

# 2023年采油采气工程技术热点回眸

刘合<sup>1,2</sup>, 金旭<sup>1,2</sup>, 师俊峰<sup>1</sup>

1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

2. 多资源协同陆相页岩油绿色开采全国重点实验室, 大庆 163712

**摘要** 2023年,采油采气工程围绕新区效益建产、老油气田挖潜增效、数字化智能化发展和绿色低碳转型等方面开展技术攻关并取得突出创新成果。分层注入领域,智能化水平不断提高、技术适应范围进一步拓展,大幅提升了分层注入的精细化水平;人工举升领域,新型高效举升技术指标再创新高、机采提效效果明显、数字化水平明显提升,节能降耗成效显著;采气工艺向绿色智能化采气、全生命周期精细采气、复合排水采气等方向发展,有效推动了天然气产量跨越式增长;储层改造技术取得重大进步,非常规水平井体积压裂2.0向精细化、个性化方向发展,压裂理论、装备工具材料、裂缝监测技术等取得创新突破,为油气高效勘探开发提供有力保障;井下作业领域在带压作业、连续油管作业、数字化智能化修井作业和复杂工况井下作业等方面技术进展明显,有效保障了油气水井健康生产。

**关键词** 采油采气;分层注入;人工举升;储层改造;采气工艺;井下作业

目前中国原油对外依存度高达71.2%,天然气达到40.2%,随着国民经济的稳定发展,原油和天然气对外依存度将持续高位运行,严重影响中国能源战略安全。加大油气资源勘探开发力度、坚守国内原油2亿t产量红线、满足国家绿色发展对天然气快速增长的需求,是油气行业的重大政治责任和社会担当。采油采气工程保障了全国超过50万口油气水井的正常生产,是油气田维持正常运转与保

持产量稳定的关键,是连接地面和井下的桥梁,是复杂的、多学科系统工程。采油采气工程以注入井和生产井为通道,通过一系列工程技术措施,使地层中的油气顺利入井,并高效举升到地面,其目标是经济有效地提高油气产量和采收率,本文重点介绍2023年采油采气工程在分层注入、人工举升、储层改造、采气工艺及井下作业5个核心领域的技术新进展。

收稿日期:2023-12-25;修回日期:2024-01-11

作者简介:刘合,教授级高级工程师,中国工程院院士,研究方向为能源发展战略、工程管理创新与实践、采油工程技术及装备研发等,电子邮箱:liuhe@petrochina.com.cn

引用格式:刘合,金旭,师俊峰. 2023年采油采气工程技术热点回眸[J]. 科技导报, 2024, 42(1): 136-149; doi:10.3981/j.issn.1000-7857.2024.01.009

## 1 分层注入

中国油田储集层中92%为陆相碎屑岩沉积,纵向非均质性强<sup>[1]</sup>,实施分层开采可使各类油层得到均衡动用。针对不同时期的开发矛盾,形成了分层注采系列工艺及配套技术,实现了分层注采层段生产参数的实时监测和动态调整,满足了该类储层的高效开发,大幅提升了油气田整体经济效益。当前国内外分层注入技术朝着高效智能化方向迅速发展,2023年在智能化分层注水、同井注采及分层采油技术等方面取得突出进展。

### 1.1 智能化分层注水技术

中国石油形成以“缆控式”和“波码无线控制”为主体工艺的第四代智能分层注水技术,处于国际领先水平<sup>[2-3]</sup>,已规模应用6000余口井。2023年中国石油在缆控带压分注(图1)、平台井集约式分注和注采协同优化等方面取得突出进展(图2)。一是突破了井下非接触供电与通信一体化关键技术,研发了非接触对接装置和集成式缆控智能配水器,形成了带压作业井缆控分层注水工艺技术,在吉林和长庆现场试验6口井,实现了3 MPa以内带压作业,非接触对接装置最大传能功率36 W,最大通信速率4800 bps。二是攻关形成了流量波无线控制集约式分层注水工艺技术和压力/流量一体化传感器,实现了以井组为单位的分层注水井集中智能监测与控制,能够基于流量变化信号达到井筒双向通

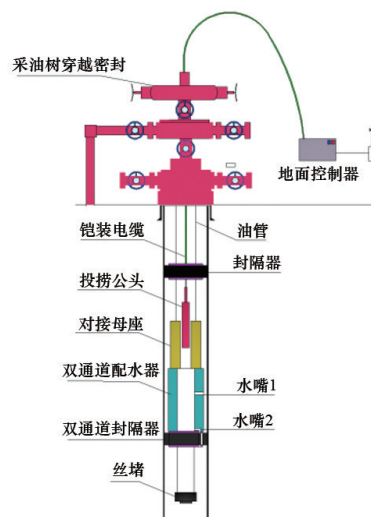


图1 带压作业井缆控分层注水技术



图2 流量波无线控制集约式分层注水下配水器

信与高效调控的目的<sup>[4-5]</sup>。三是研发并发布了智能油藏分析与优化软件 IRes,形成了以“注水动态实时监测、剩余油潜力快速分析、优化方案自动化实施、注-采-举升协同”为特色的油藏工程一体化技术体系,创建了“边注边测边调边控”的高效开发新模式<sup>[6]</sup>。

### 1.2 同井注采技术

同井注采技术是在油田开发后期,为实现(特)高含水油田持续效益开发形成的一种新技术,对保障老油田持续稳产具有重要作用。2023年中国石油突破了聚结-强旋串并联油水分离技术<sup>[7]</sup>,实现了含水率90%以上的油水混合物高效分离,分离效率超过99%,同井注采的技术指标进一步提升,应用范围进一步扩大。

针对气液比较高油井,研发了井下油气水三相分离技术,解决了因气体含量较高油水分离失效的难题,实现了油气水三相气液分离效率达到97.3%,油水分离效率超过98%<sup>[8-9]</sup>,2023年首次在大港油田下井试验成功,技术应用范围扩大到产气油井(图3)。

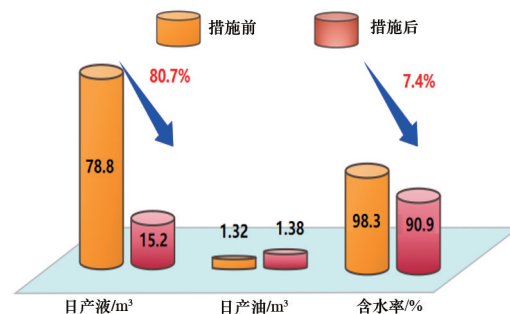


图3 试验区同井注采试验前后效果对比

创新形成同井注采区块互注互采、循环驱替模式,大庆油田同井注采试验井平均产水由 78.8 m<sup>3</sup>/d 下降到 15.2 m<sup>3</sup>/d,降幅达 80.7%,区块累计增油 5000 余 t,年减少地面产水约 16 万 m<sup>3</sup>,构建了“井下油水分离车间”,实现油藏与井筒能量循环利用,开发指标明显提升(图 4)。

