石油圈

2017.01 总第15期 OILSNS

P34

麦肯锡:全球石油开发投资未来将怎样?

P116

聚焦 | 2017年最值得关注的7大油气项目

P104

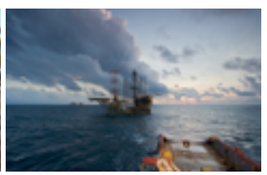
后石油时代

关注啥? 全球10大天然气管道工程

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

目录 | Contents

2017.01 / Vol.15



卷首语 | FOREWORD

08 | 沙特阿美CEO:行业变革最需要什么

油气 · 观察 | OILWORLD

12 | 2016年油服市场报告: 离步入正轨还有多远

16 | 行业初现回暖 油公司或“无人可用”怎么破?

18 | 全球十大国油一览 中国占了俩!

22 | 低碳时代 未来油企如何突出重围

24 | 油价渐稳 2017年油气行业是反弹?还是...

26 | 退役项目支出激增 油服公司或迎来最大机遇

28 | 变革中的能源行业 投资什么最有价值

32 | 供求和投机博弈 需求峰值会带来另类“石油危机”吗?

34 | 麦肯锡:全球石油开发投资未来将怎样?

36 | 三大趋势、 五大方向 油企未来发展模式看这里!

勘探 · 开发 | EXPLORATION & DEVELOPMENT

38 | Kymera XT钻头:钻速翻倍、成本减半

40 | 多项优质技术融合 联手打造PDC钻头标杆

42 | 大尺寸井眼测井 Halliburton出新招

44 | 业界新突破 百万道地震信号信手拈来

46 | BOP控制系统故障? 治标还需先治本!

48 | **压裂技术与工艺**

50 | ACTIVATE重复压裂:榨干储层最后 一“滴”油

54 | NCS多级压裂技术 压裂段数无限极

56 | 支撑剂就地取材 低油价下的新选择?

60 | PosiFrac多级压裂系统 压裂部件任尔选

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

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

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

目录 | Contents

2017.01 / Vol.15

生产 · 炼化 | PRODUCTION & REFINING

86 | **生产设备的保护神—HIPPS完整性保护系统**

88 | 无需酸洗、拒绝腐蚀 MUDSOLV NG为老井清除泥障

90 | **人工举升新技术**

92 | 灵活、耐用、定制化 Schlumberger 带来全新ESP系统!

94 | CENesis ESP系统:25° /100ft 大斜井不在话下!

96 | 产量波动太刺激? 贝克 FLEXPumpER离心泵淡定面对

98 | 沉积物堵塞井筒? 贝克出手 垃圾清走

102 | HEADS海底管道监测系统 “零星”漏油无处遁形

技术 · 装备 | TECHNOLOGY & EQUIPMENT

62 | **贝克的油田化学技术新主张**

63 | 井筒流动性的长久保障: 当化学剂巧遇支撑剂

66 | TRETOLITE SNAP油水分离，绝不含糊!

68 | 环空暂隔 贝克支招! GelBlock速战速决

70 | 技术控看这里:近期最火的12大前沿技术

72 | BSEE修订《井控规定》这个技术或再被“宠幸”

75 | 裂缝精准布控 哈里伯顿SurgiFrac助老井焕发新生

78 | **海工装备 颠簸前行**

80 | 直面“恶劣”海况 FLNG技术更迭 逆境求生

84 | “PioneeringSpirit”平台拆装船 巨大无匹 剑指北海!

行业 · 纵览 | OVERVIEW

104 | 后石油时代关注啥? 全球10大天然气管道工程

116 | 聚焦|2017年最值得关注的7大油气项目

118 | 异军突起 这四国晋升为页岩“新人”

120 | 油气业难逃其祸 电动车时代要来了吗?

122 | 5大油企并购策略 教你如何趁“虚”而入

124 | 致Donald J. Trump 的一封“情书”

126 | 减产协议达成就可以高枕无忧了吗?别忘了还有中国!

128 | 独立油气公司成为行业先锋? 专家怎么看

130 | 数字化技术雪中送炭! 油企转型升级必备

Chain.oilsns

石油圈儿

打开新世界

OPEN THE NEW WORLD

Chain.oilsns.com

专注油气领域，与独立思考者同行

石油圈、可圈可点

石油圈　油气经纪人　中东石油内参

2017 年1月刊 总第15期

主办 | HOST
石油圈信息平台

编辑 | EDITORIAL DEPARTMENT
《石油圈》编辑部

出版 | PUBLISHING
石油圈信息平台

总编 | EDITOR-IN-CHIEF
老孟

执行主编 | EXECUTIVE EDITOR
魏亚蒙

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

沙特阿美CEO：行业变革最需要什么

在2016年国际石油工程师学会(SPE)年度技术会议及展览会上，沙特阿美公司总裁兼首席执行官Amin H. Nasser在开幕式上发表了主旨演讲，讨论了行业变革的问题，包括油气行业在应对未来挑战时应该做到的几个关键点。下面是该演讲的部分摘录。

作者 | Rhonda Duey
编译 | 于晓林

让我们先来回顾一下当前的能源格局。目前，全球能源需求是稳定的。虽然能源效率的提高减缓了能源需求增长速度，但其依然将受到全球人口增长（预计到2050年全球人口将超过95亿）以及发展中国家不断提高的生活水平的影响。而且，替代能源也正逐步增加。但与此同时，可再生能源和新兴技术，如电动汽车和燃料电池，受到技术、经济和基础设施的制约，他们的发展也都需要时间去克服。

因此，在未来的几年内，能源需求将继续依靠石油和天然气来满足，其中石油居核心位置，特别是在重型运输和石化原料中将保持常态。

但我们所拥有的油气探明储量，以及新发现的油气资源，越来越具开发挑战性，生产成本也越来越高。同时，目前的油气田日益老化，运营越来越复杂化。由于环境压力的加剧，我们越来越支持“清洁”环境，但正是这个概念的提出，在一定程度上造成了对油气资源利用的误解。虽然石油市场已经从最困难时期逐渐恢复，但其目前仍然处于疲软状态。随着世界各地对新油气产能的投资被取消或推迟，供应增长率开始下降，特别是美国页岩油。

尽管能源市场还处于波动状态，但正在逐步走向再平衡。

鉴于这种背景，我想说，能源行业目前的业务和运营模式不能满足未来的需求。而能够支持行业转型的四点框架，即政策的变动、环境和监管趋势的强化、操作复杂性上升，以及油藏中的其他变量的影响。基于这4点，我认为我们应该从以下几个方面来促进整个行业的提升和转型。

弹性运营能力

我们新业务模式的第一点就是弹性运营。在这种持续的低油价环境中，行业面临着前所未有的压力，尤其是在财政、成本和技术方面。正如我们在金融领域所看到的那样，财务薄弱的公司正面临严重的困难，特别是那些规模较小和过度杠杆化的公司。因此能够使公司走出困境的强大财务能力，对公司未来的运营适应能力来说非常重要。

目前，那些成本高昂、具有挑战性的资源和边际资源的开发项目可能会在未来十年后被推迟或取消。然而，为了开发新的资源以及保持技术不落伍，必须保持长期投资。而这正是提高效率和成本竞争力的关键所在，我们可以在不危及安全或环境的基础上做得更好、更便宜。

研究和创新高端技术

创新一直是上游部门的动力，近年来，我们看到，创新占了探勘开发很大的比例：

1.开辟新的烃源供应，如页岩油和天然气；

2.改善影响采收率的因素，使勘探更有效；

3.减少碳的使用率；

4.提高盈利能力；

5.广泛扩展我们的知识和能力。

但是显然，创新不能长久保鲜，也经不起拖延，我们必须挑战极限。

沙特阿美公司正在大力提升创新能力，并将其作为全球综合能源和化学品公司战略意图的一部分。我们正在使用一种“开放式创新模式”来进行研发，并利用以下三种主要工具来补充内部资源。第一是与学术机构、服务公司和技术开发者的战略联盟；第二，公司在三大洲共有11个卫星研究中心和技术办事处，这使我们能够获得世界各地的高级人才和专业知识；第三是使用通过我们子公司的风险资本，该公司(Saudi Aramco Energy Ventures)主要投资尖端技术初创公司。

此外，我们还利用技术将油藏采收率从目前的50%提高到了70%，并通过改进勘探技术使我们的资源底数提高到了9000亿桶。

高级人才解决方案

在投资技术和科研来解决勘探开发巨大挑战的同时，我们也需要投资人才来开发和使用这些工具。在行业低迷期，招聘、发展和保留高级人才的工作暂缓，现在，是时候重启我们的人力资源方案了。

随着技术的发展，过去深厚的专业知识已经让位于能完成交叉职能挑战的多学科技能，而新技术、新方法和新标准的更新周期也变得越来越短。

在沙特阿美公司，我们形成了一套完整的人才解决方案。比如，为了使传统训练转变成为更加身临其境的实践方法，阿美开发了上游专业发展中心。该中心压缩了年轻工程师和地球科学家前期的准备时间，使其能够在短时间内获得更高级专业人员的大量知识和经验。

另外，法赫德国王石油矿产大学与阿美合作建立了新的石油工程和地球科学学院。该开创性学院正在寻求全世界最好的本科生和研究生，让他们在一个创新性跨学科的，整合了教室、实验室和油田的环境下探索最先进的研究和学术。该学院的总体目标是最大限度地发现和回收碳氢化合物资源，目前第一批学生已于去年春天毕业，我们期待未来研究型博士入学率能增长十倍。

该行业面临的另一个紧迫的人力资源挑战是如何将更多的女性带入上游行业。提高妇女代表性是沙特阿美公司的一个重点，这种多样性目标在沙特尤其引人注目，那里的妇女受过高等教育，但在劳动力中代表性不足。

注重协同合作的力量

本质上说，通过新业务模式的推进，产业转型的前三个环节都可以融合在这一点，即协同合作。

油公司、油服公司、技术开发人员、高学历人才和其他人为了实现战略目标进行协作，使得技术和人才实现一体化互补，有利于项目的更高效完成。由于在多个领域有着共同的利益点，协作可以整合资源、节约成本、提高成功的机会；而且一定程度上，合作伙伴可以帮助我们宣传，并在可持续发展中迈出新的一步。

另一个方面，合作可以带来一个很大的好处就是，油公司、承包商和油服公司可以从根本上提高项目设计水平和降低成本。不断适应新的能源和环境政策，创造一个公平的能源领域内战略合作空间是一个潜在的、长期的主题。

我们的行业正在经历着前所未有的复杂变化，仅仅适应或对变化作出反应只是权宜之计，我们需要主动去改变，进行一场大变革，从技术和操作到人力资源和组织的转变。

我们可以通过建立新的商业模式来应对未来的挑战，这个模式包括以下几个关键点：通过更好的财务管理，改进项目设计、降低成本、提高效率；注重科研、技术和人才，这三者是我们能否获得长远成功的驱动力；整合资源和加强协作，为共同的目标努力。这种创新的业务模式可以形成颠覆性时代所需要的革新力量，使我们在行业低谷时期能够更好地恢复和发展。

2016年油服市场报告：离步入正轨还有多远？

持续走低的油价对于油田服务和装备制造业都产生了极为负面的影响。在即将过去的2016一年中，资本支出、钻井数量、工程承包情况、利润收入具体如何，油服业是否已经度过了寒冬呢？麦肯锡分析了目前的发展态势，给出了最准确的答案。

作者 | Nikhil Ati
编译 | 张强

目前，油价的稳定促进了石油行业某些业务的发展，而油服业正得益于此，市场日趋繁荣。然而，OPEC成员国虽达成了减产协议，将有重振市场繁荣的可能性，但实施起来仍然充满挑战。各大石油公司仍需要对该组织处理市场供应问题的能力持谨慎态度，市场回归有序状态仍将需要一段很长的时间，也将克服许多人无法预料的挑战。

油市动态回顾

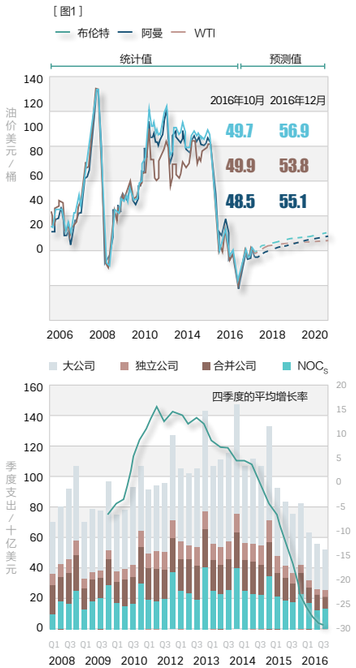
1.勘探开发（E&P）资本支出下降的趋势减缓

油服公司在第三季度的投资持续下降至500亿美元左右，低于2015年同期的750亿美元和2014年同期的105亿美元（图1）。整体上，今年E&P的资本支出同比下降了35%，而第二季度变化较小，该支出大幅缩减的原因主要来自综合性石油公司，而在此期间，国家石油公司（NOCs）的这部分支出却猛涨12%。

而一些公司利用油价的短期波动进行大规模投资并希望扭转颓势，例如，Nobele公司将投资从上个月的6900万美元增加到了第三季度的4.72亿美元，其中很大一部分直接用于了美国陆上油田。但是，市场没有任何关于明年投资回涨的迹象，像BP、Eni这样的大型石油公司透露，在2018年之前，他们将继续保持当前较低的投资水平。

油价在2016年第三季度开始稳定，而勘探开发的资本支出却进一步缩减

[图1]



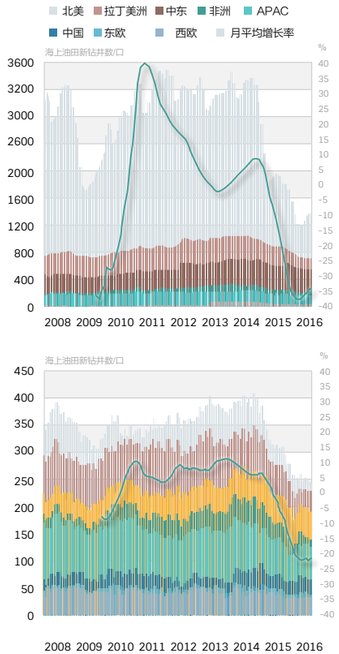
除了低油价，政治上的不确定性也使得某些石油公司在主要产油国内的投资变得困难重重。例如，巴西腐败调查对巴西石油公司的短期盈利计划就产生了极其严重的负面影响。在安哥拉总统女儿Isabel Santos成为安哥拉国家石油公司（Sonango）总裁后，Cobalt区块销售受阻，其国家垄断Sonango经营权的意图也愈发明显。更重要的是，美国大选出人意料的结果也加剧了市场走向的摇摆不定。

2.美国陆上钻井市场持续发展 海上进展不大

在油价稳定的激励下，各大油服公司开始重新钻新井，北美陆上油田新钻井数在第二季度略有增长（图2）。从贝克休斯的统计数据不难发现，总钻井数从6月份的458口增至七月份的521口，并在9月份达到了630口。然而，世界其他地区陆上油田的总钻井数却变化甚微，仅从6月份的717口增加为七月份的713口。截至2016年12月16日当周美国石油活跃钻井数增加12座至510口，再刷2016年1月以来新高，过去29周内有26周增加，且为连续第7周增加，累计增幅达194口。

第三季度，陆上油田新钻井数持续增长，海上钻井数维持稳定

[图2]



因此，陆上总新钻井数从6月份的1175口增至1344口，而海上油田新钻井数从6月份的244口降至了9月份的240口，即第三季度仅多新钻了4口井，这很可能是受季节性因素影响；另一方面，由于合同签订数目的减少，这个冬天的新钻井数变化并不大。

更长远来看，到2020年油价将回涨至65~75美元/桶，在当前可能性最大的“缓慢复苏”市场模式下，预计在2020年之前，新钻井数量整体将保持稳定且略微浮动的状态，钻井船的数目有望在同期出现极小的增长。然而，拥有世界上最大型海上钻井船的Transocean公司的CFO Mark Mey，却坚持认为下个月钻井船利用率稳定后，租金将不再降低。

油田服务和装备（OFSE）市场动态

业务不再下滑

受低油价影响，2016年所有板块的业务都出现了下滑，油田服务和装备业务同比下降了23.4%，仅略小于第二季度25.6%的下降率（图3）。其中，第二季度收入下降3.9%，与第一季度的4.1%相差不大；这一数字也是2014年第四季度9.5%下降率的一半，这说明收入下降的幅度已基本稳定。尽管油服业务和工程承包数目变化不大，但是利润却出现了季度性的最大下滑。与去年相比，2016年所有板块业务都出现了缩减，利润也异常堪忧（图4）；资产状况于第二季度有所好转后，又有急转直下的可能。

油服业务：2016年，油服公司税前利润与第二季度的31.3%和第一季度的41.1%相比，本年度油服业务下降28.7%。同2016年第二季度相比，第三季度的收入环比缩减1.3%，尽管此后出现了轻微的季度性增长，但仍远低于2015年第四季度和2016年第一季度18%的递减率。从这些数据不难发现，随着业务量开始稳定在新水平上之后，收入紧缩很有可能已经触底。

尽管贝克休斯在并购失败后削减了其服务费用，但贸易额仍在第一、二季度出现5.2%的递减后，上涨了4.5%，而税前利润的增长率则从第二季度的-30%增至第三季度的13%；截止第三季度底，年同比增长率下降了5.2%，而上季度年同比递减率为3.8%，由于资本投入的削减，收入出现明显下滑，但2015年上半年则处于相对稳定状态。

装备业务：2016年第三季度收入同比下滑28.9%，较第二季度递减率33.9%出现了轻微增长。第一、二季度收入减少5.4%后，上个季度收入缩减率为3.9%。尽管本年度交易额下降5.0%，但由于夏季装备业务的发展，2016年第三季度收入仍有0.3%的环比上涨。目前，其成交额增长率从上个季度的7.2%增至8%。尽管该部分增长存在业务积压的情况，但这一情况仍凸显出运营商已无法在当前利润水平下支付其投资成本的窘境。

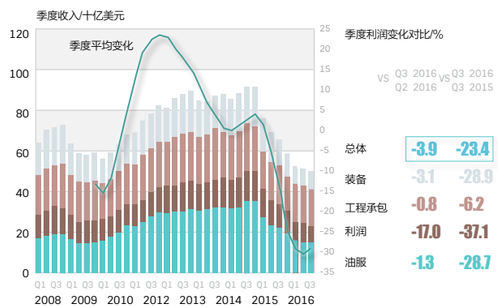
另外，在2008~2105年间，装备公司实现了20%的平均交易额，尽管持续性存在一部分利润的损失，但装备制造商透露，一旦业务量上涨，他们将可能通过提升价格来收回部分成本。从2015年1月以来，装备公司的股东收益下降了10%，比总利润的跌幅还要大。

利润：2016年第三季度收入同比下降37.1%，但第二季度却同比增长30.4%，这说明新钻井和合同付给费用降低，处境不佳。同第二季度3.4%的环比递减率相比，第三季度递减率迅速扩大至17%，并与第一季度的递减率基本持平，这是截至目前为止，情况最糟糕的季度，几乎是2015年第三、四季度的两倍。但与一年前相比，2016年第三季度交易额同比下降5.4%，2016年第二季度却存在3.2%的增长量。与第二季度相比，2016第三季度交易额环比下降6.3%，而第二季度却由于2015年前三个季度中业务成交量在反经济循环周期的增长，交易额环比增长了4.3%。这意味着第二季度收入跌至了2015年1月的40%+，尽管当前商业形势极为糟糕，但这仍是其自2009年以来的最高水平。另一方面，根据收入统计，自2015年1月以来的股东收益继续保持近43%的大幅跌幅。

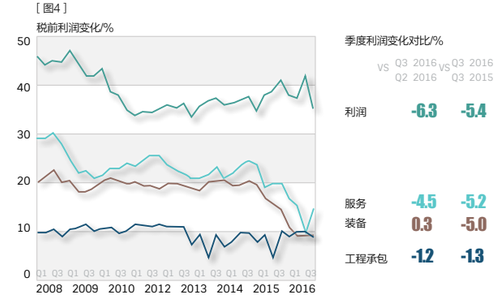
工程承包：2016年第三季度，工程承包公司收入较为稳定，环比仅下降0.8%，但第二季度环比下降5.4%，第一季度得益于分散投资出现了意外增长，为7.7%。2016年第三季度收入仅比2015年同比减少6.2%，但第二季度却有11.9%的同比增长量。交易额也与收入情况相仿，2016年第三季度仅环比下降1.2%、同比下降1.3%。今年订单较往年有所减少，订单出货比从2015年第四季度的9降至了今年第三季度的6。

从产业链的上下游关系的角度来看，油服市场的规模和发展则由石油公司的勘探及生产投资直接决定，而油气需求量、油价等因素则通过间接作用于勘探及生产投资而作用于油服市场。面对日益稳定的油价，油服公司更需要大胆投资，抓住机遇，积极创造和提升自己的技术优势，扭转亏损局面。

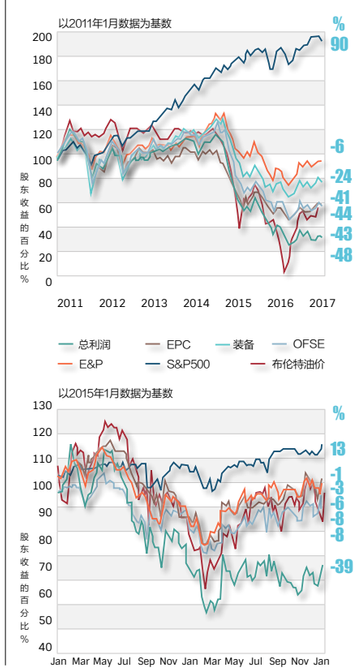
2016年第三季度，尽管所有板块收入变化较大但油服务和装备业务整体仍保持稳定
[图3]



2016年第三季度，利润渐稳
[图4]



从2016年第二季度开始，股东收益渐稳
[图5]



行业初现回暖 油公司或“无人可用”怎么破?

油气公司在本轮低油价期间已经裁掉了约35万个职位，一旦油价上涨，企业将如何应对优秀人才短缺的窘境？恰逢OPEC减产协议达成，眼看油气行业即将复苏，趁此机会，油企们应该如何做呢？

来自 | Oil & Gas 360
编译 | 白小明

OPEC减产协议终于达成，油价飙涨9.3%，再次冲破50美元/桶大关。OPEC日产量将降至3250万桶，于明年年初正式生效。这一消息着实振奋了油气行业，虽然短时间内并不能改变石油市场过剩的局面，但是可以确定的一点是：油气行业出现复苏迹象。

现在我们暂且不谈OPEC各国落实协议的诚意有多少，我们来谈一下行业好转以后，油公司特别是油服公司即将面临的人才短缺问题。

裁员是反复循环的噩梦

据休斯顿咨询公司Graves&Co.2016年的报告称，油价大跌致使油企从2015年初开始大幅裁员，全球油气行业裁减了超过35万个工作岗位。伦敦商学院的斯隆学者Ghassan Mirdad在该校的全球能源峰会上发表讲话时称，油气行业严重的人才流失将是企业未来面对的主要问题。

Mirdad同时也是全球最大的油田服务公司斯伦贝谢的M&A投资经理，他表示，目前行业最大的问题是人才流失。一旦油价上涨，企业将不得不重新招聘流失的人才，或者招聘新人进行培训，但这最终都将提高企业的经营成本。

关于如何帮助油企解决将来可能出现的人才短缺问题，他提出的第一个实用小建议是培养行业现有的劳动力。他表示，尽管裁员不断，但仍然还是有成千上万的人从事能源领域的工作。遇到处境艰难的时刻，公司在裁员之前，可以考虑安排人员参加短期或长期的教育培训。这样公司就不会出现人才流失的问题，而员工也将获得发展的机会。

“人才短缺”已初露苗头

近期CBC新闻发表了一篇文章，其标题清楚地说明了斯伦贝谢公司Mirdad的担忧，文章指出，经历了大规模裁员后，Calgary油田公司正在努力寻找合格的员工。

文章称，有一家油服公司在过去两年能源行业最黑暗的日子里，裁掉了近三分之二的员工，该公司目前非常担心，一旦行业状况好转，公司将无法找到足够的员工。CBC新闻报道称，一家提供钻机、机械设备、钻完井服务的油服公司，一直倾向于雇佣经验丰富的工作人员，但在低油价期间其将员工总数从近1000人裁减到了343人，然而近期加拿大西部的完井和采油服务需求量一直在上升，这使公司陷入了尴尬境地。

Essential能源服务公司总裁Garnet Amundson在一次电话会议上表示，虽然公司早就在招聘新雇员了，但他担心如果作业量持续增加，由于年初的大量裁员，公司可能在短期内没有能力提供足够的设备。

文章的一个小标题指出了低油价对行业劳动力的影响：大家已经在另谋出路了。大量从业人员在低油价时离开了石油行业，一旦全球油价开始出现反弹的迹象，油气勘探生产 (E&P) 公司必将重启钻完井作业，而此时油服公司将陷入无人可用的窘境。

OPEC减产协议达成，油价在一段时间内将维持在50美元/桶以上，油价上涨必将带来大量的作业量，钻井作业量增多后，企业将需要更多合格的技术人员，以及更多的工程师和其他能源专家。

未雨绸缪，低油价时期提高员工技能

在低油价时期，一个既可以保留优秀员工，又可以加强员工技能的方法，是通过培训课程强化升级员工的综合技能。

例如，科罗拉多大学丹佛商学院为能源领域的从业人员推出了一套名为“全球能源管理”的为期18个月的培训课程，主要为理学硕士课程，专注于能源行业相关的商业知识。学习期间，学员们将与来自世界各地的同学一起完成许多以项目为中心的工作任务。整个培训的运作环境就像一个在各地有着分支机构的能源公司。

在国内，也许让员工参加如此长期的课程并不现实，但是国内油气行业确实需要这种可以参与技能培训的机构或课程。不管是三桶油还是各类民企，都可以自发组织各类内部培训，在低油价时期充实自己、提高业务能力，为业务回暖做好充分的准备。

Noble能源公司发展规划组组长、GEM课程的毕业生Sean Howley称，该课程对他确实帮助很大，自从他毕业以来，先后任职过三个不同的岗位，他在公司的职位也一步步得到了提升。

壳牌前总裁的建议

2014年油价从100美元/桶以上跌至30美元/桶以下的时候，有公司采访了壳牌前总裁John Hofmeister。当时Hofmeister在壳牌负责监管公司在美国的所有业务，并管理数千名美国当地员工。

他从人力资源的角度，阐述了油价周期性变化对人才储备的影响。

John Hofmeister表示，油价波动可能造成优秀人才的短缺，即随着油价的下跌，职位的稳定性或工作的安全性成为公司和员工关注的焦点，而公司的成本结构必须跟着油价上下波动进行调整，所以每次经历油价低谷时公司便会失去很多优秀员工，而这会导致将来行业好转时出现人才短缺的现象。

当然，这与不同公司对技能和作业的要求不同有关，某些公司某些岗位所受的影响可能更为突出。但总的来说，行业低谷时大规模裁员将会减少劳动力或降低公司的技能水平。

例如，随着大量钻机被闲置，当前的钻井行业确实不那么受到重视，油气行业也不太需要太多的钻井技能。而当前有一些对行业未来发展至关重要的其他油气专业领域，不管是海上作业还是陆地作业，是深水作业还是提高原油采收率，或是涉及更具体的地质以及压裂、污水处理专业知识的领域……目前还是有一定的市场需求。因此，一方面公司的某些部门在裁员，而另一些部门可能在增加技术人才。

因此，对于渴望在油气行业发展的人来说，密切关注自己未来的技术发展方向是非常重要的。同样，从业者可以考虑提高管理、商业、合同等方面的技能，尽管在低油价时期，公司或因重视成本管理造成许多工作岗位得不到保障，但油市一旦回暖，这部分从业者必将脱颖而出，率先得到录用和提升。对于油气行业来说，最佳的做法就是动态地管理成本，这样即使油价波动，对企业劳动力，特别是熟练技术工人的直接影响将较小。

全球十大国油一览 中国占了俩！

当人们接触到“石油巨头”这一字眼时，通常会联想到如BP、壳牌、埃克森美孚等规模庞大的私有企业。诚然，他们在油气行业中具有重大影响，但与国有油气公司相比，他们在某些方面仍然相形见绌。基于此，Rigzone针对当前市场状况，在“理想雇主调查”中总结出了全球十大最受雇员欢迎的国有石油公司。今天，《石油圈》带您一睹全球十大最佳国家石油公司的风采！

作者 | Karen Boman
编译 | 徐文凤

EIA于今年早期指出，截至2014年，国有石油公司掌控着全球75%的已探明石油储量，且世界上60%的原油也产自国企，仅沙特阿美一家产量就占2014年全球产量的10.7%。相比之下，BP、壳牌、埃克森美孚等跨国集团的同期产量仅分别为2.2%、1.7%及2.4%。

除却石油储量与产能方面的优势，国有石油公司（NOC）的所有权是部分甚至完全为政府所拥有，且除经济目标外，国企还要满足国家层面的其他需求，如为公民提供低廉能源、为社会提供工作岗位及资助政府项目等。国有石油公司对一个国家的政治、经济都有重大影响，那么究竟哪几家国油最受全球雇员欢迎？

全球十大最受欢迎国油排行榜

Top 1. 沙特阿美

沙特阿美，是沙特阿拉伯国有石油公司，历史可以追溯到1933年，总部位于达曼，拥有6526名员工，年营业额3780亿美元，是世界上最具价值的油气公司。根据2015年的数据，公司的原油年产量为37亿桶，炼化产品年产6.41亿桶，石油产量居世界第一。该公司目前拥有世界上最大的油田，主要从事石油勘探、开发、生产、炼制等板块，业务遍及全球。

Top 2. 挪威国家石油公司

挪威国家石油公司（Statoil），Statoil由挪威议会于1972年组建，总部位于挪威斯塔万格，直属石油能源部领导，股份全部为国家所有。2001年，Statoil 实现上市，实行股份部分私有化。2007年，公司和挪威海德罗公司(Norsk Hydro)油气部门合并，成为北欧最大的石油公司，雇员超过2.5万人，产量为197万桶油当量/天。作为世界上最大的原油净销售商之一和欧洲大陆天然气的主要供应商，挪威国家石油在多个国家经营着2000座加油站。

Top 3. 阿布扎比国家石油公司

阿布扎比国家石油公司（ADNOC），成立于1971年，总部位于阿布扎比，股份全部为阿联酋政府所有。公司主要从事石油勘探、开发和生产等业务，旗下有18个子公司，包括阿布扎比国营石油销售公司、国营钻井公司、陆上石油作业公司、海洋作业公司、天然气工业公司和天然气液化公司等，原油日产量为315万桶，天然气日产量为98亿立方英尺，炼化能力为90万桶/天。

Top 4. 马来西亚国家石油公司

马来西亚国家石油公司 (Petronas)，成立于1974年，总部设在吉隆坡，为政府全资控股公司。其拥有53149名员工，日产量为230万桶油当量/天。该公司掌握着马来西亚所有石油及天然气资源，并负有使这些资源增值的责任。Petronas已经从最初单纯的石油天然气开采企业成长为目前业务范围广泛、拥有多方面增值能力的实体。该公司主要从事上游勘探及生产、下游石油提炼、石油制品营销等业务。

Top 5. 卡塔尔石油公司

卡塔尔石油公司成立于1974年，总部设在多哈。该公司全面负责卡塔尔国内外的油气工业活动，并代行政府职能。目前，该公司原油日产量为186万桶/天，并重点开发卡塔尔北方大气田，该气田天然气储量为4.2万亿立方米，是世界上最大的气田之一。

Top 6. 科威特石油公司

科威特石油公司，成立于1934年，总部位于科威特，由美国海湾石油公司和英国英伊石油公司合股(各50%)组成，取得该国全境七十五年的石油开采权。1973年7月，科威特国家石油公司接管了舒维赫港口的全部油库管理业务。1975年，科威特政府收回全部股份，并成立国家石油公司，总公司设在科威特。该公司主要从事国内外石油工业活动，并负责国内石油炼制等。该公司原油产量为580万桶/天。

Top 7. 阿曼石油开发公司

阿曼石油开发公司（PDO），成立于1937年，总部位于阿曼马斯克特。政府拥有其60%的股份，此外，壳牌占股34%、道达尔占股4%、葡萄牙的Partex占股2%。阿曼国油拥有阿曼大部分石油储备，并负责全国70%以上的原油生产。值得一提的是，该公司在天然气行业拥有的市场份额比在石油行业的还要大，几乎占据了阿曼全部的天然气供应，其中有少部分来自西方石油公司和泰国国家石油公司。总的来说，该公司员工数为8000，原油产量为129万桶油当量/天。

Top 8. 哥伦比亚国家石油公司

哥伦比亚国家石油公司(Ecopetrol S.A.)成立于1951年，总部位于波哥大，是一家完全由国家控股的综合石油公司，下设勘探开发、运输、炼油、天然气等15个部门，并通过直接作业和与私有公司联合管理的方式，管理国家的油气资源。自1974年起，若外资和当地私人资本想进入该国石油领域，必须事先与哥伦比亚石油公司签署合作合同。2003年，哥伦比亚决定对国家石油公司进行改组，成立石油天然气管理局(ANH)，负责制定政策和勘探开发项目的招标。该公司主要业务包括石油、天然气勘探开发、管线建设和石油炼制等。公司员工数为8700，原油产量为76.07万桶油当量/天，炼化能力为23.22万桶/天。

Top 9. 中国海洋石油总公司

中海油（CNOOC）是中国国务院国有资产监督管理委员会直属的特大型国有企业，是中国最大的海上油气生产商。自1982年成立以来，中海油保持了良好的发展态势，由一家单纯从事油气开采的上游公司，发展成为主业突出、产业链完整的综合型能源集团，业务覆盖了油气勘探开发、专业技术服

务、炼化销售及新能源等板块。该公司现任CEO为杨华，拥有约11万名员工，原油年产量为2.15亿桶油当量。

Top 10. 中国石油天然气集团公司

中石油（CNPC）是由中央直接管理的国有特大型央企，该公司是在原中国石油天然气总公司的基础上组建的特大型石油石化企业集团，为国家授权投资机构和国家控股公司，实行上下游、内外贸产销一体化，并按照现代企业制度运作，是一家跨地区、跨行业、跨国经营的综合性石油公司。其拥有员工约159万人，原油年产量为1.66亿吨，天然气年产量为1167.7亿立方米，炼化能力国内为1.51亿吨，国外4392吨。2015年全年营业额约2万亿人民币，赚取利润825亿元。

国油的“国际化”趋势

国油虽有政府支持，但油气行业复苏缓慢也使他们承受着不小的压力。能源基础设施招聘公司Airswift的首席运营官Janette Marx表示，若想缓解企业压力，国企还需注重能创造长期价值的特定项目，使企业在未来的发展道路上拥有更多选择权。

目前，虽然国油的钻井、勘探活动可能会受油价影响而有所减少，但墨西哥湾深水、北美页岩开发等重要项目仍将以强劲速度发展。他们向海外拓展业务领域的举措使许多大型跨国公司感受到了前所未有的压力。

国际化使员工更“自由”

Marx称，近年来，国企的这种国际化发展趋势创造了大量商机，同时也为国外的工程师、地质学家和其他相关领域的专家带来诸多好处。由于责任重大，国油的海外项目通常需要雇佣资深外籍人员，如一些在中东发展的国企，虽然他们已拥有足够的专业员工，但他们还是不得不招募外籍监管人员和顶级管理团队，以保证项目顺利进行，但这似乎更像是对缓解他国就业压力有益处。

实际上，外籍人员通常扮演的是员工导师的角色，随着培训不断深入，外籍员工数量就会相应缩减。这是一个自然的过程，对所有公司，甚至国家都是有益处的。

此外，国有石油公司进军海外市场也会使人们对其固有看法改观。

一般来说，大家可能会觉得，在国家石油公司工作会等同于向国家屈服，没有自由发挥的空间。但随着国企不断发展，国际化转型需要国企开发新系统、新程序，这就为专业人员提供了更多参与计划、分享项目成果的机会。因此，工程师、地质学家及技术人员们将在国企中享有比以往更多的“自由”，在企业运营中留下自己的“痕迹”。另一方面，由于海外项目地点及进行阶段的不同，员工们也会拥有更多的旅游机会，并享有今后居住地的选择权。通过不断发展、完善，国有石油公司将发挥更积极的作用。

低碳时代 未来油企如何突出重围？

如果说油价下跌已经让各大油气公司焦头烂额，那么限制化石燃料的政策对于油气行业来说则是决定生死的考验。油企要如何在低油价时代积蓄力量、调整策略，更好地应对一个更加充满挑战的低碳未来呢？

来自 | Pwc
编译 | 周诗雨

近两年，石油一直处于供应过剩的局面，人们对世界经济放缓，特别是中国经济增长放缓尤为担忧。没有人知道这种供需不平衡将会持续多久，即使在OPEC达成冻产协议后，这种担忧仍萦绕在各大油企心头。据彭博社报道，当油价高于100美元/桶时，石油巨头光一个季度的净收入额就高达229亿美元。而如今，投资已骤减30%之多，油企与油服公司的各种谈判、裁员降本等举措，仍难以保证下一轮的业务不受影响。

那些高瞻远瞩的油企高管们，在重新评估了公司的目标和发展战略后，逐渐开始摆正自己的位置，并利用自身优势逐渐使企业开始盈利。如今，油价略微上涨，油企高官们仍必须在严格限制碳排放的政策中继续拓展业务。这也是未来几年，除了低油价、公司之间竞争以及石油供应过剩外，摆在油企面前的一个大问题。

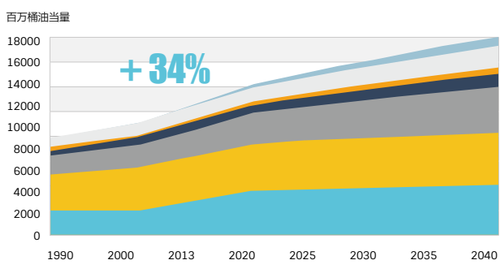
如今，工业化国家纷纷通过减少化石燃料使用控制全球变暖，甚至也有国家呼吁在本世纪下半叶实现净零温室气体排放、在本世纪末逐步淘汰化石燃料。大大小小的国家都在集体反对化石燃料的生产和消费，各大油企的发展会受此冲击，但世界上最大的油气公司（BG、BP、Eni、Pemex、Reliance Industries、Repsol、沙特石油公司、壳牌、Statoil和Total）的CEO们仍然支持任何限制碳排放的目标。

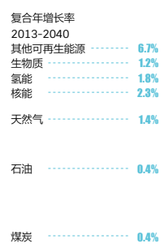
未来化石燃料使用量会逐渐减少，能源行业也都逐渐接受了这一现实，因此，一系列问题也就立即凸现了。上游石油公司最终会落得徒有成堆“不能燃”石油储备的结局吗？如果真是这样，他们应该放弃所有的勘探活动吗？下游炼油厂需要重新调整其业务适应更多的生物燃料和减排技术吗？以天然气为主的公司会将更有能力实现向低碳经济的转型吗？大型综合油气公司是否应该在其投资结构中更倾向低碳技术吗？

石油供大于求　油企碳排放压力凸显

油气行业正在经历着历史上最具变革性的时期之一，而如今的形势正迫使我们重新定义我们所熟知的能源业务。要想在这样的大规模变革中做好舵手，油企CEO们必须足够灵活，并具有战略性判断，在短期内解决好成本和投资问题，同时要做好充分准备迎接未来各种不可避免的压力。

油气行业必须面对化石燃料地位下降的局面





选择符合未来发展的投资

面对目前复杂的环境，各公司能源高管们需要将如何利用当前条件、选择符合未来新常态的投资放在首位。以上的诸多问题显示出了能源公司高管所面临的复杂环境，而这仅仅只是一个开始。与其他任何变革一样，想要控制不确定性，就需要制定一个能够利用当前条件的计划，同时准备对未来可能的“新常态”投资：在风云变幻之中保持稳定的业务。

对于油气公司而言，新计划需要进行以下三步：

首先，他们应该审视一下公司的商业战略，将工作重心重新调整到最擅长、最能超越竞争对手的领域。随着化石燃料不再“受宠”，各公司需要避免继续在过气的领域过度扩张。在找寻业务突破时，除了要在具有强大优势的领域中寻找以外，还要在足够灵活、能够应对市场变化的领域中寻找。

例如，勘探和开发需要两种截然不同的商业模式。开发需要投入大量的资金，而勘探则会面临更高的风险。而太多的勘探公司都投身到了开发领域，结果发现开发业务异常复杂，它们所需的资金投入大、技能要求高，这很可能会耗尽企业资源，最后导致勘探和开发两方面不得兼顾。

另外，在过去十年里，下游为主的公司参与上游活动时也有着类似不尽人意的经历。在如今不稳定的油气市场中，投资的方向性错误和过度扩张可能会导致灾难性后果。

与盲目拓展业务、追求每一个可以看到的机会相比，制定一个更有针对性的战略方法更为可行。例如，西方石油公司将其加利福尼亚的资产拆分为一家独立的上市公司。现在，西方石油公司专注于提高原油采收率，研究一种可以延长生产油田寿命的复杂钻井方法。类似地，阿帕奇石油公司正着重研究如何管理被其他公司放弃了的老资产。例如，他们购买了一块已经开发了50年的北海Forties井场，并计划将其生产寿命延长20年。

第二，无论市场情况如何，避免任意削减成本。任意的成本削减会让公司无法保存实力应对未来的不确定。相反，公司应该投资那些最能凸显公司优势、与其他公司拉开差距的业务。此外，油气公司的投资计划还要能够适应减排限制和更严格的市场环境。

这并不意味着需要从根本上改变公司的投资方式，并开始在停产的石油平台上部署风电场，也并不能说明纯勘探开发石油公司会在20年内停业。但从短期来说，每家油气公司都必须考虑如何以更具竞争力的方式开采石油，同时尽可能减少碳排放。

解决方法之一便是更加注重能源效率，Statoil已经朝着这个方向迈出了步伐。他们启动了一个颇有潜力的企业内

部项目：检修挪威大陆架上运行着的每个涡轮机和压缩机。Statoil打算根据需要升级或更换设备，以减少碳排放。

即使是综合油气公司也需要认真考虑逐渐实现能源多样化，逐步转向低碳生产，在化石燃料逐步淘汰的过程中完成产品变革。例如，看看公司是否有能力投资天然气，将它作为过渡燃料。

2015年11月，荷兰皇家壳牌收购BG集团使其成为世界上最大的液化天然气贸易商。这项交易和其他一些合同都反映了天然气已成为美国和世界许多其他地区发电的首选燃料，特别是如今天然气价格下降，与煤炭相比，天然气在价格和碳排放方面都更具优势。如果公司的优势不在于开展天然气业务，也可以考虑收购和管理可再生能源（如风能，太阳能和生物燃料）公司。

第三，油气公司需要利用新技术创新，最小化成本，并帮助实现更低的碳排放。例如，油价的下跌，油企对数字油田应用的需求将会增长。通过一个陆上中心联接多个平台进行远程操作，或对陆上和海上的操作实施远程监控，可以不再需要对物理现场进行检查。超级巨头BP已经开始采用无人机技术，来检查其位于阿拉斯加Prudhoe湾偏远地区的管道。

同时，油气公司也要关注可以改进现有炼化设备和生产可再生能源的技术。一些包括康菲、Eni和Neste在内的大型油气公司正在投资精炼工艺，希望能用纯植物油脂和动物脂肪加工的油料，替代飞机和商业运输中所用的柴油。

总之，随着能源新常态的形成，每个油气公司都将面临不同的挑战。短期内，油气行业不可能消失，但在十年之后，油气行业肯定会有翻天覆地的变化。每个CEO都必须去努力应对，根据现有优势和机遇重新定位自己，管理好每一项新拓展的业务。

油价渐稳 2017年油气行业是反弹？还是…

随着近期油气市场交易飙升、大宗商品价格也趋于稳定，专家们预测，油气业的漫长黑夜即将结束，石油人将迎来曙光。但油气市场仍存在一系列不确定因素威胁着整个产业链的发展，那么，2017年油气行业的前景到底如何？

作者 | Deon Daugherty
编译 | 徐文凤

Charles Boguslaski和Brian Williams分别是投资与金融重组公司Carl Marks Advisors的合伙人与常务董事，他们长期为各大油企提供并购、债务及股权资本等金融咨询服务。他们发现，油价回升会给企业带来更多的资本预算，使企业有余力去进行并购活动、研发更高级的技术及增加长期雇佣潜力等。针对2017年油气行业前景方面的问题，Rigzone对两位行业专家进行了专访，从投资角度与他们共同探讨油气行业的未来发展趋势。

油价回升 油气市场趋于稳定

Rigzone:2017年油气行业上游市场的发展会呈现怎样的趋势？

Boguslaksi:目前，我们看到油价正逐渐趋于稳定，徘徊在45-50美元/桶左右，且在2017-2018年间，油价将突破50美元/桶，这将为油气市场打下稳固的基础。随着油价攀升，企业运营情况会有所好转，资本预算也会因此增加。

油价在六个月前一直处于40美元/桶以下，当时油企只能勉强维持运营。与其相比，目前油价已达到52美元/桶，甚至是54美元/桶，油企的利润率正不断提高，勘探开发公司的压力也得到了缓解。

Williams:随着油服公司采取了一系列降本增效措施，如提高钻井效率、应用先进技术及优化生产流程等，油公司的操作效率及生产力得到了前所未有的提高，桶油成本也大幅降低，我们可以看到，油公司以前要在油价为50或60美元/桶时才能盈利，但现在，只要油价达到40美元/桶，他们便可维持企业正常运营，这是领导层及投资者们期望看到的。

Rigzone:油企对资本预算有何计划？

Boguslaski:2017年，各企业的现金流相对来说会比较流畅。就支出层面看，由于钻井活动可能会增多，所以支出会较2016年有所提升。

当油价徘徊在50美元/桶时，油企的投资会相对谨慎一些，他们会专注于那些产油成本低、能够盈利的区域。

Rigzone:2017年油气行业会继续破产成风吗？

Williams:目前来看，虽然国际油价开始逐步回升、油气工业活动也有些微增长，但某些公司的经济状况并不会因此而有所好转，他们还是会出现破产、重组和清算的现象。虽然2017年依然会有企业濒临破产，但这并不是由于行业不景气造成的，而是由于企业自身经营不善所导致的。

