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

PETROLEUM KNOWLEDGE

5
2024
总第228期

古龙页岩油专题

唤醒沉睡的油龙

>>> P10



ISSN 1003-4609
09
9 771003 460245

公益广告

牵手环保
“袋袋”相传



污染环境的不是塑料
而是不科学的使用方式

卷首语

把油井当“孩子”的王启民

谈谈

大庆油田会战期间，由于缺少相关开发经验，长期套用国内外主流的“温和注水”开采方法，然而注水仅3年时间，采收率就下降到5%。为解决这个问题，王启民和同事们在庞大的数据支撑下，逐步摸清了油田开发前期油水运动的大致规律，认为大庆是陆相生油的大型砂岩油田，地下油层厚薄不匀，即使是同一油层的不同部位变化也千差万别。在此基础上，他提出了“高效注水开采”的大胆构想，该方法推广应用后，开创了大庆油田中低含水阶段油田稳产的新路子。

王启民的专业能力得到了上级领导的认可。1970年，上级领导找到王启民，提出在大庆油田中区给他和团队开辟一块试验区，希望他能够探索出一条高产稳产的好路子。王启民说，当时整个油田只有他们团队有这样的机会，因此他特别珍惜，并打心底里把一口口油井当作自己的“孩子”。还说，“孩子生病了，父亲就要管，孩子管不好，就说明家长没有当好。”

在“孩子”身边，王启民和团队整整陪伴了10年，无论吃、住还是办公几乎都在试验区。3000多个日日夜夜，他们通过和地层进行无言地沟通，采集分析了1000多万个数据，穷十年之功绘制出大庆油田第一张高含水期地下油水饱和度图，并在此基础上发展形成“六分四清”分层开采调整控制技术，以及“层系细分开发调整”技术。1976年，大庆油田年产原油攀上5000万吨，跨入世界特大型油田行列，开创了中国石油工业发展的新纪元。

当时，厚度只有0.5米的表外储层是国内外公认不能开采的禁区。表外储层为什么不能开采？在巨大的质疑声中，王启民和团队对1500多口油井逐一进行分析，对4个试验区45口油井进行试油试采，对10口取心井的岩心进行测定和分析，经过7年的努力，终于摸索出一套开发表外储层的技术。据测算，大庆油田表外储层储油量达7亿吨，可采储量近2亿吨，几乎可以媲美一个大油田。

王启民一生都与油井这些“孩子”为伍，常常忽略了自己真正的家人。妻子陈宝玲曾称他不是姓“王”，而是姓“油”。因为他把油井当成“孩子”，可当自己的孩子出生时，他却因为在试验区繁忙地工作着，不能陪伴在妻子和孩子身边。对此，王启民坦言，“那时满脑子都是找油，根本顾不上家里。”

油田的产量上去了，王启民的背脊却被压弯了。由于长年在野外工作，早年王启民患上了类风湿强直性脊椎炎，这种病症折磨得他挺不起腰来。为此，妻子曾瞒着他协商好要将其调去北京工作，却被他断然拒绝。他就是离不开那些散落在荒原上的“孩子”，一心要留在油田。

到了2000年，已经退休的王启民仍旧每天前往办公室，与年轻人一起钻研新技术。在他看来，让那些“孩子”不断地喷出油来，仍然是他孜孜不倦追求的目标。不管是国家授予其“人民楷模”“改革先锋”的荣誉称号，还是“新时期铁人”，对他来说，都是对于他这个“父亲”最好的认可。

2024年8月，王启民在廊坊因病与世长辞。对于大庆油田的那些“孩子”——那些听过他行走的脚步、听过他的发言、受过他多次改造的油井，他是最好的父亲。而对他最好的祭奠，就是不断地涌出生命的油流。

目次 | CONTENTS

卷首语

把油井当“孩子”的王启民 / 谈谈 1

关注

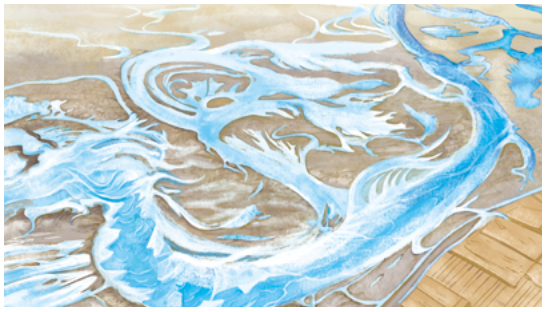
从“地宫”考古到深地“探宝” / 闫建文 4

中国石油学会会士专栏

深耕海外油气勘探 保障国家能源安全 / 刘志舟 程顶胜 6
——记中国石油学会会士、海外油气勘探先锋窦立荣教授

古龙页岩油专题 · 唤醒沉睡的“油龙”

甲子大庆的古龙新传 / 刘合 11



松辽古大湖地宫寻宝 / 王华建 付秀丽 13
不喜远游的页岩油 / 张婧雅 张金友 金艳鑫 16
沉寂亿年终成“金” / 何坤 曾花森 18
放大百万倍的页岩“特写” / 吴松涛 姜晓华 高波 19
多技术组团寻找页岩“地宫” / 王春娇 程心阳 21
给页岩油修建流动的高速路 / 孟思炜 刘一杉 邓大伟 22
追风逐光构建多能协同驱动模式 / 潘哲君 24

课堂笔记

听程杰成院士讲大庆油田三元复合驱的故事 / 李中 白云雪 25



石油史话

从两次华北石油会战谈起 / 刘茂诚 朱保强 常秀锋 28
古老的传说与现实 / 王大锐 31
——“煤变油”的故事



把蒸酒的设备搬进“地宫” / 章卫兵 33
从探索到实践:火驱技术的演进之路 / 郑懿琼 张涛 35

绿色话题

西方能源公司悄然兴起“锂资源”战略 / 郭永峰 38

石油人物

石油工业部首任部长二三事 / 宫 柯 40
一份地质报告与一个勘探专家 / 王 昱 42

案例研究

喇北东块二类油层三元复合驱见效影响因素 / 周思言 45
吉林油田X区块CO_2混相驱试验前期见效规律 / 刘晓路 47
苏家20区块开发效果评价 / 刘一丹 49
华北油田积极井控管理体系的创新实践 / 戴明辉 等 50
饶阳凹陷留北地区上第三系低阻油层成因及测井识别 / 张延君 52

技术装备

注水系统优化提升对策 / 唐新宇 等 54
注水井水嘴堵塞导致注水异常的解决方法 / 张仁锋 56
抽油机数字化在异常井核实中的应用 / 崔健 58
疑难腐蚀结垢井的治理方法 / 方群 等 60

信息化应用

油气行业数据要素革命 / 杨桦 樊少明 62
——深度转型与未来展望
深度学习技术在高含气率油井三相计量装置的应用 / 陆兴 等 64
基于知识图谱的水波网络智能推荐算法 / 白梅 66
成品油油库提油流程系统的优化 / 易万里 路景萱 68

公益广告 牵手环保 “袋袋”相传 封二
广告 《走进石油》（第二版）征订 封三
中国石油智慧加油站 封底

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　邹才能　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　沈瞳瞳　常泽军
白云雪　别涵宇　申公昱　何丽萍
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　北京文滴文化发展有限公司
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。

从“地宫”考古到深地“探宝”

闫建文

（中国石油勘探开发研究院）

《史记·秦始皇本纪》记载：“始皇初即位，穿治郦山，及并天下，天下徒送诣七十馀万人，穿三泉，下铜而致椁，宫观百官奇器珍怪徙臧满之。”秦始皇陵地宫被誉为中国古代帝王陵墓中的“神秘之地”，在秦始皇陵地宫中埋藏有富可敌国的宝藏的传说引诱下，从古至今不知有多少人对秦始皇陵地宫有过猜测，宝藏在哪里？埋藏有多深？从凡夫俗子到科学巨匠无不为之着迷。

诺贝尔奖获得者、著名华裔物理学家丁肇中先生，曾对秦皇陵地宫的深度产生过浓厚的兴趣。他领导一个由三位科学家组成的研究小组采用现代技术手段，实地探测秦皇陵地宫的深度，仔细研究推算得出地宫深度为500～1000米。科学的判断值得相信，古人的超级智慧也有理由让人深信不疑。但是，秦始皇陵地宫到底有多深，至今仍是一个未解之谜，尚未得到实际验证。随着勘探等各种技术的不断进步，在不久的将来千古谜团都将一一被破解。

地宫，学名指石雕刻和石结构相结合的典型建筑，是陵寝建筑的重要组成部分，用于安放帝王和贵族的棺椁，还有一种建在古代的寺庙里，用于存放高僧的舍利、宝函和法器等物。知名的地宫有秦始皇陵地宫、宋陵地宫、明十三陵地宫、乾隆地宫、崇陵地宫、慈禧地宫、法门寺地宫等。这类地宫，人可以从宫门、密道进入其内部，对其中的全部物品进行布置、装饰、检查直到最后封存。地宫一旦建成，就会永久保存，除非采用极特殊手段才可以打开，这些手段都是破坏性的，一旦打开就很难再恢复原样。

古代中国人通过陵寝的方式建立了地宫世界，而进入现代世界，众多东西方作家也在不断探究地球深处的奥秘。但丁的《神曲》描绘的地狱深处、法国作家儒勒·凡尔纳所著的长篇科幻小说《地心游记》、我国科幻作家刘慈欣的《流浪地球》……都在一个更广大的“地宫”中驰骋着无边的想象。但是，当人类的脚步已经登上月球，并开始向火星进军的时候，脚下的地球之心却仍然无法企及。

探索无止境，科学无尽头，考古学和地质学的发展带动了对地下奥秘的探索。不过，地质学意义上的“地宫”，是指埋藏有金属矿藏、煤、石油、天然气的宏大的地下空间，距离地表几米、几十米、几百米，甚至深者达万米。之所以称之为“地宫”，是因为地下的地质结构复杂，微观结构更是极其复杂，通过人的肉眼无法直观地看到，人也无法深入到地层深处实地观察，一探究竟，因此，“地宫”这一专有名词用以表示神秘莫测、难以抵达的深地。

蕴藏油气的地宫，深埋地下，千百年来，人们一直探索实现“入地”的梦想，如今正一步步成为现实，采掘业的



1980年科拉深孔突破10000米留念

兴起和科技的进步加速了这一伟大进程。那“地宫”长啥样呢？下面就带你一起探地宫，寻宝藏。

地下世界神秘莫测，第一个特征就是密实不透光，这不像人们仰望星空，夜间一抬头就可看到满天繁星，白天一昂首就可看到蓝天白云。低头向下看，就是土地，中国大地有五色土之说，黑土地、黄土地、红土地、青土地、白土地……再往地层深处一寸也透视不进去，土地岩石是致密的，即便是刚耕耘过的田地，很疏松的泥土，再好的眼力也无法透视，“千里眼”一遇到大地就法力全消。

第二个特征是地层岩石坚硬，花岗岩、石灰岩、石英岩，每一种岩石都坚硬得难以想象，非坚韧刚强之利器很难钻进。旋转钻井技术的快速发展，特别是钻头技术的发展和突破，提升了向地层深部钻进的破岩能力，再坚硬的岩石也抵不过超级钻头的魔力，人类钻井深度不断向深处延伸、钻井速度不断向极限提升。

第三个特征是地下地质结构复杂，国际地层委员会依据形成年代将地层划分为前寒武系、寒武系、奥陶系、志留系、泥盆系、石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系、新近系、第四系，每个层系又划分为若干个层位，每一层的结构千差万别，埋藏深度不一，地质学发展至今依然没有完全搞清地下地质层位的精细划分和严格准确的定义，历史变迁，沧海桑田，神秘的地下地质结构等待我们去定义、去解密。

第四个特征是地下高温高压，地层温度梯度随深度增加而增加，在地壳上部地温梯度通常为每千米20 ~ 30摄氏度；地层压力同样也随深度增加而增加。深地川科1井设计井深是10520米，在深地川科1井万米钻探的过程中，要穿越25套地层、10个无规则频繁变化的压力系统，最极端时还要面对138兆帕压力的冲击——相当于在指甲盖上停着一辆1.3吨重的汽车，同时又要经受最高224摄氏度地温的考验。超深钻探技术一直是制约深地探测的关键所在，而随着地层埋深的增加，高温、高压、高地应力给深地钻探带来了前所未有的巨大挑战。

第五个特征是地下流体分布难以预测，更难以实际测量，地下油气藏中可能油、气、水三相同时赋存，也可能只有某一相（如原油）或某两相（如油、水），其分布又异常复杂，只有通过精准探测和科学推算才可以搞清地下的流体赋存状况。深埋地宫的石油、天然气能否被成功采掘出来，除了与岩石中隐藏的“玄机”密切相关，还与流体的压缩性、收缩性与膨胀性、黏度、密度等性质有很大关系。

探地宫真难，然而探地宫这一困扰人类的难题，再难也阻挡不了人类不断向地宫进军和寻宝开发的行动。地下空间利用、深部矿产采掘、油气资源开采、地热资源利用等重大工程，无一不与国家、军事、民生息息相关。时至今日，可以说探地宫、地心争夺大战在世界范围内已进入白热化阶段。

1961年，美国开始实施“莫霍面计划”。1962年，苏联提出了“莫霍钻探计划”。苏联在科拉半岛钻探的SG-3钻孔创下了12262米的纪录，这是20世纪人类能力所及的最大钻井深度。2023年，我国塔里木盆地塔科1井开钻，设计井深11100米，研发团队集智攻关，钻探施工铁军夜以继日钻进，以“探月工程”标准打好超深井。



2024年3月4日14时48分48秒我国首口设计井深超万米的科探井——深地塔科1井钻探深度突破10000米

人类从未停下探索的脚步，“向地层深部进军”这一伟大壮举正在全球铺展开来，这将成为人类“上天、入地、下海、登极”四大探索中最后一个被攻克的世界级难题。未来，人类深入到地幔、地核中，真正意义上做到透视地球、揭秘地宫奥秘，或许还需要数十年、数百年的时间，让我们拭目以待。

深耕海外油气勘探 保障国家能源安全

——记中国石油学会会士、海外油气勘探先锋窦立荣教授

刘志舟　程顶胜

（中国石油勘探开发研究院）



窦立荣教授，石油地质与油气勘探专家，长期从事油气地质理论研究与勘探实践，现任中国石油勘探开发研究院执行董事、院长，兼中国石油国际勘探开发有限公司总地质师。

30多年来，窦立荣深耕油气勘探业务，从国内走到海外，胸怀为国找油的满腔赤诚，用忠诚、担当、创新和拼搏谱写出一曲曲科技创新的英雄赞歌，用青春、智慧、热血和奉献铸就了一座座油气发现的不朽丰碑。为了油气勘探，他砥砺深耕地质研究，踏遍万水千山：在局势动荡的非洲腹地，经历生死考验，在艰辛探索中迎来勘探大突破；他带领团队，在蚊虫肆虐、疟疾横行的荒原中一次次唱响了向“勘探禁区”进军的嘹亮口号，将一片片生命禁区、荒滩戈壁，变成一座座现代油田、生命绿洲。

在肩扛“我为祖国献石油”的责任使命中，窦立荣也收获了丰硕的个人成果：先后获国家科技进步一等奖、二等奖各1项，省部级科技进步特等奖1项、一等奖8项；获第3届“黄汲清青年地质科学技术奖”、2012年度“何梁何利科学与技术创新奖”、2019年度“孙越崎能源大奖”、2022年度“杰出工程师奖”；获授权发明专利15件；发表第一作者论文百余篇；出版著作8部。2006年荣获全国优秀百篇博士学位论文，2007年入选“新世纪百千万人才工程”国家级人选，2011年被乍得共和国总统授予“大军官勋章”，2012年被授予中国石油特等劳动模范、中国石油“铁人奖章”和“全国五一劳动奖章”，2013年获国务院“政府特殊津贴”，2016年获AAPG颁发的朱勒斯布勒斯坦奖，2023年当选为中国石油学会首批会士。

结缘石油

勤奋好学练就扎实功底

窦立荣与石油结缘于1983年。18岁的他为了减轻父母经济压力，选择了国家号召的艰苦补贴行业院校——江汉石油学院。从此，他便与石油事业结下一生的情缘。大学一年级有野外实习课，老师经常带领学生到郊外大山里看岩石剖面，看地层构造，这些地质现象让这个农村走出来的青年逐渐增长了见识，不再是简单地看山是山、看石是石了。随着学习的深入，他对大自然鬼斧神工的地质现象产生了浓厚兴趣，对看不见、摸不着、深埋于地下数千米的油气宝藏充满了敬畏，开始探寻破解地宫的神奇密码。

从小在江苏扬州农村长大的窦立荣，勤奋好学、吃苦耐劳。在大学四年的学习生活中，身处江汉石油学院所在的荆州这座历史文化古城，他竟没有逛过一个景点，而是把所有时间留给了学习。“非学无以成才，非志无以成学”，正是这种如饥似渴的求知，为他以后成长打下了扎实的专业基础，也帮他拿到了叩响石油科技殿堂大门的钥匙。中国石油勘探开发研究院，是中国石油工业上游领域最具权威的综合性研究机构，1987年，窦立荣在300多名报考此院研究生部的学生中，力拔头筹，师从后来成为中国工程院院士的胡见义教授。胡见义院士从事了几十年石油地质勘探研究，有着丰富的理论和实践经验，也是指引窦立荣走上油气藏地质学研究方向的恩师。在名师指导下，窦立荣投入到对中国东部松辽盆地天然气成藏的研究和学习中，并展现出非凡的科研天赋和超强的动手能力，开启了他对国内外裂谷盆地油气地质理论研究和勘探实践的人生旅程。

研究生毕业后，窦立荣留在中国石油勘探开发研究院石油地质研究所，专注于中国东部中生代裂谷盆地石油地质综合研究。在专家荟萃、人才济济的地质所，他再次得到锻炼和成长。很快，他担任了课题负责人，对东北、华北地区6个盆地含油气系统作了科学细致的研究和梳理，建立了裂谷盆地含油气系统成藏模式。这一研究成果获得了中国石油科技进步二等奖，更加坚定了他对裂谷型盆地石油地质综合研究的信心。

鉴于参加工作以来的优异表现，1997年，窦立荣受中国科学和技术协会选派，到英国爱丁堡大学地质与地球物理系做了一年高级访问学者，主要从事英国北海的区域地质研究。北海是世界著名产油区，这里典型的含油构造特征为他研究裂谷型盆地提供了经典实例。窦立荣非常珍惜这次深造机会，把全部精力投入到学习和研究中。“人生在勤，不索何获”，访学期间，他孜孜不倦、潜心科研。在这里，他一边像海绵一样汲取前人的研究成果，一边把在国内多年的研究积累拿来与北海区域的研究对象做比照，以使自己的工作思路更清晰、研究方法更系统、技术路线更综合、科研成果更前瞻。短短一年间，窦立荣收获颇丰，除发表3篇论文外，还完成了一项科研报告，并编写出《油气藏地质学概论》专著初稿，该书全面系统地吸收和综合了我国及全球油气藏地质方面的研究成果，从油气藏静态要素、动态要素和聚集单元三大方面论述油气藏的形成和分布。在一年研究的基础上，他首次提出高分辨率沉降分析技术，为沉积盆地内断层连锁研究提供了新方法，打破了过去“一个断陷是一个独立含油气系统”的认识，对断陷盆地陡坡带寻找隐蔽油气藏具有极高的指导价值。英国皇家协会授予他研究员的称号。那一年，窦立荣年仅33岁。

功夫不负有心人，经过本科阶段、研究生阶段和国外阶段8年的学习和石油地质研究所6年的科研实践，窦立荣不仅学习了扎实的理论知识和专业技能，掌握了娴熟的石油地质综合研究方法，拓宽了国际视野和外语交流能力，更重要的是，在这一时期，他形成了自己的研究风格和理论体系，随时准备在国内外油气勘探的舞台上大展身手。1995年，他被破格提升为高级工程师。

时代召唤

投身建设海外首个年产千万吨级大油田

1998年，访学归来的窦立荣面对着继续从事国内研究还是走向海外接受新挑战的抉择。他意识到，随着改革开放的推进，国民生活水平日益提高，对石油的需求也逐渐加大。1993年，我国从原油生产国转变为原油净进口国，油气安全逐渐跃升为我国能源安全的核心问题。在这一背景下，党中央提出“充分利用国内外两种资源、两个市场”的战略部署，中国石油走出国门，踏上了国际合作的宏伟征程。快速发展的中国需要参与全球油气资源的分享和利用，海外找油是保障国家能源安全的重大战略，于是他义无反顾地加入到刚刚开启的中国跨国油气勘探开发大潮之中。紧随童晓光、苏永地等一批国内知名地质专家，奔赴苏丹共和国这片广袤无垠的待开发处女地，全身心扑进油气地质和勘探技术支持工作里，开启了“非洲找油”的职业生涯——伟大事业的开端，往往都是来源于时代召唤和国家需求。此后6年，窦立荣再次展示了卓尔不群的科研实力。

帕洛杰油田是中国石油首次在苏丹迈卢特盆地（后来划入南苏丹共和国）北部勘探发现的油田。迈卢特盆地由多个断陷组成，受不同时期边界大断层控制，三期裂谷垂向叠置方式差异巨大。西方大油公司以“凹间隆”为主要目标，勘探30余年无商业发现后黯然退出。当时的传统石油地质理论认为，主动裂谷盆地往往只发育一期裂谷，油气资源丰富，而中部非洲裂谷盆地群发育三期裂谷，被认为皆是被动成因，难以形成大油田。

面对前人没有啃动的“硬骨头”，窦立荣和他的团队却提出了出人意料的观点，认为要想在短时间内取得突破，必须打破陈规，跳出前人的勘探思路，另辟蹊径寻找答案。无数个日日夜夜，他奋战在找油前线，冒着四五十摄氏度的高温，深入到沙漠腹地勘察、取样，在荒无人烟的大漠里风餐露宿，与现场技术人员一起切磋交流，确定井位……

在反复的勘探研究中，他和团队利用“主动+被动”裂谷叠合地质理论，逐步明确了迈卢特盆地晚期成藏的特点，并发现其“强-弱-强”三期裂谷发育的重大差异性特征，第二期湖盆发育强度弱，以砂岩沉积为主，夹薄层泥岩，缺乏区域盖层。据此揭示跨时代油气运聚成藏机理，即油气可以通过晚期断层穿越近1亿年地质时代的巨厚地层，垂向运移至浅层聚集成藏，晚期和早期断陷的叠置程度是油气富集的主控因素。该机理突破了传统理念，将勘探重点转向凹陷内部浅部地层，随即研究团队确定北部凹陷垂向叠置程度最高，为勘探最有利区。

针对北部凹陷勘探目标评价难题，研究团队继续攻坚克难，深入分析了断层生长发育及其对沉积的控制作用，揭示了走滑-伸展背景下同向斜列的生长断层与储层和盖层之



窦立荣和勘探人员一起在苏丹野外地质考察

间的耦合关系，由此形成构造调节带控藏新认识，明确北部凹陷东部斜坡区为油气富集带。

窦立荣和同事们的科研成果使苏丹项目的勘探成本大大降低，为中国石油海外油气勘探开发实现低成本、快节奏、高效率运作注入了“催化剂”。正是他们在油气聚集模式上的突破和创新，使之前的不可能成为可能，地宫的大门终于打开，发现了地质储量达48亿吨的帕洛杰油田。这是中国石油公司在境外发现的最大油田，也是迄今非洲内陆发现的最大油田。同时，他们的研究成果为在非洲建成海外自主勘探的最大原油基地做出了重要贡献，为苏丹项目建成每年2600万吨高峰产量奠定了可靠的储量基础，更为我国开发利用全球油气资源起到引领和示范作用，被胡锦涛总书记称为“中苏合作的典范”。

建功乍得
开辟非洲陆上找油新领域

2007年，窦立荣肩负祖国的重托，带领团队进军位于非洲“死亡之心”的乍得共和国，这里蚊虫肆虐、疟疾横行、局势动荡、经济落后，自然环境和社会环境恶劣。西方大型油公司曾在这里勘探30多年后无果，国际石油界一致认为涉足乍得必劳而无功，这里不可能发现常规石油，若发现也只可能是稠油。2004年，窦立荣开始负责乍得H区块的评价工作，基于他对裂谷盆地的长期积累和独到的见解，有信心在前人认为没有油的盆地找到石油。在他的努力下，中国石油通过多次收并购，于2007年1月成为乍得H区块的独资作业者，开启了艰难找油的新征程。

万事开头难，窦立荣执掌H区块勘探工作后，发现勘探难度远超自己的想象，也理解了前人只发现稠油后就撤出的原因。他经常和大家开一句玩笑：“油稠人更愁”，形象地比喻：“乍得盆地就像是‘一个盘子摔碎在地上，踩一脚，然后还揉了一揉’”。在许多人眼中，窦立荣在挑战一件“不可能完成”的事情。然而，他坚信：“石油在地质家的脑海里。唯有另辟蹊径，突破前人的认识，才会有突破性的发现！”

于是他带领团队独辟蹊径，大胆创新，在三年内对前人30年来所有分析化验资料、两万公里的二维地震资料和十几口井的相关资料开展深入分析。在对浩如烟海的资料进行分析和研究后，窦立荣终于找到问题症结所在，并确定以邦戈尔盆地作为最先突破口，研发了新的勘探方法及技术。他和团队通过磷灰石裂变径迹和热史分析，重建盆地强反转演化史，发现生油岩之上的地层被剥蚀1～2千米，大面积分布的生油岩在盆地抬升前已达生油高峰，生成的油气向下运移聚集，只要有好的储层就可形成大油田。据此，他们构建了源下复合体油气成藏模式，明确了生油岩是强反转盆地“成烃控盖”的基础，而下伏砂岩和基岩复合体的储集性能是大油田“成藏控产”的关键，将长期不被看好的基岩作为直接勘探对象，提出结晶基岩在长期风化和冰盖覆盖期间，早期基岩风化并形成冰碛岩，晚期与区域走滑作用耦合，最终形成“风化壳和裂缝段”的双层双孔隙介质储层，长英质岩石是有利储集岩。通过不懈努力，窦立荣和团队提出了“强反转裂谷盆地的成藏理论”，创立强反转裂谷盆地“源下优势聚集”的成藏模式。明确勘探方向由源上转至源下，改变了前人几十年的勘探理念。



窦立荣在乍得和勘探人员一起研讨邦戈尔盆地井位

基于上述研究成果，窦立荣和团队在邦戈尔盆地这一中国石油海外面积最大的高风险勘探区块，首次发现亿吨级高产稀油大油田，这也是20年来西非大陆上发现的最大油田，累计发现8亿吨石油地质储量，为在乍得建成600万吨/年原油生产区提供了可靠的资源基础。该成果不仅获得了部级科技进步一等奖，也被美国石油地质学家协会（AAPG）评价为“非洲陆上新层系勘探的里程碑”。乍得政府更是给



乍得共和国总统给窦立荣颁发的“大军官”勋章

予了高度评价：“中国石油使乍得盆地无法勘探的历史成为过去。”油田的发现和开发，助推乍得建成了上下游一体化的石油工业，使乍得从成品油进口国变为出口国，实现了几代乍得人追求能源独立的梦想，乍得经济得到快速发展，中乍外交关系得以巩固。为此，2011年乍得总统授予窦立荣教授“大军官勋章”，这是乍得首次给外国专家颁发如此之高的荣誉。

放眼全球

实施风险勘探攻关工程

中国油气对外依存度依然高企，预计到2050年油气在一次能源结构中的占比仍大于50%，大力增加油气勘探开发和增储上产力度是保障能源安全的国家战略。2021年以来，窦立荣在多年国内外油气勘探实践中积累的丰富理论和勘探经验的基础上，以全球眼光和国际视野，立足国内和海外两大阵地，大力推进中国石油的风险勘探攻关工程，不断夯实中国石油油气产量三个“一亿吨”发展目标的资源基础。

在国内，从目前的勘探形势来看，向深层、向生烃灶、向外围进军是风险勘探的必然走向，也是未来的主要方向，但是这类目标必须突破已知资料少、认识程度低、现有勘探技术不适应等诸多难题，窦立荣带领团队从零星的资料碎片入手，从全局尺度整体搭建构造、储层及成藏模式，加大技术攻关力度，排查瓶颈难题，强化油气勘探力度，积极践行国家油气增储上产七年行动计划，大力实施国内重点含油气盆地风险勘探工程，加强超深层目标评价，和油田科研团队一起，提出两口万米超深井井位，得到中国石油超深科探井领导小组的批准，目前正在实施钻探中。

面向海外，站在更长远层面、获取更优质的勘探区块、夯实海外油气勘探开发的资源基础，成为窦立荣关注的重点。他主持全球油气资源评价与超前选区工作，基于全成藏组合作为评价单元，他和团队系统编制了全球主要地质时期原型盆地、岩相古地理、成藏组合古今位置GIS工业化图件，从时空两个维度揭示了全球油气富集规律；集成创新了常规-非常规油气资源评价技术，自主完成了全球425个盆地的资源潜力评价，获得了自主知识产权的系统数据，明确了全球不同类型油气资源分布特征及潜力；将全球油气地质、资源潜力与合作环境相结合，动态建立了100个有利风险勘探目标池，为成功中标巴西联邦共和国海上阿拉姆区块和苏里南海上14、15等区块提供重要支撑。

中标阿拉姆区块后，窦立荣面对原型盆地恢复和二氧化碳预测这两个亟待攻克的难题，组建强有力的研究团队，充分发挥自身技术优势，深入挖掘地质信息，高效取得了一系列原创成果，重新厘定了桑托斯盆地裂谷期“两隆三坳、东西分带、南北分段”的构造新格局，首次明确巴西阿拉姆区块处于阿-乌古隆起而非中央坳陷带；在二氧化碳方面，提出了“油气流体早期充注、幔源二氧化碳沿深大断裂晚期充注改造”的成藏新模式。突破了前人的传统认识，在此基础上与巴西国家石油公司就井位部署开展6轮次研讨，达成一致意见，2022年11月，阿拉姆深水勘探区块的首口探井——古拉绍1井试油获得高产。2023年初，窦立荣团队提出，在阿拉姆中区东南台缘相带甩开10千米部署古拉绍2井，巴西国家石油公司的技术专家被中方缜密的井位论证和勘探开发一体化的超前布局所折服，成功替代巴西国家石油公司原定井位，6月钻遇巨厚油层，测试再次获得高产油流，预测该井投产后年产超100万吨，进一步证实了该油田为世界级整装油田，成为近十年全球十大油气发现之一，被评选为2023年度中国石油十大科技进展。

结语

“风劲好扬帆，奋进正当时。”面对已经取得的成就和获得的荣誉，窦立荣没有就此止步，而是扬帆再起航。他深知，中国石油未来走向深海、极地、非常规等领域，需要俯下身子、砥砺前行，坚持创新驱动发展战略，深化资源为王理念，大力推进国际油气合作，不断汲取前人理论成果和实践经验，以期在新时代国内外油气勘探实践中获得更大发现，取得更多理论和技术创新成果，为端牢能源饭碗、保障国家能源安全贡献力量。窦立荣将与新时代石油人一起，不忘初心，执梦而行，为完成这一使命而不懈奋斗，勇立于时代潮头，无愧于时代重任！

唤醒沉睡的油龙

科学顾问：孙龙德　刘合
科普指导：闫建文　伊传红
专题策划：王瑞

开篇语

古老而又神秘的东北松辽盆地在亿万年前，历经了无数次造山运动和古大湖变迁。300多年前，古鲁驿站设立；65年前，松基三井喷油，大庆油田横空出世，累计产油25亿吨。

页岩油来自哪里？地下有多少页岩油？如何高效开采这些页岩油？本刊开辟专题《探秘古龙页岩油》，集中了中国工程院院士和大庆油田部分专家，用行云流水般的文字，带你揭秘古龙页岩油的前世今生，解剖页岩地层真容，认知页岩油的“金身”。



甲子大庆的古龙新传

刘合

（中国工程院院士、能源与矿业工程管理专家）



刘合院士

松嫩沃野，蕴亿年油脉，铸陆相生油理论，贫油帽子终抛弃；

古龙惊雷，承甲子雄风，破陆相页岩关隘，百年大庆续辉煌。

今天，古龙地区钻塔林立，古龙页岩油国家示范区落户这里，一场新时代夺油大战铺展开来。2020年4月的一天，黑龙江大庆乍暖还寒，地面上水泡子都还结着冰，即将抵达大庆萨尔图机场的飞机朝东北方向飞行。随着飞机高度的下降，乘客可以从空中俯瞰松花江流域肇源县古龙镇。曲流河、水泡子、浅洼子、黑土地勾勒出的一幅图景吸引了中国工程院院士孙龙德，他急忙打开手机抓拍图片，端详一番后，越看越兴奋。眼前呈现出的神奇画面，看起来恰似一条舞动的巨龙，这正是古龙地区的地形新貌。



古龙页岩油钻井现场

古龙页岩油源于亿万年前地质变迁

古龙地区注定是一块神奇的土地。

古龙镇坐落在大庆市西南120千米。古龙镇为清代古驿站，旧称古鲁驿站，后来发音逐渐演化为“古龙”，这一名称沿用至今。

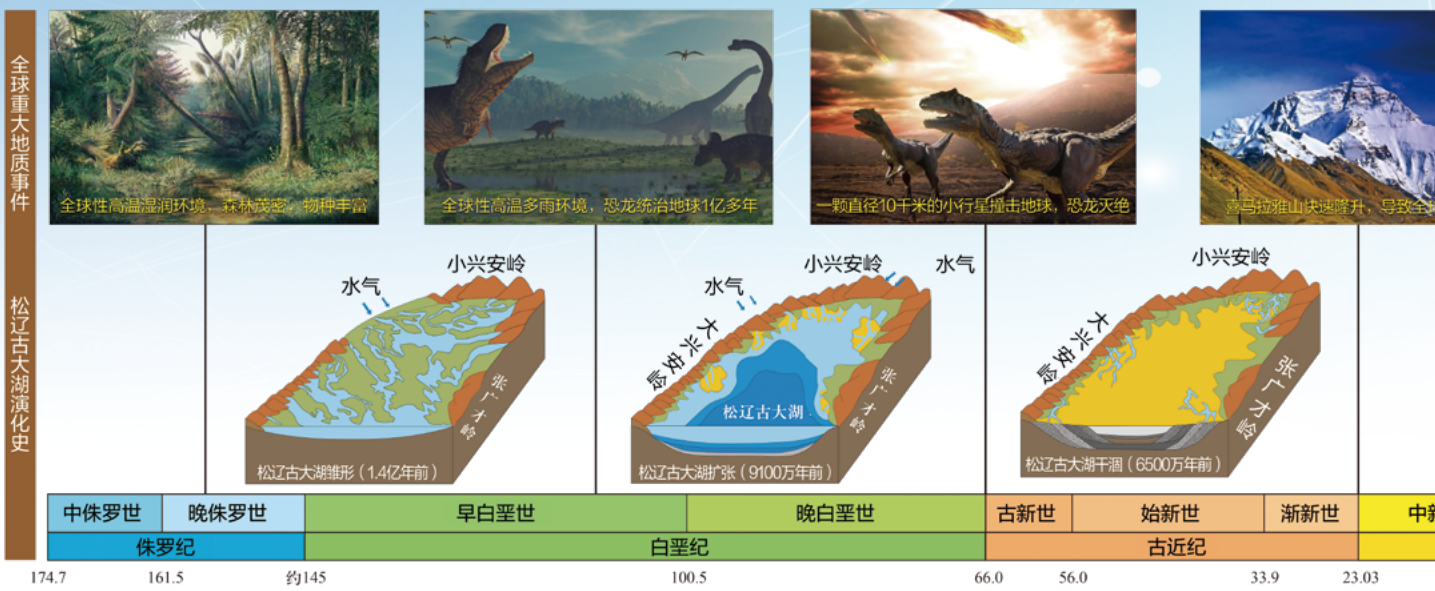


古龙驿站

神奇的古龙新貌是如何形成的呢？肥沃的土地、连片的大小湖泊又是怎么来的？我们得从松辽大地亿万年的地质变迁说起。

沧海桑田，时间宛如一位魔术师。从地球演变上看，在松辽盆地出现之前，这里是古生代晚期形成的山系。侏罗纪末，大规模造山运动开启，产生了一系列的大断裂。松辽盆地大面积下陷，盆地内形成许多彼此分割的小断陷盆地，整个盆地的基底是古生代的变质岩和花岗岩。在盆地发展的第二个时期，盆地继续下降，一个较大的湖泊形成。第三个时期，地壳继续下沉，湖盆继续扩大，湖水变深，气候温暖潮湿，生物大量繁殖，这是重要的生油期。到了第四个时期，湖盆继续下降，达到全盛时期。

亿万年前，即松嫩古大湖发展中期，湖边生长着高大



松辽古大湖的变迁

的植物、生活着庞大的恐龙，湖里有大量的低等生物和微生物，还有介形虫、叶肢介、鱼、螺、蚌等。低等生物和微生物繁殖快、死亡率高，数量惊人，这些有机质沉积在湖底，成为石油生成的物质条件。





