

中国科学技术协会主管 中国石油学会 / 石油工业出版社有限公司主办

石油知识

2
2024
总第225期

PETROLEUM KNOWLEDGE

碳循环 地球上最广大的循环 >>> P04



ISSN 1003-4609



《走进石油》 伴您洞悉石油奥秘

傅诚德教授担任主编，苏义脑、胡文瑞、黄维和、邹才能、徐春明、李宁 **6位院士** 和行业权威领衔，**150多位技术专家** 参与编写，中国工程院院士张玉卓作序推荐，石油石化界精英与石油工业出版社倾力打造科普巨献——



订阅热线：010-64523622

研制异形游梁式抽油机的郭东

■ 谈谈

异形游梁式抽油机是一种用于中低黏度原油和高含水原油开采的长冲节能型抽油机，也可用于黏稠原油的开采。该机采用变径圆弧状的游梁后臂，游梁与横梁之间采用柔性件连接等特殊结构。发明人郭东原是一所学校的老师，为什么会跨界研制出了异形游梁式抽油机呢？

1974年，18岁的郭东以优异成绩从高中毕业，并参军入伍，在部队当了一名维修焊工。在这个岗位上，他自学了机械设计、机械制图等专业知识。1978年从部队复员时，因为技术水平较高，分配到华北石油管理局第一机械厂技工学校当了一名教师。

在教学岗位上，他一直是一个“不安分”的老师，在教学之余为华北油田第一机械厂琢磨出了埋弧焊接自动跟踪装置等多项成果，成了学生们心目中十分崇拜的发明家。

1985年的一天，郭东在《石油机械》杂志上看到一篇文章，报道我国各大油田仍使用着20世纪初期美国研制的常规游梁式抽油机。该抽油机虽然结构简单，坚固耐用，但能耗大、效率低。

看到这里，郭东心里很不是滋味，心说国家能源这么紧张，各油田为什么还在使用能耗如此之高的抽油机？为什么就不能让它变个样呢？他不服输的劲头儿又冲了上来，决心要攻克这一难关。

对于抽油机，郭东是“门外汉”，想要研究只能从零开始。为了解抽油机的形状、结构、性能等，郭东不顾自己晕车的毛病，利用节假日的时间，连续多日乘车到90多公里外的井场观察抽油机工作情况，向工人师傅请教工作原理，经常一蹲就是几个小时。记得有一次郭东忘记了时间，误了班车，到家时已经凌晨1点多了。

白天有繁重的教学任务，他只好夜晚加班设计。每一个零件做成啥样、多大尺寸，都需要反复计算。有时候理论上成立了，实际一做还不行，又得推倒重来。那时候没有电脑，光草稿纸就用了几尺厚，计算器按键上的数字都磨掉了。

暑去寒来，他画出了300多张图纸，计算了200多万个数，终于进入了样机试制阶段。郭东是研制者，更是操作工，他爬上6米多高的架子，亲自拿焊枪去焊。一次在给抽油机试验台打水泥基础时，他和几个工人浇完最后一车灰浆，忽然狂风暴雨大作。为了保护基础不被冲坏，他被一块大风刮起的铁皮重重砸在背上，瞬间后背被划开了一条长长的口子。

在工人师傅的帮助下，经过500多个日夜的苦战攻关，终于在1987年7月1日，研制出我国第一台异形游梁式抽油机样机。1991年11月，郭东把样机装到采油四厂的油井，开始做现场对比试验：每隔两小时测一组数据，连测3个月，第一批样机上井试验取得成功。

1992年10月，研究成果通过了部级鉴定，并投入规模生产。与原来的美式抽油机相比，异形游梁式抽油机对应用环境、井深、油黏稠度等工况的适应性更强，而且实现了小结构、大冲程，提高了采油效率。这种节能型抽油机在中国石油科技新产品鉴定会上“一炮打响”，其中“变参数四连杆机构”技术属国内外首创。

长期的科研攻关和现场试验，使郭东生活极不规律。一个当过兵的壮汉子，却接连得了萎缩性胃炎等疾病。工作中有时疼痛难忍，他就用几本书顶在胃部与办公桌之间抑制疼痛，依然不停地忙碌。

目前，超过五分之一的国内油井在使用郭东设计的抽油机。这一产品还出口到美国、加拿大、澳大利亚、墨西哥和蒙古等国，一年就出口530多台，创汇1.45亿元人民币。

目次 | CONTENTS

卷首语

研制异形游梁式抽油机的郭东 / 谈谈 1

关注

碳循环：地球上最广大的循环 / 王大锐 4

课堂笔记

听石油院士讲“超级工程研究”的故事 / 唐大麟 6



勘探开发

从2023年欧洲地球物理年会看物探技术新进展 / 巩长春 10

改善油田老区水驱开发效果技术 / 李玲丹 12

油田井下作业中的连续油管技术 / 王鹏 13

“吞噬”钢铁的油气田 / 宫柯 15

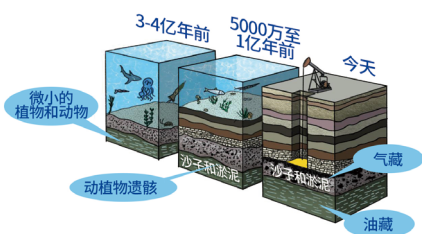
油田三次采油驱油技术 / 陈玉琳 16

油田开发后期油井清蜡防蜡方法 / 王文群 18

石化与生活

碳纤维加持的“塑料地铁” / 崔玉波 20

液化天然气的自述 / 郝晨新等 22



石油史话

阿拉斯加原油管道 / 陈湘球 24



世界上第一台全自动陆地石油钻机 / 郭永峰 28

西北缘滚动勘探与增储上产 / 王屿涛 30

——准噶尔盆地油气田发现背后的故事之八

石油人物

让钻井平台“漫步”滩海的顾心怿 / 杨天吉 汪海阁 33



戴金星院士与村办地质科普馆 / 张延玲 36

产油国与石油组织

欧洲调整能源安全政策应对共同挑战 / 赵华 38

欧洲最大软肋：油气资源严重依赖进口 / 章卫兵 40

沙特阿美发力非金属材料管道研发 / 董功 柳忠学 42

绿色话题

波浪能发电未来可期 / 王敏 43

石油知识

PETROLEUM KNOWLEDGE

主 管 中国科学技术协会
主 办 中国石油学会 石油工业出版社有限公司
编辑出版 石油知识杂志社
顾 问 邓运华 刘 合 苏义脑 李 宁 李 阳
李根生 郭才能 周守为 赵文智 郝 芳
袁士义 高德利 黄维和 谢在库

编辑委员会
主 任 刘志华
常务副主任 徐凤银 雷 平
副 主 任 王康友 王 峰 云 露 江同文 任文军
李明丰 李俊军 陆如泉 张 赫 徐英俊
杨卫胜 周立宏 周建良 胡炳军 窦立荣

委 员 (以姓氏笔画为序)
于明祥 王一端 王大锐 王飞宇 田松柏
付金华 朱光有 吕建中 何治亮 齐树斌
关中原 李相方 杨 桦 孟 伟 张卫国
张君峰 金 强 周新桂 侯读杰 宫 柯
姚 军 秦胜飞 唐廷川 章卫兵 黄先雄
廖广志 熊 英 熊先钺 杨德志 魏登峰

社 长 熊 英
主 编 李俊军
执行主编 崔玉波 (010-64523711)
责任编辑 王 瑞
编 辑 王长会 张旭东 何丽萍 常泽军
白云雪 别涵宇 申公昱 沈瞳瞳

广告发行 董 檬 (18612698006)
编 务 陈 颖
社 址 北京西城区六铺炕街6号
编辑部地址 北京朝阳区安贞街道安华西里三区18号楼
邮 编 100011
电子邮箱 cnpcsyzs@163.com
网 址 www.shiyouzhishi.com
设计制作 北京文滔文化发展有限公司
印 刷 北京中石油彩色印刷有限责任公司

中国标准连续出版物号 ISSN 1003-4609
CN 11-4725/TE

国内发行 本刊发行部
国外发行 中国国际图书贸易总公司 (北京399信箱)
国外代号 BM-4027
广告经营许可证 京西工商广字第0469号
定 价 30.00元

著作权使用声明: 本刊已许可中国知网、万方数据和
中国石油外网以数字化方式复制、汇编、发行、传播本
刊全文。本刊支付的稿酬已包含中国知网等上述著作
权使用费, 所有署名作者向本刊提交文章发表之行为
视为同意上述声明。如有异议, 请在投稿时说明, 本
刊将按作者说明处理。

英国氢能产业发展在困难中前行 / 顾永强 44
液化天然气船助德国天然气进口多元化 / 郑秀芬 张春贺 46



信息化应用

燃气营业厅的数智化管理 / 戴松霖 等 48
成品油销售企业双重预防机制数字化平台建设 / 伍璐 50
煤层气开发企业移动应急通信系统建设方案 / 吴迪 等 52

技术装备

基于微观孔隙结构参数的致密砂岩渗透率影响因素 / 王鑫鑫 54
微生物采油技术在Q42断块高凝油油藏的应用 / 高亚维 56
长冲程抽油机配套技术的优化 / 刘红宝 58
浅析聚合物压裂液现场应用的优劣 / 吴刚飞 等 60

案例研究

砂泥岩裂缝性储层识别与评价技术在吉林油田的应用 / 刘丽杰 62
英台气田中深部井控储量计算与分析 / 肖丽佳 等 64
扶余油田西10-2区块剩余油认识及挖潜对策 / 邓腾飞 等 66
多源微网机采系统现场改进与应用 / 黄文涛 等 68

《走进石油》(第二版) 征订 封二
昆仑数智勘探开发梦想云平台 封三
中国石油智慧加油站 封底

碳循环：地球上最广大的循环

■ 王大锐

近年来，“碳中和”“碳达峰”成为各种媒体上大量出现的名词，人们，尤其是石油人对它们的关注日益增加。那么如何理解它们的真正含义？通过哪些路径才能实现？这还得从地球上的碳库和碳循环说起。

地球的碳库

碳是生命物质中的主要元素之一，是有机质的重要组成部分。地球上主要有四大碳库，即大气碳库、海洋碳库、陆地生态系统碳库和岩石圈碳库。碳元素在大气、陆地、海洋等各大碳库之间不断地循环变化。

大气碳库。大气碳库的大小约为7300亿吨，在几大碳库中是最小的，但它却足以成为联系海洋碳库与陆地生态系统碳库的纽带和桥梁，大气中的碳含量直接影响整个地球系统的物质循环和能量流动。大气中含碳气体主要有二氧化碳、甲烷和一氧化碳等，相对于海洋和陆地生态系统来说，大气中的碳量是最容易计算的，而且也是最准确的。由于在这些气体中二氧化碳含量最大，也最为重要，所以大气中的二氧化碳浓度往往可以看作大气中碳含量的一个重要指标。所谓的“碳中和”“碳达峰”的主要关注点就在这里。

海洋碳库。海洋具有贮存和吸收大气中二氧化碳的能力，其可溶性无机碳含量约为374000亿吨，是大气中含碳量的50多倍。海洋决定着大气中的二氧化碳浓度。大气中的二氧化碳不断与海洋表层进行交换，从而使得大气与海洋表层之间迅速达到平衡。人类活动导致的碳排放中有30%~50%被海洋吸收，但海洋缓冲大气中二氧化碳浓度变化的能力不是无限的。由于人类活动使得碳排放的速率比阳离子的提供速率大几个数量级，随着大气中二氧化碳浓度的不断上升，海洋吸收二氧化碳的能力不可避免地会逐渐降低。

陆地生态系统碳库。陆地生态系统蓄积的碳量约为20000亿吨，其中，土壤有机碳库蓄积的碳量约是植被碳库的2倍。陆地生态系统碳蓄积主要发生在森林地区，森林生态系统在地圈、生物圈的生物地球化学过程中起着重要的“缓冲器”和“阀”的功能，约80%的地上碳蓄积和约40%的地下碳蓄积发生在森林生态系统，余下的部分主要贮存在耕地、湿地、冻原、高山草原及沙漠、半沙漠中。碳蓄积主要发生在热带地区，全球50%以上的植被碳和近1/4的土壤有机碳贮存于热带森林和热带草原生态系统，约15%的植被碳和近18%的土壤有机碳贮存在温带森林和草地，剩余部分的陆地碳蓄积则主要发生在北部森林、冻原、湿地、耕地及沙漠、半沙漠地区。

地球上最大的碳库是岩石圈碳库，其中的石油、天然气和煤炭等人们熟知的化石燃料，含碳量约占地球碳总量的99.9%。这两个库中的碳活动缓慢，实际上起着贮存库的作用。

碳在岩石圈中主要以碳酸盐的形式存在，总量约为2.7亿吨；在大气圈中以二氧化碳和一氧化碳的形式存在；在水圈中以多种形式存在；生物库中则存在几百种被生物合成的有机物。这些物质的存在形式受到各种因素的调节。

多种多样的碳循环

碳循环指碳元素在地球上的生物圈、岩石圈、水圈及大气圈中交换，并随地球的运动循环不止的现象。由于碳是

构成地球上绝大多数物质的基础，它的循环堪称地球上最伟大的循环。

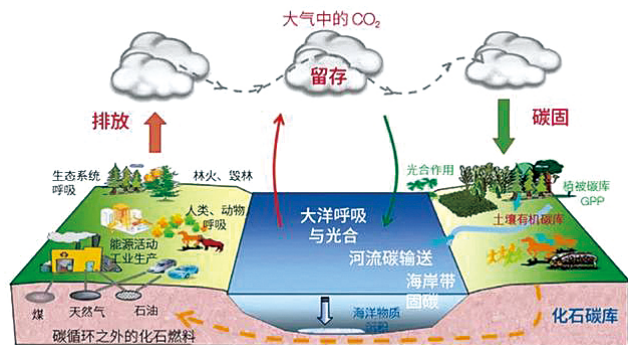
地球上的碳循环主要表现为自然生态系统的绿色植物从空气中吸收二氧化碳，经光合作用转化为碳水化合物并释放出氧气，同时又通过生物地球化学循环过程及人类活动将二氧化碳释放到大气中。

自然生态系统的绿色植物将吸收的二氧化碳通过光合作用转化为植物体的碳水化合物，并经过食物链的传递转化为动物体的碳水化合物，而植物和动物的呼吸作用又把摄入体内的一部分碳转化为二氧化碳释放到大气，大气中的二氧化碳这样循环一次约需20年。另一部分碳则构成了生物的有机体，自身贮存下来，在动植物死亡之后，大部分动植物的残体通过微生物的分解作用最终以二氧化碳的形式排放到大气中，少部分在被微生物分解之前被沉积物掩埋，经过漫长的年代转化为化石燃料（煤、石油、天然气等），当这些化石燃料风化或作为燃料燃烧时，其中的碳又转化为二氧化碳排放到大气中。人类消耗大量矿物燃料对碳循环产生重大影响。

生物圈中的碳循环主要表现在绿色植物从大气中吸收二氧化碳，在水的参与下经光合作用转化为葡萄糖并释放出氧气，有机体再利用葡萄糖合成其他有机化合物。有机化合物经食物链传递，又成为动物和细菌等其他生物体的一部分。生物体内的碳水化合物一部分作为有机体代谢的能量经呼吸作用被氧化为二氧化碳和水，并释放出其中储存的能量。

自然界中绝大多数的碳储存于地壳岩石中，岩石中的碳因自然和人为的各种化学作用分解后进入大气和海洋，同时死亡生物体及其他各种含碳物质又不停地以沉积物的形式返回地壳中，由此构成了全球碳循环的一部分。碳的地球生物化学循环控制了碳在地表或近地表的沉积物和大气、生物圈及海洋之间的迁移。

植物、可光合作用的微生物通过光合作用从大气中



不断循环的四大碳库

吸收碳的速率，与通过生物的呼吸作用将碳释放到大气中的速率大体相等，大气中二氧化碳的含量在受到人类活动干扰以前是相当稳定的。石油、煤炭是碳固化过剩的一种副产品，一旦被人类利用，就会释放出海量的碳。

大气和海洋、陆地之间也存在着碳循环，二氧化碳可由大气进入海水，也可由海水进入大气，这种碳交换发生在大气和海水的交界处；大气中的二氧化碳也可以溶解在雨水和地下水中成为碳酸，并通过径流被河流输送到海洋中，这些碳酸盐通过沉积过程又形成石灰岩、白云石和碳质页岩等；在化学和物理作用下，这些岩石风化后所含的碳又以二氧化碳的形式排放到大气中。火山爆发也可使一部分有机碳和碳酸盐中的碳再次加入碳循环。碳质岩石的破坏，在短时期内对循环的影响虽不大，但对几百万年中碳量的平衡来说却是重要的。

人类活动对碳循环的影响

人类活动主要指人们燃烧矿物燃料以获得能量时，产生大量的二氧化碳。从1949年到1969年，由于燃烧矿物燃料及其他工业活动，二氧化碳的生成量大约每年增加4.8%，其结果是大气中二氧化碳浓度升高。这样就破坏了自然界原有的平衡，导致气候异常。矿物燃料燃烧生成并排入大气的二氧化碳有一小部分可被海水溶解，但海水中溶解态二氧化碳的增加又会引起海水中酸碱平衡和碳酸盐溶解平衡的变化。

矿物燃料的不完全燃烧会产生少量的一氧化碳。自然过程也会产生一氧化碳。一氧化碳在大气中存留时间很短，主要是被土壤中的微生物所吸收，也可通过一系列化学或光化学反应转化为二氧化碳。

人类活动向大气中释放了大量的二氧化碳，这些二氧化碳大约有57%被自然生态系统所吸收，约43%留在大气中。与工业化前相比，现今全球大气中二氧化碳浓度大幅增加，导致全球气候系统的变暖。

全球变暖是人类社会活动造成地球气候变化的后果。“碳”就是石油、煤炭、木材等由碳元素构成的自然资源。“碳”耗用得多了，导致地球变暖的元凶“二氧化碳”也制造得多了。与此同时，全球变暖也在改变（影响）着人们的生活方式，带来越来越多的问题。

实现“碳中和”“碳达峰”的目的，就是要尽量减少这种因为碳的过度排放所带给地球和人类社会的破坏。

授课时间：2024年1月—2月

授课方式：专访

主讲人：中国工程院院士 胡文瑞 王基铭 刘合

笔记撰写：中国石油企业协会 唐大麟

听石油院士讲 “超级工程研究”的故事



胡文瑞院士在首发式上作报告

胡文瑞：

“超级工程”是人类改造自然伟大创造的巅峰之作，是人类社会文明进步的旗帜性标志

工程是人类改造自然的伟大创造，而超级工程就是人类改造自然伟大创造的巅峰之作，是人类社会文明进步的旗帜性标志，堪称皇冠上一颗颗璀璨夺目的明珠。对于什么是“超级工程”？本次研究给出的定义是：特定团体为了人类生存和发展，实现特定的目的，运用科学与技术，投入超大规模的人力、物力、财力，有计划、有组织地利用资源，将人类的思考、发明和实践经验，通过人工和自然的选择，采用集成和交叉的方法，建造的具有超大规模的、超复杂技术的、超高风险的、超大影响力的、极具赞誉性和唯一性特征的，改变事物性状的实体人造物理工程。

新中国成立以来，中国经济持续七十多年中高速发展，其中改革开放以来的四十多年，GDP增长了225倍。2010年，中国经济总量超过日本，仅次于美国跃居世界第二位。巨大的经济实力为超级工程建造奠定了坚实基础。同年，中国制造业产值1.98万亿美元，占世界制造业总产值的19.8%（美国占19.4%），超过美国成为世界第一，现在的制造业产值比美国、日本、德国的总和还多。强大的制造业为超级工程建造提供了工程装备和工程技术支撑。旺盛的需求为超级工程建造提供了强劲的动力。

改革开放后中国进行了波澜壮阔的工程建设造物活动，中国城乡处处成为热火朝天的“大工地”，成为全球为数不多的蓬勃发展的工程建造“大市场”，诞生了数以万计的社会和民生需要的各类工程，催生了一大批史诗级的令人

2023年12月26日，由中国工程院主办、中国工程院工程管理学部承办的“中国式现代化建设中超级工程发展战略研究”成果发布暨《超级工程系列丛书》首发仪式在北京举行。该项研究首次系统研究了近现代中国以工程立国这一基本课题。历时五年，共完成了两大系列研究工作。一是完成了“超级工程研究”系列报告，二是编著了即将陆续出版的29册出版物。发布会后，笔者先后采访了“超级工程研究”项目课题组长胡文瑞、副组长王基铭、刘合三位石油院士，深入了解了该项研究的背景、意义和过程，以及石油工程方面的成就。现将采访笔记整理如下，以飨读者。

激动的超级工程和超级工程群。中国城乡到处欣欣向荣、日新月异，祖国大地发生了翻天覆地的变化，国家面貌焕然一新。为此，中国也被誉为“基建狂魔”。

2017年，中国工程院工程管理学部一批关注和热心超级工程研究的院士，提出系统研究超级工程的设想，得到了工程管理学部的全力支持。研究的目标以中国超级工程建造

为重点，覆盖国内外超级工程建造，涵盖中国古代、近现代和世界古代、近现代超级工程，时间跨度从人类新石器时期到现代。可谓研究设想宏伟，内容浩大而繁复，学术性、理论性和专业性极强，没有强大的跨学科、跨领域的专业团队，难以完成如此重要的具有现实意义的超级工程研究工作。

王基铭：

项目组是“超级工程研究”的“超级研究团队”

2019年，在两年多咨询和组织准备的基础上，在中国工程院工程管理学部“工程哲学理论体系”和“工程管理理论”研究取得重大学术成果的鼓舞下，经工程管理学部七届18次常委会通过立项，正式设立“超级工程研究”课题，架构为“1+4”，即一个总研究课题为“超级工程研究”，四个专题研究课题为“中国古代超级工程研究”“中国近现代超级工程研究”“世界古代超级工程研究”和“世界近现代超级工程研究”，分别于2019年、2020年、2021年、2022年立项。

2023年，为了提升超级工程研究的档次，结合国家战略发展目标，“超级工程研究”由中国工程院“一般项目”，升格为中国工程院“重大项目”，课题项目为“中国式现代化建设中超级工程发展战略研究”，目的是为建设中国式现代化强国提供重要的科学决策支撑。

为了完成重大的理论性、学术性和战略性研究课题，“超级工程研究”项目组，遵循“友情合作”的原则，先后组建了研究顾问团队、3个骨干研究团队、43个“超级工程排行榜”案例撰写团队、10个研究报告和系列丛书撰写编辑编审团队。参与研究的专家学者达751位，其中院士49位、教授研究员269位；来自全国19所大学，21家研究

机构，106家企业。召开有记录的各类研讨会、视频会、工作会、协调会250余场，其中超过300多人的视频研讨会3场，专业视频会议最长的连续12天，集中研讨最长达20多天，东北大学20多位老师5年来几乎全身心地投入超级工程研究。因此，该项目组可谓是“超级工程研究”的“超级研究团队”。

“超级工程”课题的总体研究遵循严密的内在逻辑。首先是定义，本次研究定性分析了中国古代、近现代和世界古代、近现代超级工程的共性要素，形成了中国古代、近现代和世界古代、近现代超级工程公认的定义。其次是特征，挖掘了各个历史时期、各个领域中国古代、近现代和世界古代、近现代超级工程普遍存在的价值，获得了超级工程的共性特征。再次是分类，课题组按“时空四象限方法”将研究内容分为“古、今、中、外”四大板块；依据工程属性和自然属性分为“土木、水利、能源矿业、制造、运载、信息通信、其他”七大类，从中又分别细化二级分类。最后是标准，总体研究设计采用“定性+量化”，分别制定了中国古代、近现代和世界古代、近现代超级工程选取评价指标，最终形成系统的评价体系，选取或筛选超级工程中的经典案例。

刘合：

在“超级工程”的个体选取上，采用“定量标准和定性标准相结合的方法”

在分类方法上，本次研究参考了“林奈的生物学分类法”，以“同规则、内相似、外差异、全覆盖、无重叠”为依据，按照工程属性和自然属性，依据功能结构、科技领域、建设性质、投资规模、投资效益、投资来源等，分为“土木工程、水利工程、能源矿业工程、制造工程、运载工程、信息通信工程和其他工程”七大类，并在此分类基础上，进一步细化了分类，例如“土木工程”，又分为“建筑

工程、桥梁工程、轨道工程、道路工程、隧道工程、地下工程、机场工程、港口工程”等。

在“超级工程”的个体选取上，采用“定量标准和定性标准相结合的方法”。具体有两种方法：一是采用“比较分析法”，根据工程规模、科技成果等可量化指标，设置超级工程筛选的定量标准；二是采用“专家打分法”，对科技影响、经济影响和社会影响等不可量化的指标，设置超级



中国工程院院士刘合、王基铭、胡文瑞和唐立新（左起）在首发式上合影

工程筛选的定性标准。最终依据“工程规模、工程成果、管理创新、科技价值、经济价值、社会价值”等若干方面进行综合评价。在此基础上，进一步细化定性和定量指标，例如“工程规模”，包括“建筑面积、投资金额、设计与建设周期、资源消耗”等，又例如“社会价值”，包括“民生与就业价值效应、生态与环境价值效应、军事战略价值效应、交通辐射价值效应”等。

在时代划分上，本次研究以历史年代时间轴划线。中国古代超级工程和中国近现代超级工程，时间跨度12000年，以公元1840年第一次鸦片战争为节点，之前为中国古代超级工程，可以追溯到新石器时期，之后为中国近现代超级工程。世界古代超级工程和世界近现代超级工程，时间跨度4300—5300年，以公元1640年英国资产阶级革命或英国工业革命为节点，之前为世界古代超级工程，可追

胡文瑞：

“超级工程研究”覆盖古今中外，跨越12000年，主要取得了六大研究成果

五年多来，各领域专家学者交叉协作，完成了两大系列的研究工作，应该说成果颇丰。完成了“超级工程研究”报告系列，2份总报告，4份专题报告，4份结题报告，约146万字。编著即将陆续出版的出版物29册，其中理论研究《超级工程系列丛书》著作6本，约190万字；排行榜著作13本，约321.5万字；地理分布和历史年代时间轴图10套册，约10万字。总合计文字667.5万字，图幅1973张，其中购买版权800余张。整个研究覆盖古今中外，跨越12000年，主要取得了六大研究成果。

一是科学定义了超级工程。纵观人类文明发展，横览

溯到公元前3300至公元前2300年以前，之后为世界近现代超级工程。

本次研究，技术含金量较高的是对超级工程进行“投资折算”。众所周知，发生在不同时期的超级工程，其投资不可能是一个恒定的数字。把不同时期建造的超级工程投资折算成现在的价值（投资），需采用不同的折算方法。

一是投资占GDP比重相对计算方法。主要表明古代某一超级工程在当时的相对投资规模。用某一超级工程的总投资，占该项超级工程建造期间的GDP年均值的比重来表明该超级工程对当时经济增长的贡献。

二是米价的折算方法。对于建设年代久远的古代超级工程，考虑历朝、历代的衡制和币制不同，难以通过一种货币衡量其投资额度。为了对超级工程的投资进行归一化处理，采用两千年来一直存在记录的米价，折算超级工程的投资金额。主要是针对有历史记载建造用工总量的超级工程进行折算。

三是重置成本法。对某一时期建造的有明确工程量记载的超级工程，可用同类型单位工程的现行造价进行折算，测算出该超级工程现在所需的投资额，例如给万里长城作价。对于近现代超级工程，也可用“折现法”折算为现在的造价。

投资折算的目的是更清晰地对比判断超级工程的规模。近现代部分超级工程，难以准确折算真实的投资，保留了其在建时期原始投资数据以供参考。古代超级工程中的部分超级工程，特别是新石器时期的超级工程，很难准确折算投资，则采用定量估算和定性描述其工程价值作为参考。

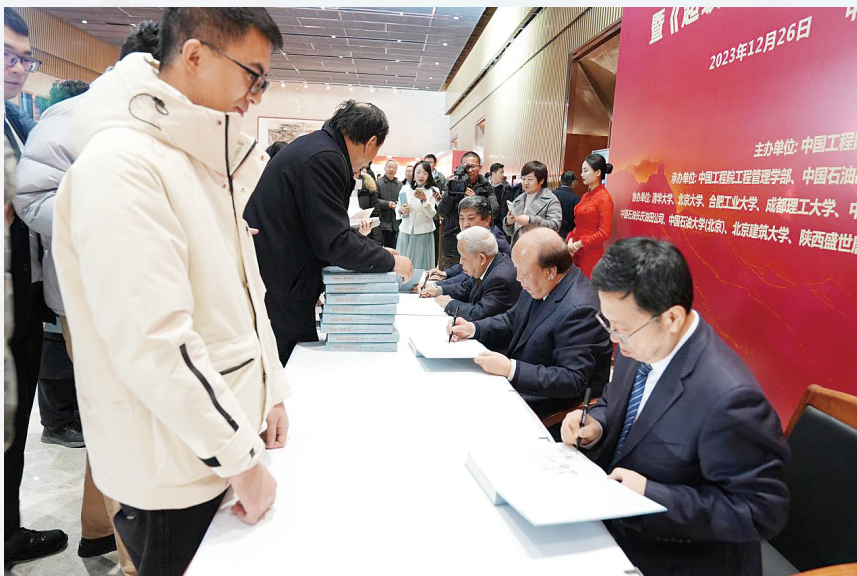
古今中外历史，首次有研究机构对超级工程做出了清晰完整的定义。

二是权威阐述了超级工程的基本特征、标准和分类。第一次将超级工程特征分为主体特征、次主体特征和一般特征，即“超大性、独特性、地标性、第一性、唯一性、谤誉性”，以及“民族性、地域性和文化性”等；第一次系统研究描述了超级工程的科技、经济、社会价值标准；第一次将超级工程与一般工程做了严格的区分，使人们对超级工程有了明确的了解和界定，从而可以科学地判定和确认超级工程。

三是首次系统、多维、全面研究分析了超级工程的作用、特点、规律。纵观人类历史长河，超级工程具有“先进、先行、先导、先锋”四大作用；具有“决策者青睐、统治者喜好、时代大势选择、同道模仿与攀比、民间创造与积累、贪大求奇”六大特点。科学地揭示了超级工程“文明迁徙、需求拉动、演化渐进、经济基础、科技进步、自然力影响”六大规律，首次发现不同类型的超级工程在人类不同历史时期的分布与文明地域高度重合，与杰出统治者或领袖、兴盛王朝、大国崛起、伟大时代高度相关，反之，动乱年代、衰败王朝、国运不济则与超级工程无缘。

四是精准筛选出跨越古今、涵盖中外的643项超级工程进入排行榜。在上至太空，下至深地、深海，数以万计的工程中，严格按照定义、分类和标准执行排序、初选、筛查、初录、入选程序，按历史时间顺序，精选110项入选《中国古代超级工程排行榜》，299项入选《中国近现代超级工程排行榜》，100项入选《世界古代超级工程排行榜》，134项入选《世界近现代超级工程排行榜》。进入排行榜的643项超级工程，每一项均明确了入选理由并为其立传。通过专业研讨确定其历史地位，通过专家打分确定其社会价值。

五是首次独具创意的以“集成电路模式”绘制的超级工程地理分布图，模仿“千里江山图”绘制的超级工程历史年代时间轴图，从时间和空间上立体展示超级工程在不同国家、不同地区和不同时间的分布特点。同时，秉承文化性、可读性、科普性、专业性的主旨，在有限尺寸内准确、全面、清晰、生动地展示各类超级工程，就



院士签名赠书

如同一座座巍峨的大山，矗立在历史的长河中，共同构成人类文明进步的灿烂星空，堪称讲述人类文明的“千里江山图”，让世人第一次看到一幅古今中外超级工程家族图谱。

六是超前预测了超级工程。超级工程研究的重大意义，还在于能够对未来超级工程决策和建造提供借鉴和指导。通过研究和分析超级工程与社会、经济、科技和自然的关系，结合未来经济社会发展方向和科技进步，初步预测了在世界哪些国家，在中国哪些地区，会催生哪些类型的更多的超级工程，为中国式现代化建设中超级工程发展战略布局提供参考。

系统研究超级工程，目的就是要书写人类社会建造超级工程的辉煌历史，讴歌建造超级工程的伟大时代，歌颂劳动人民建造超级工程的丰功伟绩，赞颂工程技术人员建造超级工程的聪明智慧，指导未来超级工程的科学建造，这也正是研究超级工程的意义所在。

胡文瑞：

中俄东线天然气管道等47项石油石化业超级工程入选《中国近现代超级工程排行榜》

在本次研究成果中，我国石油石化行业有茂名石化、海洋石油981、赛科乙烯工程等47项超级工程入选《中国近现代超级工程排行榜》，有大庆油田、长庆油田、西气东输、中亚天然气管道等5项超级工程入选《世界近现代超级工程排行榜》。中国石油作为国内超级工程建设主力军，建成多项油气保供工程，抚顺石化工程、独山子石化工程、

玉门油田、塔里木油田、苏里格气田等19项由中国石油建造的工程入选《中国近现代超级工程排行榜》，大庆油田、长庆油田和中亚天然气管道入选《世界近现代超级工程排行榜》。每个时代都有代表性的超级工程，每个行业也都有史诗般的巨献。石油工业的这些超级工程凝聚着中国石油人的心血与智慧，也见证着中国石油工业的兴起与传承。

从2023年欧洲地球物理年会 看物探技术新进展

巩长春

(中石化石油工程地球物理有限公司)

1951年成立的欧洲地质学家与工程师学会(EAGE)是总部位于荷兰乌得勒支市的一个国际性学术组织,长期致力于地球科学与工程技术的应用与开发、技术创新,以及学术交流与合作。EAGE年会每年举办一次,由于疫情原因,2023年第84届年会是疫情放开后召开的首次国际地球物理勘探技术盛会。会议围绕“共建可持续未来”这一主题开展,来自全球的200家展商、超过6000名地球物理学家和业界人士参会,会议共发布830篇口头汇报和近200篇展板报告,举办了地震采集、数据处理、反演解释、时移地震等多个专题讨论。下面挑选几个重点方面进行分类介绍。

节点采集装备 发展迅速

节点仪器已发展成为陆上采集主流仪器,向着智能化、集成一体化、小型化、轻量化、实时传输监控方向加快迭代,总体呈现以下趋势:一是体积越来越小、质量越来越小。国内外公司纷纷推出了体积更小、更轻的节点仪器。二是续航能力越来越强。随着电池技术和功耗管理技术的不断进步,节点仪器向着长续航时间发展。三是节点质控能力越来越强。节点无桩号部署及回收应用趋于成熟,节点单元从人工、车载、无人机等全过程、全方位、多视角的质量控制正在形成。四是软件功能越来越完善。节点应用软件和数据切割软件功能日臻成熟、集成度越来越高,用户体验越来越好。五是随着节点成本的降低和易用性的提高,低成本和高质量的新一代节点加速实现了在碳封存与利用、地热储层开发、碳氢化合物勘探、矿产勘探、结构监测、火山活动监测等新兴领域的应用。

(1)高续航。美国地震技术公司目前是世界最大的节点采集系统供应商。其陆上地震勘探数据采集系统主要为GCL、GSB和GSX节点采集系统。GCL1由节点采集单元、无线充电柜及软件系统组成,内置检波器及电池,外部没有任何接口。采用24bit模数转换芯片,节点仪器可连续工作60天。三分量版本GCL3使用10Hz三分量检波器,可连续采集40天,体积和质量略微加大。

(2)小质量(体积)。STRYDE是由BP公司联合俄罗斯国家石油公司和西方奇科公司研发的陆上节点,包含内置电池和检波器,每个节点质量仅约150克,是目前世界上体积最小、最轻的自主记录式陆上地震采集节点设备。STRYDE节点采用商业化的公共组件减少节点开发成本和时间,将成本降低到100美元上下,续航时间28天。内置压电加速度检波器,频段范围扩大到1~125赫兹,有利于高保真记录地震信号,改进信噪比。密封外壳结构,无外露接头,符合IPX8防水等级标准。

地震采集日效 进一步提升

为解决混合方法采集效率低下的问题,阿布扎比国家石油公司引入独立同步激发(ISS)和分散源阵列(S-DSA)两种新采集方法。ISS方法通过增加车队数量和减小独立采集区域的方式提高采集效率,允许震源在非同步的情况下独立触发,每个激发都有独特的标记,可区分波场,通过属性解码或标记去卷积实现更复杂的去混合,提供了更大的操作灵活性,减少采集时间的同时保持数据的可分离性。S-DSA方法通过减小扫描长度简化混合,同时保持较高效率,使用多频段源来减小混合,如使用多种窄频段源随机分布,发射特定频段的波场,通过减小扫描长度来简化混合解析过程,降低混合的复杂性。

