

doi:10.11911/syztjs.2023025

引用格式: 李阳, 王敏生, 薛兆杰, 等. 绿色低碳油气开发工程技术的发展思考 [J]. 石油钻探技术, 2023, 51(4): 11-19.

LI Yang, WANG Minsheng, XUE Zhaojie, et al. Thoughts on green and low-carbon oil and gas development engineering technologies [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(4): 11-19.

绿色低碳油气开发工程技术的发展思考

李 阳¹, 王敏生², 薛兆杰¹, 光新军²

(1. 中国石油化工股份有限公司, 北京 100728; 2. 中石化石油工程技术研究院有限公司, 北京 102206)

摘 要: 为了应对全球气候变化, 全球主要国家和地区制定了碳中和减排目标。油气作为传统化石能源, 低碳转型是可持续发展的必由之路, 通过技术创新与管理来减少碳排放已成为行业共识。在此背景下, 绿色低碳油气开发工程技术也呈现出新的发展趋势, 值得我国学习和借鉴。在阐述油气开发工程技术低碳发展行业背景的基础上, 分析了绿色低碳油气开发工程技术的发展趋势, 结合碳中和背景下我国油气行业发展面临的挑战, 提出了油气开发钻井提速提效工程技术、数字化智能化油气开发工程技术、碳捕集利用与封存技术、油气开发节能减排与尾废利用技术和油气与新能源耦合技术等绿色低碳油气开发工程技术发展方向。围绕这些技术发展方向涉及的关键技术进行攻关与推广应用, 尽快形成适用于我国的绿色低碳油气开发工程技术系列, 对于实现净零排放目标和整体经济效益提升具有重要意义。

关键词: 油气开发; 绿色低碳; 提速提效; 数字化转型; 新能源耦合; 技术创新

中图分类号: TE08

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2023)04-0011-09

Thoughts on Green and Low-Carbon Oil and Gas Development Engineering Technologies

LI Yang¹, WANG Minsheng², XUE Zhaojie¹, GUANG Xinjun²

(1. China Petroleum & Chemical Corporation, Beijing, 100728, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering Co. Ltd., Beijing, 102206, China)

Abstract: An emission reduction target of carbon neutrality has been set by major countries and regions in the world to tackle global climate change. As conventional fossil energy, oil and gas can only be developed sustainably in an inevitable course of low-carbon transformation. Additionally, an industry consensus has been reached to reduce carbon emissions through technological innovation and management. Within the above context, new development trends are exhibited by green and low-carbon oil and gas development engineering technologies, which are worth learning and reference by China. The development trends of green and low-carbon oil and gas development engineering technologies were analyzed after the industry context of the low-carbon development of oil and gas development engineering technologies had been adequately elaborated. A number of development directions were proposed for green and low-carbon oil and gas development engineering technologies to address the challenges in the development of the oil and gas industry in China in the pursuit of carbon neutrality. They included oil and gas development engineering technologies for rate of penetration (ROP) and efficiency improvements, digital and intelligent oil and gas development engineering technologies, carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technologies, oil and gas development technologies for energy conservation and emission reductions as well as tailings and waste utilization, and technologies that couple oil and gas with new energy. Tackling critical issues for key technologies in the above technological development directions, furthering the promotion and application of these technologies, and fostering a series of green and low-carbon oil and gas development engineering technologies readily applicable to the situation in China as soon as possible are of great significance for the fulfillment of the net-zero emission target and the promotion of the overall economic benefits.

收稿日期: 2022-11-14; 改回日期: 2023-03-30。

作者简介: 李阳 (1958—), 男, 山东东平人, 1982 年毕业于华东石油学院石油地质专业, 2000 年获中国科学院地质学专业博士学位, 正高级工程师, 中国工程院院士, 主要从事油气藏开发基础理论和关键技术研究工作。系本刊编委。E-mail: liyang@sinopec.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目“面向 2035 年的油气开发工程前沿技术战略研究”(编号: P20031) 部分研究内容。

Key words: oil and gas development; green and low-carbon; ROP and efficiency improvement; digital transformation; new energy coupling; technological innovation

2015年,《巴黎协定》提出了“本世纪末,将相较于工业化之前的全球平均气温上升幅度控制在 2°C 内,并为控制在 1.5°C 以内而努力”的目标。《巴黎协定》的正式通过,标志着全球对于应对气候变化、降低碳排放量达成了共识。政府间气候变化专门委员会(PCC)指出,只有全球在本世纪中叶实现碳中和才有可能实现这一目标,据此测算,全球碳排放量需以6%的年均速度减排。国际能源署(IEA)统计表明,2021年全球二氧化碳排放量为 $330\times 10^8\text{ t}$,主要来源于煤、石油和天然气等一次能源的使用。油气行业全价值链从开采、运输、储存到终端应用产生的碳排放占全球总量的42%,其中,油气勘探开发、储运、炼制等生产阶段的排放占9%,油气使用阶段的排放占33%^[1]。油气作为传统化石能源,低碳转型与加大碳减排力度也成为必然趋势。油气开发作业作为油气行业重要的碳排放来源,是实现净零排放的重要领域,通过工程技术创新来减少碳排放、实现油气可持续发展已成为行业共识,以更清洁的方式生产油气已成为油气公司的共同选择^[2-6]。笔者在阐述油气开发工程技术低碳发展行业背景的基础上,分析了绿色低碳油气开发工程技术发展趋势,结合我国油气行业发展面临的挑战,提出了油气开发工程技术低碳发展方向,以期为我国油气开发绿色低碳和高质量发展提供技术参考和借鉴。