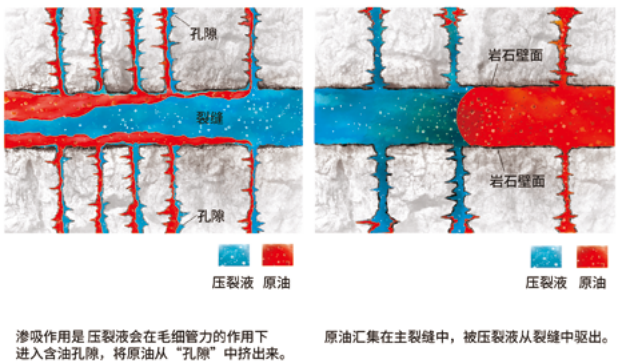
叶肢介类

经过亿万年的风吹、日晒、雨淋，湖泊四周高山上的岩石风化成大量泥沙，被雨水带到湖盆里并不断沉积，把大量低等生物和微生物掩埋起来。随着地壳不断沉降，有机质堆积越来越厚，形成上千米厚的地层，后来地壳再次抬升，最终湖水离场，油气开始埋藏聚集。经过漫长的地质年代，松嫩古大湖变成今天的松嫩平原。松辽盆地晚白垩纪页岩的调查研究始于20世纪20年代。1929年，国民政府农商部地质调查所谭锡畴、王恒升提出命名“嫩江组”，这套岩层主要由青灰、灰、灰黑、黑色为主的泥岩，粉砂质泥岩，油页岩加细砂岩组成。

古龙页岩油勘探开发挑战性大

页岩油是指蕴藏在富有机质、页理与纹层发育、具有超低孔隙度和渗透率的页岩层系中的石油资源。页岩主要由粒度小于0.0039毫米的黏土矿物组成，经过亿万年的演化，其内部的有机质在高温高压条件下逐渐生成石油。

古龙页岩油勘探与开发是一项科技含量高、挑战性大的工程。高精度三维地震和多参数测井评价等先进技术手段，可以更加精准地搞清楚页岩油的赋存位置和规模。开发主要通过水力压裂技术，即通过高压泵将混有支撑剂的压裂液送入井下页岩层，使岩石产生微裂缝，从而释放并采集出原本储存在岩石孔隙中的石油。同时，我国积极研发绿色低碳的开采工艺，以实现经济效益与环境效益的双赢。

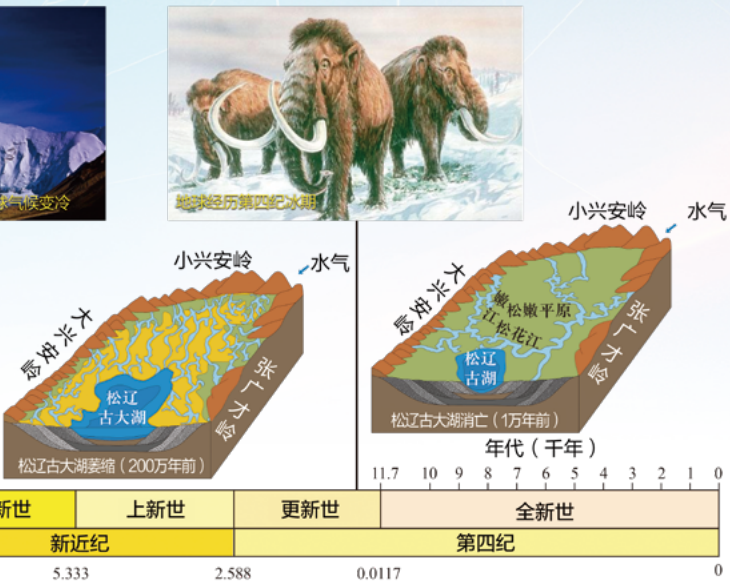


压裂液与页岩油接触后产生渗析作用（左）和驱油作用（右）

古龙页岩油的开发不仅可以拓展我国的石油资源储备，还能一定程度上缓解能源自给压力。未来，我们期待在科技创新的驱动下，持续提升古龙页岩油的勘探开发效率与环保性能，为推动经济社会发展赋予“绿色动能”。

从页岩里“榨”油意义深远

1958年6月26日，《人民日报》发表新华社通讯《松辽平



原有石油》，报道松辽盆地初步发现厚达几十米的油层。

1959年9月26日，松基三井喷出工业油流，这无异于一颗惊雷，石破天惊，自此引发了一场轰轰烈烈的石油大会战，最终使中国把“贫油”的帽子彻底甩进了太平洋，截至2023年底，大庆油田累计产油25亿吨。

1981年，松辽盆地古龙凹陷钻探的英12井，在青山口组泥页岩发现工业油气流。也正是在这一年，美国在Barnett彭迪C.W.Slay#1井发现页岩气，一场席卷全球的“页岩革命”序幕徐徐拉开，页岩开采在东西半球争相开始。

2018年，大庆油田针对青一段油页岩优势甜点段部署了松页油1HF和松页油2HF两口水平井，均获得工业油流。

2020年4月，根据大庆油田工作会议“抓页岩油，力争规模‘透亮’”的要求，为探索古龙凹陷深部青山口组泥页岩油气富集规律而钻探的古页油平1井试油，试油期间最高日产油30.52吨，日产气13032立方米，成为古龙凹陷陆相页岩油勘探的战略突破井。由于最先获得工业油气流的井在古龙凹陷，因此也就称为“古龙页岩油”。

2021年2月24日，中国地质学会发布2020年度十大地质科技进展，大庆油田提报的《松辽盆地北部古龙页岩油勘探取得重大发现》榜上有名，齐家-古龙凹陷资源量达60.58亿吨。这是油田发展新的重要的接替领域，也是大庆油田振兴发展的新希望、新起点。

古龙页岩油巨量资源是建设百年油田的重要依托。2021年6月，国家能源局批准正式设立大庆古龙陆相页岩油国家级示范区，这是大庆未来的梦想和希望，因此，古龙页岩油的成功开发具有里程碑意义，必将引领中国陆相页岩油革命。

松辽古大湖 地宫寻宝

王华建[1]　付秀丽[2]

（1.中国石油勘探开发研究院；2.大庆油田有限责任公司）

1973年4月，正值全国农业学大寨高潮期，当时的宏城大队（今黑龙江大庆市肇源县三站镇宏光村）农民取沙挖土，用以改造盐碱地。当挖到地下3米时，铁锹卷了刃。

人们既好奇又惊讶，拿来铁镐刨了很久，挖出一堆又长又粗又黑的骨头。经考古专家勘查研判，这些骨头来自已经灭绝的猛犸象。这是我国第一具完整的巨型猛犸象化石，被命名为“松花江猛犸象”。

猛犸象化石在松嫩平原广泛分布。它们当时的生活环境是什么样的？是什么原因导致它们灭亡？地层深处还有什么奥秘和宝藏？故事还得从1亿多年前的一个古大湖说起。

古大湖经历数次扩张和萎缩

松辽古大湖位于中国东北松辽盆地中。两亿年前，松辽盆地所在地一片汪洋。经历了5000万年的地质变迁，东北地区逐渐由沧海变为陆地，成为古大湖的基底。同时，板块运动推动太平洋板块俯冲到华北陆块下部，导致这一地区的岩石圈发生剧烈变形、变质、熔融，地表不断发生裂陷和沉降，形成了松辽盆地的雏形。

1.5亿年前的地球表面平均温度比现今高5摄氏度，当时的大兴安岭尚未隆起，从西部的一个古大洋吹来的暖湿气流一路向东，到达古大湖东侧长白山支脉的张广才岭。这一时期，丰沛的雨水为古大湖的形成带来源源不断的淡水和泥沙。

受地质构造运动和气候变化的影响，古大湖经历了多



大庆博物馆松花江猛犸象化石

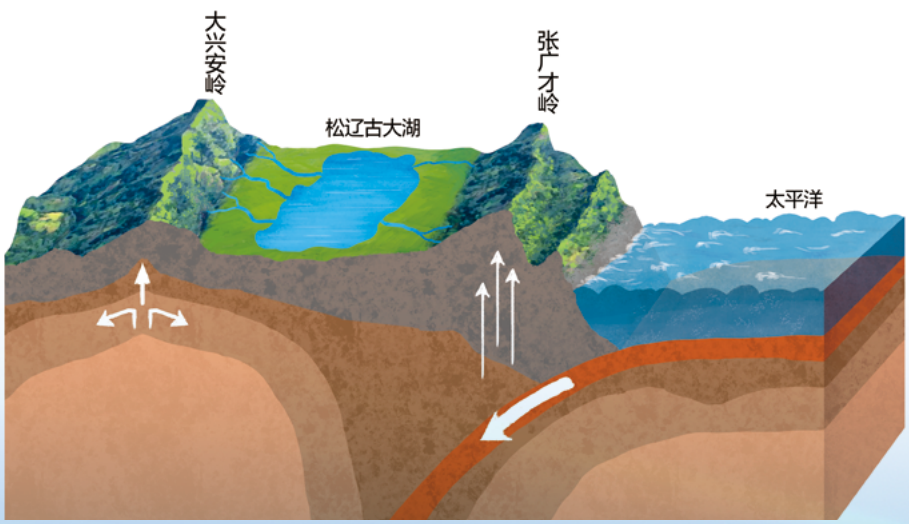
次大规模的扩张和萎缩，湖进、湖退交替发生。这一时期，古大湖的两次大规模扩张分别发生在9100万年前和8400万年前，最大面积为12万平方公里。

6500万年前，古大湖发生了一次严重萎缩，最终干涸消失。这可追溯到8000万年前的太平洋板块再次俯冲，张广才岭显著隆升，阻挡了来自太平洋的水汽输送。这一时期发生了一次急剧降温事件，导致全球降雨量大幅降低，古大湖也逐渐蒸发干涸。之后进入新生代，地球持续降温，最终进入冰川时代。这时候的气候寒冷干燥，古大湖周围的大兴安岭、长白山上都形成了冰川。在气温回暖期，冰川融化，古大湖再次形成，并一直持续至1.1万年前的末次冰期。之后，东北的陆壳整体抬升，雨量减少，古大湖水源补充不足，湖底逐渐露出，河流分支扩散，最终形成了现今东北地区江河水系发达、湖泊星罗棋布的松嫩平原。

浮游微生物繁盛造就生油岩

古大湖刚形成时，源自张广才岭的河流将碎石和泥沙不断地带入湖中，形成以颗粒较粗的砾岩、砂岩和粉砂岩为主的沉积物。当时古大湖范围较小、湖水较浅，湖边森林和沼泽发育，使得古大湖及周缘沉积的火石岭组和沙河子组都夹杂厚度不等的煤线和煤层。太平洋板块在12亿年前开始的俯冲滞留不仅形成了大兴安岭，也在古大湖内堆积了大量火山岩，多次火山活动不断摧毁湖边森林和沼泽，形成了大量煤层。

从1亿年前开始，古大湖面积不断扩张，湖中心开始形成粒度较细的泥页岩，从登娄库组开始逐渐向有利于生油的沉积环境转变。到泉头组沉积时，地球表面平均温度比现今可能高出14摄氏度。古大湖周围的生物十分繁盛，出



太平洋板块俯冲导致山脉隆升和松辽古大湖形成



喧闹的松辽古大湖



赤铁矿

现了大量鸟脚类恐龙、鳄鱼等大型动物和龟、鳖、昆虫等中小型动物。

古大湖的面积和深度在9100万年前迎来首个鼎盛期，为深水细粒泥页岩沉积创造了有利条件。温湿气候使浮游微生物异常繁盛，湖底广泛沉积了一套富有机质、生油能力强的青山口组黑色页岩，尤以古龙凹陷内页岩为佳，厚度大、有机质丰度高、生油能力强，因此也被称为古龙页岩。在古龙页岩中，目前发现了鱼、叶肢介、介形类等动物化石，还有大量低等单细胞浮游生物和一些随风飘进古大湖的高等植物的孢子和花粉。

受气候变化影响，在之后的600万年内，古大湖发生一次明显萎缩。湖水不断变浅，黑色页岩覆盖范围逐渐缩小，最终消失，转而形成姚家组特有的红层，这是泥页岩富含氧化性的赤铁矿造成的。8500万年前开始，反转的气候变化又一



猛犸象离开松辽古大湖

次导致古大湖的扩张，浮游微生物异常繁盛，它们死亡后在湖底形成了富有机质的嫩江组黑色页岩。之后的古大湖因为地壳抬升和降雨减少，形成了四方台组和明水组的泥页岩、粉砂岩和砾岩，结束了历时近7000万年的连续沉积。

页岩油预测资源量超151亿吨

258万年前，地球进入第四纪的冰川时代，并一直延续至1.1万年前。古大湖上终年冰封，冰川融水在湖边滋养了灌木、草和苔藓等，吸引了猛犸象自西伯利亚迁徙到古大湖边栖息生活。随着冰期结束，气候转暖，古大湖开始解开冰封，不断萎缩最终消失。喜寒的猛犸象离开了古大湖，但它们的生活印记永远地留在了这片土地上，成为古大湖沧海桑田的最好记忆之一。

古大湖也为我们留下了珍贵的油气资源。20世纪30年代至40年代，中国地质学家首次提出“陆相生油说”，也就是古大湖可以形成有效的生油岩，这成为后来发现大庆油田、吉林油田以及中国一系列陆相大油田的重要理论基础。1959年，松基3井和扶27井相继喷出工业油流，最终证实了“陆相生油”理论，陆续发现了青山口组、嫩江组两套主力生油层。古龙地区青山口组页岩为主力油源岩，生成的石油在大庆长垣的泉头组、青山口组上部、姚家组、嫩江组的砂岩和粉砂岩中聚集，至今已开采出25亿吨常规油和致密油。在更为致密的青山口组泥页岩中，虽然早在1981年就已经发现工业油流，但限于理论认识和工程技术难题，这一宝藏长期未能得到有效动用。



扶27井出油



松基三井喷出工业油流

2019年，页岩油革命开启，古龙页岩油重新进入石油科学家的视野，预测资源量超过151亿吨。古龙页岩油会战大幕拉开，实现了从“陆相页岩生油”向“陆相页岩产油”的理论突破。

古大湖的地宫正在缓缓打开，正可谓：一曲终罢人不见，江上青峰孤耸；古龙地宫再探宝，石油井架高悬。

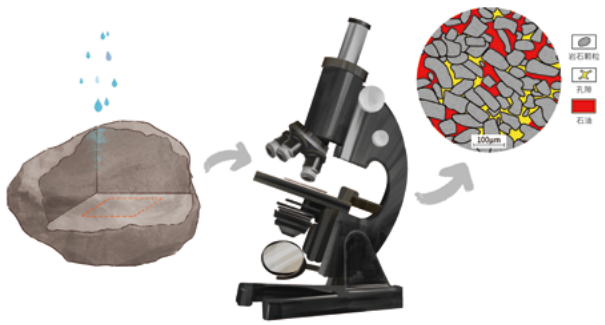
不喜远游的页岩油

张婧雅[1]　张金友[2]　金艳鑫[2]
（1.中国石油勘探开发研究院；2.大庆油田有限责任公司）

1955年8月中旬，韩景行等6名年轻的地质学家组成踏勘组，沿着沈哈铁路两侧的盆地边缘徒步踏勘。在吉林省东三道沟和闵家屯附近，他们发现了含有丰富介形虫化石的灰色泥岩，敲开岩石后，能闻到很浓的油味和沥青味。大家高兴地跳起来，大喊着：“发现了！发现油气显示了！”那个时候，人们还并未意识到，这就是60年后风靡业界的“页岩油”。那么，究竟什么是页岩油呢？它和平日里所说的“常规油”有什么区别呢？

页岩革命：从储油层向生油层进军

“石油”一词最早见于宋朝沈括所著的《梦溪笔谈》，是指从岩石中生出的油。地下的石油储存在哪里呢？原来，石油赋存于岩石的孔隙里。虽然地下的岩石看起来非常坚硬而致密，实际上其内部蕴藏着千千万万个孔隙。比如，当你把水滴到一块岩石上时，水滴会缓慢渗到岩石的内部，而油气便是存在于这些互相连通的岩石孔隙和微裂缝中。岩石的孔隙极小，用肉眼很难分辨，只能借助电子显微镜进行观察。



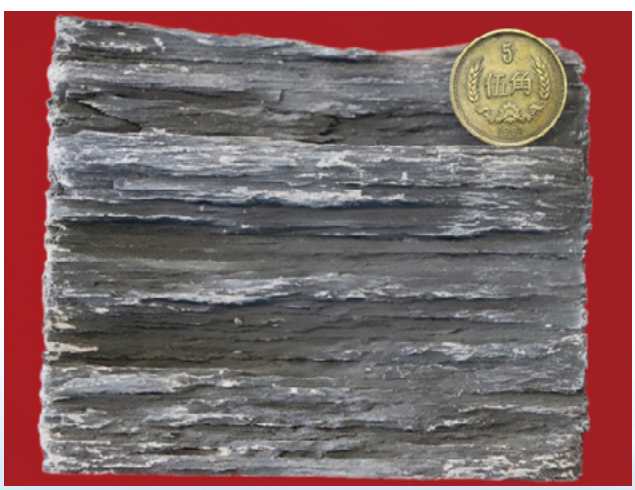
显微镜下观察石油存在于岩石内部的孔隙中

世界上的石油大部分产自砂岩、碳酸盐岩这两类有着较大孔隙和裂缝的岩石，通常称为“常规油”。而页岩油，顾名思义，指的是在富有机质页岩层系中产出的石油资源。二十世纪三四十年代，科学家真正确认了黑色页岩中富含大量能够生成石油的沉积有机质，于是富有机质黑色页岩便成了勘探家的“宠儿”，几乎所有石油勘探工作都要从寻找黑色页岩开始。但是由于页岩内部的孔隙空间极小，孔隙直径一般小于100纳米，仅是一根头发丝的七百分之一，是常规砂岩孔径大小的几十分之一，因此并不能存储大量的石油。

一直以来，页岩虽被认为是很好的生油岩，但却不是优质的储油和产油层。直到21世纪初，美国成功在页岩层系中实现了大规模的石油开采，掀起了一场席卷全球的“页岩革命”。页岩油的成功开采，对于石油地质学理论是一个重大的突破，石油钻机开始从储油层向生油层进军。

富有机质页岩：生成油气的最佳地

页岩是页岩油的“起源之地”。当我们拿起一块页岩仔细观察时便会发现，页岩的层面像黑板一样平整光滑，表面极为细腻，但是在垂直于层面方向可以看到，岩石沿平行层面方向易于裂开成片状，呈现出像“书页”一样的构造，我们称之为“页理”。正是由于其独特的页理构造，页岩因此而得名。



古龙页岩页理如书页

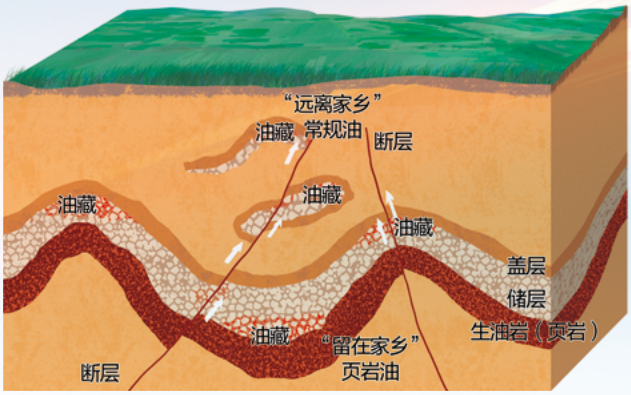
页岩常形成于海洋或湖泊等静水环境中。地表的风

化沉积物经水流的搬运作用进入地形相对低洼的广阔湖泊或海洋，一些细小的黏土矿物会随水流漂浮很远，受到水流的微弱改造作用，在安静的水体环境中缓慢沉降。海洋和湖泊中发育着大量比鱼虾小很多的浮游生物和藻类。比如，直径不足两微米的蓝细菌、原绿球藻和噬甲烷菌，它们虽然体积很小，却是水域生态系统中的“超级明星”。

这些微小的生物就像是小小的加工厂，可以通过光合作用和化能自养作用产生能量，是海洋和湖泊里面的生产者。这些微生物死亡后，它们的身体就会沉到水底，形成大量有机质。当沉积物颗粒沉降到湖泊或海洋底部时，它们便会与这些有机质一同在适宜的条件下埋藏保存下来，形成富有机质页岩。经历一系列复杂的生物化学变化过程后，生成页岩油。富有机质页岩是生成油气的最佳地，页岩油的“家”便安在其中。

页岩油：在出生地就近“安家”

“页岩油”和我们平日里所说的“常规油”有什么区别呢？传统的石油成藏理论认为，生油岩和储油岩往往并不是同一个层系。生油岩孔隙较小，早期生成的油气可以容纳在自身的“小房子”里，但随着生成的油气越来越多，



“常规油”和“页岩油”地下藏身之处

“小房子”变得十分拥挤，这会导致孔隙流体压力急剧增加。当达到岩石的破裂极限时，岩石会发生破裂而产生微裂缝，从而打开油气流动的通道，之后油气便开始了前途莫测的“漫漫旅途”。储油岩的“房子”很大，油气分子可以找到一个能容纳它们的“大房子”安家。有的油气分子只走了几十米就驻足不前，有的则要旅行几十公里才能安顿下来。我们将经过“长途旅行”并在储油岩中“安家”的石油称为“常规油”。

页岩中的有机质在生成石油之后，有一小部分会排出、运聚，从而形成常规油，但是大部分油气受毛细



湖泊生态系统和沉积有机质生油

沉寂亿年 终成“金”

何坤[1] 曾花森[2]
（1.中国石油勘探开发研究院；2.大庆油田有限责任公司）



古龙页岩油与常规石油

管力、黏滞力等作用的束缚，并不能进行“长途跋涉”，而是原地滞留在页岩微米-纳米级的孔隙和裂缝中，形成页岩油，我们将这种聚集方式称为“原位成藏”。如果说常规油是“嫁出去的女儿”在外安家，那么页岩油就是“大胖小子生在家里”。虽然我们说页岩油是“原位成藏”，但这并不代表它们未发生“旅行”，只是“旅行”的距离相对较短，通常只在富有机质页岩层系内部。古龙页岩油就是一个很好的例子。它的发现，引起了科学界对原位成藏型页岩的广泛关注，表现为地层整体含油、几十公里广泛连续分布，具有巨大的勘探开发潜力。

古龙页岩油：颜色好、油质轻、价值高

《梦溪笔谈》记载的陕北石油呈黑色油膏状。中东地区产出的石油主要为黏稠状、黑褐色液体。在石油储量居全球第一的委内瑞拉，黑色的石油源源不断地从马拉开波湖湖畔的裂缝中溢出。黑龙江大庆古龙页岩油有别于全球其他地区的黑色石油，我们称之为“特立独行”的页岩油，它颜色好、油质轻、价值高。

古龙页岩油为半透明、亮黄色，甚至是草绿色的液体。现场石油工人拿着油样说，这好像我们平时喝的茶水饮料。古龙页岩油密度小、黏度低、流动性好，在开采过程中，还会伴有大量气体产出，使页岩油更易于在页岩中流动。相比于黑色石油，古龙页岩油中还含有大量轻烃，经过石油炼化可以得到更丰富的新产品，能生产出优质的煤油、汽油、柴油、溶剂油和润滑油，经济价值很高。

古龙页岩油由亿万年前的生物孕育而成，如同一条巨龙蛰伏在松辽盆地腹地。如今，石油钻机已将其唤醒，巨龙即将腾飞于世。

20世纪60年代，在大庆油田发现不久后，细心的石油地质人员便在钻井取心时发现了一个秘密：刚出筒的页岩岩心在裂缝处有油气冒出。“在页岩里找油”从此在石油人心里生了根。

1981年，我国在古龙地区英12井的古龙页岩裂缝中，首次开采出原油，日产油达到3.83吨。由于技术、成本等因素的掣肘，此后很长一段时间里，古龙页岩油未能实现商业开发。直到2020年，大庆油田通过技术创新，终于取得了古龙页岩油开发的历史性重大战略突破。

油从哪里来？古龙页岩干酪根源自植物和细菌

自从石油被发现，人们就不断探索它的成因。20世纪70年代，石油的有机成因论得到普遍认同，即石油生成于富含有机质的沉积岩之中，而这种能生油的沉积岩也被称为生油岩或烃源岩。

石头里为什么能生成石油？其实，生油的物质是岩石中的沉积有机质，也就是石油地质学家常说的“干酪根”。干酪根最早用于描述苏格兰的一种通过加热能生成蜡脂的页岩，后被石油地质学家用于描述岩石中所有能生油的固体有机质。

干酪根的原始生物母质来源包括真核生物（浮游植物和高等植物）和原核生物（细菌）等。古龙页岩的生物母质来源丰富，包括浮游植物、高等植物和细菌。其中，浮游植物类包括绿藻、轮藻和沟鞭藻等，这些藻类多以层状堆积在页岩中。古龙页岩的有机质含量与藻类的富集程度有关，这说明它们是该套页岩主要的生物母质。陆生高等植物主要为孢子和花粉。其中，以蕨类植物最多，裸子植物次之，被子植物最少。细菌尤其是蓝细菌、绿硫细菌和嗜甲烷菌等原核生物，也是古龙页岩重要的生物母质来源。

油量有多少？古龙页岩层体积相当于120个三峡水库

距今大约9100万年前，松辽古湖达到全盛期，湖泊最大面积12万平方千米，是目前我国陆地最大的湖泊——青海湖面积的27倍。当时雨水充沛，河流携带大量营养物质进入湖泊，各种浮游植物等生物得以爆发式生长。它们死亡后沉降在湖底，与石英、长石、黏土等矿物一起经过数百万年的沉积，最终形成平均厚度在110米的黑色富有机质页岩层，其体积相当于近120个三峡水库。

岩石学观察显示，古龙页岩中干酪根可占到岩石总质量的1% ~ 10%，平均为2% ~ 4%。随着松辽盆地的持续沉降，地层温度和压力逐渐升高，在距今8500万年的时候，干酪根开始发生热降解生成石油。

据第四次全国油气资源评价估算，古龙页岩生成石油的总量超过900亿吨。其中，滞留在页岩内的石油量接近一半，大约有450亿吨。目前，古龙页岩油预测资源量超过151亿吨。2021年，针对齐家-古龙凹陷1413平方公里面积的青山口一段中下部油层，提交新增石油预测地质储量达12.68亿吨，证实古龙页岩油具有广阔的资源前景。

如何运移成藏？古龙页岩原油因运移距离形成三类油

松辽盆地中浅层发现的常规油、致密油和页岩油三类油气，主要是古龙页岩生成的，只是聚集在不同的位置。如果页岩油是滞留在页岩内的部分，那么常规油是远离页岩聚集的部分，而致密油就是在离页岩较近的地方聚集的部分。

古龙页岩沉积开始自距今约6500万年，页岩中的固体干酪根转化生成液体原油，发生体积膨胀，导致页岩中的流体压力显著升高，进而驱动页岩中的原油顺着开启的裂缝和断层向外运移。

古龙页岩生成的原油沿着断裂向上远距离运移，会在远离页岩的大庆长垣聚集，形成大庆油田的常规油。原油向下或侧向短距离运移，就会在邻近页岩的下部地层中聚集，这些地层中的岩石后期由于埋深增加而变得致密，因此这些原油也被形象地称为致密油。构造演化和持续埋藏作用，导致古龙凹陷的断层变成封闭状态，岩石变得异常致密，页岩中的油气难以再向外运移，从而滞留下来聚集形成页岩油。

放大百万倍的页岩“特写”

吴松涛[1]　姜晓华[1]　高波[2]

（1.中国石油勘探开发研究院；2.大庆油田有限责任公司）

大庆油田岩心库摆满了排列整齐的灰黑色、圆柱形石头。它们是利用特殊工具从井下钻取出的圆柱形岩石，是了解和研究地下条件和矿产情况的重要实物资料，更是古龙页岩油在地下居住的“家”。一边是黑乎乎、表面几乎看不到孔隙、像铁板一样的岩心，另一边是淡黄色、清亮的油，它们之间有什么联系呢？



岩心陈列

为了揭开古龙页岩的神秘面纱，石油科学家应用高精尖的仪器设备，为我们打开了奇妙的微观世界大门。原来，在这些看似铁板的黑色页岩里，蕴藏着无数肉眼无法识别的微小孔隙，它们为石油提供了居住场所。

古龙页岩油住在纳米级“卧室”

岩石中大大小小的孔隙和裂缝，为油气分子提供了安身之地。古龙页岩也不例外，但相比常规的油气储层，古龙页岩的储集空间极为细小，石油大都“居住”在地下纳米级的“卧室”（孔隙）和微米-纳米级的“长廊”（裂缝）之中。

你知道这些孔隙有多小吗？常规的显微镜已经无法观察到它们，只有借助高分辨率电子扫描电镜，将图像放大几十万倍甚至上百万倍，分辨率达到1纳米，我们才能看到孔

隙的真实面貌。如此一来，我们就可以对微观世界来一个深入的“特写”，看看这些页岩中的孔隙是如何分布的。

古龙页岩孔隙的直径基本小于100纳米。我们人类头发丝的直径通常为70微米，古龙页岩孔隙大小只相当于人类头发丝的七百分之一甚至千分之一。如果把人的头发丝比喻成足球场大小的话，古龙页岩有效孔隙大小就相当于足球场中的足球。



古龙页岩孔隙与人类头发丝对比，如同足球之于足球场

页岩油旅行有“通道”

既然“卧室”这么小，怎么才能将石油从地下开采出来呢？如果把页岩想象成一栋大房子，内部的孔隙是各自独立的“卧室”，喉道就是连接卧室之间的“过道”，石油在地下流动需要从无数个“卧室”进入“过道”。“卧室”对存储多少石油起到了决定性作用，“过道”对石油能否流动和运输起到了关键作用。

研究发现，尽管古龙页岩单个孔隙体积很小，但累积总孔隙体积相对较大，也就是“卧室”够多、总空间大；美中不足的是“过道”较少，较难形成连续的流动通道。这对于石油开发是一个非常不利的因素。

那么，古龙页岩油如何解决这道难题呢？古龙页岩发育有层理缝、构造裂缝和超压裂缝，其中层理缝最为发育。由于层理缝的存在，岩石极易沿层理缝剥开，形成“千层小薄饼”。米级-毫米级尺度的层理缝肉眼就可以看到，而微纳米尺度层理缝需要借助扫描电镜才能识别，这种微纳米级层理缝发育密度极高，可达每米数十万条。

微纳米级层理缝好比是细密的乡间小路，虽然狭窄，但是数量多、分布广，可以将石油从乡间小路输送到省道；小尺度和大尺度层理缝好比省道或国道，数量虽然相对较少，但是路面宽阔，延伸距离较长，对来往车辆的输送能力更强。它们改善了储层之间的渗流能力，为石油分子的流动提供便利。

说到构造裂缝和超压裂缝，它们则进一步在页岩不同的通道之间架起桥梁，使得页岩中的“道路”更加四通八达。这样一来，“油娃娃”得以在页岩储层中“昂首阔步”，自由流动。

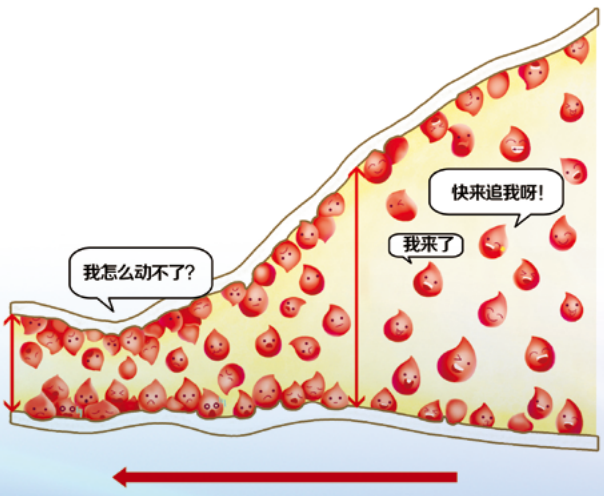
纳米限域效应下，“油娃娃”易变脸

居住在微纳米级孔缝中的“油娃娃”非常淘气，要想让它们出来可不是件容易的事。这里还要谈到一个效应——纳米限域效应。通俗点讲，纳米限域效应指的就是在纳米级空间里，由于受狭小空间的限制，会引起物质性质的变化，甚至是物理反应或者化学反应。

在大尺度孔隙内，与流体分子间的相互作用力相比，流体分子与孔壁间的相互作用可以忽略不计。但在纳米尺度下，孔壁固体分子与流体分子间的作用力较大，当流体分子和孔壁发生碰撞的平均路径长度与孔隙大小相当时，流体分子的自由热运动受到显著影响。

这就好比“油娃娃”们课间正在学校操场里玩儿，由于空间足够大，他们可以开心追逐游戏，互不碰撞。当上课铃声响起时，“油娃娃”们争先恐后地进入狭窄的楼道，由于你推我搡，前进的阻力一下子变大，一时间无法通过楼道。

这种限域效应也会影响流体相态的变化，给石油开发开采带来难题。在这种限域效应下，古龙页岩油流体的相态在“易挥发油”和“凝析气”两种状态之间“反复横跳”。这就好比“油娃娃”们变成了“孙悟空”，在狭小的孔隙中时，由于“屋子”拥挤闷热，便“嗖”地变成一缕烟；当进入另一个孔隙，由于温度和压力的变化，又“嗖”地变回了油珠。调皮的“油娃娃”们带来的挑战远不止如此，而这也正一步步考验着石油地质学家和工程师的智慧。



纳米限域效应

多技术组团寻找页岩“地宫”

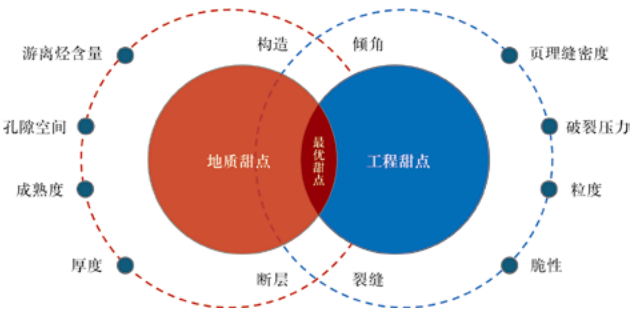
王春娇 程心阳
（大庆油田有限责任公司）

古有水文地质调查，凿井取水；今有寻找页岩“甜点”，钻井开采地下页岩油。2020年底，大庆古龙页岩油试验区1号平台的工厂化建井工程拉开序幕。7口采油井附近7部钢铁巨人般的钻机摆开，7条地下通道向页岩油层挺进。高耸的井架为何聚集在此？地下通道会通向哪里？钻井过程都用了哪些“神兵利器”？

找出“甜点”，构建“黄金靶体”

打开一个西瓜，瓜瓤最中间的部位糖分最高、最甜，也最好吃，这一部位就是西瓜的“甜点”。深埋地下的页岩油藏，也有类似的“甜点”区。

古龙页岩油富集程度低、开采成本高，为实现页岩油开发的商业化盈利，建井工程最核心的就是找到地层中的“甜点”区。古龙凹陷那么大，“甜点”区又如何找呢？



古龙页岩油”甜点“评价关键指标

古龙页岩油主要赋存在页岩基质孔隙和层理缝中。古龙页岩油藏看似一个连续、均一的整体，但不同层位和区域的地质条件仍存在一定的差异。有些区域油气更富集，丰富的原始有机质转化充分，游离烃含量高；有些区域里更大直径的孔隙提供更大的储油空间，油气更易于流动；有些区域成熟度适宜，有机质大量生油，原位储存，这类区域通常被称为地质“甜点”。有些区域岩石脆性好，破裂压力较小，易于压裂改造，则被称为工程“甜点”。兼具以上双重特性的区域，就是古龙页岩油的“甜点”区。

随着勘探的深入，虽然不同区域、层段的油井，地质条件基本相似，但是采用不同的压裂改造工艺，油井的产量差别很大。运用地质工程一体化的思路，借助地震探测、地球物理测井，以及实验室分析等多种方法，建立起三维地质模型，在“甜点”中进一步构造出钻探的“黄金靶体”，才能确保准确找到页岩油井进行高效开发。

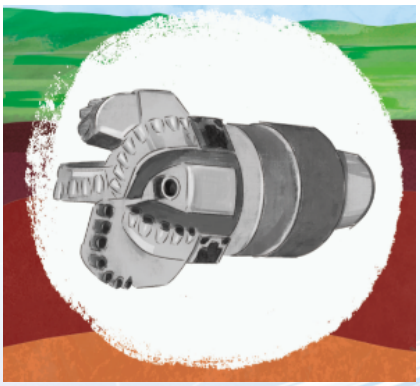
善用建井三利器，快打通道引“油龙”