2017年油企雇佣情况面临挑战

Rigzone:这种复苏趋势对油企行业的就业情况有何帮助？行业内的裁员风波会就此停歇吗？

Williams:我认为，我们已经从裁员风暴中走了出来，现在，招聘已成为了一个热点话题。行业低迷时期，80%的裂解员工都被解聘了，面对行业回暖，许多油服公司目前都在想方设法的把他们重新召回油田。但这次油气行业的大裁员运动给石油人带来了极大打击，因此，油服公司目前如何做才能将先前的员工重新召回、他们又需为此花费多少成本是亟待解决的问题。

退役项目支出激增 油服公司 或迎来最大机遇

海上油气设施退役项目数量正在大幅增加，预计仅在未来五年内就将有600多个海上油气设施拆除项目。而该项服务的提供商技术能力还比较分散，供应与需求之间可能存在较大的差距，此领域不失为当前低油价时期油服公司可以重点关注的焦点。

来自 | OGFJ
编译 | 白小明

据IHS Markit的一份最新报告显示，退役项目数量迅速增加的趋势将促使相关支出大幅增加。预计用于退役项目的总支出将从2015年的约24亿美元/年增加到2040年的130亿美元/年，增长率为540%。

该报告对英国、挪威、美国墨西哥湾、印度尼西亚和澳大利亚等地区的退役项目所涉及的法律、法规和财务要求做了详细的市场分析和评估。

报告指出，预计将有2000个海上项目于2021-2040年间关停退役，2010-2040年的累计支出将达到2100亿美元。在未来五年，随着北海主要的海上设施将被拆除，欧洲市场的海上设施退役项目支出将占全球总额的50%。预计，当前在全球范围内，油气行业每年平均有120个退役项目。

IHS Markit上游成本和技术服务高级经理，同时也是研究报告作者之一的Bjorn Hem称，就全球范围内的设备设施退役来说，海上油气行业将迎来大爆发时代。

设备退役工作是油气行业面临的巨大挑战

Hem指出，在服役即将到期的海上设施的数量越来越多、退役项目越来越复杂的同时，越来越严格的相关法律法规开始生效。与此同时，退役服务提供商的业务能力也比较分散，没有形成一批行业主导公司，这也使得海上勘探和生产（E&P）公司和海上油服公司难以准确预测退役项目的成本和风险。因此，IHS Markit开始着手全面分析相关成本和市场的供应方。

报告称，随着勘探生产作业逐渐转向水域更深、作业环境更恶劣，及日趋复杂的项目，比如数百口井以及连接到几个超大平台的数公里隔水管的建设项目等，使得油气公司设计拆除设施的准备过程面临着巨大的挑战。其中一些退役项目可能花费数十亿美元，耗时数年时间才能顺利完成。

IHS Markit上游成本和技术商业战略高级总监Bill Redman称，海上平台、水下油气井及相关资产退役工作的顺利完成，是油气行业当前和未来面临的最重要的业务挑战之一。对大多数油气公司来说，设备设施退役是公司针对可持续经营发展规划做出的重大转变。

海上设备退役行业处于初级阶段

尽管海上油气勘探生产作业可追溯到60多年前，但海上设备退役行业仍处于初级阶段，目前退役工作在许多油气公司或油服公司的业务规划中即使有，占比也很小。然而，由于越来越多的资产即将退役，而且与海上作业相关的监管和环境要求也日益严格，设备顺利退役将很快成为海上油气公司的优先业务事项。

虽然退役项目不会带来投资回报或收入，但其承担着重大的环境和监管责任。其中比较关键的环境问题，包括对海洋生态系统造成直接影响的潜在问题、确保合理使用和严格控制危险物质，以及废弃物（包括在平台服役期间积累的海底碎片）的管理问题。通常退役项目涉及的设备设施包括表面设施（即水线以上的设施）、海底设施、管道和油气井。这些上部设施在尺寸和功能上差别很大，从小尺寸的油气井/井口到大型深水设施，还包括大型加工和储存设施以及工作人员的住宿设施。

IHS Markit报告指出，各个国家对设备退役的环境和废弃物管理监管有不同的要求，对油气公司和海上服务提供商而言，如何准确满足这些复杂需求是一个重大的作业难题，而且随着退役作业从单个设备转向整个油田更大更复杂的设备设施，问题和解决方案之间的关系将变得更加复杂。

退役市场规模及成本知多少

历史上油气工业最早兴起的墨西哥湾（GOM）和北海地区的设备退役服务需求量占比最高。当然，其他地区也有老旧的海上设施，如中东，但由于其油田寿命更长，预计这些设备设施还将运行多年。

墨西哥湾现有的油气设备设施规模巨大，是已停产平台数量（约4000个）最多的地区，且该地区即将退役的平台数量也很多。值得一提的是，由于这些海上设施为海洋生物提供了重要的栖息地，墨西哥湾成为了世界上最大的人工渔礁系统所在地。全球许多油气公司都参与了Rigs to Reef（平台转人工渔礁）计划，即将退役的钻井平台作为人工渔礁系统而加以重新利用。

IHS Markit上游油气高级经理Grigorij Serscikov表示，虽然北美是最大的设备退役服务市场，但根据北海退役设施的规模和数量，欧洲地区设备退役的相关花费将最高。挪威石油、道达尔、雪佛龙、埃克森美孚、康菲是全球设备退役支出排前五的油气公司。

除北美和欧洲以外，安哥拉和尼日利亚将推动非洲市场的退役项目支出，而澳大利亚浅水区将增加亚太地区的需求量。墨西哥和巴西将是中美洲和南美洲退役需求的重点地区。

IHS Markit表示，从无人生产平台到大型多平台综合体，根据平台的类型不同，退役成本也有所不同。即便对于类似的设施，因为许多项目的退役要求都有各自的特点，成本也可能不同。

一般来说，在墨西哥湾地区，用于浅水设施退役作业的钻井平台的成本为50-400万美元。处于该成本区间的设备设施，从几米水深的单桩平台，到水深120米的较大的四桩结构平台不等。随着水深、设备设施尺寸及类型、复杂性的增加，成本相应增加。15米水深的四桩结构平台的退役和拆除成本通常只有不到200万美元，而100米水深设施的拆除成本接近上述费用的两倍。

北海地区有很多大型设备设施，拆除成本可能更高。例如，一个有着2.25万吨上部设施和18万吨底部设施的重力式平台系统，其退役成本估计在20亿美元。

根据IHS Markit的报告，油气行业特别是海上设备退役市场潜力巨大，油服公司们是否应该抓住该机会，在退役工作服务方面大显身手？但面对日趋复杂的项目以及各市场的不同需求，退役工作将面临不小的挑战，要脱颖而出，想必得下番苦功夫了。

变革中的能源行业投资什么最有价值

油价的持续走低、美国页岩气的大发现、已探明石油储量的增加、新能源的冲击.....这些因素使曾经辉煌的石油行业正经历着剧变，石油巨头们纷纷开始转移业务重心，改变商业策略，以期获得长久发展，而有些人仍不肯接受现实。

来自 | Economist
编译 | 白小明

有人将西德克萨斯州的Midland称之为“德克萨州的海湾地区”，在该地区，基本上每40英亩的土地上就有一台抽油机，从深达3700米二叠纪盆地的页岩地层开采石油。在小城边缘的二叠纪盆地石油博物馆，有一个古董“磕头机”的展览，最古老的磕头机可以追溯到20世纪30年代。在博物馆的后面，一台磕头机正缓缓地上下摆动工作着。

然而，汽车往北开20英里，便可以看到数百台风力涡轮机呼呼作响旋转着，完全掩盖了比涡轮机矮太多的磕头机的风采。远处的棉花地，在早秋的阳光下闪烁着白光，此情此景便是变革中能源行业的一个简单写照。

您可能会认为，身处困境中的石油人会怨恨像涡轮机这样的新能源产品，因为正是这些产品让世界不再需要化石燃料。但石油生产商Joshua Johnson却看好这些新技术，他管理着该地区的一系列石油租约，很乐意向代理商展示自己所储存的原油，他认为随着世界能源需求的增加，可再生能源将成为石油的重要补充能源，但不赞成过多地考虑全球变暖，他认为无论化石燃料消耗量如何，全球气温总会越来越高。

尽管当前的石油市场处在20世纪90年代以来的最低迷时期，但二叠纪盆地却成为了石油开采的最新热土，它正经历着投资小高潮。自2016年5月以来，该地区的钻机数量增加了60%，而在美国的其他页岩盆地，钻机数增加量微乎其微。尽管钻井工作量仍然低于2014年高峰时的一半，但已钻完井的水力压裂工作量正在重新多起来，在Midland附近，大型的红色卡车再次聚集在油气井周围，在高压下将流体和砂子泵入井内。

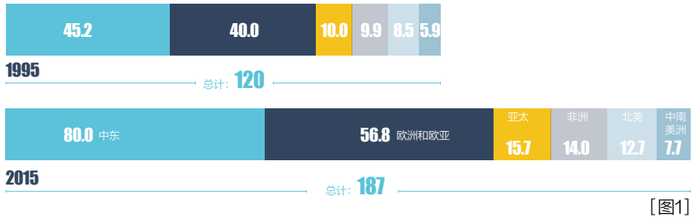
今年到目前为止，美国的金融机构已向本国石油公司提供了超过200亿美元资金，主要用于资产收购以及二叠纪盆地页岩气井的压裂工作。该地区最大生产商之一的先锋自然资源公司CEO Scott Sheffield估计，二叠纪地层包含许多2.5亿年前形成的富含石油的储层，可采石油储量可以比得上沙特的Ghawar油田，后者的储量超过了沙特总石油储量的一半。不过，这可能只是他个人的想法，但在另一方面，也说明美国石油业正在逐渐恢复。

二叠纪盆地页岩气大发现是一个综合了运气、地质、技术、法律和勇气等因素发现巨大石油资源的典型例子，这一发现似乎解决了业界老生常谈的石油何时用完的问题。Blake Clayton在其最近出版的新书《市场的疯狂：一个充满石油恐慌、危机和崩盘的世纪》中描绘了全世界担心出现“石油峰值”的四个时期：第一个时期是汽车的出现，当时油价开始飙涨；第二个时期与第二次世界大战同时发生；第三个时期在20世纪70年代，当时OPEC推动了油价上涨；第四个时期从21世纪头十年的中期开始，油价逐渐上涨至140美元/桶，然而这些担心其实是多虑的。

石油峰值论的创始人King Hubbert早在1956年就预测全球石油供应量永远不会超过3300万桶/天，而当前的石油供应量为9700万桶/天。根据BP的数据，在过去20年里，全球已探明石油储量增长了50%，按照当前的速度，石油还可以持续开采约50年（图1）。

全球仍有足够的石油资源

已探明石油储量/万亿桶



[图1]

好事过头反成坏事

已探明石油储量过多可能并不是好事，反而对行业来说不利，即违背了“物以稀为贵”的理论。

随着大家对气候变化关注的增加，政策制定者、监管机构和投资者已经从担心石油短缺，转向担忧产量过剩。专家们表示，在最极端的情形下，如果将全球变暖温度控制在2ºC以内，成功的可能性是50%，那么今后只需消耗35%的已探明化石燃料储量，主要是煤和石油。如果将目标限定在1.5ºC以内，则只需消耗10%的已探明储量即可满足全球能源需求。正如Clayton在书中写的一样，在石油被淘汰之前，全世界的油井不会干涸。

先锋公司的Sheffield也同意上述石油在淘汰前不会用完的观点，而其许多美国同行却有截然不同的看法。Sheffield认为，由于全球经济增长缓慢，以及大规模引进以可再生能源为动力的电动汽车，全球石油需求可能在未来10-15年内达到峰值。他表示，为了迎接石油需求峰值的到来，先锋公司正在考虑出售其在美国其他地方的资产，专注于二叠纪盆地页岩资源的开发，他认为在当前石油需求量不断减少的情况下，该地区的开发成本还是很有竞争力的。

受近两年油价下跌的影响，一些与先锋公司一样、规模较大的综合性石油公司，特别是欧洲的石油公司，正在改变未来石油发展策略。例如，荷兰皇家壳牌因钻井成本太高，退出了北极项目；道达尔也因类似的原因不愿意进一步投资加拿大油砂项目。

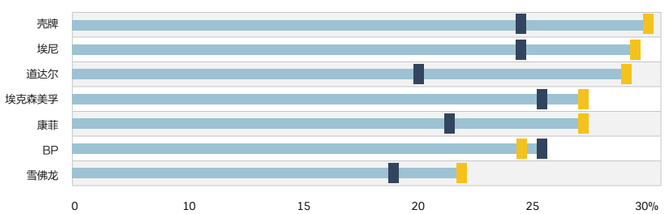
不过他们都清楚，如果石油需求量长期减少，只有开采成本最低的油气公司才能获得长久发展。壳牌CFO Simon Henry表示，该公司预计未来5-15年内全球石油需求将达到峰值，壳牌打算将精力集中在他们认为开采成本最低的区域，如巴西的深水项目，预计该项目在上述预期时间内可以收回投资。另外，壳牌和道达尔都将削减石油勘探投资，同时，道达尔也希望能找到低成本的石油，并期望海湾地区的石油一直保持较低的开采成本，他们还购买了阿布扎比附近的一份为期40年的一小部分石油开采权。

由于大部分石油都产自西方油企难以掌控的OPEC国家，一些石油巨头正在转向天然气业务，作为对石油业务的补充（图2）。今年，壳牌以540亿美元完成了对BG的收购，使天然气产量占到其能源总产量的接近一半。石油公司称，天然气业务比石油更复杂；由于前期需要更多的资本用于开采及运输管道和新销售系统的建设，因此回报率更低。然而，按照化石燃料最悲观的预计情形，天然气的增长前景仍将好于石油。

如何能确保万无一失？

在当前可再生能源即将迅速发展的初始阶段，一些油气公司也在考虑投资可再生能源技术。道达尔已经收购了电池和太阳能发电企业，尽管其CEO Patrick Pouyanné坚持认为，如果油气业

天然气量占总能源产量的百分比在不断升高



[图2]

务没有利润，他们是不会进行收购的。壳牌公司CEO Henry也称，公司的商业模式可能越来越类似于主权财富基金，如挪威的主权财富基金，即将大量现金流从石油业转向低碳技术。BP开创了“超越石油”的概念，虽然之后由于太阳能发电投资未能赚钱而匆忙收场，但其5年来正首次考虑将更多资金投向风电业务。当未来能源转型的趋势变得愈加清晰时，这些公司将不得不把数百亿美元投向新能源业务的开发。

波士顿咨询集团（BCG）的Philip Whittaker指出，过去石油项目就像取款机，因为一桶石油的售价远远大于其生产成本。但随着石油越来越难开采，收入与成本的差距正在慢慢缩小，但投资者仍喜欢该行业相对较高的投资回报率。一旦石油公司收回了开发油田的成本，则在未来几十年里可获得大量的现金流。

Philip Whittaker表示，油气公司当前投资可再生能源领域，并不确定在未来能获得像石油一样的高投资回报率。油气公司虽然拥有巨额的资金，并擅长进行大规模投资，但在短期内难以看到可再生能源业务达到足够的规模，公司业务总量占比也不会太大。也许在大众眼里，在高低不平的深海安装大量海上风力发电机的项目，与深水石油钻探项目类似，但如果石油公司开始向电力公司转变，那么他们将只能获得与公共基建项目一样低的风险回报率，而且这些新能源项目需要消费者参与。

近期油气行业的一大焦点，是沙特政府希望通过IPO，公开发行沙特阿美石油公司价值1500亿美元的部分股份，以实施类似的多元化战略，这部分收益将存入一个大规模的主权财富基金，投资石油以外的技术。有些人认为，沙特最近以创纪录的产量水平开采石油，是因其预期石油时代将提前结束，而其他人则认为沙特只是想从其他产油国手中夺回市场份额。

与此同时，在美国，大多数石油公司的行动则似乎更加低调。有人认为，市场的力量远比政府的协调措施更利于减少碳排放，他们指出，页岩气替代煤炭后，碳排放量已减少至十年来的低点。许多人都希望近期行业投资的减少能造成石油供应短缺，进而促使油价在2020年之前攀升。BCG的Whittaker称，届时石油行业很可能将迎来“最后的狂欢”，最终世界将走向电气化时代。

Gastech
Conference & Exhibition
2017年4月4-7日
幕张千叶会展中心
日本东京
主办单位：
Japan Gastech Consortium
钻石赞助商：
Advancing the Role for Gas & LNG in the Global Energy Mix

最新会议议程公布

现场聆听国际业界大咖的行业见解

Patrick Pouyanné
主席及首席执行官
Total

Ryan M. Lance
主席兼首席执行官
ConocoPhillips

Alexey Miller
董事会副主席兼管理委员会主席
Gazprom

Sultan Ahmed Al Jaber
阿拉伯联合酋长国国务大臣兼阿布扎比石油公司首席执行官

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

25,000+ 展览会观众
2,500+ 参会代表
600+ 国际参展商
70+ 参与人员来自的国家地区
130+ 会议采录论文

日本GASTECH联盟鼎力支持

jera · Mitsubishi Corporation · MITSUI & CO. · TOKYO GAS · INPEX · ITOCHU Corporation · JAPEX · JX Group · Marubeni · Sumitomo Corporation

扫一扫 · 关注Gastech 官方微信

下载Gastech完整会议议程请前往：
www.gastechevent.com/oilsns3

供求和投机博弈 需求峰值会带来另类“石油危机”吗?

毫无疑问，整个油气行业正在经历着巨变。虽然人们依然热衷于对油价的预测，但越是人们关注的焦点，现实往往越是充满变数。本文在研究供应、需求和投机的基础上，对行业未来进行了五大预测，这些预测与您的想法有何不同？一起来看！

作者 | Davi Quintiere
编译 | 白小明

虽然试图预测油价之类的数据是一件非常愚蠢的事情（有人认为多空分界线的说法毫无意义），但预测数据却已成为了各行各业一些人工作的一部分，如果人们不进行预测，经济学家将成为最大的输家，也就不会有人去纠正那些事后诸葛亮们的观点了。

对于一些人预测的原油价格，大家可能持赞同或反对的观点。但一个不争的事实是，虽然近年来油气行业发生了巨大的变化，但影响油价的基本因素还是不变的：即供应、需求和投机。

特朗普当选美国总统后将对油气行业产生什么影响，也许目前还无法说清楚，但从看跌的角度来说，特朗普支持推动美国页岩气产业的发展，支持取消对油气勘探的监管措施。此外，他与俄罗斯的亲密关系可能会放缓对俄罗斯的制裁，并为富含油气的俄罗斯带去更多投资。相反，一些人更希望将更多资金投入到美国的基础设施项目。

下面是与需求、供应、投机三要素相关的一些毋庸置疑的事实。

需求：在产量达到峰值前，石油需求量将先达到峰值

就在几年前，大多数人还推崇“石油峰值论”。该观点认为，油气产量将持续增加，直到人类无法再发现并开采石油，最终，在需求仍在增长的情况下，产量将开始下降，油价将必然上涨。该理论认为，当前因成本原因不具商业开采价值的石油在未来将变得有开采价值。

现在人们则普遍认为，这种情况根本不会发生，反而需求可能将达到峰值。在OECD国家，目前的消费量比2005年的水平还低9%；在欧洲，石油需求量同一时期则下降了17%；发展中国家几年后可能遵循同样的趋势。除此之外，作为COP21（指代巴黎气候协定）承诺的一部分，世界各国答应将不会开采全部的已探明油气储量，更别说北极或其他地方还有未探明的资源量。

所以，第一个毋庸置疑的真理是：提效、技术中断及气候变化等因素，将共同抑制石油需求量，在产量达到峰值前，石油需求量将先达到峰值。当然，大家对这一时间点还存在争论，但可能比大多数人预期的要早。OPEC近期认为这一时间将出现在未来13年以内，而壳牌首席财务官Simon Henry曾表示，这一时间点可能在未来5年之内到来。

供应：产油国可能随时上调产量

虽然，OPEC已经达成了120万桶/天的减产协议，俄罗斯和墨西哥等非OPEC国家也已达成了55.8万桶/天的减产协议。但这不是重点，任何真正想以可持续方式影响市场的协议，不仅减产数量要大，而且要持续足够长的时间。目前来看，还没有任何迹象表明这种情况会发生。而事实刚好相反，OPEC产量在今年10月达到了创纪录的水平，尼日利亚和利比亚等国在经历政局动荡后，可能会进一步恢复产能。

OPEC虽然达成了120万桶/天的减产协议，但如果油价涨至60美元/桶左右，必将使得美国的页岩气恢复生产，带来大量油气供应，而OPEC产油国也必将利用价格上涨为自己的国家牟利。

于是，我们看到存在第二个不争的事实：即一旦油价上涨，那些准备好随时拿石油变现的产油国，其供应能力不会立即消失。

投机：OPEC影响力正在减小

简单来说，当我们不以供需关系，而是用例如“石油峰值”等理论分析影响商品价格的因素时，便会出现油气行业的投机行为。关于未来供应是否能够满足需求的任何不确定性因素，都会使市场陷入动荡，油价也会做出相应反应。

地缘政治不稳定一直是油气行业的一大特征，另一容易引起投机行为的因素是：全球原油供应的大部分份额掌握在垄断联盟手中，他们可以随时开关油闸。虽然OPEC仍然控制着全球40%的产量，但其已经失去了对产量的实际控制权。而且鉴于历史上曾出现过OPEC成员国超限额生产原油的先例，市场可能会认为OPEC的减产协议诚意不足。

本文提出的第三个毋庸置疑的事实是：OPEC虽然在全球市场仍有举足轻重的作用，但其影响力正在减小，其从根本上快速影响油价的能力已经不存在了。

因此，基于以上三点，本文做出了以下五大预测：

1.未来18个月里，油价将继续主要在45-55美元/桶之间徘徊，偶尔可能接近60美元，之后又会重回该区间；

2.总体而言，跨国油气公司（IOCs）将继续进一步投资数字技术、可再生能源及服务业务。正如壳牌零售业务执行副总裁Istvan Kapitany所称，加油站必将进行零售业务变革；

3.大家可能觉得2016年是支出审查的关键一年，但明年企业将进一步加大力度重新核算成本。大家将看到企业会将精力专注于简化投资组合，提高生产效率，以及持续进行一般行政管理成本（G&A cost）的优化。总而言之，公司将力求使自身更具竞争力，而在高油价时期这一点并不那么明显；

4.当前，谁是美国页岩生产商中的赢家和输家已变得越来越清晰，显然，赢家将继续利用（相对来说）有利条件进行（再）融资，输家可能将开始瓦解。一些人则期待出现公司合并潮；

5.在北海，将会有专注于开发小型油田和边缘油田小型企业兴起，他们也将同时运营成熟的基础设施。

总而言之，虽然我们处在一个油价大幅波动的时期，很难预测未来会发生什么，但有一件事是肯定的：行业正经历着变革而且变革速度非常之快。

在大家无法预测未来会发生什么的前提下，有必要考虑快速适应变化。那些趋向于简单化、自动化和数字化的公司，必将取得成功并引领潮流。那些背道而驰或者坐以待毙的公司，可能在经济学家有机会做出马后炮式的预测前就停业破产了。

麦肯锡：全球石油开发投资未来将怎样？

自油价回暖以来，各大石油公司陆续恢复上游石油勘探项目的投资，但在不久的将来，全球投资将如何变化？各地区投资情况又有什么不同呢？且看麦肯锡为您带来权威解读。

作者 | Elif Kutsal
编译 | 张强

上游石油开采投资下降

根据麦肯锡Energy Insights杂志的预估，在未来5年内，若油价能够反弹至60-70美元/桶，全球勘探活动将会基本恢复至2014年的水平，然而，上游石油开采项目投资仍将比2014年的水平低20%。

2010-2014年间，全球石油开采项目投资以每年11%的速度增长，在油价下跌之前达到了5200亿美元的历史高位。自2014年油价暴跌以来，投资已经下降了60%以上，约为2000亿美元。

投资下降如此之多，主要有以下两个方面的原因：

1.油企为维持现金流，延期甚至取消了许多项目，钻井活动大幅减少；

2.油田服务费用降低（例如：钻井费用），盈利减少，投资下降。

北美地区轻致密油盆地的钻井活动减少尤为明显，在2014-2016年间，该地区投资大约减少了650亿美元，其中因钻井活动减少造成的投资下降约占80%。在油价下跌之后仅仅9个月的时间内，北美地区水平井钻机数量下降了一半以上。

在海洋油气方面，以上提及的两个因素对投资的影响程度基本相当。由于深水项目开发周期大都在3年以上，因此，短期内受油价影响相对较小，但从另一方面来说，由于深水开发项目的成本更高，因此，与陆上项目相比，深水项目更容易受投资缩减的影响。

2020年全球陆上钻机市场有望好转

根据石油咨询公司Douglas-Westwood发布的《全球陆上钻机市场研究报告》可知，自2015年1月以来，北美已报废的钻机约占钻机总量的16%。近日，该公司预测钻机市场将在短期内继续紧缩，但将在接下来的四年中恢复，他们对钻机市场的未来非常乐观。

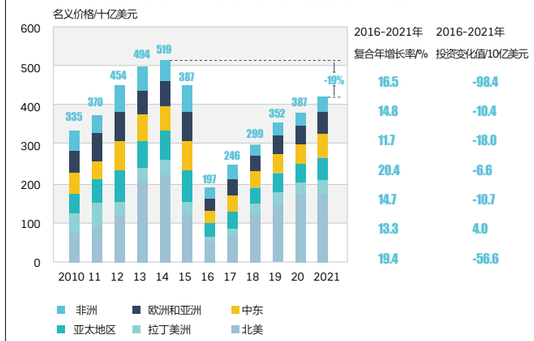
Douglas-Westwood分析师Katy Smith表示，“在2015年，油价走低对陆上勘探活动影响极大，勘探活动的下降导致钻机需求下降，陆上钻机总数从90784台下降了32%至61873台。全球可使用的钻井数量从6334台下降了25%至4746台。参与勘探活动的钻机数量也从5427台下降了24%至3965台，全球仅东欧及前苏联地区未有下滑。”

Katy Smith解释道，“Douglas-Westwood预计，自从宣布2016年投资进一步减少以来，陆上勘探活动也将减少，这样一来，陆上钻机市场进一步萎缩，而各钻井服务商则需继续应对油价持续走低的局面。预计在2016年全球陆上已钻井数量将下降21%，这将导致钻机数量将减少24%。目前形势仍非常乐观，在接下来的四年中，全球陆上已钻井数量年均复合增长率预计将达9%，将从2016年的49128台增加至2020年的69407台。”

Katy Smith表示，“随后，全球在建钻井数量预计将从2016年的3414台上升38%至2020年的4703台。四年中，全球可用钻井船将增加188座，2020年达到9255座。东欧及前苏联地区钻井船增幅将达49%，增量大的原因为俄罗斯水平井钻井活动增多导致大马力钻机需求增加。”

部分地区可以对钻机数量带来更大影响。Katy Smith表示，“尽管钻探活动略有减少，预计自2016-2020年亚太地区在建钻机总数增幅将超过8%。这主要是因为中国需要在地质条件较为复杂的条件下大力开发其非常规资源。”因此，据估计，未来市场形势乐观、令人振奋。

全国石油开发项目投资数据和预测情况



各地区石油开发项目投资预估

若油价能够在2018年反弹至60-70美元/桶，那么截止2021年，除美国外，全球勘探活动将恢复至2014年的水平。另外，由于油价下跌带来生产成本下降的缘故，2016-2021年，全球石油生产项目的投资将以每年16%的速度增长，到2021年达到4200亿美元，但仍然比2014年的历史高值低20%。

从各个地区来看，中东地区的投资恢复速度最快，预计将在2020年恢复到2014年的水平。2016-2021年该地区的钻井活动预计将以每年13%的速度增长，而OPEC成员国，尤其是沙特、伊朗和伊拉克的产量将会稳步增加。

对北美地区而言，2016-2021年的投资将以每年19%的速度增长，这其中80%的贡献来自田轻致密油，而油砂和常规油的投资恢复速度相对较慢。非洲和拉丁美洲深水油田的产量将会在2021年左右恢复至2014年的水平。安哥拉和尼日利亚的投资都将会在2016-2021年间从40亿美元增加至80亿美元。

拉美地区深水项目投资的增长主要来自墨西哥的贡献，该国的投资将会在2016-2021年以25%的速度增长，但其基数较低，增幅也将有限。而作为拉美另一石油大国的巴西，其情况并不是十分乐观，由于国内经济危机和盐下油田FPSO项目延期，巴西投资在2016-2021年将仅以每年5%的速度增长。

三大趋势、五大方向 油企未来发展模式看这里！

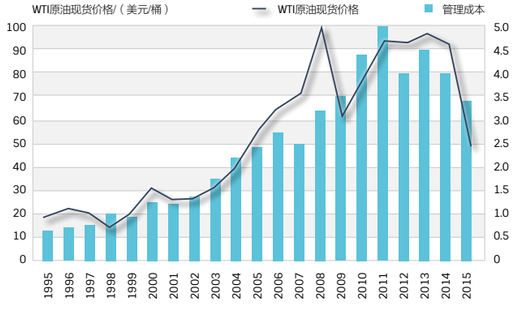
低油价压力下，许多石油公司希望通过变革来提升自身生存能力，但变革也是讲究方法的，面对瞬息万变的市场环境，未来石油行业究竟适合什么样的发展模式？科技、人才、组织机构……哪方面变革创新最有效？

作者 | Christopher Handscomb
编译 | 张强

现在的油气公司大多成立于资源匮乏的年代。那时，由于资源开采难度较大，石油公司通常会选择建立一体化的大型组织，以应对各种严酷挑战。

正是有了这些大型组织，油气行业才得以快速发展（下图），但这同时也带来了诸多问题，如成本高昂、创新力弱以及领导层决策效率低下等。不过，在这一时期，BG、Devon和EOG等独立能源公司在非常规油气勘探开发方面取得了重大进展，同时，他们也在不断探索新的发展模式。

过去20年间油企规模和业务广度持续增长



三大趋势正在改变油气行业

当油价维持在当前50美元/桶左右时，大型组织的发展模式已不再适用。如见，社会环境、技术革新和政治局势正在发生翻天覆地的变化，相应地，石油公司发展模式也需要作出改变。

首先，全球资源供过于求，油价持续低位，石油公司必须将降本增效提上日程。此外，人才已不再是稀缺资源，各大公司的勘探开发能力也相差无几，大型项目也已不再是油公司迅速壮大的唯一途径。同时，许多石油公司在常规油气、深水、非常规油气和可再生能源等几大方向齐头并进，然而事实上，他们在这些方面并非都能兼顾。

其次，技术进步极大地促进了各大公司生产力的发展，许多工作岗位已经被机器所代替。另外，随着大数据技术的出现，油气生产自动化还将更进一步。

最后，随着人口结构的变化，石油行业的雇员们担心行业的地位在未来有可能会下降。到2020年，“千禧一代”将成为美国劳动人口的主力成员，同时也将占据绝大多管理层的职位。对于油气行业来说，只有真正为这个社会创造价值，才能吸引更多的顶尖工程师和人才。

油企未来发展的五大方向

为了更好地面对这样一个大变革时代，油气公司可采取以下5大战略：

1.提高组织的灵活性

时代的进步是不以任何人的意志为转移的，所以，任何组织要想生存，一定要提高自身的灵活性，而对于油气行业来说，我们所说的灵活性可能还有所不同，主要体现在以下几个方面：

①团队流动性更强。一个团队从形成到解散很可能只有数周时间；对于一名员工来说，一年内有可能穿梭于不同的多个团队之间。

②淡化等级制度。组织可以建立在任何项目的基础上，而不是严格的等级制度上；团队可以没有正式的领导，任何决策都可以由那些富有相关经验的员工来决定。

③快速决策。新的方案或新的设计应该在短时间内形成，而不应该经历漫长的审核过程。

④快速反馈。员工的绩效考核应参考多方面的因素，而不能仅仅通过员工与领导的年度谈话来决定。

2.数字化组织

虽然数字化组织的概念已经流行了十多年，但数字化革命仍处于初级阶段。在未来几年内，物联网将囊括上万亿个传感器用来生成和分享数据。人工智能和机器学习也不再只是出现于科幻小说之中，人机交互也将更加频繁。这些变化，将会在以下三个方面改变油气行业：

①安全性生产的跨越式发展。机器将会替代60~90%的日常工作，这就意味着整个生产流程将不再需要太多的工人参与，这样以来，就可避免人的失误，同时，生产力将大幅提高。

②新的工种即将出现。如今油气行业还未出现数据科学家、数据分析师以及机器学习专家等职称。10年之后，油气行业的数据科学家将会超过地质学家，同时，一些已有的角色将会被重新定义。

③人力资源管理方式将会发生变化。未来的人力资源管理将会追踪员工的个人数据库，包括培训记录、业绩、往来邮件和社交媒体等，并将它作为员工招聘、辞退、绩效考核和日常管理的参考。

3.公司管理层以千禧一代为主

如今，千禧一代已经占据了油气行业管理层的重要位置，他们将为企业带来新的管理思路。同时，油气公司也应该为千禧一代打造适宜的工作环境。

①工作方式更加灵活，比如说可以尝试远程办公或弹性工作制。

②全新的工作环境和文化。比如说将社交媒体工具引入企业管理。目前，美国国家航空和宇宙航行局、苏格兰皇家银行、美国Virgin航空公司已经将社交媒体软件应用到日常办公中，例如Facebook、Slack和Yammer。

③正面的社会形象。千禧一代不只是想要一个良好的职业发展，他们还需要得到社会的认可。然而，14%的千禧一代表示他们不想在油气行业工作，因为整个行业的形象太过负面。

4.公司管理分散化

在过去15年间，石油公司大都采取集中化管理的方式来抵御风险、扩大规模。然而，随着油价下跌，高成本、低效率、集中化管理的弊端已经凸显。

同时，随着油企投资风险逐渐降低，这种集中化管理的思维方式已不再适用。非常规油气研究的突破已经说明，油田一线的现场决策更多需要与当地人员协作，而非后方企业管理层决定。因此，石油公司可以认真学习一下近年来出现的非集中化管理方式，在企业内部建立多个核心。

5.重新定义合作关系

石油公司需要重新思考他们与合作伙伴及供应商之间的关系。与今天的制造业类似，石油业将来应该更加注重长期的战略伙伴关系。比如，BG公司在被壳牌收购之前，曾与KBR公司签署了一份长期战略联盟协议。随着短期内石油供应过剩局面的持续，大型石油公司应该更加注重与那些小型专业化公司合作。

以上这些变化最根本的目的是为了控制企业成本。此外，当前的市场形势正迫使油服公司重组或合并，形成新的合作伙伴关系，从而为客户提供一体化油田服务，降低客户成本，GE收购贝克休斯便是企业成功重组的一大典范。

对于当前的油企来说，以上提及的几个发展方向可能还有些难以企及，但这也是油企实现自我提升的重要途径。

总之，变革的进程已经启动，现在我们还很难预测石油行业将何去何从，但是我们可以肯定的是，只有那些走在改革前列的公司，才有可能成为整个行业的领头羊！

Kymera XT钻头：钻速翻倍、成本减半

Baker Hughes推出的Kymera XT钻头具有更锋利、更耐久、钻进速度更快等优势，在中东地区的应用效果证明，使用该钻头使机械钻速翻倍的同时，可节省50%的钻进成本。

来自 | Baker Hughes
编译 | 王萌

近日，贝克休斯推出了Kymera™ XTreme (XT) 混合式钻头，该钻头具备更快、更持久的钻进性能，可帮助油气生产商降低建井成本。该钻头综合了PDC钻头和三牙轮钻头的技术优势，并保留历代混合式钻头平稳、持续的性能特点，同时大幅提高进尺速度和使用寿命。Kymera XT钻头具有各种规格，可轻松应对各种环境、储层类型和井眼尺寸所带来的特殊挑战。

与历代混合式钻头相比，Kymera XT钻头的钻进速度更快，动态平衡设计可减少扭矩波动以尽可能减少钻头损害，在直井段和造斜段均具有高性能的表现。在到达常规钻头工作极限的碳酸盐岩储层和交互层储层等困难环境中，Kymera XT钻头还可提供超强的操纵性和控制性。

Kymera XT钻头具有更加锋利、更加耐久的切削结构，与自身增强型形状及增强硬质合金级别一道，可以提供更强的攻击性和更快的进尺速度。这些先进的设计提供了附加的工具面控制，使得钻头能在比以往更快的钻进速度下钻进更长的距离，并在整个长运行周期中保持高质量的井眼轨迹。

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

Kymera Xtreme混合式钻头是Baker Hughes提高效率，优化生产和增加最终采收率战略的最新实例。

应用案例1

中东某高产油田的一家经营者希望简化并加速油田的开发进程。该经营者使用的碳化钨镶齿牙轮钻头在富有挑战性的交互层储层中的平均机械钻速为38英尺/小时（11.5米/小时），不过他们期望进一步提高钻进速度，减少扭矩波动并降低单位进尺成本。

Baker Hughes为该项现场推荐了Kymera XTreme (XT)混合式钻头。在之前混合式钻头技术的基础上，Kymera XT钻头能够为每个施工方案进行定制，并且不论在直井段还是造斜段，都能够提供平稳、可靠、更快速、更持久的钻进性能。针对常常到达钻头钻速极限和寿命极限的各种复杂环境，包括富有挑战性的碳酸盐岩储层和交互层储层在内，该钻头提供了超强的工具面控制性。Baker Hughes的钻井应用评价团队（drilling application review team, DART）分析了复杂层段的储层性质，然后为钻开该层段优化并定制了一只Kymera XT钻头。

为了改进对Kymera XT钻头的转矩响应并取得良好性能，他们还模拟并定制了相应的底部钻具组合。钻井应用评价团队随后进行了详细储层钻进分析，用于预测Kymera XT混合式钻头如何影响钻进性能。

Kymera XT钻头部署在井下后，取得了该油田的历史最高ROP，一趟钻成功钻进4800英尺（1463米），省去了使用牙轮钻头时所需的起下钻操作。使用相同钻机的四口井数据结果对比表明，Kymera XT钻头的钻速比该油田平均机械钻速的两倍还高出126%，并且比该运营商之前的基准钻速高20%。机械钻速的提高节约了2.5天的钻井工时，并且Kymera Xtreme混合式钻头实现扭矩平稳响应的同时还提高了钻机效率，这对运营商来说无疑是十分关键的。

应用案例2

在中东地区的另一家大型油气公司在钻遇复杂的交互层层段时，遭遇了井漏挑战。其中有16in的地层由极其坚硬耐磨的石灰岩、砂岩和页岩构成。为了最大程度的减少漏失风险，他们使用了高密度泥浆，但这样一来就大大降低了机械钻速。经营者曾经尝试在该层段使用PDC钻头以提高机械钻速，但没有成功。

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

多项优质技术融合 联手打造PDC钻头标杆

贝克休斯推出的Talon系列PDC钻头能够搭配多项其它优质专利技术，多次在实际应用中帮助用户节约钻时及成本，目前已经成为PDC钻头的新标杆。

来自 | Baker Hughes
编译 | 张毅

自从2012年投入使用后，贝克休斯的Talon系列钻头就展示了其出众的切削性能、机械以及液压效率，成为PDC钻头的标杆。Talon以及Talon的3D系列产品在复杂的工况下依旧能够表现出高人一筹的定向控制能力、高造斜率以及高钻速。

Talon系列钻头在原有基础上从如下几方面改进了切削和机械效率：

1.新一代切削技术；
2.钻头结构提升；
3.钻头布齿设计；
4.线性稳定性能改进。

将行业领先的布齿技术和定制化的切削结构相结合，Talon系列高效PDC钻头的性能提升到到了一个新高度。Talon系列钻头融合了StaySharp、King Cutter、MaxCut以及Stabilis等技术，能够更长时间不被钝化，最大化地提升了机械和清洗性能，同时最高程度地提高钻速，拥有更长的使用寿命和出众的定向控制能力。

StaySharp2.0优质抛光切削齿技术

StaySharp2.0优质抛光切削齿技术成功保留了钻进速率更快和钻进进尺更深的优势，同时结合最新的高温高压技术，具有更加出众的耐磨性、坚固性和热稳定性能。

锋利更持久

StaySharp切削齿技术采用Baker Hughes独有的金刚石成层工艺，包括耐磨、细粒表面以及额外的一层或多层金刚石。经过超过10年的现场验证，金刚石成层技术已经通过制造工艺的改良进一步地提升了其紧密度容限。

碳化物制造商与研究院合作研发出的新型碳化物材料，进一步优化了StaySharp切削齿技术切在极端工况中的应用。

更高的切削效率

StaySharp切削齿技术采用独有的金刚石打磨工艺降，通过低切削齿表面磨损来获取更长的使用寿命。同时，磨损更少也就意味着切削齿温度更低，这同时也就提高了其耐磨性能。这种打磨工艺同时弱化了切削齿变形，并且使切削的岩屑更小，优化了切削岩屑的释放，提高了钻头的钻进速度。

出众的制造工艺

在制造过程中，StaySharp系列切削齿通过降低催化物类金属的使用来最大程度地提升热稳定性和耐磨性，将符合行业标准的化工工艺和公司自身独有的专业制造工艺相结合，使切削齿的耐磨性能提升了4倍以上。

King Cutter系列PDC切削技术

King Cutter系列PDC切削技术通过采用大尺寸，1in切削齿提高了钻进速率。相较于传统的钻头，更大的切削齿能够带走更多岩屑，提升了钻头在垂直和定向钻井系统中的钻井效率。

作为StaySharp系列2.0高级抛光切削齿技术的延伸，King Cutter切削技术结合了最新的高温高压技术，展现出更加出众的抗磨性、坚固性和热稳定性能。

与¾ in Stay Sharp技术相比，采用了King Cutter技术的切削齿坚固程度提高了53%，这意味着其在钻进更长、钻深更大的条件下更具优势。

King Cutter技术同时能够与Stabilis技术匹配，进一步提升强度等性能。

目前，Talon系列钻头已在世界多个不同区域的应用中表现出了非凡的效果，钻进效率可提高28%以上，创下众多新纪录。

MaxCut relief技术

MaxCut relief技术的设计旨在通过最大程度地提高切削齿接触面，改善钻井效率，通过移除经常与钻孔直接接触的头体材料、降低高切削深度下的过度摩擦，从而显著地改进了钻井效率。

使用寿命更长

搭配了MaxCut reliefs技术的钢体钻头采用Stay Tough耐磨堆焊技术，也就是通过结合高级冶金技术和严苛的焊接程序来最大程度地延长使用寿命。Stay Tough耐磨堆焊技术在增强钻头耐腐蚀性的同时，避免了岩层和碎屑等对钻头本体的损坏。相较于传统的碳化钨基材料，采用Stay Tough技术的钻头耐磨性能提升了3倍，同时可避免由于耐久性能不足而导致的材质降解。

Stabilis切削齿技术

最新Stabilis技术加强型切削齿技术在更富有挑战性的地层条件下表现出了更强的耐久性，使用寿命更长。在传统PDC切削齿表现不佳的工况下，Stabilis技术因其突破性的结构设计，给切削齿带来了更好的保护。

Stabilis切削齿在金刚石表面采用二级凹槽设计，使其在高载荷下不会受损，抗压强度是传统布齿设计的三倍。

Stabilis切削齿的耐磨性同时也得到了改善。在金刚石面额外的坡口设计使得压力分散在更大面积上，这样加到切削齿上的应力也就更低。首先被磨平的区域会集中在第一个凹槽，而同时第二层凹槽又抵消了剥削的力。这种设计延长了钻头的使用寿命，钻井效率也得到了相应提升。

Stabilis切削齿相较于传统布齿设计产生的转矩力更低。对于不定的进深，Stabilis切削齿的摩擦系数可维持恒定，而传统布齿设计的转矩力则无法做到这一点。更好地控制这些变量，可以使钻头整体性能得到提升，也能带来更平稳的钻井表现，尤其是在高钻速下，优势更明显。

Stabilis能够更高效地钻过坚硬地层，寿命更长，且产生的扭矩力更低，钻孔更清洁。

坐标：哈萨克斯坦

位于哈萨克斯坦的一个运营商钻遇夹杂黑硅石的硬石膏和碳酸盐岩地层，想要寻求一个能够兼顾持久耐用和高苏钻进的钻头。

无侧限抗压强度一般在10000到20000psi，但是在有黑硅石的情况下可能会上升到35000psi，PDC钻头往往受损严重。针对这一特殊情况，贝克休斯推荐使用融合了Stabilis切削齿技术的8-1/2in Talon高效PDC钻头，旨在克服不同地层情况带来的严峻挑战。

在黑硅石夹层地层条件下，Talon高效PDC钻头强度和速度的表现远超孕镶金钢石钻头、复合钻头以及锥形镶齿钻头。同时，AutoTrak自动旋转可控钻井系统进一步确保了BHA在预定轨迹上，保持井眼垂直。

整个钻进过程，配合了Stabilis加强切削齿和AutoTrak RSS系统的Talon钻头共节省了5.7天的钻机时间，约240,000美金成本。

大尺寸井眼测井 Halliburton出新招

哈里伯顿推出的ALD方位岩性密度测井工具，强化了岩性识别能力，可以提供井周16个方位的密度成像资料，为业内首款针对大尺寸井眼的方位密度LWD工具。

来自 | Halliburton
编译 | 白小明

哈里伯顿的子公司——Sperry钻井公司，近日推出了9-1/2in的方位岩性密度（ALD™）测量工具，可以提供实时密度测量数据和井眼成像，最大作业井眼尺寸17-1/2in。随着这一“新成员”的加入，哈里伯顿测井工具的作业范围进一步得到扩大，成为能提供大尺寸井眼测量服务的唯一公司。

ALD可以进行井下密度测量，包括高质量的井眼成像测井，利用地质导向帮助作业者优化井位，减少地质不确定性。通过LWD进行数据测量，可以避免使用昂贵的电缆测井，可以在井眼刚钻完还处在最佳状态时立刻获取第一手数据。

9-1/2英寸的ALD具有与小尺寸仪器相同的功能，包括方位密度，以及光电和声波间隙测量数据。这种技术具有广泛的应用前景，有利于确定地层孔隙度、岩石强度、孔隙压力和井眼几何形状。

