

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

5
2025
总第234期

PETROLEUM KNOWLEDGE

听邹才能院士讲 在超级能源盆地中下好 碳中和的“大棋”

>>> P₂₁



ISSN 1003-4609



9 771003 460252



吉林油田零碳示范区/丁磊 摄

日本的“炼松根油运动”

■ 谈谈

日本是西太平洋上的岛国，国土面积狭小，石油等资源十分有限。强盗的逻辑是自己没有就得出去抢。1895年甲午战争后，日本帝国主义者占领中国台湾，随即着手开采苗栗油矿的石油资源；1932年，日本扶植建立伪满洲国后，更加肆意在中国大陆掠夺油页岩等资源；1942年，日本侵略者在太平洋战争中占领了印度尼西亚的南洋油田……

但是，抢来的石油并不能满足日本大规模发动战争的需求。在侵华初期，日本从美国大量进口石油、钢铁、机械装备等战略资源，美国通过向侵略者输出资源发了大量战争财。据统计，从1937年日本发动全面侵华战争开始到1941年太平洋战争爆发前，日本本土生产的油料仅占全部石油消耗量的7%，93%的进口石油中有80%来自美国，而且日本国内的炼油公司也由英美两国掌控了60%的股份。

美国对日本采取绥靖政策，罗斯福担心激怒日本，让日本将美国看作“纸老虎”。二战期间，美国在华推行“门户开放”政策，与日本所谓的“大东亚共荣”论调南辕北辙，加之日本将战火持续向东南亚蔓延，美国开始间接对日本实施“石油禁运”。这项措施激怒了日本，为保住其能源运输线，日本先发制人，于1941年12月7日，偷袭美国珍珠港海军基地，美国太平洋舰队损失惨重，太平洋战争由此爆发。

被打疼了的美国政府在国际呼声和国内民众要求下，才开始真正全面地对日本实施石油禁运，同时，美军在漫长的日本石油运输线上对油船进行袭击。日本从东南亚等油田可以安全到达本土的油船越来越少，到1945年，日本油料产量从1944年的158.5万桶骤降到80.9万桶，而油料进口量则几乎为零。日本众多舰船、军机虽然可以得到武器和弹药补给，却因得不到石油而无法奔赴战场。疯狂好战的日本陷入了空前的能源危机之中。

眼看国内石油储存一滴滴用尽，日本军国主义孤注一掷，在本土发动了一场浩浩荡荡的全民参与的“炼松根油运动”。主要做法是广泛动员国内民众，把所有松树根挖出来，用火烤12个小时左右，将流出的具有一定燃烧性能的液体经过配比后用来替代汽油。在这场全民挖掘松树根运动中，流传着一句著名的激励口号：“两百个松树根能使飞机在空中飞行一小时！”

为此，日本建造了三万多座松根油炼制工厂。参与者几乎涵盖日本全体民众，连儿童也不上学，去地里挖松树根。日本政府规定了每人每天要挖的松树根数量。当时的日本大小岛屿上，郊外可砍的松树几乎被扫荡一空，大捆的树根和树皮堆积在路边，随处可见。一些炼松脂的操作工在夜幕之下，用蒸馏器或民用锅子辛辛苦苦点灯熬油。

但是，这些松根油炼制的油料质量很差，辛烷值很低，根本无法使用。战争结束后，美军曾经试用过这种黏稠度高、积碳严重的树根油，但结果是吉普车仅跑几小时就熄火，并出现发动机被烧坏的情况。另外，这种方法每生产1加仑“松根油”需要两个半劳动日。要达到军方日产12000桶的指标，每天需125万个劳动力！到日本投降时，松根油也只生产了大约几百吨。

“炼松根油运动”最终成了日本军国主义垂死挣扎的一场闹剧。

目次 | CONTENTS

卷首语

日本的“炼松根油运动” / 谈谈 1

关注

民营企业——油气勘探的新生力量 / 余琪祥 4

勘探开发

气壮温泉仙境 / 戴金星 8



抽油机井不停机间抽制度 / 刘玉 10
扫描电镜技术破解页岩油气储层的微观密码 / 杨晓光 12
煤层气负压排采工艺技术的影响因素 / 曙格拉·马哈西 等 14

中国石油学会会士专栏

情系“两深一非”精工大国重器 / 崔玉波 16
——记中国石油学会会士、油气钻采装备领域知名专家刘清友



课堂笔记

听邹才能院士讲在超级能源盆地中下好碳中和的“大棋” / 王大锐 等 21



石油与生活

船用燃料油的分类和质量标准 / 方琳 57
航空润滑油不能用在汽车上 / 伊然 59

石油史话

从“共和国石油长子”到高质量发展 / 苏文昊 王志伟 24
——克拉玛依油田在媒体报道中的历史演进
中7-11井——大庆油田第一口注水井 / 王俊亮 27
不曾忘却的石油会战 / 宫柯 30
百年“寿星井”——东源井 / 章卫兵 32



石油人物

西门子兄弟与俄罗斯石油 / 王旻 34
开启合成纤维之路的华莱士·卡罗瑟斯 / 张殿来 36

石油知识

PETROLEUM KNOWLEDGE

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

编辑委员会
主 任 刘志华
常务副主任 李俊军 雷 平
副 主 任 王康友 王 峰 云 露 江同文 任文军
李明丰 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
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
徐凤银 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 庞奇伟
执行主编 崔玉波 (010-64523711)
责任编辑 张旭东
编 辑 王 瑞 钟思源 何丽萍 常泽军
白云雪 申公昱 王鹤楠 沈瞳瞳
广告发行 董 檬 (18612698006)
编 务 陈 颖
社 址 北京西城区六铺炕街6号
编辑部地址 北京朝阳区安贞街道安华西里三区18号楼
邮 编 100011
电子邮箱 cnpcsyzs@163.com
网 址 www.shiyouzhishi.com
设计制作 北京文滔文化发展有限公司
印 刷 北京中石油彩色印刷有限责任公司
中国标准连续出版物号 ISSN 1003-4609
CN 11-4725/TE
国内发行 本刊发行部
国外发行 中国国际图书贸易总公司 (北京399信箱)
国外代号 BM-4027
广告经营许可证 京西工商广字第0469号
定 价 30.00元

油气储运

基于灰色关联的管道腐蚀因素分析与验证 / 李哲 38
双腐蚀缺陷对油气管道失效压力的影响 / 李怀才 等 40

信息化应用

数据透视表在油田机采统计分析数据中的应用 / 孙威 42
油井数智化清防蜡摸索与实践 / 杨飞 等 44
功图智能诊断系统的优化与应用 / 方群 等 46

技术装备

套捞一体化组合工具的研制与应用 / 李冬 48
一种新型Y445封隔器的研制 / 姜辉 50
油田注水系统节能技术 / 韩羽 52
特低渗油藏单砂体精准压裂改造技术 / 官联轩 54
一种强乳化型稠油降黏剂的研制 / 林冲 56

案例研究

束鹿凹陷致密油储层改造关键技术 / 田建超 等 58
德惠断陷鲍家区块源内致密气藏储层预测技术 / 李忠诚 等 60
伏龙泉气田气水层动用技术 / 宋朔 等 62
萨尔图油田疑难套损井治理试验 / 张文雄 64
扶余油田A4单元水驱规律认识及稳产办法 / 周宇薇 66

产油国与石油组织

2025石油勘探：潜力地区的新希望与失败项目的警示 / 顾永强 68

吉林油田零碳示范区 / 丁磊 摄 封二

《话说石油》征订 封三

广告 中国石油智慧加油站 封底

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。

民营企业

——油气勘探的新生力量

余琪祥

(中国石化无锡石油地质研究所)

为了活跃油气勘探开发市场，打破央企（国企）垄断地位，自2011年以来，我国已对油气行业实施多轮次改革。截至目前，已开展二十余次油气（含页岩气、煤层气）探矿权竞争出让活动，引入中国石油、中国石化、中国海油和延长石油4家国有石油公司之外的几十家市场主体进入油气勘查开采领域。其中，民营企业进军油气勘探市场，已成为一支不可小觑的新生力量。

矿业权改革，民企进军油气市场

2010~2015年，我国实施油气行业改革试点，出台相关文件，鼓励民间资本参与油气勘探。2010年5月，国务院印发《关于鼓励和引导民间投资健康发展的若干意见》（国发〔2010〕13号），提出鼓励民间资本参与石油天然气建设的改革方向；2012年6月，国家能源局、国土资源部相继下发实施意见，鼓励民间资本参与能源资源勘探开发。2013年11月，中共十八届三中全会提出“使市场在资源配置中起决定性作用和更好发挥政府作用”，进一步明确了矿业权管理制度改革的方向；2014年6月，中央财经领导小组第六次会议上，习近平总书记提出推动能源“四个革命、一个合作”，要求积极推进能源体制改革，制定石油天然气体制改革总体方案。

2011~2012年，国土资源部通过招标的方式，先后实施两轮21个页岩气区块出让，引入地方国有企业和民营企业17家。2015年10月，国土资源部提出“放开市场、盘活区块、激发活力、加强监管”的改革思路，在新疆开展油气勘查开采试点工作，公开招标出让布尔津、塔城、巩乃斯、柯坪北、喀什疏勒等5个常规油气区块，共14家国有企业、民营企业参加投标。最终3家地方国有企业中标，其中，北京京能集团中标柯坪北和喀什疏勒两个区块，山东宝莫公司和辽宁海城公司分别中标布尔津和巩乃斯区块，塔城区块流标。此次出让试点成为常规油气领域的破冰之举。

2016~2017年是竞争性出让政策密集出台期。2016年4

月，国土资源部颁布第65号令，委托山西省国土资源厅在省内实施部分煤层气勘查开采审批登记；同年12月，国家发展和改革委员会印发《石油发展“十三五”规划》，提出全面深化油气体制改革，明确实行勘查区块竞争性出让制度和更加严格的区块退出机制。2017年，国务院、国土资源部陆续印发《关于全民所有自然资源资产有偿使用制度改革的指导意见》《矿业权出让制度改革方案》《矿产资源权益金制度改革方案》《矿业权出让收益征收管理暂行办法》和《矿业权交易规则》等一系列文件，进一步完善矿产资源有偿使用制度，明确矿业权出让制度相关管理要求，包括全面推进矿业权竞争性出让、规范出让收益征收、加强出让合同管理、统一出让交易规则等。2017年5月21日，颁布《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》。《矿业权出让制度改革方案》和《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》两个纲领性文件的发布，标志着油气矿业权出让制度改革的顶层设计出台，油气矿业权出让制度改革实现破冰，改革进程提速。2016~2017年，开展了贵州正安页岩气区块和10个山西煤层气区块的出让工作，其中贵州正安页岩气区块由贵州产投能源有限责任公司（地方国企）竞得，以12.9亿元的高价拍卖成交，在行业内引起轰动。

矿权招拍挂，民企竞标油气区块

2018年，油气矿业权全面实行竞争性挂牌出让，市场进一步放开，引入更多社会主体进入油气勘查开采领域，有效

表1 2020~2024年国家出让常规油气矿权竞拍结果统计

竞得企业	区块数/个	面积/平方千米	起始价/万元	成交价/万元	平均溢价率/倍
央企	43	42123.15	32244	170034	5.27
地方国企	18	19809.97	15124	479524	31.71
民企	34	27019.12	20192	638617	31.63
合计	95	88952.24	67560	1288175	19.07

表2 2020~2024年国家出让非常规油气矿权竞拍结果统计

竞得企业	区块数/个	面积/平方千米	起始价/万元	成交价/万元	平均溢价率/倍
央企	10	2834.48	2113	2623	1.24
地方国企	40	3086.29	5173.4	121639.35	23.51
民企	6	488.57	372.2	2976.8	8.00
合计	56	6409.34	7658.6	127239.15	16.61

推进我国油气勘查开采体制改革。在新疆塔里木盆地优选温宿、温宿西、柯坪南、柯坪西和且末东5个区块挂牌出让，中曼石油（民企）、新疆能源和申能股份分别中标温宿区块、温宿西区块和柯坪南区块，总成交价27.38亿元，柯坪西和且末东2个区块流标。

2019年12月，自然资源部印发《自然资源部关于推进矿产资源管理改革若干事项的意见（试行）》（自然资规〔2019〕7号）（以下简称“7号文”），对油气矿业权管理制度中的出让方式、出让收益、审批权限、开放油气勘查开采市场等作出重大改革，在5年余矿业权竞争性出让中全面实施。2023年7月28日，《自然资源部关于深化矿产资源管理改革若干事项的意见》（以下简称“6号文”）出台，按照国家油气改革的新要求，“6号文”明确放开市场、有偿使用，大幅降低了进入油气勘探开发领域的准入门槛。其中明确规定，在中华人民共和国境内注册，净资产不低于3亿元人民币的内外资公司，均有资格按规定取得油气矿业权。此后，大量民营企业和地方国有企业涌入油气勘查市场，矿权竞争异常激烈。涌现出新疆互盈、北京星凯、霍尔果斯源沃能源、北京众兴恒源矿业、北京新和丰源矿业、宁夏巨力、新疆元洲、内蒙古万创实业、深圳源海采优矿业、上海资瑞矿业、中能北方、深圳质跃、

众一控股等一大批民营企业进军油气市场。

通过统计2020~2024年国家出让的101个常规油气探矿权，除6个探矿权流标外，实际成交探矿权95个，总面积88952.24平方千米，总成交价1288175万元（表1）。其中，中国石油、中国石化和中国海油等传统油气中央企业竞得探矿权43个，总面积42123.15平方千米，总成交价170034万元，平均单价为每平方千米404万元，平均溢价率5.27倍（本文定义溢价率=成交价/起始价）；延长石油等地方国企竞得探矿权18个，总面积19809.97平方千米，总成交价479524万元，平均单价为每平方千米24.21万元，平均溢价率31.71倍；新疆互盈企业管理有限公司（以下简称“新疆互盈”）等民营企业竞得探矿权34个，总面积27019.12平方千米，总成交价638617万元，平均单价为每平方千米23.64万元，平均溢价率31.63倍。从企查查等官方网络调研发现，参与出让的企业除延长石油、新疆能源等地方国有企业外，多数民营企业具备能源、矿业开发实力，且多数民营企业的法人在全国多个省份注册有多家公司。

同一时期，国家出让非常规油气（页岩油气+煤层气）区块56个，总面积6409.34平方千米，总成交价127239.15万元。其中，央企、地方国企和民企分别竞得10个、40个和6个区块（表2），民企竞得的6个区块平均溢价

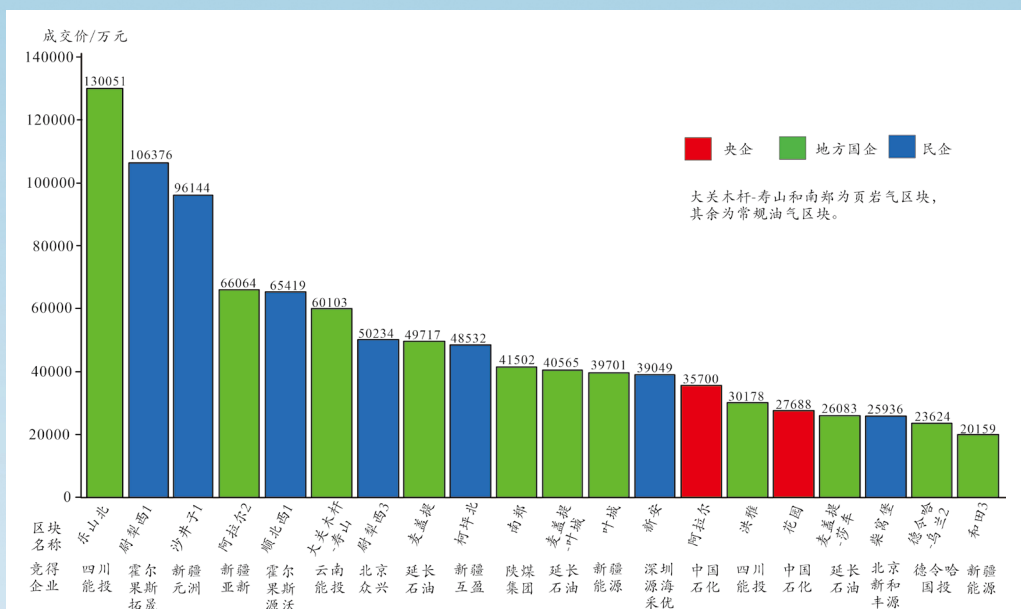


图1 2020—2024年油气矿权竞标前20名高成交价区块与竞得企业分布

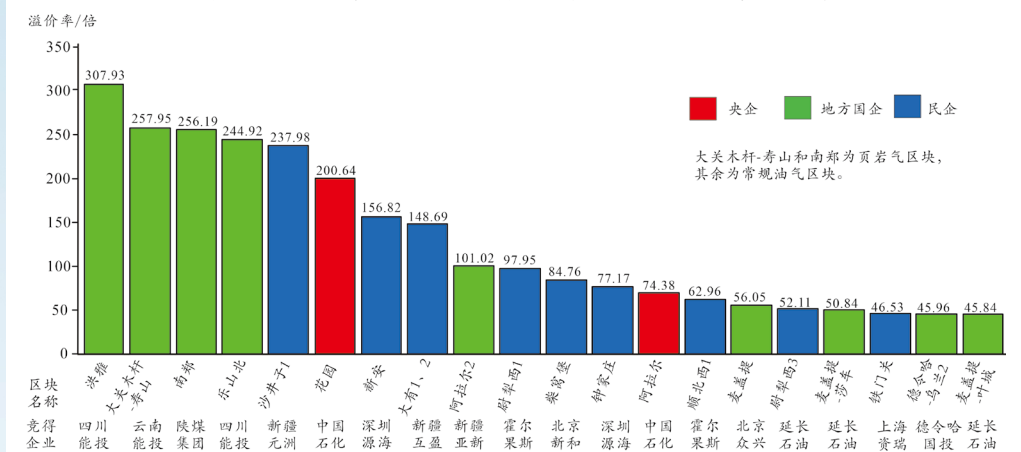


图2 2020—2024年油气矿权竞标前20名高溢价率区块与竞得企业分布

率达8倍。由于煤层气矿权出让下放至各省、直辖市和自治区政府，且大多采用招标方式进行，因此，地方国企中标者居多，例如，新疆维吾尔自治区2022~2024年3次打包挂牌出让的22个煤层气区块，均由新疆亚新煤层气投资开发有限公司、新疆科林思德新能源有限公司等地方国企竞得。

从常规和非常规油气招拍挂竞标结果分析，央企表现谨慎，平均以超起始价1.24~5.27倍的价格竞得矿权区块。民企和地方国企则在竞价中积极性显著，以平均8~31.71倍的溢价率获取矿权区块。

从单个竞标区块成交价和溢价率前20名分析，前20名高成交价中，央企只竞得阿拉尔和花园2个区块，地方国企竞得11个区块，民企竞得7个区块；前20名高溢价率中，央

企同样只竞得2个区块，民企和地方国企各竞得9个区块（图1和图2）。因此，在获取油气矿业权方面，民企和地方国企表现得非常积极。

民企在油气矿权竞标中存在的问题

民企在油气探矿权竞标中存在的问题，主要表现在非理性竞价和竞标后违约两方面。

近年来，非理性竞价是民企和部分地方国企在矿权竞标中普遍存在的现象。目前来看，竞争性出让推出的很多区块，多为中国石油、中国石化等传统油气企业以往退出的区块。退出原因：一是基于当时的地质认识和勘探技术，认为勘探潜力评价不高而主动退出，或因投入不足而退出；二是受矿权新政（7号文）硬性退减要求影响，即矿权到期

后须退减证载面积的25%（后改为20%，为了确保优质矿权不退减，可以用同盆地其他矿权置换或抵扣）等。虽然随着地质理论、勘探技术等的不断进步，部分区块颠覆了当初的认识，但总体来说，当前可供出让的区块地质条件复杂、技术难度大、勘探风险高，而部分民营企业或非油气地方企业存在盲目疯狂报价的行为，导致成交单价普遍偏高。例如，部分成交单价达每平方千米20万元以上，最高达每平方千米247.78万元（洪雅区块）；其中，成交价上亿元的区块达23个，成交价超过10亿元的区块有2个（乐山北区块和尉犁西1区块）。

另外，民企在高价竞得油气区块后，违约现象也偶有发生，给企业形象造成损害。例如，2022年9月27日，自然资源部在新疆塔里木盆地出让沙井子1区块，面积576.25

平方千米，起始价404万元。2022年11月11日，新疆元洲石油天然气有限公司以96144万元高价竞得该区块，成交结果公示无异议。2022年12月7日，新疆元洲石油天然气有限公司与自然资源部签订《探矿权出让合同》，此后因其自身原因未按《探矿权出让合同》约定缴纳出让收益，构成违约。依据《矿业权出让交易规则》、出让公告及《探矿权出让合同》约定，2023年11月9日，自然资源部向新疆元洲石油天然气有限公司下达《解除合同通知书》。

随着矿权招拍挂制度的不断完善与油气勘探工作的不断深入，相信民企对待油气矿权竞标工作的态度与行为也会趋向理性。

民企油气勘探进展与启示

据近期相关文献报道，部分民企取得油气矿权后，积极开展勘探工作，持续加大投入，一些区块实现油气新发现，展现了良好的勘探前景。

(1) 中曼石油发现温宿油田。中曼石油天然气集团股份有限公司（以下简称“中曼石油”）于2018年1月在塔里木盆地取得温宿区块1086.26平方千米探矿权后。截至2024年3月31日，共实施三维地震817平方千米，完钻探井509口，总进尺100.26万米，勘探投入29.64亿元。获工业油流井493口，钻探成功率96.8%。2019年5月，温7井新近系吉迪克组三段获得日产4.8吨的工业油流，至2020年9月，探明原油地质储量3011万吨、溶解气地质储量3.04亿立方米、天然气地质储量4.49亿立方米，成功发现温北油田、柯柯牙油田、红旗坡油田和赛克油田，其中温北油田已获采矿权。目前，该区块共有采油井418口，开井381口，日产液2859立方米，日产油1685吨，综合含水39.3%；2023年产油52.9万吨，累计产油118.7万吨，取得了良好的勘探效益。

(2) 新疆互盈发现油气藏。新疆互盈在新疆拥有10余个油气探矿权区块，勘探面积12533.93平方千米，已完成二维地震338千米、三维地震3264.46平方千米，部署钻井41口，勘探投入32.08亿元。在准噶尔盆地大有1区块，实施的大有2井完钻井深5174米，目的层二叠系芦草沟组目前日产油量8~9立方米；大有3井在二叠系井子沟组2705~2724米井段获得油气突破，最高自喷日产原油16.5立方米，为密度0.90克每立方厘米的中质油。大有2区块的大有1井完钻井深5580米，二叠系芦草沟组见良好油气显示，返出液含油率约5%，油质呈淡绿色半

透明轻质油。

在塔里木盆地柯坪北1区块，实施的博源1井，完钻井深4152米，目的层系寒武系吾松格尔组全井见显示31层/153米，对吾松格尔组顶部层段测试，获日产天然气无阻流量达140万立方米，采用8毫米油嘴日产量约20万立方米。柯坪北1区块取得高产工业气流，证实塔西北柯坪断隆带下寒武统具备天然气成藏条件；研究认为，柯坪北1区块天然气藏为底水干气气藏，存在大型层状气藏的可能。目前，该区块单井单层日配产可达20万立方米，有望建成中等规模天然气田。

民企在勘探领域的实践，为我国石油天然气勘探工作带来诸多启示。

(1) 获取优质区块是油气快速突破发现的基础。应积极竞争油气基础好、领域明确，且前期钻探试获工业油气、见良好油气显示或邻区同领域获油气重大突破的新出让区块。目前获油气突破的区块中，民企组织勘探前，区内就已有油气发现或油气显示，或邻近油气富集带。例如，中曼石油塔里木盆地温宿区块前期地热井见良好油气显示；新疆互盈公司准噶尔盆地大有区块内，前期中国地质调查局部署的新吉参1井获工业油气流；塔里木盆地尉犁西1区块紧邻顺北、富满油气田。

(2) 在评价有利区开展三维地震勘探，积极部署探井工作，是取得油气发现的关键。新疆互盈公司在获取大有、尉犁西1矿权后，在前期评价有利区实施高分辨率三维地震，在大有地区依托新吉参1井成果，在评价类似二叠系页岩油有利区时，及时部署探井10余口，其中大有3井实现新层系油气工业突破；在尉犁地区，沿顺北油气田8号断裂带，依托三维地震资料，在断裂刻画基础上，完钻探井12口，正钻井4口，实现了8号带沿北东方向延伸勘探的重大突破。

(3) 充分发挥民企优势，快速组织推进新区勘探，是实现油气发现的保障。民企可以充分利用国企、公益性单位在技术上的支持作用，快速高效地推进新区油气勘探。如中曼石油在获取温宿区块后，迅速在中国地质调查局油气资源调查中心的评价研究支撑下，部署实施新温地1井、新温地2井，两口井均钻获高产工业油气流。之后，迅速在评价有利范围内，实施三维地震勘探，以落实有利区，围绕“两带一隆”科学高效部署，同时快速组织推进，目前已发现并探明温北、赛格、红旗坡、柯柯牙四个油气田，并在加快、加大部署基础上，快速实现温北油田的转采。

气壮温泉仙境

戴金星

(中国石油勘探开发研究院)

被评为“世界上最超现实的20个地方之一”——新西兰最缤纷多彩的怀奥塔普 (Waiotapu) 温泉仙境，位于新西兰火山活跃的北岛中部。

仙境拥有无与伦比的原野风光，美得让人目不暇接：远方群山绵延，近处林木葱翠；由远及近，点缀着大小不一，轻吻大地的白白云团；仙境中“香槟泉”和“画家调色板”两处自然造化的旖旎景观，让人赞叹不已。由于温泉中含有硫磺、氧化铁和砷等化学物质，导致水体颜色也发生相应变化，呈现出淡黄色、红橙色和绿色等变幻多彩的天然色块拼接景象。

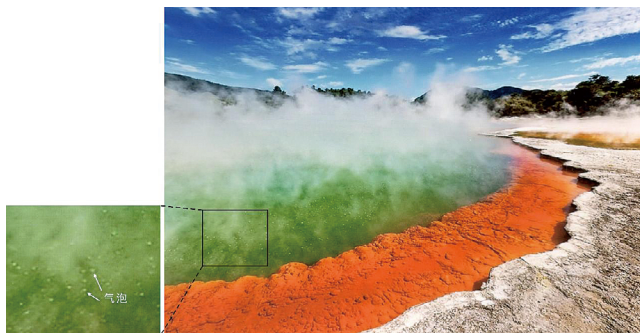
仙境的宏观景色令人陶醉，而其中由微观天然气作用催生的地质现象亦显神奇。

珍珠气泡的成因

温泉中展现着水和气的双重作用：炽热的水从地腹冲出水（地）面，因迅速减压降温而烟雾缭绕，形似白云；天然

气则以珍珠状气泡从热水中逸出，扩散至大气中。作者仔细考察大面积气泡连续冲升出水面景观。相关学者研究发现，不仅在温泉中，仙境的陆地上也广泛存在天然气。这里天然气的组分和碳氢同位素特征对天然气研究具有重要意义。从表1可见，天然气组分中含量最多是 CO_2 、 N_2 、 H_2S 、 H_2 和 CH_4 。其中，二氧化碳碳同位素 ($\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$)、甲烷碳同位素 ($\delta^{13}\text{C}_1$) 和氢同位素 ($\delta^2\text{H}_{\text{H}_2}$) 含量分别基本大于-10‰、-30‰和-562‰，由此可判断温泉气均为无机成因气，是火山作用期后地球排气作用的产物。

温泉仙境地区钻井中天然气组分及碳、氢同位素组成表 (W.F.Giggenbach等, 1994) 中, 32井、35井和40井 $\delta^{13}\text{C}_1$ 分别为-34.0‰、-36.6‰和-36.3‰, 好像是有有机成因甲烷, 实际也是无机成因甲烷。因一些火山期后温泉中。大部分 $\delta^{13}\text{C}_1 > -30\text{‰}$, 但也有个别偏轻的情况, 如我国长白山天池温泉 $\delta^{13}\text{C}_1$ 为-36.2‰, 前人研究



“香槟泉”中腾吐的气泡



戴金星考察“香槟泉”中的天然气泡 (傅诚德 摄)

表1 温泉仙境地区钻井中天然气组分及碳、氢同位素组成表 (W.F.Giggenbach等, 1994)

井号	温度 (°C)	天然气组分 (mmol/mol)									碳氢同位素 (‰, VPDB)				
		CO ₂	H ₂ S	NH ₃	He	H ₂	Ar	O ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	δ ¹³ C _{CO2}	δ ¹³ C _{CH4}	δ ² H _{CH4}	δ ² H _{H2}
LR	99	952	19	0.01	0.0033	5.0	1.10	< 0.01	440	2.7	0.005	/	/	/	/
01	56	891	64	0.06	0.0029	22.9	0.22	< 0.01	15.5	6.7	0.028	-6.1	-230	-211	-519
02	99	868	92	0.87	0.0014	19.4	0.18	< 0.01	13.7	6.4	0.022	-7.7	-228	/	-546
06	27	847	105	0.35	0.0047	22.9	0.41	< 0.02	21.7	2.5	0.005	/	/	/	/
08	97	910	39	0.04	0.0035	29.0	0.08	< 0.01	13.3	9.2	0.024	-6.0	-23.3	-178	-537
11	97	810	16	0.10	0.0034	54.4	2.39	< 0.01	114.1	3.2	0.020	-6.8	-24.6	-257	-546
16	99	745	60	2.22	0.0038	28.6	3.18	1.98	160.2	2.2	0.007	-6.6	-26.2	-238	-468
18	95	701	93	< 0.8	0.0116	104.3	1.72	0.70	89.3	11.2	0.029	-7.5	-25.8	-205	-520
21	76	730	17	0.09	0.0264	23.1	2.72	0.59	162.2	64.4	0.017	-8.3	-28.5	-174	-460
22	98	847	105	0.98	0.0087	23.0	0.05	0.06	11.8	12.9	0.004	-7.2	-27.8	-169	-540
23	94	667	254	0.79	0.0030	12.5	0.82	< 0.02	57.1	8.5	0.006	-8.3	-26.7	-166	-486
25	68	851	10	0.07	0.0172	27.7	1.03	< 0.01	64.7	45.8	0.014	-6.8	-26.9	-164	-562
26	100	928	23	0.13	0.0040	17.0	0.12	0.07	18.9	12.9	0.007	-7.4	-28.9	-182	-518
27	98	889	36	26.80	0.0023	19.2	0.42	/	18.4	10.3	0.007	-7.8	27.7	-173	-472
BR		954	12	1.40	0.0023	1.1	0.05	< 0.02	12.1	17.8	0.007	-7.5	-26.1	-148	-380
WK		920	60	10.40	0.0060	0.6	0.58	< 0.02	39.0	1.0	0.003	-4.9	-25.8	-170	-500
30	97	895	6	0.12	0.0099	5.5	0.38	< 0.01	39.4	53.8	0.032	-7.0	27.6	-160	-370
32	97	915	5	< 0.05	0.0014	8.3	1.14	7.45	60.3	10.2	0.064	-7.3	-34.0	-196	-418
33	94	518	< 1	< 0.15	0.0213	14.7	7.65	< 0.03	38.4	74.3	0.045	-10.7	-27.8	-178	-364
35	50	608	< 1	< 0.10	0.0166	< 0.01	2.32	0.12	19.6	192.6	0.136	-10.6	-36.6	-166	/
40	96	769	< 1	< 0.08	0.0597	0.05	4.56	5.28	21.5	9.8	0.057	-6.6	-36.3	-156	/
47	97	970	< 4	1.28	0.0021	0.27	0.27	3.17	2.3	0.9	< 0.007	/	/	/	/
49	95	928	39	1.83	0.0065	3.08	0.22	< 0.01	2.1	6.8	0.012	-7.6	-26.9	-180	-378
TK	96	910	18	0.03	0.0290	2.63	1.22	< 0.01	6.8	10.8		-4.7	-26.7	-122	/

也证实其是无机成因。

艳若黄花的硫磺华

温泉仙境的天然气温度多在90~100℃, 当其沿喷气孔与温水一起喷出时, 会携带着硫蒸汽。当在喷气孔喷出地表遇冷后, 硫蒸汽便在喷气孔口缘凝结成针状或粒状硫磺晶体并不断聚积, 形成艳若黄花的硫磺华。



戴金星考察温泉仙境喷气孔口缘的硫磺华 (罗平 摄)

皑皑白雪状的石灰华

温泉仙境拥有众多喷气孔块段, 当天然气 (主要为CO₂) 和热水携带的Ca (HCO₃) 沿喷气孔至地表时, 由于温度和压力降低, Ca (HCO₃) 分解成CaCO₃, 在多喷气孔块段地表形成化学沉积, 沿地表形成明月霜状石灰华。“石灰华”一词源于意大利词语“软岩石”, 由来自泉水或河流中的方解石沉积而成。



戴金星考察温泉仙境观察石灰华 (傅诚德 摄)

抽油机井

不停机间抽制度

为了确保采油过程中不停机间抽的科学性，科研人员需制定合理的间抽工作制度、运行模式以及能耗要求，确保不停机间抽措施能顺利、低能耗、高效率的运行，且不出现任何不合理的状况。

刘玉

(大庆油田有限责任公司第四采油厂)

不停机间抽井分析

首先，不停机间抽工作要确保采油设备的使用性能，确保抽采机电设备有较高的可靠性。通常，不停机间抽井包含了控制模块、曲柄位置检测装置、电动机转速检测装置以及电参检测模块。其工作原理为是通过曲柄来协调整个抽采装置的运动周期，在曲柄反复摆动时控制整个设备不停机的间抽运动。其次，油井内的抽采泵利用电机与电参配合曲柄来进行周期性的不停机抽采，三者共同完成了不停机间抽工作。在上述设备运行过程中，各设备上的检测传感器会对每个部件的工作状态做实时监控，控制模块会根据传感器检测的数据对间抽工作做临时调控，确保不停机间抽井运行稳定。此外，在间抽运行环节，间抽井内变频驱动器能控制曲柄的能量转化，使曲柄在动能与势能之间转换衔接顺利，以此来尽可能降低设备的能耗，最终实现不停机间抽井能科学、合理的间抽运行。

合理间抽制度的完善

为了避免不停机间抽井在运行期间出现不合理的状况或问题，工作人员要对间抽工作制定相应的工作制度，确定间抽井能顺利运行。不停机间抽井制度优化方案主要包括以下几个方面。

完善沉没度的管理制度。为了控制油井的供液性能，确保供液环境稳定有序，不停机间抽井在工作时需要通过监控器来自动监控油井内液体的供送状况，确保供液过程无任何异常。工作人员也可通过监控来制定相应的管控方案，以此来提高油井的供液能力。在制度完善方面，首先对运行设备的管理与监测系统做严格的规定，明确制定设备的检测目标与检测功能，确保检测设备能严格把控油井液面的状态，并对供液参数做详细的分析。与此同时，通过运行参数来制定油井开井状态的数据曲线分析图，通过分析图观察液面的具体状况。例如，在设备停止运行时，检测装置通过分析液面的状态来绘制曲线图。随后，智能控制模块可对比曲线图，寻找停机液面与不停机液面的差异数据，确保设备运行时油井内液面曲线图波形稳定性。其次，在液面不断变化的过程中，以30分钟为一周期对液面的状态参数做检测，通过数个周期检测结果对比分析，获得停机时液面恢复状态数据，通过数据来制定异常情况的应对措施。最后，通过液面恢复的沉没度来确定油井供液能力强弱与供液速度的快慢。如曲线沉没度较低时，那么供液恢复能力较强，且

沉没度最低点可确定供液能力的临界值,通过此临界值来获得供液的最大能力范围,工作人员可通过供液能力的极限来制定相应的不停机间抽措施。

完善节能效果的控制制度。在不停机间抽井运行过程中,各企业不要只把目标放在原油的抽采量上,还需要关注设备的运行能耗,确保在提高产能的同时尽量节省能源的消耗。以上问题还需要对液体的沉没度进行研究分析,通过沉没度来获得供液能力的大小,从中寻找最佳的能源使用方案,以此来降低设备运行的能耗。例如,沉没度最低时,间抽井可运行30分钟,再停止30分钟,这种方式可有效的降低能耗。此外,间抽井如果运行30分钟,停止一个小时,此时也可保证沉没度最低,而且井内抽采泵还能保持较高的充满状态,相比较更加节约能耗,但是原油抽采量却有所减少,所以企业可根据实际情况做不同的运行方案,确保设备运行即节能又高效。

