2017.05/06 总第18期 OILSNS





目录

Contents







勘探·开发 | EXPLORATION & DEVELOPMENT

50 | 勘探开发新技术

- 52 | E-Source环保震源完美应对海洋法规
- 54 | ES Xplore震电技术精确瞄准储层流体
- 56 | 3D数字岩心技术有效提升勘探成功率

58 | 钻井技术与装备

- 60 | PowerDrive Orbit旋转导向系统
- 62 | Kymera FSR定向钻井复合钻头有效提高ROP
- 63 | 多种模式助力MONGOOSE PRO振动筛优化固控
- 66 | G&G无缝整合 动态测量数据 GeoTesting呈现油藏描述新高度
- 68 | EarthStudy 360衍射成像技术: 地震分析如虎添翼
- 72 |新一代电液一体化智能完井系统
- 76 | 技术升级 Vallourec完井送入管柱轻松K.O超深水难题

卷首语 | FOREWORD

08 | NOV CEO: 一年13起并购 靠的是什么?

油气・观察 | OILWORLD

- 10 | 普华永道: 未来油企CEO们最看重什么?
- 14 | 数万个工作岗位来了 你还愿意回来吗?
- 16 | BP首席经济学家: 20年后,亚洲将成全球原油贸易中心?
- 18 | 走还是留? 写给在油气行业徘徊的你们
- 20 | Gastech 2017: 行业大BOSS齐聚东京都谈了什么?
- 24 | 油砂恐遭全世界抛弃 510亿美元的投资如何消化?
- 26 | 超级巨头IPO进展顺利 后续油市能否大幅拉升?
- 28 | 东西南北中海外油气部署擦亮中国"国际名片"
- 32 | 2017全球油气巨头CEO年薪排行榜! 有没有你的老板?
- 36 | 减产延长9个月! OPEC会议尘埃落定
- 38 | 斯伦贝谢CEO: 石油业逆境求生的四重逻辑
- 42 | 别再催OPEC减产了 他才是低油价的幕后黑手!
- 44 | 非常规、数字化、并购重组...油气业下一个价值挖掘点在哪里?





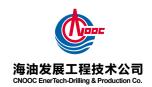
海油发展工程技术公司是一家具备油田开采技术研发创新能力和一体 化专业技术服务能力的公司。公司始终以油气田增储上产为目标,以 提高油气田勘探开发生产效率为核心,努力成长为具有国际竞争力的 工程技术公司。

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

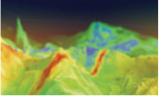


目录

Contents







技术・装备 | TECHNOLOGY & EQUIPMENT

- 80 | 防砂不易,且行且珍惜
- 82 | 砾石填充系统更新? No! 它是里程碑式的存在
- 84 | 一次下钻、多层填充! TORRENT系统: 大内径就是爽
- 86 | AICD当道 地层出砂岂敢猖狂?
- 90 | 新型张力腿平台设计将突破水深限制
- 93 | NOV压裂返排设备去繁就简、物尽其用
- 96 |海洋油气技术与装备
- 98 | M-I SWACO强势推出业内首款隔水管清洁工具
- 100 | 跨领域融合 新能源技术反哺油气行业
- 102 | 更小、更轻、更普适 海底压缩系统日新月异
- 104 | 增产增产增产, 重要的事情说三遍
- 106 | AccessFrac有望解决低渗储层增产难题
- 108 | DeepSpot酸压增产只需一种酸液
- 110 | CYPHER地震模拟有望最大化非常规油井产值

生产・炼化 | PRODUCTION & REFINING

- 112 | 人工举升技术与装备
- 114 | TransCoil系列无需钻机安装ESP系统
- 116 | ToughMet 3抽油杆联轴器
- 118 | Pump Checker人工举升管理系统
- 120 | ESP+防护罩 大斜度井生产无忧
- 122 | 变废为宝? 干式采油树助力深水油气田开发
- 124 |斯伦贝谢ENVIROUNIT就地处理海洋废水 方便快捷

行业·纵览 | OVERVIEW

- 128 | 深水成本两倍于页岩油 迟早得出大事
- 130 | 斯伦贝谢和威德福联手 哈里伯顿要被KO?
- 132 | 与传统能源一争高下 油气大佬们谁能玩得转?
- 134 | 对话|成功并购BG 壳牌为何对重回行业NO.1如此自信?
- 138 | 中海油投资海外油田 圭亚那成行业新贵
- 142 | 石油储量世界第一有啥用?现在穷到面包都吃不起了!
- 144 | 对话油气大佬 2017勘探开发剑指何方?
- 146 | 拆分220亿页岩资产? 这个新晋油气巨头不容小觑!
- 148 | 麦肯锡:油气行业成本还能降到多低?
- 150 | 原油需求仅增长2.5% 为什么中国仍是油气业的"定心丸"



猎头服务 项目用工 兼职顾问

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

专注油气领域,与独立思考者同行







5油圏

油气经纪人

中东石油内参

2017年5月/6月刊 总第18期



土小 | HOST 石油圏信息平台

编辑 | EDITORIAL DEPARTMENT 《石油圈》编辑部

出版 | PUBLISHING 石油圏信息平台

总编 | EDITOR-IN-CHIEF シ子

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 | 吕姣张强 | 周诗雨 | 于晓林 | 王洋姚园 | 张玉亭 | 郑斯赫 | 王萌

张毅 | 任伟伟 | 汪莹莹 | 钱佳成

美术编辑 | DESIGNER EDITOR 房韬雄 | 张婷 | 范姁晗

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: 石油圏



NOVCEO: 一年13起并 购 靠的是什么?

一年13起并购,NOV实属去年"并购界"的一匹黑马,行业下行期间,该公司的并购魄力从何而来?且听CEO Clay Williams娓娓道来。

来自 | SPE 编译 | 汪莹莹

"National Oilwell Varco (NOV)的董事长、总裁兼CEO Clay Williams日前接受访问,分享他多年来的油气从业经验。Williams毕业于普林斯顿大学土木与地质工程专业,获得学士学位,并在德克萨斯大学获得MBA学位,曾任NOV执行副总裁、COO和CFO。在National Oilwell同Varco合并前,Williams是Varco的CFO,也曾担任过Varco和Tuboscope的财务副总裁、企业发展副总裁和管道服务业务副总裁。此外,他也曾在SCF Partners和壳牌任职。

2014年末,油气行业进入下行期,就严重程度和持续时间来看,此次行业下行是当代石油人见过的最糟糕的动荡之一。尽管如此,NOV近期仍多次高调并购,包括Fjords Processing公司和Trican完井业务的并购活动。

当前市场前景并不明朗,您如何 确定此类并购会对公司发展有益呢?

首先,无论行业现状如何,NOV都必须注重企业战略发展规划。2016年NOV共进行了13起并购活动,Fjords和Trican项目只是其中两起,此类并购能使我们更好的执行战略计划,并有余力发展公司其他产品、业务和服务。其次,公

司要判断这类并购是否会在下一个油气 繁荣期具备增长潜力,尤其是在引进生 产技术、钻完并技术方面,我们要确定他 们能在未来为公司带来收益。此外,在决 定并购之前,我们还要考虑企业的长远 发展,并判断整个行业的发展趋势。

深厚的金融和商业知识背景曾使您在并购活动(M&A)中发挥着积极作用,那么现在作为CEO,您还会接触公司并购事宜吗?且在当前环境下,您是如何利用专业背景知识来制定商业决策的?

我很喜欢和M&A团队一起工作,他们总是会尽全力去寻找双赢的解决方案。我也喜欢M&A的工作,因为它的工作跨度几乎覆盖了企业所有部门。要想成功进行并购,你需要为企业创建一个独特的品牌;需要解决公司面临的挑战,并抓住发展机遇;也需为公司发展制定战略规划。M&A工作充满挑战,但也不无乐趣。对于这类复杂的商业挑战,我倾向于将他们分解为三个基本要素,即现金、风险及时间。作为一个商人,这种化繁为简的思维模式使我十分受益。

为了避免开发周期冗长,企业有时会聘请第三方机构生产产品。在这方面,NOV如何平衡自产和第三方承包之间的关系?

在较长的业务周期中,市场需求、趋势会发生很大变化。观察和了解市场动态能使我们制定精准的发展战略。在销售旺季,公司首先要保证产品供应,我们必须保证产品能够及时、高质量的输送。也就是说,我们自产的产品可能会比其他竞争对手多些,但外包形式必须存在,因为市场需求变化太快,我们无法保证能否以自产形式满足所有需求。此外,我们还要注重发展相应服务,使得生产、服务两不误。

相较于开发内部解决方案,大多数企业会选择购买新技术以扩大自身服务组合。那么,就购买技术和研



发技术来说, 您怎样选择?

企业需要花时间、精力去了解和研发新的产品和服务。如果一家公司有我们感兴趣的技术,并已率先进入了我们还没涉足的业务领域,那我们为什么不择捷径?与我之前谈到的现金、风险、时间联系在一起,购买一项成熟技术意味着企业可以降低风险并减少时间成本,也可以理解为现金投资。在较长的商品周期中,公司自主研发技术是有好处的,但研发时间过长有时会让我错失一些机会。

无论从技术能力还是从职业发展角度看,培训和能力发展对油企来说都是相当重要且昂贵的。在行业下行期间,您是怎样看待培训的?

行业不景气迫使公司不得不重新审视企业的方方面面,包括员工发展和培训,以及我们想做什么和要做什么。在不得不裁员当口,我们必须仔细衡量培训能带给我们什么价值。虽然我们削减了一些培训项目,但我们永远不会取消培训,尤其是技术培训,这对公司来说至关重要。

行业下行期间,我们也会为钻井维修 人员介绍一些硕士课程,使他们在完善 自身技能的同时,能够为下一个油气繁 荣期做准备。从长远角度看,人力资源是 公司成功与否的决定性因素, 我们所做的一切都是为了追求平衡。

油气业正在经历一次前所未有的 改变,您认为未来行业发展方向在 哪里? NOV会采取哪些措施应对新 挑战?

当代油气业面对的最大挑战就是微芯片,我们的机会就是抓住这一未来发展趋势。大数据和预测分析将是NOV未来着重发展的领域,我们的设备也会因此更加可靠,消费者也可智能维护设备,提高生产效率。我们也会在钻探过程中引入软件和闭环自动化技术,使钻井能够智能升级。全局来看,我认为软件技术将继续推动油气业正向发展,使其更加安全并降低环境损害。

您已是油气界的前辈了,您能跟我们分享一下您的职业生涯吗? 行业低谷时期,是什么在激励着您? 您又是如何做到能够敏锐察觉行业变革的?

我在阿拉斯加壳牌开启了职业生涯,当时为了开采Beaufort海域几十英里外的油气资源,壳牌正在建造人造冰路和砾石岛,那时我22岁,对这个行业的第一印象就是,"简直酷毙了"!钻井的场景、不断更新的技术,这是一个用技术推动整

个社会发展的行业。我爱这个油气行业的人,也爱石油人心底的那份自豪!

最重要的是,除了海运,在提升人类生活水平方面,油气业要比其他行业做的更加出色。油气业涉及到我们生活的每一方面,环球旅行、洲际通讯,我们正享受着祖先们无法想象的生活。了解油气业为整个社会带来了怎样的变革对我来说是一种强大动力。

能担要职的人一般都具有丰富 阅历, 您对油气业资历尚浅的专家们 有什么建议?

首先我认为每个人都要忠实于自己的行业。我推荐大家阅读马丁路德金的"Street Sweeper",马丁表示,无论你们在哪里、从事什么工作,你都要为自己的职业感到骄傲,并努力做到最好。我非常赞同他的这一观点。

其次要有责任感,只有团队成员能够彼此负责,企业才能良好运转。如果员工能高效的履行工作职责,那么企业将会大受裨益,这是一个很简单的事实。

在动荡中屹立不倒的油企,靠的不是运气,而是掌舵者敏锐的洞察力、扎实的知识背景和卓越的运营技巧……最重要的,是要对油气业抱有一颗赤子之心!



近期,全球四大会计师事务所之一的普华永道 (PwC) 发布了《第20期全球CEO年度调查报告 (2017)》。在本期报告中,普华永道调研了39个国家的近1400名商界领袖,旨在了解当前的经济、全球化形势和技术变革对企业发展的影响。

本期调查共包含83位油气行业的企业领袖,过去几十年来,他们亲历了行业的动荡和变迁,对哪些开发效率可以推动行业发展、以及哪些新的威胁将影响整个油气行业发展了如指掌。调查结果表明,与去年相比,油企CEO们对行业的信心有所上升,对整体经济增长较乐观。

全球油企CEO看好未来发展,但整个行业在一些方面仍面临挑战。其中,大部分CEO认为,水平井钻井和水力压裂新技术是推动实现油气采收方法多样化的主要动力;50%的受访CEO认为自动化和其他技术不会导致行业员工人数的减少,约75%的CEO认为网络安全漏洞和IT通讯中断将成为行业发展的重大威胁。

寻求最佳投资目的地

所有受访CEO和能源高管们一致认为,美国和中国的投资增长潜力最大(图1)。然后是德国,基于雄厚的经济实力,该国在所有行业的调查中评级较高;而在油气行业调查中,俄罗斯(13%)位列第三,它也是推动油气行业发展的重要国家。墨西哥和沙特对油气勘探和开发行业的贡献也比其他行业更重要。世界范围内一些重要城市中,油气行业的CEO们将伦敦(11%)、纽约(8%)和北京(8%)列为行业最具投资潜力的城市。

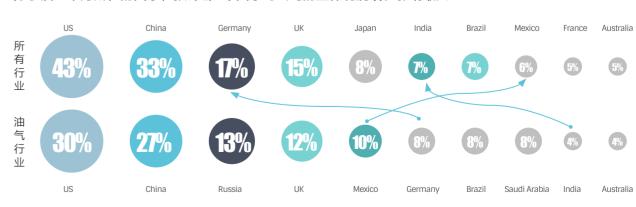
[图1]

普华永道: 未来油企CEO们最看重什么?

CEO们表示,创新及向数字化转型是油气业发展的主要驱动力。

作者 | Craig Fleming 编译 | 王月

除了油企本身所在的国家,预计哪3个国家对公司的整体利润增长影响最大?





最大化利用各种机会实现增长

随着低价并购活动暂告一段落,69%的油气公司CEO们已经准备好再次关注公司的有机增长,以及持续的降本措施(69%);18%的CEO最希望加强创新以利用新的投资机遇(图2)。然而,与其他行业相比,油气行业的管理层仍然更加倾向于考虑业务的买进(油气行业46%,所有行业41%)和卖出(油气行业22%,所有行业15%)。为重塑油气行业,CEO们强调,将技术创新与数字化转型相结合,是抓住新机遇所必需的关键驱动因素。

管理人和机器

油气业务将运用到越来越多的先进技术,爆发式的创新技术是否会导致相关工作人员数量的减少呢?只有41%的能源高管们打算增加员工数量,27%的受访者则计划削减多余的员工,但50%的人强调自动化并不是裁员的主要原因。目前只有5%的受访CEO们认为技术进步将导致大量裁员,41%认为自动化和其他技术仅仅在一定程度上会导致裁员(图3)。

致命的弱点

在几家大公司经历了几次知名的重 大技术和安全问题之后,受访的CEO们 认为,网络安全、数据隐私被盗及信息科 技颠覆,是影响企业信任度的三大技术 威助

油气行业也不例外,在业务运营过程中,对数字系统的依赖将导致油企面对系统故障和恶意攻击时变得非常脆弱,这些攻击可能会使业务运营中断,并弱化投资者的信心。最大的威胁来自IT通讯中断和网络中断(93%)、缺乏网络安全(91%),以及使用社交媒体(82%)和违反数据隐私(80%)相关的风险,它们将损害公司的形象,造成潜在的客户信任度的降低。虽然油气行业还没有出现数字系统故障,但这种"事件"的潜在风险还是很高的,非常值得关注。

重塑辉煌

在人才培养方面,71%的油企CEO

未来一年,为了企业盈利,CEO们将进行哪些举措?

[图2]

10%	资金的增长
10%	并购合作
10%	数字化&技术的提高
13%	人力资本投资
18%	创新

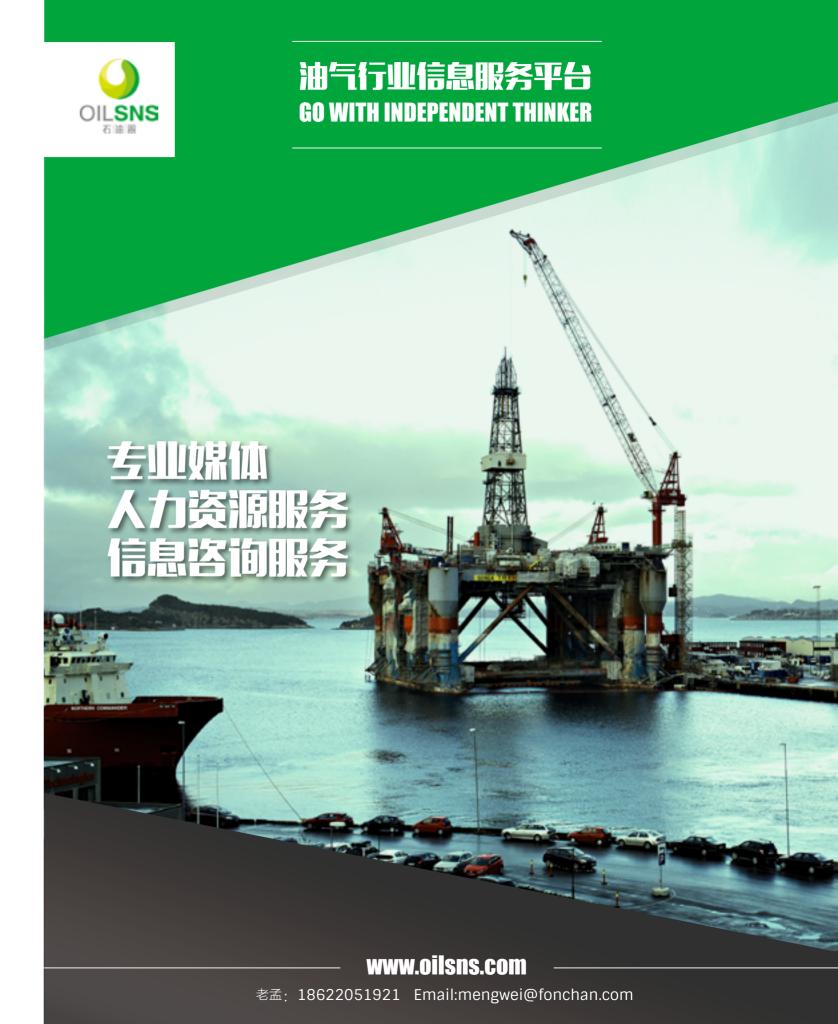
未来一年,CEO们计划增加员工数量、裁员还是保持不变?自动化和其他技术会导致裁员吗?

[图3]

计划增加员工数量	41%
计划裁员	27 %
认为自动化和其他技术不是裁员的原因	50 %
认为自动化和其他技术在一定程度上会导致裁员	41%
认为自动化和其他技术将导致行业大幅裁员	5 %

们认为,与团队协作、适应力和技术娴熟度相比,领导力是油企管理人员最缺乏的能力,而技术创新则是重塑未来的最重要力量。虽然目前约40万的油田工人大裁员和被迫离开行业是件痛苦的事情,但这也使油气行业变得更加精简和高效。

报告还称,若想有效改变运作方式,油企必须避免短视的举动,否则企业长远的前景将毁于一旦。此外,激进的价格谈判或修改石油服务部门合同,对创造和谐的油企合作环境毫无裨益。油企CEO们应该具有长远的目光,同时慎重考虑油气行业的每一次投资。





数万个工作岗位来了 你还愿 意回来吗?

80年代油气低迷, 毕业生招聘工作几乎处于停滞状态, 大量培训项目被迫取消, 油气业 一度处于年龄断层状态。现如今,随着油价回暖、勘探开发活动愈发活跃、资深员工逐 渐进入退休阶段,人才短缺、年龄断层等问题也越来越明显。

作者 | Valerie Jones等 编译 | 王洋



美国劳工统计局近期公布的数据显 示, 二月份美国油气开采领域新增1800 个就业岗位,矿业增加了6000个岗位。 美国二月份就业报告对油气业,甚至整 个国家来说都是一份喜报。同建筑业和 制造业等其他行业一起, 二月份美国增 加了23.5万个就业岗位。

此外,随着行业回暖,埃克森美孚 公司也从巴斯家族处购入价值56亿美元 的帕米恩盆地区块。该区块面积为25万 英亩, 其使埃克森美孚在帕米恩盆地的 储备翻了一番达到了60亿桶。随后,埃 克森美孚CEO Darren Woods宣布, 未来 10年,该公司将在美国墨西哥湾沿岸投 资200亿美元并创造超过45,000个工作 岗位。

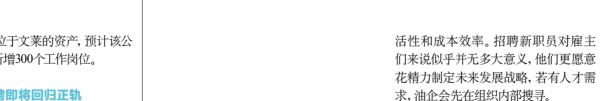
Amec Foster Wheeler也同Brunei Shell Petroleum Sdn Bhd (BSP)签订了合 同,开发BSP位于文莱的资产,预计该公 司将在当地新增300个工作岗位。

油气招聘即将回归正轨

目前油价有所回升,各方面交易也 在不断上涨,这使得人才短缺问题又再 度为人所关注。预计在美国、中东、亚洲 和非洲, 陆上钻井活动会率先崛起, 潜 水项目紧随其后。在此背景下,油气业 将需要大批资深技术人才、技术经济复 合型人才的支持。

为了解行业雇主对未来就业趋势的 看法,Petroplan对35家油企进行了问卷调 查。调查显示,雇主希望企业的人才缺口 能够尽快被填补上,同时他们也希望能 够找到适合企业文化的各类精英。

Petroplan CEO Rory Ferguson表示, 过去几年对油气业来说极具挑战, 很多 油气雇主对未来人才缺口问题持谨慎 态度,一些公司的招聘策略也更注重灵



不过,有人表示,油企可以在企业 内部搜寻潜在人才,但问题是,若企业 连合适的人都没有又该如何? 对此, 猎 头公司Lucas Group的管理合伙人David Armendariz分享了寻找人才的经验。

寻找资深技术精英 还需改变策略

他表示,油气下行期间,裁员和预 算紧缩使得大部分油企没有余力去发展 技术领域,除了没有年轻员工可培养, 油企还被迫削减员工工资和取消培训 项目。现如今,企业发现能够培养为高 管的中层员工简直凤毛麟角。

而许多被裁员工表示, 近几年全 球油气业裁员44万,如此庞大的数字, 为何说油气行业缺少专业技术人员? 对

此, Armendariz表示, 虽然油气业有大型 人才库, 但有潜力的技术人才仍很难被 发现,且目前很多年轻专家都在瞻望其 他行业, 这无疑会为未来油气业留下人 才缺口。但油企寻找顶级技术人才也不 是不可能的, 只是需要转变招聘策略。

认清当前人才缺口

未来五年,能源业会呈现怎样局 面?目前企业内有多少能够培养的员 工,在哪方面还存在不足?企业需要至 少雇佣多少人才能填补人才缺口? 企业 需要雇佣有怎样经验背景的人才,需要 花费多长时间帮助他们获得更多工作经 验并培养他们的领导能力? 能够意识到 自身人才缺口问题的企业将在未来油气 复苏时拥有足够优势,上述问题能够帮 助企业分析自身人才缺失的程度。

人才价值最大化

一些油企在人才管理方面忽略了为 员工制定未来职业发展规划,没有安排

好他们的晋升路线。而尽早规划员工发 展路线能最大化发挥员工价值,并能帮 助招聘团队更好地发现公司现有人才缺 口, 进而为长期招聘和员工内部晋升制 定更合理的战略模型。

雇佣具有全球化视野的人才

在当今油气行业,全球化和地缘政 治风险与利润和运营同样重要,未来油 企的技术领导人也定要具备全球化视 野,带领团队掌控全球动态。

雇佣油气业以外的优秀人才

淘汰缺乏技术背景的候选人对目 前企业发展来说并不明智,相反,企业 应多关注行业外的相关人才, 他们也会 极力扩充自身知识面, 锻炼自己的领导 技能,为企业运营增添"新血液"。

高潜力员工能快速成长,并能很快 融入公司企业文化,优秀的企业要明确 自身定位,并舍得花钱、花时间、花资源 去确定并培养未来高层管理人员。◎

14 www.oilsns.com 2017.05/06 oilsns vol.18 15



BP首席经济学家: 20年后, 亚洲将成全球原油贸易中心?

二十年后,油气业将是什么光景?

作者 | 李倩



认为石油仍是优质能源,"相对于电动车而言,内燃机仍然有很多优势,而且内燃机技术本身也在进行改进。比如提高能源效率、减少机身重量等等,这些使得内燃机变得轻型化。但是电动汽车要完全成熟,还是需要比较长的时间。" Spencer Dale坦言。

当电动汽车大行其道, 很显然会对石油 需求产生抑制, 但那一天要真正到来, 尚需 时日

BP预测: 从技术层面而言, 全球剩余可 采石油资源达到约2.5万亿桶, 足以覆盖到 2050年的全球所有原油需求。

但作为传统石油巨头, BP立对能原转型的对策包括调整产品结构, 加码天然气及可再生能源投资, 还包括专门面向小型初创企业进行投资。

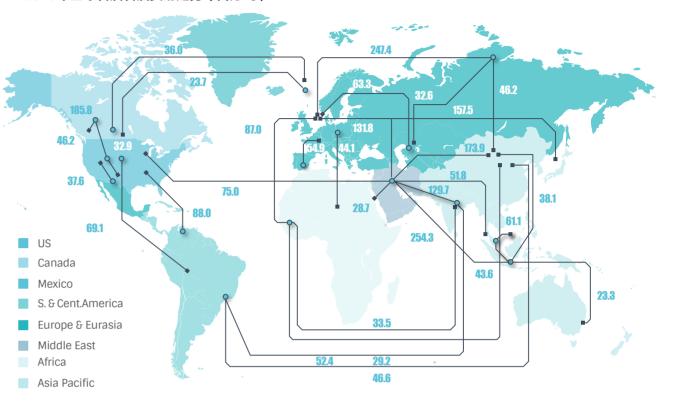
全球原油贸易市场向亚太地区转移

全球石油贸易量是巨大的。在2015年,有超过6100万桶油/天在国际上交易,这大约是全球消费总量的三分之二(约9000万桶天)。石油贸易的程度也随着时间的推移呈上升趋势,在全球石油贸易中,三分之二以原油为形式,三分之一为炼化产品。

谈到当前的贸易流向, Spencer Dale提到 美国不断变化的角色。他表示, 2005年, 美国 是世界上最大的石油进口国, 进口量约1200 万桶天, 但到2015年已降至500万桶天。美国 本土原油生产的巨大增长使其对外依赖度 大幅下降, 逐步转变为石油争出口国。

源。" 他还表示,过去,石油通常在中东地区 而且,Dale 生产,并流向欧洲和美国的大市场。未来,我

2015年全球石油石油贸易走势(百万吨)



们将会看到,石油从西向东,从美国和中东向东扩展到具有极大潜力的的市场:中国和印度

当前,美国在提升能源自给率的同时,还将加拿大、墨西哥等周边国家发展成稳定可靠的石油供应国,对地缘政治复杂、地区冲突不断的中东及非洲等地区的石油依赖明显降低。

据悉,到2035年,亚洲占区域间争进口的 比重接近80%,并且超过40%的一次能源需求将依赖于进口,基本贡献了全部新增能源 贸易量。到2035年,亚洲将成为全球原油贸易 中心。

天然气市场发展的三大趋势

到目前为止,以石油和天然气为代表的 化石能源在能源消费中的主体地位仍不可撼 动,但其内部结构却在不断发生变化。特别 是天然气,由于新技术的发展,天然气的开 采成本越来越低,且作为一种相对清洁、低 碳的燃料,天然气被认为是当前能源转型期 的"过度能源"。

针对天然气市场,Spencer Dale表示,天然 气发电市场增长、LNG重要性的提升以及竞 争格局的变化是当前全球天然气市场发展 呈现的三大趋势。

尽管天然气的非电力需求增速放缓,但由于去年以来天然气价格的持续下行,使其在发电领域对煤炭的替代作用越来越显著,特别是在美国。2015年,天然气首次取代煤炭成为美国国内发电的首要燃料。

LNG在世界天然气市场中的重要性正在不断提升。去年以来,以日本、韩国为代表的亚洲LNG市场需求增速放缓,亚洲市场LNG价格已经开始与欧洲市场趋同,贸易商对价格的敏感度在提升,LNG相比于管道气的灵活性得以凸显,LNG正在让天然气市场逐步成为一个全球统一的市场。

他还表示,美国页岩气革命带来的市场格局变化仍在进行,俄罗斯作为最大的天然气生产国,也在采用"价格战"的方式确保市场份额。俄罗斯出口到欧洲的天然气—直采用与油价挂钩的方式定价,但从2014年以来的数据看,俄罗斯实际出口价格显著低于油价挂钩指数,与欧洲现货价格接近。这一局面与OPEC采取不减产的方式对抗美国致密油类似,对天然气的市场价格将形成长期的冲击。

油气行业仍需要大量人才

这两年,石油价格大跌虽然导致了大

量的油气人才流失,但Spencer Dale对油气行业未来充满信息,他表示,"未来20年,我们会看到全球能源需求的大幅增长,其中大部分来自于亚洲经济体系。尽管可再生能源将快速增长,但化石燃料仍将是全球不可忽略的重要能源,因此为了满足日益增长的油气需求,我们要确保行业有充足的劳动力"

他还指出,油气行业的每个人在未来20、30、40年都将面临两大挑战:第一个显而易见的挑战是,要从可持续发展的角度来确保减少碳排放;第二个挑战是,在未来30年里,随着世界上一些最贫穷的国家把低收入者的收入提高到中等收入的水平,能源需求可能会急剧增加。这是一对挑战,又是一对矛盾,需要每个石油人的努力,特别是技术上的进步。

因此,他表示,在未来油气行业,技术将 发挥巨大的作用。行业需要更多拥有各项技术的专业人才,毕业生们要努力提升自身技能,在油气行业大展宏图。

最后, Spencer Dab提到, "世界瞬息万变, 没有哪个行业可以确保在20年内非常稳定, 但我可以确定的是, 当前的油气行业依然巍巍而立。" •



走还是留?写给在油气 行业徘徊的你们

油气行业已不再继续往日辉煌,该坚守还是离开呢?

作者 | Alahdal A. Hussein 编译 | 吕姣

> 昨天,我收到一个读者的消息,他 是一个巴西学生,学习石油工程专业, 他问我现在留在石油行业还有没有前途,是不是应该改行去从事其他行业。 他还向我表达了对自己未来的担忧,毕 业后可能会像很多人一样,找不到与石油相关的工作。

说实话,他并不是唯一一个有这样 担心的人。随着石油市场近期的逆转, 看跌形势明显,很多人都忧心忡忡。

应该留在这个行业还是应该离开呢? 我想说一件事, 而那就是我对这个问题的答案。

但在此之前,我想先简单介绍一下 石油行业现状和预期的发展前景,这样 你就可以对当前石油市场状况和未来的 前景进行评估,然后做出你的决定。

石油行业现状和前景预测

过去三个月, OPEC成员国和非OPEC 国家达成减产协议, 在减产刺激下, 油价一直稳定在55美元/桶左右。但同时, 美国钻井平台数量不断增加, 提高页岩油产量, 原油库存创历史新高, 这些也给油价带来了很大的风险。目前经济发展水平对原油的需求与供应并不平衡, 而达到平衡也是只一个时间问题。

油价由前段时间的55美元/桶跌至

18 www.oilsns.com 2017.05/06



50美元/桶以下。美国页岩油生产商忽略市场发出的信号,继续增加钻机数量。据估算,当油价降到40美元/桶左右时他们才会有所收敛。

但油价跌破40美元/桶应该也不太 可能,因为沙特阿美首次公开募股,这 需要原油市场保持稳定。因此,沙特将 尽可能阻止油价下跌,以免给沙特阿美 首次公开募股带来负面影响。即使在 这个过程中他们将失去一部分市场份 额,他们仍要这么做。

美国页岩油生产商似乎也抓住了这一软肋, 迫使沙特延长减产时间。

仅凭供求关系,已经很难预测未来的油价走势。为了沙特阿美首次公开募股上市,沙特或许会控制油价不低于40美元/桶。但美国一直增加钻机数量,提高原油产量,库存屡创新高,油价应该也不会超过60美元/桶。

在这段时间,油价可能会在40美元/桶到60美元/桶之间波动。那些根据供需关系预测油价上涨的,都是一厢情愿。

地球的石油资源丰富,许多原油生产商正在减产,帮助原油市场复苏。也有一部分生产商在等待时机,重新开始生产。

走还是留?

这就是目前油气行业的形势,相信 现在你已经对石油市场有了一个比较 清晰的认识。让我们回到之前那个学生 提出的,也是很多人很疑惑的问题,我 应该离开石油行业,还是留下来?

这个问题的答案不是一个简单的 留下或者离开,而是需要你去权衡,在 认清形势和自我认知的基础上,在行 业发展与自我发展、现实与热情、风险 与利益之间找到一个平衡。

目前的现实是,石油行业状况要好于一年前,但不确定性和风险性仍然很高。可以肯定的是石油行业短期内应该不会再有一个急剧的下降期,这就意味着不会再大面积裁员。但是也不会很繁荣,油价将会有很长一段时间维持在40—60美元/桶之间。

在这种形势下,石油行业就业市场转暖,很多公司开始招聘,就业机会增多。在选择职位之前,请你认真考虑自己的职业发展规划,判断你是否能够通过这个职位获得自身的成长与发展,你是否愿意承担这种选择带来的风险,而你所具备的能力又是否能够胜任这份工作。

如果你决定留下来,请为激烈竞争 的就业市场做好充足的准备,关键是如 何展示你的与众不同。 如果你已经找到一份好的工作,而且并不喜欢油气行业,你应该选择离开。

谈到热情,很多人会认为热情是很虚无缥缈的,但热情不是冲动,是基于你对行业的了解和预测,基于你对自己深刻的认知和判断。能够做什么和喜欢做什么是可以相互促进的,即使这两者并不一致,真正的尝试最终也会让偏离的轨道回归正途。

认为自己能做好,并且愿意去努力,这便是对行业的热情。根据我的个人经验,没有什么东西会像热情那样推动你走向成功,也没有什么会像热情那样让你直面所有的障碍和挑战,而变得更强大。

两年多前我大学毕业,那时正值石油市场开始进入低迷期,我失去了两个工作机会。我没有收入来源,但我没有放弃,我也不想离开去到另一个行业。我认为我能在这个行业做好,我不在乎没有工作,我想自己创造机会。

我花了几个月的时间评估自己,了 解我的优势和弱点,并积极学习石油行 业的相关内容。

我知道我想要实现的目标和需要改进的地方,并为之努力。我参加了一些培训课程,深入了解并研究这个行业,与经验丰富的人交流,我从中学到

了很多。我所有的注意力都放在石油行业上,我也因此得到了回报。今天我在这里做我真正热爱的事情,并且我可以告诉你,没有什么比做你真正热爱的事情更伟大的了.

石油是一种商品,商品交易具有周期性,而你对这个行业的认知和情感也会有波动。那些经历过行业起伏的人才是真正热爱这个行业的人,愿意承受很多不确定性和风险,当然,回报总是伴着风险而来。

油气行业是一个既专业又包罗万象的领域,目前非常需要高层次复合型人才,专业背景是一个强有力的依托,再加上你的一技之长,在促进行业发展的同时实现自我的成长,这将是属于你和行业共同的未来。

如果你通过工作向他人证明了自己, 并建立了一个由朋友和信赖的同事组成 的社交网络,那么你在这个行业中获得成 功,并能从石油市场波动中幸存下来的机 会很大。如果你的热情在这里,那么做出 选择是很简单的一件事情。

我始终相信,行业瓶颈在某种程度 上也是机会。不断充实自己,与更多的建 立联系并保持你的社交关系,增强存在 感,扩大人脉,机会终将会到来。如果 它不来,请你自己去创造机会。 ●



Gastech 2017: 行业大 BOSS齐聚东京都谈了 什么?

属于LNG的黄金时代,何时能够到来?

来自 | Upstream etc. 编译 | 王月

一年一度的Gastech展会如期举行,众多天然气行业的大佬们齐聚东京,共同探讨有关天然气改革和LNG市场的焦点问题。

巨头们纷纷表示,为提高决策效率,确保有项目持续开展,天然气生产商需要持续降低其跨国投资项目的成本,特别是液化项目。

Woodside CEO: 气化技术 推进新兴市场的发展

来自澳大利亚Woodside石油公司的CEO Peter Coleman在展会上表示,毋庸置疑,能源行业正面临着转型,当前全球过剩的天然气供应造成买家们忽视了行业短期过渡所带来的影响,但天然气生产商们应该意识到:天然气供应短缺的局面已经开始,除非出现新的投资战略,否则无法改变这一现状。



但目前地缘政治、气候变化和税收政策的不确定性,以及投资成本上升的风险等一系列因素,似乎并不利于新项目的投建。2016年全球范围内只有少数项目通过FID就是例证,对LNG新项目而言,2017年似乎是新一轮富有挑战的一年。

作为天然气供应商,Woodside在2016年实现了LNG单位生产成本降低28%的目标,未来Woodside将继续推进已建项目的购买租赁,为如何利用现有设施实现更高的产能目标制定解决方案。

由于天然气供应过剩局面不会一直持续,当前正是让买家再次参与其中的最佳时刻,率先行动才能获得最有前景的项目和稳定的支持。新一轮的油气供应商之间的竞争也即将拉开。

当前天然气的供应刺激了新的需

求,同时,气化技术也为其他国家进入油气市场提供了便利,采用浮式储存气化装置进口LNG的国家,2012年的LNG总进口量为1000万吨,而在2016年,由于印度尼西亚、巴基斯坦、埃及、阿根廷、巴西和约旦等国家对LNG需求遽增,LNG进口量已增至3000万吨/年,而且由于孟加拉、印度、菲律宾、斯里兰卡和越南等国也在考虑部署浮式储存气化装置,这一数字将持续增长。

如今,新兴市场占全球LNG需求的5%,预计2025年将有望增长至27%。Woodside预测下一轮需求增长将来自于LNG作为运输燃料在船舶、公路、铁路上的应用。国际海事组织宣布2020的海运燃料增加硫含量上限,这为液化天然气成为运输燃料增加了助力。如果全世界所有的船只燃料均为低排放的LNG,那么仅这部分的市场将达到2

亿吨/年。

Woodside正逐步将供应船燃料替换为LNG,并逐渐加大LNG作为其他行业及出口商运输燃料的基础设施建设的投资,日本在2020年即将实施的Ship-to-ship燃料计划也与之呼应。

LNG市场正在变得更加透明,对于新合同的签订,也有了更多可谈判的空间。更加开放和更具灵活性的市场将是天然气行业长期发展的趋势,但目前整个行业仍面临一个过渡性的挑战:如何证实市场需要新的资本密集型LNG项目投建。

如何处理当前市场供应过剩的问题,也就成了亟待解决的重点问题,供应商已经通过降低供应成本来开拓新的市场,供应商、买家和政府应各自合理应对这些不确定因素,使天然气市场实现可持续增长。



Peter ColemanWoodside CEO

如今,新兴市场占全球LNG需求的5%,预计2025年将有望增长至27%。Woodside预测下一轮需求增长将来自于LNG作为运输燃料在船舶、公路、铁路上的应用。

Patrick Pouyanné 道达尔CEO



我们正面临着全球天然气产 能过剩的压力,投资也正在减 少,这可能导致未来5年LNG供 应不足。我们需要建设LNG液 化工厂,回到15年前我们能做的 亩些

道达尔CEO: 必须将LNG项目成本降下来

道达尔CEO Patrick Pouyanné在展会上表示,"我们正面临着全球天然气产能过剩的压力,投资也正在减少,这可能导致未来5年LNG供应不足。我们需要建设LNG液化工厂,回到15年前我们能做的事情。比如,我们开发了在也门成本为400美元/吨的LNG项目,放弃那些1500美元/吨的项目,我们必须将成本降下来"。

道达尔在去年年底以2.07亿美元 收购Tellurian Investments约为23%的 股份,大力发展综合性天然气项目。 另外,道达尔大力发展澳大利亚的 Ichthys LNG项目,考虑在Papua New Guinea开发新的液化项目,并计划在今 年晚些时候启动俄罗斯的Yamal LNG 项目。



康菲石油CEO: 最大限度提高 天然气液化效率

康菲石油CEO Ryan M. Lance就康菲未来全球天然气计划进行了介绍。

对于在建和正在运营的LNG项目,康菲主要侧重于以最低成本最大限度提高天然气液化过程的效率。康菲已在澳大利亚开展几个重要LNG项目,重点建设Sabine Pass和Corpus Christi LNG项目,并优化几个LNG设施的工艺。

Lance表示,"政府必须提供稳定的资金支持,制定稳定的监管制度,并提供一个公平竞争的环境来鼓励行业发展。未来建设十亿美元以上的LNG项目已经非常不现实了,但在一定程度上,可以控制LNG项目的成本和周期。我们正在推动小型和中型LNG项目的开展,液化装置工程设计必须简单,无需遵守过度严苛的操作规范,保持低成本、低排放、安全高效和高利用率"。

売牌高层: 天然气发展须重视这 四个方面

壳牌天然气一体化及新能源业务 执行董事Maarten Wetselaar在展会上 表示,过去几年,大家都认为,世界将 逐渐步入天然气的"黄金时代",但实 际上,天然气并没有按照大家所希望 的方向发展,最主要的原因是天然气开 发成本一直居高不下。

据EIA报道称,英国以天然气取代煤炭作为主要燃料,大大降低了CO2的排放。天然气的加工、生产和销售正在变得日益重要,并不断满足人们日益增长的能源需求,但一些地区的能源政策阻碍了天然气的发展,而且,在低碳能源系统中天然气正面临着甲烷排放问题无法解决的挑战。

未来LNG项目将面临更大的风险, 壳牌正通过投资新的小型LNG进口终 端来拓展天然气市场。像巴基斯坦这 样的新兴进口国,投建较小规模的LNG 项目可能更加适合。

为确保天然气占据成本优势,成为 未来低碳能源的主力,Wetselaar建议 生产商从以下四个方面努力:

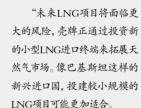


Ryan M. Lance 康菲石油CEO:

"我们正在推动小型和中型 LNG项目的开展,液化装置工程 设计必须简单,无需遵守过度严 苛的操作规范,保持低成本、低 排放、安全高效和高利用率"。



壳牌执行董事





Michael Wirth

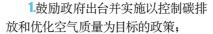
雪佛龙副总裁

雪佛龙天然气业务的发展 重点是降低澳大利亚Gorgon 超大型LNG项目和即将投产 的Wheatstone液化项目的运营 成本。

Simon Flowers

伍德麦肯兹CEO

"全球低碳趋势将为天然 气带来巨大的增长潜力。与煤 炭和石油相比,天然气是最好 的化石燃料。"



2.继续降低整个天然气供应链成本,从Shell到钻井承包商到设备供应商都要降低运营成本,使天然气保持低价竞争优势,尽可能吸引更多消费者使用;

3.采取严格的监测方法, 合理处理 甲烷泄漏问题;

4.利用以上三点所创造的良好发展 势头,不懈开辟新的天然气新市场。

雪佛龙高层: 大力推进 重点降本

雪佛龙副总裁Michael Wirth认为,目前来看,只有最具成本优势的项目才能脱颖而出。未来买家们将会有更多的选择,生产商们需要继续降低项目成本,但买家们也要明白一点:如果长期的天然气供应不能满足需求,如今的低价将不会持续。

Wirth强调,在短期内LNG供应比需求增速更快,但随着未来10年其需求的持续增长,市场将重新回归平衡,因此,若生产商现在大力推广天然气,在未来几年预计天然气供应将十分充足,否则,供应将会出现缺口,生产商到时候不得不被动应对。

雪佛龙天然气业务的发展重点是降低澳大利亚Gorgon超大型LNG项目和即将投产的Wheatstone液化项目的运营成本。由于这些澳大利亚项目早已超过公司的预算支出,目前公司正在寻求优化生产线和降低日常运营成本的方法。

埃克森美孚高层: 大举收购 支持 降本

埃克森美孚燃气和电力营销公司 总裁Robert Franklin很赞同Wirth的 观点,他表示,"对于LNG供应商而 言,寻找最低的成本是如今低价环境 中生存的唯一途径。那些保持最低盈 亏平衡成本的项目最有可能得到最好 的发展,可以为买方和卖方带来最大 回报"。

埃克森美孚在3月份同意以28亿美元收购Eni在Mozambique附近一个海洋天然气田25%的间接权益,该深海



Area 4区块估计含有85万亿立方英尺的天然气储量。Eni将继续负责Area 4的FLLNG项目和所有上游业务,而埃克森美孚将负责陆上天然气液化设施的建设和运营。

伍德麦肯兹CEO: 未来最大的 天然气市场必定在中国

Wood Mackenzie CEO兼首席分析 师Simon Flowers表示,虽然供应过剩 的局面不会永远持续,但未来5-6天然 气产量仍然将过剩。他强调,"全球低碳趋势将为天然气带来巨大的增长潜力。与煤炭和石油相比,天然气是最好的化石燃料。"

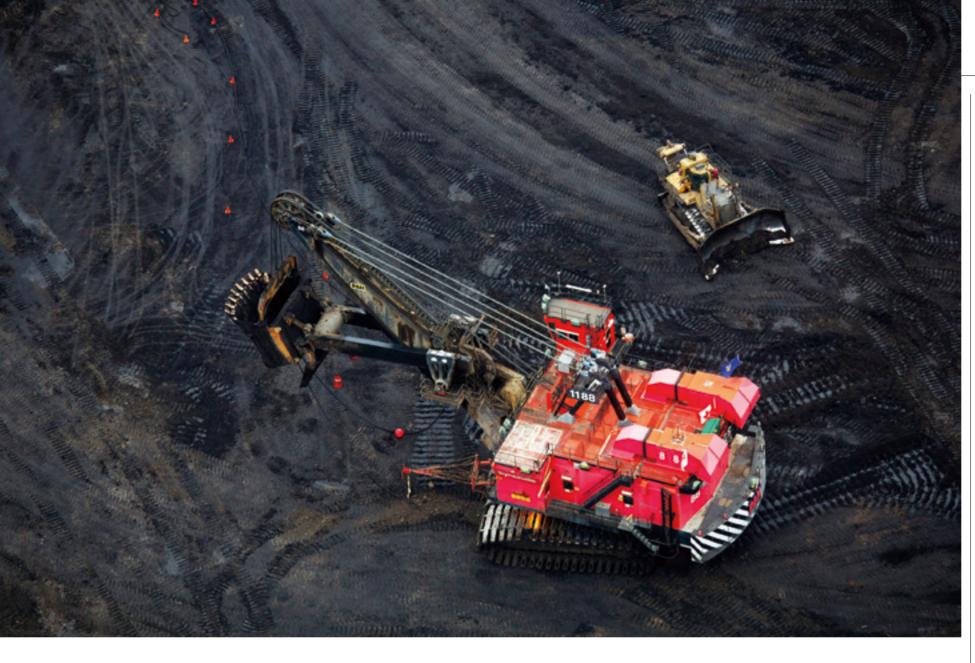
Flowers预测,未来20年 天然气需求将增长40%, 中国将成为影响全球LNG 市场最大的国家

40%

Flowers预测,未来20年天然气需求将增长40%,中国将成为影响全球LNG市场最大的国家,各国将竞相上马大型天然气项目。然而目前的价格不足以刺激未来大型新项目的发展。

从以上行业大佬们的讨论中可以看出,如今气价的低迷加速了天然气市场微利化,天然气开发和LNG项目运营成本刚性上升的态势日趋严峻,市场更加开放,竞争更加激烈,价格波动更加频繁,天然气产业链市场的制约因素也日益增多,这就倒逼各大企业转变发展战略,开创低成本的提质增效发展方式,从而实现整个天然气行业的大发展。◎

22 www.oilsns.com 2017.05/06 oilsns vol.18 23



油砂恐遭全世界抛弃 510亿美元的投资如何 消化?

BP曾预计加拿大油砂储量高达1671亿桶,该国石油储量位居世界第三,仅次于委内瑞拉和沙特阿拉伯。各大油企也纷纷进驻加拿大,想在油砂领域站稳脚跟。但随着油价下跌,油砂的境遇以大不如从前。曾在加拿大投入大量资金的中国油企又将面临怎样的困境?

作者 | Robert Tuttle 编译 | 王洋 四年前,加拿大政府试图将本土油 企从阿尔伯塔油砂业务中剥离出来。但 目前,该计划恐怕短期内难以实现。

油砂的开采难度一直相对较大,且 开采后又需通过管道或铁路将其运往 数千英里外的炼油厂(大多数位于美 国),因此,油砂可以说是现今生产成 本最高的资源之一。

道达尔自从2015年将Fort Hill油砂矿10%股权卖给Suncor Energy公司后,就一直在尽可能的出售油砂资产。过去一年中,石油巨头们剥离了将近250亿美元该领域资产,转而投资其他更有利可图的资源,如美国页岩油气。

油砂恐遭巨头们"嫌弃"

近期,康菲宣布,其将以177亿加元 的价格,将该公司大部分加拿大油砂资 产出售给该国最大的石油生产商之一 Cenovus Energy。这宗金额高达177亿加元(约合915亿元人民币)的收购将成为加拿大油气史上的第五大交易案。

无独有偶, 壳牌在与BG合并之后, 决定削减债务, 集中开发低成本项目。 为贯彻这一策略, 壳牌也宣布出售加拿 大油砂资产。壳牌将以85亿美元的价格 将其现有的和未开发的油砂资产, 出售 给加拿大Canadian Natural Resources, 油砂资产包括Athabasca油砂项目的 60%权益及一些未开发油砂项目的租 约等。挪威国油Statoil ASA近来也在逐 渐退出加拿大油砂业务,该公司于去年 年底以8.25亿加元将其油砂资产出售给 了Athabasca Oil公司。

而反观中国油企,虽然他们在阿尔伯塔北部油砂田拥有大部分股权,但目前却没有采取大举动。

中国能否消化"油砂"这块大蛋糕?