Sperry钻井公司副总裁Corey Walker称，ALD解决了一大行业难题，而且也是目前市场上唯一一个针对大直径井眼的LWD密度测量服务。

哈里伯顿推出的这款工具，正好可以满足墨西哥湾等地区大直径井眼的作业需求。

在墨西哥湾，ALD已经为作业者节约了成本，创造了价值。在其中一次应用中，作业者使用密度测量数据来识别17-1/2英寸井眼中油气含量较低的储层。在另一次应用中，由于缺乏地面地震数据，作业者使用井眼密度成像来实时判断16-1/2in井眼巨厚盐层之下的地层倾角和储层结构。

以前，工作人员必须采用有线电缆测井来获取这些数据，但ALD能提供这些信息，而且不会增加深水钻井昂贵的钻机日费、运营成本和运输有线设备相关的风险。

当ALD工具在井内旋转时，可在16个方位扇区或扇面采集密度、Pe和声波间隙测量数据，以井眼高边或磁北为参考方位。方位数据可以表示为常规的对数曲线（上、右、下和左象限）和井眼成像测井曲线，也可以实时获得方位密度曲线和成像数据。

ALD成像测井可以揭示井眼形状特征，例如井眼螺旋以及应力诱导裂缝。除了密度和Pe成像数据传感器以外，与闪烁探测器一起安装在6-3/4、8和9-1/2inALD工具中的声波间隙传感器，可以直接测量工具与井壁的间隙、井眼直径和井眼几何形状等数据，以便更好地评估测井数据和井眼质量。

ALD服务采用经过验证的快速取样统计技术，可以优化密度和Pe数据的质量。这种技术可以识别并区分离井壁间隙最小的高质量计数率样本，甚至可以应用于无法使用高边方位扇区的垂直井。

应用案例1

技术挑战

由于预期可能遇到井眼不稳定问题，致使作业者计划采用高度依赖随钻测井（LWD）数据的地层评价技术。然而井眼一旦钻成后，随着时间的延长，井眼恶化的可能性会加大，这将增加电缆测井的风险，甚至可能根本无法获得电缆测井数据。作业者在钻井和测井时，需要采集LWD常规三数据（伽马/电阻率/中子密度）以及密度孔隙度和热中子测量数据。

解决方案

为了获得最佳的密度数据，传感器是否与井壁接触非常关键。本次应用中，井眼由12-1/4in×14-3/4in双心钻头钻成，最大井斜仅为30°，钻具在大尺寸井眼中旋转时，很可能离开井壁。此外，14ppg（1.68g/cm³）的高密度泥浆减小了地层和环空之间的密度差，这不利于测量真实的地层密度。Sperry钻井服务公司的ALDTM方位岩性密度测井，是获取精确密度数据的最佳方法。可以根据传感器的朝向，将测量数据分组或“分扇区”，传感器最接近井眼壁时测得的数据是最可信的孔隙度数据。

经济价值

在12-1/4in×14-3/4in井眼钻进过程中，客户使用了Sperry公司的ALD传感器和CTN™补偿热中子传感器，获得了该井段优质的常规测井三数据。在有电缆测井数据的井段，将LWD常规三数据与电缆测井数据进行了比较，显示两者几乎完全一致。ALD传感器具有成像能力，可以提供清晰的与井眼相交的构造图像，可以帮助确定倾角方向和幅度。

应用案例2

技术挑战

作业者想确定LWD密度数据与电缆测井数据是否具有同样的质量。

解决方案

Sperry钻井服务部门建议使用ALD，提供及时、精确的方位密度、Pe和间隙数据。客户计划在相同井段使用电缆测井以验证LWD测得的密度数据的准确性。

经济价值

ALD测得的数据和电缆测井数据几乎一致，再一次使作业者相信ALD数据的可靠性。与电缆测井服务相比，ALD可节约70,000美元的成本。

Halliburton

应用范围

1.需要获得精确密度和Pe测井数据的常规井，甚至是扩眼井，或使用双心钻头钻成的井；

2.地层成像：
①地质导向；
②较大井斜段的构造倾向；
③井眼裂缝、冲蚀和井眼螺旋。

3.孔隙度；

4.岩性；

5.孔隙压力；

6.气体探测（使用CTN™中子孔隙度工具）；

7.地层机械和地震属性（使用QBAT™或XBAT™声波工具）。

技术特点

1.首套、唯一适用于大尺寸井眼的LWD密度服务；

2.方位密度、Pe和声波间隙测量数据；

3.坚固的探测器和电子元件，提高可靠性；

4.可用于油基和水基泥浆系统，提供实时的地层成像；

5.三种独立的技术优化密度和Pe测井质量：
①方位成像；
②快速采样；
③常规。

技术优势

1.无需电缆传输测量数据，节约时间，降低成本，甚至是在SOLAR工况下；

2.通过地质导向优化井位部署；

3.通过实时测量构造倾向，减少地质不确定以及修正地质模型。

业界新突破 百万道地震信号信手拈来

Sercel公司推出的新一代508XT陆地地震采集系统，采用X-TECH技术，可记录百万道地震信号，具有高效采集、灵活性强和超清成像等优势，将地震采集系统多种性能都引入了新高度。

来自 | Sercel
编译 | 张领宇

地震技术结合多学科高新技术发展最新成果，在油气勘探开发中发挥着日益重要的核心支撑作用。地震采集技术正经历着深刻的变化，发展速度明显加快。新的理念逐步替代传统思想，力求记录到大部分对地质目标有影响的资料、无假频地记录噪声波场，为成像和噪声识别打好基础。

记录器是陆地地震队提高效率的关键贡献者，可流畅、连续地进行操作，同时还可适应不同的作业环境。X-Tech (XT) 构架基于节点构架，是一种能够满足上述要求的新型记录系统。

Sercel公司是一家专注于创新地震设备和油藏监测器的设计和制造商，可为油服和地球物理公司提供适用于各类环境的勘探先进技术。对于海底作业，Sercel推出的GeoTag海底声学定位系统具有高度灵活性和可靠性，具自身独特设计，可进行快速维护，提高作业效率。

针对陆地作业，Sercel公司在X-Tech构架的基础上研发出了508XT陆地地震采集系统。2016年5月，Sercel向俄罗斯联邦最大的石油服务公司之一Bashneftegeofizika交付了两个新一代508XT陆地地震采集系统。自推出以来，Sercel已向全球各地交付了超过10万套508XT系统，包括目前在中东地区运营的两个巨头企业，且一直在刷新着生产水平记录。

508XT是Sercel公司推出的基于X-TECH技术的新一代地震采集系统，能够实时记录百万道地震信号，将采集效率、数据品质及灵活适应性引入了全新的高度。

具有百万道的实时采集能力，508XT可提供无可比拟的成像分辨率。508XT平台同时也推出了基于新一代MEMS技术的全新高性能数字检波器QuietSeis®，记录地震信号的仪器噪音比上一代低三倍。

508XT的全新X-Tech架构由XT-Nodes组成，一个CX-508集数器可以连接1或100甚至更多模拟/数字地震道。XT-Node融合了目前市场上有线和无线系统的优点，既能实现自主采集和本地存储，兼具实时QC，也能通过连接排列实时传输数据到中央记录单元。与其它采集系统相比，508XT的设备更加轻便，野外施工所需人员数量可减少25%，电瓶数量减少多达一百倍，显著提高采集效率，降低采集成本。

功能和优势

高效采集

容错架构

X-Tech架构能够使所有数传单元无缝连接传输数据，并保持高速和不中断。508XT的本地数据存储、自动绕传和冗余功能也确保了不间断采集。

多任务作业

基于新的X-Tech智能网络，508XT能够在采集数据的同时进行排列检查和测试，从而最小化等待时间。另外，

可编程自动换姓功能和低功耗模式，保证处于等待状态的排列可以随时准备接收信息。

无可比拟的数据有效性和完整性

100%质量控制

508XT可确保连续的实时系统QC既可以通过大线连接，也能进行2.4Hz无线传输。

快速数据交付

508XT通过高速有线网络以及可自主排列的数据回收功能，保证了数据的快速交付。

良好的灵活适应性

508XT使用多种检波器（1C或多分量，数字或模拟），可满足不同的采集项目和激发方式，无论何种施工条件和地形，508XT系统这个单一而多功能的系统都能够全面满足运营商的需要。

实际上，X-Tech架构的核心就是一个拥有强大灵活性的自主节点系统。

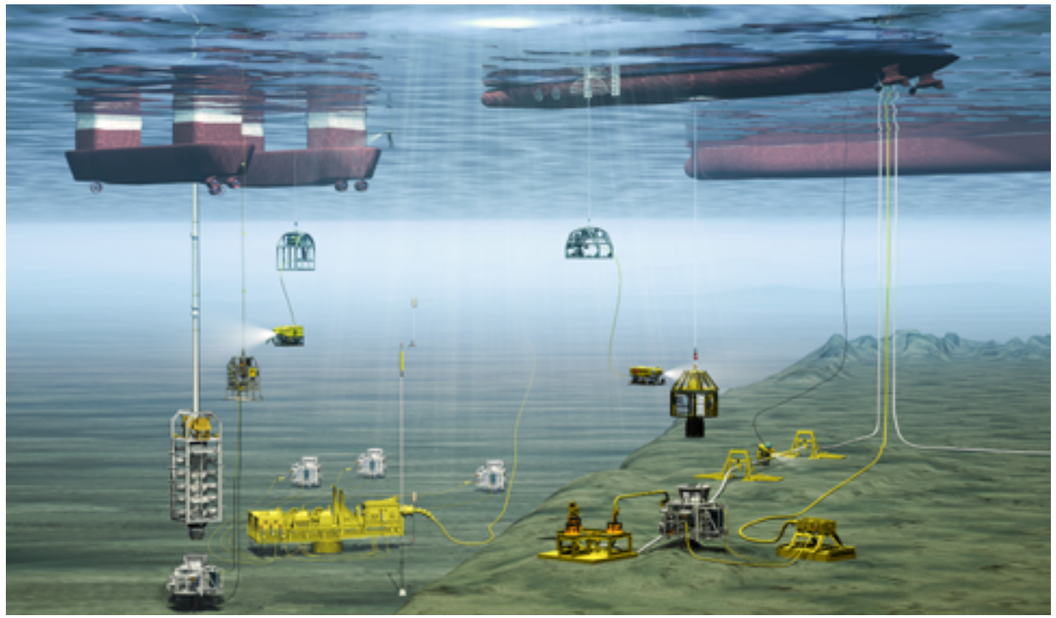
高密度，高分辨率及高效率

新的508XT系统是第一套可为超级地震队提供百万道实时采集功能的陆地地震采集系统，可提供无可比拟的成像分辨率。

采用断排列不受影响且兼容强大的VE464震源技术，508XT开创了野外采集效率的新高度。

纵观全球地震勘探技术的发展，在经济和技术因素的双重作用下，地震勘探采集技术摆脱了长期缓慢发展的状态，可控震源采集、多源地震、无线采集系统、高密度地震、随机稀疏采样等技术进步，实现了长久以来的诸多设想，带来了采集理念、观测方式、地震资料数量和质量上的深刻变化。

未来地震采集技术的发展，仍将继续吸收集成各学科的新成果，并加以创新。适应各种复杂条件，低采集成本，高施工效率，以合理的时间、空间采样密度获取适量数据，实时、近实时、高分辨率地揭示地下目标的形态和物性，是地震采集技术持续追求的目标。多样化的震源，轻便、灵活、低耗能的检波器和新物理量的传感器，超大规模（百万道）采集系统，采集设计与后评估，高效、环保的采集技术，采集的质量监控与实时控制等，是地震采集技术研究应用的热点。



BOP控制系统故障？治标还需先治本！

BOP控制系统发生故障时需要检查海底BOP控制系统整个系统层面存在的问题，而非通过“治标不治本”的方案解决单个组件故障，Cameron的物理模型就对BOP系统有全面整体的了解，能够提高系统可靠性。

作者 | Daniel C. Barker
编译 | 白小明

BOP控制系统故障是最令水下工程师头疼的问题。过去几十年里，各公司已经针对控制系统的可靠性做了许多改进，但多数改进主要是针对单个部件。所以，当这些部件连接到一起的时候，它们之间的相互作用可能引起系统层面上的故障，甚至远远超各个部件单独出现故障的总和。

正如水下工程师所说，这种现象有时将增加性能问题和系统故障发生的可能性，对经济和HSE产生不利影响。如此，便可以理解为什么作业者坚持采用高效、低成本的措施来识别引起故障的根本原因并加以修正。

通常，物理试验是验证钻井控制系统预期操作效果及动态稳定性的唯一方法。如今，高速数字计算为模拟复杂的控制系统的动态提供了替代方案，这就减少了昂贵的周期性物理试验。这是一个传统行业转型的典型范例，形成了一套检查并了解已连接系统行为的新方法。考虑到钻机的系统行为远超其单独构成组件的行为总和，本方法以模型为基础，可解决钻机控制系统的问题，诊断并处理设备问题，为作业者头疼的故障提出补救措施。

组件不稳定性

最近的一个案例研究记录了一个该方法的使用实例，一家经营深水钻井船的公司多次记录到钻井控制电路故障，这个故障导致每台受影响的钻机都会停机超过30小时/年。电路故障的主要特点是液压控制组件的性能不稳定。操作驱动器时，压力调节器剧烈振荡，造成高压瞬变、调节器故障、调节器及其相关硬件无法操作等问题。作业人员重复进行了故障排除、测试和监测。尝试过的补救措施包括：

1.采用不同厂家的产品更换压力调节器；

2.采用液压蓄能器吸收瞬变压力；

3.强化组件的结构强度。

更换组件的效果有限，可靠性最多能维持一年。更重要的是，通过全面检查历史数据，发现早在10年前就发生过一系列相关故障。

基于模型的方法

不幸的是，类似的现场难题非常常见。上面的解决方案代表了行业内解决上述问题的典型做法：将故障组件拆下来，送给服务技术人员，对推荐的解决方案进行物理测试，分析数据并排查故障，直到获得有效的解决方案，但通常得到的只是一个暂时的“治标不治本”的解决方案。如此反复，对油气公司和原设备制造商来说都是极高的成本。

实现这个问题可视化最好的方法可参照上游资本成本指数（UCCI）的年度变化率，上游资本成本指数（UCCI）是衡量上游部门（来源：IHS）的商品和服务价格通货膨胀的数据，对比过去16年的美国消费者物价指数（CPI）。在高峰时期，UCCI的年度变化率达到近20%。同一时期，美国CPI的指数未超过3%。可以看出，BOP发生故障，如果采取“治标不治本”的临时措施，不仅影响HSE，而且影响经济效益。

当然，有一种方法可以解决当前的问题。在本案例中证明有效的方法是使用动态计算模型来评估系统行为。与传统方法相比，这种模型可以先形成系统性能评估基准，然后无限迭代，直到找到最优解。

就其核心而言，模型只是一种将系统的输入与输出关联起来的简单方法。另外，系统可以被分解成子系统和单独的零部件。虽然钻井控制系统是一套复杂的水力机械系统，但通常以一个可接受的完整性程度，采用一个相对简单的低阶物理模型就可以量化系统行为。基于流体力学和动力学的基本原理，使用离散的模拟软件包，就可以构建一个故障液压控制电路。

寻求解决方案

动态计算模型分析原理：通过将数学和物理第一定律与现实世界的数据相结合，我们可以超越静态的工程图纸，获得现代钻井控制系统整体、动态的呈现见下图。这将为我们带来更安全、更可持续和更可靠的钻井生态系统。

根据模拟过程，确定了现场出现高压瞬变的根本原因，而高压瞬变正是导致井场性能问题的主要因素。研究发现在组装零部件的时候，空气进入了电路，改变了基本的流体性质，并引发了振荡的液压响应。根据该模型预测，仅需一个简单的止回阀，就能防止空气进入电路，从而消除该问题。导致故障增多的关键原因不是调节器或其它部件的内在缺陷，而是安装过程中这些简单部件连接时出现的系统突发行为。

解决现实问题

如果想取得成功，正确的做法是采用系统方法解决系统问题，而不是采用零散方法解决系统问题。如果将焦点放在零部件的问题上，可能会掩盖真相，真实原因可能是系统的整体紊乱。这种系统紊乱可能是看似简单的零部件连接过程中产生的。关键点不在于基于模型的方案的设计，而在于模型的工作原理。英国数学家George Cox有句格言，“模型的整体可能是错误的，但模型的部分也许是有用的。”根据定义，模型只是现实状况的近似情形。想要构建一个模型，需要抽象出建模系统的显著特征，同时要限定无关的假设以及高阶效应。

- 现实中测试
- 运行模型，迭代优化
- 构建物理模型
- 采集输入数据

事实上，本案例中构建的模型最初的预测结果与实际系统中观察到的结果相反。这种差异也经常引起大家对建模和模拟的质疑。然而，即使表面看来没有形成合理的方案，我们也不应该放弃以模型为基础的解决方案。物理模型有利于大家根据工程第一定律，对系统形成直观整体的理解。它能帮助我们以大局观看待问题，如零件总成如何随时间以复杂的方式运作，以及如何帮助我们捕获集成系统的突发行为。

在本案例中，有了大局观意识后，我们便能够形成一个可验证的假设：圈闭空气引起流体电容增加，是造成压力瞬变、零部件失效的原因吗？模型的价值不仅在于回答这个问题，更多的是能够找到这个问题。它不仅仅是提供问题的答案，而是让我们能够在执行非常复杂的作业任务时，找出真正的问题所在。

系统更安全、更可靠

经验是一个冷酷无情的老师，我们需要先考试，然后再上课。钻机的非生产时间造成的损失是巨大的。幸运的是，先进的数字工具和工程工艺的改进，让我们能够提前“偷看”考题。基于模型的钻井控制系统设计和分析，为我们带来了一套在系统层面了解系统行为的方法。这里讨论的案例研究，只揭示了冰山一角；该方法近期在解决水下BOP控制线路相关问题时，发挥了重要作用，节约了数百万美元。

压裂技术与工艺

对油气藏进行压裂改造是增加单井产量和提高可动用储量的有效技术措施，相关压裂工具、工艺以及评价技术也成为当今油气田开发领域的研究热点。为此，本期技术概览，《石油圈》将带来三款相关技术。

来自 | Halliburton等
编译 | 张永君

在全球进入难动用储量开发的时代背景下，国内外油气均面临着低渗透、超低渗透储层自然产能低、开发建产率低等开发难题，如何提高低渗透油藏的采收率和储量动用率逐渐成为国内外油气开发领域亟需解决的问题，而压裂改造技术是解决上述问题的关键技术之一。

自1947年世界上的第一口压裂井在美国Houghton油田成功实施以来，经过近70年的发展，压裂技术从工艺、压裂材料到压裂设备都得到快速的发展，已成为提高单井产量及改善油气田开发效果的重要手段。

压裂技术从最初的单井小型压裂发展到目前的区块体积压裂，技术日趋完善，形成了三维压裂设计软件和压裂井动态预测模型，研制出了环保的清洁压裂液体系和低密度支撑剂体系，且配备了高性能、大功率的压裂车组，使压裂技术成为低渗透油气藏开发的重要手段之一。

国外针对该应用研发了一系列的压裂技术和工艺，其中，多级压裂、水力喷射压裂、重复压裂等是目前比较常用的压裂技术。

水力喷射压裂（Hydrojet Fracturing）是集水力射孔、压裂、隔离一体化的水力压裂技术。对裸眼水平井进行水力压裂，当储层发育较多的天然裂缝时，大而裸露的井壁表面会使大量流体损失，影响压裂效果。水力喷射压裂技术不使用密封元件而维持较低的井筒压力，迅速准确地压开多条裂缝，解决了裸眼完井水力压裂的难题。水力喷射压裂由3个过程共同完成：水力喷砂射孔、水力压裂和环空挤压，优点是不受水平井完井方式的限制，可在裸眼和各种完井结构水平井实现压裂，缺点是受到压裂井深和加砂规模的限制。水力喷射压力技术有多种工艺，如水力喷射辅助压裂（HAJF）、水力喷射环空压裂(HJP-AF)、水力喷射酸化压裂等。

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

重复压裂（Refracturing）是指当页岩气井初始压裂处理已经无效或现有的支撑剂因时间关系损坏或质量下降，导致气体产量大幅下降时，采用对气井进行重新压裂增产的压裂工艺。重复压裂增产措施对处理低渗、天然裂缝发育、层状和非均质地层很有效。重复压裂能够有效地改善页岩气单井产量与生产动态特性，建立良好的生产井产能，在某些情况下，经过重复压裂的井能够达到生产的最高水平，井产量与估计最终可采储量都接近甚至超过初次压裂时期。

目前，现场作业对压裂要求越来越严苛，且在低油价的影响下，国内外研究人员不断推进压裂技术的更新和进步，推出了一系列先进的压裂技术与工艺。下面为大家带来其中的三种，分别为：NCS Multistage的多段无限极压裂技术、哈里伯顿的SurgiFrac NWB技术以及替代高价支撑剂的支撑剂“就地取材”工艺。

ACTIVATE重复压裂服务

通过对非常规油藏的水平井进行重复压裂改造，哈里伯顿的ACTIVATE重复压裂服务能够让旧资产焕发新生。

与过去的重复压裂作业相比，该服务对重复压裂裂缝构建的控制性、针对性更强，并且整个工作流程具有可重复操作性，使得降低成本、提高采收率不再是一个梦想。ACTIVATE重复压裂服务作为一项协同工作流，是在对地下的深刻认识和突破性的技术的基础下形成的，可以只用一口新井1/3的价格帮助油公司实现对剩余储量可预测的、可重复的开采。

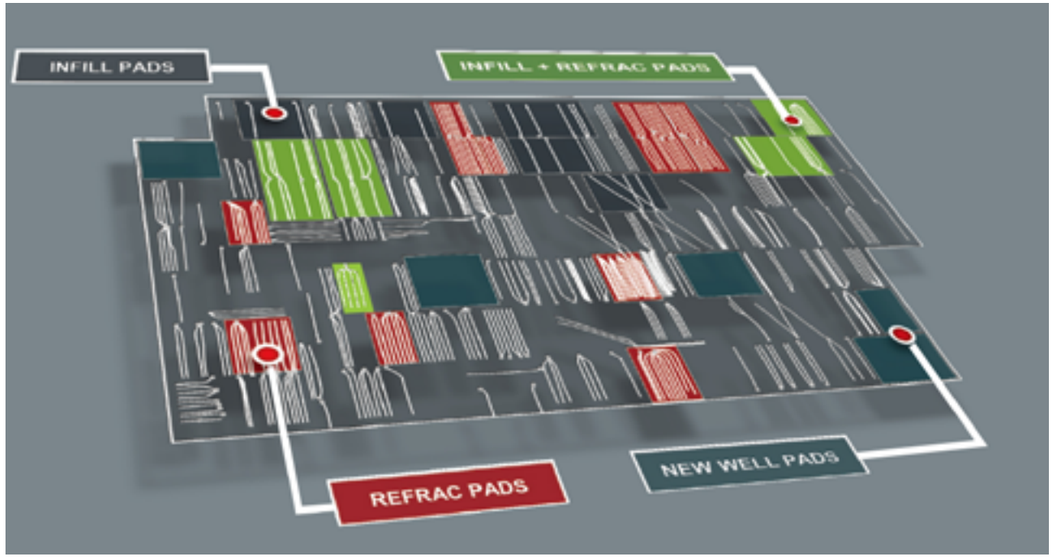
多段无限极压裂技术

NCS Multistage公司的连续油管多段无限极压裂技术可代替桥塞/射孔联作和投球滑套压裂体系。后两种压裂体系无法获取来自压裂区域的储层信息反馈，且水、化学品以及水马力需求大。利用该技术，NCS成功克服了液体单向流动的限制，找到了一种完井时能够更加有效封隔产层的方法。

完井时，多段无限极体系具备循环/反循环能力，可提供更多的施工控制；多段无限极可重复坐封压裂桥塞技术，无需使用复合桥塞，能够提高作业安全性，节省作业时间。

就地取材支撑剂

北美陆上水平井的水平段越来越长，支撑剂的用量也越来越大。一方面，本地生产的支撑剂由于价格低廉开始受到了人们的关注，但本地支撑砂的效果如何，仍有待时间考证。另一方面，虽然陶瓷支撑剂的价格让许多公司望而却步，但是陶瓷支撑剂的技术发展却从未止步，新型陶瓷支撑剂的多样化性能为人们认识压裂作业打开了全新的视野。两种方法各有千秋，那究竟鹿死谁手？



[附文1]

ACTIVATE重复压裂：榨干储层最后一“滴”油

想要更少的井、更高的采收率？哈里伯顿的ACTIVATESM重复压裂服务来帮你实现这一心愿！ACTIVATE服务可以让旧资产焕发新生。与之前的技术相比，该服务的控制性、针对性更强，并且具有可重复操作性。

来自 | Halliburton
编译 | 周诗雨

如今油气行业不景气，所以业内人士都非常注重提高非常规资源的经济性和可持续性。如果希望成功降低桶油成本，基本原则就是钻更少的井，同时提高采收率，这样才能达到目标产量。

哈里伯顿ACTIVATE重复压裂服务的出现，使得上述目标的实现成为可能。ACTIVATE重复压裂服务是一种协同工作流模式，能够在深刻认井下情况和各种突破性技术的基础上，帮助运营商以一口新井1/3的价格实现对剩余储量可预测的、可重复地开采。

通过合理布置新井、加密井和重复压裂井，ACTIVATE服务能够帮助运营商构建一个平衡投资组合，以降低非常规资产的盈亏平衡点，增加可采储量。

突破性技术助力剩余油气开采

随着工程技术和地下性质描述等工艺的发展，作业人员发现以前压裂井开采过程中大量油气滞留地下，主要是由于裂缝簇开采效率低、裂缝长度不均一、裂缝导流能力下降等原因造成的。实际上，油井生产过程中，三分之二的压裂段很早就出现产量衰减的现象，最终导致采收率仅有4%~8%。

因此，通常会有92%左右的油气完全没有被波及到而留在地下。这就意味着在未来的几年内，可能有成千上万口井需要实施重复压裂。也就是说，利用先进的技术和对地下深刻的认识，是能够更准确、重复性地开采剩余储量的。

准确、可重复开采剩余储量

通常可以将存在剩余储量的井分为三类：压裂不完善井，裂缝丧失导流能力井，以及一些一旦压裂邻近子井，可能丧失产能的母井。所以应该如何处理这些油藏呢？

ACTIVATE服务采用了“四步法”来实现可重复、可预测的重复压裂作业，以应对上述问题。该服务贯穿了从试验井的重复压裂，到优化后的大规模重复压裂施工的全过程。

第一步：筛选最佳候“压”井

通过快速、灵活、透明的筛选程序，哈里伯顿的技术团队会与作业人员齐力选出拥有最佳的储层性质但完井质量欠佳的候选井。同时，哈里伯顿还会分析井距的影响，识别出可能会受到重复压裂作业影响的油井，相应地制定减小井间干扰的方案。

然后，选择排名靠前的多口候选井，利用油藏和经济模型，分析如何提高技术可采储量和收益。同时，还要评估油井的机械完整性，确定其是否能够承受重复压裂的高压。该阶段的目标不仅仅是选出一口适合进行重复压裂的油井，还要在多井井群的层面上成功选择候“压”井，以便能够更好地提高整个井群的采收率。

第二步：根据实际情况　定制重复压裂射孔方案

该阶段需要确定每一口井第二次压裂中需要压裂的范围。如果需要补射孔，就要使用FracInsight技术评价全水平井段的岩石性质，然后在可压裂性和采油指数最佳的位置有策略地布设新射孔点。

如果使用AccessFrac压裂服务，就可以针对性地设计方案，该服务锁定的是需要放置新支撑剂的区域，能够达到最大化水平井段压裂范围和压裂改造体积（SRV）的效果。

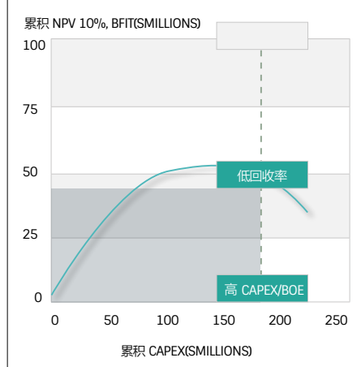
第三步：实施重复压裂　剑指全水平井段

该步首先要预处理井筒，评价哪些井眼已经出现了压力衰竭现象。然后，利用专利Pressure Sink Mitigation（PSM）工艺封隔衰竭区。这样用于构建新裂缝的支撑剂就可以避开这些区域，然后进入预定位置。

处理完井筒后，利用AccessFrac服务对油井进行重复压裂。第一轮的转向循环是为了重新沟通井筒和丧失导流能力的裂缝。第二轮是为了制造新的裂缝，在原来未压裂到的旧孔眼中或第二次补射的新孔眼中压出新裂缝。新沟通和新制造的裂缝相结合，增大了压裂体积，相应地增加了技术可采储量。

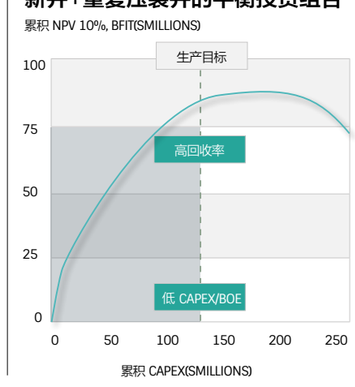
第四步：评价重复压裂效果　优化井群压裂方案

仅含新井的投资组合　[图1]



Vs

新井+重复压裂井的平衡投资组合



利用微地震或微变形的实时监控数据，作业者可以检测在AccessFrac转向循环的驱动下是否流体都已沿水平段流动。如果没有，那么可以实时修正AccessFrac的过程控制，对其进行调整和修改。同时还可以在邻近水平段采用FiberCoil套管实施监控，减缓井间干扰。

压裂施工后，不仅可以利用FiberCoil油管清洗井眼，还可以用来检测每簇裂缝的压裂效果。利用获取到的各分支贡献率，FiberCoil可以验证新裂缝能否在重复压裂后增加油井产能。整合试验井获取的丰富井下数据，不仅可以帮助作业者了解井下情况，还可以校准油气藏模型。

最后利用校准模型进行方案敏感性分析，评估重复压裂后可获得的技术可采储量，最终形成针对特定区域的油田大型重复压裂开发方案。

创新科技助力重复压裂井　开采剩余储量

AccessFrac压裂服务

AccessFrac压裂服务结合了化学转向技术、工程控制和出色的泵入能力，能够改进压裂作业，改善油井的长期生产效果。

该技术可以减缓油井衰减速率，提高技术可采储量。这种方案无需干预作业，能够以最低成本取得预测性强、可重复的重复压裂效果。

减缓压力降技术（PSM）

该工艺可以封隔压裂衰竭区，阻止支撑剂流入这些区域。这样支撑剂就能够流向目标位置，防止浪费，提高实现全水平段压裂的可能性。

FracInsight分析

FracInsight分析具有客观性和可重复性，能够利用最佳的垂直井测井数据来校准水平测井作业，从而筛选出射孔簇和分级压裂的位置。该服务可以将压裂级和裂缝簇布置在可压裂性最好、采油指数最高的区域，从而达到改善连通性、扩大裂缝覆盖区域、提高技术可采储量的目的。

集成传感评价技术（ISD）

ISD能够定制传感器，然后结合重复压裂评估试验井群重复压裂效果。

从试验井获取经验，然后将来用在优化设计同一区块的重复压裂井上。该技术整合了多方面的油藏监测信息，包括重复压裂前的油井情况、水平段压裂区域的实时模拟、裂缝形成过程分析、重复压裂后裂缝簇效果以及水平段裂缝分布分析等。

SPECTRUMSM油井干预服务

配备光纤的连续油管可以将井筒改造成一个实时的分布式温度和声波传感器。SPECTRUMSM技术可以实时监控井间干扰，获取重复压裂前的基准数据，评估重复压裂后各分支裂缝的裂缝簇效果，以及油气井生产过程中各分支的贡献率。

微地震/微变形监控

作为ISD服务的一部分，类似微地震和微变形这类大范围的油气藏监控技术主要用于评价裂缝扩展过程、裂缝复杂性、油气藏中流体泵入位置以及重复压裂形成的压裂体积等。在北美，有超过3.8万级压裂都处于微地震和微变形的监控之下。

构建平衡投资组合 降成增效

采用ACTIVATE服务，哈里伯顿可以帮助运营商构建一个平衡投资组合，策略性地把生产任务分配给新井、加密井和重复压裂井。对于运营商来说，将重复压裂井纳入到新井和加密井中，可能会达到以更低的资本开支取得更高的回报率、实现期望产值的目的。图1中上边为新钻井投资组合，下边为平衡投资组合。两者相比可以看出产量目标相同时，平衡投资组合的投资回报率更高，所需成本更低。其中，CAPEX为资本支出，BOE为桶油当量，NPV为净现值。

新钻井投资组合与平衡投资组合对比

此外，采用平衡投资组合后，重复压裂也能提高可采储量。可采储量的升高使得资产更具商业价值，运营商也能更容易争取到低利息的贷款，从而能够降低整个资产的平均成本开支。

哈里伯顿的这项服务可以减少过去重复压裂施工中的不可预测性。ACTIVATE服务可以实现以更少的井获得更高采收率的目的。

应用案例分析

ACTIVATE重复压裂服务帮助Fayetteville页岩区块运营商开采剩余储量，降低了该区块的生产成本。

背景与挑战

1.对未完全压裂的油井施工，提高现有资产价值；

2.解决油井产量递减速度快的难题。

解决方案

1.使用ACTIVATE服务，帮助运营商克服油井低产带来的经济损失；

2.使用AccessFrac服务，在原来压裂不成功的旧射孔孔眼处压裂出新裂缝。

作业效果

1.油井改造后，资产价值增加了260万美元；

2.重复压裂施工后，技术可采储量升高了180%；

3.重复压裂后，油井的产量递减率为2%，而施工前的产量递减率达到了35%。

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2]

NCS多级压裂技术 压裂段数无限极

由于桥塞/射孔联作和投球滑套压裂体系作业过程中存在一些问题，会大大影响作业效率，使得上述技术的使用受到一定的限制。而NCS公司研发多级压裂体系正好可以解决这方面的难题，因而广受欢迎。

来自 | NCS Multistage
编译 | 王萌

NCS Multistage公司开发的多段无限极（Multistage Unlimited）压裂技术可代替桥塞/射孔联作和投球滑套压裂体系，而且效率更高、经济性更好。后两种压裂体系需要从套管挤入液体，存在无法获取压裂区域的储层信息、砂堵时无法补救、水、化学以及水马力需求大等问题。

连续油管方案

在开发多段无限极压裂技术时，NCS面临两大挑战：

1.克服液体单向流动的限制；

2.找到一种完井时能更加有效封隔产层的方法。

通过使用连续油管、多段无限极压裂-封隔体系以及配套的GripShift套管滑套，NCS成功克服了上述挑战。

连续油管管柱可以形成一个流向压裂层段的循环通路，然后在可重复坐封压裂桥塞的配合下进行压裂作业。

上述压裂桥塞可封隔压裂段，并重新坐封于下一个压裂段。连续油管现有的作业能力完成多级压裂完井作业绰绰有余。

液体循环流动vs单向流动

完井作业时，多段无限极体系具备循环/反循环能力，能够更好地控制作业进程：

1.憋压压裂之前，将酸液或其它前置液循环到已隔离层段，作业完后通过连续油管返排；

2.降低砂堵发生的可能性，一旦发生也可及时冲砂，因此施工中可以适当地提高砂比；

3.压裂时，连通连续油管，实时监测目标区域的地层信息，优化支撑剂的充填位置；

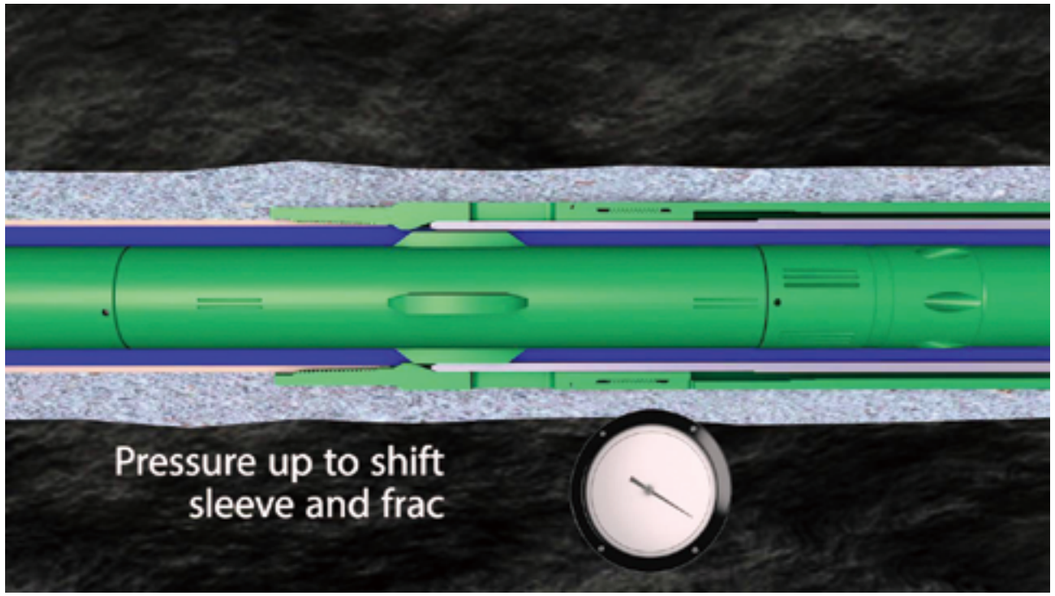
4.使用多段无限极套管滑套体系进行喷砂射孔，连通储层，增加未射孔套管处的压裂段数。

可重复坐封压裂桥塞

Multistage Unlimited可重复坐封压裂桥塞可完全取代复合桥塞。如果使用复合桥塞，每级压裂都需重新下入、坐封，投产前还要逐一钻出；投球滑套也可能出现无法移出、井筒受限等问题，导致作业无法顺利进行。使用Multistage Unlimited重复坐封桥塞后，两次压裂间无需其它工具，压后井中无多余工具，也无工具需要钻取，留下的裸眼井筒可直接投产。

Multistage桥塞与传统可重复坐封桥塞类似，但进行了改进，改进后可在多砂工况下稳定作业。将其上提一小段距离用清洁液体清理下就可冲洗掉压裂砂或支撑剂，将工具冲洗干净，为下一段施工做准备。连续油管上提、下放一个简单的J型槽装置就可以操作桥塞。

桥塞橡胶密封件最高可承受8500psi的压差，高于常见的地层破裂压力，并可耐350℉（177℃）的高温。



套管滑套/喷砂射孔

多段无限极体系可使用GripShift套管滑套或Mongoose喷砂射孔短节沟通储层。喷砂射孔短节是多段无限极压裂-封隔总成的一部分，配合压裂作业使用。如果使用套管滑套完井，喷砂短节可以增加未射孔套管处的压裂段数，且作业中途无需起钻。如果未使用套管滑套，喷砂射孔短节可用于所有压裂段。

压裂桥塞安置在内层套筒中，在它的作用下，GripShift套管滑套产生位移对胶筒施压，进而实现密封。内层套筒向下滑动，开启外层套筒上部的压裂孔，然后从连续油管环空泵注加压，开始压裂作业。经证实，上述方法比投球滑套更加可靠。

喷砂射孔时，压裂桥塞用于封隔目标层段。封隔目标层后，携砂液从连续油管泵入，通过喷砂短节射穿套管和水泥环，沟通储层。射孔大致需要8分钟，随后通过连续油管环空泵注进行压裂。

半跨隔工艺

为了避免连通水层，薄储层和附近有产水层的油藏最好进行多段完井和小规模压裂。小规模压裂通过连续油管进行泵注作业，通常流量≤1.6m3/min，所以更容易控制裂缝高度。因为上述方法与连续油管跨隔式工艺类似而被称为半跨隔套管滑套法（连续油管跨隔式工艺仅下部带有密封（可重复坐封压裂桥塞），上部是通过关闭环空进行密封的）。

半跨式压裂方案具有以下三大优势：

1.与桥塞射孔和投球滑套系统相比，最多可降低50%的耗水量；

2.压裂速率低，有助于控制裂缝扩展；

3.连续油管承受所有压裂压力，井口无需再承受高压。

应用案例分析

Anadarko盆地某运营商此前一直使用裸眼封隔器配合投球滑套技术进行完井作业，后来改用桥塞射孔完井，然而产量并未出现大幅增长。因此，该运营商决定寻找其它完井方法。

背景与挑战

增产提效的同时，降低成本。

解决方案

运营商采用无限级注水泥套管滑套和无限级连续油管压裂-隔离完井组合，进行多井测试。

应用结果

多井测试后，在压裂和连续油管作业人员的配合下，平均每月安装400个滑套。进行了几口井的作业后，完井队伍渐入佳境，配合娴熟。在很短时间内，NCS工作人员完成了600个滑套的安装，成功率高达98.5%，产量升幅超30%。此外，桥塞射孔平均每天完成6级完井，与之形成鲜明对比的是，NCS无限级技术平均每天能完成12级完井。该运营商决定今后继续采用NCS无限级系统。

[附文3]

支撑剂就地取材 低油价下的新选择?

北美陆上水平井对支撑剂的需求越来越大。一方面，本地生产的支撑剂由于价格低廉广受欢迎。另一方面，虽然陶瓷支撑剂价格高昂，但是陶瓷支撑剂的研究却从未止步。究竟谁能更胜一筹?