完善自动化调整间抽的制度。在间抽井管控制制中,要注重制度的合理性,日常运行要时刻监控液面的状况,为了使液面变化符合间抽井的工作频率,有时需要人为控制间抽井的启停时间,保证液面变化规律能符合设备的运行频率。此外,还要对井内液面的恢复程度做定期检查,避免间抽井运行制度出现紊乱,防止设备出现高频率运行等现象。制度与功能的完善首先要注重日常管理原则,使整个系统在运行时有较高的稳定性与精确性。其次,设备在运行期间具备一定的智能化,系统可通过自学来完成一些基本的控制功能,使工作参数能以图表的形式呈现在计算机显示面板中,且计算机可通过参数来设定间抽制度的运行条件和运行方式。最后要对间抽工作周期替换做合理的衔接,保证整个不停机间抽工作能运行稳定,日常工作无明显变化波动,从基础上把控制间抽工作运行合理、高效。

为了确保间抽井运行制度合理,工作人员需做以下设定:第一,对间抽运行的条件做规划与完善,在间抽井运行三天后,首先确保电参数据的充满度大于70%,在此前提下观察油井运行是否连续稳定。设定间抽运行的周期,通常间抽周期为30分钟,间抽井运行时间若超过30分钟,需要停机30分钟。此外间抽井的充满度增加到以往的三分之一时,需要最低工作时间不小于三天。第二,在间抽井运行过程中,工作人员通过不断的记录与摸索来制定间抽的管理制度,以此提升间抽的运行效果。制度在制定时可分为三个环节,第一个环节主要是记录间抽的工作频率,通过间抽

的电参功图来确定其充满度的最小值,方便确定其工作频率,此外要注意工作频率不可超过三天。第二环节是设定间抽井的自动控制功能,确保间抽模式具备一定的自动化与智能化特点。第三个阶段是合理完善间抽工作的稳定性,在系统运行时,确保不停机间抽井要运行稳定,工作周期要准确,启停频率能保持一致,控制功能要合理可靠。

通常间抽井运行时通过充满度可以直观的判断其稳定性的指标,若充满度下限降低1%,则说明地层供液能力下降,此时工作人员要控制整个系统进行周期往复运行。若充满度上升超过了5%,此时地层供液能力增加,此时油井可持续开采,间抽井可在此状态下达到连续稳定状态。若充满度没有规定的下限数据,此时充满度增加有可能时油井内压力设备出现了故障,所以需要及时排查处理,确保油井能正常持续的运行。

完善现场运用的制度。首先,制定间抽的管控制制的目的是为了不停机间抽井能够合理稳定的运行,尤其在在日常规定的运行环境中,间抽井能周期性交替工作。其次,在运行过程中,液面的供液能力是非常重要的一项参数,间抽系统需要合理的控制各项参数,才能使间抽井更高效的运行。在一些特殊条件下,还需要通过人工控制来确定运行的精准程度,避免系统自动运行出现故障。自动运行在无特殊要求下需要对电参功图进行记录与分析,通过数据分析来智能控制油井的开采工作。此外,还需要系统能适应运行环境,间抽模式通过长期的运行与摸索来适应当前环境的运行特点,减少设备与环境不匹配的影响。通过系统的自动学习,不仅使间抽井工作高效运行,还能降低运行能耗,确保间抽井运行制度更加科学完善。

结语

为了提高油井的开采效率与出油量,本文通过调查研究来探讨不停机间抽的合理性,通过对间抽制度的分析,可知间抽制度的是整个间抽井运行的关键所在,良好的运行制度和科学的管理方式能提高整个间抽运行的效率,它不仅使间抽井运行质量有了更高的标准,还能对系统的运行起到降低能耗的作用,所以完善间抽制度,是整个间抽工作必须要关注的重点环节,只有更优的间抽制度,才能使油田开采效果更上一层楼。

扫描电镜技术 破解页岩油气储层的微观密码

杨晓光

(中国地质调查局油气资源调查中心)

页岩油气作为非常规能源的代表，被誉为“能源革命”的重要突破。然而，其储层内由纳米级孔隙与微裂缝构成的复杂网络，如同隐藏在岩石中的“密码”，制约着资源的勘探与开发。传统技术难以窥探这些微观结构的全貌，而扫描电镜（SEM）技术则像一把“超级钥匙”，揭开了页岩微观世界的奥秘。从大庆油田古龙地区12.68亿吨页岩油的勘探突破，到四川盆地页岩气田的商业化开发，扫描电镜技术始终是科学家“解码”储层的关键工具。

为什么需要破解 页岩油气的微观密码？

页岩储层与常规砂岩储层的区别，如同“海绵”与“筛子”的差异。砂岩储层的孔隙直径通常在 $10 \sim 100 \mu\text{m}$ ，孔隙连通性好，油气可自由流动；而页岩的孔隙以纳米级为主（ $< 1 \mu\text{m}$ ），甚至存在大量 $0.1 \sim 10\text{nm}$ 的微孔。这些孔隙不仅微小，还广泛分布于有机质、黏土矿物和黄铁矿中，形成复杂的“迷宫式”网络。尽管页岩的单个孔隙直径仅有纳米级别（通常 $< 1 \mu\text{m}$ ），但其庞大的孔隙数量使得整体孔隙度可达 $2\% \sim 8\%$ ，甚至超过部分低渗砂岩储层。例如，北美巴肯组页岩的孔隙度平均为 8% ，按单位体积计算，其孔隙总容量相当于将2.5个标准足球场面积的薄层均匀铺满纳米级孔洞。这些孔隙中蕴藏的油气资源密度惊人： 1m^3 的优质页岩可吸附高达 40m^3 的天然气或赋存 $5 \sim 8\text{L}$ 原油。

通过水力压裂技术改造后，这些纳米级空间可释放出巨大资源。美国二叠纪盆地通过体积压裂技术，将单井产能提升至传统直井的10倍以上，采收率突破 15% 。全球页岩油技术可采储量已超过4000亿桶，中国四川盆地仅龙马溪组页岩气探明储量即达3万亿立方米，年产量约240亿立方米。这些数据表明，看似“致密”的页岩实则是深埋地下的超级资源库。

扫描电镜打开微观世界的 “超级显微镜”

(1) 场发射扫描电镜（FE-SEM）的技术原理突破。

传统光学显微镜的分辨率受限于可见光波长，而扫描电镜（SEM）通过电子束与样品相互作用，突破了这一物理极限。其中，场发射扫描电镜（FE-SEM）的技术革新尤为关键。场发射扫描电镜采用场发射电子枪取代传统钨灯丝，通过施加高电压使电子从极细的钨针尖端量子隧穿发射，形成直径 1nm 以下的超高亮度电子束。这一突破使得分辨率达到 0.4nm 级别，相当于能清晰分辨DNA双螺旋结构的宽度。对于页岩油气储层，FE-SEM的纳米级成像能力可直接观测有机质孔、黏土矿物层间孔等关键孔隙结构——这些孔隙的直径通常仅有数十纳米，却构成了页岩油气赋存与运移的核心通道。

(2) 二次电子成像揭示表面形貌奥秘。当高能电子束轰击样品表面时，激发的二次电子携带着样品表面形貌的“立体密码”。这些能量低于 50eV 的电子主要来自样品表层 $5 \sim 10\text{nm}$ 范围，其发射强度与样品表面的倾角直接相关：凸起部位发射更多二次电子，凹陷区域则产生阴影效果。通过探测器收集这些信号并重建图像，研究人员能获得比光学显微镜清晰数百倍的表面三维形貌。在页岩研究中，二次电子像清晰地展现了黄铁矿晶体的八面体晶型、有机质孔边缘的锯齿状结构，甚至是黏土矿物片层间的纳米级间隙。页岩的二次电子图像中，可观察到直径仅 200nm 的有机质孔密集分布于干酪根内，这些孔洞的形态参数（如孔喉比、曲折度）直接决定了页岩气的解吸效率。更巧妙的是，通过调节电子束的扫描步长和驻留时间，研究人员能在同一视域内实现从毫米

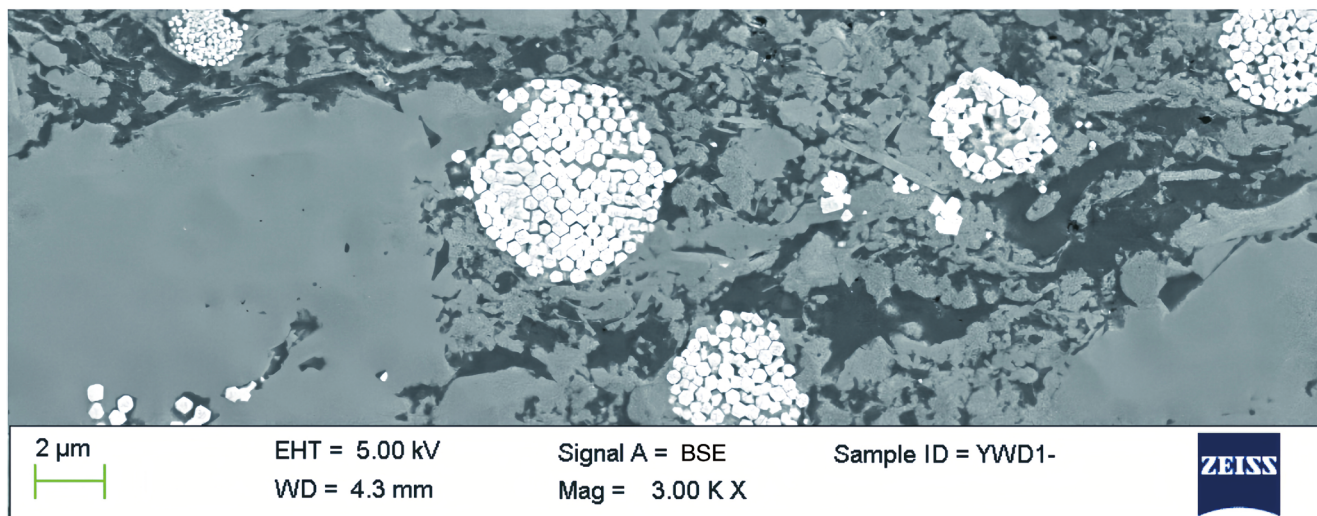


图1 页岩背散射成像图片

级矿物颗粒到纳米级孔隙的无缝尺度衔接，构建起多尺度储层结构认知体系。

(3) 背散射电子区分矿物成分的技术密码。如果说二次电子描绘的是页岩的“外貌”，那么背散射电子（BSE）则揭示了其“内在基因”。这些被原子核反弹的高能电子，其发射强度与样品区域的原子序数呈正相关：重元素区域（如含铁矿物）反射更多电子而呈现亮白色，轻元素区域（如有机质）则呈现深灰色。这种成分敏感的成像机制，使得BSE成为矿物自动识别的利器，暗色有机质条带与明亮的石英颗粒形成鲜明对比，而介于两者之间的灰色区域则对应伊利石等黏土矿物。通过设定不同灰度阈值，可快速统计各矿物的面密度占比，为计算

岩石脆性指数提供关键参数。

(4) 能谱分析（EDS）实现元素原位标定。在BSE揭示矿物分布的基础上，能谱分析（EDS）技术赋予了扫描电镜“化学透视”功能。当特征X射线从样品激发而出时，EDS探测器通过测量其能量特征，可精确识别出从硼（B）到铀（U）的所有元素。现代电镜已将EDS系统集成到纳米级定位分析中：在观察到某微区异常BSE信号时，仅需30s即可完成该点的元素定性与半定量分析。在鄂西地区二叠系大隆组页岩研究中，EDS谱图清晰显示硅（Si）和铝（Al）的共分布区对应长石矿物，而钙（Ca）与磷（P）的耦合信号则指示生物成因磷灰石的存在。更具突破性的是，通过面扫描

模式可获得元素分布图，例如，某页岩样品中，有机质孔周缘富集的铁（Fe）元素环带，揭示了后期热流体对孔隙结构的改造作用。这些微观尺度的元素地球化学信息，为页岩储层的“甜点”区预测提供了全新的地球化学指标。

(5) 三维重构技术揭示孔隙网络的立体结构。尽管二维图像已能解析页岩微观特征，但油气运移的本质发生在三维空间。聚焦离子束（FIB）与SEM的联用技术，通过逐层切削样品并连续成像，可将数千张切片重建为三维数据。看似孤立的有机质孔实际上通过纳米级喉道连接成复杂网络，一些

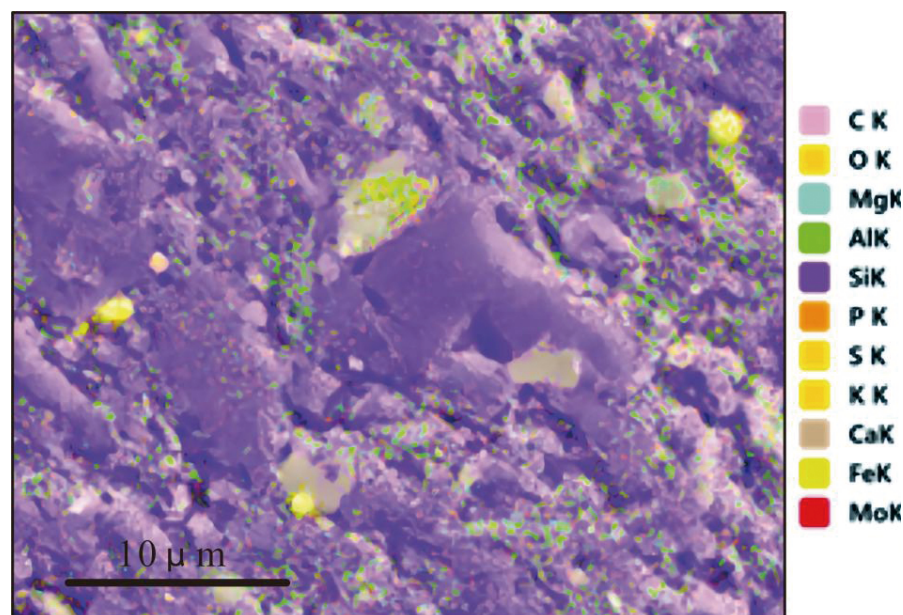


图2 页岩EDS扫描成像图片

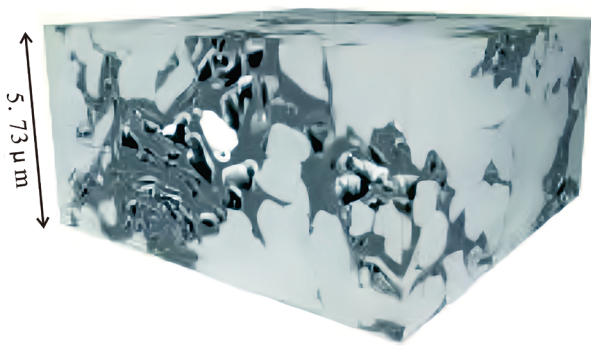


图3 FIB-SEM技术建立的页岩三维数据图像

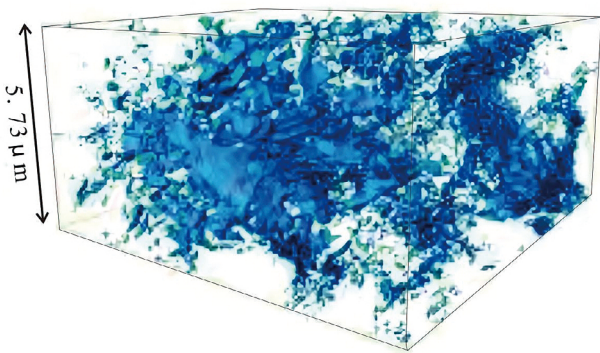


图4 页岩有机质中孔隙的三维重构图像

研究表明了，页岩孔隙度虽仅有4.2%，但连通孔隙占比高达68%，这颠覆了传统认为页岩孔隙高度封闭的认知。通过提取孔隙网络的拓扑参数（配位数、迂曲度等），研究人员可定量计算气体的有效扩散系数。更前沿的是，将三维孔隙模型导入数值模拟软件，能直接观察甲烷分子在纳米孔道中的运移轨迹——这种“数字孪生”技术，使页岩油气开发从经验驱动迈向机理驱动的新纪元。

结语

页岩油气革命的成功，页岩油气储层微观结构分析，起到了巨大作用。扫描电镜技术如同一把“超级钥匙”，通过“形貌—成分—元素—结构”的全维度解析，为页岩油气的“甜点”区预测、压裂方案优化提供了科学依据，推动页岩油气开发从“经验试错”转向“机理驱动”。未来，随着聚焦离子束三维重构与数字孪生技术的深度结合，科学家或将实现“纳米孔道中的甲烷运移模拟”，进一步解锁页岩油气的极限采收潜力。这场微观尺度的技术革命证明，唯有洞悉岩石深处的“纳米密码”，才能真正释放地球馈赠的超级能量。

煤层气负压排采工艺技术的 影响因素

曙格拉·马哈西 柏博文 张虎
(新疆科林思德新能源有限责任公司)

随着我国对煤层气开发研究的进一步发展，煤层气的研究思路也发生重大变化，由以“找富矿”为目标，逐渐转向以“以高产区”为目标。这种转变的驱动力，很大程度上源于三维地震数据的大量使用和水平井技术的推广。煤层气负压排采工艺技术的实施，将极大提高煤层气勘探精度，为高含煤区的勘探与开采提供更可靠的数据支撑与技术保障。与此同时，在煤层气开采过程中，要考虑渗透率的影响，经过不断的研发和改进，该领域也有了突破性进展。本文研究内容的实施，将极大地提升煤层气开发效率与产能，为我国煤层气工业的高品质发展打下坚实基础。同时，煤层气的开采与配置也正在经历一场深刻变革。过去大批量、平铺式的开发措施逐渐被遗弃，使用更多的是机械化和个性化的开发措施。通过对煤层气井产能的精准调整与有效治理，产量得到显著提升。这种转变不仅能够使煤层气产业获取一定的经济效益，也很好地区优化了我国的能源结构，为我国的绿色发展提供了有力支撑。总之，我国在对煤层气开采领域，相关人员不断开展研究和创新，理念转变之后，不仅提升了整体的开采效率，同时促进了行业的发展。

研究区域概述

阜康矿区含煤岩系为侏罗系八道湾组和西山窑组，主采煤层1~3层，总厚度10~20m，瓦斯含量10~17立方米/吨，煤层气资源量65.07亿立方米，平均资源量丰度为4.6亿立方米/平方千米，主要煤层平均最大镜质组反射率为0.59%~0.70%，煤的变质阶段在I-II变质阶段，煤级以变质程度较低的长焰煤和气煤为主，显微煤岩组分中，煤

的有机质组分含量平均71.3%~96.3%，煤的比重为1.30~1.41吨/立方米。

煤层气直井的负压排采法

负压排采法是一种将常规煤层气排出方法与矿井负压抽采法有机结合的创新方法。其核心是在气井产期出口管线上增加负压抽采设备，以达到进一步降低气井井底流压的目的。这种压差的增大，有利于提升煤层中气体的解吸、运移及产出速率，使气井的产能在衰减最后阶段得到进一步释放。负压排采法是对传统地表煤层气井排采工艺的改良，其排采策略与传统的排采策略大体一致，均遵循“连续、平稳、缓慢”的原则。在实际生产中，初期负压不能太大，需从低负压开始，逐步稳定增加，直到找到可获得最佳产量的负压值。同时，为保证连续、稳定地排采，负压管道或装置应保证负压值平稳或稳定变化，避免出现较大的负压波动。主要是因为若负压变化时大时小，可能会造成煤储层中产生气体孔隙和裂缝堵塞，降低煤层气的渗透率，进而影响煤层气的生产效率。因此为了保证负压抽采顺利进行，必须保证负压持续稳定。在具体实施过程中，要保证负压排采设备得到有效应用，并配备专业人员进行指导和监督，这样才能充分发挥设备的优越性，最大化释放气井产能。

地面煤层气直井负压排采技术的影响因素

(1) 储层地质。煤层厚度、含气量、压力、临界脱附压力和渗透率是影响煤层气开采效果的主要因素。首先，煤层厚度对煤层瓦斯的赋存性能有很大影响。特别地，煤层厚度越大，其储气能力越强，为煤层气开采奠定了坚实的地质基础。煤层气藏的含气量对煤层气的开发潜力也有很大的影响。一般而言，含气程度越高的煤层，其生产潜力越大。油气藏压力是油气向井内流动的主要驱动因素，对煤层气的开采起着关键作用。通过分析煤层瓦斯含量及赋存状况，确定煤的解吸压力。

(2) 负压排采增产。目前，地表煤层气井排液降压法是一种有效的抽采方式，其关键是要建立一个合理的抽采系统，以实现煤层气的有效抽采。随着煤层气井流压的不断降低，气井生产潜力逐渐释放，气井产能也会持续衰减，尤其在衰减生产后期，由于气井流压接近零，对于地层物性较好的气井，虽然还有较多剩余可采储量，但使用常规排采工艺已不能进一步增加气井的生产压差，从而影响了煤层气井的产量。为有效地改善这种状况，采用负压抽采方

法进行生产。负压抽采是一种新型的煤层气抽采技术，其核心是通过启动负压抽采设备，进一步加大地层内部与外部压力差，使煤层进入深度解吸状态，压降漏斗持续“加深”，从而达到增产的目的。在进行负压排采时，负压值的大小与煤层气的产能密切相关，要想实现煤层气的有效开发就要对负压值进行有效调控，这样能提高整体的开采效率。在实际排采过程中，将生产分成两个阶段，第一阶段按照常规排采工艺进行；第二阶段在常规排采工艺基础上叠加负压排采工艺。在抽放过程中，要把井底水位降到煤下，才能更好地发挥负压作用。其主要目标是进一步降低储层压力，增大气藏内外压差，为煤层气的解吸与产出创造有力条件。

负压排采实践应用分析

(1) CSP-1H井。该井是一组多分支水平井，于2014年12月31日投产，开抽流压3.6兆帕，解吸压力3.56兆帕，临储比0.988。截至2023年10月，已连续生产9年，峰值产气量35848立方米/天，已累计产气3864万立方米，累计产水19371立方米。2023年11月，解除井筒堵塞后恢复生产，最高产气量1800立方米/天左右。加装负压抽采设备并启动，产气量由第1天1800立方米提高到第天2600立方米，增产率达44.4%。

(2) CSU1-1D井。该井于2021年10月10日投产，开抽压力3.18兆帕，解吸压力2.4兆帕，临储比0.75。截至2023年10月，已连续生产2年，峰值产气量1124立方米/天，平均产水量在0.77立方米/天左右。已累计产气40.42万立方米。从生产曲线上可以看出，整个生产期间相对连续，气井产能释放良好，但受地层产气能力有限、压裂裂缝沟通距离受限等因素影响，与区块内其他气井相比产气量偏低。2024年8月，加装负压抽采设备并启动，产气量由760立方米/天增至860立方米/天，增产率达13.3%，但增产后产气量下降较快，明显是地层供气量不足所致。

结语

通过对煤层气井生产的深入研究和实际应用，我们深刻意识到，煤层气井的生产受多个复杂因素综合影响。其中，负压抽采法具有明显的优越性，能够有效提高煤层气产量。结合2口井的现场实践应用分析，对于需要加装负压抽采设备的气井选井，原则上应优选地层剩余储量较大、气井前期产量较好、渗透率改善明显且地层压力已降至0.1兆帕以下的井，此类井采取负压抽采设备开采，均能取得较好的效果。

情系“两深一非” 精工大国重器

——记中国石油学会会士、油气钻采装备领域知名专家刘清友

崔玉波

(中国石油学会)



刘清友，中国油气钻采装备领域知名专家，现任成都理工大学党委书记、博士生导师、教育部“长江学者”特聘教授、国家首批“万人计划”领军人才，教育部第八届科学技术委员会委员。他长期致力于石油钻头及钻采装备的理论研究、实验探索、产品研发与应用推广工作，主持包括深地国家科技重大专项，国家自然科学基金重大科研仪器研制项目、重点项目、面上项目，国家“973”计划课题，国家重点研发计划，中国工程院重大咨询项目课题在内的各类项目20项。先后荣获国家科技进步特等奖1项、国家科技进步奖二等奖2项、省部级科技一等奖8项，授权发明专利70件（其中，美国7件，加拿大3件）。同时，还斩获了首届全国创新争先奖、中国工程院光华工程科技奖、何梁何利基金科学与科技进步奖、全国优秀科技工作者、孙越崎青年科技奖、四川省杰出创新奖等诸多殊荣。2025年，经四川省石油学会推荐，刘清友被聘为中国石油学会会士。

少志凌云：石油之梦要开花

20世纪70年代中期，一支由七八人组成的石油地质勘测队来到重庆开县（今开州区）南雅镇，住进了村中的刘姓人家。当时，队员们主要依靠人工地震的方式寻找油气资源，他们每天抬着笨重的钻机及工具早出晚归，工作异常辛苦。

刘家有姐弟六人，其中一个十岁左右的少年便是刘清友，他与勘探队的叔叔们十分亲近。每天从学校回来，他常常缠着刚下班的地质勘探队员问个不停：“什么是钻头？什么是钻机？为什么要打那么深的井？打井的机械为何如此笨重？石油又有什么用途？”不少问题让年轻的队员们都难以作答。

有时，刘清友会兴致勃勃地跟在地质队员身后，去村子附近的勘探现场看钻井。简单的井架、轰鸣的钻机、不断深入地下的钻头，让他对这项工作产生了浓厚兴趣。有一天在工地，他第一次见到了金刚石取芯钻头，这让他对这种能“剖开大地心脏”的利器愈发好奇。勘探队员反复向他讲述的行业名言“钻头不到，油气不冒”，更在他幼小的心灵里留下了深刻印记。

不过，年幼的刘清友也注意到这项工作的另一面：这些工具似乎有些原始，让长期在野外工作的队员们体力消耗极大。他觉得，应该有人想办法发明更轻便的装备和更锋利的钻头，让勘探队员的工作更轻松、更高效。当时，刘清友非常喜欢数理化课，他开始“异想天开”地下定决心要好好学习，将来设计出更先进的设备供勘探队员使用。

对于一个普通农村孩子来说，考上大学是实现梦想、改变命运的唯一途径。1982年高中毕业时，刘清友不负众望，不仅考上了大学，还如愿进入心仪已久的西南石油学院，圆了从小的“石油学子梦”。由于从小喜欢摆弄各类机械，他毫不犹豫地选择了石油矿场机械专业，正式踏入石油装备领域。

西南石油大学校史馆收藏着一只美国休斯公司生产的牙轮钻头，这是1979年邓小平访美时，卡特总统赠送的礼物。这只钻头一直激励着刘清友努力学习。大学四年，他的成绩始终在全年级名列前茅，还多次获得学校的奖学金，这让他得以在家庭十分困难的条件下完成学业。大三时，他还光荣地

加入了中国共产党，用“品学兼优”来形容他再恰当不过。

1986年7月，刘清友以优异成绩从大学毕业，和许多优秀大学生一样，他毫无悬念地被学校留校任教。三年后，1989年9月，渴望深造的刘清友又考入重庆大学机械工程一系，攻读机械制造专业研究生。当时，全校只有刘清友一人选修“金属切削原理及刀具”这门课程。任课老师因此给予他“VIP待遇”：每周单独授课，布置七八本书让他课后阅读，读完后提交学习总结报告，下一周再向任课教师汇报讲解，之后老师再进行指导并讲授新课内容。这种学习方式效果很好，也让他对刀具设计和钻头材料产生了浓厚兴趣。

读研期间，刘清友还参与了原石油工业部所属单位多个装备重点攻关项目，聚焦抽油机、钻井泵和牙轮钻头产品研发，极大地提高了他的实践水平，积累了丰富经验。最终，他以40个学分的优异成绩（当时硕士毕业需修满28个学分）超额完成学习任务，提前通过硕士论文答辩毕业。他能取得如此高的学分，是因为只要与石油机械相关的专业课程，他都积极去听。这种“最大化”的学习方式不仅拓宽了他的视野，更培养了他多维度的思考能力，为日后的科研实践奠定了坚实基础。

钻头争锋：由浅至深打破国外垄断

对刘清友而言，钻头不仅是冰冷的勘探利器，更是有灵魂的“战士”，其坚硬、锋利、顽强的品质，是钻研精神的高度体现。他常说，要像钻头面对岩石那样去面对每一项科研工作，这也是他取得成功的重要经验之一。

1992-1993年：硕士毕业后，学校安排他到中国石油成都石油（钻头）总机厂实践锻炼。他先后在钻头研究所和生产车间，系统学习牙轮钻头的设计方法、制造工艺、加工设备和质量控制，并多次到钻井现场了解钻头使用情况、存在的问题和深井钻井提速对钻头性能的需求等。近两年的生产实践，不仅让他对我国钻井技术有了全面了解，也深知我国钻头技术与国外的差距和需要攻关的技术方向。

1994年1月，刘清友回到学校后，并未停下学习深造的步伐，又考入西南石油大学石油机械专业攻读博士学位，师从我国钻头技术奠基人马德坤教授，进入新一阶段的钻头技术研究。当时，我国深井石油开采所需的钻头大多依赖“美国造”，但部分高端钻头产品又对我国禁售。为改变这一局面，20世纪80年代初，我国从美国引进了牙轮钻头和金刚石钻头生产线，分别落户湖北江汉钻头厂和四川成都石油机械厂。然而，美国拒绝转让钻头设计等核心技术，这使得我国油气开发在很大程度上仍然受制于外国巨头。

为实现技术自主，石油工业部决定在西南石油大学成立我国第一个钻头研究室，自主开展钻头基础研究。该研究室由中国牙轮钻头研究奠基人马德坤教授领衔创建。刘清友进入研究室时，导师马德坤教授正在从事钻柱振动和牙轮钻头破岩机理三维仿真等课题研究。

1995年，美国Smith tools公司对西南石油大学钻头实验室的仿真技术产生浓厚兴趣，提出合作开展钻头及钻柱系统仿真研究，以提高钻头寿命与钻速，降低钻井成本。马德坤教授希望刘清友的博士论文以该项目研究为主题。就这样，年仅30岁的刘清友闯入了钻头仿真研究的“无人区”。

这是国际前沿课题，无前例可循，也无资料可参考。在马德坤教授的指导下，刘清友将博士论文研究锁定在“牙轮钻头三维仿真研究”和“考虑钻柱弹性变形和岩石相互作用下钻头动力学仿真分析”课题上，深入开展钻柱系统动力学和牙轮钻头破岩机理仿真方面的研究。

钻柱系统振动是导致钻头异常失效的主要原因之一。当时，国内外在钻头设计分析时均未考虑钻柱振动对钻头的影响，刘清友便首先聚焦钻柱系统动力学、深层岩石力学与钻头破岩机理研究。刘清友那段“技术员”加“程序员”的生活，被导师马德坤比作“西天取经”。当时研究条件简陋，编写程序全靠自己，从basic语言到Fortran，再到VB语言都靠自学，学习过程十分艰辛。且当时较为先进的286电脑计算能力十分有限，编写程序时一个符号错误或者多一个空格就可能致整套程序出错。刘清友常常要花几个小时甚至几天时间查找问题，然后从头再来。

读博三年，三个春节的法定假日他都没有回家，每年大年初二开始就泡在机房工作。当时计算机房没有空调，正月里寒风呼啸，异常寒冷，刘清友的手冻得僵硬，只能一边写代码一边哈气取暖。那三年，他过着“没有周末和休息，来得最早、走得最晚”的生活，体重掉了20多斤。

在马德坤教授的指导和团队成员的帮助下，刘清友最终通过理论和实验研究，揭示了钻柱振动、地层性质和钻井参数等对钻头破岩的影响规律，建立了钻柱-钻头-岩石系统动力学仿真模型，开创性地研制了一套领先的理论模型及软件平台，在牙轮钻头设计分析上取得突破性进展。美国Smith钻头公司验收时评价：“在钻柱系统动力学、钻头动态设计方法等方面的研究水平达到前所未有的高度”。1999年4月，该技术成功转让给美国Smith Tools公司，成为我国石油钻头领域第一项出口技术。

1997年9月，刘清友完成博士学业后，又进入重庆大学机械传动国家重点实验室，开展博士后研究工作，继续深耕



刘清友在新疆交流个性化钻头应用情况

钻柱动力学及钻头仿真研究。其间，他先后主持了国家自然科学基金青年基金、中国石油重点科技攻关项目和石油科技中青年创新基金等多个项目，持续聚焦深井钻柱力学、钻头及钻采装置研究，在牙轮钻头及金刚石钻头设计分析上取得突破性进展。博士后出站后，他被西南石油大学破格提升为教授，成为当时学校最年轻的教授，同时担任岩石破碎学与钻头研究四川省高校重点实验室主任、博士生导师。

2000年以后，刘清友牵头研究的钻柱动力学及钻头仿真技术理论逐渐成熟并落地应用，在国外严密的技术封锁中“突破重围”，支撑我国核心钻头设计、加工基本实现自主化，在四川盆地、塔里木盆地、渤海湾盆地等油田推广应用。相关成果获2007年四川省科技进步一等奖、2009年国家科技进步二等奖。

刘清友的钻头研究也在中国深井和超深井的钻探中发挥了巨大作用。2010年以来，针对“两深一非”复杂地层条件和“千井千样”的提速增效需求，刘清友带领团队提出将牙轮钻头冲击破碎和PDC钻头刮切破碎相结合的复合钻头设计新思路，建立复杂结构并钻井系统多因素非线性动力学模型，自主研发出世界领先的、可同时模拟超深井120MPa高压、200℃高温的岩石可钻性实验机，以及能适应400℃高温的真三轴钻头破岩实验系统；发明针对不同钻井需求的钻头新齿形和新结构，攻克高性能切削齿和胎体制造难题，构建起我国自主的个性化钻头设计制造体系，为深井和超深井钻进提供了动力。

多年来，刘清友带领团队，联合多家骨干企业，共研发5大类、12个系列、1700余种型号个性化钻头30万余只，在国

内外推广应用，涉及深层/超深层、深水/超深水和“非常规”油气等资源开发领域。这些个性化钻头性能整体达到世界先进水平，部分指标位居世界前列，助力9026米的蓬深6井、9396米的果勒3C井等井屡次刷新亚洲深钻纪录，并为深地塔科1井和新安1井两口万米钻井提供高性能钻头支撑，创造多项世界钻井纪录。团队获省部级技术发明和科技进步一等奖3项。

挑战深海：助力“海洋石油981”南海探宝

开发海洋油气资源是海洋强国战略的重大需求，但南海油气勘探开发面临强台风、巨浪和内波流等世界罕见的恶劣海况，钻井安全风险极高。2012年5月9日9时35分，“海洋石油981”超深水半潜式钻井平台在水深1500米的荔湾6-1-1井正式开钻，拉开我国海洋石油工业深水战略序幕。“海洋石油981”能够稳稳屹立在惊涛骇浪中，与众多“黑科技”直接相关。刘清友主持研发的隔水管安全控制是这些黑科技的核心技术，也是“海洋石油981”最为主要的护身法宝之一。

刘清友能成为“海洋石油981”隔水管安全控制技术的研发者，既是偶然，更是实力使然。2012年，时任西南石油学院副校长的刘清友在青岛参加国家自然科学基金委的双清论坛交流会议，会上他做了关于深井钻柱系统动力学的学术报告，赢得了与会者热烈掌声——一位鼓掌者是中国工程院院士、著名海洋石油开发工程专家周守为。

会后，周守为找到刘清友，告诉他中国海洋石油正在自主设计、建造的第六代半潜式钻井平台“海洋石油981”。但南海风高浪急、环境险恶，隔水管的安全措施尚在讨论之中，他问刘清友能否担起解决这个问题的重任。

彼时，刘清友及其团队已在深井高速牙轮钻头、深井钻柱系统动力学领域钻研十余年，从理念到实践都有深厚积累，但对于海况复杂险恶的深海勘探重器的隔水管系统却从未涉足。事关国家重器，刘清友谨慎地回复周守为院士：“我以前确实没做过，但我们很想做。我回去和团队成员研究一下，进行初步调研后再回复您。”周院士表示理解：“这是国家大事，确实需要三思而后行。”