阿布扎比国家石油公司在本国沙漠地区的3D项目中,分别采用ISS和S-DSA方法进行了两次试验,其中ISS采集方法中震源数量为24,组数

同样为24,即每个炮点都由单一的宽频带源独立激发,每组覆盖一个独立的采集区域,以4.8千米×0.6千米的范围作为一个独立采集区域,每个独立采集区域共1152个激发点,扫描频带为1.5~120赫兹,扫描长度为18秒,监听时间为6秒,记录时间为24秒。

S-DSA采集方法配备24台震源,分为8组,每组3台震源,即采集过程中3个频带源独立且同时每个激发点进行激发,每组覆盖的独立采集区域面积为4.8千米×1.8千米,共3456个激发点。3个频带源的扫描频带分别是:低频带1.5~12赫兹,中频带8~72赫兹,高频带68~115赫兹。每个频带的扫描长度为6.7秒,具有自己的扫描速率,其中宽频带源的扫描长度18秒大致被3个频带的数量所分割。同样,监听时间为6秒,因此记录时间为12.7秒。采集结果表明,与传统混合方法(A00和A10)相比,ISS和S-DSA(A11和A21)显著提高了采集率。

全波形反演(FWI) 是本次年会最大热点

本次年会全波形反演技术投稿量(60余篇)和专题(6个)居数量首位。先后设置了五个分会场进行交流,从原理、方法到应用,FWI技术得到了较大进展,应用场景以海洋为主。

来自斯伦贝谢公司的研究人员,通过稀疏的海底节点采集,获得适当的地震输入数据,全波形反演(FWI)可以实现速度建模、地震成像和后续解释抬升的阶跃变化。在墨西哥湾绿色峡谷,研究证明FWI能够自动恢复17千米深度的盆地规模的复杂地质模型。

来自地球物理服务公司的专家介绍了一个高分辨率陆地FWI技术在罗马尼亚南喀尔巴阡山麓的应用案例。地震数据于2022年采集,主要使用炸药震源,工区面积约500平方千米,并设计用于最佳地下宽方位照明。崎岖多变的地形和复杂逆断层的存在成为成像的主要挑战。首先,将多波反演(MWI)和全波形反演(FWI)结合构建高分辨率近地表速度模型,以解决一些重要的成像失真。然后,将数据反演到50Hz以获得高分辨率FWI模型,该模型充分捕捉了上部褶皱结构和下伏地层的强烈横向和垂直速度对比。最后,偏移图像和从50Hz FWI模型导出的反射率有助于降低储层在坝顶大小和位置方面的不确定性。

海洋OBN资料处理 成为重点发展技术

本次EAGE会议中OBN内容很多,分别开设了“去除多次波及反褶积”“压制噪声”等专题。全球各大油公司及服务公司,如沙特阿美公司、斯伦贝谢公司、法国地球物理公司等,都介绍了关于OBN地震资料的处理技术。

多维反褶积克服了上下反褶积过程的挑战,与阻尼最小二乘法相比,多维反褶积减轻了反褶积过程的病态问题,同时保持了所有频率的分辨率。然而,使用基于振幅一致反褶积反演的潜在要求是要有更密集的格林函数(完全采样的下行波场),但海洋节点采集通常采用加密炮点。稀疏检波点的方式,造成高频反演过程不稳定。

针对上述问题,斯伦贝谢专家提出的解决办法是将多维反褶积用于预测海底地震中的自由表面多次波,并提出了对在具有地形和急剧横向变

化的海底上所产生的最佳格林函数。利用在墨西哥湾深水区获得的真实数据,证明了所提出的先验驱动秩最小化框架产生了一个最优Green在所有频率上的函数。从结果中可以明显看出,所提出的方法的结果优于阻尼最小二乘法。

机器学习在物理解释中 得到应用

利用深度学习解决物理解释的诸多问题成为本次年会最大的热点之一。很多学者,新引入了基于Transformer网络的StorSeismic范式为自监督预训练,以无标签和合成数据的地震特征,然后对标记的合成数据进行微调。可以实现从去噪、振幅衰减、多次波去除、速度估算到叠加所有过程,Marmousi模型数据结果表明,预训练模型与随机初始化模型相比获得了更高的度量。

结 语

(1) 陆上地震采集技术朝着宽方位、宽频带、高密度、高效率技术方向不断发展,生产效率不断提升,勘探成本不断下降。

(2) 地震处理技术依然是本次会议关注的焦点,噪声压制技术、RTM、最小二乘偏移、偏移速度分析与建模等方面的文章较多,全波形反演技术、海洋OBN地震资料多次波压制技术成为当前的热点。

(3) 地震资料解释技术方面的论文主要涉及人工智能框架下的地震层位选取、地震岩性解释、岩石物理及储层反演等内容,地震资料解释技术已经与人工智能技术、机器学习技术的发展深度融合,物探技术+人工智能成为地震资料解释技术重要的发展方向。

改善油田老区水驱开发效果技术

李玲丹

(中国石油吉林油田公司公共事务中心)

老区开发存在的主要问题集中在随着含水上升,注采关系发生动态变化,存在无效循环重、运行成本高、分区上存在差异等问题,应对的开发策略和技术手段都存在差异。要实现油田老区开发效果的提升,就需要从产量、指标、效益等方面入手,才能把老区开发好。

老区开发技术定位

老区开发工作思路主要集中在以下五个方面,一是坚定深化油藏认识,夯实基础,通过基础数据统领开发工作,深化油水运动规律认识,通过动态生产数据和油藏原始数据,精细化储层管理,精准认识油藏,实现高效开发。二是坚定实施控水稳油开发战略,注水控水是油田后期开发的主要手段,控制好注采关系是重中之重。所以要明晰战略目标,降低运行成本,实现效益增储,减缓无效循环,实现效益稳产。三是坚定贯彻点弱面强注水政策,确保方向正确,努力增加井点层位方向,增加受效方向,实现均衡水驱。四是坚定推进精细注水,夯实稳产基础,系统性开展水井治理,丰富注水理念,实现注水驱油精细有效。五是坚定扩大堵水规模,减少水淹,扩大波及体,严控含水上升导致的扩大波及,以压堵停相结合的方式实现综合调控。

增强油水运动规律认识

(1) 剩余油分布规律。油田开发应秉承动态观念,全面深化特高含水阶段油水运行规律认识。根据井网变化,分析判断不同阶段油水运动规律,根据注采见效特点,分析剩余油富集区。例如,某区块通过生产数据和测试数据,平面认识剩余油主要富

集于断层附近、砂体边部、正向微构造及弱水驱方向,纵向分析剩余油主要富集于低渗透储层、低阻储层、弱水驱层,形成低阻储层的原因是强水淹水洗层、泥质含量较高,束缚水饱和度高,导电矿物质含量高。层内剩余油主要富集于厚层内部,受隔夹层影响的未驱动部位。根据以上情况分析剩余油分布及注采差异的原因,从而调整注水策略,通过工程技术手段,实现边缘驱油,提高采收率。

(2) 无效水的精准识别。找油的同时也要找水,严控含水上升,降低运行成本。通过生产数据和测试结果,分析水体走向,判断驱油效率低的原因。例如,某区块从平面判断,无效循环主要为井网控制的東西向、砂体控制的优势方向,这个方向含水降低就要控制好液量。纵向观察判断,含水高、产水量大的层段主要在物性好高渗层、历史水驱强层、原始含油饱和度低层。

(3) 剩余油的挖潜。特高含水开发阶段,剩余油高度分散、局部富集,通过不断深化油藏地质认识,水驱规律及剩余油分布特点逐渐清晰,为制定高质量的开发方案奠定基础。通过精细研究,对构造、储层、流体等静态进行深入研究,结合几十年的动态开发,进一步明确剩余油分析方法、分布规律,总结剩余油控制类型,确定挖潜方

向,形成有效挖潜模式。

剩余油挖潜重点工作

(1) 深入挖掘长停井点潜力。油水井点是一切开发工作的基础,要做到应用尽用。建立低效无效井评价模型,明确不同油价下,日产油与资产净值关系。通过转注完善注采井网,内部区增加受效方向,发挥油井资源潜力,筛查堵水措施,增加可采储量。通过压裂实现产量升级,按照综合治理的思路,综合分析储层提产潜力。系统梳理停产井及低效无效井,逐井评价资源潜力及创效能力,努力减轻资产包袱。

(2) 不断夯实精细有效注水。精细有效注水始终是油田稳产最核心、最经济、最有效的手段。特高含水开发期是水驱提高采收率的重要阶段。坚持综合治理保障注采井网完整性是宏观注够的前提,坚持点弱面强宏观注水政策是稳油控水的关键,坚持调堵压综合调控是改善水驱的核心。加强宏观注水政策研究,结合油藏特点、开发阶段、储层特征、实际效果,应用多种方法研究确定各类油藏宏观注水政策。依据采油速度法和注采井距法,合理确定注水强度。加强水井全面综合治理,按照源头水质好、井口注得够、井筒分得开、层段组合优、水量测得准的系统

管控模式系统开展水井治理。加强日常注水方案调整,在单砂体与分层认识的基础上,努力做到“三到位”,即高效层提到位,低效层控到位,无效层停到位。扩大周期注水实施规模,立足开发矛盾,针对性开展六种方式周期注水,一线井开发形势较好,综合含水均呈下降趋势。通过扩大机械堵水实施规模,持续扩大堵水规模,调整产出剖面,确保含水不升。

(3) 实现措施精准挖潜。贯彻“找油”理念,提高措施效果,保障措施规模。强化精细选井选层,围绕断层边角、砂体边部、低阻储层、弱驱方向推进精细选层。强化压堵配套实施,以本井压堵结合为主、邻井压堵结合为辅的措施方式,强化井组综合调整,以注采井组为单元、调堵压配套实施,综合改善水驱开发效果。

(4) 加强监测资料应用。监测是认识地下水驱状况的有效手段,要加强监测资料应用,既要集中监测,也要分区侧重。依据产出及吸水认识,针对双高层进行封堵,低产出层则实施压裂。依据转注井补能效果,实施压裂引效。针对层内产出、含水、剩余油差异,实施针对性措施改造。从而实现原油产量稳升,减缓两个递减,控制含水上升趋势,稳步提升可采储量,实现储采平衡。

结语

注好水才能采好油,系统梳理水井问题逐井解决,减少无效产出,扩大波及体积,降低运行成本是老区水驱开发实现效益的重要手段。加强井史分析,贯彻找油理念,攻关配套技术,实施合理的注采井网,并依据生产动态资料,实时调整注采关系,实现油田开发的精细化管理,从而不断挖掘剩余油潜力,提高采收率。

油田井下作业中的连续油管技术

王鹏

(中国石油大庆油田有限责任公司井下作业分公司)

连续油管技术作为油田工作中的新兴技术,在井下作业中普遍应用,相较于传统技术,该技术具有高效、稳定的特点,能够明显缩短施工周期,加快施工进度。从技术类型出发,把握连续油管技术的基础知识,以A地的两个石油工程为原点,重点分析连续油管技术手段下井下作业的创新运用路径,深度把控连续油管技术在井下作业中的实践操作过程,实现技术运用的有效提升。

连续油管技术在井下作业中的运用

(1) 冲洗解卡堵。连续油管技术中的冲洗解卡堵工艺常用于凝结卡堵、结蜡、砂埋及冰堵等情况,其中凝结卡堵主要产生于高凝油与稠油凝结卡堵,结蜡主要指电泵采油井出现的结蜡情况,而砂埋与冰堵则主要指油气井产生的砂埋与冰堵情况。将连续油管运用于冲洗解卡堵的原因主要在于:连续油管本身具有柔性,将其运用于冲洗解卡堵阶段,能够在保证封闭性与井口防喷器原设定的情况下,规避上卸扣,实现负压操作,进而实现保护油气层的效果,提升环保性。

(2) 测井与冲砂洗井。在油管修井作业中,冲砂洗井属常见技术之一,具体表现为借助连续油管向油井中泵入清洁液,作业期间若存在沙砾环境,则沙砾会在清洁液的影响下松动。此后,再选用连续油管进行冲刷,将沙砾从环空通道冲

出,以达到提升输油管道运输质量的效果。

(3) 分裂层与防砂。机械砾石填充法、化学固砂法作为连续油管技术在油井防砂阶段的常用手段,优势在于以原有管柱不变为前提落实后续操作,且无需多余设备及不增加修井等操作。该技术手段具有便利性与可操作性特征,可缩减作业成本。其中,化学固砂法借助树脂胶结地层、砾石填充砂粒固砂,其他施工工具需求量少,只需借助连续油管灌注材料。同时,依托连续油管落实分层压裂,还能实现同时操作多个产油层,降低地层与减残液的接触率,提升裂缝导流性,缩短操作时长,提升产量。

(4) 打捞作业。在打捞作业阶段,技术人员只需要在连续油管的下端,设置加重管柱,再设置打捞设备,即可展开打捞作业。该操作具有工作难度较低、操作性强的特点。加重管柱多由加速器、冲击

器及安全接头等组成，是保证打捞作业质量的关键。由此，在打捞前期，技术人员需保证加重管柱组装的严密性。在实施打捞作业时，首先需开展沉积物清洁处理工作，用以提升打捞的顺畅度。

连续油管技术

在井下作业中的运用实例

水平井F井作为A地的开发井之一，工程实施流程如下：修井机到位后，技术人员开展井放喷观察工作，用以确定鱼顶的完好度，之后，再设置穿心打捞油管所需的管柱，为后续的滑块捞矛穿入做准备。此后，平式油管下入阶段，1600米受阻，20吨下压，并未成功。但是连续油管成功进入油管内，鱼顶状态确认完好，入鱼顺利。

此后，开始尝试借助滑块捞矛开展内部打捞工作。选用下入穿心打捞油管落实下部打捞操作，解卡成功。此后，连接连续油管防喷器、防喷盒、转换法兰及注入头，在注入头的上端设置连续油管（在9米以上），下端设置转换法兰。借助连接器（双向内连）将打捞连续油管与井内连续油管进行连接，并加固焊接两者的连接部位，将井内剩余的连续油管（约1800米）缠绕在空滚筒上。最后，连续油管下端的钻磨工具串从井口带出，打捞工作顺利完成。

在打捞阶段，自然洗井时，主要借助充分放喷来实现。保证连续油管技术价值的关键，在于及时更换打捞方法，使得整个打捞时长缩减，提升打捞效率。此外，在这次打捞操作中，由于内部打捞无法实现，只能落实外捞操作，结合现场实际情况，选定下部打捞，充分发挥修井

机的优势，维护上部连续油管的完整性。

在打捞操作过程中，还存在以下缺陷：第一，若下部解卡未成功，技术人员只能采用强提或切割连续油管的方式，将连续油管的上部捞出，之后，再开展重复性的打捞工作，直到打捞完成。技术手段具有较高的局限性，变通性较弱，反而增加了后续操作的风险。第二，在采用连续油管技术的过程中，若切割捞筒的位置在直井段的内侧，技术人员需要搭配井口液压钳落实加扭矩处理后，再开展连续油管切割等操作工作，使得工作复杂性有所增加，影响打捞工作的效率。第三，若切割捞筒的位置处于水平段内，则增加了处理风险，在井口施加的扭矩过大时，会增大油管扣连接强度损坏的可能。

连续油管技术

在井下作业中的流程优化

（1）资料采集。在使用连续油管技术前，工作人员应当对油井的各项数据与指标进行考察与评估，绘制相应的示意图，并标注出风险点，清晰明了地表现连续油管技术使用的潜在干扰因素，落实相应应急处理措施，降低潜在干扰因素的影响力。

（2）跟踪保障。在连续油管技术运用过程中，工作人员应当密切关注技术实施的进展，以F井为例，工作人员应当准确判定与记录落鱼的位置。一般而言，判定落鱼位置的方法包含下放电缆印膜与影像技术，其中，影像技术侧重于借助影像设备探查数据，并采用无线传输模式将数据传回地面，工作人员能够借助影像信息分析判断落鱼情况，为后续工作

提供参考。

（3）工艺改进。当前，连续油管技术处于发展阶段，在运用连续油管技术时，为保证井下作业效率，工作人员应当及时调整技术工艺，优化工艺组合，取长补短，提升连续油管技术的运用质量，还应当将工艺改造数据进行记录，为后续工作改进提供经验指导。

（4）设备检查。在连续油管技术运用过程中，设备的质量与安装效果直接影响连续油管技术的实施效果与工作人员的生命安全。工作人员应当对井下作业涉及的设备进行严格、全面的检查，用以保证设备运作的稳定性，促进连续油管技术运用质量的提升。

（5）培训活动。在工作展开前，应当重视工作人员的培训工作，重点提升工作人员对连续油管技术的把控度，了解连续油管技术的类型与运用路径，为工艺改造等工作的展开奠定基础。

结 语

综上所述，连续油管技术在井下作业中的运用具有多样性特征，在落实连续油管技术时，应当准确把握井下特点，在此基础上，选用与调整连续油管技术，以保证连续油管技术的价值实现，其中，A地则是连续油管技术优化创新的直接表现，有效缓解了连续油管技术在当地运用时的局限性，促进了技术运用成效的提升。但连续油管技术的运用仍存在一定问题，应当对运用流程进行优化调整，实现对技术运用的全方位把控，促进连续油管技术运用有效性的提升，促进石油工程井下作业质量的提高。

“吞噬”钢铁的油气田

宫柯

地球人都知道，开采地壳中蕴藏的石油、天然气需要钻很深的孔洞，穿透几百米乃至数千米厚的岩层，才能获得人们衣食住行离不开的宝藏。那么，你是否知道石油、天然气都是以消耗优质钢管为代价的产物吗？简单阐述一下建井的大致过程，就会明了此话绝非谬言。

以陆地上的石油钻井为例，且不说钻机和钻具构成的庞然大物，单就钻达油藏的井眼来看就是一个“吞噬”钢铁的大窟窿。为防止软硬不均的井壁坍塌，首先要在钻达油气层的井孔内下入抗挤压、抗拉伸、抗腐蚀强度比较高的无缝钢管保持畅通，也就是说井眼有多深，下入的钢管就得有多长，并且从上到下的直径由粗到细，管壁由厚到薄，为了防止钻井过程中发生井喷事故，有时还要下入多重钢管保证安全，这种用水泥永久性封固在井里的管材称为套管。

国产的油气田专用套管，参照美国石油工程师学会制定的API标准制造，分为若干钢级，常用的普通型J-55套管有一条浅绿色环标，强度级别更高的N-80套管有一条红色环标。按照公称直径140毫米、壁厚7~10毫米、每根10米长带一个螺纹接箍的理论质量计算，钻1千米的井深需要下入套管的累计质量至少在30吨。我国目前发现的油气田，埋藏深度在1000米之内的并不多，大部分需要钻1500~2500米的中深井才能开采到油气，新疆塔里木盆地气井的深度已经达到8000米。可想而知，至少需要下入数十吨到上百吨的套管才



油气田生产井下入的防护套管

能满足一口深井的“胃口”。

建成了用套管保护的井筒，还不能直接用来产出油气，为了把地层渗出的油气流引导至地面，还要在套管内下入携带多种多样井下工具的衬管，人为控制油气产量保持在合理区间。这种小于套管内径的衬管不固定，可以随时提出来更换检修携带的井下工具，因为是油气流产出的通道，故而在业内称为油管。通常在公称直径140毫米的套管内悬挂外径73毫米螺纹连接的无缝钢管，作为油气流出井筒的必经之路。国产的油气田专用油管，也是参照国际通用的API标准制造，按每8米长带一个螺纹接箍的理论质量计算，下入深度1千米左右的油管，累计质量在9吨左右。如果井筒特别深，在套管内径允许的条件下可以悬挂直径和壁厚更大一级的高强度油管，下井深度由管体和连接螺纹的强度决定，最大极限可达50吨左右。

有了防护性的套管和悬挂的油管，单纯的采气井便可投入生产。采油井则不然，由于不能长时间依靠消耗天然能量自喷采油，当油流无法自行上升到地面的时候需要安装机械提供举升动力，在油管内还要下入有杆或者无杆两种类型的深井泵。在油田

上最常见的是有杆泵采油机械，井口处装有一台上下往复运动的抽油机，通过悬吊一条细长的钢杆，带动沉没到液面之下的深井泵抽吸做功。这种靠螺纹连接的杆状下井物称为抽油杆，直径在16~25毫米，接箍的最大外径不超过36毫米，使其能够在内径62毫米的油管内上下自如运动。以泵挂深度900米、使用公称直径22毫米抽油杆、连接内径44毫米的管式泵为例，下入井内的累计质量在3吨上下。若再加上地面安装的载荷10吨左右的抽油机自重，这套机械举升系统的总质量至少在15吨。

上述仅是建成一口开采油气井最基本的钢材用量。倘若建设一个年产百万吨级的中等油气田，往往需要钻数百口生产井，千万吨级的大油气田则要钻上万口深度不等的生产井，扣除地面横向铺设的各种输送油气水的管道，单是纵向打到地下看不见的管杆累加起来将是一个多么令人瞠目结舌的数字。众所周知，法国人建造324米高度的埃菲尔铁塔，用钢量才7000吨。假如把一个中等油气田埋到地下的管、杆、机、泵用钢量全部累加起来，足可以建造几十座乃至上百座埃菲尔铁塔。因此说油气田是大量吞噬钢铁的怪兽毫不为过。由于大量的钢铁隐没在地下看不见，不了解真相的人往往会产生错觉，误以为开发油气田仅仅是竖着钻井井、横着铺管线，并不知道每口生产井都是用几十吨乃至数百吨钢铁建成的油气流通道。解开这个障眼的迷局，才会对油气田有全面的认知。

油田三次采油驱油技术

陈玉琳

(中国石化大庆油田有限责任公司第一采油厂)

在油层中使用物理手段进行驱油的原理，就是在油层上注水，根据水油不相溶原理，增加油层上方的压力，借助这些压力将油层中存在的气体挤压出来。除此之外，还可以向油层中加入品类合适的适量驱油活性剂，因为油层中的石油和水混合挤压后会导致原来残留、分散的油气重新汇聚到一起，此时再次进行油气资源开采能够提高油气的开采率。

三次开采理论对比二次开采有诸多优势，如更有利于强化对油层分布状况的了解，能够提高开采的准确性，减少采集的工作量，油气收集更加全面彻底。虽然三次开采具有多种优点，但是在进行三次开采时也要对油田状况进行充分、全面的考察，根据油质及地层分层，选用合适型号的驱油剂，从而将油气全面激发出来，降低油气资源的浪费，使开采更加彻底。油田三次采油驱油技术，主要有三元复合驱、注气驱和化学驱等几种。

三元复合驱采油技术

三元复合驱是一种化学剂，它的组成成分有碱、聚合物和表面活性剂，一般情况下将其投入原油开采中所取得的效果是原来使用水驱采油技术开采率的120%，假如油层含水率为98%，那么开采率可以在上述基础上再上升16%，如此，就实现了采收率大于60%的大关，使用该复合剂包含两种原理。①降低界面张力。与使用其他类型的驱替方式相比，当原油和三元复合驱接触后，能够快速降低界面张力，最终达到低于0.01mN/m，而以往单独使用表面活性剂或者碱无法使界面张力快速下降，所以在一般情况下，三元体系相比二元体系，能够更快地使界面张力下降，实现快

速下降的原因是聚合物聚丙烯酰胺能够很好地保护表面活性剂，阻碍其和 Mg^{2+} 、 Ca^{2+} 等进一步产生化学反应，而且由于活性剂的成分原因，在发生反应后存在的阴离子基可以提高界面的电荷，从而使界面张力下降。与此同时，碱基还能促进表面活性剂加速反应和延伸，从而扩大最小界面张力的面积，缩短滞后反应时长，延长最小界面张力的持续时间。②流量控制。原油的流动速度较快，当在其中加入表面活性剂后就会降低原油的流动速度，同时还会在侧壁上构建减速带，因此在双重作用下能够大大降低原油的流动速度，从而提高驱油率；除了降低流速外，碱和表面活性剂的存在能够保障在发生化学反应时免受高价阳离子的破坏。通过实验数据可以看出，当在原油中按比例加入表面活性剂后，最高能将聚丙烯酰胺黏度提高到原来的110%~125%，若是将表面活性剂和碱一同使用，黏度能够达到122%~142%，而且碱剂不同效果也会不同，使用硅酸钠作为碱剂效果最好，但是使用氢氧化钠效果则不明显；有些研究数据也反映出加入碱和表面活性剂会降低水解聚丙烯酰胺的增稠性能。综合各种实验数据发现，如果想要将三元复合驱采油技术的优

势最大限度地体现出来，就要深入研究三元复合采油的原理，同时调配好化学剂间的配比和选类，根据油层分布、特性及储量，综合考虑各种情况后使用三元复合采油技术。

注气驱油采油技术

在具体实施注气驱油采油技术时要注意下面三点。①考察油层的岩性、所处深度、周围温度、渗透率、原油的黏度和饱和度等，根据考察信息判断该油层是否适合注气。②调查清楚油层的基本状况后，向油层内注入气体替换原来的注水采油技术，常见气体有二氧化碳、氮气等。用气体取代液体后还可以根据使用条件分为两种采油技术，分别是混相驱油和非混相驱油，要根据油层的实际情况选择合适的技术。选定好技术后还要对环境进行调整，为其发挥最大效用打好基础。注气驱油采油技术刚研发使用时，经常选用的气体是氰类物质，但是这种物质的成本比较高，后来慢慢就被淘汰了，目前使用最多的气体是二氧化碳，再结合陆相油藏CCUS-FOR的所有技术。这种技术是关于二氧化碳的捕集埋存和提高采收率的技术。该技术先对工业二氧化碳进行捕集，然后将收集到的二氧化碳注入油层中，从而实现较高的气体埋存度，

既能满足较低的碳排放又能提高采收率。所以这种技术是既能满足驱油和气体封存又能提高效率、降低碳排放的一种绿色高效的采油技术。在运用该技术时应根据作业的实际情况购入二氧化碳注入泵车、压裂设备等辅助操作仪器，不断优化采油技术，提高技术环境适应性。除了上述优点外，气体填注技术还能将海上油田排出的二氧化碳进行收集和脱水，最后再将采集到的二氧化碳埋回地下咸水层并进行永久封存。

热力学驱油采油技术

除上面的采油技术外，热力学驱油采油技术也使用较多，这种采油技术的原理是，借助专门技术、仪器将蒸汽注入油层中，因为蒸汽含有一定的热能且湿度比水汽低，因此能够提高油层内部的热力学性能，达到吞吐采油效果；而且，在蒸汽热能的作用下，能够促进油层变干，油层干燥后有利于石油流动，为后面的采油提供便利。热力学驱油采油技术和其他技术相比优点是，经过热蒸汽的作用，能够使油层受热膨胀，从而使油层黏度降低，驱油更为方便、省力。但在往油层中注入热蒸汽的时候要知道蒸汽不仅会使油受热还会使周围土壤、油层等都发生变化、反应，最常见的就是热胀冷缩和蒸馏，这两种反应都无法人为干预和调控，同时在这些反应的影响下还会造成采油过程不稳定，降低蒸汽和油层间的差值，所以使用此技术时不仅要考虑其优点还要将负面影响考虑在内。在注入过程中严格控制蒸汽和实施流程，在特殊情况下还要引进辅助和监控设备，保障注入量的准确性，同时还要时刻关注蒸汽注入油层后带来的影响，这样才能对地下情况有一个全面、真实的了

解，方便及时调整，提高效率。

化学驱油采油技术

化学驱油采油技术和上面几种技术相比使用范围比较狭窄，而且使用该技术前需要对地下的油藏情况进行全面了解和考察。化学驱油技术的原理是，借助化学剂配合能够增薄的物质，调配一种黏稠的液体，并将该液体与注入油层的水混合增加水的黏度，缩小它与原油的黏度差，从而达到增大阻力的效果。目前这项技术已经在油层采油中进行了应用，但是在油层温度大于80摄氏度或者矿化度每升大于30000毫克的三类油藏，使用该技术的难度则较大。因为温度和矿化度都会影响化学剂的反应从而影响注入剂的黏度，降低驱油效果。除了调配液体黏合剂外，还可以借助黏弹性颗粒调配成液固非均相复合驱，达到提高液体黏合度的效果，进而提高采收率。除上述特点外，化学驱油采油技术和其他技术相比，更加灵活，如开采海上油田时，受空间及设备受损状况影响，需要短期内提高采收量，对设备和技术的要求较高，使用其他驱采油技术很难满足这一点，所以最终选用化学驱油采油技术，在空间相对狭窄的平台上能够实现快速调配化学剂并完成注入工作，大大提高了采收率。

微生物驱油技术

与上述驱油技术所使用的注入物质相比，微生物驱油技术使用的是微生物而非化学类物质，在选定所需微生物前需要考察油层的实际情况，根据考察情况对微生物进行选取，将不同种类的微生物注入油层的合适深度，保证这些微生物能够生长、繁殖，在这一系列过程中这些微生物会

释放出特定气体、酸、活性剂、聚合物等。“酸”能够改变油层所处岩层的岩石性质，增大渗透率；“生物表面活性剂”，能够降低界面张力；微生物产生的各种“气体”，可以提高油层的压力，使石油膨胀而且还能提高岩层的渗透率；“聚合物”能够起到乳化的作用，控制原油流动速度并进行封堵。在这些物质的综合作用下，能够改变油层及原油的特性，使其更方便开采，提高采收率。使用微生物的好处在于不会对地下环境产生污染，而且操作简单、容易控制，但是由于微生物自身对环境有一定要求，这是限制其发展的一个重要因素。微生物适宜的温度要小于120℃，水矿化度需小于1500毫克，这些条件在很多地方都不易被满足，所以要想推广该技术，就要不断对其进行升级，扩大其环境适用范围。

三次采油驱油技术发展前瞻

目前，我国的油田主要分布在河流三角洲体系、大陆架沉积盆地，与国外油田相比，油田内存在较多的沉积物、砂体，因此开发难度较大。不仅如此，油层环境恶劣、土层黏度大、原油含蜡量高，而且每个油层间的环境特点还存在较大差异，这些问题都给油气开采工作带来巨大困难。所以，用三次采油技术代替原来的二次采油技术，能够明显提高工作效率。但是，由于各个油田的储量、分布以及实用技术、人员水平等都存在很大差异，在技术、机理上还有很多问题没有解决，使得三次采油技术在实际应用中有很大局限性。但是，长远考虑，随着三次采油技术的不断推进，其在油田的应用规模将逐渐扩大，对上产增储将起到不可替代的作用。

油田开发后期 油井清蜡防蜡方法

王文群

(中国石油大庆油田有限责任公司第八采油厂)

在油井开采过程中，随着时间的推移，会有很大概率发生结蜡现象，若不及时进行妥善处理，会影响油井的产油量及开采效率。刚开采出的原油，其内部石蜡的碳原子数和温度之间存在密切关系，具体表现为随着温度的升高会形成晶体，一段时间后晶体会逐渐累积，固着在油管内壁，即形成所谓的油管壁结蜡现象，最终影响管道输送效率，增加油井安全隐患。

如果出现油井结蜡现象，会导致对地层的回压变大，从而影响出油量；如果抽油杆区域发生结蜡，那么会导致抽油机负载增加，进而可能导致抽油泵蜡卡问题；而如果是在泵入口处，抑或在地层射孔炮眼处出现结蜡现象，则会导致油流阻力变大，从而显著影响泵效，降低开采效率。因此，及时弄清结蜡机理、原因，采取针对性的措施进行妥善处理，才可以确保油田正常开采。

油田结蜡的机理

油井在开采过程中，随着时间的推移，原油中的蜡会受温度、气体和压力等综合因素的影响，出现结晶现象，附着在油管壁、抽油杆、泵口等位置，不断累积，最终形成结蜡问题，导致井筒内径慢慢变小，这样不但会使得油流阻力增加，还会在很大程度上影响油井产量。当结蜡厚度超过一定界限时，可能会导致井筒堵塞等问题，最终可能会引发严重的安全隐患，甚至迫使油井关闭。通过深入探究，对油田结蜡得到以下认识：①如果原油产量与井口出油量均较低，那么表明油井的结蜡现象严重。②油井结蜡现象还受油井开采时间的影响，具体表现为开采时间越长，结蜡厚度越厚；③油井结蜡现象还与原油的含蜡量存在着密切关系，具体表现

为原油中的含蜡量越高，那么结蜡现象越显著；④油井结蜡现象还和油井的含水量有关，通常含水量越高的油井，更易发生结蜡现象。因此需着重关注以上问题，特别是深油井结蜡问题，采取针对性的举措，以确保油井安全稳定运行。

油井结蜡的原因

导致油井结蜡的原因有以下几点：①在油田开发过程中，在注水阶段原油中的主要成分会发生一定的变化，生成氮或其他可以和原油有效融合的化学物质，致使原油黏稠度增加，密度变大，最终导致油井结蜡显著加快。②原油中所含的水、泥沙等，会严重影响油井结蜡现象，具体表现为如果原油中含水量越低，那么结蜡的含水量也越低，此时结蜡紧密性较高。③管道结蜡现象还受油田现场开采条件的影响，油田进入开发后期后，如果向其中添加过量的冷水，则会导致温度降低，从而加剧结蜡问题。若内部发生液流现象，油管中的原油与内壁之间的接触面积会变大，也会产生更多的蜡晶体。④地表设备设施和温度管理等方面，也会在一定程度上导致油井结蜡。在油井开采后期，原油温度一般会慢慢下降，动液面和含水量均低于一定阈值时，油管内部就会出现结蜡问题。

综上所述,油管中石蜡的沉积与附着现象,主要和结蜡速度、温度等因素有关,具体表现为当温度变低时,结蜡效率会变快,从而导致管道附着更为明显。

油田开发后期清蜡防蜡措施

(1) 负压冲击波与油管注入清蜡法是当下应用较为广泛的清蜡方式,其原理为依托于强大的压力流体系统,对油田内部各结蜡位置展开清理。具体机制是,凭借压力流体系统产生的负压力,清除油管中附着和沉积的石蜡。通常负压力造成的冲击波会使流体变为剧烈沸腾状态,从而生成气体。一旦气体过多,气蚀和气泡数量会相应变多,从而形成冲击压差,最终达到清蜡的目的。在这里需要着重强调的是,在实际开采过程中,务必要严格遵守相关规章制度,结合现场实际情况,以确保整个开采工作安全稳定进行。为增大井口位置压力,需要将井口的出油阀关闭5~15秒,然后再打开井阀。此时油管中会生成负压冲击波,从而达到清蜡的目的,此举可以显著提升油井产量及开采效率。但是在这里需要指出的是,并非一切结蜡问题,都能选择负压冲击波清蜡法,这种方法一般适用于含蜡量在1.5%~3%的结蜡油井,且方法成本不高,有助于后续作业。除该方法之外,还有一种常见的清蜡方法是油管注入清蜡法,凭借液压来达到清蜡的目的。通常应用于活动连接处和油套环空等位置的清蜡。这种清蜡方法应用十分广泛,几乎适用于各类结蜡油井,尤其是含蜡量超过3%的结蜡油井,效果非常显著。这种方法不但能

够有效提高开采效率及产量,还能够有效控制成本,显著减少清理时间,提升经济效益。但需要强调的是当采用此方法时,应采取相契合的管道,紧密连接热油注入器与井口,关闭出油阀,将超过125℃的热油倒进油管,送到油套环空中来进行清蜡。在实际操作时,一定要依照施工图纸进行,缓缓释放油管中所产生的压力,之后管柱中的注入阀受重力作用会自动闭合。约10min后,这一阶段蜡在高温的作用下会渐渐融化,然后开井,再借助输油管道输出已成为液体的石蜡。

(2) 磁防蜡技术的应用。除以上方法外,还有一种清蜡方法,那就是磁防蜡技术,其效果与磁场强度、方向、时间等因素存在密切关系。通常情况下,由于电磁式装置需消耗较高的能源,操作难度高,在实际应用中并不常见。而永磁式防蜡器是以永磁体生成磁场,无需传统电源等设施,便于安装,具有非常光明的应用前景。就目前的永磁式防蜡器而言,常见的有内磁式防蜡器和外磁式防蜡器,这两种设备在连接方式、磁场强度、油温要求等方面,均有显著差异。其中,内磁式防蜡器常见的有中心杆与梯度磁场型等,而外磁式防蜡装置只有一种型号,只是长度不同,其磁感会根据磁场强度而发生变化,能够承受不同的载荷。为确保防蜡效果满足既定要求,不但要在抽油杆中安装专门的磁防蜡器,还要在油管中布置内磁式或外磁式防蜡器,两者搭配应用可以达到理想的清蜡效果。目前,比较常见的磁防蜡器有以下若干类型:①投捞式磁防蜡器,通常应用

