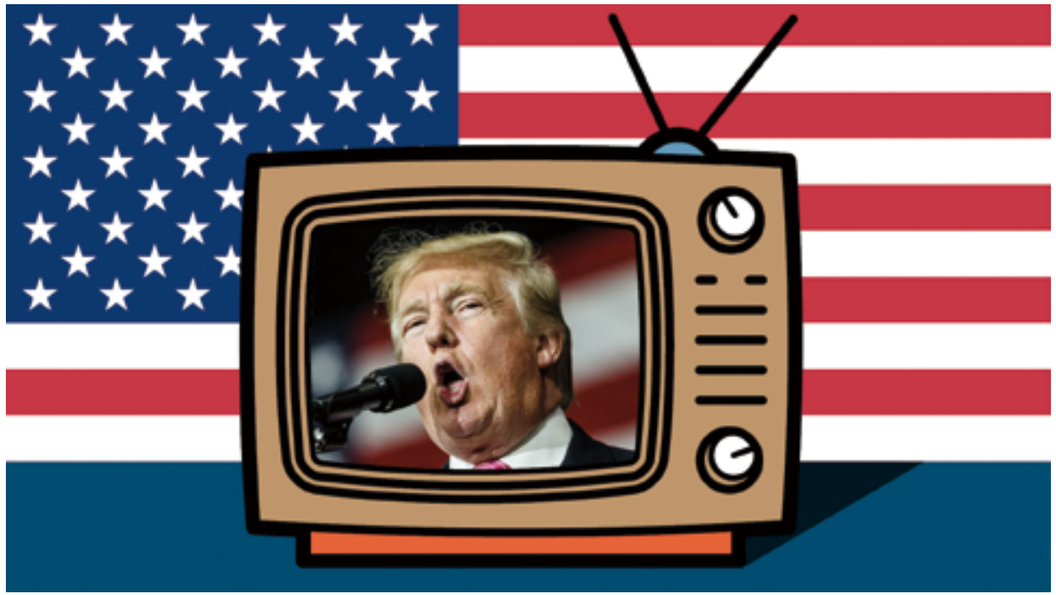
这是个全球性的问题，作为学术主管，Hill通过与欧洲和中国的相关学校负责人交流，发现这些地区也遇到了同样的情形。而在中东地区，由于有国有石油公司就业承诺的支持，就业还算比较稳定。

在美国，相比行业繁荣时（当时还限制入学人数），部分大学的石油专业入学人数少则减少了百分之几，多则减少了50%。Texas A&M大学的入学人数减少的不多，2003年该校石油专业入学人数翻了三倍，当前的入学人数略高于2010年的水平。

预计美国石油专业的毕业生人数将继续减少，根据德州理工大学石油工程教授Lloyd Heinze的研究，石油工程师数量将从2015-2016学年的2100名，下降到2018-2019年的1400名，Lloyd Heinze教授一直在跟踪美国的石油相关专业数据。

在就业率偏低的时候，选择石油工程专业，无疑有些打赌的意思。不过那些经历了小班授课，在上一次低潮期进入石油行业的X一代人（指20世纪60年代到70年代初出生的美国人），现在大多都属于进入了企业高层，成为了行业的领袖。

总之，石油业的发展是有周期性的，即使当前处于低迷时期，但总有恢复的时候，对于那些将要选择和已经选择石油行业的人们来说，坚持下去，也许是最佳的选择。



雪佛龙CEO给特朗普支招，美国要上天?

特朗普一向大胆敢言，其新闻秘书透露特朗普上台后将“大量”废除奥巴马政策；雪佛龙CEO John S. Watson在最近的一次演讲中也为特朗普政府支招，大放阙词……按这个节奏，美帝这是要上天?

作者 | John S. Watson
编译 | 白小明

特朗普就任美国总统后，美国可能会获得历史性的机遇掌控其能源行业的未来。美国有自然资源、技术、专家，这足以让其成为全球能源大鳄，但美国也需要合理的能源政策，以鼓励全面开发国内的自然资源。作为全球最大的经济体，美国拥有开放的自由市场，以及开发这些资源并确保公司和个人能够获得廉价的、稳定的能源供应的能力。

当前，美国超过沙特和俄罗斯，原油及其他液体能源产量总和居全球首位，天然气产量也是世界第一。这些能源为美国的经济发展带来了巨大的益处，除了为国家发展提供能源，也为当地、各州及联邦政府创造了大量的就业机会，并贡献了税收、租金、版税和其他税费。

特朗普当选后，就已明确表示其认识到了刺激投资的重要性，这些投资将主要用于能源业发展、创造本国就业机会、保持能源成本足够低廉，以及通过出口石油和液化天然气增加贸易。

那么需要制定哪些政策来刺激国家的能源经济呢?

美国需要充分利用国内的资源，着重实现以下三个根本目标：

首先也是最重要的，是要确保能源成本足够低，满足消费者的购买力。如果能源价格过高，家庭或者公司无法支付得起，国家的经济就不会增长，人民的生活水平甚至会下降，更别说提高；

第二个目标是确保能源的安全性和可靠性。即确保能源渠道的多样性，且能源规模要足够大以满足需求；

最后，我们需要平衡经济和环保的政策，即同时实现国家的经济和环保目标。

那么如何实现这些目标?

首先，让市场自由运转。自由的市场才是高效的、技术独立的，政府不应强制要求消费者怎么做，而是以消费者为导向，让市场自身来实现优胜劣汰。自由市场可以在保证国家经济强大的同时，助力实现环保目标。简单来说，只有经济足够发达的国家，才有足够的能力投入时间和资金用于环保。

过去十年，全球消费者对可靠廉价能源的需求，推动了商品价格的增长，这刺激了对创新技术的投资，如水力压裂和水平井钻井相关技术。这两个技术的结合，成功破解了从页岩及其他低孔隙度储层经济高效开采油气的密码，使美国的能源形势从匮乏转为富足，最终实现了美国充足的能源供应，成本自然就下降了。这一转变使美国电厂的主要发电能源从煤炭转为了天然气，减少了美国的二氧化碳排放量，使碳排放回到了1991年的水平。

自由市场最终会形成多赢的局面。这种以市场为导向的解决方案，保证了能源价格的相对低廉，保证了能源生产和环境保护的同时进行。

廉价能源对发展中国家至关重要。发展中国家只有经济发达了，才有能力着手解决当地的环境问题，如大气污染，然后再解决全球性问题，如温室气体排放。例如中国，随其经济的繁荣，中国开始着手解决环保问题，通过鼓励从燃煤发电向天然气发电转变，来解决大气污染问题。

如何实现技术转让，以及发展中国家如何快速消化这些技术?

首先也是最重要的，是美国政府需要保证其全球最大经济体的地位。当前美国经济占全球总量的16%。美国需要确保本国公司在经济高速发展、充满大量机会而且竞争日益激烈的地区具有足够的全球竞争力，才能维护其经济地位。

这可以带来两方面的利益：首先，具有全球竞争力的美国公司可以为美国带来经济利益。其次，他们可以将美国的影响力散播到世界各地。

以雪佛龙为例，尽管其30%的业务、接近50%的员工基地在美国，但明年资本及勘探预算198亿美元中超过70亿将投资在美国。这些资金除了可为美国带来就业、产品及服务，同时也将美国技术、最佳经验和价值传播到世界各地。

雪佛龙的技术有助于增加可靠的、廉价的能源供应，以满足全球需求。在提高管理水平的同时，我们也致力于提高作业的透明性和安全性，并增加当地投资，让业务开展地的社区受益。

此外，雪佛龙的许多业务都在发展中国家开展，由于当地社区通常都缺乏生活基本物资，如干净的水、健康医疗以及维持生计的工作机会，雪佛龙与社区共同努力，改善当地居民的生活状况。

通过参与类似上述项目，美国将扩大其全球影响力，未来美国的影响力将足够重要并将推动全球地缘政治的稳定。

如何确保美国的能源公司足够强大并与全球对手竞争?

政府需要提供公平竞争的环境，不因短期政治利益而损害自身利益。这就需要制定税收、监管和权限政策，并足够透明且具有可预测性，同时也需要本土企业致力于为国家提供可靠的廉价能源。

但有时，一些经常变动的政策和一些不可预知的监管措施会带来负面的、意外的后果。例如在加州，限制温室气体排放的监管措施抬高了能源价格，使其高于全国平均价，既伤害了消费者又阻碍了招商引资。2015年加州的电价比全国均价高出50%；2016年加州汽油价格高出全国均价25%。

美国的可再生燃料标准（RFS）计划，需要以大量增加生物燃料供应作支撑。但政府强行规定的生物燃料占整个燃料系统的数量标准，远远超过了我们采用现有技术可生产的量，以及大多数美国汽车可使用的量。所以最大的受益者将是那些可以支付得起生物燃料的人，而穷人则是最大的受害者。

化石燃料行业也可以获得补贴吗?

油气行业确实享受过补贴带来的益处，不过跟可再生能源的补贴相比，就相形见绌了。可再生能源2013年的补贴额为150亿美元，超过美国联邦能源补贴总额的50%；油气行业补贴额为23亿美元，仅占总数的8%。如果按照“生产单位能量”所给予的补贴算，两者的差别就更大了。

虽然可再生能源使用量会持续增长，但据预测，到2040年，油气仍将占全球能源需求量的50%，化石能源在美国的需求将持续强劲。

这些资源从何而来?

我们可以利用美国国内的资源。我们拥有的技术和专业知识足以有效开发油气资源，满足国内需求，使工厂正常运转、为学校照明、盘活经济，以及满足我们的出行等。

但这意味着我们需要取消无效的、不切合实际的联邦及州一级的监管措施，例如RFS，以及那些限制或者禁止水力压裂技术进行勘探开发的法规。

目前，90%的海上资源都被禁止开发或者限制性开发。而且，美国正面临着新时期下的监管、配额及基础设施的限制，这进一步阻碍了油气行业的发展。另外，新建管道设施及其他基础设施项目许可的不确定性也打击了投资的积极性。

这类施加在美国能源公司身上的约束，削减了公司在国内和海外的竞争力。美国需要透明的、可预见的监管流程，及兴建基础设施，以安全、负责地开发本国资源。

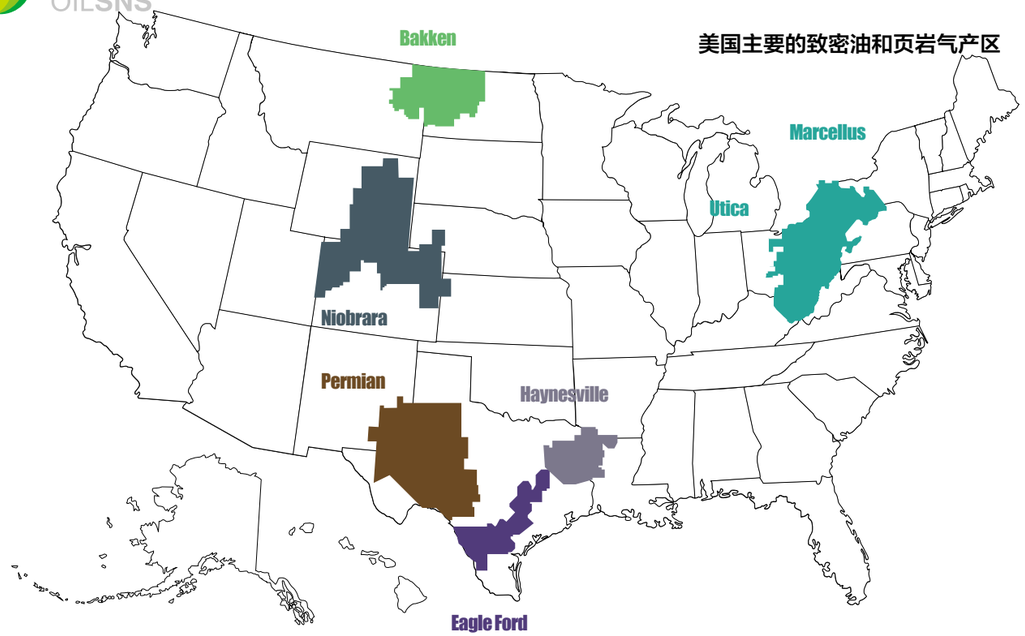
对特朗普政府的忠告

特朗普当选后的一些言论，表明其明白这些道理。随着其政府开始将工作转向改革现有法规和监管流程，新的监管措施必须基于严谨的成本效益分析，基于科学、实用的实施办法，而且为了取得理想的结果要量力而为、实事求是。

此外，新的监管措施首先需要相关机构全面、客观地评估成本、利益，并向公众公布调查结果，获得通过后方能开始实施；所有的流程都要透明，让所有的利益相关者参与其中；有一些健全的监管措施已经就位，我们也不必废弃所有的旧规则。

我们在采取行动前必须回答如下一系列问题：拟提议的政策成本为多少？实际的环保利益有哪些？会产生一些意外后果吗？

如果特朗普政府在行动前，花时间认真回答这些问题，而不仅仅停留在提问题的层面，将有利于美国的能源安全、经济发展，以及长期的繁荣。



OPEC跳入减产陷阱 页岩油成最大赢家?

螳螂捕蝉，黄雀在后。这边油价稍有回升，那边页岩油已蓄势待发。在这场博弈中，页岩油是笑到最后的赢家吗?

作者| Hilliard MacBeth
编译 | 白小明

持续2年多的本轮油价下跌，有人认为是以沙特为首的OPEC产油国对刚刚进行了页岩气革命，处于冉冉上升期的美国页岩油气生产商的打击报复，试图将其扼杀在摇篮里。然而2年过去了，这一计划不但没有得逞，而且由于自身也扛不住低油价带来的冲击，OPEC达成了减产协议。而随着减产协议的实施，经过卧薪尝胆后的美国页岩油气生产商正蓄势待发，准备填补OPEC计划减产的原油量。

采用先进的技术和水平井钻井工艺后，石油公司便可以低成本地从页岩地层开采石油了。当前，页岩油的大量开采正威胁着OPEC这一主要石油输出国组织。在未来，鉴于新任美国总统特朗普将坚持能源自给自足的政策，OPEC想要将石油出口到美国将变得更加困难。

页岩油蓄势待发 冲击市场

目前，页岩油的生产成本正越来越低；Rystad Energy高级分析师Bielenis Villaneuva Triana在近期的报道中称，页岩油的开采成本平均降低了约47%。

在美国五个主要的页岩油产区，使用水平井钻井技术开采石油的成本已经降到了不足40美元/桶，北达科他州的Bakken地层的开采成本最低，为31美元/桶。而根据Suncor公司第三季度业绩数据，其在加拿大开采油砂的现金成本为27.65美元/桶。

页岩油开采成本的下降，为OPEC和非OPEC产油国减产计划的执行蒙上了一层阴影。OPEC的减产可能帮不了自己，反而给美国的页岩油生产商机会，使其增产量等价于OPEC原油减产量。上图是美国主要的页岩油（也称致密油）和页岩气产区。

其中储量最丰富的是二叠纪Midland盆地，近期美国地质勘探局对该区域（横跨德克萨斯州和新墨西哥州边界）进行了地质调查，结果显示有高达200亿桶新增石油储量。

美国地质勘探局（USGS）能源资源计划协调人Walter Guidroz在一份声明中表示，即使某一区域已经生产了数十亿桶石油，仍有可能再发现大量石油资源。技术和行业经验的进步，可能对技术可采资源量产生重大影响，因此USGS会继续在美国和全球进行资源评估。

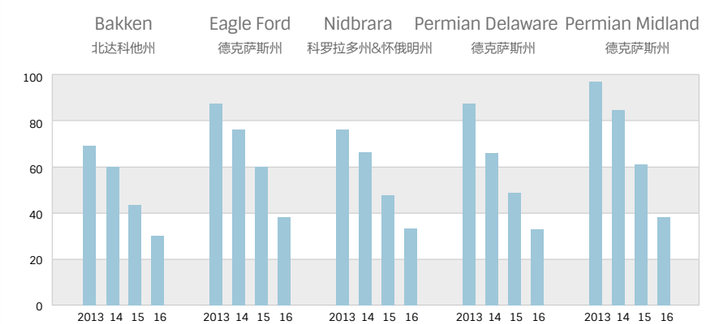
页岩油气行业，主要采用水力压裂技术来开采存储在页岩中的油，美国的页岩油产量占原油总产量约一半，即约450万桶/天。新一届政府有可能进一步推动页岩油气的开采。

唐纳德•特朗普在竞选时就宣扬其“美国第一能源计划”，这里有一段摘录：

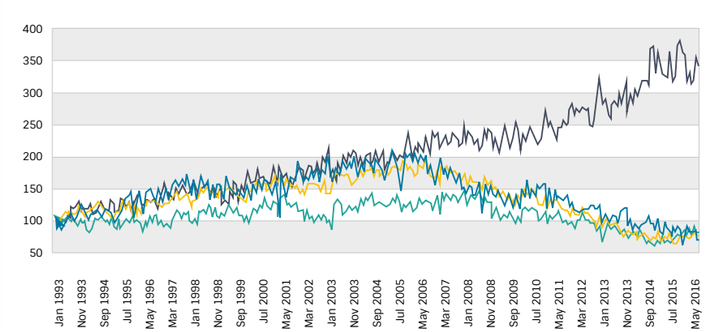
宣布美国的能源统治地位，是美国经济战略和外交政策的目标。放开监管，开采美国境内价值50万亿美元的未开采页岩油气、石油和天然气储量，以及可以使用数百年的清洁煤炭储量；逐渐实现并保持美国的能源完全独立，不从OPEC产油国或其他任何敌对国进口能源；放开联邦土地的租赁开发，无论是陆上还是海上，取消暂停的煤炭租赁政策，并大力开发页岩油气资源；鼓励使用天然气和美国的其他能源资源，这样不仅能减少碳排放，又能降低能源价格，增加美国的经济产出。

特朗普还计划继续建议页岩油行业

美国页岩油气生产成本下降情况 井口盈亏平衡油价



美国原油进口



在未来七年内创造200万个新工作岗位。

这些变化将如何影响加拿大

加拿大是美国最大的原油出口国，其中大部分石油来自阿尔伯塔省北部，主要为重油和沥青资源。

根据EIA的数据，自1993年以来，加拿大对美国的原油出口量几乎翻了四番，2016年9月超过了370万桶/天，而OPEC向美国的原油出口量已经开始减少。近期加拿大的出口量虽然已经趋于平稳，但仍然接近创纪录水平，领先于OPEC的360万桶/天。

OPEC计划通过减产来提高油价的目的可能最终不会给自己带来太多利益。如果美国的页岩油气行业能够有足够的劳动力，新一届政府可以放松一些监管，美国油气产量可能会大幅增加。OPEC 120万桶/天的减产措施，最终可能导致美国增加相同数量的页岩油产量。

美国本土的能源政策对加拿大来说可能是把双刃剑，可能使其受益，也可能损害加拿大的利益，这取决于加拿大油气行业能否将成本降低到与美国页岩行业相当的水平，包括运输和管道接入成本。近期有一些关于管道方面乐观积极的新闻报道，但对加拿大来说，只有管道开始输送原油后，才有机会扩大市场份额。

减产协议成强弩之末？

EIA署长曾预计，到2040年，原油价格峰值将接近104美元。但是，他们却疏忽了一点，美国页岩油的产量正在慢慢“侵蚀”市场。有相关人士表示，全球主要石油生产商已经开始削减产量，但原油价格的上涨趋势很可能随着美国页岩公司提高产量而消失。“今年下半年，美国页岩开始进入市场。”

专家称，如果50美元/桶的油价水平持续到2017年下半年，那么美国页岩油产量就会增加20万桶/天；如果油价达到60美元/桶，页岩油产量就会增加60万桶/天；如果油价进一步上升，那么页岩油产量增幅将会突破100万桶/天。

如果原油价格持续上涨，可能会看到页岩油生产持续增长，那么，全球减产协议恐怕只是强弩之末了。

2017就业形势初预测 技术类岗位最吃香

市场低迷环境下，石油行业已在全球减裁近50万个工作岗位，今年终于迎来复苏曙光。目前油价突破50美元/桶，各生产商为抢占价格利润，纷纷增加页岩油钻机并雇用更多工人。

来自 | Rigzone
编译 | 王洋

能源行业呈现出了复苏的苗头，让行业工作者和分析师们持谨慎乐观态度的同时，也充满信心准备迎接前景光明的2017。在与Rigzone的公开谈话中，KPMG公司的全球部门负责人，也是美国能源及自然资源部门的全球负责人——Regina Mayor，与我们分享了2017年油气行业的就业机会及增长趋势方面所应重点关注的问题。

Rigzone： 你认为哪些区域存在就业增长潜力？

Mayor： 我认为，中国依然具有很大的就业增长潜力；一些不甚成熟的亚洲经济地区，如印度尼西亚、马来西亚、越南和菲律宾，也存在增长趋势；非洲地区，如莫桑比克，增长趋势凸显，安哥拉的就业机会将持续增长，而巴布亚新几内亚也发布了相关重大声明；巴西面临着政治和经济方面的双重挑战，其转型会促使经济发展，就业机会也有望增多；而由于Brexit（英国脱欧）带来的长期影响和其目前所面临的经济挑战，欧洲的就业增长潜能仍然成谜；对墨西哥来说，随着其经济开放，我们将看到关于其近海租赁区域的下一轮竞标所带来的就业影响。

Rigzone： 那么，都有哪些热门工作呢？

Mayor： 能源行业的就业岗位将更倾向于技术类而非技术工程类。因此在IT、大数据、数据分析及机械自动化这些领域的工作岗位将有更多的就业机会；鉴于当下许多新建石化项目尚未完工，预测将出现更多的建筑业及专业贸易相关岗位；对多元化工程人才的需求也将增加；一般来说，公用事业方面的就业机会可能会随时增长，因为专家们已经预见新一代公用事业的发展。同时，加大对可再生能源、工业技术、信息技术产业，和一些油气贸易领域的投资将很明智，因为这将成为2017年就业增长领域。

Rigzone： 在未来，行业复苏后，技术会处于一个什么地位？

Mayor： 技术将发挥关键作用。当油价开始稳定或回升，并不是所有的失业者都将重回工作岗位，随着技术的进步和人们对技术的合理利用，行业将变得更加灵活。例如，人工智能可以让身处核心区域的人们更好的管理和运行位于偏远地区的设备；“数字劳动”，即我们提到的机械自动化，是一种无需人工干涉而完成复杂事务的算法；而大数据和数据分析，是通过处理庞大的数据过滤出最重要的信息……我们可能无法看到所有能源行业就业岗位的回归，因为技术将在一些人力替代方面发挥着关键作用。

Rigzone： 关于2016年发生的所有“降本”事件，各大公司们会处理“大幅裁员”的后期影响，并且继续为行业招揽人才吗？

Mayor： 让这个行业对年轻人充满吸引力仍是一个挑战。在传统油气行业，如石油工程，我们有着数量可观的“新生力量”。然而，从某种程度上说，这些刚毕业的工程师们也是最先被裁的对象，而且正所谓“一朝被蛇咬，十年怕井绳”，一些人才被裁后可能再也不会重返这个行业。未来我们只能通过尝试发展前沿技术、可再生能源、新一代太阳能及风电场开发，来吸引下一代的管理者们。这些业务需要从业者有复杂的分析能力和深厚的工程专业知识，而这对毕业生来说正是振奋人心的地方。此外，油气公司还可以采用IT技术，吸引那些可能对高端技术工作岗位更感兴趣的人才。

> 从某种程度上说，这些刚毕业的工程师们也是最先被裁的对象，**而且正所谓“一朝被蛇咬，十年怕井绳”，一些人才被裁后可能再也不会重返这个行业**

Rigzone： OPEC开始执行“减产”协议，这对于该行业的全球性影响是什么呢？

Mayor： 行业为此已等了太久。油价50美元/桶对行业发展来说恰到好处，他们已经知道如何在低油价的环境中获得可观的经济效益，如墨西哥湾的超深水项目。所以如果开发超深水项目，油价定位在每桶45美元和50美元之间可以盈利,那么同样的页岩油项目，油价定位在每桶30美元和35美元区间也尚可在行业中存活,这刚好提供给行业一些喘息机会，以待油价稳定在50美元/桶，甚至飙升至55美元/桶。

我相信OPEC的决议不仅将结束不断周旋的“胆小鬼游戏之谁先减产”,也将终结这种巨大的供应过剩局面下仍然期待油价回升的认知理念。而且由于美国不会成为那个停产的国家，或许OPEC已经意识到美国页岩生产商在美国油市的弹性。总之，很高兴看到这个减产协议的达成，我认为这显露了油价稳定在50美元/桶或55美元/桶的迹象，这给油气行业足够的空间继续发展走向辉煌。

行业向好，新一轮招聘马上到来。你准备好了吗？

伊拉克起飞 美国能源独立 2017石油业想怎样?

对石油人来说，2017年是苦尽甘来的一年。全球油气市场将发生哪些变化？你又有哪些期待呢？

作者 | Don Minter
编译 | 白小明

国际能源展望

①中国和印度的油气消耗量持续增长。

②印尼的油气消耗量将继续大于产量，仍被OPEC拒之门外。

③沙特阿拉伯将与过去十年一样，产量保持在900-1000万桶/天的水平。

④伊朗将提高其产量到400万桶/天的水平。

⑤伊拉克将成为下一个沙特，其产量将增加到接近400万桶/天的水平。

⑥委内瑞拉油气行业将崩溃。银行家（其金库内存有大量腐败政府官员的赃款）已经呼吁腐败官员与赃款撇清关系，以便赃款继续在银行家的掌控之中。

⑦墨西哥政府将采取更多的行动发展油气行业，但仍存在分散国家注意力的腐败集团和贩毒集团。

美国实现能源独立?

美国新任总统特朗普在竞选期间，就提出了美国“能源独立”的政策。大陆资源公司（Continental Resources）的CEO Harold Hamm是特朗普早期狂热的支持者之一，和他一样，许多石油人都看好特朗普的政策，并相信美国下届政府将大力开发页岩气、轻质致密油，推动水力压裂技术的应用，从而使页岩气和致密油的产量弥补美国近1000万桶/天的进口量。

特朗普和Hamm应该都相信这（页岩气和致密油的产量达到近1000万桶/天水平）会成真，但想要长期维持这一产量水平并不具有可行性。即使加大压裂作业，页岩气和致密油也难以维持1000万桶/天的产量到下一任总统届满。

当然，这么说并不表示美国的能源独立政策本身不具可行性。要实现能源独立，需要钻更多的油气井，需要更多的风力涡轮机、太阳能电池板（包括工业和个人/家庭用户）、电动汽车，需要更多的天然气发电厂、煤电厂、核电厂。这意味着需要更多的基础设施，而任何想要参与建设这些基础设施的企业，都需要确保下一届政府（无论谁当选）在所有项目确认并进入最后建设完成阶段时，不会给基础设施的拥有者/建设者一个“达科他”式的骗局，不会突然退出。

当前在钻井时来自油气井的大量天然气被白白燃烧掉了，为了持续增加能效，应该暂停不必要的天然气燃烧。每个项目应该计划采用一些现场处理、存储以及运输天然气的设备设施，然后利用或者销售收集的这部分天然气。由于安全性问题，一些现场确实需要燃烧掉钻井伴生的天然气，但在另一些现场不一定必要。白白浪费掉这些热量确实非常可惜，除了看似“处理起来方便”，别无其他好处。我们不能因为有困难，就放弃采用一些更加环保的做法。在处理钻屑方面，目前已经有了经济环保的方式，那么在处理钻井伴生天然气方面，我们也应该采取经济环保的做法。

政府也要持续研发新电池和燃料电池技术。在过去，美国是技术领先者，而当前，政府需要为技术发展扫清障碍，让美国再次引领技术前沿。为此，美国政府不应该干涉市场，而应让市场选择合理的技术。不能在补贴新能源的同时压制油气行业的发展，而应该让不同能源之间展开竞争。应该停止对落后技术的过渡补贴，或者至少大幅缩减补贴。

同时，应该研究新的能源形式，如生物柴油、藻类、地热、潮汐及其他能源，给予开发这些技术的机构以大量资金支持。但一旦新技术投产后，应该停止补贴。如果新研究的能源不具成本效益，就不能作为真正的替代能源。

能源独立，并不意味着“生产更多的石油”，而是意味着通过“生产、创新应用以及保存石油，从而达到能源的自己自足”。如果不能同时满足这三点，能源独立只能是白日做梦。

目前，特朗普及其团队已意识到了上述几点，并开始采取了措施，如允许大量钻井，更多地使用煤炭资源，或许还将放开核能利用。当然，风能和太阳能仍会得到政府的大力支持。

海洋石油开发牛市熊市?

最近两年海洋石油业务经营惨淡，浮式平台业务量影响最大；自升式平台如果常年有业务量，基本能保持盈亏平衡。未来，浮式平台和自升式平台将是长期、可持续的油气供应的主力军。

如果明年深水钻井设备继续闲置（或利用率仅为40%），未来必然会出现牛市：油价暴涨。不过油价暴涨不会从今年开始，但如果未来12-24个月深水钻井业仍然不紧气，那很可能会出现2013年那样的油价暴涨。届时油价将至少涨至80美元/桶，100美元/桶也不再话下。

今年深水油气业务会有所回升。大家将会看到，或者我们将继续回到大繁荣后的不景气状态，但这次不景气也许仅为3年，而不是以往历史的7年。

你并不关心的油价预测

预计今年平均油价将高于55美元/桶。除非有一些黑天鹅事件发生，否则本季度油价将继续维持目前的水平，到第三季度略有上涨。第四季度距今还太远，不太好预测，但预计即使OPEC没有继续实施“减产”措施，油价也应该在50美元/桶以上。

不过，有很多因素可以影响上述预测。当作为运输燃料的汽油成本变得过高时，燃料电池技术的使用可能会增多。之后，内燃机的时代可能会结束，随之而来的是石油生产的放缓，特别是凝析油。

另一可能对能源业带来冲击的是生物燃料来源的突破，这一来源应该不会是乙醇，如果有人能找到一种结合了细菌-藻类-海水的可作为燃料的副产品，届时我们肯定会更多地将其作为电力能源。无疑，关于这方面目前已经有许多想法正在实施，因此这三种成分（细菌-藻类-海水）能否成为未来这种新燃料“配方”的一部分，目前还不得而知。不过，在任何情况下，只要是生物化的、可重复的和经济的能源来源都能将石油置之死地。

“人员大更迭”再次出现?

油气行业就业市场今年将迎来许多好消息。到年底，我们将再次看到行业“人员大更迭（GCC）”的现象。当然，油气行业的事实已经证明，当企业有钱时，会把人力资源当作最重要的资产。而当行业没有太多的工作岗位时，可能最先会拿人力资源开刀以削减成本。也许这么说太过悲观，但当大家看到全球各地数以万计的裁员时，没有任何理由不让人这么想。

在本轮油价下跌初期，《人员大更迭杂谈（So Much for the Great Crew Change）》一文的最后两段值得重读一下：

人员大更迭（GCC）虽然听起来比较可怕，但实际上只不过是表面文章。当一切事情都很顺利时，什么都好说。那些保留了年轻员工的公司，可谓把钱用在了刀刃上，留住了企业的中坚力量。不过，作者要提醒那些没有被裁掉的员工，多留意那些经历了本轮低迷期后的公司的历史。有些公司可能会向你伸出橄榄枝，提供很高的薪水，因为他们裁掉了有一定经验的人，因而急需有经验的员工。

但是，如果或者当再次出现低迷期的时候，你还能保住饭碗吗（他们很可能会裁掉你）？

但是，本轮低油价带来的阴影即将过去。接下来的一年，对我们来说将是美好的一年，所以请修饰下你的简历，换个发型迎接机会的到来吧。练习好面试技巧，准备再次接听面试电话吧。就业市场正在复苏，即使是悲观主义者也认为这是一件好事，尤其是经历了过去糟糕的两年之后。

推动页岩革命革新技术大盘点

低油价环境使得许多石油企业采取了降低成本的办法以求度过严冬。而从页岩气开发领域的经验来看，降本增效的最好方法莫过于技术革新。下面，就带您一起了解一下，哪一些最新技术能够帮助石油行业完成这个使命？

作者 | Keith Arnold
编译 | 杜超

过去50年间，各行各业的技术进步呈指数型增长。自上世纪60年代以来，每18个月计算机的信息处理能力就会增加一倍。互联网经历了爆炸式增长，从一个小型的研究型网络发展成为了一个拥有30多亿用户的庞大体系。同时，计算机从早期巨型的体积已经演化为了便携式设备。

技术变革改变了人们的生活方式，智能手机、无人驾驶汽车以及增强现实技术早已进入大众的视野。同样，技术变革也对我们的工业体系产生了深远的影响，尤其是油气行业。技术之所以对我们如此重要，是因为它可以在很大程度上帮助我们提高效率。

页岩革命

一个行业的发展离不开方法的改进和效率的提高。而近些年来，石油行业的繁荣主要得益于先进技术和先进工具的大量应用，从而造就了运营效率的指数式增长。

创新和技术进步带来的影响在页岩气领域尤为显著。美国页岩气之父George Mitchell带头推动了水力压裂法的使用，这项突破性技术带来了美国2010年以来的页岩气繁荣。页岩气开采被认为是本世纪迄今为止最为伟大的创新，但事实上这并不是一项新技术，而是由上世纪90年代末的技术发展而来。这种技术发展开创了一个崭新的页岩时代，同时也推动了美国油气行业的革命。

目前，油气行业正面临着因油价大幅波动而带来的诸多挑战。如果石油企业能够通过使用新技术、新工具来提高效率，那么企业不仅能够在严酷的环境下生存下来，甚至还能够逆势而上。

在页岩气开采领域，生产商们已经尝到了创新带来的甜头：技术革新使得水平井钻井效率显著提高，钻井成本大幅下降，水平井的最大长度也随之延长。

页岩气前景

EIA近期的一份报告表示，美国的页岩油气的前景取决于未来25年钻井技术的发展速度。虽然美国目前的页岩油气产量仍持续减少，预计2017年的产量为420万桶/天，但随着技术进步速度的加快和油价回升，美国的页岩产量将在2040年达到1290万桶/天。EIA认为，产量的增长主要得益于油价的回升以及新油田的不断发现。

为了实现可持续发展，石油业需要通过大量的实验、分享良好实践以及新技术和现有技术的应用来实现自我革新。

如今，页岩生产商们如果还想进一步提高效率，创造更多的价值，那么他们应该重点关注并发展以下几个领域：钻头和切削工具、地面钻井设备、定向井工具和批量钻井技术。

据了解，以上几种技术在过去8年中已经帮助石油生产商将钻井效率提高了35%以上。在未来的两年中，由于石油行业改革步伐加快、技术进步以及油企不断发展的压力，钻井效率还将继续提高15~20%。

新型钻头和切削工具

在过去的35年中，钻头对整个钻井行业的影响之大远超其它工具和技术。钻头技术的进步，引领了钻井技术的快速发展。

PDC钻头切削效率，主要受到切削齿位置分布、切削齿尺寸以及刀片数量和种类的影响。随着以上几个因素的不断改进，PDC钻头效率也得到了极大的提高。

钻头技术已经从三牙轮钻头发展到了如今的PDC钻头。当然，三牙轮钻头和TCI钻头并没有完全退出历史舞台，只是PDC钻头现在作为一种最为主要的钻井方式，极大提高了钻头破碎坚硬岩石的能力。

过去，每钻一个井段需要消耗3~4个钻头。而现在，随着PDC钻头的应用，作业者每钻一个井段只需消耗2个钻头，还不会影响机械钻速。此外，现如今的钻头在进行生产层井眼作业时，可以最大程度的降低反扭拒，保证造斜作业阶段定向钻具的稳定性。

加强型PDC钻头不仅不会降低机械钻速，还能大幅提高钻头破岩速率。大约10年前，Keith Arnold曾在Haynesville页岩区进行过水平井钻井，当时钻一口4,300ft深的水平井（测深为16,800ft）大约需要54天。此后，每口井消耗的钻头数量持续下降，同时机械钻速不断提高。到2015年时，钻一口同样的井大约只需34天。

地面钻井设备

尽管钻机设备的发展速度并没有PDC钻头那么快。但在过去几十年，钻机设备还是取得了很大的进步。同时，在我们今天所谈的这几个领域中，未来钻机技术对钻井效率提升的潜力是最大的。

随着交流电钻机的应用，定向井和水平井的钻探难度逐渐降低。然而，随着水平井深度增大，作业者必须时刻关注每一个钻机的工作性能。

比如说，当页岩气水平井技术刚刚起步的时候，路易斯安纳州政府规定：水平井水平段长度不得超过4600ft。在这种情况下，具有5000psi泵压的钻机可以高效完成测深为16000ft的钻井作业。但是，随着技术升级，关于水平段最大长度的限制增加到了7500ft，再然后增加到了10000ft。

同时，5000psi泵压的钻机已经难以满足更高的要求。因此，钻井承包商把钻机的泵压增加到了7500psi。

如今，7500psi的钻机已经成为了大部分钻井承包商的标准配置。同时，人们仍在不断努力提高钻头的钻压和机械钻速，Keith Arnold相信这个领域还会出现更多的技术革新。

定向井工具

定向井钻井设备只有在定向测量工具和井下动力钻具的配合下才能高效运转。一旦定向测量工具和井下动力钻具失效的话，那么钻井所用时间和成本将非常惊人。

安装井下动力钻具的时候，需要根据不同的井眼条件来调整它的功率等级和转子频率。而安装定向井测量工具时需要考虑到泥浆种类、泥浆特性和最大井底温度。

这些设备对整个钻井作业都是至关重要的，已经通过采用高强度材料和提高设计标准提高了定向井工具的

一些性能，比如抗弯曲能力、扭矩输出和造斜能力，同时不会影响可操作性和机械钻速。

正是由于这些工具的性能不断增强，定向井作业才变得越来越简单、越来越精确。同时，造斜过程的可预测行性也越来越强。2010年，每个造斜过程大约需要7天，如今只需要一半的时间，甚至有时候只需要2天。

在东德克萨斯Haynesville页岩区，随着大直径定向井工具的应用，定向井和水平井作业所需的时间明显变化。

同时，随着井下动力工具性能的提高，水平井段钻杆所能承受的转速大大增加，也就是说机械钻速得以提高，钻井所需时间变短。

批量钻井技术

由于水平井通常包含定向井段，因此人们意识到如果将多口井整合到一个井口的话，将会节省大量的时间和成本。正是由于批量钻井技术的出现，作业者在钻多口井的时候避免了移动钻井设备的麻烦。与四、五年前相比，批量钻井技术使得钻井效率提高了75%以上。

如今，批量钻井技术的应用已经十分普遍。在页岩区，一个井场最多可以包含10口井，平均每口井可以节省3~4天的钻井时间。此外，作业者甚至可以利用批量钻井技术的优势同时对多口井进行压裂作业。

此外，随着钻机设备集成化程度的升高，钻机设备的灵活性也随之提高高。钻井设备在井场之间的移动只需要几个小时。

同时，由于钻机设备的集成化，运营商在同一井场进行多井作业时，只需更换一次泥浆循环系统即可。

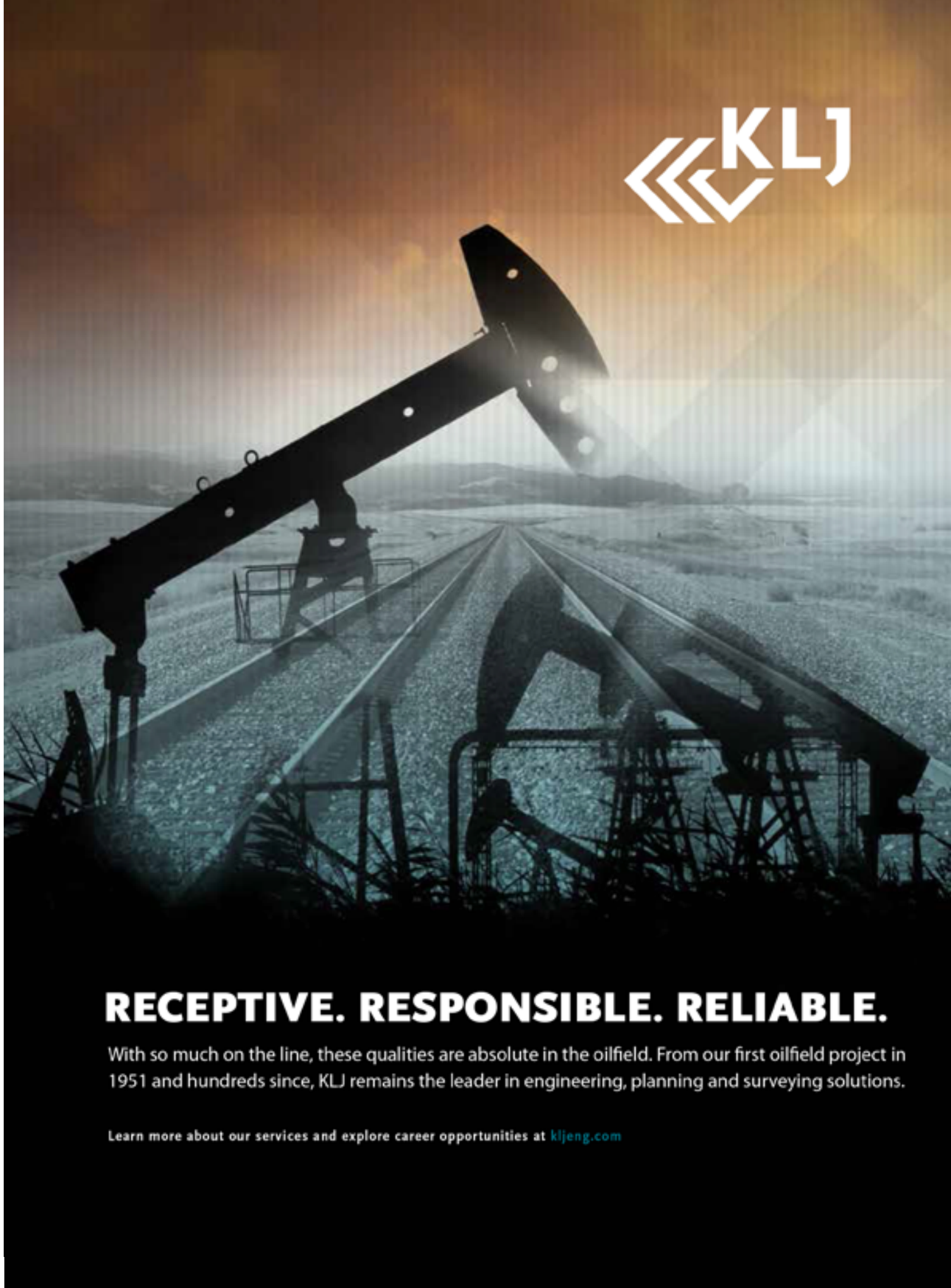
批量钻井技术的一个明显的缺点就是在完井作业之前，批量钻井所需的投资非常高。然而，在有些情况下，批量钻井能够提高完井速度，大大降低整体钻井时间。