刘清友回去后，立即与多名科研团队骨干成员对世界海洋勘探领域隔水管系统的研究情况进行了初步调研，并展开讨论。他们认为，团队现有的研究基础能够支撑向深水领域进行转化，尽管困难重重，但团队的人员配置、研究水平和创新渴望完全能够应对挑战。获得团队支持后，迫切希望参与“海洋石油981”建设的刘清友再次联系周守为院士，明确表达了接受这项研发任务的意愿。从那天起，刘清友组建的集结多学科人才的隔水管项目组，正式成为国家科技重大

专项——“海洋石油981”的研发创新团队之一。

深水钻井与陆上钻井的最大区别在于，需要通过隔水管建立钻井平台与海底井口的通道，起到隔绝海水、导入钻具和套管、构成泥浆循环的作用。在海况恶劣的南海，这根连接平台和海底、长达3千米、最外层直径仅半米的管柱，既要承受海流、海浪、浮力、海水外压、平台移动、自身重量等载荷，又要受到内部钻井液压力、钻杆摩擦、张紧拉力等多种因素影响。如何实现其安全控制，一直是世界深水钻井领域的核心技术难题。

刘清友及其团队首先自主研制出世界首套基于钻井和海洋工况耦合作用的深水钻井隔水管力学性能实验系统，并在上海交通大学海洋工程国家实验室完成了剪切流作用下的深水钻井隔水管力学性能实验。前后历时近6个月，进行了1000多种交叉实验研究，他们最终发现隔水管最大变形发生在平台到海底三分之一的位置，且隔水管上下两端拉力与钻井液的密度和排量密切相关。这两个发现分别被称为“三分之一”效应和“上下边界线”效应。

找到症结所在，刘清友及其团队对完成科研任务更有信心。在缺乏借鉴经验和参考文献情况下，他们探索建立了深水隔水管系统安全控制技术，编著全球首部《深水隔水管系统安全设计与操作手册》，制定深海钻井安全操作准则。这些研究成果确保了“海洋石油981”进行深水、超深水钻井的安全可靠，助力陵水、荔湾、流花等多个亿吨级深水油气田的勘探发现与安全生产。

作为该项目研发参与者之一，刘清友及其团队在隔水管系统方面的研究成果和发现，在实践中发挥了重要作用，是整个钻井平台系统的核心创新成果之一。美国船级社（ABS）评价：“该成果是全球深水钻井安全控制技术的新突破。”他们的研究成果于2014年荣获国家科技进步特等奖，2016年获中国石化联合会科技发明一等奖，2019年获四川省科技进步一等奖。

动力澎湃：助力中国页岩气革命

2018年，中国石化吹响向涪陵页岩气田进军的号角。但四川涪陵油气储量中，深层、超深层及页岩气等非常规油气资源约占2/3，且大多地处山区，常规压裂机组已无法满足复杂地质与地表条件下资源的安全高效开发。因此，自主创新研制超高压、轻量化、大功率油气压裂装备机组成为当务之急。国家“十二五”科技重大专项“3000型成套压裂装备研制及应用示范工程”正是为解决此问题而立项。

压裂装备的工作原理是通过高压泵将含有支撑剂（如

砂子）的液体注入地下深处的岩石中，创建裂缝并保持其开放，使石油和天然气能流回地面。其中，压裂装备的泵送系统是实现“地层压裂-裂缝支撑-油气增产”的关键设备，其性能直接影响压裂施工的成败和油气井的产能提升效果。传统泵送系统体积庞大、功率较小，难以适应四川山地的作业环境，因此，研制高压、轻量化、大功率的新一代泵体为压裂装备提供动力，成为中国石化委托给刘清友的主要任务。

作为该成果专题技术负责人，刘清友牵头构建超高压大功率压裂泵“材料-结构-传动”系统动力学模型，研制出百万冲次实验测试装置，提出基于抗疲劳裂纹扩展的泵头材料调控工艺，建立起基于缸数、冲程、冲次、连杆负荷和传动结构的“五因素”轻量化设计方法，攻克了振动控制、泵头体寿命及轻量化设计等关键技术，支撑我国研制出世界首套超高压大功率轻量化压裂装备的产业化生产，并实现3000型电驱、5000型电驱等系列大型压裂装备。这些装备关键指标国际领先，有力支撑了涪陵、长宁-威远等国家级页岩气示范区建设，助推中国页岩气革命正式拉开大幕。依托该项目形成的“超高压大功率油气压裂机组研制及集群化应用”，获得2015年度国家科技进步二等奖。



2015年刘清友教授在颁奖现场

在投身大国重器的同时，刘清友还与团队成员开展基于地质工程一体化的四川盆地页岩气钻井提速关键技术与装备研究。其主要内容包括地质-油藏工程-方案研究一体化，钻井和完井设计-施工工艺一体化，质量-安全-环保-评价全过程管理一体化。历经十余年攻关，针对四川盆地页岩气埋藏深、地应力高等世界罕见难题，在国家973项目和科技重大专项资助下，刘清友等人以地质建模为基础，发明复杂页岩气储层“地质-工程”双甜点评价新方法、复杂难钻地层高效增压提速与动态多因素个性化钻头设计方法、基于双甜点的地质工程一体化分段体积压裂参数优化方法；自主研发系列个性化高效复合钻头、长水平段钻井参数智能控制机器人和专用压缩机等高性能关键工具与装备，形成具有中国自主知



2023年刘清友为博士学位获得者授位

识产权的四川盆地页岩气地质工程一体化高效开发关键技术与配套装备，显著提升了我国页岩气装备的技术水平和国际竞争力。

截至2024年，相关研究成果已在四川盆地长宁、威远、涪陵等页岩气田大规模应用834井次，通过延长钻头使用寿命、缩减钻井周期、提升压裂效率及单井测试产量，为中国页岩气高效开发关键技术与装备的进步提供了重要支撑。2024年3月28日，四川省科学技术奖励大会暨第三届“四川杰出人才奖”颁奖仪式在成都举行，“四川盆地页岩气地质工程一体化高效开发关键技术与装备研发”获得科学技术发明奖一等奖。

面向未来：探索智能钻井与前沿技术

2022年12月，刘清友给五年后的自己写了一封信，信中提到两个心愿，第一个心愿是作为校长，一定要坚持立德树人根本任务，做好为党育人、为国育才的首要工作。“既是科学家也是教育家”的刘清友，自1986年7月大学毕业留校任教后，便与学生建立了深厚情谊，对待那些比自己小几岁的学生如同兄弟姐妹。他每天去学生寝室沟通交流，喊他们起来跑步，与他们谈心，动员他们考研……此后，他相继担任西南石油大学研究生部主任、副校长，西华大学校长，成都理工大学校长、党委书记，同时作为教授和博士生导师，累计培养了67名硕、博士生，12名博士后，其中5人入选国家级人才。他参与获得国家教学成果二等奖1项、四川省教学成果特等奖1项，牵头获得四川省教学成果一等奖1项，为国家培养了大量石油科技人才。应当说，他的这一心愿已经提前完成了。

信中的第二个心愿则更多的是面向未来：“5年后的今天，希望自己带领团队在智能钻井机器人研究方面取得突破性成果，支撑我国复杂地层油气高效开发。”多年以来，刘清友和团队围绕“两深一非”，持续攻关，取得了令人瞩目的成就。进入AI时代，团队的目标未改，初心始终未变，但在实现方式上却发生了巨大变化，他们开始更多地采用智能

技术赋能油气开发。

2009年，刘清友就大胆提出“未来智能钻井系统”构想，即在井下钻头附近安装可视化智能系统，实时监测钻头运行轨迹、识别地下岩层类型、自动调整钻井参数。经过多年研究，2022年，他自主研发的国内首台井下连续管钻井机器人样机在广汉成功完成首次工业试验，极大提升了钻井作业的智能化和自动化水平，再次引领国际前沿。

2023年11月，刘清友牵头的“井下机器人智能钻完井模拟实验系统研制”项目，获批国家自然科学基金重大科研仪器研制项目。该项目是继2019年“四川盆地深层页岩气安全高效钻井基础研究”获批国家自然科学基金联合基金重点项目后，在智能钻完井方面取得的又一重大新突破。2025年1月19日，该项目审查会在成都理工大学召开，得到国家自然科学基金委、四川省科技厅领导及多位院士、专家的高度认可，一致认为该系统研发成功后，对推动我国油气钻采装备领域科技自立自强、助力深层非常规油气勘探开发具有重要意义。

刘清友团队的另一项前沿技术研发方向是井下机器人。他们计划利用井下机器人在井下打多分枝微小井眼，再通过爆破技术形成井下网格化分布，让页岩气从井眼中渗透出来，这一技术有望为解决四川丘陵山区因缺水导致的页岩气采集难题提供新方案。

2025年7月，刘清友又提出了一项更为前沿的技术创新课题。目前，国外的部分科研机构已开始尝试利用回旋震荡管发射的毫米级射频波穿透坚硬岩石，使岩石熔化蒸发，从而实现钻进。但毫米波技术因成本高、存在诸多技术盲区等原因，仍处于实验阶段。对此，刘清友建设性地提出将传统钻井技术与毫米波钻井相结合，形成“毫米波与钻头复合破岩钻井新技术”。目前，刘清友团队正集中优势科研力量对该课题开展调研，一旦取得突破，将成为钻井行业的颠覆性创举。

总结多年科研工作，刘清友认为做好科研需具备5个要素：确定好的研究方向、组建好的研究团队、配备必要的基础条件、将理论与实际相结合、能持之以恒地坚持。在这五要素之外，刘清友始终秉持的理念是“科研报国”。多年来，在这一理念的烛照之下，他始终将个人学术追求与国家能源安全战略同频共振，持续攻关，不断打破国外技术垄断，为中国能源油装备的自主创新，以及迈向绿色、智能、高效的新阶段，书写了新篇章。

过往虽然辉煌，但已是昨日诗章。面向未来，刘清友教授将和团队成员一起，持续破解众多科研课题，描绘智能钻井之光，为“把能源的饭碗端在自己手里”提供更多新答案。

授课时间：2025年8月26日
 授课地点：中国石油勘探开发研究院
 授课形式：专访
 主讲嘉宾：中国科学院院士 邹才能
 笔记撰写：王大锐 林敏捷 刘翰林

听邹才能院士讲在超级能源盆地中 下好碳中和的“大棋”



邹院士工作照

传统的超级含油气盆地是我们生活能源供应的重要来源，为日常生活和社会运转提供了重要支撑。然而，过度排放二氧化碳等温室气体导致全球气候变暖，带来了许多极端气候事件，对人类生活造成严重威胁。目前，全球气温较工业化前明显升高。为实现可持续发展，我们需要推动超级盆地的能源生产向更绿色、更低碳的方向转型，促进油气和新能源的融合利用。通过构建碳中和“超级能源系统”，不仅能持续保障能源供应，还可以有效减少碳排放。中国需要加快建设“绿色+智慧能源体系”，向低碳和零碳能源方向发展，打造新型能源系统，为绿色生活和地球保护提供动力。为了更好地了解超级能源盆地，特别是我国的鄂尔多斯盆地，我们采访了中国科学院院士、中国石油天然气集团有限公司新能源首席专家、中国石油勘探开发研究院教授级高级工程师邹才能。

课前预习

“超级能源系统”的内涵是什么？碳中和“超级能源系统”又是什么？

中国的油气企业需要同时满足保障能源供应与减少碳排放的要求，因此在能源转型中，必须推动油气和新能源结合发展。当前，部分传统含油气盆地正在向新型碳中和的“超级能源盆地”转型，以兼顾能源供应规模和减少碳排放的需要。通过融合能源生产系统和碳中和

系统的科学方法，邹才能团队提出“超级能源系统”和碳中和“超级能源系统”的概念，探讨了传统与新型超级能源盆地的特点，展示了这些盆地未来发展的绿色合作方向和趋势。同时分析了鄂尔多斯盆地的资源优势，如煤炭、石油、天然气、风能、太阳能、地热能等，以

及二氧化碳的捕集、利用和封存技术的现状和潜力。通过讨论碳中和“超级能源盆地”的建设路径和开发模式，旨在为含油气盆地实现能源生产和碳中和目标提供科学依据和技术支持。

“超级能源系统”涵盖一次能源、二次能源和三次能源，是由一次能源的地下能源和地上能源、二次能源中的过程性能源和含能体能源、三次能源中的数字世界能源和终极能源等多种能源构成的系统。并且在人类进步与能源发展过程中，已产生及即将产生诸多能源工业，一次能源中的地下能源催生了煤炭工业、石油工业、天然气工业、地热工业，一次能源中的地上能源催生了新能源工业；二次能源催生了煤电

工业、绿电工业、绿氢工业；三次能源则将催生数字世界工业、人造太阳能工业。

碳中和系统，是指一个组织、团体或个人，在一段时期内，通过森林碳汇、人工转化、地质封存等技术，抵消自身产生的二氧化碳排放量，实现以二氧化碳、甲烷等为主的温室气体“净零排放”。

碳中和“超级能源系统”是指达到界定资源量规模的地下煤炭、石油、天然气、地热、伴生矿产，与地上风能、光能高度耦合，化石能源与新能源融合协同开发利用的区域性智慧用能系统，该区域系统内以碳循环为主线，能源生产利用、二氧化碳利用与封存达到“净零排放”，实现能源安全供给、碳排放与碳吸收之间的动态平衡。

有问必答 为什么选定鄂尔多斯盆地作为碳中和“超级能源系统”的研究目标？

中国油气储量与产量主要来自松辽、四川、鄂尔多斯等大型盆地。其中，松辽、渤海湾、鄂尔多斯三大盆地的石油探明储量占全国77%、原油产量占全国70%；鄂尔多斯、四川、塔里木、松辽四大盆地天然气探明储量占全国93%，鄂尔多斯、塔里木、四川三大盆地天然气产量占全国81%。

鄂尔多斯盆地化石能源和新能源资源丰富，区位优势明显，二氧化碳源汇匹配优势显著，是目前最具备建成世界级多种能源生产与碳中和示范大基地基础条件的区域，属于顶级超级能源盆地。

以秦岭、吕梁山、阴山为界的鄂尔多斯盆地，横跨陕西、甘肃、宁夏、内蒙古、山西5省（自治区），面积37万平方千米，地处中国内陆腹地和陆上丝绸之路经济带主干道，坐落于黄河“几”字湾区域，是落实国家黄河流域综合规划的主阵地。“十四五”规划明确将重点发展的九大清洁能源基地中就包含黄河“几”字湾清洁能源基地。盆

地内能源通道密集，西气东输、陕京等15条能源主干线在此交汇，具备建成中国陆上天然气管网中心和“一带一路”能源合作枢纽的条件。在资源优势、区位优势、政策优势的扶持下，鄂尔多斯盆地有望率先建成中国碳中和“超级能源系统”示范盆地。

鄂尔多斯盆地化石资源位居全国前列，新能源资源较好，是全国最大的能源生产基地。煤炭、石油、天然气等矿产资源丰富。埋深2000米以浅煤炭资源量约2万亿吨，占全国35.5%。截至2022年底，盆地已累计探明石油地质储量81.6亿吨、天然气地质储量6.86万亿立方米，分别占到全国的19%和32%。

此外，盆地内铀矿、氦气等多种伴生资源也较为丰富，具备实施多能协同开发的自然资源条件。同时，盆地内的油气田还可转化为“电田、热田、氢田、碳田、储能田”，拥有这4大发展优势。

划重点啦 如何把鄂尔多斯盆地建设成为碳中和“超级能源盆地”？

在碳中和与绿色发展的大势下，传统含油气盆地也是能源转型发展的主战场，必须向“拥有丰富油气资源、可获得低成本新能源、具备规模化碳捕集和封存能力”的新型碳中和“超级能源盆地”升级转型。目前，美国墨西哥湾、欧洲北海油田等部分地区或机构，已在实施或已在规划相关碳中和区域的建设。走好能源碳中

和之路，率先将鄂尔多斯盆地建设成为碳中和“超级能源盆地”，对国家、地方政府和相关能源企业都具有重大战略意义与较强示范效应。

鄂尔多斯盆地在多种能源协同生产和减排两方面的实践可以作为示范，为其他传统含油气能源盆地转型升级提供经验参考。



在鄂尔多斯盆地聚焦煤炭清洁开发、油气高效开发、伴生资源有效开发、风光气热氢储一体化大基地建设、智能

微网与虚拟电厂利用、智慧能源调控、碳排放/碳中和等核心领域，通过多能互补，绿色发展，促进源网荷储综合利用，持续优化能源生产结构，提高清洁能源供给能力和综合能源服务能力，保障国家能源安全。

鄂尔多斯盆地可埋存二氧化碳超150亿吨。长庆油田陇东地区和姬塬地区多个油田，有194个区块可开展碳中和实验，覆盖石油地质储量19.6亿吨，年产量900万吨。按提高采收率20%计算，可增加可采储量3.92亿吨，埋存二氧化碳达12.5亿吨，潜力巨大。鄂尔多斯盆地28个油田78个层段咸水层，理论埋存量为659.58亿吨，有效埋存量为13.92亿吨。

鄂尔多斯盆地管网体系十分发达，已建成中国陆上天然气管网中心和“一带一路”能源合作枢纽，西气东输、陕京等15条能源主干线在此交会，周边还有44条零散天然气及液化天然气（LNG）供气管线。

课堂小结

就近生产清洁、可再生能源为油气田生产供能，增加清洁能源供给，实施绿色协同转型发展，是传统超级盆地脱碳的有效解决方案。

碳中和“超级能源盆地”兼顾能源生产和碳中和，拥有丰富的油气资源、可获得低成本新能源、具备规模化二氧化碳封存能力，既能提供煤炭、石油、天然气等化石能源，也能提供风电、光电、地热等清洁能源，同时可充分利用地下空间开展二氧化碳利用和埋存。

超级盆地具备较完善的油气基础设施，涵盖油气、风光、地热等多种能源资源，在自然条件合适的情况下，就近生产清洁、可再生能源为油气田生产供能，增加清洁能源供给，实施绿色协同转型发展，是传统超级盆地脱碳的有效解决方案。

在构建鄂尔多斯碳中和“超级能源盆地”五大工程的准备工作中，面临不少问题：传统化石能源未来发展空间与发展目标存在不确定性；多能协同开发仍存在技术困难；需要增加投入，但效益建产难度大，新能源开发效益尚不乐观；国内在深层煤炭地下气化开发、二氧化碳跨省运输利用等方面存在政策空白；示范区建设横跨陕西、甘肃、宁夏、内蒙古、山西5省（自治区），涉及煤炭、化工、油气和管网、电力和电网等能源相关行业及上下游众多企业，省区之间、行业之间、企业之间组织协调难度大。

在政府层面，建议力推上升到国家战略，由国家

统筹制定推进“鄂尔多斯碳中和超级能源盆地建设整体规划和实施方案”；推动国家部委牵头组织、建设单位共同研究编制建设方案；加强五省区区域协同，成立省区和行业组长单位，建立“横向到边、纵向到底”协调机制。

“超级能源系统”指达到界定资源量规模的地下煤炭、石油、天然气、地热、伴生矿产，与地上风能、光能高度耦合，实现化石能源与新能源融合协同开发利用的区域性智慧用能系统。碳中和“超级能源系统”指区域系统内以碳循环为主线，能源生产利用、二氧化碳利用与封存达到“净零排放”，实现能源安全供给、碳排放与碳吸收之间动态平衡的系统。碳中和“超级能源系统”可应用于超级含油气盆地等特定区域内的动态系统平衡研究。

鄂尔多斯盆地坐落于黄河“几”字湾区域，横跨陕西、甘肃、宁夏、内蒙古、山西5省（自治区），区位优势明显，煤炭、石油、天然气、多种伴生资源等化石能源和地热、风光等新能源资源丰富，高浓度碳源与地质埋存碳汇利用吻合度高，二氧化碳源汇匹配优势显著，具备建成世界级能源生产与碳中和示范大基地的资源基础和有利条件。

从“共和国石油长子”到高质量发展

——克拉玛依油田在媒体报道中的历史演进

苏文昊 王志伟

(新疆维吾尔自治区党委宣传部对外宣传促进中心)



克一号井出油

作为新中国第一个自主勘探开发的大油田，克拉玛依油田不仅是“共和国石油工业的长子”，更承载着中国现代石油工业体系从无到有、从弱到强的历史记忆。本文以新闻报道为切入点，系统梳理国内主流媒体对克拉玛依油田各发展阶段的报道内容，挖掘其背后反映的时代特征与国家能源战略变迁，力图从传媒叙事的角度还原克拉玛依油田的发展脉络，进而揭示中国石油工业艰苦奋斗与跨越式成长的历史轨迹。

媒介视域下克拉玛依油田初期开发的舆论建构

关于克拉玛依油田的第一次大范围新闻报道，聚焦于黑油山一号井完井出油。1955年11月15日，新华社报道了黑油山第一口探井钻成并出油的消息，报道中写道：根据这口探井出油情况和今年地震、电测的资料，地质人员认为黑油山油田是一个有希望的油田。次年5月12日，《新疆日报》头版也

以《克拉玛依地区证实是个很有希望的大油田》（克拉玛依系克拉玛依旧称）为题报道了克拉玛依油田，报道中写道：石油工业部负责人在全国石油工业先进生产者代表会议上提出了克拉玛依地区证实是个很有希望的大油田。从这两则报道中不难看出，一号井的成功开发受到广泛关注，更为关键的是，不同媒体都在报道中提出了克拉玛依有希望成为大油田，这个“希望”既是对克拉玛依油田未来发展的希望，同时也是中国石油工业对于找到一座大油田的希望。各类新闻报道对尚未完全成形的克拉玛依油田给予了极大期望，也反映出这一时期中国的石油工业对一座大油田的渴望。

随着一号井出油以及随后对克拉玛依油田开发取得实质性进展，石油工业部决定对克拉玛依油田展开勘探工作“会战”。“会战”初时各级媒体对克拉玛依油田报道就十分密集，最有代表性的是《人民日报》发表关于加快克拉玛依油田勘探工作的社论，1956年，《人民日报》发表社论《迅速

支援克拉玛依油区》，指出：大量器材堆积在国境线口岸无法及时运送至工地……开发油田，单靠新疆石油公司的力量远远不够，必须全国支援。同年5月23日、9月5日，《人民日报》再次发表社论《加速发展石油工业和石油勘探工作》及《支援克拉玛依和柴达木油区》。反映了克拉玛依油田勘探工作“会战”初期既缺乏物资又缺乏人才的困难境况。同时，中央媒体对于行动的呼吁反映了党和国家对这项行动的态度，《人民日报》能够一年内三发社论呼吁支援克拉玛依油田会战，证明了党和国家对克拉玛依油田会战的支持及期待。

石油勘探工作“会战”中，各级媒体对于克拉玛依油田的报道不曾间断，这些新闻报道向当时不了解克拉玛依油田的人们，讲述了在新疆古尔班通古特沙漠腹地正在新建一个石油新城的故事，新华社在1956年发表《克拉玛依油区正在建设一座石油城》，1957年发表《石油城克拉玛依》等相关报道，介绍了克拉玛依从过去的寸草不生到现在逐渐建起了一座石油新城，这些新闻报道不仅帮助当时的人们了解到克拉玛依油田的具体状况，同时作为历史文献，帮助我们了解到了这一时期克拉玛依城市的形成和油田的发展。在这些新闻报道中，除了对于克拉玛依建市的报道外，还有对克拉玛依石油勘探“会战”时期石油工人艰苦创业、突破技术难关等方面情况的报道，也让人们了解到克拉玛依建设的背后，是石油工人对油田开发艰苦卓绝的奋斗。时任新华社记者韩文慧在《克拉玛依采访散记》中有这样的记述：当时正是炎暑，没有水，不仅威胁着生产，而且威胁着人的生命。钻井队的工程用水每天供不应求，各个井队每天要停工待水，钻井工人生活用水也常常断绝；有的井队工人因在这种情况下坚持工作，常昏倒在井台上。这一时期的新闻报道综合起来，就是克拉玛依油田勘探工作“会战”中的实际状况。一方面，通过油田发展，克拉玛依逐渐从一片荒无人烟的沙漠戈壁变成了一座因油而兴的城市；另一方面，由于“会战”中物资的缺乏，工人们不得不在艰苦的环境中完成油田开发，这一历史也直接催化了克拉玛依精神中“艰苦创业”内涵的形成。

改革开放语境中的媒体报道与 克拉玛依油田现代化跃升

20世纪80年代后，克拉玛依油田和城市开始了快速发展，油田勘探开发能力得到大幅提升，这一时期关于克拉玛依油田的报道多集中于对油田开发状况及工人能力的报道。

1982年6月25日，《人民日报》刊登了题为《克拉玛依

油田原油产量稳定上升》的报道，报道中写道：新中国建立的第一个油田——新疆克拉玛依油田，近几年来勘探工作有了新的进展，为油田的发展开辟了广阔的前景。展示了克拉玛依油田勘探的最新进展。报道中还写道：克拉玛依去年原油产量比1977年上升了25%。这些数据展示了这一时期克拉玛依油田的具体发展情况，1984年9月10日，《人民日报》又以《惊人的神话》这一极高评价为主题报道了克拉玛依的油田状况，报道中提到：克拉玛依油田靠科学技术引路，最近两年打破了石油勘探长期徘徊不前的局面，在准噶尔盆地西北缘断裂带控制的区域内找到了储量丰富的大油气聚集区，并同时在克拉玛依油田地层的上部和下部，相继找到了第二个、第三个大油田。1983年，新增石油储量比1982年前二十年的总和还多。通过对产量的报道展现了这一时期克拉玛依油田的发展速度。1986-1991年，《人民日报》又分别以《克拉玛依原油产量突破五百万吨》《克拉玛依油田产量持续增长》《克拉玛依油田连年增产》为题，报道了克拉玛依油田的产量变化，这几篇报道时间较为集中，且都是关于克拉玛依油田增产的报道。透过这些新闻报道可以看出，当时克拉玛依油田在开采能力上取得了极大进步，成为国家重要的石油基地。



1970年百口泉会战

1983年《新疆石油报》发表社论《殷切的期望》，社论中写道：石油职工是祖国社会主义事业中能够冲锋陷阵的有高度觉悟的队伍。继续发扬过去创业时期艰苦奋斗的革命精神，用那种艰苦奋斗的精神去攀登科学技术的高峰，新的文化高峰。其为了能够更好地符合新环境下油田的发展，对快速发展时期克拉玛依石油工人提出了具体要求，也反映了当时克拉玛依油田的发展迅速。

科技发展也是这一时期克拉玛依油田的主旋律之一。1985年，《人民日报》刊发的题为《中科院面向经济建设与产业部门和地方积极建立合作关系》新闻报道中提及：中国

科学院通过与各部、省（自治区）级科技合作协议的签订、执行，取得了许多科技成果，例如，准噶尔盆地多层次、多生油拗陷的论点，开拓了克拉玛依油田找油的新局面，并在克-乌断裂开发中得到证实。这一报道记录了新疆油田在20世纪80年代就已经同中国科学院展开合作，可见这一时期克拉玛依油田对科技发展和先进理论的重视。此外，克拉玛依油田也积极开展设备更新与更加现代化的油田发展模式，1987年5月10日，《人民日报》发表简短的报道，报道中写道：石油工业系统引进了一套大型计算机系统，该计算机系统将用于新疆克拉玛依油田石油钻探管理等方面。这标志着克拉玛依油田即将进入计算机系统管理时代，油田管理系统的科技水平获得了极大进步。从以上报道可见，克拉玛依油田在快速发展时期，不单单继续发展油田生产能力，还将科技发展和理论创新放在了十分重要的位置，这不仅给当下的油田生产提供了巨大的帮助，还为克拉玛依油田未来发展奠定了科学技术的基础。

新时代语境下克拉玛依油田的高质量发展与媒介叙事转型

进入21世纪，克拉玛依已然成为我国重要的石油基地之一，克拉玛依油田得到了更好的发展，这一时期的新闻报道多集中于克拉玛依油田更加注重多元化发展等方面。

2000年10月31日，《中国石油报》以《克拉玛依——大西北的宝石》为题，对进入21世纪的克拉玛依状况进行了简单报道，文章中写道：年初以来，新疆油田分公司认真贯彻集团公司工作会议精神，在股份公司的正确领导下，结合新疆油田的实际，制定了新疆油田分公司实施加快发展战略、低成本战略、科技创新战略和“36512”工程（从2000年起，三年新增可供开发的可采储量600万吨，新建产能500万吨，到2002年，生产原油1000万吨、天然气20亿立方米），坚持“突出预探，重在发现”。这一段报道充分反映了近年来克拉玛依油田的发展现状与具体路线规划，从较为单一的发展方向转向更加多元化的发展模式，成为既要注重油田开发又要把握开发成本，既有当下成绩又有目标成本的科学发展方式。

这些年，克拉玛依油田不再仅仅着眼于石油开发和勘探等基础工作，而是开始更加注重高质量发展，把石油开发与石油产品生产摆在同样地位。这段时间，与克拉玛依油田相关的报道更加集中于高质量发展。2022年7月26日，《克拉玛依日报》发表《殷殷的嘱托 永远的力量》一文，介绍了克拉玛依油田新时代下的高质量发展情况，报道不仅介绍了克拉玛依油田在新时代下取得的更高成就，还报道了克拉玛依石化公司在石油制品方面的优异成绩。这一报道反映了克拉

玛依油田进入新时代以来，一面抓石油生产，一面将石油制品的生产放在石油生产的关键位置。同样，在2023年7月21日的《克拉玛依日报》上也有相关报道，《克拉玛依日报》以《稳中求进 提质见效》为题，报道了克拉玛依2023年上半年的石油石化产业状况，报道指出：克拉玛依油田，在构建石油石化产业“一主多元”现代化产业体系中取得了突出成绩，为石油石化产业势头“长红”奠定了坚实基础。直接阐明了克拉玛依油田新时代“一主多元”的产业体系，同时还报道了克拉玛依油田各企业在油田开采、石油炼化、科技项目、石油制品加工等方面的创新举措、理论实践以及取得的优异成绩。以上新闻报道充分证明了，克拉玛依油田进入新时代以来一直保持产业“长红”，将高质量发展摆在石油产业的中心位置，为我国石油产业发展作出了重要贡献。

结语

透过不同历史阶段的新闻报道可以看到，克拉玛依油田的发展轨迹不仅勾勒出一座城市从荒漠到“石油之城”的壮丽变迁，更映射出中国石油工业从蹒跚起步到高质量发展的光辉历程。从黑油山的一号井出油到“石油大会战”的艰苦创业，从科技赋能下的跨越式发展到新时代多元化、高效益的产业格局，克拉玛依油田始终肩负着国家能源安全的重要使命。新闻报道作为时代的见证者，记录了克拉玛依从“希望之井”到“战略高地”的蜕变过程，也传递出一代代克拉玛依石油工人“爱国奉献、艰苦创业、民族团结、求真务实、追求卓越”的精神力量。通过媒体叙事所构建的历史记忆，不仅是对克拉玛依油田发展的真实记录，更为我们理解新时代中国能源战略的演进提供了重要视角与启示。

参考文献

- [1] 中共克拉玛依市委员会史志办公室. 新华社报道中的克拉玛依 [M]. 北京: 新华出版社, 2023.
- [2] 石榴云. 新中国第一个自主勘探开发的大油田 [N]. 新疆日报, 2025-06-06.
- [3] 中共克拉玛依市委员会史志办公室. 中国共产党克拉玛依市简史 [M]. 乌鲁木齐: 新疆人民出版社, 2013.
- [4] 韩文慧. 克拉玛依采访散记 [J]. 新闻业务, 1957, (3): 32-34.
- [5] 新华社乌鲁木齐. 克拉玛依油田原油产量稳定上升 [N]. 人民日报, 1982-06-25.
- [6] 李延林. 《惊人的神话》 [N]. 人民日报, 1984-09-10.