于自喷井中,可确保油流顺畅通过磁防蜡器;②抽油杆磁防蜡器,通常连接抽油杆,再放到油井中,一般与固定式配套使用;③固定式磁防蜡器,一般在自喷井或抽油井中较为常见,直接和油管柱相连接,最后置于井内。

(3) 机械清蜡与超声波清蜡技术。机械清蜡即借助一定的工具,通过刮涂等手段处理油管内壁上的石蜡,然后再通过液流带出除掉的石蜡,以达到清蜡的目的。当对自喷井除蜡时,通常采用刮蜡钻头或刮蜡片等工具来清理石蜡。而当对杆泵抽油井除蜡时,一般是选择油井自身自带的装置来开展,无需借助其他设备设施,通常是借助抽油杆中的刮蜡器将抽油杆中的石蜡直接刮掉,如此循环往复,最终达到将石蜡彻底清除的目的。以上两种清蜡方式在清蜡效果方面,前者要好于后者。超声波清蜡法机制如下:借助超声波振动来加快原油的流动速度,使得分子摩擦加剧,因为石蜡烃为长链结构,所以当受到剧烈摩擦后,十分容易出现断裂,最终导致石蜡原分子团被破坏,从而达到清蜡的目的。

结 语

为切实做好油井的清蜡防蜡工作,首先需要深入探究导致出现油井结蜡问题的原因和机理,然后在此基础上,研究有效的应对办法。除此之外,还应严格遵守油田开采的相关规章制度,来进行油田开采。此外,非常有必要以油井实际开采现状作为切入点,来采取最合适的清蜡防蜡方式。

碳纤维加持的 “塑料地铁”

崔玉波

(中国石油学会石油知识杂志社)



“CETROVO”外观

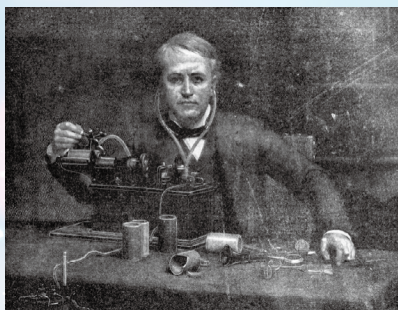
如果有一天，你走进了“塑料”材料制造的地铁列车，而且车厢豪华如同KTV包房，你会有何感想呢？这不是科幻小说中的虚幻场景，而是石化科技助力即将实现的美好生活。2018年9月18日，在德国举行的柏林国际轨道交通技术展上，来自中国的新一代碳纤维地铁车辆“CETROVO”精彩亮相。远远望去，外观比超级跑车还要炫，受到大批商家赞赏。此后，该种地铁列车相继在青岛、广州试跑成功，因优异的综合性能获得了2019年中国国际工业博览会科技创新大奖。

碳纤维的发展简史

碳纤维指含碳量在90%以上的高强度、高模量的新型纤维。目前，世界上的主流生产方式都是以腈纶纤维、沥青纤维、聚丙烯腈纤维等合成纤维为原料，经过高温等方式进行。这种材料既有碳物质自身固有的强韧，又兼具纺织纤维的柔软，因此被称作“新材料之王”。碳纤维的强度十分惊人。从相对密度上来说，碳纤维不足钢的1/4，但是强度却是钢的10倍，也就是说其单位质量所体现出来的强度是钢的40倍。手指头粗的一束碳纤维，可以拉动两架C919的飞机！

碳纤维的发明源于人类对光明的憧憬。1879年，在石油工业还没有出现的时候，美国发明家爱迪生将榫树内

皮、黄麻、马尼拉麻和大麻等富含纤维的物质进行加工，使之定型为他需要的那种纤细的外形，然后对其进行高温烘烤，最后得到了一种碳丝——这就是最早的碳纤维。爱迪生想用它来制作灯泡中的灯丝，但这种东西容易碎断，试了半天只得放弃。最终，他用钨丝作白炽灯的发光体获得了成功。



发明家爱迪生

这种碳纤维虽然在当时没有得到有效应用，但碳纤维的加工理念却被后来的科学家们继承下来，并不断探索新的生产途径。不过，早期的碳纤维生产工艺虽然花样繁多，但都无法实现工业化生产，一直未能和人们的生活发生真正的联系。直到20世纪50年代初，由于航空航天技术的发展，部分国家对高强度、高模量和耐高温的新材料求之若渴，于是又想起了一直没有太大作为的碳纤维。

在碳纤维这种材料的成长过程中，美国、日本等国家的科学家做出了较大的贡献。美国首先发明了以黏胶纤维和聚丙烯腈(PAN)纤维为原料制

取碳纤维的方法。随后，日本又制成了聚氯乙烯沥青基碳纤维、高性能聚丙烯腈基碳纤维和沥青基碳纤维，最终崛起为碳纤维生产大国。在这个过程中，可以说是石化工业的飞速发展给碳纤维带来了新生。

碳纤维的加工流程十分复杂，先是将石脑油加工成丙烯腈，再将其聚合成聚丙烯腈，然后经过一系列复杂的高温加工，才能制造出丝状的碳纤维。一根碳纤维丝的直径只有5微米，相当于一根头发丝的十到十二分之一。

不过，这种碳纤维单独使用效果并不好，一般情况下需要和环氧树脂——就是人们平时说的塑料进行复合，形成一种全新的碳纤维复合材料，才可以用来制造地铁车厢、飞机和航空器的某些结构。树脂就是平常说的塑料，这也是人们将碳纤维地铁说成“塑料地铁”的原因。

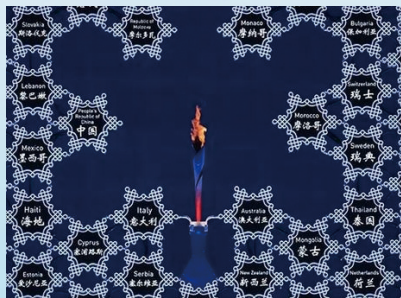
碳纤维和我们越来越近

碳纤维也分三六九等。按照丝束大小，碳纤维可分为大丝束和小丝束，一般来说，24K以下的为小丝束，24K以上的为大丝束（1K代表一束纤维丝里包含1000根单丝），小丝束碳纤维在工艺上的要求更严格。按照拉伸强度，可以分为T300、T600、T700、T800、T1000等型号。其中的

“T”代表拉伸强度，强度越高，其生产难度越大，应用的范围越尖端。T800及T800I以上的碳纤维基本上应用于国防军工和民用航空工业。T800以下视应用情况，分别可用于汽车、风机叶片、儿童玩具等。

近年来，碳纤维材料与我们的距离越来越近。电影《速度与激情》第三部《东京漂移》中，炫酷的350Z的车身就是碳纤维打造。《复仇者联盟》中猎鹰的翅膀，《超能陆战队》中大白的躯干等也都是碳纤维制成。最为著名的是超级跑车阿斯顿马丁的Valkyrie AMR Pro，也采用了全碳纤维的车身和大量的轻量化配件，它的整车质量仅为1吨！国产客机C919的碳纤维复合材料占比也达到了12%。

更有艺术性的应用，那就是2022年北京冬奥会火炬“飞扬”。它以碳纤维为主材，采用三维编织技术制成，如同织女“织毛衣”一样织成了精巧绝伦的火炬外形。别看它是“塑料”的，但它既耐高温，又能够耐火，在800摄氏度左右的燃烧环境下都可以保持金身不破，正常使用。



北京冬奥会火炬“飞扬”

现在，大到航天飞机，小到手机壳，碳纤维的身影已经随处可见，“软硬兼施”地深入到我们的世界之中，让生活变得更加便捷和美好。它和地铁列车的联姻过程虽然缓慢，但它不可替代的优势正在显现。

自1863年英国伦敦建成世界上第一条地铁线以来，地铁车辆用材料经

历了以普通钢、不锈钢和铝合金为主的三个阶段。材料使用的趋势是向更轻便、更坚固的方向发展。碳纤维在不断的升级过程中，展示出无与伦比的强度，地铁列车也开始与其擦出了“情感火花”。

2000年，法国国营铁路公司研发出双层高速列车（TGV）挂车。2010年，韩国铁道科学研究院着手研制倾斜摆式列车。这两种列车车体均采用碳纤维铝蜂窝夹芯材质，在复合层中嵌入不锈钢骨架用来提高车体的结构强度，通过此工艺，车体总质量降低了40%。随后，德国、韩国等国家将碳纤维陆续用于高速列车车顶、转向架、过渡车钩、刹车片和司机室等部分，大大地减轻了车体质量。2011年底，中国中车也研制出高速试验车碳纤维复合材料车头罩。不过，到此为止，世界上还没有任何一个国家用碳纤维为材料来制造地铁整车。

炫酷的“CETROVO”

中国碳纤维产业后来虽未居上，但成绩也十分可观。2017年，中国碳纤维产能上升到2.60万吨，仅次于美国和日本，成为碳纤维生产和应用大国。材料研发的进步为“塑料地铁”的诞生创造了条件。经过几十年的技术积累，成功突破碳纤维大型复杂件结构设计、制造成型等关键技术，最终集大成地完成了全球首辆整体车身均采用碳纤维复合材料制造的地铁列车“CETROVO”。该列车车体、转向架构架、司机室、设备舱及设备机体等均使用碳纤维复合材料制造，可满足地铁车体运行时各种复杂工况要求。

与传统地铁相比，从皮肤到骨骼都采用碳纤维的“CETROVO”表现出许多不可比拟的优点。一是车体轻，与采用钢、铝合金等传统金属材料相

比，车体、司机室、设备舱分别减重30%以上，转向架构架减重40%，整车减重13%；二是节能，车体轻消耗的能量也少，据测算，新一代地铁车辆可综合节能15%以上；三是速度快，列车运行时正常时速可达140千米，传统地铁列车只能望尘莫及；四是不怕冷，能够在高温高湿、零下40摄氏度高寒、2500米高海拔等复杂环境下运行；五是噪声低，采用先进的减振降噪技术，优化了降噪设计，列车运行时客室噪声仅68分贝，比传统地铁降低了3分贝以上……

更为重要的是，为满足人们的生活和工作需要，“塑料地铁”应用现代智能化技术，让乘客在上下班途中可以轻松进入智慧世界的“触控”时代，每个车窗将变身为一个触控显示屏，成为能传达各种图文视频信息的超大版“Pad”，乘客只需用手指触摸车窗，就能在车窗上看新闻、刷抖音、上网课。如果乘客达成一致，还可以在车厢内K歌，地铁车厢瞬间变身为穿行在城市中的一间KTV包厢。

有人会说“塑料地铁”的成本会很贵。碳纤维复合材料地铁的制造成本确实要高于传统金属材料。但碳纤维复合材料更加轻量化，运行成本明显降低，节能优势明显，可有效保证列车在30年服役期内不发生疲劳、腐蚀等问题，减少了运营成本。因此，从列车的全生命周期考虑，成本并不高。

聚丙烯腈和合成树脂都是极其普通的石化材料。但是，化腐朽为神奇的科技力量一旦在世界找到一个支点，创造出一种神奇的材料或技术，就将撬动我们的生活，创造出惊人的奇迹。“塑料地铁”就是这种科技进步的典范。让我们等待它快速地普及起来吧！

我叫液化天然气，英文名叫 Liquefied Natural Gas，简称LNG。要想知道我的身世，不仅要弄明白我的前世和今生，还要把我前世和今生的亲戚朋友弄明白，听我细细道来。



液化天然气的自述

郝晨新¹ 马德起¹ 刘汗青²
(1.天津海关; 2.瑞丽海关)

前世

我的前世叫天然气，英文名是Natural Gas，简称NG。我存在于地下岩石储集层中以烃为主体的混合气体中，是动植物通过生物、化学作用及地质变化作用，在不同地质条件下生成、转移，在一定压力下储集，埋藏在深度不同地层中的可燃气体。我和我的孪生兄弟石油已沉睡在地下岩层中几百万至几亿年。我还有两个堂兄叫页岩气和页岩油，沉睡在以页岩为主的页岩层系，是一种重要的非常规天然气资源。它们在21世纪初才被开发利用，所以他们的故事让他们自己去讲吧。



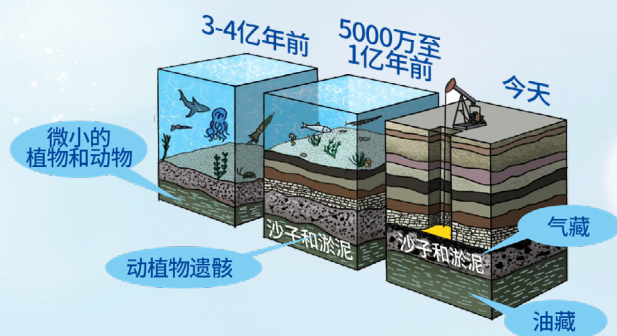
天然气家族

由于我在常温下是气体，所以比石油出生得更早，因此，我是石油的哥哥。我们出生在偏僻的油气田，油气田系受单一局部构造单位所控制的同一面积内的油藏、气藏、油气藏的总和。如果在这个局部构造范围内只有油藏，称为油田；只有气藏，称为气田。我的弟弟石油也不是很稳定，还会生出石油气，算是我的“侄子”。

人类在使用我们的时候给我们起了不同的名字，我的化学组成中甲烷占绝大多数，另有少量的乙烷、丙烷和丁烷，此外一般有硫化氢、二氧化碳、氮和水汽，以及少量一氧化碳、微量稀有气体；而石油气的组成是丙烷、丁烷或者两者的混合物。

由于我在常温下是气体，所以显得我“轻”且“胖”，给运输和储存带来了不便。在早期的时候，人类对很多油气田的利用率极低，对油田气的利用率更低，绝大部分气体都被浪费掉，主要原因是当时没有先进的天然气存储措施，剧毒的

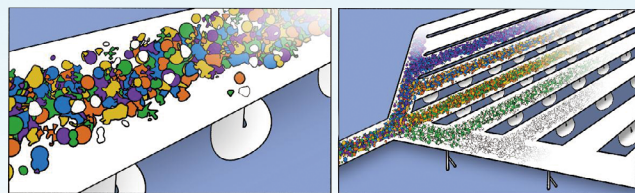
硫化氢气体和其它含硫化合物气体也甩不掉，所以为了安全考虑，利用叫火炬的燃烧装置，白白燃烧掉了。



天然气和石油的开采

今生

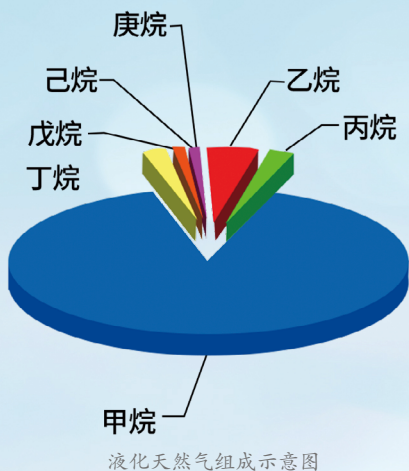
后来人类为了方便运输我，把我变成和石油一样，让我从气体冷冻到零下162摄氏度变成液体，一下子减肥到原来的六分之一。在低温液化的时候，人类利用不同质量的分子的沸点和运动速度不一样这个特征，将气体分子进行了有效的筛选和分离，就像给我洗澡一样，甩掉其他大分子的杂质，组成更加简单，自然身价也就变高了。



天然气低温液化杂质分离

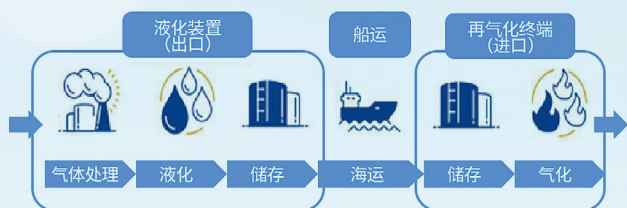
脱胎换骨后，我就来到了液化天然气的今生。我的密度取决于我身体的组成成分，通常在每立方米430千克至470千克之间。怎么样，LNG的名字是不是很酷呢？我的体形不仅苗条了，杂质也少了，几乎检测不到有毒气体硫化氢的存在。我的气体燃烧时发出蓝色的火焰，产物只有二氧化碳和水，不但无毒无气味，还具有热值高、污染少的特点。所以

我分别属于两个大家族，一个家族名字好听一点，叫清洁能源，另一个家族名字不太好，叫危险化学品！

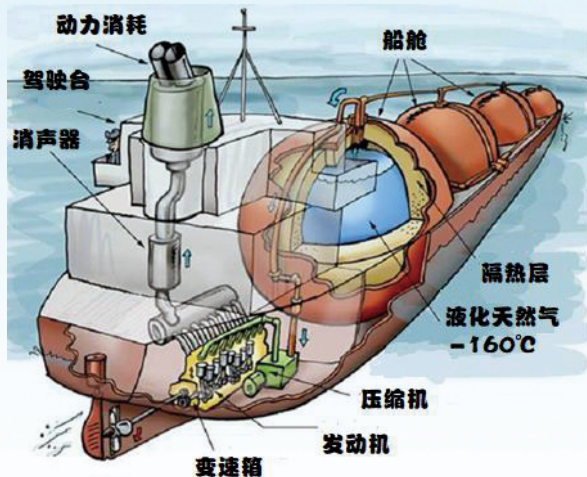


(1) 液化天然气船抵达港口后，人类不仅要对我的落脚点 and 住所（液化天然气接收站）实施监管，确保我的安全，还要对我的质量和组成进行检验。人们在运输船上给我量体积、测温度，还在卸货管道中抽取样品用专用的仪器检查我的组成、杂质。

(2) 液化天然气的价格。对于我的身价，其中单价也和原油一样受国际市场波动的影响。比起不停波动的单价，更为复杂的是货物数量的确定。数量的多少又牵扯到我所占的容积和组成成分。我的专用座驾是液化天然气运输船，这种船有意思的是可以将我作为动力，这种类型的运输船代表



液化天然气贸易



液化天然气运输船构造

着船舶工业的最高技术水平，被称为“造船工业皇冠上的明珠”，目前中国的造船订单已排到2028年。

(3) 液化天然气用途。作为清洁、高效的能源，我的能耐可大了，大家可以在很多领域看到我的身影。首先，在发电行业，我可以当作燃料，取代传统的煤炭和石油等化石燃料。我具有高热值和低排放的特点，可以减少空气污染和温室气体排放。液化天然气电厂拥有更高的发电效率和稳定性，且减少了对水资源的消耗。其次，在工业领域，我被广泛用作燃料和热源，适用于各种工业加热和生产过程控制。此外，我还可用作化工原料的替代品，用于生产合成气体、甲醇等化学品。在民用方面，我可以是居民供暖的能源，也可以用于天然气汽车的驱动。偷偷告诉你哟，我还有一项特殊本领，就是冷能利用。在大气环境下，与空气混合时，我的体积占到5%~15%的情况下就是可燃的。我变成气体后，会吸走大量热量，形成冷能。利用冷能，可以储存粮食，粉碎橡胶等。用于制作衣服的如涤纶、腈纶、锦纶、莱卡、莫代尔等面料，都属于由我生产的合成纤维；五彩缤纷的染料和清洗衣物的洗衣粉、洗涤剂、衣领净、柔软剂等日用品都可由我加工配制而成。当人们每天享受着餐桌上美味可口、丰富多样的食品时，是不是也能想到氮肥、尿素、农药、塑料大棚等农业必需品？它们也和我有着直接的关系。

(4) 液化天然气运输注意事项。虽然我有很多的优点，但是在与人类交朋友的时候我也有自己的原则。首先，我对储罐的要求是，我需要在低温下进行储存，因此需要建立特殊的储罐，这些储罐必须具备良好的绝缘和密封性能，确保不会泄漏。其次，要对液化天然气储存设施进行定期的安全监测和检验，确保其正常运行。同时，安装相应的监测设备，及时发现可能的泄漏风险并采取紧急措施。如果人类不遵守我的原则，导致我从储罐中跑到空气中，在空气中含量达到一定程度时，遇到明火我就会爆炸。因为我属于危险化学品，而且没有味道，在输送到千家万户使用之前还需要“涂脂抹粉”才行，所以人类把列入2000年版吉尼斯世界纪录中的最臭的物质——乙硫醇和我混合起来，这种物质的臭味在稀释28亿倍后还能被闻到。微量乙硫醇的加入能让我作为清洁能源更安全地被使用。

结语

经历了这么多，重新气化后的我又被大家称为“天然气”了，和我刚刚被开采出来时的组成相比变化很大。作为能源家族中的一员，我为自己对人类做出的巨大贡献感到骄傲。



阿拉斯加 原油管道

陈湘球

(中油国际管道有限公司)

1897年7月13日，美联社的一篇题为《发现的石油和煤炭足以供应全世界》的快讯，把阿拉斯加与石油连在了一起。1957年7月23日，里奇菲尔德石油公司在基奈半岛的斯旺森河地区的一口测试井中发现了石油，每天开采量约为900桶，这条消息瞬间传遍全球。从此，世界各大石油公司闻风而至，掀起了石油开发的狂潮。

在阿拉斯加土地管理局局长汤姆·马歇尔的推动下，阿拉斯加对境内的北极斜坡进行石油勘探招标。阿科石油公司、亨伯尔石油公司和英国石油公司应声而来。1969年3月13日，英国石油公司宣布了一个重大消息，第一

口探井在8000英尺以下的多孔砂岩中发现了石油，其油柱厚度比普拉德霍湾的还要厚。1969年9月28日，英国石油公司在对其在普拉德霍湾地区的8口油井进行“独立评估”的基础上，宣布了这一发现估计有48亿桶可采储量。

万年生态 利益焦点

在普拉德霍湾发现石油后，石油公司面临的重大任务是想方设法将石油推向市场。一些人认为石油可以由巨型油轮或潜艇运输；一些人认为一条横跨加拿大、通往中西部的总长2900英里的管道可能是一种选择；也有人认为，向南铺设一条800英里的管道，通往阿拉斯加南部的一个不冻港，在那里装船外运，可能是最好的选择。

1969年9月9日，美国国会和半岛事务委员会召开听证会，阿科石油公司、亨伯尔石油公司和英国石油公司都派代表参加。阿科石油公司的乔治·休斯代表管道项目向听证会汇报了原油外运的初步构想，他说：“在不考虑其他运输方式的情况下，管道系统是我们的首选方案，通过西北航道的油轮路线是我们的备选方案，曼哈顿号油轮正在测试备选方案。三家公司中最有经验的管道技术和工程管理人员已经集中到管道项目，我们在1969年2月已经宣布要建设这条管道。”

事实上，这艘双壳的曼哈顿号油轮实验性的往返航行证明破冰油轮可以穿越西北航道和阿拉斯加北极，但是第二年春天，当这艘油轮满载11.5万吨原油，花费5000万美元又一次成功航行后，才发现这种方式

由于成本和不可预测的海上冰况，在商业上并不可行。

乔治·休斯还说：“拟议的设施将包括大约800英里的48英寸管道，从普拉德霍湾到瓦尔迪兹，大致沿着理查森公路从费尔班克斯到维尔德兹镇，一期设有5个泵站，设计输量为每天60万桶，二期再建7个泵站，设计输量将达到每天200万桶，在瓦尔迪兹设有接收终端和海运码头，可以停靠25万吨的油轮。管道线路从普拉德霍北部出发时，永久冻土的厚度可达1000英尺，温度在15华氏度到20华氏度，线路继续向南，永冻土的厚度下降到200英尺到400英尺，温度上升到20华氏度到31华氏度，再向南是阿拉斯加山脉的南部，永久冻土的厚度变得越来越薄，而且比较分散，所以我们预计这条管道有725至750英里将采取埋地的方式敷设，剩余的线路将采取地面高架的方式敷设。”

1968年10月，三家主要石油公司成立了一家合资企业，负责组织、设计和规划管道，这个新公司被称为阿列斯卡管道服务公司，新公司迅速开展行动，编制技术文件，设定目标产量，计算得出的结论是需要一条外径48英寸，壁厚约1/2英寸的管道，而能满足这种设计唯一可行的管材选择



阿拉斯加管道路线图

将是埋弧焊（SAW）钢管，于是他们在1969年6月向联邦政府提交了一份正式的《油田开发和输油管道建设计划》，他们乐观地认为联邦政府很快就会批准他们的计划，所以把开工日期定在了1969年9月。

由于时间紧迫，他们必须提前订购钢管。但当时无论在美国还是加拿大，都没有大直径管材厂能够生产直径超过36英寸的SAW管，甚至在世界其他地方也只有少数管材厂可以加工出最大42英寸直径的SAW管。阿列斯卡管道服务公司在经过对日本住友的全面考察并监造了第一批试验管后的两个月，以近1亿美元的价格从三家日本公司购买了共计800英里直径48英寸的管材。9个月后所有钢管全部运抵阿拉斯加。当时，这条800英里长的管道接近1亿美元的管材采购开销似乎过高，但事后证明这是整个项目中最划算的交易之一。每根钢管的平均质量

为7.5吨，成本不到1400美元，换算至每吨的单价约合185美元，而当时的市场价格已攀升至这个数字的两倍有余。万事俱备只欠东风，似乎一切都已经准备就绪，但是他们做梦也没有想到，这批管材直至四年后，才被派上用场。

1969年1月，尼克松政府上台，支持管道项目的阿拉斯加州前州长沃尔特·希克尔进入内阁出任内政部长，尽管当时国会中出现了一种新兴环保精神的氛围，但是并没有影响希克尔对管道项目的支持。1969年6月下旬，他在给阿列斯卡管道公司的信中说：

“一旦内政部、国会以及有关的联邦和州机构对所有法律、监管和环境要求都感到满意，许可证将很快获得批准。”1969年8月，希克尔批准了建设管道的运输公路第一小段开工。1969年12月中旬，横跨育空地区（Yukon Territory）的一座2250英尺的冰桥开始动工……似乎所有人都认为“许可

证”已经是囊中之物。

但是，国会新近通过的《国家环境政策法案》要求联邦政府对可能影响人类环境质量的重大行动提交环境影响的声明，而这唤起了原住民的抗争意识，他们向联邦法院提起诉讼，声称拥有阿拉斯加3.75亿英亩土地中的3.6亿英亩。他们不仅要求5亿美元的赔偿，还提出要从未来开采的天然气和石油中获得特许权使用费，而在没有达成协议之前，他们要求停止修建通往北坡的运输公路，因为这条公路和将来建成的管道将穿过属于他们祖先的土地，更为严重的是，三个环保组织——荒野协会、地球之友和环境保护基金——也向美国地方法院提起了联邦诉讼，要求在内政部“完全遵守1969年《国家环境政策法案》的规定”之前，禁止管道的建设。

1971年2月13日，参议院内政委员会举行的管道环境影响听证会是一场精彩的对决。管道公司请来了参议员鲍勃·巴特利特的遗孀维德·巴特利特，她恳求让管道项目开工。她说：“作为一个阿拉斯加人，管道不仅对阿拉斯加，而且对整个美国都是迫切需要的，我们在能源生产方面正面临着全国性的短缺，在1957年发现石油之前，我们还在讨饭吃，我们一向知道，自力更生的希望在于开发我们的自然资源，我们就不能被锁在冰窟里，而无法利用我们自己的资源获得温暖……阿拉斯加的生活并不容易。它要求以强烈的尊重来换取丰厚的恩典。这并不完全是石油与荒野的对决。在这个等式中有活生生的人，他们有孩子，有未来，有希望。不要忘记他们……”

来自北极坡原住民协会的小查理·爱德华森结结巴巴地冲到演讲者

的讲台上，那双锐利的黑眼睛闪闪发亮，黑色的头发披散在额头上。他大声喊道：“白人怎么能卖掉不属于他们的土地？他们怎么能把我们的土地租给不属于他们的石油公司？如果猪想用我们的土地，那就让猪付租金吧！如果石油公司不加以控制，他们将摧毁北极和那里的人民。他们所作的管道环境研究很幼稚，研究对象是鸟类，而不是真正的人。国会一百年来一直忽视阿拉斯加原住民，现在又要继续老一套了，北极坡的原住民一致反对修建输油管道……”

又过了一年，各方终于就土地所有权问题达成了协议。国会于1971年12月通过并由尼克松总统签署了《土著土地索赔解决法案》，将4400万英亩土地授予了阿拉斯加原住民，原住民获得了9.63亿美元的赔偿金。这为联邦和州政府发放必要的执照和许可证扫清了道路。

三个月后，内政部发布了最终的环境影响报告，强调了开发阿拉斯加石油的必要性。但是随后国会逐一听取支持者、反对者和环保主义者的意见，围绕着管道建设的争论持续了好几年。1973年10月，为了报复美国在赎罪日战争中支持以色列，阿拉伯国家宣布禁止向美国运送石油，这才导致天平重新向有利于管道项目的一方倾斜。

1973年11月16日，美国副总统斯皮罗·阿格纽投票支持《跨阿拉斯加管道授权法案》，从而打破参议院49比49的僵局，尼克松最终签署了该法案，并指示新任内政部长莫顿于1974年1月23日签署命令，授权联邦政府为该管道提供通行权。4个月后，阿拉斯加州也采取了同样的做法，并于1974年5月3日正式颁发了通行权租约。

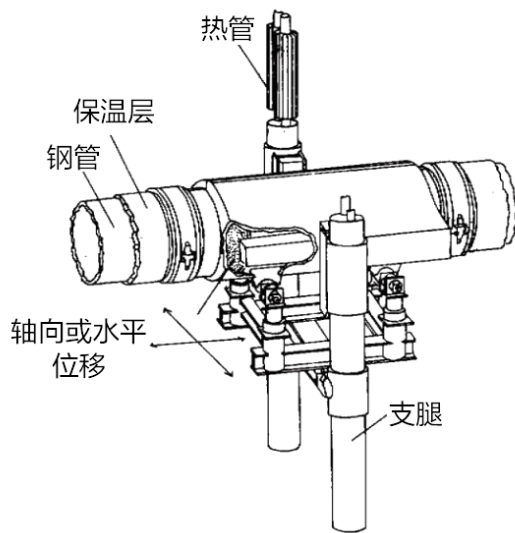
摸索门径 终成经典

从1968年7月报纸的头条惊呼“今天我们发现了世界上最大油田”到1974年春天政府批准建造阿拉斯加管道，六年过去了，无论是石油公司，还是联邦或地方政府，所有人都没有停止工作。在尼克松总统签署了《国家环境法》之后，阿拉斯加州长在州政府设立了环境部，马克斯·克利夫顿·布鲁尔是环境部的首任专员。布鲁尔1924年5月出生在阿尔伯塔省的布莱克福兹，第二次世界大战期间应征入伍，在俄勒冈州波特兰的里德学院接受训练，成为一名美国空军气象学家。战争结束后，布鲁尔在密苏里州圣路易斯的华盛顿大学获得了地质工程学位，从1948年开始为美国地质调查局工作，在费尔班克斯地区进行永久冻土研究，成为美国海军北极研究实验室最年轻也是任期最长的主任。

根据曾经担任过阿克雷奇市长的杰克·罗德里克在《原油梦：阿拉斯加石油与政治的亲身经历》一书中的记载，永久冻土的处理和原住民的索赔问题是困扰阿拉斯加管道建设的两大核心问题（按照最初的设计，800英里长的管道只有六分之一需要在冻土带上方架起）。布鲁尔警告阿列斯卡管道公司的工程师说，石油从油井

中出来时的温度高达160华氏度，虽然在油库中短暂停留可能会使它冷却一点，但在通过管道和泵站时，又会在液压摩擦的作用下再次加热，石油的热量也会使钢管本身升温，埋地敷设方式无疑是将一条温暖的管道埋在永久冻土中。这就像“加热的钉子穿过冰块”，管道不仅不能固定，而且会一直下沉，最终断裂，造成灾难性的环境事件。

面对布鲁尔提醒，阿列斯卡管道公司的工程师们开始考虑设计一种“冷油管道”，而如何在普拉德霍湾大型油库维持冷油仍是一大挑战。根据初步计算，每个油罐需要安装一台10万马力的制冷机械，而且在整个运输过程中，由于与管壁和输油泵的摩擦，冷油会再次被加热。每个泵站都需要更多的制冷设备。输送高黏度、大阻力的冷油所需的泵站数量是输送热油所需泵站数量的两到三倍，更为严重的是为了保证原油在管道中的流



地面管道支架

动性，还需要加入大量减阻剂和降凝剂。一旦冷油管道因为某种原因突然停输，管道中的原油将彻底凝固，很难再次启动。而且阿拉斯加原油中含有大量的蜡，冷却会使其中的蜡分离出来，沉积在管道和储罐的壁上，需要经常使用管道机械“清管器”和油罐管壁“刮刀”来清理，按照设计输量计算，每天将有1400吨的蜡析出，这些蜡的处理又成了一个难题。综合以上因素，“热油管道”似乎是阿拉斯加管道设计的唯一选择。

阿拉斯加输油管线穿越的永久冻土带，不仅仅是在北极圈内的一小段，事实上整个800英里的线路大部分都位于永久冻土之上。永久冻土是常年冻结的土地，温度保持在冰点以下，在其自然状态下，将维持至少连续两年。布鲁尔为了确认永久冻土的位置，让阿列斯卡管道公司的工程师们伤透了脑筋。根据一位名叫豪根的工头回忆：“我们采集了15000个钻孔土壤样本来测试是不是永久冻土。工人们发现，在他们开始挖掘之前，一切都是不确定的，要真正找到永久冻土的位置，必须不停地往下挖，当你觉得这儿可以采取埋设管道的方案施工时，你会在挖掘的最后一刻，撞上永久冻土，于是你不得不重新调整管道敷设的设计方案……”

经过持续几年的不断钻探，工程师们最终确定有420英里的永久冻土。阿拉斯加管道要经过德纳利断层、麦金尼斯冰川断层和唐纳利圆顶断层，其中，德纳利断层的水平方向位移最大达到6.1米，唐纳利圆顶断层垂直方向位移最大达到3米，设计难度相当大。在这些地段，管道被架设在—个称为“立式支撑架”的H形管架上，其由两个直径8英寸的钢管

桩和支撑在其上的横梁组成，横梁上有一个可以滑动的管托，管托支撑着48英寸的主管道，以适应热膨胀或地震运动。当支腿的下面为冻土融化不稳定区时，还需要保持永冻层不被融化。每个支腿上有两个2英寸直径的热管，热管内装有脱水氨，当支腿的下部温度较高时，液态氮就会气化、吸热，把热量带到热管的上部，热管

的上部有铝制的散热片，热量通过散热片散入大气，气态氮通过散热，温度下降、冷凝、液化，沉入热管的下部，往复循环，把热管下部的热量不断带入大气中，保持永冻层不融化；当支腿的下面为融化稳定区时，就没有这套热管系统。全线共有78000个“立式支撑架”，带热管的超过61000个，不带热管的超过16000个。

结语

1973年11月，随着许可证的最终获得，阿拉斯加管道终于开工了。3400多名筑路工人开始穿梭在营地与工地之间，一个由直升机、大型固定翼运输机和空中加油机等60多架飞机组成的中队，在阿拉斯加北部上空繁忙进出。累计超过12.7万架次航班将850万加仑的燃料和16万吨生活补给、物资装备空运到此，平均每天约700架次，而800英里管道被划分为6个标段，沿途设立了29个施工营地，其中最大的一个足以容纳3000人。1975年，春中，将近1.2万名工人在全线不分昼夜地工作。到夏末，工地上的工人已经超过了21万。

1977年5月31日，耗资80亿美元的跨阿拉斯加原油管道终于建成，其中的艰辛和磨难只有建设者们自己知道，正如詹姆斯·罗斯科在《直达瓦

尔迪兹的800英里阿拉斯加输油管道建设》一书中写到的那样：我们克服了一切困难，管道如期建成。这“一切”包括阿拉斯加的天气：冬天早，春天晚，雪多，雪少，大雨和大风；包括阿拉斯加的地形：永冻土和冰透镜，崩塌的岩石和泥石流，咆哮的河流和融化的冰川，垂直的峡谷壁和陡峭的山口；包括无数的工程变更：特殊的管道敷设，不同的桥梁穿越，新技术和新材料的研发和使用，非常规的气垫河船和直升机运输；还包括各种法律纠纷和承包商有意无意的各种失误……