“黄金靶体”构造好后，如何将其与地面连通，实现“远程打靶”？现场按井眼轨道设计，采用专用控制工具，使钻头在井下某一段沿水平方向钻进，形成类似“L”形轨迹的井眼。

古龙页岩油水平井平均钻进行程一般在5千米，在构造复杂、易塌漏卡的青山口组水平穿行长度超2.3千米，这给钻井提速提效造成了重重困难。如何才能顺利入“靶”，让井钻得又快又好？

钻井工程界常说“钻头不到、油气不冒”。钻头是实现钻井的最核心工具，钻头在钻机转盘、顶驱等旋转动力设备的驱动下，连续破碎地层岩石，最终形成井眼。古龙页岩油钻井用的是最经济、最高效的聚晶金刚石复合片（PDC）钻头，其上镶嵌多个可“自锐”的PDC切削齿。这种高配版的钻头具有金刚石的高硬度、高耐磨性与导热性，还具有硬质合金的强度与抗冲击韧性，应对古龙页岩地下高温、软硬交错夹层的挑战更加从容，是快打页岩油井的开路先锋。

如何引导钻头在“黄金靶体”内行走？PDC钻头是个“路盲”，在随钻测井及导向系统的帮助下才能按照规定



PDC钻头

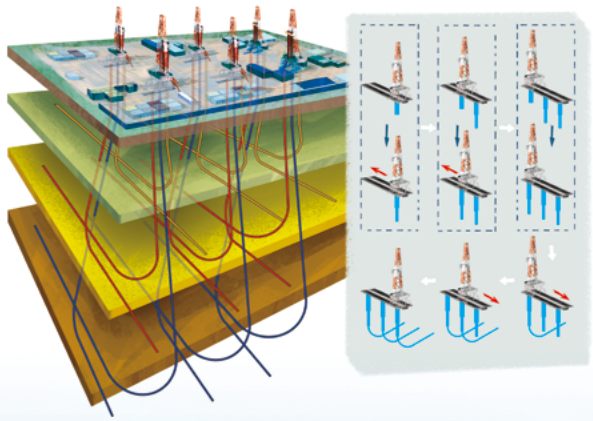
路线前行。随钻测井短节是“瞭望员”，通过测量并实时传送地下参数，人们在地面就能“看到”钻头和井眼的各种信息，指导钻头直抵目的层，奔着“甜点”区而去。导向钻具是“方向盘”，结合地面控制钻机旋转系统，就能实现井眼“直行”或“转弯”，让钻头指哪儿打哪儿。

钻开的青山口组地层原有的应力平衡被破坏后，井壁剥落、坍塌等问题易发。这时，被称为“钻探血液”的钻井液开启维稳模式。作为“专属定制”的防塌封堵油基钻井液，油基成分可润滑钻具、抑制页岩水化和地层造浆，利于快速钻进；特定的密度提供平衡井底压力的液柱压力，撑住井壁；多种封堵材料组合形成致密完整的封堵带，封好井壁。由此，钻头可在加固的“铜墙铁壁”中钻进，快速“打靶”更顺畅。

建设井工厂流水线，开采更高效

井工厂是一种快速建造油井的“工厂”。这项技术起源于北美，是美国实现“页岩气革命”的一项革命性技术。井工厂钻井是指同一地区集中部署一批油井，使用标准化的装备或服务，以类似工厂生产或装配流水线的方式进行钻井，从而提高开发效率，降低施工和运营管理成本。

古龙页岩油井工厂按照丛式井原则进行立体平台设计，将2-8口水平井的井口位置在同一钻井平台上“集合”“列队”，形成一个井组。各井井底伸向不同深度和方位，以地上更小的占地面积覆盖地下更大的储层区域。根据井场规格、井口位置、井组数量，工程师设计井口间距和水平段间距，便于多部钻机同时施工。可移动钻机还能节约搬运安装、开次转换等时间，降低钻井成本。



井工厂施工模式

古龙页岩油井工厂有一部钻机连续施工的“小工厂”，更有多部钻机同时施工的“大工厂”。井工厂模式统一配置资源，较单井施工模式建产周期更短、成本更低、收效更好，让古龙页岩油的作业方式向前跨出了一大步。

给页岩油修建流动的高速路

孟思炜[1]　刘一杉[1]　邓大伟[2]

（1.中国石油勘探开发研究院；2.大庆油田勘探开发研究院）

“页岩非常致密，有油也采不出来，即便采出来也不能高产”，这是长期以来的“定论”。有这样的“定论”，是因为页岩储层中的原油赋存于纳米级的孔隙喉道中，自然条件下无法有效流动至井筒中。因此，要实现页岩油的有效开采，必须通过先进的工程技术手段“打碎”致密页岩储层，在页岩孔隙喉道与井筒之间构建起可以让原油流动的“高速通道”。那么，如何建立这样的通道呢？水力压裂技术可担此任。

“打碎”储层让油气流出来

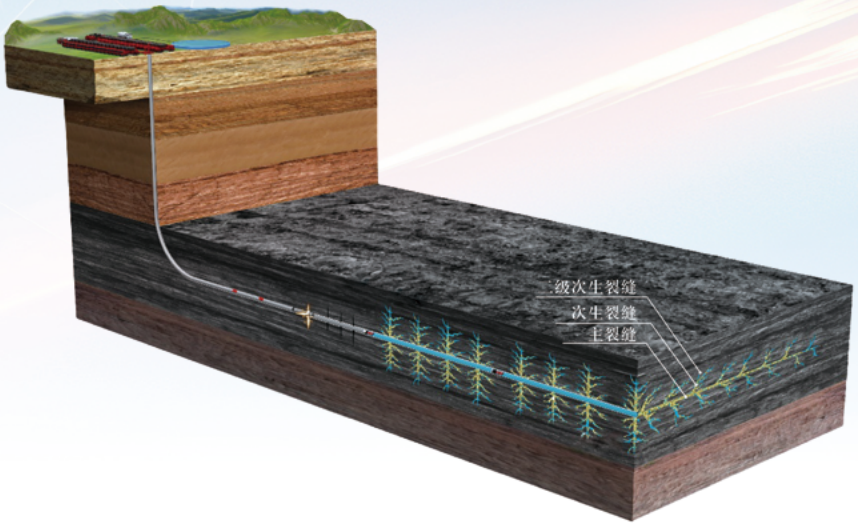
1947年，美国进行了世界首次水力压裂增产试验，揭开了储层增产改造技术的序幕。在水力压裂作业中，石油工程师利用泵车将携带高强度支撑剂的压裂液，通过井筒注入储油层，使地层在高压下破裂延伸成缝，并利用支撑剂的支撑作用，在压后储层中构筑油气运移的“高速通道”。

然而，随着非常规油气资源逐步成为勘探开发主战场，传统水力压裂技术虽然能够在储层中打开具备一定导流能力的人工裂缝，但受制于致密的储层特征，基质孔隙内的油气仍然难以流入裂缝内，无法实现油气的有效开采。面对这一难题，体积压裂技术应运而生，其理念是通过工程技术手段“打碎”储层，在形成多条主裂缝的同时，在主裂缝的



水力压裂作业现场

侧向形成多级次生裂缝，构成复杂的裂缝网络。相比常规水力压裂，体积压裂相当于在修建“主干道”的同时，配套了“乡道”“村道”等多级“公路网络”，油气从纳米级“卧室”流出后能够以最短距离进入“公路网络”，大幅提升通行效率。



体积压裂形成地下通道网络

人工裂缝高度、长度欠佳

一些国际石油公司根据古龙页岩油的前期研究得出结论：“获得商业油流的风险非常高，不存在已知具有商业开发价值的类似湖相页岩区块。”古龙页岩油开采为何困难？原因主要有两个。

第一个原因是当前已投入规模化开发的其他页岩油藏，其开发目标层黏土含量一般少于10%，而古龙页岩的平均黏土含量高于 35%，这使储层具有极强的塑性特征（即在外力作用下可任意改变其形状而不被破裂的性能）。这就像我们揉捏橡皮泥，橡皮泥的形状会发生变化但其本身并不会破裂；但当我们击打玻璃时，玻璃会破碎，这就说明橡皮泥的塑性比玻璃强。在古龙页岩层中进行压裂施工时，储层岩石相对更容易发生变形，但难以产生延伸较远的裂缝，大幅限制了裂缝沟通的储层范围。

第二个原因是古龙页岩广泛发育了形态复杂的层理缝，密度可以达到每米数百条至数千条，看上去像一堆有硬有软、有厚有薄、凹凸不平的纸板堆叠在一起，石油地质学家将这种结构形象地称为“千层小薄饼”。要垂直穿过“千层小薄饼”型页岩，压裂液无疑会遇到层层阻挡，水平方向上的层理缝成为压裂液流动的相对优势通道，但在黏土矿物和复杂层理缝形态的共同作用下，水平裂缝难以向远处延伸。石油工程师通过现场监测数据发现，古龙页岩油形成的人工裂缝有效高度不足 10 米，有效长度不足200米，有效改造体积仅为相同施工规模下致密油藏的40%。

“控近扩远”，形成复杂裂缝网络

如何破解古龙页岩油“千层小薄饼”储层压裂增产改造难题？水利工程中，工程师通过修建水坝，将分散在不同支流的水资源在主河道上进行集中管理，形成更大的水流力量用于发电等用途，从而提高水资源的利用效果。石油工程师采用相似的思路，创新提出了以“控近扩远”为核心的压裂设计理念。

所谓“控近”，就是让压裂液集中力量、形成合力，造出更大规模的裂缝“主干道”。我们发现清水比蜂蜜更容易渗入微裂缝，这是因为与水相比，蜂蜜有更高的黏度。而在压裂作业中，石油工程师通过在压裂液中加入一定成分的添加剂，同样可以大幅度提高液体的黏度，抑制压裂液在微裂缝中流失。

“扩远”则是让压裂液在远井区域“主干道”周围造出更多的“乡道”和“村道”，让更多的油气以最短的距离进入“公路网络”内，最终汇聚于“主干道”中，通过井筒采出。为实现这一目标，石油工程师在使用高黏度压裂液造出“主干道”后，巧妙地改用一定比例的低黏度压裂液以高排量继续注入地层。这些压裂液顺着主裂缝来到远井区域后进一步冲击储层，由于黏度较低、更容易渗入到层理缝内，形成复杂的裂缝网络。

“细油长流”，保持页岩油流动动力

水力压裂作业完成后，油井就具备了生产条件。但原油要从大小为头发丝直径（约70微米）千分之一的页岩孔隙中流出，并跨越多级裂缝网络，产出是长期、缓慢的。

石油工程师从水力压裂初始设计阶段就开始研究如何让原油流得更容易。增大压裂液量或在压裂液体系中增加易溶于原油的气体，可置换出原油，提高地层压力，进而增大产油量。在压裂液中加入表面活性剂，可以降低油水界面的表面张力，增强油的流动性。

页岩油在开采一段时间后，压力和产量都会降低，如果压力下降过快，会导致裂缝闭合、高速流动通道关闭。因此，“控压生产、细油长流”的页岩油开发对策，可让地层能量有序释放，既能够维持较长时间的驱动能量，又能避免流动通道过早关闭，延长稳产期，提升最终的采出程度和开发效益。

追风逐光构建多能协同驱动模式

潘哲君

（东北石油大学）

可再生能源，例如太阳能、风能、地热能等，是取之不尽、用之不竭的理想清洁能源。

大庆古龙陆相页岩油资源丰富，在保障国家能源安全和实现“双碳”目标的背景下，如何开辟一条古龙页岩油多能协同绿色开采的道路，在新质生产力的加持下，帮助实现中国特色的陆相页岩油革命，是我们正在探索的创新之路。页岩油开采从钻井、压裂到生产，都离不开能源的大量消耗，其中压裂环节是实现从“生油层”成功采油的关键，耗能尤为巨大。传统压裂使用柴油压裂车组，操作不便、效益不高，容易造成环境污染和资源浪费。有这样一组数字：一个压裂车组一般由20台压裂车组成，压裂时每台车每小时的柴油消耗量是 380升，这些柴油足够一辆大卡车拉着30吨的货物从北京开到上海。

石油常规开采过程中，设备运转所需机械能的主要来源是燃烧化石燃料产生的电能或热能，能量利用率和清洁程度均不够理想。近年来电驱压裂逐渐成为一个新的趋势，一台电驱压裂车每小时用电 2400 千瓦时，压裂一口井大概用电 400 万千瓦时。显然，利用新能源成为供能系统转型升级的重要举措，尤其是太阳能、风能、地热能、氢能等可再生的绿色能源。

除了地面以上的能源，地下蕴藏的地热能也极具利用价值，通过热泵技术可以将地底下“取出”的热能直接使用，或者交由发电厂进行发电。此外，热泵技术还可以实现工业余热的应用尽用。如此众多的能量形式与转化途径，既开拓了新的供能方式，又带来了多元的组合选择。

古龙页岩油的开发不仅可以拓展我国的石油资源储备，也能在一定程度上缓解能源自给压力。未来，我们期待在科技创新的驱动下，持续提升古龙页岩油的勘探开发效率与环保性，为推动经济社会发展赋予“绿色动能”。

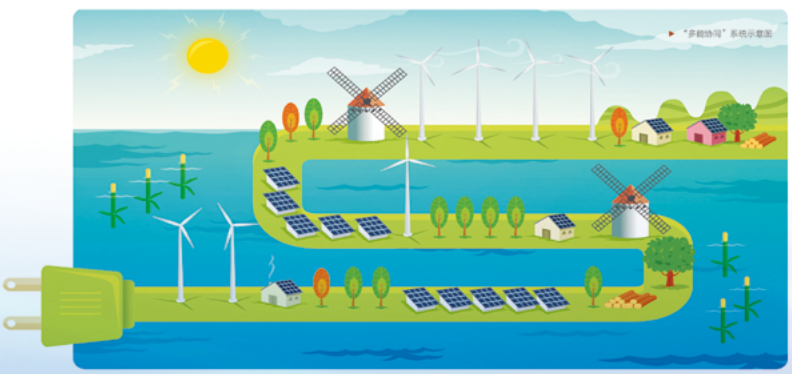
然而，单独利用某一种可再生能源来建设供能系统，由于天气变化、季节交替等不可控因素,通常存在间歇性和波动性的问题，因此，我们要采用“多能协同”的驱动方式。“多能协同”是指将不同类型的能源相结合构建“多能供能+储能”系统，通过不同能源间的相互补充和协同运作，同时根据能量供需的变化，调整不同能源之间的转换和分配原则，最终提高综合能源系统的效率和可靠性的一种方式。

松辽盆地地缘辽阔、光照充足、风力充沛，年日照时间在 2600 ~ 2842小时，年平均风速达每秒3.8米，而且这一地区的地热资源丰富，这些都为古龙页岩油绿色开采提供了有力支持。那么在“多能供能+储能”系统中，储能具体是如何发挥作用的呢?

简单来说，当新能源发电量高于消费需求，储能系统便用来存储多余的电能。例如，风力发电在风力较大时产生的富余电力可通过储能系统存储，光伏发电在阳光充足的情况下也可以储存电能。当新能源发电量不足，或用电需求达到“峰值”，即达到用电“波峰”时，之前储存的电能就可以被释放出来，保证电力供应的稳定性和可靠性。这种机制有效地解决了新能源发电过程波动性大和稳定性差的问题，是实现新能源大规模应用和电网稳定运行的关键。

以光伏、风电及储能等为主体构建新能源微电网与传统的电网系统相结合，实现智慧化能量管理，根据用能需求实现稳定、高效的智慧供能，以起到减污降碳、协同增效的目的已成为发展的必然趋势。

以新能源为主体的“多能协同”系统不仅具有丰富的资源和持续性，还能够实现能源生产和消费的可持续发展。在页岩油开采中新能源的作用正不断凸显。通过建设智慧化和集成化的“多能协同”系统，不仅可以提高页岩油开采效率，减少资源浪费，还可以降低环境影响，大幅提高资源利用效率和供能系统稳定性，符合未来能源发展的趋势。



“多能协同”系统

授课时间：2024年7月9日
授课地点：石油工业出版社
授课形式：人物访谈
主讲嘉宾：中国工程院院士　程杰成
笔记撰写：石油工业出版社有限公司　李中　白云雪

听程杰成院士讲大庆油田三元复合驱的故事

油田依靠自喷和水驱开采，采收率仅30%左右，化学驱技术是水驱后大幅度提高采收率的重要技术。1983年，21岁的程杰成化学专业毕业后来到大庆油田，踏上了化学驱攻关之路。从风华正茂到年过花甲，程杰成院士先后主持了大庆油田化学驱提高采收率技术攻关，主导了化学驱工业化推广，为我国化学驱技术由跟跑到领跑作出重大贡献。2024年7月9日，程杰成院士受邀来到石油工业出版社有限公司，与大家一同座谈，回顾了大庆油田三元复合驱油技术不平凡的科技创新史。



程院士在座谈现场

课前预习　20世纪80年代大庆油田聚合物驱油

聚合物驱油技术是美国人在20世纪60年代发明的。20世纪进入80年代，美国为了鼓励三次采油技术的发展，又实行了税收优惠政策，大大地促进了美国化学驱试验进程。但是，最终这些试验成果证明在油田开发应用中，聚合物驱采收率仅比水驱提高2～5个百分点，相较投入成本来说，经济效益差，没有推广价值。再加上一些技术上的难题，导致当时国外业界普通认为“聚合物驱仅仅是改性水驱，不能大幅度提高采收率”而草草收场。

20世纪80年代，大庆油田面对每年稳产5000万吨的艰巨任务，如何提高采收率，确保国家的能源供应安全成为一道必答题。以王德民为代表的大庆科技工作者把目标投在了聚合物驱油上。美国专家认可的采油技术我们要用，他们否定的技术我们也不能束之高阁，不能轻易地盲从，要有科技自信。在这种信念支持下，大庆油田进行了大量聚合物驱油实验。程杰成所在的聚合物驱研究组只有5个人，但却在实验中扮演着重要的角色，他们的研究是实验的重要环节之一。经过大量的室内岩心驱油实验，最终得出了聚合物驱采收率可以比水驱提高10个百分点的结论。

经过大量研究分析，认识到聚合物具有的三种黏度：一是烧杯里测到的溶液本体黏度，二是可以扩大波及体积的界面黏度，三是具有的黏弹性，增强了携带原油的能力。这三种特性均可用于提高原油采收率，是一种三次采油方法。在理论上取得深入认识基础上，又进行了大量室内实验后，才开始进行小井距先导试验。2个先导试验都证明原油采收率可以比水驱提高10个百分点以上。在此基础上，又进行了扩大井距多井组的矿场试验，再次验证了可以“比水驱提高原油采收率10个百分点以上”的结论。

但是一项技术的创新与发展，不可能是一帆风顺的。在后来的推广过程中，遇到了很多棘手的问题。例如，聚合物溶液的黏弹性虽然能够提高驱油效率，但是对地面设备产生很大影响，造成管线的焊口开裂、泵的损坏、采出液难以处理等问题。后来经过设备改进和技术研发，这些问题都得到有效解决。在王德民和程杰成新老两代院士的接续推动下，他们攻克了聚合物驱技术，1996年大庆油田开始大规模的工业推广聚合物驱，当年产量达到了100万吨，2002年上升到了1000万吨，整体的提高采收率幅度都在10个百分点以上。

划重点啦　大庆油田三元复合驱油技术被列入中国石油十大现场开发实验

世界采油实践证明，三元复合驱可以比聚合物驱增加1倍的采油量。但是大庆油田在应用的过程中却面临着一系列的问题：一是以前的试验规模较小；二是应用了国产表面活性剂之后，部分区块提高原油采收率幅度出现波动；三是在应用过程中采油泵等设备结垢严重，增加了现场维护工作量；四是采出液难以处理，水中的悬浮物超标严重。

程杰成等人认识到，以前的试验规模小，不成规模，很难全面而准确地掌握油田开发规律，试验结果也会出现偏差。探索性试验取得了巨大的进展，但由于科研经费等多种原因，没有进行先导试验。正是在这个期间，中国石油开展了十大现场开发试验，大庆油田的复合驱油被列入其中，从而解决了项目投资等问题，保证了科研试验的正常进行。大庆油田相继成立了聚合物驱项目部和三元复合驱项目部，在程杰成院士带领下，先后在大庆油田采油一厂、采油二厂和采油三厂的三个不同地质情况的区块开展了多井组、大井距试验。通过这三个区块多井组试验，得到了原油采出率比水驱能提高20个百分点以上的结论。更为重要的是，通过三元复合驱多井组试验，程杰成团队掌握了油田的动态开发规律，为其后进行的油田开发方案的调整、合理措施的优选等提供了详实的数据。

通过这三个区块多井组试验，准确地掌握了泵管系统的结垢规律，研发出一套采出井结垢预测模型，通过分析钙镁离子和采出液离子的变化情况，准确预知结垢时间，并提前采取加防垢剂或者换泵型等措施，使检泵周期由原来的100天延长到300天以上，结垢对油田生产的影响得以解除。

院士语录　对化学驱来讲，化学药剂就相当于粮食。如果没有化学药剂，化学驱基本没法开展。

“当时大庆油田的先导试验都是采用进口表面活性剂，每吨进口价格加上关税等综合下来，约2万元人民币，价格之高令人咋舌。”程杰成说。“对化学驱来讲，化学药剂就相当于粮食，如果没有化学药剂，化学驱基本没法开展。”能否解决表面活性剂国产化的问题成为摆在程杰成团队了面前的一道难题。程杰成团队应用的表面活性剂，一种是石油磺酸盐，另一种是烷基苯磺酸盐。石油磺酸盐主要是由磺化石油硫分中的含芳环这部分获取，如果大庆油田将当年产出原油中的芳烃全部磺化，也无法满足化学驱原料的供应，而烷基苯磺酸盐是化学合成原料，更加容易获取。为了解决化学驱的原料问题，自主研发以烷基苯为主要原料的化学药剂成为

了主攻目标。

针对这项研究，大庆油田和中国石油勘探开发研究院齐头并进，均取得了可喜的成就，采取的路径也基本相同。十二烷基苯磺酸盐是化学工业中用作洗衣粉的主要原料之一。用作洗涤剂的主要碳数为10～14，以12为最佳；用作驱油化学药剂则在14～18的范围内，以16为最佳。因此，洗化行业的副产品，采用精馏的方法除去的高分子量这部分，成为驱油药剂的主要原料。最终，抚顺一家洗化厂的高分子量十二烷基苯磺酸盐成为大庆油田化学驱油的原料。

由于这种材料分子量相差较大，在磺化的过程中，高分子量烷基苯反应后，低分子量部分没有反应；而低分子量部分反应时，或是高分子量和低分子量同时反应时，又产生焦化现象。怎样能让它们均一地同时磺化，成为一大难题。经过研究，程杰成团队与厂家共同研制了一种模式磺化器进行分段磺化，解决了磺化不均的问题。但是在应用过程中，仍然存在一些问题。例如，当时并不知道这种材料的分子结构与它的构效关系，药剂的稳定性出现波动，难以确定主导油水界面张力的主要因素。针对这种情况，程杰成团队和部分高校组成研究团队，先后合成了147种结构明确、组成单一的纯化合物，通过一系列实验研究这些化合物的三元体系与原油的配伍性。最终在分子结构上发现了秘密：苯环上有取代基的比没有取代基的在降低界面张力时作用较大；苯环上的取代基呈对称状的比非对称状的效果要好；烷基苯基团在线性烷基中间的要比不居中的表现要好。这些成果帮助研究人员确定了所需烷基苯的样态。最后，他们将抚顺洗化厂的烷基苯经过一次深加工后，较好地控制了所用烷基苯磺酸盐的性能，解决了表面活性剂应用中出现的不稳定等问题。

在烷基苯磺酸盐的研究取得成就的同时，大庆油田也没有放弃研究石油磺酸盐。他们研制并由中国石油大庆炼化分公司生产的石油磺酸盐实用性比较强，一个配方可以应用到采油一至六厂，提高采收率也都在20个百分点以上，经济效益较为可观。最为重要的是，程杰成团队还研发出石油磺酸盐弱碱化技术，这是大庆化学驱产品的重要技术升级。强碱主要是氢氧化钠，提高采收率效果较好，但它产生的硅垢很难预防和治理。弱碱是碳酸钠，应用后期的预防和治理较为容易。在不远的未来，大庆油田整个复合驱发展战略将以弱碱为主。

表面活性剂研发、聚合物的筛选，涉及物理、化学等多个专业。技术体系的研究与应用，涉及采油工程、地面工程等一系列环节。在科研人员的组织上，涉及到化学药剂研发和生产人员、室内评价研究人员、地质和油藏研究人员、现场注化学药剂管理人员、采出油液的处理人员等5个主体部分。程杰成院士将这些研究人员合理而科学地组织在一起，形成了一个坚强而智慧的团队，不断地攻坚克难。2024年，由于创新发展了化学驱两大驱油理论，研制了两大类聚合物、3种表面活性剂，研发了15项主体关键技术，带动整体化学驱技术国际领先，程杰成科研团队被授予“国家卓越工程师”团队称号。

课堂思考　用生物驱油应对大庆油田的剩余油

大庆油田化学驱技术研发团队有一句话是这么说的：“要把资源变成储量，要把储量变成产量，产量就是能源。”采用聚合物驱采油后，一般情况下，还有将近40%的石油留在地下。采用三元复合驱采油后，也有将近30%的石油没有采出，这部分资源相当大。程杰成认为，这个储量很诱人，但是要认识到，如果在聚合物驱后或者三元复合驱后再想把油采出来，其难度呈直线上升：一是剩余油分布特别零散，二是它的赋存状态较差，三是化学驱采油增强了储层的非均质性。这三方面的原因大幅增加了原油采出难度。所以，这三大难题致使化学驱后“四次采油”的出现。

“四次采油”的概念还比较笼统，但要想超越权威、超越前人、超越自我，就得研究出新方法，才能将地下沉睡的原油采出来。根据化学驱后剩余油状态，发现有一部分剩余油按照目前这些驱油方法已经很难采出来。程杰成团队提出了很多设想，其中之一就是通过生物降解的方法，把剩余原油降解成甲烷气，让大庆长垣油田成为一个上万亿立方米的大气田。

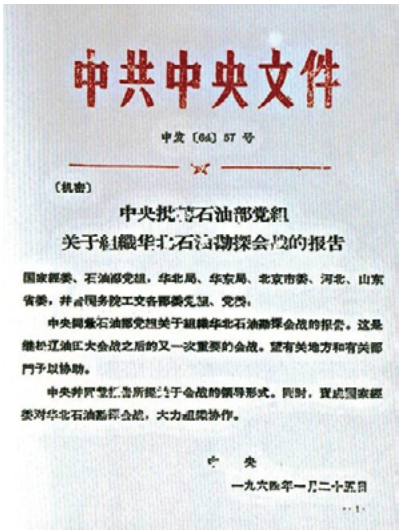
这个设想从理论上是可行的。主要采取的技术是利用一种微生物将地下未采出的原油降解成天然气。但目前研究中，存在的困难极大，因为这种微生物往往都是好氧的，一旦进入地下的厌氧环境之中，其生存繁殖能力会很差。因此，如何通过基因技术实现地下微生物的质变，成为一个巨大的难题。这个设想在未来如果真正地成为现实，将是一项颠覆性的革命技术，有望把中国老油田的采收率提高到80%以上。

从两次华北石油会战谈起

刘茂诚　朱保强　常秀锋
（中国石化胜利油田分公司）

20世纪50年代开始的华北地区地质普查和石油勘探，是在燕山以南、太行山以东、泰山以北面积约17万平方千米的华北盆地上进行的。1961年4月16日，位于山东东营的华八井喷出工业油流，日产原油8.1吨，华北石油勘探获重大突破，发现胜利油田。1964年1月25日，中共中央批准组织华北石油勘探会战，主攻济阳和黄骅坳陷。1975年7月，在河北任丘-辛中驿构造上的任4井获高产工业油流，发现任丘油田。1976年1月30日，国务院批准组织冀中地区石油会战，主攻冀中坳陷，时称华北石油会战。这次会战的名称和60年代华北石油勘探会战的叫法差“勘探”二字，前后开始的时间相差12年，其间大港油田的名称沿革也似曾相识，如华北石油勘探指挥部、华北石油会战指挥部等，容易混淆。因此，作者写本文，旨在梳理这段历史脉络，以资后人。

1964年1月18日，经国务院批准，石油工业部在天津设立华北石油勘探指挥部，办公地点是天津市大沽路92号，对外联系用“石油工业部九二三厂一处”。1964年1月25日，中共中央以《中央批转石油部党组关于组织华北石油勘探会战的报告》（中发[64]57号），批准开展华北石油勘探会战，同意成立华北石油勘探会战工委和华北石油勘探会战总指挥部，总指挥部下设河北和东营两个指挥部。有关东营勘探指挥部的工作，不另设机构和印章，由会战总指挥部直接负责。总指挥部机关暂设在东营。


中共中央文件

中发〔64〕57号

〔机密〕

中央批转石油部党组
关于组织华北石油勘探会战的报告

国家经委、石油部党组，华北局、华东局、北京市委、河北、山东省委，并成都各协作区委党组、党委：

中央同意石油部党组关于组织华北石油勘探会战的报告。这是继松辽油区大会战之后的又一次重要的会战。望有关地方和有关部门予以协助。

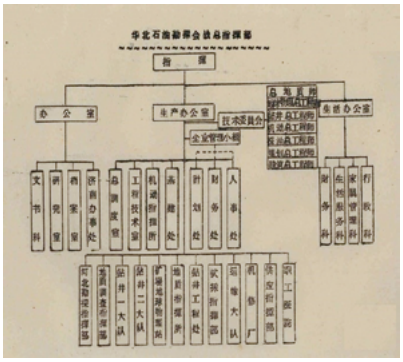
中央并同意汇报所提关于会战的领导形式。同时，责成国家经委对华北石油勘探会战，大力组织协作。

中　央

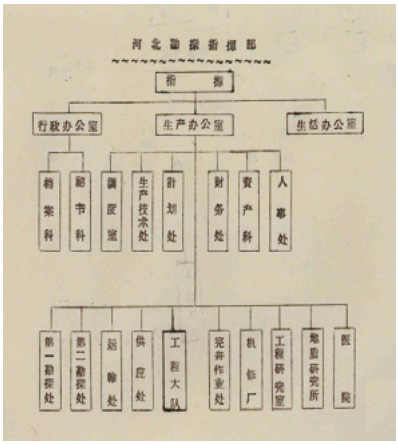
一九六四年一月二十五日

中央批转石油部党组关于组织华北石油勘探会战的报告

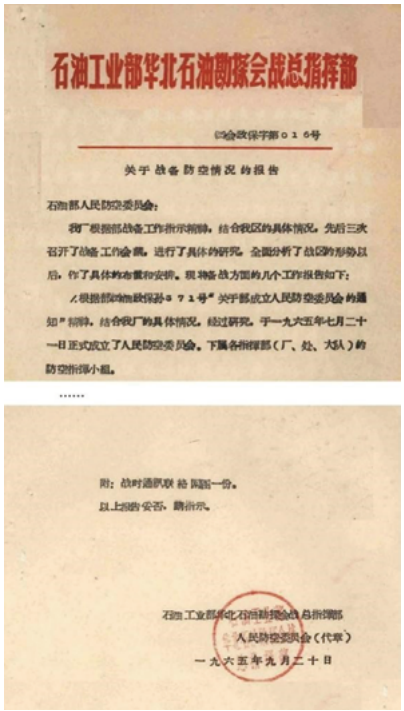
1964年2月24日，石油工业部向“九二三厂一处”下发《关于颁布“河北勘探指挥部”代号及其印章的通知》，决定河北勘探指挥部用代号“石油工业部六四一厂”，河北勘探指挥部印章只限于向上级党政领导机关上报重要文件使用，“九二三厂一处”停用。同年3月6日，石油工业部向“九二三厂”下发《关于颁发“石油工业部华北石油勘探会战总指挥部”印章的通知》，明确总指挥部印章只限于以总指挥部名义发布或上报文件，东营这边暂用“石油工业部九二三厂”。总指挥部行文的文头和落款多用“石油工业部九二三厂”，特定文件用“石油工业部华北石油勘探会战总指挥部”，文号用“华勘×字×号”或“会×字第×号”；河北勘探指挥部行文的文头和落款用“石油工业部六四一厂”或“石油工业部河北勘探指挥部”，文号用“河勘×字×号”。6月18日，中共华北石油勘探会战工作委员会（简称会战工委）召开第一次会议，宣布会战工委和会战总指挥部成立。石油工业部副部长康世恩兼任会战工委书记和会战总指挥部指挥。河北勘探指挥部定期向总



华北石油勘探会战总指挥部的组织机构



河北勘探指挥部的组织机构


石油工业部华北石油勘探会战总指挥部

[会战保字]第016号

关于战备防空情况的报告

石油部人民防空委员会：

我厂根据部战备工作指示精神，结合我区的具体情况，先后三次召开了战备工作会议，进行了具体的研究，全面分析了战区的形势以后，作了具体的布置和安排。现将各战方面的几个工作报告如下：

（根据部物政保第071号"关于部成立人民防空委员会的通知"精神，结合我厂的具体情况，经过研究，于一九六五年七月二十一日正式成立了人民防空委员会。下属各指挥部（厂、处、大队）的防空指挥小组。

……

附：战时通讯联络图一份。

以上报告妥否，请指示。

石油工业部华北石油勘探会战总指挥部

人民防空委员会（代章）

一九六五年九月二十日

华北石油勘探会战总指挥部的行文和印章

指挥部上报有关生产建设的月报、季报、年报，如基建、地质勘探、钻井主要指标完成情况等。从1965年2月1日起，河北勘探指挥部直接归石油工业部领导。

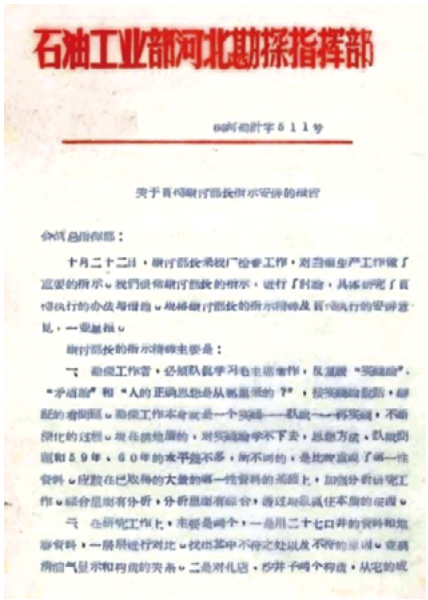
会战伊始，在山东境内陆续开展了坨庄-胜利村、通滨镇-王家岗-惠民及永安镇、滨南地区的勘探会战，经过几年的会战，探明了胜坨油田，面积达60平方千米。发现了郝家、永安、纯化、滨南、现河庄、东辛等油田。在会战的北部战场，1964年12月20日，港五井喷出工业油气流，日产原油19.74吨、天然气3.4万立方米，迅速拿下了30平方千米的大港油田，还发现了唐家河、王徐庄和周清庄等油田，展现了胜利、大港这两个新油区的良好前景。

从1967年2月上旬起，九二三厂进入“军管”状态。1968 年1 月21日，经山东省革命委员会批准，“九二三厂革命委员会”成立。2月7日，九二三厂革命委员会签发“油字〔68〕第5号”文件，传达山东省革命委员会的批示精神，从2月8日起，停止使用中共华北石油会战工委和会战总指挥部等印章，从此结束了山东境内华北石油勘探会战的建制，进入“革命委员会”阶段。

1971年6月11日，中共山东省委批准将“石油工业部九二三厂”更名为“胜利油田”。从此，“胜利油田”正式成为规范的官方称谓。之后，胜利油田又经历了胜利油田会战指挥部、胜利石油管理局等阶段。2012年底，胜利油田的工程板块划归中石化石油工程技术服务股份有限公司。目前，胜利油田是中国石化胜利石油管理局有限公司、中国石化胜利油田分公司的统称。

从20世纪60年代中期开展华北石油勘探会战的视角看，胜利油田和大港油田是一个整体，既源于50年代的华北地质普查与石油勘探，又同时展开会战。大港油田的起点可追溯到华北石油勘探会战初期的“河北勘探指挥部”（“六四一厂”），后又陆续更名为华北石油勘探指挥部、华北石油会战指挥部、大港油田指挥部、大港石油管理局、大港油田集团公司等。大港油田最初包括大港、任丘、渤海、冀东四部分，1976年3月，大港、任丘、渤海分开；1988年4月，冀东油田分立；1999年6月，中国石油重组改制，大港油田公司与大港油田集团公司分立；2000年8月，大港石化公司分立；2008年2月，原大港油田集团公司钻探、装备制造相关业务相继划离大港油田，石油化工业务整体划转大港石化公司，其他业务与原大港油田公司重组整合，现统称“中国石油大港油田公司”。