中7-11井 ——大庆油田第一口 注水井

王俊亮
(大庆油田有限责任公司)

1959年9月26日，松辽盆地的松基三井喷出工业油流，标志着大庆油田的诞生。1960年4月29日，在大庆萨尔图隆重举行了松辽石油会战誓师大会，寂静的亘古荒原上从此回荡起中国石油工业突飞猛进的最强音。

截至1960年4月底，新发现的大庆油田各探区共完钻34口探井，根据地质资料，松辽油田的特点是面积大、油层厚、储量丰富、产油能力强，是世界上罕见的特大型陆相沉积砂岩油田。但是也有不尽如人意之处，油层的非均质性十分严重，原油黏度高、凝点高、含蜡量高，且天然驱动能量不足，原油中溶解的天然气饱和压力高，这些问题会给油田开发带来一定困难。1960年，新中国严重缺乏石油专业人才和技术装备，更没有大型油田的开发经验。

如何尽快产出石油以解决国家急需，如何尽快开发大油田，把储量转变成产量，引发了石油工业部余秋里部长、康世恩副部长等领导的深入思考。在人民出版社2011年版《余秋里回忆录（下册）》里，他这样说：“找到这个大油田很不容易，一定要开发建设好，千万不能搞坏了。否则，将会给国家造成很大的损失。在讨论油田开发问题时，我多次讲过，在开发油田的部署上，一定要慎重决策，力求不犯错误，要犯错误也要犯可以改正的错误，决不能犯不能改正的错误。怎样才能做到这一点呢？最主要的就是要坚持辩证唯物主义的认识论，一切经过试验。开发油田的

技术措施，先在小范围试验，待取得经验后，再在大范围推广。如果不经过试验，一下子就在大面积展开，一旦发生错误，则船大难调头，想改也来不及了。经过党组会讨论，大家都同意这个意见。最后决定，在探明的油田范围内，先开辟一个小面积的生产试验区，针对油层特点，进行各种开发试验，从中暴露矛盾，发现问题，摸索规律，总结经验，用以指导整个油田的开发。”于是就有了中7-11井——大庆油田第一口注水井。

解剖小麻雀，开发大油田

余秋里把开辟生产试验区的想法比喻成通俗易懂的一个新鲜词，叫作“解剖麻雀”。纵观世界各国勘探开发油田的历程，油田尚未探明就进行开采试验的先例从来没有过。

早在1959年12月，石油工业部党组就派李德生等人，到油田现场协助制定了1960年开辟生产试验区的初步方案，其中指出：“为了在大规模开发大庆（当时叫松辽）油田以前，通过试验取得更可靠的设计数据和开采经验，有必要在初步探明的含油地区选定3个地方开辟生产试验区。”该生产试验区方案最初定的是葡萄花油田，但随着1960年3月中旬勘探形势的剧烈变化，1960年4月24日，松辽石油会战指挥部召开扩大会议，决定

在萨尔图油田的中部“解剖麻雀”，沿着铁路线的两侧划出一块22平方公里的区域，钻生产井并进行开采试验，以便取得整套的油田开发数据，为大规模开发建设创造条件，积累经验。后来，随着试验的持续开展，试验区的面积由22平方公里扩展到30平方公里，1960年8月，又进一步延展到60平方公里。

这个“麻雀”虽小，却并非孤立的油藏，而是总面积约300平方公里的萨尔图油田的心脏，好比在一张洁白的宣纸中央作画，一旦下错笔墨，修改的余地不大。因此，解剖小“麻雀”必须从着眼于开发大油田的战略研究出发，首先从调研国外的油田开发经验入手，找出苏联罗马什金和美国东得克萨斯油田这两个与松辽油田类似的油田进行比对，以这两个国外注水开发的油田作为学习比对和赶超目标，制定松辽油田“解剖麻雀”的设计方案。经过对这两个油田开发优缺点的模拟论证比较，确定了中区的试验井网方案，同时对于要不要注水、什么时候注水、怎样注水三个核心问题，大家一致认同先对各种方案进行试验，通过实践检验效果，再得出结论。

专家组集体决定，生产试验区只开采油层物性比较好的萨尔图和葡萄花两套层系，参照苏联罗马什金油田早期注水保持连续高产的模式，汲取美国东得克萨斯油田后期注水补充能量增加采收率的做法，重点试验采用早期内部横切割注水，保持地层能量的自喷开发方式，并与同时展开试验的其他方案进行对比。

很快，万人誓师大会结束之后，各路石油会战队伍以藐视一切困难的磅礴气势，拉开了松辽油田投入试验性开发的第一幕。

油藏的秘密： 从注水开始采油

大庆油田的油藏不同于普通油田，它具有“三高”的特征——高含气、高压、高渗透。“三高”石油里面溶解着大量的天然气，采油过程中地层压力会下降，当压力降至饱和压力的临界点时，溶解在石油中的气体就会分离出来，对液态流动的石油造成阻碍。这个过程就像打开啤酒瓶，盖子一松动就会冒气泡产生白沫，气体和液体都要挤过一扇很窄的门，不但消耗的能量增大，产出的油量还会大幅度减少，这种现象在渗流力学上叫作多相流相互干扰，会导致油田产量骤减，最终采收率大幅降低。保持油

层中的液体单相流动阻力最小，有利于实现油田的长时间高产。早期注水就是在油层保持原始地层压力的条件下注水，目的是不让天然气在油层里分离。苏联人曾尝试早期注水，并取得成功。但中国没有经验，一切只能靠摸索。油藏的物理性质决定了，要想让大庆油田长期高产，必须在开采初期就注水，保持地层压力，让石油始终以液态单相流动。否则就会一时高产而降低了最终的采收率，一时的繁荣之后将是难以挽回的衰竭，绝不会有高水平的开发结局。

实践出真知，为攻克油田注水开发没有成型经验可借鉴这一难关，时任大庆石油会战总指挥康世恩成立了注水试验攻关小组，选定2589井开展试验，并亲自指挥。

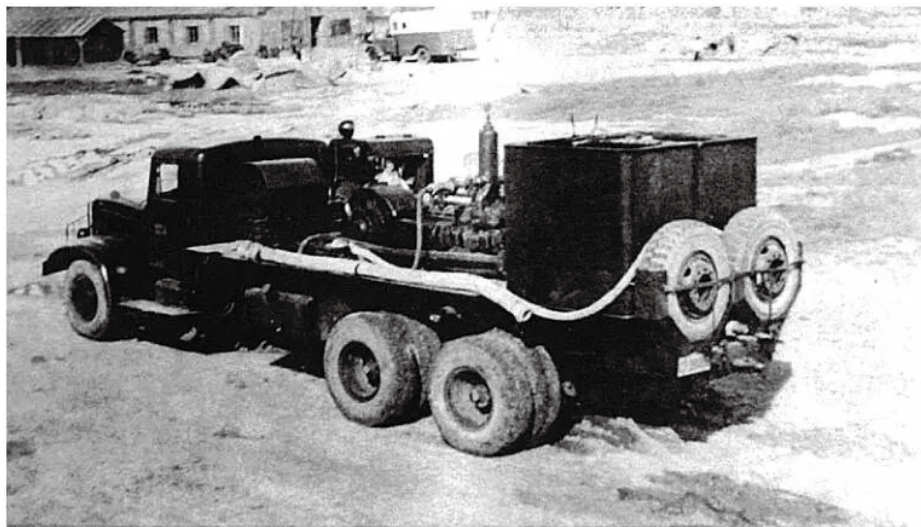
2589井地处高压区，1960年5月10日，当打到700m深时，突然发生井喷，强大的气流裹着泥浆冲出井口，窜起20多米，如不及时压住，就会井毁人亡。要制服井喷必须加大泥浆比重，王进喜果断决定用水泥压井，指挥大家往泥浆里投加水泥。在急需重泥浆压井的千钧一发之际，王进喜不顾腿伤，扔掉拐杖，带头纵身跳进冰冷刺骨的泥浆池，忍着碱性泥浆对腿伤的灼痛，用血肉之躯奋力搅拌泥浆，最终制服了井喷。王进喜奋不顾身地一跳，凝固成历史的一瞬间，更定格为铁人精神的永恒。

彰显铁人英雄气概的2589井投产之后，按照生产试验区井网统一编号，改为中7-11井，连续进行了2个多月的放喷排液，目的是降低局部油层压力，为注水试验创造条件。在酷暑消退，秋风乍起的时候，启动了第一口井注水试验。

萨尔图的秋日： 一场万众瞩目的注水试验

秋分时节刚过，萨尔图的芦苇荡已是一片金黄，陈家大院泡的水面倒映着深秋的蓝天白云。中7-11井地处陈家大院泡的西北角，二三百人和各种设备在这里集结，热火朝天，但注水试验进展却很不顺利。攻关试验小组直接用苏联和玉门的方法进行注水试验，按照预先设计的试注方案反复折腾了一个来月，注水量还是不达标。

中7-11井的注水试验，是松辽石油会战指挥部关注的焦点。时间已经到了1960年10月，西北风夹着雪花，眼看严冬一天天逼近，注水试验若是再不成功，整个试验区的其他试



注水使用的水泥车

门，开始试注，现场所有人同时揪紧了心。

与油层艰难对抗了三天三夜，终于盼来了压力表上的指针缓慢开始下降。水泥车的发动机不再老牛喘粗气，欢快的节律说明油层开始吸水了。1960年10月18日，中7-11井试注成功，证明在萨尔图油田原始地层压力条件下能够实现早期注水，也印证了“早期内部注水，保持压力采油”开发原则的正确性。

验井都要被冻结。

康世恩总指挥火速来到萨尔图生产试验区。听完注水试验小组的汇报后，康世恩大发雷霆：“乱弹琴！这里是玉门吗？情况变了，怎么还死搬教条？你们这个样会要了我们油田注水的命！”紧接着又来了个五连问：

“注水为什么失败？你早上起床后是怎样洗脸的？用小酒杯里的水洗脸能洗干净吗？为什么不用大量的水、上千吨的水彻底洗井？为什么不用热开水洗井而用冷水？”

康世恩让人把毛主席关于“实践出真知”等论述，直接挂到注水试验现场，使大家清醒地意识到正确思想和认识只能从实践中来，面对新情况新问题不能因循守旧。按照康世恩的启发和要求，攻关试验小组重新认真梳理了注水施工方案，准备再战。大家肯定了先排液、后洗井、再试注这套原定的设计程序没有问题，关键是洗井洗到什么程度算合格，要有一个科学的标准。在综合考虑地层、井身结构、地面流程、注入设备等的技术参数后，对洗井水的温度、水泥车压力和排量、洗井层位、注入水质标准、出口水质标准等进一步明确了具体指标，并拟定了更为详细的操作规程。在分头做好各方面的准备之后，10月15日上午，注水试验再次开始。

3台水泥车按照事先预演的操作程序同时启动，柴油发动机的轰鸣声震破薄冰，往复式柱塞泵以最大排量把烫手的热热水注入管线，循环洗井的第一道工序是猛烈冲洗井下的射孔炮眼。几个小时之后，出口管线返出来的水流由黑变白，化验组成员持续监测水质，经过133次的数据比对，确认达到了设计标准。关闭放空闸

历史的回响： 从一口井到一个大油田的崛起

地层压力是油田的灵魂，没有压力，石油黑金就可能“胎死腹中”。中7-11井注水试验获得成功后，会战指挥部决定，在1960年冬至1961年春，将中七排、中三排注水井全部投入注水。注水开发在大庆油田全面铺开，多年以后，“稳油控水系统工程”荣获国家科技进步特等奖，艰难的起点恰恰是中7-11井，这口井，无疑具有着里程碑式的意义。

从王进喜在中7-11井纵身一跃跳进泥浆池，用身体搅拌泥浆制服井喷，到成功注水为生产试验区开展的10项开发试验奠定基础，大庆石油人用智慧和勇气书写了“人定胜天”的动人篇章。井史档案中记载，中7-11井是生产试验区第一口完钻的生产井、第一口排液井、第一口试注井，三个第一所彰显的革命精神与科学态度相结合，是松辽油田由勘探转入开发最激动人心的开场锣鼓。回望那段岁月，我们看到的不仅是技术的突破，更是一代石油人的信仰。正如康世恩所说：“油田的灵魂是压力，而石油人的灵魂，是永不服输的斗志。”

如今，中7-11井已成为一座丰碑。中7-11井亲历了大庆油田从大规模勘探进入生产性开发的进程，见证了铁人王进喜制服井喷的永恒瞬间。该井关井后，成为开展传统教育、展示企业形象的阵地和窗口。2023年，为纪念铁人王进喜100周年诞辰，经大庆油田党委批准，对该井进行修缮扩建，更好地发挥宣教功能，扩大精神传统传播力、影响力。进入新时代，中7-11井激励着广大油田职工铭记光荣历史，赓续红色血脉，传承大庆精神、铁人精神，为推动“当好标杆旗帜、建设百年油田”发展实践作出新的更大贡献。中7-11井的故事，将永远镌刻在中国石油工业的史册上，熠熠生辉。

不曾忘却的 石油会战

宫柯

1960年4月29日，会战工委召开万人誓师大会，大会战正式打响

回顾新中国能源事业的发展史，石油和天然气地质储量的快速增长犹如芝麻开花节节高，充分彰显了社会主义制度能够集中力量办大事的优越性。众所周知，1949年以前，我国只在甘肃玉门、新疆独山子、陕北延长、台湾苗栗发现了四处规模很小的油气田，年产量供给点灯照明尚且不足，何谈用于工业建设！当时，积贫积弱的中国不仅被世界列强讥讽为“东亚病夫”，同时还患有严重缺乏油气资源的“贫血”症。新中国成立后，1955年，在新疆准噶尔盆地北缘发现了第一处中等规模的克拉玛依油田，奏响了我国油气田勘探开发建设事业化蛹成蝶一飞冲天的序曲。随后的半个世纪，中国石油工业在不断加速发展的进步中不仅一雪前耻，而且跃居世界前列。扬眉吐气的崛起历程，在老一辈石油人心中留下深刻记忆，歌曲《我为祖国献石油》唱出了他们“头戴铝盔走天涯”“哪里有石油哪里就是我的家”的豪情壮志。

中国的石油工业起步之时，具有鲜明的军事特征。最初的领导人是身经百战的将军，麾下的绝大部分成员也是不同时期由军队转业的官兵，老红军、老八路、新四军、老抗联、解放军、志愿军的光荣传统和顽强作风铸就了石油队伍的根基和雄魂。这支脱下军装仍然特别能吃苦、能忍耐、能战斗的生力军，承担起为国家开拓石油事业的艰巨使命。勘探开发油气田是一场没有硝烟的战争，在决定国家前途命运的关键时刻，将军率领百万大军如同指挥兵团作战一样，在不到十年的时间里打赢了一场石油翻身仗。取得胜利的法宝是运用毛泽东的哲学思想，抓主要矛盾，集中力量打歼灭

战，军事素养犹在的石油奠基者沿用军事术语，把这种非常时期特有的生产组织形式称为大会战。

第一次石油大会战的发起人，是1958年2月由解放军原总后勤部政委调任石油工业部接任部长职务的余秋里。当时在四川盆地布钻的三口探井相继发现工业油流，找油心切的新部长急调新疆局、玉门局、青海局的几十部钻机火速集中到川中一带钻探，意在用最快的速度落实地质储量。这次博弈押上了石油工业部的大半个家底，抱着志在必得的信心苦干了一年，结果收效甚微。布钻的80多口探井大部分是干窟窿，复杂的地质情况给了余秋里部长一个铭记终生的教训，不得不在沉痛的反思中宣告川中会战失败。然而，挫折并没有让石油工业部的领导集体丧失继续找油找气的信心，川中会战充当了“教师爷”的角色，前车之鉴为后续发起的石油会战积累了经验。

1959年初秋，松辽盆地的勘探传来振奋人心的好消息，9月26日，在高台子构造布钻的松基三井发现工业油流，随后又在相距不远的葡萄花构造接连打出一批更高产的探井，初步呈现的含油面积不少于200平方千米。石破天惊的重大发现再次鼓舞了“找米下锅”的石油工业部，鉴于当时国家面临的政局压力和经济困难，部党组召开扩大会议，经过激烈的争论统一了思想，决定集中全国石油系统的力量再次组织大会战，力争在松辽盆地尽快打开局面，缓解国家缺油的燃眉之急。经党中央批准，从1960年3月开始，共计四万多人的会战队伍星夜兼程，火速赶往东北平原腹地的松嫩平原集结，其中，三万多人是刚刚转业的部队官兵，由于他们都穿

着去掉领章帽徽的军装，被称为“黄师傅”。

这次大规模的石油队伍调动以“农垦”为保密代号，在困难的时期、困难的地点、困难的条件下取得了远超预期的辉煌战果，仅用两年零三个月的时间，控制了800余平方千米的含油气面积，估算石油地质储量超过22亿吨。史无前例的勘探速度令世界惊叹，不仅一举摘掉了压在中国头上的“贫油”帽子，并且证明了大会战的组织形式适合中国当时的国情，是勘探开发建设大型能源基地多、快、好、省，效果显著的好办法。1961年，石油工业部部长余秋里向中央财经领导小组汇报工作时，讲述了由松辽石油会战改称大庆会战的主要做法，得到时任中共中央书记处总书记邓小平的高度评价，指示“大庆会战，石油部要抓二十年，不要抓一年。双重领导，以石油部为主”。此后，组织不同规模的大会战成为石油工业部一以贯之的工作方针，掀起了一浪更比一浪高的油气田勘探开发会战热潮。

1964年，华北地区的油气勘探在天津市附近钻出了工业油流，被冠以“六四一”厂代号的大港石油会战在海河之滨摆开战场。

1965年，布钻在山东东营地区的探井钻遇高产油层，以“九二三”厂为代号的胜利油田会战随即在黄河三角洲风起云涌，探明了仅次于大庆的第二个油气富集区。

1967年，素有“南大荒”之称的辽河地区发现油气藏。3月中旬，经国家经委批准，石油部从大庆油田抽调近千人组建“大庆六七三厂”，辽河石油会战拉开序幕。

1969年，在长江中游的平原地带发现油气显示。当时全国正在贯彻毛主席发出的“五七”指示，在石油工业部军管会的领导下，以“五七”为代号发起江汉石油会战。

1970年，黄土高坡隐藏的致密油气层获得产能突破，集结队伍跑步上陇东的长庆石油会战在陕西、甘肃、宁夏三省（自治区）的接合部敲响战鼓。同年，与大庆油田隔江相望



跑步上陇东

的松嫩平原南部旌旗招展，以“七零”为代号的吉林油田会战如火如荼。

1975年，辽河油田在地质上称为“西斜坡”的地域扩大勘探战果，新发现的地质储量引发了“曙光”油田会战。

1978年，持续进行的华北油气勘探唤醒了沉睡的古潜山油气藏，在毗邻白洋淀的任丘地区打出了初期日产量超千吨的高产井，华北石油会战再度掀起高潮。

在此期间，还有濮阳石油会战，诞生了中原油田；安阳石油会战，诞生了河南油田，大会战套着小会战的油气田勘探开发建设，迎来中国石油工业大发展的黄金时代。正如邓小平所言，从1958年到1978年，石油大会战持续了20年。这20年，中国石油工业从无到有、由弱转强，发生了翻天覆地的巨大变化，一场接一场的大会战回肠荡气，捷报频传，在石油滚滚流的凯歌声中，全国的石油总产量攀升到一亿吨的高位，往昔贫油的中国陡然成为世界瞩目的产油大国。

纵观中国石油工业的发展史，就是一部连年征战的会战史。如今在中国石油、中国石化、中国海油三大能源公司下属的各大油气区都有会战的旧址遗存，许多已经离退休的干部员工，尤其是执行物探或钻探任务的老同志从西北到东北、由东北赴华北、奔高原入四川，经历的石油会战接二连三，他们用青春和汗水赢得了“老会战”的尊称，一代奉献者的荣光凝聚在一处处记载功勋的纪念碑和标识当中，成为各大油气田追忆历史、启迪后人的爱国主义教育基地。

石油会战取得的勘探开发成就和卓越功勋，彪炳史册。由此形成的石油精神接续了共产党人的红色谱系，献身石油事业四海为家的传统，在新一代石油人团体中至今发扬光大。

不曾忘却的一次次石油大会战，化作一篇篇璀璨的华章，记述了一段百万石油人为国家舍小家，东奔西走，顽强拼搏，作出杰出贡献的奋斗历程。回首往事心潮澎湃，放眼未来任重道远，石油事业的里程碑铭记着每一位“老会战”。



大庆六七三厂正式成立



百年“寿星井” 东源井

章卫兵

(石油工业出版社有限公司)

在四川自贡盐都的历史上，有三口典型代表井分别以“深、大、长”特点而载入史册。燊海井因为是世界上第一口突破千米井深的卤水气井，被称为“世界石油钻井之父”；磨子井因打在自流井气田核心部位，日产天然气100万立方米，而被冠以“火井王”美名；东源井是一口富有传奇色彩的卤水气井，至今还在生产，因其长达100余年的连续生产时间，而被称为“寿星井”。

开局不利

1853年，太平军控制了长江中下游地区，淮盐无法送达湖北、湖南、云南、贵州等地，于是清政府特许四川盐商外运接济湖北等地用盐需求。食盐市场需求量翻倍增长，盐商的利润也翻倍增长，促进了四川盐业的迅猛发展。各地盐商纷纷来四川淘金。1858年，一位盐商来到了盐都自贡。他到自贡的目的是开凿盐井、贩卖食盐。他请来了自贡当地开凿盐井的资深“相地师”帮他“看榜样”“追龙脉”。经过一番相地考察，最后，这位盐商选定了自贡市贡井区大塘山扇

子嘴一带。经过协商，盐商租下这片土地，开始拓荒开凿盐井。然而，刚刚开挖出表层松散的泥土，下好石圈，准备正式扣篾钻凿深部的岩石层的时候，隔河相望的清江井井场突发生天然气井喷，烧毁井场。盐商看到熊熊烈火烧尽了清江井的所有设备，不由得胆战心惊，害怕自己的井场也遭此厄运，便暂停了东源井的开凿工作。此时，正值太平军溃退，淮盐又可以北上湖北、湖南、云南、贵州等地，引发四川食盐积压，盐价一落千丈，盐商一片哀号。东源井主人干脆放弃了继续开凿，溜之大吉。从此，东源井被废弃在大塘山的荒山野岭之中。

三十年起死回生

1888年，盐商杨仿春、曾子轩等人预料盐业市场将发生逆转、由衰转盛。于是，他们也进入自贡盐业市场，开盐入市。经过一番调查，发现东源井刚好有现存的井场，并且邻近盐场都出了盐卤、天然气，于是，与该处地主立下契约，一次付清租金，“水火消长，各听天由命”。1889年，为了分散风险，杨仿春、曾子轩等人又邀请多家盐商合股集资开凿盐井。当东源井钻到500m左右时，井底冒出丝丝天然气。显示东源井已经“见功”（出气或出卤水）。盐场的股东们欣喜若狂，知道东源井胜利在望。按照当时的盐业地质理论经验，“黄卤推沙，黑卤推气”，东源井出了天然气，下面肯定有黑卤。于是，股东们一致决定继续开凿加大井深。当开凿到624m深时，东源井冒出了黑卤水印（痕迹）。股东们再次决策，继续加深开凿。当开凿到700多m时，突然天然气猛喷，黑卤水狂冒。盐工们加紧生产，利用东源井的气煮蒸东源井的卤水，每天能产40多担（100斤）井盐。股东们集体决策，乘胜追击，继续加深盐井。经过多次开凿，并采取当时采气工艺堵水治井后，东源井终于进入鼎盛时期。井场建起了两个大灶房，灶头202口，每年获利颇丰。

东源井的开凿是一边钻井、一边生产的过程。前后断断续续，历时长达46年。在20世纪20至30年代，东源井前后补腔开挖25段次。完钻时井深达935.88m（现井深949m）。仅东源井所在地大塘山的1.2平方公里土地上，就先后矗立过198座天车。当然，在漫长的开凿生产历程中，东源井井场发生过井喷事故。1935年6月，当东源井产量下降又开始向下开凿时，又钻到新的气源裂缝，发生强烈井喷。喷出的黑卤水水柱高达25m，历时40多天。工匠们利用古老的防井喷技术控制好井口，使得天然气按照设定好的竹篾（引水的长竹管）输出到用户。当时因为东源井产气量大，自家井场使用还有余，就用竹篾输送到附近的玉龙、富龙等9个井灶煎盐。

“三福灶”

东源井的开凿生产历史100多年，股权结构变迁无数次，竟然出现了“东源井的股东数不清”的说法。按照当时的传统，一般一个盐场的股份按二十四股来分。土地的地主占三份干股，其余股份由多人购买。由于东源井起起落落，持续时间久远，股份也经历层层转卖，最后连董事长都弄不清楚有哪些人持股。新中国成立之初，东源井召开了一次股东大会，宋俊成是最大股东，因此，由他担任董事长。当时，一个“灶头”要负责五十口锅的地火煮盐。整个东源井有八个“灶头”。而董事长宋俊成也只占有三十多口盐锅，也就是还不足一个“灶头”的工作量。

股东大会上出现了只有3口锅的最小股东，并且这个股份还是由三家人合股的。大家将三口锅的股东叫作“三福灶”。在灶房，一般以10口锅为一个岗位，而一个岗位由两个烧盐工轮流值班。有的也有以20口锅为两个岗位的，由三个烧盐工轮流值班。每个烧盐工工作三天休息一天。在整个东源井场，有烧盐工近百人。这三口锅的股东只能与其他股东合伙请一个烧盐工。由于工作量不足，这个烧盐工除了烧盐还要负责抬盐进仓。既然抬盐就得两个人完成，于是烧盐工自己出钱外请一个“杠子匠”一起抬盐。新中国成立后，盐场成立了工会。为了配合阶级教育，工会组织开展“谁养活谁”的大讨论。新中国成立前夕，烧盐工的基本工资是四斗米左右，足以维持一家人基本生活。工作时间免费供应三餐伙食，平时是素菜，半月打一次牙祭。为了激励烧盐工多出盐，股东规定，一个月里，每多出一轮盐奖励半斤肉。

以“三福灶”作为典型，工会专门算了一笔账：“三福灶”股东三家共有17口人；一个烧盐工人的劳动解决了这个灶的工作量，却养活了三家17口人。因此，资本剥削工人的劳动很可怕！

《东源井岩口簿》

岩口簿是盐井建设过程的综合性工程记录簿，记录内容丰富。岩口簿就是一口盐井的“户口本”，能为人们提供区域地质研究、钻井工艺技术研究、井场采输工艺研究的基本素材。特别可贵的是东源井现存岩口簿两本：一本是1889-1896年（光绪十五年及二十二年）重新抄录历史开凿数据的转抄本；第二本是1915-1933年（民国四年至二十二年）期间，历次加深开凿的钻井原始记录本。这两本岩口簿保存至今，是研究东源井及自贡地区钻井的管理、技术方法等的宝贵历史资料。



东源井古盐场内部

东源井现存岩口簿反映了清代以来我国井盐凿井的成就，记载了东源井钻前准备、凿井过程中每道工序使用的工具、每天凿井的进尺、岩层情况、井下发生事故的原因和处理事故采取的措施与办法等内容。其中保存的东源井传统凿井工艺和地质资料是罕见的，被国内外学术界誉为“近代钻井之先河”和“中国第五大发明”的见证记录。

根据《东源井岩口簿》记录，现在的科技人员发现，东源井位于自流井背斜构造西段倾没端转弯处的构造轴线。东源井轴线错开的地质构造，使地下岩层破碎，且构造倾没端转弯处张裂隙尤为发育，特别是该井地表有重滩断层，地下有黄葛坡断层切割，形成破碎带，为卤水和天然气资源运移、储集创造了有利条件。加之自流井地区卤水与天然气资源丰富且有储气构造，因此，东源井通过钻遇到地下裂缝而与储气构造沟通，所以，东源井的产气量持久。当然，除地质条件得天独厚外，更重要的是当时我国传统的钻井工艺技术先进适用，既有保护气层技术，又有井身结构和补钻技术，还有气井维护保养技术，减少了井内的垮塌与淤塞，使得东源井长盛不衰！

结语

新中国成立后，东源井收归贡井盐厂。盐厂开始用现代化的工艺技术采气、推卤、制盐。东源井自开凿以来，累计产气6.92亿立方米，名列自贡盐场气井之冠。2003年，东源井被列为四川省文物保护单位，成为自贡世界地质公园组成部分。2013年，东源井古盐场被国务院公布为第七批全国重点文物保护单位。2019年，东源井古盐场入选第三批国家工业遗产名单。

古老的岩口簿记录了东源井的过去。如今，120岁高龄的它，依然续写着盐都大地上“高产井”的不朽传奇。

西门子兄弟 与俄罗斯石油

王旻



维尔纳·冯·西门子（1816—1892）

参与创建西门子-哈尔斯克电报机制造公司的维尔纳·冯·西门子（E.Werner von Siemens）是西门子兄弟的老大，他还有威廉、弗里德利希、卡尔、瓦尔特和奥托五个兄弟。他们都受到过良好的教育，又具备卓越的商业头脑，都是极具开拓精神的成功企业家。

据俄罗斯作家阿列克佩罗夫著《俄罗斯石油：过去、现在和未来》一书记载，自西门子-哈尔斯克公司创立伊始，其各项业务的发展轨迹便与俄罗斯紧密相连。然而鲜为人知的是，除电报业之外，西门子兄弟同样是俄罗斯石油事业的重要开拓者，为俄罗斯石油开发做出过贡献。

随着在俄罗斯业务的不断拓展，西门子-哈尔斯克公司于1855年决定在

西门子是欧洲最大的电气和电子康采恩。前身是1847年由维尔纳·冯·西门子与约翰·乔治·哈尔斯克创建于柏林的西门子—哈尔斯克电报机制造公司。1897年，该公司改为股份公司，1966年，正式取名为西门子公司。

圣彼得堡设立代表处，由维尔纳的弟弟——一年仅24岁的卡尔·西门子负责管理。卡尔迅速掌握俄语，深入研习俄罗斯的风俗习惯，并迎娶了一位俄罗斯姑娘，从此被亲切地称为卡尔·费多罗维奇。

1867年，在获得凯达别克（梯弗利斯省）的钴矿和铁矿承包权后，西门子兄弟又以每年4500卢布的价格，成功承包格鲁吉亚的米尔赞斯克、舍拉克和埃利达尔斯克等地的油井。在西门子兄弟接手前，这些油井的年承包费呈逐年递增态势：1848-1858年为1000卢布，1858-1862年涨至2800卢布，1862-1866年达到3100卢布。但这些归属于高加索国有资产局的油井，产量却极为低下。据矿业学术委员会统计，1865年，产油量仅为1万桶。

初期，负责组织“沙皇井”油田生产的是

担任北德意志联盟驻梯弗利斯代理领事的瓦尔特·西门子（1833-1868年）。自1865年起，他便常驻高加索地区，为公司石油业务的商业计划研究与启动筹备工作倾注了大量心血。然而，不幸的是，他因意外从马上跌落，身负致命外伤，于1868年6月12日与世长辞，最终安葬于梯弗利斯市公墓。《高加索》报在悼词中对他给予了高度评价，称其为“以突出个性从大众之中脱颖而出的人物”。

此后，西门子-哈尔斯克公司在高加索的石油计划由奥托·西门子接力推进，他同样兼任北德意志联盟驻梯弗利斯领事一职。作为优秀的企业家、工程师和生产组织者，奥托在“沙皇井”地区的工作中充分展现出卓越才能。在石油生产初期，他引入先进的外国技术与设备，在石油显露地表处挖掘更深的屏斗井。1869年，首批3口井开钻，并建成一座炼油厂。

据高加索矿业管理局资料，1870年，西门子兄弟的油田已拥有80口屏斗井、7口钻孔井，采油量高达5.8万普特。炼油厂配备4个容积为100~120桶的炼油罐、4座冷凝器、3座“清洗”槽，以及8个储存石油和油渣的“池子”。从开采的石油中，共提炼出1.3万普特27.5俄磅页岩煤油、1035普特汽油、1807普特15俄磅重油和3.4万普特油渣。

1868年7月，俄罗斯皇家技术学会高加索分部在梯弗利斯成立，奥托·西门子当选为新学会的候补会员，并积极投身于石油工业重要技术问题的研讨。他成功解决了在高加索地区以石油残渣作为冶炼铜矿石燃料的难题。1871年3月13日，在俄罗斯皇家技术学会高加索分部会议上，他展示了两种“燃烧石油残渣储热器”图纸，分别出自弗里德利希·西门子的设计和他本人的研究成果。俄罗斯皇家技术学会高加索分部成员弗拉基米尔·伯加乔夫评价道：“这些仪器的设计思想极为精妙，但其实际应用效果，还需西门子先生在工厂中进一步试验验证。”

此外，奥托·西门子还是高加索地区使用沥青铺设路面的先驱之一。“沙皇井”工厂生产的沥青，曾用于建造梯弗利斯“伊斯马依洛夫先生的俄罗斯浴室”。他还向梯弗利斯省省长K.H.奥尔洛夫斯基提议，以每平方俄丈20卢布的价格铺设沥青人行道，但因省长观念保守，最终选择了石块路。

1870年，在圣彼得堡全俄工业展览会上，西门子-哈尔斯克公司大放异彩，一举斩获金牌和银牌两项大奖，这是对西门子兄弟16年来在俄罗斯石油工业发展中所做贡献

的高度认可。遗憾的是，奥托·西门子未能将所有创造性构想付诸实践。1871年秋，因梯弗利斯霍乱肆虐，他不幸离世。《高加索》报刊登讣告，对“德意志帝国领事奥托·西门子博士”的逝世表示哀悼。同年10月11日，在俄罗斯皇家技术学会高加索分部会议上，高加索总督府矿业管理局局长、矿业工程师伊万·施泰曼宣读悼词，盛赞奥托在采矿业的成就“足以载入高加索边疆区的史册”。

奥托去世后，卡尔·西门子接过接力棒，继续推进高加索石油计划。1872年夏，西门子和哈尔斯克公司参加莫斯科综合技术展览会，展出了众多先进仪器，例如，电磁测距仪、电子高温计、矿场引爆器等。高加索边疆区的展品中，既有凯达别克炼铜厂和炼油厂的产品，也有“沙皇井地区西门子兄弟页岩煤油厂”种类丰富的石油样品和产品，包括汽油、粗挥发油、精炼汽油等多种对俄罗斯而言全新的产品，充分展示了西门子兄弟炼油厂在石油深加工工艺方面的卓越成果。

此次展览会上，西门子兄弟及其公司收获颇丰，维尔纳、威廉和卡尔三兄弟因“对电流的诸多实际应用”荣获一级荣誉证书，“参展的石油及其产品”获得金质奖章；弗里德利希·西门子因“对玻璃熔炉和炼钢炉储热器的完善”获得个人金质奖章；工厂管理者卡尔·马津也因“以石油残渣为燃料的蒸汽和嘎斯燃烧装置的设计”收到评审局的书面感谢信。

综合技术展览会后，西门子兄弟的油田持续发展，钻井规模不断扩大。1875年，梯弗利斯省已有101口钻井和14口屏斗井，其中，72口钻孔井位于米尔赞斯克、舍拉克和埃尔达尔斯克，29口钻井在纳班别里。当地拥有两家炼油厂，一家属于西门子兄弟，另一家由曾是西门子兄弟工厂管理人的卡尔·马津创办。

然而，好景不长，西门子兄弟油田后续发展遭遇困境。1882年，41口钻孔井仅产出3.8万普特石油，炼油厂提炼的煤油和润滑油也大幅减少。与此同时，阿普歇伦半岛石油业蓬勃发展，巴库与梯弗利斯之间铁路的贯通，使得廉价的巴库石油涌入格鲁吉亚市场。“沙皇井”生产的高价石油在竞争中逐渐失去优势。

1883年下半年，西门子-哈尔斯克公司决定战略调整，将重心转回电子业，出售石油业务。“沙皇井”的工厂和20俄亩含油地块先是被上校工程师费奥多尔·明凯维奇购得，随后又转售给当地企业家、商人奥塔罗夫，西门子兄弟在俄罗斯的石油事业就此画上句点。

开启合成纤维之路的 华莱士·卡罗瑟斯

张殿来



尼龙发明人卡罗瑟斯

1927年秋天，杜邦公司化学部主任查尔斯·斯汀（Charles Stine）拜访了哈佛大学的化学教师华莱士·卡罗瑟斯（Wallace Carothers）。他的目的是邀请他加入杜邦，帮助他们寻找一种可以替代丝绸的合成纤维。但卡罗瑟斯毫不犹豫地拒绝了，理由是自己多年患有心理疾病，只能从事简单的学术工作，不适合去搞复杂的科研项目。卡罗瑟斯说的并非托词，当时医生已经确诊他患有严重的抑郁症。

但杜邦公司却认为是他们开出的条件不优厚，在半年后再次提出邀请，声称只要卡罗瑟斯愿意加盟，可以自由地从事他感兴趣的任何科研项目，公司不会出面干涉，最重要的是薪水比第一次招募增加了两倍。最终，自由与高薪打动了抑郁症患者卡罗瑟斯，他答应了斯汀开出的条件，加盟杜邦公司高分子化学基础研究实验室，并成为负责人。

卡罗瑟斯来到杜邦不久，就确定了以煤和石油的副产品为原料，以聚合物为主的合成纤维研究方向。这是一个伟大而智慧的决定，它让杜邦乃至世界合成纤维研究走上了正确的道路。1930年4月28日，卡罗瑟斯和助手希尔在实验过程中，发现烧杯中生成一层厚厚的聚酯类黏性液体。他用玻璃棒蘸取了一部分，然后轻轻向上拉起，神奇的一幕出现了——玻璃棒拉出了一条富有弹性和光泽的浆糊状细丝。更令人惊奇的是，这条细丝越拉越长，整个早上团队成员轮换着拉着这条细丝在实验室的走廊中快乐奔跑……在那一瞬间，卡罗瑟斯似乎看到了这根细丝被纺织成了面料，做成了长裙，并穿在了一位少女身上，美轮美奂。

卡罗瑟斯惊喜万分，他认为自己完成了一个伟大的发明。不久，他和希尔向美国化学学会提交了一篇论文，宣布一种性能优于丝绸的超级聚酯诞生。但是他没有想到这种聚酯不耐受高温，而且易溶于洗涤剂，一洗就碎，根本无法代替丝绸成为服装面料。卡罗瑟斯从兴奋的高点重重地跌入谷底，不得不继续进行研发工作。此后的4年时间，卡罗瑟斯等人进行了数千次化学实验，发明了多种聚合物，但在纤维方面的研究毫无进展。

1934年初，卡罗瑟斯校正了研究方向，开始了“聚酰胺”研究。后来的实践证明，卡罗瑟斯在聚酯方面的研究已经十分接近成功，但最终他还是遗憾地选择了放弃。不过，上帝给他关上一

扇门之后，又打开了另外一扇门。但在这扇门开启之前，却发生了一个意外事件打断了实验进程——卡罗瑟斯消失了。

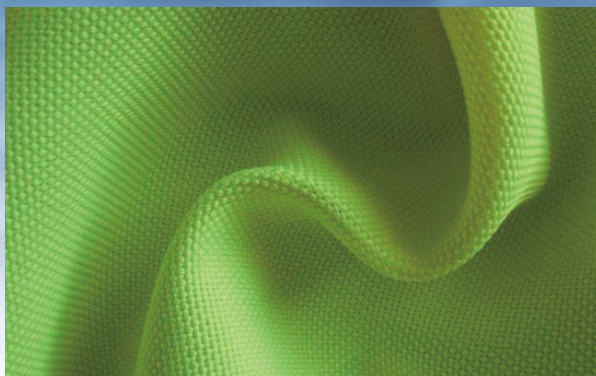
人们四处寻找，最终在巴尔的摩一家精神病诊所找到了他。原来，卡罗瑟斯又出现了极度抑郁的症状，只好就近去这家诊所找医生进行咨询。一位精神科医生看到他状态很差，就将他留下来进行心理矫治。好在经过治疗，他很快康复出院并重新投入到工作当中。

1935年2月，卡罗瑟斯等人用乙二酸和六亚甲基二胺为原料，通过缩聚反应发现了一种全新的物质，这种物质能在熔融状态下拉出强韧而富有弹性的细丝，更为重要的是它不会在水中或洗涤剂中溶解，作为制造服装的面料不成问题。缩聚反应即缩合、聚合反应的简称，是将许多相同或不同的带有反应活性的官能团的低分子物质相互作用，生成高分子物质，同时析出小分子，如水、醇、氨、卤化物等的反应。缩聚反应按反应条件可分为熔融缩聚、溶液缩聚、界面缩聚和固相缩聚四类；按产物的结构可分为线型缩聚反应与体型缩聚反应两类。

1938年，杜邦公司建成第一座尼龙生产工厂，开始加工丝袜等用品。尼龙的种类很多，但卡罗瑟斯研制的尼龙是世界上第一种完全依靠化学方法生产的合成纤维。

“尼龙”一词音译自它的英文商品名称Nylon。在中国，锦州化纤厂是首家合成聚酰胺纤维的工厂，所以国内又称之为“锦纶”。与羊毛、棉花等天然纤维相比，尼龙耐磨性强、弹性大、强度高、手感好，一根手指粗的尼龙绳就可以吊起一辆满载货物的卡车。因此，这种纤维面世不久就获得“像蛛丝一样细、像钢丝一样强、像绢丝一样美”的赞誉。