从1977年6月20日石油首次灌入管道，到2019年底，阿拉斯加原油管道共计输送180亿桶原油，回望连续40年的平稳运行和安全生产，后人应当向那些管道建设者致敬！



阿拉斯加原油管道

世界上第一台 全自动陆地石油钻机

■ 郭永峰

美国埃克森美孚公司（ExxonMobil）于2021年10月7日宣布，公司在美国得克萨斯州米德兰县（Midland County）的“二叠纪盆地”，使用世界上第一台型号为PACE-R801的全自动陆地钻机，成功完成世界上第一口自动钻进的水平井作业，总进尺为6070米。不久，这台钻机完成了另外2口水平井的自动钻进。

“意义非常”的 全自动石油钻机

埃克森美孚公司强调，关于这台全自动陆地石油钻机问世的重要意义，怎么评价都不为过分。

这台全自动陆地钻机PACE-R801，是由美国纳伯斯工业公司（Nabors Industries Ltd）历时5年研制完成。这台钻机拥有2项重要资产，一是公司独有的全自动钻井软件Smart Suite，其中包括SmartSLIDE（自动钻进）和SmartNAV（自动起升）等2个应用程序，以及第3个程序，即进行自动平台排管程序；二是钻机配备的



全自动陆地钻机在美国德州完成第一口水平井

Canrig机器人。

全自动钻机研发起始时间是2008年。当时Equinor（原挪威国家石油公司）资助了一家挪威石油技术初创公司（Robotic Drilling Systems AS）。美国纳伯斯工业公司对该公司正在研制的全自动钻机表示了浓厚兴趣。2017年，在完成对初创公司前期成果评估后，纳伯斯工业公司收购了该公司，并启动全自动钻机的全方位研发工作。

2020年，Equinor根据疫情期间，石油公司不允许工人接近钻井平台的实际情况，启动了“幽灵钻机（Ghost Rig）”计划，即全部钻机操作工人实行远程钻井操作。计划取得了预期效果。

全自动钻机的钻台与井架二层台没有钻工，全部工作由机器人完成。钻进中，一名司钻在司钻操控室监督钻机的运行，但是在钻台与井架二层台之外，仍然另有其他工人执行基本任务，如技术服务、设备检查与维护，以及钻机移动。所以，全自动钻机的重要特征，是钻台与井架上的红色区域已无作业人员。

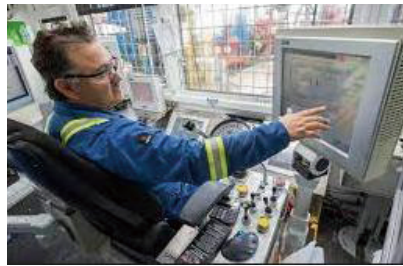
令人不可思议的是，纳伯斯工业公司本身是家钻井公司，而且其一边自我研制全自动钻机，一边自己使用刚研制出的全自动钻机作业。当今世界上这样“牛”的钻井公司还真不多见！

“身手不凡”的 全自动石油钻机

令埃克森美孚公司管理人员印象最深的是，相对于原有的人工钻井，全自动钻机在钻井全过程中，为作业者提供了稳定、可靠，以及可预测与可追溯的钻井工艺实施路线。

在钻井作业时，配备全自动钻井软件的钻井平台机器人，创建了一个无人平台，将原来钻工值守的各个岗位，均改为机器人操作；钻井平台原来存在安全风险的“红色区域”，全部改变为“无人操控”，由机器人按照计算机指令自主钻进。

纳伯斯工业公司专家形象地介绍，钻井开始，司钻坐进司钻控制室内，庄严地按下“播放”按钮，自动钻机即有条不紊地开始指挥钻台上下多台钻井机器人工作，其阵势犹如新产品展示会上，乐队指挥在指挥机器人跳集体舞。



钻机司钻操控室

现场钻井实践表明，全球第三方钻井队的现场作业，均可无障碍地使用这种颇具特色的由自动化、机器人和数字化等3项技术组合而成的全自动钻井方式。全自动钻井也是石油钻

井公司追求高水平的作业安全、钻进效率和环境绩效的优先方式之一。

目前全自动钻机已完成9口井作业。钻机各方面工艺与装备不断改进，其中接钻柱时间提高了28%，这台钻机已经成为纳伯斯工业公司钻井速度排名第三的钻机。此外，钻机的套管下入速度提高了43%。钻井作业周期减少4天。而这一切都是在井架与钻台无人操作情况下实现的。

“率先跻身于机器人时代”

埃克森美孚公司项目经理则认为自动化钻机展示了利用机器人、自动化、计算和数据的综合能力来优化钻井的能力。此外，这也是通过创新技术提高运营安全性、钻井效率和环保成效的实例。

纳伯斯工业公司相当一部分人称赞这项创新，认为无论安全标准有多高，石油钻机传统工作场所对工人来说都是极危险的地方。公司认为，自动化并不一定意味着失业，因为在全自动钻机条件下，原有工人将继续监督运营和执行更重要任务。全自动钻机只是避免工人出现在钻机最危险的“红色区域”，从而降低安全生产的巨大风险。



钻台“钻井机器人”

然而这一创新却令欧美石油工人感到担忧。他们在全球疫情期间已受到沉重打击。2021年，全球钻井行业裁员约40万人，其中50%在美国。他们认为系统的数字化和机器人技术的加入，可能使钻井工人失业前景来得

比预期更早。

挪威能源研究公司专家Rystad同意这一观点，他认为未来十年，至少五分之一的钻井工作将被自动化取代。

“与常规钻机截然不同”

全自动钻机的运行性能与常规钻机有较大区别，管理与操作重点也有所不同。

纳伯斯工业公司的全自动钻机每日参数，包括钻头质量与钻井速度等，共有150个参数；专家希望下一步有更多参数与自动化系统相联系。专家提出更长远目标，是全自动钻机的自动控制系统，不是依靠人为预先编程，而是实现“自适应”自动学习与编程。



在美国德州进行钻井作业

作业人员密切监测的指标是全自动钻机的运行稳定性，其主要指标有机械钻速、钻压、扭矩、井下动力钻具马达的压差和地面转速。

作业人员发现，全自动钻机的ROP等参数剧烈波动，经常是井底钻具的“黏滑”现象所致。充分证据表明，“黏滑”会导致井下动力钻具马达失速与工况急剧恶化。自动钻机的不稳定性也可以通过这些信号的规则模式来识别。

在全自动钻机作业过程中，当WOB、ROP和RPM信号的峰间变异长度超过10%时间段，作业人员则认为井底钻具运行不稳定，可能需要人工干预；若相反，则认为运行稳定。对

于全自动钻机作业，其井底钻具的“黏滑”现象，是其钻进状态的重要指标。而通常发生“黏滑”现象有5~10秒的扭矩周期。

实践证明，当钻井过程中，对于5-1英寸钻杆在70~80转速下作业，钻井作业人员预测的钻井状态为“黏滑”。而增加考虑扭矩作用，即在5~6kftlb峰间扭矩，此条件下预测仍为“黏滑”。但当峰间扭矩达到6kftlb或更高，则为“完全黏滑”。

“尚存缺憾”的全自动石油钻机

参与研制全自动钻机的技术人员感到研发工作并不完全理想。

一是困惑于供应商数量太多，在钻井现场无法获得更多的通用性与互换性俱佳的产品与设备。纳伯斯工业公司在研发全自动钻机过程中，直接面对的是7家自动化系统与关键设备供应商，其中包括4家自动化系统与3家钻井关键设备供应商。纳伯斯工业公司要求所有供应商均为自己行业的系统集成商，即各个供应商都应成为本行业技术的“集大成者”。



钻台全自动排管系统

二是如今欧美市场几乎所有钻井自动化系统供应商的安装测试时间，均在9个月到一年，明显太长了；这与目前全自动钻机的生产并钻井合同签订有效期有所冲突。

在此情形下，为了缓解增储上产的压力，同时给新区预探提供深入研究、争取油气发现的时间，西北缘自2002年开始持续在已探明和已开发油区开展滚动勘探。滚动勘探的思路和方法主要是在已开发老区具有丰富的剩余油资源的条件下，利用老井资料找寻新的含油层系和区块，或是恢复试油或是钻探新井，发现可供开发上产的储量。这种储量的发现有别于一般预探的勘探程序，即预测—控制—探明的升级程序，而是直接探明，加之老区成熟、配套的地面、管网等设施，实现了储量探明的“短、平、快”和高效开发。正是滚动勘探的巨大成果，为准噶尔盆地油气储量、产量持续稳定发展提供了资源保证。

滚动勘探是一种针对地质条件复杂的油气田提出的一种简化评价勘探、加速新油田产能建设的快速勘探方法。当油气田进入勘探开发成熟期时，滚动勘探开发是增储稳产的主要手段。它是基于少数探井和早期储量估计，在对油田有一个整体认识的基础上，将高产富集区块优先投入开发，实行开发的向前延伸；同时，在重点区块突破的同时，在开发中继续深化新层系和新区块的勘探工作，解决油气田评价的遗留问题，实现扩边连片。滚动勘探是一种不同于常规勘探的“勘探中有开发，开发中有勘探”的勘探开发程序。

经过11年的滚动勘探，实现了准

西北缘 滚动勘探与增储上产

——准噶尔盆地油气田发现背后的故事之八

■ 王屿涛

准噶尔盆地历经半个多世纪的勘探开发，油气储量和产量实现多年的连续增长，2002年建成了我国西部第一个千万吨级的大油田。纵观油气储量、产量持续增长的原因，新区预探的不断发现和突破是关键因素。但自2002年之后，特别是在经历了“九五”盆地腹部储量高速增长之后，勘探难度日益显现，除发现玛河气田、克拉美丽气田之外，石油预探鲜有规模性的发现，油气勘探逐渐步入“低谷”。2004年，油气探明储量骤减到3000万吨，盆地面临着后备储量接替严重不足的局面。

噶尔盆地探明储量的良好衔接，尤其是2006—2012年间，在预探没有规模储量发现的情况下，滚动勘探累计探明石油储量达到44719万吨，年均新增探明储量达到6388万吨，均占全盆地累计探明石油储量和新增探明储量的80.5%。滚动勘探累计新建产能达到783.9万吨，占全盆地新建产能802万吨的97.7%。不难看出，滚动勘探的巨大成果填补了油气预探的“亏空”，保障了准噶尔盆地原油产量连续二十多年稳中有升，成为中石油陆上油田老区滚动勘

探的成功典范。

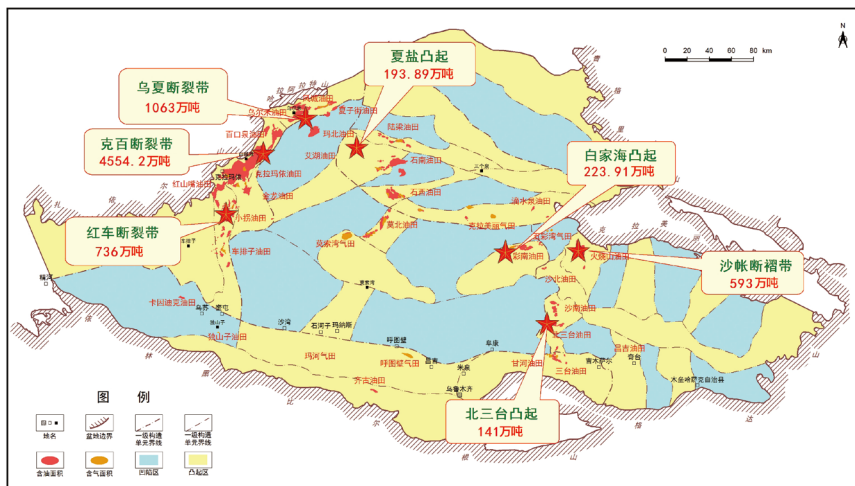
滚动勘探历程

(1) 探索 and 起步阶段 (2002—2005年)

准噶尔盆地滚动勘探于2002年开始在全盆地展开。当时由于认识和技术的局限性，滚动勘探处于循序渐进的阶段。2002—2005年，预探在盆地腹部发现了石南21、石南31两个规模储量区块，累计新增探明地质储量2.23亿吨，年均新增探明地质储量5585万吨。同期，滚动勘探累计探明

表1 准噶尔盆地2002—2012年滚动勘探成果数据

年度	评价三维地震(块)	实施评价井(口)	获工业油流井(口)	新发现油藏(个)	累计探明储量(万吨)	累计新建产能(万吨)	滚动勘探探明储量(万吨)	年均新增储量(万吨)	滚动勘探新建产能(万吨)
2002-2005	0	85	72	12	22342	514	7505	1876	2852
2006-2012	17	679	418	50	55561	802	44719	6388	7839



准噶尔盆地2002—2005年滚动勘探探明石油储量分布

储量为7505万吨, 年均新增探明储量为1876万吨, 均占新增总探明储量和年均新增探明储量的33.6%; 滚动勘探累计新建产能为2852万吨, 占总累计新建产能514万吨的55.5%, 达到一半以上(表1)。

另外, 在滚动勘探发现的储量中, 西北缘乌夏断裂带、克百断裂带、红车断裂带分别为1063万吨、4554.2万吨、736万吨, 腹部夏盐凸起、白家海凸起分别为193.89万吨、223.91万吨, 准东沙帐断褶带、北三台凸起分别为593万吨、141万吨。不难看出, 西北缘滚动勘探获得的储量占到全盆地滚动勘探储量的85%, 为之后滚动勘探的加快发展奠定了基础并作出了重要贡献。

(2) 深化和加快阶段(2006—2012年)

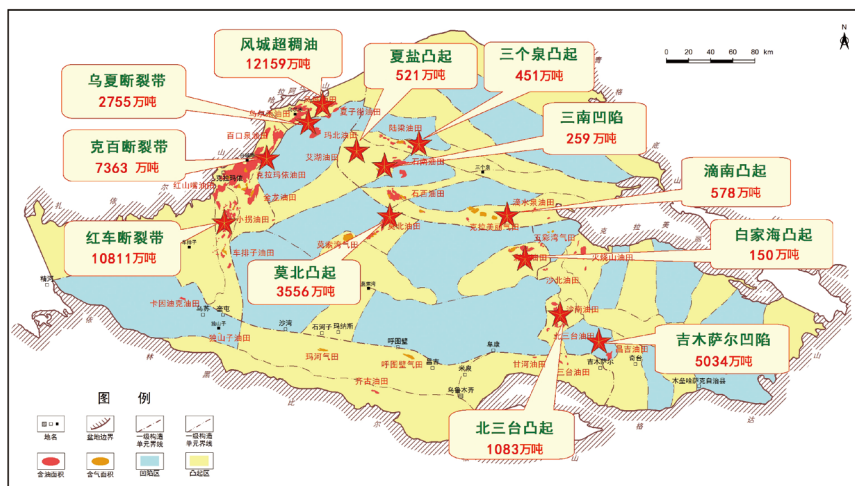
2006年之后, 盆地预探基本没有规模储量的发现, 到2012年的7年间, 滚动勘探项目全面启动, 加大了精细三维地震和评价井工作量, 共实施三维地震17块, 实施评价井679口, 年均97口, 是2002—2005年年均实施评价井21口的4.6倍。储量和产能建设相应取得了重大成果, 其中, 滚动勘探累计探明储量和年均新增探明储量分别为4.47亿吨、6388万吨, 均占盆地总累计探明储量5.55亿吨和年均新增探明储量7937万吨的80.5%。2012年滚动勘探探明储量达到7508万吨, 占到当年新增总探明储量的93%;

滚动勘探新建产能为783.9万吨, 占盆地总新建产能802万吨的97.7%。其中, 西北缘乌夏断裂带为2755万吨, 克百断裂带为7363万吨, 红车断裂带为1.08亿吨, 风城超稠油为1.21亿吨; 腹部夏盐凸起为521万吨, 三个泉凸起为451万吨, 三南凹陷为259万吨, 莫北凸起为3556万吨; 白家海凸起为150万吨; 准东北三台凸起为1083万吨, 滴南凸起为598万吨, 吉木萨尔凹陷为5034万吨。明显看到, 滚动勘探获储量区块已由2002—2005年的7块增加至12块, 其中, 西北缘老区滚动勘探获得的储量仍占到全盆地滚动勘探储量的74%, 起到了增储上产的绝对保障作用。这个阶段即准噶尔盆地油气滚动勘探全面和加快发展阶段, 也成为中国石油老区滚动勘探的成功范例, 在新疆油田勘探开发史上留下了浓墨重彩的一笔。

重要启示

(1) 油气资源潜力是开展滚动勘探的重要基础

一个盆地或油区是否适合开展滚动勘探取决于该区的油气资源潜力和剩余油分布, 特别是仅经历过一次开发的油田/油藏, 由于地质认识的不断深化, 对老油藏成藏条件及富集规律的认识亦会重新深化, 新的含油层系和领域也会不断发现。以西北缘2002年滚动勘探为时间节点, 西北缘已探明石油地质储量12.66亿吨, 探明率仅为40%, 未被发现的剩余资源量大于20亿吨。按60%石油探明率拐点预测, 石油待转化资源达6.63亿吨。同时, 西北缘50年来勘探发现的可动用储量已全部投入开发生产, 后备可开发储量严重不足。2002年仅在已有的油



准噶尔盆地2006—2012年滚动勘探探明石油储量分布

田内探明储量2439万吨，最大的一块只有747万吨，100万吨以下的区块就有9个。

另外，西北缘已在6大层系16个层组中发现并探明了9个油田，还有300余个剩余出油气点有待进一步落实。从层位上看，三叠系、侏罗系探明程度相对较高，二叠系、石炭系可转化资源潜力大；从平面上看，西北缘克一百、五一八区探明程度较高，探明率超过50%，其次为车排子、乌一夏断裂带，探明率分别为45%和41%，其他区带探明程度较低。这种勘探程度的不均衡性，预示着待转化资源和勘探潜力较大，仍然是增储上产的现实地区。

西北缘10余年滚动勘探取得的巨大成果和经验充分表明了对高成熟勘探区或已开发油田油气资源潜力的评价和认识是制定滚动勘探顶层设计和实施方案的重要前提；对待转化资源和剩余油具体区块和层系的落实是滚动勘探取得成效的重要基础。滚动勘探对于一次开发的油田/油藏或地质认识不断深化的老区寻找新的储量具有重要的参考价值。

（2）立足老井资料复查和地震资料重新处理是滚动勘探的主要手段

老油田/油藏内开展的滚动勘探主要是利用油田/油藏的老井资料进行重新复查，对老的地震资料进行重新处理，从而获得对老油田/油藏成藏条件及剩余油分布的重新认识，通过恢复试油或钻探新井直接获得探明储量；而常规预探则主要在新区，需要按照预探程序由预测储量通过钻井和地震获得控制储量，再通过钻评价井获得探明储量。显而易见，滚动勘探具有投资少、程序

简单、资料可靠、风险小和效益好的特点，是老区储量挖潜和可持续发展的重要手段。

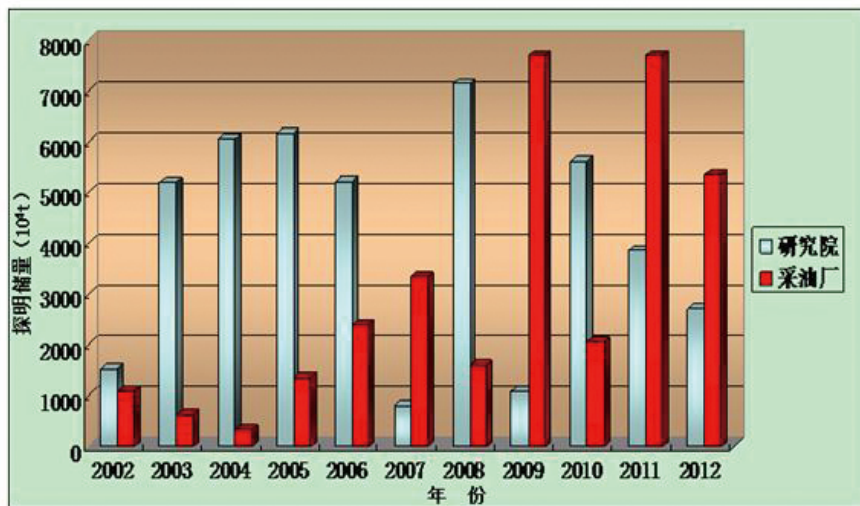
西北缘勘探早期，受当时测井和试油技术制约，对油层的认识不全面。因此，立足剩余出油气点和试油不彻底的低产井、干层井，开展了构造精细研究和储层预测，通过深化地质研究，重新认识老油藏。2006—2012年，仅采油单位老井复查5978口，老井恢复试油598口，实施446口，获工业油流井232口，成功率达到52%。同时，在对已有资料进行认真分析的基础上，进行三维地震采集和老资料重新处理、解释。2006—2012年的7年间，进行了三维地震采集17块、2406平方千米，老资料重新处理解释47块、15620平方千米，新发现圈闭1661个，获工业油流井145口，新发现油藏37个。

不难看出，立足于老油田/油藏，利用已有钻井、地震资料对油藏进行重新认识，是快速、高效获得储量并使老油田重新焕发生机的重要途径，值得推广。

（3）创新机制和管理模式是滚动勘探取得成效的重要保障

滚动勘探的业务管理模式与一般预探项目的管理模式不同，预探项目主要由勘探管理部门组织，研究院勘探研究部门和勘探公司组织实施，机制和程序较为单一；而滚动勘探无论在管理、研究和实施方面都与之不同，这就需要在项目管理的机制和模式上进行创新，需要建立一套适合滚动勘探的管理体制和机制，方能保证滚动勘探的有序、高效进行。

新疆油田在滚动勘探的长期实践中，形成了以油藏评价处为组织管理核心，研究院所和外部研究机构为技术支持，开发公司和采油单位为运行主体，相关服务单位为实施依托的运行管理体系。同时，出台了一系列有关滚动勘探的立项、考核、奖励制度。另外，在滚动勘探的实施主体上，也由过去以研究院为主逐渐过渡为以采油单位为主。2002—2005年储量发现及探明均以研究院为主体，2005—2012年，采油单位探明储量所占比例逐渐加大，研究院累计探明储量2.64亿吨，采油单位累计探明储量2.90亿吨，占总探明储量的一半以上。



2002—2012年研究院与采油单位新增探明储量对比

让钻井平台

漫步

滩海的顾心怿

■ 杨天吉 汪海阁

顾心怿

中国工程院院士，油田矿业机械专家。研制出冲程长、负荷大、耗能小的新型抽油机——链条抽油机，获全国科学大会奖。主持研制了“胜利1号”——我国第一艘浅海坐底式钻井船。主持研制了“胜利二号”极浅海步行坐底式钻井平台，获中国发明专利金奖，并跻身全国十大科技成就行列。组织研制了液压蓄能修井机，分获中国专利及美国、加拿大专利，并获得中国专利金奖。2024年1月2日，顾心怿因病医治无效，在济南逝世，享年88岁。本期刊发此文，以致追念。

1974年，胜利油田在渤海湾海边5号桩一带钻到一口高产井，这使得胜利油田不仅陆上有油，浅滩、浅海也有油的说法更具说服力和鼓舞力，但这一带传统的半潜式、自升式等钻井船受吃水限制不能作业，陆上钻机又下不去，如何在浅海搞石油勘探开发成了亟待解决的问题。

为了尽早勘探浅海石油资源，1975年春，胜利油田在当地政府的支持下，组织上万名民工修筑海堤向海上进军，顾心怿看到民工在泥泞海水

中奋战的壮观场面，他被深深地感染了。这不是“精卫填海”新说吗？黄河多么伟大呀，养育了一群英雄的女儿。在感动的同时，顾心怿也深深自责，不能光靠老百姓吃苦、拼命来搞勘探，人类真正征服咆哮的大海采出石油，还应依靠科技进步。在“困难再多也没有办法多”的信心支撑下，一个简单、实用、安全、可靠的坐底式钻井船设计方案终于成熟。这个初步设想得到油田领导的肯定，进而得到石油工业部的支持。

“三结合”完成设计方案

由于从未接触过海洋石油装备，顾心怿十分谨慎，他十分重视学习钻研浅海坐底式钻井船领域的专业知识，他通过自学，对国外现有的坐底式钻井船有了初步了解，除了具备一般船舶的特点，还需适应在特殊地段钻井的要求。比如，船体自重要轻、吃水要浅、强度要好，在大风大浪中要抗滑、抗淘空等。这些问题不解决，即使造出钻井船也打不成井。研究设计工作由于难度太大而一度受阻，原先成立的联合小组也解散了。这时有人扇冷风“就剩下你们几个旱鸭子还想下海？”但顾心怿认为：下

海是扩大找油领域、发展石油生产的需要，咬紧牙关再难再险也要把研究工作搞下去。为了成功设计出坐底式钻井船，顾心怿顶着烈日冒着寒风应用“三结合办法”到海边、船厂、各院校、科研单位去请教、学习、试验。在济南黄河船厂和天津大学等单位的帮助下，终于在1976年形成了完整的设计方案。

顾心怿给它取名“胜利1号”，此研究设计出了国外同类钻井船上没有的长方形断面抗滑桩和钻台调平装置，解决了抗滑移和坐底不平等技术难题。

浅海钻井作业成功

设计已毕，找建造厂家又犯了难，许多厂家都不愿接建造这条船的活儿，只有刚刚组建的烟台造船厂勇

敢地承担了建造任务。但烟台造船厂现有的条件有限，顾心怿与设计组的同志只好住进船厂的木板房，既参加

建厂，又担当造船专家，整天忙忙碌碌，节假日在厂里过，过年也不回家。有一次顾心恽回东营汇报工作，到家的第二天得了急性阑尾炎，住进了医院。他放心不下造船的事，问大夫能否推迟几天再手术，让他回烟台安排一下工作。医生说不行，必须马上手术。妻子李巧云在一边哭着说：“你命都快没了，还想你的船！”手术后刀口有点化脓，顾心恽执意要出院，第7天他就回到了烟台造船工地。

1978年11月，在科学的春天到来之际，祖国大地呈现出一派勃勃生机的景象。钻井船下海后安全抵达渤海湾预定井位。不到一个月就打完了第一口试验井，取得了拖船就位、压载坐底、钻井生产、起浮退场一次成功。“胜利1号”诞生后，对埕

东、垦东、五号桩等地带起到侦察作用，揭开了油田极浅海油气勘探的序幕。

自此，我国有了第一艘固定甲板高度带抗滑桩的钢质坐底式石油钻井船，它可于无冰期在水深1.8~6米的浅海中沉下坐在泥砂质海底上钻井，这不仅填补了我国浅海钻井装备的空白，还使我国跻身于世界上能设计建造坐底式钻井船的极少数国家之列。据估算，建造“胜利1号”比购买一艘外国船节约资金3000万元。

1984年，顾心恽去美国考察坐底式钻井船时，美国人说：“只有我们美国能设计制造这种钻井船。”顾心恽没吱声，只拿出“胜利1号”的照片，外国人争相传看。当知道这完全是用中国的材料、由中国人自己设计建造的钻井船时，他们既惊讶又佩服。



胜利1号

好事多磨，胜利1号终出海

好事多磨，飘着中国国旗、打了3口井的“胜利1号”遇到了严峻的挑战。1979年，“渤海2号”钻井船倾翻后不久，出于安全考虑，“胜利1号”被拖到天津放起来。在“渤2事件”的影响下，当时这样做是可以理

解的，但也意味着“胜利1号”要报废了。有人冷言冷语：“外国的大船都翻了，何况咱这土造的？”顾心恽不气馁，他坚信，“胜利1号”虽然比较简陋，采用的都是国产设备和材料，但总体设计的合理性保证了它的整体

稳性、抗滑性、安全性能均较好，而且有些性能还优于国外同类钻井船，像单油缸驱动长方形断面抗滑桩和液压顶升机械锁紧的开架调平装置等都是外国同类船上没有的，属发明创造。他相信“胜利1号”的稳性很好，不会翻。

他向油田、石油工业部领导反复阐述，石油工业部领导决定“胜利1号”检修后重新出海。顾心恽很高兴，但必须拿到船检局的检验证书。顾心恽请天津船检局的检验，哪知验船师上船后，转了一圈没有吱声就走了。顾心恽跟上去问，验船师说：“形势这么严峻，这个船我不敢出证书。”大家听了后，有的着急：“怎么办？”有的灰心：“报废算了”，有的劝解：“不是你造得不行，是形势所迫”。形势确实严峻，但顾心恽相信科学，相信分析计算和实验的结果，“胜利1号”是好的，它刚刚诞生就要夭折了，他痛心。他找到船检局的一位总工程师，两人进行了激烈的争论，顾心恽坚持提出“胜利1号”检验出海的要求。

1980年下半年，经历了一番考验和波折的“胜利1号”终于又飘扬着中国国旗在海上打井了，直到1989年它光荣退役，一共打了20口井（包括深井、试油井），取得了重大勘探成果。

再接再厉 誓夺“会走路平台”

科学的边界如同地平线一样，越朝它走近它似乎离你越远。新的问题又是层出不穷的，现实的需要是多方面的，千差万别的。在岸边极浅海域，“胜利1号”这样的钻井船依然不能满足极浅海石油勘探的需要。地质专家们殷切地说，为啥不能再往岸边靠近些呀，海里有油，岸上有油，海

岸之间可能还有油。恳切的询问与迫切需要再次激发了顾心恸的干劲。在科研这条充满艰辛的道路上，顾心恸越战越勇，他要不断地创造发明“下一个”。

炎热的夏季，他和同志们多次坐登陆艇、小渔船去海边调查了解地基地貌。一次，顾心恸又坐登陆艇乘大潮开进极浅海区。潮退得很快，等他们工作完后想返航时，登陆艇已经搁浅了，两天两夜没有出去。这时船上的一位同志因家有急事不得不跳下船步行上岸。你不能不承认顾心恸有一双慧眼，就是这样一个普普通通的场景，他却从中得到突破性的启示：既然人的双脚能在海滩行走，为什么不造一条“会走路”的钻井船呢？那再理想不过了。

智慧之锁由此开启，时间是1982年。

为了尽快设计出理想的船，图纸画了一张又一张，方案设计了一页又一页。难度太大，稳性、抗滑等不必说，单是这“会走路”带来的一系列问题就够难煞人的。顾心恸设想出一种内外脚交替行走的船，这种船巧妙地将整个钻井平台分为内体和外体两部分，采用液压机械，让内外体在海底自己抬起后再向前交替行走。由于

这一设想带来的技术上的设计难度太大，在一片赞成、支持声中，也有一些人善意地担心和怀疑它的可行性。但正如古往今来任何一项发明创造一样，无论它面临怎样的争议和困难，都不会失去其自身的科学性与强大的生命力。1983年五六月份，基于初步设想由山东沾化船厂建造的一条长10米、宽5米的“会走路”的模型试验船，由顾心恸亲自“陪驾”，从山东东风港出发，直驶蔚蓝色的大海。顾心恸心潮澎湃。这条模型试验船就好比是希望之船、光明之船。顾心恸陪着它沿海岸漂了半个多月，行程几百里，在5个典型地段进行了“爬行”试验，取得圆满成功。

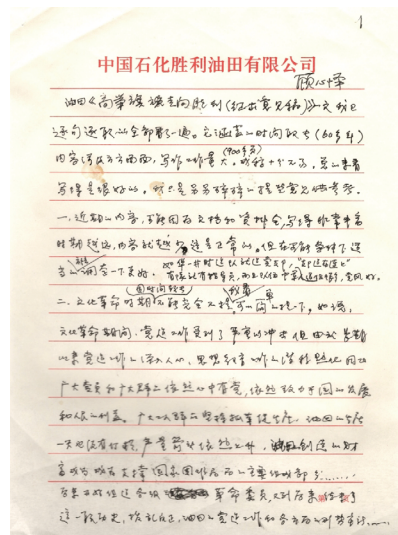
顾心恸带领由胜利油田钻井院和上海交通大学来自的多学科、多年龄段的高科技人才组成的联合设计组，完成了直径1米的举升油缸、大行程10米的水平牵引油缸、轻型内外体空间桁架、悬臂支架、大通径平衡阀、每组载重达1200吨的大型全浮式轨道车轮组和导向机构等高难度设计。平台内外体不靠海水浮力而靠自身的机械动力交替举起或着地，互为依托牵引前进，从而实现步行动作。

勇于创新，步行海滩夺胜利

1985年，“胜利2号”极浅海步行坐底式钻井平台由青岛北海船厂正式承建。

1988年9月19日，阳光宜人，人声鼎沸。“胜利2号”披红挂彩，在青岛北海船厂海滩，伴随着火爆的鞭炮声，成功地一步一步走向大海。它太神奇了，在场的所有人第一次目睹了“走着路”下水的船，人们欢呼雀

跃，赞不绝口。它极大地增强了胜利人的信心，在2~6.8米深的海域，它可像一般坐底式平台那样作业，而在2米以内的海域搁浅后，还可以“步行”前进或后退。这种“两栖”特点较好地克服了胜利油田海陆过渡带（海滩、潮汐带、浅海区）坡度小、宽度大（宽处20多千米，窄处也有5~6千米）、海洋钻井船进不来、陆



顾心恸手稿

上钻井设备下不去的难题。它是完全由我国科研人员研究设计、主要采用国产设备由国内船厂建造、至今国内外尚无先例的特殊钻井船。它的出现为世界石油勘探开发钻井船家族增添了崭新的一员，除了船式、半潜式、自升式、坐底式之外又有了步行坐底式。世界科研地平线上升起一颗闪亮的星，向海图强为国家贡献石油资源。

“胜利2号”开创了我国极浅海爬滩技术的新领域，实现了极浅海移动式钻井平台不靠海水的浮力来移动，而靠海床（滩）的承载力移动的重大突破。

顾心恸是个发明狂，20世纪80年代还发明了链条式抽油机，20世纪90年代又发明了液压蓄能修井机。连同海上坐底式钻井船，自走式钻井船，这4项发明被称为顾心恸的“四大发明”。

“胜利1号坐底式石油钻井船”于1986年获中国石油天然气集团公司科技进步二等奖、“胜利1号坐底式石油钻井船（平台）”于1987年获国家科技进步三等奖、“胜利2号极浅海步行坐底式钻井平台”于1995年获国家技术发明二等奖。

戴金星院士 与村办地质科普馆

张延玲

(中国石油勘探开发研究院)

曾经有人说过，“了解一滴水，从海洋开始”。对今天的青少年来说，想要真正理解这个世界的奥秘，需要从地质学开始。戴金星院士深知这一点，他希望通过建造地质科普馆，一个让地质科学在青少年心中生根发芽的神奇之地，为青少年打开一扇通向地球深处的窗户。

2024年1月，温州市瓯海“十大儿童友好自然科学户外必修课上课地点”评选结果出炉，金星科普馆科学课赫然在列。推荐描述中是这样写的：金星科普馆是“天然气之父”戴金星院士私人捐赠的全国首个村办地质科普馆，展厅总面积600平方米，分为主展厅与辅助展厅两块。金星科普馆珍藏了南极、北极等国家重大科考中获得的珍贵地质标本，这里的地质标本就是会说话的地球书，告诉你地球形成的故事。

从矿产资源的奥秘，到化石矿物岩石的千姿百态，地质科普馆为你一一揭示。这里是一个知识的宝库，一个探索的乐园。这里不仅让你了解什么是地质学，更让你感受到地质学的魅力，让科学成为照亮前路的灯塔。

入选瓯海“十大儿童友好自然科学户外必修课上课地点”，标志着金星科普馆的科普作用已初见成效。

一拨拨社区居民、中小學生在这里驻足、学习，他们的好奇心、探索欲在这里得到满足。每一次参观，每一次学习，都是对地质科学的深深敬仰和无尽热爱。

2021年4月，金星科普馆正式对外开放，第一展厅中独特的岩石矿物展览，地质构造、地貌概况的介绍，揭示了地球的发展演化奥秘和大自然的鬼斧神工。第二展厅中的科普书籍，让大家在专业知识和百科图片中了解地球历史和地质科学知识。

科普馆通过科学性、知识性、趣味性相结合的展示内容，丰富的展示手段，多样化的体验方式，使公众易于理解、接受和参与，直观地向参观者展示自然与地质的完美结合，让参观者体验自然艺术之美。“认识化石，探索生命起源之谜；欣赏矿物，感受自然资源之美”的创馆理念得到了大家的认同和肯定。