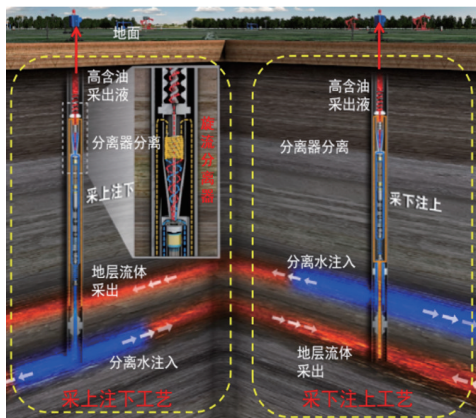


图 4 同井注采工艺原理

### 1.3 分层采油技术

分层采油是解决油田高含水阶段层间和平面矛盾、充分发挥中低渗透层产能、减少无效水循环、实现剩余油挖潜的重要手段。国内“十三五”时期研发了缆控式、振动波控制等电控分层采油技术,初步实现了井下分层产量、含水率、压力等参数的在线实时监测,为油藏动态分析和优化提供了数据基础。2023 年中国石油研发了电磁耦合有缆智能分层采油技术,利用电磁耦合原理建立井下可重复对接与分离的电能及信号传输通道,通过井下多个配产器实现分层采油。该技术通过电能及数据的非接触传输实现了生产管柱与配产管柱之间的可分离作业,在不动配产管柱的情况下完成检泵等作业,大幅降低作业成本及现场工作量<sup>[10]</sup>。在大庆油田采油四厂智能注采示范区完成 4 口井现场试验,实现了井下层段温度、压力、流量的实时监测和产液量调控,为稳油控水、提升生产效益提供了有力工程支撑。

采油开发后期,需准确掌握油井分层压力及流体参数等动态数据,为开发方案调整、油层改造、提高采收率等提供依据。中国石油研发了具有模块化、全电控、快捷化等特点的分层测压及流体取样

测试系统,可快速实现分层流体液样采集与分层压力测试<sup>[11]</sup>。2023 年,进一步创新研制了大通径环形电控封隔器、大排量电控排液泵、多腔室大容量电控取样器等多套核心工具,排液能力和可靠性大幅提高,扬程、排量大幅提升,封隔器耐压差由 10 MPa 提升至 20 MPa,在吉林油田完成 4 口老井复产前测试,井下稳定工作时长超过 120 h,较常规分层监测手段节约单井费用 4.8 万元,减少测试时间 3~4 d。

## 2 人工举升

油田经长期开发后地层能量逐渐衰竭,通过人工举升方式能够有效降低井底流压,将井筒内原油举升至地面,保障油田的长期稳产。经过多年发展,形成了以抽油机、螺杆泵、电潜泵、气举等为代表的人工举升技术体系,基本满足了油藏不同开发阶段的生产需求。但随着深层/超深层、非常规等油气资源成为重点开发资源,现有举升技术面临能力不足、效率低、复杂工况适应性差等问题。同时,仅中国石油机械采油井超过 24 万口,年耗电近 110 亿度,人工举升成为节能减排、降本提效的重点挖潜对象。经过持续攻关,2023 年国内外在新型高效举升、机采系统提效及机采数字化技术等方面取得显著成效。

### 2.1 新型高效举升技术

针对高气液比油井举升和气井排水采气需要,美国 Upwing 能源技术公司研发了一种井下气液混相无杆泵<sup>[12]</sup>,由高速电机、磁性联轴器、气液混相压缩泵组成,其电机最高运行速度可达 50000 r/min,适用生产气油比达 10000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> 以上。

中国石油针对大平台井常规抽油机杆管偏磨、效率偏低等突出问题,研发了电潜螺杆泵、电潜柱塞泵、宽幅电潜离心泵等新型无杆举升技术,应用井数超过 1200 口,在大庆、长庆、新疆、大港等油田建立了典型示范区,系统效率比抽油机平均提高 10.6 个百分点。2023 年攻克了井下超细长比的高功率密度永磁电机和宽幅电泵叶导轮设计技术<sup>[13-16]</sup>,井下电机输出功率首次突破 24 kW,电潜螺

杆泵下深首次超过 3000 m,电潜柱塞泵下深首次超过 4000 m,宽幅电潜离心泵最佳排量范围拓展到 20~200 m<sup>3</sup>/d,同时攻关形成了无杆泵井数字计产、故障预警等技术,准确率达到 90% 以上,不断完善新型无杆泵举升技术体系。

针对低产井研发了超长冲程抽油机,冲程达 50 m,冲次<10 次/h,提高泵效、降低偏磨效果突出,国内油田应用超过 1000 口井,在平台井、深井中应用潜力巨大。2023 年建立了电参高精度转供图方法和井筒三维力学仿真模型<sup>[17]</sup>,精度在 93% 以上,解决了难以测试示功图的问题,大幅提升智能化生产水平;创新形成一机双井、共直流母线等生产模式,解决超长冲程抽油机平衡难题,节电率提升 30% 以上(图 5、图 6)。



图 5 大港港西 2 号电潜螺杆泵大平台



图 6 一机双井超长冲程抽油机

## 2.2 机采系统提效技术

针对常规抽油泵漏失严重、泵效低等问题,巴西石油公司最新研发了一种渐进涡旋有杆泵<sup>[18]</sup>,地面电机通过抽油杆柱将旋转运动传递井下渐进涡

旋泵,在实验室环境中,涡旋抽油泵降低 40% 压力损失,增加 20% 流量,不仅大幅提高系统效率,还可延长井下泵、抽油杆和其他井下部件运行寿命。

国内油井低产低效态势相对更为严峻,以中国石油为例,日产液低于 5 t 的低产井已占开井数的 50%,系统效率不足 15%,低于平均值 11 个百分点。中国石油自主研发了云边协同、边缘计算、不停机间抽等多种模式的智能间抽技术体系,并制定了技术应用规范,规模应用 2.3 万口,占总间抽井数的 34%,智能间抽年节电 1.9 亿度,已成为老井机采提效的主体技术。2023 年攻关形成了地质工程一体化、技术经济一体化的选井与间抽制度优化技术<sup>[19]</sup>,将间抽周期由天级精细为分钟级,长庆油田云边协同间抽技术实现 2 m<sup>3</sup>/d 以下油井全覆盖,大庆不停机智能间抽应用超过 7000 口井。

目前抽油机井仍然占国内总油井数的 80% 以上,杆管普遍偏磨。针对泵上杆柱屈曲失稳效应导致的杆管偏磨加剧问题,国内创新研发了拉杆柱塞泵、液力反馈泵,优化中和点以下抽油杆柱应力分布,有效消除杆柱屈曲失稳,减轻井内偏磨和碰撞,提高了系统效率,预期可延长检泵周期 200 d 以上。

## 2.3 机采井数字化技术

传统抽油机地面物联网建设以功图模式为主,单井投资大,人工维护成本高。

国外油田积极布局油气井智能生产模式,在油田数字化和智能化方面投资巨大、发展迅猛。英国 BP、壳牌公司、美国雪佛龙等提出了“Field of Future”“Smart Fields”“i-Field”等智能油田模式,通过大量的油井基础数据和测试数据,建立油井智能分析模型,实现生产远程监测、智能诊断、故障预警、智能调控等功能,大幅提高油气井生产管理效率。贝克休斯研发了抽油机自动控制装置(LWM)<sup>[20]</sup>,由载荷传感器、曲柄位置传感器、电机转速传感器、控制模块等组成,可实现冲次的自动调整、防抽空控制等,已在美国、加拿大等国家应用,泵效可达 70%,系统效率提高 3 个百分点。