但遗憾的是，合成纤维的探路者卡罗瑟斯没有看到大范围应用尼龙的美好时刻。1937年4月28日晚上，在最疼爱的妹妹突然去世后，陷入无尽悲伤的卡罗瑟斯在一家旅馆里饮用掺有氰化钾的柠檬汁自杀身亡，年仅41岁。卡罗瑟斯虽然去世了，但他开创的合成纤维研究一直没有被人们遗忘，并在



尼龙面料

一些国家发扬光大。

在英国，科学家温费尔德（J.R. Whinfield）和狄克逊（J.T. Dickson）于1941年，用对苯二甲酸和乙二醇做原料进行缩聚反应，成功合成一种高熔点的聚酯纤维——涤纶。这种合成纤维具有耐冲击、抗晒、耐磨、保型和抗皱等性能，可以做成挺括不皱、外形美观的衣物，目前，在服装面料中，涤纶所占比例高达70%，曾被多家媒体列为20世纪影响人类生活的重大发明之一。

在德国，科学家莱茵（H. Rein）于20世纪40年代将聚丙烯腈浸入二甲基甲酰胺（DMF）溶剂中进行湿法纺丝试验，取得了初步成果。几乎同时，美国杜邦公司的霍乌兹（R.C. Houtz）使用相同的溶剂采用干法纺丝工艺，以聚丙烯腈为原料制得了聚丙烯腈长丝，也就是全新的纤维——腈纶。这种纤维比棉花更耐用，保暖程度也非常好，而且易于染色，不容易发霉，是制作毛衣、毛毯的极好原料，因此有“人造羊毛”之称。

涤纶、腈纶和锦纶构成了世界三大合成纤维。此外，氯纶、丙纶、维纶和氨纶等几种纤维也陆续出现，加上人造皮革的出现，为人们穿衣戴帽提供了丰富的面料。合成纤维在服装领域迅速发展，呈现出了不可阻挡之势。1996年，全球合成纤维产量超过棉花，成为满足人类穿衣需求的第一大原料。

基于灰色关联的管道腐蚀因素分析与验证

李哲

(中国石油华北油田公司第二采油厂)

现阶段,针对管道腐蚀因素的分析大多集中在单一管道,无法掌控一个区块的整体情况。灰色关联分析的基本原理是,通过分析两个因素在系统发展过程中的同步程度,同步程度越高,则两者的关联性越强,可用于筛选腐蚀主控因素,但传统灰色关联分析在计算关联度时,对各指标间的权重忽略不计,或采用专家赋权,使结果具有一定的主观性。基于此,本文将熵权法与灰色关联法相结合,通过分析输送介质的理化特性,确定腐蚀主控因素,并采集相关样本验证腐蚀机理,以期为腐蚀防护措施的制定提供参考。

1 实验方法与结果

(1) 介质理化特性分析方法。采集某区块不同管道的输送介质,经油、水分离后,基于SY/T 5523—2016《油田水分析方法》对采出水进行理化特性检验及分析。依据GB/T 13610—2020《天然气的组成分析 气相色谱法》对输送介质的伴生气组分进行检验及分析。

(2) 腐蚀速率测定方法。采用与管道同材料的挂片,将其放置在管道轴心处(避免触碰到管壁发生电偶腐蚀),经过一段时间后,通过下式计算均匀腐蚀速率。

$$r = \frac{8760 \times (m - m_t)}{S \rho t} \quad (1)$$

式中, r 为均匀腐蚀速率, mm/a; m 、 m_t 分别为腐蚀前和腐蚀后的挂片质量, g; S 为挂片表面积, m^2 ; ρ 为挂片密度, kg/m^3 ; t 为测试时间, h。

(3) 腐蚀产物检测方法。腐蚀测试结束后,将挂片从管道中取出,通过石油醚和无水乙醇对挂片表面进行脱水、脱脂处理,再依次采用高精度扫描电子显微镜对腐蚀产物微观形貌进行观察,利用能谱分析仪分析其组成。

(4) 介质理化特性结果。采集了该区块共35条管道的输送介质。其中,伴生气中的主要成分为 CH_4 , CO_2 较少,几乎不含 H_2S ,说明酸性气体溶于水后对管道的腐蚀作用

有限;采出水中硫化物、氯离子的含量较高,SRB的数量较多,水质呈碱性;最小腐蚀速率、最大腐蚀速率分别为0.095mm/a、3.217mm/a,平均腐蚀速率为0.928mm/a,腐蚀程度差异较大。

2 腐蚀因素关联度分析

以 H_2S 分压、 CO_2 分压、温度、含水率、pH值、硫化物含量、氯离子含量、碳酸根离子含量、SRB个数、钙镁离子含量等作为比较序列,以腐蚀速率作为行为序列,将相关数据代入灰色关联分析模型求解关联度,并对腐蚀因素进行排序(表1)。

表1 腐蚀因素关联度结果

比较序列	关联度	排序
硫化物	0.8721	1
含水率	0.6924	2
温度	0.6753	3
氯离子含量	0.6206	4
pH值	-0.5034	5
SRB个数	0.3311	6
碳酸根离子含量	0.2012	7
钙镁离子含量	0.1549	8
CO_2 分压	0.1101	9
H_2S 分压	0.0989	10

将关联度绝对值大于0.6的因素定义为主控因素,将关联度绝对值在0.2~0.6的因素定义为一般因素,将关联度绝对值在0~0.2的因素定义弱相关因素。其中,因素权重采用熵权法确定,即计算标准化处理后因素矩阵的熵值和熵权,确定权重结果。硫化物在所有腐蚀因素中排名第一,说明其对腐蚀速率的影响较大,且呈正相关;钙镁离子含量对腐蚀速率的影响较

小,说明管内结垢的可能性较小,受垢下腐蚀的影响较小。

此外,SRB个数属于一般因素,但与硫化物的相关性较高,说明并不是所有SRB都会转化为硫化物,该现象与SRB的新陈代谢有关,SRB的生长区间分为适应期、生长期和死亡期,只有生长期的SRB可以有效转化为硫化物。综上,影响腐蚀的主控因素有硫化物、含水率、温度、pH值和氯离子含量。

3 腐蚀因素验证

为验证上述结果的准确性,选取含水率、温度、氯离子含量大致相同的管道,对比不同硫化物对腐蚀速率的影响。结果显示随着硫化物含量的增加,腐蚀速率呈增大趋势。硫化物水解形成 S^{2-} ,与基材表面的 Fe^{2+} 结合,形成FeS,FeS作为疏松多孔的半导体材料,一方面可以作为阴极与基材形成“小阳极、大阴极”的电偶腐蚀,另一方面可以形成浓差极化,导致基材表面的氧浓度差异显著,最终加剧腐蚀。能谱分析也证实,腐蚀产物主要为FeS。

选取硫化物、含水率、氯离子含量大致相同的管道,对比不同温度对腐蚀速率的影响。结果显示,随着温度上升,腐蚀速率呈先增大后略微减小趋势,在60℃时达到峰值。这是由于温度越高,硫化物在水中的溶解度、电化学反应活性和活化反应速率越高,促使溶液pH值降低,腐蚀速率升高;但当温度过高时,FeS经过多层沉积,形成较为致密的产物膜,对基材起到保护作用,从而减缓腐蚀进程,腐蚀速率有所降低。

选取硫化物、温度、氯离子含量大致相同的管道,对比不同含水率对腐蚀速率的影响。结果显示,随着含水率上升,腐蚀速率呈增大趋势。当含水率低于70%时,采出液流型以油包水型乳状液为主,与管壁接触的介质为油相,从脱水原油物性上看,原油属于中质石蜡基原油,不含砂粒和硫,故此时管道腐蚀程度较轻;当含水率较高时,流型逐步转化为水包油型乳状液,管壁被水相润湿,为发生电化学腐蚀提供了有利条件,导致腐蚀程度加剧。

选取硫化物、温度、含水率大致相同的管道,对比不同氯离子含量对腐蚀速率的影响。结果显示随着氯离子含量的增加,腐蚀速率呈增大趋势。一方面氯离子含量与介质导电性成正相关,氯离子含量越高,采出液的导电性越强,发生电化学腐蚀的动力越强,腐蚀进程加快;另一方面,点蚀发生后,氯离子因半径小、穿透力强,可穿过疏松多孔的腐

蚀产物膜到达膜下,长时间形成膜下酸化水解环境,导致点蚀、坑蚀进一步加剧。

4 防腐措施

从上述研究可知,硫化物对腐蚀进程的影响较大,故采用氧化脱硫杀菌剂将硫化物和SRB去除。随着氧化脱硫杀菌剂浓度的增加,硫化物去除率和杀菌率均大幅提升,究其原因药剂可将硫化物氧化为单质硫沉淀,同时破坏胞外聚合物形态,导致生物膜破裂。当氧化脱硫杀菌剂浓度为100mg/L时,硫化物去除率和杀菌率均能达到90%以上,符合现场防腐指标的要求。在此基础上,添加以咪唑啉和季铵盐类为主的有机复合缓蚀剂,考察配比、酰胺化温度、环化温度和季胺化温度对腐蚀速率的影响。其中,配比选择1:1,1:1.5,1:2;酰胺化温度选择160℃、170℃和180℃,环化温度选择210℃、220℃和230℃,季胺化温度选择80℃、90℃和100℃。通过正交试验确定复合缓蚀剂的最佳合成条件为配比1:1.5、酰胺化温度180℃、环化温度220℃、季胺化温度90℃,此时腐蚀速率最小,缓释效果最佳。在缓蚀剂浓度小于20mg/L时,缓释速率随浓度增加迅速提高(因缓蚀剂会迅速在基材表面形成稳定的钝化膜);但当缓蚀剂浓度超过20mg/L时,基材表面的吸附和沉淀区域达到饱和状态,缓释速率略有降低。综上,建议缓蚀剂浓度为20mg/L。

5 结论

通过熵权-灰色关联分析对管道腐蚀影响因素进行数据挖掘,确定影响腐蚀的主控因素有硫化物、含水率、温度、pH值和氯离子含量,结合现场挂片实验验证了统计分析结果,说明可以利用输送介质的理化特性确定管道腐蚀状况。建议在氧化脱硫杀菌剂浓度为100mg/L、缓蚀剂浓度为20mg/L的条件下,实施管道防腐措施。

参考文献

- [1] 朱辽宇,刘庆江,高娜,等.基于实验优化设计的油田采出水稳定技术研究[J].石油工程建设,2024,50(4):28-34.
- [2] 胡俊平.考虑腐蚀速率和不完全维护作用的管道剩余寿命预测[J].石油工程建设,2023,49(6):1-5,47.
- [3] 宋正涛,穆化巍,赵红卫,等.基于数据融合和非线性维纳过程的埋地管道退化过程预测[J].石油工程建设,2023,49(4):48-54.

双腐蚀缺陷对油气管道失效压力的影响

李怀才 李建秋 刘亚欣 蒋保双
(中国石油华北油田公司第二采油厂)

油气管道在服役过程中,受输送介质、服役年限等因素的影响,难免产生腐蚀缺陷。根据管道内检测结果,腐蚀缺陷通常并不是单一存在,而是由多个缺陷相互叠加或临近组合而成。这种存在方式会改变真实管道的应力、应变状态,并对失效压力产生影响。目前,中低强度等级钢通常采用ASME B31G-2017、SY/T 6151-2022进行失效压力计算,针对高强度等级钢通常采用DNV-RP-F101-2021进行失效压力计算。上述计算方法多仅考虑单腐蚀缺陷对管道失效压力的影响,未考虑相互作用的双腐蚀缺陷对失效压力的影响,仅有DNV-RP-F101-2021给出了双腐蚀缺陷极限作用距离的认定方法。鉴于此,本文通过ANSYS Workbench平台建立含缺陷X80管道物理模型,基于非线性有限元分析缺陷间轴向间距、环向间距变化对失效压力的影响,并对ASME B31G中的计算方法进行优化和修正,以期为管道维护维修策略的制定提供理论依据和实际参考。

1 非线性有限元模型

(1) 基本情况。管道钢级为X80,管径457mm,壁厚8.1mm,屈服强度601MPa,抗拉强度684MPa,泊松比0.3,弹性模量 2.06×10^5 MPa。采用Ramberg-Osgood模型作为X80钢的本构方程,根据本构方程获取真实应力-应变曲线。

根据内检测作业结果,对沿线金属损失缺陷进行数理统计,发现缺参数符合正态分布,全线存在3个有代表性的缺陷(见表1)。

表1 代表性缺陷尺寸

缺陷编号	缺陷长度/mm	缺陷宽度/mm	缺陷深度/mm
1 [#]	44.5	19.6	2.57
2 [#]	17.8	15.2	1.85
3 [#]	27.9	10.6	3.47

(2) 有限元建模。在ANSYS Workbench平台建立含缺陷X80管道物理模型,为避免圣维南效应,管道长度应为外

径的3~5倍,在此管道长度取1800mm。为降低后续网格划分数量和计算压力,采用1/4管道物理模型进行仿真。对称面设置为对称约束条件,端面设置为无摩擦约束条件。内壁施加面载荷,不考虑输送介质与管壁的耦合作用,假设管道在恒温下运行,不考虑热应力对失效压力的影响。

(3) 失效准则。腐蚀缺陷管道在承受内压载荷时,受到的应力情况较为复杂,不仅包含环向应力和轴向应力,还可能存在径向应力。在此,本研究采用塑性极限状态失效准则判定管道是否失效,当内压增大至管道等效应力超过抗拉强度时,认为管道失效,此时的内压即为管道失效压力。

2 失效压力趋势分析

(1) 轴向双腐蚀缺陷的失效压力。将表1中的缺陷两两组合,保持缺陷长度在同一轴线上,分析不同轴向间距对失效压力的影响。其中,表1中1[#]缺陷、2[#]缺陷和3[#]缺陷单独存在时的失效压力分别为31.5MPa、36.6MPa和31.7MPa。可见1[#]缺陷和3[#]缺陷的失效压力较小,这与这两个缺陷的缺陷深度较大有关,虽然3[#]缺陷的缺陷深度最大,但失效压力却大于1[#]缺陷,这与该缺陷的缺陷长度较短有关,说明单腐蚀缺陷的失效压力由缺陷长度和缺陷深度共同决定。随着轴向间距增加,不同缺陷组合的失效压力均呈先快速增加后保持稳定的趋势;在相同轴向间距的条件下,1[#]缺陷和3[#]缺陷组合后的失效压力最小,这是由于二者组合后的等效腐蚀深度最大,在轴向间距较小时,缺陷间存在较强的相互作用。最终,组合缺陷的失效压力逐步稳定在最严重的单点腐蚀缺陷的失效压力处,即组合缺陷之间不存在相互作用,可以视为单腐蚀缺陷进行评价。随后,通过式(1)衡量缺陷间的极限轴向间距,满足式(1)时的轴向间距即为极限轴向间距,由此确定1[#]缺

陷和2#缺陷的极限轴向间距为40mm, 2#缺陷和3#缺陷的极限轴向间距为45mm, 1#缺陷和3#缺陷的极限轴向间距为50mm。可见, 随着组合缺陷等效腐蚀深度的增加, 极限轴向间距也在加大。

$$\frac{p_f}{p_0} \geq 0.99 \quad (1)$$

式中, p_f 为组合缺陷失效压力, MPa; p_0 为最严重的单点腐蚀缺陷失效压力, MPa。

根据DNV-RP-F101-2021中关于相邻腐蚀缺陷相互作用的判定准则, 当轴向间距小于 $2\sqrt{Dt}$ (D 为管径, t 为壁厚)时, 认为相邻腐蚀缺陷存在相互作用, 反之, 相邻腐蚀缺陷不存在相互作用。从上述规定可知, 标准中极限轴向间距只与管径和壁厚有关, 与缺陷形态和尺寸无关, 标准计算得到极限轴向间距为1216mm, 远大于有限元分析结果, 说明同等条件下, 标准计算的失效压力较小, 会造成提前换管, 引起不必要的资金浪费。

(2) 环向双腐蚀缺陷的失效压力。将表1的缺陷两两组合, 保持缺陷宽度在同一环线上, 分析不同环向间距对失效压力的影响。随着环向间距增大, 不同缺陷组合的失效压力均呈现先减小后增大再保持稳定的趋势。当环向角度较小时, 双腐蚀缺陷在轴向上存在重合区域, 缺陷投影长度受到影响, 导致失效压力下降。在相同环向间距的条件下, 1#缺陷和3#缺陷组合后的失效压力最小, 这是由于缺陷组合后的等效腐蚀深度最大, 与之前的分析结果一致。当环向角度增大到一定趋势时, 组合缺陷的失效压力逐步稳定在最严重的单点腐蚀缺陷的失效压力处, 即组合缺陷之间不存在相互作用, 可以视为单腐蚀缺陷进行评价。随后, 按照公式(1)衡量缺陷间的极限环向间距, 由此确定1#缺陷和2#缺陷的极限环向间距为 50° , 最小失效压力对应的环向间距为 45° ; 2#缺陷和3#缺陷的极限环向间距为 60° , 最小失效压力对应的环向间距为 40° ; 1#缺陷和3#缺陷的极限环向间距为 70° , 最小失效压力对应的环向间距为 30° 。同理, 根据DNV-RP-F101-2021的相关规定, 极限环向间距为 $360\sqrt{t/D}$, 可知标准中的极限环向间距只与管径和壁厚有关, 与缺陷尺寸无关。标准的极限环向间距为 48° , 与有限元分析结果差异较大, 说明同等条件下, 标准计算的失效压力较大, 可能引发管道穿孔泄漏, 造成资源浪费和环境污染。

(3) 失效压力公式拟合。从上述分析可知, 因双腐蚀缺陷尺寸、位置和角度的不同, 极限间距也有所不同, 失效

$$p_f = b_1 \frac{2t\sigma}{D-t} \left(\frac{1-b_2 \frac{d}{t}}{1-b_3 \frac{d}{t} \frac{1}{M}} \right) + b_4 \quad (2)$$

$$M = \left(1 + b_5 \frac{L^2}{Dt} \right)^{1/2} \quad (3)$$

压力变化范围较大。在此, 本研究以DNV-RP-F101-2021中的计算方法为基础, 修正公式见式(2)和式(3), 对等效腐蚀长度和等效腐蚀深度进行修正。

式中: t 为壁厚, mm; D 为管径, mm; d 为等效腐蚀深度, mm; L 为等效腐蚀长度, mm; σ 为流变应力, MPa; M 为膨胀系数; $b_1 \sim b_5$ 均为待定系数。

等效腐蚀长度等于双缺陷长度加上轴向间距, 等效腐蚀深度的确定分为两种情况, 一是双缺陷为轴向布置时, 二是双缺陷为环向布置时。结合有限元分析结果, 对式(2)和式(3)中待定系数进行非线性回归。从上述公式可知, 单个缺陷腐蚀深度和腐蚀长度的增加, 均会导致等效腐蚀深度和等效腐蚀长度的增加, 进而导致失效压力减小, 腐蚀深度、腐蚀程度与失效压力成反比, 与之前的分析结果一致。最终, 修正后的ASME B31G公式计算结果与有限元分析结果一致性较好, 平均相对误差仅为2.7%, 满足现场工程实际的需求。

3 结论

随着轴向间距的增加, 不同缺陷组合的失效压力均呈现先快速增加后保持稳定的趋势; 随着环向间距增大, 不同缺陷组合的失效压力均呈现先减小后增大再保持稳定的趋势; 缺陷深度对缺陷组合失效压力的影响最大, 其次为缺陷长度; 修正后ASME B31G公式的计算结果与有限元分析结果一致性较好, 平均相对误差仅为2.7%, 满足现场工程实际的需求。

参考文献

- [1] 陈喜鸿, 刘颖, 孙玮, 等. 基于文本挖掘技术的油田集输管道失效诱因关联分析[J]. 石油工程建设, 2024, 50(2): 33-38.
- [2] 宋正涛, 穆化巍, 赵红卫, 等. 基于数据融合和非线性维纳过程的埋地管道退化过程预测[J]. 石油工程建设, 2023, 49(4): 48-54.
- [3] 刘海鹏, 张宪伟, 刘清源, 等. 腐蚀作用下高钢级管道延性断裂可靠性分析与研究[J]. 石油工程建设, 2023, 49(2): 31-36.

数据透视表在 油田机采统计数据中的应用

孙威

(大庆油田有限责任公司数智技术公司)

随着大庆油田开发的不断深入,油水井日常工作越来越精细,需要统计的数据量持续增加,统计工作量也逐渐增大。当数据量非常大或进行多层次表和多维数据表统计时,单纯依靠传统方法或是分类筛选数据等方法,不仅工作效率较低,劳动强度大,而且错误率高。针对这些问题,借助Excel透视表技术可快速实现机采常规报表的统计,结合函数公式还能进一步提升多维报表的统计水平,特别是在数据及时性要求较高的场景,透视表技术具有常规统计方法无可比拟的优势,不仅降低了数据统计的劳动强度,还提高了分析人员的工作效率。

1 常规方法统计报表的缺点

(1) 报表数量多、字段繁杂。大庆油田油水井数量庞大,生产数据繁杂,机采统计报表多达几十种。尤其是机采过程管理中产生的调参报表和机采节能统计报表,通常,通过手工筛选汇总,涉及的分选字段繁杂,例如,调参报表筛选分为换大泵、换小泵、调大冲次、调小冲次、调大冲程、调小冲程、调大转速和调小转速等多项工作,且涉及时序、作业区和管理人员分级等问题,有时临时加入其他字段进行分级,导致需多次、重复性地手工筛选才能完成统计数据汇总工作,不仅费时,而且效率低下。

(2) 多层分类报表筛选易出错。机采管理报表统计涉及多且杂的多层分类报表,且在多层分类报表基础上,经常嵌入多层级表头汇总,即所谓的“中国式”报表。此类统计报表样式美观,便于查看分类数据规律,但统计过程烦琐,同一个数据需经过多次筛选才能得到最终结果,数据筛选过程中,易忘记去除已经筛选的字段条件,导致筛选结果错误。一旦出错,需耗费时间查找错误,甚至重新进行数据统计,影响工作效率。

(3) 数据更新时需重新统计。采用常规方法统计数据往往是一次性的,对于临时报表和数据量小的统计

表,能够满足日常工作要求。但对具有固定样式的报表汇总,Excel透视表则具有不可替代的优势,只需将数据粘贴至数据表,更改数据源区域,在Excel透视表上刷新即可得到统计数据。对于ListObject对象表格,可直接采取复制粘贴和覆盖数据源的方法刷新透视表,操作简单便捷。

(4) 区间分级统计步骤多。机采管理报表统计过程中,掺杂一些连续性数据,需分级别、按区间进行统计,例如抽油机的冲次、产液量、产油量、含水量和螺杆泵转速等数据,且区间范围不固定,例如产液量分级,某时段可能采用0~1t、1~2t、2~3t、3~5t、5~8t和大于8t得区间。但经一段时间后,不同部门统计需求变更,分级区间发生变化,分级可能采用0~3t、3~5t、5~10t、10~15t和大于15t进行统计。若进行此类统计,常规统计方法需重新统计,工作量增加,特别是当分级区间范围更广、数据表字段出现多层分类报表时,工作量剧增,短时间内难以完成统计工作。

(5) 同样式表汇总效率低。机采管理日常报表统计时遇到同样式的多张表,通常是将每张表的数据源复制粘贴至一张表中,按所谓“长表”进行统计操作,对少量数据,此法行之有效。但对动辄以百万计的油田数据量,操作非常繁琐,工作量剧增,且统计结果无法链接刷新。由于Excel表是单线程,长表计算占内存,空间配置较低的电脑易出现卡顿或死机情况,而通过跨域多张数据表的透视表方法,可有效规避此类问题。

2 透视表的数据源要求

(1) 不允许多层级表头。为使统计报表美观,数据源报表通常设计成复杂的多层级表头,但其作为Excel透视表的数据源是不允许的,因为多层级表头由横向多个单元格合并而成,而Excel透视表无法识别这种合并后的单元格。因此,对于多层级表头的数据表,需将表处理成单层级表头,且不

允许存在合并单元格。

(2) 不使用数据表名称。为进一步提高效率,透视区域的数据表名称行建议删除,否则在透视时需手工进行数据区域的选取,或将数据区域部分转化为ListObject对象表格。但若Excel版本低于2007,无法将普通的sheet表转化为对象表格,会增加初学者对透视表的理解和使用难度。

(3) 数据类型要统一。Excel透视表中虽未明确定义数据类型,或强制要求单元格数据类型,但作为Excel透视表的数据源,每个标题内容(字段)下面的数据类型要统一,否则在透视数据时会导致计算结果错误。一般情况下,Excel数据类型分为文本型和数值型两类。文本型用于定义和描述事物的名词或形容词等,数值型可细分为日期、时间、逻辑和单纯数值。当同一列数值型数据与文本型数据混用时,Excel透视表可以操作,但诸如求和、求平均数之类的统计结果往往是错误的。因此,在统计前需将统计区域内的数据类型从文本型改为数值型。

(4) 多行标题简化为一行。在透视过程中,当数据源出现重复的标题行,均会参与统计计算,导致结果错误,因此,要去除重复的标题行。同时,多余的标题行处于数据行中,由于其数据类型是文本型,会破坏这一列数据类型的统一性,汇总的求和数据为0。此外,对于一列既有数值型又有文本型的情况,用Excel透视表无法聚合汇总,即使完成汇总也是错误结果。

(5) 数据源不能有空行。若数据源区域出现空行,进行数据透视表统计时,空行也会参与数据统计。初学者在进行透视操作时,空行易导致数据选择不完整,发生统计数据遗漏,因此,需删除所有空行。

(6) 数据表字段名不应重复。数据表字段通常是一个有明确意义的简短文字,当存在重复字段时,最好的方法是对字段进行重命名,否则透视表操作过程中会显示重复字段,容易干扰统计人员的字段选择,常常会因为字段选择错误,导致统计数据结果错误。

(7) 不允许多层分类报表的数据源。Excel透视表要求数据源是一维结构(即清单样式的数据),不支持多层分类报表的数据表进行透视操作,即使操作成功,其统计结果与预期结果也大相径庭。

3 机采报表透视操作方法

(1) 一维结构报表统计处理。针对一维结构报表,只保留必要的关键字段,其余字段删除或者归并;删除数据表

中的空行;取消合并单元格并居中数据,删除空单元格或填充数据;整理、统计和分析数据区单元格的数据格式,需计算的单元格数据格式设为数值型。规范后的一维表只需简单拖放操作相应字段到透视表的行、列,即可完成数据源的快速透视,得出正确的数据结果。

(2) 多层分类报表常规字段报表处理。在行方向按作业区进行分类,在列方向按泵径进行分类。因此,操作时应将作业区字段拖入Excel透视表的行,将泵径字段拖入Excel透视表的列,再将作业区或其他不含空值的字段拖入Excel透视表的值,值汇总依据选择为计数,即可完成报表的统计。如果在行或列方向再增加字段,只需重复拖入字段到透视表相应的行或列即可。

(3) 连续性字段统计。连续性字段结构报表统计时,其数据源某列具有连续性,无法直接透视得到结果(如要按冲次区间统计),需要对冲次进行分级处理,插入一列Excel函数公式(IF或switch等函数),在相应单元格用IF函数对冲次列进行分级,判断冲次是否在指定范围内,自定义区间。引用的单元格数值如果是小于等于2,则把冲次范围判断为0~2次;如果是小于等于3,则把冲次范围判断为2~3次;如果小于等于4,则把冲次范围判断为3~4次;剩余冲次大于4次的,用一个true函数判断,表示默认都大于4次。完成区间分级后再进行透视,Excel透视表的行或列会按照判断的冲次范围自动统计。

4 结论

(1) 通过透视表拖放操作,可显著提升机采报表统计分析速度,高效完成统计分析工作。同时,根据数据源规范,利用Excel函数公式处理数据,能高效完成多层分类报表的统计。

(2) 将透视表应用于其他报表的快速统计尤其是自定义分类统计时,能明显缩短统计时间,从小时级降至分钟级,大大提高报表统计效率。

参考文献

- [1] 韩小良.Excel2003-2010数据透视表从入门到精通[M].北京:中国铁道出版社,2011.
- [2] 黄朝阳,荣胜军.Excel2010数据透视表大全[M].北京:电子工业出版社,2013.
- [3] 罗刚君.Excel函数、图表与透视表从入门到精通[M].北京:中国铁道出版社,2014.

油井数智化清防蜡摸索与实践

杨飞¹ 张继彬¹ 伏莉莎² 李亚妹¹ 董树春¹

(1. 中国石油华北油田公司第四采油厂; 2. 中国石油华北油田公司经济技术研究院)

柳泉油田某高凝油断块, 由于地层流体性质与地层岩性、物性、电性的差异, 油气田开发工艺和地面管理难度明显增加。随着地层和井筒温度、压力、化学平衡的改变而出现不同程度结蜡, 关于油井结蜡, 前人研究很多。在油井清防蜡技术中, 主要有化学方法、电磁方法、热力学方法、机械方法。针对高凝断块, 常采用电加热杆开采、双空心杆井循环加热等技术, 稠油开采常用蒸汽开采。其中, 电加热杆是在井内下入加热电缆, 利用产生的集肤效应实现清防蜡。利用油井地面示功图分析研究油井结蜡, 已经是一种非常有效的手段。以功图“胖瘦”定性判断油井结蜡程度, 精细到抽油机电流法、载荷差定量分析。目前常用的判断结蜡程度的方法有现场查看抽油机运行状态法、抽油机上下电流法、示功图“胖瘦”法、实验分析法、运动学法、热力学法、经验法, 载荷比等。油井数智化清防蜡摸索和实践, 将会对油井管理水平提高带来新思考, 并指导技术管理工作开展。

1 油井清防蜡量化分析

研究目标断块平均凝固点41.7℃, 含蜡量为31.9%, 胶质沥青含量11.6%, 含硫量0.096%, 初馏点123.7℃, 属于高凝油复杂断块。电加热杆生产35口, 地面电加热设备功率50kW, 和抽油机30 kW相比属于大功率耗电设备, 是断块开发生产的主要耗电设备之一。每一口游梁式抽油机均现场安装了井口压力变送器、温度变送器、载荷

仪、电机电流采集器和远程传输控制装置, 可通过采集的相关参数与悬绳器处的载荷值之间的变化关系, 分析井下工况。游梁式抽油机运动过程中, 悬点载荷是井下运行状况的真实反映, 利用油井电加热运行和非加热过程中的悬点最大载荷、最小载荷、载荷差值及变化载荷差值量, 制定、优化电加热的制度, 分析油井结蜡程度, 从而实现油井电加热节能降耗。

在油井正常生产过程中, 最大载荷出现在上冲程的上死点, 最小载荷出现在下冲程的下死点, 当油井结蜡严重异常(如蜡卡)时, 最大载荷则对应卡点处的最大载荷值。根据研究思路, 我们定义电加热期间的载荷差值为 F_{jr} , 停止加热运行期间的载荷差值为 F_{tr} , 取其中最小值为加热运行期间 F_j 、最大值非加热运行期间为 F_l , 非加热期间和加热期间变化最大载荷为 F' 。

$$F_j = \min(F_{jr}) = \max(F_{\max} - F_{\min}) \quad (1)$$

$$F_l = \max(F_{tr}) = \max(F_{\max} - F_{\min}) \quad (2)$$

$$F' = F_j - F_l \quad (3)$$

在原油开采过程中, 抽油机将地下液体抽出, 液体在温度和压力变化下, 当温度低于析蜡温度时, 变化更加剧烈。随着温度降低, 原油黏度增高, 流动阻力增大。蜡附着在抽油杆外壁、油管外壁, 增大了油管内液体的质量, 加剧了杆管之间的摩擦力, 降低了抽油杆的浮力。油井结蜡后黏附于泵筒、活塞、油管、抽油杆等油井设施的表面, 减小了油流的流通面积, 泵内结构损坏, 原油流动阻力增加, 泵筒密封性削弱, 最终导致油井减

表1 5口实验井运行参数

井号	加热时段载荷/kN		非加热时段载荷/kN	
	最大载荷	最小载荷	最大载荷	最小载荷
X-8	28	13	28	9
X-45	56	47	56	46
X-21	62	47	63	39
X-78	81	35	81	30
X-83	63	49	66	41

产,泵漏失,井卡。严重时,会把油管完全堵塞,造成地层出液受阻、油井不出液,甚至堵死抽油杆进而井卡等,造成停产上作业检泵。现场应用中,制约生产的主要结蜡因素是井筒内摩擦力增大、井筒液体质量增加,井口出液量减少,影响抽油杆正常上下冲程运动和生产。

通过采集油井运行的悬点载荷及对应生产参数,采用现场实验方法对5口井采集的参数运行状态进行记录,表1是实验井在正常运行状态下的所需参数记录。对油井运行状态进行数据汇总分析,以5min为单位时间采集一次数据,观察加热制度变化对应的油井悬点载荷实验情况。

通过对现场油井杆管运动、卸载和控制井口出液温度的研究得出,井筒温度高于析蜡点 10°C 为基准,结合现场集输数据分析的实践经验,该断块预防凝管原油温度高于析蜡温度 5°C ,精确原油温度最低控制在 46.5°C 。根据公式(3)假设电加热期间载荷差值为 $F_{\text{电}}$,停止加热运行期间载荷差值为 $F_{\text{停}}$,取其中最小值为加热运行期间 $F_{\text{电}}$ 、最大值非加热运行期间为 $F_{\text{停}}$,及非加热期间和加热期间变化最大载荷为 F' 。二者之间存在某种关系,只需利用加热运行期间 $F_{\text{电}}$ 最小值指导电加热制度。通过控制载荷差的变化值来改变加热时间。根据拟合发现具有线性变化关系,对回归方程进行相关系数 R 检验、回归系数的显著性 t 检验、回归方程的显著性 F 检验,判定回归方程可较好地反映变量 F 和 $F_{\text{电}}$ 之间的线性关系。

$$F_{\text{电}} = aF_{\text{停}} + b \quad (4)$$

$$F_{\text{电}} = 0.915 \times F_{\text{停}} + 14.431 \quad (5)$$

2 油井数智化清防蜡摸索与实践

对35口电加热杆油井进行取样化验,得到原油物性参数,搜集油井产液量、含水率和地面生产参数,根据历次施工总结整理杆管泵等组合数据参数,输入软件平台,用软件计算出抽油机悬点载荷。对加热最小载荷差进行统计,利用公式(5)计算载荷差,再根据载荷差计算出结蜡最大允许载荷差,进而制定加热和停止加热时间。

以实心杆、空心抽油杆等强度和承受能力对应的正常数据作为基础值,根据非加热运行期间最大值 $F_{\text{停}}$ 将结蜡程度分为3个级别,分别为A级别 $0 \sim 3\text{kN}$,轻微结蜡;B级别 $4 \sim 10\text{kN}$,中度结蜡;C级别 $11 \sim 15\text{kN}$,严重结蜡。将不同级别参数输入电加热杆并远程实时监测和控制系统,就可以实现电加热制度智慧化运行控制。

(1) 优化电加热制度,延长寿命。延长电加热时间:

清防蜡调整思路制度由加1h/停4h改为加1h/停5h,监测功图等参数,不加热和加热之间载荷差的差值控制在 10kN 之内,摸索出加1h/停3h合理。缩短电加热时间,清防蜡调整思路制度由加1h/停2h改为加1h/停5h,监测功图等参数保证不加热和加热之间载荷差值控制在 10kN 内,摸索出加1h/停5h较为合理。后期可以将参数阈值导入电加热实时监测、控制系统,实现智能化采集、巡检、分析、控制等管理。在高凝油断块电加热生产井35口的现场应用中,电加热制度得到优化,一年节约生产成本 101.6 万元,电缆平均使用寿命从 862 天延长到 1094 天,延长 232 天,缩减人员 5 人,提高了油井清防蜡管理水平,取得显著经济效益和社会效益。

(2) 多方式互补优化清防蜡。对于该断块内含水高于 75% ,或者日产油小于 0.3t 的油井,可以摸索以电加热为主,加药和洗井为辅的清防蜡模式。3月8日对X井停电加热用点滴加油基洗井液 5kg/d 替代,通过监测功图载荷差、电流等生产数据发现,比较平稳,效果较好。由于现场井斜数据和生产参数不同,所代表的载荷差不同,对于油井结蜡期间载荷差可以用计算公式进行现场控制分析。为方便应用,需控制电加热非加热期间结蜡载荷差最大值和正常加热期间最小载荷差之间的差值在 15kN 以内,且最佳控制在A、B级别内,对于非电加热杆井,利用洗井和化防加药控制载荷差在A级别内。

3 结论

(1) 得到高凝油井数智化清防蜡新思路,实现了油井清防蜡的实时监测、分析和控制。

(2) 新方法可定量确定电加热杆油井结蜡情况并指导清防蜡参数调整,比用示功图“胖瘦”定性分析效果好。

(3) 断块电加热油井结蜡程度分为3个级别,分别为A级别 $0 \sim 3\text{kN}$,轻微结蜡;B级别 $4 \sim 10\text{kN}$,中度结蜡;C级别 $11 \sim 15\text{kN}$,严重结蜡。

参考文献

- [1] 蔡俊,姜燕,王跃辉,等.空心杆电加热技术在宝力格油田的应用[J].石油钻采工艺,2006,28(增刊):21.
- [2] 钟张起,侯读杰,叶晓峰,等.示功图载荷比与清蜡定量分析[J].油气田地面工程,2014,33(9):10-11.
- [3] 刘卓钧,李文方.斜直井抽油机的悬点载荷[J].石油矿场机械,1994:36-37.