郑凯繁与戴院士在一起

不仅如此，地质科普馆更是肩负着神圣的使命。它以深入浅出的方式，引导我们珍惜资源、保护环境，让我们在享受大自然馈赠的同时，也懂得回馈和珍惜。在这里，每一颗种子都有可能成为参天大树，因为它们拥有科学的滋养。

地质科普馆不仅是一个传播知识的平台，更是一个激发梦想、培养未来的摇篮。在这里，每一个孩子都有机会接触到最前沿的地质科学知识，感受到科学的无限魅力。

有位小朋友在老师的陪伴下来到金星科普馆。在这里，他被地球的奥秘深深吸引，对神奇的化石和岩石标本产生了浓厚的兴趣。参观结束后，他决定自己去采集城市周边的岩石标本，并将其与城市地图结合起来，让更多的人了解了这片土地上隐藏的那些美丽的岩石。

2023年11月的某个日子，这个名叫郑凯繁的小朋友，带着一颗对地质学无限好奇的心，踏上了北京的土地。作为“小海鸥”儿童科学研究院的代表，他此行的目的，就是拜访在地质学界享有盛誉，同时也是金星科普馆的建造者——戴金星院士。

带着自己亲手采集的岩石标本，郑凯繁小朋友终于见到了他的偶像。他迫不及待地展示了自己的成果。戴院士也耐心地为 him 解答问题，讲述那些关于岩石形成时期的地质故事。

听着戴院士的讲解，小朋友的眼睛里闪烁着对知识的渴望。这些渴望会在心中悄然生长，生根发芽。当他们长大成人，这颗渴望的种子将会成为他们探索世界、研究科学



戴院士与工作人员在馆内合影

的不竭动力。而地质科普馆也会成为连接过去、现在与未来的桥梁，让每一个对地球充满好奇的人都能在这里找到答案。

随着影响力的增加，金星科普馆也将迎来扩建。科普馆即将从一层600平米扩展为一栋三层2000平米的建筑，成为更宏伟的地质知识殿堂。在扩建之际，戴院士更是亲自来到科普馆，与工作人员一起探讨未来的规划和发展。他希望，通过这次扩建，能够让更多的人走进地质世界，感受地球的魅力。扩建不仅仅是为了空间的扩大，更是为了满足更多人对地质知识的渴望。戴院士表示，扩建后他将积极收集和购买更多的化石、岩石、矿物和标本，让每一位来到这里的人都能大饱眼福，深入了解地球的奥秘。

这座科普馆不仅是一个简单的展示场所，更是戴院士和无数

地质爱好者共同的心血和梦想。在这里，每一个化石、每一块岩石、每一粒矿物都承载着一段关于地球的故事，等待我们去发现、去聆听。戴金星院士与金星科普馆的故事，不仅是一段关于地质的传奇，更是一个关于梦想和追求的励志故事。让我们一起期待这座科普馆的华丽转身，共同见证一个更美好的未来！



戴院士参观科普馆

欧洲调整能源安全政策 应对共同挑战

赵华

(中国石化胜利油田分公司孤东采油厂)

在当今国际局势动荡不安、气候变化不断加剧的情况下，能源安全成为全球各国面临的共同挑战。作为全球重要的能源消费和生产地区之一，欧洲也不例外。欧洲国家面临着多重能源安全威胁，包括地缘政治风险、气候变化的影响，以及能源市场的不稳定性。因此，欧洲国家正在不断调整能源安全政策，以确保能源供应的稳定和可持续发展。

欧洲能源安全面临诸多挑战

在当今世界格局动荡、气候风险不断升高的背景下，能源安全成为国家安全的重要组成部分。欧洲作为全球重要的能源消费和生产地区，面临着诸多能源安全挑战。欧洲的能源供应安全与可持续发展面临着多重威胁，如地缘政治紧张局势、气候变化引发的自然灾害，以及能源市场的不稳定性等。

首先，欧洲国家面临着能源供应不稳定的挑战。欧洲地区的能源需求巨大，但自身能源资源有限，高度依赖进口。欧洲国家主要从俄罗斯、中东和北非等地区进口石油和天然气，这使得欧洲在能源供应方面具有较高的脆弱性。任何地缘政治紧张局势或区域冲突都可能导致供应中断和价格波动，对欧洲国家的经济稳定和能源安全构成威胁。

其次，气候变化也对欧洲的能源安全造成影响。欧洲面临着极端天气事件的增加，如持续高温、干旱、洪水等，这直接影响能源生产和供应。例如，干旱和高温天气导致水电和核电等可再生能源产量下降，从而加剧对煤炭和天然气等传统能源的依赖。此外，气候变化还引发了海平面上升和风暴增加等海洋气候灾害，给沿海能源设施带来潜在风险。

此外，欧洲能源市场的不稳定性也构成了能源安全的挑战。欧洲国家之间存在着不同的能源市场结构、法律法规和能源价格体系，这导致能源市场的碎片化和不协调。缺乏统一的能源市场机制和规则限制了能源的流动和交易，增加了能源供应的不确定性。同时，缺乏跨国能源互联互通的基础设施也给能源供应和调度造成了困难。

欧洲调整能源安全政策应对风险

欧洲能源安全政策调整的原因与地缘政治风险、自然灾害、对可再生能源的需求增加、能源市场的不稳定性，以及供应多元化的追求等因素密切相关。欧洲国家通过调整能源安全政策，旨在保障能源的供应安全，降低能源的环境影响，促进能源市场的统一和协调。

(1) **地缘政治风险**。欧洲国家面临着地缘政治紧张局势的影响，例如，乌克兰危机和中东地区的冲突。这些地缘政治因素可能导致能源供应中断和价格的不确定性，迫使欧洲国家重新评估自身的能源安全策略。

(2) **自然灾害和气候变化**。气候变化引发的极端天气现象给欧洲的能源供应和能源基础设施造成了持续威胁。干旱、火灾、洪水等自然灾害不仅直接影响能源的生产，还会导致能源设施的损毁和中断。

(3) **对可再生能源的需求增加**。随着全球对低碳经济的追求，欧洲国家不断加大对可再生能源的投资和发展，以降低对传统能源的依赖。这使得欧洲国家需要调整能源政策，推动可再生能源的发展，并加强可再生能源与传统能源之间的协调和平稳过渡。

(4) **能源市场的不稳定性**。欧洲能源市场目前存在碎片化和不协调的问题，各国之间的能源市场结构、法律法规和价格体系不统一。这给能源供应和调度带来了困难，增加了能源市场的不稳定性。欧洲国家需要调整能源政策，促进能源市场的统一和协调。

(5) **供应多元化的追求**。为了减轻对特定能源供

应国的依赖，欧洲国家开始着力在能源供应方面实现多元化。他们寻求与更多的能源供应国建立合作关系，拓展能源供应渠道，以减少对单一国家或地区的过度依赖，从而提高能源供应的安全性。

欧洲能源安全政策调整影响重大

欧洲能源安全政策的调整在能源转型加速、供应多元化增强、能源安全意识提升、能源市场竞争加剧，以及对全球能源格局的影响等方面都产生了重要影响。

(1) 能源转型加速。为应对气候变化和可持续发展的需求，欧洲国家在能源转型方面步伐加速。他们加大对可再生能源的投资和发展，推动绿色能源的普及和应用。这不仅减少了对传统能源的需求，也改善了能源供应的可持续性。

(2) 供应多元化增强。欧洲国家通过调整能源安全政策，追求能源供应的多元化。他们与更多的能源供应国建立合作关系，拓展能源供应渠道，减少对特定能源供应国的依赖。这样做不仅提高了能源供应的稳定性，也降低了对能源市场波动的敏感性。

(3) 能源安全意识提升。欧洲国家根据面临的能源安全挑战，增强了对能源安全的关注和意识。他们制定了更为严格的能源安全政策和法规，加强了能源基础设施的保护和应急响应能力，以应对突发事件和供应中断的风险。

(4) 能源市场竞争加剧。欧洲能源安全政策调整也带来了能源市场竞争的加剧。随着能源市场的开放和竞争力的提高，欧洲国家注重提升市场的透明度和竞争性，推动能源市场的健康发展。这有助于提高能源供应的可靠性和稳定性，并促进价格的合理形成。

(5) 对全球能源格局的影响。欧洲能源安全政策调整对全球能源格局也产生了重要影响。欧洲国家在能源转型和可持续发展方面的经验和实践，为全球其他国家提供了借鉴和参考。欧洲国家的能源政策调整也促进了全球能源市场的稳定和可持续发展。

欧洲能源安全政策调整对我国的启示

欧洲能源安全政策的调整对我国能源安全和可持续发展有着重要的启示。借鉴欧洲的经验，我国需要在能源供应安全、能源转型、能源储备和应急响应、能源效

率和节能意识，以及能源市场体系构建等方面加强工作。以此为指导，我国能更好地应对能源安全挑战，实现能源的可持续发展，为经济社会的发展提供坚实的能源支持。

(1) 保障能源供应安全。借鉴欧洲的经验，我国需要在能源安全政策中注重保障能源供应的安全。我国是富煤、贫油、少气的能源国情，煤炭和核电在短期内仍将发挥重要作用。因此，在推进能源转型的同时，需要确保煤炭和石油等传统能源的供应安全，以保障我国的能源稳定性。

(2) 推进能源绿色低碳转型。欧洲的能源安全政策调整强调了能源转型的重要性。我国也面临能源转型的挑战，应加快推进绿色低碳能源转型，大力发展非化石能源，并建立可靠的替代能源体系。优化非化石能源与化石能源的互补和优化组合，以实现能源供应安全和环保可持续发展。

(3) 完善能源储备和应急响应体系。欧洲国家着重完善能源储备和应急响应体系，以提高适应经济社会发展和各种极端情况的能源供应保障能力。我国也应加强能源储备设施的建设，建立完善的煤炭、油气等能源供应保障协调机制，提升形势预测和应急响应的能力，以应对可能发生的能源供应矛盾和突发事件。

(4) 提升能源效率和节能意识。欧洲的节能和提高能效措施为我国提供了借鉴和启示。我国能耗强度仍然较高，存在大量节能潜力。为实现能源安全和可持续发展，我国需要加大节能和提高能效的力度，淘汰高耗能和高排放的项目，推动重点行业节能改造，并积极采用先进的节能技术和产品。

(5) 构建统一的能源市场体系。欧洲的能源市场竞争加剧和市场机制调整为我国提供了借鉴。我国应加快推进能源市场的改革开放，建立统一、公平、透明和竞争的能源市场体系。通过完善市场机制和规则，实现能源供应的可靠性和稳定性，同时促进能源价格的合理形成。

近年来，欧洲国家在应对能源安全挑战方面取得了一定的成果，但仍面临着许多艰巨的任务。能源转型和可持续发展将继续是欧洲能源安全的重要议题。为了应对不断变化的全球能源形势，欧洲国家正在加强能源供应的多元化，推动绿色能源的发展，并建立合理的市场机制和政策框架，努力实现更加安全、可持续的能源未来。

欧洲最大软肋： 油气资源严重依赖进口

章卫兵

(石油工业出版社有限公司)

欧洲最大的天然气供应国一直是俄罗斯，最早的天然气出口始于20世纪40年代中期，主要出口到波兰。1970年，美苏“冷战”铁幕政治下的欧洲出现了缓和的迹象。当时的西德总理维利·勃兰特说：经济是我们政策中的一个特别重要的部分。他希望通过经济的方式穿过柏林墙，与东德重新建立某种联系，这时天然气就成为了最佳选择。

苏联需要外汇收入，西德需要天然气满足生产生活的需要，双方各取所需，于是签订了第一份天然气购销合同。一条天然气管道经过东德将苏联天然气输往欧洲。天然气开始带有强烈的地缘政治色彩，充当了缓和东西方关系的“友好使者”。从此，“西方”欧洲对天然气的依赖与日俱增，欲罢不能。

欧洲的油气资源严重不足

欧洲如此依赖俄罗斯的天然气，主要原因就是自身油气资源过于贫乏。欧洲有45个国家和地区，面积1016万平方千米，是世界第六大洲。英国、法国、德国是欧洲的领头羊，号称“三驾马车”。从油气资源的角度来看，欧洲共发育有44个沉积盆地。欧洲油气可采资源量为1029.8亿吨，占世界油气资源的5.9%。但是，常规油气可采资源量为538亿吨（其他为难开采的非常规油气），占全球的5%，所以欧洲总体上是全球油气最主要的进口地区。其中，可采储量353亿吨（其他为目前经济技术条件采不出来的油气），占全球5.3%。剩余油气可采储量110亿吨，占全球的2.6%。欧洲剩余可采油气储量主要分布在挪威、英国、乌克兰等国家。挪威剩余可采储量最大，达到36.4亿吨，其中，石油占

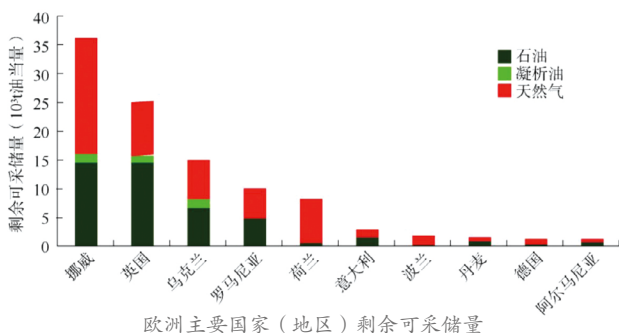
40.5%，天然气占55.4%，其余为凝析油。英国剩余可采储量25.4亿吨，其中，石油占55.3%，天然气占37.9%。

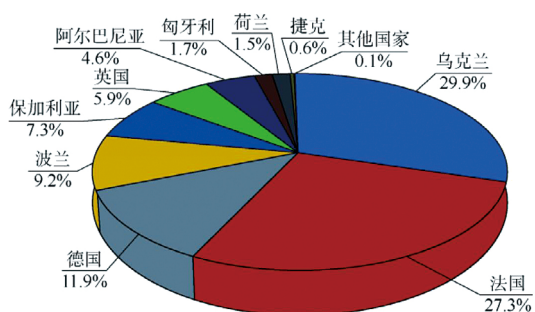
全球油气产量呈现“两大一中三小”的格局：两大为美洲、中东地区（油气综合年产大于20亿吨油当量），一中为中亚—俄罗斯地区（油气综合年产大于10亿吨油当量），三小为亚太、非洲、欧洲（油气综合年产小于10亿吨油当量）。而亚太与欧洲又是油气消费大区。2020年欧洲油气综合产量为3.65亿吨油当量，其中，原油1.79亿吨，天然气2208亿立方米。从国家分布来看，挪威排在欧洲第一位，为1.93亿吨油当量，其次是英国0.84亿吨油当量，第三是荷兰0.19亿吨油当量。

乌连戈伊—乌日哥罗德天然气管道 拉开油气地缘政治的序幕

真正触动大国政治神经、拉开欧洲油气地缘政治争论序幕的是乌连戈伊—乌日哥罗德天然气管道。该管道于1982年建设，1984年投产。起始点为西伯利亚的乌连戈伊，途经鄂毕河、乌拉尔山、伏尔加河、莫斯科，苏联境内终点位于苏联西部边境城市乌日哥罗德，全长4451千米，管径为1420毫米。该管道每年可向奥地利、德国、法国、意大利等西欧国家出口320亿立方米天然气。

项目动工之前，在西方国家联盟中产生了巨大的分歧。美国政府对东西方天然气贸易量快速扩大感到不安，既不希望西方盟友购买苏联的天然气而给苏联带来大量的外汇收入，又担心西方盟友对苏联天然气的依赖过重会增加他们之间的合作，从而分裂西方阵营。在这种考量下，当时的里根政府坚决反对新管线的建设，单方面实施禁令，禁止西方公司向苏联出口相关的设备与器材。





欧洲非常规石油技术可采资源量国家（地区）分布

“我感觉被一个朋友伤害了！”铁娘子撒切尔夫人代表英国和欧洲对美国的做法表示反对，但最终涉事各方均选择了妥协。欧盟与美国经过精确计算，确定了欧洲对俄罗斯天然气的依存度上限为25%，这样欧洲盟友才会安全，而这也正好满足新建管道的输气量。“没有永远的朋友，只有永远的利益”，1982年，欧洲多国绕开美国的制裁，与苏联签订了“以货易货”的协议，苏联用天然气购买欧洲、日本的管道、设备。其中涉及日本和西德的钢管、日本的吊车、意大利燃气轮机、英国燃气轮机、法国燃气轮机及自控仪表。这些合同与天然气带动了欧洲的工业发展，挽救了乌连戈伊—乌日哥罗德天然气管道，也使欧洲对俄罗斯油气的依赖度持续上升。

绕开乌克兰的“北溪1号”天然气管道

2020年，欧洲天然气消费量为5411亿立方米，而欧洲的年产气量只有2208亿立方米。在欧洲能源消费结构中，油气占主导地位，约为60%，其中石油占比为34%，天然气占比为26%。而欧洲的油气对外依存度达到90%以上，其中天然气对外依存度更是达到了97%。2021年，欧洲进口油气中，俄罗斯天然气占比38%，俄罗斯原油占比27%。油气进口的93%都是通过管道运输的，因此，管道起到了重要的能源大动脉作用。

俄罗斯通往欧洲的天然气管道主要包括三条线路：第一条线路是由东至西横穿乌克兰的多条管道组成。这些管道经乌克兰后，向西通往斯洛伐克、捷克、德国和奥地利，向南通往摩尔多瓦、罗马尼亚、保加利亚。第二条线路是绕过乌克兰、由东至西穿越白俄罗斯和波兰，进入德国的“亚马尔-欧洲”管道。第三条线路是经过乌克兰东部、由北至南穿越黑海至土耳其的“蓝溪”管道。由于历史和地理原因，俄罗斯通往欧洲的天然气管道，除“亚马尔-欧洲”线路外，都过境乌克兰。

2006年1月，俄罗斯与乌克兰因过境天然气产生矛盾，发生了40多年来第一次人为停气。乌克兰管网承担了俄罗斯与欧洲80%以上的天然气输送，牵一发而动全身。欧洲和俄

罗斯自然而然都想到了绕行乌克兰的管输方案，以期实现欧洲能源供应渠道的多样化。在这种情况下，先后建成了供应土耳其和欧洲南部地区的土耳其溪天然气管道和通向德国的“北溪1号”天然气管道。

作为欧洲经济体量最大的国家，德国的能源进口高度依赖俄罗斯，迫切建设一条绕开乌克兰的来自俄罗斯的输气管道。2006年，“北溪1号”构想正式出炉，2011年建成投产。该管线从俄罗斯西北部列宁格勒州重要港口城市维堡出发，经波罗的海直达德国东北部城市的格赖夫斯瓦尔德，全长1230千米，年输气能力550亿立方米。其最大的特点是不经过任何第三国领土，在波罗的海海底穿行，是世界最长的海底管道。“北溪1号”天然气管线的建成，降低了俄罗斯天然气出口运输对于过境乌克兰的依赖。

“北溪1号”投产后，俄罗斯与乌克兰矛盾继续激化，加之“北溪1号”投运产能有限，因此开始建设“北溪2号”管道。但是，该管道却在将要投运之际，于2022年9月被炸，俄罗斯为欧洲输气的梦想最终破灭。谁是破坏者，至今仍是一个无法破译的悬案，其命运难免令人唏嘘。

结语

欧洲是唯一在制裁别国的同时自己也承受制裁痛苦的地区。早在1937年，丘吉尔在英国议会说过：石油安全在于多元化，也只有依靠多元化。从2021年的数据来看，欧洲进口俄罗斯的天然气（含LNG）总量在1550亿立方米左右（IEA数据），约占整个欧盟进口天然气的45%，俄罗斯绝对是欧洲的天然气供应第一大户。如果替换为美国的LNG，美国一年的出口量也就1200亿立方米左右，而且大部分是20年的长期协议，美国能够弥补吗？另外，欧盟能否接受漂洋过海而来的天然气价格？

长远来看，欧盟摆脱对俄能源依赖，除了多元化进口石油天然气外，还有一条路可走，那就是加速能源转型，增加可再生能源，即风电、光伏、生物质和氢能，替代化石能源，从而减少对天然气的依赖。欧盟计划到2030年，生物质燃气能够每年达到350亿立方米的产量。风电、光伏其装机容量到2025年将翻倍，2030年达到目前的三倍，这将在2030年替代1700亿立方米的天然气需求。氢能方面，到2030年能够提高到250亿到500亿立方米的天然气当量。能效方面，欧盟计划到2030年通过提升能效，减少380亿立方米的天然气需求，并通过安装3000万台新的高效热泵，减少350亿立方米天然气需求。

（数据来源：中国石油勘探开发研究院《全球油气勘探开发形势及油公司动态（2022）》）

沙特阿美发力非金属材料管道研发

董功 柳忠学

(中国石化集团东方地球物理勘探有限责任公司)

非金属材料在石油天然气、建筑、汽车、包装和可再生能源等多个行业正得到越来越多的应用，尤其是在管道业，表现更加亮眼。与金属管道相比，非金属管道更耐腐蚀、更耐用、更轻、应用场景更灵活，在为各类工矿企业大幅度降低运输成本、安装成本、维护成本的同时，还能减少碳排放。非金属管件在石油天然气行业中，可以减少井下作业流程和防护措施，提高油井的完整性和安全性，降低环境风险，从而节约成本。

沙特阿美成为先行者

非金属材料的优势正在越来越多地被人们认可。近年来，世界上最大的石油公司——沙特阿拉伯国家石油公司（下称沙特阿美）在促进其研发与应用方面，发挥了很大作用。

从世界范围看，沙特阿美在应用非金属材料方面处于领先地位。该公司目前在其大部分油气设施以及工厂的多数公用设施中大量使用非金属管道。该公司已成功铺设了超过5000千米的非金属管道，大大提高了整个公司的运营效率，降低了维护成本。

主管沙特阿美化学品业务的一位高管，曾经写了一篇题为《革命性的管道》一文，说“在胡赖斯油田的某超级项目中，增强热塑性塑料（RTP）管道的使用寿命周期成本仅为钢制管道的三分之一，主要原因在于节省了腐蚀监测成本。安装铺设耗时也差别巨大，与铺设钢制管道所需的一般70天相比，胡赖斯油田增强热塑性塑料输油管线的施工期只有不到2天。”他还指出，他们的一些测试还验证了增强热塑性塑料管道在安全方面的诸多优势，比如管道重量较轻、便于运输和安装、不用焊接等。

强化本土制造

鉴于非金属管道的诸多优势，并基于沙特阿美支持本土研发、促进本土化、低碳发展和扩展其石油化工产品新用途等战略，沙特阿美正在努力推进非金属材料本土制造。

2019年4月，美国国民油井华高公司宣布在沙特达曼市开设玻璃纤维工厂。该工厂能够生产可卷绕和连接的玻璃钢管、玻璃钢高压管线管以及井下油管 and 套管。

该公司把两个最优产品线以组合的方式引入沙特阿拉伯，从而帮助客户减少管道腐蚀，降低管道寿命周期内的安装和维护成本，并更经济高效地将更多优质的油气输送到市场上。沙特阿美高层一直在寻求提高效率、安全性和环境管理水平的改进措施，而这该公司的新型复合材料已满足了他们的需求。

2020年2月，沙特在非金属材料研发领域取得了又一进展。沙特阿美与贝克休斯公司签署了一份合资企业协议，成立了一家持股比例为50:50的非金属合资公司，共同创建了一个非金属投资平台，旨在创新、开发和制造用于石油和天然气以及非石油和天然

气应用的复合材料。

该合资公司利用聚合物材料和最新的制造工艺来生产新型非金属材料，一期投资约1.1亿美元用于生产增强热塑性塑料管。制造工厂位于萨勒曼国王能源公园内，面向整个中东和北非地区市场。

为了加速非金属材料的全球推广和相关技术的发展，沙特阿美和英国焊接研究所、阿布扎比国家石油公司一起，在英国剑桥成立了非金属创新中心（NIC）。该中心汇集全球学术界、石油和天然气公司、复合材料制造商和其他研究实体的合作伙伴，以加快产品开发、测试和复合非金属管道技术的商业化。

在2019年9月召开的正式发布会上，沙特阿美首席技术官艾哈迈德·阿尔·霍瓦特表示：“石油行业正意识到非金属材料在众多应用领域的优势。”

该非金属创新中心将开展深入的创新活动，应对其在非金属管道领域面临的挑战，以持续促进先进聚合物材料的研发与应用。沙特阿美利用其丰富的油气资源和技术开发能力，以可持续的方式为未来能源业的发展提

供解决方案。

可以看出,未来一段时间内,非金属解决方案正在重塑世界工业的格局。从低成本、耐用的管道到轻型汽车设计,这项技术在科学和工程上都在不断扩大应用范围。

阿布扎比国家石油公司也已推出自己的“石油天然气40战略”,致力于领导和推动非金属管材技术的发展,力争为石油炼化工业创造新的市场。该公司与英国焊接研究所、沙特阿美的合作,在一定程度上帮助他们形成了推动石油和天然气行业发展的非金属解决方案。

非金属创新中心就未来非金属管道应用技术就提高增强热固性树脂管道在石油和天然气行业应用研究达成协议;与荷兰一家柔性复合管解决方

案提供商达成合作研发协议,扩大在役塑料管系统的运营能力。研究的重点是提高增强热塑性塑料管道在输送碳氢化合物时能够承受的工作温度和压力,并开发出一种经济实用的解决方案。

应对挑战

尽管非金属材料具有多方面的优势,但其工业化应用仍存在诸多困难。沙特阿美的实践表明,石油天然气行业非金属管道等设备应用发展缓慢的原因,主要是产品在温度、压力和化学相容性方面的技术限制有关。非金属材料如何能更好地应对新领域的挑战,如温度的剧烈变化和硫化氢、二氧化碳浓度的升高等,都是不可回避的课题。

沙特阿美近期的研究取得了一定的成果,他们认为,扩大非金属管道应用,需要在以下几个方面作出调整和改进:

一是进一步扩大卷芯复合管的应用范围,提高应对温度和压力等变化较大环境的适应能力,并尽快降低成本生产;

二是统计表明复合管的大多数故障发生在接头处,需开发更具成本优势的复合管和接头检测、监测技术;

三是制定可靠的完整性评估程序,量化非金属管道发生缺陷的轻重程度,帮助操作员和工程师做出适合而及时的维护决策;

四是改进现有标准,并制定涵盖制造和安装程序的新标准,以及评估服务客户情况的条例。

波浪能发电未来可期

王敏

波浪能是以动能形态出现的海洋能之一。海浪是由海面上的风吹动海水形成的。海浪的大小取决于海面上风力的强弱、速度、持续时间的长短和风区的面积。汹涌澎湃的海浪,蕴藏着极大的能量,这种能量使表面海水分子获得一定的能量,同时包含着动能和势能。

据计算,在每一平方千米的海面上运动着的海浪,大约蕴藏着30万千瓦的能量。海浪对海岸的冲击力,每平方米可以达到20~30吨。目前科学家对全球蕴藏的波浪能的具体数量还没有一个公认的量化数字。1977年有人以世界各大洋平均波高1米、周期1秒的波浪推算,断定全球波浪能功率为700亿千瓦。其中可开发利用的约为20~30亿千

瓦。另外,日本专家仅以拥有海岸线1.3万千米的日本推算,其波浪能就有14亿千瓦。

波浪中无疑蕴藏着巨大的能源,各国都十分重视利用这种能源作为发电的动力。目前,已陆续使用的波浪发电装置就工作原理来说大致可分为三种:一种是利用海面波浪的上下运动,产生空气流或水流而使涡轮机转动;一种是利用波浪装置随波前后摆动或转动,产生空气流或水流而使涡轮机转动;还有一种是把低压的大波浪变成小体积的高压水,然后把水潮入高位水池积蓄起来,使它形成一个水头,再来冲动水轮机转动。

波浪发电装置按使用安装的位置不同,分为“海洋式波浪发电装置”和“海岸式波浪发电装置”两类。

海洋式波浪发电装置中最普遍的是漂浮在海面上的浮标式波浪发电装置。这种浮标式波浪发电装置结构简单,效率比较高,所以目前的波浪发电装置基本上都是按此原理设计制造的。同时,也可按此原理在海岸建立海岸式大型固定波浪发电站。

波浪能是自然界中存在的巨大能量,发展波浪发电技术投资少、见效快、无污染、不需原料投入,因此引起各国的关注,一致认为合理开发利用波浪能具有重大的实用价值。目前,各国多数是研制用于航标灯、浮标等电源使用的小型波浪发电装置,仅日本就有1500多座在使用中,据统计,全世界约有近万座在运转。有些国家已开始向中、大型波浪发电装置方向发展。

英国氢能产业发展 在困难中前行

顾永强

(中国石化胜利油田分公司孤东采油厂)

2021年，英国在氢能领域设定了远大的目标，希望成为全球氢能的领导者。然而，与欧洲其他国家相比，英国的氢能发展较早如今却滞后许多，产业发展在困难中前行。英国错失良机，政策摇摆和资金不确定性进一步削弱了其领导者地位，令投资者和商界领袖对政府失去信心。

氢能供应的挑战与顾虑

英国氢能供应面临一系列挑战和顾虑。首先，缺乏补贴使得氢能供应合同在没有政府支持的情况下昂贵而难以市场化。这使得英国的氢能项目在商业化方面面临困难，限制了市场规模的扩大。

其次，相比其他国家，英国氢能项目的推进速度较慢。尽管英国设定了雄心勃勃的氢能目标，但是，其他国家已经在氢能领域取得了积极进展。英国尚未授予任何超过5 MW的氢能项目，这使得英国在氢能技术和产业发展方面相对滞后于竞争对手。

另外，电解器建设进展缓慢也对氢能供应构成了挑战。电解器是将电能用于分解水分子产生氢气的设备，被认为是氢能发展的关键技术之一。然而，英国电解器建设进展缓慢，导致氢能供应能力受到限制，这也是英国氢能发展的阻碍。

这些挑战和顾虑给英国的氢能产业发展带来了困难和不确定性。要解决这些问题，政府和相关利益方可以采取一系列措施。例如，提供适当的补贴和激励措施，降低氢能供应合同的成本，促进氢能产业的市场化。加快氢能项目的推进速度，鼓励投资和创新，加强技术研发和合作，提高英国在氢能领域的竞争力。同时，加大对电

解器技术的研发和投资，推动电解器建设进程，增加氢能供应能力。

氢能发展的早期机遇和遗憾

英国作为早期建立氢市场的国家，本有机会引领欧洲的清洁氢产量。氢气作为一种可在不排放二氧化碳的情况下燃烧产生能量的清洁燃料，在能源转型和脱碳计划中具有巨大的潜力。然而，英国可能错失了一些早期的机遇，使其在氢能发展方面留下了一些遗憾。

首先，英国在确定政策和支持机制方面进展缓慢。尽管英国设定了到2030年成为全球氢能领导者的目标，但在政策和支持机制的制定和执行方面始终存在一定的滞后。导致一系列的时间延误和不确定性，阻碍了氢能项目的推进和投资。

能源网络协会(ENA)和英国氢能公司的最新报告指出，英国的氢政策进展在2021年排名世界第二，然而到了2023年已经下滑至第八位。尽管其低碳氢生产目标翻了一番，达到10吉瓦，但在最终确定政策和支持机制方面进展缓慢，时间表不断延期，没有重大项目进入最终投资决策(FID)。

其次，英国在建立健全国内供应链方面存在挑战。

一个健康的供应链对于氢能项目的成功至关重要，它能够支持氢气的生产、储存、运输和利用。然而，由于政策不确定性和市场推进的滞后，英国在建立成熟的供应链方面落后于一些竞争对手。这使得英国面临着依赖进口氢气和相关设备的风险，并错失了发展本土氢能产业的机会。

再者，时间表不断延期也给英国的氢能发展带来了挑战。尽管英国设定了2030年的清洁氢产量目标，但由于政策推进的滞后和其他挑战的影响，这一目标可能面临着不确定性和困难。没有明确的时间表和稳定的支持，使得投资者和利益相关者难以做出战略决策，进一步延缓了氢能项目的实施。

由于上述机遇的错失，英国在氢能发展方面存在一些遗憾。然而，这也提醒着英国政府和相关利益相关者加强合作，加快推动氢能项目的发展。

渐渐落后于欧洲其他竞争对手

与英国相比，欧洲其他国家在氢能发展方面取得了积极进展，展示出了一些显著的优势和行动。

首先，政策支持的缺乏使得英国无法提供明确的方向和稳定的投资环境。相比之下，欧洲其他国家积极出台支持氢能发展的政策，在目标设定、资金补贴、政府采购等方面给予更多支持。这使得欧洲其他竞争对手能够进一步推进氢能产业的发展，而英国却缺乏明确的发展规划和政策支持。

其次，英国在建立氢能供应链方面进展缓慢。氢能供应链的建立涉及氢气生产、储存、运输和利用等多个环节，需要全面的技术和设施支持。然而，英国在这些关键环节的投资和发展相对不足，导致本土的氢能供应链发展缓慢，进一步限制了氢能技术的应用和推广。

此外，英国在氢能项目推进和市场推广方面面临一定的挑战。欧洲其他国家积极推动氢能项目的实施，通过政府支持、市场激励和技术创新等手段，加快氢能产业的发展速度。而英国虽然也有一些项目，但进展相对较慢，缺乏市场推广力度，限制了氢能技术的商业化应用。如德国和荷兰致力于清洁能源转型，他们在氢能领域的举措表明了这一点。

德国政府已在氢能项目上投入了巨额资金，并制定了雄心勃勃的氢能规划。德国的重点是利用可再生能源产生氢气，实现绿色氢的生产和利用。同时，德国正在改造其输送管道，以适应氢气的输送，为氢气基础设施的开发铺平道

路。荷兰也在氢能领域迈出了重要的步伐。荷兰政府致力于成为欧洲氢能中心之一，并已投资大量资金支持氢能项目。荷兰积极鼓励大型工业企业转向使用氢气，推动氢气的需求增长。这些国家的发展速度超过了英国，在氢能领域的竞争中获得了领先地位。

期望加速行动以迎头赶上竞争对手

英国期望加速行动以迎头赶上竞争对手。目前，氢能作为一种清洁、可持续能源吸引了全球范围内的关注和竞争。为了抢占氢能竞争的先机，英国政府需采取以下措施：

首先，政府需要制定可投资的生产商业模式，以吸引私人资本投资到氢能产业。这意味着政府可以提供税收减免、资金补贴和市场优先等激励措施，为投资者创造良好的投资环境和回报机制。

其次，为了确保氢能产业的可持续发展，英国政府需要建立适当的收入增加机制，以激励全社会参与氢能产业的发展。包括制定氢能价格补贴政策，为使用氢能的企业和个人提供财务补贴或税收优惠，增加氢能市场的竞争力和吸引力。

第三，英国政府应重点发展氢生产框架，并与氢能运输的支持相匹配。这意味着在生产环节提供技术支持和政策推动，包括发展新的氢生产技术，扩大氢生产规模，加大对氢能运输设施的建设和改造投入。

此外，英国政府还需要刺激国内供应链的发展，包括培养和支持具备氢能专业知识和技能的劳动力，以及推动本土企业参与氢能产业链的各个环节。这不仅有助于提高英国在氢能领域的竞争力，还可以创造更多的就业机会和经济增长。

最后，英国应积极参与氢能产业全球合作，加强与其他国家和国际组织的合作与交流。通过借鉴其他国家的先进经验、分享技术和市场资源，英国可以在全球氢能产业的竞争中赶超竞争对手，并在氢能技术和产品的创新方面充分发挥其优势。

英国未能如愿成为全球氢能领导者。然而，仍有机会通过加快行动、制定支持政策、促进国内供应链发展等措施迎头赶上竞争对手。英国必须紧跟时代潮流，抢占先机，加快氢能发展，以实现氢能的商业化，并为经济和环境带来可持续的收益。唯有如此，英国才能在氢能竞争中占据有利地位，实现氢能产业的长远发展。

液化天然气船 助德国天然气进口多元化

郑秀芬¹ 张春贺²

(1.中国地震局地球物理研究所; 2.中国地质调查局油气资源调查中心)

2022年2月俄乌冲突爆发前,德国天然气供应主要通过天然气管道从俄罗斯进口。冲突爆发后,德国针对俄罗斯天然气出口量剧减、价格波动的情况,迅速启动建设浮式储存及再气化装置船(FSRU船)接收站进口液化天然气(LNG),实现了天然气进口多元化。

世界上第一艘液化天然气船

1859年世界第一口油井诞生以来,与石油天然气资源勘探开发密不可分的输送产业链也一直在不断发展完善中。石油天然气资源在全球不同国家和地区之间的长距离进出口供应,通过铺设陆地或穿越不同规模水域的管线直接进行输送,是我们熟悉的方式。

1959年1月,世界上第一艘液化天然气船甲烷“先行者号”(Methane Pioneer)运载首个LNG储存仓,离开美国路易斯安那湾驶向英国。什么是液化天然气?我们每天不可或缺的天然气通过专门设施去除其中所含的杂质、在超低温冷却到-162℃后,就可以转化成体积为原来1/600、质量为同体积水45%左右的液化天然气。利用液化天然气运输船(LNG Carrier)运输到目的地港口的接收站,在完成卸船、储存、再气化、蒸发气(BOG)处理、防真空补气 and 火炬放空等一系列重要的接卸作业环节后,LNG可以被再还原为天然气输入到进口国家已经建成的天然气管网中。通过LNG船在全球各大海域运输液化天然气,目前已经成为发达国家与发展中国家进口天然气的主要形式。

德国天然气需求构成

在全球新冠肺炎疫情暴发前的2019年,德国作为世界五大经济体之一和世界第七、欧洲最大的能源消费国,天然气在其一次能源消费总量中占四分之一,日消耗约为2.44亿立方米,消耗总量中的97%都依靠进口。德国主要通过北溪管道和亚马尔—欧洲管道从俄罗斯进口天然气,还从挪威、丹麦、荷兰、比利时、卢森堡、法国、瑞士、奥地利、捷克共和国和波兰等邻国通过管道输入天然气。

俄罗斯是全球天然气储量最大的国家,2021年出口2520亿立方米液化天然气和管道天然气,近85%天然气通过管道输送到各进口国,欧盟占俄罗斯天然气出口的60%以上。德国是欧盟国家中俄罗斯天然气的最大进口国,达到482亿立方米,约占俄罗斯天然气出口总量的19%。

全球液化天然气运输供应

20世纪中叶开始利用LNG船在全球各大海域运输液化天然气以来,建设陆上常规LNG接收站及其配套的储罐等相关设施需要占用一定面积的土地。以建设一个18万立方米储存规模、年气化量300万吨的LNG接收站工程为例,投资规模一般在40亿元以上,建设周期约为36个月。可以看到建设陆上常规LNG接收站及其配套设施的费用不菲、建设周期较长,而且建设陆上接收站一般很可能受到周边环境影响评估、土地资源征用及行政审批等多重因素的不同程度限制。

进口LNG在LNG接收站及其配套设施的投资规模、建设周期、环境影响评估、土地资源征用及行政审批等各个环节方面,“能否”进一步得到优化?全球LNG进出口产业供应链,通过浮式储存及再气化装置船对上述期望给予了肯定的回答!