中国创新建立了电参低成本物联网模式,突破了电参多重复杂特征识别方法,形成电参智能工况诊断、数字计量等核心技术,降低物联网建设投资

60%以上;针对有杆泵井下数据传输成本高、效率低等问题,中国石油、俄罗斯石油公司同步研发了基于功率脉冲信号的有杆泵井井下数据无线传输方法<sup>[21]</sup>,利用抽油杆将井下传感器获得的信息传递到地面,并根据地面示功图数学模型进行解码从而获得井下数据,大幅降低了数据传输成本。

面对量大面广的油井智能化管理需要,中国石油自主研发油气井智能生产优化决策 PetroPE 软件<sup>[22]</sup>,形成了基于功图与电参 2 种模式的油井工况诊断优化与数字计量技术体系(图 7、图 8)。2023 年基于微服务架构,开发了适用于作业区、采油厂、油田公司的三级智能管控平台,具备电子巡井、生产预警、数字计量、实时优化、远程调控等功能,在吐哈三塘湖、塔里木哈得、青海五厂打造了多个智能生产示范区,降低人工劳动 80%,大幅提升油井智能化生产水平。

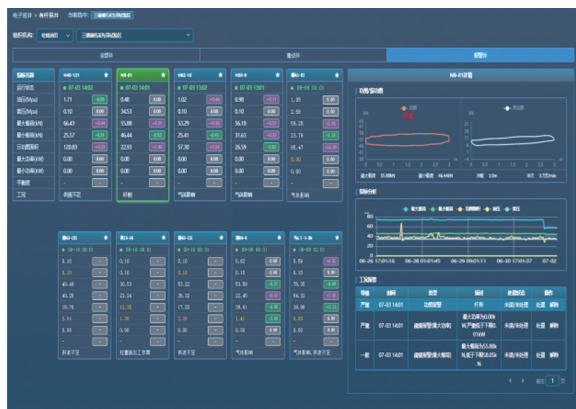


图 7 PetroPE 工况智能预警模块



图 8 PetroPE 高精度数字计量模块

## 2.4 新能源与油气融合生产技术

在“双碳”目标下,传统能源企业向绿色低碳转型已成为业内共识。中国油气田新能源建设规模迅速提高,中国石油已建/在建绿电装机容量超 270 千万,2025 年预计将占总能源比例的 7%。

2023 年,中国石油吉林油田充分利用丰富的风光能源、井场周边空地、闲置集中土地等资源建设零碳油田示范区(图 9),完成 15 万千瓦风光发电建设,其中光电 7.1 MW、风电 7.8 MW,是中国石油首个大规模绿电自消纳项目,月发电 3000 万度以上,年发电约 3.6 亿度,全部自消纳,占油田生产年总用电量的 25%。基于该项目,吉林油田产出了中国首桶“零碳原油”,即全部采用清洁能源采出的原油<sup>[23]</sup>。在电力方面,通过建设风力发电场、光伏发电机组、储能装置等实现清洁电力替代网电;在燃气供热方面,通过利用地热、光热、空气源热泵替代环状掺输、干线掺输,降低燃气消耗;同时,实施 CCUS,在驱油提高采收率的同时,实现碳封存。该示范区实现了区块原油生产零碳排放,采出了中国首桶“零碳原油”,是油气与新能源融合发展的标志性成果。



图 9 吉林油田新立采油厂零碳示范区

中国石油新疆油田为挖掘边探井生产潜力,提出了智能间抽与离网式光伏发电融合应用的技术方向,通过自动识别油井动液面变化,制定合理开关井制度,提高机采系统效率,结合光伏智能直驱技术将发电量“电尽其用”,实现智能运行与光伏用电的一体化控制<sup>[24]</sup>。目前,油气生产企业自消纳绿电规模占总用电量的比例仍然较低,波动供能条件下的智能间歇生产调控技术将成为实现绿电供能下生产效益最大化的重要技术。

### 3 采气工艺

采气工艺是气田开发的重要组成部分,近年来,采气工艺技术不断完善,形成了气田排水采气、“三高”气井完整性管理、页岩气井全生命周期采气、出砂气井防治、储气库安全高效注采等技术系列,有效保障了气田稳产和新区建产,推动了天然气产量跨越式增长。随着气田开发不断深入,气井井数快速增长,老气田普遍水侵水淹,低产低压井逐年增多,井筒堵塞严重,传统排采工艺适应性变差。采气工艺直面问题挑战,在绿色智能化采气、非常规全生命周期高效采气、低产低压气藏复合排水采气等方面取得技术创新。

#### 3.1 绿色智能化采气技术

国外智能化排水采气技术起步较早<sup>[25-26]</sup>,BP 公司开发了一种柱塞气举智能化控制系统,可根据井筒的生产状态自动调整柱塞到达时间、后续流动时间等参数,无需人工干预,从而实现产气量的最大化与效益的最优化。

泡排是国内第一大排水采气工艺,传统泡排工艺以人工加注为主,成本高、效率低<sup>[27]</sup>。2023 年主要创新开发了绿色供能、多井协同优化、可控多路智能加注等关键技术,研发了分散井起消一体化智能泡排与平台井集群智能泡排装备,实现实时数据采集、在线分析优化、智能生产管控的精细泡沫排水采气,将传统点状泡排升级为连续高效泡排,在大幅降低人工劳动的同时,显著提升了泡排效果。截至 2023 年底,在青海、浙江等油田建立了 4 个智能泡排示范区,累计应用 6000 余井次,人工作业量下降 80%,年增产天然气超过 2 亿 m<sup>3</sup>,递减率下降 8.2%。

柱塞气举是国内第二大排采方式,面临井下工况不明、生产优化缺乏依据的难题<sup>[28]</sup>。中国石油攻克了复杂工况井下多参数传感器、透波高分子材料和信号无线传输等技术,成功研发了智能感知柱塞,实现全井筒参数精确感知,并在此基础上建立井筒工况精准描述、储层潜力动态评价、故障精确诊断、制度智能优化方法,形成了测-传-控一体的智能柱塞技术,2023 年应用 437 井次,故障判断准

确率 95%,异常工况发现时间缩短了 80%,提升单井日产气量 15%。

面对数万口气井高效智能化管理需求,中国石油研发采气工艺智能管控软件平台,具备生产动态预测、异常工况预警、工艺智能优选优化等功能,已累计接入近 1 万口井,2023 年上线 3563 口井,大幅提升了采气工艺管理水平(图 10、图 11)。



图 10 风光供能注消一体智能泡沫排水采气装备

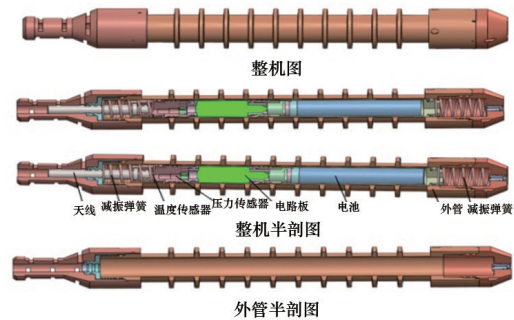


图 11 井下多参数智能感知柱塞

#### 3.2 非常规气藏全生命周期采气技术

页岩气、致密气等非常规气藏全生命周期 80% 的生产时间,30%~60% 的 EUR 严重依赖采气工艺,近年来形成了前期控压生产、中期排水采气、后期增压开采等技术,全生命周期采气技术体系不断完善<sup>[29-30]</sup>。北美在非常规气藏全生命周期采气技术和工程管理方面一直处于领先地位,率先建立了全生命周期的地层能量保持理念及对应的采气工艺技术体系<sup>[31]</sup>,电控精细控压生产可实现 0.01 MPa/d、带压下油管作业能力达到 120 MPa,不同生产阶段排水采气技术及精细优化方法已系列化,在 Haynesville、Macellus 等页岩气田开展了全面应用,提升单井 EUR 30%~40%。

