石油圈

2016.12 总第14期 OILSNS

P94

石油人值得一看
Statoil将如何“战胜”低油价

P102

麦肯锡：纯干货
如何降低50%海上钻井成本

P22

40%

斯伦贝谢：2030年能源需求
将激增40% 但是……

P18

新官上任，
特朗普能否点燃
能源这把火？

石油圈
油气行业专业媒体平台
www.oilsns.com
关注石油圈
放眼国际化

目录 | Contents

2016.12 / Vol.14

卷首语 | FOREWORD

08 | BP CEO Bob Dudley畅谈OGCI 10亿投资重点在哪里

油气 · 观察 | OILWORLD

10 | 北海油商: 产量逆袭还将持续多久?

12 | 大风大浪60余年,“中国石油”的世界姿态

14 | 德勤报告: 2017年石油业情况有变

16 | 供应过剩加剧 原油市场重走“回头路”?

18 | 新官上任, 特朗普能否点燃能源这把火?

20 | 过去石油巨头有多任性? 看看 CEO 年薪排行榜

22 | 斯伦贝谢:2030年能源需求将激增40% 但是……

24 | 投资下降63%! BP第三季度财报深度解析

26 | 石油人第二春来了? 听听他们怎么说

28 | 推动油气业触底反弹的关键几点 ADIPEC 2016

30 | 油市趋稳 2017年石油巨头必将王者归来

勘探 · 开发 | EXPLORATION & DEVELOPMENT

32 | 井下海量数据何处知? SDI 随钻测井手到擒来

34 | 旋转导向的时代! APS强力推出新一代SureSteer

36 | 井眼隔离:STONE WALL打造 “密不透风”的壁垒

40 | 水泥惨遭淘汰? 看WAB环空封隔颠覆固井老套路

42 | 快速 精确 自动化 贝克FTeX测试地层压力轻而易举

44 | **随钻测量技术集锦**

48 | 贝克SeismicTrak随钻地震 近井&远井一网打尽!

50 | proVISION Plus随钻核磁共振测井 地层情况尽在掌握!

油价的冬天，工匠精神的春天

如果你想加入特色
技术/产品库，请联系
孟伟微信号

总公司采办部授权文件

2014年底持续至今的低油价对全球油气行业来说无疑是一场洗礼，在刺骨的寒风中我们仿佛失去了过往的骄傲，但是在磨砺中却收获了不同以往的视角。没有成功的企业，只有时代的企业。人类历史发展的车轮永远是滚滚向前的，经济环保地开发能源、高效可靠地利用能源才是人类文明进步的标志。当石油不再“稀缺”，石油必将从战略资源属性回归商品属性，各国石油公司不再为了提高产量而不惜代价的投入，而将转向为了更经济高效的开发油气资源而“寸土必争”。这也许标志着油气行业已经从“资源驱动”型向“技术驱动”型转变。

我们看到了水平井钻井、分段多级压裂等技术带来的页岩气革命对行业的重塑，也看到了数字化技术的应用显著提高油田开发效率的事实……当下俨然已经进入了一个“科技为王”的时代。很多过去体量庞大的油服巨头在油价的寒冬中艰难生存，有的抛售股票变现、有的甚至被兼并收购；但与此同时，也有不少科技型企业因其核心技术解决了行业降本增效的诉求而依然保持逆势增长。我想，油价的冬天，正是工匠精神的春天。

目前，大量科技型企业依然面临着国内主要市场封闭、行业不规范等突出问题，石油圈信息平台希望为拥有特色技术/产品的企业做一件事情——中国海洋石油高度重视通过科技创新实现降本增效，目前正在筹建一个“长尾资源数据库”，现委托石油圈信息平台负责此项工作。如果贵公司有好的技术/产品，可以向石油圈自荐，经过评估、符合一定要求的企业将被免费收录至优质技术/产品数据库中。我们不仅会将汇总的资料推荐给中海油总公司采办部，也可以帮助企业将技术/产品信息在石油圈平台发布推广，看到这里您已经心动了吧?

石油圈是油气行业专业媒体，是知名的信息服务平台。我们专注服务油气行业精英用户，坚持价值积累与价值分享，坚信秉持工匠精神的行业同仁们在2017年一定会走过寒冬，并迎来发展的春天。

目录 | Contents

2016.12 / Vol.14

技术 · 装备 | TECHNOLOGY & EQUIPMENT

52 | “百搭”套管钻头Direct XCD一钻到底

54 | 126.2ft/hr! MegaForce钻头专治复杂地层

56 | 125000lb! 快速!安全! QuikRig:不一样的连续油管!

60 | 扶正器“女皇” Centek用超高强度呈现完美居中

62 | 高效、安全、降本 Schlumberger带来连续油管设备盛宴

65 | GarugePro Echo开创首例! 实时扩眼 拒绝口袋

66 | 紧凑!轻便!贝克Micro连续油管能人之所不能!

68 | 连续油管作业难题 哈里伯顿InSite迎刃而解

72 | 斯伦贝谢连续油管监测系统：更多 更好 更智能!

74 | PDC全面升级!斯伦贝谢StingBlade钻头专克坚硬地层

76 | Ace Oil Tools扶正工具 套管/尾管下入无忧

生产 · 炼化 | PRODUCTION & REFINING

78 | 那些“看透”井下之殇的监测系统

79 | 光纤监测潮 Halliburton的看家技术都有啥?

82 | LiftWatcher锁定ESP：超长运行488天

84 | 高精监测：SureVIEW“瞄准”恶劣井况

86 | 人工作业力有不逮? 无人机大显神通

88 | 压裂液耗水多、成本高? WaterSure药到病除

90 | RESMAN智能示踪剂 无需停产 完美取代生产测井

行业 · 纵览 | OVERVIEW

92 | 8大优势凸显! 美国将成LNG热点地区

94 | 石油人都值得一看：Statoil将如何“战胜” 低油价

96 | 出售80亿资产 康菲这是要闹哪样?

98 | 壳牌问鼎 是什么让他成为行业最佳雇主?

100 | 贝克休斯迎来了新开始? 恐怕没那么简单

102 | 麦肯锡：纯干货! 如何降低50%海上钻井成本

106 | 女性处境：一位油企女高管的非凡经历

108 | EIA最新报告：安哥拉油气行业现状分析

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.

专注油气领域，与独立思考者同行

关注石油圈、放眼国际化

石油圈　油气经纪人　中东石油内参

2016年12月刊 总第14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 | 曾旭洋 | 姜智夫
张强 | 周诗雨 | 丁志莹 | 于晓林
姚园 | 白小明 | 吴海君 | 卢春红
吕姣 | 杜超

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

BP CEO Bob Dudley 畅谈 10亿投资重点在哪里

全球十家主要石油和天然气公司携手应对气候变化。BP集团首席执行官、油气行业气候倡议组织(OGCI)现任主席戴德立接受《BP Magazine》采访，畅谈OGCI的10亿美元新投资计划及其将产生的重大意义。

来自 | BP中国
编辑 | 王月

1 你为何认为这十家油气公司联手应对气候变化具有重大意义？

戴德立：油气行业气候倡议组织(OGCI)由10个来自不同地区的具有不同业务模式的企业共同建立。这些企业都是重要的国家（石油）公司或国际（石油）公司，他们在石油和天然气领域的总产量占到全世界总产量的五分之一强。之所以能走到一起，是为了更好地应对气候变化。OGCI的成立使得我们能够加速调配我们的资源，不仅仅是资金，更包括我们的员工和企业，我相信，这是我们迈出的重要一步。

同时，作为一个个独立的公司，我们早已开始积极创造条件以控制温室气体排放。就BP而言，我们是首先认识到人为因素导致了气候变化的主要油气公司之一，并在这方面积累了数十年的经验。

我们已在风能和生物燃料等低碳领域开展了业务，而且颇具竞争力；我们还拥有市场领先的低碳产品，比如全新的、含有ACTIVE配方的优途高端油品。作为油气行业气候倡议组织(OGCI)的成员，我们相信“携手合作，功若丘山”。

2 油气行业气候倡议组织(OGCI)已宣布将在未来十年拿出10亿美元进行技术投资，以降低碳排放。你能否介绍下这些资金将会用在哪些方面以及原因？

戴德立：这些资金将专门用于以尽可能快的速度向市场推广低碳技术。这些低碳技术将能在一定规模上确实地削减碳排放。我们认为实现这个目标的最佳途径，就是建立新的投资伙伴关系以致力于加速所有研发阶段的进展，而这也正是我们建立OGCI气候投资计划的原因所在，这10亿美元的投资将用于从早期研究到后期部署的全过程。

3 你能更具体地讲一讲油气行业气候倡议组织(OGCI)所针对的领域吗？

戴德立：过去两年来，我们已开展了大量工作来确定我们能产生最大积极影响的领域。我们的关注重点将是减少甲烷排放,以及碳捕集利用与封存(CCUS)。

减少甲烷排放非常重要，因为天然气作为过渡性燃料将在能源结构调整中发挥重要作用。而为了充分实现“以气代煤”低碳效益的最大化，我们需要将生产和消费链上甲烷排放量控制在最低限度。

碳捕集利用与封存(CCUS)是另一个重要领域。一大批项目已在世界各地开始实施，但我们需要找出阻碍该技术大规模应用的障碍。

4 10亿美元的投资够用吗？

戴德立：仅靠这10亿是不够的，但我相信它必将产生一定的影响，况且，这只是市场上相关投资的一部分而已。除此之外，油气行业气候倡议组织(OGCI)的各成员也在做出自己的努力。我们预计，通过这种合作伙伴关系，所有的独立投资和集体投资都将收获更大的成果。我们也期望能有更多的新兴技术被应用在整个行业，从而产生更大的影响。

5 那么油气行业气候倡议组织(OGCI)接下来将会怎样做？这项投资计划将会如何推进？

戴德立：相关工作推进得相当迅速，这是非常积极的进展。两年前，我们几个CEO聚在一起共同成立了油气行业气候倡议组织(OGCI)。一年前，我们迎来了在巴黎举行的联合国气候变化大会的累累硕果。现在《巴黎协定》已正式生效，它为每个人，包括BP公司以及油气行业气候倡议组织(OGCI)，指出了明确的行动方向。

这更加坚定了我们对承诺的信心，通过共同行动和共同投资、联手提供解决方案，我们将会有效促成一系列实际行动，并对减少温室气体排放产生巨大影响。

关于 OGCI

OGCI全称为油气行业气候倡议组织 (Oil and Gas Climate Initiative) ，旨在成为卓越的减缓气候变化可行性解决方案的提供者。它的前身是2014年1月达沃斯世界经济论坛年会上数个首席执行官之间的对话机制。2014年9月在联合国气候峰会上宣布成立OGCI时共有7个成员企业，在其成立后的第一年扩大至10个成员企业，这十大巨头的油气产量占全球石油和天然气产量的近20%，供应全球近10%的能源。

北海油商：产量逆袭还将持续多久？

近日，沸沸扬扬的OPEC会议终于在11月末落下帷幕，而油价也在近期涨跌不一，与OPEC产油国相持的北海产油区，因其特有的商业背景和地理优势，产油量一直居高不下，事实真的如此吗？

作者 | Rakteem Katakey
编译 | 杜超

过去两年间，OPEC发起的市场份额争夺战导致国际油价始终在低位徘徊。而北海地区的原油开采成本高、设备老化十分严重，本应是低油价首当其冲的受害者。但事实证明，北海地区对低油价抵抗能力之强，出乎所有人的意料。

变幻莫测的市场环境

据能源咨询公司Wood Mackenzie预测，由于油价下跌前批准的项目现已逐步启动，北海地区的原油和凝析油产量将会持续增长至2018年，之后产量便开始回落。即使如此，北海地区2020年的产量仍然与2015年基本持平。

自2014年以来，OPEC为维护其成员国的市场份额，将高成本的竞争对手挤出市场，大幅增加了原油产量，导致国际油价跌至12年来的新低。然而，这场市场份额争夺战远未结束，OPEC的目标是让非OPEC国家的产量在今年减少84万桶/天。但是在北海地区，其运营商表现出了超强的抵抗力，而且非常善于通过生产原油来维持现金流。这将导致全球原油市场供应过剩更加严重，油价低迷的时间更长。

Wood Mackenzie能源咨询公司表示，“北海地区的产量依然坚挺，高油价时期北海地区的投资水平达到了历史新高，而这些投资仍在产出新的石油”。

不仅如此，OPEC和IEA此前也曾表示，某些产油国的产量预计将会继续上升，这将导致全球原油市场供需状况重回平衡所需的时间更长。近日，OPEC在其报告中指出，到2017年，非OPEC产油国的产量将会增加20万桶/天，而非此前预计的下降15万桶/天。

而IEA则表示，非OPEC国家的产量将会出现反弹，其原油供应量预计将增加38万桶/天。考虑到原油需求放缓、产量增加等因素，原油市场要到2017年下半年才会恢复平衡。

Wood Mackenzie能源咨询公司的数据显示，今年北海地区的原油和凝析油产量将会达到100万桶/天，较去年产量大约增长了8%。据估算，北海地区产量将在2017年达107万桶/天，2018年达110万桶/天，2020年回落至95.6万桶/天。

英脱欧对北海油气的持续影响

英国公投脱欧加剧了油气投资环境的复杂性和不确定性，在此背景下，北海油田项目关停数不断增加。

英国油气产业协会预计，到2024年，英国油气项目关停的相关成本预计高达169亿英镑，这比2014年的预估值高出16%，其主要原因是关停项目数量增多。英国北海地区是全球石油开采成本最高的地区之一。伍德麦肯兹咨询公司认为，国际油价跌至50美元/桶以下，导致北海地区约30%的油田项目运营亏损。即便在英国脱欧公投结果出台前，已经有许多石油企业加速关停海上钻井项目。伍德麦肯兹分析师认为，近期项目关停数量将增加，进而导致项目停工也提升了成本。

英国目前仍在工作的平台中，约1/3已有超过30年历史，这已超出了原有设计寿命。此前有估算认为，只有国际油价保持在每桶100美元，这些老旧平台进行技术改造升级持续运营在经济上才是可行的。但现在情况又有了新变化，根据BP数据显示，北海油田产量在不断下降。1999年北海油田产量达到峰值，为290万桶/日，而2015年则为96.5万桶/日。

伍德麦肯兹预计项目停工开支，包括海上平台钢结构拆卸从目前到2025年的10年将达230亿英镑。今年的相关开支为8.89亿英镑，但到2018年将达28亿英镑，是现在的3倍。这一数字大大高于英国油气产业协会的估算，不过目前项目停工并不多，相关成本数据还不甚明朗。

另外，北海油田最大生产商之一Shell也正在关停布伦特油田。布伦特油田的停产工作已持续10年，今后可能还要再持续10年；Fairfield Energy公司表示，考虑到项目生命周期、油价低迷和北海作业条件恶劣，去年该公司已开始关停Dunlin油田项目；马士基石油工商表示，该公司于11个月前已向英国油气产业主管部门申请关停Janice项目。

近年来，北海油气生产很大程度上受政府税收优惠支撑。今年北海油气生产商的开支将比去年下降40%，然而受脱欧影响，分析人士认为，不确定性会影响投资，投资减少会加速推动油气项目的关停。

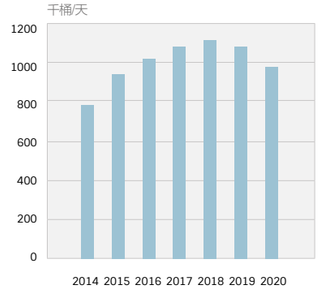
俄罗斯：后苏联时代原油产量创新高

国际油价从2014年年中开始下行趋势之后，一些国家发现，与其将油田关停，油价回升之后再重启，还不如维持油田继续运行，因为这种做法难度更小，成本更低。俄罗斯能源部数据表明，该国的原油产量达到了后苏联时代的历史新高。卢布的大幅贬值降低了俄罗斯的原油开采成本，一定程度上抵消了油价下跌带来的负面影响。

挪威的许多石油公司在降本增效方面成果显著。挪威石油管理局的数据显示，作为西欧最大的产油国，挪威今年上半年的原油产量超过了去年同期水平。效率的大幅提升以及新油田的投产，使得挪威的原油产量大幅超过了政府预期。

根据EIA的预测，美国在墨西哥湾地区的原油产量将在2017年达历史新高。然而，由于利润空间大不如前，许多运营商不得不缩减勘探预算，并减少钻机的数量。

尽管油价下跌，北海产油量依然持续增长



油价持续低迷 北海地区后劲不足

油价低迷已经进入第三个年头，石油公司和产油国的财政状况越来越糟糕。钻井作业的不断削减投资，导致新增原油储量跌至近七年来的最低水平，这将严重影响未来原油供应甚至是油价。

Birol表示，“如果油价持续低迷，那么产油成本高的地区迟早会失去动力，原油产量难以维持。”

如今，北海地区的运营商们正寻求所有可以进一步削减成本和加强合作的可能。今年早些时候，包括Shell在内的一些石油公司开始分摊零部件和作业工具的费用，并加强作业流程交流，提高钻井速度，降低钻井成本。

彭博社高级分析师Philipp Chladek认为，北海地区石油公司在降本增效方面的成效相当明显。但是，如果无法增加勘探开发投入的话，降本增效带来的效果也仅能持续3~5年。

大风大浪60余年，“中国石油”的世界姿态

作为发展中的超级大国，中国的全球影响力也渗透到了油气行业。虽然目前国际油价处于低位，但随着中国国内油气行业反腐成效的逐步显现，以及三大国有石油公司“走出去”战略的成功实施，中国的石油企业在全球石油业的地位和影响力必将越来越大。

来自 | lo
编译 | 白小明

中国在石油行业中扮演何种角色

中国作为全球第二大石油进口国，近10年逐步成为全球石油的主力买家。经济的大力发展必然加大了对能源的需求，中国对油气的消耗量支撑着全球石油总需求量。虽然经济增速有所放缓，中国的能源需求增速仍然高于全球平均水平，预计2016年油气需求量的增长率为3.1%。

中国不仅是能源消耗大国，而且也是全球第4大石油生产国，2015年产量为470万桶/天，2015年年底的商业石油储备量为3.15亿桶。

中国的石油工业发展如何

中国的石油工业起步于20世纪50年代，之后成为了以毛泽东为中央的“计划经济”的支柱工业，很快便在党内、政府和企业家之间形成了错综复杂的关系网络。值得注意的是，能源独立的政治诉求使中国的原油进口量大幅减少，伴随着石油工业的发展，一个具有影响力的“石油派系”逐渐发展壮大。

20世纪70年代和80年代的改革开放期间，能源行业也进行了改革，形成了复杂多元化的石油工业，同时也诞生了中国第一家国有石油公司。这一时期，中国对境外投资的监管有所放松，允许国际公司与当地公司合作；20世纪90年代和21世纪头10年，持续的经济发展对能源需求进一步增加，中国需要大量进口石油来满足能源需求。

然而，中国的石油工业与政治之间长期存在瓜葛，持续受到腐败的毒害以及外部干涉。习近平主席于2012年执政后，开始进行长期大范围的石油行业反腐，许多关键人物落网。调查的附带结果影响深远，近几年海外并购和收购几乎暂停，而且由于领导更替，石油公司的发展也停滞不前。

当下，全球油价下跌，行业利润大幅减少，倒逼企业进行改革，其中包括油气进口权的开放，独立非国有炼厂也可以申请原油进口配额。

中国在北海的业务进展如何

中国目前是北海地区最大的石油生产商，控制着一些大型油田。这得益于中海油在北海地区拥有的市场份额，中海油拥有该地区最大油田之一Buzzard油田43.2%的权益、Golden Eagle油田36.5%的权益。同时，中海油的子公司尼克森，是英国北海最大的原油生产商之一，2015年产量为32万桶/天油当量，满足了10%的英国能源需求。

由于前财政大臣George Osborne的削减开支政策，中海油每年可获得3.61亿英镑的税收抵免，其2014年的纳税额为25亿英镑。

专家称，中国正开始利用“软实力”控制英国的石油产量，尽管油价下跌，中国还是在不断扩大全球影响力。

还有一个事实是，中国的进口原油中，每天有200万桶的石油都按布伦特油价结算，如果布伦特油价每桶涨1美元，中国每年进口原油就要多花7.2亿美元。因此，有足够的利益促使中国提高该地区的原油产量，因为北海原油是影响布伦特油价的关键因素，中国在该地区产量越大，进口原油的花费就越少。

中国石油业的未来如何

低油价导致中国国有石油公司目前面临着巨大压力，企业利润下滑，不得不放眼于国际市场。

一般而言，油气公司面对低油价，会通过缩减产量来解决。但为了保证持续的能源安全，以及考虑到能源自给自足的重要性，中国的油气公司一直不愿意减产。然而有报道称，中石油和中石化前半年都在减产；中海油也表示今年可能减产5%、资本支出减少10%。虽然有快速增长的经济作支撑，但各家石油公司都易受经济下行的影响，需实施必要措施以保证项目的经济性。因此，作为北海地区的新进参与者，中海油有机会与供应商合作，以提高效率及加快商业进程。

石油行业产量供应过剩，理论上给中国国有石油公司带来了机遇，他们可以关闭国内的成熟油田、裁减冗余的人力资源，以便更具国际竞争力。然而，这些举措受政治因素影响可能很难落实，因为裁员将给东北省份带来大量的失业人口，这些地方本来就深受失业的影响，而且存在一些社会不稳定因素。对中国来说，未来10年最大的挑战，是如何在需求改革与发展社会主义市场经济的政策之间找到平衡点。

基于20世纪50年代在中国东北地区发现的大庆油田和华中地区发现的其他常规油田，中国在90年代之前一直处于能源自给自足状态。如今，中国的石油消费已经超过国内产量的两倍还多，而这也使得我国不断加大在国内外寻求石油的力度。1993年，中国成为石油净进口国，而到2013年时，它贡献了全球三分之一的石油增长率。据美国能源信息署预测，到2040年，中国的石油产出将会达到560万桶/天。

在这种新背景下，中国在石油问题上的一举一动都将对全球油气行业才生不可忽视的影响。面对机遇，我们要及时抓住，不断提高自身的国际影响力和国际竞争力；但是面对不可回避的环境和腐败问题，中国还应采取其他措施，比如加大反腐力度，提升能源效率、推动车辆电气化，加快城市化进程，以及扩大可再生能源的使用等。

德勤报告：2017年石油业情况有变

作为全球四大会计事务所之一，德勤近期对全球油气公司高管们进行了采访，并对即将到来的2017年油气业发展形势作出预测，情况究竟如何呢？让我们跟着德勤的最新报告来了解一下。

来自 | WorldOil
编译 | 白小明

根据德勤最近发布的一份年度调查报告，石油业持续两年的低迷期可能即将结束，约59%的油气专业人士认为，行业复苏已经开始或将于2017年开始。虽然当前各大油气公司仍以控制成本为第一要务，但高管们仍对行业复苏充满信心。受访者们预计，油价回升、投资和雇员增加可能在不久的将来成为现实。

行业复苏在即

德勤副总裁兼美国及美洲油气领导人John England称，本轮复苏与美国经济大萧条后的复苏在很多方面非常相似。如果2016年是油企业艰难抉择的一年，那2017年将是缓慢走向复苏的一年。油气公司普遍看好明年油价将持续上涨至合理的水平；然而，他们也清楚地意识到，即使油价有所回升，行业完全复苏还要等到2018年或更晚。

德勤调查显示，大多数油气上中下游受访者预计明年投资将会增加。事实上，受低迷油价影响最大的上游产业对复苏最为乐观，其次是中游。此项研究还报道了一些油气行业领导者对行业发展的独到见解。

油气价格上涨

大多数高管认为，60美元/桶的油价是美国油气勘探和生产活动复苏的重要界限。71%的专业人士认为，2016年油价平均维持在40-60美元/桶，或者到年底将上涨更高 (61%) 。几乎一半的受访者认为油价将继续上涨，到2017年 (44%) 或到2020年 (46%) 将达60-80美元/桶。接近三分之一的受访者 (28%) 预测WTI和布伦特油价将在2020年回到80-100美元/桶。

同时，大众对2017-2020年天然气价格非常乐观。70%的受访者预计在此期间天然气价格会保持在2.50-3.50美元/百万英热，有1/3预计2017年价格将保持在此区间。受访者预计，到2016–2020年末，亚洲天然气价格将远远高于Henry Hub天然气价格，这将为美国LNG出口创造更多商机。在行业专业人士调查来看，81%认为国际天然气价格将趋于5-10美元/百万英热。然而，也有29%持相对乐观看法的人认为，2017-2020年的天然气价格将在10-15美元/百万英热。

复苏隐忧尚存

当然，还有很多未知因素也可能影响整个行业的复苏。当被问及哪些政策或地缘政治问题将对油企影响最大时，45%的受访者称OPEC产量计划对油气行业上游影响最大，排在第二的是美国税收和能源政策，后者对油企的影响超过了其他一些突出的国际问题。可见，专业人士仍然最关心OPEC对油价的持续影响。其次，最令人关注的是美国的税收政策和法律法规 (38%) 以及环境和地方利益相关者问题 (34%) 等方面的变化情况。但具体哪方面的法规及影响如何，还要看特朗普的具体政策。

上游

油气上游正以乐观的心态积极应对挑战。研究结果表明，关于2016-2017年短期和长期成本控制措施的影响预期已有所转变。有50%的受访者认为，作为油气行业从扩张期转向低迷期的重要标志，长期控制成本的举措在2017年给行业带来的影响最大。2017年，短期的成本控制对行业影响较小，这是预示行业复苏的主要标志。

此外，高管们预计2017年勘探活动的投资将增加 (42%) ，这进一步证实了他们对行业长期复苏的信心。50%的受访者认为提高运营效率和油气井生产率是2017年降本的最佳措施，各公司正从裁员、改变投资组合和减少作业活动等举措中寻求转变。虽然有一半以上的受访者认为，40%或更高比例的降本只是短期行为，但64%的人仍认为提高运营效率才是实现可持续降本的最佳途径，其次是能否重新雇用被解雇员工。虽然43%的受访者预计2016年末裁员将继续；然而，只有31%的受访者认为2017年裁员将会持续。

事实上，36%的受访者预计2017年招聘活动将会重启。在2016年，42%的受访者预计投资将继续下降；但43%的受访者预计2017年情况会有所改变，投资将增加，行业复苏指日可待。

中游

再来看看中游产业的情况。德勤能源解决方案中心董事总经理Andrew Slaughter称，之前曾一度认为油价波动不会影响中游产业，但很明显上游收支紧缩的影响已开始向中游蔓延。然而，中游的商务合同正面临着重新谈判或诉诸破产法庭的风险，这将给上游生产商造成巨大的财政压力。我们已看到，越来越多的企业正在考虑业务的整合。专家还称，美国和墨西哥的基础设施建设将是中游企业机会最多的领域。

当然，中游也有自己的挑战和机遇。63%的受访者认为，中游可以从发展迅速的美国LNG出口业务中获得盈利增长的机会，美国墨西哥湾沿岸地区被认为是存在巨大机遇的地区。62%预计2016年企业将进行中度整合，59%认为整合会在2017年进行。中游所面临的最大挑战是降本 (52%) 和监管 (41%) 。投资在不断增加，大家对未来充满乐观。只有26%的受访者认为2016年投资在净增长，而41%的人认为2017年投资会增加，其中28%的人认为投资将略微增长10%。

下游

出口机会的增加抵消了下游炼化和销售市场面临的监管顾虑。监管 (39%) 和成本 (35%) 问题是油气行业下游面临的最大挑战。尽管挑战重重，但随着美国原油出口带来了新的竞争力，明年成品出口前景仍被看好。33%的受访者指出，2016-2017年投资很可能增加，但年增长率不会超过10%，约有30%的人预期明年净投资将减少。

乐观情绪的回归，在一定程度上反映出油气行业的萧条即将结束，也预示着明年行业将以较低或较平稳的速度增长，而到2020年末才能完全恢复。Slaughter总结称，中游正在寻求扩大原油运输能力并重建基础设施，下游行业正在寻求更多的需求增长。随着乐观情绪的恢复，行业内一些机会的出现指明了未来几年可能的发展方向，而这些机会可能使整个行业重燃生机。

供应过剩加剧 原油市场重走“回头路”？

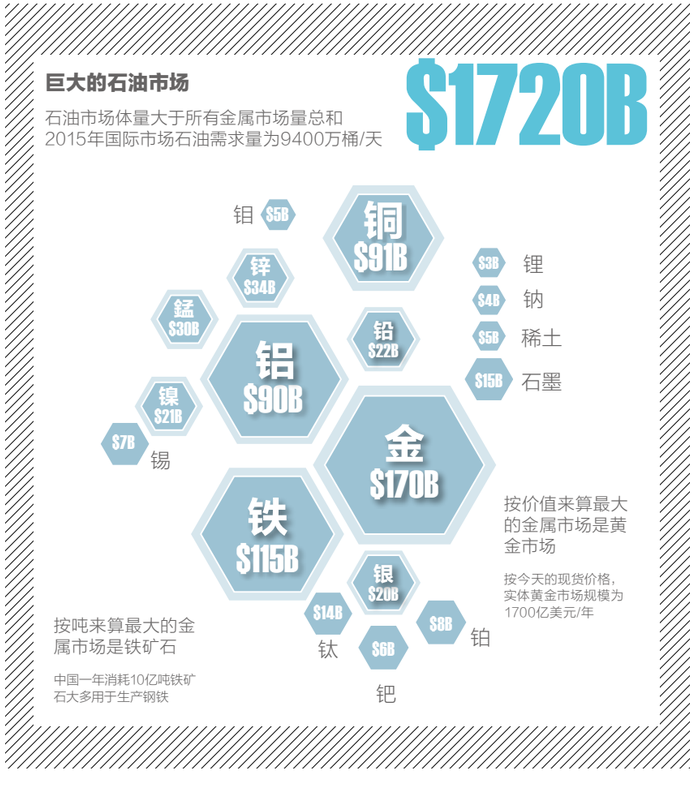
11月，受OPEC落实限产计划的不确定性加大和美元升值影响，国际市场原油价格震荡下降。当下原油市场供应状况如何？未来油价能否反弹？当下是否为原油投资的最佳时机？

作者 | Jeff Desardins等
编译 | 白小明

9月末，OPEC达成限产共识。10月24日，OPEC第二大产油国伊拉克称不愿加入限产计划，随后多个成员国陆续表示希望获得限产协议的豁免。同时，成员国内部对各国份额分配等问题也出现分歧，市场也因对11月末限产计划落实情况的担忧致使价格下降。11月1日，布伦特、WTI原油期货价格分别为每桶48.14美元、46.67美元，比10月19日分别下降8.6%、9.6%。此外，受美国加息预期影响，美元指数升至十个月以来的高位，也对油价构成压力。

从原油生产情况来看，产量增加使得供应过剩情况加剧。一方面是美国原油产量持续上涨，10月26日，美国石油协会（API）公布，美国原油周库存数据增加480万桶，远高于市场预期；10月31日，美国能源信息署（EIA）发布数据显示8月原油产量达874.4万桶/日，较7月日产量增长5.1万桶。另一方面，OPEC成员国和俄罗斯产量屡屡攀升，9月，OPEC、俄罗斯原油产量分别达3364万桶/日、1110万桶/日，均创历史新高。

可以说，原油市场仍维持供应过剩状态。我们不禁想问，全球原油市场规模到底有多大？



巨大的原油市场

自从内燃机发明以来，石油便成为地球上最重要的商品之一。没有石油，现代交通无从谈起，航空、航天、汽车、航运和军事等行业可能与当前完全不同。当然，众所周知，石油行业的发展也对环境造成了一定的伤害。虽然新的环保技术和锂电池技术革命将有助于减少石油在运输业的使用量，但实际上，目前全世界每天仍然使用9400万桶石油。

虽然使用一桶石油可以做很多事情，但我们每年仍然需要相当数量的石油来维持消费。

根据EIA的数据，全球范围内，石油的年产量是340亿桶，这其中包括其他液体燃料。按照当前的油价计算，全球石油市场的规模为：1.7万亿美元/年。

为了对这一数字有直观感受，我们来比较世界各地开采的所有主要金属和矿物的市场规模：

从图中可以看出，金属市场的总量达到6,600亿美元，但这仅仅等同于石油市场规模的一小部分。石油市场体量远大于所有金属市场量总和。

BHP：加大对原油的投资力度

这厢原油市场仍供应过剩，那厢却有公司加大了对石油的投资力度，必和必拓就是其一。

必和必拓公司（BHP Billiton Ltd.）是一家以经营石油和矿产为主的著名跨国公司，是全球第一大矿业集团公司，在全球20多个国家开展业务。该公司近日表示，考虑到潜在的收购以及高达50亿美元的项目投资，石油将领先于其他大宗商品，如金属和煤炭等，更快开始反弹。

必和必拓董事会决定于未来半年内完成对Mad Dog 2油气项目的投资，该项目位于墨西哥湾，由BP经营。早前该公司曾预计项目投资规模约25亿美元，石油运营总裁Steve　Pastor近日表示，虽然目前原油供应充足，但从基本面可以看出，公司油气业务将比矿产业务更快复苏，石油仍为公司毛利率最高的业务部门，并持续为公司带来现金流。因此公司正考虑在现有规模的基础上将最高追加25亿美元。

必和必拓预计，油价将持续反弹。Pastor称，油价在今年1月跌至13年以来的最低位27美元/桶，但对行业来说这并不是长久状态。在一次电话采访中，他表示低油价对公司的影响有限，而且产能出现问题时也没必要着急，即使油价跌破50美元/桶，Mad Dog 2项目仍具有经济可行性，预计该项目预计于2022年投产。

作为美国页岩气资源最大的海外投资者，Permian盆地的页岩资产可能成为必和必拓石油部门产量和自由现金流最大的来源，而且如果油气价格按预期增长，公司业务将得到明显提升。前段时间，必和必拓在其墨西哥湾的Caicos深水勘探井发现了石油，并计划在其附近钻探Wilding井。

Pastor称：预计到2025年，人口增长和收入增加将带来超过1亿桶/天的液体石油需求量，其中1/3将来自新开发项目。不断增长的需求、现有油田产量的下降和项目投资的延期，意味着当前存在大量提高投资回报率的机遇。总之，公司从传统深水油气资产的兼并和收购中看到了巨大的价值。

新官上任，特朗普能否点燃能源这把火?

美国大选已告一段落，唐纳德·特朗普成为了美国第45任总统。特朗普的上台，除了对美联储加息、英镑反弹等全球经济形势有所影响外，这一备受全球瞩目的政治事件，对油气行业有什么巨大影响呢?

作者 | Don Minter
编译 | 白小明

刚刚赢得大选的美国共和党总统竞选人特朗普一向以大嘴敢言著称，其在能源领域的政策主张同样大胆直接。他极力支持页岩气革命的关键技术水力压裂法用于能源勘探，并且要求取消所有限制美国能源出口的规定……可以说，此次大选将会对未来美国的石油行业产生重要影响。新官上任，特朗普将对油气行业产生哪些影响?

美联储将加息

美联储主席珍妮特•耶伦是一个全球主义者，而特朗普反对全球化。未来，耶伦将尽力行使自己在美联储的职权来掌控美国经济，这可能会对特朗普的执政造成一定影响。

特朗普当选总统之后，投资者最关心的就是美联储是否会进一步加息以及耶伦能否会被替换的问题。特朗普在竞选过程中就一直对耶伦有所诟病，他质疑美联储货币政策的独立性，同时直言耶伦为了希拉里能够顺利当选而一直维持低利率政策。获胜之后，特朗普表示耶伦可以任职到任期结束，但是不会给耶伦连任的机会。所以，特朗普在大选中获胜并不会推迟美联储加息的预期。

作为共和党人，特朗普在大选过程中就一直强调大幅减税的同时不会对经济进行更多的干预，所以美联储未来的货币政策独立性不会受到动摇。同时，特朗普在大选过程中所承诺的增加财政支出、减税等各项宽松财政政策的推行很可能会进一步推高未来的通胀，这也使美联储进一步加息的预期升温。

此外，如果美联储加息力度大，页岩气和LTO便将遭受打击，因为两者都由美联储提供了大部分自由资金。如果没有持续的资金注入，对冲基金和风险投资家将不会有太大的兴趣投资债台高筑的页岩气企业。页岩气将成为油气行业中的下一个“深水区”。经历了过去两年的破产后，紧接着将是至少一年的清算，因为“债权转股权”的形式看起来并不好，几乎没有可用资金。

OPEC将同意冻产

11月30日，欧佩克成员国将会晤商讨冻产计划。特朗普的当选，让OPEC在白宫多了个敌人，而非朋友。希拉里从成员国那里拉拢了不少资金，没有数十亿，至少也有数千万，这些成员国清楚地知道：一旦希拉里上台，他们可以获得巨额回报。而当前，他们的愿望落空了，OPEC成员将要面对唐纳德•特朗普，而后者更擅长商业化交易。

因此，欧佩克想要充实他们的钱袋子，只有宣布达成冻结协议才行。我不确定他们是否真的会限制或减少出口，但协议确实即将达成。

但是另一方面，特朗普的上台也使得冻产之路异常难行。IEA最新公布的月报显示OPEC原油产量再创新高，令市场对OPEC真正落实冻产计划的信心受挫。并且，市场分析人士认为，特朗普能源新政或令OPEC减产计划面临挑战，从而打压油价，此外，美联储加息预期升温推升美元走强，也令油价承压。虽然说IEA月报和OPEC月报经常唱反调，但是两者都不能忽视的是这些国家的增产数量，从这个角度来看，OPEC月报当中欧佩克原油产量很有可能创新高，也就预示着冻产之路更加难行。

英镑将反弹

自从特朗普意外赢得美国大选之后，英镑在所有主要货币中表现最好，甚至跑赢美元..... 法国兴业银行策略师Alvin Tan这样描述：“英镑是特朗普胜选以来表现最好的货币，不知道的还以为特朗普赢了英国大选呢。”

奥巴马是全球主义者，他反对英国脱欧，称英国的贸易将因为脱欧公投而“走向尽头”，而特朗普是一个亲英派，在某些方面，特朗普获胜一直被视为利好英国和英镑，据外媒称，特朗普已经告诉英国首相特雷莎梅，他希望重新建立玛格丽特•撒切尔和罗纳德•里根在1980年代的亲密战略关系。

高级分析师Milhoj表示，“虽然现在断言特朗普获胜将改变英镑游戏规则还为时过早，但我们认为英镑上升势头可能会在短期内进一步延续。”但是，虽然特朗普对英国抱有好感，且支持英国脱欧，但真正上台后能否切实推行有利于英国的政策仍是未知的。

美国钻井数量不会大幅增加

虽然特朗普曾说过，“继续钻井，大量钻井”，但耶伦和其他全球主义支持者却在想方设法阻止这一计划，导致没有资金投入钻井行业。假如进行大量钻井，势必需要更多贷款，而在这点上，银行与特朗普的想法背道而驰。可以肯定的是，未来，美国银行、富国银行、摩根大通以及美国本土的其他银行，都将减少支出和贷款。因此，美国的钻井数量估计不会大幅增加。当然，他们会为这么做找出各种借口，但绝不会是真正原因。

油价将上涨

油价虽然不会立即上涨，但在接下来的6个月里，油价必将反弹至50美元/桶以上或更高，至少高于50美元/桶是有保障的。这与美国总统大选无关，而与OPEC冻产协议、俄罗斯扩张进程、页岩气公司的资金投入等有关。

一直依赖于政府补贴的绿色能源，预计将不会吸引太多的外界投资。新能源成本至少比石油高出30%，且不具太大的投资价值，这意味着由政府资助的项目将慢慢消失。

特朗普称他会降低个税和营业税，从而削减政府开支。这次恐怕不会像以前那样，只是嘴上说说“我们的花费少于计划”，而是要动真格削减开支了。未来四年，政府支出减少，将不会令人感到惊奇。官僚机构减少，而工厂数量增加对为民众带来更多的就业机会。

政府的福利减少了，大家将不得不更努力为自己工作。这意味着总体生产率将提高，而生产率提高需要更多的能源，多的能源意味着更多的燃料，即对石油的需求将更大。虽然目前看来受大选影响，油价下跌，但是从长远来看，油价将会上涨。

简言之，特朗普的能源政策更加强调美国利益至上的原则，具体的措施也更为激进。他的政策主张对能源行业来说颇具吸引力，尤其会让油气行业的从业人员欢欣鼓舞。然而，与其说是特朗普的能源政策靠谱，还不如说是自由的市场机制更靠谱。归根到底，特朗普的核心理念是：政府的归政府，市场的归市场。

过去石油巨头有多任性？看看 CEO 年薪排行榜

一直以来，石油行业是被公认的高利润行业，即便过去两年油价低迷，但油企老总们物质生活过得并不差，这是为什么呢？过去赚的太多啦，让我们了解下他们过去的薪资吧！

来自 | Chron
编辑 | 王月

《石油圈》从全球排名靠前的石油公司中，选出那些年薪（包括基本工资、奖金、股票奖励、股票期权等）相对较高的CEO，是否综合排名越靠前（营收最高、资产最好、利润最高、市值最高）的公司，其CEO及高管年薪就会更高呢？事实可并非如此！