功图智能诊断系统的优化与应用

方群¹ 张国钧² 董旭¹ 吴宝路² 万金华²

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

油气资源开发正逐步向深层、复杂地质条件延伸,传统人工巡检与经验判断模式已难以满足高效生产与安全管理需求。在此背景下,油田数字化技术成为行业转型的核心驱动力。功图智能诊断系统通过实时采集油井载荷、位移、电流等多维度数据,结合算法模型实现工况自动分析与故障预警,成为油井健康管理的核心技术手段。然而,现有系统在实际应用中暴露出复杂故障诊断能力不足、报警系统实时性差、智能化水平有限等问题,制约了油田生产效率与安全管理水平的提升。为此,本研究以提升系统精确性为核心目标,结合数据驱动分析与多维度报警技术,提出一套创新优化方案,并通过现场试验验证其有效性。

1 技术难点分析

(1) 故障诊断准确率低。为提高研究效率,对发生的检泵井进行统计分析发现,检泵井203口,其中,运用智能系统124口,但发现井仅为85口,合格井数为42口,诊断率为

表1 智能系统与人工诊断情况统计

诊断方式	总井数/口	发现井数/口	合格井数/口	诊断率/%	诊断准确率/%
智能系统	124	85	42	68.5	33.9
人工诊断	203	203	176	100	86.7

表2 智能系统诊断故障数据统计

故障原因	泵工作正常	功图错误	抽油杆断脱	泵漏	油管漏失	气体影响	供液不足	卡泵	合计	诊断方式
井数/口	29	10	30	44	5	3	2	1	124	智能系统
泵漏	15	4	3	14	1	2	0	0	39	检泵验证
管漏	11	3	3	25	4	0	1	0	47	
杆断	3	3	24	5	0	0	0	0	35	
其他	0	0	0	0	0	1	1	1	3	

表3 智能系统诊断率统计对比

故障原因	检泵井数/口	智能诊断/口	准确率/%
泵漏	33	14	42.4
管漏	53	4	7.5
杆断	32	24	75.0
其他	3	0	0
小计	124	42	33.9

68.5%,诊断准确率为33.9%,与人工诊断方法相比相差很大(表1)。

(2) 系统利用率低。运用智能系统的124口井中,诊断为泵工作正常的有29口,功图错误的有10口,误报率达31.5%,检泵原因为管漏故障的油井为53口,智能系统仅诊断出4口,诊断准确率仅为7.5%,因此导致系统利用率低(表2和表3)。

(3) 报警系统不完善。

诊断界面无实时报警弹窗、预警界面缺少实时处置功能。

2 优化目标设定

(1) 提升诊断准确率:

针对复杂故障(如管漏、气锁),目标识别率 $\geq 80\%$ 。

(2) 优化报警系统:实现动态阈值自适应,误报率降至10%以下,响应时间缩短50%。

(3) 增强智能化功能:引入闭环学习机制,支持模型持续优化与自进化。

3 优化方法

(1) 数据驱动分析框架。①源数据融合：在数据层构建涵盖电流、载荷等参数的实时数据池，采用时序数据库实现高效存储。数据清洗阶段，通过智能降噪算法，分离信号中的高频干扰成分，保留有效工况特征，并通过滑动窗口法平滑数据波动。特征工程环节，提取电流波动率、载荷突变频率、位移周期性偏差等15项关键特征，再利用主成分分析降维至5个主成分，保留90%原始信息。②智能诊断模型优化：算法选择上，对比支持向量机(SVM)、随机森林(RF)与梯度提升树(GBDT)的性能，最终采用集成学习框架，构建树深为10、子树规模为200的随机森林分类模型。模型训练过程中，基于历史故障数据集(含5000组标注样本)，采用十折交叉验证优化超参数。边界优化方面，引入代价敏感学习(Cost-sensitive Learning)，增加对低发生率故障(如管漏)的权重，提升其识别率。

(2) 多维度可视报警技术。动态阈值自适应机制的阈值计算方式为基于滑动窗口统计(窗口大小为24h)，计算当前工况下参数的均值和标准差，动态设定阈值范围为 $[\mu - 3\sigma, \mu + 3\sigma]$ 。异常检测环节，采用改进的 3σ 准则，结合逻辑回归判断异常概率，降低误报率。

4 国内外现状

(1) 技术突破方面，国内实现了三维可视化、AI算法优化和深度学习。三维可视化通过时间序列叠加分析，提升图形识别精度(如渐变/突变工况)。AI算法聚焦于支持向量机与梯度方向直方图(HOG)的融合应用，而本研究进一步引入动态阈值机制，弥补了传统方法在实时性上的不足。深度学习基于CNN模型(如OWDNet)，训练准确率为99.7%，现场应用超90%。在行业应用中，中石油、中石化等推出智能诊断系统，实现90%工况识别准确率，有效降低了事故率。系统集成大数据分析，支持产量预测与工艺优化。

(2) 技术方面上，国际实现了“大数据+AI”与开源平台。大数据+AI方面，BP等企业利用AI优化故障预警，提升油田效率。开源平台方面，依托TensorFlow/PyTorch开发通用诊断工具，降低技术门槛。差异化优势为聚焦时间序列分析(如LSTM网络)，注重数据跨区域共享与标准化。

(3) 对比国内外优势，国内优势在于复杂工况的算法领先(如SVM/CNN)，而国际优势在于数据共享生态成熟，通用性平台普及。两者共同面临的挑战为数据异构性高、边缘计算实时性不足。

5 试验结果

(1) 试验设计与数据来源。在某区块选取200口油井进行为期3个月的现场试验，涵盖常规井、水平井及高含水井三种类型，累计采集数据10万组。试验环境包括硬件：时时功图嵌入式数据采集终端；软件：基于Python的算法框架与React前端界面；对比基准：传统阈值报警系统与未优化的随机森林模型。

(2) 性能评估。①诊断准确率，杆断故障识别率从75.0%提升至85.2%(提升10.2%)；管漏故障识别率从7.5%提升至78.6%(提升71.1%)，表明代价敏感学习显著改善了低频故障的识别能力；综合准确率由33.9%提升至81.5%，达到预期目标。②报警系统改进了响应时间，平均延迟从32min缩短至10min；误报率由31.5%降低至18.7%。③闭环学习效果，经过3次模型迭代后，综合准确率进一步提升12%；知识库累计收录故障规则127条，支持快速故障溯源。

6 结论与展望

本研究通过数据驱动分析、动态阈值报警及闭环学习机制的协同优化，显著提升了功图智能诊断系统的精确性与实用性。主要结论如下：

(1) 基于电流特征与代价敏感学习的诊断方法，有效解决了复杂故障识别难题。

(2) 动态阈值与分级报警技术大幅提升了系统的实时性与可靠性。

(3) 闭环学习机制为系统长期优化提供了可行路径。

(4) 相较现有研究，本方案首次将闭环学习机制与动态阈值技术结合，实现了系统自进化能力。

未来研究方向包括算法升级和边缘计算集成，其中，算法升级包括探索深度学习(如LSTM、Transformer)在时序数据分析中的应用；边缘计算集成包括在数据采集终端部署轻量化模型，实现实时边缘诊断。

参考文献

- [1] 张伟, 李明. 基于数据驱动的油田智能诊断技术研究[J]. 石油学报, 2021, 42(3): 45-52.
- [2] 王磊. 多维度可视化报警系统在油井工况监测中的应用[J]. 石油知识, 2019, 36(2): 28-33.
- [3] 王芳, 孙伟, 李强. 功图智能诊断系统在油田生产中的应用与优化[J]. 石油工业技术监督, 2021, 37(5): 45-50.

套捞一体化组合工具的研制与应用

李冬

(大庆油田有限责任公司井下作业分公司)

随着油田开发时间的延长，压裂砂卡井和出砂井数逐年增加，数据统计，由2018年的51口井，2023年增长到223口，造成该类型井大修施工需求日益增大，普通大修井处理周期8天，砂卡井施工周期平均在18天，砂埋卡钻处理效率低，严重影响施工队伍成本压力和油田产能建设，因此，开展针对砂卡井套铣打捞效率低的技术难题攻关与研究，创新研发套捞一体化组合工具，有效提高该类型施工时效。

1 结构组成

工具结构主要由套捞一体化接头、双级扣套铣筒、双级扣水眼滑块捞矛、双级扣套铣头组成(图1和图2)。

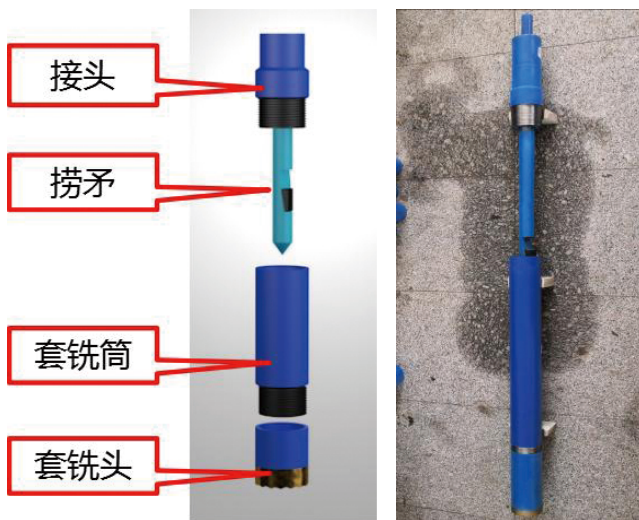


图1 套捞一体化组合工具结构

图2 套捞一体化组合工具实物

2 工作原理

通过研发套捞一体化接头，该接头采用外双级扣螺纹连接冲砂套铣筒、内螺纹连接水眼滑块捞矛，套铣筒下端双级扣连接套铣头。施工时，先对砂埋管柱套铣冲砂，下放管柱，使套捞一体接头连接的水眼滑块捞矛下放至油管内，进行倒扣打捞，完成套铣冲砂打捞一体化施工。特制套捞一体接头(图3)可以外连接套铣筒，内连水眼

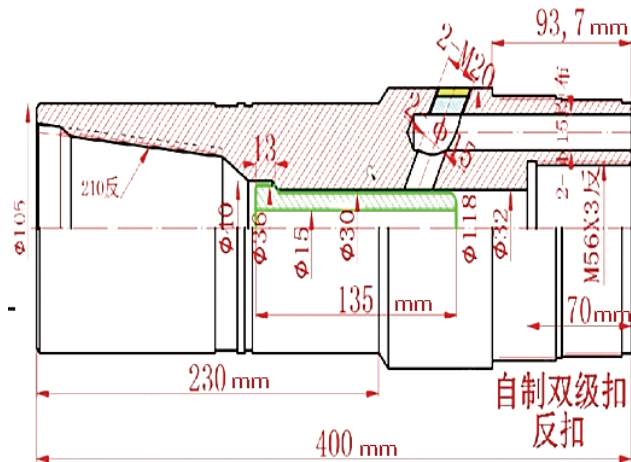
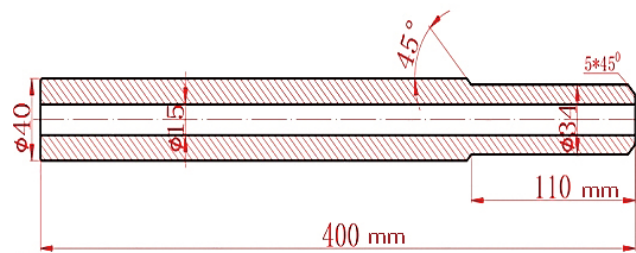


图3 套捞一体化接头结构



技术要求:

1. 调质处理HB285-321;
2. 无损探伤检验，不得有任何影响强度的缺陷;
3. 打印跟踪标记。

图4 排量转换棒结构



图5 套捞一体化接头及排量转换棒实物

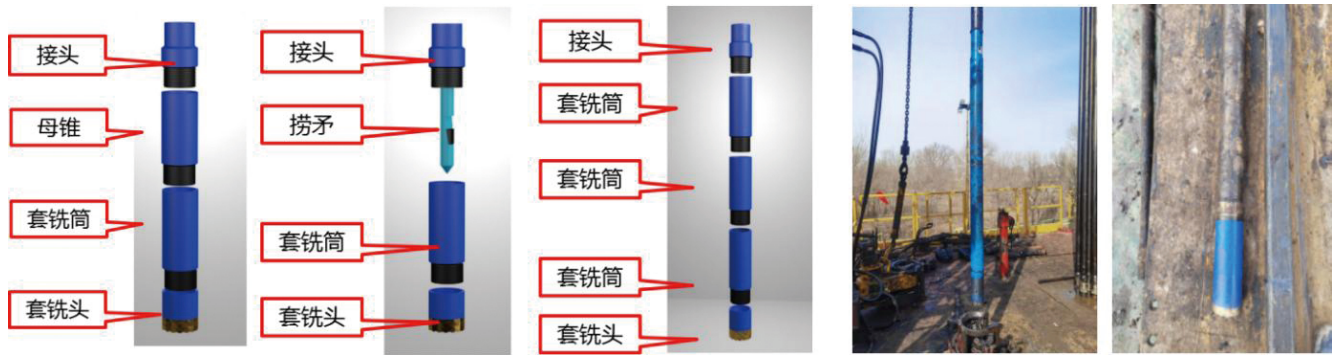


图6 套捞一体化组合工具示意图及实物

捞矛，使套铣及打捞形成一体化管柱组合，套铣冲砂结束后，直接下放管柱进行打捞。

捞矛与套铣筒通过一体接头连接后，为解决套铣排量问题，研制排量转换棒（图4），投棒前可实现油管外冲砂，投棒后能够控制冲砂液体流动方向，同时，对套捞一体接头水道进行特殊设计，投棒后实现在冲洗鱼头保证捞住落物的同时，继续大排量油管外冲砂活动管柱（图5）。设计加工了不同种类的双级扣套铣筒、套铣头、滑块捞矛、母锥等工具。根据不同施工需求进行组合，实现砂卡井及吐砂井套捞一体化施工，一趟工序完成不同长度套铣、打捞两项施工内容。

3 工具性能

根据施工具体井况，可将双级扣接头与不同长度套铣筒、母锥、捞矛、套铣头连接使用（图6），并根据套铣头与套铣筒的磨损情况，随时进行更换，避免了因电焊车等停焊时间及焊接质量不好造成的焊接不同心，以及开焊引发的工程事故；并且套铣筒筒体可重复使用，套铣头磨损严重可更换，提高了施工时效，节约了成本，避免了工程事故与火灾的发生。

4 现场应用

截至目前，该工具共计现场应用83口井，能够有效缩短压裂砂卡井施工周期。以南1111井为例，起出原井注水管柱，下压裂管柱压裂施工后，活动范围0~1m，活动数次，拉力表显示35kN，活动不开管柱，相关部门决定倒开上部管柱终止施工。倒出75根油管后，井内剩余管柱包括 $\Phi 62\text{mm}$ N80外加厚油管30根， $\Phi 62\text{mm}$ N80外加厚短节14根， $\Phi 55.5\text{mm}$ 工作筒1件，安全接头1件，K344-115型封隔器6级，6大砂量喷砂器5级， $\Phi 62\text{mm}$ 丝堵1个。

主要施工过程包括：采用 $\Phi 58\text{mm}$ 滑块捞矛活动倒扣打捞出加大油管15根，最后一根油管尾部磨亮，判断已到砂面。采用套捞一体化组合工具，套捞一体接头外双级扣连接冲砂套铣筒，套捞一体接头内螺纹连接 $\Phi 56\text{mm}$ 水眼滑块捞矛，套铣筒下端双级扣连接双级扣套铣头，在对砂埋的油管套铣冲砂结束后，继续下放套铣冲砂管柱，使套捞一体接头内螺纹连接的水眼滑块捞矛下放至油管内，进行倒扣打捞，完成套铣冲砂打捞一体化施工。该井封隔器以上砂埋油管12根，针对多根油管砂埋，为提升施工效率，通过安全卡瓦连接两根套铣筒进行套铣冲砂打捞，连续套铣冲砂20m后，下放打捞，捞住油管后上提并以合适的负荷倒扣，打捞出套铣冲砂后的两根油管。针对以上卡距内的单根油管及油管短节的套铣冲砂打捞难题，设计加工出1m、2m、4m、9m的双极扣套铣筒，根据油管记录中卡距内油管短节的长度，选择合适的双极扣套铣筒连接，可以满足卡距内任意长度的油管及油管短节的套铣冲砂打捞，且工具拆卸方便，可重复使用，既缩短了施工周期，又节约了施工成本。最终该井完成治理，施工周期8天，较传统施工工艺缩短6天以上。

5 结论

套捞一体化组合工具的研发，有效提高了套铣打捞施工效率，同时降低了安全风险，可满足压裂砂卡井大修施工中套铣冲砂打捞需求，提质提效明显。现场应用13口井，较同类型井单井施工周期缩短5.6天，效果良好，平均单井降低成本并产生直接经济效益25.2万元，累计产生直接经济效益327.6万元。本工具适用于所有压裂砂卡井大修施工，根据往年工作量统计，大庆油田每年施工压裂砂卡井在60口以上，预计每年产生经济效益在1500万元以上，具有良好的推广前景。

一种新型Y445封隔器的研制

姜辉

(中国石油吉林油田公司)

因井网调整、开采枯竭、安全环保等原因,需对油水井永久封堵,保护淡水层并限制地下流体运移。目前封井工艺有三种:顶替法、挤注法、机械塞法。本文针对机械塞法存在的作业流程复杂、作业成本高等问题开展技术攻关,研制一种高效封井Y445封隔器,可以实现封层、封井筒一次管柱作业。

1 设计原则

主要遵循以下几个方面的原则:①采用压缩式封隔器,双向卡瓦锚定承压能力强;②一趟管柱实现坐封、挤注、丢手及封井筒,投球方式丢手操作可靠;③丢手后中心管关闭,防反吐。

2 设计结构

(1)丢手机构:上接头弹性爪、密封套、丢手滑套、丢手剪钉、连接头、压环,可实现注水泥后投球丢手。(2)滑套机构:上滑套、过流体、下滑套,可实现注水泥后,关闭过流体的侧孔,密封中心管,防反吐。(3)坐封机构:锁套、卡簧、启动剪钉、液缸,可实现坐封坐卡及步进锁紧。(4)密封机构:中心管、内衬管、上胶筒、隔环、下胶筒、端环,可密封油套环空。(5)锚定机构:上锥体、卡瓦套、卡瓦、小弹簧,可实现工具锚定。(6)注入机构:阀座、阀球、弹簧、导向座、滑套、滑套剪钉、花管,可实现坐封密封与水泥浆注入。

3 工作原理

(1)坐封。下工具至封堵层段以上,向油管内灌注清水,经上滑套、下滑套、过流体及连接头上的孔眼作用在液缸上,压力达6~7MPa时,启封剪钉剪断,液缸下行

推动胶筒、胶筒衬管及上锥体等件下行,迫使上、下锥体进入卡瓦内,将卡瓦支起锚定在套管上。继续打压,胶筒衬管下行,压缩胶筒密封油套环空。同时,锁套下行,与卡簧步进锁紧,实现坐卡坐封。当压力至22~25MPa时,滑套剪钉剪断,定压滑套落入花管,注入通道打开。

(2)注水泥。挤注时用注入排量调控注入压力。

(3)丢手。停泵后,投钢球,待下至丢手滑套上。打压至8~10MPa时,丢手剪钉剪断,滑套下行,同一横截面的侧孔露出。上提管柱,上接头弹性爪下端的分瓣爪失去内支撑内收,与连接头脱开。同时,上滑套上行,带动下滑套上行将过流体侧孔关闭,当下滑套上行至过流体限位台阶时,上部分瓣爪外部台肩挂在过流体上端面实现固定。此时上滑套随上接头与下部的封隔器分离,实现丢手。

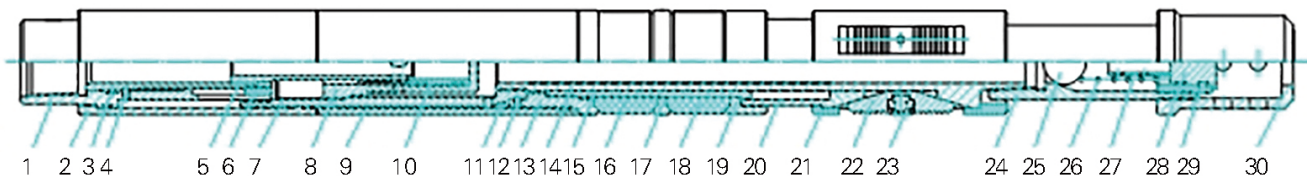
(4)循环封井筒。管柱上提,由于丢手滑套上的侧孔打开,油套环空连通,管柱可以直接进行循环挤注水泥浆封井筒,实现一次管柱封层封井筒。

4 技术参数

(1)最大外径:Φ112mm;(2)长度:1250mm;(3)启动压力:6~7MPa;(4)坐封压力:15~18MPa;(5)定压滑套打开压力:22~25MPa;(6)工作压力:35MPa;(7)丢手压力:8~10MPa;(8)适用井况:5l/2in套管。

5 关键部件设计

(1)上接头弹性爪。如图2,上端扣型27/8inTBG,与油管连接。下端为轴向切割长槽的分瓣爪且外径为螺纹,具有



1—上接头弹性爪;2—密封套;3—丢手滑套;4—丢手剪钉;5—上滑套;6—压环;7—连接头;8—过流体;9—锁套;10—下滑套;11—卡簧;12—启动剪钉;13—液缸;14—中心管;15—内衬管;16—上胶筒;17—隔环;18—下胶筒;19—端环;20—上锥体;21—卡瓦套;22—卡瓦;23—小弹簧;24—阀座;25—阀球;26—弹簧;27—导向座;28—定压滑套;29—滑套剪钉;30—花管。

图1 Y445封隔器结构

弹性,采用螺纹与连接头连接。入井时丢手滑套下端的压环压紧分瓣爪,保证螺纹不脱扣。当丢手滑套下行压环脱离弹性爪后,上提管柱,弹性爪内收实现丢手。为保证工具弹性和连接强度,材质为40CrMo,调质处理。设计6个弹性爪,槽长90mm,槽宽6mm。中部设计有剪钉孔,用于与丢手滑套连接。在与剪钉孔同一径向横截面90°方向,对穿2个过液孔,可实现工具丢手后油套连通。

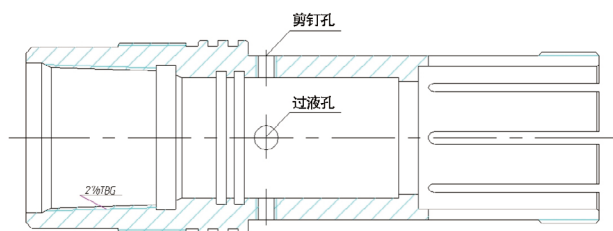
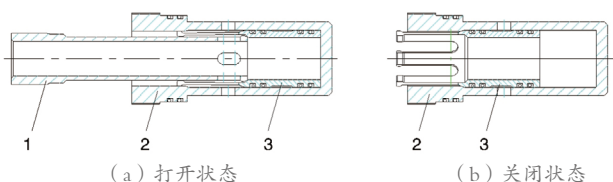


图2 上接头弹性爪结构

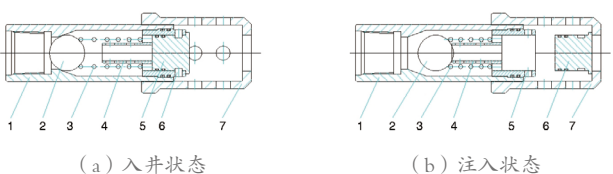
(2) 滑套机构。图3(a)所示为该装置入井工作状态,下滑套位于过流体最底部,上端为分瓣弹性爪,具有过液槽。上滑套下端抵在下滑套的台肩上,且过液孔与过液槽以及过流体侧孔对应,实现水泥浆注入。管柱在丢手过程中,上滑套带动下滑套上行,将过流体侧孔关闭,见图3(b),实现与下部油层及井筒隔离。下滑套弹性爪设计6个,槽长50mm,槽宽12mm。



1—上滑套; 2—过流体; 3—下滑套。

图3 滑套机构结构

(3) 注入机构。图4(a)所示为该装置入井状态,定压滑套密封整个油管柱,保证封隔器坐卡坐封。提高注入压力,剪断定压剪钉,将定压滑套打落在花管内,注入通道打开,实现试挤、注水泥浆及替清水等工序,见图4(b)。该装置关键参数为弹簧预紧力和定压剪钉的剪切力。为保障弹簧具有一定强度,能够将球阀快速关上,设计弹簧材质为65Mn,弹簧丝截面直径6mm,螺距18mm,自由高度115mm。



1—阀座; 2—球阀; 3—弹簧; 4—导向座; 5—定压滑套; 6—定压剪钉; 7—花管。

图4 注入机构结构

剪钉材料为H62,设计25MPa将定压剪钉剪断,由剪切公式可计算出采用剪钉4个,剪钉直径6mm。

6 室内实验

将Y445封隔器装进51/2in试验套管短接内。先后进行正反向打压,得到一系列数据(表1),均达到设计要求。

表1 注水泥桥塞技术参数试验统计

技术名称	设计参数	试验参数
丢手上提力/t	1	1.1
启动压力/MPa	5~7	7
丢手压力/MPa	8~10	9
滑套打开压力/MPa	22~25	24.7
工作压力(胶筒承压)/MPa	35	36.5
滑套机构密封压力/MPa	35	36.5
球阀密封压力/MPa	35	36.5

7 现场试验

2022~2023年,在J油田现场试验21井次,成功率100%。将Y445封隔器下至油层上部,经打压工具坐封、打开定压滑套、试挤清水、挤注水泥浆、替清水等工序,完成注水泥封层作业。打开井口投入钢球,待钢球下落至工具上端的丢手滑套上,再打压,剪断丢手剪钉,丢手滑套下行,上提管柱实现丢手。上提管柱2~3m后,循环挤注水泥浆封井筒。

与常规封井工艺相比,作业安全性大幅提高。同时减少一次起下管柱作业工序。平均单井节约工具成本和作业成本约4万元,作业效率和经济效益显著。

8 结论

(1) 通过分析工具实现的功能,给出工具的设计原则,为丢手机构、滑套机构、坐封机构、密封机构、锚定机构、注入机构等结构的优化设计提供依据。

(2) 该封隔器丢手后,下部单流阀关闭,上部滑套关闭,实现中心管双重密封,防止水泥浆反吐,确保水泥浆在静止状态下侯凝,提高封井效果。

(3) 现场应用表明,该封隔器能够实现一次管柱完成封层、封井筒作业,可提高作业效率,降低作业成本,相较常规封井作业,单井节约成本50%以上。

参考文献

[1] 李勇,董海宽,刘国振,等.新型临时封井工具研制与应用[J].石油机械,2023,51(12):73-77.

油田注水系统节能技术

韩羽

(中国石油华北油田公司第四采油厂)

随着采油作业的持续推进，地层压力逐渐下降，油田注水是解决油田开发过程中地层压力下降的有效手段。在华北油田采油四厂原油生产过程中，注水系统的整体需求持续动态变化，机泵组合、管网结构调整不及时，导致注水系统效率低、整体耗能上升。因此，开展全厂注水系统能耗情况分析，优化注水管网和机泵组合，实现注水系统的节能已迫在眉睫。本研究以采油四厂注水系统能耗为研究对象，从全厂注水系统中的机泵、阀组、注水井等节点入手，确定注水系统节能的潜力点，通过注水管网运行参数优化、周期注水、阶梯泵等措施，形成一套注水系统节能体系并开展现场应用，在确保水驱效果的同时，最大限度地提高注水系统效率和注水效益。

水系统效率分析，掌握注水系统效率的组成变量及影响因素，搭建影响因素分析体系，为后续措施提供理论支撑。根据每月注水系统效率测试情况及油田公司注水系统效率 $\geq 55.7\%$ 的目标值，以55.7%为定量，利用“三线交叉点法”找出潜力区间，为后续措施提供数据支撑。潜力区间为机泵效率 $< 63\%$ ，管网效率 $< 70\%$ 。根据潜力值，对采油四厂各注水站管网效率、机泵效率进行对比，筛选出具有挖掘潜力的站点12座。

(2) 构建注水系统节能关键技术库。通过开展注水系统节能技术调研分析，构建注水系统节能关键技术库，针对不同机泵类型、单井以及系统情况，采用“潜力站点+节能技术”的方式(表1)。

1 节能潜力分析

(1) 明确管网效率与机泵效率挖潜空间。通过开展注

2 节能措施

(1) 周期注水技术的阶段性开展。第一阶段开展适用

表1 注水系统节能关键技术库

节能技术类型	技术特点	优点	缺点
高低压分注	不同压力等级的区块，在注水站建设不同压力系统	节能效果显著	实施后存在注水需求变化仍需调整的风险
酸化降压	通过对少数压力过高注水井采取酸化降压的方式，实现注水站出口压力降低	从根本上降低注水压力	实施费用高，降压效果受措施效果影响较大
机泵调剂	利用现有闲置或备用机泵，对现有不匹配机泵进行更换，提高机泵效率	投资较低，盘活闲置资产	可选择调剂的机泵数量不足
机泵更换	购置新的机泵进行更换，在提高机泵与注水量匹配的同时提高机泵效率	新机泵的泵效、匹配度均有较大提升	投资高
机泵柱塞更换	通过减小柱塞直径，减小柱塞的截面积，来降低注水泵的排量，降低能耗	投资小	柱塞排量对应额定压力，可更换区间较小
周期注水	遵循固定周期在油田开发过程中进行间歇性注水	节能效果显著	实施后开发效果需进一步评价
地面增压泵	可对部分高压注水井进行单井或局部增压，降低注水站出口压力	节能及增压效果显著	增压程度仍受站内泵出口压力影响
永磁直驱电机	利用永磁电机结合变频控制系统，利用轴连接的方式，缩短传动系统传动链	从根本上提高机泵效能	合作或购买的应用渠道尚未打通

表2 永磁电机改造电机计划

站点	机泵位置	泵型号	排量/m ³	电机型号	功率/kW	改造前年耗电/ 10 ⁴ kW·h	改造后预计耗电/ 10 ⁴ kW·h
古一注	1 [#]	5ZB-20/38	42	Y2VP400-6	280	180	18
古二注	1 [#]	5ZB-20/43	45	Y2VP400M-6T	315	220	22

条件评价。基于压力扰动弹性效应（即通过调整注水量，促使地层压力的重新分配、注水波及区内油水在地层中重新分布的增油机理），以油层非均质、油层亲水、地层原油黏度小作为适用条件，常规注水5年以上，含水率30%~50%作为开展时机。第二阶段开展局部井组实验。选取低效注水区块及部分低效水井，从油水对应关系、综合含水率、地层压力等区块地质特征和开发效益出发，开展周期注水相关工作。第三阶段开展可行性论证。开展对应油井产量、注水节能情况的评价。共计开展周期注水技术应用16口，日增油量0.28t，日均节电1433kW·h。

（2）首次在全厂范围内开展阶梯泵技术研究。通过3种方式对不同排量、不同类型的注水泵进行阶梯组合，组合后根据注水量需求灵活调整泵的启停，实现最优匹配。一是通过机泵调剂实现阶梯泵技术。选取4座机泵效率低于63%的站点，通过机泵调剂实现阶梯泵技术，平均机泵效率提升29%，日节电2137kW·h。二是通过更换备用泵的柱塞实现阶梯泵技术。选取1座机泵效率51.1%的站点，通过机泵调剂实现阶梯泵技术，平均机泵效率提升11%，日节电243kW·h。三是开展永磁直驱电机现场应用分析。永磁直驱电机是利用永磁电机结合变频控制系统，以轴连接的方式，缩短传动系统传动链的一种新型技术。通过现场调研，计划选取古一注1[#]泵、古二注1[#]泵进行永磁直驱改造，在古一注和古二注实现阶梯泵技术。

（3）构建注水管网优化运行技术体系。①低压回注站改造技术。通过优化调整古一注-京30注水站注水工艺流程，实现将注入Y29-2井的污水调整至YG1井和J30-6回注，加大倒吸井J30-6吸水量，日节电180kW·h。古一注低压系统管网效率由56.5%提升至79.7%，提升23.2%。②地面增压注水工艺。琥一站共有在注水井4口，其中，Q63-36井油压25MPa，与泵压持平，其他3口井油压均在23MPa以下。在Q63-36井旁设置增压水泵，对注水站供至注水井的高压水进行二次增压，提高注水压力后，琥一站泵压平均降低0.8MPa，平均注水量增加20m³，管网效率

提升3.3%。③分压注水节能技术。通过梳理古四计的单井注水情况，设计流向调整的实施方案。将古四中配水间的J605、J405-1、J728井3口低压注水井并入低压流程，进一步降低注水单耗。

3 应用效果

全年共在12座站点开展注水系统节能技术应用，日均节电4788kW·h，累计节电6581×10⁴kW·h，综合创效49.36万元，具有良好的经济效益。

4 结论

注水系统节能技术是集成管网优化技术、阶梯泵技术等多种技术的综合性技术体系，本项目通过开展注水系统节能技术的研究及现场应用，取得了以下结论及认识：

（1）确定注水系统节能潜力点，并构建注水系统节能关键技术库，通过“潜力站点+节能技术”的方式，在全厂范围内开展节能技术的应用。

（2）首次在全厂范围内开展阶梯泵技术应用，完成注水管网优化运行技术体系构建，节能效果显著，具有推广应用价值。

（3）在满足地质注水需求的前提下，持续推进注水节能技术的现场实施。下一步将开展永磁直驱电机的现场应用，并持续通过注水泵柱塞更换提升阶梯泵技术的应用范围。

参考文献

- [1] 李慧君, 刘必渝, 刘光辉. 提高多源注水系统效率的策略研究与实践[J]. 油气田地面工程, 2018, 37(10): 78-79.
- [2] 李彦, 孙重斌, 张兆民, 等. 浅析注水系统的节能方法[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2014, 34(05): 255.
- [3] 徐国民. 高含水后期油田节能新技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2014: 100-107.