中国以气井全生命周期生产为理念,成功研发连续管+节流器+柱塞一体化完井技术,具备带压下管、压后排液、节流生产、排水采气四大功能,既满足了气井高效排液需求,又简化了生产管理流程,降低了措施综合费用。截至2023年底,完井采气一体化技术在长庆油田累计实施746口井,较常规完井周期缩短50%以上,采气综合成本可节约14.5%,单井作业成本降低3万元,累计增产天然气21亿 $\text{m}^3$ 。中国石油创建了气藏—井筒—工艺开采一体化能量优化提升EUR方法,建立裂缝+基质储层传质与物质平衡方程、水平段变质量流计算方法、直井段积液和非积液两段式井筒压降模型,并通过节点分析方法将储层—井筒—工艺有效集成,实现不同生产阶段、不同工艺开采效果分析。2023年在浙江油田首次定量描述页岩气井下油管时机、不同排采工艺接替下的压降利用效率对紫金坝页岩气10余口井全生命周期采气工艺优选与精细优化后,预计EUR可提升23%。

### 3.3 低产低压气井复合排水采气技术

国外取得较好应用效果的复合排采方式包括泡沫+气举、柱塞+气举和负压抽吸+柱塞+气举等工艺。壳牌公司在尼日利亚FENE油田两口井试验泡沫+气举,井深约2000 m,成功使两口井日产量分别提升280 BPD和120 BPD<sup>[32]</sup>。澳大利亚在某煤层气田45口井试验泡沫+气举技术,比传统螺杆泵排液能力更强,使井底流压降低34%<sup>[33]</sup>。美国Plunger Lift公司、DJR Energy公司和塔尔萨大学在San Juan盆地中的14口气井现场试验负压抽吸+柱塞+气举工艺,产量提高了5%~10%,将气井连续生产时间增加40%,气井寿命大幅提升<sup>[34]</sup>。

中国当前低产低压气井不断增多,中国石油产量 $<2000 \text{ m}^3/\text{d}$ 气井占比超过20%,已接近常规采气工艺技术经济下限。针对单一排水采气工艺存在的局限性,国内外探索将多种排水采气工艺复合应用,以增强工艺适应性、拓展应用范围。2023年中国石油开展泡排+间歇、柱塞+泡排、速度管柱+泡排/间歇/单井增压等复合工艺1万多井次,累计增产超过2亿立方米。开展复合排采工艺仿真模拟实验,揭示了复合排采可有效增强了气液流动的稳

定性,技术边界较单一工艺扩展20%以上,并建立了界限模型及选井图版,为低压低产气井复合工艺组合选择及接替时机提供科学依据(图12)。

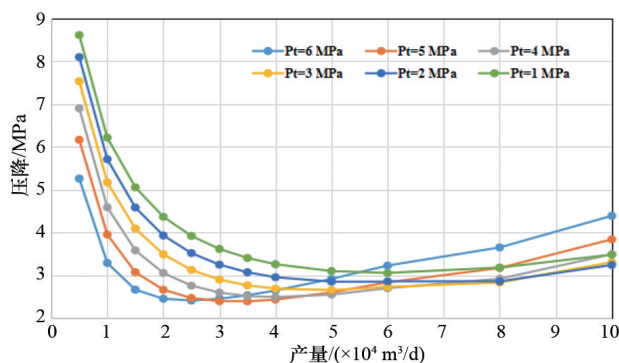


图12 气举+泡排压降规律

## 4 储层改造

非常规是目前国内外陆上油气增储上产的主体。储层改造技术通过压裂等方式将致密储层基质“打碎”、形成缝网,大幅降低油气的渗流阻力,是非常规油气资源效益开发的核心技术。北美通过“页岩革命”实现了能源独立,中国通过借鉴北美页岩油气开发的成功经验,近年在非常规油气储层改造技术领域取得重大进步,水平井体积压裂技术进入2.0时代,实现了压裂理论创新发展、工具材料集成配套以及压裂参数全方位优化,为非常规油气高效勘探开发提供了有力保障。

### 4.1 非常规储层体积压裂工艺

北美经过3轮次技术迭代升级,基本确立以“段内多簇+限流射孔+暂堵转向+高强度连续加砂压裂”为改造理念的页岩油气体积压裂主体工艺,并针对不同埋深和井网部署采用差异化改造参数模板<sup>[35]</sup>。在压裂优化设计方面,突出以地质工程一体化为主线,全面认识非常规储层基础上开展压裂设计。北美建立了从地质力学建模、压裂模拟、压后产能模拟等全流程的优化设计平台,精细地质建模是开展压裂优化设计的基础,三维地质力学建模采用有限元方法,实现考虑裂缝扩展与生产动态的耦合模拟技术;针对非常规复杂储层的压裂裂缝模拟模型发展迅速,如考虑天然裂缝影响的拟三维复杂裂缝模拟模型,考虑多缝扩展应力阴影的非平面

全三维裂缝模拟模型等;压后产能模拟中的裂缝表征技术也从经典的双重介质模型、局部网格加密技术、离散裂缝技术发展到目前的非结构化网格处理技术、嵌入式离散裂缝网格处理技术,兼顾了裂缝形态准确表征与计算效率。整体提升非常规储层改造技术水平。

国内形成了以“缩小簇间距+高强度加砂+暂堵转向+石英砂替代陶粒”为核心的体积压裂2.0技术体系,并向精细化方向发展。近年来,中国石油对标国际上地质工程一体化、智能化的软件研发方向,持续加大对地质工程一体化软件平台研发力度,陆续攻克了10余项关键核心技术,2023年成功发布了国产地质工程一体化压裂设计软件FrSmart 1.0,破解了以往压裂软件完全依赖进口的困境,提升了非常规储层精细化设计水平<sup>[36]</sup>。FrSmart 1.0具备地质力学建模、压前分析、压裂测试、水力压裂裂缝模拟、压后产能模拟、经济评价和实时决策等功能模块,裂缝模拟、压后产能模拟结果与国际先进软件差异小于5%,与采用同类模型的先进软件相比,计算速度相当,实现了非常规油气单井和多井地质工程一体化压裂优化设计。FrSmart 1.0除了具备非平面裂缝模拟、考虑天然裂缝影响的复杂裂缝模拟等40余项常用功能外,还具备考虑层理影响的裂缝模拟、投球暂堵模拟、蓄能压裂模拟等现场急需的特色功能(图13、图14)。截至2023年11月底,在4大石油公司及高校部署1196套,在页岩油气、致密油气、深层煤层气等资源领域示范应用273口井、3200多段压裂设计和现场施工,并取得较好的应用效果。