作者 | Alex Endress
编译 | 周诗雨

北美的油公司为了降低支撑剂的运输成本，逐渐把目光投向了作业现场附近的砂子。IHS集团的Samir Nangia表示："各家公司都在购买更便宜的支撑砂，有些公司是因为他们认为支撑砂质量的好坏对产量的影响有限，有些则是单纯地因为需要降低成本，有时候甚至不惜以牺牲油井长期收益为代价。"

IHS的数据显示，与2015年相比，16年美国陆上每口水平井压裂砂的平均消耗量增加了24%。需求量增加主要是由于Appalachia、Bakken、Permian和Eagle Ford的水平井延长了压裂段的长度。

事实上，根据IHS的支撑剂市场分析服务—ProppantIQ的数据，目前，支撑砂总需求量的35%需要靠当地的支撑砂来满足。然而与行业标准支撑砂—北部白砂相比，本地支撑砂通常在抗冲击强度、圆度和其它一些关键性能上要差一些。北部白砂是指100%的硅砂，一般产自威斯康辛州、明尼苏达州和伊利诺斯州。它占了支撑砂总需求量的65%，由于白砂中石英含量高，抗冲击力更强，因而广受欢迎。

其它造价高昂的支撑剂，如陶瓷和树脂覆膜支撑剂，占的市场份额还很小。IHS的统计数据显示，现在北美陶瓷支撑剂只占支撑剂总需求量的1%，树脂覆膜支撑剂占3%。Nangia先生说："陶瓷支撑剂多用于Bakken地区，随着开采活动位置的转移，陶瓷支撑剂的使用率也在下降。"

他补充道，未来几年支撑剂的需求量很大程度上要取决于生产状况，油公司也会持续关注低价本地砂的性能表现。IHS的非常规油气顾问Thomas Jacob说："如果人们尝试了一些更便宜的产品，除非价高产品确实表现地要好得多，否则他们通常就不会再使用这些昂贵产品了。"例如，Bakken和Eagle Ford的深层井一般会使用陶瓷支撑剂进行完井作业，但一些公司尝试使用白砂后，发现对产量并没有影响，那么这些公司就会一直使用白砂。"如果当地的自产砂能真正发挥作用，而且最终产量也不受影响，那么我认为人们就会一直使用下去。"

油公司也比较重视一些能够优化特定盆地采收率的支撑剂。"你需要的不是最好的支撑剂，而是最适合地质情况的支撑剂，"Jordan Sands的首席执行官Scott Sustacek表示："当北部白砂合适的时候，就无需使用陶瓷支撑剂，而当棕砂就能很好地满足经济需求时，也就不需要白砂了。我认为，钻井的成本/回报模型在匹配支撑剂与地质情况方面已经取得了很大的进步。"

而且，目前油公司都在通过增加支撑剂体积、延长水平井段、缩短压裂间隔来改善完井情况。根据IHS的说法，尽管自2014年后期以来美国的钻探活动下降了近70%，但同期支撑剂的需求量仅下降了约50%。

ProppantIQ的数据显示，自2011年以来美国大陆上48个州，每口水平井的支撑剂用量增加了210%。然而支撑剂用量上升的部分原因是IHS所谓的优先级：油气行业现在只压裂性质最好的地层，如果支撑剂使用得当，这些地层也是收益最多的。"在目前的低迷期，勘探开发活动已经收缩到最优质的油气藏区块，这些区块的产量是低品质区块的数倍，很显然，这些区块更具有开采价值。"

为了减少运输费用，Jordan Sands公司对靠近客户井场的砂矿进行了研究，以期能更好地进行后勤管理。同时公司还增大了轨道车的尺寸，提升了轨道车的搬运能力。到目前为止，这些措施为公司节省了15%的支撑砂生产费用。

尽管每口井使用的支撑剂增多了，但由于钻井活动大量减少，北美支撑剂的总需求还是下降了的，并且在市场复苏之前可能还会继续下降。2015年，北美的油气公司共使用了1007亿磅的支撑剂，而2014年的使用量为1202亿磅。2016年的总需求量呈继续下降的趋势。

虽然降低成本是油公司和其供应链重点关注的对象，但支撑剂公司却很难降低白砂的成本。物流是Jordan Sands这些公司为数不多地可以有效降低成本的环节。

例如，Sustacek表示他们公司正在研究靠近客户井场的砂矿的位置，以减少运输费用。公司还使用了轨道车，每次尽可能多地往井场搬运支撑剂。"我们正在尝试帮助客户压缩整个供应链，能节约的地方尽量节约。"

Fairmount Santrol公司在几年前就意识到本地支撑砂会逐渐受到欢迎。因为北部白砂需要从美国北部运输到其它地区的井场去，价格更贵。

一些支撑剂公司尝试通过采用树脂和聚合物涂层来提高支撑砂的价值，推动业务发展。根据ProppantIQ的数据，在北美大约有3%的支撑砂采用了这些涂层。例如Fairmount Santrol公司，利用树脂涂层增大支撑剂的强度，更好地控制支撑剂回流。

该公司还采用了聚合物涂层以达到支撑剂均匀分布的目的。2014年，Fairmount Santrol公司推出了Propel SSP，一项支撑剂携带传送技术。在该技术的帮助下，支撑剂颗粒在任何泵速下都能更均匀、平滑地流入裂缝、充填裂缝。Fairmount Santrol公司的产品主任Brian Goldstein表示："一个历史性的难题是，运输支撑剂需要很高的泵速和粘度，同时

还要防止支撑剂在井筒中沉降，或者在进入裂缝时堆积在射孔的外面。如果可以采用任意泵速和较低的流体粘度来运输支撑剂，那么作业者就可以优化压裂液系统，构建更有效的压裂裂缝形态。”当支撑剂流入到预定位置后，聚合物就会分解并反排至井口，夹杂着支撑剂的地层随后闭合。

2015年下半叶，Fairmount Santrol公司在北达科他州威利斯顿盆地（Williston Basin）的Three Forks和Bakken中部组的6口井进行了聚合物涂层支撑剂的现场试验。Enerplus Corp公司将试验井与邻近的五口井进行了比较。这些对比井采用了典型的北部白砂和常规的交联冻胶压裂液系统。

据Fairmount公司称，试验井前90天的产量与邻近井相比平均增加了39%。产量增加主要是因为在先进技术支持下支撑剂在产油层分布的更加均匀。此外，压裂液添加剂的消耗量还减少了77%，主要得益于免除了调节粘度的添加剂的使用。由于放置支撑剂的效率得到了提高，因此泵入时间也减少了14%。

Liberty油服公司，一家总部位于丹佛的压裂公司，在Bakken有三支压裂作业队，在科罗拉多DJ盆地有两支，Permian盆地有三支。“由于陶瓷支撑剂的成本是天然砂的几倍，因此如今Bakken的压裂完井施工几乎都采用了来自明尼苏达州和威斯康辛州的北部白砂，这两个州的硅砂质量是最好的。”

尽管通常深度超过1万英尺天然砂就会被压碎，但是Liberty公司还是在几口深井中使用了北部白砂。公司称，丧失的导流能力可以通过增大白砂泵入量扩大接触面来补偿。一些方案中还通过提高浓度尽可能地来提高近井地带的导流能力。

Gusek表示：“我们发现，通过合理的工程设计和面对挑战的决心，我们就可以将支撑砂用在严苛环境中去，并且仍然能够保证成功完井。”2016年后期的行业数据将能够说明，用支撑砂完井和用陶瓷颗粒完井对技术可采储量的影响。“目前，在一些类似地质情况中，既有用压裂砂完井的，也有用陶瓷支撑剂完井的，一旦我们获得了这些井12到18个月的生产数据，我们就可以评价递减曲线，看一看采用陶瓷颗粒完井是否真的有更好的长期生产表现。”

低潮期中的制陶技术创新

CARBO公司的SCALEGUARD系列多孔陶瓷支撑剂中融合了可控释放技术，可延长压裂的有效寿命，避免抑制剂被冲洗掉。

尽管陶瓷支撑剂在不断进步，能够满足越来越严苛的施工要求，但选择这些高价支撑剂的陆上油井却越来越少。ProppantIQ数据显示，北美陆上对陶瓷支撑剂的需求从2014年的34亿磅降至了2015年的11亿磅左右。预测16年陶瓷支撑剂的使用量将会降至6亿磅。尽管使用量在下降，但陶瓷支撑剂的技术创新并没有停止。CARBO研发的一种陶瓷支撑剂可以防止裂缝结垢，还有一种支撑剂甚至可以在井筒中追踪它的位置。

在完井作业中，当重晶石或钙等沉积物在裂缝、井筒和地面生产系统中聚集后，一般会出现结垢的现象，通常会导致产量下降。大多数情况下，人们会定期地泵入阻垢剂，防止这些物质沉淀在裂缝或井筒中，但是这种方法带来的后果也很复杂。CARBO石油工程主任Terry Palisch表示：“如果有一口压裂了30级的水平井，泵入的这些化学剂并不会流入每一级。”如果不对结垢进行处理，那么就会堵塞生产通道，这时就需要进行修井作业了。

SCALEGUARD支撑剂于2015年实现商业化，这款陶瓷支撑剂中充填了化学阻垢剂，该化学剂在整个油井寿命内缓慢释放。根据CARBO公司的说法，这种支撑剂可以根据完井设计的需要与其它任何类型的支撑剂混合使用。“如果防垢措施是从裂缝开始的，那么不仅仅可以预防裂缝结垢，还可以防止井筒和整个生产系统结垢。”

CARBO公司的储层支撑剂体积量化成像技术将于2017年推出。该技术可以检测远离井筒的支撑剂的位置并实现可视化。

这主要是通过放置电导陶瓷支撑剂，改变电场来实现的。在支撑剂泵入之前，需要在井筒中下入电缆传递电流，创建电场，然后根据电磁表面的排列勘查整个区块。随后泵入可探测的陶瓷支撑剂，进行另一轮电磁勘查。CARBO的技术人员随后对两次勘查前后进行了对比，以确定支撑剂的位置。

“首先在支撑剂泵入之前调查一下电场，然后压裂储层，”Palisch说：“然后你在进行一次相同的调查，看一下两次调查之间有什么区别。我们的分析技术可以显示出支撑剂的位置。”

Palisch说，油藏支撑剂体积成像服务的已经开发了五年多。在2015年第三季度，该服务曾用于一口压裂了16级、长8000英尺的Permian水平井的最后一级压裂中。CARBO公司表示，油公司成功锁定了位于该级4个压裂簇中的支撑剂。一旦该技术得到了更大规模的应用，油公司就能够更好地认识油气井和压裂级数间距，并能够了解转向材料是如何推动支撑剂在井筒中铺开的。同样该技术还能帮助油公司更好地定位井中的某条裂缝。这是行业第一次真正实现远离井筒支撑剂的位置可视化。

PosiFrac多级压裂系统压裂部件任尔选

水力压裂作为油气井的增产改造措施，应用越来越广泛。TAM推出的PosiFrac多级水力压裂系统采用了行业领先的技术，系统简单，可靠性高，施工风险低。

来自 | TAM
编译 | 白小明

TAM公司的一趟钻PosiFrac多级水力压裂系统为水平井完井提供了一个新选择，该技术能够精确造缝，几乎无需进行井眼干预作业。

1.行业领先的FREECAP膨胀封隔器技术；

2.进行有效压裂，可增大油藏接触面积，提高采收率；

3.系统十分灵活，适用于各种井况；

4.拥有可靠的滑套技术；

5.最多可进行35级压裂；

6.简化了作业系统，更具可靠性，施工风险低。

TAM公司的PosiFrac多级水力压裂系统是一套灵活、可靠的裸眼水平井完井方案，可根据井眼条件形成最多的压力级数。

PosiFrac多级水力压裂系统可提供全套的水平井水力压裂服务。PosiFrac系统有五个主要组成部分：尾管顶部封隔器、FREECAP膨胀封隔器、投球滑套、液压滑套和循环关闭阀。该系统通过尾管悬挂器送放工具下入，能够实现安全、无故障的安装。

PosiFrac系统特点

1.FREECAP膨胀封隔器采用行业领先的膨胀技术，可为压裂提供有效的环空压力封隔；

2.环空封隔满足完井液设计要求，无需循环前置液；

3.从尾管内部到环空投球滑套形成的过流面积大，可有效增产；

4.采用扭矩传递设计（Torque-thru design），简化了井内部署；

5.采用独特的球座设计，具有抗腐和易磨铣的特点；

6.使用应用效果优良的可溶解球。

PosiFrac系统优势

1.消除与射孔和桥塞相关的作业成本和安全问题；

2.缩短完井周期；

3.通过裸眼完井有效连通天然裂缝，改善井筒与油层间的连通性；

4.可膨胀封隔器可减小液压/机械系统伤害地层的风险、优化不规则井眼的密封效果、最大化膨胀元件与井眼的接触面积；

5.可以根据井眼条件选择不同的膨胀封隔器橡胶材料；

6.滑套久经考验，可靠性高。

尾管顶部封隔器

TAM公司拥有各类液压双孔尾管顶部封隔器，典型配置包括回接筒和右旋丢手送放工具，可用于各种尺寸和磅级的套管。在下入过程中，尾管顶部封隔器的坐封孔与送放工具隔离，减小了提前坐封的可能。此外，专有的卡瓦设计也大大降低了提前坐封的可能性。

尾管顶部封隔器特点

1.使用含球座的液压工具坐封液压封隔器；

2.全周向卡瓦设计，坐封可靠；

3.双密封孔全通径设计，可以使用压裂管柱或生产管柱；

4.可膨胀金属垫圈可与套管壁间形成金属-金属密封；

5.顶部密封孔采用左旋螺纹，可以使用锚栓。

尾管顶部封隔器优势

1.系统入井时，隔离坐封孔；

2.压力施加在工具上，无需施加到整个尾管内；

3.滑套内可使用最大的球座；

4.可防止密封元件被挤出；

5.封隔器插入方便，右旋拔出；

6.减少入井时提前坐封的可能。

FREECAP膨胀封隔器

利用FREECAP膨胀封隔器可实现层间隔离，根据井眼条件可选择合适的膨胀橡胶材料。橡胶材料的多样性使得TAM公司可以根据井眼条件进行完井设计，而不是改变井眼条件来适应封隔器。

通常，FREECAP膨胀封隔器的密封长度为1.52米，额定压差高达51.7MPa。增加密封长度，额定压差值可升至103.4MPa。

投球压裂滑套

投球压裂滑套（BFS）是PosiFrac系统的一部分，用于直接连通尾管/套管和地层。尾管上可连接多个滑套，投入不同尺寸的压裂球，压裂球坐在相应的球座上后，加压使滑套处于打开状态，以压裂地层。

投球压裂滑套特点

1.最多可压裂35级；

2.开位和关位球座均可被锁定无法旋转；

3.滑套打开后，开启状态被立即锁定；

4.球座被磨铣掉后，可获得全尺寸的尾管/套管内径；

5.复合球材料具有高抗冲击性和抗压能力；

6.压裂球采用可溶解材料；

7.优化了球/球座的承压面积。

投球压裂滑套优势

1.关闭滑套磨铣球座时可以防砂，而且可以防止滑套提前打开；

2.磨铣球座后可使用常规的套管完井工具作业；

3.采用复合压裂球和铸铁球座，可以快速高效磨铣；

4.系统安装操作灵活性强。

液压滑套

液压压裂滑套（HFS）是一种无需油井干预的压裂滑套，具有冗余开启功能。向位于循环关闭阀上的坐封球施压，形成压差，达到预定的剪切压力后，滑套打开。一旦打开，滑套可用于压裂第一级井段和/或作为泵送第一个投球滑套开启球的通道。

液压滑套特点

1.施加内压打开压裂滑套；

2.内置冗余的滑套打开系统；

3.滑套打开后，开启状态被立即锁定；

4.通孔的过流面积大于套管的过流面积。

液压滑套优势

1.无需油井干预作业来打开滑套；

2.提高可靠性，确保与地层的连通性；

3.降低增产或生产期间滑套意外关闭的风险；

4.增产或生产时无其它限制条件。

循环关闭阀

循环关闭阀（CCV）连接在尾管底部，当PosiFrac系统入井后，CCV用于循环流体。投球隔离套管内部压力，加压打开液压滑套。

循环关闭阀特点

1.投球触发阀总成内部有冗余球座；

2.拥有正压关闭锁定系统；

3.具有大的循环面积和直连流动通道，能够确保大的排量；

4.可以采用常规的磨铣底部钻具组合（BHA）磨铣球座。

循环关闭阀优势

1.提高操作可靠性；

2.双向密封，可以进行试压和井控作业；

3.降低循环高密度钻井液时的堵塞风险；

4.入井方便。

贝克的油田化学技术新主张

本期技术专题，《石油圈》将向读者们介绍来自贝克休斯的三种油田化学品新技术，包括TRETOLITE SNAP油水分离技术、Sorb Ultra系列产品和GelBlock环空暂隔技术。究竟如何，敬请期待吧！

来自 | Baker Hughes等
编译 | 张领宇

暂堵剂，又称转向剂（diverting agent），是一种广泛应用于油田生产中的处理剂，现已成熟应用于现场施工作业中，包括：钻井、增产措施、固井、修井、洗井等。早在1936年就有学者提出了将水溶/油溶性的$CaCl_2$盐作为暂堵剂应用于油田作业中的方法，解决了早期压裂中传统分段转向技术设备量大、生产费用高、作业效率低等缺陷。

压裂酸化是提高低渗透油田勘探开发水平的重要措施之一。目前，压裂酸化目的层日益复杂，因此对所需的暂堵剂要求越来越高。在压裂酸化施工中所使用的暂堵剂不但需要具有一定的抗压强度、韧性，还需具有一定的酸溶性和水溶性，使其最终可以返排出地层。

石油压裂支撑剂是油气田开采过程中必不可少的专用材料，尤其在低渗透油气田的开发中作用更为重要，在油田压裂过程中将支撑剂混入压裂液中，采用高压手段注入深层岩石裂缝中支撑岩层，使导油率得到提高。

但与此同时，在油气开发过程中，由于地层压力的下降、开采过程中气油比的降低、地层温度的下降等因素的变化，油井生产过程中会产生蜡和大量的垢，成为油井生产过程中的一个常见破坏性问题。地层内结垢会引起地层伤害,而垢又会引起油井盐卡、盐堵、抽油杆断脱现象频繁发生，严重时造成油井大修，使油井生产无法正常进行。油井结蜡、结垢已成为制约原油生产的重要因素，

本期技术专题，《石油圈》将介绍贝克休斯的三种不同的油田化学品新技术，包括TRETOLITE SNAP油水分离技术、Sorb Ultra系列产品和GelBlock环空暂隔技术，分别针对油水分离、支撑剂防蜡防垢特性以及压裂暂堵三个问题对症下药，旨在提高油气生产效率。一起来了解一下吧！

[附文1]

井筒流动性的长久保障：当化学剂巧遇支撑剂

井筒结垢、腐蚀是油气田常见问题。注入化学药剂实现结垢、腐蚀控制，操作成本通常较高。Baker Hughes的StimPlus服务中含有一系列增产药剂，操作简便，可轻松实现井筒流动性的长久保障。

来自 | Baker Hughes
编译 | 张德凯

当油田开发进入中高含水期,结蜡结垢成为油井生产过程中的一个常见的破坏性问题，结蜡结垢可能发生在油井系统的任何位置，如井筒内或地层中，地面注水设备的结垢可以造成堵塞，而地层内结垢会引起地层伤害，而垢又会引起油井盐卡、盐堵、抽油杆断脱现象频繁发生，严重时造成油井大修，使油井生产无法正常进行。

StimPlus系列产品的使用简便，只需将产品加入到增产液体中，之后泵入地层中，即可根据井下状况变化发挥作用，防止生产相关问题发生。Sorb和Sorb Ultra目前是StimPlus服务的一部分。

Sorb Ultra的前世—Sorb

Sorb是贝克休斯的一系列传统阻垢产品。

ScaleSorb超级阻垢剂

ScaleSorb阻垢剂是一种高强度、释放可控的化学阻垢剂。当结垢发生时，ScaleSorb缓慢的从支撑剂中释放，为井筒提供迅速及时、长期阻垢保护。ScaleSorb使油井产能下降风险将至最低，同时有效延缓深水、超深水井的高成本干预作业。

ScaleSorb是贝克休斯StimPlus服务的一部分，与常规的增产液体兼容。

应用范围

深水及超深水油气开采

技术特点及优势

1.降低成本：减少由于井筒附近结垢引起的作业次数；降低海洋油气井干预作业次数。

2.井下流动效果更佳：阻垢剂缓慢释放，安全、有效、长期的阻止井下结垢；在地层液体进入井筒之前即发挥阻垢作用，阻垢作用彻底；含有结垢分析、检测模块，阻垢作用更系统。

3.全面的井筒保护：阻垢剂的作用范围广，一种药剂阻止多种结垢生成。

4.应用简单：阻垢剂的载体支撑剂可通过砾石充填、压裂等方式泵入地层，对于现有井或是新井都适用；载体支撑剂经过特殊设计，在高压深水井中应用稳定可靠；与大多数压裂液兼容。

5.经过贝克休斯SmartCare系列认证，环境友好：不降低性能的情况下最小化对环境的影响；阻垢剂化学结构更加透明，开发商使用更加放心。

CorrSorb系列阻蚀剂

CorrSorb是一种高强度的阻蚀剂。作用原理与ScaleSorb类似，CorrSorb吸附在固体基质上，在发挥作用时，CorrSorb缓慢的释放到井下液体中，提供迅速、长效的保护。CorrSorb的应用使产量降低风险降至最低，大幅度延缓深水、超深水油气井高成本井筒干预作业的时间。

应用范围

深水及超深水油气开采

Sorb Ultra™系列产品

Sorb Ultra是一种含有化学药剂的支撑剂，能够为海洋油气开采提供长时间的流动性保障，保持油气开采不受结垢、腐蚀问题影响。从支撑剂角度来看，Sorb Ultra是一种常规、中等强度的支撑剂，但它又非常与众不同：具有强大的井筒流动性保障能力。Sorb Ultra专为海洋油气开发设计，能够在深水、高压油藏中使用。Sorb Ultra系列产品除了具有与Sorb相同的长效阻垢保护功能，还能在高闭合压力井中应用，性能更加优秀。Sorb Ultra是一种干燥、惰性产品，即使发生泄漏也不会造成附着的化学品释放污染，是一种名副其实的环境友好产品。Sorb Ultra可以通过连续、间歇式液体化学品注入系统置入地下，操作简便。

TRETOLITE™ SNAP油水分离技术

油水分离是油田开采中非常重要的一环，直接影响到开发商的收益，但现实却是油水分离难度越来越大、相关作业耗费逐渐增加。在SAGD采油作业中，由于油水分离设备的限制，开发商不得已要控制产能，以避免地面处理系统的运行波动等。贝克休斯推出的TRETOLITE SNAP油水分离技术，将实现油水完美分离，达到所有现存标准的要求，无需降低产能的同时优化操作、降低成本。作为新一代油水分离技术的代表，TRETOLITE SNAP澄清剂/乳化剂技术能够有效分离油水混合体系，获得高纯度的水和油，在保持产能的基础上实现优化操作、降低成本。

GelBlock环空暂隔系统

随着油田生产的不断进行，油井产量会逐渐下降，重复射孔、压裂是保持产量合理的选择。贝克休斯推出的GelBlock技术，可提供短时间的环空—油藏/井液隔离保障。在重复压裂作业中，只需下入一根尾管即可完成GelBlock临时隔离，大大简化了作业流程。在尾管达到作业位置后，GelBlock药剂被泵入井中，实现尾管与射孔段“粘结”，完成产层的隔离。当GelBlock固化后，即可进行二次射孔、压裂作业，无需担心现有射孔段产层受损。根据作业情况变化，GelBlock的泵入粘稠状态可改变，提供定制化服务。

技术特点与优势

1.降低成本：减少由于近井筒腐蚀造成的干预作业时间；降低海上油井干预作业次数，降低成本；

2.井下液体流动效果更佳：安全、有效、长久的阻止酸性气体（CO_2、H_2S等）的腐蚀作用，在地层液体进入井筒之前即发挥强效阻垢作用，系统含有阻蚀效果监测模块；

3.阻蚀保护更全面：阻蚀剂具有水溶性，应用范围广；

4.应用操作简便：阻蚀剂的载体支撑剂可通过砾石充填、压裂等方式泵入地层，对于现有井或是新井都适用；载体支撑剂经过特殊设计，在高压深水井中应用稳定可靠，与大多数压裂液兼容；

5.经过贝克休斯SmartCare系列认证，环境友好：不降低性能的情况下最小化对环境的影响；阻垢剂化学结构更加透明，开发商使用更加放心。

Sorb Ultra的今生

在Sorb系列产品的背景下，Baker Hughes继续发力，在原有效果基础上进一步对系列产品进行了改进优化，形成了Stim Plus服务中新的增产化学剂系列—Sorb™ Ultra。

Sorb Ultra系列产品除了具有与Sorb相同的长效阻垢保护功能，还能在高闭合压力井中应用，性能更加优秀。

Sorb Ultra是一系列含有化学药剂的支撑剂，能够为海洋油气开采提供长时间的流动性保障，保持油气开采不受结垢、腐蚀问题影响。

作为贝克休斯Sorb产品线的最新产品，Sorb Ultra专为海洋油气开发设计，能够在深水、高压油藏中使用。在易于结垢（石蜡、细菌、沥青等诱发）的井中，Sorb Ultra的是使用能够有效实现增长，同时避免高成本、高风险的井筒干预作业。

Sorb Ultra颗粒强度非常高。从支撑剂角度来看，Sorb Ultra是一种常规、中等强度的支撑剂，但它又非常与众不同：具有强大的井筒流动性保障能力。

Sorb Ultra系列固体结垢阻滞剂通常附着在固体基质上，当井下地层或是井筒内发生结构现象时，固体基质及时、缓慢的释放出化学药剂，达到长效阻垢的目的。贝克休斯的研发人员专门对固体基质（支撑剂）进行了优化，适用于深水高压井，通常泵入地层中以备使用。

Sorb Ultra的必要性

开发商对于新产品的使用都会迟疑，但考虑到Sorb Ultra能够避免高成本的生产干预作业，并有效防止结垢及石蜡、沥青堆积，实现长时间的流动保障，这是非常值得尝试的。另外，Sorb Ultra与多种化学药剂兼容，生产流动保障性化学品转换简便。简而言之，Sorb Ultra通过延迟、甚至消除高成本干预作业，大幅度提高油井经济收益。

Sorb Ultra产品系列及应用范围

截止目前，SorbUltra的应用覆盖如下：

井筒流动保障系列产品：

1.ScaleSorb™ Ultra防止无机垢生成；

2.SaltSorb™ Ultra防止盐类沉积结垢；

3.ParaSorb™ Ultra防止石蜡沉积结垢；

4.AsphaltSorb™ Ultra防止沥青沉积结垢。

井筒完整性保障系列产品：

1.CorrSorb™ Ultra防止井筒腐蚀；

2.BioSorb™ Ultra控制井下细菌生长，防止井筒、油藏受到破坏。

应用范围

1.深水、超深水油气开采；

2.高闭合压力井油气开采。

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

[附文2]

TRETOLITE SNAP 油水分离，绝不含糊！

高效的油水分离会大幅度增加开发商的开采效率和施工成本。为此，贝克休斯推出了新型油水分离技术TRETOLITE™ SNAP，实际应用显示了该技术在降本增效方面的巨大潜力。

来自 | Baker Hughes
编译 | 张德凯

油水分离是油田开采中非常重要的一环，直接影响到开发商的收益，但现实却是油水分离难度越来越大、相关作业耗费逐渐增加。例如，油水分离不利会导致SAGD采油作业设备结垢严重、污油产量增加，含油废水的处理费用也会明显增加（如海上平台）。

近日，BakerHughes强势推出TRETOLITE SNAP油水分离技术，从此，运营商无需在油水分离问题中妥协！TRETOLITE SNAP将实现油水完美分离，达到所有现存标准的要求，无需降低产能的同时优化操作、降低成本。TRETOLITE SNAP水澄清/去乳化剂主要功能：

1.减少生产中断次数，提高生产效率；
2.最小化污油产出，降低操作成本；
3.无需增加成本即可获得更优的油水分离表现，提高收益。

TRETOLITE SNAP技术可靠，取自贝克休斯100多年油水分离经验和知识的积累。在现场应用中，贝克休斯的的工程师与客户共同配合，根据具体情况设计最合适的解决方案，为客户提高开采收益。

技术应用

1.常规/非常规油藏开发；
2.陆地井/海洋井的开采；
3.SAGD开采设备。

在常规/非常规井中的应用

在实际的油水分离过程中，开发商会遇到各种各样的问题，例如环保法规要求逐渐提高、低价值的污油产量增加、高OIW比造成的产量下降等，这些问题会降低操作效率、增加作业成本。

作为新一代油水分离技术的代表，TRETOLITE™ SNAP澄清剂/乳化剂技术能够有效分离油水混合体系，获得高纯度的水和油，在保持产能的基础上实现优化操作、降低成本。

在作业的初始阶段，贝克休斯的工程师会与运营商共同合作，一起了解生产体系和具体的油水分离问题，之后设计最佳解决方案，提高生产收益。贝克休斯在油水分离方面有超过100年的作业经验和技术积累，可稳定执行多种技术测试和实施工作。该技术的核心竞争力在于解决客户问题的高效，同时控制相关风险、确保执行过程零失误。

总之，TRETOLITE SNAP油水分离技术能够提高现有生产效能，同时控制成本、提高效率。

优化OIW比例

TRETOLITE SNAP技术帮助优化OIW比例，降低操作成本，同时满足环保法规对于排放废水的要求，避免超标废水排放带来的罚款，将油从废水中移除还降低了原油损失，增加生产收益。

优化BS&W含量

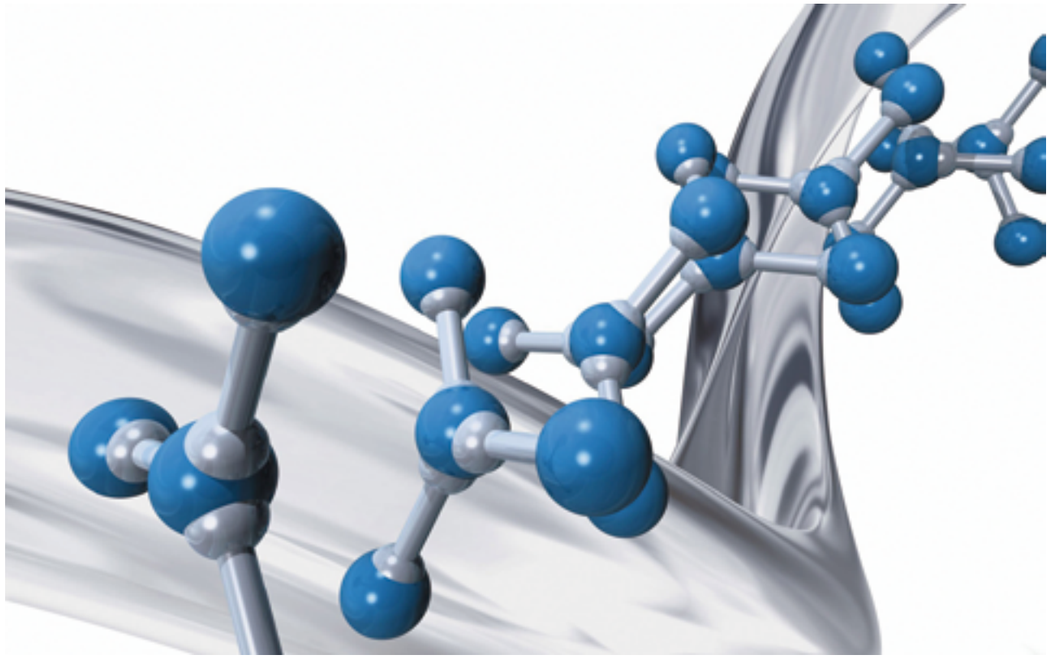
通过控制BS&W（沉积物和水）的含量，TRETOLITE SNAP能够帮助客户轻松满足环保法规要求，低成本实现油水分离效率提高能够有效增加开发商的整体收益。

有效控制油水界面

TRETOLITE SNAP去乳化/澄清技术能够有效收缩油水界面，分离得到的油、水更纯净，污油产量也随之降低，操作成本降低。

技术特点与优势

1.优化OIW比例：低成本满足环保法规要求；避免排放问题引发高昂处罚；最小化原油损失；
2.降低BS&W含量：分离效率高，满足KPIs标准要求；在不增加成本的基础上，确保产出油不含水；。
3.控制油/水界面：提高油水分离效率，降低污油产量。



在SAGD开采油水分离中的应用

SAGD开发商在油水分离过程中会遇到诸多挑战，包括热交换器结垢和清理引起的停产、为满足环保法规而降低产能以及污油的生产和处理。这些问题都会导致操作成本增加、设备稳定性降低。

降低OIW比例

不论是产出水或是外排的脱油水，TRETOLITE SNAP技术都能够有效降低OIW比例、提高水质，增加废水的重复利用价值，且同时保持设备运行平稳。此外，现场应用证明TRETOLITE SNAP水澄清剂能够大幅度降低、甚至消除冷却机的结垢问题，为客户节约操作成本。

降低BS&W含量

在SAGD采油作业中，由于油水分离设备的限制，开发商不得已要控制产能，以避免地面处理系统的运行波动等。TRETOLITE SNAP通过降低BS&W含量有效抑制结垢，同时降低地面设备废水处理量，废水处理量降低，开发商就可以根据剩余处理容量来增加产能，实现收益的提高。

控制油水界面

TRETOLITE SNAP去乳化/澄清技术在控制油水界面方面的性能非常出色，得到纯净的油、水，污油产量也会下降，为客户节约额外的操作成本。该技术还能有效减少设备故障恢复的时间，在某些状态下还能为客户带来提高产能的空间。

技术特点与优势

1.降低OIW比例：提高处理水水质，满足重复利用要求；降低热交换器结垢和运行故障几率。
2.降低BS&W含量：满足循环用水要求；降低水稀释费用；降低分离设备的液体入口温度；提高分离设备处理量。
3.有效控制油水界面：分离效率更高，得到的油、水更加纯净；减少污油产出；增加处理系统稳定性，设备从混乱状态中恢复周期更短，增加了提高开采产能的空间。

坐标：加拿大，Alberta省

加拿大Alberta省北部的一家开发商使用SAGD技术进行稠油开采，平均产量超过5万桶/天，但是现在该油田的稠油开采遇到了很大的问题。

由于产出水水质较差，产出水冷却器连续发生故障，开发商的成本大幅度增加。在当前的低油价市场中生存，成本一定要降下来，为此，开发商向贝克休斯寻求解决方案。

根据现场评估结果，贝克休斯推荐了最新型的TRETOLITE SNAP水澄清剂处理方案。

首先，服务人员对TRETOLITE SNAP进行了瓶内试验，结果显示采用该技术得到的产出水水质明显提高，其中OIW值较自由水分离系统（FWKO）降低了58%，优化效果显著。

此外，该技术对于油水界面的控制效果也优于之前的处理系统，界面收缩明显，分离得到的油、水更加纯净。BS&W的含量降低至0.14%，较之前的处理系统降低了53%。TRETOLITE SNAP技术不仅优化了脱油水的管理，漂浮物、污油和不达标循环水水量也明显降低，系统运营成本明显降低。

从该技术投入应用到现在，采出水冷却器内部压差（ΔP）没有变化，说明并没有结垢。TRETOLITE™ SNAP技术为开发商累计增加了约380万美元的收益，该客户决定再增加两套相同的TRETOLITE™ SNAP系统，来节约更多的成本。

另外，瓶内试验证明，TRETOLITE SNAP水澄清剂提升了油水分离效率，脱油水水质明显提高，油、水界面收缩明显。同时，只有很少一部分油附着在瓶壁上，意味着采出水冷却器更不易结垢。

[附文3]

环空暂隔 贝克支招！GelBlock速战速决

重复射孔、压裂是保持老井产量的合理选择。Baker Hughes推出的GelBlock能够暂隔井筒中已有产层，保证其在重复压裂过程中不受损坏，可谓是重复射孔、压裂作业的理想选择！

来自 | Baker Hughes
编译 | 张德凯

重复压裂增产的一个重要机理在于暂堵老缝，压开新缝；或者是在压裂裂缝延伸过程中暂堵原裂缝，迫使裂缝转向，从而使裂缝从已经具有较高生产程度区域转向，沟通新的高含油气区域，提高气井的产能。

关于环空暂堵，《石油圈》介绍过多种技术。其中，来自Welltec公司的WAB环空封隔器可作为水泥的替代品，给地层树立起牢固的屏障，也可与水泥结合使用，让油井生产无忧。

与固井的永久隔离不同，贝克休斯全新的GelBlock环空暂隔体系可提供短时间的环空—油藏/井液隔离保障。在重复完井、压裂过程中，通常要对产层进行临时隔离，而GelBlock就是此类作业的完美解决方案。在作业完成后，只需泵入破胶剂，GelBlock隔离层就会快速、彻底溶解，同时保证产层不受破坏，实现生产最优化。

隔离可靠，移除简单、快速

水基GelBlock体系采用了贝克休斯特有的瓜尔胶硼酸系列化学品，工作温度范围为52~121° C。在现场泵入时，GelBlock一般为脱水状态，贝克休斯的工程师根据泵入次数和井底温度来调节注入药剂状态。此外，通过调节pH或使用添加剂来优化GelBlock的水合固化也是一种深度优化方案。

将GelBlock泵入到指定位置后，随着温度升高、时间延长，GelBlock的水合固化作用逐渐升级，最终形成粘稠、稳固的临时封隔层。在相关作业完成后，贝克休斯的破胶剂能够快速、彻底的移除GelBlock隔离层，恢复所有与井筒接触的油藏和井液流道，实现产率最大化。

简化重复压裂作业

在重复压裂作业中，只需下入一根尾管即可完成GelBlock临时隔离，大大简化了作业流程。在尾管达到作业位置后，GelBlock药剂被泵入井中，实现尾管与射孔段“粘结”，完成产层的隔离。当GelBlock固化后，即可进行二次射孔、压裂作业，无需担心现有射孔段产层受损。

待压裂作业完成后，注入破胶剂/酸性药剂溶解GelBlock隔离层，将尾管提出井筒，即可实现新、旧压裂产层的同时生产。

技术指标&主要性质

1.工作温度：52~121℃；

2.暂堵时间：30~120min。

根据作业情况变化，GelBlock的泵入粘度可变，提供定制化服务。GelBlock泵入指定位置后，在井下温度的作用下发生固化，实现产层的临时隔离。作业完成后，注入破胶剂即可将固化的GelBlock转化为低粘度液体，通过循环将其移除井筒。

第一步：GelBlock最常用于重复射孔、压裂作业，当作业段位于现有产层下部时，GelBlock是最理想的解决方案。

第二步：将尾管下入计划隔离位置后，泵入GelBlock药剂置换暂堵位置的井液，GelBlock的注入粘度等参数可根据泵入次数和井下温度优化，作业效果更佳。

第三步：简单来说，GelBlock的封堵时间可以预先设定，水合反应和产层尾管封堵时间都可控，可靠性更高。

第四步：将现有产层、压裂段封堵后，即可进行新的射孔、压裂作业。

第五步：压裂完成后，注入破胶剂溶解GelBlock隔离层，将尾管提出井筒，新、旧产层即可投入生产。此外，如果需要，通过提高破胶剂、酸性药剂注入量，GelBlock隔离层的移除速度还能更快。

技术应用

1.重复压裂作业；

2.重复完井作业；

3.多产层完井；

4.超长井压裂作业。

技术特点与优势

1.临时隔离可靠性高：近井筒区域隔离，不对裂缝造成损坏；

2.定制化作业：可根据井下状况、井底温度确定GelBlock泵注参数；

3.水合反应可控，固化时间可控；

4.简化应用、清洗与移除；

5.降低完井费用：无需机械隔离工具和水泥套管固井作业。

坐标：美国，德克萨斯州，Tarrant郡，Barnett页岩区

Barnett页岩区一位开发商的四口气井产量下降明显，四口井平均垂深（TVD）7200ft，平均压裂段长度2500ft。这四口井在投入生产后不久便达到了产量顶峰，日产页岩气2.3MMcfd/井，但是2015年之后气产量骤降至395 Mcfd/井。

通过压裂作业提高产量

开发商想通过水平段的二次射孔、压裂作业来提高产量，新的射孔会增加油藏裂缝密度，产生新的油藏液体进入井筒流道，产量随之增加。

但是该开发商不希望增产计划影响现有产层，因此选择了临时隔离技术来完成此次作业。其中一口井的作业便选择了贝克休斯的GelBlock环空暂隔技术。

高效的临时隔离方案5-1/2in

为了完成5-1/2in产层段的临时隔离，要下入尺寸为3-1/2in的尾管完成临时隔离作业。尾管下入后，现场工程师将GelBlock泵入井筒中，之后循环至环空到达指定隔离位置。贝克休斯的工程师根据井下的实际情况对GelBlock的应用参数进行了优化，使GelBlock药剂充满尾管/环空之间的间隙。

作业段温度为88℃，GelBlock的固化时间经过精心设计，不会发生过早或过迟固化，保证了作业的稳定性。根据需要，GelBlock充满隔离位置环空后快速固化，避免了循环漏失，同时无需在临时隔离段上注入液体平衡压力。与GelBlock相比，其他临时隔离系统需要注入液体平衡压力，由此至少损失了5小时的作业时间，同时井液循环漏失还增加了10000美元的作业成本。

在射孔、压裂作业完成后，注入破胶剂就轻松移除了GelBlock临时隔离段，成功回收尾管，井筒流通随即完全恢复。

GelBlock移除彻底，不会对产层造成伤害，回收尾管后，产层恢复如新，内径没有丝毫损失，达到了新、旧产层同时生产的目的。

技术控看这里：近期最火的12大前沿技术

低油价时期，各家技术大牛可没有闲着。高端技术不断涌现，以智能化、数字化为导向，以降成本、增效率为目标，成为石油前线作业者强有力的后盾。

来自 | World Oil
编译 | 杜超

石油工业是一个高技术、高风险、高投资的工程性行业。这样一个行业性质即决定了科技在整个石油工业发展中的重要地位。

近年来，国际油价持续低迷，对油气行业产生了巨大冲击。中国石油经济技术研究院石油科技研究所发布的一组数据显示，2015年，全球石油公司共取消、延期近150个利润率低、投资见效期长的项目。截至2015年底，油田服务公司裁员数量占到了全球累计裁员总数的79%。

“越是在困难的条件下，越要加倍重视和依靠技术创新，跟上科技革命步伐，准确把握未来方向，以自我革命、自我超越的精神，赢得竞争优势和发展空间。”

智能化？数字化？那些备受热议的技术趋势到底有没有真材实料？目前最受追捧的前沿石油科技究竟有哪些？

页岩层“甜点”技术：降低钻井成本

WellDog公司推出了页岩层“甜点”技术，这是首个商业化运作、针对非常规油气开发的油藏评价分析技术。该技术由WellDog公司与Marcellus Shale共同合作开发，目前已经取得了现场试验的成功。页岩层“甜点”技术采用激光和高精度探测器来寻找“甜点”位置，提高定位准确率，降低钻井成本、优化钻井成本并减少水力压裂级数和耗水量。页岩层“甜点”技术基于WellDog公司的Reservoir Raman System，该系统最初应用在煤层气开发领域。2014年，WellDog公司开始专门为页岩气开发进行技术的改进，开发出了页岩层“甜点”技术，为钻井作业人员提供准确的地层油气信息。

返排服务技术，提高油井产能

哈里伯顿推出CALIBR返排服务技术，通过先进的诊断技术，对返排作业进行持续的管理，提高油井产能。最近，哈里伯顿与Permian盆地某运营商合作，通过优化返排策略，提高油井产能。通过应用CALIBR返排服务技术，一口位于边际油田的油井的生产指数得到了大幅度提高。

Quiet Fleet压裂降噪技术

Liberty油田服务公司近期发布了最新的Quiet Fleet技术，该技术将Liberty自主研发的降噪技术与压裂设备相结合，可降低水力压裂过程中的噪声。与常规压裂设备相比，Quiet Fleet技术可将压裂过程中的噪音降低3个指数，降噪效率远高于昂贵的声音墙。同时，降噪的过程对整个压裂作业不产生任何影响。此外，Quiet Fleet装置也可以允许在每个单元安装灭火系统。最近，Quiet Fleet技术在Denver-Julesburg盆地得到了应用。

Optech4D虚拟现实技术

Optech4D与某高速旋转设备生产商合作，开发出了一款虚拟现实产品用以辅助培训项目。为了保证雇员和设备的安全性，Optech4D的客户可以使用Lockout-Tagout (LOTO) 系统，该系统可以避免维护过程中或者爆炸环境中设备意外启动。Optech4D Fully Immersive训练模拟器使用虚拟现实技术对LOTO系统的流程进行模拟。利用这些模拟设备，训练人员可以在虚拟空间中对设施进行检查和确认，并保证人员的绝对安全。此外，Optech4D虚拟现实模拟设备还能在训练过程中给予操作人员实时的辅助。

ECOPOD油田采出水净化系统

OriginClear近期发布了油田生产水处理系统——ECOPOD，该系统已在Bakersfield附近的油田取得了现场应用。ECOPOD水处理系统采用OriginClear公司的Electro Water Separation设备，无需任何化学添加剂，每天可处理340桶油田采出液。该系统处理之后的采出水可满足灌溉标准，进而重复利用。如今，该系统开发团队正在对ECOPOD进行进一步的改进，力求处理后的水能满足引用水的标准。

HMI/SCADA决策支持自动化软件

美国通用发布了新一代的决策支持自动化软件，可为客户提高作业效率。通用公司全新的HMI/SCADA软件为客户提供全面、一流的监测与可视化服务，同时兼备工作流程管理和分析功能。该软件基于国际自动化学会的最高设计标准而开发，可大幅提高企业的故障排查能力和工作效率。

ShipSpace船舱设计虚拟现实辅助工具

最新一代虚拟现实设计确认工具ShipSpace可在船舱设计过程中为设计师、工程师和大股东提供高效的沟通方式。该产品采用最新的虚拟现实技术，在设计过程中为客户提供真实的船舱场景，提高设计效率。

EFRS套管管柱切割技术

Energy Fishing & Rental服务公司近期开发的一项新技术，在墨西哥湾某油井成功实现了采用螺纹车刀对5in、7in、10-3/4in和16in的偏心套管柱进行切割。该技术可解决弃井作业过程中的诸多问题：由于4个套管管柱在固井过程中固结在一起，传统的多级切割方法无法使用。Energy Fishing & Rental服务公司使用特殊工艺制造的切割刀刃和自主研发的切割工艺，可对4个套管管柱进行完全切割。

一体化作业方案与数字化油田

Emerson公司和StepChange Global公司合作研发的一体化作业方案和数字化油田技术可为客户实现提高油田产量、降低运营成本的目标。该技术可提高油田现场工作人员与办公室人员之间的协作，提高油田现场信息的价值。一体化作业方案还能够帮助客户提高运营效率，优化作业流程。通过一体化作业工具和技术对生产过程进行优化，油田的生产效率最多可提高2%。

EcoShield防腐涂层

Cortec公司了最新开发的EcoShield VpCI-226系列防腐涂料，该涂料可保护设备的金属部分免遭腐蚀，同时还可以简化防腐作业流程，减少防腐作业时间。受VpCI-226保护的金属可在涂层移除之后立即投入使用。EcoShield VpCI-226涂料不含亚硝酸盐、磷酸盐和卤素材料等有毒物质，完全可以回收重复利用。包裹了该涂料的金属部分可免受无机盐、水蒸气、冷凝器、工业气体和异种金属的腐蚀作用。

NCS无限级压裂系统

NCS Multistage公司采用自主研发的连续油管无限级压裂系统和MultiCycle压裂滑套成功完成了25级压裂作业。

NCS公司研发的无限级压裂系统，采用连续油管拖动，由可重复座封封隔器与可开关压裂滑套以及水力喷砂射孔器组成的压裂-隔离系统构成，压裂作业效率高，可以实现无限级压裂。

Hempaline Defend环氧树脂涂层

Hempel的最新产品——Hempaline Defend环氧树脂涂层可应对各种严酷环境的挑战，保证油井连续生产。该涂层可在各种恶劣环境中为油田设施提供长久防护，包括大型储罐、工艺设备、压裂罐和二次污染区域。同时还能保护钢材和混凝土免受化学品、高温和腐蚀环境的破坏。此外，设备的涂层在移除之后可在24小时之内即可投入使用。

技术本身并不重要，有效地应用技术比拥有技术更重要，竞争优势产生于技术应用能力，而不是开发能力。套用中国的一句老话便是：是骡子是马，要拉出来溜溜。好的技术绝非仅仅纸上谈兵即可，而是要应用到实际生产中，创造出非凡的价值，方能获得业界人士的认可，才有可能成就真正意义上的技术迭代。

BSEE修订《井控规定》这个技术或再被“宠幸”

RFC-HSE是唯一可用于采用常规钻井液的控压钻井（MPD）技术，将返出的泥浆导流至远离钻台的预定设备，有利于强化一级井控能力，大大减少井底事故的发生。

作者 | Don Hannegan等
编译 | 白小明

11月15号，改编自墨西哥湾漏油事件的电影《深海浩劫》在国内院线上映，引起了石油从业者的强烈反响。灾难的重现，是怀念更是警示。时过一周，不少人依旧沉浸在电影所带来的震撼中；而时隔六年，石油人在谨记惨痛教训的同时，也在不断发展着石油科技，让灾难永远只封存于电影桥段中。

过去几十年，从旋转控制设备（RCD）使用数量的增长幅度来看，闭环及加压循环泥浆系统相关钻井技术正被广泛应用于陆地钻井作业。这些技术的有效性已经在陆上钻井中得到验证，因此，在海上钻井中将其加以推广应用就显得顺理成章又十分必要了。

闭环系统由钻柱止回阀、RCD和钻井节流阀组成，可将返出的泥浆导流至远离钻台的预定设备。闭环系统可以通过快速提高当量泥浆密度来控制溢流，具有诸多优点：控制较小的井涌量，减少井控造成的停工时间，确保钻井液密度梯度接近地层压力梯度而小于破裂压力梯度，减少漏失事故（漏失可能危及一级井控措施）。

目前，闭环钻井系统已成为美国和加拿大陆地钻井的标准作业设备，也是保险公司、联邦政府或市政府普遍要求使用的钻井系统。

2004年，作业公司开始将这些可以有效降低陆地钻井作业风险的设备用于海上钻井，根据设备所解决的具体钻井难题将其分类，并将其描述为控压钻井（MPD）的“变体”，这些分类包括：

1.用于窄密度窗口的恒定井底压力钻井（CBHP）；

2.用于解决严重漏失地层的加压泥浆帽钻井（PMCD）；

3.用于深水压力枯竭地层的双梯度钻井（DGD）；

4.出于健康、安全和环境考虑的返出流体控制（RFC-HSE）。

本文将重点介绍RFC-HSE——适用于使用常规钻井液和井身结构的MPD变体。RFC-HSE MPD的设备配置与CBHP MPD类似，而前者的目的仅仅是通过使用闭环系统来提高一级井控的作用。