特低渗油藏单砂体精准压裂改造技术

官联轲

(大庆油田有限责任公司井下作业分公司)

特低渗油藏是指渗透率低于10mD的油藏，这类油藏具有储层物性差、非均质性强、流体流动阻力大等特点，导致注水开发过程中油水井间启动压力梯度大、注水困难、油井采出率低。随着我国中—高渗油藏逐渐进入高含水、特高含水期，产量递减较快，特低渗油藏的开发已成为保障石油稳产、上产的重要途径。然而，特低渗油藏的开发面临诸多挑战。一方面，由于储层渗透率低，油气渗流能力差，自然产能低，需要通过压裂改造提高渗流能力；另一方面，压裂改造过程中容易出现压裂规模过小导致无法建立有效驱动体系，或压裂规模过大引起水窜、气窜，导致油水井间过早发生窜流，降低采油速度和采收率。此外，特低渗油藏的地质条件复杂，砂体展布不均，剩余油分布规律难以把握，进一步增加了开发难度。

1 区块地质概况与储层特征

松辽盆地X区块位于中央坳陷背斜带，区块平均油层中深1510m。区块内储层砂体类型多样，包括一期、二期低能量窄小河道，以及河漫滩、席状砂等。储层致密、物性差，渗透率普遍较低，根据物性参数可将区块内储层细分为Ⅲ类储层（渗透率平均值为6.5 mD）和Ⅳ类储层（渗透率平均值为3mD）。

储层的非均质性是导致特低渗油藏开发难度大的重要原因之一。在X区块内，不同砂体的渗透率、孔隙度等物性参数差异显著，砂体展布不均，导致油气分布复杂。此外，储层中还天然存在天然裂缝和微裂缝，这些裂缝对油气的渗流和压裂改造效果具有重要影响。

2 极限驱动井距计算

特低渗油藏油水井间建立起有效驱动体系的前提是油水井间井距应小于安全注采压差下的极限驱动井距。基于渗流力学理论，可以推导出特低渗油藏的启动压力梯度计算公式，并结合储层渗透率与启动压力梯度之间的关系式，计算得到不同储层渗透率条件下的极限驱动井距。

启动压力梯度是描述特低渗油藏流体流动特性的重要参数，反映了流体在储层中流动所需的最小压力梯度。启动压

力梯度的大小与储层渗透率、流体性质、岩石性质等因素有关。在特低渗油藏中，由于渗透率低，流体流动阻力大，启动压力梯度也相应较大。

结合储层渗透率与启动压力梯度之间的关系式，可以进一步计算出不同储层渗透率条件下的极限驱动井距。例如，对于X区块Ⅲ类储层（渗透率平均值为6.5mD），通过计算可得启动压力梯度为0.048 MPa/m，极限驱动井距为96m；对于Ⅳ类储层（渗透率平均值为3mD），启动压力梯度为0.065 MPa/m，极限驱动井距为110m。

3 单砂体精准压裂改造方案设计

(1) 提高油水井间储层启动系数。在特低渗油藏开发过程中，当实际油水井井距小于极限驱动井距时，会存在一定油藏区域内剩余油不能被动用的状况。储层启动系数的大小反映了油水井间储层内油气的动用程度。启动系数越大，说明油气动用程度越高，开发效果越好。在井网井距、储层物性、流体性质及注采压差条件确定之后，决定启动系数的关键参数就是单砂体的改造规模。通过数值模拟和实验研究表明，增加油水井压裂半缝长可以有效提高储层启动系数。压裂半缝长的增加可以扩大裂缝网络的范围，增加油气渗流通道，提高油水井间的连通性，从而提高储层启动系数。例如，对于X区块Ⅲ类储层，当油水井压裂半缝长由80m提高至120m时，启动系数可由0.32提高至0.80；而对于Ⅳ类储层，由于渗透率更低，需要更大的压裂规模才能建立有效驱动体系，通过油井加密配合精准缝网压裂改造，可使油层的启动系数提高至0.75。

(2) 精准控制压裂改造规模。为保障特低渗储层缝网压裂改造效果，防止压裂规模过大导致注水窜流或压裂规模过小导致无法建立有效驱动体系，在压裂过程中需对压裂规模进行精准控制。井间微地震监测技术是一种有效的压裂规模监控手段，通过实时监测裂缝形成状况并调整压裂液排量，确保压裂规模的精准性。井间微地震监测技术利用压裂过程中产生的微地震波信号，通过地面检波器接收并反演得到地下裂缝的形成和扩展情况。通过实时监测裂缝的形成和扩展，可以及时调整压裂液排量、注入速度等参数，确保压

裂规模的精准控制。在X区块Ⅳ类储层的压裂改造过程中，选取了非压裂井作为监测井，在监测井油层射孔层底部下入微地震检波器，实时监测压裂裂缝的扩展情况。监测结果表明，压裂裂缝规模与设计缝网压裂规模拟合精度达到95%以上，确保了压裂改造的精准性。此外，为了提高压裂改造效果，还可以结合其他监测手段和技术进行综合监测。例如，可以利用生产数据监测、地质建模、数值模拟等方法对压裂改造效果进行评估和优化。

(3) 压裂液与支撑剂选择。压裂液和支撑剂的选择对压裂改造效果具有重要影响。对于特低渗油藏来说，由于储层渗透率低、孔隙度小，需要选择低黏度、高效携砂能力的压裂液，以确保压裂液能够充分渗透进入储层并形成有效的裂缝网络。在X区块的压裂改造过程中，采用了水基压裂液与化学添加剂相结合的混合压裂液体系。该体系具有良好的携砂能力和破胶性能，能够满足特低渗油藏的压裂改造需求。支撑剂的选择则主要考虑其强度、粒度分布和导流能力等因素。常用的支撑剂包括石英砂、陶粒、树脂覆膜砂等。其中，石英砂具有成本低、易获取等优点，但导流能力相对较弱；陶粒则具有较高的强度和导流能力，但成本较高；树脂覆膜砂则结合了石英砂和陶粒的优点，具有较低的成本和较好的导流能力。在X区块的压裂改造过程中，采用了石英砂与陶粒相结合的支撑剂体系。该体系具有较高的强度和导流能力，能够有效支撑裂缝网络并提高油气渗流能力。

4 压裂改造效果

(1) 储层启动系数与油井产量提高。压裂改造后，X区块特低渗油藏的储层启动系数显著提高，油井产量大幅增加。以Ⅲ类储层为例，压裂改造前单井日产量平均仅为0.7t，压裂改造后提高至1.9t；Ⅳ类储层压裂改造前单井日产量几乎为零，压裂改造后平均日产量达到2.1t。储层启动系数的提高意味着油水井间储层内油气的动用程度增加，油气渗流通道得到扩展和优化。这有助于提高油井的采出能力和开发效果。同时，油井产量的增加也为油田的稳产和上产提供了有力保障。

(2) 剩余油挖潜效果显著。压裂改造不仅提高了油井产量，还显著挖掘了剩余油潜力。通过对压裂改造前后的储层平面剩余油饱和度分布情况进行对比分析发现，压裂改造后井区内的剩余油明显被动用，表明单砂体内已经建立起油水井间的有效驱动体系。剩余油的挖潜是特低渗油藏开发过程中的重要环节。通过压裂改造技术可以优化储层内的裂缝网络结

构，提高油气的渗流能力，从而挖掘出更多的剩余油资源。这对于提高油田的最终采收率和经济效益具有重要意义。

(3) 经济效益分析。压裂改造技术的实施还带来了显著的经济效益。以X区块为例，通过对研究区块进行改造后，按单井有效改造增油期2年计算，井区采油速度预计提高0.6%，综合改造效果较好。此外，由于压裂改造提高了油井产量和剩余油采收率，还减少了后续的开发成本和维护费用，进一步提高了经济效益（表1、表2）。

表1 X区块压裂改造前后油井产量对比

储层类型	压裂改造前单井日产量/t	压裂改造后单井日产量/t
Ⅲ类储层	0.7	1.9
Ⅳ类储层	0	2.1

表2 X区块压裂改造经济效益分析

指标	改造前	改造后
井区采油速度	—	提高0.6%
单井有效改造增油期/年	—	2
经济效益	—	单井约80万

5 结论

(1) 特低渗油藏开发面临储层物性差、非均质性强等挑战，单砂体精准压裂改造技术成为提高其开采效率的关键。该技术能够针对特低渗油藏的特点，实现储层的有效改造，从而大幅提高油井产量。

(2) 通过提高储层启动系数和精准控制压裂规模，可以显著改善特低渗油藏的渗流能力。增加压裂半缝长、优化裂缝网络结构等措施，能够有效提高储层启动系数，增加油气渗流通道，确保压裂规模的精准性，避免水窜、气窜等问题的发生。

(3) 压裂液与支撑剂的选择对压裂改造效果具有至关重要的影响。需根据储层特性，选择低黏度、高效携砂能力的压裂液以及高强度、高导流能力的支撑剂，以确保压裂改造的效果。

(4) 压裂改造后，油井产量实现了大幅提升，剩余油挖潜效果显著。这得益于改造后储层渗流能力的改善和油气渗流通道的优化，使得更多的剩余油得以被动用，为油田的稳产、上产提供了坚实保障。

参考文献

- [1] 胡亚斐, 李军诗, 胡水清, 等. 动态渗吸对超低渗透油藏开发的影响及应用[J]. 特种油气藏, 2021, 28(4): 123-128.

一种强乳化型稠油降黏剂的研制

林冲

(中国石油吉林油田公司公共事务中心)

乳化降黏法是将一定浓度的表面活性剂水溶液注入井底稠油中,形成低黏度的O/W型乳状液,从而降低稠油在井筒和管线中的阻力。这种方法适用范围宽,涵盖油层开采、井筒降黏、管道输送等领域,且工艺简单,成本相对较低。国内胜利油田、辽河油田等各大油田,针对自身稠油的特点,开展了大量的乳化降黏剂研究工作,但现有的乳化降黏剂存在乳化分层快、再乳化性能差等问题。本文以石油磺酸钠、氢氧化钠、吐温80、部分水解聚丙烯酰胺、碳酸氢铵为组分,制备出一种乳化力较强的降黏剂,表现出较好的乳化力、较高的降黏率和驱油效率。

1 实验材料

(1) 主要试剂包括:石油磺酸钠,分析纯,纯度为98%;氢氧化钠,分析纯,纯度为96%;吐温80,纯度为99%。部分水解聚丙烯酰胺,分子量为 1000×10^4 ,工业级。碳酸氢铵,分析纯,纯度为99%。破乳剂,ZX-32,自制。

(2) 实验仪器主要有精度为0.0001g的电子天平、DF-101S型恒温磁力搅拌器、乌氏黏度计、恒温槽和电动搅拌器。

(3) 稠油样品主要取自吉林油田某典型区块,区块地层温度为50℃。50℃条件下,采用比重瓶法测得其密度为 $0.89\text{g}/\text{cm}^3$,黏度为 $680\text{mPa} \cdot \text{s}$,含蜡量为19.9%,胶质含量为13.3%,沥青质含量为3.4%,表明该稠油具有高黏度、高密度和高含蜡量的特点,适合作为本实验研究乳化降黏剂性能的对象。

2 实验方法

(1) 正交实验设计。本实验采用5因素4水平正交实验,研究碳酸氢铵、石油磺酸钠、吐温80、氢氧化钠、聚丙烯酰胺这5种因素在不同水平下,对乳化降黏剂乳化力的影响,筛选出最佳配方组合。

(2) 降黏剂的制备。按照正交实验表设计,准确称取相应质量的碳酸氢铵、石油磺酸钠、吐温80、氢氧化钠、聚丙烯酰胺,依次加入到清水中,低速搅拌均匀,确保其完全溶解,形成均匀的溶液,即得到所需的乳化降黏剂。制备搅拌速度控制在200r/min左右,反应温度保持在室温(25℃)。

(3) 乳化力测定方法。采用分水法测定乳化降黏剂的乳化力。具体步骤如下:将50mL的稠油和50mL配制好的乳化降黏剂溶液加入到250mL的具塞量筒中,以200r/min的搅拌速度搅拌1min,使油水充分混合。搅拌结束后,将具塞量筒静置50℃水浴锅中,记录其析水10mL的时间,即为乳化力。在相同条件下,乳状液析出一定体积水相所需的时间越长,说明其稳定性越好,乳化降黏剂的乳化力越强。

(4) 稠油乳化降黏实验。根据正交实验结果,选择乳化力最优的降黏剂配方进行乳化降黏实验。分别研究降黏剂在不同浓度、不同油水比条件下的乳化降黏率及脱水率。将稠油样品加入配制好的乳化降黏剂溶液。设置降黏温度为50℃,搅拌速度为200r/min,搅拌时间为1min,使稠油与乳化降黏剂充分混合反应。利用乌氏黏度计测定反应前后稠油的黏度,计算降黏率。降黏率的计算公式为:降黏率(%) = (降黏前黏度 - 降黏后黏度) / 降黏前黏度 × 100%。

(5) 驱油实验。根据实验结果,选择最优的降黏剂浓度进行油砂驱油实验。先将粒径为20~40目的石英砂用去离子水洗净后烘干,再装入填砂管中,压实制成模拟岩心并称量。将模拟岩心抽真空饱和稠油并称量,通过两次质量差计算岩心含油量。岩心饱和油后,在地层温度下老化48h备用。将配制好的乳化降黏剂溶液以0.3mL/min的流速注入填砂管,进行驱替实验,用计量管收集驱出液。待驱替液中含油量不再增加停止驱替实验。在驱替液中加入0.1%破乳剂ZX-32进行充分破乳,记录驱油量。驱油效率的计算公式为:驱油效率(%) = 驱油量 / 驱油前含油量 × 100%。

3 实验结果

(1) 正交实验结果。按照正交实验设计方案,进行一系列实验,并采用分水法测定各实验条件下乳化降黏剂的乳化力。各因素对乳化力影响程度从大到小依次为吐温80、氢氧化钠、碳酸氢铵、聚丙烯酰胺、石油磺酸钠。确定最佳配方组合为:碳酸氢铵1.5g、石油磺酸钠2g、吐温80 2g、氢氧化钠0.3g、聚丙烯酰胺0.2g。

(2) 稠油乳化降黏实验结果。①降黏剂浓度对降黏率

表1 油砂驱油实验结果

实验次数	驱油前含油量/g	驱油后含油量/g	驱油效率/%
1	50.0	28.0	44.0
2	52.0	29.5	43.3
3	48.0	26.5	44.8
4	51.0	28.5	44.1
5	49.0	27.0	44.9

的影响。固定油水比为5:5,降黏温度为50℃,考察降黏剂浓度0.1%~0.5%对降黏率的影响。随着降黏剂浓度的增加,降黏率呈现先上升后趋于稳定的趋势。当降黏剂浓度从0.1%增加到0.3%时,降黏率从60%左右提高到85%以上。这是因为随着降黏剂浓度的增加,体系中表面活性剂的含量增多,更多的表面活性剂分子能够吸附在油-水界面,降低界面张力,使稠油更容易分散在水中,形成稳定的O/W型乳状液,从而有效降低稠油的黏度。当降黏剂浓度超过0.3%后,降黏率增长缓慢,基本稳定在85%~88%。随着降黏剂浓度的增加,乳化脱水率先降低后增加。②油水比对降黏率的影响。在降黏剂浓度为0.3%,降黏温度为50℃的条件下,研究油水比5:5~9:1对降黏率的影响。随着水相比例的增加,降黏率先升高后降低。当油水比为7:3时,降黏率达到最大值,约为87%。当水相比例较低时,如油水比为9:1,水相不足以将稠油充分分散,形成的乳状液稳定性较差,导致降黏效果不理想。随着水相比例的增加,稠油能够更好地分散在水中,形成稳定的O/W型乳状液,降黏效果逐渐增强。但当水相比例过高,如油水比为5:5时,体系中油滴浓度相对较

低,乳状液的黏度虽然较低,但整体的降黏效果反而下降。综合考虑,最佳油水比范围为7:3左右。

(3)油砂驱油实验结果。按照油砂驱油实验方法,使用最佳配方的乳化降黏剂进行驱油实验,实验结果见表1。计算驱油效率的平均值为44.22%,该降黏剂在实际稠油开采中具有较好的应用前景。

4 结论

(1)各因素对乳化力影响程度从大到小依次为吐温80、氢氧化钠、碳酸氢铵、聚丙烯酰胺、石油磺酸钠。确定最佳配方组合为:碳酸氢铵1.5g、石油磺酸钠2g、吐温80 2g、氢氧化钠0.3g、聚丙烯酰胺0.2g。

(2)最佳配方乳化降黏剂对典型区块稠油的乳化降黏率大于85%。通过研究降黏剂浓度、油水比、温度等因素对降黏率的影响,发现降黏剂浓度为0.3%,油水比为7:3,降黏温度为50℃时,降黏效果最佳。

(3)油砂驱油实验表明,降黏剂驱油效率大于40%。

参考文献

- [1]刘亚琼.一种稠油降黏剂的制备与评价[J].中国石油和化工标准与质量,2025,(4):124-125,128.
- [2]杨永勋.新疆超稠油降黏方法实验研究[J].中国石油和化工标准与质量,2024,(20):50-52.
- [3]刘造成,韩封,王小芳,等.英雄滩油田深层稠油油藏降黏剂驱探索与研究[J].广东化工,2024,(7):17-20,30.

船用燃料油的分类和质量标准

方琳

世界各国用于开辟水上通道的远洋巨轮大都以燃料油为动力来源,因为燃料油比煤易于储存和运输,热值更高。燃料油来源主要是减压渣油和裂化残油两种。这种燃料油黏度较小,凝点较低,因而稍加预热或无需预热就可使用。

我国船用燃料油国家标准GB/T 17411是参照国际标准ISO8217制定的,没有强制性的企业及行业标准。根据我国国家推荐标准规定,船用燃料油分为两类,一是馏分型船用燃料,二是残渣型船用燃料。

馏分型燃料包括DMX(相当-10#轻柴油)、DMA(相当0#轻柴油)、DMB(相当5#轻柴油)、DMC(相当10#重柴油或20#重柴油),主要应用于高速柴油机及中速柴油机,为短距离航行的中小型船舶提供动力,例如在长江、运河航行的运沙土船、渔船、干散货船等,

也可用于船舶辅机发电等。

馏分型燃料油还有MGO和MDO等不同的说法,都是柴油馏分,黏度不同。MGO(Marine Gas Oil)是轻柴油,适用于高速柴油机使用;MDO(Marine Diesel Oil)是重柴油,适用于中速柴油机。

残渣型燃料包括船用残渣燃料油RMD15(或称为120#)、RME25(或称为180#)、RMG35(或称为380#)。主要用于低速柴油机,或与馏分型燃料混合后用于低速柴油机。船用燃料油根据50℃时运动黏度的差异,通常分为180CST、380CST、500CST等,主要用于国际运输船舶,以及在沿海、沿江运输的较大船型上,发动机马力越大,对燃料油黏度要求越高,最高可达到700CST。目前180CST、380CST是市场上的主流品种。

束鹿凹陷致密油储层改造关键技术

田建超¹ 贾江芬¹ 王鑫¹ 李伟杰¹ 许柳¹ 陈永广²

(1. 中国石油华北油田公司; 2. 中国石油集团测井有限公司华北分公司)

中国非常规油气资源已成为支撑国家原油稳产2亿吨的重要力量,其中,鄂尔多斯、松辽、渤海湾、江汉等盆地,致密油资源十分丰富,长庆陇东和新疆吉木萨尔均已经建成致密油示范区。其中,位于渤海湾盆地冀中拗陷南部的束鹿凹陷致密油勘探开发也正如火如荼地进行,但与其他区块相比,该区块致密油因储层岩性复杂、非均质性强、停泵压力梯度高(0.0284MPa/m)、前期改造规模小等诸多问题一直未能实现突破,因此,亟需进一步攻关适应束鹿凹陷致密油的高效储层改造技术。

1 研究区储层概况

(1) 储层地质特征。位于冀中拗陷南部的束鹿凹陷主要包括泥灰岩和角砾岩两种类型的储层,储层厚度较大(30~300m),发育多套含油层系。储层平均孔隙度为1.2%~3.2%,平均渗透率为0.01~1mD,含油饱和度为22%~73%。地层压力系数为1.28~1.5,储层温度为130~150℃,致密油原油性质差异大,原油凝固点较高。

(2) 岩石力学特征。储层岩石杨氏模量较高,在40~60GPa,压裂改造的缝宽较小,加砂难度较大;储层岩石泊松比为0.2~0.28,较高的泊松比使得储层地应力较高;储层岩石抗压强度在200MPa以上,表明储层压开难度大,该区块停泵压力梯度差异大,范围在0.0218~0.0284MPa/m。

2 影响改造效果的主控因素

(1) 地质因素。颗粒支撑砾岩、纹层状泥灰岩是致密油储层的甜点岩性,油气主要赋存于纹层状泥灰岩层理缝或砾岩溶蚀孔缝中,砾岩普遍含油,其次为纹层状泥灰岩。全烃值高且形状呈块状峰型的储层油气更富集。储层物性、岩性和气测是影响压裂效果的主要地质因素。

(2) 工程因素。集中射孔(<30m)并提高施工排量(>8m³/min),可以实现甜点区精准改造,提升改造效果。提高注液强度(>30m³/m)、注酸强度(>10m³/m)和加砂强度(>3m³/m),累计产油量和有效期得到大幅增加。因此,

改造工艺、总注入量和施工排量是影响压裂效果的主要工程因素。工程甜点为裂缝发育、脆性指数高的井段。

3 裂缝扩展规律及改造模式

(1) 压裂液黏度对裂缝拓展影响。低黏压裂液条件下,试样表面未观察到纵向裂缝;中等黏度压裂液条件下,水力裂缝沟通纵向天然裂缝;高黏压裂液条件下,试样表面出现纵向延伸水力裂缝。压裂液黏度提高,水力裂缝纵向延伸高度显著提高。低黏液体容易形成复杂裂缝,高黏液体易形成单一缝。

(2) 基于位移不连续法建立全三维水力裂缝扩展数值模型。这种方法实现裂缝起裂和扩展过程的全三维应力—压力耦合模拟,天然裂缝密度越小,水力裂缝易形成长缝,天然裂缝密度越大,越易形成复杂缝网;较小的簇间距容易形成干扰,间距较大有未动用区;高排量易沟通远端天然裂缝。

(3) 致密油储层改造模式。基于上述裂缝扩展实验和数值模拟结果,发现角砾岩段普遍裂缝发育,储层品质较好,以“全尺寸支撑复杂缝网,改造体积最大化”为目标,形成“小规模酸化降破压+逆混合泵注+加砂压裂”改造模式。泥灰岩段储层品质相对较差,针对层理较发育层段,以形成“网状缝兼顾长缝”为目标,形成“酸压加砂二元耦合复合缝网体积压裂”改造模式,实现酸蚀+压裂高导流复杂缝网。

4 储层改造关键技术

(1) 低摩阻变黏压裂液优化。优选FL-2聚合物稠化剂,该体系起黏快,具有黏度可调、悬砂能力强、泵注摩阻小(降阻率>70%)、耐温抗剪切好等特点。优选XY-2非离子表面活性剂,0.5%XY-2洗油率85.3%,优选FPI防膨剂,1.0%FPI防膨率90.8%,与FL-2稠化剂混合后,压裂液黏度保持率为85.2%。

(2) 前置蓄能压裂工艺。优化前置蓄能和压裂工艺参数,利用CMG油藏模拟软件建立蓄能数值模型,优化压前

蓄能量为3000~3200m³，以提升地层能量。

(3) 蓄能闷井返排制度。依据压后停泵压降数据，解释裂缝及地层参数，预测闷井期间压力降落，按照关井后井底流压下降速率趋于稳定的标准，结合渗析置换规律，确定最小闷井时间。J95-61X井实际闷井时的关井天数为30天。基于闷井优化方案，通过数值模拟方法，模拟不同排量下的地层压力降落情况及自喷周期。优化J95-61X井采用15~20m³/d生产制度。

5 现场应用及效果

J95-61X井采用“前置液蓄能+大规模压裂+辅助酸化”改造思路，4月21日完成前置蓄能注入清水3011m³，注入压裂液1526m³（其中，酸192.15m³），总砂量81m³，裂缝监测改造体积188.94×10⁴m³。5月31日采用1.5mm油嘴放喷，日产纯油21.5t，累计自喷产液1579.59t，累计产油1142.35t。2024年2月6日转为抽油机生产，目前日产液10.3t，日产油5.3t，累计产液17009t，累计产油1175.54t。

6 结论与认识

(1) 基于地质工程一体化致密油压裂开发模式，从地质、工程两个方面分析影响改造效果的主控因素。地质主控

因素为储层物性、岩性和气测；工程主控因素为改造工艺、总注入量和施工排量。

(2) 基于真三轴致密油岩样的压裂加砂物模实验和全三维水力裂缝扩展数值模型，认识致密油岩样裂缝起裂扩展规律，以及缝内支撑剂分布规律。

(3) 开展液体实验优选评价，初步形成低摩擦功能型变黏压裂液配方体系；形成前置蓄能压裂设计优化方法及蓄能闷井返排制度。J95-61X井采用该改造技术，压后1.5mm油嘴放喷，日产纯油21.5t，累计自喷产液1579.59t，累计产油1142.35t。

参考文献

- [1] 张晴, 任重阳, 张然舜, 等. 基于文献计量特征的我国深层页岩研究进展及趋势(2012—2022) [J]. 非常规油气, 2023, 10(1): 21-26.
- [2] 李阳, 赵清民, 吕琦, 等. 中国陆相页岩油开发评价技术与实践 [J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(5): 955-964.
- [3] 才博, 赵贤正, 沈华, 等. 束鹿凹陷致密油复合体积压裂技术 [J]. 石油学报, 2015, 36(S1): 76-82, 90.
- [4] 唐邦忠, 沈华, 才博, 等. 束鹿泥灰岩致密油水平井体积压裂技术研究 [J]. 天然气与石油, 2014, 32(4): 43-45, 69.

航空润滑油不能用在汽车上

伊然

航空润滑油通常是指用于飞机及地面机场设备的油品，主要包括航空发动机油、航空传动系统用油、航空润滑脂三大类。目前，国际上主要的航空发动机油规格仍然以美国军标规格为主导，此类油品需要重点关注在高低温条件下的贮存稳定性、氧化安定性和腐蚀性。

航空发动机润滑油通过润滑系统对发动机的润滑部位进行有效润滑的同时，还能带走大量被润滑部件所吸收的因燃烧燃油产生的热量，使发动机在一定的工作温度下稳定工作。因此，润滑油在循环过程中，会经历吸热、升温、氧化、冷却，不断循环往复的过程。在这一过程中，油品易产生蒸发、结焦、腐蚀等反应，这就对航空发动机润滑油提出了非常苛刻的要求。

衡量一种润滑油能否满足航空发动机的基本要求，主要通过规格标准加以限定。由于飞机要求航空发动机重量降低，所以飞机发动机的润滑系统尺寸不大，而航空发动机功率高，对润滑油有非常高的要求，具体表现在：要求润滑油结焦性能优异，高温性能优良，腐蚀性能优秀，油

泥少。相比之下，汽车发动机对润滑油的要求低于飞机发动机。

目前，主流的航空润滑油基础油一般采用高端且性能优越的多元醇酯，即三羟甲基丙烷酯或者更好的季戊四醇酯。而对汽车润滑油来说，只有非常高端的赛车（如F1、拉力赛等）才会使用多元醇酯，其他汽车使用的基础油主要包括矿物油、PAO、双酯，或者半合成。这几种基础油性能都不及多元醇酯，双酯类要优于其他几种，PAO是最便宜、最常见的合成油，半合成是指矿物油+合成油的基础油，矿物油是最便宜、最普通的基础油。

航空润滑油与汽车润滑油不是一个种类，两者不可以混用。有人认为航空润滑油比车用油高几个级别，可以直接用在汽车上。但是航空润滑油的添加剂、基础油跟车用不是同一种类，不但不会保护发动机，而且还会损害它。即便同为车用润滑油，也要根据车辆的发动机选用合适的种类，不一定好的润滑油就能通用在普通车辆上。

德惠断陷鲍家区块源内致密气藏储层预测技术

李忠诚 张国一 宋鹏

(中国石油吉林油田公司勘探开发研究院)

近年来,随着地震反演技术日渐成熟,并广泛应用于沉积相、储层预测和油藏描述,取得了巨大的勘探效果,李庆忠院士在讲学中曾多次提出“波阻抗反演是高分辨率地震资料处理的最终表达形式”“交到地质人的地震资料应是作了反演的波阻抗剖面”。当前,储层反演技术已成为物探技术人员开展沉积相和储层预测的技术利器,在未来油气勘探中还将发挥更大的作用。本研究根据研究区块叠后地震资料的实际情况,开展多种储层预测方法比选,明确最佳的储层反演方法,提高储层的识别能力,为沉积相平面展布及后续有利储层预测提供依据。

1 地球物理响应特征

地层岩石物理属性参数分析是地震储层预测基础,涉及速度、密度、自然伽马值、波阻抗、电阻率、孔隙度、渗透率和饱和度等各类地层参数。理清这些参数关系找出它们之间的规律,是确定整个地震储层预测工作思路与开展研究的基石。对DS80井区的20口井钻井、测井、试油等资料进行比较、分类,筛选出资料比较准确完整的12口井作为关键井,在测井曲线标准化基础上,开展岩性、物性、含油气性与岩石地球物理特征参数之间的统计分析。将研究区的岩性归并为三类,一是砂岩,包括砂岩和粉砂岩;二是盖层泥岩类,包括泥岩、粉砂质泥岩和泥质粉砂岩;三是侵入岩。

尝试基于三种岩性的波阻抗值、GR、孔隙度和RT值的岩石物理交汇统计分析,寻找各岩性的敏感参数。通过岩石物理分析不难发现,对波阻抗来说,火山岩表现为高阻抗,然而,砂岩和泥岩性叠置严重,很难有效区分砂岩。对电阻率和孔隙度曲线来说,三种岩性叠置严重,很难区分岩性。对GR曲线来说,火山岩的GR值普遍极低,因此,能有效区分出火山岩区。此外,对砂泥岩也有一定的区分能力。

2 各砂层组砂体预测

(1) 波阻抗反演分析。旨在实现地震数据初始反演,初步了解储层的空间展布。在反射系数稀疏的假设前提下,向地震道记录中增加脉冲,不断改变其反射系数,通过循环对比,当实测地震道与合成的记录道的误差函数(W)最小时,将此时的反射系数序列为最终序列模型,之后计算相对波阻抗,同时补充地震数据缺乏的低频成分,最终得到反演的阻抗结果。反演的基本步骤包括:精细井震标定、子波提取及综合子波计算、岩石物理交汇分析、建立低频模型、钻井阻抗曲线的趋势面约束(包括硬约束和软约束)、反演参数的实验分析(误差函数W分析、门槛值确定)、低频信息补充等。

(2) 地质统计学反演分析。常规波阻抗反演结果难以精确地预测岩性,且受地震分辨率限制和侵入岩遮挡的影响,对薄砂层的识别能力不够。通过波阻抗和GR的交汇分析发现,GR曲线能有效将火山岩区分开,此外对砂泥岩也有一定的区分能力,基于此提出基于泥质含量曲线约束的地质统计学反演方法,提高对薄互层的识别精度。该方法是基于测井、地震和地质模型结果,将地震反演阻抗与随机模拟相结合,对薄层砂岩横向和垂向展布特征进行预测。以概率论为基础,利用地震数据横向连续性强和测井曲线垂向分辨率高的特点,同时假设空间样点可以进行加权计算,通过概率密度函数和变差函数分析,建立空间样点数值的对应关系,选用高斯序贯指示模拟等算法,将模拟结果从有井区推广到无井区,从而得到多个等概率的岩性反演体,实现对岩性体的预测和模拟。地质统计学反演的关键步骤包括:岩性曲线计算、(综合)子波估算、低频模型的建立、概率密度函数分析与变差函数分析、地质统计模拟和反演等。其中岩性曲线计算、概率密度函数分析与变差函数分析、随机模拟反演是该方法的关键。从反演结果可以看出,低泥质含

量对应为砂岩的反射信息。蓝色背景的是非砂岩岩性，包括火山岩和泥岩。地质统计学反演方法的垂向分辨率高于稀疏脉冲反演，通过钻井岩性约束，反演结果与GR岩性曲线匹配度较高，整体上垂向分辨率得到质的提升，在预测薄层砂岩变化规律方面可信度高，统计发现，可以识别厚度大于3m的单砂岩。从这个角度来讲，满足了薄互层的识别精度。

3 有效储层展布特征

DS80井区营一段2砂层组有效储层厚度图显示，储层厚度总体在0~40m，最厚处在DS107、DS80-4井区附近和DS32-3井附近，达到36m以上，最高可达40m以上；营一段3砂层组有效储层厚度图显示，储层厚度总体在0~40m，最厚处在DS80井，达到40m以上，并以此为中心向四周逐渐减薄。营一段4砂层组有效储层厚度图显示，储层厚度总体在0~21m，最厚处在DS80、DS32-3井区附近，达到15m以上，最高可达20m以上。营一段5砂层组有效储层厚度图显示，储层厚度总体在0~45m，最厚处在DS99井区附近，达到20.6m以上，并以此为中心向四周减薄。

4 含气性烃检测

一直以来，地球物理学家都在进行利用地震信息直接预测储层及油气的各种探索，通过已知含油气层敏感地震参数的选择，利用地震信息分解原理可以进行烃类检测。其中基于频率类属性预测油气方面取得很大进展和很好的效果。主要包括流体活动性分析、碳烃检测、叠前（叠后）地层吸收系数分析、单频体分析，谱分解等技术。

流体活动性描述频谱低频段的新属性，求出频谱低频段的斜率，描述低频能量的变化特征。低频能量的变化反映了储层的渗透性，对实际井旁地震道进行振幅谱分析，进一步分析低频段的频谱，从而有效预测含油气性。碳烃检测方法基于多相介质理论（低频共振、高频衰减），检测过程简单快捷，检测结果横向分辨率好、准确率高。不但可以定性地描述孔隙度、渗透率等储层特征，还可以描述油气富集程度及圈定油气富集区域。在地震波传播过程中，地层的吸收性质与岩相、孔隙度、含流体性质和成分有密切关系，地层对各类波的吸收与地震波的频率有关，并随着地震波频率增加而增大，因此，利用地层吸收系数可对储层进行识

别，且在有利的条件下可以直接预测流体的存在。求取地层的吸收系数有多种方法，常用的有复赛谱法、小波变换法和S变换法等。

2砂层组DS80-3、DS32-11井为气层，DS107、DS32-10、DS32-13、DS33、DS80、DS99以及DS80-7为差气层，DS17-6为含气水层，DS111井为干层，其中，2砂层组储层烃类预测符合井9口，不符合井2口，总体符合率82%；3砂层组DS32-11井为气层、DS111、DS32-10、DS32-13、DS80、DS33、DS99以及DS80-7为差气层，DS107井为干层，其中，3砂层组储层烃类预测符合井7口，不符合井1口，总体符合率87.5%。4砂层组富集区主要集中在DS80井区附近，DS32-13、DS80、DS33、DS99、DS17-6以及DS80-7为差气层，DS111、DS32-10、DS32-11井为干层，其中，4砂层组储层烃类预测符合井8口，8不符合井2口，总体符合率80%；5砂层组预测DS80井为气层，DS107、DS32-10、DS33、DS99为差气层，DS111井为干层，其中，5砂层组6口井钻遇，储层烃类预测符合井4口，不符合井2口，总体符合率77%。

5 结论

(1) 德惠断陷鲍家区块是典型的源内自生自储的致密气藏，共发育5个砂层组，其中，2~4砂层组为主力含气层位，4~5砂层组内部受火山侵入岩影响，含气性相对较差。

(2) 基于泥质含量曲线约束的地质统计学反演方法，以概率论为基础，利用地震数据横向连续性强、测井曲线垂向分辨率高的特点，能够有效提高对薄互层的识别精度。

(3) 含气性烃检测方法是基于多相介质低频共振、高频衰减的理论，横向分辨率好、准确率高，可以定性地描述孔隙度、渗透率等储层特征，描述含气富集区域。

参考文献

- [1] 宋新飞, 李忠诚, 郭先涛, 等. 松辽盆地南部德惠断陷合隆-兰家反转带泉一段致密气储层特征及分级评价[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(3): 375-384.
- [2] 屈卫华. 松辽盆地南部德惠断陷营城组致密气富集条件研究[J]. 石油知识, 2020(1): 58-59.
- [3] 梁本营. 松辽盆地德惠断陷火石岭组-营城组储层特征研究[D]. 吉林: 吉林大学, 2019.