图13 FrSmart1.0主要功能

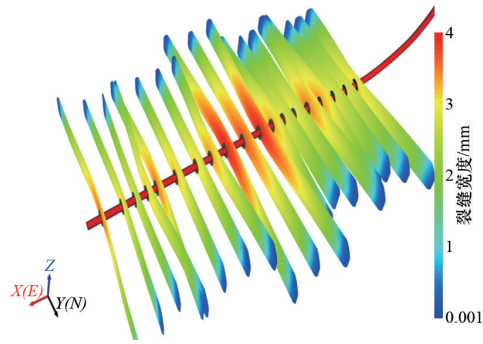


图14 FrSmart1.0模拟水平井压裂裂缝展布

#### 4.2 多功能、低成本压裂材料

压裂液方面,北美非常规储层改造以滑溜水为主,占比超过90%。降阻剂以悬浮型降阻剂VFR(高黏降阻剂)为主,低黏体系中聚合物使用浓度0.08%~0.3%,降阻率可以达到70%以上,高黏体系中聚合物使用浓度0.1%~0.8%,增黏速率明显,添加0.6%浓度时黏度可达到80 mPa·s。同时积极研发新型多功能压裂液和添加剂,如用于提高采收率的驱油型压裂液、保持页岩储层和支撑剂稳定的压裂液化学添加剂、适应于返排和采出水配制压裂液的降阻剂等<sup>[37-38]</sup>。中国针对非常规油气、高温深层改造需求以及低成本、环保新要求,研发形成了覆盖各类储层需求的压裂酸化新材料,一是研发低浓度、低伤害、可重复滑溜水体系,浓度0.05%~0.3%,降阻率为71%~77%,在页岩油建产区规模应用;二是形成了以工业氯化钙为加重剂绿色低碳低成本加重压裂液体系,安全环保,密度提高至1.42 g/cm<sup>3</sup>,耐温由170℃提高至220℃,已在塔里木油田现场应用,每立方米成本由1.2万元降至0.4万元;高密度复合盐加重体系,密度达到1.45~1.55 g/cm<sup>3</sup>,耐温达到200℃,已具备现场试验条件;三是研发了耐温180℃的缓蚀剂和稠化剂,缓蚀效果满足行业标准(反应4 h,缓释速率为66.59 g/(m<sup>2</sup>·h)),为高温深层碳酸盐岩酸化酸压提供新材料。

支撑剂方面,目前北美非常规压裂整体石英砂占比超98%,同时积极研发了覆膜、自悬浮等功能性支撑剂,以增强支撑剂强度、在水力裂缝中的铺置均匀程度<sup>[39]</sup>。Fairmount公司研发的可固化和预固化涂层最多可达5层,自悬浮支撑剂以膨胀型为主,砂比最低可以达到10%,此外长效示踪、长效阻

垢等多功能型支撑剂在非常规储层压裂中应用逐渐增加。国内大庆、新疆石英砂比例达到100%，西南中深层页岩气石英砂占比75%。国内研发的覆膜支撑剂，可固化和预固化涂层最多可达3层，自悬浮支撑剂以液体增黏为主，耐高温可达170℃，砂比最大50%。

暂堵材料方面，北美研发了暂堵锥及绳结等异形暂堵材料，正逐渐取代球形暂堵材料，暂堵有效率可以达到80%以上。国内2023年主要研发了系列可降解暂堵材料产品，早期以颗粒暂堵剂应用为主，现阶段以球剂组合及绳结暂堵材料为主体。

### 4.3 裂缝监测技术

北美同/邻井光纤、井下电视监测解释技术成熟，并建立水力压裂试验场<sup>[40-44]</sup>。光纤监测方面，分布式光纤工作温度达300℃，DTS温度分辨率0.01℃，DAS信噪比20 dB，DSS应变分辨率可达 $3 \times 10^{-12}$ ，空间分辨率最小0.2 m。已经开发具有自主知识产权的解释软件，DTS、DSA可解释多簇均匀开启和进液情况，DSS能够识别裂缝撞击位置和时间，解释裂缝方位、井间簇间干扰情况。井下电视监测方面，具备彩色全帧率高清视频功能，耐高温125℃，耐压120 MPa，已应用超过200口井。图像分析处理技术可以完成井下可视化视频图像自动校正、智能判断识别孔眼、半自动测量孔眼尺寸，有效分辨率达到0.5 mm。水力压裂试验场方面，北美开展了多轮次水力压裂试验场(HFTS)建设，HFTS以多簇压裂改造均匀性、水力裂缝形态特征、支撑剂运移规律、子母井干扰等为研究目标，采用分布式光纤监测、井下温度压力计、大斜度井取心、井下微地震、光纤微地震等技术，揭示了水力压裂裂缝复杂程度高、缝高方向裂缝扩展受限、低单簇排量下裂缝扩展不均匀、井间干扰受布井方式及井眼轨迹主控等一系列新发现，进一步深化了非常规储层体积改造基础理论认识。

国内裂缝监测技术也在飞速发展。光纤监测方面，分布式光纤工作温度达到300℃，空间分辨率3~4 m，DTS温度分辨率0.01℃，DSS空间分辨率2 m。解释方法和软件方面，建立了DAS光纤监测的密切割压裂排量优化解释算法，可对各簇进液进砂

量进行实时定量解释，并创新性联通三维裂缝扩展模拟器对裂缝形态进行直接刻画。井下电视方面，耐高温125℃，耐压100 MPa，压裂解释方法围绕多孔冲蚀程度与进液量、砂量关联模型开展攻关，正在逐步形成多簇压裂孔眼冲蚀与暂堵耦合综合预测与解释模型。水力压裂试验场方面，中国石油首次在长庆页岩油平台系统全面地开展水力压裂试验场建设，通过精细方案设计、精密施工组织，集成应用光纤、取心、井下电视等多种监测技术(图15)，取得裂缝扩展认识的一手资料，试验表明射孔簇开启率可检验段簇组合模式、取心观察到的裂缝形态可校核裂缝扩展，为非常规储层精细建模、精准设计、准确评估提供了强有力的技术支撑。

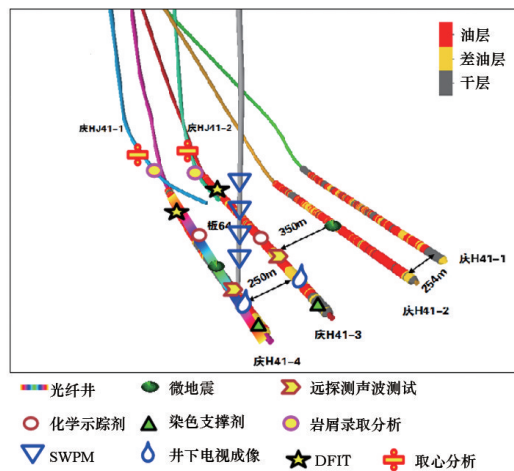


图15 集成测试配套示意

### 4.4 水平井重复压裂技术

北美井筒重构技术及重复压裂设计方法相对成熟，实现单井提产、母井保护性复压、井组整体改造等多场景应用<sup>[45-46]</sup>。研发了可膨胀尾管，5.5寸套管修复后通径大于106 mm，能够满足10~2000 m水平段井筒重构，单段最大重构能力550 m，抗内压70 MPa、抗外压35 MPa，在北美累计应用超过1100口井；创新了尾管固井井筒重构模式，在4.5或5.5寸套管中下入3.5、4.0或4.5寸尾管，适用于井底温度100~180℃，水平段长为760~2100 m，Haynesville区块已成功应用100口井以上(图16)。