作业公司使用RFC-HSE闭环系统，有利于井涌-漏失的早期检测，识别井内流体流向，利用回压（SBP）抑制储层流体的溢流。该系统还可以进行动态地层完整性测试（FIT）和破裂压力试验（LOT），以明确井下条件。

技术背景

RFC-HSE MPD系统包括一个安装在陆地钻机BOP之上的RCD，将从井内返出的流体导流到预定设备。当用于海上作业中，该工艺进一步得到技术改进，不仅能够实时检测小量的井涌和漏失，还可以自动施加SBP以控制并最小化溢流量。HSE一直是各公司最重要的目标。为了保障作业安全，公司不得不使用昂贵的MPD设备，而RFC-HSEMPD依仗其拥有的诸多优势，可为运营商节约大量MPD设备成本。

RFC-HSE是唯一可用于采用常规钻井液设计作业的控压钻井版本；PMCD MPD通常采用密度较小的泥浆（例如海水）用于漏失严重的地层；DGDMPD需要人工举升系统（例如水下泥浆泵）或注入低比重泥浆，以避免在压力枯竭地层压力过平衡。

CBHP、PMCD和DGD均采用针对不同钻井目的的闭环系统，通常用于因技术或经济原因而导致常规方法不适用时的情形。RFC-HSE闭环系统则可减小将钻井液意外排放到环境中去的风险，同时提高常规作业期间人员的安全性。此外，RFC-HSE适用于一级井控非常关键的浅水和深水钻井作业。

从全球范围来看，RFC-HSE MPD的使用量一直在增加，主要源于海上钻井平台RCD设计能力的提升和早期井涌-漏失探测技术的进步，以及兼容MPD的经过改造或新建的平台数量的增长。

此外，由美国安全和环境执法局（BSEE）发布的新修订的《井控规定（Well ControlRule）》，也有意推荐使用RFC-HSE。修订后的《井控规定》，在谈到所需的安全钻井余量时，将“井下静态泥浆密度”替换为的“井下当量（等效）泥浆密度”，并解释称，将“静态”改为“当量（等效）”后，便可以利用地面测得的泥浆性能数据推算出井底泥浆的数据。

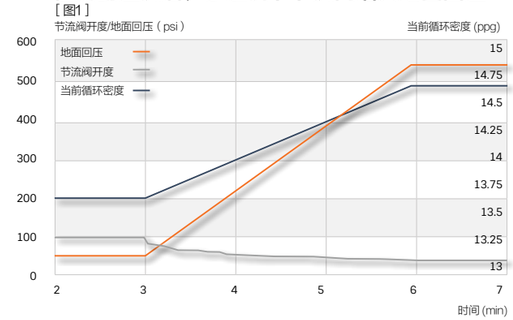
RFC-HSE MPD除了具有闭环系统的基本优点外，另一特点是，它能在发现溢流后，通过施加适量的SBP即可提高当量泥浆密度（EMW）。因此，RFC-HSE MPD有能力使钻井作业在取得更多进尺的同时，维持BSEE定义的安全钻井余量。

设备的兼容性

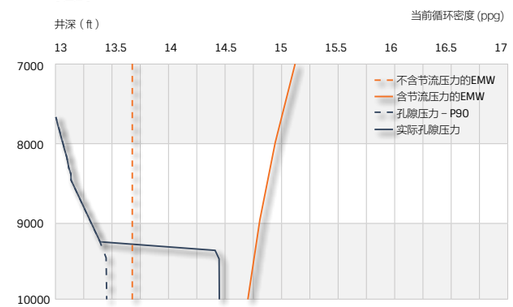
用于海上作业环境的RFC-HSE MPD设备与陆地设备类似，但需要增加一个与作业钻机类型兼容的RCD，并且节流管汇系统必须能够完全采用PLC自动操作。最终的配置基本上与CBHP相同。

RFC-HSE MPD系统不仅可用于井涌-溢流检测，还可以连续监测井眼压力，并将钻井过程中产生的气体安全地引流至预定系统。该系统实时监测从井中返出的泥浆密度，并与含气量进行关联。如果需要，系统可以将单根气导向液气分离器。

检测到溢流后，通过调节节流阀增大地面回压
[图1]

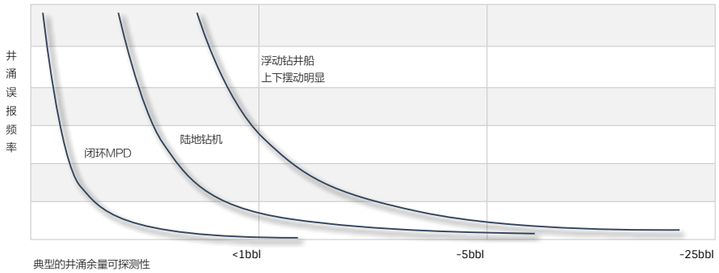


增加地面回压对井眼当量泥浆密度剖面的影响
[图2]



闭环钻井系统判断井涌更准确，降低了误报的频率

[图3]



RFC-HSE MPD溢流管理矩阵

		<最大地面回压（钻井）	<最大地面回压（接单根）	>最大地面回压（钻井或接单根）
	无溢流	钻进期间继续监测	接单根期间继续监测	确保井筒安全，评估下步计划措施
溢流显示	<预期极限	停止钻进，调节系统增大BHP	调节系统增大BHP	确保井筒安全，评估下步计划措施
	≥预期极限	确保井筒安全，评估下步计划措施	确保井筒安全，评估下步计划措施	确保井筒安全，评估下步计划措施

作业优势

虽然RFC-HSE MPD主要的关注点是安全循环钻井液，但同时还节约了MPD设备的相关费用，为客户带来了更多的作业优势。

RFC-HSE MPD采用的闭环系统，可以将井筒返出的流体导流到远离钻台的安全位置，并在需要时施加SBP。该系统独有的监测更小溢流和补偿浮动钻井设备运动的能力，有助于减小井涌的误报频率。RFC-HSE MPD通过提供实时精确的流入/流出量，有利于井涌漏失的早期探测。

在需要的情况下，RFC-HSE MPD能够进行动态FIT和LOT，让钻井人员能够确定并量化压力控制能力。其他一些值得关注的功能包括：

1.钻井作业期间，实时确定地层压力和破裂压力；

2.避免井眼恢复循环后泥浆流入地层以及停止循环后地层液体流入井筒；

3.使用自动节流阀循环出已知的少量溢流，代替手动关井并循环出溢流；

4.特殊作业期间的井眼监测，如起下钻和固井；

5.强化井眼压力管理。

控制井眼压力剖面

大约自1901年的Spindletop油田以来，传统的钻井水力学几乎没有本质的变化，主要依靠钻井液的静液压力作为一级井控措施。在常规钻井中，二次井控设备（即BOP）用于控制溢流，并阻止地层流体进一步流入井筒。然后，采用常规方法将溢流循环出井，并将泥浆密度提高至大于孔隙压力以恢复钻井作业（见图1与图2）。

井底压力的增加相应增大了井底的EMW，表明可以迅速地调节环空压力剖面以避免溢流的进一步侵入。注意，根据具体的井眼状况和系统配置，节流阀的响应时间可以比图中所示的更快。与常规井控相比，通过快速响应调节SBP可以有效地减小溢流量。包括及未包括节流压力的EMW曲线，代表特定节流压力下的当量泥浆密度。

通常根据井眼完整性和地面压力限制，单独计算钻井和接单根操作时的最大SBP。如果得到了钻井公司、油公司和监管机构允许和批准，系统可以循环出少量的溢流，而不必关井。溢流管理矩阵描述了系统可以安全循环出的最小溢流量。

在溢流循环出井后，钻井公司可以按BSEE的规定提高泥浆密度继续钻井。RFC-HSE的有效应用可以减小孔隙压力和破裂压力的不确定性带来的影响，而新的BSEE规定正强调了这一点。因此，RFC-HSE MPD系统增强了MPD技术的优势，进一步提高了钻井公司执行监管机构有关安全钻井余量规定的能力。

减少溢流假报警

近年来，在经历了几次知名的井控事件之后，作业公司将海上钻井平台上的井涌报警阈值范围设置得更小了。但这一做法却提高了溢流误报的频率，增加了不必要的NPT，作业人员很可能在经历了多次误报后将一次真溢流习惯性得理解为一次假警报。如图3所示，RFC-HSE MPD的一个重要优点在于可以减少误报的频率。

日前，可以兼容MPD的海上钻井平台数量正在不断增加。RFC-HSE版本的MPD系统，最适用于设计采用开放式钻井系统的油气井。RFC-HSE MPD不仅能检测溢流，而且可以根据需要施加SBP，以便在井关井之前，阻止溢流并减小溢流量。RFC-HSE溢流管理矩阵规定了可施加的最大SBP，有效地提高了操作的安全性，保护了人员和财产。

RFC-HSE MPD堪称海上钻井作业中效果最佳、应用最安全的技术之一，并且具有可观的经济效益。在过去的二十年里，闭环系统在陆地钻井中数千次的成功应用，证明其通过减少NPT节约的成本通常大于使用成本，而且闭环系统能够降低侧钻的风险，提高建井作业期间层间的隔离性。

裂缝精准布控 哈里伯顿SurgiFrac助老井焕发新生

哈里伯顿的SurgiFrac NWB服务不需要钻机，不需要安装桥塞和封隔器，作业时间短、投资回报周期短。该方法已经成功帮助科威特石油公司多口死气沉沉十几年的油井重新焕发生机。

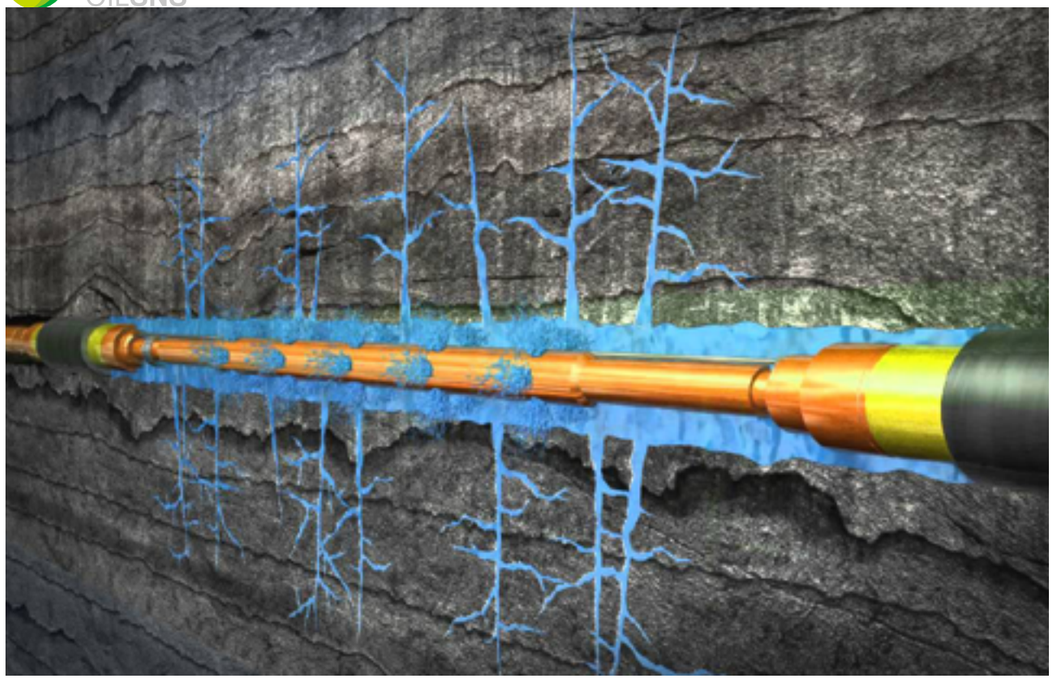
来自 | Halliburton
编译 | 周诗雨 张德凯

哈里伯顿的SurgiFrac技术采用该公司特有的水力喷射和压裂技术，可以控制压裂作业中压裂液的喷出方向，从而能够引导压裂液流入指定裂缝，提高压裂效率。

相比于常规压裂技术，SurgiFrac的作业方案非常特别：作业过程中SurgiFrac服务需要同时控制和评估两种主要的压裂流体，因此需要两套独立的泵送系统；环空压力变化也必须保持在可控的范围之内；压裂方案的设计还必须包括裂缝数量、种类（裂缝大小、压裂方式等）。此外，SurgiFrac的方案设计还要精准布控裂缝大小和分布，对压裂裂缝有明确要求。与常规压裂技术相同的是，目标井的考察、选择也是影响SurgiFrac作业成功率的一个关键因素。

SurgiFrac技术将常规压裂作业中的许多不可能变为了可能。例如，裸眼井中可能有很多富油地层，但常规压裂无法全部波及到，导致采出率较低。但是SurgiFrac技术就完全不同了，该技术可以在石灰岩层制造或大或小的酸化裂缝，也可以在砂岩层制造短支撑裂缝。此外，酸化与压裂结合还能在透镜状地层中取得良好的作业效果。

在SurgiFrac压裂过程中，压裂液携带压裂砂通过Hydra-Jet注入井内，在目标地层留下凹槽，之后通过加压，压力作用于凹槽底部，凹槽增大，裂缝逐渐形成，同时环空液体被压力推入裂缝中，裂缝扩展。



SurgiFrac压裂服务适用范围

1.裸眼井多级压裂作业；

2.裸眼井多级酸化压裂作业；

3.倾斜套管井压裂作业；

4.水平割缝衬管完井；

5.为避免损害产层，采用连续油管酸化压裂的作业；

6.垂直井多产层、多级压裂。

哈里伯顿的SurgiFrac压裂技术能够如外科手术一般精准布控裂缝。毫无疑问，这种新颖的精准压裂控制能够为开发商带来诸多好处。

SurgiFrac压裂服务特点与优势

1.提高老井产量：SurgiFrac压裂技术对于高、低渗透率裸眼水平井产量的提高同样有效，配合连续油管/钻杆，SurgiFrac就可快速、精准、高效地完成压裂作业，提高老井产量；

2.优化油藏液体流道：SurgiFrac具有高精准的裂缝控制能力，能够根据实际井况优化油藏与井筒之间的流动通道；

3.压裂作业更加快速、高效：与常规压力技术相比，SurgiFrac压裂作业无需在压裂段上下进行封堵作业，作业时间大幅度降低，整体用时更少；

4.降低压裂成本：SurgiFrac压裂作业过程顺畅，所需设备更少、压裂液粘度更低，能够降低作业成本。

15多年前，科威特石油公司（KOC）在Mauddud油藏钻了第一批水平井，但遗憾的是这些井的产能并没有维持很长时间。尽管为了重新激发油井（裸眼完井）产能，公司做了无数的尝试和试验，但仍旧没有成功。

该油藏特别的油藏性质，比如气油比高，导致油井生产面临较大的难题。最近一次针对高压气层的酸压试验中，气体的存在导致目标层位油流流动受阻（见图1）。多次尝试解决这一问题无果后，KOC选择咨询哈里伯顿。哈里伯顿推荐了Surgi-Frac NWB（near wellbore，近井筒）服务，并配合Hydra-Jet SPT工具进行精确压裂，以确保压裂裂缝位于储层内部。

油藏性质难题及解决方案

高压气体阻断油流生产

科威特的Mauddud油藏属于低压、致密储层。之前尝试过很多恢复生产的方法，比如多级压裂、大体积酸化作业等，但起作用的时间都非常短。这些作业费用高昂，但实施这些作业后，油井生产几个星期后出现再次枯竭的现象。这主要是因为裂缝延伸至高压含气层，导致气体进入产油层，阻断了Mauddud油藏中更有价值的油流。

表1 油藏性质难题及解决方案

面临难题	解决方案	取得效果
附近存在气藏	微裂缝	每口井平均产能1000桶/ 天
大型基质酸压和多极压裂施工制造的长裂缝，沟通了附近的一个高压气层	SurgiFrac NWB服务能精确制造出长度不超过20英尺的人工裂缝，从而沟通天然裂缝进行生产	高效益油气生产没有受到气体的影响。处理后五口井的平均产能维持在1000桶/天左右
存在大量需先处理油井	无钻机操作	有能力处理问题井
KOC有大量需要尽快处理的井，像Mauddud油藏中这类低优先级的井通常会放置多年	哈利伯顿推荐的该项目技术不需要使用钻机，工具从油管内下入，而油管的孔径最小处为2.75英寸	该方案花费低，KOC公司可以将钻机投放到需要尽快开发的项目中去，同时还可以随时治理问题井
花费	高效	投资回报周期快
常规的压裂技术费用远高于SurgiFrac服务，而且通常有效期短	与常规解决方法相比，SurgiFrac NWB服务可以帮KOC节省10%～20%的费用	油井重新生产后，不到一个星期的产量即可支付SurgiFrac NWB 的服务费用

出于优先级和经济性考虑 放弃某些储层

复杂的油藏条件导致完井作业面临许多难题。要想恢复这些井的产能既费事又费钱，因此KOC决定将修井作业的重点放在经济潜力更大的油井上。尽管一些储层中还有大量的原油，但想要开发这些原油十分困难。

哈里伯顿：利用微裂缝新方法

哈里伯顿认为这些采用裸眼完井的无产能油井非常适合采用SurgiFrac NWB压裂技术。SurgiFrac NWB服务通过喷射浓缩的高压流体能够形成长度短、导流能力高的水力裂缝。在该案例中，哈里伯顿认为这些可控微裂缝可以沿近井已破坏和其它未破坏的岩石扩展，沟通复杂但发育良好的天然裂缝。经过全面模拟，哈里伯顿认为，SurgiFrac NWB压裂的裂缝可以控制在Mauddud油藏内，不会突破到附近的气藏中去。

现场作业难题及解决方案

几何尺寸引发新难题

哈里伯顿与KOC针对如何具体实施该服务进行了讨论，KOC决定不使用钻机上提油管。这意味着哈里伯顿必须将工具传送至3-1/2英寸的油管中，而油管中最窄处仅有2-3/4英寸。而裸眼井眼本身的内径为8-1/2英寸。

Hydra-Jet工具需重新设计

这三个尺寸中的两个带来了极大的作业难题。首先，哈里伯顿现有的Hydra-Jet工具无法通过2-3/4英寸油管；第二，喷嘴跟井眼之间的距离过大，可能导致能量消耗，最终无法射穿岩石，从而导致施工失败。

新设计解决小孔径难题

为了解决第一个难题，哈里伯顿从绘图开始重新设计，最终设计出了可以通过最小油管孔径的新一代Hydra-Jet工具。

自弯喷嘴解决距离问题

为了解决第二个难题，哈里伯顿同样制造了一种特殊的工具—SPT（自定位工具）。在SPT压力流的作用下，喷嘴弯曲，靠近需要射孔的岩石，这就减少了射孔枪和井筒之间的距离。

模型结果显示，当Hydra-Jet SPT喷嘴靠近井筒后，工具产生的压力足以在地层中压出10~20英尺的微裂缝，正好能够满足KOC既沟通天然裂缝又不能突破到高压气层的要求。由于之前气体中曾出现过含H2S的情况，因此哈里伯顿在重新制造工具时选用了镍作为原材料。

低成本方法：动态转向

上述所有改进主要是为了避免在施工过程使用钻机，而采用更安全的连续油管进行作业，这样还可以大大降低了开支。此外，Hydra-Jet SPT不需要使用桥塞或封隔器进行转向。该工具的转向方式称为“动态转向”。

动态转向是指将流体的能量集中到一点，聚集足够的能量后射穿岩石，扩大自身产生的流动通道。只要设计好作业流体体积和速率，动态转向可以单独在每个目标段施工。即使转向90°，喷射的速度力量也能使流体穿透岩石。由于不需要安装桥塞或封隔器，因此原本需要两到三周时间的作业不到一天就可以完成。最后，由于压裂裂缝较宽，不需要注入支撑剂就能保持裂缝的开启状态，又节约了一笔费用。

成功通过严峻考验

在解决了所有的技术难题后，KOC和哈里伯顿在一口井进行了试验，试验非常成功。井口压力从0psi上升到了500psi。KOC的目标产量为500桶/天，但初期产量达到了预期的三倍，飙升至1500桶/天。稳定下来后也是目标产量的两倍，大约在1000桶/天，并且持续时间长达三年，而不是两三个星期。

成功接踵而来：恢复五口井产能

KOC因此决定在第二口井进行试验，同样该井产量维持在1000桶/天，且持续了6个月。之后又对另外三口井施工，平均产能都维持在1000桶/天左右。恢复生产后，每口井不到一周就可以收回作业成本。

在别处同样极具潜力

对于与横跨多国的Mauddud油藏面临相似困境的油井来说，哈里伯顿的Surgi-Frac服务也能为它们提供一种经济有效的解决方案。

海工装备 颠簸前行

开发海洋是各国发展的需要，古语云“工欲善其事，必先利其器”，要综合开发利用好海洋，就离不开装备的发展。而在如今低油价的情况下，海工装备应该何去何从也是一个十分值得深思的问题。

来自 | Upstream
编译 | 张永君

国家发展改革委、科技部、工业和信息化部、国家能源局组织编制的《海洋工程装备产业创新发展战略（2011—2020）》明确海洋工程装备是指为海洋资源（特别是海洋油气资源）勘探、开采、加工、储运、管理、后勤服务等方面的大型工程装备和辅助装备。

海洋工程装备是海洋资源开发、产业发展的必要基础设施，属于高投入、高产出、高风险、高附加值的技术导向型产业。其产业关联效应突出，特别是对钢铁、机械、有色、造船、石化、轻纺等工业的带动作用尤为显著。因此，海洋工程装备的先进程度事关国家的经济安全、社会安全及生态安全。

一般而言，海洋工程装备主要由四大部分组成：海洋钻井平台、海上生产设施、水下系统以及海洋工程船舶。按工程海域距陆地的远近，海洋工程又可以分为海岸工程、近海工程和深海工程。海岸工程主要指水陆过渡带的工程，如海岸防护工程、围海工程、海港工程等；近海工程又称离岸工程，主要聚集在大陆架地带，包括海上平台、人工岛、浮船式平台等；深海工程则包括无人深潜的潜水器和遥控的海底采矿设施等工程。

16年以来，海工市场颓势仍然不见好转，业界普遍担忧，此轮海工市场的低迷可能与过去因油价波动而导致海工市场呈现“U”型周期变动不同，全球海工市场很可能迎来“L”型走势。

结合当前市场形势以及油价走势，“十三五”期间，海工市场将触底缓慢回升，但全面复苏尚欠缺足够动能。从细分市场来看，各型海工装备表现不一：钻井装备一蹶不振，生产装备有望逆势增长，海工船表现乏力。

油价“阴晴不定”

全球国内生产总值（GDP）增速、国际油价和海工市场之间存在较密切的影响关系。总的来看，油价走势深受全球GDP增速影响，同时油价高低也直接影响海工市场表现。从过往的经验来看，一般情况下，油价和全球GDP增速呈现正相关关系，海工市场表现和油价走势也呈正相关关系。

2008年国际金融危机引发的油价暴跌和本轮油价危机均对海工市场造成了巨大的冲击。油价高低直接影响着石油公司的经营业绩，从而对石油公司主导的海洋油气勘探、开发、生产、储存运输等各环节支出产生了重大影响，导致钻井装备、生产装备和海工船等海工装备的新造需求也随之波动。

钻井装备市场危机深重

钻井装备市场仍将继续深度低位调整，难以再现2012年、2013年的订单爆发，预计2016-2020年共有新造订单124座（艘），本轮钻井装备市场周期性高峰告一段落。长周期来看，本轮高峰和上轮高峰之间相隔近30年，钻井市场未来将长期处于低度活跃状态。

在大量新造平台迅速投放市场、油价下跌压缩海洋钻井需求的供求两端打压下，装备租赁市场不断恶化。各类型钻井装备特别是深水、超深水装备日租金近乎腰斩。目前，整个船队平均船龄为21年，“老龄化”现象严重。自2014年年初以来，主要租赁运营商不断加快老旧平台报废拆解步伐，已累计报废拆解超过60座。

生产装备市场机遇犹存

生产装备市场将是未来5年的市场亮点。在2014-2015年市场下行时生产装备订单数量仍保持在13艘/年的水平上，预计2016~2020年间，生产装备订单将攀上15艘/年的历史高位。

海洋油气产量持续攀升催生装备需求。近年来，海洋油气产量不断上升，截至2015年年底已占全球能源总供给量的18%，当年产量增幅为2.5%，油气田新老交替催生对生产装备的新建和改装需求，同时还伴随产生了对穿梭油船、浮式储油船（FSO）、单点系泊装置等油气储运装备的强力需求。

在目前油价低迷的情况下，海工装备生产商针对船队“老龄化”以及市场对于生产装备的需求，研发了一些能够帮助运营商降本增效的装备，其中就包括“Pioneering Spirit”号海工船和一系列的FLNG装置，下面《石油圈》简略介绍一二。

严冬中的FLNG产业

浮式液化天然气生产储卸装置（FLNG，又称LNG-FPSO）是一种用于海上天然气田开发的浮式生产装置。近些年，全球海洋石油天然气开采不断朝深水发展，FLNG由于具有投资较少、深、浅海域皆适用、移动方便等特点，越来越受到重视和应用。当前发展较为成熟的项目包括马来西亚国家石油公司的PFLNG Satu项目和壳牌公司的Prelude-FLNG项目。

不少业内专家认为，FLNG将成为海工装备领域新的竞争热点，世界各造船强国均在加快技术研发，力争抢占市场先机。然而，受天然气价格、技术、经济可行性等因素影响，投资者的信心也在不断遭受考验。

“Pioneering Spirit”巨无霸海工船

“Pioneering Spirit”号是目前全球最大的海工船，总投资成本近30亿美元，是世界首艘集合整体平台拆装与管道铺设于一体的超大型工程船，搭载大型起重机，该起重机能够吊起重达4.8万吨的成套设备上层建构及重达2.5万吨的下层建构。

在北海荷兰海域测试期间，“Pioneering Spirit”号在恶劣海况下表现不俗，此次测试说明升降补偿系统具有极好的稳定可靠性，后续应用十分值得期待。明年夏天，“Pioneering Spirit”号将负责移除壳牌在英国北海地区的“BrentDelta”号平台。

[附文1]

直面“恶劣”海况 FLNG技术更迭逆境求生

近些年，全球海洋石油天然气开采不断朝深水发展，FLNG由于具有投资较少、深浅海域皆适用、移动方便等特点，受到越来越多的重视和应用，不少业内专家认为，FLNG将成为海工装备领域新的竞争热点。

来自 | Upsteam
编译 | 姚园

浮式液化天然气生产储卸装置（FLNG，又称LNG-FPSO）是一种用于海上天然气田开发的浮式生产装置，通过系泊系统定位于海上，具有开采、处理、液化、储存和装卸天然气的功能，并通过与液化天然气（LNG）船搭配使用，实现海上天然气田的开采和天然气运输。

传统的海上天然气田开发采用生产平台和海底管道的方式进行。与采用FLNG开发天然气田相比，传统的开发方式具有一定的局限性。如果气田距海岸太远或规模较小，使用传统的开发方式经济效益会降低，甚至无法收回投资成本。同时，如果海底管道铺设存在困难，传统的开发方式也难以实现。

随着FLNG应用技术的逐步成熟，FLNG概念的工程化已被众多能源公司所接受。利用FLNG进行海上气田开发结束了海上气田只能采用管道运输上岸的单一模式，节约了运输成本，且不占用陆上空间，而且该装置可以安装在远离人群居住的地方，安全环保。此外，FLNG还可以在气田开采结束后二次使用，安置于其它天然气田，经济性能较高。FLNG的上述优势使其成为开发离岸较远的中小型边际气田的首选装备。

在当前国际低油价的格局阴霾下，浮式液化天然气生产储卸装置（以下简称FLNG项目）在海上气田开发领域的应用现状也不甚乐观，但少数业内专家仍然坚信FLNG项目必将成为海工装备领域新的竞争热点，发展潜力巨大。

FLNG项目及面对难题

2011年5月，荷兰皇家壳牌公司同法国Technip、韩国三星重工签署了全球第一艘超大型Prelude-FLNG项目建造合同。2012年6月，马来西亚国家石油公司（Petronas）又与法国Tecnnip、韩国大宇造船海洋签署了FLNG总装建造合同，该商业合作也被称为PFLNG Satu项目，后期将被布置在马来西亚Sarawak海域的Kaowit气田。目前，全球范围内的FLNG开创性项目即为上述两者。

目前尚有一批新项目未获得批准，一旦这些项目获批，将从2019年起带动FLNG产业新一轮的资本支出增长。从地域上看，预计在亚洲和拉丁美洲将有更多FLNG项目陆续获批。其中，印尼、中国、巴基斯坦、印度、越南、孟加拉以及斯里兰卡将很快推出一批新项目，多数由国家石油公司主导。而在拉丁美洲，智利和波多黎各则将上马一些FSRU项目。此外，东非地区也会有大型项目推出。业内专家预测FLNG行业的春天必将到来，且效益颇丰。

传统的海上天然气田开发是采用生产平台和海底管道的方式进行。而FLNG开发相当于将岸上天然气液化工厂安置在FLNG船体的甲板上，但甲板面积仅有岸上天然气液化工厂面积的1/4，因此就需要天然气液化系统工艺流程十分紧凑。流程中主要包括有：制取制冷剂的氮膨胀机循环系统、液化及冷凝抽提系统以及气体处理系统等。整个系统要紧凑、安全性好、对船体运动的敏感性低。这意味着需要攻克诸多技术难题，前期必须投入巨额成本。

在海上作业时，现有系泊技术与传统型刚性装载臂难以有效解决浮式平台与载体间的差异化运动问题。FLNG尾输卸载作业时，采用串靠系泊方式且需兼顾一个安全分隔距离，还需通过一根系泊缆与穿梭油轮连接，并使用输送LNG的软管进行卸载。通常卸载一次大约需要20小时左右，这就要求输送软管全程浮于水面之上。但是，由于LNG必须保持零下162℃的超低温，因而不仅要求输送软管的材料能承受超低温，软管本身长时间在海水中时不受海水温度的影响，保持恒超低温。此外，输送软管还需要克服FLNG与穿梭油轮两船相对运动的影响。

行业“大佬”

在耐低温柔性软管制造领域，目前有三家大咖，分别是Technip公司、Nexans公司和Trelleborg公司，“新秀”Dunlop公司预计将于16年年底实现技术追赶。

这四家公司制造的软管在承压2MPa情况下流量可达5000立方米/小时。其中三家可生产16英寸的大尺径软管，卸载过程中通过支撑架悬链式应用，而Trelleborg公司可制造20英寸超大直径传输浮式软管。

在耐低温柔性软管制造领域，Technip公司勇于开拓创新，早在2008年便推出质量过硬的架空全阵列软管架设体系，之后一直致力于浮式耐低温柔性软管技术的研发，但鲜有相关新闻报道，当前该公司将与FMC技术公司强强联手以推动技术发展。此外，Nexans Deutschland公司于2011年1月推出自主研发的耐低温柔性软管制品，后期与OneSubsea合资公司（油田设备制造商Cameron International和世界最大油田服务供应商斯伦贝谢组建而成，Cameron将负责管理这家合资公司，并将接受斯伦贝谢出资的6亿美元，斯伦贝谢将贡献其Framo、Surveillance、Flow Assurance，以及动力和控制业务）联手推动软管部署系统研发。

Technip公司和Nexans公司均采用不锈钢波纹管作为柔性防漏外管，外面包裹不锈钢铠甲保护层；Nexans公司采用双波纹管设计，内外两层间保持真空，这样更有助于保障系统绝热性能。两家公司软管制品均采用单节段设计理念。

16年，Trelleborg公司和Dunlop公司也纷纷参与到该领域中，这两家企业产品的设计理念不同于之前的两个公司，它们采用的是螺旋线型缠结的不锈钢结构而非波纹式。此外，这两家公司的软管制品也都是采用单节段设计理念，单节长度约为12米，可相互联结以达到需求长度。

针对LNG卸载对软管的技术要求和FLNG项目的系统开发等诸多细节，在欧盟标准EN 1474条款中已有相关明确规定，其中指明了设计与测试要求。

针对软管制造商，第二部分条款规定液化天然气装置和设备的技术要求，其中包括对传输软管的技术要求，第三部分条款规定了海上传输系统的设计和试验要求，第一部分条款主要规定了传统型近海装卸臂的设计与试验要求。

经过7年的不懈研发实践，Trelleborg公司取得了具有里程碑意义的成就，成为首家制造出技术达标的浮式、保持恒低温、具备防漏性能的真空绝热柔性软管的企业，业绩斐然。在16年4月份，该公司制造的20英寸软管产品获得了EN1474-2体系认证。该款命名为Cryoline的产品采用了双管设计模式，外管为能够适应海上作业条件的橡胶保护管，内管为LNG耐

低温复合单元管。Trelleborg公司与意大利Saipem公司联手将进一步推动FLNG系统技术进步。

此外，Dunlop公司一直致力于轻型复合阵列柔性软管的研发，在该领域已有五年的攻坚史，坚信可在16年年底前获得体系认证。

强硬回击

然而，经长期发展建立起来的原LNG卸载体系并不会“轻易妥协”。

为了解决FLNG装置与LNG运输船两者甲板之间的落差问题，FMC技术公司开发了一种由刚性钢管臂和转环组成的新型装载臂系统，命名为“海上无脚装载臂”（Olaf），该装置基于现有的Chiksan船用装载技术，但取消了用于支持铰接组装的基础立管。Olaf安装在甲板的转盘上，能够缩短1/5的臂长，吊装距离能够到达下方运输船的甲板上。Prelude-FLNG项目的甲板上安装有四组16英寸的装载臂，以便进行LNG卸载。在马来西亚国家石油公司的PFLNG Satu项目和壳牌公司的Prelude项目中通过使用升级版的旁靠系统可有效满足工程需要。

目前，FLNG装置与LNG运输船间的液体传输仍是一项技术挑战，特别是当海上作业环境十分恶劣的时候。在Prelude项目中，LNG运输船在装载状况下采用旁靠模式，而在海面浪高超过4.5米时这种模式就可行了，此时可采用前后布置或首尾布置的装载模式，两船之间的距离约为70～115米。据相关报道，经过过去7年的不懈努力，FMC技术公司研发出了一套前后排列的装载系统，并称之为“前后排列海上装载机”（Atol），该系统由自由悬挂的柔性管线和转环架构在一大型门架之上，两船间作业支持距离可达100米，甚至更远。

与此同时，荷兰Gutteling公司在LNG商用软管领域也取得了不错的成绩，尽管该公司制造软管的尺径偏小。近年来，该公司制造的软管成功应用于近海船只的LNG卸载作业，比如挪威Gasnor公司和美国Excelerate Energy公司所运营的FLNG项目。

技术更迭 尚需时日

当前新型串联卸载系统推广的主要关键点即是管汇的安装位置，艏部or船中部。鉴于现今已然发展成熟的标准化LNG卸载舰队多将管汇部署在船中部，将其重新改造到艏部需投入大量资金。

然而，如若串联卸载系统无需延伸到船中部位置，那么软管行程可缩减大约150米，这样便可降低压力损耗与气体蒸发。

尽管如此，但是主流观点还是将管汇部署在船中部，创新性的HiLoad系泊系统所需软管长度更短，可更有效地保障卸载船只的作业安全。

然而，技术顾问Brian Songhurst反问道：“LNG卸载方式向艏部载装置（bow loading system）转型，过程岂会简单？采用串联式低温软管卸载方式还必须需要安装动力装置（DP），未来的新项目肯定也会“提出”多种特殊要求。”他近来刚退休，原来作为LNG部门主管供职于Thyssen E&P公司。鉴于牛津研究所在16年9月出版的《转型中的液化天然气市场》，Brian Songhurst先生一直在参与编纂工作。

未来充满希望

不管怎样，LNG卸载领域的诸多先驱企业均对市场未来的发展潜力抱有绝对信心，但是鉴于当前的低油价阴霾的影响，市场动态也是历经数次沉浮。

2009年年末，巴西国家石油公司举办了一次声势浩大的设计大赛，设计要求是年均液化能力达270吨的FLNG平台项目，但目前该项目“惨遭”搁置。

澳大利亚能源公司Woodside近日表示，考虑到目前的经济环境和市场状况，Woodside决定放弃开发西澳大利亚海上的Browse FLNG项目，其中包括三个大型FLNG平台（均达到了壳牌Prelude-FLNG项目的规模）。此外，印度尼西亚于2010年8月20日表示，委托日本Inpex公司（日本国际石油开发公司）在2011年开始建设投资为100亿美元，位于Timor Sea的FLNG装置，预计将于2016年投产，初期将从Inpex公司作业的Abadi气田生产450万吨/年的LNG。然而，该项目目前也遭到暂时搁置。

当前埃克森美孚公司推迟的Scarborough项目和澳大利亚西北部的FLNG项目均颇受关注。相较于壳牌Prelude FLNG船的设计条件，澳大利亚西北部项目更加严苛，但是运营商极力推崇串联卸载系统并花费了大量心血来推动系统的完善升级。

目前为止，马来西亚国家石油公司的Satu项目与壳牌公司的Prelude项目算是发展最为成熟的FLNG工程。Satu项目，也被称为PFLNG-1项目。该FLNG船每年可处理120万吨的液化天然气，船长365米，于16年5月30日布置在马来西亚沙Sarawak海域的Kaowit气田，当前仍处于试运行阶段，预计将于年底正式投入运营。三星重工和JGC联合获得马来西亚国家石油公司位于马来西亚Rotan油田的FLNG项目，该FLNG能年产150万吨液化天然气（LNG），合同金额为14.7亿美元。该项目曾一度面临被取消的窘境，当前仍处于建设阶段，但进展缓慢。三星重工已完成船体建造，预计将于2020年才能正式投入运营。

2011年5月，荷兰皇家壳牌公司同法国Technip和三星重工签署的全球第一艘年产350万吨天然气的超大型Prelude-FLNG建造合同，合同金额30.26亿美元，后续将被布置在澳大利亚西北部沿海。该项目规模更大，并且可能成为FLNG船未来发展的标杆。据了解，FLNG船全长490米，时至今日仍处于建造阶段，运营商一直未给出确切的投入运营的时间，相关评论员预计该项目将于2018年正式投入运营。

综合上述信息，不难看出LNG串联卸载系统的成功应用仍需时日。正如Songhurst所言，即使海上液化天然气技术获得跨越式发展，但是受当今严峻油价形势的影响，各大运营商不得不更加收紧财政支出。

在16年8月份，Douglas Westwood对外发布了名为《世界浮式液化天然气市场预测2015-2021》的报告，报告中详述了过去两年间获批的资金密集型液化天然气项目。报告相关作者Mark Adeosun表示，除去近期各种不利的影响因素，FLNG技术的发展远景仍然十分值得期待。

[附文2]

“Pioneering Spirit”平台拆装船 巨大无匹 剑指北海！

“Pioneering Spirit”号船长382米，宽124米，船体之间间距59米，世界首艘集合整体平台拆装与管道铺设于一体的超大型工程船，可吊起重达4.8万吨的成套设备上层建构，及重达2.5万吨的下层建构。简直巨无霸的存在。一起通过正文感受强大的震撼力吧。

来自 | Upstream
编译 | 姚园

自2014年年初以来，主要租赁运营商不断加快老旧平台报废拆解步伐，已累计报废拆解60多座。随之而来，在海上工程建设领域带有投机色彩的历史性项目已经开启业务丰收的大门！

2016年8月22日18时，全球最大的平台拆装船“Pioneering Spirit”号完成了13500吨“Yme”号海上自升式生产平台（距离挪威大概100公里）的拆解工作。经过数十年的研发建造，这个“庞然大物”终于问世并成功完成了首次海上平台的拆解任务。

“Pioneering Spirit”号此前被命名为“Pieter Schelte”号，由大宇造船建造，是目前全球最大的海工船，总投资成本近30亿美元。船长382米，宽124米，船体之间间距59米。这是世界首艘集整体平台拆装与管道铺设于一体的超大型工程船，搭载大型起重机，该起重机能够吊起重达4.8万吨的成套设备上层建构及重达2.5万吨的下层建构。

该船采用了康士伯公司最先进的集成动力定位（DP）和操作系统，康士伯公司交付的范围包括船首、船尾桥楼系统以及广泛的自动化网络和HiPAP海底定位参考系统。该船是一艘双体船，其有两个船首与船身及船尾相连；其首部形成一个“U”型，以便实施平台的拆卸、安装工作。为方便实施平台拆装作业，“Pioneering Spirit”号在艏艉处配有两套特殊的起重设备。船首处对称装有12个快速起重臂，用于平台模块拆卸安装。船尾处装有一个摆动梁架式起重机，用来实施导管架拆卸安装。

当起重臂“抓牢”平台上部模块后，经过约1分钟的准备时间，巨大的液压推动力可将上部模块抬升2米距离以脱离下部导管架，所有系统运行零失误，“坚如磐石”。一天后，“Pioneering Spirit”号装载着“Yme”号平台前往Lutelandet的一家位于挪威Bergen市北部的拆船厂。

“Pioneering Spirit”号海工船作为石油行业彪炳史册的一大创举，Allseas公司为之付出了大量的时间与金钱，28年间公司共投入了29亿美元，力图建造出一艘能够一次性整体拆解海上平台的双体式工程船。

“Pioneering Spirit”号在鹿特丹Alexiahaven内港共停靠了18个月，期间在船体前甲板上完成了系列起重臂的安装与调试工作，在7月份期间完成了系列港口测试作业。

每个起重臂的测试吨数均达到3700吨，之后对处于正常作业情况下的起重臂开展系统测试，在2016年7月23号的最后港口测试中四组起重臂的承重载荷达到14700吨（数据来源于货驳船Iron Lady）。

海域试炼

瑞士海工承包商Allseas公司于2016年8月6号安排“Pioneering Spirit”号到北海荷兰海域进行起重测试，期间将遭遇不同海况环境的洗礼。

“Pioneering Spirit”号在该海域前后共逗留了10天时间，将重达5500吨的测试平台上部结构（实质上只是装有水的罐体）举升到K-13油田的基础结构上，然后将进行动力定位试验，并在各种天气情况下进行连续地安装和拆除。

在北海荷兰海域测试期间，有效海浪高度仅稍高于2米。Allseas公司总裁Edward Heerema表示：“虽然很期待“Pioneering Spirit”号能在更恶劣海况下的不俗表现，但是此次测试已足以说明升降补偿系统的稳定可靠性，后续应用值得期待。”

8月17日，“Pioneering Spirit”号一直向北驶至西班牙Repsol公司的Yme区块。在获得客户授权后，“Pioneering Spirit”号于8月20日将Yme自升式生产平台的三个桩腿环抱在中央。四组起重臂抓牢每个单独的架座连接位置，剩余两组同时抓牢靠近船桥的架座连接位置。由Allseas公司自主研发的桩腿切割工具部署就位并完成切割测试工作。

在8月22日，顺利完成了对Yme平台的三个直径3.5米的桩腿的切割作业。几小时后，快速提升的所有工作便可准备完毕。

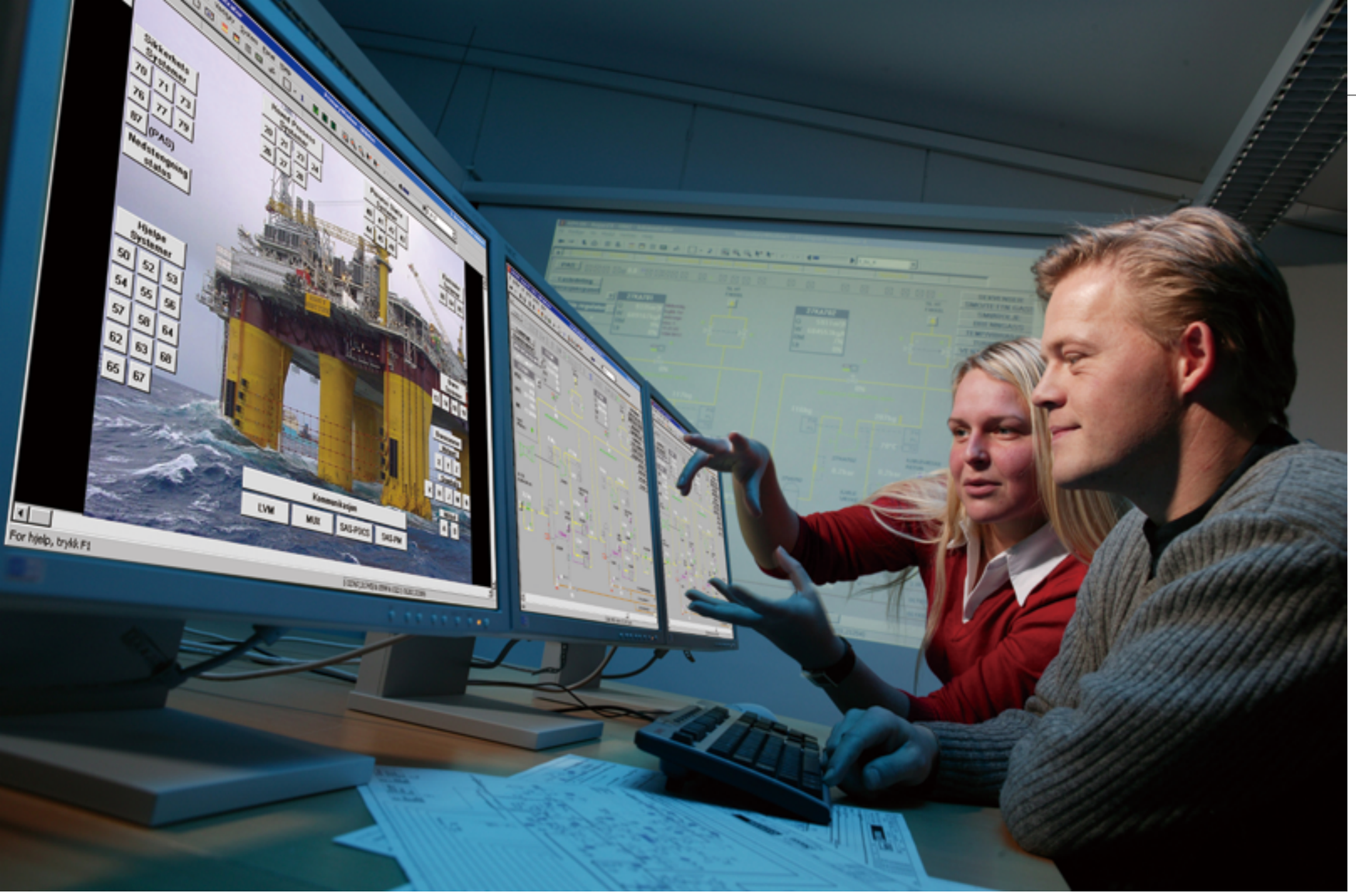
此次作业海域有效浪高为2~2.5米，“Pioneering Spirit”号与Yme平台间在水平和垂直方向保持着最多几十厘米的相对运动，船载的大型复杂化运动补偿系统实时调节相对运动的影响。基于该智能化系统，所有工作皆得以顺利开展，只等公司总裁Edward Heerema在中心操控室按下“快速提升”控制按钮。据大家所说，在最初阶段，提升系统没有任何明显反应。快速提升作业开始数秒后便可明显看到上部模块与下部切割位置分离。