2012年,在中海油以151亿美元收购尼克森公司获加拿大政府批准后,加拿大前总理Stephen Harper宣布了新收购政策。新政策旨在限制国外投资公司对油砂股份的购买,但一些极特殊情况除外。Harper表示,国有公司可能会发挥超越商业价值的"更大的用途"。

在Harper总理宣布限购政策前,中国企业在不到十年的时间里,已向加拿大油气行业投入了约510亿美元。伍德麦肯兹负责上游开发的首席分析师Mark Oberstoetter表示,包括中海油、中石油及中石化在内的中国油企,目前排名紧随美国公司,是加拿大油砂业务的第二大国外投资商。

中国企业或许也有意愿出售油砂资产,但他们所持有的资产竞争力却相对较弱。而随着潜在购买力减少,售出机会也在逐渐丧失。但伍德麦肯兹并不认为这些公司会以贱卖油砂资产的方式撤退。同时该机构也拭目以待,在中国油企打算撤退时,谁会站出来接手他们的油砂资产。

受近来几大公司出售油砂资产驱

动,中海油未来将成继埃克森美孚、道 尔达和戴文能源之后的油砂产能第四 大公司。

Altacorp Capital分析师Dirk M. Lever在近期电话访谈中提到,油企需有效配置资本才能使得公司利益最大化。相比尼克森的Long Lake和MacKay River油砂资产, Cenovus Energy及Canadian Natural Resources此次购入的资源将具备更大规模的经济效益。目前,尼克森方面并未对此作出回应。

Brion Energy发言人Kristi Baron 称,公司预计将于今夏启动MacKay River油砂项目,并承诺其油砂产品将通过Kinder Morgan公司新扩建的Trans Mountain管线运送。她表示,中石油对于阿尔伯塔的油砂项目仍十分关注。

买家越来越少

尽管大多数油企目前都想尽快脱 离油砂业务,但随着购买力减少,他们 出售的机会可能越来越渺茫。

评级机构近日称, Canadian Natural Resources公司以127亿加元收购壳牌及马拉松石油公司Athabasca油砂项目的70%股权, 而其中90亿的资金来源于借贷, 导致其标准普尔评级已经下调。

Suncor Energy总裁Steve Williams 也在电话会议上表示,由于公司斥资50 亿加元买下Canadian Oil Sands公司, 并从Murphy Oil公司收购了Syncrude Canada油砂矿业集团的股权,使得公司 错失了新一轮油气业并购机会。

Oberstoetter表示,对于Canadian Natural Resources, Suncor Energy和 Cenovus Energy而言,尽快重新配置资 产并重整其资产负债表无疑是最明智 的做法。

在国际原油价格低位运行时期,油企现金流普遍较为紧张。在负债率已处高位的情况下,油企继续加大现有油砂项目的投资规模似乎已不可行。现如今,企业要做的不是压缩投资、延缓或暂停建设,而是要准确把握油价变化的节奏,在下一轮油价上涨之际,抓住机遇,打好扭亏为盈"翻身仗"。



超级巨头IPO 进展順利 后续油市能 否大幅拉升?

石油巨无霸就要来了吗?

作者|李俑

成立于1933年的沙特阿美,多年以来都没有考虑过上市。因为不上市,各项信息不公开,该公司也就成为了一个神秘的存在。但根据有限的数据,该公司拥有着世界上最大的石油储备——2610亿桶,以及最大的石油日产量——1250万桶,而目前全球总市值最大的上市石油公司Exxon Mobil的原油储备在253亿桶左右、日产量仅为530万桶。因此有人称沙特阿美为"宇宙第一大石油公司",其实并不为过。

土豪国沙特"差钱了"

2016年初,沙特阿美透漏出要IPO (首次公开募股) 的计划。我们都知道,凡是土豪公司都不差钱,没有大规模融资的必要,因此也就选择不上市。最为人所熟知的例子就是华为,其高管每年都要跳出来说"我们不差钱,所以没必要上市"。沙特阿美此前一直未上市,不差钱绝对是最主要原因,而在油价最低迷期提出上市计划,可能沙特阿美的大Boss——沙特政府真的差钱了。

全球石油价格的暴跌让沙特、俄罗斯、委内瑞拉等以石油产业为主要经济支柱的国家收入急剧减少,内忧外患,国内经济不景气,国外债台高筑。去年这个时候,根据IMF的预测数据,沙特

要想达到预算平衡,需要油价居于106 美元/桶的高位。如果油价始终居于50 美元/桶的低位,沙特强大的现金支撑 也几乎撑不过五年。

于是沙特政府痛下决心,先后出台"国家转型计划2020"和"沙特2030愿景"两份规划,欲切实减少国民经济对石油的依赖程度,沙特阿美IPO就是上述规划的重要组成部分。

当前油价虽略有回升,但长期居于50-60美元/桶已成共识。无论长期还是短期,沙特阿美上市对于过度依赖石油的沙特来说,确实是明智的选择。

"史上最大IPO"——市值2万 亿美元

沙特阿美上市后的市值多少,一直 是大家讨论的焦点。致力于沙特经济 改革的萨勒曼估计沙特阿美上市后市 值将超过2万亿美元。

2万亿什么概念? 据彭博社数据, 苹果公司的当前市值约是7190亿美元, 谷歌公司当前市值约为5810亿美元, 微软公司当前市值约为4970亿美元, 西方石油巨头Exxon Mobil当前市值约为3360亿美元。也就是说, 如果沙特阿美市值真的能达到2万亿美元, 那么, 沙特阿美的规模就相当于2个苹果公司加上1个谷歌公司或者5个Exxon Mobil外

加一个微软公司。

但沙特阿美究竟值多少钱呢? 真的可以值2万亿美金? 能源资讯公司 Rystad Energy高级合伙人Per Magnus Nysveen认为,只有当油价达到70美元/桶时,沙特副王储估计的2万亿美元市值才有可能实现。而现在,原油价格在50-55美元。

而位于迪拜的顾问公司Qamar Energy的首席执行官Robin Mills估计该公司的市值只有2500-4000亿美元之间,因为沙特阿美需支付大量的税收,而且,当前的石油市场面临着长期"低气压"的状况。

但无论何种预测结果,沙特阿美的市值足以被称为"史上最大IPO"。正因为此,虽然其上市时间定在2018年,但沙特阿美的IPO计划近来已在多家外媒曝光下初现雏形。

上市地点争夺战

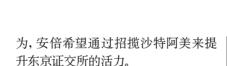
据悉,石油巨头沙特阿美将选择在 利雅得,以及至少一个国际市场上市。 由于沙特阿美上市诱惑巨大,争夺全球 最大IPO的"战争"似乎已经爆发。

2016年9月,沙特阿美在考察了包括 纽约证券交易所、香港证券交易所、伦 敦证券交易所等数个海外交易所后,认 为纽交所综合条件最合适。就连纽交 所主席汤姆•法利也对此持乐观态度, 称沙特阿美可能选择在美国上市。

据路透报道,沙特阿美已经正式委任摩根大通、摩根士丹利及HSBC,作为未来IPO的国际金融顾问,有望明年在纽交所挂牌上市。不过,考虑到美国总统特朗普的政治立场,以及对减少原油进口政策的态度,不知这是否会成为其赴美上市的变数。

另一个备受瞩目的是亚洲市场。

在亚洲市场,沙特阿美首先盯上的是香港证券交易所,但日本却率先向沙特阿美抛出了橄榄枝。3月12日,沙特国王萨勒曼抵达东京,对日本展开了为期4天的访问。对于萨勒曼此访,安倍的算盘并不在石油,而是看中了沙特阿美上市。据日本共同社报道,安倍亲自向萨勒曼表示,希望沙特阿美的IPO候选交易所能包括东京证券交易所。日媒认



但港交所也不甘其后,近日港交所 行政总裁李小加表示,已就沙特阿美 亚洲IPO进行过讨论,正努力确保该司 能在港上市。

李小加表示,港交所将极力争取这家石油巨头在港上市,并称亚洲时区、可获得中资投资都是在香港上市的优势,香港是国际金融中心,而中国是亚洲最大经济体及能源使用国,沙特阿美在港上市、吸引中国在岸资金是合理的作法。

总体来看,亚洲未来原油贸易中心的地位使其具有较强的竞争力,但沙特阿拉伯仍处于探索在亚洲上市的早期阶段,能否在亚洲上市,最终话语权还在沙特手中。

沙特阿美上市将如何影响油价?

沙特阿美CEO曾表示,该公司认为 2018年油价已反弹,届时的市况将有利 于该公司上市。可见,油价的高低会直 接影响这场IPO。不管是市场估值,最 后能否成功,还是融资的情况,油价都将会是沙特目前非常关注的。

在沙特阿美计划IPO的这段时间 内,当然希望油价越高越好。所以这就 不难理解为什么从去年开始沙特就特 别积极地推动减产,而且今年以来也一 直在非常严格地执行减产,就是为了刺 激油价。

据悉,沙特在今年的目标油价是60 美元/桶,而现在油价的交易水平大概 在54美元/桶,还是有很大差距的。不 排除沙特在未来会增加减产的幅度, 如果油价始终达不到他们的目标,沙特 阿美很有可能会推迟上市。

路透社和《经济学人》都认为,如果IPO能够顺利进行,那就意味着油价可能马上就要大涨了。

"石油高度垄断"时代即将落幕

沙特阿美上市将会在中东国家掀起一波国家石油企业上市潮。迹象表明,由此带来的"后石油时代"将会悄然改变当下的大型国家油企的运营模式。

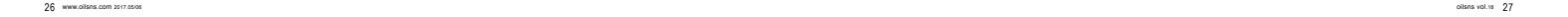
而此次"后石油时代",是那些以

注重石油资源为主的"资源型"油企,转型为以投资能源、新能源为主的"资本型"油企。石油行业正从寡头垄断正在走向高度竞争,换言之,石油高度垄断的属性正在被削弱。

除了沙特之外,当前的中国石油企业改革,以及管道信息的公开,各种政策的制定,都在说明"石油垄断"这个全球性的属性正在被削弱。

3月15日至18日, 萨勒曼访问中国, 这是沙特国王时隔11年再次访华。香港 《南华早报》称, 中国或许是萨勒曼为 期一个月的亚洲行最具战略意义的一 站。此次访华, 双方共签署了14项协议 和谅解备忘录, 包含35个项目的合作, 总价值650亿美元, 涵盖能源贸易、经 济、军事、安全各方面。

种种迹象表明,沙特正将东亚地区,特别是中国,作为新的市场,并提前进行战略布局和基础设施建设。中国的企业应该抓住机遇,积极参与到沙特IPO的进程中来。沙特阿美IPO进程顺利进行中,未来石油业将有何变化,我们拭目以待。 ◎





东西南北中 海外油气部署擦亮中 国"国际名片"

中国对能源需求量大,现在已成为全球第一大能源需求国,成为各 大产油国必争之地,而中国为保障能源安全,已布署了多条海外油 气通道。多管齐下, 立于不败之地。

作者|吕姣

有这样一段岁月, 注定会在中国油 气行业发展史上留下浓墨重彩的一笔。

20多年来的海外油气部署不仅保 障了中国的能源安全, 也为全球能源安 全作出了贡献。坚持"互利共赢、合作 发展",中国成为国际能源市场的"稳 定剂"。

从海上通道到陆上油气管道,由西 北到东北,后又至西南,中国油气的海 外布局越来越广。海外布局对国家能源 安全的贡献,并不能单纯地理解为从海 外运送油气回国, 其意义深远。

多渠道建设油气资源通道,能够 实现不同区域经济平衡发展,减轻对 局部油气资源或运输通道的过度依 赖,分散风险。

东南海上运输通道

东南海上运输通道,是中国原油进 口的海上生命线。海上通道将来自中 东、非洲的资源运到中国,加强了与我 国油气市场的稳定性, 也能够促进我国 与沿线国家的贸易稳定性。

尤其在陆上油气管网没有完善之 前,中国有超过80%-95%的石油等资源 是通过马六甲海峡运到中国, 马六甲海 峡一时成为中国原油进口的关键之地。

而新加坡是美国盟国,又有美国军事基 地,石油安全存在巨大的风险。这个关 乎国际民生的咽喉要道一旦突发险情, 我们应该怎么办呢?

于是,加强能源来源和通道的多元 化被提到日程上来, 积极推动能源供 给板块化, 进行能源网络并联。

西北油气进口通道

石油是战略物资,需求国时常恶性 竞争, 国际游资炒买炒卖, 而产油国待 价而沽,导致利用国外石油资源变得非 常艰难, 而直接以管道输送更是一件不 简单的事情。正是由于这些问题,中国 海外部署的油气管道更显得意义非凡。

1、中哈原油管道

中哈原油管道是我国第一条战略 级的跨国原油进口管道。

中哈原油管道总体规划年输油能 力为2000万吨, 西起里海的阿特劳, 徐 径阿克纠宾,终点为中哈边界的阿拉山 口,全长2798公里。

中国和哈萨克斯坦陆上相连,输送 便捷,可以大大提高输送的安全系数。 中东、海湾地区形势不太稳定, 而且石 油运输要经过多个咽喉要道。中哈原油 管道在当时减轻了对中东原油的依赖, 使中国的供油路线更加安全便捷,可 以获得长期、稳定的原油供应。

美国通过购买乌克兰的油气资源, 控制中亚国家及俄罗斯向欧洲出口原 油, 损害了俄罗斯和哈萨克斯坦等国家 的利益,目前,俄罗斯也通过中哈原油 管道向中国输送石油,管道的战略重要 性进一步提升。

中哈原油管道连接的不止中国和 哈萨克斯坦,通过与中亚地区其他的 输油管网连接,建立了一个通向中东和 黑海的石油陆上运输网络。

2、中国—中亚天然气管道

中国-中亚天然气管道西起土库 曼斯坦和乌兹别克斯坦边境, 经乌兹 别克斯坦中部和哈萨克斯坦南部,从 霍尔果斯讲入中国, 在中国境内长达 8000公里。

中亚天然气管道分设A、B、C、D 线, 预计将于2020年全线完工, 整体年 输送量达850亿立方米, 可满足国内超



过20%的天然气需求。

今冬雾霾频繁袭击华北地区, D线 主要将天然气输送至华北,对于改善 京津冀地区的大气污染意义重大。

至此,中哈原油管道和中国—中亚 天然气管道为中国打开了从中亚进口油 气的大门。对于中国而言, 这是意义非 凡的能源战略涌道。

西伯利亚力量

中俄原油管道今年2月进口俄罗斯 原油131万吨。至此,中俄原油管道累计 输油总量已经达到9723万吨。

中俄原油管道穿越中俄边境,途 径黑龙江和内蒙古, 止于大庆。2011年 正式启用,最大年输油量3000万吨,是 中国东北方向油气进口的战略要道。

天然气管道东线已经开始布署, 西 线管道项目也在讨论中, 总计输气量或 可达到680亿立方米。

油气依赖是俄罗斯20余年来经济 发展的主要特征和动荡的主要根源。

俄罗斯的油气依赖使其更关注海 外市场, 欧美对俄罗斯油气产业的打 | 政策导向, 页岩油气增产, 使得美国

压使其尤其关注亚太市场。在低油价时 期,提高了中国等油气进口大国的议价 能力。

中国、日本、韩国等对石油的需求 量都很大,这在一定程度上导致俄罗 斯对资源待价而洁。但如果能通过一 条管道盘活一片地区,对俄罗斯而言, 这是进军亚太市场的重要出口。

布署中俄油气管道,是俄罗斯利益 最大化的选择。对中国而言,与原油出 口大国俄罗斯合作, 也是能源战略的迫 切需要。

俄对华原油出口,从2011年的1980 万吨, 暴增至2016年的5230万吨, 超越 沙特成为对中国的第一大卖家。而今年 1月,沙特打败俄罗斯重新夺回中国最 大原油供应国的宝座。

中国市场成为俄罗斯和沙特的必 争之地。

沙特"向东看"战略

1、沙特来访 意欲何为?

特朗普上台后, 其"国内至上"的

和沙特,从甲乙方的供求关系,变成了 两个乙方的竞争关系。此外,特朗普 领导下的美国全球外交立场目前还不 明朗。

美欧对中东石油的依赖程度减轻, 而中国未来很可能会成为世界最大的 石油市场。沙特有意同中国加强关系, 同时加强与日本的安全合作, 改变传统 上依赖美国的局面。

沙特牵头OPEC执行减产协议,而 俄罗斯的减产幅度仅为承诺的1/3,这 是油价低迷的重要原因之一。扩大中国 市场份额,减少中俄的原油贸易,这也 是沙特打击俄罗斯这个油价竞争对手 的重要手段。

沙特国王萨勒曼访华,中国与沙特 政府就产能与投资合作签署了价值约 650亿美元的谅解备忘录, 涉及35个合 作项目。

沙特希望通过"东进战略"来缓解 其在中东地区面临的困境,同时通过吸 引投资,促进包括科技创新在内的其他 领域合作,来助力国内的经济改革,促 进单一经济结构的转型。

28 www.oilsns.com 2017.05/0 oilsns vol.18 29





2、不谋而合

对中国而言,沙特作为世界石油储 量第二的资源大国,能在一定程度上满 足中国发展对能源的需求。

之前中国在中东的影响力比较有限,但该地区却是中国进口石油的主要来源地,与沙特建立牢固的双边关系,有助于保障中国能源的安全。

中国历史上对中东地区的各种纠纷采取低调的不干涉态度,但近来却采取了较以往积极的外交态势。比如,中国最近主动要求主办叙利亚内战各方之间的和平会谈。

同时,双方加强合作,如中石化和 沙特合资的中沙(天津)石化有限公 司、中沙延布炼厂等。

沙特利用中国项目和美国搞平衡, 为将来与美国对话准备筹码,而中国向 在此前仅限于购买石油的地方提前卖 出了步伐。中国的"一带一路"和沙特 的"向东看"不谋而合。

直通中东

沙特国王此次亚洲之行结束后要 去一趟马尔代夫,据说是要买一个岛, 准备建一个军事基地,而中国在吉布 提和瓜达尔也建了军事基地,此举很 耐人寻味。

中东石油运往中国,大都走海路,通过马六甲海峡。而中缅油气管道和中巴经济走廊的建设,将绕过马六甲海峡,将中东原油通过管道运输直接输送到中国。这大大减轻了我国石油"生命线"过度集中于马六甲海峡的压力。

1、中缅油气管道

中缅原油管道起于缅甸西海湾马德岛,缅甸境内长771公里,在中国境内长1631公里,设计年输送中东原油2300万吨,2015年1月开始输油。

在马德岛旁边的皎漂港还有一条天然气管道,年输送量可达120亿立方米。从天然气储量全球第十的缅甸直接输送到西南四省,完善了中国的油气管网,推动了西南经济的发展。同时,也减少了中国的碳排前量

2013年立项建立的云南石化,已经建成,年炼化能力1100万吨。

中缅油气管道使中国能够获取缅甸海上气田的天然气供应,同时还通过

缅甸印度洋海岸的一个港口获得石油 供应。

2、中巴经济走廊—中国的战略突围

中巴经济走廊是一条包括公路、铁路、油气和光缆在内的贸易走廊,南部是瓜达尔港,北到新疆喀什,全长3000 公里

通过中巴经济走廊,从陆路开辟了 通往中东的门户,中国可以同波斯湾和 阿拉伯海连接起来,进而同中东乃至欧 洲、非洲地区连接起来。

据估算,中东地区的石油供应经过 瓜达尔港这条管道,能够缩短1.2万公 里,极大降低了运输风险,这是中国的 一次战略突围。

至此,通过中缅油气管道和中巴经济走廊,中国打开了陆路通往中东乃至欧洲、非洲地区的能源门户。

东北有中俄油气管道,西北有中哈原油管道和中亚天然气管道,西南有中缅油气管道和中巴经济走廊,再加上海上运输通道,中国的战略能源通道部署已经日趋完善。这有力地保障中国能源进口安全,而中国也成为全球能源市场的"稳定剂"。





2017全球油气巨头CEO 年薪排行榜!有没有你 的老板

随着2016年各大油气公司财报披露的收官, 高管的薪酬也陆续出 炉。「石油圈」整理了综合实力靠前的几家油气公司CEO的年薪榜 单、一起来看一看哪家CEO是全球最贵的老板?

作者 | 王月

受油价下跌、业绩下滑影响,过去一 年,许多油气公司削减了CEO的薪酬,但 一些CEO的薪酬仍然高得离谱。以下CEO 的薪酬组成主要包括基本工资、股票分 红. 股权奖励. 退休金和公司津贴。

1. 埃克森美孚CEO: 2740万美元 VS 1680万美元

美国超级石油大亨、埃克森美孚前 CEO Rex Tillerson去年获得2740万美元的 薪酬,比2015年增加了0.5%,这主要得益 于其基本工资增加4%, 达320万美元; 所 持股价上涨8%, 达1970万美元; 还有所购 保险上涨7%, 达57.585万美元。

据美联邦人事管理厅称, 就任美国国 务卿后, Tillerson目前职位的年薪为20.78万 美元。而路透社最新透露,埃克森美孚决 定向Tillerson直接发放一笔价值1.8亿美元 的退休金, 而非原计划的公司等值股票, 这样以来,可以完全切断他与埃克森美孚 之间的任何潜在利益关系。

就公司来说,尽管2016年埃克森美孚 的净收入下降了50%以上,但Tillerson与其 他高管的薪酬均有所上调。与其他同行-样,埃克森美孚也采取了其他一系列措施 降低成本应对低油价,但并没有降低公司 高管的薪酬。

2740



Rex Tillerson 埃克森美孚前CEO

2479



John Watson 雪佛龙CEO

同时, 埃克森美孚现任CEO Darren Woods去年担任总裁职务, 其薪酬为1680万 美元,比前年上涨了64%。其中他的基本工 资上涨了36%, 达100万美元, 其股票分红、 退休金和公司津贴等均有大幅提高。 2.雪佛龙CEO: 2479万美元

美国第二大石油牛产商Chevron CEO John Watson自2010年就任CEO以来,薪酬 一直随着行业形势的变化而波动。他去年 的薪酬达2479万美元,比2015年的2200万 美元高12%, 这主要得益于养老金的提 高。2016年,Watson所持有的股价和股票 期权均有所下跌,这主要是由于雪佛龙 遭遇了数十年来的首次亏损, Watson的基 本工资为190万美元,基本保持不变,股票 期权920万美元、股票分红540万美元、津 贴12.8万美元均低于2015年。

雪佛龙其他高管薪酬也略有提 高, Watson和他们在2016年通过抛售股票 期权也意外获得了利润,其中,Watson获 得1170万美元。

受油价波动的影响, 去年雪佛龙利润 下降, 但在Watson的领导下, 及时采取了 降低运营成本、裁员以及削减投资等措 施,公司的净现金流表现良好。

3.ConocoPhillips CEO: 2130万美元

2016年, ConocoPhillips CEO Ryan Lance 的年薪为2130万元, 高于2015年的1985.3万 美元薪酬, 涨幅7%。Lance管理着20多个国 家的14900名员工,带领团队缩减公司净亏 损额, 工资上涨也理所当然。他的薪酬主 要为: 基本工资170万美元, 股票分红660万 美元,期权奖励580万美元,非股权奖励250 万美元, 其他薪酬为30.1万美元, 另外, 他 的养老金也提高了440万美元。

4.Schlumberger CEO: 1860万美元 Schlumberger CEO Paal Kibsgaard 2016 年的薪酬为1860万美元,与2015年的1830 万美元相比, 略有提升。其中200万为基 本工资,277.5万美元为奖金,股权激励为 599.8万美元,股票分红为600万美元,其他 津贴为52546美元。

Kibsgaard在过去四年共获得7820万美 元的薪酬,虽然他的年薪从2013年的2280 万美元降至去年的1860万美元,但仍居于 油服公司年薪榜首。

5.Gazprom CEO: 1770万美元

俄气CEO Alexei Miller在2016年的年 薪为1770万美元, 低于2015年的2700万美 元,但仍被福布斯封为俄罗斯最高年薪

6.Halliburton CEO: 1587.13万美元

Halliburton CEO David J. Lesar 2016年 年薪1587.13万美元,明显低于前几年的收 人。其中,基本工资113万美元变化不大, 大幅降低的主要为股票分红、股权激励 和津贴费用等。

7.BP CEO: 1160万美元

BPCEOBob Dudley去年总薪酬为1160 万美元,比2015年的收入减少了40%。尽 管如此,他仍是欧洲石油大佬中薪水最 高的,比欧洲石油大佬中排名第二的Shell CEO Ben Van Beurden的总薪酬高出二百多

油价下跌造成公司业绩不佳,以及 2010年墨西哥湾石油泄漏事件一直让BP 公司承担着巨大压力。在去年的股东大会 上,60%的股东认为CEO薪酬太高,反对 BP的薪酬制度。近期,股东再次投票反对 CEO定期加薪。未来三年, BP将执行新的 薪酬制度,高管的薪酬将与BP的战略发展 联系起来,新的制度也将更加透明,这将 意味着Dudley的潜在收益将继续减少。

8.壳牌CEO: 925.8万美元

2016年, 壳牌CEO Ben van Beurden的总 年薪从2015年的513.3万欧元上涨到863.3万 欧元 (约925.8万美元), 涨幅60%, 这主要 来自于公司期权奖励和股票分红的增加,

2130



Ryan M. Lance 康菲石油CEO:

1860



Paal Kibsgaard Schlumberger CEO:

1770_E



1587.13



David I. Lesar Halliburton CEO

32 www.oilsns.com 2017.05/06 oilsns vol.18 33



2015年三桶油高管的平均薪酬为68.97万元。从 去年以来,央企降薪潮一直在蔓延。其中,中 石油和中石化等央企都在降薪之列。受累于油 价大跌, 曾经财大气粗的中石油不得不千方百 计的降本增效。

约438.1万欧元, 远高于去年同期的16.3万欧 元。Van Beurden的基本工资为146万欧元, 较2015年略有上升。他的奖金从去年的350 万欧元下降到240万欧元,降幅1/3。

Van Beurden于2014年接手壳牌,当 年一次性拿到了包括退休金在内的超过 2400万欧元的报酬。但去年、Glass Lewis 投资服务团队建议壳牌股东拒绝van Beurden的薪酬待遇,导致2015年他的薪 酬大幅下降。

在油价波动的一年里, 壳牌完成了 对BG的大规模战略性收购, 总支出约826 万欧元 (860万美元), 这次收购增加了 壳牌在LNG和深水方面的竞争优势。Van Beurden的领导力可圈可点, 涨薪也是自然 之事。

9.Total CEO: 407万美元

Total CEO Patrick Pouyanne称, 他是欧 洲石油业薪酬最低的CEO, 去年年薪380 万欧元(约407万美元),其中基本工资约 为140万欧元, 而他在2015年的总薪酬约为 470万美元。

Pouyanne作为石油巨头CEO之一, 估 计Total的股东也觉得他的薪酬有些低,于 是他们决定在今年5月底,召开股东大会, 重新投票决定Pouyanne新一年的薪酬。小 编认为, Pouyanne在任一直兢兢业业, 虽 然没有像前任CEO马哲睿那样名声赫赫, 但也带领Total取得了不错的业绩, 薪酬也 该涨一涨了!

10.Statoil CEO: 133.5万美元

受油价下跌的持续影响, 2016年, 挪 威国油公司StatoilCEOEldarSætre总薪酬有 所下降, 获得1150万挪威克朗(约133.5万 美元),比2015年减少了270万挪威克朗。

公司表示, Statoil目前正考虑通过降 低高管奖金来节约1500万挪威克朗,届 时, CEO薪酬可能下降一半之多。

11.三桶油CEO: 普遍降薪

日前,一直以高工资、高福利著称的 三桶油也曝光了2015年高管的年薪。中石 油董事长王宜林的税前年薪为52.01万元, 中石化董事长王玉普的税前年薪为51.79 万元,中海油董事长杨华的税前年薪为 79.47万元。

需要一提的是,去年5月4日,中石化。 中石油、中海油三家央企迎来集体换帅。 中国工程院副院长王玉普接替傅成玉任 中石化董事长,中海油董事长王宜林接棒 周吉平任中石油董事长,中海油总经理杨 华升任董事长。因此, 王宜林去年从中海 油领到的薪酬为27.2万元。

综合计算来看,2015年三桶油高管的 平均薪酬为68.97万元。从去年以来,央企 降薪潮一直在蔓延。其中,中石油和中石 化等央企都在降薪之列。受累于油价大 跌,曾经财大气粗的中石油不得不千方百 计的降本增效,员工以及领导层的收入无 疑也受到了影响,这意味着未来中石油等 央企的薪酬还将下降。

值得注意的是,与西方石油巨头CEO 相比,中石油董事长王宜林年薪仅仅10.7 万美元,英国《金融时报》曾调侃,这一 薪酬仅相当于埃克森美孚前任CEO Rex Tillerson当时1.4天的工资。这样的巨额薪 酬差距, 明显表明, 中国大型国企的董事 会成员比西方私营企业家更像政治家。

通过对比可以看出, CEO的年薪并不 是简单地与公司业绩呈正比例关系,公司 的营收规模大小也不能直接决定高管薪 酬的高低。

虽然越来越多的公司将CEO薪酬与 公司业绩挂钩,但并不是所有的公司都会 这样,总体上,去年CEO们的年薪有涨有 降,可谓是几家欢喜几家愁。与过去的榜 单相比,排名也出现了较大变化。

1160.



Bob Dudley BP CEO

925





売牌CEO



Patrick Pouyanne

Total CEO

133.5



EldarSætre Statoil CEO





减产延长9个月! OPEC会议尘埃落定

石油库存远远未达OPEC近五年均值的目标,延长减产已成定局。

作者 | 王月

备受瞩目的第172届OPEC大会以及 第2届OPEC和非OPEC部长级会议于5 月3日在维也纳落下帷幕,让人们期待已 久的"是否延长去年末达成的减产协议 及延长减产多久"终于有了定论。「石油 圈」带大家一起梳理一下此次OPEC会 议的最新结果。

一、OPEC维也纳会议结果一览

会议兑现底牌,为推高油价、提振油市,OPEC与非OPEC产油国同意延长减产9个月至2018年3月,OPEC与非OPEC减产协议依然维持180万桶/日的减产水平,没有新的非OPEC产油国加入减产协议。

另外,今年五月OPEC及非OPEC国家减产力度大于协议量,在OPEC减产协议下,伊朗无须改变9万桶/目的产油缺口,同时伊拉克承诺会加大减产协议完成程度,原油库存下降速度将在第三季度加快,沙特六月出口量将比需求量少得多。

由于没有出现市场等候的'额外多一点',即超出先前预期加大产量削减,令市场失望,WTI油价跌出50美元/桶,布伦特原油跌幅达也达3.8%之多。

OPEC继去年11月首次达成减产协议后,再次对延长减产达成一致意见。 在此次会议召开前,已有不少人认为最终结果是一个预定的结论。

二、各方态度

会议前后,包括伊拉克、科威特、阿尔及利亚、厄瓜多尔和墨西哥在内的几乎 所有产油国表达了对减产协议的支持。

1沙特

沙特能源部长Khalid Al-Falih在闭门会议前称,在当前同样的水平下,延长减产九个月是一个非常安全的选择,也是一个"最佳选择"。他表示,"没有必要加大减产力度,即使在夏季产油高峰期,也将坚持减产,预计在明年第一季度原油库存将回到五年平均水平。"

他也表示, OPEC不会对利比亚和尼日利亚实行产出上限限制, 尼日利亚和利比亚恢复正常产出水平; 当前原油库存减少, 正是减产协议产生了效果, 无意扩大产能至1250万桶/天以上, 沙特石油出口将从6月份大幅下滑, 推动市场加速平衡。他们也将持续关注市场, 原油库存下滑速度在第三季度将加快。沙特阿美上市不是影响沙特在OPEC决策的

原因。另外,他也认为OPEC与页岩油之间并不存在矛盾。

2.伊拉克

伊拉克石油部长Alloo Abby在会议 上表示,伊拉克支持将减产协议延长九 个月而非十二个月,并承诺将继续提高 减产执行率。"延长减产协议九个月是 当前最好的选择;我们将在未来九个月 时间内监控市场,观察市场发展"。而早 前伊拉克已根据去年的减产协议完成了 本国的减产份额,但仍准备满足未来的 石油需求增长。

3. 伊朗

伊朗石油部长Zanganeh在会议上表示,"我们不反对延长减产协议12个月,伊朗将遵守和服从任何决定;55-60美元/桶的油价对OPEC和页岩油产商而言都是适合的,延长减产协议九个月就有望使油价达到目标水平。"他也并未提议加大减产力度。

4.安哥拉

安哥拉石油部长Botelho de Vasconcelos表示,"我们支持在延长减产9个月的基础上再延长3个月,60美元/桶的油价再合适不过了"。

5. 委内瑞拉

委内瑞拉石油部长表示,"预计延 长减产协议九个月,目前最重要的问题 是监督和稳定市场,将原油库存降低至 5年均值水平"。

6. 阿联酋

阿联酋石油部长表示,"希望将减 产协议延长六个月"。

7.厄瓜多尔

厄瓜多尔石油部长Carlos Perez也在会前表示,OPEC和非OPEC产油国将探讨是将减产协议延长六个月或是九个月,目前的形势倾向于后者。"没有OPEC国家反对将减产协议延长九个月或更长时间"。

8. 科威特

科威特石油部长Essam Abdulmohsen Al-Marzouq称,"不认为OPEC 大会将讨论加大减产力度"。

9. 阿尔及利亚

阿尔及利亚能源部长Noureddine

Boutarfa也指出,OPEC正在讨论九个月 延长方案的可行性,但减产规模料将维 持在当前水平,几乎所有的国家都同意 减产。

10. 俄罗斯

俄罗斯能源部长Alexander Novak 表示,"俄罗斯希望延长减产9个月,并可酌情再延长3个月,我们将继续拓宽与OPEC之间的合作……俄罗斯2018年大选并非是影响今天减产决定的原因,俄罗斯完全兑现与OPEC约定的减产承诺……预计2017年原油均价为55-60美元/桶。"

11. 阿曼

阿曼不反对延长减产协议9个月,希望对此进行一些讨论,但阿曼不会再加大减产幅度。

三、以降库存为减产目标会失败吗?

鉴于上次各产油国的表现,这次减产协议能否真正完全执行则很难确定。 目前来看,俄罗斯基本处于自然减产的状态,但未来俄罗斯增产潜力较大,届时俄罗斯能否完全执行减产非常难说;另外,伊拉克的增产潜力也比较大。

除了降库存的不确定性,美国页岩油也是阻碍减产成功的另一大因素。能源咨询公司Wood Mackenzie分析师称,若维持现有的减产协议九个月,美国的产油量将增加95万桶/天,届时将破坏OPEC为平衡原油市场供需关系所付出的努力。也有部分OPEC成员国发言(如委内瑞拉)担忧美

油增产对OPEC减产以及国际原油价格带来打击。

但沙特能源部长却表示,原油需求正在回暖,长期趋势"非常健康",他们也将探索减产行动的退出策略。在一定程度上,OPEC延长减产协议将有助于在长期范围内削减库存,并打击页岩油;而OPEC秘书长Mohammed Barkindo则表示,OPEC与美国页岩油生产商进行了良好的对话,希望与页

岩油企业进一步加强 关系。相信通过各 方的努力,全球 油市达到平衡 指日可待。





斯伦贝谢CEO: 石油 业逆境求生的四重逻辑

斯伦贝谢CEO Paal Kibsgaard在业内一直以坦诚著称。近日,在新奥尔良霍华德韦尔能源大会上,Kibsgaard发表了讲话。下面是「石油圈」从他的发言中截取的几点关键信息,想必对于油气从业者来说将大受裨益。

来目 | Schlumberger 编译 | 王月 我将从以下四个主题来展开我的演讲。我们认为,对于油气业各大公司来说,现阶段以最快速度恢复公司实力非常重要。

首先,我们需要投入更多的勘探开 发费用,来满足未来几年不断增长的油 气需求;

第二,我们需要在整个油气供应 链中持续进行研发和员工培训的投入 (R&E);

第三,我们需要探索新的商业模式,促进作业公司与供应商之间更加密切的技术合作和商业合作;

第四,我们需要建立更加综合性的 技术平台,优化现有技术。

在过去几年里,我们已对上述四大 议题进行了反复的讨论,今天再次拿出 来讨论已不再新鲜。但鉴于这些议题非常重要,我们需要的不仅仅是讨论,而是通过分析,探讨出与这些主题有关的行业发展趋势。今天,我将与你们分享我们的最新分析情况以及未来它们对斯伦贝谢的影响。

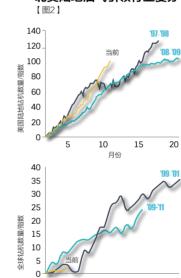
更多的勘探开发投入 满足未来 几年不断增长的油气需求

过去一年里,我们一直相信石油市场会有好转,2016年7月份OECD石油储备开始下降,也验证了这一点(图1)。目前OECD石油库存量约为30亿桶,OPEC和非OPEC国家同意削减产量,此举在一段时期内将加速库存的下降,支撑油价的进一步增长,并导致勘探投资的增加。预计全球石油需求将继续增长,在

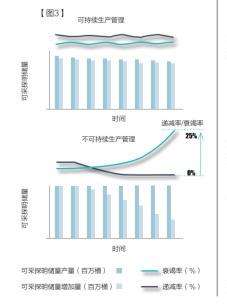
全国油气供需差异收紧

【图1】

3.5







2017年后接下来的几年,每年的需求增长在100~150万桶/天之间。

近阶段, Brent油价徘徊在50~55美元/桶,由于去年第四季度的OPEC产量创历史新高,全球供需平衡暂未达到,市场仍受近期库存削减的影响。

与2016年相比,北美是全球唯一的 投资活动明显增加的地区。假如北美陆 地区块活动继续增长强劲,美国原油产 量将在2017年及未来几年增加,但北美 非常规油气生产的增加并不能解决全 球油气供应下降的局面(图2),原因有 以下三点:

首先, Tier 1区域以外的整个财务周期仍充满挑战, 但行业的资产负债表和现金流量表现良好, 吸引了贷方和私募股权投资者的青睐。

其次,勘探开发作业公司都表示, 尽管过去几年,页岩盈亏平衡成本大幅 下降,但油服业仍将面临成本通货膨胀 的损失。

第三,若未来像二叠纪盆地出产的轻质油成为全球油气生产增长的唯一来源,那么轻油就会供过于求,相应的炼油厂所需要的重质油供应短缺。这可能导致Brent和WTI原油价差扩大,也可能导致北美作业公司的另一个经济风险。

目前来看,在全球范围内,除中东、俄罗斯和北美地区之外,预计其他地区的投资额将大幅下降。2017年勘探开发地区的产油量仍将达5000万桶/天,与2014年相比将下降50%。

市场对产油量非常关注。即使在连续三年勘探开发投资下降的情况下,产油量也可以继续维持,但仔细分析基础数据不难发现,目前的产量稳健只是假象,未来产量并不可持续(图3)。

判断生产供应的可持续性只能通过 分析可采探明储量和衰减/消耗率之间 的相互作用来确定。认真分析中东、俄 罗斯和北美地区以外的许多国家的潜 在生产和储备数据可以看出,衰竭率的 确在迅速增加。

在过去三年,挪威、英国和美国墨西哥湾大陆架的生产一直保持平稳甚至略有上涨,这反映了这些地区的产量正在发生逆转。尽管E&P支出大幅下降,但这一降幅被解读为生产的反弹(图4)。

比如,墨西哥海上油田的衰竭率也 在增加,但不像其他三个区块那么快,

第四,我们需要 技术平台,优化现有 来自 | Schlumberger 在过去几年里

这主要是由于实际的生产在下降,在一定程度上抑制了油田的衰竭。然而,图中四个主要区块开采率在15~20%之间。在未来几年内,除非大幅增加全球勘探与生产投资,不然行业将面临原油供应紧张的问题。

加大研究和员工培训的投资

接下来,让我们来分析鼓励投资创新研究和以业绩推动技术发展的重要性。在勘探与生产行业,大部分研发硬件和软件技术都来自供应商。

然而,受限于过去两年的现金流和成本压力,与2014年相比,斯伦贝谢2016年的投资水平下降了40%以上。

即使在行业下行周期内,我们承诺 我们将尽最大努力保持我们的技术研 究投资和员工培训不变。2016年,斯伦 贝谢的研发和员工培训费用仍然接近10 亿美元,这超过了我们三个竞争对手的 研发投入总和(图5)。

在我们参与竞争的业务领域,我们一直采用开拓性的方法提高服务效果,我们持续投入资金进行产品和服务的研发创新,持续为客户提高项目绩效。在无须采用开拓性方法的业务领域,我们则将焦点转向不断满足更高的绩效标准上。

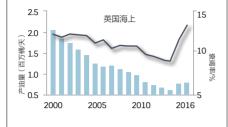
探索新的商业模式

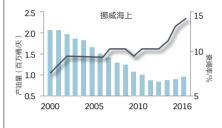
虽然许多油公司正在通过采取新的 采购方式来应对当前的财务挑战,但也有 一部分公司正在朝着相反的方向寻求突 破,他们更加专注于技术合作,并扩大更 密切的商业对接,探索新的商业模式。

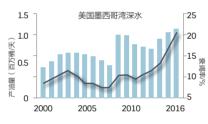
我认为,当务之急是加强勘探开发 作业公司与先进油服公司之间的业务合 作。因此,我们需要与新的合作伙伴一 起,建立纵向一体化战略的商业模式。 我们要加大综合服务管理,利用我们全 面的技术和专业知识来确保项目的质量 安全和效率。

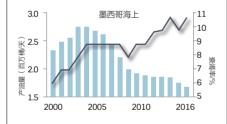
在过去15年中,我们开发了SPM,并逐步扩大了它的规模、复杂程度和数量,目前我们每天管理11个项目、约23.5万桶的石油生产,我们也拥有跨越世界各地的管道业务,同时,我们也开发了更多的创新模式,比如我们最近创建了一个特殊的风险基金,为客户提供项目投

长期产量递减下的衰竭率 [图4]









即使行业下行,斯伦贝谢也能 确保研发与员工培训的支出



2015

2016

2014

资的新途径。

通过这个新的风险投资基金,我们拓展了我们的产品业务,比如与Ophir和OneLNGSM的Fortuna项目、与SoundEnergy的Tendrara项目,以及最近在BorrDrilling的投资(图6)。

打造综合性的技术平台

最后,打造更广泛和更综合性的技术平台。只有通过深刻反思当前的技术发展方式以及业务运营方式,我们才有可能实现这一目标。

首先,新的技术平台需要处理完整的行业工作流程,例如钻井的各个方面。综合性的技术解决方案还需要能识别和模拟整个工作流程中的每个流程每个任务,然后将其与所有可用数据一起整合到一个全新的技术平台上。

这不是一个简单的任务,深层知识,完整的软件和硬件所有权,数据分析、建模、高性能计算和最新的机器学习技术都是成功的关键(图7)。

如今,斯伦贝谢已经掌握了大部分技术手段,我们与Google和微软公司合作,将油田技术系统提升到一个新的水平。

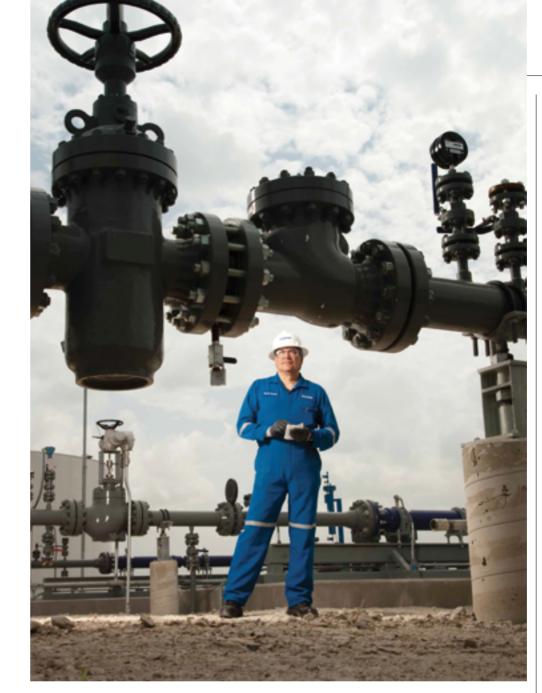
为了说明这一点,我想介绍一下在过去6-7年中我们如何建立钻井一体化,以及我们是如何使用这个业内领先的技术平台的。

如图8所示,在20世纪60年代初,斯 伦贝谢首次进入定向钻井领域,通过并 购活动和有机研发投资相结合,一步步 进行业务拓展。

2010年,通过收购Smith和Geoservices,我们进一步扩大了我们的井下钻井产品服务,这也使我们在钻头、钻井液、钻井工具和地面数据测量方面保持行业领先地位。

在北美陆地,就水力压裂和多级完井技术来说,合资公司一直占据着行业第一的位置。通过提供完整的井下硬件产品,我们开始利用数据和模拟技术来完成每年数百万英尺钻井的分析。另外,通过收购Cameron,我们拓展了在防喷器、管道处理等领域的业务。

近来,越来越多的大数据分析和机器学习技术被用于业务的自动化,给钻井业务带来了新模式。比如,我们即将在



今年下半年在美国大陆、沙特阿拉伯和 厄瓜多尔市场推出OneDrillSM一体化钻 井系统,就是运用新模式的典范(图9)。

在OneDrillSM一体化钻井系统发展的同时,我们也在基于与OneDrillSM相同原理的基础上开展了许多其他技术系统。最近,我们与Weatherford共同投资北美地区的一体化完井系统OneStimSM,将作为未来水力压裂和完井技术系统的孵化基地(图10)。

总之,整个行业目前需要更高的勘探和生产支出,需要投入更多的研发和员工培训费用,需要探索新的业务模式和更加综合性的技术平台。我认为以上四点是确保整个行业恢复其原有实力和

提高公司核心竞争力的关键。斯伦贝谢 将保持行业的领先地位,并为行业的发 展做出自己的贡献。

到目前为止,我们已看到,2017年行业已经面临了一些挑战,特别是在国际市场上,季节性的勘探开发活动下降明显,新的投标定价压力也进一步加大,厄瓜多尔持续的财务问题对我们第一季度的业绩造成了负面影响。

不过我们仍然对斯伦贝谢的未来充满信心,对行业前景非常乐观,因为我们在认真分析目前的行业形势,并制定相应对策,积极解决。虽然前路充满了挑战,但这也为那些拥有新思路并勇于实践的公司带来了发展机会!

斯伦贝谢特殊风投基金

【图6】

- 勘探生产(E&P)投资新渠道
- 培养进一步的合作
- 发现更多的勘探生产(E&P)投资
- 针对相关作业优选供应商
- ■面向我们所有的客户

重新思考技术发展方式

【图7】

- 端到端的行业工作流程
- 一体化软件和硬件
- 领域专家和专业知识
- 数据、模拟和机器学习

从技术投资组合到未来钻井系统

【图8】

- 整合技术,旨在打造未来的钻井系统
- 占据行业技术领先地位
- ■成功整合软硬件
- 可以模拟整个井下钻井过程
- 取得了多项记录,
- 为打造未来的钻井系统打好了基础

OneDrillSM一体化钻井系统

【图9】

- 下一步整合地面和井下系统
- 理解整个钻井流程
- 连接硬件、软件、数据和专业知识
- 利用了自动化的机器学习
- 一个全新的钻井平台

OneStimSM北美陆地合资公司

【图10】

■ 业务范围

带压泵送 完井

泵送射孔

■ 所有权

70%大部分由斯伦贝谢所有 30%由威德福所有



别再催OPEC减产了 他才是低油价的幕后黑手!

国际油价"躲过"了OPEC, "躲不过"Trump!