NO.1 Exxon Mobil

埃克森美孚（Exxon Mobil）

2014年，美国最大石油公司埃克森美孚前CEO Rex Tillerson的收入高达3300万美元，同2013年相比大涨18%。但在2012至2013年，Rex Tillerson的收入从4000万美元降至2800万美元，降幅高达30%。

Rex Tillerson过去几年最大的举动之一是以300亿美元收购了克洛斯提柏能源公司(XTO Energy)，主要推动因素是：美孚预期，到2025年天然气将取代煤炭，成为仅次于石油的全球最受欢迎能源。通过这起交易，美孚成为去年美国最大的天然气生产商。美国天然气价格下跌冲击了美孚等主要生产商的营收，美孚的这项投资成本至今尚未收回。不过受益于世界油价2010年至2013年的上涨，美孚2014年仍实现了巨额盈利，净利润同比增长34.8%至411亿美元，创下2008年以来最高水平。埃克森美孚作为现代石油工业的一代象征，其CEO有如此高的收入一点也不奇怪。

NO.2 ConocoPhillip

康菲（ConocoPhillip）

2014年，康菲CEO Ryan Lance的收入为2760万美元，同2013年相比上涨17.5%，而2013年较2012年，也上涨了21%，成功实现薪资的连续增长。对比发现，只有康菲这一家企业的CEO薪酬低于前一年，其CEO Ryan Lance去年的薪酬为1690万美元，较2014年减少4%。Equilar称，去年康菲石油营收下降44%，股东总回报率为-28%。

NO.3 Shell

壳牌（Shell）

2014年，壳牌CEO Ben Van Beurden的收入为2600万美元，壳牌支付给Ben Van Beurden这笔报酬的构成主要包括薪水、奖金、股票分红、津贴等。Ben Van Beurden于2014年1月起开始担任壳牌的CEO。而壳牌的前任CEO Peter Voser在2013年的年收入仅为1124万美元，同2012年的2000万美元相比，下跌近50%，据说是因为业绩不佳导致待遇下降。

NO.4 Chevron

NO.4 雪佛龙（Chevron）

2014年，雪佛龙CEO John S. Watson的收入是2600万美元，同2013年相比上涨8%。不过在2013年，John S. Watson同样遭遇了收入骤降，他在2012年的收入是3220万美元，2013年降至2400万美元，降幅达25%。

NO.5 GAZPROM

俄罗斯天然气工业股份公司（GAZPROM）

俄气CEO Alexei Miller的收入并没有对外公布，不过据福布斯估计，2014年的收入应该在2500万美元左右。

NO.6 Halliburton

哈里伯顿（Halliburton）

2014年，哈里伯顿CEO David J. Lesar的收入是2056万美元，同2013年相比小降1.5%。而2013年相比2012年，David J. Lesar收入增加341万美元，增幅达到19%。

NO.7 Schlumberger

斯伦贝谢（Schlumberger）

2015年斯伦贝谢CEO Paal Kibsgaard获得的报酬总额为1830万美元，与2014年相比，仅有小幅下跌，基本持平，然而他在2014年的收入较2013年就下降了19%但其收入仍不低。2015年，裁员、股价下跌、利润下降，统统在这家石油巨头公司上演，但在董事会看来，造成这一糟糕成绩的直接原因是油价暴跌。

因此对CEO的收入下降他们表示理解，Paal Kibsgaard的薪酬小幅下跌也是考虑了其退休金计划的相关事宜，不过他的基本工资和股份所得较2014确实有所上升，他领到的现款更是上涨了12%达到520万美元，同样是业绩下滑，其待遇与壳牌CEO的真真是大不相同啊。

NO.8 Baker Hughes

贝克休斯（Baker Hughes）

2014年，贝克休斯CEO Maritin S. Cralghead的收入是1470万美元，同2013年900万美元相比大涨63%。

NO.9 BP

英国石油公司（BP）

2014年，BP的CEO Bob Dudley在2014年收入是1274万美元，虽然年终奖相比2013年下降126万美元，但股票分红却增加了383万美元，总收入仍然上涨了25%左右。

除了以上国外大公司CEO千万美元级别的年薪外，国内三大石油公司CEO年薪如何？

NO.10 CNPC

中国石油（CNPC）

据中石油2014年财报显示，当年总裁汪东进的年薪是108万元人民币，2013年为106万人民币，小幅上涨1.9%。2013年，中石油高管团队中包括董事长在内的13位高管平均年薪为84万元。

NO.11 Sinopec

中石化（Sinopec）

相比中石油，中石化CEO的薪酬未从上市公司中体现出来，其他高管的平均年薪在七十万左右，如此看来CEO的工资也不会高到哪去。

NO.12 CNOOC

中海油（CNOOC）

与此同时，中海油的高管薪酬则相对平均，2014年时任中海油CEO的王宜林年薪为847万元，其他高管薪酬也在80万出头。

据报道称，中石油中石化高管从2015年起降薪，百万年薪早已成梦中事。与国外石油巨头公司CEO相比，国内油企的年薪差距越来越大，中石油、中石化拥有上百万名员工，中海油拥有超过十万名员工，责任这么大、北京房价又这么高，三桶油老总是不是收入有点低呢？责权又是如何体现呢？三桶油高管是不是该涨工资了。

斯伦贝谢：2030年能源需求将激增40%但是……

继哈里伯顿发布财务报告后，斯伦贝谢也公布了其北美地区的财务新进展。哈里伯顿第三季度扭亏为盈，并且决定未来将放弃争夺市场份额以求盈利。而处于同水平的斯伦贝谢对于未来发展也做出了展望。

作者 | Christopher Helman
编译 | 徐文凤

斯伦贝谢表示，第三季度盈利超过预期，每股盈利25美分，高于彭博社39位分析师预计的22美分。该公司近期表示，除却新收购的Cameron机械制造公司，北美陆上的销售业绩攀升了14%。

最糟糕危机已除

斯伦贝谢称，销售额比去年同期下降17%至70.2亿美元，净收入由一年前的9.89亿美元（每股78美分）下降至1.76亿美元（每股13美分），但与2016年第二季度21.6亿美元的净亏损相比，第三季度的收益情况有了很大改善。股票上涨0.8%至83.66美元/股，与今年最低点相比，上涨了19%。

过去两年，油服公司业绩大幅下滑，斯伦贝谢也因此削减了60亿美元开销，包括在行业下行期间裁员5万人。CEO Paal Kibsgaard表示，这是油气行业经历过的最糟糕经济危机。

Kibsgaard在收益报告中表示，“我们认为，即使2017年北美、中东和俄罗斯的陆上项目激增，油气业的经济状况也不太可能出现V型复苏。因此，我们要精确定位，在行业缓慢的复苏趋势中抢占市场份额，并将其转化为可观利润”。

服务价格能否尽快提升？

斯伦贝谢大部分业务都在美国和加拿大以外，两个月前，其西非、巴西及亚洲的勘探公司均预测，深水勘探活动将进一步减少。因此，该公司向投资者们表示，第三季度的收入将会略微下降。

由于行业下行，客户支付延迟现象十分广泛，严重影响该公司的运营资本，而这也是整个行业经济下行的迹象。

近期，彭博社分析师Andrew Cosgrove和William Foiles在报告中表示，九月底，国际钻井数量连续第八个季度下跌，阻碍服务价格提升的因素将会延续至2017年第一季度。

Raymond James的分析师Marshall Adkins向投资者透露，由于国际合同及相应运营商具有一定的长期性，因此提升服务价格还需一段时间。未来两年内，一旦个别地区的勘探开发活动显著增长，油服公司收益将会缓慢提升。

投资幅度至关重要

斯伦贝谢高管Andrew Gould也表示，未来几年若想抓住能源需求增长的机会，油企必须在相关领域内进行大规模投资，开发更加先进的技术。

Gould在纽约巴克莱资本会议上称，自1980年代的油价峰值后，原油供应量一路飙升，充足的原油供应使开发商们有恃无恐，勘探领域的投资大幅下滑。受2003至2008年的勘探开发潮带动，投资疲软状况才得到改善。

Gould警告称，油气业的需求远不止如此。IEA预测，至2030年，全球能源需求将增长40%，而煤炭、石油及天然气仅能供应其80%。

2008年油气业投资额大约为3000亿美元，2009年为2450亿美元。若要在未来20年内寻找、开发新资源以满足需求量增长量，油气业需要将投资额提升至每年3500亿美元。这并非难事，难的是寻找新的油气资源。未来，油气行业将面临远程操作、深水项目、物流及地质环境、温度和压力的挑战，这将为斯伦贝谢带来几十年的好生意，但开发边际油田需要高昂成本。

促进投资的关键因素

Gould表示，绝大多数油气资源在油价达到70美元/桶以上时可获得丰厚利润，但页岩油、液化油、超深水项目及北极油田则收益甚微。美国禁令已导致墨西哥湾深水项目及收入大幅下滑，且在深水墨西哥事件后，对深水项目额外的监管也必然会增加其运营成本。

更复杂的问题是，近期美国海洋能源管理局（BOEMRE）新公布的条例表明，油企需要尽快对不再产生效益的油井进行封堵和弃井，而小产量油井是否能够获益则要依靠当前油价来判定。分析师称，若油价依然维持在当前水平，立即处理BOEMRE提到的650口油井将损失10亿美元。而墨西哥湾拥有27000口井，其中，超过五年没有产油的油井有3500口，这就意味着其潜在损失将会直线飙升。

一些专家表示，在飓风来临前把旧设施处理好对油企来说才是公平的，因为相关开销将会减少油企未来投资的可用资金。

油价是否能够回升到盈利水平、政府能否开放重要资源并抵制高额税收诱惑，是油企是否愿意筹集资金以满足长期投资需求的关键。而Gould的建议是，美国政府应该取消墨西哥湾钻井禁令。

投资下降63%！BP第三季度财报深度解析

近日，BP公布了2016年第三季度财报，CFO Brian Gilvary表示，国际原油市场和公司财务将在2017年达到平衡。在接受采访时，他谈到了墨西哥湾漏油赔偿、美国陆上天然气业务、投资计划、阿拉斯加LNG项目等话题，《石油圈》带大家看看BP第三季度的财务亮点以及他对这些问题的看法。

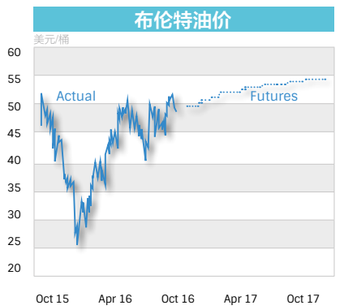
来自 | Oil & Gas 360
编译 | 白小明

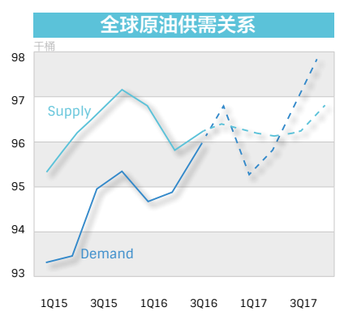
在BP第三季度财报电话会议上，CFO Brian Gilvary表示已经看到市场正重新趋于平衡，在此之前，CEO Bob Dudley在世界能源会议上也曾发表过类似观点。

Gilvary表示，在现货市场，石油日产量与消费量正趋于平衡。虽然原油库存现在处于历史高位，但由于持续增长的需求，以及OPEC国家原油供应的疲软，明年库存将逐渐减少。到2017年，公司的目标是重新建立平衡的财务体系，现金流要能够满足投资以及50-55美元/桶油价下的股息。

除俄罗斯外，公司第三季度其余地区的产量同比下降5.9%，而与Rosneft（俄罗斯石油公司）合作项目第三季的产量预计分成刚超过100万桶/天的油当量，同比增长2.7%。

BP表示，公司2016年投资约为160亿美元，低于早前170-190亿美元的指导线，同时由于提高了资本效率，公司2017年的投资额降至150-170亿美元，与2013年的峰值水平相比减少了30-40%。





尽管降低了投资份额，BP目前仍准备启动今年计划的5个大项目，其中4个已经在运作中；2017年准备启动8个项目。Gilvary称，展望2020年，在公司80万桶/天油当量的新增产量中，90%的项目已经完成最后的投资决策，这些项目一些已经完工，其余正在建设中。

资产处置偿还赔款

公司第3季度的业绩，继续受到深水地平线事故和原油泄漏相关费用的影响。这些费用主要用于解决2015年联邦、州和地方政府的索赔，以及今年的附加赔款。

关于资产处置，BP表示：“今年设定的目标是30-50亿美元。我们有许多项目已经准备就绪，能够很轻松地在未来18个月里获得50亿美元资金，其中明年第一季度将获得部分资金，明年总共将获得20-30亿美元的资金支持。我们主要着眼于全球的中游资产，最近已宣布出售位于Sunbury的房产，并获得了巨额的收益。

关于Macondo油井的债务，今年确实是关键、复杂的一年，一些从去年开始处理的问题到今年才得以彻底解决，同时我们也在努力解决一些民间赔偿问题，以及明年的支付问题。之后，每年支付的费用将稳定在10亿美元。实际上，2018年后，总共只需要大约15亿美元的资产处置收益即可偿付所有赔款，尽管如此，我们会继续处置20-30亿美元的资产。通过分析资产投资组合，公司发现了一些可以放弃的商业项目，以及一些投资回报率较低的项目，这些项目将作为未来被剥离的资产。”

BP第3季度工作亮点

1.特立尼达陆上LNG项目获批，代表着今年第三个最终投资决策的敲定。

2.为Shah Deniz第二阶段项目服务的首个导管架平台按计划将于2018年完成并安装。

3.宣布与中石油就四川盆地页岩气达成第二份产品分成协议。

4.宣布一系列有关埃及项目让步条款的修订，有利于Nooros油田的快速开发。

5.与Det Norske的挪威合资公司于9月组建完成。

6.阿尔及利亚的Amenas液化天然气项目按计划将于第四季度开始运营，该项目将成为今年开工的第5大主要上游项目。

7.10月份宣布，不再继续澳大利亚南海岸大澳大利亚湾的勘探计划。

BP重要业务计划及展望

问：关于美国陆上天然气业务，第三季度天然气价格接近3美元水平。考虑到BP在此有大量天然气业务，您能谈谈此项业务的潜在盈利性吗？

BP：关于Lower 48（Lower 48是指BP在美国本土大陆开展石油天然气业务的48个州，这里谈论的是在各州的天然气业务）的天然气业务，上次我查看报表时，看到有5台钻机在进行天然气作业。

我们正在持续开展天然气业务方面的降本措施，这帮助我们拉低了盈亏平衡价格。但面对大环境，我认为关键点在于技术进步以及业务经营模式。就管理模式而言，我们采取了与集团其他业务不同的财务架构。这种模式如果继续，大家今后将看到我们发布的各季度数据，这就是业务潜在盈利性的表现。当然，如果价格继续上涨的话，必将对本季度的财务数据帮助很大。

另外，在Lower 48，我们进行了创新的油气井设计试验，各州业务现已适应了新的运作模式、降本措施及资金投入量。但目前，仅有5台钻机在运行，我记得去年高峰期时有11、12部钻机在同时运行。

问：我知道公司肯定有投资计划，但如果明年油价维持在55美元/桶以上的水平，您认为有哪些短期资本投资机会？如果机会出现，在55美元/桶以上的油价水平和走高的天然气销售价格大环境下，您愿意投资多少资金？

BP：我们已经对明年的投资做了计划，今年的投资已削减至160亿美元，明年将低于此水平，预计在150-170亿美元之间，如果油价在50-55美元/桶，我们的财务状况将恢复平衡。这意味着，如果机会增多，我们将获得并使用150亿美元的弹性投资，不过这些机会主要来自重启的陆上项目。

关于油价相信大家都见惯了低于48美元/桶的情形，但天然气价格确实有所增长，不过，这些都完全由市场决定。当然，对于我们来说，还有一些值得加大投资的领域，或者进入一些新行业。

问：关于61亿美元的现金成本，您能介绍一下其构成吗？

BP：关于成本问题，上下游基本相同。在61亿美元中，上游占比略高于40%，实际约为45%；下游占40-45%；其余来自公司之外。

第四季度和明年仍然将产生大量的现金成本，实际用于上游业务，不过下游业务同样有进一步的重组计划。所以，从来源方面来说，现金成本来源大致相同。这也反映出了我们如何推动在整个公司内实现提效和重组。所以，上下游现金成本相差无几也就并不奇怪了。不过您说的也对，之前确实主要产生于上游，而非下游，但现在的比例确实是50/50。

问：未来BP将更多地审视积压项目吗？或者基于现金基础，勘探费用将开始接近基于当前实际的作业量水平？

BP：关于勘探，由于在过去几年中，

公司经历了重组，我们有大量勘探方面的无形资产库存，我们正在处理这方面的问题。如您所见，相比我们过去几年的勘探支出费用，当前确实有所减少。

我们将在发布第四季度财报的时候，为您提供更多的信息。当前可以透露的是，我们已经达到了一种稳定状态。这一切都基于公司战略，我们也在不断评估公司的勘探策略。我们减少了勘探井数量，将更多的关注点放在了内部油田的开发上。

项目的确定主要取决于我们对已有项目的筛选方式。当然，就勘探资产减值来说，还是具有潜在的盈利性。但基于现有的无形资产规模，我还无法确定我们处在什么阶段。

问：基于上季度的数据以及合作伙伴的评论，您对阿拉斯加LNG项目的看法有无变化。

BP：我们在那里仍有30 Tcf的天然气已探明资源量。我理解近期一些合作伙伴的评论。我认为天然气将成为阿拉斯加未来发展的一个大好机会，对于那些在该地区生活过、见证项目的人来说，我相信未来将有更多的机会。但就未来方向、资源开采阶段等方面，并不会一成不变。虽然短期经济形式不容乐观，但就长期来看，将该地区所产天然气推向市场绝对是个好机会。

问：关于美国陆地业务，各季度的投资变化幅度很大，本季度相对比较低。您能解释一下为什么会这样吗？在未来一年或两年，每年整个生产方面的资本支出额是多少？

BP：投资同比下降了63%，这主要取决于公司的投资计划。我们进行了大量的特定作业试验，如分支井作业，有利于开采更多的储层。事实上，公司将在第三季度开始改革并重新投资，预计之后的资本支出会加大。陆地油气业务未来的投资额大约在5亿美元或高于5亿美元。

石油人第二春来了？听听他们怎么说

在过去两年的能源会议上，油气业现状一直是热点话题。行业低迷导致的大规模裁员也使得用工问题突显。油企应从哪些方面着手，轻松度过裁员难关？失业人员是否也需转换思路，打开职业生涯的另一扇窗？

作者 | Andreas Exarheas
编译 | 徐文凤

OPEC冻产，油价突破50美元大关，哈里伯顿扭亏为盈，裁员风波日渐停息，油气领域钻井活动、招聘活动也逐渐活跃……我们看到，笼罩着整个油气业的阴霾正逐渐消散，就业形势也逐渐回春。

Jenny Philip：就业预期需调整

在近期的人力资源秋季峰会上，Greater Houston经济研究高级经理Jenny Philip阐述了自己关于休斯顿能源劳动力未来的观点。

Philip称，休斯顿是世界能源之都，“我们喜欢在油价100美元/桶时大肆吹嘘，但我们也要承认油价曾经历过26美元/桶，并且现在维持在52美元/桶”。

目前油价正在接近54美元/桶，Philip表示，许多能源专家认为在这一阶段，油气业招聘和勘探开发活动将更加活跃。

Philip称，OPEC在九月份达成冻产协议，当前市场基本面能促使油价大涨。她表示，若考虑供需关系，油气业不仅要关注产量，也要着眼于贯穿整个低迷期产能过剩的情况，但过剩的产能直到明年都不会明显降低。

这样的市场并不有利于油价大涨，但却可以使油价维持在55-60美元/桶区间。若26美元/桶是这次油气动荡的最低点，那么，钻井活动通常需花费2到3个季度来恢复，目前，钻井活动已经开始恢复。而之后的2到3个季度，油气业将迎来招聘热潮。

Philip表示，与调整油价和钻机数量的预期相似，现在整个行业也需调整“后油气危机”时代的雇佣预期。能源业招聘热潮不会立刻出现，且值得注意的是，在低迷期招聘大量技术人员会打破人力资源平衡，而我们现在的招聘计划有些过于注重技术人员招聘。

Philip表示，2009年的金融危机使油气行业陷入低谷，并且恢复得并不乐观。Houston并不希望未来两年油气业的复苏与2009年相似。但即使目前油价仍然动荡，但休斯顿的招聘情况在持续好转。

Piyush Sheth：远程技术 油气新星

Honeywell技术营销总监Piyush Sheth表示，近年来，工业物联网技术（IIOT）被广泛应用，远程工作技术也渐渐成为油气领域的一颗新星。在油企纷纷裁员的情况下，该技术却为油气业创造了更多工作岗位。

Sheth向Rigzone透露，越来越多的人愿意从事IT领域工作，所以目前很多年轻人也希望能够在油气领域任职。

同时，他补充说，IIOT能使年轻人在应用自身专业技术的同时，拥有良好的工作环境，他们无需去偏远、危险的工作地点。所以，物联网技术能为油气行业创造更多的工作岗位而不是裁员。

Sheth也倡议油企为安全领域作业工人提供远程技术培训，虽然这不是难事，但也许会花费一些时间。提供培训也是油企心态的一种改变，虽然改变心态需要花费时间，但油气行业的接受能力非常快。

Valerie Jone：教师成油气工人第二春

在近期的一次能源大会上，我与Brazosport College人力资源副总裁Marshall Campbell有过简短交流。她表示来此目的并不是为了挖掘客户，而是为了寻找资深石化教授。

Campbell代表Community College Petrochemical Initiative (CCPI)参加会议，CCPI是埃克森美孚出资建立的，由community colleges及Greater Houston和Texas Gulf Coast校区组成。该机构为当地石化企业员工提供技能培训，也在失业的石化工人中寻找能够担任全职或兼职的教授。

Campbell表示，CCPI能帮失业石化工人寻找一份专业领域的聘任教师工作，能为他们的再就业提供一个完美契机。工人们可以在过程技术、安全、制图、电气、焊接、管件、设备、仪表等领域任教。通过教授这些课程，教授们也能帮助整个能源行业渡过人才缺口，从而获得成就感。

行业下行期间，这对失业者来说是一个福音。因为他们在赚取薪水的同时，也能培养下一代石化员工，并为年轻的能源专家作指导。

多数教师岗位需要求职人员具有教师结业文凭和数年工作经验。今年早些时候，苏格兰政府宣布，他们将投资1700万美元为油气工人提供教师培训课程。Campbell表示，他希望此次能源大会上能有人为他介绍愿意从事教师工作的教授。

推动油气业触底反弹的关键几点
ADIPEC 2016

2016年第十九届中东（阿布扎比）国际石油博览会（ADIPEC 2016）已落下帷幕，针对行业现状及市场情况，各国家能源领导人员和国际石油公司CEO们展开了诸多探讨。

来自 | Marasinews
编译 | 白小明

《石油圈》整理了埃克森美孚和阿布扎比国家石油公司CEO以及阿联酋能源部长在此次展会开幕式上的演讲，一起来看一看他们对油气业未来之路的独到见解!

埃克森美孚前CEO: 加强NOC与IOC之间的合作

埃克森美孚公司CEO Rex Tillerson认为，国际石油公司（IOC）和和国有石油公司（NOC）之间的密切合作将是未来各地区油气业重获繁荣的关键。

Tillerson在ADIPEC 2016开幕式上表示，油气公司必须具有足够的灵活性，愿意适应不断变化的行业形势。面对当前市场挑战，想要继续投资新项目，需要整个行业采取严谨的方法，抓住业务重点。

Tillerson称，最成功的公司是那些做好了长期规划和准备的公司。当埃克森美孚在做投资决策时，不会仅仅着眼于当前的市场情形，而要看是否有利于公司的长远利益。公司会预估至少未来30年全球能源形势，考虑涵盖诸多商业领域的业务，以确保公司做出明智的投资决策。

Tillerson强调，全球能源业想要为我们的后代提供可持续的能源，IOC和NOC之间的密切合作绝对是非常重要的。当前的市场环境需要公司之间加强合作，确保企业有动力投资新技术的研发中，从而解决能源需求的挑战。

IEA预计，到2040年，全球能源业需要68万亿美元投资，其中，油气业需要45万亿美元。Tillerson称，与以往不同，如此巨额的投资，需要能源行业和世界各国政府共同合作。各公司需要建立合作伙伴关系，共享技术专家，才能维持周期长达几十年的复杂项目的顺利运作。

油气行业的发展历史已经证明，加强合作有利于提高效率、将资源的价值最大化利用，带来安全可靠的能源。

Tillerson称赞了埃克森美孚与阿联酋国有石油公司（ADNOC）的良好合作关系。两公司在过去几十年间建立了紧密的合作伙伴关系，自1939年首次获得石油开采权以来，埃克森美孚有幸涉足阿联酋石油业，与合资伙伴一起开发极具潜力的Upper Zakum油田。不管是现在还是将来，这样的合作关系将变得愈加重要。

Tillerson还指出，IOC和NOC之间的合作也将有助于各国以更加可持续的方式履行其环保责任。埃克森美孚将继续面对为全球提供更多能源、同时减少碳排放的双重挑战。对许多人来说，这种挑战看起来可能非常艰巨，但寻求切实可行的解决方案才是关键。

UAE能源部长: 能源供应多元化

阿联酋能源部长Suhail Mohammed Faraj Al Mazroui称，能源业应以互补的形式，把油气资源与替代能源结合起来。在阿布扎比ADIPEC 2016开幕式上，他强调了石油业与太阳能和风能开发商携手合作的重要性。机会总是有的，油气业适应性很强，而且每次都能顺利度过低潮期，而且在经历了低油价之后，行业会变得更强大。

他解释道，我们必须考虑到，阿联酋有多元化的能源来源，油气业并不是独立的，各能源业需要协同发展、平衡互补。

Al Mazroui部长称，阿联酋做出了示范，提倡这种合作方式，并希望这种合作方式能够给未来带来更安全的能源形势，这也是阿联酋能源业的长期战略。我们想做出表率，绿色和可再生能源将补充石油和天然气，但短期内不会取代油气，也不存在竞争。

Al Mazroui表示，他已经与参加小组讨论的大多数CEO进行了交谈，并交流了他们对自上一届ADIPEC后一年里市场行情的看法。Al Mazroui称，这次他确实看到了乐观的市场形势。通过与参会的每一位CEO沟通，可以知道，产量过剩的问题几乎已经不存在了，而一年前大家都在谈论产能过剩问题。这对大家来说是一个积极的信号，他认为目前行业正处在谷底，即将反弹。不仅仅是行业需要，阿联酋也有责任继续加大投资，确保三四年后不会出现投资峰值，假如不继续投资油气开发，投资峰值将不可避免。

ADNOC CEO: 推动企业提效增值

阿联酋国务大臣兼阿布扎比国家石油公司（ADNOC）CEO Dr. Sultan Ahmed Al Jaber在此次展会上表示，ADNOC正在推动企业的增值提效，以解决石油过剩问题；只有那些注重提高效率、实现增值和商业回报的天然气公司，才会脱颖而出，成为顶级生产商，才能与低油价抗衡。

Dr. Sultan Ahmed Al Jaber重申了削减成本的压力，虽然大家无法预测未来油价，但每桶油的生产成本都在我们掌控之中。在这样一个新能源时代，我们必须仔细思考如何充分利用已有资源，提高业绩，找到提高竞争力的新方法。

近两年油价的下跌迫使油气勘探公司推迟项目进度，取消了数十亿美元的投资，并裁掉了数千个工作岗位。依照Total CEO Patrick Pouyanné的说法，油气行业的资本支出从2014年的约7000亿美元降至了2016年的4000亿美元。知名咨询公司伍德麦肯锡也预测，截止2017年年底，国际石油公司的投资额将减少至3700亿美元，而在未来五年内，仅在撒哈拉以南非洲地区的投资额就将减少1000亿美元。

Al Jaber强调，通过提高公司运营效率，油气公司能在新能源时代取得成功，但完善的、具有战略意义的、有针对性的投资对于实现可持续增长至关重要。时间将再一次证明，油气业已显示有能力扫清发展中的障碍，形成创造性的解决方案，并推动人类进步。如今的新能源格局呼吁我们要再次打破旧惯例，迎接全新的发展模式，把握新能源时代，公司才能茁壮成长，创造未来。他着重讲述了ADNOC的例子，ADNOC把握了自己的未来，确保企业发展的适应性和企业的长期繁荣。

ADNOC 2030战略规划

近期，阿布扎比最高石油理事会批准了ADNOC新的2030战略规划和五年业务计划，这些规划目的在于使油气上游行业更具盈利性，使下游行业更具价值，同时保证更加可持续和更经济的天然气供应。

根据ADNOC新的2030战略规划和五年业务计划，公司将多元化发展，并增加石化产品类别，同时开拓新市场以确保持续的盈利能力，公司还计划扩大炼油能力，以满足日益增长的成品油需求。

Al Jaber称，公司将从生产的每一桶原油上节约利润。通过充分利用东西方枢纽的地理位置优势，公司将借助世界上增长最快的市场大力发展，包括亚洲市场，预计亚洲石油需求增长率为15%，到2030年，其石化产品市场规模将翻倍。

Al Jaber强调，要想在新能源时代取得最大的成功，需要有全新的合作模式。为了充分抓住这些机会，需要在全行业建立一种新的合作模式，这种模式需要涵盖技术、经验、资源和市场，才可以创造实实在在的价值。

Al Jaber称，除了创造一个更具商业眼光的公司，ADNOC还将通过培养绩效导向文化以及发展人才，打造企业成功的秘诀。公司最宝贵的资源不在地面上，不在海底，而是公司的人才。加大人力资源方面的投入，并培养绩效导向文化，将成为公司做出的最佳投资。要想有所超越，公司必须利用好整个人才库，不论性别。他补充道，保护员工是石油公司的首要责任，在不遗余力地确保员工安全的同时，还要确保作业的完整性，保护社区、保护环境。

会议当天，在摩洛哥举行的第二十二届Marrakech气候变化会议（COP 22）也正好开幕，Al Jaber指出，油气业正在尽力保护环境，同时要供应驱动全球经济发展所需的能源。ADNOC正在为客户生产更清洁的燃料，并推动创新的清洁能源技术的发展，包括中东第一个碳捕获利用和储存项目，该项目即将启动，每年将捕获、利用和封存80万吨二氧化碳。

油市趋稳 2017年石油巨头必将王者归来

雪莱说：冬天过了，春天还会远么？在经历了两年的低油价寒冬后，石油巨头们也逐渐感受到了重回市场的暖意。从各大石油公司相继发布的第三季度财务报表中不难看出，石油市场似乎正在渡过最后的春寒时期，一些大型石油公司甚至开始盈利，当然以成本优势闻名的雪佛龙公司也位列其中。

作者 | Nelson D. Schwartz
编译 | 张强

石油巨头已逐渐回稳

事实上，2016年的大部分时期油价都已经徘徊在40~50美元/桶之间，若油价继续稳定向上的趋势，石油大亨们必将做好准备迎接行业强势反弹。

Morgan Stanley分析师Evan Calio表示，“这是一个像饥饿游戏一样的环境，身临其境可以发现，巨头们正在学习如何降本增效。两年前，没有人能够预料到桶油成本可以下降的如此迅速，低油价倒逼的技术进步效率是惊人的，毫无疑问低油价鞭策行业不断发展。”经历过这次低油价洗礼，一些大型石油公司在削减了股息和成千上万的冗余职位后，再次表现出令人惊讶的盈利能力，生产效率大幅提高，技术也日臻成熟，大型石油公司将以更稳健的姿态强势回归。

过程很艰难

在过去一年中，根据美国劳动部门统计，美国缩减了近两万个钻井相关的岗位，在诸如墨西哥湾等地区，石油巨头已削减了深水钻井之类的项目，同时缩减的还包括世界各地数十亿美元的项目。

在美国本土，水力压裂技术带来的页岩气革命曾经使北达科他州等地区的经济繁荣发展，但是低油价使当地经济突然降温，那些盲目投资、大胆冒进的公司一下子都被打垮了。

除了被迫削减股息，康菲石油公司勘探和生产的资本预算减少了2/3——达到了100亿美元！自2014年底以来，其股价已从70美元跌落到40美元左右。

此外，由于钢材、钻井设备和油田服务报价的骤降，使得上游勘探开发的项目成本大大降低，大型能源公司能够利用规模经济的优势获得更多的降本空间，进一步扩大了盈利空间。

Neil Mehta是高盛集团北美一体化石油石化行业务的负责人，他表示，“虽然投资大幅减少，但足够多的项目获得了启动和运营资金”。

在投资了数百亿美元后，许多大型项目将在未来几年内相继投入生产，Mehta表示，他预计大型石油公司将从投资模式转变为所谓的“收益模式”。“他们前期投入了许多资金，但现在才正是获取回报的时候，这和放长线钓大鱼是一个道理”。

例如，雪佛龙在澳大利亚的大型Gorgon天然气项目成本从预计的370亿美元增加到500亿美元以上。这使得公司预算紧张，但随着Gorgon项目产量的增加，日本和韩国客户纷纷采购天然气，随着产量的逐增，雪佛龙盈利指日可待。

Morgan Stanley的分析师Phil Gresh表示，接下来的2017和2018年将是雪佛龙的转折点，他指出，像Gorgon这样的项目即将完成，该公司的净现金流应增加，为雪佛龙带来额外4.2%的股利。

未来石油需求上涨 巨头企业是趋势

如果油价再次下跌，或者继续维持在当前50美元/桶左右的水平，那会出现什么样的局面？Mehta指出，如果基准油价跌到40美元以下，获得持续稳定的股利将是奢望。他表示，“50美元，美国公司可能勉强获利，欧洲人可能会无利可图，如果油价超过60美元，那么每个人都可以维持他们的红利，但有一些趋势确实能反映出未来油价看涨。

尽管面对全球变暖的危机，许多国家推动减少对化石燃料的依赖，同时电动汽车在世界越来越受欢迎，但全球对石油、天然气的需求仍会增加。

Mehta估计，从2017-2020年，油价将维持在50-60美元/桶之间，全球石油需求每年上涨将超过100万桶。他表示，“有许多国家希望经济迅速恢复，这意味着产生更多的能源需求”。

事实上，即使增长速度低于过去几年，中国仍然会消耗更多的石油。随着中国城市化的不断发展，上路的汽车也越来越多。此外，印度有望复制中国过去十年的发展，不断壮大的中产阶级需要汽油和其他燃料来为新汽车提供动力，而且许多美国司机仍然喜欢选择燃油汽车带来的强劲马力，这些都造成世界原油需求持续增长。

与此同时，在经历过2014年和2015年的油价暴跌、饱受惨痛教训之后，中东石油生产国以及俄罗斯也愿意共同努力保持油价稳定。但可以肯定的是，谁也不能保证油价一定会上涨或维持现状。

两年多以前，当石油交易价格高于100美元/桶时，许多专家，更不用说油企高层，大家都没有预料到油价会以如此的方式崩盘。随着油价的上涨，他们希望以最快的速度增加油井数量。

过去两年里，美国的一些小型勘探开发公司由于负债累累、资不抵债，被迫申请破产，但这实际上这为大型石油公司提供了收购扩张的机会，那些垂死挣扎的小石油公司基本上都被华尔街的资本大鳄们抄底收购了。

Rothman表示，“即使油价再次下跌，拥有上游生产能力和下游企业业务（如炼油，化工和零售网点）的大型能源公司仍然会比业务单一的石油公司更加坚挺，因为一体化能源公司具有更强的抗风险能力。一体化能源公司有更丰富的商业场景，未来也许零售加油站卖啤酒和香烟赚的钱比汽油赚的钱要多，因此一体化能源公司仍然是未来发展的趋势。”

井下海量数据何处知？
SDI 随钻测井手到擒来

继两款随钻测量系统后，《石油圈》再接再厉，本文为大家带来了SDI公司的一系列随钻测井系统，主要包括SCI-GAMMA、SCI-GAIN、SCI-GUIDE等五款系统。

来自 | Scientific Drilling
编译 | 卢春红

斯伦贝谢的proVISION Plus随钻核磁共振测井系统可以测量孔隙度以及孔隙大小分布，测得的孔隙度与岩性无关，还可以获取连续的渗透率曲线、进行直接油气探测等；而贝克休斯的SeismicTrak随钻地震与钻井作业同时进行，不需要安装井下仪器，不中断钻进过程，能够实时地采集地震信息。通过现场数据处理，可以确定钻头在地面地震时间剖面上的实时位置，并可以实时地预测钻头前方的地层压力情况，协助制定钻井安全决策和优化套管设计。

SCI-GAMMA技术

SDI公司的Sci-Gamma工具是一款探针型、API刻度的传感器，能够探测到地层自然放射的伽马射线。该工具与SDI公司的随钻测量系统完全兼容，且适用于所有底部钻具组合。安装在底部钻具组合上时，Sci-Gamma放置在马达上方，能够以最快速度对地层变化做出反应。

SCI-GAIN技术

Sci-GAIN技术采用API标准刻度，能够获取径向自然伽马和测斜数据。Sci-GAIN工具放置在泥浆马达上部，与标准随钻测量相比，Sci-GAIN更靠近钻头，所以能比标准随钻测量早20-25ft (6-8m) 进行数据采集。在造斜井段，定向井工程师可以利用Sci-GAIN的测量数据早期监测泥浆马达输出的井斜数据。开始钻进时，侧向上的井斜测量工具开始工作，测得的数据可用于监测和保持井眼轨迹。

SCI-GUIDE技术

Sci-Guide技术能够获取方位伽马和侧斜数据，与标准随钻测量相比，比随钻测量早20-25ft (6-8m) 采集到数据。SCI-GUIDE工具是一款出色的地质导向工具，保证钻头能够钻遇油藏“甜点”。

Sci-Guide是一款延长版的测井工具，放置在马达上方，能够提前检测到地层变化，作业者有足够的时间作出反应。它能够与SDI公司全部的随钻测量和随钻测井工具组合使用。

SCI-QUEST技术

Sci-Quest是SDI公司研发的一套电阻率测井工具。该工具有两种间隔距离：23英寸和33英寸，工作频率为2MHz，能够输出四条电阻率曲线（两条相移曲线和两条衰减曲线），可探测多个深度，数据采集速度快达一秒钟一次。Sci-Quest可应用于地质导向和地层对比等。

SCI-DRIVER技术

Sci-Driver泥浆马达距钻头9 ft (2.7m)，能测量方位伽马、井斜、转盘转速和钻柱振动，可有效替代电子载荷马达。利用专利Wi-Sci Short-Hop传输技术，通过泥浆脉冲或电磁随钻测量系统，可以将测量数据实时传输到地面。

井位设计

SDI公司的随钻测井技术能够解决业内存在的各种井位设计难题。

地层对比

将Sci-Gamma或Sci-GAIN技术与泥浆脉冲或电磁随钻测量技术结合在一起，可以为地层对比提供实时的伽马和井斜数据。

井眼轨迹设计

将Sci-Quest电阻率测井与Sci-Gamma或Sci-GAIN实时测量结合在一起，能够实时测量井下参数，提高钻遇目的层的可能性。

地质导向

将Sci-Drive或Sci-Guide与Sci-Quest和Sci-Gamma/Sci-GAIN结合在一起，可以实时进行地质导向，最大限度地提高油井产量。

SCI-GAMMA

特点与优势

1.适用于所有的底部钻具组合；
2.能够与泥浆脉冲传输和电磁随钻测量同时使用，实现无缝工作；
3.工具耐温可达350° F（177° C）。

适用范围

1.泥岩/非泥岩确定；
2.岩性识别；
3.地层对比；
4.下套管位置和取心点确定；
5.地质导向。

SCI-GAIN

特点与优势

1.与标准随钻测量相比，更靠近钻头，能够更早获取数据；
2.与各种尺寸的底部钻具组合兼容；
3.能够与泥浆脉冲传输和电磁随钻测量同时使用，实现无缝工作。

适用范围

1.泥浆马达输出信号的早期监测；
2.泥岩/非泥岩的确定；
3.岩性识别；
4.地层对比；
5.下套管位置和取心点的确定。

SCI-GUIDE

特点与优势

1.比随钻测井更靠近钻头，获取的数据更早；
2.与所有的底部钻具组合兼容；
3.能够与泥浆脉冲传输和电磁随钻测量同时使用，实现无缝工作。

适用范围

1.地质导向；
2.套管位置和取心点确定；
3.岩性识别；
4.泥浆马达作业参数早期监测。

SCI-QUEST

特点与优势

1.与泥浆脉冲传输和电磁随钻测量系统兼容；
2.独立的存储式测井模式；
3.电池供电持久，作业时间更长；
4.与4.75”、6.5”、6.75”和8”的底部钻具组合兼容；
5.能够在各种泥浆中正常作业。

适用范围

1.地质导向；
2.钻后测量（MAD）；
3.地层对比；
4.油层提前探测；
5.造斜点确定；
6.下套管位置和取心点确定。

SCI-DRIVER

特点与优势

1.距钻头6-9 ft（1.8-2.7m）进行数据采集；
2.专利Wi-Sci Short-Hop实时数据传输技术；
3.与SDI公司的泥浆脉冲随钻测量、电磁随钻测量以及随钻测井系统完全兼容。