中国石油华北油田源于20世纪70年代的冀中石油会战。1975年7月，大港油田钻井二部3269钻井队在任丘-辛中驿构造南部高点上钻探的任4井喷出工业油流。1975年9月，这口井经过酸化，日产原油达1014吨，发现任丘油田，打开了冀中地区石油勘探的新局面，开辟了在古生界碳酸盐岩找油的新领域。1975年10月，新探井陆续开钻。到1976年1月下旬，任6井、任7井、任9井和任11井先后钻获日产千吨以上的高产油流，任13井也完成了探边。至此，任丘油田基本探明。1976年1月28日，石油化学工业部以“（76）油化开字第120 号”文件向国务院呈报了《关于组织冀中地区石


石油工业部河北勘探指挥部

[河勘]计字511号

关于贯彻部计划处指示纪要的报告

会战总指挥部：

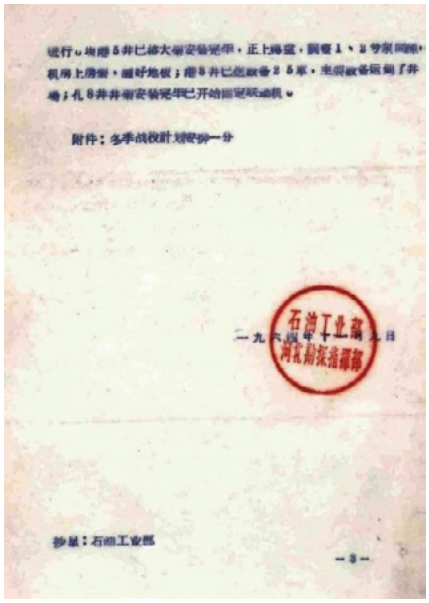
十月二十二日，部计划处来我厂检查工作，对当前生产工作做了重要的指示。我们很快就计划处的指示，进行了讨论，具体研究了贯彻执行的办法与措施，现将部计划处的指示精神及贯彻执行的意见，一并报告。

部计划处的指示精神主要是：

一、……

二、……

三、……


进行。坨28井已经大型安装完毕，正上绳筐，钢架1、2号架已竖，机房上房梁，罐呼地板；港5井已起钻至25单，准备安装了井喷；孔8井井架安装完毕已开始固定绳动机。

附件：生产战役计划纪要一份

石油工业部河北勘探指挥部

一九七一年十一月

抄呈：石油工业部

-3-

河北勘探指挥部的行文和印章

油会战的报告》，同年1月30日，国务院批转了这个报告，华北石油会战正式启动。

1976年2月24日，中共天津市委、河北省委、石油化学工业部核心小组联合下发《关于成立中共华北石油会战指挥部核心小组和领导干部任职的通知》（后边简称“通知”），《通知》指出：“经国务院批准，把华北石油勘探的重点转移到冀中地区，打一场石油勘探和开发的会战。为此，经石油化学工业部与中共天津市委和中共河北省委研究商定，将华北石油会战指挥部移驻河北省任丘油田。华北石油会战指挥部及其所属驻在河北省境内的机构和队伍，党的工作由河北省委领导。大港油田和海洋石油勘探指挥部党的工作仍由天津市委领导，生产业务今后仍受华北石油会战指挥部领导……”为充实和加强华北石油会战的领导，确定成立中共华北石油会战指挥部核心小组，张文彬同志兼任核心小组组长和会战指挥部指挥。会战指挥部从大港、吉林、胜利、长庆、江汉、四川、新疆、玉门、大庆等油田，以及解放军基建工程兵、河北省地方企业等调集队伍，抽调72台大型钻机和3万多人参加会战。胜利油田按照石化部的指示，仅地震勘探队就派出了10个。到1976年9月底，任丘油田已有14口井投产，日产原油达3万吨。不到一年，高速建成了年产1000万吨的生产规模。任丘油田实现了“当年勘探、当年建设、当年开发、当年收回国家投资”的“四个当年”，创造了中国石油工业史上的新纪录。本次会战在1977年底结束，两年内共发现14个油气田（藏）。

1975年刚发现任丘油田的时候，当年的原油产量只有1.2万吨，1976年就增至597万吨。1977年，华北油田的原油产量达到1230万吨，排在全国大油田第三位。1978年达到1723万吨，为全国原油产量超亿吨做出了重要贡献。经过重组改制和系列改革，中国石油华北石油管理局有限公司和华北油田分公司统称华北油田。



康世恩为华八井纪念碑题字“华北油区第一口发现井华八井”

结语

提及20世纪60年代的华北石油勘探会战，大家会立即联想到发生地在河北、天津等，而容易淡化山东这个主战场，这是由“华北”这个地域标识字眼造成的。有的媒体上出现“港五井是华北地区的第一口发现井”，这个说法不妥当。港五井是在1964年12月发现的，而在会战之前，已打出了多口出油井。单说北部战场，羊三木构造上的黄三井在1963年12月就出油了，港一井在1964年7月也获得了工业油流。华八井在1961年4月16日喷出工业油流，实现了华北地区找油零的突破。1991年4月，在纪念胜利油田发现30周年之际，康世恩为华八井纪念碑题字“华北油区第一口发现井华八井”。

20世纪60年代开展华北石油勘探会战时期，东营的文件材料中有时出现“华北石油勘探指挥部”的文头和落款，这可能是笔误或疏忽，是不规范的，应该加个“总”字才正确。大港油田在20世纪60年代末70年代初的名称是华北石油勘探指挥部。石油部军管会在1970年1月10日下发的文件《关于支援五七油田会战，从大庆油田、九二三厂、华北石油勘探指挥部抽调运输车辆的命令》中，华北石油勘探指挥部就是大港油田。

撰写石油工业史，不同的视角有不同的关注度，但准确地反映史实是原则。以文中插图为例，在选用照片时应充分考证其背景信息，避免出现图文不符的现象，否则会误导读者和后人。如20世纪60年代的华北石油勘探会战，主战场是济阳坳陷、黄骅坳陷，因此，编纂这段历史，应选择反映在济阳坳陷、黄骅坳陷地区取得突破的照片为益。有的媒体选择在白洋淀地区进行地震勘探的照片嵌入这次会战的文字中，就感觉有点偏离。虽然这也是华北石油勘探的一部分，但在这段时间里，冀中坳陷还没有大的发现。冀中坳陷的勘探突破是20世纪70年代中期以后的事，这离60年代开展的会战相差十余年。因此，若将白洋淀地区进行地震勘探的照片配70年代的华北石油会战（冀中石油会战），会更切题一些，这是笔者的粗浅想法。

参考文献

［1］《当代中国》丛书编辑部. 当代中国的石油工业［M］.北京：中国社会科学出版社，1988.

［2］毛振华，白佳丽. “找油神探”金凤鸣的光荣与梦想［N］.经济参考报（能源版），2021-03-15.

古老的传说与现实

——“煤变油”的故事

王大锐

“水变油”曾经是社会上流行的一个“传说”，后来被大量科学实验否定了。“煤变油”也曾经是社会上盛传的一个“经久不衰”的故事，并不断有人进行着“前赴后继”的探索，随着人类对新能源的开发利用，特别是对实现“双碳”目标的追求，关于“煤变油”的探索依然在继续着。

“煤变油”的理论基础

煤是由原始植物形成，包括高等植物和低等植物。植物遗体大量堆积是成煤的物质条件，高等植物形成的煤叫腐殖煤，低等植物形成的煤叫腐泥煤。由高等植物和低等植物共同形成的煤叫腐殖腐泥煤。煤炭的主要成分是碳，而石油的主要成分是烃类（碳氢化合物），虽然二者都是远古时期的生物遗体演变而成的，但是，煤炭不能直接转化成石油。

全世界煤炭资源不但储量巨大，由于埋藏浅，可开采资源量也是巨大的，其能量值相当于石油资源的十多倍。虽然煤炭和石油的形态、形成历史、地质条件不同，但是石油和煤炭的化学组成却大同小异。煤中含碳80%~85%，含氢4%~5%，平均分子量在2000以上。石油含碳85%，含氢13%，平均分子量在600以内。从组成上看，它们的主要差异是含氢量和分子量的不同，只要人为地改变压力和温度，设法使煤中的氢含量不断提高，就可以使煤的结构发生变异，由大分子变成小分子。当其碳氢比降低到和石油相近时，煤就可以液化成汽油、柴油、液化石油气、喷气燃料等石油产品了。同时还可以开发出附加值很高的上百种产品，如乙烯、丙烯、蜡、醇、酮、化肥等，综合经济效益十分可观。

“煤变油”的传说与实践

“煤变油”是20世纪初由德国的两位科学家发明的。德国是一个贫油而富煤的国家。在19世纪，德国工业、军事、民生所需的能源主要来自煤。20世纪以后，汽车工业兴起，使德国能源的需求结构发生变化，石油开始成为主要能源。第一次世界大战前，德国石油几乎完全依赖进口。1911年，德国化学家弗里德里希·伯吉尤斯（F.Bergius，1884—1949）取得了用水煤气制造氢气的新工艺，并

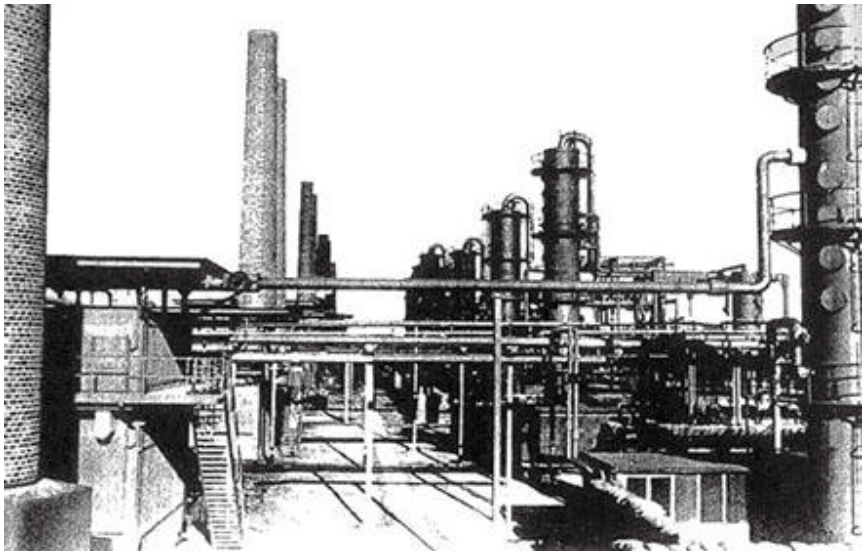


德国化学家伯吉尤斯

实现了煤的人工合成。他在高温高压下处理植物纤维，结果得到黑色的残留物，貌似煤炭。化验表明，它与天然煤在化学组成上是一致的，类似于不饱和碳氢化合物。人工煤和合成煤都可以实现氢化反应。

伯吉尤斯先是完成了天然石油的氢化研究，进而研究煤的氢化。他先研究人工煤的氢化反应。1913年夏天，伯吉尤斯在150个大气压、400摄氏度温度下，对2克人工煤进行氢化处理，结果发现：80%的人工煤分解成小分子产物。伯吉尤斯备受鼓舞，就拿天然煤来研究。天然煤也可以氢化成小分子。他将150千克煤倒入体积为400升的钢制压热器，加入苯溶剂，搅拌成糊状。通入5千克的氢气。在温度为400摄氏度、压力为200个大气压下，反应12个小时。分析产物，发现85%的煤已经完全氢化；分馏产物，得到石油碳氢化合物。这年秋天，伯吉尤斯申请注册了煤高压氢化的专利，这是他在煤氢化领域取得的第一个专利。

在第一次世界大战以前的若干年里，德国所需的石油几乎完全依赖进口。1913年，德国进口175万吨石油，花费1.75亿马克。德国国内生产的石油全部来自煤干馏工艺，即隔绝空气加热煤，可以得到少量的液体燃料。这一工艺的转化率非常低，成本很高。伯吉尤斯想用煤氢化工艺取代煤干馏工艺，将丰富的煤炭资源转化为合成石油，取代进口石



德国早期的煤变油工厂

油。在第一次世界大战后期，德国从罗马尼亚掠夺到石油，制造合成石油就不那么重要了。

煤氢化的成本虽然比天然石油要高，但是在二战期间，德国进口石油的渠道被切断，就非发展煤氢化工业不可了。德国境内的12家工厂为德国军队提供了大部分所需的燃料。二战结束后，这12家煤氢化工厂大部分被盟军拆除，有的转向精炼石油，只剩下4家工厂继续从事煤制油的生产。

“煤变油”的工艺

“煤变油”，是指以煤炭为原料制取汽油、柴油、液化石油气的技术。煤的液化分直接液化和间接液化两种。直接液化就是煤在高温高压下加氢裂解，转变成油料产品；间接液化就是先对原料煤进行气化、净化后，得到一氧化碳和氢气的原料气，然后在高温、高压以及催化剂的作用下合成有关油品或化工产品。

伯吉尤斯制造合成燃料的一个典型反应是：100千克煤与40千克苯溶液混合，加入5千克氧化铁，通入5千克氢气，在高温高压下反应，可以得到20千克的气体、128千克的合成石油和固体。将这些油分馏，可以得到20千克汽油和几十千克其他油。在这座工厂，1吨煤可以制得490～650千克的液体燃料，生产成本是71马克。而这些汽油、柴油等燃料价值141马克，所以，每吨煤可盈利70马克。

国际上经典的煤变石油工艺是把褐煤或轻烟煤粉与过量的重油调成糊状（称为煤糊），加入一种能防止硫对催化剂中毒的特殊催化剂，在高压釜里加压到20266~70931千帕并加热到380~500摄氏度，在隔绝空气的条件下通入氢气，使氢气不断进入煤大分子结构的内部，从而使煤的高聚合环状结构逐步分解破坏，生成一系列芳香烃类的液体燃料和烷烃类的气体燃料。一般约60%的煤能转化成液化燃料，30%转化成气体燃料。具体来说，煤变石油的工艺可分为“直接液化”和“间接液化”两种，从世界范围来看，无论哪一类液化技术，都有成熟的范例。

“直接液化”是对煤进行高压加氢直接转化成液体产品。早在第二次世界大战之前，德国就注意到煤和石油的相似性，从战略需要出发，于1927年下令建立世界上第一个煤炭直接液化厂，年产量达10万吨，1944年年产量达423万吨，用来开动飞机和坦克。一些当时的生产技术，今天还在澳大利亚、德国、巴基斯坦和南非等地应用。

从产品上看，煤炭液化主要产品为汽油、柴油、航空煤油、石脑油、乙烯等重要化工原料，副产品有硬蜡、氨、醇、酮、焦油、硫黄、煤气等。间接液化的产品可以通过选择不同的催化剂而加以调节，既可以生产油品，又可以根据市场需要加以调节，生产上百种高附加值、价格高、市场紧缺的化工产品。

从质量上说，煤炭间接液化得到的汽油、柴油等均为优质产品，其中硫、氮含量均远低于商品油标准，质量可达到甚至超过商品油标准。

“间接液化”是煤先气化，生产原料气，经净化后再行改质反应，调整氢气与一氧化碳的比例。此项技术主要源于南非，技术已非常成熟。

“煤变油”的前景

20世纪50年代，南非为了克服进口石油困难，成立了南非萨索尔公司（SASOL），主要生产汽油、柴油、乙烯、醇等120多种产品，总产量达到700多万吨。目前，这家公司的3个液化厂，年耗煤4590万吨，年产合成油品1000万吨。该公司累计投资70亿美元，现在早已收回全部设备投资。此外，俄罗斯、美国、日本等国也相继完成了日处理150～600吨煤的大型工业试验，并进行了工业化生产的设计。

南非萨索尔公司是世界上唯一进行大规模煤液化生产合成燃料的国际公司。公司早在1955年就在南非最大城市约翰内斯堡以南80千米的萨索尔堡兴

建了第一座煤变油工厂。公司使用间接转化技术（F-T合成），先将煤气化，然后合成燃料油和化工产品，生产汽油、柴油、蜡、乙烯、丙烯、聚合物、氨、醇、醛、酮等120多种化工产品。

经过50多年的发展，南非煤炭液化技术已日臻成熟，由煤炭液化技术引申出来的产品已遍布整个化学工业领域。南非萨索尔公司也因此成为世界上最大的化工原料的供应商之一，该公司以煤转油技术生产油品已经基本能满足南非国内40%的能源需求。

以燃烧为主的煤炭利用方式在我国造成了严重的酸雨、粉尘污染。我国有着极为丰富的煤炭资源，近年来也加大了对“煤变油”技术研究发展的投入，取得了重大成果，“煤变油”技术的推广，不但将大大缓解日益严重的环境问题，综合效益也十分可观。

煤制油项目一直以来都因“高投入”“高能耗”和“以一种能源替代另一种能源”等问题而备受争议，因此，中国对煤制油项目也一直采取“积极支持、谨慎推进”的态度。

煤制油属于典型的高耗能、高耗煤和高耗水产业。从煤制油转换效率上看，生成1吨成品油往往需要消耗4～5吨的煤，整个生产过程需消耗8～9吨水。

煤液化生产过程中释放的二氧化碳，相当于传统油品制造过程释放量的7～10倍，在全球变暖以及中国减排压力日益增加的背景下，实在难以接受更大程度的排放增量。

煤制油在中国采取的是控制在一定规模内、不宜“遍地开花”的策略。因为这一技术最主要还是作为战略储备以及替代能源的重要途径之一。

把蒸酒的设备搬进“地宫”

章卫兵
（石油工业出版社有限公司）

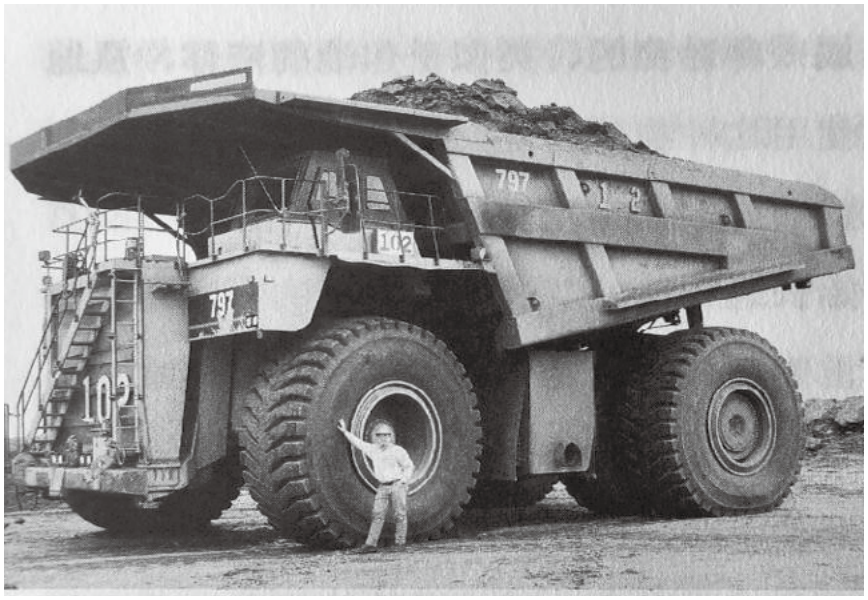
2003年4月，伊拉克战争爆发几周后，美国参议院召开听证会，审核国际能源安全问题。外交关系分委会主席在听证会上惊呆了，戏剧性的事情已经发生。原来，国际石油储量刚刚大幅度增加了。加拿大刚刚调高了其探明石油储量，从50亿桶增加到1800亿桶。这使得加拿大石油储量超过了伊拉克，跃居世界第二位，仅次于沙特阿拉伯。一开始，大家对加拿大宣布的储量感到吃惊，甚至有些怀疑。但是，仔细了解才知道，原来加拿大把一种特殊的非常规石油资源油砂纳入了其探明石油储量。多年以来，油砂的开采非常麻烦，成本高也污染环境。

加拿大的油砂资源主要分布在阿尔伯塔省（Alberta）北部，包括阿萨巴斯卡地区。这些油砂由渗入沙泥之中的黏性沥青组成。这种沥青物质是一种重油，它以固态存在，不像常规石油那样可以流动。这就是其商业开采极具挑战性的原因。但当天气变暖时，少量的沥青会变成一种黏稠的、类似于焦油的液体，从地下渗出地面。几百年前，当地印第安人使用这种物质为他们的独木舟勾缝。20世纪前几十年，科学家对这种渗漏的重油产生了浓厚兴趣。他们看到油砂的矿藏埋藏比较浅，一般在地下500米以内的深度。所以，一开始他们采取把油砂挖到地面，送到蒸馏加工厂进行炼油的方式加工成商品石油。这种开采模式成本极高，也污染环境，所以一直没有大规模推广。

1976年前后，加拿大石油工程专家R.M. Butler在思索如何开采地下油砂时，想到早期的人们开采地下盐矿并非直接把盐块采出来，而是先把水注入地下岩层，然后压碎盐块，使盐粉与水充分混合，再把混合水抽上来，实现盐矿开采。他受到启发，开始琢磨能不能使地下的油砂变成可以流动

知识小讲堂：稠油的定义

1976年6月，在加拿大召开的第一届国际重油及沥青砂学术会议上，讨论了相关的定义及分类标准。认为：重油是指在原始油藏温度下，脱气原油黏度在100～10000毫帕·秒，或者在15.6摄氏度及大气压下，密度为934～1000千克每立方米的原油。中国把重油叫做稠油。当然，中国的稠油概念在物理性质上与国外有着明显的不同。主要区别是:相同密度的稠油，中国稠油的黏度相对较高。根据中国稠油的物理特点分类为普通稠油、特稠油和超稠油。



加拿大阿尔伯塔省的油砂使用世界上最大的卡车“开采”石油

的液体，就像盐水里边含盐一样，这样开采油砂就简单多了。油砂中的重油在高温下会变成液体，所以他提出能不能把高温蒸汽注入地下。就像民间传统的蒸酒工艺一样，加热地下油砂层，使油砂里的重油黏度降低，从而使之流动起来，再用抽油工具将其抽到地面。这种方法就是蒸汽辅助重力泄油（SAGD，steam assisted gravity drainage）。

SAGD稠油开采技术的理论提出来以后，人们开始思考如何进行矿场试验。1987年，加拿大一家石油公司在Tangle Flags油田进行了垂直井与水平井组合的蒸气辅助重力泄油试验。这个油田的油藏是一个很厚的河道砂油藏，埋藏深度450米，油层厚度27米。它的脱气原油黏度有13000毫帕·秒。所以采用常规的直井冷采效果很差。他们开始钻了9口垂直井，结果只有3口井能够生产，地下原油采出程度仅仅0.62%。该油田开采中，主要问题就是如何降低原油黏度和防止底水锥进（从底下进入油层）。他们建立了一个水平井试验区，由一口水平井和四口垂直井组成。1988年6月开始，从四口垂直井向450米深的油藏中注水蒸气，然后在450米深的地方横着打一口水平井，进行蒸汽辅助重力泄油的试验性开采。垂直井把油藏加热后，重油开始融化，变成液体向下流动，进入到水平生产井中。当然，这与古法蒸酒是利用酒蒸气向上跑，再冷凝后向下流进酒桶略有区别。1990年秋天，又打了第二口水平井。试验开始以后，水平井与垂直井组合进行蒸汽开采，获得了良好的开发效果，产油量大大增加。到1992年第三季度，累计采油量已经达到32万吨，每口井的产量达到每天190吨，完全具备了商业开采价值。

在用垂直井加水平井配对方式成功开采稠油以后，加拿大阿尔伯塔省油砂局开始思考改进技术，用两口水平井配对来进行蒸汽辅助重力泄油的工艺技术。试验区项目UTF是一个国际性的试验项目。参加这个项目的都是国际上的知名大石油公司，例如，加拿大石油公司、雪佛龙公司、壳牌、阿莫科，以及中国石油天然气总公司。因此，这个项目代表了当时超稠油开采的国际先进水平。试验区的油层埋藏深度150米，比较浅。油层的平均有效厚度20米。油层温度下脱气原油的黏度高达500万毫帕·秒，也就是说在地下是硬块状，这种油叫做超稠油。

1989年10月，在试验区钻了三对水平井。水平井是从油层砂岩层下部的坑道中钻成的。水平井井段长60米，每一对水平井由一个生产井和一个注蒸汽井组成。生产井在油层的底部，注蒸汽井在生产井上面。两口井上下相距5米。而三对水平井之间在平面上相距25米。这就像把古法蒸酒的工艺搬到了地下150米，上面水平井注蒸汽加热地层，重油加热后变成液体向下流到下面的水平生产井中，被生产井接住，再通过抽油设备抽到地面。实验区生产效果很好，采收率达到60%。也就是把地下60%的重油蒸出来了。后来这个项目又进行了第二阶段、第三阶段和第四阶段的试验。试验证明，SAGD技术是开采加拿大阿萨巴斯卡沥青矿产唯一商业成功的技术。如果全面开发，项目总价值将达到十亿美元。

参考文献

[1] 张义堂.EOR热力采油提高采收率技术[M].北京：石油工业出版社，2006.

[2] 丹尼尔·耶金.能源重塑世界[M].北京：石油工业出版社，2012.

[3] 胡文瑞.重新发现石油——石油将缓慢地失去青睐度[M].北京：石油工业出版社，2018.

从探索到实践 火驱技术的演进之路

郑懿琼[1]　张涛[2]
[1.中国石油新疆油田勘探开发研究院；2.中国石油大学（华东）]

在石油工业的历史长河中，火驱技术曾是一道耀眼的星光。它经历了无数次的试验、挑战与变革，才成为今天我们熟知的采油技术。然而，火驱技术的成功并非一帆风顺，在发展过程中，面临着诸多困难与挑战。从技术层面的难题到环境保护的压力，火驱技术的发展之路充满曲折。但正是这些挑战，促使科研人员不断探索、创新，推动着火驱技术的进步。

燃烧的探索

约翰·史密斯开启火驱采油传奇之旅

火驱技术的起源可以追溯到一位名叫约翰·史密斯的年轻工程师，他对石油开采技术的创新和改进抱有浓厚的兴趣。在一次参观油田时，观察到地下石油与空气混合后产生的自燃现象，这激发了他对火驱技术的探索灵感。他意识到，利用燃烧产生的热量可以更有效地驱替石油，从而提高采收率。

回到实验室后，约翰·史密斯开始进行火驱技术的初步研究。但由于缺乏现成的经验和理论指导，他必须反复开展试验，这意味着需要大量的资金和物资的支持，包括燃料、设备、场地等。在当时的社会背景下，这些资源的获取并不容易。石油工业是一个敏感的领域，涉及到国家安全和经济利益。因此，约翰·史密斯的火驱试验引起了政府和业界的关注和质疑。为了争取支持，他积极向政府机构提交项目提案，详细介绍火驱技术的潜力、价值，以及对于国家能源安全和经济发展的重要意义。然而，政府对于这个新兴技术的态度并不明朗，需要进行深入的评估和审查。在等待政府回复的过程中，约翰·史密斯继续进行火驱试验，不断完善技术和理论体系。但火驱技术的试验阶段充满波折，燃烧过程难以控制，经常发生意外。人们怀疑、反对，甚至嘲笑约翰的疯狂想法，但他从未放弃，而是坚信自己的信念，继续进行试验和改进。

为了克服困难，他充分利用跨学科合作，集合不同领域的专家共同解决技术难题。在化学领域，深入研究燃烧反应的化学过程，从而优化燃料选择和燃烧条件，这有助于提高燃烧效率，减少燃料消耗和污染物排放。在物理学领域，深入了解火驱燃烧室内的流场、温度场和压力场，从而优化燃烧室的设计。在地质学领域，获取油田地质结构、油藏分布和流体特性等关键信息，确定火驱技术的应用范围和效果。同时，经过一段时间的等待，他成功获得政府支持，这为他的研究工作提供了必要的保障，也加速了火驱技术的发展。

经过多年的努力，约翰·史密斯成功开发出一种可行的火驱技术。他设计出一种燃烧室，可以将地下原油与空气混合并点燃，利用高温高压的燃烧反应将石油驱替至井口。他还探索了不同的燃烧模式和燃料选择，以提高燃烧效率和控制燃烧过程。1920 年，约翰·史密斯成功实现了火驱技术的初步应用。他与一家石油公司合作，在得克萨斯州的一处油田进行了火驱试验。试验结果显示，火驱技术能够大幅度提高石油采收率，并且经济效益显著。这一成功让人们对火驱技术产生了浓厚的兴趣，越来越多的石油公司开始采用这一技术，并进行了广泛的现场试验和商业应用。从此以后，火驱技术逐渐成为一种高效、可靠的采油技术，约翰·史密斯也被誉为火驱技术的奠基人。

戈壁烽火

沈燮泉与克拉玛依稠油火驱技术

20世纪50年代中后期，中国石油勘探的版图上，克拉玛依油田悄然兴起了一场关于稠油开发的革命性探索。当时，勘探队伍在黑油山地区发现丰富的稠油资源，其作为炼制高端润滑油的宝贵原料，价值逐渐凸显。然而，稠油的高黏度和高密度特性，加之缺乏开采经验和技术，使得开发之路异常艰难。面对这一挑战，新疆石油管理局毅然决定攻坚克难，引入并试验火烧油层技术，以期提高稠油采收率。

1958年，石油工业部正式下达“攻下火烧油层技术难关”的任务，新疆石油管理局迅速响应，成立了热采攻关队，并召集了包括沈燮泉在内的青年才俊加入这一行列。沈燮泉刚从北京石油学院毕业，便满腔热血地投入到这场技术攻坚战中。他与其他科研人员一道，在克拉玛依的荒凉戈壁上，顶着严寒酷暑，日复一日地进行着试验。他们面临的首要难题是点火器的选择与设计，经过反复讨论与实践，最终成功研制出汽油型井下油层点火器，并在浅油层进行了小范围试验，取得了初步成功。这一突破为后续的大规模试验奠定了坚实基础。

时间推移至1965年，沈燮泉已成长为火烧油层项目的核心人物。他随“八零”队深入黑油山地窖，亲自参与编制《井组工艺方案设计》，并总结油层点火技术。同年6月，他们利用独创的点火器成功点燃了井深100米的井组，油层持续燃烧数月，显著提升了周边油井的产量。这一成果引起了石油部的高度重视，随即决定扩大试验规模，并将火烧油层列为国家重点攻关项目。在接下来的几年里，沈燮泉带领团队不断突破，成功点燃了更深层次的油层，并实现了长时间稳定燃烧，采收率大幅提升。然而，由于技术、场地等限制，1976年火烧油层试验被迫暂停。尽管如此，沈燮泉仍坚持完成了《新疆17年火烧油层总结》，为后续研究留下了宝贵资料。



新疆油田红浅火驱工业化试验现场

1978年，科学的春天到来，沈燮泉在全国科学大会上荣获“全国先进科技工作者”称号，其个人及火烧油层课题均获表彰。会后，他调至北京负责筹建热采研究所，但心中对火烧油层技术的热爱未曾减退。1979年，他系统总结了火烧油层试验的经验与成果，并制定了新的设计方案。进入20世纪80年代，沈燮泉更是将火烧油层研究推向了新的高度，他建立了具有国际先进水平的火驱物理模型，完成了多个油田的火驱可行性方案设计，并荣获国家科技成果奖。

技术升级

辽河油田李景全的卓越贡献

随着油田勘探开发的深入，部分稠油油藏蒸汽吞吐进入开发中后期，油藏开发面临地层压力低、剩余油分散、注蒸汽热效率低等一系列问题，导致稳产难度加大。但当时在稠油开采技术方面仍存在瓶颈，限制了稠油资源的有效开发利用。为解决这些难题，国内石油企业不断加大科技研发投入，开展稠油开采技术攻关，不断探索和改进开采方法。

1997年，辽河油田李景全开创了利用未加工地下油砂复现低渗透油藏复杂渗流特性的先河。他运用创新的技术处理流程，不仅重构了低渗环境下的油藏物理模型，还在实验室环境成功模拟了低渗稠油油藏火驱过程的稳定进行，验证了技术的实践潜力。此番研究中，李景全首次揭示了在低渗条件下，火驱过程所需的高压注气条件，以及形成的独特压力梯度变化，这些特性与常规火驱操作形成了鲜明对比。尤为引人注意的是，该过程中的燃烧温度维持在一个相对较低但稳定的水平，这一发现对于理解低渗稠油油藏的动态行为具有重要意义。更为重要的是，这一突破性成果直接惠及了庙5区块先导试验的第一阶段工程。通过对火驱特性数据的深入解析，23个井组的开发规划得到精细化的调整与优化，极大地增强了项目实施的科

学性与有效性。

先导试验实施过程中，李景全发现燃烧效果不理想，火线前缘推进速度缓慢，影响火驱驱油效果。与现场人员交流后发现是由于燃烧剂的供给系统出现故障，导致燃烧剂无法均匀地分布在油藏中。他立即组织现场工程师检查燃烧剂配方，发现其中某些成分可能导致燃烧效果不佳，及时调整了燃烧剂的配发并优化了成分比例。同时，他在检查燃料供给系统时发现存在管道堵塞与流量控制不精确的问题。指导现场工作人员对燃料供给系统进行清洗和维护之后，通过增加传感器和调整控制算法，实现了燃料流量的精确控制。

火驱现场再次进行试运行，燃烧前缘推进速度加快，燃烧效果有了显著改善。通过不懈的努力，李景全及其团队成功地解决了火驱采油中的一系列技术难题，形成了一套完整的火驱采油工艺流程，随着辽河火驱试验的成功也实现了近废型油藏的有效产量接替。不仅如此，辽河油田还建成了国内首个百万立方米火驱注气站，注气成本下降50%，实现注气站低成本运行。基于辽河油田火驱试验的成功，2009年，李景全再次带领团队，在新疆油田针对停产多年的红山嘴稠油油藏进行火驱先导试验，取得显著效果，采收率提高35.5%。2018年，火驱技术在红山嘴稠油油藏全区范围内进行工业化推广，截至目前采收率已提高7.6%，再次实现近废型稠油油藏的有效接替。

火驱采油
让废弃油藏重焕新生

经过多年的发展，火驱采油技术已趋于成熟，形成了火驱高效电热点火技术、火驱井下作业技术、火线前缘监测技术、火驱地面尾气处理等13项配套技术。通过火驱采油技术，利用油藏中原油的燃烧，将产生的热量传递给周围的原油，降低原油黏度，驱动稠油流动，进而提高油藏采收率。现阶段，国内多个近废型油藏的火驱实验均获得成功，火驱年产油量已达40万吨，位居世界首位，火驱采油技术也成为稠油油藏开发后期接替开采的重要技术手段。

2021年，华北油田展开“蒙古林砾岩油藏火驱先导试验”，这是国内首个水驱开发后期的砾岩油藏火驱项目。华北油田的稠油油藏储量占比为5.7%，剩余储量高但传统水驱采油技术受限于其低可采储量，难以有效挖掘这些资源，亟须探索新的开发路径。火驱采油以其广泛的适用性、高效的驱油能力和显著提升的采收率而闻名，被视为破解稠油开采难题的有效手段。在此背景下，华北油田携手中国石油勘探开发研究院热采所的专业力量，共同组建了专项火驱技术攻关小组。在火驱技术实施一年后，对比水驱开发，原油日产量增加3.5倍，综合含水率下降21%，这是中国石油火驱技术大幅度提高油藏采收率的又一个实例。同时，随着“蒙古林火驱”试验成功，“火驱”这项起源并发展于稠油油藏的提高采收率技术，正在向稀油油藏、凝析油油藏“探索”，寻求更广阔的应用前景。



蒙古林油田砾岩油藏火驱先导试验现场

结语

在人类对能源的探索和开采历程中，火驱技术无疑是一个里程碑式的突破。从约翰·史密斯的开创性尝试，到沈燮泉的革命性创新，再到李景全的技术性突破，火驱采油的故事是一部充满挑战与创新的史诗。他们的故事不仅展现了个人对技术进步的执着追求，也揭示了火驱技术不断升级、不断创新的发展脉络。火驱采油不仅是一种技术，更是一种精神，一种对于能源开采的无限可能性的探索和追求。未来，随着技术的进一步发展，火驱技术有望在石油工业中发挥更加重要的作用，为人类社会的进步作出更大的贡献。

西方能源公司悄然兴起“锂资源”战略

郭永峰

纵观世界科技发展史，凡是被人们视为能源的化学元素，都没有逃过各种形式的能源公司的眼帘。锂元素也不例外。目前，西方能源公司正在悄然进行“锂资源”战略布局，值得关注。

“锂元素”的前世与今生

1800年，一名巴西化学家在瑞典一个小岛上旅行时，发现了“透锂长石”，这是一种对于人类来说全新的化合物。

1817年，瑞典化学家约翰·奥古斯特·阿韦德松在分析“透锂长石”时，发现含有这种未知金属元素的石头，扔到火里会发出深红色火焰，于是以希腊文“lithos（石头）”命名为锂（Lithium）。

1855年，德国化学家罗伯特·本生和英国化学家奥古斯都·马蒂森，通过电解氯化锂获得大块的纯锂，从此开启了锂元素的工业化生产历程。

最初，只有德国、美国、苏联等少数国家掌握锂的大规模制造技术。而随着技术发展，锂开始广泛应用于多个领域，并逐步成为一种重要的战略资源。



锂矿石半成品外观

美国能源信息署的未来核聚变用锂量报告指出，到2030年世界将需要1.6万～7万吨锂，以保证核聚变反应和传导热量双重作用的实现。锂在现代人类生活，或称核能领域的重要性可见一斑。