至此，“Pioneering Spirit”号的首单任务大获成功。Edward Heerema说道：“运动补偿系统和动力定位系统的作业表现完全达到预期。重达13500吨的Yme自升式生产平台的成功拆解，一举打破了海上作业的历史记录！”

在将来，快速提升作业将采用气压系统，提升效率可大幅增高，也能够更有效地应对海况变化。Edward Heerema表示：“当前，气压系统还未研发成熟，一旦成型，只需9秒钟便可完成Yme平台的整体提升作业。”

“Pioneering Spirit”号将“Yme”号平台运达Lutelandet拆船厂后会安装最后四个起重臂（现已在鹿特丹港完成了前期准备工作），最终起重臂数量将达到16组。

“Pioneering Spirit”号将于明年夏天负责移除壳牌在英国北海地区的“Brent Delta”号平台，该平台重达23500吨，明显低于“Pioneering Spirit”号的48000吨的设计最大提升载荷，敬请期待！



生产设备的保护神—HIPPS完整性保护系统

在油田生产过程中，若不能及时处理压力过载等异常现象，就可能造成严重后果。HIPPS是Cameron带来的油田生成设备完整性控制系统，是保障油田生产设备完整性的可靠屏障。

来自 | Cameron
编译 | 张德凯

高压操作的危险系数极高，压力过载引起的事故将对环境、设备及工作人员造成巨大的伤害，这是任何人都不希望看到的灾难。降低生产井及油气输送设施压力风险重要性不言而喻，油田开发商对于此类操作系统一直有强烈的诉求，为此，Cameron带来了完美解决方案—HIPPS。

HIPPS是Cameron开发的一款压力设备完整性保护系统，具有独立的操作系统，相对于常规的紧急关停系统可靠性更高。HIPPS同时满足海上和陆地油田对生产及储运设备的压力控制要求，通过监测和控制设备压力，防止其超过系统设定的极限值，降低系统发生危险的概率。

HIPPS采用Cameron公司成熟的阀门、触发器工艺，例如符合API 6A标准的FLS平板阀和GROVE球阀，气控和液压控制触发器包括Saf-T-Gard MH和LEDEEN系列，目前HIPPS系统已经通过了SIL3认证。在应用中，HIPPS通常作为油田高压设备与低压设备之间的过渡段，是一道可靠的屏障。

HIPPS是Cameron对其产品有效整合的结果，HIPPS操作、控制系统独立，在油气开采的各个阶段都能发挥巨大作用。该系统主要包括三个模块：阀门、触发器/控制装置、逻辑解算器。为了满足不同的应用，Cameron提供多种配置的HIPPS系统，包括独立的机械及电子控制程序。

液压HIPPS系统

液压（机械）HIPPS系统是一种独立的自控制系统，主要结构包括压力传感器（1oo2模式）、液压解决方案和两个弹簧控制-液压触发安全阀。HIPPS无需外配电源，本身发电量即满足应用要求，根据具体情况还可配置实时控制系统（HPU）。

在正常工作情况下，HIPPS为安全阀门提供压力，使其保持打开状态，直至系统检测到设备压力发生异常。当HIPPS检测到设备压力出现异常，即可立即触发两个安全阀，保护后续设备不受损坏。

（注：1oo2—同时有两个传感器，当有任何一个达到警报值时，触发器即触发；2oo3—同时有三个传感器，当有任意两个达到警报值，触发器触发）

电子控制HIPPS系统

电子HIPPS系统也是一种独立控制的设备压力完整性保护系统，主要包括压力发射器（2oo3模式）、电子逻辑解算器和两个弹簧控制-液压触发安全阀。该系统既可使用外带电源，也可使用手动控制泵/HPU进行自身发电提供能量。

HIPPS工作原理

HIPPS的主要功能是检测压力异常情况，之后自动打开隔离阀，保护后续设备不受损坏。如上文提到那样，HIPPS是一个完全独立的操作系统，与油田生产设施的过程控制关停系统（PSD）、紧急关停系统（ESD）以及控制系统互不干扰。

HIPPS不只是一个检测压力异常、自动关闭阀门的保护系统，还可以根据需要配置其他功能，比如监测设备动力信号等。通常情况来说，HIPPS通过检测信号异常做出各种决策，比如仪表气源丢失、液压不足、电压不足或是设备信号缺失等，各种信号在决策过程中均保持独立性，不会互相干扰。为了提高作业的安全性，HIPPS还具有冗余设计，最大化系统适用性和设备稳定性。

安全仪表系统（SIS）

SIS是一种有效防止事故发生、降低事故发生几率的控制程序，在设备发生异常时，SIS会根据预先设定的处理方案将异常状况平复。在应用中，SIS有多种形式，包括ESD、安全锁系统、安全关停系统等，而每一种SIS都具有完整的安全仪表功能（SIFs）。

SIF系统都包括逻辑解算器、传感器、电磁阀以及终端控制模块（如自动控制阀）。SIS定义内的SIF系统具有一个完整性安全等级（SIL）模块，根据失效概率（PFD）衡量生产设施的运行状态。根据设备及流程的不同，SIL可能会有略微差别，但是对于一个完整系统而言，每个安全模块的SIL也不必完全相同。

一般情况下，HIPPS系统包含两个ESD阀门、1oo2模式逻辑解算器、3个2oo3模式压强传送器。具体组成模块如下：

1.压力、流速传感器有1oo2或/和2oo3两种模式；

2.逻辑解码器可高效处理传感器数据，是HIPPS系统的决策依据；

3.满足SIL 3标准的决策模块，保证系统处于安全运行状态，杜绝高压隐患。

相对于常规PSD和ESD系统，HIPPS独立仪表系统的完整性更高，该系统可满足陆地及海上油田的压力等级控制要求，保持生产设备完整性。

无需酸洗、拒绝腐蚀 MUDSOLV NG 为老井清除泥障

在裸眼完井过程中泥饼的存在通常导致堵塞筛管、增大流动阻力等问题。MUDSOLV NG泥饼清除服务，可选择适合的泥饼清除作业程序和清洗剂，达到有效、安全、低腐蚀性的泥饼清除效果。

来自 | M-I SWACO
编译 | 周诗雨

现代裸眼完井技术可以显著地提高净产能、油藏泄油面积和资产的最大价值。因此在陆上和海上，特别是水平井的完井中得到越来越广泛的应用。钻井和完井的开支巨大，特别是对于深水井，因此需要油井产能要满足甚至超过设计目标，尽可能地延长完井的寿命。

来自Schlumberger下属M-I SWACO公司的MUDSOLV NG泥饼清除服务，是裸眼完井综合服务系列中一个重要的组成部分。该综合服务系列还包括完井液RDF (reservoir drill-in fluids)、砾石充填、顶替作业、以及专门的专利软件包等。MUDSOLV NG服务的宗旨是针对客户的需求，制定最佳的裸眼泥饼清除方案。性能指标评价和实验室验证测试奠定了这项信息驱动设计的基础。

在MUDSOLV NG集成服务考虑了整个的裸眼完井过程，通过采用综合解决方案，实现最佳的泥饼整体清除效果。结合最新的分析工具和新型破胶剂，即使面对最顽强的泥饼，也可以进行均匀、可控和彻底的清除。MUDSOLV NG中采用了新一代油基和水基破胶剂，破胶时间可控，不会腐蚀完井硬件设施，HSE性能表现出色，非常适用于高敏感性的海洋和陆地环境。

MUDSOLV NG技术的基础是对裸眼完井过程中所有关键因素进行识别和解决，其中包括：

1.油藏性质；
2.钻完井流体；
3.井筒准备，包括清洗和顶替；
4.完井设计和施工；
5.经济效益；
6.HSE。

MUDSOLV NG方案全面考虑了有效完井作业的全过程，从最开始的完井计划评估到确定可能出现的泥饼厚度和类型，再到识别相关清洗要求。基于上述成果，进一步筛选出最有效、风险最低的化学破胶剂技术、工具和作业程序，以完成最佳的完井作业，并获得最大的产量。

产能和资产价值的最优化

MUDSOLV NG服务基于客户的期望，可确定是否有进行泥饼清除作业的必要和益处，同时建立性能指标的优先评价系统。

技术优势

1.最优化井产能；
2.消除泥饼造成的流动阻碍；
3.最大程度降低完井硬件设施失效的风险；
4.消除或最小化腐蚀伤害；
5.减少完井设施中的非均匀流动；

技术目标

1.延长生产井的经济寿命；
2.防止水气过早突破（锥进）；
3.减少生产流体流动导致的出砂现象。

在裸眼井和水平井完井中，井的性能优化和延长经济寿命通常取决于井筒内流体的流动均匀性。均匀流动可以提高泄油效率、减低地层产液的速度、扩大油藏生产压降的分布范围，从而减少流体流速过快而导致的出砂问题，延迟有害水气的突破时间。

在酸法和其他常规泥饼清除作业中，如果不使用大量的化学剂和进行大量的投放工作，通常不能均匀地清除泥饼。此外，酸法作业还极易腐蚀完井设施。MUDSOLV NG方法则通过采用一系列独特的化学剂、流程和工具，可实现整个油藏井段的均匀、有效的泥饼清洗作业。

效益至上

一旦MUDSOLV NG服务选出了需要进行泥饼清洗作业的候选井，M-I SWACO公司会派出资深的行业工程师对油藏、井轨迹、RDF和完井设计等相关信息进行分析。在结构化的MUDSOLV NG方法中，通过采用专利化的BREAKER ADVISOR程序进行数据分析，对备选的解决方案进行筛选。

基于RDF、油藏岩石和流体的样本，工程师可以在实验室中制定、测试和改善最具有经济效益的解决方案。该验证过程可以帮助技术人员识别油藏与流体化学性质或完井过程之间可能存在的不兼容性。对于已经通过了验证的解决方案，研究人员还需要针对成本效益再次进行改进和评估，最后形成针对具体施工要求的精细化定制方案。

MUDSOLV NG服务，减少完井风险

研发出一流的破胶剂是一回事，但如何在实际中正确地进行应用却是另外一回事。与常规的清洗程序不同。MUDSOLV NG服务将泥饼清除视为整个完井作业中的中心，因此该服务的首要目标是要预防腐蚀、泥饼颗粒堵塞筛管或砾石充填等情况的发生，避免裸眼完井质量受损。

避免腐蚀伤害

在常规的酸洗作业中，即使酸的含量限制在行业接受的范围内，昂贵的完井设施也时常发生被腐蚀的现象。筛管和衬管的堵塞和腐蚀会损害整个完井系统的功能性，缩短油井寿命。在MUDSOLV NG方法中，会对所选择施工方案的腐蚀风险进行评估。最常用的减少潜在腐蚀风险的方法是采用温和的处理剂，如酶、螯合剂、内部氧化剂、酸前体，或根据泥饼中的具体RDF类型进行组合使用。MUDSOLV NG方法的效果一直都远远优于常规的酸洗方法。

避免砾石充填受损

颗粒物质的入侵和嵌入会严重损害砾石充填完井的质量。RDF泥饼是颗粒的主要来源，因此在砾石充填井中为了建立和保证井的最佳产能和吸水能力，通常都需要除掉RDF泥饼。泥饼内固体的类型和浓度，以及完井结构，都是在确定是否需要清除泥饼和选择处理技术时应该考虑的重要因素。

如果筛管和衬管发生了部分堵塞，产液流体则会转而流向设备中更开阔的地区，从而导致局部流速的增大。这些部位通常都是腐蚀易发点，会缩短完井的寿命。流动转向还会导致产生流动停滞区，部分流体困在停滞区内，对完井设备造成腐蚀。MUDSOLV NG服务解决方案可以实现砾石充填和泥饼清除的同步作业。

坐标：墨西哥湾

基本情况

目标井为一口采用30/50目碎石进行水平井砾石充填的裸眼完井超深水井，裸眼井段长730m，井底温度43° C，采用FLOPRO NT水基完井液和D-STROYER破胶剂钻进。该井在反排前曾关井近两年，因此在重新开井生产之前需要进行泥饼清洗，同时保护井下设施。

解决方案

在进行评估后，M-I SWACO推荐了MUDSOLV NG服务，采用BREAKDOWN螯合剂破胶体系，并在砾石充填后结合使用含有BREAKDOWN 7中性破胶剂的携带液。携带液是由CLEARPAC MS粘弹性表面活性剂溶于9.7lb/gal(1.16sg)NaCl/KCl的盐水构成的。

应用效果

整个砾石充填作业完美无缺，充填效率达到100%。在关井近两年后，经过MUDSOLV NG彻底清洗的井重新投入了生产，表皮系数为0，产液率超出了预期值。

人工举升新技术

《石油圈》一直在持续跟踪人工举升相关新技术。本期技术专题，《石油圈》将继续就该技术方向进行介绍。近期又有什么新技术？这些技术又有哪些亮点？一起来学习一下吧！

来自 | Schlumberger等
编译 | 张领宇

人工举升是采油工程的关键技术环节，经过几十年的发展，形成了抽油机、螺杆泵、电潜泵、气举等多项举升技术，满足了常规采油的需要，但同时也存在着效率低、能耗高、检泵周期短等系列问题。随着油井举升工况越来越复杂，采油成本不断上升，促使人工举升朝着更加高效、节能、环保、可靠的方向发展。随着越来越多的油田进入开发中后期，人工举升的地位也越来越突出，加之油井在井身结构、产量、流体性质等方面差异，这些都促进了人工举升技术的多元化发展。

人工举升的作用是将油气开采至地面，是原油开采中的重要环节。截至2013年底，中国石油天然气股份有限公司机采井十九万四千口，约占总井数的98%，机采产液量约占油井总产液量的99%。随着油田进入开发中后期，人工举升的地位会越来越突出。油井在井身结构、产量、流体性质等方面差异促进了人工举升技术的多元化发展。几十年来，已经形成了抽油机、螺杆泵、电潜泵、气举等多种举升工艺，并形成了配套的举升方式优选方法、系统分析方法及系统优化方法。人工举升已经成为一门综合性的学科。

近年来，人工举升技术取得了很大的进展，但仍没有根本上摆脱耗能高、投资大、杆管偏磨等系列问题。随着油田开发的深入，油井条件更加复杂，对人工举升的要求越来越高，在对现有技术进行优化的同时，要不断攻关新技术，提高系统效率，降低井下和地面处理能耗，并加强优化和科学管理。

《石油圈》一直在对人工举升新技术进行持续跟踪。本期技术专题，《石油圈》将继续为大家带来人工举升新技术，包括Maximus ESP系统、FLEXPumpER离心泵和CENesis小曲率半径ESP系统，一起来欣赏一下预告吧。

Maximus ESP系统

电潜泵属于无杆举升技术。用油管将多级离心泵下入井内，地面电源通过潜油泵专用电缆输入井下潜油电机，使电机带动多级离心泵旋转产生离心力，将井中的原有举升到地面。

在完井过程中，常规的ESP设备安装都在现场完成，其中包括保护器、马达的垫片、润滑油更换等繁琐操作，另外，人为操作也增加了作业风险。Maximus可完全改变这一现状，斯伦贝谢为其专门设计了车间组装流程，ESP的现场作业变的快速、简单，作业风险和失误几率降低。

REDA公司推出的Maximus ESP系统集成了井下监测模块，所应用的保护器轴承在业内有多年应用，ESP可靠性和工作效率得到有效提高，运行寿命更长。Maximus以简化现场作业为设计初衷，同时提高了ESP系统的密封性能。该系统已在俄罗斯有多次应用，均取得了良好效果。

CENesis小曲率半径ESP系统

目前，业内常用ESP系统能顺利通过的井筒最大狗腿度约为6°/100ft。随着大斜度井、水平井开采方式的普及，人工举升的作业难度提高，开发商急需一款小曲率半径的ESP系统来提高产量。然而，在小曲率半径井中，ESP设备的法兰连接面要承受巨大的弯曲应力，设备受损几率增加，ESP系统的稳定性降低。

贝克休斯的CENesis ESP系统就是为了最大化小曲率井产量而设计开发的，该系统可顺利通过的最大井筒狗腿度为25°/100ft（甚至更高）。目前，CENesis小曲率半径ESP系统已在美国俄克拉哈马州和Permian盆地等地均进行了顺利应用，效果显著。

FLEXPumpER离心泵

在生产过程中，若发生产量非正常波动或是急剧下降的情况，操作人员通常选择停泵/ESP来应对，但这只是下下策，甚至不能称之为解决方案。非常规油藏的开采中经常出现产量波动的状况，这对于常规电潜泵来说是非常大的挑战。

Baker Huges推出的CENesis ESP系统包括FLEXPumpER™离心泵、WellLIFT™ H传感器、MVP™泵等部分。其中，FLEXPump系列离心泵可在更大流量范围内工作，作业灵活性高，电潜泵（ESP）系统运行寿命也随之增加，非常规油井生产难题轻松化解。目前，FLEXPump系列离心泵已在美国东德克萨斯州和俄克拉哈马等地进行了应用，效果良好。

国内多数油田已经进入开发中后期，稳产形势严峻，机采井数量不断增加，人工举升的作用越来越突出。同事，随着资源劣质化程度不断加深，斜井、水平井等复杂井型数量不断增加，油井工况越来越复杂，对举升技术要求越来越高，发展更加安全环保、可靠、节能。

[附文1]

灵活、耐用、定制化 Schlumberger 带来全新ESP系统！

REDA公司推出的Maximus ESP系统集成了井下监测模块，ESP可靠性和工作效率得到有效提高，运行寿命更长。Maximus以简化现场作业为设计初衷，同时提高了ESP系统的密封性能。

来自 | Schlumberger等
编译 | 张领宇

在完井过程中，常规的ESP设备安装都在现场完成，其中包括保护器、马达的垫片、润滑油更换等繁琐操作，另外，人为操作也增加了作业风险。Maximus可完全改变这一现状，斯伦贝谢为其专门设计了车间组装流程，ESP的现场作业变的快速、简单，作业风险和失误几率降低。

Maximus ESP应用具有高度灵活性，在多种作业中都可以使用，并适用于高温、高压等恶劣井况。Maximus的保护器轴承有抗磨蚀设计，稳定性极高，在业内应用已超过15年。

Maximus的配置也非常人性化，开发商可根据需要定制ESP系统。可选择设备包括：

1.单节、双节马达（螺纹连接）；

2.单节、双节保护器（螺纹连接）；

3.Promotor集成系统（马达、保护器、传感器连接为一体）。

Maximus系统马达有多种规格，在5-1/2in的小井眼中马力最高可达540hp，在7in及以上的井眼中马力可超过1100hp，完全满足应用要求。

马达、保护器采用自润滑轴承，轴衬为抛光处理的高分子聚合材料，轴套为硬化钢，即使在润滑环境差、高温、高载荷的环境中，该轴承也是一道可靠的保障。

Maximus采用全新的设备对接技术，MaxJoint法兰设计与气密垫片的应用实现了马达与保护器快速、无缝连接，密封性可靠。马达、保护器注油及垫片的更换工作在车间完成，现场作业更可靠、快速，修井风险也随之降低。此外，MaxJoint技术还消除了润滑油中出现气泡的风险，即使在恶劣的作业环境中也能保证润滑油清洁无污染。

ESP安装经常遭遇各种极端环境，如何保证马达润滑油清洁一直是令人头疼的问题，MaxJoint技术即可有效规避这一风险。除了MaxJoint技术外，针对设备储存运输过程中环境变化引起的润滑油热胀冷缩问题，Maximus马达还使用了滑动盖帽设计，防止马达受到损坏。

马达引出线（俗称小扁电缆）是ESP系统的另一重要部分。即插即用型引出线MaxLok连接简单快速，降低了润滑油污染的几率。常规的马达引出线连接需要胶带保护，Maxlok完全不需要这一步骤，减少了现场作业时间。Maximus马达底部有弹簧密封结构，防止Maxlok拔出后由于马达内部压力不平衡引起的润滑油泄露，Maxlok重新插入或是马达顶部操作可以使马达恢复正常状态。

Maximus ESP系统兼容REDA现有的各种规格离心泵，根据作业环境的变化设备材质也有多种选择，适用范围极广，即使是高磨蚀井况也能轻松应对。

气体处理更高效

Poseidon是Maximus系统的气体处理设备，具有双螺旋轴向流道设计，气体分离效率远高于离心叶轮，可有效避免高气体含量（GVF）井的气锁问题。Poseidon气体分离效率高达90%，即使在吸入口气体含量高达75%的井中，Maximus也能正常运转，性能远高于常规的ESP气体分离设备。根据需要的不同，Poseidon既可以单独使用，也可以与ESP吸入口连用，灵活性更高。

井下实时监控

Maximus系统包含一个井下传感器，只要将传感器上盖帽拆除就可以直接与马达连接，实时监控井况。Maximus系统与REDA现有的Phoenix系列传感器完全兼容，传感器有两种连接方式：提前连接到马达底部，或是现场连接（不需要重新注油），更多选择，作业更灵活。

坐标：俄罗斯

TNK-BP Vanyoganneft是Van-Yogan油田的运营商，该地区冬季温度低，所以尽管油田生产潜力巨大，井眼套管尺寸却只能选择为6-5/8in，套管尺寸小严重限制了ESP设备的选择，开发商急需能够提高产量的ESP解决方案。

以该油田的8049井为例。该井生产潜能为4000m³/d，然而由于开采设备的限制，实际产量仅为650m³/d。此外，现有的ESP设备寿命仅为61~457天，频繁的修井作业增加了开采成本。

Schlumberger为其提供了新的解决方案，既提高了产量又延长了ESP的工作寿命。

REDA推荐了Maximus Promotor ESP系统，Promotor安装简便、快速，运行几乎不受油田开采条件限制，既能提高产率又降低设备损坏风险，性能稳定。

REDA选择了150级的GN10000压缩泵和450hp的456系列Maximus Promotor设备。

ProMotor是马达、保护器、井下传感器集成系统，其组装工作在车间内完成，节省了宝贵的现场作业时间。即插即用型的马达引出线MaxLok和高绝缘润滑油确保Promotor的工作不受外部环境干扰。总之，Promotor可减少现场作业时间，同时保障极端环境中设备的完整性。

Maximus ESP稳定性提高也与轴承设计密不可分，叶轮产生的轴向冲击力直接作用于保护器的轴承上，叶轮对泵轴的磨损降低，同时避免了泵轴的现场安装，延长了ESP运行寿命。在环境温度为-27℃条件下进行Promotor安装作业，全程仅需3h，与常规ESP系统相比节约了3~5h的作业时间，产量也从650m³/d增加到1100m³/d，整整提高了70%。

在经过890天的连续生产后，开发商按计划进行修井作业，将Promotor取出后发现Promotor设备只有非常小的磨损，经清理后又重新应用到该油田的另一口井中。与常规ESP设备相比，Promotor的工作寿命提高了700%，基于此，Vanyoganneft决定将Maximus Promotor作为该油田唯一的ESP设备。

[附文2]

CENesis ESP系统：25°/100ft 大斜井不在话下！

大斜度井、水平井越来越多，电潜泵（ESP）受到的限制越来越大。贝克休斯推出的小曲率半径CENesis ESP系统能够通过狗腿度高达25°/100ft的井段，性能优异，可谓是大斜度井开发商的福音！

来自 | Baker Hughes
编译 | 张德凯

机械采油是在采油的过程中，油层具有的能量不能使油层完成自喷，需要人为的采用机械能量对油层进行补充能量使原油举升出井口的方式。就目前我国的采油过程来看，机械采油是主要的开发方式，近几年，我国在机械采油技术方面得到了巨大进步，然而由于我国的石油使用量不断增加，造成油田地下储量在急剧下降，从而使油田开发面临着越来越大的难度。

在油田完井作业中，井筒轨迹的复杂设计（如大斜度井、水平井）通常会限制电潜泵下入深度，造成ESP作业效率和油藏整体开采率下降，对开发商收益造成巨大影响。

目前，业内常用ESP系统能顺利通过的井筒最大狗腿度约为6°/100ft。随着大斜度井、水平井开采方式的普及，人工举升的作业难度提高，开发商急需一款小曲率半径的ESP系统来提高产量。然而，在小曲率半径井中，ESP设备的法兰连接面要承受巨大的弯曲应力，设备受损几率增加，ESP系统的稳定性降低。

Baker Hughes的CENesis ESP系统就是为了最大化小曲率井产量而设计开发的，该系统可顺利通过的最大井筒狗腿度为25°/100ft（甚至更高）。CENesis ESP系统的马达、泵、保护器和气体分离器的连接采用了非常规法兰设计，无需使用螺栓，使得CENesis系统在水平段可以下入更深的深度，机组更靠近产层，开采率也更高。

众所周知，ESP设备下入深度越深，可供泵开采井液越多（即吸入口以上液柱越高），总产量随之增加，在这种情况下就可以使用高产量的离心泵，提高整体采收率。此外，随着下入深度增加，离心泵吸入口的压力也会增加，离心泵受到游离气体的干扰降低，ESP系统的稳定性增加，ESP系统的气锁风险也降低了。

在CENesis出现以前，ESP设备都通过法兰和螺栓连接，相比于CENesis的无螺栓连接操作要耗费更多的作业时间。同时，法兰和螺栓连接还增加了完井过程井筒落物的风险，任何工具落入井中都要进行昂贵的打捞作业，更危险的是若不能及时发现落物，后续的ESP下入、运行过程将受到更大的损坏。

CENesis ESP系统的设备连接为无螺栓式，安装时间更短，工具掉落井筒的几率也更低，安全性、稳定性更高。目前，贝克休斯是业内唯一拥有、提供该技术服务的公司。

案例分析1

坐标：Permian 盆地

作业挑战

1. Permian 盆地的一口ESP井短期内经历了3次设备故障；
2. 该水平井狗腿度最高达12.5°；
3. ESP的使用寿命短。

解决方案

Baker Hughes工程师安装了新型的CENesis小曲率半径ESP系统，包括FLEXPumpER离心泵、配备MaxRate软件的Electrospeed Advantage变速控制器和AMBIT PLUS实时生成监测系统，在大斜度段的ESP下入深度较以往增加了445ft。

应用结果

1. ESP系统成功通过狗腿度12.5°的井段；
2. 与其他ESP系统相比，下入深度增加了455ft；
3. 日产量提高了80%；
4. 气体解决方案提高了系统稳定性；
5. 避免了停泵操作。

案例分析2：CENesis ESP系统成功通过狗腿度21°大斜度段

坐标：美国，俄克拉哈马州

美国俄克拉哈马州的一家开发商计划在一口新井中使用ESP作为人工举升方案。但是由于在钻井过程中发生了轨迹偏离问题，井筒出现了一段狗腿度达到21°的大斜度段，常规的ESP设备根本无法通过，开发商又不想继续增加成本进行修复钻井作业。为此，开发商不得不选择其他效率较低的人工举升方式进行开采，贝克休斯的工程师为其提供了一种更加理想的解决方案。

针对该油田的作业难题，贝克休斯向开发商推荐了CENesis小曲率半径ESP系统，该系统专为解决大斜度井开采问题开发了创新型无螺栓连接技术。与常规的法兰—螺栓连接设计不同，无螺栓连接将ESP系统的可通过狗腿度上限提高到25°/100ft，ESP可下入深度更深，离心泵更靠近产层，油藏整体开采率更高。而目前，贝克休斯也是业内目前唯一能够提供小曲率半径ESP服务的油服公司。

CENesis ESP成功的通过了垂深为5945ft、狗腿度为21°的大斜度段，顺利完成了开发商的完井计划，没有进行额外的钻井作业，作业成本明显降低。投产后该井产量为400BPD，达到了开发商的预期生产目标，客户对CENesis的应用结果非常满意，表示在后续的作业中将继续使用同类产品。

[附文3]

产量波动太刺激？贝克FLEXPumpER离心泵淡定面对

非常规油藏的开采中经常出现产量波动的状况，这对于常规电潜泵来说是非常大的挑战。FLEXPump系列离心泵可在更大流量范围内工作，非常规油井生产难题轻松化解。

来自 | Baker Hughes
编译 | 张德凯

贝克休斯CENesis™系列ESP系统主要包括FLEXPumpER™离心泵、WellLIFT™ H传感器、MVP™泵（专门应对高气体含量）、Electrospeed Advantage™变速控制器和涡流气体分离器。其中，FLEXPumpER离心泵生产范围更大，对于产量急剧下降井的适应能力无可匹敌。FLEXPumpER的设计初衷主要是为了提高贝克休斯ProductionWave™ FLEXible生产方案的作业灵活性，其主要应用对象是非常规油藏。

在生产过程中，若发生产量非正常波动或是急剧下降的情况，操作人员通常选择停泵来应对，但这只是下下策，甚至根本称不上是解决方案。FLEXPumpER具有业内最大的单泵生产范围50~2900BPD，可完美解决产量非正常波动的难题。贝克休斯的研发人员对FLEXPumpER的叶轮进行了创新性设计，在最大化生产范围的同时还提高了ESP设备的使用寿命。

高级湍流抑制技术 提高泵效

非常规油气藏井液中通常含有大量的气体，这会对常规ESP系统造成较大影响。FLEXPumpER离心泵的叶轮采用了高级湍流抑制技术（ATM），增加了高气体含量情况下的泵效，降低了ESP系统的气锁几率。

FLEXPumpER的叶轮轴承也经过重新设计，能够经受短时间气流波动引起的泵体温度升高。除了以上提到的这些优点，每一级导流器都采用颗粒漩涡抑制技术，防止磨蚀性的颗粒漩涡形成，降低叶轮和泵体的磨损。

FLEXPumpER的全新设计提高了ESP系统在非常规油藏开采中的操作灵活性，其在更大的流量范围内都具有很高的运行效率，对于降低成本、提高稳定性、优化波动流量生产都具有非常重要的作用。

应用范围

1.非常规油藏开采；

2.高流量波动、高井液气/油比（GOR）、高固体颗粒含量井。

案例分析1

地点：东德克萨斯州，美国

东德克萨斯地区的一口ESP井停泵频率过高，有时甚至每天需要多次停泵来解决气流波动、井底温度升高等问题。该井井液的GOR和含水量每天都会变化，ESP系统承受的向下冲击载荷较大，设备稳定性差。

开发商选择了贝克休斯的ESP系统来解决井液流量波动以及气流波动问题，希望设备的稳定性能够得到提高。最终，贝克休斯的工作人员安装了配备FLEXPumpER离心泵的CENesis ESP系统。

投入生产后，该井初始产量为2000BPD，水含量60%，随后产量经历了迅速下降至800BPD，生产过程中气体平均含量为650MCF，并出现了几次剧烈的气流波动，但ESP系统没有出现任何故障，始终保持着高水平的运行效率和下冲载荷的处理能力。WellLIFT H传感器全程提供了泵出口压力数值，与井下情况波动保持一致。

在井下压力下降后，CENesis ESP系统在低频率46HZ时运行平稳，平均产量为1034BPD，与之前应用的ESP相比生产效率提高了20%。

开发商对FLEXPumpER离心泵的应用效果非常满意，在六周后又在其他两口井中安装了同类ESP。在此案例中，CENesis ESP对于井液密度波动、产量不断变化以及气流频现的井表现出了良好的工作性能。

案例分析2

地点：俄克拉哈马，美国

与常规油井产量稳定不同，非常规油井的产量波动剧烈，在一两年内其产量就有可能从3000BPD下降到不足50BPD，ESP应用挑战极大。

通常为了解决这种问题，开发商选择在产量较高时采用ESP系统进行开采；产量降低时，开发商只能选择抽油机继续开采。

近期，位于美国俄克拉哈马州的一家开发商遇到了类似生产问题，他向贝克休斯的工程师求助关于高含砂、高磨蚀、低产量井的人工举升方案。按照以往的情况，该开发商会选择在产量较高时选择ESP系统，但是由于该地区井液的含气量、含沙量都非常高，ESP的应用受到了限制。

为了解决这一问题，贝克休斯的工程师为其安装了配备有FLEXPumpER离心泵和Gas Avoider™吸入口的ESP系统。该ESP可以在产量13~344BPD的范围内正常运行，平均产量 80BPD。FLEXPumpER离心泵叶轮的混合流设计、导流罩的颗粒漩涡抑制技术大大提高了设备在高磨蚀井中的稳定性，对于该地区井液含沙量高的问题也是不在话下。

当ESP产量为13BPD时，井下吸入口压力仅为100psi，贝克休斯的ESP系统运行始终保持稳定，没有出现任何问题，避免了更换人工举升设备修井作业。

FLEXPumpER离心泵的创新型设计提高了ESP的整体稳定性，在产量极低、含水量平均为78.5%时也保持了极高的运行效率。该油田的开发商对于产量骤降而无需更换人工举升设备的结果非常满意，在气体和沙含量高而产量极低的情况下，配备有FLEXPumpER离心泵的ESP系统的运行受命也较常规ESP系统有大幅度提升。

沉积物堵塞井筒？贝克出手 垃圾清走

油气生产井内的各种沉淀物，如岩屑、砂桥、地层堵塞物等，会堵塞井筒，影响产量。Baker Hughes拥有一套完整的洗净作业系统可供用户选择，可实现所有洗井目标。

来自 | Baker Hughes
编译 | 白小明

井眼清洁是影响成功钻井的关键因素之一。岩屑运移困难会带来一系列复杂的问题，如卡钻、钻速降低等。一口井的井眼清洁状况会直接影响到这口井的井身质量等，进而影响到其经济效益。

油井洗井工作是采油队日常管理工作的重工作之一，洗井质量也是影响泵况的一个主因素。

Baker Hughes的连续油管（CT）洗井工艺，针对各种洗井相关作业，如举升填充物，清除积垢，注入液体等，均可提供切实可行的解决方案，优化洗井效果，完成客户的作业目标。

已申请专利的贝克休斯Tornado洗井工艺，可清洗大斜度井和水平井内的砂床，效率可达到100%。

对于超低储层压力的井，可以选择特别设计的清除固体碎屑及回收流体的Sand-Vac和Well-Vac系统。

Baker Hughes 的Roto-Jet旋转喷射系统，是传统磨铣系统的高效替代方案，单次入井完成积垢破碎和清除。

Tornado连续油管清洗系统

重新获得丢失的产量，减少清洗频率

Baker Hughes Tornado连续油管（CT）清洗系统，是最强大、最灵活、最有效的CT井眼清洗方案，是清洗井内各种固体碎屑的理想工具，可应用于各种几何形状及轨迹的油气井。专利化的系统可以配合多种底部钻具组合下入，如标准的清洗喷嘴、马达和磨铣工具，或旋转喷射工具等。不论是压实或松散填充的地层，如细砂、卵石或支撑剂，均能获得最佳的清洗效果。

Tornado系统还具有一套专有的、定制化设计的井下工具，作为已有的经现场成功验证的操作方式的补充，共同最大化系统的作业能力。这些工具在破坏填充物时，可提供全面的向前冲洗能力，并在工程洗井作业期间提供高速的反向冲洗力。

Baker Hughes CIRCA模拟软件，集成了一个特别设计的固体碎屑搬运模拟器，该模拟器基于近10,000个流回环测试的结果研发，并根据来自世界各地的成千上万次的成功作业做了比对修正。CIRCA软件可反映出固体碎屑沿完井井底到井口的堆积情况，并形成最优的清洗方案，包括所需的排量、循环时间、工具配置、洗井速度。结合使用强大的CIRCA软件和最佳的井下工具，贝克休斯工程师可以成功完成之前无法实现的洗井作业。

在下入过程中，向前喷射的射流破碎压实的固体碎屑，这些固体碎屑通常在底部钻具组合（BHA）之后，沿井筒形成碎屑床。

在洗井钻具出井的过程中，向上喷射的射流侵蚀充填床，将固体碎屑携带到表面。

应用范围

1.清除疏松的填充物，如地层碎屑、岩石、支撑剂，射孔或磨铣形成的碎片；

2.清除需要使用高压喷射或磨铣等方式才能清除掉的压实固体碎屑，如积垢；

3.大尺寸井眼、大斜度井或水平井。

特点和优势

1.由CIRCA软件来设计循环和洗井方式：提高产量，同时减少清洗频率。

2.使用更简单的清洗液和更小尺寸的CT：降低作业成本，最大限度地减少氮气和液体用量。

3.可选择使用排量控制循环周期，或者使用单次入井，投球开关工具：提供合适的工具，满足所有作业要求。

4.现场简单易用的操作流程：最大限度地提高可靠性和系统效率。

5.反向喷射：减少总作业时间；防止固体碎屑堆积压实在BHA周围，降低卡钻风险。

Roto-Jet喷射工具

单次入井，彻底清除从地面到井底难剥离的积垢。

清除井下沉积物

Roto-Jet喷射工具以经济可行的方式清除阻碍油气井生产的井下沉积物。这种独特的旋转喷射技术，通过精确控制射流喷嘴的旋转速度，对沉积物施加周期性破坏应力，从而将沉积物破坏。

随着每次射流的冲击，表面裂纹短暂受压，并向积垢施加拉应力。这种每秒几次的周期性应力，将脆性积垢粉碎成小颗粒，可以较容易地携带到地面。

最终实现单次入井，将地面到井底整个井眼清洗干净。即使是类似于

Roto-Jet

特点和优势

1.与几乎所有化学垢溶解剂和酸化系统兼容：最大化积垢溶解量和流体效率。

2.精确可靠地控制喷嘴的转速：
①360°全覆盖；
②不论泵排量大小，都能实现最佳转速；
③经济可行地清除井下沉积物。

3.与氮气兼容：
在井筒中形成举升力；
将所有喷射流体和碎屑携带回地面。

4.可配置多个设置参数：
①提供90°和45°配置；
②针对多种积垢，可有效应用于多种井况。

5.强大的贝克休斯CIRCA模拟软件：通过提供准确的作业设计、模拟、工具设置和安全操作指导，优化作业时间

硅酸盐和硫酸钡复合材料之类的最硬积垢，也可以用Roto-Jet技术清除。

在积垢数量较多、规模较大的情况下，可以先下一趟马达和磨铣工具，然后下入Roto-Jet工具。在不损坏完井工具的情况下，强大的喷射作用可以实现全内径尺寸的洗井，可以应用于各种不同几何尺寸的完井工具剖面。

提高产量

Roto-Jet工具提高了向地层注酸的能力，最大限度地发挥增产液的优势，提高油气井的产量。该工具强大的旋转喷射作用与氮气、多数导流剂和所有液体兼容，与贝克休斯专有的增产化学品系统相结合，可以清除水平裸眼井中的滤饼和钻井泥浆有害物。在以常规完井方式完成的井中，聚焦径向射流可以确保酸液均匀地注入到每一个射孔段内。

改善性能

Roto-Jet工具的旋转作用，可以在砂桥和其他阻碍物中间清理出一条通路，可以根据流体泵排量和完井工具的几何形状选择喷嘴。

工具与贝克休斯化学溶解剂等产品结合使用，性能可以进一步得到增强。化学品的侵蚀和交变应力作用可以加速溶解和清除积垢，这些化学品是贝克休斯 Roto-Jet处理方案和技术的专用产品。

工具与贝克休斯化学溶解剂等产品结合使用，性能可以进一步得到增强。化学品的侵蚀和交变应力作用可以加速溶解和清除积垢，这些化学品是贝克休斯 Roto-Jet处理方案和技术的专用产品。

应用范围

1.清除硬质沉积或其他障碍物；

2.裸眼、割缝管、预射孔尾管完井的增产作业；

3.采用Roto-PulseTM工艺，进行砾石充填完井的增产作业。

Sand-Vac和Well-Vac井眼清洗系统

去除超低压井筒中的固体碎屑和有害液体。

清除固相和液相有害物

贝克休斯Sand-Vac™和Well-Vac™系统使用同心连续油管（CCT），结合专有的井下可切换式喷射泵，清除超低压井中那些用标准清洗方法无法处理的固相和液相有害物。这些清洗系统将有害液体与储层隔离，在不使用氮气的情况下连续返出地面。对于那些需要大量使用氮气，而又存在氮气供应、物流或平台甲板空间受限等相关问题的洗井作业，贝克休斯的解决方案具有独特优势。

这些工具用于大位移生产井，可以处理常规循环清洗方式无法解决的横向流，或者漏失带的问题。可以在这些工具中加入内置的压力和温度计，以收集准确的井下数据。

清洗系统结合使用CCT及专有的井下可切换式喷射泵来去除固相和液相有害物：从连续油管的内管泵送液体，在喷嘴处形成局部压力降，形成的真空将井内流体和夹带的固体碎屑携带出井。

单次入井完成所有目标

系统入井后，可以在多种操作模式之间切换，以确保单次入井完成所有目标。

Sand-Vac模式可以在不使用氮气的情况下清除井内固体颗粒。Well-Vac模式增大局部压降，使井筒流体、钻井泥浆、压裂液及其他来自储层的流体形成真空。高压喷射模式，使流体从高压喷嘴喷出，以清除胶结疏散的砂桥，或泵送增产流体。

混合后的流体进入喷射泵扩散口，并恢复喷嘴处的压力，使返出的流体沿CCT环空返回地面。该系统使用单相流体，与使用氮化液体进行清洗作业相比，能够简化物流，降低成本。

应用范围

1.超低压油藏；

2.大位移井及水平产层；

3.井眼清洗和清理；

4.生产井调剖；

5.重油和出砂井；

6.由于成本和物流，氮气使用受限的作业地区。

特点和优点

1.多种操作模式：

①Sand-Vac模式：单次入井清除砂和固体颗粒

②Well-Vac模式：使钻井泥浆、增产液和其他油藏流体形成真空；

2.满足生产流入曲线：高压喷射模式；

3.穿透硬质砂桥；

4.实现增产流体的有效注入。

5.由贝克休斯CIRCA软件提供支持：通过提供精确的作业设计、模拟、工具设置和安全操作指导，优化作业时间。

6.无需氮气：避免物流相关问题；降低成本。

向前和向后的喷嘴使固体颗粒液态化，然后被安装了滤网的工具段吸入，通过CCT环孔返回地面。

Sand-Vac应用案例

技术挑战

1.4口井的出砂量太大，影响产量，阻碍了地层流体与下部完井段的流动通道；

2.井已经停产了几年；

3.井底压力较低；

4.平台空间和吊装作业受限；

5.只有自升式平台可用。

解决方案

Baker Hughes采用Sand-Vac清洁系统清除岩屑，结合先进的无线悬链线式CCT，利用独特的CT连接器进行打捞、开关滑套等常规作业。

应用结果

采用Baker Hughes的洗井解决方案后，作业者从4口井中共回收了15,650磅砂，单次入井回收11,900磅；同时，该作业清楚了井内大量砂，产量超过目标值185%，同时创造了112天零事故作业记录。

HEADS海底管道监测系统 “零星”漏油无处遁形

如果管线发生穿孔，将会导致原油泄漏、环境污染等一系列不良后果。如果存在一种输油管线实时监测的技术，就能迅速判断泄漏位置，及时处理，而HEADS是这种技术。

来自 | Repsol
编译 | 周诗雨

海上石油与天然气的勘探开发已经成为石油工业很重要的一部分，而海底管道是海洋石油天然气运输的重要手段，是海上石油天然气开发生产的生命线。自1954年美国Brown & Root海洋工程公司在墨西哥湾铺设第一条海底管道以来，在包括中国海域在内的全球各个海域已铺设了大量海底管道。海底管道系统复杂，通常来说海底管道由大型钢质海底管道、泵站、供电和通讯系统组成。海上油气田油、气、水的集输、储运，多是通过海底管道来完成，海底管道把海上油田的整个生产密切系统组合起来。

由于海底管道所处环境复杂，容易产生管道腐蚀、堵塞等问题，发生事故的概率较大，尤其是一些老管线，容易因为管道存在腐蚀缺陷，导致管道发生泄漏，维修维护要花费大量的人力物力，不但给石油公司带来了巨大的经济损失，也会污染环境。因此，检测海底管道的运行状况对于保障海上油气田安全至关重要。

HEADS管线自动检漏系统

Repsol公司和Indra公司共同合作研发了输油管线全自动检漏系统，这是行业内首套管线自动监测产品。

海洋环境监测工具对技术的要求非常高，比如，该工具应能够准确描述传感器数据、识别信号特征，并可以根据实际情况做出快速反应。然而，即便监测工具能达到上述所有技术要求，人为误差仍会带来很大的风险。恶劣的气候条件通常会影响检漏红外摄像机和雷达的正常工作，甚至会发出假警报。

Repsol和Indra两公司合作研发的系统称为石油泄漏早期自动检测系统（HEADS），该系统中包含了红外摄像技术、雷达装置以及进行数据计算的高级算法。开发人员表示，HEADS通过红外成像和雷达技术可以监测、获取大量数据，且这些信息十分可靠，能够显著减少人为误差，降低与之相关的风险。