适用范围

1.地质导向；
2.SAGD等井眼轨迹实时控制；
3.油层提前探测；
4.造斜点确定；
5.下套管位置和取心点的确定；
6.马达失效早期监测。

旋转导向的时代！
APS强力推出新一代SureSteer

APS Technology公司推出的SureSteer-RSS475旋转导向系统，可轻松改变井下运行模式，并在世界范围内实现定向钻井作业，包括钻井动态监控系统 (DDM) 和振动存储短节 (VMS) 等部分。

来自 | APS Technology
编译 | 张领宇

油气田勘探和开发过程中，人们对于钻井的井眼轨迹提出了很多新的要求，特别是水平井技术、大位移钻井技术、薄油层钻水平井的技术、水平分支井技术，这些技术要求钻井工具能满足越来越复杂的地层条件，同时还要为了暴露更多的储层，以期获得更大的产能，因此对井眼轨迹的要求越来越复杂。同时为了能提高钻井效率、降低昂贵的钻井成本和减少钻井井下作业的风险，旋转导向技术应运而生。

APS Technology公司推出了SureSteer-RSS475旋转导向系统。在发布此项技术之前，APS公司在位于Wallingford的连续油管钻井实验室中完成了原型流量循环测试。

SureSteer-RSS475旋转导向系统可用于5.875英寸至6.75英寸 (149mm至171mm) 井眼，补充工具主要有钻井动态监控系统 (DDM)和振动存储短节(VMS)等部分等。这一新型旋转导向工具是对SureSteer-RSS675的补充，扩大了APS Technology 公司的旋转导向产品系列。旋转导向马达 (RSM) 中包含一个集成式动力部分，依据具体情况，RSS可位于钻井马达下方或直接由顶驱驱动。SureSteer-RSM475中的全部工具均采用了成熟的“推靠式”导向技术。

“设计RSM的目的是为了将钻头处的马力最大化，RSS则是为了达到最大造斜速率，满足大型服务企业在精确地控制井眼轨迹方面的需求。”APS钻井产品部门副总裁约翰•克莱格表示，“我很高兴能够目睹公司这款最新产品通过了重要测试，这样我们即可尽快将这一产品提供给客户了。”

SureSteer旋转导向工具可在世界范围内用于定向钻井作业，为大型服务企业提供旋转导向功能。与定向马达所用的常规程序相同，SureSteer的定向控制程序简单易操作。使用APS公司独有的控制系统，这些工具可以运用自动化闭环反馈系统实现垂直角或切线角控制，也可依据下行指令有效完成定向井的钻进。

SureSteer-RSS475旋转导向系统可轻松改变井下运行模式：利用一系列定时泵速的变化，在不同模式之间切换或者关掉工具，从而进行通井、扩孔或者倒划眼。与导向马达类似，该系统通过地面定向设定预期工具面，从而实现导向，最大程度地缩短了下行指令所需时间。同时，SureSteer-RSS475与APS随钻测量工具连接，可进一步优化定向控制效果，并将近钻头信息反馈至地面。

SureSteer-RSS475旋转导向系统的转向头内包括导向块 (steering pads)、方向测量和控制电子装置、电力和液压动力系统，由一体化涡轮交流发电机系统驱动。控制电子装置可向液压系统分路阀箱提供定时信号，控制导向方向和转向力，实现预期定向目标。旋转导向系统能够最大化造斜速率，而且能够在高转速下稳定运行。

旋转导向系统以RSM技术为基础，两者操作原理和组件设计相似。主要不同之处在于，RSM结合了旋转导向装置和泥浆马达动力部分，由泥浆马达传动轴提供动力，实现旋转导向控制，同时为连续旋转钻柱提供最佳功率和钻进速度。

APS Technology公司推出的SureSteer RSS-475旋转导向系统的补充工具包括：SureShot 泥浆脉冲或者电磁波遥测随钻测量系统、钻井动态监控系统(DDM)、振动存储短节(VMS) 和振动存储模块(VMM) (用于井下钻井力学和动力学测量) 、主动式减振短节(AVD) (用于实时测量并缓解振动) 和钻井优化产品 (SureDrill 和 WellDrill) 。

钻井动态监测短节

APS钻井动态监测短节 (DDM) 测量和记录钻头处的钻压、扭矩、弯矩、钻具内和环空的压力和温度。测量的数据可通过Sureshot MWD/LWD系统实时传输到地面，或先存储在DDM的内存模块中，供起钻后下载、分析。钻井动态监测短节可安装振动监测模块，以测量、计算并存储钻具的轴向、横向、扭转振动。井下实时振动警报也可以通过Sureshot MWD/LWD系统传输到地面。

振动存储短节 (VMS)

振动存储短节 (VMS) 是井下的一个独立的监测短节，用于测量、计算和存储井下钻具的轴向、横向和扭转的振动，以供客户起钻后在地面分析数据。VMS可帮助客户评估井下的振动程度，包括粘滑运动及涡动，并将这些振动数据与井下的振动事件、设备运行情况及故障原因结合分析。

同时，客户还可将带有日期和时间的VMS数据与其它同时间段的数据关联起来。VMS所呈现出的井下环境特征，可用于未来的BHA计划，起钻后的设备故障分析，或为保修索赔问题提供依据。

振动存储模块 (VMM)

APS VMM是SureShot井下MWD仪器的一种延伸产品，能测量、分析、记录并允许实时传输轴向 (跳钻) 、横向和扭转 (粘卡、涡动) 的井下振动。VMM允许使用者评估井下钻进的振动剧烈程度，以此来提高钻进效率，还能警告作业者注意振动状况，包括粘卡及涡动等可能损坏MWD和其它井下仪器的现象。这些实时或内存的数据可与钻进工况或仪器的运行状况相互关联，有助于提高钻进效率或防止损坏仪器。实时或内存数据也能为解决担保索赔问题提供证据。实时、内存及地面传感器数据可在SureShot VMM Viewer中查看，或通过地面系统APSPlot绘成曲线图，还能以行业标准格式输出 (WITS和LAS标准) 。

主动式减振短节

APS公司的主动减振短节 (AVD) 是一种独立的井下工具，可实时自动调整BHA运动状态以减小钻具所承受的轴向振动和扭转振动。实验证明，AVD能使钻进速度 (ROP) 提高50%、钻头寿命加倍、MWD/LWD等其它井下工具的寿命最大化。

AVD从结构上类似于一种增加了可编程阻尼模块的减振器。AVD减振舱内充满了一种粘度由电子控制的磁流变液 (MR) 。其内置的集成运动传感器每秒测量数次位移量，并基于当前钻进工况，以超过7:1的范围改变阻尼系数。通过将钻柱的阻尼保持在符合钻进工况的范围内，可有效减小振动，使钻头与地层保持更好的接触，从而提高钻进速度。

AVD可以作为独立的钻井工具使用，不需要对其进行标定或者其他维护工作。在此模式中，AVD将记录振动和压力数据以用于后期下载。

自20世纪90年代起,旋转导向钻井技术经过10多年的飞速发展,无论在地面控制、信号传输、信号测量、井下控制还是旋转导向工具方面都取得了显著成就。然而，随着深井、超深井、特殊工艺井高、温高压井的数量和比例逐渐增多，旋转导向系统须在技术上不断突破，以适应日益复杂的钻井环境。目前，旋转导向系统在耐高温高压性能、无线信息传输方式、与马达结合以及与套管/尾管钻井相结合方面取得了进步。

通过不断的技术改进，RSS系统在未来钻井应用中将大放异彩，先进的数据采集和传输技术将使井下数据传输量更大、速度更快；改进的设计将使RSS的耐用性和可靠性增强；应用的增加和批量化生产将使RSS系统价格更便宜，结构更简单。

井眼隔离：STONE WALL打造“密不透风”的壁垒

无论是在钻完井、生产还是弃井的过程中，都可能需要进行层间隔离，如果密封不严则会造成严重的后果。STONE WALL V0级井眼密封系列产品，能够满足各种作业的需求。

来自 | Baker Hughes
编译 | 白小明

众所周知，目前在进行井眼隔离作业时，无论是监管要求、环境管理要求，还是基于HSE的最佳做法，都要求达到V0级气密封效果。

贝克休斯STONE WALL V0级井眼密封工具可以实现可靠、安全的井眼隔离，这些气密封机械式井眼隔离系列产品涵盖了用户的所有作业范围：

1.钻井过程中的临时隔离；
2.修井期间的短暂停产；
3.极端HP/HT环境下的井眼隔离；
4.弃井时的永久密封。

无论是钻井、完井、生产还是弃井，STONE WALL V0级井眼密封系列产品均能提供满足作业需求的工具，确保井眼的机械密封隔离。STONE WALL的每套工具都经过了严格的测试，确保符合ANSI/API 11D1 ISO 14310 V0标准，实现对井筒的完全控制，安全完成作业并达到环保效果。

CROWNSTONE GTV：暂时停产时的可靠隔离

CROWNSTONE GTV油管可收回式井眼密封工具，可为临时井筒隔离提供可靠气密封性。

根据ANSI/API11D1（ISO 14310第三版）定义的V0级验收标准，CROWNSTONE GTV油管可回收式井筒密封工具被认定为气密封或气泡密封油气井隔离工具。该可回收井眼密封工具可以使用LT-CT回收头从产层以上或以下进行测试。在密封工具实现压力平衡期间，CROWNSTONE GTV可以利用钻杆实现井控作业。

LT-CT回收头含有一个可伸缩的磨鞋，当密封工具顶部有沉沙或碎屑时，可使用该磨鞋将密封工具回收。当需要使用钻杆实现井控作业时，也可以使用LT-CT回收头彻底清洗密封工具以上的井筒，隔离钻杆和环空之间的连通性。另外，CROWNSTONE GTV也可以设计成长期弃井（1个月至18个月不等）的密封工具。

CAPSTONE：短期隔离，确保回收作业顺利进行

CAPSTONE电缆可回收井筒密封工具，可减少NPT，提供可靠的井眼隔离，并确保回收作业顺利进行。

临时隔离井筒的工具必须可靠、满足特定需求、符合严格的监管要求，并能控制油气井压力。V0级可回收井筒隔离工具可以确保临时隔离或停产期间油气井的气密封性。然而，有时可能很难回收密封工具，不得不进行高成本的油井干预作业，增加非生产时间（NPT），甚至可能导致油井报废。造成这些问题的原因很多，包括碎屑、无法正常丢手或井筒阻塞，这些都可能导致工具遇卡。

CAPSTONE电缆回收井筒密封工具可以确保井筒的隔离效果，并保证井筒的压力完整性。CAPSTONE井筒隔离工具专门针对下入和回收作业进行了特别的优化设计，提高可靠性的同时减少NPT。无论是用于临时停产、井筒维护、甚至是地面设备检修，该密封工具

CROWNSTONE GTV

技术应用

1.套管评价；
2.井口或BOP的检修和测试；
3.无隔水管井筒的完整性测试；
4.油气井暂时停产；
5.因飓风等原因暂时封井。

技术特点

1.良好的密封元件：
①提高因顶部有碎屑堆积而需要起出工具时的可靠性；
②减小工具回收期间抽吸的可能性。

2.经过检验的工具设计：
①可以右旋坐封和丢手；
②减小工具丢手所需的扭矩。

3.测试验证功能，可从产层以上及以下进行测试。

4.井筒完整性和压力控制：
①能够测量密封工具以下的圈闭压力；
②控制油气井压力。

CAPSTONE

技术应用

1.临时井筒隔离；
2.临时停产；
3.井筒维护；
4.地面设备检修。

技术特点

1.流线型设计：
①加快下入速度；
②提高可回收性。

2.与行业标准工具兼容：
①提高工具的适应性；
②降低作业成本。

3.气密封技术，确保对井筒的完全控制。

4.电缆单次入井完成压力平衡和回收：
①减少NPT；
②最大化产量。

5.带有可伸缩式回收头的平衡阀：
①避免提前坐封；
②提高可靠性。

6.大内径旁通和大膨胀间隙：
①允许堆积部分碎屑；
②提高钻除过程的可靠性。

7.受拉或受压丢手，提高碎屑堆积情况下操作的可靠性。

均能确保对井筒的完全控制，实现安全作业和保护环境。

CAPSTONE电缆可回收井筒密封工具采用经过现场验证的可靠零部件，包括一个全新设计、带有伸缩式回收头的平衡阀，用以避免提前坐封，提高可靠性。大内径旁通和大膨胀间隙确保工具在钻除过程中的可靠性。CAPSTONE井筒隔离工具与大多数工业标准工具兼容，极具适应性，可以降低作业成本。凭借流线型设计和经过现场验证的可靠密封技术，该工具可以加快下入速度，提高回收成功率，确保完全密封。

除CROWNSTONE GTV油管可收回式井眼密封工具和CAPSTONE电缆可回收井筒密封工具外，STONE WALL井眼密封系列产品还包括BRIMSTONE HP/HT井筒密封工具和TOMBSTONE永久式井筒密封工具，分别适用于HP/HT环境和封井弃井作业。

BRIMSTONE: HP/HT作业条件下的密封

BRIMSTONE HP/HT井筒密封工具可以确保HP/HT条件下的井筒气密封隔离性。

BRIMSTONE高温、高压（HP/HT）井筒密封工具是一种高性能的可钻式桥塞，通常用于增产、固井、临时弃井或永久弃井作业期间的层间隔离。该工具符合ISO 14310 V0级标准，温度为500° F（260° C）时能够承受25,000 psi（172.36 MPa）的压差。

BRIMSTONE HP/HT井筒密封工具可以使用电缆，配合贝克休斯的HP/HT非爆炸式静液压坐封工具或E-5电缆压力坐封总成，从而实现快速准确部署；也可以使用连续油管配合HPHT J型液压坐封总成进行部署。BRIMSTONE井筒密封工具由碳钢制成，可使用结合了贝克休斯高级磨铣技术（AMT）的切削元件钻除。

BRIMSTONE

技术应用

1.增产或固井作业期间，进行层间隔离；

2.隔离套管鞋；

3.临时或永久弃井；

4.HP/HT作业环境。

技术特点

1.电缆或连续油管坐封，实现部署和操作的灵活性。

2.温度高达500° F，压力高达25,000 psi的作业环境下，工具上下达到V0级气密封效果，在HP/HT环境下具有良好性能。

3.增大间隙，使用的密封材料可以避免抽吸力，更快、更安全地下入工具。

4.本体锁定环，锁定密封元件的坐封力，保证最佳的密封效果。

5.防旋转机构，提高钻除效率，通过节约时间和材料，达到节约成本的目的。

TOMBSTONE

技术应用

1.封井和弃井；

2.增产或固井作业期间的层间隔离。

技术特点

1.部署方法灵活：
①可使用电缆、油管或连续油管部署；
②减少作业成本和时间。

2.符合ANSI / API 11D1（ISO 14310 V0）标准：
①提供气密性效果；
②减少运移到水泥中的气体量。

3.独特的卡瓦设计（经过了Q-125套管的现场验证）：具有可靠的套管咬合特性，可以快速钻除。

4.顶部通孔设计：允许将工具的上部钻除，可以在钻除上卡瓦之前实现工具上下的压力平衡。

5.良好的下入能力：间隙较大和锁定结构，方便快速、安全下入，密封元件避免抽吸力。

TOMBSTONE: 封井和弃井的密封保障

TOMBSTONE永久式井筒密封工具是一种适用于P&A作业的可靠V0级密封工具。

在弃井作业期间，作业者经常遇到在水泥凝固之前，气体在水泥中运移的问题，这可能导致严重的HSE问题，可能无法有效地进行弃井（P&A）作业。

TOMBSTONE永久式井筒密封工具符合ANSI / API 11D1 ISO14310 V0标准，在压力为10,000 psi（68.9 MPa），温度为40-250° F（4-121° C）范围以内，可以保证气密封效果。该工具可以有效避免气体运移到水泥中，有助于减少重新注水泥相关的成本和时间，这一点对P&A作业来说非常重要。

TOMBSTONE密封工具部署方式灵活，可以使用电缆、油管或连续油管。优越的设计增加了TOMBSTONE工具和套管之间的间隙，可更快、更安全地下入井内。另外，当需要移除工具时，TOMBSTONE独特的顶部通孔设计允许将其上部钻除，而且可以在钻除上卡瓦之前实现工具上下的压力平衡。

应用案例

坐标：挪威海

技术挑战

1.海上封井和弃井作业；

2.槽口回收作业；

3.切割并上提10.75in套管。

解决方案

1.单次入井完成三个独立作业；

2.采用XP阀，重新分配流道，以便伸出并回收多管柱切削齿；

3.提出了单次入井的解决方案，下入CROWNSTONE GTV井筒密封工具，替液，伸出多管柱切削齿，并切断回接套管。

应用结果

1.减少两次入井作业；

2.节约30小时的海上钻机时间，节省了约100万美元成本。

水泥惨遭淘汰?
看WAB环空封隔颠覆固井老套路

水泥一直是封隔地层与套管的首选方案。如今Welltec出品的环空封隔器WAB可作为水泥的替代品，给地层树立起牢固的屏障，还可以与水泥结合使用，让油井生产无忧。

来自 | Welltec
编译 | 周诗雨

Welltec环空封隔器（WAB）是一款设计独特的全金属可膨胀封隔器，具有很高的膨胀比和高δP性能。该封隔器可用于封隔套管与套管、套管与裸眼段之间的流动，保证固井质量，防止地面环空压力增大，同时也可实现油藏分区、封隔油藏的功能。

Welltec公司对WAB进行了测试，采用尺寸为9-5/8”的WAB于13-3/8”的套管中膨胀。WAB在加压的氮气中膨胀，并承受着轴向载荷和温度的周期变化，整个测试过程中未发生任何泄漏。在许多全球生产商代表以及Welltec员工和管理人员的见证下，整个测试成功通过了ISO/API标准。

“获得这项资质是WAB取得一系列成功后的又一重大进步，”完井部副经理Paul Hzael表示：“另外，我们还将WAB整合成了油井的首道屏障，在无水泥完井中完成油藏分区隔离等作业。”

工程部副经理Ricardo Reves Vasques表示：“当然，要通过这些测试不是那么容易。我们花了将近三年的时间来研究，一直相信这项技术可以达到这一高标准，所以我们从未想过不放弃。”

WAB作为新型、可膨胀金属环空封隔器，其性能在过去的四年里得到了长足的提升，为Flex-Well完井概念的实现打下了基础。

应用案例1

作业背景

在位于挪威油田的许多油井中，9-5/8”与13-3/8”套管柱之间的环空突然出现了地面压力升高的情况。经认定，压力升高的原因是在13-3/8”套管鞋下面的部位存在一个含气层。很明显，对于油公司而言，在油井的生命周期内防止环空窜流以及对屏障进行简单易行的检查是首要任务。

为了消除地面环空压力，作业者在过去的数年内尝试了多种方法，包括单级固井、第二级固井、外部套管封隔器和尾管回接等，但无一例外都失败了。

环空封隔器WAB在很多油藏区域中成功实现了区域分隔，因此Welltec公司认为WAB具有防止环空窜流的潜在作用。

油公司的油井完整性管理队伍对WAB进行了仔细的审核，确保该系统不仅能够满足他们公司自己的标准，还符合挪威石油标准化组织Norsok D10中的指导意见。与此同时，尺寸为12-1/4”的WAB成功通过了更严格的质量审查，将质量认证标准的等级从ISO 14310 V3提高到了V0。

作业过程

WAB外径小，下放灵活，同时还具有可在低扭矩和摩阻下进行旋转的强大能力，且不会对固井作业产生影响。模拟评价证实，采用WAB的初次注水泥作业风险很低。作业者将12-1/4”的WAB作为9-5/8”套管柱的一部分下放到了井下5,210 英尺 (1,588米)处，这样WAB的位置就靠近了13-3/8”套管的套管鞋处。

初次注水泥作业的重点是要在9-5/8”的套管鞋处完成高质量固井作业，水泥返高的深度要处于12-1/4”WAB所在位置范围内。固井作业完成，胶塞产生碰撞，由地面施加额外的压力使WAB产生膨胀。井内的压力逐步增加到5,072 psi (345 bar)，WAB发生液压膨胀，整个作业无损套管完整性。

通过对13-3/8”×9-5/8”环空进行地面压力测试，WAB作为首道屏障的可靠性得到了确认。测试所施加的压力等于13-3/8”套管鞋下方的地层破裂压力梯度再加上1,030 psi (70 bar)，维持该压力十分钟，检测WAB屏障的封隔性。

作业成果

此次作业的成功意味着，WAB成为了除水泥以外的另一种作为完井首道屏障的可行方法。目前，WAB已通过测试检验并取得了相关资格，因此无需提出特殊申请即可将WAB作为首道完井屏障使用。第一次作业成功完成后，WAB又在另外两口井中得到了实施，第四口井正在计划中。

应用案例2

作业背景

一口生产井发生了严重的沉积物聚集，导致在投入生产后的几天内就丧失了产能。后期移除水垢的补救措施非常成功，但是非常不幸的是，油井重新投入生产后不久，垢很快又聚集起来了，导致井再一次停产。油公司分析认为，水垢主要形成于产层上部的一个地层，并向下窜流而引起聚集。

为了避免水垢污染产层，油公司决定对油井实施侧钻。但是由于结垢层的性质使然，要想通过水泥固井封隔该层非常困难。

油公司决定采用Welltec的环空封隔器(WAB)来保证井筒完整性，预防固井环空窜流。作业的基本策略是结合水泥和WAB两种方法，将问题地层与产层分隔开来。在需要进行封隔的位置，将WAB膨胀进尚未凝固的水泥中去。

最初的作业计划是在预测的结垢层下方堆放三个WAB进行封隔。但是当钻到完钻深度时发现只需要两个WAB即可实现封隔。

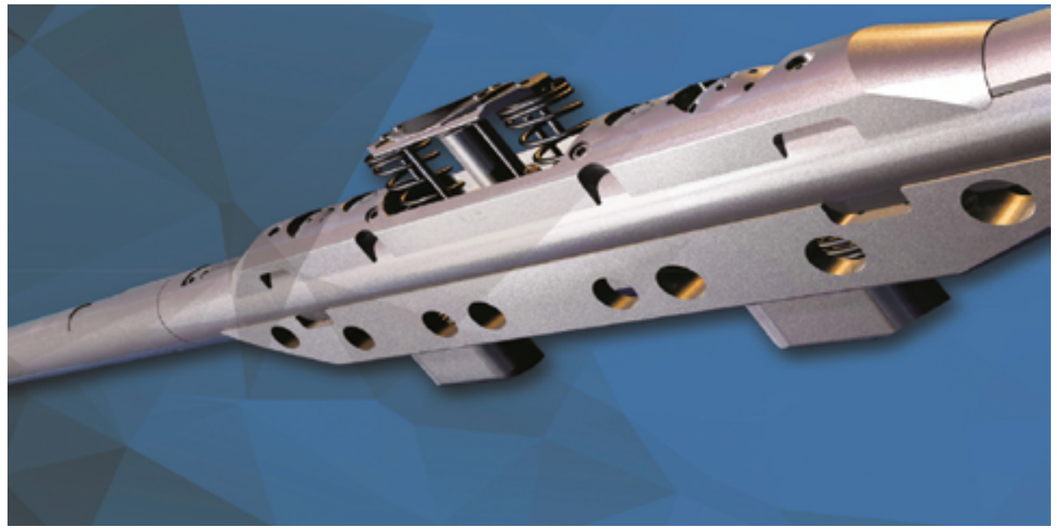
第一个成功下放的WAB，其顶部位于10,273 英尺 (3,131.18 米) MD处，第二个位于10,199英尺(3,108.65米)MD处。两个WAB都是在水泥固井完成后，通过对10-3/4”×9-5/8″的套管柱施压完成安装的。

作业成果

WAB本来是为了当固井质量不佳时能够独立完成地层封隔而设计的，但这次却作为水泥固井的一个补充方法成功应用，让公司对WAB的封隔能力更具信心。

WAB之所以在这里得到了成功应用，还得益于其牢固的结构和小巧的外径。这使得WAB可以很容易地通过侧钻窗口。WAB与水泥固井的配套使用，消除了固井质量不过关而必须重钻或再次侧钻的风险。整个施工时间周期很短，油公司对施工的过程和效果都非常满意。

这是WAB在开窗侧钻大位移井段中的首次应用。该井重新开井生产后，结垢问题没有再次发生，说明水泥/WAB双保险解决方案取得了成功，油井的稳定生产得到了更多保障。



快速 精确 自动化
贝克FTeX测试地层压力轻而易举

贝克推出的FTeX服务能提供各种地层的压力剖面、流体界面及流度等关键地层信息数据。FTeX取代了手动控制，测量的数据准确性更高，用的时间更短，大大提高了作业效率。

作者 | Baker Hughes
编译 | 卢春红

地层压力是指导新井投产重要的数据。作业人员利用测井测得的数据可以确定流体界面、流体性质和油藏压力等，最终确定油藏潜能。这些信息可以用来指导作业人员制定油藏开发方案、完井方案以及选择地面设备的尺寸和类型等。

但是，全套测井项目的成本较高，如果勘探预算紧张，作业人员就会倾向于选择电缆工具采集相关数据。然而，常规电缆压力测试需要手动操作和测量，这样既增加了测量时间，也有可能造成数据不准确、前后数据不一致等问题。

压力测试结果出现任何一点问题，都可能严重影响开发方案的制定。如果不同深度的压力数据都存在一定的问题，那么在大量错误的共同作用下，确定出的流体界面就会存在很大的不确定性。

即使误判几米范围的流体界面，会明显高估或低估油层潜能。如果相同的错误也发生在其它油井的地层测试中，会导致运营商犯极为严重的投资决策错误，漏掉地底的可采储量。

自动化方案

为解决上述难题，贝克最近研发了一套先进的电缆地层压力测试服务—FTeX。FTeX可以实现井下作业的实时自动化控制，获取精确可靠的压力数据。该服务利用智能井下平台取代了手动控制，通过自动化压力测量消除了人为误差，通过实时优化采集顺序最大限度地缩短了作业时间。

FTeX服务由整套的电缆地层测试组件构成，主要包括加长探头、压降泵（drawdown pump）、压力计和封隔器等，这些部件集成在一个外径3-7/8英寸的装置上。压降控制器能够向马达下达精确的指令，驱动压降泵作业。

激发活塞降低压力之前，FTeX地层压力测试服务先将一个小的加长探头紧紧地插到井壁中。

预装程序（通过活塞位置、速度和压力建立反馈）提前设定压降，然后根据用户预定的稳定基准，控制器就能确定压力恢复测试的结束时间。该工具耐温达350℉（177℃），耐压达30,000psi，测试的结果稳定可靠，适用的最小井眼为4-3/4英寸，最大井眼为16英寸。

该服务会自动计算测试参数、控制压降。通过实时采集的地层响应，FTeX可以修正之后的压降参数，进而确定最优的压力测试方法，因此能够增加数据的准确性，缩短测量时间。油藏工程师可以在地面持续监测压力测量过程，如有必要，可以根据他们的评估和专业经验对测试进程进行一定程度的修正，进而提供一个可定制的自动化服务。

与FTeX不同的是，之前常规的地层压力测试工具需要单独下入井内，这会增加起下钻次数，延长作业时间。而FTeX自动化服务能集成在裸眼井的全套测井工具上，与标准岩石物理测井工具、核磁共振测井工具和感应光谱成像工具等组合在下井仪器串上，大大地减少了钻机时间。

通过这套自动化服务采集到的数据包括压力、流度剖面、流体界面和密度等信息，这些数据在首次测井作业中就能获得。利用这些数据，油藏工程师和测井工程师可以尽早确定地层评价方案。

简化测试程序

根据预期的地层响应，每次测试都要先选择一个最佳的测前方案。这个方案中有些是通用的测试方案，这些方案测得的油藏物性参数不确定性较大。一旦测量到地层响应，FTeX就会自动优化测试方案，提高测量的准确性。定制化的测前设计可以满足某些作业的特殊需求和特定的应用情况，一般情况下，这种预设测试计划适用于所有的条件。

下到目的层后，FTeX工具就开始一系列的作业，首先选择一个通用测试程序，比如一个中等流度测试，然后初始化体积控制型测前方案，从地层中抽出一定体积的流体，压力下降，降到地层压力以下的预定值，开始分析压降，这样可以尽量减小压力变化对地层的影响。

井下软件持续分析首次压降测试得到的压力数据，然后自动确定下一次测试的目标压降和流速参数。第二次测试中，FTeX缓慢调整压力，自动控制压降，直至地层压力达到目标压力再缓慢停止降压。

最后，在达西流下完成最后一步的地层测试。根据之前压降测试获得的流度情况，增加压降速率，迅速将压力降至一定值。然后，为了获得达西流，在一定时间内（通常30秒或者更短）保持压降速率和压降值不变。

总而言之，FTeX的压力测试能够十分顺利的进行，测试过程可控，效率极高。

适用范围

1.裸眼井测井；
2.小井眼测井；
3.高压环境；
4.适合所有地层。

特点及优势

1.智能化平台：
① 自动化压力测量分析及流度计算；
② 井下实时、自动化控制，减少人为操作风险。
2.与贝克休斯的其它电缆工具完全兼容：
① 首次测量就能获得压力剖面数据，节省钻机时间；
② 减少下井次数，提高工作效率。
3.精确的压力计：确保测量的准确性。

案例一：北海

挑战

1.在流度极低的情况下，采集压力数据，绘制白垩纪地层压力剖面；
2.获取稳定、可重复的压力数据，确定压力剖面的准确性；
3.在低流度条件下减少工具容量的影响；
4.精确确定流度。

贝克休斯提供方案

1FTeX高级电缆地层压力测试服务；
2.定制的加长型封隔器；
3.专利Formation Rate Analysis (FRA)技术。

应用结果

1.在流度极低的白垩纪地层成功绘制压力剖面；
2.获得准确、可重复的白垩纪地层压力：获取了稳定的压力测量结果：流度低至0.003mD/cP，稳定度达到0.9 psi/min，30分钟内进行了重复测量；
3.压降速率低至0.002 cc/sec；
4.通过PTA实时分析，确定了地层响应，缓解工具存储量小的难题。

案例二：北海

挑战

1.获取几个超高压、渗透率变化很大地层的压力数据；
2.短时间内，在不同地层内进行地层压力测试，获取不同地层的压力数据。

贝克休斯提供方案

FTeX高级电缆地层压力测试服务。

应用结果

1.通过51组测试获取了准确的压力数据，所用时间不到常规工具的一半；
2.减少多余的测井趟数，节省20个小时的钻机时间；
3.获得了流度在0.2到500mD/cP范围内地层的压力数据；
4.在渗透率低至0.2mD、稳定度为0.05 psi/min的情况下，10分钟内重复测量并记录了稳定的压力数据；
5.保持平均压降速率为0.01cc/sec，短时间内获取到压力数据。

随钻测量技术集锦

随钻测量已发展成了系列化、成套化的系统，有随钻电法测井、随钻声波测井、随钻核测井、随钻核磁共振测井以及随钻地震等等。本期将带来几种代表性随钻测量技术，敬请期待。

来自 | SDI等
编辑 | 张永君

井下随钻测量包括钻井工程测量（MWD）和随钻测量（LWD）两大部分。随钻测量技术的发展促进了钻井、录井、测井乃至地震（随钻地震，SWD）和地质（实时评价，FEWD）的多学科交叉和融合，实现了在钻井的同时对钻井作业的综合评价和实时测井作业，简化了钻井作业程序，提高了钻井作业精度，节省了钻机时间，降低了成本，能够实时检测到地层变化以便及时对钻井设计予以必要的调整，最大限度地在油藏中最有价值的地带钻井，提高油气的采收率。目前该技术已成为高效开发复杂油气藏的最重要的手段。

随钻测量数据传输技术

泥浆脉冲遥测是普遍使用的一种数据传输方式，大多数随钻测量都采用泥浆脉冲遥测方式传输数据，但泥浆脉冲方式不能用在空气钻井、泡沫钻井等没有连续液相的钻井中。其它传输方式还有电磁传输、声波传输和光纤传输技术。

电磁传输

电磁波信号传输主要依靠地层介质来实现。井下仪器将测量的数据加载到载波信号上，测量信号随载波信号由电磁波发射器向四周发射。地面检波器将检测到的电磁波中的测量信号卸载，之后通过解码、计算得到测量数据。

该传输方式的优点是数据传输速度较快，适合在普通钻井液、泡沫钻井液、空气钻井和激光钻井等；其缺点是地层介质对信号的影响较大，低电阻率地层电磁波不能穿过，电磁波传输的距离也有限，不适合深井施工。

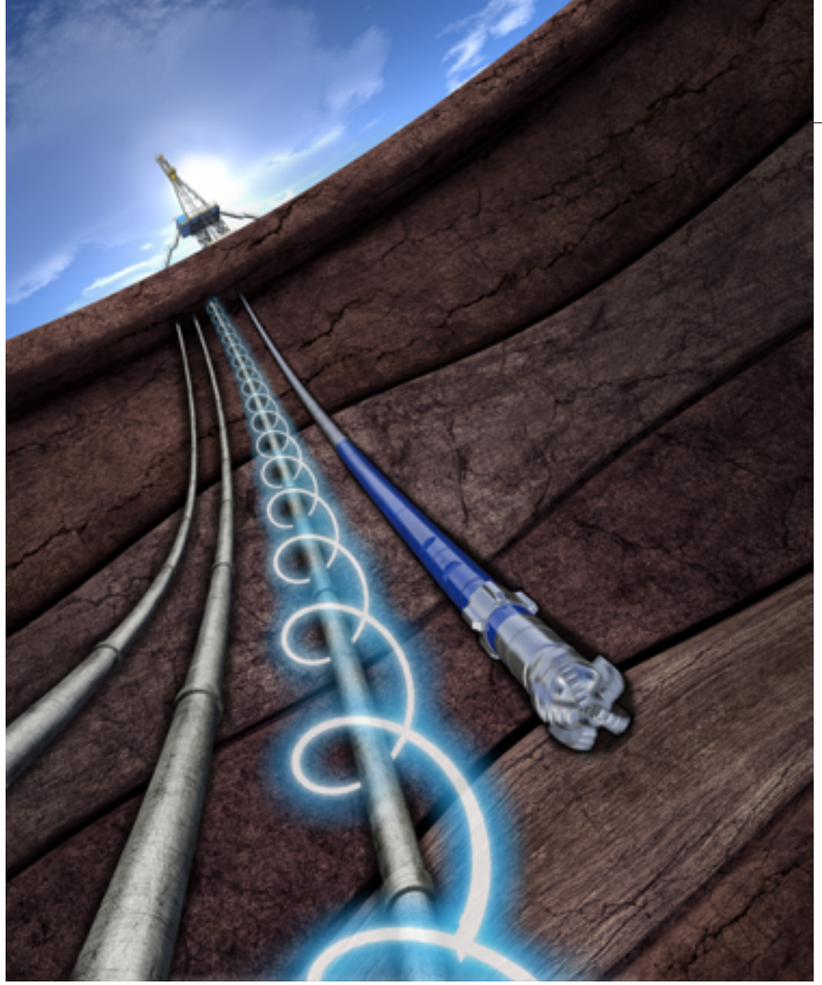
声波传输

声波遥测是利用声波传播机理，不需要通过钻井液循环。当钻柱、钻头与井底相互作用时，钻柱中出现纵向弹性波，通过钻杆将声波或地震信号传输至地面。声波传输监测的主要参数是岩石破碎工具的回转频率，其中主要是牙轮的振动谐波。由于牙轮的振动幅值和频率与其磨损程度具有相关性，据此可以判断工具的状态。当钻进过程保持不变时，信号的幅值变化情况还可以反映岩石的力学性质。

采用该传输方式的优点是随钻数据传输速率较快，可以达到100b/s；缺点是信号衰减快，钻杆内每隔400～500m需要安装一个中继站，传送的信息量少，井眼产生的低强度信号和钻井设备产生的声波噪声使信号探测非常困难。

光纤遥测

美国圣地亚国家实验室已研制成功并试验过用于MWD的光纤遥测系统。使用的光纤电缆很细小，成本低，可短时间使用，最后在钻井泥浆中磨损掉并被冲走。在美国天然气研究所的测试中，光纤成功到在915m深处。光纤遥测技术能以大约1Mbit/s的速率传送数据，比其它商用的随钻遥测技术快5个数量级。



常用随钻测量技术

随钻电法测井

随钻电阻率测井技术可分为2类：侧向类和感应类。侧向类适合于在导电泥浆、高电阻率地层和高电阻率侵入的环境使用；感应类在低电阻率地层测量效果好，适合于导电或非导电泥浆。

随钻声波测井

随钻声波测井仪器有单极子、偶极子和四极子三种声源，接收探头一般为两组多个探测器。有些仪器采用宽屏的设计方式，在测井的过程中根据不同的需要可以提供多种测量模式。随钻声波测量信息主要用于：地层孔隙度的计算，地震资料时深转换及合成地震记录，岩石机械特性分析及井眼稳定性预测，岩性识别、气层识别，与常规测井资料做相关分析对比等。

随钻核测井

随钻核测井主要包括随钻自然伽马测井和随钻密度中子测井。

随钻核磁测井

与其他随钻测井技术相比，随钻核磁共振测井起步较晚。影响随钻核磁共振测井的因素很多，井下仪供电问题，随钻测井要靠井下仪的电源给其供电，在钻井的过程中，钻杆转动、摆动和振动产生噪音等因素影响着随钻核磁共振测井的发展。

随钻核磁测井系统同电缆核磁测井一样，可以提供关于流体及渗透率参数的信息，不同之处在于其实时性。随钻核磁测井系统可以提供储层原状条件下实时流体数据、分析描述束缚及可动流体。可以提供的主要参数有：束缚水饱和度、束缚流体体积、自由流体体积、地层渗透率、流体类型、地层孔隙度及孔隙大小等信息。

随钻核磁测井技术优势在于可以通过渗透率最佳路径进行钻井地质导向。由于是在现场提供这些参数，地质学家可以进行快速地层评价，对达不到经济指标的井做特殊处理，放弃或加侧钻改变路径寻找最佳储层。

随钻地震

广义的随钻地震包括了钻头随钻地震（Drill-Bit SWD）和随钻垂直地震剖面（VSP While Drilling）。

钻头随钻地震利用钻头破岩振动作为震源，在地面布置改造过的地震检波器进行记录。由于其观测系统几何形式与常规VSP互逆并且基于互等原理（Reciprocity principle），DB-SWD又被称为Reverse VSP或Reciprocal VSP（R-VSP）。

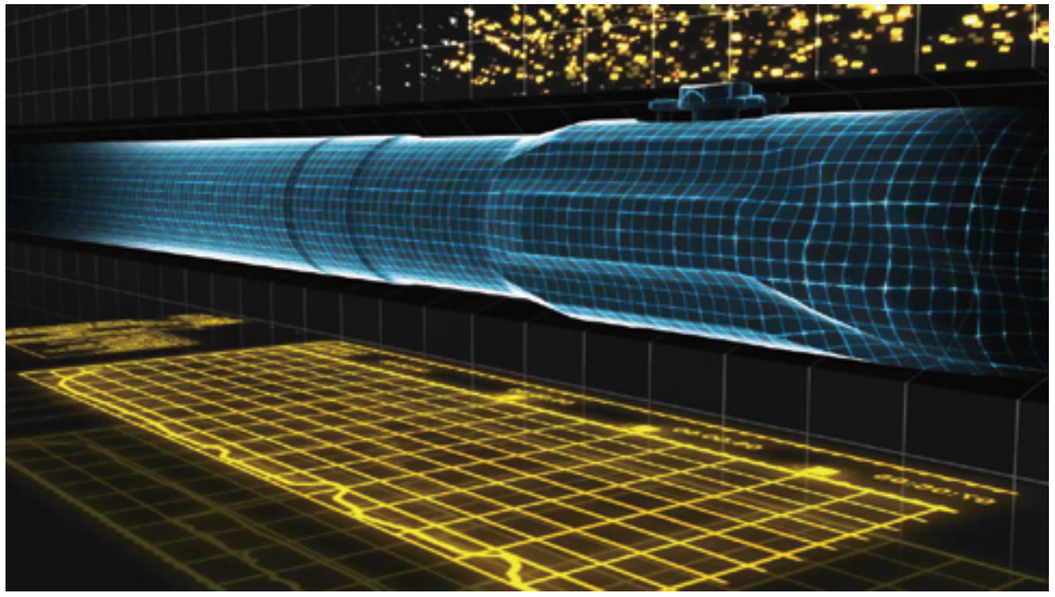
随钻VSP采用的是常规VSP的观测系统，它利用炸药、气枪等地面常规震源，利用集成于井下随钻工具上的地震波传感器进行记录来获取VSP数据，该技术也被归为随钻地震，又被称为随钻地震测量（Seismic Measurement While Drilling, SMWD）。

随钻测量特点和优势

概括地讲，井下随钻采集已实现了采集地面能采集的所有数据（除随钻成像测井明显差于电缆成像外），随钻数据大多更接近地层的真值而且能够实现地面无法实现的数据测量。其主要优点有：

借助MWD（钻头力学和钻井动态测量）地面上很难测量的工程参数在井下可准确获得。诸如井底钻头钻压、扭矩、振动、转速、压力、井斜角、方位角、工具面角、温度、钻柱弯矩、轴向拉（压）力和三向（轴向、径向、周向）加速度等，这些参数的实时获取有利于修正各种模型、优化钻井参数、产层导向、预测和预防及提前控制井下事故的发生，达到安全、高效钻井的目的。