“锂元素”的生产简史

地壳中的锂元素含量为0.0065%，在全球6大洲都有分布。锂元素具有高活性特性，例如，锂元素的熔点低，为180摄氏度；沸点高，为1327摄氏度。密度小、热容量大、导热性强，锂在自然界中只能以化合物形式存在。目前，已知含锂矿物有150多种，主要以锂辉石、锂云母、透锂长石、磷铝石矿等形式存在。

据美国地质调查局（USGS）数据显示，全球锂资源储量为2105.5万吨，折合碳酸锂当量（LCE）超过1亿吨。根据2020年全球大约40万吨LCE需求量来测算，地球上锂资源储量的“静态保证年限”超过200年。

但是，全球锂资源丰富且高度集中，有73%的锂资源分布在北美洲和南美洲。而大洋洲、亚洲、欧洲、非洲的锂资源分布相对较少，分别占比8%、7%、7%和5%。就拥有锂资源的国家而言，锂资源主要分布在南美洲“锂三角”地区（玻利维亚、智利和阿根廷），以及美国、澳大利亚和中国。

美国地质调查局2021年数据显示，智利、澳大利亚、阿根廷、中国和美国这5个国家锂的总储备量占全球锂生产比例达87.95%，由于工业化生产而形成的锂储备量，分别达到920万吨、570万吨、220万吨、150万吨和75万吨。

当今“锂元素”的需求新热点

随着锂产业的发展，全球锂产量也呈增长趋势。然而由于锂资源分布、开发方式及提取技术的差异，会影响到锂资源开发的规模和成本。从另一方面来说，全球具备经济开采价值的锂资源还是有限的；尤其是近些年随着新能源汽车产量猛增，全球锂消费结构发生巨大变化，电池行业的锂消费快速增长。

例如，在此之前，锂电池只用在手机之类的小型电子产品上，每台设备只需几克锂；而如今一台“特斯拉Model3”电动汽车就要耗费几十千克锂，是手机消耗锂的几千倍。由于人类社会对于锂资源这种井喷式的需求，所以锂这种曾经的“小众元素”，现在已经被哄抬为全球最抢手的资源之一。

据行业预测，到2025年，全球锂需求量将达150万吨“碳酸锂当量”，到2030年将超过300万吨“碳酸锂当

量”，而与之相对应的是，2021全球只生产了54万吨碳酸锂当量。按照需求预测，到2025年，全球锂产量会增加3倍；到2030年，产量将增加近6倍。由于新的锂项目需要6～15年时间才能上线，因此，未来几年锂市场将出现供需紧张的状况。

欧美政府“锂资源”举措

2022年8月16日，美国总统在白宫签署《通胀削减法案》。其中涉及2023年生效的3690亿美元新能源技术补贴，当然包括开发“锂资源”的资金。

2022年5月，欧盟委员会正式公布《欧洲能源重返计划》（“REPowerEU”计划）。其中涉及2023年下半年起生效的2100亿欧元的可再生能源补贴，以及5650 亿欧元的“能源系统数字化”计划，包括“锂资源”资金。欧盟以此应对美国的《通胀削减法案》。

2023年11月14日，欧盟委员会发布《关键原材料法案》（CRMA）提案，旨在确保欧盟获得安全和可再生能源的关键原材料供应。欧盟提出包括锂在内的5种关键原材料采购原则。按照规划，到2030年欧盟计划每年生产至少10%的关键原材料，至少加工40%的关键原材料，回收15%的关键原材料。

2023年7月，美国能源部宣布为9个州的10个项目提供1090万美元资助。这将推进创新技术，从国内地热盐水中提取锂，以及转化为电池级锂。

欧美商业大亨“锂资源”举措

2023年5月，国际著名股神沃伦·巴菲特重仓持股的“西方石油公司”（Occidental Petroleum）与巴菲特旗下伯克希尔哈撒韦公司（BHE），宣布了一项重大举措——共同成立合资企业，旨在联合研发与测试从“地热盐水”中提取锂的项目。

据悉，伯克希尔哈撒韦公司旗下的可再生能源公司（BHE Renewables）在美国加州运营着10 座地热发电厂。这些设施每分钟能够处理 5 万加仑“富锂盐水”，同时还能生产 345 兆瓦电力。

而“西方石油公司”的一家全资子公司则拥有直接提取锂（DLE）技术专利，这项技术具备将任何含锂盐水加工成高纯度锂的潜力。实际上，早在2023年初，“西方石油公司”就已经开始在伯克希尔哈撒韦公司位于美国加州的地热发电厂进行示范性测试。而此次双方的新合作可谓是水到渠成，一拍即合。

欧美石油公司“锂资源”举措

在欧美政府机构影响下，以及商业大亨感召下，欧美大型石油公司也“悄悄地”投资可再生能源革命。这些公司不是通过太阳能和风能，而是通过锂。世界能源公司将锂称为“白色黄金”，是清洁能源技术的一个重要组成部分。其中最值得注意的是用于电动汽车和短期储能的“锂离子电池”，这是可再生能源生产中“最具利润诱惑”的环节。

2024年初，埃克森美孚公司签署了一项初步协议，向韩国电动汽车电池制造商SK On提供锂。就在几个月前，该公司开始在美国阿肯色州启动钻探井，从地层深处提取锂。

据埃克森美孚公司人士称，这仅仅是开始。这家石油巨头在2022～2027年为“低碳投资”所准备的200亿美元，将直接用于锂行业。消息灵通人士称：“到2030年，该公司希望生产足够的锂，以达到每年提供给100万辆电动汽车锂部件的目标。”

因此，埃克森美孚公司正从多个角度寻求进入锂市场，包括开辟新的矿山，从石油和天然气行业的废水中提取有价值的元素。此外，公司力图从已经拥有的土地上获得更多收入，而这些土地上的石油和天然气早已开采枯竭。

除美国油气公司之外，挪威国家石油公司（Equinor）于2021年入股了一家法国锂矿开发公司。

2023年3月，世界著名石油公司沙特阿美（Saudi Aramco）和阿布扎比国家石油公司（ADNOC），均计划从其拥有的油田的地层盐水中提取锂，以实现经济多元化，并从向电动汽车的转变中获利。

世界能源公司看好中国锂行业

国际能源署（IEA）的报告认为，澳大利亚、智利和中国是全球三大锂生产国，而其中最引人关注的是中国。目前，全球锂市场几乎被中国企业所垄断。截至2022年，仅中国就控制全球近10%的锂储量，以及高达72%的锂精炼产能。

国际能源署基于现有锂矿生产项目预测，到2030年，全球将面临近50%的锂需求缺口。为了弥补需求缺口，各国企业会更多地使用“地热盐水”、“油气田盐水”、海水等非常规盐水，以获得锂资源。

由于传统石油公司的自身资本构成方面的特点，即这些公司已经在钻探装备上占有大量资金，所以很自然对盐水钻探提取锂项目较感兴趣。这些石油公司力图以此达到支付相对较低作业成本，获取锂资源的高收益；同时石油公司在此过程中完成绿色能源的“华丽”转型。

石油工业部首任部长二三事

宫 柯

69年前的1955年7月30日，在北京召开的第一届全国人民代表大会第二次会议通过了一项决议案，为适应全面恢复国民经济和加快社会主义建设的新形势，迫切需要强化对能源行业的专项领导和统筹规划，撤销了燃料工业部，分别成立石油工业部、煤炭工业部和电力工业部。同年9月1日，以原燃料工业部石油管理总局为基础组建的石油工业部，在北京明清城垣北侧外的六铺炕正式挂牌，宣告中国的石油工业步入自成体系、迅猛发展的快车道。开创基业的首任部长是谁？他的开拓之功虽然在史册上有明晰的记载，但是已经被渐行渐远的岁月磨去了少许光泽。

周恩来总理点将出任部长

1955年2月8日，第一届全国人民代表大会常务委员会第六次会议讨论了人民解放军现代化、正规化建设方案，决定实行军衔制。时任中国人民解放军后方勤务学院院长的李聚奎在即将被授予军衔之际，突然接到调转工作岗位的通知，周恩来总理亲自点的将，委派他去正在筹备组建的石油工业部担任部长职务。这对大半生戎马生涯的将军来说无疑是一次非常大的考验，李聚奎无条件服从党中央的决定，怀着不懂行怕干不好的惆怅心情，走进了中南海西花厅周总理的办公室接受任务。周总理语重心长地指示：我们国家的石油工业薄弱，国民经济、国防建设又都急需大量的石油，要尽快把石油搞上去，就要从军队里选一个同志来做这件事，把军队的一些传统作风带过去，像指挥打仗那样去指挥石油工业建设才行。并再三勉励：不懂就学，边干边学，什么事情都不是天生就会的。石油工业部有很多专家，你把他们好好组织起来，努力干吧，能干好的。

周恩来总理慧眼识珠，之所以选派李聚奎将军到石油工业部当部长，与他在军队担负的职务有密切关系。解放战争时期，李聚奎任东北军区后勤部参谋长兼西线后勤司令员、政治委员，为取得辽沈战役和平津战役的胜利筹措作战物资。抗美援朝战争爆发后，李聚奎担任东北军区后勤部部长，出色完成了志愿军赴朝作战的后勤保障任务。他的履职经历使他对石油这种战略物资的重要性有着超乎常人的了解，深知要建设现代化的国防没有充足的石油作保障是万万不行的。军人以服从命令为天职，李聚奎将军毅然决然地放弃授衔，脱下军装，于1955年8月转岗到石油工业部就职，挑起了带领石油战线干部职工白手起家，艰苦创业的重担。

谋篇开局彰显大将之风

新中国成立后的石油工业部家底十分薄弱，1949年，天然石油和人造油累计产量仅有12万吨，当时只有甘肃玉门油矿独木难支，其他地域尚在勘探。1955年8月，李聚奎到任时的年产量虽然已有所增长，总量还不到一百万吨。这点油杯水车薪，远远满足不了发展国民经济和国防建设的需求，不得不依赖进口缓解尖锐的供需矛盾。

临危受命的李聚奎部长深感责任重大，压力如山。到任后一边着手整合队伍、理顺机构，一边熟悉情况、调查研究，重点征询各方面的意见，为确定发展石油工业的出路擘画蓝图。当时有两种意见相持不下，一部分同志认为我国尚未进行广泛的地质普查，蕴藏油气资源的前景不明朗，况且勘探的周期长、风险高，力主利用储量丰富的油母页岩和煤炭做原料，大搞来得快的人造油把握性大。另一种意见则认为，搞人造油成本高、产量低，并且工艺复杂，钢材消耗量大，现有的财力物力难以承受。从长远发展看，不能从根本上扭转我国急需大量石油供给的被动局面，建议把寻找油气田的地质勘探作为重点，集中力量奋力一搏。

两种观点各有利弊，如何抉择？是李聚奎部长必须尽快做出决断的当务之急。万事开头难，他遵循毛泽东主席“没有调查研究就没有发言权”的教诲，在主持石油工业部第一次部务会议时决定，立即派出两个石油代表团分别赴东

欧和苏联进行实地考察。赴东欧的代表团重点了解人造油的生产工艺，赴苏联的代表团系统学习天然油气的勘探方法。与此同时，李聚奎还听取了地质部和石油工业部众多地质专家对我国含油远景的分析和判断，建立起立足本土重点勘探天然油气田的信心。在充分汲取东欧社会主义国家和苏联发展石油工业的经验和教训之后，根据已经进行地质普查地域显露的初步成果，下决心继续加大勘探投入，力争在两三年内找到一两个比较有开发前景的含油气区，从根本上解决我国石油供给严重短缺的问题。同时，利用苏联提供的技术援助，对旧时期遗留的人造油加工厂进行升级改造和扩建，尽快增加产量缓解燃眉之急。李聚奎审时度势，深思熟虑，双管齐下果断决策，确立了发展我国石油工业以勘探开发天然油气为主，生产人造油为辅的总方针，得到了党中央的赞同和批准，纳入了发展国民经济第二个五年计划。

天高地广的辽阔国土，在哪里能找到蕴藏油气资源的突破口？当时没有确切的答案。已经发现油气苗的地域都在大西北和大西南，顺藤摸瓜的勘探趋势，注定了一场异常艰苦的鏖战势在必行。李聚奎部长在缺乏资金、装备落后、技术力量不足的困难条件下，领导石油工业部党组指挥千军万马，在地质部的配合下西进渺无人烟的高原戈壁，南下行路难于上青天的巴山蜀水，回旋于沟壑纵横的陕甘宁盆地，终于探查到几处油气田的藏身之地。从1955年到1957年，相继在新疆准噶尔盆地发现了储量上亿吨的克拉玛依油田，在青海柴达木盆地发现了油泉子、冷湖、花土沟等储油构造，在四川盆地发现了蕴藏油气的新线索。这些突破性的发现，为我国石油业发展史上迎来第一个储量增长高峰做出了贡献，不仅颠覆了某些西方地质学者散布的“中国贫油论”， 还为后续石油工业的大发展培训了队伍、积累了经验、奠定了基础。

1957年10月8日，新华社从兰州发出电讯，宣告我国第一个天然石油基地——玉门油矿建成大型联合体，以年产原油75万吨的稳定生产能力，为在甘肃兰州开工建设的我国第一座百万吨级炼油厂源源不断提供原料。加之经过改扩建的人造油生产能力大幅度提升，1957年底盘点，我国石油总产量从1955年的96.61万吨，猛增到145.78万吨，天然气年产量由1674万立方米，飙升到7007万立方米。双双上扬的递增曲线，显现了中国石油工业由弱小转为上规模的蓬勃之势。

然而世事难料，李聚奎任部长期间正值中国特殊时期，由下而上刮起的浮夸风愈演愈烈，说大话、讲空话，比谁嗓门高的狂热情绪导致脱离实际的高指标弥漫泛滥。



1956 年6月 12 日，李聚奎写给国务院秘书长习仲勋征求各省市加强与石油工业部联系的亲笔信



1957 年，李聚奎（前排右2）在油田现场与干部、技术人员一起研究工作

尽管石油工业部取得了开拓性的发展业绩，却因差5万吨原油产量未能达到第一个五年计划预设的指标，成为国家各部委中唯一抬不起头来的落后部门，让身为部长的李聚奎倍感压力。

以求真务实的作风履职尽责

李聚奎1904年出生于湖南省安华县（今涟源市）的农民家庭，1926年参加国民革命军，1927年7月跟随彭德怀举行平江起义进军井冈山并加入中国共产党，是久经革命战火历练的老红军。他始终信仰坚定，在石油工业部任职期间为了节省汽油每天步行上下班，使用的喝水杯是1949年部队统一颁发的搪瓷缸子，走到哪儿带到哪儿，艰苦奋斗勤勉敬业的风范，赢得了石油系统干部职工的信赖和爱戴。最难能可贵的是，李聚奎敢于讲真话、说实情、不避嫌、负责任、有担当的政治品格传为佳话。

李聚奎担任石油工业部部长的第三个年头，中国的政治风云激荡得越发剧烈，1957年开始的“反右倾”运动席卷全国，石油工业部的工作有没有右倾问题？是摆在李聚奎面前一份必须确切回答的问卷。他反复对照党中央的要求认真回顾了自己担任部长以来的所作所为，感到并没有过失。随后又组织部党组成员详细讨论研究了过往的各项工作部署，确认已下达的一系列工作计划都是符合实际需要的妥当安排。权衡再三之后，李聚奎在部党组会议上明确宣布：“根据国家给我们的投资和我们工作的安排进度看，石油工业部的工作没有右倾问题。”当时宁左勿右的风气泛滥成灾，一些高层领导干部见风使舵，采取明哲保身的态度规避政治风险。李聚奎却不怕引火烧身，坚持从实际出

发，顶着压力在石油工业部没搞“反右倾”斗争，保护了干部职工的积极性。

在国家经委召开研究1958年生产指标的会议上，时任经委主任薄一波征询李聚奎的意见，问他：“1958年能不能把石油产量搞到180万吨？”李聚奎思索后坦诚地回答：“今年国家给我们的投资仅大体维持在去年的水平上，明年还要减为4个多亿。人造油的资源不能增加，新的油田又没发现，明年的计划能维持今年150万吨的水平，还要做很大努力，增加到180万吨是不可能。”此言一出形成了顶牛之势，让许多与会老同志为李聚奎的表态担心，会下劝他脑子活一点，先把指标抬上去，如果完不成再找理由推诿。李聚奎不为所动，坚定地表示：“这个办法不行，办不到的事，我不敢乱讲。”

李聚奎对这件事记忆犹新，在晚年的回忆中动情地陈述：“我这个人一辈子都是老老实实，实事求是的。能办到的事情不管有多大的困难，也会想方设法办成，明知办不到的事情，就把情况讲清楚，供领导决策时参考。我总是想，中央的情况是从各部门、各单位反映上来的，你情况反映的不实，中央据此确定的方针政策就可能有偏差。这样的事情，我们做具体工作的同志一定不能做。打仗是这样，搞建设也要这样。”

1958年举国“大跃进”，如火如荼，风起云涌，狂潮吹得人们头脑发热，喊出了“跑步进入共产主义”的冒进口号。李聚奎在石油工业部坚持实事求是，量力而行的工作步调显然不合时宜，走马换将的结局只是时间问题。1958年2月，党中央决定李聚奎与解放军总后勤部政治委员余秋里将军对调工作岗位。李聚奎心胸坦荡地离任，重着戎装回归部队，担任总后勤部政治委员。

结语

李聚奎在石油工业部主持工作的时间虽然不满三年，但是他光明磊落的品德和开创性业绩却留下了坚守初心、不辱使命的崇高背影。鉴于他为革命事业出生入死，屡建功勋的军旅贡献，中央军委责成聂荣臻元帅主持补办了授予其上将军衔的仪式。此后，李聚奎将军再也没有离开部队，为中国人民解放军的革命化、现代化、正规化建设呕心沥血，直至终老。

一份地质报告与一个勘探专家

王昱

19世纪末期，阿塞拜疆的巴库出油后，鼓舞着很多人想在与其毗邻的波斯王国实现找油发财的梦想。1872年7月开始，世界著名通讯社路透社的创始人巴伦·朱利叶斯·路透先后两次从波斯国王手里获得探采石油的特许权，但是折腾了十多年也没有找到梦中的石油，最终无功而返，于1899宣布放弃在波斯的石油勘探特许权。

在路透之后，很多人也跃跃欲试，但都没有付诸行动。后来，英国人威廉·诺克斯·达西再次来到波斯冒险，与路透相比，他既不财大气粗，也不是石油地质专家。1849年，达西出生于英国西南部牛顿修道院，在著名的伦敦威斯敏斯特学院接受教育。1866年全家迁往澳大利亚。他的父亲是昆士兰州罗克汉普顿市的一名律师，达西受其父影响学习法律，取得资格后同父一起执业。他能大获成功，得益于对一个石油地质报告的相信和一位石油勘探专家的支持。

法国地质家雅各布·德·摩根，在1880年写了一份关于波斯石油前景的地质报告。这份报告的内容因年代久远已经不得而知，但是在1880年，各种五花八门的找油地质理论并没有出现，找油的大小公司还是根据地质勘探看到的油苗和地形来判断地下是否有油，因此，后人猜测摩根的地质报告也是由此做出波斯有油的结论。



威廉·诺克斯·达西

由于这些油苗常常在山沟和溪沟边发现，因此后人也将这种最原始的找油方法称为“溪床说”。俄国阿比赫1846年后在比比-爱巴特、罗干1842年在加斯普半岛，以及德瑞克1859年在泰特斯维尔等钻的油井都在所谓有石油的溪边。

达西如何接触或看到这份连名字都没有留下的报告，已经不得而知。这个情节被一些著作记载下来，说他是在“一个偶然的机会”接触到这份报告。不管达西是如何看到这个神秘的财富宝图，总之，他脑洞大开，一夜暴富的美梦产生了。他一边派人和波斯国王商谈勘探特许权事宜，一边派人去波斯进行地质调查，他不是一个盲目的人，他要验证摩根报告的可信度有多大。

达西在1901年初请英国政府石油事务顾问雷德伍德手下的一名地质学家H.T伯尔斯到波斯去考察，看看法国人摩根的报告是否属实。摩根报告中讲到的一个前景良好的地方叫夏赫舒尔克（Chiah Surkh），在德黑兰以西350千米处。到了这一年的7月，伯尔斯向达西报告说，“这一地区无疑是有油的，地质条件相当有利”，具有商业价值，会是“一个巨大高赢利的实业”，建议他拿出资金来勘探。

与此同时，1901年5月28日，达西与手中一直缺钱的波斯国王穆扎法尔谈妥一份历史性的协议。达西答应给这位国王2万英镑的现金，外加价值2万英镑的股票，还有开采地年纯利润的16%的收入，从而换来了这个国家3/4国土面积为期60年的石油开采权。而没有获得开采权的1/4为北部五省地区，当时属于沙俄势力范围，波斯国王穆扎法尔说了不算。

特许权尚未正式签字，达西就高薪聘请了一位有经验的地质学家乔治·雷诺兹作为波斯石油勘探项目负责人。可以说，用人成功是达西最终能够在波斯找油成功的又一关键举措。乔治·雷诺兹毕业于印度皇家工程学院，先前在荷属东印度（今印度尼西亚）为荷兰皇家石油公司工作。作为地质学家，他熟悉石油地质和石油生产，而且语言学习能力特强，会骑马，又吃苦耐劳，善于交际。

受雇于达西之后，雷诺兹成了在波斯王国石油开采的关键人物，如何勘探、选定井位等等一切事宜都由他决定。雷诺兹于1901年9月间到达德黑兰，首先拜见为达西获得波斯石油特选勘探权的基泰伯吉将军，然后就组织人力物力，按照摩根报告中的预测，奔向了波斯西北部群山中靠近后来的两伊边境一块高原上的第一个勘探地点——夏赫舒尔克。

这里地形复杂，当时的交通十分不便，而且大部地区由相互交恶的部落统治。这些部落的老大们并不把德黑兰的权威放在眼里，国王批准的石油开采特许权在他们眼中也形同废纸，雷诺兹的石油勘探面临着交通运输、高温高压、部落的勒索等多种困难，好在雷诺兹都一一克服了，使勘探工作得以进行。

他们在这里先后打了两口井，都找到了油气显示，但都难以实现工业化开采，不具备商业价值。可以说，他们的石油勘探并不成功。更为要命的是，经过几年的折腾，达西花光了所有积蓄，陷入了财政危机。他已经投入了16万英镑，只是看到了一点希望，又不甘心放弃。与雷诺兹商量后，他们决定坚持下去，不能半途而废。

为了找到钱，达西先找英国海军部，请求贷款支持他开发波斯石油，以便保障大英帝国海军用油。但是当时费舍尔将军关于军舰改为烧油的主张还没有占上风，达西的贷款计划没有实现。在这种情况下，破釜沉舟的达西只能到劳埃德银行借款，用他在澳大利亚的金矿股份作为抵押，这样勘探才得以继续进行。但第二口井见到油气显示后，仍然没有商业化开采的价值。

百折不挠的达西在破产的边缘跳舞，他在英国政府石油顾问、石油专家雷德伍德的帮助下，促成了与伯马（Burmah，缅甸旧称）石油公司的合作。该公司1886年由卡吉尔等几个苏格兰人创建，总部设在伦敦，主要在缅甸开采石油，销售到印度等东南亚地区。雷德伍德将其提炼石油的专利技术出售之后，一直担任伯马的顾问。出于对雷德伍德的尊敬和重视，以及对油源的渴望，1904年11月，伯马公司和达西达成协议，双方合资成立了垄断组织——租借地石油辛迪加，合作开采波斯石油。达西坐镇伦敦，负责全局，伯马派人负责波斯的勘探管理工作。夏赫舒尔

克的两口井虽见到了油气显示，但都不理想，达不到商业性开采的规模，接下来如何勘探、去哪里勘探，成了决定成败的重大问题。伯马公司曾一度决定到波斯西南部的夏尔丁（Shardin）去勘探，但仍然一无所获。此时，公司的勘探工作陷入了困境，伯马对达西和雷诺兹的信任感在急剧下降，波斯石油勘探工作时刻面临停摆。此时，雷诺兹和伯马石油公司总地质师坎宁安·克里柯经过协商，提出勘探南部的迈丹·纳夫坦（Maidan Naftun）的意见，得到了辛迪加的获准。

迈丹·纳夫坦由于靠近一座火神寺而被称为“马斯杰德苏莱曼”。雷诺兹之所以选择在这里钻探井，是有原因的。受雇于达西之后，他曾经在波斯进行过大量的地质考察，1904年2月，他第一次来到这里，就在这个荒凉地区的岩石中发现了油苗，他认为这里是找油的好地方。两年后，他再次来到这里，找到了更多的油苗露头，从而验证了雷诺兹判断的这里有更多油苗显示。

迈丹·纳夫坦处在波斯最有实力的部族联盟巴克提亚里斯的冬季牧场里。巴克提亚里斯是游牧民族，德黑兰的波斯王国政府对这里几乎没有什么影响。1905年，雷诺兹曾经同当地头领达成协议，答应给予较高的酬劳，而且出油以后分成，换取了他们同意，为钻探队提供“保安”。但是，由于部族联盟内部的家族冲突和部族之间的争斗，加上一些头领贪得无厌，协议很快就不起作用了。钻机安装起来了，钻探队建起了生活设施，钻井就要开始。但是当地部落人的干扰使他们无法应付。雷诺兹请求英国驻德黑兰使馆帮助。英国政府派来了两名军官和20名印度士兵，提供武装保护。

在波斯石油的勘探过程中，乔治·雷诺兹是维系整个活动的关键人物。1901年9月第一次抵波斯时，他已经50岁左右了。他既是工程师、地质师、经理、现场代表，又是外交家、语言学家和人类学家。他还擅长修理机器。他沉默寡言，坚强执着。正是靠着他坚强的决心和专业地质判断能力，这个项目才得以进行下去。但对他威胁最大的不是沙漠，甚至也不是当地的部落，而是新的伯马投资公司。这家公司不仅不理解雷诺兹工作环境的困难，还总是对他存有疑心，怀疑他的判断的正确性。

马斯杰德苏莱曼这个钻井点成了达西和雷诺兹“最后孤注一掷的地方”。他们克服了环境差、交通不便等多种困难，1908年1月，雷诺兹确定井位开始钻探。但是不好的消息却传了过来，达西与投资公司的分歧越来越严重，几乎到了不可调和的程度。达西是一心一意要搞成这个项目，他对苏格兰人的谨小慎微感到不耐烦。但伯马公司明确告诉达西，该投的钱已经用完了，下一步所需费用要他自己解决，否则就得停下来。

执着的达西也知道伯马公司已经骑虎难下，就对他们的通牒置之不理，一直在给波斯的雷诺兹争取更多的时间。伯马公司看达西不回复，就在1908年5月14日直接给雷诺兹发去一封信，指示他将马斯杰德苏莱曼的两口油井打到450米，如果还不见油，就“放弃钻探收拾摊子”。雷诺兹压力骤增，但他和达西一样，从未想过放弃。他几乎是在争分夺秒的情况下继续进行钻探。

达西与雷诺兹的坚持得到了回报，1908年5月26日凌晨4点，突然传来一阵喊声。人们冲到钻井工地，见到喷出的油流比井架还要高出15米。几天后，第二口、第三口探井也相继出油。波斯第一个也是中东第一个油田——马斯杰德苏莱曼（Masjid Sulaiman）油田揭开了神秘的面纱！从达西的代表同波斯国王达成特许权协议到此时，已经整整过去了7年。

在伦敦的达西和英国石油顾问雷德伍德并不大放心，派出一个专家组去波斯调查。5个月后，这个专家组发回了一个报告，说波斯境内以及向南直到波斯湾一带，有着丰富的石油资源，雷诺兹的几口油井勘探也十分成功。也就是说，雷诺兹的勘探实践，验证了摩根那份报告的正确性。专家组还建议成立新的经营性公司。新公司名为不列颠波斯石油公司(即英波石油公司，British Persian OilCo.)，也就是后来大名鼎鼎的BP。

新公司成立后，在英国海军部的推荐下，斯持拉斯科纳爵士出任董事长。达西担任董事一职，并获得了公司相当一部分股份，他实现了发财梦。而雷诺兹，继续在英波石油公司担任总工程师。尽管他是发现波斯石油的最大功臣，但他只是一个打工者，他与伯马石油公司上层的关系越来越紧张。1911年2月15日他的雇用合同终止，他拿了自己的薪金加1000英镑退职金，离开了英波石油公司。此后，他又被荷兰皇家壳牌集团聘用，到拉丁美洲的委内瑞拉去当主任地质师。在那里，他于1922年12月，在拉罗萨（LaRosa）油田钻探巴罗索斯（Ros Barrosos）2号井获得成功，轰动了全世界。

在达西、摩根和雷诺兹的身上，后来的很多石油人都悟到了一些获得成功的道理：专业的判断、分析能力和锲而不舍的坚持，会帮助很多困境中的人找到出路。

喇北东块二类油层三元复合驱见效影响因素

周思言

（大庆油田有限责任公司第六采油厂）

为了探索喇嘛甸油田二类B油层开发技术，在北东块二区开展了弱碱三元复合驱现场试验。2018年6月，进入化学驱开发，取得了较好的开发效果，目前处于三元副段塞阶段，三元段塞阶段是试验分析调整、总结见效规律、决定整个试验效果的关键期。本文通过结合单井组见效特点，以油层渗透率、一类连通率、含油饱和度三项静态影响因素和注入压力升幅、油层动用两项动态影响因素为抓手，对区块61个井组逐井进行类比分析，初步搞清了影响各井组见效及见效程度差异的主要因素，为进一步提高见效程度、改善开发效果奠定基础。

1 试验区基本情况

为了探索喇嘛甸油田二类B油层开发技术，在北东块二区开展了弱碱三元复合驱现场试验。利用原强碱试验区井网，下返开发葡Ⅱ4-9油层，采用120m五点法面积井网，共有油水井107口，发育砂岩厚度10.7m，有效厚度8.2m，有效渗透率0.476D，孔隙体积422.6 × 10^4m^3，地质储量201.2 × 10^4t。试验目的层葡Ⅱ4-9油层以低弯曲-顺直型分流河道砂体沉积为主，纵向渗透率变异系数0.78，非均质性强，试验区平面发育差异较大，综合含水及采出程度高，水驱动用程度较高。借鉴前期开展的试验经验，设计为5个段塞注入。2018年6月开始进行化学驱油，目前处于三元副段塞，截至2023年9月，累注孔隙体积0.715PV。

2 试验见效因素分析

试验区0.06PV时开始见效，目前52口采油井见效，比例85.2%。见效井最低含水91.2%，含水下降6.9个百分点。依据含水下降幅度将井组划分为四类。其中，Ⅰ类井组含水下降幅度最大，平均单井下降21.3个百分点，占比32.8%。

3 不同类型油层条件对采油井见效的影响

以油层渗透率、一类连通率、注入压力升幅、含油饱和度、油层动用五项影响因素为抓手，对区块61个井组逐井解剖，初步搞清了影响各井组见效及见效程度差异的主要因素。

（1）渗透率对井组能否见效和见效程度的影响。从不同渗透率井组见效情况看，平面分布较均匀，见效井比例分布在81%～100%，存在一定差异性，但规律不明显，不是影响见效的主要因素。油层渗透率高（渗透率大于0.6D）的见效井6口，比例100%。以L9-PS2610井为例，该井发育有效厚度12.2m，有效渗透率0.780D，油层渗透率高，注聚后13个月开始见效，含水最低点80.3%，含水下降17.8个百分点。油层渗透率低（渗透率小于0.3μm^2）的见效井12口，比例85.7%。以L9-PS2631井为例，该井发育有效厚度2.8m，有效渗透率0.239D，油层渗透率低，注聚后13个月开始见效，含水最低点79.4%，含水下降15.2个百分点。选取区块内渗透率不同但其他因素相近的井组对比分析，各级别渗透率井组间见效时间仅相差1个月，含水下降幅度仅相差0.5个百分点左右，差异性较小。

（2）一类连通率对井组能否见效和见效程度的影响。统计不同一类连通率井组的见效情况，随着一类连通率提高，见效井比例增加。一类连通率60%以上的井组，见效井比例达到90%以上，是影响见效的主要因素。一类连通率高（大于60%）的见效井26口，比例92.9%。以L9-PS2503井为例，该井发育有效厚度12.5m，有效渗透率0.782μm^2，一类连通率89.7%，一类连通率高，注聚后14个月开始见效，含水最低点75.6%，含水下降22.5个百分点。一类连通率低（小于40%）的见效井12口，比例75.0%。以L8-PS2621井为例，该井发育有效厚度5.6m，有效渗透率0.539D，一类连通率35.5%，一类连通率低，注聚后24个月开始见效，含水最低点94.9%，含水下降2.7个

百分点。选取区块内一类连通率不同但其他因素相近的井组，各级别一类连通率井组间含水下降幅度相差3~8个百分点，见效时间相差6个月左右，差异性较大。

（3）含油饱和度对井组能否见效和见效程度的影响。统计不同含油饱和度井组的见效情况，随着含油饱和度提高，见效井比例增加，含油饱和度48%以上的井组，见效井12口比例达到92%以上，是影响注聚见效的主要因素。以L8-PS2617井为例，该井发育有效厚度5.9m，有效渗透率0.519D，含油饱和度51.7%，含油饱和度高，注聚后9个月开始见效，含水最低点56.5%，含水下降32.4个百分点。含油饱和度低（小于42%）的见效井15口，比例78.8%。以L9-PS2621井为例，该井发育有效厚度7.0m，有效渗透率0.470D，含油饱和度38.8%，含油饱和度低，注聚后26个月开始见效，含水最低点95.3%，含水下降2.8个百分点。选取区块内含油饱和度不同但其他因素相近的井组，各级含油饱和度井组间见效时间相差6个月左右，含水下降幅度相差3.0个百分点左右，差异性较大。

（4）注入压力升幅对井组能否见效和见效程度的影响。从不同注入压力升幅井组的见效情况看，见效井比例分布在71%~91%，存在一定差异性，但规律不明显，不是影响见效的主要因素。注入压力升幅高（大于6MPa）的见效井19口，比例86.4%。以L9-PS2523井为例，该井发育有效厚度10.7m，有效渗透率0.554D，注入压力升幅6.1MPa，注聚后18个月开始见效，含水最低点87.0%，含水下降11.1个百分点。注入压力升幅低（小于4MPa）的见效井7口，比例87.5%。以L9-PS2625井为例，该井注入压力升幅2.6MPa，注聚后15个月开始见效，含水最低点75.8%，含水下降22.4个百分点。选取区块内注入压力升幅不同但其他因素相近的井组，各级别注入压力升幅井组间见效时间仅相差1个月，含水下降幅度仅相差1.0个百分点左右，差异性较小。

（5）油层动用状况对井组能否见效和见效程度的影响。统计表明，随着油层吸水厚度的增加，见效井比例增加，大于90.0%的井组见效井比例最高，达到92.6%，是影响见效的主要因素。吸水厚度比例高（大于90%）的见效井25口，比例92.6%。以L9-PS2610井为例，该井发育有效厚度12.2m，有效渗透率0.780D，吸水厚度比例91.1%，吸水厚度比例高，注聚后13个月开始见效，含水最低点80.3%，含水下降17.8个百分点。吸水厚度比例低（小于80%）的见效井13口，比例76.5%。以L9-PS2531井为例，该井发育有效厚度10.5m，有效渗透率0.626D，吸水厚度比例77.1%，吸水厚度比例低，注聚后23个月开始见效，含水最低点95.8%，含水下降2.3个百分点。选取区块内吸水厚度比例不同但其他因素相近的井组，各级别吸水厚度比例井组间见效时间相差7个月左右，含水下降幅度相差3个百分点左右，差异性较大。

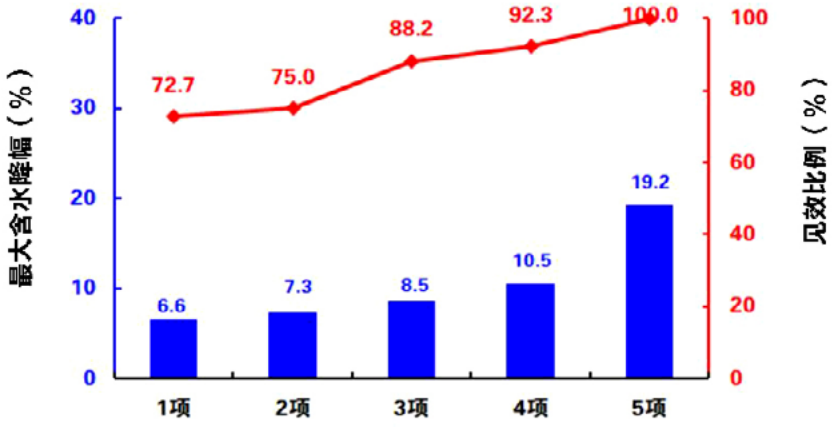


图1 二类弱碱三元见效因素达标趋势

由于井组见效和见效程度受多种因素的影响，因此，对各项因素进行统计分析，综合评价见效井的影响因素。统计结果表明，随着影响因素累加程度的提高，见效井比例及含水下降幅度都明显增加，见效规律比较明显（图1）。

4 结论

（1）对区块61个井组逐井进行类比分析，搞清了影响开发效果的因素主要是一类连通率、含油饱和度及油层动用程度。

（2）随着影响因素累加程度的提高，见效井比例及含水下降幅度都明显增加，见效规律比较明显。

（3）根据前期确定的影响开发效果关键因素，可以从促进剩余油富集、改善油层连通状况、提高油层动用情况方面着手，提高见效程度。

参考文献

[1] 钟连彬.大庆油田三元复合驱动态特征及其跟踪调整方法[J].大庆油田地质与开发，2015，34（4）.