1 绿色低碳油气开发工程技术发展的行业背景

1.1 能源绿色低碳转型进程提速,油气在2035年前仍是主体能源

2021年全球平均温度比工业化前(1850—1900年)的基线高出了 1.1°C ,2022年5月世界气象组织预测,未来5年全球平均气温较工业化前水平高出 1.5°C 的可能性为50%,而这一概率将随时间的推移而升高^[7]。气候变化推动全球能源低碳化转型,截至2022年5月,全球127个国家已经提出或准备提出碳中和目标,覆盖全球GDP的90%、总人口的85%和碳排放的88%^[8]。同时,国际货币基金组织(IMF)研究指出,当前全球经济面临诸多挑战,通货膨胀率达到几十年来最高水平,大多数地

区金融环境收紧,随着乌克兰危机升级及新冠疫情持续,严重影响全球经济增长前景。在能源转型和经济增长放缓的背景下,全球一次能源需求低速增长,可再生能源占比升高。2015—2019年,全球一次能源需求平均增速1.6%;2021年全球可再生能源占6.71%,近3年平均需求增速15.7%。煤炭作为高碳能源,在能源结构中的占比将显著下降,2019年占比下降到27%,至2050年将低于5%。低碳新能源成为稳定可靠的低成本能源还需一定时间的技术培育,在相当长的时间内油气将继续担当能源供应的主体。2021年,石油和天然气占比分别为30.95%和24.42%。全球主要能源智库都对未来能源发展做出展望,2035年全球油气占比虽然有所下降,但主体地位不可撼动。2022年BP公司对全球一次能源需求结构的预测结果如图1所示,可以看出,在快速转型情景下,2035年油气占比为47%^[9]。

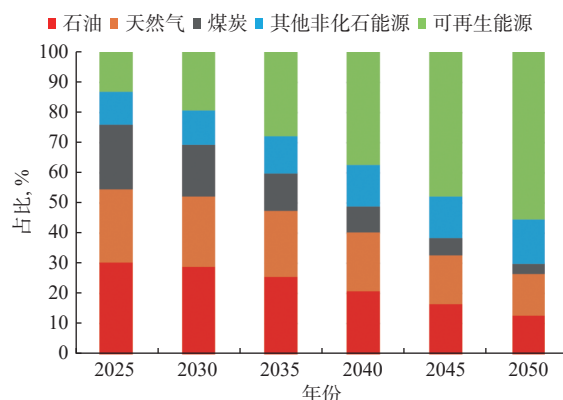


图1 快速转型情景下全球一次能源需求结构预测

Fig.1 Predicted structure of global primary energy demand under rapid transformation

1.2 能源转型和油气供给共同推动油气公司产业与技术的低碳化

在兼顾能源供给与碳中和目标实现的同时,油气公司制定了碳减排中长期发展战略和减排目标,加快了低碳高效转型的步伐,一方面通过转向多种新能源形式来实现能源业务结构的多元化,另一方面通过采用新技术、新方法降低传统油气业务的碳足迹,以双管齐下的方式来实现减碳和能源业务可持续性发展的目的。油公司注重向综合性能源公司转型,将越来越多的资本分配给新能源新领域,国际主要油公司的低碳投资规模发展趋势如图2所

示。2020年,受新冠疫情影响,油气需求减少,油气勘探开发投资大幅下降,但低碳投资保持稳定,约60亿美元,占总投资的6%,预计到2025年低碳投资将占总投资的12%。壳牌计划到2025年将其可再生能源资本支出增加到其资本支出总额的25%。雪佛龙成立新部门来管理低碳投资,承诺在2028年前将其减少碳排放足迹的投资增加2倍。道达尔能源转型为一家多元化能源公司,努力在2050年达到油(含生油基油品)20%、天然气(含生物天然气和氢)40%及电力40%的能源结构^[10]。与油公司现有资产和技术组合契合度较高的碳捕集、利用与存储(CCUS)、氢能、海上风电和地热等是相对集中的选择。服务于油气上游的油服公司在做强做优传统油服业务的同时,积极探索低碳业务发展,加大了提高能源利用效率、地热、氢能、储能、碳捕集与存储(CCS)等方面的技术研发推广力度。贝克休斯制定了减排战略,明确每年减少排放20%或10 000 t二氧化碳当量,目前低碳产品组合包括火炬燃烧管理技术、资产完整性管理技术、高效钻完井、3D打印技术、废弃物回收利用技术和高效装备技术等^[11]。

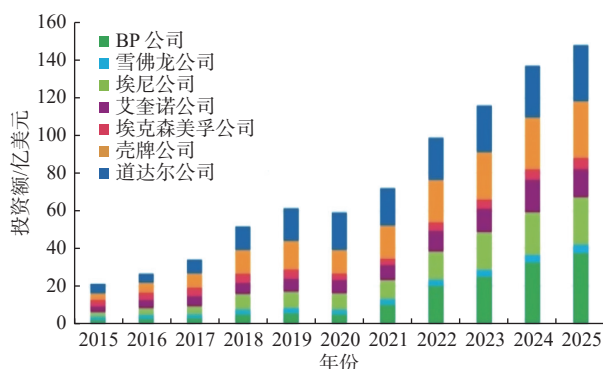


图2 主要国际油公司低碳投资规模发展趋势

Fig.2 Trends of low-carbon investment scales of majory international oil companies

1.3 绿色低碳油气开发工程技术要求更高

为了保证油气在能源行业的竞争性,应对碳市场的冲击,油公司采用内部碳价对其投资进行压力测试,采用碳影子价格测算碳成本,将排放量转化为财务指标,使碳排放成为影响盈亏平衡的因子。壳牌从2008年开始使用碳捕获成本估算值作为碳价格,到2050年会将碳价提升至100美元/t。BP公司于2009年开始采用40美元/t的内部碳价,2017年开始采用80美元/t的碳价对其资产组合进行压力测试,2030年将采用100美元/t的碳价^[12]。鉴于碳排放量对资产收益的影响,油公司在开发方