对于大斜度井、水平井等特殊工艺井、电缆测井难以实施，而随钻测量技术优势明显，能节省大量钻机时间、降低工程风险。



随钻测量的地面软件系统集成了录井的实时数据处理、测井解释、区块油藏描述等技术，可以实现实时的构造模拟与解释，完成随钻地层评价；与可变径扶正器、导向马达等钻井控制系统组合，可以实现自动化、智能钻井，实现地质导向，最大限度地使钻头在油气层中钻进。

针对我国目前大多数油田处于开发中后期，地下油水关系复杂，开发薄层、小断块油气藏的特点，随钻测量技术作为一种降低风险、减低吨油成本、大幅提高投资回报率的技术正越来越受到国内石油行业的重视。

应用随钻资料还有如下优势：利用随钻伽马测井信息确定泥页岩层来选择套管下深；确定储集层顶部开始取心作业；钻井过程中与邻井对比；识别易发生复杂情况的地层；如果在电缆测井作业前报废井眼的话，至少还有一些地层数据可以利用；随钻电阻率数据可以发现薄的油气层；在钻进时利用随钻伽马、声波、密度和电阻率测井曲线评价地层压力；在地层将被钻井液严重污染前获得真实的地层特性和最新资料。

既然随钻测量技术具有如此多的优点，《石油圈》对目前行业内几项比较具有代表性的技术进行了搜集整理，并做下简要介绍。

SeismicTrak随钻地震技术

贝克休斯的SeismicTrak随钻地震服务可实时获取地震首波以及波形数据，利用这些数据，作业者都能够更精确的找到目标储层，可以在不影响钻进度的前提下升级、改进地震模型。

SeismicTrak可提高获取油藏信息的速度，提高获取信息的准确性，帮助运营商提高油井产量和采收率。根据SeismicTrak的实时数据，作业者可以随时调整井眼轨迹，尽可能地减少侧钻情况的发生，提高钻进准确度。

SeismicTrak技术适用于深水作业、盐下储层等环境；在高斜度井、水平井或者超深井应用效果优良；当地震数据、下套管或取心作业存在不确定性时采用该技术可取得良好的效果。

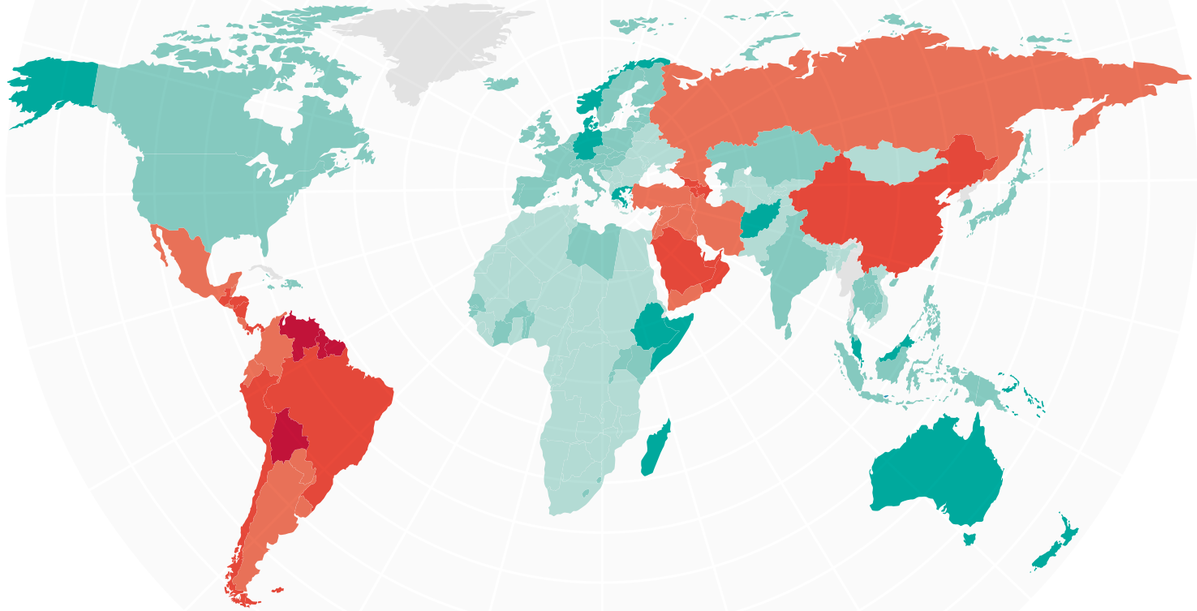
proVISION Plus随钻核磁测井技术

斯伦贝谢的proVISION Plus核磁共振测井技术可以实时进行复杂油藏岩石物性评价，可以补充其它随钻测井技术的不足。proVISION Plus能够全面地评价岩石和流体性质，可以重新发现漏失油层，并确定其渗透率。

proVISION Plus技术可以确认漏失层和高渗带，为优化完井设计提供关键信息。该服务能够提高整个完井作业的效率，提高产能并降低完井成本。

由于proVISION Plus技术的信号只有可动流体和毛细管束缚水，不受岩性的影响，所以proVISION Plus技术能够以精确地测量孔隙度，摆脱化学源的束缚。

找对人，
油气经纪人



掌握全球
300000+精英人才
50000+国际化人才

油气行业人力资源服务领跑者

业务范围：猎头服务、专家咨询
企业合作：022-6071-8091 /hunterdu@fonchan.com

PETROLBROKER
油气经纪人

[附文1]

贝克SeismicTrak随钻地震 近井&远井一网打尽！

钻井过程中，如何不中断作业，实时预测钻头前方地层情况、监测井下状态，并实时提供井下参数，帮助作业者及时调整钻井方案、提高效率等已经越来越迫切，随钻地震技术应运而生。

来自 | Baker Hughes
编译 | 于晓林

在地质导向钻井作业中，预测钻头前方地层特性非常重要。基于核物理或电磁学的井孔测量技术，虽然也可以获得高分辨率的地层物理特性结果，但其测量原理决定了此类测井方法所获取的是近井眼岩性数据，一般探测范围为数米。

随钻地震技术（SeismicWhile Drilling, SWD）可通过识别地质构造引起的反射，得到所钻地层和将钻地层的声学属性或弹性属性，提供前探功能。由于地震波波长相对较长，在地层中衰减较慢、传播范围较大，前探范围可以达到数百米。

随钻地震与钻井作业同时进行，不需要安装井下仪器，不中断钻进过程，实时地采集地震信息。通过现场数据处理，可以确定钻头在地面地震时间剖面上的实时位置，并可以实时地预测钻头前方的地层压力情况，协助制定钻井安全决策和优化套管设计。其独特的观测方式和应用潜力在油气田勘探开发中有着重要的意义。

因此，贝克休斯公司针对性的研发出了SeismicTrak随钻地震技术，该技术的宗旨是降低钻井风险，加强井位控制能力。

贝克休斯的SeismicTrak随钻地震服务可以实时采集地震初至波和波形数据，进而加强对地层的了解。在这些数据的帮助下，不管地层条件多么的复杂，作业者都能精确瞄准目标储层。凭借SeismicTrak技术，作业者可以在不影响钻进计划的前提下升级、改进地震模型。

SeismicTrak随钻地震服务可加快采集油藏信息的速度，增加信息的准确性，提升油井产量和采收率。海上钻探过程中，SeismicTrak可很好地解决钻进速度不稳定、压力变化、井眼轨迹复杂或者钻遇盐体等问题。

根据SeismicTrak获取的实时数据，作业者可以相应地调整井眼轨迹，尽可能地减少侧钻情况的发生，提高钻进准确度。

提高钻进效率 降低钻井成本

SeismicTrak随钻地震服务利用钻进过程中的自然停钻测量所需数据，然后通过泥浆脉冲遥测技术将数据传输到地面。接单根的同时在地面启动地震作业，SeismicTrak的井下接收器就会采集到地层速度数据，这些工作都不会影响正常钻进作业的进行。所以SeismicTrak技术可以减少非生产时间，且无需电缆起下作业，既降低了钻井成本，也提高了数据采集速度。

此外，SeismicTrak工具极为坚固，足以承受深水恶劣的井下环境。同时，SeismicTrak工具中还有多个地震检波器和水听器传感器，在这些工具的帮助下，即使在恶劣井况SeismicTrak也可以不间断、长时间地工作。

在大斜度井、水平井或大位移井中无法下入电缆，而SeismicTrak随钻地震服务就不会遇到这个问题，因此就相应地减少了作业时间和作业风险。该系统能够实时采集校验炮数据和垂直地震剖面（VSP）数据，且采集到的VSP数据质量与电缆测得的不相上下，这些数据可以帮助地面技术人员更好地认识地层。

减少钻井不确定性保证作业安全

尽管地面地震资料有不准确的地方，尤其是在高风险、含盐油井和深水井中，但是它们仍为大多数的油井提供了钻井依据。SeismicTrak服务可实时探测出重要的储层特性和潜在的断层和孔隙压力等钻井危险，提高钻进的准确性，增强钻井作业的安全性。

钻进过程中，SeismicTrak可以实时监测钻头下部地层，一旦地层特征发生变化，作业者可以及时地取得相关信息。SeismicTrak能够识别出压力变化、储层潜在出口（exiting of the reservoir）或者其它危险情况。根据SeismicTrak采集到的信息，作业人员可以调整井眼轨迹、泥浆密度，或下入套管避免危险情况的发生。

实时获取数据 优化井位设计

钻进过程中，SeismicTrak工具安装在底部钻具组合上面，能够将校验炮数据传输到地面，帮助作业人员确定井眼位置。SeismicTrak获取的实时地震数据能够优化作业流程，提高井位控制能力。

SeismicTrak服务采用了业内最精确的时钟同步技术，10天内的时间漂移小于1毫秒，即使井下作业时间较长也可提供最精准的时间/深度测量服务。通过对返回数据进行子波处理，SeismicTrak能够预测钻头下方的地质灾害和地层性质，同时也可以帮助作业人员及时发现储层“甜点”。SeismicTrak不仅可以寻找储层，而且还能增加井眼与储层之间的接触面积。

SeismicTrak服务适用范围

1.深水环境，盐下储层；
2.高斜度井、水平井或者大位移井；
3.地面地震数据不准确时；
4.下套管或取心作业中存在不确定性时。

SeismicTrak服务优势

1.钻井作业中自然停钻时实施测量：减少停机时间，提高钻井效率。

2.降低测井作业成本：缩短钻井时间，不需要适用电缆，风险低。

3.提供精确的时间/深度测量服务：即使井下作业时间延长，也能保证测量的准确性。

4.钻井过程中实时获取并反馈数据：
①提高井眼控制能力；
②减少钻深的不确定性；
③确定最优的下套管深度；
④及时发现压力变化。

5.结构坚固，装有多个传感器，具有超大存储空间：
①提高深水钻井作业的稳定性；
②在不停钻的前提下，增加工具运行时间。

案例研究—东南亚深水作业

挑战

1. 控制钻井速度的能力较差，油井相关数据偏少；
2.地层压力未知；
3.无法确定层间速度；
4.碳酸盐地层钻井液失水严重；
5.深水钻井的运输成本较高。

贝克休斯提供方案

1.SeismicTrak随钻地震服务；
2.WellLink 实时数据传输服务。

应用效果

1.自然停钻时，实时获取了地层速度数据，降低了钻井作业的不确定性；

2.根据SeismicTrak的实时数据，确定了碳酸盐岩地层的顶深为138 ft (42 m)，在最初预测深度的上部；

3.实时采集到了高质量的水听器数据，且这些数据不受地层性质的影响；

4.与电缆测得的垂直地震剖面数据相比，SeismicTrak的时间漂移小得多。

案例研究—挪威海上油田

挑战

1.含油层较薄，断层较多，且油层上下含有较多地可移动页岩；

2.潜在钻井风险高，可能会钻遇断层或者页岩侵入等；

3.油井为多分支井、大位移井。

贝克休斯提供方案

1.SeismicTrak随钻地震服务；
2.WellLink实时数据传输服务。

应用效果

1.减少了非生产时间，不需要使用电缆，风险小；

2.实时测量地层速度数据，减少了地层的不确定性；

3.完善了油藏地震模型，优化了井眼控制方案；

4.利用水听器和地震检波器增强了波场分离能力；

5.确定了井眼轨迹，降低了钻井风险；

6.数据测量能力大幅提高。

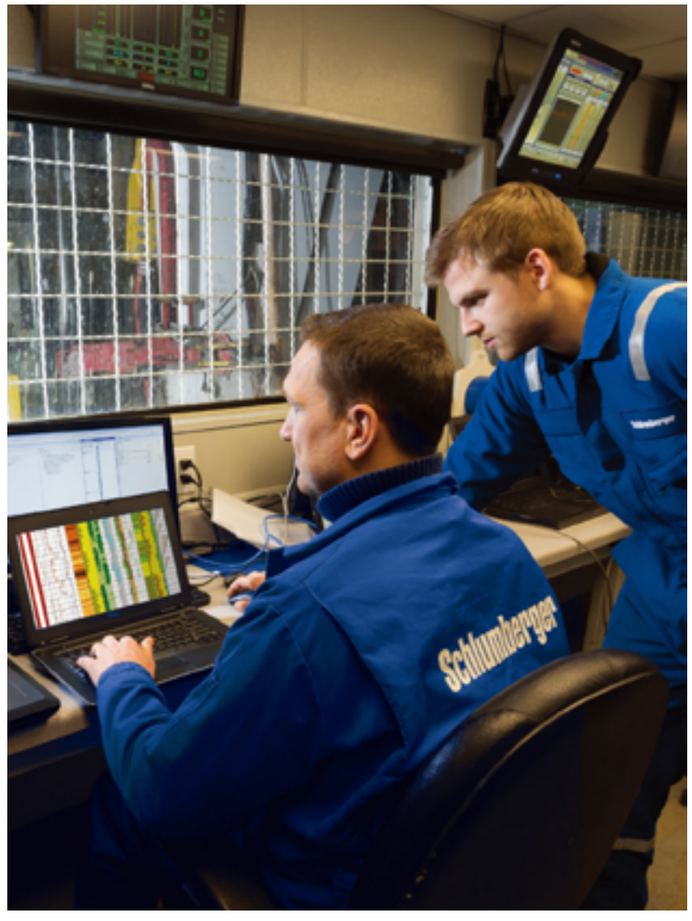
[附文2]

proVISION Plus 随钻核磁共振测井 地层情况尽在掌握！

先进的测量技术可以提供全面的井眼和地层评价数据。随钻核磁共振测井资料能够帮助作业公司建立更为科学的钻井和完井决策，降低风险和非生产时间，优化井眼轨迹并提高油气井产能。

来自 | Schlumberger
编译 | 卢春红

proVISION Plus随钻核磁共振测井测得孔隙度与岩性无关，该技术还可以得到孔隙大小分布、连续的渗透率曲线，进行直接油气探测，这些服务促进了实时评价复杂储层产能方法的进步。



评价储层质量

proVISION Plus技术能够实时测量核磁共振数据，弥补其它LWD工具的不足，利用这些数据可以评价复杂油藏的岩石物性。proVISION Plus还可以全方位地评价岩石和流体性质，发现可能被忽略的油层，并确定其渗透率。

利用T2分布特征，proVISION Plus服务可获取连续的渗透率曲线、与岩性无关的孔隙度、可动和束缚流体体积以及孔喉大小分布情况等。proVISION Plus的这些功能可以帮助作业者寻找泥质砂岩中被忽略的储层，也能够用来确定非均质性碳酸盐岩的渗透率。这种评价方法为评价岩石物性特征提供了一个全方位的解决方案。

评价完井质量

proVISION Plus能够找到被忽略储层和高渗带，为优化完井设计提供关键信息。这项服务可以提高整个完井作业的效率，提高油井产能，降低完井成本。

proVISION Plus服务也可以识别低渗层，帮助作业者制定生产计划和方案。当发现新储层时，作业者利用这些数据可以制定最终的完井方案。

二维孔隙和流体性质

核磁共振（MR）测井是由流体分子中氢核的一系列响应构成的，这些响应信息可以帮助proVISION Plus揭示孔隙和流体特性。原子核有一定的磁矩，类似于一个小磁铁棒，所以磁场可以控制它们的方向。原子核也能像陀螺一样自旋。

T2 分布

当proVISIONPlus工具接近地层时，在永磁体的作用下原子核定向排列，开始测量。启用外加磁场，氢核开始倾斜自旋，旋进、重复移相和回聚，这些都在定向排列之后发生。横向驰豫和纵向驰豫限制测量持续的时间。驰豫时间是孔隙大小和流体属性的一个函数。

完成上述所有步骤仅需要几秒钟，然后重复测量，最终得到一个驰豫时间集合，T2分布就是这种所有驰豫时间的集合。

与岩性无关的孔隙度

同中子孔隙度测井一样，核磁共振测量对氢也十分敏感。但不同的是，核磁共振信号的振幅强度只与流体中的氢核数正相关。而中子测井对地层中的所有的氢核都有响应，其中包括那些不是孔隙流体的部分。所以核磁共振测井可以在不使用化学源的前提下精确测量孔隙度，而且，由于采集的是可动流体和毛细管束缚水的信号，所以测得的孔隙度与岩性无关。

不可动和可动流体体积

T2分布可以模拟饱水岩石中孔隙大小的分布。因为孔隙大小与不同的T2范围相关，所以进一步处理T2衰减数据能够量化孔隙大小。通常大家关注的流体体积包括：分布在小的孔隙内束缚流体体积和分布在大的孔隙内可动流体体积。而T2截止值通常用来区分束缚流体和可动流体。T2截止值可以用来定义毛细管束缚水，油藏工程师以此评价油藏。

相分析和孔隙大小分布

每个测量周期内，核磁共振信号都会衰减，其中，衰减与驰豫时间有关，而驰豫时间取决于孔隙大小。孔隙小，驰豫时间短，时间最短时对应的是粘土束缚水和毛细管束缚水。孔隙大，驰豫时间长，对应的是最容易产出的可动流体。驰豫时间的分布一定程度上代表了孔隙大小分布。驰豫时间及其分布也可以用来获取其它岩石物性参数，比如渗透率、连通的孔隙以及束缚水饱和度，还可用于绘制毛管压力曲线，进行油气识别及相分析等。

连续渗透率

核磁测井最重要的功能之一就是建立实时的渗透率曲线。根据渗透率曲线，作业者能够预测生产速度，进而优化完井和增产方案。

案例分析—厄瓜多尔

proVISION Plus 825系列第一次在厄瓜多尔应用时，帮助Petroamazonas公司确定了岩石特性，并增加了油井产量。

挑战

12-1/4in井眼的状况十分糟糕，需要在这种条件下识别潜在的储层。

解决方案

采用proVISION Plus 825系列随钻核磁共振测井工具，采集渗透率数据，并区分高孔和低孔层位。

成果

1.根据高质量的测井结果，完成了核心品质分析，准确确定了岩石特性。

2.识别了一个新的潜在高产砂岩储层。

案例分析—非洲海上油田

在非洲海上油田，随钻核磁测井技术进行了薄层分析，发现了两个新储层。

挑战

评价非洲海上复杂储层中砂泥互层里的薄砂岩层。

解决方案

采用proVISION Plus随钻核磁测井技术进行薄层分析。

成果

1.一趟就测得高质量的岩石物性数据，识别出了两套层状砂页岩夹层；

2.通过识别到的两个新储层，增加了60%储量。

proVISION Plus

适用范围

1.连续、实时测量孔隙度，获取与岩性无关的孔隙度，不使用化学源；
2.连续、实时评价地层渗透率；
3.不依靠电阻率识别油气层；
4.表征薄储层；
5.表征碳酸盐岩相；
6.测量束缚水饱和度；
7.评价含气储层；
8.识别重油和焦油。

技术优点

1.优化井眼轨迹，提高油井产量；
2.完善、升级射孔和增产方案；
3.测量孔隙大小分布，进而评估储层储集性和产能系数；
4.提前进行地层评价节省钻井时间；
5.避开水侵位置，尽可能地避免弃井和侧钻作业。

技术特征

1.实时、连续测量T2分布；
2.根据T2分布特征计算连续渗透率、孔隙度（与岩性无关）、可动流体体积和束缚流体体积；
3.涡轮发动机提供动力，消除更换电池的困扰；
4.单套筒稳定器（single-sleeve stabilizer）减少了工具振动，同时不影响钻进；
5.可以放置在底部贴具组合的任意位置。

“百搭”套管钻头 Direct XCD一钻到底

相比于常规钻井，套管钻井可大幅度地降低钻井成本，提高钻井速度。Direct XCD套管钻头可搭配任意尺寸套管，在直井或斜井中一趟钻至完钻井深。

来自 | Smith Bits
编译 | 姜智夫

套管钻井工艺是一种全新的钻井工艺，可以大量节省钻井器材，缩短钻井和完井时间，大大减少钻井费用，其经济效益十分显著，是钻井工程的一个重要发展方向。

套管钻井并不是一个新概念，早在50年代就有很多陆上钻井公司用油管钻生产井，钻达油气层后对油管进行固井作业，钻头留在井下。70年代史密斯公司曾在墨西哥湾应用套管钻井技术，但当时的钻进距离都非常短。80年代末，在一些稠油油藏的开发中，人们用割缝生产尾管钻达目的层，然后进行砾石充填。这种技术在尾管下连接了一次性钻头和扩眼器，尾管柱是焊接成一体的，采用了泡沫钻井液以降低钻井和砾石充填过程中对产层的损害。在此期间，有的钻井公司还借助套管鞋和扩眼器完成下套管作业。

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。

在钻进的过程中，套管的旋转和间隔较小的环空促使岩屑粘附在井眼壁上，增强井眼强度，形成“造壁作用”：这种“造壁作用”可封堵地层空隙，减少流体流失，改善注水泥作业质量，从而保证井筒完整性。同时，由于大量岩屑都粘附在井壁上，仅有很少的部分上返至地面；大部分岩屑在井下被不断磨碎，上返至地面时的部分，尺寸则变得更小。

大量经验证明，这种“造壁作用”可有效避免页岩坍塌、井眼缩小、井眼桥堵以及卡钻等问题，减少相关非作业时间。

Direct XCD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。

坐标：科罗拉多州

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。侧钻至3410英尺时，作业者尝试下入9-5/8英寸的套管，但该套管只能下入至2444英尺，无法达到预定深度。作业者进行起钻和洗井作业，最后下入钻杆继续钻进至3095英尺。然而当固井结束后，作业者发现最终的完钻井深只有2800英尺。

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。

作业者在此下入套管至井底，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。钻至预定位置并完成套管固井后，钻头钻穿水泥塞，最后下入生产套管。

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。采用第一口井的钻井设计，作业者在第二口井下入Direct XCD套管钻头到9-5/8英寸的套管上，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，第二口径的作业成本仅有2.4百万美元。

坐标：Permian盆地

在Permian盆地的一次钻井作业中，作业者采用三级套管的钻井设计，套管下入深度在该油田的高压CO_2层之上。这种方法能够有效避免二级套管所遇到的问题：CO_2井涌，卡钻，井壁坍塌，固井质量差，以及非作业时间长等。但是下入三级套管的高成本却另作业者望而却步。

考虑到该项目的经济效益，Schlumberger公司推荐作业者采用二级套管设计，配合使用Smith Bits公司的7-7/8的Direct XCD套管钻头进行钻井作业。MLT（Multilobe扭矩环）配合5-1/2英寸的锯齿螺纹套管使用，增加扭矩。除此之外，作业者使用液压扶正器来稳定钻井过程中的套管柱，并固定在中间位置以方便后续固井。

作业者在5口井上使用该方案，摒弃了传统的8-5/8英寸套管，采用5-1/2英寸的生产套管钻至高压层以下完钻。生产套管完成固井作业后，Direct XCD套管钻头配合标准PDC钻头钻穿水泥塞。整个钻井过程中，未出现井涌、卡钻以及井壁坍塌等事故，减少了大量非作业时间。

此次Direct XCD套管钻头的应用为作业者节省了大量成本，水泥胶结测井数据显示，此次固井作业创造了历史最好记录。

坐标：中东某油田

为了减少中东某油田的泥浆漏失，作业者选择了套管钻井服务，且更倾向于使用9-5/8英寸的套管进行钻井，封隔问题地层中的水敏页岩层，并封堵循环漏失层。预完成此项工作，则必须保证总垂直深度达到2490英尺。

作业者在此项目中采用了12英寸的DirectXCD套管钻头和9-5/8英寸的套管，配合DV（倒泄阀）工具和封隔器，同时采用多级膨胀封隔环，解决了问题储层的泥浆漏失问题。为确保封隔效果，作业者将DV（倒泄阀）工具和封隔器整合到套管组中，且在套管钻井作业中采用了多级膨胀封隔环。

13-3/8英寸的套管将作为表层套管的导管被下入到1,500英尺处。套管钻井作业计划采用来自Smith Bits公司的Direct XCD套管钻头。

整个作业按照计划进行，未发生安全事故和钻头震动或偏心回转以及井底失稳现象。常规钻井作业在1,994英尺处存在漏失问题，套管钻井作业对该问题予以了解决，且在完钻井深处以及注水泥期间均未发生漏失。平均钻速58ft/h，纯钻速度最高达140ft/h，整个作业相较于原计划共节省了7个小时。

套管钻井技术对钻井工艺和钻井装备都提出了富有创造性的改造，将大幅度地降低钻井成本，提高钻井速度。应用套管钻井技术可以减少起下钻时间，降低压力激动，改善水力清洗井眼状况，有利于维持井壁稳定，同时还能节约钻井成本。当前套管钻井技术已成为世界范围内降低钻井成本的有效途径，为我国钻井技术发展提供了良好启示。

126.2ft/hr! MegaForce钻头专治复杂地层

哈里伯顿公司推出的MegaForce钻头采用SelectCutter设计理念，选用耐磨材料，具有钻进更长、钻速更高、耐磨性更强的特点，已在多个地区实现了成功应用，为供应商带来了巨大经济价值。

来自 | Halliburton
编译 | 张德凯

哈里伯顿MegaForce钻头融合了先进的SelectCutter钻头设计理念,采用了超高效的切削齿平衡布局、高级抗磨蚀胎体材料和改良过的水力学设计。基于哈里伯顿特有的用户操作界面设计流程（DatCISM），MegaForce整体设计工作由ADESM产品线的专家完成。该钻头满足客户对于特殊井况优质钻头的需求，同时具有钻进尺寸更长、ROP（钻进速率）更高的优点。

MegaForce钻头的胎体设计独特，钻头更加耐用，能够长时间保持高ROP，实现钻进尺寸最大化。钻头胎体材料采用钨合金，使其自身的磨蚀损伤显著降低。同时压力平衡设计确保了钻进过程中钻头的稳定性。另外，MegaForce钻头还结合了微型喷嘴设计，钻井过程中流体流动更合理。钻头尺寸的降低也大大增强了导向钻井作业的可控性。

由于采用了SelectCutter技术，MegaForce钻头的切削齿更加锋利、耐用，钻井性能异常强悍，能够维持高ROP、长时间作业。现场实际应用表明，MegaForce的多级力学平衡设计和双切削齿结构使其在超过1000ft钻进范围内都可保持ROP高于20ft/hr，远远超过了同类产品。

技术难题1

钻头胎体磨蚀会导致水力效率降低、钻头使用寿命缩短，而钻井过程中通常需要高磨蚀的钻井液来移除钻井碎屑，这无疑会加速钻头胎体的磨损，影响钻头使用。

解决方案

钨合金材质的胎体能够显著提高钻头强度和抗磨蚀能力，提高钻头在高压、高速流体下的作业能力，保持钻头在坚硬地层和高磨蚀地层的钻进能力。

技术难题2

钻头在地层转换带钻进时会发生受力不均匀的现象，使得切削齿更易损坏，降低钻井效率。

解决方案

多级力平衡设计能显著改善由于地层不均匀造成的钻头受力不平衡问题，所以MegaForce钻头更加稳定、耐用，切削齿布局更加合理，钻井效率更高。

技术难题3

长水平井和水平分支井钻井过程中经常会遇到坚硬、高磨蚀岩层，这对钻头的导向性能有着极高的要求。

解决方案

MegaForce钻头的尺寸降低了将近14%，使得其在复杂轨迹钻进过程中作业效率提高，此外钻头的微型喷孔优化了钻头水力压力，钻屑清除效率更高，钻头磨损更小。

技术难题4

坚硬地层/高磨蚀地层的钻井作业中钻头的磨损非常剧烈，同时ROP也会降低。此外，地层转换带情况非常复杂，钻头会受到各种作用力影响，极易损坏。

解决方案

MegaForce钻头结合了SelectCutter PDC钻头的切削齿，在降低磨损的同时钻进效果更好，整体磨蚀损耗降低40%。

坐标：科威特

在科威特有一口井眼尺寸16in的井中，钻进过程需经过砂岩、石灰岩层。开发商急需寻求一种能够用于坚硬/磨蚀性地层钻井的钻头。根据现场实际情况，哈里伯顿为其量身定制了能够承受高磨蚀、高扭矩作业的MegaForce钻头。

最终，该客户完钻深度几乎为预期的两倍，工作效率大大提高。

通过使用MegaForce钻头，该客户完成了1197ft的钻井计划，平均ROP为32.4ft/h，创下了该油田高ROP下的最长钻进尺寸记录。与常规作业相比，平均ROP提高了62%，钻进尺寸提高了11%，共节约31%的作业时间。

坐标：美国Williston盆地，怀俄明州，Bakken页岩油田

MegaForce钻头在该油田三口井的钻井作业中表现出了极佳的性能，并在后续的钻井作业中得到重用。

第一口井采用8-3/4in的MegaForce钻头，仅用时68.5小时即完成垂深为8617ft的钻井工作，平均ROP为125.8ft/hr，平均每天钻进2913ft，创造了该油田的ROP记录。钻井作业的前24小时钻进深度就达到了5536ft，在保持高ROP的同时还降低了单位钻井成本。

在第一口井取得巨大成功的基础上，第二口井同样采用了8-3/4in的MegaForce钻头，其表现甚至还要优于第一口井，用时66.5小时即完成了8389ft的钻进作业，前24小时钻进5600ft，平均ROP为126.2ft/hr，又一项钻井作业记录就这样轻松的诞生了。

整体磨蚀损耗降低

40%

第三口井为长水平分支井，采用6in的MegaForce进行作业，钻进距离4133ft，同样保持了高ROP和低成本，前24小时钻进2654ft，同样是该油田同类钻井作业的最快记录。

坐标：美国犹他州，落基山脉

在采用MegaForce之前，该地区油田开发商以某个采用最新技术、尺寸为7-7/8in的钻头为标准，为该地区钻井作业建立了一套“钻井考量标准”。但是在使用MegaForce钻头后，该标准明显不适用了。MegaForce将该地区的钻井效率显著提高，ROP平均提高20%，钻进尺寸提高31%，而且钻头的磨损程度也降到了历史最低。

坐标：东德克萨斯

在使用MegaForce钻头之前，该地区使用8-3/4in钻头的最佳纪录为：最大钻进尺寸827ft，平均ROP为20.6ft/hr。使用MegaForce之后，该地区的钻井效率明显提高，作业纪录也被轻松打破。钻进尺寸达到918ft，平均ROP22.1ft/hr，分别提高了18%和25%。

坐标：Permian 盆地

开发商将MegaForce的钻井性能与该地区多口井的钻井纪录进行对比，以单次下钻作业为例，MegaForce的钻井效率为最高，通过多次钻井实际应用考察，MegaForce将钻进尺寸和ROP分别提高了12%和24%，提速效果显著。

125000lb！快速！安全！QuikRig：不一样的连续油管！

哈里伯顿推出的增强型QuikRig连续油管系统，提升力大、安装速度快、安全性高，除了可用于各种常规作业外，还特别适合非常规储层的压裂-桥塞磨铣作业，功能十分强大。

来自 | Halliburton
编译 | 白小明

哈里伯顿新一代增强型QuikRig连续油管系统，在设计过程中预先将井控系统安装到了井架内部，减少了设备安装时间，极大地提高了作业效率，也为作业人员提供了一个更加安全的现场作业环境。

增强型QuikRig系统，适用于新老油田大多数的常规连续油管作业。此外，由于QuikRig系统拥有较高规格的井控设备组合（最大尺寸为5-1/8英寸，压力级别可为15K），而且隔水管能够容纳全套的井底磨铣钻具组合，因此，该系统还特别适合用于非常规储层的压裂-桥塞磨铣作业。

增强型QuikRig系统具有通用性，当作业环境对提升力要求较低时，可与所有标准V95型QuikRig系列滚筒和V95K注入头通用。同时，该系统的井架采用了较为独特的设计方式，采用这种设计后，各种井控设备安装在同一台拖车上，确保定制的方案能够解决作业者遇到的各种问题。

QuikRig系统主要组成

设计师们拥有丰富的油井干预和井控经验，他们设计的QuikRig设备系统包括3个主要组成部分：

1.辅助井架系统：井架系统中整合了所有的井控和动力系统，并且将所有的设备都安装在了一台拖车上，这样就缩小了在现场占用的空间，减少了尾气排放量。

2.滚筒拖车：拖车上包含滚筒、操作室、鹅颈管和注入头等。

3.Terex吊车：Terex吊车由行业领先的企业制造，可以为连续油管作业提供各种吊装服务，保证作业的顺利进行。

QuikRig系统特点与优势

1.预先组装井控设备，大幅减少安装时间；

2.井架空中吊运系统可以降低落物风险；

3.采用锁定井架设计，无需在吊物下组装BHA，提高了安全性；

4.通用的滚筒拖车，与标准V95型QuikRig拖车滚筒兼容；

5.通用的滚筒拖车，可以和倾斜拖车上的V95K型和新式125K型注入头兼容；

6.适用于多种规格的井控设备系统，能够满足不同的隔水管长度要求；

7.具有实时操控能力，滚筒拖车全面支持新型光纤服务。

QuikRig辅助井架系统

为了维护自身在连续油管行业的领导地位以及更好地控制井喷，哈里伯顿公司认识到必须要重视安全因素，这样才能尽量避免现场安全事故的发生。

明白了这一点后，哈里伯顿公司为增强型QuikRig系统设计了一套辅助井架设备，主要是为了在保证安全作业的同时，兼顾作业效率、节约作业时间和相关成本。

辅助井架拖车基座是一个稳定的工作平台，包括前后支架、连续油管液压动力装置、110V交流发电机和井架设备。其中，井架设备包含压力控制设备组合、燃油罐以及液压软管包。

辅助井架系统中预先组装了井控设备和井架空中吊运系统，减少了50%左右的作业时间，也降低了安装时的落物风险。

在液压缸的作用下，井架起升到垂直状态。一旦起升到位，通过自动插入连接器将注入头插入到防喷盒。使用吊车吊装空中吊运系统，并将其锁定在6个预先设定的位置之一。

在辅助井架的帮助下，工作人员可以远离井架在控制面板上操作所有设备，这样就保证了操作者在现场的安全。井架设备尺寸多样，可以满足不同尺寸的井控设备组合及隔水管长度的要求。井架设备能够承受45,000lb（200kN）的载荷，主要由以下设备组成：

1.连续油管导向头；

2.连续油管注入头；

3.双（上/下）自封芯子盘根，可远程操作注入头连接器；

4.30ft（9.14m）整体式法兰隔水管短节；

5.隔水管变扣短节；

6.Quad防喷器；

7.带有2个整体式出口的井口四通；

8.Dual Combi防喷器。

操作人员作业间隙检修设备时，拖车的整体式工作平台上有一套防喷盒，可以保证作业者的安全。

井架设备的空中吊运系统采用了2,000lb（907kg）的液压BHA起升系统，减少了手动操作BHA的需求。

QuikRig系统滚筒拖车

这款新型四轴滚筒拖车包括缠有连续油管的滚筒、操作室、连续油管导向头等。滚筒拖车可以配合现有的95K型

和新式125K型注入头使用。QuikRig系统滚筒拖车提前将注入头插入到了倾斜的注入头支架，极大地提高了作业效率。拖车经过配置可以操作所有的标准V95型QuikRig滚筒，并可适用于1-1/2英寸及2-7/8英寸的连续油管。

QuikRig的连续油管操作室采用了大容量（75加仑，284升）的储油系统和一套新型的防喷器（BOP）仪表布局和控制系统，并完全符合APIRP16 ST标准。

全新的控制面板，BOP最多可以具有六个不同的功能。上述控制面板保证作业人员可以远程操作3个LoTorc控制阀。

控制系统采用了大排量设计，在这套系统的控制下关闭时间可以达30秒。为了防止误操作，关键的井控功能开关使用了安全罩进行防护，进一步降低了发生意外的几率。

连续油管数据采集和控制系统（Coiled-Tubing Acquisition and Control system）由用于油井干预的InSite和久经考验的ACE overFlecs控制系统组成，配合InSite Anywhere远程操作软件包和一体化无线网络一起使用，就可以实现关键井筒参数的远程监控。

全新一代连续油管操作室和滚筒，与哈里伯顿的新型CoilComm服务完全兼容。新控制系统能够获取大量的高分辨率数据，这些数据可以传输到不同的终端，供不同的作业人员实时查看。同时，滚筒拖车支持Pinnacle数字温度传感（DTS）和数字声波传感（DAS）服务。

QuikRig系统Terex吊车

所有增强型QuikRig连续油管系统都配备单独的Terex吊车。吊车根据需求配置可以满足不同的压力控制设备（PCE）组合的要求。Terex T780（80T）吊车可以在25ft（7.6m）的半径范围内安全吊装5-1/8英寸以下15K型的井控设备系统。吊车安装在标准的Terex底盘上，并配有5,000lb（2268kg）的平衡装置。

Terex吊车系统包括满足EPA标准的500HP Cummins发动机、Fuller手动变速箱、液压转向方向盘和空气悬挂系统，这些装置保证吊车在高速路上最高时速可达65mph（105km/h）。

驾驶室温度的可调，有制冷机和无烟加热器，能够提供安全舒适的操作环境。电脑配合Greer载荷指示器控制载荷。驾驶室内有一套标准的安全系统，包括防撞设备、隔音墙及紧急制动按钮。随车吊中有一套辅助照明系统，可以帮助作业人员夜间安装设备。

小功率的Terex Crossover 6000（60T）随车吊可以在25ft（7.6m）的半径内安全吊装4-1/16英寸以下的15M型井控设备系统。Crossover 6000随车吊安装在标准的Kenworth T800底盘上，配合3,000lb（1361kg）的平衡装置使用。Crossover 6000随车吊具有与T780吊车同样的控制系统和特点。

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

扶正器“女皇” Centek用超高强度呈现完美居中

Centek公司推出的S2扶正器颠覆了此前的传统设计，具有超高强度，并获得了包括“女皇创新大奖”在内的多个奖项，堪称扶正器中的“经典款”。

来自 | Centek
编译 | 白小明

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，同时也需要辅助其它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。

自2001年成立以来，Centek公司打造了多款性能突出的扶正器产品，在全球各区块均有良好的应用效果。其中，除了UROS-CT外，S2扶正器也是该公司最受好评的扶正器产品之一。S2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。

更简化更智能

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。

女皇创新奖得主

在过去几年里，S2扶正器荣获了诸多奖项，包括久负盛名的女皇创新大奖。

S2扶正器的以下优点，可使其应用于直井、大位移水平井、小公差井或者下部扩眼井：

1.符合API标准；

2.非焊接光滑整体弓形剖面；

3.一体式弓形设计，提高强度和性能；

4.无薄弱点；

5.无需启动初始力和下放力，超大恢复力；

6.低摩擦系数；

7.极小的旋转扭矩损失；

8.极小的制动效应；

9.通过优化扶正设计，提高旋转能力。

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。

应用范围

1.胶结疏松的井；

2.大位移井、水平井、大斜度井；

3.高温/高压井，地热井；

4.页岩油气井；

5.垂直井及简单井；

6.裸眼完井、压裂、膨胀封隔器完井；

7.防砂完井。

CENTEK UROS扶正器可以在套管和裸眼井段旋转超过12个小时，起出后未损坏、无破损。

坐标：欧洲，挪威，Starfsh油田

技术挑战

作业者需要将7”（磅级32.0#/ft）尾管下入8-1/2”裸眼至3600米，需要通过套管内径为8.535”的井段（套管尺寸9-5/8”，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。

解决方案

使用55个型号为7” x 9-1/2” 的Centek UROS扶正器。

如果采用低质量、脆弱、铰接的弓形弹性扶正器，可能造成严重的问题，损坏扶正器，而使用Centek扶正器不会出现这种情况。

应用结果

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。

Centek UROS一体式扶正器，比其他同类产品更坚固，强度更大。尽管Centek不建议重复使用起出后的扶正器，但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。

高效、安全、降本 Schlumberger带来连续油管设备盛宴

在当前低油价的大环境下，连续油管技术正越来越受到作业者的青睐。Schlumberger连续油管系列设备，可节约作业时间、提高作业安全性，在未来连续油管装备市场必将占据一席之地。

来自 | Schlumberger
编译 | 白小明

连续油管起初作为经济有效的井筒清理工具，在市场上赢得了立足之地。修井和完井作业的经济收入占连续油管作业总收入的75%以上，连续油管在世界各油气田的应用范围持续扩大。