来自 | Worldoil 编译 | 邓文

石油一直是美国经济扩张和现代化的基础,油价也一直是美国和世界经济的一个重要指标。因此,近期油价的震荡下跌也成为Trump的头疼事。

尽管减产协议已经付诸实施,但如今全球石油生产商面对的主要问题仍是石油供应量的增长。3月份,全球石油供应量每天增加26万桶,使得总量达到9652万桶/天。

Trump需要 "低油价" 还是 " 高油价"

美国的石油生产商是全球石油产量 剧增的罪魁祸首,同时造成近期美国国 内原油储藏量飙升。

近日,美联储的一项调查显示,在 德克萨斯州和俄克拉荷马州,新钻井的 石油生产成本下降到了50美元/桶以下。 随着生产者减少钻井时间,美国油田的 盈亏平衡成本在过去一年下降了6%。 在二叠纪盆地,盈亏平衡成本平均降至 46美元/桶。

石油生产成本的下降提振了美国石油产量,使其石油总储藏量达到5.284亿桶,比去年增长了7%。

想当初,为提振油价,OPEC与非OPEC国家在去年年底制定了一项协议来削减今年上半年的石油产量。在某种程度上,这一协议起到了一定作用。在过去的几个月中,油价确实有所回升并徘徊在55美元/桶。

但是,油价的回升又给了美国石油 生产商一个合理的理由去增加石油产 量,目前钻井和完井的低成本使得大型 生产商独立开展业务更有利可图,对页 岩油的投资也迅速增加。最终这场增 产"狂欢"导致油价持续回落,直到最 近OPEC延长协议的消息出来才使油价 稍有回升。

但其实,对于Trump总统来说,油价下跌可能会阻碍他的5500亿经济刺激计划。因为,他的就业计划中很大一部



分是基础设施建设,而能源产业正是基础设施行业的关键部分。

如果油价不再反弹,石油生产商将没有太多动力增加产油量和雇用更多的员工。然而,OPEC国家和其他一些国家因为他们产油的保本点要更低,他们能够生产出更廉价的石油(即使他们并不喜欢这样)。美国的石油公司由于开采成本问题和石油类型的不同就无法享受这一点优势了。

因此,从这一点来说,美国石油生产商真是"no zuo no die"。

谁才是油价下跌的幕后黑手

油价在三月初暴跌,持续了将近一个月的低迷之后,国际油价终于"守得云开见月明",在月末迎来了一丝反弹的势头,但这或许只是一次"回光返照"。

在网上,网友们针对前段时间的油价下跌进行了热烈讨论。

有网友将原因归结为OPEC减产国的不作为。例如Andy Douglas认为,之

前油价持续下跌的真正原因是沙特阿拉伯一直在说谎,他们并没有减少一丁点的产油量。他表示,所有的数据来源都是OPEC报告的数据,没有人能真正了解沙特阿拉伯、科威特还有阿联酋到底产多少油,这些数据都是国家机密。所以不能相信那些声称他们在减产的新闻报道。

但Nigel Davis持相反的观点,他认为美国的过度产油行为才是主要原因。他表示,我们很难确认OPEC和非OPEC产油国是否真的减少产油量到他们所报道的水平。但是,目前我们能确定的是他们确实没有增加产油量。如果我们能够在全球石油消耗量不断增长的情况下继续保持现状,那么石油总量就会减少,从而保证油价不下跌。但是,总是会有一些因素打破这个等式,那就是美国,它并不会和大家一样减少或维持目前的产油量,正是这种过度产油的行为使得油价下跌。

Rudy Bellinger也认为,油价下跌 史高位了。

的幕后黑手是Trump的能源政策。他表示:"我不能理解Trump的经济政策对会如何拯救石油产业,但在不考虑政策本身的情况下,我只看到了它对全球化体系造成的破坏——油价下跌。"

从某种层面来说,在美国没有减少产油量的情况下,我们单方面指责沙特阿拉伯、科威特和阿联酋没有减产的行为是徒劳无果的,这是典型的"只许州官放火不许百姓点灯"。

油价上涨是石油行业稳步发展的必备条件,而Trump政府也想通过发展化石燃料来促进经济发展,因此按着现在的情形,他必须尽快在中期选举之前采取措施提高油价,不能趁OPEC减产时再坐收渔翁之利。

假如中东地区将继续为提振油价减产,那接下来,油价能否大幅上涨就要看Trump政府和美国油气生产商的行动了。

不过目前可以确定的是,我们永远都不要再期待油价回到那个梦幻的历中高位了 •



非常规、数字化、并购 重组...油气业下一个 价值挖掘点在哪里?

不进化就没有未来,油企如何顺利度过此轮低油价周期?

来自 | EY 编译 | 白小明

> 目前,油气业还在继续经历本轮历 史上最漫长、最严重的油价下跌期,行 业出现了一些前所未有的变化,彻底转 型已悄然开始。

> 为应对客户不断变化的要求,一些油服公司正在研发新技术,并采用新的合同模式,从根本上改变已有的商业模式以及他们与客户的关系。其他一些油服公司暂未针对新的市场环境做出调整,仍然继续向一些小众市场提供无差别的产品和服务,另外,他们正面临资产负债表方面的压力。

当前的油服业比以往市场更细化,企业要适应新的环境并开始进行资源整合,以应对客户群的根本变化。那么这种整合的驱动因素究竟有哪些?油服业如何做出反馈,对未来又有哪些预期呢?

曾经的低油价时代: 大规模并 购&规模经济效应

上世纪90年代末和本世纪初,油气巨头间的大规模并购交易主要发生在"中期阶段",即当原油供应过剩,致使油价从1985年的30美元/桶,跌至1986年的10美元/桶,之后在90年代一直处于18美元/桶的平均水平。

巨头们热衷并购的一大原因是,他们认为,企业规模越大,越具有规模经济效应,可以带来更高的效率和更稳健的资产负债表,从经济上对一些复杂的大型项目提供支持。同样,这些大规模并购也是全球化的产物,全球化使资源更加集中在少数资本巨头手中,这不仅体现在油气业,其他行业亦是如此。

面对更大的客户和更高的成本压力,油服业也被迫做出改变,掀起并购浪潮。对于油气上下游企业来说,这种并购更多是横向的,主要发生在那些能够提供类相似服务和产品、或是在业务经营上互补的公司。

本世纪初,油价开始再次上涨,并维持90美元/桶以上长达4年,直到2014年10月。如此高的油价,也支撑着油气业向深水和北极地区等前沿领域扩展,同时,勘探和开发新资源方面的支出也大幅增加。

随着客户对专业知识、产品和资产的要求越来越高,油价从2004年开始大幅上涨,油服业快速发展,这引发了另一轮横向整合。与此同时,行业也在继续细分,许多拥有特有产品的公司也开始合并。

为何此次低油价周期与以往不同?

2000-2013年,上游资本支出的显著增长,并没有带来相应的产量和储量的增加,2014年油价的下跌,加剧了高油价时期已经遇到的困难。在充满挑战的大环境下,各方对本轮油价下跌的反应有所不同,主要有以下三个方面的原因:

- ①作业公司的业绩表现和竞争格局 正在发生变化;
- ②陆上非常规能源已成为新的核心资源:
- ③数字化正在改变油气生产方式 和变现方式。

1.作业公司的业绩表现和竞争格局 正在发生变化

不同类型的作业公司对油价下跌的反应有所不同。

1)国际石油公司 (IOC)

拥有大量资本的IOC继续关注增加 现金流,以降低杠杆,并保持支付股息 的能力。IOC通过增加投资,加强下游



投资,并加大运营资本来支撑资产负债 表,同时为减少不可持续的成本基础做 出了重大努力。为此,IOC将管理措施标 准化,并提高项目效率。

根据伍德麦肯锡的研究数据,过去两年,成本的大幅下降,使大量项目的盈亏平衡点大幅降低,与2014年的平均水平相比,上游行业桶油成本下降了30%,桶油资本支出下降了45%。随着2017年许多新项目的开工,以及更多降本措施的实施,无论油价如何,IOC将持续关注项目分红和降本。

为进一步降低资本支出,IOC需要 更加关注运营管理水平,这可能会涉及 到IOC较大的结构性调整。无人看管设 备,特别是在偏远地区的无人操作设 备,通过降低HSE风险,减少通用设备 费用支出,并降低物流成本,可以大幅 节约潜在成本。在必须有现场工作人员 的情况下,需要严格评估方案,在确保 安全操作的前提下减少人员数量,IOC 通常与供应商合作,选择训练有素、拥 有综合知识的专家。 同时,IOC正在加强与油服公司的合作,主要涉及相对大型和复杂的项目开发,分散这些项目的风险。越来越多的承包商也需要在分担风险的前提下,进行创新,并使用新技术来降低成本,降低风险,提高项目的可靠性和盈利能力。在多数情况下,传统的"成本加成合同"现在已经被"基于结果"的合同替代,后者将由承包商承担风险,如项目开发过程中的设备故障风险。

另一方面,非常规能源正在影响 IOC一些大资本支出项目的动向,IOC也 在寻找有能力开展这些较大资本支出 项目的供应商。IOC,同独立石油公司一样,正在以相对商品化的方式,寻找可以更快、更便宜、更高效地提供陆地资源的供应链。

2)独立石油公司

过去几年,独立石油公司经历了重大的所有权变化,许多公司从公开上市公司转型成了私人股本公司。这些新的市场参与者非常注重回报,更愿意与油服公司分担风险、分享回报。

风险分担形式的协议数量可能会增加,因为私人股本公司将进一步对承包商施压,以便以更低的成本带来更好的效益。如此一来,可以在其他传统方法不可行的情况下,为承包商提供一个替代方案来获得市场成功和竞争性价格,也可使其先于其他竞争对手进入新的市场,或者与主要客户建立合作伙伴关系。同时,可以深入了解承包商提供的产品和服务是如何为客户提供价值的。

3)国家石油公司 (NOC)

总的来说,NOC也是以降低成本、提高油气生产效率的方式,来应对低油价的。例如,在阿联酋,阿布扎比国家石油公司(ADNOC)自2月新CEO上任以来,已经采取了各种措施,包括:

- ①裁员约10%;
- ②合并两大海上公司ADMA和 ZADCO,以期从规模经济中受益;
- ③合并三家服务单位(阿布扎比国家油轮公司、油服公司和阿布扎比石油港口经营公司)为一家公司。

在过去的几年里, NOC也继续加



大对其资源的控制,通过更加综合化利用服务提供商的方式来替代IOC,这已经成为了一种长期趋势。例如,2016年10月,沙特阿美与Nabors建立联盟,经营管理和沙特陆上钻机,并在11月,与Rowan成立合资企业(JV),在国内经营海上钻机。

许多NOC也在专注于在油气价值链中创造更多的价值,加强垂直整合,他们通过形成更加紧密的业务以在整个油气价值链中更高效的开展工作。

对许多NOC来说,与服务提供商合作的主要意义如下:

- ①降低服务成本和材料成本;
- ②吸引和留住人才:
- ③开发新技术;
- 4.促进本地化:
- ⑤通过建立本地研发中心,促进油 服业及相关行业的就业。通常是与国内 学术研究机构合作,由大型国际油服企 业赞助建立研发中心。

2.陆上非常规能源已成为新核心资源

北美页岩革命造成了全球石油供应 动态的结构性变化,并大幅降低了基本 的经济平衡价格。油气市场的大多数参 与者,目前已经认识到了页岩正在改变 游戏规则。由于储量丰富,有许多资金 雄厚的企业参与,开发周期短,风险低 以及具备快速获得回报的能力,美国的 页岩资源至少在中期很可能具备边际利 益,而且持续开发时间可能更长。

因此,石油市场供求平衡价格预计 将参照北美页岩油气价格,页岩油气生 产商能够迅速对价格信号做出反应。从 资本投资到初期投产的速度之快,以及 页岩井的生产曲线下降之快,均意味着 油价的涨跌周期可能会压缩到大约三 年。当发现油价变化时,锁定项目盈利 性的能力会导致过度投资,也可能导致 在价格波动周期内,他们将更多的投资 花在了低谷期,而非峰值期。

油价的大幅下挫对页岩生产商造成了致命的打击,迫使他们专注于企业的生存,而将公司的发展或收购战略摆在次要位置。虽然在欧洲非常规能源方面的投资还不多,但美国非常规能源主要受投资周期更短以及投资组合更灵活的驱动,可带来非常有用的战略资产,特别

是在二叠纪盆地,那里的作业钻机数量与美国其余地区的钻机数量总和相当。

而在利润率不高的情况下,较小的 作业公司要么增加新井以提高现金流, 要么停止钻完井作业。

2016年,作业量有适度的增加,主要在二叠纪盆地,相比美国其他产油区,那里的盈亏平衡价格更低,而且主要采用多分支水平井开发。二叠纪盆地有着极具吸引力的成本结构和丰富的资源潜力,2016年,超过三分之一的作业量都与此页岩盆地有关,盆地含有大量"多层蛋糕"式的油藏,在每一个"蛋糕层",可以从主井眼钻出多个水平分支井眼进行开发。

受WTI油价的驱动,在接下来的几年,相比其他区域,二叠纪盆地将持续吸引越来越多的投资,这将继续重整美国的油气市场,另外,受特朗普能源政策的影响,预计将继续大力开发美国页岩气。

因此,预计在美国市场将有更多的 并购交易,也将有更多的国际承包商试 图在美国市场占据自己的一席之地,而 全球其他地区的市场复苏还需要继续 等待。备受关注的主要是陆地钻井和相 关技术、压裂、完井和生产技术。

3.数字化正在改变油气生产和变 现方式

油气业是全球利用最先进技术的行业之一,然而,迄今为止,这些技术主要集中在提高投产时间和提高油气生产效率上,而很少关注地面业务运营和端到端的整合。

数字技术有可能通过以下几个方面,对油气业产生如同页岩气革命一样规模的影响:

- ①把关键资产连接起来,并降低系统性故障,这些故障极易造成高成本且威胁设备寿命的紧急情况;
- ②在无需人为干预的情况下,监测和采集实时数据:
- ③管理、存储和分析海量的业务数据,以获得更好、更快的决策;
 - ④进一步提高油藏管理和采油效率;
- ⑤采用数字化技术,如人工智能和 机器人,减少人力需求并改变对技能的 需要。



数字革命主要的驱动因素非常简单:利用数字技术来改变业务运营状况,可为企业利润率带来真正的、可持续的价值。当前油价处于低位且技术成本低,数字技术及其分析学的投资回报还是非常有吸引力的。

2016年10月GE与贝克休斯的合并, 是数字化技术即将应用于油气业的一 个典型案例。GE借助其强大的技术平 台,与资本密集型的油气业结合,努力 创造更大的商业价值。

油服业是如何应对本轮油价下跌的?

油服业各细分部门,如四大油服、钻井公司和井筒服务商、地震公司、工程建设公司、设备制造商、物流商等,受垂直整合影响,部门界限已经越来越模糊,而且数字技术及其对企业经营的冲

击也给各参与者带来了新机会。

虽然这种转变还处于起步阶段,但 基于上述这些明显的变化,行业最终可 能整合为以下几类:

- ①一体化服务提供商:这些公司目前 正在主导企业并购,并利用经济低迷其扩 大其市场份额,获取新技术并通过垂直 整合和并购机会(包括大型油服公司,如 TechnipFMC和GE)来提高项目效益;
- ②专业化公司:它们专注于小众市场,仅拥有一项或几项技术,提供差异化或无差别的专业产品和服务;
- ③物流商:提供物流设备(船舶、钻机、直升机等)和一系列行业的支持性服务,并负责油田物流,提供库房服务,并培训工作人员等。

1.一体化服务提供商

垂直整合影响,部门界限已经越来越模 与过去不同,一体化服务提供商明 制,而且数字技术及其对企业经营的冲 白,要想高效开发日益复杂的油气资源,

必须从根本上改变经营模式,需要创新的技术,并加强与上游产业的协作。

正是意识到了行业之间的界限正在 不断淡化,一体化服务提供商正在积极 与其他公司达成合作伙伴关系,或加入 其他组织的业务网络。

近期一些油服公司和作业公司之间 达成的合作协议(如Det Norske, Subsea 7和Aker Solutions,以及斯伦贝谢与 Golar LNG成立合资公司),正体现了作 业公司和供应商在一些油气开发项目上 合作方式的根本性转变,即以"一体化" 或"结盟"团队的方式工作。

近期一些垂直整合的案例,也说明了一体化服务提供商对降低项目总体成本要求的反应,即通过提供一体化的解决方案,并从价值链的不同环节整合技术、产品和服务。例如,斯伦贝谢收购Cameron,整合了油藏和油气井方面

的专业技术和地面工程、钻井、油气处理和流量控制等技术;Technip与FMC合并,整合了工程和项目管理能力与技术、制造和服务能力,从而以较低的成本为客户提供更大的价值。

一体化服务提供商正在与作业公司 密切合作,总结常用的经验做法,并为 客户提供最大价值,从而甩开众多较小 的竞争对手,这些较小的竞争对手通常 只能作为分包商,而且控制自己供应链 和相关利润的能力较差。一体化服务提 供商由于在价值链的各个环节均有业务 能力(例如: LNG、GTL、天然气发电) ,因此能够提供吸引客户和政府的一体 化解决方案。

一体化服务提供商也受益于稳定的 资产负债表,这使它们能够在一些项目 上分担风险和回报,在面对一些以结果 为导向的合同时也更从容。近期贝克休 斯与CSL资本管理公司和高盛集团旗下 的商业银行部门达成协议,准备组建一 家水力压裂公司,说明一些一体化服务 供应商正在降低其投资密度,以实现股 东价值和一些金融投资者回报的最大 化,这些投资者正寻求在市场的细分领 域建立单一的业务公司。

最后,一体化服务提供商也正将技术作为手段增强其市场差异化,提高竞争地位,确保在市场不景气的情况下仍能拿到新的合同。

站在行业变革的前沿,一体化服务 提供商有能力选择其愿意经营业务的 市场 (例如,小众或大众市场、商品化或 差异化市场) 和驱动整合,以形成适用 范围更广的解决方案,以更低的成本为 客户带来更大的利益。

2.专业化公司

专业化公司要么是业务涵盖整个油气价值链,但同时也提供小众产品和服务,要么本身就是只针对小众市场的公司。小众市场较复杂很难概括,专业化公司在技术和资产方面(如钻井)与一体化公司有所不同,这使它们能够有效地与一

体化服务提供商展开竞争。专业化公司要发展壮大,必须在其专业领域和市场做到最好,否则将很快被市场淘汰。

虽然大多数专业化公司更趋于作为一体化服务提供商和其他一级供应商的分包商,但根据其市场定位,专业化公司可能直接与作业公司签合同,也可以考虑风险分担合同。小众市场和相关技术使专业化公司特别受到一体化服务提供商和私募基金的青睐,因此,预计近期,私募基金将更多地参与到专业化公司的收购和发展,以及合并交易中。

3.物流商

由于资产负债表中杠杆率较高、资产较多,物流商正面临着当前市场环境的重大挑战,其业务模式在未来也可能面临挑战。它们需要抱团取暖,在低油价时生存下来,并考虑新的商业模式,以寻求为客户带来差异化服务和价值。它们更倾向于直接为作业公司服务,虽然这可能会随着供应链以及与设备、工具、消耗品和人员物流相关的商业模式的调整而有所改变。

物流商面临的整合可能更彻底, 这主要受机会主义和许多公司面临的 财务压力驱动。这其中包括海上辅助 船行业,目前该行业明显供过于求、高 度分散,受日费和使用率骤减影响最 大。当前这些公司的结构和商业模式 存在很多困难,对这些公司的整合,旨 在形成规模更大的公司实体,有足够 的财务和经营能力,通过减少市场上 的船只数量来加快恢复周期,同时形 成巨大的协同效应是这种传统整合的 关键。

不管是大型的一体化服务提供商、 专业化公司,还是物流商,想要取得成 功的关键是在未来做好公司的战略定 位。随着作业公司减少供应商数量,鼓 励标准化,寻求适用性更强的解决方案 并与供应商整合,小型企业将如何竞争 仍然存疑。

本轮油价下跌, 能否给油服业带来并购机会?

油服业已经完成的一些大规模转型并购交易,这很可能是贯穿整个油气价值链的一次大规模并购潮的前奏。推动这种转变的主要原因可能有以下6点:

1.客户要求的不断变化

当前油气业在减少资本支出和聚焦运营成本方面的变化,似乎表明了行业对低油价的态度,而在油价高于100美元/桶时,油气业其实已经在尽力取得足够的回报。即使油价逐步上涨,这种变化预计也将持续下去。随着作业公司正在寻求与横跨整个资产生命周期的供应链厂商进行更大的合作,目标定位在垂直整合和技术方面的交易活动将可能持续进行下去。

2.技术

随着企业对数字技术的投资不断加大,技术并购正变得越来越重要。整合技术的能力也将成为区分企业能否取得成功的关键因素,具备这样能力的企业才能取得长足发展,越来越多地参与大型项目各阶段的工作。企业需要吸纳合适的人才,获得创新能力,以适应不断变化的商业环境,预计将会有更多的技术收购案例,遍及油气以及其他行业。

3.保护市场份额

在市场的顶端,大公司为了保住其市场份额和市场领先地位,稳定经营杠杆,同时作为与竞争对手并购扩张的对抗,他们也将进行更多的并购,预计将有更多的并购交易。

4.优化投资组合

虽然近期的几起交易,各公司之间 业务几乎没有重叠,多以互补为主,但为 了通过反垄断调查,优化投资组合和维 持企业的良好运营状态,合并交易完成 后仍然需要进行一些资产的剥离。

如果公司经营的业务和提供的服务 比较松散,那么需要重点进行更多合理 的产品整合,在某些情况下,可能需要 形成单一产品的公司从而更好地为客户



服务。

5.财务重组

油气业正经历着重大的财务重组过程,为了更好地重组和实现行政管理,一些公司正在抛售现有资产。随着油价持续走低,企业的压力会越来越大,最终出现大量被迫的并购交易。财务重组也将导致许多公司所有权出现巨大变动,这些公司当前正被其债主、债券持有人和其他金融投资者牢牢套住,无法翻身。

到目前为止,为避免对借款人采取 任何强制措施来收回其借款以及获得 抵押资产的所有权,银行对借款人还是 持支持的态度。如果油价持续低迷,一 些领域业务没有回暖迹象,在当前这种 趋于企业并购的大环境下,银行和金融 投资者是否会继续支持借款企业,还有 待观察。

随着市场逐渐触底,以及买卖双方的估值差距逐渐减少,预计私募基金和金融投资者将带来更多的投资。在一些面临着严重的供大于求,而且没有短期复苏迹象的业务领域,如钻井和海上辅助船市场,银行可能会采取措施防止损

失扩大,这可能会导致大规模的并购, 或使许多公司陷入窘境。

6.产业多元化

随着油气业持续的转型,一些外部冲击如气候变暖和数字革命,迫使公司在并购时需要考虑的不仅仅是核心业务。为了减少碳排放,油气公司正在增加天然气的份额,并投资可再生能源和清洁技术,受此影响,一些油服公司已经开始专注于这些领域。一些承包商也越来越对核电和电力行业产生兴趣,将其作为降低利润风险的手段。

在行业产生巨大变革之际,一体化服务提供商的出现,将很好地推动行业前行,它们可以提供真正的教育风险服务。专业化公司拥有宝贵的技术和专业知识,从成本和市场的角度来说,必须在新环境下具有一流水平。物流商目前面临着重大的挑战,需要团结协作,改变商业模式,为客户提供更差异化的服务,并创造更大的价值。

总之,油气业正在发生根本性转变,即使油价上涨,这种趋势也不可逆转。油企需要迅速抓住这一发展大机遇,实现公司的重塑转型! ◎



勘探开发新技术

从全球范围来看,近年来油气勘探工作已经取得了突破性的进展, 油气勘探理念也发生了质的改变、全球范围内油气勘探开始朝着全 方位、宽领域发展、随着勘探技术的不断发展,油气的成功率也在 不断提升。

来自 | Repsol等 编译 | 张永君

全球油气勘探已经历约160年的历 史(从1859年8月E, L, Drakel在美国宾 夕法尼亚州泰物斯维尔成功发现世界 近代史上第一个油田算起)。早期油气 勘探以寻找构造油气藏为主。目前,无 论从陆上至海域,从陆相至海相,从碎 屑岩、碳酸盐岩至火山岩、变质岩、泥 页岩等领域,油气勘探对象已由单一 构造油气藏勘探向构造油气藏、岩性 地层油气藏与非常规连续型油气藏勘 探多元化转变。而油气田勘探是一项 技术密集的高科技产业,它的发展在很 大程度上受制干勘探技术的讲步。油 气勘探史上任何一次重大飞跃无不与 新技术、新工艺的出现有关。

油气勘探技术基本上可分为四种 类型,第一类为地质调查技术,它包括 地面地质踏勘、油气资源遥感、非地震 物化探、地震勘探;第二类为井筒技 术,直接接触油气层,在井中进行探 测,包括钻井、录井、测井、测试、试采 等:第三类是实验室分析与模拟技术, 主要是利用各种分析仪器、测试手段和 模拟装置,取得各种资料和数据,为油 气地质研究提供资料。这三类勘探技 术基本上都是以采集各种数据和信息 为主要方法,并通过资料的处理与解 释,从不同的侧面来再现地下地质情 况。第四类是地质综合研究技术,它通 过利用上述三种技术手段获得的信息 和解释成果进行综合研究, 其最终目 标是对勘探对象与勘探目标进行系统 化、定量化的综合评价, 直接为勘探部 署决策服务, 这类技术包括盆地评价 技术、区带评价技术、圈闭评价技术、 油气藏描述技术等。本期「石油圈 | 将 从上述技术中选取几个相关方面进行

油气地震勘探技术

技术之一, 无论是在地层出露区还是在 沉积覆盖区,都是杳明深部目的层构造 形态的关键技术。地震勘探是依据地 层岩石对地震波的弹性反射、折射、绕 射、频散等现象及其动力学特征特性, 通过人工激发地震或利用地质应力场 变化引起的微地震,根据地震波传播 特性,用地震检波器单元在地面或井中 采集来自地下目标体反射、折射、绕射、 频散的信号经采集站传输到地震仪记 录下来,通过计算机对所记录的信号 进行技术处理和地质解释,推断地质 差异体的结构、构造, 预测油气储层。

油气非地震物探技术

非地震物探是重力、磁法和电法 勘探的总称。它们主要是以岩石密度 差、磁性差、电性差为主要依据,通 过在地表或地表上空地球重力场、电 场、磁场特性的变化来达到反映地下 地震勘探是现代油气勘探的支柱 地质特征的目的。重、磁、电勘探既可 以为大地构造单元的划分提供依据, 也可以在一定程度上圈定有利构造。 重、磁、电勘探作为研究区域构造和 局部构造的有效方法,常常是互相 配合使用。特别是在区域勘探阶段, 在查明区域构造特征方面,具有效率 高、成本低的特点。

实验室测试分析技术

实验室测试分析技术是油气系统 工程的重要组成部分, 它是以实验室仪 器设备、测试工具、模拟装置为手段, 对油气勘探过程中所需要的岩石、沥 青、油气水等样品进行直接分析, 为地 质综合研究提供资料。

随着科技的不断发展,油气勘探领 域不断涌现出一系列的新技术、新创 意,本期「石油圈」就为大家带来三种 勘探开发新技术,分别为E-Source海洋 地震用气枪、ES Xplore震电勘探技术 和3D数字岩心技术。

E-Source海洋地震用气枪

油气行业的每个从业者都知道,将 勘探开发活动对环境影响降到最低是 十分重要的,并且目前海洋哺乳动物研 究等方面的环保法规越来越多, 这意 味着降低震源等因素对海洋生物的影 响在今后势在必行。

E-Source气枪优化了地震频带输 出, 压低了造成声波冲击的高频成分, 保留了对地震勘探至为重要的低频成 分,且采用"软启动"程序,逐步增加 声压,能够在向动物发出地震作业预 警的同时给它们充足的时间离开作业 区域。

ES Xplore震电勘探技术

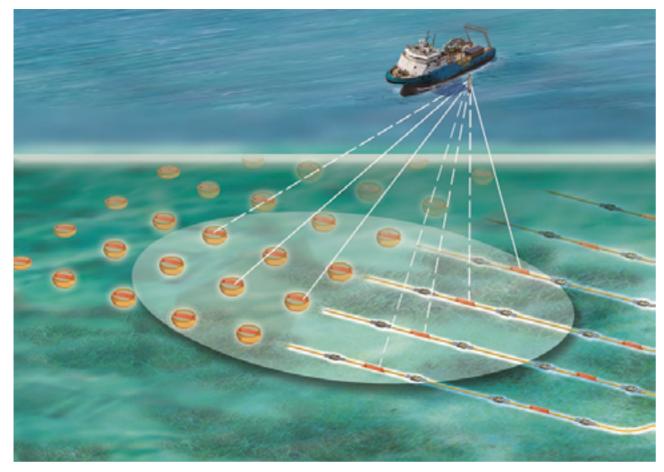
震电效应是指地震波和电磁波能 量在地下介质中的祸合与转换。对某些 含流体多孔介质而言, 以双电层动电学 现象为基础的类震电效应要比压电和 电致伸缩效应强得多。由此可见,只有 在某些含油、气、水的地层上产生的震 电信号相对较强同时具有可检测性。因 此, ES Xplore公司以此为依据研发了 新型震电勘探技术。

传统的勘探技术只能提供岩石地 层的构造信息或者岩石流体的低分辨 率信息, 月设备笨重, 对环境影响大。 而ES Xplore公司的震电技术能直接探 测到最终的可采油气,并能达到地震的 分辨率级别。这项处理技术提高了勘 探作业的可靠性,并且无需人造震源, 也不采用任何会对环境造成影响的方 法,环保性较好。

3D数字岩心技术

岩石是一种天然的多孔介质,其内 部除了固体基质还分布有大量不规则 的孔隙以及孔隙空间流体,这些组分的 物理性质以及微观孔隙结构特征直接 影响着宏观岩石物理属性。模拟孔隙 尺度的物理现象、理解微观作用机理 是准确获取岩石物理性质的关键,探 明岩石微观组构与宏观物性之间的内 在联系,对于解决石油、地质等地球物 理领域中的实际工程问题具有十分重 要的意义,而这一切仅靠传统岩石物理 研究手段是实现不了的。而数字岩石物 理技术可弥补传统岩石物理实验的诸 多不足,为岩石物理学研究提供一个新 平台。

Repsol公司通过对岩石碎片进行 3-D X射线扫描, 在虚拟实验室中创造 出用于再现和研究的"数字岩石",帮 助科学家们真实地分析孔隙度、渗透率 以及岩石与其内部流体之间相互作用 等属性, 进而确定油藏能否营利以及 提高油气采收率的最佳方案。◎



[附文1]

E-Source环保震源完美 应对海洋法规

震源是海洋地震勘探系统的重要组成部分,基本决定着海洋地震勘探的地层穿透深度和分辨率。E-Source作为一款可调节、操作灵活的震源,有效降低作业对海洋生物的影响。

来自 | WesterGeco等 编译 | 张毅

Bolt科技集团和WesterGeco (一个斯伦贝谢产品线) 共同合作开发的E-Source气枪, 是一款环保型海洋地震勘测震源。

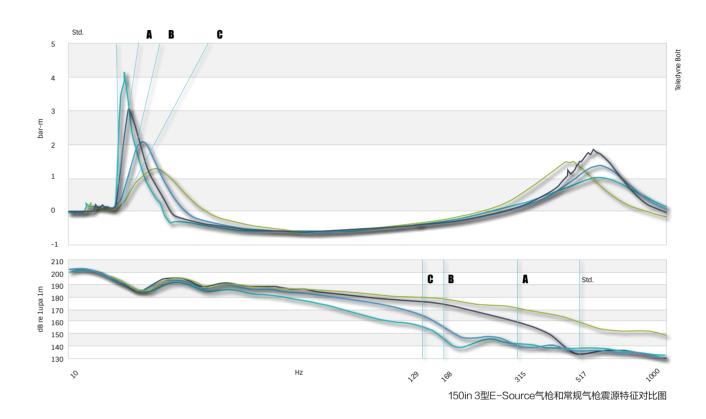
E-Source气枪是一种带宽控制的声波源,旨在降低地震信号对海洋生物的潜在影响。新震源优化了地震频带输出,压低了造成声波冲击的高频成分,保留

了对地震勘探至为重要的低频成分。

Bolt公司总裁兼首席执行官Ray-mond M. Soto谈道: "20世纪60年代初,我们发明了海洋地震用气枪,今天我们的气枪是世界范围内应用最广泛的海洋地震震源。将我们独有的气枪设计及制造经验与WesternGeco的海洋声学知识及科研成果相结合,研发出新型E-Source气枪,我们相信它能够成为物探行业重大新成果。待全部开发完成后,E-Source技术的普适性将会更强。"

IHS Herold公司总部位于诺沃克市,是一家致力于能源行业研究的企业,其发言人Tom Biracree评论道 "Bolt公司在石油技术业内找到了坚实的合作伙伴。"他还提到:"此项技术的需求会猛增"。"深水钻井成本极高—1亿美金,对于精确地震成像的要求从未如此之高"。

John Parry, IHS高级首席分析师



称"来自国际社会的压力要求在寻找海 洋油气藏时,选用的技术不会对鱼类及 哺乳动物造成影响。与像斯伦贝谢这样 的大牌合作还能帮助他们进一步打入 市场"

油气行业的每个从业者都知道,将 勘探开发活动对环境影响降到最低是 十分重要的,并且目前海洋哺乳动物研 究等方面的环保法规越来越多,这意 味着降低震源等因素对海洋生物的影 响在今后势在必行。事实上,过去六年 内地震采集收入的三分之一都来自于 海洋哺乳动物法规最为严苛的地区, 比如新西兰、巴西和库页岛等地。

此类环境方针的关键点主要是对 勘察区域海洋哺乳动物的视觉观察和 被动声探测。通常采用"软启动"程 序,逐步增加声压,目的是在向动物发 出地震作业预警的同时给它们充足的 时间离开作业区域。研究显示海豚等 哺乳动物能够听到高频率的声波,因此 可能对地震干扰更加敏感。 出于此种考虑, Teledyne Bolt公司 耗费数年来研制一款新型气枪, 希望 能尽量减少不必要的源噪声。此前, 这 类震源设计的重点在于通过提高频率 范围来产生更多的能量, 而且传统气 枪在每个脉冲起始时的脉冲信号频率 极高, 这种高频能量对海洋生物干扰 很大, 但是对地震采集作业的作用并不 大。而新开发的E-Source震源通过精密 的机械过滤器限制了不必要的高频波 的释放, 同时又保留了提高地震穿透力 和分辨率所需的低频波。

E-Source基本原理在于气体以预设速率随着时间逐步释放。通过控制气体释放方式来调节压力信号的光谱含量。

在图中第一个峰值处能够观察出 受控的气体流量。曲线曲率与气体从气 枪中释放的初始速率直接相关。曲线 越平缓,高频波释放越弱,但地震勘探 所需低频能量仍被保留下来。

最新E-Source设计适用于多种工况,也就是说能够用在不同的监管制度

和地质约束条件下。E-Source配有三级调节,每一级对高频波有不同过滤作用。每一级调节均适用于所有主流容量的气枪,其中e300包括150 in 3及更小型号,e500包括大容量型号。以上通过更换具体内部件就能实现,并且更换工作仅需20分钟便能完成。新震源与现有地震勘探船上的基础设施(悬挂器,气枪控制器,气枪群总成以及子阵列界面等)完全匹配。考虑到作业效率,设计过程中减轻了E-Source的重量,最多可比Bolt公司标准震源轻15公斤。

Bolt公司通过与斯伦贝谢的合作,进一步完善了2005年的震源设计,为了确保产品的性能及可靠性,2012年该公司对最优成像结果等进行了大量的现场验证,最终才在2014年的欧洲地球科学暨欧洲石油工程联合会议(EAGE)上发布该产品。成果为:第一款由带宽控制的地震震源,专注于环境保护,意味着有效降低对地震作业附近区域的海洋生物的影响。 ●



[附文2]

ES Xplore震电技术精确瞄准储 层流体

传统的勘探技术提供关于地下的信息较少,而且装备极为笨重,对环境的影响很大。为此,ES Xplore公司研发了新型震电技术,该技术能直接探测到地层中的流体,并且现场作业中获得了成功运用。

来自 | E&P 编译 | 郑斯赫

随ES Xplore公司的震电技术能直接探测到最终的可采油气,并能达到地震的分辨率级别。传统的勘探技术只能提供岩石地层的构造信息或者岩石流体的低分辨率信息。另外,传统的方法,尤其是地震勘探,采用了人造的能量源,极为笨重,而且对环境的影响很大。

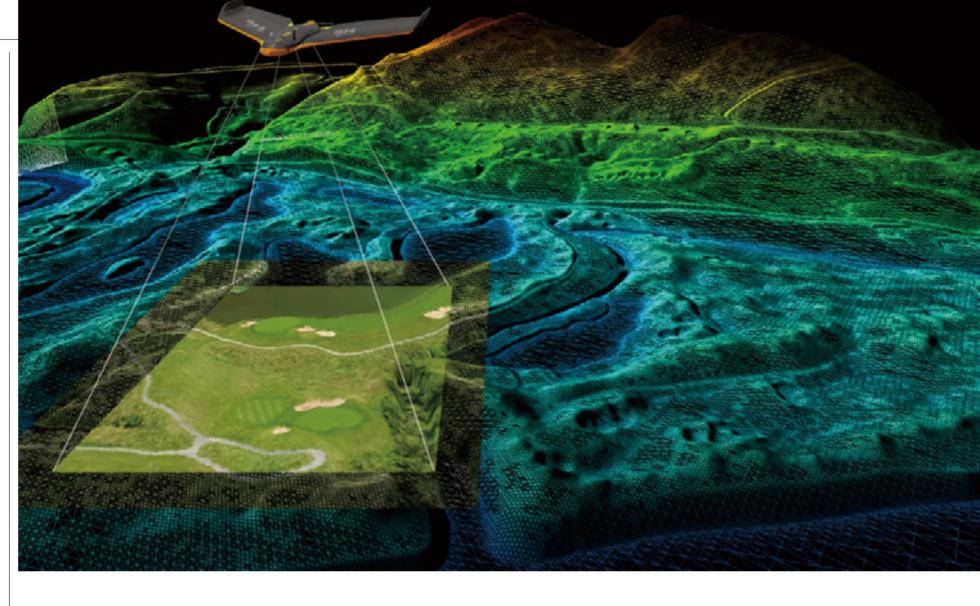
电磁能量 (EM) 和地震能量的转换是ES Xplore公司烃类直接检测技术的关键机制。储集岩中导电性很差的烃类和磁导率的存在能够提高能量的转换率。这种转换已经在实验室和现场研究了几十年,由于技术的进步,终于开始在现场获得了实际的应用。目前,ES Xplore公司已经拥有了这项突破性技术的11项专利。

ES Xplore震电技术简介

地球大气层就是一种电磁脉冲源,

这些电磁脉冲是由类似于闪电放电的 电活动而产生的。一些水平极化的能量 在穿过地表和大气层之间的边界时, 由于受到地下非均质性的影响, 会旋转 形成一个垂直的电场。这个过程被称 之为"模式旋转",形成的电场会同时 向上向下传播,且能够被地面的电磁传 感器检测到。 当水平电流遇到电阻不 均匀体时,会转向成垂直电流,并沿着 电阻最小的方向运动。水平方向电导率 较高,导致水平电流衰减,而垂直电流 能绕过高电阻区, 衰减程度很弱。经过 多次由于非均质性导致的电流转向后, 在深度深于趋肤深度的地方,只有垂直 电流和电场存在。这时可以利用已知的 地下各项电性特征而对电场旋转进行 建模, 而地下本身就是一个非均质的电

在地下深处,垂直电场与油气储层 相互作用,垂直电场的部分能量会通



过震电效应而转化成地震波。除此之外,由于震电效应,该地震波会伴随有一个电磁场。位于地表的电场探测器会同时探测到垂直的电磁场源和由地震波响应所产生的垂直电磁场响应。

某些岩石性质可以使得电磁能量和声能量进行耦合,从而对电磁能量与地震能量之间的转换进行调节,反之亦然。之所以会发生震电转换,是因为孔隙流体中的永久性电场同瞬时性的垂直电场源相互作用。沉积岩中含有两种相态,一种是化学组成不同的硬基质,另一种是充填着各种流体(如卤水、天然气和液态烃)的孔隙空间。衬于岩石基质和孔隙空间界面的水分形成了一个电偶极子层。该电偶极子层是由岩石基质表面只带一个电荷的不能移动的离子和在水中异号的可动电荷

组成

一个外部电场会与电偶极子的内部电场相互作用。这种相互作用导致可动离子运动,并向岩石基质施加机械压力。该机械压力又反过来产生了地震压缩波(P波),并传播到地表。需要注意的是,由能量转换产生的地震波以地震波的速度传播到地表与外部垂直电场以电磁波的速度传播到油藏中截然

当返回的地震波到达地表后,在 近地表的土层中的梯度和非均质体的 作用下又产生了震电转换。非均质体将 来自目标体的P波平均分散至所有的体 波和表面波中。与散射波(主要是雷利 波)有关的垂直电场可以用探测电场源 的传感器探测。

由震电效应产生的地震波主要是

由储油和含卤水的孔隙空间的电阻差异而引起的。

案例分析

该项技术很明显可以用于油气勘探。ES Xplore测点横跨了位于蒙塔纳州的Elm Coulee Bakken油田。在油田的南部有一个明显的Bakken尖灭线,而且在油田中部、越往北孔隙度越低。

该公司在现场沿着既定明确的横切 面获取数据。并以地层记录表的形式展 现出来,深度为纵坐标,而曲线偏差的 幅度又同在该深度的震电反应的振幅 有关。

这项处理技术提高了勘探作业的 可靠性,并且无需人造震源,也不采用 任何会对环境造成影响的方法。另外, 该技术还能够有效降低开发成本。 **○**



3D数字岩心技术有效提升勘探成功率

常规岩石物理实验存在实验周期长、实验数据种类少、实验数据信噪比低等问题。为此,Repsol公司经过多年技术研究、最终成功研发出3D数字岩心技术、大幅提升了勘探成功率。

来自 | E&P 编译 | 张良爽

当前,油气公司都在不断努力寻找 更加经济高效的油气勘探开发方式。 在勘探开发过程中,必须首先解决不 同阶段可能存在的问题,才能最终确 认油藏潜力并为每个勘探项目制定最 佳的生产计划。为了应对这些不确定 因素,作业人员需要对地下情况有一 个更加清晰的认识,对地层岩石特性 及其内部结构间的相互作用有更深入 的了解。 Repsol正致力于勘探开发前沿技术的研究工作,其中,Repsol技术中心(RTC)是开展研发工作的中心。RTC成立于2002年,它将Repsol位于西班牙不同地区的4个研发机构

联合在一起,共同推动Repsol战略项目的发展,力图以更高效、环保可持续的能源系统满足当前和未来的能源需求。

RTC基地有300多位科研人员,他们充分利用这里的设施,开发出能源勘探过程中使用的新工具和新方法。通过这些工具的应用,Repsol成功地探测到多个新油藏,使其勘探成功率高于全球平均水平。

探寻更多能源

Repsol能源探索计划背后,是一系列旨在提高油气勘探开发效率的开拓项目。从油气的勘探到其转换成有价值的产品,Repsol能够为能源开发过程的各个领域提供创新性的解决方案。随着研究项目不断推动油藏勘探技术的发展,2014年Repsol的勘探成功率达到33%,位列行业第一。

Sherlock I

Repsol的研发目标是提高勘探成功率。以及通过对油气藏的地质评价、验证和校准减少不确定因素的影响,一项名为Sherlock的创新项目因此应运而生。项目中使用的独特方法论由RTC和地质勘探学科团队联合开发。

Sherlock项目于2009年启动,该项目利用基于岩相显微镜和高分辨率地球化学分析技术的方法,揭示出石油系统中不同要素的多重特征,充分展示了该项目在降低地质风险和提高勘探成功率方面的能力。

通过研究从不同地理位置采集的 岩心和岩屑样本,科学家尽其所能的 从油藏中获取数据,以确定原油形成和 聚集的时间、方式和地点。

自Sherlock项目启动以来,其研究使Repsol的勘探成功率得到提升。这种类型的研究对于制定决策至关重要,不论是寻找新油田的决策,还是对已探明油藏在获取同样产量前提下,为降低环境影响而减少井口的决策

Repsol在摩洛哥、毛里塔尼亚、利比亚、阿尔及利亚和巴西的各个业务部门都进行了试验,结果都显示出这种新技术方法应用在油田勘探开发中的潜力。

Sherlock II

2016年1月, Repsol的科学家成功完成了Sherlock II项目,该项目将数据科学、物理学和复杂的数值方法结合在一起,创建出地下岩石的数字表示法。

Sherlock II的设计原理是通过对岩石碎片进行3-D X射线扫描,在虚拟实验室中创造出用于再现和研究的"数字岩石"。

前沿X射线层析成像技术的使用和 3D岩石模型的创建,帮助科学家们能够 真实地分析孔隙度、渗透率以及岩石与 其内部流体之间相互作用等属性,这些 数据能够帮助他们确定油藏能否营利,以及提高油气采收率的最佳方案。

数字化使地层中任意位置的岩心分析更加简单,对岩屑的分析也更加容易。 以前需要三个月才能完成的试验,通过 Sherlock II可以在三个星期内完成。

此外,Sherlock II采用计算机运算,能够帮助作业人员获得大量的油气藏信息以及相关地质问题的解决方法。其中一个重要方面就是利用技术采集源数据、分析和过滤大数据,以做出有充分依据的决定。

通过将岩石转化成数据, 研究人员可以积累并永久保存这些地质信息。

Repsol在数字化岩石物理学的投入使得RTC成为这一领域的先锋。过去几年中,在该领域的几个试点项目都取得了很好的测试效果,与其他商业技术相比,Repsol公司的技术可节省高达70%的运营成本。

不仅如此, Sherlock还可以应用于 非常规油藏, 或是蕴含大量未探明储 量的复杂地质条件油藏。

用技术应对挑战

Repsol相信传统方法和最先进的数字技术之间存在协同增效作用。专家知识和前沿实践的结合,在油气勘探开发新阶段出现的挑战面前,显示出了巨大的优势。Repsol致力于新技术解决方案的开发,使科研人员能够对潜在的和探明储量的油藏做出更好的决策,并且在有效采集数据的同时,把对环境的影响降到最低。

随着油气公司的作业范围向更深、 更远的海域拓展,在当前的经济形势下, 创新技术对保持竞争优势至关重要。

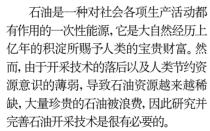
基于计算机的智能技术具有众多优势,其中提高决策和作业的效率,降低勘探风险只是其中的一部分。Repsol将继续进行技术研发,让科研人员在面对未来机遇时能够做出更好的决策,以更环保的方式实现更高效的运营。



钻井技术与装备

近30年以来,石油钻井技术发展十分迅猛,将单项的钻井技术发展 为信息型、智能型钻井技术。本期技术专题介绍了旋转导向技术、 钻头以及振动筛三个方向的技术内容。

来自 | Schlumberger等 编译 | 张领宇



完善石油开采技术是实践资源节约 型国家的必备途径。石油资源是有限的, 如果现在不加以节制,很快这些珍贵的资 源将会被人类所消耗。而避免石油被浪 费的最好办法就是完善石油开采技术, 这样能在很大程度上保护石油生存环境, 并且提高开采率以及提炼率。

完善石油开采技术是实践可持续发展之路的必备途径。虽然石油是不可再生的资源,但是在有限的资源下可以借助高科技手段提高它的利用率,也是可持续发展所提倡。科学合理的开采石油,在保护环境的前提下将石油工业健康的发展下去。

旋转导向技术

近年来,我国油气行业发展迅速,对钻井技术提出了更高要求,钻井技术的研



究也日渐深入。旋转导向钻井技术作为自 动化的钻井技术具有明显的优势,能够 适用于多种类型的钻井作业,极大提高了 钻井作业的速度与质量。

钻井技术在油田勘探中发挥着重要的作用,科学的开采技术能够提高油田的产能和开采效率。现阶段,随着油气行业的迅速发展,开采作业中对井眼轨迹的要求日渐提升,进而推动了旋转导向钻井技术的发展,我国对该项技术的研究主要集中在"九五"至"十一五"期间,并取得了较为突出的成就。

PowerDriveOrbit旋转导向系统(RSS)是一种相当可靠的推动钻头型旋转导向系统,这种旋转导向系统通过使用新研发的触发板导向设计,有效提升钻井效率的同时,也提升了系统对井眼轨迹的控制。

斯伦贝谢PowerDrive系列旋转导向系统采用了一整套专为井下管柱完全旋转而设计的定向钻井技术,包括在各种工况下均适用的减小管柱阻力技术、提升机械钻速(ROP)技术、降低管柱粘滑性技术以及井眼清洁技术。此套井下管柱完全旋转导向系统,通过消除管串中固定部件产生的磨阻和低效率运动,有效提升

了机械钻速。

随着油井的日趋复杂化,油公司需要的解决方案将会超出常规钻井技术的服务能力。而PowerDriveOrbit旋转导向系统拓展了常规旋转导向系统的作业信封曲线,能为用户提供更持久、更可靠、更高效的定向井钻井服务。

钻头技术

钻头是钻井作业的核心利器之一,通过钻头材料、设计和制造等技术的不断创新,研发高效破岩及长寿命钻头可以缩短起下钻作业时间和钻井周期,大幅提高作业效率,降低作业成本。目前,国外大型油田技术服务公司非常重视钻头业务的发展,投入大量资金,开展了大量的研究,取得了诸多进展。

在钻遇碳酸岩的地层中,如果单独使用PDC钻头或三牙轮钻头,则需使用两个或多个钻头进行作业。当PDC钻头钻速加快,产生的扭矩随之增大,这样导致井底钻具组合偏离原来的轨迹。过大的扭矩引起的震动也会导致井底工具故障,增加额外的起下钻次数、修理时间及其他非生产时间。

复合钻头是近年来针对深部难钻地层提速开发的一种具有全新破岩理论的钻头。复合钻头又称混合钻头,英文名HybridBit。早在1930年,美国人FloydL.Scott等就发明了世界上最早的牙轮-刮刀复合钻头,但在当时却因为被认为是不切实际的而没有得到进一步发展。20世纪80年代,美国Smith公司和Reed公司也先后提出牙轮-金刚石齿复合钻头技术的专利,但由于受到复合片材料技术限制,这种钻头技术思想并未获得成功的商业化应用。

Cimarex能源公司的钻完井工程师 SpencerBryant这样评价KymeraFSR钻头:" 有了KymeraFSR钻头,只需一趟钻即可在 曲线井段获得较高的机械钻速,几乎很少 使用两趟钻来作业。"

KymeraFSR定向钻井复合钻头在曲线 井段作业中有以下优点:钻速高、能连续 平稳打钻、寿命长、降低非生产时间、节 约总体钻井费用。

振动筛

在石油钻井作业中,振动筛主要用于 清除钻井液中的岩屑和其他有害固相颗 粒,它一方面要求有较大的处理量,能尽 可能多地回收成本较高的钻井液,另一方面又要求尽可能多地清除钻井液中的固相颗粒,正是这项特殊的基本要求推动着钻井液振动筛的不断更新和发展。

在当今高成本,高辛烷值的陆上及海上钻井环境下,如果既要减少代价高昂的非生产时间(NPT),又想满足日益严苛的环保要求,那么找到一款效果更佳的固相控制装置就势在必行。随着钻井过程中钻速(ROP)的改变,振动筛必须要跟上变化,并且做到能够处理不同范围固液相组成。当选用优质昂贵的钻井液时,就需要选用回收率更高的振动筛,这样才能把不该成为废品的液体进行再利用。

MONGOOSE PRO振动筛能够协助作业者在钻井成本以及环保表现上超越对手,其过人的处理量能够应对高钻速下产生的大量岩削,节省钻机时间及化学品消耗量。常规模式用于回收更大量宝贵的钻井液,同时分离出更干燥的岩屑,降低处理成本的同时,还可延长振动筛网使用寿命。相较于传统振动筛,MONGOOSE PRO对岩屑的处理更彻底,所以岩屑弃置所需要的稀释药剂消耗就更低,这也意味着产生的废液更少。