国内在水平井重复压裂技术方面也取得较大的进步，为老油田高质量挖潜提供保障。中国石油

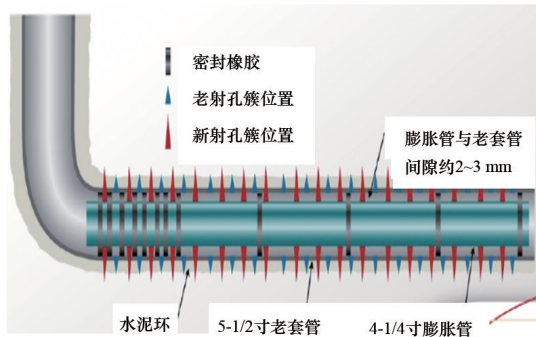


图16 膨胀管井筒重构工艺示意

以提升单井产量为目标,以“重构渗流场、重构应力场、重构改造对象”为手段,形成了渗流场与应力场耦合的重复压裂优化设计技术,建立了直井侧向宽带、暂堵转向、双向调堵和蓄能4种重复压裂工艺模式,发展了膨胀管补贴和尾管固井2种井筒重构技术,已在长庆油田试验14口井(图17)。

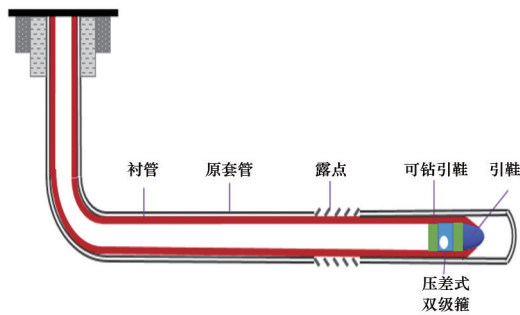


图17 小套管固井井筒重构工艺示意

## 5 井下作业技术

井下作业技术是保证油水井正常生产的重要技术手段,为老油田盘活存量资产、提高单井产量、满足新型开发需求提供了有效支撑。随着油气勘探开发向超深层、非常规领域迈进,在高效、安全、低成本和绿色低碳的发展理念要求下,国内外在带压作业、连续油管作业、数字化智能化修井作业和深层与水平井井下作业技术等方面取得较大进展。

### 5.1 带压作业技术

带压作业具有“不压井、不放喷、安全环保”等突出优势,对保持地层能量、清洁作业、提高油气井产能和采收率意义重大。北美公司带压作业技术处于领先地位,其气井带压作业技术应用率高于

90%,年带压作业已超过1万口井, CUDD、ISS、Snubco等国外公司带压作业机最大举升力达到2722 kN、最高工作压力140 MPa、最大作业深度9000 m、最高硫化氢施工含量45%,带压作业工艺技术已从常规油水井扩展到气井、高压高产井、高腐蚀井等多领域应用<sup>[47]</sup>。

国内带压作业技术取得重大进步,带压作业机及配套工具实现国产化,应用范围涵盖完井投产、大小修等施工作业,实现井下作业技术升级换代。2023年中国石油完成油气水井带压作业6273口井,减少注入水排放141.54万 $\text{m}^3$ ,增油12.55万t,增气1.22亿 $\text{m}^3$ ,创经济效益5.97亿元。西南油气田建立完善了气井带压作业工艺技术体系,塔里木油田创造国内带压作业三高纪录,最高关井压力95.3 MPa,最高回压95.7 MPa,最高泵压102 MPa。

### 5.2 连续油管作业技术

连续油管作业具有作业周期快、施工成本低、清洁安全环保等突出特点。贝克休斯<sup>[48]</sup>对连续油管井下马达轴承进行重新设计,改进了井下钻具组合,提高了水平井钻塞效率,一次钻塞作业成功率大幅提升,降低了压后钻塞费用。贝克休斯和AD-NOC Offshore公司<sup>[49-50]</sup>创新了一种基于特殊润滑剂的连续油管作业技术,大大降低了作业时的摩阻,作业能力能够达到9000 m。

国内逐步提升连续油管作业技术水平,成为水平井修井提质提效的技术利器,推进连续油管装备及配套工具国产化,在气井完井、储层改造、水平井作业等方面规模应用,2023年完成4582井次,节约成本1.7亿元,较常规修井效率提高3~4倍,已成为井下作业主体技术之一。国内研制了CT70-CT150低碳合金钢连续管和高合金连续管,管径尺寸为 $\Phi 25.4\sim\Phi 88.9$  mm、壁厚2.77~6.35 mm,国产作业机能力达到8000 m,并配套研制了4个系列90余种专用工具。

### 5.3 数字化自动化修井技术

国外在井下作业数字化自动化方面起步较早<sup>[51-52]</sup>。EV Clearvision公司组合应用井下阵列摄像机和超声波相机进行井下数据捕获,实现井下高精度测量射孔几何形状。斯伦贝谢推出了Optiq光

纤解决方案,实现井下数据连续实时测量,大幅提高作业质量和作业效率。Reservoir Group 公司开发的 INFOCOIL 智能修井系统,实时监测井下管内外压力、温度数据以及套管牵引器等信息,支撑井下精准控制。

国内针对井筒状况日趋复杂、传统方法不能准确描述修井对象的难题,创新提出阵列式电磁扫描的井筒三维检测方法,可在高精度测量套管内径/壁厚基础上获取变形/损伤所在的角度维信息,实现真三维井筒成像,在长庆、华北、渤海、胜利等油田试验 10 口井。为保证井下作业施工质量、提升工作效率,中国石油研发了井下作业数字化智能监督平台,可实现井场视频图像、作业机施工参数、压裂施工参数实时监控报警,已现场试验应用 3.72 万井次,推动了井下作业由驻井监督向远程数字化监督的转变。

为解决作业人员老龄化、作业工作量大的难题,国内自动化修井机发展迅速,研发形成了大修、小修、带压作业等系列自动化修井装备及关键部件,并取得了一定规模应用,工人劳动强度降低、安全性提高效果明显<sup>[53-54]</sup>。2023 年中国石油应用自动化修井机 57 部,部分自动化修井装置 444 台套,成功研制小修全自动垂直排管装置,起下杆管作业效率提升 15%。

#### 5.4 深层与水平井井下作业

目前超深、超长水平井井下作业能力一直滞后于钻井和完井作业能力,严重制约了该类油井的长效生产能力。通过多年攻关,深层与水平井井下作业技术不断提升。国外 Archer、ADNOC Offshore 和 Altus Intervention 公司<sup>[55]</sup>联合研发了高性能碳纤维技术并配合高性能井下牵引工具,实现水平段长 25000 ft、总长 40600 ft、日产 6500 桶超深超长水平井井下作业。

国内持续攻关形成水平段解卡打捞、复杂套损井打通道、侧钻水平井等系列大修技术。大修侧钻技术已形成 6000 m 以浅大修、4500 m 以浅侧钻、1500 m 以内水平段修井能力,同时研发了超短半径水平井柔性侧钻技术,侧钻曲率半径 2~3 m,水平段长大于 50 m,为剩余油挖潜提供新手段。