案设计和工程招标中会确定排放标准,或者优先选择能提供低排放技术的承包商。2021年12月,BP公司与丹麦马士基钻井公司续签了2台自升式钻井平台在挪威近海服务的5年框架合同,总合同额约10亿美元,要求对现有钻井平台进行升级改造,采用混合动力、氮氧化物转换装置,以及自动化能效优化软件。碳定价与内部碳价导致油气开发盈亏平衡点增加,对油气开发工程技术发展的方向和目标提出了更高的要求,同时也为油气开发工程技术创新提供了机遇。

2 绿色低碳油气开发工程技术发展趋势

2.1 低成本、低碳油气开发钻井提速提效工程技术

采用精益钻完井设计技术、钻完井提速提效技术和大幅度提高油气采收率技术,用更少的井、更短的作业周期和更少的投资来获得更大的油气产量,实现吨油低成本、低碳开发的双重效果。据贝克休斯测算,如果油气作业效率提高10%,每年将减排二氧化碳当量约0.5 Gt,相当于每年贡献巴黎协定减排目标的5%^[13]。

2.1.1 精益钻完井设计技术

通过不断强化降低吨油成本、低碳排放理念,北美页岩油气公司不断优化开发方案,创新形成立体开发模式,部署立体井网和大平台,减少单位产量的井场占地和基础设施投入。“井工厂”多产层开发每个平台16口井成为常态,美国二叠盆地发展了一个井场5个层位布置64口井的超级井场。为了增大井筒与储层的接触面积,减少钻井数量,水平井水平段长度不断增加。2013年前,二叠盆地大部分水平井的水平段长度在1 500 m以下,2022年水平段长度最高达6 366 m,平均达到3 048 m。水平段长度增加,单井单量大幅度提高,2019—2022年,平均单井产量从约121 t/d提至143 t/d^[14]。为了实现少井多产,采用密切割少段多簇、双暂堵、强化加砂和一体化滑溜水压裂液等技术,大幅增加裂缝与储层的接触面积及支撑剂对裂缝的有效支撑,最大程度地提升单井可采储量。

2.1.2 高效钻完井技术

通过持续优化工厂化作业、提速提效系列技术配套、钻完井液最大限度重复利用等手段,达到提高综合效率、缩短非生产时间、降低综合成本和尽快投产的目标。北美页岩油气公司利用个性化

PDC 钻头配合导向钻井工具,使造斜段+水平段“一趟钻”完钻成为常态,Eagle Ford 区块单次一趟钻纪录达 6 215 m^[15];通过强化钻压和转速参数,Bakken 区块钻压提高约 40%,转速提高 1 倍,机械钻速提高了 27.5%。2018—2021 年,先锋自然资源公司将水平井水平段平均长度从 2 900 m 增至 3 075 m,平均钻井周期从 17.1 d 缩短至 10.0 d。大规模应用拉链式压裂的同时,推广同步压裂技术,一个压裂机组同时压裂同一平台的 2 口井,在不影响油气井产能的前提下,大幅提高压裂施工效率;同地区相邻井组水平井水平段长度 2 400 m,在保持簇间距和每簇流量不变的情况下,同步压裂总泵送时间比拉链式压裂缩短了 28%~37%,日均压裂 13 段,比拉链式压裂提高约 80%^[16]。

2.1.3 提高油气采收率低碳技术

为了大幅提高油气采出程度和降低作业过程碳排放,采用生物聚合物、生物表面活性剂、微生物驱油、纳米驱油等技术。Locus 能源公司研发的生物表面活性剂具有成本低、零碳足迹,在二叠盆地使用后,单井平均日产油量增加 115%,日产气量增加 25%,解决了产油气量下降问题,同时避免了昂贵的修井作业。除了提高油气采收率,生物表面活性剂还可以减少碳排放,与二叠盆地传统 50 级分段压裂相比,生物表面活性剂仅使用 0.1% 的柴油和 2.0% 的水,每次仅使用 0.01 t 碳,实现了吨油低成本低碳效果^[17]。化学驱油液体中加入纳米粒子可以改变乳化液的稳定性,提高液体黏度和岩石的疏油能力,提高驱油效果。Frac Tech Services 公司和伊利诺理工大学合作研发了胶状纳米分散体系(NPD),纳米颗粒直径 4~20 nm,在流体中处于悬浮状态,在布朗运动的作用下可进入致密储层;纳米颗粒接触到非连续相时,聚集形成一个楔形薄层,产生分离压力,使原油从岩石表面分离流入井筒,在降水增油方面取得了显著的现场应用效果^[18]。

2.2 数字化油气开发工程技术减少碳排放足迹

数字化技术为油气行业带来的直接效益就是节省了资本支出和能源消耗,从而降低 Scope 1 和 Scope 2 的碳排放。智能油气开发采用数字技术来提高油气开采效率降低能源消耗,包括大数据分析和人工智能技术优化资产配置,加快决策过程,提高能源利用率;数字传感系统和实时监测可及时发现运营过程中的异常状况,进行故障排查和提前维修,减少非生产时间;物联网、数字孪生和无人机巡查等技术可实现远程诊断和监控,节省人员移动交