[附文1]

PowerDrive Orbit旋转

导向系统

斯伦贝谢推出的PowerDrive Orbit旋转系统采用了一套独特的定向钻井技术,能够克服严苛的作业环境,提供准确的井眼轨迹,提速增效,已在北海等地区取得了成功应用。

来自 | Schlumberger 编译 | 钱佳成

PowerDrive Orbit旋转导向系统 (RSS)是一种相当可靠的推动钻头型旋转导向系统,这种旋转导向系统通过使用新研发的触发板导向设计,有效提升钻井的效率的同时,也提升了系统对井眼轨迹的控制。

技术概况

对定向钻井进行优化

斯伦贝谢PowerDrive系列旋转导向 系统采用了一整套专为井下管柱完全 旋转而设计的定向钻井技术,包括在 各种工况下均适用的减小管柱阻力技

术、提升机械钻速 (ROP) 技术、降低管柱粘滑性技术以及井眼清洁技术。 此套井下管柱完全旋转导向系统,通过消除管串中固定部件产生的磨阻和 低效率运动,有效提升了机械钻速。

在高难度钻井条件下拓宽钻井作 业窗口

随着油井的日趋复杂化,油公司需要的解决方案将会超出常规钻井技术的服务能力。而PowerDrive Orbit旋转导向系统拓展了常规旋转导向系统的作业信封曲线,能为用户提供更持久、更可靠、更高效的定向井钻井服务。

本系统内置一套新开发的触发板, 使用金属对金属密封,使系统可以承 受最具腐蚀性的钻井液冲蚀,并可应对 最苛刻的钻井液压设计。触发板通过 推动井壁来导向钻井,由此为复杂3D 井眼轨迹提供精确的导向控制。

提供准确的井眼轨迹

PowerDrive Orbit旋转导向系统内置了一套新型复杂6轴连续倾角和方位

角测量系统,可以在钻进时自动锁定 倾角和方位角;拥有的自导向能力可 在闭路系统内维持特定的倾角和方位 角;在使用更好的井眼轨迹控制系统 后,PowerDrive Orbit有效提升了井眼 质量,使造斜变得更平顺,同时也使井 眼的迂曲度维持在最小的数值。

系统的延伸Gamma射线测量功能 为钻井作业提供了更为超前的目标层 位探测,为地面工程人员做出实时决 定提供了宝贵的井眼数据。

提升钻井效率

PowerDrive Orbit旋转导向系统可与现有的所有钻井井下工具总成和其它PowerDrive配套工具配套使用。PowerDrive Orbit vorteX*井下马达双动力旋转导向系统可以以350转/分

钟的钻速钻进,同时保持系统定向控制能力和连续导向能力。系统可在钻井时提供多重功能。其中,时间节省系统模块可以优化系统设计,使其可以从套管鞋到设计井深一次打完。

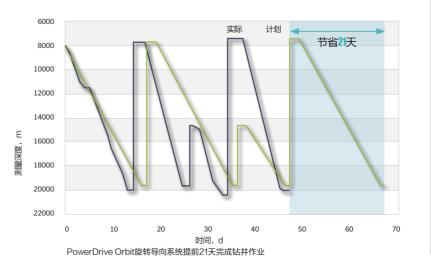
使用双重井底通讯的扩展应用

PowerDrive Orbit旋转导向系统可为作业者提供双重井底链接的功能:
一是使用传统的流动变化来为井下工具传递命令;二是一种新型的基于钻铤钻速的命令传递系统。

管柱的粘滑性和高扭矩对通过流速来传递指令的方式的影响很小,钻井时,泥浆泵对新型的钻铤钻速命令传递方式影响又很小。这种双重井底链接特性,使得PowerDrive Orbit系统可以用于任何井场。

13000 13200 13400 13600 13600 14000 14200 0 2 4 6 8 10 12 14 16 时间,d

PowerDrive Orbit旋转导向系统大约用了3天的时间,在Misoa地层中钻了一口14200ft深的8in并眼、时间比作业计划的8.8天缩短过半



采用中心化设计赋予了PowerDrive Orbit旋转导向系统高速钻进的能力, 同时也使其具备了更长期的有效性,提 升了系统在常规和复杂环境下钻井的 速率(图1)。

系统特点和优势

1.这套触发板使用了金属对金属密 封,系统可以承受最具腐蚀性的钻井液 冲蚀,能够应对最严苛的井下环境;

2.系统扩展后,系统可以350转/分钟进行钻进,远高于现有的220转/分钟的转速极限,可提高机械钻速和粘滑性控制;

3.这套系统内置的新型复杂6轴连续倾角和方位角测量系统,可以获得更准确的垂深和轨迹的测量:

4.双井下命令系统,可以使用任何 地面井场设备对井下工具发出指令。

应用室例1

作业地点

北海

作业背景

壳牌需要一种可以承受165℃高温 高压环境、并在钻井时能够保持油井 垂直的旋转导向工具。

作业结果

作业者使用了PowerDrive Orbit的触发板设计和自动导向设计,将单位进尺从4085m提升至4704m;同时,该系统将这口井的垂直度控制在0.5°以内。

应用案例2

作业地点

中东

作业背景

作业方需要使用旋转导向设备来 保证作业井深层的定向转进。钻井区 域有高度的粘滑性,同时还会钻遇严 重的震动地层(图2)。

作业结果

在钻井的过程中,高粘性峰值达到了350rpm。PowerDrive Orbit旋转导向系统帮助作业者克服了严重的扭矩问题,一次下钻提前21天钻完了12690ft的进尺。



「附文21

Kymera FSR定向钻井复合钻头有效 提高ROP

本文通过将Kymera FSR定向钻井复合钻头与常规PDC、三牙轮钻头进行对比,并援引其在三个作业现场的应用,充分体现该钻头钻速高、作业效果好、有效控制轨迹等优点。

来自 | Baker Hughes 编译 | 罗曼



Cimarex 能源公司的钻完井工程师 Spencer Bryant这样评价Kymera FSR钻 头: "有了Kymera FSR钻头,只需一趟 钻即可在曲线井段获得较高的机械钻 速,几乎很少使用两趟钻来作业。"

Kymera FS定向钻井复合钻头在曲 线井段作业中有以下优点:钻速高、能 连续平稳打钻、寿命长、降低非生产时 间、节约总体钻井费用。

在钻遇碳酸岩的地层中,如果单独使用PDC钻头或三牙轮钻头,则需使用两个或多个钻头进行作业。当PDC钻头钻速加快,产生的扭矩随之增大,这样导致井底钻具组合偏离原来的轨迹。过大的扭矩引起的震动也会导致井底工具故障,增加额外的起下钻次数、修理时间及其他非生产时间。

博采众长

通过对三牙轮钻头和PDC钻头设计的剖析,取二者优点的Kymera FSR定向复合钻头钻速更快,效果平稳,尤其在具有挑战的碳酸岩地层能够精准控制轨迹。牙轮钻头的硬质合金齿能够切削并研磨坚硬的岩石,而PDC钻头能够清除剩余的岩石并保证井底清洁。Kymera FSR定向复合钻头结合了二者的优点,在确保控制井眼轨迹、保护切削齿的同时,降低了钻头对钻具的扭矩。

天下武功 唯快不破

当钻压在能够有效的传递到平整 的井底,钻具作业效率才会更高,定向 井工程师就不用花费过多的时间去调整轨迹。就Kymera FSR定向复合钻头而言,正因为其效率提高,其机械钻速是PDC钻头和三牙轮钻头的两倍。在绝大多数曲线井段作业中,仅需要一个钻头就可钻至完钻井深。

应用范围

- 1.定向井作业;
- 2.碳酸岩嵌入地层:
- **3.**非常规并作业:高造斜、大位移 并作业。

特点及优势

- 1.复合钻头设计:
- ①提升井底质量;
- ②耐磨性更强以获得比PDC和牙 轮钻头更高的速度:
 - ③更好的控制轨迹;
 - 4提高效率。
 - 2.扭矩控制:
 - ①降低扭矩波动;
 - ②减少非生产时间;
 - ③在高造斜井眼也能应用;
 - 4有效控制轨迹。

应用案例1

应用地点

德州卡恩斯县美国鹰滩

技术挑战

- 1.定向钻进中要钻遇奥斯汀白垩统和Anacacho 岩层地层;
 - 2.当使用PDC钻头时会出现高扭矩:
- **3.**钻进过程中可能使用多个钻头或 多次起下钻;
 - 4.井底马达故障。

应用结果

- 1.破机械钻速的记录: 钻速达46
- 2.最高机械钻速可达125ft/h(38 m/h);
 - 3在三口曲线并段中实现一趟钻作业;
 - 4.保持井壁光滑;
 - 5.每英尺钻探成本至少节约36%;
 - 6.节约503122美元。

应用案例2

应用地点

德州西部, 里夫斯县

技术挑战

在一些含夹层的地层(如第三Bone Spring地层),有些层位所含岩石的强度可能高达10000~20000psi,当使用PDC钻头的时候很难控制轨迹并造斜。

应用结果

1.作业者最终使用8-3/4in的Kymera FSR定向复合钻头进行作业。与常规的钻头机械钻速相比18.0 ft/hr (5.5 m/hr),该钻头机械钻速平均值为38.8ft/hr (11.9 m/hr);

2.一趟钻完成作业。

应用案例3

应用地点

罗马尼亚东部

技术挑战

1.中硬泥岩及砂岩互层,含石英砂 胶结;

- 2.钻井周期短、井眼质量要求高。 **応用结果**
- 1.单趟完成作业并节约58小时:
- 2比常规PDC钻头相比寿命达其四倍;
- **3.**比常规PDC钻头快85%。

[附文3]

多种模式助力

MONGOOSE PRO

振动筛优化固控

MONOGOOSE PRO振动筛具有常规和高处理量两种工作模式,一键切换即可轻松应对不同工况,也可以双联、三联等形式组合使用,在路易斯安那州的一次作业中得到了成功应用。

来自 | Schlumberger 编译 | 张毅

在当今高成本、高辛烷值的陆上及海上钻井环境下,如果既要减少代价高昂的非生产时间(NPT),又想满足日益严苛的环保要求,那么找到一款效果极佳的固相控制装置就势在必行。随着钻井过程中钻速(ROP)的改变,振动筛必须要跟上变化,并且要做到能够处理不同范围固液相组成。当选用优质昂贵的钻井液时,就需要选用回收率更高的振动筛,这样才能把不该成为废品的液体进行再利用。

MONGOOSE PRO振动筛能够协助作业者在钻井成本以及环保表现上

超越对手,其过人的处理量能够应对高钻速下产生的大量岩削,节省钻机时间及化学品消耗量。常规模式用于回收更大量的钻井液,同时分离出更干燥的岩屑,在降低处理成本的同时,还可延长振动筛,MONGOOSE PRO对岩屑的处理更彻底,所以岩屑弃置所需要的稀释药剂消耗就更低,这也意味着产生的废液更少。

技术特点

1.双模式: 7.5G高处理量模式/6.5G



勘探・开发

OILSNS

常规模式:

- 2运行中通过单一开关改变模式;
- 3.采用预拉伸复合材质筛网;
- 4.筛网和筛床之间采用专利设计超 紧密封:
- 5. 同尺寸振动筛中, 有效筛网 (API) 面积最大;
- 6.筛网可视程度更高;
- 1.最多同时4台联用;
- 8.相对占地面积小;
- 9专利设计高处理量分配箱;
- 10.筛板耐腐蚀:
- 11. 围挡高度更低。

技术优势

- 1.高处理量模式下,流体处理量和 固相传送效率更高;
- **2**.常规模式下,流体回收和筛网寿命最大化**:**
- **3**振动筛在持续工作状态中,可以 切换模式;
 - 4支持筛网快速更换;
 - 5.消除了代价高昂的固相旁通筛网;
 - 6提高筛网更换检查的安全性;
 - 7.维护成本最小化;
 - 8.减少化学品需求;
 - 9回收昂贵的钻井液以重复使用;
 - 10.废液更少;
 - **11**.成本更低:
 - MATIZINI;
 - 12.环保性能更高。

双模式MONGOOSE PRO振动筛 能高效处理建井过程中多变的固相负 荷,同时还能确保分离出来的岩屑满足 最严苛的环保要求。

在高处理量模式下, MONGOOSE PRO振动筛用于处理钻进过程中带回的大量岩屑。随着钻进的逐步进行, 当工况发生改变时, 作业人员只需要拨动 MONGOOSE PRO振动筛的开关就能够将其切换到常规模式。在此模式下, 岩屑在振动筛筛网干燥区域的滞留时间更长, 分离出的岩屑被有效地干燥, 且不掺杂污染物, 在100%满足环保要求的同时, 还降低了处理及弃置成本。

MONGOOSE PRO双模式振动筛 同时能够回收大量可以重复使用的钻 井液。此外,在工况更具挑战的钻井 作业中,最多可以把四台MONGOOSE PRO振动筛共同安装在一个撬上使用,



讲一步提高功效。

灵活高效的双模式

快速简便的模式切换能力,使作业者能够根据岩屑量和工况的变化而及时进行调整,对于深及空间受限的井则具有明显优势。这也是创新性的MONGOOSE PRO振动筛与传统振动筛的区别之处。

处理量优先模式

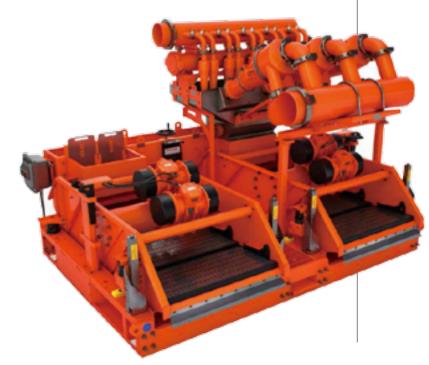
钻进时,地面有时会返出很多粗粒和大量的固相物质,此时MONGOOSE PRO振动筛的高处理量模式则表现的格外高效。在此阶段,振动筛需要发出更高强度的振动,更快、更高效地将大量固相输送经过筛网,当钻时突然加快、泥浆粘度迅速增加、需要集中控制漏失时,高处理量模式能够更好地保护筛网,为正常作业提供保障。

常规模式的经济性

MONGOOSE PRO振动筛的常规模式工作更温和,适用于岩屑量更少的工况,通常在钻进下段时使用。与高处理量模式相同的是,常规模式下,固相一样可以快速地经过液池。当岩屑到达排料晒网,传送会速度下降,给岩屑提供更长的干燥时间,同时回收钻井液。这种模式的特点在于:可实现更好的干燥效果,同时降低废料处置成本。

更进一步

现实应用中常会出现更具挑战的 工况,即使是超高效的MONGOOSE PRO振动筛也需要再加强才能应对。 在那些对处理量要求更高的应用中,作 业人员可以将两台、三台或四台MON-GOOSE PRO振动筛在工厂预先整合,



MONGOOSE PRO

● 设备尺寸

1.长度: 119.8 英寸(3,044 毫米);

2.宽度: 68.9 英寸(1,749 毫米);

3.高度: 52.4 英寸 (1,330 毫米);

4.挡板高度: 29 英寸 (737 毫米);

5.重量: 3,300 磅 (1,500 公斤)。

筛板和筛网

1.筛网面积:

①毛面积: 29.4 ft² (2.73 m²);

②净面积 (API): 21.2 ft² (2.0 m²)。

2.筛板角度调整: +2°~+8°。

振动类型

1.常规模式: 6.5G;

2.处理量模式: 7.5G。

电机规格 1.电压: 220-690V;

2.转速: 1800RPM/60Hz,

1500RPM/50Hz:

3.证书: UL/cUL, CE, ATEX认定。

组合使用,并通过整体装卸降低作业时间和成本。

双联和三联装置包括一个储物区域、与单体振动筛相连的一根管线、整体式进料滑门以及用于平衡两台振动筛或者只导通一台的旁通阀门。双联、三联或四联振动筛还能够加装不同配置的泥浆清洁器。此外,每台振动筛之间都设有方便设备检修的通道。

MONGOOSE PRO 双联振动筛

- 1.长度: 124英寸(3,150毫米);
- 2.宽度: 145英寸(3,689毫米):
- 3.高度: 52.4英寸 (1,330毫米);
- 4.挡板高度: 29英寸 (737毫米);
- 5.重量: 9.400磅 (4.264公斤)。

MONGOOSE PRO三联振动筛

- 1.长度: 124英寸 (3,150毫米);
- 2.宽度: 230英寸(5,842毫米);



- 3.高度: 56.4英寸 (1.330毫米):
- 4. 挡板高度: 33英寸(838毫米);
- 5.重量: 15,000磅 (6,804公斤)。

为了进一步提高效率, MONGOOSE PRO振动筛还可加装泥浆清洁器。泥浆清洁技术包括:

1.两套或三套12寸旋风水力旋流总成的除沙器装置;

2.6台、8台或10台4寸双水力旋流总成的除泥器装置。

MONGOOSE PRO泥浆清洁器与除沙器、除泥器及振动筛独立工作,安装于振动槽上方64 in. (1,626 mm) 处。紧凑的设计降低了设备对高度和占地面积的要求。振动筛,除沙器和除泥器之间的旁通,让得作业者在不需要梯步或脚手架的情况下就能够进行设备检修。

MONGOOSE PRO泥浆清洁器

- 1.长度: 119.8英寸 (3,044毫米);
- 2.宽度: 93.8 英寸 (2,381毫米);
- 3.高度: 98.6英寸(2,503毫米);
- 4. 挡板高度: 29英寸 (737毫米);
- **5.**重量: 6,200磅 (2,820公斤)。

应用案例

路易斯安那的一个钻井现场被选中进行替代振动筛对比实验。钻机刚完成一口井,接下来需要到50码之外的距离,再打一口类似的井。考虑到稀释和废液处理成本的原因,井队选择使用MONGOOSE PRO振动筛代替现有设备,并对钻井过程中的固相控制效率和废物管理成本进行完整性评估,目的是验证新设备的技术是否奏效。

MONGOOSE PRO振动筛装配了 JMONXR200C筛网,成功胜任了以50 英尺/小时的钻速钻进12-1/4in井段的作业,并且持续排量达到660加仑/小时左右。作业中,钻井液密度为9.2PPG。

除了能保持钻井液的流变性能之外,MONGOOSE PRO振动筛还大量降低了处理和运输废物量,总成本降低近半,降幅高达47%。

G&G无缝整合 动态测量数据 GeoTesting 呈现油藏描述新高度

GeoTesting服务可实现试井资料的价值最大化,也能做出更为精确的解释,还能利用动态的测量数据对油藏模型进行验证和标定,大幅提高产量预测精度,确定油藏连通性和识别甜点。

来自 | Schlumberger 编译 | 郑斯赫

斯伦贝谢在2016年SPE年度技术大会暨展览会上发布了于地质的GeoTesting基试井设计和解释服务。

GeoTesting服务是建立在Petrel* E&P软件平台之上的,它能将地质和地球物理模型同动态的试井数据整合到一个共享的地球模型中,实现试井资料的价值最大化。同时,与受限于几何模型的常规分析相比,GeoTesting能够做出更为精确的解释。

基于地质的试井设计和解释服务,通过整合G&G(地质和地球物理)模型以及动态试井数据,GeoTesting有助于提高油藏模型的确定性,提高产量预测精度,确定油藏连通性,识别甜点,实现试井资料的价值最大化。

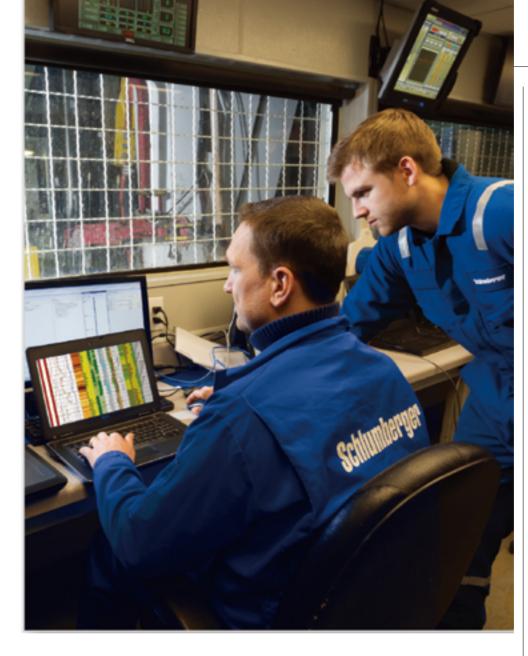
GeoTesting服务可以运用到常规以

及非常规井中,对于经过水力压裂或者 自然作用,具有多个产层和多口井的裂 缝油藏,该服务具有良好的适用性。

利用G&G数据,优化试井设计

通过Petrel* E&P软件平台, GeoTesting 服务能帮助地球建模人员和工程师们在一个共享的地球模型中展开以G&G为中心的设计和解释, 通过使用软件的高级功能, GeoTesting可以在模拟环境下提供压力导数曲线。

在试井设计过程中,使用GeoTesting服务可描述出目的层的地质特征,做出最优的试井设计,同时提供备选的试井方案。设计过程考虑到了地质模型的不确定性,以确保数据的最优化,并对油藏特点进行准确分析。



最大化试井资料的价值

常规的资料解释是通过G&G 资料独立展开的。GeoTesting不同,该服务可充分利用试井资料, 实现油藏模型和地质数据的无缝 整合,轻而易举地对复杂试井资料 进行解释,更深刻、更精确地分析 油藏,实现动态测量服务价值的最 大化。

解读复杂环境

利用业界领先的自然裂缝油藏模 拟器, GeoTesting可以轻松地对裂缝环 境中的试井作业做出设计和解释, 建 立准确的裂缝模型, 同压力瞬态测试 进行标定, 确认哪些裂缝重要, 哪些不 重要。

自动化的油藏模型更新

GeoTesting可以利用高级模拟技术,通过自动更新油藏模型属性来匹配试井数据。内置的优化程序在匹配过程中可以实现完全自动化,而不需要手动更新油藏模型。

应用案例

技术优势

- **1.**优化试井设计,确保做出准确的油藏描述:
- **2.**使用动态测量数据验证和确认油藏模型:
- **3.**降低不确定性,提高产量预测的 精度。

技术特点

1.将试井数据整合到油藏模拟模型

中,对油藏模型进行标定;

- 2.在解释过程中提高自动化程度;
- 3.实现无缝的地质和地球物理 (G&G)解释过程。

"通过最优化的试井设计,并利用动态的测量数据对油藏模型进行验证和标定, GeoTesting服务将油藏描述的精度提高到了一个全新高度,"斯伦贝谢测试服务部门的总裁Wallace Pescarini说:"在具有油藏代表性特点的高质量数据和分析的帮助下,客户们能大幅度地提高产量预测精度,确定油藏许通性和识别甜点。"

Petrel GeoTesting的插件程序以全局灵敏度分析为特点,设计目标在于发现目的层的地质特征,在试井设计和施工过程中,对地质模型中的不确定性进行整合,实现试井时间和成本的最小化。

基于网格的新反演技术能将动态 试井数据直接整合到油藏模型中,并自 动标定油藏模型,做出更精确的油藏 描述。另外,自然裂缝压力瞬态模拟器 还能对复杂的瞬态行为和基质—裂缝 交互作用作出全新解释,这对于碳酸 盐岩和非常规油藏的现场管理是非常 重要的。

奥地利石油天然气集团 (OMV) 在挪威巴伦支海作业,该公司使用Geo-Testing对一个地质情况很复杂的油藏 进行描述,面临的诸多挑战包括:靠 近断层、油水界面、断层导流性不确定 性、渗透率和非均质性。GeoTesting服 务的使用获得了成功,优化了试井设 计,并用动态试井数据标定了油藏模 型——提高了最终模型的可信度并确 认了油藏连通性。



EarthStudy 360衍射成像技术: 地震分析如虎添翼

新时期老油气田不断减产,迫使上游公司不得不去探索那些复杂性较高的地区。现有提取地下地质模型信息技术的应用十分受限,扩展现有的技术来获取宽方位角地震数据显得尤为必要。Paradigm公司的EarthStudy 360是第一个满足这种需求的系统。

来自 | Paradigm 编译 | 郑斯赫

众所周知,如果使用标准地震成像程序来处理地震数据,那么就会有50%的地层信息未被充分利用,或者丢失掉。这些成像程序还是更偏向于处理由连续反射或者大断层等主要的不连续带所界定的高能事件。这种能量通常被称之为"反射"能量,在地震解释人员所处理的地震数据中一般占的份额较大。虽然相干性和体积曲率等成像处理技术可以帮助恢复或改善地震数据的不连续性,但经标准化处理和成像后,其中的高分辨率和低能量细节就无法恢复了。

与小断层、地层边界和油藏非均质性等高分辨率特征有关的大部分能量都是以"衍射"能量的形式来记录。记录在衍射能量中的信息有助于解释储层划分、渗透率和油藏动态。这些信息要么被占较大份额的反射能量掩盖,要么在标准地震处理和成像程序的整合和叠加过程中丢失掉,无法再恢复。虽然这些标准程序能提高信噪比,但却

无法恢复其中的一些细节,这些细节 有助于解决地下复杂情况,帮助运营商 制定前瞻性的决策或控制油藏动态。

创新型Paradigm EarthStudy 360系统不仅可以恢复上述细节,还能对记录在地震数据中的反射能量和衍射能量进行分离。该系统可以就地按深度对全记录的地震波场进行分离,无需整合或叠加处理,这样一来,就可以先对与地下衍射相关的低能量进行隔离然后再对其进行加长。

延伸勘探领域

按照设计,这套创新型Paradigm EarthStudy 360系统可以向深度成像和 解释专家提供完整的数据组,帮助他们 获得精确的地下速度模型、构造属性、 介质特性和储层特征。不管是在海上还 是陆上,该系统都可以从当前和历史地 震数据(尤其是宽方位角和大偏移距数 据)中提取出极具价值的信息。

EarthStudy 360系统十分适用于蕴

藏在页岩层和裂缝性碳酸盐岩油藏中的非常规气田的成像和分析。该系统可以对小气藏等浅层低速异常构造、盐下构造、玄武岩岩下构造和高速碳酸盐岩等进行造像。这些将为各向异性成像、裂缝检测和油藏描述提供最优的解决方案。

带来更多有价值信息

EarthStudy 360系统可以获得大量的地震成像数据,并将其分解成全方位、随角度变化的反射和定向(倾角和方位)数据组件。这些数据还可进行选择性取样、创造性组合并实现动态可视化,进一步处理可确保地下成像的准确性。这些影像能够提供关于微裂缝存在、断层和裂缝方向、各向异性影响、照明度方向、目标油藏弹性特征以及油气藏边界等信息。

定向和反射角道集系统

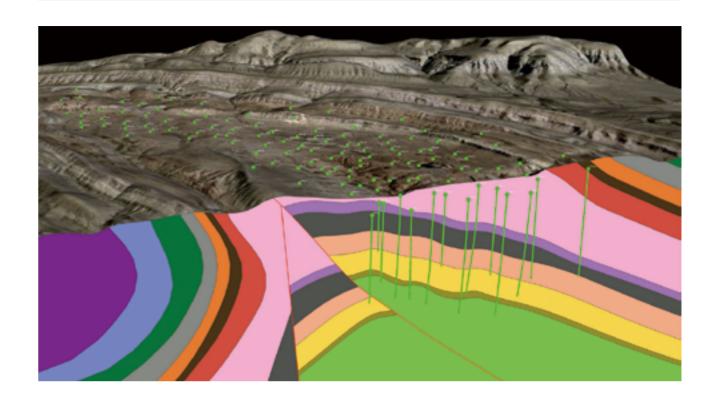
EarthStudy 360系统可以帮助地球物理学家以一种连续的方式将记录地震数据直接用于地下局部角度域,从而产生两种互补的、全方位的3D角道集系统:定向和反射。

定向角分解同时采用了反射和衍射成像,与真正的3D各向同性/各向异性的地质模型结合,同时重点观察连续的构造界面和小断层、小裂缝等不连续目标。地下每个点源的构造属性,如倾角、方位和连续性等,都可以从定向角道集中直接得到。

EarthStudy 360系统的反射角道集可以提供"真方位角"反射率,增加了提取剩余时差(RMO)和振幅变化所需的信息。全方位的角道集剩余时差可以确保速度模型判定的准确性(各向同性/各向异性成像)。全方位的角道集振幅变化可以更好地进行油藏描述,同时还具有高分辨率的弹性特征和高分辨率的裂缝判别。

EarthStudy 360成像器

EarthStudy 360成像器是一款



(cluster-based解决方案,可以高效利用全纪录波场数据来生成3D全方位、定向和反射角道集。该成像器可以为局部分析提供迅速的目标导向方案,还可进行区域规模的成像。

EarthStudy 360系统层析成像

利用从EarthStudy 360系统定向和反射集中提取出来的数据,层析成像系统可以对速度模型进行更新。地下信息的增加能提高数据精度并降低不确定性。这对确定各向异性模型参数尤为重要。

应用于应力和裂缝探测

EarthStudy 360系统能同时利用定向和反射角道集来探测地下局部的非均质性构造,比如小断层和细裂隙,并对其进行成像。而用于定向角道集的衍射加权叠加则可以对油藏内的裂缝系统进行高分辨率的成像。从全方位反射角道集中可以自动提取出随方位变化的剩余时差(VVAZ)和振幅变化(AVAZ),从而可以提供准确的关于裂缝系统走向和密度的信息。

支持正交模型

结合正交层参数, EarthStudy 360 系统成像器能够验证其裂缝分析的准确性并提高成像质量, 而且常规和非常规油气田均适用, 可增加结果的可靠性, 优化钻井决策。

照明度: 地震数据挖掘

EarthStudy 360照明度仪 (Illuminator) 是一款先进的地震数据挖掘工具,能够将人们对复杂地层射线传播规律的认识提高到一个新的高度。

该照明度仪采用的是加强版交 互式射线追踪技术,能够量化地面 采集方式和目标区域暗角两者之间 的关系。由Paradigm SeisEarth系统 或GeoDepth 3D Canvas发出,输入 到照明度仪中,照明度仪中包括各向 同性/各项异性速度模型,还可以选 择性的添加数据采集方式。解释人 员可以得到射线属性、照明度和可靠 性示意图,从而获得关于地震图像质 量和完整性的信息。如果运营商想了 解为什么一些区域可靠性较低,可以 利用多种工具组来获得相关的信息。 结果也可以直观清楚地展现出来,即 使具有最复杂的成像特点也可以讲 行简化。

EarthStudy 360系统特点

1.支持各向同性和各向异性模型 (VTI、TTI和正交):

2可以按照要求对具体勘探和开发难 点进行成像,比如速度测定和振幅反演;

3.方向性驱动:关于给定的背景方向(倾角和方位),可以采用优先选定的方向:

4.波速控制:可以进行锥形局部倾斜叠加,只在高能同相轴产生偏移;

5.如果遇到明显的多次波压制情况,可以用局部倾斜叠加同相轴成像:

6.集所有显示工具为一体,这些工具都能实现对EarthStudy 360数据集的可视化;

8.生成不随方位角变化的常规反射角道集:

9.支持海底电缆数据采集;

10.支持Q补偿,通过补偿损耗和衰减影响来提高分辨率、振幅平衡和成像质量。

EarthStudy 360系统优势

1.全方位角域成像和分析,从地震数据中获得最大的信息量:



- **2.**优化深水、非常规页岩气田和裂缝碳酸盐油藏的资金回报率;
- 3.从当前和历史地震数据中提取出 有价值的信息,尤其是宽方位和大偏移 距的数据:
- 4.提供非常精确的各向同性/各项 异性速度模型, 尤其是在复杂的地下 区域:
- **5**.提供关于主要储层性质的高分辨率信息。

案例研究 |: 澳大利亚

挑战

- 1. 窄方位角,海上数据采集受限;
- 2.海底崎岖不平,成像困难;
- **3.**根据现有的深度成像技术,所钻 井为干井,
- 4.油公司急需解决当前地震解释所存在的问题。

解决方案

1.使用Paradigm技术,在精细处理 崎岖海底的前提下,生成一个经过大 幅修改的速度模型。

2.使用EarthStudy360全方位成像, 提高更深储层段的反射(连续)能量。

结果

EarthStudy 360成像解释出了干井存在的原因,其呈现出的构造解释也非常有说服力。别的承包商目前还无法复制Paradigm公司的EarthStudy 360深度成像技术。

案例分析||:墨西哥湾

挑战

- 1.钻探目标深度接近30,000英尺;
- 2.在有多个高度不规则的盐构造的 情况下进行盐下成像;
 - 3.非均质的(VTI/TTI)页岩覆盖层;
- 4.油公司需要更好地理解盐下构造 解释。

解决方案

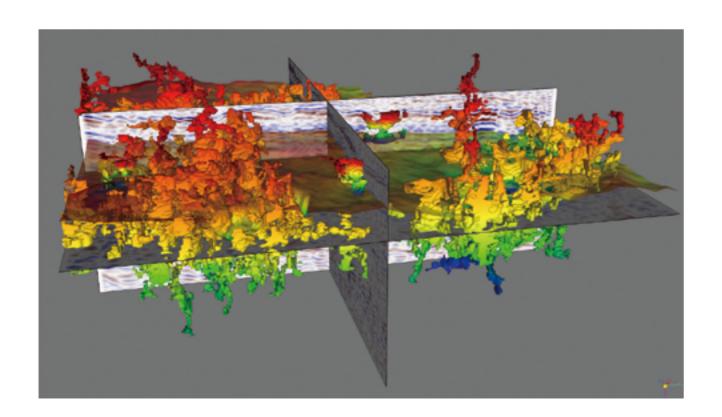
1.采用EarthStudy 360成像技术确认油公司现有的速度模型,同时利用特殊的"反射"加权能力生成最佳图像。

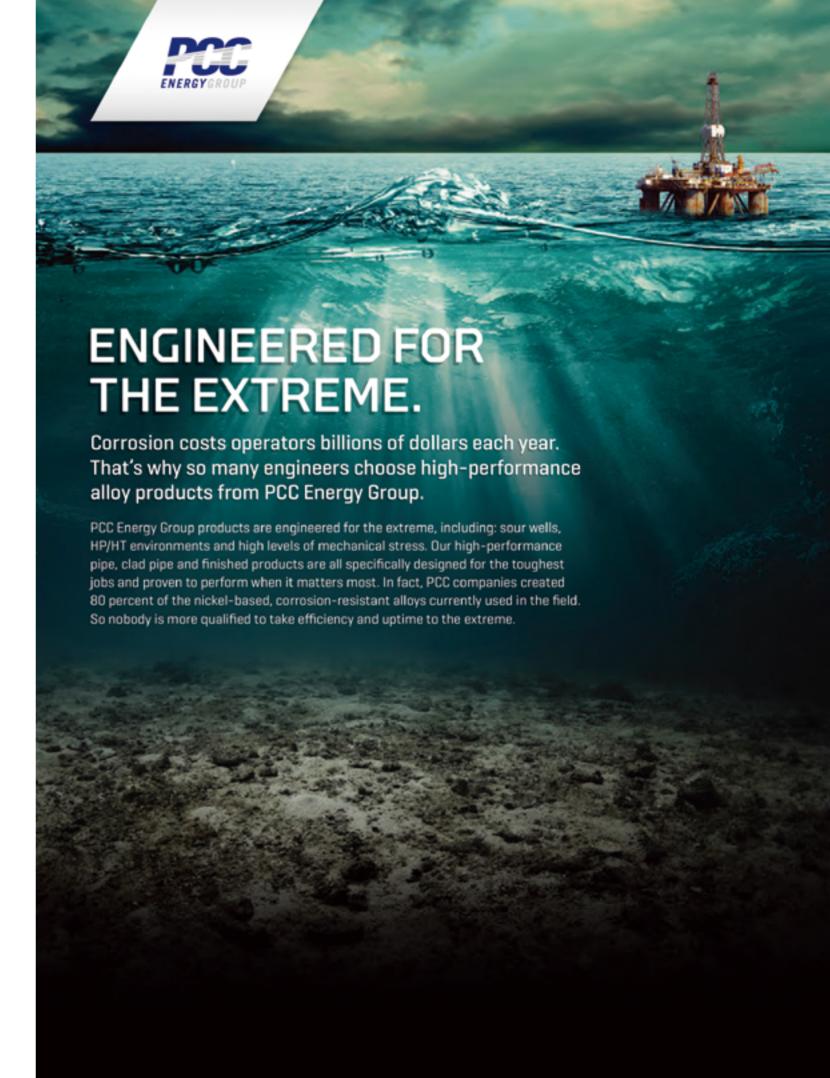
2.采用EarthStudy 360全方位照明 度来深刻理解关于数据采集和盐下速 度模型的照明度问题。

结果

EarthStudy 360成像展现出了对 盐下区域进行解释的另外一个全新视 角,该盐下区域随后被引入到了Paradigm后期分析结果中,这个结果也被 逆时偏移所证实。

位于波兰的Geofzyka Torun公司的 首席运营官Jerzy Trela说:在EarthStudy 360系统的帮助下,我们所提供的成果要比标准的3D成像要好很多。通过EarthStudy 360系统所获得的可靠属性有助于我们在非常规区块发现甜点,同时为水平钻井和水力压裂决策提供有效支持。总之,能大大降低勘探的不确定性。在波兰首个3D页岩气地震勘探中,我们采用了全方位各向异性成像,并作出了全面且成功的评价,现在Geofzyka Torun公司计划在Paradigm公司的支持下进行下一个页岩气地震项目。







新一代电液一体化智能 完井系统

相比于传统的电子控制系统和液压动力控制系统而言,新一代电液一体化智能完并系统具备快速操作、可靠性高等优点。使用该系统,完并作业增加了单井的井下产层数量,同时降低了阀门操作时间,提升效率。

来自 | Saudi Aramco 编译 | 袁建波

井下回流控制阀门 (ICVs) 和永久 式的传感器是智能完井的重要组成部 分。最初阶段的智能完井系统更多依靠 电力技术,众多的井下阀门需要通过一 条来自地面的电缆来实现工作。这类完 井系统靠井下马达或者液压泵来产生 动力源。

随后,通过使用高压液压油从地面 泵人控制管线,实现了用简单电磁阀来 代替原有动力源,并下电力控制系统被 逐渐简化,简化后的集成系统通过井下 电磁阀来选择需要进行工作的阀门。

无论是电动还是电动液压控制阀门,都具备反应速度快、反应灵敏的特点。然而不幸的是,这种系统中所使用的电缆、连接头以及电路元件等,容易受到水的侵入而造成电力故障。这也导致此类电动阀门在恶劣的井下环境中的可靠性大大降低,另外其高昂的成本也是行业慢慢放弃使用电力控制系统的另一个重要原因。

因此,整个行业开始从电动系统向液动系统转变,选择从地面向很小的控制管线泵人高压液压油来控制阀门工作。这是基于液压控制井下安全阀和机械旁通阀的经验而推出的可靠性更高的液动控制智能完井系统。这种系统出了具有较高的可靠性之外,其成本也比电动阀门低很多。因此在很长一段时间里,液动控制阀门在智能完井系统里都占据着主要地位。目前,大约有1000口井都采用了液动控制智能完井技术。

相对于电子控制系统而言,液压动力系统具备较高的可靠性和经济性,同时自然也存在一些不可忽略的缺点。比如,液压动力控制井下工具阀门所需的时间较长,且对所控制阀门的数量也有一定限制。对于复杂井下流体测量和导向系统而言,有时操作单一阀门就需要几个小时。

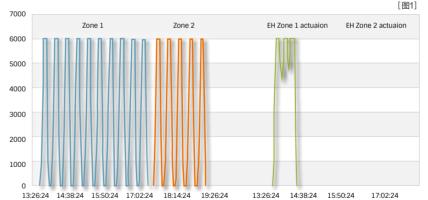
以上因素的制约,增加了安装智能 完井系统的额外钻机时间。本就高昂的 钻机成本,再加上这些额外时间,这就 严重制约了智能完井的经济性。同时, 井下阀门较长的工作时间也在一定程度 上限制了在生产时的作业频率。

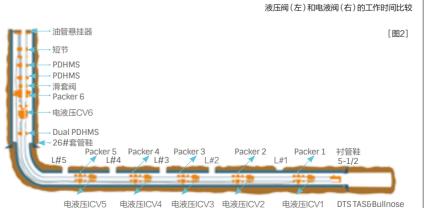
液压动力控制完井系统需要一条特制的液压控制管线来操作不同的井下阀门。由于多条控制管线的操作限制、有限的井口和封隔器连接孔的限制,单井最多阀门数量仅为5个。那么如果需要钻穿8个产层的话,就只能通过这5个井下阀门来进行完井。

由于这一限制,每个产层就不得不与邻近产层共同使用同一阀门。剩余的天然气和水侵入某一产层时,则需要关闭相应阀门,这样可以降低从邻近层位的流体侵入(两个层位通过一个阀门进行生产)。目前,新一代的技术正在发展中,通过使用同样数量的控制管线来增加更多的井下阀门。

新一代电液一体化智能完井系统







正如之前所介绍的一样,电动控制的智能完井系统具有一定的优势,比如快速开关井下阀门、及时提供及时阀门开关位置的反馈等。最近,基于高温电子元件的应用,新一代电动控制智能完井系统问世,相比之前的型号,克服了很多原有限制。

新一代电液一体化系统,应用一条电路管线和两条液压控制管线来操作12个井下流量控制阀门(ICVs),电路控制管线和两条液压控制管线连接着所有的井下阀门。两条液压管线分别连接打开和关闭阀门,而电路管线则连接着电磁阀。每一个电磁阀都对应着不同的位置,因此它们可以通过电路管线在地面被分别激活打开。单独打开某一个电磁阀,高液压油压力作用于控制管线,然后打开特定的流量控制阀门而不去影响其它的阀门。

总的来说,电力系统是选择特定的 阀门来工作,而液压系统则是提供动力 来操作阀门使其工作。

图1给出了一组液压控制和电液一体 化控制阀门的操作时间对比。其结果显示电液一体化控制阀门更为迅速。系统 里的电磁阀单元是相对独立于其井下控 制阀的,彼此之间通过液压控制管线相 连接。正是这一独立系统才使得液压控 制ICV阀门可以继续使用。该套系统唯 一新引进的就是电磁阀模块,其它所有 部分都是借鉴现有成熟的技术;系统的 电路管线充满了液体,这是为了提供正 压,降低水侵导致电路失效的风险。

最终井身结构



钻完并设计

现有一口由7寸套管、悬挂4寸半尾 管完井的单分支井转为多分支井,测试 电液一体化智能完井的效果。修井作业 主要是通过回收油管、磨洗掉上部的4 寸半尾管, 然后开窗, 钻进6-1/8寸新井 眼, 悬挂5寸半膨胀式尾管, 并从该5寸半 尾管钻分支井段,最后下入智能完井管 柱。最终由于作业条件的限制,分支段 数量从9段减少到了6段。图2给出了智 能完井安装后的最终井身结构。

井下控制阀门分别运用在每一个层位。

完井作业

包含井下控制阀门、封隔器、传感 器等设备的智能完井系统最终成功地 安装在6段分支井中。电液一体化控制 阀门的操作时间比常规液压控制阀门 要少得多。这是因为电液一体化控制阀 门的操作更为迅速,同时也减少了控制 管线的数量。在安装之后, 所有阀门均 通过了测试。该系统可以实现对某一层 位阀门的单独控制, 所以就避免了2段 或者多段分支井的油气混合在一起。除 此之外, 井下光纤电缆也一同安装在完 井管柱中, 通过分布式声学传感来监测 流体流动。

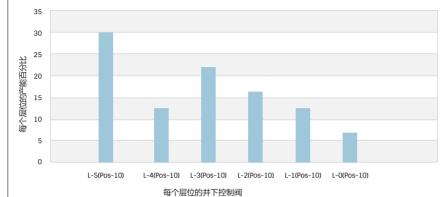
生产作业

在完井后3个月,该井开始正式生 产。首先, 所有分支井段均分别进行了 返排以验证阀门的工作性能,同时也去 除了完井盐水和钻井泥浆。当一个分支 井段完成清洗返排并投入产油后, 便开 始测量地层压力、油气比、产水率,并 估测产能。

产能模拟

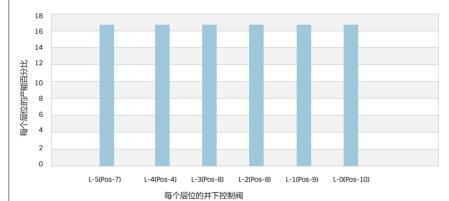
测试获得的数据可用来模拟不同 井况下的产能。模拟结果显示,由于生 产力和完井井身结构的变化,某些分 支井层位贡献了大部分产能,而其它层 位则较少。图3显示, 在所有井下控制阀 门打开的状态下,第5段和第3段层位提 供了最主要的产量,阻碍了其它较弱层 位的生产。而如果长期在这种情况下生 产,则可能造成早起的水或气侵入高产

[图3] 当井下控制阀处于开位时,不同层位的产量对比图



通过调节节流阀的位置来平衡产能

[图4]



能成为,影响整口井的寿命。

平衡产量的生产目标是指通过降低 高产能层位的产量,提高较低产能层位 的产量。降低高产能层位的产量通过将 节流阀从全开位调至较小位置来实现 的; 而较低产能的层位, 则可以通过保 持井下控制阀处于全开状态来提高产 量。图4给出了根据上述办法调节后的 平衡产量。

结论

沙特阿美公司首套电液一体化智能 完井系统在一口6级分支井中成功安装 并使用,技术性能表现均达到了预期设 计效果。该套电液一体化系统增加了单 井的井下产层数量,同时通过降低阀门 操作时间,提高了效率。 0



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

详情请咨询

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

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





SGS 是全球领先的检验、鉴定、测试和认证机构

WHEN YOU NEED TO BE SURE



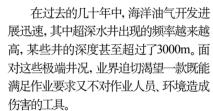
74 www.oilsns.com 2017.05/06 oilsns vol.18 75



技术升级 Vallourec 完井送入 管柱轻松K.O超深水难题

目前业内常用的完井送入管柱无法满足深水作业要求,且由于生产设计的限制,管件规格通常无法满足作业条件。Vallourec新型完井着落钻杆的出现为操作人员和钻井承包商带来了更多的作业选择。

来自 | World Oil 编译 | 张德凯



完井送人管柱一般为带有气密接头的管柱组合,在深水油气开发中可用于多种作业,如采油树和油管挂的放置安装、上部完井作业、井底设备下放、测井工作等,还可以全井生产周期内进行完井和干预作业。送人管柱最重要的功能是提供一条连接海床和平台的密闭通道,通过送人管柱即可实现工具下放和液体循环。此外,送人管柱还具有保持管柱完整(包括人设备的安全、混合负载下的机械设备工作性能、防腐等)、减少解堵过程地层位移、保持高水力效率和气密性(尤其是管柱接头的气密性)等优点。

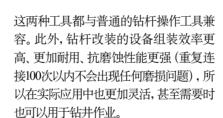
在以往的作业中,现场作业评价非常 繁琐且成本较高,若采用完井送入管柱, 操作人员还可进行作业前评估,确定完井 成本。完井送入管柱的出现正是满足了开 发商对于降本、增效工具的需求。

目前市面上已经出现了多种完井送 人管柱工具,其中OCTG是此类产品中的 首选,该公司在大尺寸钻杆和气密接头方 面有多年的工作经验。但是OCTG也存在 着一定缺点:钻杆连接次数受限(接头易 磨损,出现漏失)、钻杆连接时间过长、使 用成本高(需要特殊操作人员操作)。

第二种完井送人管柱技术需要对常规钻杆进行改装:在钻杆下端焊接螺纹接头实现钻杆间的密封连接。这种方法也存在着一定的缺点:首先,焊接接头密封要求不能满足深水高压环境的要求;第二,由于使用焊接工艺和热处理技术,钻杆存在着一定的误差;第三,钻杆焊接区域的强度、弹性和抗腐蚀能力都较弱。

尽管上述技术存在着各种缺点,但钻杆改装的完井送人管柱在开放水域和立管条件下都可使用,其使用频率正逐渐增加。此外,以钻杆为基础改装的产品性能也可与OCTG相媲美。

与常规OCTG立管相比,钻杆改装的 送人管柱能够降低成本,在实际应用中,



技术应用反馈

为了提高钻杆改装工具的性能,Vallourec公司研发推出了一款新型完井送入管柱,与现有同类产品相比,新产品的性能显著提升,优势更加明显。Vallourec的新产品通径可达6in,工作压力(内部)最高可达20000psi。根据ISO13628-7标准对20000psi级设备的要求,钻杆接头的测试压力必须为额定工作压力的1.5倍,也就是说Vallourec新产品的内部承载压力实际可达30000psi。

为了满足这一要求, Vallourec主要在 三方面进行了创新改进: ①增大管件的外 径到7-5/8in, 这使得管件的通径和拉伸能 力达到了最佳平衡状态; ②全新的PFP管 件生产工艺, 包括热处理, 锻造技术, 保 证管件具有高拉伸性能,③新型管件接头 VAM Express-M2M设计,性能优异,气密 性连接,气密性更好。

异型管件锻造

异型管件锻造一直是生产的难点,主要挑战是难以达到管件几何形状和原料性质的最佳组合。在最初设计阶段,设计人员决定避免使用摩擦焊接工艺(工艺本身受限)。采用了新的锻造技术后,目前管件外径可达7-5/8in(原本为6-5/8in),内径增大到6-1/4in,之前的技术则要以降低内径为代价来实现焊接工作。

新设计无需焊接作业。径向锻造主要用于生产锻造管件,此类管件一般具有连续的内、外径分布,称为PFP管。生产过程结合了钻孔器(曼内斯曼效应)和径向锻造技术,另外还需要四坑锤钻和圆柱轴配合使用。在R3管件(无焊接点管件)的锻造中,设备、工艺、工具以及流程都已非常成熟。新工艺的出现大幅提高了PFP型管件的外径,能够满足钻具接头的要求。同时,新型产品还可以根据开发商需要配