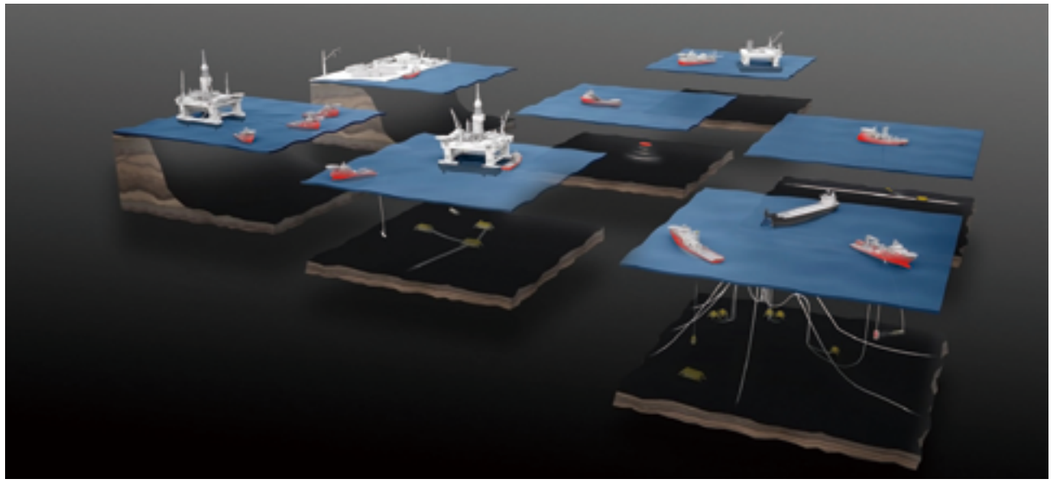
Repsol公司技术中心经理Antonio Perez说：“尽管HEADS系统仍采用了传统技术，但该系统的集成方式非常新颖，通过集成传感器，我们开发出的这套高精密系统能够确定是否发生泄漏。”

由红外和雷达获取的数据通过软件自动处理，从而实现持续监测。如果监测到有泄漏，HEADS将自动报警并收集相关数据，同时记录并分析相关参数。

数据经过自动处理后被传输至控制室内的控制装置，控制室主要负责监控常规操作，控制室内屏幕会显示安装的HEADS装置所传送回来的雷达图像。

数据驱动系统

Perez说：“与单独管理的系统相比，集成系统能够更加精确地采集数据。传感器是该系统中最关键的部分，以往经常发生传感器误报的情况，而我们的系统能够确保不会发生误报的情况，因为我们采用了两种具有不同算法的传感器，这也是监测系统的核心部分，目前油气行业的环保政策都倾向于预防泄漏（比如加强对设备完整性和运输环节的控制）和发生泄漏等紧急情况时快速做出反应。



Perez还说道，“我们所做的就是想弥补系统预防与应对决策之间的空缺，这个系统的目的不是在泄漏发生后追踪泄漏的原油。其真正的意义在于时刻密切监测输油管道系统，任何会对资产和环境造层危害的小事故都在监测范围之内，这就是该系统的独特之处，这也使得这个系统更加实用。”

各个传感器能够起到很好地相互补充的作用，雷达系统能够监测到水面微小的烃类化合物浓度变化，红外装置能够识别水、油之间的温差。该技术也存在着一定的局限性，当海面温度与空气温度相同时，红外技术将受到限制，如果没有产生反向散射效应的风的存在，雷达的工作效率也会降低。

Perez解释道，“这两种设备是根据两种不同的物理现象进行监测的，因此两者的结合使得该系统应用范围更广，这种组合也降低了误报的概率。”

“该程序的难点在于建立一个识别信息真假的算法。”公司技术部门定价经理Jose Solano说，“Repsol和Indra公司的20多名科学家和研究人员所组成的团队从2009年开始致力于HEADS信息分辨系统的研究。”

“我们一直寻求的是可以检测泄漏并防止事故发生的技术，现存的大多数监测系统都是依靠工作人员分析传感器信号并作出决断。”他说道，“这些都不是我们想要的监测技术。”

在决定采用红外成像与雷达传感器之前，研究人员测试了30多种不同类型的传感器。新算法是在在实验室条件下开发的，随后在西班牙Tarragona口岸的Repsol公司厂区进行了测试。

首次应用

HEADS在2014年初开始进行试用，其中一个监测系统安装在西班牙Tarragona码头，另一个安装在距离卡萨布兰卡海岸40公里的海上生产平台。Perez说，“在进行了一些必要的微调后，这两个的系统均运行良好”。这些公司现已将HEADS系统进行商业化应用，计划安装在西班牙和秘鲁等国的海岸。Repsol公司一直期待着将HEADS应用在海上设施中，在去年以83亿美元收购Talisman Energy公司后，终于实现了这个愿望。

该系统在海上应用时通常采用两个不同的红外摄像机和两个雷达。根据各自装置分辨率，雷达探测范围为3~4海里，红外摄像机覆盖面积为平台方圆200m，最高可达5000m。

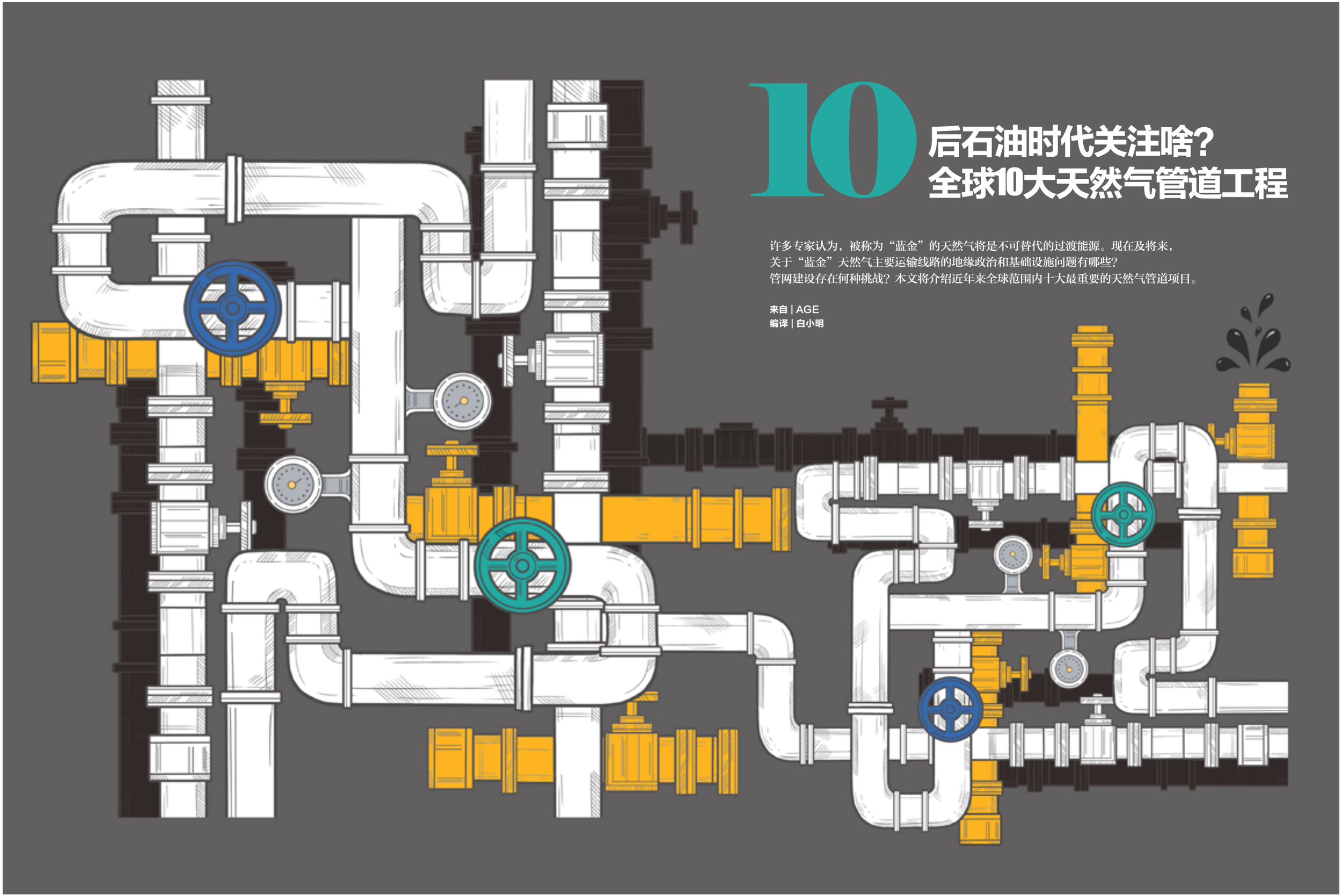
Perez说，“这个装置非常小，很容易就可以安装在平台的角落，数据传输可通过光纤或无线完成。”海洋气象数据有助于确定装置的设置参数，使用初期的微调对系统的监测也具有优化作用。在每个装置安装时都要根据海洋环境和其他干扰因素进行微调以确保系统的准确性，适当的微调能够确保该系统的准确性。”

他接着说道，“在该系统刚开始设计时，我们就考虑到一件非常重要的事，那就是我们不希望监测系统需要工作人员24小时监控数据，我们希望监控系统是个集成系统，在普通控制室就能实现控制。

“如果采用了HEADS系统，以上提到的难题就可以通过算法解决，并将结果传输到控制室。

HEADS系统采用了自动识别功能，能够识别附近的所有船只并确定漏油是否来自这些船只。HEADS纪录的数据还能够用于审计和追踪，功能类似于飞机上的黑匣子，反应时间低于两分钟。

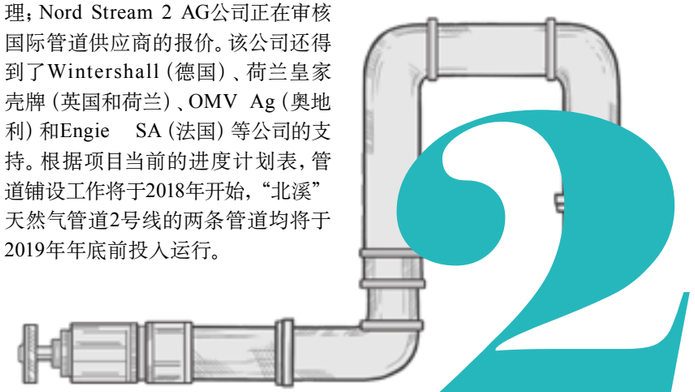
对于大型泄漏事故来说，该技术作用有限，但是对于相对少量的液体泄漏还是很有效的。Perez说，“这是关键所在，因为我们相信在大型事故发生时之前，总会有一些小型泄漏的出现，可能是两公升、五公升。这个系统还有助于保护设备，因为它可以告诉你日复一日的操作是怎样运行的，例如输油管道老化了，或是密封圈接触不良。相对于泄漏反应功能，HEADS的保护功能也非常重要。”

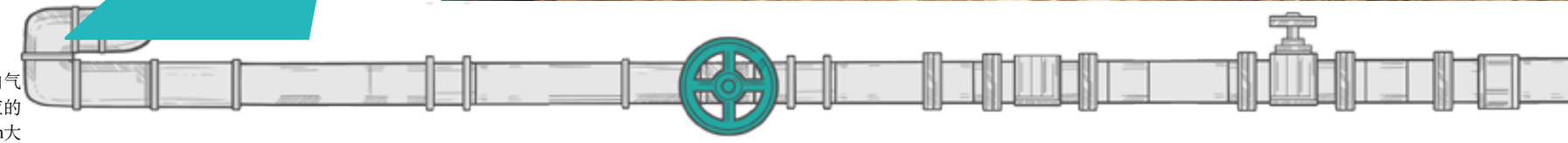


10 后石油时代关注啥？全球10大天然气管道工程

许多专家认为，被称为“蓝金”的天然气将是不可替代的过渡能源。现在及将来，关于“蓝金”天然气主要运输线路的地缘政治和基础设施问题有哪些？管网建设存在何种挑战？本文将介绍近年来全球范围内十大最重要的天然气管道项目。

来自 | AGE
编译 | 白小明





1.“北溪”天然气管道——输送能力翻倍

由于俄罗斯希望绕开乌克兰、波罗的海国家和波兰，再加上“南溪”天然气管道项目（South Stream）的搁浅，俄罗斯政府开始支持扩建“北溪”天然气管道，并使其输送能力翻倍。

自2011年以来，“北溪”天然气管道就已经通过波罗的海将俄罗斯的LNG输送到德国。扩建项目计划在现有两条管道的基础上，新增两条管道来增加输送能力。“北溪”项目建设中积累的经验有望在扩建项目中加以利用，但由于目前还在进行环境影响评估，且有关各方的意见还未统一，最终线路的提案还未确定。另外，该项目受到沿途各国法律的约束，管道将穿越各国的水域或专属经济区，涉及国家包括俄罗斯、芬兰、瑞典、丹麦和德国。在最近的一份报告中，欧洲议会认为“北溪”天然气管道2号线违背了欧盟的利益。

新的天然气管道预计有约1200公里位于波罗的海海底，并延伸至德国的Greifswald。与“北溪”天然气管道一样，两条管道的输送能力均为275亿方/年。“北溪”天然气管道2号线总共需要大约10万根24吨的钢管，管道单根长12米、内径为1153毫米、表面涂有水泥砂浆并铺设在海床上。管道的铺设和焊接将由专用船完成，由波罗的海沿岸港口提供后勤支持。该管道目前由俄罗斯天然气（Gazprom）的子公司控股、总部位于瑞士Zug的一家公司负责设计、建造和管理；Nord Stream 2 AG公司正在审核国际管道供应商的报价。该公司还得到了Wintershall（德国）、荷兰皇家壳牌（英国和荷兰）、OMV Ag（奥地利）和Engie SA（法国）等公司的支持。根据项目当前的进度计划表，管道铺设工作将于2018年开始，“北溪”天然气管道2号线的两条管道均将于2019年年底前投入运行。

2.黎凡特盆地

黎凡特盆地（东地中海）的油气新发现，将彻底改变欧洲油气供应的地理格局。以色列沿岸的Leviathan大型气田（4500-6000亿方）、埃及海岸的Zohr超大油气藏（8500亿方），以及富含大量天然气的塞浦路斯Aphrodite气田（2000-3000亿方）或将可以满足欧洲的能源需求。然而，资源运输方面仍然存在不确定性。

第一个也是最现实的选择，是通过现有的埃及Idku和Damietta液化厂出口天然气。2016年8月31日，埃及和塞浦路斯两国签署了建设水下管道的协议，将天然气从塞浦路斯的经济区输送到埃及，然后通过管道输送到埃及的液化厂。此外，在满足国内需求且产能过剩的情况下，有两个已建成的终端可以出口埃及天然气。以色列、塞浦路斯和希腊已经同意建设从塞浦路斯沿岸运输产自Aphrodite气田的天然气的共同基础设施。埃及、塞浦路斯和希腊的领导人也已于2015年12月9日在雅典签署了一项联合声明，旨在让区域各国遵守国际法的合并原则，将油气作为促进和平的催化剂。

第二个选择，涉及到加强区域间合作，是通过延长阿拉伯天然气管道，使其连接到埃及、约旦、叙利亚和黎巴嫩。这一选择有利的条件是运输天然气所需的大部分基础设施都已建成。但是，其可行性取决于一些地缘政治因素，例如以色列与其阿拉伯邻国之间的关系，西奈半岛地区的不稳定以及叙利亚冲突的发展态势。

第三种可能性，是在东地中海铺设海底管道，通过希腊大陆将克里特岛（Crete）与意大利相连。此方案得到了欧盟的大力支持，其联合资助了该项目的技术和商业可行性研究。然而，东地中海天然气管道项目预计成本非常高，而且来自塞浦路斯和以色列气田的天然气数量可能有限。

最后一种解决方案，是通过土耳其的专属经济区，铺设一条天然气管道，将以色列的天然气从Leviathan气田输往欧洲。之前，土耳其和以色列公司就已经签署了建设基础设施的协议，但各种地缘政治因素使项目充满不确定性。虽然原因各不相同，但塞浦路斯、埃及、希腊和以色列都对土耳其表达了强烈的不信任。

3.非洲和欧洲之间：GALSI输气项目

“GALSI”是Gasdotto、Algeria、Sardegna、Italia（即阿尔及利亚-撒丁岛-意大利天然气管道项目）的首字母的缩写，该输气项目旨在建设一条将阿尔及利亚的天然气经撒丁岛出口到意大利大陆的天然气管道。

项目于2003年开始筹划，由于诸多原因于2011年停工，这些原因包括：撒丁岛环境运动的抗议、合作公司在供应成本上存在分歧，以及地缘政治阻碍。项目最初计划于2014年开始运行，经撒丁岛，连接阿尔及利亚东部的Koudiet Draouche和意大利的Piombino。2003年成立了总资本为1000万美元企业财团，包括阿尔及利亚的Sonatrach（41.6%）、Edison（20.8%）、Enel（15.6%），SFIRS–Sardinia地方政府（11.6%）和Hera集团（10.4%）。自2007年以来，Snam Rete Gas公司（意大利）也参与了该项目，并被委托建设和管理撒丁岛段管道。作为创始公司之一的德国化学巨头巴斯夫的子公司Wintershall于2008年2月离开了财团，将其股份出售给了其他股东。

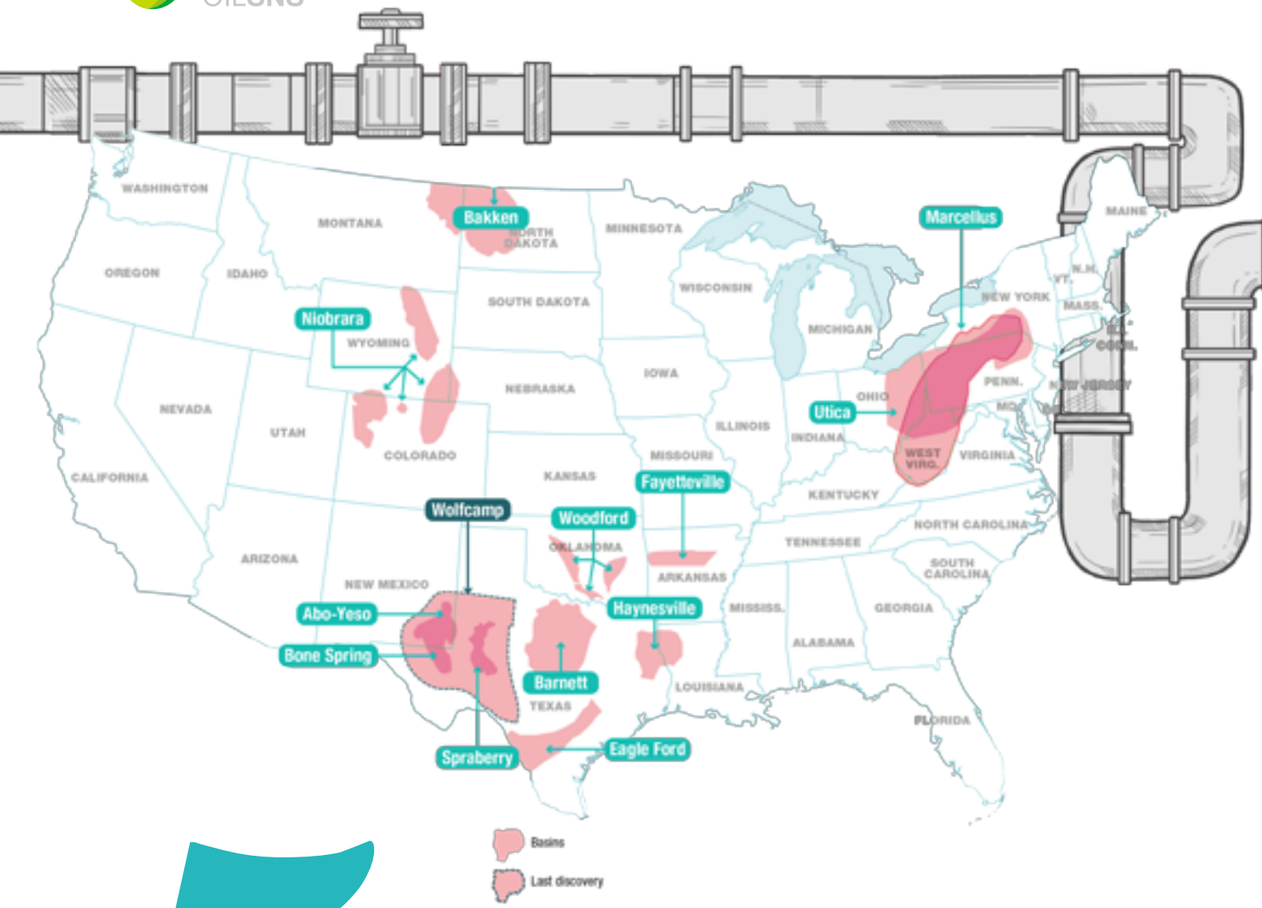
撒丁岛环保人士认为，天然气管道按对角线隔断整个岛屿，要求的最小宽度为40米，这将使数百条水路面临风险。关于财团公司之间的分歧，意大利公司要求天然气成本与价格波动较大的现货市场挂钩，从而利用预期的市场低迷期赚取利润；而另一方面，阿尔及利亚希望天然气按固定和预定的价格供应。尽管该项目被列入到了具有共同利益的项目清单里，但当前仍处于搁浅状态，在SFIRS退出财团后，各方也考虑了在撒丁岛建设两个气化终端的可行性：一个在Porto Torres（Sassari省），一个在Sarroch（Cagliari省）。

4.南部天然气走廊

由于欧盟希望推动天然气基础设施建设项目，从而确保欧洲能源供应的多样化及安全性，因此有了南部天然气走廊（SGC）项目，从阿塞拜疆向欧洲输送天然气。管道总长约4000公里，穿越七国，涉及行业十多家大公司，该项目需要约450亿美元的总投资。包括Shah Deniz气田二期开发，在里海钻井及生产海上天然气，以及扩建阿塞拜疆里海沿岸的Sangachal制造厂。项目涉及三个计划中的基础设施：南高加索阿塞拜疆-格鲁吉亚天然气管道（SCPX）、从阿塞拜疆到土耳其的跨安纳托利亚管道（TANAP）和希腊、阿尔巴尼亚和意大利之间的跨亚得里亚天然气管道（TAP）。

TAP将穿越希腊和阿尔巴尼亚，到意大利的莱切省，长度为870公里，输送能力为100亿方/年，可扩大至200亿方/年。当前联合股东为意大利的Snam、英国BP和阿塞拜疆的SOCAR，分别占20%，另外还有比利时的Fluxys（19%）、西班牙的Enagás（16%）和瑞士的Axpo（5%）。

而TANAP天然气管道是土耳其和阿塞拜疆两国达成协议的结果，计划经土耳其将阿塞拜疆Shah Deniz II的天然气输送到TAP。管道于2015年3月开始铺设，预计于2018年开始向土耳其供应第一批天然气，TAP完成后，阿塞拜疆天然气预计于2020年前几月交付到意大利。目前TANAP的股东是SOCAR（58%）、土耳其的BOTAS（30%）和BP（12%）。



5

5.美国页岩气

2016年11月15日，美国地质调查局宣布，在西德克萨斯州发现了美国最大的页岩油气储层，即 Wolfcamp页岩，拥有约4530亿方天然气和200亿桶石油，约为美国年需求量的3倍。虽然该地区以前勘探并没有什么发现，但当前的非常规油气采收法、水平井钻井和水力压裂技术使勘探发现成为可能。这一发现增加了美国的油气预估储量，已使其成为了世界上最大的天然气生产国，并且拥有最大的储量。

2015年，根据EIA提供的最新数据，来自油页岩的天然气的产量达106万方/天，即美国总产量的50%。据预测，在未来几十年内，产量将继续稳步增长，在2040年达到22.7亿方/天。主要的天然气产地为Marcellus和Utica，并延伸到宾夕法尼亚州、西弗吉尼亚州和俄亥俄州。另外两个主要的储层为Haynesville和Barnett，分别位于德克萨斯州，以及德克萨斯州和路易斯安那州交界。据预测，仅Marcellus和Utica两个产地，在2040年的产气量将达到11.3亿方/天，相当于总预计产量的一半。然而，美国总共约有30个州拥有页岩气储量。

非常规油气大规模生产始于2000年左右，Mitchell能源公司在德克萨斯州的Barnett页岩采用了水力压裂技术，自20世纪80年代以来，该公司一直在现场试验各种油气采收技术。当天然气变得商业可采后，其他公司也开始对页岩气开采产生兴趣，2005年产量达到近141.6亿方/年。随着开采技术的改进，也开始开发其他页岩储层，如阿肯色州的Fayetteville，德克萨斯州和路易斯安那州交界的Haynesville，俄克拉何马州的Woodford以及Marcellus和Utica大气田。2015年，美国页岩气产量达到近11.3亿方/天，除了市场波动影响外，产量似乎还将增长。

6

6.中国-中亚天然气管道

中国-中亚天然气管道是从土库曼斯坦向中国新疆（通过乌兹别克斯坦和哈萨克斯坦）输送天然气的主要基础设施，由中石油（CNPC）和中亚国家的合作公司共同管理，年输气能力约为550亿方，相当于中国能源需求的约20%。该综合设施计划在相距1830公里的中国新疆的霍尔果斯和土耳其城市Gedaim（与乌兹别克斯坦接壤）之间铺设三条平行的天然气管道。三条管道的总长度约为3600公里，两条输气管道中的第一条A线，于2008年7月启动，于2009年12月投入运行；B线紧随其后于2010年10月投入运行。双管道系统在2011年的输送能力为300亿方/年；第三条管道C线于2012年9月开工，于2013年底竣工，该管道于2014年正式投入运行，使天然气管道输送能力每年增加250亿方。

2013年9月，中国与乌兹别克斯坦、塔吉克斯坦和吉尔吉斯斯坦签署了政府间协议，建设天然气管道D线，该管道于2014年9月13日开工，目前仍在进行中。新的天然气管道将把土库曼斯坦Galkynysh超大型天然气盆地与中国相连，并将使中亚-中国天然气管道综合设施的总输送能力每年增加300亿方，达到850亿方，从而成为中亚最大的天然气输送系统。

7.土耳其天然气管道

土耳其天然气管道，旨在通过黑海将俄罗斯的天然气输送到欧洲，该项目是在2014年12月，俄罗斯总统普京访问土耳其期间首次提出的。该项目是在Shah Deniz财团选择采用南部天然气走廊（SGC）将天然气输往欧洲之后确立的，该财团控制着位于里海沿岸阿塞拜疆的油田。根据俄罗斯的说法，土耳其天然气管道项目将不得不解决“南溪”天然气管道的建设问题，后者为一大型天然气管道项目，旨在通过黑海水域、保加利亚、塞尔维亚和阿尔巴尼亚将俄罗斯南部天然气输往意大利。

然而，该项目于2015年11月陷入僵局，原因是土耳其空军在叙利亚边界上空击落了一架俄罗斯战斗机。这一突发事件恶化了两国的关系，甚至足以引起两国之间的军事冲突。2016年7月土耳其政变失败后，两国关系明显改善，在圣彼得堡普京和土耳其总统埃尔多安举行的会议上，两国达成和解，并重启了该项目。土耳其天然气管道项目预计将基于BOT（兴建、运营、转移）的融资模式，并包括两条线路：第一条满足土耳其国内市场，输气能力为约157.5亿方/年，第二条输送等量的俄罗斯天然气到欧洲。

7

8

8.跨里海天然气管道项目——里海困境

跨里海天然气管道项目，旨在连接土库曼斯坦的Türkmenbay和阿塞拜疆的巴库，作为南部天然气走廊的自然延伸。土库曼斯坦、哈萨克斯坦和欧盟强烈支持该管道的建设，欧盟在2011年试图展开谈判，但谈判最终以仅剩两个前苏联国家而告终。然而，该项目却受到俄罗斯和伊朗的强烈反对，因为目前土库曼斯坦和哈萨克斯坦天然气主要通过俄罗斯和伊朗输往欧洲，如果管道走里海，将绕开俄伊两国。

俄罗斯和伊朗正在以环保名义反对铺设水下管道，并声称里海不是海，而是湖泊，因此，必须得到里海沿岸各国的一致批准才能进行资源的开发。此外，对于这一点，伊朗翻出了1921年和1940年与苏联签署的条约，其中管道建设涉及的所有其他国家均为谈判的参与国。这些条约仍然有效，而事实上建设管道也确实需要周边国家的一致同意。

如果里海被宣布为海，则尽管其四周封闭，根据1982年“蒙特哥湾条约”：沿岸各国控制12海里的水域，12海里之外，各国还可以开发利用离基线200海里的专属经济区。然而，如果里海被认为是一个湖泊，沿海国家只能在12海里内行使其专属管辖权，12海里之外，如果要开发利用海底区域，如开采资源或铺设管道，将需要一个国际权威机构协调资源的开采和分配。2016年1月，伊朗经济制裁解除后，使其成为了区域地缘政治格局的中心。目前，将伊朗天然气输往西部的主要基础设施采用Tabriz-Ankara天然气管道，尽管其设计输气能力为16亿方/年，但实际每年出口约10亿方天然气。

自2009年以来，伊朗已经开启了多个上游天然气项目，随着制裁解除，波斯湾地区的South Pars气田开发已进入第21阶段。该国在里海最深处也有巨大的天然气储量，但目前缺乏开采这些天然气的技术。伊朗现在有能力重新出台出口政策，但油价的下跌使其开始寻求更有利可图的亚洲市场。

最近几个月，伊朗官员一再强调，由于长距离（1800公里）及运输费用的原因，铺设经土耳其将South Pars天然气输往欧洲的天然气管道不具可行性。因此，伊朗政府已将发展天然气液化基础设施作为优先考虑。

同时，伊朗和俄罗斯正在推动兴建南部天然气走廊项目，连接俄罗斯、阿塞拜疆和伊朗，这为亚洲和欧洲的共同能源政策带来了新的期待。在过去两年里，伊朗总统鲁哈尼和阿塞拜疆总统阿里耶夫举行了七次会晤，而且在阿塞拜疆有约450家伊朗公司。伊朗与阿塞拜疆的关系，正和伊朗与俄罗斯的关系一样，不断巩固加强：俄罗斯正在推动一个框架协议，使阿塞拜疆和伊朗加入欧亚经济联盟。

9.TAPI管道

自20世纪90年代以来，大家就一直在讨论从土库曼斯坦，经阿富汗，到巴基斯坦的天然气管道。当时，在美国总统克林顿的主持下，成立了中亚天然气管道联盟（Central Asia Gas Pipeline），由美国优尼科公司（Unocal）和沙特阿拉伯三角洲石油公司（Delta Oil）牵头。该项目计划将天然气从中亚输往印度洋，从而作为目前由俄罗斯控制的向欧洲出口天然气的替代路线。这样，俄罗斯将失去对中亚各共和国的战略控制。

但有一个问题：尽管苏联部队已撤出，但阿富汗内战仍在持续。阿富汗的团结统一，目前主要依靠古兰经的学生“塔利班”、沙特的资金以及巴基斯坦的军事支持和情报。实际上，“塔利班”实现了对大多数阿富汗地区的控制，但这与美国政府的想法并不一致。“塔利班”与基地组织结成了联盟，而后者的领导人本•拉登于2001年9月11日对美国发动了空袭，炸毁了世界贸易中心的双子塔，导弹击中了五角大楼。

2010年，当事四国政府签署了谅解备忘录，建设TAPI（土库曼斯坦-阿富汗-巴基斯坦-印度）天然气管道。然而，迄今为止只签署了初步协议，2亿美元已用于可行性研究报告。这条1800公里长的管道，预计从位于阿富汗边界以西200公里的土库曼斯坦Galkynish气田开始；然后穿越阿富汗的赫拉特、坎大哈和赫尔曼德三省，阿富汗境内长度为773公里；再穿过巴基斯坦的木尔坦和奎达省，巴基斯坦境内长度为872公里；最终到达位于印度北部旁遮普省的Fazilka市。

最终管道的成本预计约为100亿美元，预计输送能力约为9000万方/天，组成如下：3800万方到印度，3800万方到巴基斯坦，1400万方到阿富汗，然而，最近阿富汗已将其需求量减少到了400万方。该项目主要的问题是安全性。阿富汗仍然经历着无休止的武装冲突，赫尔曼德省由伊斯兰极端分子控制，甚至包括巴基斯坦西部省份，即所谓的部落地区，都不在巴基斯坦政府的控制范围。

9

10

The Arctic, the new frontier

10.北极圈——新的前沿阵地

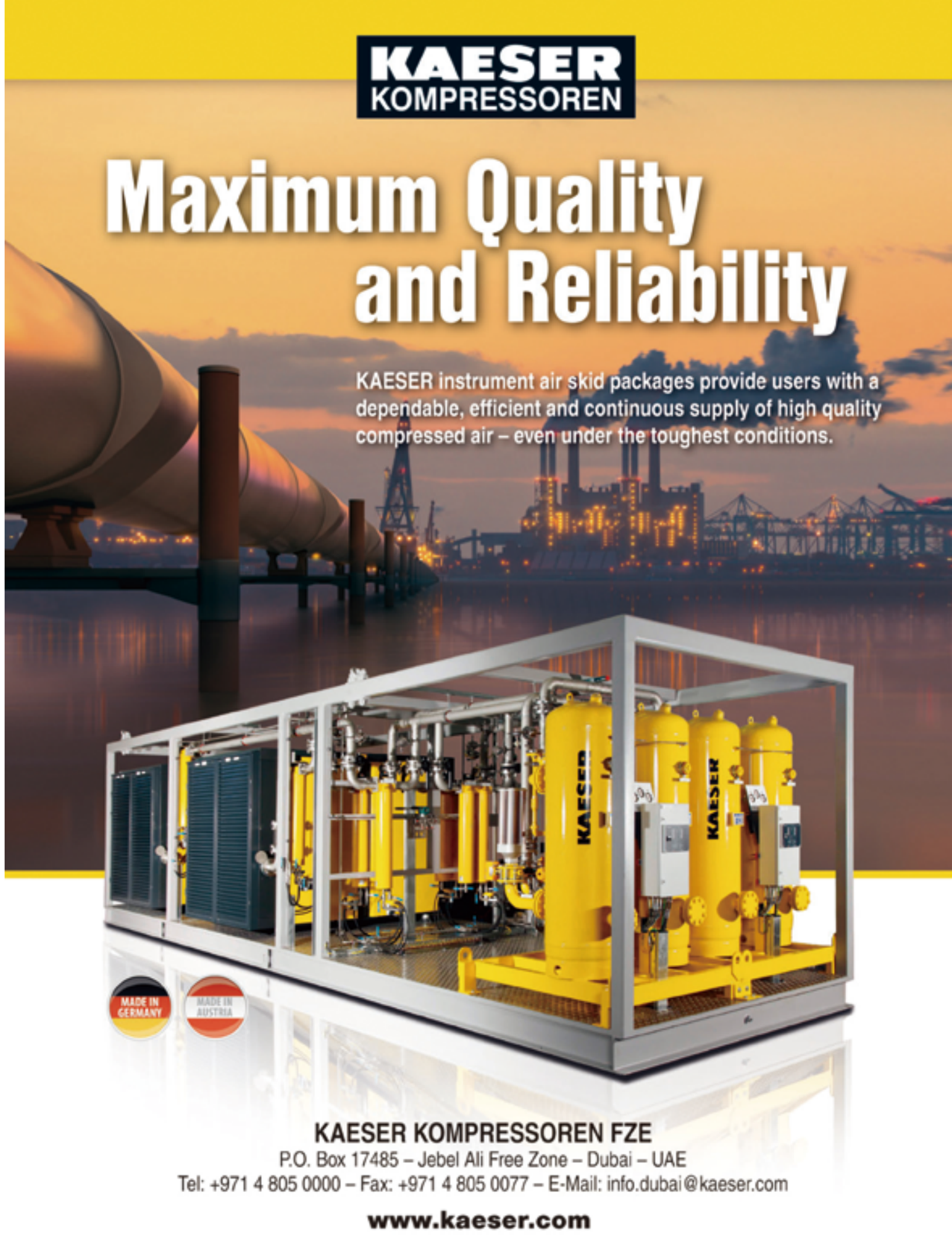
极地冰川的逐渐融化，让石油巨头们纷纷开始对全球自然环境最恶劣的北极地区产生兴趣。从20世纪70年代第一次卫星调查以来，北极冰川体积已经减少了一半，这种趋势还在继续。2007年，欧洲航天局（ESA）宣布“西北航道（Northwest Passage）”是可行的，该线路经加拿大北极群岛，连通大西洋和太平洋，并穿越一直冰封的北冰洋。

然而，更为复杂的是“东北航道（Northeast Passage）”是从北海开始，经北冰洋，沿西伯利亚沿岸，穿过白令海峡和白令海，最终到达亚洲东部的太平洋沿岸。直到最近，由于浮冰和冰川的存在，该路线仍被认为是极其危险的，并没有纳入到中国与欧洲之间的正常贸易线路。

然而，冰川的融化，即使是普通的商船在7-11月可以通航，这对从中国到欧洲运输货物的公司极其有利。据气候学家称，按照目前的全球变暖的速度，在2030-2050年间，“东北航道”将全年安全通航。不久的将来，与北极地区接壤的国家可能将伸张自己的海洋权利，并开始行动起来维护自己的利益。

20年后，北极航线可能成为世界主要航线，进一步缩短航行时间，并避免走一些危险的通道，如仍然受到海盗侵扰的马六甲海峡；政治不稳定或有争议的地区，如中国南海；受货物重量限制的航道，如苏伊士和巴拿马运河。还有一个因素使北极成为全球最重要的地缘政治地区之一，即巨大的资源储量。

根据10年前的预计，全球30%的常规天然气储量和13%的石油储存在北极，并且北极还有大量矿物资源，如铀、金和钨。因为北极地区还从未进行过系统的勘探，也没有进行过精确的分析，所以预计的数量肯定还将增加。对北极地区最感兴趣的国家是俄罗斯，其从北极圈附近的资源中获得了占其GDP约15%的收入。2016年6月15日，俄罗斯石油公司（Rosneft）首席执行官Igor Sechin表示，西西伯利亚沿岸最大的油田位于Kara海，其潜在资源量与沙特阿拉伯相当，仅从这一点就可以看出北极地区巨大的潜在资源量。



聚焦|2017年最值得关注的7大油气项目

2016年是油气行业一个有趣的年份，油价渐趋稳定，主要的产油国面对行业“严冬”以各自不同的方式加以应对，OPEC和非OPEC产油国均达成了减产协议……似乎一切都在往好的方向发展。那么展望2017年，除了油价，又有哪些重大项目值得我们关注呢，一起来看一下。

作者 | Mark Daniel
编译 | 白小明

尽管过去12个月内油气公司的预算大幅削减，但全球范围内仍然有大量资金投入到了一些大规模的开发项目。以下是2017年及以后最值得关注的7个项目。

1 土耳其输气管道项目 俄罗斯到土耳其

成本：151亿美元（预计）
时间表：2017－2019（一期）

在经历了多年的发展，以及一段政治不稳定期后，俄罗斯和土耳其终于在2016年伊斯坦布尔世界能源会议（WEC）上重新达成了协议，共同推动土耳其输气管道项目。该项目涉及的909公里新管道将铺设在黑海海底，与177英里长的陆上管道连通，从而将天然气从俄罗斯通过土耳其输送到欧洲。

该项目自2014年起开始规划，预计投入运营后，每年将可输送630亿方天然气。据俄罗斯天然气（Gazprom）公司预计，该项目的总成本将达到151亿美元。俄罗斯天然气公司董事长Alexi Miller表示，海底管道铺设的第一阶段最早可以在2019年完成。俄罗斯天然气公司将与土耳其的BOTAS公司合作完成该项目。BP的首席执行官Bob Dudley在WEC发言时表示，BP也希望参与土耳其输气管道项目，他称BP曾参与了另一个涉及土耳其的TANAP项目（即跨安纳托利亚天然气管道项目，并取得了令人满意的结果。

2 Egina油田开发项目 尼日利亚

成本：160亿美元
时间表：2014-2018（初始产油）

石油推动了尼日利亚经济的大力发展，使其成为了非洲最大的经济体。道达尔目前正在开发尼日利亚超深水Egina油田，该油田离岸130公里，项目可以大幅提高尼日利亚的石油收入和产量。

Egina油田的第一口深水井于2014年12月开钻，之后油田一直处于开发之中。道达尔预计将于明年4月向Egina油田运送一艘浮式生产存储卸货油船（FPSO），该油田预计可在2017年年底产出第一桶原油。

一旦全面投产，道达尔预计峰值产能约为20万桶/天。该公司已经在尼日利亚经营业务长达五十年之久，2012年曾创下27.9万桶/天的产量纪录。预计单Egina油田几乎就可以将道达尔在尼日利亚的产量翻倍，使其成为该地区最大的石油公司。

3 Tengiz油田扩建产能项目 哈萨克斯坦

成本：368亿美元
时间表：2017-2022

雪佛龙的子公司Tengizchevroil表示，公司计划于2017年开始扩大Tengiz油田的产能，该计划由公司的未来增长和井口压力管理项目（Future Growth and Wellhead Pressure Management Project）提供资金支持。项目预计2017年启动，成本将达到368亿美元。

Tengiz已成为世界第六大油田，原油储量约为250亿桶。2003年，该油田日产量占哈萨克斯坦总日产量的三分之一。早前经过一系列产能扩建计划（最近一次是在2008年）后，日产量提高到了超过50万桶/天（bpd）。雪佛龙计划本次产能扩建后，产量可达到85万桶/天。

Tengiz油田产能扩建后的第一桶油预计于2022年产出。然而，该油田面临的

最棘手的问题是原油管道线路问题。目前，Tengiz油田的原油运输主要通过里海的Novorossiysk（俄罗斯城市）。近期，该项目提出了新的路线选择：巴库 - Tbilisi - Ceyhan，而另一更便宜的选择是伊朗南部路线，而当前，石油输送仍然需要通过俄罗斯。

4 Leviathan气田项目 以色列（地中海）

成本：40亿美元
时间表：2016-2019（初始产气）

2010年发现的Leviathan油气田，距以色列海岸130公里，是该地区近十年最重要的深水发现之一。美国地质调查局83000平方公里的测量数据显示了Leviathan盆地的巨大储量：17亿桶石油以及3.4万亿方可采天然气。初期经过4次钻探尝试，该地区最大井深定格在了6522米，后经历了多年的法律纷争后，该油气田终于在2016年真正投入开发。Leviathan Field公司（Noble能源持有40%的股份）预计该油气田将于2019年开始投产。如果能够成功开发该油气田，总投资预计在40亿美元。

由于富含自然资源，以及占据重要的地理位置，该油气田在2010年成为了以色列与邻国黎巴嫩之间争论的焦点。联合国出台决议确认该油气田位于以色列的领土后，该油气田才开始展开大规模的开发活动。

5 Prelude LNG设施项目 西澳大利亚

成本：100-120亿美元
时间表：2017（初始产气）

预计到2017年，离澳大利亚西海岸约200公里的Prelude LNG设施，将成为已建成的最大的浮式离岸生产设施，并开始在Browse LNG盆地运营。Prelude LNG设施唯一的特点就是大，其甲板长度达到四个足球场的长度总和。Prelude的存储罐的容量与175个奥运游泳池的总容积相当。

壳牌是该伟大工程的实施者，其计划通过Prelude每年生产530万吨液化天然气和凝析油。根据壳牌的数据，该设施每年可为香港供应117%的年度天然气需求量。Prelude LNG设施主要处理产自Prelude和Concerto气田的天然气。

壳牌表示，该设施是全世界第一个海上LNG设施，将通过降低成本以及避免大规模铺设管道连接陆上LNG处理设施，来改变全球海上油气处理方式。然而，这种技术并不廉价，预计Prelude LNG设施的成本上限约为120亿美元。

6 Clair Ridge二期项目（将结束） 北海

成本：45亿美元
时间表：2014-2017

近年来，关于北海的话题基本都是关于资产出售、利润率下降、下行期管理等，但该地区并不只有坏消息。据悉，BP已经建设完成了用于提高Clair Ridge油气田产能的相关设施。Clair Ridge油气田位于北海Shetland群岛以西75公里处，拥有81亿桶的储量。

尽管Claire Ridge油气田已经与海底管网连通，但二期项目结束后，将使原先的管网留有管道延伸的余地。BP计划该项目完成后产能目标达到12万桶/天。

对该项目，BP将使用其最新研发的先进的LoSal采油技术，这也是另一个值得关注的焦点。LoSal技术采用注水的方

式来降低周边区域水的矿化度，进而大幅提高采收率。采用这一技术后，Clair Ridge油气田有望在整个生产周期内，以较低的成本，最多额外采出400万桶原油。Clair Ridge油气田预计可以持续生产到2050年。

7 Shah Deniz气田产能扩建项目 – 阿塞拜疆

成本：280亿美元

时间表：2015-2018（初产气）

BP针对阿塞拜疆最大的天然气田——Shah Deniz的二期产能扩建项目，是目前全球最大的天然气项目之一。该气田拥有1000亿方天然气储量，已于2007年投产。BP 280亿美元的投资，包括将新钻26口生产井、新建500公里的水下管道以及2座桥联的海上平台。

Shah Deniz扩建后的产能目标为108亿方/年，将成为关乎阿塞拜疆和欧洲能源安全的关键项目。同时，该气田也是大天然气管网的一部分，管网包括南高加索、跨安纳托利亚及跨亚得里亚海管道。

截止2016年上半年，该项目完成了77%的工作量，将如期于2018年投产。

除了2017年这7大项目值得关注，近期Institutional Investor公司顶级综合石油分析师Doug Terreson预计，由于原油价格持续上涨以及较低的油田服务成本，石油公司2017年的收益将翻番。

OPEC于11月30日达成了8年来首个减产协议，减产目标为120万桶/日，将于2017年1月1日开始实施；12月10日，非OPEC产油国同意削减55.8万桶/日的原油产量，虽然不及期望的60万桶/日，但依然是非OPEC产油国历史上最大的减产配合。

这两份协议的意义非同小可，它向市场传达了强烈的信号，将有助于市场达到供需平衡。Flowers预计2017年布伦特平均油价在55-60美元/桶，但他提醒说，这将取决于OPEC国家和非OPEC国家能否严格执行协议的相关条款。

总的来说，2017年是值得期待和展望的一年，对于减产协议以及各类油气项目的执行情况，我们拭目以待。

异军突起 这四国晋升为页岩“新人”

2009-2016年，美国页岩革命被石油人广泛提及，页岩俨然成为全球油气行业的新宠，据EIA最新统计，又有四个国家加入了全球页岩资源大军，目前页岩资源储量如何？这将给全球能源格局带来什么样的影响？

作者 | Velda Addison
编译 | 徐文凤

EIA在其全球页岩资源评估中新增了四个国家，预计全球页岩油、气的储量将分别增加13%和14%。

这四个国家为乍得、哈萨克斯坦、阿曼和阿拉伯联合酋长国，EIA认为他们拥有丰富的页岩资源，这些资源能够促进国家生产并增加国民收入，但这些国家的经济状况，包括商品价格，可能会成为页岩发展的绊脚石。

EIA报告中指出，尽管这些国家的地层中拥有大量可开发资源，但目前四国都没有进行页岩勘探的计划，也就意味着新评估的资源没有产生任何经济收益，而这些资源最终能否被开发还要考虑未来油价走势、操作成本及各国生产力等因素。

四国页岩资源储量

乍得

据EIA统计，石油烃类产品收益占乍得政府总收益的60%，但该国产油量却在过去10年中下降了55%，2014年的产油量约为7.8万桶/天，而新发现的页岩油气藏能够帮助乍得扭转产油量下降的局面。

乍得西部Termit盆地，南部Bongor、Doba、Doeseo及Salamat盆地和北部Erdis盆地预测拥有丰富的页岩油气资源。EIA估计，仅Bongor、Doba、Doseo和Termit这四个盆地的致密油可采储量就达162亿桶，页岩气可采储量为44万亿立方英尺。

此外，新式产量共享制度也能为跨国油企开发页岩资源提供有利条件。若乍得能够大力发展天然气市场，尤其是燃气发电领域，或能将天然气压缩为LNG进行出口，那么该国的页岩勘探活动将大幅增加。

目前，该国已吸引了埃克森美孚等石油巨头进行投资，其已在乍得南部拥有油田；但近年来，也有一些公司逐渐撤离乍得，如雪佛龙，其已出售了Doba盆地25%的石油开采权，并于2014年出售了与乍得政府合作13亿美元管道项目21%的股份。

尽管埃克森美孚在乍得平均净产量能达到1.8万桶/天，但雪佛龙仍选择了退出，当时路透社报道，雪佛龙退出后又重新将焦点转向了德克萨斯二叠纪页岩层系。

除了乍得，哈萨克斯坦、阿曼及阿联酋也是评估中新增的国家。但与乍得不同的是，自2005年起，这三国的油气产量不断增加。

哈萨克斯坦

这个里海沿岸的国家拥有106亿桶未探明页岩油储量，27.5万亿立方英尺页岩气储量。这些资源位于里海北部、Mangyshlak南部及Turgay盆地南部。

EIA称，在过去的9年中，哈萨克斯坦产油量提高了近25%，达170万桶/天，天然气产量也增加了37%，为19亿立方英尺/天。

阿曼

阿曼在Khazzan油田主要生产致密气，EIA称，阿曼未探明页岩油气可采储量分别为62亿桶页岩油和48.3万亿立方英尺页岩气，主要分布在阿曼南部含盐盆地、阿曼北部Foreland及Rub’Al-Khali盆地。

阿曼是石油烃类产品的生产大国，2012年该国原油产量为92万桶/天，天然气产量为26亿立方英尺/天，常规油气储量约为55亿桶原油及33万亿立方英尺天然气。然而，经过50年的勘探，大部分常规油气藏都已被开发，这也使人们对页岩油气的勘探重新燃起了兴趣。

阿联酋

据EIA报道，四国之中，阿联酋的储量最为丰富，预测页岩油未探明可采储量约为226亿桶，页岩气为205万亿立方英尺，主要位于早志留世Qusaiba页岩、上侏罗统Diyab和中白垩统Shilaif地层。

自2005年以来，该国油气产量持续攀升，到2014年，原油产量已增加21%至370万桶/天，天然气产量增加18%至56亿立方英尺/天。EIA指出，尽管天然气供应充足，但阿联酋仍需从卡塔尔进口，目前该国正采取措施，如Shah的含硫天然气计划，使其能源结构多样化，降低天然气的对外依赖度。

页岩油气对全球能源格局的影响

EIA称，本次页岩资源评估共涉及46个国家，已探明与未探明油气可采储量共为页岩油4190亿桶，页岩气7576万亿立方英尺。然而，目前只有阿根廷、加拿大、中国和美国在进行页岩油气的商业开采活动。

虽然目前油气市场总体呈现供应过剩趋势，但全球油气生产形势依然十分严峻。世界上40个超巨型油田储量占世界石油储量的42%，但其中16个油田的产量已全面递减，10个勉强维持稳定。因此，未来页岩资源将主要用于弥补常规油气产量的递减局面，使全球油气产量峰值推延8-10年。

美国页岩的发展也将大大降低该国原油进口依存度，EIA称，目前美国致密油产量为440万桶/天，占全球产量的90%以上，页岩气产量为420亿立方英尺/天，占全球产量89%以上，其它国家的产量无法与其相提并论。一旦美国实现能源独立，油气市场的供需矛盾将主要集中在美洲大陆以外的地区。

另外，页岩气的发展会对在建的LNG项目和炼化企业构成极大威胁，并将对传统天然气长期贸易合同形成的市场壁垒造成极大冲击，使全球天然气产业结构和市场结构不得不全面调整。

油气业难逃其祸 电动车时代要来了吗?