通用燃料,减少碳排放。

大数据、云计算、数值模拟、虚拟现实、数字孪生和机器学习等数字化技术在甜点预测与识别、开发方案制定与优化、钻井方案优化设计、井眼轨迹监测与控制、压裂方案优化设计、远程监控与监督等方面发挥着日益重要的作用。新冠疫情爆发期间,远程作业因其在减少员工接触和出差、减少碳足迹方面的优势,成为了油服领域工作的新常态^[19-23]。贝克休斯以旋转导向工具为基础,实现了井场与远程控制中心协同作业。随钻测井工具实时采集井下数据,传输至地面和后方远程控制中心,经过地质导向综合团队分析决策后,再将指令传送到井场直至井下工具,实现闭环双向控制。通过加速学习和最佳实践,实现了单日钻井进尺一英里(mile-a-day, MAD)的目标,即 1 609 m/d, Noble Energy 公司采用远程定向钻井技术创单日钻进 3 133 m 的纪录。2021 年,贝克休斯公司在 30 多个国家提供了远程服务,72% 的钻井工作和 100% 的定向钻井及 MWD/LWD 由远程作业中心完成^[24]。Devon 和 BP 公司用无人机进行数据采集和作业监测,花费的时间和费用都是传统方式的 1/10,不仅采集方式更安全、更高效,而且所采集数据的标准化程度更高,质量更高。油气开发过程中会向大气中排放有害气体,人工监控和维护的成本较高,利用新型数字技术可以低成本地进行排放气体监测,通过调整生产过程可以控制温室气体的排放。斯伦贝谢公司 SEES(Schlumberger End-to-end Emission Solution)提出采用物联网、数字孪生和数据分析等数字化技术对碳排放进行监测报告的解决方案,旨在帮助油气公司快速有效地降低和消除碳排放^[25]。

2.3 大规模碳捕集利用与封存加速推进碳中和

碳捕集利用与封存是指在工业生产过程中收集二氧化碳等温室气体,进行地质、化工利用或注入封存到已经枯竭的油气藏或盐水层中。碳捕集利用与封存技术可有效减少化石能源燃烧产生的碳排放,是实现碳中和目标的重要手段。截至 2021 年底,全球投入运营的碳捕集利用和封存设施约 30 个,年处理能力约 $3\,000 \times 10^4$ t,在建设设施 50 多个;2025 年,CO₂ 年处理能力将达到 1.1×10^8 t。为实现《巴黎协定》目标,2040 年全球所需 CO₂ 处理能力约为 23.5×10^8 t,2060 年所需处理能力为 30×10^8 t,所需碳捕集利用和封存设施约 1 000 个^[26]。

目前,80% 的碳封存项目为 CO₂ 驱油提高采收率(即 CCUS 项目),经过多年实践,以 CO₂ 提高采

收率为代表的 CCUS 技术已经较为成熟^[27-31]。2015 年, 沙特阿美公司启动了第一个 800×10^4 t CCUS 项目, 将 Hawiyah 工厂捕获的二氧化碳通过长 85 km 管道输送到加瓦尔油田并注入 Uthmaniyah 储层, 在埋存二氧化碳的同时, 提高油气采收率。自首次注入二氧化碳以来, 4 口井的产油量提高了 1 倍, 大约 60% 的注入二氧化碳已被永久封存。该项目设施包括二氧化碳捕获装置、管道、注入管汇, 以及注水井、生产井和观察井, 可提供实时监测数据(见 图 3)^[32]。CO₂ 提高采收率项目是在满足驱油经济性为首要目标的条件下兼顾埋存需要, 在项目早期能体现出碳中和的优势; 但到了中后期, 从产出液中分离出的循环 CO₂ 比例越来越高, 而且由于后期随着采收率提高, 驱油效率降低, 驱油难度不断增大, 新增吨油所消耗的 CO₂ 注入量和成本也会增加。在碳减排政策驱动下, 全球新规划的碳减排项目以碳捕集与封存(CCS)为主, 但还处于试验推广阶段^[33]。挪威国家石油公司 1996 年在北海 Sleipner West 海上气田进行 CO₂ 地下封存作业, 将油气田生产的天然气中所伴生的 9% CO₂ 在海上平台分离后, 注入海床以下深 800~1 000 m、厚度为 200~250 m 的砂岩水层, 以获得挪威政府的减碳补贴, 年注入量约 100×10^4 t, CO₂ 注入成本约 17 美元/t, 这也是油气行业迄今较为成功的碳封存案例。2019 年, 雪佛龙公司在澳大利亚 Gorgon 海上油气田配套了 CCS 项目, 将油气田生产天然气所含的 12% CO₂ 分离出来后, 通过 9 口 CCS 井组注入深 2 500 m、厚度 400 m 的砂岩水层。为避免埋存地层的压力过高, 配备了 4 口排水井进行储层降压。该项目设计年注入量约 400×10^4 t, 由于出现排水井出砂严重、注水井砂堵等问题, 实际注入能力仅 226×10^4 t, 作业成本严重超出预算, 没有实现预期目标。

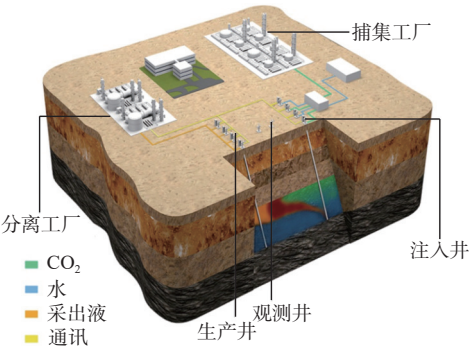


图 3 沙特阿美公司 CCUS 提高采收率项目场景
Fig.3 Scenarios of a Saudi Aramco CCUS EOR Project

2.4 油气开发全过程节能减排措施

提高能源利用率、实施节能技术改造是降低能耗的重要途径。能源利用率提高 1.0% 就可以使二氧化碳排放降低 2.5%。油气公司在环保和资本市场的压力下都在加大投资和推广减碳新技术的力度, 主动采取不同燃料和动力模式来减少油气钻完井中产生的二氧化碳和甲烷等温室气体及有害气体的排放, 不断提高钻机、压裂泵车等装备的能源利用率, 同时在提升设备电气化水平方面进行了很多尝试。