全新一代连续油管（CT）设备，可以提高连续油管服务的作业效率，提供不受限的井口进入通道。CT EXPRESS快速部署设备将安装时间从3小时减少到不足30分钟。CT SEAS设备使作业更安全、更高效，将作业时间从3.5天减少到2天。

CT EXPRESS快速部署连续油管设备

CT EXPRESS连续油管系统仅需2台拖挂车，即可具备常规4台卡车的作业能力。在进行陆地低压油气井作业时，可实现快速安装和拆卸。

通常3个工作人员为一个班组，使用2台车，即可操作CT EXPRESS快速部署CT设备。创新型的设备布局有效利用先进技术，避免了爬上设备或在吊物下作业，实现设备的快速安装和拆卸。系统对所有CT相关作业及泵送功能进行过程控制，提高了工作效率、经济性和作业安全性。

在现场测试阶段，CT EXPRESS设备总作业量超过200次，未发生任何损失工时事件。同时，简化的设计也为困难地形和极端天气环境下的作业带来高度可靠性。

CT设备的注入头额定拉力为40,000lbf（178kN），井口压力控制设备额定压力10,000psi（68.9MPa），井架高度42ft（13.1m）。该设备配合6ft（1.8m）或较短的BHA，可用于高度达20ft（6.1m）的井口。相对较长的BHA可用于高度较低的井口。油管在运输期间处于插入状态，长达6ft的BHA可以在运往现场之前进行组装并试压，无需液压和电缆连接，设备安装更安全、更高效。插入式滚筒卷轴和创新的BOP试压台，使准备工作又快又安全地进行。

组合牵引车包含流体泵和液体加药系统，为设备提供电能和液压动力。拖车载有氮气泵送系统和液氮存储罐。整套系统设计用于泵排量相对较低、压力适中，且泵送过程不中断、持续时间较长的CT作业。

从设计上来说，通常是在CT设备操作室来远程操作组合泵，但单独的作业也可以实现局部控制。CT EXPRESS的操作设计完全采用电控液的模式。操作者在操作椅上同时控制CT设备和泵，以便更好地利用人力，也可有效避免不同设备操作人员之间的沟通问题。

技术应用

用于陆上无钻机CT服务。

技术优势

CT EXPRESS具有自动应急响应程序，对油管滑脱和失速实现探测和控制。同时，该设备采用CoilCAT连续油管电脑辅助系统进行实时数据监测，为现场决策提供信息支持，具有用户友好型、复合工效学的工作环境。另外，借助于过程控制，CT EXPRESS可定期检查关键工作参数。

其他优势

1.改善连续油管反转稳定性；
2.优化物流，减小运输风险和成本；
3.现场无需进行软管和电缆的连接和拆卸；
4.设备占地面积小；
5.设备重量满足美国和加拿大的道路运输法规要求；
6.运输期间油管处于插入状态；
7.30分钟内完成设备安装及试压。

CT SEAS自动化海上CT设备

灵活、定制化的CT设备适用于海上作业环境，减少作业时间及工作人员数量。

提高安全和效率

所有组件模块化成10个主要的撬装设备，可减少海上CT作业时间。

模块组装

控制室采用符合工效学的设计理念，提高了操作人员的控制能力，减少了人员数量、安装时间和成本；预先测试、组装的模块，使现场安装更高效，降低了设备安装过程中人员失误的几率；液压接头数量的减少，节约了时间，降低了污染风险；单螺栓锁定油壬及其他省时设备，共同提高了作业效率。

更安全、更高效的CT系统

CT SEAS设备具备灵活性，可定制化，适用于多种海上设施，包括平台、浮动设备、张力腿平台等。该系统同时也具备传统CT设备的所有功能。

当一口井需要进行多次作业时，除最常见的压裂后井筒长时间磨铣作业外，该设备还可完成其他所有类型的作业，较其他设备更具优势。系统对元素和工效学进行了设计优化，增强了安全性，节约了时间。

1.过程控制体系使作业更快、更安全；
2.CT设备、节流管汇、泵都由单个控制点操作，提高了安全性，有助于工程师将
3.精力集中在手头的工作上；
4.模块化使多井作业时，井间转换更高效；
5.减少作业人员，提高了作业效率和安全性；
6.模块化设计提高了空间利用率，对于平台作业极具优势，设备仅需占用较小的空间，且减少了吊车作业量。

应用范围

海上固定、浮动设施，有需要连续油管（CT）作业的情形。

技术优势

1.提高安全性和效率，降低作业成本；
2.减少所需的吊车作业量（普遍从53次减少到36次）和30%的人员使用量；
3.减少设备安装和作业时间。

技术特点

1.可用于所有CT作业；
2.减少现场机械液压离合器数量；
3.预先组装和测试的设备模块和管汇；
4.液压动力装置具有隔音、分区、ATmospheric EXplosives（ATEX）特性；
5.模块化的液压连接；
6.连续油管自动插入到注入头；
7.减少了高空作业量；
8.优化试压作业。

连续油管作业装置已被誉为“万能作业机”，广泛应用于油气田修井、钻井、完井、测井等作业，贯穿了油气开采的全过程。

事实上连续油管所具有的带压欠平衡作业、作业的快速高效、对地层的低伤害、低成本（来源于工序的简化）等等优点和应用价值，是在连续油管诞生30年后的上世纪90年代才真正被人们所认识。其后，连续油管广范应用于油气田修井、钻井、完井、测井等作业，在油气田勘探与开发中发挥着越来越重要的作用。

接下来将对Schlumberger公司的连续油管设备进行介绍。

CT TComp CT海上运动补偿系统

保护深水CT作业期间井口的完整性。

更安全、更高效的升沉补偿和井口应力管理

CT TComp CT海上运动补偿系统有3种通用的工作模式：顶推架模式、张紧架模式和内部补偿张紧模式。其15-ft (4.57 m) 长的钛合金应力接头，可允许作业期间设备有适当的活动量，并减小井口的应力。CT TComp系统可自动维持隔水管载荷和应力接头的适应性，使二者处于最佳状态。

顶推架模式

顶推架的纵向结构由BOP基础架组成，BOP基架同时也是CT井架系统的基础。顶推架设计座放在12-ft的中央，中心载荷最高达160,000 lbf (711.7 kN)，可横跨大槽口间距，或横跨立柱式生产平台 (Spars) 的垫架，从而将载荷分散到平台甲板。

张紧架模式

CT TComp系统可以组装成一部分或两部分，当作一个350吨的张紧架使用，传递来自CT设备周边的隔水管载荷。常规的框架需要在起吊完框架后再组装所有的CT设备，耗时且有人身伤害风险。模块化的CT TComp系统仅需一次起吊就可以完成组装并安放就位。

内部补偿张紧模式

由于Spars通常没有补偿模块，司钻需要在整个CT作业期间，监控并调整设备载荷。然而，CT TComp系统可以自动监测、调整载荷。15-ft (4.57 m) 长的钛合金接头可以吸收横向未对齐造成的应力，避免隔水管和井口受到未知应力的作用。

贴心的设计元素增加安全性，节约时间

1.采用15,000-psi (103.4MPa) 隔水管和BOP Grayloc单螺栓连接器，每个15,000-psi (103.4MPa) 高压接头的连接时间从45分钟减少到5分钟；

2.高压接头数量从25个减少到4个；

3.插入绞车最多可节约2小时的作业时间，避免重大HSE风险；

4.液压驱动鹅颈管，在安装设备时最多节约90分钟时间；

5.液压接头固定在框架上，减少了模块组装过程中接头的数量；

6.牵线绞车及液压软管和电缆滚筒节约了安装时间，增加了安全性。

应用范围

1.具有升沉补偿顶推架的作用；

2.在半潜式平台或钻井船上，作用相当于张紧架；

3.无需拆卸CT设备，即可同时进行电缆或钢丝作业；

4.井架设备未进行升沉补偿时，提供补偿功能；

5.钻机复员后，可为Spars提供升沉补偿功能。

技术优势

1.预先组装成3个撬装设备；

2.提供7ft (2.1m) 垂向升沉补偿；

3.BOP和隔水管，采用高效的单螺栓卡箍连接；

4.Class I，Division II–认证电力系统；

5.在可接受的应力范围内，自动监测和维持井口应力；

6.两套防坠落装置，所有通道均有扶手。

X-11模块化海上CT设备

X-11模块化海上CT设备是一套灵活、多用途的系统，适用于多数海上设施，包括平台、驳船、Spars、浮动设备、张力腿平台等。X-11设备使用的连续油管直径从1-in到2-in，更换不同直径的连续油管非常安全、简单、高效。

整个设备系统系统采用模块化的设计，包括液压动力装置、控制室、满足标准集装箱运输的货篮，而且控制室可以架在液压动力站顶部。这些设计都减少了CT系统设备总重和占用空间。

随着我国东部油田增产挖潜工作的深入，需要采取在套管内侧钻水平井的方法对一批复杂断块油田开采剩余油，以及对待废井、工程事故井、停产井进行挖潜复产或增产。我国西部油田的开采也以大量的深井、超深井及水平井、丛式井为主。因此，随着我国侧钻井和小井眼钻井需求的不断增加，连续油管作业技术在我国水平井钻井、修井及完井作业中将会发挥巨大的作用。

GarugePro Echo 开创首例！实时扩眼 拒绝口袋

在岩石不稳定的地层，往往需要扩眼且口袋要足够短，才能保证套管顺利下到位。GaugePro Echo扩眼器可一趟钻同时完成钻进和扩眼，降低了作业风险，节约了作业时间。

来自 | Baker Hughes
编译 | 白小明

GaugePro Echo扩眼器是业内首款即时命令数字式扩孔工具，可以为高成本钻井作业提供实时安全操作保证，使用GaugePro Echo扩眼器，一切尽在掌控之中。

GaugePro Echo扩眼器采用有线、模块化设计，可以安放在底部钻具组合 (BHA) 的任意位置，具有高效进行口袋扩眼的特点。当安放在离钻头较近的位置时，无需常规的第二趟钻进行口袋扩眼，井眼条件可得到极大的改善，套管可以更快下到位。

GaugePro Echo数字式扩眼器，刀翼可以根据需要多次伸出收回，并可以实时确认刀翼的状态及位置，增加了作业的安全性。它也可以实时返回油压、油温、工具振动信息。

操作人员可以实时操控GaugePro Echo即时命令数字式扩眼器，提高了扩孔能力，更具经济性。GaugePro Echo采用贝克休斯专有的技术，让未知信息变得已知，打破局限，可减少非生产时间 (NPT)，一趟钻同时进行扩眼并完成口袋钻进，操作完全可控。

采用实时通信技术，增强操控性

GaugePro Echo扩眼器采用有线电缆，操作者可以即时不受限制地发送伸出收回刀翼的指令，并可收到刀翼状态及位置、油压、油温和振动信息。通过确认工具的功能状态，提供井下作业工况的详细信息，这种快速反应机制可以节约一趟钻，且通过快速调整钻井参数可使单趟钻获得更多进尺。

工作方式更智能

GaugePro Echo数字式扩眼器作业更智能，无需额外的施工步骤，无需使用其他常规的扩眼器。其操作方式与钻井参数和泵排量无关，可以安放在BHA的任何位置，一趟钻完成钻进并扩眼，最多只留4.6米长的口袋。

减少NPT，降低风险

常规的机械和混合数字式扩眼器通常会产生大量非生产时间，且对钻井参数有限制，司钻不得不停止操作，提前起钻，重新下钻进行口袋扩眼。

GaugePro Echo扩眼器一趟钻完成钻进和口袋扩眼，极大地减少了起下钻时间，减少了昂贵的NPT和与之相关的HSE风险。此外，三重失效保护措施可确保扩眼器能安全起出，保证作业按计划进行。

当与贝克休斯钻头一起入井时，GaugePro Echo扩眼器的使用将更顺畅，扩眼力将更集中，进而产生更小的振动，有利于保护工具，加快钻井速度。扩眼器配有优质的切削齿，可以提高机械钻速，延长耐久性，有利于取得更多的进尺；起钻时，上切削齿可修整膨胀的井段；同时，与旋转导向系统配合使用时，一体式扶正器可以提高导向性。

坐标：北海，Brage油田

一家油公司在Brage油田钻进Draupne地层的12¼-in井眼时，遇到了井壁稳定性和当量循环密度 (ECD) 相关的问题。该地层非常不稳定，可能会形成阻卡点，增加起钻或下套管过程中的风险。该尺寸井段的设计完钻井深 (TD) 位于Draupne页岩以下的方解石夹层段。这就要求口袋应该足够短以利于成功下入10¾-in套管，而且揭开新地层的裸眼段也应该足够短以减小井眼坍塌的可能性。

不幸的是，由于扩眼器安放在随钻测量 (MWD) 或随钻测井 (LWD) 仪器以上，将留下一个50米长的口袋，这将增加固井质量和井眼稳定性风险。贝克休斯推荐使用GaugePro Echo即时命令数字式扩眼器，安放在离钻头较近的位置，无需单独进行口袋扩眼作业，避免了与之相关的风险，节约了钻机时间。

贝克休斯设计了BHA，将第二个近钻头GaugePro Echo扩眼器安放在导向仪器以下，刀片位于钻头以上10m的位置，第一个GaugePro Echo扩眼器安放在钻头之上32米的位置。

该次作业一趟钻进至TD并同时完成了扩眼工作。前1064米仅使用主扩眼器 (第一个扩眼器) 进行钻进和扩眼，并将井眼扩大至13½-in。余下的71米同时使用主、副扩眼器完成钻进和扩眼。口袋长度缩短至10米，节省了3天的钻机时间，并顺利下入10¾-in尾管至预定井深。仪器记录的数据显示，两个扩眼器同时工作产生的振动很小，粘滑现象也表现正常。起出后检查扩眼器的刀片，发现性能良好，磨损很小。

GaugePro Echo扩眼器首次实现了近钻头扩眼器和主扩眼器同时使用，钻进并扩眼至TD，避免了在起钻过程中对口袋段进行扩眼。主扩眼器有利于稳定BHA，而近钻头扩眼器对口袋进行扩眼，减小了井下振动。钻进和扩孔操作流程的简化，有利于节约钻井时间，带来良好的钻井作业效果。

紧凑！轻便！贝克Micro连续油管能人之所不能！

常规连续油管在海上作业时占地面积较大，通常要在辅助船的帮助下才能作业。但这样容易导致关井等浪费作业时间情况的发生，严重影响效益，为此，贝克研发了新一代的Micro CT。

来自 | Baker Hughes
编译 | 吴海君

贝克休斯的Micro CT (Coiled Tubing, 连续油管) 设备采用了模块化、轻量化的设计, 占地面积小。为海上平台, 特别是甲板空间或吊车能力有限的海上平台上, 使用连续油管设备作业提供了一种高效的新方案。

Micro CT的这些设备符合挪威船级社的吊装标准、Zone II标准、墨西哥湾的Class 1 Division II标准和API压力控制标准, Micro连续油管设备可与5/8英寸、3/4英寸和1英寸的油管配合使用, 注入头压力可达17000磅。如需要也可定制尺寸较大的滚筒和注入头。

Micro CT 省心好用

Micro CT服务中集成了贝克休斯模块化、小型的连续油管设备, 工程师们将标准的连续油管设计的更小、更轻, 因此形成了一套全新的连续油管设备。这套设备能够分解成几个很小的部分, 也可以很快地组装起来, Micro CT的这种特性可明显减少停机时间, 提高作业效率效率。

贝克休斯的Micro CT设备具有所有海上常规连续油管设备的功能和优势, 还具有常规连续油管没有的优点, 比如设计紧凑、轻便、尺寸小等。由于油井产量低经济上不适合、没有修井船, 或者甲板空间、吊装能力有限等原因, 之前一些油井无法使用连续油管作业, Micro CT作业中完全不存在这些问题。

Micro CT设备可以为陆地、海上甚至是边际油井提供服务, 并保证服务安全、高效地进行, 最重要的是这项服务成本较低。Micro CT不需要大型的吊装设备, 所以可以节省这项开支。同时, 这套设备采用了模块化的设计, 重量也比较轻, 易于运输和安装, 减少了后勤和人员需求。

Micro CT设备在任何一中海上平台都可以使用, 无需额外配备有丰富作业经验的辅助船和修井船。油井干预作业和修井作业可随时开始, 无需依赖昂贵的修井船、钻机或吊车。这样既可以减少非生产时间 (NPT) , 也可以缩短修井时间、明显降低作业成本。同样, 如果陆上的常规连续油管设备无法实现安全作业的目的, 也可以使用Micro CT设备。

由于Micro CT服务不需要辅助船, 也就不需要关井或等候, 所以Micro CT可以用到更多的作业中, 从而可以将闲置资产迅速高效地转换为实际产出。

此外, 配合贝克休斯专有的摩擦剂可减小流体流过井眼底部的摩擦力, 极大地提高泵送能力。作为贝克休斯作业前分析的固定步骤, 配合专利建模软件—CIRCA可准确地预测洗井时清除固相的过程, 也可提供详细的机械应力分析以实现井下管柱性能可视化。

Micro CT的尺寸更小, 能够完美执行各项操作、更好地完成常规连续油管作业, 降低作业风险。所以, 选择贝克休斯Micro CT, 放心、省心、节省成本。

CIRCA连续油管模拟软件

贝克休斯专利CIRCA连续油管模拟软件能够准确地模拟连续油管作业过程, 利用获取的数据优化现场作业设计, 保证连续油管作业安全进行, 进而达到节省工作时间的目的。该软件的计算能力十分先进, 可以帮助作业者以最高的效率完成工作。

经过三十多年的发展, 现在CIRCA可以准确预测油管受力情况、压力分布、流体流动情况、固相清除以及井下工具操作情况。在该软件帮助下, Micro CT的作业水平在业内处于领先位置。软件的用户界面上有详细的帮助文件, 还有在实际应用和经验教训基础上形成的警示信息。这些信息可快速的指导用户, 同时在设计过程中提供实时帮助。

CIRCA模拟软件适用范围

所有标准连续油管作业。

贝克休斯特定系统也可以使用:

1.Tornado连续油管洗井系统;
2.OptiFrac多层压裂服务;
3.EasyReach大位移工具;
4.Roto-Pulse砾石充填清洗过程;
5.Roto-Jet喷射工具;
6.Sand-Vac洗井系统;
7.FoamExpert建模软件;
8.StimTunnel酸化服务;
9.EasyCut水力喷砂射孔器;
10.Micro CT服务。

CIRCA模拟软件特点及优势

准确的作业设计和基于实际应用的模拟:

1.减少现场工作时间和投入物料;
2.提供安全操作指导、增产建议和由经验而来的警示。

对油管应力和流动分析建模:

1.准确计算可承受最大深度和应力;
2.预测两相流、凝胶、酸液和其他流体的压力;
3.提供流体数据库;
4.建立温度和压力分布图。

Micro CT适用范围

吊装、空间或重量受限的海上和陆上作业:

1.射孔、酸化、固井和气体举升;
2.洗井作业;
3.测井作业;
4.机械干预;
5.打捞作业;
6.除垢;
7.清除水合物;
8.清除沥青;
9.其他修井和干预措施。

Micro CT特点及优势

1.轻量化、模块化结构:
1 为海上边际井提供更好、更安全、多样化的服务;
2 减少运输成本和海上工作人员;
3 易于运输, 安装迅速。
2.减少大型吊车的使用:
1 提高效率、减少占地面积、降低风险;
2 可分解为几个小模块。
3.满足挪威船级社的吊装标准和Zone II规范, 可用于各种严苛的作业环境。
4.配合贝克休斯专利建模软件使用, 可提供准确的设计、模拟、工具安装服务以及安全操作指南, 尽可能地减少现场作业时间。

连续油管作业难题 哈里伯顿InSite迎刃而解

针对连续油管作业，哈里伯顿研发出了InSite软件系统，利用这个软件，作业人员可以在连续油管作业前进行作业设计，也可以在连续油管作业中监测各项数据，优化作业参数，避免危险情况的发生。

来自 | Halliburton
编译 | 张德凯

油服巨头哈里伯顿拓展自身的软件业务，成功研发了InSite软件系统。这套软件主要是针对连续油管作业的，可以进行作业设计、实时获取和计算作业数据。基于丰富的连续油管作业经验，哈里伯顿的新型油井干预作业软件InSite一跃成为业内同类软件的执牛耳者。

InSite技术平台贯穿哈里伯顿的各条产品线，广泛应用于世界各地的油田中。新型InSite软件充分运用了现有的远程监测技术，利用这项技术，InSite可以实现远程作业数据的实时监控。作业人员使用智能手机即可监测各项数据，及时调整作业方案，方便作业的进行。

InSite软件优化连续油管作业

连续油管适用范围广泛，被誉为“万能作业机”。但是随着油井开采深度的增加，大斜度井段越来越多，作业难度已非往日可比。因此，连续油管作业中的作业设计与分析就显得越来越重要。而InSite就能够详细地分析作业过程中的压力和应力，大大提高了作业成功率。

连续油管受力分析

InSite软件能够模拟连续油管的各种作业情况，不管是带不带其他工具，还是将工具下入或是拉出井筒，InSite都能提供精确的井筒模拟结果。

通过分析连续油管在某一井段承受的累计作用力，InSite可以判断连续油管是否能够达到预定作业深度、能否完成作业目标以及能否回收工具。InSite的此种功能适用于以下情况：

1.裸眼或套管测井；
2.射孔、打捞、钻井作业；
3.大位移井作业；
4.高压环境作业。

多案例比对

在作业设计过程中，InSite能够同时对比多个相似案例，这也是它的显著特点之一。例如，在选择适合某一井况的连续油管时，InSite会列出不同连续油管的性质对比图（电脑输入参数即可），帮助作业者简单快速地做出选择。

连续油管与油气井水力学

进行油井干预作业设计时，InSite能够准确模拟连续油管和井筒流体的水力学性质。众所周知，井筒内流体流动会受连续油管/井筒的几何构造、流体性质、泵入速率、井筒深度、节流压力以及油藏性质等诸多因素的影响，每一个因素的细微变化都会直接影响作业效果。

InSite的水力学模拟模块集合了哈里伯顿的相关数据库，其中汇集了哈里伯顿多年的钻井液、固井、增产和压裂等产品线的作业数据。此外，研发人员还使用钻井液和支撑剂在连续油管中进行了测试，进一步补充了InSite水力学模型。能量衡算（energy-balancing calculation）是影响水力学模拟的重要因素，InSite的能量衡算包括流体流动摩擦热、地层与井筒间热交换、环空与井筒间热交换、井液流动时与井筒间热传递等。InSite分析软件综合考虑了这些因素，然后模拟井筒流体流动与压力/温度之间的变化关系，最终输出全井筒流体流动变化曲线。

水力学模拟计算结果会显示在InSite的图形界面上，这样，作业人员就可以预测任一阶段的液体流速和压力值。改变输入参数（泵入速率等），用户即可获得不同连续油管作业的对比图，从而快速准确地做出判断。

作业时间表（Stage Table）设计

InSite软件的预测结果是有时间坐标的，是该软件领先行业同类产品的另一体现。利用这一功能，作业人员就能获得完整的水力和机械数据变化曲线，极大地方便了连续油管作业。比如，作业人员可以直接获取作业过程中连续油管承受的最大应力值；通过输入拟定作业参数即可精确计算作业过程中水力学参数变化；也可以预测井筒压力，并通过调节参数优化作业方案；自动计算作业量及所用时间，制定作业计划。

除了数据的时间表示法外，InSite的计算结果还可以表示为参数-井筒深度变化曲线。

作业数据实时监控

连续油管分析软件最主要功能之一就是实时监测连续油管的疲劳状态和应力变化，避免在作业过程中发生故障。

疲劳预警与监测

哈里伯顿开发的一整套连续油管作业管理系统中包括疲劳监测模块、设备寿命预测软件和数据分析模块。除了作业分析外，InSite系统中还提供连续油管的追踪（覆盖整个作业周期）、检测方法、滚筒操作方法以及连续油管存放方案等功能。

InSite软件开发过程中参考了大量的现场经验数据，同时结合哈里伯顿的设备疲劳分析模块，可以较好地预测连续油管的疲劳状态。InSite的疲劳模拟模块可以对比不同案例的数据，对比结果可以用来优化连续油管材质、尺寸和壁厚。疲劳模拟的计算结果是作业前后疲劳状态的对比。该程序可以输入不同的作业参数和井况参数，进行在线分析时，InSite的疲劳积累计算会随着作业的进行不断更新。

疲劳计算/模拟模块特性：

1.准确定位连续油管的弯曲部位；
2.在连续油管下入和回收过程中，利用滚筒即可计算弯曲半径；
3.随着作业时间延长，可精确计算连续油管每一段的使用寿命；
4.长期追踪记录连续油管的疲劳和受损数据。

利用InSite软件，作业人员能够预测连续油管剩余工作寿命，并安排后续的焊接作业。作业前模拟甚至还包括了突发因素以及使用寿命上限分析。

大量的测试和现场工作表明，哈里伯顿InSite系列软件的疲劳模拟模块十分可靠，准确度很高。出于作业安全性的考虑，关于连续油管寿命的预测，哈里伯顿一直持保守态度，因此，哈里伯顿一般会在连续油管的几何形状发生变化前就及时更换设备，确保作业安全。进行疲劳模拟时，InSite软件会将设备所处环境（酸性物质，H_2S，CO_2等）、连续油管的内/外压力以及作业周期等因素考虑在内，涉及作业的方方面面。

数据实时计算

连续油管作业中，根据作业位置的变化，InSite软件会调整应力计算和监测的方式，保证在不同作业情况下和位置都能准确进行疲劳分析，降低故障的发生几率。

地面应力分析

根据地面测量的压力和载荷，InSite可以计算地面连续油管的应力，结果实时显示在用户界面上。根据数据变化，检测作业过程中的危险情况，出现危险时作业者能及时发现并作出调整。

井下数据计算

以上提到了InSite能够计算地面连续油管应力，除此之外，该软件还可以根据其它井下数据计算作业过程中连续油管应力的变化，随着作业的进行，结果实时显示。计算中采用的参数包括压力、井深以及对应的流体密度和体积等。根据计

算结果，作业人员可以更好地掌握作业动态，及时调整作业计划。

操作界面

为了简化作业中冗杂的数据，哈里伯顿开发了一套全新的数据显示系统，所有重要的参数都会显示在一个简单易读的界面上，同时该系统还可以根据需求定制。全新的界面系统具有诸多优点：

作业参数极限值动态化：不同颜色的标识提醒作业人员作业状态的变化，以便及时调整作业参数，降低设备故障几率。

警报界面升级：当出现如下情况时系统将会发出警报，①连续油管应力接近极限值；②焊接点或疲劳点靠近注入头/滚筒；③BHA快拉出地面或发生明显的几何形状变化。

先进的设计计算方法

InSite软件涵盖了全部常规清砂、气举等作业的设计计算方法，这些作业设计充分结合了哈里伯顿特有的CoilSweep和Hydra-Blast工具。

摩擦力数值匹配

现场作业经验对于设计方案、作业十分重要。但是，进行设计时一些参数不能直接获取，只能预估。连续油管与井壁之间的摩擦系数就是其中之一，是非常重要的参数，尤其是在斜井作业中。连续油管所受摩擦力会直接影响到下入深度，井筒状况、完井方式以及井下流体性质等因素，这些因素对作业设计都影响重大。

设计井况相同的油井时，我们通常可以参考之前的设计经验来提高设计的精确程度，直至数值与现场数据相符。以摩擦系数为例，利用前期作业经验来完善后续井的设计工作，能够选择更加适合的设备，确保作业成功。

自动控制设备与柔性电子控制系统结合

自动控制设备（Automatic Controlled Equipment，ACE）操作系统与柔性电子控制系统（Flexible Electronic Control System，FLECS）的结合赋予了操作系统更高的安全性，并且在互联网的帮助下，可以实现信息的快捷传输。InSite的ACE系统与哈里伯顿其他设备（如泵、搅拌器）的控制系统属于同一系列，通用性极好，作业控制更加方便。

所有的连续油管作业临界参数都会显示在用户界面上，通过键盘、鼠标或是触摸屏都可重新配置、更改，实用性极高。

InSIte软件控制系统安全特性包括：

1.基本控制功能：根据参数要求、拉力过载状态、负载和作业速度自动关停注入头；

2.高级配置：改进临界参数设置；高速状态下实现注入头的“软”停止，避免设备损坏；

3.含有注入头传动链的自动润滑系统；

4.可以进行连续油管注入头传动链打滑检测；

5.拥有传动链寿命指示体系。

斯伦贝谢连续油管监测系统：更多 更好 更智能！

针对连续油管作业，Schlumberger推出了CoilCAT系统和CoilScan系统。利用这些服务可以轻松地实现连续油管作业管理，获取更多的连续油管信息，让作业更智能、风险管理更稳健。

来自 | Schlumberger
编译 | 周诗雨

针对连续油管作业，Schlumberger推出了一系列有针对性的监测和数据采集服务，如CoilCAT系统和CoilScan系统。利用这些服务可以轻松地实现连续油管作业管理，获取更多的连续油管信息，让作业更智能、风险管理更稳健。

CoilCAT—连续油管电脑辅助施工系统

CoilCAT系统是一套独特的现场信息管理系统，可以与斯伦贝谢连续油管服务相互配合使用。该系统将施工设计与实际施工有机地联系在了一起，能够帮助作业者在获取足够实时信息的基础上做出准确的决策。这套软件的作用已不仅仅是收集数据并进行分析和设计，还可以帮助作业者进行更有效、更可靠的油井干预作业。

通过连续油管上的传感器，CoilCAT系统可以捕捉所需数据，然后传输到电脑上进行处理分析。CoilCAT系统具有设计、施工、实时评价的功能。这套系统中的CoilCADE连续油管设计和评价软件可完成问题分析、方案制定，以及预测压力和张力极限内施工参数变化的影响等工作。

CoilCAT系统可以反复覆盖之前的设计方案和实时作业参数，如果有需要还可以重新设计这些参数。CoilCAT系统能够实时捕捉到连续油管的深度、下入速度、管柱重量、总体积和应力等，监测管柱深度、重量、下入速度、环空、井头、泵压、加持力、泵速和管柱完整性等数据，也可以提供相关的连续油管数据记录设备。

通过CoilCAT系统，用户也可以实时监测井身结构。CoilLIFE预测模型窗口也会实时显示油井数据，这些数据可以修正连续油管寿命管理数据，并帮助完成管柱疲劳计算，不再需要费时的人工计算。

CoilScan—工程设计管柱管理服务

在现场下放连续油管之前，CoilScan系统可以确定连续油管的操作限值。同时，也可以通过监测整个作业过程中连续油管的异常数据进行管柱完整性评价。

作业前连续实时地监测连续管柱数据

CoilScan服务拥有全套的连续油管监测功能。在井场连续油管下放前，CoilScan可检测连续油管壁厚、外径和长度，并确定连续油管的作业极限值。除了可以检测这些参数外，通过探头监测连续油管的异常数据，如腐蚀、点蚀和其他类型的机械损害等，CoilScan还可以评价连续油管管柱的完整性。集成服务的各个部分都可以生成一份检测报告，用于进一步的分析。

监测和控制连续油管完整性

利用目标导向追踪系统，管柱管理可在各项作业中、连续地进行物理测量，随时检测连续油管的各种瑕疵，将对井场作业的影响降到最低。

CoilScan RT实时管柱检测系统

在连续油管管柱服务过程中，CoilScan RT系统可以连续地监控和追踪井身瑕疵处的变化情况，以确保管柱作业的可靠性。该系统中有磁漏（MFL）传感器、涡流探头和深度编码器，这些结构紧凑地组合在一起，可对管柱内瑕疵进行早期探测。CoilScan RT系统可以实时监测连续油管，并在作业中不断更正连续油管的各项参数限值。

CoilScan AP表征技术

CoilScan AP表征技术是CoilCAT系统中的一个模块，可追踪记录CoilScan RT监测系统所记录到的连续油管瑕疵处的数据。根据油管瑕疵数据库，CoilScan AP技术通过磁漏响应数据可检测连续油管潜在异常的位置。其中，油管瑕疵数据库是由实际的、已知井径的连续油管瑕疵数据构成的。

CoilScan AP系统不同于人工测量连续油管的井径，可以连续在线自动进行实时检测评价。

CoilScan服务可以提供准确的、非接触性检测，并实时实现3D的管柱异常可视化。

通过在干预作业中实时监测管柱，CoilScan AP系统可以将停工时间减到最少，并在连续油管下放前检测出连续油管中存在的瑕疵。

斯伦贝谢的油井干预作业主任Chaden Lassoued说：“现场大多数的连续油管失效都可以追溯到最初一些小瑕疵，比如机械损害、制造瑕疵等，这些小瑕疵最终会造成较长的非生产时间，导致成本急剧升高，并引起潜在的HSE问题。CoilScan系统具有实时测量功能，可以测量油井壁厚、直径和深度，并进行瑕疵检测以提前预防连续油管失效。”

CoilScan系统中可获取实时的管柱井径测量数据，根据这些数据可以更新工厂和现场中连续油管的疲劳寿命和工作参数包络线。该系统可以在全时段内观测连续油管动态，帮助作业者全方位地管理连续油管管柱，并根据实际情况采取应对措施延缓失效。

CoilCAT

系统优势

1. 施工前完成充分的准备工作；
2. 减少作业时间；
3. 可根据实时数据设计作业方案，及时控制不可预测情况；
4. 实现井筒和连续油管管柱数据的可视化；
5. 追踪关键作业参数，并据此提供作业警示；
6. 计算连续油管界限值，并进行显示和警告；
7. CoilLIFE连续油管寿命预测模型可实时更新管柱使用寿命；
8. CoilLIMIT连续油管压力张力界限模型可建模模拟井下压力和张力；
9. 在现场生成施工报告；
10. 生成的文件格式可为ASCII；
11. 可自定义曲线形态。

现场应用

CoilScan系统已通过了陆上和海上的现场测试，测试地点包括美国、沙特、阿联酋、马来西亚和德国。在各种环境和作业的现场中，实时连续油管检测系统所监控的连续油管累积作业长度超过了150万英尺。

在北美陆上的一处施工地点，CoilScan系统在整个作业周期内持续提供连续油管的监测数据。该现场连续油管一般的累积作业长度在500,000英尺左右，需要下入25到30趟。但在CoilScan系统监测的现场，连续油管的累积作业长度增加了200,000英尺，需要下入40趟左右。CoilScan监测了连续油管管柱的瑕疵和疲劳处，在CoilScan系统的帮助下，作业者可以更清楚地了解连续油管状态，这样作业者就可以在保证连续油管性能的前提下下入更长的管柱，承担更小的风险，最终达到减低作业成本的目的。

PDC全面升级！斯伦贝谢StingBlade钻头专克坚硬地层

Smith Bits公司推出的StingBlade钻头采用独特设计，能够显著提高钻进尺寸和ROP，稳定性更强，更有利于钻井液与岩屑的分离，全面升级了常规PDC钻头，成为钻头界的又一颗新星。

来自 | Smith Bits
编译 | 张德凯

斯伦贝谢旗下的SmithBits钻头公司拥有多款技术领先的钻头，StingBlade就是其中的佼佼者。StingBlade钻头的Stinger锥形金刚石切削齿采用了独特的3D设计，加之钻头表面切削齿的新型布局方式，StingBlade的钻井性能和稳定性都上升到了新的高度。实际应用表明，StingBlade在多种地层条件、不同的操作参数下均能保持高效稳定钻进表现。

相对于常规PDC钻头，StingBlade具有诸多优势：

1.显著提高钻进尺寸和ROP（钻进速率）；

2.造斜率更高，工具面控制更优；

3.降低BHA（底部钻具组合）震动，稳定性更强；

4.钻屑尺寸更大，有利于地面测量工作进行。

切削齿的圆锥形设计使钻进载荷能够高度集中于岩石上，进一步提高钻进效率（尤其是对坚硬岩层）；同时切削齿金刚石胎体的升级也提高了钻头的抗冲击和抗磨损性能。胎体和切削齿的改造提高了StingBlade在复杂地层中的钻进尺寸和ROP，即使在常规PDC钻头难以应付的坚硬地层、过度地层和砾石地层中，钻井工作也毫无压力。

目前，StingBlade钻头已经在全球14个国家进行了超过250次的应用，与常规钻头相比，平均提高钻进尺寸55%，提高ROP30%。

钻进能力升级

Smith Bits的工程师运用FEA分析模型重新设计了PDC切削齿的几何形状，同时还对切削齿在钻头表面的布局进行了精确分析和优化。这些改造使StingBlade钻头切削齿上的钻进载荷更加集中，坚硬地层的钻进效率更高。

冲击力更强

相对于PDC切削齿，Stinger切削齿的胎体更耐用，StingBlade钻头的冲击力也随之增强。这一点在冲击测试中也得到了证明：在钻头上施加18000lbf的冲击力来冲击硬化钢，以此模拟ROP为60ft/h时钻头在碳酸盐层的作业。PDC切削齿一次撞击即产生了严重损坏，而Stinger切削齿在损坏之前经受了100多次的撞击。

抗磨损能力升级

Stinger切削齿采用了业内最先进的金刚石材料，圆锥形的设计使其散热更快，抗磨损能力更强。

在压力为30000psi的条件下进行花岗岩钻进测试，StingBlade的钻进尺寸要比常规PDC钻头多30%，而且测试完成后的Stinger切削齿锋利依旧。

坐标：Browse盆地

在澳大利亚海岸Browse盆地，开发商想要钻进一个12in的垂直井段，钻进过程中要通过Dampier、Heywood、Baudin Marl和Wollaston等地层，这些地层的结构非常复杂，包括夹层石灰岩、角岩层（高压缩强度）等。传统的PDC钻头磨损严重、ROP低，需要起钻更换钻头，作业时间和成本都随之增加。

Smith Bits推荐了StingBlade钻头，该钻头上的切削齿布局都经过了IDEAS程序的精心设计。

圆锥形的设计使钻进载荷更集中，对于坚硬地层的钻进非常高效；此外，金刚石材料的胎体也大大提高了钻头的冲击力和耐用性。因此，即使是在PDC钻头经常遇阻的地层，StingBlade钻头也能钻进更长的尺寸。

在StingBlade钻头的应用处女作中，钻进尺寸为1516m，ROP达11m/h。与常规的钻井作业相比，钻进尺寸和ROP分别提高了97%和57%；第二口井的平均ROP更高，达到16m/h，两口井为开发商共节约了5天的时间。

坐标：Permian盆地

GMT Exploration计划在Permian盆地的Bone Spring油藏钻探三口水平井，井眼尺寸7-7/8in。该油藏地层结构复杂，钻进过程中会钻遇页岩夹层、石灰岩层、砂岩层等，往往会加速PDC钻头的磨损，也因此容易导致ROP降低。若想要提高ROP，则需要同时使用多个PDC钻头。

SmithBits向作业者推荐了StingBlade钻头。在第一口井的应用中，StingBlade钻进4030ft，平均ROP57ft/h，较PDC钻头相比分别提高了77%和29%。在接下来的作业中，StingBlade延续了高效的表现，第二口井的钻进尺寸和ROP分别提高了73%和26%，第三口井分别提高了44%和10%。这三口井共为GMT公司节约了2.5天的作业时间，钻井提速效果显著。

坐标：某非常规油藏

在定向钻井作业中，导向与磨损一直是常规PDC钻头难以解决的问题，而非常规油藏的定向井作业难度更大。带有滚齿的钻头稳定性低、钻进速率低，作业时间大幅增加，甚至还会发生钻齿丢失的事故。

在一次非常规油藏定向钻井测试中，操作人员对比了StingBlade钻头和常规PDC钻头的表现。两种钻头分别在相邻50ft的井中作业，采用了相同的钻机、导向马达和BHA，操作人员和钻井轨迹也相同。

对比结果显示，StingBlade钻头的造斜率比PDC高23%，钻头扭矩以及产生的振动更小，操作难度低，钻井计划更易完成。测试人员表示，“StingBlade的导向性能实在是让人惊讶，作业时只需要很小的扭矩，钻头方向调整也非常容易。”

坐标：哈萨克斯坦

在哈萨克斯坦的Chinarevskoe油田，开发商Zhaikmunai LLP希望在提高钻井ROP的同时获得井下岩层性质数据。该地区主要为角岩含量高的碳酸盐地层，钻井作业难度大，金刚石钻头耐用性强，往往是该地区常用钻头之一。但是金刚石钻头ROP低、钻屑尺寸小，不利于油藏性质分析；此外，钻屑尺寸小还会使其难与钻井液分离，钻井液密度会持续增加，最终更换钻井液，增加作业成本。

SmithBitsde工程师推荐了StingBlade钻头和PowerV垂直井RSS钻井系统。StingBlade钻头配备有Stinger切削齿，钻进速率更高，钻屑尺寸更大。

与同类作业相比，配备StingBlade钻头的BHA ROP提高了166%，为Zhaikmunai节约了6天的作业时间和18万美元的作业成本。此外，StingBlade产生的钻屑尺寸更大，油藏性质分析更易操作，钻屑/钻井液分离难度降低，还节约了更换钻井液的费用。

Ace Oil Tools扶正工具 套管/尾管下入无忧

常规扶正器安装在套管上后，没有固定可以上下滑动，可能引起一系列严重后果。Ace公司生产的扶正器限位环，能够将扶正器稳稳地固定在套管上，避免扶正器滑动带来的相关问题。