上世纪70年代，沙特阿拉伯石油部长Yamani曾说过：石器时代的结束，并不是因为石头没有了；同样地，石油时代的终结，也不并是因为石油没有了。受电动汽车发展的影响，未来数十年，汽车工业的结构性变化将对全球原油需求产生不可逆转的打击。事实真将如此吗?

作者 | Nick Cunningham
编译 | 白小明

电动汽车革命的枪声已打响

随着电池技术的不断突破，新能源汽车成本一降再降，加上传统内燃机汽车的碳排放问题，近年来电动汽车呈现迅猛发展态势。根据彭博新能源财经 (BNEF) 的报道， 电动汽车革命的枪声已打响，如果长期预测足够准确的话，其影响力将波及全球经济的每一个角落。

由于风能和太阳能设备数量的骤增，使用传统化石燃料发电已经变得非常不经济。在美国，几乎各大煤炭公司都在申请破产保护或处于财务困境之中，过去一个世纪美国的主要电力能源行业正在逐渐没落。即便是太阳能和风能的小小渗透，都足以在整个电力市场掀起波澜，不过目前只是处在革命的开端。

近日，BNEF创始人之一Michael Liebreich表示，这一演变对未来造成的长期影响绝非夸张。例如，目前的电力行业正变得越来越依赖多元化动力来源，整个电网系统正变得更清洁、更数字化。特别是清洁能源，正逐渐成为电动车的竞争对手。

BNEF预计，到2040年，电动汽车将占全球汽车市场的35%。而且由于技术发展太快，届时占有率可能更高。按最夸张的情形预测，到2040年，所有销售的新车中电动汽车将占47%。

电动汽车优势凸显

IEA在今年年中发布的《2016全球电动汽车展望》显示，过去十年里，电动汽车的电池生产成本下降近3/4，并将保持继续下降趋势，同时电池的能量密度增加五倍，但仍将提高以适应更长里程。

电池成本的快速下降，将是电动车爆发式增长的关键因素。BNEF表示，电动汽车在很多方面比内燃机汽车更具优势，不仅仅是排放。

Liebreich写道，电动汽车“动力驱动更顺畅，而且加速较稳，可以在家里或办公室进行充电，维护少，可以避免化石燃料的污染排放，进而也能提高石油进口国的能源自主权。”

另外，当涉及到自动驾驶、信息娱乐系统等功能时，电动汽车也都“大大优于”以化石燃料为动力的汽车。Liebreich称，“比较两种动力系统：传统汽车震动大、使用挥发的液体能源污染环境；电动汽车则完全数字化，配备许多传感器，有可靠的电子元件控制系统，哪种更有未来显而易见。”

考虑到这些，他得出了一个令石油业非常担忧的疑问，“15年后，有什么样的理由让您愿意购买一台柴油或汽油驱动的二等车呢”？

未来电动汽车将对化石燃料产业相关的独家供应商产生巨大冲击。在这种大背景下，软件、网络安全和其他帮助电网运营商解决负载平衡的数字技术将得到发展。当然电力供应系统必不可少，电动汽车本身需要大量的电能，同时当连接到电网系统后，电动汽车本身也能成为一个小型发电设备。

因此，受电动汽车革命影响最大的非石油业莫属。根据BNEF的预测，到2040年，电动汽车将使原油需求量减少1300万桶/天。这一数字并不夸张——如果事实果真如此，OPEC到那时肯定不会再实施冻产计划，油价也不会太高。

各国政策：未来发展态势初现端倪

目前，为配合国际减排目标，德国推行一项新规定，到2030年，德国所有新登记的汽车都将需要达到零排放的标准，这就意味着，传统的燃油汽车将面临禁售的局面。

而在德国之前，荷兰、挪威也都提出了2025年禁售燃油车的计划，其中挪威还是西欧最大的产油国、全球主要产油国之一。去年年底在巴黎召开的联合国气候变化大会上，由德国、英国、荷兰、挪威以及美国18个州组成的“零排放车辆同盟”宣布，到2050年，联盟内的国家将不允许销售燃油车。

在中国，国家发改委也在2015年底也表示，未来几年，纯电动汽车所需的技术都将得到突破，到2025年，在国内所有新增车辆中，将全部以纯电为动力的新能源汽车取代以内燃机作为动力的传统汽车。

BP：电动车时代形成尚需时日

BP首席经济学家Spencer Dale对BNEF谈及电动汽车对全球石油产业的冲击时表示，电动车时代一定会来临，这不是“是否”的问题，而是“什么时间点”的问题，但由电动车主导的时代不会来得那么快。

Spencer Dale坦言，目前，与电动汽车相比，内燃机仍有很多优势，而且其技术本身也正在进行改进。石油是一种高热量的密集型能源，非常适合用于交通领域。当电动汽车大行其道时，很显然它会对石油需求带来影响，但那一天要真正到来，尚需时日。

另外，Spencer Dale也表示，三四十年后的世界将与今天截然不同，比电动车更厉害、能带来更大影响的是人工智能，它将会横扫所有行业。在人工智能面前，所有行业都不得不做出变革，能源行业也不例外。

同时，作为传统石油巨头，除了调整产品结构、加码天然气及可再生能源投资外，BP也在投资小型初创企业。BP希望通过这些投资去把握先机，了解最新的技术是什么样子、如何用，以及它们会对各个行业产生什么影响等。

BNEF也表示，电动汽车革命对油价的影响，可能正从长久影响转向永久影响。据悉，2015-2020年间，石油业的投资额将减少1万亿，这可能导致因上线项目过少而出现石油供应短缺的现象。长期来看，如果油价长期保持低位，所有产油大国（如沙特阿拉伯、伊朗、伊拉克、俄罗斯、委内瑞拉等）都将陷入危机中。

5大油企并购策略教你如何趁“虚”而入

历史经验告诉我们，油价持续处于低位时，将出现大规模的油企并购，而当前油气行业正处于这样一个时期。前段时间GE与贝克休斯的并购成功以及15年底壳牌成功收购BP成为本轮油价下行期的两次成功案例，但也应该看到之前哈里伯顿收购贝克休斯失败的曲折经历。那低油价时期，有哪些并购策略和经验值得提倡，本文将进行深入探讨。

作者 | Bob Evans等
编译 | 白小明

通常，油价下跌以后，随之而来的将是大量的公司合并交易，但这些交易并不总能为企业创造价值。过去油价周期性涨跌的经验告诉我们，在油价急剧波动的当前，只有那些有利于企业降低成本的合并交易才可能最具价值。

与此前油价下跌的情况不同，本轮油价自2014年开始以来，企业并购活动并不多。油价趋势历来是判断油气行业创造价值的最重要决定因素之一，过去15年油价上行期里切实可行的并购策略，在当前的市场行情下可能无法发挥作用。

油价下行期形成企业并购潮

在大多数商品行业涨跌周期的下行区间，企业更易于实施兼并。下行期内，多余的商品供应不断积累，商品价格下跌，企业间竞争加剧，为实施并购创造了条件，油气行业也不例外（图1）。1998-2000年的油价低谷期，仅在北美地区，交易额超过10亿美元的并购案就有超过25起，包括BP-Amoco、Exxon-Mobil和Chevron-Texaco等大规模兼并案例。仅在两年多的时间里，该次兼并潮总交易额就超过了3500亿美元。而接下来的整整十年时间，北美地区勘探和生产（E&P）企业的合并交易才达到那两年的数额。油价在今年1月份从近12年的最低价（低于30美元/桶）开始略有反弹，但大多数时间仍然保持低于过去10年的水平。虽然有迹象表明并购活动在增加，但迄今为止成功交易的数量很少。最近的一起交易还属GE的油气子公司与贝克休斯确认合并成立“新”贝克休斯。过去一年，交易双方价差过大使得许多交易无法完成。然而，由于市场中竞争力较弱的企业经营正变得愈加困难，这种情况可能所有改观。

首先，在过去三年里，整个行业的杠杆率明显上升，尤其对于从事美国页岩油气生产的独立勘探生产公司而言。这一群体的杠杆率已经飙升至峰值，公司债务几乎是扣除利息、税收、折旧和摊销前收益的10倍，这表明负债最重的企业实施重组的可能性在增加。第二，定价限制开始取消。因此，一些油气公司很可能将低价待售，或是由于满足美国破产法第11章（在债务重组期间，企业继续经营），或是因为他们的市场估值已经跌至极具收购吸引力的低位水平，在这种低估值下，即使作为交易的一部分，买方必须与其债券持有人达成协议，他们也愿意进行交易。

油气行业通过并购创造价值绝非易事

显然，许多公司都希望利用本轮油价波动，通过并购巩固其竞争地位。油气行业成功实施并购的经验法则与其他行业基本相同，第一条是交易价格不要超支。然而，油价波动却给复杂的交易增添了特殊的因素，油价对油企多方面的业绩水平影响很大，就如过去一年油价对公司盈利能力影响非常明显一样，并购业绩也不例外。

我们对过去30年美国勘探生产（E&P）领域并购案的研究结果，印证了上述观点。此次研究将交易按特征划分成四大类：大规模合并、强化区域业务密度、扩大公司地域范围和开发新型资源的交易。文章比较了两种油价环境下各类交易所创造的价值业绩，即1986-1998年的低油价时期，以及1998-2014年（2008-2009年除外）的油价上行期。

当然，在每一个时期均存在一些非常成功的交易案例。但研究表明，总的来说，油气行业通过并购创造价值的能力参差不齐，尤其当油价下跌时，想要在交易中创造价值特别有挑战性（图2）。通过评估1986-1998年间的所有交易，发现只有规模较大的交易，在达成5年后合并企业的市场规模超过了交易前水平。价格较稳定的时期，企业更需要注重成本协同效应和规模。相比之下，1998-2014年间，当油价普遍上涨时，超过60%的交易在达成5年后，企业的市场规模超过了交易前水平。毫无疑问，这种油价上涨的环境有利于企业通过收购或重叠新资产来获得业绩增长。然而，历史经验表明，当价格再次处于低位时，通过并购创造价值又将变得更加困难。

当前的并购策略和经验做法有哪些？

在与较年长的行业高管对话时，总能听到一个句重复的话“这是我职业生涯以来经历的第某某次油价崩盘”。然而，自从上次油价崩溃以来，行业发生了很大的变化，主要油气公司的财富排名大幅缩水，同时在充斥着大规模信贷资产的页岩气革命期间，产生了数以百计的小规模企业，形成了全新的行业分支。因此，重新审视上一轮油价波动期内的并购交易是必要的，而且如果条件允许还应该关注更长时间里的并购案例。在这一过程中，以下五点建议将对油气公司大有帮助。

明确战略

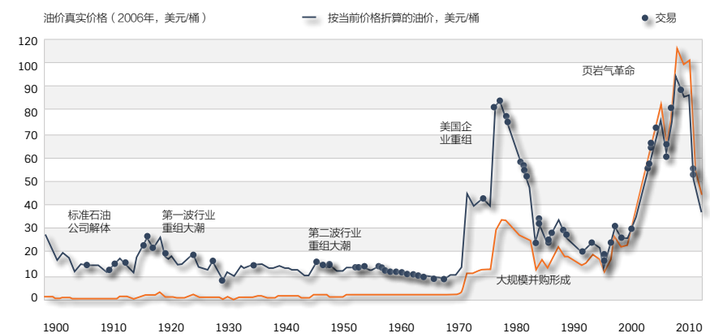
在开始寻找并购机会前，公司应当将其关于并购的基本原则作为公司战略的一部分，并将投资方向作为重要的战略目标，投资的领域要能强化公司的竞争优势。公司需要思考这样几个问题：该次交易如何与公司的长期规划相适应？该收购如何促进公司的有机增长？与竞争买家相比，自己的公司是目标公司更好的拥有者吗？

此外，根据企业的结构、风险承受度、对油价前景展望的不同，不同类型的企业可以选择不同的并购目标。总而言之，公司应该从诸多交易中选择适合自己的类型，例如单纯的资产交易、等规模合并，或一系列小规模补强收购。

通过严格的尽职调查程序确定交易的价值

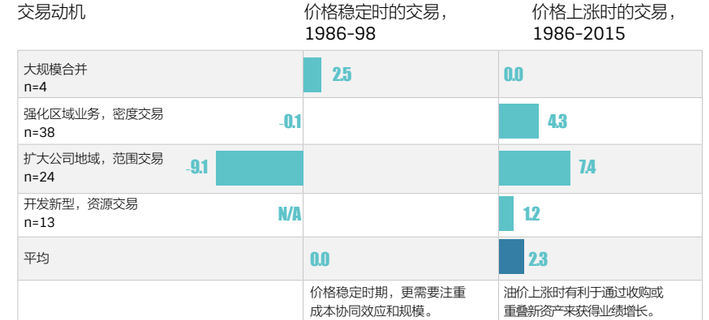
许多高管过于注重交易是增加或者稀释了收购方的每股收益或基于市场倍数的交易价值，这些做法过于简单。相反，企业应该启动尽职调查程序，着重了解资产的资源潜力、交易目标的业务模式和运营状况，以及在不同市场行情下的价值潜力。这种方法可使收购方衡量现实世界中操作模式的可行性，包括上行和下行期。

通常，在油价的下行期，企业并购活动会增加 [图1]



中等规模收购交易达成5年后，股东总回报指数分析 [图2]

复合年增长率，%



关于这一点，公司需要关注几个问题：预测的增长率和预计的投资资本回报率是否与类似的历史阶段数据相同？公司应该考虑哪些可能的“黑天鹅”情形？公司的预计分析是否考虑了不同交易对象间的优势和劣势？

*股市上的黑天鹅事件指非常难以预测的事件，即无法通过某股票以往的表现来预测该股票将来的走势。而这种走势往往是在某一个事件（如突发利好或利空消息）后急剧发生的，导致股价突然飙升或跳水。

提前明确成本和资本协同效应

无论交易的战略意图如何，在当前的油价环境下，高管们应寻求能够降本且提高资本效率的交易机会。通过降低公司、地区、区块和油田各级的间接成本，每笔交易都有可能创造价值，而这正是尽职调查程序关注的重点。此时需要明确的几个问题：公司有哪些能力可以与并购目标互补？公司在合并一个地区或区块内的目标公司，获得了相关基础设施后将有哪些发展机会？

交易中切忌漫天要价

成功的并购者往往制定了严密的交易策略，有明确的决策步骤，并对交易中的关键风险或上攻机会有清晰的理解。这种做法避免了公司出价过高，可以防止公司失去潜在的价值。此外，优秀的收购者不会在市场已经认定没有吸引力的交易上浪费资源，而是更加专注于价值创造的客观措施。对于这一点，公司需要明确的问题是：公司是否清楚交易中的下行风险和估值的影响？这将如何影响公司的谈判策略？公司是否已经制定了的交易策略流程，并明确了放弃交易的规则？

提前制定合并后的整合计划，并严格执行

成功交易者往往在交易完成之前，就针对管理和潜在价值的整合做出了重要决策。同时，他们也制定了不仅仅是达到标准而是远高于标准的价值目标，作为合并后的发展规划及相关管理激励制度的一部分。成功的交易者之所以这么做，因其早已认识到油气行业是一个以人为本的行业，赢得收购目标公司多数员工的认可是成功的关键。

另外，授权整合管理办公室（integration-management office，简称IMO）来实现和超越协同目标，并保证其在整合开始时迅速发挥作用，也是最大限度地创造价值的重要因素。公司应该委任一名富有经验的高管负责整合工作，这也是取得成功一个重要环节，特别是对于大额交易。在此，企业需要思考如下的问题：委任的IMO是否能够最大化交易价值？能否在交易达成的时候确定并开始运作IMO？如果答案是否定的，这将不可避免地造成交易价值的损失。

OPEC达成限产协议后，油价一路飙升，达到16个月以来最高值。但近日官方人士开始对限产协议的落实提出质疑，油价出现首次回落。估计油价可能会继续在50美元/桶上下徘徊，低油价的大环境并未改变。油气行业的高管们应该认识到，在这种情况下，唯有可以削减成本的交易，才可能在长期低油价环境下创造最大的价值。同时，从识别并购机会到合并后整合的整个交易过程中，许多优秀的并购经验将是企业创造价值的关键因素。

致Donald J. Trump的一封“情书”

2009~2016年，美国页岩革命被石油人广泛提及，页岩俨然成为全球油气行业的新宠，据EIA最新统计，又有四个国家加入了全球页岩资源大军，目前页岩资源储量如何？这将给全球能源格局带来什么样的影响？

作者 | Velda Addison
编译 | 徐文凤

尊敬的总统当选人Donald J. Trump先生：

我既不是美国公民，也不居住在美国，所以这封信对您来说也许会有点奇怪。

首先我要祝贺您在2016年总统选举中取得了惊人胜利，未来4-8年，您将有机会塑造美国人生活。作为超级大国的下任领导者，我希望您也能给全球带来一份惊喜。

虽然，以美国现有的经济规模及基础设施建设水平，贵国能够轻而易举的解决任何问题，成为人类发展史上的领头羊。但是，困扰我们的问题远远不止那么简单！

页岩气刚起步时，我曾担心奥巴马总统会阻碍它的发展。很庆幸，奥巴马总统并没有彻底“践踏”页岩气，反而他对新能源领域享有的优惠政策表现出些许不满。

页岩气与新能源各有利弊，但某些产业的支持者却反对发展除风能、太阳能以外其他的清洁能源。我们应该谴责这种狭隘的观点，市场应由需求驱动，要享有自由化，而不应该被某些政府制定的、自上而下的政策所束缚。

幸运的是，尽管过去几年北美油气面临诸多阻碍，但页岩气的发展却从未间断。携手页岩油，二者联手削弱了

OPEC及其他常规油气生产商在油气行业的统治地位。若页岩革命能从美国政府内部得到些许关爱，我们今后就有可能摆脱那些生产商的控制，打破油气行业的垄断局面。

奥巴马总统不支持发展天然气，究其原因，可能是因为天然气属于化石燃料，大家对它的认知停留在化石燃料会威胁地球的生态环境上。但事实恰恰相反，天然气正是打造21世纪清洁、可持续型经济的关键，它缺乏的只是政府领导人的支持。

若美国人能享受到比一个世纪前更蓝的天、更清洁的气，那绝不是因为风车和太阳能板得贡献，而应归功于天然气的广泛应用。中国和印度已着手开展大型气化站项目，这说明他们已认识到了天然气的重要性。

就您的观点来看，我不担心天然气的发展会被忽视，因为天然气本身的绿色特性会使其成为能源界的一颗新星。

也许您对天然气的规划并不止步于简单支持，因此许多人认为，您是环境保护的首要敌人，但就我目前了解的情况来看，他们大错特错。

您不仅想重振美国经济，也想将美国打造的更加宜居，您想向世界表明，天然气和分散式电力生产系统能使国家经济变得强大。

能源之路的发展，不仅需要持续创新，还需企业家不断努力。企业家是美国经济繁荣的缔造者，那么请问，还有谁比企业家更适合出任新一届政府领导人？

美国不仅要成为一个创新大国，也要成为一个企业家之国。天然气不是无关痛痒的技术游戏，而是有着几十年发展史的“资深”能源。过去，天然气产量匮乏，导致其竞争激烈、缺少经济论据，但页岩革命的爆发已解决了其产量不足的问题。目前，美国不仅是全球LNG出口领导者，其在物流、存储、分布式电热联产技术及开发天然气用途等领域也处于世界领先地位。

天然气运营所需要投入的资金相对较少，且相关技术发展已然成熟，因此无论是小型企业还是油气巨头都能从中获利。

然而电动汽车行业则不然，该领域对资金及技术的要求极高，而小型企业又是社会稳定与富足的保证，那么他们如何承担如此高成本运营？

所以总统当选人Donald J. Trump先生，很多人认为，您不惜以“牺牲环境为代价来获取短期利益”的观点简直糟糕透顶，但我只想说，他们并不懂你！

没有人比您更了解，企业家对环境、社会稳定、工作机会等方面关注度就如同他们对待损益表一般。没有人比您更了解，促进能源发展对于中小企业、个体家庭及科技迷的意义。

我相信，在您的领导下，美国将合理利用技术、能源资产及企业优势，实现甲烷型经济转型，走向能源独立之路。并且，美国也会向世界证明，天然气不是一个难题，而是一种解决办法。

减产协议达成就可以高枕无忧了吗？别忘了还有中国！

近日，各产油国均达成了减产协议，这是自2001年以来，各国共同为缓和全球石油产量过剩所作出的最大努力。然而，原油市场除了供应端之外，还受需求端影响，其中一个极其重要的因素就是中国。中国利用油价低迷形势大举购买原油，但是，一旦受全球产油国减产影响，油价上升，中国还会如此大举买进吗？接下来，一起来一探究竟。

作者 | Clyde Russell
编译 | 张强 徐文凤

2017年油市预测

近期，OPEC与非OPEC国家达成的限产协议对于减少全球石油供应、提振国际油价来说意义重大。据权威机构预测，2017年原油市场约有7.4万桶/天的原油供给富余，原油供需再平衡的局面可能不会出现，但是原油供给过剩的局面将会持续改善。相较于2016年，2017全球原油需求预计增加101万桶/天，原油供给增加97万桶/天。2017年油价将小幅上涨，下半年油价或因近年来投资乏力而突破至60美元/桶，但全年平均价格仍然维持在55美元/桶。

未来油市变化将体现在以下两个方面。一是，低油价导致全球桶油开采成本持续下降。有研究分析称，页岩油现金扩张成本继续下降，2016年三季度较2015年页岩油现金扩张成本平均下降约31%，未来美国页岩油生产商针对油价变化作出的产量调整将更为迅速。

二是，低成本原油产量的增长。目前，OPEC国家产油量处于历史高位，受未来油市冲击最大的将是那些产量未达产能极限的国家，如沙特、委内瑞拉及尼日利亚等。

短期内，我们或许会看到减产对全球油价的支撑。然而，即使冻产协议达成且严格执行，由冻产造成的油价上升或将进一步刺激美国页岩油产量上升；同时，它也将削弱全球原油需求的增长。因此，2017年全年油价在供需基本面转好的情况下将波动上行，但不会超过60美元/桶。

中国在未来油市中的角色

除减产协议影响油市外，中国的原油进口也同样是油气市场持续复苏的关键。

一直以来，中国是亚洲最大的原油进口商，是世界最大的油气市场。过去十年中，中国庞大的原油需求量也是油价攀升至100美元/桶的重要推手。如今，中国原油进口量创新高，一跃超越美国，成为全球最大的原油进口国。

能源专家Michal Meidan表示，2016年，中国的原油需求量无疑是油气业的一大亮点，但2017年如何我们不得而知。相比于2016年11~14%的油气需求增长量来说，2017年中国也许仅能增长5~9%。

据海关数据统计，2016年前11个月中，中国原油进口量增长了14%至750万桶油当量/天，两次创下月度新高。然而，据彭博社调查分析，2017年亚洲国家的原油需求量仅增加了4.8%。

一直以来，中国私有炼化企业的原油供应需要依靠国有油企，如中石油和中石化等。但从去年开始，中国政府开始鼓励私有企业投资能源行业，也就是说，他们可以自己申请进口原油，这也是中国原油进口量飙升一个重要因素。

未来中国原油进口量有变

炼化企业需保持原油进口量。据上海大宗商品调查机构称，仅10月而言，中小型私有炼化企业就已进口3000万吨原油。2016年，17家炼化企业的原油进口配额共为6705万吨/年，即135万桶油当量/天，政府也正准备批准其他企业2300万吨的原油进口量。中小型私有炼化企业占中国炼化能力的1/3，尽管从沙特到英国的原油供应商已准备好为其提供原油，但局势却已大变。

近期，中国石油和化学工业联合会副秘书长庞广廉称，与2016年相比，2017年中国私有炼化企业的新增进口量会大幅下滑。一些中小企业并不履行他们的承诺，有些甚至将其进口的原油进行交易。

中国政府未来会加大税收方面的审查力度，这也会影响私有炼化企业的进口需求。政府也已表态，若私有企业出现偷税、漏税、篡改批文的行为，相关部门将取消其原油进口许可申请或撤销其进口配额。另外，由于中国相关港口及管道基础设施水平无法满足庞大的原油需求量，2017年中国原油进口量也会受此影响。据摩根大通公司估计，亚洲国家的石油进口也将在2017年大幅收缩。

中国或将成为全球油市最大的黑天鹅

事实上，中国的原油进口量增加并不是因为国内燃油消费需求的增长，而仅仅是因为目前低油价的有利形势，中国趁机增加原油战略储备。据报道称，中国已在增加战略油库数量，抓住现在的低油价机会大举买进。中国将购买的大量原油直接转入战略原油储备库中或精炼为成品油后用于出口。中国在低油价时期大量进口原油，并在今年加快了原油储备基础设施的建设速度。

我们对中国原油储备量进行一个简单的估算（将中国的原油进口量和国内产量相加，再减去其炼油厂消耗的原油）不难发现，中国成品油出口量的增长、原油储备和国内产量的下降，足以抵消原油进口量。从某种意义上来说，中国原油的进口持续增加，是对原油市场的一种支撑，是有利于产油国的。

前几年，由于中国经济持续高速增长，GDP增速长期保持在10%以上。那时的中国会不惜成本地进口原油，中国的原油进口策略不怎么受到国际油价波动的影响。然而随着中国经济进入新常态，这种不惜成本的做法发生了改变。

Barclays银行指出，中国的原油储备具有高度的灵活性，其中包括随时动用商业储备。

在低油价形势下，中国的原油储备速度很可能超过战略石油储备设施的建设速度。这时，中国会启用国内的商业储备设施存储原油，待战略石油储备设施建成之后在进行转移。由于中国在逐步完成其原油储备目标，这说明中国政府还会继续采取这种灵活性策略。

具体来说，中国还会继续在低油价时期进口原油。但是当油价上升到一定水平之后，中国进口原油的步伐就会放缓。这也就是说，2017年，油价升至一定值时，中国将不再实施如今的原油进口政策，到时候，必将对产油国产生重大影响。

尽管OPEC与俄罗斯等国主要关注石油的供应端，不会过多关注中国的因素。但是一旦像中国这样的原油进口国的需求减少的话，那么产油国为冻产协议所做出的种种努力很可能会付之东流。

独立油气公司成为行业先锋？专家怎么看

近期，壳牌荣获了油气行业“最佳雇主”的称号，《石油圈》对该公司独特的人才管理模式进行了分析。那么，在油气行业中，独立的油气公司状况如何呢？《石油圈》将带您一睹独立油气公司风采。

作者 | Karen Boman
编译 | 徐文凤

在近期油企调查中，Rigzone也对独立油气公司进行了最佳雇主调查活动。此次，美国独立的油气公司——Anadarko夺得榜首。那么，究竟是什么原因，使这些独立的油气公司能够吸引顶级能源专家，从而走向行业巅峰呢？看行业专家如何解读。

成功的独立油企特质有哪些？

伍德麦肯兹分析师Kris Nicol表示，在当今时代，优质人才和优良资产是独立油气公司取得成功的两个关键因素。

除此之外，独立油气公司通常不具备强劲的资产负债表，他们需保持投资一致性，避免承担过多风险，并制定精准的营销策略来促进利润增长。因此，企业能否在经济下行期间维持对冲交易，是其能否保持成功的另一关键因素。

安永美国油气咨询专家Linda Castaneda称，独立油气公司成功的关键在于他们对市场的敏感度、反应速度，还有基于市场变化，他们如何拓展组织结构、转变战略。

休斯顿Navigant咨询服务项目主任Thomas McNulty则表示，独立油气公司间的竞争十分激烈，因此，他们需要快速更新、研发新技术。

此外，不仅小型独立油气公司需更多灵活性，大中型企业更是如此。就企业灵活度来说，小型独立油气公司的沟通方式更为直接，而大型油企在尝试做出改变时，会面临诸多挑战，阻碍颇多。但在过去两年间，与拥有深水项目和油砂资产的石油巨头相比，独立油气公司在降本方面更加灵活。

石油巨头们在决策制定方面也颇为艰难，因为，一旦领导层决策失误，公司将面临高额损失。因此，大型油企的分析瘫痪状况时有发生。但独立油气公司则不同，他们能够快速决策，一旦发现方向错误，他们可以马上进行调整。

Castaneda称，大中型独立油企获得成功的另一大因素是他们超强的数据收集能力。

石油巨头们在技术方面投入了大量资金，但独立油气公司能以更低的成本实现此类高端技术，使他们在页岩领域能够更加高效，而且他们能从失败中获得经验教训的能力，也是其获得成功的秘诀。

石油巨头们在技术方面投入了大量资金，但独立油气公司能以更低的成本实现此类高端技术，使他们在页岩领域能够更加高效，而且他们能从失败中获得经验教训的能力，也是其获得成功的秘诀。

同时，独立油企也清楚地认识到，若想在当今低油价的环境中生存，他们需要对成本结构做出改变。改变成本结构不仅仅是企业在油价低时进行裁员，油价回暖时重新聘用职员，企业运营方式也需向数字化方向发展，要彻底转变企业的劳动力结构。

TOP 10 独立油气公司	
1	Anadarko Petroleum Corporation
2	BHP Billition
3	Pioneer Natural Resources
4	Marathon Oil
5	Apache
6	EOG Resources
7	Devon Energy
8	Hilcorp
9	Chesapeake Energy Corporation
10	Canadian Natural Resources

领导力也是关键

McNulty表示，在运营良好的独立油企中，CEO及COO们能够带领团队积极工作，这能帮助他们在技术更新及钻井策略中快速做出抉择。对于独立公司，尤其是缺乏大量现金流的公司来说，捕捉商业信息及技术更新信息，是领导层的一种重要能力。

页岩繁荣时期，低廉的债券资本促使企业进行大量借贷，导致他们的资产负债表紊乱，濒临破产边缘。所以，成功的独立油企领导人也需在技术更新、钻井成本及负债水平之间找到平衡点。

虽然技术创新推动了美国页岩繁荣，但一系列技术突破也导致了供过于求的局面。这就意味着油企在吸纳技术人才的同时，也要掌握市场动向，防止企业过于注重技术研发，而忽略了市场需求。石油和天然气只是一种商品，大家不能忽视这一点。

独立公司的企业文化及吸引力

Castaneda表示，在独立油企工作的员工无需惧怕做错决定，因为这类公司的调整能力往往极强，即便犯错，也能快速修正。

财政及市场营销等职能部门，会随着公司规模不断拓展而彼此剥离，缺乏职能整合能力会使领导层很难看到所做决策的最终影响。因此，独立油企跨职能整合的能力是他们能否取得成功的另一个关键因素。

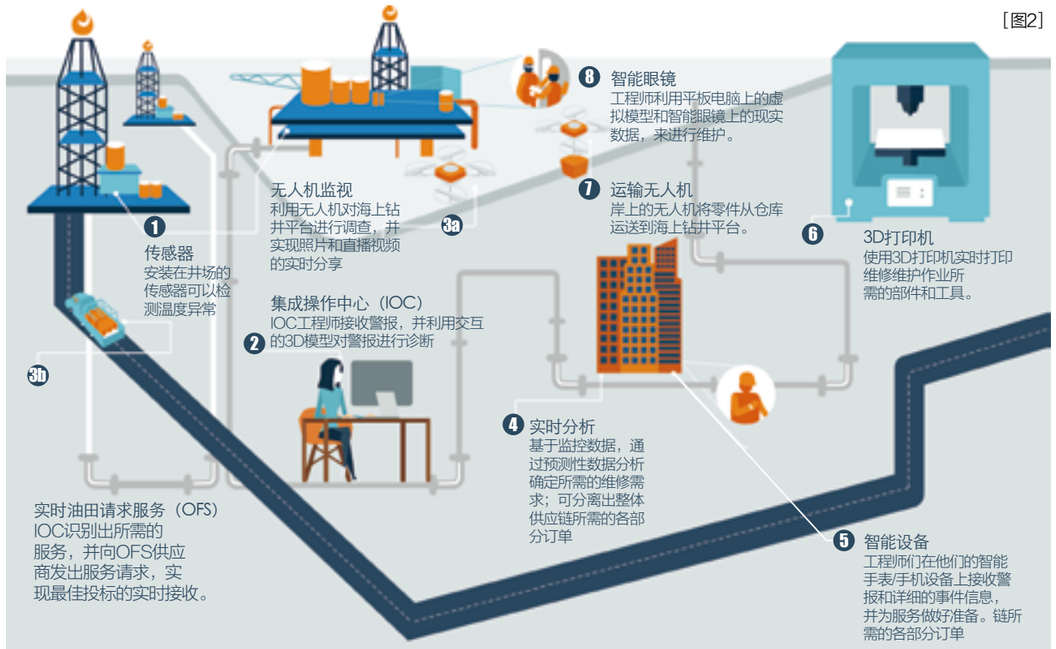
在大中型独立油企中，能够打破部门间的“单干”模式，是此类企业的优势，如土地资产出租，资产管理部门的员工们清楚地知道操作流程，并了解下一步操作带来的影响。

目前，整个油气行业面临的挑战是招聘。Castaneda认为，千禧一代更希望在技术导向型企业工作，从这点看，独立油气公司似乎更受欢迎。

然而，在招聘环节中，Castaneda并不确定独立公司所具备的特质，是否是他们吸引千禧一代入职的主要因素，因为石油巨头们也在研究千禧一代心态。

不可置否，独立油气公司在经营方面取得了巨大成功，就连石油巨头们也在复制他们的成功模式。

[图2]



数字化技术雪中送炭！油企转型升级必备

数字化的油田不仅意味着更有效、更安全的勘探生产，同时也意味着更低的人力成本和生产成本。为应对当前的市场大环境，油企该如何应用数字化油田？如何升级自己的运营模式？本文将助您一臂之力。

作者 | Alex
编译 | 周诗雨

数字化正在改变石油天然气行业，特别是上游生产商。由于美国非常规页岩气开采导致产量大幅增加（历史油价见图1），2014年下半年起油价开始下跌。鉴于此，油气行业的“关键词”已从大生产转变为了利润更高、效率更高。

虽然数字化并不是什么新鲜玩意儿，但油气生产商直到最近才开始真正接纳它，主要原因当然是为了应对下跌的商品价格。大数据和预测分析的快速发展改变着油气勘探开发（以下简称E&P）公司中许多的业务和运营模式。

对于像油气开采这样具有长周期性的一项生产活动，到底什么是数字油田，它又是如何帮助生产的呢？

数字油田的概念源于数字地球。1998年美国前副总统戈尔提出了数字地球（Digital Earth）的概念，这引起了全球范围内的震动，数字地球从此成为世界科学技术界的发展热点之一。数字油田就是在数字地球这一概念的基础上产生的。数字油田，即Digital Oilfield，简称DOF，是全面信息化的油田，即指以信息技术为手段全面实现油田实体和企业的数字化、网络化、智能化和可视化。

《石油圈》认为，数字技术的发展主要在两个方面真正帮助了油气行业：

1、提高采收率

技术的进步已经帮助实现了采收率的增加（即每个井回收的资源）。不是只有像水力压裂等这样的技术进步可以让更多的能源变得更具经济性，数字化能够帮助E&P公司更准确地绘制油气藏的面积，确定“甜点”的位置，选择最优的位置进行钻井，从而显著提高了采收率和经济效益。

2、提高作业效率

运营过程中，E&P公司从井口传感器、管柱和现场安装的各种设备中捕获各类数据，并向远程监控站的电脑提供数百万的数据点。有了这些数据，操作流程可以变得更为高效。例如，数字油田可以使用收集的数据，通过自动泵控制来管理一段时间内的采油量。数字化使得E&P公司能够使用各种技术、大数据和预测分析手段，从每口井中更有效地采出油气资源，创造一个更安全的工作环境，大幅度提高作业效率。

图2显示了整个油田价值链中数字化的许多应用和手段，可以很清晰的会看出数字化油田的各类应用阶段和应用方式，这也是为了油气行业全面数字化的一幅蓝图。

近年来，油气勘探开发公司基于自身业务能力，纷纷投入到技术变革这股浪潮中来，BP就是其中的一个。为了抓住油气领域的数字化机会，BP公司不断更新其运营模式。

BP——数字油田行业先锋

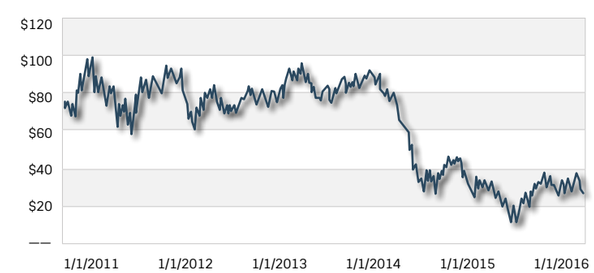
大约在一年前，BP宣布其已开始与美国通用电气（GE）进行合作，在一个试点项目中连接了650口油井，以测试GE Predix数据收集和分析平台的应用潜力。预计该数字化平台可以促进BP商业模式升级、帮助公司提高产量、实现现金流的最大化，从而最终提高股东回报率。如今，工程师们可以实时访问油井运行数据，对流量和井控做出更明智的决策，从而提高效率、避免故障，并尽可能地减少停产时间。据GE估计，每周由于海上油井停产而给油气公司造成的损失超过300万美元，因此减少停产时间可为公司节约一大笔成本。

此外，BP还大力发展数字化与自动化相结合的技术，特别是对于偏远或操作环境恶劣地区。由于这些地区条件艰苦，资产监控和检查既耗时又昂贵，自动化技术就变得尤为重要。于是，BP正在部署无人机来检查阿拉斯加偏远地区的管道，而无人机的费用仅为人工驾驶直升机的一小部分。无人机将数字信息和与管道完整性相关的实时数据发送给地面工程师，使他们能够通过平板电脑进行关键的任务决策。图3重点展示了该项技术的一些优势。

其实不只BP，整个油气行业都在逐渐应用数字化到业务中，并逐渐实现转型升级。上述两个例子突出了数字技术如何帮助公司实现收集、管理和利用实时数据流来提高产量、降低成本和最大化现金流。但这也表明，大多数的数字化努力都集中在监控、异常检测和控制上，而在预测上的应用则较少，而《石油圈》认为这一块是可以体现数字化最大价值的地方。

展望未来，我认为油企们应该关注如何将数字化整合到整个价值链中去，这既包括数字化在监控中的应用，还包括数字化在决策和预测方面的应用。

WTI原油现货价格（美元/桶） [图1]



[图3]

这是一台Puma AE无人机检查长3公里的管道所需的时间。如果使用人力，则最高可长达7天。

这是BP在阿拉斯加德霍湾油田的管道长度。

这是LiDAR设备为收集3D图像可传输的每秒光脉冲数。

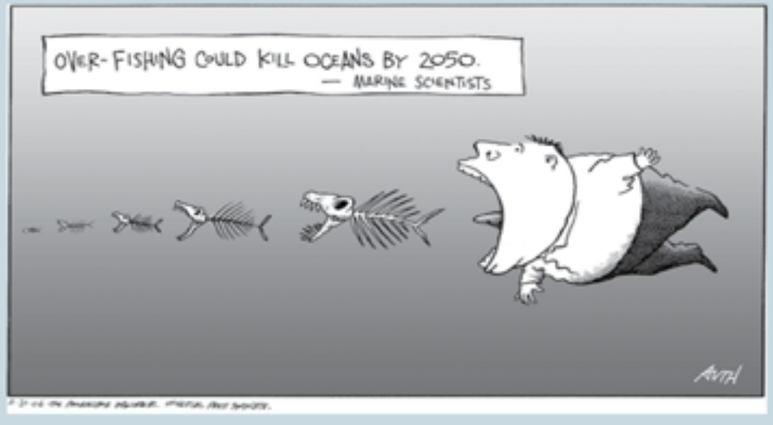
WHAT CAN YOU DO TO HELP?

It's fair to say that individuals cannot solve this global problem all by ourselves, we need politicians to strengthen international law. What we can do is make a difference. Over a decade ago many people started buying dolphin-friendly tuna. Now the time has come to buy ocean friendly tuna. Here are some of the actions you yourself can undertake:

•Be informed
Read up a bit on the issues of overfishing, have a look at some articles on this site, see if you can find some information regarding your local situation. Keep in mind that while this is a global problem every local situation is different.

•Know what you eat
If you eat fish make sure you know what you eat, and pick the ones with the lowest impact. Have a look at the Guide to Good Fish Guides for some tips.

•Spread the word
I know, it's all rather obvious, but this is simply low it works. Let your voice be heard!



Visit http://www.worldwildlife.org/threats/overfishing for more information.

OVERFISHING

LEAVING OUR OCEANS BARREN

What is Overfishing?

Overfishing can be defined in a number of ways. However, everything comes down to one simple point: Catching too much fish for the system to support leads to an overall degradation to the system. Overfishing is a non-sustainable use of the oceans.

Worldwide, fishing fleets are two to three times as large as needed to take present day catches of fish and other marine species and as what our oceans can sustainably support. On a global scale we have enough fishing capacity to cover at least four Earth like planets.

On top of the overcapacity many fishing methods are unsustainable in their own way. These methods have a large impact on the basic functioning of our marine ecosystems. These unselective fishing practices and gear cause tremendous destruction on non target species. Bycatch, discards and bottom trawling destruction are two examples of this.

The most prized species are already disappearing. The 1990s saw the widely-publicised collapse of several major cod fisheries, which have failed to recover even after fishing was stopped. WWF predicts that the breeding population of Atlantic bluefin tuna — one of the ocean's largest and fastest predators, and sought-after as a delicacy used for sushi — will disappear within three years unless catches are drastically reduced.

OILSNS
FOCUS ON OIL AND GAS FIELD, GO WITH INDEPENDENT THINKER
Email：mengwei@fonchan.com
WeChat：18622051921
Contact：老孟
“石油圈“
不只是一本杂志
内部刊物 仅供分享
月刊申请渠道
《石油圈》纸质月刊