黎明即将到来

在Keith Arnold看来，以上几个领域中，钻头技术仍旧是降低钻井成本的关键因素，而地面钻井设备的影响紧随其后。另外，电缆钻杆也是一项提高钻井效率的技术，该技术可以更快地检测井眼条件和井下工具的变化，防止卡钻的发生。

页岩气领域近几年的技术进步以及效率的提高让人印象深刻，而这种技术革新还会继续下去。

对于运营商来说，这些新技术的应用与否很可能决定其成败。为此，广大的作业人员和研究人员需要共同分享彼此的良好实践和成熟经验，积极主动拥抱新技术，提高作业效率。Keith Arnold相信技术革新将会让引领石油行业摆脱困境，走向下一个辉煌！



ePlus视网膜系统 多级压裂如在眼前

随着压裂长度和级数的增加，实时监控井下压裂作业情况迫在眉睫，现有的常规监测技术价格高昂，并不能用于每级压裂的监控，为解决上述难题Packers Plus公司的ePlus视网膜系统应运而生。

作者 | Maurice Smith
编译 | 周诗雨

众所周知，水平井多级压裂技术让老油气储层焕发新生，打开了油气开采的新局面，自从15年前该技术发展起来后，油气井的单井产量增长了十倍。

但是随着水平井筒延伸长度的增加（可达几公里）和压裂级数的升高（最高记录的井压裂级数已经达到了三位数），压裂施工过程中如何采集井下工具性能的实时信息变成了一个难题。

由于常规的监控技术，如微地震排列、示踪剂或者分布式声波传感器（光纤电缆下放在井筒中或在套管外）等价格昂贵，因此不可能对每级压裂都采用这些技术进行监控，所以完井公司经常也就两眼一抹黑，至于是否将压裂球投掷到了正确的位置，是否准确打开了每级井下滑套，这都无从得知。而在多级压裂中，如果一些级数没有压裂成功，则可能会对井的初始和最终采收率造成较大的影响。

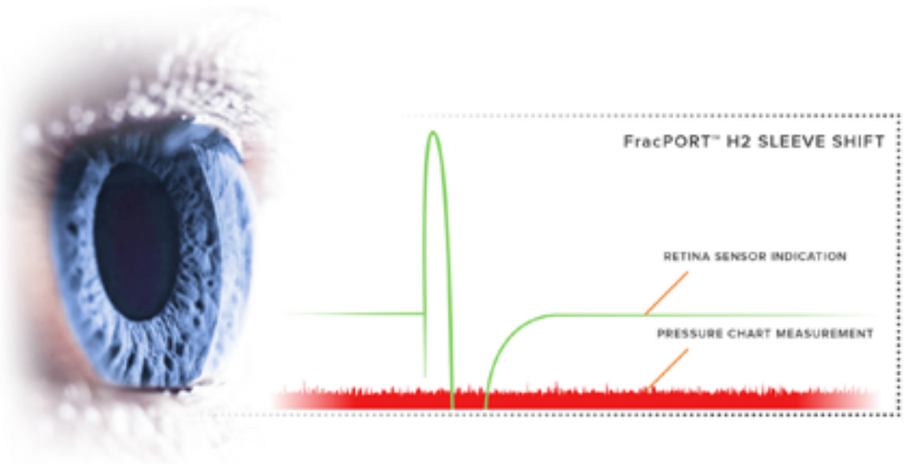
ePLUS视网膜监控系统

为了弥补这块技术上的空缺，Packers Plus能源服务公司研发了一种新的监控技术—ePLUS视网膜监控系统。该系统可以安装在井口，监控每级压裂井下工具的实时作业情况，该系统价格便宜，可作为一种常规的配置。ePLUS视网膜监控系统可以同时利用压力和声波信号监控井下事件，已在21个月前投入市场。

某一井下事件产生的特殊压力信号时有可能转瞬即逝，常规设备无法捕捉到。像投球坐封、射孔等一些其它事件不会产生压力信号，只能通过声波进行监测。而Packers Plus公司Fracture Sciences团队的经理Barry Hlidek表示，视网膜系统可以同时解决以上两大难题。

他说："视网膜系统的绝妙之处在于我们可以用一个相对经济的方式对某一井筒时间进行实时监控，而且完全不会对施工作业产生干扰，因为你并不需要打开井口，或实施类似的操作。它通过磁力吸附在井口外部，安装方便。只需一个人在半个小时内就可以完成系统的安装。"

"我们主要使用这个系统来确认在多级滑套压裂施工中投球、坐封的情况，所以通过使用电声和电磁传感器，我们可以真正的听见或看见投球的情况。你不仅可以获得可视化的图像，还可以听到这些情况。我们可以听到井下滑套开启的声音。"



在Packers Plus为视网膜系统专门研发的灵敏仪器中，有一款高分辨率的压裂传感器，其采样率可达到每秒10,000个数据点，而常规标准的监控设备每秒只能读一个数。这一点非常重要，因为有些事件发生的时间可能不到1秒钟，如果采样率不够高，就可能会漏掉这些事件。

"事实上，滑套开启大概只需要0.4秒，非常快，所以施工组可能根本检测不到这一事件，" Hlidek说。

在利用视网膜系统对这些事件进行观测时，公司不需要停工（不然很可能需要停工来确实某一事件是否发生），可以继续进行完井作业。Hlidek说："同时这对确认投球放置和滑套开启情况的帮助也非常大，没有人希望施工失败。"

在多级压裂施工中，井筒中，逐级变大的投球被投掷到逐级变大的球座中。每一个球坐封后，都会开启相应的滑套，实现这一级的压裂作业，然后在井筒中不断重复这一过程。研究表明坐封的成功率与井产量有很大的关系。

应用案例分析

在德克萨斯的一个完井作业案例研究中，该井需要完成16级的完井压裂，施工中没有监测到第五级的投球和坐封作业。但油公司并没有选择中止作业挪开井口来看一下球是否坐封，而是假设球已经坐封好了，继续完井。当投放第六级的投球后，把仍在投球器中的第五级投球顶了下去，两个球同时落下，相继坐封第五级和第六级，相差时间仅有45秒。视网膜系统准确地捕捉到了这两个事件的信号，根据研究结果推断第四级被压裂了两次，而第五级没有被压裂到。

16级压裂中少压一级所造成的开支和收入损失是巨大的。"据估算，钻井和完井的费用大约近500万美元，则每级压裂的成本为31.25万美元。同时，由于这部分的储量无法开采，产量收益也会受损。"

各式各样的投球完井系统都可以使用视网膜系统来监测投球坐封和滑套开启情况。同时该系统也可应用于裸眼和固井作业中。在另一个第三方压裂施工的案例研究中，通过捕捉声波监测中突然出现的一个压力下降信号，视网膜系统核实有压裂球被挤出了球座。通过获取的准确实时信息，运营商可以及时地采取正确的补救措施。

Hlidek表示，对井下工作作业情况了解得越清楚，就越有利于在一系列施工中更好地做出重要决策。"我们还可以从地面监控爆炸射孔情况，看其是否完成了爆炸。我们可以监测到地面设备，如压裂泵，发出的噪音的变化，这些变化可能是该设备失效的前兆，从而可以及时采取应对措施。此外，我们还可以监测几种类型的封隔器安装和压裂后作业情况，像磨铣和连续油管清洗等。"

Hlidek表示，视网膜系统已经在北美和中东的各个地区得到了应用，受到了各个大小油公司的认可。而Packers Plus公司还将根据实际的应用情况对该技术进行不断的改进和打磨。

高效钻井助力低油价逆行者

钻井工程作为油气开采的重要环节，近年来向着智能化、集成化的方向发展。本期技术专题陈列了数字化系统、旋转导向、控压钻井等多个方面的前沿技术，意在辅助业内同行洞察技术走向。

编译 | 张领宇

从世界能源消耗趋势看，还是以油气为主，在未来能源消耗趋势中，天然气的消耗增加较快，但是在我国仍然以石油、煤炭作为主要能源。尽管如此，我国的油气缺口仍然很大，供需矛盾很突出，60%石油需要进口，从钻井的历史看，我国古代钻井创造了辉煌历史，近代钻井由领先沦为落后，现代钻井奋起直追，逐步缩小差距，21世纪钻井技术有希望第二次走向辉煌。随着钻进区域的不断扩大及钻井难度的不断增加，各种新的钻井技术不断出现，目前，水平井钻井技术逐渐成为提高油气勘探开发最有效的手段之一。各种先进的钻井技术在油田开发中显示出了其优越性，新技术、新工艺日益得到重视和推广应用。

钻井工程作为石油天然气勘探开发的主要手段和关键环节，具有技术密集、高投资和高风险的特点。钻井费用占勘探开发总投资的50%以上，钻井技术的优劣和水平直接影响油气勘探开发效益。伴随着油气勘探开发的深入，国外钻井设备配套、工具仪器研发、钻井高新技术研究与应用得到了高度重视和快速发展，钻井前沿技术不断突破，储备技术研究投资不断加大。目前，钻井技术不仅仅只是打开和建立油气通道，已经成为提高油气井产量、提高采收率等增储上产的新途径和主要手段。

地下环境的复杂性及其不确定性（地应力、地层压力、各向异性、可钻性、理化特性、不稳定性等地层特性十分复杂和异常）给油气钻探造成极大困难：钻井事故多、速度慢、质量差、效益低（成本高），严重制约了油气勘探开发的步伐。

经过历代钻井人员的努力，国内外钻井装备水平逐渐提高，生产管理水平实现现代化。但是，随着油田开发的不断深入，油田开采难度逐渐加大，勘探开发有了更高的要求，这给钻井技术带来了新的挑战，钻井难度不断加大。

数字化系统

进入数字时代，钻井施工模式发生了根本性的变化。随着信息采集技术的提高，数字化的钻井施工模式替代了旧的经验式施工模式。其主要特征是:在硬件方面，在钻井现场建立一个局域网络，一端与钻井数据采集系统(地面和地下)连接，而另一端通过卫星地面站与数据中心连接，建立起一个虚拟办公环境。在软件应用方面，现场实时数据处理与分析系统，将地面或地下传感器采集的信息，与数据中心的知识库、数据库结合在一起联动工作，加上中心专家组的分析，来指导钻井施工。更先进的就是实现闭环自动钻井。这套系统可以最大限度的避免井下复杂情况的发生；可以有效地保护油气藏；可以提高钻井速度和工程质量(特别是井眼质量)；可以解放劳动力，使司钻具有看着地层钻井的感觉。

井队远离生产基地，尤其是海上、沙漠、山区钻井，每一次到钻井平台都花费一定的人员费和运输费。各部门协调生产困难。生产组织信息的流通，对加快各部门的协调工作，减少上井车船次数，是降低钻井管理费用的一个方面。另一方面，及时掌握钻井队生产动态，掌握设备运转、维修情况，掌握材料消耗信息，及时组织专业服务公司上井服务，保证井队正常生产，减少井队停工时间，降低钻井费用。

对钻井生产中发生的成本信息、设备运转效率信息、人力资源信息、物质供应信息等进行综合分析、处理，生成辅助决策信息，成为上层管理者和决策者的主要参考信息。这也是钻井信息技术应用的一个重要方面。

扶正器技术

套管在井眼中的居中度是油气井固井质量好坏的决定因素之一，而扶正器安放又是套管居中与否的基础。不同类型扶正器的性能对套管的下入和最终的居中度有不同的影响；各种类型的扶正器组合又可以弥补单一扶正器对下套管和套管居中度作业的缺陷；套管扶正器间距设计与套管居中度、下套管摩阻、扶正器自锁等紧密相关。

钻井液技术

钻井液技术是油气钻井工程中非常重要的一个施工环节，能够在一定程度上确保钻井工程安全、快速、高质地进行。

目前钻井液技术的应用和发展已经取得一定成果，但是钻井实践证明，一种优质的钻井液，在具备其基本功能之外，还应该尽可能地起到更多的作用。首先，为了尽量降低和避免对油气层的损害，要求钻井液要匹配钻井遇到的油气层，起到保护油气层的作用；其次，钻井液还被要求不能影响底层测试的结果，要有利于人们对底层的正确评价；再者，随着人们对工作环境和生命安全的关注日益增加，要求钻井液符合环保标准，不能对钻井人员和环境产生损害和污染，同时也要尽可能减小对地面设备和井下工具的腐蚀损害。

世界钻井技术发展总的趋势是向自动化、智能化和更加注重QHSE等方向发展，并以信息化、智能化为特点，将钻井、电测、信息采集和控制技术紧密结合，多技术集成一体化，最大限度地发现和保护油气藏、提高油气井产量和油气田采收率，提高速度，降低成本，提高勘探开发的综合效益。

[附文1]

高效钻井助力低油价逆行者：数字化系统篇

数字化的油田不仅意味着更有效、更安全的勘探生产，同时也意味着更低的人力成本和生产成本。在当前的市场大环境下，哪些数字化系统是业内焦点？比权量力后，自会见分晓。

来自 | Baker Hughes等
编译 | 张领宇

石油勘探开发向复杂深层领域扩展，导致钻井工程设计与施工越来越复杂，对钻井工程软件的依赖性逐步增强。

随着现代社会对石油不断增长的需求，石油勘探开发呈现全球化特点，钻井施工区域遍布世界各地，并广泛分布于海洋、沙漠、沼泽、丘陵、山区等复杂地表和复杂地下地质条件下，增加了钻井施工的复杂程度和钻井施工过程的不确定性，对钻井工程设计、风险分析与控制技术提出了更高的要求，复杂井的钻井工程数据分析、钻井风险分析与控制、钻井方案实时优化等，都需要钻井工程软件提供技术支撑。钻井工程软件在提高钻井效益、增强钻井作业安全等方面发挥着越来越重要的作用。

WellLink系统

贝克休斯推出的WellLink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。

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。

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。

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度飞跃。

eVolve钻井系统

美国国民油井华高公司（NOV）推出的eVolve™优化服务可通过先进的工具包来装配钻井设备、训练钻井工人以及钻井工程师，这个工具包具有优良的性能、可实时做出决策并对各种可能性进行分析。eVolve钻井系统可通过四个步骤实现高效钻井。

信息服务

1.时刻为偏远的作业现场和办公室提供即时信息；
2.各层位和深度的钻井参数路径图；
3.实时数据分析和解释；
4.对现场所测数据进行精确分析；
5.高级订制的互动式报表；
6.最先进的顶驱数据采集系统；
7.数据质量监测；
8.利用理论经验、现场实践和知识管理对钻井关键性能指标和测量指标进行分析。

建议服务

1.回顾并分析现有的钻井资料；
2.将地面资料与BlackBox™井下动态采集工具所测得的数据进行结合；
3.确定并提出钻井作业的潜在限制因素；
4.分析岩石特性和地层特征；
5.突出潜在的钻井风险并制定解决方案来降低损失；
6.对产生破坏性振动状态的钻井参数进行辨识；
7.评估钻井过程中的扭矩和阻力、机械比能、弯曲度和其它动态特性；
8.提供以层位和井深为主的钻井路径图；
9.为底部钻具组合的设计及其组件的选择提供建议。

控制服务

1.自动预防或者缓解粘滑和扭转振动；
2.自动优化钻井参数和机械比能；
3.高级的数据采集系统；
4.RTTC（Real-Time Technology Center）可通过远程监测以及为现场和作业团队提供支持来优化这些系统的性能。

自动化服务

1.高频高速的井下数据采集工具；
2.IntelliServ™高速遥感体系和服务；
3.NOV控制系统的附加设备；
4.钻井应用程序和软件；
5.图形用户界面；
6.NOV公司DDS（Dynamic Drilling Solutions）服务人员的支持。

SureDrill系统

APS公司的SureDrill产品线中拥有许多新兴的钻井优化技术和振动控制产品。这些硬件和软件产品都服务于一个共同的目标—更快、更好地钻进。SureDrill结合了自动减震技术和实时钻井数据记录分析技术，可以预测和测量影响钻井过程的变量，完成甚至超水平完成钻井计划。

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

钻井动态监测（DDM）短节可以对钻进过程中的钻压、钻头扭矩、钻头弯矩、以及内部和环空的压力和温度进行测量和记录。振动储存短节（VMS）是一款独立的井下工具，可对井下的轴向、横向和角振动进行测量、计算和记录，进而用于地面的数据回收和分析。

SureDrill-Optimizer系统处于行业领先地位，可以完成以下优化作业：

1.钻柱建模和分析（钻井前实时进行）；

2.基于实时的地面和井下数据进行钻井优化；

3.钻进前的已钻邻井分析——明确钻进中出现的问题，为每个地层选择最佳的钻进点；

4.钻井后分析。

WellDrill是为井下钻井设备而设计的一款分析软件。其应用包括：设计井下工具、确定工具造斜率范围，以及分析故障原因。标准趟次输入表中提供了必要的输入数据。输出数据以便于理解的图表形式呈现，可在数分钟内完成一整套综合分析。

CLEAR井眼清洁技术

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

应用范围

1.大位移井和大斜度井；

2.水平和多底井；

3.深水井。

综合、实时钻井液信息包含了钻井参数、钻屑地质情况、钻井液性能以及随钻测井和测斜数据。这一具有可达性且使用简便的仪表盘能使作业人员对井眼清洁效果进行有效判断，减小井壁失稳的风险。CLEAR技术还能通过对井眼清洁进行专家级的评估解释，实现层次分析，总结经验教训，为后续工作的最优方案设计提供有效的经验依据。

应用案例

在东南亚的一次钻井作业中，钻进平均偏差大于1524m，井斜70° 的12-1/4in和13-1/2in井段时，作业者须对井眼清洁进行监督和控制。作业者采用CLEAR技术对岩屑无法充分返回地面的原因进行了剖析，井队得以及时改善钻井液的流变性，实现井眼清洁，避免了不必要的循环作业。这一方案能够使单井钻井液循环和泵入时间可节约11分钟，总体上能够节约16小时的钻井作业时间，降低超过19万美元的成本。

为了满足现代社会对石油不断增长的需求，石油勘探开发逐步向复杂深层和天然气领域扩展，钻井作业遍布全球，钻井工程施工过程和组织管理更为复杂。钻井工程的复杂性促进了钻井新装备、新工具、新工艺的发展，同时也使钻井工程设计和施工对钻井软件的依赖逐步增强，从钻井工程设计、施工到经验总结，都离不开专用软件的支持。

智能化是世界石油工业的总体发展趋势，《石油圈》作为石油行业的“传送带”，意义就在于传播符合油气整体发展趋势的资讯。专注油气领域，与独立思考者同行，《石油圈》正在路上，你呢？

[附文2]

高效钻井助力低油价逆行者：扶正器篇

扶正器是用于固井作业中保持套管居中度的一类高效工具，是国内外各油公司热衷的钻井工具之一。《石油圈》针对扶正器技术也做过多次介绍，本文简要介绍了其中四个技术，性能优劣自由分辨。

来自 | Centek等
编译 | 张领宇

套管和固井作业对井眼稳定性来说至关重要，糟糕的固井质量会给油气井带来致命的问题，正确理解扶正器的合理配置是成功的关键。

下套管时，需要使用节箍将两根套管连接到一起，节箍使套管变得具有刚性，在将套管下入到裸眼段时可能引起诸如沟槽或键槽等问题，这些问题在任何位置都必须加以避免。在裸眼段，井壁比较尖锐、坚硬，同时比较脆弱。套管则很重、很结实，不易弯曲。井眼粗糙度通常被忽略，但在下套管时应该被考虑在内。

通常，假设水平井的特点为水平、平直、光滑。而实际上，在井眼钻进过程中，钻头会转动，施加扭矩，将岩石破坏，形成井眼，这会引发螺旋效应。井眼实际上既不平直也不光滑，套管下到裸眼段后，必须适应粗糙、刚性井眼的弯曲度。

重力有助于将套管下入井底，同时也需要辅助其他工具将管串下至井底。如何将套管下至井底，并取得良好的固井质量，居中度是关键。居中度是套管壁和井壁之间的空隙，通常用百分比表示，表明套管在井眼的居中情况。井眼不同位置的居中度会有不同，但如果在任意位置出现居中度低于67%的情况，将带来严重的后果。

在下套管的时候，扶正器配置不合理或者下的太少，会大幅增加摩阻。套管和节箍会增加摩阻，从而需要额外的下压力将套管下到位。键槽会造成井壁形成沟槽，造成漏失，甚至是卡钻。上述问题都可以通过合理的扶正器配置、获得最佳的居中效果来避免。在许多井中，常会出现井壁冲蚀现象，需要大量使用额外的水泥解决。但目前还没有或者极少有针对这种情况使用的扶正器类型的讨论。

合理的扶正器配置，是成本最低、最可靠的将套管下至井底并获得最佳固井质量的方法，糟糕的固井作业会带来致命的后果。

如果不使用扶正器进行固井，套管会贴在井壁。由于水泥流动性很强，会沿阻力最小的路线流动，在水平段水泥不会流到套管底部。单纯地靠旋转无法使套管居中。套管不会悬浮在上井壁，我们无法保证套管在深达5公里的井底还保持良好的悬浮状态。

水泥的作用是保持井眼稳定，避免气侵和腐蚀。压裂后，糟糕的固井作业会引起产量损失、地层污染和提前修井。这会减少产量，增加成本，而使用扶正器则可以提高而非缩短油气井寿命。

S2扶正器

S2扶正器是Centek公司最受好评的扶正器产品之一。该扶正器彻底颠覆了在此之前的传统设计，到目前为止，已多次被证实其可减少作业失败次数，有效地为作业者减少作业时间，降低作业成本，多次帮助作业者顺利将套管下入到目标位置。

S2扶正器采用非焊接的一体式结构设计，使其没有薄弱点，并且具有超高强度。该扶正器最初的设计目的在于替换固体式扶正器，用于下套管作业，以及复杂井身结构，如水平井、大位移井、J-型井、S-型井和具有其他井身结构设计的井。

S2扶正器满尺寸加工，具有极大的恢复力和弹性，S2弓形弹性扶正器具有如下特点：

1.在最具挑战性的井况，仍具有极佳的居中能力；

2.无需启动初始力和下放力；

3.低摩擦系数意味着极小的扭矩损失，降低了摩阻；

4.优化以后的扶正效果，可以提高固井过程中套管的旋转和上提下放能力。

Centek S2扶正器在美国页岩气区块应用中取得了巨大成功，当地对固井质量的监管要求是全世界最严格的，S2扶正器可以带来最佳的扶正效果和流体循环能力，形成稳固的水泥层，保证了一口

井在整个生命周期内的完整性和产量。

应用案例

作业者需要将7in (磅级32.0#/ft) 尾管下入8-1/2in裸眼至3600米，需要通过套管内径为8.535in的井段 (套管尺寸9-5/8in，磅级53.5#/ft) 。尾管在下入裸眼段期间，可以部分转动，在出套管的时候以20rpm的转速转动了约12个小时。扶正器还通过了一个斜向器窗口，最终由于距井底40米管串无法下到位而起出了尾管。

使用55个型号为7in×9-1/2in的Centek UROS扶正器。现场监督和固井人员检查了所有的扶正器/接头，发现出井扶正器唯一的损坏仅是少量的螺栓槽变弯了。本次应用证明了经历过极端应力条件后，具有独特设计的Centek扶正器状态依然良好，仍然可以再次入井。

HydroFORM扶正器

Volant公司生产的HydroFORM扶正器，是钻井、扩眼，以及高难度井、复杂剖面井、关键井建井的首选。HydroFORM扶正器有两种系列可选：标准系列和SlimLINE系列。

SlimLINE系列的扶正器具有0.19in的壁厚，在保证肋板覆盖面积和耐用性的前提下，可以获得最大的过流面积。这是一种更加轻便、经济的扶正器。标准系列产品具有的超强耐用性，但当对产品耐用性要求不高，而对可靠性和性能要求更高时，可以选择SlimLINE系列产品。SlimLINE系列扶正器可用在外径为4-1/2in，5in和5-1/2in的套管上，具有多种肋板外径和剖面设计。

应用案例

美国北部，一家公司在Bakken地层的大位移井中下4-1/2in尾管时遇到了困难，下尾管效率极低，耗费了大量时间。该井的其他信息为：测深25,000英尺，垂深10,000英尺，水平段长15,000英尺。尾管信息如下：

1.之前使用复合刚性扶正器时，在泥浆振动筛出口处经常发现扶正器碎片；

2.在下入过程中 (特别是最后2,000英尺长的尾管) 遇到了大麻烦，结果额外花费了大量时间将尾管下到预定位置。

Volant HydroFORM具有极高的可靠性，因此被优选为新井的扶正器。

由于即将施工井与上一口已施工井的位置较近，所以扶正器配置类似。按设计间隔下入了Volant的HydroFORM扶正器，选用了的限位环扶正器。除了使用Volant的扶正器和专利安放软件外，其它尾管下入流程没有变化。下入到预定深度所用的时间还不到之前的一半：仅为39小时，节约了57%的下入时间。在整个下入过程中扶正器都完好无损坏。

Ace Oil Tools扶正工具

Ace钻井扶正器可在尾管上旋转，不受套管或尾管旋转影响，可保持尾管定向钻井BHA的稳定性。

这种扶正器可用于套管或尾管需要旋转作业的环境，能够减小扭矩，将上层套管和旋转套管或尾管的磨损降至最小。适用于套管、尾管钻井和划眼，以及旋转固井等。钻井测试期间，油气公司为了减小尾管和上层套管的扭矩和磨损，选择使用ADC并对其进行了性能评估。

应用案例

某国家石油公司选择使用ADC，以保证定向钻井作业时7in尾管柱的稳定性。7in的ADC固体扶正器由1个扶正器和2个带延长段的ARC组成。扶正器套在ARC的延长段上，避免套管或尾套磨损。ADC扶正器设计独特，结构极为坚固，额定轴向力为90,000lbs，工具不含有任何可能引起大麻烦的细小零件。

通常，可根据所钻井眼的尺寸选择ADC的尺寸。在本次应用中，8-1/2in井眼选择下入8-1/4in工具。也可以根据需要设计扶正器的肋板和导流槽的曲率。

现场作业过程中，只需一名经验丰富的作业人员就将ADC顺利安装到尾管的预定位置上，安装一个扶正器只需不到10分钟。使用13.5个小时的纯钻时间，完成了900英尺的定向尾管钻井作业。尾管以30~80RPM的速度旋转总计约54,000转，在钻达设计井深后将管串起出检查工具。

VariForm扶正器

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

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

VariForm扶正器可以满足最苛刻的入井条件。波浪状外形的弓形扶正器簧片可以减小摩阻，避免通过受限井段时被损坏。这种外形设计也可以强化簧片，获得更大的刚性。在下入过程中，弓形扶正器簧片可以被压缩至近似扁平状态，在达到预定位置后可恢复完整外径。整个过程对性能无影响，可提供良好的居中效果。VariForm可应用于标准尺寸的井眼、扩眼井段、水平段以及间隙较小的井段，以实现套管居中。

VariForm扶正器短节

VariForm扶正器短节可以下入到常规扶正器无法下入的井段。在套管间隙极小，最窄为1/8in的情况下，该扶正器短节是最佳工具。同时，该工具也可用于扩眼后达4in或更大的裸眼井段。VariForm扶正器短节是业内首款将扶正器“提”着下入井眼的短节，而非“推”入。

确定安放位置，记录相关数据

CentraPro Plus扶正器安放软件可模拟井筒状况，从而选择最佳的扶正器类型以及扶正器和挡环的安放位置。CentraPro Plus模拟的内容包括在已知井眼几何形状的前提下，任意井深的侧向力、管串浮重和拉力；基于管柱/井眼尺寸组合实测数据的扶正器在上述各力作用下的受力情况；基于管柱弹性和三维矢量分析的扶正器之间的下垂情况。另外，客户还可以从CentraPro Plus数据库中得到扶正器的性能相关数据。

钻井是石油工业的领导者。钻井技术发展的总趋势是满足石油勘探开发的需要。钻井工程作为油田油气勘探开发的重要组成部分，具有资金、技术密集、投资高、风险大的特点。《石油圈》坚持跟踪各类油气行业最新行业、技术和商业资讯，以上技术只是千山一叶。若想了解更多油气资讯，可持续关注《石油圈》。

[附文3]

高效钻井助力低油价逆行者：钻井液篇

作为钻井工程的血液，钻井液一直在不断发展，高温高压、环保、欠平衡等都是目前的热门发展趋势，包括M-I SWACO在内的各大油服公司研发出了一系列高性能钻井液相关技术。

来自 | M-I SWACO等
编译 | 张领宇

钻井液技术是油气钻井工程中非常重要的一个施工环节，能够在一定程度上确保钻井工程安全、快速、高质地进行。

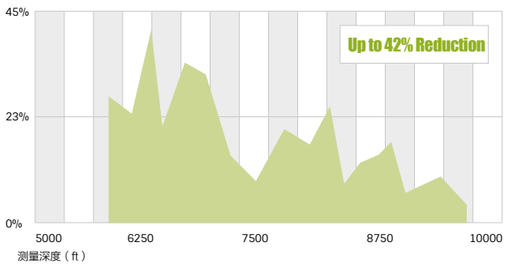
长期以来，世界各地石油开发都在如火如荼地进行，当前的世界石油开发已经开始进入中后期阶段，浅层石油资源匮乏，使钻井作业的难度及油气井的开发成本都相应的增加，尤其是在深井作业中，对钻井液技术更是提出了更高的标准和更为严格的要求。很多大型石油设备公司都在积极进行新型钻井液技术的研发和传统技术的改进，取得了较为丰硕的成果，引领了21世纪钻井液技术的发展方向。

RHELIANT PLUS钻井液体系

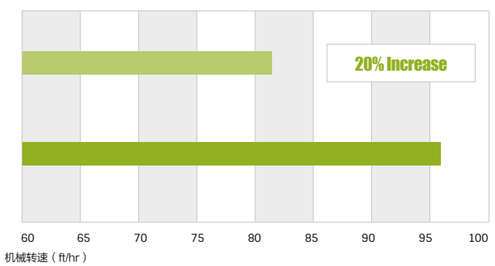
RHELIANT PLUS钻井液体系具有极强的热稳定性和恒流变特性，在深水钻井作业中，无论地层中的温度如何变化，该体系都能够防止重晶石沉降、降低钻井液当量循环密度。

RHELIANT PLUS钻井液体系的稳定性不受温度和压力影响。在温度高至150℉时，该油基钻井液体系性能都十分稳定，温度低至4℉时性能同样如此。正是因为其恒定的流变性和凝胶结构使得钻井液循环压力允许在较低的ECD (当量循环密度) 下进行

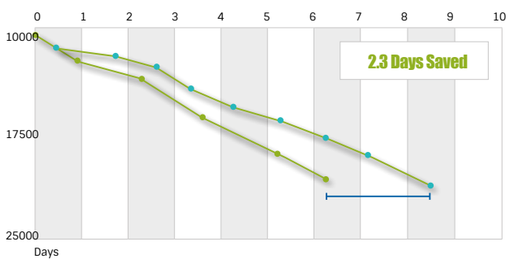
Willison盆地：降低扭矩



Willison盆地：平均钻速



Willison盆地：测量深度（ft）vs.时间



钻井作业，同时能够在钻井的过程中降低其他风险，避免地层漏失等问题的发生。

RHELIANT PLUS钻井液体系还降低了井眼的应力，抗固体物污染能力更强，并对能够对钻井液当量循环密度进行有效控制，以优化大位移井钻井工艺。该体系稳定的结构易于适应井内由多种成分组成的复杂环境，简化作业工艺。

RHELIANT PLUS钻井液体系能够提高固井质量，即便在凝胶结构胶结性差或高温条件下进行钻井作业时，也能保证高固井质量。同时，新的RHELIANT PLUS钻井液体系也具有恒定的流变性。

应用案例

安哥拉深水项目的负责人为提高钻井液性能，降低作业成本，在尺寸较大的井眼作业时仅使用一种钻井液体系，在进行固井作业前井眼清洁、钻井液处理都需要额外的钻机使用时间。

一个泥浆厂提供了90,000桶新的RHELIANT PLUS钻井液体系。在12-1/4in井眼和8-1/2in井眼作业中，使用该体系与使用其他钻井液体系相比，能够降低30%-50%的当量循环密度。RHELIANT PLUS钻井液体系中的有机土成分的流变性是常规体系的60%，且无沉降现象。

在完钻的第一口井中使用了RHELIANT PLUS钻井液体系，显著降低70-85的流变性，同时保证井眼清洁度。在墨西哥湾钻井的六年中，作业方第一次能够在17-1/2″和12-1/4″井眼中不用倒划眼，直接起钻，且链烷烃（石蜡）和低毒性矿物油基泥浆的凝胶强度十分平稳。

Encapso智能润滑剂

Encapso钻井润滑剂独特的“按需润滑”的方式正在改变操作人员降低摩阻的方式，它带来了卓越的钻井效率和经济效益。Encapso目前市面上唯一能够专门的、有针对点的降低井下摩阻的囊装润滑剂。

与传统润滑剂不同的是，Encapso能够在水基泥浆中提供持久的润滑性来满足操作需要。另外，Encapso还是无毒、可生物降解的。

Encapso已经被证实可以：

1.减少超过70%的摩阻；

2.与标准液体润滑剂相比，增加高达50%的钻速；

3.减小高达42%的扭矩；

4.减少高达50%的阻力。

Encapso的微米级囊粒直径比人们的头发丝还要细（囊粒直径约为5-10微米，人们的头发丝直径约为100微米），由微米级含有纯净润滑油的囊粒组成。这些囊粒可在预设的压力和温度下破裂，释放出润滑油，能够针对摩擦点实现定点润滑。

	使用HydraGlyde的井	临井1	临井2
地区起始深度，英尺	9050	9222	9187
完钻深度，英尺	15285	14687	14850
水平段长度，英尺	6235	5465	5663
水平段钻井时间，天	3.5	3.6	4.8
平均钻速，英尺/小时	95	76	88
钻速差值，%	16	-	-
最大扭矩，英尺磅	21500	26000	26500
扭矩差值，%	-18	-	-

囊装润滑剂既能提供油基泥浆的高效润滑性能，又具备水基泥浆的环保性能，帮助作业人员解决了传统润滑剂无法解决的泥浆难题。

Encapso已经全美的许多口井中做过了测试，证明它在提高整体效率上远超传统方法。测试结果基于Catoosa测试中心的实验室测试和/或生产井测试。

应用案例

Encapso在西德克萨斯州进行了应用，Permian盆地的作业人员将Encapso添加到水基泥浆来检验它的效果。在一口试验井中进行测试后（这口井成为该区块钻速最快的井），作业人员开始将Encapso运用到了生产井中。与另一口使用常规液体润滑剂的临井相比，使用Encapso作为润滑剂时的钻井时间缩短了了33%，钻井速度提高了40%，扭矩降低了16%（从18600ft/lbs降至15.5ft/lbs），作业时间缩短了两天半。

Encapso在实验室测试中也表现优良，结果为：囊装润滑剂技术可以将不同配方的水基泥浆摩擦系数降低超过70%，使扭矩和摩阻分别降低了45%和50%。

HydraGlyde高性能水基钻井液体系

大多数水基钻井液配方缺少工程应用的灵活性，很难应用于各种具有独特钻井环境的陆上页岩开发，因此，作业者们迫切需要一种通用型的钻井液系统以满足所有的应用条件。M-I SWACO公司（斯伦贝谢下属子公司）开发了一种HydraGlyde高性能水基钻井液体系，这个体系可用于开发盈利性较差的北美陆上页岩区块。

这个体系提供了一种快速、安全、灵活的钻井液方案，符合严格的AFE和HSE要求。除了能够抑制页岩膨胀和分散，该体系中高效廉价的新型化学成分还能够减少钻井过程中的扭矩和摩阻。另外，HydraGlyde体系在高造斜率井段和长水平井段中，能够提供与油基钻井液相媲美的钻速、井眼清洗和稳定井壁的能力，同时降低了钻井成本，减少了钻井作业对环境的影响。

为了同时实现高性能和灵活性，HydraGlyde体系在设计时主要添加了HydraSpeed ROP润滑剂、HydraHib页岩抑制剂和HydraCap三种组份，补加了DUO-VIS生物

聚合物添加剂，增加钻井液的剪切粘度，以携带和悬浮岩屑。该体系还加入了POLYPAC UL超低粘度聚阴离子纤维素（几乎不增加粘度），降低钻井液滤失量。

应用案例

西德克萨斯州Midland盆地中的Wolfcamp地层有互层的页岩和灰岩，对钻井中的扭矩和钻速有很大的限制作用。并且，钻穿上部的Spraberry地层造斜井段同样面临较大困难，因为，与水平井段相比，该井段需要更高的页岩抑制性能。

某井设计完钻井深4651米，作业者要求对8-1/2in井眼的造斜井段及水平井段（设计长度1871米）钻进时，要尽可能的降低钻井扭矩。运营商最终选择使用HydraGlyde高性能钻井液体系。

使用HydraGlyde的井与其他井钻井数据对比表

应用结果：

1.用时3.5天，完钻一口8-1/2英寸的井，与之前采用的抑制性水基钻井液相比，钻速提高了16%；

2.与使用抑制性水基钻井液的临井相比，钻井扭矩降低了18%；

3.为以后的钻井作业树立更高的钻井液标准。

NSURE逆乳状钻井液体系

NSURE逆乳状钻井液系统通过在不同温度与条件下更稳定的流变学特性，专为更好地解决海上与高风险钻井作业而设计。与常规系统中钻井液的黏度取决于温度不同，NSURE在更宽的温度范围内仍能维持恒定和可预测的液体性质。

NSURE逆乳状钻井液系统在复杂压力变化条件下和敏感海上环境的应用中都表现出恒定的流变性质。

此外，NSURE的受控流变性质能够降低当量循环密度，减小了循环最初时的压力峰值，并最终降低地层压力，这样就减少了因地层破裂而导致的井漏和非生产性时间。同时，NSURE还是一种环保产品，同时符合全球多个市场的环保标准。

NSURE体系根据在不同温度、压力条件下测得的性能来定义。这种量化方法测试了钻井液对温度变化的适应性，保证钻井液在不同温度和钻井条件下性能仍能稳定发挥作用。NSURE体系不仅仅是拥有这些严格定义的性能标准，更是使用了多种常见的基础油从而满足或超过了HSE的标准。

应用范围

1.压力位主要影响因素的钻井；

2.对环保敏感的海上作业。

目前钻井液技术的应用和发展已经取得一定成果，但是钻井实践证明，一种优质的钻井液，在具备上述的几点功能之外，还应该尽可能地起到更多的作用。首先，为了尽量降低和避免对油气层的损害，要求钻井液要匹配钻井遇到的油气层，起到保护油气层的作用；其次，钻井液还被要求不能影响底层测试的结果，要有利于人们对底层的正确评价；再者，随着人们对工作环境和生命安全的关注日益增加，要求钻井液符合环保标准，不能对钻井人员和环境产生损害和污染，同时也要尽可能减小对地面设备和井下工具的腐蚀损害。简而言之，钻井液技术的发展还存在非常广阔的空间。

勘探开发步履不停 可燃冰资源前景可期

地球蕴藏巨量可燃冰资源，现有开发技术水平局限性很大，通过系列科研实践活动，我们积累了可观的研究成果，但革命尚未成果，同志仍需努力，可燃冰将来极有可能火热未来能源市场。

来自 | Upstream
编译 | 姚园

天然气水合物（Natural Gas Hydrate，简称Gas Hydrate）是分布于深海沉积物或陆域的永久冻土（约占全球陆地资源的1/4）中，由天然气与水在高压低温条件下形成的类冰状的结晶物质。因其外观像冰，遇火即可燃烧，所以又被称作“可燃冰”或者“固体瓦斯”和“气冰”。天然气水合物中甲烷含量约为80%～99.9%，燃烧污染比煤、石油、天然气都小得多，而且储量丰富，全球储量足够人类使用1000年，因而被各国视为未来石油天然气的替代能源。天然气水合物赋存于水深大于100~250米（两极地区）和大于400~650米（赤道地区）的深海海底以下数百米至1000多米的沉积层内，这里的压力和温度条件能使天然气水合物处于稳定状态。

天然气水合物是指由主体分子（水）和客体分子（甲烷、乙烷等烃类气体，及氮气、二氧化碳等非烃类气体分子）在低温（-10℃~+28℃）、高压（1~9MPa）条件下，通过范德华力相互作用，形成的结晶状笼形固体络合物，其中水分子借助氢键形成结晶网格，网格中的孔穴内充满轻烃、重烃或非烃分子。水合物具有极强的储载气体能力，1立方米的可燃冰可在常温常压下释放165~180立方米的天然气和0.8立方米的淡水。

TimothyCollett是美国地质调查局（USGS）的资深科学家，他表示：“由于采用标准的不同，不同机构对全世界天然气水合物储量的估计值差别很大，但现今达成了一种共识，即可燃冰矿藏中蕴藏的天然气资源量远超过其它各类碳水化合物资源量的总和，地质储量最为丰富。”

Ray Boswell是美国能源部下属的国家能源技术实验室（以下简称为NETL）的一名地质学家，他表示过去几年间的主要研究成果之一便是重新评估了可燃冰的资源量。他说道：“对于地球蕴藏的巨量天然气水合物资源，我们正在努力探究通过技术手段可开发哪些资源的开发。从这个角度出发的话，可利用资源量便将从巨量转变为一个定量。”

换句话说，可燃冰资源蕴藏总量指的应该是存在商业开采价值的资源量。科学家普遍认为可开发可燃冰资源多集中在水深超过500米且靠近大陆边缘的深海海底以下数百米的沉积层内。

Ray Boswell表示：“我们只是在评估可燃冰的可商业开发资源量，努力做好本职科研工作”。

深度剖析

Ray Boswell表示：“随着可燃冰商业开发进程的推进和开发技术的日趋成熟，储层渗透率也在持续得到改善。”[右图]