作者 | Ace Oil Tools AS
编译 | 白小明

选用合适的扶正器能提高水平井、大位移井的固井质量。钻井液顶替效率是影响固井质量的最主要的因素之一。对套管采取必要的扶正措施，不仅能保证套管顺利下入，而且能提高顶替效率，确保在管外形成均匀的、起到良好封隔作用的水泥环。

在大斜度井和水平井中，套管下入的阻力很大，管柱往往需要往下冲才能到达井底。所以，选择扶正器时必须要考虑扶正器与井壁摩擦产生的下入阻力，如果斜井段或水平位移很长，那么这种摩擦阻力就可能成为一个严重的问题；同时，套管柱由于下部重量的影响，套管在井眼中偏心严重，这也是一个需要考虑的因素。此外，在固井过程中，管柱的旋转有助于提高钻井液的顶替效率。扶正器应允许管柱上下往复运动或旋转。

因此，水平井、大位移井对扶正器的技术要求有：①较高的复位力和较低的启动力；②较低的摩擦因数和较高的耐冲击强度；③允许套管柱旋转。由于常规的弹性扶正器随着水平位移的增加扶正效果越来越差，所以采用特殊的扶正器将是非常必要的。

ACR特点与优势

1. 超大轴向力；
2. 无活动零件；
3. 与套管接触面积小；
4. 适用于尾管/套管钻井；
5. 已经过现场验证；
6. 适用于大斜度或水平井段；
7. 高质量钢材加工制造；
8. 高性价比；
9. 超薄版针对小间隙应用设计，可形成最佳流道；
10. 安装快速；
11. 保证扶正器和其他套管附件固定在指定位置，保持套管居中；
12. 适用于任何钢级的管材；
13. 可安装在任意位置。

Ace公司Ratchet系列限位环

Ace公司Ratchet系列限位环（ARC）主要用于阻止扶正器和其他附件的轴向运动，以替代扶正器短节和其它工具，对增强扶正器性能十分重要。Ace公司可以提供所有尺寸标准版和超薄版的限位环产品，也可以根据客户需求进行定制。

案例分析

Ace公司Ratchet限位环化解了美国墨西哥湾深水作业难题。墨西哥湾一家大型油公司选择使用Ace公司的Ratchet限位环（ARC）和弓形弹性扶正器，代替用于深水作业昂贵的扶正器短节。

挑战

本次应用中，井身结构：上部为16”套管，下部为14-1/2” x17-1/2” 扩眼井段，需要将无接箍的13-3/8” 尾管下入水深为8000英尺（2438.4米）的井中。油公司需要选择一款可信赖的产品，在各种工况下均拥有最大的固定能力，避免套管附件松动以及可能的卡尾管事故，避免井壁剥落产生掉块。

解决方案

要通过通径为14-3/4” 的16” 套管，必须采用超薄设计的限位环，而且在各种工况下要有足够的固定能力，这一点非常重要，尤其是当管串到达泥线位置时，使扶正器通过井口的作用力会使扶正器承受极大的载荷。

采用专利设计的超薄ARC，适用于小间隙作业工况，既可以通过受限的井径，还可以有效地应对压力激动和抽吸问题，即使在泥浆窗口较窄的情况下，也能以较快的下放速度下放。所有组件都是提前组装好的，无需在场外准备或搬运套管，现场直接安装即可。

作为一家大型服务公司，Ace石油工具公司提出使用ARC作为最佳的解决方案，以防止下尾管过程中扶正器活动。ARC的额定载荷超过90,000磅（400 kN），可以承受大轴向载荷，同时可顺利通过16” 的套管，与其他备选解决方案相比，可节省一大笔费用。

应用结果

专业技术人员在管子站将30个ARC和扶正器组装在一起。套管运至井场后，顺利通过水深8000英尺（2438.4米）的井口，最终下至井深12500多英尺（3810米），井斜70° 的目标位置。尾管下到位后，循环清洗套管环空，并按设计进行固井。

这是ARC的又一次成功应用，即使较大的温度变化对其固定能力也毫无影响。

亮点

1. 13-3/8” Q-125尾管顺利通过16” 97#套管（通径14.750”）；
2. 作业水深8000英尺（2438.4米）；
3. 泥线处40℉（4.4℃）的温度对ARC毫无影响；
4. 尾管通过狗腿度3.0°/100’（3.0°/30米）的井段，最终下入到17-1/2”、井斜大于70° 的裸眼段；
5. 尾管顺利下到位，完成固井作业。

Ace钻井扶正器

Ace钻井扶正器可在尾管上旋转，保持尾管定向钻井BHA的稳定性。

套管钻井和尾管钻井被认为是减少钻井复杂性，确保安全钻过问题井段的两种最佳解决方案。这两种方法涉及到使用套管或尾管进行钻井，无需频繁的起下钻作业，在钻进作业完成后可安全起出BHA（底部钻具组合），避免BHA出现问题。

在ARC成功的基础上，Ace又研发出了Ace钻井扶正器（ADC），一种不受套管或尾管旋转影响的扶正器。

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。

案例分析

某国家石油公司选择使用ADC，以保证定向钻井作业时7” 尾管柱的稳定性。

7” 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（400kN），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，8-1/2” 井眼选择下入8-1/4” 工具。也可以根据需要设计扶正器的肋板和导流槽的曲率。

应用结果

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（274.3米）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。

那些“看透”井下之殇的监测系统

本期技术专题，《石油圈》带来了Schlumberger的LiftWatcher监控系统、Halliburton的光纤监测服务以及Baker Hughes的SureVIEW光纤油井监测系统三项技术，“看透”油井中的种种问题，各具看点。

来自 | Halliburton等
编译 | 张领宇

电潜泵(ESP) 采油工艺因其设备结构简单，效率高、排量大、自动化程度高等优点，广泛应用于非自喷高产井、高含水井和海上油田，成为稳产、高产和经济效益较好的人工举升方式之一，是石油开采中后期强采的主要手段之一。统计资料显示，电潜泵的平均产液量是传统杆式泵的2倍以上。

目前各油田的开发普遍进入中后期，复杂的地质条件和多变的工作环境带来诸多新型故障的发生。为延长电潜泵机组的使用寿命和运行效率，实现油田的高效开发，开展新的实时监控技术研究成为一种发展趋势。电潜泵井下监测系统可以对机组和地层条件进行可靠精确的实时监测，在地面实时跟踪地下电潜泵机组主要设备的工作参数，提高电潜泵整体运行效率，延长使用寿命。

光纤是20世纪90年代迅速发展起来的新型传感技术，具有耐高温、抗电磁干扰、安全、防腐、防爆等特点，能够适应油井高温、高压、腐蚀、地磁地电的恶劣监测环境。油井高温光纤温度压力监测新技术实现了油井温度场、压力场在时间和空间上的连续动态监测，相对于传统监测手段取得了重大技术突破。该项技术采用不同的监测工艺能够满足观察井、注汽井、生产井以及水平井等不同类型井的监测需要，具有广阔的应用前景。

本期技术专题，重点介绍包括电潜泵“管家”LiftWatcher实时监控系统、Halliburton光纤监测方向的“看家”技术以及集合了各类尖端工艺和技术的SureVIEW光纤油井监测系统。

光纤监测服务

PINNACLE是哈里伯顿公司专业从事油藏与压裂监测的部门，是光纤产品开发与应用行业领导者。该团队研发的光纤监测系统包括一系列分布式和散点式的传感器，可实现从非常规成熟油田市场到高温稠油的深水环境的井筒评估。

FiberWatch具有分布式测温和声波传感系统，可提供整个油井生命周期的流体活动情况；FiberPoint传感器可提供精确的井筒内压力和温度测量值，优化对流体运动情况的评估；与永久型泵浦光纤程序类似，SPECTRUMSM诊断服务和FiberPoint检索服务都具有光纤传输的独特优势，可适应任何井下应用程序的需求。

LiftWatcher实时监控系统

LiftWatcher实时监控，为各种人工举升系统和地面控制设备，提供安全、远程、实时监视和控制服务。根据需要，数据可以存储在中央或本地服务器，可为全球各地的客户提供服务。高度负责的监控工程师，全天候坐岗，防止意外事故的发生，如果发生事故则尽量降低影响，并分析可能的原因，随即在几分钟内提出补救措施。

Schlumberger提供的实时监控服务，使ESP获得最长的运行寿命，防止或解决ESP停机、误操作或故障等问题。此服务可以帮助油气公司优化生产，同时减少油井在整个运营周期内的总成本。

SureVIEW光纤油井监测系统

贝克休斯推出的SureVIEW光纤油井监测系统具有可靠、准确、性价比高的特点，可以针对各种复杂的井下条件，为客户提供定制、可行的解决方案。

SureVIEW光纤油井监测系统包括SureVIEW压力/温度(P/T)系统、SureVIEW分布式温度传感器、SureVIEW油井完整性实时评价系统三个主要部分。即使在最极端的油井条件下，也能为运营商提供全天候监测服务。同时，光纤油井监测系统还具有耐温性能好、抗电磁干扰能力强等优点，可提供高精度、高分辨率的空间和温度剖面图。SureVIEW光纤油井监测系统已在北海地区取得了良好的应用效果，用数据证明了该项技术的实力。

智能监测随着智能化和信息系统的开发和应用，将得到越来越广泛的应用，应用也将更加符合油田的实际需要。智能监测，尤其是光纤监测技术，能够使油田各环节作业效率得到有效地提高，促进油田生产和管理的发展。

[附文1]

光纤监测潮 Halliburton的看家技术都有啥?

来自 | Halliburton
编译 | 丁志莹

光纤传感技术代表了油井监测的未来，光纤传感先进技术可以提供完整、实时的井底情况且不干扰油井作业。光纤安装到井中，作业者不再需要传统的生产测井、示踪剂测井或VSP测井的地震检波器等。现在，一根光纤获得的多重诊断结果，可以帮助降低作业风险减少作业费用。

PINNACLE是哈里伯顿公司专业从事油藏与压裂监测的部门，是光纤产品开发与应用行业领导者。该团队研发的光纤监测系统包括一系列分布式和散点式的传感器，可实现从非常规成熟油田市场到高温稠油的深水环境的井筒评估。

FiberWatch 具有分布式测温和声波

传感系统，可提供整个油井生命周期的流体活动情况；FiberPoint™传感器可提供精确的井筒内压力和温度测量值，优化对流体运动情况的评估；与永久型泵浦光纤程序类似，SPECTRUM SM诊断服务和FiberPoint™检索服务都具有光纤传输的独特优势，可适应任何井下应用程序的需求。

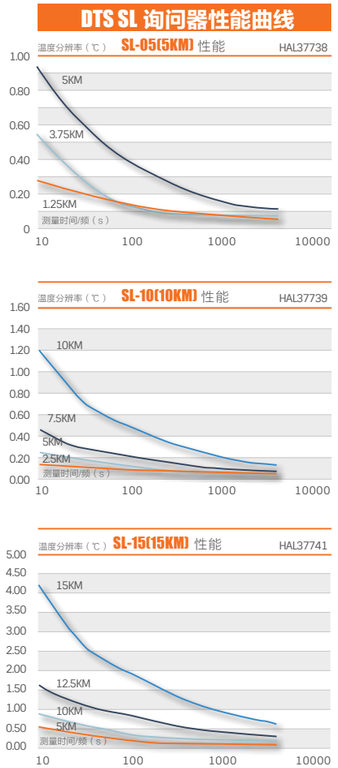
FiberPoint 传感器

FiberPoint传感器是被设计应用于地球上最恶劣环境下的最精密的测量工具。不同于传统的传感器，FiberPoint传感器没有内部电子元器件，而后者在恶劣环境下极易损坏。因此，FiberPoint开启了更大范围井底环境测量的新可能。FiberPoint SolarOptic传感器能够精确地测量温度与压力这两个对作业者来说最关键的信息。另外，Pinnacle正努力开发其他的FiberPoint传感器以便为井底测量创造新的机会，包括化学传感器、三分量地震检波器及倾斜仪等等。

SensorTran光纤问答机

光纤与光缆是光缆绳系统的两个重要组成部分，但是激光问答机才是运行和分析真正发生的地方。问答机发送一个脉冲激光到光纤中，然后记录反射到问答机中的反向散射光的数量及类型。通过复杂的软件计算方法，这些反向散射光被转化为测量数据。SensorTran使用的不是电信系统的激光发生器，而是特别的单波长或多波长激光发生器，生成应用在油气井监测中所需要的特殊波长。

DTS SL 询问器性能曲线



当作业者想要确保长期的监测作业而不用去考虑诸如弯曲损失或氢损等有害作用而导致的衰减影响时，PINNACLE双激光问答机可以帮助实现这个目标。哈里伯顿的专利技术PerfectVersion双激光系统利用特殊的激光波长自动补偿氢损导致的衰减。PerfectVersion系统可以在Gemini及Neptune DTS问答机中使用。

FiberWatch DTS单激光器（SL）系统

在全球部署的一系列测试验证证明，FiberWatch DTS单激光器（SL）系统可在任何环境中工作。单激光系统已成为一种高效的温度传感器数据收集工具，工作范围可达15km。

FiberWatch DTS单模（SM）系统

FiberWatch DTS单模（SM）系统用于特殊的单模光纤提供分布式温度传感数据。该方案适用于所有非常规、成熟油田、稠油和海上油田，利用双重激光技术，可减轻光纤退化的影响，消除了以往对双端测量的依赖。

哈里伯顿推出的光纤监测系统由一系列的分布式和散点式传感器组成，能够精确监测井筒压力和井筒温度，进而改善流体流动状态。该系统具有光纤传输的独特优势，可适应复杂的井下环境。

StimWatch增产改造实时监测

StimWatch是PINNACLE注液剖面分析服务。通过监测井的温度分布，运营商能够准确地识别液体在井筒的什么位置进入地层。这对于多段完井非常有帮助，作业者可以据此判断是否所有目的层都被改造到。StimWatch拥有其他任何系统都没有的优势：

1.优化施工效果：对液体分布的认识可以帮助作业者了解如何提升完井效率及施工设计；

2.提高经济性：准确了解裂缝起裂位置可以帮助作业者对施工做出相应的调整，使液体转移到未被改造到的储层区域；

3.降低作业风险：实时信息使作业者能及时发现封隔器、桥塞或尾管悬挂器的故障，并在继续施工前采取维修措施。

FlowWatch实时生产监测

FlowWatch监测与诊断服务利用分布式光纤监测生产期间的全井动态信息，帮助作业者识别各层产量、监测人工举升、发现油管内结垢或沉积等问题来了解井的生产情况。该技术能够准确地将井底的温度及声波变化与每一层液体和气体的产出位置与产量相关联，为作业者对井的产量、完井效果、油藏丰度等做出关键决定时提供坚实的基础数据。

1.确定各层产量：了解各层段的产量贡献，如各层油气日产量，确定见水位置及产水 量等，使作业者能够将其与施工设计、地质与储藏属性等关联起来；

2.提高经济性：光纤能够嵌入到油管中以获取生产剖面信息。可回收式光纤服务不需要修井钻台即可操作，大幅地降低了获得生产测井数据所需的综合费用；

3.监测井的动态：随着储层衰竭，或者当井部署人工升举系统时，产量如何变化呢？利用DTS，作业者可以确定这口井生产周期内的流体力学、各层产量贡献、流体相位改变等信息；

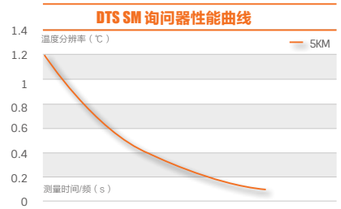
4.提高蒸汽利用效率：实时监测SAGD及CSS井蒸汽驱动情况及盖层完整性等，优化 采收率、提高蒸汽利用效率；

5.其他：确定层间窜流、预警定位窜水位置、实时监测固井质量、确定封隔器效果、识别井下工具工作情况。

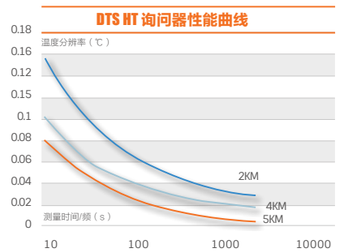
性能

正常范围	5km
空间分辨率	1m
采样分辨率	0.5m
精确度	±2℃
温度分辨率	见性能曲线
测量时间/频	最低十秒（见性能曲线）

DTS SM 询问器性能曲线



DTS HT 询问器性能曲线



分布式感应

FiberWatch DTS耐氢系统(DTS HT)

FiberWatch DTS耐氢系统可在恶劣的上游环境中提供数据传输结果。该系统具有双重激光专利技术，双模光纤可减轻光纤退化的影响，提高使用寿命，获取更多有意义的数据。询问器则用于油井性能评估的长期监测。

FiberWatch分布式声波传感系统（DAS）

Halliburton公司已成功在全球上千口井部署光纤，并在非常规油田、成熟油田、高温稠油等各种复杂环境下为客户提供了重要信息。FiberWatch分布式声波传感系统（DAS）基于瑞利散射原理（瑞利散射原理，又称“分子散射”。粒子尺度远小于入射光波长时，其各方向上的散射光强度是不一样的，该强度与入射光的波长四次方成反比，这种现象称为瑞利散射。），实现长距离声波应变信号的确定。数据被获取后，在频率过滤、时间和深度域叠加等技术的辅助下，即可应用于各种各样的应用程序。

应用范围

1.StimWatch注入流量剖析；

2.FlowWatch生产流量剖析；

3.检漏/井筒完整性监控；

4.井间分析。

技术优势

1.实时数据分析；

2.强大的油田备用单元；

3.FiberView可视化软件。

[附文2]

LiftWatcher锁定ESP：超长运行488天

LiftWatcher实时监控服务，为各种人工举升系统及地面控制设备，提供24小时全天候的安全、远程、实时监视和控制服务，在各大洲均部署有监控中心，已经在现场使用多次。

来自 | Schlumberger
编译 | 白小明

在油井生产阶段，保证人工举升系统正常工作，避免停机，是提高油井运行效率的关键。Summit ESP公司推出的Sentry Well Surveillance生产监测技术是一种全面的ESP监测技术，可实现电潜泵系统（ESP）动态实时跟踪以及相关的生产优化应用。而针对ESP监测的技术需求，Schlumberger也自有独到的“本事”，其推出的LiftWatcher实时监控服务系统，可使ESP获得最长的运行寿命，防止或解决ESP停机、误操作或故障等问题。此服务可以帮助油气公司优化生产，同时减少油井在整个运营周期内的总成本。

LiftWatcher实时监控可为各种人工举升系统和地面控制设备提供安全、远程、实时监视和控制服务。根据需要，数据可以存储在中央或本地服务器，可为全球各地的客户提供服务。高度负责的监控工程师，全天候坐岗，防止意外事故的发生；如果发生事故则尽量降低影响，并分析可能的原因，随即在几分钟内提出补救措施。

人工举升监控中心

自2004年成立以来，人工举升监控中心（ALSCs）已经凝聚了超过150年的ESP监控经验，并定义了交互式ESP监控标准，满足客户所有的需求。如今，斯伦贝谢在各大洲都运营着ALSC，运营团队之间定期沟通交流。

阈值警报

所有ALSC的人工举升监控工程师都随时监控着井下和地面设备的运行状态，一旦超出临界值即报警。该服务支持来自不同厂商的所有设备，包括ESP系统、气举系统、抽油泵、螺杆泵，以及地面控制设备和驱动设备等。

LiftWatcher可以为所有现场测量数据设置报警值，针对不同的数据组合和井况，测量数据包括电机温度及振动、井筒压力及连续液流等。实时获取的数据可以显示泵、控制设备和井筒的状态。同时，该监控系统还可以探测到油藏和砂面的不同行为表现，如出砂和锥进等。

数据传输

传感器和电机控制设备与现场通信盒相连，通过卫星在井场和服务器间传输数据，二者均可远程控制。LiftWatcher服务可与SCADA系统集成，提取和处理数据，得到高质量结果。阈值警报器及时发出报警信号，让油公司最大限度地减小设备承担的压力，避免设备停机或故障。

快速分析和诊断

ALSC工程师收到警报后，将得到的数据与斯伦贝谢监控数据库内超过700个事件记录进行对比。然后根据自己的专业知识、经验、数据资源，以及斯伦贝谢的最佳经验做法，识别原因并推荐补救措施。

油气井优化服务

从事人工举升系统工作的ALSC工程师，借助于油井优化服务，有时可以识别运行效果不佳的井。油气井优化服务主要分析泵在工作范围内是否处于高效运行状态，可作为LiftWatcher的一部分，也可独立提供服务。通过将排量和其他作业参数与人工举升井筒模拟数据进行对比，ALSC工程师可提出建议以优化泵的运行状态。

坐标：Gum Deniz油田

Gum Deniz油田的井大多数完钻于20世纪50年代和60年代，在经历了自喷采油后采用了气举方式生产。虽然气举系统受出砂等影响较小，但经济性分析显示，相比ESP系统，气举的产量和盈利能力均较低。因此，Bahar能源公司决定将其中一口井转为使用ESP生产；然而，项目在预算、技术和后勤保障方面的困难，使得运营商无法对ESP规格进行升级，也难以下入其他防砂完井设备。作业的前三个ESP由第三方供应商提供，由于连续出砂，ESP工作时间均不超过一个月。该井不得不又转入气举生产。

四个月后，Bahar能源公司采用Schlumberger的ESP，极大地提高了性能。但是，要想长期使用ESP生产，必须解决出砂问题。Bahar能源公司请斯伦贝谢提供解决方案，在不对完井设备或ESP进行升级的情况下，延长ESP运行寿命。

因无法改变井下设备的型号规格，Bahar能源公司和斯伦贝谢采取了降低所有缩短ESP运行寿命风险的策略，并采用LiftWatcher实时监控服务来监视ESP的运行状态。在斯伦贝谢的俄罗斯ALSC，工程师全天候分析数据，监控阈值报警器，以预防并解决出现的ESP故障。

该服务结合了实时监控和远程调整ESP设置的能力，经验丰富的ALSC工程师帮助Bahar能源公司获得快速响应能力，避免如大量出砂造成泵电机过载等故障。可以获取实时数据，防止了如气体段塞等问题引起的电机欠载和过热现象，并在调试ESP时给予特别提示（调试是ESP运行期间最重要的阶段之一）。

LiftWatcher服务避免了探测到问题前的滞后时间，提供调整关键参数所需的信息，可以远程更改ESP设置，大幅缩短了响应时间。最终，Bahar能源公司减少了不必要的ESP停机。截至整稿时间，ESP已运行488天（目前仍在稳定运行），是第一个斯伦贝谢ESP运行时间的四倍。ESP能在如此恶劣的条件下改善作业效果，充分证明了实时监控系统的作用，不仅可以延长ESP运行寿命，还可在不进行ESP技术升级或下入防砂完井设备的情况下解决问题。

坐标：俄罗斯

为了提高产量，俄罗斯一家油公司的几口井需要从气举生产转向ESP生产。然而，由于受高气油比、间歇自喷、生产压差受限等影响，加之所使用的采油树通常不配合ESP使用，造成ESP工作性能严重受限。油公司频繁遇到ESP停止工作、运行周期变短、电机过热、停机时间增加和生产延期等问题。

客户采用斯伦贝谢的LiftWatcher服务，同时使用DesignPro软件、PIPESIM模拟器，以及Avocet平台进行数据分析。基于这些分析，项目团队起出ESP，并调整了下入深度，提高了循环模式的周期；与此同时，作业者采用电机放大器和负载反馈功能以解决遇到的所有问题。最终，油公司避免了ESP停机，提高了ESP寿命，降低了27%的停机时间，提高了整体效率。斯伦贝谢监控工程师还提供了额外的报告，帮助油公司持续评估ESP性能，改进生产优化策略。

[附文3]

高精监测：SureVIEW“瞄准”恶劣井况

传统的电子类传感器无法在井下恶劣环境下工作，而光纤油井检测系统却可以克服这些困难。下面，就带各位一起来了解一下SUREVIEW光纤油井监测系统。

来自 | Baker Hughes
编译 | 杜超

光纤传感器以光波作为信息载体，以光纤作为信息的传输媒介，由于光波及光纤本身的特性，光纤传感器与传统的传感器相比具有体积小、重量轻、本质安全、灵敏度高、抗电磁干扰、便于组网以及能实现分布式和准分布式测量等优点。由于具有以上众多优点，光纤传感器自诞生以来就备受人们的青睐，得到了迅速的发展。

随着石油开采程度的不断深入，常规易采石油的产量已逐渐下降，剩余以油藏已主要为低渗透油藏、超深层油藏以及稠油藏等复杂油藏，开采的难度也越来越大。为提高油田采收率，深井开采、蒸汽吞吐、蒸汽驱以及火烧油层等技术手段被广泛应用于石油开采中，而此类开采手段也导致油气井下的环境变得极端恶劣（高温、高压及强腐蚀环境等）。极端的井下条件对井下测试用的传感器也提出了更高的要求。

光纤传感器由于其独特的优点，引起了人们的广泛关注。国内外各大油田服务公司、石油生产企业以及各从事光纤传感器研发的机构和企业都相继开展了测井用光纤传感器的研究与开发。《石油圈》曾介绍过的CoilComm连续油管通信服务就是一项成功的光纤监测技术，安全可靠，可节省操作时间。

Baker Hughes推出的SureVIEW光纤油井监测系统具有可靠、准确、性价比高的特点，可以针对各种复杂的井下条件，为客户提供定制化的可行解决方案。即使在最极端的油井条件下，SureVIEW光纤油井监测系统也能保证为客户提供全天候、不间断的监测服务。SureVIEW系统在设计制造过程中采用了最尖端的制造工艺和拼接技术，并通过了全面的部署测试，确保在油井全生命周期内连续、稳定地运行。

SureVIEW压力/温度测量仪

SureVIEW压力/温度(P/T)系统是一种基于光纤原理的监测系统，可向作业者提供可靠、准确的油井监测数据，提高油井产量。SureVIEW压力/温度系统采用行业领先的CoreBright光纤，不会出现氢损现象，并能保证系统在高温下长时间稳定运行。

同时，该测量仪结合了Fabry-Perot干涉技术，同时测量温度和绝对压力。与传统电子测量仪相比，光纤测量仪耐高温性能更好，抗电磁干扰能力更强。

光纤测量仪所采集的原始信息经地面仪表单元(SIU)转化为压力和温度数值。用户既可通过SIU面板读取数据，也可通过遥测技术和SCADA技术远程获取。

地面仪表单元(SIU)可与多个测量仪相连接。也就是说，一个地面仪表单元可同时对多口油井的压力和温度数据进行监测。

完成安装的过程中，Baker Hughes还可为作业者提供一整套经过现场试验验证的工具，包括拼接设备、固体运输设施、井口压力保持设备等等。所有井下设备均为双重密封且通过泄露测试。全部安装过程均采用传统方法，无需客户提供任何额外的特殊设备。

SureVIEW分布式温度传感器

SureVIEW分布式温度传感器包含多达12条（多模）或16条（单模，配有外置切换装置）光纤，可生成高精度、高分辨率的空间和温度剖面图。

SureVIEW分布式温度传感器系统包括地面仪表单元、井下光缆、DTS Pro或DTS Live Viewer以及两个功能强大的可视化工具，可为客户提供一体化数据测量方案，解决油气行业各种挑战。

地面仪表单元包括单模和双模两种类型，这两种类型均采用Raman光学反射测量技术进行温度数据处理和输出，无需任何井下电子设备。大量数据记录和警告可向用户提供油井动态可视化数据和特殊事件识别。

SureVIEW油井完整性实时评价系统

井筒套管若受到挤压、拉伸和剪切，很可能会导致停止作业、修井等情况的发生，并缩短油井寿命。如果这些问题不及时处理，也有可能造成HSE问题。

SureVIEW油井完整性实时评价系统可在油井发生重大事故前及时发现隐患。该系统通过对井筒和周围地层进行高频次的应力监测，对油藏挤压、剪切和完整性问题进行及时检测、定位和分类。根据传感器提供的数据，用户可对井筒结构完整性和近井地带地质活动进行准确判断。

尽早地发现井筒完整性变化，作业者可以：

1. 满足监管要求；
2. 延长邻井寿命；
3. 判断近井地带地质变化情况与注水、注蒸汽之间的关系；
4. 微调岩石力学模型；
5. 监测地震活动；
6. 优化亏空补偿，提高最终采收率；
7. 采取预防措施，降低HSE风险。

坐标：北美

北海地区某运营商在实施完井作业过程中希望对油井压力/温度（P/T）数据进行监测并对酸化过程中酸液在每个地层中的分布进行观察。

开始安装作业之前，Baker Hughes利用分析软件进行了分布式温度传感器仿真和流动模拟，对酸化效果进行评价。该分析软件通过求解动量守恒和能量守恒方程，可对水平井酸化过程中酸化液在多个岩层中的分布情况进行更加准确的模拟。

完成模拟之后，Baker Hughes开始着手安装监测系统。SureVIEW压力/温度测量仪和分布式温度传感器位于同一条光缆上，对5个岩层进行连续测量。Neo-Pak直通封隔器用于对不同层位进行封隔，并且能够与生产层的工具进行数据传输。同时，在每一岩层安装HCM-Plus湍流控制装置，对注入的酸化液进行选择性控制。

酸化过程中，SureView光纤系统对每一岩层的压力/温度数据点进行收集，分布式温度传感器可提供生产油管（长4527m）的温度剖面。SureView分布式温度传感器数据与压力/温度测量仪吻合良好，表明分布式温度传感器系统准确性较高。温度分布剖面图不仅可以反映出不同岩层的酸液分布和产量情况，还能据此识别井漏、监测气体举升情况。

SureFIELD DataHub可将数据进行收集和整理，简化数据处理流程，并传输至Baker Hughes Production Decision Services (PDS)专家解释系统。PDS系统对数据进行可视化处理、数据分析和诊断之后，最终向客户提供生产优化、油藏管理和资产完整性评价等方案。

利用SureVIEW分布式温度传感器数据和专有的井筒模型，Baker Hughes可为运营商提供一份关于酸液分布情况报告，帮助其确定和评价酸化处理的效果。酸化评价报告也可为后续的一系列增产措施提供指导。

人工作业力有不逮? 无人机大显神通

石油与天然气上游的油气开发生产中，许多的作业活动由于受作业温度和压力、作业空间、作业精度及连续性等因素的限制，不适合人工作业，这时，就需要无人机大显神通了！

作者 | Karen Boman
编译 | 吴海君

近期，埃克森美孚使用无人机（UAV）监控了海上作业对鲸鱼的影响，这是石油和天然气上游企业探索无人机在上游领域中应用潜能的一个鲜明实例。

16年3月，埃克森美孚公司在加利福尼亚Santa Barbara海岸进行了为期两周的项目研究，主要研究了使用无人机和摄像机、卫星搜寻鲸鱼。埃克森美孚测试这些先进的远程探测技术主要是为了改进现有的检测系统，以便能够更好地识别海洋哺乳动物，公司发言人Ashley Smith Alemayehu说道。

总部位于英国的Cyberhawk Innovations公司的商务总监Philip Buchan认为，近六年来石油和天然气企业一直在使用无人机进行作业，与传统的检测方法相比，无人机技术既安全又环保。

Buchan说，压缩经营预算意味着无人机将在石油和天然气行业上游得到更广泛地应用。无人机可以检查设备性能，比如检测“火炬”，如果有“火炬”意味着生产可以安全进行，这样每天就能节省数百万美元。Cyberhawk公司的客户在一个项目中使用了无人机，节省了1100万美元。

Buchan称，有了无人机后，工作人员就不需要在高空、有限的空间和危险区长时间作业了。

Buchan解释说，由于火焰的温度很高，作业人员不能接近火焰检查是否有“火炬”。现在无人机并不能完全取代人工作业。它只在设备检查中的第一步，进行清扫工作，工人需要在维护设备时进入无人机难以进入的场所工作。

无人机在油气行业应用案例

Buchan说，无人机主要用于石油和天然气上游行业的检查活动，其中包括火炬塔、甲板、通风孔、井架和排气装置等。

Trumbull Unmanned公司的石油和天然气上游客户使用无人机主要应用在以下三个领域：

1.绘图，使用无人机来绘制油田、岩石露头和设施的2D图、3D图和热成像图；

2.应对漏油和其它紧急情况；

3.检测油罐、基础设施和工厂的情况。

Trumbull Unmanned公司与埃克森美孚合作进行了鲸类侦察计划。该公司还与雪佛龙公司进行了合作，使用无人机在加利福尼亚的圣华金河谷（San Joaquin Valley）绘制了现场作业的热成像图。

DataWing Aerial Analytics公司总裁Steven Fargo认为，“无人机在快速采集大量数据方面的能力是独一无二的，它采集到的信息能够帮助运营商快速做出正确的决策。识别异常情况和检测各种变化都将帮助作业人员进行预防性维护。”

Fargo说：“频繁使用无人机采集到的数据能形成一条动态趋势曲线，用这条曲线可以预测未来的发展趋势，还能确定资产的潜在危险，对决策者有一定的警示作用。这种无人机在油田的应用案例还包括检查其它设备的油罐区和外露管道等。”

无人机技术未来发展方向

Gibbens认为，油气行业正在不断寻找应用无人机颠覆性新技术的商业机会。Gibbens声称，TPH&Co.（Tudor, Pickering, Holt & Co.）目前正在评估使用无人机以及无人机在上、中游以及潜在的油田服务中进行资产评估、销售等方面的可行性。

Gibbens和其他业内人士看到了机器学习等新兴技术应用在油气行业上游的巨大潜力，无人机收集的数据能够帮助运营商加深对油气生产的了解。

Fargo说：“无人机收集数据，然后使用机器学习算法进行分析，上游油气企业利用这些数据能够进行分析检查。”

关于未来研究方向，DataWing希望能更多的将重点放在解决无组织排放和优化设备性能上。Fargo则认为，配有光学气体成像传感器或其它热成像摄像机的无人机，可以满足环境和工业检测的需求，是一个发展方向。

Fargo和Gibbens都把甲烷检测看作无人机最大的潜在用途之一。在甲烷排放监测方面，无人机可用于协助上游运营商进行检测，以保证作业满足环境和法规方面的要求。美国环境保护署和土地管理局进一步加强了报告和检验要求，所以，无人机甲烷排放监测将会特别广阔的应用前景，Fargo解释说。

Trumbull Unmanned公司正在与美国航空航天局JPL合作开发装有传感器的无人机，用以识别和量化甲烷源。今年早些时候，该公司在加利福尼亚进行了受控飞行试验。目前，该公司正在从受控试验转向操作飞行。在未来的几年中，Trumbull Unmanned打算试飞装有传感器的无人机，以隔离甲烷源，最终使用该项技术作为测量碳含量、出售或转让碳信用额度的工具，这在很大程度上需要法律法规的驱动。

Gibbens认为油气行业上游正处在一个亟需创新的风口浪尖上。无人机最终就会像空中的机器人一样，将在油气行业有一席之地。

“我们正在朝着自动化和四维自由移动的方向努力，我们希望各阶段都有工程师、无人机操作员和飞行员参与进来”Gibbens指出。

去年，Cyberhawk在对马士基的一艘FPSO（浮式生产储油船）进行内部检查之后，制定了一套内部检查方案。这种类型的检查通常需要将技术人员悬挂在绳索上来检查储罐结构。如果使用无人机进行此类检查，就能极大地降低工作人员的安全风险。

这款内部检查服务的推出，进一步拓展了无人机在FPSO、陆上油罐、烟囱内部以及锅炉等方面的应用范围。

“我们的下一个目标是开发一个系统，利用这个系统，我们的飞行员能操纵一架无人机从外部进入一个密闭空间，不需任何人机交互过程”Buchan说。

当前，飞行员必须在这个密闭空间的内部才能操控无人机飞行。目前上述那种无需人机交互的内部检测技术正在研发中。通过之前在烟囱和其它受限空间内进行的测试，Cyberhawk明白，这项服务的推出，将是无人机应用到油气行业上游的另一项重大进步。

“上述技术有了一些进展，但进展的很大一部分是制定操作规程，以便安全重复地完成同种类型的工作。”Buchan说。

压裂液耗水多、成本高？WaterSure 药到病除

在压裂作业中，配置大量压裂液给水质较差的地区带来诸多不便；另外返出的压裂废液也需特殊处理，增加了作业成本。威德福推出的WaterSure流体系统，可以有效解决上述难题。

来自 | Weatherford
编译 | 白小明

世界虽然掀起了页岩气热潮，但是欧洲各国却对待页岩气的态度迥异。与常规天然气开采相比，页岩气开采增加了水力压裂过程，在水力压裂过程中，主要涉及水资源的利用、压裂液对地下水和地质的影响以及返排压裂液排放对地表水的影响。

水力压裂用水量巨大，通常单级压裂需要使用约3,769桶水，一口井如果压裂30级，总共将耗费约113,100桶清水。压裂后返出地面的废水，必须经过处理并注入到地下的存储井中。

每口需要压裂的井都需要重复上述过程，但威德福认为压裂措施可以采用更高效的作业方式：全新设计的WaterSure流体系统，可以使用地层产出水或返排水进行压裂，且不影响压裂效果。

事实证明，重复利用废水作为增产流体用于多种井况是可行的，该技术不仅节约了当地的淡水资源，而且降低了成本。

压裂液中的悬浮物和细菌可以抑制压裂效果并伤害地层，将这些不利物质清除后，再向压裂液中添加环保胶凝剂和交联剂，便可以得到干净、低残留、不受返排液中添加剂影响的压裂液。这种压裂液可以使用盐、溶解总固体、二价离子以及硼含量均较高的水直接配置。WaterSure流体具有与淡水相当的导流能力和渗透率特性，有利于保护地层免受伤害。

在不影响压裂增产效果的前提下，WaterSure流体系统可以100%使用地层产出水或返排水（过不过滤均可）。在淡水供应紧张或水质较差的作业区域，使用WaterSure系统可以节约淡水资源，降低用水成本。

WaterSure流体可以在高温环境下，维持要求苛刻的粘度值，足以保证长时间携带支撑剂。

应用范围

1.淡水资源受限、水质较差或处理水成本较高的作业区域；

2.井底温度范围43℃-148℃的作业环境；

3.硼含量400ppm、总溶解固体含量307,000ppm、二价离子含量30,000ppm的水；

4.氯和盐含量较高的水。

技术特点

WaterSure流体可以使用各种类型的水：淡水、过滤或未过滤的地层产出水或返排水。操作人员可以100%使用地层产出水或返排水，可以自由选择是否过滤悬浮固体。

WaterSure使用三种添加剂优化压裂效果：交联剂、pH值调整剂和胶凝剂，不受温度波动、返排液中的添加剂及水质变化的影响，可以在淡水和产出水或返排水之间进行切换。

将二氧化氯（ClO_2）添加到WaterSure流体中，有效避免了细菌使井下变成酸性环境，从而提高地层的渗透率、湿度和孔隙度。

同时，WaterSure流体中的胶凝剂采用低分子量聚合物配制而成，可获得更高的粘度值。

其他特点：

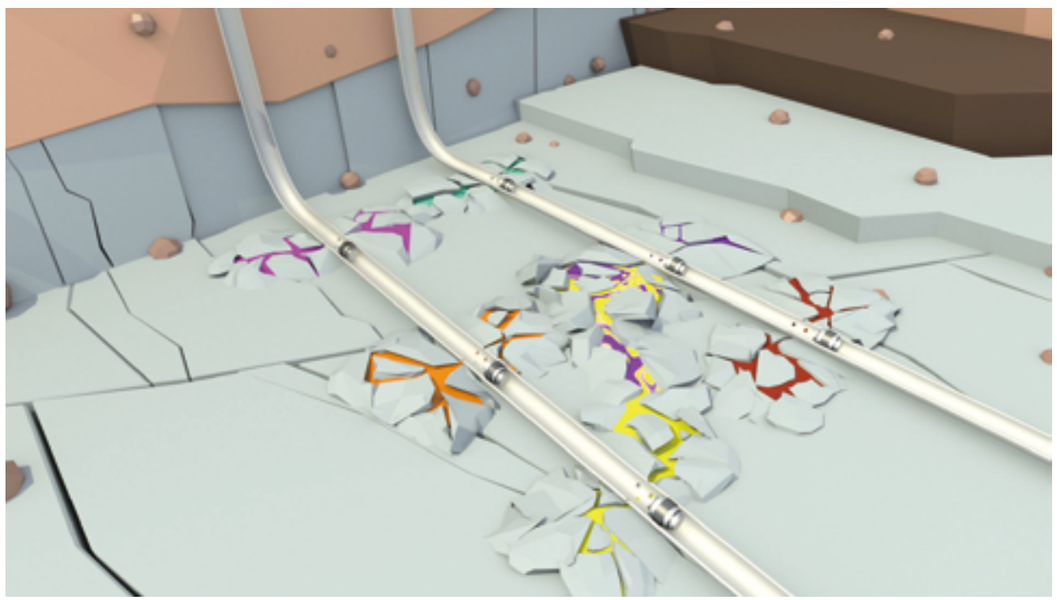
1.WaterSure流体不受抑制凝胶水化离子的影响，缩短了水化时间；

2.WaterSure流体与大多数化学品兼容；

3.对剪切的不敏感性可以防止WaterSure液体在流动初期提前遭到破坏；

4.过硫酸铵分解剂可使WaterSure流体根据温度和用量以可控的间隔进行分解；

5.测试表明，使用WaterSure系统后，地层渗透率得到极大的恢复（超过84%），从而将地层受到伤害的风险降至最低。



WaterSure流体处理工艺

1.过滤悬浮固体

在作业者的作业现场可能没有过滤产出水所需的设备，威德福与Omni水处理公司（Omni Water Solutions）合作提供这些设备。现场只需进行简单的化学处理甚至无需化学处理，Omni系统便可以将产出水中影响压裂效果的的全部悬浮固体过滤掉，将水净化至15微米到亚微米级别。