美国 H&P 钻井公司大力推行钻机低碳化改造, 目前有 34 台双燃料钻机和 7 台网电钻机, 并对柴油发电机组的实时运行进行大数据动态监测分析和采用钻机动力系统管理软件来优化每台机组和钻机电网的运营效率, 从而提高减排效果。2018—2021 年, 通过优化钻井作业工序, 强化节油和减排目标, 每单位进尺的二氧化碳平均排放量从 66 t/km 降至 59 t/km, 降幅达 11%^[1,34]。为了解决与水力压裂作业相关的环境影响, 油气行业一直专注于采用更清洁的网电、天然气等能源提供动力。BJ 能源公司天然气发电直驱电动压裂系统可以使用天然气、液化天然气和压缩天然气发电, 该系统将涡轮机产生的超过 88% 的轴马力转换为泵的液压马力, 与传统设备相比, 泵送时间约可缩短 60%, 设备总占地面积减少 40%, 高效电力传输的经济和环境效益可以降低燃料消耗和温室气体排放^[35]。哈里伯顿公司在北美实现采用网电进行电动压裂, 其“Zues”电驱压裂机组在二叠盆地 Cimerax 公司进行了压裂服务, 与天然气发电机组、柴油机或双燃料发动机相比, 现场碳排放大幅降低。同时设备性能稳定, 在 3 677.5 kW(5 000 HHP)功率下, 单台泵 65.5 MPa 泵压下的排量稳定在 3.5 m³/min。道达尔公司在阿根廷 20 井组“井工厂”页岩气开发中采用双燃料发电机组进行钻井和压裂作业, 燃料费用降低了 24%, 温室气体排放减少 2 696 t, 降幅达 16%(见 表 1)^[36]。

表 1 柴油发电机组与双燃料发电机组作业温室气体排放对比

Table 1 Comparison of greenhouse gas emission by diesel generators and dual-fuel generators in operation				
发电机组	作业类别	柴油用量/t	天然气用量/ 10 ⁴ m ³	温室气体 排放量/t
柴油	钻井	3 593.62	0	9 274
	压裂	2 994.68	0	7 728
双燃料	钻井	1 437.45	212.75	7 803
	压裂	1 197.87	177.29	6 503

锂电池混合动力系统、燃料电池等也是未来油气开发工程节能减排的重要手段。西门子能源公司与 Seadrill 海洋钻井公司合作,在挪威北海的 West Mira 第六代超深水浮式钻井平台安装了柴油发电-锂电池混合动力系统,柴油发电机组在低负荷运行时给 6 MW 模块化锂电池组充电,在平台作业负荷高时采用锂电池组为钻机直流电网提供电能,从而提高平台电网运行效率,柴油消耗量降低 10%~25%^[37]。马士基钻井公司参与开发一种高温聚合物电解质膜燃料电池系统,为浮式钻机平台提供电力,燃料电池利用氢和甲醇等低排放能源,通过化学反应转化为电能。

2.5 油气开发工程与新能源耦合发展促进低碳转型

使用清洁、可再生能源是上游减碳的最佳解决方案之一,围绕能源转型趋势,油气公司积极布局风能、地热、氢能等新能源领域,并与油气开发工程协同,实现油气绿色低碳开发。

油气公司在为自身油气业务减碳的同时,将新能源技术与自身工程技术进行整合,成为未来能源转型的推动者^[38-41]。风能利用方面,挪威 Odfjell 海洋钻井公司与西门子能源公司合作,利用海上浮式风电为钻井平台提供动力,与燃气轮机发电相比,该技术可降低碳排放 60%~70%。海上风电业务与海洋油气协同发展,不仅降低了海上电力输送成本,还减少了油气开发过程中二氧化碳的排放^[1]。地热利用方面,目前墨西哥湾 80% 的深水平台日产油气量只有设计峰值的 50%,如何挖掘这些现有平台资产的剩余潜力以延长其使用寿命,推迟弃井处置的巨额支出,成为作业者关心的问题。由于该区域有许多高温高压油气藏,井下最高温度可达 250 ℃,因此 Greenfire Energy 公司提出利用地热来降低平台的发电成本,从而降低运营费用和碳排放量,实现老井重复利用^[42]。老井地热开发采用闭环地热循环方式,在地面和井底设置热交换器,通过闭路循环工作流体将地热输送至地面,驱动蒸汽轮机发电。地热具有海上风电不具备的能源不间断优点,而且不需要为海上风电建设独立的平台设施。氢能利用方面,地下巨大的储氢潜力可以从根本上解决风能、太阳能等新能源发电的间歇性问题,使新能源大规模应用成为可能。油气开发与氢能存储有着相似的工程技术要求,油气公司通过油气开发工程与氢能的耦合发展,能促进新能源的开发利用。世界上地下存储较高纯度氢气(氢气纯度≥95%)的设施大多建立在英国和美国,大部分选择盐

穴储氢。康菲石油公司运行的 Clemens 盐穴储氢库盐穴顶部深度约 840 m,底部深度约 1 500 m。完成钻完井后,注入淡水溶解盐,形成洞穴空间,并将盐水抽走,使用惰性气体(氮气)作为覆盖层来控制 and 限制溶解,盐穴半径最大约为 75 m,体积 $58 \times 10^4 \text{ m}^3$,最大注入压力 15 MPa。未来大规模氢能地下存储还面临储层和盖层的地质完整性、氢气地下化学反应、井筒完整性、氢气采出纯度及材料耐久性等难题与挑战^[43-44]。

3 我国绿色低碳油气开发工程技术发展方向

3.1 绿色低碳油气开发面临的挑战

我国油气对外依存度不断攀升,2021 年我国原油对外依存度达到 71.6%,天然气对外依存度达到 46%,油气安全面临严峻挑战。随着我国油气勘探开发不断深入,油气勘探开发对象向深层超深层、深水超深水、页岩油气、致密低渗和高含水老油田等复杂油气藏转变,呈现勘探开发对象复杂化和资源品质劣质化趋势,油气规模增储和稳产难度越来越大。与此同时,全球应对气候变化行动正在对油气行业产生广泛而深刻的影响,我国提出在 2030 年前实现碳达峰,力争 2060 年前实现碳中和。油气勘探开发作为重要的碳排放源,碳减排实施效果直接影响到碳达峰和碳中和整体目标的实现。油气将在相当长的时间内担当能源供应的主体责任,兼顾能源供给和净零排放目标的实现,油气行业需要以更大的力度推动绿色低碳发展,不断提升低碳运营能力,以及支撑油气与新能源高质量勘探和增强效益开发能力。