置外部/内部配件,作业灵活性更高。

管件尺寸范围更大。基于钻杆设计的送入管柱外径通常要低于6-5/8in,工具接头内径最大为5.2in,而最新的完井送入管柱的内径最低要求为6in(回收BOP堵头),显然常规工具无法满足此要求。此外,大内径管柱设计还能优化井筒液体循环的水力效率。通过使用锻造工艺,完井送入管柱设计、生产都按照内径6-1/4in进行,可以满足上述作业的要求,管件的外径上限也提高至7-5/8in。

总之, 径向锻造技术提高了异型管件的整体性, 并且管件的外径种类更多, 避免了焊接操作, 还提高了管柱金属材料的整体性, 管柱尺寸可提高至7-5/8in。相比于采用焊接技术或机器生产, 管柱的生产时间也大幅缩短, 成本更低, 竞争优势明显。

气密接头

以墨西哥湾为代表,深水钻完井作业 对于气密性工具的要求越来越高。钻杆测 试、高压完井、高压增产作业、控压钻井、 欠平衡钻井作业频率的增加更加剧了业





内对于此类工具的需求。同时, 开发商对 安全性和井筒完整性有着较高的要求, 不能因为使用气密性工具而降低安全性 和井筒完整性。

对于小井眼(低于5.102in)井,钻杆已 经成为了一种常规工具,在钻杆立管系统 出现之前,大多数开发商都使用常规钻杆 安装和回收适配器接头、水下采油树罩。 此类操作非常简单,可直接暴露在海水 中, 无需复杂的环空控制、压力控制和液 体循环作业。偶然间,有开发商在作业中 使用钻杆作为工作管柱回收油管挂, 在钻 杆上使用水力震击器回收了油管挂。随后 又频繁进行了此类操作,作业人员也逐渐 发现了在立管内部进行水力压裂作业的 难点和危险。随后技术人员进行了技术革 新,降低了水力管线和钻杆的相互干扰。 现在的钻杆作业工具对于浅水完井作业 已经非常理想,但是其在深水完井中的应 用效果并不理想,随着作业深度增加,立 管成本更高,且作业效果也变差。

根据现场作业要求的不同, 开发商的钻杆立管选择主要有两个, 而这两种系统都采用了最先进的双台肩连接设计。第一种方案在1999年首次推出, 密封元件与外台肩相邻。之后出现了一种新的设计, 采用(销尖)金属面密封, 密封性更好, 能够

满足更加苛刻的作业。

目前业内的钻杆立管能够满足作业者的大部分要求,但是随着作业难度的提高,开发商对于工具的气密性有了更高的要求,尤其是在以下应用中:①高压完井/高压压裂;②钻柱测试;③控压/欠平衡操作。

为了满足这些要求,Vallourec公司开发了基于钻杆的气密连接技术—VAM Express-M2M,采用金属面旋转密封技术。VAM Express-M2M双台肩气密连接是在Vallourec公司VAM Express产品的基础上改进而来。VAM Express系列产品中VX-57和S135 DP (5½-in) 是专门应用于大位移井的,这两种产品的扭矩要求分别为AP标准的1.5倍和2倍,性能明显优于其它产品。

此类连接设计还具有另一个优势, 那就是快速的钻杆组装。常规的双台肩钻杆连接要上扣6-7圈才能满足扭矩要求,而新型设计在满足API标准的同时操作速度提高了16%。此外,由于连接处的外径更小、内径更大,钻井液、水泥等循环所需的水马力更小,所以新式连接还能提高水力学性能。

VAM Express-M2M具有上一代产品 VAM Express接头的所有优点,还具有低成本、气密性好的优点,在应用过程中能 同时起到高压钻杆立管的作用,双台肩螺旋连接设计还增加了整体的耐用性。技术的结合提高了作业的灵活性,同一管柱即可用于钻井也可用于完井作业,整个作业过程具有极高的安全性和有效性。

VAM Express-M2M是业内最可靠的接头之一,内部承载压力可达30000psi,外部承载压力可达25000psi。全新的金属面密封设计是业内最高等级的气密密封,可降低磨损导致密封失效的风险,防止发生气体截留现象(常见问题如H₂S泄露对钻台工作人员造成伤害,一般由井下的高压差引起)。使用VAM Express-M2M还可以进行多级压裂作业,且作业过程无需维修,同时该工具具有流线型连接设计,打捞也非常简单。

创新带来的技术优势

Vallourec的新设备采用了异型杆锻造 工艺和VAM Express-M2M接头,完全可以 满足现有作业挑战,是一种创新性的解决 方案。其优势包括:

1.更高的拉伸强度:新型的PFP管件外径更大,避免了焊接作业;

2抗疲劳程度提升:新型螺纹设计; 3.气密性更强:新式工具为金属面密

封,性能可靠。





深度剖析产业格局 全面洞察连续油管技术关键点

量连续油管产业/技术报告



防砂不易,且行且珍惜

常见的油井出砂会导致油井减产,只有当油井出砂越来越严重时才会发生油井停产现象。本期技术专题、 「石油圈」将针对三项优秀的完井防砂新技术做介绍。

来自 | Halliburton等 编译|张领宇

石油资源是重要的能源, 社会对石 油的需求量愈来愈大。但石油资源是有 限的, 目石油在开采过程中, 还有着各种 各样的问题,油井出砂便是其中一种,油 井出砂对油井的正常开采有着破坏性影 响,每年因为油井出砂而导致的油井损 坏、减产高达20%,给运营商带来了巨大 的资源损失。经过石油工作者长期以来 的奋斗, 在石油油井出砂问题上取得了一

防范,有效控制了因油井出砂而导致的 石油减产的情况。

油井出砂是油田的油井在生产过程 中, 因为储油层的岩石较为脆弱, 或是在 定的进展,采取了一定的技术性措施去 开采过程中,因为不合理的操作,导致储

油层的岩石结构遭到破坏,导致岩石脱 落。脱落后的岩石随着原油一起讲人采 油设备中。因为岩石体积较大, 最终导致 采油设备的损坏。岩石脱落严重时还会 对油井内的岩石稳定结构被破坏,导致 油井坍塌, 最终停产。常见的油井出砂会 导致油井减产,只有当油井出砂越来越 严重时才会发生油井停产现象。

采取积极的防砂措施是应对出砂的 有效办法,全世界超过70%的油气井都 需要进行防砂完井。目前防砂方法可以 大致分为四类、机械防砂、化学防砂、复合 防砂及其他防砂方法。

哈里伯顿井壁监测(SFI)砾石充

在信息全球化发展的今天, 石油行 业也正在进行一次信息化的变革。而信 息化发展的关键之一在于关键信息的采 集技术的发展。现有的信息采集方案对 井下工具的信息传输通道的完整性要求 非常高,在穿越封隔器或尾管挂时,稍有 不慎就会造成信号丢失: 而在信号丢失 后,只有重新将井下工具起出来并重新 连接传输通道,才能让传感器恢复正常 的工作状态。而分成两次下入的防砂完 井管柱, 仅凭借现有的技术更是无法实 现储层信息的实时监控。针对智能完井 用户的这一痛点,哈里伯顿成功研发制造 了这一套井壁监测砾石充填系统。

本套系统是油气行业内世界上首套 采用湿式对接技术的光纤井下对接系 统。在上部完井和下部完井完全分开下 入的情况下,使用这种工具仍然能保证 下部完井管柱部署的传感器正常工作, 同时还可以实现多次连接,方便油气井 日后的修井和换泵作业。这套系统在工 具配套上也做的相当全面。

贝克休斯TORRENT单次下钻多层 砾石充埴系统

贝克休斯的TORRENT单次下钻多 层充填 (MST) 完井系统是一种可以一次

下钻选择性压裂或砾石充填多层的完井 系统。很多作业油公司通过使用这套系 统,一次下钻完成两层甚至更多层的施 工,与使用单次下钻单层充填的工具相比 节省了45%以上的作业开支。作业者还可 以通过MST系统有选择性的开采不同的 层位、开采边缘层并使得长产层的开采 和施工变得更加经济。

墨西哥湾的石油公司选择使用TOR-RENT MST完井系统对下第三纪地层的 深水开发油田井进行挤压充填作业,仅 仅使用一次下钻就完成了3层的挤压充填 作业。TORRENT MST系统有效地通过 单次下钻对多层油藏进行施工,与传统 完井一趟下钻只能完成一层充填的方式 相比, 具有更好的经济性并且能更有效 的降低作业的非生产时间 (NPT)。

自动流入控制装置(AICD)装置

为了保证生产井的产能并预防地层 出砂,开发商们采用了多种防砂方式:砾 石填充、压裂填充、割缝筛管和滤网。一 个合适的防砂思路和措施可以非常有效 的减少甚至消除地层出砂,并且对油井 产量不会有很大有影响。如果在井下增 加一个流入控制装置或自动流入控制装 置用来调节储层流体进入井眼的流量, 那么这些防砂方式的有效性将进一步增 大。流量控制装置的使用不仅提高了这 些防砂方法的有效性, 也提高了波及系 数和油气采收率。

自动流入控制装置 (AICD) 是近来 行业内的一项技术突破。自动流入控制 装置可以根据流经的流体性质来调节自 身的流量控制。不可调节的ICD会对粘 度较大的流体有较高的流入限制, AICD 则会更多地限制水和气的进入,而不是 油。AICD的这个功能可以使整个井段 产生均匀的油流,并会阻止已发生水侵 或气侵的井段生产过多的无用流体。总 之, AICD的这项功能能够在较低的含水 率和气油比的基础上创造更高的原油采 收率。

80 www.oilsns.com 2017.05/06 oilsns vol.18 81



[附文1]

砾石填充系统更新?No!它是里程碑 式的存在

哈里伯顿推出的井壁监测砾石填充系统安装有湿式光纤对接器以及可180°旋转的万向轴,压力等级达10000psi,在行业技术发展中,具有里程碑式的意义。

来自 | Schlumberger 编译 | 钱佳成

> 哈里伯顿井壁监测 (SFI) 砾石充填 系统使用贯穿井壁的光纤系统对生产层 进行实施监控。在产层完井的中下部完 井管柱中,大多数都包含筛管,且这类完 井通常分成两部分施工。第一部分为使 用服务工具下入下部管柱进行砾石充填 作业,第二部分是将上部完井管柱回接 至下部完井管柱上。为了使光纤能在两 部分完井管柱中得到联通,作业人员需 要在系统中引入湿式光纤链接系统。

> 这种完井井下工具解决方案可被用 于砾石充填或挤压充填完井,也可以用 于其它任何需要两次下钻才能下入的完 井方式,包括优质筛管完井等。

> 井壁监测砾石充填系统由以下几部分组成:

14锚定/勺子状上部接口总成安装了湿式光纤对接器,能够在将油管锚定的同时 为井下湿式光纤对接提供导向和缓存;

2.可180° 旋转的万向轴, 能导向锚定, 使其在与勺子状上部接口对接的同时, 不会旋转上部油管;

3.产层封隔器尺寸9-5/8in, 重量47-53.5磅。同时带有含5in密封筒的液压坐封封隔器。封隔器带有光纤旁通并且有很高的压力等级;

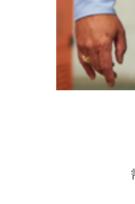
4.带有光纤槽和盖板的充填滑套;

5.作为防砂筛管, PetroGuard线缆和 电缆系统配有保护电缆和电缆通道, 能 够快速锁紧或打开保护卡子;

6.可以选择带有活动光纤的长行程伸 缩节(LSOIJ),对部完井工具进行回接。

产品特点

- 1可使用于砾石充填/挤压充填;
- 2.整套系统有10000psi的压力等级;
- 3.可以使用1/4in的光纤;
- 4.可使用3个湿式光纤连接器;
- 5.可使用温度分部传感器(DTS)/阵 列温度传感器(ATS);
 - 6.内置防杂质系统;
- 7.在下人过程中,表现为全自动机械 光纤对接系统:
 - 8.完全可复位系统,可以使光纤在无



需起出管柱的情况下实现多次连接。

应用范围

1为防砂井提供温度分布传感器和 离散传感器的关键技术解决方案;

2该方案不仅限于光纤井下对接,也可以用于电缆和液压系统的井下对接。

技术点评

在信息全球化发展的今天,石油行业也正在进行一次信息化的变革。而信息化发展的关键之一在于关键信息的采集技术的发展。现有的信息采集方案对井下工具的信息传输通道的完整性要求非常高,在穿越封隔器或尾管挂时,稍有不慎就会造成信号丢失;而在信号丢失后,只有重新将井下工具起出来并重新连接传输通道,才能让传感器恢复正常的工作状态。而分成两次下入的防砂完井管柱,仅凭借现有的技术更是无法实现储层信息的实时监控。针对智能完井用户的这一痛点,哈里伯顿成功研发制造

了这一套井壁监测砾石充填系统。

本套系统是油气行业内世界上首套 采用湿式对接技术的光纤井下对接系统。在上部完井和下部完井完全分开下 人的情况下,使用这种工具仍然能保证 下部完井管柱部署的传感器正常工作, 同时还可以实现多次连接,方便油气井 日后的修井和换泵作业。这套系统在工 具配套上也做的相当全面:

1.可180° 旋转的万向节对接接头大 大方便了地面人员的操作,使地面人员 在无需频繁转动管柱的前提下顺利对接 下部工具。这一特点在对接口处于大斜 度时尤为重要,能够大大缩短作业时间, 提高作业的成功率;另外,这一结构也使 得在上部完井中下入井下安全阀成为了 可能。由于控制管线的限制,配有井下安 全阀的上部完井管柱无法旋转,而这套 万向节系统很好地解决了这个问题,有 效保证了上部完井工具的结构完整性。

2.带光纤穿越的长行程伸缩节 (LSOTJ) 使得管柱在对接过程中试插 的次数降到了最低。在保证光纤对接成 功率的同时,可有效地降低地面作业因 配管所产生的额外工作量,使作业在一种 更有效、更简单的流程下进行。这样不但 提高了工具对接的可靠性,还在一定程 度上降低了作业的风险,也弱化了对地 面作业人员经验的依赖。

3.可穿越光纤的尾管悬挂器和特制的筛管可以在保证光纤安全的前提下快速部署井下传感器。10000psi的压力等级可以满足大多数的作业需求,在一些需要挤压充填甚至小型压裂的区块也可以顺利使用和部署。

另外,这套工具对整个行业的意义 其实并不止是实际上看起来的那么简单。从行业角度来看,如果井下湿式对接 工艺成熟,许多行业难题,包括深井的电 控安全阀、深井分层开采及流量控制等, 都可以通过这种技术来实现!从这点上 来讲,哈里伯顿的这套井壁监测砾石充 填系统,对整个行业的发展有着一种里 程碑式的意义。



[附文2]

一次下钻、多层填充! TORRENT系统:大内

径就是爽

正在为分层充填一次次的下钻头痛不已?还是在为小内径的多层充填系统不能满足井下工具下入寻找答案?看这里,高效、安全、智能的TORRENT单次下钻多层砾石充填系统也许是你的绝佳选择。

来自 | Baker Hughes 编译 | 钱佳成

> 贝克休斯的TORREN单次下钻多层 充填 (MST) 完井系统是一种可以一次下 钻选择性的压裂或砾石充填多层的完井 系统。这种系统可以通过大幅缩短油气 井作业时间来大幅提升作业项目的经济 性。很多作业油公司通过使用这套系统, 一次下钻完成两层甚至更多层的施工,与 使用单次下钻单层充填的工具相比节省了 45%以上的作业开支。作业者还可以通过 MST系统有选择性的开采不同的层位、 开采边缘层并使得长产层的开采和施工 变得更加经济。

> MST砾石充填完井系统为油气井的产量最大化提供了多层同采或是选择性开采两种灵活的选择。工具系统单次下钻完成下部防砂管柱的坐封为充填做好准备。这种完井方式节约了作业时间、减小了作业风险和作业中的非生产时间(NPT)并且有效的提升了作业的安全性。MST砾石充填完井系统可以以任何

顺序对井内不同层段进行施工,这种工具的施工特性在很大程度上消除了等待时间。同时这种灵活的特性也有效的解决了施工材料的运输和作业中的非生产时间的问题。

在这套系统的工具系列中,9-5/8in 套管封隔器悬挂5-1/8in尾管的MST完井工具系统和9-5/8in套管封隔器悬挂3-3/4in尾管的MST完井工具系统,可以在容纳贝克休斯同心智能油气井系统 (IWS) 的同时提供油井控制能力。本套砾石充填系统也可以与其它贝克休斯完井系统配合使用,使油气井获得最优的防砂效果。系统安装后,油气井每一层都有相互独立并带有生产滑套的砾石充填筛管,在每个可测试隔离封隔器上,都有一套用于充填砂砾或陶粒的挤压充填或砾石充填滑套,另外还有一套可以配合任何封隔器系列一同使用的销钉剪切式安全接头。

MST砾石充填系统通过服务工具提供的大面积流动通道,克服了同类系统内径的限制,使得在产层的生产管柱内加入智能传感器成为可能。这种大内径的设计保证用户可以在上部完井生产管柱中选择安装温度计、压力计、液压控制阀和其它智能生产系统。本系统可提供7in~10-3/4in套管尺寸范围内的三种不同尺寸内径选择。

MST砾石充填系统经过了深海和浅海环境油气井作业的验证,可以在高压环境下安全有效地使用。这种单次下钻完井系统,可以在保证作业安全有效的前提下,为油气井提供有效的解决方案。

应用案例

墨西哥湾的石油公司选择使用TOR-RENT MST完井系统对下第三纪地层的深水开发油田井进行挤压充填作业。本次作业仅仅使用一次下钻就完成了3层的挤压充填作业。TORRENT MST系统有效的通过单次下钻对多层油藏进行施工,与传统完井一趟下钻只能完成一层充填的方式比,本系统具有更好的经济性并且能更有效的降低作业的非生产时间(NPT)。



这口井的井深为27,460-ft (8370-m), 所在区域水深为8,149ft (2484m)。完井采 用10-1/8in的油层套管。这口井的完井选 择了3段产层,在对产层进行射孔后,油 公司下入了贝克休斯TORRENT单次下钻 多层砾石充填完井系统进行施工,施工 过程使用了带有双滑套开关工具的96-37 TORRENT服务工具、带有筛管交互系统 (SCS)的TORRENTMST筛管、带有选择 性开关功能滑套的TORRENT多用途服务 阀 (MSV)和TORRENT隔离封隔器。

作业前,公司相关人员使用InQuest PayZonePro软件对充填服务工具的井下受 力情况进行模拟,保证服务工具在每一段 的作业时有足够的下压力。

TORRENT MST完井系统的正显示定位系统可以在压裂作业时确认服务工具的井下位置,系统拥有承受高钻压的能力,可以保证设计的密封在高压压裂施工时不会被泵出密封筒导致作业失败,砾石充填服务工具的设计可以承受充填服务过程中的高作业压力、高充填速率以及不同的砂比;服务工具的设计同时也可以保证在多层施工时,服务工具能承受大量陶

粒泵入时所产生的冲蚀。

在层间隔离封隔器坐封并测试后,操作人员将TORRENT充填的服务工具定位在最下层的位置上来对此层进行挤压充填作业。在完成充挤压充填作业之后上提服务工具,一次性关闭本层留井管柱上的监测滑套和压裂滑套。这种在服务工具上优化后的双滑套开关工具配置有效的减少了作业时间,同时也降低了多次操作活动工具所产生的风险。在将服务工具提到测试位置后,作业人员可以在地面进行打压测试,确认油井的压力整体性,而后可以相同的方法继续进行第二层和第三层的施工。

本次压裂充填施工使用的高强度陶 粒砂比为8ppa, 泵速为32bpm, 井口施工压 力高达13,000psi (896bar)。三层施工累积 泵入陶粒量共达100万磅, 充填服务工具 在起出后仍然处于较好的状态。

在本次作业中,5,000ft (1524m) 的分层隔离管柱被成功下入,整套留井管柱包括:一支API V0级别的SC-XP中间隔离封隔器、选择性滑套开关工具、一个油管隔离球阀和一个可再关闭的环空流动阀(X-

AFV)。环空流动阀(X-AFV)使用井口压力控制顺利实现了开关。SC-XP隔离封隔器可以与ZX?密封单元配合使用。ZX密封单元是一种为深水井高温/高压环境设计的密封单元。这种密封单元的设计在服务工具移动时可有效防止胶环的脱落。

在SC-XP隔离封隔器坐封后,留井管柱上的生产滑套被打开。使用智能完井系统(IWS)的上部完井管柱,在不进入产层的情况下对油层上部的两个独立产层进行生产。这套上部完井系统包括:4-1/2in,12,000psi InForce HCM-Plus液压滑套、10,000psi Premier封隔器、一支文丘里管流量计、井下压力和温度计和化学药剂注入阀。在打开上部产层的油管隔离阀和下部X-AFV环空流动阀后、油井顺利投产。

油公司通过使用TORRENT MST砾石充填系统大大提升了作业效率,与普通的单次单层的挤压充填完井作业预计工期相比,该系统为这口井的作业节约了12天的工期,就本次作业而言为油公司节省了价值1200万美元的油井作业成本。交井后,油公司对这口井的首次测试也同时确认了,实际产量明显高于预期。

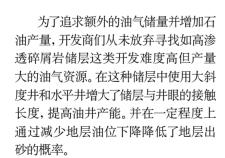


[附文3]

AICD当道 地层出砂岂 敢猖狂?

自动流入控制装置(Autonomous Inflow Control Devices, AICD) 装置可以根据流经流体的性质来调节自身的流量控制,近年来受到国内外石油公司广泛关注和研究,是行业内的一项技术突破。

来自 | Offshore 编译 | 吴洪波



为了保证生产井的产能并预防地层 出砂,开发商们采用了多种防砂方式:砾 石填充、压裂填充、割缝筛管和滤网。一 个合适的防砂思路和措施可以非常有效 的减少甚至消除地层出砂,并且对油井 产量不会有很大有影响。如果在井下增 加一个流入控制装置或自动流入控制装 置用来调节储层流体进入井眼的流量, 那么这些防砂方式的有效性将进一步增 大。流量控制装置的使用不仅提高了这些防砂方法的有效性,也提高了波及系数和油气采收率。

地层出砂的原因及控制

地层出砂的原因是井筒内压力和地 层流体压力大于地层强度和地层颗粒间 的胶结力。胶结程度差的地层是最容易 出砂的。这些砂层中的颗粒胶结程度较 差,甚至是完全没有胶结,并且砂岩颗粒 间的自然胶结物也很有可能被储层中的 流体或为了维持地层压力和驱赶油气而 人为注入的流体所溶解。

流体的流动压力是井下出砂的重要 诱因。地层与井筒间的压差、地层流体 阻力和上覆地层载荷的共同作用力可能 超过地层的剪切应力。这些压力附着在 砂岩颗粒上,破坏颗粒的胶结,使这些脱离的颗粒随着地层流体进入井筒内。这些高流速、高粘度、多流态的大量流体可以加速砂岩的分解,并导致出砂量突然增大。

所以防砂策略应集中在降低井筒内 压、增强储层砂体胶结,或将导致出砂的 应力进行相应的机械转移。

防砂策略

最简单的防砂策略就是减少储层油 位降低以减小地层与井筒的压差、不稳 定的油井产量和流体速率。不幸的是,这 种策略与油井产量最大化背道而驰。通 过增大井筒与储层的接触长度,可以在 保持总产量稳高不下的前提下减少地层 油位降低和产量不稳定。这可以通过大 斜度井、水平井、多底井、裸眼完井、扩眼 钻进和水力压裂的方式实现。使用机械 防砂手段和正确的采油参数来避免地层 失稳,这是维持井壁稳定和地层强度的 重要手段。

机械防砂方法

机械防砂技术就是依靠设备防止砂粒进入井筒,但不影响流体进入。割缝筛管和滤网筛管可以使地层的颗粒在筛管的孔隙处"搭桥"形成通道,创造了较大的流体流道空间。小的颗粒将附着在较大颗粒的后面。优质滤网采用多层结合方式,并溶入高强度金属粉末,能够阻止更大粒径范围的沙粒进入井筒,同时增大流体流道,具备更大的机械强度和耐腐蚀性。割缝筛管和滤网防砂技术设计的合适与否取决于地层中砂体颗粒的

大小与分布。割缝筛管和滤网筛管都可能会被沙粒堵塞,地层颗粒形成的"桥"通道也存在不稳定性。更糟的是,当地层中不稳定的流体从地层中高速通过滤网进入井筒时,滤网可能会因为与流体产生高速摩擦而生热,从而被腐蚀烧穿。这将导致彻底的防砂失败,使大量的地层砂涌入井筒内。

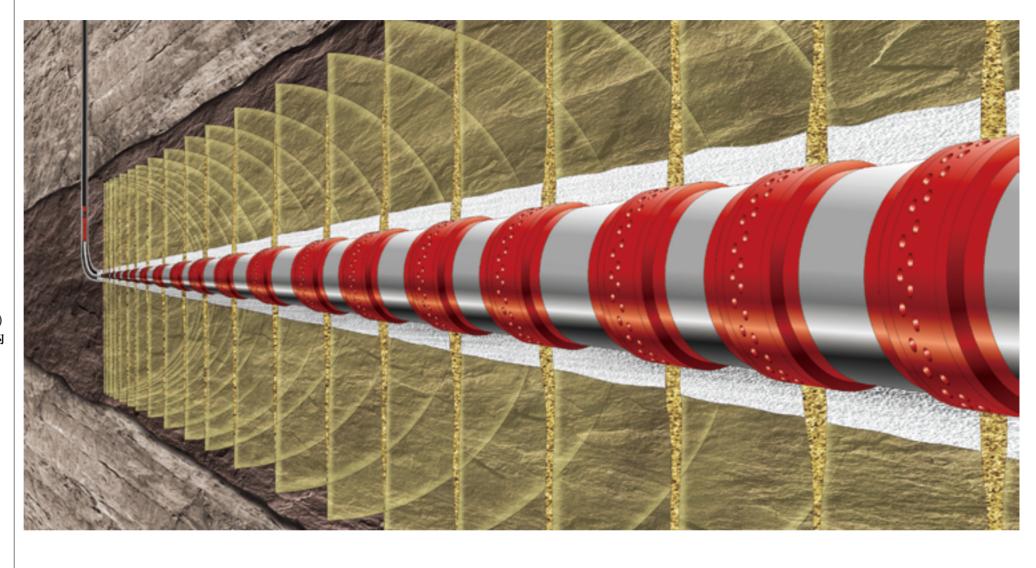
流人控制装置

相比直井而言,水平井将更大程度地与储层接触,在井筒周边地层较小压降的基础上获得更高的产量。虽然水平井可以利用与储层接触面较大的井段来提高产量和采收率,但是由于储层的非均质性、渗透率的变化、井筒轴向流体的过饱和或流体阻力的降低都可以使部分井段发生水侵或气侵,导致产量不稳定。

进入井筒中的无用流体会影响到其他井 段的产油量。水侵会增大地层中流体的 流速和粘性阻力,溶解地层中的胶结物, 导致地层出砂量增加。

流人控制装置 (ICD) 通过自身压降来控制地层流体进入井筒的流量,用来处理产油量不稳定之类的问题,已经广泛使用多年。然而他们的参数是固定的,一旦安装完成,就不能再进行调整。如果井筒内部分井段发生水侵或气侵,ICD则无法对这些高流动性的流体产生有效的对策。随着气和水的流入量的不断增加,最终影响油的产量。

自动流入控制装置 (AICD) 是近来 行业内的一项技术突破。自动流入控制 装置可以根据流经的流体性质来调节自 身的流量控制。不可调节的ICD会对粘





度较大的流体有较高的流入限制,AICD则会更多地限制水和气的进入,而不是油。AICD的这个功能可以使整个井段产生均匀的油流,并会阻止已发生水侵或气侵的井段生产过多的无用流体。总之,AICD的这项功能能够在较低的含水率和气油比的基础上创造更高的原油采收率。

一种由Tendeka公司研发的漂浮圆阀型AICD,已经成功应用于全球范围75余口井中,共超过15000个阀门来控制油井中水和气的侵入,轻质油井和重质油井均可使用,保证稳定的原油产量。这些阀门通过流经流体粘度的变化进行自动调整,优先限制低粘度的水和气进入。当低粘度的流体流经AICD时,阀体会自动调节产生较小的流道,限制低粘度流体进入。

不论是ICD还是AICD,都适合与传统的优质筛管技术相结合使用。储层中

的流体进入井眼和筛管间的环空,随后流入筛管与无孔基管间的一个或多个流入控制装置。经过流入控制装置后,进入生产管柱随后被抽到地表。

技术配合

ICD和AICD多与筛管配合使用。筛管不仅可用于防砂,也阻止了大的岩屑堵塞流入控制装置的接口或通道。流入控制装置调节流体均匀流入,降低了"热腐蚀"发生的概率,"热腐蚀"能够腐蚀筛管滤网和其他井下设施。通过控制井筒轴向上流体的流入,可以预防井眼周围的储层内流体流速过快,并且平衡了井筒轴向上的地层压降。这将降低超过地层剪切应力的三个主要应力的其中两个。当三个应力之和超过地层剪切应力时,将会导致地层出砂。具体而言,AICD抑制无用流体进入井筒,降低地层水溶解储层胶结物的风险,也阻止了气侵所导致的流体流

速过快而带来的高粘滞阻力。

Tendeka公司的AICD已成功应用于挪威Troll海洋油气田。AICD与优质筛管配合使用为一个11-26m(36-85英尺)的薄油层提供防砂与流量控制。在早期,Troll油气田应用的是不可调节的ICD。一旦发生气侵,大量的气快速涌入井筒。在使用AICD的试验井中,前18个月的原油产量比使用ICD的生产井增加了20%。

结论

AICD让生产工程师能更好地控制水平井中的储层流体,获得更稳定的流量和更高的原油采收率。AICD限制低粘度的水和气流入井筒的功能,可以产出含水量和气油比均较低的原油。此外,AICD和筛管的配合使用是一个重要且有效的的方法,可以减少由地层压降而导致的出砂、高流体流动阻力和疏松储层胶结物的溶解。





新型张力腿平台设计将 突破水深限制

研究表明,张力推平台的应用限制不仅来自于水深,而是有效载荷、水深与设计环境的共同作用。依据初步分析,新型蜂窝式张力筋腱能够将张力腿平台的可应用水深增加40%。

来自 | INTECSEA, WorleyParsons Group 编译 | 张毅

> 张力腿平台 (TLP) 因其在横摇、 纵摇和垂荡三个自由度上良好的响应, 被公认为恶劣环境下支撑顶部张紧立 管的理想平台。在较浅水深 (600~1,200 米,即1,968~3,937英尺)时,张力腿平 台 (TLP) 是最适用于支撑钢质悬链线 式立管的平台,不仅能够提供较大的 甲板通风面积,还能够在码头完成全 部组装。然而,由于深水环境下张力 腿设计的限制,业内一向认为张力腿 平台不适用于水深超过1,600~1,800米 (5,249~5,905英尺)的环境。

张力腿平台(TLP)应用

张力腿平台 (TLP) 在油气行业被广泛应用于干式井口以及水下井口、水深100米~1,500米 (32英尺~4,921英尺) 的工况。在对生产井进行直接垂向检修方面,顶部张紧立管具有优势。但由于张紧行程的限制,采用顶部张紧立管就要搭配能将垂荡响应降至最低的浮动系统。业内一直认为,在水深超过1,828米 (6,000英尺) 的环境下,张力腿平台的张力筋腱设计便不再切合实际,且张力腿平台 (TLP) 的可行性也无法建立。然而事实证明,目前已经有制造商能够提供壁厚达1.7英寸的张力筋腱钢管。如此壁厚的管材,如果管线外径较小,便能轻松承受2,800m水深的水柱压力。

张力腿平台 (TLP) 应用的真正限制在于要实现横摇、纵摇和垂荡固有周期 (通常短于4秒),以避免张力腿平台 (TLP)的不良动力响应。因为固有周期取决于质量及刚度,所以张力腿平台 (TLP)应用的限制性是由排水量 (有效载荷)、水深及环境 (地点)共同作用决定的。但是研究人员很快就会发现,张力腿平台 (TLP) 受水深限制的简单假设是值得怀疑的。

墨西哥湾的张力腿平台(TLP)设计

此次研究的对象为位于墨西哥湾中部的张力腿平台(TLP),承载的上部设备载荷包括53,491公吨(大型)、32,176公吨(中型)及7,573(小型)。在迭代过程中改变水深,探究三种设计方案的可行性,判别标准包括:

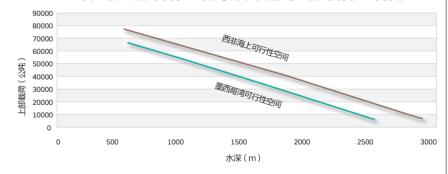
- 1.重型起重货船的空船吃水;
- **2.**满足大部分造船厂干船坞规格的平台最大宽度;
- 3.无承重下,张力腿水中重力低于 228公吨(500千磅):
- 4.张力腿壁厚不高于目前制造能力,且壁厚小于43.2毫米(1.7英寸);
- **5.**平台垂荡和横摇/纵摇固有周期分别不超过4.7和4.0秒;
- 6.张力腿利用系数与相互作用率应 小于1.0,以满足规范要求(参照API RP 2T标准)。

假设张力腿平台张力筋腱最大数量为16根。考虑平台本体空间及张力腿预安装的限制,上述数字比较合理也切合实际。研究人员把研究对象设定为传统船型配四根立柱、并布置在立柱低端环形浮桥的形式。研究人员利用WAMIT软件(MIT)与内部工具对三个张力腿平台设计的整体性能及张力筋腱进行分析验证。同时检查张力筋腱的张力RAOs计算以及关键设计数据。全部设计参数均在可行范围内。

研究发现,在水深1,052米 (3,451 英尺)、1,692米 (5,551英尺)和2,408米 (7,900英尺),上部设备重量分别为53,491公吨、32,176公吨和7,573公吨时,能够建立可行性。也就是说,配传统张力腿的平台,只要上部载荷限制在约8,000公吨,就可应用在墨西哥湾中部、水深8,000英尺 (2,438米)的恶劣环境。



传统张力腿平台在墨西哥湾和西非海上的可行性空间图



		墨西哥湾张力	力腿平台关键设计	计参数	
项目		单位	大型	中型	小型
漂移	最大	*	131.8	180.9	261.3
		宽度比	12.5	10.7	10.9
筋腱张力	最大	公吨	4,170	3,398	2,288
	最小	公吨	467	750	682
	最大UR/位置(「	最大UR/位置(吃水线下方) 最大IR/位置(吃水线下方)		0.68/顶部	0.68/顶部
	最大IR/位置(吃			0.94/底部	0.99/1,280米
气隙	最小	*	1.72	0.47	1.06
固有周期	垂荡	秒	3.9	4	3.5
	横摇/纵摇	秒	3.6	4	3.9

西非地区张力腿平台设计

采用与上述同样的方式,研究人员对位于西非海上的张力腿平台进行研究。假设研究对象的上部负载为58,000公吨(大型)、39,500公吨(中型)及9,500(小型)。在迭代过程中改变水深,探究三种设计方案的可行性方案。项目采用了与研究墨西哥湾张力腿平台设计一样的可行性标准。实验结果再一次显示,张力筋腱的张力RAOs计算以及关键设计数据均在可行空间内。

研究发现,在水深1,219米 (4,000 英尺)、1,829米 (6,000英尺)以及2,743米(9,000英尺)时,上部设备重量分别为59,000公吨、39,500公吨以及9,500公吨时,能够建立可行性。也就是说,配传统张力腿的平台,只要上部载荷限制在约9,500公吨,就可应用在西非水深9,000英尺 (2,743米)的环境。



西非张力腿平台关键设计参数 中型 54.4 98.7 140.2 宽度比 4.5 5.4 5.1 公吨 2,911 2,028 1,448 筋腱张力 最大 1 253 858 0.67/顶部 858 最大UR/位置(吃水线下方) 0.50/顶部 最大IR/位置(吃水线下方) 0.89/底部 0.97/1,219米 0.98/1,813米 2.01 1.97 47 4.7 4.0 垂荡 構採/纵採 4.0 4.0

可行性空间

墨西哥湾中部与西非海上张力腿平 台的可行性空间依据上述研究建立。调 查根据平台上部有效载荷、水深与环境 标准(设计使用区域决定)研究其可行性 空间。结果显示,根据有效载荷与环境因 素,采用传统张力筋腱的张力腿平台在水 深超过2,800米 (9,186英尺) 可行。

在墨西哥湾位于较浅水深较浅、但 载荷很大的张力腿平台,设计主要由张 力筋腱效用支配;在中等水深、中等载 荷的环境下,张力筋腱效用、固有周期(取决于质量与刚度) 以及张力筋腱在水 中的重力为支配性参数;超深水、小载 荷设计平台同样由张力筋腱效用、固有 周期和张力筋腱在水中的重力支配。

对于西非海上大载荷、浅水深工况的 张力腿平台, 其设计由固有周期的要求支 配;而固有周期、张力筋腱IR效用和张力筋 腱在水中的重力仍然是张力腿平台在中等 水深、中等载荷以及超深水环境中设计的 决定因素。由于环境更加温和, 所以位于 西非海上的张力腿平台的可行性空间要比 墨西哥湾的更大一些。西非海上与墨西哥 湾张力腿平台的可行性空间图几乎均为线 性。需要注意的是,可行性空间会依据可 行性标准的改变而提高或降低。

替代性张力筋腱设计

业内一直在探索具有替代性的非 传统张力筋腱设计,旨在拓展传统张力 腿平台的可行性空间极限。作者希望 在此对蜂窝式张力筋腱的设计进行讨 论。这类设计与传统张力筋腱的主要 部件相同。举例来说, 二者都是张力腿 顶部段与平台本体相连、张力腿下段与 海底基座相连、主体通过水柱将两段 相连。蜂窝式张力腿的独特设计在于 主体部分,其采用多根金属细管替代一 根钢管,同时装有一个用于连接顶部段 的上部转换单元和一个连接下段的底 部转换单元; 顶部与底部的连接器与 传统张力腿的连接器一致,另外,张力 监控单元也可以采用传统装置。

研究人员针对两种类型的蜂窝式张 力筋腱进行了研究调查—整体式以及混 合式蜂窝式张力筋腱。整体蜂窝式张力 腿设计的主体全部采用蜂窝式技术,也 就是说不需要连接器,张力筋腱在船厂 整体制造, 拖到现场竖立安装。而在混合 式蜂窝式张力腿的设计中,只有张力腿 主体部分采用蜂窝式技术,其他部分与 传统张力腿一样,每个主体段长度(蜂窝 式或传统型) 都限制在90米 (295英尺) 以内, 连接器用于连接主体段, 这点与传 统设计一致。蜂窝式张力腿技术通过使 用多根管束,帮助设计者以单根直径更 小的张力筋腱管去实现整体更大的横截 面积;同时,张力筋腱钢管选择合理壁 厚,解决了传统张力筋腱设计中,顶部利 用系数与底部相互作用率相关的问题。

凭借上文提到的更大面积, 蜂窝式 的可应用水深增加40%。

为了处理压裂后大量的返排水,来 自NOV工艺与流程技术部门的专家们, 研究出了一种经讨优化的盐水处理设备 设计,该设计选择了最新的配套设备, 采用了更安全、更高效的布局。

来自 I NOV 编译 | 白小明

由于美国现有大量已钻成但未完 井的油气井,水力压裂成了北美地区 进行油气开采的第一个作业步骤。压 裂时会产生大量的返排水,需要作业 公司增加注水井和盐水处理 (saltwater disposal, SWD) 设施的数量和能力。

在过去5年的页岩气大发展时期, 大家认识到大多数返排水高含油, 目 水成分复杂, 污染物较多, 这对常规的 SWD设施带来了挑战。NOV研发出了一 种经过优化的SWD设备设计,帮助作业 公司应对这些挑战, 通过选择全新的设 备,形成更安全、更高效的作业环境, 从而改变行业对SWD的认识。

针对优化后的现场布局, NOV推荐 采用的设备包括:

1.卧式油水分离罐:远比传统或者 增强型立式油水分离罐更高效, NOV的 卧式油水分离罐专门为处理盐水而设 计。一套单独的卧式油水分离罐,可以 替代传统的多个泄油罐、油水分离罐、 输油泵。系统采用了独特的联机固相 清除工艺,可以避免清罐作业,彻底避 免了将水重新泵入罐内,能够得到更干 净、更干燥的原油。

NOV压裂返排设备去繁

传统处理返排液的SWD设施需要配备大量配套设备、还需要大量使 用化学品、目原油回收率低。NOV经过优化的SWD设施、具有简 单高效的水力系统,占地面积小,降低了资金成本,减少了操作成

就简、物尽其用

本,提高了油污回收率,提高了操作人员的安全性。

2.Moyno™泄油泵: Moyno泵的非 剪切运动是最理想的泄油方式, 利于形 成较大的油滴,便于回收。该泵可以在 10分钟内完成一个标准油罐的泄流作 业, Moyno螺杆泵技术在业内有超过85 年的成功使用历史。

3.WaterWolf™动态油污回收系 统: NOV创新的WaterWolf动态油污回 收系统是一款革命性的水处理系统, 可以在单级处理过程中回收产出水中 的油污和悬浮固体, 无需使用昂贵的化 学品和过滤设备。这种撬装的方案结合 了非剪切运动螺杆泵和除油除砂水力 旋流器, 具有高效的油污回收能力, 每 10000桶产出水最多可以回收额外的20 桶油。

4.Tore™ Trap 撬装除砂设 备: ToreTrap 撬装设备是另一款高效固

张力筋腱同时具备了更高的刚度。相比 干本部分研究的假设条件, 蜂窝式张力 筋腱在更大的水深环境下,依然可以控 制张力腿平台垂荡、横摇与纵摇的固有 周期,使其低于所需的4.7与4.0秒。管束 包围合成泡沫的形式降低了张力腿在水 下的重力,而该重力似乎正是传统设计 中的一个支配性参数。初步分析显示, 利用蜂窝式张力筋腱能够将张力腿平台

92 www.oilsns.com 2017.05/06 oilsns vol.18 93 相清除系统,与WaterWolf采用的部分组件相同。最小可以清除10~15微米的固相,ToreTrap除砂器可以在不中断作业的情况下清除固相。流体中的固相清除得越多,更换过滤设备的频率就越低,也就避免了清罐作业,降低了泵和注水井出现故障的几率。

5罐:根据客户现场需求,罐的材质可以为钢材或者玻璃纤维,每个罐都配有底座、走道、阶梯等辅助设备,方便操作,罐的体积可从400桶到1000桶。

6.注人泵: NOV有超过一个世纪的 泵制造历史,拥有顶级的注人泵生产 线。有往复泵和多级离心注人泵可供选 择,可靠的泵系统由公司全球技术支持 团队作后盾。

7.玻璃纤维管: NOV的普通接头管 材和连续管久负盛名, 并且有全球团 队可以提供技术支持, 复合材料系统 的目的是提高效率、可靠性并降低成 本。NOV研发出了抗腐蚀的管材, 既轻 便又易于安装。

8.井口: NOV设计并制造一系列的井口和采油/采气树总成,可满足各种井下环境和完井作业要求。所有井口系统的制造满足API 6A标准,制造工厂通过了API QI和ISO 9001认证。

最优化设计

传统的SWD设施配有大量的罐、立式油水分离罐以及一套离心泵系统,为了分离油和水需要使用大量的化学品。离心泵的剪切作用和低效的立式油水分离罐将共同影响油的回收量,影响设备处理能力。固相含量的增加将增加清罐次数,可能引起环境污染,增加操作人员和承包商的安全风险。

优化后的SWD现场设计,具有简单 高效的水力系统,占地面积小,降低了 资金成本,减少了操作成本,提高了油 污回收率, 优化了井的注入能力, 降低了 复杂性, 提高了操作人员的安全性。

Marcellus工厂重设计

为服务Marcellus页岩市场,ClearWater Solutions公司2014年在俄亥俄州Cambridge以东建造了一个SWD工厂。该工厂的设计遵循传统经验,配备了离心泵泄油系统以及5个用于卡车泄油和储水的压裂罐。使用第二个离心泵将盐水从罐内泵入到2个立式油水分离罐,紧接着再泵入10个污水罐中。

与大多数公共SWD设施一样,ClearWater Solutions公司的收入主要来自于处理费。该公司若想获得更高的投资回报很大程度上取决于销售回收油的额外收入。工厂经营的第一年,公司只回收并销售了一卡车油。另外,清理积累在压裂罐内的固相颗粒以及每60天就要从井内清理未回收的油等这些作业大幅增加了公司的作业成本。

ClearWater Solutions公司认识到处理设施应该回收更多的油,而现有的传统设备无法实现这一目的后,咨询了NOV工程团队,NOV向其证明了螺杆泵 (PCP)可以凝聚盐水中的油滴,同时NOV改进了其WaterWolf动态油污回收系统。有了相关数据后,ClearWater决定采用PCP技术升级其泵泄油站。公司建造了两条配有Moyno PCP的新卡车泄油道。

然而,单独加入新泵并非完整的解决方案。位于工厂前面的压裂罐同时收集油和固相,因而需要定期清理,影响了油的回收。该公司决定采用卧式油水分离罐(HGB)替换压裂罐,以避免清罐作业,提高油污回收率。

在德克萨斯州南部的Eagle Ford 页岩SWD工厂内,NOV首次引入了HGB设计,并进行了调试。HGB基于压力容器设计,配有Tore联机除砂系统,其安装

紧靠PCP泄油站,避免了在注人泵前进一步泵水和剪切油。

见证结果

2016年2月,NOV在ClearWater工厂 内测试了Moyno PCP泄油站和HGB。过 去一年,当油罐上的液位传感器首次升 高时,操作人员立刻注意到了变化。

新系统运行一个星期后,公司就从 系统收集并销售了一卡车高品质油。在 新系统调试后的头4个月里,每月平均收 集1~2卡车高品质油,且没有进行过清 罐作业。 ClearWater Solutions公司副总裁 Brad Erdman称,相比早期的每年仅回收 1皮卡油,目前平均每年可以收集24~36 皮卡的高品质油。

由于可以在入井以前收集更多的油,公司的总体操作成本下降了,在关井酸化处理前,可使油井生产更长的时间。

Erdman表示,以前每60天需要进行酸化作业,而现在只需一个季度进行一次,甚至频率更低,两次酸化作业的时间间隔几乎延长了1倍。另外,过滤设备的使用数量也减少了,进一步减少了作业成本。

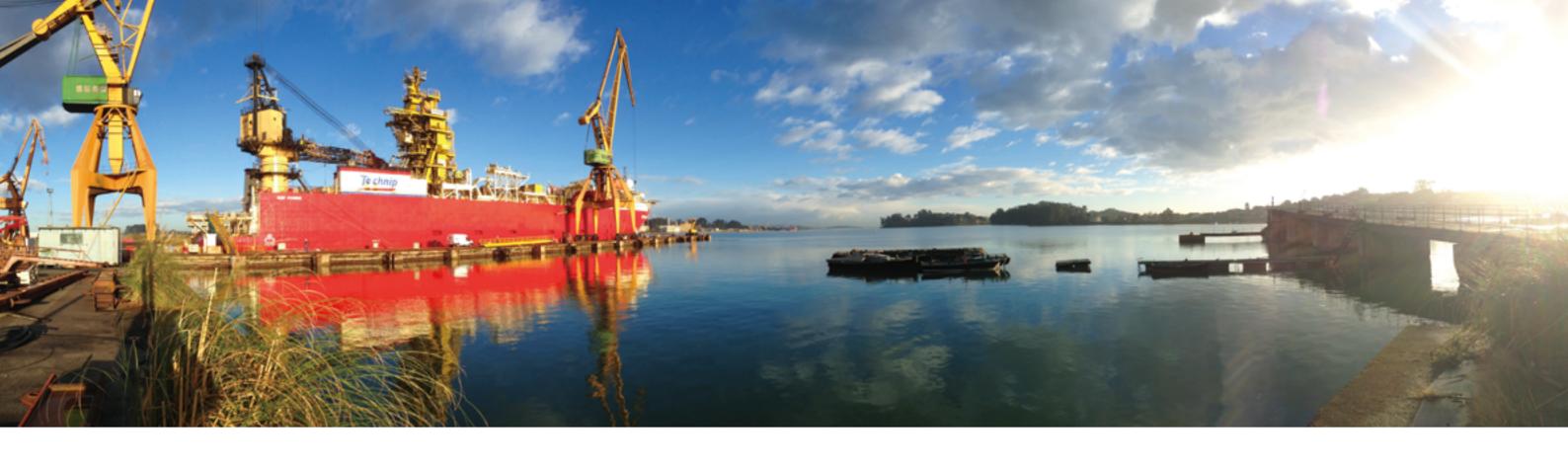
继续建设

基于新的优化后的SWD流程, ClearWater Solutions公司目前正在建设第二套处理设施,引入了Moyno PCP和HGB设计。另外,新设施将采用坚固的、防腐蚀的玻璃纤维管材系统,以及NOV优化后的SWD流程的新成员EZ Skim。该技术正在申请专利,主要用于HGB,以简化从污水罐中回收油的作业步骤。通过开关3个阀,操作人员可以将罐设置为撤油模式,然后离开现场,进行其它作业。

EZ Skim设备将水位设置得恰到 好处,可以回收所有的浮油,而不会溢 出,也不会损坏设备,且不会分散操作 人员的精力,操作人员可以进行其它更 重要的操作,如配合车道上排列成队 的卡车。

撤出的油返回到HGB,然后形成干燥的原油,不会污染销售罐里的油。一旦一个罐装满油后,可以用泄油管排空,无需将宝贵的油压人注入泵。这使操作人员可以将所有罐清空到最低位,获得最大的容量,以接收来自下一波人站卡车运来的水。●





海洋油气技术与装备

海洋中蕴藏着极为丰富的资源,进入21世纪,"谁拥有海洋,谁就拥有未来"已成为世界各国的共识。为 此、海洋资源特别是海洋油气资源开发利用越来越受到世界各国的重视、海洋油气技术与装备的研究也就 变成重中之重。