2005年全球首艘LNG浮式储存及再气化装置船建成,2008年全球首艘液化天然气运输船完成向FSRU船的改造。FSRU船的外观类似于LNG运输船,FSRU船最大的特点就是兼具LNG船的运输功能,同时还能够将自身储存的LNG在目的地港口接收站完成再气化后还原的天然气,直接输送到接收站沿岸的天然气管网输入端。FSRU船实现了移动式天然



FSRU船

气源直抵进口目的地供气的终极目标。

采用FSRU船接收进口LNG（包括租用FSRU船）在建设投资方面可以减少到陆上LNG接收站的一半，建设周期小于12个月。FSRU船可以停泊在满足相关严格安全规范要求的开阔水域接收站，适合缺乏土地、不缺岸线的港口区域，由此可以大大简化环境影响评估、土地资源征用及行政审批等诸多环节。

自2005年全球第一艘FSRU船交付以来，已有近30艘FSRU船建成，十余个国家基于FSRU船建设环境要求、投资规模、建设周期等各方面较陆上常规LNG接收站具有的优势，单独选择FSRU船接收站进口LNG的。

全球目前LNG的进出口量约为3亿吨/年，已经建成FSRU船的最大年接收能力约为1亿吨，FSRU船已成为天然气需求进口国的重要选择。我国目前已建和在建20余个陆上LNG进口接收站，在天津港建成一个FSRU船接收站。

德国天然气多元化进口之道

2022年2月24日俄乌战争爆发，俄罗斯在2022年1至10月期间通过天然气管道向欧洲出口的天然气，伴随价格出现的急剧波动，输送量为397亿立方米，较2021年同期出口的822亿立方米大幅下降。



德国北海威廉港FSRU船接收站建设

德国在俄乌战争爆发之前，没有自己的进口LNG接收站，因此较荷兰、法国和波兰等欧洲其他拥有多元化LNG进口终端的国家，德国直接受到俄罗斯天然气供应量变化的影响。建设自己的进口LNG接收站，实现天然气多元化进口气源供应，是德国在2022年和今后摆脱严重依赖输气管道进口天然气的根本途径。

2022年春、夏之际，当全球各界都在密切关注德国如何面对俄罗斯进口天然气剧减、价格波动，如何度过2022年的冬天时，德国政府在2022年5月通过了旨在加快对建设新液化天然气进口接收站审批程序的相关法律文件。德国第一个FSRU船接收站于2022年7月4日在北海威廉港开工建设，11月15日完成，12月15日第一艘装运了16.5万立方米液化天然气的FSRU船Höegh Esperanza号驶入威廉港，进口LNG在威廉港通过FSRU船进行再气化的天然气，经由在已建海桥上铺设的管道输往德国国内现有的天然气管网。由此带来的天然气可以满足5万至8万个家庭一年的用量。

德国在2022年不停与时间赛跑，在2022年的最后10天里，第二艘FSRU船Neptun号抵达德国波罗的海沿岸的卢布明港。德国计划在2023年年底以前，通过采用联邦政府、州政府以及相关能源企业多种所有制的形式，在威廉港、布伦斯比特尔港、卢布明港和施塔德港建设6个FSRU船接收站。

结语

德国人在经历了2022年早春俄乌冲突爆发后由于主要依靠管道进口俄罗斯天然气而遭遇的供应量与价格波动，通过紧急采取FSRU船多元化进口天然气后，似乎猛然之间醒悟过来：原来世界上能够出口石油天然气资源的国家其实并不是仅有俄罗斯一个，除少数发达国家外，包括俄罗斯在内的大多数油气资源出口供应国，本身都更加依赖于通过扩大油气资源的出口来增加本国的财富。

2023年，波兰、法国、芬兰、爱沙尼亚、意大利、希腊六国都在进行各自新的FSRU船接收站建设及对现有LNG接收站的扩建。据此，国际液化天然气进口商联盟（GIIGNL）及相关机构预测，欧盟和英国在2024年LNG的进口量将比2021年增长34%。

2023年9月7日上午11点，随着新一艘液化天然气运输船靠泊广东深圳大鹏湾，我国首座液化天然气接收站经过17年的精心运营与稳定供应，迎来累计接卸量达到1亿吨的历史性突破，成为国内接卸量最大的液化天然气接收站。我国目前已经成为全球最大的天然气进口国，也是最大的液化天然气进口国，液化天然气占天然气进口总量的65%。

燃气营业厅的数智化管理

戴松霖¹ 高文晓² 王歌¹ 刘玉轩¹

(1. 昆仑数智科技有限责任公司; 2. 中国石油天然气销售山东分公司)

燃气营业厅作为燃气公司最重要的服务平台之一，其建设情况的优劣直接影响到燃气公司。因此，本文聚焦传统燃气营业厅的管理现状，运用人工智能、大数据等行业前沿技术手段，对传统燃气营业厅关键业务节点开展智能化的优化革新，从而为用户带来更加优质的消费体验，推动燃气企业数字化转型。目前，国内北京燃气、港华燃气和新奥燃气等都在智慧燃气营业厅领域取得了诸多成就。

1 燃气营业厅管理现状

(1) 线下燃气营业厅的现场管理。当前燃气营业厅的现场管理主要围绕客户进厅、接待指引、排队等号、业务办理、客户离厅五个业务环节展开，如图1所示。此过程主要面向燃气消费客户、营业厅服务人员和基础设施三个客体。对这三要素管理水平的高低直接决定了营业厅的服务能力与客户体验。①客户行为管理。客户进厅、排队等号和客户离厅是客户行为管理中最重要三个环节。客户进厅高峰时段，现场若无有效分流措施，既引发低效，还有安全隐患。长时间等号会消耗客户的办理热情，进而拉低对公司的整体认知水平。而客户离厅正是售后和挽留机会客户的开始。重视客户离厅，则可能将潜在的机会客户转化为实际的购买客户，对于营业厅的发展具有正向促进作用。②员工服务管理。接待指引、业务办理是员工服务管理的两大关键环节。员工的服务态度、专业技能不仅决定了服务质量，也影响了

客户满意度。③基础设施管理。燃气营业厅智能化转型的核心就是要致力于在现有的软硬件设施基础上，进行资源的整合升级，实现硬件设备互通互联，软件系统数据流转共享，打造7×24小时智能服务营业厅，为用户提供智能便捷的用气服务。

(2) 网上燃气营业厅的线上管理。网上燃气营业厅功能丰富，可随时随地办理多种燃气业务，弥补线下营业厅服务限制，大大提高了客户服务效率，是智慧燃气的一项重要便民措施。①网上燃气营业厅业务办理渠道。如今，燃气企业逐步开始发展多元化的燃气营业厅服务线上窗口、业务办理渠道，为用户提供7×24小时服务，实现优质服务的同时，节约客户的时间成本，也在一定程度上彰显了燃气企业的科技能力。②网上燃气营业厅平台功能优化。如何上线、优化业务功能，才能以最低成本来最大限度提升用户消费体验，为企业自身经营管理带来最大化回报是企业始终需要面对的课题。

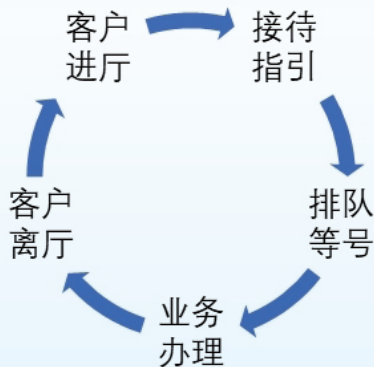


图1 燃气营业厅的业务办理流程

2 燃气营业厅的数智化管理方案

(1) 线下燃气营业厅数智化管理。①客户行为管理。一是客户人脸识别，兼具拍照和二代身份证识别功能的高拍仪、人脸摄像机可广泛应用于线下燃气营业厅。在自助设备增加刷脸登录方式，高拍仪获取与人脸关联的身份证信息进行分析，有效减少录入等繁琐环节。还可以利用人脸识别对用户行为轨迹进行录像定位，对异常行为人群及时提供帮助。二是排队叫号管

理。用户可触摸集成排队叫号、网络预约等技术的叫号机查询信息。办事人员通过软件叫号，窗口屏可同时显示叫号信息和办事程序。客户到厅前，可随时在手机端预约取号，减少等待时间。②员工服务管理。一是坐席状态监控，利用大数据技术实现营业厅前端服务的全貌感知，采集坐席人员相关服务数据，建立工作质量分析模型，采用统计学方法分析服务情况，量化考核方法，激发员工积极性，提升服务效率与水平。二是智能语音质检系统，客服出现违规行为时，系统可通过预置规则实现语音全覆盖自动质检，大幅降低投诉风险，减少运营成本。系统还可全面挖掘海量语音数据，描绘客户和客服画像，综合分析服务质量。三是智能客服机器人，可以通过语音交互、语义理解及模糊匹配三个环节灵活配置功能。智能机器人可负责接待咨询、业务办理，还可引导客户到达相应的功能区，自助办理标准业务或通知业务员帮助等。四是在营业厅智能化的发展中，需建立人工智能知识库，利用语义规则联系语言知识与业务知识，通过定制的问题模式满足搜索需求，以此降低知识管理费用，提高知识管理效率和客户服务质量。③基础设施管理。一是通过营业厅设备物联，全面感知营业厅服务状态和客户状态，如坐席服务情况、客流情况等。利用全业务坐席集成排队叫号、视频监控、宣传展示等系统，实现营业厅设备的泛在物联，达成营业厅业务自动分流和智能导引。二是“VTM”自助终端机基于智能双录、无纸化协议签署等技术，实现了客户通过自助、远程视频协办等方式办理业务，网点业务由人工受理向智能自助服务的转变，有效分流了柜台业务量，在解放生产力、降低网点运营成本的同时提升了客户体验感。三是利用RPA财务机器人协助解决登录、数据处理、入账对账等工作，提高业务人员的工作效率。此外，RPA在财务领域的应用还涉及应收账款、费用报销、总账处理和其他一些流程性业务。四是物联网智能燃气表已得到应用，内置了SE安全芯片，且能够与数字人民币硬件钱包深度融合，用户可通过App进行管理，实现燃气表自动购气、用户无感支付流程。五是AI智能视频监控系统的应

用，智能升级营业厅内现有摄像头方案，实现人流统计、睡岗识别等AI智能识别功能，在保障升级成本的同时大幅提高管理工作效率。此系统可充分抓住业务和管理重点，提升操作针对性和有效性，大大提高管理效能。

(2) 建立“互联网+”燃气客户服务平台。云自助方面，通过线上渠道提供缴费、报修、客服等全业务自助服务，用户只需绑定燃气账号，便可在客户端等渠道轻松办理各种业务。云呼叫方面，通过连接包括微信、支付宝、网厅App等渠道，形成基于多媒体在线沟通的即时、高效的智能客服呼叫平台，与工单互联，线下处理，线上追踪，节省企业人力成本。云推送方面，可以在后台录入并管理用户数据源信息，借助各线上渠道进行信息云推送，改变以往被动服务局面，主动推送信息，增加服务内容，提高用户互动频率，实现双向单点互动。云增值-微商城方面，燃气企业可基于用户消费习惯，在已开通的各渠道提供燃气增值服务，既可以通过微商城为用户提供更专业的商品推荐，也能为企业创造新的盈利模式，实现异业融合，完成互联网时代下客户服务的转型变革。

3 结论及展望

在“双碳”目标和国家支持智慧城市建设等利好政策背景下，本文通过研究国内优秀营业厅的建设成果，将新型技术理念引入实体燃气营业厅的日常管理中，打造符合燃气行业发展的智能化营业厅。另展开升级线上业务平台，结合元宇宙概念和燃气行业特点打造集营销、业务办理等环节于一体的新兴元宇宙营业厅，实现客户的沉浸式业务办理新体验。对传统营业厅展开数智化管理有助于燃气企业提升品牌形象，发现新的发展机遇，是燃气企业数字化转型的关键一步。

参考文献

- [1] 高顺利, 吴荣, 吴波, 等. 智慧燃气研究现状及发展方向[J]. 煤气与热力, 2019, 39(2): 23-28.
- [2] 卞秋君. 智慧燃: 支付宝生态网厅研究和探析[J]. 城市燃气, 2021(1): 40-45.

成品油销售企业 双重预防机制数字化平台建设

伍璐

(中国石化湖北武汉销售分公司)

成品油销售企业点多、面广、销售战线长，既包含属于重大风险源的油库，又涵盖触及城市各个街道的加油站，后期还将增设充换电、加氢等各种新能源业务的综合能源站，在经营过程中有着较高的危险性。

在成品油销售企业实施和运行安全风险分级防控及隐患排查治理双重预防机制的基础上，建立与其相适应的可视化大数据平台，可以使企业进一步提高安全风险管控意识，减少安全管理漏洞，解决线下双重预防机制风险管控措施不落实、隐患排查不精准、全员参与不充分、整改反馈难追踪等痛点难点问题，并将多个信息系统进行融合，实现安全管理的数字化、智能化、可视化。

根据应急管理部危化监管一司发布的《危险化学品企业双重预防机制数字化建设运行成效评估标准》，共分为工作推进机制、安全风险管控、隐患排查治理、信息化系统、激励约束机制、持续改进提升和提升功能7个A级要素，共包含成立领导机构、编制实施方案和开展全员培训等16个B级要素。具体可以划分为平台系统业务流程和平台功能实现两个部分。

1 平台系统业务流程

(1) 工作推进机制。作为成品油销售企业数字化的信息建设工程，业务上势必要求细致而全面，因此要做好总体方案的编制工作，有统一的工作推进机制，确保能够分步推进相关工作落地见效，具体来说就是要结合实际建立双重预防机制领导小组及以各相关部门为成员的工作小组，明确数字化平台建设的

内容、目标和时间要求等。通过各小组对整体实施方案进行推动，具体节点进行把控，并开展不同层级的多轮次业务培训，确保全员都能参与到数字化平台的建设中来。

(2) 安全风险分级管控。开展安全风险分级管控工作，要正确合理划分风险辨识单元，分单元按照“全员、全覆盖、重点管控、持续改进”的原则开展辨识工作。在划分单元后，开展风险评价前，要组建各专业评估小组，统一风险评价取值标准，评价时定性与定量相结合，针对库站作业区及设备设施宜采用安全检查表分析法(SCL)辨识，对操作作业环境、检修、运行、管理活动宜采用工作危害分析法(JHA)及LEC评价法辨识。在具体数字化平台构建上，可以依托目前在用的安全风险智能化管控平台，依据LEC评价法来设置相关危险源的勾稽关系，进而绘制出安全风险空间分布图。L代表发生事故可能性，E代表事故发生频繁程度，C代表事故造成的后果，风险值 $D=L \times E \times C$ ，D值越大说明风险越大。根据LEC分级原理，我们将库站风险划分为四级，对应风险四色图，在导入评价基础数据后，平台通过后台运算得出风险值及危险源风险级别，并为之匹配对应的巡检频次、管理层级、管理措施。最终系统汇总列表自动生成风险点管控清单及安全风险空间分布四色图。另外，依据分级

表1 安全风险等级划分及空间分布

安全风险值	$D \geq 320$	$320 > D \geq 160$	$160 > D \geq 70$	$D < 70$
风险等级	4	3	2	1
风险描述	重大风险	较大风险	一般风险	低风险
标识颜色	红	橙	黄	蓝

预警推动机制，平台可向不同层面的责任人通过短信、个人终端App、微信公众号等形式分级推送预警信息，实现信息第一时间多形式送达，实现成品油销售企业风险分级管控。

(3) 隐患排查治理。通过系统将排查任务按周期派发至相关责任人，具体实施人在排查及治理过程中通过文字描述加照片的形式，利用个人终端App将有关信息上传至平台系统，后台将根据前期设定自动推送至负有管理权限的直线责任人及监督管理责任人。这样做既可以对排查及治理的过程进行全方位跟踪、监督，还可以在逾期未处置的情况下，向相关负责人推送报警信息，从而落实隐患闭环管理的要求。

2 平台功能实现

遵守数字化平台建设要求。平台建设不可一蹴而就，要因地制宜、不断改进。对已有基本系统模型的企业，宜在原有系统中结合评估标准各要素加以改进利用，不断探索和完善。对新建立平台的企业，要包含电脑管理端和移动个人终端，满足数据交换的要求。

(1) 响应激励约束机制。数字化平台功能的实现，离不开行之有效的激励约束机制，企业要在系统之外建立双重预防机制运行的相关激励约束制度，明确考核奖惩的标准、频次、方式方法等。在实际操作中，可依据每月、每季度、每年数字化平台自动生成的绩效考核结果，落实激励约束制度，

定期兑现。

(2) 持续改进动态评估。建立评估机制，至少每年一次对双重预防机制的运行效果进行评估，重点评估安全风险管控措施的适宜性及隐患排查治理的可操作性。利用分析模型，对运行中失效的情况展开总结分析，从数字化平台的运行流程角度分析事件发生的原因，确定管理短板，为平台持续改进提升提供支撑。

(3) 功能提升业务拓展。在实现数字化平台基本功能的同时，还可以进一步延伸拓展新业务，以响应“工业互联网+危化安全生产”的时代号召，满足企业安全管理的智慧化转型需求。诸如拓展视频语音智能监控功能、电子作业票证功能、人员定位功能等，依托个人终端设备及企业平面布置图，实时掌握人员的动态位置，当出现紧急情况时可第一时间进行动员响应。

3 结 语

成品油销售企业安全管理中双重预防机制发挥着重要作用，推广双重预防机制数字化平台建设，可使企业有效、快速识别危害因素，科学准确开展风险评估，实现企业平稳运行。现阶段，AI时代已经来临，成品油销售企业的安全管理工作，也要与时俱进，依托数字化管理创新发展方向，实现人防、物防和技防的有机结合，不断推进企业安全管理方式变革，最终达到本质安全的目标。

煤层气开发企业 移动应急通信系统建设方案

吴迪 王濮 刘展 韩宇
(中石油煤层气有限责任公司)

中石油煤层气有限责任公司矿权分布范围广、工区地貌多样，山西、陕西、内蒙古等主要勘探开发区域以黄土高原梁峁沟壑地形居多，受自然环境和天气影响大，易发生自然灾害，导致企业生产运行安全风险系数较高，需要进行各类突发事件的应急抢险处置。然而由于通信基础设施薄弱，给企业生产突发紧急事件的应急抢险处置带来了诸多不利影响。因此，建立合适的应急抢险通信体系刻不容缓。而移动应急通信系统建设方案的提出则可有效满足煤层气公司实现应急抢险高效处置的需要。

1 总体构想

移动应急通信系统以具备越野能力的车辆作为装载平台，由传输通信系统、车辆系统、平衡系统、电源系统、防雷接地系统、监控及警告系统等集成而来。以卫星通信为主要通信手段，综合利用无线、有线等接入方式，快速建立现场至指挥中心通信通道，通过音/视频实时采集、上传功能，建立现场、应急通信车、指挥中心三方双向可视电话通信，系统具有突出的机动性、适用性和全天候运行能力。

2 系统总体架构

(1) 两级组网。移动应急通信系统由煤层气公司的企业应急接入系统及现场的移动应急通信车构成两级组网模式。在煤层气公司指挥中心部署一套企业应急接入系统，在各生产区块部署应急通信车。应急通信车在现场实现实时数据采集、建立多方通信通道；指挥中心接收现场的实时数据及相关情况，并将决策信息下达到应急抢险现场。通过中石油卫星公司固安卫星主站接入中石油专网，无须单独建设卫星主站。采用宽带卫星方式构建传输网络，使用中石油卫星公司固安卫星主站，将现场通过卫星传送的音视

频信息接入中石油专网，从而实现现场与指挥中心的互联互通。

(2) 三级指挥模式。当出现应急事故时，抢修人员使用应急通信车，立即与应急指挥中心建立通信连接，将应急事故现场情况实时传输到应急指挥中心，使应急指挥中心和各级指挥、决策人员同步了解现场实际情况，及时准确获得现场信息，以便快速及时做出反应，指挥应急抢险相关工作，最大限度地减少由事故带来的损失。构建了应急指挥中心（公司机关）到现场指挥部（应急通信车）再到事故抢险现场或生产现场（单兵）的三级指挥模式。其中，应急指挥中心主要职责是实时接收事故现场语音及图像情况，接收并传输相关数据，组织应急抢险方面专家多方连线商讨，实时进行抢险过程的动态存取/分析，实现抢险信息实时同步传递，实时接收事故现场重要仪器、仪表数据。现场指挥部（应急通信车）主要职责是接收应急指挥中心指令，接收现场图像及语音信息，及时汇报抢险进度情况，组织事故现场应急抢险，接收抢险电子文本信息，访问及存取相关抢险知识信息库。事故抢险现场或生产现场（单兵）负责接收现场指挥部抢险救援指令，上报抢险现场实时情

况，上传事故现场语音及图像。

3 系统主要模块

(1) 传输通信系统。应急通信车通过亚洲3S和亚太V号卫星转发器建立通信链路，使用中石油卫星公司固安卫星主站，将现场通过卫星传送的音视频信息接入中石油专网，从而实现现场与指挥中心系统的互联互通。同时辅以光传输通信系统、微波传输通信系统、无线以太网桥传输通信系统作为补充。

(2) 车辆系统。应急通信车采用美国克莱斯勒公司生产的大切诺基(SRT8 6.4)载体。为满足通信车的使用要求，需对原车进行适应性改装，改装后不影响汽车原有的电气性能指标，改装项目如下：汽车拖带发电机，利用原车发动机转速拖带发电机系统输出直流电压，利用原车有限空间，无噪声、无震动、无热源、轻型和不占用车厢空间。同时保留原车主副驾驶及座椅，并设计一个标准便携箱用于通信设备的安装。车内所有电缆线采用暗线形式，预埋在车壁夹层内。

(3) 平衡系统。由于应急通信车使用环境地处山区、环境复杂，大多地方不具备平整的场地，因此应急通信车辆需自配可调平衡系统。平衡系统是通过调节位于车底侧方的液压支架高度使车体处于水平状态。平衡系统的另一个作用是确保设备运行过程中车体的稳定，不会因为工作人员的移动而产生较大的晃动，同时还能减轻对其轮胎的竖向压力。

(4) 电源系统。大中型应急通信车电力系统有蓄电池组、智能充电机、车载柴油发电机组、外电引入单元、开关电源等设备设施。大中型应急通信车电力系统的运行方式：当具备外接电源条件时，采用外接电源为车内传输设备、无线电主要设备、照明、空调等设备设施提供电源；当不具备外接电源条件时，采用车载柴/汽油发电机组为车内设备设施供电；当外接电源无法供电、柴/汽油发电机组尚未启动时，采用车载蓄电池组为通信设备供电；另

外，在车内应设置智能充电机，为应急照明及液压支撑腿供电。

(5) 防雷接地系统。各型应急通信车采用的是综合防雷措施，主要组成部分：直击雷防护、雷电分流、雷电过电压保护、电位连接、电磁屏蔽和联合接地等。各型应急通信车应随车配备接地准备系统，在应急通信车厢体外设置各种标准的接地保护点。对于有接地网可以利用的，应尽量利用现有的接地网；对于无接地网可用的，车辆的防雷接地、保护接地、工作接地建议采用联合接地方式，车上各类型接地线应从接地网和接地点分别引入，接地连接处应可靠连接，同时进行除锈、防腐油漆处理。

(6) 监控及警告系统。监控及警告系统可以同时监控范围内的各种设备、电源系统、空调系统和车内环境(氧气、有毒有害、温度等)进行遥感、遥测和遥控，实时监控设备设施的运行状态，实时记录、处理监控相关数据，实时监测故障并给维护人员进行预警处理。实现电源、空调系统的集配式管理，提高通信设备及供电系统的可靠性和安全性，从而可以达到无人值守状态。

(7) 便携式视频会议终端。在应急现场部署一台便携式视频会议终端，采用一体化便携式设计，其在一个便携式手提箱内，集成了15.4寸宽屏液晶显示屏、高清晰度摄像机、视频编解码器、麦克风和高保真音箱，以及遥控器和耳麦系统，通过遥控器就可以操作系统。通过卫星与远端的指挥中心建立现场连线，实现指挥中心与应急现场人员随时交换信息。同时还具备多种音视频和数据接口，例如A/V接口和VGA接口。

4 组网具体方案

通信接入系统采用10/100Base-T连接到办公局域网；采用E1、ISDN PRI或环路中继连接到电话网；指挥台通过视频输出连接到A8会议室视频矩阵；指挥台音频接口连接到A8会议室会议发言系统。

基于微观孔隙结构参数的致密砂岩渗透率影响因素

王鑫鑫

(中国石油吉林油田公司勘探事业部)

致密砂岩被定义为气测孔隙度小于10%、气测渗透率小于1mD的砂岩。很多因素影响致密砂岩储层的渗透率。复杂的沉积环境导致致密砂岩经受了多种成岩作用,进而影响其微观孔隙结构。埋藏深度、矿物种类和孔径分布特征均影响致密砂岩储层物性。按照使用的参数不同(压汞、核磁),前人提出了很多渗透率计算模型。本次研究综合应用高压压汞、恒速压汞和核磁共振实验手段,探讨了多种微观孔隙结构参数与渗透率的关系,提出一种渗透率计算方法。

1 样品与实验

样品取自松辽盆地南部扶余油层泉四段致密砂岩储层,共计8口井157块样品的X射线衍射实验结果,研究区泉四段致密砂岩矿物总体上包括长英质、碳酸盐和黏土矿物三类。其中,石英矿物含量最高,平均为49.2%;长石含量次之,平均为29.4%;黏土矿物平均含量为15.2%;碳酸盐矿物包括方解石和白云石,平均含量分别为0.8%和5.4%。对致密砂岩样品进行高压压汞、恒速压汞和核磁共振实验。实验在中国石油测井有限公司油气评价中心完成。

2 实验结果

(1) 孔隙类型。研究区样品主要发育粒间孔、晶间孔和溶蚀孔3类孔隙。粒间孔是一种原生孔隙,主要为石英粒间孔,常被黏土矿物包裹、充填。粒间孔数量少、孔径大、分散分布,孔径通常大于20 μm 。长石、碳酸盐等不稳定矿物在酸性流体作用下形成溶蚀孔。根据溶蚀发生的位置,分为粒内容蚀孔和粒间溶蚀孔。粒内容蚀孔常呈蜂窝状,孔径多小于1 μm ,连通性较差。粒间溶蚀孔为矿物边缘被溶蚀,孔径常大于粒内容蚀孔,且连通性较好。晶间孔通常与自生黏土矿物有关,片丝状伊利石和伊蒙混层常附着于粒间孔和溶蚀孔中,形成大量连片发育的晶间孔,孔径多小于1 μm 。

(2) 恒速压汞实验。恒速压汞实验的4块典型致密砂岩样品的孔隙半径、喉道半径以及总孔喉的孔径分布特征如图1所示。不同孔渗样品孔隙半径分布特征相似,主要集中在100~200 μm 之间,峰值位于110 μm 附近;不同孔渗样品喉道半径分布特征差异明显,表现在随样品渗透率升高,喉道半径主要分布区间逐渐右移。同时,渗透率越小,样品喉道半径分布区间越窄,表现为渗透率越低的样品喉道半径分布越集中;孔喉半径比分布曲线与喉道半径

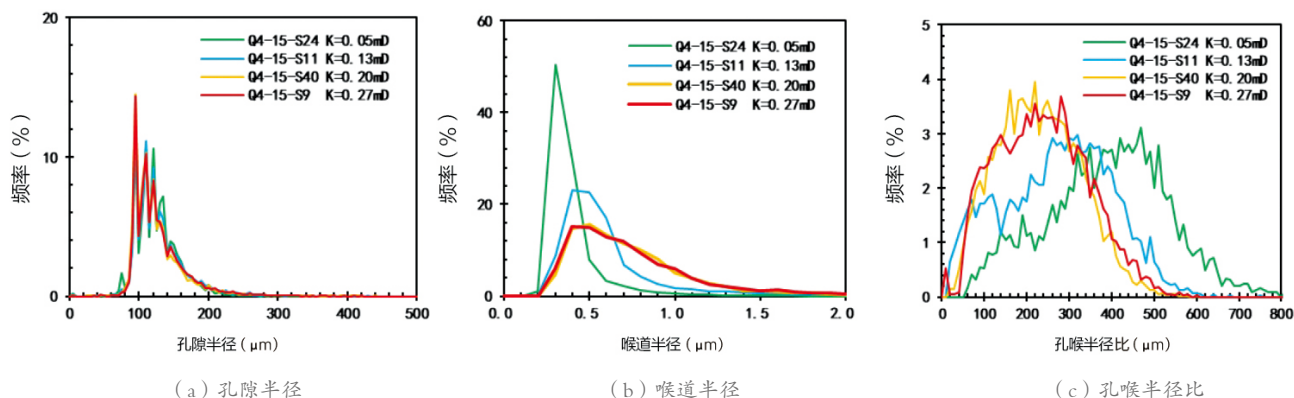


图1 不同渗透率的致密砂岩样品中压汞法孔隙半径、喉道半径、孔喉半径分布特征

分布曲线呈明显的对应关系,样品渗透率随孔隙半径比增大而减小。孔隙半径分布近似的情况下,孔喉半径比小的样品表现为孔隙被大喉道连通,因此渗透率高,孔喉半径比可作为储层评价的关键参数。

(3) 高压压汞实验。典型样品的毛细管压力曲线特征如图2所示。进汞初期曲线呈近水平状,随着进汞压力增大,进汞曲线逐渐抬升。进汞压力消失后,退汞过程中超过一半的汞没有排出,表明致密砂岩样品存在墨水瓶型孔,这与恒速压汞实验结果一致,即存在大量粒间孔控制空间。值得注意的是,随样品渗透率升高,样品最大进汞饱和度逐渐增大,相同饱和度时进汞曲线对应的毛细管压力依次减小。由孔径分布曲线可以看出,不同渗透率砂岩样品孔径分布特征存在很大差异。致密砂岩样品孔径分布曲线分布范围小,呈单峰,孔径主要集中在小于 $1\mu\text{m}$ 的区间内。常规砂岩样品孔径分布曲线分布范围大,呈双峰,左峰位于 $20\sim 200\text{nm}$ 范围内,右峰大于 $1\mu\text{m}$ 。恒速压汞实验结果显示喉道而非孔隙半径控制渗透率大小,这表明孔隙间缺乏喉道的有效连通可能是导致致密砂岩渗透率低的重要原因。

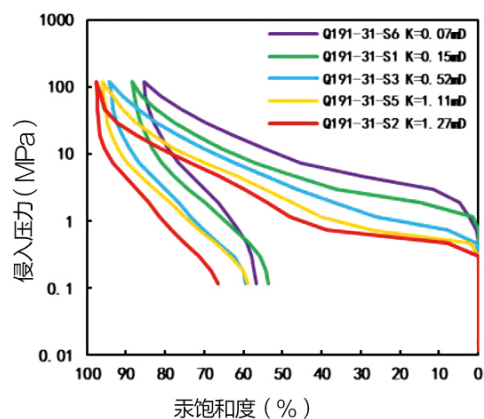


图2 典型样品的进汞、退汞曲线

(4) 核磁共振实验。核磁共振实验典型样品T2谱曲线,从微秒到毫秒,分布在很大区间内,表明致密砂岩发育多尺度孔隙。致密砂岩样品饱和核磁T2谱曲线呈双峰,左峰峰值位于3ms附近,右峰峰值介于 $40\sim 130\text{ms}$;常规砂岩样品饱和核磁T2谱曲线呈多峰,分布范围很大,峰值分别位于 0.1ms 、 10ms 和 276ms 附近。随样品渗透率升高,饱和T2谱曲线右峰值逐渐右移且对应的孔隙度分量逐渐增大。4块砂岩样品的渗透率值分别为 0.057mD 、 0.167mD 、 0.329mD 和 1.345mD ,对应的有效孔隙度值分别为 4.04% 、 5.72% 、 6.73% 和 9.29% ,形成良好的对应关系,这表明有效孔隙空间大小控制渗透率大小。

3 渗透率计算

基于高压压汞和核磁共振微观孔隙结构参数,前人提出了很多渗透率计算模型,其中包括Coates模型、SDR模型和pittman模型。

有效孔隙空间大小控制渗透率,提出基于有效孔隙度的渗透率计算新模型,表达式为 $\text{Log}(K) = A + B \text{Log}(\phi_e)$,拟合渗透率和气测渗透率相关性非常好(图3),证明应用可动流体孔隙度模型计算渗透率精度高。

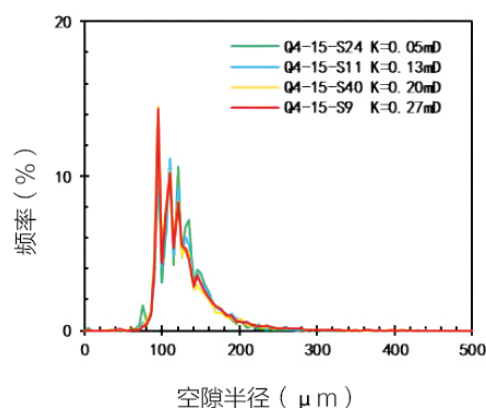


图3 拟合渗透率和气测渗透率相关性

4 结论

- (1) 松辽盆地南部泉四段致密砂岩物性差,以纳米级孔隙为主;储集空间包括粒间孔、粒内孔和晶间孔。
- (2) 不同渗透率致密砂岩样品孔隙半径分布特征变化不明显,喉道半径分布特征存在明显差异。喉道半径大、孔喉半径比大的致密砂岩样品渗透率高。粒间孔相对含量大的致密砂岩样品渗透率高。
- (3) 相比孔隙度和可动流体饱和度,渗透率与孔隙流体孔隙度相关性最高。
- (4) 建立了基于可动流体孔隙度的渗透率计算模型,预测的渗透率与实测渗透率吻合率很高,可实现渗透率精确计算。

参考文献

- [1] 朱如凯,白斌,崔景伟,等.非常规油气致密储集层微观结构研究进展[J].古地理学报,2013,15(5):615-623.
- [2] 高瑞琪.松辽盆地油气田形成条件与分布规律[M].北京:石油工业出版社,1997.
- [3] 顾家裕,郭彬程,蒋凌志.中国含油气盆地碎屑岩低渗透储层的特征及形成机理[J].沉积学报,2004,22(1):13-18.