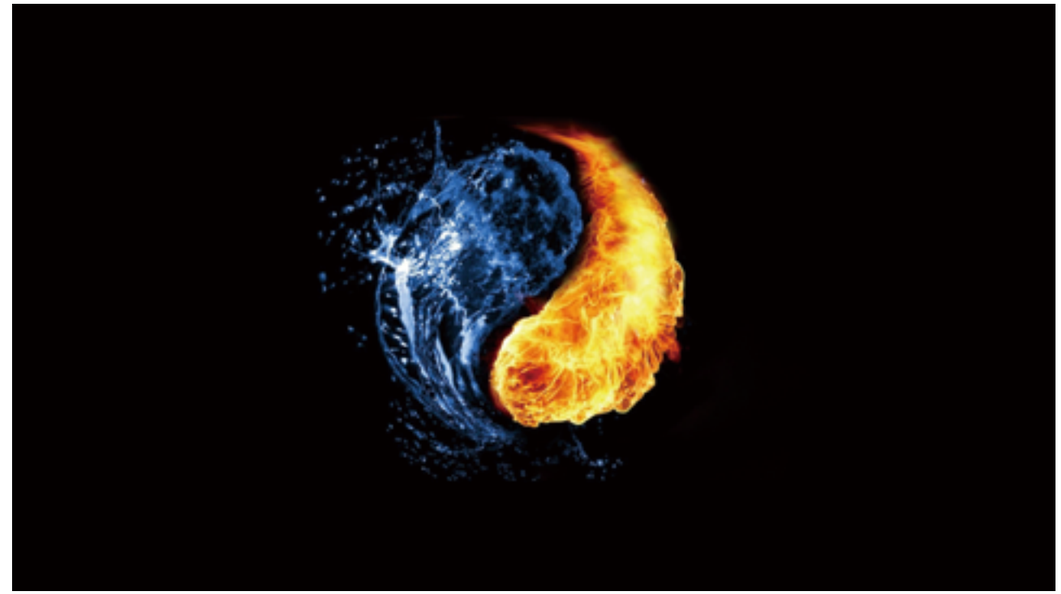
部分资源被“锁定”

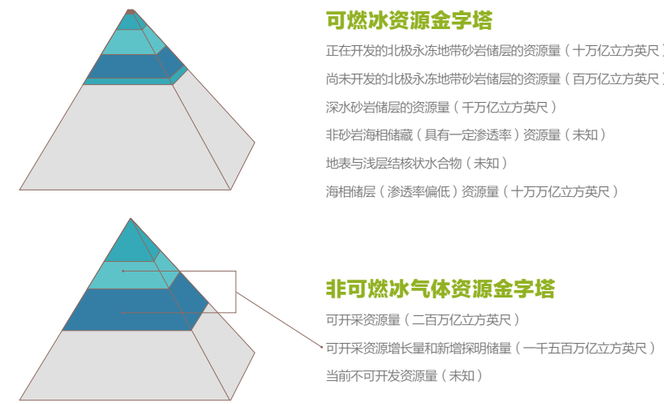
根据可燃冰资源金字塔，塔底至塔顶，资源开发难度系数逐渐降低。塔底所指的资源虽然饱和度高但开发难度高。根据相关统计数据，约90%的天然气水合物储存在海相粘土和页岩层中。金字塔中部指的是裂缝和粘土系统中的可燃冰资源，Collett表示现今还没有开发这些资源的成熟技术。塔顶指的是砂岩储藏中的资源，可采用降压开采方式。

Boswell表示，在砂岩储层中，天然气水合物饱和度高，导致储层物性差异明显，可通过标准地球物理数据轻松识别。

Boswell表示，鉴于可燃冰在常温常压下不稳定，当前开采可燃冰的方法主要有：①降压开采法、②热激发开采法、③化学试剂注入开采法。过去十年试验结果表明，降压开采法最为可行。当储层压力降低后，天然气水合物便会失去稳态，释放出天然气和淡水。此外，化学试剂注入开采法可作为有效补充。

Boswell说道：“当前大家普遍存在误解，认为可燃冰的相变过程表明其具有不稳定性或不可预测性。然而，事实并非如此，其相变过程同冰块融化原理相同，很容易理解。”随着环境压力的不断升高，天然气与水分子为了达到稳态就会形成水合物结构体。他还表示：“在形成水合物过程中需要吸热，导致周围环境温度下降，这也是使其保持稳态的原因之一。因此，商业开发的关键技术挑战便是如何使储层内的可燃冰处于分解状态。”Collett对该观点表示认同并表示：“一旦储层内的温度低至一定程度，开采速率就会大幅下降。”此外，热激发开采法作为开发方式的有效补充，也成为了整体生产计划的有机组成部分。





Collett还表示：“总体而言，可燃冰资源的开发并没有特殊之处，只需合理利用各种所需的开发与评估工具并运用适宜的开采技术”。

美国地质调查局科学家Tim Collett说道：“当前业内普遍存在一个共识，可燃冰中天然气蕴藏量超过了其它各类碳水化合物资源总量。”

探索不止

鉴于当前只有少数几口井的试采资料，天然气水合物的钻探开发仍处于初期摸索阶段。

Boswell说道：“科学家们普遍认为天然气水合物单井的生产动态难以预测，当前我们掌握有六口井的详细生产数据”。他还表示：“初始模型预测天然气水合物开发井可产出大量气体，但前期生产速率低且持续时间长，可能需要等待很久才会有气体产出。然而，实际试采情况又表明产出滞后时间并没有预测的那么久。”

建模分析表明可燃冰的商业开发是可实现的。Boswell说道：“历次试采试验都会更加坚定我们的希望。天然气水合物气藏开发初期的产出条件是最差的，但随着气体的产出，储层渗透率会不断升高，产出条件也会持续改善。”

虽然仍存在诸多技术挑战，但研究人员一路披荆斩棘，在可燃冰开采方面取得了长足的进步，其中包括美国在墨西哥湾与阿拉斯加的天然气水合物开发项目。

Boswell还表示，常规油气藏的勘探技术也适用于天然气水合物储层，因而我们可利用现有成熟技术勘探可燃冰储层，根据气体生成及运移的地球物理解释数据来降低内在风险。“海底模拟反射层”（BSR, bottom-simulating reflector）代表含气水合物（气水合物在海洋环境中是稳定的）的沉积物与下伏不含气水合物之间的声反射界面，考虑到明晰的海底模拟反射层显示可能是误导，实际上可能是气体的大量扩散而非气体运移行为，不能形成有效气藏，此种方法可用来取代BSR方法。

Boswell指出，研究人员正在努力

探究水合物中甲烷气体的释放是否会加重全球的温室效应。

到2005年，墨西哥湾北部尽管已经有1200口工业油气井穿过了水合物稳定带，但是仍然缺乏海底之下水合物存在的证据。2005年，美国能源部与Chevron公司共同推进的“墨西哥湾水合物联合工业计划”（joint industry project，JIP）钻探活动首次证实了墨西哥湾海底存在水合物。在2007年2月，美国地质调查局USGS、美国能源部DOE和壳牌阿拉斯加分公司BPXA再次合作，对阿拉斯加北坡盆地含天然气水合物储集层的第一口探井（Mount Elbert井）成功进行了地层测试，进而通过地球物理测井和钻井取芯证实了之前对天然气水合物前景地震遥感特征的研究。

2009年，“墨西哥湾天然气水合物联合工业计划”在3个站位实施了7个钻孔的钻探，在其中的4个钻孔中发现了含高饱和度水合物的砂层，其它2个钻孔也发现低至中等饱和度的水合物。这个结果首次证实了墨西哥湾含水合物砂层的特征及性质是非常复杂的，同时证明了地球物理与地质学的综合应用在寻找钻探目标方面是非常有效的方法。2012年，由DOE、美国康菲石油公司、日本石油天然气金属矿物资源机构（JOGMEC）共同在美国阿拉斯加北坡普拉德霍湾区开展的Ignik Sikumi现场试验成功完成。这是首个设计用于调查研究天然气水合物储藏中CO2-CH4置换潜力的现场试验工程。

Collett认为，阿拉斯加和日本的试采工程都表明减压开发法是开发天然气水合物储藏的有效手段。

最近，印度国家水合物科考计划02（Indian National Gas Hydrate Program Expedition 02，其是第二次国际合作探索项目，该活动由印度发起，联合美国地质勘探局、日本钻井公司、日本海洋地球科学技术局共同开展工作）自2015年启动，科考地点为印度东部海岸，美国地质调查局和美国国家能源技术实验室为本次海洋勘探计划提供技术支持。在Krishna-Godavari和Mahanadi盆地，水深在1500~2800米的区域共钻打了42口探井，获得大量的测井数据和岩心样本。

美国国家能源技术实验室技术人员表示，在两个盆地所发现的天然气水合物特性与钻前预期基本一致。此外，本次考察所获取的大量随钻测井数据和岩心样本可描绘出完备的三维岩石物性视图，进而可为世界上其它天然气水合物油藏体系提供极富价值的参考。

Boswell表示，NETL希望能尽量多地参与到美国或外国即将开展的天然气水合物开发项目中，以便进一步论证降压开采方式对该类储藏的适用性。此外，Collett也谈到：“当前，全世界的关注点是继续加大天然气水合物储藏的生产测试，期望能早日实现商业化开发，造福全人类。”

广告
advertisement

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

NOV有线钻杆技术花样翻新 IntelliServ2应运而生

钻井操作的高重复性对于钻井工程师来说非常重要，但这受到了诸多因素的限制。NOV推出的IntelliServ2技术不仅能够提高钻井效率，还能实现数据高速传输，对于实现钻井操作的高重复性具有非常重要的意义。

作者 | Brian Van Burkleo等
编译 | 张德凯

钻井工程师一直在寻求能够同时满足高作业重复性和高作业效率的钻井方案，但这通常受到诸多操作因素的影响，其中复杂的地质条件和压力窗是最为重要的影响因素。

通过有线钻杆（WDP）结合遥测技术实时传输、监测井下数据，钻井工程师就能获得更多的井下状况信息，及时调整钻井方案。而这正是高重复性钻井作业的开始，可以说，有了WDP，钻井工程师就能够实现高重复性的钻井作业。

对于油气开发商来说，现在急需一款新型、富有竞争力的钻井工具，WDP的出现正满足了这一需求。WDP为钻井操作带来了更多的可能性，可以提高多种作业操作效率、减少非生产时间。

多功能作业工具

目前钻井作业中，WDP已经成为了一种多功能钻井工具，不仅可以作为常规钻杆进行钻井作业，还具有实时数据传输功能，通过WDP将井下工具的测量数据传输到地面的速率高达57000bit/s。

在钻井作业中，高作业重复性来源于获取到的翔实的井下数据，这对于作业条件、钻井策略调整都具有非常重要的意义。提高钻井作业中数据的时效性能够使得作业参数变化更加详细、准确，大大提高了作业的成功率。

WDP能够有效地将井底工具数据传输到地面，数据传输速率高达57600bps，从根本上改变了常规钻井方式，实现了数据驱动钻井，优化了钻井作业。

WDP能够实现数据实时传输的技术基础是双台肩钻杆的设计，电感线圈位于螺纹的内层，与其它钻杆的同轴电感线连接，从而形成一条完整的数据传输线路，贯穿整个钻杆的电感线圈即实现了钻杆结箍之间的数据传输。

外形上来看，WDP就与常规的钻杆相同，以下是关于WDP的常见疑问：

1.在钻杆连接过程中是否要进行传感线圈的连接？

不需要，使用传感线圈的原因就是要避免繁琐的连接过程，传感线圈称作IntelliCoil，WDP只需像常规钻杆连接即可；

2.WDP是否需要特殊的涂层技术？

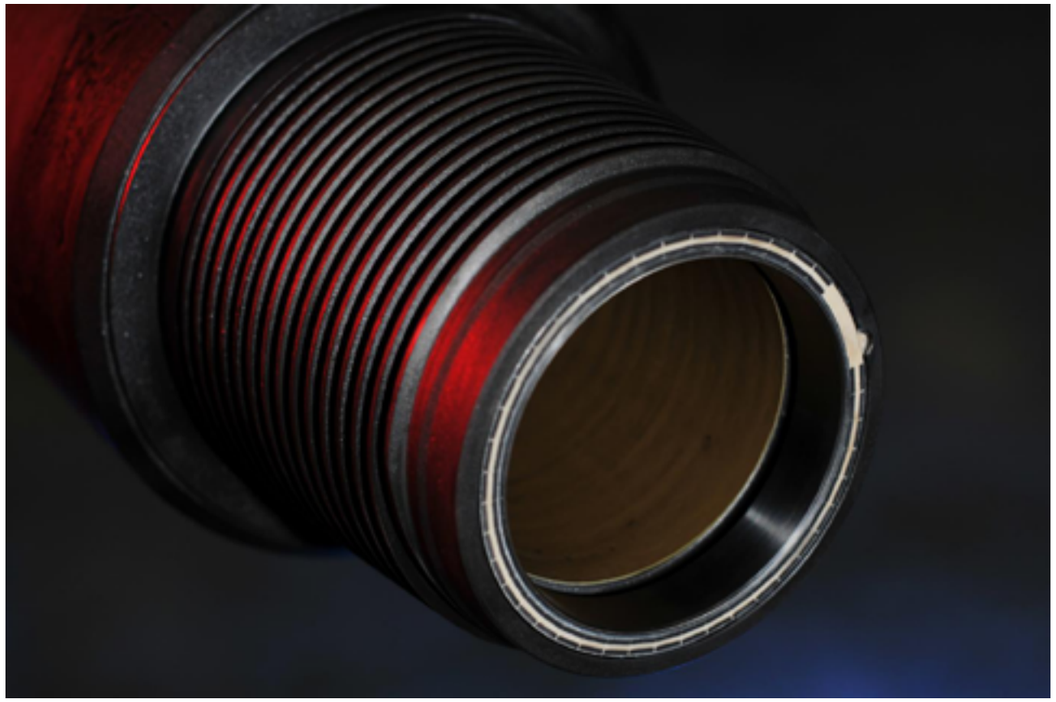
不需要，生产商只需要常规的涂层技术即可；

3.WDP可以进行固井作业么？

可以，诸如固井、投球、投阀等作业都可以通过WDP完成。

高速数据传输

WDP已经在世界各地的油田作业中投入了应用，实际应用结果显示WDP能够提高钻井效率、降低作业成本。WDP能够实现MWD/LWD与旋转钻进系统的高效数据传输，降低了工具之间的数据传输时间，提高了钻井效率。WDP只是采用了常规的遥测技术，只是做到了更快。遥测技术与WDP能够显著减少数据测量、传输时间，实际应用表明，在大多数钻井作业中WDP都能至少节约1~2天的作业时间。



传统双肩钻杆，传感线圈位于内层，连接公扣和母扣，可实现WDP钻杆之间的数据传输

增加作业可靠性 提高操作效率

NOV推出的IntelliServ2数据网络服务，提高了钻井作业可靠性和作业效率。该数据传输网络的推出后，作业团队就能有效地观监测作业系统各部分的数据，实现作业计划的实时优化，提高作业可靠性和效率，从而降低成本。目前，该传输网络已投入应用。

NOV对IntelliServ传输网络进行了如下改进，形成的新一代的传输数据网络—IntelliServ2，提高了稳定性和传输效率：

1.网络控制模块NetCon被嵌入到一个很小的不锈钢壳体内，NOV对整个软件交互模块进行了重新编写，简化了交互方式，使用更简单的由上到下的数据传输方式，触控平面也更加简单、易操作；

2.数据电缆进行了改进，并包裹在铬镍铁合金材料内，更加耐腐蚀和磨损；

3.全新设计了DataLink，增加了数据传输网络的稳定性和传输性能；

4.WDP的传感线圈嵌入双肩钻杆内，嵌入材料更加耐用，同时螺纹对传感线圈起到一定的保护作用，传感线可替换、重复使用，可降低维保费用80%。

IntelliServ2数据传输系统为客户带来更高的效率、稳定性和可靠性，同时降低了作业时间，同时在某些井的应用中IntelliServ2 WDP表现要更加优异。

案例研究

美国Bakken区块的一位开发商采用了IntelliServ2数据网络进行16口井的数据传输，通过WDP遥测系统，利用井下数据来驱动地面钻机的操作，使钻井作业更加高效、安全。

在该案例中，开发商在四个不同的地点钻了16口井，井眼尺寸8-3/4in，垂深762m，量深3537m，通过WDP共钻进43586m。值得注意的是，在作业过程中IntelliServ2在99.6%的作业时间内都进行了监测，总计时间超过1451h，相对于之前的钻井系统，IntelliServ2与WDP的结合大大优化了钻井作业。

16口井的13口钻井都是在之前3年从未作业过的区块上进行，作业难度很大。采用自动化服务后，钻井时间共计减少了25%，其中垂直钻井段时间减少了31%，每口井的时间都存在一定差异，但是节约时间的效果是确定无疑的。

除了减少作业时间外，WDP的实时数据传输能够更及时发现井下状况，操作人员能够更迅速地调整钻井方案。同时，钻铤、SoftSpeed软件与WDP的结合降低了钻杆在垂直段遇阻、滑脱的风险。TrueDrill软件显示WDP通过向钻头施加作用力可有效提高钻进速率（ROP），其数值甚至超过了常规钻井作业的ROP极限，同时钻井作业也更加稳定。

安全 稳定 可控 AvantGuard出手 压裂返排永不越线

返排作业不当经常会引起支撑剂破碎或支撑不完全等问题的出现，这会严重影响人工裂缝的连通性，严重了甚至会伤害储层，为解决这类问题，斯伦贝谢推出了AvantGuard高级返排服务。

来自 | Schlumberger
编译 | 周诗雨

AvantGuard高级返排服务可以优化从压裂到投产这个过程中油井的性能。AvantGuard可实时不间断地监控油气井各项参数，尽可能地避免在油井生命周期内地层破裂和储层受损，保证作业处于安全状态。

压裂、返排、CT作业协同增效

AvantGuard服务可以起到压裂、返排、连续油管作业协同增效的作用。各个作业环节不仅可以独立进行，还可以为其它环节提供支持和服务，可进行钻磨桥塞和油井反排作业。

安全、稳定、持续作业

AvantGuard技术的核心是安全作业参数包络线（SOE），包络线中包含了多种维持人工裂缝与井筒之间连通性的作业参数。通过实时监测压力数据、生产数据和固体产出量，定义了各类施工参数。

产量变化是用Vx Spectra地面多相流流量计来表征的，这种流量计可准确捕捉各种流体、固体在任意流态下的多相流动动态，以便实时进行监控和分析。采集到的这些集成数据体还可用于描述油井动态，为管控方案提供建议，实现对人工裂缝和储层的保护。

减少人工裂缝和储层损害

AvantGuard服务的监控和分析功能够保证油井作业参数都处于包络线内，通过与常规试井分析（用于判断压裂后伤害）对比，可预测和防止裂缝和储层损害。这一技术还可用于降低支撑剂返排量和固体产出量。

如果作业参数保持在包络线内，则可确保油气藏始终与裂缝处于沟通状态。AvantGuard还支持实时油井产能分析，能够起到保护人工裂缝、减少储层伤害的目的。同时，还可以诊断、量化支撑剂回流量，预防支撑剂回流。

AvantGuard服务适用范围

1.在压裂施工后，启动生产之前，应用于油井返排和连续油管作业；

2.通过岩石力学建模和实时监控保证油井产能；

3.进行高频率生产、返排和固体监控。

AvantGuard服务优势

1.保护人工裂缝，维持储层稳定性；
2.保持人工裂缝和井筒之间的沟通性；
3.早期油井动态诊断；
4.最小化支撑剂回流量和固体产出量；
5.解决结垢和沉淀问题；
6.有效提高投资回收率。

AvantGuard服务特色

1.实现压裂、返排、连续油管作业的协同增效；

2.拥有高稳健性的Vx Spectra地面多相流流量计，为实时测试护航。

案例分析：Devon能源公司

优化返排流程

压裂施工结束后，返排是生产之前一个重要作业阶段。通常，返排时会施加较高的压力差以加速流体排出，达到清砂、产油的目的。如果返排不当，未充分考虑到岩石和流体的性质，就会对储层或裂缝造成伤害。在这种情况下，支撑剂过度返排，可能会导致近井产生未支撑的区域，油井生产后期这个区域极易闭合，最终导致井筒和裂缝之间丧失连通性。

在特拉华州盆地的Bone Spring富油砂岩层进行完井作业时，Devon能源公司希望能够通过降低支撑砂的不受控回流问题，减轻近井地带裂缝尖灭的问题，优化返排作业，预防裂缝丧失导流能力。

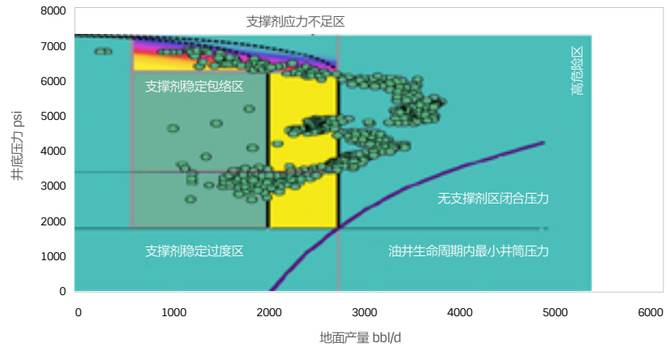
整合数据 完成返排设计

Schlumberger与Devon能源公司合作，采用AvantGuard高级返排服务，基于管控策略定制了返排预测方案。针对Devon公司盆地内的两口井，该方案进行了高频流量、出砂量、井口压力、固体和水品样本等的综合数据的搜集和分析。

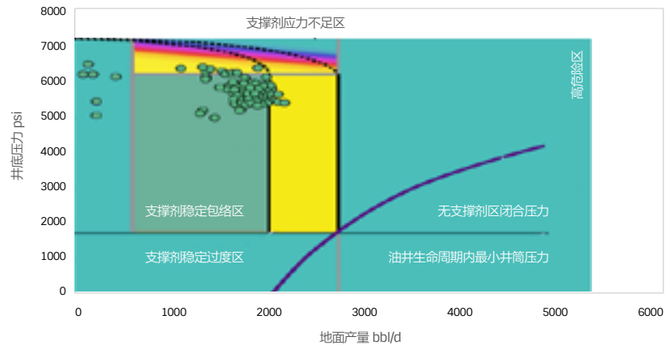
作业队拟采用SOE方法来保证油井生命周期内人工裂缝和井筒之间的连通性。井1返排施工的分析结果得出以下几点结论：

1.返排初期施加在支撑剂上的有效应力不足；

2.返排速率超过了推荐的SOE包络线，造成近井地带出现无支撑剂的空洞区；



与SOE模型对比显示，井1返排速率高于可维持支撑剂稳定的水平



井2返排速率控制SOE范围内，保证人工裂缝与井筒之间的连通性井1返排速率高于可维持支撑剂稳定的水平

3.当井底压力小于3250psi时，裂缝丧失连通性，这主要是由于无支撑剂空洞区闭合，产量受限。

斯伦贝谢采用了AvantGuard Observe返排压力瞬态监控和分析技术，实时监测了井1的返排作业，并收集固体和液体产物的样本。实验分析结果表明，返回地面的固体确为支撑剂，之后返回的样品颗粒变小，说明井下支撑剂出现了一定程度的破碎。方案设计时将这些数据考虑在内，并结合地层和裂缝的设计参数、改变支撑剂类型，制定了一份更温和的返排方案，减轻了后续油井内支撑剂破碎的情况。AvantGuard Observe还对固体进行了连续监控，随时监测和分析固体颗粒产出量的变化情况。

固体产出量的变化显示当返排速率大于2,000桶/天时，固体产出量有所增加，这一点与SOE的预测结果一致。SOE进一步分析显示，在油井生命周期内如果井筒压力达到3250psi，可能会发生尖灭。随后这一结论也被产量试井分析结果证实，地层压力下降到预期水平之前，确实发生了裂缝尖灭现象。

为未来决策提供更佳方案

根据监控阶段得到的结果，Devon能源改变了之后钻探油井的完井方案，将返排施工参数控制在斯伦贝谢给出的SOE包络线内。固体颗粒的产出量大幅减少，井2只在返排初期监测到少量砂子，降低了支撑剂导流能力减小和近井裂缝闭合的风险。

盐侵猛如虎？SaltShield自带固井神特效

盐层对于固井和钻井作业来说，无疑是一道技术大关。Halliburton推出的SaltShield固井水泥浆体系，将软件和固井体系相结合，可有效解决盐层钻井固井难题。

来自 | Halliburton
编译 | 姚园

盐层有滨海相和内陆相盐湖沉积两种成岩环境，基本物质以氯化钠为主，也含有其他复合盐类，如：氯化钙、氯化钾、芒硝等，其在构造应力、上覆岩石压力、温度、倾角、厚度等因素作用下会发生溶解、蠕变、滑移或塑性流动，对套管产生相当大的外挤载荷，会导致套管挤扁、弯曲、变形甚至错断。因此，这类盐层给钻井或固井操作带来了严峻的技术挑战，甚至成为了增加单井生命周期中的“痼疾”。

在钻井或固井作业过程中，矿物盐溶解会影响泥浆性能甚至造成套管挤毁，这无疑会增加运营商的经营成本并增加非生产时间，甚至会导致难以预料的施工事故，使作业成本额外增加几千到数百万美元，这种情况对于深水盐下油气藏开发领域尤其是巨大的技术挑战。

在盐层钻井作业时，固井水泥浆体系除要满足正常施工所需的稠化时间、失水控制和抗压强度要求外，还要充分考虑到泥浆体系的沉降稳定性和流动性。矿物盐溶解会造成水泥浆凝固、流动性变差、稠化时间缩短等问题，严重影响顶替效率，进而影响固井质量。

哈里伯顿针对上述技术难题推出了SaltShield固井水泥浆体系，该技术将一套先进的决策建模软件和一套先进的固井系统结合在一起，能够有效解决岩溶层钻进问题。

盐层固井建模工具

WellLife是哈里伯顿公司研发出的高端有限元分析软件，该软件不仅可以建模研究单井生命周期内（钻井、试井、完井及生产阶段）压力与温度变化对水泥环周期应力变化的影响，还可以研究盐层对水泥浆固井体系的动态影响。

盐层拉力或挤压力的变化会导致水泥环所受载荷发生变化，哈里伯顿的WellLife能够对这种情形进行了建模研究。固井失效建模包括几个方向：套管挤毁引起的居中度较差；盐层在钻井过程中的缩径、井壁垮塌；水泥环和盐层间形成的径向裂纹；盐层塑性流动对水泥环形成的剪切破坏。

WellLife通过建模研究井深结构、地层物性以及单井长期井况来预测水泥环的稳固性，此外，软件通过模型分析能够得出水泥环在井下复杂应力环境下所必需的热学特性与机械性能，模型中所考虑的系列特性参数包括杨氏模量、泊松比、体积收缩率、热膨胀、抗压强度、抗拉强度、热导率和比热。

软件会以直方图的形式表示固井水泥浆体系所能承受的井下应力状态，同时也会显示水泥环发生应力失效前所能承受的应力余量。当水泥环失效风险较高时，WellLife软件相关模块就会针对水泥浆体系的系列参量给出调整值，从而增加水泥环体系强度、降低失效风险。

盐层固井泥浆体系

SaltShield能够适应一般岩盐环境和“侵略性”很强的光卤石、溢晶石环境。强侵略性的矿物盐一般都含有氯化镁组分，该成分在溶液中的移动速度比氯化钠要快100倍以上并可与水泥浆发生化学反应，影响泥浆体系的使用性能。该体系可以在盐层段达到很高的顶替效率，快速稳固井筒，抗压强度的快速变化使水泥浆侯凝时间最小化，膨胀性还能削弱盐层蠕变的消极影响。现场实践表明，SaltShield体系可以帮助运营商有效缩短非生产时间并降低盐层钻完井等施工环节的作业费用。

盐层的塑性流动对井筒完整性是巨大的威胁，会对水泥环、套管造成破坏。SaltShield体系可使地层应力载荷分布更加均匀，从而防止发生套管变形或挤毁等作业事故。该体系在泥浆流动阶段（泵送顶替）和固化阶段（水泥环形态）都有着独特的属性，例如，即便在盐侵比例达到了12%的情况下，水泥浆体系流变学性能适应性微小变化也有助于有效提高顶替效率。

一旦停止泵送，该体系抗压强度就会迅速提高，从而有效承受盐层蠕变载荷，在SaltShield的设计过程中会严格控制一些参量，其中包括失水量、水化过程中体积损失、抗压及抗拉强度、弹塑性等，从而使其能适应岩盐地层，避免失效事故发生。即便井下体系盐侵比例达到12%，水泥浆稠化时间也不会受到影响，最初与最终的抗拉、抗压强度也都可以满足固井施工要求，从而保障该体系可以迅速稳固套管与盐层，在套管与地层之间形成一个完整的水泥环，使套管负荷均布，消除点载荷与不均匀载荷对套管的损坏。

传统型水泥浆体系在水化过程中会发生体积收缩，进而造成对套管的载荷不均匀，甚至引起套管挤毁；SaltShield体系在固井过程中会发生膨胀，弥补了传统型体系的不足。

强“侵略性”矿物盐中的镁离子会溶解于水泥浆并发生化学反应导致体系促凝，从而降低顶替效率。SaltShield与矿物盐接触时能够抑制化学反应的发生，抑制促凝现象，因而该新型体系在盐层“重灾区”（在巴西、西非以及北海深水开发区域，盐层厚度可达2000米）固井施工中可以达到理想的顶替效率。

SaltShield体系还能够抑制盐层溶解，维持盐层稳固。早期静胶凝强度发展与水泥浆向水泥环转变的固化时间缩短有助于减少地层流体入侵，尤其是在开发盐下油气藏的过程中意义更加显著。

在腐蚀性环境中，溶进地层液体中的二氧化碳会形成碳酸，碳酸会与水泥环发生反应，降低其机械性能并增加其渗透性，从而对水泥环造成破坏。当盐下油气藏含有二氧化碳气体时，例如巴西和安哥拉相应区块，SaltShield体系会抑制该气体的溶解。

技术优势

1.当发生盐侵时（包括含有镁离子的强“侵略性”矿物盐所发生的盐侵），SaltShield体系可以减缓促凝现象的发生；

2.抗压强度的快速建立与早期静胶凝强度的发展有助于实现快速井筒稳定，还可以在套管与地层之间形成一个完整的水泥环，使套管负荷分布均布，消除盐层蠕变对套管的损坏；

3.该体系对任意浓度的盐溶液均具有兼容性，可以解决盐侵问题，抑制盐层溶解，维持盐层稳固；

4.SaltShield体系的各项参数在盐侵前后保持稳定；

5.传统水泥浆体系在水化过程中体积会缩小0.5%~4%，但是SaltShield体系在水化过程中会发生体积膨胀；

6.可以承受盐层塑性流动引起的载荷变化；

7.实验表明，SaltShield体系与碳酸经过长达一年的“接触”后，所形成的水泥环具有低渗透性，抗压强度依旧很大；

8.SaltShield体系对盐溶腐蚀性和二氧化碳溶解流体具有抗性，可应用于盐层或盐下油气藏开发；

9.该体系所适应井底循环温度（BHCT）不可高于88℃，更高的温度下需要添加缓凝剂；

10.不会对周围环境产生污染。

忠于增产：BroadBand为裂缝“运”兵“布”阵

Schlumberger推出的BroadBand精密集成式服务，拥有独特的复合压裂液和可重新关闭CT压裂套筒等，实现无缝施工，精准布缝的同时，可将支撑剂充分填充与裂缝中，保证裂缝完全开启。

来自 | Schlumberger
编译 | 王萌

页岩油气储层内存在大量天然裂缝，压裂施工易于在储层内形成人工裂缝与天然裂缝连通的复杂缝网结构。由人工裂缝、天然裂缝及次生裂缝组成的缝网较常规的二维裂缝有更好的储层连通性。

Schlumberger推出的BroadBand精密集成式服务可改善井筒覆盖、最大程度地控制裂缝分布，保证每条裂缝保持完全开启状态。其独有的复合压裂液和可重新关闭CT压裂套筒可进一步提高整体服务的效率。

改善井筒覆盖，提高产量与采收率

BroadBand精密集成服务通过对每条裂缝均进行增产处理，确保每条裂缝从尖端到井眼均保持开启状态，最大程度地提高提高产量与采收率。对每个层段中的每个潜力射孔簇均进行增产处理并在所有裂缝中充分充填支撑剂，为油气创造流通通道。

控制布缝和油藏接触

BroadBand精密集成式服务能够最大程度的控制裂缝的方位、尺寸和导流能力。通过使用固井压裂滑套，在侧向上的每一簇射孔均被精准而有效地压开。使用专用复合压裂液，将每条裂缝从尖端到井眼撑开，提高产量和采收率。

确保更加有效的非常规施工

高效的施工对于保证非常规油藏区块降低成本至关重要。通过集成多种服务，BroadBand实现了无缝施工。通过控制布裂提高施工效率，减少水和支撑剂的用量，降低增产处理所需的水马力，减少施工所需空间。综合模拟和测试数据用于优化压裂设计。在办公室或现场的单点联系保证了在每个阶段都能客户实现强有力的支持。

固井滑套提高精确性和效率

固定在套管柱上的全井眼滑套能够按照指令完井设备上的每一个入口点进行开关。滑套可提供前所未有的控制性，使侧向上每个潜力射孔簇都能够单独进行精准高效的增产处理。

综合了模拟和测试的增产设计

集成式工作流程将模拟和测试数据进行结合，用于优化裂缝的布置，旨在最大程度接触油藏。Petrel平台上特殊设计的Mangrove软件能够进行更智能的完井设计，确保对潜力裂缝进行增产，以提高油藏开发的经济可行性。

复合压裂液

复合压裂液是特种纤维、液体添加剂和支撑剂的组合，作为BroadBand非常规油藏完井服务的一部分，用于增加油藏接触面积。复合压裂液可最大程度的保证支撑剂的输送与充填。与传统的压裂液相比，该复合压裂液能够将支撑剂输送到复杂缝网的各个角落，实现在更大的裂缝面积范围内进行增产的目的。

小规模多段式注入清洁复合压裂液用于减少支撑剂在近井区域的堆积，从而降低了砂堵和支撑剂返排的风险。一旦停泵，支撑剂借助可降解纤维在裂缝中保持悬浮，抑制了支撑剂沉降并促进支撑剂在每条裂缝的整个高度和整个长度范围内不均匀分布。于是获得一个低伤害而高导流水力裂缝，从而最大程度的提高油气产量和采收率。

经营者使用滑溜水时遭遇裂缝覆盖效果不佳

Bone Spring储层的岩性为被碳酸盐岩和泥质粉砂岩分割的砂岩层，主要使用水平井完井和多裂缝增产进行开发。对于一口特定的井，经营者需要最大程度提高支撑剂用量，并减少压裂液中大分子物质引起的裂缝面损害。滑溜水虽然比其他压裂液损害程度小，但也容易导致支撑剂在近井带的裂缝底部发生沉降，并非有效的携砂介质。使用滑溜水导致裂缝有效支撑高度较小，限制了储层-裂缝接触面积，不利于提高致密储层的产量。

使用复合压裂液，实现油气井有效增产

为了解决上述问题，斯伦贝谢建议使用BroadBand服务的复合压裂液，该压裂液的特色为新一代纤维，用于可降低砂堵风险的大排量注入施工。33个压裂段中段中有32段泵入了复合压裂液—80%的滑溜水追加10磅 (4.5kg) 的线性胶，砂比为240kg/m^3。另外，还进行了不对称注入—轮番注入30s的携砂液和10s的清洁压裂液。

按照设计对该井进行了增产处理，未发生任何风险事件。与压裂规模类似的对照井进行对比后发现，使用BroadBand复合压裂液，有效提高了支撑剂在裂缝中的填充高度，增大了与油藏的接触面积，因此比产量最高的对照井的还高出64%。基于此次成功的施工，经营者计划在未来的Permina盆地的Bone Spring储层开发其他油气井时更多地使用BroadBand复合压裂液。

纤维暂堵转向酸压：OpenPath为增产“指明方向”

斯伦贝谢的OpenPath序列转向增产服务可提高产层封堵效率，增产药剂的转向也更为便利。OpenPath操作简便，可与多种化学药剂兼容使用，应用范围广，可谓是开发商增产作业的福音！

来自 | Schlumberger
译者 | 张德凯

纤维在增产措施中最早应用于加砂压裂，在压裂液中加入适量的纤维能使支撑剂沉降速度降低一个数量级以上，从而可使用很低粘度的压裂液，减少对低渗透储层的伤害。纤维在酸压中的应用则是由Schlumberger和Aramco公司在2008年提出的，是针对存在天然裂缝或渗透率差异大的储层转向酸压的一种新方法。

纤维暂堵转向酸压技术是在酸压施工过程中适时地向地层中加入适量纤维暂堵剂，流体流动遵循向阻力最小方向流动的原则，纤维先进入地层天然裂缝或先期人工裂缝，在缝端暂堵，形成高于裂缝破裂压力的压力差值，使后续工作液不能向天然裂缝或先期人工裂缝流动，这必然会在一定程度上升高井底压力；在一定的水平两向应力差条件下产生二次破裂，进而改变裂缝起裂方位以产生新裂缝，从而增加沟通与应力发育不匹配的储集体的机率。

OpenPath序列转向增产服务是业内首款运用可降解纤维和多级颗粒技术实现油藏序列增产、最大化近井筒区域油藏接触面积的技术。通常来讲，暂堵颗粒无法完成压裂裂缝的有效封堵，而纤维的加入填补了颗粒间的缝隙，实现裂缝封堵，待其他作业完成后，纤维可自行降解，产层即可恢复生产。OpenPath采用的是化学而非机械方法实现转向，对于裸眼井、套管井同样有效。

OpenPath序列增产服务采用最佳酸性增产药剂，用于油藏不同产层、储层段的顺序增产处理。为了最大化产品使用范围，OpenPath可与常规酸性药剂兼容使用，同时也可以使用专为OpenPath设计的酸液体系，其他酸性药剂体系包括SXE乳化酸体系、VDA粘弹性转向酸体系和MaxCO3可降解转向酸液体系。

OpenPath服务不需要特殊的操作设备，与常规化学转向方案相比，OpenPath的操作更加简便，降低了HSE风险。

OpenPath序列增产服务将酸性药剂精准注入目标层段，能够有效提高井筒产量。OpenPath同时结合了模拟模块、近井筒转向系统以及酸性增产体系，可最优化油藏增产作业结果。其中，转向系统通过使用复合颗粒实现酸性药剂，复合颗粒内包含可降解纤维和多级支撑剂，能够有效实现指定区域的暂时封堵。

应用范围

OpenPath服务可实现油藏不同产层、储层的序列增产作业，对于裸眼完井、套管完井同样有效。该技术既可实现井筒产层的暂时封堵，也可成为平衡井筒不同产层产液量、最大化井筒-油藏接触的有效措施。

1.酸化压裂，基质酸化；

2.常规储层和非常规储层作业；

3.套管完井和裸眼完井作业。

可降解特性

在增产作业完成后，纤维和颗粒的封堵混合物在130~300℉、短时间（几小时或几天）内即可完全降解，且降解中不需要任何干预作业，降低了整体成本和HSE风险。

技术优势

1.创新型方案，最大化油井产能和完井效率；

2.对多个产层、储层实现顺序增产处理，提高采收率。

技术特性

1.可降解纤维和多级颗粒的混合物可实现最佳封堵和转向；

2.可完全降解；

3.适用温度范围广，井下温度130~300℉（54~149℃）；

4.在酸化和基质酸化增产作业中可承受压差高达4500psi（31.03MPa）。

应用案例

作业地点位于科威特Sabriyah油田，石灰岩油藏产层分布复杂，井下同时存在多种自然裂缝和压裂产层。开发商想要通过酸化压裂来改善该油田的生产现状，需要进行上、下产层间的酸性药剂转向，以实现优化生产效率，提高压裂裂缝导流能力、增加裂缝长度。

OpenPath解决增产难题

斯伦贝谢为科威特石油公司推荐了OpenPath序列转向增产服务，该技术能够实现酸性增产药剂的转向，直达目标作业层段。

通过使用OpenPath，开发商成功的在三个产层间进行了两次药剂转向，实现了已有产层的暂堵和酸性药剂由上部至下部的转向。

作业结果：生产指数提高300%

药剂转向压力范围为500~1600psi，在OpenPath复合球体注入后，目标产层段压力立刻发生了变化，说明OpenPath已经到达指定区域、完成封堵，注入的化学药剂实现了转向。此外，注入剖面测井数据也证实，OpenPath成功实现了增产药剂的转向。

开发商在每一级的化学药剂转向前、后分别进行注入剖面测井。数据显示，相比于常规操作，OpenPath服务将第一次增产药剂注入流数据优化了70%，第二次转向注入流数据提高了150%。在OpenPath第二次实现增产药剂转向后，注入剖面测井还观测到了下部油藏酸化压裂的整个发生和发展的过程。

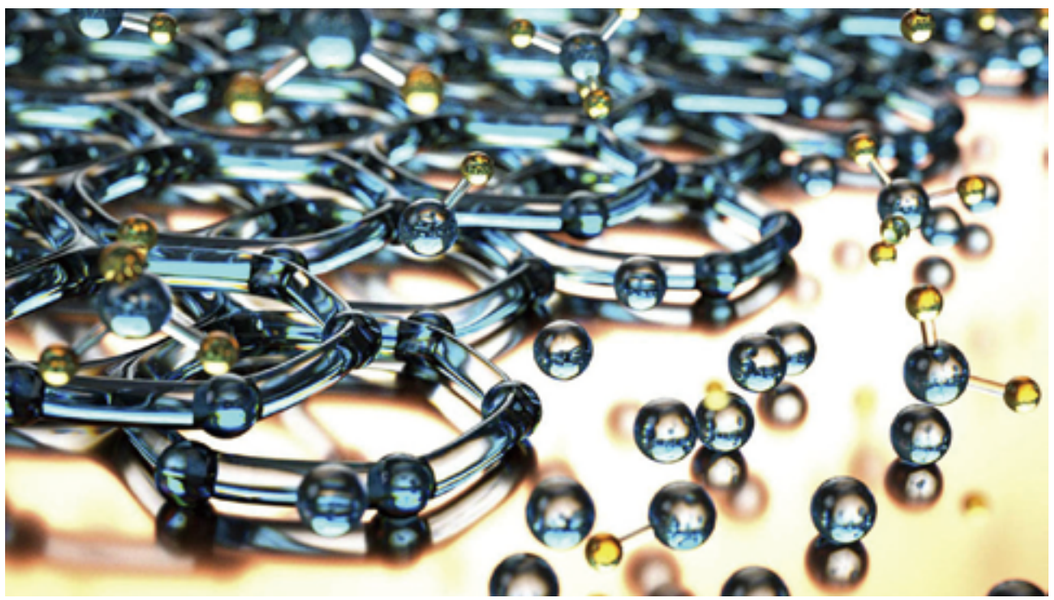
作业完成后，该井产量提高了2.43倍，同时生产指数提高了3倍。

科威特公司的作业经理Mohammad Al-Othman说道：“即使面对最具挑战性的井况，OpenPath服务也能有效降低压裂作业时间和费用，同时也为后期作业提供了便利，后期作业效率会更高。”

小颗粒将有大作为！A-Dots纳米示踪剂初显身手

纳米颗粒在油气勘探生产中具有诸多优势，但是要投入到实际应用中就要克服多种状况，还要有较高的稳定性。A-Dots碳质纳米颗粒可顺利通过地下岩层孔隙，具有良好的应用前景。