油气开发工程投资约占油气上游投资的 60%,工程技术及装备的水平决定了可开采资源量及开采的经济性,也决定了油气资源的相对竞争力水平。要保证油气在能源行业的竞争性,保证能源供给,需进一步升级高效低碳工程技术;要实现油气产业链的低碳化,需全面启动相关脱碳、零碳、负排放技术发展的全局性部署;要抓住战略转型的窗口期,打造绿色低碳竞争力,率先制定低碳运营行业规则和技术标准。这些都对油气开发工程技术发展方向和目标提出了更高的要求,同时也为油气开发工程技术创新提供了机遇。

3.2 绿色低碳油气开发工程技术重点发展方向

目前,我国油气开发工程技术形成了系列配套

技术,基本满足了油气勘探开发的需要,但在保障国家能源安全和实现净零排放的双重要求下,油气开发工程技术既要走好低碳发展之路,也要兼顾整体经济效益的提升。需要加强绿色低碳油气开发工程技术基础理论和关键技术攻关,加大现场先导试验,通过技术创新,构建绿色、清洁、循环的油气开发工程技术体系。

3.2.1 油气开发钻井提速提效技术

将油气开发工程碳减排与施工效率的提升相结合,强化工程设计、优快钻井技术、超级压裂与大幅提高采收率技术的推广应用,不断提高作业效率,缩短建井周期,提高单井产能,以低碳方式实现油气高效开发,降低油气生产过程碳排放强度。一是要根据区域地层环境,科学选用合理的油气开发方案,采用“井工厂”立体开发模式、长水平段水平井技术、老井侧钻技术和多分支井钻完井技术等减少井场占地面积和钻井作业数量;二是加大“一趟钻”钻井技术、精细压裂技术、同步压裂技术、生物聚合物和纳米聚合物提高采收率技术等降本增效和增产增效技术的推广应用,减少吨油碳排放量;三是优化油公司与油服公司的合作模式,设计能调动双方积极性的方式,实现高效合作,为提速提效工程技术的推广应用提供有利条件。

3.2.2 数字化智能化油气开发技术

积极拥抱产业变革,顺应发展趋势,部署落实数字化转型,通过数字化技术优化作业方案、提高决策效率,推动碳排放和成本的降低。采用信息技术使人与人、人与物、物与物之间广泛互联,消除空间和时间的沟通界限,利用联通性和移动性提升油气开发工程业务的效率。一是加大智能化钻井技术、智能化压裂技术和自动化智能化高端装备的研发与应用,通过提高作业效率减少油气开发过程中的碳排放。二是研发高精度数字传感系统和实时监测系统,及时发现油气开发过程中的异常状况,进行故障排查和提前维修;同时,利用大数据技术进行预测性维护,以更好地维修零件和设备,减少设备停机等待时间。三是采用物联网、数字孪生、无人机巡查和远程决策支持系统等技术实现远程诊断和监控,节省人员移动交通用燃料,减少碳排放。

3.2.3 碳捕集利用与封存技术

碳捕集利用与封存是未来油气绿色低碳发展趋势,也是大幅度提高油气采收率的重要手段,但还存在成本高、安全要求高、技术不成熟等挑战。一是要在综合考虑捕集工厂、运输管道、地质封存条

件等因素的基础上,开展 CO₂ 在埋存层位的运移规律、地层流体与地层相互作用机理、碳捕集利用与封存层评价、碳捕集利用与封存经济性评价、注入容量与注入时长方案优选研究;二是要开展高效低成本钻完井技术、油套管的防腐技术、储层长期监测与解释技术、油气井 CO₂ 风险评估研究,实现 CO₂ 经济高效利用与存储,并确保盖层与井筒的长期完整性;三是开展 CO₂ 混合压裂提高采收率技术、CO₂ 驱油提高采收率技术研究,提高碳封存与利用的经济效益。

3.2.4 油气开发节能减排与尾废利用技术

强化油气开发全过程的排放管控,是实现低碳发展的关键。在碳中和背景下,油气行业要重点做好工程技术领域的技术迭代升级,推动技术装备朝着电气化及低能耗绿色方向发展,实现施工作业过程节能高效,井筒工作液减量、循环重复利用和绿色清洁。一是大力推动钻机和压裂车以电代油、燃料清洁低碳化,研发推广网电钻机、混合动力钻机、燃料电池钻机等装备,提高工程技术装备电气化率,为钻井、压裂改造和完井作业等领域提供基于绿色能源的低碳技术和全套能源解决方案;二是对钻完井装备进行自动化改造,研发动力自动管理系统、能耗自动检测系统等,实现能源利用最大化;三是开展作业过程碳排放监测、钻井液压裂液回收处理与利用、节能节水循环利用等研究,减少对环境、安全和成本的影响,最大程度减少运输带来的碳排放。

3.2.5 油气与新能源耦合技术

全球能源转型将改变石油和天然气行业的格局,油气勘探开发将越来越多地与可再生能源和低碳技术耦合。油气开发需要发挥地热、风能、氢能、储能、太阳能等资源组合优势,实现多能互补、集成优化,以取得最合理的能源利用效果与效益,全面提升能源系统整体效率。一是将传统油气开发工程技术向新能源新领域移植,推动高温地热和干热岩开发、二氧化碳封存与利用、氢能的地下存储等,充分利用废弃油气井,将其转为地热和碳封存井筒,开展井筒完整性风险评估;二是充分利用海洋油气作业技术,快速进入海上风电领域,同时将海洋油气开发与海上风电、天然气发电、电解水制氢等进行一体化协同,实现低成本的可再生能源与低成本的油气田资产共存;三是在油气开发工程作业过程中探索应用锂电池储能、氢储能、飞轮储能系统等储能技术。