吉林油田X区块CO_2混相驱试验前期见效规律

刘晓路

（中国石油吉林油田公司勘探事业部）

中国石油吉林油田CO_2驱油与埋存规模性矿场实践从2007年开始，经过10余年的现场试验攻关与探索，在X区块陆续建成了原始油藏CO_2驱先导试验、中高含水阶段转CO_2驱扩大试验、小井距特高含水阶段转CO_2驱试验、高含水期转CO_2混相驱工业化应用等CO_2驱油与埋存示范区，证实了CO_2驱油技术是陆相沉积低渗透油藏提高采收率的有效利器。由于受井况、水质等因素影响，先导、扩大试验已停止注气，转为注水开发，小井距试验注气时间最长，累注HCPV数最高，中前期开发规律较为明显。

1 试验区简况

试验区位于X油田向斜构造东翼的斜坡上，试验层位为青山口组一段的11、12号小层，其中，12号小层是由3期砂体叠置形成的河口坝，为主要产油层，储层平均孔隙度13%，平均渗透率4.5 × 10^{-3}D，局部发育高角度剪切裂缝，2012年7月试验区开展了CO_2驱试验，其中，注入井10口，采油井23口，注气前试验区标定产量15.3t（图1）。

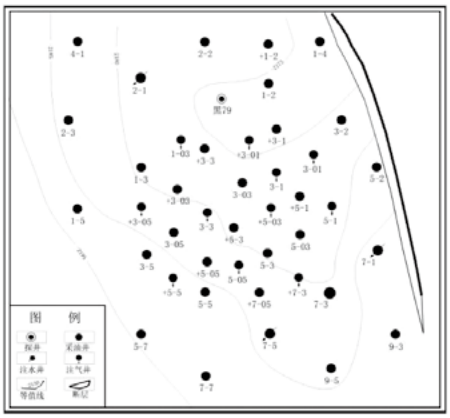


图1 CO_2驱试验部署

2 油井见效特征

试验区初期采用连续注气的方式恢复地层能量，初期注入压力12MPa，注入0.1HCPV后地层压力逐渐达到23MPa，高于混相压力（混相压力22MPa）。为减缓油井产气上升速度，防止油井快速气窜，试验区进入水气交替阶段，水气交替后注入压力进一步上升到14 ~ 17MPa，之后注入压力保持平稳。

（1）见效时间。受储层非均质、含油饱和度、井网、井距等因素影响，油井见效差异明显，注入0.1HCPV时储层物性好的油井优先见效，随着时间的推移，见效区域逐渐由核心区向边部扩展，为此，根据油井见效时间和地层压力分布状况，将试验区由内向外分为混相、近混相两个区域。混相区油井在注入0.1HCPV后，油井逐渐见到增油效果，近混相区油井见效时间相对滞后2~3年，一般注入0.3 ~ 0.4HCPV后油井见到明显增油效果。

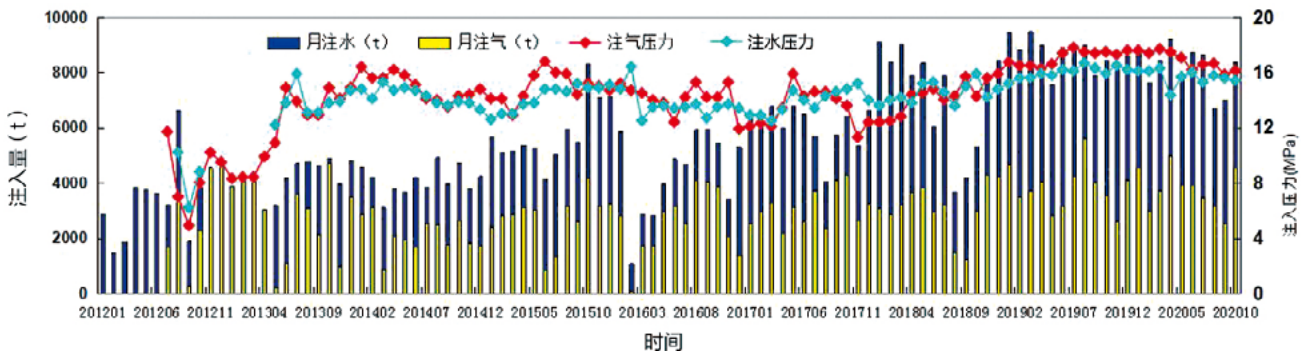


图2 CO_2驱试验注入曲线

（2）液量变化。CO_2驱过程中油井见效一般经历两个过程，分别为能量补充阶段和混相增油降水阶段。试验区混相区油井与注入井距离相对较近，油井收效快，能量补充阶段不明显。近混相区油井与注入井距离较远，见效相对较晚，能量补充阶段较为明显，该阶段油井液量上升20%～60%，气油比上升后液量下降。

（3）油量变化。CO_2混相驱能够大幅降低油气间界面张力，提高驱油效率，实现大幅增油的目的。试验区混相区油井在注入0.1HCPV后进入产量上升期，0.4HCPV产量达到峰值，一般为标定值的4倍，之后产量逐渐呈下降趋势。近混相区0.3～0.4HCPV开始见效，气油比稳定，产量上升幅度较小，一般为标定值的1.5倍，但稳产期长，注入0.8HCPV后产量仍有上升苗头。

（4）含水变化。CO_2混相驱的一个明显见效特征是油井降水增油，混相区与近混相区油井含水变化与油井产量变化相近，混相区油井含水在注入0.3～0.4HCPV后降至最低，一般含水下降10%以上，之后含水缓慢上升，近混相区油井注入0.4HCPV后含水逐步下降，一般下降5%左右。

（5）气油比变化。试验区随着注入量的增加，气油比呈逐渐上升的趋势，与混相区相比，近混相区油井气油比上升较慢，区块气油比＞800m^3/t后，试验区增油、换油率出现下降。同一区域内，注入井与油井同处于高渗条带上，油井更易发生气窜，油井气窜后，产气量迅速上升到1000m^3以上，CO_2含量接近100%，油井产液、产油下降明显，严重制约试验区开发效果。

3 提效对策效果分析

根据室内研究和矿场实践，保持试验区混相的技术对策主要有两点，一是保持地层压力在混相压力以上，二是扩大CO_2波及体积，促进油井均匀见效。

（1）优化注入速度。通过数模研究和矿场实践，年注入速度0.1HCPV能够很好地保持地层压力，使试验区整体地层压力处于混相压力以上，并促进边部油井逐渐受效，由近混相向混相过渡。

（2）水气交替。试验区储层非均质性强，气体沿着高渗透条带窜流，发生单向指进，导致CO_2在生产过程中过早突破，降低波及体积，导致开发效果变差，采收率降低。室内试验表明水气交替能够产生贾敏效应，使气体更多地向低渗层渗流，扩大CO_2波及体积。

根据试验区储层的沉积特点，利用组分数值模拟，对水气交替方案进行优化，在保持日注入量30t不变的情况下，对2∶1（即注2个月CO_2再转注一个月水）、1∶1、1∶2三个不同的段塞比进行比较。在高产气井区域实施1∶2或1∶1的气水段塞比能够有效控制油井高产气，在未明显见效井区域实施2∶1的段塞比能够促进区域见效。

（3）压裂引效。油井气窜后油井产量下降明显，同时会影响气体波及率，部分油井受效变差。通过水气交替，能够起到扩大CO_2波及体积的作用，但油井一旦气窜，单纯地通过水气交替改变气窜通道时间较长，因此需要对油井采取工作。利用气驱注采井间反应比较敏感的特点，在能量充足井组弱势方向上，对油井进行压裂引效，能够很好地引导气体在弱势方向的渗流，同时减缓气体在优势方向的快速气窜，提高弱势方向油井的效果，达到扩大波及体积，促进油井均匀受效的目的。

4 开发效果

通过综合调控试验区地层压力始终处于混相压力以上，气影响井减少，油井受效趋于均匀，试验区中前期混相规律特征明显，截至2020年10月，试验区产量较水驱递减提高5倍以上，累计增油量4846lt，核心评价区阶段提高采出程度21.7%，提高采收率25%。

5 结论

（1）CO_2混相驱确实能够起到降水增油的效果，受储层物性、含油性、气体波及率等因素影响，油井降水增油幅度存在差异。

（2）油井气油比升高后将抑制油井产液、产油能力，开发效果变差，抑制油井快速气窜是提高开发效果的重要保障。

（3）合理注入速度+水气交替+压裂引效相结合的组合调控方法能有效扩大CO_2波及体积，促进油井均匀见效，提高区块开发效果。

参考文献

［1］王涛，姚约东，朱黎明，等. Box—Behnken法研究二氧化碳驱油效果影响因素［J］.断块油气田，2010，17（4）：451～454.

［2］高慧梅，何应付，周螺生. 注二氧化碳提高原油采收率技术研究进展［J］.特种油气藏，2009，16（1）：5～8.

［3］郭平，李士伦，杜志敏，等. 低渗透油藏注气提高采收率评价［J］.西南石油学院学报，2002，24（5）：46～50.

苏家20区块开发效果评价

刘一丹

（中国石油吉林油田吉林东部油气新能源公司）

苏家油气田区域构造位于松辽盆地东部断陷带梨树断陷苏家洼槽。20区块为典型的双断式沉积，伴生断层非常发育；主要发育三个期次断裂，早期断层起侧向对接作用，后期少量断层沟通油源。重点开发层段火二段、营一段、营二段多扇三角沉积体系，多物源、源近流短，储层变化快，连通性差。火二段平均孔隙度6.4%，平均渗透率0.6mD。储集空间以粒间孔为主，营一段平均孔隙度16.7%，平均渗透率8.1mD，营二段平均孔隙度9.3%，平均渗透率0.33mD，孔隙类型为原生粒间孔和溶蚀孔，为低孔低渗储层。

1 储层分类评价

火二段孔隙度一般为4%～12%，平均6.4%，渗透率0.04～5mD，平均0.6mD，为低孔低渗储层。1、2号层发育扇三角洲前缘水下分流河道，细砂岩为主，储层物性及含油性较好，评价分类Ⅰ类，为主力投产层；下部为平原相发育大套砂砾岩，物性及含油性差，为Ⅱ类。

火二段在典型曲线及四性关系研究的基础上，应用了5口井9层试油资料，建立交会图版，确定火二段油藏有效厚度划分标准：声波时差≥215μs/m，密度≤2.53g/cm^3，电阻率≥30Ω·m。

营二段应用资料，采用图版法，应用了8口井20层试油资料及2口井4层测井解释资料，其中，试油油层18层，试油油水同层2层，解释干层4层。20层试油资料中，18层合试，2层单试。有效厚度电性标准：RLLD≥35Ω·m，Δt≥215μs/m，SO≥38%。

根据测井、结合投产效果，将研究区火二段、营二段油层分为Ⅰ类，Ⅱ类。营城组AC≥215，RLLD≥35为Ⅰ类，AC＜215，RLLD≥35为Ⅱ类，火二段AC≥215，RLLD≥30为Ⅰ类，AC＜215，RLLD≥30为Ⅱ类。研究区34口井，Ⅰ、Ⅱ类油层39l层744.2m，其中，Ⅰ类油层256层518.6m，Ⅱ类油层135层225.6m。未动用Ⅰ、Ⅱ类油层257层435m。

2 潜力分析

根据断层分布情况，将研究区分为四个断阶带，分别为东北部断阶带、一断阶、二断阶、三断阶。控制断层为桑树台断裂。

一断阶：靠近油源，火二段主要发育顺向断层，营二段断层少，有利于成藏，油层发育好，试油试采效果好。

二断阶：距离油源相对较远，火二段反向断层发育，对油气运移起到一定遮挡作用，油层发育变差，营二段断层不发育，有利于运移成藏，油层有一定发育，局部试油出现高产井。

三断阶：远离油源，反向断层发育，不利于油气长距离运移，油气富集相比一二断阶差，需要进一步评价。

东北部断阶带：火二段普遍发育，局部发育营城组，储层物性差异大，试采投产效果差异大。

3 单井效果评价

一断阶：SJ10-33井发育两套含油层系，火二段储层致密，试油效果差，营二段储层厚度大，物性好，含油性好，采用蓄能置换压裂，试油试采效果好，压后自喷试油，7mm油嘴，日产油量54m^3，日产水量0m^3，压力1.7MPa，累计产油量994m^3。试采初期自喷，4mm油嘴，日产液量18.2t，日产油量12.1t，含水33.5%，目前日产液量8.0t，日产油量7.8t，含水2%，累产油量5796t。SJ8-29井靠近SJ10-33井，营二段组发育变好，含油性好，局部发育营一段油气层，具备高产条件。投产火1段油层，初期产量高但下降较快，后期补压营二段油层，效果较好。目前日产液量9.0t，日产油量8.7t，含水2.7%。

二断阶：SJ18-23井仅发育火二段，水力泵试油23m^3，试采13个月，产量递减快，目前日产液量1.8t，日产油量1.3t，累产油量865t，液量较低。

东北部断阶带：火二段普遍发育，局部发育营城组，储层物性差异大，试采投产效果差异大。主要由物性决定试采投产效果，SJ12-19井投产火二段，投产层较薄，物性较差，投产效果较差，日产油2.0t，产量保持稳定，目前日产液1.3t，日产油1.2t，累产油809t，液量较低。

4 稳产技术对策

（1）深化油藏认识。由于重点建产区带（曲家断裂）附近油气分布受断块分割，差异聚集，分布规律复杂，通过持续深化油藏认识，紧跟5口评价井实施，落实储量，扩大含油面积，并分区分层建立油层电性标准，深化储量参数研究。

（2）优化产能方案，明确开发方式。苏家区块枯竭式开采，递减快，能量补充方式尚不确定，通过深入分析总结前期氮气吞吐、水驱试验等能量补充方式效果，进一步论证能量补充方式，并优选能量补充方式，差异性进行增能补能，开展注入机理、注入参数研究，完成能量补充方案设计，开展矿场试验和效果评价。论证与试验，明确适合苏家区块的能量补充技术手段，实现稳产。

（3）开展潜力层再认识，制定挖潜方案。SJ1-2井2019年5月投产营二段6号小层，动用油层厚度6.4m，未出油，出气，判断是前期压裂加砂量小，未充分改造，下步计划重压，进一步证实此断阶带为构造高部位高产油流及含油边界，指导井位部署。SJ8-25井2021年4月投产火二段1号层，递减快，10月补压火二段2号层，目前日增油0.9t，累增油125t，下步跟踪评价火二段2号层措施效果，若经济有效，可开展此类物性差层动用，尽可能提高苏家20区块采收率。

5 结论

（1）苏家20区块处于西部断阶，火二段顶面以近南北向断层为主，东部为桑树台断裂，具有早期活动、晚期封堵（登娄库组），起到运移、侧向对接烃源岩作用，控制油气分布，形成源储侧向对接的岩性、断层-岩性油藏，断距控制含油柱高度。

（2）苏家20区块根据断阶分布情况，一断阶靠近油源，火二段主要发育顺向断层，营二段断层少，有利于成藏，油层发育好，试油试采效果好；二断阶距离油源相对较远，火二段反向断层发育，对油气运移起到一定遮挡作用，油层发育变差，营二段断层不发育，有利于运移成藏，油层有一定发育，局部试油出现高产井；三断阶远离油源，反向断层发育，不利于油气长距离运移，油气富集相比一二断阶差，需要进一步评价；东北部断阶带火二段普遍发育，局部发育营城组，储层物性差异大，试采投产效果差异大。

（3）营二段储层全区发育，不同区带油气充注差异大，营二段西部断阶油气充注效果好，油柱高度高，6个小层油层发育，投产后高产，含水低；中部及北部构造油层主要发育在下部，油气充注略差，油柱高度低，上部2号小层以水为主，下部4、5、6号小层以油为主。

参考文献

［1］冯宴，胡书勇，何进.百色油田复杂断块油藏注水吞吐技术［J］.石油地质与程，2007，21（1）：50-51.

［2］刘玉虎，刘华，李朋，等. 苏家屯次洼构造特征分析［J］.东北油气勘探与开发，2013，10（1）：31-37.

华北油田积极井控管理体系的创新实践

戴明辉[1] 赵杰[2] 武庭阳[2] 林小宁[1] 陈志鑫[2] 宋毅男[2]

（1.中国石油华北油田公司第四采油厂；2.中国石油华北油田河北储气库分公司）

华北油田油气勘探开发区域集中在冀中、二连、山西，横跨京津冀蒙晋五省市，给石油与天然气勘探开发过程中的井控风险识别及井控管理工作带来一系列挑战，井控安全已经成为安全生产的重中之重。基于油气生产区域“点多面广”的分布特点，通过“创新实施井控管理‘4个全面’总体布局、创新实施井控管理‘3控+7化’模式、创新构建技术标准和管理体系双环啮合井控管理模式，系统推动井控安全”的积极井控管理体系，实现了钻井和井下作业无井喷事故和有毒有害气体中毒伤亡事故的目标，最终实现企业井控本质安全生产，有效保障了华北油田油气勘探开发增储上产业务蓬勃发展，为国家经济发展提供重要能源保障。

1 “4个全面”总体布局

（1）全面压实井控管理责任。一是油田公司和油服单位通过“管业务必须管井控”模式，各司其职、各负其责，围绕“四个重点”（重点井、重点层、重点人、重点队伍）和“四查”（设计、施工、人员能力素质、设备保障）落实责任、聚焦重点，扎实做好井控基础工作。二是在中石油和油田公司统一部署下，各二级单位将井控责任落实到行政一把手、分管领导和责任部门，把井控工作作为不可推卸的责任。同时，积极发挥油田公司质量监督中心以及各级监督站和驻井监督作用，压实各级监督责任，确保井控责任落实。三是参照疫情防控和安全大检查经验，制定“井长制度”，由建设单位处级科级干部或相关负责人担任，将井控责任压实到人。

（2）全面提升各层级井控意识。号召员工树立积极的井控和大井控理念，强化全员、全过程、全方位、全天候的井控意识。涉及井控工作的员工，必须参加井控培训，涉硫的员工还必须参加硫化氢防护培训，取得上岗资格证后方能

上岗。井控培训配备井控培训模拟设备，安排学员参加学习实践，确保员工扎实掌握井控技能。钻井井控工作总基调是要进尺，更要井控；二者发生矛盾时，宁可不要进尺，也要保证井控。井下作业井控工作总基调是要抢进度，更要井控；二者发生矛盾时，宁可不要进度，也要优先保证井控。井控无小事，不能有懈怠、麻痹的思想和厌战情绪。各层级井控管理工作要慎终如始，始终保持高度的使命感、责任感和紧迫感。

（3）全面建立井控工作长效机制。一是固化钻井专家驻井制度。对于超深、超高温、超高压等重点井要安排钻井、修井专家进行驻井指导。二是通过周例会、日例会等制度，创新开展工作，形成先进经验，并把经验制度固化。三是井控领导小组持续挖掘国内外典型井控案例，发挥示范作用，再把示范形成规范、把经验形成制度，进而形成长效机制，实现本质井控。四是钻井与井下作业公司要与油田公司形成良好互动机制，将每次油田公司的井控会议要求有效落实，重点对油田公司阶段性井控管理要求的执行情况进行整改通报，形成井控管理闭环。五是不断完善区域井控应急管理中心建设。井控应急中心管理制度、人员及设备设施要配齐、到位，并定期开展井控应急演练。

（4）全面严肃井控工作考核问责。为积极落实中石油井控安全，有效筑牢井控安全屏障，彻底改变井控考核问责偏松偏软的情况，解决历史性存量问题、反弹问题和新问题，油田公司定期聘请第三方实施井控QHSE体系审核和相关井控大检查，对井控问题责令相关方及时整改销项。油田公司工程技术部联合人力资源部和财务部进行精准考核和问责，加强考核手段，加大问责力度，形成甲乙方一盘棋井控安全管理考核机制。

2 创新实施“3控+7化”模式

（1）“3控”模式。一是做到井控超前控。油田公司工程技术部牵头，科技信息部、大数据中心配合，充分借鉴国内外先进经验，勘探开发部门要抓好各区块压力预测和风险提示，工程技术部门要重点抓好井控设计，通过开展井控大数据建设做到超前控，实现风险管控超前预警。重点做好两方面工作：一方面，切实践行甲方管设计、设计重井控的理念，对于重点探井、高风险井，要从设计源头把好关，工程技术部和驻井专家要做好设计审核把关。另一方面，强化“三评估三分级”成果应用，精准匹配队伍，原则上不允许队伍能力与施工井风险不匹配，生产运行部调配队伍前要对井控风险和队伍能力进行评估，做到进度服从质量，优先保证高风险井施工队伍的能力匹配。井控大数据系统建设要与公司安眼工程、风控平台、EISC系统有机结合，甲乙方数据和信息共享，实现井控风险预警，着力做好源头风险管控。二是做好井控过程控。要牢固树立“全井筒井控”理念，并落到实处，既要重视施工井目的层井控，也要重视施工井非目的层井控。各油气生产单位还要加强生产井、闲置井的井控安全管控，尤其是高压低渗区块等。油田公司各二级油气生产单位在落实“井长制”基础上，要建立完善的巡检制度，对区域内生产井、闲置井进行全面梳理排查，发现问题马上整改，做到统筹兼顾，通过强化协作联动机制，实现全过程井控风险的管控到位。三是做好井控事后控。牢固树立“交井不等于交井控，完井不等于完井控”理念，应积极借鉴疫情防控工作中好的做法，及时总结经验并固化程序。

（2）“7化”模式。一是井控专班必须专家化，打造井控专业团队。二是审查必须严格化，油田公司工程技术部要严格落实施工队伍资质能力与施工井井控风险匹配的审批把关工作。三是预警必须及时化，油田公司监督中心负责重点井筛查。井控办组织落实具体管理、技术措施。四是确认必须精准化，油田公司监督中心负责督促重点井井控措施落实精准化。五是对标必须实时化。内部对标要实时对标，外部对标要借鉴国外和先进同行管控经验。六是必须落实“工程地质一体化”，变节点控制为系统控制；七是井控例会召开常态化。对井控例会提出的不同阶段内问题切实做到跟踪整改形成闭环。

3 形成双环啮合井控管理模式

华北油田创新构建技术标准和管理体系的双环啮合井控管理模式，系统推动井控安全。基于《中华人民共和国安全生产法》，紧紧依托中石油企业标准《钻井井控技术规范》和《井下作业井控技术规范》，在全油田区域内推行“让执行标准成为一种习惯”文化氛围。但鉴于现场作业具有复杂性和特殊性，在没有适用性技术标准的情况下，现场井控管理者和井控管理机构可根据现场实际情况，连同作业管理部门，制定符合现场情况和企业自身现状的临时性安全措施，通过企业管理机构的权威性发布并督促执行，制定明确严格的奖惩措施，从技术上和管理上建立井控工作的良性循环模式，实现油田勘探开发的长期井控安全。

4 效果评价

华北油田公司通过积极井控管理体系的创新与实施，完全实现了勘探开发、多元开发、综合服务三大板（下转55页）

饶阳凹陷留北地区上第三系低阻油层成因及测井识别

张延君

（中国石油华北油田公司第三采油厂地质研究所）

低阻油层是非常规油层的典型代表，形成条件异常复杂，导致常规测井曲线无法准确反映。留北地区上第三系油藏的圈闭幅度较低，含油面积相对较小，储层物性虽优越，但相对应的原油物性则较差。油田开发往往依赖自然能量，然而，由于原油黏度高，油层动用程度普遍较高，因此，油井普遍含水量较高。同时，油藏的埋藏深度不一，岩性、地层水性质等多重因素影响，测井识别油水层难度大。近年来，油田相继实施表外层复查、层内和层间治理等措施。然而，随着开采时间的延长，常规挖潜措施逐渐减弱，井下技术状况普遍较差，油藏整体开发效率低下。因此，低阻油层成为该地区重要的油气开发目标，然而传统的电测解释方法往往难以准确区分油水层，许多II类及表外层难以有效开发利用。

1 地质背景

留北上第三系油藏主要发育在饶阳凹陷中南部，以受留路断层和大王庄东断层的控制为主（图1），形成了背斜和断鼻两种类型。本文研究区域则涵盖大王庄构造带、肃宁洼槽、献县凸起、元昌楼构造带和河间洼槽。饶阳凹陷的地层发育完全，留北油藏主要包括馆陶组和明化镇组两套油层。明化镇组又分为上段和下段，上段以粉砂岩、细砂岩及泥岩为主，下段则以泥岩夹薄层粉-细砂岩为主。馆陶组厚约为400m，以粉-细砂岩与泥岩呈不等厚互层为主，中部泥岩多，底部砂砾岩增多。

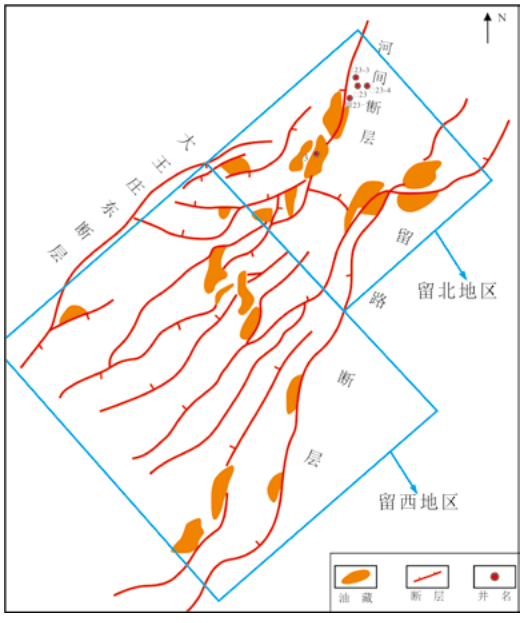


图1 研究区主要油藏分布及构造位置

2 低阻油层成因

（1）地层水矿化度。研究区地层水矿化度分布相当广泛（312mg/L～62096g/L）。这种变化会导致电测曲线中的电阻率显著波动，给油水层的识别带来困难。其通常源自油藏经历的次生改造，这种改造会加剧油藏内部的流体非均质性，伴随着二次驱替过程的进行。储层的非均质性影响使得在渗流过程中大气和淡水发生了严重的选择性，加剧了次生改造的非均质现象。识别油层和水层的难度因此增加，特别是当低阻油层和高阻水层同时存在，且电阻率相近时，这一挑战尤为突出。

（2）泥质含量。泥质含量较高是形成低阻油层的原因之一。当储层中泥质含量高时，其具备足够的电导能力，显著降低了地层的电阻率。另外，泥质含量高还可能导致孔隙堵塞，将自由水转变为束缚水，从而提高束缚水的饱和度，进而降低油层的电阻率。研究表明，在该区域，储层的泥质含量（Vsh）范围从1.98%到54.01%不等。随着泥质含量的增加，地层的电阻率呈下降趋势。主要表现在以下几个方面：首先，泥质填充了大部分孔隙，增加了阳离子交换量，从而改变了储层的导电性；其次，泥质堵塞了孔隙，提高了储层中束缚水的饱和度，导致储层的电阻率下降。

（3）沉积相特征。留北地区上第三系的低阻油层形成受到沉积相类型的宏观控制。研究区以河流相为主，主要储层为曲流河沉积。这些环境通常表现为水动力较弱的低能环境。此外，该地区的油藏以砂岩为主，同时泥质含量较高。

表1 基于试油约束图版法的油水层测井解释标准

断块名称	流体类型	孔隙度（%）	地层电阻率（Ω·m）	声波时差（μs/m）	R_4（Ω·m）
路3	油层	≥18.7	≥10.3	≥309.4	≥6.82
	油水同层	21.03~31.6	10 ~ 23.8	309 ~ 379	7.12 ~ 10.16
	水层	≥20.94	≤10.2	≥293.3	<6.82
留23	油层	—	>7.74	≥251.5	≥6.82
	油水同层	—	7.74~20.5	277~363	7.12~10.16
	水层	—	<7.74	≥302.7	<6.82

这种情况导致储层微孔隙的发育以及束缚水的饱和度增加，进而促进低阻油层的形成。因此，沉积相类型在低阻油层形成过程中发挥了间接的影响作用。

3 低阻油层识别方法优选

（1）交会图版法。根据留北上第三系的试油资料，制作了留23断块油层的常规测井交会解释图版。从声波时差-地层电阻率图版可以明显看出，识别油层、油水层与水层的效果较好。地层电阻率在7.74Ω·m以上被确定为含油层，而地层电阻率在7.74Ω·m以下则被归为水层。然而，存在误判的两个点：留23-3和留23-4。此外，还有一些疑难井需要进一步识别，其中包括位于研究区西北部的留23-7井，其射孔部位为NgIV油层。尽管测井解释将其归为水层，但重新实施层内挖潜后，该井的日产液量为5.7t，日产油量为2.8t，含水率为50.8%。值得注意的是，图版中不同流体类型共存区较大，区分不明显。这主要是由于油层电阻率受到多种因素的影响，包括岩性、物性、孔隙结构、润湿性以及地层水性质等。结合试油资料，建立了留23断块油层的常规测井交会解释图版，声波时差-地层电阻率图版识别油层、油水层与水层的效果较好，地层电阻率在7.74 Ω·m以上是含油层，地层电阻率在7.74 Ω·m以下为水层。但存在留23-7疑难井，需进一步识别。该井位于研究区西北部，射孔部位为NgIV油层，测井解释油水同层6.6m，电阻率为23.2Ω·m，且呈凹形特征，按解释图版为水层，但对该井16号层重新实施层内挖潜后，日产液量措施后5.7t，日产油量2.8t，含水50.8%。

（2）试油约束版法。结合研究西区留23和路3断块的35口井的试油结果，以及84个小层的测井解释处理成果，通过绘制交会图版，建立了不同流体性质储层的识别标准。①油层：电阻率≥10.3Ω·m，孔隙度≥18.7%；②油水同层：孔隙度≥18.7%，地层电阻率10 ~ 23.8Ω·m；③水层：电阻率<10.2Ω·m，孔隙度≥20.94%。联合电阻率-声波时差、电阻率-4m电阻的图版，确定了电阻率≥10.3Ω·m时，低阻油层对应的4m电阻率和声波时差下限分别为6.82Ω·m和309μs/m。据此，建立了研究区主要断块油水层的测井标准（表1），砂岩厚度均主要集中在6 ~ 8m。

（3）识别方法准确度分析。对留北上第三系储层特征及电性特征进行深入研究，并建立常规测井解释图版。交会图版中，声波时差-地层电阻率图版共包含43个层，误入和误出分别为2个点和1个点；声波时差-4m电阻率图版则有57个层，误入和误出分别为7个点和1个点。试油约束图版中，声波时差-地层电阻率共计65个层，误入和误出分别为6个点和4个点；声波时差-4m电阻率包含55个层，误入和误出分别为6个点和1个点；试油孔隙度-地层电阻率共有84个层，误入和误出分别为7个点和5个点。最终，准确度分析表明，交会图版法达到87.72%，而试油约束图版法则为85.71%。因此，交会图版准确率明显高于试油约束图版法。

4 结论

（1）根据对留北低阻油层地质概况及成因分析，低阻油层形成机理复杂，受到多种影响因素的综合作用，主要包括地层水矿化度、泥质含量以及沉积相等因素。

（2）针对研究区的实际情况，选取了交会图版和试油约束的交会图版对低阻油层进行识别。这两种方法都能较好地识别低阻油层，但发现交会图版法的识别准确度达到87.72%，明显高于试油约束的交会图版。

参考文献

［1］杨旺旺.渤海A油田馆陶组低阻油层随钻测录井识别方法研究［D］.长江大学，2023.

［2］朱铁汉.留北上第三系低阻油层识别技术研究［D］.燕山大学，2022.

［3］王小花，夏慧，张志敏，等.饶阳坳陷留西-留北地区新近系储层特征及成藏模式［J］.石油知识，2021，（2）：58-59.

［4］张凯逊，白国平，金凤鸣，等.层序地层格架内成岩作用—以饶阳凹陷中南部沙河街组三段砂岩为例［J］.石油学报，2016，37（6）：728-742.

［5］李早红，程小岛，姜虹，等.尼日尔Termit盆地低阻油层成因机理及综合识别技术［J］.地学前缘，2018，25（2）：99-111.

注水系统优化提升对策

唐新宇　周海玉　赵睿　韩羽　杜莎
（中国石油华北油田公司第四采油厂）

在油田开发中，后期加强注水是一项至关重要的措施。随着油井的开采进程，原油产量逐渐下降，油田逐渐陷入低产状态。此时，通过注水技术，可以有效提高油田的采收率，延长油田的生产寿命，以及维持油田的稳产状态。注水不仅可以增加地层压力，推动原油向采油井移动，还可以填充油田中的孔隙空间，减缓地层压力下降速度，从而维持油井生产的稳定性。因此，后期加强注水对于维持油田的产能、提高采收率、延长油田寿命具有重要意义。

1 注水系统存在的问题及影响

当前注水系统存在着一系列基础问题，这些问题严重影响了油田开发效果。一是水质管理方面存在着诸多挑战。水质的波动直接影响着注水效果，而当前水质管理环节存在人员缺失、设备老化、关键节点不能及时进行数据检测等问题导致水质波动频繁，降低了注水效果。二是水井作业方面也存在着问题。全厂超过3年未动管柱的水井较多、水井作业周期长、泄压困难等因素导致部分水井长期处于未作业状态，影响了注水效率，存在水井井下管柱损坏的风险，进而影响整个注水系统的稳定性。

2 水质管理优化对策

（1）探讨提高水质管理效果的关键举措。为了提高水质管理效果，必须采取一系列关键举措。建立完善的水质监测体系至关重要。通过月度水质检测数据设立关键节点的水质取样化验计划、培训取证增加水质化验人员、及时维保水质化验设备确保化验正常进行，可以有效提高水质管理的及时性和准确性。定期检修设备、更新处理工艺，确保设备运行正常，提高水质处理效果。

（2）强调保障各环节的水质处理效果达标的重要性。强调保障各环节的水质处理效果达标具有重要意义。只有确保水质处理的每一个环节都达到标准，才能保证注水系统的稳定运行和油田开发效果的提升。水质处理效果的达标不仅关乎注水系统的平稳运行，更关乎环境保护和可持续发展。因此，保障水质处理效果达标不仅是企业的责任和义务，更是对油田开发可持续性的基本要求。

通过分析水质管理中存在的关键问题、探讨提高水质管理效果的关键举措，并强调保障各环节水质处理效果达标的重要性，可以有效优化水质管理，提升注水系统的运行效率和稳定性，实现油田开发的可持续发展目标。

3 水井作业优化对策

（1）问题根源分析。水井作业在油田开发中扮演着至关重要的角色，第四采油厂井筒主要问题主要以腐蚀管柱和出砂为主，其中三年以上未动管柱作业井98口，出现腐蚀情况59口，腐蚀占比60.2%，长期动管柱对管柱的腐蚀伤害较大。其次，水井泄压困难也是一个常见问题。部分低渗型注水断块，地层连通性较差，注水压力较高，多年注水开采，地层压力发生紊乱，停注泄压速度慢，关井后压力迅速上升，且注水层易存在局部高压层，井口压力泄完，也有部分压力憋在地层当中，无法泄压，影响水井正常作业。

（2）降低风险对策。为了降低水井作业风险，必须采取一系列对策。一是建立健全的水井检管计划至关重要。通过制定合理的检管计划，定期对水井进行周期检管，及时发现问题并进行处理，可以有效减少水井作业周期，提高水井的作业效率。二是完善水井泄压系统建设和配套措施。定期对地面配套设施进行维护保养，可以有效降低水井泄压时的风险，保障水井作业的安全稳定运行。

（3）强调提高水井利用率的重要性。强调提高水井利用率的重要性。水井作为油田开发的重要设施，其利用率直接影响着油田的生产效率和经济效益。提高水井利用率不仅可以增加油田的产能，降低开发成本，还可以延长油田的生产寿命，实现油田的可持续发展。因此，提高水井利用率不仅是对资源的有效利用，更是对油田开发效益的提升。

通过分析水井作业中存在的问题根源、探讨降低水井作业风险的对策，以及强调提高水井利用率的重要性，可以有效优化水井作业，提升油田的生产效率和经济效益，实现油田开发的可持续发展目标。

4 注水系统综合优化对策

（1）综合分析水质管理和水井作业对注水系统的影响。注水系统在油田开发中扮演着至关重要的角色，而水质管理和水井作业是直接影响注水系统运行效果的两个关键因素。水质管理影响着注入井水质的稳定性，而水井作业则影响着注水系统的运行状态和效率。综合分析这两个因素对注水系统的影响是优化注水系统的关键一步。一方面水质管理对注水系统的影响不可忽视。水质不佳会导致管道腐蚀结垢、设备损坏等问题，影响注水效果和系统稳定性。另一方面，水井作业的不正常会造成注水周期延长、注水效率下降等问题，进而影响整个注水系统的运行。因此，水质管理和水井作业在注水系统中起着至关重要的作用。

（2）提出综合优化对策。为了综合优化注水系统，需要采取一系列对策。首先，建立完善的水质管理体系是关键。包括定期监测水质、加强水质处理工艺、优化水质监测设备、增加水质化验人员等措施，以确保注入井水质的稳定。其次，通过研究注水井不正常井日常管理模式以A2报表数据为基础，形成一套数据筛查模板；统计在注水井得管柱图形成一套水井基础数据库，根据配注完成情况、油套压变化情况、及时完成不正常井得筛选，通过水井基础数据的筛选，完成不正常井的分析结合区块周期检管最优时间，及时完善制定水井检管作业计划。

（3）强调通过系统优化提升注水效率的重要性。强调通过系统优化提升注水效率的重要性。通过系统优化，不仅可以提高注水系统的运行效率和稳定性，还可以降低运行成本、延长设备寿命，实现油田开发的可持续发展。系统优化包括多方面的措施，如优化设备配置、改进工艺流程、提高管理水平等，全面提升注水系统的整体性能。

水质管理和水井作业是影响注水系统效果的重要因素，通过综合分析其影响，提出综合优化对策，并强调系统优化提升注水效率的重要性，可以实现注水系统的持续稳定运行和高效注水，为油田开发提供可靠支持，促进油田产能的提升和经济效益的增长。

5 结语

（1）在油田开发领域，优化对策的研究和应用前景展望十分广阔。随着油田勘探开发技术的不断进步和油田资源开采的挑战增多，研究优化对策已成为提高油田开发效率、降低成本、保障安全的关键手段。随着各类关键节点大数据的实时上传共享和设备更新换代速度的加快，油田开发领域的数据分析和新型设备将更加精确和高效，为优化对策的研究提供更多可能性。

（2）展望未来可持续发展的方向，注水系统的优化应用需要在技术创新、环保和可持续性等方面持续努力。老油田稳产需要加大注水系统的投入，在保持现有产量的基础上稳固提升，提高老井的利用率。优化对策的研究和应用前景广阔，将助力油田稳产，实现注水系统的整体提升，实现可持续发展的目标，为能源行业的发展和全球经济的繁荣做出贡献。

参考文献

［1］陈欢庆，成顺新.油田开发中精细油藏描述成果平台建设研究［J］.高校地质学报，2024，30（1）：100-109.