来自 | M-ISWACO等 编译 | 张永君

据不完全统计,全球已发现海洋油 气田2000多个,海洋油气储量占全部 油气储量的30~40%, 探明率在30%左 右, 尚处于勘探的早期阶段。2000年以 来,世界海上油气勘探开发步伐明显加 快,海上油气新发现超过陆上,储产量 持续增长,海洋已成为全球油气资源 的战略接替区。特别是随着海洋油气 球已进入深水油气开发阶段,海洋油气 勘探开发已成为全球石油行业主要投 资领域之一。

我国高度重视海洋资源开发,建设 海洋强国已纳入国家整体发展战略。党 的"十八大"报告明确提出"要提高海 洋资源开发能力,发展海洋经济",习主 席强调"要扎实推进海洋强国建设,重 勘探新技术的不断应用和日臻成熟,全 点在深水、绿色、安全的海洋高技术领

域取得突破"。当前,正值我国步入"十 三五"发展时期,国家重点实施"一带 一路"和"中国制造2025"发展战略部 署,强化发展海洋经济的信心和决心, 将讲一步支持具有自主知识产权的海 洋装备制造。

当前,从整个世界海洋石油装备技 术领域发展情况分析,海洋装备技术已 经形成3级格局。一是以美国等为代表 的西方国家在海洋装备发展方面呈现主 导领先地位: 二是以韩国、新加坡等国 家为代表的新型势力正在日益追赶国际 先进水平; 三是以我国等为代表的发展 中国家正在加快海洋石油装备国产化

海洋环境条件恶劣,没有高性能材 料作为保障,海洋油气开发将受到很大 制约。近年来,我国海洋石油装备材料 虽已取得长足进步,但与国际先进水平 和我国发展需求相比,仍然存在诸多差 距和不足。首先,对于海洋石油装备关 键及核心材料, 我国尚不能完全自给。其 次,我国海洋石油装备材料应用研究基 础薄弱, 无法对材料的合理选用提供技 术支持。再次,装备上下游企业沟通及 合作不通畅,造成装备领域与材料制造 环节的脱节,导致材料单位无法根据装 备需求研究开发新产品,装备企业舍近 求远采购国外高价材料, 而对国内已开 发的成熟材料不闻不问。

鉴于以上原因,导致我国海洋石油 装备材料的研发及应用无法满足工程 需求,已成为制约海洋石油装备发展的 主要瓶颈。因此,发展高性能海洋石油 装备材料对于海洋油气资源的高效开 发利用有着重要的战略意义。我们可以 通过借鉴国外先进的技术与工艺来提 高自身的能力,为此,本期「石油圈 | 选 取三款国外先进的海洋技术与装备,分 别为M-I SWACO公司的隔水管清洁工 具. JDR公司的水下电缆技术和新一代 海底压缩系统。

M-I SWACO公司隔水管清洁工具

对于深水井, 泥浆顶替海水过程中 所造成的钻井液污染、固体及金属碎屑 会对后期作业产生消极影响,增加运营 成本。传统清洁过程过于简单,效果很 不理想。

为此, M-ISWACO公司所研制了一 款立管清洁工具,该工具联合应用RIS-ER MAGNO BUCKET*工具和RISER PATROLLER*工具, 弥补了传统工具的 缺陷,有效消除了液体绕流的问题,大 幅提高了碎屑携带能力, 是行业内部首 套用于清洁立管内的钻井液垢、固体碎 屑及铁屑颗粒的工具组合。

JDR公司水下电缆技术

在油气行业不景气的情况下, JDR 公司将主要精力集中在了海上发电市场 和制造用于连接风力涡轮机、电网的水 下电缆上,并在该领域取得了一定的成 就。通过在新能源领域和油气行业积累 的技术和经验, JDR公司相信可以将该 公司新能源领域技术引入到油气行业。

比如, JDR公司近三年来研发了一款 用干海上风电的66kV阵列电缆,油气行 业可以将该技术用作"水下工厂"的一个 整体部件。JDR公司可为海底泵、水下处 理设备提供更多电能,为水下工厂,水下 电网等行业新理念提供支持,提高生产 原油的效益和效率,利用新能源领域的 技术进一步提高油气开采效益。

新一代海底压缩系统

由于海上平台空间相当有限,将具 有相同处理功能的设备从地面带到海底 能够有效消除平台设备和海底管线的应 用限制。而水下气体压缩就是一个可以 显著提高许多成熟气田经济效益的新兴 技术。通过将水下气体压缩系统放置到 海底,油气开发商可以加快生产速度,并 消除对昂贵的平台设施的需求。

海底压缩系统可以增加产量、提高 采收率、应对流动过程中相关难题并降 低作业成本。同时,该压缩系统的安装 位置紧靠气藏,具有极好的节能效果。 如果进一步减小海底压缩系统的重量 和占地面积,可以简化安装和操作,提 高作业安全性, 大幅提高成本效益。因 此,世界上几大公司正通力合作,力求 研发出新一代的压缩系统。◎

96 www.oilsns.com 2017.05/06 oilsns vol.18 97



「附文1]

M-I SWACO强势推出业内首款隔水管 清洁工具

传统型清洁工具会导致碎屑再次沉降,清理效果很差。M-I SWACO公司所研制的立管清洁工具弥补了传统 工具的技术缺陷,可有效消除液体绕流问题,大幅提升碎屑携带能力。

来自 | M-I SWACO 编译|姚园

> 随着水深的不断增加,海洋环境及海 底地质条件更为复杂,海上钻井工程面临 着越来越多的挑战。为了应对这些挑战, 全球对海上钻井技术研究的不断深入, 技术水平也在不断突破, 技术装备在海上 油田钻采中的地位也越来越重要。

> 海上隔水管是从海上钻井平台下到 海底浅层的套管,是在钻井作业时隔绝 海水、循环泥浆的安全通道, 上接导流 器,下连防喷器,是一组重要的水下钻 井装备。在海上石油的勘探中,钻井隔 水管是整个钻井系统中重要而又薄弱 的环节,是影响海上钻井安全的重要因 素。因此隔水管的稳定性对于整个石油 的勘探、开采起着重要的作用。

> 深水隔水管结构更为复杂, 受力状 态以及面临环境也将更加恶劣, 其安全性 将直接影响到钻井的非作业时间、钻井成 本以及钻井作业能否安全顺利进行。

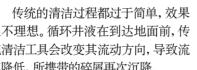
> 因此,对于深水井,泥浆顶替海水 过程中所造成的钻井液污染、固体及金 属碎屑会对后期的完井作业及产量产生 消极影响,并会增加运营成本。

很不理想。循环井液在到达地面前,传 统清洁工具会改变其流动方向,导致流 速降低, 所携带的碎屑再次沉降。

化石油工程服务公司,业务范围包括钻 井液体系及相关产品、完井液体系及工 具、固相控制系统及相关产品、储层改 造和废弃物处理等多个石油工程作业领 域。2010年8月,公司通过与史密斯国际 公司合并成为斯伦贝谢公司的一部分。

管清洁工具,该工具联合应用RISER MAGNO BUCKET*工具和RISER PA-TROLLER*工具, 弥补了传统工具的缺 陷,可有效消除液体绕流的问题,保持 液体高流速, 进而大幅提升碎屑携带能 力。作为行业内部首套特制的用于清洁 立管内的钻井液垢、固体碎屑及铁屑颗 粒的工具组合,实际应用效果理想,已 获得技术认证。

M-I SWACO隔水管清洁工具适用 范围



M-I SWACO公司是世界一流的专业

M-I SWACO公司所研制了一款立

集成化井筒增产技术



2.磨铣后碎屑清除;

3.防喷器射流清理;

4.紧急断开操作。

M-I SWACO隔水管清洁工具优势

1.可清理深水区域立管以及高达30 英尺的防喷器组:

2在深水区域,通过清洁井筒并优化 完井效率, 进而提高时效和经济效益,

3.与SMART 3D Displacement技术 兼容,进一步提升作业效率。

M-I SWACO隔水管清洁工具特性 1.联合应用RISER MAGNO BUCK-ET*工具和RISER PATROLLER*工具;

2.嵌入式清洁单元设计;

3.耐用性能强悍;

4.流动通道大;

5大尺寸、非旋转式刷环设计;

6.脏物储存量可达lbbl;

1.保持连续的液体流道;

8.可多次下井应用。

类似于HEAVY-DUTY WELL PA-TROLLER*工具或其它套管井清理工

具,隔水管清洁工具组合作为SMART 3D Displacement技术的组成构件, 这一 集成化井筒清洁工具兼容了最前沿的化 学、机械及液压技术。

RISER MAGNO BUCKET工具

在立管清洁作业期间, RISER MAGNO BUCKET深水强磁工具(以下 简称RMB工具) 主要用于捕捉回落的金 属碎屑, 可与RISER PATROLLER工具 或PUP RISER BRUSH*抛光工具组合使 用且位于工具串上端,由一系列的强磁 叶片周向等间距排列。

在循环过程中, 井液只能从立管与 RMB工具的间隙通过。一方面,金属碎 屑直接被捕获;另一方面,由于工具上 部流动通道陡然变大, 流速降低, 大块 儿非金属碎屑回落到回收槽内。当循环 完成后, RMB工具便可将捕获的碎屑带 至地面, 工具清理简便, 后续根据作业 情况可重复入井。

RISER PATROLLER工具

该工具可与RMB工具配套使 用, 具备双重功能: 清洁立管内壁; 井液必经通道,可捕获其中携带的 碎屑,储存量可达1bbl。工具装备有 三组非旋转、耐用的刷环, 既可通过 起下钻来刮削立管壁污垢,还有助 于工具组合居中,保障其围绕芯轴自 由旋转。

该款工具无需投球等辅助措施,通 过起下钻便可完成作业。工具下端为筛 管段,外部包裹有开孔护罩,如此结构 设计可有效清除立管内壁污垢。筛管段 和壳瓣段的大流道设计有效避免了起 下钻过程中可能的压力激动或井液抽汲 现象。

RISER PATROLLER工具使用可 有效清洁立管内壁污垢。在起下钻过 程中,嵌入式刷环可有效清除管壁上 残留的碎屑, 掉落的碎屑被截留在筛 管段。RISER PATROLLER工具起至 地面后,利用钻井装置的真空系统进 行清理。 🔾

98 www.oilsns.com 2017.05/06 oilsns vol.18 QQ



[附文2]

跨领域融合 新能源技术 反哺油气行业

多元化发展帮助JDR成功经受住了复杂的海上油气市场的考验,这家英国公司的水下脐带和电缆专家正蓄势待发,准备迎接行业的转变。

作者 | Russell McCulley 编译 | 白小明

与许多长期活跃在海洋能源业的公司一样, JDR电缆系统公司 (JDR Cable Systems) 也随着行业起起伏伏摸爬滚打多年, 使其无论在顺境还是逆境, 均可以获得发展的机会。

在当前油气行业不景气的情况下,JDR公司将主要精力集中在海上发电市场和制造用于连接风力涡轮机和电网的水下电缆上。

10年前,在苏格兰近海的Moray Firth, JDR参与了Beatrice风能示范工程后便开始涉足此行业。该公司为该项目提供了两组33kV电缆,连接一对5MW 涡轮机到Beatrice平台。

10年后,JDR公司获得了一份新合同,为刚刚批准的588MW Beatrice海上风力发电厂项目提供180公里的电缆,该项目位于Outer Moray Firth,由84台风力温轮机组成

JDR公司的其它主要精品工程包括

为大型Greater Gabbard和London Array 的海上风力发电厂提供水下电缆。

James Young于2000年加入JDR, 彼时公司刚开始涉足水下电缆市场。他负责监管电缆和水下生产脐带的设计和制造,水下生产脐带是该公司在油气领域家喻户晓的产品。

2016年, Young被任命为公司首席技术官(CTO), 他将CTO这一岗位的职责描述为"更富战略性,聚焦于公司以外,与行业保持沟通,让行业知道我们在做什么,在研发什么产品,并与客户达成战略共识。"

由于担任CTO, Young负责制定了公司的五年技术"规划蓝图",就已发布的新产品和降本措施来说,这一战略性规划已经开始奏效。

向更高电压进军

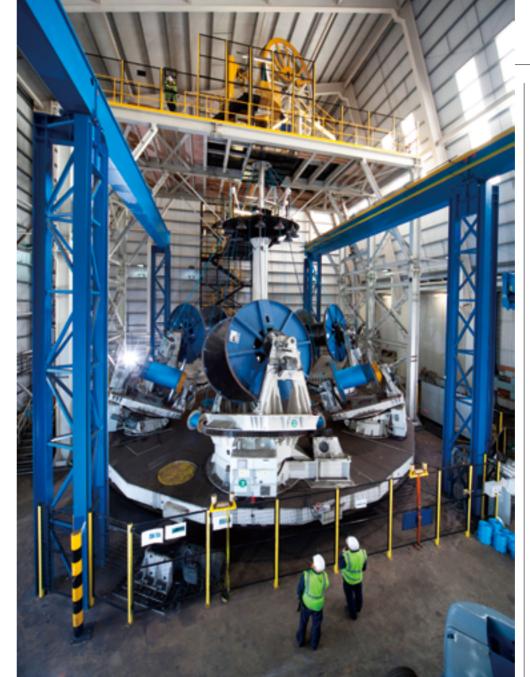
Young表示,该公司已经在新能源领域取得了一定的进展,并且相信有能力将新能源领域的技术引入到油气行业,他对此非常感兴趣。最典型的例子是公司最新的、为下一代更强大的风力涡轮机研发的66kV水下电缆也适用于电需求量逐渐增大的水下系统。

经过3年的研发, JDR近期成功通过 了66kV阵列电缆的资格审核。海上风电 公司可能将首先采用该技术,油气行业 的兴趣在于将该技术视为"水下工厂" 的一个整体部件。

Young称,优化后的电缆可以帮助"推动未来油田的发展"。

Young表示,JDR公司主要为高压输电提供全新的、低成本的解决方案,可为海底泵、水下处理设备提供更多电能,为水下工厂、水下电网等行业新理念提供支持。通过使用更多的电力来驱动泵、压缩机和其它水下处理设备,提高生产原油的效益和效率。

目前,业内有很多超大功率的水下系统,例如用于Ormen Lange水下压缩试点项目,GE的145kV水下电源供应、传输和配电系统。但在油气行业,大多数通过水下脐带传输的电力系统的电压通常为17~35kV,足够驱动电潜泵。



但是随着压缩处理趋于在海床进行,对电量的需求将大幅增加。如果仍然停留在33或35kV,那么压缩设备尺寸将更大,也会有电力损失,这会限制电量传输。

目前,行业感兴趣的是直接使用 66kV的电压传输电能。JDR公司正在积 极寻求未来在油气行业实施该技术的 方案。来自可再生能源领域的创新技术 被重新用在了油气行业,将有助于将更 多电力输送到海床。

扩大业务范围

JDR电缆公司约有500名雇员, 生产活动集中在两个主要的工厂。公司自20

世纪80年代早期,就开始经营一家热塑管和水下脐带生产厂。

JDR的大尺寸电缆和水下脐带生产主要在Hartlepool的码头区工厂进行。Hartlepool工厂于2009年开工,主要服务于海上风力和潮汐能领域,可以制造较长的热塑水下脐带。

2016年, JDR安装了一台卧式成缆机 (HLM), 用于制造复杂的钢管和水下输电脐带。该设备由澳大利亚设备制造商Mali制造, Mali是英国最大的, 也是全球第二大成缆机制造商, 卧式成缆机作为JDR公司垂直成缆机 (VLM) 的补充, 扩大了公司制造加工能力, VLM也位于Hartlepool。

近些年,该公司聚焦于全新电缆和水下脐带以及制造和测试设备。HLM专门用于加工钢管电力脐带,这种脐带可以包含所有从主平台到海床的功能线。

JDR也依靠公司作为热塑软管供应商的优势,涉足修井干预控制系统(IWOCS)业务。JDR目前可以制造压力级别达到103.4MPa的高压软管,一款新的可以应对120.7MPa压力的软管也通过了验证。

JDR公司也增加了试验装置,截止目前,总共测试了超过80种不同横截面配置的IWOCS水下脐带。Young认为对产品进行全方位的测试非常重要,这样公司可以查看不同配置产品的性能,从而确定是否存在潜在的问题。

JDR为深水无隔水管干预作业研发了自给式IWOC水下脐带技术和一体式卷线系统,并且正在将该技术扩展应用到3000m超深水环境。IWOCS水下脐带是该公司主要的产品线,而且还在持续研发改进,承压120.6MPa的软管只能算是中高压级别,JDR已经将研发137.8MPa的软管列入了下一步的研发计划,并且正在积极推进。

Young指出,在当前的油价环境下,需要更加关注水下回接技术,将生产油气井回接到现有设施,比安装新平台更具经济性。但由于生产管道较长,要保障流动安全,需要较高的压力提供动力。Young称,JDR公司的120.6MPa软管获得资质认证是件令人高兴的事,随着油气井压力更高,距离更远,这类技术将变得非常重要。

随着水下技术和新能源技术的发展 成熟,需要更多的跨领域技术,例如,海 洋能源业正在探索使用带蓄电电池的 浮式海上风力涡轮机,为水下采油树供 电。这种系统适用于远距离部署,当应 用于深水时,则需要动态供电脐带,为 水下采油树或各类泵、压缩设备和分离 设备提供电力或作为控制管线。

Young称,将新能源和油气领域的 技术相结合,可以显著降低风险,发挥 这些系统的跨领域优势。 **○**



[附文1]

更小、更轻、更普适 海 底压缩系统日新月异

在Statoil的Aasgard油田领域开创海底气体压缩技术不到18个月之后,该系统的工程师准备推出第二代版本,该版本体积更小,但压缩容量和效果相同。

作者 | Russell McCulley 编译 | 于晓林

> 人们喜欢将挪威海Aasgard油田的 海底压缩系统性能与钟表的可靠性能 进行比较。

"我们可以非常自豪地说,Aasgard海底压缩系统像瑞士手表一样运行,正如我们所说的那样,"Aker Solutions公司的Knut Nyborg表示,呼应了Aker和Statoil公司员工发表的公众言论,"我们非常高兴地看到,自2015年9月启动以来,我们的系统保持了接近100%的工作运行规律性。"

该设备仅运行几个星期后,Aker Solutions公司和德国压缩机制造商 MAN Diesel&Turbo公司就开始研究第二代产品,通过借鉴他们在Aasgard合作过程中获得的经验教训,来推动该技术的发展 (OneSubsea提供的用于湿气压缩的海底压缩系统于2015年10月在 Statoil的Gullfaks South油田开始启用)。

该技术的倡导者说,鉴于该技术的实施,石油行业获益良多。如果压缩位置位于井附近的海底,则会使得采收率显著提高。挪威国家石油公司表示,该技术将Aasgard的Midgard油藏的采收率



从67%提高到了87%, Mikkel油藏的采收率从59%提高到了84%。

虽然海底为压缩设备提供了大量空间,但缩小海底压缩设备的尺寸还是有诸多益处的。组成Aasgard海底压缩设备的模块,每个都是由MANDiesel&Turbo公司的11.5MW高速、无油集成电机 (HOFIM) 压缩机单元驱动,安装在一个20米高的模板结构中,占地面面积为75米×45米,总重量约4800吨。为保证运营商的进度和系统的正常功能,这个尺寸十分必要,Nyborg说。

Aasgard "是一个计划驱动的项目",涉及许多个行业第一和几个技术资格认证。"这使得这项工作一旦开始进行,就很难实施下去。可能在日后当你回想起来,你会发现现实中改进比想象当中更多。但我不认为我们就可以在项目期间有所保留,因为绝不容许失败。它必须从第一次安装到正常操作过程中都要做到顺利运行,"Nyborg说。

挪威国家石油公司就这个战略达成 了协议, Nyborg坚持认为, 该战略是正 确无误的。"这是我们完成目标唯一的 选择,该系统安全可靠。通过测试、调试、启动和连续操作,该系统一直保持着良好的工作状态。"

尺寸缩减

Aasgard团队早就认识到,第一个系统的一些要求在之后的安装中可能不再需要了。为了挑战一些要求并提出改进建议,工程师在整个项目中做了详细的记录,并编制了一份被Nyborg命名为"改进机会"的清单。

"在该项目中,我们必须确定可能 遇到的挑战,日后一起去解决。并没有 像海底压缩百科全书或行业标准这样 的东西。所以我们必须找出所有潜在的 难题,并找到解决方案。"

"在项目实施期间我们发现,如果你有足够时间,你就能进行改进。在下一个项目中,这些改进就可能会是降低成本,减小尺寸和重量。因此,我们指导工程师去发现改进机会,因而我们创建了一个改进机会纪录,从而他们可以纪录下经验教训以及他们想要改善的部分。"

Aker和MAN Diesel&Turbo公司的工 量从155个减少到50多个。

程师利用该纪录清单为简化海底压缩系统概念打下基础,这些公司表示简化后的海底压缩系统的尺寸和重量将不到第一个系统的一半,从而显著降低安装成本。同时,第二代海底压缩系统具有与第一代完全相同的功能,Nyborg说。

"我们的重点是我们所谓的无风险 优化。对于那些顶尖工程师来说,这是 他们做决策的一个明确指标。这意味着 你可以明确的说,优化后的系统与当前 运行的系统具有相同的性能。通过不带 任何风险的改进,并保留Aasgard的所有 功能,我们能够创建一个适合新项目的 优化系统。"

新配置适合所有在标准四口生产井平台的压缩系统模块,因而,这样就不需要再部署一个用于安装的重型提升船只。

该设计将每个机组的模块数量从 13个减少到7个,大大简化了水合物预防 系统,优化了处理管道,并使用Aker Solutions的新型Vectus控制系统及兼容电 力促动器的SIS2,将每个机组的跳线数 量从155个减少到50多个.

成孰技术

MAN Diesel&Turbo石油和天然气上游主管Basil Zweifel说,在海底系统中心安装的压缩机是一个长达十年的项目。

"最大的挑战是使内部部件足够坚固,能够处理井内液气流,"他说。目前在现场有100多台采用MAN公司HOFIM技术的压缩机。"但是他们中的大多数都用于管道气压缩,而管道气既干净又工幅

HOFIM压缩机系统使用高速感应电机和主动磁轴承,减少了干气密封件,润滑油系统和齿轮箱等组件的使用。系统变得更简单,因此更可靠,Zweifel说。

Zweifel还说道:"如果没有这个系统,你会有一个好的起点。当你开始设计,就会涉及质量保证,设计稳健性,以及通过减少不需要的组件来简化系统。为了确保其可用性和可靠性,我们在Aasgard上花了很多精力。

虽然第二代海底压缩系统将比Aas-gard体积更小、部件更少,但压缩机本身保持不变,Zweifel说。

"原则上,我们不想将压缩机做很大改变。我们将采用来自Aasgard的成熟技术,主要变化是关于接口的优化以及海底HOFIM压缩机与井下气体系统的集成。

自从Aasgard的压缩系统投入使用后,MAN就为采油平台系统提供了类似的HOFIM压缩机单元。"鉴于处理水面以上气体的需求,我们开发的海底压缩技术也已被应用于水面项目。

到目前为止,应用结果都令人鼓舞,他说。"我们越来越多地了解到机器在处理质量较差气体方面的效果以及不同气体组成对机器性能方面的影响。这种了解不是来自于实验室,而是来自实际作业,有了深入了解才能为提高气体压缩能力提供基础。因此,我们对该机器的实际工作能力很有信心。"

简单优化

Aker与MAN合作优化了新压缩机系统的电源。电力分配会增加成本,特别是那些长期开发阶段中的高压海底电缆。



"我们一直在寻找一些简单的改进方法," Nyborg说。例如,Aasgard系统的原始计划要求所有模块一次性安装在箱式基架上。然而,重型货运承包商却要逐个提起模块。Aker在第二代的概念中保留了独立提升模块的功能,从而每个机组就不再需要400吨基架。

同样, Aasgard项目要求每个单独的模块, 泵、压缩机、分离器等应该是独立的。通过消除这一要求, 工程师能够将模块进行分组, 并将每个机组所需数量减少了一半。

"这些变化都不会对系统功能产生 任何负面影响," Nyborg说。"把单独的 模块都聚集在一起后,系统的效果会更 好,因为系统的管道和连接器等数量会 变少。"这将反过来减少压降,简化安装 和干预操作,他补充说。

Nyborg说,目前,第三代海底压缩 系统工作也已开始启动,第三代海底压 缩系统即高容量压缩系统,通过进一步 拆除海底泵及电源来简化结构。

"作为主要的泵供应商,这可能看起来有点奇怪,但进一步开发海底压缩系统的第三步就是去除泵,并将气体和任何从井中出来的物质直接导入压缩机。

然而,目前,Aker Solutions公司认为,海底压缩和优化设计的应用实例将激发挪威和其它地区以外的更多项目。

"我们已经设法与第二代相结合,将尺寸减小了50%,并降低了成本,"Nyborg说。"我们已经能够将组件的复杂性和数量减少约50%。这使得整体应用效果更好。该系统工作良好,体积更小,重量更轻,更便宜。由于不需要重型起重船,该系统可以安装在世界上任何地方。"

他继续说道:"世界上有很多大到中等类型的气田,并且当储层压力开始耗尽时,通常需要压缩。越接近井,压缩开发效果更好。海底压缩可以减少二氧化碳,减少环境足迹,如果没有平台,该系统将更安全。"



增产增产增产,重要的 事情说三遍

无论是在哪个时代、哪个领域,"增产"总是人们不停追求的目标。本期技术专题,「石油圈」将分别介绍化学剂、酸压和模拟软件三个方向介绍的油气增产增注新技术。

来自 | Baker Hughes等

编译 | 张领宇

随着美国"页岩气革命"的爆发,非常规油气藏的开发利用已引起国内外专家学者的关注。非常规油气藏渗透率相对常规油气藏较低,典型的非常规油气藏有致密气砂岩层、煤层气层、重油和气体页岩层。尽管我国的石油天然气行业已取得一定成就,但非常规油气藏产业的发展尚未取得实质性进展,所面临的最大技术难点之一就是压裂技术。

自1947年世界上的第一口压裂井在美国Kansas的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,配备高性能、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。

化学剂的绝妙之处

暂堵剂技术是在一定条件下向目的层中泵入暂堵剂,利用层内渗透率的差异,而改变原有液体的流入方向,达到产生新裂缝的目的。在需要增产的地层中使用暂堵剂技术可以降低压裂施工难度、减少分段工具的使用数量,还能够提高单位井段的改造效率,即在段内压出两条以上的裂缝,或使裂缝转向。该技术在提高单井产量的同时,有效降低压裂成本。

在油气井的开采中,石油压裂支撑剂性能的优劣决定了出油率和服务年限。目前在市场上,按照用途和闭合压力分为五类支撑剂:天然石英砂、人造低密度陶粒支撑剂、中密度陶粒支撑剂、人造高密度高强度陶粒支撑剂、涂敷树脂天然砂或人造支撑剂。

AccessFrac增产服务包括BioVert可降解暂堵剂、SandWedgeABC支撑剂涂层和MonoProp高分子合金支撑剂等特色技术。该服务通过大量应用证明能够提高压裂效果,增加储层改造体积及储层接触,提高采收率。

七家作业者在不同的地层使用Access-Frac CF服务进行了超过30口井的作业,完成了450段的压裂作业。相较于传统增产方式,这些井的产能得到了更大的改善。

酸化压裂助力增产

酸化压裂施工是石油天然气开采中的一项重要增产工艺,属多工种的联合作业, 其基本原理和目的同使用支撑剂的常规压 裂一致,两者都是为了扩大裂缝的长度及 其流通性,以增强油层的排液能力。为了获 得良好的流通性,常规压裂要把石英砂或 者陶粒等支撑剂带人裂缝,以防卸压后裂 缝重新闭合, 而酸化压裂则是依靠裂缝表面的不均匀性, 一般不用支撑剂。因此, 酸化压裂只适用于石灰岩或白云岩地层。

酸化压裂是在常规压裂的基础上逐渐发展起来的,针对不同的储层岩性、物性、开发方案、岩石应力、经济优化等压裂特征评估和优选出有针对性的工艺技术。目前在低渗、特低渗油藏中,普通的水驱、化学驱等技术很难起到增产效果,酸化压裂技术在很大程度上解决了这个问题。油藏的特殊性和复杂性也需要对应储层开采特点的酸化压裂技术。

DepSpot采用HC作为酸性物质,根据作业要求不同,酸性可调节。此外,根据压裂作业对粘度的要求,DepSpot还可以设计为线性凝胶或是交联液体。DepSpot系统中包含的酸只有在完全释放的情况下才会与岩层反应,达到压裂深度更深和微分腐蚀的目的,获得的压裂裂缝更长、导流性能更好。DepSpot还具有控制液体漏失的功能,降低酸性药剂用量,提高操作效率、降低成本。

地震模拟为增产铺路

随着技术的发展,常规的水里压裂设计已经不能满足这些非常规油藏的开采需求。例如,在水平井压裂作业中,水平井的位置和长度都会影响压裂的设计,而这在常规设计中常常被忽略。对于比较简单的情况,如甜点区块较大的油井,压裂即可以沿着井筒方向进行;但大多数井的井况是,井筒要通过几个甜点地层,而甜点之间则由性质较差的岩层隔开,这种情况就需要进行更为复杂的多级压裂。压裂费用通常占井筒开发总成本的75%,如能明确作业目标和作业计划,压裂成本就能降低,实现产能的提升。

针对非常规油气藏开采难题,哈里伯顿推出了CYPHER地震模拟服务,能够有效提高页岩、致密油藏的开发经济效益。CYPHER服务将油藏区块信息、精确地质分析与精准工程设计、作业经验有机结合,形成不断捕捉、应用作业经验的良性循环,建立油井性能数据模型,最终提供最适合的解决方案。



[附文1]

AccessFrac有望解决低渗 储层增产难题

针对超致密地层以及压裂后产量急速下降等问题,哈里伯顿推出了AccessFrac增产服务,内含多种独有技术,与传统桥塞-射孔联作系统相 比,可改善支撑剂分布不均等问题,并从多个方面提高产能。

来自 | Halliburton 编译 | 张毅

AccessFrac增产服务包括BioVert可降 解暂堵剂、SandWedgeABC支撑剂涂层和 MonoProp高分子合金支撑剂等特色技术。 该服务通过大量应用证明能够提高压裂 效果,增加储层改造体积及储层接触,提 高采收率。

除了改善长期产能,对于那些需要通 过压裂来增产的油气生产资产, AcceFrac 服务还可以延长其经济年限, 具体组成大 致包括:

- 1独有的化学药剂暂堵系统;
- 2支撑挤涂层技术:
- 3高分子合金支撑剂;

4特殊压裂液、压裂工艺设计及泵送 进度。

AccessFrac服务特别适用于低渗透储 层,特别是页岩层(图1)。该服务也能够用 于提高储层改造体积,同时通过两个流程 大幅度改善储层接触。

依据具体井况制定施工方案

AccessFrac服务有多种配置组合可选,能 够量体裁衣,协助作业人员提高长期产能。

AccessFrac PD服务设计用于提高多层 完井中的支撑剂分布,并确保全部多簇射 孔段得到有效处理。此服务还能够提高桥 塞射孔联作和基于滑套技术的作业效率。

AccessFrac RF服务设计用于重复压裂 作业。该服务能够封隔已射孔段以对之前 被旁通段及新层段进行增产作业。

AccessFrac CF服务用于增强页岩地层 常见的复杂裂缝网络扩展度。而裂缝网络 复杂度的提高能够改善最终的油气采收率 及日产量。

协助解决代价高昂的问题

AccessFrac服务解决了超致密油气开 采常见的两个挑战:

1压裂后产量快速下降;

2.在桥塞射孔联作过程中,大部分 支撑剂进入桥塞附近裂缝, 造成支撑剂 分布不均。除了导致产能下降之外,由 于需要补充由于支撑剂分布不均而形成 的空隙,作业还要消耗更多支撑剂和压 裂液。

技术亮点

新型多层完井

在新型多层完井作业中,相比于桥塞 射孔联作等传统压裂技术来讲,AccessFrac 服务能够大幅度降低完井时间。此外,储 层接触的优化也同时提高了油井的初期及 长期产能。

重复压裂

重复压裂作业中, AccessFrac服务能 够封隔已射孔段,并在新层段进行射孔压 裂。同时,增加现有裂缝的连接体积,提高 储层产量。

问题井

500

450

400

<u>~ 350</u>

g 300

250

등 200

150

100

30

针对井筒内无法下入桥塞的井 况, AccessFracP被证明能大幅改善压裂作 业效果。

完井的井产量比较图

传统方式平均186.3

独有的技术成就AccessFrac服务

除关键的压裂工艺设计、泵送进度以 及专用压裂液设计之外, AccessFrac服务还 包括暂堵剂以及其他作业所需技术。

可降解暂堵系统

AccessFrac服务可在近井地带布置一 种专利型可降解暂堵材料,并在必要时将 其下入到地层内。该材料是业内首款能承 受压裂严苛工况的可降解化学暂堵剂, 用于建立临时封隔,且无需特殊溶剂或其 他地面作业,即可随时间全部溶解。新型 BioVert暂堵材料来源于食品行业, 这就意 味着现场的环境和工作人员的安全问题得 到了保障。

AccessFrac

■ 传统方式

AccessFrac 平均 278.5

在多层压裂作业中,如使用三个压裂桥 塞,那么化学暂堵技术可代替其中的两个。

AccessFrac暂堵剂可以按需特制,能做 到对射孔段和缝网同时形成暂堵, 采用这 种合二为一的防止, 有利于更多射孔组建 立更高的裂缝网络复杂程度,有效提高压 裂效果。

SandWedgeABC导流剂

除上述技术外, AccessFrac服务还包括 SandWedge?ABC导流剂,可实现并维持支 撑剂填充层的强导流性能。此外,使用该 导流剂能够改善特定地层下的支撑剂分布 情况, 进而提高导流能力。同时, 导流剂还 能免于地层物质侵入, 进而造成裂缝堵塞 的情况。

MonoProp低密度支撑剂

MonoProp新型高分子合金支撑剂能 够在裂缝中实现部分单层排布,这就意味 着更高的裂缝导流能力,也意味着更高的 产能。低密度的特性,让MonoProp可以使用 低粘度压裂液输送,并实现均匀分布。相 比于传统支撑剂暴露在闭合压力下容易破 碎的硬伤, MonoProp支撑剂在同等工况下 只会发生变形, 而不影响其支撑导流通道 的效果。

应用案例1

一家作业者在Haynesville页岩项目选用 AccessFrac PD服务来完成7口并最后二三段 的作业。其中一口井,作业者计划对最后 三段同时射孔,并采用AccessFrac PD服务队 700英尺长水平段进行增产作业。

通过连续超过8小时的泵送作业,作 业者对整个射孔段泵入了接近100万镑支 撑剂,4次增产作业都实现返回正压。

哈利伯顿现场技术人员为现场决策 提供了实时暂堵数据及裂缝分析, 协助优 化了分段作业中的每一段,同时为完井收 集了信息。



AccessFrac

■ 传统方式

采用AccessFrac CF压裂的并相较于传统方式压裂的并获得更高产能

Havnesville页岩 通过AccessFrac CF完井服务后的井累计产量与2英里外传统方式

应用案例2

七家作业者在不同的地层使用Access-Frac CF服务进行了超过30口井的作业,完 成了450段的压裂作业。相较于传统增产方 式,这些井的产能得到了更大的改善。

106 www.oilsns.com 2017.05/06 oilsns vol.18 107



[附文2]

DeepSpot酸压增产只需 一种酸液

常规的酸化压裂作业需要使用多种药剂,泵注过程繁琐,浪费大量现场时间。贝克休斯推出的DeepSpot酸化压裂服务只需泵注一种酸性液体,且获得的裂缝效果更好。

来自 | Baker Hughes 编译 | 张德凯

油气作为一种重要的资源(料馆着社会的不断发展,对油气资源的需求也越来越大,加大油气资源的开发也越来越重要。然而就我国当前油气资源开发来看受技术条件的制约油气资源开发效率一直得不到提高,开发出来的油气资源和火满足社会发展的需要,为此,推广油气开发技术的应用十分重要。

酸化压裂技术主要是通过酸液对裂缝壁面物质的不均匀溶蚀形成高导流能力裂缝而实现增产;是石油天然气开采中的一项重要增产工艺,属多工种的联合作业。酸化压裂是油气层改造的重要措施,通过酸化压裂措施的改造,形成一段有效的长度、高导流能力的裂缝用以沟通和连接油气渗流通道,可以实现由井的正常投产及高产稳产。

在酸化压裂作业中,往往需要破裂岩层、酸化腐蚀岩层深处,同时还要防止液体漏失。针对这一作业要求,目前业内要没有一个完整的解决方案。作业过程中总是需要不断切换集中药剂,而不同药剂的注入流程和泵注过程都非常的复杂。

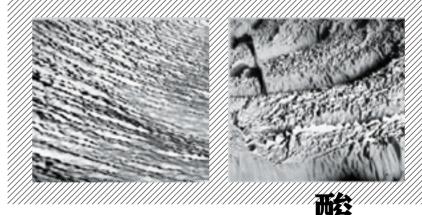


常规酸化压裂通常需要多种液体药剂、复杂的泵注设计和流程,而DeepSpot是一种全新的方案,只需一种药剂即可0完成压裂作业,满足破裂岩层的粘度要求,兼顾慢反应和控制漏失,压裂裂缝更长、导流性更好,还能节约作业成本。

DeepSpot采用HCI作为酸性物质,根据作业要求不同,酸性可调节。此外,根据压裂作业对粘度的要求,DeepSpot还可以设计为线性凝胶或是交联液体。

在压裂过程中,为了获得最佳压裂效果,泵入液体种类通常在交联DeepSpot酸性液体(增加裂缝面积)和线性凝胶DeepSpot酸性液体(提高裂缝导流能力)之间切换。降低两种药剂的切换时间可以降低管道摩擦压力,从而提高药剂的泵入速率,降低马力需求,节约成本。

在实际作业中,反应较快的酸主要作用于近井筒区域。DeepSpot系统中包含的酸只有在完全释放的情况下才会与岩层反应,达到压裂深度更深和微分腐蚀的目的,获得



DeepSpot酸压服务

酸化压裂紧紧排火,DeenSmr获得的裂缝呈流能力更好

的压裂裂缝更长、导流性能更好。DepSpot还 具有控制液体漏失的功能,降低酸性药剂用 量,提高操作效率,降低成本。

DeapSpot采用胶囊破胶剂技术,酸性液体包裹于胶囊内,不会影响注入液体的粘度,避免影响最终作业效果。在胶囊破裂

后,混合液体会保持一定粘度,将不溶物、碎屑等清洗出裂缝,保持较高的导流能力。

DeepSpot系统与常规的混合水、激发气体、酸性缓蚀剂和添加剂都能够完美兼容,降低地层受损程度,最大化作业效率。

DeepSpot服务可使注入的酸性药剂达

到最大覆盖面积,通过切换两种工作模式 可以满足开发商对于裂缝长度的要求。

DepSpot系统中的聚合物会裂解为比常规聚合物更小的分子,所以其对裂缝的清洗工作要好于常规压裂液系统。为了移除体积较大的碎屑,DepSpo的液体会保持一定的粘度,移涂所有不溶物,达到最佳清洗效果。

除上述功能之外,DeepSpot还具有出色的漏失控制性能,确保酸性药剂达到指定作业并段。如果对漏失要求较高,可以添加REAL Acid Diver转向剂来提供额外的液体漏失保障。

油气资源消耗的加剧使得我国社会面临着严峻的油气资源紧缺局面,加大油气田的开发已迫在眉睫。酸化压裂技术作为一种提高油气田增产的重要措施,尽管在国内已取得了较为显著的成就,但是伴随着我国油气开发的加大,国内从业者要想更好地提高油气开发效率,须加强酸化压裂技术的研究,不断完善酸化压裂工艺。

0ilsns vol.18 109 www.oilsns.com 2017.05/06



[附文3]

CYPHER地震模拟有望最大化非常规油井产值

相比于常规油藏,非常规油藏的开采难度更大,通常达不到预期收益。CYPHER地震模拟服务专为非常规油藏设计,覆盖油井的整个生命周期,可谓是非常规油气藏提质增效的利器。

来自 | Halliburton 编译 | 张德凯

随着页岩、致密油气藏开发量的不断增加,油气公司普遍表示,油田的实际生产状况较差,远远偏离着预期生产目标。因此,开发商不得不对非常规油藏的经济可行性进行重新思考。

页岩和致密油藏的沉积、形成状况都不同,所以每一块的油藏性质也不尽相同。油藏的不同地质特性使其具有地层各向异性,这对于钻井、完井以及最终的油气开采都有非常重要的影响,而且这种差异性十分常见,已经困扰非常规油气藏开采作业多年。为了获取最高经济效益,当前唯一的有效手段就是水力压裂,通过扩大裂缝覆盖范围、提高压裂等级,桶油成本相较之前已经有明显下降。

但随着技术的发展,常规的水压裂设计已经不能满足这些非常规油藏的开采需求。例如,在水平井压裂作业中,水平井的位置和长度都会影响压裂的设计,而这在常规设计中常常被忽略。对于比较简单的情况,如甜点区块较大的油井,压裂即可以沿着井筒方向进行;但大多数井的井况是,井筒要通过几个甜点地层,而甜点之间则由性质较差的岩层隔开,这种情况就需要进行更为复杂的多级压裂。压裂费用通常占井筒开发总成本的75%,如能明确作业目标和作业计划,压裂成本就能降低,实现产能的提升。

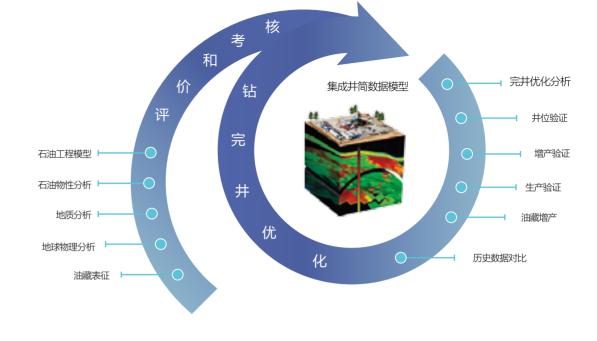
最大化油井产能、最小化开发成本是

开发商不懈追求的目标,这需要精确地执 行压裂作业、选择合适的完井计划,还有 最重要的激活产层,

为了获得非常规油藏的最佳开发方案,开发商与服务公司的合作也是必不可少的。油藏性质变化涵盖了众多学科的知识,从不同角度思考会得到不同的解决方案,若不能将这些结果整合,压裂的有效性、精确性也大多不能满足要求,压裂作业的有效性也会较低,甚至作业无效。

针对非常规油气藏开采难题,哈里伯顿推出了CYPHER地震模拟服务,能够有效提高页岩、致密油藏的开发经济效益。CYPHER服务将油藏区块信息、精确地质分析与精准工程设计、作业经验有机结合,形成不断捕捉、应用作业经验的良性循环,建立油井性能数据模型,最终提供最适合的解决方案。

CYPHER服务不仅能提高油井的经济效益,还能帮助作业者克服页岩、致密油藏开采过程的挑战、优化学习曲线等。CYPHER可以优化井筒轨迹、完井方案、增产作业等等,达到提高油井经济效益的目的。面对非常规油藏的复杂井况,CYPHER具有一款特殊设计的模拟工具,合理应用即可解决作业中的各种难题。哈里伯顿在其丰富作业经验的基础上总结得到了一个集成作业流程,配合CYPHER使用,无需在作业现场进行反复试



验,钻完井学习曲线便可得以优化。

哈里伯顿的综合数据中心包含了油井钻采流程的工艺和数据, CYPHER正是在这些数据的基础上得到的, 可靠性有有所保障。在CYPHER的应用过程中, 地质模拟软件对油藏信息的应用更合理, 通过找到管件数据来优化井筒轨迹、增产措施, 帮助完成钻、完井作业。将数据进行集中整合可显著提高作业团队的效率, 同时也是减低完井风险, 提高整体效益的良好助力。

主要技术优势

1最大化油井产值: 提高可采储量和采收速率:

2地质数据利用更加有效;

3提高地上和井下设备使用效率。

CYPHER不仅是一项服务, 更是哈里伯顿与用户针对提高油田产值的合作: 只有通过合作, 服务团队才能甄别关键油藏参数, 达到最优化钻井、增产的目的, 只有通过合作, 不同区块的油田数据才可能整合, 为集成模拟提供数据, 到达优化页岩、致密油气藏收益的目的。

哈里伯顿为CYPHER服务配备了专 为页岩、致密油藏开发设计的新型模拟工 具,可以分析油藏特性、相互关系及其对 开采的影响,新型软件的分析计算采用多 模型原则,而放弃了传统软件单一的分析 模式,准确率更高。

数据分析更加详细

集成井筒数据模型是油井数据分析和模拟的集合,包含地层数据、机械参数以及必要的石油物性参数。CYPHER的服务团队通过石油物性分析、现场作业规划及地球物理数据分析,构建一个完整的开采模型和油藏增产方案。在生产数据可知的情况下还可以建立完整的压裂模型。

现场规划更全面

分析和模拟结果对于油井的甜点 预测非常重要,如果能准确的掌握甜点 信息,现场就可以进行油井数计算、井 位置选择、井筒轨迹设计和水平段长度 计算。针对不同油田特性存在差异的情况,CYPHER服务团队会根据用户需求和 油田特定状况来完成模拟设计。得益于 CYPHER完整的规划,在掌握了更合理的 井位布置数据后,用户即可通过增加井数 量或减少井数量来提高最终受益。

井筒规划与钻井作业

钻井方案根据CYPHER得到的甜点数据来进行,在准备工作完成后,钻井团队通过实时监测确保井筒覆盖甜点区域,同时保证作业稳定。完井方案设计主要取决于井筒轨迹位置,如果井筒偏离了油气甜点,压裂作业也就没有必要了。CYPHER的模型中包括实时钻井和油藏评价数据,作业者根据最新的数据来执行增产作业,就能降低不确定性、证实

方案完成状况。

完井方案设计

当钻井完成后, CYPHER服务团队与开发商共同设计最佳完井方案,包括压裂位置&范围、裂缝长度&宽度、沿井简分布等。这里的最佳是指:压裂只覆盖甜点区域,无额外覆盖,有效降低成本和作业风险,实现对油藏地质零损伤。同时, CYPHER实时监测、同步完井数据,确保模型数据的及时性。

产能确认

CYPHER服务团队通过对至少90天(投入生产开始计)的生产数据进行分析,并与历史数据对比,确认生产是否符合预期。

CYPHER有效性确认

在得到油田新井的生产数据后,CYPHER服务团队将对该服务的分析及执行有效性确认,使用最新数据校正井筒数据模型,并对后期作业计划进行更新。通过这种连续的模型改进,即使在井况最复杂的油藏开采中,井筒的成本和收益状况也将显著改善。

在以往的作业中,常规技术的结果通常 达不到预期的结果,尤其是在非常规油藏的 开发中。集成并筒数据模型以全球的非常规 油藏数据为基础,使用有效的数据模型促进 哈里伯顿与开发商的合作,能够帮助开发商 优化设计和开发方案,提高作业效率、油井 产能和非常规油藏的整体收益。

0ilsns vol.18 1110 www.oilsns.com 2017.05/06



人工举升技术与装备

人工举升是采油工程的关键技术环节,目前常用的举升技术满足了常规采油的需要,但 同时还存在着效率低、能耗高、检泵周期短等问题。随着工况复杂化,采油成本不断上 升,人工举升正朝着更加高效、节能、可靠的方向发展。

来自 | Baker Hughes等 编译 | 张永君

人工举升的作用是将油气开采至地面,是原油开采中的重要环节。随着油田进入开发中后期,人工举升的地位会越来越突出。

油井在井身结构、产量、流体性质等方面差异促进了人工举升技术的多元化发展。几十年来,已经形成了抽油机、螺杆泵、电潜泵、气举等多种举升工艺,并形成了配套的举升方式优选方法、系统分析方法及系统优化方法。人工举升已经成为一门综合性的学科。

抽油机举升技术

抽油机举升技术已经有近百年的历史。依靠其结构简单、结实可靠的特点,一直占据着人工举升的主导地位。

抽油机虽然耐用,但由于自身结构原因,存在的问题主要有:①系统效率低,据统计中国石油抽油机系统效率仅为24%,②能耗高,资料显示举升系统能耗约占油田总能耗的30%;③存在杆管偏磨,容易造成断杆,管漏等,修井作业费用增加。

地面驱动螺杆泵举升技术

地面驱动螺杆泵举升技术最早是从 国外引进的采油技术,系统包括地面驱动 头、抽油杆、螺杆泵等主要工具,在高黏 度、高含砂、含气井中优势明显,成为继游 梁式抽油机和潜油电泵之后的主力人工举 升方式,尤其是在聚合物驱和三元复合驱 中表现出良好的适应性。

由于地面驱动螺杆泵抽油杆受扭转 和弯曲复合载荷作用,容易发生屈曲与油 管接触,目前存在的主要问题是杆管偏 磨,尤其是在斜井中,问题更加突出。

电潜泵(ESP)举升技术

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 原油举升到地面。

国外电潜泵技术发展较早,研发了系统监控装置,实现了井下压力温度参数的在线测量和闭环控制技术。近年来在软件控制、耐温性能、配套工艺上进一步提升

气举举升技术

气举是通过向油套环空(或油管)注 人高压气体,降低井筒液体的密度,在井 底流压和气体膨胀功的作用下,将液体携 带至井口。气举举升适应高产井,需要气源 和处理装置,地面设备多,一次投资大。

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、杆管偏磨等问题。同时,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。而且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。

因此,发展更加安全环保、可靠、节能、高效的人工举升新技术是采油工程发展的必然趋势,为提高对生产过程中的监测和控制水平,配套的实时监测与诊断技术也必不可少。为在当前低油价的形势下提高人工举升系统效率、降低能耗、提高投资回报率,国内外研究人员做出了一系列的努力,本期「石油圈」将带来其中的三项技术与装备,分别为: 贝克休斯TiransCoil系列ESP系统、Materion公司ToughMet 3抽油杆联轴器以及Artificial Lift Performance公司PumpChecker人工举升管理系统。

TransCoil系列ESP系统

某些地区由于环境或成本等因素使

钻机的应用受到了限制,而这对于需要使用钻机安装的ESP设备无异于釜底抽薪。 为此,贝克休斯和沙特阿美公司共同开发了TransCoil系统,该系统无需使用钻机安装、取消了常规的电机-电缆连接方式,提高了ESP设备的适用性和稳定性。

此外,TransCoil系统采用了全新的电缆设计,将作业深度提高到了12000㎡。且TransCoil系统在高含H₂S等复杂井况下性能依旧优良,设备的运行周期得到了很大程度的提高。

ToughMet 3抽油杆联轴器

据统计,每年页岩地层斜井的人工举升故障耗费的运行成本高达数亿美元,而其中几乎一半的故障与油管或抽油杆联轴器的损坏轴器有关。为降低抽油杆联轴器的损坏速度,Materion和Hess公司合作开发了新型ToughMet 3抽油杆联轴器。

该联轴器由独特的锡-铜-镍亚稳合金锻造而成,能够有效抵抗机械磨损、螺纹损坏以及腐蚀、侵蚀等问题,即使在高

温环境下也能保持其优异的性能,能够最大程度地减少修井次数。实验研究表明, ToughMet 3抽油杆联轴器显著减少了油管失效现象,使得每口井每年能够减少10万美元左右的修井费用。

Pump Checker人工举升管理系统

ESP是一种常见的人工举升设备,目前市场上存在很多ESP厂商,也就存在着多种ESP操作系统,而且不同监测系统的显示界面各不相同,监测人员需要监测多个不同的界面,工作量可想而知。如果一个油田有多口ESP井,不同的监测系统难免会造成生产混乱,甚至会造成严重的问题

为方便工作人员管理人工举升作业、简化工作流程、提高作业效率,Pump Checker系统应运而生。Pump Checker系统将所有数据集成到了一块显示器上,能够自动识别ESP设备问题、预测设备故障,并可基于生产数据提高生产潜能、进行前瞻性管理。 ●



[附文1]

TransCoil系列无需钻机安装ESP系统

通常情况下,ESP的安装、置换需要大量的时间,阿美与贝克联合开发了无需钻机、可电缆下放的新型ESP系统,同时满足节约作业时间、降低费用风险的要求,同时还能提高产量和采收率,可谓是一举多得。

作者 | Baker Hughes 编译 | 张德凯

> 沙特阿美公司和贝克休斯于近期宣 布第一套TransCoil无需钻机安装ESP系 统应用成功,该系统旨在帮助开发商加 快投产速度、降低ESP安装&置换等过 程的操作费用。由于此系统无需钻机, 所以在那些钻机应用受到限制、人工 干预成本高的地区将会更加适用。利用 TransCoil系统,开发商可以最大可能地 缩短停产时间,降低整体作业成本并提 高作业设备的使用寿命。

TransCoil系统由贝克休斯和沙特阿 美公司共同开发,该系统支持倒置ESP 系统的安装,还对电机-电缆的连接进 行了优化,取消了常规的电机-电缆连接 方式,提高了ESP设备的稳定性。与常 规的电缆安装ESP系统不同,TransCoil 没有采用井下"湿法连接"工艺,也就避 免了与之相关的起出、下放ESP设备等 钻机作业("湿法连接"作业失败后需 进行),进而提高了作业效率。

因为作业中需要在连续油管中拖

拉电缆,风险较高,因此TransCoil系统采用了全新的电缆设计,与常规连续油管中的电缆相比,电缆的应用稳定性大幅提高。为了选择最优的电缆材料和设计,贝克休斯的连续油管研发&工程中心对TransCoil的电缆进行了全面的疲劳测试和热膨胀分析。此外,TransCoil系统还提高了电缆的作业深度,常规的连续油管作业中电缆的应用深度极限为7000ft,因为,作业深度过大会导致电缆在连续油管内堆积、磨损,造成设备故障,而TransCoil系统的作业深度提高到了12000ft。

TransCoil系统可应用于尺寸在 4-1/2~9in的套管中,流速最高可达 18000bpd。在成熟油田的开发中,通常 人工干预作业成本非常高,这在一定程 度上限制了ESP系统的使用,TransCoil 可在尺寸为4-1/2的油管内使用,无需提 出管串即可完成ESP设备的置换,能够



节约大量作业时间和成本。此外,与常规电缆下放ESP系统相比,TransCoil还具有另外一大优势—可用于斜井,所以ESP设备可以更靠近产油层,能够更好地提高油藏开发潜力和采收率。

阿美公司的Nasir K. Al Naimi 说: "ESP在我们油田中的应用非常普遍,其中包括很多海上油井,TransCoil 无需使用钻机即可快速完成ESP的置换、安装,为我们节约了大量的时间,经济效益明显。此外,由于TransCoil 系统采用了高级合金材料,在高含H2S等复杂井况中尤为适用,ESP设备的运行周期远远高于其他同类产品。通过与贝克休斯合作,最终研发出了最适于解决我们作业难题的产品,达成了一天之内完成ESP置换作业的目标,我们将继续合作,致力于延长ESP运行寿命,我们的目标是将ESP平均运行寿命提高到10年!"