微生物采油技术 在Q42断块高凝油油藏的应用

高亚维

(华北油田公司第四采油厂地质研究所)

油田开发方式的不断发展,逐步打破了常规采油方式对高凝油藏剩余油开采的限制,如何利用三次采油的方式有效提高高凝油藏采收率仍是目前普遍关注的难题。微生物采油方式已经成为前期实验价值较高的一项提高原油采收率的三次采油技术,在高凝油油藏的开采中使用微生物采油技术,可以提高开采效率,有利于油藏经济有效开发。目前,微生物采油技术已经在美国和俄罗斯等多个国家的油田中应用,标志着微生物采油工业性应用时代的来临。本次研究以华北油田第四采油厂Q42断块主区块为研究对象,探索研究高凝油油藏的微生物采油潜力,致力于提高高凝油原油采收率。

1 微生物采油技术在Q42断块的实施方案

微生物采油(MEOR)是指将地面分离培养的微生物菌液和营养液注入油层,或单纯注入营养液激活油层内微生物,使其在油层内生长繁殖,产生有利于提高采收率的代谢产物或直接作用于原油改善原油物性,降低原油凝固点;微生物代谢产物及表面活性剂作用于油藏残余油,改善原油的流动性;微生物产生大分子聚合物,封堵高渗区域,增加水驱波及体积,从而提高采收率的一项高新采油技术。

针对Q42断块的地质特征和矿场应用效果,分析认为其适应机理主要有以下几个方面。Q42断块微生物驱的主要目的是降低原油含蜡量,缓解因严重结蜡导致的一系列生产问题,改善油品性质,提高水驱油效率,从而控制含水上升速度,提高原油采收率,使整个区块的开发效果得到改善。

Q42断块微生物驱进行两个阶段的注入方案设计,第一阶段实施微生物单井吞吐,以验证微生物菌种及营养体系适应性;第二阶段开展微生物凝胶组合驱(防水敏段塞—微生物驱前置段塞—调驱段塞—微生物驱主段塞—凝胶保护段塞)。

在微生物生长代谢的过程中,原油中的重质组分将分解为轻质组分,大分子的烃类转化为低分子量烃类,降低原油黏度,使其流动性能得到改善。微生物的生长代谢促使

原油释放出生物表面活性剂等,增强原油的溶解能力,使油水界面张力降低,原油的流动性和油层渗流性得到改善。微生物水驱能够通过注水井网的布局实现对整块油层的处理,有效地利用残余油。

2 地质特征

Q42断块构造处于冀中拗陷廊固凹陷柳泉构造带,其中Q42主块为2009—2011年新建产能区块,含油面积3.54km²,地质储量451×10⁴t,含油气层位为Es₃段,油层主要分布在Es₃⁴⁻²IV、V油组。断块油层埋深1340~1490m,为层状构造油藏。主产层V油组圈闭为北东走向的狭长断块,内部被两条小断层切割,整体呈背斜形状(图1)。

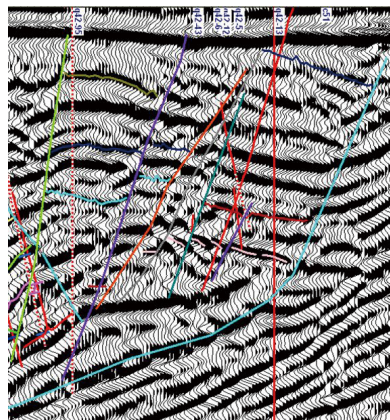


图1 断块Es₃段油藏剖面

储层IV油组平均孔隙度30.0%,平均渗透率257.1mD;V油组平均孔隙度28.8%,平均渗透率197.1mD,属高孔中渗型储层。主力含油层位沙三段为高凝油油藏,地面原油密度0.8423 g/cm³,50℃时平均原油黏度100mPa·s,含蜡量31.9%,胶质沥青质含量11.6%。地层水氯根20306.3mg/L,总矿35781.6mg/L,具有强水敏特征。地层压力为13.8MPa,压力系数1.01;油层温度52.8℃,温度梯度为3.0℃/100m,属正常温度压力系统。

3 开发现状

断块从2009年9月全面投入开发,经过“规模建产、整体注采完善、综合治理”三个阶段,目前含水快速上升,产量下降明显。主块初期集中投产新井34口,井距200~250m,不规则三角井网,最高日产液130t,日产油114t。后主块整体完善注采井网(投注5口,转注15口),同时采取温和注水(注采比控制在1.1以内),油井逐渐见效。温和注水虽然延缓了断块出砂套变及含水上升速度,但是2015年以来,注采矛盾及出砂问题日益凸显,主块含水快速上升(2019年含水上升率达25%),2021年部分低含水井集中含水上升(由37%升至76%),日产油由16吨降至5吨,开井率逐步下降(开井率71%)。针对此问题,陆续开展微球、凝胶+微球等调驱措施14井次,主流线油井含水得到一定控制,但是非主流线仍然未见效。

针对断块原油凝固点高、含蜡高的特点,尝试开展微生物吞吐。截至2021年6月,共实施3轮微生物吞吐,共实施12口/14井次,有效8井次,有效率57.1%,累增油4378t,平均单井次有效增油547吨。微生物措施增油效果显著,普通高凝油油藏得到有效开发。目前泉42主块平均单井日产液3.8t,日产油1.3t,日注水10m³。平均单井累产油1×10⁴t,累计产水0.37×10⁴m³,累计注水3.96×10⁴m³。泉42断块地质储量采出程度仅9.5%,地质储量采油速度0.5%。

表1 断块开发现状

油井总井数,口	54	油井开井数,口	42
日产油,t	82	日产水,m ³	104
累计产油,10 ⁴ t	59	累计产水,10 ⁴ m ³	3.51
地质储量采出程度,%	9.5	可采储量采出程度,%	13.74
地质储量采油速度,%	0.5	综合含水,%	56

4 选井原则

微生物吞吐选井原则主要包括以下几个方面:一是井况较好,出砂不严重;二是含水在20%以上;三是有注水井补充能量,且注水见效,井况条件较好。为进一步验证微生物实施效果,选择能量充足油井,处于不同含水阶段、不同生产情况下的油井开展现场试验。Q42主断块原油凝固点高,剩余油饱和度较高,生产层位较单一,层段厚度适中,微生物吞吐的降黏机理对其具备良好的适应性。2021年优选5口低产井继续实施微生物吞吐,平均单井注入微生物236m³,有效率100%,日增油4.0t,目前仍然持续有效。

5 注入参数设计

(1)微生物体系验证。菌种与油藏环境适应性情况:将各实验菌株接种于Q42断块的产出水、注入水,进行发酵培养,然后用计数器观测菌浓。培养结果表明,菌种在52℃条件、地层水、注入水环境下均生长良好,菌浓 $2.89 \times 10^8 \sim 5.44 \times 10^8$ 个/mL,具有良好的适应性。原油乳化效果:在250ml三角瓶中,取Q42断块注入水100mL,接入菌液及营养液,再加入上述油井油样10g,混合后放入恒温摇床,在52℃地层温度下培养,培养72h后,观察原油变化情况。结果表明,微生物体系与原油作用后乳化效果良好,油水能够完全混相,说明经微生物作用后原油流动性改善明显。降黏效果评价:在250mL三角瓶中,取Q42断块注入水100mL,接入菌液及营养液,再加入上述油井油样30g,混合后放入恒温摇床,在52℃地层温度下培养,并同时做一空白对照样,培养72h后,测试原油黏度。

(2)注入量。采用椭球体模型设计二氧化碳注入量,首轮实施设计注入量280t。

(3)注入工艺。打开套管阀门,连接地面管线,试压保证管线不漏液,注入10m³热水,接着按段塞设计量注入菌液和营养液,最后注入10m³清水作为顶替液,关井5天后开井恢复生产。

6 措施效果评价

自2010年起Q42断块共实施3轮微生物吞吐、驱替,12口/14井次,累计增油3533t,微生物措施增油效果显著,说明微生物采油技术适用于该高凝油藏断块增产。多轮次微生物措施监测数据表明注入微生物后,产出液的总菌浓有效增加,原油性质显著改善,含蜡量下降,原油黏度下降,说明注入的微生物体系具有良好的适应性。通过Q42断块微生物驱油试验,实现了降黏增能,提高产能的目的,经济效益良好,具备进一步推广价值。

参考文献

- [1] 刘小明. 我国微生物采油技术现状及发展前景探析[J]. 中国石油石化, 2016, 12: 93-94.
- [2] 雷光伦. 微生物采油技术的研究与应用[J]. 石油学报, 2001, 22(2): 56-61.
- [3] 包木太. 微生物驱油机理研究[D]. 中国海洋大学, 2001, 4.

长冲程抽油机配套技术的优化

刘红宝

(中国石油大庆油田采油四厂工艺研究所)

“十四五”期间，大庆采油某厂各油层陆续开发，机采井“井深、油稠、产量低”特点日益显现，常规游梁抽油机存在泵效低、系统效率低、耗电高等缺点，无法满足油层高效举升的需求。而长冲程抽油机与常规游梁抽油机对比，具有安全性能高、节电效果显著、泵效提高等优点，尤其适合产液量低的井，所以2020年该厂开始在该油层产能开发应用长冲程抽油机，开发效果明显提升，但是随着开发的深入，受油层性质影响，相应的开发问题也随之暴露出来。

1 长冲程抽油机应用存在问题

随着长冲程抽油机在该厂的陆续投产，受其油层井深、油稠的影响，目前暴露出以下不适应性：一是井口含水数值变化幅度较大，无法反映油井真实含水状况。受抽汲速度缓慢及油稠影响，井口取样含水数值变化幅度较大，通常在含水100%~30%波动，波动范围过大，给油田开发数据录用及动态分析带来很大难度。二是受结蜡影响严重，井下负荷超出设计范围，造成部分井出现过载停机现象。根据地质预测液量，该油层井设计10型长冲程抽油机，受结蜡影响上冲程电流过大，造成长冲程抽油机过流保护停机，影响了油井的时率。为了提高长冲程抽油机在该油层应用的适应性，开展了产液含水计量以及洗井技术优化研究与应用。

2 原油含水分析装置

(1) 工作原理。受长冲程抽油机抽汲速度缓慢及油稠影响，现场单次取样化验无法反映油井真实含水状况，为解决含水计量起伏大的问题，研制原油含水分析装置对长冲程抽油机井含水进行测量。原油含水分析装置采用“射频法”工作原理，根据比尔定律和电磁波的物理特性，同一频率的电磁波通过不同浓度的介质时，由于介质吸收了部分能量，透射电磁波的强度产生相应变化。介质厚度不变，介质浓度越大，则电磁波强度的相应变化越显著，将该装置安装与井口回油管线中，对通过介质的浓度进行长时间的积累，得到相应的电磁波强度，折算出油井在一段时间的含水情况，较为准确地计算出油井的含水，在实际应用中，实现24小时

以上的含水计量，录取的各项综合数据显示了真实的生产过程，从而得到接近真实的含水数据(图1)。

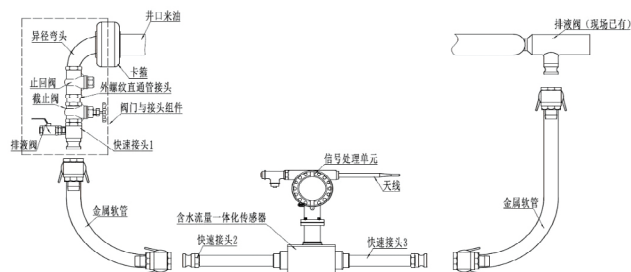


图1 智能抽含水率检测装置

(2) 现场应用。现场试验应用了原油含水分析装置7井次，与现场取样平均值对比，含水计量准确率为87.4%(表1)。

表1 含水测试装置与现场化验数据对比

井号	含水, %		准确率, %
	装置测试	5次取样化验	
井1	87.7	77.3	88.1
井2	80.1	99.6	80.4
井3	85.7	99.9	85.8
井4	89.6	99.8	89.8
井5	96	77.3	80.5
井6	99.6	99.6	99.9
平均	89.8	92.2	87.4

3 有效冲程法测产技术

(1) 技术原理。长冲程抽油机冲程长、冲次慢，受较低抽汲速度的影响，常规计量间的产液计量方式受到非常大的限制，计量时间很长，工人操作难度大，计量结果不准确。通过优化计产方式，应用电参功图，采取有效冲程法，对长冲程抽油机进行测产。长冲程抽油机使用永磁同步电机，电机输出的力矩与电流成正比，电流的大小直接反应负载端的载荷情况。电机负载增大，输出转矩就增大，电流也增大，因此用电功图代替示功图。长冲程抽油机运行换向时提前一米减速运行，并设有换向时停机等待功能，有效避免了抽油杆的弹性影响，减少运行的行程损失，提高有效行

程。设备运行冲程设置为48.5m,其中AB与CD对应的弹性影响位移为0.42m,有效行程为48.12m,有效冲程占设定冲程的99.1%,冲程损失少。

(2) 计算方法。长冲程抽油机的长冲程、低冲次有利于液体进泵,提高充满程度和泵效;利用电功图,采取有效冲程法,计算产液量。

$$Q_{th} = 1440N_s A_p S_{pe} \quad (1)$$

式中: Q_{th} 为泵的理论排量, t/d; N_s 为抽油机的冲次, h^{-1} ; A_p 为柱塞横截面积, m^2 ; S_{pe} :表示柱塞有效冲程, m。

油井的实际产液量是指井口原油脱气后的地面实际产液量,记作 Q ,其计算公式: $Q = aQ_{th}$ (2)

式中, Q 为实际产液量, m^3/d ; a 为排量系数,根据功图、泵直径、压力等计算得出。

因长冲程抽油机设备采用换向时提前降速运行的方式,冲程损失少,有效冲程基本与设定行程接近,通过运行参数和电功图可计算柱塞有效冲程 S_{pe} 。公式(2)中的 a 值,可以通过现场测试获取,为此,开展有效冲程法测产技术与现场计量装置对比试验。

(3) 现场试验。试验井三次现场测试数据(表2)与桶装接液方式对比,平均误差为1.67%;与计量车(表3)对比3口井,平均误差为9.18%。

表2 试验井三次现场测试数据对比

序号	冲程, m	电参计量, t/次	桶装液量, t/次	误差, %
1	48.5	0.121	0.127	4.96
2	48.5	0.116	0.119	2.58
3	48.5	0.118	0.114	-3.39
平均		0.118	0.12	1.67

表3 计量车现场测试数据对比

序号	井号	电参计量, t/d	计量车液量, t/d	误差, %
1	井A	8.12	7.45	8.99
2	井B	5.8	5.2	11.5
3	井C	18.1	16.7	8.38
平均		10.7	9.8	9.18

4 长冲程抽油机洗井技术

采油厂油层受结蜡严重影响,井下负荷超出设计范围,造成部分井出现过载停机现象。根据地质预测液量,机采井设计10型长冲程抽油机,受结蜡影响上冲程电流过大,造成长冲程抽油机过流保护停机,影响了油井的时率。

(1) 洗井参数优化。目前热洗排量9~12 m^3/h ,转油站温度75~80 $^{\circ}C$,压力18MPa,单井温度70 $^{\circ}C$ 以上,压力16MPa以上,热洗时间控制在2~3h。结合地层原油性质和井温梯度测试

结果,开展热洗参数对于油层的适应性现场试验。根据油井电流变化摸索洗井规律,制定高压热洗周期原则:电流不小于38A或出现偷停现象应用高压点炉热洗罐水,热洗温度要达到80 $^{\circ}C$ 以上,热洗周期表相结合,视单井具体情况,优化调整。

(2) 热洗不压油层工艺管柱应用。热洗不压油层管柱工艺流程简单,不增加作业施工工作量,洗井排量能够满足常规热洗的要求,同时能够避免常规热洗造成的清水压井。现场试验应用了8口井,对试验效果进行跟踪与评价,单井洗井水量可减少5 m^3 ,洗井后提前1天恢复正常产油水平(表4)。

表4 热洗不压油层管柱热洗前后效果

序号	井号	日产液, t	日产油, t	含水, %	热洗后24h化验含水, %
1	井7	3.79	0.17	95.51	94.3
2	井8	15.38	0.43	97.2	97.8
3	井9	3.29	1.78	46	48
4	井10	4.5	0.5	88.8	78.4
5	井11	4.5	3.56	20.9	24
6	井12	3.67	0.01	99.6	99.7
7	井13	12.57	0.04	99.7	98.2
8	井14	4.1	3.12	23.9	28
平均值	/	6.48	1.20	81.45	83.62

5 结论

长冲程抽油机是该油层高效稳定开发的重要手段,如何增强长冲程抽油机在此类油层的适应性,需要对配套技术进行优化研究,本文针对长冲程抽油机在该油层开发阶段暴露出来的不适应性进行分析与研究。

(1) 原油含水分析装置的应用,解决含水起伏变化大,计量误差大的问题,含水计量准确率达到87.4%。

(2) 优化有效冲程法测产技术,产液误差在10%以内,提高了油井的计量准确性。

(3) 热洗不压油层管柱的应用,平均单井能提前1天恢复正常产油水平,达到增加产量的目的;依据电流法制定热洗周期,能够避免非必要热洗,有效节约运行成本,解决由于结蜡影响严重影响时率的问题。

在实施优化配套技术的同时,也要注意配套技术的成本限制与推广难度,科学合理地使用配套技术,才能更好地解决开发难题,为油层高效开发提供技术支持。

参考文献

[1] 姚江龙.浅谈JPCYJD型长冲程智能抽油机常见的故障及处理方法[J].工业设计,2015,8(2):136-137.

浅析聚合物 压裂液现场应用的优劣

吴刚飞¹ 徐庆丰² 罗炯¹ 张文颖¹ 李玉涛¹

(1.华北油田公司工程技术研究院; 2.渤海钻探工程有限公司第二录井分公司)

聚合物压裂液,在各个油田中名称各不相同,油田现用的在线压裂液、生物胶压裂液和清洁压裂液虽然名字不一样,但归根结底都是聚丙烯酰胺的不同衍生物。聚合物压裂液具有优异的耐温、耐盐、耐剪切性能,以及良好的悬砂性能和低储层伤害等特点。目前,聚合物压裂液体系在油田开发中的应用越来越广泛。

1 聚合物增黏机理

聚丙烯酰胺(HPAM)溶于水后形成的基液具有一定的黏度,聚合物分子链的伸展与缠绕程度对于其黏度至关重要,然而高温与高速剪切状态下,HPAM体系结构很容易被破坏。疏水缔合聚合物的相关研究首次出现在20世纪80年代中期,通过引入少量疏水基团,该聚合物的大分子链上(摩尔分数<2%)同时具有亲水基团和疏水基团,而且疏水基团的“疏水效应”能够降低其与水分子的接触面积,从而使其在水中保持稳定。该类聚合物溶于水后能够形成空间交联网络,使得其流体力学体积迅速膨胀增大,基液黏度实现较大程度提升,在高剪切速率下,基液黏度会有所降低,但相对于无疏水基团高分子体系,其黏度值最终会趋于一致。

2 聚合物压裂液发展历程

2006年,管保山等人研制了低分子量合成聚合物PY-1稠化剂,优化形成了相应的交联冻胶压裂液配方体系,并对压裂液进行了室内评价。

2011年,杨振周等研发了一种新型耐酸聚合物稠化剂LF-200,在酸性环境(pH值为4~6)下能与交联剂AC-12交联形成冻胶。实验表明,该合成聚合物压裂液在180℃、170s⁻¹条件下,剪切120 min后,压裂液黏度仍在100 mPa·s以上表明该体系具有较好的耐温抗剪切性能。

2013年,崔会杰等采用AM、AANA、NaAMPS三种物质共聚得到一种新型稠化剂,该压裂液稠化剂主要成分是非

分子量合成聚合物,其分子量为 $20 \times 10^4 \sim 30 \times 10^4$,优选有机锆与醛的复合物作为交联剂,该体系具有黏度高、携砂性能强、较强的耐温抗剪性能、对储层伤害小等优点,能够满足低渗、特低渗储层的压裂改造。

2014年,杜涛等优选丙烯酰胺、丙烯酸钠为合成原料,在实验室研发了新型稠化剂疏水缔合聚合物(SRFG)和新型低分子交联剂(SRFG-1),实验结果表明该压裂液体系耐温抗剪性能优异。

2018年,鲁大丽等以AA、AM、AMPS和DS四种物质为原料进行共聚得到疏水改性聚合物增稠剂(AAAD),并在室内开展了该压裂液体系性能评价实验。实验结果表明该体系能够显著提高压裂液的耐温和抗盐性能。

3 聚合物压裂液优点

(1)降低了施工成本和劳动强度,减少了液体残留。传统的压裂液需要提前配置压裂液液体,需要施工单位提前进行备水、配液等。同时,由于提前配置的压裂液在压裂罐中不可能全部打出来,会在罐底残留有数量不等的液体,这样就需要在施工结束后进行清罐,处理废液。而聚合物压裂液体系只有一或两种化工原料,可以实现即配即用,大大降低了施工队伍的配液成本和劳动强度,而且由于液体没有提前配置,也就不存在罐底的问题,避免了液体残留需要清罐的问题。

(2)可以实时调整液体浓度。在现场压裂施工中,传统的压裂液体系是提前配置好的,液体稠化剂与辅剂的浓度已经确定,不能随意调整。而聚合物压裂液由于是即配即用,在现场将水、稠化剂和辅剂同时加入混砂车中即可,可以随时根据现场需求调整稠化剂及辅剂的浓度,这样就可以实时调整液体黏度,满足现场压裂施工需求。

(3)不含有或含有很少的固相成分,残渣少。低分子量聚合物的水不溶物含量极低,因此也成为水溶性聚合物

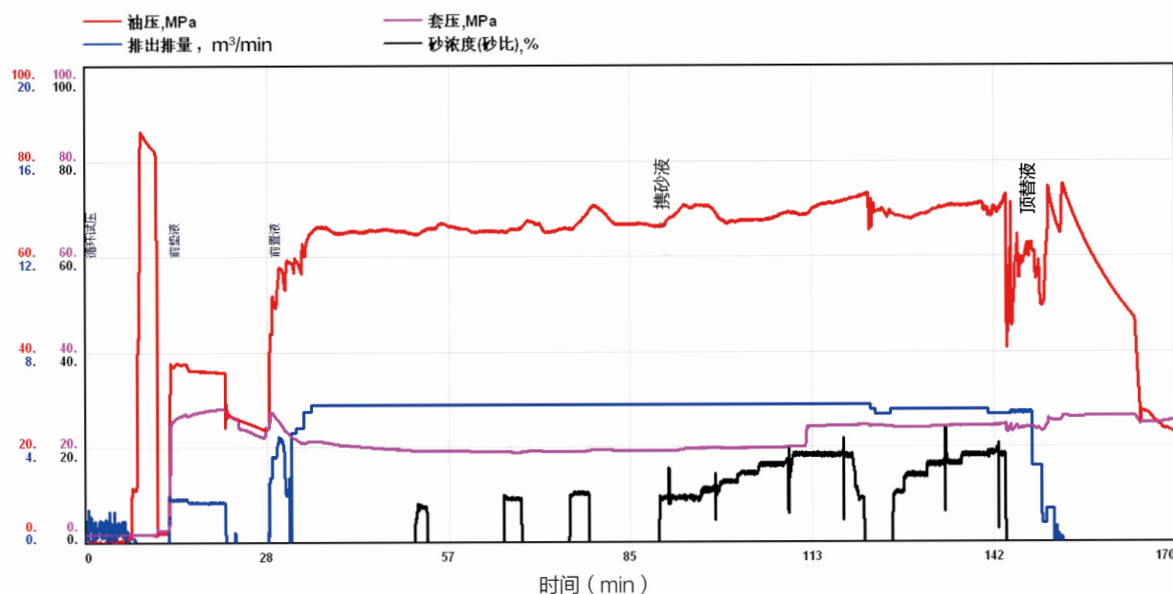


图1 XX井现场压裂曲线

新的发展方向。与植物胶相比,这种聚合物的水不溶物含量极低,残存的残渣也可以完全溶解于水中,配出的压裂液基液晶莹透亮。用量少是低分子量人工合成聚合物另一大优势,通过与特殊工艺合成的交联剂反应可以生成水基冻胶压裂液,与瓜尔胶压裂液相比,该体系破胶后残渣含量大大减少。

4 聚合物压裂液的缺点

(1) 聚合物厂家良莠不齐,液体质量存在差异。每个聚合物厂家的产品在生产时受温度、精度、以及添加剂纯度的影响,每个产品的分子量都不能保证完全相同,这也导致每家产品的性能不完全相同。直接的后果就是在作为压裂液使用时,每一家的使用浓度都不尽相同,配方也是各不相同,需要对每一个厂家的产品都做一套完整的室内评价实验,了解该产品的性能。该类产品在同一个温度下,需要的浓度能相差10%~25%。

(2) 现场聚合物稠化剂添加浓度可控性差。目前现场施工时都是由各个厂家负责控制比例泵,确定不同压裂阶段稠化剂添加的比例。由于每个厂家现场使用的比例泵的控制精度不高,再加上现场施工人员素质良莠不齐,容易发生稠化剂添加比例控制不好,有时施工进行了一半,发现稠化剂用量较大,为顺利完成施工,只能在后面的施工中降低比例,加大了后期施工砂堵的风险。

(3) 聚合物压裂液在高浓度砂比时易发生压力异动,从而导致现场施工困难。在现场应用时,加砂浓度低时,基本没有什么问题,但是当加砂浓度大于 $400\text{kg}/\text{m}^3$ 时,20%~40%的油井压力会有波动,并且波

动幅度较大。

图1是最近施工的一口油井,采用聚合物压裂液体系,现场稠化剂浓度为1.3%,从现场施工情况来看,携砂效果很好,15min基本没有支撑剂下沉。但从开始施工时压力就不稳定,只要加入支撑剂压力都会有所反应,现场分析认为地层吃砂困难,为避免施工失败,特意加大稠化剂浓度到1.4%,结果施工压力波动还是较大,最后顶替时压力突然上升,顶替液少加 2m^3 ,最终压裂砂堵。

5 结语

基于化学交联的冻胶体系和引入超分子作用的复合体系均属于聚合物压裂液体系,国内各主要油田的现场试验表明该体系增产效果显著,虽然在现场施工中略有欠缺,但瑕不掩瑜,随着相关化学合成技术的不断进步与发展,必将进一步提升丙烯酰胺基聚合物压裂液体系的性能,其耐温性、速溶性、残渣量、配伍性等各方面性能也将实现进一步提升。总之,丙烯酰胺基聚合物压裂液在未来油气资源开发中的舞台将会无比广阔。

参考文献

- [1] 路遥,康万利,吴海荣,等.丙烯酰胺基聚合物压裂液研究进展[J]. 高分子材料科学与工程, 2018, 34(12): 150-162.
- [2] 管保山,薛小佳,何治武,等.低分子量合成聚合物压裂液研究[J]. 油田化学, 2006, 23(1): 30-38, 62.
- [3] 杨振周,陈勉,胥云,等.新型合成聚合物超高温压裂液体系[J]. 钻井液与完井液, 2011, 28(1): 49-51.

砂泥岩裂缝性储层识别与评价技术在吉林油田的应用

刘丽杰

(中国石油吉林油田公司非常规资源开发公司)

通过观察吉林某油田80口井的岩心,取得了有关裂缝产状、发育程度、特征等方面的资料,并对该区裂缝的岩性、裂缝类型、裂缝性质、裂缝密度与岩性的关系、充填性、含油性、裂缝开度有了较清楚的认识。为裂缝性储层的测井技术识别与评价打下良好基础。

1 裂缝性储层四性特征

(1) 岩性特征。研究区FY油层岩石类型主要为粗砂岩和细砂岩,分选中等,磨圆度为次棱角状。碎屑矿物成分以岩屑为主,长石次之,石英含量较少,属长石岩屑砂岩。砂岩的胶结方式主要为接触式,并以方解石胶结为主。砂岩泥质含量分布在6.69%~30.4%范围内,主要为11.1%~25.6%,特征峰值为18.3%,泥质含量最大值为30.4%;粒度中值分布在 2.3ϕ ~ 7.46ϕ 范围内, 3.1ϕ ~ 5.8ϕ 为主,特征峰值为 4.52ϕ ;碳酸盐含量分布在0.1%~25%,优势范围0.1%~6.3%。

(2) 物性特征。研究区储层泥质薄夹层不发育。统计分析表明,孔隙度集中分布在10%~18%,平均孔隙度为15.6%。渗透率一般分布在 0.01×10^{-3} ~ $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,渗透率普遍较低,但是裂缝的存在可使渗透率出现异常高值,最大渗透率达 $2720 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

(3) 含油性特征。取心井储层砂岩的含油产状包括含油、油浸、油斑、油迹、荧光五级,其中以油浸~油斑为主。岩心分析的含油饱和度分布在5%~45%。

(4) 电性特征。储层电性特征是储层岩性、物性和含油性的综合体现。研究区储层声波时差主要分布范围在200~500ms/m,电阻率一般大于 $6\Omega \cdot \text{m}$;SP及GR幅度差在各层段不一。

2 储层四性关系

在充分分析研究区四性关系特征的基础上,研究储层岩性、物性及含油性与电性的关系,揭示储层研究中所需参

数与测井响应的关系,为裂缝性储层定性、定量评价提供地质依据。

(1) 岩性与物性关系。本区岩性与物性的参数较多,采用多变量相关分析法,研究各参数之间的相关关系。泥质含量与粒度中值的相关性非常好,孔、渗之间也有非常好的相关性。

(2) 岩性与电性关系。由取心井岩性-电测曲线响应图(图1)可见,GR曲线比SP曲线能更好地反映砂岩泥质含量的高低,尤其对薄砂层,GR曲线比SP曲线具有更高的垂向分辨率。

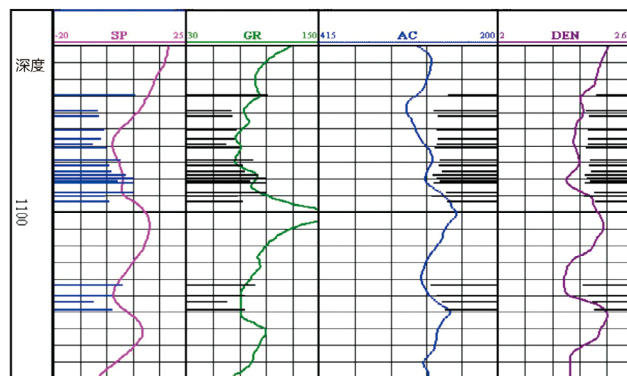


图1 储层泥质含量—孔隙度—电测曲线响应关系

(3) 岩性与含油性关系。对含油岩心的统计表明,总的规律是碳酸盐含量越高,含油性越差。

(4) 物性与含油性关系。研究区目的层段油斑、油浸产状岩芯孔隙度大于12%,渗透率基本大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;无油气显示的岩芯孔隙度小于4%,渗透率小于 $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;油迹及荧光显示岩心的孔、渗处于二者之间。孔隙度的大小和渗透率的高低直接影响储层的含油性。

3 裂缝性储层测井响应特征

本次研究主要采用电阻率、声波、地层倾角测井响应进行分析。

(1) 裂缝段电阻率测井特征。研究区岩心裂缝观察与测井响应特征分析表明,在裂缝发育段深浅侧向呈现明显的

表1 图版法判别裂缝标准

判别项目	微电极幅度差 ($\Omega \cdot m$)	三侧向幅度差 ($\Omega \cdot m$)	微电位 ($\Omega \cdot m$)	微梯度 ($\Omega \cdot m$)	深侧向 ($\Omega \cdot m$)	浅侧向 ($\Omega \cdot m$)
裂缝取值范围	≤ 5	≤ 5	≤ 12	≤ 8	≤ 30	≤ 28

低电阻率异常,且幅度差相对于砂岩储层明显降低。对于微电极系曲线,具有相似的电阻率绝对值及幅度差降低的特征,其微电位及微梯度测井值均有降低现象,且微电位的降幅比微梯度要大。

(2) 声波测井曲线特征。本区裂缝以高角度缝类型为主,同时岩心观察裂缝长度基本在20~30cm,因而在裂缝发育段声波测井基本没有明显的声波异常及周波跳跃的特征。

(3) 地层倾角测井特征。通过对J1井1165~1177m深度段的DCA处理分析,在岩心观察的三个裂缝发育位置,相邻两个极板表现出电导率异常的特征。与岩心描述特征基本吻合。

4 裂缝性储层的定量识别研究

裂缝性储层特征区别于一般的砂岩油藏,前人对裂缝的研究主要集中于碳酸盐岩,而对砂岩裂缝的研究则比较少。在深入分析该领域国内外研究方法的基础上,结合研究区的实际情况,本次主要采用图版法、判别分析法对裂缝储层进行定量研究。

(1) 图版法。依据裂缝的测井响应特征,本次分测井系列制作裂缝识别图版。主要采用三侧向及其幅度差和微电极及其幅度差制作图版。通过岩芯标定的裂缝其三侧向幅度差和微电极幅度差绝大部分都小于或等于 $5\Omega \cdot m$ 。因此,将三侧向幅度差 $\leq 5\Omega \cdot m$ 和微电极幅度差 $\leq 5\Omega \cdot m$ 确定为裂缝界限。依据该标准,通过岩心标定的裂缝和非裂缝正判率为94%。可以归纳出利用图版法识别裂缝的标准(表1)。由表1可以看出,当微电极幅度差 $\leq 5\Omega \cdot m$ 、三侧向幅度差 $\leq 5\Omega \cdot m$ 、微电位 $\leq 12\Omega \cdot m$ 、微梯度 $\leq 8\Omega \cdot m$ 、深侧向 $\leq 30\Omega \cdot m$ 、浅侧向 $\leq 28\Omega \cdot m$ 时,可以判别为裂缝。反之,则判别为非裂缝。

(2) 判别分析法。判别分析是根据表明事物特点的变量值和它们所属类别求出判别函数,根据判别函数对未知所属类别的事物进行分类的一种分析方法。要求已知一系列反映事物特征的变量值及其分类变量值。由于多条测井曲线对裂缝均有响应,但并不是所有测井曲线对裂缝的

响应均具有同等的效果,本次采用逐步判断分析方法。对于3700系列主要采用三侧向及其幅度差和微电极及其幅度差作判别函数。

$$Y1 = -0.05926(X1) + 0.1202(X2) - 0.10868(X3) + 0.02496(X4) + 0.02953(X5) - 0.16215(X6) - 0.63495$$

$$Y2 = -0.22367(X1) + 0.31232(X2) - 0.02483(X3) + 0.04278(X4) + 0.02021(X5) - 0.07495(X6) - 3.43525$$

式中:Y1、Y2分别为裂缝和非裂缝的判别函数值;X1为微梯度测井值;X2为微电位测井值;X3为微梯度与微电位测井值幅度差;X4为浅侧向测井值;X5为深侧向测井值;X6为三侧向测井幅度差。

通过对比两种识别方法进行判别误差分析,图版法中的微电极幅度差与三侧向幅度差交会法正判率最高,可达94%,其次为图版法中的微电位与微梯度交会法和神经网络法,它们的正判率分别为91%和90%。判别分析法相对较差,正判率仅为80%。

5 结论

(1) 通过对研究区岩心地质特征与测井曲线响应分析,明确裂缝性储层发育段具有深浅双侧向及微电极系低值与低幅、低密度值与高中子孔隙度、声波测井基本没有明显声波异常及周波跳跃的特征,感应、2.5米、0.45米等电阻率曲线及自然伽马没有十分明显的差异。

(2) 通过图版法及判别分析法实现了对研究区裂缝的定量,如果待判别的样本较少,采用图版法中的微电极幅度差与三侧向幅度差交会法进行研究,符合率较高;如果待判别的样本较多,为了节约工作量,可以采用判别分析法进行研究。

(3) 通过对研究区裂缝性储层定性到定量的识别评价方法研究,有效指导了该区完钻井试油及开发动用层位选择,为产能建设方案设计提供了有力的技术支持。

参考文献

- [1] 测井学编写组.测井学[M].北京:石油工业出版社,1998.
- [2] 陈科贵.地层倾角测井原理与应用[M].北京:石油工业出版社,2008.
- [3] 景明,王红岩,赵群.中国新能源资源潜力及前景展望[J].天然气工业,2008,28(1):149-153.