［2］赵号晋，白佳帅，王立伟，等.玛北油田玛2井区地质特征及开发措施分析［J］.中外能源，2024，29（2）：46-52.

［3］计晓琳.基于组态软件的油田开发信息管理系统构建［J］.信息系统工程，2024，（2）：12-15.

［4］冒家友，李红霞.FPSO+水下系统开发南海深水油田群工程实践［J］.中国石油和化工标准与质量，2024，44（3）：132-137.

［5］曾翔，李惠芳.注水井最佳检管周期及配套维护方法探讨践［J］.化工管理，2014（3）：4.

（上接51页）

块业务协调发展的产业格局，油气增储上产资源基础得以持续不断巩固。实现了钻井和井下作业无井喷事故和有毒有害气体中毒伤亡事故的目标，安全生产一直保持平稳态势，为国家经济发展提供重要能源保障，同时也为中石油的安全健康发展树立了良好形象。

参考文献

［1］王福国，王建新，郁凤祥.“积极井控”理念在石油企业推行探讨［J］.油气田环境保护，2012，22（3）：74-76.

［2］齐凯棣.井控安全管理问题浅析［J］.中国安全生产科学技术，2017，13（1）：19-22.

注水井水嘴堵塞导致注水异常的解决方法

张仁锋
（大庆油田有限责任公司第三采油厂）

随着油田开发的不断深入，油藏小层的层段划分越来越精细，在采油井措施挖潜余地越来越小的情况下，加强注水井的日常管理，提高注水质量，进而实现“注好水、注够水”的目标成为油田稳产的重中之重。在这个过程中，大庆油田第四油矿注水井水嘴堵塞频繁出现，成为造成分层注水井注水异常的重要原因。

1 存在的主要问题及现状调查

萨北油田北部过渡带进入特高含水开采阶段后，日常管理过程中的注水异常井逐年增多。经现场写实发现，造成分层注水井注水异常的一个重要原因是注水井水嘴堵塞。2019年，第四油矿发现注水异常井164井次，其中85井次是由于水嘴堵塞造成的，所占比例高达51.8%。控制水嘴堵塞井次，减少注水异常，既能提高注水合格率，又能减少注水井分层测试调整工作量，降低注水井维护成本，缓解注水井总井数逐年增加与分层测试能力不足之间的矛盾。

水嘴堵塞造成层段注水量减少或注不进水，给油田开发和注水井管理工作带来困难。2019年，全矿累计85井次水嘴堵塞，堵层配注1603m^3，堵时水量411m^3，日影响水量1192m^3。

从不同直径水嘴堵塞比例曲线可以看出，所有水嘴堵塞均发生在水嘴直径小于6.0mm的层段中，且水嘴越小堵塞比例越大。其中，水嘴直径小于2.0mm的层段发生堵塞的比例高达68.8%。只要能较好地解决直径小于6.0mm的小水嘴堵塞问题，就能有效控制全矿水井水嘴堵塞问题。

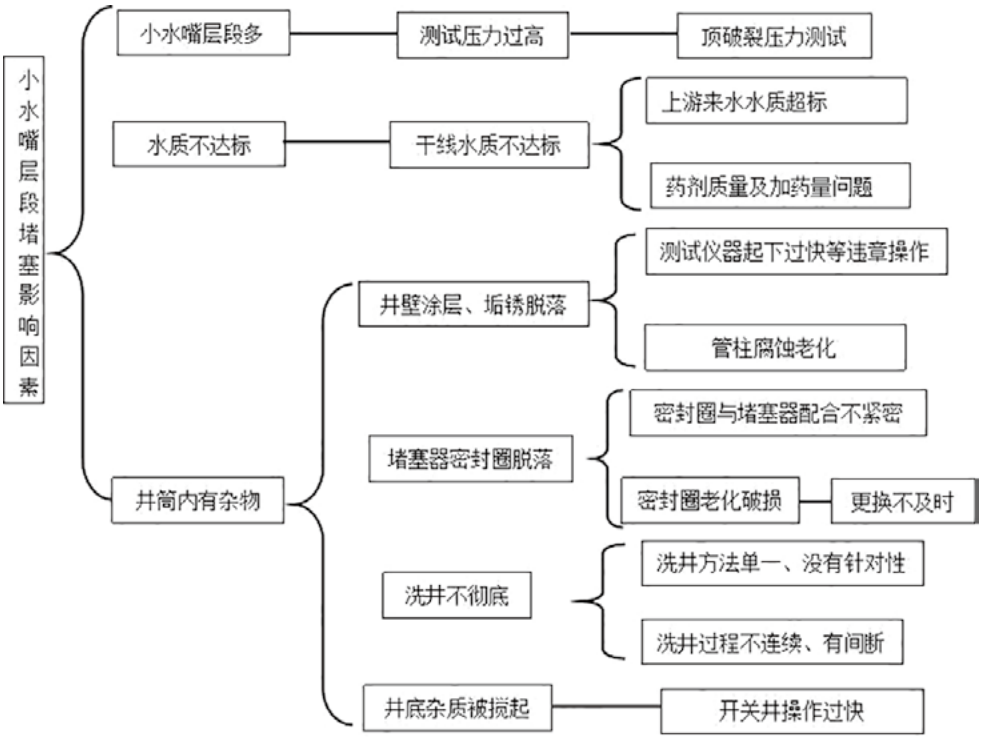


图1 水嘴堵塞原因分析

2 水嘴堵塞的原因分析

根据对全矿注水异常井现状进行全面的调查得到结果，水嘴越小堵塞比例越高，治理难度越大，通过查阅大量的文献和研究成果，明确了导致注水井水嘴堵塞的因素（图1）。

通过水嘴堵塞的原因分析图可以看出，造成小水嘴层段堵塞的原因分为三个方面，共找到十项末端影响因素，其中主要因素有七项：一是顶破裂压力测试；二是管线腐蚀老化；三是洗井过程不连续、有间断；四是洗井方法单一、没有针对性；五是药剂品质不稳定，加药量掌握不准；六是上游来水水质超标；七是注水井

因设备更换、频繁开关井。

3 具体管理措施及做法

（1）顶破裂压力测试，需合理降低注水压力、放大水嘴。对全矿注水井注水压力和水嘴直径组合情况进行统计，发现有51口井采用的是高压注水压力、小直径水嘴参数组合方式注水，增加了小水嘴的数量，而且其中9口井经常发生水嘴堵塞现象。为此，采取合理降低注水压力、放大水嘴的措施。使这种小水嘴、高压力的注水方式既容易造成水嘴堵塞，又容易导致超压注水的情况得到改善。目前已测调完成33口井，平均注水压力由14.0MPa下降到13.35MPa，平均水嘴直径由2.4mm增加到4.0mm。这样，放大了水嘴直径，既能减少水嘴堵塞现象发生，又避免了超压注水。

（2）针对管柱腐蚀老化严重，服役时间过长，小水嘴容易堵塞问题，对于在一年内连续3次发生水嘴堵塞的注水井，全部进行酸洗或更换管柱。统计全矿分层测试井，到2019年底5年以上未更换过注水管柱的井已达50%，为此针对管柱腐蚀结垢严重的井，采取注水井刷井器配合洗井除垢法，去除管柱内杂质，全年共洗刷管柱7口。对于除垢无效的井，针对腐蚀结垢程度，采取作业的方式解决。全年共实施酸洗和更换管柱19口。通过刷洗、酸洗、更换管柱的方法，不同程度地改善了井筒环境，减少了可能堵塞水嘴的杂质。

（3）成立专业化班组，实施专业化洗井。一是将原来的分散洗井转变为集中专业化洗井，配备罐车2台、连续洗井装置1套。成立专业化罐车洗井班组，注水井洗井后即可立对注水井压力和注水量进行调控，并可及时录取洗井效果数据，提高了工作效率。二是井口应用快速切换装置。为进一步提高洗井质量，将两台罐车同时连接到注水井的放空上，中间用快速转换装置连接，一辆罐车满了之后用快速切换装置切换到另一台罐车，实现了对注水井连续不间断洗井，效果显著。

（4）调整洗井周期，采取“个性化”洗井模式。对原洗井周期“一刀切”的做法进行调整，制定了符合注水井井况实际的洗井周期，对于不同类别的注水井，采取具有针对性的洗井方法，正常井依然严格按照公司标准采取常规洗井方法，管理难度较大的井实施“个性化”洗井方法。针对易出砂井，实施“恒流洗井法”，降低地层出砂量。通过统计分析单井历次作业探砂面数据得出，易出砂注水井有61口，平均单井砂柱高度达23.2m。在对易出砂注水井洗井时，采取不吐水恒定排量洗井方法，即洗井前不吐水，防止井筒压力降低后地层返砂堵塞水嘴，洗井过程中保持洗井水排量恒定，通过恒定的排量将井筒内堆积的砂排出。实施恒流洗井方式后，注水井近三年未出现砂堵情况。针对端点注水井，实施“先冲后洗法”，端点注水井共有21口，2019年水嘴堵塞导致测试资料不符达23次，给日常管理和注水质量带来较大影响。针对这部分端点井，采取先冲后洗的洗井方法，首先将单井过滤器内滤网及水表拆除，对单井注水支线进行大排量冲洗，待管线内滞留杂质排出后再进行洗井操作，从而有效降低洗井水中的杂质，保证洗井效果。2020年，对21口端点井采取此方法洗井57井次，全年水嘴堵塞减少18次。

此外，还对每批次助凝剂或絮凝剂进行现场实验，并进行加药比分析实验，通过提高药剂使用量实现水质达标的目的；加强上游水质监测和单井水质监测，解决来水水质超标问题；在开关井操作过程中，要严格按照规范程序操作，做好防护措施，防止污染物和焊渣等流入注水井，保证偏心配水器的正常运行。

4 结论

（1）以控制注水井水嘴堵塞为核心的注水异常井管理，就是在地面注水系统允许的条件下，最大限度减少因注水井水嘴堵塞导致的注水异常，保证注水井时率，从而保证较高地开采效率。同时，以现代科学管理理论为指导，切实提高注水质量，为油田“注够水”提供基本保障，使注水井管理水平和产量效益得到稳步提高。

（2）对分层注水井水嘴堵塞因素进行分析，并提出具体的解决办法。为有效加强注水异常井的管理，提高注水质量，对发现的异常井和一些重点井，及时落实分析，提高分层注水合格率。通过采取创新管理办法，多管齐下，减少水嘴堵塞井次，努力实现注水异常井管理水平的提高。

参考文献

［1］刘兴泽. 还塔油田原油集输处理工艺的简化［J］. 油气田地面工程，2011，30（4）：46-47.

［2］江奇佩，金光彬. 集输系统优化调整方法［J］.油气田地面工程，2010，29（11）：39-40.

［3］朱龙君.浅析控制注水井水嘴堵塞方法应用及效果［J］.化学工程与装备. 2017（05）：88-91.

抽油机数字化在异常井核实中的应用

崔健

（大庆油田有限公司第四采油厂）

国内外油井故障诊断软件系统主要分为两类：一类软件系统只能实现油井动态参数的在线监测，另一类只能对已有示功图进行分析诊断。两类软件均没有实现基于示功图的实时故障诊断，不能及时发现出故障油井，无法实现对脱产油井及时报警功能。同时，现有的软件在呈现的功能上做了大量研究和设计，但对于部分需求的满足仍存在欠缺，易以数据堆积的形式呈现给使用者，不能通过可视化及时对分析数据进行分析诊断。国内外主要用于油井实时故障诊断但对故障井进行报警处理的软件为数不多，并没有在油田内部的井口现场应用，因此在建设数字化油田之际，数字化信息与现场泵况核实结合，在油田的需求度很高，有进一步研究的意义和价值，同时这也是本文与其他研究的不同之处。

1 泵况核实目的及常用方法

油田生产过程中，油井泵况管理工作是采油队日常工作的重中之重，是完成全年原油生产任务、实现经济效益提升的根本保障。面对泵况井的管理，需要及时且准确地分析和诊断异常井，为合理调整并推进抽油机井工作制度及其他措施的实施提供重要依据，因此，需要通过一定的技术手段综合分析诊断抽油机井的井下异常问题。主要方法有电流分析法、产量分析法、功图分析法、液面分析法、憋压分析法等。

（1）电流分析法。该方法是日常情况中核实抽油机井泵况最直接的方式，其原理是借助抽油机正常运行过程中产生的电流呈现出上下冲程的状态，具体表现为电流的变化呈现为周期性和趋势性。

（2）产量分析法。在抽油机井泵况正常的情况下，产量变化浮动范围较小，但随着异常泵况的发生，产量必然会发生改变。该方法与电流分析法相比具有一定的滞后性，需要工人进行量油并判断泵效，从而分析泵况，对实时泵效缺乏判断能力，会影响一定的产量。

（3）功图分析法。技术人员根据憋压时压力变化情况，通过经验分析得出泵况结论，具有主观性和片面性。同时，会面临盘根呲水等流程不严问题，因此在去现场核实前后需要与数字化平台及作业区测试功图结合来保障准确性。

（4）液面分析法。动液面能反映出设备的抽汲与地层的供液之间有一定的协调性。

（5）憋压分析法。该方法是在井口使用堵头或者取样扳手通过压力表测量油管压力，根据起压情况或者是否稳压分析判断泵况。

2 泵况核实常见异常井功图判断

依据抽油机井作业的具体情况进行分析可以发现，技术人员在利用憋泵方法对抽油机井进行泵况核实的过程中，对于前期上井核实前的数字化功图缺乏关注，并且缺乏进一步的挖掘使用和推进。通常根据数字化平台实时反馈的电流、参数、功图及流压便能初步对异常井进行鉴别判断，以此提升准确度。

在收到管区下发异常井后，需要先进行功图分析。但在实际泵况核实过程中，经常会出现现场泵况模糊，只能判断出是否泵况，不能准确判断抽油机出现何种泵况，随后需要带入功图反应情况。主要有井口漏失、泵漏失、杆断脱、管漏四种情况。

（1）井口漏失。井口漏失示功图多数与杆断脱类似，部分与管漏相近，呈现变差功图（图1）。主要原因是流程不严、热洗阀门不严导致掺水倒灌，现场核实套管温度高于油管温度，接近于掺水立管温度，因此，不管是数字化还是测试班所返回的资料功图均类似断脱，载荷差变小，流压上升。其次是在作业或施工过程中由

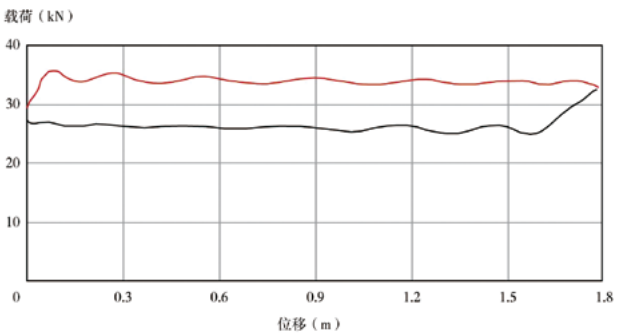


图1 井口漏失数字化示功图

于操作等原因造成盘根损坏或跑水导致漏失功图，但是占比相对较小。

（2）泵漏失。主要是由于制造质量及施工质量、井下机械磨损和液体腐蚀等影响导致抽油泵故障异常。泵漏失分为游动凡尔漏失与固定凡尔漏失，憋泵起压幅度小，或起压后在上死点或下死点停机压力稳不住，示功图偏圆滑。游动凡尔漏失表现为量油产量下降、数字化示功图增载缓慢，液面上升，上电流比正常时小，下电流正常，憋压时，上冲程压力上升缓慢。固定凡尔漏失表现为量油产量下降，上电流正常，下电流稍大。抽憋时上冲程压力上升，下冲程压力下降，压力憋得越高，上下冲程压力变化越大，待压力升起后再将驴头停在下死点稳压，若固定凡尔漏失则稳不住压。双凡尔漏失表现为量油产量下降，液面上升，增载卸载都很缓慢，数字化图形圆滑，双凡尔漏失严重时的功图与杆断脱功图类似，上电流较低，下电流稍大，严重漏失时不出油，抽憋压力上升幅度小且缓慢，严重时不升，驴头停在上、下死点都无法稳压。

（3）杆断脱。杆断脱是指疲劳生产造成破坏，承受不住交变载荷，造成断裂，或者丝扣不紧脱扣导致抽油杆故障。杆断脱表现为井口产量突然大幅度下降或不出油，液面上升幅度大，功图一般在下理论负荷线以下，数字化功图呈黄瓜状。

（4）油管漏失。油井产量突然大幅度逐渐下降或不出油，液面逐步上升回升到井口，功图在下理论负荷线以上时呈黄瓜状，电流上冲程小，下冲程大或正常。

由于不同泵况的处理方式各不相同，一旦作业前诊断有误，会造成油田大量的经济浪费。通过对常见抽油机井泵况的分析，从原理出发，分析泵况与数字化示功图、憋泵及其他诊断方法，在此基础上才可以正确地核实抽油机井的泵况。

3 数字化与现场核实

对于断脱和漏失井的判断，主要从示功图形和最大、最小载荷，再结合现场实际，得出一定的规律后，进行准确判断。①现场核实憋压时根据功图主观带入井场，如果压力上升很慢或没有明显上升，就要以时间为标准，即8 ~ 15min为宜。②若憋压瞬时压力上升太快，应先停抽，关闭回压阀门，启抽，待压力达到规定压力值时停抽，观察压降。③记录压力随时间的变化值时，分别记录三个以上的压力值及与之对应的时间点的变化情况。④根据上下冲程压力变化值或稳压变化判断泵的工作状况，与数字化平台数据相结合得出结论以记录，从而进行下一步措施作业。

4 准确性分析

为证明数字化与现场核实紧密连接，有效和可行性，选取一口正常生产的油井和泵况异常井进行现场落实对比。在接到井1的管区反馈的示功图后未进行数字化功图分析，起初只收到异常井核实需求，并根据其绘解报表反馈“泵漏失”进行现场核实，现场关闭掺水和生产流程后，57的泵径，12个冲程压力表0.3 ~ 1.6不起压，最终判断为“泵漏失”，但因产量低尚未作业。随着下月测试班测试后，功图反应正常，由此怀疑泵况为“连抽带喷”。马上联系作业队取消作业，避免了费用损失。

在得到井2的异常井功图和数据及时反馈后，根据“泵漏失”功图，针对作业完不久后可能存在“连抽带喷”或“流程不严”等情况，通过现场核实泵况，44泵径，1个冲程压力升至4.3。随后进行憋压停机，压力表2s降至0.6，和数字化基本一致，又通过数字化反馈的动液面进行判断，得出“泵漏失”结论，由此进行返工作业。

5 结论

（1）作为地面、地下测试方法的后续补充手段，补充了其多方面的误差纠正度，为作业施工提供了具体前期分析，确保了施工进度的顺畅，为延长检泵周期，降低检泵率提供有力支撑。

（2）通过对比不同时期同一口井的憋泵曲线，可发现该井抽油泵效的变化情况；通过井与井之间的横向对比，可发现油井长寿情况。

（3）应用此方法可提升判断的准确性，有效地将各类异常井通过数字化区分开来，减少因误判进行热洗处理等错误作业造成的资源浪费，节约费用和时间。

参考文献

［1］门艳丽.抽油机井实时故障诊断及分析系统研究［J］.基层建设，2019（13）.

［2］邵文利.管井员工如何抓好抽油机井泵况管理［J］.油气田地面工程，2012，31（5）：69-70.

［3］王九松.抽油井诊断图形分析［M］.北京：石油工业出版社，1994：36-83.

疑难腐蚀结垢井的治理方法

方群　段丽　吴宝路　董旭　聂宇晗
（中国石油华北油田公司第四采油厂）

治理腐蚀结垢问题是延长加药井检泵周期，控制作业成本的一个有效途径。通过分析腐蚀结垢井水结垢的主要影响因素和水质特征，运用产出液各项腐蚀结垢离子的变化，制定监测评价标准、治理流程，形成治理体系，确保油井产量，从而延长油井免修期，减少作业占产，实现提质增效。

1 腐蚀结垢井的特点

（1）油田水结垢的主要影响因素。①油水混合物中含有大量钙、镁、铁、钡等金属离子，与水中的碳酸根、硫酸根等在一定压力、温度下，极容易结合并析出，形成碳酸钙、硫酸钙、硫酸钡锶等沉淀在油管道壁上，形成结垢。②原油中含有大量有机胶体和矿质胶体，与结垢析出物混合，更加容易附着在管道壁上。③生物黏泥、蜡状物质、固体颗粒物的附加作用。

（2）腐蚀结垢井检泵周期及水质特征。①检泵周期短：腐蚀结垢井平均检泵周期843天，全厂平均检泵周期差1085天，低于平均检泵周期22%。②水质特征：矿化度、钙镁离子含量差别明显，且含量较高。矿化度含量范围为17022～28828mg/L，氯离子含量7976～14933mg/L，油井产出液含有游离CO_2，不含硫离子。

2 加药井的治理方法

（1）确定效果评价标准。为提高研究效率，对腐蚀结垢加药井相关数据进行统计分析研究，依据检泵周期确定加药效果的评价标准，分为四个档“优秀、良好、一般、不好”，针对不同的档采取不同的治理措施。检泵周期分为≥3年、2～3年、1～2年、＜1年；评价效果对应为优秀、良好、一般、不好；对应井数有36井次、46井次、51井次、13井次；治理措施分别为保持原加药制度、定期监测各项离子数据、监测数据和药效评价、调整制度配方和杆管优化及引入新技术。

（2）疑难井的治理。针对效果不好的疑难井采取针对性的优化措施，关注油井产出液变化情况，调整加药制度、药剂配方，优化井下管柱结构，引入新技术等。①配方筛选。根据油井水质分析数据进行配方筛选，应用HZ系列缓蚀阻垢剂开展配方验证试验，发现在加药浓度100mg/L的条件下，12口疑难井腐蚀速率显著降低，缓蚀率最近可达85.0%以上，说明药剂对目标油井具有较好效果。根据缓蚀性能验证实验数据，选择缓蚀效果较高的药型作为目标油井的配方。Ⅰ配方：A105-2X、A11-25、A11-28、A11-2X、J22-35、J22-4、J22-43X。Ⅱ配方：A104、A87-3、J22-32、J59、J59-4。②确定加药制度。依据加药量定义、计算公式及单井腐蚀结垢分析研究确定配方，在此基础上对油井进行加药方案设计，13口疑难井均已经按配方制度执行。考虑到加药的实际损耗及油井的产量，正常加药浓度为120～200mg/L，第一次加药浓度为正常加药浓度的2倍左右。计算公式：加药量（kg）=日产液量（m^3/d）×加药周期（d）×加药浓度（mg/L）×10^{-3}。

（3）重点井的治理。针对重点加药井，工程院、药剂厂家、厂监测三方共同定期监测，判断腐蚀趋势，优化加药制度，巩固治理效果。首先，对比药剂厂家与厂监测水样分析化验数据，发现虽然数据上有微小差别，但是整体趋势保持一致，可以适用在重点井监测上。其次，根据加药效果及产量、检泵周期等情况筛选出重点井33口，三方共同监测，发现异常及时调整加药制度。

（4）其余加药井的治理。①定期监测水质，关注矿化度及成垢离子的变化。监测标准：矿化度>30000mg/L、Ca^{2+}、Mg^{2+}离子总和>5000mg/L，列入重点关注，采取对应措施。②定期监测铁离子，判断腐蚀趋势。监测标准：总铁与亚铁离子含量明显下降的油井，说明药剂具有较好的缓蚀效果，可继续按原制度执行；对于离子含量上升的井，下一

步进行配方的调整。

（5）腐蚀结垢加药井治理效果。累计监测66口，采取优化加药制度11口，调整加药配方12口，同期对比加药效果不好油井由13口降至5口。例如，J25-1X井进行专项治理后检泵周期由措施前平均48天延长至508天；J22-39X监测离子含量、矿化度、Cl^-含量均下降，维持原加药制度。

3 未加药井的监测评价方法

针对160口加药井已经全部实施监管，全厂共有576口生产井，剩余的416口井，依据影响关键因素及腐蚀结垢规律，制定未加药井监测评价方法。

（1）腐蚀结垢规律。①矿化度的影响：随着矿化度的升高，腐蚀逐渐加剧。②Cl^-的影响。Cl^-/ HCO^{-3}摩尔比大于10/1时，Cl^-引起的点蚀占主要因素，腐蚀速率呈指数式快速升高。③游离CO_2的影响。④成垢离子的影响。井筒下部或地面管线温度高的部位堆积形成垢物。

（2）关键影响因素的评价指标及标准。评价指标：（1）矿化度>1 × 10^4mg/L；（2）Cl^-/ HCO^{-1}摩尔比>7；（3）Ca^{2+}、Mg^{2+}总和>1000mg/L。评价标准：评价指标若满足3项，立即治理；满足2项，重点观察；满足1项指标，持续关注。

（3）现场实验。选取全厂11个断块15口油井，进行取样监测评价。①数据监测。从数据统计表可看到有3口井指标异常，其中，A22-32X井矿化度11528、摩尔比7.3，J254井Ca^{2+}、Mg^{2+}总和1251mg/L、摩尔比8.0，这两口井同时满足2项监测指标，需要重点观察。A11-21井矿化度12406^{4}mg/L，摩尔比7.2，Ca^{2+}、Mg^{2+}总和1143mg/L，同时满足3项指标，需要立即治理进行加药。②作业验证。A11-21井2023年5月因管漏检泵，发现泵上第83根本体磨漏，活塞以上第7~138根D19普杆接箍偏磨。拉杆以上第1~72根抽油杆结垢，与评价指标结论一致，说明未加药井的评价方法正确，之后在60余口井上推广应用。目前全厂576口井，监测井达到148口，平均监测率达25.7%。同时，针对监测数据异常井，提出预警进行加药。例如A21-12井，矿化度持续增高，提出预警，加药后相关指标均降低。

4 井筒优化复合治理模式

在项目开展过程中，发现有的不正常检泵井会出现腐蚀结垢的现象，而腐蚀结垢导致不正常井检泵，是多个因素相互影响、相互制约造成的，因此在日常管理中，针对存在腐蚀结垢因素的不正常检泵井，采取井筒优化的复合治理模式。

（1）现场取垢样。作业中出现结垢严重的油井，及时取垢样进行样本留存，累计取垢样5口。

（2）落实检泵原因。发现异常井，及时到现场落实检泵原因，针对疑难井取样做配伍及时加阻垢剂。井筒采取对应优化措施，依据配方建议，调整加药制度的同时依据历次作业情况，井筒管柱优化。

（3）取得效果。累计调整加药制度10口，井筒优化32口，包括下防腐杆5口，防腐除垢管3口，防垢泵6口，泵上保护装置6口，内外置防腐保护器12口，措施后全厂平均检泵周期延长45天。

5 治理效果

（1）制定腐蚀结垢井治理流程图。一是通过井口取样和作业分析，确定水质样本库、垢样数据库，进行疑难井的配方筛选；二是通过水质分析、垢样分析的室内实验分析及井筒优措施，达到“分析水质特点，确定治理方向；药剂基础方案，筛选复合功能；监测离子含量，调整加药制度；判断检泵要因，优化管柱组合”的功能。

（2）确定腐蚀结垢井监管流程。油井腐蚀结垢不是一朝一夕能解决的，项目实施过程中构建出一套切实可行、快捷简便的操作模式，形成可控制的管理方式，列入管理办法；制定可监管的维护方式，列入专项审核；依据监测评价标准进行周期性维护。

（3）引入新技术，泵内外置防腐保护器，粗犷式治理向精细式调理递进。由单一地面加药治理延伸至井筒地面同步治理。累计运用12口井，措施后平均检泵周期延长50天，并持续有效。

6 结语

通过确定效果评价标准，明确治理方向；通过制定监测评价方法，扩大治理范围；通过制定井筒优化方式，巩固治理效果；构建腐蚀结垢井治理流程，形成地下产出液分析研究-井筒优化设计-地面化防加药的可操作、可推广的防垢治理体系，引入新技术，由粗犷式治理向精细式调理递进，进一步减缓杆管腐蚀结垢现象，降低杆管腐蚀结垢作业井次。

油气行业数据要素革命
——深度转型与未来展望

杨桦[1]　樊少明[2]
（1.中国石油集团共享运营有限公司；2.昆仑数智科技有限责任公司）

油气行业作为传统工业领域的巨擘，在能源结构转型、市场竞争激化、环保压力递增等多重挑战的夹击中，迎来了借数据要素驱动深度转型与创新发展的黄金机遇。全方位、多层次地探讨油气行业数据要素的演进历程，当下应用的深度洞察，面临的困境与应对之策，以及未来发展的趋势展望，深入剖析数据要素何以成为油气行业转型升级的核心驱动力，是引领其迈向智能化、绿色化、可持续化未来的基础。

1 油气行业数据要素的深度转型

（1）从传统记录到数字资产。在全球数字化风暴的席卷之下，油气行业难以置身事外。信息技术的迅猛发展，使得传统的纸质文档和胶片记录方式在行业发展的需求面前捉襟见肘。能源行业的激烈角逐以及对效率与效益的不懈追求，迫使油气行业加快数据管理变革的步伐。同时，政策的导向犹如强劲的东风，推动油气行业朝着数字化、智能化的方向全速迈进，激励企业凭借技术创新提升行业的整体水准。在此背景下，油气行业将数据视为核心资产的理念渐趋成熟。数据的数字化、标准化和集中化管理成为时代的必然。数字化手段令数据的存储和处理如虎添翼，高效便捷；标准化确保了数据的高度一致和准确无误；集中化管理则打破了部门间的数据藩篱，实现了数据的统一调配和高效利用。

（2）从被动收集到主动监控。能源行业的深刻变革给油气行业的数据收集方式带来了颠覆性的影响。传统的被动收集模式在瞬息万变的市场环境和日益繁杂的业务需求面前力不从心。伴随着大数据技术的蓬勃兴起，油气企业主动出击，广泛挖掘各类数据宝藏。社交媒体中的行业动态、物联网设备生成的实时数据，以及遥感卫星提供的地理信息等，皆成为油气企业获取数据的重要源泉。这些多元的数据来源相互交融、交叉剖析，为企业呈上了更全面、更实时的市场洞察和业务分析，从而为决策提供了更为精准和完备的信息支撑。

（3）从单一应用到综合决策。传统的油气行业数据分析往往局限于某个特定环节或业务领域，难以形成系统性的洞察和决策支持。而在当今数字化的时代浪潮中，数据要素革命推动了油气企业从单一应用向系统集成的华丽转身。随着企业规模的持续扩张和业务的日益繁杂，跨部门、跨领域的数据共享和协同分析变得举足轻重。通过搭建统一的数据平台和分析体系，油气企业能够整合来自不同部门和业务领域的数据，实现数据的无缝衔接和协同分析。这一转变为企业的战略决策和业务优化提供了更为全面和深入的支持，助力企业在激烈的市场竞争中崭露头角。

2 油气行业数据要素革命的重要性

（1）提升生产效率与决策质量。在油气勘探环节，借助大数据分析技术深挖地质结构、储层特征等数据，能够精确锁定潜在的油气资源，减少无效勘探，大幅提高勘探成功率。在开采过程中，实时监测设备运行状态、油井压力和产量等数据，能够及时察觉异常，优化开采策略，进而提升油气产量。在运输环节，通过数据分析优化运输路线和调度方案，有效降低运输成本和能耗。在决策方面，基于全面、精准的数据，并结合先进的分析模型，能够为企业呈上更科学的投资决策、生产计划和资源分配方案。

（2）增强市场竞争力。数据要素使油气企业能够以更敏锐的触角洞察市场需求的变化趋势。通过对消费者行为、市场供需数据的深度剖析，企业能够提前布局，开发契合市场需求的产品和服务。利用数据创新商业模式，如开展定制化的能源解决方案，满足不同客户的个性化需求。借助数据还能优化供应链管理，降低成本，提高交付效率，提升客户满意度。此外，通过对竞争对手数据的细致分析，企业能够发现自身的优势和短板，有针对性地进行改进和创新，从而在市场竞争中抢占制高点。

（3）推动可持续发展。在节能减排方面，数据能够精确监测油气生产过程中的能源消耗和排放状况，为制定节能举措和减少污染提供坚实依据。通过分析能源使用数据，优化生产工艺和设备运行参数，降低能源消耗，减少温室气体排放。在资源优化配置方面，利用数据对油气资源的分布和储量进行精准评估，合理规划开采进度，避免过度开采和资源浪费。同时，数据有助于优化产业布局，促进上下游产业的协同共进，推动油气行业达成绿色、可持续的发展目标。

3 油气行业数据要素革命的未来展望

（1）技术创新趋势。伴随着科技的持续进步，量子计算和边缘计算等前沿技术有望在油气行业大放异彩。量子计算凭借其强大的并行计算能力，能够在转瞬之间处理海量的复杂数据，为油气勘探中的地质模拟、油藏建模等工作提供高效的解决方案。比如，通过量子算法精准分析地质结构和油气分布，显著提高勘探的准确性和效率；边缘计算则能够在油气生产现场实现实时数据处理和决策，减少数据传输延迟，提升设备的响应速度和控制精度。①数据湖仓的融合。随着技术的演进，数据湖仓作为融合数据仓库和数据湖特色的新型管理平台应运而生。它将为油气行业呈上更为高效、灵活的数据管理方案，进一步释放数据的巨大价值。②数据治理与数据质量管理。油气企业将大力加强数据治理和数据质量管理，确保数据的完整性、准确性和安全性。这将为数据分析和应用提供坚实可靠的保障，推动数据价值的最大化。③高级数据分析与 AI 应用。油气行业将继续深化高级数据分析技术和 AI 应用，深挖数据背后的深层价值。通过机器学习、深度学习等算法，企业将实现更精准的勘探预测、更高效的生产运营和更智能的决策支持。

（2）企业数字文化与生态转型。主要包括：①数据驱动的决策文化。油气企业将积极构建数据驱动的决策文化，使数据成为企业决策的核心基石。这将促进决策过程的科学化、高效化和透明化，提升企业的整体竞争力。②数据生态的构建。油气行业将加快数字化转型的步伐，推动产业链的上下游协同发展。同时，企业将构建以数据为核心要素的生态系统，吸引更多合作伙伴和创新资源的汇聚，共同推动油气行业的创新发展。

（3）数据市场发展趋势。随着数据要素市场的日渐成熟，油气行业在数据交易和合作方面将迎来全新的发展契机。在数据交易方面，油气企业可以将自身积累的海量数据进行脱敏和标准化处理后，在合规的市场上进行交易，实现数据资产的价值变现。同时，企业之间也将强化数据合作，通过共享和整合数据资源，携手开展勘探开发、生产优化等项目，降低风险和成本。此外，油气行业还可能与金融、科技等领域的企业开展跨行业数据合作，创新商业模式和服务，拓展市场空间。

（4）数据安全与保护。相关政策法规的不断完善将对油气行业数据要素革命起到关键的引导和规范作用。政府或许会出台更为严格的数据安全和隐私保护法规，促使油气企业强化数据管理和防护手段，保障国家能源数据的安全。同时，政策可能会激励企业加大在数据技术研发和应用方面的投入，提供税收优惠、补贴等支持措施。此外，法规还可能对数据的采集、存储、使用等环节进行清晰明确的规定，规范市场秩序，促进公平竞争，推动油气行业数据要素的合理流通和有效利用。

（5）数据智能走向智慧创造。大模型等技术的兴起，为油气行业带来了从数据智能走向智慧创造的契机。大模型能够整合多源异构的数据，进行深度的知识推理和挖掘，从而实现对油气行业知识的再造。例如，通过对油气勘探、生产、销售等全流程数据的剖析，大模型可以发现隐藏的规律和模式，为油气田的开发提供创新的思路和方法。

4 结语

油气行业的数据要素革命正以雷霆万钧之势深刻改变着行业的容颜，它不仅优化了业务流程、推动了技术创新、支撑了战略决策，更昭示着行业未来的无限可能。油气企业应紧跟时代的脉搏，积极探寻数据要素的深度挖掘与应用之道，为行业的智能化、绿色化和可持续发展贡献智慧和力量。

参考文献

［1］刘合.油气行业上游数字化转型的思考与建议［J］.中国管理科学学会，2023，4，17.