贝克休斯的Ryan Moore表示,"通过与

阿美公司合作,我们解决了业内最为苛刻的难题—ESP快速置换作业,TransCoil能显著降低作业时间,同时不会诱发其他作业问题。在低油价变成常态的当下,TransCoil的出现具有革命性意义,这证明开发商完全可以从其他角度来解决油田的生产难题、提高油井的生产寿命。"

TransCoil系统特性

1.特有的电缆技术:保护电缆不受复杂井况影响;无论作业深度如何都能保持电缆不受损,业内领先的连续油管技术。

2.底部吸入口ESP系统: ESP设备外径仅为3.75in或是4.5in。

应用案例分析: 中东

在中东某油田,一口井的ESP设备 发生故障急需修井作业,但由于地理条 件特殊,加之钻机作业计划繁忙,钻机 迟迟不能运抵作业现场,导致非生产时 间延长3~6个月,甚至可能会延迟更长的时间。基于上述情况,该油田开发商急需一款替代解决方案来完成该井的ESP回收、安装作业,同时,开发商还要求新系统的作业时间不能太长,以避免更多的经济损失。

贝克休斯与沙特阿美合作开发的无需使用钻机即可完成作业的TransCoil系统完全能够解决上述问题。该系统能够克服井下恶劣条件,即使井液中含有高浓度的H.S.

由于情况特殊,在使用TransCoil系统前,该井已经足足等钻机等了一年的时间,开发商已经损失了一年的收益,因此需要尽可能的缩短作业时间。最终,TransCoil的作业时间(包括连续油管等设备配置在内)比常规的钻机作业缩短了50%,修井费用降低了50%左右。完成作业后,TransCoil ESP系统产量为8000BPD,而且TransCoil作业并没有对井内管串设备造成损伤。 ●



[附文2]

ToughMet 3抽油杆联轴器

Materion公司的ToughMet 3系列抽油杆联轴器由锡-铜-镍亚稳合金锻造而成,强度高,可以抵抗机械磨损、螺纹损坏、腐蚀和侵蚀等、从而能顾减少修并频率、降低生产成本。

作者 | Materion 编译 | 于晓林

> 据统计,每年页岩地层斜井的人工 举升故障耗费的运行成本高达数亿美 元。这些井中几乎一半的故障与油管或 抽油杆联轴器的故障有关。

> > 为此, Materion和Hess公司合作开发



了新型ToughMet 3系列抽油杆联轴器并 对其进行了现场测试。

ToughMet 3联轴器旨在最大限度地提高产量,与传统材料制成的联轴器相比,该联轴器能显著降低人工举升操作成本。

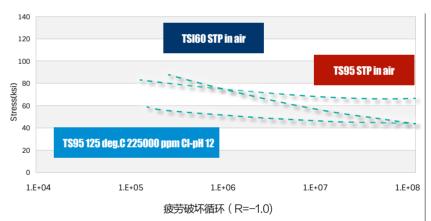
抽油杆联轴器和生产油管磨损是 造成油井故障的主要原因,而ToughMet 3系列联轴器可降低它们损坏的几率。

ToughMet 3抽油杆联轴器由独特的锡-铜-镍亚稳合金锻造而成,能够抵抗机械磨损、螺纹损坏以及腐蚀、侵蚀等。ToughMet 3具有防磨损特性,即使是在高温环境下也能防止生产油管损坏,并保持其强度。在这些属性的共同作用下,ToughMet 3能将与联轴器相关的油井维修频率降到最低,性能远优于其它同类产品。

ToughMet 3抽油杆联轴器用于消除由抽油杆联轴器和生产油管故障引起的生产中断,是最具成本效益的解决方案。

Materion产品营销总监Bill Nielsen 表示: "Materion致力于开发和制造尖端高性能产品,使现场技术能发挥最大的作用。我们很高兴能够展示ToughMet 3





抽油杆联轴器的独特性能,以及该产品是如何降低我们客户的油井维修频率的,此外,该技术还能够帮助运营商降低运营成本,减少生产中断频率进而增加油田收益。"

ToughMet 3系列联轴器疲劳强度

ToughMet 3 TS 95属性

- 1.高强度, 屈服强度>95 ksi;
- 2.疲劳强度>65 ksi;
- 3.高韧性, CVN>30 ft-lbs;
- 4.无磨损,干摩擦系数<0.3;

5.无氯化物应力腐蚀开裂或点蚀,

6.在规定的NACE限值内无硫化物应力开裂;

7.ToughMet 3抽油杆联轴器和转换接头的尺寸符合API规范11B。

实验研究表明, ToughMet 3抽油 杆联轴器在抽油杆柱中使用6个月 后, 没有发生磨损或金属变形。17个月 后, ToughMet 3抽油杆联轴器无磨损或 金属变形移迹象。

结果表明,ToughMet 3抽油杆联轴器显著减少了造成油管失效的最常见原

因之一,从而使得每口井每年能够减少 10万美元左右的修井费用。

如果一年不间断生产,每天生产100桶原油,每桶原油40美元,那么税前收益是150,000到220,000美元。而这一切取决于油管故障修复所需的时间多少。所以ToughMet 3的出现十分重要。

现场试验

背景与挑战

- 1.在巴肯页岩区块11口投产的斜井;
- **2**.通常垂深10,000英尺, 水平段长10,000英尺;
 - 3.含水,砂,盐水含硫成份低;
 - 4.通常每分钟6次泵冲程;
 - 5.L80生产管;
 - 6.井有故障率升高,频繁的历史。

解决方案

在接近表面和深处的偏离部分安装1英寸超薄孔联轴器。

应用效果

- **1.**在17个月的连续生产过程中没有发生故障;
- 2.联轴器100%适合重复使用;
- 3.油井继续生产。 ○



[附文3]

Pump Checker人工举升

管理系统

ESP是一种常见的人工举升设备,目前市场上存在很多ESP厂商,也就存在着多种ESP操作系统,使得开发商的管理系统非常混乱。而Pump Checker适用于所有ESP设备,能够大幅简化操作、监测,还能自动识别设备问题、提高生产潜能。

来自 | Artificial Lift Performance

编译 | 张德凯

有些人会以艺术的眼光来看待人工举升优化,而从工作性能的角度看,设备优化确实是一门科学,其中,冷静的头脑、井筒&机组数据的自动化分析必不可少。

然而这在实际作业中困难重重,因 为整个分析过程需要大量时间和成本。 在当前的人工举升市场中,每个ESP(电潜泵)厂商都有自己独特的监测系统,这意味着开发商需要学习多种监测系统的使用方法。而且,不同监测系统的显示界面各不相同,监测人员需要监测多个不同的界面,工作量可想而知。如果一个油田有多口ESP井,不同的监测系统难免会造成生产混乱,甚至会造成严重的问题。还有非常重要的一点,每种监测系统只显示ESP设备的数据,并不对相关数据进行分析,也不能识别设备、油藏存在的问题。开发商得到的最直观信息便是ESP是否运行,要获得井下状况信息或是获得问题反馈,往往会存在信息滞后的问题。

针对ESP系统混乱的问题,业内 急需一款能满足如下要求的ESP操作 系统:

- 1将所有数据集成到一块显示器上;
- 2.自动识别ESP设备问题;
- 3.预测设备故障;
- 4.基于生产数据提高生产潜能;
- 5.讲行前瞻性管理。

现在这些不再是奢望,人工举升管 理系统Pump Checker能满足上述所有 要求。



Pump Checker系统介绍

首先, Pump Checker将所有实时数据和数据库的历史数据集成到一个平台, 所有数据均储存于一个数据库中, 方便使用。运营商可以选择将监测系统置于独立服务器或是云端, 整个系统为即插即用型, 安装简单。

之后Pump Checker会在所有数据的基础上对每口井、每套ESP设备进行标准化分析,这意味着操作人员只需学习一套操作系统,这就可以节约大量的培训费用,降低操作失误率,简化加速问题分析、生产优化流程。更重要的是,使用了PumpChecker之后,系统会自动分析所有井的生产状况,同样适用于之前研发的系统

同时,该系统也会实时收集所有设 备和油井的信息,显示界面的数据也更 加全面。

Pump Checker最突出的功能就是区分设备问题和油藏问题,可以直接分辨出泵是否出现了磨损,而且结果十分准确。除了识别设备泵等设备问题,Pump Checker还有一套完整的工作系统可以分析设备故障,然后得到设备的状态数据,使得设备的使用更加合理,延长设备使用寿命。

Pumn CheckerIカ数

在出现产量降低的问题后,应该首先了解产量降低了多少,泵磨损或油藏流道受阻都可能导致产量降低,这些也要进行分析。Pump Checker系统会对泵的性能进行分析和评价,进而得到直观的分析结果,之后给出分析报告,结果直观明了。

有了这份分析结果,操作人员就可以将时间集中在解决问题上而不是用来分析复杂井况。可以说,有了Pump Checker,操作人员可以随时发现泵存在的问题,无论是泵轴断裂、吸入口堵塞、叶轮磨损还是其它问题。

通常来讲,一名油井生产专家分析 井况需要7个小时,井况复杂的井甚至 需要一整天的时间。而Pump Checker能 够大幅缩短分析时间,工作时间几乎可 以以秒计,而且所有过程自动进行,只需 普通的操作人员即可完成。

Pump Checker的监测功能是实时、连续的,当被监测的ESP出现磨损等问题时,该系统会自动报警,操作人员就可以明确设备何时发生的问题,及时更换设备也能为开发商节约大量的成本。

将所有数据集中于一个界面是一个伟大的创意,只需点击LOWIS, EWF, State Sites, O即可激活分

析功能, 检查井下出现的状况, 整个过程所需时间非常短。

——生产工程师, Rocky Montains

Pump Checker的工作覆盖范围可变,即:可只检测一个泵的运转也可以同时监测上千套设备,且不会影响监测、分析结果,也不会增加操作费用。所以开发商无需担心操作费用的增加。

在低油价时期,任何一点产量的降低都是非常严重的,当油价为40美元时,每口井每天产量降低100桶就意味着每年会流失150万美元的收益。

应用结果

目前, Pump Checker已用于监测2000多套ESP系统,在最初的应用中, Pump Checker只用于监测几套设备。在一次应用中,该系统及时发现了四口井中的生产潜能,将产量提高了705bpd,为开发商带来了1000万美元/年的收益。

另外一家开发商使用Pump Checker 监测11套ESP设备的运转,其中一口新 井的产量非常低,ESP供应商认为是储 层流动出现了问题,而Pump Checker分 析结果确定产量降低是由于ESP设备造 成的,更换ESP设备后,该井产量提高了 82lbpd。 ●



ESP+防护罩 大斜度井 生产无忧

水平井和大斜度井的应用能够大幅度提高井筒与储层的接触面积,进 而提升生产效率,但同时,地层中溢出气体的量也会随之明显增加, 这会对ESP设备的使用造成极大的困扰。贝克休斯为解决这些问题, 大力研发了新型ESP系统。

来自 | Upstream 编译 | 白小明

在非常规井中, 电潜泵 (ESP) 系统出现故障的频率经常高于正常值, 因此, 研究人员越来越多地关注延长ESP寿命的研发工作。研发工作要面对的首个基本问题便是电潜泵不断变化的作业工况。

贝克休斯人工举升生产线总监 Nathan Holland表示,"非常规井的工况 处于动态变化之中,每天都不同。"

电潜泵使用中面临的挑战包括安全将ESP下人大斜度井、解决产量骤减问题、解决气体段塞流问题以及产出流体变化等问题,这些问题通常导致单井一年内需要频繁更换ESP系统。

Holland称,"我们希望能够提供一种适用于单井整个生产周期的解决方案,随着我们对井况(即产量骤减、高含蜡、大斜度井)的不断了解,我们认识到需要采取一些重要举措。"

其中之一便是确保ESP不被损坏,安 全下到位。

"首先, 你需要保护好ESP设备, 尤其是在下入安装的过程中。"

实现上述目的的方案是给ESP系统



增添一个护罩,即使是在小曲率半径的 弯曲井段,护罩也能使ESP在下入套管和 安装过程中免受损坏。添加护罩的方案 之前主要用于给马达降温,它可以在ESP 系统与实际套管之间形成缓冲带。

Holland表示,"在将设备下入到斜井中时,设备会与套管产生摩擦,而现在护罩代替ESP承受了摩擦力,因此我们从根本上避免了下入过程中ESP损坏的问题。"

对于7in的套管井,可以采用5-1/2in的护罩,下入外径为4in的400系列ESP。对于5-1/2in的套管井,可以采用4-1/2in的护罩,下入外径为3.75in的300系列ESP。

为提高钻井效率和井筒稳定性,作业公司通常更喜欢小尺寸的套管。Holland介绍说,"我们一直在跟踪作业公司使用的套管尺寸,如果套管尺寸继续缩小,我们也将改进设备来适应小尺寸套管。"

一旦ESP系统人井后,必须能够经得起气体段塞流和生产流体变化等工况。

Holland 解释道,"一旦井底压力达到 某个值,进入井筒的气体量将高于初始 值。在斜井段,将形成气液波动面。随着 流体从储层进入井筒, 越来越多的气体将 从储层释放并聚集在波动面的高端。"

最后,形成的气体段塞流被打破,沿井筒向上返出,置换液相流并使生产中断。

Holland称,"这与以前ESP的正常作业环境不同,这并不是ESP的理想作业工况。"

解决气体段塞流的第一步是检查 ESP系统吸入口的朝向。

Holland表示,"随着流体进入斜井

段,气体中的液相变得活跃,打破了正常的流态,并形成泡沫,从而很难被采出。为此,我们研发了减缓气体干扰的设备,专门用于斜井段和水平段。防气侵泵(Gas Avoider pump)的吸入口采用了重力杯技术来改变工具吸入口的朝向,可以有效关闭工具高端的吸入口,引导气体沿套管向上,而流体可以继续从工具低端流入泵内。"

防护置

之前的护罩工作寿命有限,最终贝克休斯决定全方位封装ESP,以改变ESP的工作环境,他表示,"在井筒内再形成

一口人工井, 这便是我们当初如何设想 CENesis PHASE的。"

上返出井筒,同时流体进入护罩,完全 浸没ESP,气体段塞流始终不会进入ESP。

他表示,"该技术类似于在套管内形成一个小的流体池,可以将累积在护罩里的液体泵出到地面,而气体则不会进入ESP系统。"

护罩的长度可以根据情况改变,根据油田及邻井数据,油服公司可以插值确定段塞的长度,再设计出足够长的护罩系统来保护ESP系统。

ESP泵出护罩内的流体时会产生热量,需要冷却马达。该系统设计采用一个含有一系列小直径管柱的循环系统来冷却马达。

另外,贝克休斯使用其AMBIT服务来监测和远程控制ESP。Electrospeed Advantage无级变速ESP配合MaxRate软件,通过自动清除聚集的气体以及控制压降速度,可以减缓因含气量高带来的生产干扰。

Holland称贝克休斯已经使用了固相

清除工具,如除砂器和防砂罩,来确保 CENesis PHASE不会成为一个积砂点。

应用塞例

截止目前,贝克休斯的CENesis PHASE在美国人井已超过1000次,Holland称,该工具可以应用于任何受气体段塞流困扰的井况。

首套系统已入井3年多,现场作业人员用它代替了之前平均战争时间小于年的设备。

俄克拉荷马有一口井,套管尺寸为7-1/2in,已经采用气举生产了很长时间,但是作业公司始终无法将井底压力降低到预期值。该油田其他井的井底压力在到达该预期压力值时,必然会遇到气体段塞问题。Holland称,此井是采用该技术的"理想候选井"。

生产记录显示,压力达到目标井底压力值时,会出现大段较长的段塞流。随着CENesis PHASE系统的使用,作业公司成功将井底压力从683psi降至150psi。最终,产油量提高了19%,产气量提高了43%,ESP的使用寿命延长了73%。 □



变废为宝? 干式采油树助力深水油气 田开发

最近,一种以干式采油树完井为核心的新式生产概念的诞生,降低了深水下第三系高压油气藏的钻井开发成本,重新赋予了其开采的经济价值。

来自 | Upstream 编译 | 周诗雨

历史上,随着石油天然气行业对 墨西哥湾深水资源开发程度的加大, 就生产设施和基础设施的成本而 言,油公司面临着极大的经济风险。

虽然深水的钻完并作业比在陆 上或浅水中的更贵、更复杂,但这通 常也只占了深水开发所需总费用中 的一个小部分。

然而,最近下第三系油气藏的发现为油公司带来了一系列新的挑战, 与此同时,钻完井的费用占比可能不再是一小部分了。

这些下第三系储层所处水位极深,泥浆管关井压力可能会超过15,000psi,这就意味着人们需要新的水下技术。

此外,第三系中新世的开发井总 测深 (TMD) 一般在15,000~20,000 英尺左右,但下第三系的井深通常超 过30,000英尺。穿过这些储层的定 向井总测深可能达到40,000英尺。

对于每口下第三系井,油公司通 常需要花费近一年的时间来完成钻 井、完井和回接工作。探井的成本可 能超过3亿美元,钻井和测井作业需 要6个多月。因此,钻完井成本已经 取代了设施成本,成为了开发方案 选择时需要考虑的主要因素。

鉴于存在的这些技术和成本难题,加之油价下跌的市场情况,一些墨西哥湾的经营者正在减少或出售他们持有的这些资源,这些曾被认为是具有高度吸引力的长期深水资源。

那么如何解决下第三系面临的困境呢?根据Roy Shilling和Howard Day两名专家的说法,可以采用一种分阶段开发方法,并以干式采油树替代海下完井。这两位专家和其他经验丰富的深水专家们一起创立了Frontier Deepwater Appraisal Solutions公司。

该公司称,与需要回接到大型中央生产设施的海下完井技术相比,使用干式采油树完井,再结合他们公司的生产评估系统(APS)可以将下第三系井的开发成本和所需时间减少50%。

APS也适用于海底完井,可提供 无法从评价井的静态岩心和测井数 据中获得的关键动态生产数据,推 动及时有效的评估工作的开展。 Shilling指出,在美国海湾BP 石油公司的Kaskida和Anadarko的 Shenandoah区块可作为典型例子来 说明石油公司决策者在下第三系项 目中面临的困难。

Kaskida区块于发现2006年,Shenandoah区块发现2009年。 尽管这两个区块的储量估计值有数 十亿桶,但两个区块都还没有批准 开发

阿纳达科在2016年第四季度开始钻取该区块的第六口评价井,这距离区块的首次发现已经有七年多了。

数据理律

许多下第三系区块开发时面临 的阻碍是,20K海底技术的不成熟 以及储层和完井产能数据的缺乏。

作业人员只能从生产评价系统 获取信息,但这些信息对于人们认 识断层、地层连通性、储层驱动方式 以及其他基本问题(如是否需要防 砂等)是必不可缺的。

而海洋能源管理监管执行局则 让问题更加复杂,他们要求如果区 块的租期超过了首个十年,则为了保



证租赁的有效性,油公司必须每隔180天进行一次油井生产。

在大多数情况下, Shilling说, 评估阶段可能需要花费公司10亿美元, 但这也提供不了必要的动态储层数据。

在最初10年租赁期后,油公司必须继续评估作业,直到他们批准开发或决定放弃资产。

Day表示,为了大幅度缩短这个 漫长昂贵的评估期,同时收集必要 的数据帮助进行明智的开发决策, 油公司需要一个可以在早期评估期 内部署的生产评估系统。

而这种分阶段开发方式可帮助油公司开发储层并收集动态完井数据。

"重要的是,这种方法还能够节约项目成本,同时大大降低风险,"他说,"这是Frontier公司生产评估系统的核心战略。"

Frontier公司计划利用当前钻机市场供应过剩的优势,以较低的成本收购高容量的超深水半潜式移动海上钻井设备。

该公司计划将该设备转变为一个集钻井、完井、干预作业以及生产为一体的设施,每天产6万桶石油,

规模中等但有盈利空间。

在改装平台的时候,要求可移动 井架结构能够支撑五口配有浮力支 撑顶张式回接立管的干式采油树。

尽管海底泥线处的关井压力可能大于15,000psi,但深水油柱的存在会使得APS系统地面井口处的关井压力小于15,000psi。

因此,该系统可配备现有的标准 地面井控和生产部件。当发生极端 事件时,可通过固定的聚酯扩展式 系泊系统将浮式设备固定到站上。

Frontier之所以推荐使用干式采油树,是因为它们能够在不影响安全性的同时提高作业效率,降低钻完井成本。

同时还能实现有效的监控、维护和增产作业。

Day说:"这些应用于下第三系的干式采油树能够使用全额定压力的双屏障生产立管,可以配备永久系泊设施,地面的BOP设备也更加简单、可靠、也更好监控和维护。

"地面BOP的使用则避免了BOP上部隔水管中的气体问题。在墨西哥湾漏油事件之后,这是一个非常受重视的安全问题。

Shilling称: "APS还能帮助油公司收集有用的动态生产数据,同时还能实现盈利。这样,油公司就可以布设生产井,免得浪费多年的时间去钻那些成本极高的非生产评价井。

干式采油树还能简化油气井监测、电缆测井和干预作业,井下电泵作业也更容易。与水下油井相比,这一点可以显著提高井油气井产量和油气藏的采收率。

Dryier说,干式采油树的这些特性组合在一起能够显着降低下第三系的开发成本,提高产量、采收率和净收入。

Shilling说,使用配备干式采油树的Frontier APS系统,可以将下第三系储层油气井的经济极限从目前的每桶80美元降低到每桶50美元以下,还能为油公司提供优化长期开发方案所需的动态数据。

目前, Frontier正在与油公司、钻井承包商和设备供应商商谈系统的研发事宜。

据估计,若利用现有的技术,该系统大约可以在三年内交付。该系统成本将低于专用半潜式平台成本的一半。



斯伦贝谢ENVIROUNIT 就地处理海洋废水 方 便快捷

海上平台作业会产生大量的废水,常规方法作业成本高且作业风险 很大。斯伦贝谢推出的ENVIROUNIT废水处理系统可安装在钻井平 台上,废水初步处理后大部分可满足排放标准,还能回收利用废钻井 液、大幅降低运输需求。

来自 | M-I SWACO 编译 | 张德凯

> 海洋钻井废水的常规处理方式 要耗费大量成本,无法回收废液中的 高价值钻井液也会造成浪费。无论是 含有被污染的钻井液、完井液的废 水,或是维修作业、储油罐、管线、甲 板清洗产生的废水,甚至是收集的雨 水,全部要运回陆地处理,或者直接 注入地下。将废水运回陆地处理的费 用非常高,而且运输船在运输废水后 需要彻底的清洗,进一步增加了费用 和废水量。此外,无论是将废水船运 回陆地处理或是重新注入地下,都不 能将废水中的油基钻井液回收再利 用,增加了钻井成本。

> 面对上述难题,斯伦贝谢子公司M-I SWACO率先行动,对海洋钻井和生产废水陆地处理系统ENVIROCENTER进行了升级改造,得到的全新ENVIROUNIT技术可直接安装在海上平台,在源头解决废水处理问题,已经获得了业界的广泛认可。与上

一代产品ENVIROCENTER相比,ENVIROUNIT也能回收、再利用废水中的油基、合成基钻井液,由于是从污染的源头起作用,效率更高。ENVIROUNIT操作简便,在平台上就解决了废水处理问题,大幅降低了成本和作业风险,处理后的废水符合直接排放的环保要求,还能将处理过的废钻井液重新投入在用的泥浆系统使用。

为了满足不同平台的作业需求和空间限制,ENVIROUNIT一共有四种类型,根据钻井液的污染程度,ENVIROUNIT的废水处理量在10~100m³/天。ENVIROUNIT的处理性能可靠,可处理油水比在20/80以上、密度在1.1~1.4g/ml的钻井废水,处理后可达环保排放标准。

ENVIROUNIT废水处理系统 是M-I SWACO废水处理"减少、回 收、重复利用"金字塔的重要的一 环,对于残余油含量高的废水尤其 适用。

无论是新平台还是旧平台, ENVIROUNIT废水处理系统只需一名操作人员, 而且该操作人员还可以同时进行其他作业。

ENVIROUNIT技术特性

- 1.几乎可以彻底处理各种废水;
- **2.**两种设备布局,满足不同空间和处理要求:
- 3.设备在开放空间和密闭空间 都可使用;
- 4.如需要,可与现有混合系统等配合使用;
- **5.**符合DNV 2.7.1、NS5820 、NORSOK和ATEX标准;
- **6.**对处理后的污水进行排放前 烃含量检测,确保排放达标;
 - 1.可处理洗井废水;
 - 8.废水处理只需三步,操作简单。

ENVIROUNIT技术优点

- 1.平台废水运输量减少90%;
- 2.将运输要求降到最低;

- 3.可回收、重复利用钻井液;
- 4.降低陆地废水处理负荷; 5.操作简单,对操作人员要求低;
- 6.满足现行环保、设计标准;
- 7.可全程追踪废水路径;
- 8.减少废水运输船清洗时间;
- **9.**减少运输船清洗需求,避免产生清洗废水。

废水处理直接有效

在设计之初,ENVIROUNIT就是一种操作简单、直接的废水处理系统,在废水产生的源头即开始收集、分离废水中杂质,之后继续处理至杂质聚集沉降,达到脱除杂质的目的。通常来讲,ENVIROUNIT系统专门有一个储罐来收集污染程度轻、可直接排放的废水(如雨水、游离水),另外还有储存污染较严重的废水罐(如储罐清洗得到的沉淀物)。根据处理方式的差异,油基钻井液或水基钻井液分别收集在不同

的储罐中。

在 将 废 水 分 类 收 集 后, ENVIROUNIT废水处理系统的 工作流程分为以下四步:

1.废水分离罐

将废水从废水储存罐输送至ENVIROUNIT系统下端的破乳分离混合罐,加入破乳剂后,合成基/油基钻井液中的原油、杂质沉积在分离罐底部。沉积完成后,罐上部低杂质含量的清水通过潜水泵排出至ENVIROUNIT系统上端的清水处理罐(第二步),沉积的杂质经过振动筛过滤后输送至泥浆处理系统。杂质收集后输送至2个体积为4.2m³的球形不锈钢罐中,进行初步分离,每个分离罐都配备一个振动器、进料泵、出料泵以及排气泵,可随时将分离出的清水排出。

2.絮凝罐

将上一步从破乳、分离罐得到 的低杂质含量的回收水注入水处理





罐,振动搅拌,加入特制的皂十类絮 凝剂与水混合。絮凝反应充分后,关 闭振动混合装置,含杂质的絮状物(含有油类和其他杂质) 将沉淀在罐 底部。之后利用潜水泵将罐内上部 清水抽到过滤系统(第三步)。

将罐中上层清水抽出后,底部沉 积物被输送至淤泥回收船,之后该 分离罐继续注入来自步骤1的废水 讲行处理。

该步骤产出的清水洋入4.2m3的 球形不锈钢罐, 通过絮凝, 振动, 注 入泵、排出泵、排气泵的配合,将得 到的清水排出。

3.流量监测过滤

为了保证连续排出的废水符合 环保法规要求,排出水要先由水处 理罐输送至流量监测过滤单元。

过滤的第一步是10 µ m级的过 滤筛, 过滤后的液体进入聚合物、原 油、脂肪吸收过滤区,最后经过活 性炭过滤。该过滤单元的最高工作 压力7bar, 配备了一个等级为7.5bar 的安全阀。

4.絮凝杂质脱水

当絮凝杂质储罐量达到要求,即 将絮凝物从储罐输送至高压过滤区。

通过高压过滤,絮凝物中的干 性杂质体积分率将从2%上升至70% ,废水脱除率可达90%。

ENVIROUNIT是业内第一套 可以在钻井平台使用的废水处理系 统,是同类产品中的翘楚,奠定了钻 井废水、生产废水处理、循环及钻井 液回收的标准。由于ENVIROUNIT 的出现, 运返回陆地处理的废水减 少了90%以上,该技术不仅能回收利 用废水中的钻井液,还能回收船洗 废水中的残余物。

正是意识到了作业现场废水分 离的重要性和经济性, M-I SWACO 将新的概念与原有陆地废水处理 技术相结合,推出了海洋废水处理 回收系统ENVIROUNIT。在平台 上进行钻井废水的处理回收能够 有效降低废水运输量以及相关的



作业风险和成本。更重要的一点 是, ENVIROUNIT直接在钻井作业 现场作业,可实现废水处理、排放的 全程追踪。

废水的来源很广泛,例如,平台 设备漏失的水和雨水会造成腐蚀, 必须回收,而常规的钻台清洗作业 等产生的废水通常含有大量残渣, 也必须回收处理。然而,在所有种 类的废水中, 污染最为严重的废水 来自完井和钻井作业, 这类废水通 常包括:

- 1.含烃废水:
- 2.含水或水基钻井液的油基钻 井液;
- 3.含油或油基钻井液的水基钻 井液:
 - **4.**完井液。

ENVIROUNIT系统操作简单, 对于轻微污染的1类和2类废水均 可彻底处理。其中,1类废水的杂质 含量最低,油含量低于1000ppm, 固体杂质含量低于1%;2类废水 油含量在1000ppm至35%之间, 固体含量低于5%。对于这两类废 水, ENVIROUNIT的处理效果非 常好,同时能够实现钻井液等高价 **值液体的回收利用。**

3类废水的杂质含量更高的,油

含量高于35%,固体杂质含量高于 10%,同时还含有聚合物、表面活 性等其他添加剂。ENVIROUNIT 也可以用于处理3类废水,但处理 能力有限,通常处理后的废水还要 收集、运至陆地由M-I SWACO的 ENVIROCENTER废水处理系统做 进一步处理。

ENVIROUNIT废水处理系统 还可以处理不同性质的洗井废水, 不过该过程需要配合使用平台上 的废水预处理罐。在此类应用中, 平台要有足够的罐藏能力,确保进 入ENVIROUNIT处理系统前脱除 废水中的大部分水相。实际应用表 明, ENVIROUNIT可将洗井废水中 的废物清除40%以上,对干海水或是 盐水灌注的井, 废水处理效率更高。

案例分析

ENVIROUNIT系统为刚果某公 司节约废水处理费用1000万美元, 将45口井的废水运输量降低79%。

降低废水处理费用 提高QHSE 水平

刚果某深水油田有45口井,开发 商非常需要一种廉价的废水处理、 运输方式。其中两个平台 (Tungsten Explorer和Ocean Rig Apollo) 距 | 剂混合, 脱除水中的油类及其他污 | 成本3000万美元。 O

离陆地约100km, 废水运输的挑战 | 非常大、成本极高。此外,这两个平 台在雨季要收集约80m3的甲板废 水,使得废水处理方案更加复杂。

由于平台上缺少废水处理设 施,开发商不得不将废水收集储存, 将所有储罐填满后,由第三方公司运 回陆地进行处理,每吨废水的处理 费用高达700美元。整个过程需要 大量的供应船,而且将废水运至陆 地后,运输船的清洗过程也非常繁 琐,作业过程中大型吊装工具的使 用也会增加QHSE风险。为了解决废 水处理难题,开发商需要一种既能 将平台废水量降到最低, 同收利用 高价值钻井液,又能降低人工成本、 作业风险、环境风险和船运要求的 废水处理技术。

ENVIROUNIT系统

M-I SWACO的水处理专家向该 油田开发商推荐了ENVIROUNIT 废水处理系统,可同时满足降低船 运废水量、回收高价值钻井液的目 的。ENVIROUNIT处理废水主要 分为四步来完成:

- 1.分离和破乳阶段,回收油基和 合成钻井液,可重复利用:
- 2. 将分离得到的回收水与絮凝

- 3.将第二步中得到脱杂质废水 进行三级流量监控过滤,测量满足 环保要求后,可直接排放;
- 4.最后一步,将絮凝阶段得到的 杂质进行压滤、干燥,压滤过程可以 脱除90%以上的水, 使得到的压滤 产物固体含量达70%,大大降低了 船运要求。

节省1000万美元

根据当地环保法规要求,油 类杂质含量低于30ppm的废水就 可直接排放, ENVIROUNIT处 理的大部分废水可直接在平台排 放。ENVIROUNIT系统大幅降低 了船运废水量,还减少了吊装作业 及废水储罐的内部清理工作,整 体作业的QSHE水平得到提高。此 外, ENVIROUNIT还降低了废水泄 漏几率、废水运输船数量以及相关 作业造成的环境影响。在最初的14个 月内,该开发商共处理废水16500m3 ,节约成本1000万美元,同时还成功 回收利用了315m3合成基钻井液。与 以往的废水相比,船运废水量降低 了97%,每月节约废水处理成本50万 美元,每年可节约废水处理成本610 万美元,在5年开采计划中就可节约

126 www.oilsns.com 2017.05/06 oilsns vol.18 127



深水成本两倍于页岩油 迟早得出大事

二叠纪页岩油气的崛起,会不会成为深水油气开发的阻碍?

作者 | Neil Macintosh 编译 | 吕姣

2000年,巴西桑托斯盆地获得深水盐下油气大发现,石油行业为之振奋。随着技术的不断发展,海上油气开发将进入更深的水域。

近来,油气巨头埃克森美孚正在 洽谈,争取进人巴西深水油气资源的 权限。谈判还讨论了关于购买巴西政 府今年计划出租的海上区块的勘探 开发权益,巴西深水再受瞩目。

而如今, 二叠纪页岩油气成了行业冉冉升起的新星, 它们都是非常规油气领域的佼佼者。

深水开发与二叠纪页岩油气 "各 领风骚"

在我刚毕业,刚开始从事油气行业的时候,Bob Clarke告诉我,要做有意义的事情,我毅然决然选择了深水油气开发。公司的其他部门都在做石油陆上设备,认为深水油气只是一个研发项目。

海上石油是没有前途的,这样 的说法我听过无数次,但是很多年 过去了,海上石油尤其是深水油气开 发,已经成了众多投资者争相追逐 的热土。

这个世界在改变,如今,二叠纪盆地的勘探呈爆炸式增长。就在五年前,我们惊叹于巴西大规模的深水盐下油藏,而今天,二叠纪盆地的爆炸式增长也让我们惊喜。

美国地质调查局最近宣布, Wolfcamp是迄今为止评估过的最大的页岩油来源地, 再加上近期 Alpine High和Delaware盆地的重大油气发现, 使得二叠纪成为投资者的梦想。

二叠纪页岩油气来势汹汹

与海外投资和海上勘探开发相比,美国本土陆上油田的生产情况如何呢?在我看来,有几大主要的优势。

首先,与投资海外油田相比,油 气公司的国内油气储备和产量能在 华尔街获得更高的股票价格收益乘 数。再加上特朗普减免营业税,美国 油气投资变得更有吸引力。

第二,是单纯的经济学因素。在部分区块,特别是二叠纪盆地,由于技术的进步,使得其生产成本降低,提高了利润空间。二叠纪仍然是40,000美元/英亩的热买地,一个关键原因是,即使油价在每桶30美元以下,在这里也可以赚取利润。

第三,钻井成功率较高。在剑桥能源周上, John Hess称目前的钻井成功率高,在钻探之前能够比较准确地预测地层的情况。

由于距离天然气消费市场较近,新增的国内管道建设和下游业务,如炼化基础设施逐渐完善,二叠纪成为投资者的梦想。近来,能源基础设施巨头Enterprise Products Partners (EPP) 宣称,其将在二叠纪盆地与休斯敦之间建设总长达571英里的天然气凝液输送管道。

同时,位于休斯顿的Plains All American Pipeline (PAA) 也正在 建设新的原油管道。

投资界巨鳄黑石公司也将以约2



亿美元的现付,收购油气管道企业 | EagleClaw Midstream Ventures LLC。

这些管道建设为二叠纪地区的 生产商提供流动保障,为其继续开 发油藏免除后顾之忧。

深水油气的发展如何?

在当前的行业背景下,深水领域的发展如何呢?由于深水领域获得收益的周期更长,因而将面临更大的挑战。一些深水油井钻探长达六个月的时间,海底设备交付期长达三年,再加上技术和其他方面的复杂性,自2014年以来成本呈指数增长。因而不仅要降低成本,更要充满信心。

目前,深海油气探明储量约为 100亿吨油气当量,主要分布在墨西 哥湾、巴西海域和西非海域。

美国墨西哥湾是世界上较早且 较成熟的深水油气作业区(预计盈 亏平衡价格50美元/桶左右),仍将 是北美深水开发的主要来源。目前 已为度过油价寒冬期做了很多工作,预计近两年的深水需求量将有所增长。

巴西盐下深水开采技术难度大、单井成本高,但由于单井产量高,桶油成本在全球深水作业区中最低(预计盈亏平衡价格40美元/桶左右)。近来,巴西陆续出台相关政策,吸引国际石油公司对其深水盐下油藏的勘探和开发。

西非的深水开发成本很高,经济衰退严重影响了其深水开发需求,但假以时日,也能满足非洲能源需求

随着新的深水油气的不断发现, 以中国南海和澳大利亚海域为代表 的太平洋海域正在成为新的深水油 气产区。

2006年7月, Husky能源公司与中海油一起, 在中国南海珠江口盆地深水水域获得了1000亿立方米的天然气重大发现。2014年中海油独立勘探并获得重大成果的中国南海

凌水气田,平均水深1400米。

其中建造的"海洋石油981"深水半潜式钻井平台,能够在3000米深海进行钻井作业。这是中国首座自主设计、建造的第6代深水半潜式钻井平台,能抵御200年一遇的台风。

伍德·麦肯兹统计显示,在当前油价下,深水项目的回报率仍处在比较合理的水平(12%-22%),同时,深水项目成本将进一步降低20%。

标准化是油气行业的未来

之前,工程师通常习惯通过改良设备来解决问题,而不是优化流程,这导致成本提高。很多会议中都提到行业标准化,但从没有人真正重视并做过什么,每个公司都有自己的一套标准。

标准化的设备和工作流程,阶段 化发展,以及深水系统的简化已经 迫在眉睫。钻机成本的大幅度下降, 由60万美元/天降至20万美元/天,使

0ilsns vol.18 12.9



深水开发更具有竞争力,但是仍然 很难与二叠纪的成本相提并论。

标准化是二叠纪和深水的未来, 关键是降低钻井成本,减少生产周期,提高设备回收率。现在二叠纪的 陆上油田开发占据上风,但请不要 忽略深水领域的发展潜力。

二叠纪页岩油气的发展, 会不会成为深水油气开发的阻碍?

这又将我们带回了最开始的问题。 深水与二叠纪页岩油气的开发 模式不同,页岩油气项目产量上升 快,递减也快,而深水开发一般前期 投资较大,开发周期较长,约3-5年,

但投产后基本能保持数十年稳产。 同时,在行业创新改革的大背景下, 深水开发也在做出改变。

短期内,同大规模页岩油开采相比,深水开采具有更好的每加仑油气回报率。长期来看,油气行业会寻求更多的方式,使得深水开采具有更佳的经济可行性和更低的项目风险。从深水产业整体来看,深水油气开采起码很长一段时间内不会消失,更为可能的是,在未来几年内深水产业会经历几年的艰难时期,并会逐步问暖。

对石油公司来说,这两大类资产都是公司资产组合的重要组成部分。二叠纪项目可能短期内现金回报率高,但深水项目却能为长远发展提供支撑,二者很难彼此取代。

二叠纪页岩油气确实是深水油气发展的强有力的竞争者,在利益驱动的市场环境下,只有那些成本低廉、有竞争力的深水项目才能吸引到更多新的投资。那些被推迟的深水油气项目并不意味着深水油气已经走向"黄昏",相反经过优化后可能迎来"涅磐重生"。



斯伦贝谢和威德福联手 哈里伯顿要被KO?

哈里伯顿被截胡,斯伦贝谢与威德福才是真爱!

作者 | 李倩

近日, 两家油服巨头——斯伦贝谢和威德福宣布, 将联手成立合资公司OneStim, 致力于提供促进页岩油气井开发的技术及服务, 包括水力压裂、水压爆破等。据悉, 斯伦贝谢将拥有OneStim 70%的股份, 威德福将拥有其余的30%, 并将获得由前者支付的5.35亿美元现金。

强强联手 主攻压裂

新成立的合资公司将提供市场上最

广泛的作业方案,并拥有行业中最大的水力压裂队伍之一。威德福将贡献其领先的多分级作业方案、具有成本效益的区域制造能力和供应链,斯伦贝谢将为合资企业提供业界领先的地面和井下技术,高效运营流程和先进的地理设计工作流程。

斯伦贝谢是世界上最大的油服供应 商,而威德福是第四大油服公司,此次 联手成立合资公司,并主攻压裂业务, 可谓向同为油服巨头的哈里伯顿正面发 起了挑战。要知道,哈里伯顿是世界上 根据Spears&Associates的说法,新合资公司的相关协议将在今年下半年正式完成,届时,斯伦贝谢在压裂方面的实力将能够与哈里伯顿抗衡。哈里伯顿目前总共拥有300万马力的水力发电机组,而斯伦贝谢目前拥有约200万马力,威德福则估计有80万至100万马力。

威德福的上位"野心"

从当下的油市来看,油价想要回到高位还需要漫长的时间。尽管年前OPEC和非OPEC达成减产协议,使得油价出现短暂回升,但是由于美国页岩油气的崛起,油价又开始下跌了。

自2014年油价大跳水,威德福不断瘦身,将人员从6.7万人减少到了3万人。除此之外,威德福在2月的时候宣布要出售北美地区的压裂服务和中东地区的钻井业务。即便如此削减支出、剥离资产,威德福已经连续5年出现亏损,业绩上面临很大的压力。

作为四大油服巨头之一, 威德福现在处境艰难, 是一个不争的事实。但威德福不甘落后, 积极对外展开合作。前段时间, 威德福与Nabors联姻, 开始进入新兴领域, 其坚定地相信他们掌握着

未来自动化钻井的核心技术,将在这场市场变革中扮演重要角色。

因此,从长远角度来看,威德福选择与行业老大斯伦贝谢合作,是他积极扩大市场份额,试图提升竞争力的表现,不失为一个明智的选择。

值得注意的是,在成为斯伦贝谢合作伙伴的同时,威德福也迎来了他的新任CEO——Mark McCollum,而此人之前一直在其竞争对手哈里伯顿公司担任CFO。在很多人眼中,这一人事挖角行为"暗藏杀机"。McCollum非常熟悉哈里伯顿的业务经营状况和战略布局,这让人不禁猜想威德福长久以来对抗哈里伯顿的"野心"。

油服公司抱团取暖 不断洗牌

去年,一些大的油田服务供应商告诉投资者,压裂服务的费用已经下降到不可持续的水平,这迫使贝克休斯和威德福的压裂业务严重收缩。在与哈里伯顿合并的提案未能获得监管部门批准后,贝克休斯同意将其石油和天然气业务与GE结合起来,组建另一家服务公司巨头来挑战哈里伯顿和斯伦贝谢,事实上,新"贝克休斯"的成立,确实对斯伦贝谢和哈里伯顿造成了冲击。

此次斯伦贝谢与威德福联手成立合 资公司,将强化其在油服行业中的"老 大哥"地位,也能够使威德福增强竞争 力,挽回一些"大势已去"的局面。

而哈里伯顿就略显悲惨。去年,哈里伯顿收购贝克休斯不成,最终以支付35亿美元的分手费告终,而前段时间盛传的"哈里伯顿将收购威德福"也成泡影,再加上自己的CFO被威德福撬走……在收购合并方面,该公司显得运气较差。

哈里伯顿会坐以待毙吗?

眼看曾经的对手变得更加强大,哈里伯顿也开始重整旗鼓。近日,哈里伯顿宣布,在2017年第一季度结束前,聘用超过2000多个油田现场作业人员。

在过去两年的行业衰退期间,哈里伯顿停用了大部分压裂设备,如今,该公司开始重启上游业务。哈里伯顿CEO戴维•莱萨表示,他们对油气行业充满信心,已经决定加快恢复油田服务能力的速度。

如今,石油的春天还没有真正到来,哈里伯顿能否找到他的"知己"?

此次斯伦贝谢和威德福的合作,让 全球油服行业再次面临洗牌,传统"四 大油服"排行将如何改变?这又是否意 味着新一轮并购潮的来临? ●



与传统能源一争高下 油气大佬们谁能玩得转?

近几年油气前景黯淡,裁员、缩减开支、业务整合……油气大佬们把能想到的办法都试了个遍,如今面对缓慢回升的油价,他们又开始打起了"跨界"的主意。大佬们能否像玩转油气一样,玩转新能源?

作者 | Jessica Shankleman 编辑 | 王洋

> 近年来,全球可再生能源市场发展 迅速,其中尤以风能、太阳能最为引人 注目。石油巨头们也在蠢蠢欲动,争相 建造海上风电厂,想在新能源领域分一 杯羹。

油气巨头——海上风电行业的 新星

壳牌、Statoil ASA和Eni SpA正打算将数十亿美元投资于北海和其他海域的海上风力发电厂,他们也正逐渐取代如Dong Energy A/S和Vattenfall AB等传统电力供应商,成为海上风电行业的新星。

油气巨头进军风电行业有很多理由,虽然大佬们已在深水项目领域专研了数十年,但在某些油田老化区,深水项目的发展正逐渐萎缩。而风力发电厂的利润是可预测的,且风电行业受政府监管的电价支撑,所以油企大力发展风电产业也在情理之中。

Eni能源解决方案副总裁Luca Cosentino表示,"风力发电和传统油气 业有明显的协同作用,我们对该领域很 感兴趣,目前也正与GE合作,共同开发 新能源领域,油气行业不能固步自封, 坐等别人来超越我们"。

在过去15年中,北海地区的产油量有所下降,该地区的经济发展也逐渐开始靠海上风力发电支撑。现如今,油企大力发展风电产业,除了本职工作,平台钻工们还需对海上风电涡轮机进行安装和维护,如此一来,曾经一度威胁海工生存的风电产业也变为新一代钻工的福利。

据彭博社新能源财经统计,在2000-2017年间,北海风电项目的投资额约达到990亿美元,而在十年前,风电产业的版图只有那么一丁点大!