作者 | Dr. Mazen Y. Kanj等
译者 | 张德凯



纳米技术在油气行业中已经得到了应用，为油气勘探和生产带来了无数的创新性解决方案，目前已有多种成熟产品投入使用。纳米技术大大促进了超亲水/超疏水涂层、可溶金属压裂、近井筒示踪剂精确控制以及页岩水基钻井液技术的发展。

此外，纳米级颗粒在油气藏勘探、生产中也展现出了良好的应用前景，可用于监测、改变油藏生产状况，为生产优化带来极大便利。在纳米颗粒应用的诸多个方面中，超顺磁纳米颗粒（增强电磁成像）、表面活性纳米颗粒和纳米颗粒示踪剂技术已经在实验室研发中取得了非常大的进展。

显然，纳米颗粒技术能否投入实际应用，首先取决于它们能否克服恶劣的油藏状况，保证任务顺利完成。然而，目前大多数纳米颗粒的稳定性还不足以使其顺利通过油藏岩层间缝隙，往往会形成颗粒堵塞，造成油藏流通能力下降。

近期，研发人员在常规研发过程中得到了意外收获，偶然发现的小粒径碳质纳米颗粒A-Dots展现出了良好的应用性能。研究发现，A-Dots能够顺利通过Arab-D油藏碳酸盐岩储层尺寸在10nm以下的孔隙，并且这些颗粒对荧光检测有感应，可以实现定量测量。

目前对A-Dots的表面化学性质还没有完全了解，但是其在Arab-D区块测试中表现稳定，测试油藏的总溶盐含量高达22%，温度100℃，孔隙压力3200psi。在之前的试验结果中，A-Dots在蒸汽吞吐单井测试中的回收率高达86%，此后，研发团队进行了A-Dots岩层迁移测试，取得了非常理想的结果，A-Dots展现出了其作为荧光纳米示踪剂的潜力。

现场操作

现场测试在四组注入—生产井中进行，每组注入、生产井地面距离2000ft。测试地点位于Arab-D区块，所有的注入、生产井均为成熟/水淹油藏，井深7500ft，压裂套管垂直井。I1至I4井为海水注入井，每口井的海水注入量为8000BPD，P1至P4井为生产井，每口井产量为8000BPD。在进行A-Dots试验前，这八口井已经正常运行一年以上，产液水含量超过95%。

在前期工作中，作为该区块监测方案的一部分，测试团队进行了井间化学示踪剂测试，主要目的是确定注入—生产井间的流道、连通性以及测试井间一致性。所以，在确定进行A-Dots测试时，现场已经获得了I3-P3井的连通性数据，以对比A-Dots测试结果，A-Dots颗粒由I3井注入，在P1-P4生产井监测A-Dots产出。

将300kg A-Dots颗粒与650桶海水混合后注入I3井，注入浓度为3000ppm。除了A-Dots外，研发人员还在注入的混合液中加入荧光钠盐NaFl作为辅助示踪剂，以提高监测效果。文献报道，NaFl在油藏热采中使用频率极高，且在高盐卤水环境中表现出了非常强的稳定性，测试人员在海水与A-Dots混合前即加入100kg NaFl，其浓度为1000ppm。混合液注入前还需滤除大颗粒物（50目滤筛），防止对井筒造成损害。

取样与分析

四口生产井的取样频率为2次/周，取样在与井口连接的取样管线进行，取样量为2L。取得的样品含油量较高，在2%~5%之间，在进行荧光检测之前这些原油必须脱除。油、水分离需要三天时间，生产水由不锈钢针头注射器吸出，之后取少量样品水用10ml二氯甲烷萃取三次。从测试结果来看，二氯甲烷萃取对于优化荧光监测结果非常有效，将杂质信号干扰程度降低了至少三倍。

测试人员还进行了二氯甲烷萃取对A-Dots影响的空白试验。A-Dots浓度为1ppm，溶液组成与产出样品相同，结果显示，萃取过程对于A-Dots浓度影响非常小，可以忽略不计。

注入A-Dots约50天后，P3井产出水中检测到的A-Dots浓度要远远超过其他生产井，这与之前的化学示踪剂测试结果相符。随后，产出水中检测到的A-Dots浓度逐渐升高，证明A-Dots可以顺利穿过该地区油藏孔隙。为了量化A-Dots的产出量，测试人员在注入混合物存储罐（测试过程中保持100℃恒温）取样做出了校准曲线，以计算荧光物质与水反应造成的损失。

测试结果

纳米技术能否在油气行业成功应用主要取决于它们是否能够适应复杂、恶劣的井下情况，纳米颗粒可能要与注入液体、地层液体以及地下水共存，还要克服井下高温、高化学活性岩层的挑战，而且要保持高应用稳定性，至少要满足颗粒穿过岩层孔隙、达到指定油藏，而这一过程所需时间为几个月甚至几年。

本次测试非常成功，A-Dots顺利穿越了几百米的碳酸盐岩地层，到达了生产井。对四口生产井的产出水样进行每周一次的荧光光谱检测，结果显示至少有一口生产井中出现了A-Dots颗粒。这与之前化学示踪剂的测试结果相符，证明A-Dots成功穿越了地层。

总体来看，A-Dots在测试中表现出了极强的稳定性，可长时间发挥作用，这为油藏纳米颗粒技术发展带来了新的方向，即纳米颗粒不只能作为发挥被动作用的示踪剂，还可以根据作业需求对其结构和化学性质进行改善。A-Dots颗粒的成本很低，且对环境没有污染，是一种非常有应用潜力的商用荧光示踪剂。

油气井完整性新举措

随着开发时间增长，油气井完整性问题越来越突出，环境和经济都遭受巨大损失。为此，本期《石油圈》带来三项完整性新举措，分别为X-treme防喷器、GRIP服务以及TETRA高密度、无锌、无固相完井液。

来自 | AXON等
编译 | 张永君

随着开发时间的增长，油气井完整性造成的问题越来越突出，据挪威石油安全管理局（PSA）对海上406口具有不同开发年限和生产类别的井进行油气井完整性调查发现，18%存在井筒完整性方面的问题，且其中7%因为井筒的完整性而被迫关井，对环境和经济造成了重大的损失。

所谓油气井完整性是指油气井处于地层流体被有效控制的安全运行状态。一旦地层流体发生无控制流动（层间流动或流向地面），油气井在功能上就不具有完整性。确保油气井的完整性是油气公司和工程承包商的首要目标。保证油气井完整性的核心在于利用井的屏障系统实施对地层流体的有效隔挡。

有效的井屏障是保证油气井完整性的关键。井屏障指的是一个或几个相互依附的屏障组件的集合，它能够阻止地下流体无控制地从一个地层流入另一个地层或流向地表。井屏障可以分为初次（一级）屏障和二次（二级）屏障。一般情况下，初次井屏障指的是液柱（如钻井液、压井液等），某些情况下可以是关井的机械屏障；二次井屏障主要包括了套管水泥环、套管、井口装置、高压隔水管、钻井防喷器组等。

在所有油气井的生产活动和生产作业中（包括暂停使用的井或者报废井），如果存在一个压差，并且该压差可能导致流体在井眼中两个地层带之间无控制地流动时，应有一个可利用的有效井屏障；如果该压差可能导致流体从井眼中无控制地流到外部环境中时，那么就应有两个可利用的有效井屏障。

在油气生产过程中，油气井完整性主要问题不外乎以下几个方面：①持续的环空压力；②完井管柱渗漏；③完井管柱发生腐蚀；④固井套管柱腐蚀；⑤水泥环剥落；⑥套管头发生移动；⑦采油树与套管头连接处密封不良等。

上述多项油气井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。例如：井身结构设计不合理、钻井液性能优化不良、固井质量不佳、钻井或生产过程中操作不当等。这些因素当中的一个或多个，都会给油气井完整性埋下隐患。

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，油气井完整性的评价和管理尤为重要。为此，本期带了三款维护油气井完整性的技术与装备，接下来依次进行介绍。

AXON公司X-treme闸板防喷器

防喷器（BOP）是控制井内压力以及防止井喷失控的关键设备，传统的防喷器组的闸板腔线性堆叠，造成井控装备尺寸和重量增大，由于高度原因导致井口配置的防喷器数量受限，还会造成钻具不居中无法正常剪断等问题。

AXON公司的X-treme防喷器，闸板采用独特的错列堆叠设计模式，大幅减少了重量和高度，延长了装备服务寿命，提高了产品的剪切性能和安全性，使其可能成为未来油田普遍使用的新一代产品。

哈里伯顿全球油井干预快速响应服务（GRIP）

2010年BP墨西哥湾漏油事件对环境等造成了极其严重的影响，如果当时BP采用哈里伯顿的全球油井干预快速响应服务（GRIP），也许溢流量不会那么多，事件的结果会截然不同。

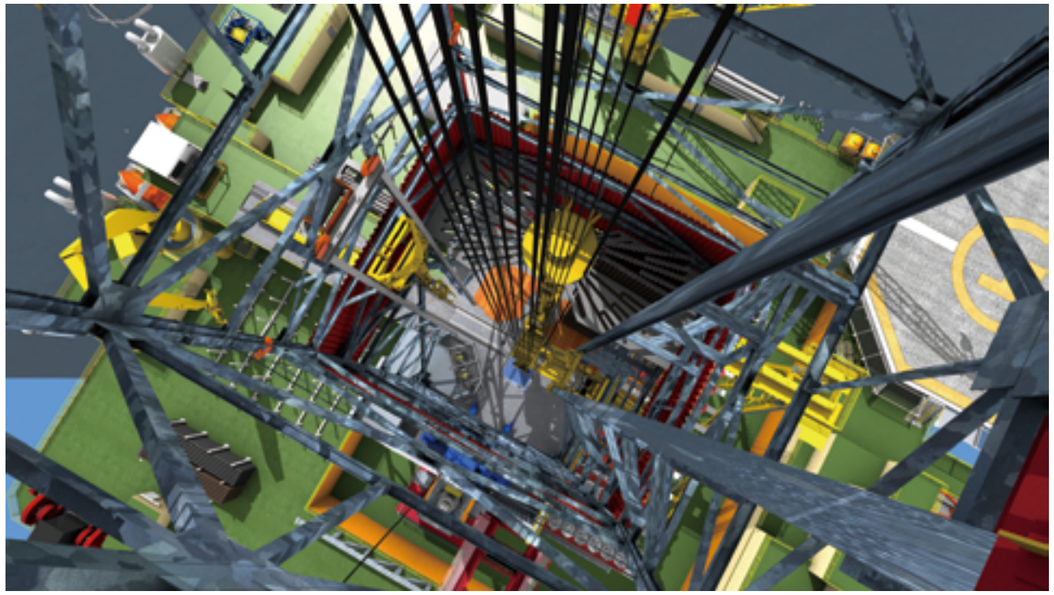
哈里伯顿于16年7月推出的全球油井干预快速响应服务（Global Rapid Intervention Package, GRIP）服务中包括一系列的服务子项，可以降低成本，并减少水下井控事件发生时的响应时间。GRIP可提供油井设计，并具备压井能力，由公司的全球物流设施和现有的产品服务线提供技术支持。哈里伯顿提供的此项服务具有响应时间短、移动性好等优点，将为全球深水作业带来更大的安全保障。

TETRA公司高密度、无锌、无固相完井液

传统的高密度、无固相完井液对溴化锌/甲酸铯的依赖度非常高，导致完井液的使用难度升高，此外，这类完井液存在污染环境的风险，且造价较高，严重限制了完井液的使用。

为此，TETRA推出了不含锌/甲酸盐的完井液，能满足超深水完井作业对高密度完井液（通常为14.5~15.4lb/gal）的需求。除了高密度、不含锌等特性之外，TETRA还改进了完井液与地层流体、钻井液、控制管线液体、地层组成、管串和密封橡胶等的配伍性。

此外，该类完井液还具有对环境影响小、价格低、不含固相等明显优势，是传统高密度$ZnBr_2$、甲酸铯完井液的理想替代品，主要用于完井和修井作业，也可以用作低固相含量油藏的钻井液。



[附文1]

X-treme全新闸板防喷器 减重增寿不加价

BOP是井控的关键设备，但传统防喷器组存在尺寸和重量大、配置数量受限等等缺点。AXON公司X-treme防喷器采用错列堆叠设计闸板，大幅减少重量和高度，极有可能成为未来油田普遍使用的新一代产品。

来自 | AXON
编译 | 白小明

油气行业的一些关键设备如果出现问题会造成相当严重的后果，因此设备的可靠性至关重要。不论一项技术如何创新还是高精尖，如果可靠性不高，其可用性也就免谈。总之，如果已经有了可靠的方法，为什么还要让人员和设备处于危险之中呢?

过去，由于开发自然资源非常容易，就没有必要改变传统的开发方式。然而，随着油气公司逐渐转向更加极端的环境中进行油气田勘探开发，与之相关的设备和钻井流程也就随之发展起来。特别是在成本效益越来越受重视的当下，作业对于设备性能和安全性要求也越来越高，因此急需一些新方案。其中之一就是防喷器（BOP）的设计改进，AXON公司改进后的BOP与传统的闸板防喷器有了很大的不同。这种全新的设计采用了独特、创新的设计模式，大幅减少了BOP的重量和高度，提高了装备服务寿命。

X-treme闸板防喷器

作为油气行业普遍使用的设备，BOP的典型配置包括一个本体和各种型号的闸板。防喷器组通常包括闸板和环形防喷器，通常在几个闸板上部至少有一个环形防喷器。剪切闸板在必要时可以剪断钻杆，然后密封防喷器。

标准的多腔闸板防喷器通常有两个或多个闸板腔，线性堆叠在一起。与直线堆叠相比，X-treme防喷器的设计采用优化后的方向，且不同腔错列堆叠。

图1中，传统防喷器（1，2）：闸板腔线性堆叠；新设计（3，4）：闸板腔按一定角度错开堆叠。这种错列堆叠的设计，相邻的两个闸板腔之间距离更近，但具有相同的性能和安全性。在上图的例子中，闸板腔之间错开的角度约为30~90°。实际生产中，偏移的角度可以根据客户的具体要求变化（不改变闸板腔数量）。

X-treme防喷器特点

1.大幅减小重量和高度；

2.高精尖的设计，提高了本体强度；

3.特别适用于连续油管等空间受限的作业；

4.几乎可以配置成所有型式和尺寸的防喷器。

减小高度、重量

这种防喷器设计最大的特点应该是大幅降低了高度和重量。复杂的钻井环境和新的行业标准（例如，需要专用的剪切闸板）导致井控设备的尺寸和重量增加，造成防喷器组的各项参数超过了标准操作设备的操作极限。新的防喷器设计除了保持旧设计的功能参数外，占用空间更小和重量更轻，改造后可以安装在旧钻机上，这在以前是不可能实现的。

优化结构 延长寿命

闸板腔错列堆叠后，可以同时维护多个腔，而且很容易拆卸内部零件。新设计的闸板腔配置，由于错开一定角度（图2），可以增加腔与腔之间的支撑材料，从而减小了本体的应力。另外，重量减少后弯曲应力也减小了，从而使防喷器组的整体寿命得以延长。

提高剪切能力及安全性

新防喷器设计使不同腔之间错开一定角度，这一特点提高了剪切性能和安全性。

传统的闸板防喷器，钻杆不居中可能影响所有腔的剪切功能，因为各腔都是线性堆叠的。如果钻杆在横截面上没有合理居中，可能造成剪切闸板无法完全剪切，进而导致无法进行有效密封。对比而言，从不同的角度剪切钻杆可以提高钻杆居中度和被剪断的可能性。一旦钻杆在横截面上不居中，被卡在两个闸板端面，可以启动一个以上（含一个）的错列闸板，同时或稍后启动的错开一定角度的闸板，由于可以向不同方向用力，可以提高居中能力。

另外，引入这种先进的居中技术可以提高剪切力，减小操作所需的压力。该设计已申请专利，由此设计的剪切闸板的几何尺寸独具特点，可以让钻杆更靠近井眼中线。而且，其4个接触点的设计可在局部区域产生很大的应力，因此可以在低操作压力下产生并传播裂纹，进而剪断管柱。产生的大应力使压力继续传播，并快速高效剪断不同尺寸的钻杆。

最终总结

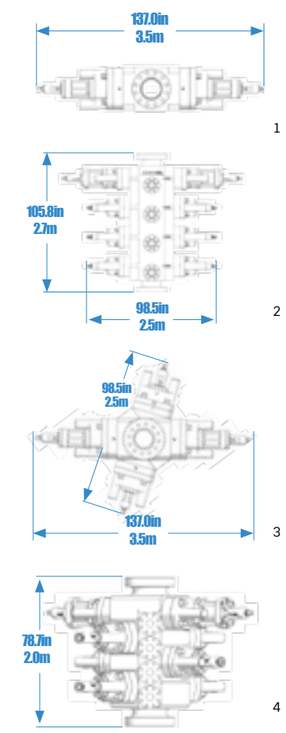
在当今极端钻井条件下，既符合日趋严格的行业标准，又降低成本是件非常困难的事情。因此，针对可靠性和服务性，设备制造商在研发经济可行的方案时面临着各种挑战。鉴于目前行业的整体形势，急需从传统的技术向创新型技术过渡。一些创新的理念可以解决传统的老问题，在有限的预算下还能提高设备性能，同时提高产品价值（例如，占地面积小，多样性，易维护性，长寿命）。

提高经济性不仅适用于新产品，而且也适用于现存的油田设备。例如，X-treme防喷器可以配置不同型号和尺寸的闸板，包括当前油田使用的闸板。而且，可以通过将现有防喷器的内部零件安装到新设计的防喷器里，实现防喷器的“翻新”利用。

除了避免新设备相关的全额成本，另一优点是，防喷器的内部零件已经过了测试，而且经过了现场作业验证。类似地，前述的剪切技术也可以大范围集成到新的或者现有的闸板防喷器。通过设计能够兼容或者替换现有防喷器设备的产品，设备制造商还可以为运营商带来更多利益。这些多样化和定制化的解决方案，在如今追求严苛的性能目标时显得尤其有价值。

传统防喷器与X-treme防喷器对比图

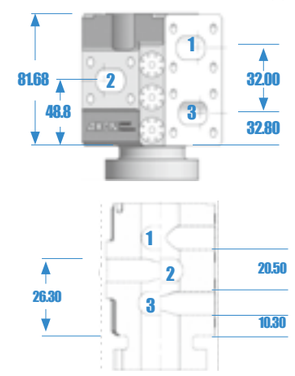
图1



图注：对比采用A XON的Type 50 11-5M Quad防喷器，有3个标准闸板和1个带增压装置的上剪切闸板。左图：当前设计防喷器，11291kg；右图：概念设计防喷器，10388kg。

新型X-treme防喷器闸板腔配置

图2



图注：新型X-treme防喷器闸板腔配置与传统的线性堆叠相比，错开一定角度的防喷器增加了腔与腔之间的支撑材料，非相邻两个腔在一条直线上（如图2腔1和腔3）。

[附文2]

哈里伯顿GRIP服务装备空中机动深水井控无需等待

2010年BP墨西哥湾漏油事件对环境等造成了极大危害，如果BP采用哈里伯顿的GRIP服务，也许结果会截然不同。这当然是马后炮式说法，但此项服务响应时间短、移动性好，确实可能为深水作业带来更大的安全保障。

来自 | Halliburton
编译 | 白小明

2016年7月11日，哈里伯顿旗下的Boots & Coots Services公司宣布推出了全球油井干预快速响应服务（Global Rapid Intervention Package）—GRIP，该服务由一系列的服务子项组成，可以降低成本，并减少水下井控事件发生时的响应时间。GRIP服务可进行油井设计，并具备压井能力，由公司的全球物流基础设施和现有的产品服务线提供技术支持。该服务包含油气井测试服务、连续油管设备和救援井测距工具。

公司咨询和项目管理（Consulting & Project Management）副总裁Jim Taylor表示，“公司很自豪可以提供全球油井干预快速响应服务，即使在最偏远的地区，GRIP系统也可以轻松控制油井，并具有钻探救援井的能力。Boots&Coots服务公司长期以来一直被认为是井控响应服务的全球领导者，GRIP进一步强化了公司对海上安全作业的承诺。”

GRIP服务组合

当水下油气井出现失控情况时，响应措施及设备通常是大而笨重的BOP封井设备组合系统。然而，这些系统仅在全球几个有限的地方，根据其与事发地点远近的不同，响应时间从2周到6周不等。由于常规的BOP封井设备组合系统体积重量庞大，因此需要依靠特定级别的船舶来运输和部署。此外，系统的井控响应时间还需要符合监管要求，这进一步增加了快速及时部署系统的难度。

GRIP服务不仅包括全新的耐高温、耐103.4MPa高压的RapidCap空中机动封井设备组合（Air-Mobile Capping Stack）和空中机动的“顶盖（TOP Hat）”，还包括必要的管汇、各种碎屑清除和切割工具，以及井口分散剂注入连接设备。在Boots&Coots公司行业领先的救援井服务基础上开发的GRIP服务可提供最快的响应服务，将水下应急响应作业向前推进了一大步。

补充性服务

为了减少“专用设备”造成的非必要成本，可以考虑使用附加服务，如加入哈里伯顿的测试和水下服务（TSS），提供和部署位于储油船或FPSO上的上部流动分离设备。TSS分离服务是模块化的，可连接安装在多艘船上。TSS在全球范围内都应用过，服务范围从标准排量到大排量都有。

GRIP遵循“无需专用设备”的理念，在全球范围内将哈里伯顿连续油管服务纳入其中，从而具有“分散剂泵送”能力，采用模块化的设计，适用于不同类型的船只。

最后一个考虑可以加入的服务是哈里伯顿的增产服务船队，可以用于动态压井作业（其实压井船和增产服务船的结构非常类似）。这些船在全球各地的深水盆地，液压功率范围为6,500~21,500马力。

GRIP服务配合哈利伯顿的TSS、连续油管设备以及增产服务船，最大的优点是可以减少与专用设备相关的成本和物流问题。这些辅助设备必须都要位于运输方便的地方，以便实现快速部署，从而缩短动辄数周的运输时间。哈里伯顿每天都在使用和操作这些服务和设备，作业团队由训练有素的人员组成，作业人员均有实战经验，而不仅仅只进行定期演习。该系列服务强调利用现有的成熟设备，完成新任务。

GRIP主要组成部分

1.Rapid Cap空中机动封井设备组合；
2.防喷器（BOP）干预服务；
3.隔离密封系统；
4.碎屑清除工具；
5.水下分散剂注入工具；
6.Response360数字化应急预案和物流支持。

Rapid Cap空中机动封井设备组合

Rapid Cap由Trendsetter工程公司（Trendsetter Engineering, Inc.,）生产制造，在闸阀的基础上，对系统进行了特别设计，比目前市场上的其它同类产品更轻、更便宜、移动性更好。

目前可用的封井设备组合系统，由于尺寸和重量（大约99790kg~136000kg）受限很难部署，并且运输费用及现场重新组装费用非常高。当前，部署现有的系统可能需要几周时间，特别是在缺乏基础设施还需要将系统运输至作业现场的地方，需要的部署时间更久。

Rapid Cap的宗旨是，与其它竞争对手相比，缩短40%的部署时间。Rapid Cap不需要专门配套的运输设施，可以用波音747-400F型飞机空运，然后通过110吨或稍小点的吊车吊卸。

特点

1.该设备是整个GRIP服务的基础；
2.适用于水下应急响应设计；
3.模块化设计；
4.兼容双隔离密封系统；
5.多通孔大流量：①一个直径7-1/16in的中心孔；②两个直径5-1/8in的辅助流通孔；
6.干重+/-40吨；
7.额定温度121℃；
8.BOP干预—水下机器人（ROV）撬装设备；
9.分散剂和水合物抑制剂注入能力；
10.快速关井能力；
11.3048米（fsw）深水作业能力；
12.压力级别达103.4MPa；
13.中心孔7in，可进行完井后的压井干预作业。

隔离密封系统

特点

1.非压力密封的“顶盖”模块，在有无Rapid Cap封井设备组合时均可使用；
2.配有分散剂和水合物抑制剂注入孔；
3.隔离密封配置功能。

碎屑清除工具

特点

1.水下液压剪，Genesis 2500型，开口46in；
2.金刚石线大孔锯（Diamond wire largemouth saw）；
3.超级研磨机（Super grinders）。

水下分散剂注入工具

特点

1.2×500英尺1in液压管线；
2.液压跨线（HFL）部署框架；
3.连续油管末端接头；
4.水下机器人（ROV）控制杆。

优势

1.快速部署，可用2架波音747-400F空运；
2.无需专用设备，无需增加额外成本；
3.地面运输不会超载；
4.到达目的地后仅需进行简单的装配工作；
5.吊车起吊能力要求低；
6.设计用作井筒主隔离设备；
7.在进行隔离密封时，作为机械连接点用于返排；
8.大幅降低成本。

补充性服务

1.紧急响应预案；
2.井控应急响应预案；
3.区域紧急封井及隔离密封措施预案（RECAP）；
4.空运和货运物流预案，并有应急合同；
5.Response360数字化响应预案及物流支持；
6.哈里伯顿增产服务船队，作业功率范围6500~21500马力；
7.表面分散剂注入工具，并可利用战略性部署在全球各主要深水盆地的大量撬装连续油管设备；
8.部署于较小的船时，采用模块化的上部分离设备；
9.全球范围内已部署100多套分离设备；
10.每套设备最大流量15000桶液/天（bfpd）；
11.哈里伯顿“清洁燃烧器”设计，减少排放；
12.井口/防喷器连接检查；
13.RapidCap空中机动封井设备组合，以及相态分离设备；
14.最坏情况排放场景模拟；
15.顶部压井和动态压井模拟；
16.井涌余量模拟；
17.软关井模拟；
18.针对源控人员的综合电子学习培训计划；
19.个性化培训；
20.简易风险评估、演习/演练设计及支持。

[附文3]

无锌 无固相 高密度！超深水完井液新选择

超深水完井难度极高，对完井液的要求也非常苛刻。常规超深水完井液对环境和作业人员都存在潜在伤害。为此，TETRA公司推出了新型高密度、不含锌、无固相的完井液体系，下面简单介绍该技术。

来自 | TETRA Technologies
编译 | 张德凯

传统的高密度、无固相完井液对溴化锌/甲酸铯的依赖度非常高，导致完井液的使用存在一定难度，此外，这类完井液存在污染环境的风险，且造价较高，严重限制了其自身的使用。

卤化物及甲酸盐类物质在完井液中的应用历史已超过30年，曾发挥了巨大的作用。但是该类完井液已经不能满足现行环境法规下的超深水完井作业要求，业内急需一款高密度、低结晶温度的完井液，即在避免使用溴化锌的同时保持低TCT（True Crystallization Temperature，真实结晶温度）和PCT（Pressure Crystallization Temperature，压力结晶温度）。

近日，TETRA推出了一款新型高密度、无锌、无固相完井液（HDNZ）体系，该体系能满足超深水完井作业对高密度完井液（通常为14.5~15.4lb/gal）的需求。

此外，该类完井液对环境影响小、价格低、不含固相，是传统高密度$ZnBr_2$、甲酸铯完井液的理想替代品，主要可以用于完井和修井作业，也可以用作钻过储层的低固相钻井液。

本期《石油圈》将简述超深水作业完井液面临的挑战，包括密度、结晶温度、腐蚀以及与设备&地层液体&控制管线流体的配伍性等问题。随后对以上问题进行分析，确定相关解决方案，并对比了HDNZ与现有技术，并列出了HDNZ的应用案例。

产品特性

1.完井液体系密度可达154ppg（1.85g/ml），目前正在开发更高密度的产品；

2.与密度相同的卤化盐完井液相比，结晶温度（TCT和PCT）更低；

3.高温下及储存过程中非常稳定；

4.与常规设备通用；

5.与井下橡胶、热塑性物质、金属配伍；

6.与其它流体（地层流体、控制管线流体等）的配伍性与常规卤盐完井液相同；

7.完井液体系可重复配置，供给稳定。

产品优点

1.不含锌，不需要“零排放”设备；

2.采用通用技术，可回收利用；

3.体系呈中性，对作业人员和环境几乎无伤害；

4.与同类产品相比，成本更低；

5.在作业过程中，无需特殊混合、处理、存储技术；

6.符合全球环境标准，适用性强。

TETRA对多种完井液系统进行了测试，得到了最佳的HDNZ体系，新的完井液体系性能与常规的溴化钙完井液相同，同时符合上述各种性能要求。

HDNZ产品研发过程测试

新型完井液的首要标准是要保证其密度在14.5~15.4lb/gal之间，同时，30℉时的PCP低于15000psi。在研发过程中，TETRA对多种水基、非水基的样品进行了研究，根据测试结果确定了进一步测试的目标。

热稳定性

TETRA首先对通过初步测试的完井液样品进行了热稳定性考察。初始测试温度为265℉，最终确定最佳完井液体系。得到的HDNZ在265℉没有分解，且在随后的高温测试（300℉和325℉）中也没有分解。

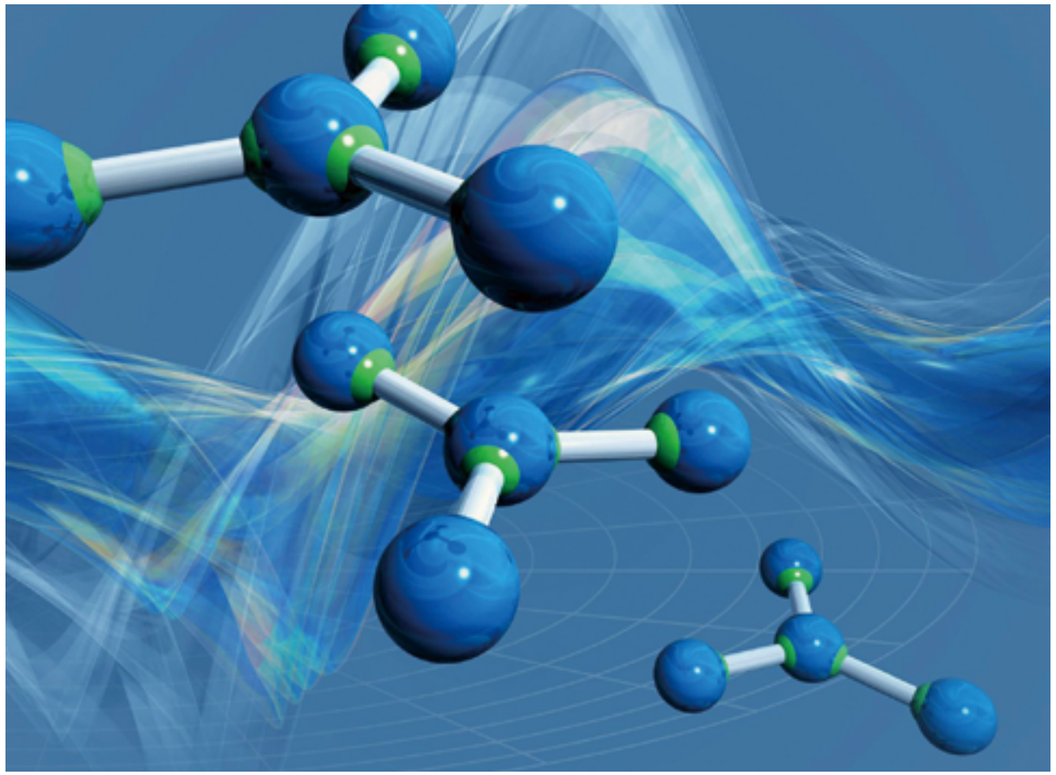
配伍性

研发人员测试了HDNZ系统与其它液体（井内流体、其它化学药品等）、管串、密封橡胶及地层的配伍性。

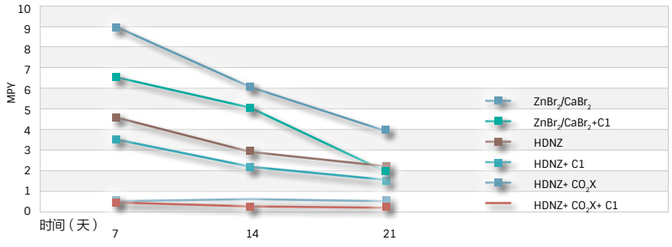
地层流体配伍性测试

研发人员在室温条件下对HDNZ与合成地层流体进行了配伍性试验，合成流体的卤化物溶液/地层水比例分别为25:75、50:50、75:25，混合流体剧烈搅拌，之后静置24h。合成流体稳定后，有少量盐类（NaCl）析出，这与地层流体中析出$CaCl_2$原理相同。

研发人员还测试了HDNZ与原油样品的配伍性，测试温度为室温，合成卤化物溶液/原油比例分别为25:75、50:50、75:25，混合样品经剧烈搅拌混合均匀，静置4天。在测试条件相同的情况下，混合液样品性质与参照样品$CaCl_2$/原油溶液性质类似。原油比例低的混合流体相对稳定，没有形成乳状液，而原油比例高的合成流体形成了稳定的乳状液，静置4天无破乳现象。之后三种混合液中分别又加入了0.5%防乳剂，在180℉的室温条件下进行了重复试验。加入防乳剂后，在180℉条件下混合液静置不到24h就完全消除了乳化现象。



265℉下，Q125在14.7ppg流体中的均匀腐蚀速率



控制管线流体（Control Line Fluids）配伍性测试

研发人员在室温条件下将HDNZ与多种控制管线流体进行了配伍性测试，合成液比例分别为（卤化物溶液：控制管线液体）25:75、50:50、75:25，剧烈搅拌混合均匀后静置72h。在混合过程中，两种液体接触即析出了固体物质，固体量与控制管线液体比例成正比。在剧烈搅拌后，固体物质即漂浮于混合液表面，但只要轻微震荡就会重新悬浮于混合液中。混合液的这种性质与参照物$CaCl_2$/控制管线混合液的性质相同。

合成油基泥浆配伍性测试

HDNZ与多种商用合成油基泥浆（SBM）在室温下进行了配伍性测试，测试混合液比例（卤化物溶液：SBM）分别为25:75、50:50、75:25，混合液经剧烈搅拌混合均匀，之后静置17h。盐水/SBM比例为75:25的混合液在混合后马上分为三层：中间层浑浊、无色，主要为完井液；上层为轻质碳氢化合物；底层为密度最大的固体盐类。混合比例为50:50的混合液分为两层，底层为硫酸钡。而比例为25:75的混合液形成了稳定、单一相。同样，这与参照物$CaCl_2$/SBM混合液的性质基本相同。

合成基泥浆基油配伍性测试

HDNZ与SBM的基油在室温条件下进行了配伍性测试，测试混合液比例（盐类：SBM基油）分别为25:75、50:50、75:25，混合液经剧烈搅拌混合均匀，之后静置24h。所有三种比例混合的液体在混合后均迅速分层，与预期结果一致。

与橡胶类物质配伍性测试

在HDNZ与橡胶类、热塑性物质的配伍性测试中，测试人员分别选取了相同密度的传统$CaBr_2$/$ZnBr_2$溶液和密度为14.1lb/gal的CABr2溶液进行对比。测试温度265℉，测试时长为30天，配伍性测试结果包括多种指标，如膨胀情况、硬度变化、50%模量和断裂伸长。测试结果显

示，HDNZ的性能与传统的$CaBr_2/ZnBr_2$、$CABr_2$溶液性能基本相同。

腐蚀性测试

HDNZ的腐蚀性测试包括多种管串材料，常规腐蚀测试采用了Q125合金，环境敏感破裂测试（EAC）选取了Q125、13Cr和15Cr等材质。

均匀腐蚀测试

HDNZ的常规腐蚀选取Q125材料，在相同密度下与常规的$CaBr_2/ZnBr_2$溶液进行对比。测试介质包括一种清洁溶液和一种添加了防腐蚀物质的溶液。

测试温度为265℉，测试时长分别为7、14、21天，测试结果与预期相同，常规的$CaBr_2/ZnBr_2$溶液腐蚀性更强，添加有防腐物质溶液的HDNZ体系腐蚀性最弱，清洁溶液HDNZ体系的腐蚀性居中。其中在21天的腐蚀测试中，添加了防腐蚀物质的HDNZ体系腐蚀率仅为0.17mils/年。

环境敏感破裂（EAC）测试

EAC测试对象为Q125、13Cr和15Cr材料，测试在完全干燥条件下进行，温度265℉，时长30天，CO_2压力30psi，N_2压力1000psi。C型环和裂缝测试在高合金钢材料进行，拉伸测试采用Q125材料。

结果显示，13Cr、15Cr和Q125材料在HDNZ体系中测试后都没有发现裂缝，同时缝隙腐蚀也非常弱，基本可以忽略。

HDNZ产品研发过程测试

储层损害测试

在油藏的渗透率回归测试中，HDNZ的参照对象为具有相同密度的常规$CaBr_2/ZnBr_2$溶液。

测试对象为渗透率和矿物组成相同的岩心，在真空状态下，岩心吸附待测溶液至饱和，之后在1500psi压力下加热至265℉，岩心中的液体会逐渐流出，直至达到渗透率稳定状态。再向测试岩心内注入10倍体积的待测溶液，稳定60分钟，重复之前的升温过程，使岩心重新达到渗透率稳定状态。

测试结果与预期基本相同，$CaBr_2/ZnBr_2$溶液仅能恢复41%的渗透率，而HDNZ的恢复率达到60%，HDNZ的表现远远超过常规的完井液体系。

温度压力对HDNZ的影响

与所有纯净卤化物溶液相同，HDNZ溶液的密度随温度、压力的变化而变化。由于HDNZ的配比和处理及剂组成比较特别，那些适用于常规完井液热膨胀、压缩系数的API 13J2标准并不适用于HDNZ体系。TETRA针对HDNZ的井下密度变化建立了多个应用模型，实际测试证明这些模型的准确性极高，与现场应用数据高度相符。

环保性评价

研发人员需要测试HDNZ的环保特性，以判断其是否符合墨西哥湾和北海的环境标准。测试目的是验证HDNZ是否符合墨西哥湾第6区块EPA NPDES标准中的油脂含量要求，测试方法采用Static Sheen标准中的EPA Method 1617和Oil and Grease标准中的EPA Method 1664A方法。

Method 1617方法测试结果显示HDNZ没有在水面形成大量彩色油膜，Method 1664A方法显示HDNZ的油脂含量低于5mg/L，说明HDNZ符合NPDES标准以及NPDES第四部分对于产出水中油脂含量的要求。同时，测试还证实HDNZ不含Clean Water Act第307章、40 CFR 401.1标准中提到的污染物质，完全满足EPA NPDES第6部分对于环境污染物质的要求。

根据EPA-821-R-02-014方法进行毒性测试，时长7天，测试对象为HDNZ和密度为14.1lb/gal的$CaBr_2$溶液。结果显示，两种体系的毒性并没有明显差异。此外，HDNZ还通过了北海环境评级的最高应用标准。

现场测试

在2015年2~10月间研发人员分别在墨西哥湾的两口井中进行了HDNZ的应用测试。该区域的平均水深超过7000ft，泥浆温度约为40℉，井底温度（BHT）约为265℉，地层压力21000psi。

密度变化情况

通过添加$CaBr_2$，HDNZ体系的表面密度保持在14.5lb/gal左右，最高值为15.1lb/gal。由于体系的卤化物含量较高，所以吸湿现象比较严重，测试过程中需要频繁添加加重材料。

测试结果表明，HDNZ体系的井下密度与预期相符，保持在14.49lb/gal的理想状态。

结晶温度影响

在整个测试过程中，HDNZ的结晶温度（TCT和PCT）非常稳定，与预期相符。在压力15000psi情况下，HDNZ体系能够始终保持PCT为30℉、TCT在6~9℉之间的状态，因而可以降低作业过程中的维保费用。

配伍性

在现场测试中，HDNZ表现出了极好的配伍性，没有发现与地层流体不兼容的问题。当HDNZ与地层流体接触时，仅有少量NaCl析出，只需要常规的过滤操作即可，对整个作业没有影响。

HDNZ与钻井液体系的配伍性与常规的$CaBr_2$体系一致，同时有效驱替作用也对HDNZ的配伍性起到了优化作用，现场测试所用驱替体系与常规驱替体系类似。

与控制管线的配伍性测试结果表明，在相同条件下，HDNZ的配伍性与常规的$CaBr_2$体系基本相同。

最后，HDNZ与橡胶、热塑性物质的配伍性良好，没有出现相关问题。在长达175天的测试中，HDNZ都表现出了极强的适应性。

腐蚀性

在BHT为250℉、265℉时，HDNZ引起Q125、13Cr、15Cr材料的结垢、腐蚀、应力断裂腐蚀（SCC）等问题。

热稳定性

在BHT为265℉及高温射孔作业中，HDNZ都没有分解，热稳定性较好。

可用性

可用性，即包括常规完井液添加剂在HDNZ体系中的实用性及其临界性质的考察。在现场测试中，测试人员对HDNZ体系的多个参数进行了监测，包括过滤、驱替体系、携屑、滤失、粘度和摩阻等。

HDNZ体系的粘度和摩擦性质与设计标准非常吻合，使用中非常稳定。驱替体系的聚合物体系、完井液滤失控制以及粘度、携屑等参数均符合现场测试产量、生产时间、热稳定性和可用性标准。在测试中，HDNZ作为驱替体系的一部分使用，表现良好，没有发现与其它组分的配伍性问题，所有测试结果均满足测试要求。

测试中还使用了高流量、高处理能力的过滤体系，其中流率、固体停留时间和过滤效果均达到预期要求。过滤过程对HDNZ体系的工作特性没有造成影响，也没有影响HDNZ中吸油物质的性质。

环境因素

HDNZ是一种环境友好体系，满足所有HSE要求，完全符合墨西哥湾（GOM）的环保法规要求。

现场测试总结

现场测试过程中，发现了几点非常重要的注意事项。HDNZ体系非常稳定，可在工作支持船上储存6周以上，而密度等性质不会发生变化。在泵送过程中，首先泵送20000ft的HDNZ到井口，然后再泵输7000ft通过立管，整个过程密度没有变化，结晶温度没有受到影响。在整个测试过程中，HDNZ的工作温度、压力变化很大，但是其性质没有受到影响。

在所有测试条件下，HDNZ体系满足所有结晶温度要求，其中包括温度在40℉以下、压力在14000psi以上的BOP测试。

测试及应用结果

实验室测试结果显示，新型高密度、无锌、无固相颗粒完井液HDNZ能够满足超深水作业的完井液密度要求（14.5~15.4lb/gal），相对于常规卤化物、甲酸盐完井液体系，HDNZ作业性能更强。

HDNZ的现场应用测试证明了实验室测试结果，HDNZ是一种非常稳定、耐用的完井液，完全可以代替常规完井液体系使用。

钻完井技术优劣，不做对比怎可知?