伏龙泉气田气水层动用技术

宋朔 宋鹏 肖丽佳

(中国石油吉林油田公司勘探开发研究院)

伏龙泉气田在开发过程中历经早期评价、主体建产、接替建产及内部挖潜四个阶段，目前整体处于内部挖潜低压生产时期，经过原层提压、补孔补层等措施后，剩余未动资源主要为气水同层，因此，锁定气水层为研究目标。从伏龙泉气田提交储量来看，气水层资源丰富，储量规模可达 $15 \times 10^9 \text{m}^3$ ，气水层作为全新领域，目前在研究过程中主要存在识别标准不确定、富集规律认识不清，动用政策参数不明确三方面问题，不仅制约了气水层的有效动用，也是导致整个中浅层气田不能接替稳产的主要因素。如何有效识别气水层，探索气水层动用方式，实现其有效动用是保证伏龙泉稳产亟须解决的问题。

1 气水层识别

气层和气水层无论是从测井曲线形态还是气测显示都表现得极为相似，只是在生产过程中气水层产水量较大，这就导致在选取优质层位时很难区分气层和气水层。为此从流体识别机理入手，对气水层开展定量评价，以指导气水层识别。通过开展伏龙泉气田103块岩样的岩电实验，应用四孔隙度多参数融合识别技术，定量引入四孔隙度指数和电阻率孔隙度指数，将含气区内的气水层剥离出来，并明确孔隙度指数 > 57 和电阻率孔隙度指数 > 32 是气水层的下限值，对87口井934层解释结论进行修改，实现分区分块气水层有效识别。在气水层识别的基础上，对全区气水层分布进行梳理，明确气水层纵向上主要分布在登娄库组上部，表现为气层—气水层—水层的分异特点，平面上主要分布在F14、F18井区，落实储量 $10.96 \times 10^9 \text{m}^3$ ，因此，首先针对气水层较为发育的F14井区登娄库组开展气水层动用研究。

2 明确气水层富集规律

在流体重新厘定的基础上，校正F14井区各井解释结

论，重新解剖登娄库组气藏，对于前期动用气水层的5口井，发现气水层在每口井每个层段均有分布，其气水层富集规律认识不清。因此，对这5口气水层动用井进行生产动态分析，明确影响气水层富集的主要因素为构造和储能系数，故需要综合评价储层构造及储能系数，以筛选潜力井。

(1) 构造影响气水层富集。通过统计各井构造深度和平均日产量发现，气水层动用井的顶部构造越高，平均日产量越大，构造高度与平均日产气量呈正相关，且构造下限为-1352m。在构造高度相似的情况下，距气源断层越近，平均日产量越大，因此，构造高度和距气源断层距离共同影响气水层富集。

(2) 储能系数影响气水层富集。统计5口气水层动用井的储能系数发现，其储能系数均大于0.9，这也证实了储能系数大于0.9可以实现气水层动用。根据储能系数与平均日产气量关系图(图1)可以看出，储能系数与平均日产气量呈正相关，因此，在本次研究过程中把储能系数0.9作为气水层动用的下限。

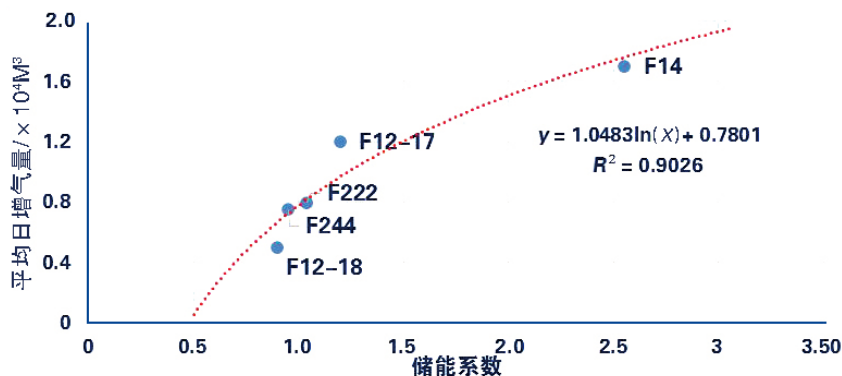


图1 气水层动用井储能系数与平均日产气量关系

(3) 微幅构造精细解释。在深化气水层富集主控因素认识过程中，通过地质物探一体化技术开展层间微幅构造及单砂体精细刻画(图2)，明确“微幅构造 $> 5\text{m}$ 、有效厚度 $> 12\text{m}$ ”有机配置可以形成气水层局部甜点。结合构造和储能系数，在F14井区和F18井区共筛选13口潜力井，优选F12-17和F12-22井作为第一批气水层动用试验井，共14

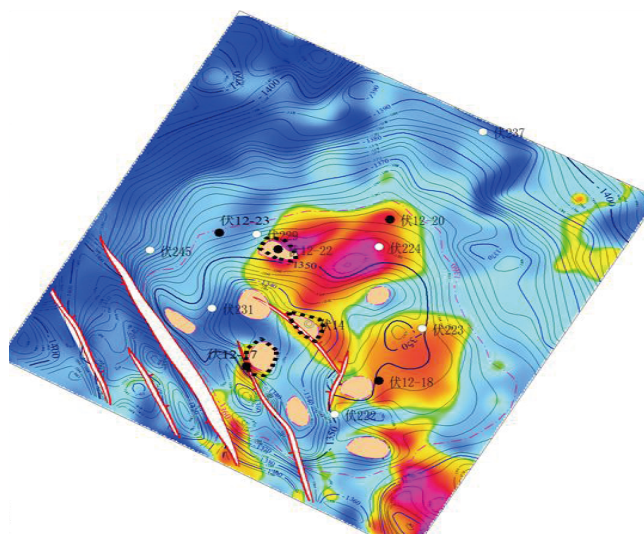


图2 微幅构造高点与优质砂体展布叠合小层, 累计厚度52.55m。

3 气水层有效动用

动用政策参数不明确, 制约着伏龙泉气田气水层的有效开发。以F222井为例, F222井采用深井泵机抽对d (59、62) 投产, 这两套小层二次解释均为气水层, 初期稳定日产 $0.8 \times 10^4 \text{m}^3$, 累计产气 $464 \times 10^4 \text{m}^3$, 累计产水 $1.98 \times 10^4 \text{m}^3$, 虽然实现了气水层动用, 但生产过程中并没有实现连续排水, 导致多次出现水淹, 造成井控储量浪费。为了解决这一问题, 需结合矿场生产方式与室内排水量评价, 指导气水层有效动用。

(1) 生产方式。对比F14和F222的生产效果可以看出, F14井采用压缩机连续助排, 在生产过程中实现了连续排液, 产气量较为稳定, 其生产效果要优于F222, 因此, 明确压缩机连续助排是其气水层动用的有效生产方式。

(2) 合理排水量评价。从微观运移机理出发, 通过核磁曲线可以看出, 储层中流体可分为微细喉道中极难动用的束缚水与大孔道中的可动水, 而可动水占据喉道将增大气体的渗流阻力, 要想实现气相突破水封, 需将可动水排除。

由本区F223相渗实验数据得知, 储层原始含水饱和度低于等渗点, 说明原始地层压力下气相具备渗流能力, 只需提供一定压差, 气相就可以突破水封, 但想要最大程度发挥气相渗流能力, 就必须通过主动排水降低含水饱和度, 使水相渗流能力达到最低, 气相渗流能力达到最高。

因此, 针对气水层动用的合理排水量开展研究, 基于微观渗流机理, 结合相渗规律, 建立气水同层动用合理排水量计算公式, 并根据实际参数对F12-17和F12-22排水量进行预测。

$$We = AH\Phi(S_w - 0.4) + W_p \quad (1)$$

式中, We 为理论排水量, m^3 ; A 为近井地带, m^2 ; H 为储层改造厚度, m ; Φ 为储层孔隙度; S_w 为原始含水饱和度; W_p 为储层改造入井液, m^3 。

4 试验效果

试验井达到合理排水量后, 增气量明显提高, F12-17最高增气 $1.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 目前稳定在 $1.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, F12-22最高增气 $0.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。以F12-17井为例, 封堵原生产层, 压裂登四段37~48号层, 压裂总液量 662m^3 。采用压缩机连续气举助排, 累排至 525m^3 液见气, 排液量逐渐增大, 增气量逐渐升高, 当累计排液量达到预测合理排水量后, 增气量明显升高。目前, 日产气 $1.4 \times 10^4 \text{m}^3$, 日产水 55m^3 , 累排水 11135m^3 。这两口试验井的成功实现了气水层动用理论与技术的突破, 为气水层规模推广动用奠定基础。

5 结论

(1) 从气水层识别入手, 系统开展岩电试验, 应用四孔隙度识别技术建立气水层识别标准。

(2) 在流体重新厘定的基础上, 明确储层构造及储能系数是影响富集规律的主控因素, 研究得出: 在构造高度相似的情况下, 距气源断层越近, 平均日产量越大; 气水层动用下限储能系数0.9; “微幅构造 > 5m、有效厚度 > 12m”有机配置可以形成气水层局部甜点, 实现潜力井筛选。

(3) 明确压缩机连续助排是气水层动用的有效生产方式。针对气水层动用的合理排水量开展研究, 基于微观渗流机理, 结合相渗规律, 建立气水同层动用合理排水量计算公式, 共同指导气水层有效动用。

(4) 两口试验井达到合理排水量后, 增气量明显提高, 实现了气水层动用理论与技术的突破。

参考文献

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

萨尔图油田 疑难套损井治理试验

张文雄

(大庆油田有限责任公司第一采油厂监督管理中心)

疑难套损井治理是指针对套损通径小于60mm的套损井、多点套损、井壁坍塌吐岩块套损井，利用专用的设备、工具和方法，对油、水井进行打捞、整形、加固、工程报废等作业施工，使油、水井恢复正常生产或达到油藏报废要求的工艺过程。在疑难套损井治理技术攻关过程中，先后进行了超小直径十六臂井径测井技术、笔尖找通道、扩通道技术、逆向锻铣技术、强制扶正磨铣技术、取换套扩孔找鱼技术试验，取得了一定的效果和认识，为同类套损井后续施工提供了技术借鉴。

1 超小直径十六臂井径测井技术试验

(1) 测井原理。油管内井径测井是通过井径仪的测量臂与油管或套管内壁接触，将油管内径转化为测量臂的径向位移；经井径仪内部的机械设计及传递，变为推杆的垂直位移；推杆的位移带动线性电位器的滑动键垂直位移，电位器的电阻随着油管或套管内径的变化而变化。径向位移的变化转为电信号的变化，经测井电缆传至地面，对电信号进行记录，从而得到油管内径。

(2) 测井结果与套损通径关系。现场试验32口井证实，油管内测井对于严重套管错断的套损通径确定具有参考意义。仪器测得油管变形的最小内径与油管壁厚2倍之和即为套管最小通径。通过优化井径仪结构，将 $\phi 28\text{mm}$ 井径仪长度由1.6m缩减至1.4m以下，确保通过狭长套损井段，得到准确套损数据，为制定打通道措施、配备修井工具提供依据。

(3) 超小直径十六臂井径测井技术优势。超小直径十六臂井径仪较常规十六臂井径仪直径更小、长度更短，对井况的适应性更强。常规的十六臂井径仪直径 $\phi 70\text{mm}$ ，仪器长约5m，无法通过套损严重的部位。超

小直径十六臂井径仪可以顺利通过套损通径40mm以上的断口，提供最小套损通径数据，为下一步制定技术措施提供依据。

2 笔尖找通道、扩通道技术试验

修井现场使用 $\phi 60\text{mm}$ 、 $\phi 73\text{mm}$ 小钻杆笔尖找通道，插入通道后先使用铣锥短接对错断口扩径，再使用串珠式冲胀磨铣工具扩通道，最后使用常规工具冲胀锉磨断口，整形工具“由小变大、从短到长”逐步打开通道。施工141口，工序成功率为65.2%

(1) 笔尖找通道、扩通道技术可满足有通道套损井整形。根据起出原井油管夹扁的最小尺寸，结合 $\phi 90\text{mm}$ 铅模打印核实的套管错断口的最小通径，采用串珠式冲胀磨铣组合工具进行逐级冲胀整形，现场应用126口井，打通道成功率90.5%。针对短距离急弯套损井，采用“由小到大、由短变长”系列磨铣工具逐级扩大通道，应用17口井，打通道成功率为64.7%，较此前提升16.7%。从现场应用效果来看，笔尖找通道、扩通道技术对于套管错断且通径介于30-60mm的错断井，应用串珠式冲胀磨铣工具，逐级冲胀锉磨铣断口，有效解决了磨铣打通道套管易开窗、工具易折断的问题。

(2) 笔尖找通道、扩通道技术对司钻的操作水平要求较高。找通道工具是否进入断口，目前在地面无有效的判断措施，仅通过人为经验对比管柱提放深度、旋转扭矩大小进行判断，一旦判断失误修井工具插到断口外，会加剧断口套管偏离井眼轴线，造成鱼顶丢失，进而导致施工难度进一步加大，甚至造成通道丢失无法继续施工，只能终止施工。套管错断口小、缩径严重，铅模打不到套损最小点，目前只能综合铅模印痕和起出原井油管夹扁的情况判断套损状况。修井打通道的关键是弯笔

尖找鱼工具插入断口。套损通径越小，断口偏离井眼轴线越大，操作不当会增大施工难度。套管错断口缩径严重造成套损部位局部弯曲，冲胀、磨铣工具进入断口后弯曲变形，一方面易磨出套管外丢失鱼顶，另一方面长锥面磨铣工具易磨断在断口处。套管完全错断，断口活动，只能下入楔形工具探寻、插入断口整形扩径，锥形及平口的打捞、磨铣、套铣类工具无法通过断口，难以处理断口以下套损点及落物。错断口夹持落物，如果落物打捞、下击无效，就没有整形空间。采用磨铣、套铣方法，易磨出套管外丢失鱼顶。打通道磨铣钻头磨秃、无进尺现象，主要问题：一是切削材料堆焊在钻头表面，没有规则的切削刃，主要靠研磨施工，磨铣效率低；二是切削材料和钻头胎体的抗冲蚀性和耐磨性设计不合理，切削材料自锐性差，经常出现钻头“磨秃”现象。

3 逆向锻铣技术试验

(1) 逆向锻铣的时机选择。针对断口横向位移大的井，应用逆向锻铣工艺磨铣掉断口上部套管，扩大弯笔尖工具找通道空间。试验施工39口，工序成功率为80%。逆向锻铣工艺一般会在无通道套损井上使用，套管上下断口之前没有交集，使用笔尖找通道技术无法建立施工通道。通过逆向锻铣可以有效扩大找鱼空间，逆向锻铣长度一般为0.8~1.0m，逆向锻铣后找鱼成功率可以提升60%。

(2) 逆向锻铣的技术难点。逆向锻铣工艺的技术难点在于准确定位挂刀深度，一次出刀成功，以保证后期锻铣的顺利进行。在进行逆向锻铣前，使用118mm铅模核实准确套管错断口的深度，使用118×2000mm通井规通井至断口深度，确保后期锻铣刀能够顺利下至要求深度。

4 强制扶正磨铣技术试验

应用大直径、厚壁扶正钻铤，提高磨铣钻具上部管柱的抗弯强度，防止磨铣管柱弯曲套管开窗丢鱼。试验施工57口，工序成功率为52.6%。强制扶正磨铣工具组合为自下而上：121mm高效切削工具+121mm螺旋扶正钻铤+123mm液压扶正+105×9000mm加重钻铤。当磨铣工具接触套管突点时，采用轻压吊磨磨铣方式，磨削套管突变点，使之形成一定的“台阶”。随着进尺增加，台阶逐渐加大，其产生的“造斜力”消失，实现套管截弯取直，使上下断口

回归轴线。

5 取换套扩孔找鱼技术试验

(1) 取换套工艺原理。套管取换的工艺原理是采用专用的套铣工具（套铣钻头、套铣筒等配套工具），套铣套管周围的水泥环及部分岩石，使套管自由，采用切割或倒扣的方式将套损点以上及其以下适当部位的套管取出，然后下入新套管对扣或用补接器补接，将损坏的套管换掉，达到修复的目的。

(2) 取换套试验情况。针对套损深度在800m以内的套管错断井，由于单井所在开发区块为聚合物驱油受效阶段，若采取报废后更新的方式，周期过长，无法满足开发方案的生产要求。采用取换套修井技术可以大大缩短套损井的恢复周期。采用外径为 $\phi 290\text{mm}$ 、内径260mm复合片套铣钻头套铣至断口附近，捞出断口以上套管，下入“找鱼”套铣头（通常使用外径 $\phi 300\text{mm}$ 喇叭口套铣钻头），切削钻进至井眼轴线居中完好的套管，找到断口下部套管，倒扣捞出后，下入新套管对扣。试验施工65口，工序成功率为92.3%。

6 结论

应用以上技术累计治理成功99口疑难套损井。

(1) 引入民营修井队伍，可加快疑难套损井治理速度且可降低施工成本，同时缩短单井施工周期。

(2) 对无通道套损井应用逆向锻铣技术，可以提高找通道成功率。

(3) 取换套扩孔找鱼技术施工成功率较高，但存在施工周期长、费用高、效率低的问题。

参考文献

- [1] 何登龙. 油田常用井下工具与修井技术 [M]. 北京: 石油工业出版社. 2017.
- [2] 王新纯. 修井施工工艺技术 [M]. 北京: 石油工业出版社. 2005.
- [3] 张发展. 修井技术问答 [M]. 北京: 石油工业出版社. 2012.
- [4] 杨国圣. 井下作业工艺技术 [M]. 北京: 中国石化出版社. 2013.6.

扶余油田A4单元 水驱规律认识及稳产办法

周宇薇

(中国石油吉林油田公司扶余采油厂)

扶余油田位于松辽盆地南部中央坳陷区东缘扶新隆起带扶余Ⅲ号构造,按储层发育特征分为A1~C3十大开发地质单元,其中,A4单元位于扶余油田注水开发区中部,目前处于高采出程度、特高含水开发阶段,储层非均质性强,注采反应敏感,稳产难度大。本文通过分析A4单元目前存在的问题,研究其水驱运动规律,进而总结出实现区块效益稳产的具体对策。对特高含水开发后期、水驱矛盾大的浅层油藏具有相对的指导意义。

1 存在的问题

A4单元油层埋藏深度380~480m,油层发育四个砂岩组13个小层,其中主要发育3、4、6、7、9、10小层。沉积相主要为水下三角洲平原亚相,沉积微相以水下分支河道为主。构造上A4单元位于扶余油田中部中央断堑带,南北向断层较发育,为复杂的断层切割区,且较大断层皆断穿扶余油层。整体上,油层发育相对单一,连续性差。目前核实采出程度为33.2%,综合含水率为96.5%,属扶余油田最高。

(1) 构造低,储层发育薄,砂体连续性差。扶余油田为整装油气藏,造成各单元差异性的主要因素为构造,A4单元位于八家子高点与罗斯屯高点中间堑部,从扶余油藏剖面对比可知,A4单元储层发育薄差,同时期横向单层电阻率较低,因此,单元含水上升速度快,相对其他单元,较早进入特高含水开发阶段。

(2) 注采反应敏感,无效水循环问题严重。A4单元历史注水强度大,地层压力较高(38MPa)且注采反应极其敏感,部分高含水区井水驱窜流通道已经形成,常规调控难度大。

(3) 储层非均质强,产吸不均衡。从2024年全年产吸剖面统计来看,有30%层不吸,35%强吸,37%强产,且层内、层间均存在较大差异。平面矛盾突出。

(4) 井况问题频发,资源潜力发挥受限。由于历史注水强度大、断层切割复杂、固井质量等多种原因,套返、错断出泥浆问题频发,在无新建产能补充的情况下,区块稳产形势严峻。同时受井况原因的影响,措施挖潜受限,剩余油潜力难以发挥。

2 潜力状况

在局部区域措施挖潜受限的情况下,通过有效注水挖潜,A4单元近5年综合递减依然控制在5%以内,取得了较好的稳产效果,说明通过制定合理的注水技术政策及措施挖潜对策,可持续减缓两个递减,实现区块长期综合稳产。

3 综合治理目标

聚焦问题导向,围绕“控含水-治无效-提低效”这一主线,对A4单元复杂断裂区开展水驱规律研究、深化无效循环研究,精准注采调控、丰富调堵压一体化内涵。通过调堵压综合技术调控,控制自然递减和含水上升速度,以实现区块长期综合稳产。

4 具体部署

针对区块高含水的特点,主要从以下四个方向着手开展工作:第一,开展油藏剩余油描述,方案制定由精细向精准转变。第二,深化无效循环研究,坚持点弱面强,控含水、

降递减。第三，从注采关系找突破，重新认识低产区块潜力。第四，精心开发管理，强化预警、测调联动、多轮次普查，使调控更及时，实现效益开发。

5 实现效益稳产的主要做法

(1) 深化油藏剩余油认识。通过三维地震、数值模拟软件深入开展油藏研究，逐渐明确构造、沉积、储层、砂体、流体等油藏地质特征，为剩余油分布规律认识奠定基础。

(2) 开展精细注水研究。针对A4单元历史注水强度高、注采反应敏感的特征，减少无效水循环是关键。整体上坚持“点弱面强”的注水思路，以控制含水上升，扩大水驱波及体积。①针对平面产液普遍偏高、压力整体偏高的水流优势部位，单层轮注“弱化注水”。从近几年周期注水实践经验看，高耗水区带压力相对高于区块平均水平，“双高”矛盾突出，执行单层轮注或长停短注增油效果明显，其中，单层轮注不仅降液效果明显，同时为单井层间认识提供依据，实现层间层内控制水流优势通道。在扩大水驱波及体积的同时调节压力场。②针对高产液高含水井组，多次堵水液量不降的情况，配套长停短注+小强度“弱化注水”。A4单元的中探25-W11区块井网较密，单井产液量高，同时区域堵水效果一般。2019年3月，实施长停短注，同时监测地层压力下降幅度，4个月后，区域18口油井产量从40t上升至80t，含水率下降3%，效果显著。后续实施小强度恢复注水，通过精细温和注水，维持高水平稳产。同时，可通过地震剖面完善注采关系认识，井震结合，完善水驱规律认识，找准无效循环区域。③针对产液、压力高低分布不均区域，实施强弱注“强弱交替”注水。对于平面矛盾较强的区域，整体采取层间轮注、井间轮注、强弱注等多种形式的周期注水。轮注的核心思想是控制高压、强吸层，提高弱驱替层、潜力层的注水强度。④针对产液水平较低、压力较低的水驱未见效部位，采用大强度+层间轮注“强化”注水。平面注水不见效，不意味着需要一味地持续提高注水强度，需从点到面、从单井到井组到区域，综合分析弱驱替的原因，结合地震剖面和监测资料，分层认识无效井点。堵、压、调一体化联动调整流线，改变注采方向及分布，实现平面均衡驱替，提高井组稳产效果。

(3) 精准挖掘措施潜力。利用单砂体精细刻画及注采

关系分析，多角度追踪剩余油，同时针对A4单元复杂断块开展建模与数模研究，借助软件量化认识剩余油。A4单元优选措施井方向主要有：第一，聚焦砂体、断层边部构造形态，A4单元位于扶余油田中部断裂带，断层切割复杂，可能存在剩余油有利富集区。第二，针对同期未建立有效注采关系的井，二压投产层动用层内剩余油，优化措施参数，建立注水沟通，提液增油。第三，发挥连续油藏监测优势，通过分析监测压力、注入、产出剖面的变化寻找可动用潜力，既可强化分层认识，又实现剩余油精准挖潜。第四，深入分析低阻层成因，总结规律，寻找可动用低阻层。第五，封堵高渗透条带，减少高含水层段对低含水层段产出的抑制作用，对低产层实施压裂改造。

(4) 精心实施日常管理。区块开发是既需要不断探索同时也要精细管理的过程，在做好油藏研究、注采调控、措施选井的同时，也要做好日常预警工作，及时发现不正常井和参数不合理井，提高采油效率。

6 结语

扶余油田A4单元已进入特高含水开发阶段，水驱矛盾大、稳产难度高，但仍然可以通过有效的技术手段实现区块的高水平稳产。

(1) 深化油藏研究，细化油藏剩余油认识，三维地震可直观清晰地展现油水井间的地质连通关系，为后续注水开发和措施挖潜提供基础认识；数值模拟软件可以完成历史注采劈分、构建注采流线图，以及模拟区块含油饱和度动态场，量化认识剩余油储量。

(2) 精细注采关系研究，A4单元正处于注采反应敏感、层间矛盾突出的阶段，是水驱油藏开发中不可避免的必经阶段，细化注采关系认识是保障稳产的主要途径。需结合区域地层压力与产液强度的变化值动态调控注水方向，整体上坚持“点弱面强”的注水原则，控制含水上升速度。

(3) 措施挖潜是控制区块综合递减率的必要手段，结合数模研究成果及单砂体精细刻画，优选措施改造方向，动静结合认识区块剩余油潜力。

(4) 日常管理要做好动态调控及单井降产预警工作，及时发现不正常井及井筒潜力未及时发挥的单井，保障区块高水平开发。

2025石油勘探 潜力地区的新希望与失败项目的警示

顾永强

油价网发布的最新报告显示，2024年，全球石油和天然气勘探共斩获约120个新油气田。然而，令人遗憾的是，其中绝大多数都是小规模储量增补。这一情况与2022年纳米比亚金星油田（储量超20亿桶）及2023年该国莫帕内油田等重大发现形成了极为鲜明的反差。尽管2024年的勘探成果略显逊色，但2025年全球石油勘探领域依旧充满值得关注的亮点，多个地区有望成为新的勘探焦点。当然，在这场勘探竞赛中，也有部分项目遭遇失败，这无疑凸显了石油勘探行业与生俱来的高风险特性。

科威特 海上勘探迎来新曙光

长期以来，科威特在石油勘探领域的海上布局相对薄弱。目前，科威特在其领海范围内尚无自主运营的海上油田，仅在与沙特阿拉伯共同开发的中立区哈夫吉油田中持有50%的股份。不过，在过去两年间，科威特在海上勘探工作中取得了令人瞩目的成果。先是成功发现了阿尔诺卡塔油田，据估算，其石油储量约为20亿桶；紧接着，又发现了储量评估约为8亿桶的尔朱莱亚油田。这些发现犹如一盏盏明灯，为科威特石油产业发展注入了全新的活力。

科威特国家石油公司（KOC）制定了雄心勃勃的计划，目标是将该国石油产能提升至400万桶/日，相较于目前欧佩克+限定的产量，这意味着要增加近150万桶/日的产能。而贾扎勘探区则成为实现这一宏伟目标的关键所在。贾扎-1探井位于阿尔诺卡塔油田西南部，靠近存在争议的杜拉气田。从地质数据来看，该区域与已发现的油田同属白垩纪碳酸盐岩储层。

为了确保勘探的准确性和成功率，科威特投入了大量先进的地质勘探技术。专业的地质勘探团队运用高精度的地震勘探设备，对贾扎勘探区开展全方位、细致的前

期勘察。通过对地震波数据的深入分析，绘制出详细的地下地质构造图，进一步降低了在这里钻遇干井的可能性。若勘探成功，科威特将首次拥有完全自主开发的海上油田，这不仅能够增强科威特在石油生产方面的自主性，还可能对波斯湾地区的油气格局产生深远的重塑作用。尤其在伊朗制裁持续的大背景下，其战略意义更为突出。科威特有望凭借新的海上油田，在地区能源市场中占据更为有利的地位，进而提升自身在国际能源博弈中的话语权。

苏里南 雪佛龙的新冒险

进入2025年，美国石油巨头雪佛龙面临一系列至关重要的决策。其与埃克森美孚就赫斯公司在圭亚那资产的仲裁结果，将在很大程度上影响其在南美洲的扩张战略布局。而科里科里-1勘探井的钻探计划，则可能为雪佛龙在苏里南开辟全新的业务版图。

此前，石油公司主要将注意力集中在与圭亚那斯塔布鲁克许可证接壤的区块。在一系列重大发现（包括日产20万桶的大摩根项目，该项目整合了萨帕卡拉和克拉布达古的发现）之后，浅海油气田逐渐成为新的关注热点。雪佛龙计划

于 2025 年第四季度钻探科里科里井，目标区域位于苏里南浅海 58 号区块。该区块与圭亚那争议海域仅相距 30 公里，地质构造与圭亚那相似，同为白垩纪砂岩储层，深度约 1500 米。

然而，苏里南进行石油开发面临诸多独特挑战。受海域主权争议影响，当地基础设施建设严重滞后，现有的 FPSO（浮式生产储卸油装置）均部署在深水区。为了应对这些难题，雪佛龙经过深思熟虑，计划采用模块化开发方案。初期投资严格控制在 8 亿美元以内，若在勘探过程中发现商业储量，再追加 20 亿美元用于建设固定平台。这种谨慎又灵活的“小步快跑”策略，是雪佛龙结合苏里南实际情况做出的创新决策。他们引入了先进的地震勘探技术，对目标区域进行详细的地质成像。通过多波束测深仪、浅地层剖面仪等设备，对海底地形和浅层地质结构进行精确测量，以更精准地评估资源潜力。这种策略有望为浅海边际油田开发探索出一种全新的模式，为其他石油公司在类似复杂环境下的开发提供宝贵的借鉴经验。

塞浦路斯 地中海的天然气博弈

雪佛龙在塞浦路斯近海期待已久的、价值 40 亿美元的阿芙罗狄蒂气田获批，这一事件为东地中海的能源格局带来了新的变化，也为其他钻探公司创造了新的发展机遇。在此背景下，埃克森美孚积极准备钻探伊莱克特拉

勘探井，该项目极有可能成为 2025 年最大的天然气发现之一。美国巨头预估该井钻探前储量为 17 ~ 18 亿桶油当量。

伊莱克特拉井紧邻埃及的祖尔气田，得天独厚的位置优势意味着该区域有较大概率蕴藏着丰富的油气资源。但后续开采过程中可能会面临水侵和储层压力等复杂问题。为了有效应对这些挑战，埃克森美孚引入先进的智能完井技术。该技术利用先进的传感器，实时收集储层压力、温度等数据，并通过大数据分析和人工智能算法，根据数据分析结果自动调整开采参数，确保开采效率和安全性。此外，随着海底基础设施的日益完善，一旦勘探成功，产出的天然气可顺利接入现有的输送系统，直输埃及达米埃塔 LNG 终端，避免了建设浮动液化装置所需的巨额投资。据行业估算，若伊莱克特拉井达到预期，塞浦路斯的 LNG 出口能力有望提升 40%。这将极大地改变塞浦路斯在东地中海天然气市场中的地位，使其从一个能源潜力国逐步转变为重要的天然气输出国。

利比亚 深海勘探的新尝试

在过去十年里，受内战持续影响，利比亚的石油勘探工作遭遇了诸多波折。不过，近年来，欧洲石油巨头雷普索尔、埃尼和道达尔能源逐步重返该国，为利比亚的石油产业发展带来了新希望。目前，大多数上游活动主要集中



在成熟盆地，如沿海的加达梅斯盆地或内陆的穆尔祖克盆地。

2025年，埃尼将与英国石油公司（BP）展开合作，在利比亚深海海域进行首次测试，钻探马索拉-1井。该井计划于2025年第四季度开钻，主要目的是证实陆上锡尔特盆地是否延伸至海洋。利比亚内战曾使许多海上项目遭受重创，例如，赫斯公司2009年发现的阿罗斯—阿尔巴哈尔气田，原本有望成为重要的天然气项目，最终因内战而未能推进。埃尼此次钻探地点紧邻赫斯发现地，若取得成功，将有力推动锡尔特湾的进一步评估工作。为确保此次钻探成功，埃尼和BP采用了一系列先进的深海钻探设备。这些设备具备高度的自动化和智能化功能，能够适应复杂的海底地形和恶劣的海洋环境。值得一提的是，利比亚海上项目相对不受国内权力斗争的影响，在2011~2020年冲突期间，布里和朱尔夫等主要生产油田仍保持运营。这表明利比亚海上石油产业具有一定的稳定性，为新的勘探项目提供了相对可靠的基础。

南非

道达尔能源的新目标

道达尔能源在纳米比亚发现的金星油田曾引起全球轰动，这一重大发现也引发了纳米比亚的石油热潮。如今，道达尔能源将目光投向南非的深水区奥兰治盆地（DWOB）区块。该区块与纳米比亚的项目隔着奥兰治盆地相邻，道达尔能源期望金星油田的丰富石油资源能向南延伸。

南非深水区奥兰治盆地距离海岸约200千米，水深大多在1500~3000米。与纳米比亚海上发现类似，该区域可能存在大量天然气。纳米比亚金星油田因伴生天然气处理难题，投产时间从2027年推迟至2029年。有鉴于此，道达尔在DWOB区块预先规划了天然气回注方案，计划将30%的伴生气用于提高采收率。这一方案不仅能有效解决伴生气的处理问题，还能通过提高采收率提升油田的整体经济效益。此外，南非政府要求所有深海项目必须配备24小时生态监测系统，这使得单井成本增加约15%。尽管面临诸多挑战，若能复制纳米比亚的成功，DWOB区块有望成为非洲下一个亿吨级油田。道达尔能源已在该项目中投入大量

资金用于研发适应南非海域环境的开采技术和环保设备，并与专业的科研机构合作，共同开展技术攻关，以确保项目的顺利推进。

勘探失意者

韩国与挪威的教训

在全球石油勘探的大舞台上，并非所有项目都能收获成功。韩国的“蓝鲸”油气田（大旺高来勘探区）就是一个典型例子。韩国长期严重依赖能源进口，此前有猜测称其深海海域可能有重大油气发现。韩国前总统尹锡悦曾宣称韩国近海海域可能蕴藏多达140亿桶油当量的油气资源，“蓝鲸”勘探区被寄予厚望。韩国国家石油公司投入大量资源，采用国际先进的勘探技术，如三维地震勘探、电磁法勘探等，对该区域进行深入探测。然而，2025年初结束的为期45天钻探活动后，韩国国家石油公司不得不承认未发现具有商业开采价值的天然气（虽发现了天然气痕迹）。这一结果直接导致韩国政府削减了勘探钻探预算，后续“鱿鱼”和“鳕鱼”勘探区开发也将推迟。

挪威的埃尔戈尔勘探区同样令人失望。挪威试图开发长期被忽视的巴伦支海资源，以保障未来天然气出口稳定。许可证持有者瓦尔能源公司原本期望在该区域证实钻探前至少有2.65亿桶油当量的资源（大部分为天然气，还有少量凝析油）。但勘探结果显示，探井仅遇到1.5米高的气柱，可采资源量锐减至300~1000万桶油当量，瓦尔能源公司不得不宣布该勘探区不具备商业开采价值。尽管瓦尔能源公司计划在2026年钻探另一口前沿勘探井（扎加托），但实现商业化的希望已大幅降低。此前，挪威在该项目中投入先进的极地勘探技术和设备，如破冰钻井船、低温探测仪器等，以应对巴伦支海恶劣的自然环境，但最终仍未能取得理想结果。

这些失败案例再次印证了油气勘探行业的高风险特性。即便在技术发达的今天，油气勘探成功率仍徘徊在20%~30%。不过，正是这种高风险与高回报的博弈，激励着全球石油企业不断向更深海域、更复杂地层进军。2025年的全球石油勘探，既是资源争夺的激烈战局，也是技术与管理创新的重要试炼场，其结果将深刻影响未来全球能源格局。

《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
中国石油天然气集团公司科技管理部总经理	江同文	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	陕西延长石油集团总经理	罗万明

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	吴凯
中国石油辽河油田公司执行董事	齐振林	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	王国锋	昆仑数智科技有限责任公司党委书记、总经理	杨剑锋
中国寰球工程有限公司执行董事	宋少光	中国石油兰州石化公司执行董事	徐文学
中石油煤层气有限责任公司执行董事	周立宏	中石化经纬有限公司副总经理	张波
中国石油云南销售公司执行董事	刘启然	中石化石油工程地球物理有限公司副总经理	张伟
中国石油新疆油田公司执行董事	石道涵	中国石油集团昆仑资本有限公司副总经理	马衍光
中国石油西北化工销售公司执行董事	陈坚	中国石化江苏油田分公司副总经理	朱相羽
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
中国石油集团川庆钻探工程有限公司执行董事	李雪岗	中国石油集团工程技术研究院有限公司总经理	刘绪全
中国石油润滑油公司执行董事	马宗立	中国石油集团油田技术服务有限公司副总经理	高健
中石油云南石化有限公司执行董事	鲍永忠	中国石油集团长城钻探工程有限公司执行董事	刘光木
中国石油天然气股份有限公司石油化工研究院院长	杨卫胜	广东石化有限责任公司董事长	周健

常务理事

中国石油广西销售公司执行董事	曹景军	陕西延长石油集团研究院院长	魏登峰
中国石油黑龙江销售公司执行董事	吕成才	中国石油江苏销售公司总经理	张亮
中国石油内蒙古销售公司执行董事	郭春	中国石油海南销售公司总经理	韩钊
中国石油辽河石化公司执行董事	相养冬	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

焦方正教授担任主编，胡文瑞院士、徐春明院士和行业权威领衔，**近百位技术专家**参与编写，**中国科学院资深院士李德生**作序推荐，携手石油工业出版社倾力打造科普巨献——

《话说石油》 为您讲述波澜壮阔的石油故事



订阅热线：010-64523622

智慧加油站 赋能智慧出行 智享美好生活