4 结束语

油气绿色低碳开发对保障国家能源安全、助力双碳目标实现、提升化石能源竞争力具有重要意义。要实现油气绿色低碳开发受多因素机制的驱动和约束,既要多产油气,提高资源动用率和采收率,又要降低成本,实现效益开发,同时要节能减排和绿色低碳。油气开发工程技术作为增储上产的重要手段,决定了可开采资源量及开采的经济性,需要顺应全球绿色低碳技术发展趋势,结合自身条件和基础,做好绿色低碳发展的顶层设计,加强关键工程技术攻关力度,加大现场先导试验,形成我国绿色低碳油气开发工程技术配套体系,为油气开发低碳转型提供技术支撑和保障。

参考文献

References

- [1] 王敏生. 油气井钻完井作业碳排放发展方向与建议[J]. 石油钻探技术, 2022, 50(6): 1-6.
WANG Minsheng. Development direction and suggestions for carbon emission reduction during drilling and completion[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(6): 1-6.
- [2] 邹才能, 薛华庆, 熊波, 等. “碳中和”的内涵、创新与愿景[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 46-57.
ZOU Caineng, XUE Huaqing, XIONG Bo, et al. Connotation, innovation and vision of “carbon neutral”[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 46-57.
- [3] 匡立春, 邹才能, 黄维和, 等. 碳达峰碳中和愿景下中国能源需求预测与转型发展趋势[J]. 石油科技论坛, 2022, 41(1): 9-17.
KUANG Lichun, ZOU Caineng, HUANG Weihe, et al. China's energy demand projection and energy transition trends under carbon peak and carbon neutrality situation[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2022, 41(1): 9-17.
- [4] 王敏生, 姚云飞. 碳中和约束下油气行业发展形势及应对策略[J]. 石油钻探技术, 2021, 49(5): 1-6.
WANG Minsheng, YAO Yunfei. Development situation and countermeasures of the oil and gas industry facing the challenge of carbon neutrality[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(5): 1-6.
- [5] WILEMS M. Energy transition: Oil and gas industry at a crossroads[J]. World Oil, 2022, 243(3): 30-34.
- [6] PORTER S O, DICKSON D, HARDIN K, et al. Oil, gas, and the energy transition: How the oil and gas industry can prepare for a lower-carbon future[EB/OL]. [2022-10-29]. <https://www2.deloitte.com/us/en/insights/industry/oil-and-gas/oil-gas-energy-sector-disruption.html>.
- [7] WMO. WMO update: 50:50 chance of global temperature temporarily reaching 1.5 °C threshold in next five years[EB/OL]. (2022-05-09)[2022-10-28]. <https://public.wmo.int/en/media/press-release/wmo-update-5050-chance-of-global-temperature-temporarily-reaching-15C2%B0c-threshold?stream=top>.
- [8] CIKD. Global development report[EB/OL]. (2022-06-20)[2022-11-05]. <http://www.cikd.org/detail?docId=1538692320059240449>.
- [9] BP. Statistical review of world energy 2022[EB/OL]. [2022-11-03]. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html>.
- [10] 余岭, 李春烁, 唐旭伟, 等. 国外石油公司能源转型的主要特点及其启示[J]. 国际石油经济, 2022, 30(3): 44-51.
YU Ling, LI Chunshuo, TANG Xuwei, et al. Main characteristics of energy transition of foreign oil companies and its enlightenments[J]. International Petroleum Economics, 2022, 30(3): 44-51.
- [11] 范旭强, 陈明卓, 余岭. 国际油服公司转型发展战略及思考[J]. 国际石油经济, 2021, 29(9): 8-15.
FAN Xuqiang, CHEN Mingzhuo, YU Ling. Transformation and development strategy of international oilfield service company[J]. International Petroleum Economics, 2021, 29(9): 8-15.
- [12] PARNELL J. BP adopts \$100 carbon price assumption for 2030, with big implications for clean energy[EB/OL]. (2020-06-16)[2022-11-05]. <https://www.greentechmedia.com/articles/read/european-oil-majors-ready-to-scale-up-energy-transition-investment>.
- [13] Baker Hughes. We are taking energy forward: the path to net-zero and a sustainable energy future[EB/OL]. [2022-11-06]. https://www.bakerhughes.com/sites/bakerhughes/files/2021-01/Baker%20Hughes%20-%20The%20path%20to%20net-zero%20and%20a%20sustainable%20energy%20future_0.pdf.
- [14] IADC. Oil & gas markets: Rystad Energy: Permian is ‘entering a 3-mile lateral era’[EB/OL]. (2022-03-15) [2022-11-06]. <https://drillingcontractor.org/oil-gas-markets-62535>.
- [15] MACPHERSON J, KNIGHT S, DEWARDT J. Automation of directional drilling system with remote supervisory control allows mile-a-day wells to be achieved in Appalachian Basin[J]. Drilling Contractor, 2018, 74(5): 32-37.
- [16] ALGADI O, MCLAUGHLIN N, WILPITZ L, et al. Simultaneous fracturing operations: successful implementation and lessons learned[R]. SPE 205892, 2021.
- [17] SHUMWAY M. Building a better shale well with biosurfactants improves production and ROI[J]. World Oil, 2022, 243(1): 35-38.
- [18] MCELFRISH P, HOLCOMB D, ECTOR D. Application of nano-fluid technology to improve recovery in oil and gas wells[R]. SPE 154827, 2012.
- [19] YATES M R, BRAHIM I B, ALNOFAILY S M, et al. Sustaining remote operations adoption post pandemic: A major key to a net zero future[R]. SPE 205440, 2021.
- [20] WANG Lei, STEWART C. Real-time operations center drives new ESG opportunities by integrating personnel and data[J]. World Oil, 2022, 243(4): 29-33.
- [21] MCCULLOUGH D. Decarbonizing with digital: Improving drilling and well construction performance, sustainably[J]. World Oil, 2021, 242(9): 45-48.
- [22] BELLO P. The role of digitalization in decarbonizing the oil and gas industry[R]. SPE 207125, 2021.
- [23] GARZA J. Digitizing operations increases completion efficiency, addresses environmental and cost challenges[J]. World Oil, 2022, 243(1): 19-23.
- [24] 李阳, 廉培庆, 薛兆杰, 等. 大数据及人工智能在油气田开发中的应用现状及展望[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2020,