由于干扰离子、盐度、硼、钙和氯化物对WaterSure流体性能没有影响，因此无需去除这些成分，从而降低了处理费用。过滤后的废弃物可以采用环保的方式进行处理。

各成分含量范围	
含盐量	<300,000ppm（百分之一）
硼含量	<400ppm
氯离子浓度	<185,000ppm
二价离子含量	5,000 to 30,000ppm
温度	100℉-300℉（38℃-149℃）

技术优势

1.节约淡水资源，压裂作业更环保；

2.避免运输淡水相关的诸多问题，如等停、物流、成本和油耗；

3.减少废水处理作业量，无需再钻探和维护存储废水的井；

4.仅通过使用一种交联剂和一种低成本的常规凝胶剂，就可以重复利用地层产出水或返排水，降低了完井成本；

5.降低了对过滤的要求；

6.可以可靠地运用于不同的井况；

7.WaterSure流体具有接近淡水的导流能力和渗透率特性，因此压裂效果与100%使用淡水压裂一样。

2.氧化

过滤掉悬浮固体后，需要向过滤水中添加对环境无任何危害的二氧化氯（ClO_2），杀死将井下环境变成酸性的细菌，同时有利于降低油藏压力、提高地层渗透率、湿度和孔隙度，提高产能的同时，不影响井下pH值的平衡，不与大多数有机物和氨反应。

3.准备压裂

最后，向过滤后的水中添加环保胶凝剂和交联剂，形成具有良好支撑剂运输能力和导流能力的流体。WaterSure流体可以使用含盐量高于300,000ppm、二价离子浓度为5000-30000ppm、以及硼含量大于400ppm和氯含量185,000ppm的水。

此外，该流体在38℃-149℃的温度范围内性能表现良好。通过加入专用的交联剂，WaterSure流体可以维持良好的粘度值，足以在高温高压的井底环境下，长时间有效携带支撑剂。

RESMAN智能示踪剂 无需停产 完美取代生产测井

普通电缆测井通常要下入测量设备，需要中断生产进行连接作业，这就会影响完井计划、增加作业时间。为改善上述情况，RESMAN公司研发了一系列智能示踪剂，可以较好地代替生产测井。

来自 | RESMAN
编译 | 张德凯

RESMAN公司在2005年获得了Statoil（挪威国家石油公司）的投资，此后，该公司一直专注于研究井下产层产液量智能监测技术。

功夫不负有心人，RESMAN最终成功了，引领了一场技术创新的风潮。

RESMAN示踪剂作业原理

根据不同的完井方案设计，RESMAN智能示踪剂可以制成各种形状以方便作业。无论是油基还是水基智能示踪剂，在接触目标流体前都保持“休眠”状态，即油基示踪剂在遇到油时发挥作用，水基示踪剂与水接触发挥作用，两者对空气均为惰性。

与目标流体接触后，智能示踪剂单元就会放出少量的活性组分，活性组分的释放与否与井下液体的流动状况无关，释放速度与实验室设计速度相同。

目前为止，RESMAN已经成功研发出了50多种油基示踪剂和50多种水基示踪剂，这些示踪剂都有独特化学标记，且所有标记都独立存在，与现有的商业化学品标记无冲突。独特的化学标记可以消除与其它化学添加剂混淆的风险，因此作业准确性更高。

实际应用中智能示踪剂可以集成在完井设备上，进行产层监控时无需额外的设备。根据不同的监测目的，每个产层/井段的智能示踪剂有不同的选项：标记相同/不同，或是油基/水基示踪剂。

对于油基智能示踪剂，完井作业完成后，地层中的流体流出，与油基示踪剂接触，化学标记物质进入含原油流体中，原油就有了特殊标记。不同产层放置化学标记不同的示踪剂，在地面采集样品就得到了不同产层的产量数据。水基智能示踪剂的应用原理同上。

RESMAN公司的专家团队分析样品得到相关数据，然后运用特有的模拟软件拟合数据，进而得到各产层的产量，目前该流程已经通过了全循环流动模拟测试。

RESMAN示踪剂适用范围

RESMAN智能示踪剂能够精确量化各产层的产量，并能够精准定位水窜位置。可用于以下环境。

1.产层油/水产量量化；

2.水窜风险实时监控；

3.多产层流量监控（流量控制阀、封隔器功能完整性监测，多产层生产监控等）。

RESMAN技术优点

RESMAN智能示踪剂提供的井下生产信息与电缆测井结果完全相同，但不同的是RESMAN无需中断生产，这就降低了作业风险。

该技术主要优点包括：

1.降低作业风险：与电缆测井相比，RESMAN的智能示踪技术无需使用电缆，也就不需要连接作业、中断生产，保证了完井计划的顺利进行；

2.一次投入，长期有效：RESMAN智能示踪剂分为油基、水基两种，油基示踪剂的工作寿命为5年，而水基示踪剂与水接触才发挥作用，所以其使用寿命更长；

3.经济效益更高：使用智能示踪剂不会增加作业时间，也不需要额外的完井工具/现场工作人员；

4.HSE系数更高：智能示踪剂在极低浓度（不到万亿分之一）下即可发挥作用，与排出水配伍。同时，也免除了放射性物质的使用；

5.耐用性强：RESMAN的智能示踪剂在恶劣井况下也能使用（如高压井）；

6.系统稳定，使用寿命长：现场应用表明该技术可靠性较高。同时，RESMAN的实验测试流程也在日渐严格，可以确保技术的稳定性和可靠性；

7.特殊标记技术：RESMAN为自身生产的100种智能示踪剂都设计了特殊的化学标记，以防在生产过程中与其它的化学试剂混淆；

8.精确的产液剖面模型：RESMAN在室内建立了井下液体流动模型，并进行了全循环流动模拟测试（full-scale, flow-loop testing），试验结果与油田现场的复杂完井作业以及长期生产数据比较吻合；

9.复杂井况应用经验丰富：90%以上的RESMAN智能示踪剂都应用在了海洋油气开发中，海上作业非常复杂，挑战性极大，而RESMAN通过智能示踪剂的设计和管理成功地克服了这些困难。

案例分析

智能示踪剂可以量化产层产量，优化完井方案。

作业挑战

开发商计划分析一口水平井五个产层各自的产量，但并不想中断生产或是改变完井方案。该井与FPSO之间有五公里的管线，产出的原油与其它井的产出液已经混合，作业难度极大。

解决方案

开发商决定在油井的五个产层中使用RESMAN油基智能示踪剂进行产能分析，并配合RESMAN公司的模拟软件进行产液量模拟。

RESMAN技术应用情况

油基智能示踪剂无需额外的作业设备，在本次应用中智能示踪剂集成在筛管上，同时筛管上还配备ICD模块。作业结果显示，智能示踪剂的使用不会影响完井计划，同时也不会增加作业时间和人员，实用性非常高。

整个作业过程共计24小时，之后该井恢复生产，作业人员在井口采样，然后进行分析，利用得到的数据进行井下情况模拟。

RESMAN公司采用了其特有的FLUSH OUT模型对数据进行了分析，得到了各产层的准确产量数据。

应用结果

根据RESMAN智能示踪剂得到的数据进行各产层产液量分析，得到的结果让人十分惊讶：超过70%的产量都来自于井筒底部产层，而井筒中间段产层只贡献了非常少的产量。通过RESMAN技术，开发商更准确地认识了井筒各段的产液量，对以后其它井的井筒轨迹优化以及ICD（流量控制阀）配置优化都有非常重要的意义。

8大优势凸显！美国将成LNG热点地区

近期，美国将其LNG市场扩张至中东欧地区，致力于在波兰建立一个LNG再气化终端。美国将成为LNG热点地区吗？它的市场潜力有多大？有何种优势？《石油圈》为您解析。

作者 | Patrik Farkas
编译 | 吕姣

2016年6月，一个全新的液化天然气再气化终端，在波兰的Swinoujscie开始进行商业化运营。今年10月份，为了将这个年输送量达50亿立方米的天然气外输项目介绍给潜在客户，GAZ-SYSTEM S.A与美国商业服务机构联合组织商务会议，讨论如何将波兰打造成美国液化天然气输往中东欧的门户。

会议的第一个议程，讨论的焦点主要集中在新的终端系统、波兰天然气市场，以及能源专家对中东欧天然气市场的展望；会议的第二个议程，主要有六家美国液化天然气基础设施开发商，即Cheniere Energy、ConocoPhillips、Delfin LNG、Magnolia LNG、NextDecade以及Tellurian Investments，对他们的天然气项目进行介绍。根据各公司的展示，与会人员共同讨论美国液化天然气输出项目的前景。尽管每个项目都有其独立性，但是最终大家达成共识：美国将很快成为全球性液化天然气的热点地区。

那么美国液化天然气项目会成功的秘诀是什么，他们的长期竞争优势又是什么呢？

1 丰富的天然气资源

众所周知，美国天然气储量丰富。但是储量到底有多少呢？根据EIA的最新估计，美国已探明的天然气储量足有400万亿立方英尺（超过11万亿立方米）。大规模的水平井侧钻技术配合水力压裂技术，开创了美国能源产业发展的新纪元。随着页岩气的开采，美国迅速跃升为天然气净出口国。之前，页岩气在美国的能源体系中所占的比重微乎其微，但如今已经占据超过50%的份额，且还在继续增长，这是一个不争的事实。

康菲石油公司全球液化天然气市场经理Birger Baltesgard指出，玛西拉页岩是一种烃源岩，每天生成页岩气约180亿立方英尺，远超过中国和加拿大的卡塔尔页岩。此外，使得美国的石油行业如此吸引人的另一个重要原因就是矿区使用费。土地所有者对所有地下埋藏的矿物资源拥有所有权，若管道从其地下穿过，他们也享有一定的份额。因此，与欧洲人反对油气行业的发展的态度不同，美国人在物质利益的刺激下反而积极贡献自己的土地，配合油气行业发展。

2 完备的基础设施系统

Delfin LNG的CEO Frederick Jones指出，在美国德克萨斯州，油气管线比公路还要长。美国的油气管网非常庞大，其总长度超过49万千米，而且整个管网系统没有连接点，不会发生传输“堵塞”现象。输气管道主要归私人公司，如Kinder Morgan、Enterprise Products、Enbridge Energy Partners等所有，不受关税或相关法规等变动的影响。系统没有安全保障，万一出现特殊情况，管道运营商不能依靠政府机构来弥补他们的损失或者帮助他们。庞大的管网保证了液化天然气生产商的原料气的供应。

3 极具竞争性的天然气生产

拥有丰富的地质储量当然是很重要的，但是如何花最少的钱将气采出才是最关键的。美国的天然气埋藏比较浅，生产商不必钻达7000米或者在远离海岸线500公里的海上建钻井平台来开采，油气就在他们脚下。Frederick Jones指出：每次钻井，必有收获。

丰富的天然气储量使得美国的油气生产商之间竞争激烈，这迫使他们尽可能的压低成本。在过去的十年间，随着钻井平台的急剧减少，单井产量呈指数增长。美国能源部负责监管国际事物的负责人John Anderson先生在会议上指出，保持2015年的产量水平不变，美国将能以低于3美元/百万英热的价格生产足够未来25年使用的天然气。

美国被称作资本主义的圣地，是建立在自由市场和激烈的市场竞争基础上的。这一点在油气行业体现得淋漓尽致。天然气生产商有很多，但只有那些能够以更低的价格、更快的速度和更高的效率生产更多天然气的公司才能够生存下来。

4 完善的市场机制

丰富的天然气储量、完善的地面基础设施建设以及低成本的生产，使得液化天然气生产商能获得低价的原料气。同时，有效的市场能够提供可靠的价格信号，这也是一个重要的原因。Henry Hub是世界上大的液化天然气中心，设定了全球性天然气价格标准。美国的液化天然气生产商可以直接与Henry Hub联系，确保气体的销售和购买具有市场价值。尽管有很多人对未来原油价格的演变有很多不同的预测，IEA预测Henry Hub价格将稳定在3美元/百万英热。这意味着美国天然气低价运行将不是昙花一现，而是新常态。

5 可预见的稳定法律环境

也许有些人有不同的观点，但与会的很多人都强调了美国监管体系的稳定性。他们坚信美国国会、联邦能源监管委员会、美国能源部以及其他相关机构，都可为油气行业发展提供可预见的稳定法律环境，这无疑是十分必要的。

6 低成本的天然气液化技术

天然气液化市场相对饱和。仅美国本土的48个州，就有液化能力达到每年900亿立方米的项目在建设中，接下来还有18个项目即将投入建设。其中有一部分进展较快，已经获取所有的许可证，只是需要确定最终的投资方案，也有一部分还处于设计阶段。毫无疑问，只有那些具有较高商业价值的项目才能够实施。

一般而言，液化项目有两个主要的成本构成：投资成本和经营成本。这两个因素共同决定了一个项目能否吸引投资和

获得批准。

Green field LNG项目的开发者强调，他们的理念旨在压低资本支出和液化成本。一部分人计划使用自己的专利技术，而也有一部分投资者倾向于在具有廉价劳动力的制造业大国进行低成本的、集中的制造和组装，也有一部分投资者特别关注更高的运营效率。这些考虑都是为了买方的利益，以及项目长远的商业可行性。

此外，美国液化终端便于放置也易于使用，目前还都处于建设和运营阶段。例如，他们不需要建造一个偏远的基地来安置他们的人员。

7 深厚的历史渊源

德克萨斯州在历史上就是全球能源行业的中心。这是一个真正懂得油气商业的地方，是石油化学品的热土。基于这个特点，美国液化天然气项目具备所有投资所必需条件。正如之前有人强调的那样，他们不仅熟悉商业环境，而且他们与主要的技术提供商，比如Bechtel、CB&I和CHART等，都有长期的合作和完善的业务关系。

8 买方市场

说它是第八个优势不太准确，因为这一点并不会成为一个长期优势，只是短期内存在的一个有利条件，但正是因为这个短期优势，美国LNG变得更具吸引力。

直到2022年，液化天然气进口商是幸运的，液化技术的开发人员尽全力获得投资者和潜在投资者的支持。为此，他们制定了专门的解决方案。可以说，当前的美国天然气市场，买方占优势。但是，美国的液化天然气开发商不放过每一个新的商机。买主们也不要过分自信，因为这种买方市场估计不会持续太久。如果一个公司打算与美国的液化天然气项目合作，也许这将是最好的时机。

总而言之，廉价的原料气和低成本的液化技术、可预见性的稳定的监管体系、极具竞争性的商业环境，这一切都将促成美国成为全球液化天然气的热点地区。Magnolia LNG的CFO John Baguley的话完美地诠释了美国液化天然气的光明前景：很难理解为什么人们会选择在美国以外的地方开展液化天然气。

石油人都值得一看 Statoil 将如何“战胜”低油价

Statoil主营石油勘探、生产、冶炼、运输等业务，经营范围遍布世界。油气动荡时期，Statoil虽经历过裁员、亏损等风波，但却至今屹立不倒，该公司营销管理模式到底有何独到之处？

作者 | Athanasios Pitatzis
编译 | 徐文凤

作为世界上最大原油净销售商之一和欧洲大陆天然气主要供应商，挪威国家石油公司（Statoil）业务遍布世界，在某些领域甚至比其他石油巨头表现的更加优异。虽已在股票交易市场挂牌上市，但其仍是全球最大的国有石油公司之一。本文将着重分析Statoil全球商业战略的主要优势和劣势，并介绍能帮助该公司适应低油价环境、扩大业务规模的未来战略举措。

优势：业务组合兼具多样性及灵活性

Statoil是欧洲第二大天然气供应商，拥有丰富探明油气储量，并且其主要油气藏位于最大油气消费区之一的欧盟附近，且其上游业务组合遍布全球，在北海上游业务板块中占据着重要地位。同时，该公司公布的“支付”报告也提升了企业透明度。

2015年度报告显示，Statoil建立了世界上第一个海底气体压缩机站（subsea gas compression），现已在挪威海仙宫油田综合生产设施上工作。该报告指出，Statoil国外生产权益已达到2015年生产总权益的32%。在开拓市场的同时，Statoil在Shah Deniz区域也保持着15.5%的利润率。在席卷全球石油业的裁员风波中，Statoil幸免于难，2015年员工数量仅小幅下滑。

Statoil业务操作安全系数提高，重大事故频率明显低于行业平均水平。该公司是世界上最大的深水项目运营商，其也与世界能源及气候变化相关的国际组织达成战略合作关系，准备加大新能源领域的投资力度，使其业务组合更加多样化。

同时，Statoil加强与巴西国家石油公司Petrobras的商业合作，使其业务组合在增加多样性的基础上更具灵活性。

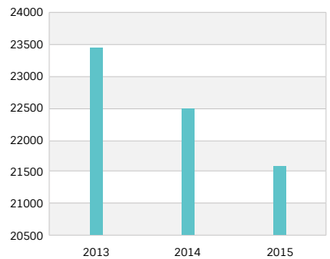
劣势：Statoil面临双重威胁

在长期低油价环境下，挪威政府增加了其对Statoil运营方面的管理权限，并增加税收、对勘探、生产、进出口及Statoil国有资产等方面提出新限制，以此来填补该国预算缺口。此外，Statoil高度依赖欧洲天然气市场，大部分利润来源于油气销售，并与俄罗斯、阿尔及利亚及阿塞拜疆等国在欧洲油气市场上存在激烈竞争关系。虽然竞争能使企业更具效率和革新意识，但也会损害自身发展战略。

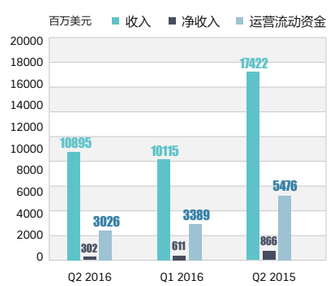
若未来3-5年内，油价仍然无法突破60美元/桶，企业短期债务状况将会增加Statoil资产负债压力。

中小企业也涌入全球天然气市场，Statoil天然气业务面临双重威胁。大幅削减支出也会对公司未来发展造成影响。Statoil2016年第二季度财务业绩不甚乐观。

2013-2015年Statoil员工数



Statoil财务业绩



Statoil未来发展战略

在保持欧洲天然气市场份额的同时，Statoil也将提高业务效率、降低生产成本，从而提升自身竞争力，使其能与俄罗斯及美国天然气出口商抗衡。考虑到欧洲天然气进口量将提升，前期战略是否合理对于Statoil未来收入来说至关重要。

开发CCS项目

碳捕获与封存项目（CCS）是新兴产业，全球CCS研究所报告显示，直至目前，全球已有15个大型项目投入运营，7个项目即将于2016及2017年投入运营。另有11个项目在计划阶段，碳捕获总量接近15吨。Statoil可以通过投资研发该技术或购买现有项目等方法，在碳捕获与封存领域发展。

拓展地中海东部及南部上游业务

ENI在2015年发现巨型气田Zohr，这使得塞浦路斯、以色列及埃及专属经济区（EEZ）的勘探前景变得十分明朗。ENI、Total、BP及Noble Energy已在该区域投产运营。最近，Exxon Mobil也在塞浦路斯EEZ竞标。而Statoil在深水钻井方面经验丰富，且东地中海油气田项目也将增加该公司业务组合的竞争力，所以Statoil也应在该地区进行投资。若Statoil能将东地中海天然气出口至欧洲，不仅当前该公司市场份额能够维持不变，未来市场份额也将大幅提升。

合作&创新

Statoil应提供相应环境服务，减少开发页岩气及油砂带来的环境影响。同时，在甲烷水合物领域应继续探索创新，该领域能使Statoil成为全球顶级油气公司。注重技术更新的同时，也应与JOGMEC（日本石油天然气金属矿产资源机构）和贝克休斯达成战略联盟，使Statoil成功打造第一台甲烷水合物钻井，并获得该技术的竞争优势。此外，Statoil要关注中国、美国、墨西哥和阿根廷页岩气发展趋势，并聚焦于EIA公布的全球十大页岩气储备国。

本文应用了SWOT分析法对Statoil上游商业战略进行了明确判断，在低油价环境中，降低碳排放、大力投资新能源及开发CCS项目能够使Statoil的发展战略合乎油气发展趋势，发展前景一片明朗。

出售80亿资产 康菲这是要闹哪样?

壳牌CFO在财报会议上表示，5～15年内，石油需求峰值会早于供应峰值到来，对此，各石油巨头也是各出奇招，如壳牌将大力推行天然气项目。但康菲显然有自己独特的战略，他不但没有转投天然气，反而出售80亿美元天然气资产，究竟意欲何为?

作者 | Liam Denning
编译 | 徐文凤

石油需求峰值到来 康菲出售80亿天然气资产

康菲将以50-80亿美元的价格出售北美天然气资产，交易资金将用于加强公司业务运营。

出售资产只是康菲应对低油价的众多举措之一，该公司还将削减4%的资本预算，并启动30亿美元的股票回购项目，这些措施都旨在推动公司制定更加精确的价值定位。

康菲董事长兼CEO Ryan Lance表示，过去两年，康菲成功度过油气动荡期。他们降低资本密集度和保本价格，削减投资组合供应成本，增添灵活性战略以应对未来油价周期，并制定注重自由现金流和提高股东收入的差异性战略。

Ryan Lance称，目前公布的这类举措能使康菲在布伦特油价为50美元/桶时提前考虑很多事，包括200亿美元的战略目标、向股东支付20%至30%的营运现金流及利用适度的生产增长驱动利润和现金流扩张。我们考虑这些事项的目的是希望提高康菲抵御低油价的能力，且在油气回暖时，能率先抓住商机。

康菲2017年运营计划包括50亿美元的资本支出规划，与2016年的52亿美元相比下降了4%，与2015年101亿美元相比下降了50%。其2017年的资本支出主要用于美国本土非常规开发项目，欧洲、亚太及阿拉斯加地区常规项目以及对基本设施的维护上。用于勘探、Nova Scotia钻井业务、评估Barossa油气发现及墨西哥湾深水项目收尾工作的支出大约在6亿美元。

康菲金融战略牌

相关数据显示，经合组织国家及欧洲地区的石油需求均较2005年大幅下滑。中国的石油需求经历了快速上升，目前也已进入平稳期。印度和土耳其的石油需求虽仍在增长，但幅度相对较小。这说明，发达国家的石油需求未来很可能持续下降，石油需求峰值也许即将到来。面对此景，石油巨头纷纷寻求出路，道达尔大力发展新能源，壳牌转投天然气开发等等，但康菲非但不扩张天然气版图，反而大举出售，究竟是什么套路?

正如Ryan所说，“我们不能指望大宗商品价格上涨来拯救公司的运营”，这句话敲响了石油界的警钟。在投资项目前，该公司将资金优先用于偿还债务及向股东发放红利。在一个憧憬产量增长和红利提高的行业里，康菲的表现更加优异。石油需求是否会在2020年达到峰值还不甚明了，但康菲的做法却证实了这种情况的可能性。

康菲资本支出主要用于维持12亿美元的股东分红及创造45-50亿美元的产值，使其有能力回购30亿美元股份，并在2019年削减70亿美元债务。

彭博社估计康菲2017及2018年的营运现金流为216亿美元。假设其在未来两年利用100亿美元回购股份，那么康菲每年能轻而易举增加10%的股利，并在2018年底赚取58亿美元的额外收益。

回购股份产生的额外效益不仅能削减债务，而且能进一步投资、促进生产。与此同时，康菲还能兑现向股东提供20-30%营运现金流的承诺。

降低桶油成本 提升企业运营透明度

在2012年剥离下游产业Phillips 66时，康菲有八个大型项目在同时进行。大型项目的长期性和易受经济状况影响的本质使康菲在油价动荡期承载着巨大风险。100美元/桶的油价能吸引绝大多数企业在该领域进行投资，但当油价急转直下时，包括康菲在内的这些石油巨头也都将面临财务困境。

康菲新战略似乎是对早期过度扩张态度的一种反省。虽然该公司液化天然气及油砂项目已基本完成，但其每年仅能创造5亿美元的运营资金，这对康菲来说简直是杯水车薪。目前，他们考虑的战略重点是如何处理北海地区常规油气田和鹰滩及二叠盆地非常规油气田的萎缩现状。

康菲声称，他们目前可以在油价为50美元/桶时达到收支平衡，同时，其他大型油企也在降低收支平衡点。包括企业管理费在内，康菲对桶油成本也进行了全面估算，而其他公司与其相比，仅提供了一些模糊数据、图片及表格。从这点来看，康菲在企业透明度方面表现优异。

油价低迷，利润缩水，康菲需要的是一种更加开放的策略。降低桶油成本是抑制供应过剩、需求峰值及增加收入的好方法。康菲并不认为能源行业会持续看涨，这也是为什么他们的战略是正确的。

壳牌问鼎 是什么让他成为行业最佳雇主?

今时今日，劳动关系已成为企业最基本竞争力，尊重人才、吸引人才、打造雇主品牌已成为公司的共识。近期，Rigzone公布了“最理想雇主”调研结果，在超过3000家油企中，荷兰皇家壳牌公司成为评级最高的油气业雇主。能够获此殊荣，壳牌到底具有怎样的优势?

作者 | Jon Mainwaring
编译 | 徐文凤

近期，Rigzone对来自100个国家的8400位油气业职员进行了一项“最理想雇主”调研项目，这是2014年油价骤跌后的首次行业调查。基于对公司价值、绩效和薪酬等方面的综合考量，在超过3000家油企中，荷兰皇家壳牌公司突出重围，成为评级最高的油气业雇主。雪佛龙、埃克森美孚、BP、哈里伯顿位列其后。

壳牌人力资源高管表示，壳牌之所以能成为最佳油气雇主，是因为该公司在收购BG集团的项目中展现了极大魅力。

壳牌英国区、爱尔兰区、北欧区及南非区的人力资源主管Jonathan Kohn表示，壳牌在油气低迷期仍能大举收购BG，这种实力给公司雇员带来信心。对此，行业人士对Kohn进行了专访，进一步了解壳牌在人才管理方面的优势。

增强实力 提升企业综合能力

Question：您认为壳牌为什么能在Rigzone首次理想雇主调查中拔得头筹?

Kohn：雇员就是壳牌的使者，我为壳牌拥有如此高素质的员工感到骄傲。我认为优秀员工是我们在油气行业中无往不利的保障，也是壳牌的战略核心。当其他企业与壳牌有接触时，他们见到的往往是壳牌钻井工人或是合同采购人员……，除却见诸于报纸上的品牌形象，壳牌真实的员工们也是品牌的一部分，所以我认为，员工质量对壳牌来说非常重要。

Question：您觉得还有哪些因素使得壳牌如此受欢迎?

Kohn：过去两年的低油价使整个油气业异常低迷，在这一特殊时期，壳牌坚定不移的启动了BG集团收购项目，该项目在未来10-20年将会改变壳牌格局，并使我们在天然气及深水项目领域拥有强势地位。过去18个月，该收购项目很受重视，如果人们一直关注壳牌如何联合其他公司，他们就会知道壳牌做的有多出色。若油价未来再次暴跌，壳牌现在也有能力应对，因为我们已经走出了低迷期。

应届生仍是企业发展基石

Question：油气衰退对壳牌各部门招聘情况的影响是什么?

Kohn：目前壳牌有两件事需要同时进行：一是同BG联合，增加协同机会，在埃及、哈萨克斯坦或阿伯丁，我们需同时运营BG业务和壳牌业务，而面对这样的联合业务，企业需要一名总经理，一名财务经理和一名工程经理，这是很明显的协同作用；二是壳牌已经大幅削减资本支出目标，这会对我们相关项目的用人问题产生影响。

像其他油企一样，壳牌也不能只专注于愿景。业务必须给企业带来利润，企业要追求效率，也要不断提升

抵御行业风险的综合实力，这就需要壳牌持续关注应届毕业生的招聘和培养，因为这才是壳牌人才管理战略的基石。

壳牌会继续对新人的培训及发展进行投资，我们希望当行业回暖、业务增加时，公司不会缺乏相关人才。

Question：目前贵公司招入了多少名应届毕业生?

Kohn：对于人才招聘，壳牌会坚守过去的承诺——无论油价处于哪个周期，都会维持原有的毕业生招聘计划，即每年在全球范围内招收800-1100名优秀毕业生。我认为今年和明年的招聘规模应该在800名左右，虽然处于下线，但在行业发展整体被看衰的环境下，这仍是一个可以兑现承诺的举措。

还有一些企业也像壳牌一样拥有悠久历史和伟大愿景，我们不应该被眼下的行业低迷所牵制，而是需要持续思考企业中期甚至长期的发展。

Question：壳牌将采取什么样的措施去了解当下的年轻人? 启动壳牌360项目有效果吗? 这个项目适合吗?

Kohn：360的想法是招聘部所提，它需要人们拥有在同一时间解决两个问题的能力。通过这个项目，我们能够发掘那些有进取心、创造力、喜欢接受挑战的年轻人。

能源行业需要变革，皇家壳牌和其它能源巨头都将加入到这场革命。未来，传统油气产业将发生变化，天然气产业将迎来更广阔的发展契机。此外，可再生能源，例如：风能、生物燃料等能源和天然气的结合领域将产生巨大的机会。我们希望在这些领域探险，所以就需要那些拥有聪明的头脑、愿意迎接挑战的人一起加入壳牌。

360项目虽仅面世3年，但它对人的锻炼是全面的。参与该项目但最终没有选择壳牌的毕业生也许会在世界其他地方工作，但公司希望双方的这种早期接触能够为壳牌带来有利影响。

Question：调查发现，千禧一代对全面培训和晋升机会很感兴趣，您如何看待这方面的问题?

Kohn：初入职场的千禧一代充满

Global Top 10 Ideal Employers

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

雄心和抱负，我希望他们能够在今后的工作中保持这份激情。壳牌追求有才华和创造力的员工，因为他们希望把事情做好，并会对世界产生影响。

培训的重点是为公司员工提供技能基础，使他们的潜力能够全面发挥。4-5年前，壳牌改进了毕业生职业发展规划，大大缩短了新人进入职业角色的时间，使他们能在3-4年的时间里成为相应领域专业人才。

我们致力于寻找优秀人才，并为他们最初3-4年的职业生涯制定高质量发展规划，希望他们在壳牌能够得到最好发展。

壳牌注重健康及安全问题

Question：90%的受访者都提到了健康及安全的问题，您认为这个问题在油气业职员中意味这什么？

Kohn：至少在25或30年前，壳牌就已经致力于为健康及安全问题提供解决方案，健康及安全是我们最优先考虑的问题。

观察一个公司健康和安全是否完善，就可以了解这个公司对员工是否关心，若公司不注重员工健康及安全问题，那意味着公司不在乎那些员工，不考虑他们是否想在一家企业里有所作为。我愿意在一个团队中解决有趣且重要的问题，我希望能同优秀的同事一起工作，但同时，我也希望公司能够足够重视和关心我。

Question：许多受访者认为是否能够从事有趣且具有挑战性的工作是他们选择一家企业的重要因素，您能概述一下壳牌在这方面的优势吗?

Kohn：在过去的20年里，大型油企一直在朝着大型油气项目迈进，如壳牌参与了卡沙甘油气田项目、库页岛项目及尼日利亚深水项目……这是我们具有竞争优势的地方，能做到这种程度的公司有如凤毛麟角。

壳牌拥有很棒的业务，员工一定会在这里有所作为。

贝克休斯迎来了新开始？恐怕没那么简单

作者 | Doug Sheridan
编译 | 徐文凤

持续的低油价不仅使石油行业上游企业经营陷入困境，也使得上游企业间的兼并重组成为一种必然趋势。很多人都认为，GE与贝克休斯的结合，既能保证贝克休斯在油田服务上的完整，又能将企业各自的能力有效结合，但事实是否真的如此呢？新公司的发展前景到底如何？

前不久，GE的子公司——GE石油天然气集团与贝克休斯宣布合并成为爆炸性的新闻，新组建的公司将成为全球第二大油服公司——“新”贝克休斯，从资本角度看，确实是GE收购了贝克休斯，但是从实际业务来看，这似乎更像是两家企业合并。

新公司运营仍存难点

此次合并是一种新型合作模式，GE和贝克休斯都能继续运营各自原有业务。GE也将出资74亿美元，用于为贝克休斯股东提供一次性现金流分红。同时，GE将拥有贝克休斯62.5%的股份及整体运营权，而贝克休斯股东仍然持有公司37.5%股份。

此前，贝克休斯采取分散式经营的模式，收购BJ能源公司后，公司运营压力倍增。与哈里伯顿达成并购意向后，贝克休斯开始大幅裁员以便瘦身，但迫于美国的监管压力，最终收购却以失败告终。而此次GE的主动收购，对于陷入困境的贝克休斯来说，也许是一场拯救。

GE为贝克休斯的股东和员工们带来了一个新的起点。两家公司合并后，也许某些职能部门和后期部门变得冗余，但大家还是希望贝克休斯的管理团队及运营人员得以保留。事实上，在两家公司业务上重叠的部分很有限，一个新的管理团队，很难立马接手并使贝克休斯正常运转。

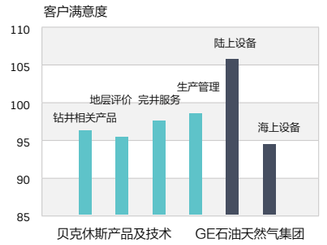
从各方面看来，新公司的工作人员会非常忙碌，因为合并的目标是将GE石油天然气集团和贝克休斯的业务实现有效结合。新公司的目标是：为油气行业的用户提供一流的物理及数字技术解决方案以帮助行业提升效率，但这个目标做起来一定不会像说的这么轻松。

新贝克休斯实力仍存争议

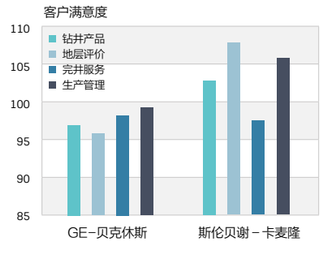
计划的关键就是要将贝克休斯嫁接到GE上。理论上，这意味着贝克休斯能够利用GE的运营团队和绝大部分优质资源，无论是用于航空业务的先进材料，还是用于能源基础设施建设的高新材料，这些都有助于贝克休斯的快速发展。

GE收购贝克休斯能否带来石油领域的竞争优势是存在争议的。因为，在某些方面上来说，合并只是企业集团间寻求互利互惠的一种方式。虽然此次合并也有正面效应，但我们很难断定，子公司带来的经济效益，能否优于那些能够带来多样化及竞争力的外部服务商。

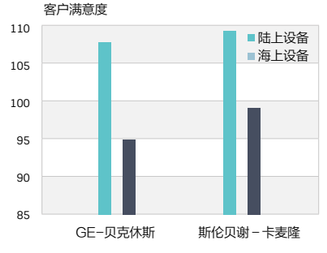
新贝克休斯细分市场客户满意度



油田服务&产品细分市场客户满意度



油田设备细分市场顾客满意度



另外，业内人士也不是十分清楚，两家公司是否能在满足客户需求方面互相促进。因为在Energy Point的调查中，除却各自的优势领域，如GE油气子公司的流量控制设备、贝克休斯井下技术及服务等，两家公司位居行业前列的产品及技术其实凤毛麟角。

数字战略成为发展“关键因素”

新公司是否能成功的改变竞争格局，在一定程度上，取决于其数字战略的实力及执行情况。目前，油气行业向智能化方向发展的时机已经日趋成熟，但这并不是一个小目标，而可能需花费数年时间才能在油气行业中产生重大影响。

GE的Predix工业操作系统能够收集、存储、分析一系列产品的性能数据，旨在提供比工业标准方法更快速、可靠的维护问题预测及报告，而且它在大型平台安装基数方面也很擅长，这将为贝克休斯提供有力的竞争优势。

不过，目前还不清楚Predix或GE其他操作系统的水准，它们是否能达到主要竞争对手斯伦贝谢——卡麦隆所追求的水准。斯伦贝谢-卡麦隆希望为客户在封闭的环境中建立一整套从钻井到生产等关键流程提供实时管理服务的系统。结合Energy Point数据来看，斯伦贝谢——卡麦隆的产品和服务似乎更能满足客户需求。看来，若新贝克休斯想在产品、服务、软件驱动性能方面走的更远，还有很多很多的工作要做。

麦肯锡：纯干货！如何降低50%海上钻井成本

降本已成为油价下跌以来各公司努力实现的重要目标之一，麦肯锡咨询公司根据其为全世界各油气公司提供服务的工作经验，认为对于海上钻井项目，如果采取合理的优化改进措施，最高可以降低50%的成本。

作者 | Guus Aerts等
编译 | 白小明

海上钻井项目能否取得最大幅度的降本，一方面取决于当前的绩效，另一方面油气公司必须同时利用好各种降本手段。虽然，企业需要做大量工作来实现降本，而且过程中可能遇到阻碍，但降本带来的优势是无可比拟的。

降低50%的海上钻井支出是可能的

对于海上油气公司，钻井支出平均占公司总资本支出的40~50%；对于多数陆上油气公司，该支出更是高达65%。这些支出包括不同类型的钻井作业费用，生产、勘探和开发费用，有时包括填井和槽口回收费用。平均而言，一半的费用用于钻机租赁，余下的一半用于设备、工程服务、耗材和项目管理。对于海上油井，70~80%的费用与时间进度有关，这说明如果能够缩短作业周期，将直接降低成本。

自2007年以来，一口海上油井的平均成本已经上涨了200~250%，主要原因是：钻机日费较高。这一点使成本增长100~150%，在一些盆地，特定钻机型号的日费更高；钻完井成本较高（使成本增长了25~50%）。这是由于公司大量使用了专业服务、采用了更复杂的设计以及更昂贵的技术；流程效率低下（使成本增长了50~75%）。这主要与工程生产能力问题、最后阶段变更设计、绩效管理不足以及散乱的学习曲线有关。

几个案例表明，油公司只需采取一些基本的手段，就能降本至少20%。例如：一家业务主要在墨西哥湾的油公司，仅通过有效组织并尽力改善采购和供应链，就降低了约19%的海上钻井成本。具体而言，其主要是通过简化钻井设计，以及在采购商品时鼓励供应商充分竞争；一个大型国际油公司，在一个有100口井的海上投资项目中，平均降低了16%的单井建井成本。该公司设定了严苛的成本目标，并简化了相应的规格和设计。为了保证质量，其先根据行业惯例和标准重新修订规格，并在通过由钻井专家组成的内部委员会审查后，再进行采购。

图1总结了各油公司潜在的降本措施，说明了如何通过采取详尽的、上下一致的努力措施，实现很多人认为不可能的优化改进。

如何降低50%的海上钻井成本

为了最大程度地降低成本，公司需要从以下五个方面的优化着手：

（一）最根本的手段是使学习曲线变得更平坦

公司可以通过严格选择投资项目并在项目各个阶段优化设计规划，避免重复工作来实现。通过这方面的努力，每口井成本最多可降低20~25%。此手段主要包含如下三个要素：

1.维持一个1~3年、稳定的“拱形”钻井投资规划。一个稳定的规划可为钻完井利益相关者和供应商打下长期合作的基础。根据麦肯锡在这一领域的工作经验，供应商的首要任务是在钻井作业中提高透明度和可预测性。

2.保证在整个钻井投资项目中，维持建井设计不变。钻井设计往往需要参考邻井，设计往往会根据最新的钻井经验进行更改。因此，钻井队往往无法事先做好计划，导致物流和钻机配置欠妥。为了维持原有钻井设计，提前做好规划，所有利益相关者（如油藏工程，资产管理和钻井等部门）需要协作，并致力于实现预定的目标。

3.采用专业的钻井队伍。油气井类型标准化，钻井队通过几口井的施工，可以缩短学习时间。与普通的井队相比，专业

的井队能够加快钻井速度，从而降低成本。实例表明，钻井队重复完成10口或更多口类似的井后，如果再钻一口周期为几个月的同类型井，将比第一次施工的钻井队，效率提高30%-40%。

（二）规范井筒化油井设计以降低单位成本

通过以下几个途径，该方法最高可以降低10~15%的成本：

1.做钻井设计时减少设备、工具使用数量。例如，使用数量有限的完井设备。这可短期节约采购成本、中期节约维护成本、长期节约填井和弃井成本。

2.一旦开钻以后，标准化设计和作业能带来更多的灵活性和方便性。例如，当钻遇与设计不同的地质构造时需要改变井身轨迹，库房也有可用的所需工具。显然，这比新订购设备并将其运输至井场更加高效，成本更低。

3.最后，标准化的作用之一是限制油井设计复杂化，因为复杂设计并非总是合理的。标准化要求工程师在合理的范围内做设计。

（三）精细化管理

此举是从很细小的方面来降低总的建井成本，最高可降5~10%的成本。常规的精细化管理工作包括：防止返工、减少等停时间、避免意外事件、优化工作顺序。例如，一家东南亚的中型油气公司，通过积极组织并坚持实施精细化管理一年，将NPT（非生产时间）从近16%降至9%。