风能、太阳能等新能源正逐渐抑制 石油需求增长,虽然目前原油仍占全球 能源供应需求的三分之一,但油气巨头 们早已在新能源路上做好了打算。

据新能源财经表示,到2040年,电动汽车和新能源技术可能将取代多达1300万桶/天的全球能源需求,这甚至超过了沙特当前的石油日产量。

这里是壳牌的兴趣所在



壳牌CEO Ben van Beurden曾表示, 石油峰值也许会在10年后到来,对此, 壳牌已成立了新业务单元,以确保清洁 技术的利润最大化。

壳牌英国业务总裁Sinead Lynch在采访中表示,壳牌对风力发电厂很感兴趣,因为其能电解制氢,而壳牌认为,未来数十年,氢可能将成为汽车的主要燃料。

在去年12月与荷兰政府签订Borssele 3号、4号风力发电厂建造合同后,壳牌便开始在整个欧洲大陆发掘清洁能源的新机遇。Lynch表示,"油气巨头在营销方面的专业性会使其在新能源领域具有绝对优势。风电行业也需要专业的营销,一旦电能产生,公司就需要经营,因此,营销和贸易的幕后支撑也是企业发展新能源必不可少的。

Statoil降低成本 力争风电No.1

Statoil高级副总裁Stephen Bull表示,油气巨头正设法通过降低生产成本来改变海上风电产业。

Bull称, Statoil位于英格兰东海岸的

Dudgeon风电厂生产成本要比六年前附近 建造的风电厂成本下降40%,且新创的海 上浮式风电基础也省略了深海固定风车桅 杆等成本高昂的步骤。目前除了英国,公司 也在德国和挪威开发新项目,并于去年12 月在纽约成功中标建造海上风电厂项目。

据新能源财经表示,削减海上风电成本能够帮助新能源技术与传统形式能源竞争,尤其是在核裂变反应发电方面。伦敦总部的研究人员称,得益于激烈竞争和大容量风电机组,当前风电项目的发电成本约仅为2012年发电成本的一半,到2035年,风电生产成本可能会再降26%左右。

英国绿色投资银行海上风电主管 Nick Gardiner表示,如壳牌、Eni这等规 模的集团能提供比其他竞争对手更低廉 的生产成本,他们在该领域占据着绝对 优势,且油气巨头进入新能源领域是一种"长期趋势"。

瑞典Vattenfall AB是全球五大海上 风电开发商之一,该公司风电主管Gunnar Groebler表示,"我不认为油气巨头关注 新能源领域仅仅是出于投资的目的,考虑 到这些数十亿欧元的投资项目,我认为 他们已经做了非常全面的评估。"

GE也来分一杯羹

新晋油气巨头GE去年也以16.5亿美元收购丹麦风力涡轮机制造商LM风力发电公司,以巩固其可再生能源领域的业务。GE项目相关负责人表示,此项交易收购了LM旗下的13家工厂,该收购项目将于2017年上半年完成,并于2018年底正式运营,LM风电公司将作为GE的独立业务部门。GE是全球排名前三的风电整机制造商,该公司一直在寻求进一步提升海上风电实力,增强与西门子、维斯塔斯等风电巨头的竞争优势。

BP也曾表示,"能源结构向低碳方向转型是大势所趋,不过,石油变成'夕阳'行业至少也得是半个世纪以后的事"。目前来看,各大油企都在为半个世纪后到来的"夕阳"做准备。未雨绸缪,巨头之所以能成为巨头,大概就是这个道理吧!

0ilsns vol.1s 133 www.oilsns.com 2017.05/06





对话 | 成功并购BG 壳牌为何对重回行 WNO.1如此自信?

"并购成功的关键是无缝整合"。各大油气公司之间的并购,实质上是利用他们的规模来实现协同效应,占据更大的市场。

作者 | Ivo Bozon 编译 | 白小明

2016年2月荷兰皇家壳牌出资约540亿美元,正式收购了英国天然气集团 (BG),这是近10年来能源行业最大的并购之一。从两家公司合并的第一天开始,整合工作就井井有条地展开,经过一年多的努力,壳牌与BG实现了无缝整合。

合并两个具有不同文化、历史和业务 优势的大型全球性能源公司,确实充满了 复杂的挑战。然而,完成交易的速度远超 分析师的预期,而且交易早已产生了超出 最初预期的协同效应。之前公布的到2018 年合并公司能够达到25亿美元的协同效应价值,实际上在合并后的十个半月、也就是2016年年底就已经实现了。

因此,预计到2018年这一价值将进一步增加20亿美元,除了超预期完成并实现协同效应的价值外,BG员工还见证了公平和透明的交易过程,两个公司从上到下实现了无缝整合,很多BG员工都认为他们受到了尊重,感受到了公司的人文关怀和企业文化。

为了总结此次成功整合的经验,几

位麦肯锡油气行业专家采访了Shell全球 商业执行副总裁、也就是曾经的BG集团 过渡CEO Huibert Vigeveno, 一起来看看 他对整合有哪些看法。

Q: 壳牌是出于什么目的要与 BG合并的?

A: 一直以来,与BG结合都是壳牌的一大夙愿。大家普遍认为,BG是能源行业最具活力的油气公司之一,它在深水领域(特别是巴西)和液化天然气领域(

如澳大利亚)的业务特别强。我们相信,通过与BG合作,壳牌能够快速成为深水和天然气(包括贸易)领域的世界级领跑者,能够帮助公司尽快实现战略目标,而如果不合并,要实现这些目标可能还需要10年左右。

自2015年4月交易公布后不久,整合规划工作便开始逐步推进,直到2016年2月15日公司合并当天。在规划阶段,我们就打算完成一个世界级的整合范例。即使交易过程中有大量的法律和监管顾虑,我们也有能力实现合作和建立伙伴关系,最终我们通过了所有反垄断法规的批准,并完成了交易。说真的,我和壳牌CEO Ben van Beurden、BG CEO Helge Lund和BG的同事SineadLynch,都将此次合并视作我们伟大抱负里的重要一项。

Q: 壳牌对此次交易设定了哪些目标, 公司整合实际实现了哪些?

A: 一开始, 我们就确定了成功整合 的四大目标, 我可以自豪地说, 到目前为 止, 我们在这四个方面均取得了成功。

首先,确保持续平稳开展业务,并安全运营,不受整合工作的影响。在整个整合过程中,我们的业务每天都在正常运营。

第二个方面涉及到公司员工,以及我们如何留住最好的人才。截至2016年年底,在交易完成10个月后,我们在14个国家开展整合后的业务,有着不同发展规划和基础设施的两个公司逐渐成为了一个公司。最终,四分之三的BG员工融入到了壳牌。

第三个方面是发现并利用协同效应和价值优势。当我们首次宣布交易时,我们设定了25亿美元的最初协同效益目标。在2015年12月,我们将其增加到35亿美元。2016年6月,目标再次增加,达到45亿美元。最初设定的25亿美元目标已在2016年年底超预期实现了。

第四个方面与学习机会有关。BG被认为是能源行业最具活力的油气公司之一,我们也渴望了解他们的工作方式,以便将其引入到壳牌。自合并以来,来自BG和壳牌的整合团队便一起专注于找到帮助BG取得成功的一些与众不同的特征。由此,通过一系列的研究,我们一共确定

了100多种不同的经验做法。通过不断的尝试,其中超过90%的做法已经融入到了壳牌。我们优选了8个最佳经验做法,相信这些做法将重塑壳牌,并帮助壳牌成为更简单、更灵活、更具盈利性的公司。

整合成功并不仅仅是获得了一些理想的数据,而是我们每个员工都对新整合的公司满意。例如,在BG的每一个员工,无论他们是否继续在壳牌工作,我们都努力确保他们感受到自己是一个有价值的员工,真诚、公平地对待他们。对于此次整合,不能只说看到整合取得的成果,而是要用心感受,要看看到底有多少员工对他们的经历满意,有多少人还愿意转变角色加入壳牌,这对我来说,才是确定整合是否是世界级的检验标准。

Q: 您认为成功整合的主要原因 有哪些?

A: 首先, 在规划初期, 即使无法确定何时完成交易, 我们也要提前想好交易完成后所需要的所有准备, 同时也要计划好从交易完成的第一天到公司整合彻底完成 (2016年年底正式完成整合)的这段时间要做的工作内容, 公司整合的规划和实际实施是两个完全不同的过程, 因此需要两种不同的方法来管理每个阶段。

在这两个过程中,另一个成功因素,是我们针对BG许多不同的当地运营公司选择了不同的规划方法,而不是采取一刀切的方法。我个人曾在世界各地的许多国家工作和生活过,如美国、墨西哥、巴西、荷兰、英国和中国。这些不同国家的经历,对我们的整合计划工作非常有用,帮助我更好地理解当地运营公司面临的机遇和挑战,并找到最有效的方案,而不只是采用一种通用的方法。

为了进一步帮助我们实现此次世界级整合的愿望,由CEO和CFO领导的执行团队,安排了最优秀的员工从事整合规划工作,我想这对顺利完成整合发挥了重要作用。我们一直专注于成功整合的四大价值驱动因素,包括实现协同价值的最大化。在任何公司的整合过程中,不是每个因素都同样重要,要分清主次。如果把每个方面都看得同等重要,可能会让你忘记交易的初衷。

我们也非常关注如何将最好的人才 留在合并后的公司。这一过程中,我们始 终优先考虑怎么做才能利于新合并公司 的发展,同时保证让员工感受到公平,得 到尊重,并且过程透明,而不是根据不同 公司对员工的偏好来决定去留。

在规划阶段,我们便对BG有了全面了解,我们相信可以从BG学到很多优秀的做法,并利用这些做法重塑壳牌。最后,为了让大家对整合工作做出充足的准备,我们通常会提前明确大家的职责。每个人都知道整合工作开始后,各个国家的业务负责人及其职责,向这些负责人下发过渡时期的工作指南和指示,以确保从一开始,整个整合工作能够顺利进行。

整合工作从2016年2月15日开始,到2016年12月结束,在这一过程中,我们形成了清晰的流程:发现问题、分析问题并解决问题,根据业务规模和整合的复杂性,不同业务领域的进展有所不同。以上这三个步骤也为我们的员工提供了指引,让他们了解整合过程。到2016年年底,我们终于将两个独立的公司整合成了一个集团公司,这比我们公司内和公司外的许多分析师最初的预期更快、更稳定,这也充分表明了两家公司对成功实现世界级公司整合的决心。

Q: 从这些经历中您学到的最重要的经验教训是什么?

A: 在公司整合过程中, 我学到了很 多经验教训。

首先,从参与整合的两个公司挑选 最佳人员,并从一开始就定下整合成功 的愿景,这项工作需要大多数高级管理 层的支持。

第二, 在规划阶段, 始终专注于促成整合的最关键要素, 即那些在你最初提出并购交易后, 能够帮助你实现最初目标的因素。

第三,有时候你可能会束手无策,找 不到解决方案。这时,你可以借鉴业内, 甚至是其他行业类似的并购案例,看看 其他公司如何处理类似问题的。

第四,不要总是认为你能使用标准 化的方法完成整合。对壳牌而言,上次 完成同等规模的并购还需要追溯到1907 年。虽然我们完成过一些收购,但与过去





相比,如今的并购已是大不相同,十年前成功的并购方法在当今不一定奏效。例如,企业如今已经不太注重单一式指挥,而是更侧重于协作。你必须从一开始就持有一个开放的心态,而不能采取过度先入为主的方法。

第五,相比公司政策、流程或程序,与被收购公司协同创建生态系统或文化更为重要。在BG集团,我和我们的整合规划负责人Sinead Lynch都非常清楚,我们不能只站在BG的角度考虑问题,必须协作展开整合工作。如果我们在规划阶段独立行事,那么我们无法实现我们所做的一切,尽管我们非常清楚在获得反垄断批准之前,我们需要确保完全独立地经营业务。

第六,对于每一起并购,要持有开放的心态,并从中学习。尽可能多观察,并努力为你想要合并的公司做最好的选择。持有学习心态和开放态度,对于收购目标公司的员工来说非常重要。如果他们看到你言行一致、表里如一,他们通常会效仿你的这种行为。这样,你们可以快速建立信任和融洽关系,创造出与众不同产品。这次整合就是做到了将"两个

公司各自的长处"发挥到极致。

Q: 就您个人而言,您对确保此 次整合的成功做了什么?

A:我一直认为我们的团队上下齐心。对我来说,整合团队来自BG或者壳牌并不重要,我们最终的目的是促成此次世界级公司的整合,我们要在整合规划中保持多元文化。

比如,有些人具有非常强的技术能力,而其他人具有非常强的业务能力,如财务和人力资源。但是所有人都有一个共同点,就是希望通过此次整合来创造独特的东西,并为整合后的公司和所涉及的员工做出自己的贡献。

我也在转变自己的领导风格。有时候,我采用一种我称之为的"大学风格",即当有人向我汇报工作或问题时,我们先讨论,然后我说,"没错,你工作的方向没错,3-4周后我们再来讨论。"其他时候,我会采用我所谓的"教师风格",即我需要更多、更直接地参与其中,因为项目看起来有些偏离正轨。

我和Sinead每周都收到关于不同国 家和职能整合工作的报告。我们使用这 些报告来了解整合的全面情况,以及团队面临的种种挑战,并确定是否需要进一步的工作。这帮助我们掌握了公司整合的脉搏。这些事你必须亲力亲为,不能委托他人代办,作为过渡时期的CEO,这是我的主要责任。

Q: 您对合并后的公司未来有哪 些希望?

A: 这其实不能称之为希望, 而是我确定未来会实现, 我相信我们将重回能源行业NO.1的宝座。我之前提到1907年荷兰皇家石油公司和壳牌运输和贸易有限公司的合并, 是和这次是同等规模的。合并涉及从两家公司获取资产并创造独特的文化, 自那时起, 在股东分红方面, 荷兰皇家壳牌遥遥领先于业内其他公司。

我坚信通过我们继续执行当前的运作方式,整合BG并利用BG的优秀做法来重塑壳牌,我们必将迅速回到行业第一的位置!

40年后,当人们回顾荷兰皇家壳牌的 历史时,大家会说,1907年和2016年是壳牌 关键的年份,公司重回了行业巅峰,这才 是我们正在努力追求实现的目标! ●



High-quality, high-performance proppant and proppant-delivered production enhancement technologies that deliver increased production and recovery







中海油投资海外油田 圭亚那成行业 新贵

圭亚那近海区域油田被称为世界级的油气发现,吸引了各行各业众多投资者。让我们一起走进圭亚那,了 解这位石油行业新贵。

作者 | Nathaniel Parish Flannery 编译 | 任伟伟

近日, ExxonMobil宣布, 圭亚那 近海区域累积探明石油储量增至25 亿桶, 远超此前已探明储量。并表示 将在该区块继续勘探新井, 初步定于 2020年开始生产。

新油田的发现让圭亚那名声大振。Stabroek区块面积约有660万英亩,由ExxonMobil、代表圭亚那政府的Hess和中海油尼克森共同开发。其中,ExxonMobil拥有45%的股份。Hess和中海油尼克森分别持有

30%和25%的股份。

圭亚那的前世今生

之前,对于拉丁美洲油气行业投资, 圭亚那通常不是首选。圭亚那拥有80万人口, 陆地面积仅相当于美国的堪萨斯州,位于苏里南和委内瑞拉之间。

政府的Hess和中海油尼克森共同开 早些年间,圭亚那是英属殖民 来投资者的注意。一些分析人士认 发。其中, ExxonMobil拥有45%的股 地,是南美国家中唯一一个将英语作 为,圭亚那很可能成为世界主要石油 份,Hess和中海油尼克森分别持有 为官方语言的国家。因而与讲西班牙 生产大国之一,圭亚那成为石油行业

语和葡萄牙语的邻国之间联系并不

总体而言, 圭亚那的国内生产总值仅有30多亿美元, 还不到哥伦比亚和委内瑞拉等大国经济总量的1%。

然而,上天还是非常眷顾这个国家,2017年,圭亚那海上发现大油田。自此,圭亚那的石油行业引来外来投资者的注意。一些分析人士认为,圭亚那很可能成为世界主要石油生产大国之一,圭亚那成为石油行业

的"新贵"。

世界级的油气发现

之前在近海Stabroek区块发现大油田,随之的滚动勘探增加了可采储量。区块于2015年5月投入开发,资源部部长Raphael Trotman宣称,预计该区块可生产7亿桶高品质原油。埃克森美孚形容它是世界级的发现。

自那之后,在Liza油田和附近的 Payara油田的勘探进一步获得成功, 预计可采储量翻番达14亿桶。保守估 计,在当前形势下,原油市值也超过 410亿美元。

目前的已探明储量已达到25亿桶。新油田的发现吸引了很多勘探开发公司的注意,很多公司正在对相邻区块(包括Canje、Kanuku和Demerara等)进行勘探。

政治环境

委内瑞拉拥有世界上最大的探明 石油储量,常规原油储量接近3000亿 桶,圭亚那目前的探明储量还不能与 之相提并论。但是,圭亚那并没有像 委内瑞拉一样遭受同样的政治风险。

从本世纪初开始,委内瑞拉"资源民族主义"重燃,大部分外国石油公司都离开了。2007年,在资产被委内瑞拉征用之后,ExxonMobil于2014年仅获得了16亿美元的赔偿。在这一点上,ExxonMobil更能理解委内瑞拉与圭亚那之间的差别。

拉丁美洲的油气资源丰富,巴西和哥伦比亚等地区的传统石油行业巨头向投资者提供了很多优惠条件,阿根廷推进非常规油气开采项目,2013年墨西哥的能源行业改革提升了墨西哥湾的投资水平。而圭亚那新发现的油田将成为近些年来拉丁美洲最重要的油气开发项目之一,值得更多的关注。

动用这些储量之前 圭亚那会做什么呢?

1、基础设施建设

虽然至少要三年后,Liza油田和 Payara油田才能投入开发,但现在圭亚 那政府就积极地去解决很多问题,尤 其是本国基础建设严重缺乏的问题。

2016年12月, 圭亚那政府宣布在



新阿姆斯特丹的北部、Berbice河的人海口附近的未开发地区,投资5亿美元建立一个陆上油气服务中心。

这是首要任务,除此之外,建造旅馆为外国油气行业工人提供住处,修缮公路、港口码头和通信网络等也迫在眉睫。重点工程包括Lethem到巴西的道路修缮,横跨Demerara河的桥梁以及Suriname桥梁的修建。这对于众多行业的投资者而言,都是绝佳的机会。

2、完善法律法规和监管环境

为了确保更有效地经营本国的石

0ilsns vol.18 139 oilsns vol.18 139



油资产, 圭亚那政府也在完善法律法规和监管环境。对于投资者而言, 一个稳定清明的政治环境是非常重要的。

未来将会有更多的国际组织和公司参与油气行业开发, 圭亚那政府目前正在设立相关机构和法律框架,来更好地管理行业和公司的收入。这包括建立石油监管委员会, 满足当地发展需求, 建立稳健的健康、安全和环境 (HSE) 标准。

3、创建主权财富基金

更重要的是,政府还创建了一个 主权财富基金,旨在公平地管理公司 收入,确保获得的收益能更有效地用 干国家发展。

本月,政府还将完善诚信委员会 法,目的在于减轻资源财富突然涌入 可能带来的管理风险和腐败问题。

这一发现对圭亚那的经济有什么 样的影响?

油气发现对圭亚那经济的影响是 非常直观的。基础设施建设、后勤方 面的改善,对圭亚那的经济来说具有 变革性意义。

圭亚那国内的不同群体对油气行业发展都充满信心,新发现的油田将会为他们带来利益。2017年,短期内圭亚那的经济增长估计要超过3%,其增速比大多数地区的经济巨头要快得多。

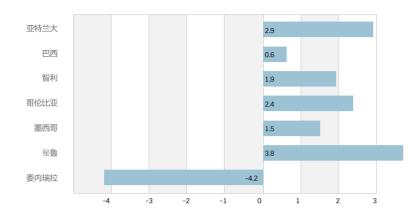
圭亚那要面对的长期挑战

1、提供高质量的长期就业机会

在短期至中期,基础设施建设将提供大量的就业机会,油气服务中心也将创造600个就业机会。然而,石油行业不能给当地人提供长期的就业机会。因为原油不像天然气那样需要大量的陆上基础设施,很少的陆上设施就能够实现原油大规模的加工、处理和运输。同时,目前还没有在当地修建炼油厂的计划。

尽管目前政府要求圭亚那公民都 参加就业培训,但其实高质量的就业 机会较少。总理Nagamootoo表示,政 府需要发展综合性强的一体化经济,

2017预计国内生产总值同比增长率



包括服务行业、石油行业,还有传统行业如制糖业、农业和采矿业等,百花齐放,为当地人提供更多高质量的就业机会。

2、避免"荷兰病" 发展多元化 经济

石油行业发展,大量资金涌入, 又有可能引发另一个长期挑战——" 荷兰病"。圭亚那本国的能源需求较 少,大量原油出口,使用圭亚那元的 交易量突然增加,其汇率很可能要大 幅上涨。

对此, 圭亚那政府建立一个主权 财富基金, 来防范这些风险。但是, 保 持圭亚那传统出口商品(如大米和糖 类)的市场竞争力是一件非常困难的 事情。

圭亚那政府需要迅速做出评估, 如何保护传统重点产业高速发展, 发展多元化经济,而不会过度依赖石 油和天然气,不会成为下一个特立尼 达。可以借此机会让糖和大米等行业 实现机械化,提高产业价值。

广泛开发利用能源是具有全球意义的事件。持续的全球原油供应过剩,加上日益激烈的可再生能源的竞争,征收碳税,这些因素使得全球油价处于低水平。

尽管如此,对圭亚那而言,这仍然 是上天的馈赠,是一个百年难遇的机 会。改变的不仅是圭亚那人民的命运, 更促进了全球能源行业的发展。 ●





石油储量世界第一有啥 用?现在穷到面包都吃 不起了!

油价再次下跌,这个遭受灭顶之灾的国家——委内瑞拉,还有救吗?

作者|李伯

过去几年,我们一直有来自这个国家的坏消息,无非是崩溃了,又崩溃了,再崩溃了!而今,在经过了水、电、药品、钞票和啤酒供应不足之后,委内瑞拉人现在又在挖空心思寻找最重要的一种日需食品——面包了。

想当初由于丰富的石油资源,委内瑞拉是让全世界都眼红的国家。30年前的委内瑞拉是拉美生活水平最高的国家,住房成本廉价、公民享受免费公共医疗和教育,补贴繁多,高速公路不收费,每加仑汽油只卖几美分,比美国还更像

一个石油探明储量超过沙特,位居全球第一的国家,为何却没有像沙特一样真的"富得流油",反而陷入如此窘境?

对石油的过度依赖和畸形的经 济政策

最直接的原因和导火索,自然是2014年的国际油价跳水。但是油价下跌是全球性的,不只委内瑞拉受到了冲击,其经济结构的单一性是比其他国家影响更严重的根本原因。

委内瑞拉95%的收入、25%的GDP和

50%的政府财政收入都依赖石油出口,同时近90%以上的食品和日用商品依赖进口。所以油价下跌让委内瑞拉猝不及防,经济开始迅速衰退。2015年经济萎缩了5.7%,通货膨胀飙升,2015年通胀率已达到惊人的121.7%,预计2017年末将达到680%左右。

随着通胀失控,本币断崖似贬值。委内瑞拉货币"玻利瓦尔"是2008年货币改革时产生的,当时,官方宣布的汇率是,每2.15"玻利瓦尔"兑换1美元;而到2016年11月的时候,已经贬值到了2753兑换1美元。委内瑞拉人甚至将纸币当做餐巾纸来用,因为纸币比纸巾便宜,美国媒体称"连小偷都不会去偷委内瑞拉的钞票"。

高油价时期,政府对所有基本消费 品提供巨额补贴,实行物价和外汇管制, 对外资企业和私营企业进行国有化。油价 低迷导致几乎"国破家亡",不得不向中 国借取高额外债,来维持国内正常运行。

但是值得关注的是,据CNNMoney 报道,委内瑞拉要没钱花了。根据委内瑞 拉央行最新发布的数据,该国目前仅剩 下105亿美元的外汇储备。3月11日,委内 瑞拉政府对外表示,该国应向埃克森美 孚支付规模达14亿美元的赔偿被认定无 效。看,委内瑞拉已经开始赖账了,它欠 中国的巨额债务估计要22世纪才能偿还 了吧。

国家石油公司PDVSA经营不善腐败混乱

有人会问, PDVSA作为委内瑞拉的最大国有企业, 是石油领域的支柱, 为何没有对国家经济起到应有的作用。

起初, PDVSA确实为保护本国石油资源和发展石油工业作出重要贡献。到1980年, 石油工业已经占该国财政收入的70%和国民生产总值的26%。

20世纪90年代,委内瑞拉逐步对外 开放石油行业。然而,自从1999年Chavez 当选以后,委内瑞拉提高了石油行业的 公众参与度。Chavez政府一上台便提高 了新的和已有的项目税收以及矿产开采 费的税率,并托管了PDVSA绝大部分的 所有权以及全部石油项目。



2002年,因PDVSA员工和政府之间的冲突引发了反对Chavez的大罢工,这在很大程度上导致了该公司歇业整顿。大罢工之后,PDVSA调整了内部组织以加强政府对公司的控制。一夜之间,Chavez以失职的原由解雇了18000名员工,还有许多员工受到法律起诉。令人难以想象的是,Chavez迅速让自己的支持者们代替了18000名工人,他们没有能力也没有素质,PDVSA迅速走向了下坡路,技术人员的流失也严重影响了该公司的油气产量。

此后,在PDVSA内部结构混乱,腐败问题严重。去年,媒体披露PDVSA存在600亿美元的资金转移,有近116名前任和在职官员牵扯其中。

不切实际的高福利和财政补贴

更深层次的原因,还要追溯到 Chavez时期的政治策略。

得益于委内瑞拉穷人的支持, Chavez 1999年上台, 执政期间, 建立起一种新的 民粹主义,打破了委内瑞拉1958年创立的旧民主传统。为了取悦支持他的底层群众,Chavez执政后首先在石油政策上动刀子,把收入拿来大搞社会福利和主观设定的"均衡发展"。

但是他对私营者的苛刻做法、对外资的严酷约束,以及多变的政策,遭到石油公司和外国投资者的谴责,社会对立反而日趋严重,使委内瑞拉石油产量下降,错过了一次有一次高油价时期的赚钱良机。

2013年,Chavez病逝,副总统马杜罗继任,他选择坚持Chavez的道路。

不切实际的高福利和财政补贴,让 政府越来越依赖石油资源的开发,经济 反而越来越单一。

国家的干预,破坏了市场规律,扰乱 了正常的经济生活,高通货膨胀率、高失 业率、贫困人口较多的问题无法解决,社 会必然会滑向动荡。

减产能解决问题吗?

对于自然资源的过度依赖,阻碍了 其他产业的发展,这种现象被称为"荷兰 病",或者"科威特效应"。

20世纪50年代,荷兰发现大量石油和天然气,荷兰政府大力发展石油、天然气业,出口剧增,国际收支出现顺差,经济显现繁荣景象。可是,蓬勃发展的天然气业却严重打击了荷兰的农业和其他工业部门,到20世纪80年代初期,荷兰遭受到通货膨胀上升、制成品出口下降、收入增长率降低、失业率增加的困扰。

针对"荷兰病"现象,荷兰进行了一次较大调整,包括实行稳定的财政和货币政策,增加投资;减少福利开支,迫使人们更加努力地去工作;控制工资的增长,刺激投资和增强产品的竞争力等等。经过一段时间的努力,荷兰经济停滞和失业严重的问题都得到了较好的解决。

对委内瑞拉而言, 冻产和减产都不能解决问题, 只有主动去寻找新的增长产业, 降低对原油的依赖, 经济才能慢慢恢复。 •



对话油气大佬 2017勘探开发剑指何方?

近两年多来,全球油气供应过剩,业内削减约44万个就业机会,勘探开发活动一度低沉。如今面对行业回暖,人们也更愿意讨论勘探开发活动,并积极开展业内对话。本届CERAWeek能源周的论调也反映出油气业心态、思维方式的诸多变化。

作者 | Valerie Jones 编译 | 徐文凤

近期, Continental Resources CEO Harold Hamm, Range Resources CEO Jeff Ventura及Anadarko Petroleum Corporation CEO Al Walker三大业内高管齐聚CER-AWeek, 共同讨论北美勘探开发活动的发展前景, 以及他们将为之作何准备。

天然气需求刺激北美勘探开发 活动

全球天然气需求未来将大幅上涨, 但Ventura认为,美国目前产能可能会难 以满足未来天然气生产需求。

2016年, Range Resources的绝大部分资本预算投在了Marcellus区块, Ventura 表示, "某些油气靶区的表现会十分突出"这一说法似乎不大正确, 因为Marcellus与其他区块产量并没有什么不同。

他表示,油气靶区存在核心区域,而 这类核心区域仅占总靶区面积的5%-20%, 即80%-95%的靶区面积都是非核心区域。

Ventura称,据统计,除了Permian和 Marcellus,其他靶区将在未来10年内面临 核心区域油气枯竭问题,这也意味着此类区块在未来几年内的产量将大幅减少。

目前美国干气产量为710亿立方英尺/天,鉴于美国天然气需求预测,Ventura认为,为满足未来需求,该国产量将再翻一番,即到2025年,美国将增加770亿立方英尺/天的天然气供应量,而这并不是一件易事!

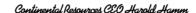
由于需求上涨、核心区域有限,因此 许多非核心区域对提高产能来说就显得 尤为重要了。

Ventura表示,当前天然气期货价格 约为3美元,而这一价格还不足以刺激非 核心区域的勘探开发活动。但从能源等 效角度看,若天然气价为3美元/立方英 尺,那么油价就应为18美元/桶,而当前油 价在50美元/桶左右浮动,因此从这方面 看,在不影响成本效益的前提下,气价还 有很大的上涨空间。

科技进步助力油气发展

Continental是早期讲驻Bakken盆







Range Resources CEO Jeff Ventura



Anadarko Petroleum Corporation CEO Al Walker

地的油企,公司CEO Hamm表示,当油价徘徊在30美元/桶时,迫于经济压力,公司选择退出了该区域,并留下多口已钻但未进行完井作业的井(DUC)。目前,Continental在Bakken盆地有185口DUC井,随着行业回暖,Continental也开始对此类DUC井进行完井作业。

在勘探开发过程中,技术发挥着至 关重要的作用。Hamm表示,"科技进步 会为行业发展带来巨大变革,我们不会 过分关注今年总运营成本增加了多少,因 为我们倾向于以技术提升效率,进而达 到节约成本的目的"。

Walker也表示, Anadarko在Delaware 区块投资了13亿美元用于扩建该地区基础设施, 这无疑会增加公司的开发成本, 但他希望依靠提升每口井的作业效率来 抵消增加的成本。

此外,Range Resources正尝试应用实时大数据来帮助公司在Marcellus区域的制定决策。

Walker也认为,随着科技不断进步,新技术会为油气业带来更多惊喜!但他表示,在油气行业,计算机技术的应用远落后于硅谷。无论是机器学习方面还是增强智能方面,油气业仍有很多地方需不断学习以赶上硅谷技术发展的脚步。通过学习,油企能提高利用机器读取数据的能力,也能将数据分析和人工智能应用于油气业。

特朗普政府对北美油气的影响

自Donald Trump人主白宫以来,他一直宣称要支持美国能源独立、注重国内经济发展并增加国民就业机会。因此,油气业一直在关注着他的一举一动。在新一届政府的影响下,CEO们似乎也对北美未来勘探开发活动感到乐观。

Hamm认为Trump信守承诺,是政治界独一无二的总统,"我们似乎能感觉到美国油气业正在从灭亡的边缘被拯救回来"。Walker称,新政府以商业为导向,这让他

觉得"北美能源独立"并不是一句空话。

Ventura表示,目前Marcellus需要 建造更多管道,华盛顿方面也会支持 此类基础设施建设。此外,过度监管仍 是油气业需面对的问题。许多油企高 管认为,政府过度监管会阻碍油气行 业发展。

Walker表示,在深水墨西哥湾,能否承受政府的过度监管,对油企来说至关重要。"我不确定奥巴马时代,油气业是否是政府主要的监管目标,但我认为政府对油气行业的监管要做到有所为有所不为,在这方面,新政府的出台的能源政策给了我们极大鼓舞。我们所说的减少监管并不意味着'零监管',对于油气业来说,'零监管'同过度监管一样,会令企业感到头疼"。

未来油气需求继续暴涨、川普大力 支持能源复苏、OPEC有意延长减产期 限,2017对于北美油气来说注定是不平 凡的一年!



拆分220亿页岩资产? 这个新晋油气 巨头不容小觑!

必和必拓公司进军油气业,能否顺利?

作者 | Javier Blas 编译 | 王月

尽管目前油气业仍处于低油价和低景气周期,但行业复苏的迹象已非常明显,尤其是在美国页岩区块,各油气公司的纷纷加大投资,如火如荼地进行着勘探开发,澳大利亚的必和必拓(BHP Billiton)公司也不甘示弱,加快该地区的投资进程,但却遭到其股东的反对。

看好二叠盆地油气投资

近日,诸如Shell、必和必拓、Anadarko石油公司以及先锋自然资源公司纷纷在二叠纪盆地树起各自的公司旗帜,表明其所属开发权。

蓬勃发展的美国西部德克萨斯页岩油气业对于必和必拓公司来说,似乎相对陌生。但必和必拓公司已屹立油气业多年,石油业务遍及澳大利亚、英国、墨西哥湾(美国)、阿尔及利亚和巴基斯坦。鉴于其美国油田资产的巨大价值,必和必拓激进派股东Paul Singer督促该公司剥离石油业务,但很快就遭到了公司上下的反对。

必和必拓的CEO Andrew Mackenzie 称,他们必须捍卫其长期发展战略,维护石油这一"核心"业务。在他看来,当前局势正处于紧要关头。一方面,他认为石油是公司两种大宗商品中增长潜力最大的。他在2月份曾向投资者表示,"我们目前的油气业务遍及美国、澳大利亚和加勒比地区,所有这些地区的油气资产价值高达290亿美元,在今年上半年,石油将占公司潜在利润的20%左右。我们仍看好石油的中长期增长,相信未来能够确保将股东的利益最大化"。

必和必拓在石油行业一直占有一席 之地。目前,必和必拓已经是美国墨西哥 湾第四大产油商,同时也是美国页岩油 田的第八大开发商。

Elliott管理公司的创始人Singer占有必和必拓4.1%的股份,将必和必拓在美国的石油资产股权估值为220亿美元。在一些分析师看来,必和必拓通过大型勘探和生产业务获得了丰厚的多元化回报,不放弃油气投资再正常

不过了。就连休斯敦的能源投资银行Tudor、Pickering、Holt & Co,在其给予客户的报告中也表达了银行对石油上涨前景看好的情绪。

拓展海上油气开发项目

新墨西哥边界附近、德克萨斯的 Loving County的一个荒凉的角落,矗立 着代表必和必拓雄心的路边广告牌。 其昭示着必和必拓享有该区域640英亩 土地的开发权,该资源地块分为两部 分——"Amarillo By Morning"和"The 411.3-acre Dipping Dodson"。

Mackenzie正在努力经营,对拓展油气业务信心满满。今年2月,他批准了对必和必拓和BP共同开发的墨西哥湾"Mad Dog Phase 2项目"22亿美元的投资。而在去年12月,必和必拓击败其他石油巨头,赢得与墨西哥本土公司共同开发Trion油田的机会,这也是第一个墨西哥国有石油公司与外国机构合作开发的海上油田



投资油气业 早有准备

六年前,必和必拓斥资151亿美元 收购了美国独立能源公司Petrohawk Energy, 其中包括Petrohawk Energy公司 债务,此举措大大拓展了必和必拓在油 气领域的规模。先锋自然资源公司一直 受美国页岩油投资者的追捧,而必和必 拓却从中轻松分得一杯羹,在去年,必和 必拓提供的油气日产量高达65万桶油当 量,大约是该公司的三倍。

在澳大利亚,必和必拓是第二大石油生产商,排名仅次于Woodside石油公司,就连Shell和埃克森美孚等在内的国际石油巨头也屈居其后。

拒绝拆分 看重长期价值

Singer认为,必和必拓的美国石油业务有更大的增长空间,前提是将其剥离并在纽约上市。虽然必和必拓是一家拥有顶级资产的全球资源公司,但作为一项投资资产,必和必拓近年来的表现并不如意。Elliott管理公司称美国石油业

务的价值正在被掩盖,而且没有带来有价值多元化的收益。除此以外,Elliott管理公司称其希望看到其他能源资产的出售"正在进行中"。

Singer曾试图改变必和必拓公司的发展战略,实现必和必拓的改革,他只需得到其他股东——BlackRock Inc.、Legal & General Group Plc和Capital Group Inc.的支持。

马萨诸塞州Winchester的战略能源与 经济研究所的Michael Lynch称,这样的 做法可能没有任何意义,如果石油业务 能带来丰厚利润,那么必和必拓何必去 剥离它呢?

必和必拓不是第一个股东施压要求 剥离石油业务的综合性公司,剥离方式 无非是通过拆分石油业务或出售该部分 资产给竞争者的方式。

与必和必拓相竞争的Freeport-McMoRanInc巨头公司去年以26亿美元的价格出售其大部分油气业务给Anadarko和一个私营公司。虽然该公司也遭遇了股

东的施压,其公司负责人表示,股东们一般不喜欢公司大举进军石油行业,尤其是2012年的2笔交易:公司斥资200亿美元买人包含债务在内的Plains Exploration & Production Co.利McMoRan Exploration Co.,但没有理想的收益。

虽然Singer提供了一系列措施,但在 必和必拓公司内部,几乎所有的管理层都 不同意剥离美国页岩油资产,并拒绝了改 变其业务结构和拆分油气业务的建议。他 们声称公司可通过良好的经营优化页岩 油气资产,获得长期的价值回报。

在去年油价较低的情况下,必和必 拓减计美国页岩油资产72亿美元。但今 年,必和必拓CEO表示,在未来五年,必 和必拓在油气业务方面的投资占其总投 资的一半以上,他们会优先考虑石油勘 探,今年对油气公司的投资预算为10亿 美元。如此的大手笔进军油气行业,布 局页岩市场,注重长远收益,抓住油气 行业复苏这一大机遇,未来必和必拓登 上油气巨头榜单,想必指日可待。



麦肯锡:油气行业成 本还能降到多低?

自石油行业进入低迷期以来, 生产成本和经营性亏损下降, 但是它 们会持续下降吗? 有哪些成本降低是持续性的呢?

来自 | McKinsey 编译 | 任伟伟

油价暴跌, 生产成本相对提高, 这引 起了越来越多油气公司的重视,他们一直 致力干降本增效。

不断创新提质增效 降低成本应 对低迷期

在过去两年多来,油价已从100多美 元/桶降到不足35美元/桶,经过各方努 力, 近来重回50美元/桶。油价下跌导致 油气支出也有所下降,自2013年以来,全 球资本支出下降了45%。

1、 生产成本降低

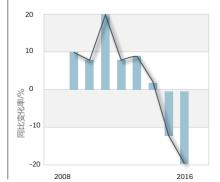
通过分析37家油气公司(原油日产量 接近4000万桶)上报的成本数据,对全球 生产成本进行了分析。

总体来看, 在2008年至2014年间, 运 营商的生产成本增加了600亿美元。自 2014年以来,与过去几年成本大幅上涨的 趋势截然相反,生产成本下降了29%,约 440亿美元。目前的成本降低, 使得2016 年的经营性支出回到了2010年的水平。

2、安全事故频率降低保障生产安全 降低生产成本并不是唯一得到改善 的地方, 国际油气生产者协会 (IOGP) 宣 称,在2012年到2015年间,全球油气行业

2014-2016年全球油气成本降低 729%





生产安全也有所改善。 3、经营性损失降低

了15%。

油气行业得到改善的第三个方面是 总体的经营性损失减少。麦肯锡新的全 球海上资产效率指数显示, 根据对墨西 哥湾、巴西、挪威、英国和泰国的400多个 海上石油设备(每天生产1000万桶油气 当量)的生产数据的分析,整体损失降低

经营性损失降低很大程度上是由于 意外停产的减少,即便运营商减少了意 外停产的发生频率和覆盖范围, 意外停 产比例仍比计划内高25%,还有改进的 空间。

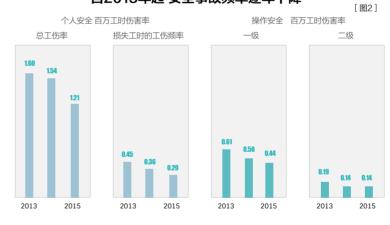
生产成本会持续下降吗?

运营商采取多种方式降低成本,包 括通过投资组合管理、重新调整运营和 组织方式,提高效率,并通过市场调控, 在商品和服务方面进一步降低成本。

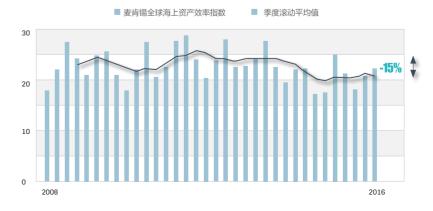
石油行业的生产成本能否持续下 降,首先应该明确哪些方面能降低成本, 并判断其是暂时的还是永久的。

暂缓油气开采活动只能暂时节约成 本, 而在商品和服务方面降低成本主要

自2013年起 安全事故频率逐年下降



自2013年起海上油气生产损失下降了15%



取决于市场和油价,但这种降低成本的 方法是永久性和可持续性的。

除此之外,还有很多其他因素能够 影响成本。比如,高油价能刺激油气开采 活动,增加资本性支出。此外,运营商和 服务公司的合作、技术和监督等方面也 会影响成本支出。

油价下跌迫使全球油气公司专注于 降低生产成本, 我们将利用英国北海油 田的实例来分析了解生产成本的变化, 并对其是否能持续下降,以及主要的内 部和外部影响因素进行评价。

深入了解北海油田降本增效措施

自2014年以来,英国北海油田在降 本增效方面做了很多工作, 值得借鉴。 英 国石油天然气公司宣称, 在2014—2016年 间,大部分油田的运营成本从97亿英镑 下降到71英镑,降低了27%,同时提高了 生产效率,增强了行业安全性。

1、降低成本的四种主要方式

通过分析,节省的成本一半以上来自 工作效率的提高和不必要活动的减少。 与暂停油气开采活动、减少购买服务和 设备的费用相比,这些降本方法可持续 性较高,有进一步降低成本的潜力。

北海油田四种主要的降低成本的方 法有:停止油气开采活动,转变运营方 式,合作供应商价格下调和暂缓油气开 采活动,这些降低成本的方法有不同程 度的可持续性。

通过对运营商进行的200多项措施 分析, 2015年至2016年运营性成本降低 了4亿多美元, 其中停止油气开采活动占 40%-50%, 运营方式改变占20%-25%。这 些降本方法具有可持续性, 在未来三年 内仍会起到关键作用。

此外,供应商价格下调占15%-20%, 暂缓油气开采占10%-15%。这些方法是 很多公司的首选,但由于这两种活动主 要取决于油价和油气开采水平, 所以其 持续性较差。能否实施与市场条件有关, 而不受运营商控制。

148 www.oilsns.com 2017.05/06 oilsns vol.18 149



2、提高生产效率

在2014年第四季度油价下跌时,许多运营商开展了提高效率的工作。在油价崩溃之前,不断上涨的生产成本引起了更多管理层的关注。

在行业低迷期他们加快了降低成本的进度和强度,识别风险因素,并做出改善。更多的公司将会采取措施,提高生产效率,以期获得更多的机会。

3、开展新的合作方式

在运营商和供应商之间可以开展新的合作方式,《2016年英国石油和天然气公司经济报告》指出,英国供应链的利润率从10.3%下降到7.6%,而供应商的收入下降了29%。

虽然利润有所降低,但OGUK运营商合作指数从2016年四月份的5.9增加到了6.7,在促进新合作方面已经取得了一些进展。

未来的全球油气生产成本会降到多少呢?

简单来说,全球油气领域未来开支 将取决于以下两件事情:第一,在当前油 价下,要想维持现有的产量并把握新的 商机,其所需的经济可行的油气开采水 平的高低;第二,受市场价格、行业效率 和效益影响,进行油气开采活动所需成 本的多少。

这两件事在很大程度上取决于油价,油价的高低决定了哪些活动是经济可行的,并能够推动供应链需求的增加。

同时,成本也受政策规定、技术进步、油田自然递减率以及一些公司固有因素(如维持和提高效率、收益的能力)的影响。

即便油价在比较高的水平,也可以降低至少一半的生产成本。石油行业需要做的是维持这些收益,进一步提高效率。

那些在油价低迷时期生存下来并脱颖 而出的公司,会在目前经济低迷时,加强与 供应商的合作,利用新技术,改进经营模 式,用更低的成本进行油气开采活动。



原油需求仅增长2.5% 为什么中国仍是油气 业的"定心丸"

不少分析人士认为,中国利用油价暴跌的机会,大幅增加原油进口量,一举成为全球第一原油进口国。但随着中国经济增速放缓,也有人担心,中国能否继续保持庞大的进口量,提振国际油价?

作者 | Nick Cunningham 编译 | 徐文凤

全球第一大原油进口国

在过去十多年里,全球原油需求增速一直低于供给增速。美国和欧洲等发达国家经济增长减缓及不断提高能源利用率使得他们对原油的依赖不断减弱。而反观中国,经济迅猛发展,原油需求不断上涨,近几年中国原油进口量一直在不断攀升,2016年4月,中国进口原油达737万桶/天,超过美国同期的720万桶/天,自此成为全球原油进口第一大国

但近几年,作为"世界经济引擎"的中国,也开始进入新常态,经济增速出现放缓迹象。虽然目前原油进口量仍能保持强劲增长,但专业人士同时也表示忧虑,中国能否继续为国际油气市场提供看涨动力?

经济增速放缓 地位堪忧?

近年来,虽然中国经济增速有所放缓,但中国仍是油市回暖的重要支撑力量之一。

中国产油量世界排名第五,但很少有人视中国为主要产油国。据国际能源署(IEA)统计,2014年石油价格暴跌迫使中国国有石油公司——中石油、中海油和中石化不得不削减上游油气开支,其中,2015年削减40%,2016年又再次削减28%。同时,中国油企现有油田逐渐老化,生产成本也较高,需维持稳定投资才能保证正常生产,而上游投资缩减会迫使企业关闭高成本油田。因此,2016年,中国产油量下滑了7%,同比上一年日均产量减少了48万桶。

目前,中国国油也正尝试采取措施阻止国内原油产量下滑。如中石油,该公司今年上游开支将增加15%至228亿美元,这是自油价下滑后,中国油气资本开支的首次大幅上涨。但尽管如此,IEA仍预计,中国2017年产油量将减少20万桶,即使增加开支也干事无补。

而真实情况却是,中国油企大部分增加的支出将用于天然气生产,而非原油。如中石化,其将大部分新增资本支出分配至涪陵页岩气项目二期工程、天津LNG进口项目、国内储气设施和其他海外项目等。

中国的原油需求,一直以来都是油价提升的关键支撑,虽然此次油气动荡主要原因是由供应过剩导致,但需求仍是提振油价的一大利器。

近几个月来,中国经济放缓和需求波动令整个石油市场面临着下行风险。2016年,中国油气需求仅增长2.5%,低于2015年的3.1%和2014年的3.8%,增速跌至三年来的低位。

此外,由于中国在过去两年竭尽全

力地建设战略原油储备,市场认为中国原油进口量高涨只是暂时性的。一旦该项目结束,中国原油需求可能就会大幅下降。若中国经济继续放缓,其很可能使油气市场奔向"平衡"的时间推迟,油价也可能会再次"脱轨"。

中国仍将是油气业的"定心丸"

对于这种担忧,以下数据似乎能给油气业吃下一颗定心丸。中国GDP在今年第一季度有所回升,已是连续两个季度实现经济加速。国内生产总值年均增长6.9%,超过市场预期。目前为止,中国原油需求量仍快速上涨,打破了市场此前的预测。

据普氏能源 (Platts) 公布的数据显示,2017年1-2月份油气需求同比上涨5.3%,3月数据更是惊人,达到921万桶/天,单月增幅11%,再创历史新高。IEA预计,2017年,中国原油需求将增加40万桶/天至1230万桶/天,同比去年上涨3.3%。

油价下跌使得中国国内原油产量下降,经济增速又使得国内原油需求上涨,产量与需求之间的鸿沟也只能通过进口原油来填补。在2016-2017年间,中国原油日产量减少了68万桶,日消费需求却激增至80万桶。中国所需的的原油进口量将对供应过剩的原油市场做出巨大贡献,就算美国页岩决定减产也无法与之比拟。

从世界石油市场格局看,欧洲石油进口量正大幅减少,美国能源由于页岩油气革命也已基本自给自足。最近,一些分析人员认为,中国对国际石油市场的影响在逐渐减弱,而印度则有可能取而代之成为新的重量级买家。但实际上,2017年中国原油进口需求将依旧呈现稳步攀升状态,依旧是支撑国际油价的核心驱动力量!



OILS NS FOCUS ON OIL AND GAS FIELD, GO WITH INDEPENDENT THINKER

% WeChat: 18622051921

♣ Contact: 老孟

"石油圈" 不只是一本杂志