［2］马睿.推动石油产业数智化变革［N］.中国石油报，2023-06-20.

［3］孙旭东.AI时代：油气行业迎来革命性变革［N］.中国石化报，2024-07-15.

深度学习技术在高含气率油井三相计量装置的应用

陆兴[1] 蒋能记[1] 邓涛[1] 陈冰[2]
（1.中国石油新疆油田公司；2.昆仑数智科技有限责任公司）

在油气开采的过程中，受地层条件、采收率、采气速度、地理位置和气候条件等影响，往往存在原油含气率较高的情况。高含气率原油由于流速变化、气液分离、多相流动等因素，易导致井口流量计量出现误差。由于高气液比，产液中的气体很容易与液体相分离，导致井口流量计量时气液两相流动不均匀，测量误差较大，尤其是在含有气泡的液体中。并且，液体相对气体的流速可能发生变化，这使得传感器和测量设备难以跟踪和适应快速变化的流动情况，导致计量误差。此外，传统的流量计量设备通常设计用于单相流动，对于多相流动情况，流体动力学行为更为复杂，难以准确测量。因此，高气液比条件下油、气、水三相的准确计量是一个亟须解决的技术难点。

1 高含气率油井三相计量的现状

近年来，多相流计量研究得到迅速发展，国内外应用节流法、微波衰减测量法、伽马源吸收测量法、电磁波检测法等多种方法研制出各类全分离式、取样分离式、非分离式流量计。然而，在实践中发现，这些流量计在应用于高含气率的油、气、水三相计量时，依然存在测量精度较低的缺点。

在分离型多相流量计量领域具有代表性的Accuflow多相流量计，存在含气量较高时，液相中气泡很多导致液体密度降低，科里奥利流量计误差增加，甚至无法工作的情况。并且分离式计量设备普遍存在体积大、造价高、维修成本高、难以实现实时计量等问题。目前，非分离的三相流量计成为当前研究的主流方向，但也面临着一些应用化问题，例如，应用较多的γ射线密度计具有放射性，对人体有一定的辐射，对现场防护等级要求高，高含气率场景的测量精度较低。

采用深度学习+多传感融合算法框架，研制出一款非分离型三相计量装置，以实现高含气率情况下油气水计量精度的优化。

2 深度学习算法研究

利用机器学习在处理复杂非线性问题时的优点，以油气水多相流在线不分离测量为目标，基于深度学习方法，自主提取测量数据的关键特征，研究测量数据和多相流量之间的深层次关联规则，从而反向构建多相流量测量模型。同时，在不同介质物性条件下，分析测量数据特征分布的变化规律，对测量模型开展迁移学习研究，以此实现多相流测量模型从实验室向油田生产过程的迁移应用。研究思路见图1。

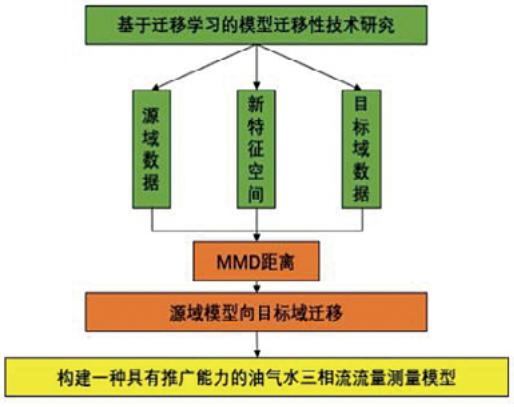


图1 深度学习算法研究思路

研究内容主要包括两个部分：①基于深度学习的多相流测量的模型构建。研究在尽量不限定假设条件的情况下，依托充分的文丘里-ECT-微波多传感器组合测量数据，采用深度学习算法中具有特征自动提取、多层相互连接的节点模式的卷积神经网络（CNN）算法，在不同三相流动状态下，自主提取多传感器融合测量数据的关键特征，学习测量数据和三相流量间深层次关联规则。从反向角度，端到端地构建测量信号到三相流流量的高精度识别模型，实现油气水三相流量高准确度测量。②基于迁移学习的多测量域间模型迁移性技术研究。借鉴机器学习中的迁移学习算法本身具有很高的知识迁移学习特点，采用迁移学习和多相流模型相结合的方式，研究源域和目标域中不同流动介质的物性，在同一流动状态下的过程测量参数（压降-电容-微波）的映射方式，构建数据特征一致性分布的卷积神经网络结构，在新的空间

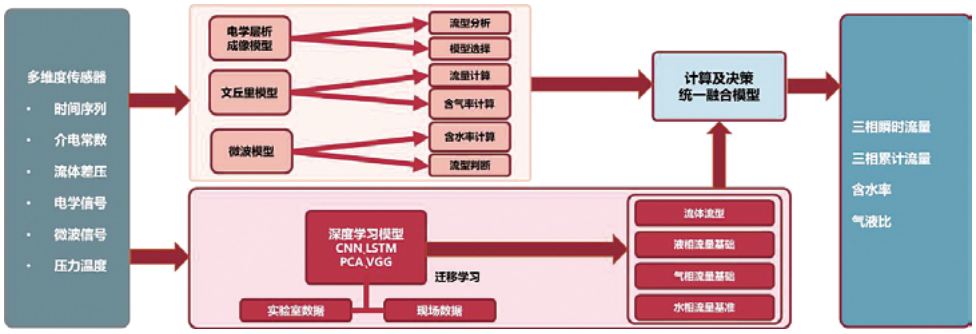


图2 多传感器融合框架

实现源域中依托大量数据构建的高精度模型向目标域的应用迁移。达到只需较少量目标域中的数据样本即可构建出一种更具有“普适性”的多相流测量模型，从而实现多相流模型在多工业领域的应用。

3 多传感器融合算法研究

运用多传感器融合技术，首先对数据进行滤波处理，去除无效数据后，模块将成像数据、两相流量数据、含水率数据融合，结合管道压力、温度等参数，实现多数据融合计算、辅助判断，提高各数据精度，最终获得三相流的瞬时流量（图2）。传感器模块采集时间序列、介电常数、液体差压、电学信号、微波信号、压力温度信号，使用多维度传感器来获取各种类型数据。

应用基于差压测量的文丘里节流装置，获取三相总流量变化引起的压降信息，应用基于电学敏感的ECT传感器，获取截面气液分布信息变化引起的多极间电磁信息，应用微波测量技术，获取单位体积内油水比信息引起的微波幅值、相位信息，并结合管道压力、温度等过程参数，实现三相流混合流动过程中的全面动态信息感知。

对采集到的多维度原始数据分别进行分步处理。一方面，通过流体分析的经典算法模块相应模型的处理计算，生成初步处理数据。通过电学成像模型，完成流型分析和模型选择；通过文丘里模型，完成流量计算和含气率计算；通过微波模型，完成含水率计算和流型判断。另一方面，通过基于机器学习的智能算法模块将采集数据经过深度学习模型处理，通过卷积神经网络的LSTM、PCA、VGG模型处理，加上对实验室数据和现场数据的对比分析应用迁移学习，分别获得流体流型数据和液相、气相、水相流量基准数据。

综合以上两方面的计算数据，最后使用计算及决策统一融合模型，计算出相应结果，即三相瞬时流量、三相累计流量、含水率、气液比。

4 现场应用

为验证基于深度学习技术的三相计量装置的应用效果，选取国内某西部油田日产气量15000立方米以上的高含气率油井作为试点开展现场试验。在为期7天的试验期间，共计进行了15次三相流量计与计量罐数据比对。在15次验证中，三相流量计的液相、气相相对误差全部落在 ± 10%范围内，且与计量罐流量数据波动趋势总体一致。在试验期间，还进行了共计取样化验含水率6次，以检验含水率的测量准确性。三相流量计的测量误差绝大部分在5%以内，最大误差7.2%。这表明在高含气率油井的复杂环境中，基于深度学习技术的三相计量装置在液相、气相和含水率的测量方面具有出色的稳定性和准确性。

5 结语

深度学习技术通过复杂非线性建模、特征自动提取、迁移学习等能力，适应高含气率场景中多相流动的复杂性，准确捕捉动态特征，并实现模型从实验室到油田生产的迁移应用，提高模型的泛化性能。多传感器融合技术通过整合多维度信息获取关于油气水三相流的全面数据支持，同时利用不同传感器相互校正，降低噪声干扰，提高计量精度。

采用深度学习和多传感融合技术研制的非分离型三相计量装置，旨在优化高含气率情况下的油气水计量精度。现场试验验证，分离型三相计量装置在液相和气相方面的相对误差均在 ± 10%范围内，含水率测量误差大多在5%以内，最大误差为7.2%。充分证明了该装置在高含气率油井中具有出色的稳定性和准确性，为油气领域计量应用提供了可行的解决方案。

参考文献

［1］常任芝.高含气井气液两相流量双差压计量方法研究［D］.中国石油大学（北京），2022.

［2］高忠献，闫暄崎，朱瑞彬，等.高含气油井产液量计量技术研究［J］.计量科学与技术，2020，（12）：26-31.

［3］陈磊.基于多传感器的高含气率多相流量计的研究［D］.沈阳工业大学，2011.

基于知识图谱的水波网络智能推荐算法

白梅　卫乾　赵世亮　徐寅
（昆仑数智科技有限责任公司）

为进一步适应当今数字化和智能化的时代发展需求，中国石油开展了上游信息化顶层设计，根据中国石油战略发展规划，从全局和战略的高度，对信息化工作加以统筹考虑、总体设计，制定了全面建成智能油气田的目标和三步走战略。其技术核心是建成世界一流数字化智能化共享平台，即勘探开发梦想云（下称梦想云）。随着梦想云平台用户量和产品量的增加，如何实现用户与感兴趣的内容的精准匹配及推荐尤为重要。目前用户画像、协同过滤（CF）、矩阵分解（MF）、基于深度学习的推荐算法等都是比较通用的推荐算法。然而，梦想云平台的推荐内容包括结构化数据和很多文本数据。这些推荐算法不能很好地利用文本等数据信息。构建知识图谱整合到推荐系统中，利用水波网络算法实现智能推荐，能更好地贴合平台数据的特点，最大力度挖掘用户的潜在兴趣并进行推荐。而且知识图谱还具有易扩展、可推理、可读性强、检索快等多种优势。将知识图谱融入智能推荐系统明显提高了推荐的速度与可解释性。

1 基于关系的知识图谱

知识图谱（Graph of knowledge）最早由Google提出，用于优化搜索引擎，是一种基于图的表达方式。知识图谱的构建过程提供了基于关系进行分析研究的思路，基于知识图谱的智能推荐算法，就是通过对知识图谱的建模和分析，打通实体之间的关系，发现潜在的实体间关系。

目前知识图谱融合到推荐系统的相关工作，主要有基于嵌入和基于路径两种方式，基于嵌入方法通常用于通过已知的节点与结构信息，预测并未产生连接关系的两个节点产生连接的概率，而推荐场景关注的是挖掘潜在的用户兴趣点，而不仅是现有的节点连接。基于路径方法探索知识图谱中各个实体之间的各种联系，通过关系路径提取实体间的潜在连接，为推荐系统提供额外的指导。这种方法虽然简单明了，但是在实际执行的过程中，难以快速地进行迭代优化，如果实体和关系不在同一个域内，这种制作路径方法就没有办法实现。而水波网络算法将两种方法进行结合，解决了这些问题，而且利用路径链路作为结果更具有解释性。

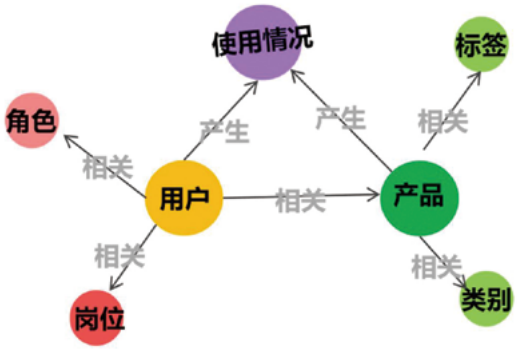


图1 知识图谱本体关系

2 基于知识图谱的水波网络算法

水波网络（RippleNet）由上海交通大学和微软亚洲在2018年提出，现在是最热门的知识图谱推荐算法之一。RippleNet有效地结合了知识图谱嵌入与知识图谱图路径提供的信息。模型效果好，可解释性高。

需要注意的是为了提高模型速度和获得最佳的推荐效果，需要对每层采样的数量加以限制，并且选择合适的跳数。因为水波网络每一层向外扩散，每一次都会产生笛卡儿乘积数量级的新实体，如果跳数太大，包含的实体数量过于庞大，不利于模型运算，而且诸多实体可能会重叠，引入大量噪声；如果跳数过小，则有可能挖掘的候选产品很少，推荐效果不佳。

水波采样的跳数最好为最小对称元路径阶数的倍数。元路径阶数指的是元路径包含的节点类型数量。例如，元路径为电影→角色→演员→角色→电影,则阶数为5。水波采样最好通过候选物品的知识图谱扩散出去找到相关的其他目标物品，从而挖掘出推荐物品，所以采样的水波层数需要不小于最小对称元路径阶数。

3 模型构建流程

通过数据准备、模型训练、模型评估和模型调优等步骤，可以训练出具有较好推荐性能的模型。在预测过程中，通过

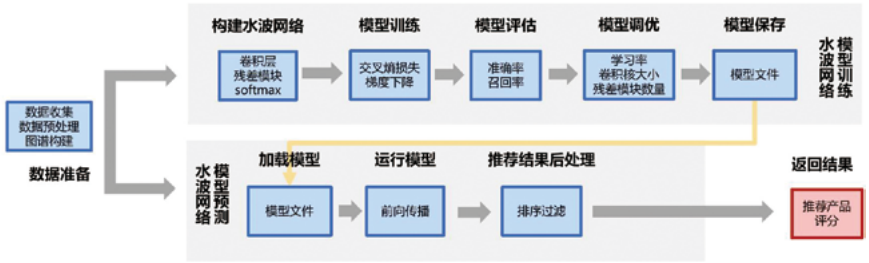


图2 模型构建流程

加载模型和运行模型等步骤，可以生成最终的推荐结果（图2）。

（1）数据收集。获取梦想云平台的用户数据，包括用户静态数据，用户角色、岗位、单位、职位等，用户动态数据，使用历史记录、浏览、收藏等，推荐资源是门户网站以及工作平台的产品、软件、微件、成功案例、解决方案等信息。本文首先基于产品进行研究，后续逐步扩展。

（2）数据预处理。通过数据汇总、统计等预处理操作，计算出用户每次使用时长以及月平均使用次数两个指标，运用topsis综合评价算法合成一个综合指标。

（3）知识图谱构建。对产品使用记录进行提取，构建知识图谱，数据格式为（h，r，t）三元组，h，t为头实体和尾实体，r表示二者之间的有向关系。

（4）水波网络模型训练。RippleNet输入需要推荐的资源，然后计算资源的表示和波纹集合的相关性，计算两者之间的相关概率，并且通过概率对尾实体进行加权，这样每一次加权就表示RippleNet在图上的一次传播过程，用户偏好的向量计算，就是通过这种加权的传播过程得到的，偏好向量和资源进行交叉乘积，得到最后的预测概率结果。从以上可以看出，与简单的基于路径的方法对比，RippleNet所有的潜在路径都是根据各自的相关概率自动完成，大大减少了元路径人工设计的过程。①构建用户的seeds集合。②确定水波采样数量和跳数。③RippleNet模型运算。④对模型进行评估，调优，对效果佳的模型进行保存，用于模型预测。

（5）水波网络模型测试。利用训练好的模型对用户进行预测，对预测的所有产品概率列表进行过滤、排序，得到最终的推荐结果。

4 结果分析

（1）分析指标。模型训练过程中一般会采用量化指标来评估模型效果，本文采用3个指标，精确率、召回率和AUC。精确率（Precision）：体现衡量分类器预测正例的准确性，具体公式如下：

$$精确率 = \frac{正确分类的正例数}{模型预测的正例数}$$

召回率（Recall）：体现分类器预测正例的可信性，具体公式如下：

$$精确率 = \frac{正确分类的正例数}{真正的正例数}$$

AUC：在二元分类过程中，设定阈值（一般情况下为0.5），大于该阈值则为正确的样本，小于该阈值则为错误的样本，根据上面的公式，横坐标为精确率，纵坐标为召回率，画出ROC曲线，计算曲线下各部分的面积，并且求和得出AUC。

（2）结果与分析。模型经过30轮迭代，训练集精确率在0.93~0.98，召回率在0.87~0.95，AUC在0.91~0.96；验证集精确率在0.70~0.77，召回率在0.58~0.63，AUC在0.85~0.92，基本达到项目要求。经过实际数据验证,提升了用户体验，普遍提高了每个产品、方案的曝光率。知识图谱的引入不仅提升了推荐的准确性，而且提高了推荐的可解释性（图3）。

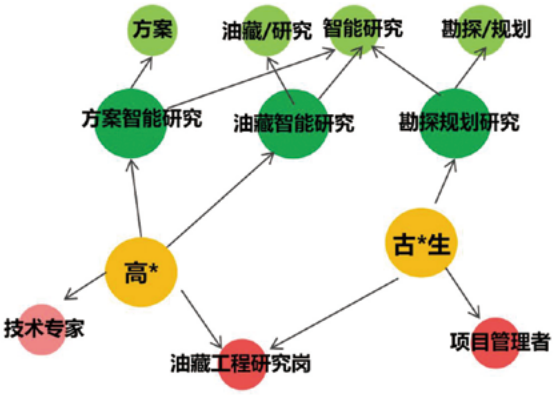


图3 推荐案例

5 结语

为了快速分析梦想云平台用户潜在关注信息，实现用户与感兴趣内容的精准匹配，提供个性化的展示，解决传统推荐算法存在的数据稀疏和冷启动等不足之处，本文将知识图谱引入推荐系统。经过实际验证，基于知识图谱的智能推荐算法相较于传统的推荐算法，明显提高了推荐的准确性与可解释性，挖掘出用户的潜在兴趣点，提高了用户体验。随着后续用户使用历史记录、浏览、收藏等动态数据的逐渐丰富，将会衍生出更多动态指标，丰富知识图谱维度，提升推荐的精准度。

参考文献

[1] 赵军.知识图谱[M].北京：高等教育出版社，2018.

[2] 杜金虎，时付更，张仲宏，王铁成，丁建宇.中国石油勘探开发梦想云研究与实践[M].北京：石油工业出版社，2020.

成品油油库提油流程系统的优化

易万里　路景萱
（昆仑数智科技有限责任公司）

成品油销售企业肩负着保障油品市场供应，降低油品运输成本的社会责任。油品企业必须提高油库的效益和提油流程的效率，以满足市场对于油品的需求。然而，在提油流程中，存在客户需求难以预估、提油效率低以及客户满意度低等问题，影响油库的效率和企业的经济效益。因此，研究基于油库智能化系统的提油流程优化方法已经成为油品企业提高企业效益的重要手段。随着信息技术、智能算法、大数据等现代技术的不断发展，人们开始尝试将这些技术应用于油库提油流程优化中。其中，物联网技术可以实时监测油品的库存情况和客户需求信息，从而精确预估客户的提油需求。人工智能技术可以对提油流程进行自动化控制，减少人工干预，提高客户满意度。因此，研究基于油库智能化系统的提油流程优化方法，可以进一步提高提油效率和企业经济效益。

1 业务背景

成品油油库提油排队业务是为了有效管理和协调成品油的提油工作，确保能够按照一定的顺序和时间安排进行提油，提高提油效率和客户满意度。首先，成品油油库提油排队业务需要进行提油排队的登记。其次，油库会根据提油的需求和库存情况，制定提油计划。然后，油库会根据提油计划，通知客户提油的时间和地点。客户在收到提油通知后，需要按照通知要求，准时到达油库提油点进行提油。油库会提供相关的设施和人员配备，保证提油过程的顺利进行。同时，为了避免拥堵和交通事故等问题，油库也会安排合理的交通管制和指引措施。最后，油库会对每次提油进行记录和统计。通过记录每个客户的提油时间、数量和频率等信息，油库可以及时了解客户的提油需求和变化情况，为后续的提油计划调整和优化提供参考依据。同时，油库也可以根据统计数据，对客户提油的顺序进行调整和优化，进一步提高提油效率和客户满意度。

总之，成品油油库提油排队业务是为了有效管理和协调成品油的提油工作，确保提油按照一定的顺序和时间安排进行，提高提油效率和客户满意度。通过提油排队登记、提油计划制定、通知提油和记录统计等步骤，油库可以有效管理和控制提油过程，确保顺利进行。

2 待解决问题

当前国内的油品配送行业面临众多问题，其中涉及油品的供应链、输送和储存等多个环节，而在这些环节中，油库作为储存油品的环节，其效率和服务质量的提高，对于整个油品配送行业具有非常关键的意义。因此，在油库运营中，如何优化油库自助终端的排号系统和鹤位分配逻辑，提高油库的发油效率，成为油品配送企业关注的焦点。

首先，当前的油库自助终端上装配的排号系统鹤位分配逻辑不能完全满足运营需求。据了解，当前的排号系统在用户排队等候时间过长的情况下，仍然会自动分配鹤位，导致排队用户不能及时前往鹤位，时间会大量浪费。而单据无纸化方面，由于当前系统还未完全实现更换纸质单据为电子单据，在操作中可能会出现副作用。这些问题不仅降低油库的服务质量，还会给用户带来不必要的困扰，影响油品供应业务的整体形象。因此，我们需要寻找解决这些问题的有效方法。

其次，在优化油库终端排队系统的过程中，我们发现车辆到库前的排队时间占用了很大的资源，这一点也需要改善。当前，车辆自行安排到库时间，造成车辆集中到库排队，拥堵程度比较严重，为后续的装油带来了一定的麻烦。这就使得到库时间的安排和管理成为一个非常重要的优化点。改进这一点，引导车辆分时段进入油库，扩大排队时间段，对于减少车辆排队时间和缓解车辆到库前的交通拥堵有重要作用。

最后，油品混装的问题是当前油品配送企业普遍存在的问题。在油库卡片操作过程中，由于操作员的疏忽和错误，可能会导致不同种类的油品混淆在一起。这不仅会降低油库的服务质量，还会影响油品的品质和安全。因此，需要对油库自助服务模块的程序进行修改和优化，以便更好地解决油品混装的问题。

3 智能排队系统

在油库管理环节中，到库装油流程一直是一个非常重要的环节。为了保障油库的正常运营，提升装油效率与服务质量，需要对原有的流程进行分析与优化。本文将建立智能

排队系统，并对五个功能模块进行优化。

（1）资源管理。在到库前的流程中，油库确定可发量与分时段号码数是非常重要的一个环节。具体操作包括每日根据库存与在途情况，明确明日可发油油罐库存与对应鹤位，根据油库工艺确定可发车辆数。为此，需要依托智能入库排队系统、油库管理系统、智能排队系统等，实现智能化管理与调度。首先，对于资源紧张的情况，需要在排队系统实时发布当日实际可排号码预警，提醒管理人员与客户及时移库。其次，建议接入实时液位系统，动态调整当日可发量，并在系统内做出预警。这样可以避免由于资源紧张导致客户失约或者影响业务流程的情况。

（2）需求管理。针对加油站出库与客户出库需求收集，可以通过配送管理系统、批发管理系统等平台进行集中收集与安排。具体操作包括，调控中心统一收集次日内外部配送需求后统一安排，通过主动配送形式，安排配送趟次。同时，客户可以通过批发管理系统预约提油，确认次日提油时间。

（3）排队模型。根据以上问题分析，将油库及其油车运输系统看作一个典型的排队系统，其中油车的到达是随机过程，装油车辆被服务并离开油库也是一个典型的排队过程。针对当前油库自助终端的排队系统和鹤位分配逻辑存在的问题，建立排队模型，可以帮助分析排队等待时间、系统利用率等指标，从而优化排队系统的性能。首先确定排队系统的基本参数，包括：λ 为平均到达率，即每小时平均到达油库的车辆数量；μ 为平均服务率，即每个车辆装油的平均时间；N为鹤位数量，即油库可用的装油位置数。采用M/M/N排队模型，其中M表示排队系统的到达过程，符合泊松分布，服务过程符合指数分布，N表示系统容量（鹤位数量），每个鹤位的服务时间服从指数分布。根据以上参数，可以得到以下公式。

的服务强度：$\rho = \frac{\lambda}{N\mu}$ （1）

无人排队的概率：

$$P_0 = \left[\sum_{n=0}^{N-1}\frac{1}{n!}\left(\frac{\lambda}{\mu}\right)^n + \frac{\left(\frac{\lambda}{\mu}\right)^n}{N!}\cdot\frac{N\mu}{N\mu-\lambda}\right]^{-1} \quad (2)$$

排队n个人（$n \leqslant N$）的概率：

$$P_n = \frac{1}{n!}\left(\frac{\lambda}{\mu}\right)^n P_0 (n \leqslant N) \quad (3)$$

系统排队n个人（$n \geqslant N$）的概率：

$$P_n = \frac{1}{N^{n-N}\cdot N!}\left(\frac{\lambda}{\mu}\right)^n P_0 (n \geqslant N) \quad (4)$$

系统中排队等待的平均顾客数：

$$L_q = \frac{P_0(\lambda/\mu)^N\rho}{N!(1-\rho)^2} \quad (5)$$

系统中所有顾客数：$L_s = L_q + \frac{\lambda}{\mu}$ （6）

顾客在系统中的平均等待时间：$W_q = \frac{L_q}{\lambda}$ （7）

顾客在系统中的平均逗留时间：$W_s = \frac{L_s}{\lambda} = W_q + \frac{1}{\mu}$（8）

在求解模型前，我们需要对当前系统的排队状况进行观察和分析，确定系统的参数λ 、μ 和N。设定参数如下：

λ 为每小时平均有30辆车到达油库。

μ 为每个车辆平均装油时间为5分钟，即μ =12辆车/小时。

N为油库共有5个鹤位。

代入公式中，得到：

$$\rho = \frac{30}{5*12} = 0.5$$

$$P_0 = \left[\sum_{n=0}^{4}\frac{1}{n!}\left(\frac{30}{12}\right)^n + \frac{\left(\frac{30}{12}\right)^n}{5!}\cdot\frac{5*12}{5*12-30}\right]^{-1} = 0.2071$$

$$L_q = \frac{P_0(\frac{30}{12})^5\rho}{5!(1-\rho)^2} = 2.18 \text{ 辆}$$

$$L_s = L_q + \frac{30}{12} = 4.93 \text{ 辆}$$

$$W_q = \frac{L_q}{30} = 4.1 \text{ 分钟}$$

$$W_s = \frac{L_s}{30} = W_q + \frac{1}{12} = 9.8 \text{ 分钟}$$

根据模型的求解结果，可以得到排队等待时间W_q为4.1分钟比较合理。但系统利用率P_0为0.2071，说明系统存在一定的空闲时间，可以优化系统容量或增加到达率，提高系统利用率。此外，模型中所设的N=5，如果实际的鹤位数量比5少，或排队旺季时流量增加导致排队人数超过鹤位数量，就需要进一步优化排队管理策略。综上，建立排队系统模型可以帮助我们分析系统的瓶颈，并寻找优化方案，提高系统的发油效率和服务质量。

（4）预排车辆入库批次顺序。预排车辆入库批次顺序是非常重要的一环，它决定了车辆之间的装油顺序。具体操作可以通过智能入库排队系统统一进行出库趟次顺序安排。以某油库为例，将趟次顺序划为ABCD四个出库等级。等级越高入库优先级越高，如若目前无已签到的A号客户，则按顺序对B号客户进行叫号发油；如A类用户晚到油库，入库时间在其余未到号BCD用户前。客户可以在批发管理系统预约出库时间，根据时间分派趟次。若当前时间段已预约满，则客户顺延预约下个趟次号码；等级越高客户可预约越靠前号码。此外，调控中心根据当期市场与配送情况，调整内部出库与客户出库号码比例。

（5）排队审核。为了保证流程的顺畅与有序，需要进

行审核、确认、下发车辆入库批次顺序的操作。具体操作可以由下一级公司进行确认，调控中心审核后下发执行。①排队顺序审核。针对客户出库，需要增加下一级公司调整权限与确认环节，保证运力或资源紧张时期有序出库，保证优质客户优先出库。调控中心可对全部出库趟次顺序进行审核调整，确认后下发。②排队顺序下发。次日排号顺序确认下发后，内部出库趟次顺序通过系统自动推送至运输公司驾驶员，客户出库趟次顺序通过批发管理系统推送至客户。这样可以让车辆信息得到及时准确的传达与执行，最大限度地减少油库管理的误差与风险。

（6）签到管理。签到管理是油库管理中的重要一环，对于车辆按时到达库区并签到非常关键。为了方便车辆签到，提高签到效率与准确性，可以借助自助终端进行操作。通过自助终端，驾驶员可以更加便捷地进行签到操作。他们只需在自助终端上输入相应的信息，如车牌号、驾驶员姓名等，并选择对应的装油批次和预计时间到达库区，即可完成签到。这不仅减少了人工操作的繁琐过程，还提高了签到效率。驾驶员可以通过自助终端随时进行签到，避免了等待和排队的情况，节约了宝贵的时间。同时，还能提高签到准确性。

（7）入库管理。车辆到库签到后，应根据装油批次的顺序，通过自助终端排队系统进行取号，并根据优先级、鹤位情况等因素确定入库装油顺序。油库应配备相应叫号系统，对已到号用户进行自助入库，未到号用户安排在休息室等待。同时，在大屏幕上公布当前排号喊号情况，增强企业的公开透明性。油库在签到后为提油车辆制作一张支票（或刷卡），并推送相关信息到系统、油库大屏幕等媒体中，让提油人员了解装油信息；应使用电子化系统制卡，并与入库流程系统相连接，实现信息共享和及时更新。在指定时间内到达鹤位后，驾驶员出示换票，进行装油，应尽可能使用自动化设备进行油品分配与计量，避免人为干预的可能。

（8）鹤位分派管理。当前，在油库自助排队系统中，多品号多仓车辆排队时，存在将车辆分配到混装岛位，导致单品号岛位空闲，需要人工处理的情况，从而降低了工作效率。为此，需要对鹤位分派逻辑进行优化。具体而言，系统应该优先按照批次和优先级进行排序，并针对不同的油品种类和需求量进行匹配，最后采用鹤位位置来进行分配。同时，通过系统数据的动态调整和优化，能够实时调整鹤位的使用计划，以实现更高效的操作流程。这项优化措施将有助于提高自助排队系统的效率和使用体验，为油库的管理和运营提供更稳定、可靠的保障。

（9）出库管理。出库管理包括以下两个方面：一是实现出库单据无纸化，二是设计客户自助收卡环节。具体地说，出库单据的信息将通过加油站管理系统进行推送，以作为交接的依据，而客户出库信息则将会通过批发管理系统进行推送。此外，客户可以通过系统查询自己的出库信息，并进行签收确认、评价以及客户回访调查等操作。针对自提业务，我们设计了自助收卡环节，避免临时卡遗失，提高客户体验。

4 应用前景

基于油库智能化系统的提油流程优化方法，可以显著提高油库的效益和服务质量，提升油企形象和竞争力。优化后，客户等候时间减少，提油造成的时间和费用浪费和损失得到避免，提高了客户满意度和油库效益，改善了提油流程。通过对提油流程的整合，可以进一步提高流程效率，减少人工干预，提高工作效率。实现出库单据的无纸化处理，有助于提高工作流程规范性，降低工作难度和风险。设计自助取卡环节，优化取油流程，避免了临时卡遗失的情况。

优化方案具有广泛的应用前景。在传统的油库管理中，人工干预较多，工作效率低，服务质量差，容易出现油品混装问题。而本文提出的基于油库智能化系统的提油流程优化方法，采用新技术、新思路、新手段，升级和优化油库自助终端、排号系统逻辑与流程，实现排队、发卡、换票、鹤位分配、出库单打印等装油全环节的自助服务，提高工作效率，降低油品混装的程度，提高油库的服务质量和发油效率。因此，该优化方案具有较高的应用价值和实用性，有助于推动油库管理的智能化和自动化，提升服务水平和行业竞争力。

5 结语

本文基于油库智能化系统，通过分析提油流程中存在的问题和相关需求，对提油流程进行详细的分析和优化设计。实施后，可以提高客户满意度和油库效益，同时改进提油流程中的问题。未来，随着科技的不断发展，智能化系统将成为企业提高效益和满足用户需求的主要优势。因此，本文所提出的优化方案可以为其他企业，尤其是石油企业，提供参考和借鉴价值。

参考文献

［1］周丹冰.石油化工产品物流分销渠道及模式研究［J］.物流科技，2017，40（2）：100.

［2］胡铭.石油化工物流中的供应链管理研究［J］.物流工程与管理，2017，39（7）：65-68.

《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	刘凤和	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	国家管网集团北方管道有限责任公司执行董事	王国涛
中国石化润滑油分公司总经理	宋云昌	中国石油吐哈油田公司执行董事	王　平
胜利石油管理局有限公司执行董事	孙永壮	中国石油长庆油田公司总经理	余浩杰
大庆油田有限责任公司副总经理、总地质师	白雪峰	中国石油吉林石化公司执行董事	金彦江
中国石油吉林油田公司执行董事	沈　华	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	薛建勤	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	中国石油天然气股份有限公司石油化工研究院院长	杨卫胜
中国寰球工程有限公司执行董事	宋少光	昆仑数智科技有限责任公司党委书记、总经理	杨剑锋
中石油煤层气有限责任公司执行董事	齐振林	中国石油兰州石化公司执行董事	徐文学
中国石油云南销售公司执行董事	刘启然	中石化经纬有限公司副总经理	张　波
中国石油新疆油田公司首席技术专家	唐　勇	中石化石油工程地球物理有限公司副总经理	张　伟
中国石油集团东方地球物理公司执行董事	张少华	中国石化华东油气分公司总经理	云　露
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	中国石油集团昆仑资本有限公司副总经理	马衍光
中国石油国际勘探开发有限公司董事长	贾　勇	中国石化江苏油田分公司副总经理	朱相羽
中国石油西北化工销售公司执行董事	陈　坚	中国石油天然气股份有限公司规划总院科研部主任	解红军
中国石油集团工程材料研究院有限公司执行董事	刘亚旭	中国石油集团工程技术研究院有限公司总经理	刘绪全
中国石油宁夏石化公司总经理	韦　勇	中国石油集团油田技术服务有限公司副总经理	高　健
中国石油集团川庆钻探工程有限公司执行董事	李雪岗	中国石油集团长城钻探工程有限公司执行董事	刘光木
中国石油润滑油公司执行董事	马宗立	广东石化有限责任公司董事长	周　健
中石油云南石化有限公司执行董事	鲍永忠		

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

《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

智慧加油站

赋能智慧出行
智享美好生活