石油天然气工业的发展史，也是一部石油工程技术的振兴史，每一次石油工程技术的跨越，都带来了油气储量及产量的快速增长。钻完井技术不断革新，但是优是劣，不做对比又怎可知?

来自 | Baker Hughes等
编译 | 张领宇

油价波动改变不了石油工程技术向着提速、提效、安全、环保方向发展的势头。围绕深层深水、非常规油气安全高效钻完井，有关钻头、随钻测控、随钻地质导向、钻井液完井液、储层改造和流体测试等的创新技术不断涌现，工程技术创新发展的活力为石油公司提供了更加有效的工程技术问题的解决方案。随着地质条件的日益复杂和新材料、信息技术等的发展，自动化、智能化和环境友好将在未来工程技术中得到更好的体现，跨行业技术融合将进一步推动石油工程技术的变革。

近年来，页岩气及北极、深水、安全、环保等成为钻井行业聚焦的关键词，新材料、新装备及信息化技术为极端环境下的资源钻探提供了可能。在此背景下，钻井技术与装备在高效破岩、随钻测量与控制、自动化、远程实时操作与监控等方面的进展尤为突出，正在不断地拓宽油气勘探开发领域。

现代完井技术的总体发展趋势是从科学化完井的成熟阶段向自动化完井阶段迈进，智能完井技术的价值也逐渐得到体现。智能完井技术通过实现液流控制，使井身结构和油井的生产状态得到积极的改进与提高，同时通过对井下数据的采集来监测油井的生产响应，然后将数据分析同预测性油藏模拟配合应用，结合控制系统的反馈数据资料，寻求一系列积极有效的生产措施，为油井的高效生产带来更大的价值。

本期技术专题，《石油圈》将从桥塞、钻头和完井系统三个方面，对目前部分新型技术进行客观简要介绍和对比。

钻头之争

钻头是钻井作业的核心利器之一，为了提高钻井破岩效率和延长钻头使用寿命，减少起下钻次数，缩短钻井周期，降低钻井作业成本，国外近年研发了一系列新型PDC钻头。近年来，钻头技术得到显著进展，Baker Hughes、Halliburton等油服公司和设备供应商相继研发出多种新型钻头技术，包括套管钻头、混合式钻头斧式钻头等，分别针对不同地层、温度等其他作业环境均有不俗的效果。

目前PDC钻头在世界油气市场所占份额已达80%，其进尺数已占世界钻井总进尺比例超过90%。但是，PDC钻头的发展并未到顶，还需进一步地改进提高。

目前，国际上使用一只钻头、一个回次钻进深度超过5000m钻井的实例已非罕见。运用一个钻头与高造斜率旋转导向钻井系统配合，可以钻成一口水平井完整的垂直段+曲线段+水平段，直至终孔，亦即人们早就期待的“单钻头钻井”（Single-bitWell），或“等径钻井”（Monodiameter Drilling），国内俗称“一趟钻”的目标已经实现。期待我国油气钻井、地质钻探界共同努力，争取今后不久也实现这个目标。

桥塞风云

桥塞的作用是油气井封层，具有施工工序少、周期短、卡封位置准确的特点，传统上可分为永久式桥塞和可取式桥塞两种。

在中浅层试油施工中出现的干层、水层、气层及异常高压等特殊层位，为方便后续试油，封堵废弃层位，通常采用该类桥塞进行封层，同时对于部分短期无开发计划的试油结束井也采用永久式桥塞封井。此外，该桥塞也用于深层气井的已试层封堵，为上返测试、压裂改造等工艺技术的成功实施提供保障。

在中浅层试油施工中，对于封隔异常高压、高产、跨距大或者斜井等特殊层位，实现上返试油，双封封隔器施工的成功率较低，为方便后续试油，提高试油一次成功率，通常采用该类桥塞进行封层。

近年来，可溶桥塞逐渐成为国内外各油公司研究的热点。高强度可溶复合材料在井下工具中的应用为近两年发展起来的新技术，目前主要应用于分段压裂工艺，形成了可溶压裂球、可溶压裂球座、可溶压裂桥塞等多种工具。解决了目前分段压裂技术应用过程中球无法返排出、生产通径小、压后需钻塞等问题。

完井系统PK

完井，即依据油气层和井筒建立起一种合理的连接渠道。完井对完成采油质量的高低有着不容小觑的影响，对开采石油是否能达到收益最大化起着决定性的作用。

智能完井系统是近年来钻完井技术的热点，也是未来的发展趋势。智能完井技术通过控制多层合采、多分支井监控或使单井眼同时具有多项功能（如注水、监测和生产），使单井眼完成多口井的任务，并且随着技术的进步，设备可靠性逐步增强，可明显减少甚至杜绝修井作业。

根据国际数据公司（IDC）、德勤全球能源和资源行业小组等咨询管理机构的预测，未来20年，石油和天然气仍将是世界主要供给能源。

石油工程技术将呈现如下发展趋势：

1.非常规资源勘探和生产依然是创新的主导。早期的勘探开发技术创新主要体现在水平井钻井、水力压裂等使可用资源恢复的技术，今后将是通过IT驱动，集中于提高效率、降低成本和HSE风险管理的过程创新技术。

2.数字化、智能化将成为钻井和生产的基础。远程控制和监视仪器将更多地用于偏远地区自动化钻井中。油气公司将更多地应用智能仪器仪表、实时通信和先进的分析系统提高钻井效率和效果。

3.云服务将扩展到核心的勘探和生产流程。

和过去相比，如今石油生产的挑战出现很大的不同，作业区域的环境更加复杂和严酷：出现极地油田、深水油田等。面对新的发展环境，如果还是用简单技术会对石油工业的发展造成严重的影响，世界各国已经达成共识，寄希望于革新技术、完善设备，要想充分满足日益复杂的油气开发需求，必须综合多学科技术研究。

[附文1]

钻头之争：钻坚研微，只为独占鳌头

钻头是钻井作业的核心技术之一，钻头的性能优劣直接关系着钻井作业的效率、质量以及成本。近年来，各大油公司在钻头方面都取得了十分显著的技术进展。

来自 | Baker Hughes
编译 | 张领宇

美国页岩气开发取得成功，不仅使其本国的能源结构发生了变化，而且也改变了全球能源的市场格局，具有重要意义。但是，页岩气作为一种非常规油气能源，开发技术难度大，投资成本高。于是，石油公司和钻井承包商便设法依靠技术创新来加强页岩气的勘探开发，以降低成本，增加利润，这就促进了油气钻井的科技进步。近10余年来，油气钻井用钻头、钻具、钻探设备、导向钻进技术等，甚至整个钻井模式都发生了很大变化。仅就钻头而言，近五六年来取得了显著进展，各大著名石油服务公司和石油工具供应商研究开发出多种新型钻头，大大地提高了钻井效率，延长了钻头寿命，扩大了应用领域。

IRev钻头

贝克休斯公司研发的IRev钻头延长了普通钻头的使用寿命，同时最大限度地减少了钻进坚硬地层时使用的钻头数量。IRev技术设计了全新的切削结构，将金刚石镶嵌在钻头上，很大程度地增加了钻进速度。

IRev钻头尺寸在5-5/8in到14-3/4in间（142.9到374.7毫米），可满足不同使用条件的需求。这种钻头可靠耐用，可满足贝克休斯Navi-Drill X-treme HS系统等高速电机的各转速需求。动力部分具有极高扭矩，且灵活性很强，与涡轮机在相同的转速范围内。

IRev钻头可用于岩性极硬的地层以及岩性较软的页岩和粉砂岩的地层，也可提高取芯效果。

IRev钻头特点及优势

1.镶嵌金刚石：增加钻头耐用性、钻尺和钻进效果；

2.结构设计合理：增大输出扭矩，机械钻速升高，配合高速电机使用时效果更好；

3.制造工艺优良：提高切削结构耐用性和质量，延长钻头寿命；

4.特制的金刚石磨粒：根据工作特点采用特制金刚石磨粒，提升钻进效果；

5.优化钻头形状：平衡负载和钻头寿命之间的关系；

6.改善钻头水利结构：有效的清除坚硬岩石夹层间的黏土、页岩和粉砂岩。

应用案例

钻进哥伦比亚丘陵地带时，需要在提高钻头耐用性的基础上钻过钻进难度较大的Barco和Guadalupe地层。贝克休斯使用14-3/4in的IRev金刚石钻头，以1.5m/h的速度钻进了32.9m。然后，又使用低速钻机（0.15转/加仑）以1.2m/h的速度钻进了202.6m。该钻头以1.2m/h的速度钻进了235.6m，成功完成了难度较大地层的钻进。

Direct XCD套管钻头

Direct XCD套管钻头可通过地面旋转的标准套管钻进，在直井或斜井中可一趟钻至完钻井深。

该钻头的切削结构可以与13、16或19mm的标准级或优质级PDC齿配合，接头选用耐用性强的油田级钢材，主体由钢合金制成。钻到完钻井并完成固井作业后，Direct XCD钻头独特的合金材质可以配合任意标准的PDC钻头钻穿水泥塞，全程无需更换钻头。优选防磨喷嘴，可引导流体流动和水力作用，最大化机械钻速。Direct XCD的碳化钨涂层可给钻头主体和刮刀提供强有力的保护，有效提高钻头整体抗侵蚀能力。

应用案例

位于科罗拉多州Fremont县的一口井，作业者正在钻进一口井眼尺寸9-5/8英寸的油井，钻遇Denver-Julesburg盆地的Niobrara地层，具有显著的Pierre页岩不稳定性。

计划井深5000英尺，而在钻至3800英尺时，BHA发生卡钻而弃用。68个钻井日之后，作业者考虑放弃这口井。最终决定尝试采用Direct XCD套管钻头，争取钻至计划的完钻井深。作业者将8英寸Direct XCD套管钻头与7英寸套管配合使用，继续钻至完钻井深处。整个随钻下套管作业共花费了约10个钻井日，节约5.5百万美元的作业成本。

该井完井后，作业者开钻20英尺外的另一口井。作业者在第二口井下入Direct XCD套管钻头到9-5/8in的套管上，7天内从1600英尺钻进至4900英尺的完钻井深。相较第一口井的花费，第二口井的作业成本仅有2.4百万美元。

Kymera™ XT钻头

BakerHughes推出的Kymera XTreme（XT）混合式钻头，钻头综合了PDC钻头和三牙轮钻头的技术优势，并保留历代混合式钻头平稳、持续的性能特点，具备更快、更持久的钻进性能，同时大幅提高进尺速度和使用寿命。Kymera XT钻头具有各种规格，可应对各种环境、储层类型和井眼尺寸所带来的特殊挑战。

Kymera XT钻头的动态平衡设计可减少扭矩波动以尽可能减少钻头损害，在直井段和造斜段均具有高性能的表现。在碳酸盐岩储层和交互层储层等困难环境中，Kymera XT钻头还可提供超强的操纵性和控制性。

Kymera XT钻头具有更加锋利、更加耐久的切削结构，与自身增强型形状及增强硬质合金级别一道，可以提供更强的攻击性和更快的进尺速度。

“Kymera Xtreme混合式钻头将三牙轮钻头的控制性和破岩强度，与PDC钻头的钻进速度和剪切作用进行了结合，在几乎所有场合都比上述两种钻头更耐用”，Baker Hughes钻头部门副总Scott Schmidt提到，“这种结合实现了一只钻头在各种富有挑战性储层中，能够以更高的速度在直井段和造斜段钻进更长的距离，该钻头能够帮助运营商在富有挑战性的商业环境下高效管理建井成本，是一种极其有价值的工具。”

应用案例

在中东地区的一家大型油气公司在钻遇复杂的交互层层段时，遭遇了井漏挑战。为了减少漏失风险，他们使用了高密度泥浆，但却大大降低了ROP。

Baker Hughes设计了定制化的Kymera XT钻头后，一趟钻钻穿整个层段，消除了一趟起下钻和使用第二只钻头的费用，钻穿16英尺厚的复杂层段的平均机械钻速比油田平均钻速高出138%，并且单位进尺成本比使用牙轮钻头的参照井低50%。因此，经营者比预期提前2~3天完成了该层段的钻井施工，并节约了近10万美元的费用。

AxeBlade斧式金刚石切削齿钻头

Smith钻头公司推出的AxeBlade斧式金刚石切削齿钻头（以下简称AxeBlade钻头），采用独特的脊状斧式切削齿，集成了常规PDC钻头的剪切破岩和硬质合金钻头挤压破岩的功能，大幅提高机械钻速和定向钻井过程的可操控性。现场试验表明：在相同条件下，AxeBlade钻头的机械钻速比高性能PDC钻头提高了29%。

AxeBlade斧式切削齿以其独特的脊形几何结构将剪切破岩与挤压破岩结合。与传统PDC钻头相比，相同钻压和转速下，在一起具有更高的机械钻速，钻进距离至少提高22%。AxeBlade的斧式结构具有更强的正面抗冲击性能。

AxeBlade斧式切削齿所需的切屑力较小，具有更高的造斜速率和总体机械钻速，可用最少的钻进时间获得最大的油气层泄油面积。AxeBlade适用于垂直井、斜井、侧钻井以及无侧限抗压强度大于5000psi的中硬地层，并可配合任意结构的BHAs使用。

应用案例

Unit石油公司在Anadarko盆地钻遇Granite Wash地层，需在页岩、砂岩和石灰岩交互层进行钻井作业，如何提高钻速成为技术难题。作业者利用AxeBlade钻头后，机械钻速提高了27%。

而在德克萨斯的一次陆地现场应用中，AxeBlade钻头在钻遇页岩、砂岩和石灰岩交互层时，扭矩降低了20%。

钻头是钻井提速提效的利器，关系到钻井速度、钻井周期和成本等，国外大型石油技术服务公司高度重视钻头业务和钻头技术的创新。

钻头是钻井作业的核心利器之一，通过钻头材料、设计和制造等技术的不断创新，研发高效破岩及长寿命钻头可以缩短起下钻作业时间和钻井周期，大幅提高作业效率，降低作业成本，是油公司过去、当下以及未来都极为关注的技术重点，也将是优快钻井技术发展的重中之重。

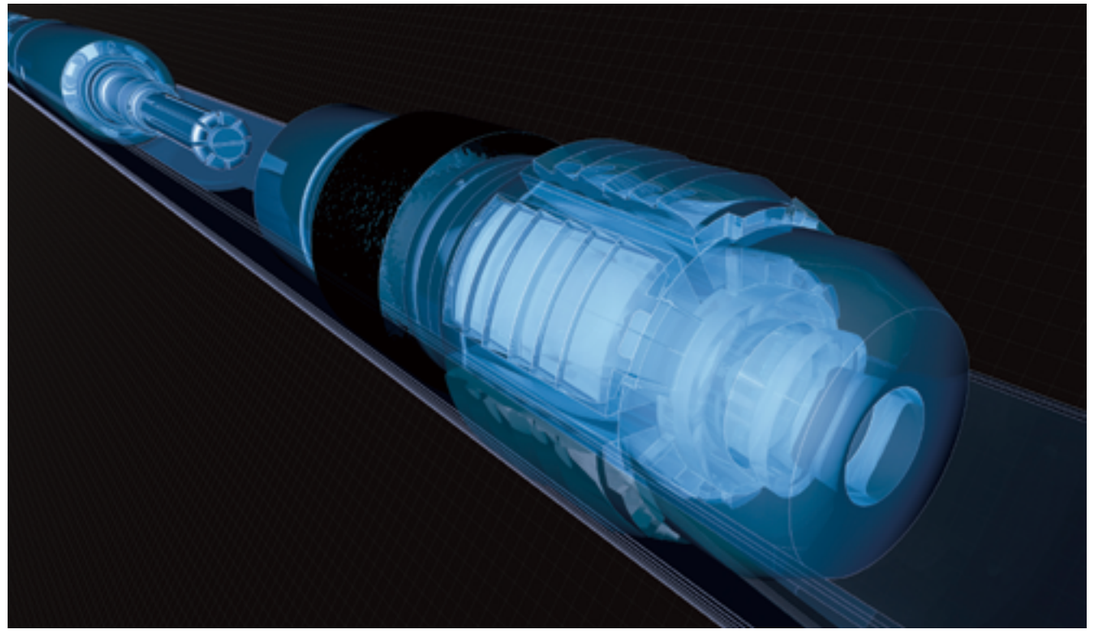
技术更新永不止步，有限的文字永远无法触及智慧的边际。但，心有多大，舞台就有多大。《石油圈》一直在不断挑战无限可能，努力为整个大行业奉献出自己的绵薄之力。面对石油天然气这个“任性”的老朋友，我们唯一能做的就是放眼国际化，关注他的一举一动，探寻最让他“着迷”的新鲜事物，随时把他的情绪传达给每一个热爱石油的人。

[附文2]

桥塞界风起云涌 武林盟主终花落谁家?

近年来，桥塞逐渐受到各油气公司的关注，复合桥塞、可溶桥塞、桥塞-射孔连作等技术，是目前该类技术的主流。新型技术不断涌现，但具体优劣，还需用数据说话。

来自 | Schlumberger等
编译 | 张领宇



桥塞是钻完井及增产施工中一项至关重要的技术“要塞”。使用桥塞，作业者可实现套管完井水平井不限级数压裂，但目前常用的金属桥塞存在钻铣时间长的问题。桥塞—射孔联作技术是非常规储层使用最多的增产技术。而近年来，基于可降解材料的桥塞技术也逐渐备受青睐。国内外各油公司纷纷在桥塞技术上投入大量精力，也都取得了相应的成果。但目前市面上琳琅满目的各种产品，其中也不乏“王婆卖瓜，自卖自夸”的成分。究竟哪个才是最具竞争力的产品，还需摆事实来说明一切。

Infinity可溶桥塞-联作系统

Infinity完全可溶解桥塞-射孔联作系统依靠可降解材料，使用可降解的压裂球和球座，而非传统的桥塞来隔离储层，避免了磨铣桥塞等作业。所有各级压裂完成后，球座接触到普通完井液后将彻底按计划溶解。井眼保留全尺寸内径，并可及时投入生产。

使用Infinity可实现最终采收率最大化，整个工具总成可完全降解，因此井筒内径没有限制，无限制生产，不会给后期修井作业带来麻烦。

该系统可用于任意井型，尤其适用于很难进行磨铣作业的欠压实储层内的大位移井。

Infinity系统比传统桥塞简单，可作为标准射孔作业的一部分进行施工。系统各部分不含有害成分，遇到普通完井液即可降解，不需要特殊添加剂。

Infinity系统无需连续油管作业，使得分支井眼长度不受限制，进而促使储层接触面积和最终采收率（EUR）最大化。更坚固、更可靠、高强度、抗冲击合金比传统的合金更坚固。承压高达10,000psi（69MPa），抗温350°F（177℃），最低温度记录为75°F（24℃）。

Infinity系统可用于页岩、砂岩、白云岩及其他岩层的多级压裂施工作业；适用于任意井型，包括裸眼、套管井、直井、斜井及水平井、大位移井及欠压实储层等。

应用案例

南德克萨斯州的一家作业公司在一个拥有7口井作业的项目中使用了Infinity系统。作业过程中，Infinity系统适宜的井筒耐温最高可达320°F，水平段长达8000ft，这些井的全部压裂段超过135级，所有压裂段都顺利完成作业，且无需任何类型的机械干预。

可回收式TorcPlug桥塞

在休斯敦举行的油井干预和连续油管大会上，TorcPlug桥塞第二次荣获了ICoTA油井干预大奖。

TorcPlug采用了较为独特的设计，所以才能做到一次入井、多次坐封，且不会损坏关键的密封元件，也不会有提前坐封的风险。TorcPlug结构坚固，并采用TorcMethod技术，可以机械坐封，且仅需向桥塞和油管施加一定的作用力就可解封。

TorcPlug满足ISO 14310标准的V3和V0Q1级密封要求，而且已经通过了第三方的独立测试，能够满足业界最严苛的环境要求。

TorcMethod是一项刚申请专利的新方法，无需爆炸物或压力腔就能在不同组件之间传递作用力。研究表明采用TorcMethod技术后桥塞性能得到了极大程度的提高。

TorcPlug可用于完井和油井干预作业，减少作业的时间和成本。

应用案例

1.下入设备：标准测井电缆/电缆；
2.地点：北海，固定平台；
3.井深：测深3500米。

现场应用表明TorcPlug无需多次下入、坐封和起出桥塞，提高了作业效率：

1.下入了一次，实现了多次坐封和解封；
2.同一套送入工具实现了坐封和起出；
3.在地面可以控制坐封力。

Illusion压裂桥塞

使用Illusion压裂桥塞，无需预先下入定位短节就可以将桥塞坐封在井筒内任何井深，以利于优化射孔位置，提高压裂效果，且压裂后井筒内不会留有其他工具。该桥塞可以完全溶解，最终留下全通径的井眼用于生产，压裂后无需任何干预措施来洗井。

Illusion高性能可溶解压裂桥塞在增产作业隔离储层期间的额定压力为10,000psi（68.95MPa），采用可溶解金属和橡胶材料，同时又结合了压裂桥塞设计方案，进一步提升其自身性能。哈里伯顿通过将Illusion可溶解压裂桥塞和RapidBall™?自去除球技术相结合，确保不会耽误投产时间。

Illusion压裂桥塞拥有更高的泵送效率和更快的电缆下放速度，安装简单，可以使油公司更快、更高效地将Illusion桥塞坐封在预定井深。

应用案例

有一家大型油公司在Williston盆地的Bakken和Three Forks地层进行钻井作业，需要一套不进行井筒干预，就能清除传统复合压裂桥塞的解决方案。井眼使用4-1/2in生产尾管，平均垂深10,000英尺（3048m），水平段长10,000英尺（3048米）。

最终，油公司选择使用Illusion可溶解压裂桥塞。压裂作业期间，泵送和坐封桥塞的过程中均未出现异常。水平段下入速度超过400英尺/分钟（约122米/分钟）。

最终用户在无需钻除桥塞清洗井筒的前提下，成功实现返排，并开始生产。单此一项最少节约了常规钻除桥塞作业的25万美元成本费用，更重要的是，使用Illusion可溶解压裂桥塞帮助客户避免了上一口井作业中遇到的磨铣作业风险和相应的成本。

SPECTRE可溶压裂桥塞

SPECTRE的创新设计使用了贝克休斯研发的高强度可控纳米结构电解金属材料，在井下温度和矿化度环境下可按预期速度完全降解。当遇到井筒流体时，包括桥塞本体、IN-Tallic卡瓦系统以及密封部件在内的整个SPECTRE桥塞组合均可完全讲解，从而克服严苛的压裂工况，截至目前已成功应用于超过80000段的增产施工中。

在压裂施工中和施工后，联合使用SPECTRE桥塞与Alpha滑套及IN-Tallic压裂球，即可完全摒弃连续油管操作。IN-Tallic可降解压裂球坐在SPECTRE桥塞的上部后启动压裂施工，全部产层完成增产处理后直接投产，无需干预，平均节约3天的完井时间。

基于桥塞独特的抗冲击设计，SPECTRE下入时的受力分布在整个工具串而非聚集在卡瓦系统上，可有效规避因遇阻而提前坐封的风险。IN-Tallic卡瓦系统可以平衡套管咬合产生的的摩擦加持力，保证桥塞牢牢锚定就位。桥塞和压裂球的制备材料仅与产出流体发生反应，承压高达70MPa。

使用SPECTRE桥塞的油气井能够增加与储层的接触，减少地面设施和成本，创造一个更加环保和友好的施工环境。

应用案例

某运营商在Oklahoma的Woodford页岩储层钻了一口大位移井，总深超过22200英尺（6772米），水平段长达7109英尺（2167米）。Baker Hughes推荐在深层施工层段安装SPECTRE可降解桥塞，最终的完井工艺设计了45个压裂层段。

运营商使用SPECTRE桥塞，成功处理了超出连续油管安全施工范围的11个层段，增产超过30%；在下部层段消除了压后干预工序也提高了作业效率，节省了大约8小时的完井时间。

[附文3]

完井系统终极PK，谁才是真正的佼佼者?

完井是油气井作业中的重要环节，直接关系到油气勘探开发的效果和经济效益，也一直是国内外从业者重点关注的技术之一。而在众多先进新技术之中，那些技术称得上是佼佼者?

来自 | Schlumberger等
编译 | 张领宇

完井是连接钻井和生产的关键环节，完井技术是影响油气井开发效益的关键技术。现代完井技术的总体发展趋势是从科学化完井的成熟阶段向自动化完井阶段迈进，智能完井技术的价值也逐渐得到体现。

近年来，随着钻完井技术的不断发展，为了最大限度地开发油气资源，国外相继研究开发了多种先进完井技术。本文对比了多种国外先进完井系统，360°全方位解读各家代表技术的特点和优势，相信总有一款是你的菜!

IntelliZone多产层智能管理系统

斯伦贝谢IntelliZone紧凑型模块化多产层管理系统含有多个模块组件，具有多产层管理、紧凑型设计、快速安装、简易操控的特性，可以控制油井产量，增强多产层的可控性。

IntelliZone系统是一个独立的单元，在多产层的井中可提供每层的压力和温度等参数，并可以对不同产层进行无缝层位封隔和控制。无论是通过本地SCADA还是通过远程连接，该系统的通讯能力都可以满足优化储层开采、方便试井、实时监测井底条件变化的需求。

IntelliZone系统和其组件通过了ISO9001标准认证。

应用案例

某运营商计划在马来西亚东部海上边际油田开发两口井。此油田的疏松地层包含非均质砂岩油藏，该多层叠置油藏有一个巨大的气顶，仅在某些部位存在一些边际原油。

对于高渗低产层位，IntelliZone紧凑型系统可以最大化油藏排液点的同时，减缓产层枯竭程度，从而达到强化储层性能、提高项目经济性的目的。

使用IntelliZone紧凑型系统，此次作业的占用平台时间缩减至传统被动式智能完井安装时间的33%（每个层位通常需要24小时，现在仅需要8小时）。单井节约时间大约为32个小时，折合每口井40万美元。采用该智能完井系统生产7个月后，两口井产液含油率超过99%，含水率不足1%。

Hammerhead超深水完井生产系统

贝克休斯Hammerhead超深水完井生产系统是业内首个整合了井口至油藏的生产系统，实现了超深水高温高压油藏的长期高效开采，拥有的大尺寸生产通道和大排量多层压裂充填系统，极大地改善了油藏连通性和导流能力。此外，远程监测和控制系统实现了油藏高效管理，同时增加了作业安全性和可靠性。

Hammerhead系统可以让作业者对高温高压超深水油藏进行经济化的开采。目前的设计井深为33000英尺（10060m）、水深为10000英尺（3050m），并且在25000psi的压力和300°F（150°C）的温度下，Hammerhead系统的工作性能仍非常稳定。这种初次面向市场的、从井口到油藏的综合解决方案能够解决生产周期内各个方面的问题，包括安全性、可靠性、优质、工艺性和现场作业。

全套组装的Hammerhead系统包括上部完井、密封总成、下部完井和智能生产功能。该系统下部完井的生产通道尺寸可达5-1/4in，这是在8-1/2in套管的高压完井作业中所能达到的最大生产内径。这套系统可在高达15000psi(103.4MPa)的压差下，对高达30000桶/天的流量进行处理，并且能够与海下增压技术完全兼容，同时对不断衰减的枯竭压力进行补给，使油藏泄油面积最大化。

压裂充填系统可以以最高50bbl/min的泵速，泵送高达500万磅（2267960kg）的支撑剂，充填层数达到5层，并确保最佳的储层连通性和增加油气流动的导流能力。

利用这个综合集成系统，作业者就可对下第三系油藏进行有效的开发，并且能够安全、可靠、长期的保持油气产量，实现整个油田的投资回报。

应用条件

1.套管井生产井；
2.高温/高压环境；
3.适用于超深水油气井；
4.可进行水下安装。

Suretech多级完井系统

Suretech多级完井系统有多个功能不同的系统组成，每个系统都具有不同的功能和作用。

Surestack系统

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

Surejet系统

Surejet磨料射流压裂系统为多段可回收完井系统，无需铣除或钻穿作业，可优化生产、降低完井成本。在北美的环空压裂作业中，该系统的可靠性和效率极高。作为连续油管压裂滑套的经济替代品，Surejet无需辅助尾管设备，在出砂严重的储层中可顺利完成快速定点压裂。

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

Sureseat系统

Sureseat系统可取代复合桥塞和射孔作业，在长水平井段应用广泛；Sureseat也可与桥塞射孔协同使用，提高作业效率，将油井产能最大化。且其专门设计的大内径球座可保证射孔枪能够轻松通过。

压裂过程中，Sureseat与特殊的可溶解压裂球协同作业，这种压裂球可在任意井筒流体条件和温度下解封和溶解。当用尾管控制阀取代压裂作业的桥塞和射孔时，Sureseat可在尾管管柱内进行压力测试，确保尾管的完整性和安全性。

Surestart系统

Surestart是一个压力作动阀，在注水泥完井管柱的底部运行。打开储层前，这

种阀可测试尾管完整性，进而启动压裂作业。Surestart中有特殊的设计，确保作业可在较宽的井筒参数范围内安全顺利进行。

RapidStage系统

哈里伯顿公司的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。

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。该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。哈里伯顿公司针对不同种类的油藏条件提供了多种封隔选择。

增产改造完成后，流体可以同时流至所有较低的产层。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。

应用案例

Elk County Pennsylvania（宾夕法尼亚州艾克县）的Seneca Resources公司希望提高每天的平均压裂段数，最终选择使用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。

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。

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。通过与哈里伯顿公司合作，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。

Barricade井眼封固：P&A就要简约范儿

常规打水泥塞施工存在一次成功率低、油层污染严重、施工周期长、施工费用高等问题，Barricade井眼封固系统，可以一趟钻实现射孔、井筒清洗、打水泥作业，是P&A等需要打水泥塞封固地层作业的最佳选择。

来自｜Archer
编译｜白小明

Archer公司的Barricade井眼封固系统，经历了现场使用验证，主要设计用于冲刷和清洗已射孔套管、尾管（下入至选定的地层），或者两层套管之间的环空，然后形成精确的永久封固段。加入了单次入井的TCP（油管传输射孔）模块后，Barricade封固系统可以一次入井，完成射孔、冲洗以及打水泥作业，带来更安全、完美的井筒封固效果。

Archer公司的Barricade系统，久经现场使用考验，设计通过如下作业步骤来清洗已射孔井段的管柱环空：

1.进行套管、尾管射孔；
2.清洗已射孔段环空；
3.在套管及已射孔段外打隔离液；
4.在套管及已射孔段外打封固材料。

Barricade升级换代

1.第一代射孔冲洗工艺：2010年首次为康菲作业（Eldfisk A），需要入井三次。

2.第二代射孔冲洗工艺：2014年为康菲作业（Ekofisk M），采用双抽汲皮碗来准确打水泥，从两次入井改成一次入井，包含射孔作业。

3.新型耐用抽汲皮碗：高性能旋转接头。

应用案例

Stronghold Barricade系列井眼封固系统在槽口回收作业中实现降本增效。

技术挑战

一家在北海作业的公司要求Archer公司在完成一口井的P&A作业时，既要满足监管要求，又要提高作业效率。此次作业的另外一个难题是要将槽口回收至10in尾管悬挂器以上，以满足新的侧钻要求。常规的P&A作业方法往往耗时且费用较高。而且磨铣、处理井眼不干净问题、射孔以及挤水泥作业综合在一起，往往降低了作业成功的几率。

解决方案

作业者非常认可Archer公司的Barricade系统：该系统设计用于选择性进行尾管、套管射孔，然后冲刷和清洗已射孔套管外部，最终形成坚固的永久水泥塞，所有这些作业都在单次入井过程中完成。

作业的第一步是射孔，射孔后循环一周以排除气体溢流的可能性。完成后，开始清洗套管外环空，首先从射孔段顶向底清洗，采用抽汲皮碗将流体导向环空，Archer的工具可以确保环空冲洗不留死角，保证射孔段得到彻底清洗。为了核实清洗效果，可以采用更低的压力对射孔段进行由底向顶的重复冲洗。

作业者可以通过观察压力降来判断核实清洗的质量。在打水泥前，再循环一周确保井内无杂物。Barricade系统继续采用抽汲皮碗将水泥导向套管外。挤水泥作业中的风险，主要是无法控制水泥的走向，而一旦水泥沿着最小阻力方向流动，会造成水泥漏失。在这种情况下，再次使用双抽汲皮碗来将水泥导向射孔段环空，往往可以确保在泵送及上提打水泥的过程中水泥能按要求进入环空。

本次作业采用Barricade系统一共打了3个50m长的弃井水泥塞。在冲洗阶段，排量为1600lpm时，循环压力约为11MPa。然后根据Archer设定的参数，对射孔段环空进行注水泥作业，最终共形成了3个经过载荷及压力测试后的坚固弃井水泥塞，满足了监管和客户的要求。

本次作业还在Barricade系统中加入了新的应用，即在最后一个水泥塞作业中，冲洗阶段结束后，在循环一周的过程中使用了新的高性能旋转接头。转速高达120rpm，将大量碎片返至振动筛，旋转接头同样减少了注水泥作业前将井筒循环干净的时间。

作业成果

客户对旋转接头的表现非常满意，并认同了其对Barricade系统性能实现的进一步优化。该系统为注水泥作业提供了一个干净的井眼条件；旋转接头的使用被认为取得了巨大成功，是Barricade系统的一个新的里程碑。

最终，运营商在7天之内就完成了主井眼的P&A作业，完成了主力油藏中的一个水泥塞（共两个）和次要油藏的两个水泥塞，而且水泥塞质量也均得到了核实。新引入的高性能旋转接头改善并优化了注水泥作业前的井眼清洁效果，带来了完美的泵入及上提打水泥作业。

本次Barricade作业对客户来说可谓取得了一次巨大的成功，为今后的作业奠定了坚实的基础。

Barricade

技术优势

单次入井（带射孔枪）完成作业：

1.立管压力可作为指示信号，清洗过程可控；
2.高转速带来良好的井眼清洗能力（120rpm）；
3.采用双抽汲皮碗精准打水泥；
4.无需挤水泥和侯凝（WOC），节约大约16-24小时的作业时间；
5.下入速度更快：50m/12h。

Barricade系统作业记录

1.最大作业井深，测深3500m。
2.截止目前最大井斜67°，单次入井，成功清洗并打水泥。
3.截止目前最长清洗井段77m（常规作业为50m）。
4.作业数量：
①7in套管作业1次；
②9-5/8in套管作业45次；
③10-3/4in套管作业6次；
④11-3/4in套管作业1次；
⑤13-3/8in套管作业8次。

LNG低温软管“五虎将”

当前，在LNG装卸系统研发领域，存在“五虎将”，分别是FMC Technologies公司、Technip公司、Nexans公司、Trelleborg公司以及Dunlop公司。各个公司的发展概况，正文将逐一解析。

来自 | Upstream
编译 | 姚园

LNG外输系统是LNG海工装置极其重要的系统之一，低温软管因柔软性好、重量轻、耐腐蚀、操作简单安全、通用性好、两船间运动补偿高等优点，在旁靠和串联两种方式中都得到业界的高度关注，尤其是在恶劣海况只能选择串联作业时更具优势。

下文将介绍的企业均在LNG传输系统的研发领域取得了丰硕成果，下面将逐一为大家解析。

FMC Technologies公司

当今，在LNG装卸领域，FMC Technologies公司无疑是独占鳌头的大咖。公司拥有半个世纪的发展史，研发的LNG装卸系统将不锈钢管和转环有机联接。

FMC Technologies公司研发的Chiksan装卸系统，在运输船向陆地终端等短距离卸载作业或良好海况下均具有绝佳表现。为应对恶劣海况，公司后续成功研发出了旁靠装卸系统。当前，在壳牌公司的Prelude-FLNG建造项目（后期部署在澳大利亚西北部沿海）和马来西亚国家石油公司的Satu FLNG项目及Rotan油田的FLNG项目中，均部署了该企业的旁靠式LNG装卸系统。

除此之外，FMC Technologies公司在过去七年间也一直着力研发串联式装卸系统，依然选用刚性光滑钢管，因其降低压降的性能更加卓越。

FMC Technologies公司在法国的分公司位于巴黎南部的Sens，基于串联式装卸系统原型（Atol）的五分之一比例模型为基础，开展了大量的测试工作。

FMC Technologies公司的销售总监Renaud Ledevehat在5月召开的海洋技术展览会（OTC）表示：“Atol技术已然发展成熟，可投入市场应用。目前，一个制造方案正在进行中，预计将在30个月后完成交付。”

在浮式平台的尾部部署了一套桁架支撑的悬臂梁管线系统，柔性管线可与LNG装载船船首的撬装模块相连接，船间可支持最远距离达115米。此外，此系统还适用于有效浪高达5.5米的海况。

Technip公司

作为最初的少数几家涉足LNG装载柔性软管制造技术的企业，Technip公司在2008年春便研发出迎合市场需求的传输体系，即调幅LNG传输系统（ALLS）。该系统当时在法国Montoir码头的试运行获得圆满成功。

ALLS系统选用了一条长50米的低温挠性管，自由悬吊式，16英寸的内孔采用不锈钢波纹管，次外部是一层层未粘结的合成纤维，最外面再包裹有保温层与热塑性层，管线外径达到了27英寸。

ALLS系统一直占据着Technip公司串联式装卸体系的核心地位，该公司在今年的海洋技术展览会（OTC）的相关报道中表示，通过进一步与HiLoad系泊系统相糅合，将更有利于与LNG运输船的中部歧管系统的稳定连接。

当ALLS系统研发成熟后，Technip公司继而大力研制漂浮式低温软管。2013年时，公司首次谈及“Mark2”新型漂浮式软管，可部署于舰首或船中部的歧管系统，长度可达300米，甚至更远，预计在短期内便可实现商业应用。然而，截至目前，媒体上鲜有相关报道，猜测多半是Technip公司与FMC Technologies公司间的重组行为影响了研发进度。

Technip公司最近开始研制小尺寸低温柔性管，内径4~6英寸，以迎合小规模传输的市场需求。

Nexans公司

Nexans公司十年前便开始研制用于LNG传输的高科技柔性管，与雪弗龙、壳牌石油及挪威国家石油公司都有着广泛的商业合作。在2011年1月，该公司研制的16英寸低温柔性软管Cryodyn终于获得产品质量认证，并在OneSubsea等诸多公司的海上低温LNG传输工程作业中得到广泛应用。Christian Frohne是Nexans公司LNG传输项目部主管，他表示：“截至2014年，我们公司已经研发出一套技术过硬的串联式传输系统，可有效应对恶劣海况。”然而，自此以后，该项目便遭到搁置。

公司研制的软管内部包裹有两层不锈钢波纹管，两层间用垫圈分隔，每层的承压能力均能达到设计要求，两层间为真空设计，绝热性能卓越。Christian Frohne表示：“LNG传输作业对管线真空的要求不高，压力小于100毫巴即可。”

Cryodyn软管是以节段式制造，在实际使用时相互联接以达到需求长度。在2009年，Nexans公司甚至建造了一部专用设备，为自家或其他公司生产各类设计方案模型。Christian Frohne表示：“对于漂浮式Cryodyn软管的研制，目前我们还仅停留在初步阶段，因为我们的客户需求主要是悬浮式软管和海底铺设所用管线。此外，我们在漂浮式软管研制方面还是取得了一些成绩，只是管线的尺寸偏小。”

Trelleborg公司

今年4月，法国管线制造商Trelleborg公司成功推出了满足市场需求的漂浮式低温软管，全球No.1。此外，所制造的20英寸的软管还获得了EN1474-2体系认证。为了满足体系要求，Trelleborg公司基于软管实际尺寸模型，利用-196℃液氮营造低温环境，通过静态、动态试验和大量海上“船对船”的LNG输送实际应用证明其在LNG输送过程的安全性和可靠性。

Vincent Lagarrigue是公司的市场经理，他解释道：“该款软管取名Cryoline，设计理念是基于一个‘管中管’的概念。它由外管和内管组成：外管是一个业内认可的事宜海上使用的橡胶软管；内管是LNG低温复合软管。该低温漂浮式软管专门用于‘船对船’的LNG输送。”

该低温漂浮软管的主要元件为：

(1) 外管：外管为橡胶软管，拥有良好的抗疲劳和抗恶劣环境能力。橡胶软管通常由橡胶、金属环、钢丝加强层和端部装置组成。

(2) 内管：内管为低温复合软管，通常由非粘合式、多层聚合薄膜和纤维织品层以及内外两层不锈钢螺旋金属圈组成。内外两层螺旋金属圈将聚合薄膜和纤维织品层夹住，起塑型作用。聚合薄膜层起流体密封作用，防止管内液体泄漏；而纤维织品层可以增强软管的机械强度。聚合薄膜和纤维织品的层数由管径以及输送产品的种类决定。聚合薄膜和纤维织品的材料则根据输送产品的极端温度来选择。

(3) 绝缘层：内管与外管间的环形部分为绝缘材料层。绝缘材料层可以减少管内外的热量交换。

Cryoline管线每12米为一个标准节段，对外表示在承压20巴条件下的传输排量可达6000m³/h。2015年，公司基于20英寸管线开展了爆裂试验，极限承压达到了106巴。

Cryoline软管的设计理念源于SBM公司多年前开展的一个内部项目，当时SBM公司力求研制专利化的LNG传输体系。在

2013年，Trelleborg公司与Monaco公司达成协议，收购了该项技术。

2009年，瑞典Trelleborg公司与意大利Saipem公司及道达尔公司三方合作，开发了串联装卸式低温漂浮软管技术。该软管拥有：热损率低、连接方式简洁、安全可靠及使用寿命长等优点，满足LNG输送操作者在装、卸载时安全、流量及操作简单且可靠的要求。

当LNG装载船与LNG FPSO间采取串联式卸载方式且船间距达到100~150米时，则Cryoline漂浮式低温软管的长度需达到200米。其中两条管线用于传输LNG，另外一条用于蒸汽回输。即使海浪有效高度达到了5.5米，该软管同样适用，性能卓越。

Dunlop公司

Dunlop公司研制的软管预计将于近期完成各项性能测试工作。

五年前，Dunlop公司决意进军LNG传输技术领域，一直致力于研制轻便、强韧、柔性的大尺径悬浮式管线。

公司LNG项目组经理Simon Bishop说道："我们公司研制的16英寸挠性管即将投入市场应用，现在完成进度已经达到95%。预计将于近期通过全部质量与技术认证。"

Dunlop公司在海洋石油应用管线领域有着60年的发展历史，在12年前被Continental公司收购。然而，该公司于2011年通过收购Bluewater公司的软管专利技术才开始涉足LNG传输领域。在此之前，Bluewater公司的软管专利技术源于一项长达10年的研究与发展项目——必和必拓石油公司和BPP-Tech及Dantec两家英国公司共同参与。