（四）采购和供应链管理（SCM）

此举是降本的关键驱动因素，因为90%的行业资本支出和70%的运营费用都用于合约服务和产品。良好的采购经验，可以让油公司最多降低10~15%钻井成本，有助于实现降低钻井成本50%的总体目标。然而，这需要从根本上反思现行的商业模式，并采取积极方法应对当前市场低迷的形势，许多人认为低迷期降本的潜力更大。

例如，我们已经看到在某些地区，特定钻机型号的钻井日费降幅高达30%。一些更加合理的SCM做法包括：与钻井承包商紧密合作、改进钻井设计和钻井方法、减少钻机闲置时间、减少使用第三方服务和昂贵的井下设备、提高钻井速度。一些油公司已经成功使用了新的付款模式，如按时效付款，而不是固定的日费等来激励服务提供商，同时完成公司的目标。根据以往经验，企业需要执行严格的绩效管理流程和标准，来确保从SCM优化措施中切实取得降本效益。

（五）实行严格的绩效管理

单此一项，就可以减少5~10%的油井成本。油公司认为很难对油气井进行比较，因为每口井的钻井作业都不同，他们也不倾向于设定与时间相关的目标。然而，标准化和优化钻井计划后，有利于以后钻类似井时设定更加大胆的目标。

高管们，你们还要这么做

虽然，同时采取上述所有的降本手段很难，但这些手段确实非常有效。目前的油价环境是一个有效的促进手段，所有利益相关者应该坐下来商讨转型策略。要实现所有的降本手段，需要一个考

建井过程中，潜在的钻井成本优化措施和实施案例 [图1]

改进手段	建井过程 钻机选择	前瞻及提前考虑	井工程设计阶段	物流供应链	钻井完井工程	经验分享	潜在降本比例%
优化学习曲线	同一钻机钻类似井长远计划，供应商策略		专门的设计团队		同一井队钻类似系列井尽量减少人员倒班		20-25%
标准化设计流程		按“完美井”标准来设计和预估80%井使用标准化	基于成本驱动因素，定义标准化井和要求				10-15%
钻井过程精细化					精细化管理减少NPT主动提高工作效率	主动规划打破资产瓶颈	5-10%
采购供应链优化	合同激励，提高生产率利用低迷期降本			将标准化规格资本化，以降低采购的服务和设备的单位成本			10-15%
提高管理水平			设定工程生产率目标并积极监督		比对“完美井”标准执行日常工作		5-10%
	10-15%	5-10%	5-10%	10-15%	20-25%	3-5%	50%

基于海上井

虑周全的建井优化方案，内容包括整个价值链和所有的利益相关者。要成功实施此方案，以下几个因素必须到位：

1.一个清晰的参考基准，包括优化目标

一个良好参考基准，可以在公司和领导层内部实现成本透明化，方便油公司跟踪建井成本优化过程。一般而言，平均油气井成本很大程度上取决于油气井投资项目规划，不能直接量化效果。要设定切实可行的优化目标，需要统计每口井的历史成本，形成明确的基准。目标可按地域、井型、费用类别（钻机、第三方服务、耗材、内部工时等）设定。

2.高级管理人员的支持

改变已有建井方式的内部阻力可能很大，因此得到高级管理层的支持是非常关键的。管理层应明确定义并传达公司的需求，并在建井部门和资产管理部门间明确降本流程，将降低建井成本的目标转化为预算和目标。如果这俩部门保持原有预算，并坚持他们的传统做法，他们可能不会同意实施简化钻井的概念，或推动优化。

3.一系列技术措施

为了在钻井队推行标准化和简化的钻井设计，以及其他精细化改进措施，他们需要一些技术支持，包括：一份对所选设计会如何降低钻井成本和复杂性的明确解析（例如，油层段的最优长度，不同完井方式的影响），以及一系列有利于优化措施部署和实施的经验做法；一个对精细化管理经验做法和实施框架的整体概述，这些做法将用于优化钻井作业效果；一系列国际化基准，用于比较不同的地质条件下的钻井作业效果和单井成本。

4.钻机调度策略

公司只有执行合理的钻机调度安排，才能将油气井平均成本的降低转化为资本支出的减少。请记住：因为大多数成本都与时间有关，通过降低复杂性和引入精细化措施来降低成本，只会增加更多的闲置钻机数量。要将节约的单井成本转化为节约的资本支出，要减少总的钻机使用量。对于大多数移动钻机，冬休封存不会节省成本。进而，只有减少钻机总数，才是实现降本的最有效方式。然而，因为合同的交货时间往往很长，承包商需要提前明确可复原的钻机数量。

5.项目管理办公室（PMO）以及股东积极分子管理

PMO应当做好优化跟踪，分享理念和思路，以及协调各利益相关者的工作。PMO需要足够的权力，来负责管理人员实现目标优化。

显然，实现降低50%单井成本的目标非常有难度。最大的难度可能是企业在建井前缺乏预判或在建井方法上缺乏灵活性。想要在资源受限但油价很高的背景下，实现快速建井，坚持优化并定制专门的钻井设计和规范是可行的。然而，根据我们的经验，因定制化服务对企业成本影响很大，企业大多数情况下会尽可能减少这种服务，尤其是在工程和设计流程之后。

女性处境：一位油企女高管的非凡经历

对女性来说，早期的油气行业环境确实非常一般，而如今却有了较大改善。油气行业女性比例在逐年增加，阿联酋Reem Al Anbari给女性从业者树立了榜样，一起来看一看油企女性该如何在行业立足，并一步步实现自己的梦想吧！

来自 | Pipeline
编译 | 周诗雨

Reem Al Anbari的非凡经历

海湾合作委员会希望增加在油气领域工作的女性人数，而阿联酋在这方面取得的进展一直处于该地区的领先地位。

在由男性占优的油气行业中，Reem Al Anbari在中东这块热土上，收获了极其令人瞩目的成功事业。现任博禄公司的CFO Al Anbari正是该地区新时代的女性榜样，也正是这些榜样激励着无数年轻的女性勇敢地追逐自己的事业和人生。

Reem Al Anbari已经在阿联酋的油气部门工作了超过二十年，现在已升为CFO的职位。尽管已经取得了这样一非凡的成就，Al Anbari却早把她的目光投向了更高的地方，正如她在接受《管道杂志》采访时说的一样，“我一直在为自己设定新的挑战和新的目标。我希望有一天能成为CEO，或者甚至在政府中获得一席之地”。

Al Anbari的迅速成长，为其他油气行业女性从业者树立了榜样，女性也可以朝着各自行业最顶尖的位置奋斗。Al Anbari将她的成功归功于辛勤的工作和一直以来的坚持，同时她认为良好的教育是事业成功的基石。

她解释道，“我在阿拉伯联合酋长国大学获得了经济学和管理科学会计学学士学位，并在美国圣地亚哥获得了注册会计师资格。这使得我能够在超过20年的时间里在油气行业可以追求一份富有挑战性和令人兴奋的事业”。

“在我的职业生涯中，我曾担任过几个财务和审计方面的高级管理职位。2010年，我加入了Abu Dhabi Polymers公司，该公司是阿布扎比国家石油公司（ADNOC）和奥地利北欧化工公司的合资石油化工公司。2014年，我晋升为财务总监，负责管理两家博禄公司的财务——位于阿布扎比的阿布扎比聚合物公司和位于新加坡的博禄市场销售公司。在此期间，我负责管理来自阿联酋、中东、亚洲南部、亚洲北部和澳大利亚等不同地点和地区的大约144名员工。我是第一位在阿联酋油气行业和阿布扎比国家石油集团公司中担任CFO的女性”。

油气行业的女性处境

Al Anbari认为，在该地区的油气领域中，女性可以从事任何职位，但同时她也提醒道，任何想要在油气领域追求事业发展的人，都必须做好为世界上最苛刻的行业之一工作的准备。

她表示，“在我们这一地区，油气工业是经济发展的引擎，这样的环境需要女性努力工作。培养女性的领导技能，促进她们在战略思维、工作授权和决策上职业技能的发展非常重要。女性在油气工作中需要保持专注、有责任心、自信心和恒心。此外，女性还可以通过主动承担具有难度的项目和任务，来展示自己的能力，从而成为项目和工作的负责人。女性应该不断地挑战自己，抓住每一个来到身边的机会。把握机遇就像赶火车，一旦你错过了，只能等待下一班”。

Al Anbari认为，阿联酋国家政府采取的积极主动提拔和宣传女性员工的措施非常值得赞赏。

她表示，“我们政府给予了女性很大支持。例如，阿联酋的内阁增加了8名女部长，这是一个好兆头，同时也使这些杰出的女性们成为人们关注的焦点。这表明女性是能够进入到这个国家领导层的，这将激励年轻的女毕业生们去追求更高的目标，去在她们所选择的领域中追求卓越。现在我们就可以看到这种进步正在自然而然地发生。我们正处在一个令人激动的时刻，这标示着重大转变的开端”。

虽然地区政府承担了部分责任，来确保更多女性能够在各自国家中担任高级职位，但Al Anbari认为，女性也必须做好为自己事业负责的准备。

“虽然赋予女性权力的这些措施仍处于起步阶段，但其效果已经开始显现了。很快，我们将看到更多的结果。女性们需要抓住这些机会，并在实现自己目标的道路上坚持不懈。女性需要不断地磨练自己的才干，勇于承担风险，发展自己在油气行业中的事业。如今无论是在私营企业还是在政府公司，实现性别的多样性化都属于战略议程的一部分，这与区域或行业无关。作为女性，我们必须激励自己在油气行业的工作中更加积极主动、充满活力和自信，并时刻准备好应对挑战，实现期望目标。

“对于年轻女性来说，首先最重要的是要变得主动。然后她们必须自己督促自己不断进步。教育是能够帮助她们培养自己技能和领导素质的关键起点。她们需要为自己设定一个目标，并去努力实现它。”

阿布扎比最近主办了女性工业论坛，该论坛是2016年ADIPEC女性能源论坛的序幕。

ADIPEC自1984年举办以来，两年一届。2013年起改为一年一届，现已成为向世界展示油气领域新产品、技术和服务的舞台，是中东地区该行业规模和影响力大的专业展，也是排名世界前三位的大型国际石油展。

Al Anbari认为，这些活动对于提高人们对女性在职场上的问题和机遇的认识至关重要，而Al Anbari正是今年油气行业杰出女性的发言人。

Al Anbari说，“年轻人需要榜样。只要是年轻人看见的，他们就能够做到。这次会议给了这些优秀的榜样们一个很好的展示平台。我很自豪能成为它的一部分，来告诉人们女性在阿联酋都从事什么样的事业。这里有许多令人激动的促进女性发展的机会和举措，特别是在油气行业。作为一名女性领导者，我很愿意与他们分享这些，我相信我所做的这一切能够帮助他们未来事业的持续发展”。

EIA最新报告：安哥拉油气行业现状分析

安哥拉有着丰富的石油资源，是目前非洲最大的产油国，也是全球油气储量增长最快、油气勘探最热的地区之一，其深水开发被公认为是世界上最具潜力的地区，一直是各大石油公司竞相投资的宠儿。那么近期安哥拉具体的油气投资情况又如何呢？EIA带你一起了解最新的安哥拉油气动态。

来自 | EIA
编译 | 张强

[图1] 安哥拉地图

综述

安哥拉是撒哈拉以南地区目前最大的产油国。2002~2008年间，安哥拉有多个深水油田投产，石油产量大幅增加。

1955年，安哥拉在Kwanza盆地发现了第一个具有商业开采价值的油藏。此后，尽管安哥拉在1975-2002年间持续内战，但是其石油工业仍然取得了巨大进步。如今，安哥拉几乎全部的石油产量都来自Cabinda沿岸的近海油田和下刚果盆地的深海油田。2007年，安哥拉成为了OPEC石油输出国组织的一员。

2015年，安哥拉原油产量接近180万桶/天，由于安哥拉在上世纪90年代发现了几个深海油气田，其石油产量在2002~2008年间以平均每年15%的速度持续增长。1999年年底，安哥拉的第一个深海油气田——Kuito油田投产，该油田的作业者为雪佛龙公司。此后，许多国际石油公司也开始参与安哥拉深海油气田的开发项目，其中包括道达尔、雪佛龙、埃克森美孚和BP。

安哥拉天然气产量较少，其大部分天然气产量都来自油田的伴生气，且基本作为废料烧掉，或是回注地层以提高原油采收率。天然气产量少的另外一个原因是安哥拉缺少将天然气资源进行商业化处理所必须的基础设施。为此，安哥拉在Soyo地区新建了一座LNG处理厂，并于2013年6月份第一次将其LNG出口至巴西。此后，该处理厂因一系列问题不得不临时关停将近一年的时间，并预计2016年重新投入使用。

安哥拉的经济严重依赖石油。根据国际货币基金组织的报告，2011-2013年，石油部门占据了这个国家总出口的95%、GDP的45%以及总税收的80%。2014年，

由于油价下跌以及安哥拉产油量下降，石油税收减少了68%。安哥拉在2014年的石油税收为234亿美元，较2013年减少了将近70亿美元。尽管2015年安哥拉的产油量有所增加，但是低油价造成其石油税收进一步下降至150亿美元以下。安哥拉对石油税收的严重依赖，导致其经济在油价下跌时十分脆弱，2015年实际GDP为3.5%，而2013年为6.8%。安哥拉原油平均价格从2014年的100美元/桶降至2015年的53美元/桶。2016年4月份，安哥拉开始与国际货币基金组织协商一个3年的贷款计划，每年大约15亿美元。

尽管安哥拉是撒哈拉以南地区第三大经济体（以名义GDP计算），但是有37%的人生活在贫困线以下。根据EIA最新统计，只有30%的安哥拉人生活在通电的地区，另外的1500万人生活在没有通电的地区。因此，大部分安哥拉人使用传统固态生物质和废弃物（木头、木炭、有机肥和作物秸秆）来满足取暖和烹饪的需求，尤其是在通电率只有18%的农村地区。2013年，传统固态生物质和废弃物占据了安哥拉一半以上的一次能源消耗（图2）。但是这个数字仍然被低估了，由于传统固态生物质并不在公开市场上进行交易，因此其数据统计并不准确。

（名义GDP也称货币GDP，是用生产物品和劳务的当年价格计算的全部最终产品的市场价值；实际GDP，是用从前某一年作为基期的价格计算出来的当年全部最终产品的市场价值，它衡量在两个不同时期经济中的产品产量的变化，以不同的价格或不变金额来计算两个时期所产生的所有产品的价值。）

油气行业监管

安哥拉国家石油公司Sonangol是其境内几乎所有石油天然气勘探与开发项目的股东。美国和欧洲的国际石油公司是主要作业者，而中国的公司正在越来越多的参与该地区的石油与天然气开发。

1976年，安格来政府成立了国家石油公司Sociedade Nacional de Combustiveis de Angola，简称Sonangol。除了几个深水油气田开发项目之外，Sonangol是其境内几乎所有石油天然气勘探与开发项目的股东，此外，安格来国内唯一一座炼油厂也属于Sonangol。Sonangol共拥有17家子公司，涉及领域包括勘探、开发、原油销售、储存以及石油衍生品的销售。

Sonangol的主要子公司包括：承担安格拉国内的石油勘探及开发工作的Sonangol Pesquisa e Produgao (P&P)，炼化企业Sonaref和天然气公司Sonangas。Sonangas成立于2004年，负责安哥拉天然气的勘探、评价、生产、储存和运输工作。Sonangas与Sonangol P&P合作，通过建立一系列的监管机制，鼓励天然气行业的研究与开发工作。

国际石油公司通过建立合资公司或者签署产量分成合同，参与安哥拉的石油开发，其中主要包括：道达尔、雪佛龙、埃克森美孚、BP、挪威国家石油公司和埃尼集团。此外，中国的中石化和中海油以及总部位于香港的创辉国际发展有限公司也为安哥拉提供石油开发援助、贷款和贸易。2004年，Sonangol与创辉国际发展有限公司成立了一家合资公司China Sonangol。China Sonangol又与中石化成立合资公司Sonangol Sinopec International (SSI)，SSI在安哥拉拥有3个深水项目的股权。创辉国际发展有限公司在Block 3项目拥有几个平台的股权。人们对于Sonangol与创辉国际发展有限公司之间的关系以及这家香港公司如何迅速成为安哥拉石油行业的主要参与者有着诸多疑问。

Sonangol正在走向国际化，对巴西、古巴、圣多美和普林西比、委内瑞拉和墨西哥湾地区的油气开发拥有浓厚兴趣。2012年，由于美国加强了对伊朗的制裁力度，Sonangol退出了伊朗的South Pars-12天然气项目。此后，由于伊拉克西北部Ninawa省武装分子多次袭击的Sonangol运营的Qaiyarah油田和Najmah油田，Sonangol又于2014年被迫退出伊拉克市场。但Sonangol仍在全球范围内寻求机会，致力于发展成为国际一流的石油公司。

安哥拉对油气行业中本地从业人员的数量有着严格的要求，这些要求旨在提高管理层中安哥拉人和本地承包商的数量。国际石油公司在安哥拉的本地化指标最低为70%，但是这个要求很少能够得到满足。同时，国际石油公司所有的交易必须通过当地银行进行，并且要为培训项目提供资金支持。根据规定，国际石油公司在勘探阶段需要提供每区块20万美元/年的培训经费，在生产阶段每生产一桶油需提供0.15美元的培训经费。这些规定旨在提高Sonangol及其子公司以及本地人员的技术能力和财务能力。

2015年实际GDP为3.5%，而2013年为6.8%。安哥拉原油平均价格从2014年的100美元/桶降至2015年的53美元/桶。

53$

1979年起担任安哥拉总统的Eduardo Dos Santos于2016年3月份宣布，他将在2018年结束自己的总统任期。1月份，Eduardo Dos Santos任命其大女儿为委员会主席，负责Sonangol的重组和石油部门的改革。

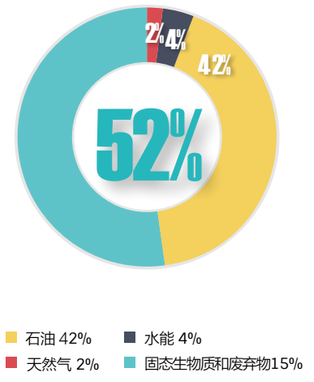
石油和其他液体燃料

过去几年，Sonangol的产油量为200万桶/天，但同时也面临着一些问题。尽管有新油田不断投产，但是由于各种技术问题以及深水老油田产量骤减，Sonangol的产油量无法达到预期水平。

根据2016年1月份发表的油气杂志(Oil & Gas Journal)，安哥拉已探明石油储量为84亿桶，与一年前的90亿桶相比有所下降。大部分已探明储量位于下刚果盆地和Kwanza盆地的近海区域。大部分勘探与开发活动位于下刚果盆地的近海区域，但是Kwanza盆地的近海地区和陆上地区因其盐下地层正在受到国际石油公司越来越多的关注。

2013年安哥拉一次能源消费

［图2］



安哥拉西海岸（包括其邻国）与巴西东海岸具有相同的地质构造，其盐下地层的油气资源储量十分丰富。根据板块构造理论和大陆漂移理论，在白垩纪早期，非洲大陆和南美大陆分离开来，从而造就了其地质构造的相似性。

安哥拉的下刚果盆地、Kwanza盆地和Namibe盆地也被认为是含盐盆地。Kwanza盆地拥有与巴西Campos及Santos盆地类似的地质构造，是国际石油公司和Sonangol公司进行盐下油藏勘探的主要区域。

勘探开发活动

上世纪60~90年代，安哥拉的石油产量呈逐渐增加的趋势，2000年其产量达到75万桶/天。在此期间，其石油产量主要来自Cabinda省的近海地区。Cabinda是安哥拉的一块飞地，一直争议不断。安哥拉的深水勘探活动始于上世纪90年代。1994年，安哥拉的深水区块对外授权许可证，此后，该地区陆续有超过50个重大油田发现。2002~2008年间，由于多个深海油气田投产，安哥拉的石油产量大幅增加。

安哥拉的石油与其他液体燃料的产量在2008年达到峰值，接近200万桶/天，

安哥拉石油生产项目、作业者和装运港

[表1]

作业方	合作方	作业位置	项目名称	原油品种	装运港
ExxonMobil	BP,Eni,Statoil	Block 15 深水	Kizomba A(Hungo,Chocalho,Marimba)	Hungo	Kizomba A FPSO
			Kizomba B(Kizomba,Dikanza)	Kissanje	Kizomba B FPSO
			Kizomba C(Mondo,Saxi Batuque)	Mondo;Saxi Batuque	Mondo FPSO;Saxi Batuque FPSO
			Kizomba satellites project (Clochas,Mavacola)	Hungo与Kissanje混合	Kizomba A & B FPSOs
Chevron	Sonangol,Total,Eni	Block 0-Area A近海	Takula,Malongo,Mafumeira Norte	Cabinda	Malongo终端
		Block 0-Area B近海	Bomboco,Kokongo,Lomba,N´Dola,Sanha		
		Block 0-Area B近海	Nemba,Tombua,Landana	Nemba	
	Eni,Sonangol,Total, Galp Energia,Inpex	Block 14 深水	Kuito,BBLT(Benguela-Belize-Lobito-Tomboco)		
	Cabinda Gulf,Total Congo,Angola Block 14,Eni,Sonangol,SNPC	安哥拉与刚果联合开采	Lianzi	Lianzi	
BP	Sonangol Sinopec International(SSI)	Block 18 深水	Greater Plutonio (Plutonio,Galio, Cromio,Paladop,Cobalto)	Plutonio	Plutonio FPSO
	Statoil,Sonangol, Marathon,SSI	Block 31 超深水	PSVM(Plutão,Saturno,Vênus,Marte)	Saturno	PSVM FPSO
Total	Statoil,ExxonMobil,BP	Block 17深水	Dalia	Dalia	Dalia FPSO
			Pazflor(Perpetua,Zinia,Hortensia, Acacia)	Pazflor	Pazflor FPSO
			Girassol,Jasmin,Rosa	Girassol	Girassol FPSO
			CLOV(Cravo,Lirio,Orquidea and Violeta)	CLOV	CLOV FPSO
Eni	Sonangol,SSI,Falcon	Block 15/06 深水	West Hub1	NA	N´Goma FPSO
Pluspetrol	Sonangol,Force Petroleum,Cubapetroleo	123-5 Cabinada 陆地	Cabinda C(South)	Cabinda	Malongo 终端
Somoil	Chevron,Sonangol		Soyo		
Sonangol	Total,Chevron,Petrobras,Somoil,Kotoil,Poliedro,BTG Pactual	Block 2/85 近海	Lombo East	Palanca	Palanca 终端
	Total,Eni,Inpex,Mitsui,Naftagas,Naftaplin,Mitsubishi,Somoil,Svenska,New Bright International Development	Block 3 近海	Palanca,Cobo,Pambi ,Oombo,Nunce Sul		
	Statoil,Somoil,Angola Consulting Resources	Block 4/05 深水	Gimboa	Gimboa	Gimboa FPSO

峰期，因此这些新投产的项目只能维持安哥拉现有的产油水平或稍有提升，而不可能大幅提升产量。

1. 陆上勘探与开采

安哥拉大部分的勘探活动都位于1200米以上水深的近海地区。由于1975-2002年内战的原因，安哥拉的陆上开采活动受到了很大限制。过去几年，陆上勘探活动有所恢复，但仍然比近海勘探迟缓得多。

近期的陆上勘探活动大部分位于Cabinda北部和南部区块，属于下刚果盆地的陆地区域。安哥拉国家石油公司与China Sonangol公司承担Cabinda北部区块的勘探活动。Cabinda南部区块的勘探活动起初是由澳大利亚洛克石油公司承担，之后移交给安哥拉的Pluspetrol公司，这家公司是阿根廷Pluspetrol石油公司的子公司，其合作方包括安哥拉国家石油公司和古巴石油公司。Cabinda南部区块的勘探活动始于2007年，并于2013年投入生产（表1）。

Somoil是安哥拉的一家民营石油公司，目前正在争取Soyo地区陆上区块的勘探权。Somoil公司产油量较小，低于5000桶/天，其采出原油与安哥拉国家石油公司下属油田的采出原油混合后外输，形成Palanca原油。Somoil是安哥拉国内唯一拥有油田的民营公司。

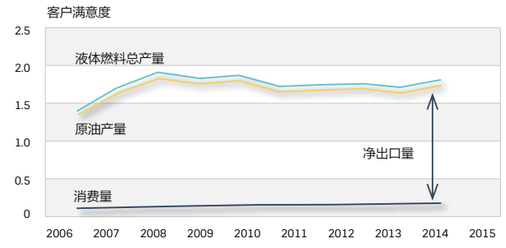
2. 盐下油气藏勘探

安哥拉最早的盐下油气藏包括：1983年发现的Denden1号井，由Cities Services公司运营；1996年发现的Baleia 1A井，由埃克森美石油公司运营。目前两个盐下区块均由美国Cobalt国际能源公司运营。2011年，挪威马士基石油公司在Kwanza盆地发现盐下油气藏，即Block 23区块Azul井，马士基石油公司将会继续研究该井的数据，并计划对其进行评价。

Cobalt国际能源公司在安哥拉的盐下油气藏勘探开发最为成功，迄今已经在Block 20和Block 21发现了多个盐下油气藏，即Cameia、Mavinga、Lontra、Bicuar和Orca，这些油气藏中的烃类主要以液体和气体为主。而且Cobalt国际能源公司发现的盐下油气藏是安哥拉仅有的具有商业开采价值的油田，包括Cameia油田和Orca-1油田。Cobalt计划在2015年年底批准Cameia油田的开采活动。然而，2015年8月份，Cobalt将其在Block 20和Block 21的股权出售给安哥拉国家石油公司。这笔17.5亿美元的交易计划于2015年年底完成，但直到2016年上半年，该交易仍未达成。尽管归属权问题有待解决，但Cameia油田的开发将会继续，并计划于2018年开始投产。

2011年，安哥拉批准了Kwanza盆地11个近海盐下油气藏，并邀请了多家国际石油公司参与竞标。获得盐下区块开采权的国际石油公司包括：巴西石油、马士基石油公司、Cobalt国际能源公司、BP、西班牙国家石油公司、道达尔、埃尼集团、康菲和挪威国家石油公司。其中一部分公司已经放缓了对安哥拉盐下油气藏的投资，部分油气井已经关停或者废弃。这其中最主要的原因是勘探数据不理想、地质结构复杂以及低油价等。尽管如此，2015年8月份，安哥拉在推出了Kwanza盆地和下刚果盆地的10个陆上区块，并坚信这些区块具有盐下油气藏开采价值。此后，安哥拉于2016年3月份宣布，Naimbe地区和刚果扇-下刚果盆地

安哥拉石油与其他液体燃料产量和消费量 [图3]



其中190万桶为原油（图3）。尽管有新油田陆续投产，但是安哥拉的总液体燃料产量在2011~2015年间保持稳定，平均接近180万桶/天。其产量之所以增长迟缓，主要是因为层出不穷的技术原因，其中涉及注水系统、气体冷却装置、气浮装置、气体生产与储存设施、卸油装置（FPSO）等。这些技术原因导致维护时间增加，油田的生产活动难以得到保障。此外，某些油田储量大幅下降，也加剧了产量的下跌趋势。

多个石油开发项目计划在未来几年投产，但具体时间取决于油价。最近的投产项目为CLOV（Cravo、Lirio、Orquidea和Violeta）、West Hub开发项目、Kizomba卫星平台2期和Lianzi油田（表1）。CLOV项目的作业方为道达尔，于2014年6月份开始商业性开采，该项目的产能为16万桶/天。West Hub开发项目的作业方为埃尼集团，于2014年12月开始商业性开采。West Hub项目的产能为10万桶/天。Kizomba卫星平台2期的作业方为埃克森美孚的子公司，于2015年5月投产。该项目包括Kakocha、Bavuca和Mondo South共3个油田，总产能为7万桶/天。Lianzi油田的作业方为雪佛龙，于2015年12月份投产，预计产能将达到4万桶/天。Lianzi油田位于安哥拉和刚果交界处的近海区域，是首个跨境开发项目。

安哥拉预计至少有8个近海和深海石油项目投产。其中，已经有3个项目已经取得了最终投资协议（FID）。这3个项目一旦投产，将会贡献30.5万桶/天的产能。

30.5

在未来5~10年的时间内，安哥拉预计至少有8个近海和深海石油项目投产（表2）。其中，已经有3个项目已经取得了最终投资协议（FID）。这3个项目一旦投产，将会贡献30.5万桶/天的产能。尽管近期国际油价下跌，但这些取得FID的项目已经进入采购和建设阶段，因此不会取消。由于安哥拉的老深水油田已经度过了产量高

安哥拉即将投产项目一览

项目名称	产能（千桶/天）	作业方	预计投产时间	所在位置	是否获得最终投资协议	备注 [表2]
Mafumeira Sul	110	Chevron	2017	Block 0 近海	是	2015年延期，伴生天然气将输送至Soyo的LNG接收站，非石油流体产量为1万桶/天。
East Hub project (Cabaca Norte, Sout-East)	80	Eni	2017	Block 15/06 深水	是	下一阶段将会对临近油藏进行开发。
Kaombo Project	115	Total	2017	Block 32 超深水	是	2014年4月份该项目的最终投资协议生效。
Cameia	80	Sonangol	2018	Block 21 近海盐下油藏	否	2015年Cobalt国际能源公司将Block 20和Block 21的开采权转让给Sonangol。
Negage	75	Chevron	无	Block 14 深水	否	靠近Lianzi油田和刚果边境。
Lucapa	100	Chevron	无	Block 14 深水	否	靠近Lianzi油田和刚果边境。
Chissonga	100	Maersk Oil	无	Block 16	否	2011年开始商业性开采。
Malange	50	Chevron	无	Block 0-Area B近海	否	该项目将为安哥拉LNG提供大量天然气资源。

的15个近海区块将进行竞标。

炼油、消费和燃料补贴

安哥拉目前仅有一座建设于1955年的小型炼油厂，产能为3.9万桶/天，但仅以70%的生产能力运行。2012年12月，Sonaref炼油厂在Lobito开始建设。该炼油厂运行初期的产能预计将达到12万桶/天，并于2017~2018年投产。运行一年之后，该炼油厂的产能将达到20万桶/天。Sonaref炼油厂将以安哥拉原油为原料，其产品将在安哥拉国内和国际市场销售。2013年12月，安哥拉国家石油公司委托英国渣打银行为Sonaref炼油厂的建设提供金融咨询服务。

据估计，安哥拉2015年的石油消费量约为13万桶/天，为10年前的两倍。安哥拉石油消费的80%依赖进口。低廉的燃料价格导致石油消费大幅增加。根据国际货币基金组织关于安哥拉燃料补贴的最新报告，安哥拉是世界上燃料价格最低点国家之一。根据2012年的统计数据，安哥拉的天然气价格比撒哈拉以南非洲地区的平均价格低55%，而柴油价格低67%。安哥拉的燃料补贴占其GDP的4%，其中包括对发电的燃料补贴。2014年9月，政府提高了零售燃料价格，其中汽油和柴油提高了25%，LNG提高了21.6%，煤油提高了34.6%，重油提高了100%，沥青提高了18.8%。据国际货币基金组织预计，燃料价格上涨将会导致燃料补贴占安哥拉GDP的比重下降0.5%。2016年1月份，安哥拉再次下调燃料补贴，导致汽油价格上升39%，柴油价格上升80%。

2016年1月份，安哥拉再次下调燃料补贴，导致汽油价格上升39%，柴油价格上升

80%

出口

2005年之后，安哥拉成为中国的第二大原油供应商，仅次于沙特阿拉伯。美国、欧盟和印度也是安哥拉原油的主要出口地。然而，由于美国国内产油量增加，且原油种类与安哥拉原油类似，因此美国从安哥拉的原油进口量逐渐减少。

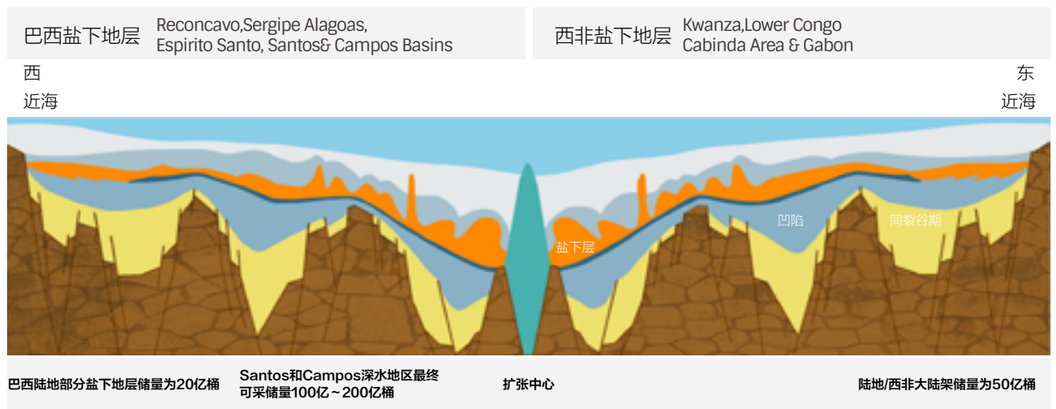
2015年，安哥拉的原油出口量约180万桶/天，其中包括伴生气凝析油。亚洲占据了安哥拉出口量的一半以上（60%）。2005年之后，安哥拉成为中国的第二大原油供应商，仅次于沙特阿拉伯。此外，欧洲占安哥拉原油出口量的22%，美洲占14%（图6）。安哥拉出产的原油主要为中质或轻质，其中也有部分重质原油，例如Dalia、Pazflor和Hungo。由于国内炼油厂产能有限，安哥拉几乎全部的原油都用来出口。

从上世纪70年代开始，美国就从安哥拉进口原油。2005~2009年间，安哥拉原油占美国总进口量的5%，平均供应量为48.4万桶/天。此后，美国从安哥拉进口的原油开始下降，不管是绝对量还是所占份额。2015年，美国从安哥拉进口的原油量为12.4万桶/天，占美国总进口量的2%以下。这主要是由于美国Bakken地区和Eagle Ford地区的轻质原油和低硫原油产量增加，导致品质类似的安哥拉原油进口量大幅降低。

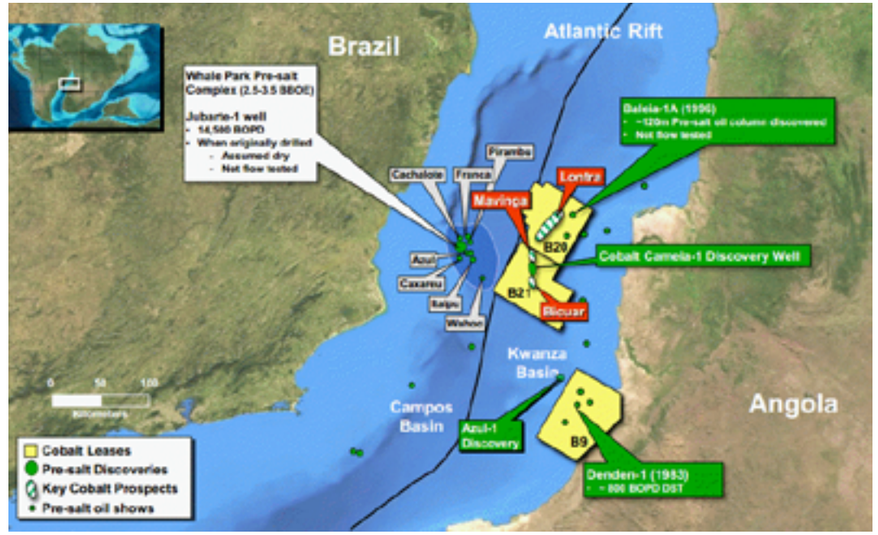
天然气

安哥拉采出的绝大部分天然气都被直接烧掉或者回注油井，只有很少的一部分天然气用于出售。2013年年中，安哥拉

安哥拉－巴西海底地质情况 [图4]



安哥拉和巴西盐下油气藏分布情况 [图5]



第一艘用于出口的LNG船从Soyo的LNG处理厂离港。然而，由于层出不穷的技术问题，该LNG处理厂不得不在2014年4月停止运行。

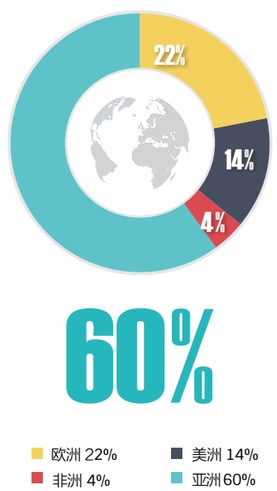
根据2016年1月份发布的油气杂志估算，安哥拉已探明的天然气储量为10.9万亿立方英尺。安哥拉采出的绝大部分天然气都被直接烧掉或者回注油井，只有很少的一部分天然气用于出售。安哥拉基础设施薄弱，难以将天然气资源进行商业化开采。Soyo地区新建的LNG处理厂主要是为了解决天然气加工能力不足的问题，并于2013年6月将第一艘LNG发往巴西。但是由于技术原因，该处理厂临时关闭一年，预计在2016年7月恢复运行。

天然气生产与出口

2014年，安哥拉天然气总产量为3690亿立方英尺，其中2470亿立方英尺直接排放或者燃烧，890亿平方英尺回注油井，35亿平方英尺用于出售。安哥拉的天然气主要来自油田的伴生气，同时，安哥拉LNG公司计划对早前发现的天然气田进行开发。随着海洋石油开采的迅猛发展，安哥拉需要提高处理伴生天然气的能力，其未来的天然气发展战略主要包括：提高LNG处理能力、拓展国内天然气市场、推广提高原油采收率（EOR）技术。

2013年安哥拉原油出口分析图（包括伴生气凝析油）

注：总出口量为180万桶/天 [图6]



安哥拉于2013年第一次出口天然气，当年的总出口量为180亿立方米。天然气出口地包括巴西、日本、中国和韩国。Soyo LNG处理厂原计划于2012年1季度投产，但是因种种原因推迟至2013年。安哥拉LNG公司包含安哥拉国家石油公司22.8%的股份，雪佛龙36.4%的股份，道达尔13.6%的股份、BP 13.6%的股份以及埃尼集团13.6%的股份。据安哥拉LNG公司称，这个100亿美元的LNG项目是安哥拉历史上最大的一笔投资。LNG处理厂预计将每年处理2500亿立方米的LNG。伴生天然气只要来自Block 0、14、15、17和18的近海和深水油田。安哥拉计划开发Block 1和2的非伴生性气田，以确保LNG处理厂的供应。

2014年4月，由于技术原因，安哥拉LNG公司关闭了处理厂，严重影响了其LNG出口量。这些技术问题涉及电气火灾、管线泄漏和破裂、钻机倒塌致一工人死亡等。LNG处理厂的承包商Bechtel公司正负责检修工作，处理厂预计在2016年重新运行。

电力

安哥拉的电力设施在1975~2002年内战期间受到了极大破坏。在中国的经济援助和安哥拉政府的努力下，电力行业得到了显著提升。内战结束之后，安哥拉的发电量已经翻倍。然而，安哥拉国内一半以上的居民无法使用电能，只能依靠传统的生物质和废弃物作为能量来源。

2013年，安哥拉的发电量为580万千瓦时，电力来源为火力发电和水力发电。发电量的70%以上来自水力发电，其水电站主要位于Kwanza、Catumbela和Cunene河。据专业人士分析，安哥拉的潜在发电量至少为当前发电量的10倍。

根据国际能源署的最新统计，2013年只有30%的安哥拉居民可以用电，其余1500万人无法用电。困扰安哥拉电力行业的问题包括：发电量不足、利润回收能力受限（超过80%用户的用电量无法计量）、发电和输电成本高昂（发电用的柴油机燃料完全由政府补贴）、技术工人不足。

由于安哥拉电网在27年的内战期间受到了严重破坏，偏远农村通电率仅为18%，政府计划于2017年之前向电力部门投资230亿美元，这些投资主要用来建设输配电网络和偏远农村地区电力设施。该计划旨在将全国供电量提高10%以上，以满足持续增加的国内需求。此外，安哥拉政府计划2025年之前通过引进国外投资的形式建设15座新的水电站，将水力发电能力提高到900亿瓦，并将全国的通电率提高至60%。

安哥拉的电力行业由安哥拉国家电力公司（ENE）垄断。然而，采矿业的某些私营公司拥有自己的发电厂。安哥拉国家电力公司控制着国内全部的输电系统，以及首都Luanda之外80%的配电系统和发电站。Empresa de Distribuigao de Electricidade公司(EDEL)控制着Luanda的配电系统。目前，安哥拉没有全国性的电网，而是由北部电网、中部电网和南部电网这三个独立的电网负责不同地区的供电。政府希望将三个电网整合成全国性的电网，然后与南部非洲电力联盟(SAPP)的电网相连接。

SAPP的成员国包括Botswana、刚果民主共和国、Botswana、Malawi、Mozambique、Namibia、南非、Swaziland、Tanzania、Zambia、Zimbabwe。安哥拉也是其成员国之一。SAPP旨在促进成员国之间的合作，为居民提供可靠、低廉的电能。

BEFORE

AFTER

WWF

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
扫描二维码
月刊申请渠道
《石油圈》纸质月刊
内部刊物 仅供分享