2023 年,中国石油完成包含超深井、复杂水平井在内的修井作业 6274 口井,年恢复产油 36.5 万 t,恢复注水 143 万 m<sup>3</sup>。

## 6 结论

2023 年,国内外采油采气工程技术取得诸多显著进展,中国主要在智能分层注入、高效人工举升、全生命周期采气工艺、精细化储层改造、复杂井况井下作业等方面取得显著技术进步,有效保障了新区快速建产、老油气田挖潜增效和油气田安全生产。随着新建产区以深层与非常规为主、老油气田进入开发中后期,效益开发与挖潜增效难度增大、注采井况日趋复杂、绿色安全环保生产要求更高,采油采气工程面临新挑战、新要求,下一步重点围绕 4 个方面开展技术攻关。一是加强深层/非常规资源效益动用提产降本技术攻关,升级完善储层改造技术,打造精细化、经济化、智能化技术链条;攻关深层与非常规高效采油采气技术,保障高质量效益建产。二是持续推动老油气田提效挖潜技术转型升级,完善配套老油田低成本侧钻挖潜技术、水平井重复压裂技术;研发低成本智能分层注水、精细分层注气、非常规气藏全生命周期精细排采、清洁能源替代等油气井挖潜增效工程技术体系,提升经济高效绿色采油采气水平。三是加快提升复杂工况井下作业能力和智能化水平,大力提升自动化、电动化水平,助力井下作业数字化转型智能化发展;攻关电控液控工具、可视化井筒检测工具等,提升复杂工况井作业能力。四是加强井筒质量提升,筑牢绿色安全环保生产根基,强化高风险井筒质量管理和提升监测治理技术水平,确保长期安全生产;深化深层页岩气等套损套变井预防与治理技术研究,大幅提升井筒质量。

“工程技术一小步,勘探开发一大步”。采油采气工程系统将认真贯彻落实习近平总书记指示批示精神,以保障国家能源安全为己任,以油气开发需求为导向,直面挑战,担当作为,加快技术创新,突破技术瓶颈,为油气田上产稳产提供坚强保障。

## 参考文献(References)

- [1] 刘合, 裴晓含, 罗凯, 等. 中国油气田开发分层注水工艺技术现状与发展趋势[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(6): 733-737.
- [2] 刘合, 裴晓含, 贾德利, 等. 第四代分层注水技术内涵、应用与展望[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(4): 608-614.
- [3] 孙金声, 刘伟. 我国石油工程技术与装备走向高端的发展战略思考与建议[J]. 石油科技论坛, 2021, 40(3): 43-55.
- [4] 刘合, 郑立臣, 俞佳庆, 等. 分层注水井下监测与数据传输技术的发展及展望[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(1): 174-182.
- [5] Ming E Y, Yu J Q, Zheng L C, et al. Transmission model of transient flow wave signal in intelligent layered water injection system[J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2023, 13(9): 1935-1950.
- [6] 中国石油新闻中心. 2022年度中国石油十大科技进展: 进展 4[EB/OL]. [2023-12-24]. [http://news.cnpc.com.cn/cms\\_udf/2023/sdkj1108/](http://news.cnpc.com.cn/cms_udf/2023/sdkj1108/).
- [7] Xing L, Guan S, Gao Y, et al. Measurement of a three-dimensional rotating flow field and analysis of the internal oil droplet migration[J]. Energies, 2023, 16(13): 5094.
- [8] Gao Y, Liu H, Yu J, et al. Design and analysis of an axial center-piercing hydrocyclone[J]. Energies, 2023, 16(19): 6800.
- [9] 邢雷, 苗春雨, 蒋明虎. 井下微型气液旋流分离器优化设计与性能分析[J]. 化工学报, 2023, 74(8): 3394-3406.
- [10] Liao C L, Jia D L, Yang Q H, et al. An intelligent separated zone oil production technology based on electromagnetic coupling principle[C]//SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia: SPE, 2023: SPE-215238-MS.
- [11] 许建国, 杨清海, 伊鹏, 等. 采油井模块化分层流体取样与压力测试技术[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(2): 385-393.
- [12] Zhang X, Wang C, Sun Y, et al. Cloud-edge combination: A novel intelligent intermittent pumping optimization and control method for tight oil wells[C]//Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Abu Dhabi, UAE: SPE, 2022: SPE-211802-MS.
- [13] 孙延安, 郑东志, 钱坤, 等. 古龙页岩油水平井宽排量潜油电泵举升技术现状[J]. 采油工程, 2022(3): 43-49.
- [14] Gao Y, Cao W D, Zhang Y J, et al. Investigation of high-speed deep well pump performance with different outlet setting angle of space guide vane[J]. Frontiers in Energy Research, 2023, 10: 1072901.
- [15] 李越, 白健华, 于法浩, 等. 渤海油田宽幅电潜泵举升技术研究及应用[J]. 承德石油高等专科学校学报, 2023, 25(3): 20-26.
- [16] 韦敏, 车传睿, 龚俊, 等. 宽幅电潜泵结构与内部流场特性分析[J]. 水泵技术, 2023(5): 11-15.
- [17] Chen S, Deng F, Chen G, et al. Research and application of big data production measurement method for SRP wells based on electrical parameters[C]//International Petroleum Technology Conference. Bangkok, Thailand: OnePetro, 2023: IPTC-23013-EA.
- [18] Fraga R S, Castellões O G S, Assmann B W, et al. Progressive Vortex Pump: A new artificial lift pumped method[J]. SPE Production & Operations, 2020, 35(2): 454-463.
- [19] Carpenter C. Subsurface compressor system improves gas production in unconventional reservoirs[J]. Journal of Petroleum Technology, 2021, 73(7): 62-63.
- [20] JPT staff. legends of artificial lift (July 2022)[J]. Journal of Petroleum Technology, 2022, 74(7): 34-38.
- [21] Alimbekov R, Alimbekova S, Akshentsev V G, et al. Method for transmitting telemetric signals during the operation of producing wells by sucker rod pumps and a system for its implementation: RU2022123337[P]. 2022-09-01
- [22] 中国石油勘探开发研究院, 中国石油天然气集团有限公司采油采气重点实验室. 油井生产系统智能优化决策技术[J]. 石油科技论坛, 2022, 41(3): 106.
- [23] 柳智青. 原油如何“零碳”: 中国石油吉林油田产出我国首桶“零碳原油”的调查[N]. 中国石油报, 2023-08-24(002).
- [24] 于洋. 零碳采油从零起步[J]. 中国石油石化, 2022(20): 44-47.
- [25] 贾敏, 郭东红, 李隽, 等. 涩北气田泡沫排水采气效果下降原因分析及对策[J]. 石油钻采工艺, 2022, 44(4): 482-486.
- [26] 肖雨阳, 李军亮. 柱塞气举排水采气井工作制度优化方法研究[J]. 天然气与石油, 2022, 40(6): 81-87.
- [27] Al-Hamzah A, Sharafaddin O, Sirajuddin M S. Artificial lift method selection and design to enhance well production optimization: A field case study[J]. Petroleum & Coal, 2023, 65(1): 1-12.
- [28] Syed F I, Muther T, Dahaghi A K, et al. AI/ML assisted shale gas production performance evaluation[J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2021, 11(9): 3509-3519.