英台气田中深部井 井控储量计算与分析

肖丽佳¹ 宗立民² 黄岩波³

(1. 中国石油吉林油田勘探开发研究院; 2. 中国石油集团测井有限公司大庆分公司; 3. 中国石油大庆钻探工程公司地质录井二公司)

英台气田属于典型的致密气藏，单井产能低，投产后期气井产量、压力不稳定，随着勘探开发的深入，制约英台气田规模有效动用的主要问题为部分井产能不落实，气井试气与投产产量差异较大，需要重新认识单井产能；已有井产气能力尚需进一步跟踪评价，持续论证井控储量、递减规律、井网井距等气藏工程参数的可靠性，确保上产 $40 \times 10^7 \text{m}^3$ 部署方案顺利实施，保障 $2 \times 10^8 \text{m}^3$ 产气能力达标。

1 生产动态分析

利用Topaze生产分析软件，进行英台气田投产并生产动态分析，结合静态储量计算结果，落实气井井控储量，为英台气田合理高效开发提供理论依据，推进致密气整体产能建设。目前，英台气田投产28口井。通过前期研究，中深部气井位于效益有利区，因此，应用Topaze软件开展单井动态分析，计算中深部9口井井控动态储量。

气井的生产动态数据包括日产气量、井口套压、气体组分、射开厚度及气层中部等，将这些数据录入到软件中。在Topaze气井生产数据分析软件中，主要有三幅图。第一幅图为重整压力双对数拟合图（图1）。利用Topaze软

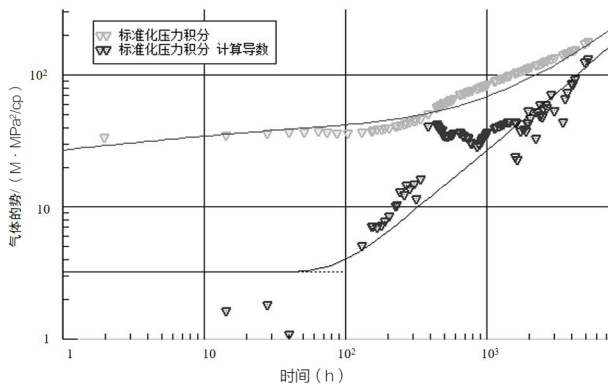


图1 1s309井重整压力双对数拟合

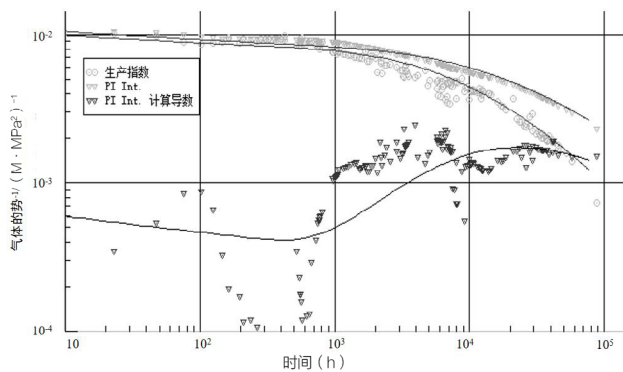


图2 1s309井Blasingame曲线拟合

件将井口套压通过气体组分及气层中部折算出井底流动压力，并绘出井底流动压力双对数图。从图中后期可以看出，无论是压力对数还是压力导数，出现斜率为1拟稳定流动，是符合要求的。再通过双对数拟合，可以求出有效渗透率和表皮系数。

第二幅图为Blasingame曲线拟合图（图2），通过这幅图拟合可以求出井控地质储量和有效渗透率。

第三幅为日产量、累计产量、井底流动压力及地层压力剖面图（图3），通过这幅图拟合可以求出历年地层压力剖面。

根据重整压力双对数拟合图，Blasingame曲线拟合图，日产量、累计产量、井底压力及地层压力

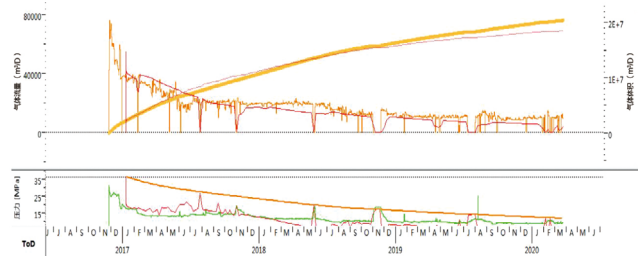


图3 1s309井日产量、累计产量、井底压力及地层压力剖面拟合

剖面拟合图进行计算分析,可以得出井控动态储量 $(0.17 \sim 0.64) \times 10^8 \text{m}^3$,探测半径80~290m,每口井井控储量和探测半径差异较大,认为受单井生产时间影响,未探测到气藏边界。

2 单井动态储量推算

ls305井生产7年时间,ys306-4井生产时间2年,对比两井的生产曲线,发现此时ys306-4井正处于快速递减阶段。分析随着生产时间延长递减率降低,井控储量具有逐渐增加的特点。计算ls305井不同生产时间的井控动态储量,确实存在逐年递增的情况(表1)。故类比法推算306-4井井控储量 $06 \times 10^8 \text{m}^3$,以此类推邻井井控动态储量(表2)。

表1 ls305井不同年份动态储量

	第二年	第三年	第四年	第五年	第六年	第七年
井控储量 10^8m^3	0.21	0.32	0.4	0.49	0.57	0.64

表2 类比法推算单井动态储量数据

井号	井控动态储量 10^8m^3	推算井控动态储量 10^8m^3	生产年限 a
ls306	0.235	0.716	2
ls302	0.197	0.600	2
ls306-1	0.440	0.704	4
ls309	0.300	0.600	3
ls307	0.210	0.640	2
ys306-2	0.170	0.518	2
ys306-4	0.198	0.603	2
ys305-1	0.430	0.562	5
ls305	0.640	0.640	7

表3 中深部井静态储量数据

井号	裂缝半长 m	有效厚度 m	总厚度 m	孔隙度 %	含气饱和度 %	气体体积系数	泄气半径 m	目前动用储量 10^7m^3	最大动用储量 10^7m^3
ls302	191	47	86.22	7.83	52.97	0.004	290	21345.30	39157.28
ls305	215	47.8	65.06	7.07	51.74	0.004	290	20101.70	27360.18
ls309	211	40.4	74.82	8.31	52.19	0.004	290	19983.66	37009.35
ls306	205	45.2	85.54	8.47	44.95	0.004	290	19392.08	36699.08
ls306-2	233	66	82.24	5.38	50	0.004	270	18927.69	23585.05
ls306-4	246	45.7	107.7	6.58	55	0.004	270	18087.89	42627.26

3 单井静态储量计算

依据储层物性参数,结合裂缝半长及泄气半径计算,利用静态储量计算公式(1)求取中深部各井的静态储量(表3),单井动用储量在 $1.81 \times 10^8 \sim 2.13 \times 10^8 \text{m}^3$,最大动用储量在 $2.36 \times 10^8 \sim 4.26 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

$$G_h = \pi r_g (X_f + r_g) h_f \phi S_{gi} / B_{gi} / 10000 \quad (1)$$

式中: G_h 为目前动用储量,万方; r_g 为泄气半径,m; X_f 为裂缝半长,m; h_f 为储层有效厚度,m; ϕ 为孔隙度,%; S_{gi} 为含气饱和度,%; B_{gi} 为气体体积系数。

4 结论

(1) 利用该项技术不需要关井测试,大大节约了成本,减少产量损失,解决测试工艺不能得到数据的难题,可以代替常规试井。

(2) 随着生产时间延长递减率降低,井控储量具有逐渐增加的特点。

(3) 目前中深部单井控制动态储量大部分在 $0.52 \times 10^7 \sim 0.71 \times 10^7 \text{m}^3$,静态储量在 $1.81 \times 10^8 \sim 2.13 \times 10^8 \text{m}^3$,采用新工艺进行气井压裂,井控储量可达 $0.56 \times 10^8 \text{m}^3$,达到极限井控储量标准,满足效益开发需求。

参考文献

- [1] 孙达,夏平,张英魁,等. 坨17井生产数据动态分析与井控储量计算[J]. 油气井测试, 2010, 19(5): 20-23.
- [2] 刘能强. 实用现代试井解释方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996.
- [3] 方义生,刘合年,罗凯. 关于气井产能、气田稳产特征和气区开采潜力的探讨[J]. 石油勘探与开发, 2006, (4), 18-35.

扶余油田西10-2区块 剩余油认识及挖潜对策

邓腾飞¹ 代春明² 雷秋艳² 江秋菊¹ 孙立鹏¹

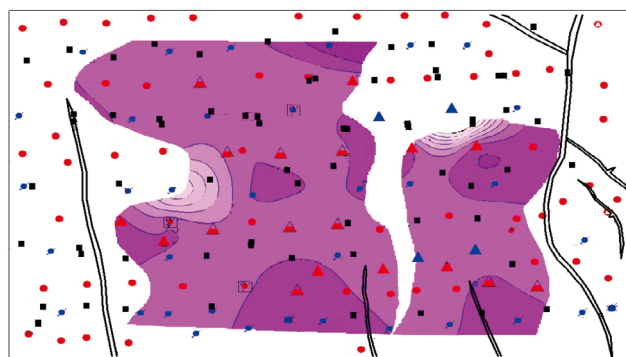
(1. 中国石油吉林油田勘探开发研究院; 2. 中国石油吉林油田扶余采油厂)

扶余油田构造位于松辽盆地南部中央凹陷区东缘扶新隆起带扶余三号构造上, 是被复杂断层切割的多高点穹隆背斜, 各地质单元断层多、高点多, 油藏埋深较浅, 发育油层多、厚度较薄。20世纪70年代投入开发以来, 随着含水率上升开发形势变差, 已进入特高含水开发期, 稳产难度大。西10-2区块是扶余油田西区试验区块, 发育泉四段的扶余油层, 主要沉积微相是三角洲分流河道, 纵向上以正韵律为主, 主力油层为4、7、9、10、11、13号小层, 次主力油层为8、10、12小层。含油面积0.89km², 地质储量189 × 10⁴t, 平均孔隙度23%, 平均渗透率200mD, 平均有效厚度25m。通过稳定注水扩大波及体积难度大, 注入水沿水窜通道采出地面, 会降低注入水利用率。周期注水已作为提高原油采收率的注水方式在扶余油田具体应用并推广, 对于提高水驱开发效果, 保证油田产量起到重要作用。控压力注水是周期注水的一种方式, 在西10-2区块取得了显著的效果。

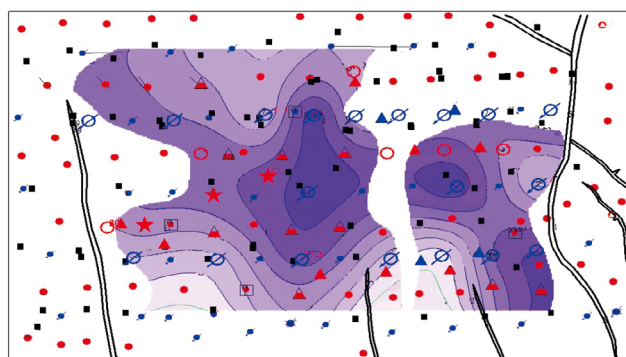
1 剩余油分布特点

(1) 平面剩余油分布特点。剩余油分布零散, 对比原始饱和度分布和目前剩余可动油饱和度分布图(图1), 目前饱和度平面上分布差异大, 受构造和井网控制明显, 局部高点、井间仍是剩余油富集区。原油饱和度高的区域剩余油饱和度仍较高, 通过加密井网明显看出井间剩余油较为富集, 特高含水期井网加密完善也是必要的。因此, 油田进入高含水开发后期后, 完善单砂体注采井网是精细注水的前提, 也是挖潜剩余油、提高老油田开发效果的必要手段, 更是扩大注水波及体积、增加水驱可采储量、提高水驱采收率的有效手段。

(2) 纵向剩余油分布特点。正韵律储层纵向上顶部剩余油富集, 各层水洗程度均较高, 底部严重水洗, 且受隔夹层控制。因此, 搞清剩余油层分布规律的关键是弄清隔夹层分布特征, 进而制定挖潜对策。从静态资料上看, 新井剩余油分布特征表现为底部水洗重, 顶部剩余油富集。注水开发



(a) 原始含油饱和度



(b) 剩余可动含油饱和度

图1 单砂体不同时期含油饱和度平面分布

时, 如果停注水井, 地层能量下降, 地层压力随之下降, 会优先降低底部层渗流通道较好部位压力, 顶部低渗部位的油和高渗部位的水分布关系会发生变化, 再开注水井, 恢复地层能量, 通过正常水驱挖潜剩余油。整个过程实质上体现了周期注水的效果, 从这个理论角度上讲, 正韵律储层适合周期注水挖潜剩余油。

2 注采动态响应下剩余油分布规律

西部区块历年平均单井日产液、综合含水率与地层压力关系(表1): I、II砂组与III、IV砂组同采, 地层压力自2010年井网调整至2016年达到最高点, 2010至2016年, 当地层压力上升时, 含水率与产液量也随之上升, 2016年以来地层压力下降, 含水率与产液量也随之略下降。

东部区块历年平均单井日产液、综合含水率与地层

表1 西10-2西部区块历年平均单井日产液、综合含水率与地层压力关系

年份	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
日产液, t	12	14	11	12	13	12	10	10	9	9	9	10
I砂组压力, MPa	40	41	59	51	42	43	66	60	44	43	51	50
含水率, %	94.5	96.4	94.4	96.6	96.9	97.7	97.3	97.6	96.7	96.7	97.0	97.3

表2 西10-2东部区块历年平均单井日产液、综合含水率与地层压力关系

年份	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2017	2016	2018	2019	2020	2021	2022
日产液, t	10	12	10	13	12	12	10	10	10	9	9	10	10
I砂组压力, MPa	6.4	无井点	4.4	4.2	3.5	3.0	3.5	4.0	4.5	4.1	3.9	27 (1口井)	3.8
含水率, %	94.1	96.0	95.1	96.2	97.1	96.9	96.9	96.5	96.2	95.8	96.0		95.5

表3 西10-2东部套返区历年平均单井日产液、综合含水率与地层压力关系

年份	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
日产液, t	13	15	10	13	11	11	7	5	5	5	6	7	7
I砂组压力, MPa	6.4	无井点	无井点	4.9	4.5	2.5	2.2	2.0	3.1	2.5	2.3	无井点	2.6
含水率, %	91.9	94.4	91.3	94.1	96.9	96.3	95.2	95.8	92.3	91.4	90.5	91.8	91.6

压力关系(表2): I、II砂组与III、IV砂组分采, 井网调整初期只注水III、IV砂组, 到2016年上返I、II砂组, 2010至2016年相当于一个长周期停注的周期注水。从地层压力与平均单井日产液、综合含水率的关系来看, 地层压力下降, 产液量与含水率随之下降, 并且地层压力下降至饱和压力(3.6MPa)左右, 上返I、II砂组后地层压力缓慢上升, 近年来大规模措施挖潜I砂组剩余油效果好, 在保证地层能量的前提下控压力注水, 使地层压力保持在原始地层压力(4.4MPa)至饱和压力(3.6MPa)之间。

东部套返区2016年以来停注(表3), 井网调整以来I砂组基本未注水, 地层压力逐年下降且低于饱和地层压力, 从产液量、含水率与地层压力关系来看, 地层压力下降, 产液量、含水率也下降, 套返区含水率只有91.8%, 含水率与产液量远低于区块平均水平。认为综合含水率与产液量同步下降, 这两项与地层压力关系密切。

因此, 从动态上看, 产液量、综合含水率与地层压力关系很密切, 说明地层压力的保持水平会直接影响层内油水分布状态。

3 研究区挖潜井网加密试验方案

(1) 整体方案及效果。截至2012年四次井网调整, 油井距为80~100m, 排距80~90m, 水井距80~100m, 线性井网。2018年以来, 区块整体日产液量平稳(420t), 综

合含水率由97.5%下降至96%左右, 日产油量由13t上升至19t, 开发水平明显提升, 可采储量增加 2.6×10^4 t, 采收率提高1.4%。

(2) 精细注水总体思路。西部以水井加密为主, 按一套层系进行细分层精细注水; 东部以水井更新和加密为主, 先动用三、四砂组进行细分注水, 为扶余油层内部层系细分提供依据。西部细分层精细注水: 新水井射孔弱水洗部位, 油井动用顶部剩余油富集的部位, 投产时只射孔不压裂。东部细分层系注水: 新油水井按砂组动用, 先动用III、IV砂组后动用I、II砂组, 且均动用弱水洗层, 复合射孔不压裂, 后期动用强水洗层时, 配合调剖。动用III、IV砂组后, 老水井先停注I、II砂组, 细分III、IV砂组进行注采调控。

4 效果评价

(1) 西10-2区块井网调整后注水效果评价。2010年以来多种周期注水方式灵活应用, 在保证地层能量的前提下, 实行温和注水政策, 老井注水强度0.5~1.4, 新井注水强度0.8~2.1(新井射厚薄)。扶余油田原始地层压力4.4MPa, 饱和地层压力3.6MPa, 西10-2区块笼统地层压力一直在3.6~4.4MPa。

(2) 西10-2区块井网调整后压裂效果评价。近几年动用I砂组, 东部区块大多数表现为综合含水率大幅度下降, 增液幅度不大, 增油效果明显; 西部区块表现为含(下转70页)

多源微网机采系统现场改进与应用

黄文涛 王佩 陈德兵 唐秀梅 田小川
(中国石油华北油田公司第四采油厂)

油田开采后期,抽油机井产液量降低,其系统效率随之降低,导致耗能逐渐增加。对此问题,运用数学模型对系统效率、电动机负载率、电动机固有功率因数以及抽油机单耗等数据进行分析,通过选择电动机类型、确定抽油机匹配最大冲次、设计冲次调整装置、确定最大输出轴直径、无功补偿和调整抽油机平衡度等方法对抽油机进行改造,解决了抽油机系统耗能高的行业难题,电动机固有功率因数提高到0.4以上,抽油机单耗降低25%以上,单井平均节电量 $50\text{kW}\cdot\text{h}/\text{d}$,推广应用5口井,年创效益11.8万元,投资回收期1.69年,对油田提质增效和降低生产成本具有重要作用。

1 背景

油田公司节能监测显示,系统效率合格率79.26%,电动机功率因数合格率49.48%,抽油机平衡度合格率51.28%,吨液百米耗电1.527,综合达标率仅为21.61%。抽油机系统效率低于22%,产液量单耗急速增加,采油厂效率低于22%的油井占比达到59.2%,系统效率严重偏低,造成抽油机系统单耗升高。电动机的自然功率因数合格率为34.45%,6KV线路路线损合格率只有10%,表明电力系统损耗高。

目前油区的油井产液量普遍低,为提高抽油机系统效率,降低线路耗电,采取的方法是降低冲次,比如变频器调频措施,减速轮降速措施,这些措施可以降低抽油机冲次,但是这些措施降也低了电动机单位时间内的做功,即电动机的负载率,造成电动机自然功率下降,从而造成低压和高压线路损耗增加,此时,由于功率因数下降,采取措施是低压电容补偿,现有技术无法实现对平均输入有功功率 3kW 的电机进行平滑无功补偿,造成电容器长期处于过补状态,衰减加剧,缩短电容器寿命周期,投资大,效果差。查询相关专利文献,其中已公开专利CN 201410173596.5提供了一种抽油机变频节能方法、CN 201410854633.9提供了一种游梁式抽油机节能方法、CN 201911028115.0提供了一种用于抽油机平衡动态调节融合多级调压节能控制方法等,虽然有设计软件模块或者调整抽油机结构以达到节能目的,但是程序

复杂、成本较高,不适合大量改进现有抽油机,且通过软件模块进行监测存在一定误差,即某个参数(抽油机的平衡度)变化影响调参,影响后期判断,智能化受到干扰,变频器无法工作,无法下调抽油机冲次。因此,目前急需设计一套兼顾调整冲次和提高电动机自然功率因数功能的抽油机节能改进方案,使电力系统产油正常耗电与线路正常损耗达到最佳。

2 实施方案及效果

采用上述方案对Q63-XX处的一台抽油机进行节能改造,抽油机的型号为CYJY14-5.5-73HF,该抽油机在改造前,采用的电动机的型号为Y280M-8(八级电机 45kW),平均每天产液量为 2t ;电动机平均输入功率为 5.73kW ,该抽油机作业时存在的问题是电动机负载率仅为13%,导致电动机自然功率因数仅为0.13,不满足企业标准0.4的要求;平衡度仅为78%,经过调整平衡处理,满足企业标准平衡度80%~120%的要求,调整平衡每天节电 $4\text{kW}\cdot\text{h}$,而电动机的自然功率因数、低压系统功率因数并没有得到改善。

其中,原抽油机电机的最大扭矩 T_0 为 $709\text{N}\cdot\text{m}$;抽油机额定扭矩为 $73\text{kN}\cdot\text{m}$,原抽油机减速箱输出最大转速 N_{max} 为 $4\text{r}/\text{min}$,进而可以求得原传动系统效率 η 为0.56,即传动效率达到0.56时,就能满足抽油机额定扭矩要求,所以,把传动效率提高,降低抽油机减速箱输出最高转速,可以降低电动机容量,产量降低其抽油机所需扭矩也可以降低,一般 $53\text{kN}\cdot\text{m}$ 能转动14型抽油机。基于该现状,对该抽油机依次改进如下:

(1) 选择与抽油机适配的节能电动机。节能发电机采用型号为YGT180M-4的电动机,该电动机为一台四级永磁电动机,转速为 $1500\text{r}/\text{min}$;根据抽油机原电动机的平均输入有功功率 P_1 ,以及电动机的最低负载率20%,计算得到新电动机的额定有功功率 P_0 应满足: $P_0 \leq P_1/\beta$,即 $P_0 \leq 28.65\text{kW}$ 。根据该计算结果,最终选择额定功率为 22kW 的发电机,该发电机对应的负载率经计算为26%,满足要求。

(2) 确定与抽油机匹配的最大冲次, 并基于最大冲次对抽油机进行冲次分档。其中, S201, 根据公式计算得到电动机输出轴的额定扭矩 T_e 为 $140.07 \text{ N} \cdot \text{m}$ 。S202, 基于预增设的冲次调整装置传动效率 η_1 为0.97, 原电机到抽油机减速器输出轴的总传递效率 η_2 为0.96, 计算得到冲次调整装置抽油机减速箱输出轴功率 $P_w = P_e \times \eta_1 \times \eta_2 = 22 \times 0.97 \times 0.96 = 20.49 \text{ kW}$; 进而计算得到抽油机减速箱输出轴的最大转速 $N_{\max} = 9550 \cdot P_w / T_e = 20.49 \times 9550 \div 53000 = 3.69 \text{ r/min}$; N_{\max} 结果保留1位小数, 为3.7。S203, 将S202的计算结果抽油机减速箱输出轴的最大转速 N_{\max} 作为抽油机对应的最大冲次 $n_{\max} = 3.7$, 而后基于冲次间隔 $\Delta n = 0.8$, 得到抽油机减速箱输出最高转速 3.7 r/min , 从而确定抽油机的三个挡位: 高速挡对应的冲次为3.7; 中速挡对应的冲次为2.9; 低速挡对应的冲次为2.1。S204, 根据公式 $N_{\text{转}} = 150 \cdot n$, 分别计算得到冲次调整装置各档位对应的输出转速 N 转; 其中, 高速挡对应的冲次为3.7, 对应的转速为 555 r/min ; 中速挡对应的冲次为2.9, 对应的转速为 435 r/min ; 低速挡对应的冲次为2.1, 对应的转速为 315 r/min 。

(3) 在抽油机与电动机之间加装抽油机冲次调整装置, 并根据步骤(2)确定的档位数量, 调整抽油机冲次调整装置的结构, 以满足对抽油机的冲次进行调整。①在电动机和抽油机之间增设抽油机冲次调整装置, 具体采用已公开专利CN 113983129A提供的用于调节抽油机冲次的装置。安装时, 电动机的输出轴与抽油机冲次调整装置的输入轴连接, 抽油机冲次调整装置的输出轴与其皮带轮连接, 皮带轮通过皮带与抽油机大皮带轮连接, 大皮带轮通过轴与抽油机减速箱输入轴连接, 减速箱输出轴与抽油机的曲柄连接。②根据S203确定的档位数量为3个, 确定抽油机冲次调整装置中齿轮组C的数量为3个, 第一换挡组件A的数量为2个, 齿轮组与第一换挡组件之间的安装配合方式与专利公开内容中的安装配合方式相同。③根据S204确定的各档位对应的输出转速 N 转,

得到冲次由大到小对应的输出转速的比值, 以确定抽油机冲次调节装置上输入轴至输出轴的各齿轮组的传动比, 进而为各齿轮组选择具有合适齿数的主动齿轮和被动齿轮, 以满足上述转速调节的要求, 即抽油机冲次调节装置的输出轴能够输出与S203相符的多档位转速。其中, 过渡齿轮组B的功能为粗调装置实现0级变速, 即将电动机转速 1500 r/min 首先降低为 750 r/min , 齿轮组C1的功能为1级变速, 即将 750 r/min 降低为 550 r/min , 齿轮组C2的功能为2级变速, 即将 750 r/min 降低为 435 r/min , 齿轮组C3的功能为3级变速, 即将 750 r/min 降低为 315 r/min , 进而实现抽油机冲次调节装置的输出轴能够可调节地分别输出的转速依次为 555 r/min 、 435 r/min 和 315 r/min 。

(4) 确定冲次调整装置的最佳输出轴半径。根据公式 $T_z = 9550 \cdot P_e \cdot \eta_1 / N_{\text{转min}} = 9550 \times 22 \times 0.97 \div 315 = 647 \text{ N} \cdot \text{m}$, 计算得到冲次调整装置输出轴的最大扭矩 T_z 为 $647 \text{ N} \cdot \text{m}$; 根据公式: $T_d = 9550 \cdot P / N_{\text{转}} = 9550 \times 55 \div 740 = 709 \text{ N} \cdot \text{m}$, 计算得到原电动机的最大扭矩 T_d 为 $709 \text{ N} \cdot \text{m}$; 对应地, 计算得到旋转载力 $F = T_d / (D/2) = 709 \div 0.085 \div 2 = 4.17 \text{ kN}$; 根据公式: $d_{\min} = C \cdot (P_e \cdot \eta_1 / N_{\text{转min}})^{1/3} = 106 \times (22 \times 0.97 \div 315)^{1/3} = 43.21 \text{ mm}$, 取冲次调整装置输出轴的直径为 45 mm ; 对应地, 计算得到旋转载力 $F = T_z / (D/2) = 647 \div 0.045 \div 2 = 7.18 \text{ kN}$, 与原系统相比, 在同一处增大了旋转载力。

(5) 在电动机与外接电源之间增设电容, 使抽油机采用低压系统实现无功补偿; 其中, 补偿电容器容量经过计算为

$$Q_C = 5.58 \left[\sqrt{\frac{1}{0.597^2} - 1} - \sqrt{\frac{1}{0.918^2} - 1} \right] = 5 (\text{Kvar})$$

(6) 对抽油机的平衡度再次进行调整, 即根据抽油机平衡度调整公式 $Y = \frac{P_{\text{上}} - P_{\text{下}}}{8MG}$ 计算得到平衡块移动距离 Y 超出移动范围, 增加了两块平衡块, 每个平衡块的质量为 1.3 t , 即 12.74 kN , 并移动到曲柄尾部, 平衡度达到88%。

表1 多项技术单井实验数据统计

安装地点	电动机型号	产液量(t)	平均输入有功功率	自然功率因数	系统功率因数	冲次	平衡度	吨液百米耗电量(kW·h)	产液量单耗量(kW·h)	日耗电量(kW·h)	日节电量(kW·h)
安装前	Y280M-8	均	586	0.13	0.451	36	78%	3.514	72.376	144.752	0
调平衡	Y280M-8	2	5.73	0.12	0.441	3.5	88%	3.416	70.358	140.716	4.036
高速档	YGT180M-4	稳 2	5.58	0.597	0.918	3.7	90%	3.292	67.804	135.608	5.108
中速档			5.24	0.594	0.915	2.9	98%	3.142	64.718	129.436	6.172
低速档			4.09	0.501	0.822	2.1	118%	2.620	53.959	107.918	21.518

改进前后各项运行节能参数见表1。其中，安装前的耗电量测量位置是配电柜入口，安装后的耗电量测量位置是配电柜出口。

从表1的测试结果可以看出，采用本方案对抽油机的进行配制改进后，自然功率因数、系统功率因数以及平衡度均得到提升，不仅在节能方面有所提升，抽油过程中产液量也由原来的1~3t单日变化稳定在2t。其中，经过方案改进后，抽油机在低速挡状态下的产液量单日耗电量为53.959Kw·h，电量节约25.4%，日节电量得到大幅提升，从功率因数可以推断出，线路损耗也有所降低。

3 推广应用

项目通过5口井实验性应用，其平均负载率分别是21.1%、25.1%、33%、37.2%、42.3%。平均固有功率因数都在0.68~0.91。通过电表计量，提高电动机固有功率因数到0.4以上，抽油机单耗降低25%以上，日节电量平均达到50kW·h，无功节电率达到60%，抽油机系统效率从10%~15%提高到24%~28%，大大降低了抽油机产液量单耗。同时降低变压器容量，5口井实施后年创效益11.8万元，投资回收期1.69年。如果在全厂参数严重不合格的449口井进行推广，预计年共创效益1059.64万元，对油田

(上接67页)

水率下降幅度小，增液效果明显。正韵律底部水洗重且已形成优势通道，顶部剩余油富集。压力与含水率、产液量同步变化，地层压力下降时，顶部油与底部水分布规律发生明显变化。结合上述Ⅰ砂组动用后增油效果来看，东部以降含水率为主，西部增液为主，更进一步从定性的角度验证了停注Ⅰ、Ⅱ砂组停后油水分布规律发生改变的特点，使得措施挖潜Ⅰ砂组剩余油后效果好。综上所述，常规水驱开发可以使油水分布规律发生改变，从而通过配套挖潜手段来有效动用，提高开发水平。

5 结论

(1) 扶余油田中高渗水驱开发油藏，已进入特高含水开发期，依靠常规注水开发很难有效挖潜层内剩余油。

(2) 通过水井大幅度长周期控压注水，能够使油水分布规律发生本质改变。

(3) 控压力注水本质是顶部低参与底部高渗部位层形成压力差，改变层内剩余油分布状况。

提质增效和降低生产成本具有重要作用，具备广泛的推广前景。

4 结论

采用机械调速加永磁电动机进行现场技术改造，将抽油机传动效率提高到96.4%，将电动机的负载率达到20%~50%，解决了小电机在低速时无法带动大型抽油机的缺陷。根除了谐波造成电力系统的损耗，同时也避免了散热风机转速下降造成电动机散热不良烧毁电机的风险。增加调整范围，消除了变速轮调整冲次时范围窄的缺陷。根据抽油井实际参数选择电动机功率，提高电动机设备利用率，同时也提高了抽油机的系统效率，使节能效果最大化、精细化。

参考文献

- [1] 邓豪.基于新型趋近律的永磁同步电机调速研究[J]. 农业装备与车辆工程, 2023(1): 62-67.
- [2] 徐志诚.机械调速装置在管道压缩机组中的应用探讨[J]. 内燃机与配件, 2022(2): 74-76.
- [3] 何晋枫.抽油机节能技术的现状及发展分析[J]. 化学工程与装备, 2018(2): 186-187.

(4) 特高含水开发期，通过注水改变油水分布状态挖掘剩余潜力，仍有很大可提升空间。

(5) 大幅度长周期控压注水具有可推广价值，未来长期停注Ⅲ、Ⅳ砂组，注水Ⅰ、Ⅱ砂组，压力下降至3.5MPa以下或压差超过一定水平后层内油水分布状况改变，动用Ⅲ、Ⅳ砂组，来挖潜层内剩余油。

参考文献

- [1] 袁创锋.应用周期注水技术节能增效[J]. 中国石油和化工标准与质量.2013(1): 80.
- [2] 洪海.周期注水改善水驱开发效果[J]. 石油石化节能, 2011(5): 13-15, 53.
- [3] 许巧娟,李宝岭.红柳泉油田下步开发思路浅析[J]. 中国石油和化工标准与质量.2013(12): 141.
- [4] 张新海.潜山油藏高含水期多元化注水研究及效果[J]. 内蒙古石油化工.2013(07).

《石油知识》

全国理事会

理事长

中国石油学会理事长 焦方正

常务副理事长

大庆油田有限责任公司总经理	张 赫	中国石油天然气集团公司数字和信息化管理部总经理	胡炳军
中国石油天然气股份有限公司勘探开发研究院院长	窦立荣	中国石油天然气集团公司科技管理部总经理	江同文
中国海洋石油集团有限公司科技信息部总经理	周建良	陕西延长石油集团副总经理	王香增

副理事长

中国石油天然气集团有限公司咨询中心常务副主任	徐英俊	中国石油吐哈油田公司执行董事	支东明
中国石化润滑油分公司总经理	宋云昌	中国石油长庆油田公司总经理	余浩杰
胜利石油管理局有限公司执行董事	孙永壮	中国石油吉林石化公司执行董事	金彦江
大庆油田有限责任公司首席技术专家	崔宝文	中国石油大庆石化公司执行董事	于 强
中国石油吉林油田公司执行董事	王 峰	中国石油大连石化公司执行董事	王一民
中国石油辽河油田公司执行董事	任文军	中国石油浙江油田公司执行董事	何 君
中国石油青海油田公司总地质师	张永庶	中国石油华北油田公司执行董事	麦 欣
国家管网集团北方管道有限责任公司执行董事	王国涛	中国石油西南油气田公司总地质师	文 龙

中国石油大港油田公司执行董事	周立宏	中国石油集团川庆钻探工程有限公司执行董事	李雪岗
中国寰球工程有限公司执行董事	宋少光	中国石油润滑油公司执行董事	马宗立
中石油煤层气有限责任公司执行董事	齐振林	中国石油长庆石化公司总经理	廉金龙
中国石油云南销售公司执行董事	刘启然	中石油云南石化有限公司执行董事	鲍永忠
中国石油抚顺石化公司执行董事	宋大勇	中国石油天然气股份有限公司石油化工研究院院长	杨卫胜
中国石油新疆油田公司首席技术专家	唐 勇	昆仑数智科技有限责任公司党委书记、总经理	杨剑锋
中国石油集团东方地球物理公司党委副书记、工会主席	常学军	中国石油兰州石化公司执行董事	吴 凯
中国石化集团国际石油勘探开发有限公司党委书记	郭月良	中石化经纬有限公司副总经理	张 波
中国石油国际勘探开发有限公司董事长	贾 勇	中石化石油工程地球物理有限公司副总经理	张 伟
中国石油西北化工销售公司执行董事	陈 坚	中国石化华东油气分公司总经理	云 露
中国石油集团工程材料研究院有限公司执行董事	刘亚旭	中国石油集团昆仑资本有限公司副总经理	马衍光
中国石油宁夏石化公司总经理	韦 勇	中国石化江苏油田分公司副总经理	朱相羽

常 务 理 事

中国石油广西销售公司执行董事	曹景军	中国石油湖北销售公司执行董事	张用军
中国石油黑龙江销售公司执行董事	吕成才	陕西延长石油集团研究院院长	魏登峰
中国石油内蒙古销售公司执行董事	郭 春	中国石油江苏销售公司总经理	张 亮
中国石油辽河石化公司执行董事	相养冬	中国石油海南销售公司总经理	韩 钊
中国石油呼和浩特石化公司执行董事	刘至祥	三峡燃气集团董事长	谭传荣
中国石油西北销售公司执行董事	刘守德	中国石油集团测井有限公司 副总经理、总工程师	陈 宝
中国石油勘探开发研究院西北分院院长	刘化清	中石油（上海）新材料研究院有限公司副院长	黄旭东

秘 书 长

中国石油学会石油知识杂志社社长 熊 英



梦想云

助力数字化转型、智能化发展



勘探开发梦想云



智慧加油站 赋能智慧出行 智享美好生活