与众多"竞争者"相比较，Dunlop公司所研制的软管特别"苗条"，它没有复合式结构，钢材占比很低。软管最内层是螺旋形不锈钢内金属圈，外部包裹着多个由纤维和薄膜组成的复合结构层。

厚达15毫米的复合结构层中包含专门设计的超高分子量聚乙烯，以"长袜"形式覆盖内部不锈钢管线，能够提供超强抗拉强度。在最外层，包裹着另外一层螺旋形不锈钢管，将管线紧固为一个整体。

独特的结构设计，每米管线重量仅为45千克，壁厚厚约20毫米。Simon Bishop评论道："当管线内充满流体时，总重大概达到管线本身重量的两倍。考虑到液化LNG传输温度为零下120℃，管线外壁肯定会结成冰层，但这并不会影响管线的柔韧性。"

在施压162巴情况下对管线进行拉伸载荷测试合格，相当于负重190吨。

当前市面上的LNG传输软管均存在内壁粗糙导致流体压降的问题（其中包括Dunlop公司研制的软管），因而该公司暂时未将漂浮式低温软管研制提上日程。

随着漂浮式管线长度的增加，流体压降的问题更加凸显！Simon Bishop表示："要想提高漂浮式软管的工作效率，其内壁光滑度必须向输油管线看齐。"除此之外，与悬浮式管线相比，漂浮式管线的热量散失问题更加突出。

至于柔性软管的未来发展，Simon Bishop表示："经调研发现，小尺径管线的应用市场在不断扩大，诸如船舶装油用管线等，故而我们正在逐步加大这个方向的研发投入。考虑到小尺径管线的强度要求会相应降低，我们正在探索其独特的设计思路。"

HTHP水平井修井难？全新升级电缆爬行器有大招

电缆爬行器，是一种用于水平井或大斜度井的测井过程中，将测井仪器输送到预定位置的特殊工具，具有操作方便、工作效率高、使用成本相对较低的特点。本文对比了其与CT的优劣，介绍了其在高温高压水平气井修井作业中的成功应用。

来自 | Muhammad H. Al-Buali等
编译 | 白小明

在过去的几十年里，水平井钻井在油气工业中的地位正变得越来越重要，水平井可以有效钻达复杂的地质结构，开发边际油田，增加储层接触面积。在此期间，出现了一些用以解决水平井钻后修井问题的新技术。通常，当最大井斜为70°~80°时，重力辅助传输方法往往受到限制，而且该方法不适用于曲折的井眼轨迹。最终，在复杂井的大井斜段，需要使用连续油管（CT）爬行器和电缆（e-line）爬行器来将修井钻具组合下到位。

电缆爬行器技术已成功应用于沙特成熟油田的油藏监测以及向井内送入生产测井管串组合等作业。相比其他形式的传输方法，如CT，爬行器具有特别的优势。具体来说，爬行器可以用于具有复杂井眼轨迹的、采用裸眼完井的水平井，可以获得生产井和注水井的高质量流动剖面数据。

高温高压（HPHT）井钻井技术在沙特气田的应用，带来了水平井修井新的难题，包括但不限于使用爬行器下入射孔枪，传输较重的底部钻具组合（BHA），以及在井底温度（BHT）大于300°F（149℃）的条件下进行作业。为了解决上述难题，需要改进技术并改变工具下入方式，以成功使用爬行器进行修井作业。

沙特致密气的开发

沙特的Ghawar油田富含大量的伴生气

Ghawar油田的Khuff地层为晚二叠纪、埋藏较深、非均质的白云质碳酸盐岩气藏，有两个主要的产层，即Khuff-B和Khuff-C。自20世纪70年代以来，已在Khuff-C产层开展了大量的钻井和开发工作，而更致密的Khuff-B产层近期才开始采用水平井钻井和完井工艺进行重点大规模开发。Khuff-B产层渗透率较低，气井需要采取酸化增产措施，使用多级桥塞-射孔方法，或者使用多级压裂尾管系统。关于该油藏的主要特点以及完井方式已有大量的描述资料。

该气藏地层的非均质性以及甜点位置的不确定性，意味着需要使用射孔的方

式将长井段与储层连通，并采用增产的措施提高成功的可能性。种种因素表明，开发该气藏时所钻的这些井，在有很大挑战性的同时，非常适合采用爬行器进行修井作业，不过要想成功进行作业，有必要进行一些技术和操作方面的优化。

适用于沙特高温高压气田的爬行器技术

针对这些井，在设计使用电缆爬行器作业时，需要解决如下问题：

腐蚀环境

这些井高含硫化氢（H_2S）和二氧化碳（CO_2），必须采用特殊设计的由高镍合金制成的抗腐蚀电缆，H_2S和CO_2中等含量水平环境下需要耐温高达425°F（218℃）。与非酸性环境中所使用的电缆相比，这些电缆的一个重要缺点是其具有高的电阻抗。高阻抗不利于对于向井下设备传输电力，尤其是交流电（AC）。

更高的温度

随着油藏目标越来越深，爬行器必须能够承受300°F（149℃）至330°F（166℃）的高温，而且将来温度很可能会超过这一范围。

更长且更重的BHA

与传统的油藏监测生产测井工具相比，使用的BHA（尤其是带有射孔枪的BHA）将更长更重。

从成功下入爬行器的角度来说，其必须满足以下目标：

1.能够在高温条件下可靠操作；

2.能够使用超长高阻抗电缆操作；

3.能够承受爆炸性射孔枪带来的高冲击载荷。

爬行器的核心是电机，其驱动液压泵为轮组提供动力，电缆爬行器可以使用AC或DC电机。虽然AC电机爬行器在高温环境下有着良好的使用记录，但是如前所述，它们不适用于腐蚀环境下使用的超长高阻抗电缆。

DC电机是用于爬行器更可行、更具操作性的选择，尽管其在高温环境下的使用记录有限；然而，在经过近期一些技术改进后，主要生产商将DC电机引入到爬行器的设计中，DC电机驱动的爬行器可以在更高的井眼温度环境下维持更长的操作时间，本文将介绍使用DC电机驱动的爬行器在井下的使用情况。

1.将抗冲击性引入到爬行器的工具设计和测试功效中；

2.在爬行器和射孔枪之间加入减震工具，以减小冲击；

3.根据使用状况进行维护，在爬行器返回实验室进行全面拆卸、维护和翻新之前，限定其传输射孔枪的趟数。

作业的可靠性

与其他井下电子技术的实施过程一样，使用爬行器时有三个主要因素影响其作业的可靠性：

1.工具的操作范围；

2.工具的有效性；

3.根据使用状况进行工具的维护。

操作范围

工具的操作范围主要根据技术能力和设计确定。用于爬行器的全新DC电机设计大幅扩大了作业的温度范围，而且可用于高阻抗防H_2S电缆。

工具的有效性

近期，在爬行器作业前的准备工作中，加入了一项根据井底温度进行的工具热性能测试，以确保工具在井下高温环境下使用的可靠性。

根据使用状况进行工具的维护

对于在恶劣环境下使用爬行器作业，引入的另一个重要的机制是限定爬行器在更换关键内部元件前，完成工具传输的趟数，直到工具彻底报废。在确定评价一个井下设备是否到达使用寿命时考虑了一些条件因素，包括但不限于：运输、压力、振动、温度和环境。这一机制明显提高了爬行器在高温、高载荷环境下作业的性能和可靠性。

在不使用钻机进行增产和油气井修井作业的设计阶段，需要协调物流、供应链、资金、人员和作业的技术细节。此外，沙特的天然气市场兴起，在偏远油田作业时遇到的意外事件，需要有效的缓解措施。从油公司的角度来说，确保修井措施的适用性和成本效益，需要评估以下（不限于）一些方面的技术：

1.特定需求的技术适用性。

2.解决方案的可靠性。

3.设备的现场可用性和效率。

4.辅助方案、意外事件处理方案和应急预案的可用性。

电缆爬行器的优点是模块化、可组合性，以及重量轻，方便动员运输至井场，设备安装占地面积小，且对现场的其他作业干扰小。在实际作业中，从健康、安全、环保（HSE）和作业效率的角度来说，电缆爬行器具有出众的修井作业优势。

案例研究：爬行器用于高温气井修井作业

本案例研究介绍了几个月内完成的一系列工作，主要包括技术改进，并选择了一口准备专门设计采用爬行器进行修井作业的井，针对该井特定的生产优化需求，量身定制了解决方案。

A井于2013年钻成，并进行了侧钻作业，井眼方位朝向最小应力方向。该井水平段长3000ft（914m），采用尾管固井完井，考虑到该井作为实施多级压裂的备选井，计划采用桥塞-射孔完井。该井最终采用4-1/2in油管和尾管完井，最小内径为3.688in。

首次尝试压裂时，遇到了爬行器下入问题。随后，采用CT进行水平段尾部一级的射孔。由于该级缺乏足够的流体注入能力，而无法进行泵送桥塞和射孔作业。

为了提高注入能力，作业方改变了设计，延长了射孔枪长度，将两级合并为60ft（18.3m）长的单级进行压裂。此外，对爬行器作业及现有技术进行了重新的审视，审核了质量控制过程；并在几个月的时间里实践了改进措施，重新设计了工作流程。

计划进行以下几趟作业：

1.一趟多触点井径测井，以获得井筒完整性信息，主要是关于前期作业造成的可疑井眼形变；

2.一趟下入空枪；

3.三趟使用20ft（6.1m）的射孔枪。

为了将电缆工具成功下至井底，选择使用3-1/8inDC电机爬行器。从工具下入可行性角度来看，该井的狗腿严重度在爬行器的正常工作范围，即32°/100ft（32°/30m）以内。由于存在井筒完整性问题，作为预防措施之一，工具的长度控制在60ft（18.3m）以内。

用于检查套管尺寸的多触点井径测量工具管串，采用结实的、安放位置经过优化的、弹簧加载的滚子及刚性臂扶正器进行居中。使用一个柔性接头将测井管串与爬行器段隔开，以实现连续工具串在井内的定位和居中。如此，便可采用多触点井径测量工具获得高质量的套管尺寸数据。

最终发现油管并未损坏，决定继续实施增产作业。在修井作业中，爬行器将工具下到位后，该井成功实施了增产措施。

在评估并建立井筒完整性的作业过程中，与带电缆的连续油管修井作业相比，采用爬行器可实现更高效的修井作业。5次电缆作业总操作时间为67.5小时，比带电缆的连续油管作业节约至少约40%的时间，后者作业时间大约为5天。

在油公司的监督下，多家服务公司的资源和施工同时参与到该次作业中。不同级别的管理参与对完成该次作业起着至关重要的作用。

结论

通过本次作业可以得出以下结论：

1.随着沙特提高产量业务的日益增多，针对高温致密气井，基于爬行器的修井方案是切实可行的选择；

2.针对特定的增产作业挑战，相比其他的传输技术，基于爬行器的技术在深井作业更具适用性；

3.DC驱动爬行器电机的技术改进，已经在多次高温油气井修井作业中得到了成功验证，对于该DC爬行器来说是一次大的技术飞跃。

纳米袭来，压裂革新！“纳”些不得了的技术

近年来，纳米技术得到飞跃发展，在油气行业中的应用也日渐广泛。而在压裂技术中，其扮演的戏份更是越来越重。接下来，就跟随《石油圈》一起来梳理一下“纳”些新技术。

来自 | Baker Hughes等
编译 | 张领宇

几年前，人们普遍认为纳米技术需要过很多年才能真正用于油田实践；但在今天，大量的纳米技术产品已经在油气勘探和开发领域发挥着关键作用。贝克休斯走在油田纳米技术应用的最前沿，本文将介绍几种对油气勘探开发产生重大影响的纳米技术新产品。

如今，在油气勘探开发领域已经有大量的纳米技术创新性产品投入了应用，并起到了至关重要的作用。

纳米技术的基本原理

纳米技术包括纳米级的科学、工程和技术领域，涵盖了纳米成像、测量、模拟以及纳米级物质操控。基于纳米级尺度，纳米材料常常表现出独特性和不可预测性。

Baker Hughes是为全球油气行业提供油田服务、产品和技术的领军企业之一。此外，它还走在油田纳米技术导向产品应用的前沿。文中列举了几种新型纳米技术产品，重点放在贝克休斯商业化应用产品以及其对油田现场运行的影响。

分段水力压裂

纳米技术产品所实现的功能是其他产品无法企及的，IN-Tallic可降解压裂球就是该技术的一个代表。

IN-Tallic可降解压裂球是由纳米级可控电解金属材料组成，该材料其比铝轻、比低碳钢强度大，但在特定流体条件下会降解。降解过程通过电化学反应来完成，其主要受复合颗粒结构的纳米级包覆层所控制。上述纳米结构材料具有常规材料所不具备的高强度和独特化学特性。

IN-Tallic可降解压裂球在压裂过程中能够保持其原有形状和强度，随后在井投产前或投产后短时间内降解。浸泡在盐水中的压裂球会随着时间的推移而逐渐降解，也就是说降解过程通常发生在压裂液和井筒流体存在的情况下，无需人为添加其他特殊流体。

Baker Hughes的FracPoint分段压裂系统采用IN-Tallic压裂球，这种带活化压裂球的压裂系统能够快速连续地进行水力压裂。上述系统安装好后，使用裸眼封隔器或水泥环对储层段进行分段。之后压裂管柱开始作业，将各种尺寸的压裂球借助泵注的压裂液从地表投到目的层段，从而实现连续压裂过程。压裂完成后，油气井可以立即投产，IN-Tallic压裂球在井内降解，以确保油气流动通道畅通且无油管阻力。整个压裂过程避免了起下钻操作，减少泵注时间的同时，实现了油藏泄油面积的最大化。

Baker Hughes的SHADOW系列压裂桥塞是一种永久性桥塞，生产过程中被设计留在了井底，完全省去了分段射孔完井时钻穿桥塞的阶段。该桥塞的特点在于具有较大的流动内径，并且使用了IN-Tallic可降解压裂球，因此油气可就地流过桥塞，节省时间、降低成本的同时，消除了挠性油管（CT）阻力带来的风险。

2013年，分段压裂系统的压裂球采用Schlumberger的ELEMENTAL可降解专利技术。这种铝质金属材料可以在数小时至数天内完全降解，降解时间取决于压裂球的尺寸、温度和其他井下条件，这消除了压裂球被卡住需要清除的风险。

Baker Hughes也在大力发展其与“水力压裂”相关的服务技术。粘弹性表面活性剂（VES）溶液被广泛用作增产液，包括砾石充填液、压裂充填液以及压裂液。但它们在高温条件下容易导致粘度降低且在裂缝中漏失量很大，上述缺点限制了其在水力压裂和压裂充填措施中的应用。试验结果表明：加了纳米颗粒材料的粘弹性表面活性剂（VES）溶液可以在高温下保持较高粘度且可控制其增产液的漏失量。

此外，Baker Hughes还研发出了采用高表面张力的特殊固体材料制成的纳米级微粒固结剂，以捕集或固结地层中的微粒。上述纳米级材料被添加到水力压裂支撑剂充填层或砾石充填层，以在上述充填层中起稳定地层微粒的作用。这种纳米微粒材料，由于其很大的表面积，可以制成“纳米海绵”，通过在支撑剂颗粒或砾石颗粒接触点捕集或滞留地层微粒来发挥稳定地层微粒的作用。上述举措可以阻止地层微粒运移或穿过支撑剂充填层或砾石充填层，避免污染近井地带或堵塞防砂筛管。

提高采收率

纳米颗粒材料溶解到溶液中，可以用作提高采收率的手段。实验室已成功研发出纳米流体，当前面临的技术难题是如何开发出低成本、工业化生产的纳米流体。

知识产权委员会主任Arne Skauge说：“中国率先在该领域的研究中使用了纳米微粒”。研究表明：纳米微粒效果良好，但他们的研究工作中仍有许多问题至今仍未解决。现在他们开始尝试对颗粒的大小、尺寸和结构进行分类。

此外，借助纳米材料在光学、磁性和电学特性，研发了高效的工具用于地下传感器和地层成像造影剂。与智能压裂液相结合的纳米材料可作为高灵敏度传感器用于井下压力、温度等恶劣环境中。

2006年，Saudi Aramco石油公司EXPEC ARC引入了油藏机器人的理念，并在业界进行了首次尝试，主要用于原始油藏监测的潜在测试。

2008年，EXPEC ARC对纳米机器人成功进入地层所需的几个重要条件进行研究，包括尺寸、浓度、化学性质、与岩石表面的相互作用、孔隙尺度的运移和在油藏中的运移速度。

2010年，将混有5kg A-Dots（纳米示踪剂）的255桶海水注入到加瓦尔油田的一口观测井中。当A-Dots在地层中运移距离达到20英尺时，停止注入，然后关井。三天后，该井开始产液并每隔两天取样监测。实验分析表明：90%的A-Dots可实现返排。

当前是远程测试阶段。将A-Dots从注水井注入到地层中以观察其能否大量流入周围生产井。试验结果表明，A-Dots成功从注水井进入到了周围的生产井，并由生产井产出，这意味着纳米示踪剂取得了重大跨越。

总之，纳米技术为解决油气行业中的重大挑战提供了无限可能。如今，许多国际大公司都力将纳米技术理念充分应用到油藏勘探、钻井、完井、开发、储运和炼化等不同石油学科中，以应对全球日益增长的油气需求。

当前关于纳米材料的研究成果层出不穷，然而相对来说能够应用的成果却比较少。但是，这不会成为人们认为纳米技术没有潜力的理由。

尽管油气能源价格低迷，这促使投资商和分析师们重新审视油气生产过程中的每一个环节的盈亏价格，以确定该领域的新兴技术在实用层面和经济层面上是否具有进一步研发的必要，但“纳米”技术为油气的勘探开发带来了令人振奋的新机遇和新挑战是确定无疑的。

沙特阿美&斯伦贝谢通力合作 ESP寿命倍增不是梦！

在高含H_2S和高温高压油田，电潜泵的平均运行寿命普遍短于3年。研究表明，约有50%的ESP故障是由封隔器与电机间一段电缆的输电问题引起的。本文介绍了一个旨在开发一套RPDS系统的项目，试图将ESP寿命延长到10年。

来自 | SPE
编译 | 白小明

研究背景介绍

电潜泵（ESP）井下设备的电气连接可靠性是一个非常重要的课题。现有记录表明，海上油田约有50%的电气故障与封隔器以下ESP的电气连接有关，其中包括电机扩展引线（The Motor Lead Extension，简称MLE），如图所示。ESP的恶劣工况通常定义为井下H_2S浓度高于5%以及CO_2浓度高于5%。在这种条件下，腐蚀情况的发生将会影响设备寿命。但是，根据流体分压、井底温度和井生产历史（基于先前的早期腐蚀记录）的不同，腐蚀的速度及扩散程度也会有所不同。

ESP故障类型

为了解决这一问题，沙特阿美、斯伦贝谢等几家公司发起了一个联合研究项目，旨在开发可靠的电力输送系统（Reliable Power Delivery System，简称RPDS），延长恶劣环境下ESP的运行寿命。

RPDS系统描述

相比于常规的MLE配置，RPDS可以提高系统的可靠性。RPDS系统最大的特点是所有主要连接均采用现场可测试的金属-金属连接，这就大大减少了高H_2S及气体快速减压可能引发的潜在故障。本次研究的范围包括电机前端（以满足新引线连接器的使用要求）、金属封装电缆、封隔器下部的拼接接头、封隔器适配器和穿越器和ESP电缆连接器的改进。

新接头是在经现场验证的水下技术的基础上设计的，改进后能够适应功率要求和结构限制。电机前端配有三个单相接线，电机前端接口与金属封装的MLE均采用金属-金属密封。采用特殊的绝缘体和电机绕组压接装置改进电机的端接，以方便连接单独的引线。电机前端集成了测试端口，以便在现场组装过程中可以采用简单的压力测试工具来验证金属-金属密封是否正确对接。

电机引线连接器在加工过程中，引入了一个电子束焊接（Electron Beam Welded，简称EBW）的绝缘接触柱总成，这样主壳体就无需弹性密封。接触柱被加工成整体铸造的聚醚醚酮树脂（PEEK）总成，其中含有一个金属环，这个金属环可以优化电场和最小化应力，也可以帮助最终的EBW过程更容易地进行。连接器本体采用金属圆锥面密封，可以插入到电机前端的加工剖面内。密封面采用O型密封圈，以便在组装过程中进行压力测试。

引线背面采用双锥形型砧套圈和压缩环，与封装电缆形成金属-金属密封。对承留环（retaining ring）施加扭矩使其压紧套圈，从而实现使用预设扭矩值设置型砧的目的。压缩环具有内、外O型密封圈，可以进行金属-金属密封测试。

全新的MLE的三相线均可采用金属封装，且可单独连接到电机前端。电能通过AWG#4实心导体传输，用PEEK材料绝缘，并由含氟聚合物花键护套保护。用INCONEL®管（625或825合金，颜色为橙色）替代传统的护套引线，可以帮助电缆免受快速减压效应的影响，还能较好地耐H_2S腐蚀。

为了方便系统在现场组装，封隔器下部采用了“拼接”接头，该接头是现场唯一需要端接的组件，在连接电缆的金属-金属密封方面，它与电机引线采用了相同的技术，具有相同的特点。无需灌注或充填环氧树脂，即可在连接器和金属封装电缆两端形成金属-金属密封，组装期间可以进行压力测试。

封隔器穿越器的设计使之可以兼容不同厂家的封隔器，其中的偏心适配器总成可以避免连接在封隔器之上的第一根短节或油管的干扰。穿越器的底部与金属封装导体连接，可在库房提前组装，并在“拼接”接头端接、连通及测试后，与“拼接”接头、封隔器一起运送到现场。穿越器与电机引线具有相同的特征，采用同样的密封理念。

穿越器的上部与ESP电源电缆连接。尽管连接器的这一侧只浸没在完井液中，并不会与钻井液接触，但保险起见，连接封隔器穿越器的连接器接口还是采用了金属-金属密封。

ESP电源电缆连接器采用了水下干连接技术，连接到封隔器穿越器上，该连接器采用了全新的电缆密封和端接套筒，能够满足AWG#2主电缆的连接要求。项目实施过程中，研制出了一些特定的组装工具，并且针对端接和测试编写了详细的在现场和基地组装和操作的步骤。

组件分级测试–金属封装MLE

封装电缆冷弯测试

该测试用于模拟在井场组装期间，成品的电机引线在滑轮上的弯曲情况。在某些地区，作业温度可能会低至-40℃，因此先将测试样品在-40℃的温度下储存24小时以上，再进行弯曲测试。测试电缆绕16”的心轴进行5次弯曲试验，心轴直径超过42”滑轮的一半，该测试卷轴能够安装在冰柜内。即使采用了16”心轴进行测试，但推荐的最小弯曲直径仍为42”。测试结果显示，电缆没有因冷弯而出现损坏，电气性能也没有受损，测试合格。

封装加速高温老化测试

该测试用来模拟产品在未来10年预期寿命内的材料老化情况，其中，最高温度为176℃。在216℃的温度下，按5天、10天、20天、40天和80天的作业时间来进行加速老化测试。阿伦尼斯模型（Arrhenius model）表明，每升高10℃，产品寿命就缩短一半。因此，如果在176℃下预期寿命为10年，则在216℃下预期寿命将降至0.625年（228天）。每进行一组测试，将老化时间加倍，然后将结果绘制在对数坐标上，拟合出最佳的老化曲线。

然后将该老化曲线外推至10年，可根据操作电压得到运行寿命概率。最终结果将是设备在各种工作电压下工作10年的概率百分比。如右表所示，当工作电压等于或小于8kV时，运行寿命超过10年的概率为99.99%。

工厂系统集成测试

在工厂进行了RPDS系统的合格试验。

耐久性测试

该测试验证了作为一个系统，连接器在模拟极限工作条件下的各项性能。测试共进行40个周期，这是根据封装电缆的寿命测试确定的，因此与连接器系统相关。在测试前、中（在每个测试周期开始之初）、后期进行了电气验证测试，以确保连接器性能在可接受的标准范围以内。测试参数：

1.最高工作温度：150℃；

2.最大工作压力：20.7MPa；

3.最大工作电压/电流（单相接地）：2.3kV@80A（4kV/√3）。

10年运行寿命概率VS工作电压

工作电压（KV）	61m MLF运行寿命超过10年的概率
26	6.26E-4%
22	31.90%
20	74.10%
16	98.70%
8	99.99%
4	99.99%

试验期间共进行约155次压力测试。耐久试验之前、期间和之后的所有试验均高于验收标准，测试成功。

型砧套圈验证测试

该测试专用于验证在相1连接器上使用的型砧和套圈的金属-金属密封装置。根据实用性原因，该测试在测试样品上完成，而不是在连接器串上。测试的目的是确定双套圈的模锻能力，以确定套圈在电缆上滑动的平均拉伸负载。套圈测试值设定为50lb/ft并放入张力计。失效标准为电缆被挤出套圈，若在1403lb/ft的平均负载下电缆伸长0.302”即为不符合验收标准。测试成功通过。

电源频率测试

电源频率测试是一种一次性测试，旨在确认连接器串长时间承受60Hz频率高压（4Uo）电位的能力。通过记录测试前后的IR及连续性读数来进行电气验证测试，以确保连接器性能在可接受的标准内。在整整4小时的测试内监测了电流泄漏情况。IR大于10GΩ的接受标准，并且具有连续性，在整个测试期间电流泄漏稳定在2mA，在可接受的范围内。测试成功通过。

直流高压绝缘测试

直流电压测试是一种一次性测试，旨在确认连接器串承受15分钟直流高压电（4Uo）的能力。通过记录测试前后的IR及连续性读数来进行电气验证测试。最终证实连接器的性能在接受标准内。测试成功通过。

耐压测试

该测试旨在确认连接器串承受1.5×的工作压力并保持电气功能的能力。在耐压测试前后进行了电气验证测试（连续性/IR/耐压电压）。测试压力31MPa保持15分钟，没有一组电气验证测试发现问题。测试成功通过。

冲击和振动测试

本测试旨在验证连接器的电缆终端不会受随机振动/冲击的影响，因为在运输或服务期间可能遇到这样的冲击和振动。通过在测试前后进行验证测试，证明系统的电气性能在规定范围内，且型砧和套圈装置保持金属-金属密封。在测试之间进行了进一步的电气验证测试。检查了IR和连续性，并确认没有出现老化现象。

交流电击穿测试

该测试用于确认连接器串在击穿之前可以承受的最大交流电压。这是一个破坏性测试，仅在单相条件下进行。电压从10kV增加到18kV期间，每次增加2kV，之后每次增加1kV，每个电压至少保持1分钟。系统在22kV电压下被击穿，高于18.4kV的标准。击穿的是ESP电缆连接器。测试成功通过。

额定电流升温测试

额定电流升温测试，旨在确认在最大环境工作温度和额定电流条件下，连接器内部温度不会超过使用绝缘材料的设计极限温度。该测试分为两个阶段，在80A下进行4小时，随后在140A下进行10秒的电流冲击测试。在测试前后进行接触电阻检查，以确保连接器性能在接受标准内。连接器接触柱上使用的PEEK绝缘材料的玻璃化转变温度为170℃，测试期间记录的最高温度为36℃。在4小时的测试和冲击测试后，测得的接触电阻值在接受标准内。测试成功通过。

现场试验结果

试验测试的目标是评估180天以上的周期内RPDS系统的性能，以确定电缆终端套管连接的可靠性和系统的可用性。测试思路是确定现场人员在操作、安装和维护MLE电机前端系统期间可能遇到的困难，并确定其对产品短期运行性能的影响。此外，RPDS系统需要在测试期间保持电气读数较好。为了避免出现ESP故障，可不必与RPDS系统相连。

系统于2015年2月下入一口海上油井，据统计成功了运行250多天，超过了最低180天的运行寿命测试标准。井下设备配置包括57级的泵、保护器和300马力功率的电机。2015年3月，在不同速度和预计产液量为5000桶液/天（BFPD）的条件下，进行了带RPDS系统的ESP的功能测试。钻机搬迁时，进行了ESP调试，并在平均频率为55Hz的条件下运行。在ESP运行期间，由于各种原因观察到了几次跳闸。然而，试验表明，ESP和电气连接系统—RPDS仍是一个完好的系统。截止本文完稿时，ESP仍在运行中，产液量稳定在5000~8000BFPD。

结论

试验表明，RPDS系统可以维持电气完整性，在250多天内ESP运行良好。这一结果充分证明该系统不仅可以用于海上作业，还可以用于高含H_2S地区作业。项目的实施也表明合作团队已成功将水下先进的完井连接器和穿越器技术应用于电潜泵。

生命不息 更新不止 海底气体压缩系统升级再升级

传统型气体压缩装置一般部署在平台或岸基，Statoil联合GE打破技术壁垒，成功在挪威海联机运营全球首个海底气体压缩装置，该项创新技术为深水和远离海岸的海域开辟了新机遇，具有里程碑式的意义。

来自 | Upstream
编译 | 姚园

经过多年研究，全球首套海底天然气压缩装置正式在挪威海的Asgard气田投入使用。数月后，又在挪威Gullfaks气田部署了一套湿气压缩装置。

Statoil（挪威国家石油公司）相关人员表示，在海底靠近生产井的位置部署气体压缩装置，不仅提高了气田采收率，而且平台上部模块也无需再装配气体压缩模块，降本增效作用显著。

Ormen Lange气田是挪威大陆架第一个使用该系统的。早在2006年，挪威Hydro公司执掌该气田时就曾希望GE公司能够提供海底干气压缩系统，以便和位于Nyhamna的陆上天然气处理厂建立连接。2007年12月1日，壳牌从Hydro公司手中接管了Ormen Lange天然气田。在2009年，GE公司推出了Blue-C海底压缩装置，一款可部署在深水的气体压缩系统（立式安装）。在2011年，通过搭载海底动力配电设备，Blue-C装置在Nyhamna海域开展了首次测试工作。

然而，在2014年，海底气体压缩系统试点项目推进到一半时，壳牌公司与Ormen Lange气田其它合作商决意暂停甚至放弃这个极具创意的工业项目，这无疑是对有望彻底改变海上天然气生产技术的沉重打击。

Odin Estensen是该试点项目的管理委员会主席，他表示："Ormen Lange运营团队均对海底气体压缩技术的发展怀抱憧憬，坚信这项技术对于改变Ormen Lange气田未来的生产方式具有里程碑意义，甚至对挪威大陆架上气田的有效开发有极大的推动作用。"

阶段性胜利

Ormen Lange气田位于克里斯蒂安松（Kristiansund，挪威西海岸默勒鲁姆斯达尔郡）的西北方向120公里处，水深850~1100米；Aasgard气田距离海岸线200公里，水深300米左右。海底压缩系统的动力来自距离40公里的Aasgard-A生产平台。

Alisdair McDonald是GE Oil & Gas公司海底动力与过程处理部门主管，他表示："由于Ormen Lange气田与Aasgard气田的离岸距离都在120公里以上，这就意味着气体压缩装置与Nyhamna处理终端间的距离也必然达到120公里。如此远的距离，在生产平台上安装变频器装置不可行，因而水下动力电子设备的研发便提上了日程。GE公司、动力设备团队、壳牌公司与气田运营团队通力合作，力推技术进步，变设想为现实。"

在Ormen Lange气田试点项目中，GE公司提供了90%+的技术支持。McDonald表示，Blue-C装置是全球首款专门设计的海底离心式气体压缩机，配备海底动力设备（包括变频器与海底开关设备）。他评论道："它是世上首款海底气体压缩系统，并搭配有水下动力设备、输电及配电等系统。"

由于Blue-C压缩机的功率高达12.5兆瓦，GE公司配套设计了一款水下动力配电系统，具体包括水下变压器、配电开关单元、变频变压器、压缩机变频单元、变频泵以及一个专门设计的145千伏MECON干式连接器。

"由于Ormen Lange气田距离陆地达120公里，最经济的供电方式是利用一根电缆并施加足够的电压，从而为海底气体压缩系统中的四个12.5兆瓦压缩单元和变频泵提供充足的电力，该系统允许的功率传输可达到100兆瓦的量级。"Kristin Elgsaas说道，她是GE Oil & Gas公司水下动力部门的高级产品经理。

此外，GE公司还推动了水下开关设备技术的发展，开关系统用于切断电力设备的电能供给。水下开关设备是将电缆的高电能分配给气体压缩系统内的各个压缩单元与变频器。Elgsaas表示，"不间断式"的电能供应模式，在发生电源故障时，可确保本地存储有充足的电力来安全关闭气体压缩系统。

Kristin Elgsaas表示，当前处于测试阶段的电力部件最终不一定会部署在Ormen Lange气田的海底气体压缩系统之中，但其为未来技术应用铺平了道路。她说道："基于Ormen Lange气田技术应用所积累的经验，我们可根据气田离岸距离的远近部署合适的电力组件，这从技术角度来看是完全可行的。经过数千小时的测试周期，电力供给设备运转良好，完全达到预期效果。"

"当前，我们在海底气体压缩装备研发方面已经积累了大量经验，后续我们可以尝试精简系统设计。"Alisdair McDonald说道。

进一步探索

15年5月，在休斯顿召开的海洋石油装备年会上，Aker Solutions公司（负责完成了Ormen Lange气田与Aasgard气田先导性试验装备的设计与安装工作）高管与Statoil公司负责人均表示，海底气体压缩系统的未来发展将趋向体积小型化、部署简捷化以及结构简单化。McDonald表示，GE公司正在努力推动技术沿着这个轨迹发展。

他补充说道："为了避免各种意外情况的发生，我们在Aasgard气田部署了一套超大型的水下系统。当前，我们在水下气体压缩装置研制方面已经积累了大量的'实战'经验，后续将会考虑系统的简约化设计，去掉冗余构件以减小模块体积，或将两个模块合为一体以缩减模块数量，最终目的是提高系统部署的灵活性。目前，我们已经得出一些简化设计的构思，比如将12.5兆瓦的压缩系统封装进一个钢管框槽中，这样可大幅提高系统的部署灵活性，从根本上改善压缩系统的经济性。试想一下，如果将系统重量从5000吨精简到少于2000吨，这无疑会对其经济性能产生重大影响。"

近期，GE公司和Statoil、雪弗龙达成联合工业项目合作协议，致力于合力推动湿气压缩技术的发展。Statoil在挪威Kaarsto具备专业化的K-Lab水下压缩系统测试基地，GE目前正在此处测试一款升级版的压缩系统。通过应用海底湿气压缩系统，将不再需要清除器与泵体的变速传动部件，可大幅缩减系统规模。

Jorgen Corneliussen是GE公司水下动力控制部门的工程部经理，他表示，压缩机叶轮旋转速率可达10000转/分，液滴经叶轮加速后猛烈撞击到压缩机内部构件表面，这极大地增加了侵蚀风险。他说道："相较于将气液分离的情况，湿气压缩系统设计需要克服诸多技术挑战，核心区别是湿气重量远大于干气，这就意味着即便是掺杂有极少量的液体也会导致重量的显著增大，进而对压缩系统产生完全不同的动量冲击。湿气易在设备密封处聚集，造成震动消极影响，会大幅

影响压缩机的稳定性能。”

“基于Ormen Lange气田技术应用所积累的经验，我们可根据气田离岸距离的远近部署合适的电力组件。”Kristin Elgsaas (GE Oil & Gas公司) 说道。

为了制造用于K-Lab测试的2.8兆瓦原型压缩机，工程师们研讨决定采用更坚固材料并结合GE公司航空部门的氮化钛涂层技术来制作密封部件，进一步优化叶轮与叶片尺寸设计以减小湿气中液滴体积并引导它们避免冲击易受侵蚀部件表面；该项目获得了挪威科技大学的技术支持。

McDonald指出，通过在平台上安装原型压缩机来验证和改良叶片性能，海底压缩系统将主要在12.5兆瓦的Blue-C离心式压缩机技术的基础上发展。随着海底压缩系统技术的日益成熟，供应商所面对的主要挑战是在行业低迷期间如何提升其经济适用性，GE公司同其它大型服务商一样，努力寻求有效途径以优化整合自身技术与服务能力，并注重吸收其它技术发展“方案亮点”，以更好地推动技术进步。

基于湿气压缩机技术研发，更主要的是凭借Ormen Lange海底压缩机先导性试验项目，GE公司得以能够有效整合内部各部门的优势技术以及油气行业的尖端技术。

McDonald说道：“在Aasgard气田和Ormen Lange气田开展的海底压缩机先导性试验的成功有效改善了行业发展的困境，通过技术杠杆，原油开发成本降低至50美元/桶。在过去的两三年中，我们一直致力于精简压缩系统的结构设计，同时降低开发成本。”

GE油气公司工程师Jorgen Corneliussen表示：“新型水下气体压缩技术完成验收还需要一段儿时间。个人认为，行业应将新型技术的实效性放在首位，不能冒进。”

无需冲管 斯伦贝谢新型ICD轻松应对大位移井洗井难题

ICD能够通过延缓和控制底水锥进来实现提高最终采收率的目的，但常规ICD要配合冲管一起使用，效率较低，为此，斯伦贝谢推出了ResFlow CV ICD，新型ICD可大幅降低作业时间和成本，应用前景十分广阔。

来自 | Schlumberger
编译 | 张德凯

ICD (Inflow Control Device) 流量控制技术在20世纪90年代被提出来以解决水平井气/水突破的问题，特别是与水平井和多分支井相关的问题。ICD具有诸多优点，例如：优化生产；延缓水推进；减小/消除环空流动从而降低地层出砂甚至进一步造成堵塞或冲蚀的风险；均衡水平井的生产剖面，特别是在非均质和裂缝性油藏中，这种油藏容易导致过早水/气的突破，降低最终采收率；改善洗井效果；减小由钻井引起地层伤害的影响。ICD实现各井段均衡流量控制的机理主要是通过引入一个额外的压力降来平衡油藏与井筒之间的压力不均匀性。

ResFlow CV* ICD是一种单向阀式流入控制装置，能够替代冲管使用。该单向阀总成包含一个陶瓷喷嘴、一个陶瓷球/铝球、一片铝板，外壳由ICD保护，与常规ResFlowICD喷嘴总成不同的是，这个单向阀总成在ICD内部。洗井过程中，喷嘴可能会出现液体漏失的问题，但新流入控制装置就能有效解决这个问题，还能与常规ResFlow ICD一样，起到精准控制原油流量的作用。

ResFlow CV ICD的设计初衷是为了保持裸眼完井某些环节中管串的压力完整性，主要为液体循环（如管串下入、液体替换阶段）、压井等过程。大位移井中，如果不使用冲管就能节约冲管租赁和冲管重量增加产生的费用，进而降低操作成本，提高操作效率、安全性以及物流效率。此外，如果应用ResFlow CV ICD还可以使用更长BHA（井底钻具组合），能够提高油藏开发率。

新型ICD无需冲管 无液体漏失

下入完井管串过程中，ResFlow CV ICD内部球体在压力作用下关闭ICD，防止管串中液体通过喷嘴漏失到环空中。此类作业中，管串中液体随完井管串到达井底，之后需要通过环空反排，ResFlow CV ICD的设计正好可以满足这一要求。

投产前排出液体

ResFlow CV ICD的铝球和铝板可以采用溶解体系从井筒移除。作业中，陶瓷球可用于防止完井中液体漏失、保证封隔器顺利坐封，作用于球上的压力消除或泵送停止，陶瓷球回到原处，环空管串中的液体就可以流通。随着油气产出，管串中液体随着原油返回地面，而球座会逐渐腐蚀失去作用。最后，ResFlow CV ICD变得跟常规ResFlow ICD一样。

案例研究 | : 里海北部

新型ResFlow CV ICD消除了冲管使用，避免了油基泥浆的使用。

大位移井：无冲管，需防砂

一家开发商选择大位移裸眼井进行油田开发，油井测深8km，垂深1.5km。该油田为砂岩、大气顶油藏，为尽可能减小气窜的影响，必须使用带有ICD的防砂筛管。考虑得到该井为大位移油井且裸眼段位于5km（测深）处，开发商决定选择旋转筛管（rotating screen）作为主要完井工艺，为了降低作业过程中的扭矩摩阻、提高油藏稳定性，开发商选择油基泥浆（OBM）进行钻、完井作业。

最先开发的六口大位移井中，完井作业完成前OBM一直留在裸眼段，在之后的生产中才随井液排出。但这种作业方式存在着较大的问题，由固体颗粒、OBM、原油以及盐水组成的液体混合物会对泵、地面设施造成损害，为此，每次油井投产后，开发商必须要翻新维修这些设备。此外，如果OBM不能完全排出，油井生产效率也会下降，所以开发商决定在油井投产前必须完全替换掉OBM。

开发商评估了多种OBM替换方案，使用冲管会增加完井管串重量，增加作业负荷，甚至超过管串的拉力上限，筛管很难抵达井底，方案不可行。同样，连续油管也不可用，如果在裸眼段单独下入冲管，又会大幅增加作业时间。随后，

技术适用范围

1.大位移井完井；
2.中层、上层完井；
3.产油层筛管完井；
4.多产层裸眼完井，液压坐封封隔器；
5.裸眼水平井、大斜度井完井；
6.碳酸盐岩、砂岩油藏。

技术优点

1.节约作业时间（尤其是海上作业）；
2.节约冲管租赁费用；
3.降低管串重量，可以使用更长的BHA，增加油藏接触面积；
4.简化物流运输；
5.减少液体漏失，简化操作。

技术特性

1.可作为常规ResFlow ICD喷嘴的简易替代品；
2.不使用冲管的情况下，仍有足够的冲洗能力；
3.可以使用裸眼-液压坐封封隔器；
4.ICD的球体单向阀密封技术可靠、耐用；
5.中心管内径无损失；
6.球体选择多：使用铝球，注入酸性药剂即可溶解；使用陶瓷球，陶瓷球会随井液反排到地面。

该开发商向斯伦贝谢寻求一种能够替换OBM的完井方案。

ResFlow CV ICD：无需使用冲管

斯伦贝谢推荐了新型ResFlow CV ICD，整个作业过程中未使用冲管。该工具中包括一个陶瓷喷嘴、一个陶瓷或可溶解铝球、一个铝板，可以在防止洗井过程中液体通过喷嘴漏失的同时，起到常规ResFlow ICD调节原油产量的作用。

新型ICD随完井管串下入井中，泵入液体对ICD的密封球加压实现密封，防止了管串中液体通过喷嘴漏失到环空中。液体随管串到达井底，然后通过环空返回地面，密封球和密封板通过注入常规酸性溶解体系即可移除，恢复生产。此后，ResFlow CV ICD在生产中将发挥与常规ResFlow ICD相同的作用，控制井筒流量生产。