- [29] Zhang H, Chen J, Ye C, et al. Life-cycle deliquification techniques and their application for deep shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry B*, 2023, 10(4): 333–340.
- [30] Zalavadia H, Gokdemir M, Sinha U, et al. Real time artificial lift timing and selection using hybrid data-driven and physics models[C]//SPE Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, USA: SPE, 2023: SPE-213040-MS.
- [31] Cope B, Gilmore D. Case study: Gas lift-plunger lift combination creates full life cycle production solution[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 2023, 75(10): 49–53.
- [32] Okoro F, Arochukwu E, Abuah N, et al. A successful foam assisted gas lift trial in a matured niger delta field [C]//SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. Lagos, Nigeria: SPE, 2023: SPE-217208-MS.
- [33] Amani P, Firouzi M. Uninterrupted lift of gas, water, and fines in unconventional gas wells using foam-assisted artificial lift[J]. *Gas Science and Engineering*, 2023, 114 (2023): 204977.
- [34] Sayma O, Jones K, Hale R, et al. Surface compression and PAGL: Increase and extend production for shale wells[C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Denver, Colorado, USA: SPE, 2023: URTEC-3867326-MS.
- [35] 郑新权, 何春明, 杨能宇, 等. 非常规油气藏体积压裂 2.0 工艺及发展建议[J]. *石油科技论坛*, 2022, 41(3): 1.
- [36] 石油商报. FrSmart1.0 发布! 他们交出“自主研发”优秀答卷[EB/OL]. (2023-11-29)[2023-12-24]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1783868339966948487&wfr=spider&for=pc>.
- [37] Zhang Y, Ali W, Jiang C, et al. Optimal treatment and reuse of flowback and produced water: Selective removal of problematic cations for stability of friction reducers [C]//Unconventional Resources Technology Conference (URTEC), 2023: 482–505.
- [38] Sarmah A, Ataceri I Z, Vijapurapu R, et al. Rock and fluid-based correlation to describe surfactant molecular structure's impact on spontaneous imbibition experiments' performance[C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. URTEC: SPE, 2023: D011S013R002.
- [39] Li J, He S, Wu M. A new type microproppant and its property evaluation for shale gas reservoirs[J]. *SPE Journal*, 2023, 209: 1–16.
- [40] Gala D, Pankaj P, Kamps J, et al. Optimizing completion design to improve near-wellbore and far-field cluster efficiency: Leveraging downhole data and calibrated physics-based models[C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Denver, Colorado, USA: SPE, 2023: URTEC-3860762-MS.
- [41] Ma W, Wu K, Jin G. Geomechanics modeling of strain-based pressure estimates: Insights from distributed fiber optic strain measurements[C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Denver, Colorado, USA: SPE, 2023: URTEC-3864861-MS.
- [42] Gurjao K G R, Gildin E, Gibson R, et al. Modeling of fiber-optic strain response when pumping stops to verify potential continuation of fracture extension[C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Denver, Colorado, USA: SPE, 2023: URTEC-3870194-MS.
- [43] Ratnayake R, Ghassemi A. Modeling of fiber optic strain responses to shear deformation of fractures[C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Denver, Colorado, USA: SPE, 2023: URTEC-3852059-MS.
- [44] Owens K, Chittenden H, Schult M, et al. Using disposable fiber to monitor simul-frac stimulation fracture growth[C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Denver, Colorado, USA: SPE, 2023: URTEC-3850500-MS.
- [45] Fowler G, Zaghoul J, Jones D, et al. A success story: Screening and optimizing refracs in the eagle ford[C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Denver, Colorado, USA: SPE, 2023: URTEC-3848875-MS.
- [46] Leshchyshyn T, Vande A, Barba R, et al. Refrac and re-complete whole history in the North Dakota: Determining detailed type and sub-type of refrac and incremental production[C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Denver, Colorado, USA: SPE, 2023: URTEC-3871674-MS.
- [47] Tang S, Qin F, Dong L, et al. Development status and application of under pressure operation equipment technology[C]//IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Xiamen: IOP Publishing, 2021: 012010.
- [48] Unnikrishnan V, Navin G, Breitenfeld F. Improved bearing design in workover motor boosts operational efficiency for plug milling in North America[C]//SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition. The Woodlands, Texas: SPE, 2023: SPE-212913-MS.
- [49] Chishti S S, Gopalan B, Craig S. Field trial to enhance open-hole coiled tubing accessibility with the use of a

- special coiled tubing lubricant[C]//SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition. The Woodlands, Texas: SPE, 2023: SPE-212903-MS.
- [50] Chishti S S, Sima L, Bukhari M A E. A Cost-Effective approach to enhance coiled tubing accessibility in extended reach wells with the use of a special lubricant: A case history[C]//SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition. Texas: OnePetro, 2023: SPE-212894-MS.
- [51] World oil. Combining video and ultrasound increases downhole data capture accuracy[EB/OL]. [2023-12-24]. <https://www.worldoil.com/magazine/2023/may-2023/special-focus-well-completion-technology/combining-video-and-ultrasound-increases-downhole-data-capture-accuracy/>.
- [52] SLB Products and Services. Fiber-optic solutions[EB/OL]. (2021-08-19)[2023-12-24]. <https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/reservoir-characterization/surface-and-downhole-logging/optiq-schlumberger-fiber-optic-solutions>.
- [53] 王宏亮. 油田修井作业自动化装置的应用[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2023, 43(10): 104-106.
- [54] 王鑫, 王丰良, 赵志成, 等. DYJ80型自动化带压作业机研制及应用[J]. 石油机械, 2023, 51(7): 104-112.
- [55] Troup D J, Correia G, Murchie S W, et al. Carbon composite technologies combine with the latest high performance downhole tractor to gather production data from deeper than ever before, logging 32 compartments over 25000 ft horizontally to a total depth of 40,600 ft[C]//SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition. Texas, USA: SPE, 2023: SPE-212917-MS.

## Annual review of advances in oil & gas production engineering technologies

LIU He<sup>1,2</sup>, JIN Xu<sup>1,2</sup>, SHI Junfeng<sup>1</sup>

1. Research Institute of Petroleum Exploration & Development PetroChina, Beijing 100083, China
2. National Key Laboratory of Continental Shale Oil, Daqing 163712, China

**Abstract** In 2023 China's oil and gas production engineering made technological breakthroughs and achieved outstanding innovative results in areas such as effective production in new area, tapping potential and increasing efficiency in old fields, digital and intelligent development, and green low-carbon transformation. In the field of layered injection, the level of AI continued to improve and the scope of technological adaptation further expanded, significantly enhancing the level of refinement in layered injection. In the field of artificial lifting, the new high-efficiency lifting technology index reached a new height, with significant improvement in mechanical mining, efficiency and digital level, and significant energy-saving and consumption reduction effects. The development of gas production technology towards green and intelligent gas production, full lifecycle fine gas production, and composite drainage gas production effectively promoted the leapfrog growth of natural gas production. In the field of reservoir modification, unconventional horizontal well volume fracturing 2.0 was developing towards refinement and personalization, and innovative breakthroughs were made in fracturing theories, equipment tools and materials, and fracture monitoring technology, which would provide a strong guarantee for high-efficiency exploration and development of oil and gas. In the field of downhole operation, there were significant technological progress in the areas of pressure work, continuous tubing operation, digital intelligent well workover operation and downhole operation under complex working conditions, which effectively ensured the healthy production of oil, gas and water wells. These technological advancements provided strong support and engineering guarantees for the high-quality development of oil and gas field development business.

**Keywords** oil and gas production; layered injection; artificial lifting; reservoir modification; gas production technology; downhole operation ●



(责任编辑 卫夏雯)