- 44(4): 1–11.
- LI Yang, LIAN Peiqing, XUE Zhaojie, et al. Application status and prospect of big data and artificial intelligence in oil and gas field development[J]. *Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science)*, 2020, 44(4): 1–11.
- [25] POMERANTZ A E, ERIKSSON S T. Tackling methane emissions: It's time to act[J]. *World Oil*, 2022, 243(3): 22–26.
- [26] FORS T. Capturing the potential of CCUS[J]. *World Oil*, 2022, 243(3): 47–49.
- [27] TAVASSOLI S, KRISHNAMURTHY P, BECKHAM E, et al. CO₂ storage in deltaic saline aquifers: Invasion percolation and compositional simulation[R]. SPE 196723, 2019.
- [28] 柏明星, 张志超, 白华明, 等. 二氧化碳地质封存系统泄漏风险研究进展 [J]. *特种油气藏*, 2022, 29(4): 1–11.
- BAI Mingxing, ZHANG Zhichao, BAI Huaming, et al. Progress in leakage risk study of CO₂ geosequestration system[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(4): 1–11.
- [29] 宋新民, 王峰, 马德胜, 等. 中国石油二氧化碳捕集、驱油与埋存技术进展及展望 [J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(1): 206–218.
- SONG Xinmin, WANG Feng, MA Desheng, et al. Progress and prospect of carbon dioxide capture, utilization and storage in CNPC oil-fields[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(1): 206–218.
- [30] 李阳. 低渗透油藏 CO₂ 驱提高采收率技术进展及展望 [J]. *油气地质与采收率*, 2020, 27(1): 1–10.
- LI Yang. Technical advancement and prospect for CO₂ flooding enhanced oil recovery in low permeability reservoirs[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(1): 1–10.
- [31] 李阳, 黄文欢, 金勇, 等. 双碳愿景下中国石化不同油藏类型 CO₂ 驱提高采收率技术发展与应用 [J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(6): 793–804.
- LI Yang, HUANG Wenhuan, JIN Yong, et al. Different reservoir types of CO₂ flooding in Sinopec EOR technology development and application under “dual carbon” vision[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(6): 793–804.
- [32] ARAMCO. Aramco comes up ACES with Green Initiative award[EB/OL]. (2020-12-08)[2022-11-02]. <https://www.aramcolife.com/en/publications/the-arabian-sun/articles/2020/week-50/aces-award>.
- [33] CEYHAN I, PILISI N, SURYANARAYANA P V, et al. Design of carbon capture and sequestration CCS wells[R]. SPE 208738, 2022.
- [34] WHITFIELD S. Automation-enabled fuel efficiency leads onshore drilling ESG[J]. *Drilling Contractor*, 2021, 77(5): 20–25.
- [35] FU Dan, ZEMLAK W, YEUNG T. Natural gas-powered, direct-drive turbine fracturing technology delivers variety of improvements[J]. *World Oil*, 2022, 243(9): 19–22.
- [36] EYGUN C, BELGAROUJ J, WU Yang, et al. Mitigating shale gas developments carbon footprint: Evaluating and implementing solutions in Argentina[R]. URTEC 2687987, 2017.
- [37] SETTEMSDAL S. Applications of lithium-ion batteries in offshore oil & gas: The journey to building a low-emissions drilling rig[R]. OTC 30923, 2021.
- [38] DELAPLACE T, MAUGÉ R. Decarbonization impact and system optimization of wind integrated solutions for offshore systems local powering[R]. OTC 31772, 2022.
- [39] GORDON S. Global offshore wind capacity achieves record growth[J]. *World Oil*, 2022, 243(4): 56–57.
- [40] SETTEMSDAL S O. Applying energy storage solutions ESS in offshore oil and gas to reduce emissions and costs[R]. SPE 195777, 2019.
- [41] WHITFIELD S. ‘Green’ innovations flourish amid drive for lower emissions[J]. *Drilling Contractor*, 2021, 77(5): 12–19.
- [42] PILKO R M, HART-WAGONER N R, VAN HORN A J, et al. Repurposing oil & gas wells and drilling operations for geothermal energy production[R]. OTC 31090, 2021.
- [43] 柏明星, 宋考平, 徐宝成, 等. 氢气地下存储的可行性、局限性及发展前景 [J]. *地质论评*, 2014, 60(4): 748–754.
- BAI Mingxing, SONG Kaoping, XU Baocheng, et al. Feasibility, limitation and prospect of H₂ underground storage[J]. *Geological Review*, 2014, 60(4): 748–754.
- [44] 付盼, 罗森, 夏焱, 等. 氢气地下存储技术现状及难点研究 [J]. *中国井矿盐*, 2020, 51(6): 19–23.
- FU Pan, LUO Miao, XIA Yan, et al. Research on status and difficulties of hydrogen underground storage technology[J]. *China Well and Rock Salt*, 2020, 51(6): 19–23.

[编辑 滕春鸣]