少作业2天，节约200万美元

五口井顺利完工，没有产生额外NPT，避免了冲管的使用，平均每口井作业时间减少2天的作业时间，作业成本节约200万美元。

案例分析Ⅱ：挪威北海

使用ResFlow CV ICD成功完成了大位移井、大斜度井的完井防砂控制，没有产生额外的NPT。

大位移井、大斜度井：无法使用冲管

开发商需要在挪威北海钻几口井，该地区油藏渗透率分布不均匀，砂岩油藏之间还嵌有页岩。开发商计划钻一口长水平井，测深4475m，垂深1974m，斜度达到90°，裸眼段长1500m。由于该油田的地质结构复杂，之前都使用筛管和ResFlow ICD完井，使用喷嘴调节油藏生产流量。ICD通常与冲管一起下入，在筛管下入的过程中进行洗井作业。同时，筛管到达井底后，冲管还可在整个裸眼段注入滤饼破除剂。

然而，冲管的租赁和使用会增加作业时间，同时运输过程中也会增加相应风险。此外，冲管还会增加完井管串的重量，甚至会超过管串的拉伸极限，筛管很难抵达井底。

采用ResFlow CV ICD

为了降低作业风险和成本，斯伦贝谢推荐客户使用ResFlow CV ICD，可以避免使用冲管。

下入ICD的过程中，液体泵入管串，作用于密封球，单向阀即起到密封作用。管串中的液体不能通过喷嘴进入环空，必须到达井底才能通过环空返回地面。

在此次案例中使用的是铝球和铝板，在恢复生产前，通过注入洗井用酸性药剂溶解铝球即可。在整个过程中，ResFlow CV ICD起到了与常规ResFlow ICD喷嘴相同的作用。

减少24h作业时间，降低80万美元成本

最终，该井的完井作业十分成功，没有产生任何NPT产生。完井管串的重量更轻，非常轻松就到达井底，没有遇到卡、阻等问题。由于没有使用冲管，相关的租赁、使用费用降低了80万美元，作业时间减少了24h。

EOR设备升级 NOx排放量微乎其微

EOR作业需要消耗大量燃料，SCR、FGR等技术都存在着燃料利用效率低、维护成本高等问题。ClearSign Combustion公司推出的新型设备功能强大，是EOR废气排放问题的完美解决方案！

作者 | Roberto Ruiz
译者 | 张德凯

低油价寒冬还在继续，环境法规也日益严苛，这对于燃料依赖型的提高采收率（EOR）作业来说无疑是雪上加霜，EOR急需一款能够降低有害气体NOx排放的技术。在过去的几年里，多种针对降低NOx排放的技术问世，但实际应用表现却参差不齐。本文将对业内常用及新兴的NOx减排技术进行处理能力、应用限制等方面的分析。

选择催化还原（SCR）技术在1960年第一次引入到EOR废气处理设备中，通过将氨或尿素注入催化反应器与NOx反应来降低其排量，之后经过处理废气经排气口排出。SCR的主要原理是通过催化剂将废气中的NOx化合物分解为简单、无害的小分子，如氮气、水、二氧化碳。

废气再循环技术（FGR）是另外一种常用的降低NOx排放的技术，其原理是将部分废气重新带回燃烧室与新鲜空气混合，之后经历二次燃烧。研究表明，废气与新鲜空气混合能够降低火焰温度，从而减少NOx气体的生成。但是，FGR技术在减少NOx的同时还降低了燃料燃烧效率，燃料消耗增加，同时还需要为FGR提供额外的风机功率。

在现有的FGR设备中，最低废气循环量为40%，这已经是非常高的比例，

同时也意味着FGR需要非常大的风机功率，而FGR消耗的风机功率过大也会对环境产生不利的影响。基于此点原因，一些地区已经降低了FGR设备废气循环量的上限。

虽然SCR和FGR技术在过去的EOR作业中的确起到了降低NOx排放的作用，但某些地区已开始要求NOx排放浓度低于5ppm，而这些传统技术在实际上已然无法满足日益严苛的环保要求。此外，传统技术还涉及到有毒化学药品的使用，对人和环境也存在着健康威胁。

SCR、FGR的燃烧室、操作系统安装也非常复杂，资本支出高，还会经常出现各种操作问题，潜在风险还包括有毒化学品泄露造成的环境污染以及粉尘危害。

要避免SCR、FGR这些潜在问题的发生，作业人员就需要频繁的停产、检修，造成收益的大幅度下降，而这恰恰违背了低油价大背景开发商的工作核心：尽量降低生产成本。

现在，随着环保法规要求提高，开发商的要求也就更急切了。新技术不仅要减少废气排放，同时还不能触碰开发商的底线—控制成本。

由于SCR、FGR燃烧设备已不能满足开发商低成本解决NOx的排放问题，研发人员已经着手从其他方面来解决NOx废气问题。

与常规技术利用二次燃烧降低废气排放不同，新技术大多针对NOx产生的根本—火焰—来解决这个问题。近日，采用新型燃烧室设计的燃烧设备正式进入了EOR市场，这些设备均通过控制火焰来解决NOx废气问题。

低NOx燃烧器和超低NOx燃烧器

低NOx燃烧器（LNB）和超低NOx燃烧器（ULNB）都采用了分级燃烧技术（及其衍生技术），可以降低火焰平均温度，抑制NOx气体产生。

与SGR和FGR相比，LNB和ULNB的造价更低，操作更简单，但是他们的设备维护成本更高。此外，这两种设备还经常出现离焰和火焰滞后现象，设备会承受严重的火焰冲刷冲击。

在低燃烧速率下，离焰还会诱发火焰波动、爆裂等问题，设备的操作、调节范围相应的会受到影响，设备整体应用灵活度下降。

新型燃烧室设计

最近，ClearSign Combustion推出了一种新型燃烧室设计，能够显著降低NOx的排放，彻底颠覆了人们对燃烧设备的常规认识。该设备通过在火焰喷嘴中放置一系列、距离固定的瓷块，此种设计将一束火焰分割成无数的小火焰，起到了优化热传递、提高燃烧效率的作用。

由于火焰长度明显降低，NOx的生成时间也随之明显减少。

火焰喷嘴布置的瓷块具有比火焰还高的辐射系数，设备辐射段的热效率更高，同时还降低了燃料燃烧温度，进一步提高了设备降低NOx排放的能力。

该设备一经投入应用便创下了记录，降低NOx排放的能力在业内无可匹敌，尾气NOx浓度低于5ppm、氧气含量为3%，且无需使用FGR系统或废气二次燃烧技术。

与LNB/ULNB不同，新型燃烧室设计还解决了火焰冲刷问题，能够显著降低散热管故障几率、提高设备使用寿命，设备稳定性更高。因此，可以说，新型燃烧室设计在减少停机检修和清焦次数方面潜力无限。

对于开发商来说，任何计划之外的停机检修都意味着操作成本增加，而新型的燃烧室设计则能轻松应对这一难题，同时提高燃烧设备效率、增加开发商收益。

案例研究

2014年，美国的一家大型独立油气开发商需要为一台功率62.5MMBtu/hr的蒸汽发生器（OTSG）寻求一个经济效益高的气体排放解决方案。

最终，该公司采用了先进的燃烧器设计结构，将NOx的排放量降低至5ppm以下，充分满足了加州的环境法规。同时该开发商还注意到，采用新型设备之后，燃料的燃烧效率也得到了显著提升。在该公司进行的测试中，与常规的内燃机燃烧相比，新的火焰分离设计能够提高燃烧效率1%，同时NOx的排放量也显著降低，优势明显。

ClearSign Combustion公司带来的新型结构设计燃烧器能够从根本是降低有害气体的排放，与其他设备相比，其造价和操作成本也有非常大的优势。

可以这样说，有了这种新型设计，行业对于环境保护和操作经济性的要求就可以同时得到满足，而且其影响将持续很长时间。

低碳 节能 超长运行 IsoBoost满足能源生产新需求

Energy Recovery公司的IsoBoost是一个可以回收压力能并且可以提高泵注系统可靠性的一种液压系统，可高效脱碳、除酸，非凡的可靠性和实用性，使其在中东和北美等地区创造了不俗的业绩。

来自 | Energy Recovery
编译 | 郑斯赫

Energy Recovery公司的IsoBoost是一个可以回收压力能并且可以提高泵注系统可靠性的一种液压系统。在合成氨生产中，IsoBoost系统可以用于脱碳，而在天然气处理中，该系统可以用于脱除酸气，有助于厂站节约能源，减少维护作业且更高效地运转。

IsoBoost系统的核心是一个具有专利权的液-液涡轮增压器。由于比传统泵的可靠性要强三倍，该涡轮增压器可以对下泄高压流体的能量进行回收并转移至低压流体中，降低泵注所需要的能量。

将复杂的泵和马达系统替换成简单而又高效的IsoBoost系统，厂站就可以有望在能源上节省几百万美元的开支，且可在生产周期内减少大量的维护作业。依靠IsoBoost系统，厂站可以节约50%的用电开支。在脱除酸气的循环过程中，处理厂也能节约高达50%的总电能消耗。

技术优势

节约能源

IsoBoost系统能在厂站生产周期内能节省几百万美元的能源开支。在脱除酸气的循环过程中，也能节约高达50%的总电能消耗，而且系统的运行效率高达80%。

可靠、实用、可维护

IsoBoost系统比普通泵的可靠性要强三倍。传统的多级离心式马达驱动泵的平均失效时间（MTTF）为2.9年，而IsoBoost系统的MTTF长达10年之久，故障发生频率极低，大大降低维护成本。

减少碳排放

IsoBoost系统能减少碳排放，有助于厂站遵守法规。厂站运行所需的能量更少，能满足现有法规所设定的标准，在不影响法律法规的前提下提高厂站处理能力，同时为将来更多更严苛的法律法规打好提前量，降低相应的限制生产风险。

在厂站设计中探寻新的选择

IsoBoost系统给厂站生产的设计提供了新的自主权。厂站可以安装IsoBoost系统来代替额外的高压泵来提高处理能力，还不会增加能量成本，或者用IsoBoost系统来代替高压泵来优化资本支出和作业成本。该系统另外一项特点是蜗壳可以进行更换以适应不同的排量要求。

降低价格波动风险

厂站依靠电力供应，会受到电力价格波动的影响。通过更多的使用回收能源，厂站可以降低这项风险，因为依靠外部来源获得的电力将会更少。

应用案例1

中东的某个天然气处理厂安装多个IsoBoost系统。在该项目中，首次完成了多个IsoBoost系统的安装，并实现了Energy Recovery公司的首个IsoGen系统调试。

在这个新的厂站中，Energy Recovery公司的IsoBoost系统：

1.按照设计，每个系统的流动能力将达到每分钟6000加仑；

2.将厂站的电力消耗降低6.5百万兆瓦，每年可节约57千兆瓦时的能源；

3.每年的CO_2的排放量将降低39000吨；

4.投入使用后，可以将来自两个气田的2500百万立方英尺的非伴生气处理成清洁的天然气。

应用案例2

Energy Transfer公司在德州希布伦维的Jackalope天然气处理厂就遇上了难题。该处理厂的胺流量为750加仑/分钟，每天生产的天然气大概接近5000万标准立方英尺。他们之前一直使用的是气驱动的活塞泵将加压的胺注入吸收塔容器中。但德州的环保法规越来越严格，该厂的排放量已经达到了极限，所以必须要拆除这些泵，而采用更节能的方案。

他们的目标并不仅仅是排放量降低到德州的容许水平，而且需要寻找一个长期的、经济上可行的方案，能在处理厂剩下的生产周期内，大量减少能源开支。因此Energy Recovery公司同Energy Transfer公司一道引入IsoBoost系统，采用了增压器技术。

自从安装以后，Energy Recovery公司的IsoBoost系统已经：

1.连续运行，几乎不需要维护；

2.处理厂的CO_2排放量减少了1440万磅；

3.给这个小的处理厂节约了总近乎100万美元的能源开支。

Jackalope天然气处理厂经理说道："在过去几年当中，IsoBoost系统一直在作业，处理厂运行状况也更加良好。我们没有使用更大的设备或者给电力设备制造更大的负担，因此这项技术增加了我们作业的总运行时间。"

技术特点

1.平均失效时间为10年，是API标准泵平均失效时间2.9年的三倍；
2.工作效率高达80%；
3.只含有一个可移动部件；
4.在壳体内无曲轴；
5.没有曲轴密封，无密封泄露；
6.无密封支座系统；
7.无需校正；
8.轴承通过处理流体实现自我润滑；
9.无须外部机油润滑系统；
10.旋转总成速度不受限制且可以自我调节；
11.振动幅度小。。

井筒完整性如何走：五大趋势改变未来

井筒完整性（WI）贯穿于一口油气井的整个生命周期，从初始建井到生产，再到停产并弃井。本文将重点介绍生产作业过程中的WI问题，及管理WI方面的五个主要趋势。

作者 | Don Dressler等
编译 | 白小明

井筒完整性必须涵盖一口井的整个生命周期。本文将重点介绍生产作业中的WI问题，及管理WI方面的五个主要趋势。作者认为，这些趋势将是改变油气行业未来发展方向的重要因素。本文以整体视角，分析了工作流程（或业务流程）、工具（IT系统）以及数据和信息等方面的内容。下图中重点标出的生产作业阶段正是本文讨论的范畴。

大众对管理WI的关注度持续增加，源于整个行业、监管机构和公众对井筒完整性失效的潜在风险和不良后果的意识在不断提高。近期，南加利福尼亚州Aliso峡谷地下储气设施注气井出现故障，便是井筒完整性问题造成灾难性后果的典型案例。在该事件中，套管故障导致大量天然气泄漏到大气中，持续超过三个月，政府临时转移了当地一万多当地居民。就环境温室气体排放造成的影响而言，这是美国历史上最大的一次天然气泄漏事件。

职责划分

想要成功解决井筒完整性问题，企业必须明确各部门在管理WI过程中的职责。然而，在一口井的整个生命周期内，由于多种作业活动和各种管理制度互相交叉影响，明确划分WI管理职责变得非常复杂。

在油气井生产作业阶段，根据井的状态和特定的作业内容，管理WI的责任在井筒部门和生产作业部门之间会不断转换。日常油气井WI问题的监测通常是生产作业部门的职责，前线作业人员负责直接可以观察到的问题（如异常压力、温度或泄漏），生产/石油工程师（PE）负责长期监控油气井生产趋势或生产状态。PE还通常扮演不同井筒部门之间联络官的角色，以便各部门之间的沟通，并同时从井下和地面两个角度，共同分析判断井筒问题。完成此项工作的一个难题是PE要扮演双重角色，要在长期和短期生产目标之间寻求利益冲突的平衡，并进行油气井的维护。

采用井眼压力隔离思想

油气井设计、建井和生产各阶段，详细规定并采用了将生产或注入流体与环境隔离的设备和材料（例如套管、水泥、采油树和井口阀），形成了一个油气井压力隔离系统。采用井眼压力隔离思想作为贯穿油气井设计、建井和生产各阶段的指导原则，可以确保系统地管理WI问题。这种油气井压力隔离的概念，首次在1986年被详细阐述，是一种简单而强大的方法，可以用于可视化描述和表达各独立组件如何组合成一个油气井压力隔离的有机整体系统。

因此，井眼压力隔离思想的本质，是从系统的角度来管理WI，而不是逐个组件零散地解决问题。为了可视化并进一步强化这一概念。

井眼压力隔离系统图类似于管道仪表图（P&ID），能够提供一个生产设施压力隔离（例如管道和容器）的简化图。目前，很多油气公司正在为单井或者按类型（当油气井数量较多时有必要进行划分）划分的井群创建并维护井眼压力隔离系统图。然而，并不是所有的公司都在这么做，一些公司对花费大量精力开发并维护这种系统图的工作价值持质疑态度。但是，与所有其他新方法一样，随着时间的推移，井眼压力隔离系统图的相对优势会变得愈发清晰。

除了定义井眼压力隔离范围外，

确定井眼压力隔离系统的设计，以及操作压力极限和状态也同样重要。通常，需要确定最大允许环空表面压力（MAASP）以及操作压力下限（MOASP），提供一些误差余量，并设定一个进行井况检查的压力水平，达到此值就要检查井况以确定是否需要采取措施，例如关井。

井眼压力隔离系统的状态通常被定义为完整、受损或失效。要为第一、第二道隔离体系定义井眼状态，因为一道体系受损或失效，会增加另一道体系出现故障的潜在风险，造成整体压力隔离系统的故障。

当检测到井筒完整性问题或出现意外事件，需要检查并诊断该井筒完整性“异常”问题，然后确定并执行可能的补救措施。这种用于异常管理的案例管理式方法，是一种强有力的方法，可以连续监测，有效响应WI威胁。

随着时间的推移，可以使用井眼压力隔离系统损坏和出现故障后积累的分析数据，提前识别发生异常的根本原因，形成减小异常发生的标准化操作步骤，从而提高可靠性。还可以形成报告，向主要的利益相关者清楚地传达井眼压力隔离系统状态、异常管理的有效性及其他绩效管理指标。基于这些信息，相关部门可以采取措施来改善整体性能。上图通过采用井眼压力隔离系统的思想，描述了上述工作流程。

主动（提前）管理WI风险

许多油气公司正寻求WI管理的共同目标，即形成并维护一个风险管理流程，能够在公司所有油气井的管理过程中有效评估并报告WI相关风险。一位油气公司高管将其称之为“魔法按钮”。一旦按下按钮，管理人员便能够以更高的视角查看所有WI风险。虽然这一概念很容易理解，但形成并维持这一管理流程对许多公司来说还是有很大的挑战性。

实现这一目标的一个关键问题，是必须使用软件采集、存储和维护所需的基本数据和信息，以便进行精确、高效的计算、分析和汇报。所需数据包括所有油气井设备库存清单；井下材料和井况；油气井建井和修井作业报告；测试作业及结果；以及基本的油气井测量数据，例如压力、温度、生产或注入流体量及流体成分。

这些数据可能通常是能够获取的，但长久以来，在采集和维护这些数据时可能使用了不同的格式，不同的应用软件和文件。查找、审核并提高数据质量，最后将数据迁移到同一个系统中绝对是一项复杂而艰巨的任务，哪怕只是一口井的工作量。数据的数量和质量也必须同步跟进，必须不间断采集并连续管理所有未来产生的测量数据、测试、报告、设备和井况信息，以保证信息的可用性。

另一个关键问题是必须形成一个风险分类系统，根据特定井眼的风险级别，划分井况和危险性。这种分类方案通常考虑某一潜在井眼故障发生的可能性及后果，以及井眼压力隔离系统的状态（完好、受损或失效）。结果通常以矩阵的形式呈现，如4×4或更大的矩阵，其中在矩阵的右上角显示风险较高的井。

ISO/DIS 16530井筒完整性标准也提出了一个井筒故障模型，通过将典型的井筒故障模式（例如采油树主阀故障、环空泄漏等）与相关的措施和响应时间进行匹

配，来简化风险评估流程。这种方法还可以促进油气公司更有效地设置合理响应时间，并分配所需的资源以处理风险。考虑到上述问题以及其他挑战，许多公司短期内还将继续研究这一方案。

建立公司内部WI管理能力

WI作为一个专业技术的出现，以及企业对多部门协同参与WI管理的迫切需求，将长期推动在企业内部形成WI管理能力。当然，从人员编制角度来说，持续的行业低迷期将阻碍这一进程。尽管如此，行业仍将关注于大范围增强WI管理技能和知识。

量身定制的数据管理系统

长久以来，不同部门间数据的隔离性、作业工况的区域差异以及数据管理责任的不明确性等因素，严重妨碍着井筒完整性数据的管理。通常，井筒完整性数据被记录在不同地方，包括：油气井档案、维护系统或离线电子表格。现场作业不易采用大型企业系统，如SAP或Maximo，通常采用基地（室内）汇报的解决方案。

从简单的报告工具发展到技术服务包，这种向量身定制系统的发展趋势，带来了更加完善的案例管理和更强的分析能力。这种提升的总体目标是易于使用、汇报简单，同时具有专注井筒完整性性能分析的功能。典型的具有特定用途的系统包括上图所示的系统组件，如下所述。

通用用户访问接口

具有访问各种建井、生产和参考数据的数据存储和库的访问接口。确保在任何地方、任何设备上可以安全访问生产井的实时数据流。

性能报告及分析

涵盖关键绩效指标（KPI），如稳定的套管压力、井眼压力隔离系统组件受损、完整性测试失败、设备打开异常，以及井眼数据偏离公司或监管标准。使用“交通信号灯”式或类似的视觉警示方式，来警示参数超出极限范围。对数据进行统计分析，以了解数据集的规模变化及复杂性，并提供预测可靠性等功能。提供井眼压力隔离系统和相关设备（WBE）的可视化工具。

案例管理

形成用于异常事件检查和后续措施风险评估和分析的统一方法，包括总体风险排名，作为油气井风险状况案例管理能力的一部分。案例管理涵盖WBE的状态/状况、测试、偏差、RCFA/FMECA、井筒完整性的变化和补救措施的效果；标准的数据工作流程可以保证主要工作程序。

技术

提供报告、分析功能以及与集成了复杂工程和业务系统的技术平台。获得各种WI参考文件库：公司政策、监管政策和报告要求、建井数据等，与企业认证系统集成强大的安全控制，强大的知识经验管理能力将经验教训分享给员工的知识。

数据管理

利用现有标准用于设备命名、安全和保留的政策和程序，包括流程的通用模板，例如添加新设备或替换设备或资产启动时的通用模板。

未来发展方向

多数利益相关者的WI意识得到提高、WI作为一个单独技术学科的出现以及全球范围内存在WI问题井数量的增加，这几个因素同时出现，显然已使整个行业都加大了WI管理力度。而这一趋势还将继续，且企业会逐步强调将WI作为一个独立的战略目标。公司的组织模式将有利于明确和提高各部门在管理WI过程中的作用，对WI技术专家的依赖程度也会不断增加。

制定更加健全的风险管理流程，有利于提高对收集更高质量数据的重视程度，有利于更加量化和精确地风险分析。受传感器技术（物联网）应用规模爆炸式扩大的驱动，采用流动数据，具有特定用途的数据管理系统的使用规模将扩大。诸如NORSOK等行业组织，将引入更详细的数据管理规范，以利于交换数据和报告的标准化。

今后，用户将可以在云系统上的供应商目录中获得材料规格，也将更多地使用集成系统建模（油藏、井眼、海上泥线以上区域）。跨行业协作时，为了实现数据交换，需要行业数据标准的融合。量身定制的服务包将变得更复杂，将提供模拟/建模功能，以进行更加深入的分析。

虽然在改进WI工作流程的过程中，管理方法和组织能力等方面取得了很大进展，然而，随着行业不断认识到管理井筒完整性的重要性，本文所讨论的这些趋势在未来将变得尤为明显。

麦肯锡：抄底并购风起云涌 2017油服业春天会来吗？

在刚刚过去的2016年，为应对日益变化的市场形势，全球几大油服和装备公司纷纷做作出战略性转型，积极利用自身优势发起并购，整合各业务板块。那么，这些举措将会对未来油气市场产生什么样的影响呢？

作者 | Nikhil Ati
编译 | 张强

合并与收购：油田服务和设备业务持续整合

出于强强联合或优势互补等原因，2016年油服公司之间的并购交易并不算少。美国GE并购贝克休斯，可谓是缔造了2016年最大的油气并购事件，同时也产生了年营收320亿的油服巨头。GE油气分公司和贝克休斯公司将继续油田服务和装备业务的互补整合。若最终整合取得成功，将会形成一家与斯伦贝谢（SLB）和Technip-FMC相抗衡的大型油服公司。

2016年5月份，法国油服公司Technip携资140亿美元与美国德克萨斯州的油服公司FMC合并，斯伦贝谢则购买了Cameron，其协议也于随后达成。

业务模式的合并可能会对独立油服和装备公司、运营商和供应商间的关系产生极为深远的影响，我们接下来将进行更为细致的探讨。然而，油价低迷时期真正实现业务合并的情况仍属少数，无论怎样，每个公司的结构性过剩问题都将始终存在。（结构性过剩：是某个/些部门的能力或资源供过于求，而同时其它部门的能力或资源供不应求的状况。）

交易背后的根本原因

在主要的油田服务和设备公司中，斯伦贝谢-Cameron、Technip-FMC和GE-贝克休斯三家合并公司都将重点放在了油田服务和设备的整合上，这为其他油田服务和装备公司的发展做出了示范，这几大公司业务流的每一个环节都有产生高额利润的可能性。

斯伦贝谢-Cameron公司正通过对斯伦贝谢油藏开发和钻完井技术与Cameron地面、钻井、处理和节流装备技术的整合，来进一步地发展OneSubsea合资公司。该公司将其利润全押注在了油田服务和设备供应的业务整合上，其在陆上和浅海油田的业务上很值得期待。

Technip-FMC公司成立的目的是计划为运营商提供整体的工程设计、装备和安装一体化服务，也将重点放在了项目前期的业务上（尤其是深水未开发地区的开采），以达到提升竞争力的目的。目前，其上市业务的发展前景较好，然而在所有能达到预期结果的资源/项目中，Technip-FMC则需要加强对于特定资源（如非常规油气服务）的供应能力。

GE-贝克休斯新公司创收的业务中，尽管规模小很多，但在本质上同斯伦贝谢-Cameron公司的捆绑业务极为相似。哈里伯顿业务量的大幅下滑对其发展造成了较大影响，然而，这却恰恰为GE-贝克休斯新公司今后的业务发展创造了机遇。

并购对于运营商、油服和装备制造业的影响

我们接下来分析一下未来四大运营商体系对上市业务的潜在影响，这其中包括国有石油公司、发展较为成熟的海上油田（除美国墨西哥湾外）、新开发的深水油田、非常规以及油田服务和装备制造商。

国有石油公司历来倾向于与大型服务公司合作，以便接触到最前沿的新技术。因此，我们预计这种状况不会有太大变化，而且国有石油公司将会继续与所有的油服公司合作，这样才能有效提升他们的竞争力和技术水平。

海上油田工程主要单独由油气公司提供服务，这些公司最有成本意识，因为只有控制成本才能维持其自身的竞争力。历来，海上油田比较依赖小的或是当地的油服和装备制造商，而非那些大型油气公司，但这些上市公司都没有对此类业务发布明确的计划，因此并购对于目前供应商的影响非常有限。

在当今低油价的形势下，深水开发是最具有挑战性的，这主要是由于尽管油气高管们一直在大刀阔斧地削减成本，但深水项目的成本依然不降反增。在当前如此不确定的环境下，大规模投资自身的固有风险更加剧了其实施起来的挑战。我们几乎可以预见深水开发有极高的竞争性，因为三家公司都在致力于给出通过降低成本、提高采收率的措施来解决收支矛盾的难题。

虽然Technip-FMC掌握着一些可靠方案，并较早地着手于工程计划，在深水开发方面具有一定优势，但SLB-CAM涉及的业务领域收益率更高，尤其是在油田的整个开采期。

这些合并公司虽然提出了一些专门针对进一步提高效率和采收率而制定的综合性解决方案，但这些方案超出了管理者在当前供应状况下所制定的目标；从供应商和运营商目前的状况不难看出，非常规市场进展依然缓慢。

独立的油服和装备制造公司可能要被迫适应目前不断变化的市场环境。我们认为，一些独立的油服或装备公司很可能会和相关合并公司合作（例如SLB-CAM工程公司，Technip-FMC钻井服务公司），而其他公司今后致力于项目工程的可能性则更大。当然，也存在这样一种可能：海上钻井公司，尤其是专门致力于深水钻井工程的公司，与运营商的关系可能会更加“商业化”，更加注重利润更大的业务。

从长远来看，虽然公司合并更有利于行业的发展，但仍然需要提升特定资源的供应能力，从而促进油气业务的强化升级。

EIA报告：阿曼油气行业现状分析

2016年底，EIA发布了最新的阿曼能源分析报告，《石油圈》精选了其在油气方面的现状分析，一起来看一看，在OPEC成员国左右全球石油产量和油价的背景下，作为中东地区最大的非OPEC产油产气国，阿曼油气现状到底如何？

来自 | EIA
编辑 | 王月

国家油气概况

阿曼位于阿拉伯半岛，靠近阿拉伯海、阿曼湾和波斯湾，这使得阿曼连接了世界上一些最重要的能源走廊，增强了阿曼在全球能源供应链中的地位。而阿曼也计划利用这一战略位置，在位于霍尔木兹海峡（一个重要的石油运输枢纽点）之外的杜克姆附近，建造世界级的炼油和储油场所。

与大部分中东国家一样，阿曼的经济也高度依赖其油气行业。根据阿曼中央银行的数据，2014年，阿曼油气部门的收入占政府总收入的84%和阿曼国内生产总值的47%。

阿曼是中东地区最大的非OPEC产油产气国，其石油探明储量约为53亿桶，位居世界第二十二位。相比于中东其他产油国，阿曼油田的开发难度较大，因此阿曼政府也颁布了较为优惠的政策，并大力发展EOR技术。阿曼南部的Alam-West油田更是中东第一个太阳能EOR项目基地。此外，随着阿曼国内对天然气需求的不断增长，阿曼可能在未来逐步转变为纯天然气进口国。

石油和其他液体燃料

部门组织

石油天然气部：负责协调政府在阿曼油气行业中扮演的角色。然而，最终的政策批准和投资决策权归阿曼政府所有。

阿曼石油开发公司（PDO）：拥有阿曼大部分的石油储备，并负责全国70%以上的原油生产。政府拥有其60%的股份，此外，壳牌占股34%、道达尔占股4%、葡萄牙的Partex占股2%。

阿曼石油公司（OOC）：负责阿曼国内外的能源投资，属于国有独资企业。

阿曼炼油和石油工业公司（ORPIC）：控制着阿曼的炼油部门，阿曼两家在役的炼油厂都属于该公司。

石油储量

根据《石油和天然气杂志》的数据，截至2016年1月，阿曼拥有的石油探明储量约为3亿桶，在中东位居第七，在世界位居第二十二位。美国地质调查局在2012年指出，在位于阿曼南部的南阿曼盐湖盆地，未探明的能源资源总量预计有超过3.7亿桶原油、3150亿立方英尺（Bcf）的天然气和超过4000万桶的天然气凝液（NGL）。随着生产水平的不断提高、石油化工部门（依赖于液化石油气LPG和天然气凝液NGL）的日益发展，以及新增的潜在资源，该国不太可能在短期内大幅度地改变其对碳氢化合物的依赖。

勘探开发

在经历了21世纪初多年的产量下降后，阿曼的石油产量终于有所反弹，而这一切都要归功于EOR技术。

西方石油公司（OXY）是阿曼境内最大的外国公司，其他对阿曼业务有投资的行业巨头还包括壳牌、道达尔、Partex、BP、CNPC、KoGas和Repsol。根据阿曼石油天然气部的统计，截止2013年底，阿曼所有31个勘探区块均有勘探生产活动，几乎阿曼所有的石油产量都来自覆盖了国家大部分区域的阿曼盆地。

阿曼的石油和其他液体燃料产量在中东地区排名第七，是世界排名前25名的石油生产商。阿曼是中东最大的非OPEC原油生产国。在2000年，阿曼的石油和其他液体产量达到了97.2万桶/天的峰值，但2007年下降至71.5万桶/天。不过阿曼成功扭转了这一下降趋势，随后石油总产量逐年增加，到了2015年平均产能为100.2万桶/天。虽然阿曼因发现了新的储量而增加了一些产量，但在这场逆袭中，EOR技术才是最大的功臣。阿曼政府希望通过继续采用EOR技术和相关的成本管理，使产量至少在未来五年内维持现有水平。

近期的一些发现可能会有助于阿曼未来石油产量的增长，其中值得注意的新发现包括：Circle Oil宣布在Block 52（海洋区块）发现70亿桶的原油储量；西方石油公司在位于Mukhaizna油田的Block 53每年可生产约4400万桶的石油。西方石油公司于2005年开始在阿曼实施世界上最大的蒸汽驱项目之一。

EOR技术

阿曼石油天然气产量的提升很大程度上依赖于EOR技术。在阿曼常用的EOR技术包括聚合物驱、混相驱和注蒸汽。考虑到该技术的生产成本相对较高，阿曼政府为鼓励国际石油公司在较难开发的地区进行勘探开发活动，设立了激励机制。政府邀请外国公司参与新

的勘探和生产项目，对于需要私营企业尖端技术和专业知识进行开发的区块，提供了非常优惠的条件。鉴于在阿曼境内石油开采所涉及的技术难度较大，阿曼同国际石油公司签订的合同条款比其他国家更优惠，甚至在一些合约中授予了国际石油公司某些项目的大量股份。

蒸汽和混相驱一类的EOR技术一直是阿曼增加石油产量的主要动力。由PDO经营的Block 6是目前运用EOR技术最集中的区块，集合了聚合物驱（Marmul油田）、混相驱（Harweel油田）、蒸汽驱（Qarn Alam油田）和太阳能（Amal-West油田）这四大EOR技术。阿曼南部的Alam-West太阳能稠油开发EOR项目是中东的第一个太阳能EOR项目，由GlassPoint太阳能公司于2012年完成，并于2013年初投产。

2014年，GlassPoint公司获得了由阿曼最大的主权财富基金——国家总储备基金牵头的总价值5300万美元的投资，其中还有来自壳牌和一些风险投资集团（RockPort Capital、Nth Power和Chrysalix风投公司）的投资。GlassPoint的太阳能项目可以将生产的蒸汽直接供给现有的EOR作业中，并可以利用太阳能实现零排放，该工艺减少了EOR项目中需要使用的天然气量。通过与PDO合作，GlassPoint目前正在建设Miraah，这是史上最大的太阳能发电厂之一，峰值热能可达1021兆瓦。Miraah项目的规模是试点项目的100多倍，一旦完成，每天将产生6000吨太阳能蒸汽。

消费与炼化

尽管阿曼计划在未来几年扩大该国的炼油能力，但阿曼不是主要的石油炼化产品出口国。阿曼希望通过扩建其炼油和储油部门，对其在阿拉伯半岛的战略位置加以利用。阿曼计划于2017年完成苏哈尔附近的一个大型装仓和存储终端站，同时，该站也位于霍尔木兹海峡旁边，将对国际原油运输商产生极大的吸引力（图1）。

［图1］ 阿曼大型油气基建

已投入使用的石油管道
已投入使用的天然气管道
已投入使用的天然气管道
已投入使用的炼油厂
计划建的炼油厂
储油终端设施
计划建的储油终端设施
LNG设施
城市

阿曼有Mina al Fahal和Sohar两座炼油厂，合计铭牌容量为22.2万桶/天，计划到2018年可再增加81000桶/天的产能。根据IHS能源的数据，2014年阿曼平均炼油厂使用率约为96%。初步估计显示，2014年阿曼消耗了164000桶/天的石油和其他液体，其中大部分是阿曼炼油厂生产，少量为进口，阿曼还在国际市场出口少量的石油产品（图2）。

作为阿曼石油炼化和石油工业公司（ORPIC）牵头的Sohar炼油厂改进项目（SRIP）的一部分，Sohar炼油厂正在进行设备升级。预计到2016年第四季度，Sohar的产能将从11.6万桶/天增至19.7万桶/天（图3）。阿曼还计划在杜克附近兴建一座炼油厂，到2019年计划其产能可达到23万桶/天，同时还要在Ras Markaz修建一个储量为2亿桶的原油存储终端站。该储存终端站计划于2018年投产，这

将是世界上最大的原油存储设施之一。

虽然阿曼有计划扩建国内的管道基础设施，但阿曼境内没有任何的国际石油管道。阿曼计划于2017年完成马斯喀特苏哈尔管道项目（MSPP）的修建，这该管道长约174英里，主要输送炼化产品，连接Mina al-Fahal和Sohar两座炼油厂，可以减少这两个沿海工厂之间的油轮交通。项目的后期阶段还计划修建新的储存设施，目的是为了保证阿曼的石油储备能够维持30天。

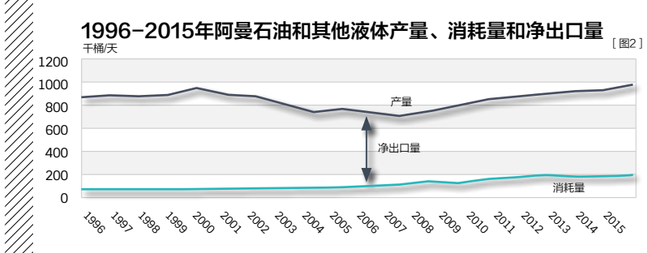
进出口

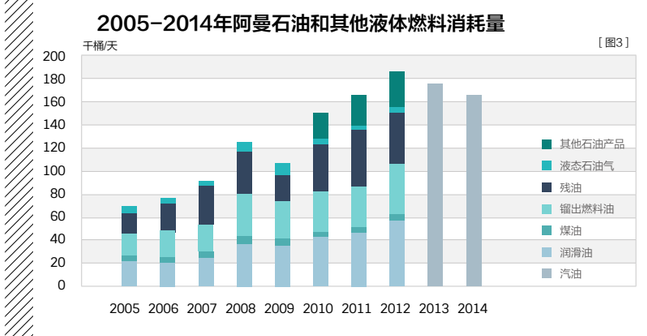
阿曼只出口一种原油，即阿曼混合油，这是一种中轻质高硫原油。阿曼是重要的原油出口国，特别是对于亚洲市场来说。2014年，阿曼出口的原油及凝析油约为80万桶/天原油，其中72%出口中国（表1）。

天然气

部门组织

2013年，政府将阿曼液化天然气公司和Qalhat液化天然气公司进行了合并，简化了该国液化天然气部门的组织结构。





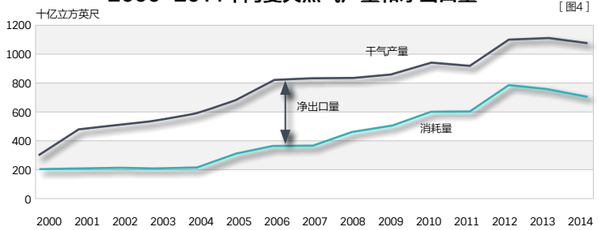
2014年阿曼对各国的原油及凝析油出口量

[表1]

地区	出口量 千桶/天
中国	579
台湾	93
泰国	39
日本	36
韩国	17
印度	16
新加坡	9
其他	12
总计	801

2000-2014年阿曼天然气产量和净出口量

[图4]



PDO：在天然气行业拥有的市场份额甚至比在石油行业的还要大，几乎占据了阿曼全部的天然气供应，其中还有少部分来自西方石油公司和泰国国家石油公司。

阿曼天然气公司（OGC）：负责该国的天然气输送和配送。OGC是阿曼石油天然气部（80%）和西方石油公司（20%）的合资企业。

阿曼液化天然气公司（OLNG）：由包括政府、壳牌和道达尔在内的财团所持股的阿曼液化天然气公司（OLNG），则通过它位于黎巴嫩首都苏尔附近Qalhat的三条液化生产线，控制着阿曼境内所有的液化天然气（LNG）活动。

勘探与生产

受益于几个前景颇好的新项目的支持，阿曼天然气产量增长的潜力非常大。

根据《石油与天然气杂志》的数据，截止2016年1月阿曼拥有24.3万亿立方英尺（Tcf）的天然气探明储量。2013年，阿曼的天然气总产量增长至超过1.13万亿立方英尺，但2014年略微下降，为1.09万亿立方英尺。根据政府的数据，2014年阿曼天然气总产量的近81%来自非伴生天然气田。

在过去二十年中，阿曼的天然气行业变得日益重要，这主要归功于该国两个液化天然气工厂分别于2000年和2005年投入使用。2000年启用的液化天然气厂促进了阿曼的干气生产，干气产量从2000年的3220亿立方英尺增长至了2014年1万亿立方英尺。

阿曼天然气产量增长潜力最大的是归BP所有的Block 61 Khazzan-Makarem油田。该气田属于致密气藏，BP认为该气田的可采原地天然气储量在15~20万亿英尺之间，最高可能达到100万亿立方英尺。2014年11月，阿曼在Block 60投产了Abu Tabul气田以及一些其他的项目，以帮助满足国家对天然气的短期需求。Abu Tabul气田的目标产量是9000万立方英尺/天的天然气和6000桶/天的凝析油。

天然气进口

阿曼只有海豚管道这一条国际天然气管道，该管道起于卡塔尔，途经阿联酋，最终抵达阿曼。尽管2014年阿曼通过海豚管道从卡塔尔进口了约73亿立方英尺的天然气，但阿曼并不是主要的天然气进口国。通过海豚管道进口天然气以满足国内日益增长的天然气消费量是非常必要的，2004~2014年，海豚管道的天然气进口量从2360万立方英尺增加到了7210万立方英尺。天然气消费量的增加促使阿曼液化天然气公司宣布，到2024年它将把目前出口的所有天然气从国外市场转移至国内。

2014年3月，阿曼与伊朗签署了一份关于天然气进口合同的谅解备忘录，该合同将于2017年启动，时间跨度25年，总价值600亿美元。合同启动后伊朗将通过阿曼湾的海底管道，向阿曼输送100亿立方米/年的天然气。

出口

虽然国内对天然气需求的增加可能会限制未来天然气的出口量，但是目前，阿曼的两个LNG厂都有出口LNG（图4）。

阿曼是天然气输出国论坛（GECF）的成员，位于阿曼湾苏尔附近的两座LNG工厂负责天然气的出口。2014年，阿曼出口了375亿立方英尺的天然气。几乎所有阿曼出口的天然气都输送到了韩国和日本，占2014年总出口量的93%。

2013年，阿曼液化天然气和Qalhat液化天然气合并形成了新的阿曼液化天然气公司。两家公司作为一个整体运营，但由于各自持有的合同不同，因此账户是分开管理的。通过兼并，阿曼液化天然气公司控制了全国三条液化天然气生产线，每年总产量可达1040万吨（约500亿立方英尺）。

a topco event

CSSOPE

The 7th Conference and Exhibition – China Sourcing Summit On Petroleum & Chemical Equipment

第七届中国石油化工装备采购国际峰会暨展览会

2017 / 5 / 24–25 Shanghai, China 中国 • 上海

转型 创新 智造 对接

www.petroequipsourcing.com

Organizer 主办机构

topco The Oriental Pro-Energy Consulting Organization 东方尚能咨询机构

Operator 承办机构

北京海蓝立方展览有限公司 Beijing Highland Exhibition Co., Ltd.

Strategic Partners 战略支持

中油管道物资装备总公司 China Petroleum Pipeline Material and Equipment Corporation

JSAPE 江苏石化装备协会

Previous Sponsors 往届赞助

Tel: 86-10-5863 4346 | Fax: 86-10-5863 2291 | E-mail: topco@topcoevents.com | Http: // www.petroequipsourcing.com

2017年的深水钻机 该怎么玩?

中集来福士有4台半潜平台无租约，中远海工有1台半潜平台和1艘钻井船无租约，上海船厂有4艘钻井船无租约。这些深水浮式钻井平台该怎么办？也许国外的海洋钻井专家能把浮式钻井平台未来的市场说清楚。

来自 | 海工钻机手册
编辑 | 王月

Offshore Energy Today和挪威Rystad Energy的专家对未来的市场做出了预测，也许可以给各大平台的船东支招，2017年浮式钻机到底有什么玩法。

中国浮式钻井平台知多少?

我们先来数一下，滞留在中国船厂码头的深水和超深水钻井平台和钻井船。

首先是烟台的中集来福士，有5座留在码头和即将建成的半潜式钻井平台、2台Frigstad D90设计的第七代半潜式钻井平台，以及3台挪威北海标准的GM-4D型半潜式钻井平台。

然后是上海船厂，在建的4艘OPUS Tiger钻井船，其中1号船已经达到交船状态，另外2艘船仍在调试之中，最后一艘船的井架还开始建造。

最后是启东中远Sevan 650的第四艘，和大连中远的Dalian Developer Drillship，简称3D，这两艘船一直是中远的老大难问题，很久没有进展。

以上11艘基本上涵盖了中国船厂的所有深水钻机，其中已经完工的有5艘，另外6艘都处在建造的不同状态下，其中大部分都是由于惨淡的行情而被迫延缓建造进度。

另外，中海油还有两艘GM4000-D型的COSL Pioneer和COSL Innovator也在闲置当中，COSL 981是专为我国南海量身设计的，据说上面还有武器装备，打几艘越南破渔船应该没有问题。

这十多艘深水钻机，在2017年会怎样?

挪威油气咨询公司Rystad Energy最近发布了海洋工程钻井市场报告，主要是针对浮式钻井平台，也分析了半潜式钻井平台和深水钻井船的租约、日租金、平台闲置和报废的问题。

Offshore Energy Today最近采访了Rystad Energy的资深海上钻井平台分析师Liz Tysall，主要谈论了2017年的深水钻机市场，对于国内的船东来说，是一个很好的参考。

显然，Offshore Energy Today的主持人是个钻井市场专家，十三个问题个个正中要害，整个访谈把2014年中期以来的行情都梳理了一遍，同时也告诉了我们2017年的深水钻机该重点关注哪里。

Rystad和国外专业媒体如何预测?

Q: 毫无疑问，油气行业经历了2年多的油价下跌，已经深刻影响了海工钻井市场，您最近提到浮式平台钻井市场还没有触底，能详细解释一下为什么吗?

A: 油气公司目前仍处在缩减投资、保持现金的模式，2016年的招投标活动整体下降，虽然近期的招投标活动有所增加，但是大多数机会在2017年下半年到2018年初，在2017年的投资预算定下来之前，油气行业的海工钻井部门依然处于观望状态。

Q: 对于浮式平台，您指的是半潜式平台和钻井船，还是只是深水钻机?

A: 是全部的半潜式钻井平台和钻井船。

Q: 高规格的深水钻机的日费一般都超过60万美元，根据Rsytad的报告，这个数字已经跌到15万美元，那么，对于一般的浮式平台，日费率达到多少才能保持收支平衡?

A: 各个钻井公司和船队的资产等级不同，运营支出也不一样，但平均来说，这个费用已经从原来的20万美元降低到15万美元左右。在某种情况下，运营支出可以降低到14万美元，油气公司喜欢连续作业的钻机。

Q: 有些钻井运营商愿意接受低于收支平衡的日费，甚至亏损，这一点您如何评价，这背后有什么原因呢?

A: 有些钻井运营商会优先考虑让钻机和员工持续工作，我们见过一些低日费、短时间的合同，这些合同短到可能不需要完井和P&A的钻井作业。总体来说，石油公司偏爱那种持续作业的钻机，而非闲置了很久的钻机。

Q: Rystad提到，2016年第三季度只签署了10份租约，谁赢得了这些租约，日费在什么水平?

A: Atwood、Ensco和Transocean都获得了几份租约，但是Noble、Paragon和Frigstad只有一份租约，所有的公开租约的日费都低于20万美元。

Q: 2016年第四季度如何?

A: 2016年四季度的租约数量和第三季度差不多，North Atlantic Drilling、Pacific Drilling、Stena Drilling和Transocean都有所斩获，其中有两份高规格钻机的合同，日费超过了20万美元。

Q: 市场上现在还剩下多少有竞争力的浮式钻机? 您有浮式钻机的闲置数据吗? Warm Stack或者Cold Stack的都可以讲讲，从2014年下半年以来，有多少浮式钻机被拆解?

A: 根据Rystad Energy的数据，目前共有114座浮式钻机处于Warm Stack或者Cold Stack状态，全球目前现役浮式钻机286台，利用率为60%，从2014年中期开始，全球共有71座钻机被拆解。

Q: 合同越大，风险就越大，2016年第三季度很多钻井合同都被撤销了，您觉得市场上还有面临撤单威胁的浮式钻机吗?

A: 您说的很对，特别是那些在2014年中期以前签的高日费长周期合约，他们面临被撤销的风险，或者说至少，日费会重新谈判，甚至降低日费后续约，石油公司这样做不仅会节省日费的开支，并且摊低了开发成本。

Q: 船东方将如何发展演变呢? 您是否听到海洋钻井市场中出现并购整合的消息? 有大鱼吃小鱼的案例吗?

A: 并购并不是很活跃。市场上的船东们大都选择保持现金，很多船东不倾向于收购那些闲置的、近期租约机会有限的船队。

Q: 您曾预测，浮式钻机市场到2018年会有所起色，能否谈一下您的理由?

A: 一方面，根据Rystad Energy数据库中即将落地的新项目数量；另一方面，基于近期计划中的投标开始的数据。

Q: 60万美元的日费还会出现吗? 另外，未来哪些区块和哪些大项目有可能会涉及到海洋钻井?

A: 根据Rystad Energy的油田分析，东非和地中海区域会比较活跃，当然巴西和墨西哥的钻井活动也会频繁起来。

Q: 谁会获得这些钻井合同呢?

A: 石油公司关注整个钻井供应链的成本，他们希望钻机供应商不仅要提供高效率的钻井平台，还需要积极与石油公司合作，这样才能获得更多合同。

Q: 您以前见过海洋钻井日费超过60万美元吗? 未来如何才能回到这样的高日费市场?

A: 这也不一定，但是，就像老话说的一样，永不言弃，当钻机船队利用率超过80%的时候，需求超过供给，高日费的行情说不定就回来了。

讲真，天然气是能源过渡期的最佳选择？

目前，虽然全球能源结构已经开始转型，但转型步伐行进缓慢。许多专家认为，天然气是比煤炭和石油更清洁的能源，且在当前能源结构中所占的比例也较重，将是过渡能源独一无二的选择，为何专家会这样认为？当前的天然气生产状况如何？天然气真的是过渡能源吗？

来自 | ABO
编译 | 白小明

大自然正越来越频繁地给人类发出强烈的警告信号：新的危险（气候变暖带来的灾难）即将来临。气候科学家定期发布的真实数据显示全球气候正在加速变暖，也佐证了上述这点。而各国政府在避免人类生存环境恶化的路上所做的努力还远远不够。

能源转型路漫漫

美国气象学会警告称，除非所有国家采取协同行动，否则几乎可以肯定全球气温将在未来100年内上升4-7℃，那将是一个自人类出现后前所未有的地球环境。近期，在遏制气候变暖的问题上，终于出现了一个史无前例的转机：2015年12月，在巴黎全球177个国家签署协议，同意全球发展低碳经济。

巴黎气候协定（COP21）的签署国将致力于全力应对气候变化，同时努力适应气候变暖已经造成的不可逆转的影响。截止2016年10月，已有96个国家批准了这项协议，协议规定全球气温上升的控制目标为不超过2℃。除非采用污染较低的能源替代大量的化石燃料，并且最终由绿色、清洁的可再生能源替代，否则这一目标不可能实现。

已批准COP21的国家现在正致力于监测落实其减排措施、采取行动确保实现目标、帮助落后国家实施减排措施，以及帮助发展中国家减少排放量，以适应气候变化已经造成的不可逆转的影响。

虽然可再生能源的增长速度远远超出预期，但从高碳经济向低碳经济过渡需要一定的时间。可再生能源发电已经超过了煤炭发电，成为世界上最大的电力能源。据EIA报道，中国等国家每小时就能生产出两台新风力发电机。太阳能、风能和其他可再生能源的发电量已占全世界总发电量的约25%。根据美国最新一份的报告，风能和太阳能发电量在过去6年中增长了三倍。

此外，美国能源信息署发现，2014年太阳能和风能发电量增长速度远比化石燃料更快，这主要得益于可再生能源技术成本的下降。自2008年以来，太阳能和风能的成本分别下降了80%和50%。全球范围来看，可再生能源已经占世界能源总消耗量的近10%，这一数字预计还将继续增长。事实上，根据美国能源信息管理局预测，到2040年可再生能源将是增长最快的发电能源。因此，能源结构已经开始转型，而且可再生能源的大幅增长主要在电力行业，而其他行业相对滞后。

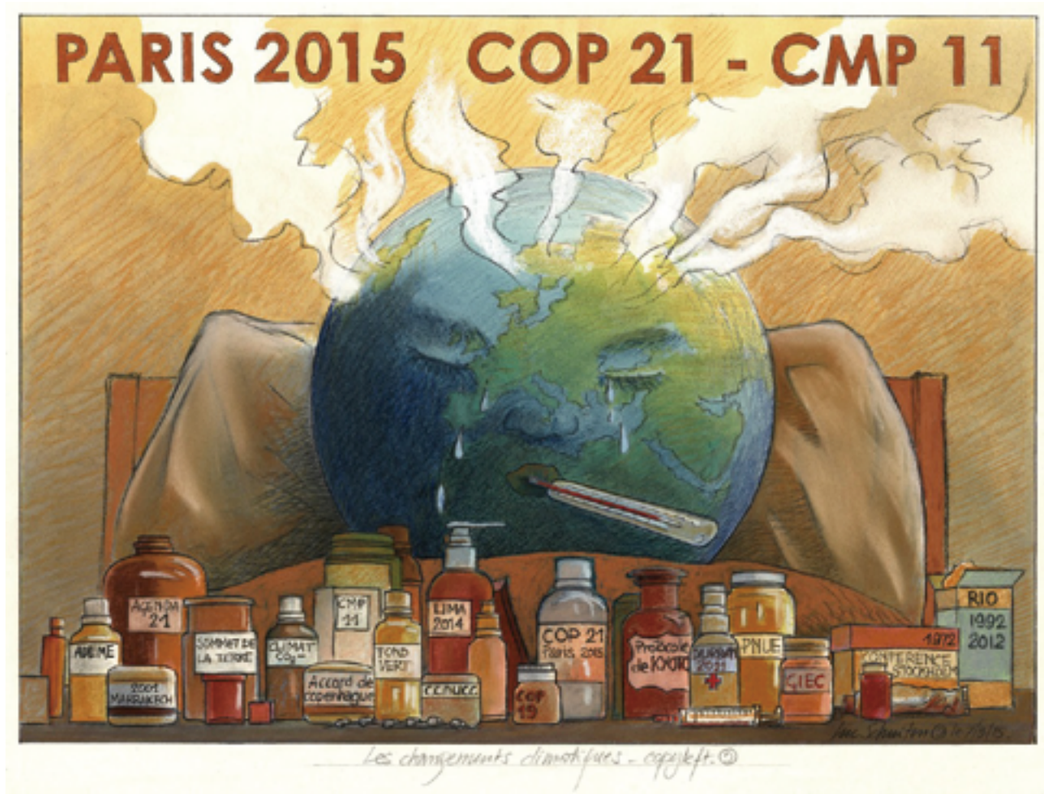
天然气是独一无二的选择吗

其他行业，如运输业则将继续大量使用化石燃料。即使在可再生能源发展最乐观的情形下，从高碳经济向低碳经济的转型速度也不会太快。国际能源署预计，除非采取更加实质性的政策行动来减少二氧化碳排放，否则气温升高低于2℃的概率很低。这正是天然气有用武之地的地方。与燃煤发电厂的排放相比，天然气燃烧时其二氧化碳排放量减少50-60%，与当今典型的汽油汽车相比，天然气可减少15-20%的尾气。

当前世界能源行业有两大目标：减少化石燃料带来的碳排放、通过提高生产力来减缓能源需求。实现这些目标需要满足复杂的金融、技术和政治条件，但目前来看这些条件很难满足。特朗普当选美国总统更是增加了额外的复杂性，他称气候变化是中国编织的骗局。他还打算解散或重组美国环境保护局，并撤销奥巴马总统的监管措施，这些措施旨在遏制煤炭工业的污染。

作为下一届总统，特朗普已经表明了立场，他对全球变暖持“开放的态度”，如果美国政府不愿意有效地致力于控制全球变暖，那么实现COP21的最低目标将延迟。美国政府对控制全球变暖表现出懈怠情绪，可能会减慢向清洁能源过渡的步伐。因此，在继续努力实现最终目标前，迫切需要找到一种更清洁的过渡能源。

而天然气大量替代石油，将对能源过渡非常有利。实际上，能源行业已经发展兴建了许多技术和经济基础设施，以开发利用天然气。与煤炭和石油相比，天然气以其当前在能源结构中所占的高比例，以及其清洁特性，成为了向低碳经济转型过程中独一无二的选择。



全球十大产气国 美国遥遥领先

2015年，全球天然气总产量为3.537万亿方，其中三分之二主要集中在十大产气国。根据对当年全球各国的年产气量的统计和排序，美国以7540亿方高居首位，其次是俄罗斯（6520亿方），再次是伊朗（1860亿方）、卡塔尔（1740亿方）、加拿大（1640亿方）、中国（1340亿方）、挪威（1220亿方）、沙特（850亿方）、阿尔及利亚（830亿方）、土库曼斯坦（810亿方）。

美国

借助于页岩气革命，美国成为了全球最大的天然气生产国。美国天然气出口量从2014年的428.7亿方增加到2015年的504.8亿方，增长率为17.8%。

俄罗斯

截止2016年1月1日，俄罗斯的天然气储量居世界第一，大约为全世界储量的四分之一。大多数天然气位于西西伯利亚地区。2015年，超过75%的俄罗斯天然气出口到了欧洲。

伊朗

伊朗拥有全世界17%的已探明天然气储量，储量占比超过OPEC的三分之一。尽管气田的开发持续推迟，以及受制裁影响，但由于South Pars气田进入新一轮开发阶段，预计明年伊朗的天然气产量将增加。

卡塔尔

卡塔尔作为全球第四大天然气生产国，也是主要的液化天然气LNG出口国，市场份额为31%。卡塔尔也走在天然气转液体燃料（GTL）技术的前沿，拥有全球最大的GTL工厂。

加拿大

加拿大是全球第四大天然气出口

国，尽管加拿大将主要精力集中在LNG，但其当前卖给美国的天然气是通过管道运输的。预计加拿大的未探明页岩气资源量多达16.22万亿方。

中国

直到2007年，中国一直是天然气净出口国，之后，开始大量进口天然气，兴建天然气管道、天然气处理设施。进口天然气满足了30%的天然气需求。

挪威

挪威是全球第三大天然气出口国，主要供应欧洲市场。虽然北海的主要气田都逐渐处于开发后期，但自从1993年开始，挪威的天然气产量几乎每年都在增长，这主要得益于新油田的开发。

沙特阿拉伯

尽管沙特阿拉伯拥有全球五分之一的天然气储量，但由于成本太高，该国天然气产量一直受到限制。沙特所有天然气产量均被本国消费，目的在于减少原油的消耗量。

阿尔及利亚

阿尔及利亚天然气探明储量排名世界第十一位，其中三分之一为技术可采的页岩气储量。2014年5月，阿尔及利亚内阁正式批准了主要集中在Ghadames盆地的页岩气的开发。

土库曼斯坦

土库曼斯坦拥有几个全球最大的天然气田，主要集中在Amu Darya盆地、Murgab盆地及South Caspian盆地。2015年，其通过天然气管道共出口368.1亿方天然气，其中70%出口至中国。

天然气是重要的清洁能源，但对于它到底是过渡性能源还是未来主力能源的问题，业内一直存在争论。荷兰皇家壳牌公司CEO范伯登认为，不应把天然气作为一个过渡型的能源，而是可以作为一个永久性的可靠的能源，因为相较于化石能源，天然气是一个非常明显的选择。

未来25年天然气消耗量将大幅增加。据预测，到2040年，天然气消耗量将增加50%，届时，天然气占全球总能源消耗的比重将首次超过石油。可以确定的是，天然气将对能源界产生越来越重要的影响。

站在超深水开发的十字路口 我们都该学学 Total

随着超深水油田的逐渐老化，如何对其进行二次开发、提高采收率、延长井下设备寿命成了深水油田开发的一大课题。道达尔勘探公司研究的海底多相泵送技术改进了海底油气开采方式，提高了采收率，对深水油田再次开发起到了很好的借鉴作用。

来自 | Upstream
编译 | 于晓林

“超深水区”是目前海域油气勘探的又一焦点，主要集中分布于西非海域、墨西哥湾、巴西近海、澳大利亚西北陆架、挪威中部陆架、巴伦支海、孟加拉湾、缅甸湾、中国南海以及日本海等。

超深水区油气勘探始于20世纪80年代后期，90年代后期以来持续活跃。近两三年，全球共钻探超深水勘探井约200口，绝大多数集中于巴西近海和非洲海域。全球陆续有超深水区重大油气发现，其中以巴西2006年在桑托斯盆地发现Tupi巨型油田和Ilara巨型油田最为引人瞩目。

随着勘探开发的不断深入，超深水油田逐渐呈现开发成熟状态，运营商急需寻找技术以帮助此类油田在低油价环境下得以持续开发。Russell McCulley与Total谈到了其在非洲安哥拉第17区块中的战略，主要涉及海底多相泵的应用。

Total在安哥拉的Girassol项目被认为是2001年投产时的第一个超深水油田，其深度为1300米。现在，深水油田的开发深度大致是该开发深度的两倍以上，而Girassol和其他项目也正逐渐达到成熟阶段，因而不可避免的出现采油速度下降的现象。

近年来，运营商尝试了多种策略来提高超深油气田的采收率，延长其井下设备寿命。2014年，Total E&P Angola公司创建了Project Brown Field部门，专门处理第17区块开发项目的生命周期问题，其中包括在Girassol、Pazflor、CLOV和Dalia油田的四个浮式生产储油卸油装置（FPSO）。该计划还包括预测和解决开发阶段新项目的生产率下降问题。

在本世纪初，当安哥拉的深水油田开始投入运营时，Total E&P的高级技术顾问Philippe Charlez表示，“油田二次开发业务仅限于成熟的陆上油田和主要位于北海、中东和几内亚湾的常规浅水油田。大约15年后，深水油田就会变得成熟老化，因而国际石油公司现在着眼于研究如何在低油价环境下重振这些资源。成熟的深水油田具有许多与浅水油田相同的特征——油藏压力降低、含水率上升、井下和地面设施的老化或配套不完善问题，以及“加工设施之间需求的不匹配和重型、昂贵去瓶颈工程的需要。”

用于缓解自然递减的方法也是类似的。Charlez指出，操作人员可以钻加密井，去瓶颈加工或回接卫星或边际油田。“但是深海油田也有一些与特定开采模式相关的特殊性，特别是，大多数深海油田开发使用的是海底井口，具有相当长的管线和海底开采控制系统联系缆，以及浮式生产储油卸油装置。因此，重新利用这些资产也需要创新思维。”

电源共享

Total于2007年推出了Rosa油田，该油田位于约1350米深的水域，通过两条18公里的海底生产管道与Girassol浮式生产储油卸油装置联系起来。Rosa油田的生产速度在一段时间内维持在了25万桶/天，但随后几年里，因储层压力下降和含水率上升，其产量急剧减少。

运营商面临一个严峻的选择——关闭在Rosa的水井，安装额外的水面以上设施，以支持提高采收率项目，或使用最新的技术来找到一个更经济合理的计划。Total与其第17区块的合作伙伴选择使用海底多相泵来提供压力，从而使气、水和油的混合物顺利流入Girassol浮式生产储油卸油装置。

Charlez表示，他们曾是第一个在北海Dunbar油田使用多相泵的团队，而且在Dunbar的经验对多相泵在第17区块的应用发展起到了很好的借鉴作用。多相泵被安装在海底，扩大了Rosa油藏的范围。但目前该系统仍有电力系统障碍需要克服。

技术推动

随着超深水油田逐渐变得举足轻重，运营商面临重大的技术和经济挑战。

Charlez说：“从深水油田中开采出最后一桶油需要太高的成本”。现在石油的低成本与深水油田的大规模二次开发是相悖的。一般来说，浅水油田二次开发的成本约占油田初始开发成本的25%，一般能够实现采收率增加10~15%，所以每桶石油的开发成本很高。深水油田二次开发的利润可能更少。

“用特定的浮式生产储油卸油装置重新开发Rosa是不经济的。良好的技术理念，如海底多相泵送，以及利用现有设施与现有能源，是唯一可以使油田再次开发变得有利可图的解决方案。

他补充说，“低利润可以成为技术的强大助推器。”在20世纪70年代末的第一次重大石油危机后，油气行业专利急剧增长。“当经济有困难时，人们会想得更多。”然而，超深水油田的成功二次开发将需要更多的技术。

“对于任何其他的成熟油田来说，这些项目都是在生产设施上执行，并且需要管理复杂的SIMOPS（同步操作）活动，以此来最大限度地减少生产损失。”

FPSO以及其他浮式生产设施面临的挑战异常复杂，因为通常成熟油田的重建工作往往必须与住宿、钻井和维护工作共享空间。

Charlez预计，随着非洲西部，巴西和墨西哥湾深水油田的日益成熟，未来几年内将部署更多的海底多相泵系统。由于Girassol是第一个开发的深水油田，因而它也是成熟深海油田二次开发的第一个项目。未来还会有更多的深水油田进入到二次开发的进程中来，但不论如何，经济有效地开发超深水油田仍需要在技术上有所突破。

虚晃一枪or真心减产 俄罗斯到底怎么想的

1月1日起，减产协议正式开始实施。虽然是时隔8年达成的协议，但比达成协议更重要的是协议的具体实施。到底是虚晃一枪还是真心减产，让我们来看看俄罗斯国内对减产协议的不同看法。

作者 | Ekaterina Pokrovskaya
编译 | 白小明

俄罗斯已经做出了在2017年前六个月削减30万桶/天石油产量的承诺，其将与OPEC和其他非OPEC国家共同努力，实现全球石油减产近180万桶/天的目标，以消除过剩的产能。然而，俄罗斯能源部和俄罗斯石油公司近期均发表了前后矛盾和模棱两可的言论，让公众开始质疑其是否有能力真正拿出切实可行的减产方案并实施。

上有政策下有对策

根据俄罗斯能源部长Alexander Novak发表的声明，减产措施将逐步实施，各石油公司的减产额度将根据其产量进行分配。但，似乎仅有少数俄主要石油公司的高级管理人员相信各公司会做出减产承诺，并将其视为实施公司战略的必不可少的工具。

卢克石油公司（Lukoil）副总裁Ravil Maganov向媒体表示，目前关于每家石油公司的减产额度还没有制定统一的标准。“每家公司都必须根据自己的市场份额自行决定减产额度，同时还应考虑公司在市场上的特殊地位。”

Gazpromneft公司负责人Alexander Dukov对减产满怀信心，他相信俄石油公司有能力达成一个含各公司减产额度的协议。“虽然，不同公司关于达成协议存在选择性，但最重要的是，俄罗斯的总减产额度为30万桶/天，我们有能力将这一总额分配到不同公司。”

值得注意的是，尽管俄罗斯做出了减产承诺，Gazpromneft仍然预测公司的产量将在今年实现增长。公司预计相比2015年，2016年产量实现同比增长8-9%，预计产量从7970万吨增加到了8600-8700万吨。

Transneft公司总裁Nikolai Tokarev向TASS表示，虽然公司感到了一定的压力，但减产数量对公司来说还不算高。他还指出，根据与OPEC达成的协议，减少石油产量并不意味着缩减俄罗斯的石油出口量。减产协议指的是减少产量，就石油出口而言，公司将按照交货合同中的规定继续出货，而且他也不认为削减出口有什么巨大的意义。

正如去年12月10日在非OPEC会议上商定的那样，俄罗斯今年3月要将石油日产量削减20万桶，4月削减额将增至30万桶/天，使最终产量不超过1094.7万桶/天。

然而，据路透社报道，Novak近期在会议上指出，尽管与OPEC达成联合减产协议，但俄罗斯不会更改2017年的石油产量预测数据。俄罗斯能源部对2017年石油产量增长的预测将保持不变，年产量将达到5.48-5.51亿吨。

此外，Novak明确表示，尽管俄罗斯与OPEC联合减产协议即将全面实施，但由公司签署并在政府间协议中提及的长期合同“将不受OPEC减产协议的约束”，因此实际的减产量意义并不会太大。

能源部的报告还指出，俄罗斯已经成立了一个俄石油公司特别委员会，负责跟踪减产协议的实施。根据能源部的说法，达成减产协议只能是出于自愿；对于不实施减产的公司还没有施加惩罚的计划；对于实施减产的公司，也不会有任何形式的损失赔偿。

俄罗斯减产黑历史

对于俄罗斯能否信守承诺，我们还不得而知，毕竟该国的“黑历史”也是一堆堆。智通财经曾发布文章《俄罗斯的原油冻产承诺不过是个笑话，信它不如让油价崩盘》，文中统计了俄罗斯不遵守减产诺言的黑历史：

1998年3月

石油价格自1997年1月的22美元/桶降到当时的12美元/桶，OPEC同意减产260万桶/天以支持价格。作为OPEC与非OPEC成员减产协议的一部分，俄罗斯同意降低出口61000桶/天。但这个份额相比于俄罗斯当时240万桶/天的出口水平只能说是象征性的。

最终，俄罗斯的日均原油产量在1998年同比仅减少了1%到达610万桶/天。同时，其出口反而同比增加3.5%到达240万桶/天。

1999年3月

随着价格跌到10美金/桶，OPEC同意进行新一轮减产，降低幅度在200万桶/天。非OPEC成员国中的俄罗斯，阿曼，墨西哥同意贡献减产份额中的30万桶/天。俄罗斯同意减产10万桶/天。

结果，俄罗斯的石油日产量在1999年升高了50000桶到达613万桶。它对国际市场的出口降低7万桶/天到达233万桶/天，这是因为其将部分产量引向了海上储油装置市场。

2001年11月

迫于沙特阿拉伯的压力，俄罗斯提出减产仅仅3万桶/天，之后它将提议加大到5万桶/天。

2001年12月

受到OPEC持续要求支持价格的压力，俄罗斯同意在2002年第一季度削减出口15万桶/天。尽管这个约定，俄罗斯在该季度的产量几乎没有减少，根据美国电子工业联合会数字为736万桶/天。

尽管对非OPEC和OPEC的减产协议有许多乐观的评价，但一些专家仍然对所有参与国实现各自减产目标的能力和意图持怀疑态度；而且，OPEC国家过去也曾经撕毁过几次减产协议，让其臭名昭著。

不过，俄罗斯前财政部长、战略发展中心主任Alexey Kudrin还是认为，OPEC-非OPEC国家的减产协议是一个“相当合理的措施”。在接受RIA-Novosti采访时，Kudrin表示，“不幸的是，OPEC自身长期存在一个问题：其做出的所有承诺并不一定都能兑现。而且我不太相信减产措施可以长期影响油价，其影响力仅限于一到两年。”

花旗表示，油价可能在今年1月份对OPEC减产协议的遵守情况作出反应。

IHS Markit | 石油巨头布阵“气”局 道达尔为何青睐这11个区块?

近年来，地中海东部地区成为了天然气勘探开发的热点，尤其是在埃及Zohr大气田发现以后。近日，法国石油巨头道达尔宣布，其在Cyprus近海11区块发现了丰富的潜在资源，可以比肩Zohr大气田，而其他油气巨头对该地区也充满了兴趣。

来自 | WorldOil
编译 | 白小明

根据IHS Markit的最新分析，受2015年Eni成功发现埃及近海巨型Zohr气田的鼓舞，许多公司正重新审视地中海东部地区的天然气资源的潜力，道达尔宣布将于2017年在Cyprus近海11区块钻一口深水探井。

道达尔布局Cyprus近海11区块

Graham Bliss博士不仅是IHS Markit区块和盆地研究高级主管，同时也是地中海东部地区上游能源行业竞争形势分析的主要研究者。他表示，埃及Zohr气田的发现开启了该地区天然气开发的先河，由于11区块紧邻埃及的Shorouk近海区块，而后者是EniZohr气田的主要区块，因此，Zohr气田的成功发现显然将促使道达尔重新审视11区块的价值。

IHS Markit对该区块进行了盆地分析以及关键井分析，解释了许多公司和政府重视该区块地质潜力的原因，预测了道达尔在今年晚些时候可能的勘探成果。IHS Markit相信，在当前全球勘探井数量下滑的大环境下，这口井将是2017年全球勘探开发领域最关键的井之一。Bliss称，IHS Markit重点分析了该井以及变化中的竞争格局将对地中海东部地区油气行业未来发展趋势产生的潜在影响。

道达尔Cyprus近海11区块，位于埃及Zohr气田Shorouk近海区块的北部，是该地区首个以碳酸盐岩为目标的储层，而非砂岩储层。该碳酸盐岩储层包含了Zohr气田，品质极高，可以采用最少量的井进行开发，降低开采成本，提高项目的经济性。

Eni布局Zohr气田

Zohr气田是近些年发现的最大的常规天然气田，据Eni称，该气田干气原始资源量9061亿立方英尺，可能的可采资源量约为5663亿立方英尺。根据IHS Markit的调查，截止目前，Eni在Zohr构造共钻了5口井，确认该构造有大量天然气聚集，存在极高品质的储层，Zohr气田一期工程按计划将于2017年投入生产。

Bliss表示，Zohr气田的碳酸盐岩暗礁构造，与以色列Levantine盆地和埃及尼罗河三角洲盆地的砂岩浊流岩构造截然不同。如果Zohr碳酸盐岩构造向东北延伸到道达尔的11区块，那么11区块可能存在巨大的资源潜力。这一天然气大发现，将对以色列向需求正在增加的埃及天然气出口带来竞争，而且在天然气供应和需求比较复杂的地中海东部地区，该气田产出的天然气未来可出口到土耳其。

IHS Markit的研究表明，兴建从地中海东部地区直接到希腊的天然气出口管道具有商业可行性。该地区的能源竞争格局已经开始改变大家对天然气资源开发的预期，2016年11月，BP从Eni手中购买了包括Zohr在内的Shorouk近海区块10%的权益，并拥有进一步购买5%股份的选择权。

IHS Markit非洲区块和盆地的主要研究者Catherine Gifford表示，此次收购巩固了BP在沿尼罗河三角洲盆地北部边缘地区的强大地位，但仅凭此次收购还无法增加尼罗河三角洲近海市场的参与者数量，目前该地区主要由BP、Eni和壳牌主导。该盆地的成功勘探开发，以及后续对埃及经济的进一步贡献，很大程度上将取决于少数几家公司持续的投资开发承诺。由于前期区块流拍的原因，在未来的勘探许可权竞标中，新开区块将很少，不过仍然可以采用勘探权购买协议。

地缘政治与区块投资的交织

Gifford称，道达尔在11区块的大发现，将使其置身于该地区主要参与者的行列。另外，2016年12月，俄罗斯石油公司Rosneft（BP持股19.75%）也从Eni手中购买了Shorouk近海区块30%的权益，并拥有进一步购买5%股份的选择权。

2016年12月，Cyprus第三轮近海许可权招标结果的发布，也确认了地中海东部地区已有和新加入公司对该地区增长的潜在天然气资源有浓厚的兴趣。本轮招标中，Eni进一步扩大了其在该地区的领先优势，通过与道达尔合作，拿下了Cyprus近海11区块西北部的第6区块，以及东北部的第8区块，而埃克森美孚拿下了早期道达尔放弃的第10区块。

目前在该地区，较大的公司主要有Eni、壳牌、BP、道达尔、埃克森美孚和Rosneft。IHS Markit称，虽然道达尔在

Cyprus 11区块的主要目标是天然气，不过在深部白垩纪目标储层可能有产油的潜力，但这并未得到证实。

Bliss称，就该地区的天然气商业化而言，有多种选择，可能性最大的是将11区块的天然气出口至埃及，以满足该国增长的国内天然气需求。从历史的角度来说，埃及的天然气价格一直较低，不过受近期Zohr等气田开发的影响，如果11区块的天然气出口至埃及，价格将在4-6美元/千立方英尺。

出口到埃及的天然气，可能存在Cyprus和以色列两个来源之间的竞争。Cyprus 11区块大量天然气新发现，也将给该国商业化开发Aphrodite气田带来了机会，因为基础设施投资可以支持更多天然气田的开发。

Bliss表示，从技术的角度来说，Cyprus可以将全部的天然气出口到土耳其，但考虑到Cyprus南（希腊）北（土耳其）分治的情况，当前其未必会这么做，而且区域地缘政治格局并不稳定。土耳其希望降低对进口俄罗斯天然气的依赖，因此对从以色列和Cyprus进口天然气非常感兴趣，这也促进了Cyprus重启统一谈判。近日在日内瓦进行的统一谈判，是自1974年以来，Cyprus南北两方少有的几次能够坐在谈判桌上的机会。

随着Cyprus更多天然气的发现，加之Cyprus-土耳其两国的风险，以及以色列天然气变现的选择，共同促使埃及成为了地中海东部地区的区域商业中心。这不仅得益于其国内的潜在市场需求，也得益于其现有的液化产能，可以将输送来的天然气液化后出口。

根据道达尔在11区块的勘探结果，2017年该地区注定将是不平凡的一年，我们也将看到竞争和投资开始真正地活跃起来。

壳牌CFO易主 她究竟有何过人之处？

收购BG、出售资产、成为行业最佳雇主……壳牌的曝光率似乎越来越高，近期，这个世界第二大能源公司又宣布，现任CFO Simon Henry将离任，那下一届CFO是谁？其会改变壳牌现有发展战略吗？

作者 | Rakteem Katakey
编译 | 徐文凤

壳牌高层职位一直以来都是男性的天下，但在21世纪初期Judith Boynton成为壳牌首位女性CFO后，该公司近期又迎来了第二位女性高管——Jessica Uhl。

壳牌近期宣布，Jessica Uhl将接替Simon Henry成为公司新一任首席财务官（CFO），这不禁让那些关注壳牌的分析师们发问，她究竟有何神通，能担此要职？

Simon Henry将离任

Simon Henry在2009年5月成为公司首席财务官，已在壳牌工作超过30年，主要负责公司战略、计划、财务及信息科技领域的工作。Simon将于2017年3月9日退出董事会，在签署2016年度报告后，他将把职务交给继任者Jessica，并协助处理过渡时期财务事宜，其正式离职时间为2017年6月30日。

Simon表示，“壳牌影响着整个行业，甚至影响着整个世界，我有幸能在过去的34年里与各位同事一起工作，我希望Jessica能在新角色上取得成功，并且我相信，她能以一种负责的、可持续的方式为壳牌促成世界级投资。”

Jessica Uhl继任

Jessica Uhl是美国公民，加州长大，今年48岁，拥有加州大学伯克利分校政治经济学学士学位（1989）及欧洲工商管理学院MBA学位（1997）。

进入油气领域前，Jessica曾在Rice大学商学院担任过顾问一职，学校网站显示，她曾在花旗银行工作，之后跳槽至安然公司，负责管道、电力资产等能源基础设施收购工作。

她于2004年加入壳牌，曾是壳牌天然气部门、上下游业务部门的财务主管，也是BG收购项目的主要负责人。壳牌表示，Jessica有12年的油企工作经验，尤其是在财务方面，她对执行财务计划非常熟悉，在大型并购活动中出色的完成了成本管理工作。

Brewin Dolphin公司（拥有壳牌股份）分析师Iain Armstrong表示，“许多人并不了解Jessica，你可以说她是内部候选人，也可以说她是值得壳牌信赖的伙伴”。

她的任务是什么？

在油价低迷期，壳牌以540亿美元的价格收购了BG，一跃成为全球最大的LNG公司和欧洲最大的能源公司，但壳牌每年也因此要对BG投入250-300亿美元，导致公司债务水平创造了历史新高。虽然新人事任命消息公布后，壳牌交易最广泛的B股并没有出现较大的波动，但支付股东分红及处理BG后续问题也使公司的现金流缩紧、信用评级下降，因此，新上任的财务主管将不得不面对这些棘手的问题。

在2013-2015年平均油价为90美元/桶时，壳牌资本回收率能达到8%，自由现金流能达到120亿美元。而在今年六月公布的战略计划中，壳牌CEO Ben Van Beurden承诺，若2020年油价回升至60美元/桶，壳牌资本回收率就要提升至10%，自由现金流到2020年底要增加至200-250亿美元。

但壳牌第三季度末的负债衡量指标为29%，而2015年初，该指标仅为12%。即将离任的Henry曾在今年年初向投资者表示，公司的负债指标将超过30%，这一度令评级机构担心。

为了提高回收率、降低债务水平及避免评级下降，Jessica必须在2018年前完成300亿美元的资产剥离。但油价缓慢恢复给这个任务增加了阻碍，评级机构警告称，壳牌的债务水平也许不会迅速降低。

专家们怎么说？

通过剥离资产、削减支出及提高投资回报等策略，壳牌将不仅仅满足于减少企业债务，他们还想超越埃克森美孚，成为全球最大的油气巨头。

巴克莱集团分析师Lydia Rainforth表示，壳牌正站在长征的起点上，该公司将创造更多收益。我们希望Jessica的上任将不会对公司的方针政策产生影响。

加拿大蒙特利银行和Jefferies集团的分析师们也表达了同样观点。Jefferies集团分析师称，“当时壳牌决定排除债务阻力，继续进军‘后BG时代’的消息并没有使我们大为震惊，但这次更换CFO真的使我们感到惊讶，我们不希望这个结果会令壳牌现有的经济架构和战略目标产生任何偏差。

莫斯科Fitch评级公司高管Maxim Edelson却表示，“虽然我对新的CFO还不太了解，但我认为此次人事任命不会给壳牌带来任何负面评级压力”。

效率为先 看雪佛龙2016的运营经

作为世界上最大的综合性油气公司之一，雪佛龙一直以成本优势闻名于世。过去，虽然油价以迅雷不及掩耳之势飞流直下，雪佛龙仍保持较高的勘探成功率；未来，油市趋稳，雪佛龙将继续以领先的技术推动整个行业的发展。

作者 | Ben Bloys
编译 | 白小明

各大石油公司在2016年都经历了不平凡的一年，如今油气市场正缓慢走向平衡，美国的产油量也从峰值减少了90万桶/天，虽然目前油价略有上涨，但许多项目仍面临诸多挑战，特别是深水项目。在此过程中，雪佛龙大幅缩减了运营成本，优化了上游业务的运营效率。例如，Permian盆地的开发成本下降了30%之多，Vaca Muerta、Appalachia和Duvernay区块的单位开发成本下降了30~40%。

继续保持较高的勘探成功率

过去一年，雪佛龙全球勘探业务持续高效开展，公司的储量替代率为107%，即公司发现的油气资源量比生产量多，公司的5年储量替代率为113%。地震技术的进步和高性能计算技术的稳步发展，提高了发现商业可采油气储量的概率。

雪佛龙去年的勘探成功率为62%，近10年平均值为57%。而与30年前石油行业普遍10%的勘探成功率相比，目前的开采率可谓是已经取得了长足的进步。增产技术、完井技术、储层管理以及EOR技术的进步，共同帮助雪佛龙从现有储量中开采出更多的油气。

同时，安全与环保始终是雪佛龙的核心价值观，雪佛龙也在不断优化安全矩阵，定制化培训和流程，帮助每名员工时刻关注安全议题。

主要项目进展

雪佛龙刚刚经历了一段高资本支出时期，许多大规模项目几乎在相近的时间内启动并开展，目前这些项目中的大多数已接近完工，包括：

1.澳大利亚Gorgon首个LNG工厂开始稳步生产LNG，陆续开始装船。第二个生产线刚上线，第三个生产线预计在一年内上线；

2.澳大利亚Wheatstone项目已钻完所有井，并建成了大多数基础设施，将于2017年运输第一批LNG；

3.安哥拉LNG项目生产的LNG已经装船运输；

4.北海Alder油田已在2016年第四季度开采出了首批天然气；

5.印尼Bangka项目已经开始产气；

6.中国川东北3个天然气厂建成投产。

雪佛龙哈萨克斯坦Tengiz大气田扩产项目已经达成协定，预计项目将于2022年启动，它将为气田带来约26万桶油当量/天的额外产能。

雪佛龙与其他石油公司一起，在美国国内开始将重点转向西德克萨斯州和东南新墨西哥州Permian区域的低成本致密岩/非常规区块。公司在此盆地的许可面积达8093km2，大多数土地税费为零或者很低。去年以来，开发井的成本已经下降了30%。就整个行业来看，最初和预估的最终采收率都在逐步提高。

未来技术挑战

技术将继续在优化这些区块开发过程中扮演重要角色。截止目前，行业油气资源开发的整体趋势是增大储层接触面积，即采用含更多更大裂缝的大位移水平井。这些超低渗地层的产油非常缓慢，但近5年来，初始和最终采收率以及整体产油量都有了大幅提高。

然而，这方面还将有很大的技术进步空间。目前，采收率仍然低于原始储量的10%。如何能将这一数字提高1~2倍？压裂液对储层有一定的伤害，如何能够降低伤害？

砂岩油藏的模型已经非常复杂了，但其数学算法并没有描述如何从含纳米级孔隙的页岩中生产油气，那么如何开发新的可预测的模型？

新的挑战一个接一个地出现，整个行业的从业者们也在主动解决这些问题。这些非常规页岩区块存在着大量富含油气资源的储层，将在未来几十年里驱使油企不断尝试“更加智慧的开采方式”。

未来优化运营

在行业低迷期，雪佛龙持续推动各项研究以优化公司运营。例如，2017年初，雪佛龙宣布了ISOALKY的商业化（ISOALKY是一种离子溶液烃化催化剂，用于生产高辛烷值的发电机燃料）。

同时，借助美国天然气产业的不断繁荣，雪佛龙也计划于2017在德克萨斯州Baytown启动1500kMTA的乙烯生产项目，在德克萨斯州Old Ocean启动1000kMTA产能的聚乙烯生产项目。

总体而言，未来雪佛龙将继续适应市场变化，始终保持其行业竞争力，安全高效的经营公司，并根据未来不同的市场环境谨慎做出发展规划。

THE WORLD WITHOUT TNC

OILSNS
FOCUS ON OIL AND GAS FIELD, GO WITH INDEPENDENT THINKER
Email：mengwei@fonchan.com
WeChat：18622051921
Contact：老孟
“石油圈“
不只是一本杂志
内部刊物 仅供分享
月刊申请渠道
《石油圈》纸质月刊